

Stimulationsexperimente und hydraulische Untersuchungen in den Vulkaniten der Bohrung Groß Schönebeck

Abschlußbericht

T. Tischner

Abschlußbericht zum Vorhaben 0327508C:
„Stimulationsexperimente und hydraulische Untersuchungen in den Vulkaniten der
Bohrung Groß Schönebeck“
Gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und
Reaktorsicherheit im Zeitraum: 1.01.2002-31.03.2004.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Referat B 1.15
Stilleweg 2
30 655 Hannover
Tel: 0511-643 2475
e-mail: T.Tischner@bgr.de

November 2004

Inhaltsverzeichnis

1.	Kurzdarstellung.....	3
1.1.	Aufgabenstellung.....	3
1.2.	Voraussetzungen für die Durchführung des Vorhabens.....	3
1.3.	Stand von Wissenschaft und Technik.....	3
1.4.	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	5
2.	Ausführliche Darstellung.....	6
2.1.	Ergebnisse.....	6
2.1.1.	Ausgangssituation	6
2.1.2.	Motivation für einen Wasserfrac im offenen Bohrloch	8
2.1.3.	Planung und Ablauf des Vorhabens	11
2.1.4.	Reservoircharakterisierung vor den massiven Wasserfracs.....	17
2.1.5.	Beziehung zwischen Injektivität und Produktivität	22
2.1.6.	Bohrlochwandausbrüche und KCl-Zugabe	24
2.1.7.	Stufeninjektionstest und Bestimmung des Fracdrucks	26
2.1.8.	Ergebnisse des Hauptfrac 1	29
2.1.9.	Ergebnisse des Hauptfrac 2	33
2.1.10.	Bewertung der beiden Fracoperationen	39
2.1.11.	Vulkanite und die geothermische Erschließung des Rotliegenden im Norddeutschen Becken	43
2.1.12.	Zusammenfassung	45
2.2.	Verwertbarkeit der Ergebnisse	46
2.3.	Ergebnisse Dritter	47
2.4.	Veröffentlichungen im Berichtszeitraum	47
	Literatur	48

1. Kurzdarstellung

1.1. Aufgabenstellung

Das BGR-Forschungsvorhaben „Stimulationsexperimente und hydraulische Untersuchungen in den Vulkaniten der Bohrung Groß Schönebeck“ ist Bestandteil des vom GeoForschungsZentrum Potsdam koordinierten Gesamtvorhabens „Erschließung potenzieller geothermischer Speicher im Norddeutschen Becken – Wissenschaftliche Grundlagen und Experimente zur Stimulation von Vulkaniten in der Geothermiebohrung Groß Schönebeck“. Das Gesamtvorhaben war darauf gerichtet, Methoden zu entwickeln und Erfahrungen zu gewinnen, wie unter den geologischen Gegebenheiten des Norddeutschen Beckens geothermische Energie gewonnen werden kann. Exemplarisch wurden hierfür Untersuchungen und Experimente an der ehemaligen Erdgaserkundungsbohrung Groß Schönebeck durchgeführt. Die Aufgaben der BGR innerhalb des Gesamtvorhabens lassen sich wie folgt beschreiben:

- Erarbeitung eines Konzepts zur Stimulation der Bohrung Groß Schönebeck
- Auswertung und Interpretation der Stimulationsergebnisse
- Auswertung und Interpretation aller weiteren hydraulischen Tests vor und nach der Stimulation
- Hydraulische Charakterisierung der Vulkanite als Zielformation für die geothermische Energiegewinnung

Diese Aufgaben wurden in enger Kooperation mit den weiteren Projektpartnern bearbeitet, wobei die Federführung teilweise von der BGR übernommen wurde.

1.2. Voraussetzungen für die Durchführung des Vorhabens

Hydraulische Bohrlochtests sowie Stimationsoperationen in Tiefbohrungen sind generell sehr kostenintensiv und bergen ein hohes technisches Risiko. Es ist sinnvoll und notwendig für ein derartiges Vorhaben das Wissen und die Erfahrungen mehrerer Partner zu bündeln. An diesem Gesamtvorhaben waren folgende Partner beteiligt:

- GeoForschungsZentrum Potsdam (Koordinator)
- Fa. Geothermie Neubrandenburg GmbH
- Fa. Boden Wasser Gesundheit GbR, Neubrandenburg
- Fa. MeSy GmbH, Bochum
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

Jeder dieser Partner verfügt über langjährige Erfahrungen auf dem Gebiet der tiefen Geothermie, mit unterschiedlichen Schwerpunkten. Durch die Kooperation dieser Partner konnten sowohl wissenschaftliches als auch technisches Know-how für dieses Projekt zusammengeführt werden. Die genannten Projektpartner bringen zudem spezielle Erfahrungen, die an der Bohrung Groß Schönebeck bereits im Rahmen des zuvor durchgeführten Verbundvorhabens „Nutzbarmachung klüftig-poröser Speichergesteine zur abnehmernahen geothermischen Energiebereitstellung“ gesammelt wurden, mit in das Vorhaben ein.

Aufgrund der unterschiedlichen Kompetenzen der einzelnen Partner und der bereits durch das Vorläuferprojekt existierenden Arbeitsteilung war von vornherein eine gute Kooperation aller Partner gewährleistet.

1.3. Stand von Wissenschaft und Technik

Im Zentrum der Untersuchungen an der Bohrung Groß Schönebeck stand die weitere Stimulation der Bohrung bis hin zu ökonomisch relevanten Fließraten. Die Auswahl eines

geeigneten Frackkonzeptes und die geeignete Durchführung der Fracoperation war hier somit die zentrale wissenschaftlich-technische Fragestellung für dieses Projekt.

Fracoperationen werden schon seit mehreren Jahrzehnten für die Produktivitätssteigerung vor allem von Erdgasbohrungen durchgeführt. Aus der Sicht der Geothermie bestehen aber extrem hohe Anforderungen an die zu erzielenden Massenströme, die bei der Erdöl- und Erdgasförderung im Allgemeinen nicht gefordert sind. Insbesondere müssen sehr gut hydraulisch leitfähige Risse durch die Fracoperation geschaffen werden.

Grundsätzlich lassen sich 2 Frackkonzepte unterscheiden: Stützmittelfrac und Wasserfrac.

In der Kohlenwasserstoffindustrie werden Fracoperationen fast ausschließlich als sogenannte Stützmittelfracs durchgeführt. Unter Einsatz von hochviskosen Fluiden (Gel) wird ein Riss erzeugt. Durch Zugabe von so genannten Stützmitteln wird der Riss abgestützt, so dass nach Druckentlastung eine Restöffnung, definiert durch die Stützmittel, verbleibt. Der Einsatz von hochviskosen Fluiden dient dem Transport der Stützmittel in den Riss und der Minimierung von Flüssigkeitsverlusten in die Formation während der Rissausbreitung.

Die optimale Platzierung der Stützmittel in den Riss ist ein kritischer Punkt während der Fracoperation. Werden nicht alle Stützmittel in den Riss verpresst, kann es zu einem sogenannten „screen out“ kommen und aufwendige Maßnahmen zur Reinigung des Bohrlochs sowie eine unzureichende Stützmittelpackung sind die Folge. Andererseits kann z.B. durch das Aussinken von Stützmitteln im Riss oder durch „Überfracen“ (der bohrlochnahe Bereich wird nicht abgestützt) eine optimale Stützmittelpackung verfehlt werden.

Der technische Ablauf eines Stützmittelfracs ist hochkomplex und das Fracdesign muss speziell auf die jeweils vorliegende Formation ausgerichtet sein. Andererseits heisst dies auch, dass Fracoperationen bei nur unzureichend bekannten Eigenschaften der Formation mit einem hohen Risiko behaftet sind. Insbesondere in natürlich geklüfteten Reservoiren, bei denen die hydraulischen Eigenschaften schwer kalkulierbar sind, ist das Erfolgsrisiko sehr hoch.

Die Rissleitfähigkeit bei einem Stützmittelfrac wird wesentlich von den mechanischen und hydraulischen Eigenschaften der Stützmittelpackung bestimmt. Aus Laborversuchen werden Rissleitfähigkeiten von Stützmittelpackungen unter repräsentativen Bedingungen von typischerweise 0,1- 10 Dm berichtet (abhängig vom Material, Packungsdichte etc.; vgl. z.B. Schechter, 1992 und Angaben der Fa. CARBO Ceramics: <http://www.carboceramics.com>).

Mit Rissleitfähigkeiten oberhalb von ca. 1 Dm kann man tatsächlich Produktivitäten erzielen, die für die Geothermie interessant sind, vorausgesetzt die Formation kann genügend Fluid nachliefern.

Die zum Teil recht hohen Rissleitfähigkeiten aus Laborversuchen finden jedoch kaum ihre Entsprechung im Feld. Buhrow (1998) geht von einer typischen Rissleitfähigkeit von 0,03 – 0,1 Dm in „gefracten“ Rotliegend-Bohrungen Deutschlands aus. Aus der Auswertung der Fracergebnisse von 4 Bohrungen in Kroatien kommt Cikes (2000) zu der Schlussfolgerung, dass die Rissleitfähigkeit zum Teil nur 1/10 der prognostizierten Werte erreicht. Die Rissleitfähigkeit bleibt hier in allen Fällen deutlich unterhalb von 0,1 Dm, obwohl zum Teil hochfeste Stützmittel eingesetzt wurden. Ähnlich schlechte Ergebnisse berichten z.B. Economides et al. (1989) und Reinicke et al. (1985).

Die entscheidende Ursache für die geringen Rissleitfähigkeiten im Vergleich zu den Laborergebnissen scheint das Zerschneiden der Stützmittel zu sein. Weitere Faktoren, die die Rissleitfähigkeit negativ beeinflussen können sind Gelreste im Riss, chemische Wechselwirkungen zwischen Stützmittel und dem Formationsfluid bzw. in relativ weichen Formationen das Einpressen der Stützmittel in die Rissflächen.

Aus dieser Sicht heraus muss der Einsatz von Stützmittelfracs für die Geothermie kritisch hinterfragt werden. Andererseits ist die Verbesserung der hydraulischen Leitfähigkeit von stützmittelbeladenen Rissen aktueller Gegenstand von Untersuchungen. Durch verbesserte Materialien, Veränderung der Oberflächenbeschaffenheit der Stützmittel und Optimierung des Fracdesigns werden verbesserte Risseigenschaften erzielt (Nolte, 2000; Lehman et al., 2003). Vereinzelt finden sich in jüngster Zeit auch belastbare Hinweise, dass mit

Stützmittelfracs Rissleitfähigkeiten von deutlich mehr als 1 Dm erzielt werden können (Cipolla & Wright, 2002).

Im Vergleich zu einem Stützmittelfrac ist das Konzept des Wasserfracs einfach. Es wird „lediglich“ Wasser mit hohen Raten verpreßt, so dass Risse im Gebirge entstehen. Als entscheidend für den Erfolg eines Wasserfracs wird der sogenannte „selfpropping-Effekt“ angesehen. Die Rissoberflächen bewegen sich durch Scherbewegungen gegeneinander, so dass nach Druckentlastung die Rissoberflächen nicht mehr vollständig aufeinander „passen“ und eine Restöffnung verbleibt. Der Erfolg eines Wasserfracs ist stark von den natürlichen Gegebenheiten abhängig (Stabilität der Rissflächen, Scherspannung).

Durch die Wahl der Injektionsrate während der Fracoperation kann offensichtlich der Scherversatz beeinflusst werden. Die Erfahrungen aus dem HDR-Projekt Soultz zeigen, dass hier durch sukzessive Steigerung der Injektionsrate während der Stimulation die Injektivität und damit die Rissleitfähigkeit ebenfalls sukzessive gesteigert werden kann (Jung, 1999). Erfahrungen, die bei der Stimulation einer vergleichsweise flachen Bohrung im Sedimentgestein gesammelt wurden, stützen diese These (Tischner & Röckel, 2002).

In Soultz konnte gezeigt werden, dass Rissleitfähigkeiten > 1 Dm im Festgestein erreicht werden können (Jung & Weidler, 2000). Aber auch im Unteren Buntsandstein der Bohrung Lindau konnten Rissleitfähigkeiten von mehreren Darcymetern nachgewiesen werden (Tischner & Röckel, 2002).

In der Kohlenwasserstoffindustrie werden vereinzelt sogenannte Wasserfracs zur Stimulation dichter Gaslagerstätten erfolgreich eingesetzt (Walker et al., 1998; Mayerhofer et al., 1997). Im Unterschied zum HDR-Konzept werden hier jedoch immer geringe Konzentrationen an Stützmitteln zumindest zum Ende der Behandlung zugegeben. Zudem werden dem Injektionswasser teilweise geringe Mengen an Gel zugesetzt, um eine Steigerung der Viskosität zu erreichen.

Im Allgemeinen findet das Konzept der Wasserfracs in der Kohlenwasserstoffindustrie nur wenig Berücksichtigung. Als Argument dagegen wird vor allem eine unzureichende hydraulische Leitfähigkeit der Risse in porösen Formationen angeführt (Fredd et al., 2000).

An der Bohrung Groß Schönebeck wurden im Jahr 2002 Fracoperationen in 2 unterschiedlichen Abschnitten der Rotliegend-Sandsteine als sogenannte Stützmittelfracs im offenen Bohrlochabschnitt durchgeführt. Durch diese Fracoperationen konnte eine signifikante, jedoch nicht ausreichende Steigerung der Produktivität erzielt werden. Die Stützmittelpackung erwies sich nicht als stabil genug bzw. nicht hinreichend gut gepackt, um hohe Rissleitfähigkeiten zu gewährleisten. Die Erfahrungen, die bei diesen beiden Fracoperationen gesammelt wurden sind von besonderem Wert für dieses Projekt und zeigen einerseits die prinzipielle Machbarkeit derartiger Fracoperationen unter extremen technischen Randbedingungen, andererseits aber auch die hohen Risiken insbesondere bei der Erschließung neuer Reservoirs, für die nur wenig Erfahrungswerte vorliegen.

1.4. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Dieses Projekt war Teil eines vom GeoForschungsZentrum Potsdam koordinierten Gesamtvorhabens. Innerhalb des Gesamtvorhabens wurden von den einzelnen Partnern folgende Schwerpunktaufgaben wahrgenommen:

GeoForschungsZentrum, Potsdam

- Wissenschaftlich-technische Planung und Auswertung der Stimulationsexperimente
- Laboruntersuchungen zu den hydraulisch/mechanischen Eigenschaften der Vulkanite/Rotliegend-Sandsteine
- Technische Unterstützung der operativen Arbeiten / Bohrlochmessungen
- Koordinierung aller Aktivitäten

Fa. Geothermie, Neubrandenburg

- Bergrechtliche und Wasserrechtliche Genehmigungsplanung
- Technische Planung und Überwachung der Stimulationsexperimente
- Hydraulische und thermische Modellierung

Fa. MeSy, Bochum

- Wissenschaftlich-technisch Planung und Durchführung der Stimulationsexperimente
- Laboruntersuchungen zum Fracverhalten der Vulkanite
- Technische Unterstützung der operativen Arbeiten

Fa. Boden Wasser Gesundheit GbR, Neubrandenburg

- Geochemische Laboruntersuchungen (insbesondere zur Fluidverträglichkeit)
- Überwachung der Stimulationsexperimente bezüglich chemischer Aspekte

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

- Wissenschaftliche Planung der Stimulationsexperimente
- Hydraulische Interpretation und Auswertung der Stimulationsexperimente und begleitender hydraulischer Tests
- Hydraulische Charakterisierung der Vulkanite
- Technische Unterstützung der operativen Arbeiten

2. Ausführliche Darstellung

2.1. Ergebnisse

2.1.1. Ausgangssituation

Um die in den weiteren Kapiteln dargestellten Ergebnisse des Projekts bewerten und einordnen zu können, ist es notwendig, kurz auf die zuvor an der Bohrung Groß Schönebeck durchgeführten Untersuchungen und Experimente einzugehen.

Basierend auf umfangreichen Recherchen wurde die etwa 50 km nordöstlich von Berlin gelegene ehemalige Gasexplorationsbohrung Groß Schönebeck E Gr Sk 3/90 als potenzieller Standort für die geothermische Nutzung eingestuft und relevantes Datenmaterial zusammengestellt. Insbesondere die anhand von Bohrkernen nachgewiesenen petrophysikalischen Eigenschaften der Rotliegend-Sandsteine waren Anlass, diese Bohrung für eine geothermische Nachnutzung in Betracht zu ziehen. Danach werden von Rockel & Hurter (2000) für die Teufenabschnitte der Rotliegend-Sandsteine, die Porositäten > 8 % aufweisen, Mächtigkeiten von 55,3 m und mittlere Permeabilitäten von 34 mD angegeben, so dass für diese Bereiche auf eine Transmissibilität ≥ 1 Dm geschlossen werden konnte.

Im Jahr 2000 wurde die Tiefbohrung Groß Schönebeck E Gr Sk 3/90 als in situ Geothermielabor des GeoForschungsZentrums Potsdam wieder geöffnet und bis auf 4294 m vertieft. Die Bohrung ist bis in eine Tiefe von 3874 m verrohrt. Der unverrohrte Bohrabschnitt durchörtert das bei 3881,8 m beginnende Rotliegende, erschließt zunächst einen 203 m mächtigen Siltsteinkomplex, danach einen 146 m mächtigen Sandsteinkomplex, 19 m mächtige Konglomerate und endet schließlich in den Vulkaniten (Abb. 1).

Im Januar 2001 erfolgte ein über das gesamte offene Bohrloch gefahrener Primärtest zur Charakterisierung des hydraulischen Ausgangszustandes des Rotliegend-Komplexes (Lenz & Hoffmann, 2002). Die Testauswertung ergab eine für die geothermische Energienutzung zu geringe Formationstransmissibilität, die deutlich geringer ist als aufgrund der Kernmessungen erwartet werden konnte (Tischner et al., 2002).

Um die Produktivität aus dem Bereich der Rotliegend-Sandsteine zu verbessern, wurden im Frühjahr 2002 erste hydraulische Stimulationsexperimente in zwei Bohrlochabschnitten durchgeführt (Abb. 1). Ziel der Experimente war es, den bohrlochnahen hydraulischen Widerstand zu reduzieren und gut permeable Sandsteinbereiche hydraulisch an die Bohrung anzuschließen. Dabei wurde die aus der Erdölindustrie bekannte Frac-Technik eingesetzt. Zunächst wurde jeweils ein sogenannter Datafrac durchgeführt. Durch Injektion von Gel wurde ein Riss erzeugt, dessen Ausbreitung anhand des Druckverlaufs und eines

Temperaturlogs analysiert wurde. Anschließend wurde der Riss während des sogenannten Hauptfracs wieder geöffnet und keramische Stützmittel in den Riss platziert, um den Riss offen zu halten (Legarth et al., 2004). Insgesamt wurden im Rahmen dieser Arbeiten ca. 250 m³ Frac-Gel und 11 Tonnen keramisches Stützmittel verpresst.

Ein im Anschluss an diese Stimulationsarbeiten durchgeführter 2. Casinglift-Test belegte eine relative Verbesserung der Zuflussbedingungen gegenüber dem primären Casinglift-Test. Obgleich die Produktivität der Bohrung durch die Frac-Arbeiten um ca. 70 % gesteigert werden konnte, war diese Verbesserung der Zuflussbedingungen ausschließlich auf eine Reduktion des bohrlochnahen Widerstandes (Skin-Reduktion) zurückzuführen. Hydraulisch gut leitfähige Sandsteinbereiche bzw. Kluftsysteme konnten im Umfeld der Bohrung nicht angeschlossen werden (Tischner et al., 2003). Die in Abb. 2 dargestellten Ergebnisse der Flowmeterbefahrung nach dem Primärtest und nach den Stimulationsexperimenten 2002 verdeutlichen, dass vor allem der 1. Frac im unteren Testintervall hydraulisch wirksam war. Vermutlich wurde durch diese Frac-Operation ein langer Axialriss mit über 100 m Risshöhe erzeugt, der Anschluss zu der bereits zuvor vorhandenen Zuflusszone im Bereich der Konglomerate/Vulkanite erzielt hat (Tischner et al., 2003). In Bezug auf die wirtschaftliche Zielstellung verblieb die erzielte Produktivität jedoch auch nach den Stimulationsexperimenten 2002 unterhalb des für eine ökonomische Nutzung notwendigen Mindestwertes.

Im Sommer 2002 wurde ein ebenfalls über das gesamte offene Bohrloch gefahrener Langzeitpumpversuch zur weiteren hydraulischen Charakterisierung der Rotliegend-Formation durchgeführt. Aus der Auswertung dieses Langzeitpumpversuches wurde eine Matrixtransmissibilität von $3,1 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3$ abgeleitet (Zimmermann, 2003). Dieser Wert stimmt im Rahmen der Parametersicherheit mit dem Wert, der vor den Fracoperationen im Jahr 2002 ermittelt wurde, überein.

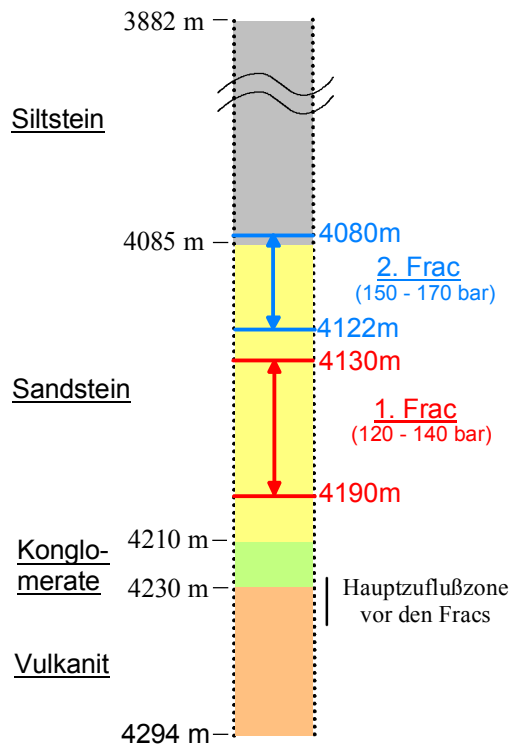


Abb. 1: Fracintervalle während der Stimulationsexperimente 2002. Eingetragen sind der Überdruck gegenüber dem jeweiligen Schichtdruck während der Frac-Behandlungen (Rissfortleitung) und die Hauptzuflußzone (4225-4247 m) vor den Frac-Behandlungen 2002.

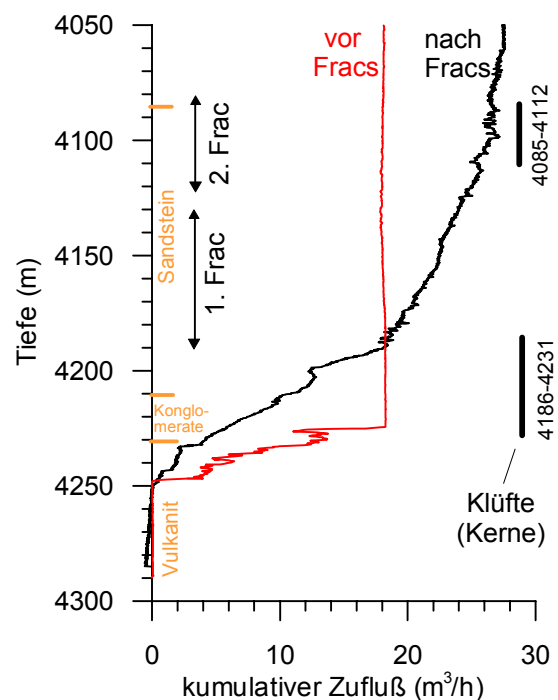


Abb. 2: Flowmeterlog vor (rot) und nach (schwarz) den Frac-Operationen 2002 mit den abwärtsigen Fahrgeschwindigkeiten 9 m/min (rot) und 5 m/min (schwarz). Eingezeichnet sind die aus den Kernen dokumentierten Bereiche mit vertikaler, verheilter Kluft. Druckabsenkung ca. 130 bar (vor Fracs) und ca. 90 bar (nach Fracs).

2.1.2. Motivation für einen Wasserfrac im offenen Bohrloch

Da die Entscheidung für ein Frackkonzept für das Gesamtvorhaben von wesentlicher Bedeutung war, sollen nachfolgend die wesentlichen Argumente, die für die Durchführung eines Wasserfracs über die gesamte offene Bohrlochstrecke sprachen (open-hole Wasserfrac) dargestellt werden:

1. Im Allgemeinen werden Scherbewegungen der Rissoberflächen gegeneinander als Ursache für die dauerhafte Rissöffnung infolge von Wasserfracs angesehen. Die Wahrscheinlichkeit Scherrisse zu erzeugen, hängt wesentlich von der Spannungssituation ab. Abb. 3 verdeutlicht die Verhältnisse an der Bohrung Groß Schönebeck mittels des Mohr-Coloumbschen Diagramms. Bei einem angenommenen Reibungswinkel von 30° liegen bereits im natürlichen Gleichgewichtszustand nahezu kritische Scherbedingungen vor (Der rote Halbkreis berührt nahezu die rote Gerade, die kritische Scherbedingungen anzeigt). Bei Annahme eines Reibungswinkels von 40° würde eine Porendruckerhöhung um 150 bar genügen, um kritische Scherbedingungen zu erhalten (blauer Kreis). In beiden Fällen wird von einer hydraulischen Zugfestigkeit von 100 bar, wie er für Sandsteine typisch ist, ausgegangen. Aber auch bei signifikant höherer Zugfestigkeit, wie für die Vulkanite zu erwarten ist, liegen immer noch günstige Bedingungen für Scherbrüche vor. Aus dieser Betrachtung wird ersichtlich, dass gute Chancen bestehen, durch Wasserfracs im Rotliegenden der Bohrung Groß Schönebeck Risse zu erzeugen, die eine dauerhafte Öffnung behalten und so ein großes Potenzial zur Produktivitätssteigerung besitzen.

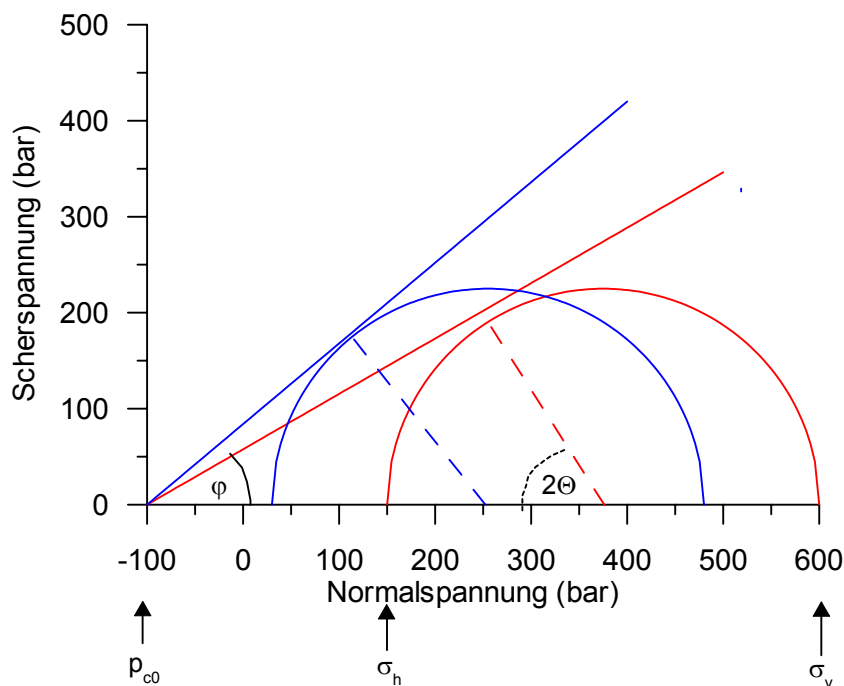


Abb. 3: Mohr-Coloumb-Diagramm für das Rotliegende der Bohrung Groß Schönebeck. Die Angabe für die minimale effektive horizontale Hauptspannung (σ_h) ist eine obere Abschätzung und resultiert aus der Frackbehandlung 2002 im unteren Intervall (Abb. 1). Die vertikale effektive Hauptspannung (σ_v) wird als größte Hauptspannung angesehen und aus dem Überlagerungsdruck (Dichte $2,5 \text{ g/cm}^3$) in einer Teufe von 4150 m bei einem Porendruck von 440 bar bestimmt. φ : Reibungswinkel, Θ : Einfallswinkel der Scherflächen gegenüber der Vertikalen (hier $25\text{-}30^\circ$).

