

GEOFORSCHUNGSZENTRUM POTSDAM
in der Helmholtz-Gemeinschaft

Björn Alexander Legarth

**Erschließung
sedimentärer Speichergesteine
für eine geothermische
Stromerzeugung**

Scientific Technical Report STR03/09

Promotionsausschuss:

Vorsitzender: Univ. Prof. Dr. rer. nat. W. Dominik

Gutachter: Univ. Prof. Dr.-Ing. H. Wolff

Gutachter: Prof. Dr. H. de Pater

Gutachter: Dr. rer. nat. E. Huenges

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 30. April 2003

Impressum

GeoForschungsZentrum Potsdam

in der Helmholtz-Gemeinschaft

Telegrafenberg

D-14473 Potsdam

e-mail: postmaster@gfz-potsdam.de

www: <http://www.gfz-potsdam.de>

Gedruckt in Potsdam

Oktober 2003

ISSN 1610-0956

Die vorliegende Arbeit ist in in elektronischer Form
erhältlich unter:

<http://www.gfz-potsdam.de/bib/zbstr.htm>

Björn Alexander Legarth

**Erschließung
sedimentärer Speichergesteine
für eine geothermische
Stromerzeugung**

Von der Fakultät VI:
Bauingenieurwesen und Angewandte Geowissenschaften
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades:

Doktor der Ingenieurwissenschaften
Dr.-Ing.

genehmigte Dissertation

Berlin 2003
D 83

Scientific Technical Report STR03/09

„Das schönste Glück des denkenden Menschen ist, das Erforschliche erforscht zu haben und das Unerforschliche zu verehren.“

J.W. v. Goethe, 1749-1832

Kurzdarstellung

Geothermische Stromerzeugung stellt Mindestanforderungen an Fluidförderraten und -temperaturen und damit an die Produktivität der zu erschließenden Reservoirs. Im Falle der untersuchten klastisch sedimentären Speichergesteine des Norddeutschen Beckens ist die Ausgangsproduktivität zu gering für eine effiziente Förderung. Maßnahmen zur künstlichen Produktivitätssteigerung sind unerlässlich.

Die potenziellen Nutzhorizonte sind fluidgesättigt und befinden sich in großen Versenkungsteufen abseits geothermischer Anomalien. Es handelt sich so um geothermale Fluidlagerstätten auf einem geringen Enthalpieniveau. Mit Hilfe binärer Konversionsanlagen ist eine Stromerzeugung bei ausreichendem Massenstrom jedoch realisierbar. Auf Grund ihrer weiten Verbreitung bergen sie demnach ein großes theoretisches Energiepotenzial. Da es sich um nicht-artesische Speicher handelt, sind Förderhilfsmittel einzusetzen. Die Überwindung der Diskrepanz zwischen dem einerseits geringen technisch-wirtschaftlichen und dem andererseits hohen theoretischen Nutzenpotenzial durch eine geeignete Erschließungstechnologie war die Hauptmotivation für die vorliegenden Untersuchungen.

Die Untersuchungen befassten sich daher im Schwerpunkt mit hydraulischen Stimulationsmaßnahmen zur sekundären Produktivitätserhöhung. Neben allgemeinen Fragestellungen - Transfermöglichkeiten von Erkenntnissen und Technologien aus der Kohlenwasserstoffindustrie - wurde deren Machbarkeit und Wirkungsweise anhand eines konkreten Fallbeispiels überprüft. Hierfür erfolgte die Auswertung von Feldexperimenten, die in einer aufgewältigten Rotliegend-Erdgasbohrung im östlichen Bereich des Norddeutschen Beckens durchgeführt wurden. Die Zielhorizonte waren Sandsteinformationen an der Basis der Rotliegend-Stratigraphie. Die Stimulationsmaßnahmen wurden als hydraulische Frac-Operationen unter Verwendung hochviskoser Fluide und dem Zusatz von Stützmitteln (Hydraulic Proppant Fracturing) ausgelegt. Das Ziel bestand darin, Risse in der porös-permeablen Matrix und damit neue hochkonduktive Fließwege zu erzeugen, um bohrlochnahe, produktive Reservoirzonen hydraulisch effektiv an die Bohrung anzuschließen. Die Stützmittel dienen dem langfristigen Offenhalten der Risse während der Förderphase. Für einen gesteigerten Stimulationserfolg sah das Konzept die sukzessive Behandlung zweier Intervalle im unverrohrten Abschnitt der Bohrung vor. Dadurch konnte eine maximale hydraulische Zuflussfläche erreicht werden. Das erforderte die Anwendung einer neuen Frac-Technologie. Es handelte sich um den Einsatz eines rückholbaren open hole Packers sowie einer Kiesschüttung, um die hydraulische Isolation des jeweiligen Behandlungsintervalls zu gewährleisten. Obwohl die eingesetzten Einzelkomponenten und -verfahren aus der Kohlenwasserstoffindustrie bekannt sind, lag für das technologische Gesamtkonzept unter den am Standort gegebenen in situ Bedingungen keine Referenz vor. Trotz der erfolgreichen Erzeugung von hydraulischen Rissen in beiden Intervallen unter Verwendung von mehr als 10^4 kg Stützmittel und 200 m^3 hochviskoser Fluide, konnte das Stimulationsziel nicht in vollem Umfang erreicht werden. Hierfür war unter anderem eine technisch bedingte Unterdimensionierung der Behandlung verantwortlich, die keinen effektiven hydraulischen Anschluss des Speichers ermöglichte. Ferner wurden chemisch-mechanische Effekte identifiziert und modelltechnisch nachgebildet, die während der Einschluss- und Förderphase zu einer Reduzierung der Risskonduktivität geführt haben könnten. Schlussfolgernd kann festgehalten werden, dass das Stimulationspotenzial der Zielhorizonte somit einerseits noch nicht ausgeschöpft, andererseits generell reservoirspezifisch begrenzt ist. Dies gilt unter alleiniger Berücksichtigung technisch und wirtschaftlich realisierbarer Stimulationspotenziale. Nicht zuletzt wurde eine Vielzahl neuer übertragbarer Erkenntnisse im Zusammenhang mit dem hydraulisch-mechanischen Gebirgsverhalten, der Rissmodellierung und der angewandten Frac-Technologie gewonnen, die als Grundlage für angepasste Stimulationsmaßnahmen dienen können.

Im Rahmen der Untersuchungen wurde auch der energetische und finanzielle Erschließungsaufwand ermittelt, der mit der Herstellung des Zugangs zur potenziellen Lagerstätte und dem möglichen Anlagenbetrieb verbunden ist. Die energetische Effizienz des Gesamtsystems wird dabei hauptsächlich vom Förderaufwand bestimmt, der wiederum in erster Linie von der Produktivität der Lagerstätte abhängt. Die Investitionskosten für die Herstellung des Untertagesystems, mit den Bohrkosten als Hauptanteil, bestimmen dabei maßgeblich die Kosteneffizienz. In beider Hinsicht konnten Einsparpotenziale und Zielgrößen herausgearbeitet werden.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die Zielhorizonte nur dann potenzielle Nutzhorizonte sind, wenn diese bereits eine moderate Ausgangsproduktivität aufweisen und energie- und kosteneffizient erschlossen werden. Grundsätzlich sollte in diesem Zusammenhang deshalb auch über einen Anschluss weiterer Zuflusshorizonte nachgedacht werden, der zu einer Gesamtproduktivitätserhöhung beitragen und die Standortabhängigkeit verringern kann.

Abstract

For an economic geothermal power generation certain fluid production rates and temperatures are required implying a corresponding reservoir productivity. In the case of the investigated clastic sedimentary reservoir rocks (Rotliegend sandstones) of the North German Basin the initial productivity is too low for an efficient fluid production. Therefore, measures for a secondary productivity enhancement become mandatory.

The potential pay zones in this area are deep-seated aquifer structures aloof from positive geothermal anomalies. They can be classified as low-enthalpy fluid dominated geothermal reservoirs. However, using binary power plants a power generation becomes feasible for high flow rates. Nevertheless, because of the large distribution throughout the basin the reservoirs bear a high theoretic energy potential. As the reservoirs are non artesian, artificial lift systems have to be applied and included in the overall energy balance.

Overcoming the discrepancy between a low technical feasibility on the one hand and a high theoretic availability by applying a fit-to-purpose development technology was the key motivation for the investigations carried out.

The primary stress was put on evaluating the effectiveness of hydraulic stimulation technology in the given environment. Besides general aspects – including knowledge transferability from hydrocarbon industry – their feasibility and impact have been researched and verified by analysing large scale field experiments conducted in a designated research well in the North German Basin.

The target horizons were sandstone formations at the base of the Rotliegend stratigraphy. The stimulation treatments were performed as hydraulic fracturing operations using high viscosity frac fluids and proppants (hydraulic proppant fracturing). The goal was to create highly conductive new flow paths in the porous-permeable matrix in order to effectively connect near-wellbore productive reservoir zones. Proppants were used to assure a long term fracture aperture during drawdown conditions. For an increased stimulation success two intervals were successively fracture treated in the open hole section (3,9 to 4,3 km depth below surface) of the well. By treating an open hole section the hydraulic connection of a maximum effective inflow area should be realized. An innovative fracturing technology concept was applied using an open hole retrievable packer and a sand plug to realize the zonal isolation of each interval respectively. Although the basic components and procedures are known in hydrocarbon industry, there was no technical reference available for the applied concept referring to the given in situ conditions (temperature, pressure, depth and fluid chemistry).

Nevertheless, fractures could be created in both intervals placing more than 10^4 kg proppants and 200 m^3 high viscosity fluids into the formations. Yet the initial stimulation goal could not be reached because the productive reservoir zones could not be effectively enough connected to the wellbore. This was mainly due to a sub-dimensioning of the treatments in order to reduce the risk of a technical failure (e.g. by-pass of the packer). Moreover chemical-mechanical effects could be identified and analysed that led to a reduction of the fracture conductivity during shut in and production phases. Consequently the stimulation and productivity potential of the pay zones have not yet been fully reached. On the other hand the investigations showed that this potential is strongly reservoir specific and also limited. This is valid assuming a technical and economical feasibility. Nevertheless, a variety of transferable new insights in the field of the hydraulic-mechanical rock properties and behaviour of the target zones, fracture modelling and the applied technology concept could be gained from the experiments. They can be directly used for further stimulation treatments at this and geologically comparable sites.

The investigations also covered energetic and cost issues related to the geothermal energy exploitation concept. In this context the energy demands for drilling and completing the wells and lifting the fluids from the reservoir to the surface were determined including a sensitivity study. The energetic efficiency of the overall concepts is dominated by the production effort that in return is directly depending on the reservoir productivity. The cost efficiency on the other hand is clearly dominated by the investment costs for the wells. On both sides key parameters, saving potentials and benchmarks could be determined.

The research has shown that the target horizons have the potential to serve as potential pay zones only if they bear a moderate initial productivity and can be developed in an energy- and cost-efficient manner. Secondary stimulation treatments with the goal of enhancing the inflow performance by creating highly conductive flow paths are mandatory in this context. Guaranteeing their permanent effectiveness by proper treatment design, execution and production set up requires further research and development.

To increase the overall productivity and to lower the site dependency future research should additionally focus on connecting further productive pay zones in the vicinity of the developed clastic sedimentary reservoir rocks.

1	EINLEITUNG	1
2	UNTERSUCHUNGSZIELE UND TECHNOLOGISCHES KONZEPT	3
2.1	KONVENTIONELLE ERDWÄRMEGEWINNUNG.....	3
2.2	ERSCHLIEßUNG DES UNTERGRUNDES	5
2.3	TECHNOLOGISCHE SCHNITTSTELLEDEFINITION.....	7
2.4	GEOTHERMISCHE STROMERZEUGUNG AUS NIEDERTEMPERATURWÄRME.....	8
2.5	NUTZHORIZONTEINORDNUNG	8
2.5.1	Reservoircharakteristik und Stimulationstechnologie	9
2.5.2	Formationsschädigung	12
2.5.3	Schlussfolgerungen zur Nutzhorizonteinordnung.....	12
3	FÖRDERTECHNISCHE ERSCHLIEßUNG	14
3.1	AUFBAU UND FUNKTIONSWEISE DER FÖRDERHILFSMITTEL.....	14
3.2	ABSCHÄTZUNG DES FÖRDERAUFWANDS	17
3.3	SCHLUSSFOLGERUNGEN ZUM FÖRDERAUFWAND	26
4	RESERVOIRSTIMULATION	28
4.1	AUSWAHL DES FRAC-KONZEPTES	29
4.2	STIMULATIONSWIRKUNG VERSCHIEDENER FRACKONZEPTES.....	33
4.3	HYDRAULIC PROPPANT FRACTURING.....	39
4.3.1	Pseudo Skin Konzept.....	40
4.3.2	FOI-Konzept.....	44
4.4	EINFLÜSSE AUF DEN STIMULATIONSERFOLG.....	50
4.4.1	Konvektion im Riss	50
4.4.2	Tortuosität.....	51
4.4.3	Fluidart und Fluidrheologie	52
4.4.4	Rissinitiiierung und Risswachstum.....	52
4.4.5	Nicht linear-elastisches Materialverhalten.....	52
4.4.6	Lagerstättencharakterisierung und Fracdesign	53
5	AUSWERTUNG VON FRACOPERATIONEN	55
5.1	MESSBARE PARAMETER	55
5.2	GENERELLER ABLAUF EINER FRACBEHANDLUNG	55
5.3	PARAMETER DER RISSINITIIERUNG UND RISSAUSBREITUNG.....	56
5.4	PARAMETERBEEINFLUSSUNG.....	58
5.5	NETTORISSDRUCK- UND SPANNUNGSERMITTLUNG	59
5.5.1	Indirekte Methoden zur Ermittlung des Riss-schließdruckes.....	59
5.5.2	Direkte Methoden zur Ermittlung des Riss-schließdruckes	59
5.5.2.1	Flow-Pulse.....	60
5.5.2.2	HIT – Hydraulic Impedance Testing.....	61
5.5.2.3	Schlussfolgerungen zur in situ Spannungsermittlung.....	62
5.5.3	Methoden zur Bestimmung des Nettorissdruckes.....	62
6	FRAC-EXPERIMENTE IM IN SITU GEOTHERMIELABOR	64
6.1	EINLEITUNG.....	64
6.2	VORGEHENSWEISE.....	65
6.3	KONZEPTTE MULTIZONALER FRACBEHANDLUNGEN IN EINEM OH-INTERVALL.	65
6.3.1	Konzeptvarianten.....	66
6.3.2	Theoretische Alternativen.....	69
6.3.3	Konzeptauswahl.....	71
6.4	OPERATIVE MAßNAHMEN IM VORFELD DER FRACBEHANDLUNGEN	72
6.4.1	Einbringen der Kiesschüttung.....	73
6.4.2	Setzen des Packers	74
6.5	TECHNISCHE EINSCHRÄNKUNGEN DER BEHANDLUNG.....	75

6.6	PETROPHYSIKALISCHE EIGENSCHAFTEN DER ZIELHORIZONTE.....	76
6.7	ABLAUF DER FRACBEHANDLUNGEN.....	80
6.8	ERGEBNISSE DER FRACBEHANDLUNGEN.....	82
6.8.1	Behandlungsprotokolle der Fracoperationen.....	82
6.8.2	Druckkurvenanalyse.....	86
6.8.2.1	<i>Rissinitiiierung am Beispiel der Datafracs.....</i>	<i>89</i>
6.8.2.2	<i>Druckverluste im System.....</i>	<i>90</i>
6.8.2.3	<i>Druckabfallanalyse.....</i>	<i>92</i>
6.8.2.4	<i>Einfluss der Fluidrheologie auf den Nettorissdruck.....</i>	<i>97</i>
6.8.2.5	<i>Einfluss der Fluiddichte auf den Druckabfall.....</i>	<i>99</i>
6.8.3	Temperaturprofile und Rissortung.....	102
6.8.4	3D Rissmodell.....	104
6.8.5	Pressure Matching - Fracmodellierung.....	105
6.8.5.1	<i>Allgemeine Methodik des Pressure Matching (PM).....</i>	<i>107</i>
6.8.5.2	<i>Ziele des Datafrac Pressure Matching.....</i>	<i>108</i>
6.8.5.3	<i>Ziele des Hauptfrac Pressure Matching.....</i>	<i>108</i>
6.8.5.4	<i>Ergebnisse der Frac-Modellierung.....</i>	<i>109</i>
6.9	MODELLIERUNG DES RISSEINFLUSSES AUF DIE RESERVOIRPRODUKTIVITÄT.....	117
6.10	ZUSAMMENFASSUNG UND BEWERTUNG DER MODELLIERUNGSERGEBNISSE.....	125
6.11	ERKENNTNISSE AUS DEN FRACEXPERIMENTEN.....	130
6.11.1	Technisches Konzept und Durchführung.....	130
6.11.2	Messwerterfassung.....	131
6.11.3	Fracmodellierung.....	131
7	WIRTSCHAFTLICHKEIT UND ENERGIEERTRAG.....	133
7.1	KOSTENAUFWAND BEI DER HERSTELLUNG DES UNTERTAGESYSTEMS.....	133
7.1.1	Bohrungskosten.....	134
7.1.1.1	<i>Kostenstruktur.....</i>	<i>135</i>
7.1.1.2	<i>Einflüsse der Bohrlochkonfiguration auf die Gesamtkosten.....</i>	<i>135</i>
7.1.1.3	<i>Parametervariation und Kostenverteilung bei vertikalen Sonden.....</i>	<i>137</i>
7.1.1.4	<i>Kosten-Tiefenverhältnisse.....</i>	<i>143</i>
7.1.1.5	<i>Spezifische Bohrkosten.....</i>	<i>147</i>
7.1.2	Stimulationskosten.....	154
7.1.3	Förderhilfsmittelkosten.....	158
7.1.4	Kostenzusammenstellung und Schlussfolgerungen.....	160
7.2	ENERGIEAUFWAND BEIM HERSTELLEN DES UNTERTAGESYSTEMS.....	161
7.2.1	Spezifischer Energieaufwand.....	162
7.2.2	Schlussfolgerungen zum Energieaufwand.....	169
7.3	ERTRAGSBEWERTUNG.....	170
8	ZUSAMMENFASSUNG.....	173
I.	DANKSAGUNG.....	I
II.	NOMENKLATUR.....	II
III.	ABKÜRZUNGEN.....	IV
IV.	QUELLENVERZEICHNIS.....	V
V.	APPENDIX A.....	XVII
VI.	APPENDIX B.....	XX

1 Einleitung

Die Untersuchungen befassen sich mit der Technologie zur Erschließung sedimentärer, tiefliegender Speichergesteine mit dem Ziel einer effizienten Stromerzeugung aus geothermischer Niedertemperaturwärme.

