

Brandenburg. geowiss. Beitr.	Kleinmachnow, Cottbus	15 (2008), 1/2	S. 155-164	8 Abb., 12 Lit.
------------------------------	--------------------------	----------------	------------	-----------------

Geothermie Forschungsbohrung in Groß Schönebeck – von der Planung bis zur Stimulation

Geothermal research well in Groß Schönebeck – from design to stimulation treatment

GÜNTER ZIMMERMANN & INGA MOECK

1. Einleitung

Fluviatile Sandsteine des Unteren Perm (Rotliegend), abgelagert an der Südflanke des Südlichen Permbeckens, stellen potentielle Speichergesteine im gesamten mitteleuropäischen Raum dar. Diese siliziklastischen Gesteine werden als Gasreservoir exploriert, enthalten außerdem heißes Wasser und stellen somit geothermale Reservoirare dar, die zur Energiegewinnung genutzt werden können. Diese 4-5 km tiefen Aquifere repräsentieren Niedrigtemperatur Reservoirare (Gering-Enthalpie Reservoirare) mit Formationstemperaturen

von ca. 150 °C. Unsere Explorationsstrategien umfassen die Vorerkundung, basierend auf Altdaten und anschließender 3D-Modellierung, zur Interpretation von möglichen geothermalen Reservoiraren. Des Weiteren umfassen sie den Aufschluss der Lagerstätte durch neuentwickelte Bohrungsstrategien sowie die Stimulationsmaßnahmen zur Produktivitätssteigerung.

Daher wurde das in situ Geothermie-Tiefenlabor in Groß Schönebeck eingerichtet (Abb. 1). Die erste Bohrung (E GrSk 3/90) wurde 1990 als Erdgassuchbohrung abge-

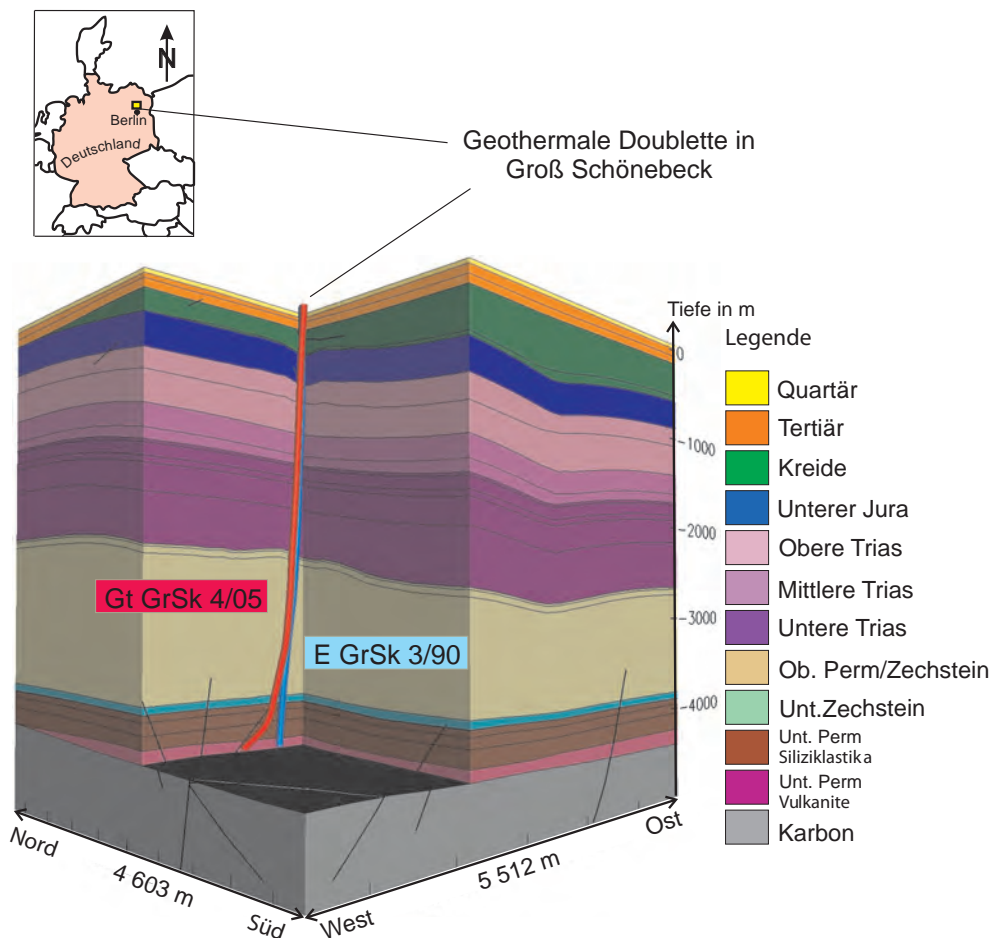


Abb. 1
Geologisches 3D-Modell der Lokation des in situ Geothermie-Tiefenlabors in Groß Schönebeck inklusive der Lage der zwei Bohrungen

Fig. 1
Geological 3D-model of the in situ geothermal laboratory in Groß Schönebeck including the two wells

teuft und ab 2001 als Forschungsbohrung genutzt. In dieser 4 300 m tiefen Bohrung, die über das Rotliegend hinaus das Karbon aufschließt, wurden zwischen 2002 und 2004 verschiedene Stimulationsmaßnahmen durchgeführt.

Um das Reservoir zu charakterisieren, wurden verschiedene Bohrlochmessungen durchgeführt (Kalibermessungen, Spektrales Gamma-Ray, Widerstandslog, Sonic, bildgebende Verfahren (BHTV, FMI)) (HOLL et al. 2005). Das Abbild des Reservoirs und des gesamten geologischen Untergrunds

ergänzte eine 3D-Modellierung unter Einbeziehung reprozessierter und neu bewerteter Altdaten aus der Gas-Exploration.

Die wirtschaftliche Wandlung von Erdwärme in elektrischen Strom erfordert Temperaturen von $>150\text{ }^{\circ}\text{C}$, die in weiten Regionen des Norddeutschen Sedimentbeckens in Tiefen zwischen 4000 und 5000 Metern zu finden sind, sowie die stabile Förderung großer Mengen von Thermalwasser (KÖHLER & SAADAT 2003). In diesen Tiefen ist die natürliche Permeabilität

(Durchlässigkeit) der Gesteine nicht ausreichend für eine wirtschaftliche Nutzung. Daher müssen verlässliche Stimulations-technologien entwickelt werden, um die Produktivität der geothermischen Reservoirs zu erhöhen. Die Forschungsbohrungen in Groß Schönebeck dienen als Hauptexperimentierfeld, um diese Technologien zu entwickeln.