2. Die Flowmeterbefahrungen (Abb. 2) und die Interpretation der bisherigen hydraulischen Tests zeigen, dass die Konglomerate und Vulkanite wesentliche bzw. die

entscheidenden Abflusszonen an dieser Bohrung darstellen. Eine weitere Fracoperation sollte hier bereits natürlich vorhandene Klüfte weiter stimulieren. Der verbesserte Anschluss an natürliche Klüfte im Bereich der Konglomerate/Vulkanite wurde als ein Ziel der Fracoperationen angesehen.

Andererseits ist auch der bessere hydraulische Anschluss der unteren Bereiche der Rotliegend-Sandsteine (ca. 4140 – 4195 m) gewünscht, da sich hier die am meisten permeable Zone befindet.

Eine Fracoperation sollte somit formationsübergreifend sowohl im Bereich der Sandsteine als auch der Vulkanite/Konglomerate wirksam sein.

Wenn man eine Rissausbreitung über unterschiedliche Formationen hinweg erzielen will, ist die in der Erdölindustrie angewandte Technik der Stützmittelfracs nur schwer beherrschbar. Gegen den Einsatz eines Stützmittelfracs spricht außerdem die Erwartung eines geklüfteten Reservoirs in den Vulkaniten. Für die hier genannte Zielstellung ist ein technisch einfacher zu realisierender Wasserfrac vorzuziehen.

3. Aus Abb. 1 ist ersichtlich, dass der Rissfortleitungsdruck und damit die Spannung im unteren Fracabschnitt geringer ist als in den Sandsteinen oberhalb. Der Fracgradient für die Rissfortleitung im unteren Bereich der Sandsteine/Vulkanite kann mit ca. 13,5 - 14,0 MPa/km angenommen werden. Diese Zone ist innerhalb des gesamten offenen Bohrlochs mit hoher Wahrscheinlichkeit die Zone, die am leichtesten stimuliert werden kann. Eine Fracoperation über den gesamten offenen Bohrlochabschnitt sollte somit vor allem diese, gewünschte Zone ansprechen. Der Kopfdruck während solch einer Fracoperation wird aufgrund der Ergebnisse der bisherigen Stimulationsexperimente mit 150 – 170 bar¹ prognostiziert. Dies entspricht einem effektiven Überdruck in der Formation von 120 – 140 bar.

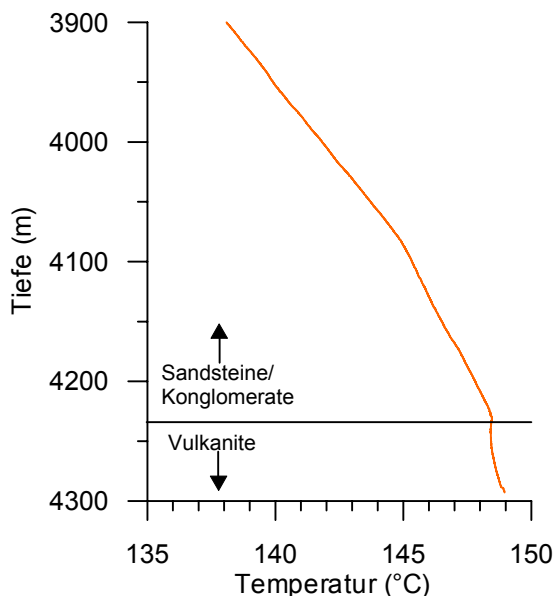


Abb. 4: Temperatur im thermischen Gleichgewicht an der Bohrung Groß Schönebeck (17.10.01)

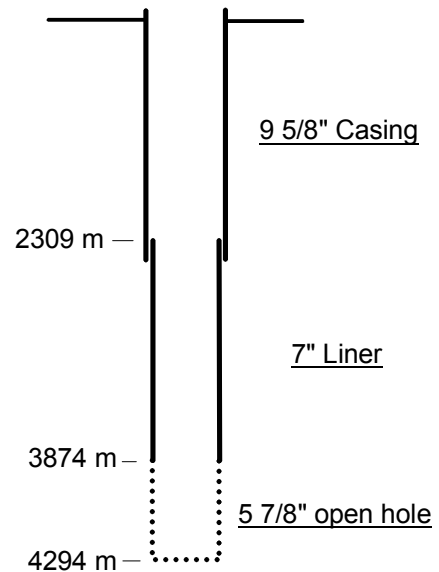


Abb. 5: Verrohrungsschema der Bohrung Groß Schönebeck (gültig bis Sept. 2003)

4. Über die hydraulischen Eigenschaften der Vulkanite ist bisher wenig bekannt, da sie im Allgemeinen kein Zielhorizont der Erdgasexploration waren. Da an der Bohrung Groß Schönebeck aus den oberen Bereichen der Vulkanite Wasserzuflüsse registriert werden, ist eine relevante Wasserführung in den Vulkaniten wahrscheinlich. Diese Hypothese wird durch das Temperaturprofil gestützt (Abb. 4). Im thermischen

¹ Während eines Wasserfracs befindet sich in der Bohrung Frischwasser der Dichte 1,0 g/cm³. Die Bohrung ist dann bereits im Gleichgewicht artesisch bei einem Kopfdruck von ca. 30 bar.

Gleichgewicht wird im Bereich der Vulkanite ein deutlich geringerer Temperaturgradient beobachtet als in den Schichten oberhalb. Der geringe Temperaturgradient in den Vulkaniten kann mit konvektiver Wasserbewegung in der Formation erklärt werden (Hurter, 2002) und liefert damit einen Hinweis auf eine mögliche Wasserführung in den Vulkaniten.

Unter Berücksichtigung dieser Erkenntnisse und unter Einbeziehung der guten Erfahrungen bei der Stimulation eines Gesteines mit ähnlichen mechanischen Eigenschaften im Projekt „Soultz“ bestehen gute Aussichten, durch einen massiven Wasserfrac eine deutliche Steigerung des Zuflusses aus den Vulkaniten zu erzielen.

5. Ein Wasserfrac bietet die Möglichkeit, die Fracoperation in mehreren Etappen mit jeweils ansteigender Fließrate durchzuführen. Nach jeder Etappe kann die erzielte Produktivitätssteigerung getestet und aufbauend hierauf der weitere Ablauf festgelegt bzw. korrigiert werden. Es ist somit möglich, im Verlauf der Operation Korrekturen vorzunehmen und die Operation auf die gewünschte Produktivitätssteigerung auszurichten. Für ein Reservoir, für das relativ wenige Erfahrungen hinsichtlich der Stimulation vorliegen, ist dies ein wichtiger Vorteil.
Bei einem Stützmittelfrac wird im Allgemeinen ausgehend von einem Datafrac das endgültige Design der Operation festgelegt, in der Erwartung, dass die berechnete Produktivitätssteigerung nach dem Frac erzielt wird. Die Möglichkeit, den Frac in mehreren Etappen auszuweiten, ist hier kaum realisierbar.
6. Ein „open hole“-Frac (OH-Frac) hat im Vergleich zu einer Fracoperation, bei der gezielt ein einzelner Abschnitt behandelt wird, ökonomische Vorteile. Für einen OH-Frac muss kein Behandlungsstrang eingezogen werden und es ist keine Bohranlage/Winde notwendig. Die Reibungsdruckverluste im Bohrloch sind bei einem OH-Frac nahezu vernachlässigbar und entsprechend wird nur eine geringere Pumpleistung benötigt. So verursacht eine Injektionsrate von 75 l/s (Wasser) über den gesamten Querschnitt der Bohrung Groß Schönebeck lediglich Reibungsdruckverluste von 15 bar. Zum Vergleich: Bei einer Rate von ca. 40 l/s Gel während der selektiven Stimulation 2002 wurden Reibungsdruckverluste über den 3 1/2“ Strang von über 300 bar registriert.

Das Hauptrisiko einer Stimulation über das gesamte offene Bohrloch betrifft die Stabilität der Rohrtour (Abb. 5). Die Druckfestigkeit der 9 5/8“ Rohrtour zwischen 884 – 2161 m ist aufgrund der geringeren Güte als kritisch anzusehen. Die Druckfestigkeit beträgt hier 320 - 390 bar, jedoch ohne Berücksichtigung der Zementation. In einzelnen Abschnitten der Rohrtour gibt es zudem Hinweise auf eine Wanddickenreduktion bzw. unvollständige Zementation (Legarth et al., 2002). Aus diesen Gründen sollte der Kopfdruck während der Stimulation 250 bar nicht überschreiten.

Infolge der Injektion von kaltem Wasser werden enorme thermische Spannungen in der Rohrtour induziert. Der kritische Bereich befindet sich am unteren Ende der Verrohrung, da hier die größte Temperaturänderung während der Injektion auftritt. Die Auskühlung um 120 K im 7“-Liner verursacht eine Zugkraft von 1,7 – 1,9 MN bei einer Zugfestigkeit von 3,3 MN². Es verbleibt somit ein Sicherheitsfaktor von 1,7 - 1,9.

Daneben besteht infolge der Injektion großer Wassermengen im verstärkten Maße die Gefahr unerwünschter physiko-chemischer Veränderungen im Reservoir (Mobilisierung von Feinstpartikeln, Quellung von Tonmineralen, Ausfällung von Eisenoxiden/Eisenhydroxiden bzw. weiterer Mineralien). Diese Effekte sind im Einzelnen schwer kalkulierbar. Durch geeignete chemische Aufbereitung des Injektionswassers können jedoch eventuelle negative Auswirkungen minimiert werden.

Unter Abwägung der erwähnten Vorteile und Risiken wurde jedoch ein open hole Wasserfrac als gerechtfertigt und erfolversprechend eingeschätzt.

² Zur Abschätzung wurde die Formel $F=207 \times A \times \Delta T$ verwendet (Cholet, 2000). A: Fläche der Wandung (hier 9,3 in²); ΔT : Temperaturänderung (hier 216°F); F: Kraft (hier 4,2 *10⁵ lbf).

2.1.3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Planung

Unter Einbeziehung der Erkenntnisse zum gebirgsmechanischen Zustand, zu den hydraulischen Verhältnissen und unter Einbeziehung technisch-ökonomischer Randbedingungen sowie der Erfahrungen an anderen Standorten wurde entschieden, an der Bohrung Groß Schönebeck massive Wasserfracoperationen durchzuführen, um die Bohrung weiter zu stimulieren (siehe auch Kap. 2.1.2). Es war vorgesehen, die Experimente in 2 Etappen durchzuführen Abb. 6.

In der 1. Etappe, dem Vortest (Test a-e), sollte das Reservoir im Ausgangszustand, d.h. vor den Wasserfracoperationen umfassend charakterisiert werden. Im Vortest waren mehrere Tests mit Injektionsraten zwischen 1 und 9 l/s vorgesehen. Diese Raten orientierten sich an der Produktivität der Bohrung, die im Anschluss an die Stimulationsexperimente des Jahres 2002 bestimmt wurde. Es sollten signifikante Druckänderungen, aber keine massive Stimulation initiiert werden.

Bis zu diesem Zeitpunkt wurden an der Bohrung Gross Schönebeck ausschließlich Produktionstests (Lifftests) durchgeführt. Aus rein hydraulischer Sicht sind Produktionstests nachteilig, da sich hierbei der Wasserspiegel frei bewegt und durch den großen Bohrlochspeicherkoeffizienten die bohrlochnahen Reservoireigenschaften stark maskiert werden. Durch die hier vorgesehenen Injektionstests wird dieser Nachteil umgangen, da bei Injektionstests der Bohrlochspeicherkoeffizient in der Regel 1-2 Größenordnungen kleiner als bei Fördertests.

Durch den Vortest sollten neben den hydraulischen Erkenntnissen auch Erfahrungen über die chemische Verträglichkeit bei Injektion von aufbereitetem Frischwasser in die Formation gesammelt werden. Die Injektion von formationsfremden Wässern birgt grundsätzlich ein erhebliches Risiko der Formationsschädigung insbesondere durch die Mobilisierung von Feinstpartikeln, durch Quellungsprozesse in Ton- und Siltsteinen und durch Ausfällungen von z.B. Eisen(hydr)oxiden. Durch vorab vom GeoForschungsZentrum und der Fa. BWG durchgeführte Laborversuche wurde das Risiko der Formationsschädigung durch Frischwasserinjektion in den Sandsteinen untersucht. Es zeigte sich hierbei, dass das Risiko der Formationsschädigung bei geeigneter Aufbereitung (Säuerung) des Frischwassers gering ist (Wolfgang et al., 2004).

Zur Vermeidung von Formationsschädigungen bei Fracoperationen werden in der Erdölindustrie in der Regel 2-5 % KCl dem Injektionsfluid zugesetzt. Um unter situ-Bedingungen den Einfluss von KCl auf die Formation zu untersuchen wurden hier nacheinander 2 Tests mit der gleichen Fließrate (Test b+c), einmal ohne und einmal mit 2%-KCl-Zugabe durchgeführt. Signifikante Druckänderungen zwischen den beiden Tests können dann Hinweise auf Formationsschädigungen infolge der Frischwasserzugabe geben.

Ein Stufeninjektionstest (Test d) zum Ende des Vortests sollte Erkenntnisse über die druckabhängige Reaktion der Formation liefern.

Im anschließenden Haupttest (Test f-l) sollte durch Injektion mit einer Rate von 30 l/s und anschließend von bis zu 80 l/s die Formation in 2 Etappen stimuliert werden. Die maximale Injektionsrate wurde so festgelegt, dass die während der Stimulation zu erwartende Injektivität der gewünschten Injektivität der Bohrung nach der Stimulation entspricht. Gleichzeitig stellen diese 80 l/s auch das Maximum dar, welches begrenzt durch die Wasserversorgung über ca. 8 h realisiert werden könnte. Injektionstests vor und nach den Stimulationsphasen waren zur Kontrolle der jeweils erzielten Produktivitätssteigerung vorgesehen. Im Anschluß an die gesamte Stimulation sollte durch einen Stufeninjektionstest und durch einen Förder/Auslaufstest sowohl die Injektivität als auch die Produktivität getestet werden.

Für die gesamte Testserie (Vortest + Haupttest) war die Injektion von Frischwasser, das durch Zugabe von Salzsäure, Korrosionsinhibitor, Sauerstoffbinder und zum Teil Kaliumchlorid aufbereitet und auf 3 µm filtriert wurde, vorgesehen.

Realisierter Ablauf

Der Vortest begann am 14.01.03. Der geplante Ablauf konnte zunächst für die Tests a-d) mit geringen Modifikationen durchgeführt werden (Abb. 7). Doch bereits während dieser Tests wurden teilweise untypische Druckverläufe beobachtet, die mit anschließend registrierten Befahrbarkeitsproblemen korrelierten. Offensichtlich wurden durch die Injektionstests Bohrlochwandausbrüche induziert. Bedingt durch die Bohrlochwandausbrüche konnte die im Anschluss an den Vortest vorgesehene massive Stimulation der Bohrung zunächst nur im begrenzten Umfang realisiert werden und die Testserie wurde am 2.03.03 vorerst eingestellt. Nahezu während des gesamten Zeitraums der 1. Testserie herrschte strenger Frost. Das vereinzelte Zufrieren von Zuleitungen und Pumpen konnte trotz aufwendiger Vorsichtsmaßnahmen nicht vollständig vermieden werden. Verzögerungen gegenüber dem geplanten zeitlichen Ablauf sind zum großen Teil auf die Witterungsbedingungen zurückzuführen.

Datum	Bezeichnung	Aktivität	V (m ³)
14.01.– 16.01.03	Test a	Auszirkulation von ca. 8 m ³ ; diskontinuierliche Injektion von ca. 81 m ³ ;	73
20.01. - 22.01.	Test b	Injektion mit 1,15 l/s	175
24.01. – 30.01.	Test c	Injektion mit 0,96 l/s	490
7.02.	T-Log	Temperatur-Log im Casing und nach Herstellen der Befahrbarkeit im OH-Bereich	
8.02. – 12.02.	Test d	Stufeninjektion mit zwischenzeitlichen Shut in; Injektionsraten: ca. 2 l/s bis 6 l/s	990
17.02. – 21.02.		Kurzzeitige Entlastungstests zur Beseitigung hydraulischer Blockaden und zum Herstellen der Befahrbarkeit	
25.02. – 1.03.	Haupttest 1	Injektion und Stimulation mit Raten von ca. 3 l/s bis 24 l/s	2830
1.03.	Auslaufest 1	freier Auslauf mit 10,95 l/s, ca. 5 h	- 225
1.03. – 2.03.		Wiederholte kurzzeitige Injektions- und Auslaufestests zur Beseitigung hydraulischer Blockaden; Abbruch am 2.03.	< 200
Sept./Okt. 03	Aufwältigung	Aufwältigung, Vertiefung auf ca. 4310 m, Liner + Schutzrohreinbau	
04.11.	T-Log	Temperaturlog: 4000 m- 4300 m	
26.11.	Step rate	Stufeninjektionstest (3 – 30 l/s)	68
26.11. – 29.11.	Haupttest 2	Stimulation mit einer mittleren Rate von ca. 30 l/s	7220
1.12.	Auslaufest 2	Auslaufest mit 3 Stufen: 4.5; 10; 12 l/s	- 790
4.12.	Auslaufest 3	Auslaufest mit Raten zwischen 10 – 6 l/s	- 280
5.12. – 17.12.03		Fangarbeiten; Fräsarbeiten zur Beseitigung des Kabelstopfens	
5.03.04	T-Log	Temperaturlog	

Tab. 1: Überblick die wesentlichen Tests und Bohrlochmessungen Zeitraum im Jan. 03 – März 04.

V: Injiziertes bzw. produziertes Volumen.

Im Anschluss an den ersten Teil der Testserie (bis März 03) wurde entschieden, zunächst das Bohrloch aufzuwältigen und insbesondere im Bereich der Siltsteine und Sandsteine zu sichern. Die Siltsteine wurden durch Einbau eines Liners komplett verrohrt und im Bereich der Rotliegend-Sandsteine wurde durch eine Kombination: Vollliner/geschlitzter Liner der hydraulische Zugang weiterhin gewährleistet bei gleichzeitigem Schutz vor Bohrlochwandausbrüchen. Im Zuge der Aufwältigung und Sicherung des Bohrlochs wurde die Bohrung um ca. 20 m bis auf ca. 4309 m vertieft. Zudem wurde im oberen Bereich der

Bohrung ein Schutzrohr eingebaut, um das 9 5/8"-Casing gegenüber Druckbelastung während der Stimulation weitgehend zu schützen. Diese Arbeiten wurden im Herbst 03 durchgeführt. Anschließend, im Nov. 2003, konnten dann die Stimulationsexperimente fortgesetzt werden.

Im zweiten Teil der Stimulationsexperimente (Nov. 03) wurde mit einer Fließrate von 30 l/s über ca. 3 d injiziert (Abb. 8). Anschließend war vorgesehen, die Fließrate für ca. 8 h auf 80 l/s zu erhöhen. Jedoch riss kurz nach Erhöhung der Fließrate die eingebaute downhole-Drucksonde am Bohrlochkopf ab und es baute sich innerhalb weniger Minuten ein enorm hoher Bohrlochkopfdruck von bis zu 500 bar auf. Der Anstieg des Bohrlochkopfdrucks resultierte aus der Verstopfung der Bohrung mit dem abgerissenen Bohrlochkabel. Die Stimulation musste vorzeitig abgebrochen werden. Anschließend wurden Fangarbeiten am Kabel durchgeführt, bei denen ein Großteil des Kabels wieder geborgen werden konnte. Es wurden 2 Auslauftests durchgeführt, die neben der hydraulischen Charakterisierung auch der Lockerung des noch verbliebenen Kabels dienten. Nach Ausbau der Schutzrohrtour wurden schließlich Fangarbeiten am Gestänge durchgeführt und nachdem diese nicht zum Ziel führten, wurden Fräsarbeiten in ca. 4130 m erfolgreich ausgeführt und hier ein Kabelstopfen erfolgreich beseitigt.

Die Fortsetzung der Stimulation mit einer Rate von 80 l/s war leider aus ökonomischen Gründen nicht mehr möglich.

Testprogramm

rote Zahlen: Volumina (m³)
 schwarze Buchstaben: Testphase
 DAM: Druckabbau(aufbau)messung
 T: Temperaturlog
 F: Flowmeterlog

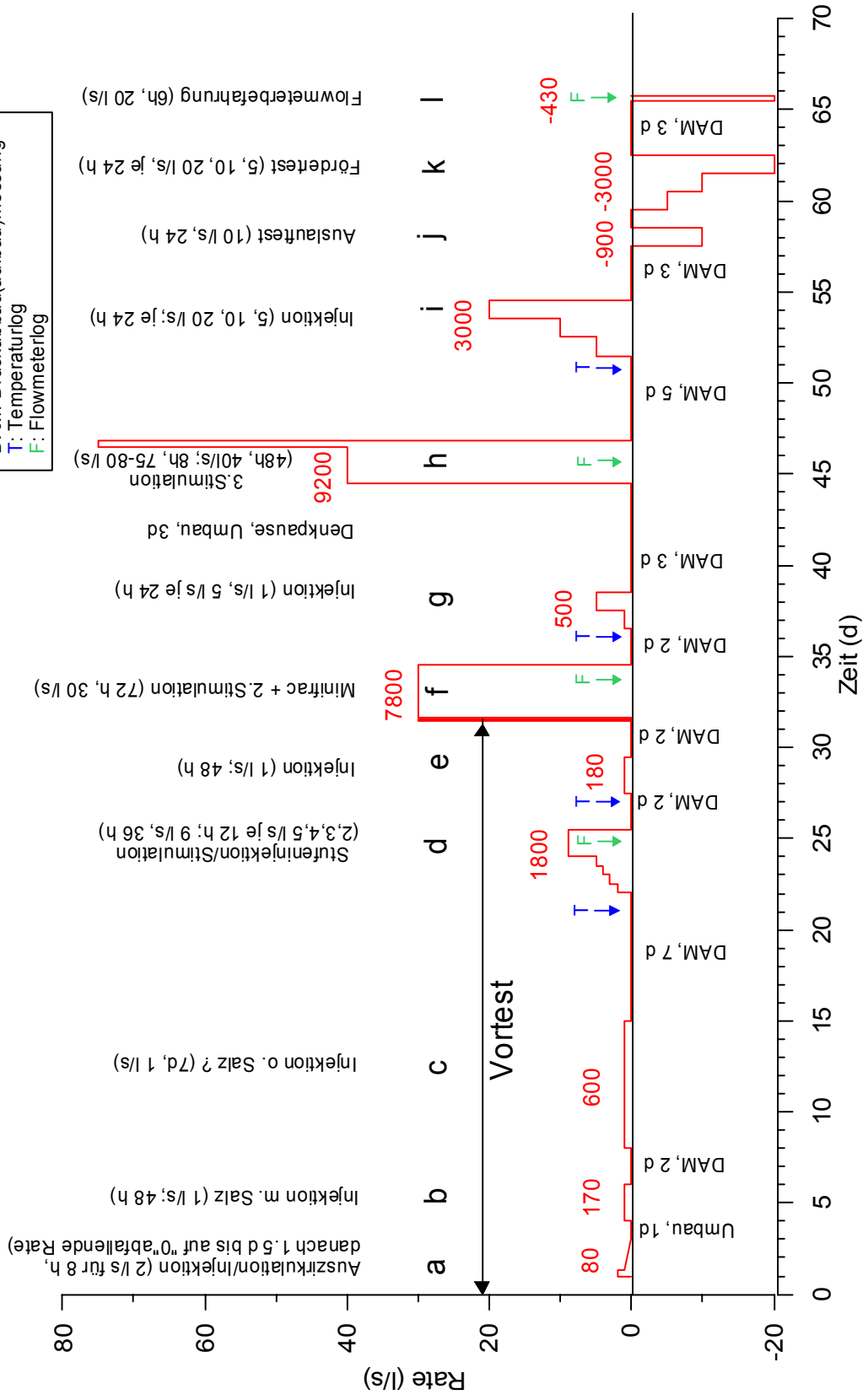


Abb. 6: Geplantes Testprogramm für die Stimulationsexperimente 2003. Positive Raten bedeuten Injektion und negative Raten Förderung. Eingetragen sind die Testbezeichnung, die geplanten Zeitpunkte für Temperatur- und Flowmeterlogs sowie die Volumina.

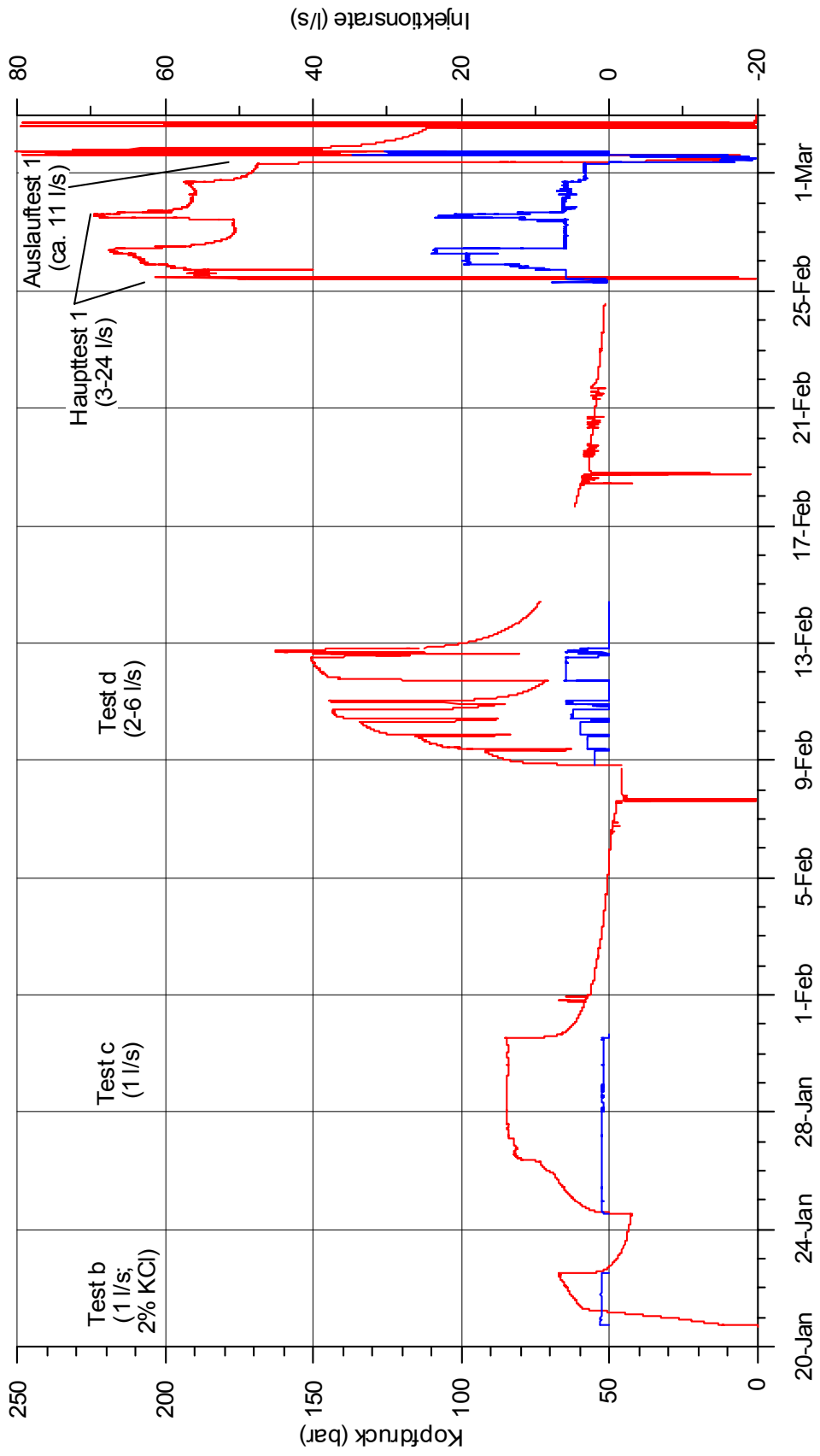


Abb. 7: Übersicht über den realisierten Testablauf im Jan. - März 03 (Kopfdruck und Fließrate); positive Fließrate bedeutet Injektion.

