

**GEOFORSCHUNGSZENTRUM POTSDAM**  
STIFTUNG DES ÖFFENTLICHEN RECHTS

---

# Scientific Technical Report

ISSN 1610-0956

**In-situ Geothermielabor Groß Schönebeck:  
Bohrarbeiten, Bohrlochmessungen, Hydraulik, Formationsfluide,  
Tonminerale**

**In-Situ Geothermal Laboratory Groß Schönebeck:  
Drilling, logging, hydraulic test, formation fluids and clay minerals**

Inhaltsverzeichnis

Table of Contents

<b>Einleitung</b>	<b>5</b>
<i>Ernst Huenges</i>	
<b>The In-Situ Geothermal Laboratory Groß Schönebeck: a brief history</b>	<b>7</b>
<i>Suzanne Hurter</i>	
<b>Planung und Durchführung der Aufwältigungs-, Bohr- und Testarbeiten</b>	<b>21</b>
<b>Planning and Realization of Drilling and Testing Operations</b>	
<i>Gerhard Lenz und Frank Hoffmann</i>	
<b>Logging Operations October 1990 – October 2001</b>	<b>43</b>
<i>Suzanne Hurter, Jochem Kück, Ali Saadat, Christian Carnein, Karl Bohn and Martin Töpfer</i>	
<b>Zustandsbetrachtungen von Verrohrung und Zementation einer aufgewältigten Erdgasbohrung im Hinblick auf eine Nachnutzung</b>	<b>61</b>
<b>Evaluation of the Condition of Casing and Cement in a Former Gasexploration Well in View of its Re-Utilization</b>	
<i>Björn Legarth, Andreas Ruch und Helmut Wolff</i>	

**Logging Interpretation: well deviation, caliper, pressure, temperature and mud resistivity** 87

*Suzanne Hurter*

**Ergebnisse des Primärtests: Hydraulik** 109

**Results from a Production Test: Hydraulics**

*Torsten Tischner, Carsten Thorenz, Reinhard Jung, und Winfried Kessels*

**Formationsdruck in der Bohrung Groß Schönebeck: Ableitung aus Pegelmonitoring nach Abschluss des Primärtests** 133

**Formation Pressure in Groß Schönebeck Derived from Water Level Monitoring Following a Production Test**

*Ernst Huenges, Mathias Poser und Jörg Schrötter*

**Geochemie der Formationsfluide** 145

**Geochemistry of the Formationfluids**

*Lutz Giese, Andrea Seibt, Thomas Wiersberg, Martin Zimmer, Jörg Erzinger, Samuel Niedermann und Asaf Pekdeger*

**Tonmineralgehalt und Zementation von klastischen Sedimenten der Havel- und Elbe-Subgruppe (Oberrotliegend) an Hand von Kernproben aus der Bohrung Groß Schönebeck 3/90** 171

**Clay Mineralogy and Cementation of Clastic Sediments from the Havel and Elbe Subgroups (Late Rotliegend) derived from cores of the well Groß Schönebeck 3/90**

*Heinz-Gerd Holl*

## Einleitung

*Ernst Huenges, GeoForschungsZentrum Potsdam*

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse der in den Jahren 2000 und 2001 durchgeführten Arbeiten zur Aufwältigung, zum primären Test- und Messprogramm sowie zum Monitoring in der Geothermiebohrung Groß Schönebeck 3/90 zusammen. Mit Mitteln aus der Grundfinanzierung des GeoForschungsZentrums Potsdam wurde die Bohrung aufgewältigt und bis in eine Endteufe von 4294 m vertieft. Sie erschließt geothermisch interessante Horizonte des Norddeutschen Beckens in Tiefen zwischen ca. 3900 m und 4300 m bei einem Temperaturniveau von ca. 150°C. Dabei gewonnene Ergebnisse lassen sich auf ähnliche geologische Randbedingungen im Norddeutschen Becken übertragen. Dieses Sedimentbecken zieht sich von den Niederlanden über Norddeutschland bis nach Polen hin.

Erst nach weiteren Testarbeiten kann eingeschätzt werden, ob die geothermische Lagerstätte dauerhaft ausreichende Fördermengen an heißen Tiefenwässern liefert, womit die Voraussetzung für die Errichtung einer Demonstrationsanlage zur geothermischen Stromerzeugung am Standort Groß Schönebeck gegeben sein wird. Geplant ist, diese Anlage mit zusätzlichen finanziellen Mitteln aus der Industrie zu realisieren.

Die Arbeiten wurden im Wesentlichen im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) finanzierten Projektes **„Nutzbarmachung klüftig-poröser Speichergesteine zur abnehmernahen geothermischen Energiebereitstellung“** durchgeführt. Der Standort wurde auf der Basis einer umfangreichen geologischen und bohrtechnischen Analyse ausgewählt. Durch Laborstudien und Auswertungen von Bohrlochmessungen wurden Sandsteinproben charakterisiert. In der Bohrung fand ein erster Fördertest statt. Aufgrund der positiven Testergebnisse kann ein weiteres Vorgehen in der Entwicklung der Erschließungstechnologie am Standort als aussichtsreich eingeschätzt werden. Im Rahmen des vom BMWi finanzierten Projektes **Erschließung klüftig poröser Speicher im Norddeutschen Becken - Experimente zur Stimulation von Sandsteinen in der Geothermiebohrung Groß Schönebeck** wird eine Stimulation der Sandsteinhorizonte durchgeführt.

Die erfolgreichen Arbeiten basieren auf der fruchtbaren wissenschaftlichen Zusammenarbeit des GeoForschungsZentrums Potsdam mit den Partnern Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, dem Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, der Geothermie Neubrandenburg GmbH, der MeßSysteme GmbH Bochum, der Firma Boden, Wasser und Gesundheit

GBR, der Ruhruniversität Bochum, der Technischen Universität Berlin sowie der Freien Universität Berlin.

Der vorliegende Bericht gibt einen Einblick in die operativen Arbeiten zur Aufwältigung der Bohrung (LENZ UND HOFFMANN), in das Logging Programm (HURTER et al.) mit methodisch innovativen Interpretationsansätzen, die wichtige technische Parameter zur Verrohrung liefern (LEGARTH et al.) oder zur Geometrie und zu den Zustandsparametern in der Bohrung Aussagen erarbeiten (HURTER). Die Ergebnisse des Primärtestes werden von TISCHNER et al. sowohl klassisch als auch mit neu entwickelten numerischen Methoden ausgearbeitet und interpretiert. Die im Rahmen der bergrechtlichen Genehmigung angeordnete Ruhephase wurde durch ein Monitorprogramm dahingehend genutzt, dass jetzt der Ruhepegel und der Druck in der Formation besser abgeschätzt werden können (HUENGES et al.). Ausführlich wurde sowohl die Zusammensetzung der Flüssigkeiten als auch der Gase in den geförderten Wässern analysiert und interpretiert (GIESE et al.). Wichtig für die Einschätzung des Verhaltens der Gesteine in Wechselwirkung mit den Fluiden ist der Gehalt an Tonmineralen, wie es beispielhaft HOLL untersucht und dargestellt hat.

Die Arbeiten stellen einen wichtigen Schritt dar in der Entwicklung einer Erschließungstechnologie für potenzielle Speichergesteine im Norddeutschen Becken zur geothermischen Energienutzung.

## **Danksagung**

Die Autoren danken den Mitgliedern des Vorstandes des GeoForschungsZentrum Potsdam für die Unterstützung des Projektes, durch die der Erfolg und die hier vorgestellten Forschungsergebnisse ermöglicht wurden.

An dieser Stelle sei auch der konstruktiven Begleitung der Projekte durch das Brandenburgische Landesamt für Geowissenschaften, dem Bergamt und den vielen Behörden gedankt, die geholfen haben, das bergrechtliche Genehmigungsverfahren zügig durchzuführen. Ferner gilt unser Dank den Firmen, die als Vertragspartner an der Durchführung der Arbeiten beteiligt waren (siehe LENZ&HOFFMANN dieser Report).

# The In-situ Geothermal Laboratory Groß Schönebeck: a brief history

*Suzanne Hurter, GeoForschungsZentrum Potsdam*

<b>1</b>	<b>Why is a down-hole laboratory needed?</b>	<b>8</b>
<b>2</b>	<b>Choosing the site</b>	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>The abandoned well Groß Schönebeck</b>	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Permitting procedures</b>	<b>10</b>
4.1	Application for right of way and drilling permit	10
4.2	Principal Plan of Operations	11
4.3	Special Plan of Operations	11
4.4	Permit for groundwater utilization	12
<b>5</b>	<b>Drilling Operations</b>	<b>12</b>
5.1	Companies involved	12
5.2	Drilling pad and rig	12
5.3	Water-well for hydraulic experiments	13
5.4	Opening and deepening	13
5.5	Complications	14
<b>6</b>	<b>Logging, production test, clays and water-level monitoring</b>	<b>14</b>
<b>7</b>	<b>Outlook</b>	<b>15</b>
<b>8</b>	<b>References</b>	<b>16</b>
<b>9</b>	<b>Appendix A</b>	<b>18</b>

## **Abstract**

The In-situ Laboratory Groß Schönebeck was installed in a former gasexploration well in the North German Basin. This down-hole laboratory will be used to develop hydraulic stimulation techniques to enhance permeability in a variety of sedimentary and volcanic rocks. These activities are part of a large multi- and inter-disciplinary project to develop geothermal technologies necessary for extracting hot fluids ( $> 100^{\circ}\text{C}$ ) at sufficient rates ( $> 50 \text{ m}^3/\text{h}$ ) for geothermal electricity production. In 2000 the well was re-opened, and deepened to 4394 m. Drilling operations and related activities are summarized. Three cement plugs (separated by sections filled with old drilling mud) were drilled before the openhole section was reached. Operations were successful, except for an incident of differential sticking at a depth of 4167.8 m solved by employing a special spotting fluid. Soon after the end of the drilling, a first hydraulic production test and geophysical logging programm was performed.

## **1 Why is a down-hole laboratory needed?**

Since the passing of the German Renewable Energy Sources Act (BMU, 2000) the general conditions for geothermal electricity generation from low enthalpy have improved so that this source of energy has come closer to economic viability.

Most geothermal plants, power plants as well as heating stations are located at geothermal anomalies, where an aquifer with sufficient porosity (fluid amount) and permeability provides the medium for heat extraction. Temperatures required for geothermal applications can usually be attained by drilling deeper. Although drilling is an important cost factor, it is generally the flow rate from the reservoir that determines the technical feasibility of exploitation. Flow rates depend on the permeability distribution in the geothermal reservoir. Even if temperature is high enough in a reservoir of sufficient porosity and fluid content, exploitation may be precluded by low permeability, unless it can be enhanced with appropriate stimulation procedures.

Geothermal electricity generation becomes attractive at temperatures above  $100^{\circ}\text{C}$  and flow rates of at least  $50 \text{ m}^3/\text{h}$ . Such temperatures are found at depths of the order of 3000-4000 m in much of the North German Basin and large areas worldwide. Permeability to accommodate high flow rates, however, occurs less frequently in this depth range unless it can be created.

The purpose of the down-hole laboratory is the development of technology to increase permeability of deep aquifers. Hydraulic fracturing or stimulation enhances or creates secondary porosity and flow paths. The long term goal is the ability to control the stimulation of a variety of rocks so that geothermal energy can be exploited from any kind of reservoir where it is needed.

## 2 Choosing the site

A site in the North German Basin was selected to develop this technology, because it contains widespread low permeability rocks that attain temperatures necessary for geothermal power generation, it is fairly well known due to gas exploration activities and a large consumer population lives on it.

The North German Basin is part of a large basin system extending across Europe from the North Sea into Poland. It is filled with up to 10 km of Phanerozoic sediments. An initial rifting phase (Late Carboniferous - Early Permian) is responsible for extrusive rocks covering large areas of the basin and attaining locally up to 2000 m thickness. These 307-277 Ma old volcanic rocks consist of rhyolites, ignimbrites, andesites and, to a lesser extent, basalts (BREITKREUZ et al., 1999; BENEK et al., 1996). This igneous event was followed by a long-lasting (> 250 Ma) subsidence (SCHECK et al., 1999) and sediment accumulation. A clastic sequence (Early Permian Rotliegend) of aeolian sandstones, fluvial fans as well as playa deposits covered the volcanic rocks. Then thick (up to 4000 m) cyclic evaporites and carbonates were deposited (Late Permian Zechstein). Salt diapirism took place mainly during Late Cretaceous and thereafter causing large lateral variations in salt thickness. This affects strongly the temperature field around salt structures because the thermal conductivity of salt is a factor of two to three times larger than that of other sediments.

Conditions imposed on geologic formations suitable for our studies were: (1) temperature above 120°C, which implied a formation at depths greater than 3000 m; (2) large regional extent so that results from this project may be extrapolated to other similar areas, and (3) a variety of lithologies available for investigation. The Rotliegend formation fulfills these requirements. It is a well known gas reservoir because it has been extensively drilled. The Rotliegend rocks comprise clastic siltstones and sandstone layers generally overlying extrusive volcanic rock.

Geological and technical drilling information on more than 50 deep former oil and gas exploration wells in northeast Germany were carefully scrutinized to select a plugged and abandoned borehole suitable to be re-opened and serve as an in-situ laboratory for hydraulic experiments in the Rotliegend formation. The 4240 m deep well Groß Schönebeck 3/90 was chosen.

### **3 The abandoned well Groß Schönebeck**

Groß Schönebeck 3/90 was drilled in 1990 for gas exploration. It was cased down to 3880 m depth (base of Zechstein formation) with the remaining 360 m (Rotliegend formation) left open. Not enough gas was found and the well was plugged with cement and abandoned. To regain access to the openhole section it would be necessary to drill through a few hundred meters of cement, a procedure requiring only a fraction of the costs of a new borehole.

The Groß Schönebeck 3/90 gas exploration well cuts through 2370 m of Quaternary to Permian sediments followed by 1492 m of the Zechstein evaporite formation reaching the Rotliegend at 3881.8 m and bottoming in andesites at a depth of 4240 m. The Rotliegend at this location can be divided into 3 major sections from the top down: siltstones (203 m), sandstones (146 m including 19 m of basal conglomerate) and two thin andesitic flows (9.5 m). In addition to geophysical logs (caliper, gamma-ray, resistivity, induction, density, spectral-gamma, sonic, dipmeter), abundant porosity (290 samples) and permeability (109 samples) measurements on cores are available.

The documentation available to assess the technical condition of the well (casing, cement, open-hole) were the drilling report (EEG, 24.05.91) and the plugging report (EEG, 22.01.91). The casing array and cement plug placement is shown in Table 1 and Fig. 1 of LENZ & HOFFMAN (2002). The cellar and top of the casing array were at 1 m depth. The well was secured with a concrete plate covered with earth.

### **4 Permitting procedures**

Most of the material presented hereafter derives from the article by LENZ & HOFFMAN (2002) and references to the tables and figures therein will be made frequently.

#### **4.1 Application for right of way and drilling permit**

An application for drilling of a well (i.e. re-opening) was submitted to the mining authorities. In the permitting process many authorities are involved: forestry office, landuse planning offices, museum for archeology, environmental office, the geological survey of Brandenburg among others. This site has special characteristics affecting project operations: (1) the well is situated in a protected nature area, so that noisy activities were restricted to take place in the period of Mid-August to end of February; (2) the 'drill pad' or area around the well is larger (25 km<sup>2</sup>) than usual to

accommodate eventual surface geophysical surveys, and only established forest roads may be used after specific permission is granted, and finally, (3) the area was forested with 7 year old trees, that had to be removed. In substitution, an equivalent area elsewhere had to be reforested. The permit was granted on 26.10.00 for the duration of 5 years. After termination of the project, the area is to be restored and reforested.

## **4.2 Principal Plan of Operations**

The drilling permit imposes the existence of a Plan of Operations for the proposed work. Besides general information (exact location, land use, impact of the operations on the area) also the following issues are addressed:

- goal of the drilling and related geological issues
- description of the technical operations
- installation of machinery and equipments on the site
- measurement and logging program
- environmental impact
- safety regulations (fire, gas)
- estimated waste volume and disposal procedures
- measures for warranty of public safety
- ordnance survey, definition of boundaries
- re-utilization or restoration of the site

Here also all authorities mentioned above are informed. Because the drilling contractor was not known yet, the full particulars of this work were included in a Special Plan of Operations to be submitted later. The Principal Plan of Operations was approved on 27.10.00 and is valid to 31.12.2003.

## **4.3 Special Plan of Operations**

The drilling contractor UGS GmbH Mittenwalde was selected following a call for tenders to perform the drilling activities. The company prepared the Special Plan of Operations that includes a chronogram of activities and information necessary to prove that all legal requirements are met. Additionally, this plan contains information on possible problems and solutions to minimize adverse effects:

- description of all constructions and equipment/machinery
- prediction of traffic intensity during operations
- time plan and durations of single operations and especially noisy activities
- description of measures taken to avoid contamination of groundwater

This Special Plan was approved on 01.11.00, so that the work could initiated.

#### **4.4 Permit for groundwater utilization**

Massive stimulation experiments in this well are planned requiring large quantities of water. To cover this need a small water well would be drilled so that application for a permit for groundwater usage had to be submitted. It includes:

- definition (classification) of the water resource according to the law
- detailed description of the intended usage
- volumes of water to be extracted
- purpose of the usage

The permit was granted on 27.10.00.

### **5 Drilling Operations**

#### **5.1 Companies involved**

The drilling contractor UGS subcontracted several service and supply companies for additional services:

- preparation of the drilling pad (V&W Umwelttechnik und Wasserbau Groß Schönebeck)
- water well (Hansen Hydro-Geo-Service, Neetze)
- drilling mud provider (SDS Spüldienst Stendal Consulting)
- geophysical logs (Computalog Europe, Edemissen)
- measurement service (Well Pressure Memory Recording Service, Salzwedel)
- nitrogen supply (Halliburton Company Germany, Celle)
- laboratory for chemical analysis of fluids (AnalyTech, Mittenwalde)
- ordnance surveyor (BSF-Bergsicherung und Baugrundsanie rung, Frankfurt an der Oder)

#### **5.2 Drilling pad and rig**

The site-preparation contractor cleared and leveled an area of 70 m x 45 m for the drilling pad. Tree cover had to be removed, requiring a special permit from the forestry office (see Fig. 2, LENZ & HOFFMAN, this report). A new cellar was dug around the well and lined with concrete. A new casing-head housing was welded on to the old 9 5/8" casing (Fig. 3 op. cit.). A movable Cabot Franks 900 drilling rig was set up (Fig. 4 op. cit.). Because of the zero discharge policy, no open reserve pits are

allowed. Spent fluids (mud) had to be stored in closed tanks and moved for proper disposal.

### **5.3 Water-well for hydraulic experiments**

The future injection experiments in Groß Schönebeck require large quantities of fluids. For this purpose a water-well was drilled to a total depth of 63 m. Water can be extracted from a fine-grained sandstone section (28.5 – 51.0 m). Relevant physical and chemical characteristics of the water were determined by BWG: pH 7.5, electrical conductivity of 460  $\mu\text{S}$ , content of iron and manganese of 0.53 mg/L and 0.27 mg/L, respectively. The production capacity of this well is 13.33 l/s (or 48 m<sup>3</sup>/h). Schematic lithology and completion are given in Appendix A.

### **5.4 Opening and deepening**

The largest uncertainty when re-opening abandoned wells are non-documented materials (fish, junk) that remain in the well (drill bits, packers, miscellaneous tubings, pipe sections, etc.). Experience from drilling gas and oil exploration wells in the 70s and 60s in eastern Germany teaches that the existence of such material cannot be excluded. Re-opening of Groß Schönebeck had practically no such surprises in store. At a depth of 16.8 m, a piece of metal (10.5 x 3 cm) wrapped itself around the bit, but could be removed without causing damage.

The location of the cement plugs however differed from that stated in the documentation. The first cement plug (1 – 100 m) was 12 m short, extending instead to 88 m depth only. The second cement plug was encountered about 4 m above the expected depth and turned out to be almost 47 m less thick than documented. The third cement plug was also encountered 18 m shallower, but was 14 m thicker than recorded in the reports.

The intervals between cement plugs were filled with old drilling mud, and therefore should be easily passable by the drill stem. However, in some intervals, drilling had to be activated (from 511 – 538 m and from 1755.4 - 1758.6 m in the 9 5/8" casing as well as from 2348 - 2365.5 m and from 2396 - 2500 in the 7" liner). Probably some of the cement was not properly placed. After the last cement plug (isolating the casing shoe from the liner as well as the open formation) was cut through, the remainder of the work had to be continued under gas protection (blowout preventer). The open-hole section (147.8 mm diameter) was worked over with a slightly wider drill bit (149.2 mm, Fig. 5 op.cit.) to remove old mud cake.

The old drilling mud was re-utilized and reconditioned only when needed helping to reduce expenses. Upon reaching the bottom of the well, the volcanic section was drilled at a pace of 0.7 to 1.0 m per hour. A total mud loss of 41.7 m<sup>3</sup> was recorded in the bottom of the sandstones and in the volcanic section. This happened after the drill stem got stuck.

## 5.5 Complications

At a depth of 4167.6 m the drill stem got stuck. Factors contributing to differential sticking were: tight set up (120.3 mm diameter drill stem in a 149.2 mm borehole), drill mud loss, the employment of cylindrical collars (instead of spiraled drill collars) and the deviation of the well at that depth (201 m at 3874 m).

Attempts to pull the drill stem with a load of up to 120 t as well as combined pulling and twisting proved useless. Decreasing the density of the mud by adding fresh water did not help solve the problem either.

Mud circulation was not interrupted so that 1.8 m<sup>3</sup> of a special Spotting Fluid (PIPE-LAX ENV. from MI Drilling Fluids) could be added, circulated and brought to the critical depth. This water soluble and environmentally compatible fluid migrates into the mud cake between borehole wall and stuck drill stem, releasing it after about 20 – 24 h. At half hour intervals renewed pulling and twisting with up to 110 t load was attempted. After 17 h since adding pipe-lax, the drill stem became free while it was pulled with a load of 137 t (less than the critical load for the drill stem). The cylindrical collars were exchanged for 4 ¾“ spiraled collars. As a precaution a jar device was incorporated in the drill stem.

Drilling to 4294 m was resumed without further incidents.

## 6 Logging, production test, clays and water-level monitoring

In the following geophysical logging (HURTER 2002; HURTER et al., 2002; LEGARTH et al., 2002) and a first production test (TISCHNER et al., 2002) took place. Produced fluids and gases were sampled periodically and changes in their composition monitored (GIESE et al., 2002).

During the quiet period imposed by the environmental authorities, water-level fluctuations were monitored in the well (HUENGES et al., 2002).

## 7 Outlook

Two rock types are targeted for stimulation experiments: the Rambow sandstone section and the volcanic rocks at the bottom, respectively.

Experience from the oil industry is the basis for a hydraulic fracturing concept for the sandstones. In oil and gas applications, hydraulic stimulation generally involves injecting high viscosity fluids through perforations and using proppants. The resulting fractures reach tens of meters into the reservoir, are constrained in height and have great widths (up to centimeters) propped open. Injection fluids are of small volume ( $< 100 \text{ m}^3$ ), but have a complex design of viscosity and proppant proportion variation during the procedure. In Groß Schönebeck, the procedures will be carried out in the open-hole in contrast to most oil and gas stimulations conducted in the casing through perforations.

The second target, stimulation of the volcanic rock, will draw upon the experience amassed in Hot-Dry-Rock projects developed mostly in crystalline and volcanic rock. Here massive ( $> 100 \text{ m}^3$ ) hydraulic stimulation is carried out in open hole sections with water. Fractures are only millimeters in width but reach hundreds of meters into the formation. They are kept open through a self-propping effect caused by the roughness of the fracture surface and the shear motion the rock undergoes during stimulation, impeding complete closure.

The detailed design of the stimulation experiments is currently under way. In Groß Schönebeck special care will be taken to adjust salinity and acidity of the fracturing fluid to formation brines. The first stimulation experiments in the Rotliegend sandstones are planned for the Fall of 2002.

## 8 References

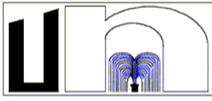
- BENEK, R., KRAMER, W., MCCANN, T., SCHECK, M., NEGENDANK, J.F.W., KORICH, D., HUEBSCHER, H.-D. and BAYER, U. (1996): Permo-Carboniferous magmatism of the Northeast German Basin.- *Tectonophysics*, **266**, 379-404
- BMU (2000): Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act) Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energie-Gesetz–EEG), Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Alexanderplatz 6, D-10178 Berlin, Germany, Public Relations division, <http://www.BMU.de>, March 2000
- BREITKREUZ, C. and KENNEDY, A. (1999): Magmatic flare up at the Carboniferous/Permian boundary in the NE German Basin revealed by SHRIMP zircon ages.- *Tectonophysics*, **302**, 307-326
- GIESE, L., SEIBT, A., WIERSBERG, T., ZIMMER, M., ERZINGER, NIEDERMANN, S. und PEKDEGER, A. (2002): Geochemie der Formationsfluide (*Geochemistry of Formation Fluids*).- STR02/14 (dieser Report)
- HOLL, H.-G. (2002): Tonmineralgehalt und Zementation von klastischen Sedimenten der Havel- und Elbe-Subgruppe (Oberrotliegend) an Hand von Kernproben aus der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 (*Clay Mineralogy and Cementation of Clastic Sediments from the Havel and Elbe Subgroups (Late Rotliegend) derived from cores of the well Groß Schönebeck 3/90*).- STR02/14 (dieser Report)
- HUENGES, E., POSER, M. und SCHRÖTTER, J. (2002): Formationsdruck in der Bohrung Groß Schönebeck – Ableitung aus Pegelmonitoring nach Abschluss des Primärtestes (*Formation Pressure in Groß Schönebeck derived from Water Level Monitoring Following a Production Test*).- STR02/14 (dieser Report)
- HURTER, S., KÜCK, J., SAADAT, A., CARNEIN, C., BOHN, K. and TÖPFER, M., (2002): Logging Operations October 1990 – October 2001.- STR02/14 (dieser Report)
- HURTER, S. (2002): Logging Interpretation: well deviation, caliper, pressure, temperature and mud resistivity.- STR02/14 (dieser Report)
- LEGARTH, B., RUCH, A. and WOLFF, H., (2002): Zustandsbetrachtungen von Verrohrung und Zementation einer aufgewältigten Erdgasbohrung im Hinblick auf eine Nachnutzung (*Evaluation of the Condition of Casing and Cement in a Former Gasexploration Well in View of its Re-Utilization*)- STR02/14 (dieser Report)

- LENZ, G. and HOFFMAN, F. (2002): Planung und Durchführung der Aufwältigungs-, Bohr- und Testarbeiten (*Planning and Realization of Drilling and Testing Operations*).- STR02/14 (dieser Report)
- SCHECK, M and BAYER, U. (1999): Evolution of the Northeast German Basin – inferences from a 3D structural model and subsidence analysis.- *Tectonophysics*, **313**, 145-169
- TISCHNER, T., THORENZ, C., JUNG, J. and KESSELS, W. (2002): Ergebnisse des Primärtests: Hydraulic (*Results From a Production Test: Hydraulics*).- STR02/14 (dieser Report)

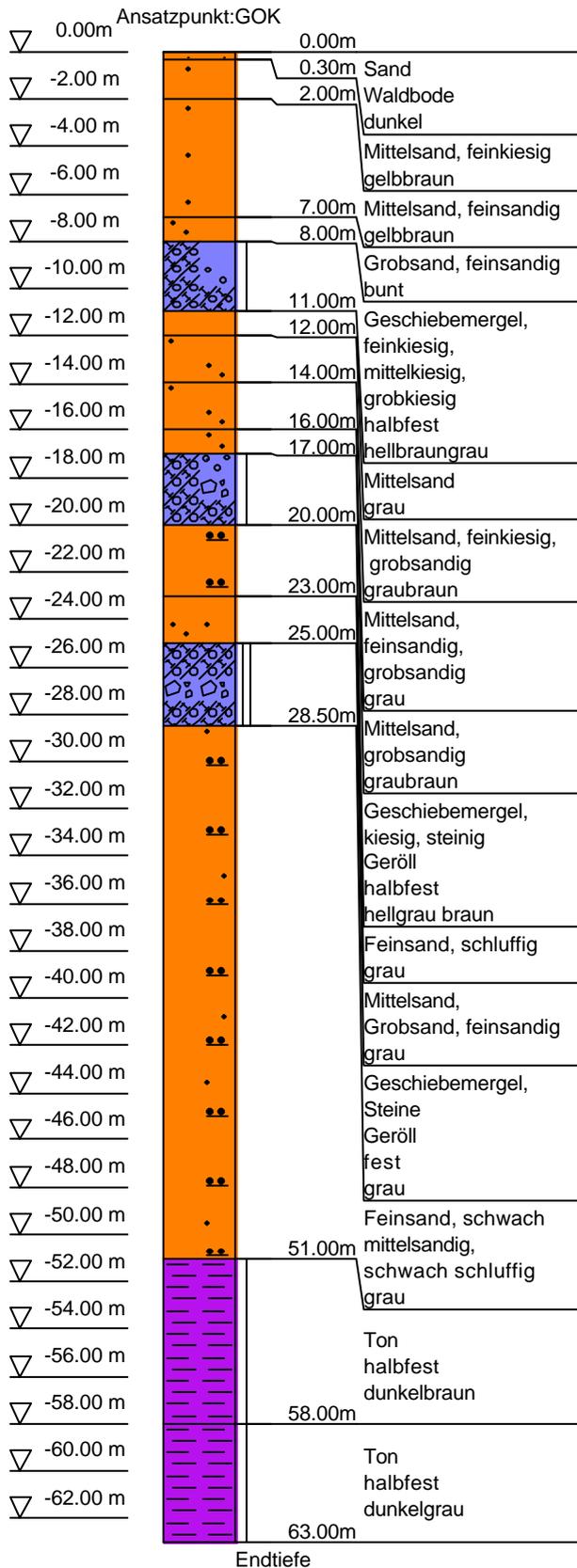
## 9 Appendix A, Abbildung Seite 19

**Left:** lithologic column were sand (orange), coarse sand (blue) and clay (purple).

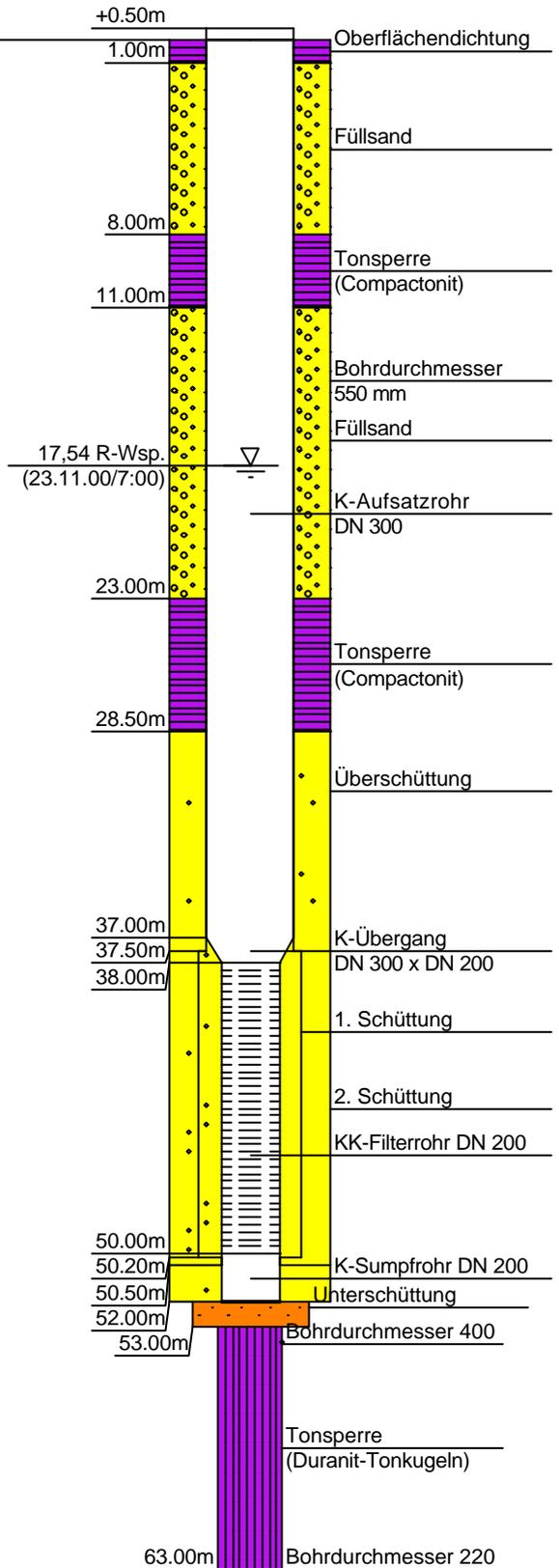
**Right:** shematic well completion. Well diameter is 550 mm above 53 m depth, below that it is 400 mm and at the bottom only 220 mm. The static water-level stands at 17.54 m. Yellow is sand and purple is the clay barrier placed in the well. The filter pipe extends from 37.5 m to 50.0 m



## Bohrprofil



## Brunnenausbau



# Planung und Durchführung der Aufwältigungs-, Bohr- und Testarbeiten

## Planning and Realization of Drilling and Testing Operations

*Gerhard Lenz und Frank Hoffmann, Geothermie Neubrandenburg GmbH*

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>22</b>
<b>2</b>	<b>Bergrechtliches Genehmigungsverfahren</b> .....	<b>22</b>
2.1	Antrag auf Erteilung einer Erlaubnis zur Aufsuchung von bergfreien Bodenschätzen gem. § 7 Bundesberggesetz für das Feld Groß Schönebeck/Eichhorst.....	23
2.2	Hauptbetriebsplan zur Erschließung von Erdwärme und Sole in der Bohrung Groß Schönebeck 3/90.....	24
2.3	Sonderbetriebsplan zur Durchführung von Aufwältigungs-, Bohr- und Testarbeiten in der Tiefbohrung E Groß Schönebeck 3/90.....	24
2.4	Antrag auf eine wasserrechtliche Erlaubnis für die Benutzung eines Grundwasserleiters im Bereich der Tiefbohrung E Groß Schönebeck 3/90 und der Entnahme von Schichtwasser aus der Tiefbohrung E Groß Schönebeck 3/90.....	25
<b>3</b>	<b>Planungsarbeiten</b> .....	<b>26</b>
3.1	Arbeitsprogramm und Zielstellung.....	26
3.2	Geologisches Profil.....	27
3.3	Erwartete Eigenschaften des Zielhorizontes.....	27
3.4	Technischer Ist-Zustand der Bohrung vor der Aufwältigung.....	28
3.5	Bohrtechnisches Konzept.....	30
3.6	Testprogramm.....	31
<b>4</b>	<b>Feldarbeiten</b> .....	<b>32</b>
4.1	Beteiligte Firmen.....	32
4.2	Bohrplatz und Bohranlage.....	33
4.3	Chronologischer Bauablauf.....	34
4.4	Aufwältigen und Verteufen der Bohrung.....	36
4.5	Bohrtechnische Komplikationen.....	38
4.6	Primärtest.....	39

## **Abstract**

The re-opening and deepening of the former gas exploration well Groß Schönebeck 3/90 is described. This task included obtaining permits for drilling and testing in this deep borehole as well as drilling a new shallow groundwater well to serve as a water supply for future injection and stimulation experiments. The permitting process involved consultation of and applications to numerous public authorities: geological survey, offices for forestry, mining and the environment, local and regional administrative bodies for land use and water resources. All operations planned in the well and its neighborhood are described in detail in the application. A call for tenders to perform the work was prepared, service companies chosen and registered with the local geological survey office. Preparation of drilling pad and drilling operations began on Nov-02 extending to Dec-19. Cement plugs were encountered at depths and with thickness deviating from those reported in the original drilling archives. Work had to be interrupted during 5 days because of a differential sticking problem. The drill-stem came free 17 hours after a spotting fluid was applied. A production test with nitrogen-lift and clearing of the drill-site took place between Jan-02 and Jan-22.

## **1 Einleitung**

In Auswertung der vorhandenen Schichtenfolgen und des geologischen Baus des tieferen Untergrundes wurden Gebiete in Deutschland ermittelt, in denen das Vorhandensein klüftig-poröser Speicher für eine Erdwärmennutzung zu vermuten war. In den ermittelten Gebieten sind Altbohrungen recherchiert worden, die für Stimulationsverfahren und eine spätere Nachnutzung geeignet schienen.

Es wurden ca. 50 Altbohrungen recherchiert und sowohl geologisch als auch bohrtechnisch bewertet. Die Wahl fiel auf die verfüllte Erdgassuchbohrung E Groß Schönebeck 3/90 (E Gr Sk 3/90).

## **2 Bergrechtliches Genehmigungsverfahren**

Erdwärme und Sole (mineralisiertes Thermalwasser) sind gemäß § 3 Bundesberggesetz (BBergG) bergfreie Bodenschätze. Ihre Erschließung und Nutzung unterliegen damit den Bestimmungen des BBergG vom 13. August 1980 (BGBl. IS. 1310, zuletzt geändert am 26. Januar 1998 (BGBl. IS. 164)). Aus diesem Grunde waren beim Oberbergamt des Landes Brandenburg (jetzt Landesbergamt) in Cottbus der Antrag auf Erteilung einer Erlaubnis und beim Bergamt Rüdersdorf (jetzt Außenstelle des Landesbergamtes) nachfolgend beschriebene Unterlagen zur Genehmigung einzureichen.

## **2.1 Antrag auf Erteilung einer Erlaubnis zur Aufsuchung von bergfreien Bodenschätzen gem. § 7 Bundesberggesetz für das Feld Groß Schönebeck/Eichhorst**

Neben juristischen und finanziellen Angaben ist eine Karte mit eingetragener Vorbehaltsfläche für die Aufsuchung Bestandteil eines Antrages auf Erteilung einer Erlaubnis gemäß §§ 6, 7 und 11 BBergG zur Aufsuchung von Erdwärme und Sole sowie entsprechende Gutachten, Dokumentationen und eine Kurzcharakteristik des Nutzungsvorhabens. Ziel des Antrages ist die Sicherung des potenziellen Erlaubnisfeldes für die Aufsuchung.

Durch das Oberbergamt sind gemäß § 15 BBergG folgende Träger öffentlicher Belange am Verfahren beteiligt worden:

- Amt für Forstwirtschaft Groß Schönebeck
- Brandenburgisches Landesmuseum
- Wehrbereichsverwaltung VII
- Bergamt Rüdersdorf
- Regionale Planungsgemeinschaft Uckermark-Barnim
- Oberfinanzdirektion Cottbus
- Landesumweltamt
- Gemeinsame Landesplanungsabteilung
- Landrat des Landkreises Barnim
- Landesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe Brandenburg
- Biosphärenreservat Schorfheide-Chorin

Im Vergleich zu bisherigen Aufsuchungsanträgen lagen folgende Besonderheiten vor:

- Das beantragte Erlaubnisfeld befindet sich im Biosphärenreservat Schorfheide-Chorin.
- Das Erlaubnisfeld hat mit 25 km<sup>2</sup> eine überdurchschnittliche Größe, bedingt durch die geplanten obertägigen Beobachtungsmessungen.
- Der Bohrplatz lag auf einer Waldfläche, die mit 7-jährigen Bäumen bestockt war.

Aufgrund dieser Besonderheiten wurden spezielle Auflagen erteilt:

- Alle Arbeiten in der Bohrung dürfen nur im Zeitraum Mitte August bis Ende Februar durchgeführt werden.
- Für die obertägigen Messungen dürfen nur bereits vorhandene Waldwege nach vorheriger Genehmigung zur Nutzung betreten werden.
- Für den zu rodenden Baumbestand im Bohrplatzbereich ist eine entsprechende Ausgleichsfläche aufzuforsten.

Die Aufsuchungserlaubnis wurde am 26.10.2000 erteilt und ist auf 5 Jahre befristet.

## **2.2 Hauptbetriebsplan zur Erschließung von Erdwärme und Sole in der Bohrung Groß Schönebeck 3/90**

Neben den juristischen und allgemeinen Angaben (Bergbauberechtigung, Lage des Feldes, Flächennutzung, Eingriffswirkung) sind folgende Punkte Inhalt eines Hauptbetriebsplanes gemäß § 48 Abs. 2 und §§ 55, 56 Bundesberggesetz (BBergG):

- geologische Aufgabenstellung und Ziel der Aufsuchung
- technische Durchführung der Untersuchungsarbeiten
- Errichtung von Betriebsanlagen
- Untersuchungsprogramm
- Auswirkungen auf die Umwelt
- Brandschutz, Gasschutz und Arbeitssicherheit
- Abfallaufkommen und Abfallentsorgung
- Gewährung der Bergbau- und öffentlichen Sicherheit
- markscheiderische Arbeiten und
- Wiedernutzbarmachung.

Auch hier erfolgte die Einbeziehung der Träger öffentlicher Belange analog zum Aufsuchungsantrag in einem sog. Beteiligungsverfahren. Da zum Zeitpunkt der Einreichung der Bohrkontraktor noch nicht benannt war, war die technische Durchführung der Untersuchungsarbeiten in einem Sonderbetriebsplan darzustellen (vgl. Punkt 2.3).

Das Ziel der Einreichung des Hauptbetriebsplanes war die Sicherung der grundsätzlichen Genehmigung für die Aufwältigungs-, Bohr- und Testarbeiten in der Bohrung E Gr Sk 3/90.

Der Hauptbetriebsplan wurde am 27.10.2000 zugelassen und ist bis zum 31.12.2003 befristet.

## **2.3 Sonderbetriebsplan zur Durchführung von Aufwältigungs-, Bohr- und Testarbeiten in der Tiefbohrung E Groß Schönebeck 3/90**

Nach Bindung des Bohrkontraktors UGS GmbH Mittenwalde wurden alle Angaben zur technischen Umsetzung der im Hauptbetriebsplan angezeigten Arbeiten in einem Sonderbetriebsplan beim Bergamt Rüdersdorf eingereicht. Schwerpunkte bildeten die Errichtung des Bohrplatzes, der Einsatz der Bohranlage und die Durchführung des hydraulischen Primärtests.

Der Betriebsplan umfasste eine Darstellung der technischen Durchführung und des zeitlichen Ablaufes des Vorhabens und enthielt den Nachweis, dass die in § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 3 bis 9 BBergG bezeichneten Voraussetzungen erfüllt sind.

Weiterhin wurden im Sonderbetriebsplan ergänzende Angaben zu den erwartenden Beeinträchtigungen und Maßnahmen zu ihrer Minimierung dargestellt:

- bauliche/technische Anlagen
- zu erwartender Fahrzeugverkehr
- Zeitschiene der einzelnen und insbesondere der lärmemittierenden Arbeiten und
- Erläuterungen der Nutzung und Beschreibung der Maßnahmen zum Schutz des Grundwassers.

Mit der Zulassung des Sonderbetriebsplanes am 01.11.2000 konnten die geplanten Arbeiten in der Bohrung durchgeführt werden.

#### **2.4 Antrag auf eine wasserrechtliche Erlaubnis für die Benutzung eines Grundwasserleiters im Bereich der Tiefbohrung E Groß Schönebeck 3/90 und der Entnahme von Schichtwasser aus der Tiefbohrung E Groß Schönebeck 3/90**

Der Antrag wurde entsprechend der Richtlinie des Oberbergamtes des Landes Brandenburg vom 10.01.1997 erstellt. Er beinhaltet die Beschreibung des bergrechtlichen Vorhabens und der damit zusammenhängenden Gewässernutzung mit Nennung des bergrechtlichen Betriebsplanes.

Entsprechend dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG) und dem Brandenburgischen Wassergesetz (BbgWG) wurden folgende Punkte bearbeitet:

- Definition der vorgesehenen Gewässernutzung nach § 3 WHG
- Beschreibung der Gewässernutzung nach § 28 BbgWG
- Art der Gewässernutzung
- Umfang der Gewässernutzung und
- Zweck der Gewässernutzung.

Die wasserrechtliche Erlaubnis wurde am 27.10.2000 erteilt.

### **3 Planungsarbeiten**

#### **3.1 Arbeitsprogramm und Zielstellung**

Der Untersuchungsbereich in der Bohrung E Gr Sk 3/90 sollte die gesamte offene Bohrstrecke (open hole OH) im Teufenbereich 3874–4240 m umfassen, in der Sedimentgesteine und Vulkanite des Rotliegend anstehen. Nach dem Aufwältigen der Bohrung war folgendes Untersuchungsprogramm geplant:

- vollständige Erschließung des unverrohrten Bohrlochbereiches
- Verteufen der Bohrung auf 4250 bis 4260 m
- geophysikalische Bohrlochmessungen im unverrohrten und verrohrten Teil der Bohrung
- hydraulische Primärtests verbunden mit geophysikalischen Bohrlochmessungen zur Bestimmung der Produktivität/Injektivität des erschlossenen Gebirgsbereiches und zur Lokalisierung und Quantifizierung der Hauptzu- bzw. Abflusszonen.

Die Untersuchungen dienten folgender Zielstellung:

- Ermittlung der primären hydraulischen Eigenschaften der Rotliegend-Gesteine
- 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-Gesteine hinsichtlich ihrer Eignung entsprechend dem Vorhabensziel.

Zum Erreichen dieser Zielstellung war die Realisierung nachfolgender Leistungskomplexe durchzuführen:

- Standortvorbereitung (Genehmigungsverfahren)
- Erarbeitung der geologischen und technischen Aufgabenstellung
- Projektierung und Planung der Aufwältigungs- und Testarbeiten
- Ausschreibung
- Aufwältigung und Verteufen der Bohrung
- Testarbeiten im Rotliegend
- Laborarbeiten (Schichtinhalt)
- geowissenschaftliche Dokumentation und Interpretation der Untersuchungsergebnisse.

### 3.2 Geologisches Profil

In der Bohrung E Gr Sk 3/90 wurde folgendes geologisches Profil erbohrt:

- 43,0 m Quartär
- 168,0 m Tertiär
- 333,0 m Kreide
- 651,0 m Jura (Lias)
- 847,0 m Trias (Oberer Keuper)
- 1192,0 m Trias (Mittlerer Keuper)
- 1244,0 m Trias (Unterer Keuper)
- 1552,0 m Trias (Muschelkalk)
- 1752,0 m Trias (Röt)
- 2000,0 m Trias (Mittlerer Buntsandstein)
- 2370,0 m Trias (Unterer Buntsandstein)
- 2390,0 m Perm / Zechstein (Ohre-Folge)
- 2450,0 m Perm / Zechstein (Aller-Folge)
- 2609,0 m Perm / Zechstein (Leinsteinsalz)
- 2659,0 m Perm / Zechstein (Leineanhydrit)
- 2761,0 m Perm / Zechstein (Kaliflöz Staßfurt)
- 3800,0 m Perm / Zechstein (Staßfurtsteinsalz)
- 3881,8 m Perm / Zechstein (Kupferschiefer)
- 4084,9 m Perm / Rotliegend / Saxon (Elbe-Wechselfolge)
- 4192,3 m Perm / Rotliegend / Saxon (Elbe-Basissandstein)
- 4230,5 m Perm / Rotliegend / Saxon (Mirow-Schichten)
- 4240,0 m Perm / Rotliegend / Autun
- Endeufe

### 3.3 Erwartete Eigenschaften des Zielhorizontes

Stratigraphie	: Perm / Rotliegend
Lithologie	: Schluff-, Feinsandstein, Vulkanite
Teufenlage (m u. Gel.)	: 4184 - 4260
Nutzporosität (%)	: 1 – 20
Permeabilität ( $\mu\text{m}^2$ )	: 0 - 0,25
Schichttemperatur ( $^{\circ}\text{C}$ )	: ca. 140
Mineralisation (g/l)	: 256

### 3.4 Technischer Ist-Zustand der Bohrung vor der Aufwältigung

Die Bohrung E Gr Sk 3/90 ist eine Erdgassuchbohrung, die 1990/91 niedergebracht wurde und nach negativer Beurteilung der Kohlenwasserstoffhöffigkeit verwahrt wurde. Zur technischen Bewertung des Ist-Zustandes liegen folgende Unterlagen vor:

- Geologisch-technisch-ökonomischer Abschlußbericht vom 24.05.1991
- Verfüllungsbericht der Bohrung E Gr Sk 3/90 vom 22.01.1991

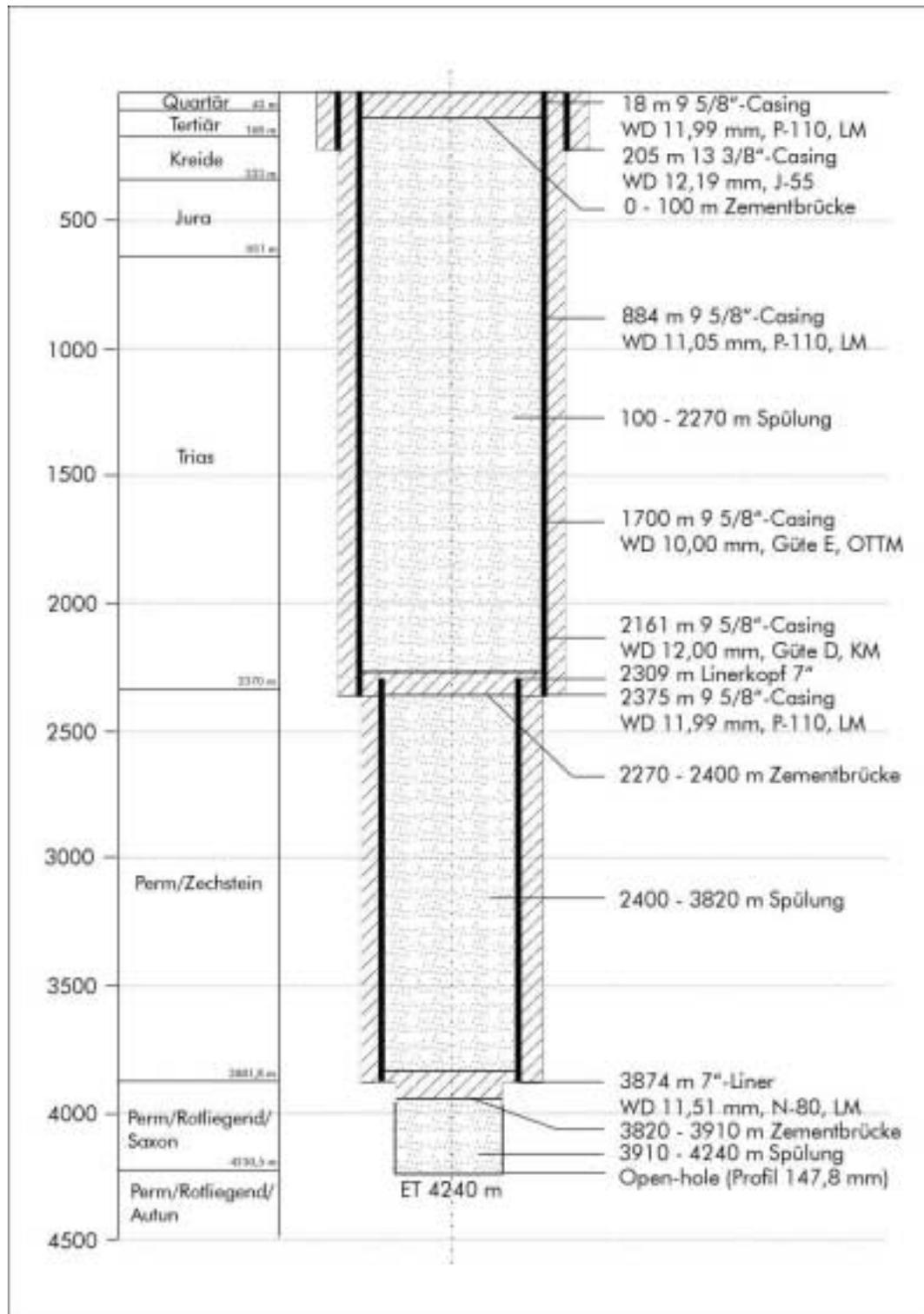
Die Bohrung wurde bis zu einer Teufe von 4240 m niedergebracht. Für das Untersuchungsprogramm ist der unverrohrte, offene Bereich im Rotliegend in der Teufe von 3874 m (Rohrschuh 7“- Liner) bis Endteufe von Interesse. Dieser Bereich ist bis Teufe 3913 mit Spülung gefüllt. Der Ausgangszustand der Bohrung ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt.

Verrohrung (mm)                      (Zoll)		Einbauteufe (m – m)	Zementkopf (m)
473,1	18 <sup>5/8</sup>	0 - 18,0	Über Tage
339,7	13 <sup>3/8</sup>	0 - 205,3	Über Tage
244,5	9 <sup>5/8</sup>	0 - 2375,0	Über Tage
177,8	7	2309,0 - 3874,0	2309,0

**Tabelle 1:**        *Bohrlochverrohrung / Casing Array of the Borehole*

Teufenlage entsprechend Verfüllungsprotokoll	Verfüllungsmaterial entsprechend Verfüllungsprotokoll	Datum
ET – 3910 m	Spülung	
3910 - 3820 m	Zement	12.01.91
3820 - 2400 m	Spülung	
2400 - 2270 m	Zement	12.01.91
2270 - 100 m	Spülung	
100 - 1 m	Zement	15.01.91

**Tabelle 2:**        *Bohrlochverfüllung / Placement of cement plugs. Drilling mud was left between the plugs*



**Abbildung 1:** Ausgangszustand der Bohrung E Groß Schönebeck 3/90 / Initial condition of the borehole. Stratigraphic column (left) and schematic of casing (thick vertical lines), casing cement and cement plugs (diagonal lines). Shading represents old drilling mud filling the open-hole (thin vertical line) and the space between cement plugs. Technical specifications of the condition of the casing: thickness = WD, type as well as quality class (Güte)

Der Bohrkeller und die Verrohrung waren bis auf 1,0 m unter Gelände zurückgebaut. Die Bohrung war durch eine Betonplatte nach oben abgeschlossen. Der Bereich oberhalb der Platte wurde mit Mutterboden aufgefüllt.

Aus den angeführten Unterlagen waren keine die beabsichtigten Untersuchungsarbeiten beeinflussenden Besonderheiten oder Gefährdungen erkennbar. Durch die konservierenden Eigenschaften von Bohrspülung und Zement war kaum mit Korrosionsschäden zu rechnen, so dass Aussagen zum qualitativen Zustand der Bohrung mittels einer einfachen Multifingerkalibermessung erreichbar wurden.

### **3.5 Bohrtechnisches Konzept**

Vor der Durchführung der Untersuchungsarbeiten war die Bohrung zu öffnen, zu entkonservieren und zu reinigen. Dazu mussten die Zementbrücken aufgebohrt und die in der Bohrung befindliche Spülung ausgetauscht werden.

Folgende Arbeiten wurden durchgeführt :

- Aufbau einer Bohrlochsicherung
- Aufbohren der Zementbrücken
- Abfahren des gesamten Bohrungsbereiches mit Bohrwerkzeug bis Teufe 4240 m (ET)
- rotierendes Befahren des verrohrten Bereiches mit 9 5/8“ bzw. 7“-Scraper
- Konditionierung der Altspülung für nachfolgende OH-Arbeiten
- Nachbohren bzw. Erweitern des offenen Bohrlochabschnittes von Teufe 3874 bis 4240 m zur Verbesserung der Zuflussbedingungen
- Austausch der Spülung gegen Salzwasser
- Verteufen der Bohrung bis ca. 4260 m.

Zur Kontrolle der Bohrlochverrohrung diente eine Befahrung der Bohrung mittels Multifingerkaliber. Diese erlaubt die Feststellung von Unregelmäßigkeiten in der Rohrwandung, wie z.B. korrosiv oder mechanisch bedingte Kalibererweiterungen (Materialabtrag, Risse o.ä.) sowie von Kaliberverengungen, hervorgerufen durch Außendruckbelastungen.

Aus der Überprüfung der alten Bohrungsdokumentationen waren keine qualitativen Einschränkungen zu erwarten. Da aber im Laufe der Testarbeiten, sowie bei den späteren Stimulationsmaßnahmen erhöhte Druckbelastungen auftreten werden, war die Casing-Inspektion Voraussetzung für weitere Arbeiten in der Bohrung.

### 3.6 Testprogramm

Die ersten Testarbeiten in der aufgewältigten und verteuften Bohrung wurden in einem sog. Primärtest über den gesamten offenen Bereich des Bohrloches zusammengefasst.

Während des Primärtests wurden Strömungsgeschwindigkeits- und Temperaturmessungen zur Lokalisierung und quantitativen Einordnung der Hauptzuflusszonen durchgeführt. Der Test sollte möglichst bis zur Gewinnung von unkontaminierter Formationsflüssigkeit andauern. Die Testergebnisse dienen der Charakterisierung des Ausgangszustandes der aufgewältigten Altbohrung und bildeten somit die Grundlage für die nachfolgenden Stimulations- und Testarbeiten.