Ziel der Stimulationsmaßnahmen in der Bohrung Gt GrSk 4/05 ist eine deutliche Produktivitätserhöhung der Zielhorizonte als Voraussetzung für die Nutzbarmachung des Rotliegend als Enhanced Geothermal System (EGS). Zielhorizonte sind sowohl poröse Sandsteine des Oberen Rotliegend (Dethlingen Formation/Untere Elbe Subgruppe), als auch Vulkanite des Unteren Rotliegend. In den als Andesit ausgebildeten Vulkaniten ist die Permeabilität durch vernetzte Klüfte begründet. Dieses Klüft-

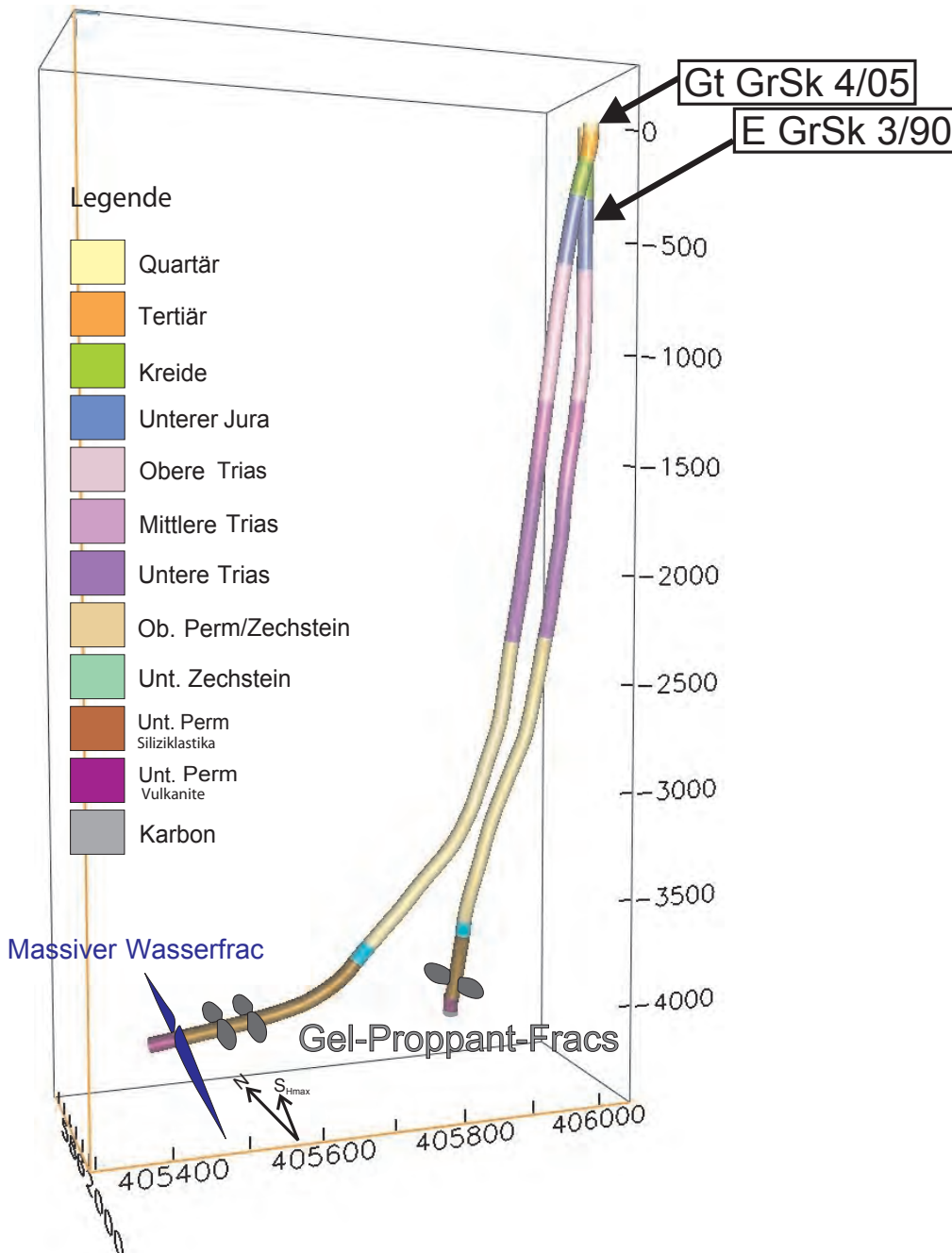


Abb. 2 Anordnung der Dublette einschließlich der Frac-Behandlung (modifiziert nach ZIMMERMANN et al. 2008)

Fig. 2 Alignment of the doublet including the fractures treatments (modified after ZIMMERMANN et al. 2008)

wasserleitersystem soll zusätzlich aufgeschlossen werden, um die Gesamtproduktivität zu optimieren. Die Sandsteine stellen mit einer Nutzporosität von 8-10% und einer Durchlässigkeit (Permeabilität) von 10-100 mD einen guten effektiven Speicherhorizont dar (TRAUTWEIN & HUENGES 2005). Der Elbe-Basissandstein als unterer Teil der Dethlingen Formation liegt in NE Brandenburg als reiner, gut sortierter mittelfeiner bis feiner Sandstein vor, der in fluvialem Milieu abgelagert wurde. Die effektive Speichermächtigkeit beträgt 80 m, durch den geneigten Bohrverlauf konnten 150 m scheinbare Speichermächtigkeit aufgeschlossen werden. In diesem Sandsteinpaket wurden zwei Gel-Stützmittel Fracs durchgeführt. Die Anordnung des Dublettensystems mit den geplanten Fracs ist in Abbildung 2 dargestellt. Der Bohrfeld der abgelenkten Bohrung Gt GrSk4/05 hat eine Inklination von 37 bis 49° in den Reservoirgesteinen und eine Orientierung von 288 bis 296° N, die entlang der minimalen horizontalen Hauptspannung verläuft (HOLL et al. 2004; MOECK et al. 2007). Die Fracs verlaufen parallel zur maximalen horizontalen Hauptspannung (18°N) und sind somit senkrecht zum Bohrfeld ausgerichtet.

2. Geologische 3D-Modellierung

Die Altdaten aus der Gas-Exploration umfassen 2D seismische Profile von insgesamt 135 km Profillänge und Daten aus 15 umliegenden Tiefbohrungen. Das Hauptziel der Reprozessierung der Altdaten sind: (I) neue Korrelationen des reflektionsseismischen Horizonts Z1 (Top Basalanhydrit im Staßfurt), (II) Korrelation der Rotliegend Reflektoren R1 (Basis Mellin in der Hannover Formation), R2 (Top Eldena 7 in der Dethlingen Formation) und H6 (Top Vulkanite des Unteren Rotliegend) und (III) Identifikation des Störungsmusters im Rotliegend bestehend aus Haupt- und Sekundär-Störungen.