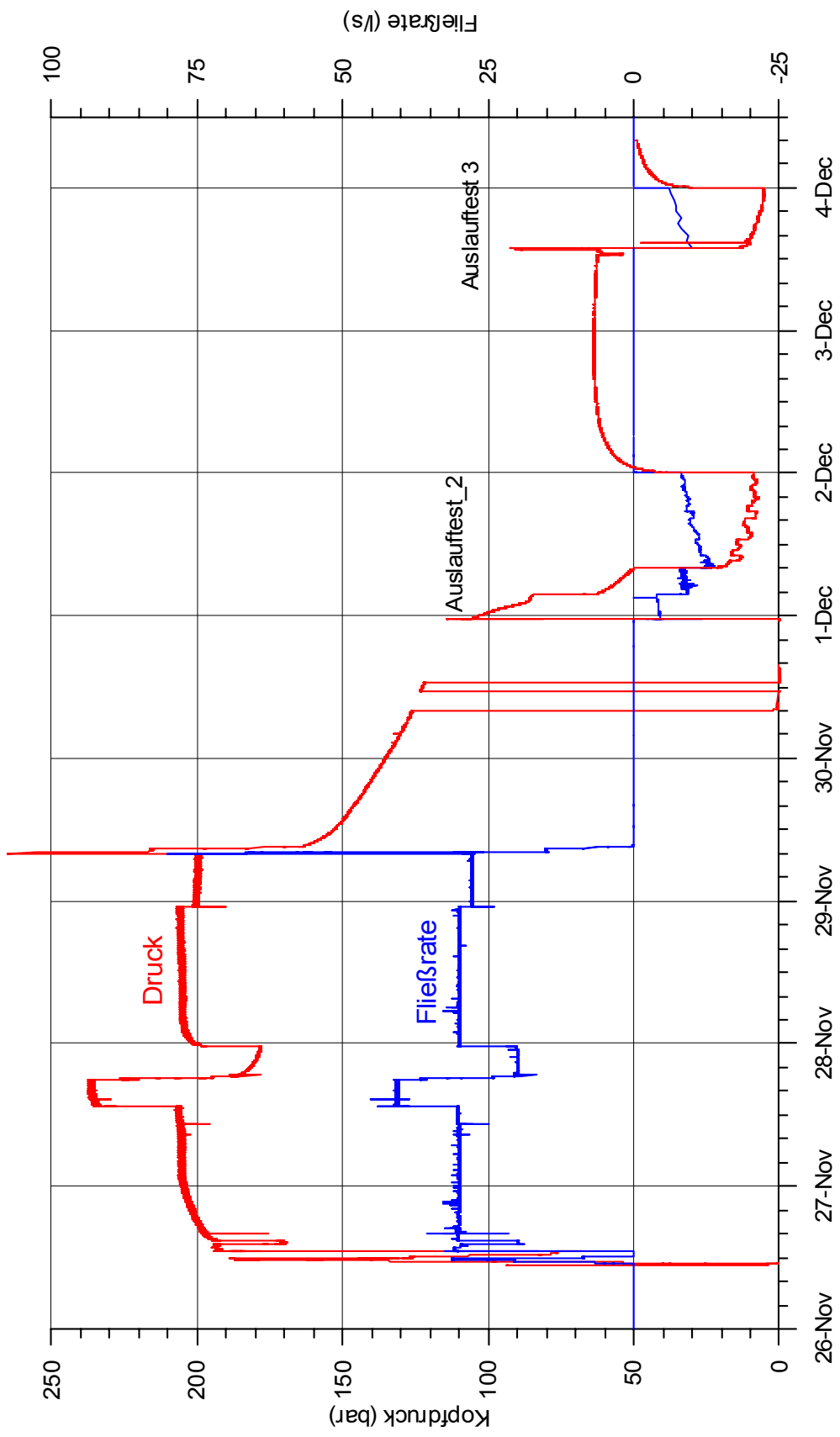


Abb. 8: Übersicht über den realisierten Testablauf im Nov./Dez. 03 (Haupttest 2; Auslauftests 2+3); Negative Fließrate bedeutet Produktion.

2.1.4. Reservoircharakterisierung vor den massiven Wasserfracs

Durch einen 6-tägigen Injektionstest (Test c, Abb. 7) mit einer Rate von knapp 1 l/s konnten umfangreiche Erkenntnisse über die hydraulischen Eigenschaften des Reservoirs und insbesondere des bohrlochnahen Umfeldes gewonnen werden. Die Abb. 9 gibt einen Überblick über den Testverlauf.

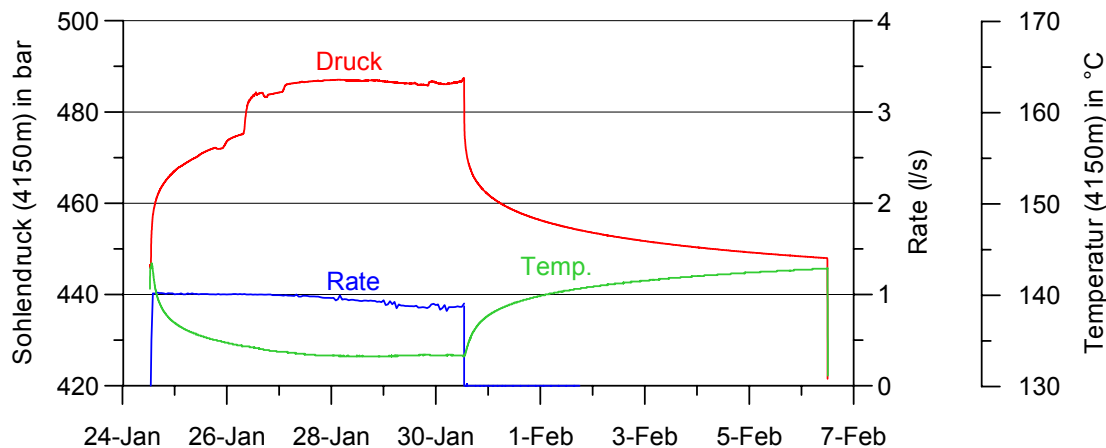


Abb. 9: Messdaten Sohlendruck, Temperatur und Injektionsrate für den 6-tägigen Injektionstest (Test c)

Die Injektionsphase ist zunächst hydraulisch glatt, weist jedoch am 26.01. einen signifikanten Druckanstieg um ca. 10 bar auf, der rein hydraulisch nicht interpretiert werden kann. Auch im Anschluss daran ist der Druckverlauf überlagert von einzelnen Schwankungen, die nur zum Teil auf Änderungen der Fließrate zurückzuführen sind. Auf dieser Auffälligkeiten im Druckverlauf wird in Kapitel 2.1.6 eingegangen. Insbesondere die Einschussphase im Anschluss an die Injektion eignet sich sehr gut für die Bestimmung von hydraulischen Parametern. In Abb. 10 sind der Druckverlauf (Druckdifferenz bezogen auf den Beginn der Einschussphase) für die Einschussperiode und die 1. Ableitung des Druckverlaufs doppelt logarithmisch dargestellt. Beginnend ab ca. 0.3 h nach Shut in bis zum Ende der Druckbeobachtung steigen sowohl der Druck als auch die 1. Ableitung näherungsweise mit dem Anstieg $\frac{1}{4}$ in dieser Darstellung an. Außerdem ist der Druck um den Faktor 4 größer als die 1. Ableitung. Beide Charakteristika weisen eindeutig auf ein bilineares Fließregime hin. Der Anstieg des Drucks mit der 4. Wurzel aus der Zeit (Superpositionszeit) wird auch aus Abb. 11 ersichtlich.

Bilineares Fließen ist charakteristisch für einen vertikalen Riss mit einer begrenzten hydraulischen Leitfähigkeit. Es setzt sich zusammen aus 2 instationären, linearen Strömungsanteilen: linearer inkompressibler Fluss im Riss und linearer kompressibler Fluß senkrecht zur Rissfläche, d.h. vom Riss in die Matrix (Cinco-Ley & Samaniego, 1981). Die Charakteristik des Druckverlaufs weist darauf hin, dass die Formation über einen vertikalen Riss mit einer begrenzten hydraulischen Leitfähigkeit an die Bohrung angeschlossen ist. Durch diese Testserie konnte erstmals ein Riss an dieser Bohrung hydraulisch nachgewiesen werden. Bei den zuvor durchgeführten Fördertests ist dieser Nachweis vermutlich aufgrund des großen Bohrlochspeicherkoeffizienten nicht gelungen.

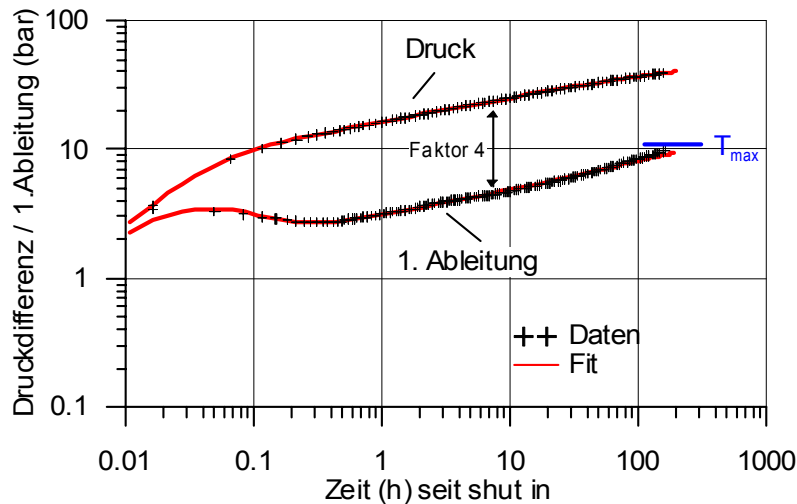


Abb. 10: Doppeltlogarithmische Darstellung der Druckdifferenz (bezogen auf Shut in) und der 1. Ableitung der Druckdifferenz. Die horizontale blaue Linie zeigt das untere Niveau, welches durch die 1. Ableitung mindestens erreicht wird und damit ein Mass für die maximale Transmissibilität der Formation an.

Der Druckverlauf für bilineares Fließen kann analytisch wie folgt beschrieben werden (Cinco-Ley & Samaniego, 1981):

$$\Delta p = \frac{1}{2 \cdot \Gamma(1.25) \cdot \sqrt[3]{\pi}} \cdot \frac{q \cdot \mu}{h \cdot \sqrt[2]{T_f} \cdot \sqrt[4]{k \cdot n \cdot \mu \cdot c_i}} \cdot \sqrt[4]{t} \quad (1)$$

$$= 0,3901 \cdot \frac{q \cdot \mu}{h \cdot \sqrt[2]{T_f} \cdot \sqrt[4]{k \cdot n \cdot \mu \cdot c_i}} \cdot \sqrt[4]{t} = m \cdot \sqrt[4]{t}$$

mit: q: Fließrate
 μ : Viskosität
h: Rissshöhe
k: Permeabilität d. Formation
n: Porosität d. Formation
 c_i : totale Kompressibilität d. Formation
 $T_f = k_f \cdot w$ (Rissleitfähigkeit = Risspermeabilität * Rissweite)
t: Zeit

Sofern ausschließlich die bilineare Fließperiode beobachtet wird, ist nach Formel 1 die Rissleitfähigkeit bei sonst konstanten Parametern nicht unabhängig von der Permeabilität der Formation (bzw. Transmissibilität) bestimmbar. Man benötigt eine unabhängige Abschätzung eines dieser beiden Parameter, um dann etwas über den anderen Parameter auszusagen. Sehr sicher kann der Anstieg m mit $m = 1,7 \cdot 10^5 \text{ Pa} \cdot \text{s}^{0,25}$ bestimmt werden. Dies wird aus Abb. 11 ersichtlich. Bei Auftragung des Sohlendrucks für die Einschussperiode von Test c in Abhängigkeit der „Hornerzeit“ für bilineares Fließen wird eine lineare Abhängigkeit gefunden, mit eindeutig bestimmbar Anstieg m. Aus dem Verlauf bzw. aus dem Maximalwert der ersten Ableitung kann ein oberer Grenzwert für die Transmissibilität der Formation abgeschätzt werden. Aus Abb. 10 entnimmt man einen Maximalwert für die 1. Ableitung von ca. 10 bar, d.h.:

$$\frac{\partial(\Delta p)}{\partial\left(\ln \frac{t}{t+t_p}\right)} = \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} = 10 \text{ bar} \quad (2)$$

t_p : Injektionsdauer (143,8 h)
t: Zeit nach Beginn Shut in

und hieraus:

$$T = k \cdot h \leq 2,4 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3$$

mit: $q = 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$
 $\mu = 3 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$

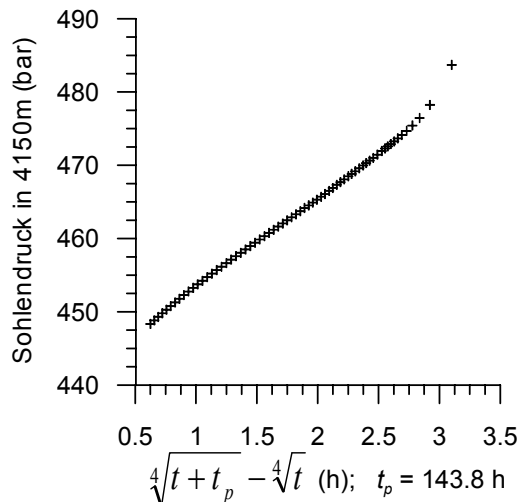


Abb. 11: Gemessener Sohlendruck für die Einschussperiode aufgetragen über die „Hornerzeit“ für bilineares Fließen. Für den Anstieg folgt: $m = 1,7 \cdot 10^5 \text{ Pa} \cdot \text{s}^{-0,25}$ (t_p : Zeitdauer der Injektion)

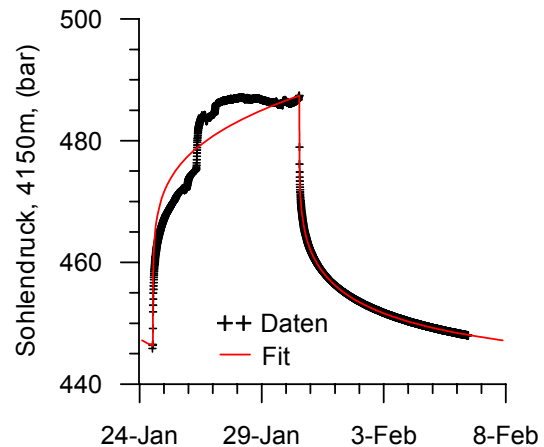


Abb. 12: Sohlendruck gemessen und mit den Parametern aus Tab. 2 angepaßt.

Es zeigt sich mit dieser Abschätzung, dass die hydraulisch wirksame Transmissibilität der Formation sehr gering ist.

Unter Berücksichtigung dieser Maximalabschätzung für die Transmissibilität wurde der Druckverlauf mit der „welltesting“-Software „Saphir“ der Fa. Kappa angepasst (Abb. 10, 12). Man erhält hiermit eine optimale Anpassung des Druckverlaufs mit einer Transmissibilität von $1,9 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3$. Folgende Parameter wurden hierbei ermittelt bzw. als konstant vorausgesetzt:

Konstante Parameter:		Fitparameter:	
Risshöhe:	$h = 60 \text{ m}$	Bohrlochspeicher:	$C = 0,011 \text{ m}^3/\text{bar}$
Porosität:	$n = 0,05$	Skin:	$S = 0,17$
Tot. Kompressibilität:	$c_t = 1 \cdot 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$	Formationsdruck (4150m)	$p_i = 440 \text{ bar}$
Viskosität	$\mu = 3 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$	Rissleitfähigkeit	$T_f = 6,1 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3$
		Risshalblänge:	$x_f = 149 \text{ m}$
		Transmissibilität (Formation)	$T = 1,9 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3$
		Permeabilität	$k = 3,2 \cdot 10^{-16} \text{ m}^2$

Tab. 2: Konstante und angepasste Parameter für die Analyse der Einschussperiode von Test c.

Die ermittelten Parameter für Bohrlochspeicher und Reservoirdruck sind sehr plausibel und stimmen mit früheren Beobachtungen/Messungen gut überein. Der Skin resultiert vor allem aus dem bereits erwähnten untypischen Druckanstieg am 26.01.03. Die Kombination der Parameter Transmissibilität und Rissleitfähigkeit erfüllt die Bedingung für den Anstieg $m = 1,7 \cdot 10^5 \text{ Pa} \cdot \text{s}^{-0,25}$ (Formel 1, Abb. 11). Transmissibilität und Rissleitfähigkeit können als plausibel eingeschätzt werden.

Für die Beziehung zwischen Rissleitfähigkeit und Transmissibilität der Formation folgt aus den Parametern in Tab. 2:

$$T_f \cdot \sqrt[2]{h^3 \cdot T} = 4,0 \cdot 10^{-18} \text{ m}^6 \quad (3)$$

Sofern Viskosität und Speicherkoeffizient unverändert entsprechend den Angaben in Tab.2 angenommen werden, gilt diese Relation für den Test c.

Die angegebene Risshalblänge (x_f) ist sehr unsicher. Für die Risshalblänge kann aus der Dauer des bilinearen Fließens lediglich ein Minimalwert angegeben werden. Nach (Cinco-Ley & Samaniego, 1981) hängt die Dauer der bilinearen Fließperiode von der dimensionslosen Rissleitfähigkeit ab. Für die dimensionslose Rissleitfähigkeit $T_{fD} = 1,6$:

$$T_{fD} = \frac{T_f}{k \cdot x_f} = 1,6$$

erreicht die dimensionslose Zeitdauer der bilinearen Fließperiode mit $t_D = 0,69$ ein Maximum. Legt man diese dimensionslose Dauer zugrunde, so kann eine minimale Rissshalblänge abgeschätzt werden:

$$x_f \geq \sqrt{\frac{k \cdot t_b}{\mu \cdot n \cdot c_i \cdot t_D}} = 90 \text{ m} \quad (4)$$

t_b : Dauer der bilinearen Fließperiode (hier werden ca. 70 h angenommen – siehe unten)
 t_D : dimensionslose Zeit

Die lang andauernde bilineare Fließperiode spiegelt sich hier in einer beträchtlichen minimalen Rissshalblänge wieder.

Die Mächtigkeit der Formation bzw. die Risshöhe h wurde bisher mit 60 m entsprechend der Ausdehnung der Zone mit dem stärksten Zufluß nach den Fracoperationen 2002 (Abb. 2) angenommen. Hinsichtlich der tatsächlichen Mächtigkeit der wirksamen Schicht im Umfeld der Bohrung besteht aber eine beträchtliche Unsicherheit. So ist es insbesondere wahrscheinlich, dass die Mächtigkeit der Abluozone in einem gewissen Abstand von der Bohrung signifikant geringer ist als das Flowmeterlog zeigt (Tischner et al., 2003). Um diese Unsicherheit zu berücksichtigen, werden nachfolgend (Tab. 3) die wesentlichen hydraulischen Parameter bei Erhöhung bzw. Verringerung der wirksamen Formationsmächtigkeit um jeweils den Faktor 2 angegeben.

	$\mu = 3 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$			$\mu = 2 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$
	$h = 30 \text{ m}$	$h = 60 \text{ m}$	$h = 120 \text{ m}$	$h = 60 \text{ m}$
Transmissibilität (m^3)	$1,9 \cdot 10^{-14}$	$1,9 \cdot 10^{-14}$	$1,9 \cdot 10^{-14}$	$1,3 \cdot 10^{-14}$
Permeabilität (m^2)	$6,4 \cdot 10^{-16}$	$3,2 \cdot 10^{-16}$	$1,6 \cdot 10^{-16}$	$2,1 \cdot 10^{-16}$
Rissleitfähigkeit (m^3)	$1,7 \cdot 10^{-13}$	$6,1 \cdot 10^{-14}$	$2,2 \cdot 10^{-14}$	$4,0 \cdot 10^{-14}$
Rissshalblänge (m)	> 125	> 90	> 60	> 90

Tab. 3: Hydraulische Parameter für unterschiedliche Risshöhen und für die Viskositäten $3 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ bzw. $2 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$. Die Berechnung erfolgt auf der Grundlage der Beziehung (1) mit konstantem $m = 1,7 \cdot 10^5 \text{ Pa} \cdot \text{s}^{0,25}$. Speicherkoeffizient ($n \cdot c_i = 5 \cdot 10^{-11} \text{ Pa}^{-1}$) und Skin (0,17) bleiben unverändert.

Die Angaben in Tab. 3 verdeutlichen bei Annahme einer konstanten Transmissibilität der Formation ungefähr die Bandbreite der weiteren angegebenen Parameter, die durch die Variation der Risshöhe entsteht. Insbesondere variiert die Rissleitfähigkeit um ca. 1 Größenordnung bei Änderung Risshöhe um den Faktor 4.

Bisher wurde der Speicherkoeffizient ($n \cdot c_i$) als konstant angesehen. Nimmt man als plausible Abschätzung an, dass der Speicherkoeffizient nur bis auf den Faktor 2 genau bekannt ist, so sind sowohl die minimale Risslänge als auch die Rissleitfähigkeit mit dem zusätzlichen Unsicherheitsfaktor von $\sqrt{2}$ behaftet.

Von größerer Bedeutung als der Speicherkoeffizient ist die angenommene Viskosität des hydraulisch wirksamen Fluids, da sich diese auch auf die Abschätzung der maximalen Transmissibilität auswirkt. In Abb. 13 ist die Viskosität in Abhängigkeit von der Temperatur und der Salinität dargestellt. Die bisher verwendete Viskosität basiert auf der Annahme, dass sich das Injektionsfluid (nahezu Frischwasser) stark mit dem natürlich vorhandenen, nahezu salzgesättigten Formationsfluid mischt, bzw. dass das Formationsfluid nur geringfügig durch das injizierte Frischwasser verdrängt wird. In beiden Fällen ist dann näherungsweise die Viskosität des natürlichen Formationsfluids relevant. Diese Annahme ist insbesondere deshalb wahrscheinlich, da in diesem Test mit einer sehr kleinen Fließrate über eine hohe Mächtigkeit (h) in das Gebirge injiziert wurde.

Durch die Injektion wird nur eine geringe Temperaturerniedrigung im Bohrloch in Formationstiefe verursacht (Abb. 9). Mit hoher Wahrscheinlichkeit kann davon ausgegangen werden, dass im Riss selbst und in der Formation keine relevante Temperaturerniedrigung durch diesen Injektionstest verursacht wurde. Der Temperatureinfluss auf die Viskosität ist

hier vernachlässigbar und die Annahme von 145 °C als Fluidtemperatur in der Formation erscheint gerechtfertigt. Aus der Abb. 13 entnimmt man dann die bisher verwendete Viskosität von $3 \cdot 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$.

Geht man im anderen Extremfall davon aus, dass das unveränderte Frischwasser mit seiner geringeren Viskosität von ca. $2 \cdot 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$ und bei 145 °C hydraulisch wirksam ist, so erhält man nach erneuter Kurvenanpassung die Parameter in Tabelle 3 (letzte Spalte). Für diesen Fall kann die maximale Transmissibilität der Formation mit $1,6 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3$ abgeschätzt werden (siehe Gleichung 2).

Die Verringerung der Viskosität um den Faktor 1,5 führt hier sowohl für die Transmissibilität als auch für die Rissleitfähigkeit zu einer Verringerung um ca. ebenfalls das 1,5 fache. Die minimale Risshalbblänge hingegen bleibt näherungsweise unverändert.

Zur Verdeutlichung der Sensitivität der Parameter ist in Abb. 14 die Änderung der Druckantwort bei Variation der Parameter um 1 % basierend auf den Parametern in Tab. 2 dargestellt. Bis zu einer Zeit von ca. 150 h ist die Rissleitfähigkeit der sensibelste Parameter und anschließend die Transmissibilität. Dies bedeutet, dass spätestens ab dieser Zeit das pseudoradiale Fließregime dominiert. Der Übergang vom „rein“ bilinearen Fließen zum pseudoradialen Fließregime beginnt bereits deutlich früher. Entsprechend dieser Darstellung wird in Formel (4) eine Zeitdauer für das „rein“ bilineare Fließregime von 70 h, d.h. nur etwa die halbe Einschussperiode, eingesetzt. Die doppelt-logarithmische Darstellung (Abb. 10) ist für die Abgrenzung der bilinearen Fließperiode weniger empfindlich.

Die Darstellung 14 zeigt zudem, dass für diesen Test die Sensitivität der Bestimmung der Transmissibilität relativ hoch ist und erklärt, warum die Bestimmung der Transmissibilität auch bei deutlicher Variation der Anfangsbedingungen relativ eindeutig gelingt.

Zusammenfassend betrachtet werden die in Tab. 2 angegebenen Parameter als die wahrscheinlichsten angesehen. Demnach sind sowohl die Transmissibilität als auch die Rissleitfähigkeit bei weitem nicht ausreichend, um ökonomische relevante Förderraten zu erzielen. Die Wasserfracs mussten somit die Erhöhung der wirksamen Transmissibilität der Formation durch Anschluss von permeablen Strukturen als auch die Erhöhung der Rissleitfähigkeit zum Ziel haben.

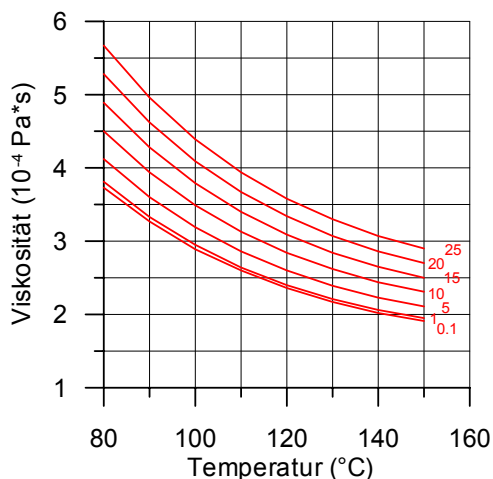


Abb. 13: Viskosität von Wasser in Abhängigkeit von der Temperatur und der Salinität (%NaCl) entsprechend der in Saphir integrierten Datenbank und in guter Übereinstimmung z.B. mit den Angaben in Schechter, 1992 (S. 48). Die Druckabhängigkeit der Viskosität wird vernachlässigt.