Es handelt sich um nicht artesische Niedrig-Enthalpie-Lagerstätten, aus denen Fluide mit Temperaturen zwischen 120°C und 150°C gefördert werden sollen. Abseits geothermischer Anomalien - bei einem durchschnittlichen Temperaturgradienten von 30°C/km müssen - Lagerstätten in vertikalen Teufen von vier bis 5 km erschlossen werden. Die Stromerzeugung unter Verwendung dieser Fluide als Wärmeträger mit Hilfe geeigneter binärer Anlagen erfordert hohe Durchsatz- und demnach Förderraten.

Im Falle der für die Untersuchungen relevanten Speichergesteine, es handelt sich um Rotliegend-Sandsteine des Norddeutschen Beckens, liegt einerseits eine flächendeckende Verbreitung und damit eine hinreichende Abnehmernähe vor, andererseits reichen die natürlichen Produktivitäten der Lagerstätten an den meisten Standorten nicht aus, um eine effiziente Förderung zu realisieren.

Die Überwindung dieser Diskrepanz zwischen einerseits hohem theoretischem und bisher geringem technisch-wirtschaftlichem Potenzial durch eine geeignete Erschließungstechnologie unter Anwendung von Maßnahmen zur künstlichen Produktivitätssteigerung ist daher Schwerpunkt der Untersuchungen.

Es handelt sich dabei um hydraulische Stimulationsmaßnahmen, bei denen künstliche Risse (Fracs) im Gestein erzeugt werden. Diese dienen als zusätzliche Fließwege und verbessern das hydraulische Zuflussverhalten des Reservoirs. Es kommen keine massiven Oberflächenwasserinjektionen (Hot Dry Rock-Technologie) in das kristalline Grundgebirge zur Anwendung, sondern es werden reservoirspezifisch konditionierte Fluid-Feststoffgemische für die Risserzeugung und Rissstabilisierung in sedimentären Formationen verwendet. Als Fluid wird ein hochviskoses Gel eingesetzt, welches den Transport großer Mengen Stützmittel (Proppant) in die Risszonen ermöglicht. Das Verfahren ist aus der Kohlenwasserstoffindustrie als Hydraulic Proppant Fracturing (HPF) bekannt und weit verbreitet, jedoch mit der Konzentration auf andere lithologische Einheiten.

Im Falle der betrachteten und zu stimulierenden potenziellen geothermischen Nutzhorizonte ist eine direkte Übertragung der bisher vorhandenen Erfahrungen und Technologien nicht möglich – und zwar weder aus dem Geothermie - noch aus dem Kohlenwasserstoffsektor. Der Grund liegt unter anderem in den divergierenden Anforderungen an die Rissgeometrien und -dimensionen in Verbindung mit dem hochsalinarem, wasserähnlichem Fördermedium. Vor allem gilt es maximale Zuflussflächen und nicht einen spezifischen dünnmächtigen Horizont hydraulisch anzubinden. Für die hierfür angewendete selektive Stimulationstechnologie in einem offenen Bohrlochabschnitt lagen bisher keine Referenzen unter den lokalen in-situ Bedingungen vor.

Die Untersuchungen befassen sich daher zunächst mit theoretischen Aspekten der Reservoirstimulation. Im Anschluss werden die hier gewonnenen Erkenntnisse auf ein praktisches Fallbeispiel übertragen. Es handelt sich dabei um die Auswertung der Feldexperimente zur Stimulation sedimentärer Speicher innerhalb der Forschungsbohrung Groß Schönebeck, welche als „In Situ Geothermielabor“ und Referenzstandort im Rahmen dieser Untersuchungen genutzt wurde. Ein Untersuchungsschwerpunkt ist hierbei die numerische Modellierung der erzeugten Risse und des hydraulisch-mechanischen Verhaltens des Gebirges.

Der kumulierte theoretische und praktische Erkenntnisgewinn dient der Weiterentwicklung geothermischer Erschließungstechnologien. Dies gilt sowohl für den Referenzstandort als auch für die Erschließung vergleichbarer Lagerstätten.

Dabei wird so vorgegangen, dass zu Beginn das Stimulationsziel in Bezug auf unterschiedliche Reservoirszenarien anhand der Berechnung des spezifischen Förderaufwands ermittelt wird.

Hieraus wird ein Stimulationsbedarf abgeleitet, dessen Realisierbarkeit es anschließend mit Hilfe der zuvor erwähnten Untersuchungen zu überprüfen gilt.

Abschließend erfolgt eine Betrachtung des monetären und energetischen Aufwands, welcher mit dem Erschließungskonzept verbunden ist. Hierbei wird insbesondere auf die Investitionskosten der Bohrungen eingegangen. Neben einer Ertragsabschätzung ermöglicht die Vorgehensweise somit eine ganzheitliche Analyse des geothermischen Energiegewinnungskonzeptes.

In den verschiedenen Themenbereichen kommt es ebenfalls zur Vorstellung und Diskussion alternativer Konzepte und Methoden relativ zum untersuchten praktischen Fallbeispiel. Diese werden als Ausblick verstanden und dienen dazu Handlungsbedarf aufzeigen.

2 Untersuchungsziele und Technologisches Konzept

Im Folgenden wird das grundlegende Konzept zur Erschließung sedimentärer Niedrig-Enthalpie-Lagerstätten präsentiert und gleichzeitig den konventionellen Erdwärmegewinnungstechnologien zur Stromerzeugung gegenübergestellt. Somit wird eine Einordnung in den Stand der Technik und eine Abgrenzung des Konzeptes gegenüber anderen Technologiebereichen möglich.

2.1 Konventionelle Erdwärmegewinnung

Geothermische Stromerzeugung nach konventioneller Art basiert auf der Nutzung von Fluidlagerstätten, die im Bereich geothermischer Anomalien lokalisiert sind. Die in den Gesteinen gespeicherten Fluide besitzen dort einen hohen Enthalpiegehalt. Die Lagerstätten weisen zudem eine hohe Produktivität auf. Die Produktion der Fluide erfolgt unter artesischen Bedingungen.

Je nach Zusammensetzung und Dampfgehalt des Fluids erfolgt eine direkte Nutzung oder eine Nutzung über Single- oder Double-Flash¹-Anlagen zur Stromerzeugung. Installierte Leistungen solcher Einzelanlagen belaufen sich teilweise auf einige hundert Megawatt /Kutscher 2000/.

Weltweit existierte im Jahre 2000 eine installierte elektrische Leistung aus Geothermie von mehr als 8 GW_e (Tab. 01).

Es sind vor allem die extremen Standortbedingungen und das Fündigkeitsrisiko im Falle von Hoch-Enthalpielagerstätten, die eine Ausweitung der geothermischen Stromgewinnung begrenzen bzw. eine weitgehend standortunabhängige, abnehmernahe Energiegewinnung verhindern. Die Nutzung findet daher nur an wenigen prädestinierten Lokationen statt /Kaltschmitt et al. 1999/.

Geothermie ist dennoch eine allgegenwärtige Primärenergiequelle. Diese kontinuierlich vom Erdinnern an die Erdoberfläche strömende Energie ist dabei aus drei Quellen zusammengesetzt:

- vor der Erdentstehung vorhandene so genannte Ursprungswärme,
- während der Erdentstehung frei gewordene und im Erdinnern gespeicherte Gravitationsenergie,
- freigesetzte Zerfallsenergie vor allem in der Erdkruste enthaltener radioaktiver Isotope, die auf Grund der meist schlechten Wärmeleitfähigkeitseigenschaften der Gesteine als Wärme nach wie vor zum überwiegenden Teil in der Erde gespeichert ist.

Die kumulierte heutzutage noch vorhandene Gesamtwärme der Erde beläuft sich auf ein Niveau zwischen 12 und $24 \cdot 10^{30} \text{ J}^2$. Hiervon befinden sich in der äußeren Erdkruste bis etwa 10 km Tiefe ca. 10^{26} J . Der resultierende Wärmestrom zur Erdoberfläche beträgt somit bei einer durchschnittlichen Wärmeleitfähigkeit der Gesteine rund 65 mW/m^2 /Kaltschmitt et al. 1999/.

Die flächendeckende und effiziente Nutzung der Erdwärme für eine Stromerzeugung erfordert Technologieinnovationen sowohl bei der Erschließung des Untergrundes als auch bei der Energieumwandlung. Die Energiebereitstellung unterliegt keinen jahres- und tageszeitlichen Schwankungen, was eine hohe Auslastung der Anlagen und folglich eine Grundlastversorgung ermöglicht. Dieser Sachverhalt wird durch die Daten in Tab. 01 zum Stand der geothermischen Stromerzeugung bestätigt. Hier ist zu erkennen, dass in der Regel der Anteil an der nationalen Erzeugung größer als der der nationalen Leistung ist, was das Grundlastpotenzial geothermischer Energiegewinnung verdeutlicht.

Ferner handelt es sich um eine regenerative Energiequelle /Kaltschmitt et al. 1999/.

¹ Verdampfer

² $38,2 \cdot 10^{19} \text{ J/a}$ Weltprimärenergieverbrauch in 2001 /BP 2002/

Land	installierte elektrische Leistung, MW_e	erzeugte elektrische Energie, GWh_e	Anteil an nationaler Leistung, %	Anteil an nationaler Erzeugung, %
Äthiopien	8,52	30,05	1,93	1,85
Australien	0,17	0,90	n/a	4,4e-4**
China	29,17	100,00	n/a	7,3e-3**
Costa Rica	142,50	592,00	7,77	10,21
El Salvador	161,00	800,00	15,39	20,00
Frankreich (Guadeloupe)	4,20	24,60*	n/a	2,00
Guatemala	33,40	215,90	3,68	3,69
Indonesien	589,50	4.575,00	3,04	4,28**
Island	170,00	1.138,00	13,04	14,73
Italien	785,00	4.403,00	1,03	1,59**
Japan	546,90	3.532,00	0,23	0,33**
Kenia	45,00	366,47	5,29	8,41
Mexico	755,00	5.681,00	2,11	3,16
Neuseeland	437,00	2.268,00	5,11	6,08
Nicaragua	70,00	583,00	16,99	17,22
Philippinen	1.909,00	9.181,00	n/a	21,52
Portugal	16,00	94,00*	0,21	0,21**
Russland (Kamchatka)	23,00	85,00	0,01	0,01
Thailand	0,30	1,80*	n/a	1,9e-3**
Türkei	20,40	119,73*	n/a	0,10**
USA	2.300,00	15.470,00	0,25	0,39**
Geothermie weltweit	8.046,06	49.261,45		
weltweit install. Kraftwerksleistung***, MW_e		3.262.000		
Anteil Geothermie, %		0,25		
weltweite Stromerzeugung**, GWh_e		15.684.000		
Anteil Geothermie, %		0,31		

*Angaben basieren auf einem angenommenen Jahresnutzungsgrad von 67%, da die tatsächliche Erzeugung nicht in den Länderberichten enthalten war.

** BP 2002, *** DOE 2002

Tab. 01: Status der geothermischen Stromerzeugung im Jahr 2000
/überarbeitet aus Hutter 2000 und Lund 2000/.

Liegt das Ziel darin, die geothermische Stromerzeugung unabhängiger von lokal begrenzten Anomalien (siehe Abb. A³-1, Abb. A-2) zu machen, und sie damit auch einem potenziellen Verbraucher näher zu bringen, gilt es vor allem zwei Faktoren zu berücksichtigen:

1. Es müssen Lagerstätten erschlossen und nutzbar gemacht werden, die flächendeckend verfügbar sind.
2. Es müssen alternative Energieumwandlungstechnologien eingesetzt werden, die eine Stromerzeugung aus Niedertemperaturwärme ermöglichen.

Ein technologischer Ansatz auf diesem Gebiet ist die Hot Dry Rock-Technologie (HDR), die sich auf die Erschließung des kristallinen Grundgebirges konzentriert. Das Gestein wird hierfür künstlich hydraulisch zerklüftet und somit ein natürlicher Wärmetauscher mit einer Wärmeaustauschfläche von mehreren Quadratkilometern erzeugt /Soutz 2002; Weidler et al. 2002/. Das Konzept sieht dabei die kontinuierliche Zirkulation eines antropogenen Fluids (z.B. konditi-

³ siehe Appendix B für Abb. A-... bzw. Tab. A-...

oniertes Oberflächenwasser) über Injektions- und Förderbohrungen vor. Das Fluid erhitzt sich und wird übertägig einer Energieumwandlung zugeführt. Das Konzept befindet sich im Entwicklungsstadium und wird unter anderem an den Pilotstandorten Soutz-sous-Forêts /Soutz 2002; Hettkamp et al. 2002/ in Frankreich und Bad Urach in Deutschland erprobt /Tenzer et al. 2002; Geodynamics 2002/.

Ein alternativer Ansatz ist Gegenstand dieser Arbeit, die gleichzeitig in aktuelle Forschungsprojekte eingebunden ist. Es handelt sich um die Nutzung tiefliegender Aquifere im Bereich des Norddeutschen Beckens (siehe Abb. A-3) /Huenges 2002a/. Für die Untersuchungen wird die Bohrung Groß Schönebeck als Pilotstandort und „In Situ Geothermielabor“ verwendet /Huenges et al. 2002/. Am Standort wird ein für das Sedimentbecken typisches lithologisches Profil erschlossen, das sowohl dem deutschen Raum als auch benachbarten Ländern zugeordnet werden kann. Auf Grund der flächendeckenden Verbreitung der sedimentären Strukturen /Jung et al. 2002/ wird eine Übertragbarkeit der gewonnenen Erkenntnisse und Technologieentwicklungen auf eine Vielzahl weiterer Standorte mit ähnlichen geologischen Strukturen angestrebt.

Zur Erreichung der für die Stromerzeugung notwendigen Fluidtemperaturen gilt es, bei einem durchschnittlichen geothermischen Gradienten in diesem Gebiet von ca. 30°C/km, Fluidlagerstätten in Teufen von 4km bis 5km zu erschließen. Im deutschen Bereich der Beckenstruktur, werden in diesen Teufen an vielen Lokationen mächtige Sedimentkomplexe des Rotliegenden angetroffen (siehe Kapitel 2.5).

Bei der hydrothermalen Erdwärmegewinnung für den Betrieb von Heizzentralen werden in Deutschland vor allem mesozoische Aquiferstrukturen genutzt /Kaltschmitt et al. 1999/. Im Vergleich zu diesen aber auch anderen konventionell genutzten Reservoirs zur geothermischen Stromerzeugung (z.B. Heißdampflagerstätten gebunden an Kluftspeicher: Lardarello-Typ, The Geysirs), haben die potenziellen Rotliegend-Nutzhorizonte ein niedriges natürliches Produktivitätsniveau bzw. geringe Permeabilitäten. Es kann daher von schlecht ausgebildeten Aquiferen gesprochen werden. Auf Grund dessen und der hohen Erschließungskosten kamen sie bislang für eine wirtschaftliche geothermische Nutzung nicht in Frage. Es wird daher ein Erschließungskonzept angestrebt, welches die künstliche Erhöhung der Ausgangsproduktivität durch hydraulische Stimulationsmaßnahmen vorsieht (Abb. 01).

Gleichzeitig müssen ähnliche Maßnahmen auch injektionsseitig getroffen werden, um für die vollständige Verbringung der geförderten Medien bei moderaten Injektionsaufwand zu sorgen.

Es sind die hochsalinaren Formationsfluide dieser Reservoirs, die als Wärmeträger für das gewählte Konzept gewonnen und genutzt werden sollen.

Da keine artesischen Lagerstättenbedingungen herrschen, müssen trotz künstlicher Produktivitätserhöhung Förderhilfsmittel eingesetzt werden, um die Fluide den übertägigen Energieumwandlungsanlagen in ausreichender Menge zuzuführen. Diese Förderhilfsmittel werden mit dem in der Anlage erzeugten geothermischen Strom angetrieben und machen je nach Förderleistung und Reservoirbedingungen unter Umständen einen beträchtlichen Anteil des Eigenbedarfs der Anlage aus. Diesen Eigenbedarf gilt es abzuschätzen, um letztendlich eine Aussage über die Gesamteffizienz der Anlage machen zu können. Durch die Bestimmung des spezifischen Förderaufwands wird ebenso der Stimulationsbedarf definiert. Dieser muss dem Stimulationspotenzial (aus theoretischen Modellen und praktischen Fallbeispielen) gegenübergestellt werden, um letztendlich Aussagen zur technischen Machbarkeit des Gesamtkonzeptes treffen zu können.

2.2 Erschließung des Untergrundes

Für eine nachhaltige Nutzung bei konstanten Förderraten wird eine Druckhaltung des Reservoirs erforderlich. Diese muss über die Reinjektion der entnommenen und abgekühlten Fluide in den Förderhorizont erfolgen (Dublettensystem). Dabei ist auf eine ausreichende laterale Distanz zwischen Förder- und Reinjektionsort zu achten. Der erforderliche Abstand im Speicher ergibt sich aus den Speicherparametern (Dichte ρ_f und Kompressibilität c_f des Fluids und des Aquifers ρ_A , c_A), der Mächtigkeit des Nutzhorizontes b und der thermischen Durchbruchzeit t_B bzw. der Be-

triebsdauer der Anlage. Glg. 1 wird für die Abstandsberechnung von Sonden in einem gespannten Aquifer verwendet /Schulz 1987/.

$$a = \sqrt{\frac{3 \cdot t_B \cdot \rho_f \cdot c_f \cdot q}{4 \cdot \pi \cdot \rho_A \cdot c_A \cdot h}} \quad (\text{Glg. 1})$$

Typische Sondenabstände in einem Dublettesystem betragen 1 km bis 2 km /Schulz 2002/ im Nutzhorizont. Am Reinjektionsort entsteht eine Wärmesenke, die sich als Kaltfront in das Gebirge ausbreitet /Schallenberg 1999/. Die Ausbreitungsgeschwindigkeit ist unter anderem abhängig von den petrophysikalischen und thermischen Eigenschaften der Gesteine sowie von der erzeugten Temperaturdifferenz bei einer spezifischen Förderrate q . Die Distanz der Sonden voneinander entscheidet unter anderem über die Dauer des Eintreffens dieser Kaltfront am Förderort und demnach über die Betriebsdauer der Anlage /Rockel et al. 1999/.