Der Primärtest umfasste folgende Arbeitsschritte :

- geophysikalische Bohrlochmessungen
- Einbau eines Liftstranges bis Teufe 2000 m
- Einhängen von Tiefenmanometer und Tiefenthermometer oberhalb des Testbereiches
- Thermalwasserförderung mittels Stickstofflift
- Druckanstiegsmessung
- Weiterführung des Programms mit Probenahmen, KET- und Wasserspiegelmessung sowie
- Zuflussprofilierung mittels Flowmeter.

Der vorgesehene Testablauf umfasste 5 Etappen, die in Tabelle 3 aufgeführt sind.

Etappe	Maßnahme	Fördermenge m <sup>3</sup> /h	Zeit (h)
1	1. Förderregime	10	5
2	2. Förderregime	20	5
3	3. Förderregime	50	5
4	Druckanstiegsmessung	-	48
5	Zuflussprofilierung	50	2

**Tabelle 3:** Testablaufplan / Flow rate schedule for the production test (3 steps and 48 h shut-in period followed by flowmeter logging at a flow rate of 50 m<sup>3</sup>/h)

## 4 Feldarbeiten

### 4.1 Beteiligte Firmen

Im Ergebnis einer beschränkten Ausschreibung mit öffentlichem Teilnahmewettbewerb erfolgte die Vergabe des kompletten Leistungspaketes „Aufwältigungs-, Bohr- und Testarbeiten“ an einen Bohrkonztraktor, welcher entsprechend der Ausschreibung spezielle Servicefirmen als Nachauftragnehmer gebunden hatte (Tabelle 4)

Funktion	Firma	Leistung
<b>Hauptauftragnehmer</b>	Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH Mittenwalde (UGS)	Bohrkonztraktor
	V & W Umwelttechnik und Wasserbau Groß Schönebeck	Bohrplatzbau
<b>Nachauftragnehmer</b>	Hansen Hydro-Geo-Service Neetze	Baustellenbrunnen
	SDS Spüldienst Stendal Consulting	Spüldungs-Service
	Computalog Europe GmbH Edemissen	Bohrlochmessungen
	Well Pressure Memory Recording Service Salzwedel	Mess-Service
	Halliburton Company Germany GmbH Celle	Stickstoff-Service
	AnalyTech GmbH Mittenwalde	Laboranalytik
	BSF-Bergsicherung und Baugrunderneuerung Frankfurt/Oder GmbH	Markscheider

**Tabelle 4:** Firmenübersicht / Service and supply companies involved in drilling and testing operations

## 4.2 Bohrplatz und Bohranlage

Nach dem Einmessen und Freilegen der rückgebauten Altbohrung wurde entsprechend der zum Einsatz kommenden Bohranlage ein Bohrplatz mit den Abmessungen 70 m x 45 m errichtet (Abbildung 2). Da sich auf dem alten Bohrplatz inzwischen eine aufgeforstete Waldfläche befand, musste der 7-jährige Baumbestand teilweise beseitigt werden. Dazu wurde eine spezielle Genehmigung der Forstbehörde eingeholt (vgl. Abschnitt 2.1). Nach dem Freilegen der Bohrung und dem Rückbau des alten Bohrkellers wurde ein neuer Bohrkeller



**Abbildung 2:** Errichtung des Bohrplatzes am Standort Groß Schönebeck / Preparation of the drilling site

gesetzt und gegen das Standrohr abgedichtet. Auf den 9 5/8“ Casingstumpf wurde entsprechend der neuen Bauhöhe ein Rohrstück mit dem neuen Bodenflansch 9 5/8“ API-5000 PSI aufgeschweißt, auf welchen die Bohrlochsicherung aufgebaut wurde (Abbildung 3). Damit wurde die Voraussetzung für alle weiteren Arbeiten an der Bohrung geschaffen.

Für die Durchführung der Aufwältigungs-, Bohr- und Testarbeiten kam eine fahrbare Bohranlage vom Typ Cabot Franks 900 zum Einsatz (Abbildung 4).

Die eingesetzte Bohranlage erfüllte mit folgenden Hauptdaten die geforderten technischen Parameter:

Hakenregellast	: 1340 kN (10-fache Einscherung)
Hakenausnahmelast	: 1625 kN (10-fache Einscherung)
Hebewerk	: Cabot Franks 2346 (700 kW)
Drehtisch	: National C 275 (297 kW)
Spülpumpe	: Emsco F 1000 Triplex
Energieversorgung	: Powerstation (350 kVA)



**Abbildung 3:** Aufsetzen des neuen Bodenflansches 9 5/8“ API-5000 PS / Installation of a new casinghead housing on top of the 10 year old casing



**Abbildung 4:** Bohranlage Cabot Franks 900 am Standort Groß Schönebeck / Cabot Franks 900 drilling rig on Groß Schönebeck site

### 4.3 Chronologischer Bauablauf

Phase	Datum	Maßnahme
Bauvorbereitung	02.11.00	Einmessen und Freilegen der Bohrung
	03.11.00 14.11.00	Bohrplatzbau Außenbereich und Zufahrt
	15.11.00	Setzen Bohrkeller
	20.11.00 23.11.00	Errichtung Baustellenbrunnen mit Pumpversuch
	16.11.00 27.11.00	Bohrplatzbau Anlagenfundamente, Kernbereich, Aufbau Anlage
	28.11.00	Abnahme der Anlage, Aufbau Bodenflansch
	Aufwältigung	29.11.00 01.12.00

	02.12.00	Scrapen 9 5/8" Casing, mehrfaches Nachbohren
	03.12.00	(511,0 – 538,0 m und 1755,4 - 1758,6 m)
	03.12.00	Aufbohren 2. Zementbrücke 2246,8 - 2313,5 m
	04.12.00	Offizielle Eröffnungsfeier
	05.12.00	Wechsel Bohrgarnitur auf 5 7/8",
	06.12.00	Aufbohren 2. Zementbrücke 2313,5 - 2348,0 m Nachbohren (2348,0 - 2365,5 m und 2396,0 - 2500,0 m)
	07.12.00	Komplettierung E-Manifold (Gasschutz)
	08.12.00	Aufbohren 3. Zementbrücke 3801,0 - 3910,0 m
	09.12.00	Nachbohren OH-Bereich 3910,0 – 4167,6 m
	10.12.00	Festwerdehavarie beim Nachsetzen, Zugversuche bis 130 t ohne Erfolg, Spülungsbehandlung, Zug- und Drehversuche ohne Erfolg, Einsatz von Pipe-Lax ENV (MI Drilling Fluids)
	13.12.00	
	14.12.00	Freiwerden nach 17 h Einwirkzeit, Spülen
	15.12.00	Wechsel auf Spiralschwerstangen
	16.12.00	Nachbohren OH-Bereich 4167,6 – 4240,0 m
<b>Verteufen</b>	17.12.00	Bohren 4240,0 - 4294,0 , Austausch Spülung gegen Salzwasser im OH-Bereich (8 m <sup>3</sup> )
	19.12.00	
	20.12.00	Bohrlochmessung im OH-Bereich, Casingkontrolle (Multifingerkalibermessungen)
	21.12.00	Scrapen 7" Casing
	22.12.00	Austausch Spülung gegen Salzwasser im 7"-Bereich (30 m <sup>3</sup> ), Sicherung der Bohrung
<b>Feiertagspause</b>	23.12.00	Bewachung der Anlage
	01.01.01	
<b>Testarbeiten</b>	02.01.01	Inbetriebnahme Anlage, Vorbereitung Lifttest
	03.01.01	
	04.01.01	Einbau Liftstrang bis 1989,5 Einbau Messkombination, Lifttest
	05.01.01	
	06.01.01	Druckaufbaumessung
	07.01.01	
	08.01.01	Ausbau Messkombination, Flowmetermessung bei erneutem Lift
	09.01.01	Tiefenprobenahme
	10.01.01	Aufhebung der Gasschutzmaßnahmen
10.01.01	Ausbau Liftstrang, Demontage und Abtransport der Anlage, Beräumung Bohrplatz, Sicherung des Bohrkellers	
21.01.01		
	22.01.01	Abnahme der Gesamtleistung

**Tabelle 5:** Bauablauf / Chronology of operations

#### 4.4 Aufwältigen und Verteufen der Bohrung

Das Aufwältigen einer verfüllten Altbohrung ist Stand der Technik und mit relativ geringem technischen Risiko verbunden. Grundlage für eine ordnungsgemäße Planung und Durchführung der Arbeiten sind die vorhandenen alten Projektunterlagen, welche sorgfältig recherchiert werden müssen. Die Vollständigkeit der Altunterlagen bedingt die Qualität der darauf aufbauenden Planungen. Wenn der Ist-Zustand der Bohrung im Verfüllungsprotokoll ordnungsgemäß dokumentiert ist, lassen sich die erforderlichen bohrtechnischen Arbeiten exakt kalkulieren. Der größte Unsicherheitsfaktor bei Altbohrungen sind nicht dokumentierte, im Bohrloch verbliebene Materialien wie Bohrmeißel, Schwerstangen, Stabilisatoren, Gestänge, Packer, Testgarnituren, Tubings u. ä. nicht bohrbare Ausrüstungsteile. Die Erfahrungen aus vielen alten Projekten der Erdöl- und Erdgaserkundung der sechziger und siebziger Jahre besagen, dass es nicht auszuschließen ist, in Altbohrungen auf solche „nicht dokumentierte Altlasten“ zu stoßen.

Die Aufwältigung der Bohrung E Groß Schönebeck 3/90 konnte fast ohne solche unangenehmen Überraschungen realisiert werden. Nur einmal gab es eine Klemmerscheinung im Bohrloch, und das glücklicherweise bereits bei Teufe 16,8 m. Nach Ausbau und Kontrolle des Bohrwerkzeuges wurde ein im Meißel verklemmtes Eisenteil (ca. 10,5 x 3,0 cm) geborgen. Beim Aufbohren der Zementbrücken stellte sich bald heraus, dass es zwischen den Angaben im Verfüllungsbericht und den tatsächlichen Teufen einige Unterschiede gab (siehe Tabelle 6).



**Abbildung 5:** Dia-Meißel 5 7/8“  
(149,2 mm) Fixed-head diamond drill  
bit, 5 7/8" (149.2 mm)

	<b>Verfüllungsbericht (m – m)</b>	<b>Ist-Zustand (m – m)</b>	<b>Differenz (m)</b>
<b>1. Zementbrücke</b>	1,0 – 100,0	1,0 – 88,0	- 12,0
<b>2. Zementbrücke</b>	2255,0 – 2403,0	2246,8 – 2348,0	- 46,8
<b>3. Zementbrücke</b>	3818,0 – 3913,0	3801,0 – 3910,0	+14,0
		<b>Summe</b>	<b>- 44,8</b>

**Tabelle 6:** *Vergleich von Soll- und Ist-Teufen der Bohrlochverfüllung  
Comparison of expected and encountered depth intervals of cement plugs*

Die Bereiche zwischen den Zementbrücken sollten nur mit Altspülung gefüllt und deshalb gut befahrbar sein. Es stellte sich jedoch heraus, dass beim Befahren dieser Bohrungsbereiche infolge von Entlastungserscheinungen mehrfach nachgebohrt werden musste (aufgeführt in Tabelle 7).

Ursache für diese Erscheinungen waren höchstwahrscheinlich Zementreste, welche nicht ordnungsgemäß in den Intervallen entsprechend des Verfüllungsplanes platziert wurden.

<b>Bohrlochabschnitt</b>	<b>Intervall (m – m)</b>	<b>Nachbohrstrecke (m)</b>
9 5/8" Casing	511,0 – 538,0	27,0
	1755,4 – 1758,6	3,2
7" Liner	2348,0 – 2365,5	17,5
	2396,0 – 2500,0	104,0
	<b>Summe</b>	<b>151,7</b>

**Tabelle 7:** *Nachbohrintervalle im verrohrten Bohrloch  
Re-drilled sections in the cased interval*

Nach dem Durchteufen der letzten Zementbrücke, welche den Rohrschuh des 7"-Liners zum OH-Bereich abgedichtet hat, erfolgten alle weiteren Arbeiten unter sog. Gasbereitschaft. Dies war erforderlich, da die Bohrung ursprünglich der Gaserkundung diente und ein möglicher Gaszutritt während der nachfolgenden Maßnahmen nicht auszuschließen war (Forderung Bergamt).

Entsprechend dem Arbeitsprogramm erfolgte nach dem Aufbohren aller Zementbrücken das Nachbohren des alten OH-Bereiches im Profil 149,2 mm (3910,0 - 4240,0 m). Diese leichte Profilerweiterung (altes Profil 147,8 mm) sollte der Beseitigung alter Spülungskruste und damit der Verbesserung des bohrlochnahen Bereiches dienen.

Um den Aufwand und damit die Kosten gering zu halten, wurden alle Bohrmaßnahmen unter Nutzung der im Bohrloch befindlichen Altspülung

durchgeführt. Das Projekt sah eine entsprechende Aufkonditionierung der Altspülung vor, welche vom Spülungsservice laufend zu überwachen war. Bei Bedarf wurden Teile des Umlaufvolumens gegen neu angesetzte Spülung ausgetauscht.

Nach Erreichen der ursprünglichen Endteufe 4240 m wurde die Bohrung im Vulkanit bis 4294 m verteuft, um in diesem Horizont ebenfalls wissenschaftliche Experimente durchführen zu können. Der Bohrfortschritt ging im Vulkanit auf Werte zwischen 0,7 und 1,0 m/h zurück.

Im unteren Sandsteinbereich sowie im Vulkanit traten leichte Spülungsverluste auf (Tabelle 8). Die Verluste begannen mit dem Festwerden der Bohrgarnitur bei Teufe 4167,6 m (vgl. Abschnitt 4.5).

Formation	Teufe bzw. Intervall (m – m)	Spülungsverlust (m <sup>3</sup> )
Sandstein	4167,6*	18,4
	4167,6 – 4230,0	2,3
Vulkanit	4230,0 – 4241,6	5,2
	4241,6 – 4265,2	5,6
	4265,2 – 4283,6	7,2
	4283,6 – 4294,0	3,0
<b>Summe</b>		<b>41,7</b>

\*) Spülen nach Festwerden

**Tabelle 8:** *Spülungsverluste beim Nachbohren und Verteufen  
Mud loss during re-drilling and deepening*

#### 4.5 Bohrtechnische Komplikationen

Im Zuge der Aufwältigungsarbeiten kam es beim Nachbohren des OH-Bereiches in Teufe 4167,6 m während des Nachsetzens zum Festwerden des Bohrstranges. Ursache war das Ankleben der Schwerstangen an der Bohrlochwand durch Differenzdruck (differential sticking).

Begünstigend wirkten sich folgende Faktoren auf das Festwerden aus:

- enge Durchmesserhältnisse: 5 7/8“ Bohrloch (149,2 mm)  
4 3/4“ Schwerstangen (120,7 mm)
- Spülungsverlust infolge überbalancierter Verhältnisse im Speicherbereich (Gasschutz)
- Einsatz von zylindrischen Schwerstangen
- Bohrlochverlauf (Bohrlochabweichung 201 m bei 3874 m).

Zugversuche bis 130 t und kombinierte Zug- und Drehversuche blieben ohne Erfolg. Auch das Herabsetzen der Spüldichte durch Einpumpen von Wasser brachte keine Lösung des Problems.

Da der Spülungsumlauf nicht unterbrochen war, konnte ein weiterer Versuch durch Einzirkulieren einer speziellen „Pille“ in den Schwerstangenbereich unternommen werden. Zum Einsatz kam ein sog. Spotting Fluid der Fa. MI Drilling Fluids mit der Bezeichnung „PIPE-LAX ENV“. Dieses wasserlösliche und umweltverträgliche Fluid migriert in den Filterkuchen zwischen Bohrlochwand und anklebendem Bohrstrang und löst diesen nach einer gewissen Einwirkzeit (20 – 24 h) auf.

Es wurden 1,8 m<sup>3</sup> PIPE-LAX ENV durch orientiertes Verpumpen im Schwerstangenbereich platziert und die Zirkulation gestoppt. Alle 30 min. erfolgten kombinierte Zug- und Drehversuche bis 110 t. Nach 17 h Einwirkzeit kam der Bohrstrang beim Ziehen von 137 t ohne Überschreiten der kritischen Zuglast des Gestänges frei.

Es erfolgte ein Wechsel auf 4 ¾“ Spiralschwerstangen. Zur Sicherheit wurde zusätzlich eine Schlagschere eingebaut. Mit diesem Bohrstrang konnten die Bohrarbeiten zum Verteufen der Bohrung bis 4294 m ohne weitere Komplikationen beendet werden.

#### **4.6 Primärtest**

Die Testarbeiten zur Ermittlung der Ausgangsparameter der aufgewältigten Bohrung wurden als Lifttest mit Stickstoff durchgeführt. Aufgrund der bei der Planung vorliegenden Speicherdaten musste mit großen Absenkungen gerechnet werden. Deshalb erfolgte die Auslegung des Stickstoffliftes mit der extrem tiefen Einbauteufe des Liftstranges von 2000 m (Abbildung 7). Bisherige Liftarbeiten in Geothermiebohrungen erfolgten bei Liftstrangteufen von 400 bis max. 800 m.

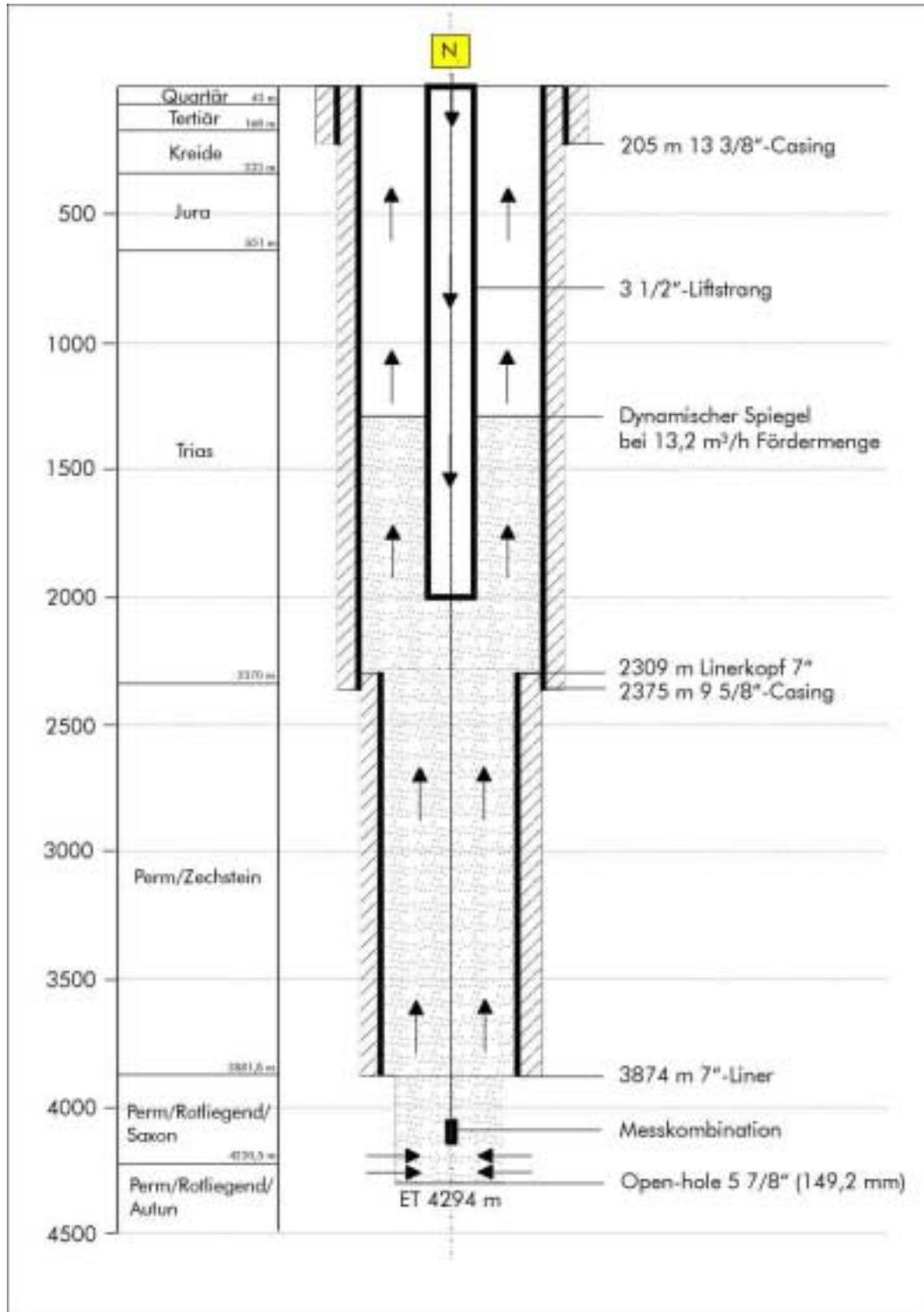
Demzufolge musste die Stickstoffliftausrüstung über ein entsprechendes Druckpotenzial (mind. 250 bar) verfügen. Der Normvolumenstrom für die Stickstoffzuführung sollte im Bereich von 10–50 m<sup>3</sup>/min regelbar sein. Diese Ausrüstung ist heute Stand der Technik und jederzeit verfügbar. In Abbildung 6 ist der obertägige Aufbau des Stickstoffliftes zu sehen.

Während der Testarbeiten wurde eine Messkombination, bestehend aus Tiefenmanometer und Tiefenthermometer, über eine Schleuse in die Bohrung eingehängt und oberhalb des Speichers bei 4100 m platziert. Die Registrierung dieser wichtigen Speicherdaten erfolgte im Online-Betrieb und zur Sicherheit ebenfalls über Memorygeräte.

Die Liftarbeiten konnten trotz dieser extremen Bedingungen erfolgreich durchgeführt werden. Es wurden insgesamt 334,3 m<sup>3</sup> Schichtwasser mit einem durchschnittlichen Volumenstrom von 13 m<sup>3</sup>/h bei einer maximalen Depression von 130 bar gefördert.



**Abbildung 6:** *Stickstofflift beim Primärtest Groß Schönebeck  
Nitrogen lift during the production test*



**Abbildung 7:** Testanordnung Casinglifttest Groß Schönebeck 3/90  
Schematic of the production test

# Logging Operations October 1990 – October 2001

*Suzanne Hurter, Jochem Kück, Ali Saadat, Christian Carnein, Karl Bohn and Martin Töpfer, GeoForschungsZentrum Potsdam*

<b>1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>44</b>
<b>2</b>	<b>General Information on the Borehole Groß Schönebeck 3/90.....</b>	<b>44</b>
<b>3</b>	<b>Logging Programs .....</b>	<b>47</b>
3.1	Logs from Phase 1 .....	47
3.2	Contractor logs from Phase 2.....	47
3.3	Logging operations by GFZ.....	47
<b>4</b>	<b>Key Research Issues and Interpretation Strategy .....</b>	<b>55</b>
<b>5</b>	<b>Conclusions.....</b>	<b>56</b>
	<b>Acknowledgements.....</b>	<b>57</b>
<b>6</b>	<b>References .....</b>	<b>57</b>
<b>Appendix A:</b>	<b>List of Abbreviations.....</b>	<b>59</b>
<b>Appendix B:</b>	<b>List of logging parameters and units for GFZ logs .....</b>	<b>59</b>

**Abstract**

The well Gross Schönebeck 3/90 was drilled to 4294 m in two phases. Almost 10 years elapsed between these two phases. We document here all logging runs performed up to November 2001 and briefly delineate the questions addressed with log-interpretation. The purpose of the earliest logs was to characterize a gas reservoir in the Rotliegend formation. Caliper, natural gamma, spectral gamma, resistivity, density, neutron and sonic tools provided information on stratigraphic and lithologic boundaries and identification of potential reservoirs according to porosities and fluid saturation. The recent logging runs included casing inspection caliper (state of old casing) and borehole televiewer (structures on the borehole wall). Repeated measurements of temperature, pressure and mud resistivity serve to follow temporal changes of these parameters as a result of the recent drilling activity and hydraulic testing.

## 1 Introduction

Groß Schönebeck 3/90 is a gas-exploration well drilled in 1990. It is situated about 50 km north-east of Berlin (community of Groß Schönebeck in Brandenburg) in the North German Basin. The purpose of this well was to evaluate a potential gas reservoir in the deep (> 3800 m) Rotliegend Formation. As no gas in sufficient quantity was found, the well was plugged and abandoned. In 2000, it was re-opened and deepened to 4294 m to serve as a down-hole laboratory for hydraulic experiments as well as massive stimulation tests. Here we describe the geophysical logging activities performed in this borehole. General information on the well as well as relevant aspects of its drilling history is followed by a summary of all logging runs performed to date.

## 2 General Information on the Borehole Groß Schönebeck 3/90

Geographic Coordinates: Latitude: 52° 49' 19"  
Longitude: 13° 36' 12"

Gauß-Krüger Coordinates: H: 5864387,3  
R: 5406044,8

Elevation (height above sea level): 65,70 m

The well was spudded on the 27.08.90. Drilling ended on the 15.01.91 (in total 142 days). The total depth of the well was 4230 m according to the drillers report (drillers depth), and 4240 m according to the logging (loggers depth). We refer hereafter to this period as Phase I. The well was plugged and abandoned after putting in place 3 cement plugs in the depth intervals of 1-10 m, 2207 – 2400 m and 3820 – 3910 m,

respectively. Drilling mud remained between the cement sections in the hole until its re-opening in 2000.

A second drilling phase (Phase 2) began on 29.11.00 (3615 days since the end of Phase 1). The well was re-opened by drilling through the 3 cement bridges and deepened to 4394 m (loggers depth). Drilling activities ended on 19.12.00. Presently, the well-completion consists of the following casing array:

Diameter (mm/in <sup>1</sup> )	Depth-Interval (m)
473,1 / 18 <sup>5/8"</sup>	0 - 18,0
339,7 / 13 <sup>3/8"</sup>	0 - 205,3
244,5 / 9 <sup>5/8"</sup>	0 - 2375,0
177,8 / 7"	2309,0 – 3874,0
149,2 / 5 <sup>7/8"</sup>	3880,0 – 4294,0 (OH)

**Table 1:** Well completion at present

---

<sup>1</sup> 1 in = 1" = 25.4 mm

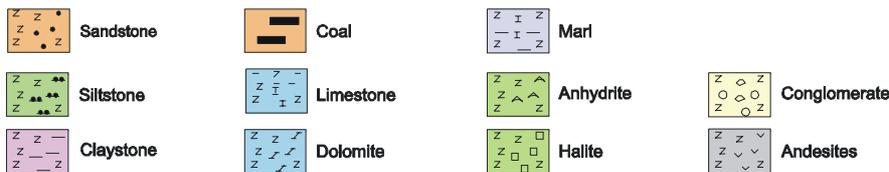
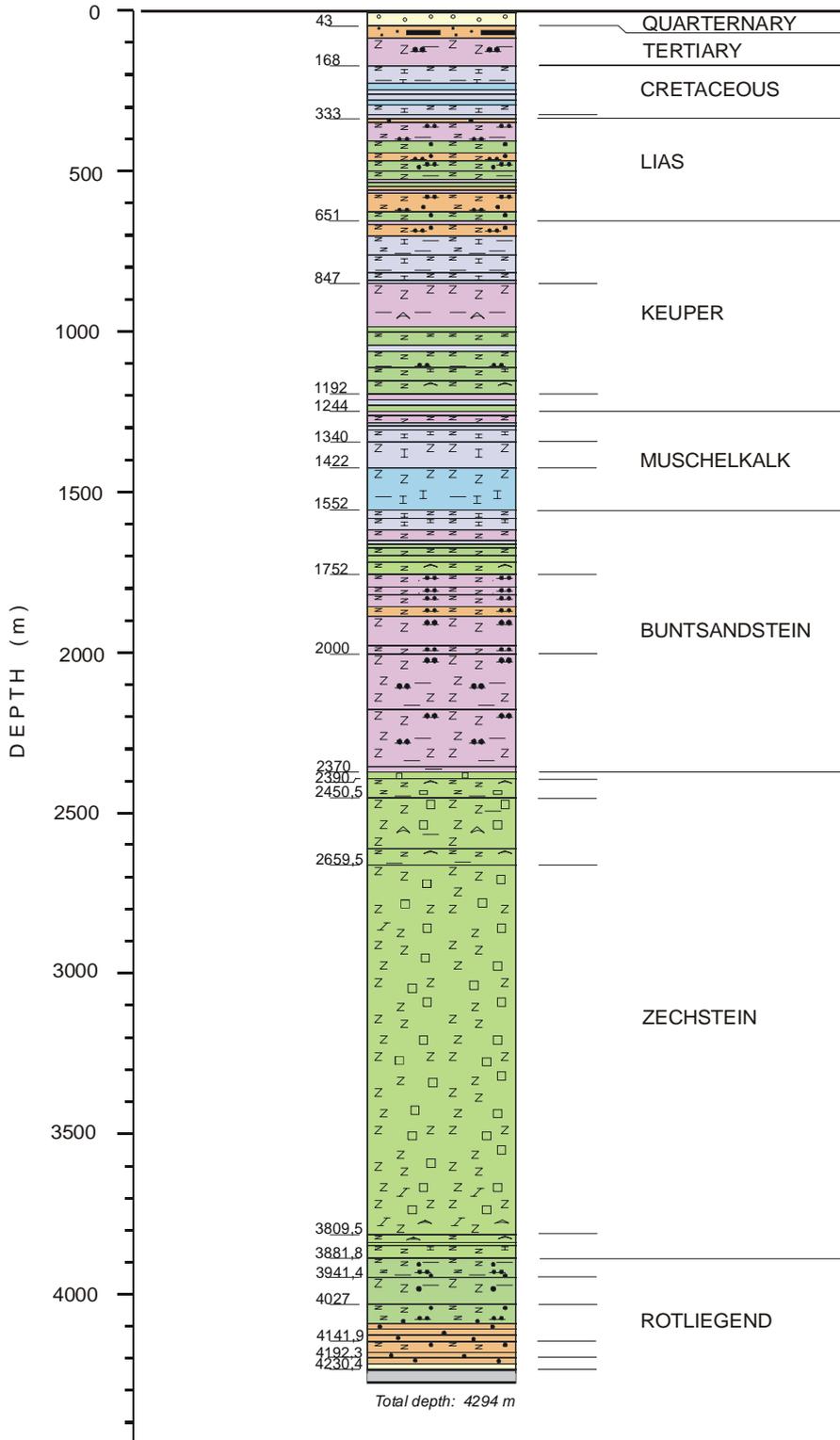


Figure 1: Stratigraphy and lithology in Groß Schönebeck (modified from ROCKEL et al., 1991)

The stratigraphic column of Groß Schönebeck 3/90 is shown in Figure 1. At present, the casing extends to the base of the Zechstein formation (3880 m). The open-hole section cuts through the Rotliegend, a formation made up of a sequence of siltstones, sandstones and conglomerates bottoming (4294 m) in 60 m of andesitic volcanic rock.

### **3 Logging Programs**

#### **3.1 Logs from Phase 1**

A geophysical logging program took place in 1991 to evaluate a potential gas reservoir in the Rotliegend Formation. Erdöl Erdgas GmbH made plots of the logs from their archive available and provided some of the logging data in digital format for this project. The digital data was not corrected for borehole diameter or other environmental factors (mud density, tool size, temperature).

#### **3.2 Contractor logs from Phase 2**

The second geophysical logging program in December 2000 and January 2001 focused on the evaluation of the casing and structural and mechanical properties of the open-hole section as a preparation for future hydraulic experiments and massive stimulation tests. This information can then be compared to new sets of logs obtained after these experiments.

Immediately after deepening the hole, a contractor (Europe-Computalog) ran a Casing Inspection Caliper (CIC) in the cased part and a four-arm caliper in the open-hole section. During the production test, a flowmeter log was obtained (see TISCHNER et al., 2002).

A borehole televiewer (ABF14) was leased from GeoSys (Leipzig). This instrument endures pressures up to 100 MPa and temperatures of 150 °C. The transducer rotates at a rate of 6 rotations per second.

#### **3.3 Logging operations by GFZ**

All other logging operations were performed by the GeoForschungsZentrum (GFZ). The GFZ holds extensive logging equipment and experienced logging personnel to prepare, organize and run borehole experiments. The logging equipment comprises winch systems, logging cables, cable heads/adapters, sondes, complete mechanical workshop and offices with computers for on-site log data processing. This expertise

and equipment is part of the services of the Operational Support Group (OSG) in projects of the International Continental Scientific Drilling Program (ICDP). Technical specifications such as tool size, temperature and pressure range of operation of the available sondes can be found in Table 2. In addition to these large diameter tools, a set of slimhole tools are available, but not applicable in Groß Schönebeck.

Type	Name/Parameters	Specifications: T/P/Ø/length/min. hole ID
Mud Analysis	T-P-MRES-GR temperature, pressure, mud resistivity, total natural gamma activity	250 °C/130 MPa/86 mm/2 m/96 mm P-sensor only 200 °C
Fluid Sampling	FS evacuated sample bottle, 2 - 6 liters	150 °C/70 MPa/86 mm/~ 1,6 m/-
Electric Logs	DIL-LL3 dual induction and laterolog (3 electrodes) resistivity	100 °C/102 MPa/110 mm/6,4 m/153 mm
	MSFL Microspherically Focused Log	150 °C/125 MPa/110 mm/3,3 m/155 mm
	SP-Redox spontaneous and redox potential	260 °C/130 MPa/110 mm/1,5 m/-
Gamma Logs	GR natural gamma activity	150 °C/136 MPa/110 mm/3,4 m/127 mm
	SGR natural gamma spectrum, U/Th/K	150 °C/136 MPa/110 mm/3,4 m/127 mm
Accoustic Log	BCS 2-transmitter-2-receiver	150 °C/104 MPa/96 mm/4,8 m/133 mm
Caliper Log	2-CAL 2-arm caliper	150 °C/130 MPa/110 mm/2.7 m/153 mm
Structural Logs	FAC-40 accoustic televiewer, BHTV	70 °C/20 MPa/40 mm/ 2 m/~ 50 mm
Seismic Sondes	BS-125 1-Hz borehole seismometer, triaxial for longterm operations	125 °C/130 MPa/92 mm/~ 3 m/max. opening ~ 320 mm/ anchoring force ~ 1000 N
	BG-250 15-Hz borehole geophone, triaxial shortterm operations under 250 °C (~ 5 h)	125 °C/130 MPa/92 mm/~ 3 m/ max. opening ~ 320 mm/ anchoring force ~ 1000 N

**Table 2:** Available logging tools at GFZ: specifications are the maximum temperature/ maximum pressure / tool diameter / total sonde length / minimum inner diameter of borehole or casing.

In Groß Schönebeck, the Harvester International logging truck was employed (Figure 2) with the following characteristics: 24 t weight, 14000 cm<sup>3</sup> and 340 HP motor,

generator power of 20 kW at 110 V, total logging time possible of 50 h, Rochester 7H-422K cable with a total length of 7000 m (good to 175 °C) and Halliburton depth system (600 i/r; 304 mm). A crane with 5 t capacity provided the support for the winch.



**Figure 2:** Harvester International logging truck at Groß Schönebeck

In the following a chronological account of the technical operations is given. The date, interval logged, duration of operation, logging speed, comments on technical difficulties and the water level in the well are included. In the appendices, a list of all abbreviations (A) and data traces (B) for each GFZ tool is given.

The logging team carried out two campaigns: 31.01.01 to 08.02.01 (6 runs) and 16.10.01 to 18.10.01 (2 runs). Depth correlation between logs was performed on site.

#### **Temperature-Pressure-Mudresistivity-Gamma - T-P-MRES-GR (01.02.2001)**

Start running in:	8:12
Time logger on bottom:	13:24
Log start:	8:12
Log end:	13:24
Tool out of hole:	17:05
Logging interval:	0 to 4285.13 m
Maximum recorded temperature:	148,77 °C
Logging speed:	15 m/min; 7-8 m/min in the open-hole
Water level at:	262 m
Remarks:	none

### **Temperature-Pressure-Mudresistivity-Gamma - T-P-MRES-GR (02.02.2001)**

Start running in: 8:19  
Time logger on bottom: 13:39  
Log start: 8:19  
Log end: 13:39  
Tool out of hole: 17:20  
Logging interval: 10 to 4285 m  
Maximum recorded temperature: 148,98 °C  
Logging speed: 15 m/min; 7-8 m/min in the open-hole  
Water level at: 259,5 m  
Remarks: none

### **Temperature-Pressure-Mudresistivity-Gamma - T-P-MRES-GR (03.02.2001)**

Start running in: 13:10  
Time logger on bottom: 16:35  
Log start: 13:10  
Log end: 16:35  
Tool out of hole: 18:15  
Logging interval: 0 to 4285 m  
Maximum recorded temperature: 148,4 °C  
Logging speed: 3000 m at 40 m/min; 3000 - 3825 at 15 m/min;  
7 – 8 m/min in the open-hole  
Water level at: 248,5 m  
Remarks: late start caused by frozen logging truck (-16° during the night). The high gas content in the hole damaged the high pressure cable plugs.

### **Spectral Gamma Ray - SGR (04.02.2001)**

Start running in: 9:05  
Time logger on the bottom: 13:40  
Log start: 13:42  
Log end: 15:50  
Tool out of hole: 17:30  
Log interval: 4285 – 3865,2 m  
Logging speed: 15 m/min; 7 – 8 m/min in open-hole  
Water level: 250 m (approximate value inferred from the cable tension response)

Remarks: Gas penetrated the high pressure plug and damaged it making it necessary to reconnect with GO7-Bridle.

**Tool string including Natural Gamma Ray, Borehole Compensated Sonic, Dual Induction, Laterolog - GR-BCS-DIL-LL3 (06.02.01)**

Start running in: 8:45  
 Time logger on the bottom: 11:18  
 Log start: 11:20 (full sonde string) and 12:51 (GR-BCS)  
 Log end: 12:21 (full sonde string) and 14:51 (GR-BCS)  
 Tool out of hole: 16:00  
 Log interval: 4285 – 4268 m (full sonde string) and 3838–  
 450 m (GR-BCS)  
 Logging speed: > 30 m/min; 7 m/min in open-hole  
 Water level: 250 m (approximate value as inferred from  
 the cable tension response)

Remarks: full sonde string in the open-hole section and GR-BCS waveform in the casing

**Borehole Televiewer – ABF14 (08.02.2001)**

Start running in: 8:37  
 Time logger on the bottom: 13:35  
 Log start: 13:40  
 Log end: 15:30  
 Tool out of hole: 17:35  
 Log interval: 4212 – 3869,6 m  
 Logging speed: > 3 m/min in open-hole

Remarks: very viscous mud in the bottom of the open-hole section impeded the rotation of the acoustic head of the tool, so that measurements were only possible above 4212 m.

**Natural Gamma Ray-Dual Induction-Spontaneous Potential - GR-DIL-SP (27.02.2001)**

Start running in: 8:30  
 Time logger on the bottom: 11:40  
 Log start: 11:50  
 Log end: 12:42  
 Tool out of hole: 14:00  
 Log interval: 4285 – 3850 m  
 Logging speed: > 30 m/min; 7 m/min in open-hole  
 Water level: 255,5 m

Remarks: DIL run was repeated because of technical problems during the previous run (06.02.01) and SP was requested by the project partner Geothermie Neubrandenburg.

**Temperature-Pressure-Mudresistivity-Gamma - T-P-MRES-GR (28.02.2001)**

Start running in: 8:45  
 Time logger on bottom: 14:40  
 Log start: 9:02

Log end: 14:40  
Tool out of hole: 16:35  
Logging interval: 200 to 4285 m  
Maximum recorded temperature: 148,8 °C  
Logging speed: 15 m/min; 7,5 m/min in the open-hole  
Water level at: 256 m

Remarks: computer crashed at 1443 m, causing data loss from 1434,3 to 1442,1 m; diesel filter got clogged at 4114 m, logging truck is out.

### **Temperature-Pressure-Mudresistivity-Gamma - T-P-MRES-GR (17.10.2001)**

Start running in: 10:50  
Time logger on bottom: 16:00  
Log start: 10:50  
Log end: 16:00  
Tool out of hole: 19:00  
Logging interval: 0 to 4290 m  
Maximum recorded temperature: 149,0 °C  
Logging speed: 15 m/min; 7,5 m/min in the open-hole  
Water level at: 252 m

Remarks: new temperature sensor; problems with the steering of the winch on the way up (had to change poles from up to down); new steering stick had to be brought from GFZ.

### **Borehole Televiewer – ABF14 (18.10.2001)**

Start running in: 12:50  
Time logger on the bottom: 14: 40  
Log start: 14:40  
Log end: 17:00  
Tool out of hole: 18:50  
Log interval: 4291,3 – 3875 m  
Logging speed: > 3 m/min in open-hole

Remarks: rented power generator to keep electric signal constant; new steering stick from Potsdam is mounted; travel time in the mud indicates two different fluids in the hole; highly viscous mud in the bottom 60 m is confirmed, but tool can be brought to the bottom this time.

### Summary of all logging operations 1990 - November 2001

Table 3 is a list in chronological order of all logging runs performed to October 2001. Meanings for the abbreviations are appended (A) at the end of this article.

Logging Date	Depth Interval (m)	Tools	Responsible for the work*
08.-09.10.90	2375-0 2375-205,3	G/NG, BA Kb, OK/UK	EEG
02.11.90	3455-2369 4010-3874	BA G	EEG
21.-22.11.90	3875-2275	Kb, G/NG, OK/UK, AL, BA	EEG
07.-08.01.91	4240-3796	G, Kb, AL, DIL, NN, BA, GG, FED, SGR	EEG
20.12.00	2315-0 3873-2303 4284-3870	Casing Inspection Caliper (CIC) Casing Inspection Caliper (CIC) X-Y Caliper (4-arm cal)	Computalog EUROPE GmbH
01.02.01	0-4285	T-P-MRES-GR	GFZ/OSG
02.02.01	0-4285	T-P-MRES-GR	GFZ/OSG
03.02.01	0-4285	T-P-MRES-GR	GFZ/OSG
04.02.01	4283-3865	SGR	GFZ/OSG
06.02.01	4285-3838 4268-450	GR-BCS-DIL-LL3 BCS-GR	GFZ/OSG
08.02.01	4212-3869	ABF-14 Televiewer	GFZ/OSG - GeoSys
28.08.01	0-4285	T-P-MRES-GR	GFZ/OSG
27.02.01	4285-3850	GR-SP-DIL	GFZ/OSG
17.10.01	4292-0	T-P-MRES-GR	GFZ/OSG
18.10.01	4292-3875	ABF-14 Televiewer	GFZ/OSG – GeoSys

\* EEG: Erdöl Ergas GmbH; GFZ/OSG: Operational Support Group of GFZ; Computalog Europe: logging service company; GeoSys: Company that developed and leased high temperature Borehole Televiewer.

**Table 3:** *Logging operations in Groß Schönebeck 1990-2001*

## 4 Key Research Issues and Interpretation Strategy

The geophysical logs will be drawn to address the following aspects:

- a) examination of the state of the casing and cementation*
- b) characterization of temperature and pressure*
- c) identification of fractured sections before and after stimulation experiments*
- d) geomechanical zonation and state of stress*
- e) characterization of the deepened section*
- f) detection of formation damage*
- g) quantification of changes (porosity, structure, temperature) with time*

### ***a) examination of the state of the casing and cementation***

The Casing Inspection Caliper (CIC) and sonic data obtained in the cased part of the well are interpreted in this report by LEGARTH et al. (2002).

### ***b) characterization of temperature and pressure***

Repeated logging with the T-P-MRES-GR tool (Temperature-Pressure-Mud Resistivity-Natural Gamma) captured transient changes in temperature and pressure in the well. These data are interpreted by HURTER (2002).

### ***c) identification of fractures***

Work in progress uses the combined interpretation of caliper, sonic and borehole televiewer BHTV data to identify sections of fractured rock in the well and determine the principal stress directions.

### ***d) geomechanical zonation and state of stress***

PLUMB et al. (1991) noted that principal horizontal stress magnitudes correlated directly with elastic stiffness and inversely with clay content derived from geophysical logs. These properties influence the resistance of the rock to fracturing. In layered media, such as here, some types of rock will readily fracture, while others will serve as natural boundaries to fracture propagation. The analysis of the geophysical logs will aid to derive criteria for classification of the Rotliegend section into geomechanical zones. Laboratory experiments on cores will support this work.

Effects of tectonic stress (ovalation of the well, breakouts) are looked for in caliper, dipmeter and BHTV measurements. The direction of principal stress components may be obtained with these logs. This work is in progress.

### ***e) deepened section***

In phase I, the well Groß Schönebeck 3/90 penetrated 9.5 m of andesites. It is estimated that another 450 m of volcanic rock may lie underneath (STACKEBRANDT et al., 1991). These extrusive igneous rocks are laid down as individual flows. Two flows were recognized in the first 9,5 m. If the time interval between eruptions is long enough, sediments may accumulate between the andesitic flows. As an example, well Grüneberg 3/76, situated on the order of 15 km south-west of Groß Schönebeck, cuts through more than a hundred meters of volcanic rock with up to 10 m thick sandstone sections between flows (EEG, 1976). The geophysical logs will address the question: does the deepened section in Groß Schönebeck show evidence of other lithologies than andesites?

#### **f) formation damage**

Immediately after the deepening of Groß Schönebeck 3/90 was completed, a production test was carried out. The flowmeter data (see TISCHNER et al., 2002) shows that no flow occurred in the section considered to be most porous and permeable according to logs and core measurements: the Rambow sandstones are *damaged*. Causes of permeability reduction could be the invasion of fine particulate matter from the drilling mud, during any one or both the drilling phases or even during the ten years drilling mud was left in contact with the sandstones in the closed well (1990 - 2000). The precipitation of minerals in the pores close to the well would be another possibility. The comparison of logs (electrical resistivity, sonic) from phase I with the more recent ones will be examined for indications of porosity reduction.

#### **g) quantification of temporal changes (porosity, structures, temperature)**

The in-situ laboratory is an opportunity to accompany changes through time by repeated logging, especially after hydraulic testing and stimulation. Caliper and borehole televiewer logs may allow changes in borehole wall structure to be attributed to specific hydraulic forcing. Temperature logs record changes of the temperature field due to injection and production of fluids during experiments. The attenuation of the perturbation is influenced by thermal properties and permeability of the rocks penetrated by the borehole.

## **5 Conclusions**

All logging operations up to October 2001 performed in the well Groß Schönebeck were put together. During logging operations by GFZ, it was noted that water level in the well was at 248 – 262 m. Failure of the borehole televiewer in the bottom 60 m of

the well and a change in the line tension by which the operator during logging indicates a different fluid in this section than above. However a second televiewer trip managed to bring the tool to the bottom of the well. In this run it was noted that travel time of the acoustic signal in the fluid below 4228 m is greater than above.

Interpretation of the geophysical logs is directed to characterize the deepened (unknown) section, determine principal horizontal stress directions, assess formation damage in the sandstones, follow temporal changes in structure, temperature, pressure following hydraulic experiments as well as to evaluate the quality of casing and cementation after 10 years.

### **Acknowledgements**

We thank G. Borm and R. Stecher for permission to K. Bohn and M. Töpfer to participate in the logging operations. Without them this work would not have been possible.

## **6 References**

EEG (Erdöl Erdgas Gommern), 1976. Bohrrakte zu Grüneberg 3/76.

HURTER, S., 2002. Log-Interpretation: deviation, caliper, temperature, pressure and mud resistivity, in: In-Situ Geothermie Labor Groß Schönebeck: Bohrarbeiten,

Bohrlochmessungen, Hydraulik, Geochemie und Tonmineralogie. - Scientific Technical Report 02/14 (dieser Report)

LEGARTH, RUCH, A. & WOLFF, H., 2002. Beurteilung von Verrohrung und Zementation im Hinblick auf eine Nachnutzung, in: In-Situ Geothermielabor Groß Schönebeck: Bohrarbeiten, Bohrlochmessungen, Hydraulik, Geochemie und Tonmineralogie.- Scientific Technical Report 02/14 (dieser Report)

PLUMB, R.A, EVANS, K.F. & ENGELDER, T., 1991. Geophysical log responses and their correlation with bed-to-bed stress contrasts in Paleozoic rocks, Appalachian Plateau.- New York, *J. Geophys. Res.*, **96** (B9), 14509-14528.

STACKEBRANDT, W., EHMKE, G. & MANHENKE, V. (1997): Atlas zur Geologie von Brandenburg im Maßstab 1 : 1.000.000 – Landesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe Brandenburg, Kleinmachnow.

TISCHNER , T., THORENZ, C., JUNG, R. & KESSELS, W., 2002. Ergebnisse des Primärtests: Hydraulik, in: In-Situ Geothermie Labor Groß Schönebeck: Bohrarbeiten, Bohrlochmessungen, Hydraulik, Geochemie und Tonmineralogie. - Scientific Technical Report 02/14 (dieser Report)

## Appendix A: List of Abbreviations

Abbreviation	Name of tool or parameter
G	Gamma-Ray
NG	Natural Gamma
BA	Bohrlochabweichung / Deviation
OK/UK	Oberkante/Unterkante, Resistivity
AL	Acoustic Log
DIL	Dual Induction Log
NN	Neutron
Kb	Caliper
FED	Four E Dipmeter see Serra?
SGR	Spectral Gamma Ray
T-P-MRES	Mud Parameters (temperature, pressure, mud resistivity)
BCS	Borehole Compensated Sonic
LL3	Laterolog 3
BHTV	BoreHole TeleViewer
ABF	Akustischer Bohrloch Fernseher / Acoustic Borehole Television GeoSys
SP	Spontaneous Potential

## Appendix B: List of logging parameters and units for GFZ logs

The list contains the parameter of each track that is recorded with the respective tool string. The tracks relevant for the Groß Schönebeck are indicated with an arrow.

### General

data format:	space delimited ASCII
data format of waveforms:	LIS
depth increment:	100 mm

### T-P-MRES-GR

	Parameter	Unit	Comment	relevant
1.	Depth	meter	Depth	<-
2.	Time	S	time since logging begin	
3.	Speed	m/min	cable speed	
4.	Cble_Acc	G	motion detector	
5.	Voltage	V	Voltage of sonde	
6.	Current	mA	Current of sonde	
7.	BHT	deg C	temperature	<-
8.	BHTDiff	deg C	temperature difference between consecutive measurements	
9.	Pressure_M	MPa	pressure	<-
10.	PDiff_M	MPa	pressure difference between	

			consecutive measurements	
11.	GR	gAPI	total gamma activity	<-
12.	MudRes	Ohmm	Mud resistivity	<-
13.	Accel	g	motion detector	
14.	AccMin	g	motion detector	
15.	AccMax	g	motion detector	

SGR

	Parameter	Unit	Comment	relevant
1.	Depth	meter	depth	<-
2.	Time	s	time since logging started	
3.	Speed	m/min	cable speed	
4.	Cble_Acc	g	motion detector	
5.	Voltage	V	voltage of sonde	
6.	Current	mA	voltage of sonde	
7.	GRS	gAPI	total gamma activity	<-
8.	Spectrum	CPS	total spectrum	
9.	K	%	potassium content	<-
10.	U	ppm	uranium content	<-
11.	Th	ppm	thorium content	<-
12.	KTH	API	potassium/thorium ratio	
13.	Accel	g	motion detector	
14.	AccMin	g	motion detector	
15.	AccMax	g	motion detector	

GR-BCS-DIL-LL3-SP

	Parameter	Unit	Comment	relevant
1.	Depth	meter	depth	<-
2.	Time	s	Time since logging begin	
3.	Speed	m/min	cable speed	
4.	Cble_Acc	g	motion detector	
5.	Voltage	V	voltage of sonde	
6.	Current	mA	current of sonde	
7.	ILDRaw	mV	Raw data	
8.	ILMRaw	mV	Raw data	
9.	RILD	Ohmm	Resistivity Induction deep	<-
10.	RILM	Ohmm	Resistivity Induction medium	<-
11.	LL3Raw	mV	Raw data	
12.	LL3	Ohmm	Resistivity Laterolog	<-
13.	GR	gAPI	Total gamma activity	<-
14.	GRStdDev	gAPI	Raw data	
15.	TraceT1R1	mV	Raw data	
16.	TraceT1R2	mV	Raw data	
17.	TraceT2R1	mV	Raw data	
18.	TraceT2R2	mV	Raw data	

19.	RuntimeT1R1	µs	Raw data	
20.	RuntimeT1R2	µs	raw data	
21.	RuntimeT2R1	µs	raw data	
22.	RuntimeT2R2	µs	raw data	
23.	DeltaT1	µs/m	raw data	
24.	DeltaT2	µs/m	raw data	
25.	DeltaTime	µs/m	$V_p$ , body wave velocity	<-
26.	TTI	-	raw data	

The determination of  $V_S$  and  $V_{Stoneley}$  requires further processing of the sonic data.

#### GR-BCS

	<b>Parameter</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>	<b>relevant</b>
1.	Depth	meter	Depth	<-
2.	Time	s	time since logging begin	
3.	Speed	m/min	cabel speed	
4.	Voltage	V	voltage of sonde	
5.	Current	mA	current of sonde	
6.	GR	gAPI	total gamma activity	<-
7.	GRStdDev	gAPI	raw data	
8.	TraceT1R1	mV	raw data	
9.	RuntimeT1R1	µs	raw data	

Only the waveforms recorded by one receiver are relevant for the examination of the casing.

#### ABF 14

	<b>Parameter</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>	<b>relevant</b>
1.	Depth	meter	Depth	<-
2.	Laufzeit	µs	traveltime of the acoustic pulse	<-
3.	Amplitude		relative amplitude of the acoustic signal	<-

# Zustandsbetrachtungen von Verrohrung und Zementation einer aufgewältigten Erdgasbohrung im Hinblick auf eine Nachnutzung

## Evaluation of the Condition of Casing and Cement in a Former Gasexploration Well in View of its Re-Utilization

*Björn Legarth\*, Andreas Ruch\*\*, Helmut Wolff\**

*\* Technische Universität Berlin*

*\*\* Halliburton Company Germany GmbH*

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>62</b>
<b>2</b>	<b>Bestimmung des Ist-Zustandes einer Bohrlochauskleidung</b> .....	<b>63</b>
2.1	Ist-Zustandsbetrachtung anhand der Bohrlochakte .....	65
	Rohrkolonnen.....	65
	Zementation von 18 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> “ Standrohr und 13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> “ Ankerrohrtour .....	66
	Zementation der 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> “ Rohrtour (1. Technische Rohrtour).....	66
	Zementation der 7“ Rohrtour (2. Technische Rohrtour) .....	68
	Abschlussbemerkungen zu den Zementationen .....	69
2.2	Konventionelles Cement Bond Logging (CBL).....	69
2.3	Beschreibung und Auswertung des Full Wave Sonic Tools (FWST) .....	71
2.4	Interpretation des CBL Plots .....	73
2.5	Auswertung der Kalibermessungen .....	78
<b>3</b>	<b>Schlussfolgerungen und Empfehlungen</b> .....	<b>82</b>
3.1	Aussagen zur originären Datenqualität .....	82
3.2	Notwendigkeit weiterer Messungen oder Untersuchungen .....	83
3.3	Übertragbarkeit der Ergebnisse und Interpretationsverfahren auf weitere Standorte .....	83
3.4	Sonstige Maßnahmen .....	83
<b>4</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>84</b>
	<b>Danksagung</b> .....	<b>84</b>
<b>5</b>	<b>Literatur</b> .....	<b>85</b>

## Abstract

The remediation of a former gas exploratory well in the northeastern part of Brandenburg, Germany, and its planned re-utilization for geothermal energy production, made it necessary to investigate the condition of the well and its current completion.

Data from sonic and casing caliper logs as well as from the old drilling reports were analysed. The sonic data was used to analyze the cementation, as no conventional cement bond log was run. Instead sonic logging took place with a Full Wave Sonic Tool from which data has been reprocessed in order to obtain a CBL plot. A special software allowed picking of the amplitude and runtime of the first p-wave (E1) arrival at the receiver, out of the recorded wavetrain.

Further data from drilling reports was used to investigate the initial quality of the well completion. A caliper log for casing inspection delivered results of the actual physical and mechanical condition of the casing. This data was compared to the initial casing profile and examined corrosive and erosive effects resulting from prior remediation work or fluid production.

This combined approach of unconventional and conventional low cost interpretation methods reveals that the well finds itself, after ten years of abandonment, in a condition resembling very much the initial state. In view of the re-utilization the well for purposes different from the initial design, additional measures have to be taken. The uncertainty of the interpretation of the sonic log data calls for a specialized log and a detailed stress check of the completion. The particulars of the treatment of the casing depends on the specific requirements the well will need to endure when re-utilized.

## 1 Einleitung

Im Rahmen des Forschungsprojektes ***Nutzbarmachung klüftig-poröser Speichergesteine für die geothermische Energiegewinnung*** dient die Bohrung Groß Schönebeck 3/90 im Nordosten Brandenburgs als In-Situ Geothermielabor. Die Bohrung wurde im Jahre 1990 zur Exploration von Kohlenwasserstoffen abgeteuft, im Winter 2000/2001 aufgewältigt und bis zu einer Teufe von 4300 Metern vertieft. Ein anschließendes Bohrlochmessprogramm diente der Bestimmung der petrophysikalischen Eigenschaften des Rotliegend sowie der chemischen Zusammensetzung des Formationsfluides. Die Bohrung ist bis zu einer Teufe von 3873 m verrohrt und zementiert. Den Zustand dieser Bohrlochauskleidung gilt es im Hinblick auf eine angestrebte Nachnutzung der Bohrung, die nicht dem ursprünglichen Verwendungszweck entspricht, zu überprüfen, Hinweise auf kritische Bereiche zu liefern und geeignete, vorbeugende Maßnahmen zur Risikoverminderung zu empfehlen.