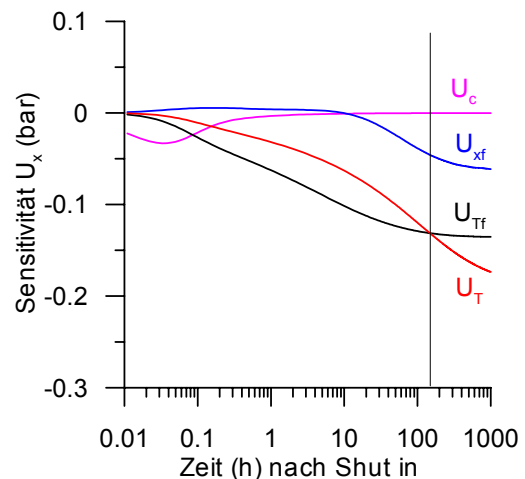


Abb. 14: Sensitivität des Drucks bei Variation der hydraulischen Parameter um jeweils 1 %. Die Sensitivität wurde mit den Ausgangsparametern in Tab. 2 für eine Einschussphase nach 150 h Injektion mit $q = 1 \text{ l/s}$ berechnet. Die senkrechte schwarze Linie gibt die Beobachtungsdauer wieder. Sensitivität ($U_x = x/100 \cdot \partial p / \partial x$) bezüglich der Parameter: Bohrlochspeicher (C), Risshalbblänge (x_f), Rissleitfähigkeit (T_f) und Transmissibilität (T).

2.1.5. Beziehung zwischen Injektivität und Produktivität

Es ist lohnenswert, die Ergebnisse aus dem Injektionstest c (vorhergehender Abschnitt) mit weiter zurückliegenden Fördertests zu vergleichen.

Im Anschluss an die Sandstein-Stimulationsexperimente im Jahr 2002 wurde ein Casinglifftest durchgeführt, um die erzielte Produktivitätssteigerung durch die Stimulation zu bestimmen. Weitere Stimulationsexperimente wurden in der Zwischenzeit, d.h. bis zum Beginn der massiven Wasserfrac-Tests im Febr. 03, nicht durchgeführt. Der hydraulische Zustand der Bohrung für den oben diskutierten Test c kann als unverändert zu dem Zustand während des Casinglifftests angesehen werden. Daher besteht hier die seltene Gelegenheit, die Injektivität (Test c) und die Produktivität (Casinglifftest 2002) der Bohrung zu vergleichen und insbesondere den Einfluss der Druckabsenkung bzw. Druckerhöhung auf die Produktivität/Injektivität zu betrachten. Weiterhin besteht die Möglichkeit, die Eignung dieser beiden Tests hinsichtlich der hydraulischen Reservoircharakterisierung zu vergleichen und zu bewerten.

In Abb. 15 ist der Casinglifftest (CLT) aus dem Jahr 2002 dargestellt. Eingezeichnet ist hier zusätzlich ein Fit. Dieser Fit wurde gewonnen, indem die Parameter für Test c (Tab. 2) als Startparameter verwendet wurden und anschließend die nichtlineare Regression durchgeführt wurde.

Der Vergleich der Fitparameter in Abb. 15 und der Parameter in Tab. 2 zeigt, dass nur geringfügige Unterschiede bezüglich der relevanten hydraulischen Parameter (Transmissibilität, Rissleitfähigkeit, Risslänge) auftreten. Dies zeigt sich auch in der Darstellung der zeitabhängigen Produktivität (Abb. 16). Die berechnete Produktivität mit den Parametern aus dem (Injektions)Test c ist nahezu identisch zur berechneten Produktivität mit den Fitparametern aus dem Casinglifftest, sofern in beiden Fällen die plausible Annahme einer Viskosität von $\mu = 3 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ gemacht wird. Bezogen auf den Test c (c_2) beträgt die Produktivität nach 2 Tagen $0,032 \text{ l}/(\text{s} \cdot \text{bar})$ und sinkt anschließend bis auf $0,023 \text{ l}/(\text{s} \cdot \text{bar})$ nach 8 Tagen (ca. 200 h). Hiermit wird verdeutlicht, dass die Produktivität der Bohrung vor den massiven Wasserfracs um mindestens den Faktor 20 zu gering ist für einen wirtschaftlichen Betrieb³.

Die sehr gute Übereinstimmung der Produktivität, beobachtet in einem Injektionstest mit maximal ca. 50 bar Druckerhöhung und der Produktivität, beobachtet in einem Fördertest mit ca. 100 bar Druckabsenkung zeigt, dass über einen sehr weiten Druckbereich die hydraulischen Eigenschaften der Bohrung und des Reservoirs unverändert bleiben. Insbesondere sind die hydraulischen Eigenschaften des Risses zumindest in den angegebenen Grenzen unabhängig von einer Druckbeaufschlagung/Druckabsenkung.

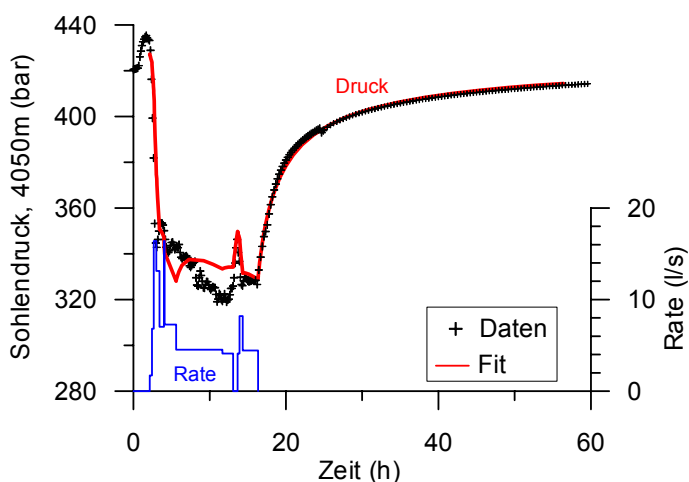


Abb. 15: Casinglifftest im Anschluss an die Sandstein-Stimulation im Jahr 2002. Der Fit wurde mit folgenden Parametern erhalten:

$$C = 0,40 \text{ m}^3/\text{bar};$$

$$S = 0;$$

$$x_f = 150 \text{ m};$$

$$T_f = 7,0 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3;$$

$$T = 1,9 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3;$$

Die weiteren Parameter ($h = 60 \text{ m}$; $\mu = 3 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$; $n = 0,05$; $c_t = 1 \cdot 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$) wurden wie in Test c konstant gehalten.

³ $75 \text{ m}^3/\text{h}$ bei 40 bar Druckabsenkung, bzw. $0,5 \text{ l}/(\text{s} \cdot \text{bar})$ werden als Mindestproduktivität gefordert.

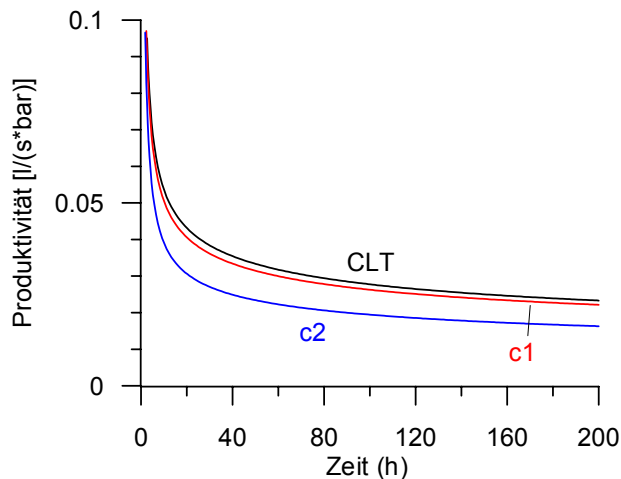


Abb. 16: Berechnete Produktivität mit den Parametern des Casinglifftests (CLT) aus Abb. 15, und mit den Parametern für Test c aus Tab. 3 für $h = 60 \text{ m}$ und $\mu = 3 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ (c1) bzw. $\mu = 2 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ (c2). Der Skin wird nicht berücksichtigt ($S=0$), da er während der Vortests jeweils nur temporär auftritt. Der Bohrlochspeicher wird hier mit $C = 0,4 \text{ m}^3/\text{bar}$ angenommen, entsprechend eines Fördertests mit freiem Wasserspiegel.

An dieser Bohrung besteht somit die Möglichkeit, aus Injektionstests verlässliche Aussagen über die Produktivität abzuleiten und umgekehrt aus Fördertests die Injektivität zu bestimmen. Diese Aussage ist zumindest für den hier beschriebenen Zustand der Bohrung gültig. Aber auch nach weiteren Fracoperationen sollte diese Aussage Gültigkeit behalten, sofern keine formationsfremden, mechanisch wirksamen Substanzen (insbesondere Stützmittel) in die Bohrung bzw. in den Riss eingebracht werden.

Legt man die hydraulischen Parameter, die aus dem Test c bei Annahme einer geringeren Viskosität von $\mu = 2 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ (c2) bestimmt wurden, zugrunde (Abb. 16), so erhält man eine signifikant geringere Produktivität.

Die gute Übereinstimmung hinsichtlich der berechneten Produktivität des Casinglifftests (CLT) und des Injektionstests (c1) kann kein Zufall sein. Hiermit wird zusätzlich bestätigt, dass die zuvor getroffene Annahme der Viskosität von $\mu = 3 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ für den Test c gerechtfertigt ist. Um eine Vorstellung zu gewinnen, wie wenig eindeutig die Bestimmung der hydraulischen Parameter durch den Casinglifftest ist, ist in Abb. 17 die Sensitivität der hydraulischen Parameter für die Einschussphase dieses Tests dargestellt. Im Unterschied zur Sensitivitätsbetrachtung für Test c (Abb. 14) ist hier der Bohrlochspeicher über einen deutlich längeren Zeitraum von ca. 2 h der sensitivste Parameter und bis mindestens 10 h nach Shut in signifikant wirksam. Hier wirkt sich der im Vergleich zum Test c fast 40 mal größere Bohrlochspeicher infolge des frei beweglichen Wasserspiegels aus. Bohrlochnahe hydraulische Eigenschaften werden dadurch stark maskiert.

Weiterhin ist die Transmissibilität nur sehr unsicher bestimmbar. Aufgrund der zu kurzen Zeitdauer der Förderphase ist die Transmissibilität weder in der Förderperiode noch in der Einschussperiode der sensitivste Parameter.

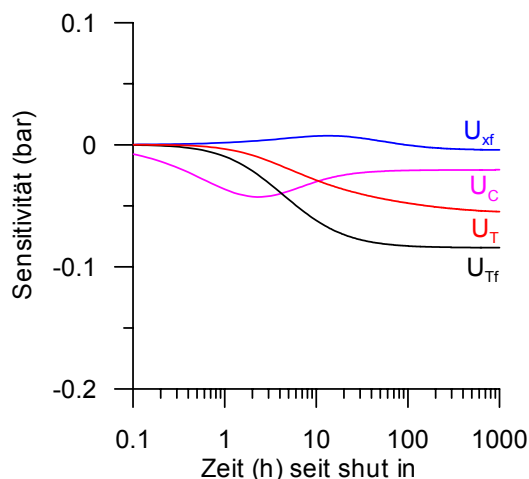


Abb. 17: Casinglifftest (CLT): Sensitivität des Drucks bei Variation der hydraulischen Parameter um jeweils 1%. Die Sensitivität wurde mit den Ausgangsparametern in Abb. 15 für eine Einschussphase nach 14 h Förderung mit $q = 1 \text{ l/s}$ berechnet.

$$\text{Sensitivität: } U_x = \frac{x}{100} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \text{ mit } x = x_f, C, T, T_f.$$

Die Sensitivität sowohl für die Transmissibilität als auch für die Rissleitfähigkeit ist absolut betrachtet deutlich geringer als beim Test c (die Sensitivitäten in Abb. 14 und 17 sind direkt vergleichbar).

Aus diesen Betrachtungen wird ersichtlich, dass der durchgeführte Casinglifftest im Gegensatz zum Injektionstest (Test c) nicht für eine eindeutige Parameterbestimmung geeignet ist (siehe auch Tischner et al., 2004). Zwei Gründe sind hierfür maßgebend: Der große Bohrlochspeicher und die zu kurze Förderzeitdauer.

2.1.6. Bohrlochwandausbrüche und KCl-Zugabe

Im Test b wurde dem Injektionswasser Kaliumchlorid (KCl, 2 %) zugegeben. Im nachfolgenden Test c wurde bei gleicher Injektionsrate auf die Zugabe von KCl verzichtet. Der Vergleich im Druckverlauf zwischen den beiden Tests sollte Aufschluss darüber geben, ob sich bei Verzicht auf die KCl-Zugabe die hydraulischen Eigenschaften der Bohrung verschlechtern.

Der Sohldruckverlauf für den Test b ist hydraulisch „glatt“ und es zeigen sich keine Auffälligkeiten. Anders hingegen ist die Situation im Test c. Hier treten insbesondere in der Anfangsphase signifikante, relativ plötzliche Änderungen im Druckverlauf auf und es stellt sich die Frage, ob diese Änderungen mit der unterschiedlichen Leitfähigkeit bzw. mit Änderungen in der KCl-Konzentration korrelieren.

Zum Beginn von Test c wurde die KCl-Zugabe in 2 Stufen reduziert. Anschließend wird kein KCl mehr zugegeben, dennoch ist durch noch verbliebene Reste in den Tanks die KCl-Konzentration nicht „Null“, sondern variiert stufenweise auf niedrigem Niveau (Abb. 18).

Aus der grafischen Übersicht wird ersichtlich, dass ca. 120 m³ nach Veränderung der elektrischen Leitfähigkeit am Bohrlochkopf eine Reaktion des Sohldrucks auftritt. Der Anstieg der elektrischen Leitfähigkeit korreliert mit einer Druckabnahme und der Abfall der Leitfähigkeit mit einer Zunahme des Druckes. Insbesondere korreliert der drastische Druckanstieg um ca. 10 bar am 26.01.03 mit der faktischen Beendigung der KCl-Zugabe.

Es liegt nahe, die Reaktion des Druckes auf Änderungen der Leitfähigkeit mit der Mobilisierung von Feinstpartikeln bzw. der Quellung von Tonmineralen in Verbindung zu bringen. Überraschend ist jedoch die Reaktion bereits 120 m³ nach Änderung der Leitfähigkeit am Bohrlochkopf. Da die Druckaufzeichnung in 4150 m beobachtet wurde, muß die Reaktion der Formation unterhalb dieser Teufe erfolgen. Das wirksame Bohrlochvolumen bis zum Beginn der Abflusszone in 4180 m (siehe Abb. 2) beträgt jedoch 128 m³. Die Ungenauigkeit hinsichtlich der Positionierung der Abflusszone bzw. der Volumenbestimmung kann die Diskrepanz zwischen diesen Volumenangaben (120 bzw. 128 m³) nicht erklären.

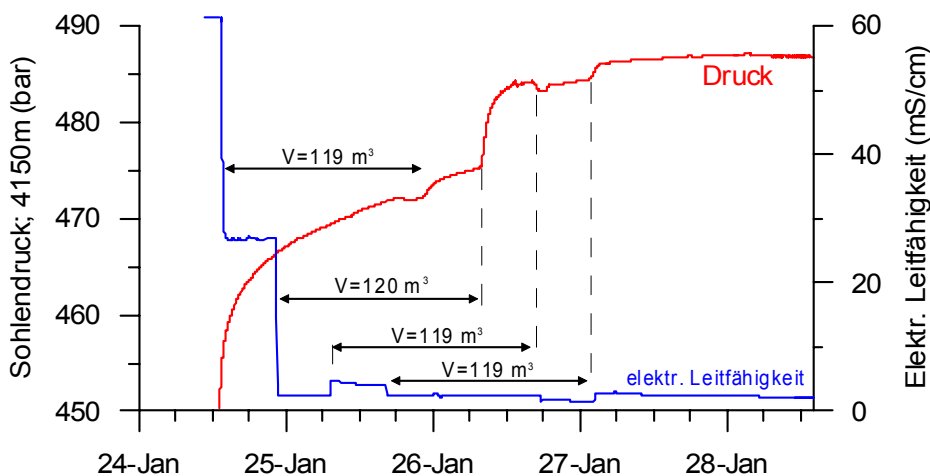


Abb. 18: Anfangsphase von Test c. Korrelation von Druckereignissen mit Änderungen der elektrischen Leitfähigkeit

Die Formation muss demnach bereits auf KCl-Konzentrationsänderungen reagieren, bevor das jeweilig neue Maximum oder neue Minimum der Konzentration in der Abflusszone erreicht wird.

Ein ursächlicher Zusammenhang zwischen anderen gemessenen Einflußgrößen (pH, Sauerstoffgehalt, Redoxpotenzial) und den erwähnten Druckänderungen kann als unwahrscheinlich angesehen werden. Der pH-Wert zeigt wenig signifikante Änderungen in Test b und Test c. Bezüglich Sauerstoffgehalt/Redoxpotenzial und Druckreaktion ist keine ähnlich gute Korrelation erkennbar, wie zwischen Leitfähigkeit und Druckänderung.

Im Anschluss an Test c konnte das Bohrloch zunächst nur bis kurz unterhalb des Rohrschuhs befahren werden. Mit einem „Bailer“ wurde Material, welches kurz unterhalb des Rohrschuhs ausgebrochen war und hier offensichtlich eine Brücke gebildet hat, genommen. Neben sehr feinem Material wurden auch Gesteinsbruchstückchen aus der Teufe 3919 m, aus den Siltsteinen, geborgen.

Die hier geschilderten Beobachtungen führen zu folgender Interpretation hinsichtlich der Bohrlochwandausbrüche und der zusätzlichen hydraulischen Widerstände: Durch Erniedrigung der KCl-Konzentration werden unterhalb des Rohrschuhs, im Bereich der Siltsteine, Partikel mobilisiert. Diese werden mit dem Fluidstrom nach unten transportiert, setzen hier partiell den Riss zu und sind dann als hydraulischer Widerstand wirksam. Die Reaktion der Siltsteinformation auf die KCl-Konzentrationserniedrigung erfolgt quasi instantan. Da es wahrscheinlich ist, dass kein reiner piston-flow im Bohrloch vorliegt, „verschmiert“ eine am Bohrlochkopf sprunghaft erzeugte Veränderung der KCl-Konzentration während der mehr als 4 km langen Abwärtsbewegung bis zur Abflusszone (Hierfür werden ca. 35 h benötigt !). Damit wird auch verständlich, dass bereits nach einem Verdrängungsvolumen von 120 m³ eine Reaktion sichtbar werden kann, obwohl bis zur Abflusszone 128 m³ notwendig sind und hier die relevante hydraulische Reaktion auftritt.

Als tiefer liegende Ursache für die Mobilisierung von Feinstpartikeln sind elektrochemische Prozesse an der Oberfläche der Partikel anzusehen. Durch die Reduktion der elektrischen Leitfähigkeit vergrößert sich die Dicke der sogenannten „diffusen Doppelschicht“ im Umfeld der eine elektrische Oberflächenladung tragenden Feinstpartikel. Hierdurch erhöhen sich die abstoßenden Kräfte zwischen den Partikeln und deren Zusammenhalt wird geringer. Feinstpartikel werden mobilisiert und können Porenhälse bzw. Risse verstopfen. Dieser hier grob beschriebene Mechanismus gilt als einer der wesentlichen Mechanismen der Formationsschädigung in porösen Formationen (z.B. Tschistiakov, 2000; Schechter, 1992).

Schwieriger zu interpretieren ist die, wenn auch nur geringfügige, Druckabnahme bei Anstieg der elektrischen Leitfähigkeit. Es muß ein partiell reversibler Mechanismus angenommen werden. Untersuchungen in porösen Sandsteinen belegen, dass bei nachfolgender Erhöhung der elektrischen Leitfähigkeit, die Permeabilitätsreduktion teilweise reversibel ist (Khilar & Fogler, 1983). Übertragen auf die hier vorliegenden Bedingungen muss davon ausgegangen werden, dass bei nachfolgender Erhöhung der elektrischen Leitfähigkeit die im Riss abgelagerten Feinstpartikel teilweise koagulieren und dadurch Fließwege im Riss partiell wieder freigegeben werden.

Im Rahmen des Vortests und des Haupttests 1 wurden wiederholt zusätzliche hydraulische Widerstände bzw. Blockaden festgestellt. Diese ließen sich oftmals durch kurzzeitige Auslauf-tests, d.h. bei Umkehrung der Fluidbewegung, wieder beseitigen. Die Vorstellung von reversiblen Ablagerungen im Riss, verursacht durch Feinstpartikel, wird hierdurch gestützt. Die beobachteten Probleme sind dominant durch die Siltsteine verursacht und widersprechen nicht den Ergebnissen von vorab durchgeführten Laboruntersuchungen (Wolfgramm et al., 2004), die sich auf die Rotliegend-Sandsteine konzentrierten und hier keine signifikante Formationsschädigung infolge der Frischwasserinjektion prognostizierten.

Neben der oben dargestellten Korrelation zwischen Leitfähigkeitsänderungen und Bohrlochwandausbrüchen wurden weitere Ursachen für die Bohrlochwandausbrüche diskutiert, insbesondere:

- Mechanische Destabilisierung des Bohrlochs durch Temperaturenniedrigung infolge der Kaltwasser-Injektion

- Wiederholte Wechselbeanspruchung der Formation (häufiger Wechsel von Injektions- und Einschlussperioden) und damit verbundene drastische Druckänderungen.
- Überhöhter Porendruck in den Siltsteinen während der Einschlussphasen: Während der Injektion wird in geringem Umfang auch Wasser in die Siltsteine infiltrieren und hier zu einem Porendruckanstieg führen. In der nachfolgenden Einschlussphase baut sich der Porendruck hier langsamer ab als in den Sandsteinen/Vulkaniten (aufgrund der geringeren Permeabilität), so dass in den Einschlussperioden ein Druckgradient in Richtung des Bohrlochs wirken wird und zum Ausbruch von Gesteinsmaterial gerade in den wenig permeablen Siltsteinen führen kann.

Die erste Hypothese, der Temperatureinfluss, kann als unwahrscheinlich angesehen werden. Zum einen sollte eine Abkühlung zu einer Abnahme von kompressiven Spannungen im Bohrloch führen und damit die Tendenz zu Extensionsausbrüchen verringern. Weiterhin ist die Temperaturerniedrigung während Test c, wo bereits Bohrlochinstabilitäten beobachtet werden, sehr gering ($< 20^\circ\text{K}$).

Wiederholte hydraulische Wechselbeanspruchung der Formation (Wechsel von Injektion und Einschluss) als Ursache für die Bohrlochwandausbrüche ist ebenfalls unwahrscheinlich. Als Hauptargument dagegen kann die zuvor über Jahre hinweg beobachtete Stabilität des Bohrlochs bei wiederholten Fördertests mit z.T. deutlich stärkeren Druckänderungen angeführt werden.

Gegen die oben erwähnte dritte Hypothese kann folgendes Argument angeführt werden: Am deutlichsten wird ein Bohrlochwandausbruch während der Injektionsphase von Test c, ca. 2 Tage nach Beginn der Injektion, beobachtet (siehe Abb. 18). Entsprechend dieser Hypothese sollten aber Bohrlochinstabilitäten vor allem während der Einschlussperioden auftreten.

Aufgrund der engen Korrelation zwischen der Zugabe von KCl und beobachteten Druckreaktionen wird es als am wahrscheinlichsten angesehen, dass hier Änderungen der elektrischen Leitfähigkeit hauptverantwortlich sind für die Bohrlochwandausbrüche.

In Folge der beobachteten Bohrlochinstabilitäten wurde im Anschluss an den Haupttest 1 das Bohrloch gesichert und hier insbesondere der Bereich der Siltsteine verrohrt. Beim nachfolgenden Haupttest 2 traten keine derartigen Probleme mehr auf.

2.1.7. Stufeninjektionstest und Bestimmung des Fracdrucks

Im Anschluss an den Injektionstest mit konstanter Rate (Test c) wurde ein Stufeninjektionstest (Test d) durchgeführt, um die hydraulische Reaktion der Formation bei stufenweisem Anstieg der Rate zu untersuchen. Insbesondere war hier der Übergang von der rein hydraulischen Reaktion des Gebirges zur mechanischen Reaktion, d.h. die Bestimmung des „Fracdrucks“⁴, von besonderer Bedeutung. Die Abb. 19 gibt einen Überblick über den Testverlauf. Bereits ohne detaillierte Analyse wird deutlich, dass der Druck spätestens ab der 4. Injektionsphase nicht mehr proportional zur Fließrate ansteigt. Die Formation beginnt mechanisch zu reagieren, der bereits vorhandene Riss wird aufgeweitet und der Druck steigt bei weiter zunehmender Fließrate kaum noch an.

Der Fracdruck kann mit mehreren unterschiedlichen Methoden abgeschätzt werden. Der Fracdruck wird hier als Überdruck gegenüber dem Ruhedruck angegeben.

Trägt man den Druck zum Ende der jeweiligen Injektionsphasen in Abhängigkeit von der Fließrate auf, so ergeben sich 2 Geraden mit stark unterschiedlichem Anstieg (Abb. 20). Der Wechsel des Anstiegs zeigt den Übergang von der rein hydraulischen zur mechanischen Reaktion der Formation an und der Druck am Schnittpunkt der Geraden liefert eine Abschätzung für den Fracdruck. Ebenso kann aus der Änderung des Speicherkoeffizienten Rückschluss auf den Fracdruck gezogen werden.

⁴ Der Fracdruck wird hier als Druck bezeichnet, bei dem der bereits vorhandene Riss beginnt, sich wieder zu öffnen. Diese Druckangabe ist nicht zu verwechseln mit dem Druck, der notwendig ist, um initial die Rissbildung einzuleiten.

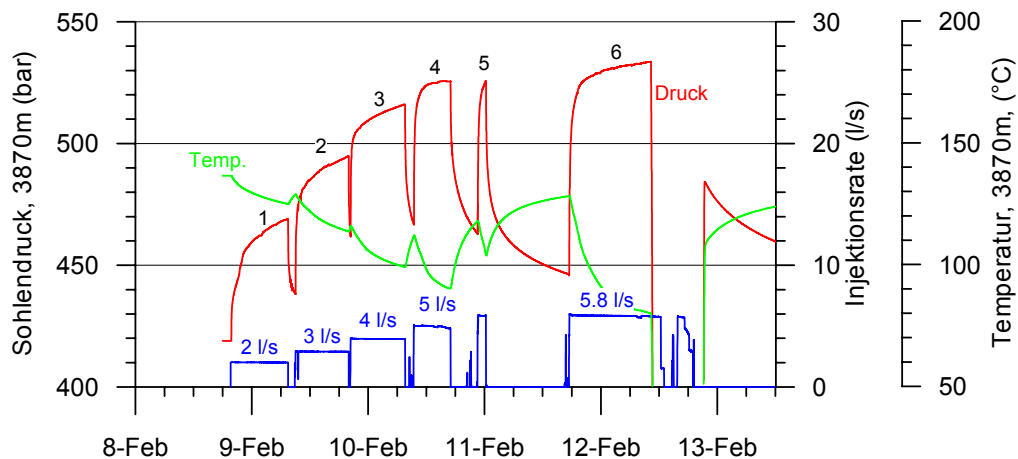


Abb. 19: Stufeninjektionstest (Test d) im Feb. 2003. Darstellung des Sohlendrucks der Fließrate und Sohlentemperatur. Die einzelnen Injektionsphasen sind nummeriert (1-6).

Sobald der Riss öffnet, steigt der Speicherkoeffizient signifikant an. Der Schnittpunkt der beiden Geraden kann auch hier mit dem Fracdruck interpretiert werden (Abb. 21). Aus den Abbildungen 20 und 21 erhält man recht übereinstimmende Angaben für den Fracdruck von 100-110 bar.

Diese Angabe ist tendenziell als eine Abschätzung nach oben anzusehen, da in beiden Darstellungen die Auftragung gegenüber Injektionsdrücken erfolgt. Der Druck während der Injektion auch oberhalb des Fracdrucks ist aber beeinflusst von Reibungsdruckverlusten im Riss bzw. einem Skin im Bohrloch und ist damit ratenabhängig. Exakter sollte der Fracdruck aus den Einschussperioden abzuleiten sein, da hier keine Abhängigkeit von der Injektionsrate besteht. In Abb. 22 sind beispielhaft der Druckverlauf und die 1. Ableitung der Druckdifferenz für die 5. Einschussperiode dargestellt. Der signifikante Anstieg der 1. Ableitung kann hier mit dem Fracdruck interpretiert werden. Aus dieser Abbildung entnimmt man einen Wert von ca. 80 bar. Die analoge Darstellung für die 4. Einschussperiode liefert einen Fracdruck von ca. 90 bar (nicht dargestellt)⁵. Die Einschussphasen weisen somit, wie erwartet, auf einen geringeren Fracdruck von 80 – 90 bar hin.