Die laterale Distanz muss daher als Kompromiss zwischen Druckhaltung und Temperaturabsenkung an das jeweilige Förderfeld angepasst werden. Ein abfallender Reservoirdruck kann in gewissen Grenzen noch durch eine Erhöhung des Förderaufwands kompensiert werden. Ein Temperaturabfall ist hingegen nur über lange Regenerationsphasen auszugleichen. Da die geothermalen Fluide ohnehin aus entsorgungswirtschaftlichen und umweltschutztechnischen Gesichtspunkten in den Untergrund reinjeziert werden müssen, ist auch eine Verbringung in einen „Schluckhorizont“ denkbar, der hydraulisch vom Nutzhorizont entkoppelt ist. Eine solche Variante wird jedoch nur dann möglich, wenn es sich um sehr ergiebige Reservoirs, handelt bei denen die Druckhaltung nur für sehr lange Förderzeiträume eine Rolle spielt. Abb. 01 zeigt das Erschließungskonzept in seiner einfachsten Form (Dubletten-System) inklusive der diskutierten Systemkomponenten und Charakteristiken.

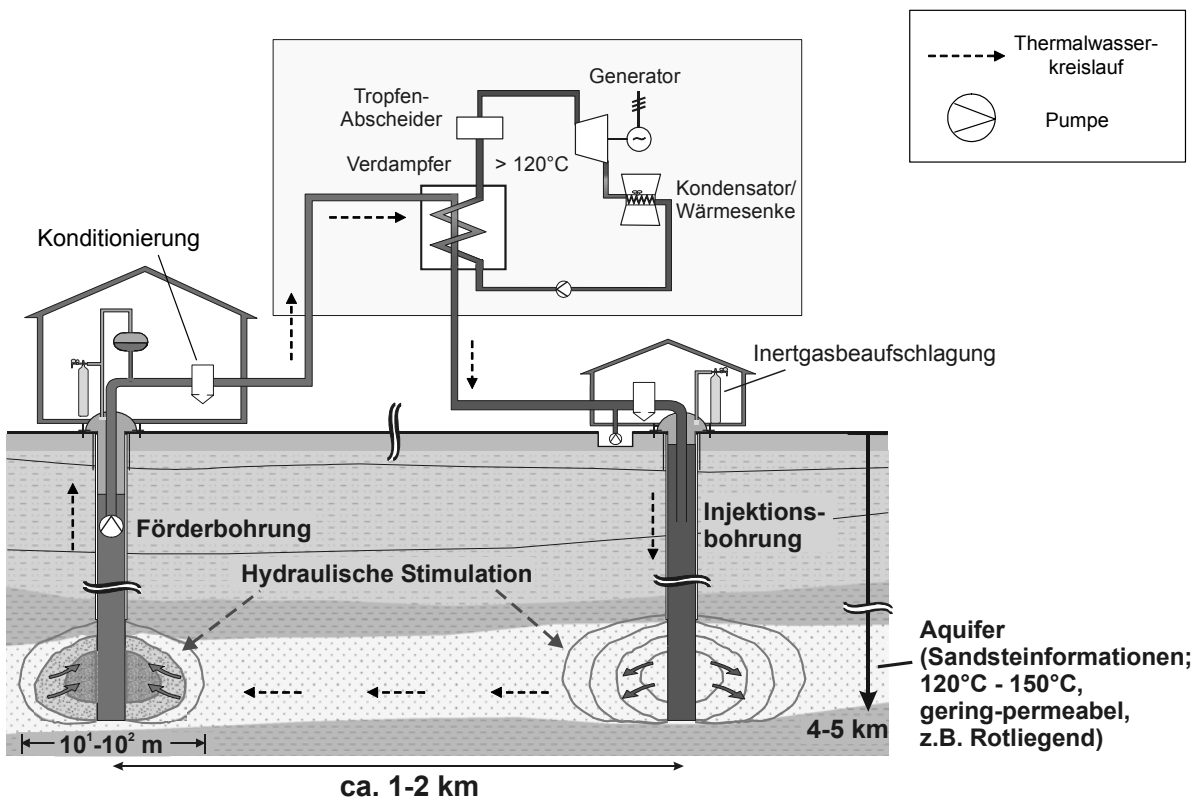


Abb. 01: Dubletten-System für die Erschließung sedimentärer, flächendeckend verteilter Spebergesteine für eine Stromerzeugung aus geothermischer Niedertemperaturwärme; die Verbesserung der Produktivität bzw. Injektivität des Reservoirs erfolgt durch gezielte hydraulische Stimulationsmaßnahmen, die einen lateralen Einflussradius im Zehner Meter Bereich besitzen.

Die Kombination aus der Erschließung flächendeckend verbreiteter Nutzhorizonte, deren sekundärer Produktivitätssteigerung sowie der Stromerzeugung aus Niedertemperaturwärme stellt ein Gesamtkonzept dar, welches im Erfolgsfall einen erheblichen Beitrag zur Reduzierung der Standortgebundenheit geothermischer Energiegewinnung leisten kann.

2.3 Technologische Schnittstellendefinition

Abb. 02 ordnet das Konzept (Abb. 01) in den Stand der Technik und der Forschung ein und veranschaulicht die Schnittstellen zu weiteren Technologiebereichen.

Die Schnittstellen, hier Überlappungsbereiche der Technologiefelder, können zugleich als Technologietransferpotenziale verstanden werden. Bei der qualitativen Gegenüberstellung ist deutlich zu erkennen, dass das vorgestellte Konzept zur Erschließung tiefliegender Aquifere auf Erfahrungen unterschiedlicher Güte aus unterschiedlichen Technologiebereichen zurückgreifen muss. Es finden sich oft Überschneidungen mit der KW-Industrie. Dabei ist jedoch zu beachten, dass eine direkte Übertragbarkeit von Erfahrungen, aus unterschiedlichen Technologien nicht existiert, sondern prinzipiell eine individuelle Anpassung erfolgen muss (z.B. Stimulationstechnik, Speicheraufschluss etc.).

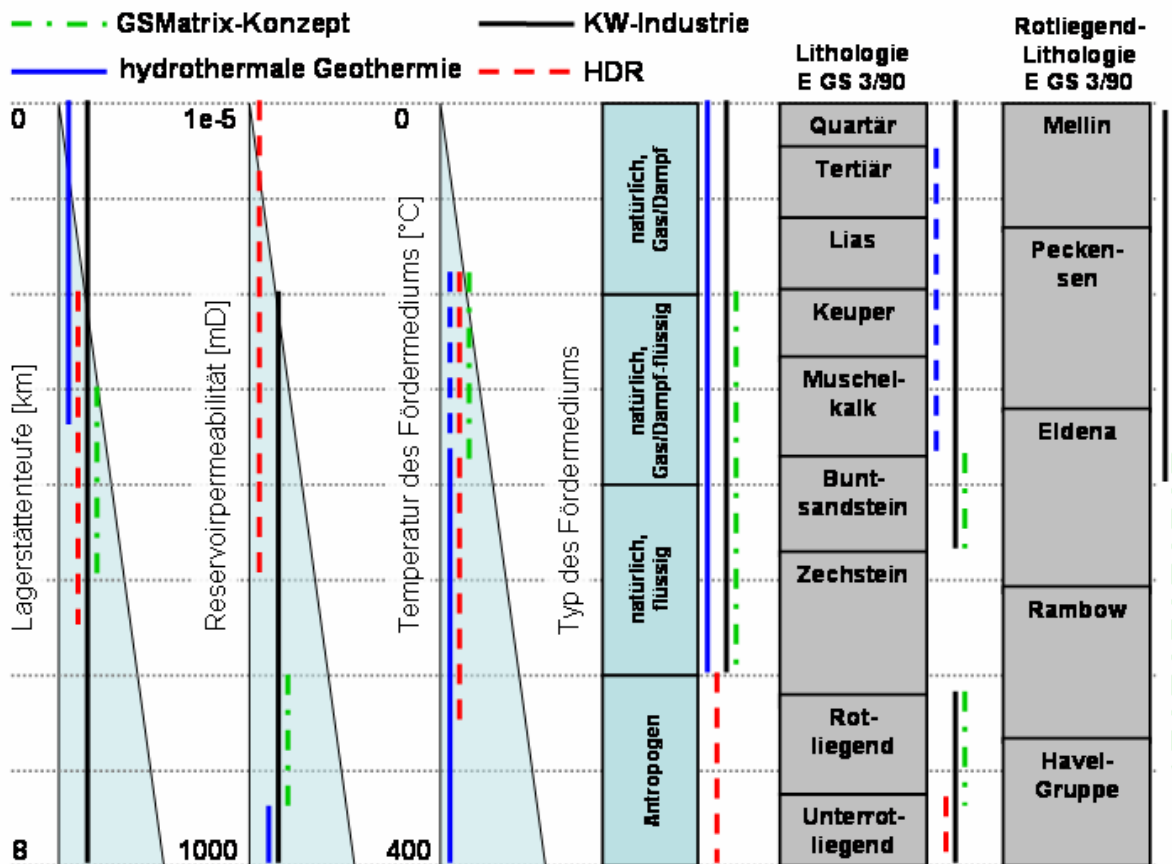


Abb. 02: Schnittstellendefinition für das Erschließungskonzept tiefliegender geothermischer Aquifere (hier als GSMatrix-Konzept bezeichnet); durchgezogene Linien markieren Lagerstätten und deren Eigenschaften, die für die wirtschaftliche Gewinnung von Kohlenwasserstoffen /Mader 1989; Economides et al. 1998; Köbler 2001a/ oder für die geothermische Stromerzeugung nach dem Stand der Technik erschlossen werden; gestrichelte Linien markieren den Stand der Forschung /Kutscher 2001; Huenges 2002a; Soultz 2002; Geodynamics 2002/.

2.4 Geothermische Stromerzeugung aus Niedertemperaturwärme

Die Stromerzeugung aus geothermischer Niedertemperaturwärme erfordert gewisse Prozessparameter für einen effizienten Anlagenbetrieb.

Als Wärmeträger dient das geothermale Fluid. Die Energie wird über Wärmetauscher an einen binären Kreislauf abgegeben. Hier zirkuliert ein bei niedrigen Temperaturen verdampfendes Arbeitsmedium, das in einer an einen Generator gekoppelten Turbine entspannt, anschließend kondensiert und über Speisepumpen erneut dem Wärmetauscher zugeführt wird (siehe Abb. 01). Solche binären Anlagen existieren in Form von ORC- (Organic Rankine Cycle) oder Kalina-Anlagen und entsprechen dem Stand der Technik /Lund et al. 1999; Kutscher 2001; Maack et al. 2002; Rüsseler 2002/.

Im Falle der Versorgung der Anlage mit geothermischer Energie bestimmen in erster Linie der Massenstrom und die Temperatur des Fördermediums - in Bezug auf eine Wärmesenke - die Effizienz der Energieumwandlung /Köhler et al. 2002/.

Mit Hilfe binärer Anlagen wird geothermische Stromerzeugung ab einem Fördervolumenstrom von 50 m³/h und einer Temperatur des Fördermediums übertage von 100°C möglich /Köhler et al. 2001/. Diese Untergrenze wird von der Verfügbarkeit der Anlagenkomponenten (z.B. Turbine, Wärmetauscher) für die entsprechenden Kapazitäten definiert. Ein höheres Temperaturniveau der Fördermedien sowie ein höherer Anlagendurchsatz führt bei Konstanthaltung der anderen Prozessparameter zu einer Erhöhung des Wirkungsgrades der Anlage /Rafferty 2000; Paul et al. 2002/.

Weiterhin zeigt Rogge et al. in einer Ökobilanz für eine auf diesem Prinzip basierende Referenzanlage (2002), dass die Steigerung der Fördervolumenströme von 50 auf 100 m³/h zu einer Halbierung der CO₂-Äquivalente führt, die bei Errichtung, Betrieb und Abriss der Anlage freigesetzt werden. Die Klimagasbilanzen verbessern sich insgesamt weiter mit zunehmendem Volumenstrom und steigender Temperatur des Fördermediums.

Im Rahmen dieser Studie wurde auch die Leistung einer rein auf die Stromerzeugung ausgelegten Anlage berechnet, welche mit 100 m³/h geothermaler Fluide auf einem Temperaturniveau von 150°C versorgt wird (ΔT von 80°C). Die errechnete installierte Anlagenleistung liegt bei 900 kW_e abzüglich des Stromverbrauchs der Förderpumpen. Weltweit existieren bereits geothermisch betriebene Binäre Referenzanlagen, die auf einem ähnlichen Niveau der Eingangsparameter operieren und elektrische Bruttoleistungen zwischen einigen hundert Kilowatt bis zu einem Megawatt bereitstellen /Köhler 2002; Lund et al. 1999/.

Aus anlagentechnischer Sicht wird daher ein *Zielniveau* übertägig bereitzustellender Eingangsparameter für einen langfristigen Betrieb formuliert:

Temperatur des Fördermediums:	100°C bis 150°C
Fördervolumenstrom:	50 m ³ /h bis 150 m ³ /h

Gleichzeitig werden auf diese Weise Mindestanforderungen festgelegt, die allein auf dem gegenwärtigen Stand der Anlagentechnik basieren.

Inwiefern und mit welchen Maßnahmen dieses Ziel zu erreichen ist, gilt es im Laufe der Untersuchungen besonders im Hinblick auf das Reservoir und die geeignete Erschließungstechnologie zu analysieren.

2.5 Nutzhorizonteinordnung

Im Folgenden wird eine Übersicht über den Kenntnisstand zum erschlossenen Nutzhorizont am Standort Groß Schönebeck („In Situ Geothermielabor“) präsentiert. Da dieser gleichzeitig als Referenzstandort im Norddeutschen Becken für die Erschließungstechnologie tiefliegender Aquifere dient, konzentriert sich die Darstellung vor allem auf die angewendete Stimulationstechnologie in den porös-permeablen Sandsteinschichten.

2.5.1 Reservoircharakteristik und Stimulationstechnologie

Weltweit wird seit Jahrzehnten in der Kohlenwasserstoffindustrie Hydraulic Proppant Fracturing (HPF) zur Stimulation unterschiedlicher sedimentärer Reservoirtypen angewendet. HPF steht für die Stimulation des Reservoirs mit hydraulisch erzeugten Rissen, welche im Zuge der Behandlung zusätzlich mit Stützmitteln (Proppant) gefüllt werden, um diese auch während der Förderphase langfristig offen zu halten. Es handelt sich dabei um die Schaffung neuer, künstlicher Risse (Frac). Der Umfang der Behandlung ist stark abhängig von der zu behandelnden Formation und dem Stimulationsziel.

Eine geografische Übersicht der europaweiten Anwendungsgebiete zeigt Abb. 03, wo ebenfalls zwischen den Dimensionen der Behandlungen unterschieden wird. Die Dimension der Behandlung richtet sich nach der Menge der eingebrachten Fluide und Stützmittel.

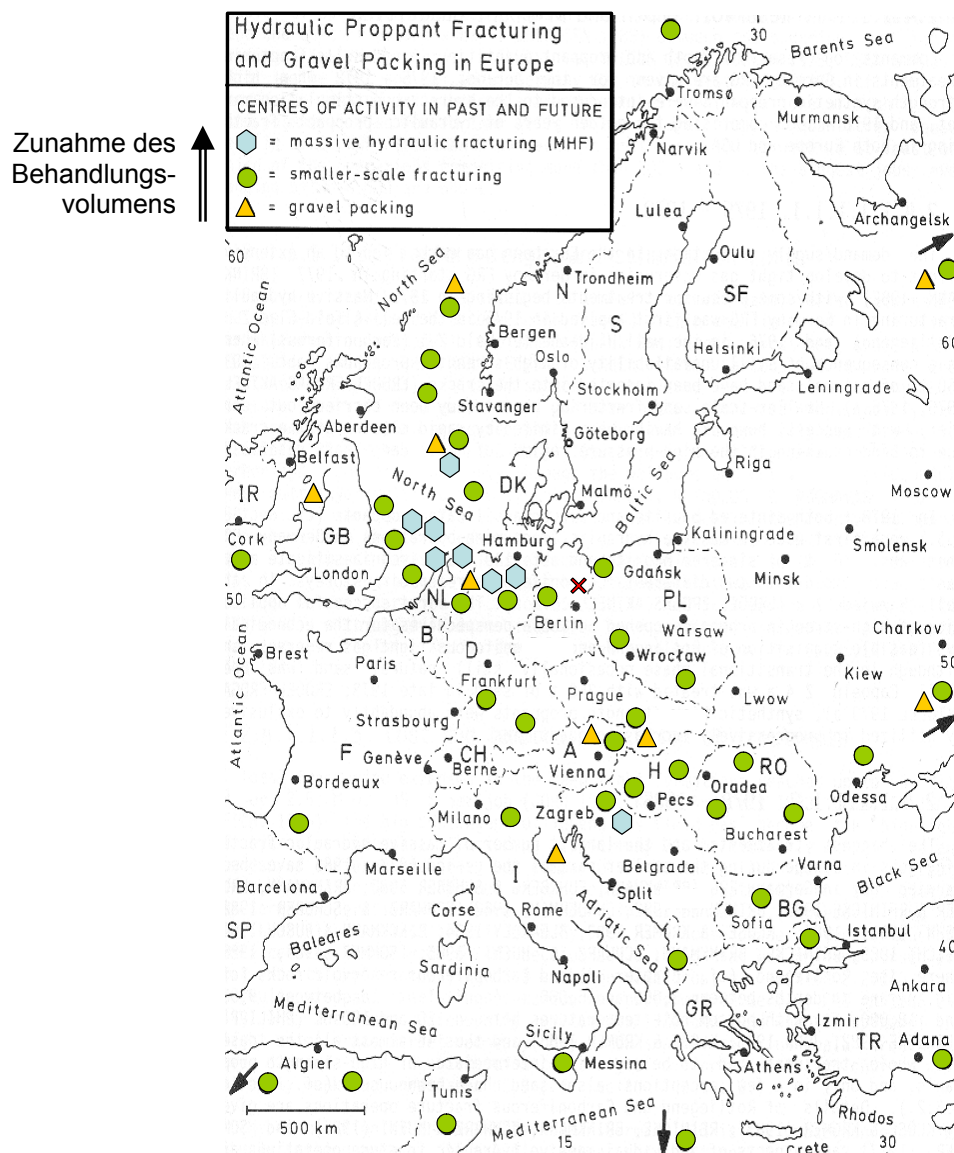


Abb. 03: Hydraulic Proppant Fracturing Aktivitäten in Europa /überarbeitet aus Mader 1989/; das Kreuz markiert den Standort des In Situ Geothermielabors nordöstlich von Berlin

Abb. 04 zeigt, in welchen lithologischen Bereichen des Norddeutschen Beckens HPF angewendet wird, bzw. wo hohe Potenziale für eine erfolgreiche Reservoirstimulation existieren.