In Kombination mit den Bohrungsdaten wurde das geologische 3D-Strukturmodell mit Hilfe der Software earthVision (DGI) entwickelt. TerraData reprozessierte die seismischen Profile, Geophysik GGD Leipzig führte die Korrelation und Interpretation durch. Die Software für die weiterführenden Arbeiten sind die seismischen Interpretationsprogramme GeoFrame, Cha-

risma und Sattlegger. Die Kohärenzanalyse wurde durch GGD und die Universität Leipzig durchgeführt. Die Analyse der Bohrungsdaten zeigte Bohrlochrandausbrüche in 4 100 m im Oberen Rotliegend, die zur Berechnung des in situ Spannungsfeldes herangezogen wurden. Da für die neue Bohrung vorgesehen war, durch Reduktion des Spülungsdrucks beim Aufschließen des Reservoirs die Speicherschädigung zu minimieren, wurde eine Riss-mechanische Studie durchgeführt, die Bohrlochrandausbruch-Analyse, Bohrkern-Untersuchungen und numerische Modellierungen beinhaltet, um Aussagen über die Bohrlochstabilität zu erhalten (MOECK & BACKERS 2007).

3. Bohrungsstrategien

Durch thermisch-hydraulische FE-Modellierung wurde eine optimale Bohrfeldgeometrie für die zweite Bohrung erstellt, basierend auf der Datenbasis der ersten Bohrung (ZIMMERMANN et al. 2007). Der Bohrfeld wurde so konzipiert, dass eine Ablenkung im Speicherhorizont in Richtung der minimalen horizontalen Hauptspannung im Rotliegend erfolgt und damit potentielle, senkrecht dazu ausgerichtete, natürliche hydraulisch aktive Risse angeschlossen werden. Weiterhin wurde der Mindestabstand der Bohrungen im Speicher durch die FE-Modellierung definiert. Die geplanten hydraulischen Fracs orientieren sich in Richtung der maximalen horizontalen Hauptspannung. Durch dieses spezielle Design

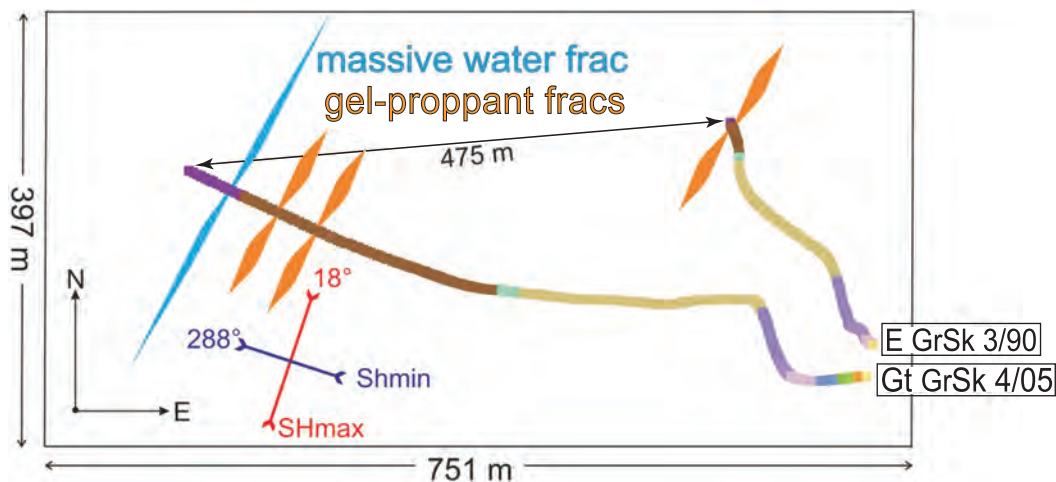


Abb. 3

Aufsicht auf die geothermale Dublette bestehend aus den Bohrungen E GrSk 3/90, ursprünglich als Erdgassuchbohrung abgeteuft, und der geothermalen Bohrung Gt GrSk 4/05.

Die Bohrungsdublette soll künftig einen Thermalwasserkreislauf ermöglichen. Die neue Bohrung soll als Produktionsbohrung dienen und wurde - wie schematisch dargestellt - stimuliert. Die Altbohrung wurde ebenfalls stimuliert und wird als Injektionsbohrung dienen. Die größte horizontale Hauptspannung des in situ Spannungsfeldes ist bei 18° orientiert (MOECK et al. 2008).

Fig. 3

Drill paths of the two geothermal wells, E GrSk 3/90 is the former gas exploration well, Gt GrSk 4/05 is the recently drilled geothermal well.

Both wells form a well doublet for a hot water loop. Gt GrSk 4/05 is planned as production well, stimulated by a set of hydraulic fractures as schematically illustrated. The maximum horizontal stress direction is 18° (MOECK et al. 2008).