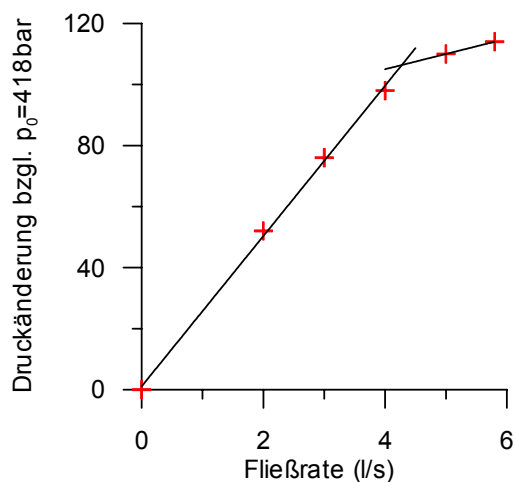


Abb. 20: Druck am Ende der jeweiligen Injektionsphase (1.-5. Phase) in Abhängigkeit von der Fließrate, aufgetragen als Druckänderung gegenüber dem Anfangs- Sohlendruck (418 bar) zum Beginn von Test d.

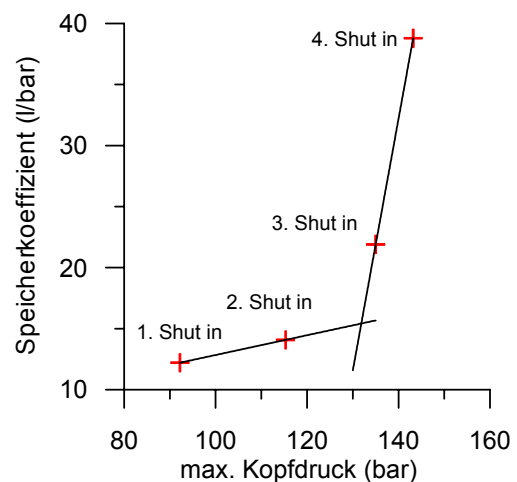


Abb. 21: Speicherkoeffizient für die ersten 4 Injektionsphasen, bestimmt aus den jeweils ersten 30 s des nachfolgenden Shut in (Verwendung des Bohrlochkopfdrucks⁶).

⁵ Zum Beginn der 6. Einschussperiode wurde der Sohlendruck nicht gemessen und für die 1.-3.

Einschussperiode wird in dieser Darstellung ein signifikanter Anstieg der 1. Ableitung nicht sichtbar, vermutlich weil hier der Fracdruck während der Injektion kaum (nicht) überschritten wird.

⁶ Die Bohrung ist hier mit Süßwasser gefüllt und der artesische Ruhedruck am Bohrlochkopf beträgt ca. 30 bar.

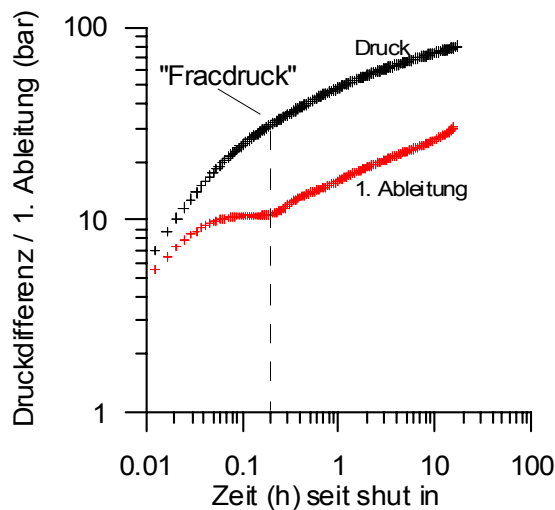


Abb. 22: Doppeltlogarithmische Darstellung des Sohlendrucks (3870 m) und der 1. Ableitung für die 5. Einschussperiode. Die Druckdifferenz für den „Fracdruck“ beträgt hier ca. 30 bar. Hieraus folgt ein realer „Fracdruck“ (als Überdruck gegenüber Ruhedruck) von ca. 80 bar. (Druck zum Beginn der Einschussperiode: 526 bar; Ruhedruck in 3870 m: 413 bar).

Fasst man die verschiedenen Methoden der Bestimmung des Fracdrucks zusammen, so erscheint der Bereich:

$$\Delta p_c = 80-100 \text{ bar}$$

plausibel für den Fracdruck. Hierbei wird berücksichtigt, dass die aus Abb. 20 und 21 abgeleiteten Fracdrücke etwas zu hoch sind und dass im Allgemeinen kein scharf definierter Fracdruck bestimmt werden kann, da sich der Riss zumeist über unterschiedliche Lithologien mit unterschiedlichen Spannungsbedingungen ausbreitet. Dies ist insbesondere in diesem konkreten Fall anzunehmen, wo der Riss im Grenzbereich Sandsteine/Konglomerate /Vulkanite lokalisiert ist.

Die hier gemachten Angaben verdeutlichen, dass bereits bei einem relativ geringen Überdruck Risse erzeugt werden können und unterstreichen die günstigen Bedingungen für Fracoperationen im Rotliegenden an dieser Bohrung. Aufgrund des Übergangs von der hydraulischen zur mechanischen Reaktion bei diesem Test ist keine einheitliche Anpassung des Druckverlaufs möglich (Abb. 23). Für die ersten beiden Injektionsphasen ist der Druckverlauf noch recht gut mit den Parametern aus Test c beschreibbar. Die geringfügige Abweichung ist auf einen Skin zurückzuführen, der temporär zu Beginn des Test d wirksam ist. Zum Ende der 2. Injektionsphase ist der Druckverlauf schon etwas flacher, als prognostiziert wird. Es ist davon auszugehen, dass sich der Riss hier langsam beginnt aufzuweiten. Zum Ende der 2. Injektionsphase beträgt die Druckerhöhung ca. 80 bar und der Fracdruck ist (nahezu) erreicht. Ab der 3. Injektionsphase treten signifikante und zunehmende Differenzen zwischen Prognoserechnung und Messwerten auf. Der Fracdruck wird spätestens in der 3. Injektionsphase (4 l/s), in Übereinstimmung mit der vorhergehenden Abschätzung des Fracdrucks, überschritten.

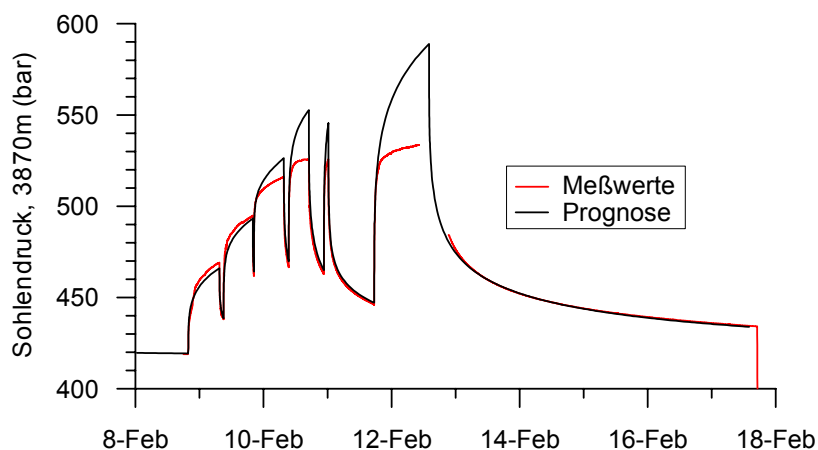


Abb. 23: Test d: Messwerte für den Sohlendruck und Vorwärtsrechnung des Druckverlaufs mit den Parametern von Test c (Tab. 2). Ein Skin wird hierbei nicht berücksichtigt (S=0). Der Ruhedruck in Meßstufe (3870 m) beträgt 413 bar.

In den Einschlussperioden gleicht sich der Druckverlauf schnell wieder an und die Vorwärtsrechnung mit den Parametern aus Test c liefert eine gute Übereinstimmung, sobald der Druck etwas abgefallen ist. Dies gilt auch für die Einschlussphase nach der letzten und längsten Injektionsphase mit knapp 6 l/s. Die gute Übereinstimmung für die letzte Einschlussphase deutet darauf hin, dass im Anschluss an diesen Test d die hydraulischen Eigenschaften der Bohrung nahezu unverändert zum Zustand vor dem Test d sind.

Vermutlich wird durch die Injektion mit 3-6 l/s eine zunehmende Öffnung des bereits vorhandenen Risses erzeugt, in Übereinstimmung mit dem ansteigenden Speicherkoeffizienten. Nach Druckentlastung setzt der Riss wieder auf und die hydraulischen Verhältnisse ändern sich nicht nachhaltig. Für die Stimulation der Bohrung sind deutlich höhere Fließraten notwendig.

2.1.8. Ergebnisse des Hauptfrac 1

Im Hauptfrac 1 wurde mit Raten zwischen 3 und 24 l/s injiziert bzw. stimuliert. Die Abb. 24 gibt einen Überblick über den Testverlauf.

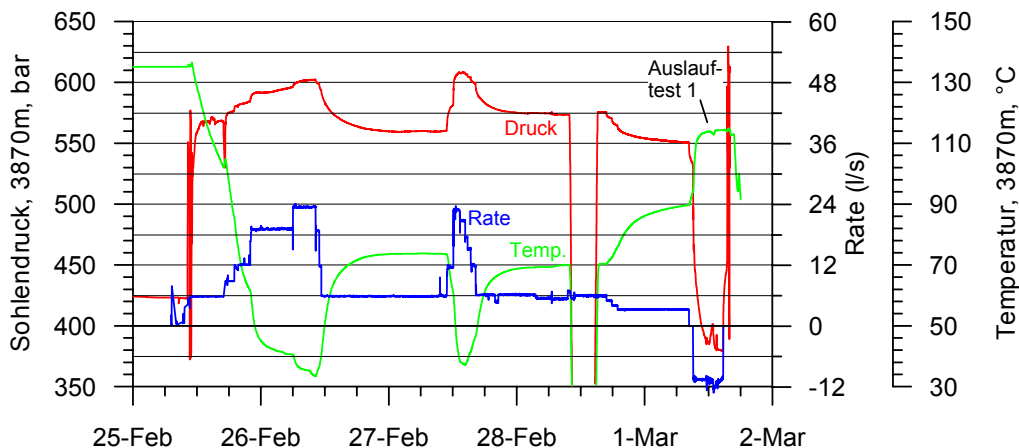


Abb. 24: Überblick über den Ablauf des Haupttests 1 im Febr./März 2003. Negative Rate bedeutet Produktion.

Am 25./26.02. wurde über einen Zeitraum von ca. 18 h und am 27.02. über einen Zeitraum von ca. 4 h mit einer Injektionsrate von mehr als 6 l/s stimuliert. Die maximalen Raten betragen 23,5 l/s (für ca. 4 h am 26.02.) und 22,8 l/s (für ca. 1,2 h am 27.02). Im Vergleich zur ursprünglichen Planung, in der für 48 h eine Fließrate von 30 l/s und über 8 h sogar 80 l/s vorgesehen waren, konnte somit nur im stark begrenzten Umfang injiziert bzw. stimuliert werden. Die beobachteten hohen Bohrlochkopfdrucke, verursacht durch Bohrlochstabilitätsprobleme bzw. Mobilisation von Feinpartikeln, zwangen zu diesem vorsichtigen Vorgehen.

Die instabilen hydraulischen Verhältnisse im Bohrloch werden insbesondere deutlich anhand der Injektionsphasen mit einer Rate von ca. 6 l/s (Abb. 24). Am 26./27.02 wird für knapp 24 h mit dieser Rate injiziert. Der Druck ist hierbei zum Ende sehr stabil bei ca. 560 bar. Bei einer ähnlich langen Injektionsphase mit dieser Rate am 28.02. wird jedoch ein deutlich höheres stabiles Druckniveau von 580 bar erreicht. Im Unterschied hierzu wurde in Test d bei knapp 6 l/s nur ein Druck von ca. 540 bar beobachtet. Aus der Diskrepanz der letzten beiden Druckangaben kann auf einen zusätzlichen hydraulischen Widerstand von 40 bar, d.h. ca. 6,7 bar/(l/s), geschlossen werden, der zum Ende des Haupttests 1 wirksam ist. Hierbei werden laminare Strömungsverhältnisse angenommen. Aus den Druckbeobachtungen während der stufenweisen Reduktion der Fließrate von 6 auf 3 l/s am 28.02. ist die Annahme laminarer Fließbedingungen zumindest für Fließraten < 6 l/s gerechtfertigt.

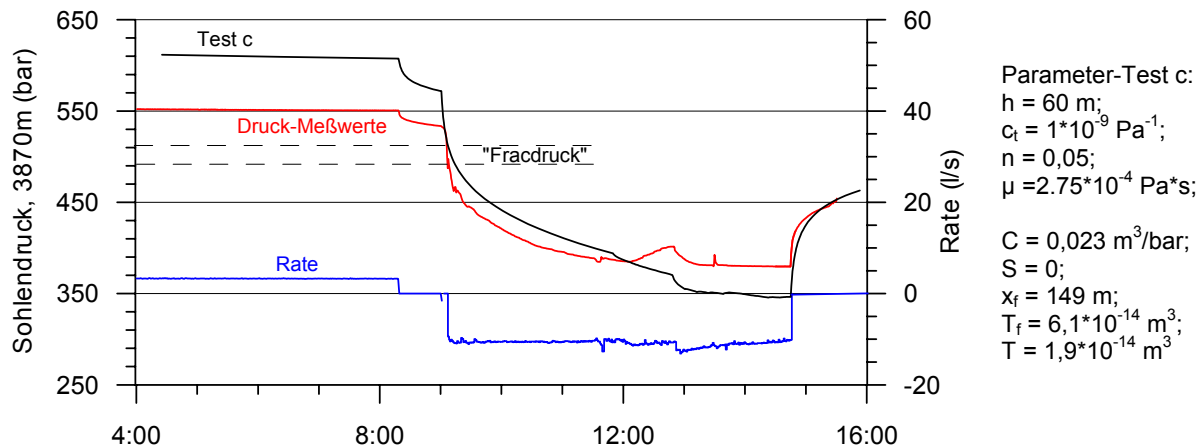


Abb. 25: Auslauftest am 1.03.03. Vergleich der Messwerte mit Prognoserechnungen mit den Parametern von Test c (Tab. 2). Im Unterschied zu Test c werden kein Skin ($S = 0$), ein etwa doppelt so großer Bohrlochspeicher ($C = 0,023 \text{ m}^3/\text{bar}$) und eine geringere Viskosität ($\mu = 2,75 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$) angenommen. Der Bohrlochspeicher ist abgeleitet aus dem Druckanstieg unmittelbar nach Ende des Auslauftests (0 – 30 s nach Shut in). Der Fracdruck wird hier im Bereich von ca. 490-510 bar angenommen (Reservoirdruck 413 bar in 3870 m Tiefe).

Am 1. März wurde ein Auslauftest durchgeführt. Das Ziel dieses Tests bestand insbesondere darin, hydraulische Blockaden im Bohrloch/Riss zu lockern, um anschließend die Stimulation mit einer Rate von 30 l/s fortsetzen zu können. Gleichzeitig lieferte dieser Auslauftest Hinweise auf die Produktivität der Bohrung nach der bis dahin durchgeführten Stimulation. Während dieses Auslauftests wurde mit einer mittleren Fließrate von 10,8 l/s für ca. 5,7 h gefördert.

Während des Auslauftests wurde der Sohlendruck um 155 bar abgesenkt (Abb. 25). Bezogen auf eine Fließrate von 10,8 l/s erhält man hieraus eine Produktivität von 0,07 l/(s*bar) am Ende des Fördertests, die signifikant höher ist als vor dem Haupttest. Die (scheinbar) höhere Produktivität wird unmittelbar aus dem Vergleich mit dem berechneten Druckverlauf bei Verwendung der Parameter aus Test c ersichtlich. Allerdings ist die unmittelbar ableitbare Produktivität eine Scheinproduktivität aus folgenden Gründen:

- Wie bereits oben erwähnt, ist das Druckniveau zum Beginn des Auslauftests wahrscheinlich durch einen temporären Skin überlagert. Die im Verlauf von Test d bzw. zu Beginn des Haupttests gesammelten Erfahrungen zeigen, dass durch kurzzeitige Entlastungstests hydraulische Widerstände im Bohrloch reduziert werden können. Hiermit ist auch während des Auslauftests zu rechnen. Der ungewöhnliche Druckanstieg zwischen 12 und 13 Uhr bei nahezu unveränderter bzw. sogar ansteigender Fließrate deutet auf solch einen Effekt hin (Abb. 25). Zudem treten zum Beginn des Auslauftests mehrere kurze Phasen mit Druckanstieg bei unveränderter Rate auf. Während des Auslauftests baut sich der Skin folglich ab. Dieser Effekt führt tendenziell zu einer Unterschätzung der Produktivität.
- Vor Beginn des Auslauftests, bei Injektion mit 3 l/s, ist der Druck ca. 40 bar höher als der Fracdruck (Abb. 25). Subtrahiert man hiervon einen zusätzlichen Druckabfall von ca. 20 bar (6,7 bar/(l/s)) infolge Skin, so verbleibt der Druck dennoch oberhalb des Fracdrucks. Es ist daher wahrscheinlich, dass der Druckverlauf in der zwischengeschalteten Einschlussphase unmittelbar vor Beginn des Auslauftests weitgehend durch die Überlagerung zweier Effekte beeinflusst wird: Einerseits baut sich der Druck skinbedingt ab. Andererseits ist der Druckabfall relativ flach, infolge der mechanischen Reaktion, d.h. dem Aufsetzen der Rissflächen. Der Druck zum Beginn des Auslauftests ist folglich durch das Überschreiten des Fracdrucks „gekappt“. Dieser Effekt führt zu einer Überschätzung der Produktivität.

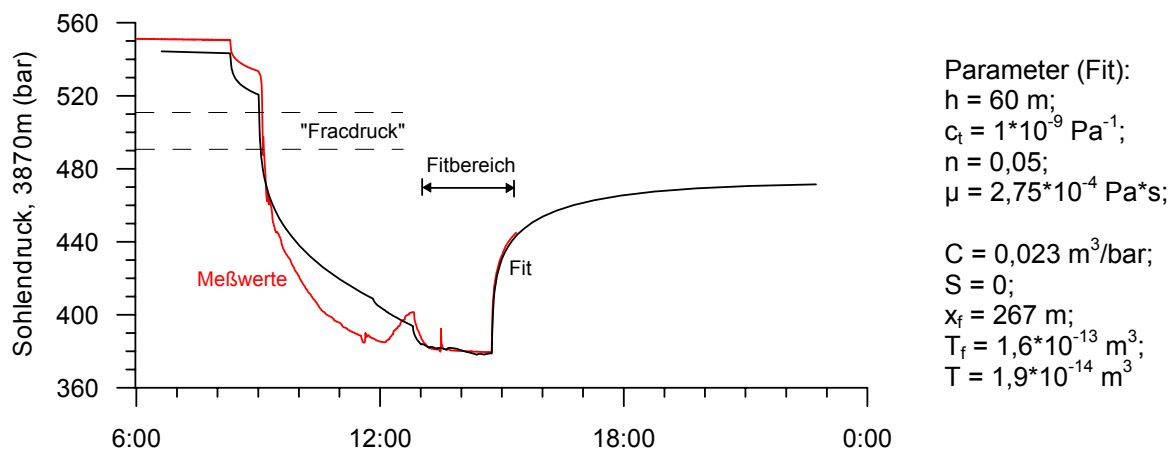


Abb. 26: Sohldruck und Anpassung des Sohldrucks für die Endphase und die anschließende Einschussphase des Auslaufftests vom 1.03.03.

Aus diesen beiden Punkten wird ersichtlich, dass es nicht möglich ist, den Druckverlauf während des gesamten Auslaufftests mit einheitlichen hydraulischen Parametern zu interpretieren und die Produktivität der Bohrung unmittelbar abzuleiten.

Zur hydraulischen Interpretation können jedoch die letzten beiden Stunden des Auslaufftests, in denen keine abrupten Änderungen im Druck und in der Fließrate beobachtet werden sowie die anschließende Einschussphase genutzt werden. Die Abb. 26 zeigt eine entsprechende Anpassung. Die Anpassung wurde erhalten unter der Annahme einer gegenüber Test c unveränderten Transmissibilität der Formation. Man erhält einen guten Fit bei im Vergleich zu Test c signifikant höherer Rissleitfähigkeit und Risshalbänge. Allerdings sind die abgeleiteten Parameter als rein operationelle Parameter anzusehen, die eine gute Beschreibung des Druckverlaufs in dem relativ kurzen Zeitbereich gewährleisten, aber nicht notwendigerweise eindeutig die Formation charakterisieren. Für mehr Eindeutigkeit wäre ein deutlich längerer Zeitraum für die Anpassung notwendig.

Für die Beschreibung der Produktivität der Bohrung während des Auslaufftests können diese Parameter jedoch verwendet werden. Die Abb. 27 zeigt den Vergleich der Produktivität der Bohrung im Test c und im Auslaufftest. Bezogen auf eine Zeitdauer von 10 h beträgt die Produktivität im Auslaufftest $0,076 \text{ l}/(\text{s} \cdot \text{bar})$ und ist ca. 60 % höher als im Test c. Eine Abschätzung der Produktivität für deutlich längere Zeiträume verbietet sich, da der Auslaufftest nur eine Zeitdauer von 5 h hatte.

Für die Interpretation des Auslaufftests werden für die Viskosität der Bereich $2,5 - 3,0 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ und als wahrscheinlichster Wert $2,75 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ angenommen. Dies ergibt sich aus folgender Argumentation:

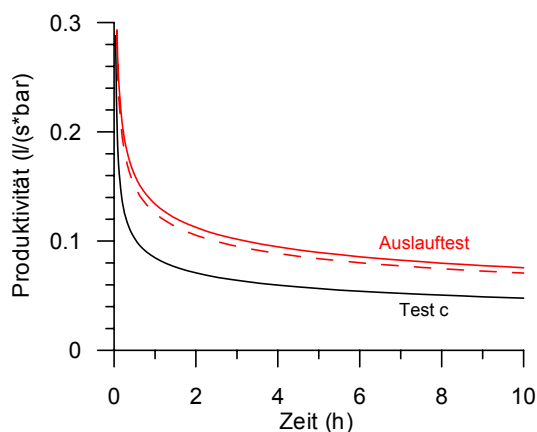


Abb. 27: Produktivität der Bohrung im Test c und im Auslaufftest. Für die Berechnung wurden die Parameter aus Abb. 25 (Test c) und Abb. 26 (Auslaufftest) bei einer Viskosität von $2,75 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ verwendet. Die gestrichelte Linie gilt für den Auslaufftest bei einer Viskosität von $2,5 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$.

Im Haupttest 1, unmittelbar vor dem Auslauffest 1, wurden ca. 2800 m³ aufbereitetes Frischwasser injiziert. Hierdurch wurde die Formation signifikant abgekühlt. Im Auslauffest beträgt die Fluidtemperatur in Meßteufe (3870 m) relativ konstant 115°C (Abb. 24). Legt man diese Temperatur und eine Salinität von 5 % zugrunde, so ergibt sich aus Abb. 13 der angenommene Wert von $\mu = 2,75 \cdot 10^{-4}$ Pa*s. Diese Angabe ist mit einer Unsicherheit behaftet, die aus der Unsicherheit hinsichtlich der tatsächlich wirksamen Temperatur und der relevanten Salinität in der Formation resultiert. Als plausible Abschätzungen für Temperatur und Salinität werden hier die Bereiche 115 – 130°C bzw. 5 – 10 % angenommen. Der Temperaturbereich orientiert sich an der gemessenen Temperatur einerseits und an der Annahme, dass die Formation durch die massive Injektion/Stimulation signifikant um mindestens 15°C abgekühlt wurde (die ungestörte Formationstemperatur beträgt 145°C) andererseits.

Bei diesem Test wurde die Dichte des gefördert Fluids nicht gemessen. Weitere Auslauffests, die nach dem Hauptfrac 2, also ebenfalls unmittelbar nach einer (quasi) Frischwasserinjektion durchgeführt wurden, zeigen, dass die Dichte typischerweise im Bereich 1.03 – 1.05 g/cm³ liegt. Die hydraulisch wirksame Salinität in der Formation wird demnach höher als 5 % sein. Der Bereich von 5 – 10 % ist dadurch plausibel. Unter Annahme dieser Toleranzbereiche folgt aus der Abb. 13 für die Viskosität der angegebene Schwankungsbereich von $2,5 - 3,0 \cdot 10^{-4}$ Pa*s.

Die Variation der Viskosität in diesem Bereich hat allerdings wenig Konsequenzen für die Bestimmung der Produktivität (Abb. 27). Bei einer angenommenen Viskosität von $2,5 \cdot 10^{-4}$ Pa*s verringert sich die Produktivität um lediglich ca. 6 % (bezogen auf 10 h).

Somit verbleibt auch bei Berücksichtigung der Unsicherheit hinsichtlich der Viskosität eine signifikante Steigerung der Produktivität der Bohrung. Zudem zeigt der Auslauffest, dass hydraulische Blockaden in der Formation bzw. im Riss durch Freiförderung offensichtlich wieder vollständig beseitigt werden können. Eine nachhaltige Schädigung der Sandsteine durch die Injektion von aufbereitetem und nicht angesalztem Frischwasser kann nahezu ausgeschlossen werden.

Die Produktivität ist jedoch nach dem Auslauffest 1 noch deutlich von den Zielvorgaben für eine ökonomisch relevante Förderung entfernt.

Abschließend zu diesem Kapitel soll auf die Interpretation von Kopfdruckdaten für die hydraulische Analyse eingegangen werden. Dieser Auslauffest bietet durch die gleichzeitig vorliegenden Kopfdruckdaten und Sohlendruckdaten die Möglichkeit, abzuschätzen, wie groß der Fehler ist, wenn Kopfdruckdaten für die hydraulische Interpretation an dieser Bohrung verwendet werden. Für die weiteren durchgeführten Auslauffests nach dem Hauptfrac 2 ist dieser Aussage von Bedeutung.

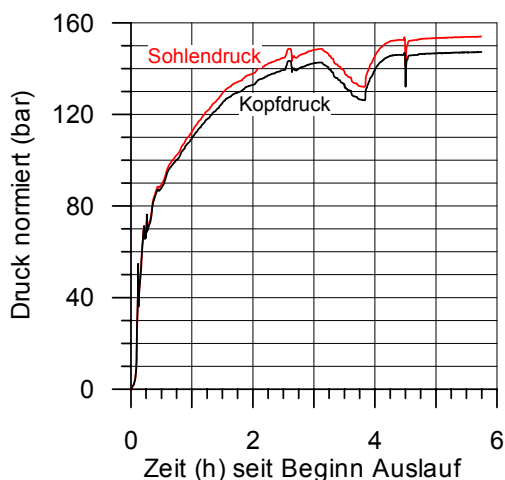


Abb. 28: Änderung von Kopfdruck und Sohlendruck für den Auslauffest normiert auf den jeweiligen Beginn des Tests.