Der Auswertung zur Verfügung standen Kalibermessungen (60-Arm Multifinger Caliperlog) für eine Inspektion der Rohrrinnenwandungen und eine akustische

Bohrlochsonde (Full Wave Sonic Tool) zur Analyse der Zementation. Bei letzterer Sonde handelte es sich um ein Messinstrument, das ursprünglich nicht auf die Vermessung einer Rohrzementation ausgelegt ist. Da jedoch konventionelle Messverfahren zur Überprüfung der Zementation - Cement Bond Logs (CBL) - auf einem ähnlichen akustischen Messprinzip beruhen, wurde der Versuch unternommen, die Messergebnisse mit Hilfe einer speziellen Auswertungssoftware für die Interpretation und Beurteilung des Zustandes der Zementation nutzbar zu machen. Es wird hierbei ein Verfahren getestet, welches aufwändige und kostenintensive Bohrlochmessungen einsparen helfen könnte. Das ist besonders deshalb von großem Interesse, da selbst ausgereifte Spezialsonden in diesem Bereich keine eindeutige Sicherheit in der Beurteilung der Zementation zu liefern in der Lage sind.

Neben den durchgeführten Messungen stand zur Auswertung umfangreiches Datenmaterial aus den Bohrlochakten von 1990 (Schichtenverzeichnis, Zementationsprotokolle, Bohrberichte, etc.) und den Bohrberichten der Aufwältigungsarbeiten zur Verfügung. Aus diesen gesammelten Informationen galt es eine Einschätzung des Ist-Zustandes von Verrohrung und Zementation der Bohrung im Hinblick auf eine angestrebte Nachnutzung zur geothermischen Stromerzeugung abzuleiten.

## **2 Bestimmung des Ist-Zustandes einer Bohrlochauskleidung**

Für eine Nachnutzung einer abgeworfenen und wieder aufgewältigten Kohlenwasserstoffbohrung durch hydraulisch-chemische Stimulationsversuche, die Erweiterung der Komplettierung (z.B. Einbau von Packern oder zusätzlichen Rohrtouren) oder der Verwendung der Bohrung für eine längerfristige Produktion von hochsalinaren Formationsfluiden, wird ein möglichst zuverlässiger Nachweis über die vorliegende Integrität der Bohrlochauskleidung und deren Aufrechterhaltung im Falle entsprechender Maßnahmen erforderlich.

Durch Korrosion oder Erosion geschädigte Bereiche stellen auf Grund einer punktuellen oder flächenhaften Wandstärkendezimierung potenzielle Schwachstellen im Strang dar. Diese werden bei der Überschreitung der resultierenden zulässigen Innendrucke Sollbruchstellen. Ist die Integrität der Verrohrung einmal massiv geschädigt, sind aufwändige Reparaturarbeiten, die komplette Umstellung der Ablaufplanung oder bei schwerwiegenden Schäden gar die Aufgabe der Bohrung erforderlich. Gleichmaßen bieten schlecht bzw. unvollständig zementierte Rohrabschnitte oder gar Bereiche mit fehlendem Zementstein im Ringraum zwischen Casing und Formation unzureichenden mechanisch-physikalischen sowie

chemischen Schutz. Eine unvollständige Zementation lässt - im Falle von aggressiven Formationsfluiden (hochsalinar, hohe Temperaturen), längerer Stillstandzeiten und inhomogener Rohrstränge - Rückschlüsse auf potenzielle externe Schäden der Verrohrung bzw. Schwachstellen zu. Um dies zu vermeiden, sind Untersuchungen notwendig, durch die eventuelle Risiken besser im Vorfeld erkannt, lokalisiert und umgangen werden können. Hierzu bedarf es der Überprüfung der Integrität des Rohrprofils in seiner vollen Länge und der Untersuchung der Rohrzementation. Für eine umfassende Zustandsbetrachtung der Bohrlochauskleidung sind idealerweise neben Kalibermessungen (Deformation der Rohre und Beschaffenheit der inneren Wandung) und Temperaturmessungen (Undichtigkeiten der Rohre und Bestimmung der Richtung von Fluidbewegungen hinter den Rohren) auch Messungen erforderlich, die sowohl den Zustand der Zementation, die Anbindung des Zementsteins an Verrohrung und Gebirge (Bond) als auch die Wandstärken der Verrohrung bzw. eventuelle Korrosionsschäden an der inneren und äußeren Wandung eingehender analysieren.

Zur Analyse der Zementation der eingebauten Rohrtouren werden konventionell Cement-Bond Logs oder ähnliche auf akustischen Messprinzipien basierende Messgeräte eingesetzt. Die Zementation verursacht eine starke Dämpfung des akustischen Signals und damit eine Ableitung der akustischen Energie in die Formation. Eine gute Zementanbindung der Verrohrung, ein guter Bond, liefert der Verrohrung eine Unterstützung gegen Scherkräfte und vermindert dabei gleichzeitig die akustische Signalstärke. Im Falle eines nicht existenten oder schwachen Bonds liegt keine Scherunterstützung der Verrohrung vor und somit auch eine geringe Dämpfung.

CBL Messungen sind nicht unumstritten und daher wird von verschiedenen Firmen als Betreiber von Bohrungen darauf verzichtet und nur in einigen besonderen Fällen eine Messung mit sektoral auflösenden, rotierend arbeitenden Ultraschallsonden (z.B. CAST-V oder USIT) durchgeführt. Diese Messung lässt in der Regel eine bessere und genauere Interpretation zu. Hierzu wird allerdings die Verwendung des CBL Tools im Messstrang befürwortet, da auf Grund der geringen Eindringtiefe der Ultraschallsonde (6,35 mm/0,25 in) deren Signale nicht bis in die Formation gelangen.

Die Notwendigkeit einer genauen Untersuchung der Zementation resultiert aus ihren Aufgaben und den damit verbundenen Gefahren bei einer mangelnden Gewährleistung derselben. Diese sind:

- 1) *Unterstützung der Verrohrung*

- Isolation instabiler oder drückender Formationen (z.B. Zechsteinsalinare). Der Zementstein dient in diesem Fall dazu, die auf die Bohrlochauskleidung wirkenden Kräfte gleichmäßig zu verteilen bzw. abzuleiten, um eine punktuelle und somit zerstörerische Belastung der Verrohrung zu unterbinden - *mechanischer Schutz*
- Schutz vor korrosiven Fluiden auf der Außenseite der Verrohrung – *chemischer Schutz*

## 2) *Hydraulische Isolation*

- zonale Isolation verschiedener Formationen, speziell Grundwasserhorizonte, die nicht durch aufsteigende Formationsfluide kontaminiert werden dürfen
- Isolation von Zonen unterschiedlicher Druckniveaus
- Verhinderung der Migration von Lagerstättenfluiden im Ringraum zwischen Verrohrung und Formation
- für effektive Stimulations- bzw. Injektionsmaßnahmen (Fluide dürfen nicht über Ringräume oder Undichtigkeiten, als hydraulische Ventile, entweichen)

### 2.1 Ist-Zustandsbetrachtung anhand der Bohrlochakte

Im Rahmen der Ist-Zustandsbetrachtung wird hier auf die Zementationen der Rohrtouren eingegangen. Anhand der Informationen aus den Unterlagen zu den ursprünglichen Abteufarbeiten (1990) werden der aktuelle Zustand und die mögliche Belastbarkeit der Rohre und des Zementsteins im Hinblick auf eine nicht dem eigentlichen Verwendungszweck entsprechende Nachnutzung der Bohrung beschrieben.

### Rohrkolonnen

Die aktuelle Verrohrung der GS 3/90 besteht aus vier Rohrkolonnen:

Rohrtour	Durchmesser (in.)	Teufenintervall (m)	Wandstärke (mm), Rohrtyp
Standrohr	18 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	0-18 m	WD 11,05 mm, API, J-55
Leitrohrtour (Ankerrohrtour)	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "	0-205 m	WD 12,19 mm, API, J-55
1. Technische Rohrtour	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	0-18 m	WD 11,99 mm, API, P-110
		18-884 m	WD 11,05 mm, API, P-110
		884-1700 m	WD 10,00 mm, GOST, E
		1700-2161 m	WD 12,00 mm, GOST, D
2161-2375 m	WD 11,99 mm, API, P-110		
2. Technische Rohrtour	7"	2309-3874 m	WD 11,51 mm, API, N-80

(Liner)

**Tabelle 1:** *Rohrtourliste, entsprechend den Angaben aus der Bohrlochakte von 1990 (EEG)  
Casing array according to drilling report of 1990 (EEG): Shown from left to right are  
the type of casing, diameter, depth interval, pipe thickness and type.*

Beide Technischen Rohrtouren sind im aktuellen Zustand der Bohrung auch Endrohrtouren, obwohl die ursprüngliche Rohrauslegung für den Fall der Fündigkeit das Einbringen einer kombinierten 7" – 5" Rohrkolonne als Endrohrtour vorsah. Die 5" Rohrtour von Endteufe bis ca. 2300 m in Verbindung mit der 7" Rohrtour bis nach übertage und einer Zementation bis ca. 1400 m hätten somit zu einer wesentlichen Verstärkung der Bohrlochauskleidung beigetragen.

Dimensionen und Eigenschaften der GOST Rohre sowie im einzelnen nicht bekannte Formationsparameter (insbesondere das Verhalten der bereits ab ca. 1670 m vorhandenen Salinare) konnten aus den Unterlagen nicht exakt nachvollzogen werden. Deshalb ist die Auslegung der Rohrkolonnen innerhalb dieser Betrachtung nicht erneut gerechnet worden. Die aus den Planungsunterlagen ersichtlichen Sicherheiten sind ausreichend (auch für den Ist-Zustand), doch lässt ein Vergleich mit üblichen Auslegungen für Rotliegendbohrungen im Norddeutschen Raum die Vermutung zu, dass die Dimensionen der Bohrlochauskleidung zu gering sein könnten. Eine Überprüfung mit einem Casingdesign-Programm wie StressCheck und/oder die Anwendung der WEG-Richtlinien ist daher anzuraten. Dies gilt insbesondere, da die Bohrung nicht gemäss ihrer ursprünglich geplanten Verwendung genutzt werden soll.

### **Zementation von 18<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" Standrohr und 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" Ankerrohrtour**

Auf die Zementationen der beiden ersten Rohrtouren soll nicht besonders eingegangen werden, da ihre Aufgaben rein bohrtechnischer Art waren und beide Rohrtouren durch die bis zutage geführte Zementation der 1. Technischen Rohrtour überdeckt sind. Außerdem wurden in beiden Fällen Zementbrühen (Portlandzement mit spezifischen Gewicht (SG) von 1,83 g/cm<sup>3</sup> bzw. 1,86 g/cm<sup>3</sup>) nach dem Stand der Technik eingesetzt. Unvorhergesehene Ereignisse wie z.B. Verluste, die zu einer unzureichenden Ausfüllung des Ringraums geführt haben könnten, sind in den Bohrberichten nicht erwähnt.

### **Zementation der 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" Rohrtour (1. Technische Rohrtour)**

Die Zementation der 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" Zwischenrohrtour wurde gemäss der in Ostdeutschland angewendeten Verfahren projektiert. Diese Technische Rohrtour bildete eine vorübergehende Bohrlochauskleidung, die im Falle der Fündigkeit durch das Einbringen einer Endrohrtour entsprechend verstärkt worden wäre. So kann auf

Dickwandrohre verzichtet werden. Aus diesem Grund wurde für diese Zementation eine Zementbrühe auf Frischwasserbasis mit relativ geringem spezifischem Gewicht (SG) von  $1,56 \text{ g/cm}^3$  vorgesehen. Der Feststoffanteil besteht zu gleichen Teilen aus Zement und Flugasche. Eine keineswegs unübliche Vorgehensweise, die ein gutes Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweist. Zudem ist die Zementbrühe gering viskos und trägt in Verbindung mit einem turbulenten Spacer (hier Frischwasser) durch ein gutes Fließregime zu einer effektiven Spülungsverdrängung bei. Nachteilig hingegen ist, dass der Zementstein nur eine Druckfestigkeit von  $5,52\text{-}11,70 \text{ MPa}$  ( $800\text{-}1700 \text{ psi}$ )<sup>1</sup> aufweist.

Die Arbeit wurde nach Plan mit  $112 \text{ m}^3$  Zementbrühe durchgeführt, doch kam es nach ca.  $70 \text{ m}^3$  von insgesamt  $88,3 \text{ m}^3$  Nachpumpmenge zu totalen Spülungsverlusten. Mit  $88 \text{ m}^3$  wurde nahezu das gesamte Nachpumpvolumen verpumpt (d.h. Zementbrühe in die Verlustzone verpresst). Eine im Anschluss an die Zementation erfolgte Temperaturmessung ermittelt den Verlusthorizont in Teufe  $700 \text{ m}$ . Eine volumetrische Betrachtung bestätigt diese Teufe. Anschließend wurde die Rohrtour mit  $19,5 \text{ MPa}$  ( $2828 \text{ psi}$ ) auf Integrität getestet und für dicht befunden.

Die Verluste während der Zementation erforderten eine Nachzementation. Um einen durchgehenden Bond zu erreichen, wurde mit  $22 \text{ m}^3$  Frischwasser-Zementbrühe SG  $1,80$  ( $100\%$  Portlandzement) erfolgreich nachzementiert (Ringraumzementation unter Verwendung eines sogenannten Nippelgestänges). Im Anschluss wurde die Rohrtour erneut mit  $21 \text{ MPa}$  ( $3045 \text{ psi}$ ) abgedrückt. Dieses Aufdrücken der Rohrtour erfolgte zwar unmittelbar nach der Nachzementation, allerdings  $3$  Tage nach der eigentlichen Rohrzementation. Der Zementstein der initialen Zementation könnte in diesem Zeitraum ausreichend Festigkeit aufgebaut haben, doch ist eine Schädigung in Form eines Mikroringraumes nicht auszuschließen.

Der Zementationsablauf und die dabei eingesetzten Volumina weisen auf eine ausreichende Ausfüllung des Ringraums mit Zement hin. Eine hydraulische Dichtheit sollte also gewährleistet sein. Ein Zementstein aus einem Flugasche-Zement-Gemisch ist bei korrekter Hydratation langfristig beständig gegen Formationseinflüsse, so dass es in den vergangenen  $11$  Jahren zu keiner Beeinträchtigung der physikalischen Eigenschaften gekommen sein dürfte. Da sowohl der Zement in seiner damals verwendeten Form als auch die Flugasche nicht mehr verfügbar sind, kann eine Reproduktion der Zementbrühe und des Zementsteins im Labor nicht durchgeführt werden.

---

<sup>1</sup> Diese Druckfestigkeitswerte stammen aus Labordaten vergleichbarer Zementrezepturen. Aufgrund der Herkunft der Flugasche (Braunkohleverbrennung) ist allerdings mehr von einem Wert am unteren Ende auszugehen.

Für eine Nachnutzung der Bohrung ist die Zementation zwar durchweg integer, die geringe Druckfestigkeit bildet indes ein Limit für eine Verwendung. Die hinter dieser Verrohrung vorhandenen Salinare könnten aufgrund ihres plastischen Verhaltens eine potentielle Gefahr für den Ist-Zustand darstellen.

## **Zementation der 7“ Rohrtour (2. Technische Rohrtour)**

Der ebenfalls als Technische Rohrtour vorgesehene 7“ Liner, wurde mit 23,2 m<sup>3</sup> Salzwasser-Zementbrühe SG 1.95 (100% Tiefbohrzement) zementiert. Als Trennflüssigkeit zwischen Spülung und Zement wurden 5 m<sup>3</sup> Salzwasser eingesetzt, die eine ausreichende Spülungsverdrängung gewährleistet. Ein Abspülen der Zementbrühe am Linerkopf im unmittelbaren Anschluss an die Zementation erbrachte durch das Zutagetreten von 3-4 m<sup>3</sup> Mischzone, ein Indiz für eine vollständige Zementation. Die vorliegenden Unterlagen geben keinen Aufschluss darüber, ob der Linerkopf nach der Zementerhärtung einem Dichtigkeitstest unterzogen wurde.

Wie auch bei der 1. Technischen Rohrtour kann vom Zementationsablauf her auf eine gute Zementation geschlossen werden. Durch die Verwendung von reinem Tiefbohrzement mit Salzwasser zum Anmischen ist ursprünglich eine ausreichende Druckfestigkeit im Bereich von 27,6 MPa (4000 psi) erzielt worden. Aufgrund der Nichtverwendung von Quarzmehl zur Vermeidung einer temperaturbedingten Druckfestigkeitsreduzierung<sup>2</sup> über die Zeit, ist bei Schichttemperaturen im Rohrschuhbereich von ca. 130°C anzunehmen, dass zumindest im unteren Bereich nicht mehr die volle Druckfestigkeit des Zementsteins vorhanden ist. Ein Rückgang der Druckfestigkeit ist im Labor nur schwer nachzuvollziehen und die Druckfestigkeitsverteilung über die gesamte Länge der Rohrtour ist schwer einzuschätzen. Das kann bei zukünftigen Bohrlochmessungen (z.B. erweitertes Cement Bond Log) zu Schwierigkeiten bei der Interpretation führen (z.B. Bestimmung des Bond Indexes). Ebenfalls gilt es die Salinare, die sich nahezu über den gesamten mit 7“ verrohrten Bereich erstrecken, zu beachten.

---

<sup>2</sup> Wenn Portlandzement mit Wasser gemischt wird, hydratisieren Trikalziumsilikat (C<sub>3</sub>S) und Dikalziumsilikat (C<sub>2</sub>S) zu Kalziumsilikathydrat-Gel (C-S-H). Bei Temperaturen über 110°C bildet sich aus dem Kalziumsilikathydrat-Gel ein  $\alpha$ -Dikalziumsilikathydrat ( $\alpha$ -C<sub>2</sub>SH). Diese Veränderung bewirkt einen Verlust der Druckfestigkeit und eine Erhöhung der Permeabilität des Zementsteins.

## **Abschlussbemerkungen zu den Zementationen**

Betrachtet man die Zementationen der Rohrtouren in der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 unter dem Aspekt ihrer ursprünglichen Zielsetzung, so ist der Zustand nach den vorliegenden Informationen ausreichend, im unteren Bereich des 7" Liners fraglich.

Die Bohrung hat aufgrund der Nichtfündigkeit von Kohlenwasserstoffen in produktionswürdiger Menge nicht ihre vollständige Auskleidung erhalten. Zudem war die Bohrung zum Teil mit Zement rückverfüllt worden, der im Rahmen der Aufwältigungsarbeiten aufgebohrt wurde. Eine mechanische Schädigung des Zementsteins durch einen nicht stabilisierten Bohrstrang ist in diesem Bereich nicht auszuschließen.

Die unterschiedlichen Zementsteineigenschaften von 7" Rohrschuhteufe bis zutage erschwert eine Kalibrierung von Bohrlochmessungen. Eine durchgehende Messung mit derselben Kalibrierung ist nicht möglich; wodurch die Messungen aufwändiger werden. Die Rahmenbedingungen und Anforderungsspezifikationen für die Nachnutzung sollten festgelegt werden, um eine Untersuchung der maximalen Belastbarkeit des Ist-Zustandes zu ermöglichen. Das Einbringen der bereits in der Projektierung erwähnten kombinierten 7"-5" Endrohrtour könnte aufwändige und in ihrer Aussage möglicherweise nicht eindeutige Bohrlochmessungen vermeiden.

Die Intensität des Einflusses der Salinare kann durch eine Kalibermessung mit einem Multifinger-Messgerät bestimmt werden. Sind keine nennenswerten Verformungen der Rohrtour messbar, so kann nach 10 Jahren davon ausgegangen werden, dass die aktuelle Bohrungsauskleidung den Formationseinflüssen standhält.

## **2.2 Konventionelles Cement Bond Logging (CBL)**

Konventionelle CBL bestehen aus einem Transmitter, der ein gepulstes, omnidirektionales, akustisches Signal kontinuierlich in die Umgebung einer verrohrten und zementierten Bohrung aussendet. Dieses wird von in bestimmten Abständen angeordneten Empfängern registriert. Die Signalübertragung erfolgt dabei durch das Fluid im Bohrloch, die Verrohrung, den Zementstein und die Formation. Auf dem Log erscheinen die aufgezeichneten Wellenformen und eine Kurve der Rohramplituden als einzelne Spuren. Die Gesamtanzahl der Spuren hängt von der Art der Datenauswertung ab. Die Interpretation verwendet diese beiden Spuren zur Aussage über zwei Arten von Zementanbindung (Bond): Den Bond zwischen Rohr und Zementstein und dem zwischen Zementstein und Formation. Die Messung der Laufzeiten dient als Indikator für die Zentralisierung der Messeinrichtung.

Die Amplitudenkurve der Rohrsignale stellt die Dämpfung des akustischen Signals bei seinem Verlauf durch die Verrohrung dar. Dieses Signal ist bei dem Eintreffen an

den Empfängern noch nicht durch den Zementstein und die Formation gelaufen. Standardzemente liefern hier Werte von weniger als 10 mV im Falle einer guten Anbindung der Verrohrung zum Zementstein. Werden leichtere Zemente oder Schaumzemente verwendet, wird die Signaldämpfung verringert (15-40 mV). Dieser Wertebereich bedeutet für Standardzemente jedoch einen schlechten Bond (FRISCH et al., 2000).

Aus dem Profil der nachfolgenden Wellenformen (Variable Density Log, VDL) können weitere Aussagen über den Bond von Zement-Verrohrung und Zement-Formation anhand eines Mikroseismogramms getroffen werden. Den akustischen Signalwerten werden Farben zugeordnet - dunkle Farben stehen für positive, helle für negative Amplituden. Je intensiver die Farbgebung desto größer die Amplitude.

Geradlinig verlaufende Wellenformen (railroad patterns) stehen für die Abwesenheit von Zementstein und ein freies Rohr. Treten Variationen in den Wellenformen auf, werden diese als Indikation für die Gegenwart von Zementstein interpretiert. Nur der Bond zwischen Zement und Verrohrung kann direkt über die Amplitudensignale der ersteinsetzenden p-Wellen (E1) bestimmt werden. Andere Eigenschaften der Zementation benötigen eine erweiterte Datenverarbeitung und Interpretation, die jedoch nur indirekte Aussagen liefern können. Die VDL Spur wird in drei Bereiche gemäß der aufgezeichneten Wellenfronten aufgeteilt: Casing-, Formation-, Mud Arrivals.

Grundsätzlich existieren verschiedene Varianten in der Aufzeichnung der akustischen Signale bei CBL Messungen. Es können floating- oder fixed-gates (Messfenster) am Empfänger eingesetzt werden (SERRA, 1984). Ein fixed-gate ist unabhängig vom Detektionsniveau der eintreffenden p-Wellen. Gemessen wird die Signalamplitude des stärksten Signals der Aufzeichnungsperiode. Wird ein fixed-gate verwendet, muss das Zeitfenster für die Aufzeichnung von E1 so eingestellt werden, dass ein Eintreffen der ersten p-Welle in diesem Zeitraum sichergestellt wird. Es kann vorkommen, dass die Signalamplituden der E1 Welle von einem guten Bond so stark gedämpft sind, dass diese unterhalb des Detektionsniveaus fallen. Es erfolgt dann ein cycle skipping zur nächst stärkeren Amplitude der nachfolgenden p-Welle (ECONOMIDES et al., 1998). Folglich erscheint im CBL Plot eine hohe Amplitude, die auf eine schlechte Zementation hindeutet. Bei Berücksichtigung der Laufzeit und genauer Zentrierung der Messsonde im Bohrloch lässt sich eine Fehlinterpretation an dieser Stelle vermeiden.

Die Exzentrizität der Sonde im Bohrloch hat einen großen Einfluss auf die Signalamplituden, die vom Empfänger aufgezeichnet werden (SERRA, 1984; SMOLEN, 1996). Die Laufzeit bis zum Einsetzen der E1 Welle wird als Maß für die Exzentrizität verwendet. Ohne Laufzeit und mechanische Zentralisationshilfen kann

keine Aussage erfolgen. Bereits Exzentrizitäten von ca. 6 mm führen zu einer Signaldämpfung von 50% gegenüber dem zentrierten Signal. Geringe Signalamplituden von E1 können in diesem Fall leicht zu einer Fehlinterpretation eines guten Bonds führen, wo dieser in der Realität nicht vorhanden ist (SERRA, 1984; SMOLEN, 1996).

### 2.3 Beschreibung und Auswertung des Full Wave Sonic Tools (FWST)

Für die Bestimmung des Zustandes der Zementation wurde im Rahmen des Bohrlochmessprogramms in der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 ein Full Wave Sonic Tool (FWST) im verrohrten Bohrlochabschnitt eingesetzt. Es handelte sich dabei um eine akustische Messsonde mit folgenden Spezifikationen:

Typ	2 Transmitter, 2 Receiver
Anordnung / Spacing	T-3 ft-R-2 ft-R-3 ft-T/3 ft
Vertikale Auflösung	Ca. 60 cm
Frequenz	20 kHz
Zeitfenster	ca. 550 $\mu$ s

**Table 2:** Spezifikationen der akustischen Bohrlochsonde  
*Specifications of the Sonic Tool*

Die Messung mit dem FWST war nicht gezielt auf ein CBL ausgelegt, sondern es wurde versucht, aus den Daten einer eigentlich zur Ermittlung von Formationsdaten im offenen Bohrloch eingesetzten Sonde ein CBL abzuleiten.

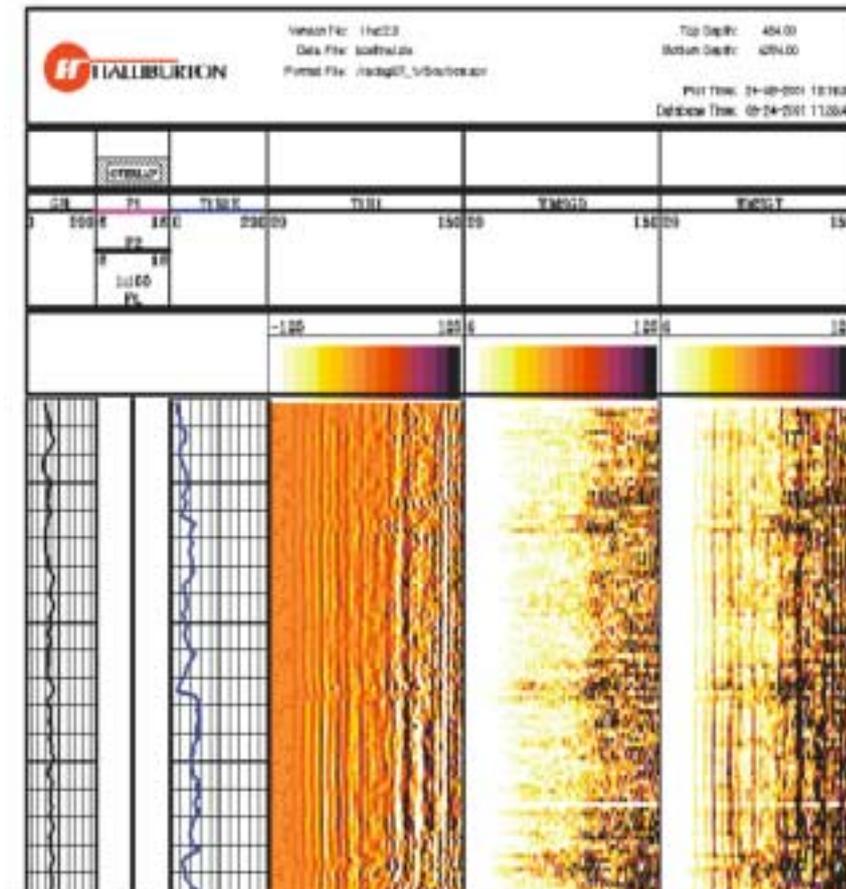
Es wurde hierfür der gesamte Wellenzug des akustischen Signals von der Sonde aufgezeichnet.

Mit Hilfe einer speziellen Software wurden die Amplitude der ersten p-Welle (E1) und deren Laufzeit sowie die Laufzeiten und Amplituden der nachfolgenden s-Wellen (Casing und Formation Arrival) aus dem Wellenzug gepickt. Die Daten wurden in einem Plot zusammengestellt, welcher im folgenden beschrieben, ausgewertet und interpretiert wird.

Der CBL Plot enthält sechs Spuren (Abbildung 1):

1. Spur: Gamma Ray
2. Spur: Innendurchmesser der Verrohrung
3. Spur: Amplitudenkurve der E1 Welle
4. Spur: Variable Density Log (CBL Mikroseismogramm)
5. Spur: Ableitung des Mikroseismogramms (SVP – Statistical Variance Processing)
6. Spur: Kombination der Spuren 4 und 5 (Signalverstärkung)

Die Gamma Ray Spur dient der Tiefenkorrelation. Die zweite Spur gibt den Innendurchmesser der Verrohrung wieder, kann jedoch in weiten Teilen nicht mit den gemessenen Werten aus dem Kaliberlog in Übereinstimmung gebracht werden. Die dritte Spur bildet die Amplitude des E1 Signals ab und ist die eigentliche CBL Spur. Mit Hilfe der 4. Spur lässt sich die vorliegende Zementation und deren Bond interpretieren. Spuren 5 und 6 dienen der Verdeutlichung mit Hilfe einer zusätzlichen Signalverarbeitung.



**Abbildung 1:** Spuren des CBL Plot (von links nach rechts). 1. Spur: GR, 2. Spur: E1 Amplitude, 3. Spur: VDL, 4. Spur: SVP, 5. Spur: CBL Total  
CBL Plot tracks from left to right

Bei einem Vergleich des FWST mit einer konventionellen CBL Sonde kann von einer Sonde mit einem fixed-gate gesprochen werden, welche innerhalb eines vorher festgelegten Zeitfensters (hier 550  $\mu$ s) unter anderem das E1-Signal aufgezeichnet hat. Der Unterschied zu einer konventionellen Zementbondsonde besteht in der Aufzeichnung des kompletten Wellenzuges ohne die spezifische Festlegung eines Messfensters für das E1 Signal. Das erfordert eine nachträgliche, gezielte Auswahl der E1 Amplituden aus dem kompletten Wellenzug. In der Regel wird hierfür der E1

Wert an einem Stück freien Rohres gemessen. Anschließend werden alle anderen detektierten E1 Einsätze mit Hilfe dieser Signalcharakteristika kalibriert und einem Laufzeitfenster zugeordnet. Das war im Falle von GS 3/90 jedoch nicht möglich. Es wurde stattdessen das Fenster für den E1 Einsatz statistisch über den gesamten verrohrten Bereich ermittelt. Auf Grund der daraus resultierenden Ergebnisse wurde die Amplitudenkurve erstellt. Eine gesonderte Laufzeitkurve ist als separate Spur im Plot nicht zu finden, da die vorliegenden Daten lediglich minimale Abweichungen der Laufzeiten voneinander darstellten. Eine Exzentrizität der Sonde im Bohrloch wurde aus diesem Grund ausgeschlossen.

Da eine der Hauptinteressen bei der Interpretation von Zementbondmessungen die Frage nach der hydraulischen Isolation unterschiedlicher Horizonte voneinander ist, wird ein Bond Index (BI) berechnet. Dieser gibt Auskunft über die Qualität der Zementation bzw. über die Ausfüllung des Ringraumes (hydraulische Abdichtung) mit Zementstein. Der BI kann jedoch nur unter den folgenden Bedingungen bestimmt werden: Zentralisation der Sonde, keine Mikrokanäle vorhanden, einheitliche Druckfestigkeit des Zementsteins, E1 wurde korrekt gemessen und wird nicht durch schnelle Formationssignale überlagert, Korrektur für Bohrlochfluide ist korrekt erfolgt.

Da bereits in diesem Fall Mikrokanäle nicht ausgeschlossen sind und keine einheitliche Druckfestigkeit vorliegt (siehe Kapitel 3), macht eine weitere Berechnung von BI keinen Sinn. Die Interpretation des Plots kann unter diesen Umständen nur qualitativ erfolgen.

## 2.4 Interpretation des CBL Plots

Der relevante Teil des Profils beginnt bei einer Teufe von 471,2 m (Top Log) und endet bei der Teufe des 7" Linerrohrschuhs von 3874 m. Mit einer Bewertungsmatrix (Tabelle 3), die auf die Spuren drei und vier angewendet wurde, kann eine erste Aussage getroffen werden.

Art des Bondes	CBL	VDL	
	E1 Amplituden	Verrohrungssignal	Formationssignal
Freies Rohr (FP)	Hoch	Stark	Sehr schwach bis nicht vorhanden
Gute Verbindung von Verrohrung-Zement-Formation (GCCF)	Niedrig	Schwach	Stark
Gute Verbindung von Verrohrung-Zement, schlechte Verbindung von Zement-Formation (GCC)	Niedrig	Schwach	Schwach bis nicht vorhanden
Mikrokanäle, dünne Zementsteinschicht (MA)	Hoch	Moderat	Moderat

Schnelle, überlagernde Formationssignale (FFA)	Hoch	Nicht vorhanden	Stark
---	------	-----------------	-------

**Tabelle 3:** *Interpretationsmatrix für CBL und VDL (SCHLUMBERGER, 1996)*  
*Interpretationmatrix for CBL and VDL (SCHLUMBERGER, 1996)*

Das CBL Profil kann demnach in 33 Sektionen (Abbildung 3) aufgeteilt werden. Diese untergliedern sich in gut zementierte und bezüglich der Zementation kritische Bereiche. Es wurden dabei insgesamt 17 kritische Sektionen mit einer Gesamtlänge von 1845 m entlang des Bohrlochs identifiziert. Kritische Sektionen sind hier Bereiche, in denen entweder eine geringmächtige Zementation oder Mikrokanäle gemäß dieser Interpretationsmethode vorhanden sind.

Die verbleibenden Sektionen sind überwiegend gut zementiert, es wird ein intakter Bond von Verrohrung zu Zement und Zement zu Formation vermutet. Zwei Zonen mit dem Verdacht auf das Vorhandensein eines freien Rohres (fehlende oder unzureichende Zementation) wurden identifiziert. Eine dieser beiden Sektionen befindet sich im Endbereich des 7“ Liners in einer Teufe zwischen 3790 m und 3874 m. Diese Beobachtungen decken sich wiederum mit den bereits beschriebenen Unzulänglichkeiten bei den initialen Zementationsarbeiten im Jahre 1990, wobei auf eine Zugabe von Quarzmehl zur Erhöhung der Temperaturbeständigkeit verzichtet wurde.

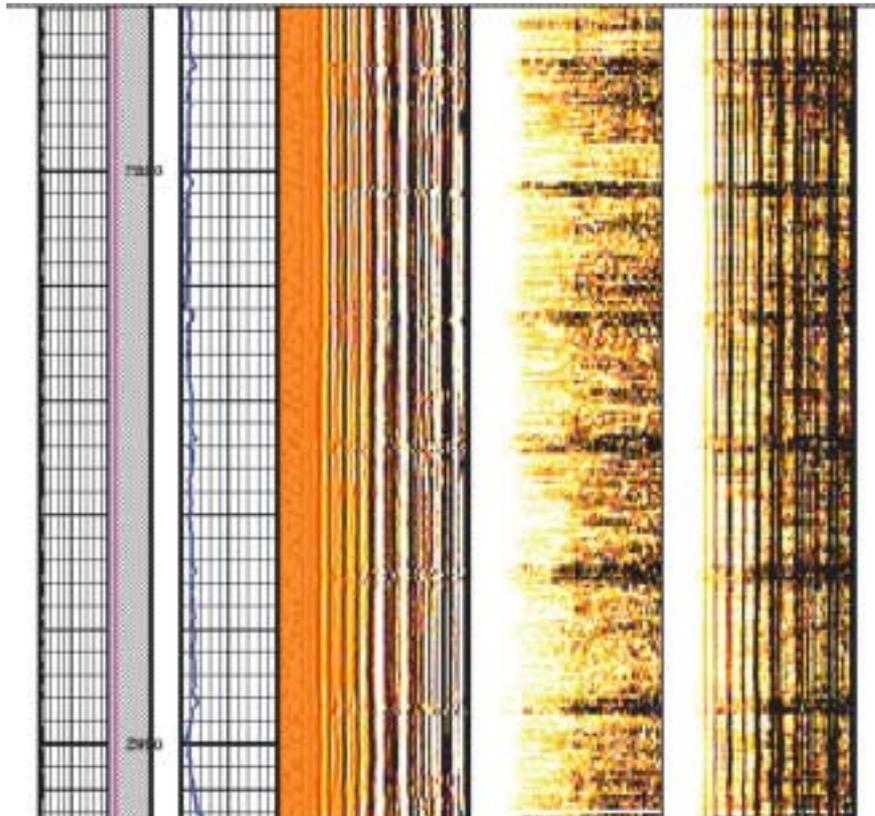
Eine neuere Methode der CBL Auswertung ist die Verwendung der ersten Ableitung der VDL Spur (Spur 5) und deren anschließende Kombination mit den klassischen CBL und VDL Spuren (Spur 6). Bei dem Verfahren des Statistical Variance Processing (SVP) werden einzelne vertikale Sample Punkte in ihrer lateralen Abweichung voneinander verglichen. Starke laterale Unterschiede der vertikalen Punkte zueinander werden durch dunkle, leichte Abweichungen durch helle Farben dargestellt. Im Falle eines freien Rohres und den damit verbundenen railroad tracks (Abbildung 2) in der VDL Spur, liefert das SVP einen hellen Bereich im Plot. Liegt ein guter Bond und folglich deutliche Varianzen (gezackter Verlauf der VDL Spur) vor, wird dies durch dunkle Bereiche ausgedrückt (Abbildung 1). Darüber hinaus werden durch SVP auch die Rohrübergänge (Verbinder) - insbesondere in Bereichen von freiliegenden Rohren - besonders deutlich. Sie erscheinen im Plot als spitze, doppelzackige zum Bohrloch hin zulaufende Balken. Der Abstand der Zacken ist dabei identisch mit dem Abstand von Transmitter und Receiver der Messsonde. Je effektiver und stärker der Zementbond, desto mehr verschwinden die Abbildungen der Rohrübergänge im Plot.

Die Gamma Ray Spur dient der Tiefenkorrelation. Die zweite Spur gibt den Innendurchmesser der Verrohrung wieder, kann jedoch in weiten Teilen nicht mit den gemessenen Werten aus dem Kaliberlog in Übereinstimmung gebracht werden. Die

die dritte Spur bildet die Amplitude des E1 Signals ab und ist die eigentliche CBL Spur. Mit Hilfe der 4. Spur lässt sich die vorliegende Zementation und deren Bond interpretieren. Spuren 5 und 6 dienen der Verdeutlichung mit Hilfe einer zusätzlichen Signalverarbeitung.

Die letzte Spur ist eine Kombination der VDL Spur und dem SVP. Es werden beide Spuren überlagert, wobei nur die positiven Amplituden des Mikroseismogramms verwendet werden (CBL Total). Folglich werden die Signale verstärkt und unterschiedliche Bereiche deutlicher gemacht.

Im vorliegenden Plot können durch diese zusätzlichen Spuren, im Vorfeld als kritisch definierte Sektionen als offensichtlich gut zementierte Bereiche identifiziert werden. Überraschenderweise liefert diese Art der Datenauswertung im Bereich des 7" Liners zwischen 2755 m und 3790 m gegensätzliche Aussagen im Vergleich zur reinen CBL/VDL Interpretation mit der Bewertungsmatrix. Die SVP Spur deutet hier zunächst auf freie Rohre hin. Dieses Intervall befindet sich fast vollständig innerhalb des Staßfurtsteinsalzes (Zechstein), mit einer Gesamtmächtigkeit von 1039,5 m im Intervall von 2761 m bis 3800,5 m.



**Abbildung 2:** Beispiel von „Railroad tracks“.  
Examples of “railroad tracks”

Aus den Zementationsprotokollen geht eine unzureichende Zementation, im Sinne von Spülungs- bzw. Zementverlusten, dieses Bereiches nicht hervor. Da zum damaligen Zeitpunkt keine nachträgliche In-situ-Überprüfung des Zementationserfolges mit entsprechenden Messsonden stattfand, ist nicht klar, ob es zu einer vollständigen Hydratation des Zementsteins gekommen ist. Es besteht die Möglichkeit, dass eine Zementmatrix zwar hinter den Rohren vorliegt, diese aber nur eine sehr geringe Festigkeit und folglich auch keinen guten Bond zu den eingebauten Rohrtouren aufweist. Entscheidend für einen guten Bond zur Verrohrung und damit die Dämpfung der akustischen Signale ist die Druckfestigkeit des Zementsteins, welche im Fall einer mangelhaften Abbindung sehr gering ist (SMOLEN 1996). In einem solchem Fall zeigt der CBL Plot sehr große Ähnlichkeit mit dem Vorliegen einer freien Rohrtour. Andererseits fällt auf, dass eine über einen Zeitraum von mehr als zehn Jahren im Salinar frei stehende Rohrtour keine schwerwiegenden Deformationen durch Konvergenz des umgebenden Gebirges aufweist (siehe

Auswertung der Kalibermessungen).

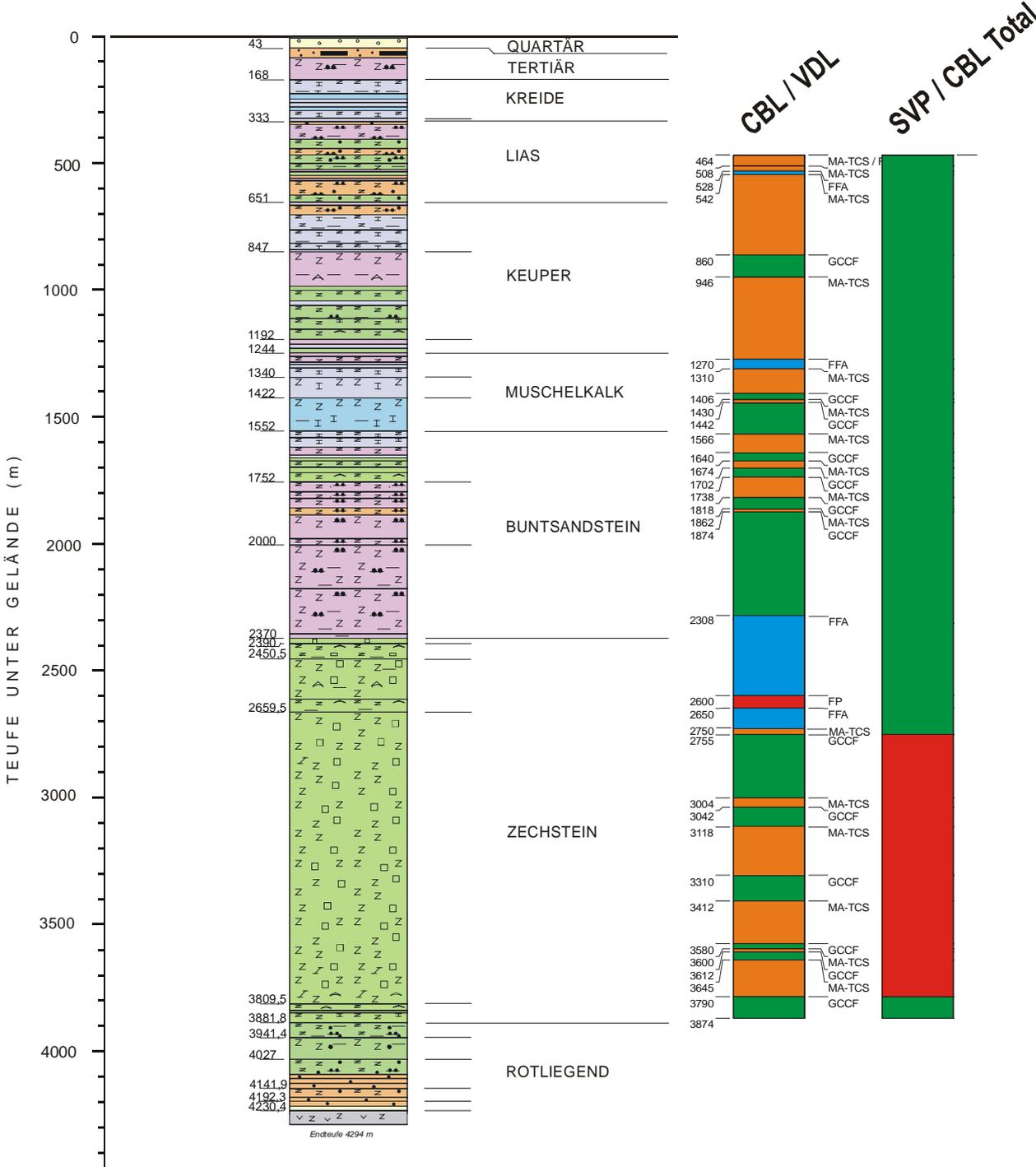
Ein ähnliches Bild der Messspuren im Plot kann auch durch einen Mikroringraum im Zementstein erzeugt werden. Diese bilden Wegsamkeiten für Fluide und führen zu einer Schwächung der Gesamtfestigkeit der Matrix. Besteht ein solcher Verdacht, muss ein zweiter Messlauf unter Druck (Pressure Pass) durchgeführt werden. Die Druckbeaufschlagung des Systems verursacht eine Rohrerweiterung und einen Rückgang der Mikroringräume. Es wird eine Situation im Bohrloch simuliert, wie sie zur Zeit des Abbindens des Zementsteins vorgelegen hat.

Variierend zwischen den Servicefirmen wird der Druck im Bohrloch stufenweise oder mit einem Mal erhöht, bis sich die Amplitudenkurve nicht mehr ändert. Es ist jedoch hierbei auf die jeweilige maximale Belastbarkeit der Rohrtouren zu achten (SMOLEN, 1996). Liegt auch nach der Druckbeaufschlagung noch eine hohe Amplitudenkurve vor, kann auf größere Lücken in der Zementation geschlossen werden.

Folglich besteht speziell in diesem Abschnitt des Bohrlochs (Liner) weiterer Untersuchungsbedarf.

**Abbildung 3, Seite 77:** *Qualitative Auswertung der Spuren des CBL und Einteilung von Verrohrungsintervallen in Güteklassen / Qualitative Evaluation of the CBL Plot and Classification of the quality of the casing*

# BOHRPROFIL / ZEMENTATION E GROSS SCHÖNEBECK 3/90



## Qualität der Zementation

- Good Casing to Cement to Formation Bond (GCCF) / Good
- Micro Annulus - Thin Cement Sheeth (MA-TCS) / Moderate
- Fast Formation Arrival (FFA) / Undefined
- Free Pipe (FP) / Critical

## 2.5 Auswertung der Kalibermessungen

Die Bohrung Groß Schönebeck 3/90 wurde im verrohrten Bereich mit einem 60-Arm Kaliberlog vermessen. Die Messsonde ermöglicht eine Auflösung von 200 Messpunkte pro Meter. Die Genauigkeit wurde auf 0,05 mm eingestellt (minimale Genauigkeit, vorgeschrieben ab Werk, beträgt 0,3 mm). Die Wiederholbarkeit lag bei 0,04 mm. Zentralisiert wurde die Sonde über einen 6-Arm Rollenzentraliser (Abbildung 6). Kontinuierlich gemessen wurden der maximale und minimale Innendurchmesser ( $ID_{max}$  und  $ID_{min}$ ). Die verbleibenden Wandstärken wurden unter Berücksichtigung der bekannten nominalen Wandstärke berechnet.

Bei der Interpretation des Logs und anschließenden Festigkeitsbetrachtungen der Bohrlochauskleidung wurde auf einen Toleranzbereich der Rohrgeometrie nach Herstellerangaben geachtet. Dieser liegt für den Außendurchmesser (OD) bei 0,75% und für die Wandstärken bei 12,5% (API). Bewegen sich die gemessenen Abweichungen innerhalb dieses Toleranzbereiches, treten keine unvorhergesehenen Festigkeitsbeeinträchtigungen auf. Für GOST Rohre, nach der Norm GOST 632-57, liegen die Toleranzen abhängig von der Stahlmarke für OD bei 1-1,5% und 1%, für Wanddicke (WD) bei 10-15%. Aussagen über den Zustand der Verrohrung orientieren sich am Verrohrungsprofil der alten Bohrlochakte, als Grundlage für den Soll-Ist Vergleich.

Obwohl die Auswertung des Verrohrungskaliberlogs auf keine größeren Einschränkungen bzw. Schäden der Bohrlochauskleidung in Form von Brüchen oder Fehlstellen hinweist, treten vereinzelt Stellen im Profil auf (siehe unten), die auf Ovalitäten, verringerte Wandstärken bezogen auf die Nominalwandstärke, verstärkte Oberflächenrauigkeiten oder einseitige Verengungen der Verrohrung schließen lassen.

Die plastischen Salinare des Zechsteins bilden im Kaliber der Verrohrung keine deutlichen Ovalitäten ab.

Die Kalibermessung ergibt auch Veränderungen des ursprünglichen Verrohrungsprofils (Rohrschuhteufen) der vermessenen ersten und zweiten Technischen Rohrtour. Zusätzlich wird auf die Besonderheiten des Kaliberprofils in den unterschiedlichen Sektionen und auf vermeintlich kritische Bereiche hingewiesen, wobei  $WD_N$  die nominellen Wanddicken und  $ID_N$  die nominellen Innendurchmesser bezeichnen.

1) Tiefenbereich 0-13m,  $OD= 244,5 \text{ mm}$  ( $9\frac{5}{8}$ "),  $WD_N= 12 \text{ mm}$ ,  $ID_N= 220,5 \text{ mm}$ , API

Die gemessenen Werte des ID liegen insgesamt oberhalb des Niveaus von  $ID_N$  bei etwa 223-225 mm. Dies bedeutet eine Verringerung der nominalen Wandstärke um

ca. 2-4 mm (8-16% beidseitig). Der Toleranzbereich ist demnach unter Berücksichtigung maximal zulässiger Abweichungen i.d.R. eingehalten.

2) *Tiefenbereich 13-876,5m, OD= 244,5 mm, WD<sub>N</sub>= 11,05 mm, ID<sub>N</sub>= 222,4 mm, API*

Auch hier erstreckt sich eine leichte Verringerung der Wandstärke (von 2 mm (18%) über das gesamte Profil. Lediglich der Bereich zwischen 82,5 m und 90 m ist deformiert. Der gemessene minimale ID ist hier bis zu 10 mm kleiner als sein Nominalwert. Der maximale ID verhält sich entgegengesetzt. Es ist denkbar, dass Ablagerungen zu identischen Messwertausschlägen geführt haben. Ein Pendeln des Gerätes bewirkt die Reaktion von ID<sub>min</sub>.

3) *Tiefenbereich 876,5-1681,5, OD= 245 mm, WD<sub>N</sub>= 10 mm, ID<sub>N</sub>= 225 mm, GOST*

In dieser Sektion zeigt sich erneut ein insgesamt vergrößertes Kaliber der Verrohrung, welche hohe Oberflächenrauigkeit besitzt. Es handelt sich um eine Verringerung der Wanddicke von absolut 2-3 mm über größere Strecken (897-945 m; um 1110 m, 1506-1526 m; 1546-1585 m etc.) der Sektion. Dies führt auf Grund der geringen nominalen Ausgangswandstärke von 10 mm zu einer Verringerung der Wanddicke von 20-30%. Bei Verwendung maximaler Toleranzen sowohl auf OD als auch WD nach GOST Standard, befindet sich ein ID<sub>max</sub> von 231,17 mm noch innerhalb der Toleranz und ergibt eine verbleibende WD von 8,5 mm.

Die erhöhten Oberflächenrauigkeiten sind auf die Verwendung von GOST Rohren zurückzuführen (durchschnittliche technische Rauigkeit  $k$  2-3 mm). Sandrauigkeitswerte für herkömmliche gebrauchte Stahlrohre (rostig) liegen bei  $0,15 < k_s < 1,5$  (BÖSWIRTH, 1995)<sup>3</sup>. Da GOST Rohre nicht nahtlos geschweißt sind, lassen sich die regelmäßigen Unebenheiten auf das Herstellungsverfahren zurückführen (gewickelte Rohre). Dennoch muss dieses Ausmaß an Oberflächenrauigkeit auf stark angegriffene, erodierte Rohre zurückgeführt werden. Erhöhte Differenzen zwischen ID<sub>min</sub> und ID<sub>max</sub> treten zwischen 1606 m und 1661 m auf (10-15 mm) und deuten auf Ovalitäten der Rohre hin.

An einigen Stellen des Kaliberprofils wird die Verwendung von dickwandigeren Rohren deutlich, meist auf eine Rohrsegmentlänge beschränkt (z.B. 1497-1506 m). Der Bereich zwischen 1585 m und 1605 m lässt auf einen Schrägabtrag von Material entlang der Rohrwandung durch eine fördertechnische oder mechanische Maßnahme schließen. Dies wird durch eine Lastdifferenz innerhalb dieses, drei Segmente langen Intervalls, erklärt.

4) *Tiefenbereich 1681,5-2309 m; OD= 244,5 mm, WD<sub>N</sub>= 12 mm, ID<sub>N</sub>= 220,5 mm, GOST + API*

Im Gegensatz zu den vorhergehenden Rohrkolonnen zeigt sich in diesem Abschnitt eine durchgehende Ovalität der Rohre ( $\varnothing \Delta ID = 5-10$  mm, stellenweise bis zu  $\Delta ID = 20-25$  mm bei 1720-1740 m). Einseitige Zementablagerungen können eine Ovalität vortäuschen, besonders in Bereichen, in denen Zementbrücken aufgebohrt wurden. Da dies hier nicht zutrifft, wird auf Ovalität geschlossen.

Im Bereich zwischen 1720 m und 1740 m sind die Rohre eingedrückt und bilden somit eine potenzielle Schwachstelle im Strang. Ursache für eine Zunahme der Deformation können die in diesem Bereich anstehenden plastischen Rötssalze (1715 – 1745 m) sein.

Der Wechsel zwischen GOST und API Rohren in diesem Abschnitt wird bei 2152 m auf Grund der Rauigkeitswerte bestätigt. Sehr starke Oberflächenrauigkeiten sind zwischen 1910 m und 2135 m ausgeprägt und erreichen hier Werte zwischen 5 und 6 mm. Hierfür sind sowohl Erosionserscheinungen, Ablagerungen als auch Ovalitäten verantwortlich.

*5) Tiefenbereich 2309-3873,2 m; OD= 177,8 mm (7"),  $WD_N = 11,51$  mm,  $ID_N = 154,8$  mm, API*

Der letzte Rohrabschnitt, die zweite Technische Rohrtour, zeigt unterhalb 2769 m eine glatte, homogene Rohrwand. Die Rohre oberhalb dieser Teufenmarke sind höchstwahrscheinlich - abweichend vom ursprünglichen Protokoll - von einer höheren Güte (z.B. P110) als die Rohre im unteren Teil (z.B. N80). Das wird zu einem verstärkten Angriff der Oberfläche geführt haben. Der Verlauf der Messwertkurven weist keine größeren Unregelmäßigkeiten auf. Im Gegensatz zu den vorhergehenden Rohrkolonnen liegt die Verringerung der Wanddicke bei einem Großteil der Rohre innerhalb der Toleranzgrenzen. Eine leichte Verengung der Rohrtour kann zwischen 2624 m und 2632 m festgestellt werden. Hierbei handelt es sich jedoch um ein dickwandigeres Übergangrohrstück, welches auch durch einen abweichenden Verbinder oberhalb des Segments identifiziert werden kann.