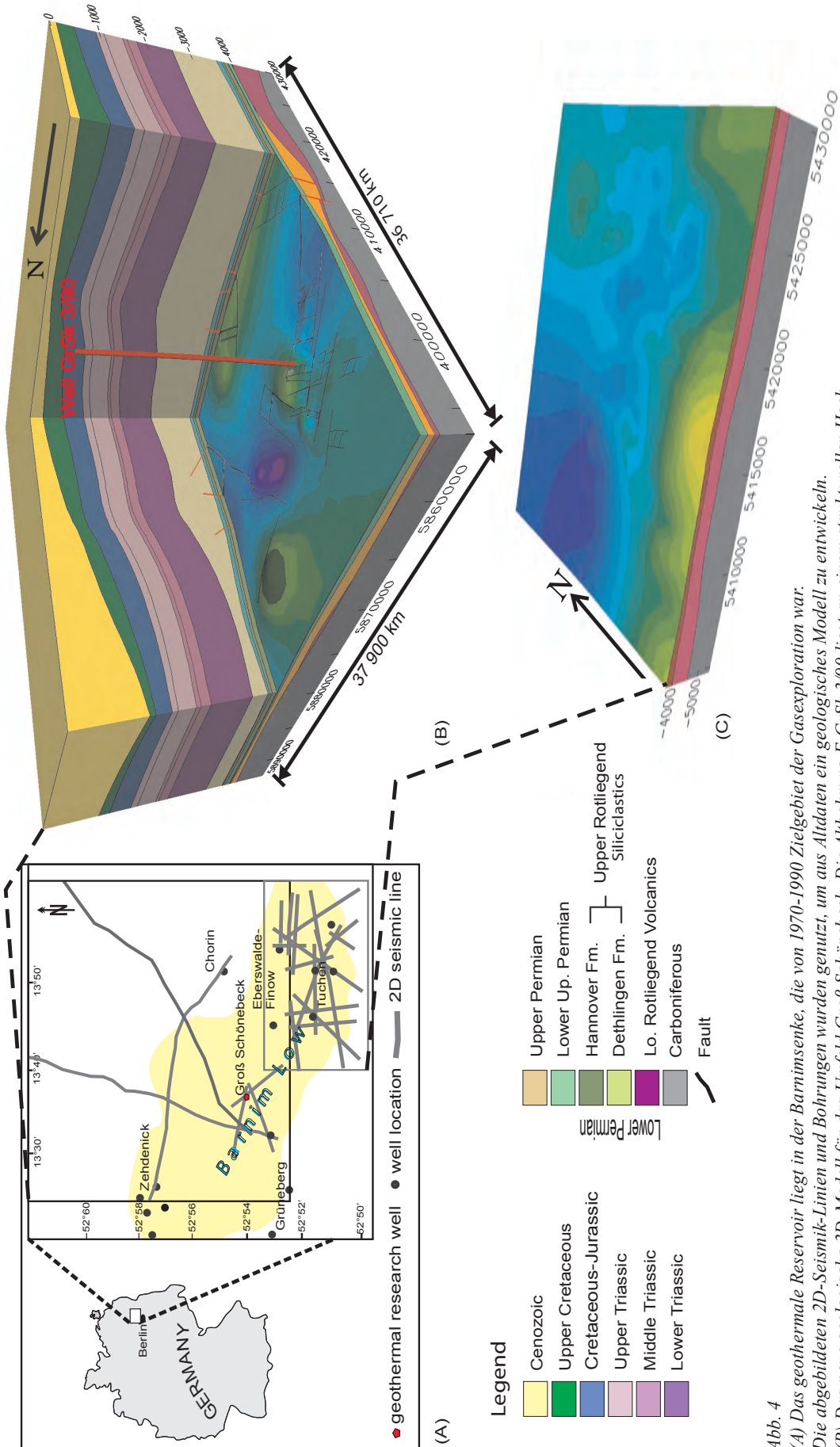


Abb. 4

(A) Das geothermale Reservoir liegt in der Barnimsenke, die von 1970-1990 Zielgebiet der Gasexploration war. Die abgebildeten 2D-Seismik-Linien und Bohrungen wurden genutzt, um aus Altdaten ein geologisches Modell zu entwickeln.

(B) Das neue geologische 3D-Modell für das Umfeld Groß-Schönebeck. Die Altb Bohrung E GrSk 3/90 liegt an einem strukturellen Hoch innerhalb der Barnimsenke.

(C) Das neue geologische 3D-Modell der Tucher Senke am SE Rand der Barnimsenke (aus MOECK et al. 2008).

Fig. 4

(A) The geothermal test site is located in the center of the Barnim Low, which was a field of extensive gas exploration in the 1970's-1980's. The seismic lines and wells shown are now used for 3D modeling and re-interpretation.

(B) New 3D geological model of the Groß-Schönebeck area. The existing well EGrSk3/90 is located at a structural high within the Barnim Low.

(C) New geological 3D-model of the Tucher Low at the SE of the Barnim Low (from MOECK et al. 2008).

wird ein thermischer Kurzschluss über die geplante Laufzeit des Thermalwasserkreislaufs von ca. 30 Jahren verhindert (Abb. 3). Die speziellen Anforderungen für geothermische Bohrungen umfassen (I) einen großen Bohrungsdurchmesser zum Platzieren der Tiefenwasserpumpe, (II) abgelenktes Bohren, um die oben genannten Voraussetzungen für die Nachhaltigkeit des Thermalwasserkreislaufs zu erfüllen und (III) ein Spülungskonzept zum speicherschonenden Aufschluss.

Während der Bohrarbeiten kam es zu unerwarteten geologisch-technisch bedingten Problemen. Nach dem Durchteufen des Zechsteins kollabierten die 9 5/8 Zoll Rohrtouren. Vermutlich ist dieses Materialversagen durch Spannungskonzentrationen in einem nicht erwarteten anisotropen Spannungsfeld entlang der 20° geneigten Bohrung und in Zusammenhang mit dem hochduktilen Salz erfolgt (Temperaturen von ca. 110 °C in 3 800 m Tiefe). Darauf hin musste das Bohrungsdesign den neuen Bedingungen angepasst werden, mit der Folge, dass der Speicherbereich im Rotliegend mit einem geringeren Rohrdurchmesser aufgeschlossen wurde. Bohrlochrandausbrüche sind im Oberen Rotliegend (3 940 m Teufe) aufgrund des anfangs geringen Spülgewichts entstanden, die durch Erhöhung des Spülgewichts gemäß der geomechanischen Vorstudie stabilisiert wurden (MOECK & BACKERS 2007). Ein weiterer Grund für die Spülgewichtserhöhung war das Auftreten von H₂S-Gas, das vermutlich aus der Werra-Formation austrat.

Schließlich konnte die Bohrung mit Aufschluss der Unteren Rotliegend-Vulkanite planungsgemäß mit einer Bohrpfadlänge von 4 400 m beendet werden. Die Rotliegend-sedimente erreichen eine Mächtigkeit von 340 m. Das im Vorfeld erstellte 3D-Modell des geologischen Untergrunds zeigt, dass das Feld Groß Schönebeck an der Flanke eines strukturellen Hochs des Sandsteinhorizonts liegt (Abb. 4). Der Sandstein im Reservoirbereich erreicht eine Permeabilität von bis zu 100 mD (aus dem PND-log errechnet, basierend auf der Kalibrierung mit Hilfe von Bohrkernen aus der Nachbarbohrung E GrSk 3/90) und liegt im Bereich des Elbe-Basissandsteins mit einer effektiven vertikalen Mächtigkeit von ca. 80 m.

Die Korrelation zwischen beiden Bohrungen E GrSk 3/90 und Gt Gr Sk4/05 zeigt keine signifikanten Änderungen in Mächtigkeit und Schichtlagerung (Abb. 5). Die Bohrungsinclination von 45 ° bedingt eine effektive aufgeschlossene Mächtigkeit von ca. 150 m im Elbe-Basissandstein. Der realisierte Bohrpfad (Abb. 3) mit einem Abstand zwischen beiden Bohrungen von 475 m entspricht den Planungen, so dass die Voraussetzungen für die Durchführung der Stimulationsarbeiten gegeben waren.

Der generelle strukturelle geologische Bau in diesem Gebiet wird dominiert durch stark wechselnde Mächtigkeiten des Zechsteinsalzes und der Ausbildung von Salzrücken und Diapiren (Abb. 4 B-C, Diapire von Zehdenick und Grüneberg; in der Abbildung nicht zu sehen). Das Störungsmuster

im Unteren Perm besteht aus Nord-West–Süd-Ost orientierten Hauptstörungen und Nord-Süd bis Nord-Ost–Süd-West verlaufenden Sekundärstörungen, die vermutlich im Laufe der gerichteten Scherdeformation (wrench tectonics) in der post-orogenen Phase der Varisziden gebildet wurden (BALTRUSCH & KLARNER, 1993). Die Analyse der geologischen Modelle ergibt, dass die Ablagerungszentren des Elbe-Basissandsteins an paläomorphologische Strukturhochs, die als Liefergebiete dienten, gebunden sind. Somit könnten weitere geothermische Standorte definiert werden. Darüber hinaus wird das geologische Modell als Basis für eine Reservoirmodellierung weiterentwickelt.