Rotliegend- (Erdgasträger) und Karbon-(Erdgasträger und Erdgasmuttergestein) Formationen werden als potenzielle Tight-Gas-Reservoirs (ausschließlich Süßgas- und Stickstofflagerstätten)

ausgewiesen, deren Erschließung in der Regel eine HPF-Behandlung erfordert (Abb. 04). Buntsandsteinhorizonte benötigen auf Grund höherer Ausgangstransmissibilitäten lediglich in wenigen Regionen eine zusätzliche Behandlung.

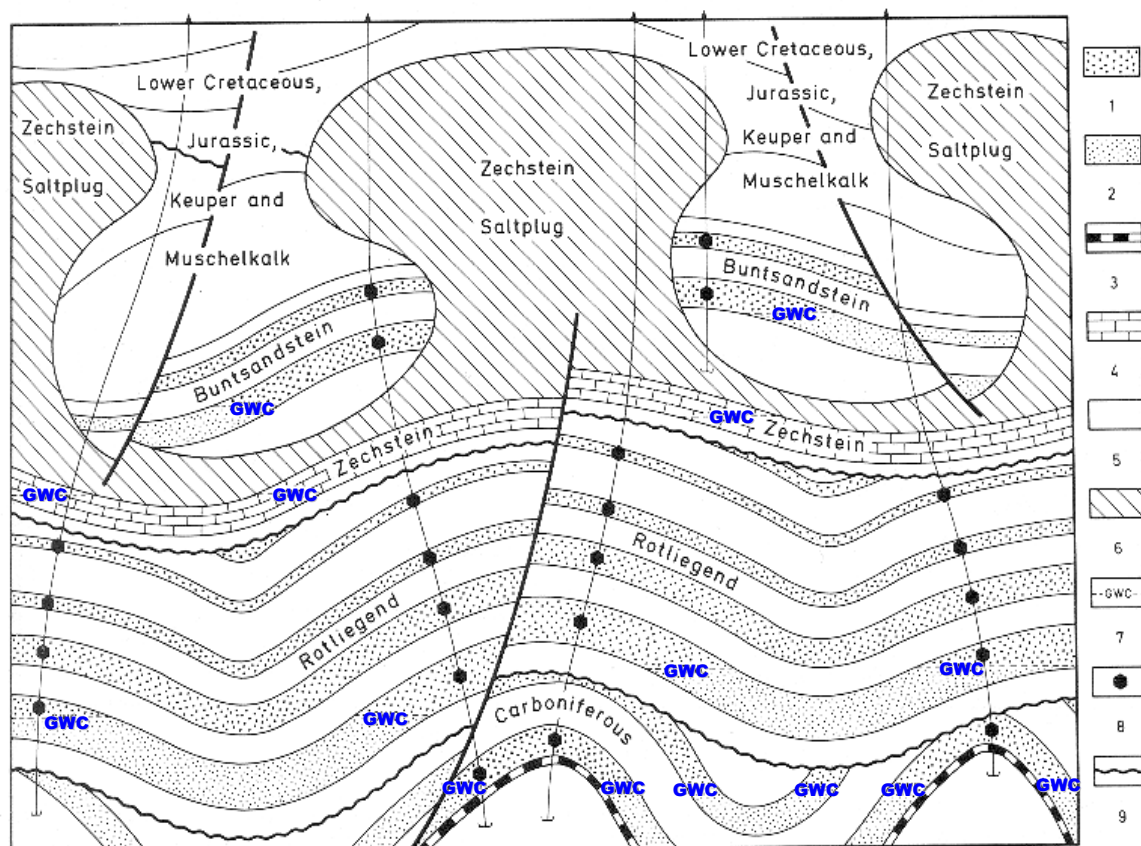


Abb. 04: Schematisches geologisches Referenzprofil für den nordwestdeutschen Raum und angrenzende Regionen ohne Tiefenskala; 1) gasführende Sandsteine 2) wasserführende Sandsteine 3) Kohleflöz 4) Karbonate 5) Mudstone 6) Salinar 7) Gas-Wasser-Kontakt 8) TIGHT-Gas Reservoirs mit HPF Potenzial 9) Diskordanz / übernommen aus Mader 1989/.

In Rotliegend-Formationen wurden im Zeitraum zwischen 1980 und 1995 in Deutschland (Niedersachsen) HPF-Behandlungen durchgeführt /Brinkmann 1981; Johnson 1993/, die Dimensionen von 2600 m³ Fluid und 550 t Stützmittel, bei Kosten von 1,5 bis 2,5 Millionen Euro, erreichten /Berghofer 1998/. Im Rahmen solcher massiven HPF-Behandlungen (MHF) setzte man im Erdgasfeld Söhlingen 1994 Stützmittelmengen von 1040 t ein. Seitdem nehmen die Dimensionen von Rotliegend-Fracbehandlungen tendenziell ab. 1997 wurden Fracbehandlungen im Rotliegenden mit ca. 420 m³ Fluid und 110 t Stützmittel bei ca. einem Zehntel der Kosten gegenüber 1982 durchgeführt /Berghofer 1998; Kamphuis 1998/.

Das sedimentäre Rotliegende kann für den deutschen Raum stratigraphisch in drei verschiedene Nutzhorizonte unterteilt werden: alte Bundesländer, Weser-Elbe Provinz und Ost-Hannover Fazieszone. Sie weisen jeweils unterschiedliche primäre petrophysikalische Eigenschaften auf und erfordern unterschiedliche Arten der Behandlung.

Im Bereich der Rotliegend-Stratigraphie treten im Allgemeinen die besten Speichereigenschaften (die höchsten Permeabilitäten) in Verbindung mit äolischen Dünen sanden mit gut ausgebildeter Schrägschichtung auf, die schwach bis moderat zementiert sind /Mader et al. 1985/. Diese liegen jedoch auf Grund von Subsidenz, hervorgerufen durch Grabentektonik, in vielen Bereichen partiell oder vollständig unterhalb des Gas-Wasser-Kontaktes (GWC) /Mader 1989/.

- Schneverdingen-Formation (inkl. Schneverdingen-Sandstein) an der Basis der Rotliegend-abfolge,
- Emden-Formation (inkl. Hauptsandstein) im mittleren Bereich des Rotliegendprofils,
- Hannover-Formation (inkl. Wustrow-Sandstein, weitere Sandsteine der Wechselfolge) im Hangenden der Rotliegendstratigraphie.

Die äolischen Schneverdingen-Sandsteine (ca. 20-50 mD) und fluvialen Wustrow-Sandsteine (ca. 5-10 mD) sind moderat- bis hochpermeable Gesteine und benötigen nicht zwangsläufig eine Stimulation für eine wirtschaftliche Gasproduktion. Der Hauptsandstein ist im Wesentlichen ein Tight-Gas-Reservoir mit Permeabilitäten unterhalb von 1 mD bis 0,5 μ D und daher vorrangig Kandidat für MHF-Stimulationsbehandlungen /Klose et al. 1983/.

Im Bereich der neuen Bundesländer wurden Rotliegend-Formationen lediglich im Salzwedeler Raum (Wustrow) zur Erdgasgewinnung erschlossen. Fracbehandlungen wurden in diesem Gebiet seltener und in deutlich kleineren Dimensionen im Vergleich zu MHF-Dimensionen durchgeführt. Weiter östlich gelegene Lagerstätten wurden auf Grund der Zunahme des Stickstoffanteils (z.B. im Raum Berlin und Groß Schönebeck) nicht erschlossen.

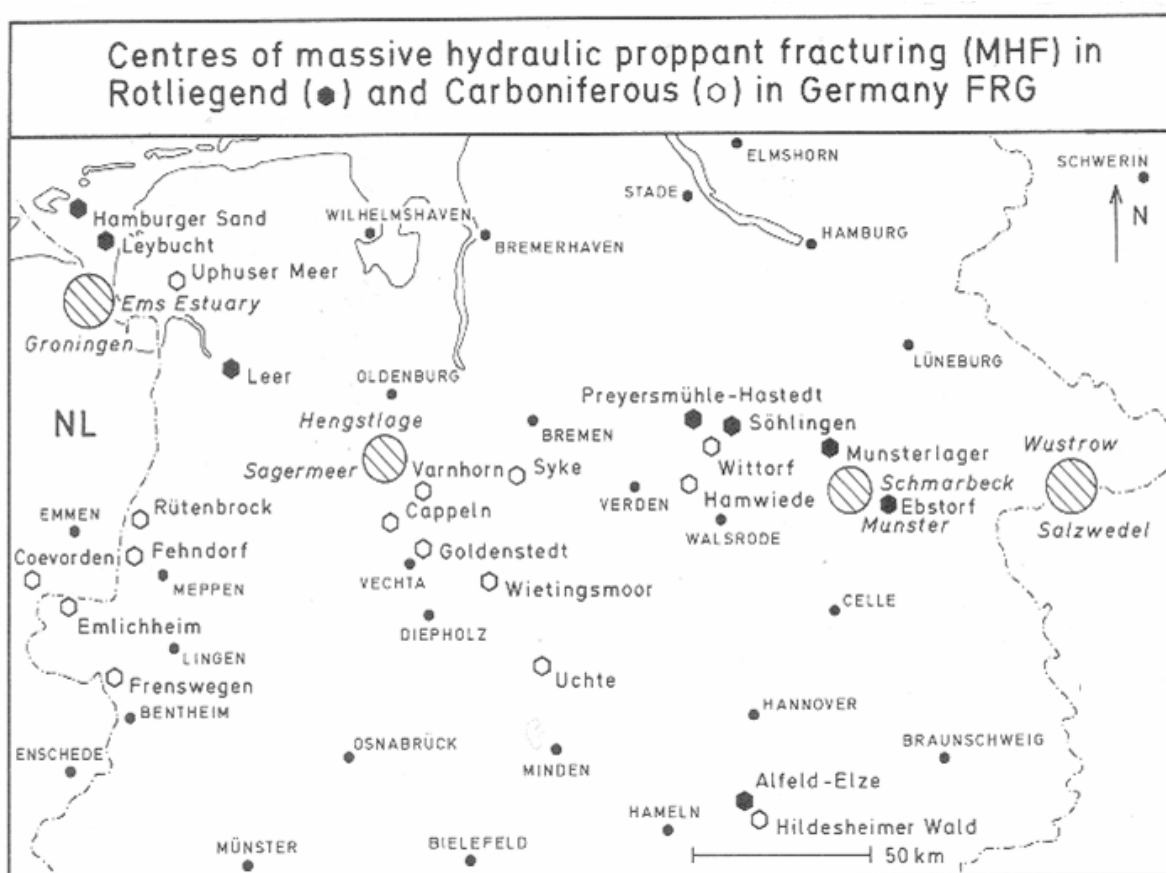


Abb. 04a: Rotliegend-Erdgasförderfelder in denen vorwiegend MHF-Maßnahmen durchgeführt wurden /überarbeitet aus Mader 1989/.

Die Gesamtmächtigkeiten der Rotliegend-Stratigraphie schwanken innerhalb des Sedimentbeckens zwischen einigen hundert bis zu 2000 m im östlichen Teilbecken (siehe Abb. A-4) /Stackebrandt et al. 2002, Jung et al. 2002/. Die Nettomächtigkeit der einzelnen Erdgasförderhorizonte in den Sandsteinen beträgt bis zu 250 m (Schneverdingen-Sandstein) /Drong et al. 1982/. In Brandenburg (Nordostdeutsches Becken) sind die Rotliegend-Sedimente lithostratigraphisch vorwiegend der Elbe- und Havelsubgruppe zuzuordnen, die vor allem aus klastischen Sedimenten (Ton-, Silt-, Sandsteine) aufgebaut sind /Stackebrandt et al. 2002/. Die Tiefenlage des Rotlie-

genden (Basis Zechstein) nimmt in Richtung Norden zum Zentrum des Nordostdeutschen Beckens zu und erreicht Teufen von 4 km bis 5 km unter NN im Bereich zwischen Müritz und Wittenberge /Baldschuhn et al. 2002/. Hieraus ergeben sich Gebirgstemperaturen im Rotliegenden: In einem großen Areal des zentralen Beckenbereichs (35.000 bis 40.000 km²) liegen sie bei 130°C-160°C, in anderen, begrenzten Gebieten (2.000 bis 3.000 km² im Raum Celle und zwischen Wittenberge und Müritz) zwischen 130°C und 190°C. Die übrigen Bereiche weisen geringere Gebirgstemperaturen auf.

Die Nettomächtigkeiten der nutzbaren Aquifere wurden in diesen Arealen zwischen 20 m und 50 m abgeschätzt /Jung et al. 2002/. Die Mächtigkeiten variieren mit den Temperaturklassen (siehe Tab. A-1).

2.5.2 Formationsschädigung

Die natürlichen Permeabilitäten können starken lateralen und vertikalen Schwankungen durch zwischengelagerte tonige Schichten unterworfen sein /Goggin et al. 1986; Rieckmann 1971/. Tongehalte sind in vielen Fällen für eine Schädigung der Formation im Zuge des Aufschlusses und der Behandlung verantwortlich. Die Schädigung erfolgt durch eine Mobilisierung von Feinstpartikeln durch mechanische, geochemische oder thermische Prozesse /Leone et al. 1987; Holcomb 1986/. Das Quellen von Tonen spielt in den betrachteten Teufen (> 4km) eine untergeordnete Rolle, da es sich vorwiegend um illitisierte Formationen handelt. Quellfähige Tone oder Tonanteile (Smectite, Kaolinite) beginnen sich ab Temperaturen von 50°C in Illit umzuwandeln. Die Illitneubildung wird ebenfalls durch den Zerfall von Kalifeldspäten und der damit einhergehenden Freisetzung von Al³⁺-Ionen begünstigt /Wolfgramm et al. 2001/.

Diese sekundäre Bildung der Illite ist vor allem in grobklastischen Rotliegend-Sedimenten zu beobachten. Die Minerale wachsen als fibröse oder plattige (tangential) Illite in den Porenhohlraum hinein /Wolfgramm et al. 2002a/. Je nach Struktur, Formations- und Diagenesetyp weisen sie eine unterschiedlich hohe Wassersensitivität auf /Dietzel et al. 1985; Coulter et al. 1980; Solms et al. 2002/. Fibröse Illite sind dabei instabiler und können daher leichter mobilisiert und als Feinstpartikel in die Porenhäule transportiert werden. Im Falle der Rotliegend-Sedimente am Standort Groß Schönebeck handelt es sich vorwiegend um plattige Illite, die eng an den Quarzkörner anliegen und zudem von einem Hämatitmantel überprägt sind. Hierbei ist nicht eindeutig geklärt, ob es sich ebenfalls um authigen gebildete Minerale handelt. Die Mobilisierbarkeit wird jedoch als vergleichsweise gering eingestuft.

Bei einer unsicheren Ausgangslage kann die Induzierung einer Formationsschädigung (im Falle wasserbasischer Behandlungsfluide) durch die Verwendung von Behandlungsfluiden mit niedrigen pH-Werten, geringe Kontaktzeiten mit antropogenen Fluiden (Verringerung der Infiltration) sowie durch eine Pre-Konditionierung der Behandlungsfluide mit Tonstabilisatoren (z.B. Methanol) /Ortiz et al. 1984; Callaway et al. 1982/ vermieden oder verringert werden. Formationen mit geringen Permeabilitäten und Porositäten weisen durch tieferes Filtrateindringen in die Formation und den damit verbundenen Fluid-Matrix- und Fluid-Fluid-Wechselwirkungen ein wesentlich größeres Schädigungspotenzial auf /Kukal et al. 1983/.

Im Falle nachgewiesener sehr hoher Wassersensitivitäten der Formation ist auch die Anwendung alternativer Behandlungsfluide (z.B. ölbasisch, gasförmig) möglich.

2.5.3 Schlussfolgerungen zur Nutzhorizonteinordnung

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass Fracbehandlungen bisher vorwiegend in Rotliegend-Erdgasbohrungen in den gasführenden Bereichen der Hannover-Formation mit den Members: Bahnsen, Wustrow und Ebstorf durchgeführt wurden. Weitere Behandlungen in den letzten Jahren schlossen das Oberkarbon (Westfal) mit ein /Dietzel et al. 1998/. Im Allgemeinen konzentrieren sich die Behandlungen auf Reservoirbereiche mit einer Wassersättigung S_w von weniger als 45-50% und geringen Stickstoffgehalten. Der tiefere Schmarbeck-Member ist demnach auf Grund einer zu starken Verwässerung und Kompaktheit kein Ziel der Behandlungen. Die Aus-

bildung der Member unterliegt starken Schwankungen. Die Erdgaslagerstätte Söhlingen weist etwa im gleichen Bereich ein höffiges Tight-Gas-Reservoir aus.

Übertragen auf die Lithologie der Bohrung E GrSk 3/90, stammen die Erfahrungen mit erfolgreichen Fracbehandlungen im Rotliegenden aus den oberen und mittleren Bereichen der Eldena-Schichten (Wustrow-, Ebstorf-Einloh- und Strackhold-Member) in der Elbe-Folge und nur in geringem Maße aus dem unteren Lagen der Peckensen-Schichten (Bahnsen- und Schmarbeck-Member).

In den Rambow-Schichten oder der Havel-Gruppe wurde in der Kohlenwasserstoffindustrie in Deutschland keine Fracbehandlung mit wirtschaftlichem Erfolg oder wirtschaftlicher Zielsetzung realisiert /Köhler 2001a/.