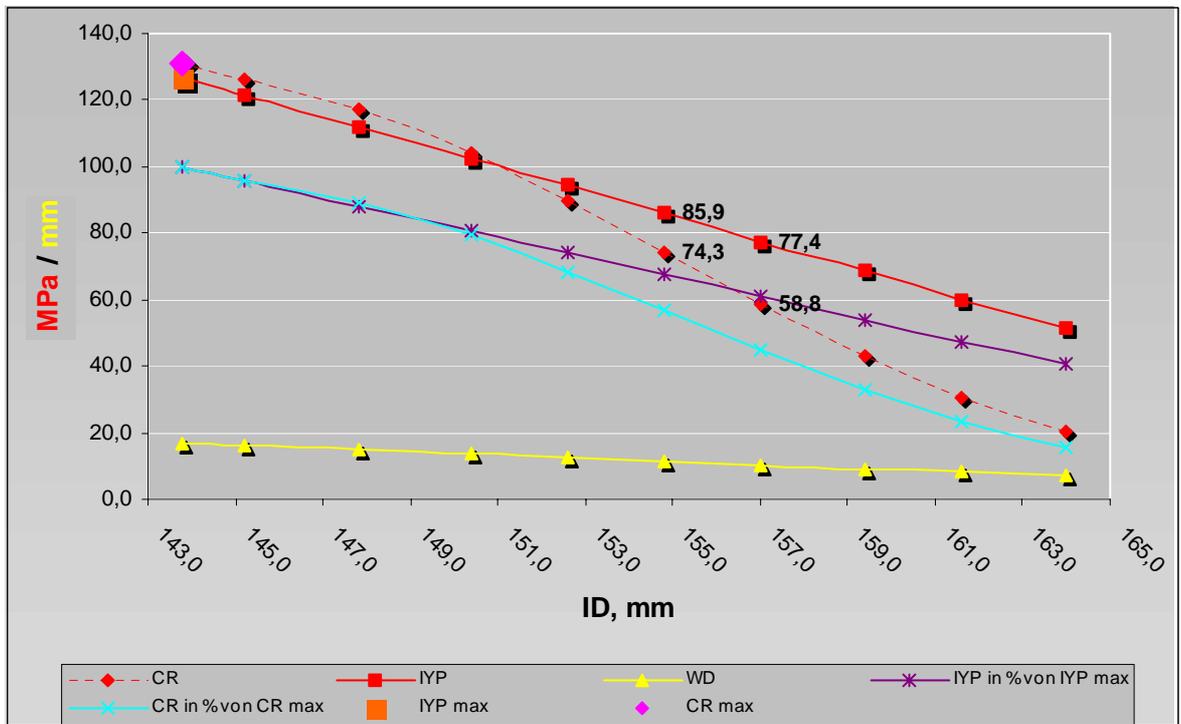
Auffällig sind einige Abschnitte, die stellenweise nur noch 60 - 65% von  $WD_N$  aufweisen (z.B. 2623-2624 m, 2510 m).

Im Liner, welcher höhere Ausgangsfestigkeiten als die größer dimensionierten Rohre aufweist, stellen eng begrenzte Schwachstellen kritische Bereiche dar mit einer vertikalen Ausdehnung im Dezimeter- bis Meterbereich.

Die Festigkeit der eingesetzten Rohre ist - unter der Voraussetzung konstanter Rohrgüten und OD - direkt abhängig von der verbleibenden Wandstärke. Die wichtigsten Kenngrößen für eine Berechnung des Festigkeitsverhaltens unter einem

konkreten Lastzustand sind Innendruck-, Außendruck- und Zugfestigkeit (ECONOMIDES et al., 1998; RABIA, 1987).

Eine Verminderung der WD im Einzelfall um 37% bedeutet beim 7" Liner mit  $WD_N=11,51$  mm eine verbleibende WD von lediglich 7,3 mm. Eine Ausgangsfestigkeit der P-110 Rohre mit minimaler Innendruckfestigkeit (IYP) von 85,9 Mpa und minimaler Außendruckfestigkeit (CR) von 74,3 Mpa wird bei einer Verringerung von 10% der WD (1,1 mm einseitig) auf min. Innendruckfestigkeit (IYP) von 77,4 MPa (-10%) und min. Außendruckfestigkeit (CR) von 58,8 MPa (-21%) reduziert (GABOLDE et al., 1999, Abbildung 4). Rohre mit einem größeren Kaliber weisen wesentlich niedrigere Werte bei identischen Wandstärken auf und bergen folglich erhöhte Risiken.



**Abbildung 4:** Festigkeitseigenschaften von einer 7" (177,8 mm) Verrohrung mit einer Güte von P 110 nach API Standard 5CT bei abnehmenden Wandstärken (GABOLDE et al. 1999) Properties of a 7" (177,8 mm) casing pipe with P110 quality according to API Standard 5CT as a function of inner diameter

Diese kritischen Bereiche können bei mechanischer oder hydraulischer Druckbeanspruchung zu Schwachstellen werden. Solche Belastungen treten bei der Gegendruckbeaufschlagung des Ringraums zwischen Frac- und Verrohrungsstrang aber auch beim Setzen von Packern für Stimulationsexperimente auf.

Weiterhin gehören die GOST Rohre zwischen 876 m und 2152 m zu einer geringeren Güteklasse. Ein Vergleich zwischen den Festigkeitseigenschaften von API und GOST Rohren (BUTTCHEREIT 1964, GABOLDE 1999) lässt auf die Güteklassen zurückschließen (Tabelle 4).

GOST	API
D	K55
E	L80/N80

**Tabelle 4:** Güteklassenvergleich zwischen API und GOST genormten Rohren / Comparison of quality classes for GOST and API pipes

Neben den daraus primär geringeren Festigkeitseigenschaften im Vergleich zu den eingesetzten P110 Rohren, sind GOST Rohre nicht nahtlos gezogen. Die Rohre wurden gewickelt und nachträglich geschweißt. Schwachstellen befinden sich an den Schweißnähten. Demzufolge sind größere natürliche Ovalitäten und Unebenheiten als bei API Rohren möglich. Hieraus lässt sich die im Profil sichtbare höhere Korrosions- bzw. Erosionsanfälligkeit ableiten.

### 3 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

#### 3.1 Aussagen zur originären Datenqualität

Aussagen zur Datenqualität bedürfen vorab einer Betrachtung der Art und Weise der Datenermittlung. Es sind Datensätze aus alten Unterlagen verwendet worden. Eine Rückkopplung bei Detailfragen ist deshalb nicht mehr möglich. Die Angaben in einzelnen Protokollen der Bohrlochakte sind nachvollziehbar und konnten mit aktuelleren Beispielen verglichen und abgeglichen werden. Die Sonic-Daten mussten aufwändig gefiltert und reprozessiert werden. Die Interpretationsergebnisse sind durch die fehlende Kalibrierung der Sonde - in Bezug auf die originären und unterschiedlichen Druckfestigkeitseigenschaften des Zementsteins - stark in ihrer Aussagekraft reduziert.

Die Kalibermessung, Inspektion der Rohrrinnenwand, lieferte die Daten mit der höchsten Genauigkeit und gleichzeitig zuverlässigsten Interpretierbarkeit. Dies wurde sowohl durch Wiederholungsmessungen kritischer Bereiche als auch durch die Diskussion der Ergebnisse mit dem zuständigen Messingenieur unterstützt.

### 3.2 Notwendigkeit weiterer Messungen oder Untersuchungen

Die Unsicherheiten im Bereich des Liners sollten durch eine erneute Messung überprüft werden. Es bleibt offen, ob ein fehlender Zementbond oder eine ungenaue Messung den Eindruck von frei liegenden bzw. schlecht angebundenen Rohren erwecken. Um den Verdacht auf Ringräume zu überprüfen und diese nachzuweisen, ist eine Ultraschallmessung unter Druck mit einer hochauflösenden Spezialsonde in Kombination mit einem CBL zu empfehlen. In einer solchen Sonde befinden sich Sende- und Empfängereinheit in einem rotierenden Messkopf, der eine azimuthale Vermessung der Zementation ermöglicht. So können unzureichend zementierte Bereiche lokalisiert und genauer quantifiziert werden. Ein CBL wird auf Grund der geringen Eindringtiefe der Ultraschallsonde (0,25 in. oder 6,35 mm) notwendig, deren Signale nicht bis in die Formation reichen. Durch die Kombination der beiden Sonden ist eine Fehlinterpretation der Ergebnisse besser auszuschließen. Mit einem konventionellen, d.h. separat gefahrenen CBL, ist nur der Nachweis möglich, inwiefern überhaupt eine Zementation - ohne oder mit Bond an die Verrohrung - vorliegt. Bei moderaten Amplitudenkurven ist nicht eindeutig, ob eine radiale Verteilung einer dünnen Zementschicht, eine mäßig angebundene Zementation oder ein einseitig sehr guter Bond mit freiem Kanal im Zementmantel vorliegt.

In jedem Fall sollte ein Festigkeitsnachweis der Bohrlochauskleidung unter Berücksichtigung der geplanten Maßnahmen im Bohrloch erfolgen.

### 3.3 Übertragbarkeit der Ergebnisse und Interpretationsverfahren auf weitere Standorte

Grundsätzlich ist die beschriebene Vorgehensweise zur Beurteilung einer Bohrung für die Nachnutzung auf andere Bohrungen übertragbar. Die vorliegende Beschreibung ist eine Skizze zur anzuwendenden Methodik. Während die Bohrlochakten und Bohrungsunterlagen in der Regel gleichwertig sind, kann es bei der Verwendbarkeit vorhandener Messungen doch große Unterschiede geben, die für die weitere Vorgehensweise in anderen Empfehlungen resultieren.

### 3.4 Sonstige Maßnahmen

Das Einbringen einer zusätzlichen Rohrtour, analog zur ursprünglichen Planung bzw. mit einer Optimierung hinsichtlich des neuen, veränderten Nutzungszweckes, könnte Probleme vermeiden, die die Verringerung der Wandstärke der 9<sup>5/8</sup>“ und 7“ Rohre verursachen könnten. Während eine neue, zusätzliche Rohrtour auf die zu erwartenden Bedingungen optimiert werden kann, können weitere Messungen zwar einen genaueren Kenntnisstand erwirken, allerdings im Falle negativer Ergebnisse den somit notwendigen Einbau der Rohrtour nicht vermeiden und so höhere Kosten

verursachen. Eine Zusatzrohrtour kann außerdem den noch offenen Bohrlochbereich abdecken. Stimulationsversuche werden unter Verwendung einer zementierten Rohrtour wesentlich besser, sicherer und genauer gestaltet. Eine Zusatzrohrtour kann integraler Bestandteil einer Komplettierung sein mit entsprechend geringeren Kosten.

#### **4 Zusammenfassung**

In der vorliegenden Abhandlung wurde die Vorgehensweise bei der Analyse zur Ist-Zustandsbestimmung einer Kohlenwasserstoffexplorationsbohrung hinsichtlich einer potentiellen Nachnutzung - der Nutzbarmachung klüftig-poröser Speichergesteine für die geothermische Energiegewinnung - beschrieben. Anhand der vorliegenden Bohrungsakten, geologischer und stratigraphischer Profile sowie bereits im Rahmen des Forschungsprojekts durchgeführter Bohrlochmessungen, ist die Bohrung Groß Schönebeck 3/90 auf ihren derzeitigen Verwendungszustand betrachtet worden.

Aus der Analyse der Zementationsberichte konnte auf keine Unzulänglichkeiten der Zementation geschlossen werden. Die Auswertung einer mit einer FWST-Sonde erfolgten Messung analog zu der üblichen CBL-Methode ergab insbesondere im 7“ Liner eine schlechte Bindung zwischen Rohrtour und Zementstein. Eine genaue qualitative Beurteilung des möglicherweise unzureichenden Bonds war jedoch nicht möglich. Die Zementanbindung in der 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>“ Verrohrung kann als hydraulisch dicht bezeichnet werden. Bei der Auswertung des Casing Caliper wurden an mehreren Stellen beider betrachteten Rohrtouren eine Reduzierung der Wandstärke bis zu 40% gegenüber der Nominalwandstärke erkannt.

#### **Danksagung**

Unser Dank gilt Herrn Joachim Bührig von der Firma Computalog Europe GmbH für die Beratung im Zusammenhang mit der Interpretation der Kalibermessungen. Weiterhin ist den Mitarbeitern der Halliburton Advanced Formation Evaluation Group in Houston für die Aufbereitung der FWST Daten zu danken.

## 5 Literatur

- BÖSWIRTH, L. (1995): Technische Strömungslehre, Braunschweig Wiesbaden, Vieweg,
- BUTTCHEREIT, K. (1964): Tabellenbuch der Tiefbohrtechnik; VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig
- ECONOMIDES, M. J., WATTERS, L. T. & DUNN-NORMAN, S. (1998): Petroleum Well Construction; John Wiley & Sons, England
- FRISCH, G., GRAHAM, L. & GRIFFITH, J., A (2000): Novel and Economic Processing Technique Using Conventional Bond Logs and Ultrasonic Tools for Enhanced Cement Evaluation; SPWLA 41<sup>st</sup>, Annual Logging Symposium, June 4-7, 2000
- GABOLDE, G. & NGUYEN, J.-P. (1999): Drilling Data Handbook; Éditions Technip, Paris
- RABIA, H. (1987): Fundamentals of Casing Design; Petroleum Engineering and Development Studies, Graham & Trotman, Oxford
- SCHLUMBERGER (1996): Introduction to Cased Hole Logging
- SERRA, O. (1984): Fundamentals of Well-Log Interpretation; Elsevier, Amsterdam, Oxford, New York, Tokio
- SMOLEN, J. J. (1996): Cased Hole and Production Log Evaluation; PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma

# Logging Interpretation in Groß Schönebeck: well deviation, caliper, pressure, temperature, mud resistivity

*Suzanne Hurter, GeoForschungsZentrum Potsdam*

<b>1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>88</b>
<b>2</b>	<b>Borehole Deviation, True Depth.....</b>	<b>88</b>
<b>3</b>	<b>Calipers .....</b>	<b>90</b>
<b>4</b>	<b>Mud Resistivity .....</b>	<b>93</b>
<b>5</b>	<b>Pressure .....</b>	<b>95</b>
<b>6</b>	<b>Temperature.....</b>	<b>97</b>
<b>7</b>	<b>Heat flow estimate for Groß Schönebeck .....</b>	<b>101</b>
<b>8</b>	<b>Discussion and Conclusions .....</b>	<b>105</b>
<b>9</b>	<b>References .....</b>	<b>107</b>

## Abstract

Geophysical logs of well deviation, caliper, pressure, temperature and mud resistivity are presented. The deviation from the vertical direction dips towards the north-west. Total horizontal deviation is 230 m, and the maximum difference between loggers depth and true depth amounts to 10 m. Four-arm caliper logs were examined with respect to tight spots and enlargements. The greatest enlargement is situated right beneath the casing shoe. A few enlarged intervals were identified as breakout candidates to be examined in more detail.

Pressure and Mud Resistivity logs indicate the existence of two different fluids in the well: a less dense one from water level down to a depth of 4220 m and higher density material from there to the bottom of the well (4294 m).

Five Temperature-Pressure-Mud Resistivity Logs taken at different times spanning a 9 month period since the last hydraulic and thermal perturbation in the well are examined. A density profile is derived from the pressure logs. The maximum temperature at the bottom of Groß Schönebeck is 148.9 °C. Cooling of the upper part of the well by 2 °C and heating up of the lower part by 0.5 °C occurred over this time. Temperature gradient changes correlate with stratigraphic boundaries. Vertical heat flow was estimated using the temperature gradient in the Zechstein formation and temperature corrected thermal conductivity values. This estimate is much lower than previously published heat flow values for this region.

## 1 Introduction

Geophysical logging expeditions in the well Groß Schönebeck are summarized by HURTER et al. (2002). The phase I logging program in 1991 focused on the evaluation of a potential gas reservoir in the Rotliegend Formation. In addition to stratigraphic and lithologic classification, special interest was devoted to porosity and fluid saturation (gas, brine) of the formations, i.e. reservoir characterisation. The second geophysical logging program in December 2000 and January 2001 addresses the evaluation of casing and identification of structures in the open-hole section as well as temperature and pressure conditions in the well.

In addition to borehole deviation, four-arm caliper, as well as repeated temperature, pressure and mud resistivity logs are interpreted here. A specific analysis of the casing with geophysical logs was performed by LEGARTH et al. (2002).

## 2 Borehole Deviation, True Depth

At 4 occasions (09.10.90, 2.11.90, 22.11.90, 08.01.91) borehole deviation was measured with a logging device composed of an electromagnetic inclinometer

(pendulum) with compass. Azimuth ( $A_N$ , given in GON<sup>1</sup>) and inclination ( $\alpha$ ) were taken at 25 m depth intervals ( $z_{\log}$ ). These values can be transformed into direction in degrees with respect to North ( $A_N = A_{GON} \cdot 360/400$ ). For each measurement depth interval the vertical ( $\Delta z_v$ ) and horizontal ( $\Delta d$ ) deviation in meters is given by:

$$\Delta z_v = \Delta z_{\log} \cdot \cos(\alpha) \quad (1)$$

$$\Delta d = \Delta z_{\log} \cdot \sin(\alpha) \quad (2)$$

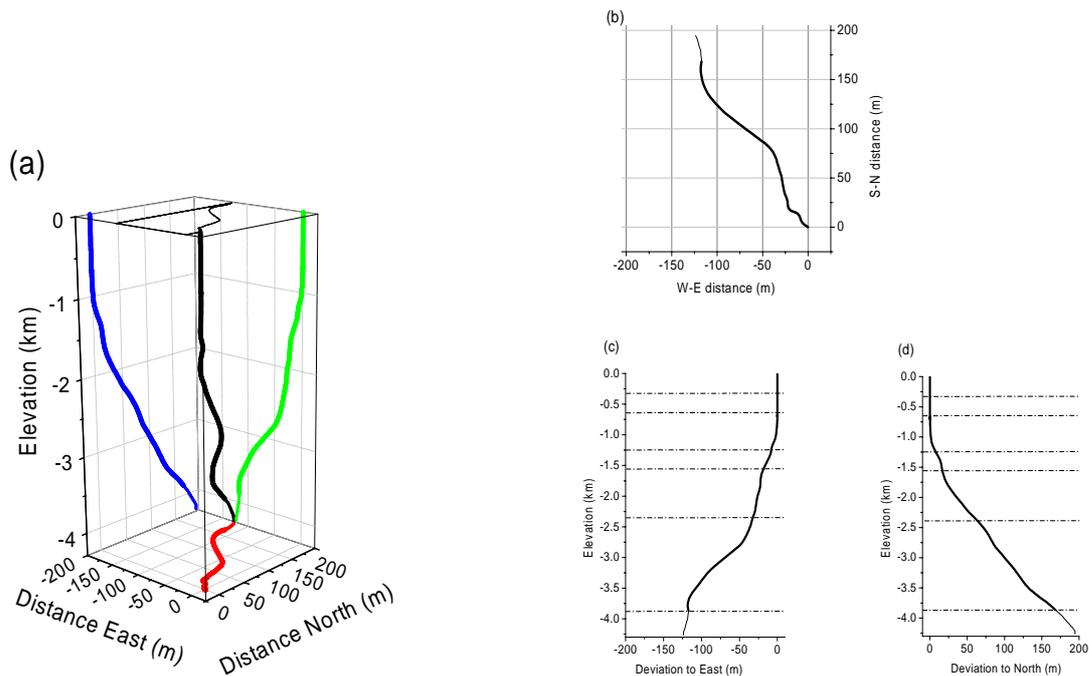
True depth of a certain point is the sum of the vertical deviations to the point of interest. Figure 1 displays the borehole geometry in three dimensions after drilling phase I (1a). Shown also are projections in the horizontal (1b) and east-west (1c), as well as in the north-south plane (1d).

The deviation from the vertical direction dips towards the north-west. This suggests that on average the sedimentary layers dip to the south-east. Deeper than 1000 m, inclination builds up to 3° at depth of 1800 m (Buntsandstein). From then on, deviation increases to 5° to the upper Zechstein formation boundary. At this point the projected horizontal distance to the borehole spud point at the surface amounts to 70 m. Deviation increases especially in the interval 2800-2900 m (7°), decreasing again towards the bottom of the borehole. In summary, the strongest deviation is recorded within the Zechstein and Muschelkalk formations. Total horizontal deviation is 230 m, and the maximum difference between loggers depth and true depth amounts to 10 m. This amounts to 5.5% and less than 1% of the total borehole length, respectively.

Throughout this report, the depth indicated in figures and text is logging depth, unless indicated otherwise.

---

<sup>1</sup> GON refers to a circle divided into 400 sections. 1 unit corresponds to 360/400 degrees of a 360 ° circle



**Figure 1:** Borehole deviation in three dimensions. Thick curves denote cased section and thin ones the open-hole section, (a) horizontal, (b) E-W and (c) N-S projections. Horizontal dot-slash lines indicate stratigraphic boundaries (top of Lias, Keuper, Muschelkalk, Buntsandstein, Zechstein and Rotliegend, respectively).

### 3 Calipers

In January 1991, a two-arm caliper was run in the open-hole section (3796-4240 m), drilled with a 143.7 mm drill-bit. After re-opening and drilling with a 149.3 mm diameter bit, a 4-arm caliper was run in the open-hole section (3874-4294 m) on 20.12.00.

The most conspicuous feature of the 4-arm caliper logs is the casing shoe cavern. Between depths of 3874.5 m and 3878.5 m, over an interval of 4 m, both calipers exhibit an increase in diameter to 198.5 mm (cal-x) and 186.6 mm (cal-y), 37 and 49 mm greater than bit-size, respectively. First we discuss the tight spots, where caliper is less than bit-size (149.3 mm) and then the enlargements.

In the Table 1, all tight spots with a diameter drop of at least 1 mm relative to bit-size are listed. Stimulation experiments will be performed probably with single packer and double packer elements in the open-hole section of this well. The caliper log is one of the tools used to select the most appropriate depth intervals to position the packers.

Tight spots are critical when removing packers after the experiment as they do not always return to the original smaller diameter.

	Depth interval (m)	Interval length (m)	cal-y (mm)	bit-size – cal-y (mm)
1	3969.7 - 3971.0	1.3	142.3	7.0
2	3982.4 - 3983.3	0.9	145.3	4.0
3	4083.3 - 4084.1	0.8	146.5	2.8
4	4114.2 – 4114.7	0.5	148.2	1.1
5	4254.4 - 4255.0	0.6	147.4	1.9
6	4275.4 - 4275.9	0.5	148.1	1.2
7	4276.9 – 4280.2	3.3	147.5	1.8
8	4283.0 - 4284.0	1.0	147.0	2.3
9	4285.4 - 4285.9	0.5	147.7	1.6

**Table 1:** Tight spots from caliper logs

Smooth sections of hole diameter smaller than drill bit indicate mud cake build up along permeable sections. Rugose tight spots are probably sloughed and could be the result of clay swelling (smectite). According to DEWAN (1983), mud cake is typically 0.1 to 1 in (2.5 to 25.4 mm) thick with an average of 0.5 in (12.7 mm).

Mud cake thickness ( $t_m$  in mm) can be determined by:

$$t_m = \frac{\text{bit-size} - \text{caliper}}{2} \quad (1)$$

Considering a bit-size of 149.4 mm, the first three intervals listed above exhibit a difference greater than 2.5 compared to drill bit and are located within the siltstone section. There seems to have been no significant mud cake build up during re-opening and deepening of the well. This is consistent with a low permeability section.

Except for the cave underneath the casing shoe, enlargements are less than 6 mm along most of the open-hole. They are greatest in the volcanic section between 4030 m and 4080 m, with diameters 10 to 15 mm greater than bit-size. The last 14 m to the bottom of the well are again characterized by deviations less than 6 mm from bit-size, although still with much variability. This suggests that the last 15 m is made

up of a different kind of rock. Overall, the section deeper than 4220 m is less smooth than the section above.

According to PLUMB and HICKMANN (1985), breakouts generally have a difference with respect to the drill-bit larger than 6 mm over a depth interval greater than 1.5 m. The small caliper should not be less than bit size and exhibit a straight trace. Using this criteria, candidates for breakouts are the following depth intervals:

	Top-Bottom (m)	Depth Interval(m)
1	3942-3949	7
2	3980-3982	2
3	3988-3992	4
4	4016-4018	2
5	4195-4198	3
6	4212-4214	2

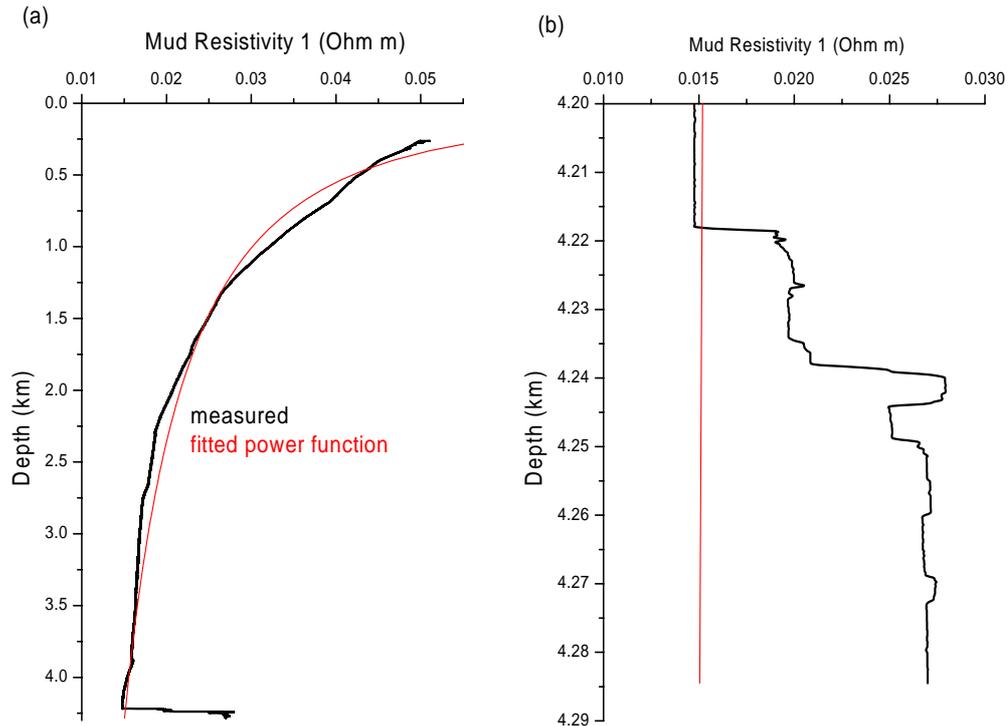
**Table 2:** Candidate breakout intervals

Further analyses of these sections will be performed with dipmeter and borehole-televviewer data.

Now these data are compared with the caliper logs from phase I (EEG, 1990). At that occasion the open-hole section had been originally drilled with a bitsize of 147.8 mm. In the 4-arm caliper logs plots, starting at a depth of about 4138 m to 4180 m, the section exhibits a caliper reading about 10 mm smaller than the bitsize (147.8 mm). This would translate into a mud cake thickness of 5 mm. This depth interval is situated in the Rambow Beds (sandstones), where the permeabilities measured in cores from this section are the highest. A digital two-arm caliper log (EEG, 1990), however, does not show any tight spots. The two-arm caliper has apparently a lower resolution than the 4-arm caliper, so comparisons are practically not possible. The casing shoe cavern is clearly recognized, extending from 3882.5-3885.7 m with a maximum diameter of 212.8 mm (8.378 in). The depth shift between 2-arm and 4-arm calipers is 7.5 m, i.e. the casing shoe in the 2-arm caliper is 7.5 m deeper than the one identified in the 4-arm caliper data. The remaining caliperlog is smooth except for enlargements at 3894.4 m, 4194 m (also recognized in the 4-arm data), 4113 m, and 4080.7 m. Compared to bit-size, these enlargements range from 12 mm, 10 mm, 6.5 mm, 6.7 mm, respectively.

## 4 Mud Resistivity

The electric resistivity of the fluid in the well (mud) is measured and given in Ohm.m. This property is measured together with pressure, temperature and a natural gamma ray (depth correlation). All five logs taken at different times over a 9 month period look similar. Figure 2 is shown as an example.



**Figure 2:** (a) Mudresistivity Log 1 (black) and fitted power curve (red) and (b) bottom part of this log. At about 4220 m is the interface between two different materials (fluids).

The curve shows higher resistivities at shallow depth. It decreases monotonically to about 4220 m, where the curve swings abruptly to higher resistivities. At the very bottom of the well sudden resistivity changes are recorded. The depth of 4220 m seems to indicate the interface between two different fluids. The monotonous decrease of resistivity with depth is mostly the effect of increasing temperature with depth. This effect can be approximated by fitting a power law to the data:

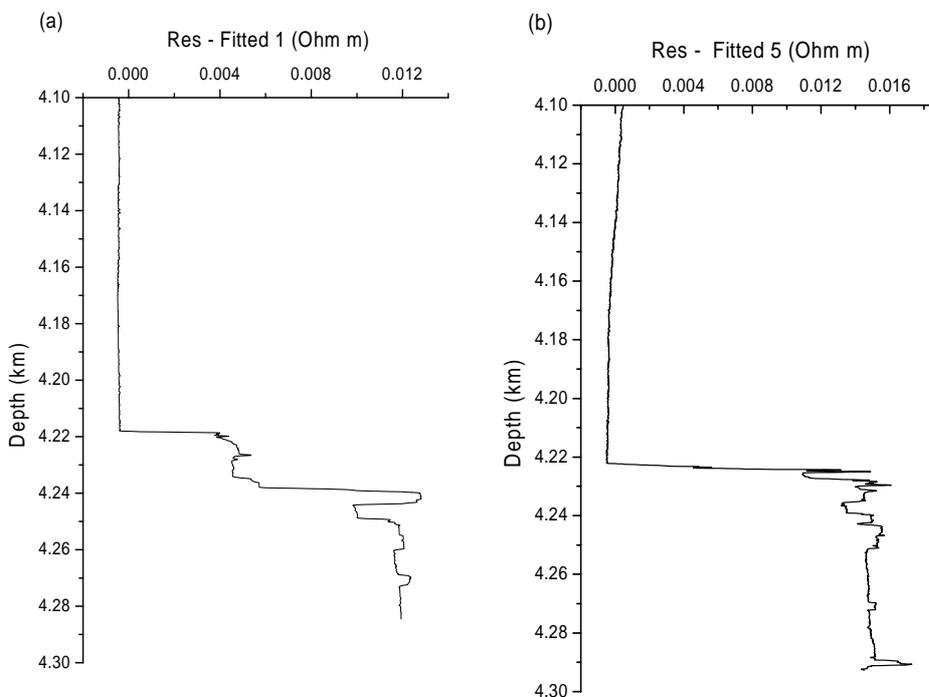
$$y = ax^b \quad (2)$$

This was done to each of the five Mud-resistivity logs. The Table 3 shows the fitting functions obtained. The fitted curve was subtracted from the resistivity measurements, enhancing the resistivity changes in the bottom of the well.

Fitting Parameter	Log 1 01.02.01	Log 2 02.02.01	Log 3 03.02.01	Log 4 28.08.01	Log 5 17.10.01
A	0.812±0.002	1.166±0.004	1.167±0.004	1.423±0.005	5587±48
B	-0.477±0.005	-0.5218±0.0005	-0.5217±0.0005	-0.5389±0.0005	-1.486±0.001

**Table 3:** Power functions fitted to Mud-Resistivity Data

The resistivity structure in the bottom 75 m of the well is highlighted in Figure 3. The first and fifth logs in which the resistivity subtracted by the power curve (Table 3) is shown, representing changes over nine months. In all logs, a sharp interface is observed at a depth of about 4220 m .



**Figure 3:** Fitted curve subtracted from Mudresistivity measurements showing sudden change at a depth of about 4220 m in electric resistivity (salinity) of the fluid filling the well. (a) the first log taken on 01.02.01, and (b) nine months later.

This interface is found at depths of 4218.0 m, 4218.1 m, 4218.7 m, 4220.9 m and 4222.2 m for logs 1 to 5, respectively. It has moved downward by about 4 m in 9 months. The resistivity at the bottom has become more uniform, maybe through the process of separation and sedimentation of a heavier mud (?) at the bottom. One possibility would be the presence of heavy (barite?) mud not accounted for in the

drilling reports. Heavy mud was necessary for drilling the Zechstein section, presently behind the casing. Further evidence that a heavier fluid resides in the bottom of the well is given by the pressure data discussed next.

## 5 Pressure

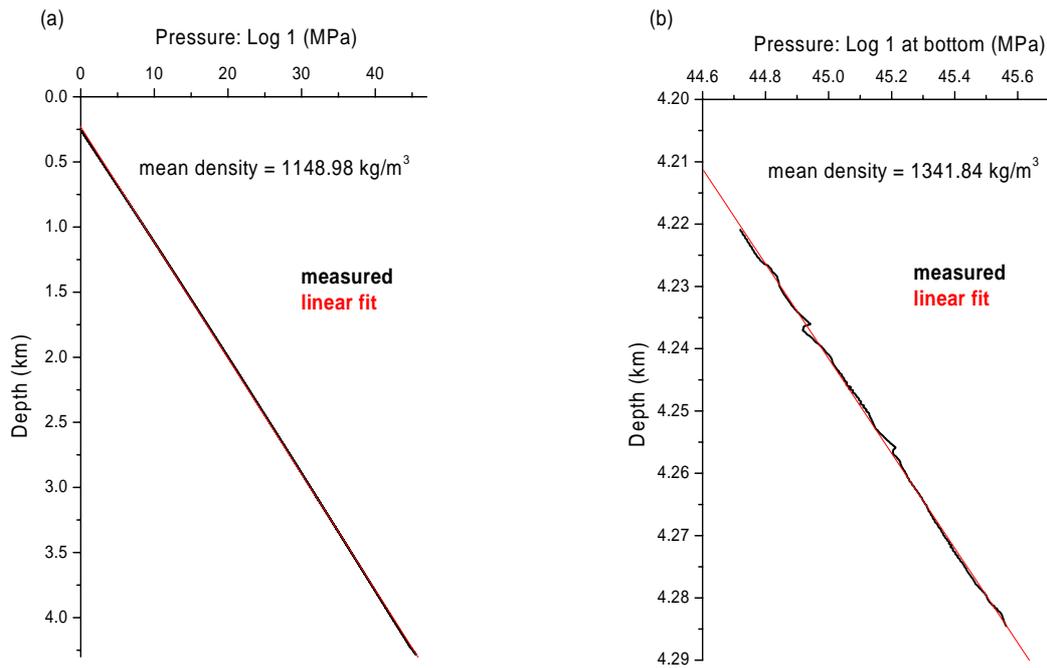
The pressure sensor in the T-P-MRES-GR tool has an absolute accuracy of 0.3 bar and a relative (resolution) of 0.15 bar\*. The 5 pressure logs reflect the density distribution of the fluid filling the borehole. No artesian pressure is observed, so the pressure data reflects the open-hole formation pressure. At the bottom of the well, the mean pressure is 45.6 MPa (456 bar).

Briefly the history of fluid exchanges in the borehole is given. Bentonite muds with addition of various proportions of water with densities ranging between 1.07 to 1.15 g cm<sup>-3</sup> were employed during drilling. During circulation, this fluid was mixed with old mud of uncertain properties which had been left in the well when it was closed, remaining there for 10 years in contact with the formation. The deepening from 4240 m to 4294 m was performed with mud of 1.1 g cm<sup>-3</sup>. At the end, 8 m<sup>3</sup> of salt water at 1.12 g cm<sup>-3</sup> was injected in the deepened section followed by 30 m<sup>3</sup> of salt water at 1.12 g cm<sup>-3</sup> in the 7" liner. After a quiet period of 12 days, a drill stem test removed more than 330 m<sup>3</sup> of fluid, mainly salt water. As this volume corresponds roughly to 3 borehole volumes, the remaining fluid in the well should be formation brine.

A mean pressure gradient for the fluid column above the interface observed in the mud resistivity logs and below it, respectively was computed from linear regression of the data. This is shown as an example for Log 1 in Figure 4a and 4b.

---

\* 1 bar = 0.1 MPa



**Figure 4:** (a) Pressure over the whole borehole length; (b) pressure at the bottom 70 m of the well. Mean densities derived from linear regression are indicated.

The inclination of the fitted line corresponds to a pressure gradient, related to the density of the fluid by

$$p_{grad} = p/h = \rho g \quad (3)$$

The density of the fluid is then the gradient divided by the acceleration of gravity (assumed to be 9.8 m/s<sup>2</sup>). Comparing the 5 logs taken at different times, the density of the fluid above the interface is practically constant, varying between 1147.98 kg/m<sup>3</sup> and 1148.98 kg/m<sup>3</sup>. Below the interface, the density of the fluid is 1341.84 kg/m<sup>3</sup> (Log 1), 1345.92 kg/m<sup>3</sup> (Log 2), 1319.39 kg/m<sup>3</sup> (Log 3), 1341.84 kg/m<sup>3</sup> (Log 4) and 1295.92 kg/m<sup>3</sup> (Log 5). The material in the bottom 70 m of the well has a mean density of 1329 kg/m<sup>3</sup>. The depth interval of higher density material in the borehole is also the interval from which fluid flow was recorded during the hydraulic test (see TISCHNER et al, this report).

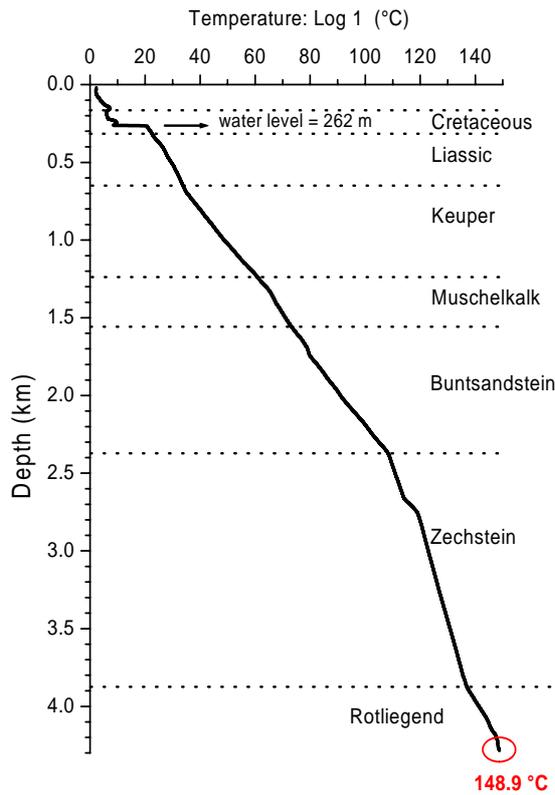
## 6 Temperature

In the first drilling phase, no temperature logs were run, only a few measurements at single depths were taken (Table 4).

Date	Depth (m)	Temperature (°C)	shut-in time (h)
21-22.11.90	3875	129, 129, 129	24
21-23.12.90	4100.3	140	DST (drill-stem-test)
07-08.01.91	4238	139	26
		140	45

**Table 4:** Temperature Data from Groß Schönebeck before reopening

The temperature sensor of the T-P-MRES-GR tool has a resolution of 0.01 °C (relative accuracy) and an absolute accuracy of 0.1 °C. Five temperature logs were collected. The first information is the position of the water level in the hole: 262, 259.5, 248.5, 256 and 250 m, respectively. Next the maximum temperature measured at the bottom of the well is 149 °C. Figure 5 shows as an example Log 1. The good correlation of the temperature gradients with the stratigraphy over the whole depth range, except for the bottom 60 m is observed in all other temperature logs.



**Figure 5:** Temperature Log 1. Water level and stratigraphic boundaries are indicated.

Linear regression for each stratigraphic unit results in the thermal gradient values given in the Table 5. The most stable (little change with time and strong linearity) gradient occurs in the Zechstein formation.

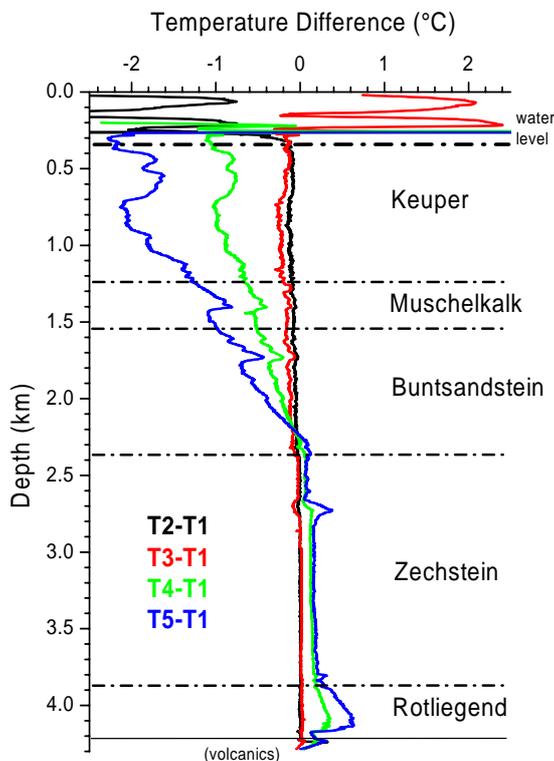
Stratigraphy	Boundaries		Temperature Gradients (°C/km) from Linear Regression				
	top (m)	bottom (m)	Log 1 01.02.01	Log 2 02.02.01	Log 3 03.02.01	Log 4 28.02.01	Log 5 17.10.01
Lias	333	651	32.79 ± 0.05	32.93 ± 0.05	32.66 ± 0.05	33.50 ± 0.06	31.63 ± 0.07
Keuper	651	1244	44.69 ± 0.02	46.73 ± 0.02	46.72 ± 0.02	47.29 ± 0.03	48.12 ± 0.02
Muschelkalk	1244	1552	36.49 ± 0.05	35.56 ± 0.05	36.44 ± 0.05	36.76 ± 0.06	36.86 ± 0.04
Buntsandstein	1552	2370	43.40 ± 0.02	43.25 ± 0.02	43.29 ± 0.02	43.81 ± 0.02	44.45 ± 0.02
Zechstein	2370	3881.8	18.55 ± 0.02	18.56 ± 0.02	18.60 ± 0.02	18.63 ± 0.02	18.63 ± 0.01
Rotliegend	3881.8	4230.4	32.75 ± 0.03	32.76 ± 0.03	32.76 ± 0.03	32.70 ± 0.04	32.32 ± 0.04
Volcanics	4230.4	4294±	11.7 ± 0.1	9.4 ± 0.1	10.1 ± 0.1	9.0 ± 0.1	8.1 ± 0.1

**Table 5:** Temperature gradients over time for each formation.

The development of the thermal profile with time is best seen in Figure 6, in which the differences of each log compared to the first one is shown (i.e. T2-T1, T3-T1, T4-T1

and T5-T1, respectively). Generally, over a period of 9 months the temperature in the bottom increased by about 0.5 °C, while in the shallow first 1500 m, it cooled by 2 °C. It is clear that some sections of the profile change faster than others and that it is associated with different thermal conductivity for different lithologies. The Zechstein section shows little change over time. It contains halite deposits with high thermal conductivity. Small changes over time are consistent with an efficient conductive adjustment of this depth interval. An exception is clearly depicted at a depth of 2700 m, within a layer of anhydrite.

In conclusion, temperatures at the bottom of the well are not expected to increase much more.

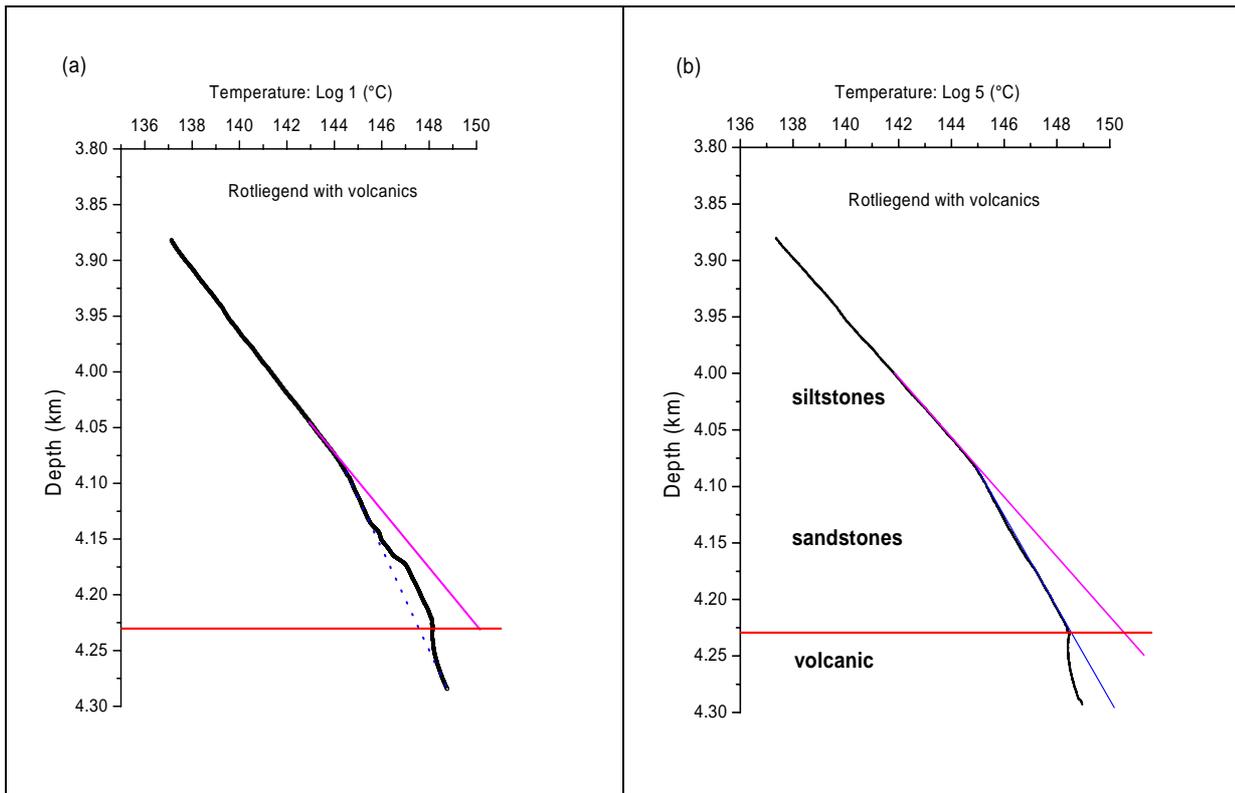


**Figure 6:** Temperature evolution over time shown as differences of T2 (black), T3 (red), T4 (green) and T5 (blue) with respect to the first T1 (most disturbed) log.

Figure 7 shows the temperature in the Rotliegend soon after the first hydraulic test (Log 1) and nine months later (Log 5). The upper part (above 4080 m) consists of siltstones, where the temperature gradient is practically linear. The lower part seems to be the result of a superposition of a lower gradient than in the upper part (blue line

in Figure 7a) with a thermal perturbation probably of convective origin. The lower gradient is consistent with the presence of higher thermal conductivity sandstones.

Nine months later (Fig. 7b), the gradient in the sandstones (below 4080 m) has equilibrated to an almost linear shape, except for the temperature in the volcanic section (below 4230 m). Here there is a sharp decrease in the gradient, which turns negative, then almost isothermal before increasing again gradually. The volcanic section is strongly perturbed by convection in the formation or the well.



**Figure 7:** Thermal perturbation in the Rotliegend. (a) soon after first production test and (b) 9 months after the last hydraulic activity. Volcanic upper boundary in red. Measured temperature (black), approximated gradient in the siltstones (magenta) and in the sandstones (blue). In black linear gradients based on top and lower Rotliegend sediments. Generally, temperature in the volcanic section is lower than expected.

Variations of the temperature gradient related to convection in wells have been observed (e.g., Gretener, 1967). Diment and Urban (1983) derived a relation between relative variations of the temperature gradient and the well radius:

$$\frac{\text{Grad}_{\text{meas}} - \text{Grad}_{\text{eq}}}{\text{Grad}_{\text{eq}}} = \pm \frac{2rA}{\Delta z} \tag{4}$$

where Grad<sub>meas</sub> is the measured temperature gradient, Grad<sub>eq</sub> is the equilibrium temperature gradient, r is the well radius, A the circulation cell aspect ratio and Δz the depth interval. Typical aspect ratios (height/width) are between 4 and 10.

The well diameter of the open-hole section in Groß Schönebeck is 5 7/8 or 149.2 mm (thus  $r = 0.0746$  m). For the volcanic section ( $\Delta z = 64$  m), this estimation yields relative variations of temperature gradient due to convection in the well of about 2 % (assuming  $A = 10$ ). The measured mean gradients in the volcanic section (obtained by a bad linear fit, see Table 5) vary between 8°C/km and 12°C/km. This is a factor of 2 to 4 lower than the mean gradient in any other formation in this well. The thermal influence of convection in the well is minor and the strong variation can be attributed to convective movement of fluids in the volcanic section.

## 7 Heat flow estimate for Groß Schönebeck

The previous analysis of the temperature logs showed the gradient in the Zechstein to be very robust over time. It is linear and represents heat transport by conduction. Additionally, the deepest part of the temperature profile is less disturbed than the shallow part (FÖRSTER, 2000). I use this section to derive an in-situ heat flow estimate.

Conductive vertical heat flow ( $q$ ) is given by:

$$q = \lambda \frac{dT}{dz} \quad (4)$$

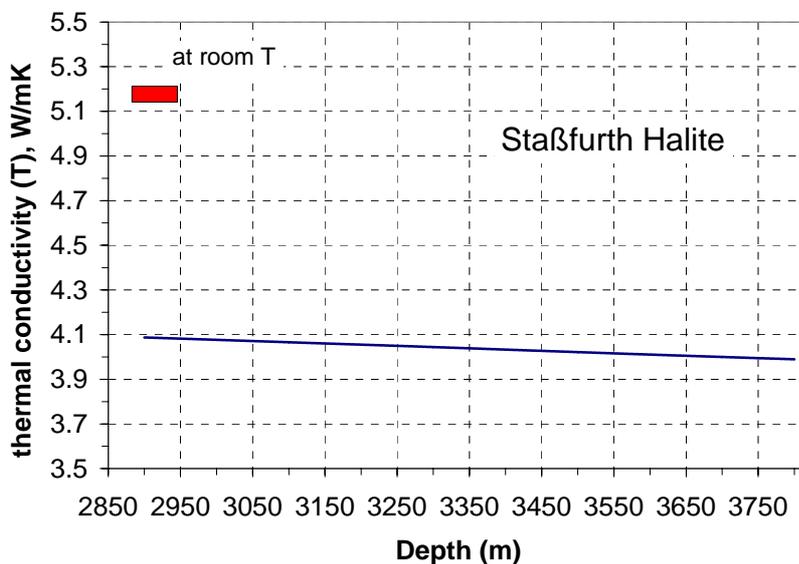
Therefore, the thermal conductivity ( $\lambda$ ) of the section over which we determined the thermal gradient is needed for this estimate.

The Zechstein formation is composed cyclic evaporite deposits. The salt has a high thermal conductivity, which explains also the rapid return to equilibrium conditions in this section of the well. For the heat flow analysis only the Staßfurt salt section is utilized, because of its greater homogeneity compared to the other sections.

The thermal conductivity of salt deposits and associated rocks in the western part of the North German Basin was the subject of detailed study in the context of research for radioactive waste storage in salt domes (KOPIETZ et al., 1995). Detailed measurements on cores and in-situ of the thermal conductivity as a function of temperature provide the data necessary for an estimate of heat flow. The importance of considering the temperature dependence of the thermal conductivity can be clearly demonstrated for this case. At 35 °C, the mean thermal conductivity of the Staßfurt halite is 5.22 W/m K. Considering a mean temperature gradient for the Zechstein of 18.6 °C/km, the resulting heat flow would be 97 mW/m<sup>2</sup>, a fairly high value for this

type of basin. This value is in agreement with published data in the region (HURTIG et al., 1991). If we consider the thermal conductivity at 100 °C, closer to the in-situ temperature range (107-135 °C), the resulting heat flow value would be 74 mW/m<sup>2</sup>.

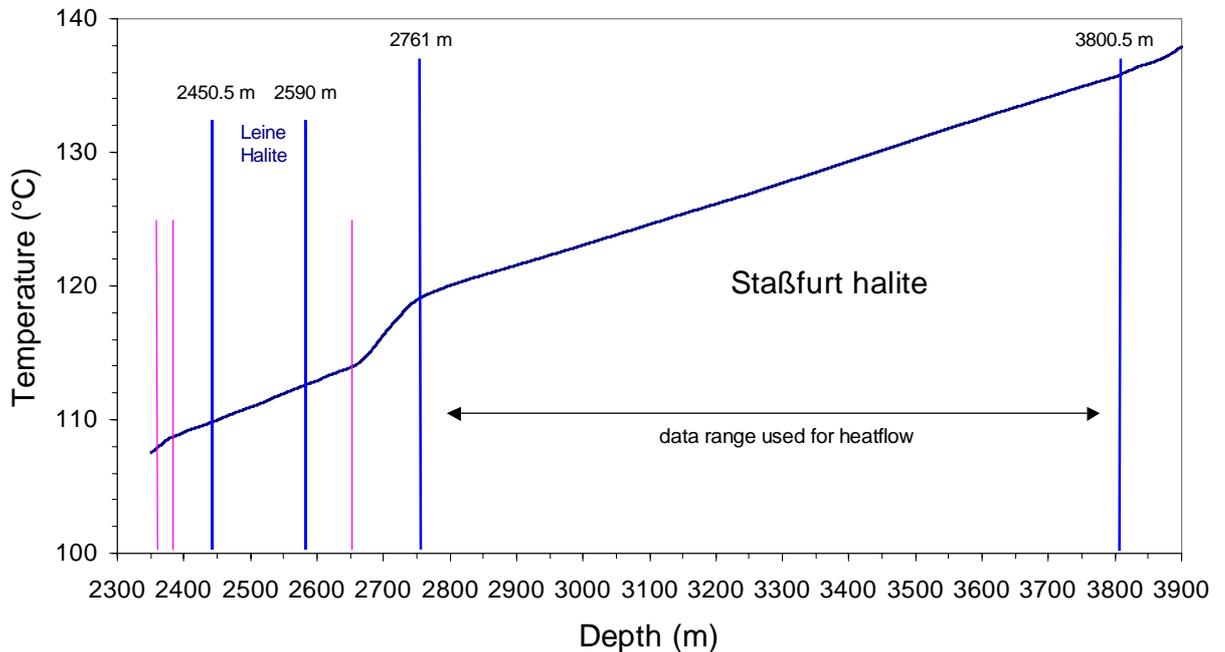
Thermal conductivity measurements of the Staßfurt halite yield  $5.22 \pm 0.39$  W/m K. The temperature dependence function of SASS ET AL. (1992) is used to produce the thermal conductivity profile shown in Figure 8. Thermal conductivity assumes values from 4.32 W/m K to 4.21 W/m K, while temperature varies from 121.6 °C to 135.7 °C. This is a mean of  $4.26 \pm 0.03$  W/mK. The temperature values needed to apply the correction are taken from temperature log 4. Figure 8 corresponds then to an in-situ thermal conductivity profile. The Staßfurth halite extends from 2761 m to 3800.5 m (depth interval of 1039.5).



**Figure 8:** Thermal conductivity as a function of temperature in the Staßfurth halite.

Linear regression of the temperature data between 2900 m and 3800 m (to avoid heat refractions effects from the overlying and underlying lower thermal conductivity rocks) yields a temperature gradient of 15.8 °C/km (Figure 9).

Hence, mean heat flow over this interval is  $q = 4.26 \times 15.8 = 67.3$  mW/m<sup>2</sup>, a value typical of tectonically quiet continental areas.

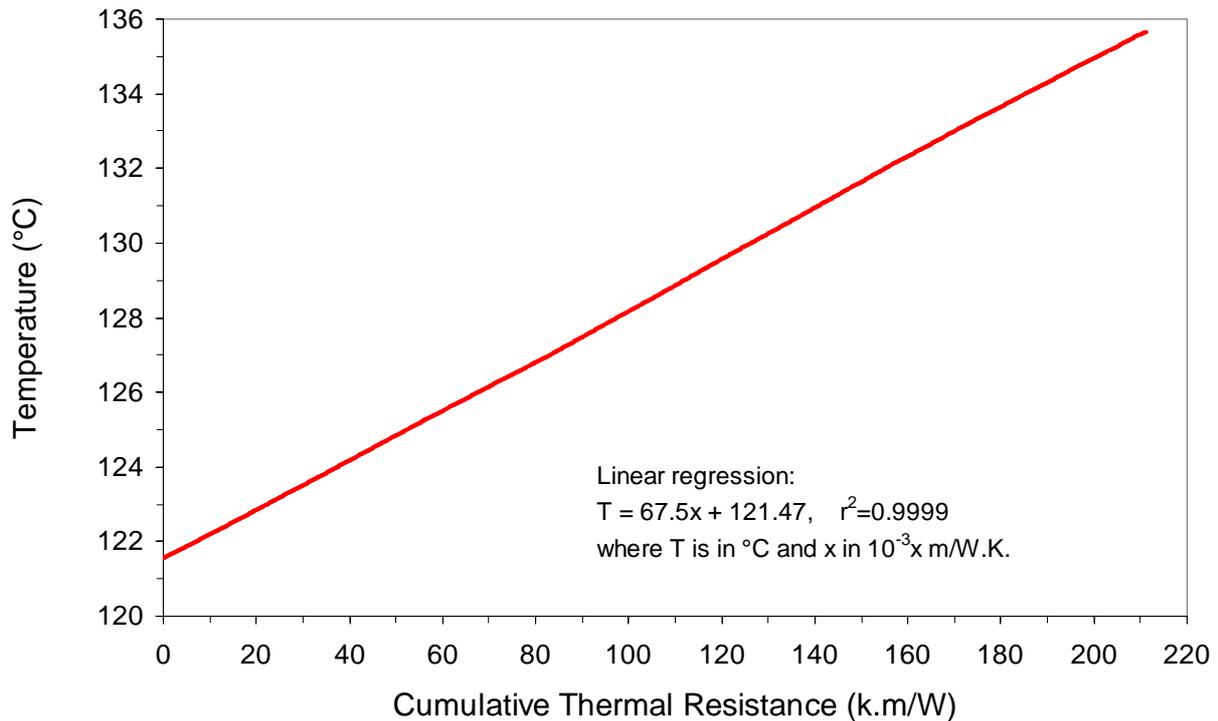


**Figure 9:** Temperature(Log 4) and stratigraphy of the Zechstein formation. Linear regression is made with data from 2800 m to 3779 m to obtain the geothermal gradient in the Staßfurt formation. Blue lines show the upper and lower boundaries of the Leine and Staßfurt halite, respectively. The magenta colored lines represent lithologic boundaries.