4. Stimulations- und Testarbeiten in der Bohrung Gt GrSk 4/05

In der komplettierten Bohrung Gt GrSk 4/05 wurden drei Stimulationsmaßnahmen durchgeführt. Ein erster Leak-Off-Test in den Vulkaniten (unterer offener Bereich von 40 m in der Bohrung) diente zur Bestimmung des Frac-Gradienten. Ausgehend von den gewonnenen Daten, erfolgte die hydraulische Stimulation der Vulkanite mit Hilfe eines massiven Wasserfracs. Nach der hydraulischen Isolierung des stimulierten Bereichs durch Setzen eines ersten Bridge Plugs wurde der darüber liegende untere Sandsteinhorizont perforiert und getestet (Injektionstest). Anschließend wurde dieser Bereich mit Hilfe eines Gel-Stützmittel-Fracs stimuliert und ebenfalls durch Setzen eines zweiten Bridge Plugs isoliert. Danach wurde der obere Sandsteinhorizont perforiert und anschließend mit Hilfe eines weiteren Gel-Stützmittel-Fracs stimuliert. Abschließend wurden die Bridge Plugs überbohrt und ein Leistungstest (Lifttest) des gesamten Reservoirs durchgeführt. Die Stimulationsarbeiten wurden durch ein passives, mikroseismisches Monitoring in der Bohrung E GrSk 3/90 begleitet. Dazu wurde in etwa 3 800 m Tiefe ein seismischer Sensor angebracht, der zur Kontrolle und Ortung der beim Hydrofrac entstehenden Risse diente. In der Umgebung der Bohrung zusätzlich angebrachte Seismometer dienten zur Kontrolle und Identifizierung seismischer Ereignisse an der Oberfläche (KWIATEK et al. 2008).

Die Arbeiten im Rahmen des Kommunikationsexperimentes schließen sich an. Sie beinhalten sowohl Injektionsarbeiten mit begleitender Druckbeobachtung unter Bedingungen des späteren Kraftwerksbetriebes (Volumenströme bis ca. 100 m³/h) als auch Thermalwasserförderung mit gleichzeitiger Injektion über die Dublette Gt GrSk 4/05 als Förderbohrung und E GrSk 3/90 als Injektionsbohrung.

5. Frac-Stimulation in den Vulkaniten

Die Frac-Behandlung in den Vulkaniten wurde vom 09.08.2007 bis 14.08.2007 durchgeführt (Abb. 6). Das Intervall von 4354 – 4389 m MD wurde mit einer sogenannten „Slickwater“ Behandlung stimuliert (LEGARTH et al. 2005). Bei der Frac-Behandlung wurde vorgesehen, während der

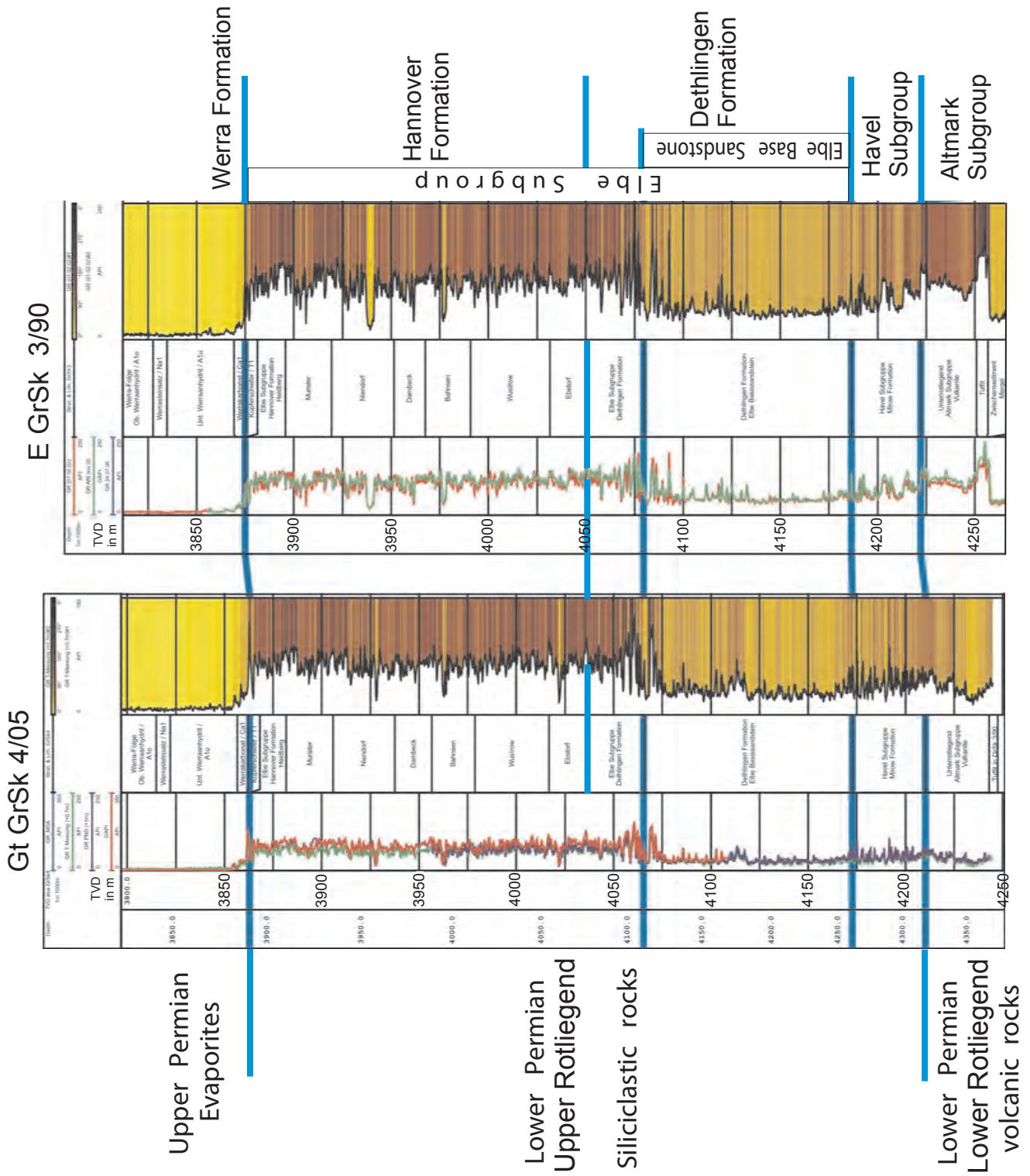


Abb. 5
 Korrelation der Gamma Logs zwischen der neuen Bohrung Gt GrSk 4/05 und der nachgenutzten Bohrung E GrSk 3/90
 Das Reservoirgestein besteht aus fein bis mittelkörnigem gut sortiertem Sandstein des Elbe Basis Sandsteins in der Unter-
 den Dethlingen Formation.