Um eine Fracbehandlung mit einer hohen Wahrscheinlichkeit eines Stimulationserfolges (Produktivitäts- bzw. Zuflussverbesserung) planen und ausführen zu können, ist auf Grund der nicht vorhandenen Erfahrungen in diesem Milieu eine detaillierte Ermittlung der Lagerstättenparameter erforderlich. Hierzu gehören aus geologischer Sicht an erster Stelle: Permeabilitätskapazität des Trägers ($k \cdot h$), Mineralgehalte (Diagenesetypen), Aquifergröße, Trägerausbildung (Fazies und Kontinuität). Dies erfordert die Durchführung neuer Experimente (Messungen, Tests) da Korrelationen zu anderen Standorten in der gegebenen Situation nicht möglich sind /Köhler 2001a/.

3 Fördertechnische Erschließung

Wie bereits angesprochen wird im Folgenden der Förderaufwand in Abhängigkeit von der Reservoirproduktivität bestimmt.

Im Rahmen der Untersuchungen wird keine konkrete Pumpenauslegung, sondern eine Bestimmung des Förderaufwands im Hinblick auf den notwendigen Stimulationsbedarf und eine geeignete Förderhilfsmittelart durchgeführt. Dieser Ansatz ermöglicht eine globalere Bewertung, d.h. eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf weitere Standorte mit ähnlichen Bedingungen.

Die Berechnungen wurden für eine elektrisch betriebene Tauchkreiselpumpeneinheit (ESP) durchgeführt. Es handelt sich dabei um sowohl in der Kohlenwasserstoff- als auch in der geothermischen Industrie im Bereich der relevanten Förderregime standardmäßig eingesetzte Förderhilfsmittel. Es existieren eine Vielzahl weiterer technischer Förderhilfsmittel, die jedoch aus Kostengründen (z.B. Gas-Lift) oder aus Gründen der Förderkapazität und/oder Flexibilität (z.B. Gestängepumpen) hier keine Berücksichtigung finden. Neben den ESP kommen speziell in der geothermischen Industrie alternative Tauchkreiselpumpensysteme zum Einsatz. Deren Antriebseinheit befindet sich über Tage. Der Aufbau der untertägigen Pumpeneinheit gleicht dem der ESP. Die Antriebswelle wird in offener oder geschlossener Ausführung innerhalb des Steigrohrstranges zur Pumpe geführt. Für die Schmierung der Welle sorgt das vorbeiströmende Fördermedium. Sie werden den konventionellen ESP-Systemen auf Grund geringerer Kosten und langer Erfahrung oft vorgezogen. Die alternativen Pumpensysteme sind jedoch bis zu Einbauteufen von 250m limitiert /Economides et al. 1987/.

Der generelle Aufbau einer ESP-Einheit ist in Abb. 05 dargestellt.

Obwohl die Kosten der Förderhilfsmittel auch eine Rolle spielen, ist es vor allem der Energieeinsatz bei der Förderung, auf den man insbesondere bei relativ geringen installierten Anlagenleistungen achten muss.

Die erforderliche Pumpenantriebsleistung wird von den Eigenschaften des Reservoirs, den hydraulischen Bedingungen in der Sonde und den Charakteristika des verwendeten Aggregats bestimmt. Die Haupteinflussgrößen sind hierbei:

1. hydraulisches Zuflussverhalten des Reservoirs (IPR bzw. Produktivität),
2. Porendruck und Dichte des Formationsfluids,
3. mechanischer Wirkungsgrad der verwendeten Pumpeneinheit.

Weiterhin spielen unter anderem Parameter wie Fluidzusammensetzung (Gasgehalte, Fluidchemie), Geometrie der Steigrohre und der Bohrung, Bohrlochkopfdruck, Druckverluste und Temperaturbedingungen im Fördersystem eine Rolle.

Es sind jedoch die drei erstgenannten Parameter, die über den Förderaufwand zur Realisierung der veranschlagten Raten entscheiden.

3.1 Aufbau und Funktionsweise der Förderhilfsmittel

Bei der ESP handelt es sich um eine mehrstufige Kreiselpumpe. Jede Stufe stellt für sich eine Turbine mit rotierendem Laufrad und stationärem Diffusor dar. Die Pumpenstufen sind in Reihe geschaltet. Der Gesamtpumpendruck ist annähernd die Summe der Drücke, die von jeder einzelnen Pumpenstufe erzeugt werden /Golan et al. 1986/.

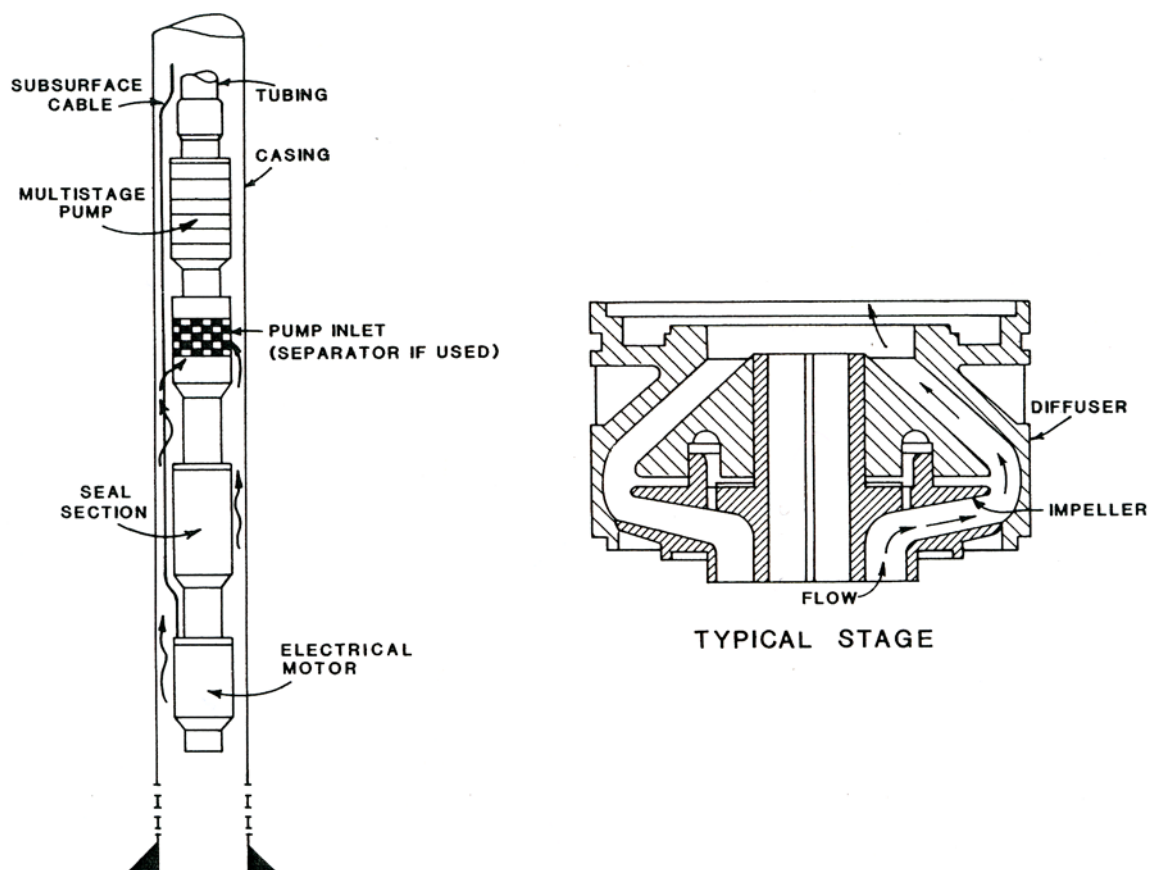


Abb. 05: Schematischer Aufbau einer ESP-Einheit /Golan et al. 1986/

Die Leistung der Stufe wird von individuellen Konstruktions- und Betriebsparametern bestimmt (Laufraddurchmesser, Drehzahl). Der Zusammenhang zwischen diesen Größen wird durch die Ähnlichkeitsgesetze ausgedrückt.

Da die Berechnungen keinen spezifischen Pumpentyp zugrunde legen, haben die zuletzt genannten Parameter sowie die Stufenanzahl vorerst keine Bedeutung für die Bestimmung der Gesamtleistung der Pumpe.

Die Pumprate hängt vom Pumpendruck ab. Hohe Drücke bedeuten kleine Raten und umgekehrt. Die Charakteristika Pumpendruck, Pumpenleistung und Pumpeneffizienz werden in den Pumpenkennliniendiagrammen über die Pumprate aufgetragen. Daraus resultiert ein individuelles Kapazitätsoptimum für jeden Pumpentyp, welches sich im Bereich von $\pm 12,5\%$ der maximalen Pumpeneffizienz („best efficiency point“) befindet. Die Pumpeneffizienz ist dabei das Verhältnis von hydraulischer zu mechanischer Pumpenleistung /Golan et al. 1986/.

Verursacht durch Differenzdrücke und hydrodynamische Kräfte, wirken auf die Laufräder jeder Pumpenstufe während des Betriebes Kräfte in axialer Richtung. Die Laufräder sind je nach Pumpenbauart flexibel gelagert oder fest auf der Antriebswelle des Motors montiert. Die einwirkenden Kräfte werden folglich entweder über Reibungskissen an den Stator oder durch den Schaft auf ein Drucklager übertragen. Generell wird eine Vermeidung exzessiver Schublasten, die zu erhöhten Verschleißerscheinungen an den Pumpenbauteilen führen, angestrebt. Aus diesem kommt es auf eine effiziente Fahrweise der Pumpe an.

Bei einer Rate innerhalb des Kapazitätsoptimums ist der Verschleiß, hervorgerufen durch axiale Schubbewegungen, am geringsten. Die Effizienz ist eine von der Pumpenbauart abhängige Funktion, die in Laborversuchen an Prototypen ermittelt wird.

Die Pumpe wird von einem Elektromotor angetrieben, der durch eine Dichtungseinheit von der Pumpe getrennt wird. Der Elektromotor wird in der Regel unterhalb der Pumpe installiert. Diese Konfiguration ermöglicht eine Kühlung des Motors durch das vorbeiströmende Fördermedium. In einigen Fällen werden zylindrische Gehäuse (shrouds) um den Motor angebracht, um den

Kühleffekt zu verstärken und/oder im Fördervolumenstrom enthaltenes freies Gas vor dem Eintritt in die Pumpe abzutrennen. Die Abwärme des Motors wird folglich in den Förderstrom abgegeben. Es ist darauf zu achten, dass die Fluidfließgeschwindigkeit während des laufenden Betriebs nicht unter einen Wert von ca. 0,3 m/s (1 ft/s) absinkt, um eine Überhitzung des Motors zu vermeiden /Golan et al. 1986/.

Die Motoren werden in unterschiedlichen Kategorien angeboten. Diese richten sich nach dem Außendurchmesser des Verrohrungsabschnittes, in den sie eingehängt werden. Es werden in der Regel fünf Kategorien unterschieden: 4 1/2“, 5 1/2“, 7“, 8 1/2“, 10 3/4“, 13 3/8“. Die Motoren der letzten drei Kategorien decken ein homogenes Leistungsspektrum zwischen ca. 30 und 1120 kW ab /Centrilift 2000/.

Elektrische Tauchkreiselumpen ermöglichen hohe Förderleistungen (bis 600 m³/h). Die Förderleistungen können dabei durch eine Frequenzregelung innerhalb eines pumpenspezifischen Arbeitsbereiches variiert werden.

Die Pumpen sind ferner in der Lage, eine Bandbreite unterschiedlicher Fluide bzw. Fluidgemische zu fördern. Gas/Fluidgemische können durch spezielle Pumpenbauarten (tapered design) oder mittels integrierter downhole Gasseparatoren (statisch oder dynamisch) bis zu hohen Freigasgehalten (75 Vol%) gefördert werden. Gegen aggressive, korrosive Fluide oder Fluidgehalte (H₂S, CO₂) werden die Pumpenbauteile aus speziellen Legierungen (z.B. Nickel) gearbeitet und/oder mit entsprechender Beschichtung (Coatings) aktiv geschützt /Economides et al. 1998/. Der Einbau einer ESP ist bis zu Teufen von 3048 m (10.000 ft) unterhalb der GOK aus technischen Gesichtspunkten realisierbar. Es sind vor allem die Kabelkosten und die begrenzte Leistungskapazität im Falle geringer Bohrlochquerschnitte (geometrische Begrenzung), die einen Einsatz über diese Teufen hinaus nicht möglich machen.

Der Einsatz von ESP-Systemen ist auch in einer HT-Umgebung möglich. Die Limitation ergibt sich dabei durch die Temperaturbeständigkeit von Stromkabel und Motor (Stand der Technik: 232°C /Centrilift 1999/). Die erforderliche Spannungsbereitstellung wächst mit Betriebstemperatur und Kabellänge. Spannungsverluste werden mit einem Temperature Correction Factor (TCF) berechnet /Centrilift 1999/. In der Regel kann von einer Einspeisung von 1 kV ausgegangen werden.

ESP-Systeme weisen zudem statistisch betrachtet höhere Ausfallraten auf und verursachen dadurch einen höheren Wartungsaufwand im Vergleich zu anderen Förderhilfsmittelarten /Golan et al. 1986; Economides 1998/.

3.2 Abschätzung des Förderaufwands

Der Berechnung des Förderaufwands liegt das Schema aus Abb. 06 zugrunde.

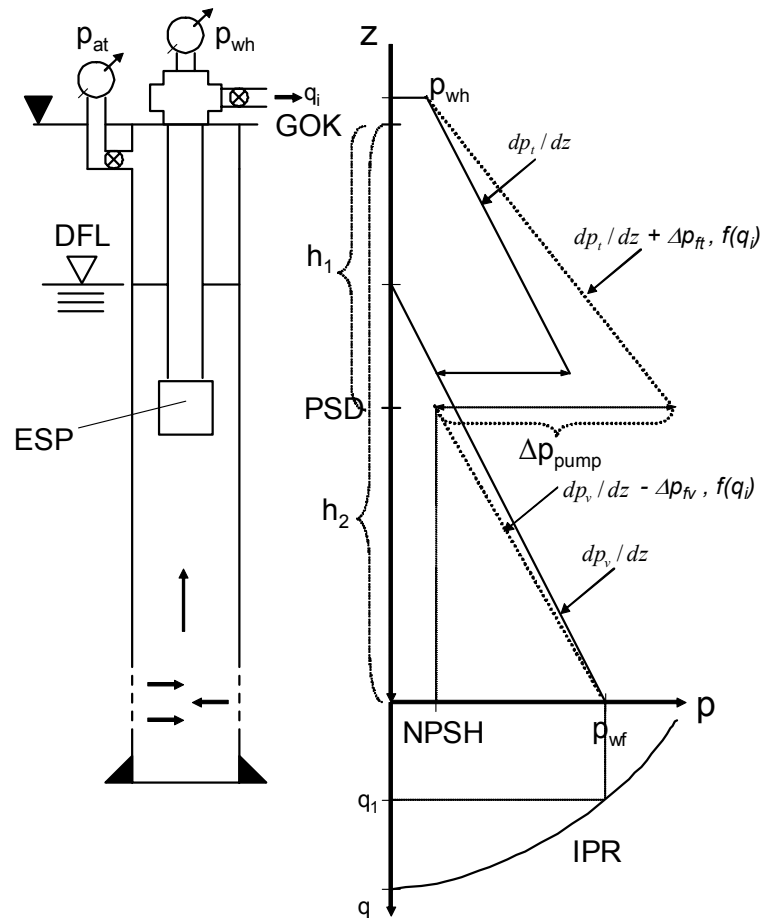


Abb. 06: Szenario einer nicht-artesischen Förderbohrung zur Bestimmung des spezifischen Förderaufwands bei variierenden Eingangsgrößen

Der statische Fluidspiegel (SFL) unterhalb der Geländeoberkante (GOK), der sich während des Ruhezustands in der Bohrung einstellt, ist eine Funktion aus dem Porendruck (dp_p/dz) und der mittleren Tiefe des erschlossenen Nutzhorizonts D und der Dichte des Fluids ρ_{ff} , welches sich in der Bohrung befindet (Glg. 2).

$$SFL = D - \left[\frac{\left(D \cdot \frac{dp_p}{dz} \right) \cdot 10^5}{g \cdot \rho_{ff}} \right] \quad (\text{Glg. 2})$$

Auf Grund variierender Porendruckgradienten (Abb. 11) kann es zu Schwankungen des SFL kommen.

Es wurde daher aus den Angaben ein Mittelwert des Porendruckgradienten gebildet, welcher unter Verwendung einer Referenzfluidichte eines hochsalinaren Formationsfluids (gemessen in der Bohrung Groß Schönebeck) zu einer plausiblen Größenordnung des SFL (Abb. 07) führt.

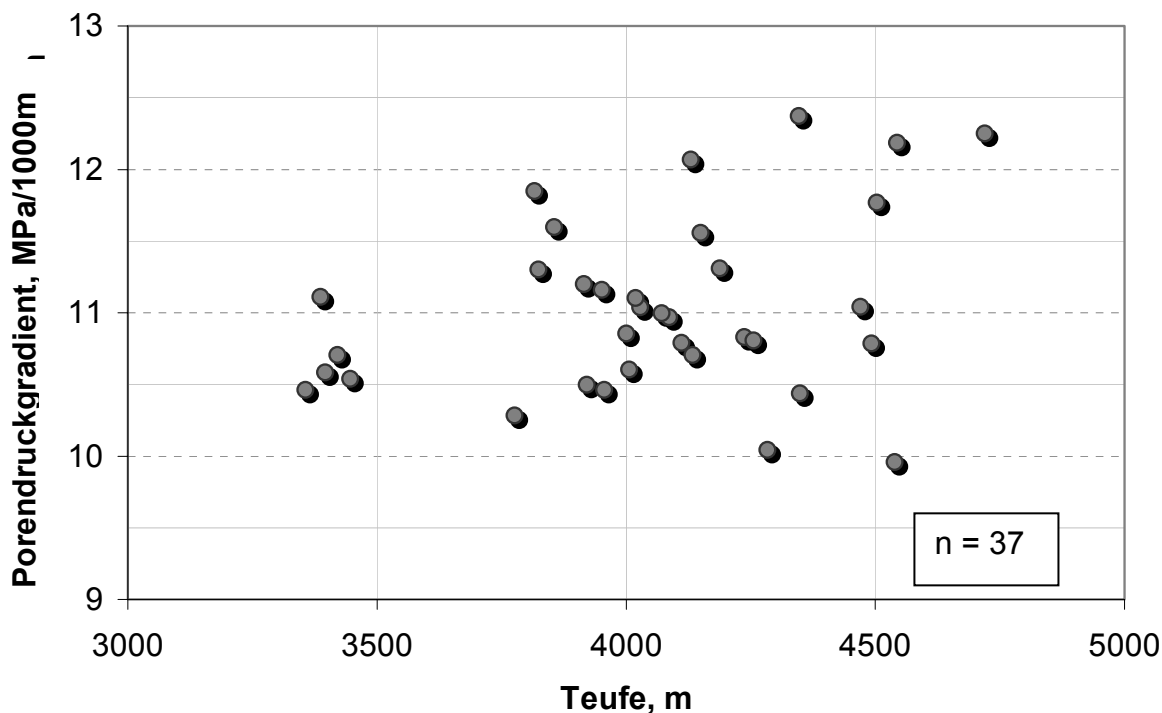


Abb. 07: Regionale Porendruckgradienten des Rotliegendes in Nordost-Deutschland (Brandenburg); Schichtdruckaufzeichnungen aus 37 Bohrungen; arithmetisches Mittel: 11,03 bar/100m; geometrisches Mittel: 11,02 bar/100 m in einer mittleren Teufe von ca. 4050 m.