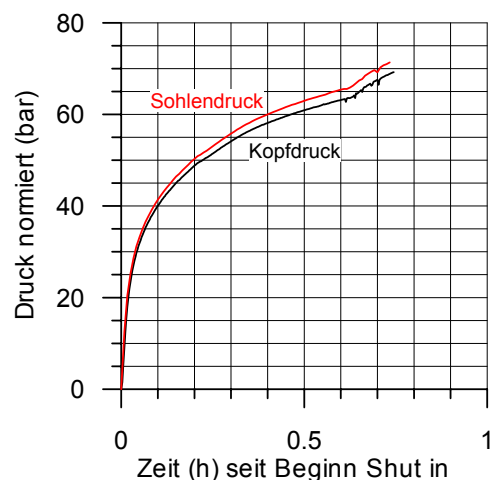


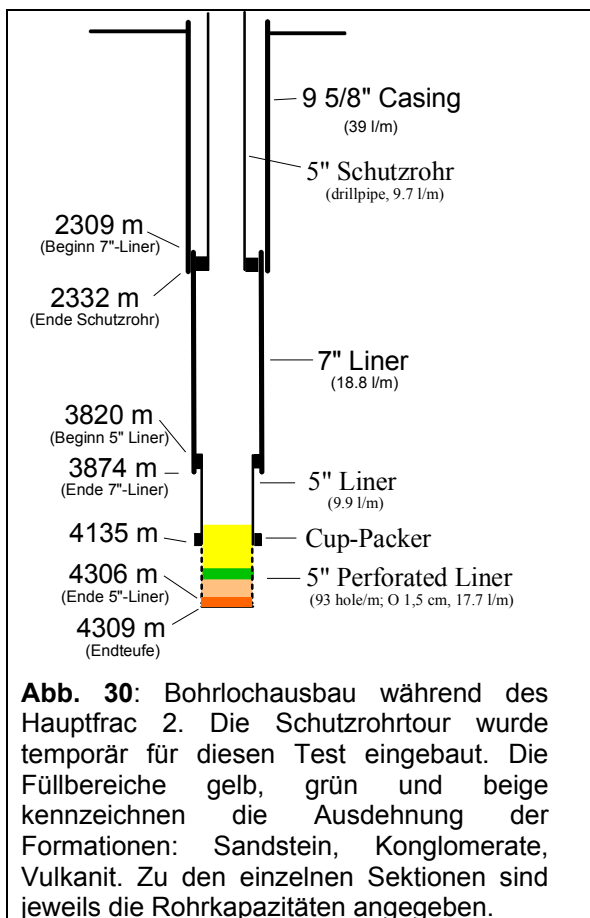
Abb. 29: Änderung von Kopfdruck und Sohlendruck für die Einschlussphase normiert auf den jeweiligen Beginn der Einschlussphase.

In Abb. 28 und 29 sind die Druckänderungen für den Auslauffest und die Einschussphase bezogen auf den Beginn der Testperioden dargestellt. Es zeigt sich in beiden Fällen, dass die Druckänderung für den Bohrlochkopfdruck etwas geringer ist als für den eigentlich relevanten Sohlendruck. Während der Produktionsphase wird die Wassersäule erwärmt und die mittlere Dichte in der Bohrung sinkt. Andererseits führt der Zustrom von Wasser aus der Formation zu einem Anstieg der mittleren Dichte, da das rückgeführte Wasser eine etwas höhere Salinität als das zuvor verpresste Fluid aufweist. Wie die Abb. 28 zeigt, überwiegt hier der Temperatureinfluss. In der folgenden Einschussphase wird nur der Temperatureinfluss wirksam. Das Bohrloch kühlt wieder ab und der Bohrlochkopfdruck steigt deshalb weniger stark an als der Sohlendruck.

Bei Interpretation des Bohrlochkopfdrucks wird die Produktivität in beiden Fällen überschätzt. Der Unterschied zwischen Kopfdruck und Sohlendruck ist jedoch gering. Am Ende der Auslaufphase, nach ca. 5,7 h, beträgt die prozentuale Differenz ca. 4,5 %. Bereits ab ca. 3 h ist diese Differenz recht stabil. In der Einschussphase beträgt die maximale prozentuale Differenz ca. 3 %. Allerdings ist hier der Beobachtungszeitraum deutlich kürzer. In der Einschussphase ist die Differenz für gleiche Beobachtungszeiten etwas größer, da hier der Temperatureffekt nicht mehr partiell durch eine Änderung der Salinität kompensiert wird.

Aus dieser Betrachtung wird deutlich, dass bei Beurteilung der Produktivität der Bohrung aus Kopfdruckdaten ein relativ geringer Fehler auftritt. Diese Aussage gilt, solange ähnliche oder kleinere Fließraten verwendet werden und solange die Änderung der Salinität im Bohrloch infolge Produktion oder Injektion nur wenige Prozent betragen.

2.1.9. Ergebnisse des Hauptfrac 2



Aufgrund der bereits mehrfach erwähnten Probleme hinsichtlich der Bohrlochstabilität mussten die Experimente im März 03 unterbrochen und zunächst die Bohrlochstabilität wieder hergestellt werden. Das Bohrloch wurde aufgewältigt und hierbei um ca. 25 m bis auf 4309 m vertieft (Abb. 30). Es wurden verschiedene Logs gefahren (unter anderem FMS-„Formation Micro Scanner) zur Charakterisierung des Bohrlochs. Unterhalb von 3820 m wurde zunächst ein 5"-Liner eingebaut, der die Siltsteine und den oberen Bereich der Sandsteine vollständig abdeckt. Dieser Liner wurde nicht zementiert. Ein sogenannter Cup-Packer soll verhindern, dass der Liner oberhalb von 4135 m umläufig wird. Unterhalb von ca. 4135 m wurde ein perforierter Liner eingebaut, der den hydraulischen Zugang zum unteren Bereich der Sandsteine, zu den Konglomeraten und Vulkaniten weiterhin ermöglicht. Zum mechanischen Schutz des 9 5/8" Casing wurde im oberen Bereich des Bohrlochs temporär eine Schutzrohrtour (5") eingezogen.

Im Anschluss an diese Sicherungsmaßnahmen wurde schließlich der Haupttest als Haupttest 2 fortgesetzt.

Einen Überblick über den Testverlauf gibt die Abb. 31. Es wurde über knapp 3 Tage mit einer Rate von 30 l/s stimuliert. Der Druckverlauf am Bohrlochkopf als auch in Formationsteufe war während dieser Injektion sehr glatt. Änderungen im Druck sind weitgehend auf Änderungen der Fließrate zurückzuführen.

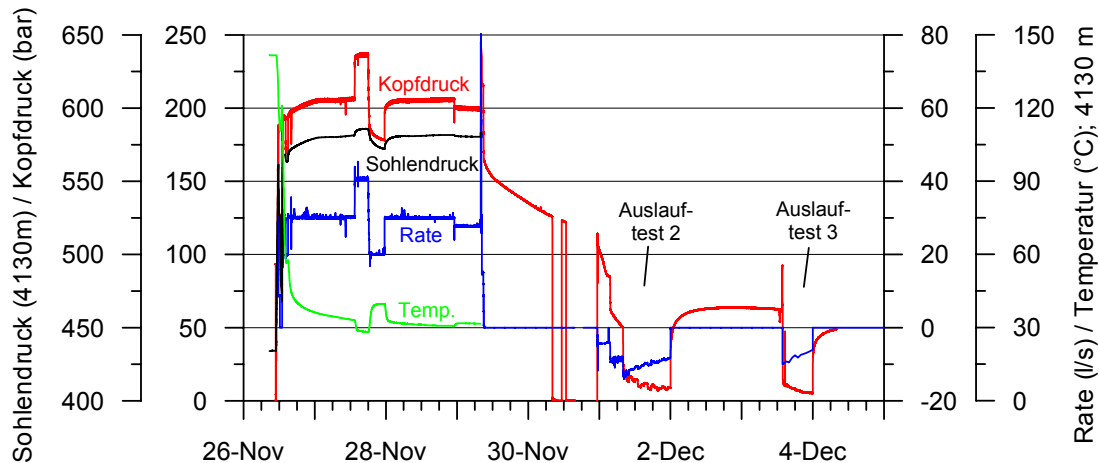


Abb. 31: Übersicht über den Hauptfrac 2 einschließlich der nachfolgenden Auslauf-tests 2 und 3.

Insbesondere finden sich keine relativ abrupten Druckänderungen, die typisch für den hydraulischen Anschluss des Risses an natürliche, wasserwegsame Klüfte sind. Allein aus dem qualitativen Druckverlauf kann gefolgert werden, dass es vermutlich nicht gelungen ist, natürliche Klüfte an die Bohrung anzuschließen. Nicht ausgeschlossen ist jedoch, dass im Verlauf der Stimulation der hydraulische Anschluss an eine permeable Matrix verbessert wird, d.h. die wirksame Transmissibilität erhöht wird. Der Prozess einer kontinuierlichen Erhöhung der an den Riss angeschlossenen Formationstransmissibilität muss sich im Druckverlauf nicht auffällig bemerkbar machen.

Bei der Fließrate von 30 l/s stellt sich ein stationärer Sohlendruck in 4130 m von ca. 580 bar ein, d.h. es wird ein Überdruck über den Reservoirdruck von ca. 140 bar erreicht.

Im Anschluss an die Stimulation mit 30 l/s war die Erhöhung der Fließrate auf 80 l/s vorgesehen. Beim „Hochfahren“ der Fließrate riss jedoch das downhole-Messgerät (p-T-Messung) ab und es bildete sich hierdurch ein hoher zusätzlicher hydraulischer Widerstand, der zum vorzeitigen Abbruch der Stimulation führte. Die Injektionsrate wurde in mehreren Stufen reduziert und anschließend die Injektion beendet. Dieser step-down-Test ist wichtig für die Bestimmung der hydraulischen Verluste im Bohrloch und für die weitere Testauswertung (Abb. 32). Die Injektionsrate wurde in 4 Stufen zwischen 15 l/s und 0 reduziert. Die hydraulischen Druckverluste in Abhängigkeit von der Rate sind in Abb. 33 dargestellt. Es zeigt sich im gesamten Fließratenbereich ein quadratischer Zusammenhang, der auf turbulente Fließbedingungen schließen lässt.

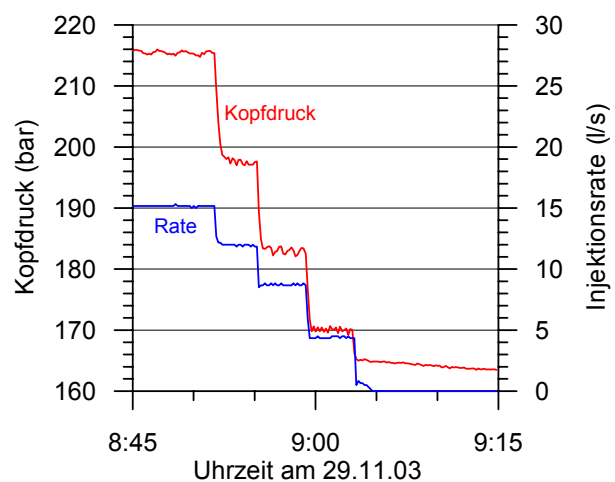


Abb. 32 Injektionsrate und Kopfdruck für step-down-Test am Ende der Stimulation.

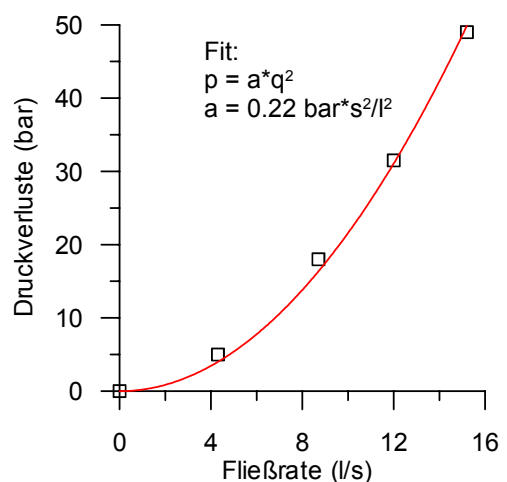


Abb. 33: Zusammenhang zwischen der Fließrate und hydraulischen Druckverlusten für den step-down-Test (siehe Abb. 32).

Die Hauptursachen für die turbulenten Druckverluste sind die Rohrreibung im Schutzrohr sowie die zusätzlichen hydraulischen Verluste durch das abgerissene Kabel und die Sonde. Für die hydraulische Testinterpretation der nachfolgenden Auslauftests werden diese hydraulischen Verluste im Skin berücksichtigt. Der skinbedingte Druckabfall Δp_s kann wie folgt formuliert werden:

$$\Delta p_s = \frac{\mu \cdot q}{2 \cdot \pi \cdot T} \cdot S = \frac{\mu \cdot q}{2 \cdot \pi \cdot T} \cdot [S_0 + D \cdot q] \quad (5)$$

mit: q: Fließrate
 μ : Viskosität
T: Transmissibilität

S_0 ist hierbei der gewöhnliche Skin, der den Druckabfall proportional zur Fließrate beschreibt und D ist der ratenabhängige Skin, der den quadratisch zur Fließrate abhängigen Druckabfall charakterisiert. Aufgrund des beobachteten quadratischen Zusammenhangs zwischen Fließrate und Druckverlust ist hier vor allem der Parameter D bzw. D/T bedeutsam. Aus der Abb. 33 entnimmt man:

$$\frac{D}{T} = \frac{2 \cdot \pi \cdot a}{\mu} = 4.9 \cdot 10^{-14} \cdot s / m^6 \quad (6)$$

mit: $\mu = 2.75 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$
 $a = 2.2 \cdot 10^{+10} \text{ Pa} \cdot \text{s}^2 / \text{m}^6$

Dieser Quotient D/T wurde als Ausgangswert für den skinbedingten Druckabfall und die hydraulische Anpassung der Auslauftests 2 und 3 verwendet.

Die Abb. 34 zeigt den Druckverlauf und die Fließrate für die Auslauftests 2+3 und Abb. 35 stellt den Druckverlauf für die erste Phase des Auslauftest 2 gesondert dar. In der ersten Phase des Auslauftest (Abb. 35) fallen 2 Punkte besonders auf. Kurz nach 1 Uhr (Zeitpunkt 1) beginnt der Druck steiler zu fallen um dann gegen 2:30 Uhr (Zeitpunkt 2) wieder deutlich abzuflachen. Die Interpretation insbesondere des Zeitpunkts 1 ist bedeutsam, um heraus zu finden, ob dieses „Abknicken“ eventuell mit dem Fracdruck korrespondiert. Tatsächlich zeigt sich aber, dass sowohl der Zeitpunkt 1 als auch Zeitpunkt 2 mit Änderungen der Dichteschichtung in der Bohrung erklärt werden müssen.

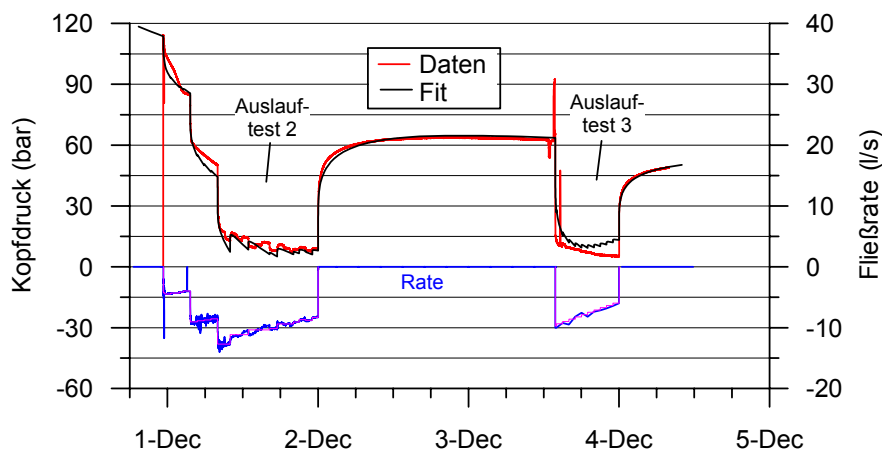


Abb. 34: Übersicht über die beiden Auslauftests. Die blaue Kurve ist die gemessene Fließrate (Flowmeter bzw. Behälterstandmessung). Die violette Kurve ist die angenäherte Stufenfunktion für die Fließrate, wie sie bei der Auswertung mit dem Programm „Saphir“ verwendet wird. Eingezeichnet ist zusätzlich ein Fit für den Druckverlauf (Parameter siehe Tab. 4 auf S. 38).

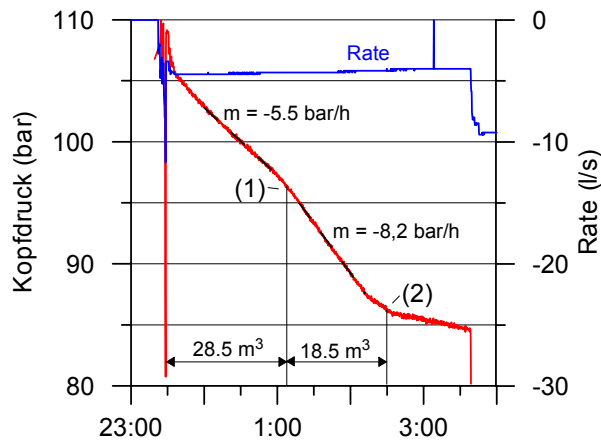


Abb. 35: Druckabfall und Fließrate während der ersten Phase des Auslauftest 2 in der Nacht vom 30.11. zum 1.12.03. Eingezeichnet sind 2 Fitgeraden vor und nach dem leichten Abknicken kurz nach 1 Uhr und die verpressten Volumina bis zum starken Abflachen der Kurve gegen 2:30 Uhr.

Während der Stimulation wurde Wasser mit einer Dichte von nahezu $1,0 \text{ g/cm}^3$ verpresst. Bei der Rückförderung wird jedoch von Beginn an Wasser mit einer Dichte von $1,03 - 1,05 \text{ g/cm}^3$ gefördert. Nach Rückförderung von $28,5 \text{ m}^3$ erreicht das Wasser mit der erhöhten Dichte die Schutzrohrtour. Bedingt durch die Durchmesserreduktion steigt ab hier die „Salzwasserfront“ schneller auf und der Druck fällt steiler ab (Zeitpunkt 1)⁷.

Ein weiterer Hinweis auf den Effekt einer bewegenden Dichtefront folgt aus dem beobachteten Anstiegswechsel $\Delta m = 2,7 \text{ bar/h}$ ($8,2 - 5,5$) zum Zeitpunkt 1. Dieser stimmt gut mit dem rechnerisch bestimmbar Anstiegswechsel überein, wenn die Dichtefront aus dem 7“-Liner in das 5“-Schutzrohr eintritt⁸.

Das signifikante Abflachen der Kurve gegen 2:30 Uhr (Zeitpunkt 2) korrespondiert schließlich recht gut mit dem Eintreffen der Dichtefront am Bohrlochkopf. (Das Schutzrohr hat ein Innenvolumen von 22 m^3). Erst ab diesem Zeitpunkt ist der Druckverlauf relativ unbeeinflusst von Dichteänderungen und eine hydraulische Anpassung des Kurvenverlaufs ist grundsätzlich möglich.

Leider wird aufgrund dieser Dichteeffekte der Druckverlauf so stark beeinflusst, dass die Bestimmung des Fracdrucks, ergänzend zu den Ausführungen in Kap. 2.1.7, hier nicht möglich ist.

Für die detaillierte hydraulische Interpretation werden auch hier die Einschussperioden verwendet. Die Produktionsphasen sind aufgrund der nicht konstanten Fließrate hierfür weniger gut geeignet. In Abb. 36 ist der Druckverlauf für beide Einschussperioden bezogen auf die Superpositionszeit aufgetragen. Die Superpositionszeit wird aus der 4. Wurzel der Zeit gebildet. In beiden Fällen ist mit Ausnahme des anfänglichen Druckanstiegs (Skin) der Druckverlauf in dieser Darstellung linear und weist damit wiederum auf ein bilineares Fließregime hin. Der Anstieg m dieser Geraden bezogen auf die jeweilige Fließrate q_N unmittelbar vor den Einschussperioden ist für beide Tests nahezu gleich. Es folgt für beide Tests:

$$\frac{m}{q_N} = \frac{0,39 \cdot \mu}{h \cdot \sqrt[4]{T_f} \cdot \sqrt[4]{k \cdot n \cdot \mu \cdot c_t}} = (0,4 - 0,5) \cdot 10^8 \cdot \frac{\text{Pa} \cdot \text{s}^{3/4}}{\text{m}^3}$$

bzw.

⁷ Basierend auf den in Abb. 28 angegebenen Rohrkapazitäten und bezogen auf eine Zuflusszone zwischen 4130 – 4230 m wird erst nach ca. $31 - 33 \text{ m}^3$ die Schutzrohrtour erreicht. Diese Diskrepanz (zu $28,5 \text{ m}^3$), ist jedoch unmittelbar verständlich, da im Anschluss an die Stimulation, im Zuge von Fangarbeiten, ein nicht näher bestimmtes Volumen rückgefördert wurde. Das Bohrloch war vor Beginn des Auslauftests nicht mehr ausschließlich mit Injektionswasser ($\rho = 1,0 \text{ g/cm}^3$) gefüllt.

⁸ Für den Steigungswechsel folgt rechnerisch: $\Delta m = \Delta \rho \cdot g \cdot q \cdot (1/A_1 - 1/A_2) = 3,0 \text{ bar/h}$
mit: $\Delta \rho = 0,04 \text{ g/cm}^3$ - Dichtesprung; $g = 9,81 \text{ m/s}^2$, Fallbeschleunigung; $q = 4,3 \text{ l/s}$, Fließrate; $A_1 = 9,7 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2$, Querschnittsfläche Schutzrohrtour; $A_2 = 18,8 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2$, Querschnittsfläche 7“-Liner

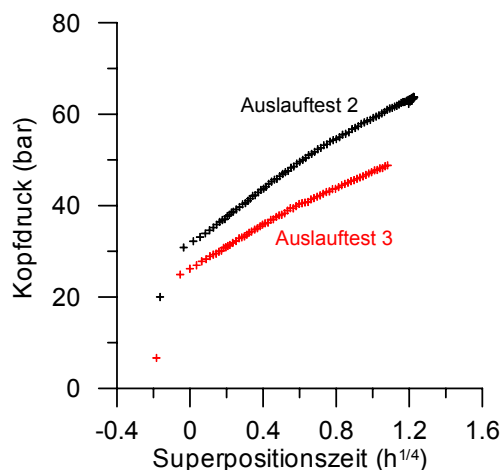


Abb. 36: Druckverlauf für die Einschussphasen im Anschluss an die Auslauftests dargestellt gegenüber der Superpositionszeit⁹. Die Kurve für den Auslauftest 2 zeigt ab ca. $1,2 h^{0,25}$ ein „Rückwärtstrend“ an. Dieser entgegengesetzte Trend resultiert aus dem sogenannten „roll over“. Der Druck beginnt ab hier wieder zu fallen (siehe Abb. 34).

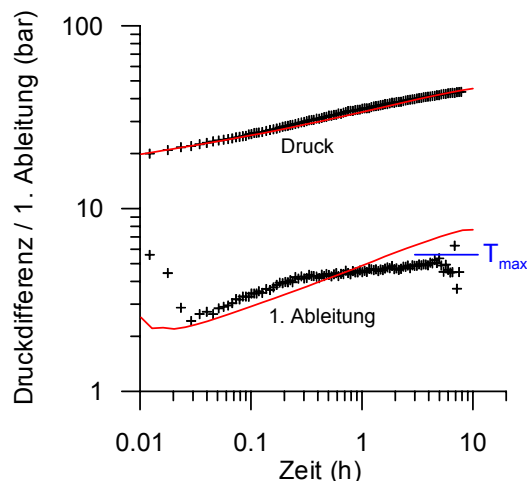


Abb. 37: Druckdifferenz (bezogen auf Shut in) und 1. Ableitung der Druckdifferenz für die Einschussphase nach dem 2. Auslauftest. In rot ist ein Fit mit den Parametern aus Tab. 4 eingezeichnet, jedoch mit geringfügig größerem Skin. Die horizontale blaue Linie zeigt das untere Niveau, welches durch die 1. Ableitung mindestens erreicht wird und ist damit ein Mass für die maximale Transmissibilität der Formation.

$$T_f \cdot \sqrt[3]{h^3 \cdot T} = (4.7 - 6.1) \cdot 10^{-17} m^6 \quad (7)$$

mit:

- $\mu = 2.75 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$
- $h = 60 \text{ m}$
- $n = 0.05$
- $c_t = 1 \cdot 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$
- $q_N = 8.3 \text{ l/s (6.0 l/s); Fließrate unmittelbar vor Shut in}$

Analog wie im Test c ist auch hier eine eindeutige Bestimmung der Transmissibilität T unabhängig von der Rissleitfähigkeit T_f nicht möglich. Das Produkt $T_f \cdot \sqrt[3]{h^3 \cdot T}$ ist im Vergleich zum Vortest jetzt um mehr als das 10 fache höher und deutet damit auf eine signifikante Steigerung der Produktivität hin (Vergleich von Formel 3 und 7).

Eine Abschätzung für die maximale Transmissibilität kann aus dem Verlauf der 1. Ableitung ermittelt werden (siehe Abb. 37). Das Niveau der 1. Ableitung von ca. 5 bar korrespondiert mit einer maximalen Transmissibilität von ca. $2 \cdot 10^{-13} \text{ Dm}$. Als untere Grenze für die Transmissibilität werden hier $2 \cdot 10^{-14} \text{ Dm}$ angenommen. Vorwärtsrechnungen mit dem Programm „Saphir“ haben gezeigt, dass mit dieser minimalen Transmissibilität gerade noch plausible Anpassungen erzielt werden können, wenn man gleichzeitig den Skin und die Risshalbblänge in weiten Grenzen variiert. Entsprechend können folgende Eingrenzungen für die Transmissibilität T und die Rissleitfähigkeit T_f vorgenommen werden:

$$2 \cdot 10^{-14} m^3 \leq T \leq 2 \cdot 10^{-13} \cdot m^3$$

und hieraus, entsprechend (7):

⁹ Für die hier verwendete Superpositionszeit gilt: $\sum_{i=1}^{N+1} \frac{\Delta q_i}{q_N} \cdot \sqrt[4]{t - t_{i-1}}$, mit Δq_i : Änderung der Fließrate in der i . Phase gegenüber der $i-1$. Phase; speziell gilt hier: $q_0 = q_{N+1} = t_0 = 0$; Die $N+1$. Phase ist die betrachtete Einschussphase.

$$3 \cdot 10^{-13} \text{ m}^3 \leq T_f \leq 8 \cdot 10^{-13} \cdot \text{m}^3$$

Diese Randbedingungen wurden für die Anpassung der Druckkurve verwendet. Als weitere Randbedingungen wurde angenommen, dass die Rissshälblänge nicht größer als 250 m¹⁰ ist, dass für den skinbedingten Druckabfall die Angabe in Formel (6) als Orientierungswert gültig ist und dass der Ruhekopfdruck im Bereich 20 - 30 bar¹¹ liegt. Die Viskosität wird wie im Auslauffest 1 mit 2,75*10⁻⁴ Pa*s angenommen, da die Salinität des rückgeförderten Wassers und auch die Auskühlung der Formation ähnlich sein dürften wie im Auslauffest 1 (siehe Abschnitt 2.1.8).

Die entsprechende Anpassung für beide Einschussperioden ist in Abb. 34 bereits eingezeichnet und beschreibt den Druckverlauf zufriedenstellend über den gesamten Zeitbereich ab Beginn des Auslauffest 2. Die Parameter sind aus Tab. 4 ersichtlich.

