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

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

TORSTEN TISCHNER[1], BJÖRN LEGARTH[2], REINHARD JUNG[3]

[1]Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Stilleweg 2, 30655 Hannover
[2]GeoForschungsZentrum Potsdam, Telegrafenberg, 14473 Potsdam
[3]Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Stilleweg 2, 30655 Hannover

Abstract

Within the Rotliegend-sandstones hydraulic frac experiments were performed. The productivity of the well before and after the frac operations was tested by means of nitrogen lift tests. Due to the first frac operation (4130-4190 m) the productivity of the well has been increased at about 70 %. The productivity increase appears as a result of a skin reduction. The transmissibility of the formation remains unchanged. Therefore, no good permeable layers could be hydraulically connected to the well. Probably, due to the first frac operation productive joints in the bottom rock (conglomerates/volcanics) were also connected to the artifical fracture.

The second frac operation (4080-4122 m) led only to a less significant productivity increase. Either a very low conductive fracture was created or the permeability of the formation is lower than expected.

1 Einleitung

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

Im Januar 2002 wurden an der Bohrung Groß Schönebeck Stimulationsexperimente („Fracs“) durchgeführt. Hauptziel dieser Experimente war es, den Zufluss aus den Rotliegend-Sandsteinen zu verbessern und die Produktivität der Bohrung signifikant zu erhöhen. Es wurden Fracoperationen im Intervall 4130 – 4190 m und im Intervall 4080 – 4122 m durchgeführt (Abb. 1 und 2). Die Intervalle wurden nach unten durch eine Sandschüttung und nach oben durch einen Packer separiert. Die Fracoperationen erfolgten jeweils in 2 Etappen. Zunächst wurde ein so genannter Datafrac durchgeführt. Durch Injektion von hochviskosem Gel wurde ein Riss mit der konzipierten Ausdehnung geschaffen (Abb. 3 und 4). Aus dem Datafrac wurden hydraulische und mechanische Parameter abgeleitet und die Risscharakteristik verifiziert. Im Anschluss hieran erfolgte der Hauptfrac.

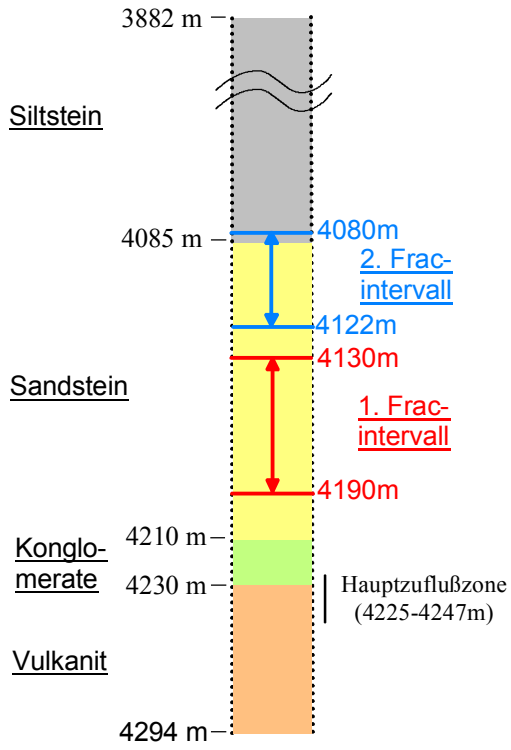

***Abb. 1**: Unverrohrter Bohrlochabschnitt bis Endteufe. Eingezeichnet sind die Fracintervalle und die Hauptzuflusszone vor den Stimulationsexperimenten.*

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

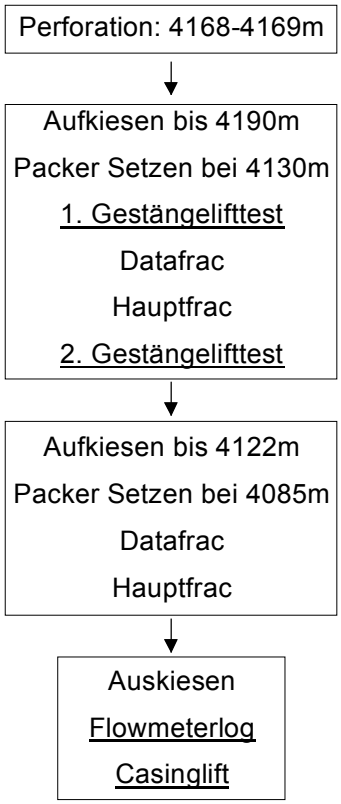

***Abb. 2**: Wesentlicher Ablauf der Stimulationsexperimente 2002. Auf die „unterstrichenen“ Tests wird nachfolgend näher eingegangen.*

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

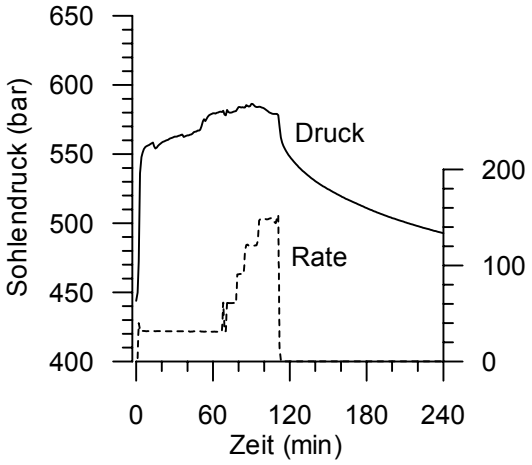

***Abb. 3**: Druckverlauf (4135 m) und Injektionsrate während Datafrac 1 (Intervall 4130-4190m).*

Fig. 3: Pressure (4135 m) and injection rate during datafrac 1 (interval 4130-4190m)