Während der Förderphase fällt der Fluidspiegel in der Bohrung auf den dynamischen Fluidspiegel (DFL) ab. Die Stärke des Abfalls wird von der Förderrate q , der Produktivität des Nutzhorizontes PI und der Dichte des Fördermediums ρ_{ff} bestimmt (Glg. 2a).

$$DFL = SFL + \frac{q}{PI \cdot g \cdot \rho_{ff}} \quad (\text{Glg. 2a})$$

Die Absenkung des Fluidspiegels entspricht im Falle gering-kompressibler Fluide der Absenkung, die sich in Nutzhorizontteufe einstellt.

Der DFL bestimmt die erforderliche Pumpenabsetzteufe (PSD) unter Berücksichtigung des vom Hersteller vorgeschriebenen minimalen Ansaugdruckes (NPSH), der in einer Größenordnung von 10 und 20 bar liegt.

Die hydraulischen Bedingungen in der Bohrung bei einem spezifischem Förderregime ergeben eine Fluidsäule, welche von der Pumpe durch einen aufzubringenden Pumpdruck gehoben werden muss. Dieser Druck entspricht, unter Berücksichtigung des mechanischen Wirkungsgrades, der Pumpeneinheit einer effektiven hydraulischen Förderleistung, die von der Antriebseinheit bereitgestellt werden muss und mit Hilfe von Glg. 3 bis 7 /Golan et al. 1986/ berechnet wird.

Pumpenansaugdruck (siehe Abb. 06):

$$p_{suction} = p_{wf} - (dp_v / dz) \cdot (h_2 - h_1) - \Delta p_{fv} \quad (\text{Glg. 3})$$

Pumpenaustrittsdruck (siehe Abb. 06):

$$p_{discharge} = p_{wh} + (dp_t / dz) \cdot h_1 + \Delta p_{ft} \quad (\text{Glg. 4})$$

Im Rahmen der Spannweite der Fördervolumenströme herrschen in der Sonde turbulente Strömungsbedingungen ($Re > 2320$).

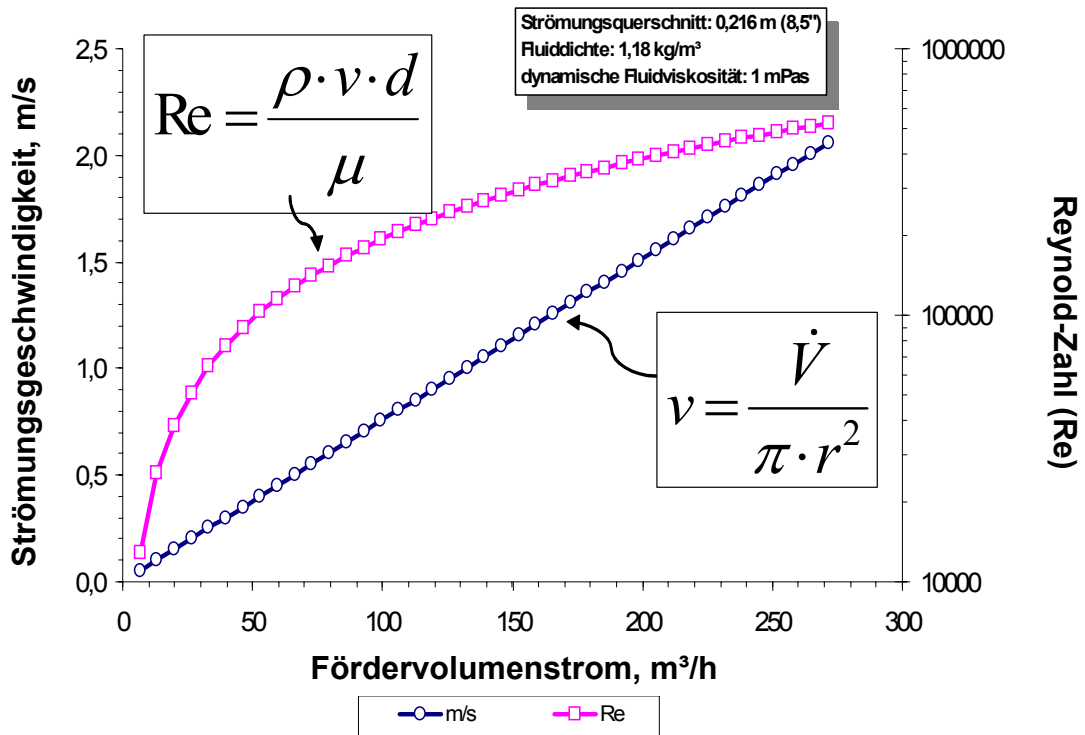


Abb. 08: Strömungsbedingungen in der Fördersonde bei konstantem Strömungsquerschnitt, der dem maximalen Querschnitt aus Tab. 02 entspricht (mit: Fluidichte ρ , Strömungsgeschwindigkeit v , freier Strömungsquerschnitt d , dynamische Fluidviskosität μ , Fördervolumenstrom \dot{V} und Rohrradius r).

Bei einem vorgegebenen Fördervolumenstrom lassen sich die Strömungsgeschwindigkeiten über dem Strömungsquerschnitt auftragen (Abb. 09).

Die Berechnung des Reibungsbeiwertes λ erfolgt nach der Näherungsformel /Golan et al. 1986/:

$$\lambda = \left[-1,8 \cdot \log \left(\frac{6,9}{Re} + \frac{\varepsilon/d}{3,7} \right)^{1,11} \right]^{-2} \quad \text{für } Re > 2320 \quad (\text{Glg. 4a})$$

Für die relative Rauigkeit ε/d wird ein Wert von 0,003 für Steigrohre und 0,008 für die Verrohrung angenommen /Golan et al. 1986/. Der Strömungszustand wechselt dabei vom Übergangsbereich zu hydraulisch rauhen Bedingungen bei Förderraten von 76 m³/h ($v = 0,55$ m/s) innerhalb der Verrohrung und bei 126 m³/h ($v = 2,76$ m/s) innerhalb der Steigrohre (siehe Tab. 02). Der Reibungsbeiwert bleibt bei Förderraten zwischen 50 m³/h und 200 m³/h für die gewählte Konfiguration nahezu konstant, mit einer leichten negativen Tendenz bei zunehmender Förderate.

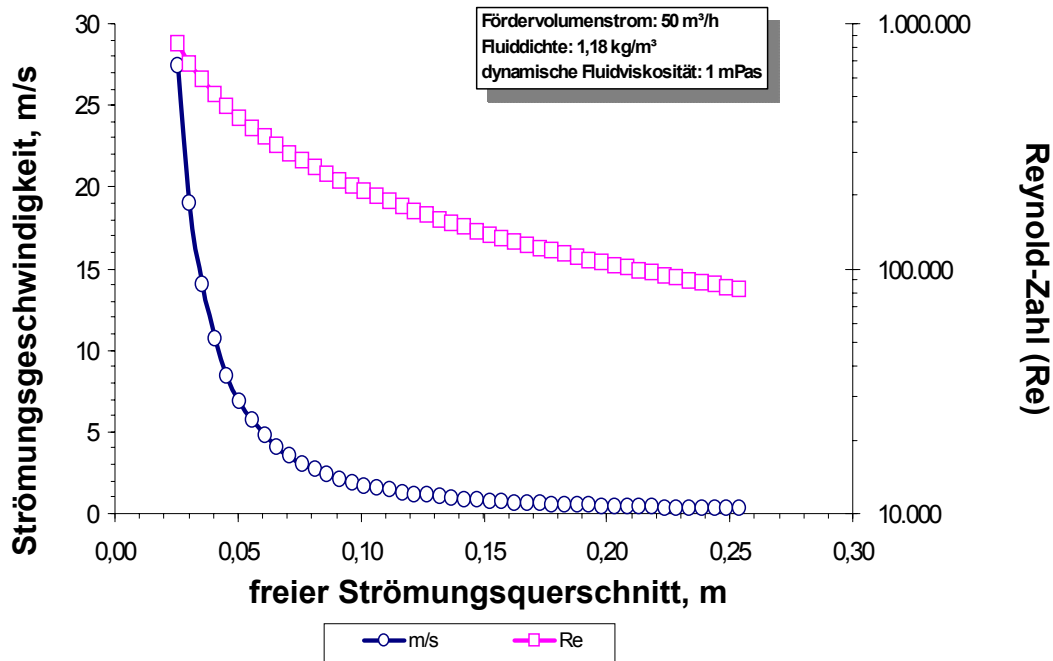


Abb. 09: Strömungsbedingungen in der Fördersonde bei konstantem Fördervolumenstrom, der dem minimalen Volumenstrom aus Tab.02 entspricht.

Die Druckverluste bei der Strömung durch die Rohre werden folglich unter den Voraussetzungen

- konstanter Durchmesser,
- konstante Stoffdaten,
- keine Zusatzverluste an Einbauten,

mit Glg. 4b berechnet (Tab. 02) bei L für die Rohrlänge steht.

$$\Delta p_f = \frac{\lambda \cdot L \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot d} \quad (\text{Glg. 4b})$$

Förderraten, m ³ /h	Druckverlust im Steigrohr (d = 0,127 m), bar/100m	Druckverlust in der Verrohrung (d = 0,216 m), bar/100m
50	0,13	0,01
100	0,52	0,05
150	1,14	0,11
200	2,03	0,19

Tab. 02: Druckverluste bei der Rohrströmung oberhalb und unterhalb der Pumpe

Bei diesen Größenordnungen haben die Druckverluste nur einen marginalen Einfluss auf den resultierenden Pumpendruck. Nichts desto trotz können sie durch die Verringerung der Rohrrauigkeit in Abhängigkeit von der Fließrate verringert werden. Für die Steigrohre aus Tab. 02, in denen querschnittsbedingt die größten Druckverluste auftreten, führt etwa die Verringerung der Rauigkeit von 0,4 mm (entspricht mäßig verrosteten gezogenen Stahlrohren) auf 0,02 mm (neuwertige gezogene Stahlrohre) zu einer Druckverlustreduzierung zwischen 36% (bei 50 m³/h) und 80% (bei 200 m³/h). Die Verwendung von Rohren mit einer beschichteten Innenwand führt

zu ähnlichen Effekten, wobei sich die Druckverlustreduzierung asymptotisch zur Verringerung der Rohrrauigkeit verhält.

Erzeugter Pumpendruck Δp (Druckdifferenz über die Pumpeneinheit):

$$\Delta p_{\text{pump}} = p_{\text{discharge}} - p_{\text{suction}} \quad (\text{Glg. 5})$$

Äquivalente Fluidsäule Δb :

$$\Delta b = \Delta p_{\text{pump}} / (10^{-5} g \rho_f) \quad (\text{Glg. 6})$$

Effektive hydraulische Pumpenleistung bzw. erforderliche Pumpenantriebsleistung P_{eff} bei einem mechanischen Wirkungsgrad η_{mech} der Pumpeneinheit /Krist 1980/ :

$$P_{\text{eff}} = Q \rho_f g \Delta b / (1000 \eta_{\text{mech}}) \quad (\text{Glg. 7})$$

Aus Glg. 3 und Glg. 4 werden die Druckwerte für mittlere Dichteverhältnisse bzw. Druckgradienten oberhalb der Pumpe (Steigraum) und unterhalb der Pumpe (Casing) sowie für einen konstanten Bohrlochkopfdruck ermittelt.

Unter der Annahme der Einphasigkeit und Inkompressibilität der Fördermedien (Wasser) ist dieser Ansatz legitim. Weisen die Fördermedien Gehalte an gelöstem und freiem Gas auf, die während der Förderung und dem damit verbundenen Druckabfall freigesetzt werden, müssen die Dichtewerte nach den jeweiligen Druckbedingungen im System korrigiert werden.

Die Anwesenheit von freien Gasanteilen im Fördervolumenstrom führt ab einem Niveau von 10 Vol% saugseitig zu einer drastischen Abnahme der Pumpeneffizienz /Golan et al. 1986/. Dieser Beeinträchtigung muss über passive – größere Versenkungsteufen – und/oder aktive Maßnahmen – Gasabscheidung vor dem Pumpeneinlauf – entgegengewirkt werden. Der Einfluss variierender Gasgehalte im Fördervolumenstrom auf die Pumpenauslegung wird in Legarth et al. (2002) diskutiert.

In Tab. 04 werden die Parameter präsentiert, die für die Berechnung der erforderlichen Pumpenantriebsleistung (Abb. 10) verwendet wurden. Die Angaben entsprechen realistischen Größenordnungen, die als repräsentativ für den untersuchten Nutzhorizont und die relevanten Fördermedien gelten. Die Angabe eines konkreten Niveau des Produktivitätsindex (PI) gestaltet sich schwieriger, da hier bislang nicht genügend Erkenntnisse (hydraulische Daten) zum untersuchten Reservoir vorliegen. Deshalb wird der jeweilige PI für die Szenarien unter Verwendung von Glg. 8 berechnet. Der natürliche PI ist in erster Linie von der Permeabilitätskapazität des Nutzhorizontes abhängig. Für ein pseudo-stationäres Förderregime ist der PI_{pss} definiert als /Dake 1978/:

$$PI_{\text{pss}} = \frac{q}{(p_R - p_{wf})} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{B \cdot \mu \cdot \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right)} \quad (\text{Glg. 8})$$

mit

$$\Delta p_s = \frac{C \cdot q \cdot \mu B}{kh} \cdot s = p_{wf}' - p_{wf} \quad \text{und} \quad p(r = 0.472 \cdot r_e) = p_R \quad (\text{Glg. 8a})$$

Pseudo-stationäre Bedingungen werden in Abhängigkeit von den Reservoirparametern nach unterschiedlich langen Zeiten t_{pss} erreicht /Golan et al. 1986/.

$$t_{pss} = 3790 \cdot \frac{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot A}{k} \cdot t_{DApss} \quad (\text{Glg. 8b})$$

mit: A = Drainagefläche, B = Formations-Volumen-Faktor, C = Umrechnungsfaktor (1/141,2), c_t = totale Kompressibilität des Reservoirs, b = effektive Nutzhorizontmächtigkeit, k = Permeabilität der Formation, q = Förderrate, p_e = initialer Reservoirdruck, p_R = mittlerer volumetrischer Druck, p_{wf} = realer Bodenfließdruck, p_{wf}^* = Bodenfließdruck bei idealer radialer Anströmung, r_e = Drainageradius, r_w = Bohrlochradius, s = Skinfaktor, t_{DApss} = dimensionsloser geometrischer Faktor, t_{pss} = Zeitdauer bis zum Beginn des pseudo-stationären Förderregimes, μ = dynamische Fluidviskosität

Der Faktor t_{DApss} berücksichtigt die Reservoirgeometrie und steht für den Zeitpunkt bei dem der Wert des Bodenfließdruckes beginnt linear mit der Förderzeit abzunehmen. Für eine Bohrung im Zentrum einer kreisförmigen Drainagefläche entspricht t_{DApss} einem Wert von 0,1.

Die Spannbreite der Permeabilitätskapazität kann für den untersuchten Lagerstättentyp, bezugnehmend auf Ergebnisse aus dem „In Situ Geothermielabor“ und Kapitel 2.5 eingegrenzt werden. Durch die Variation weiterer Einflussparameter ergibt sich ein pseudo „worst case“- und ein „best case“-Szenario für reine, ungeschädigte Fluidlagerstätten, die als Orientierungshilfe zu verstehen sind (Tab. 03).

Parameter	Lagerstättentyp	
	„worst case“	„best case“
Permeabilität, mD	5	100 - 200
effektive Mächtigkeit, m	20 – 50	20 - 50
Transmissibilität, Dm	0,1 - 0,25	2 - 10
Radius des Einzugsgebietes, m	1000	1000
Sondenradius, m	0,1	0,2
Formations-Volumen-Faktor	1	1
dynamische Viskosität, mPas	1	0,5
Skin	0	0
Dauer des Erreichens pseudo-stationärer Zuflussbedingungen, t_{pss} , d	166	0,8
PI_{pss}, m³/hMPa	0,3	5,8 - 57,5

Tab. 03: Theoretische Spannbreite der Produktivitätsindizes für pseudo-stationäre, radiale Zuflussbedingungen; Sonde innerhalb einer zylindrischen Reservoirgeometrie

Auf dieser Grundlage wird eine realistische Spannbreite der PI für die Fördererszenarien und den untersuchten Reservoirtyp angegeben. Für die Förderhilfsmittelauslegung ist es dabei unerheblich, ob es sich um natürliche Produktivitäten (Tab. 03) oder sekundär bzw. künstlich (nach Stimulation) erzeugte handelt. Es ist davon auszugehen, dass im Fall der untersuchten Rotliegend-Sandsteine max. 10% der Standorte natürliche Transmissibilitäten von mehr als 2 Dm aufweisen /Jung et al. 2002/.

Die Nutzhorizontteufe entspricht für die in Abb. 07 dargestellten Porendruckgradienten der Referenzteufe. Eine Variation dieses Parameters hat Auswirkungen auf den SFL und somit auf den Pumpendruck. Größere Teufen führen bei identischen Porendruckgradienten zu einer Absenkung des Fluidspiegels in der Bohrung.