The Bullard plot detects lateral heat flow variations (Figure 10) that cause heat flow to vary vertically. Here the cumulative thermal resistance is plotted as a function of temperature. Equation 4 for a layered media with thermal conductivities of  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$  can be rewritten as

$$\Delta T_n = q \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\Delta z_i}{\lambda_i} \quad (5)$$

Each depth interval  $\Delta z_i$  is divided by the temperature corrected thermal conductivity ( $\lambda_i$ ). These intervals are summed up for successive temperature intervals and plotted up on Figure 10. A strong linear correlation, i.e. when one line fits all the data well, heat flow is dominantly, if not exclusively, vertical. This is the case for the Staßfurt halite. Linear regression results in a heat flow value of  $67.5 \text{ mW/m}^2$ .

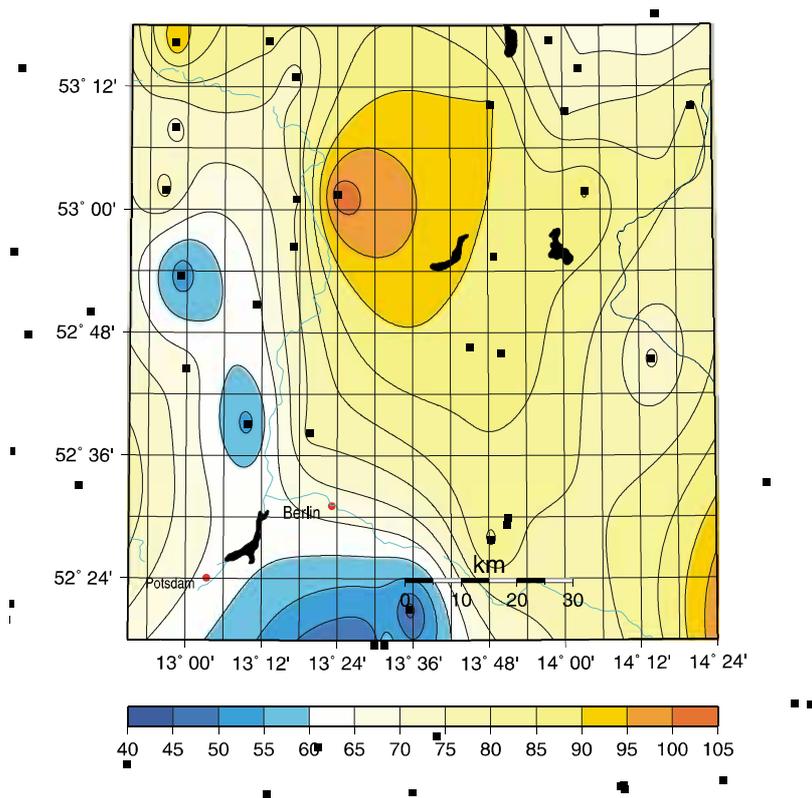


**Figure 10:** Bullard plot showing that heat flow is vertical across the Staßfurt halite.

Heat flow maps published for this region are found in HURTIG et al. (1990) and HURTER and HAENEL (2002). Both are based on the same data and predict heat flow of the order of 90 to 95 mW/m<sup>2</sup> (Figure 11).

One explanation for this disparity reason is that thermal conductivity was not corrected for temperature effects (generally it decreases with increasing temperature) in previous publications. This correction may not be significant for shallow wells (< 1000 m), but becomes more important for deep boreholes, such as the ones in the region surrounding Groß Schönebeck. FÖRSTER et al (2002) notes that it is practically impossible presently to reconstruct the method of heat flow determination in former Eastern Germany.

A second possibility is that the high heat flow anomaly exists because of salt domes nearby. In this case the original high heat flow region becomes diminished in size. Over salt domes heat flow is increased compared to the surroundings because heat is drawn laterally from the edges of the dome into it, enhancing the vertical heat flow above it. A numerical model is needed to assess the magnitude of the influence of the salt structures in the neighborhood of Groß Schönebeck. The Zechstein bows up (Joachimstaler Salzkissen) forming a salt 'pillow' rather smoothly, so that the anticipated effect would be smaller than the discrepancy.



**Figure 11:** Heat flow (in  $\text{mW/m}^2$ ) in the region of Groß Schönebeck. The magenta rectangle marks the location. Here interpolated heat flow is expected to be of the order of 90 to 95  $\text{mW/m}^2$  or at least 85 to 90  $\text{mW/m}^2$ .

## 8 Discussion and Conclusions

The following results were obtained from this preliminary interpretation of geophysical logs in Groß Schönebeck.

The deviation from the vertical direction dips towards the north-west. Total horizontal deviation is 230 m, and the maximum difference between loggers depth and true depth amounts to 10 m.

Four-arm caliper logs were examined with respect to tight spots and enlargements. The greatest enlargement is situated right beneath the casing shoe. A few enlarged intervals were identified as breakout candidates to be examined in more detail with appropriate logs (Televiewer).

Pressure at the bottom of the well (>4290 m) is about 46 MPa.

Pressure and Mud Resistivity logs indicate the existence of two different fluids in the well: less dense from water level down to a depth of 4220 m and higher density material from there to the bottom of the well (4294 m).

Five Temperature-Pressure-Mud Resistivity Logs taken at different times spanning a 9 month range since the last hydraulic and thermal perturbation in the well are examined. A density profile is derived from the pressure logs. The maximum temperature at the bottom of Groß Schönebeck is 148.9 °C. Cooling of the upper part of the well by 2 °C and heating up of the lower part by 0.5 °C occurred over this time.

Temperature gradient changes correlate with stratigraphic boundaries. Vertical heat flow was estimated using the temperature gradient in the Zechstein formation and temperature corrected thermal conductivity for halite. This heat flow estimate is much lower than published values for the region.

## 9 References

- DEWAN, J.T., 1983. Essentials of modern open-hole log interpretation. PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, USA, 361 pp.
- DIMENT, W.H. AND URBAN, T.C., 1983. A simple method for detecting anomalous fluid motions in boreholes from continuous temperature logs, *Geoth. Res. Council Transactions*, 7, 485-490.
- EEG, 1990. Bohrbericht zu Groß Schönebeck 3/90. Erdöl Erdgas Gommern, Archives, Berlin.
- GREENER, P.E., 1967. On the instability of large diameter wells - an observational report, *Geophysics*, 32, 727-738.
- KOEPITZ, J., 1995. Geothermische Untersuchungen bei der Salzstockerkundung für die Endlagerung radioaktiver Abfälle, *Z. Ang. Geologie*, 38, 26-33.
- HAENEL, R., RYBACH, L. AND STEGENA, L. (eds), *Handbook of Terrestrial Heat-Flow Density Determinations*, Kluwer Academic Publishers.
- HURTER, S. AND HAENEL, R., 2002. Atlas of Geothermal Resources in Europe. Office for Official Publications of the European Communities, Luxemburg.
- ONDRAK, R., WONDEROTH, R., SCHECK, M. AND BAYER, U., 1998. Integrated geothermal modeling on different scales in the Northeast German Basin, *Geol. Rundsch.* 87, 32-42.
- SASS, J.H., LACHENBRUCH, A.H., MOSES, T.H. AND MORGAN, P., 1992. Heat flow from a scientific research well at Cajon Pass, California, *J. Geophys. Res.*, 97(B4), 5017-5030.
- ZOTH, G. AND HAENEL, R., 1988. Appendix, thermal conductivity. In: Haenel, R., Rybach, L. and Stegena, L. (eds), *Handbook of Terrestrial Heat Flow Density Determinations*, Kluwer Academic Publishers, 449-466.

## **Ergebnisse des Primärtests: Hydraulik**

### **Results from a production test: hydraulics**

*Torsten Tischner<sup>§</sup>, Carsten Thorenz\*, Reinhard Jung<sup>§</sup>, Winfried Kessels\**

*<sup>§</sup> Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover*

*\*Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Hannover*

<b>1</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>110</b>
<b>2</b>	<b>Versuchsablauf.....</b>	<b>110</b>
<b>3</b>	<b>Zuflussprofilierung.....</b>	<b>112</b>
<b>4</b>	<b>Charakterisierung des Druckverlaufs.....</b>	<b>116</b>
<b>5</b>	<b>Auswertung des Druckverlaufs mit einem Welltest-Programm .....</b>	<b>117</b>
<b>6</b>	<b>Auswertung des Druckverlaufs mit einem Finite-Elemente-Modell .....</b>	<b>123</b>
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....</b>	<b>130</b>
<b>8</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>132</b>

## Abstract

After reopening and deepening the well Groß Schönebeck a nitrogen lift test was performed. During the test 335 m<sup>3</sup> water were extracted from the well at an average rate of 11 m<sup>3</sup>/h and a maximum pressure drawdown of 14 MPa. The flow logs show a significant inflow only between 4224 m and 4248 m, i.e. from the volcanic rocks. The inflow originates probably from single fracture zones. The Rotliegend sandstones with a expected permeability of 10-100 mD are completely blocked. During the test the measured temperature at the relevant depth was significantly lower than under static conditions. This indicates that the water is derived from a reservoir above. Possibly the sandstones are blocked only in the direct vicinity of the well so that the water was withdrawn from the sandstones above, via the volcanic rocks. Mainly the long build up period (40 h) at the end of the test could be evaluated for hydraulic properties. Two methods were used: a welltest program and a Finite-Element (FE) simulator package. An infinite homogeneous reservoir was assumed. Both approaches yield a low permeability in the range of  $5 \cdot 10^{-15}$  m<sup>2</sup>. The FE analysis furthermore indicates a nonlinear dependency between pressure drawdown and permeability. This can be related to either mechanical reaction of the aquifer or to turbulent flow. For both evaluation methods significant problems were encountered. The large storage capacity of the well and the dynamic impact of the nitrogen lift largely superimposes the near field information from the aquifer. The observed deviation between measurements and simulation results at late times could not be fully explained because the runtime of the experiment was too short to gain reliable information for the far field. Without stimulation the productivity of the well is too low for geothermal power generation.

## 1 Einleitung

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

## 2 Versuchsablauf

Über einen 3,5“ Liftstrang, welcher bis zu einer Teufe von 2000 m abgehängt wurde, erfolgte die Injektion von Stickstoff (Abbildung 1). Infolge der damit verursachten Dichtereduktion stieg der Wasserstand im Ringraum an und es wurde über den Ringraum gefördert. Das zuströmende Fluid wurde in Tanks aufgefangen und die Zuflussrate durch die manuelle Messung des Wasserstandes im Tank im zehnmütigen Abstand bestimmt<sup>1</sup>.

---

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

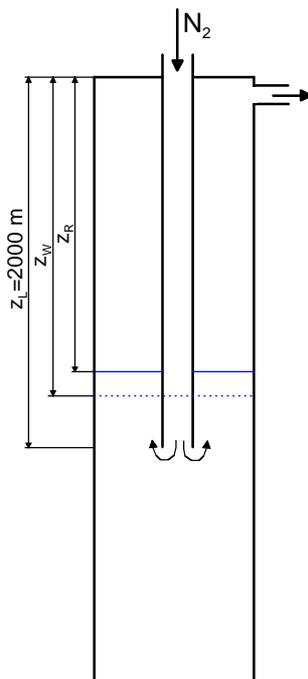
Der Test verlief in fünf wesentlichen Etappen:

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

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

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

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



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

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

### 3 Zuflussprofilierung

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

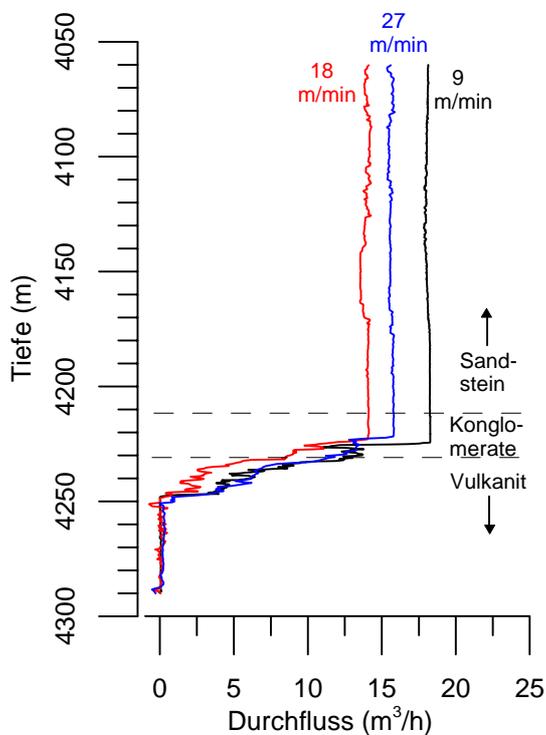
Als eine mögliche Ursache für die vollständige Blockade der Sandsteinformationen kann die lange Standzeit alter Bohrspülung in der Formation angesehen werden. Seit 1990 bis zur Aufwältigung der Bohrung Ende 2000 stand in der Bohrung eine formationsfremde Spülung an. Chemische Prozesse (Ausfällungsprozesse)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

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

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

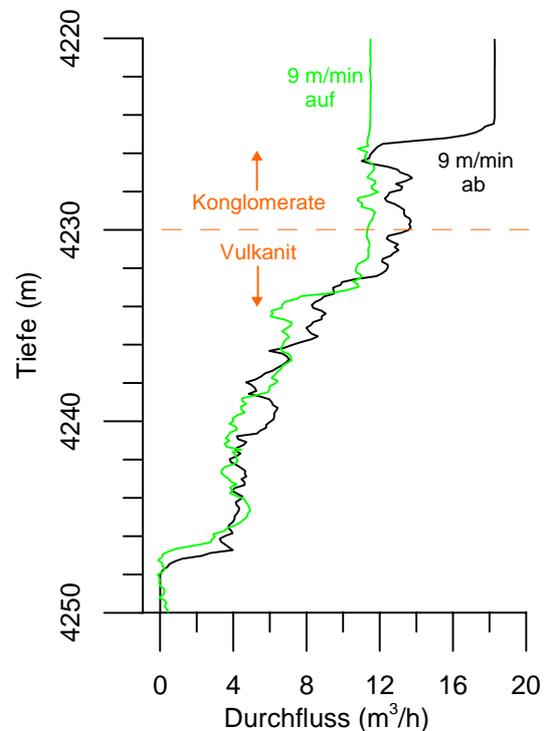
bekanntem Förderrate in Formationstiefe erfolgen. Bei der stark schwankenden Förderrate ist diese Korrektur mit Fehlern behaftet. Der signifikante Unterschied bezüglich des Zuflusses aus den Konglomeraten ist hierdurch aber nicht erklärbar. Hierfür ist wahrscheinlich ein systematischer Fehler während der Messfahrten bzw. der Messdatenverarbeitung verantwortlich<sup>2</sup>.

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



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

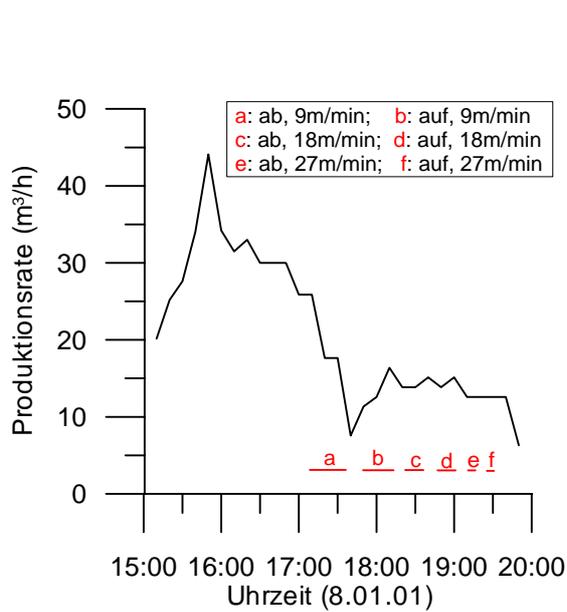
**Figure 2:** Flowmeter logs (running down) over the complete measuring interval for 3 logging speeds.



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

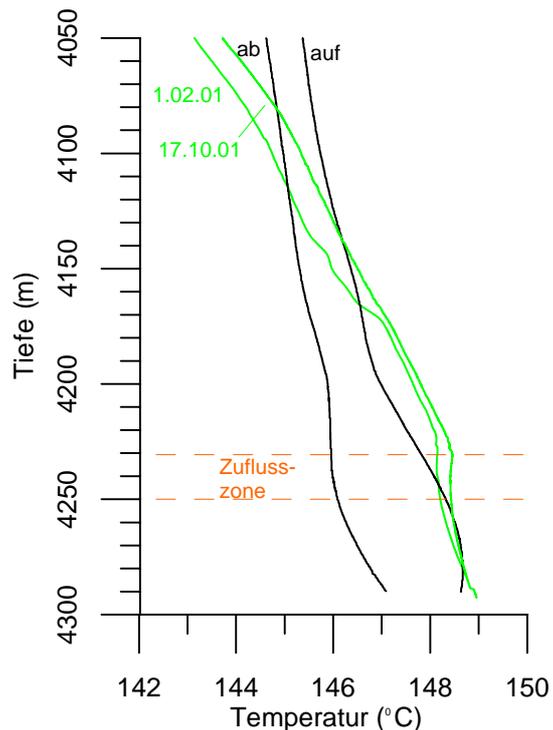
**Figure 3:** Flowmeter log (9 m/min) running down (black) and up (green), respectively for the depth interval of interest.

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



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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

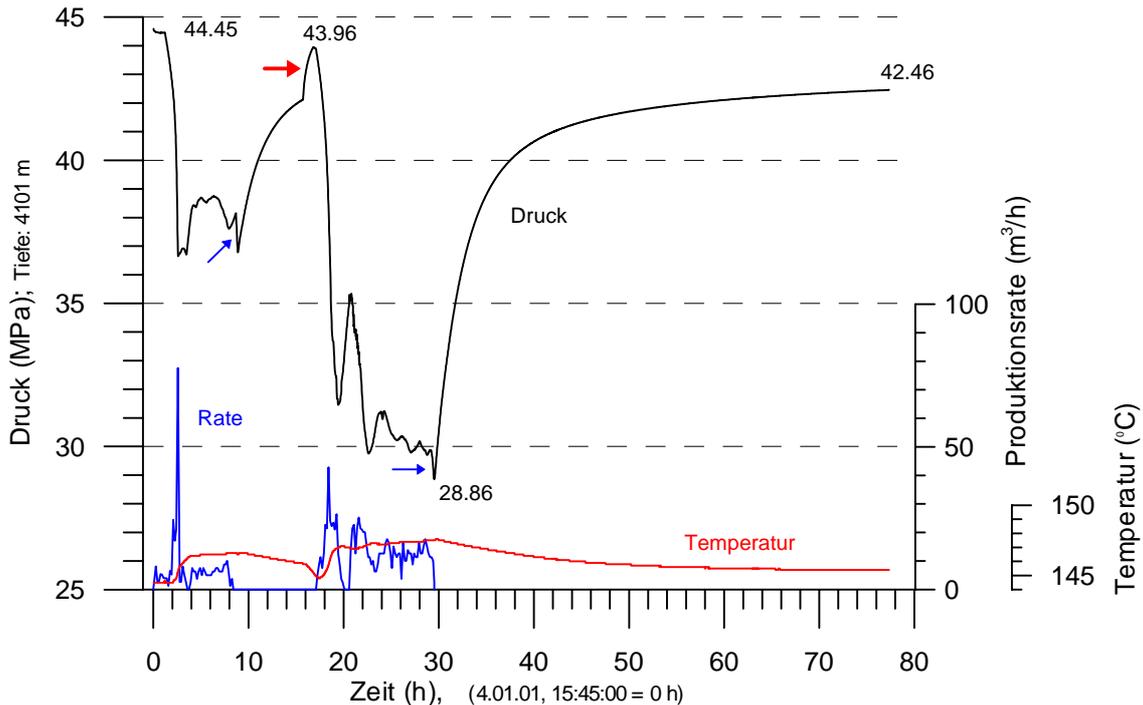
---

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

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

#### 4 Charakterisierung des Druckverlaufs

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



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

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

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

## 5 Auswertung des Druckverlaufs mit einem Welltest-Programm

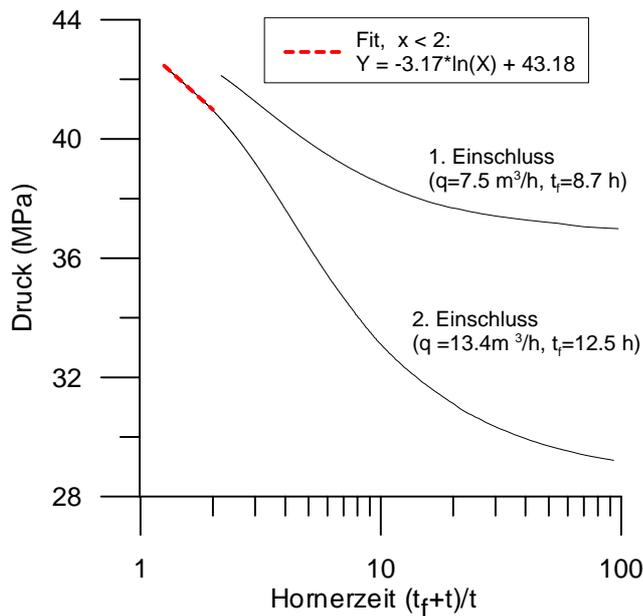
Für die Auswertung des Primärtests und die Ableitung hydraulischer Parameter können nur Perioden genutzt werden, in denen der Druckverlauf und gleichzeitig die Förderrate bekannt sind. Am besten geeignet sind hierfür die Einschlussphasen. In den Einschlussphasen ist die Förderrate exakt bekannt (Null) und der Druckverlauf am wenigsten gestört. Die einfachste Auswertung stellt die sogenannte

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

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

- q: Förderrate ( $q=13,4 \text{ m}^3/\text{h}$ )
- $\mu$ : Viskosität ( $\mu=2 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ , bei  $\vartheta \approx 150 \text{ }^\circ\text{C}$ )
- m: Anstieg (Betrag) der Gerade ( $m=31,7 \cdot 10^5 \text{ Pa}$ ).
- k: Permeabilität
- h: Mächtigkeit der Zuflusszone

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



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

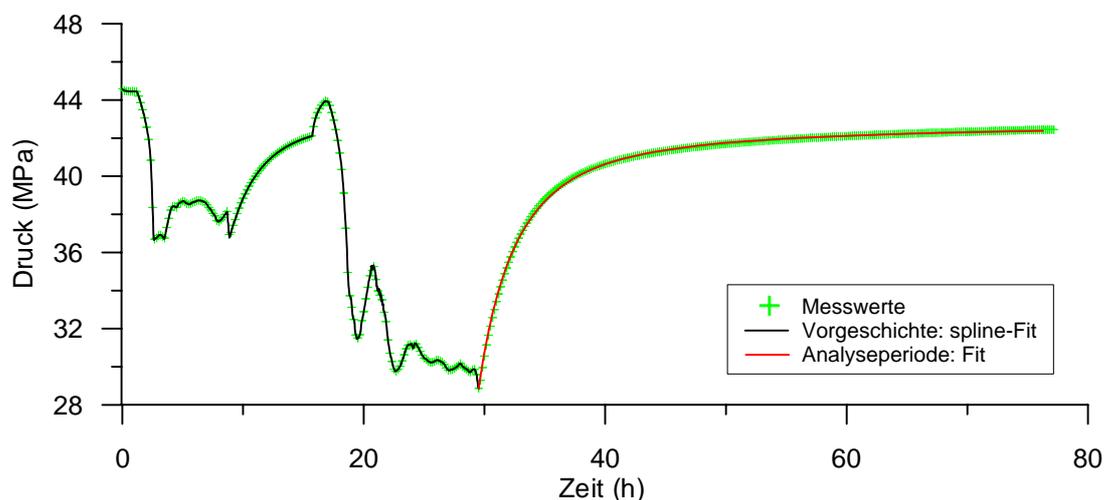
**Figure 7:** Horner plot for both shut-in curves.  $t$ : time since shut-in began;  $q, t_f$ : production rate and time interval of production before shut-in, respectively

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

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

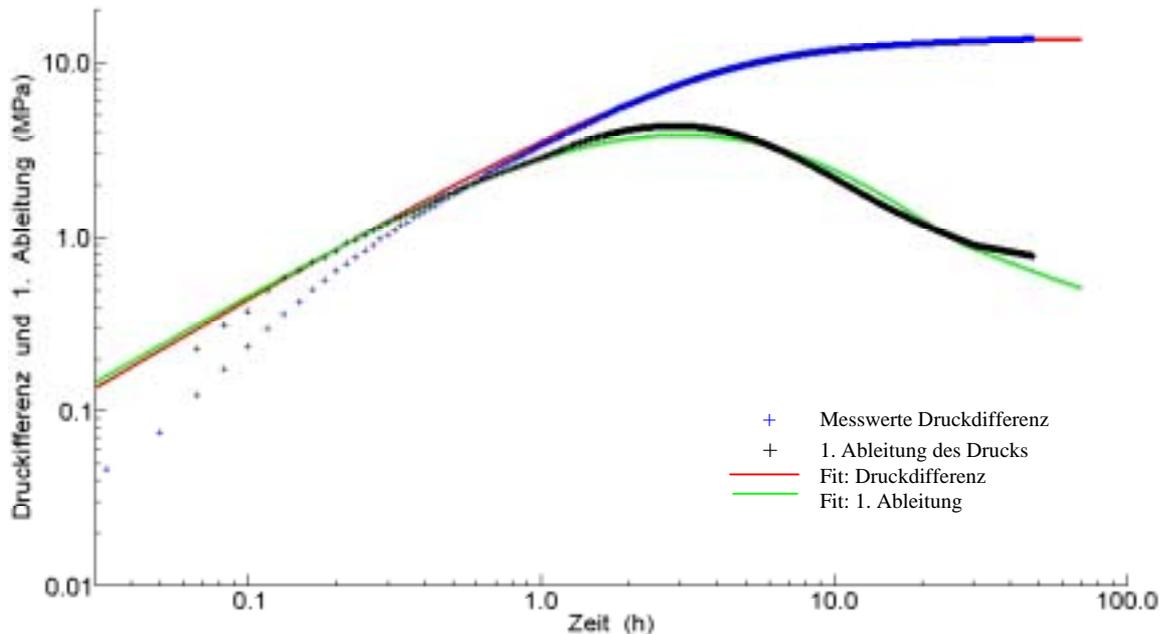
Im Rahmen dieser Studie wird das mehr wissenschaftlich orientierte Programm nSIGHTS (PICKENS et al., 1987) verwendet. Dieses Programm ist außerordentlich flexibel und gestattet insbesondere die Berücksichtigung des Druckverlaufs als Vorgeschichte.

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



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

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



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

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

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

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

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

Mit zunehmender Zeit treten die Eigenschaften der Formation stärker hervor. In der doppelt-logarithmischen Darstellung sind dann keine Unterschiede mehr zwischen den Messwerten und den Simulationsergebnissen sichtbar. Jedoch besteht eine Diskrepanz bezüglich der 1. Ableitung. Die gemessene Kurve flacht bei etwa 30 h deutlich ab, wohingegen das Abflachen bei der Fitkurve erst später einsetzt<sup>4</sup>.

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

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

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

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

<sup>5</sup> Mit Formationsdruck ist der Gleichgewichtsdruck in der Messtiefe gemeint.

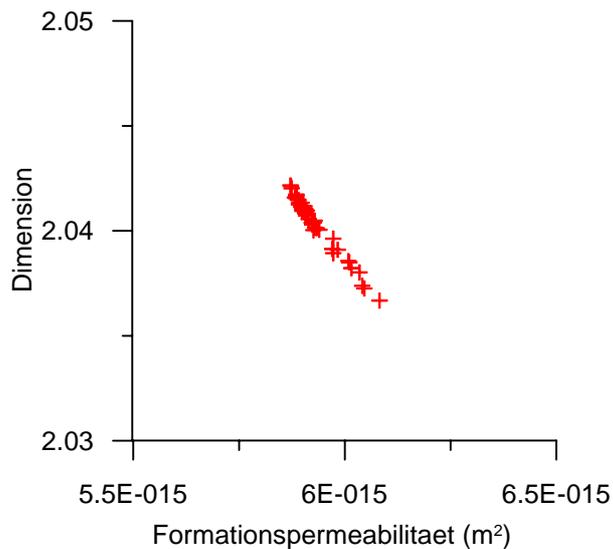
<sup>6</sup> Für die Skinzone werden ein Radius von 1 cm und eine totale Kompressibilität von  $10^{-15} \text{ Pa}^{-1}$  angenommen. Diese Annahmen erfolgen in Analogie zu anderen Welltest-Programmen, in denen die Skinzone als ein unendlich dünner hydraulischer Widerstand ohne Speichereigenschaft angesehen wird. Die gleichzeitige Optimierung von Skinpermeabilität und Radius bzw. Kompressibilität der Skinzone ist aufgrund der Vieldeutigkeit der Lösungen hier nicht sinnvoll.

wurde. Die totale Kompressibilität wurde entsprechend Erfahrungswerten mit  $10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$  angenommen.

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

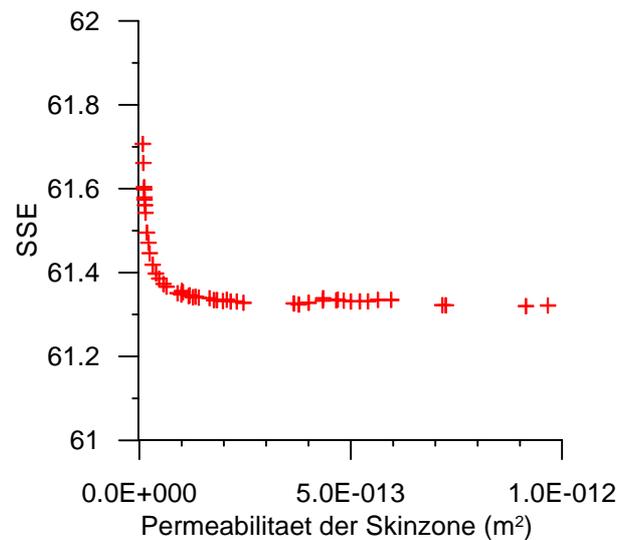
Als relativ sicher kann die Strömungsdimension angesehen werden. Hierfür wird ein mittlerer Wert von 2.0 gefunden. Dies bedeutet, dass im zeitlichen Mittel eine 2-dimensionale radiale Strömung vorliegt. Völlig anders sieht das Ergebnis bezüglich der Skinpermeabilität aus (Abbildung 11). Für einen weiten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

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



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

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



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

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

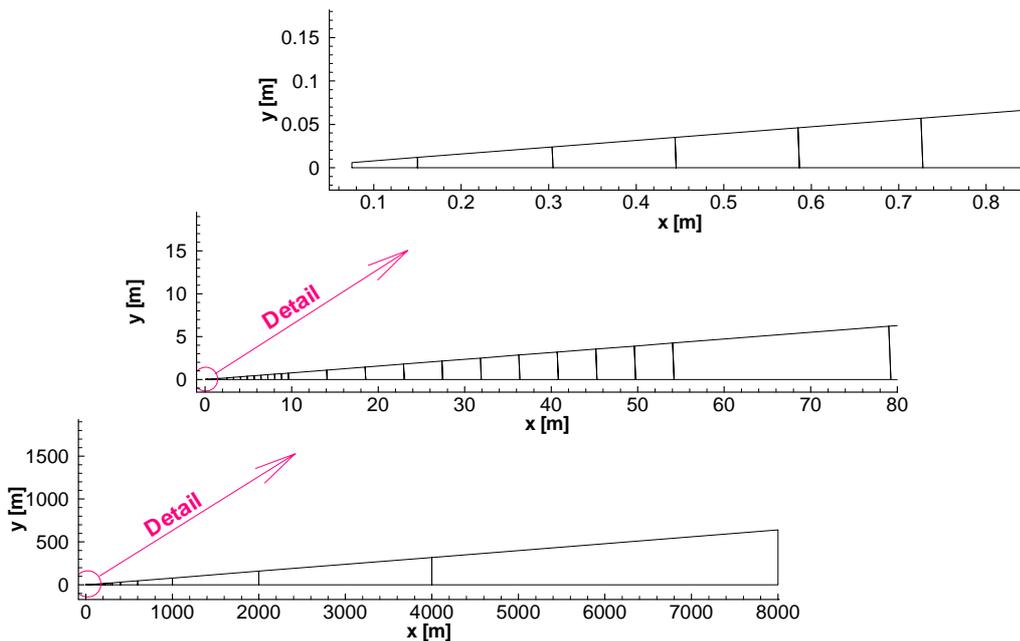
Die erwähnte Diskrepanz zwischen gemessener und berechneter 1. Ableitung kann einerseits bedeuten, dass die Transmissibilität im Rahmen des bisherigen Modells überschätzt wird. Andererseits kann diese Diskrepanz aber auch ein Hinweis auf andere konzeptionelle Modelle sein (z.B. Zonen unterschiedlicher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

## 6 Auswertung des Druckverlaufs mit einem Finite-Elemente-Modell

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

zweidimensionales radialsymmetrisches System durchgeführt. Diese werden im folgenden vorgestellt.

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



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

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

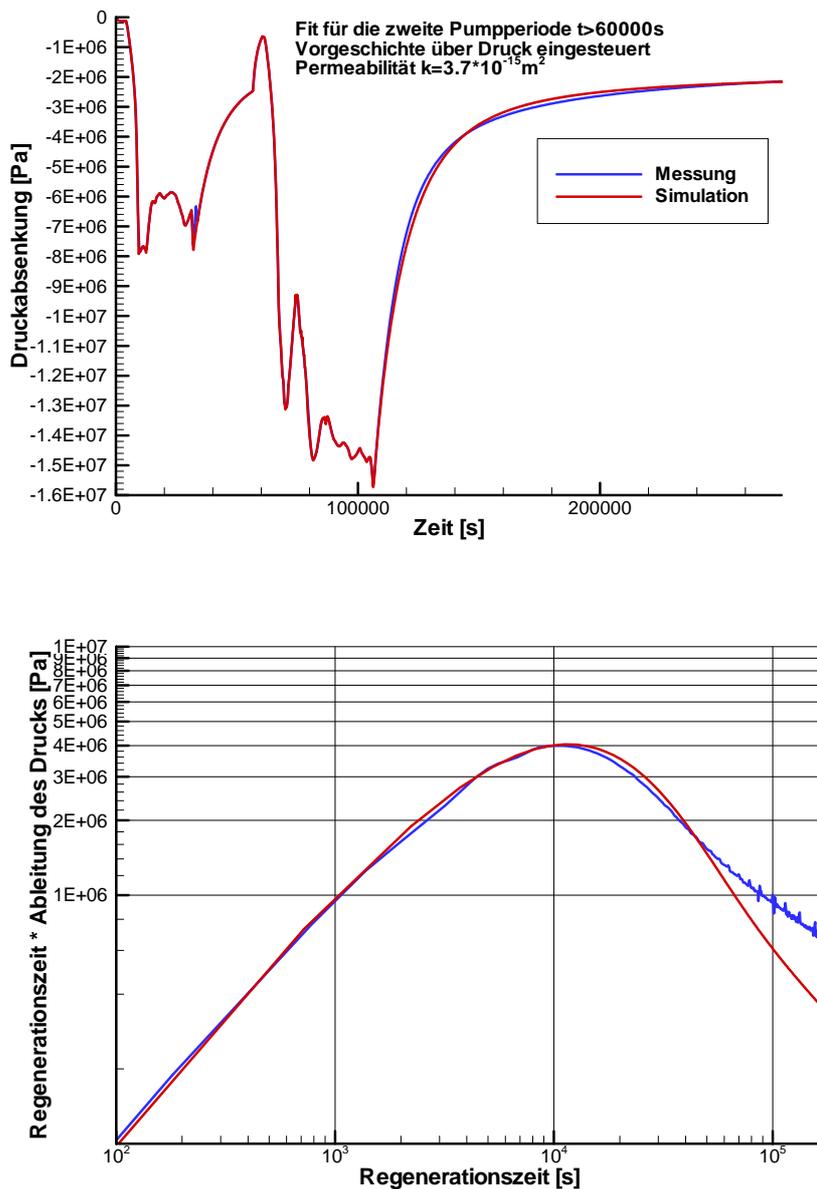
Für dieses System wurden mehrere Testfälle betrachtet. Zum einen wurden - wie im vorhergehenden Abschnitt - die Historie der Drücke vor der zweiten Regenerationsperiode als Randbedingung am Brunnen in das Modell eingespeist und dann auf dieser Basis die Parameter angepasst. Für die Bestimmung der Schichtmächtigkeit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

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

Fluidviskosität

$0,37 \cdot 10^{-3} \text{ Pa}\cdot\text{s}$

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



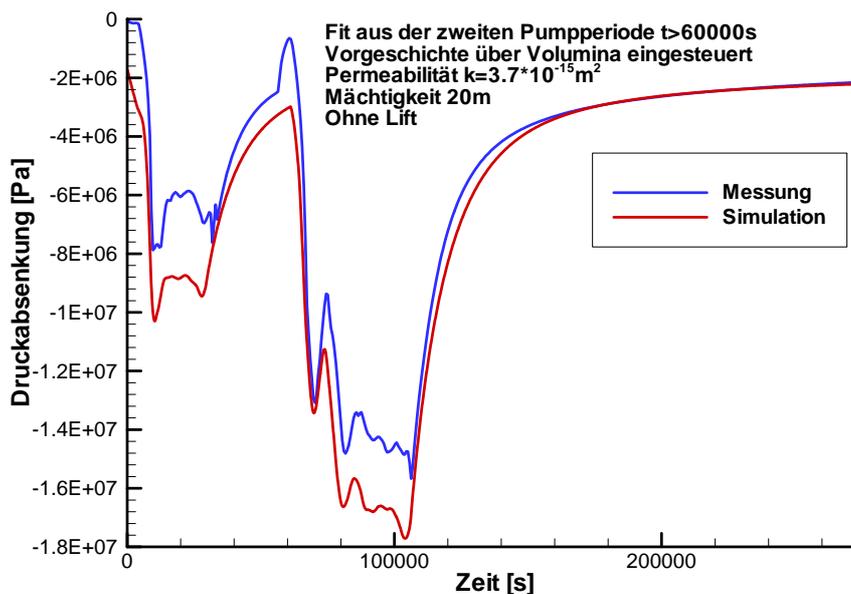
**Abbildung 13:** Ergebnis der Anpassung für die zweite Regenerationsperiode als Plot der Druckabsenkung (oben) und als Ableitung des Drucks (unten).

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

Es ist im rechten Plot deutlich erkennbar, dass in der untersuchten Zeitspanne kein radiales Strömungsfeld erreicht wurde. Dieses wäre durch ein horizontales

Ausklingen des abfallenden Astes gekennzeichnet gewesen. Auffällig ist auch die deutlich größere Steigung des abfallenden Astes gegenüber der Messung. Dies kann z.B. auf ein sphärisches Fließfeld, doppeltporöses Verhalten oder den Einfluss von Rändern hindeuten. Um dies besser abschätzen zu können, wäre jedoch eine längere Datenreihe erforderlich. In Zukunft soll mittels des dreidimensionalen Modells überprüft werden, ob hier der Einfluss des Übergangs von sphärischer zu radialer Strömung sichtbar wird. Die sehr gute Anpassung des Anstiegs zeigt, dass das Speicherverhalten der Bohrung gut approximiert wurde. Leider überdeckt diese Speicherung alle eventuell vorhandenen Informationen über Klüfte im Nahbereich der Bohrung.

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



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

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

Insbesondere ist erkennbar, dass besonders am Anfang ein erheblicher Offset zwischen Simulation und Rechnung besteht. Leider stehen keine Druckdaten aus der Ruheperiode vor Inbetriebnahme des Liftstrangs zur Verfügung, so dass der Ruhedruck als Anpassungsparameter geschätzt werden musste. Der anfängliche Offset ist eventuell ein Druckpeak, ähnlich dem Peak bei 60000 s, oder der Rest der

Druckerhöhung aus den Aufwältigungsarbeiten. Da diese Peaks im numerischen Modell nicht abgebildet werden, muss es sich um einen bisher komplett vernachlässigten physikalischen Effekt handeln. Weitere Simulationen bestätigten, dass ähnliche Peaks durch die Berücksichtigung des Ausblasens des im Liftstrang befindlichen Wassers abgebildet werden können. Die Dauer des Ausblasvorgangs wurde aus den gemessenen Druckkurven auf 4230 s geschätzt, die Menge des Wassers aus dem Volumen des Liftstrangs auf  $10,5 \text{ m}^3$ . Ein entgegengesetzter, jedoch deutlich kleinerer Peak, ist auch beim Ausschalten und anschließenden Belüften des Liftstranges zu erkennen.

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

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

$$(A_R - A_L)(z_L - z_R) = A_R(z_L - z_W) \quad (2)$$

$$\Rightarrow z_W = z_L - \frac{(A_R - A_L)(z_L - z_R)}{A_R}$$

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

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

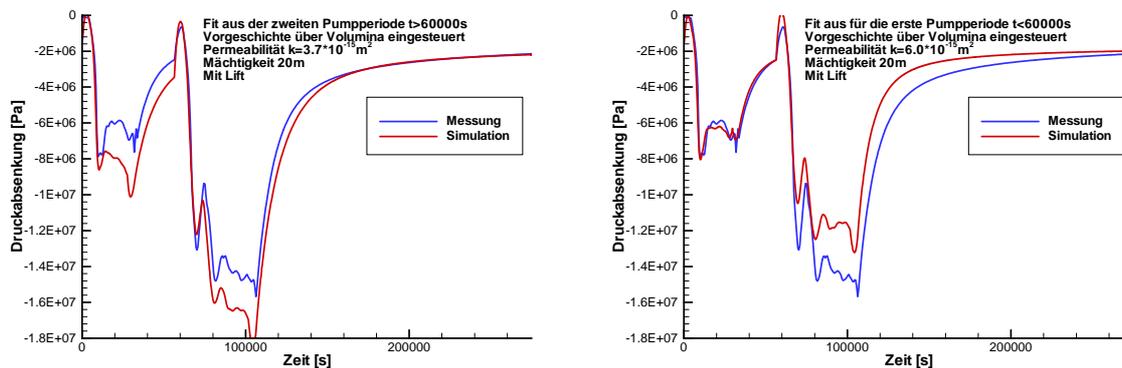
Damit ergeben sich die in der folgenden Tabelle 2 angegebenen geschätzten Volumina, die durch den Liftstrang beim An- oder Abschalten der Bohrung zugeführt oder entnommen werden:

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

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

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

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



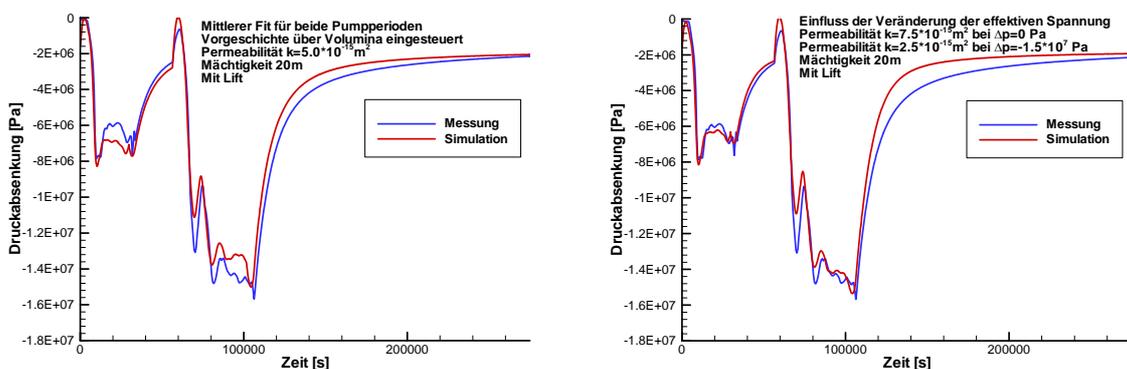
**Abbildung 15:** Druckantwort mit Betrachtung des Wassers im Liftstrang. Das linke Bild zeigt das Ergebnis auf der Basis der Anpassung für die zweite Periode, das rechte bei Anpassung für die erste Periode.

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

Durch die Berücksichtigung des aus dem Liftstrang verdrängten Wassers konnten Druckpeaks im numerischen Modell erzeugt werden, die qualitativ denen der Messung entsprechen (Abbildung 15). Jedoch zeigt sich jetzt ein deutlich zu großer Druckabfall während der Pumpperioden. Dies lässt auf eine Unterschätzung der Permeabilitäten schließen (Abbildung 15 links). Eine Erhöhung der Permeabilität auf 6.0-15 m<sup>2</sup> konnte die Anpassung für die erste Pumpperiode bis etwa 60000 s erheblich verbessern, verschlechterte jedoch die Anpassung der zweiten Periode (Abbildung 15 rechts).

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

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



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

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

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

## 7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 8 Literatur

- HUENGES, E., ERZINGER, J., ENGESER, B., KESSELS, W., KÜCK, J. (1997): The permeable crust: Geohydraulic properties down to 9101 m depth, J. Geophysical Research, Vol. 102, **B8**: 18255-18265
- KOLDITZ, O., KAISER, R., HABBAR, D., ROTHER, T. & THORENZ, C. (1999), ROCKFLOW- Theory and Users Manual, Release 3.4, Groundwater Modeling Group, Institut für Strömungsmechanik und Elektronisches Rechnen im Bauwesen der Universität Hannover
- PICKENS, J. F., GRISAK, G. E., AVIS, J. D., BELANGER, D. W., & THURY, M. (1987): Analysis and interpretation of borehole hydraulic tests in deep boreholes: Principles, model development, and applications, Water Resour. Res., **23(7)**: 1341-1375
- STRELTSOVA, T. D. (1988): Well testing in heterogeneous formations. John Wiley & Sons, New York
- THORENZ, C. (2001): Model Adaptive Simulation of Multiphase and Density Driven Flow in Fractured and Porous Media, Institut für Strömungsmechanik und Elektronisches Rechnen im Bauwesen der Universität Hannover

# **Formationsdruck in der Bohrung Groß Schönebeck – Ableitung aus Pegelmonitoring nach Abschluss des Primärtestes**

## **Formation Pressure in Groß Schönebeck Derived from Water Level Monitoring Following a Production Test**

*Ernst Huenges, Mathias Poser und Jörg Schrötter, GeoForschungsZentrum Potsdam*

<b>1</b>	<b>Zielstellung .....</b>	<b>134</b>
<b>2</b>	<b>Messaufbau für Drucksonden und Temperatursensor .....</b>	<b>135</b>
<b>3</b>	<b>Ergebnisse des Monitoring über 9 Monate .....</b>	<b>138</b>
<b>4</b>	<b>Schlussfolgerungen .....</b>	<b>143</b>
<b>5</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>144</b>

## Abstract

Formation and hydrostatic pressure in a borehole are equal when the later comes to an equilibrium after hydraulic experiments. In low permeability formations this may take a long time. Therefore, monitoring water level changes in the borehole allows formation pressure to be estimated by extrapolation. Following a production test in Groß Schönebeck, a monitoring station was set up to measure atmospheric pressure and temperature, pressure in the well above the water level and in the water column (depth). Measurements were taken continuously at 15 min intervals over a period of nine months. Pressure in the well evolved with the accumulation of gas in the closed borehole. Opening the hole to the atmosphere caused gas to escape and pressure to decrease to atmospheric values. Equilibrium water level lies between 224 and 248 m beneath the surface. The monitoring shows that the pressure condition in the Rotliegend formation is hydrostatic.

## 1 Zielstellung

In der Regel befindet sich die Wassersäule in einer Bohrung nicht im hydraulischen Gleichgewicht mit dem Formationsdruck, d.h. dem Druck im Porenraum des offenen Bohrlochbereiches. Das hat zur Folge, dass sich die Wassersäule verändert. Langzeitbeobachtungen der Wassersäule in einer Bohrung erlauben die Bestimmung des Formationsdruckes und gegebenenfalls der mittleren Permeabilität in den angeschlossenen Tiefenhorizonten.

Eine Wassersäule in einer verrohrten Bohrung befindet sich dann im hydraulischen Gleichgewicht mit einem offenem Bohrlochbereich in der Tiefe, wenn der durch die Wassersäule erzeugte hydrostatische Druck mit dem Druck in der Formation ausgeglichen ist. Wegen generell niedriger Permeabilitäten in tiefliegenden Gesteinsschichten gleichen sich hydraulische Störungen in Bohrungen erst nach langer Zeit aus. So wurde z.B. in der Kontinentalen Tiefbohrung (KTB) in Windischeschenbach ein Jahr nach Auffüllen der Bohrung noch über 100 m Absenkung pro Jahr registriert (SCHULZE et al. 2000). In dem Fall der KTB war der hydrostatische Druck der Wassersäule durch Einstellung der Dichte der Flüssigkeit um über 10 bar erhöht gegenüber dem Druck in der Formation. Letztendlich kann der Formationsdruck durch Extrapolation der Langzeitbeobachtung nach unendlich und Messung des Druckes der Wassersäule bestimmt werden.

Ein weiteres Anliegen der Langzeitbeobachtung des Pegels und der Druckentwicklung ist die Beobachtung der Gasentwicklung und des damit verbundenen Druckaufbaus im Raum zwischen Pegel und Bohrlochkopf. Langzeitregistrierungen der Temperatur dienen der Untersuchung des Temperaturangleiches nach den verschiedenen thermischen Störungen im Rahmen

der operativen Arbeiten in der Bohrung bzw. den natürlichen jahreszeitlich bedingten Veränderungen der Temperatur in der Tiefe.

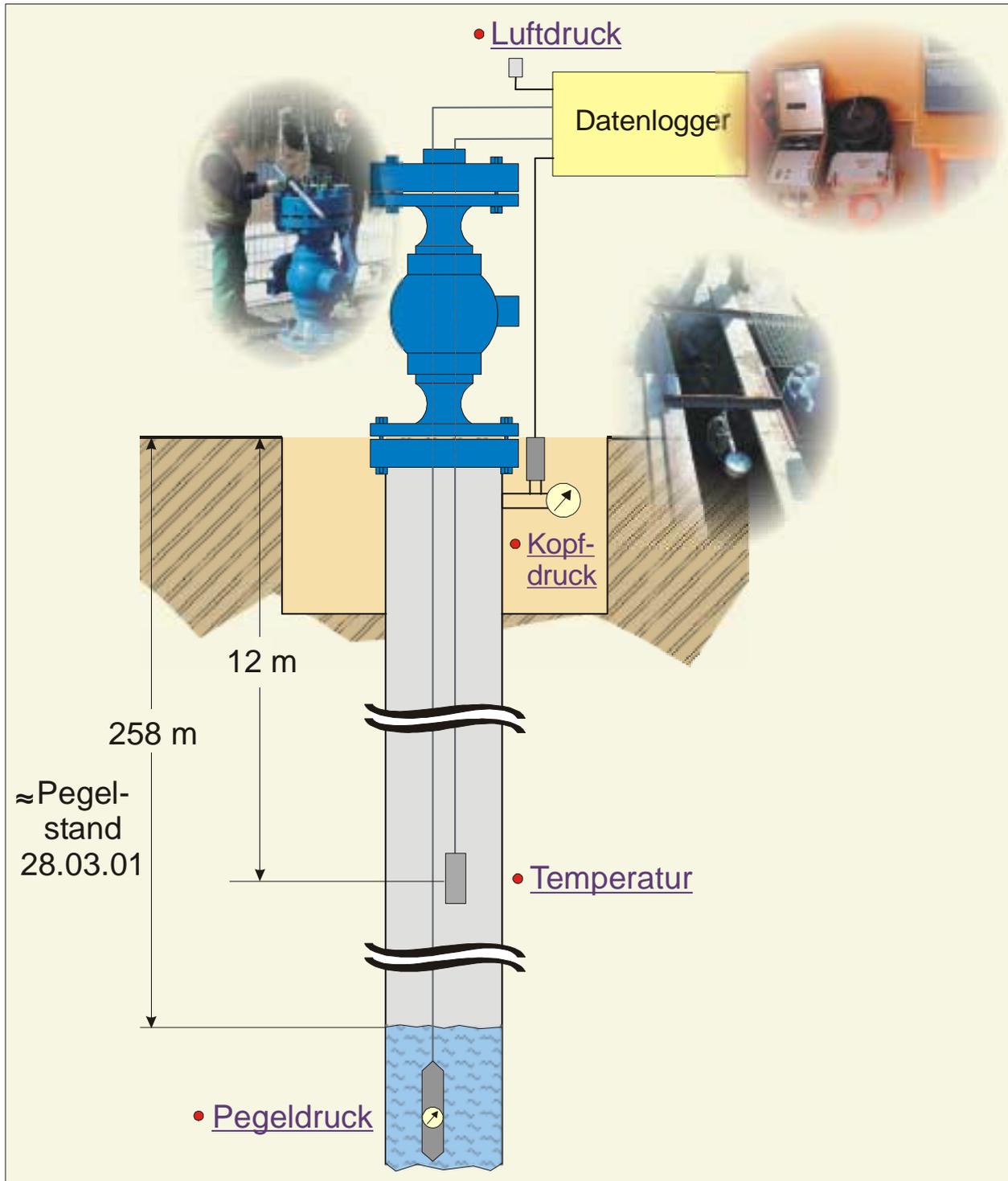
## **2 Messaufbau für Drucksonden und Temperatursensor**

Zur Ermittlung dieser Druck-/Temperaturverhältnisse am Sondenkopf der Forschungsbohrung wurde eine Dauermessstelle eingerichtet. Die Erfassung der Pegelschwankung wird durch den Einsatz einer Drucksonde ermöglicht. Diese hat einen Messbereich von 2,5 bar. Somit können Pegelschwankungen bis zu 25 m registriert werden. Da es sich um einen Absolutdrucksensor handelt, ist bei den Messungen der jeweilige Gegendruck (Luftdruck bzw. Kopfdruck bei geschlossener Bohrung) zu berücksichtigen.

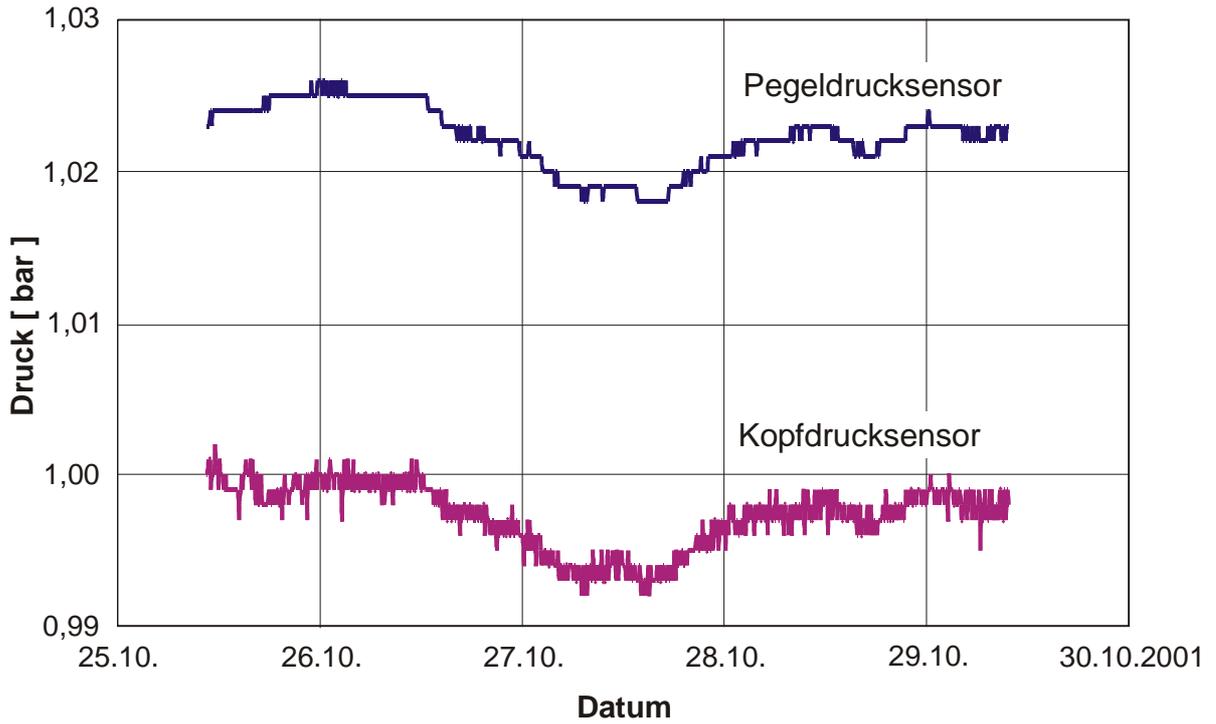
Dieser Druckwert wird durch einen zweiten Sensor (0-10 bar) am Bohrlochkopf erfasst. Oberhalb des Pegelstandes wird die Temperatur mittels eines Widerstandsthermometers Pt 100 gemessen. Ein weiterer Sensor außerhalb der Bohrung dient der Ermittlung des aktuellen Luftdrucks.