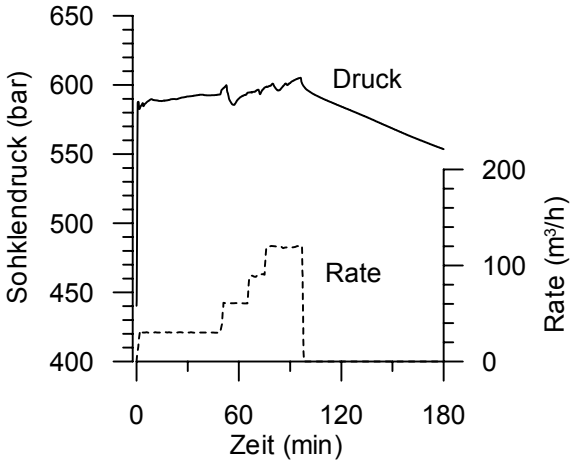

***Abb. 4**: Druckverlauf (4050 m) und Injektionsrate während Datafrac 2 (Intervall 4080-4122m).*

Fig. 4: Pressure (4050 m) and injection rate during datafrac 2 (interval 4080-4122m)

Der Riss wurde jetzt durch Injektion von Gel wieder geöffnet und es wurden Stützmittel im Riss platziert. Die Zugabe von Stützmitteln sollte gewährleisten, dass die Risse nach Druckentlastung hinreichend geöffnet bleiben (siehe LEGARTH et al. 2003).
Der prinzipielle Ablauf der Experimente ist in Abbildung 2 dargestellt. Zur Kontrolle der Produktivitätssteigerung wurden vor dem 1. Frac und nach dem 1.Frac Fördertests durchgeführt. Zudem wurde nach Abschluss beider Fracoperationen ein Fördertest über das gesamte Bohrloch durchgeführt (Casinglift). Im nachfolgenden Beitrag werden die genannten hydraulischen Tests dargestellt und interpretiert sowie Konsequenzen hinsichtlich der Risscharakterisierung und Rissausbreitung gezogen.

2 Durchführung und qualitative Interpretation der Fördertests

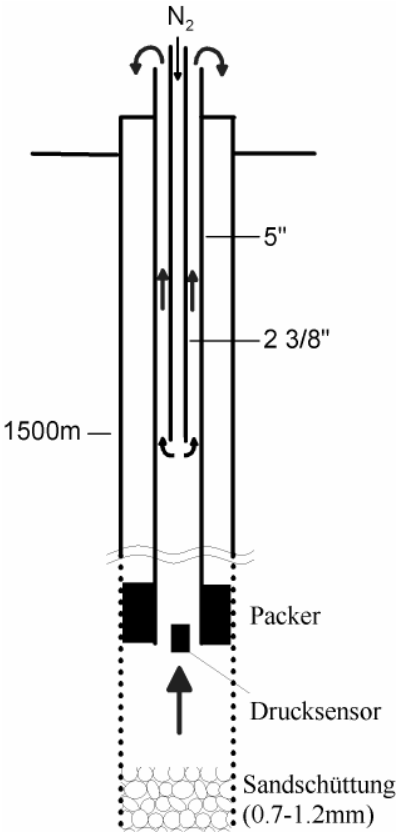

Abb. 5*: Bohrung während der Gestängelifttests.*

Fig. 5*: Borehole during the drill stem lift test.*

Zur Bestimmung der Produktivität und zur hydraulischen Charakterisierung der Bohrung wurden Fördertests als Stickstofflifttests durchgeführt. Stickstoff wurde vor allem aus chemischen Gründen verwendet (Vermeidung von Ausfällungen). Bei den Gestängelifttests vor und nach dem 1. Frac wurde in den Strang (5“) ein weiterer Strang (2 3/8“) eingezogen (Abb. 5). Über den 2 3/8“-Strang wurde Stickstoff injiziert und aus dem Ringraum zwischen 5“ und 2 3/8“-Strang gefördert. Der 2 3/8“-Strang wurde bis ca. 1500 m abgehangen. Für den nach beiden Fracs durchgeführten Casinglifttest wurde ein 5“-Strang bis ca. 1500 m abgehangen und aus dem Ringraum zwischen 5“-Strang und Casing gefördert.

Für die Interpretation der hydraulischen Tests ist zu beachten, dass die Sandpackung unterhalb des Packers für Wasser hydraulisch gut durchlässig ist. Bei der gewählten Korngröße von 0.7-1.2 mm und natürlicher Lagerung muss mit einer Permeabilität von 100 bis 1000 D gerechnet werden (Bestimmungsmethode nach Beyer; siehe BUSCH & LUCKNER, 1973). Die Zuflusszone im Grenzbereich Konglomerate/Vulkanite befindet sich bezogen auf das 1. Fracintervall nur ca. 30 m unterhalb der Sandpackung. Die Druckverluste hierüber sind bei einem Volumenstrom von 5 m^3/h nicht höher als 10 bar in dem betrachteten 5 7/8“ Bohrlochabschnitt. Zudem ist anzunehmen, dass durch die Durchströmung der Sandpackung eine weitere Auflockerung bzw. ein Aufwärtstransport von Sand stattfindet und die Durchlässigkeit weiter zunimmt. Vermutlich ist die Zuflusszone im Grenzbereich Konglomerate/Vulkanite bei den Gestängelifttests uneingeschränkt an die Bohrung angeschlossen.