Konstante Parameter:		Fitparameter:	
Risshöhe:	h = 60 m	Bohrlochspeicher:	C = 0,002 m ³ /bar
Porosität:	n = 0,05	Ratenunabhängiger Skin:	S ₀ = 0
Tot. Kompressibilität:	c _t = 1*10 ⁻⁹ Pa ⁻¹	Ratenabhängiger Skin:	D = 23,3 s/m ³
Viskosität	μ = 2,75*10 ⁻⁴ Pa*s	Ruhekopfdruck:	p _i = 29 bar
		Rissleitfähigkeit	T _r = 4,0*10 ⁻¹³ m ³
		Rissshälblänge:	x _r = 142 m
		Transmissibilität (Formation)	T = 6.5*10 ⁻¹⁴ m ³
		Permeabilität	k = 1,1*10 ⁻¹⁵ m ²

Tab. 4: Konstante und angepasste Parameter für den Druckverlauf der Auslauffests 2+3.

Abweichungen zwischen Messdaten und Anpassung sind z.T. auf Ungenauigkeiten in der Bestimmung der Fließrate zurückzuführen. Dies gilt insbesondere für den Auslauffest 3. In diesem Auslauffest wurde die Fließrate nur halbstündlich aufgrund von Behälterstandsmessungen ermittelt.

Auffällig ist der sehr geringe Bohrlochspeicherkoeffizient, der offenbar allein aus der Kompression des Fluidvolumens im Bohrloch resultiert. Dies ist insofern verständlich, da sich im Bohrloch ein massiver hydraulischer Widerstand befindet, der vermutlich verhindert, dass zusätzlich der Riss unmittelbar als Speicher „sichtbar“ wird.

Da das Bohrloch im Anschluss an diesen Hauptfrac 2 freigeräumt wurde, sind die Angaben für Bohrlochspeicher und Skin für weitergehende Betrachtungen wenig relevant.

Gegenüber der Anpassung in Tab. 3 (Test c) ist die Rissshälblänge nahezu unverändert. In der Realität wird sich gegenüber der Ausgangssituation die Rissshälblänge vergrößert haben. Jedoch ist die Sensitivität gegenüber der Rissshälblänge sehr gering, so dass dieser Parameter am wenigsten gesichert ist.

Entscheidend sind hier die Transmissibilität und die Rissleitfähigkeit. Gegenüber dem Test c findet man eine Steigerung der Rissleitfähigkeit etwa um den Faktor 7 und der Transmissibilität um den Faktor 3. Vermutlich wurde sowohl die Rissleitfähigkeit als auch die Transmissibilität durch die Stimulation verbessert. Insbesondere die Rissleitfähigkeit ist auf einen relativ großen Wert angestiegen und zeigt an, dass der Riss auch nach Druckentlastung eine beachtliche Durchlässigkeit beibehält.

Trotz des Anstiegs der Transmissibilität der Formation verbleibt diese deutlich unterhalb des Wertes, der für eine ökonomische Nutzung notwendig ist und stellt damit die Hauptlimitierung für eine Nutzung dar.

Entsprechend der Diskussion zum Auslauffest 1 ist die Überschätzung der Produktivität, die durch die Verwendung von Kopfdruckdaten entsteht, im Rahmen der sonstigen Unsicherheiten vernachlässigbar. Ebenso ist die Unsicherheit hinsichtlich der hydraulisch wirksamen Viskosität, analog zum Auslauffest 1, nicht wesentlich.

¹⁰ Eine größere Rissshälblänge als 250 m wird hier als unplausibel für einen „Wasserfrac“ eingeschätzt.

¹¹ Der Ruhedruck in Formationstiefe (4150 m) beträgt 441 bar. Bei einer Dichte von 1,0 g/cm³ im Bohrloch folgt hieraus ein artesischer Ruhekopfdruck von 34 bar. Im vorliegenden Fall ist die Salinität durch die Rückförderung erhöht. Partiiell wird das hierdurch bedingte Absinken des Ruhekopfdrucks durch die erhöhte Temperatur im Bohrloch kompensiert. Ein etwas geringerer Ruhekopfdruck (< 34 bar) ist daher plausibel.

2.1.10. Bewertung der beiden Fracoperationen

Um abzuschätzen, welche Produktivitätssteigerung durch die beiden Wasserfrac – Operationen erzielt wurde, sind in Abb. 38 die Produktivität vor den Wasserfracs (Test c), nach dem Hauptfrac 1 im Februar 03 (Auslaufest 1) und nach dem Hauptfrac 2 im Nov. 03 (Auslaufest 2 bzw. Auslaufest 3) dargestellt. Die Produktivitätsentwicklung wird hier über einen Zeitraum von 7 Tagen dargestellt auf der Grundlage der jeweiligen Parameteranpassungen. Ein Skin findet hierbei keine Berücksichtigung, da dieser stets nur temporär auftritt.

Entsprechend dieser Vorwärtsrechnungen entnimmt man die in Tab. 5 angegebenen Produktivitäten nach einem Tag bzw. nach 7 Tagen.

	PI (l/(s*bar) Vortest (Test c)	PI (l/(s*bar) nach Hauptfrac 1	PI (l/(s*bar) nach Hauptfrac 2
1 Tag	0,036	0,057	0,11
7 Tage	0.023	0.044	0.068

Tab. 5: Berechnete Produktivität (PI) nach 1 bzw. 7 Tagen für die Bohrung Gross Schönebeck im Vortest (Test c), nach dem Hauptfrac 1 und nach dem Hauptfrac 2.

Die Genauigkeit der Produktivitätsberechnung ist nach 7 Tagen geringer als nach 1 Tag, da die zugrunde liegenden Tests z.T. deutlich weniger als 7 Tage andauerten. Andererseits ist für die Produktivitätsabschätzung die Berechnung über mehrere Tage sinnvoll, da im Allgemeinen erst nach mehreren Tagen quasistationäre Bedingungen erwartet werden können, wenn man ein Dublettsystem voraussetzt. Trotz der Unsicherheiten kann die berechnete Produktivität nach 7 Tagen zur Abschätzung genutzt werden.

Aus den Angaben in Tab. 5 ist ersichtlich, dass die Produktivität der Bohrung infolge der Fracoperationen deutlich angestiegen ist. Im Vergleich zum Ausgangszustand (Test c) ist von einer etwa 3 fach höheren Produktivität nach den beiden Fracoperationen auszugehen. Die Wasserfracs haben folglich zu einer signifikanten Steigerung der Produktivität geführt.

Für den ökonomischen Betrieb einer geothermischen Stromerzeugungsanlage wird für Groß Schönebeck eine Mindestfließrate von 75 m³/bar (ca. 20 l/s) bei 40 bar Druckabsenkung angenommen. Hieraus folgt eine Mindestproduktivität von 0.5 l/(s*bar). Vergleicht man diese Zielvorgabe mit der erreichten Produktivität, so verbleibt die erreichte Produktivität nach 7 Tagen um etwa den Faktor 7 darunter. Im aktuellen Zustand ist die Bohrung Groß Schönebeck nicht als Produktionsbohrung geeignet.

Etwas anders ist die Situation für eine Injektionsbohrung. Entsprechend Abschnitt 2.1.5 kann davon ausgegangen werden, dass die Produktivität näherungsweise der Injektivität entspricht, sofern der Fracdruck nicht überschritten wird.

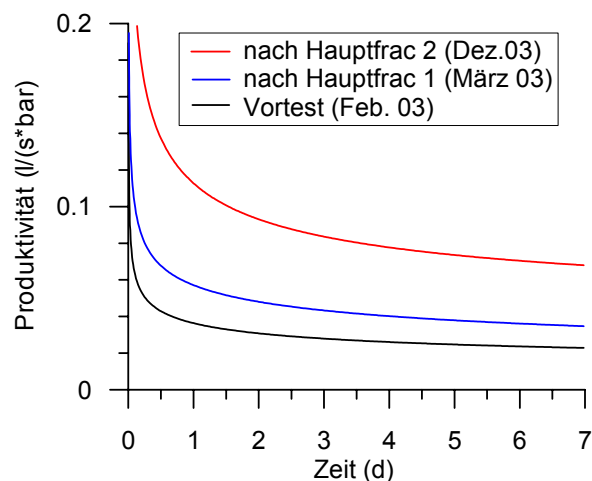


Abb. 38: Produktivität der Bohrung Groß Schönebeck im Vortest (Test c), nach dem Hauptfrac 1 und nach dem Hauptfrac 2, berechnet aufgrund der jeweiligen Parameteranpassungen. Folgende Parameter sind hierbei konstant: $h = 60$ m, $n = 0,05$; $\mu = 3 \cdot 10^{-4}$ Pa*s; $c_t = 1 \cdot 10^{-9}$ Pa⁻¹; $S = 0$; $C = 0,02$ m³/bar.

Die Parameter für Transmissibilität; Rissleitfähigkeit und Risslänge sind aus Tab. 2, Abb. 26 bzw. Tab. 4 zu ersehen.

Für eine Injektionsbohrung wirken sich 2 Aspekte positiv aus: Der Ruhewasserspiegel der Bohrung liegt ca. 250 m unterhalb der Geländeoberkante und bei einem Überdruck von 80–100 bar öffnet sich allmählich der Riss (Abschnitt 2.1.7). Um einen Überdruck von 100 bar aufzubringen, genügt bereits ein Injektionsdruck von ca. 70 bar. Die verbleibenden 30 bar entsprechen der 250 m hohen hydrostatischen Wassersäule mit der Dichte von ca. $1,15 \text{ g/cm}^3$. Bei diesem Injektionsdruck etwas oberhalb von ca. 70 bar kann davon ausgegangen werden, dass die Bohrung ökonomisch relevante Fließraten aufnimmt. Die Injektion würde dann oberhalb des Fracdrucks erfolgen und der erzeugte Riss wäre permanent zumindest partiell geöffnet. Bei einer kontinuierlichen Injektion in diesem Betriebszustand wird auch ein weiteres Risswachstum erfolgen, aber nach einer gewissen Zeit sollten sich quasi stabile hydraulische und mechanische Verhältnisse im Reservoir ausbilden. In einem derartigen Betriebszustand kann man die angestrebte Zielinjektivität von $0,5 \text{ l/(s*bar)}$ erreichen. Wesentlich wird hierbei der geringe Fracdruck der Formation ausgenutzt. Inwiefern ein derartiger Betriebszustand umsetzbar ist, bedarf sicherlich der weiteren Prüfung. Grundvoraussetzung für eine derartige Nutzung bleibt jedoch, dass auf der Produktionsseite eine ausreichend produktive Bohrung realisiert werden kann.

Verbleibt man unterhalb von ca. 100 bar Überdruck (bzw. 70 bar Injektionsdruck), so ist die Injektivität der Bohrung deutlich zu gering für eine ökonomische Nutzung.

Die Interpretation der Auslauftests 2+3 hat gezeigt, dass vermutlich sowohl die Rissleitfähigkeit als auch die Transmissibilität gegenüber dem Ausgangszustand erhöht wurden.

Für die Transmissibilität erhält man eine Maximalabschätzung von 0,2 Dm. Die Transmissibilität ist damit mindestens einen Faktor 5 zu gering für eine ökonomische Nutzung (notwendig sind $> 1 \text{ Dm}$). Günstiger ist die Situation für die Rissleitfähigkeit. Nach den Fracoperationen wird eine Rissleitfähigkeit von ca. 0,4 Dm als plausibel eingeschätzt. Vor den Fracoperationen wurde die Rissleitfähigkeit mit 0,06 Dm bestimmt. Durch die Wasserfracs konnte somit die Rissleitfähigkeit gesteigert werden und die ursprüngliche Befürchtung, dass sich der Riss nach einem Wasserfrac hydraulisch wieder schließt, findet keine Bestätigung. Die nunmehr vorliegende Rissleitfähigkeit ist als beachtlich gut einzuschätzen und liegt lediglich einen Faktor 2 unterhalb der notwendigen Mindestrissleitfähigkeit von ca. 1 Dm.

Über den Fracbereich können durch den Vergleich der Temperaturlogs vor und nach dem Hauptfrac 2 Erkenntnisse gewonnen werden (Abb. 39). Vor dem Hauptfrac 2 ist die Temperatur im Bereich der Sandsteine relativ gleichmäßig abgekühlt als Folge der Aufwältigung und Vertiefung der Bohrung. Zwei leichte Minima zeichnen sich im Bereich der permeablen Sandsteine bei ca. 4080 und bei 4170 m ab. Nach dem Hauptfrac 2 sind diese beiden Minima weiterhin, z.T. verstärkt, sichtbar, aber es kommt vor allem ein weiteres Minimum hinzu. Dieses befindet sich bei 4240 m, unmittelbar unterhalb des Übergangs Konglomerate-Vulkanite.

Im Allgemeinen ist anhand von Temperaturlogs keine Unterscheidung in Bereiche, in denen Wasser infiltriert und in Bereiche, in denen Risse erzeugt werden, möglich. Der Vergleich der beiden Temperaturlogs vor und nach dem Hauptfrac 2 gestattet hier jedoch die Aussage, dass die hinzu kommenden Bereiche vorrangig Fracbereiche sind, in denen während des Hauptfrac 2 injiziert (gefrac) wurde.

Zusätzlich muss beachtet werden, dass aus der Stärke der Auskühlung nicht unmittelbar auf den abgeflossenen Volumenanteil geschlossen werden kann. In Bereichen, in denen der Abfluß über eine poröse Matrix erfolgt, wird ein gleiches Injektionsvolumen zu einer stärkeren Auskühlung führen als in relativ dichten Gesteinen, in denen der Abfluss nur über diskrete Klüfte (Riss) erfolgt.

Berücksichtigt man dies, so ist es wahrscheinlich, dass der überwiegende Anteil des injizierten Volumens während des Hauptfracs 2 im Übergangsbereich Konglomerate-Vulkanite abgeflossen ist. Es wurde damit der ursprünglich für die Wasserfracoperationen angestrebte Zielbereich während der Stimulation angesprochen.

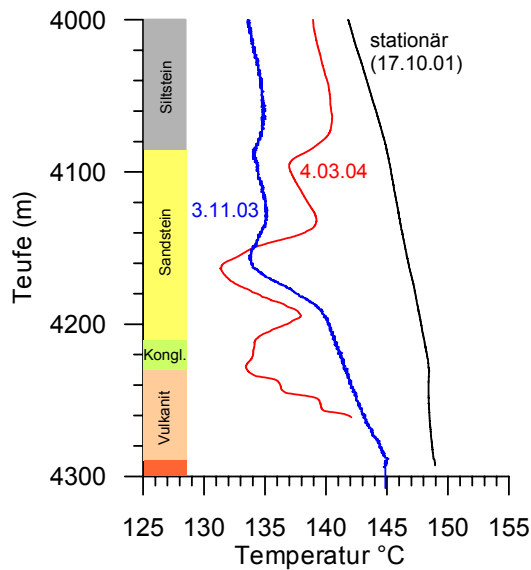


Abb. 39: Temperaturprofil in der Bohrung unter stationären Bedingungen (schwarz), nach der Bohrlöcherweiterung/Vertiefung (blau) und nach dem Hauptfrac 2 (rot)

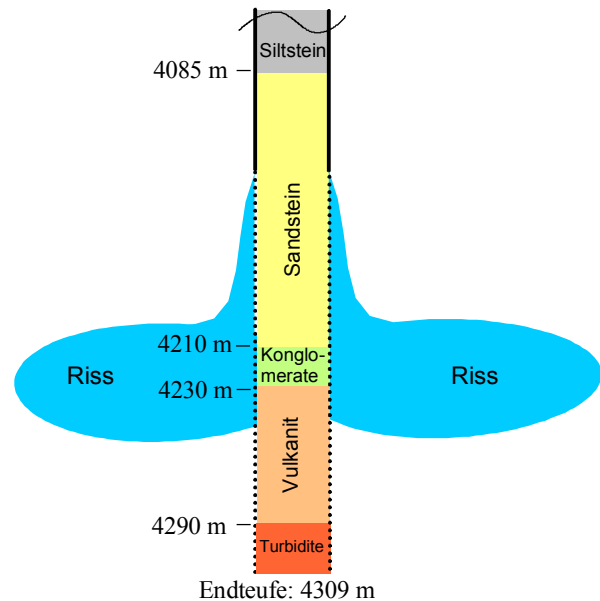


Abb. 40: Schematische Vorstellung zur Rissausbreitung während der massiven Wasserfracs

Das wahrscheinlichste Szenario für die Rissausbreitung ist damit folgendes: Der ursprünglich hydraulisch wirksame Riss im Bereich der Konglomerate/Vulkanite wurde durch die Stimulation weiter ausgedehnt und der hydraulische Anschluss an die Rotliegend-Sandsteine über diesen Riss verbessert (Abb. 40). Das angestrebte Ziel, sowohl eine Rissausbreitung in den Konglomeraten/Vulkaniten zu erzielen und gleichzeitig die Sandsteine hydraulisch besser anzuschließen, wurde wahrscheinlich erreicht, wenn auch nicht im ausreichenden Umfang. Leider wurden vermutlich keine hydraulisch wirksamen Klüfte in den Vulkaniten angetroffen bzw. angeschlossen (siehe Kap. 2.1.9)

Für die Bewertung des Stimulationsergebnisses ist die Auftragung der erzielten Produktivität nach den beiden Stimulationsphasen über die Stimulationsrate sinnvoll (Abb. 41). Es zeigt sich ein Anstieg der Produktivität mit zunehmender Fließrate, auch wenn nur wenige Datenpunkte zur Verfügung stehen.

Dieser Darstellung liegt die Annahme zugrunde, dass die erzielbare Produktivität nach der Stimulation entscheidend von der Injektionsrate, die während der Stimulation angewandt wird, abhängt¹². Entsprechend der oben erwähnten Vorstellung über die Rissausbreitung ist hier davon auszugehen, dass mit zunehmender Fließrate die Rissdimensionen zunehmen und dadurch die Verschneidung des Risses mit permeablen Schichten im Bereich der Sandsteine anwächst. Der Produktivitätsanstieg infolge der Stimulation ist dann verursacht durch den Anstieg der hydraulisch wirksamen Transmissibilität. Weiterhin ist mit ansteigender Injektionsrate ein zunehmender Scherversatz der Rissflächen wahrscheinlich. Folglich ist die Produktivitätssteigerung wesentlich auch auf die Zunahme der Rissleitfähigkeit zurückzuführen.

In Abb. 41 ist zusätzlich die Injektivität während der Stimulation mit aufgetragen (schwarze Kreuze). Während der Stimulation ist die Injektivität um ca. den Faktor 3 höher als nach der Stimulation. Dies kann so interpretiert werden, dass nach der Stimulation Teilbereiche des erzeugten Risses hydraulisch unwirksam werden und sich hierdurch die Produktivität reduziert. Die Produktivität während der Stimulation wird nach Druckentlastung nur partiell konserviert.

¹² Ein linearer Zusammenhang zwischen der Stimulationsrate und der nach der Stimulation erzielten Produktivität wurde für die Wasserfracs in Soultz von Jung (1997) nachgewiesen.

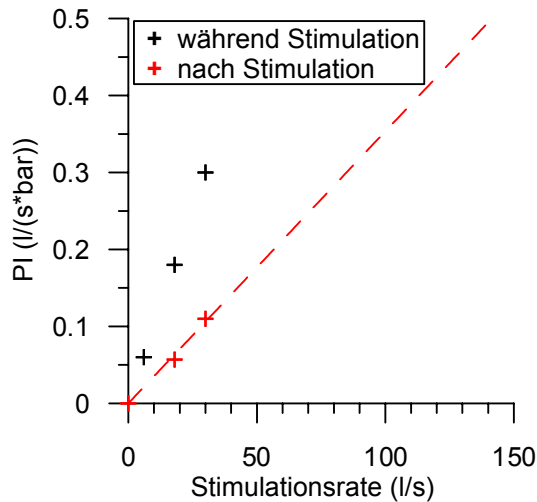


Abb. 41: Produktivität/Injektivität (PI) während und nach dem Hauptfrac 1 bzw. Hauptfrac 2 in Abhängigkeit von der Stimulationsrate. Für die Produktivität (PI) nach den Fracperioden wird eine Testdauer von 1 d zugrunde gelegt (Tab . 5). Für den Hauptfrac 1 wird eine mittlere Rate von 18 l/s angenommen¹³. Das erste schwarze Kreuz gibt die Produktivität, die im Test d bei einer Rate von ca. 6 l/s beobachtet wurde, an. Zudem wird angenommen, dass die gestrichelte Kurve durch den Koordinatenursprung verläuft. Es wird ein Fracdruck“ von ca. 100 bar angenommen.

Ungeachtet der für eine wirtschaftliche Nutzung der Bohrung bisher unzureichenden Produktivität der Bohrung haben die durchgeführten Wasserfracs gezeigt, dass eine sukzessive Steigerung der Produktivität mit zunehmender Stimulationsrate möglich ist. Es ist daher bedauerlich, dass die Stimulation nicht bis zu der geplanten Rate von 80 l/s ausgeführt werden konnte. Eine Fortsetzung der Stimulation wäre wünschenswert, um das Potenzial der „Wasserfracs“ unter den exemplarischen Bedingungen für das Rotliegende des Norddeutschen Beckens auszuschöpfen.

In der Bohrung Gross Schönebeck erstreckt sich entlang der Bohrlochachse ein mehr als 100 m langer, vertikaler Riss (Abb. 2), der bereits durch die Fracoperationen im Sandstein im Jahr 2002 erzeugt wurde. Die selektive Behandlung (Stimulation) einzelner relevanter Bohrlochabschnitte ist daher nicht mehr möglich. Weitere Stimulationsoperationen müssen als massive Fracoperationen für das gesamte Bohrloch ausgelegt werden.

Basierend auf der Extrapolation in Abb. 41 ist es empfehlenswert, Stimulationsraten von bis zu 150 l/s bei weiteren Wasserfracs an dieser Bohrung einzusetzen. Aufgrund der limitierten Wasserversorgung an der Bohrung Gross Schönebeck sind derart hohe Raten über längere Zeiträume (≥ 24 h) vermutlich nicht darstellbar. In Anbetracht dieser Situation kann es sinnvoll sein, auf höher viskose Fluide (Gel) als Injektionsfluid auszuweichen. Infolge der geringeren Flüssigkeitsverluste sollte es damit möglich sein, einen entsprechend großflächigen Riss mit deutlich geringerem Fluidvolumen zu erzeugen. Voraussetzung für eine derartige Operation ist jedoch, dass sich das Gel vollständig abbaut und insbesondere im Riss keine zusätzlichen Druckverluste (Skin) nach der Stimulation auftreten.

Weitere Stimulationsoperationen an der Bohrung Gross Schönebeck sollten primär auf den Nachweis einer ausreichenden Transmissibilität im Fernfeld der Bohrung ausgerichtet sein. Die Limitierung der derzeitigen Produktivität ist hauptsächlich durch die zu geringe hydraulisch wirksame Transmissibilität bedingt. Daher sind massive Stimulationsoperationen, in denen großflächige Risse erzeugt werden, notwendig. Der Einsatz von Stützmittelfracs ist hierfür in der jetzigen Situation nicht zielführend.

¹³ Als Hauptfrac 1 wird hier die Stimulation am 25./26.02.03 betrachtet, in der Raten oberhalb von 6 l/s injiziert werden. In diesem Zeitraum wird die Fließrate in 4 Etappen von 12 bis 24 l/s gesteigert und es werden insgesamt 1100 m³ in 17 h injiziert. Die kurze Injektionsphase am 27.02. während dieser Testserie, bei der ebenfalls die Fließrate von 6 l/s überschritten wird, wird nicht berücksichtigt, da infolge der kurzen Zeitdauer hier eine weitere Stimulationswirkung unwahrscheinlich ist.

2.1.11. Vulkanite und die geothermische Erschließung des Rotliegenden im Norddeutschen Becken

An der Bohrung Groß Schönebeck wird der Haupt-Wasserzufluss aus den Vulkaniten bzw. aus dem Übergangsbereich Sandsteine / Vulkanite beobachtet. Dieser Befund war ein entscheidendes Argument, die hier diskutierten Stimulationsexperimente wesentlich auf die Vulkanite bzw. den Übergangsbereich Sandsteine / Vulkanite auszurichten.

Dass die Vulkanite an der Bohrung Gross Schönebeck von wesentlicher Bedeutung sind, steht im Widerspruch zu den ursprünglichen Erwartungen bei der Auswahl der Bohrung. Ursprünglich wurden ausschließlich die Rotliegend-Sandsteine als Zielformation angesehen und die Bohrung aufgrund der prognostizierten guten Permeabilität in den Sandsteinen ausgewählt.

Die Vulkanite treten nahezu flächendeckend im gesamten Norddeutschen Becken auf, teilweise mit einer Mächtigkeit von mehr als 1000 m (Plein, 1995). Aufgrund dieser weiten Verbreitung und den Beobachtungen an der Bohrung Gross Schönebeck ist es lohnenswert, die geothermische Nutzung der Vulkanite näher zu betrachten.

Für die geothermische Nutzung der Vulkanite ist es von entscheidender Bedeutung, ob in den Vulkaniten natürliche wasserführende Klüfte auftreten, bzw. ob durch Stimulation hier der Anschluss an wasserführende Klüfte geschaffen werden kann.

Um dieser Frage nach zu gehen, wurden im Rahmen des Projekts stichpunktartig Bohrlochakten von Tiefbohrungen (Erdgaserkundungsbohrungen) im Nordostdeutschen Becken recherchiert. Insgesamt wurden die Bohrlochakten von ca. 50 Tiefbohrungen im Nordostdeutschen Becken mit dem Fokus auf die Vulkanite ausgewertet¹⁴.

Erdgaserkundungsbohrungen im Nordostdeutschen Becken wurden grundsätzlich bis in die Vulkanite abgeteuft. In der Regel wurden jedoch nur die obersten Meter der Vulkanite erschlossen, da die Vulkanite nicht als Erdgas-Zielformation angesehen wurden. Hydraulische Tests im Bereich der Vulkanite sind daher die Ausnahme. Erkenntnisse über die hydraulischen/mechanischen Eigenschaften der Vulkanite lassen sich vor allem aus den Spülungsverlusten beim Abteufen der Bohrungen gewinnen. Von besonderer Bedeutung sind darüber hinaus die in seltenen Fällen durchgeführten hydraulischen Tests (Gestängetests). Weitere Erkenntnisse lassen sich aus den beobachteten Klüftmustern der Bohrkerne ableiten.

Nachfolgend werden einige wesentliche Beobachtungen und Hypothesen wider gegeben, die im Rahmen des Projekts recherchiert wurden.

An mehreren Erdgaserkundungsbohrungen im Nordostdeutschen Becken wurden massive Spülungsverluste in den Vulkaniten beobachtet. Zum Beispiel wurden an der Bohrung Friedland 2/70 im Nordosten Mecklenburgs 23 Spülungsverluste (Verlustvolumen zwischen 10 und 143 m³) bei relativ geringen Spülgewichten (1,18 – 1,25 g/cm³) zwischen 3767 und 5010 m Tiefe beobachtet. An der Bohrung Penkun 1h2/71, ebenfalls im Osten Mecklenburgs gelegen, wurden z.T. totale Spülungsverluste in den Vulkaniten registriert. Auch hier wurden die Vulkanite mit relativ geringen Spülgewichten (< 1,3 g/cm³) erbohrt. Weitere Hinweise auf natürliche Klüftung und Wasserwegsamkeiten in den Vulkaniten finden sich an verschiedenen Bohrungen des Nordostdeutschen Beckens (Gerswalde E 1/75; Mellin 6, Friedland 1/71, Greifswald 1/62,...).

In vielen Fällen ist es schwierig, anhand von Spülungsverlusten zu entscheiden, ob natürliche Klüfte angetroffen wurden oder ob bohrtechnisch bedingt neue Risse erzeugt wurden. Da aber wie oben beispielhaft dokumentiert, z.T. bei sehr geringen Spülgewichten Spülungsverluste auftraten, kann dies als ein Hinweis auf natürlich wasserführende Klüfte gewertet werden.

Es sind einzelne Bohrungen, an denen massive Spülungsverluste in den Vulkaniten auftraten, bzw. bei denen in den Gestängetests signifikante hydraulische Zuflüsse aus den

¹⁴ Die Aussagen über die hydraulischen Eigenschaften der Vulkanite basieren weitgehend auf den Recherchen von Dr. C. Hecht im Rahmen des Projekts.