Die Sensorsignale werden einem autonom arbeitenden Datenlogger zugeführt. Dieser fragt die angeschlossenen Sensoren mit einem einstellbaren Takt ab und speichert die Daten. Zur Übernahme der gespeicherten Messwerte kann ein externer Rechner mit einem speziellen Kommunikationsprogramm angeschlossen werden. Der Gesamtaufbau ist in der Abbildung 1 dargestellt.

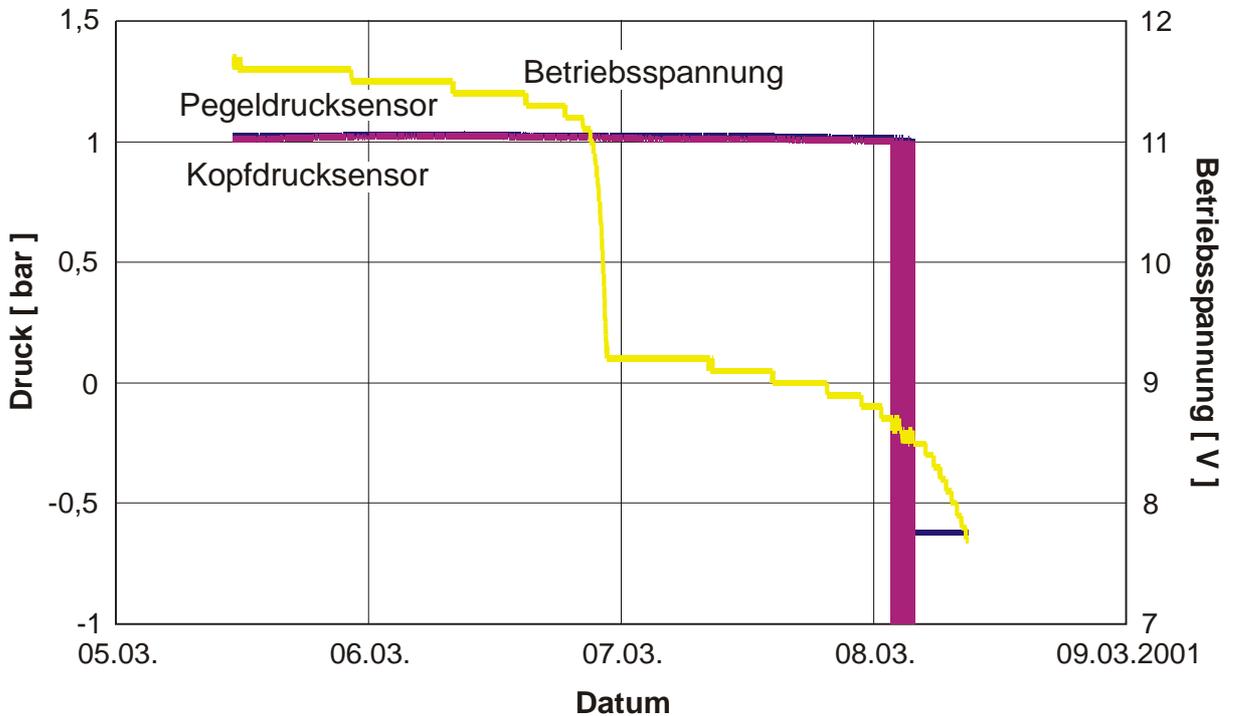
Vor der Installation des Messaufbaus wurde unter Laborbedingungen die Differenz der Drucksensoren bei Atmosphärendruck gemessen, die bei der Auswertung des Pegelstandes zu berücksichtigen ist (Abbildung 2). Weiterhin wurde die minimale Betriebsspannung (Batteriespannung) ermittelt, bis zu der ein sicherer Betrieb des Datenloggers gewährleistet ist (Abbildung 3).



**Abbildung 1:** Einrichtung des Monitoring (links) und Aufbau des Monitoring-Equipments.  
**Figure 1:** Setting up the monitoring station (left) and a schematic of the equipment



**Abbildung 2:** Eichung der Drucksensoren unter Laborbedingungen  
**Figure 2:** Calibration of the pressure transducers under laboratory conditions



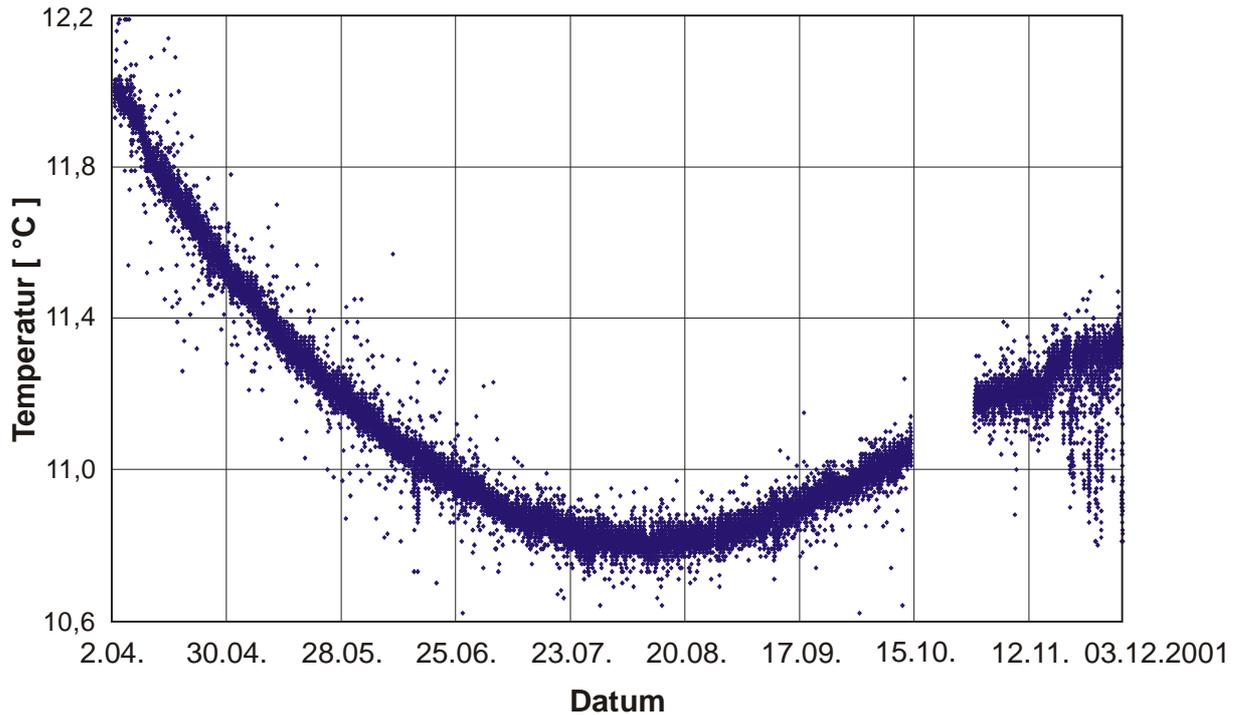
**Abbildung 3:** Batterietest für Langzeiteinsatz  
**Figure 3:** Test of battery for longterm measurements

Eine sichere Messwertaufzeichnung ist bis ca. 9 V möglich, was einer Registrierzeit von 9 Tagen entspricht, die im Interesse der Batterielebensdauer aber nicht ausgenutzt werden sollte. Es wurde ein wöchentlicher Batteriewechsel mit gleichzeitiger Datensicherung festgelegt. Der am Datenlogger wählbare zeitliche Messpunktabstand wurde auf 15 min. eingestellt.

Vor dem Ablassen der Pegelsonde ins Bohrloch wurden der aktuelle Pegelstand mit Hilfe eines Widerstandssensors ermittelt und das Sondenkabel entsprechend dieser Länge auf dem Bohrplatz ausgelegt. Mit der Zugabe von 3 m wurde die Sonde abgelassen und mittels einer Klemmeinrichtung innerhalb des Bohrlochkopfes gegen Absturz gesichert. Der Einbau des Temperatursensors erfolgte zusammen mit den letzten 12 Metern Kabel der Pegelsonde (befestigt mit Klebeband), wodurch eine exakte Fixierung in der gewünschten Tiefe erleichtert wird. Den druckdichten Einbau der Messkabel in den Sondenkopf gewährleistet eine elastisch mit PU-Kapselungsmasse (Polyurethan) vergossene und anschließend verschraubte Kabeldurchführung. Der Sensor für den Kopfdruck ist über eine kurze Druckleitung am unteren Ende des Sondenkopfes mit der Bohrung verbunden und parallel zu einem Ventil zur Druckentlastung installiert.

### **3 Ergebnisse des Monitoring über 9 Monate**

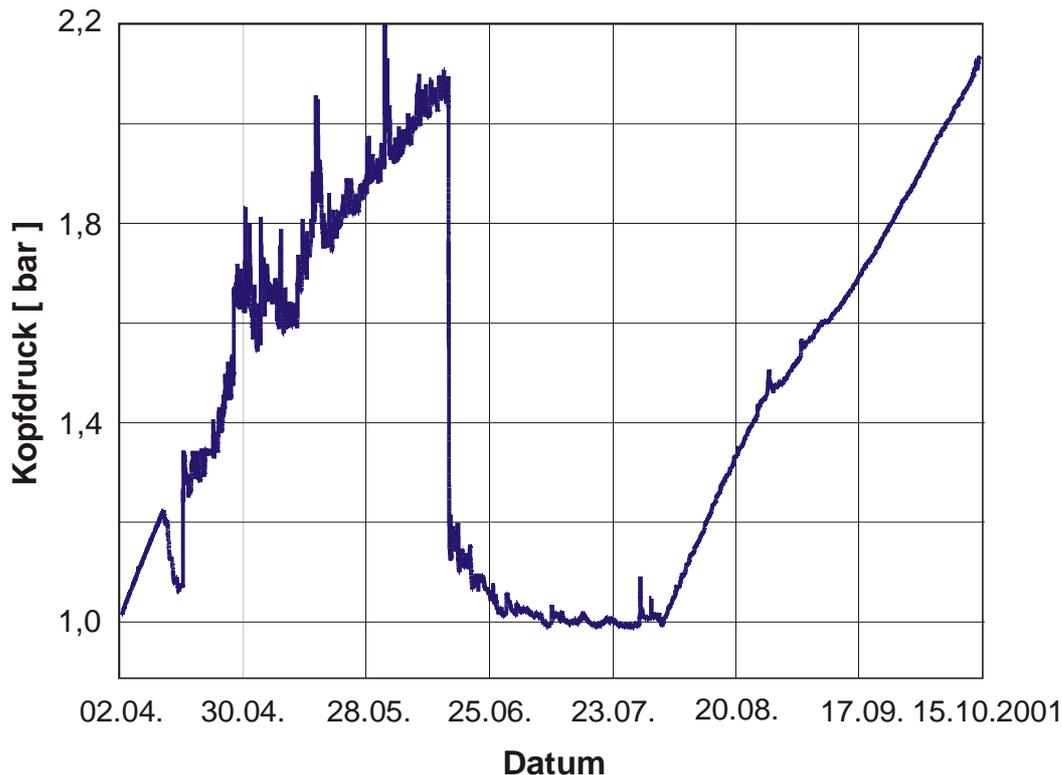
Die Temperatur in 12 m Tiefe variiert mit der Zeit. Sie sinkt von April 2001 bis August 2001 innerhalb von 4 Monaten um 1,2 K. Es wird vermutet, dass die Umgebung der Bohrung z.B. in 12 m Tiefe durch die Förderung von heißem Tiefenwasser während des Primärtestes im Januar 2001 aufgeheizt wurde. Die beobachtete Abkühlung wird wahrscheinlich überlagert durch den Jahreszeiteneffekt, der nach Beobachtung von KAPPELMEYER (1961) in 10 m Tiefe in entsprechender Größenordnung liegen kann. Der registrierte Anstieg der Temperatur von August bis Oktober 2001 um 0,4 K sollte auf den Jahreszeiteneffekt zurückzuführen sein.



**Abbildung 4:** Temperaturmonitoring in 12 m Tiefe in der Bohrung Groß Schönebeck von April bis Oktober 2001

**Figure 4:** Temperature monitoring in 12 m depth of the well Groß Schönebeck from April to October 2001

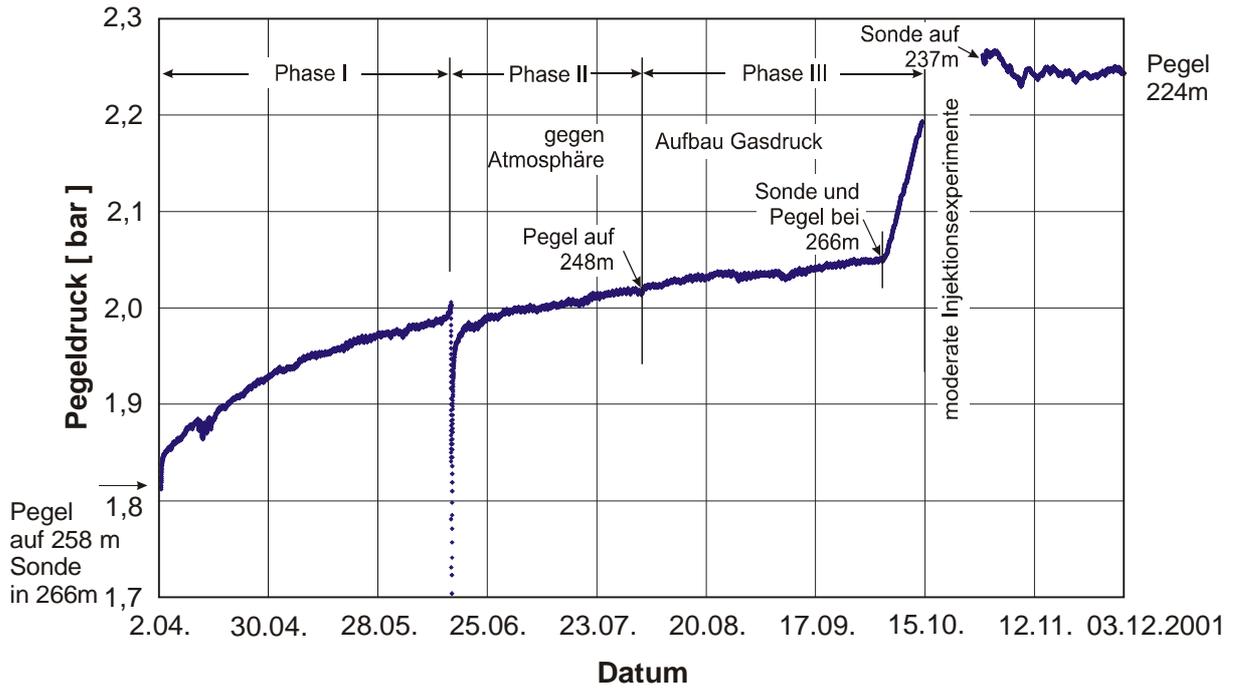
Vom 2.4.2001 bis zum 16.6.2001 wurde der Bohrlochkopf abgedichtet. In dieser Zeit wurde ein Anstieg des Druckes im Raum zwischen Wasserpegel und Bohrlochkopf um 1,05 bar beobachtet (Abbildung 5). Das entstandene Gas wurde beprobt. Die Zusammensetzung enthält dominierend Stickstoff, welches wahrscheinlich während des Stickstofflifftestes im Januar 2001 in der Wassersäule eingebracht wurde. Der beobachtete Druckanstieg kann durch die Entgasung des Stickstoffes in der Wassersäule verursacht worden sein.



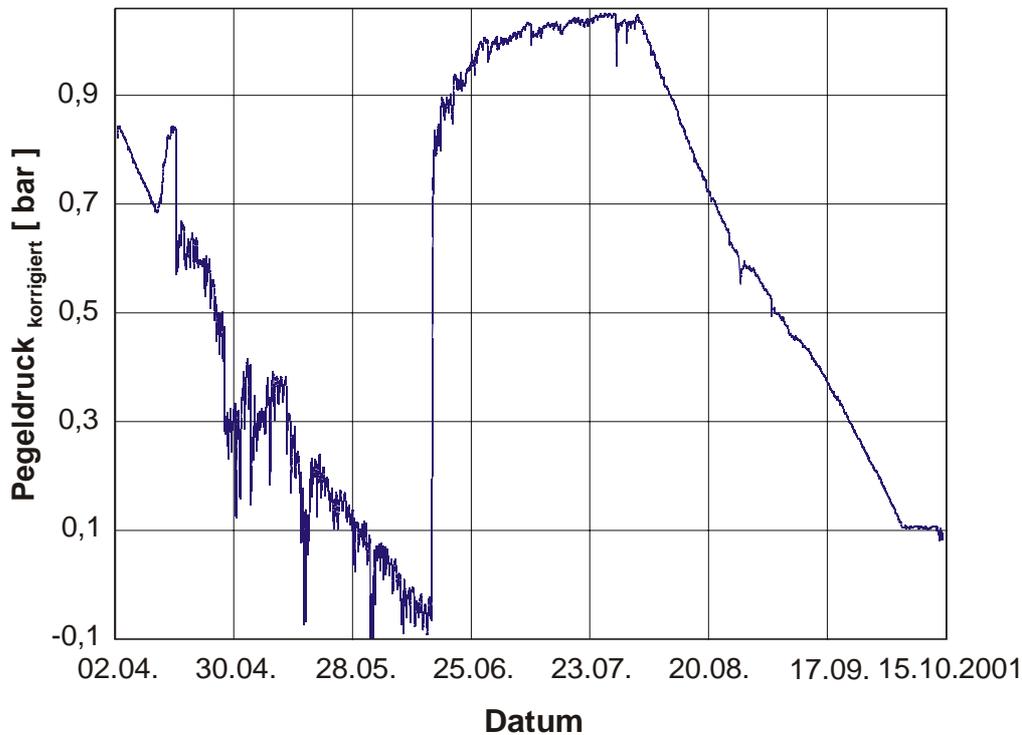
**Abbildung 5:** Druck im Raum zwischen Wasserpegel und Bohrlochkopf in der Bohrung Groß Schönebeck. Phase I und III) abgedichteter Bohrlochkopf und Phase II) offener Bohrkopf  
**Figure 5:** Pressure record above fluid level of the well Groß Schönebeck. Phase I und III with closed well, phase II with open well.

Am 15.6.2001 wurden die Bohrung geöffnet und der aufgestaute Druck abgelassen. Der Druck stellte sich dabei auf den Umgebungsdruck von ca. 1 bar ein. Vom 3.8. bis zum 16.10.2001 wurde die Bohrung wieder abgeschlossen und man beobachtete wiederum einen Anstieg des Druckes mit einer ähnlichen Steigung wie in Phase I. Der moderate Entgasungsprozess aus der Bohrung ist demnach noch nicht zur Ruhe gekommen.

Die Pegelsonde wurde in ca. 266 m eingehangen. Zu Beginn der Messungen stand über der Pegelsonde 8 m Wassersäule (Abbildung 6). Bis zum 15.6.2001 stieg der Druck um ca. 0,3 bar. Dieser Druck abzüglich des Gasdruckes führt zu einer Druckabsenkung auf Umgebungsdruck (Abbildung 7). Die Wassersäule ist demnach in der Zeit um 8 m auf 266 m gefallen. In Phase II entfiel der Gegendruck durch das Gas. Infolgedessen stieg der Druck um ca. 1 bar und damit der Wasserpegel auf 256 m. In Phase III, d.h. während der Schließphase, konnte wiederum ein sukzessiver Druckaufbau sowohl in der Gasdrucksonde als auch in der Pegelsonde beobachtet werden. Am 5.10. sank der Wasserspiegel unter die Pegelsonde bei 266 m. Die Messungen danach geben Druckwerte aus dem Gasraum wieder.



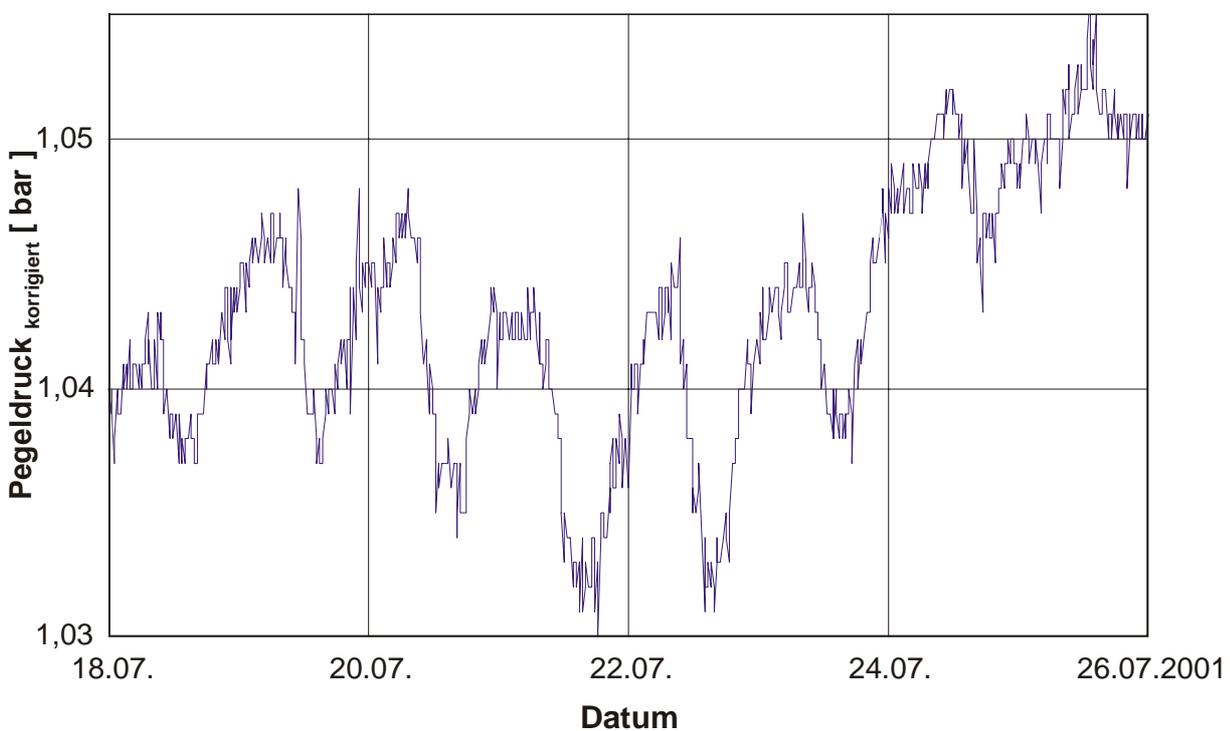
**Abbildung 6:** Pegeldruck in der Bohrung Groß Schönebeck. Starteinbau bei 8 m unter Wasserspiegel. Phase I und III) abgedichteter Bohrlochkopf und Phase II) offener Bohrkopf  
**Figure 6:** Fluid pressure in well Groß Schönebeck. Initial level of the sensor 8 m below fluid level. Phase I und III closed well, phase II open well.



**Abbildung 7:** Pegeldruck (Abbildung 6) minus Gasdruck (Abbildung 5) mit Berücksichtigung Offset (Abbildung 2)  
**Figure 7:** Fluid pressure (Figure 6) minus gas-pressure (Figure 5) with respect to offset (Figure 2)

Vor dem 30.10.2001 wurde der Wasserspiegel im Rahmen moderater Injektionsexperimente aufgefüllt. Bis zum Ende der Beobachtungen wurden keine wesentlichen Druckänderungen in der Wassersäule des oben offenen Bohrloches beobachtet. Der Spiegel lag zum Zeitpunkt des Ausbaus am 5.12.2001 bei 224 m.

Man beobachtet periodische Schwankungen des Fluidpegeldruckes (Abbildung 8). Diese Schwankungen könnten auf die Wirkung von Erdzeiten zurückgeführt werden. Eine detailliertere Auswertung ist zum Zeitpunkt der Berichterstattung noch nicht erfolgt. Die Daten über die Beobachtungszeit von April bis Dezember 2001 stehen zur Auswertung zur Verfügung.



**Abbildung 8:** Beobachtung der Pegeldruckes in der Phase des oben offenen Bohrloches berechnet wie Abbildung 7

**Figure:** Pressure monitoring calculated as Figure 7

#### 4 Schlussfolgerungen

Der Pegel in der Bohrung Groß Schönebeck wird beeinflusst von der Gasentwicklung aus der Bohrung. Bei einem geschlossenen Bohrloch wird ein sukzessives Sinken des Spiegels einhergehend mit einem Anstieg des Gasdruckes oberhalb der Wassersäule beobachtet. Im offenen Bohrloch wurde ca. 5 Monate nach Abschluss des Primärtestes in der Bohrung innerhalb von 1,5 Monaten noch ein Anstieg des Pegels von ca. 10 m auf ca. 248 m beobachtet, ohne dass ein Ende des Anstieges registriert werden konnte. Nach Auffüllen der Bohrung auf 224 m wurden im Monat November keine Änderungen größer als 1 m registriert. Diese Beobachtung legt die Vermutung nahe, dass der Gleichgewichtsspiegel zwischen 224 und 248 m liegt.

Der Formationsdruck in einer angenommenen hydraulisch offenen Zone bei 4220 m sollte bei einer mittleren Dichte ( $1.145 \text{ g/cm}^3$ ) der Flüssigkeitssäule, abgeleitet aus Messungen von Druckprofilen in der Bohrung (HURTER et al. 2001),  $44.9 \pm 0.3 \text{ MPa}$  betragen.

Die Langzeitbeobachtungen zeigen damit, dass in dem aufgeschlossenen Rotliegend hydrostatische Druckverhältnisse vorherrschen.

## 5 Literatur

- HURTER, S., Kück, J., Saadat, A., Carnein, C., Bohn, K. and Töpfer, M., (2002): Logging Operations October 1990 – October 2001.- Scientific Technical Report 02/14 (dieser Report)
- KAPPELMEYER, O.: Geothermik; in: Bentz, A.: Lehrbuch der angewandten Geologie; 1: S. 863-889, Stuttgart, Enke, 1961
- K.C. SCHULZE, H.-J. KÜMPEL, E. HUENGES (2000) In-situ petrohydraulic parameters from tidal and barometric analysis of fluid level variations in deep wells: First experiences from KTB; in: I. Stober, and K. Bucher, eds., Hydrogeology of Crystalline Rocks, 79-104.

# Geochemie der Formationsfluide

## Geochemistry of the Formationfluids

*Lutz B. Giese, GeoForschungsZentrum Potsdam, jetzt bei Bundesanstalt für  
Materialforschung (BAM), Berlin  
Andrea Seibt, BWG GbR Neubrandenburg  
Thomas Wiersberg, Martin Zimmer, Jörg Erzinger, Samuel Niedermann,  
GeoForschungsZentrum Potsdam  
Asaf Pekdeger, Freie Universität Berlin*

<b>1</b>	<b>Einführung .....</b>	<b>146</b>
<b>2</b>	<b>Geochemische Feld- und Laborarbeiten .....</b>	<b>147</b>
2.1	Übersicht zum Ablauf der Felduntersuchungen.....	147
2.2	Aufwältigung und Vertiefung .....	149
2.3	Primärtest.....	149
2.4	Einschluss der Bohrung.....	151
<b>3</b>	<b>Ergebnisse der hydrogeochemischen Untersuchungen .....</b>	<b>151</b>
3.1	Ermittlung des Formationsfluidanteils im Förderfluid .....	151
3.2	Hydrogeochemische Eigenschaften des Formationsfluids .....	154
3.3	Geochemische Besonderheiten .....	155
3.4	Erste Ergebnisse geochemisch-thermodynamischer Modellierungen .....	158
<b>4</b>	<b>Ergebnisse der gasgeochemischen Untersuchungen .....</b>	<b>159</b>
4.1	Online-Gasmonitoring während des Fördertestes.....	162
4.2	Ergebnisse der Tiefenprobennahme .....	162
4.3	Ergebnisse der Einschlusseexperimente .....	163
<b>5</b>	<b>Genetische Aspekte .....</b>	<b>163</b>
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>165</b>
<b>7</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>167</b>

## Abstract

World-wide experience in high-enthalpy geothermics shows during the exploitation of geothermal fluids scaling as well as corrosion are the main problems. This character is affected by their chemical composition. Thus, during the tests of the well Groß Schönebeck E Gr Sk 3/90, geochemical investigations on drilling fluids, produced fluids, down-hole samples, and well-head gas-samples were conducted from December 2000 to January 2001. The results of sampling during well-completion test showed that after production of approximately 110m<sup>3</sup> the reservoir water shared 50 %. After producing 334 m<sup>3</sup> nearly pure reservoir water was discharged. Whereas most of the chemical compounds behaved like this, iron was delayed. This behavior is related to the pH.

The reservoir fluid from E Gr Sk 3/90 is characterized by high temperature (148 °C), a pH of around 6, high salinity (265 g/l), and high contents of heavy metals such as iron. The latter may have been caused by a missing geochemical barrier such as the presence of sulfide. There is a distinct tendency to precipitate iron minerals, especially if the fluid is contaminated with O<sub>2</sub>. Geochemical models indicate a risk of scaling by precipitation of barite and amorphous silica, conditionally of calcite or aragonite, respectively.

The reservoir fluid contains 0,88 Nm<sup>3</sup> of dissolved gases per Nm<sup>3</sup> fluid. Compared with other exploited reservoir waters of NE-Germany, gas contents of Groß Schönebeck seem to be the highest. The dissolved gases consist of more than 80 vol% of nitrogen and approximately 14 vol% of methane. Carbon dioxide plays a minor role. The isotopic composition of the noble gases (helium, neon, and argon) can be interpreted as a mix of atmospheric and crustal components. A mantle origin of the noble gases is excluded.

Genetically the reservoir fluid composition is derived from evaporated brines of the Upper-Permian ocean, overprinted by diagenesis and alteration.

## 1 Einführung

Ende 2000 wurde die Erdgasexplorationsbohrung E Groß Schönebeck 3/90 (E Gr Sk 3/90) wieder nutzbar gemacht. Es erfolgte eine Vertiefung auf 4294 m. Zur Bestimmung der hydraulischen Parameter und zur Untersuchung der Geochemie der Formationsfluide im Rotliegend wurde Anfang 2001 ein Well-Completion-Test durchgeführt. Im Rahmen weiterer Test- und Aufwältigungsarbeiten ist u.a. die Injektion von Fremdfluiden vorgesehen.

Internationale Erfahrungen bei der geothermischen Energieerzeugung zeigen, dass mittel- bis hochenthalpische Reservoirfluide oft Probleme aufgrund von Mineralfällungen (Scaling) und Korrosion verursachen können (GIESE et al., 1998; AKAKU, 1990; LINDAL & KRISTMANNDOTTIR, 1989). Die norddeutschen Tiefenwässer bis 2500 m sind aus dem Betrieb verschiedener geothermischer Heizzentralen gut bekannt (MENZEL et al., 2000; SEIBT & HOTH, 1997). Aufgrund der hohen Salzgehalte und des sauren Mediums unterstützen sie die Korrosion. Außerdem sind die Gehalte an gelöstem Eisen(II) hoch, weshalb sie gegen Veränderungen des pH-Wertes und gegen Sauerstoffeintrag sensibel reagieren (SEIBT et al., 1997). Sie enthalten Gase in wechselnder Zusammensetzung, die bei Druckentlastung zu Entgasung führen

können (SEIBT et al., 2000). Gefährdungen im Thermalwasserkreislauf bestehen deshalb durch

- Veränderungen der Minerallösungsgleichgewichte durch den Bedingungswechsel bei Förderung und Abkühlung des Reservoirfluids
- Fluid-Gesteins-Reaktionen im Reservoir
- Fluid-Fluid-Reaktionen (Reservoirfluid und Injektions- oder Bohrspülungsfluide)

Zur Vermeidung ungünstiger Reaktionen mit Fremdwässern bei Injektionen (hydraulische Injektionstests, hydraulische Stimulationsmaßnahmen) sowie zur Sicherung einer störungsfreien Förderung und Reinjektion des Formationsfluids im späteren Betrieb ist die genaue Kenntnis des Fluid-Chemismus notwendig. Wie Erfahrungen zeigen, treten Probleme im Förderteil (GIESE, 1997) aber auch in obertägigen Anlagenteilen und in der Reinjektionsstrecke auf (GUDMUNDSSON & BOTT, 1979; THORHALLSON et al., 1975). Störungen können dabei bis in das Reservoir wirken (vgl. ÖLCENOGLU, 1986). Störungen des Betriebes durch Fällung von Feststoffen, Korrosion von Anlagenteilen und Entgasungsprozesse im Thermalwasserkreislauf können durch geeignete Maßnahmen reduziert werden (SEIBT et al., 2000; GALLUP, 1998, 1993; VITOLO & CIALDELLA, 1994; CORSI, 1986;). Bei der Injektion von Süßwasser kann in Salzwasserhorizonten eine Quellung von Tonmineralen ausgelöst werden (FROSCH & ALTHAUS, 1997; KING, 1992).

## **2 Geochemische Feld- und Laborarbeiten**

### **2.1 Übersicht zum Ablauf der Felduntersuchungen**

Zwischen der ersten und der dritten Dezemberwoche 2000 erfolgten die Aufwältigung und Vertiefung der Bohrung E Gr Sk 3/90. Anfang Januar 2001 wurde ein Primärtest bestehend aus Fördertest, Wiederanstiegstest, Flowmetermessung und Tiefenbeprobungen im Zielhorizont des Rotliegenden durchgeführt. Es folgte ein dreiphasiger Einschluss mit Monitoring freier Gase am Förderkopf (vgl. Tabelle 1). In diesem Rahmen wurden vom 09.12.2000 bis zum 09.01.2001 Untersuchungen zur chemischen und physikalischen Beschaffenheit der Spülungs- und Förderfluide durchgeführt. In der Zeit vom 04.01. bis zum 30.01.2001 wurden zusätzlich die Gas/Wasser-Verhältnisse sowie die Zusammensetzung der Gasphase bestimmt. Ebenso wurden in der Einschlussphase vom 10.01.2001 bis zum 30.01.2001 die Entgasungsprozesse im statischen Zustand überwacht.

Zeitraum	Zyklus	Testphase	Fluiduntersuchungen	Gasuntersuchungen
09.12. bis 13.12.00	Aufwältigung/ Vertiefung	Untersuchung der Bohrspülung	Probennahme der Bohrspülung, Untersuchung im Labor	
04.01. bis 05.01.01	Primärtest	Fördertest	Probennahme der Förderfluide, Analytik vor Ort, weiterführende Untersuchungen im Labor	Gasmonitoring vor Ort
05.01. bis 08.01.01		Einschluss, Wiederanstiegstest	Probennahme der Förderfluide, Analytik vor Ort, weiterführende Untersuchungen im Labor	
08.01.01	Flowmetertest			
09.01.01		Tiefen-Beprobung	Formationsfluid, Untersuchung im Labor	Gasbeprobung, Untersuchung im Labor
10.01.01	Einschluss	Beginn der Einschluss- experimente		
11.01. bis 18.01.01		Druckaufbauphase 1		Druckmessung
18.01.01		Druckentlastung bis $p_0$		
18.01. bis 24.01.01		Druckaufbauphase 2		Druckmessung
24.01.01		Druckentlastung bis $p_0$		Gasbeprobung, Untersuchung im Labor
24.01. bis 30.01.01		Druckaufbauphase 3		Druckmessung
26./28./ 30.01.01		Druckentlastung bis $p_0$		Gasbeprobung, Untersuchung im Labor

**Tabelle 1:** Untersuchungsphasen vor, während und nach Durchführung des Primärtestes an der Bohrung E GrSk 3/90 und durchgeführte Gas- und Wasseruntersuchungen. Atmosphärischer Druck mit  $p_0$  angegeben.

**Table 1:** Periods of investigation before, during, and after well completion testing of the well E Gr Sk 3/90 as well as investigations performed on gas and water. Atmospheric pressure is  $p_0$ .

## 2.2 Aufwältigung und Vertiefung

Die Aufwältigung und Vertiefung der Bohrung E Gr Sk 3/90 wurden im Dezember 2000 als Spülbohrung ausgeführt. Verwendet wurde eine basische Bentonit-Wasser-Spülung (pH ca. 12), welche u.a. als Zuschlagsstoff Natriumcarbonat (Soda) enthielt, um die Konzentration an gelöstem Calcium in der Spülung niedrig zu halten.

## 2.3 Primärtest

### Fördertest und Flowmetermessung

Der Fördertest und die Zuflussprofilierung mittels Flowmeter wurden als Stickstoff-Lift ausgeführt. Die Förderung erfolgte in mehreren Regimen. Der Stickstoff wurde obertägig in eine Injektionsleitung gepresst, deren Schuh bei 2000 m lag. Insgesamt wurden  $37.500 \text{ Nm}^3 \text{ N}_2$  injiziert, um rund  $334 \text{ m}^3$  Bohrspülung und Formationsfluid zu fördern. Der Fördervolumenstrom mit einem Gas/Wasser-Verhältnis von (im Mittel) durchschnittlich 100, wurde über maximal vier 2“-Leitungen nach Beruhigung in Sammelcontainer geleitet. Von einer Leitung wurde über ein T-Stück mit Reduzierventil ein kleiner Teilvolumenstrom abgetrennt und mit einem Gas-Wasser-Separator entgast. Am Separator wurden die Wasser- und Gasproben getrennt entnommen.

Während des gesamten Förderprozesses wurden regelmäßig Proben genommen und vor Ort analysiert (ca. alle 1-3 Stunden), um den Fortschritt des Freipumpens der Förderbohrung zu verfolgen. Wegen einer technischen Störung wurde die Förderung am 04.01.01 für ca. 10 Stunden unterbrochen. Die Flowmetermessung erfolgte am 08.01.01 nach Abschluss des Wiederanstiegstestes.

Insgesamt wurden 15 Wasserproben entnommen. An den ersten fünf Proben wurden keine Untersuchungen durchgeführt, da diese überwiegend aus dickflüssigem Bohrschlamm bestanden. Von allen weiteren Proben wurden vor Ort die Temperatur, der pH-Wert, das Redoxpotenzial und die Dichte mittels Aerometer gemessen. Infolge der geringen Fließrate war eine starke Abkühlung des Förderfluides zu verzeichnen. Während als Zuflusstemperatur  $148 \text{ °C}$  gemessen wurde, erreichte die Förderkopftemperatur maximal nur  $55 \text{ °C}$ .

Nach Filtration der Proben ( $0,45 \text{ }\mu\text{m}$ ) wurden unbeständige Inhaltsstoffe sofort bestimmt (TIC- total inorganic carbon - titrimetrisch;  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{NO}_2^-$  und  $\text{HS}^-$  kolorimetrisch mit Schnellbestimmungsmethoden). Für die weiteren laborativen Untersuchungen wurden

- eine angesäuerte Kationen-Probe
- eine unbehandelte Anionenprobe und

- eine 1/10 verdünnte Probe für die Geothermometrie (Silicium - kolorimetrische Schnellbestimmung)

abgefüllt. Die Untersuchung der Kationen-Proben erfolgte mittels ICP-AES (Ionen-gekoppeltes Plasma mit Atomemissionspektrometrie) am GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ). Die mittels ICP-AES am GFZ bestimmten Gehalte an Natrium zeigen Unstimmigkeiten bei der Prüfung der Ausmischungsfunktion (s. Abschnitt 3.1). Für emissionsstarke Elemente und starke Salzmatrices ist diese Methode oft ungeeignet. Entsprechende Resultate wurden durch Ergebnisse aus Flammen-AAS- und Flammenphotometrie-Messungen an der Freien Universität Berlin (FUB) ersetzt. Die Eisengehalte wurden zusätzlich photometrisch mittels Spectroquant® der Firma Merk über einen rot-blauvioletten Farbkomplex bei einem Extinktionsmaximum von 565 nm bestimmt. Hier stimmen die Ergebnisse der verschiedenen Methoden (ICP-AES und photometrisch) gut überein.

Während der gesamten Förderung wurde mit dem Separator die Gasphase abgetrennt. Sie wurde vor Ort kontinuierlich mit einem portablen Quadrupolmassenspektrometer (QMS) untersucht. Ebenso wurden Gasproben für weitere Laboruntersuchungen entnommen.

### **Tiefenbeprobung**

Nach Abschluss der Zuflussprofilierung erfolgten Tiefenprobennahmen. Vier Wasserproben wurden entnommen (1mal in 4231, 2mal in 4239 und 1mal in 4247 m Tiefe). Danach wurde (erfolgte die Ermittlung des) das Gas/Wasser-Verhältnis(es) unter Umgebungsdruck ermittelt. Von der Fluidprobe wurden die Temperatur und die Dichte vor Ort bestimmt. Die Analytik der Gas- und Fluidphase erfolgte in einem Auftragslabor (Probenbezeichnung AT). Die Bestimmung der Kationen erfolgte durch ICP-AES nach DIN EN ISO 11885 (E22). Die Anionen wurden mittels IC (Ionenchromatographie) bestimmt.

Zusätzlich wurde ein gasdichter Bohrloch-Fluidprobennehmer der Fa. Leutert bei 4235 m Tiefe eingesetzt. Nach der Probennahme wurde die Probe mit einer Transfereinheit in einen Transport-Autoklaven überführt. Hierbei traten weder Gasverluste auf noch wurden die Proben durch Luft kontaminiert. Am 10.01.01 wurde zunächst die freie Gasphase (Headspace) aus dem Transport-Autoklaven in ein Gaskissen überführt und die Gasmenge sowie ihre Zusammensetzung bestimmt (GFZ, Labor Bereich 4.2: Stoffliche Eigenschaften und Transportprozesse ). Danach wurde die entgaste aber nicht gasfreie Wasserprobe in einem Ultraschall-Entgaser nachbehandelt (Restgas), um damit das tatsächliche Gas/Wasser-Verhältnis und die Gesamtgaszusammensetzung zu bestimmen.

Nachdem die Gasphase quantitativ abgetrennt worden war, konnten die weiteren chemischen Untersuchungen an der Wasserprobe (GeoForschungsZentrum Potsdam und Freie Universität Berlin) durchgeführt werden.

## **2.4 Einschluss der Bohrung**

### **Druckaufbau und Kopfgasuntersuchungen**

Im Anschluss an den Primärtest wurde die Bohrung am 10.01.01 obertägig verschlossen. Der Ruhewasserspiegel lag bei rund 260 m unter Rohroberkante. Nach kurzer Zeit baute sich im freien Bohrlochvolumen ein Überdruck auf, so dass während insgesamt drei Einschlussintervallen die Zunahme des Gasdrucks mit der Zeit (11. – 30.01.2001) untersucht wurde. Jeweils zum Ende einer Einschlussphase erfolgte eine Entspannung auf Atmosphärendruck. Zum Ende der 2. Einschlussphase sowie während der 3. Einschlussphase wurden zusätzlich Gasproben genommen und am GFZ untersucht.

## **3 Ergebnisse der hydrogeochemischen Untersuchungen**

### **3.1 Ermittlung des Formationsfluidanteils im Förderfluid**

Vor Beginn der Förderung war die Bohrung mit Bohrungsspülung gefüllt, das Bruttovolumen beträgt () ca. 125 m<sup>3</sup>. Es war davon auszugehen, dass der vollständige Austausch durch Formationsfluid erst dann erfolgt sein würde, wenn das kumulative Fördervolumen mindestens das 2-3fache des Netto-Bohrungsvolumens erreicht hat. Um den Austausch zu überwachen und später den Chemismus des Formationsfluids ableiten zu können, wurden die Fluide während der Förderung fortwährend beprobt und untersucht. Hierbei konnte die Ausmischung des Spülungsfluides durch das Formationsfluid beobachtet werden. Weiterhin wurde die chemische Zusammensetzung der Mischungsendglieder Bohrungsspülung (Pressfiltrate) und Formationsfluid (nahezu repräsentiert durch die Tiefenproben) analysiert. Tabelle 2 enthält ausgewählte Ergebnisse der Feld- und Laboruntersuchungen an den Förderfluiden sowie Ergebnisse der Laboruntersuchungen an einigen Spülungsfiltratproben und an den Bohrloch-tiefenproben.

Die Ergebnisse der Analysen (AT-01 und AT-03) weisen im Vergleich zu den Untersuchungsergebnissen der Tiefenprobe GS-16 insbesondere in Hinsicht auf die ermittelten Kationen-Haupt- und Nebenbestandteile Abweichungen auf, so dass erstere mit geringerer Priorität in die Diskussion eingehen. Inwieweit die Spurenbestandteile vertrauenswürdig sind, müssen weitere Untersuchungen

ergeben. Jedoch weisen die Ergebnisse auf interessante Aspekte hin (s. Abschnitt 3.3).

Die analytisch-chemischen Ergebnisse wurden gegen das kumulative Fördervolumen aufgetragen. Ionen, welche sich wie Tracer verhalten, zeigen glatte Ausmischung ohne Retention (z. B. Li, Cl, aber auch Sr und Mn). Es ergaben sich s-förmige Mischungskurven zwischen den Mischungsendgliedern Spülungsfluid und Formationsfluid. Tabelle 3 enthält Gehalte einiger Tracer/Nicht-Tracer sowie die kumulativen Fördervolumina.

Probe	GS-S1	GS-S5	GS-14	GS-15	AT-01	AT-03	GS-16
Datum	10.12.00	13.12.00	08.01.01	08.01.01	09.01.01	09.01.01	09.01.01
Uhrzeit	k.A.	k.A.	18:10	19:30	09:00	11:50	15:05
Analytik	GFZ	GFZ/FU	GFZ/FU	GFZ/FU	AnalyTech	AnalyTech	GFZ/FU
Typ	SP	SP	FF	FF	TP/ 4247m	TP/ 4239	TP/ 4235
PH	12,3	10,3	6,3	6,2	5,3	5,2	5,7
TDS	n.b.	n.b.	262.000	268.000	261.000	269.500	266.000
Li <sup>+</sup>	n.b.	0,03	205	210	n.b.	n.b.	204
Na <sup>+</sup>	50.500	35,300	37.500	38.100	39.900	41.600	38.400
K <sup>+</sup>	n.b.	990	2.660	2.750	5.200	6.950	2.900
Mg <sup>2+</sup>	0,9	1,6	384	382	320	330	430
Ca <sup>2+</sup>	25,6	10,6	52.200	51.100	52.300	54.400	54.000
Sr <sup>2+</sup>	n.b.	5,4	1.520	1.540	1.350	1.450	1.900
Ba <sup>2+</sup>	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	39	28	n.b.
Mn <sup>2+</sup>	n.b.	0,1	222	226	230	230	270
Fe*	5,1	2,7	189	191	210	100	114
Cu <sup>2+</sup>	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	9,5	8,1	1,5
Zn <sup>2+</sup>	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	60	66	160
Cd <sup>2+</sup>	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	1,8
Pb <sup>2+</sup>	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	96	225	120
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	6,0	6,2	75
As*	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	1,4
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	188	140	140
Cl <sup>-</sup>	67.000	41.600	167.400	173.400	161.000	164.000	167.300
Br <sup>-</sup>	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	292	306	n.b.
I <sup>-</sup>	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	17	17	n.b.

**Tabelle 2:** Ausgewählte Ergebnisse der Feld- und Laboruntersuchungen an den Förderfluiden sowie Ergebnisse der Laboruntersuchungen an einigen Spülungsfiltratproben und an den Bohrlochtiefenproben (SP: Bohrspülung; FF: Formationsfluid; TP: Tiefenprobe; alle Konzentrationsangaben in mg/l)

**Table 2:** Selected results of the investigation in field and laboratory (produced fluids, filtered drilling fluids, and down-hole samples; SP: drilling fluid; FF: reservoir fluid; TP: down-hole sample; all contents in mg/l)

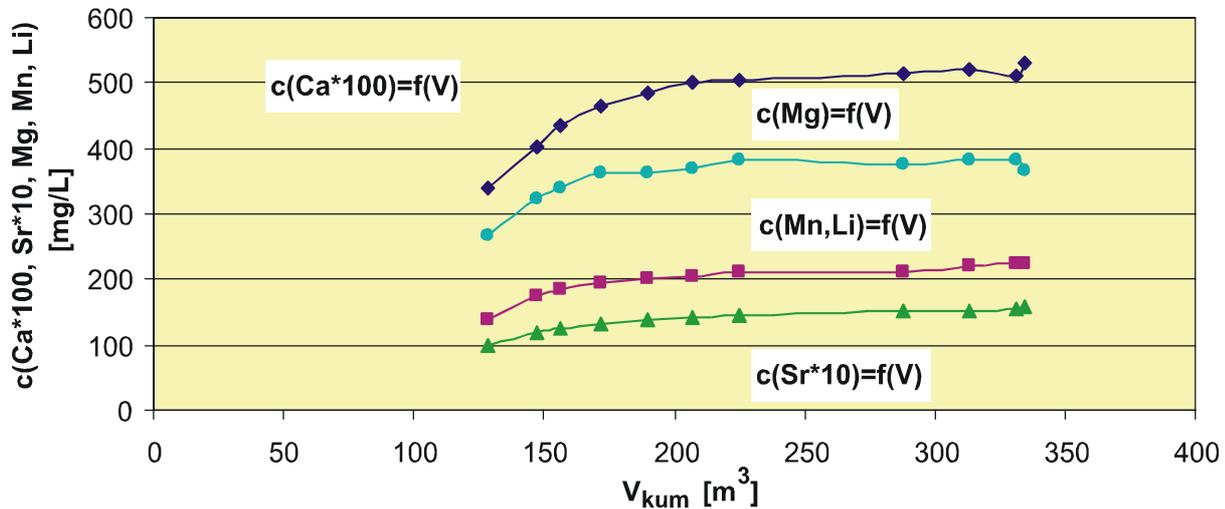
Probe	Erläutrg.	GS-S5	GS-06	GS-07	GS-09	GS-10	GS-12	GS-14	GS-16
Typ		SP	SP/FF	SP/FF	SP/FF	SP/FF	SP/FF	SP/FF	FF(TP)
V(kum)	m <sup>3</sup>	0,0	128,5	147,6	172,1	189,5	224,7	312,9	444*
Gew-%	FF, ca.	0	62	76	84	87	93	96	100
TDS ca.	ca. g/l	100	201	223	236	241	250	256	263
Datum		13.12.0	05.01.00	05.01.00	05.01.0	05.01.0	05.01.00	08.01.00	09.01.00
Uhrzeit		k.A.	13:20	14:25	16:30	18:00	20:45	18:10	15:05
Analytik		GFZ/F	GFZ/FU	GFZ/FU	GFZ/FU	GFZ/FU	GFZ/FU	GFZ/FU	GFZ/FU
PH		10,30	6,71	6,64	6,33	6,27	6,19	6,27	5,68
Li <sup>+</sup>	mg/l; TR	0,03	136	164	184	186	200	205	204
Na <sup>+</sup>	mg/l;	35.300	35.800	36.700	38.700	37.900	38.400	37.500	38.400
K <sup>+</sup>	mg/l;	990	1.920	2.190	2.460	2.590	2.580	2.660	2900
Mg <sup>2+</sup>	mg/l; NTR	1,6	270	320	360	360	380	380	430
Ca <sup>2+</sup>	mg/l; NTR	10,6	33.800	40.300	46.600	48.400	50.400	52.200	54.000
Sr <sup>2+</sup>	mg/l; TR	5,4	980	1.200	1.320	1.370	1.460	1.520	1.900
Mn <sup>2+</sup>	mg/l; TR	0,1	138	174	196	201	210	222	270
Fe*	mg/l; NTR	2,7	34	74	106	125	145	188	114
Cl <sup>-</sup>	mg/l; TR	41.600	130.000	152.000	173.000	176.000	183.500	167.400	167.300

**Tabelle 3:** Ermittelte Gehalte einiger Tracer und Nicht-Tracer bei der Beobachtung des Freipumpens der Förderbohrung E GrSk 3/90 im Januar 2001 zzgl. Spülungsprobe und Tiefenprobe sowie ermittelte Randdaten (SP: Bohrspülung; FF: Formationsfluid; TP: Tiefenprobe; TR: als Tracer geeignet; NTR: als Tracer ungeeignet; \*: Gesamtförderung 334,4 m<sup>3</sup> zzgl. 110 m<sup>3</sup> Nettobohrlochvolumen; entnommen bei 4235 m TMD u. ROK)

**Table 3:** Contents of some tracers and non-tracers during the production test of E Gr Sk 3/90 in January of 2001 (incl. drilling fluid and down-hole samples with auxiliary data; SP: drilling fluid; FF: reservoir fluid; TP: down-hole sample; TR: tracer; NTR: not applicable as tracer; \*: cumulative production 334,4 m<sup>3</sup> plus 110 m<sup>3</sup> net-volume of the bore-hole; taken from 4235 m TMD below well-head)

Abbildung 1 zeigt die Ausmischungskurven von Ca, Mg, Li, Mn und Sr. Alle sind (Ca und Mg bedingt) als Tracer geeignet. Danach ergibt sich, dass bei ca. 110 m<sup>3</sup> kumulativem Fördervolumen das Förderfluid 50% Formationsfluid enthielt. Zum Ende der Förderperiode (Flowmetermessung) betrug der Formationsfluidanteil bereits mehr als 95%. Da die Gesamtförderung rund 334 m<sup>3</sup> betrug, kann demzufolge unter Berücksichtigung der obigen Angaben die Gesamtförderung zu 110 m<sup>3</sup> Bohrungsfluide und 220 m<sup>3</sup> Formationsfluid angenommen werden.

Die analytischen Daten aus der Endperiode der Flowmetermessung (Fluidproben: GS-14 bis GS-15) sowie diejenigen der Tiefenprobe (GS-16) werden zur weiteren Bewertung des Formationsfluids herangezogen.



**Abbildung 1:** Ausmischungskurven von Ca, Mg, Li, Mn und Sr während des Primärtestes der Bohrung E GrSk 3/90 im Januar 2001

**Figure 1:** Contents of Ca, Mg, Li, Mn, and Sr vs. cumulative production during the well completion testing of E Gr Sk 3/90 in January of 2001

### 3.2 Hydrogeochemische Eigenschaften des Formationsfluids

Tabelle 4 zeigt einen Vergleich der hydrogeochemischen Parameter aus den Ergebnissen des Primärtestes 2001 und des Gestängetestes von 1990. 1990 wurden u.a. Sr, Fe und Mn (Elemente ausschreiben) nicht bestimmt. Üblicherweise wurde zu diesem Zeitpunkt der Gehalt an Na aus der Ionenbilanz unter Annahme eines Ionenbilanzfehlers von 0 % hergeleitet.

Test	Probe	von	pH	TDS	Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Cl <sup>-</sup>
Typ	Nr.			g/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
GT	GT-1	12/90	6,1	256	37.700	2.990	550	54.900	12	130	159.40
FF	GS-15	01/01	6,2	268	38.100	2.750	380	51.100	130	n.b.	173.40
TP	GS-16	01/01	5,7	266	38.400	2.900	430	54.000	75	140	167.30

**Tabelle 4:** Vergleich einzelner hydrogeochemischer Parameter aus den Ergebnissen des Primärtestes 2001 und des Gestängetestes von 1990 (GT: Gestängetest; FF: Formationsfluid; TP: Tiefenprobe; analytische Laborergebnisse zu FF und TP: FUB; Feldmessungen: GFZ)

**Table 4:** Selected hydrogeochemical parameters from the well completion test in 2001 and from the drill-stem test 1990 (GT: drill stem test; FF: reservoir fluid (2001); TP: down-hole sample (2001); analytical results from laboratory (FF and TP): FUB; field results: GFZ)

Der Vergleich der chemischen Daten des Gesteintests von 1990 mit den neuen analytischen Ergebnissen für das Formationsfluid (Ende der Flowmetermessung und Tiefenprobe) zeigt eine gute Übereinstimmung, obwohl 1990 das Gesamtfördervolumen nur 7,2 m<sup>3</sup> betrug. Lediglich der Wert für Ammonium weicht deutlich ab. 2001 wurden die NH<sub>4</sub><sup>+</sup>-Gehalte direkt im Gelände bestimmt und sind deshalb vertrauenswürdig.

Das Formationsfluid der Bohrung E Gr Sk 3/90 weist einen TDS (Total Dissolved Solids) von 260 bis 265 g/l auf. Zum Ende der Förderung wurde ein pH von 6,2 gemessen, im Vergleich zu 1990 betrug der pH-Wert 6,1. Die Leutert-Sampler-Tiefenprobe hatte einen pH-Wert von 5,7 nach Vollentgasung. Die pH-Wert-Angaben des Auftragslabors erscheinen zu niedrig. Da diese Proben nicht stabilisiert wurden, ist dies höchstwahrscheinlich auf die Bildung von Hydronium-Ionen während der Oxidation von Eisen(II) und der sich anschließenden Hydrolyse der Eisen(III)-Ionen zurückzuführen. Das Redoxpotenzial (Eh-Wert) bezogen auf Normalwasserstoffelektrode beträgt durchschnittlich (GS 13 – GS15) 50 mV.