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

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

Nach beiden Fracoperationen wurde ein Casinglifttest über knapp 14 h durchgeführt (Abb. 7). Der nachfolgende Druckanstieg wurde zunächst über 48 h aufgezeichnet. Anschließend erfolgten der Ausbau des Gestänges und die Fortsetzung der Sohlendruckaufzeichnung für weitere 14 Tage (In Abbildung 7 wird nur der 1. Teil des Druckanstiegs gezeigt). Die mittlere Förderrate während des Casinglifttests betrug 22.4 m^3/h bei einer Absenkung von 105 bar. Die hieraus resultierende Produktivität beträgt ebenfalls ca. 0.2 m^3/(h*bar). Da der Casinglifttest im Anschluss an beide Fracoperationen durchgeführt wurde, die Produktivität aber weitgehend unverändert gegenüber dem

2. Gestängelifttest verblieb, ist eine signifikante Produktivitätssteigerung durch die 2.Fracbehandlung aus den Fördertests nicht nachweisbar.

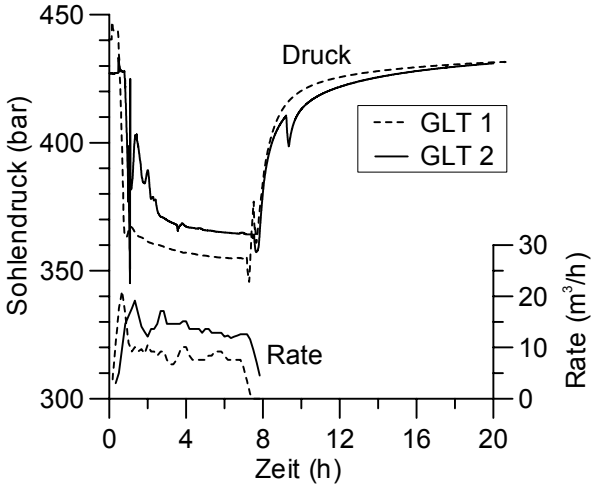

***Abb. 6**: Druck und Fließrate für Gestängelifttest 1 (GLT 1) vor dem 1. Frac und für Gestängelifttest 2 (GLT 2) nach dem 1. Frac. Sohlendruckmessung in 4135 m Tiefe.*

***Fig. 6**: Pressure and rate for drill stem lift test 1 (GLT 1) before the 1. frac and for drill stem lift test 2 (GLT 2) after the 1. frac. Pressure recording at 4135 m.*

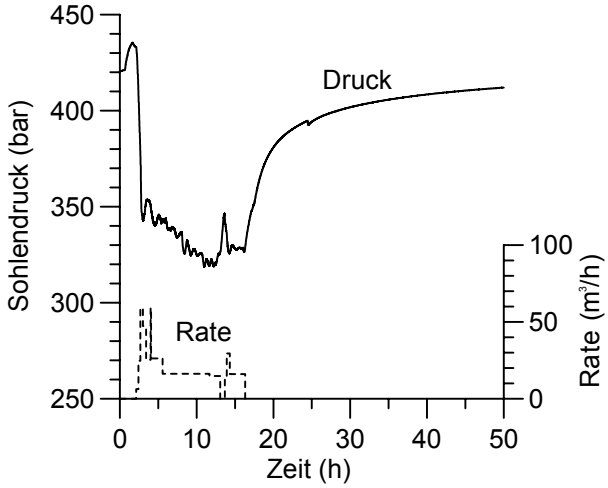

***Abb. 7**: Druck und Fließrate für den Casinglifttest im Anschluss an beide Fracoperationen. Sohlendruck-messung in 4050 m Tiefe.*

***Fig**. 7: Pressure and rate for the casing lift test after both frac operations. Pressure recording at 4050 m.*

3 Analyse der Fördertests

Für eine genauere Analyse und Ableitung der hydraulischen Parameter eignen sich jeweils die Einschlussphasen. Die Produktionsphasen sind aufgrund der starken Schwankungen in der Fließrate hierfür ungeeignet. In Abb. 8 sind die Einschlussperioden für die 3 Tests im so genannten Diagnoseplot aufgetragen. Hierin werden der Druck und die 1. Ableitung des Drucks (Ableitung nach der Superpositionszeit) doppelt logarithmisch dargestellt. Vor allem der Kurvenverlauf der 1. Ableitung reagiert sehr sensitiv auf Änderungen von hydraulischen Parametern und auf unterschiedliche Fließperioden.
Vergleicht man die Fördertests hinsichtlich des Verlaufs der 1. Ableitung qualitativ, so können folgende Aussagen getroffen werden:

- Nach dem 1. Frac (GLT 2) ist das im GLT 1 in der 1. Ableitung beobachtete Maximum nach ca. 0.4 h verschwunden. Dies bedeutet, dass durch den 1. Frac der bohrlochnahe hydraulische Widerstand (Skin) reduziert wurde.
- Die 1. Ableitung erreicht in den Tests vor und nach dem 1. Frac nach größeren Zeiten etwa das gleiche Niveau. Das Niveau der 1. Ableitung bei näherungsweise horizontalem Verlauf ist ein Maß für die Transmissibilität der Formation. Vermutlich wurde keine wesentliche Veränderung (Erhöhung) der Transmissibilität durch den 1. Frac erzielt.
- Im GLT 2 und CLT wird ein tendenzieller Anstieg der 1. Ableitung bei größeren Zeiten beobachtet. Dieser Anstieg weist auf eine Verschlechterung der hydraulischen Durchlässigkeit mit zunehmender Entfernung vom Bohrloch hin. Im Test GLT 1, vor dem 1. Frac, ist ein derartiger Trend nicht eindeutig sichtbar. Hier muss jedoch berücksichtigt werden, dass im Test vor dem Frac die „Druckfront“ (Beobachtungsradius) nicht so weit in die Formation reicht, wie im Test danach. Der höhere Skin bzw. die geringere hydraulische Durchlässigkeit vor dem 1. Frac bewirkt bei gleichen Beobachtungszeiten einen kleineren Beobachtungsradius.