Fig. 5
 GR-Log correlation of the new well Gt GrSk 4/05 and the existing well E GrSk 3/90
 The reservoir rock is a middle-fine grained fluvial sandstone of the Elbe Base Sandstone in the Dethlingen Formation.

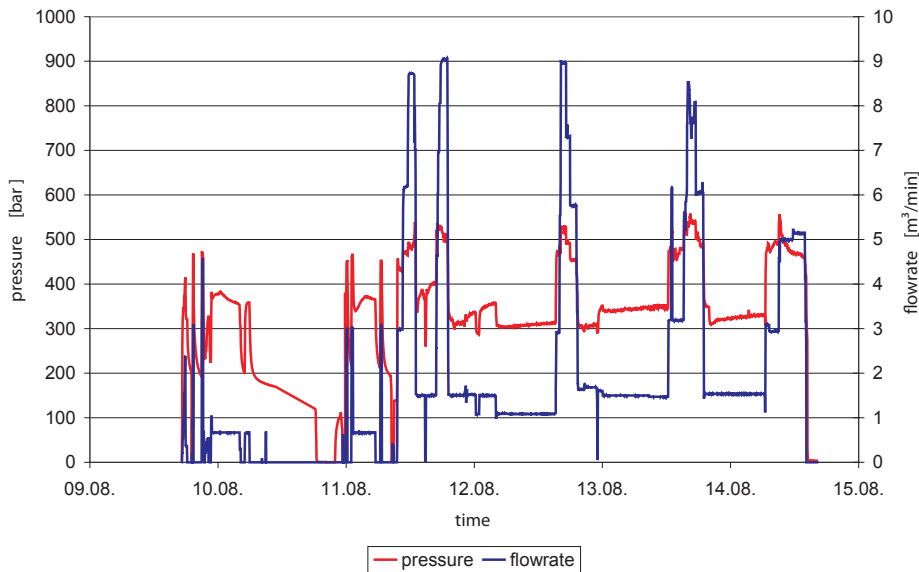


Abb. 6
Zeitlicher Verlauf der Vulkanit-Stimulation mit Fließraten und Kopfdrücken
Fig. 6
Schedule of the stimulation treatment in the volcanic rocks including flow rates and well head pressure

hohen Fließraten ein reibungsreduzierendes Additiv dem Fluid zuzugeben, um die Reibungsdruckverluste zu verringern und den daraus resultierenden Druck am Bohrlochkopf auf 580 bar zu beschränken. Der pH-Wert des Fluids wurde durch Hinzugabe von Essigsäure auf pH 5 eingestellt, um Eisenausfällungen im Reservoir und damit eine Permeabilitätsreduktion zu verhindern. Um eine nachhaltige Wirkung der Behandlung zu gewährleisten, wurde während der hohen Fließraten in geringer Konzentration Sand (20/40 mesh) hinzugefügt, um die nachhaltige Rissöffnung zu unterstützen. Der Transport des Sandes im Frac wird ausschließlich durch die hohen Fließraten realisiert, da ein Gel wegen der pH-Wert Einstellung nicht verwendet werden konnte.

Insgesamt wurden 13 170 m³ Fluide und 24,4 Tonnen Sand (20/40 mesh) injiziert. Der maximale Behandlungsdruck am Bohrlochkopf (well head) lag bei 586 bar, der durchschnittliche Behandlungsdruck bei 375 bar. Die maximale

Injektionsrate lag bei 9 m³/min bei einer durchschnittlichen Rate von 2,4 m³/min während einer Gesamtpumpzeit der Behandlung von 6 369 min.

6. Monitoring

In der Nachbarbohrung E GrSk 3/90 wurde eine Pegelsonde eingebaut und der Pegel während der Stimulationsbehandlung gemessen. Es zeigte sich (Abb. 7), dass nach der ersten massiven Stimulation der Pegel in der Nachbarbohrung ein nahezu sofortiges Signal zeigte, obwohl der Abstand beider Bohrungen im Reservoir ca. 475 m beträgt. Die Ursache für diese direkte Druckantwort ist noch nicht abschließend geklärt.

Weiterhin wurde in diese Bohrung ein 3-Komponenten Geophon in 3 800 m Tiefe eingehängt und die seismischen

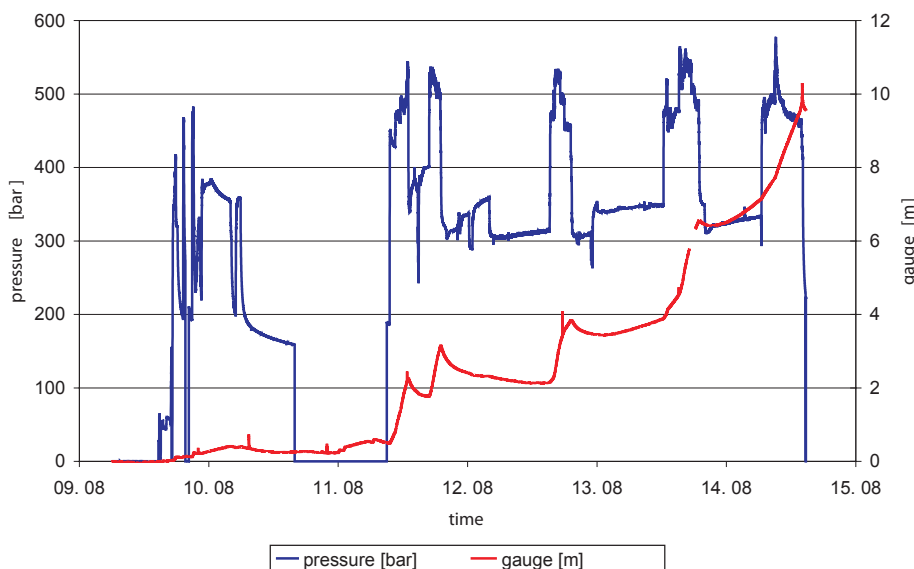


Abb. 7
Pegelanstieg in der Bohrung E GrSk 3/90 während der Vulkanit-Stimulation
Fig. 7
Change of water level in the well E GrSk 3/90 during the stimulation in the volcanic rocks

Signale während der Stimulationsbehandlung aufgezeichnet. Eine erste Durchsicht der Daten zeigt einige mikroseismische Ereignisse, die überwiegend nach den massiven Stimulationen während der geringen Fließraten oder bei dem abschließenden shut-in beobachtet wurden (KWIATEK et al. 2008).