Bei den Kationen liegen die Gehalte von Calcium und Natrium um 20 meq/l, wobei der Anteil an Calcium überwiegt. Bei den Anionen dominiert Chlorid. Somit ist das Formationsfluid dem Ca-Na-Cl-Typ zuzuordnen. Kalium und Strontium weisen um eine Größenordnung geringere Gehalte auf, alle anderen gelösten Bestandteile sind um zwei oder mehr Größenordnungen geringer konzentriert. Das Thermalwasser ist deutlich eisen- und manganhaltig (s. Abschnitt 3.3). Ammonium erreicht zumeist Werte bis 130 mg/l.

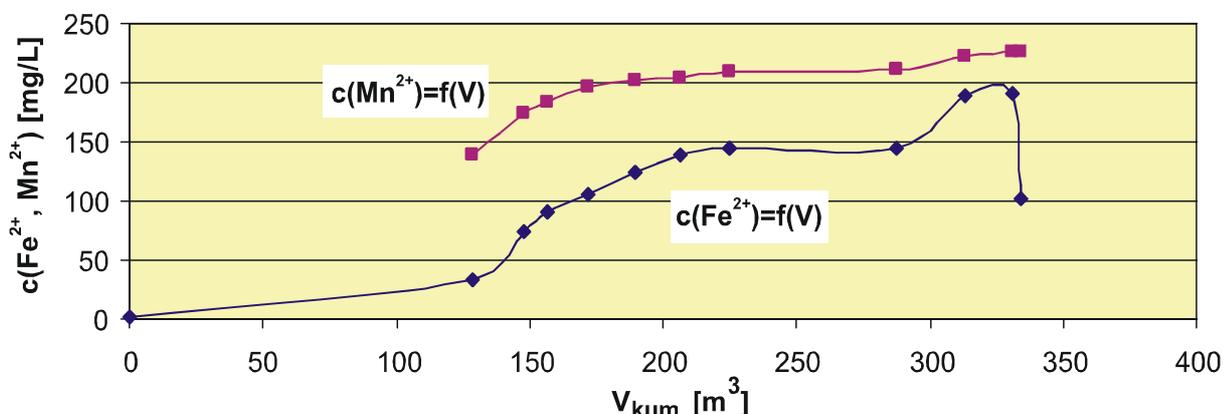
Sulfat liegt bei 150 mg/l, HS<sup>-</sup> bzw. S<sup>2-</sup> sind nicht nachweisbar. Auffällig sind auch die erhöhten Gehalte an Bromid und Iodid. Der Gehalt an gelöster Kieselsäure (SiO<sub>2</sub>) liegt mit 65 bis 85 mg/l vergleichsweise niedrig. Das Formationsfluid ist relativ arm an TIC (Total Inorganic Carbon; s.a. Abschnitt 4).

### 3.3 Geochemische Besonderheiten

Während in stark reduzierenden Thermalwässern geotektonisch aktiver Zonen die Anwesenheit von S<sup>2-</sup> den Gehalt an Schwermetallen (SM) aufgrund der geringen Löslichkeiten der Sulfide erheblich begrenzt, weisen die Formationswässer der Bohrung E Gr Sk 3/90 diese Charakteristik nicht auf. Das Redoxpotenzial mit durchschnittlich +50 mV liegt zu hoch, um messbare Mengen an Sulfat zu reduzieren. Wegen des Fehlens dieser geochemischen Barriere im Reservoir und der verstärkten SM-Löslichkeit, hervorgerufen durch die Bildung von Chlorid-Metall-Komplexen, erreichen die Gehalte an SM im Formationsfluid generell höhere Werte als in den bislang im Norddeutschen Becken geothermisch genutzten Tiefenwässern.

Die im Formationsfluid der Bohrung E Gr Sk 3/90 nachgewiesenen hohen Konzentrationen an gelösten Eisen(II)- und Mangan(II)-Ionen (s. Tabelle 2 und 3) könnten Hauptprobleme bei der späteren energetischen Nutzung darstellen. Die Eisen(II)-Ionen oxidieren bei Sauerstoffeintrag und bei pH-Wert-Erhöhung zu Eisen(III) (SEIBT, 2000). Die Oxidation folgt einer Reaktion erster Ordnung (GRUNDL & DELWICHE, 1993; AHMAD & NYE, 1990). Die sich anschließende Ausfällung komplexer Oxihydroxide kann für den obertägigen Thermalwasserkreislauf insbesondere aber bei der Reinjektion der thermisch genutzten Fluide eine Gefahr für den bohrungsnahen Speicherbereich bedeuten. Inwieweit die Oxidation von Mangan(II)-Ionen, welche u.a. zur Bildung von Braunstein  $MnO_2$  führen kann, ein hohes Gefahrenpotenzial beinhaltet, muss noch untersucht werden. Das unterschiedliche Verhalten der beiden Ionen werden in Abbildung 2 deutlich. Die mittlere Konzentration des Mn wird entsprechend der Kationen, die sich wie ein Tracer verhalten, bei  $110\text{ m}^3$  angetroffen. Trotz Unterbrechung der Förderung ist also keine Fällung bei dem gegebenen Redoxpotenzial und pH-Wert zu beobachten. Konzentrationsveränderungen beruhen also nur auf Mischung. Anders verhält sich dagegen Eisen(II). Das Mittel der Konzentration liegt bei  $150\text{ m}^3$  gefördertem Fluid. Fe erscheint scheinbar verzögert (retendiert). Nicht-Tracer zeigen diesen der Chromatographie vergleichbaren Effekt durch Wechselwirkung z.B. mit der Gesteinsmatrix des Reservoirs. Diese Verschiebung erklärt sich hier durch die Bildung von Eisenhydroxid. Dieser Gehalt an Fe wurde aufgrund der  $0,45\text{ }\mu\text{m}$  - Filtration der Proben analytisch nicht erfasst. Möglicherweise führten auch Wechselwirkungsreaktionen mit der Casing-Oberfläche (Sorption) zu dieser Konzentrationsabnahme.

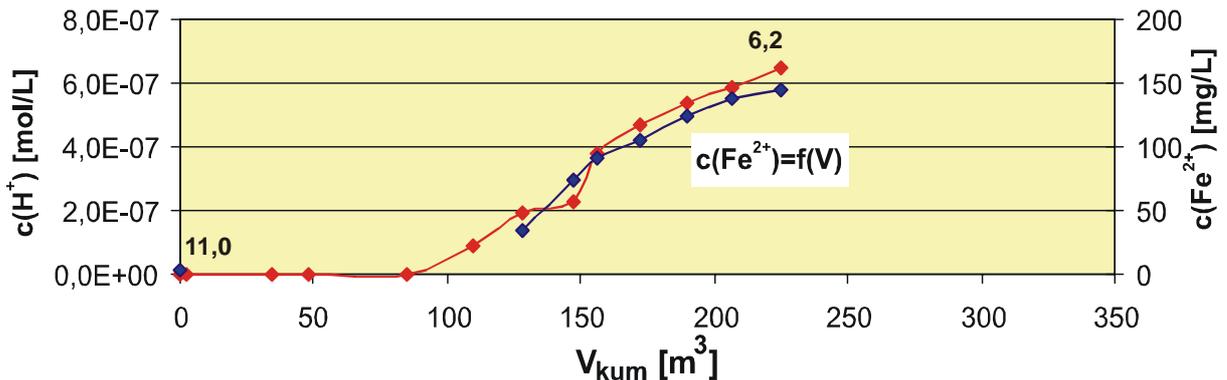
Die letzten vier Punkte (GS13 - GS16) in der (Fe)Eisen-Kurve weisen auf Störungen hin. Ursache hierfür ist die zweitägige Unterbrechung der Förderung für den Wiederanstiegstest. Der letzte Punkt ist der Analysenwert der Tiefenprobe, entnommen nach einem Tag Standzeit.



**Abbildung 2:** Ausmischungskurven von Mn und Fe während des Primärtestes der Bohrung E GrSk 3/90 im Januar 2001

**Figure 2:** Contents of Fe and Mn vs. cumulative production during the well completion testing of E Gr Sk 3/90 in January of 2001

Abbildung 3 vergleicht die Entwicklung der Fe-Gehalte während der Förderung mit den aus der Entwicklung des pH-Wertes hergeleiteten Protonenkonzentrationen. Es kann weitgehende Korrelation festgestellt werden.



**Abbildung 3:** Ausmischungskurven des Fe im Vergleich zur Entwicklung der Protonenaktivität während des Primärtestes der Bohrung E GrSk 3/90 im Januar 2001

**Figure 3:** Contents of Fe and protons vs. cumulative production during the well completion testing of E Gr Sk 3/90 in January of 2001

Neben den Schwermetallen Fe und Mn sind auch andere Schwermetalle angereichert. Zum Beispiel liegen die Gehalte von Blei und Zink bei 120 bzw. 160 mg/l (GS-16, s. Tabelle 2). In drei Tiefenproben (2mal bei 4239 m und einmal bei 4231 m) wurden sogar Bleigehalte von durchschnittlich 200 mg/l nachgewiesen (Analyseenergebnisse des Auftragslabors). In einem Nutzungsprozess könnten somit Bleifällungsprodukte, auch die des radioaktiven Isotops <sup>210</sup>Pb, Probleme verursachen. Auch andere Spurenbestandteile wie Kupfer (bis 10 mg/l), Arsen (1,4 mg/l) und Cadmium (1,8 mg/l) liegen in ihren Gehalten (s. auch Tabelle 2) deutlich höher als bei den bis jetzt geothermisch genutzten Norddeutschen Tiefenwässern (vgl. KÜHN, 1997) und sollten deshalb Gegenstand weiterer Untersuchungen sein.

Hohe Gefahr birgt die Injektion von Fremdfluiden, da hier zum einen das Risiko einer Kontamination mit O<sub>2</sub> hoch und zum anderen eine Alkalisierung des Mediums möglich ist. Da es sich bei den zu injizierenden Wässern oft um mineralstoffarme Grundwässer handelt, muss die Gefahr einer Tonmineralquellung in Betracht gezogen werden. Injektionsfluide müssen dementsprechend genau konditioniert werden.

### 3.4 Erste Ergebnisse geochemisch-thermodynamischer Modellierungen

Mit dem geochemischen Modellierungsprogramm SOLMINEQ.88 (KHARAKA et al., 1988) wurden unter Verwendung der analytischen Ergebnisse der Tiefenprobe GS-16 die Reservoirtemperaturen anhand verschiedener geochemischer Geothermometer berechnet (Tabelle 5), welche aufgrund temperaturabhängiger Wasser-Gesteins-Wechselwirkungen verwendet werden (ELLIS & MAHON, 1967; TOLE et al., 1993). Geothermometer, welche kein Ergebnis liefern oder auf nicht vorliegenden Wasser-Gesteins-Wechselwirkungen beruhen, werden nicht betrachtet. Bemerkenswert ist, dass die berechneten Temperaturen oft über 150°C liegen. Wahrscheinlich werden starke Störungen der Wasser-Gesteins-Wechselwirkungen aufgrund der hohen Salzgehalte hervorgerufen. Andere geothermometrische Methoden versagen ebenso (z.B. Diagramme nach GIGGENBACH & GLOVER, 1992).

	Quarz	Quarz	Chalced	Na/K	Na/K	Mg/Li	Na/Li
Erläuterung	konduktiv	adiabatisch			Ca-korrig.		
T	114,6	113,6	85,7	194,0	192,9	218,2	247,5
T, p/a korrig.	191,6	177,6	172,3	---	---	---	---

**Tabelle 5:** Geothermometertemperaturen des Formationsfluids der Bohrung E GrSk 3/90 anhand von Berechnungen mit dem Modellierungsprogramm SOLMINEQ.88

**Table 5:** Geothermometric temperatures of the reservoir fluid in E Gr Sk 3/90 obtained from geochemical modeling with SOLMINEQ.88

Entgegen den Angaben der Quarz-Geothermometer errechnet sich der Sättigungsindex

$$[SI = \log \frac{IAP}{K_L}]$$

für Quarz bei 150°C zu nahe 0. Tabelle 6 gibt die berechneten Sättigungsindizes für verschiedene Minerale bei 25 °C, 150 °C und 192 °C wieder. Prinzipiell können nur tendenzielle Aussagen zur Wassergenese, Geothermometrie (s.o.) und zur Scalinggefahr aus den berechneten SI-Werten abgeleitet werden. Zum einen ist zu beachten, dass der Sättigungsindex eine rein thermodynamische Größe ist und zum anderen können derzeit die Speziesaktivitäten nur auf der Grundlage der Debye-Hückel-Gleichungen berechnet werden. Die geochemische Modellierung stark salinärer, thermaler Wasser stellt bis heute ein Problem dar (vgl. KÜHN, 1997).

T	Calcit	Aragonit	Dolomit	Gips	Baryt	Quarz	SiO <sub>2</sub> am.	SiO <sub>2</sub> gel.
25°C	-0,106	-0,246	-0,753	-0,561	1,054	2,101	0,423	0,436
150°C	-0,074	-0,125	0,697	-0,925	-0,096	0,033	-0,663	-0,634

192°C	-0,473	-0,508	0,272	-0,934	-0,093	-0,267	-0,842	-0,825
-------	--------	--------	-------	--------	--------	--------	--------	--------

**Table 6:** Mit SOLMINEQ88 berechnete Sättigungsindices verschiedener Minerale bei 25°C, 150°C und 192°C

**Table 6:** Saturation indices (SI) of various minerals, modeled with SOLMINEQ88 at 25°C, 150°C, and 192°C

Auffällig ist, dass Calcit, Aragonit, Baryt und Quarz bei 150°C nahe der Sättigung sind. Dieses ist zu erwarten, sofern das letzte bestimmende Gleichgewicht dieser Temperatur entspricht. Bei Calcit zeigt das Modell ein Löslichkeitsminimum um 150°C. Daraus kann abgeleitet werden, dass der geringe TIC eine Folge der Anreicherung von Calcium durch Alteration ist, überschüssiges CO<sub>2</sub> wird aus der Lösung als Kalk verdrängt. Die SI von Gips und Dolomit verweisen darauf, dass die gleichgewichtsbestimmenden Prozesse andere waren als die Hochtemperaturalteration, nämlich die diagenetische Dolomitierung und die Evaporation. Im Falle des Sulfates könnte auch der Bariumgehalt als geochemische Barriere gewirkt haben (Sättigung BaSO<sub>4</sub>).

Bezüglich des Fällungsrisikos ist eine Fällung von Fe-Mineralen, welche deutliche Übersättigung unter Berücksichtigung des gemessenen Redoxpotenziales zeigen, zu erwarten. Hingegen geht offensichtlich von einer Calcit- und Aragonit-Bildung (je nach Temperatur, vgl. FRANKE & MEHRAN, 1992) kaum Gefahr aus, obwohl normalerweise diese Minerale typische Scalingbildner (JONES et al., 1996) auch aus salzhaltigen Wässern darstellen (ZHONG & MUCCI, 1989). Dolomit wird aus kinetischen Gründen, ebenso Quarz, nicht gefällt. Dagegen bergen nach den Berechnungen Baryt, welcher aus Ölfeldwässern als potentieller Scalingbildner bekannt ist (THOMAS, 1994; nach KAUFMANN-KNOKE [1992] auch als [Ba,Sr]SO<sub>4</sub>-Mischkristall-Fällungen), amorphe Kieselsäure und Kieselgel Risiken, da z.B. bei letzteren unter 100 °C Übersättigung eintreten kann (vgl. FOURNIER, 1985; FOURNIER & MARSHALL, 1983). Inwieweit aus kinetischen Gründen eine Fällung gehemmt ist, sollte durch kinetische Experimente geklärt werden (RIMSTEDT & BARNES, 1980). Die Löslichkeit von Kieselsäure wird durch den Salzeffekt stark herabgesetzt. So ist es möglich, dass niedrige Gehalte wie die vorliegenden ca. 70 mg SiO<sub>2</sub>/l bereits bei Abkühlung zu Übersättigungen führen können. Über die Geschwindigkeit der Kieselsäurefällung aus den vorliegenden, deutlich salinaren Tiefenwässern bestehen keine Erkenntnisse.

#### 4 Ergebnisse der gasgeochemischen Untersuchungen

Untersuchungen zur Zusammensetzung der Gasphase erfolgten sowohl vor Ort als auch im Labor mit Quadrupol-Massenspektrometern (Balzers Omnistar sowie Balzers QMG 421). Die Edelgasisotopenverhältnisse wurden mit einem Sektorfeld-Massenspektrometer (VG 5400) im GFZ bestimmt. Der Sauerstoffanteil der

untersuchten Gasphasen betrug immer weniger als 1 vol.%. Die Sauerstoffgehalte sind auf atmosphärische Kontamination während der Beprobung zurückzuführen, da tiefe Formationswässer keine nennenswerten Anteile an Sauerstoff enthalten. Die Rohdaten wurden daher anhand der gemessenen Sauerstoffkonzentrationen korrigiert. Die Ergebnisse der Feld- und Laboruntersuchungen zur Gaszusammensetzung sowie zur Edelgas-Isotopenzusammensetzung sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

Typ	On-line Monitoring	Tiefenprobe 4235 m		Kopfgas nach Einschlußphase												
		Headspace	Restgas	Gesamt	nach Ende Einschlußphase 2 während Entspannung			während Einschlußphase 3								
Bem.					24.01.2001			26.01.01			28.01.01			30.01.01		
Datum	05.01.01		09.01.01		10:35	10:47	10:52	10:25	12:25							
Uhrzeit	19:50-20:50		15:05		GS-G01	GS-G04	GS-G05	GS-G09	GS-G10							
Probe Nr.	---		GS-16													
Nm <sup>3</sup> (Gas)/ Nm <sup>3</sup> (Fluid)		0,73		0,15	0,88											
Ar	0,09 %	0,05 %		0,09 %	0,03 %	0,03 %	0,03 %	0,05 %	0,05 %	0,04 %						
O <sub>2</sub>	*	*		*	*	*	*	*	*	*						
He	28 vpm	0,43 %		0,44 %	0,24 %	0,24 %	0,24 %	0,21 %	0,23 %	0,23 %						
N <sub>2</sub>	99,7 %	86,8 %		67,4 %	88,6 %	88,6 %	88,6 %	89,4 %	88,4 %	88,6 %						
CO <sub>2</sub>	0,08 %	0,34 %		8,3 %	u.N.	u.N.	u.N.	u.N.	u.N.	u.N.						
CH <sub>4</sub>	0,15 %	12,5 %		23,7 %	9,9 %	9,9 %	9,9 %	9,2 %	10,0 %	10,0 %						
H <sub>2</sub>	n.b.	<0,5 %		<0,5 %	1,2 %	1,2 %	1,2 %	1,2 %	1,4 %	1,4 %						
p(tot)/bar	1,01	1,01		1,01	4,30	n. b.	n. b.	2,15	2,73	3,13						
<sup>3</sup> He/ <sup>4</sup> He (x 10 <sup>-6</sup> )		0,0324 +/- 0,0094														
<sup>20</sup> Ne/ <sup>22</sup> Ne		9,761 +/- 0,086														
<sup>21</sup> Ne/ <sup>22</sup> Ne		0,0429 +/- 0,0011														
<sup>40</sup> Ar/ <sup>36</sup> Ar		1939 +/- 19														

Tabelle 7: Ausgewählte Ergebnisse der Gasuntersuchungen  
 Table 7: Selected results of the gas investigations

**Bemerkungen:**  
 \* O<sub>2</sub>-frei gerechnet  
 Angaben in Vol -% bzw. vpm  
 n.b. = nicht bestimmt  
 u.N.= unterhalb der Nachweisgrenze

#### 4.1 Online-Gasmonitoring während des Fördertestes

Während des Fördertestes wurde die Gasphase vor Ort kontinuierlich mit einem mobilen Quadrupol-MS untersucht. Diese Gasphase setzte sich überwiegend aus dem Förderstickstoff sowie Spuren an Methan und Helium zusammen, die vom Thermalwasser stammen. Im Verlauf des Fördertests stieg der Anteil an Methan und Helium in der Gasphase kontinuierlich bis auf 0,15 % bzw. 28 vpm an. Der Anteil an CO<sub>2</sub> war im Vergleich zur Atmosphärenzusammensetzung nur geringfügig erhöht. Zu diesem Zeitpunkt konnte nur festgestellt werden, dass die Gasphase der Thermalwässer bzgl. der C-Verbindungen eindeutig von Methan und nicht von CO<sub>2</sub> dominiert ist.

#### 4.2 Ergebnisse der Tiefenprobennahme

Zuerst wurde aus der Tiefenprobe, die mittels des Fluidprobennehmers der Fa. Leutert bei 4235 m entnommen worden war (s. Abschnitt 2.3), die Menge des Gases sowie die Zusammensetzung der freien Gasphase des Autoklaven bestimmt (vgl. Tabelle 7, Spalte Headspace). Nachdem die Probe in einem Gas-Wasser-Separator mit Ultraschall komplett entgast worden war, konnte das tatsächliche Gas/Wasser-Verhältnis und die Gesamtgaszusammensetzung ermittelt werden (Tabelle 7, Spalte Restgas). Wegen der unterschiedlichen Gaslöslichkeiten ist die Zusammensetzung der beiden Gasphasen unterschiedlich. SEIBT et al. (2000) geben empirische mathematische Ansätze zur Berechnung der Gaslöslichkeiten in den Reservoirwässern des nordostdeutschen Beckens.

Das Gas/Wasser-Verhältnis beträgt insgesamt 0,88 Nm<sup>3</sup> Gas/Nm<sup>3</sup> Thermalwasser. Die Gasphase wird von Stickstoff (83,4 vol%) und Methan (14,4 vol%) dominiert. Die CO<sub>2</sub>-Konzentration ist mit 1,7 vol% relativ gering. Die Helium- und Wasserstoff-Gehalte sind mit 0,4 vol% und < 0,5 vol% ähnlich zu anderen Thermaltiefenwässern im Nordostdeutschen Becken (NAUMANN, 2000).

Die Edelgasisotopenzusammensetzung wurde an der Headspace-Gasphase bestimmt. Das <sup>3</sup>He/<sup>4</sup>He-Verhältnis von  $\sim 3 \cdot 10^{-8}$  entspricht durchschnittlichen Werten der kontinentalen Kruste und unterscheidet sich signifikant vom atmosphärischen Isotopenverhältnis von  $1,4 \cdot 10^{-6}$ .

Das <sup>21</sup>Ne/<sup>22</sup>Ne-Isotopenverhältnis ist im Vergleich zu Luftwerten erhöht, während sich das <sup>20</sup>Ne/<sup>22</sup>Ne-Verhältnis innerhalb des Fehlers nicht davon unterscheidet. Das erhöhte <sup>21</sup>Ne/<sup>22</sup>Ne-Verhältnis ist mit der Produktion von <sup>21</sup>Ne durch Kerneinfangreaktionen in der Erdkruste zu erklären. Eine Mantelquelle ist bei diesen Isotopenverhältnissen auszuschließen. Das <sup>40</sup>Ar/<sup>36</sup>Ar-Isotopenverhältnis von 1939 ist im Vergleich zu Luft (295,5) deutlich erhöht. Erhöhte <sup>40</sup>Ar/<sup>36</sup>Ar-Isotopenverhältnisse

sind auf die Produktion von  $^{40}\text{Ar}$  aus dem radioaktiven Zerfall von  $^{40}\text{K}$  zurückzuführen. Auch dies ist mit einer Krustenherkunft der Edelgase vereinbar.

### 4.3 Ergebnisse der Einschlusseexperimente

Die während der Einschlussphase entbundene Gasphase wird ebenfalls von Stickstoff (89 vol%) und Methan (10 vol%) dominiert. Die hohen Methankonzentrationen belegen eine fortwährende Entgasung des in der Bohrung stehenden Reservoirfluids. Die im Vergleich zum Headspace-Gas der Tiefenprobe höheren Stickstoff-Konzentrationen sind auf Entgasen von überschüssigem Stickstoff zurückzuführen, der während des Fördertests im Reservoirfluid gelöst wurde. Die etwas erhöhten Wasserstoffkonzentrationen stammen wahrscheinlich aus der Reaktion des Wassers mit der Stahl-Verrohrung.

Die Untersuchung des kumulativen Entgasungsvolumens und der Veränderung des Kopfdruks als Funktion der Zeit zeigte folgendes:

- Innerhalb der Beobachtungsperiode war ein logarithmischer Druckaufbau festzustellen.
- Die Entgasungsrate wurde mit der Zeit geringer.
- Das kumulative Entgasungsvolumen überschreitet am Ende des dritten Einschlussintervalls das Bohrlochvolumen. Die höheren Gasmengen sind durch Entgasen von überschüssigem gelöstem Stickstoff aus dem Fördertest zu erklären und somit konsistent mit dem höheren Stickstoff/Methan-Verhältnis dieser Gasphase im Vergleich zum Headspace-Gas der Tiefenprobe.

## 5 Genetische Aspekte

Zur Geochemie der Tiefenwässer des Nordostdeutschen Beckens wurden verschiedene Untersuchungen durchgeführt (LEHMANN, 1974a, 1974b; MÜLLER, 1969). RUTTER (1988) und RUTTER et al. (1988) wandten geostatistische Methoden zur Regionalisierung hydraulischer und hydrogeochemischer Befunde für die Wässer des Saxons an. Genetische Aspekte und die Abgrenzung des Süßwasserstockwerkes untersuchten VOIGT (1972) und GLANDER & SCHIRRMEISTER (1975). In Analogie zu den gut untersuchten Tiefenwässern des Norddeutschen Beckens kann man davon ausgehen, dass das Formationsfluid von Groß Schönebeck stofflich stark von Zechsteinsalzen geprägt ist. Es war zu klären, inwieweit dabei marine Restlösungen des Zechsteinmeeres oder Rücklösung von Zechsteinsalzen dominieren. Die hohen Calciumgehalte deuten darauf hin, dass die Fluide sekundär durch Wasser-Gesteins-Wechselwirkungen stark überprägt wurden.

Entsprechend dem Diagramm TDS [g/l] gegen  $c(\text{Br}+\text{I})$  [mg/kg]- (doppelt logarithmisch aufgetragen, nach RITTERHOUSE, 1967), liegt das Wasser von Groß Schönebeck im Feld „Gruppe 1“ (Meerwasser) nahe dem Evaporationspfad und vor der beginnenden Halit ausfällung. Nach NAUMANN (2000) liegen dort ebenso die Tiefenwässer von Hamburg und Neustadt-Glewe. Hiernach besteht kaum ein Einfluss durch die Rücklösung von Zechsteinsalzen.

Untersucht man die Beziehung der Gehalte an Li, Na, K, Mg, Ca, Sr, Br und  $\text{SO}_4$  im Wasser von Groß Schönebeck zum Evaporationspfad des Meerwassers, indem man sie in doppeltlogarithmischer Korrelation zum Idealtracer Chlorid aufträgt (nach NAUMANN, 2000), und wertet man die Abweichungen aus, so ergeben sich die in Tabelle 8 dargestellten Befunde. Teils zeigen sich wieder Ähnlichkeiten mit den Wässern von Hamburg und Neustadt-Glewe.

Test	$\text{Li}^+$	$\text{Na}^+$	$\text{K}^+$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Sr}^{2+}$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{Br}^-$	$\text{CO}_3^{2-}$
auf der Linie	nein	nein	nein	nein	nein	nein	nein	nein	%
Projektion	bei	bei P3	bei	bei P3	bei P3	bei	bei P3	bei	%
Gehalt	+	---	%	---	+++	+	--	(-)	---
$\Delta c_{\text{eq}}$ [meq/l]	+30	-2600	$\pm 0$	-1000	+2600	+40	-400	-5	-700
mögl.Grund	IAR	IAR/Ca		Dolomit.g.	IAR/Na, Mg	IAR	Gipsfällg.	unbek.	Kalkfällg.

**Tabelle 8:** Verhalten der Gehalte ausgewählter Spezies in Relation zum Evaporationspfad des Meerwassers in der Darstellung  $\lg(\text{Cl})$  vs.  $\lg(x)$  in mg/l (P3: Gipsausfällung; +: erhöht; -: erniedrigt; %: kein Abweichen; IAR: Ionenaustauschreaktion)

**Table 8:** Contents of selected compounds and displacement from the evaporation path of sea water,  $\lg(\text{Cl})$  vs.  $\lg(x)$  in mg/l (P3: precipitation of selenite; +: enriched; -: impoverished; %: no displacement; IAR: ion-exchange reaction)

Folgende Interpretation ist denkbar: Das Meerwasser des Zechsteinmeeres durchschritt den Evaporationspfad mit Kalkfällung bis über die Gipsfällung. In der Zwischenzeit infiltrierten diese zunehmend dichter werdenden Restlösungen in den Untergrund, mischten sich eventuell etwas und beteiligten sich an der Diagenese der älteren Evaporite. Mit Einsetzen der massiven Halitfällung trat verstärkt hydraulische Abdichtung ein, als das spätere Wasser des Reservoirs von E Gr Sk 3/90 bereits infiltriert worden war.

Die Unsicherheit liegt in der Kalkfällung, da hier nicht genau zu quantifizierende Zutritte von  $\text{CO}_2$  aus der Luft zur Fällung führten. Der Wert für das gefällte  $\text{CO}_3^{2-}$  wurde deshalb aus der Bilanz der ausgetauschten Lösungspartner berechnet. Die Abreicherung an Sulfat kann als Ausfällung von Gips während der Evaporation gedeutet werden. Der Kontakt des Wassers zu den Zechstein-Kalken führte zur

(post)diagenetischen Dolomitisierung dieser und damit zum Austausch Mg gegen Ca. Der Verlust an Mg (-1000 meq/l) deckt sich gut mit den Verlusten an Ca für Gips und Kalk, welche der Summe Carbonat + Sulfat äquivalent sind (-1100 meq/l). Demnach müssten für den Austausch gegen Mg +1000 meq/l dem Ca zugerechnet werden, welche eine äquivalente Menge an Ca ersetzen, die als Gips und Kalk ausgefallen ist. Bei der Dolomitisierung von Kalk mit 1000 meq Mg müssen je Liter 2000 meq primärer Kalk vorgelegen haben, das ist 3mal mehr als in dem zugrundeliegenden Evaporations-Zyklus an Kalk gefällt worden sein kann (700 meq).

Die Abreicherung an Natrium kann als Albitisierung von Feldspäten gedeutet werden, welche zum nachweisbaren Ca-Zuwachs führte. In dieser Interpretation wurden die Wässer zunächst in Zechsteinsedimente infiltriert und weiter ins Rotliegend versenkt, um dort Wasser-Gesteins-Wechselwirkungen mit vulkanischem Material einzugehen. Die für diese Alteration notwendige Wärme ist der Versenkung innerhalb des Sedimentbeckens zuzuschreiben, also progressiv. Die Alteration von Feldspäten und damit der Erwerb des Ca sind demnach deutlich jünger als die primäre Genese des Wassers.

## 6 Zusammenfassung

Internationale Erfahrungen aus der Hochenthalpie-Geothermie zeigen, dass Scaling und Korrosion Hauptprobleme bei der Nutzung geothermaler Wässer darstellen. Die Ursache hierfür liegt in ihrer geochemischen Zusammensetzung. Im Rahmen von Testarbeiten an der Bohrung Groß Schönebeck E Gr Sk 3/90 zwischen Dezember 2000 und Januar 2001 wurden deshalb geochemische Untersuchungen an Spülungsflieden, Förderflieden, Tiefenproben und Kopfgasproben durchgeführt. Die Beprobungen während des Primärtestes ergaben, dass nach Produktion von ca. 110 m<sup>3</sup> der Formationsfluidanteil ca. 50 % betrug. Nach Förderung von insgesamt 334 m<sup>3</sup> lag nahezu reines Formationsfluid vor. Während die meisten Spezies diesem Verhalten folgten, zeigte Eisen ein verzögertes Erscheinen, welches durch den pH-Wert gesteuert wurde.

Das Formationsfluid im Rotliegend der Bohrung Groß Schönebeck Gr Sk 3/90 zeichnet sich durch eine hohe Temperatur (148 °C), durch einen pH um 6, durch einen hohen Salzgehalt (265 g/l) und hohe Gehalte an Schwermetallen aus, so z.B. an Eisen. Letzteres ist auf das Fehlen der geochemischen Sulfid-Barriere zurückzuführen. Es besteht eine hohe Neigung zur Ausfällung von Eisenmineralen, insbesondere bei O<sub>2</sub>-Kontamination. Geochemische Modellrechnungen weisen auf die Möglichkeit der Scalingbildung von Baryt und Kieselsäure, bedingt auch von Calcit bzw. Aragonit, hin. Da diese Erkenntnisse nur auf thermodynamischen

Gesetzmäßigkeiten beruhen, sollten in weiteren Untersuchungen kinetische Aspekte im Vordergrund stehen.

Genetische Betrachtungen ergaben, dass das untersuchte Formationsfluid im Rotliegend als eingedampftes Wasser des Zechsteinmeeres angesehen werden kann, welches durch Diagenese und Alteration in seiner Zusammensetzung verändert wurde.

Der Gasgehalt des Formationsfluides ist mit  $0,88 \text{ Nm}^3 \text{ Gas/Nm}^3 \text{ Fluid}$  im Vergleich zu anderen genutzten Thermalsolen des Nordostdeutschen Beckens vergleichsweise hoch. Die im Fluid gelöste Gasphase besteht zu mehr als 80 vol% aus Stickstoff und ca. 14 vol% aus Methan. Kohlendioxid spielt nur eine untergeordnete Rolle. Die Edelgasisotopendaten (Helium, Neon und Argon) lassen sich eindeutig als eine Mischung atmosphärischer und krustaler Komponenten interpretieren. Eine Mantelherkunft der Edelgase kann ausgeschlossen werden.

## 7 Literatur

- AHMAD, A.R. & NYE, P.H. (1990): Coupled diffusion and oxidation of ferrous iron in soils: I. Kinetic of oxygenation of ferrous iron in soil suspension.- J. of Soil Science, **41**: 395-409
- AKAKU, A. (1990): Geochemical study on mineral precipitation from geothermal waters at the Fushime field, Kyushu, Japan.- Geothermics, **19**: 455-467
- CORSI, R. (1986): Scaling and corrosion in geothermal equipment: problems and preventive measures.- Geothermics, **15**: 839-856
- ELLIS, A.J. & MAHON, W.A.J. (1967): Natural hydrothermal systems and experimental hot water/rock interactions (Part II).- Geochim. Cosmochim. Acta, **31**: 519-539
- FOURNIER, R.O. (1985): The behaviour of silica in hydrothermal solutions.- In: BERGER, B.R. & BETHKE, P.M. [Hrsg.]: Geology and geochemistry of epithermal systems.- Rev. Econ. Geol., **2**: 45-61
- FOURNIER, R.O. & MARSHALL, W.L. (1983): Calculation of amorphous silica solubilities at 25° to 300°C and apparent cation hydration numbers in aqueous salt solutions using the concept of effective density of water.- Geochim. Cosmochim. Acta, **47**: 587-596
- FRANKE, W. & MEHRAN, N.-A. (1992): Crystal growth in gels at elevated pressures: the upper limit of temperature for metastable formation of aragonite.- Cryst. Res. Technol., **27**: 295-299
- FROSCH, G. & ALTHAUS, E. (1997): Zur Bedeutung der Tonminerale für die Speichereigenschaften der Sandsteine.- In: HOTH, P., SEIBT, A., KELLNER, T. & HUENGES, E. [Hrsg.]: Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen in Norddeutschland.- GFZ Potsdam, Scientific Technical Report, **97/15**: 63-64
- GALLUP, D.L. (1993): The use of reducing agents for control of ferric silicate scale deposition.- Geothermics, **22**: 39-48
- GALLUP, D.L. (1998): Aluminium silicate scale formation and inhibition (2): Scale solubilities and laboratory and field inhibition tests.- Geothermics, **27**: 485-501
- GIESE, L.B. (1997): Geotechnische und umweltgeologische Aspekte bei der Förderung und Reinjektion von Thermalfluiden zur Nutzung geothermischer

Energie am Beispiel des Geothermalfeldes Kizildere und des Umfeldes, W-Anatolien/Türkei.- Diss. FU Berlin: 201 S.

GIESE, L.B., PEKDEGER, A. & DAHMS, E. (1998): Thermal fluids and scalings in the geothermal power plant of Kizildere, Turkey.- In: AREHART, G.B. & HULSTON, J.R. [Hrsg.]: Water-Rock Interaction.- Proc. 9<sup>th</sup> Int Symp. WRI-9, Taupo/New Zealand 30 March – 3 April 1998: 625-628

GIGGENBACH, W.F. & GLOVER, R.B. (1992): Tectonic regime and major processes governing the chemistry of water and gas discharges from the Rotorua geothermal field, New Zealand.- *Geothermics*, **21**: 121-140

GLANDER, H. & SCHIRRMESTER, H. (1975): Erfassung und Darstellung der oberen Mineralwassergrenzfläche.- *Zeitschrift für angewandte Geologie*, **21**: 322-331

GRUNDL, T. & DELWICHE, J. (1993): Kinetics of ferric oxyhydroxide precipitation.- *J. of Contaminant Hydrology*, **14**: 71-87

GUDMUNDSSON, J.S. & BOTT, T.R. (1979): Deposition of silica from geothermal waters on heat transfer surfaces.- *Desalination*, **28**: 125-145

JONES, B., R.W. RENAUT & ROSEN, M.R. (1996): High-temperature (>90°C) calcite precipitation at Waikite hot springs, North Island, New Zealand.- *J. Geol. Soc. London*, **153**: 481-496

KAUFMANN-KNOKE, R. (1992): Zur Problematik von Mineralfällungen - insbesondere von (Ba,Sr)SO<sub>4</sub>-Mischkristallen bei der Erdölförderung.- *Ber.-Rep. Geol.-Paläont. Inst. Univ. Kiel*, **53**: 110 S.

KHARAKA, Y.K., GUNTER, W.D., AGGARWAL, P.K., PERKINS, E.H. & DEBRAL, J.D. (1988): SOLMINEQ.88: A computer program for geochemical modeling of waer-rock interactions.- *U.S. Geol. Surv. Water Res. Inv. Rep*, **88-4227**: 420 S.

KING, G.E. (1992): Formation clays: Are they really a problem in production.- In: HOUSEKNECHT, D.W. & PITTMAN, E. [Hrsg.]: *Origin, Diagenesis and Petrophysics of Clay Minerals in Sandstones*.- *SEPM Special Publication*, **47**: 265-272

KÜHN, M. (1997): Geochemische Folgereaktionen bei der hydrothermalen Energiegewinnung.- *Diss. Univ. Bremen*: 129 S.

LEHMANN, H.-W. (1974a): Geochemie der Tiefenwässer der Nordostdeutschen Senke, Teil 1.- *Zeitschrift für angewandte Geologie*, **20**: 502-509

- LEHMANN, H.-W. (1974b): Geochemie der Tiefenwässer der Nordostdeutschen Senke, Teil 2.- Zeitschrift für angewandte Geologie, **20**: 551-557
- LINDAL, B. & KRISTMANNDOTTIR, H. (1989): The scaling properties of the effluent water from Kizildere power station, Turkey, and recommendation for a pilot plant in view of district heating applications.- Geothermics, **18**: 217-223
- MENZEL, H., SEIBT, P. & KELLNER., T. (2000): Five years of experience in the operation of the Neustadt-Glewe Geothermal Project – Proc. World Geothermal Congress 2000, May 28 - June 10, 2000, Kyushu - Tohoku, Japan (CD-ROM)
- MÜLLER, E.P. (1969): Zur Geochemie der Tiefenwässer und der organischen Substanz im Nordteil der DDR.- Zeitschrift für angewandte Geologie, **3** [ohne Seitenangabe]
- NAUMANN, D. (2000): Salinare Tiefenwässer in Norddeutschland.- GFZ Potsdam Scientific Technical Report, **00/21**: 116 S.
- ÖLCENOGLU, K. (1986): Scaling in the reservoir in Kizildere geothermal field, Turkey.- Geothermics, **15**: 731-734
- RIMSTEDT, J.D. & BARNES, H.L. (1980): The kinetics of silica-water reactions.- Geochim. Cosmochim. Acta, **44**: 1683-1699
- RITTERHOUSE, G. (1967): Bromine in oilfield waters and its use to determining possibilities or origin of these waters.- AAPG Bull., **51**: 2430-2440
- RUTTER, S. (1988): Hydrogeologische Einschätzung des Saxons im Beckenzentrum und angrenzender Gebiete.- Abschlussbericht VEB Geol. Forsch. und Erk. Halle BT Stendal: 33 S.
- RUTTER, S., BÖTTKE, TH. & KRIESTER, R. (1988): Hydrogeologische Einschätzung des des Saxons der östlichen Altmark.- Abschlussbericht VEB Geol. Forsch. und Erk. Halle BT Stendal [ohne Seitenangabe]
- 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 Potsdam, Scientific Technical Report, **00/23**: 51-70
- SEIBT, A., HOTH, P. & KELLNER, T. (2000): Gas-solubility in formation waters of the North German Basin – Implications for geothermal energy recovery.- Proc. World

Geothermal Congress 2000, May 28 - June 10, 2000, Kyushu - Tohoku, Japan, (CD-ROM)

SEIBT, A., KABUS, F. & KELLNER, T. (1997), Der Thermalwasserkreislauf bei der Erdwärmennutzung.- Zeitschrift Geowissenschaften, **15 Heft 8**, 253ff

SEIBT, A. & HOTH, P. (1997): Geowissenschaftliche Erfahrungen aus dem Betrieb geothermischer Heizzentralen – Untersuchungen im Thermalwasserkreislauf.- In: HOTH, P., SEIBT, A., KELLNER, T. & HUENGES, E. [Hrsg.]: Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen in Norddeutschland.- GFZ Potsdam, Scientific Technical Report, **97/15**: 116-130

THOMAS, L. (1994): Hydrogeochemische Untersuchungen an Ölfeldwässern aus NW-Deutschland und dem Oberrheintalgraben und ihre Modellierung unter dem Aspekt der Entwicklung eines Expertensystems für Fluid-Rock-Interactions (XPS-Frocki).- FUB Geowiss Abh. Reihe A, **165**: 166 S.

THORHALLSON, S., RAGNAR, K., ARNORSSON, S. & KRISTMANNDOTTIR, H. (1975): Rapid scaling of silica in two district heating systems.- Proc. 2nd UN Symp. on the Dev. and Use of Geotherm. Res. 1975, San Francisco/USA

TOLE, M.P., ARMANNSSON, H., ZHONG-HE, P. & ARNORSSON, S. (1993): Fluid/mineral equilibrium calculations for geothermal fluids and chemical geothermometers.- Geothermics, **22**: 17-37

VITOLO, S. & CIALDELLA, M.L. (1994): Silica separation from reinjection brines at Monte Amiata geothermal plants, Italy.- Geothermics, **23**: 257-266

VOIGT, H.-J. (1972): Genese und Hydrochemie mineralisierter Grundwässer. WTI Sonderheft, **6** [ohne Seitenangabe]

ZHONG, S. & MUCCI, M. (1989): Calcite and aragonite precipitation from seawater solutions of various salinities: precipitation rates and overgrowth compositions.- Chem. Geol., **78**: 283-299

# **Tonmineralgehalt und Zementation von klastischen Sedimenten der Havel- und Elbe-Subgruppe (Oberrotliegend) der Bohrung Groß Schönebeck 3/90**

## **Clay minerals and cementation of clastic sediments of the Havel and Elbe Subgroups (Late Rotliegend) derived from cores of the borehole Groß Schönebeck 3/90**

*Heinz-Gerd Holl, Technische Universität Berlin*

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>172</b>
<b>2</b>	<b>Methodik</b> .....	<b>173</b>
2.1	Aufbereitung und Präparation.....	173
2.2	Analytik.....	173
<b>3</b>	<b>Ergebnisse der sedimentpetrographischen Untersuchungen</b> .....	<b>174</b>
3.1	Tonmineralogie.....	174
3.2	Gesamtmineralgehalt und Geochemie.....	175
3.3	Zementgenerationen / Dünnschliff- und Rasterelektronenmikroskopie .....	178
<b>4</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>179</b>
<b>5</b>	<b>Literatur</b> .....	<b>180</b>

## Abstract

Clay mineral paragenesis and the cementation history in siliciclastic sediments is decisive for reservoir quality assessment. Prediction of mineral reactions caused by secondary injected fluids is absolutely necessary for geothermal engineering to avoid porosity and permeability reduction. The content of swellable clayminerals has to be known to prevent reservoir damage by introduction of improper fracturing fluids during stimulation experiments.

Clay mineralogy and cementation history of three low permeability samples picked from cores of Rotliegend clastic sediments were examined: fine grained sandstone of the Mirow Formation (23RO); a medium grained sandstone from the Rambow Formation (39 RO), and a siltstone fragment from the Mirow Formation (24LO). Whole rock chemistry and bulk rock mineralogy was determined by X-Ray Fluorescence and X-Ray Diffraction analysis, respectively. The clay fraction was separated for clay mineralogical determinations. Pore space and cementation generations examined under Scanning Electron Microscope.

No swellable clays were detected. Most clay minerals found are poorly crystallized illite and subordinate chlorites.

Several cement generations grew in the pore space. Finer grained sample contains illitic and ferritic cement (23RO). In the coarse sample (39RO), the early diagenetic cement consists also of illitic and ferritic material while the next diagenetic phase is composed by quartz rims. These are followed by isolated patches of carbonate and anhydrite, that replace the older cements.

## 1 Einleitung

Die Kenntnis über Tonmineralparagenesen und Zementationsabfolgen in klastischen Sedimenten ist entscheidend für die Beurteilung von Porosität und Permeabilität in potenziellen Speichergesteinen und für die Vorhersage von eventuell auftretenden Reaktionen des Mineralgehaltes mit injizierten Fluiden. Besonders der Gehalt quellfähiger Tonminerale ist wichtig für die Risikoabschätzung bei der geplanten Verpressung eines anthropogenen Fluids. Ein sekundäres Quellen dieser Tonminerale im Reservoirkörper (Lagerstätte) könnte zur Reduzierung der Fluidwegsamkeiten führen und im schlimmsten Fall zur Aufgabe der Bohrung zwingen. Die Auswahl eines geeigneten Fracfluids sollte in Abhängigkeit der Tonmineralvergesellschaftung getroffen werden. Für die Auswahl des Standortes der zweiten Bohrung sollte langfristig eine detaillierte Faziesanalyse durchgeführt werden, da sowohl die Geometrie der Sedimentkörper als auch die detaillierte faziesabhängige Zementation entscheidend für eine erfolgreiche Fluidförderung sind.

Im Rahmen einer Pilotstudie wurden 3 siliziklastische Proben der Bohrung Groß Schönebeck 3 auf ihren Tonmineralgehalt und ihre Zementationsgeschichte hin

untersucht. Bei den Proben handelt es sich um zwei Sandsteine (23RO: Feinsandstein; Mirow-Schichten, Mirow Formation, Obere Havel Subgruppe; 39RO: Mittelsandstein; Rambow-Schichten, Dethlingen Formation, Untere Elbe Subgruppe) sowie um ein intraformationelles Schluffgesteinsfragment (24LO: Mirow-Schichten, Mirow Formation, Obere Havel Subgruppe) aus einem alluvialen Aufarbeitungshorizont.

## 2 Methodik

### 2.1 Aufbereitung und Präparation

Für die Tonmineralanalyse wurde bei den 3 Proben eine Aufbereitungsmethode angewendet, die eine möglichst geringe mechanische Beanspruchung des Materials verursacht, um die Erzeugung einer anthropogen beeinflussten 2µm-Fraktion zu verhindern. Wir nutzten für die Dispergierung des vorgebrochenen, gewaschenen Materials eine 0,1 M Na-Pyrophosphat-Lösung, um eine Verschleppung von zerbrochenem Glimmermaterial zu verhindern. Neben der Gewinnung der 2 µm-Fraktion wurde außerdem die < 0,2 µm-Fraktion abgetrennt und untersucht, da die quellfähigen Tonminerale in der Feinton-Fraktion angereichert sind. Bei der Probe 39RO war die Gewinnung dieser Fraktion nicht in quantitativer ausreichender Menge möglich, weshalb als feinerkörniges Material die Fraktion < 1 µm untersucht wurde.

Für die Pulverdiffraktometrie und die geochemischen Untersuchungen wurden die Proben in einer Scheibenschwingmühle mit einem Achateinsatz analysenfein gemahlen.

Die rasterelektronenmikroskopischen Untersuchungen wurden an frisch gebrochenen, Gold bedampften Schichtflächen der Sandsteinproben durchgeführt.

### 2.2 Analytik

Die tonmineralogischen Untersuchungen fanden an einem Philips PW1820 Röntgendiffraktometer mit einer Cu-LFF-Röhre am Institut für Angewandte Geowissenschaften der TU Berlin mit folgenden Messparametern statt: 50 kV/30 mA; automatische Divergenzblende; Graphit-Monochromator; scan: 3-30°2θ; Schrittgröße: 0,02°2θ; Zeit/Schritt: 2,0 s.

Es wurden jeweils pro Probe ein Mg-gesättigtes, luftgetrocknetes (Mg/ad), ein K-gesättigtes, luftgetrocknetes (K/ad) und ein glykolisiertes (gly) Texturpräparat der Fraktion <2 µm (bzw. <0,2 µm 23RO, 24LO und <1 µm 39RO für die Feinton-

Fraktion) hergestellt. Nach der Messung wurden die Präparate 2 Stunden auf 350 bzw. 550 °C erhitzt (t350 °C/t550 °C) und erneut gemessen, um eine eindeutige Identifizierung von quellfähigen Tonmineralen zu gewährleisten und eventuelle Überlagerungen der Beugungsmaxima von Chlorit und Kaolinit zu erkennen.

Der qualitative und quantitative Mineralbestand der Gesamtproben wurde pulverdiffraktometrisch bestimmt (Messparameter: 50 kV/30 mA; automatische Divergenzblende; Graphit-Monochromator; scan: 3-80°2 $\theta$ ; Schrittgröße: 0,02°2 $\theta$ ; Zeit/Schritt: 8,0 s). Die RFA-Daten der Gesamtgesteinsproben wurden mit einem wellenlängendispersiven Röntgenfluoreszenzspektrometer (Philips PW 1404/10) vorgenommen (F\* und Cl\* mittels Pulvertablette, sonst Schmelztablette). Die Auswertung erfolgte mit dem Programm Oxiquant. Die Rasterelektronenmikroskopie (REM) wurde an einem Hitachi S2700 Scanning Electron Microscope (20kV/500nA) der ZELMI (TU Berlin) durchgeführt.

### 3 Ergebnisse der sedimentpetrographischen Untersuchungen

#### 3.1 Tonmineralogie

Die Identifizierung der einzelnen Tonminerale in den unterschiedlichen Paragenesen erfolgt mit Hilfe der Lage der für sie typischen Hauptreflexe in den Röntgendiffraktogrammen. Die oben beschriebene Vorbehandlung führt bei den Schichtsilikaten zu charakteristischen Veränderungen der d-Werte der (001)-Reflexe, die von der Gitterstruktur und der Schichtladung der Tonminerale abhängig sind (Tabelle 1).

Tonmineral	Mg <sup>2+</sup> /ad	K <sup>+</sup> /ad	Mg <sup>2+</sup> /gly	Mg <sup>2+</sup> /350°C	Mg <sup>2+</sup> /550°C
Illit	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Kaolinit	0,7	0,7	0,7	0,7	--
Chlorit	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
sek. Al-Chlorit	1,4	1,4	1,4	1,2 - 1,4	1,0
Smectit	1,4	1,1-1,2	1,7	1,0	1,0

**Tabelle 1:** Basisabstände von Tonmineralen in nm nach unterschiedlicher Vorbehandlung  
*Reflexion distances for clays in nm according to preparation method*

Die einzelnen Minerale reagieren unterschiedlich auf die Glykolisierung, die Mg<sup>2+</sup>- sowie die K<sup>+</sup>-Belegung und die Temperatur. Sprechen die Tone auf die eine oder andere der oben genannten Behandlungen an, hat das generell eine Veränderung

ihrer Basisabstände zur Folge, was sich in der Verschiebung ihrer Hauptreflexe im Röntgendiffraktogramm niederschlägt. Dieser Effekt wird für die Identifizierung polymineralischer Gemische genutzt (Anhang, Abbildung 1-3).

Die semiquantitative Auswertung des Tonmineralgehaltes erfolgte nach dem Verfahren von LAVES & JÄHN (1972, Tabelle 2). Quellfähige Tonminerale sowie Kaolinit konnten weder röntgenographisch (Nachweisgrenze ca. 2% bei Texturpräparaten) noch unter dem Rasterelektronenmikroskop nachgewiesen werden. Der hohe Chlorit-Anteil in Probe 39RO ist auf eine trotz der schonenden Aufbereitung stattgefundene Aufarbeitung der fragilen vulkanischen Gesteinsfragmente zurückzuführen, die häufig ophitische Gefüge von Feldspatleisten in chloritisierten vulkanischen Gläsern zeigen (Abbildung 5c). Die Untersuchungen am REM weisen darauf hin, dass der Großteil der vorgefundenen Tonminerale schlecht kristallisierte Illite sind (Abbildung 6a & b).

	23RO (<2µm)	23RO (<0,2µm)
<b>Illit</b>	63	88
<b>Chlorit</b>	37	12
	24LO (<2µm)	24LO (<0,2µm)
<b>Illit</b>	87	97
<b>Chlorit</b>	13	3
	39RO (<2µm)	39RO (<1µm)
<b>Illit</b>	14	51
<b>Chlorit</b>	86	49

**Tabelle 2:** Prozentuale Anteile der Tonminerale der fraktionierten Proben.  
Percentage of clays in each sample fraction

### 3.2 Gesamtmineralgehalt und Geochemie

Der qualitative und quantitative Mineralbestand der Gesamtproben wurde pulverdiffraktometrisch bestimmt. Die quantitative Auswertung erfolgte nach der Methode von COOK et al. (1975) über die Intensitätsmessung von Hauptreflexen und deren Multiplikation mit mineralspezifischen Faktoren. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 zusammengefasst (Abbildung 4a-c).

Die Tonmineralfraktion ist in den Gesamtgesteinsproben der Sandsteine teilweise in so geringen Anteilen vertreten, dass sie unterhalb der Nachweisgrenze (der Pulverdiffraktometrie) liegt. Gleiches gilt für den Anhydrit-Zement in Probe 39RO, der

zwar in Spuren nachweisbar (< 1 %, vgl. Abbildung 4c), aber nicht nach der hier angewandten Methode quantifizierbar ist.

	23RO	24LO	39RO
<b>Quarz</b>	75	24	72
<b>Calcit</b>	1	4	1
<b>Illit</b>	1	22	-
<b>Chlorit</b>	-	5	-
<b>Plagioklas</b>	12	13	13
<b>Alkali-Feldspat</b>	9	13	13
<b>Hämatit</b>	2	20	1

**Tabelle 3:** Quantitative Auswertung (%) der Pulverdiffraktogramme Gesamtgesteinsproben.  
Mineral composition (%) from x-ray powder diffraction analysis of bulk rock samples

Bei den berechneten Mineralgehalten ist zu bemerken, dass die Gehalte der Plagioklase sowie der Alkalifeldspäte aufgrund von Textureffekten bei der Präparation sicherlich quantitativ überrepräsentiert sind. Nach der Auswertung von Dünnschliffen der beiden Sandsteinproben (23RO & 39RO) müssen diese Gehalte um ca. 3 – 4 % zu geringeren Prozentsätzen hin korrigiert werden.

Eine Berechnung der Gehalte aus den geochemischen Daten (Tabelle 4) ist nur bedingt möglich, da im Einzelnen nicht bestimmt werden kann, inwieweit der Glühverlust dem CO<sub>2</sub> des Karbonats und/oder dem H<sub>2</sub>O der Tonminerale zuzuordnen ist. Ca-haltige Plagioklase erschweren in ähnlicher Weise eine genauere Berechnung des Karbonatgehaltes der Proben.