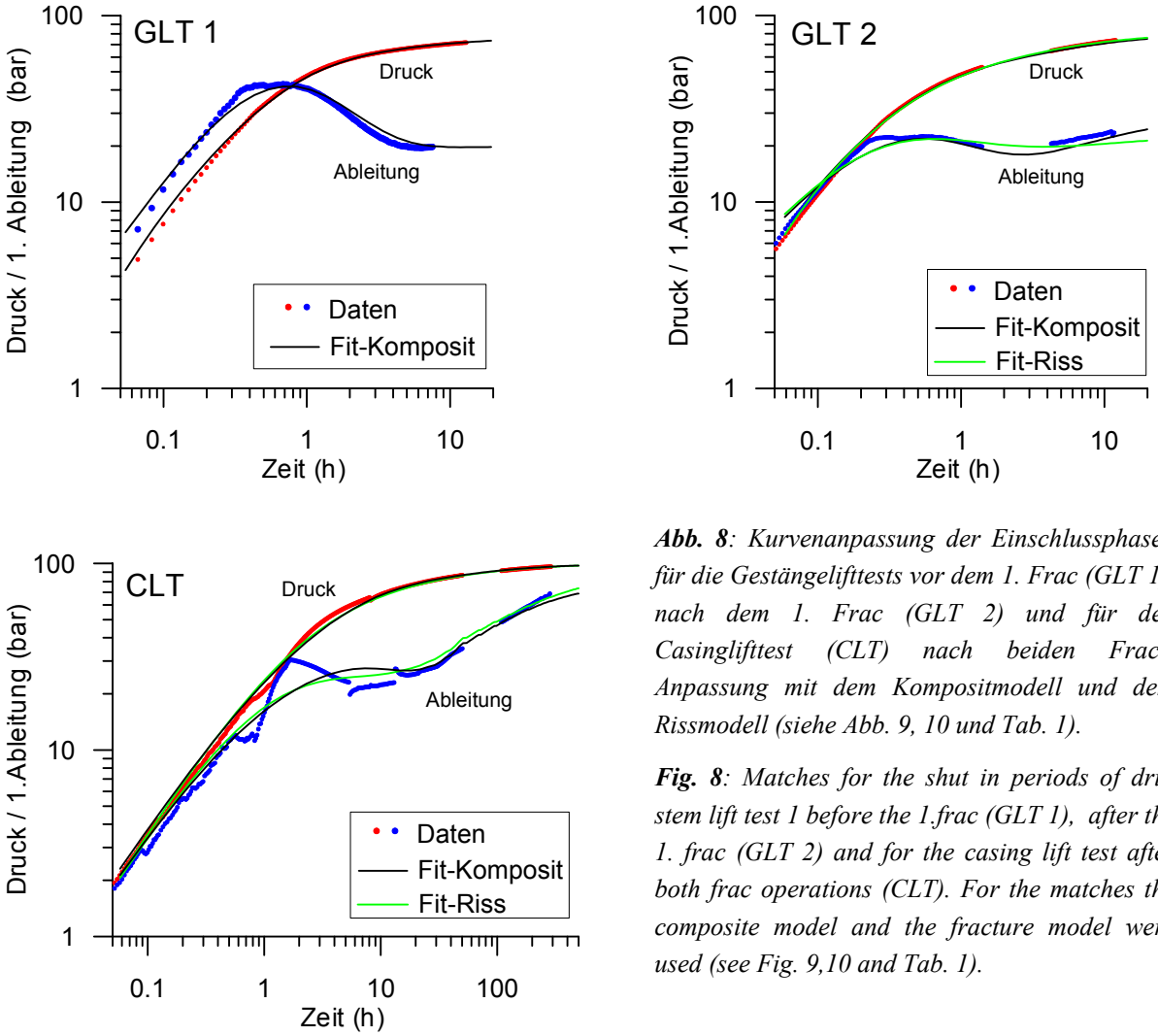

***Abb. 8**: Kurvenanpassung der Einschlussphasen für die Gestängelifttests vor dem 1. Frac (GLT 1), nach dem 1. Frac (GLT 2) und für den Casinglifttest (CLT) nach beiden Fracs. Anpassung mit dem Kompositmodell und dem Rissmodell (siehe Abb. 9, 10 und Tab. 1).*

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

Möglicherweise reicht lediglich die Dauer der Druckaufzeichnung im Test GLT 1 nicht aus, um auch hier einen tendenziellen Anstieg der 1. Ableitung bei größeren Zeiten nachzuweisen.

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

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

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

- Im so genannten radialen Kompositmodell (siehe z.B. BOURDET, 1998) werden 2 radial aufeinander folgende Zonen mit unterschiedlicher Permeabilität und Kompressibilität angenommen. Zudem existiert bohrlochnah eine Skinzone (Abb. 9). Die Wirkung eines Risses

hinsichtlich der Produktivität wird in der Skinreduktion bzw. einer höheren Permeabilität der inneren gegenüber der äußeren Zone subsummiert. Typische Risssignaturen im Druckverlauf sind hier maskiert vom Bohrlochspeicher bzw. vom Übergang zwischen 2 unterschiedlich permeablen Zonen. Um die Parametervielfalt mit diesem konzeptionellen Modell einzuschränken, wird grundsätzlich von konstanter Kompressibilität in beiden Zonen ausgegangen.