Die dynamische Viskosität entspricht der einer Newton'schen Flüssigkeit unter Normbedingungen. Die Viskosität des Fördermediums variiert in der Praxis mit der Temperatur, dem Druck und der Salinität. Ein hochsalinares Formationswasser weist bei einer Temperatur von 150°C und einem Druck von 400 bar eine dynamische Viskosität von ca. 0,5 mPas auf /McCain Jr. 1990/.

Die Viskosität des Fördermediums hat Einfluss auf die Strömungsbedingungen und die Reibungsdruckverluste in der Bohrung und im Steigrohr. Geringere Viskositäten erhöhen die Reynolds-Zahl. Der Einfluss auf die Reibungsdruckverluste und auf den Pumpendruck ist jedoch für die vorliegenden Strömungszustände vernachlässigbar gering. Die Viskosität verhält sich umgekehrt proportional zum PI des Reservoirs unter pseudo-stationären Zuflussbedingungen. Folglich kann die gewählte Größenordnung als neutrale Referenz angesehen werden.

Der Bohrlochkopfdruck entspricht dem Gegendruck der übertägigen Anlagen. Ein Druck von weniger als 5 bar und mehr als 15 bar ist dabei aus anlagentechnischer Sicht nicht relevant.

Der Wirkungsgrad der ESP-Einheit wurde für die Berechnungen konstant gehalten. Dies ist möglich, da keine spezifische Geometrie der Bohrung im Absetzbereich und der Pumpe selbst (Abmessungen) vorgegeben wurde. Das gewählte Niveau des Wirkungsgrades entspricht dem Stand der Technik für die Spannbreite an Fördervolumenströmen und der Fluidcharakteristiken /Ciulla 2002/. Die Konstanzhaltung des Wirkungsgrades erfordert bei einer Zunahme der Förderraten eine Zunahme der geometrischen Abmessungen des Förderhilfsmittels (Ähnlichkeitsgesetze). Es ist davon auszugehen, dass Pumpen, die innerhalb der gewählten Förderraten-Spannbreite operieren sollen, Sondendurchmesser im Absetzbereich von 0,273 m (10 3/4“) bis 0,340 m (13 3/8“) benötigen /Sjerps 2001/.

Der verwendete Steigrohrquerschnitt entspricht einem durchschnittlichen Wert.

Der mittlere Sondendurchmesser unterhalb der Pumpe orientiert sich an der Bohrung Groß Schönebeck (gewichteter Mittelwert des Querschnittes über das Bohrungsprofil), kann sich jedoch gleichermaßen auf den Querschnitt einer zusätzlich installierten Schutzrohrtour beziehen. Eine Erhöhung des Querschnitts um 50% führt zu einer Verringerung der Pumpenleistung innerhalb des relevanten Spektrums von bis zu 8%. Eine Verringerung des Strömungsquerschnitts unterhalb der Pumpe um 15% führt bei hohen Produktivitätsindizes und hohen Förderraten zu einer Erhöhung der Pumpenleistung um bis zu 15%.

Parameter	Wertebereich
mittlerer Porendruckgradient (Abb. 07):	1,1 MPa/100 m
mittlere Teufe des Nutzhorizontes, D:	4050 m
Temperatur der Fördermedien:	150°C
resultierender SFL:	200 m
Tubing Durchmesser:	0,127 m (5")
mittlerer Sondendurchmesser unterhalb von PSD:	0,216 m (8 1/2")
Bohrlochkopfdruck, p_{wh} :	5, 10, 15
dynamische Viskosität des Fördermediums, μ :	1 mPas (1 cP)
mittlere Dichte des Fördermediums, ρ_f :	1,18 kg/m ³ (1,158 MPa/100 m)
Produktivitätsindex, PI:	5,10, 30, 50 m ³ /h MPa
minimaler Ansaugdruck, NPSH:	10 bar
mechanischer Wirkungsgrad der Pumpe:	70%

Tab. 04: Eingabeparameter zur Berechnung der erforderlichen Pumpenantriebsleistung bei unterschiedlichen Förderszenarien

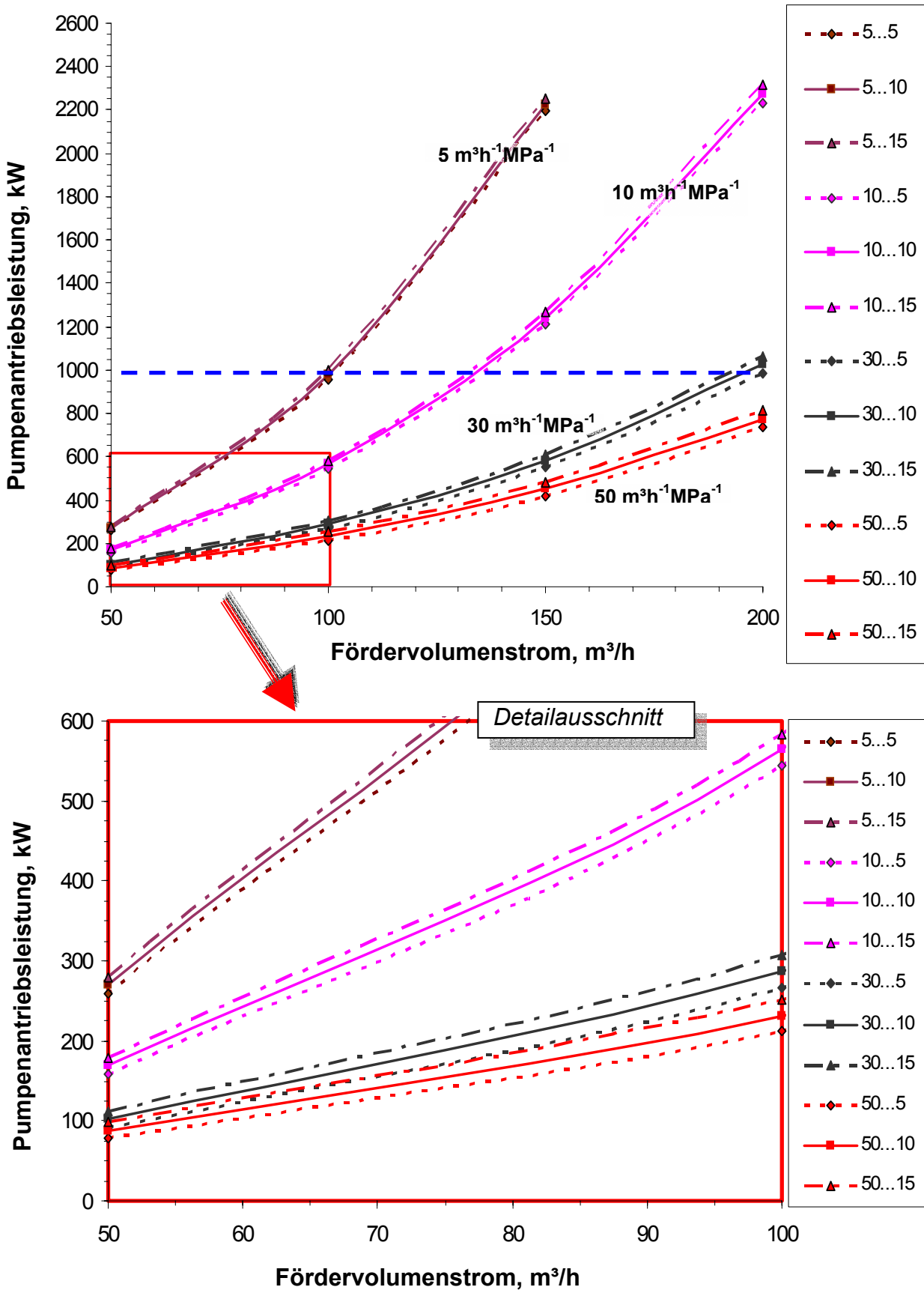


Abb. 10: Erforderliche Pumpenantriebsleistung zur Förderung von geothermalen Fluiden (einphasig) aus nicht-arterischen Lagerstätten bei Variation der Produktivität und des Fördervolumenstroms; die Leistungsangabe bezieht sich auf den Förderaufwand bis zur GOK inklusive eines Bohrlochkopf- bzw. Anlagengegendruckes; Bedeutung der Legende: PI [m³/h MPa]...P_{wh} [bar]; die gestrichelte, horizontale Linie markiert die Obergrenze der Pumpenantriebsleistung nach dem Stand der Technik (siehe oben).

Abb. 10 zeigt die Leistungsdaten bei einem SFL von 200 m gemäß Tab. 04. In der Realität variiert der SFL je nach Standort (Abb. 07). Auf Grund dessen wurden zusätzlich Vergleichswerte für einen SFL von Null (identisch mit GOK) ermittelt (Abb. 10a). Dies ergibt eine Spannbreite der Pumpenantriebsleistung für SFL-Werte zwischen 0 m und 200 m unterhalb der GOK.

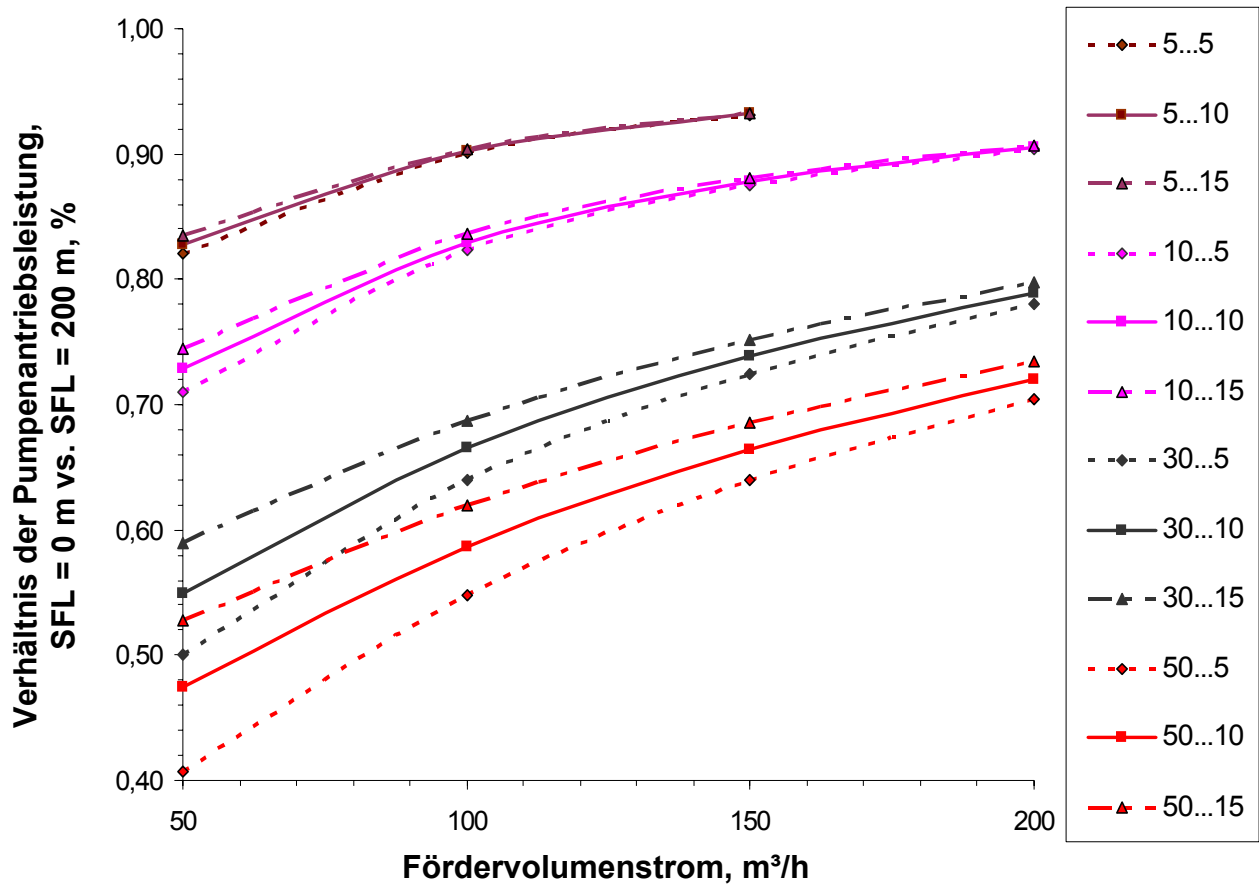


Abb. 10a: Pumpenantriebsleistung bei einem SFL bei 0 m (= GOK) zur Darstellung des minimalen Förderaufwands und der Einflüsse der Reservoirproduktivität; 100 % entspricht der Pumpenantriebsleistung für SFL = 200 m (Abb. 10); sonstige Eingangsparameter siehe Tab. 04; mit steigendem PI wächst der Einfluss des SFL und des P_{wh} auf die Pumpenantriebsleistung; mit zunehmenden Fördervolumenstrom sinkt der Einfluss des verringerten SFL.

Die äquivalente Druckabsenkung Δp im Reservoir, die für Abb. 10 und Abb. 10a identisch ist, ist umgekehrt proportional zum PI und kann aus Abb. 10 anhand der Beziehung:

$$\Delta p_i = \frac{q_i}{PI_i} \quad (\text{Glg. 8b})$$

ermittelt werden. Die korrespondierende Fluidspiegelabsenkung in der Bohrung ist in Abb. 11 dargestellt.

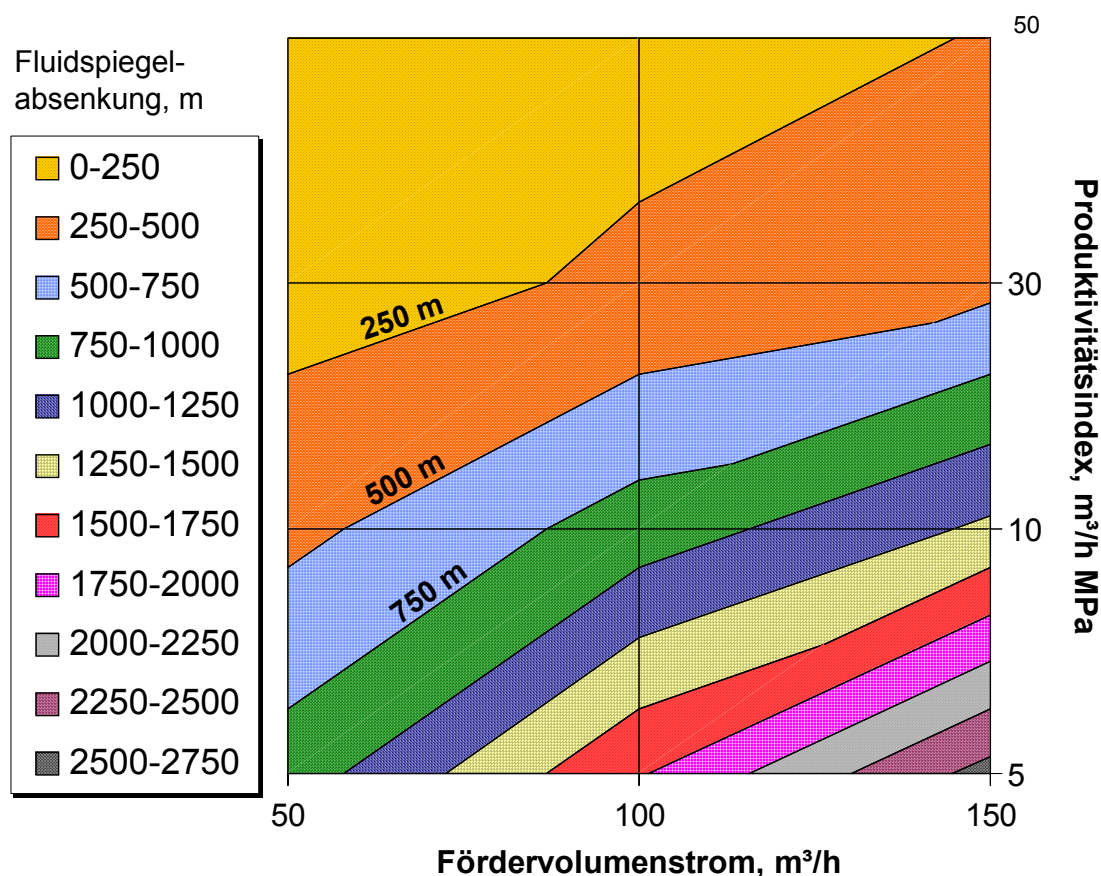


Abb. 11: Resultierende Fluidspiegelabsenkung bei Variation des PI über der Zielregion der Förderraten; unter Berücksichtigung des SFL liegen die resultierenden Pumpeneinbautenfenster noch im Bereich des Standes der Technik

Die Ergebnisse in Abb. 10 und Abb. 11 zeigen, dass im Falle geringer Produktivitäten Pumpenantriebsleistungen von mehreren hundert Kilowatt erforderlich werden. Dies entspricht bei den berücksichtigten installierten Bruttoanlagenkapazitäten (Fallbeispiel: 0,9 MW_e bei 100 m³/h, 150°C, 80°C ΔT) Eigenbedarfsanteilen zwischen 24% und 65%. Bei einem PI von 5 m³/h MPa übersteigt der Eigenbedarf bereits die installierte Kapazität. Aus diesem Grund ist, basierend auf den Szenarien aus Tab. 03, ein PI von deutlich über 30 m³/h MPa bzw. eine Transmissibilität des Nutzhorizontes von >5 Dm für eine effiziente Nutzung erforderlich. Gemäß Tab. 03 und Jung et al. (2002) handelt es sich damit grundsätzlich um marginale Ressourcen bei denen die Anwendung von Stimulationsmaßnahmen somit als obligatorisch und nicht als Bonus anzusehen ist.

3.3 Schlussfolgerungen zum Förderaufwand

Durch die beschriebene Vorgehensweise konnte einer Reservoirproduktivität ein spezifischer Förderaufwand zugeordnet werden. Dieser wurde für die anlagentechnisch bedingte Förderratenzielregion ermittelt.

Folglich kann die Definition der Zielregion erweitert werden, indem der Förderaufwand bzw. die Produktivität des Reservoirs ihre Berücksichtigung finden. Qualitativ bedeutet dies, dass das Ziel geringerer Förderraten unabhängiger von der Reservoirproduktivität (Standort) ist als das Ziel hoher Förderraten. Der quantitative Unterschied ist den präsentierten Ergebnissen zu entnehmen.