Vulkaniten registriert wurden. In der Regel lieferten die gezielt durchgeführten Tests in den Vulkaniten keine messbaren Zuflüsse. Es sei hier aber nochmals betont, dass die Bohrungen nahezu ausschließlich auf die Erschließung der Rotliegend-Sandsteine ausgerichtet waren. Untersuchungen in den Vulkaniten sind tendenziell als Nebenuntersuchungen anzusehen, die vermutlich nur aufgrund spezieller Hinweise (z.B. Spülungsverluste in den Vulkaniten) durchgeführt wurden.

Für das Auftreten von Klüften in den Vulkaniten scheinen folgende Aspekte eine größere Rolle zu spielen:

- Eine erhöhte Klüftigkeit wird oftmals in den oberen Abschnitten der Vulkanite beobachtet, d.h. unmittelbar unterhalb des Übergangs Saxon-Autun (Zagora et al., 1979). Als Ursache hierfür sind die unterschiedlichen mechanischen Eigenschaften der Vulkanite und der hangenden Schichten (Sandstein, Konglomerate) anzusehen. In der Nähe von Schichtgrenzen kommt es zu Spannungsumlagerungen mit der Folge, dass in den „steiferen“ Schichten (hier Vulkanite) tendenziell gehäuft Klüfte zu beobachten sind. Die Erkenntnisse von der Bohrung Groß Schönebeck stützen diese These.
- Das Auftreten von Klüften korreliert vielfach mit der Nähe zu Störungen. Es kann davon ausgegangen werden, dass im Umfeld von N-S orientierten Störungen eine höhere Wahrscheinlichkeit für hydraulisch offene oder reaktivierbare Klüfte besteht. Diese Richtung (N-S) korreliert mit der Richtung der maximalen horizontalen Hauptspannung.
- Besonders gute hydraulische Durchlässigkeit ist dann zu erwarten, wenn unterschiedlich orientierte Klufttrichtungen beobachtet werden. Für das Gebiet Mellin (Altmark) wird gefolgert, dass besonders effektive Kluftvolumina dort anzutreffen sind, wo flach und steil einfallende Klüfte zusammen auftreten (Zagora et al., 1979). In diesem Sinne sind Verschneidungen von Störungen als besonders effektiv anzusehen.

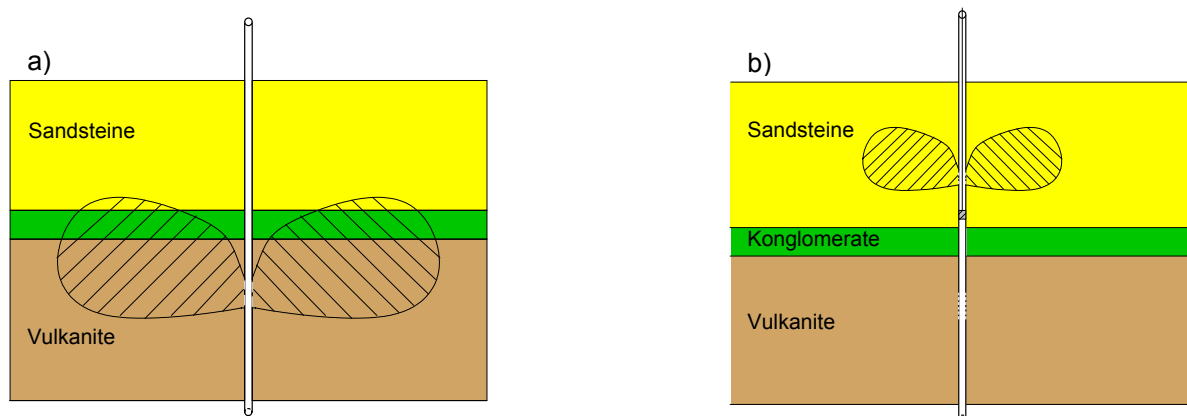


Abb. 42: Schematische Vorstellung zur Erschließung des Rotliegenden: Massive Stimulation in den Vulkaniten mittels Wasserfrac (a); Stimulation der Sandsteine (b).

Die Rotliegend-Sandsteine innerhalb des Nordostdeutschen Beckens weisen flächenhaft keine ausreichende Transmissibilität für die geothermische Nutzung auf (Jung, 2002). Für die weitere Entwicklung der tiefen Geothermie im Nordostdeutschen Becken erscheint es notwendig, die Vulkanite verstärkt mit in die Betrachtung einzubeziehen. Es sollten Bohrungen bis tief in die Vulkanite abgeteuft und vollständig verrohrt werden. Die geothermische Erschließung könnte dann in 2 Etappen erfolgen (Abb. 42). Nach Perforation erfolgt zunächst eine massive Stimulation im Bereich der Vulkanite. Durch Einsatz der Wasserfractechnik wird hier ein großflächiger Riss erzeugt, der hydraulischen Anschluss an natürliche Klüfte in den Vulkaniten findet und/oder die hangenden Sandsteine über die Vulkanite zusätzlich an die Bohrung anschließt. Da die Vulkanite hinsichtlich der Gesteinseigenschaften vergleichbar mit Granit sind und zudem günstige Bedingungen für die Erzeugung von Scherrissen im Norddeutschen Becken vorliegen, ist davon auszugehen, dass künstlich erzeugte Risse in den Vulkaniten eine gute hydraulische Leitfähigkeit ohne Stützmittelzugabe aufweisen. Die Experimente an der Bohrung Groß Schönebeck stützen

diese These. Anschließend wird der Bereich der Vulkanite durch einen bridge plug hydraulisch getrennt und es werden die Sandsteine durch eine weitere Perforation an die Bohrung angeschlossen. Gegebenenfalls ist hier eine weitere Stimulation im Bereich der Sandsteine notwendig. Für diese Stimulation kann ein Stützmittelfrac zielführend sein.

Weitere Geothermieprojekte im Nordostdeutschen Becken sollten den Vulkaniten und der Frage der offenen oder reaktivierbaren Klüfte in den Vulkaniten verstärkte Aufmerksamkeit schenken.

2.1.12. Zusammenfassung

Im Rahmen des BGR-Projekts „Stimulationsexperimente und hydraulische Untersuchungen in den Vulkaniten der Bohrung Groß Schönebeck“ als Bestandteil des vom GeoForschungs-Zentrum Potsdam koordinierten Verbundvorhabens „Erschließung potenzieller geothermischer Speicher im Norddeutschen Becken – Wissenschaftliche Grundlagen und Experimente zur Stimulation von Vulkaniten in der Geothermiebohrung Groß Schönebeck“ wurden folgende Ergebnisse erzielt:

- Es wurde ein Injektionstest mit kleiner Rate (1 l/s) über 6 Tage im Vorfeld der Stimulationsexperimente durchgeführt. Durch diesen Test und den hierbei beobachteten Druckverlauf konnte erstmals ein hydraulisch wirksamer Riss nachgewiesen werden. Der Druckverlauf zeigt ein bilineares Fließregime über die gesamte Beobachtungsdauer an und ist damit typisch für einen vertikalen Riss mit einer begrenzten Rissleitfähigkeit. Aus der Kurvenanpassung können plausible Werte für die Rissleitfähigkeit (ca. $6 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3$) und die Transmissibilität der Formation (ca. $2 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3$) bei einer angenommenen vertikalen Risshöhe von 60 m abgeleitet werden und damit die hydraulische Ausgangssituation charakterisiert werden.
- An der Bohrung Groß Schönebeck bestand die Gelegenheit, Produktionstests und den oben erwähnten Injektionstest hinsichtlich ihrer Aussagekraft für die hydraulische Interpretation zu vergleichen. Es kann für diese Bohrung gezeigt werden, dass die Produktivität, beobachtet in einem Fördertest mit ca. 100 bar Druckabsenkung und in einem Injektionstest mit 50 bar Druckerhöhung identisch sind. Produktivität bzw. Injektivität sind für diese Bohrung in einem weiten Druckbereich gleich. Es kann erwartet werden, dass diese Aussage auch nach weiteren Stimulationsmaßnahmen gültig bleibt, solange die künstlich erzeugten Risse nicht durch künstliche Stützmittel abgestützt werden. Weiterhin zeigt der Vergleich, dass durch Injektionstests eindeutiger Aussagen insbesondere über die hydraulischen Eigenschaften des bohrlochnahen Bereichs gemacht werden können als durch Fördertests mit frei beweglichem Wasserspiegel.
- Im Vorfeld der massiven Stimulationsexperimente wurden Injektionstests mit kleiner Rate durchgeführt, unter anderem auch, um mögliche formationsschädigende Effekte infolge einer Frischwasserinjektion zu testen. Es zeigte sich, dass insbesondere die Siltsteine oberhalb der Rotliegend-Sandsteine sehr sensibel auf die Injektion von Frischwasser reagieren. Bei Frischwasserinjektion werden Bohrlochwandausbrüche im Bereich der Siltsteine beobachtet. Andererseits deuten die Untersuchungen darauf hin, dass durch Injektion von Salzwasser (hier Zugabe von 2 % Kaliumchlorid) Bohrlochwandausbrüche vermieden werden können.
Aufgrund der Sensibilität der Rotliegend-Siltsteine ist es für weitere Geothermiebohrungen im Norddeutschen Becken empfehlenswert, die Rotliegend-Siltsteine vollständig zu verrohren.
Im Bereich der Rotliegend-Sandsteine werden keine nachhaltigen formations-schädigenden Effekte bei Frischwasserinjektion (mit geringer Säurezugabe) beobachtet.
- Durch einen Stufeninjektionstest konnte der Übergang von einer rein hydraulischen Reaktion der Formation zu einer mechanischen Öffnung des Systems gezeigt werden. Bei einem Überdruck von 80-100 bar oberhalb des Reservoirdrucks wird hier der Fracdruck erreicht. Diese Angabe unterstreicht, dass nur relativ geringe Überdrücke notwendig sind, um künstliche Risse zu erzeugen und auszudehnen und bestätigt damit frühere Beobachtungen.

- Die eigentlichen Wasserfracs wurden in 2 Etappen durchgeführt. Die Tests wurden zunächst im Jan./Feb. 03 begonnen und nach zusätzlicher Bohrlochsicherung im Nov. 03 fortgesetzt. Maximal wurde eine Injektionsrate von 30 l/s eingesetzt. Nach jeder Etappe wurden Auslauftests zur Beurteilung des Erfolgs der Fracs ausgeführt. Es konnte gezeigt werden, dass die Produktivität mit jeder Etappe gesteigert wurde. Die Steigerung der Produktivität ist einerseits auf die Erhöhung der hydraulisch wirksamen Transmissibilität zurückzuführen. D.h. es ist gelungen, partiell zusätzliche permeable Schichten an die Bohrung anzuschließen. Die Transmissibilität verbleibt aber bei relativ kleinen Werten (< 0.2 Dm). Andererseits konnte die Rissleitfähigkeit signifikant gesteigert werden. Nach den beiden Fracoperationen wird eine Rissleitfähigkeit von ca. 0.4 Dm beobachtet. Dies ist eine beachtlich hohe Rissleitfähigkeit und zeigt, dass die durch Wasserfracs geschaffenen, nicht künstlich abgestützten Risse eine gute Rissleitfähigkeit behalten können.
- Die Interpretation von Temperaturlogs nach den Fracoperationen weist darauf hin, dass die Rissausbreitung, wie gewünscht, im Übergangsbereich Rotliegend-Sandsteine/Konglomerate/Vulkanite stattgefunden hat. Die Steigerung der Transmissibilität ist wahrscheinlich auf einen verbesserten Anschluss an die Rotliegend-Sandsteine über diesen Riss zurückzuführen. Für die Existenz eines großräumigen, hydraulisch wirksamen Kluftsystems im Bereich der Vulkanite gibt es keine Hinweise.
- Trotz Steigerung der Produktivität der Bohrung durch die Fracoperationen ist die Produktivität nicht ausreichend für eine ökonomische Energiegewinnung. Im aktuellen Zustand ist die Bohrung nicht als Produktionsbohrung geeignet.
- Als Injektionsbohrung ist die Bohrung nur dann geeignet, wenn in der Nähe des Fracdrucks kontinuierlich injiziert wird. Hierfür ist ein Pumpendruck von mindestens 70 bar anzunehmen.
- Die Fracoperationen konnten leider nicht in dem gewünschten Umfang durchgeführt werden. Insbesondere war es nicht möglich, mit der gewünschten maximalen Fließrate von ca. 80 l/s zu stimulieren. Aufgrund der beobachteten sukzessiven Steigerung der Produktivität mit der Injektionsrate ist davon auszugehen, dass bei einer weiteren Erhöhung der Injektionsrate bis hin zu dieser geplanten Rate noch eine weitere deutliche Steigerung der Produktivität möglich gewesen wäre. Die Fortsetzung der Stimulationsexperimente mit deutlich höherer Rate als bisher ist daher wünschenswert.
- Für die Entwicklung von weiteren „tiefen“ Geothermieprojekten im Nordostdeutschen Becken wird empfohlen, die Vulkanite verstärkt in die Betrachtung einzubeziehen. Die günstigen mechanischen Eigenschaften der Vulkanite ermöglichen hier die Schaffung von gut leitfähigen Rissen mittels Wasserfracs. Diese Risse können bis in die Sandsteine hinein ausgeweitet werden und damit zu einem zusätzlichen Anschluss von permeablen Schichten der Rotliegend-Sandsteine führen. Außerdem deuten die stichpunktartigen Recherchen in Bohrlochakten von Tiefbohrungen auf offene Kluftsysteme in den Vulkaniten in einigen Gebieten hin. Durch die kombinierte Erschließung von Rotliegend-Sandsteinen und Rotliegend-Vulkaniten kann wahrscheinlich das geothermisch nutzbare Potenzial im Nordostdeutschen Becken erhöht werden.

2.2. Verwertbarkeit der Ergebnisse

Das hier durchgeführte Projekt hat neue Erkenntnisse über die Nutzung der wichtigsten Zielformation des Norddeutschen Beckens für die tiefe Geothermie, dem Rotliegenden, geliefert. Die an der Bohrung Groß Schönebeck gesammelten Erfahrungen (siehe obige Zusammenfassung) besitzen Pilotcharakter für die weitere Entwicklung der Geothermie im gesamten Norddeutschen Becken, da bisher keine vergleichbaren Erkenntnisse über die Stimulation der Vulkanite und der Rotliegend-Sandsteine vorlagen. Es müssen jedoch noch weitere Erkenntnisse und Erfahrungen gesammelt werden, um die Möglichkeiten der geothermischen Nutzung des Rotliegenden im Norddeutschen Becken auszuloten.

Als wichtige Konsequenz aus den Untersuchungen an der Bohrung Groß Schönebeck sollten bei weiteren Projekten im Norddeutschen Becken die Vulkanite verstärkt in die

Betrachtung einbezogen werden. Es wird für die Entwicklung von weiteren Geothermieprojekten im Norddeutschen Becken vorgeschlagen, zweistufig vorzugehen. Zunächst werden die Vulkanite erschlossen und stimuliert und anschließend die Rotliegend-Sandsteine. Auf diese Weise können sowohl natürliche Kluffließwege in den Vulkaniten als auch die poröse Matrix in den Sandsteinen genutzt werden. Der Standort von künftigen Geothermiebohrungen sollte auch nach dem Kriterium einer möglichst guten hydraulischen Leitfähigkeit in den Vulkaniten ausgewählt werden. Insbesondere für die Erzeugung weitreichender und gut leitfähiger künstlicher Risse sollte in den Vulkaniten die Wasserfractechnik eingesetzt werden. Die an der Bohrung Groß Schönebeck gesammelten Erfahrungen belegen, dass mit der Wasserfractechnik hydraulisch gut leitfähige Risse im Übergangsbereich Sandstein/Vulkanit erzeugt werden können.

2.3. Ergebnisse Dritter

Aktuell werden in Deutschland an einer Vielzahl von Standorten Geothermieprojekte entwickelt. Die Wasserfractechnik wurde im Berichtszeitraum an 3 weiteren Standorten im Süddeutschland und an der Bohrung Horstberg (Projekt GeneSys) im Norddeutschen Becken eingesetzt. An allen diesen Standorten konnten gute Erfahrungen mit dem Einsatz der Wasserfractechnik erzielt werden, auch wenn ursprünglich angestrebte Ziele z.T. nicht erreicht wurden. Die an diesen Standorten erzielten Ergebnisse belegen, dass mit dieser Stimulationstechnik nachhaltig die Steigerung der Produktivität in unterschiedlichen Formationen möglich ist. Andererseits sind die Ergebnisse von den weiteren Standorten nicht unmittelbar auf die Gegebenheiten in Groß Schönebeck übertragbar, da die geologischen und gebirgsmechanischen Verhältnisse hier deutlich verschieden sind. Während des Förderzeitraumes sind keine Ergebnisse von anderen Stellen bekannt geworden, die die in Groß Schönebeck durchgeführten Untersuchungen hätten haben können.

2.4. Veröffentlichungen im Berichtszeitraum

Nachfolgend werden die Veröffentlichungen im Berichtszeitraum (2002-2004) mit BGR-Beteiligung über das Projekt Groß Schönebeck aufgeführt:

- Huenges, E., Zimmermann, G., Hurter, S., Köhler, S., Saadat, A., Holl, H.G., Wolfgramm, M., Trautwein, U., Legarth, B., Winter, H., Tischner, T. (2002). Das in situ Geothermielabor Groß Schönebeck – Experimente zur Stimulation der Sandsteine in 4200m Tiefe. Tagungsband 7. Geothermische Fachtagung, Waren 6.-8. November 2002, S. 154-157.
- Huenges, E., Holl, H.-G., Legarth, B., Zimmermann, G., Saadat, A., Tischner, T. (2004). Hydraulic stimulation of a sedimentary geothermal reservoir in the North German Basin: Case study Groß Schönebeck. *Z. Angew. Geol.* 2/04, S. 24-27.
- Legarth, B., Tischner, T., Huenges, E. (2003). Stimulation experiments in sedimentary, low-enthalpy reservoirs for geothermal power generation, Germany. *Geothermics* 32, 487-495.
- Legarth, B., Zimmermann, G., Tischner, T., Huenges, E. (2003). Hydraulic proppant fracturing in Rotliegend sandstones of the Northeastern German Basin. *Proceedings: EURO-Conference on Rock Physics and Geomechanics*, 7.-11. Sept. 2003, Kijkduin, Netherlands, paper 30.
- Legarth, B., Tischner, T., Huenges, E. (2004). Stimulating for productivity: Hydraulic proppant fracturing treatments in Rotliegend Sandstones. In Huenges & Wolfgramm (Hrsg.): *Sandsteine im in-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck*. GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR 04/03, S. 93-106.
- Tischner, T., Thorenz, C., Jung, R. & Kessels, W. (2002). Ergebnisse des Primärtests: Hydraulik. in: Huenges, E. & Hurter, S. (Hrsg.): *In-situ Geothermielabor Groß*

- Schönebeck 2000/2001, Bohrarbeiten, Bohrlochmessungen, Hydraulik, Formationsfluide, Tonminerale. GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR 02/14, S. 109-132.
- Tischner, T., Legarth, B., Huenges, E. (2002). Stimulationsexperimente in den Rotliegend-Sandsteinen der Bohrung Groß Schönebeck: Ergebnisse zur Hydraulik und Gebirgsmechanik. Tagungsband 7. Geothermische Fachtagung, Waren 6.-8. November 2002, S. 166-175.
- Tischner, T.; Jung, R.; Huenges, E. (2003). Frac-Technik in Sedimentgesteinen. Tagungsband: Start in eine neue Energiezukunft, 1. Fachkongress Geothermischer Strom, Neustadt-Glewe, 12.-13. Nov. 2003, S. 103-110.
- Tischner, T., Legarth, B., Jung, R. (2004). Stimulationsexperimente in den Rotliegend-Sandsteinen der Bohrung Groß Schönebeck: Hydraulische Tests und Interpretation der Rissausbreitung. In Huenges & Wolfgramm (Hrsg.): Sandsteine im in-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck. GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR 04/03, S. 107-122.
- Zenner, M.A., Tischner, T., Zimmermann, G., Huenges, E. (2004). Hydraulic characterisation of the geothermal research well Groß Schönebeck: Test program of spring 2003. Zeitschrift für Geologische Wissenschaften, eingereicht.
- Zimmermann, G., Tischner, T. (2004). Durchführung von Pulstests während der Stimulationsarbeiten zur Lokation einer hydraulischen Blockierung im open hole Bereich. In Huenges & Wolfgramm (Hrsg.): Sandsteine im in-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck. GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR 04/03, S. 137-142.

Literatur

- Buhrow, C. (1998). Chancen und Risiken hydraulischer Fracbehandlungen von dichten Erdgasspeichergesteinen im Rotliegenden. DGMK-Tagungsbericht 9801, S. 113-123.
- Cholet, H., (2000). Well production practical handbook. Editions Technip, Paris, S. 55.
- Cikes, M. (2000). Long-term hydraulic-fracture conductivities under extreme conditions. SPE Prod. & Facilities 15 (4), p. 255-261.
- Cipolla, C.L., Wright, C.A. (2002). Diagnostic techniques to understand hydraulic fracturing: What ? Why ? and How ?. SPE Production & Facilities, Feb. 2002, SPE 75359.
- Cinco-Ley, H., Samaniego-V., F. (1981). Transient pressure analysis for fractured wells. Journal of petroleum technology, Sept. 1981, pp. 1749-1766.
- Economides, M.J., Cikes, M., Pforter, H., Thomas, H., Uroda, P. (1989). The stimulation of a tight, very-high-temperature gas-condensate well. SPE Formation Evaluation, March 1989, p. 63.
- Fredd, C.N., McConell, Boney, C.L., England, K.W. (2000). Experimental Study of Hydraulic Fracture Conductivity Demonstrates the Benefits of Using Proppants, SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver 12.-15. March. SPE 60326.
- Jung, R. (1999). HDR-Projekt Soultz, Erschließung permeabler Rißzonen für die Gewinnung geothermischer Energie aus heißen Tiefengesteinen. Schlussbericht zum BMBF-Forschungsvorhaben 0326690A, 82 S.
- Jung, R., Weidler, J. (2000). A conceptual model for the stimulation process of the HDR-system at Soultz. Geothermal Resources Council Transactions, 24, p. 143-147.
- Jung, R., Röhling, S., Ochmann, N., Rogge, S., Schellschmidt, R., Schulz, R., Thielemann, T. (2002). Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen

Stromerzeugung und der geothermischen Kraftwärmekopplung (KWK) in Deutschland-Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung am deutschen Bundestag (TAB).

- Khilar, K.C, Fogler, H.S. (1983). Water sensitivity of sandstones. Soc. of Petroleum Engineers Journal, Febr. 1983, p. 55-64.
- Lehmann, L.V., Shelly, B., Crumrine, T., Gusdorf, M., Tiffin, J. (2003). Conductivity maintenance: Long term results from the use of conductivity enhancement material. SPE 82241.
- Legarth, B., Tischner, T., Huenges, E. (2004). Stimulating for productivity: Hydraulic proppant fracturing treatments in Rotliegend Sandstones. In Huenges & Wolfgramm (Hrsg.): Sandsteine im in-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck. GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR 04/03, S. 93-106.
- Lenz, G. & Hoffmann, F. (2002). Planung und Durchführung der Aufwältigungs-, Bohr- und Testarbeiten. in: Huenges, E. & Hurter, S. (Hrsg.), In-situ Geothermielabor Groß Schönebeck 2000/2001 – Bohrarbeiten, Bohrlochmessungen, Hydraulik, Formationsfluide, Tonminerale. Scientific Technical Report STR02/14, GeoForschungsZentrum Potsdam, S. 21-41.
- Mayerhofer, M.J., Richardson, M.F., Walker, R.N., Meehan, D.N., Oehler, M.W., Browning, R.R. (1997). Proppants ? We Don't Need No Proppants. Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonia, 5-8.Oct. 1997, SPE 38611.
- Nolte, K.G. (2000). Appendix: Evolution of hydraulic fracturing design and evaluation. In Economides & Nolte (ed.): Reservoir stimulation. Wiley & Sons, Chichester, England.
- Plein, E. (1995). Stratigraphie von Deutschland. Norddeutsches Rotliegendbecken. Courier Forschungsinstitut Senkenberg, 193 S.
- Reinicke, K.M., Brinkmann, F.W., Schwarz, H., Hueni, G. (1985). Interpretation of buildup data obtained from MHF wells in northern Germany. J. Petroleum Technology, Dez. 1985, p. 2173..
- Rockel, W. & Hurter, S. (2000). Tiefe Altbohrungen als Beitrag zur Nutzbarmachung klüftigporöser Speichergesteine (geologische Grundlagen). In Huenges, E., Saadat, A., Köhler, S., Rockel, W., Hurter, S., Seibt, A., Naumann, D., Zimmer, M., Erzinger, J., Wiersberg, T., Legarth, B. & Wolff, H. (Hrsg.): Geothermische Technologieentwicklung. Scientific Technical Report STR00/23, GeoForschungsZentrum Potsdam, S. 29-50.
- Schechter, R.S. (1992). Oil well stimulation. Prentice Hall, New Jersey.
- Tischner, T., Thorenz, C., Jung, R. & Kessels, W. (2002). Ergebnisse des Primärtests: Hydraulik. in: Huenges, E. & Hurter, S. (Hrsg.): In-situ Geothermielabor Groß Schönebeck 2000/2001, Bohrarbeiten, Bohrlochmessungen, Hydraulik, Formationsfluide, Tonminerale. GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR 02/14, S. 109-132.
- Tischner, T., Röckel, T. (2002). Stimulationstests an der Forschungsbohrung Lindau. Tagungsband 7. Geothermische Fachtagung, Waren 6.-8. November 2002, S. 159-165.
- Tischner, T., Legarth, B., Jung, R.,(2004). Stimulationsexperimente in den Rotliegend-Sandsteinen der Bohrung Groß Schönebeck: Hydraulische Tests und Interpretation der Rissausbreitung. in: Huenges, E., Wolfgramm, M., ed.,: Sandsteine im In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck, Reservoircharakterisierung, Stimulation, Hydraulik und Nutzungskonzepte, Scientific Technical Report STR 04/03, GeoForschungsZentrum Potsdam, p. 107-122.

- Tchistiakov, A.A. (2000). Physico-chemical aspects of clay migration and injectivity decrease of geothermal clastic reservoirs. Proceedings World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28 – June 10.
- Walker, R.N., Hunter, J.L., Brake, A.C., Fagin, P.A., Steinsberger, N. (1998). Proppants, We Still Don't Need No Proppants – A Perspective of Several Operators, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 27.-30. Sept. 1998. SPE 49106.
- Wolfgramm, M., Raab, S., Seibt, A., Trautwein, U., Zimmerman, G., Holl, H.G., Kellner, T., (2004). Hydraulische und chemische Eigenschaften eines Rotliegend-Sandsteins im Durchströmungsversuch. in: Huenges, E., Wolfgramm, M., ed.: Sandsteine im In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck, Reservoircharakterisierung, Stimulation, Hydraulik und Nutzungskonzepte, Scientific Technical Report STR 04/03, GeoForschungsZentrum Potsdam, p. 9-28.
- Zagora, K. (1979). Klüftige Speicher (Sucharbeiten in Kluftspeichern). Abschlußbericht, VEB Erdöl Erdgas Grimmen.
- Zimmermann, G. (2004). Ergebnisse des moderaten Pumptests in der Tiefbohrung Groß Schönebeck 3/90 im Sommer 2002, in: in: Huenges, E., Wolfgramm, M., (Hrsg.): Sandsteine im In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck, Reservoircharakterisierung, Stimulation, Hydraulik und Nutzungskonzepte, Scientific Technical Report STR 04/03, GeoForschungsZentrum Potsdam, p. 123-136.