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

In Abb. 8 sind die angepassten Kurven eingezeichnet und in Tab.1 die zugehörigen Parameter angegeben. Generell findet man eine gute Übereinstimmung zwischen den Messwerten und den Fits mit beiden Modellen. Allein die gute Anpassung mit 2 unterschiedlichen Modellen weist jedoch auf die Vieldeutigkeit der Lösungen hin. Im Test GLT 1 wird auf eine Anpassung mit dem Rissmodell verzichtet, da hier keinerlei Anhaltspunkt für diesen Ansatz existiert.
Vergleicht man zunächst die Tests GLT 1 und GLT 2 entsprechend dem Kompositmodell, so werden bei sonst weitgehend gleichen Parametern ausschließlich durch Änderung des Skin diese Fits erhalten. Die Wirkung des 1. Fracs lässt sich entsprechend diesem Modell auf eine Skinreduktion von ca. -1 auf ca. -3 zurückführen. Die Permeabilität (Transmissibilität) bleibt unverändert gering zwischen 2 und 5 mD in beiden Zonen. Hier und im Weiteren wird dabei eine Mächtigkeit der Zuflusszone von 25 m angenommen.
Im abschließenden Casinglift (CLT) findet man im Kompositmodell einen im Vergleich zum GLT 2 noch geringeren Skin, dafür jedoch auch eine geringere Permeabilität (Transmissibilität) in beiden Zonen. Da im abschließenden Casinglift der Druckanstieg deutlich länger beobachtet wurde, ist diese Anpassung verlässlicher als in den Tests GLT 1 und GLT 2. Hinsichtlich der Produktivität unterscheiden sich jedoch die Anpassungen mit dem Kompositmodell für den Test GLT 2 und CLT kaum.
Die Unsicherheiten bei der Anpassung mit dem Kompositmodell bestehen vor allem in der räumlichen Aufteilung der Zonen und damit verbunden in der genauen Permeabilität innerhalb der beiden Zonen. Die obigen Aussagen, dass die erzielte Produktivitätssteigerung entsprechend dem Kompositmodell auf eine Skinreduktion zurückzuführen ist und die angegebene Größenordnung der Permeabilität bleiben jedoch unberührt.

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

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

***Tab. 1**: Angepasste Parameter entsprechend dem Kompositmodell und dem Rissmodell. Folgende konstanten Parameter wurden zugrunde gelegt: Mächtigkeit der Zuflusszone: 25 m; Porosität: 0.05; Totale Kompressibilität: $5x10^{-9}$ Pa^{-1}; Viskosität: $4x10^{-4}$ Pa*s.*

***Tab 1**: Fit parameter for the composite model and for the fracture model. The following constant parameter are used: pay zone thickness: 25 m; porosity: 0.05; total compressibility: $5x10^{-9}$ Pa^{-1}; viscosity: $4x10^{-4}$ Pa*s.*

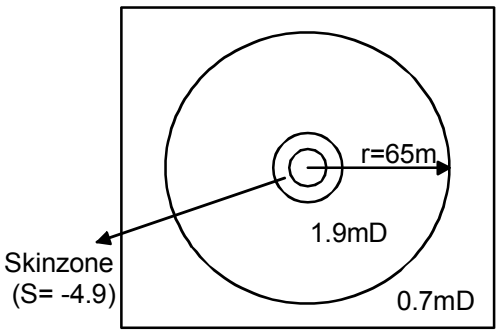

***Abb. 9**: Schematische Darstellung des Kompositmodells mit den angepassten Parametern für den abschließenden Casinglifttest (CLT).*

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

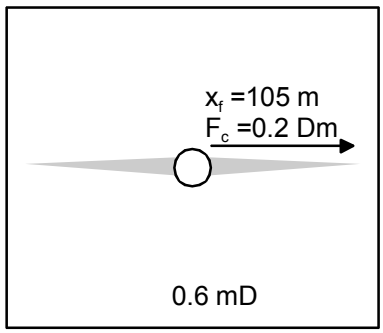

***Abb. 10**: Schematische Darstellung des Rissmodells mit den angepassten Parametern für den abschließenden Casinglifttest (CLT). F_c: Risstransmissivität; x_f: Risshalblänge*

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

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

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

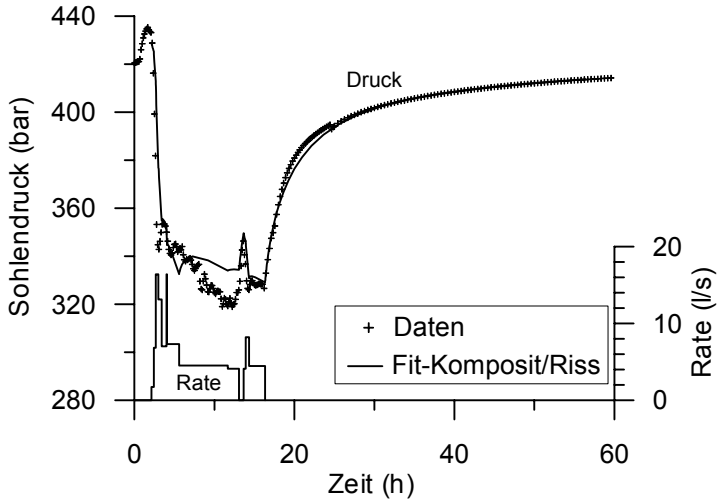

***Abb. 11**: Beobachteter und simulierter Druckverlauf (4050 m) für den abschließenden Casinglifttest (CLT). Es sind keine Unterschiede in der Anpassung mit dem Kompositmodell und dem Rissmodell in dieser Darstellung erkennbar.*

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

4 Rissausbreitung - 1. Frac (4130-4190m)

Aus der obigen Darstellung wird ersichtlich, dass vor und nach dem 1.Frac die beobachtete Transmissibilität der Formation relativ unverändert gering bleibt. Bei hydraulischem Anschluss gut permeabler Schichten in den Rotliegend-Sandsteinen, wäre eine deutliche Steigerung der Transmissibilität auf einen Wert ≥ 1 Dm, entsprechend der Kernmessungen zu erwarten gewesen.