7. Stimulation der Dethlingen Sandsteine

Die Frac-Behandlung in den Sandsteinen des Unteren Dethlingen wurde vom 18.08. bis 19.08.2007 durchgeführt. Das vorgesehene Intervall von 4 204 m - 4 209 m wurde vorher durch einen bridge plug isoliert, der in 4 300 m Tiefe gesetzt wurde, und anschließend perforiert. Zum Transport der Stützmittel wurde ein Gel mit einer hohen Viskosität gewählt (sogenanntes cross-linked gel). Es kamen zwei unterschiedliche Stützmittel zum Einsatz. Zunächst wurden Stützmittel ohne Zusatz verwendet, dann abschließend mit Harz getränkte Stützmittel, um im Bohrlochnahbereich stabile Bedingungen zu erzielen. Beide besitzen eine hohe Festigkeit und weisen eine Korngröße von 0,4 - 0,8 mm auf (20/40 mesh). Die Behandlung begann mit einem Injektionstest mit Fließraten zwischen 0,3 m³/min und 0,57 m³/min. Insgesamt wurden 250 m³ bei einem maximalen Kopfdruck von 416 bar injiziert.

Anschließend wurde ein Minifrac durchgeführt, um den Frac-Gradienten zu bestimmen (0,160 bar/m). Der folgende step-down Test diente der Bestimmung der Reibungsdruckverluste durch die Perforationen. Bei der anschließenden Gel-Stützmittel-Behandlung wurden insgesamt 95 t Stützmittel und 280 m³ Gel mit einer Fließrate von 4 m³/min in die Sandsteine des Unteren Dethlingen verpresst (Abb. 8).

Die zweite Gel-Stützmittel-Behandlung wurde vom 23. 08. bis 24.08. 2007 in den Sandsteinen des Oberen Dethlingen durchgeführt. Der Behandlungsablauf war analog zur Stimulation im Unteren Dethlingen. Nach Isolation durch ei-

nen weiteren bridge-plug in 4 123 m wurde das Intervall von 4 118 – 4 122 m perforiert und hydraulisch stimuliert. Die Behandlung startete mit einer Injektion von 170 m³ mit Raten zwischen 0,3 m³/min und 0,62 m³/min. Der Minifrac-Test ergab einen Frac-Gradienten von 0,15 bar/m. Bei der anschließenden Gel-Stützmittel-Behandlung wurden insgesamt 113 t Stützmittel und 310 m³ Gel mit einer Fließrate zwischen 3-3,5 m³/min in die Sandsteine des Oberen Dethlingen verpresst.

8. Interpretation der Ergebnisse

Die Vorgehensweise zur Erschließung von geothermischen Reservoiren beinhaltet die Integration von bestehenden Daten aus der tiefeingeologischen Kartierung und der existierenden Gas-Exploration im Norddeutschen Becken mit Hilfe von Daten-Reprozessierung und Modellierungen, neuen Bohrungen und Reservoir-Stimulationen. Trotz seiner Unsicherheit stellt das geologische 3D-Modell des Umfelds von Groß Schönebeck zur Zeit die detailliertesten Informationen dar, bis weitere ergänzende Daten in dieses Modell integriert werden. Eine ergänzende geophysikalische Exploration ist notwendig, um klüftige Bereiche und wasserführende Störungszonen zu detektieren und abzubilden. Daher werden neu entwickelte magnetotellurische und seismische 2D-Experimente im Umfeld von Groß Schönebeck durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Explorationsmethoden sind vielversprechend hinsichtlich der Festlegung weiterer möglicher geothermischer Felder (MUNOZ et al. 2008).

Es wurden in diesem Projekt technische und wissenschaftliche Herausforderungen erfolgreich verknüpft, die in zukünftige Strategien zur Exploration und Erschließung für tiefe sedimentäre geothermische Systeme eingehen können, insbesondere im Bereich der Mitteleuropäischen Senke.

Während der Vulkanit-Stimulation wurde insgesamt ein Volumen von 13 000 m³ injiziert, aufgeteilt in 4 Zyklen mit

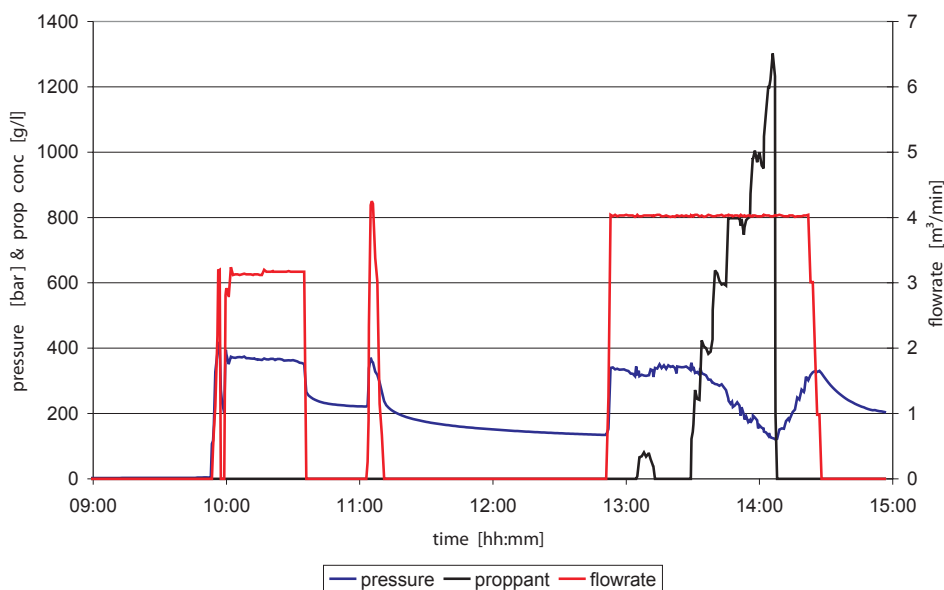


Abb. 8
Gel-Stützmittel-Frac in den Sandsteinen des unteren Dethlingen
Dargestellt sind der Leak-off Test, der Step-Rate Test und die eigentliche Gel-Stützmittel-Behandlung.
Fig. 8
Schedule of the gel-proppant frac in the Lower Dethlingen sandstones starting with a leakoff test and a step-rate test and the actual gel-proppant treatment

Fließraten von 9 m³/min und einer abschließenden Phase mit einer Fließrate von 5 m³/min. Die Zielstellung der Stimulation in den Vulkaniten war der Anschluss über die gering durchlässige Havelfolge an die Sandsteine des Unteren Dethlingen, um diese zu drainieren. Während der 4 Zyklen mit Fließraten von 9 m³/min wurden insgesamt 24 t Sand (20/40 mesh) in den Riss verpresst. Ziel war es, das Offenhalten des Risses über den eigenen Scherversatz hinaus (self propping) zu unterstützen. Das Ergebnis des abschließenden Leistungstests in Verbindung mit einem Flowmeter-Logging zeigt, dass durch den Anschluss der Vulkanite an die Sandsteine des Unteren Dethlingen ein beachtlicher Anteil am Gesamtfluss zu erzielen war (ca. 30 %). Weiterhin wurden zwei Gel-Stützmittel-Fracs in den Sandsteinen des Unteren und Oberen Dethlingen durchgeführt, die die permeablen Sandsteine nachhaltig an die Bohrung angeschlossen haben. Die Dublette in Groß Schönebeck ist damit komplettiert, und ein Thermalwasserkreislauf kann in naher Zukunft realisiert werden.