Probe	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> tot	MnO	MgO	CaO	Na <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O	TiO <sub>2</sub>	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	
<b>24LO</b>	48,45	20,89	11,44	0,137	3,66	0,39	0,64	6,45	1,13	0,17	
<b>23RO</b>	81,41	7,20	2,13	0,042	0,91	0,96	1,48	2,17	0,30	0,07	
<b>39RO</b>	86,49	4,24	0,99	0,027	0,81	1,19	1,04	1,24	0,14	<0,05	
	SO <sub>3</sub>	As	Ba	Bi	Ce	Co	Cr	Cu	Ga	Hf	La
	%	Ppm	ppm	ppm	Ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	Ppm	ppm
<b>24LO</b>	<0,05	42	398	15	172	38	151	36	47	<6	144
<b>23RO</b>	<0,05	10	268	20	<40	<20	32	<20	10	<6	<40
<b>39RO</b>	0,49	<10	267	<10	<40	<20	<20	<20	9	<6	<40
	Mo	Nb	Nd	Ni	Pb	Pr	Rb	Sc	Sm	Sr	Th
	Ppm	Ppm	ppm	ppm	Ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	Ppm	ppm

<b>24LO</b>	<7	28	57	79	92	25	366	28	9	80	25
<b>23RO</b>	<7	8	<15	21	23	<15	93	<15	<6	59	<20
<b>39RO</b>	<7	<6	16	<20	<20	<15	40	<15	<6	65	<20

	U	V	Y	Zn	Zr	F*	Cl*	LOI	SUM		
	Ppm	Ppm	ppm	Ppm	Ppm	ppm	ppm	%	%		
<b>24LO</b>	16	191	46	142	199	1505	695	6,30	100,12		
<b>23RO</b>	<9	40	11	29	159	835	730	2,10	99,01		
<b>39RO</b>	<9	33	<10	29	136	<800	310	2,10	98,92		

**Tabelle 4:** RFA-Daten der Gesamtgesteinsproben (F\* & Cl\* mittels Pulvertablette, sonst Schmelztablette).

*X-ray fluorescence analysis of bulk rock samples (F\* and Cl\* using powder tablet, otherwise with melt tablet).*

### 3.3 Zementgenerationen / Dünnschliff- und Rasterelektronenmikroskopie

Die beiden Sandsteinproben zeigen unterschiedliche Zementgenerationen. Die feinkörnigere Probe 23RO weist überwiegend eine Mischung von illitischen und Fe-oxydischen/-hydroxydischen Zementen (Abbildung 5a) sowie seltener NaCl-Krusten (Abbildung 6c) auf. Auch Authigene Quarzanwachssäume sind selten zu beobachten. Die Illite umhüllen zusammen mit den Fe-Mineralisationen die Sandsteinkörner überwiegend tangential. Die Zementation der Probe 23RO fand in einem durchgängig stabilen physikochemischen Milieu statt, so dass der freie Porenraum fast vollständig mit den oben beschriebenen Bindemitteln verfüllt ist.

Die Probe 39RO zeigt eine differenziertere Zementgenese. In einer frühdiagenetischen Zementationsphase bildeten sich ähnliche Bindemittel wie in der Probe 23RO. Dieser Zementtyp bewirkt die Rotfärbung der kontinentalen Sedimente und ist ein Indikator für semi-arides Klima und oxidierende Bedingungen in vegetationsarmen Zonen (FÜCHTBAUER 1988). Wegen des relativ hohen Anteils der oben erwähnten vulkanischen Gesteinsfragmente mit hohen Glasanteilen und einem primär höheren Tonanteil aus den alterierten Feldspäten, kam es während der Versenkung der Sedimente zu einer ausgeprägten Genese homoaxialer Anwachsäume an Quarzkörnern. Diese zweite Zementgeneration ist aufgrund der sehr häufig vorhandenen ghost-rims (Abbildung 5b) der ersten Zementationsphase sehr gut zu erkennen. Etwa zeitgleich bildeten sich auch authigene Albitanwachssäume um detritische Feldspäte (Abbildung 5e).

In dem verbleibenden Porenraum kam es schließlich zur Neubildung von Tonmineralen, bei denen es sich primär vermutlich um quellfähiges Material (IS-Wechselagerungen) handelte, das aber vollständig in schlecht kristallisierten Illit umgewandelt wurde (Abbildung 6b). Neben diesen Tonmineralen, die sich als coatings überwiegend +/- oberflächenparallel, seltener radial angeordnet um die Sandkörner legen, ist noch eine spätere Generation aus fibrösen Illiten in den

Porenräumen zu erkennen. Diese tragen zu einer extremen Verschlechterung der Permeabilität dieses Sandsteines bei, dessen Porosität aufgrund der mehrphasigen Zementation von vornherein sehr gering ist (Abbildung 6d). Die jüngste Zementgeneration ist ein unzusammenhängender „fleckiger“ Calcizement, der alle älteren Zementphasen sowie detritische Feldspäte verdrängen kann (Abbildung 5d & 5c). Die patchworkartige Verteilung dieser relativ seltenen Zementflecken im Dünnschliff sowie die zum Bildungszeitpunkt sicherlich schon sehr eingeschränkte Wegsamkeit im Porensystem dieses Sandsteins lassen vermuten, dass die Kristallisationskeime für diesen Zement entweder aus detritischem biogenen Material bestanden oder im Sandstein Bereiche höherer Konzentrationen von umgewandelten Feldspäten vorhanden waren.

In ähnlicher patchworkartiger Ausbildung ist eine volumetrisch untergeordnete Anhydritzementation (< 1 %) im Dünnschliff zu belegen (Abbildung 5f). GAST et al. (1998) beschreiben anhydritische Zemente in einer Paragenese mit halitischen und karbonatischen Bindemitteln als typisch für die Sabkhafazies in Sandsteinen der Havel- und Elbe-Subgruppe des Rotliegend Brandenburgs. Die oben genannte Zementparagenese ist nach diesen Autoren jedoch auch im fluviatilen Milieu in geringen Volumina (in geringem Maße) neben einer Quarz-Feldspat-Tonmineralassoziation nachzuweisen. Aufgrund der korrosiven Kontakte zur älter angelegten Quarzzementation ist dieses Bindemittel wahrscheinlich zeitgleich mit der Karbonatneubildung entstanden. Direkte Kontakte der beiden Zementtypen sind in der Probe nicht zu finden, so dass keine relative zeitliche Zuordnung vorgenommen werden kann.

#### **4 Zusammenfassung**

Im Rahmen der hier vorgestellten Pilotstudie wurden 3 niedrig permeable Gesteinsproben sedimentpetrologisch untersucht, um quellfähige Tonminerale nachzuweisen, die verfahrenstechnisch zu Problemen bei geplanten Frac-Experimenten und/oder der späteren Produktion der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 führen könnten. Die gering porösen Proben wurden ausgewählt, um ein „worst case“ Szenario zu beschreiben, in dem alle auftretenden Zementphasen charakterisiert werden können. Da keine quellfähigen Tone nachgewiesen werden konnten, sollten weitergehende Untersuchungen auch auf die höher permeablen Sandsteine ausgedehnt werden, um die von GAST et al. (1998) beschriebene faziesabhängige Zementation zu verifizieren. Hierbei sind die äolisch gebildeten Horizonte des Hauptsandsteines der Dethlingen Formation (Abbildung 7) besonders zu beachten. Abbildung 8 zeigt die regionale Verbreitung der vorherrschend äolisch ausgebildeten Fazies der Unteren Dethlingen Formation (Rambow-Schichten). Sie sollten aufgrund

ihrer Sortierung bei geringem Zementgehalt die besten Reservoireigenschaften aufweisen.

## 5 Literatur

COOK, H.E., JOHNSON, P.D., MATTI, J.C. & LEMMELS, J. (1975): Methods of sample preparation and x-ray diffraction data analysis, Initial Reports DSDP, **28**: 999-1007

FÜCHTBAUER, H. [ed.] (1988): Sedimente und Sedimentgesteine. - Sediment-Petrologie, Teil II. S. 1141; Schweizerbart, Stuttgart

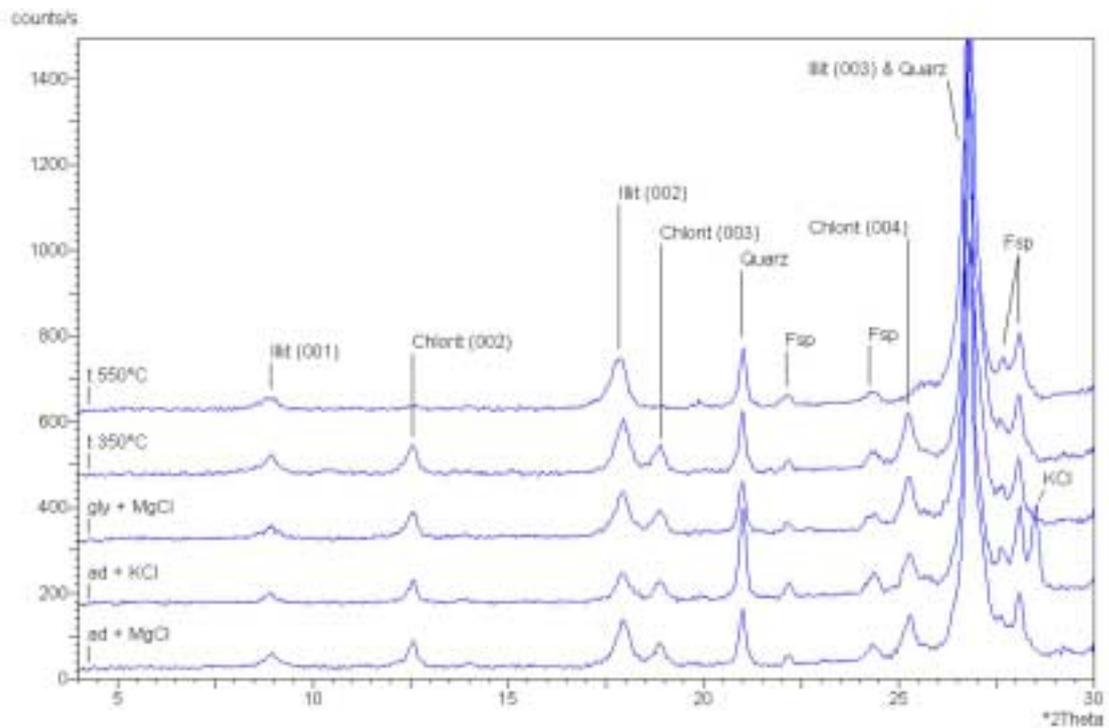
GAST, R., PASTERNAK, M., PISKE, J. & RASCH, H.-J. (1988): Das Rotliegend im nordostdeutschen Raum: Regionale Übersicht, Stratigraphie, Fazies und Diagenese, Geol. Jb., **149**: 59-79

HELMUTH, H.J. & SCHRETMAYR, S. (1995): Paläotektonik – Zur raum-zeitlichen Genese der Gräben. In: PLEIN, E. (ed.): Stratigraphie von Deutschland I – Norddeutsches Rotliegendbecken, Rotliegend-Monographie Teil II, Courier Forschungsinst. Senckenberg, Frankfurt a. M., **183**: 169-174

LAVES, D. & JÄHN, G. (1972): Zur quantitativen röntgenographischen Bodenton-Mineralanalyse, Arch. Acker- u. Pflanzenbau u. Bodenk., **16**: 735-739

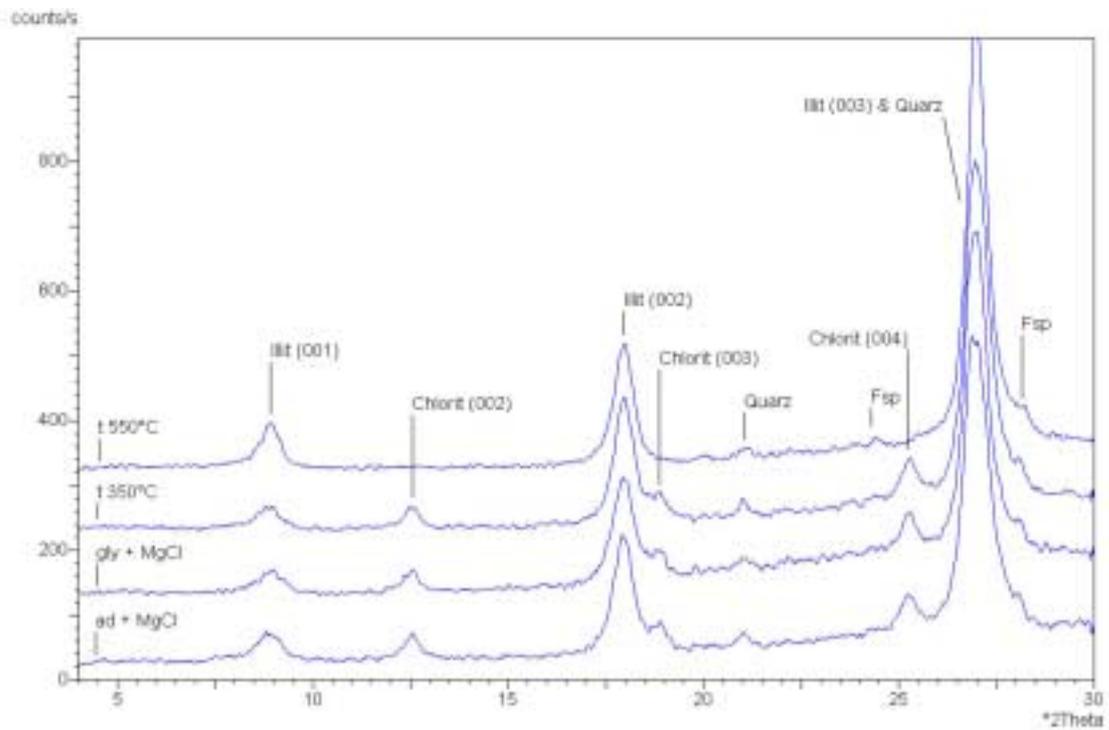
PLEIN, E. (ed.): Stratigraphie von Deutschland I – Norddeutsches Rotliegendbecken, Rotliegend-Monographie Teil II, Courier Forschungsinst. Senckenberg, Frankfurt a. M., S.183, 193

## Anhang



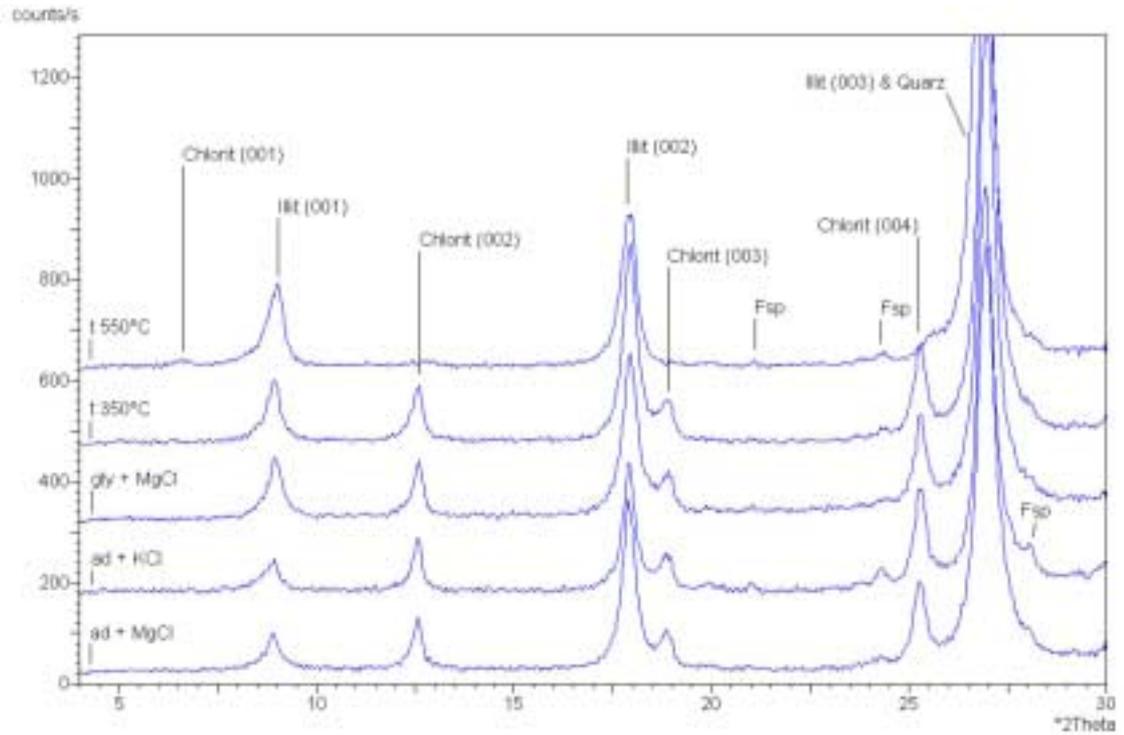
**Abbildung 1a:** Röntgendiffraktogramm Probe 23RO, Fraktion  $< 2 \mu\text{m}$ , Texturpräparat.

**Figure 1a:** X-ray diffraction patterns for sample 23RO, fraction  $< 2 \mu\text{m}$

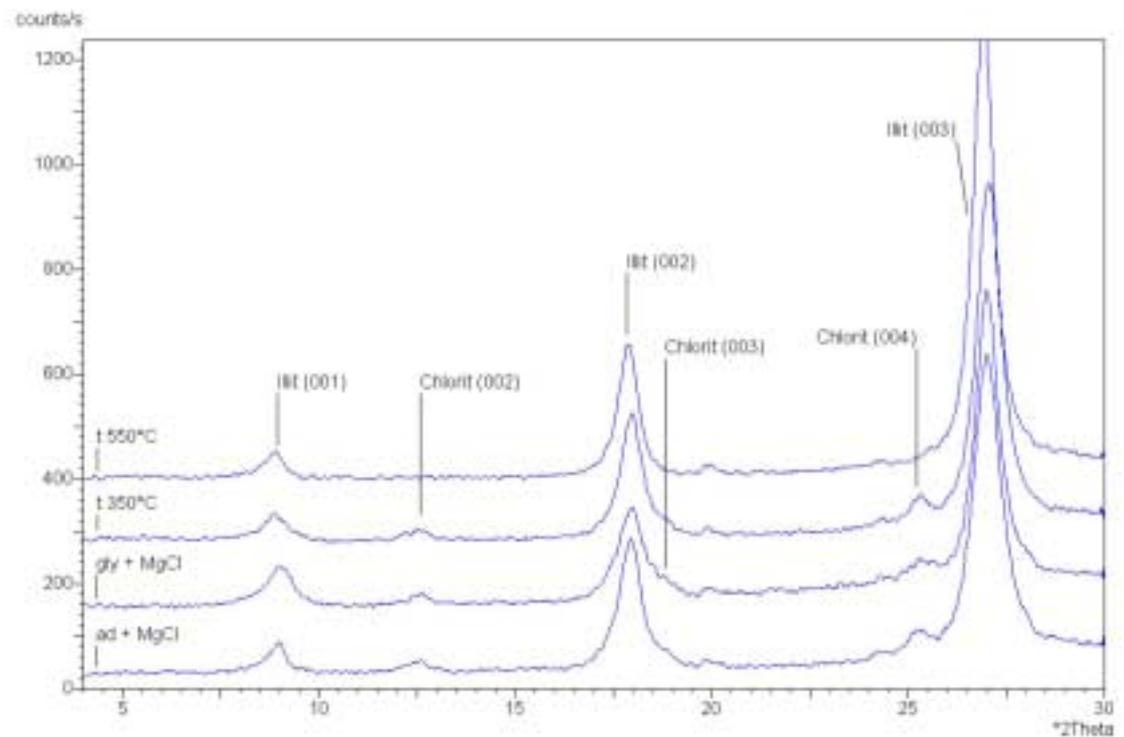


**Abbildung 1b:** Röntgendiffraktogramm Probe 23TO, Fraktion  $< 0,2 \mu\text{m}$ , Texturpräparat.

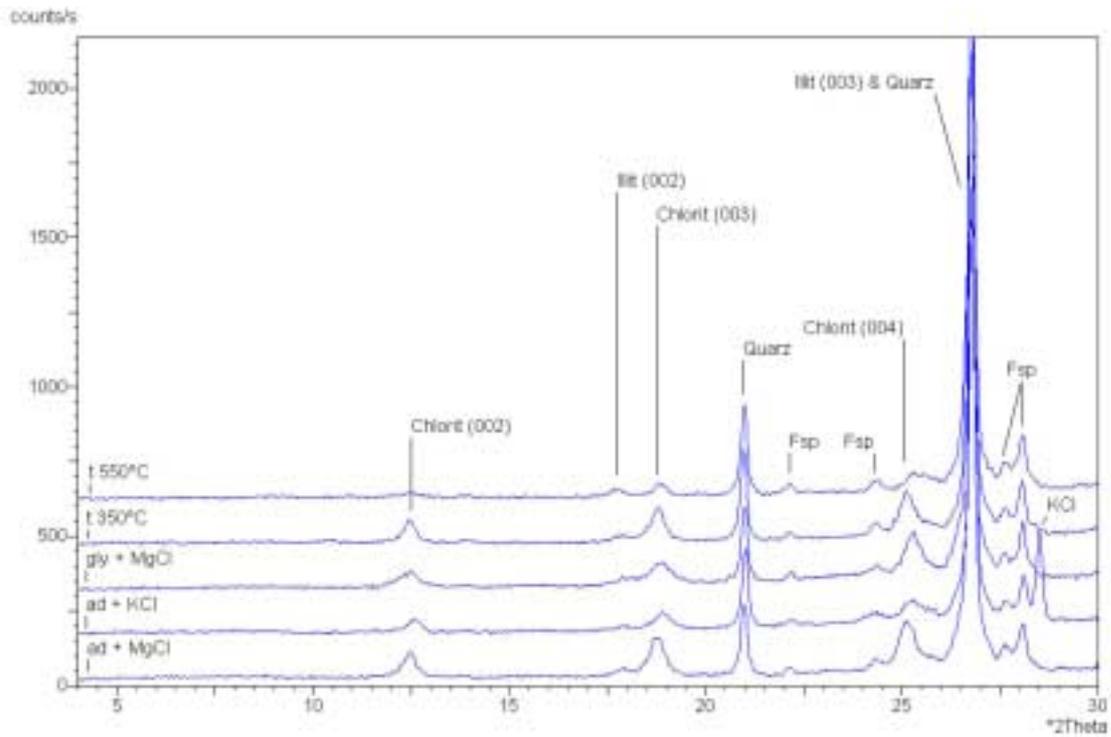
**Figure 1b:** X-ray diffraction pattern of sample 23TO, fraction  $< 0,2 \mu\text{m}$



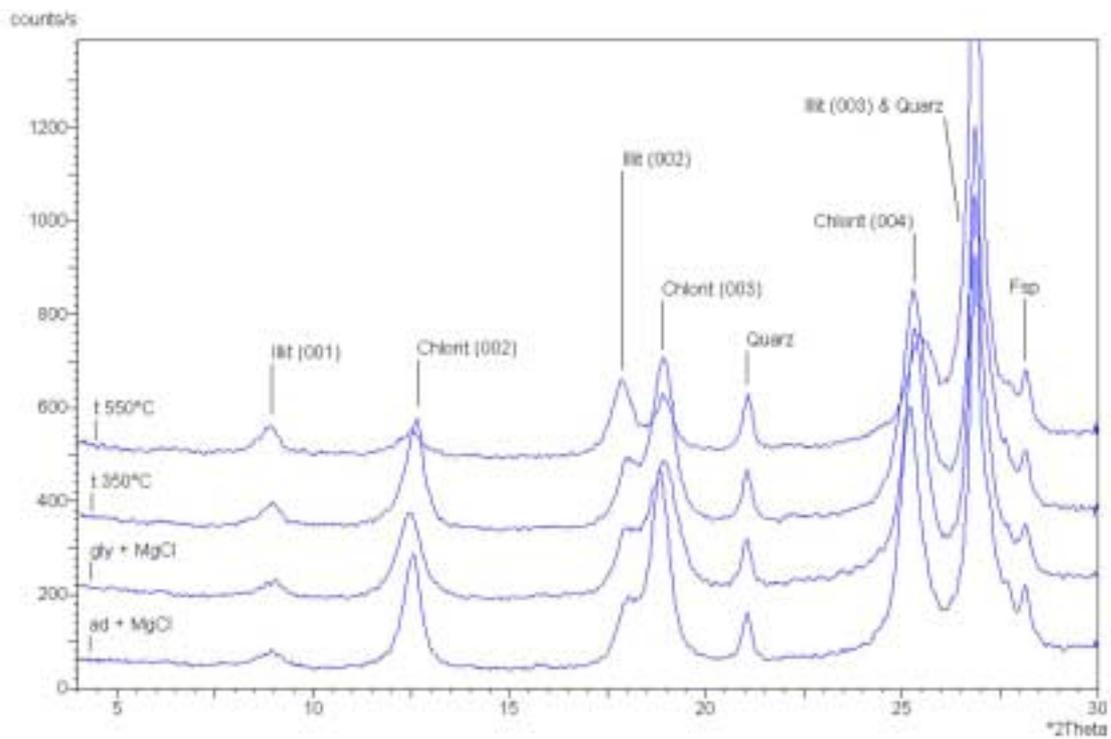
**Abbildung 2a:** Röntgendiffraktogramm Probe 24LO, Fraktion  $< 2 \mu\text{m}$ , Texturpräparat.  
**Figure 2a:** X-ray diffraction pattern of sample 24LO, fraction  $< 2 \mu\text{m}$



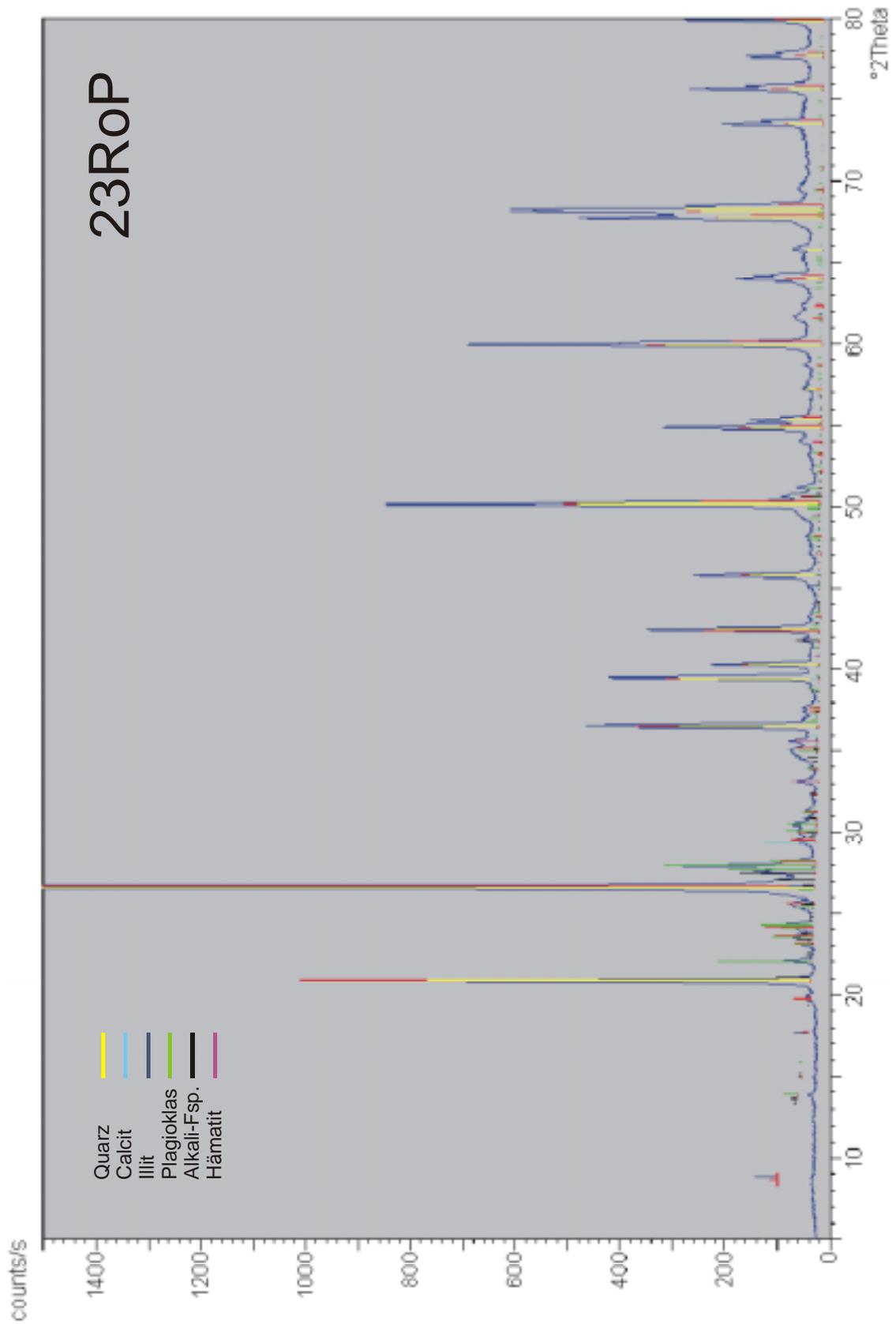
**Abbildung 2b:** Röntgendiffraktogramm Probe 24LO, Fraktion  $< 0,2 \mu\text{m}$ , Texturpräparat.  
**Figure 2b:** X-ray diffraction pattern of sample 24LO, fraction  $< 0,2 \mu\text{m}$



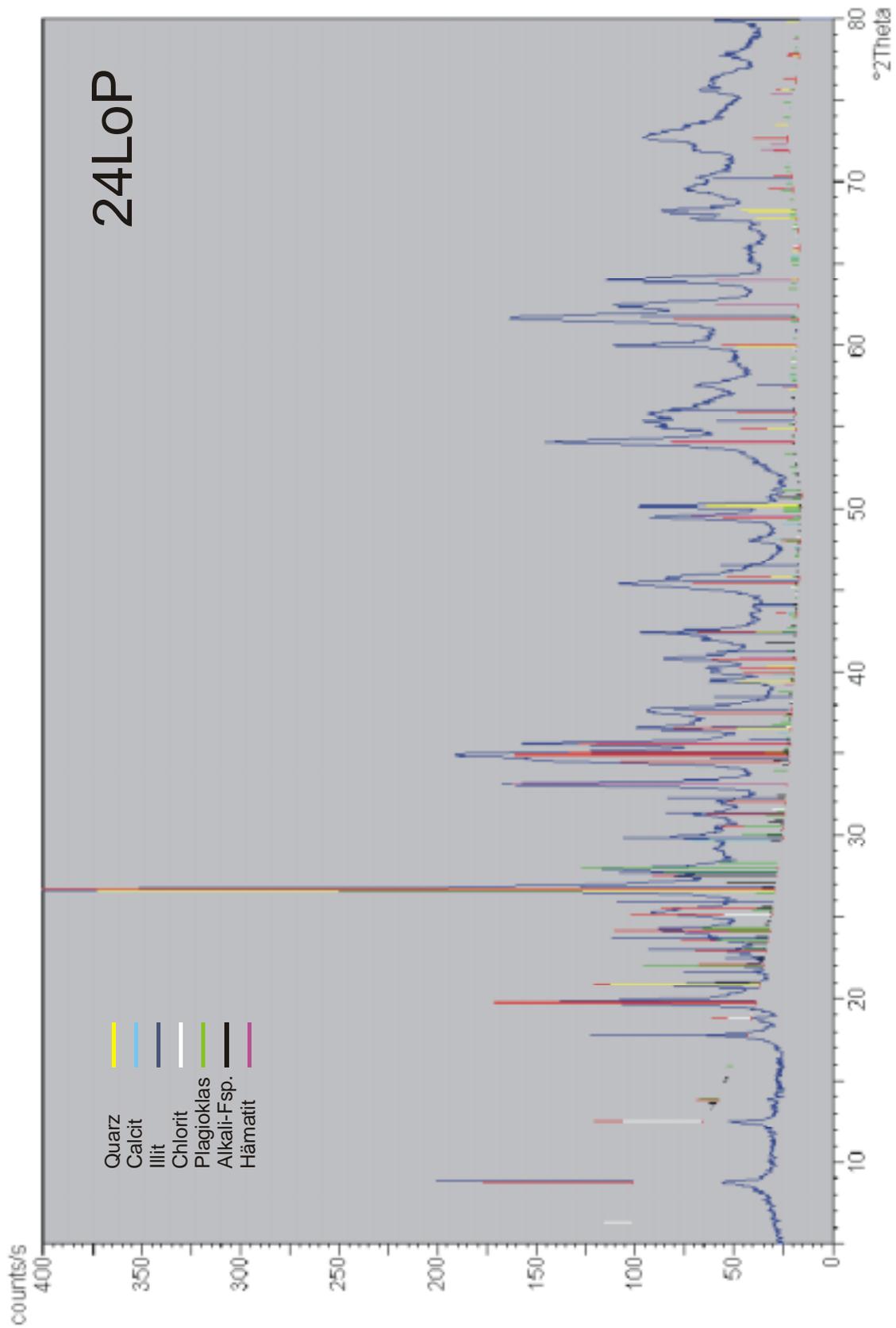
**Abbildung 3a:** Röntgendiffraktogramm Probe 39RO, Fraktion  $< 2\mu\text{m}$ , Texturpräparat.  
**Figure 3a:** X-ray diffraction pattern of sample 39RO, fraction  $< 2\ \mu\text{m}$



**Abbildung 3b:** Röntgendiffraktogramm Probe 39RO, Fraktion  $< 1\mu\text{m}$ , Texturpräparat.  
**Figure 3b:** X-ray diffraction pattern of sample 39RO, fraction  $< 1\ \mu\text{m}$

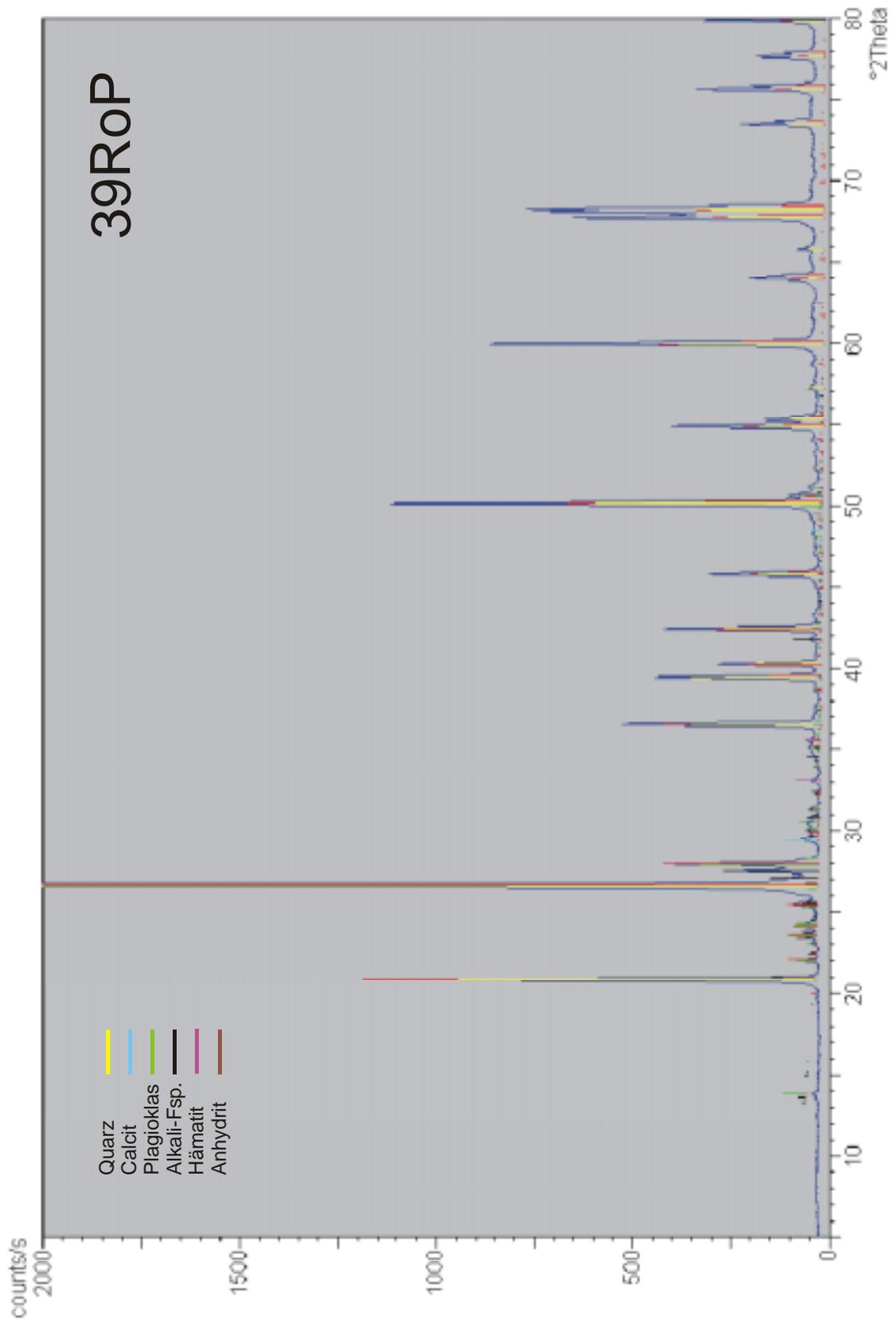


**Abbildung 4a:** Pulverdiffraktogramm der Probe 23RO, Gesamtmineralbestand.  
**Figure 4a:** Powder diffraction analysis of sample 23RO, bulk rock.



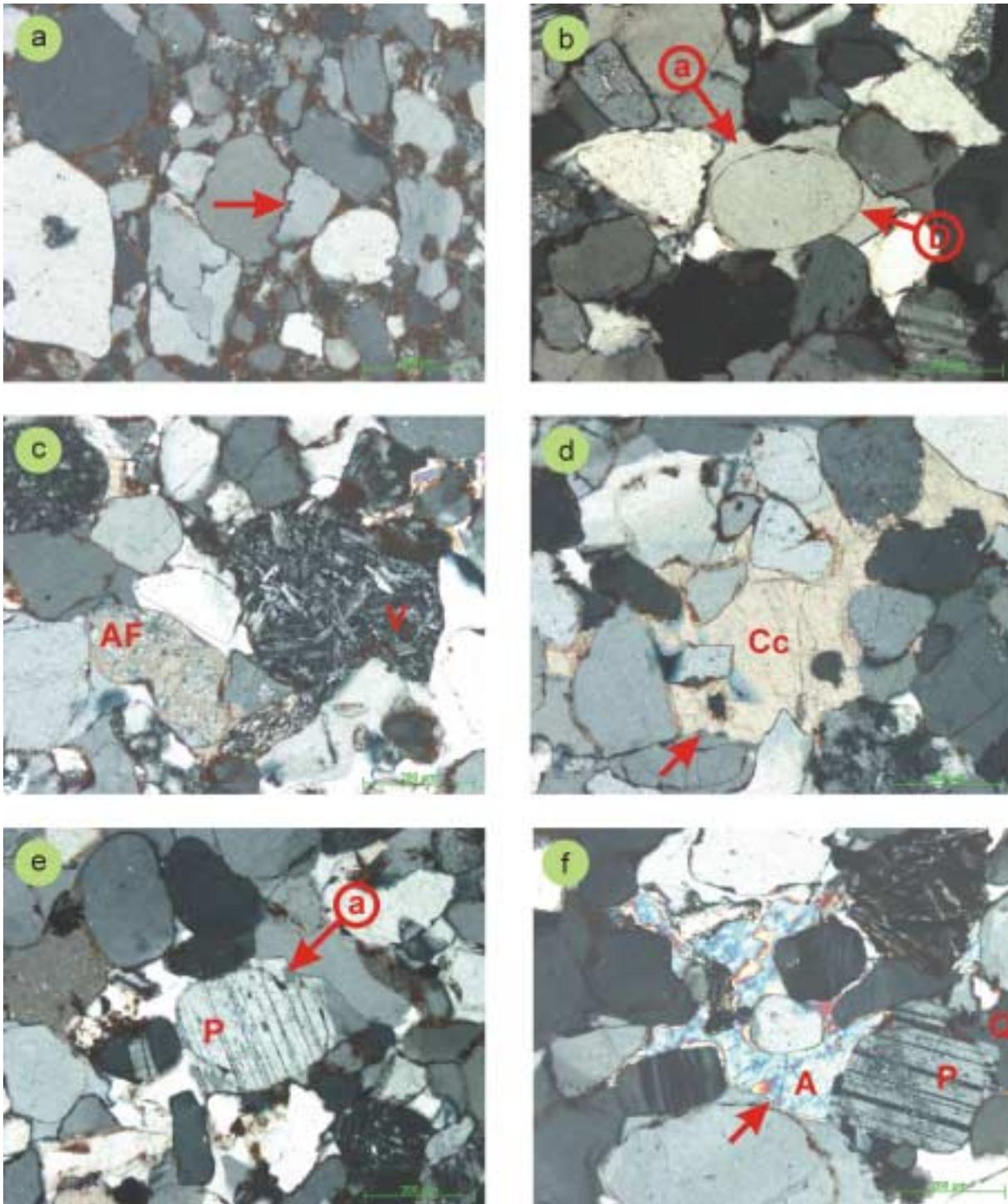
**Abbildung 4b:** Pulverdiffraktogramm der Probe 24LO, Gesamtmineralbestand.

**Figure 4b:** Powder diffraction analysis of sample 24LO, bulk rock



**Abbildung 4c:** Pulverdiffraktogramm der Probe 39RO, Gesamtmineralbestand.

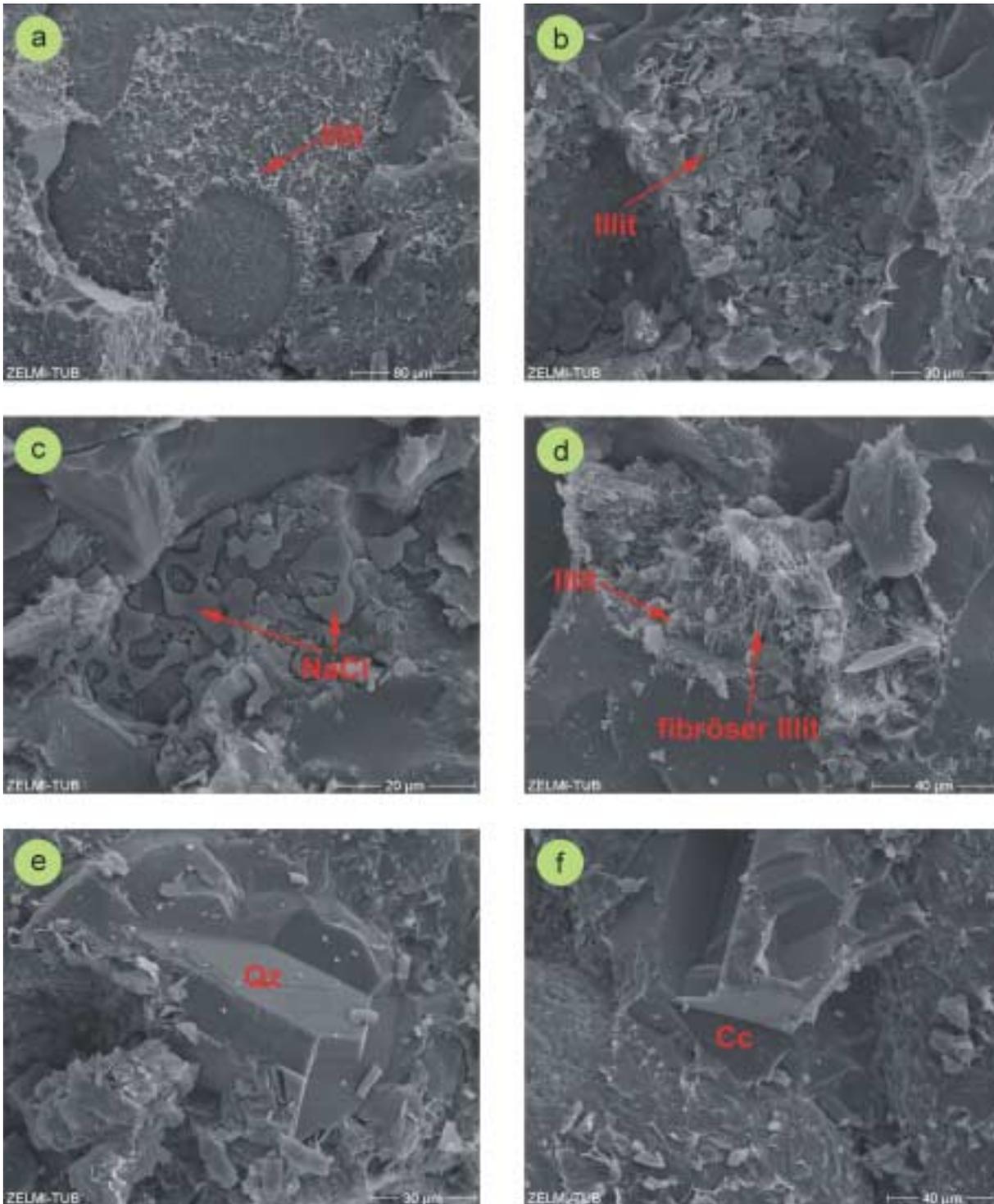
**Figure 4c:** Powderdiffraction analysis of sample 29RO, bulk rock



**Abbildung 5:** Phototafel Polarisationsmikroskopie: Dünnschliffaufnahmen mit gekreuzten Nicols; die Bildhöhen betragen jeweils 690  $\mu\text{m}$ . **a:** Probe 23RO: Feinsandstein mit überwiegend illitischen und Fe-oxydischen/-hydroxydischen dunkelbraun gefärbten Zementen. In diesem Sandstein treten authigene Quarzanwachssäume relativ selten auf. In der Bildmitte (Pfeil) ist ein deutlich suturierter Kornkontakt zwischen zwei Monoquarzkörnern zu beobachten. Diese Stylolithen sind auf Drucklösungseffekte im Rahmen der Kompaktion zurückzuführen. **b:** Probe 39RO: Zementation durch homoaxiale Quarzanwachssäume (a). Die ehemalige Kornform ist deutlich durch das Auftreten von „ghost-rims“ (b) zu erkennen. Diese Kornüberzüge bestehen aus tonig-ferritischem Material. **c:** Probe

39RO: Vulkanisches Gesteinsfragment (V) mit ophitischem Gefüge von Feldspatleisten in glasiger, chloritisierter Matrix. Rechts unterhalb des Vulkanits ist ein alterierter Alkalifeldspat (AF) abgebildet, der fast vollständig durch Karbonat verdrängt wird. **d**: Probe 39RO: Unzusammenhängender, „fleckiger“ Calcizement (Cc). Es handelt sich um einen idioblastischen Calciteinkristall, der die älteren Quarzanwachssäume korrosiv verdrängt (Pfeil). **e**: Probe 39RO: Plagioklaskorn (P) mit authigenem Albitanwachssaum (a). **f**: Probe 39RO: Patchwork-artiger Anhydritzement (A) verdrängt korrosiv authigene Quarzanwachssäume (Pfeil). Das Plagioklaskorn zeigt auf seiner rechten Seite einen authigene Anwachsung, die das benachbarte Quarzkorn (Q) zu verdrängen scheint.

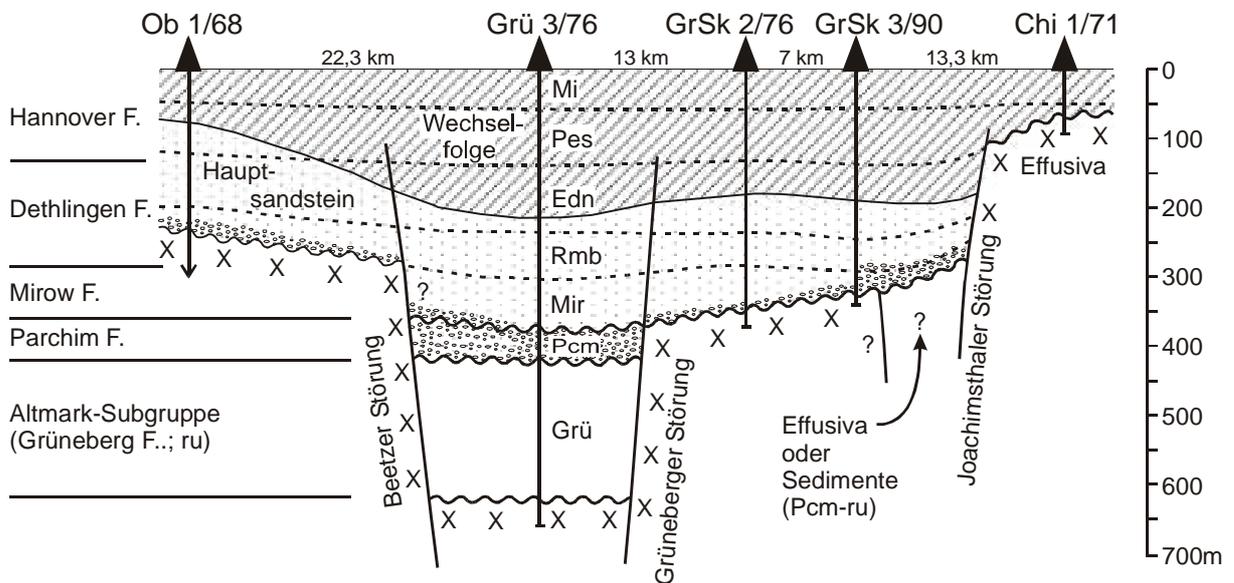
**Figure 5:** Thin section under crossed nicols. Picture height is 690  $\mu\text{m}$ . **a**: sample 23RO, fine sandstone with mostly illite and iron oxide/hydroxide dark brown cement. Authigenic quartz growth seams occur rarely. A sutured grain contact between two quartz grains is seen in the central part (arrow). The stylolites are attributed to pressure dissolution during compaction. **b**: sample 39RO, cementation with homoaxial quartz growth rims (a). The initial grain shape is clearly delineated with ghost rims (D). Clayey-ferritic material forms grain covering. **c**: sample 39RO, volcanic rock fragment (V) with ophitic texture of feldspar within glassy, chloritic matrix. (AF) Altered alkali-feldspar (lower right) is almost completely replaced with carbonate. **d**: sample 39RO, spotty discontinuous calcite cement (Cc). It is an idioblastic calcite crystal that replaces older quartz rims by corrosion (arrow). **e**: sample 39RO plagioclase grain (P) with authigenic albite growth rim (1). **f**: sample 39RO, patchwork formed anhydrite cementation (A) that replaces authigenic quartz growth rims by corrosion (arrow). The plagioclase grain exhibits authigenic growth on its right side, which seems to be displacing the neighboring quartz grain (Q).



**Abbildung 6:** Phototafel REM-Aufnahmen: **a:** Probe 39RO: Schlecht kristallisierte Illite umhüllen ein detritisches Korn. Die Tonminerale sind überwiegend +/- tangential um das Korn angewachsen. Der ovale Bereich im unteren Teil der Aufnahme ist nicht mit authigenem Illit überzogen. Hierbei handelt es sich um einen ehemaligen Kornkontakt zu einem Nachbarkorn. **b:** Probe 39RO: Die wabenartig, radial angeordneten Tonminerale im offenen Porenraum könnten primär quellfähige Tonminerale gewesen sein, die im Rahmen der Versenkung in schlecht kristallisierte Illite umgewandelt worden sind. **c:** Probe 23RO: Salzkrusten auf einem detritischem Quarzkorn. **d:** Probe 39RO: Durch Feldspatverdrängung entstandener sekundärer Porenraum. Neben dem schlecht kristallisierten Illit

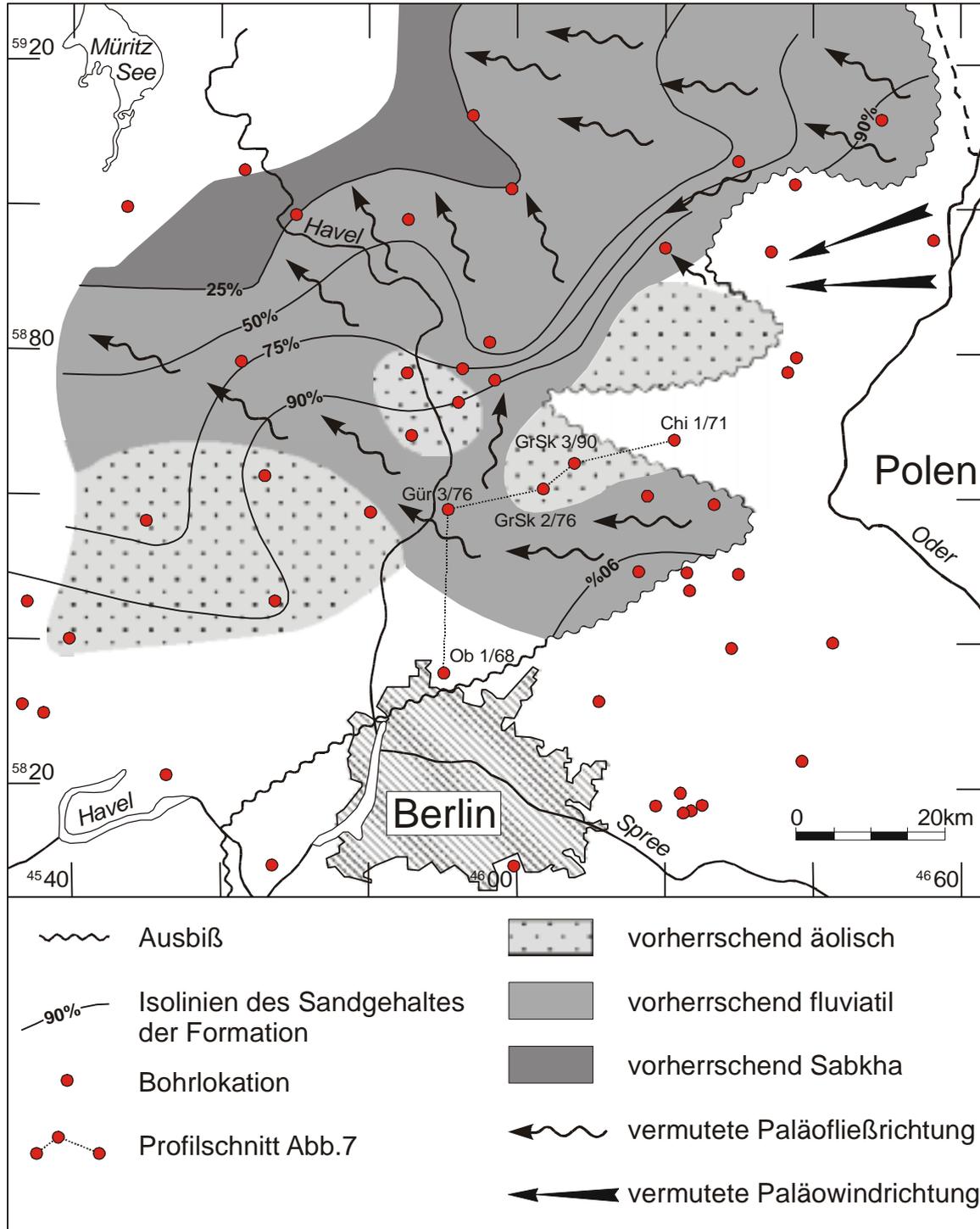
der früheren Zementations-Phase tritt hier eine zweite Generation von fibrösem Illit auf, die die Speichereigenschaften des Sedimentes stark reduzieren können. **e**: Probe 39RO: Authigener Quarz im offenen Porenraum. **f**: Probe 39RO: Authigener Calcit im offenen Porenraum.

**Figure 6:** Scanning Electron Microscope (SEM) image: **a**: sample 39RO, badly crystallized illite coats a detritic grain. The clay minerals have grown mostly tangential to the grain. The oval area in the lower part of the image is not coated with authigenic illite. **b**: sample 39RO, the honey comb pattern with radially positioned clay minerals in the open pore space may have been primarily swellable clays that were transformed to badly crystallized illite during subsidence. **c**: samples 39RO, salt crusts on a detritic quartz grain. **d**: sample 39RO, secondary pore space generated by feldspar displacement. In addition to the badly crystallized illite of the early cementation phase, a second cement generation is in place consisting of fibrous illite, that may reduce the porosity strongly, affecting the reservoir capacity of the sediment. **e**: sample 39RO, authigenic quartz in the open pore space. **f**: sample 39RO, authigenic calcite in the open pore space.



**Abbildung 7:** Paläogeologisches Profil – quer zur Barnim-Senke (nach HELMUTH & SCHRETZMAYR, 1995). Profillage: siehe Abbildung 8; Ru: Unterrotliegend, Grü: Grüneberg-Schichten, Pcm: Parchim-Formation, Mir: Mirow-Formation, Rmb: Rambow-Schichten, Edn: Eldena-Schichten, Pes: Peckensen-Schichten, Mi: Mellin-Schichten. Bohrungen: Ob1/68: Oranienburg 1, Grü3/76: Grüneberg 3, GrSk2/76 & 3/90: Groß Schönebeck 2 & 3, Chi 1/71: Chorin 1.

**Figure 7:** Paleogeological cross-section across the Barnim depression (from HELMUTH & SCHRETZMAYR, 1995). See Figure 8 for cross-section location; Ru: Lower Rotliegend, Grü: Grüneberg Layers, Pcm: Parchim Formation, Mir: Mirow-Formation, Rmb: Rambow-Layers, Edn: Eldena-Layers, Pes: Peckensen-Layers, Mi: Mellin-Layers. Boreholes: Ob1/68: Oranienburg 1, Grü3/76: Grüneberg 3, GrSk2/76 & 3/90: Groß Schönebeck 2 & 3, Chi 1/71: Chorin 1.



**Abbildung 8:** Faziesverbreitung in der Unteren Dethlingen Formation, Rambow-Schichten (nach GAST et al. 1998).

**Figure 8:** Facies distribution in the Lower Dethlingen Formation, Rambow-Layers (modified from GAST et al., 1998). Dark shading indicates sabkha, light shading fluvial and dotted shading eolian environments, respectively. Straight arrow shows estimated paleo-direction of wind and wavy arrow of fluid, respectively.