Es verbleibt die Frage, warum trotz Rissausbreitung kein Anschluss an diese Schichten erzielt wurde. Nachfolgend soll dieser Aspekt näher beleuchtet werden. Folgende Punkte müssen hierbei zusätzlich beachtet werden:

- Nach dem Setzen des Packers bei 4130 m wurde der Packer „abgedrückt“, um die Dichtheit des Intervalls nach oben zu testen. Hierzu wurde kurzzeitig Salzwasser mit einer Rate von 3.3 l/s verpresst. Infolge des Packer Abdrückens verschob sich der Sandkopf von 4173 m auf 4190 m und es wurden ca. 0.35 m^3 Sand nach unten gedrückt. Der Kopfdruck stieg während der Operation auf über 50 bar an. Da das vorhergehende Aufsanden sehr vorsichtig und unter mehrfachem Abtasten des Sandkopfes erfolgte, ist davon auszugehen, dass sich keine Hohlräume bzw. Sandbrücken im entsprechenden Intervall befanden. Der nach unten verschobene Sand wurde vermutlich im Bereich der Konglomerate/Vulkanite in die hier vorhandenen Risse verdrängt. Im Ausgangszustand befand sich zwischen 4225 und 4247 m die einzige Abflusszone.
- Im anschließenden Datafrac 1 wurde innerhalb der ersten 50 min das im Strang befindliche Salzwasser mit einer Rate von 8.3 l/s in das Intervall verpresst. Der Kopfdruck stieg hierbei innerhalb weniger Minuten auf über 120 bar und flachte anschließend deutlich ab. Aufgrund der vorhergehenden Beobachtung und der nun deutlich höheren Drücke muss davon ausgegangen werden, dass sich zu Beginn des Datafracs der Sandkopf weiter nach unten bewegt hat. Die Sandmächtigkeit zwischen dem Intervall und der unterhalb befindlichen Zuflusszone wird sich hierdurch weiter verringert und die hydraulische Verbindung verbessert haben. Leider wurde der Sandkopf nach dem Datafrac 1 nicht gemessen.
- Der Sohlendruckverlauf während des Datafracs 1 (Abb. 3) zeigt, dass vermutlich bereits ca. 5 min nach Beginn eine mechanische Reaktion des Gebirges eintritt. Da kein „break down“ erkennbar ist, muss vom Öffnen initial vorhandener Risse ausgegangen werden. Die in ihrer Mächtigkeit reduzierte Sandschicht zwischen der Abflusszone und dem Intervall stellt gegenüber Salzwasser nur eine geringe hydraulische Barriere dar (siehe oben). Es ist folglich wahrscheinlich, dass bereits zu Beginn des Datafrac 1 die Risse im Bereich der Konglomerate/Vulkanite hydraulisch weitgehend an die Bohrung angeschlossen waren und durch den Datafrac weiter ausgeweitet wurden. Die gewünschte selektive Behandlung der unteren Abfolgen der Rotliegend-Sandsteine wurde vermutlich nicht erreicht.
- Nach dem Datafrac 1 wurde ein Temperaturlog (Abb. 12) über das Intervall 4130-4190 m gefahren. Das Temperaturprofil weist auf eine Hauptabflusszone direkt unterhalb des Packers hin. Es muss angenommen werden, dass hier der größte Teil des injizierten Fluids in die Formation gelangt ist. Dies scheint im Widerspruch zu der vorherigen Annahme eines Risses ausgehend von den Konglomeraten/Vulkaniten zu stehen. Das Temperaturlog sagt jedoch nur etwas über die Verteilung des injizierten Fluids innerhalb des betrachteten Abschnitts aus. Es ist hieraus keine Unterscheidung zwischen Bereiche in denen durch das Fluid Risse erzeugt wurden und Bereiche in denen das Fluid lediglich in die Matrix verpresst wurde, möglich. Aus dem Temperaturlog ist keine Aussage über die Stimulationswirkung innerhalb des gemessenen Abschnitts möglich.
- Im Anschluss an beide Fracoperationen wurde eine Flowmeterbefahrung durchgeführt. Abb. 13 zeigt die Ergebnisse im Vergleich zum nach dem Primärtest. Es existiert nun eine sehr lange Zuflusszone zwischen ca. 4250 und 4100m. Innerhalb dieser langen Zuflusszone lassen sich 2 Bereiche mit unterschiedlicher aber jeweils konstanter Steigung unterscheiden. Im unteren Abschnitt ist der Anstieg steiler als darüber. Die konstante Zunahme des Zuflusses zwischen 4250 und 4190 m kann nur mit der Existenz eines langen Axialrisses erklärt werden. Andernfalls würde man über die 3 unterschiedlichen Gesteinsformationen, über die sich die Zuflusszone erstreckt, keinen derart homogenen Zufluss erwarten. Aber auch im oberen Zuflussbereich ist die Wahrscheinlichkeit eines Axialrisses sehr hoch. Zwischen 4190 und

4100 m wechseln gut permeable mit schlecht permeablen Sandsteinen ab, so dass bei Zustrom aus der Matrix kein homogener Zufluss zu erwarten wäre.
Aus dem Flowmeterlog wird eindeutig ersichtlich, dass durch den 1. Frac ein hydraulischer Anschluss an die ursprünglich in den Konglomeraten/Vulkaniten vorhandene Zuflusszone erzielt wurde.