Zusammenfassung

Das sedimentäre Untere Perm (Rotliegend) ist ein bekannter Zielhorizont der Kohlen-Wasserstoff-Exploration im Norddeutschen Becken. Am Standort Groß Schönebeck wurde eine nicht-fündige Erdgasexplorationsbohrung im Jahr 2001 aufgewältigt und seither als in situ Geothermielabor genutzt. Im Jahr 2006 wurde eine zweite Bohrung abgeteuft, um eine geothermische Dublette, bestehend aus zwei etwa 4 300 m tiefen Bohrungen zu installieren. Damit soll die nachhaltige Nutzung tief liegender und Wasser führender Sedimente zur geothermischen Stromerzeugung gezeigt werden. Mit Hilfe dieser neuen Forschungsbohrung wurden speicherschonende Erschließungsverfahren unter Beachtung bohrtechnischer und sedimentologischer Rahmenbedingungen entwickelt und innovative Ansätze für eine potentielle Produktivitätserhöhung durch einen nichtvertikalen Aufschluss der Lagerstätte realisiert. Spezielle Stimulationsmaßnahmen in den aufgeschlossenen Zielhorizonten führten zur Steigerung der Produktivität. Ein abschließendes hydraulisches Kommunikationsexperiment zwischen beiden im Nutzhorizont ca. 475 m entfernten Bohrungen soll in einem weiteren Schritt die Nachhaltigkeit des Thermalwasserkreislaufes überprüfen. Anschließend ist geplant, ein geothermisches Kraftwerk am Standort Groß Schönebeck zu errichten.

Summary

The sedimentary Lower Permian is a well known target for gas exploration in the North German Basin as part of the South Permian Basin System. At this site in Groß Schönebeck a non-productive gas exploration well was reopened in 2001 and is used since then as a geothermal in-situ laboratory. In 2006 a second well was drilled to complete a doublet with two wells of 4 300 m depth. The aim of this project is

to show the sustainability of deep geothermal aquifers in sediments for geothermal power generation. In the focus of the drilling strategy was the mitigation of damages with respect to drilling technology and sedimentary constraints. Furthermore, innovative approaches were applied to enhance productivity with special stimulation treatments and by non vertical drilling to assess the reservoir rock. Finally, a hydraulic communication experiment between both wells (475 m distance in the reservoir) should prove the sustainability of the thermal life cycle and subsequently will lead to an installation of a power plant in Groß Schönebeck.

Literatur

- BALTRUSCH S & S. KLARNER (1993): Rotliegend-Gräben in NE-Brandenburg. - Z. dt. geol. Ges. **144**, S. 173-186, Stuttgart
- HOLL, H.-G., MOECK, I. & H. SCHANDELMEIER (2004): Geothermal well Groß Schönebeck 3/90 – A low enthalpy reservoir (Rotliegend, NE Germany). - Proceedings 66th EAGE Conference & Exhibition, F032, Paris
- HOLL, H.-G., MOECK, I. & H. SCHANDELMEIER (2005): Characterisation of the tectono-sedimentary evolution of a geothermal reservoir - implications for exploitation (Southern Permian Basin, NE Germany). - Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005, S. 1-5, Antalya
- KÖHLER, S. & A. SAADAT (2003): Thermodynamic Modeling of Binary Cycles – Looking for Best Case Scenarios. - Proceedings of the International Geothermal Conference, IGC-2003 Reykjavik, Multiple integrated uses of geothermal resources, S01, Paper061, 14-19, Reykjavik
- KWIATEK, G., BOHNHOFF, M., DRESEN, G., SCHULZE, A., SCHULTE, T., ZIMMERMANN, G. & E. HUENGES (2008): Microseismic Event Analysis in Conjunction with Stimulation Treatments at the Geothermal Research Well GtGrSk4/05 in Groß Schönebeck/Germany. - Proc. Thirty-Third Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, January 28-30, SGP-TR-184, Stanford, California
- LEGARTH, B., HUENGES, E. & G. ZIMMERMANN (2005): Hydraulic Fracturing in Sedimentary Geothermal Reservoirs. - International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences Vol. **42**, 7-8, S. 1028-1041, Amsterdam (Elsevier)
- MOECK, I., BACKERS, T. & H. SCHANDELMEIER (2007): Assessment of mechanical wellbore assessment by numerical analysis of fracture growth. - EAGE 69th Conference and Exhibition, 11-14 June 2007, extended abstracts volume, D047, London

- MOECK, I., BRANDT, W., BLÖCHER, G., HOLL, H.-G., ZIMMERMANN, G., HUENGES, E., SAADAT, A. & T. BACKERS (2008): From gas to geothermal exploration – A case study from the NE-German Basin. - EAGE 70th Conference and Exhibition, 09-12 June 2008, extended abstracts volume, Rome, Italy
- MUNOZ, G., RITTER, O., MOECK, I. & K. BAUER (2008): Geophysical characterisation of the Groß Schönebeck low enthalpy geothermal reservoir. - Extended Abstracts, 70th EAGE Conference & Exhibition, 9-12 June 2008, Rome, Italy
- TRAUTWEIN, U. & E. HUENGES (2005): Poroelastic behaviour of physical properties in Rotliegend sandstones under uniaxial strain. - *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* **Vol. 42**, 7-8, S. 924-932, Amsterdam (Elsevier)
- ZIMMERMANN, G., REINICKE, A., BLÖCHER, G., MILSCH, H., GEHRKE, D., HOLL, H.-G., MOECK, I., BRANDT, W., SAADAT, A. & E. HUENGES (2007): Well path design and stimulation treatments at the geothermal research well GT GRSK 4/05 in Groß Schönebeck. - Proc. 32nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, Calif./USA
- ZIMMERMANN, G., REINICKE, A., BRANDT, W., BLÖCHER, G., MILSCH, H., HOLL, H.-G., MOECK, I., SCHULTE, T., SAADAT, A. & E. HUENGES (2008): Results of stimulation treatments at the geothermal research wells in Groß Schönebeck/Germany. - Proc. 33rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, Calif./USA

Anschrift der Autoren:
PD Dr. Günter Zimmermann
Dr. Inga Moeck
GeoForschungsZentrum Potsdam
Telegrafenberg
D-14473 Potsdam
e-mail:
zimm@gfz-potsdam.de
moeck@gfz-potsdam.de