- In den Abschnitten 4231-4186 und 4112-4085 wurden an den Kernen fast durchgängig Einzelklüfte mit 90 ° Einfallwinkel dokumentiert, die jedoch vollständig verheilt waren (Abb. 13). Vermutlich waren diese Klüfte Schwachstellen, entlang derer sich der Riss ausgebreitet hat. Insbesondere die obere Begrenzung des unteren Kluftabschnitts bei 4186 m passt gut mit dem Übergang von der unteren Hauptzuflusszone zur oberen Abflusszone zusammen. Vermutlich konnte entlang des unteren Kluftbereiches durch die Vorprägung ein Riss mit höherer Transmissibilität geschaffen werden als oberhalb.

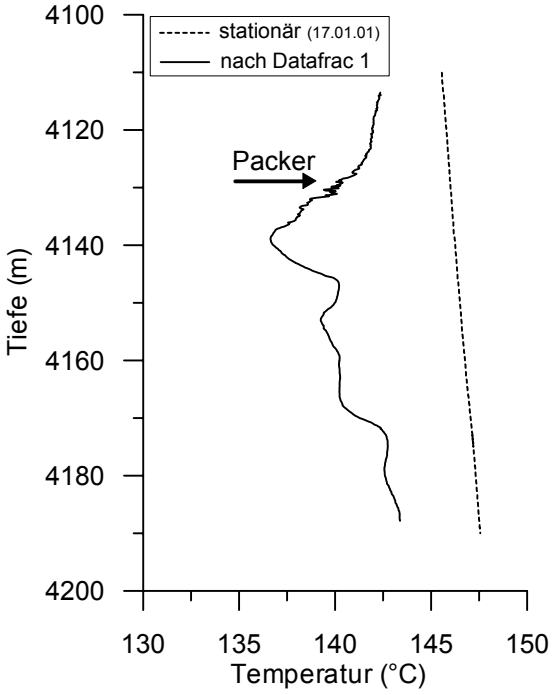

Abb. 12: Temperaturprofil im Intervall des 1. Fracs im Gleichgewicht (gestrichelt) und ca. 30 h nach Datafrac 1 (durchgezogen).

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

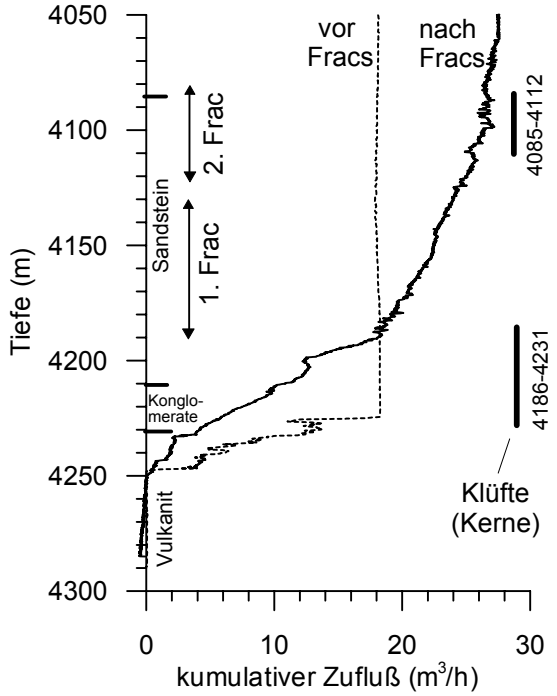

Abb. 13: Flowmeterlog vor (gestrichelt) und nach (durchgezogen) beiden Fracoperationen mit den abwärtigen Fahrgeschwindigkeiten 9 m/min (gestrichelt) und 5 m/min (durchgezogen). Eingezeichnet sind die aus den Kernen dokumentierten Bereiche mit vertikaler, verheilter Kluft. Druckabsenkung ca. 130 bar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

***Fig. 13**: Flowmeterlog before (dotted) and after both frac operations (solid) with the downward cable speed of 9 m/min (dotted) and 5 m/min (solid). Vertical filled joints that are documented from core measurements are marked (thick black lines) . The pressure drawdown was: about 130 bar (dotted) and 80 bar (solid).*

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

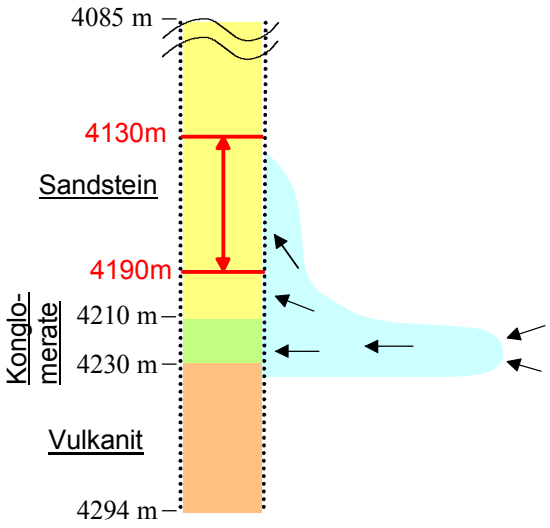

***Abb. 14**: Modellvorstellung über die Ausbreitung des durch die 1. Fracoperation geschaffenen Risses.*

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

5 Rissausbreitung - 2. Frac (4080-4122 m)

Beim Datafrac 2 wurde während der Rissausbreitung ein um ca. 20 bar höherer downhole-Druck beobachtet als beim Datafrac 1, obwohl die Druckaufzeichnung beim Datafrac 2 weiter oberhalb erfolgte (4085 m). Allein aus den unterschiedlichen Drücken kann darauf geschlossen werden, dass die Rissausbreitung während des 2. Frac in einer anderen Schicht erfolgte als bei der 1. Fracbehandlung. Der 2. Frac hat sich vermutlich innerhalb des gewünschten Intervalls ausgebreitet.
Durch den 2. Frac wurde nur eine sehr geringe Erhöhung der Produktivität erzielt. Das Flowmeterlog liefert einen Orientierungswert für den Zustrom aus dem Fracbereich von ca. 2 m^3/h bei der vorliegenden Druckabsenkung von ca. 80 bar. Die Produktivität in diesem Intervall beträgt ca. 0.03 m^3/h/bar.
Nimmt man entsprechend der Kernmessungen eine mittlere Permeabilität von 5 mD in diesem Intervall und einen Riss mit einer für Sandsteine typischen Risshalblänge von 50 m an, dann kann diese geringe Produktivität aus dem Intervall nur mit einer sehr geringen Risstransmissibilität erklärt werden. Selbst bei der sehr kleinen Risstransmissibilität von 0.001 Dm würde bereits eine höhere Produktivität erzielt werden als gemessen wurde (Abb. 15). Offensichtlich hat der Riss keine ausreichende Leitfähigkeit, um eine deutliche Steigerung der Produktivität zu bewirken oder die aus den Kernen abgeleitete Permeabilität überschätzt die natürlichen Verhältnisse drastisch.

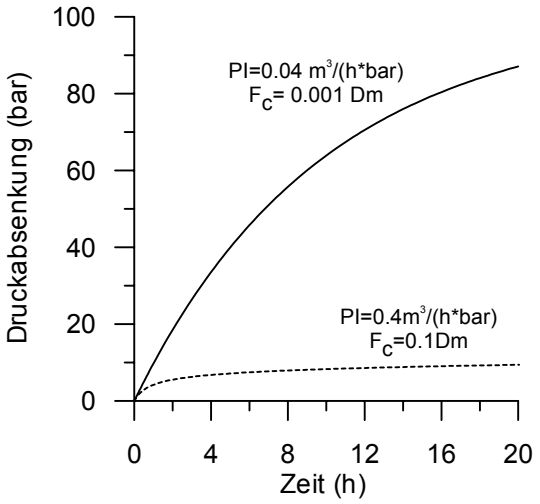

***Abb. 15**: Simulierte Druckabsenkung bei Förderung mit 3.6 m^3/h aus einem 40 m mächtigen Intervall mit vertikalem Riss und der Risstransmissibilität (F_c) von 0.1 Dm (gestrichelt) bzw. 0.001 Dm (durchgezogen). Parameter: Permeabilität 5 mD; Risshalblänge: 50 m; Speicherkoeffizient: 0.35 m^3/bar.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

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

6 Zusammenfassung

In den Bohrlochabschnitten 4130-4190 m und 4080-4122 m innerhalb der Rotliegend-Sandsteine der Bohrung Groß Schönebeck wurden Stimulationsexperimente durchgeführt. Die Operationen wurden als so genannte Erdölfracs durchgeführt. Es wurde hochviskoses Gel unter Zugabe von Stützmitteln verpresst. Vor und nach der 1. Fracoperation im Intervall 4130-4190 m wurde jeweils ein Fördertest durchgeführt. Nach beiden Fracoperationen erfolgte ein abschließender Fördertest über das gesamte offene Bohrloch. Diese Fördertests wurden ausgewertet und hinsichtlich der Konsequenzen für die Rissausbreitung interpretiert.

Durch die 1. Fracoperation im Abschnitt 4130-4190 m wurde die Produktivität der Bohrung um ca. 70 % gesteigert. Es wurde ein Riss erzeugt und hierdurch der bohrlochnahe hydraulische Widerstand reduziert. Der scheinbare Skin sank auf -3 bis -5. Jedoch verblieb die Permeabilität bezogen auf eine 25 m mächtige Zuflusszone vor und nach dem Frac konstant bei 1 -5 mD. Das heißt, es wurden entgegen der Erwartung keine gut permeablen Sandsteinpakete an die Bohrung hydraulisch angeschlossen. Die Produktivitätssteigerung resultiert ausschließlich aus der Skinreduktion.

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

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

Die 2. Fracoperation im Intervall 4080 – 4122 m hat nur unwesentlich zur Produktivitätssteigerung beigetragen. Entweder es wurde ein sehr schlecht leitfähiger Riss erzeugt oder die Formation ist in diesem Abschnitt deutlich impermeabler als angenommen.

Literatur

BOURDET, D. (2002): Well test analysis: The use of advanced interpretation models. Handbook of petroleum exploration and production 3. Elsevier, p. 180-190.

BUSCH, K.F., LUCKNER, L. (1973): Geohydraulik. VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig.

LEGARTH, B., TISCHNER, T., HUENGES, E. (2003): Stimulation experiments in sedimentary, low-enthalpy reservoirs for geothermal power generation. In diesem Band.

TISCHNER, T., THORENZ, C., JUNG, R. & KESSELS, W. (2002): Ergebnisse des Primärtests: Hydraulik. in: Huenges, E. & Hurter, S. (Hrsg.): In-situ Geothermielabor Groß Schönebeck 2000/2001, Bohrarbeiten, Bohrlochmessungen, Hydraulik, Formationsfluide, Tonminerale. GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR 02/14, S. 109-132.