Geringe Reservoirproduktivitäten verursachen einen exzessiven Förderaufwand, soll die Förderratenzielregion erreicht werden. Dieser verringert sich nur dann entscheidend, wenn ein höherer Porendruck und/oder eine geringere Fluidichte für einen Fluidspiegelanstieg in der Bohrung sorgen.

Handelt es sich um eine geringe natürliche Produktivität des Reservoirs, besteht die Möglichkeit, diese über Stimulationsmaßnahmen zu steigern.

Das Stimulationsziel lautet dabei: *Anhebung der Produktivität des Reservoirs auf ein Niveau, auf dem bei einem „verträglichen“ Förderaufwand die gewünschte Förderleistung erreicht wird.* Die Verträglichkeit des Förderaufwands richtet sich nach der Gesamtkapazität bzw. nach dem maximalen wirtschaftlich vertretbaren Eigenenergiebedarfsanteil der Anlage.

Die Wirkung von Stimulationsmaßnahmen ist nicht pauschalisierbar, sondern in gleicher Weise stark abhängig von den Reservoireigenschaften. Diese Wirkung gilt es daher für die potenziellen Nutzhorizonte qualitativ und quantitativ zu analysieren.

Reicht die Wirkung bzw. die resultierende Produktivität nicht aus, ist eine Einschränkung des Förderziels notwendig. Eine Einschränkung kann im Zweifelsfall schließlich dazu führen, dass eine effiziente Nutzung der jeweiligen Lagerstätte nach diesem Konzept unter Umständen nicht mehr möglich ist.

4 Reservoirstimulation

Es existiert eine Vielzahl an Sekundärmaßnahmen zur Stimulation sedimentärer, geringproduktiver Reservoirs.

Chemische, mechanische und hydraulische Maßnahmen werden konventionell in der Kohlenwasserstoffindustrie eingesetzt /Economides et al. 1989; Bradley et al. 1992/.

Deren Ziel liegt in der Verbesserung der natürlichen hydraulischen Zuflussbedingungen aus dem Reservoir in die Förder sonden. Dies wird einerseits durch die Erzeugung neuer und/oder die Erweiterung vorhandener Fließwege, andererseits durch die Überwindung hydraulischer Barrieren bzw. geschädigter Reservoirbereiche erreicht. Die Maßnahmen werden dabei auch in Kombination eingesetzt (z.B. Unterschneiden und Säuerung). Das Ziel einer möglichst hohen Gesamteffektivität spielt hier eine zusätzliche Rolle.

In diesem Rahmen wird der primäre Lagerstättenaufschluss untersucht, welcher unter Verwendung einer möglichst effizienten Aufschlusstechnologie durchgeführt werden soll. Die durch Bohr- und Komplettierungsaktivitäten induzierte primäre Trägerschädigung soll dabei auf ein Mindestmaß reduziert werden. Dies ist durch die Anwendung effizienter Drill-In-Technologien, die Infiltrationen antropogener Fluide (Spülungsfiltrat) und Feststoffe (z.B. Spülmateriale Bentonit, Baryt), Bohrklein) in die Formation und chemische Wechselwirkungen reduzieren, zu erreichen. Die entsprechende Aufschlusstechnologie muss dabei, so weit es geht, an den Träger angepasst werden. Es handelt sich hierbei vor allem um die Bohr- und Spülungstechnologie. Die Haupteinflussgrößen des Reservoirs für die Auslegung sind:

- Fluidzusammensetzung,
- petrophysikalische Eigenschaften,
- Druck- und Temperaturbedingungen.

Für die Bohrtechnik gilt es, den Speicher so schnell als möglich aufzuschließen, um die Kontakt- und Einwirkzeit von Fluiden und Bohrwerkzeug zu minimieren.

Eine hohe Effizienz beim primären Speicheraufschluss kann die induzierte Trägerschädigung und damit auch den erforderlichen Stimulationsaufwand verringern /Neufeld et al. 2001/.

Zur Stimulation des Reservoirs, die nach einem solchen Aufschluss vor allem die Verbesserung der Zuflussbedingungen und weniger die Schädigungsüberwindung zum Ziel hat, kommen vor allem

- Säuerung der Matrix (Matrix Acidizing) und
- hydraulische Rissbildung (Hydraulic Fracturing)

in Frage.

Säuerungsmaßnahmen werden in Karbonatreservoirs oder in klastischen Formationen mit einem hohen Anteil an karbonatischen Bindemitteln eingesetzt. Im Falle einer porösen Matrix wird der höchste Stimulationseffekt durch die Herstellung der natürlichen Gesteinspermeabilität (ohne Bindemittel) erzielt. Eine Vergrößerung der natürlichen Porenhohlräume bewirkt nur einen im Vergleich zum Aufwand geringen Zuwachs der Produktivität /Bradley 1992/. Gleichzeitig werden hierbei unter Umständen Instabilitäten der Formation und des Bohrlochs verursacht. Matrixbehandlungen können auch zur Beseitigung, das heißt Auflösung von anderen die Poren füllenden Materialien (Salzablagerungen oder Rückstände des Bohrprozesses) oder quarzischen Bindemitteln angewendet werden /Bradley 1992/. Hierunter fallen Süßwasserbehandlungen von Erdgaslagerstätten zur Beseitigung von Salzablagerungen /Dietzsch et al. 2002/.

Selbst bei Drucksäuerungsmaßnahmen ist aber eine minimale Injektivität des Reservoirs für ein tiefes Einbringen der Behandlungsfluide in die Formation erforderlich. Dies bereitet Schwierigkeiten, wenn stark geschädigte bohrlochnahe Bereiche vorliegen. Die massive Injektion von

antropogenen Fluiden in die Lagerstätte löst Fluid-Fluid- und Fluid-Matrix-Wechselwirkungen aus, wodurch das geochemische Gleichgewicht gestört wird. Um die Formation nicht zusätzlich zu schädigen, müssen die in situ Eigenschaften des Gesteins und der Reservoirfluide bekannt sein. Insbesondere sind Kenntnisse über den Gehalt und den Typus von Tonmineralen notwendig /Solms et al. 2002/. Diese können chemisch und mechanisch mobilisiert werden /Mader 1989/, sich in den Porenhälsen ablagern und zu einer drastischen Abnahme der Permeabilität führen (siehe Kapitel 2.5). Im Bereich potenzieller Fluid-Fluid-Wechselwirkungen sind vor allem erhöhte Gehalte an Eisenionen im Formationswasser problematisch, die beim Kontakt mit einem Injektionsfluid mit einem erhöhten pH-Wert (abhängig von Eisenkonzentration) zur Ausfällung von Eisenhydroxiden (Verockerung) führen /Seibt et al. 2000/. Letztere lagern sich als Feststoffe in den Poren ab.

Im Falle gering-permeabler Lagerstätten kann ein erhöhter Stimulationseffekt nur durch die hydraulische Erzeugung neuer, künstlicher und/oder die Erweiterung bestehender Fließwege erreicht werden. Abhängig von der Art der Sonde, den Gesteins-, Formations- und Fluideigenschaften sowie vom generellen Erschließungskonzept existieren zwei verschiedene Technologieoptionen:

1. Wasserfrac (WF) – self-propped-fracs - (gering viskose Fluide ohne oder mit einem sehr geringen Stützmittelanteil), die auf die Erzeugung langer, schmaler Risse in gering bis geringst permeablen Gesteinen ausgelegt werden. Ziel ist vor allem die Anbindung bohrlochferner, produktiver Reservoirbereiche, die Schaffung eines künstlichen, weit verzweigten, dendritischen Kluftnetzwerkes und/oder die Stimulation natürlich vorhandener Klüfte und Risse. Die Stimulationswirkung ist stark abhängig vom self-propping-Potenzial der Formation.
2. Hydraulic Proppant Fracturing (HPF) – propped fracs - (hochviskose Fluide mit Stützmittelkonzentrationen je nach Auslegung der Behandlung und technisch-wirtschaftlicher Durchführbarkeit) dienen der Erzeugung von im Verhältnis zu Wasserfracs kurzen, hochkonduktiven Rissen in einer porös-permeablen Matrix. Über die künstlich geschaffenen Risse wird das Reservoir an die Bohrung angebunden und ein erfahrungsgemäß immer vorhandener geschädigter bohrlochnaher Bereich (Skin) überwunden. Darüber hinaus werden die hydraulischen Zuflussbedingungen insgesamt verbessert (Prinzip des äquivalenten Bohrlochradius) und eventuell zusätzlich weitere produktive Zuflusszonen mit an die Bohrung angeschlossen ($k \cdot b$ -Erhöhung).

Im Folgenden werden die Unterschiede und Anwendungsbereiche der beiden Technologien einander gegenübergestellt. So lässt sich entscheiden, welcher Ansatz die größten Erfolgsaussichten bei der Übertragung auf den untersuchten Reservoirtyp mit sich bringt.

HPF ist die in der Kohlenwasserstoffindustrie konventionell angewendete Methode zur Stimulation von porös-permeablen, sedimentären Lagerstätten. Andererseits fanden und finden /Soultz 2002/ in der geothermischen Industrie im Rahmen des HDR-Konzeptes massive Wasserfracmaßnahmen zur Stimulation des kristallinen Grundgebirges ihre erfolgreiche Anwendung. Letztere konzentrieren sich jedoch vor allem auf die Erweiterung und Stimulation eines bereits vorhandenen großflächigen Kluftnetzwerkes und sind daher nicht direkt vergleichbar mit den Anwendungen aus der Kohlenwasserstoffindustrie.

4.1 Auswahl des Frac-Konzeptes

Das Ziel einer Fracbehandlung für gering permeable Speicher ist eine Vervielfachung der natürlichen Reservoirproduktivität. In der Kohlenwasserstoffindustrie werden Fracbehandlungen sowohl zur Stimulation von Erdöl- als auch Erdgaslagerstätten durchgeführt. Letzterer Anwendungsfall deckt vor allem primär gering-produktive, gering-permeable Lagerstättentypen ab. Permeabilität ist dabei ein relativer Begriff, da es sich grundsätzlich um effektive Gesteinspermeabilitäten gegenüber einem gewissen Fluid handelt.

Keine Lagerstätte kann „sauber“ erschlossen werden, d.h. es findet zwangsläufig während des Aufschlusses eine Störung der natürlichen Verhältnisse statt.

Heutzutage ist es nach dem Stand der Technik möglich wesentlich effektivere Technologien zum Aufschluss des Speichers einzusetzen. Hierzu zählt vor allem die Spülungstechnologie. Drill-In-Fluids, underbalanced drilling, non-damaging filtercakes sind Beispiele für Innovationen, welche zwar seit langer Zeit bekannt, zudem jedoch fortwährend weiterentwickelt und optimiert wurden /Gankin 2001/. Die Effektivität wird an der erfolgreichen Vermeidung einer Trägerschädigung gemessen bzw. praktisch mit Hilfe der „Return Permeability“⁴ quantifiziert. Im Falle spezieller Spülungssysteme und Lagerstätten konnten bereits deutlich positive Return Permeabilities gemessen werden /Gankin 2001/. Nichtsdestotrotz handelt es sich letztlich immer um präventive Maßnahmen, da eine eindeutige Bestimmung der in situ Verhältnisse im Vorfeld des Aufschlusses nicht möglich ist. Dies gilt besonders für die petrophysikalischen Gesteinseigenschaften, die hydraulischen Verhältnisse und die Spannungsverteilung im Reservoir.

Trotzdem ist eine Präventionsmöglichkeit im Hinblick auf das Risiko einer exzessiven Speicherschädigung gegeben (siehe Kapitel 2.5), die genutzt werden sollte, da im Schadensfall sehr aufwändige Rehabilitierungsmaßnahmen („clean-up“) bzw. Stimulationsmaßnahmen erforderlich werden.

Die bohrlochnahe Speicherschädigung wird durch einen Skinfaktor ausgedrückt, welcher die Abweichung gegenüber den natürlichen und ursprünglichen Zuflussverhältnissen im Reservoir angibt /Dake 1978/. Vorrangiges technisch-wirtschaftliches, optimiertes Ziel einer Stimulationsbehandlung in der Kohlenwasserstoffindustrie ist die Überwindung (Bypass) dieser geschädigten Zone und der Anschluss der Förderbohrung an die originären, ungestörten Reservoirbereiche.

Dies wird durch die Schaffung von künstlichen hochpermeablen Fließwegen mit Hilfe einer HPF-Behandlung erreicht. Neben der Überwindung der beeinträchtigten, geschädigten Zone bedarf es der Herstellung deutlicher Durchlässigkeitskontraste zwischen der Lagerstätte (geschädigt oder ungeschädigt) und dem künstlich geschaffenen Fließweg /Schechter 1992/. Die Durchlässigkeit der Wegsamkeit bzw. des Risses ist direkt abhängig von dessen Permeabilität und der Rissöffnungsweite. Das Produkt aus diesen beiden Parametern wird als Risskonduktivität bezeichnet und in Millidarcymetern angegeben.

Neben der Risskonduktivität existieren weitere Parameter mit Hilfe derer Risse qualitativ bewertet werden können (Tab. 05)

Größe	Wert		Bewertung
Risspermeabilität, k_f	10 D		schlecht
	100 D		gut
	1000 D		sehr gut
Risskonduktivität, $k_f \cdot w^*$	100 mD ft	30 mDm	schlecht
	1000 mD ft	300 mDm	gut
	10.000 mD ft	3000 mDm	sehr gut
dimensionslose Risskonduktivität, F_{CD}	< 10		schlecht
			gut
	10 -50		sehr gut
	> 50		größter Zuwachs
	0,5 < F_{CD} < 5		

*bei einer mittleren Rissweite von 3 mm (0,12 in.)

Tab. 05: Bewertung von Risseigenschaften nach Golan 1986 und Köbler 2001.

Eine hohe Risskonduktivität und damit eine erfolgreiche Fracbehandlung wird in der Regel allein durch das Einbringen von Stützmaterialien in den hydraulisch aufgeweiteten Riss erreicht. Diese

⁴ Verhältnis der Permeabilität der Formation nach dem Aufschluss zur „ungestörten“ Permeabilität vor dem Aufschluss, welches mit Hilfe von Kernmessungen im Labor bestimmt wird.

gewährleisten ein Offenhalten des Risses nach Abschluss der Behandlung und schließlich bei verringerten Druckverhältnissen während der Produktions- bzw. Förderphase.

Fracbehandlungen mit niedrigen Stützmittelkonzentrationen und gering viskosen Fluiden bzw. behandeltem Oberflächenwasser (sog. Waterfracs oder slickwater fracs) werden in der Kohlenwasserstoffindustrie bereits seit den Fünfziger Jahren eingesetzt /Brister et al. 2000/. Sie führten unter anderem in sehr gering-permeablen (μD -Bereich) und „trockenen“ Erdgaslagerstätten des Cotton Valley (USA) zu deutlichen Stimulationserfolgen /Mayerhofer 1998; Lang 2001/. Ihre Anwendbarkeit ist im Gegensatz zu konventionellen Behandlungen (Gelfrac mit Stützmittel) auf besondere Bereiche beschränkt. Die Limitierung ergibt sich aus den Anforderungen an die Formation, die besondere Kriterien erfüllen muss, damit ein Wasserfrac einen Stimulationserfolg erreichen kann. Das Ziel einer Wasserfrac-Behandlung ist dabei grundsätzlich ein anderes als das konventioneller HPF-Behandlungen.

In gering-permeablen Erdgaslagerstätten wird zum einen eine Maximierung der künstlich erzeugten Rissflächen mit einem möglichst großen Injektionsvolumen angestrebt, um den langsamen, diffusiven Prozess des Gaszuflusses aus dem Porenraum der Lagerstätte zum Förderstrom zu steigern bzw. zu beschleunigen. Das vorrangige Ziel in geringst-permeablen Gesteinsformationen (z.B. Kristallin), bei denen der Fluidtransport vornehmlich auf Klüften stattfindet, ist die Ausdehnung des natürlich vorhandenen Klufnetzwerkes durch die Schaffung sekundärer künstlicher Klüfte und der Anschluss an weitere produktive, großräumige Klufzonen /Brister 2001/.

Der größte Vorteil von Wasserfracs, die unter günstigen Rahmenbedingungen ablaufen, ist das Kosteneinsparungspotenzial durch die relativ einfache Handhabung und Durchführung der Behandlung und die geringen Materialkosten.

Demzufolge wurden umfangreiche Untersuchungen und Fallstudien über die Notwendigkeit und Effektivität von Stützmitteln und hochviskosen Trägerfluiden und Anwendbarkeit von Wasserfracs durchgeführt /Mayerhofer et al. 1997, Mayerhofer et al. 1998a; Walker et al. 1998; Mathis et al. 2000, Fredd et al. 2001/. Sie alle kamen zu dem Ergebnis, dass ein Anwendungsbereich für Wasserfracs existiert, welcher sich zunächst auf gering permeable Formationen beschränkt. Weiterhin werden auf Grund der Rissgeometrien (geringe Rissweiten, lange Risse) und den erzielbaren effektiven Permeabilitäten (bzw. Risskonduktivitäten) trockene Erdgaslagerstätten als potenzielle Kandidaten für eine auf dieser Technologie basierende Stimulation angesehen (Ermöglichung von hohen dimensionslosen Risskonduktivitäten auch bei geringen Risskonduktivitäten /Mayerhofer 2001/). Das Vorhandensein natürlicher Klüfte bzw. die Möglichkeit der Erweiterung bestehender Klüfte und deren Anschluss an ein vorhandenes Klufnetzwerk ist obligatorisch, hohe Porendrücke steigern zudem die Erfolgsaussichten. Die Chancen auf Erfolg bei der alleinigen Anwendung von Wasserfracs in höher permeablen klastischen Formationen mit dem Ziel der Produktivitätserhöhung bei der langfristigen Förderung von Formationswasser analog zum vorgestellten Konzept sind sehr gering /Brister 2001/. Dies hat mehrere systemimmanente Gründe:

Kritische Aspekte von Wasserfrac-Behandlungen in höher permeablen Formationen:

- Notwendigkeit der Herstellung deutlicher Durchlässigkeitskontraste gegenüber der Gesteinsmatrix und dem induziertem Riss; Überwindung der bohrlochnahen geschädigten Zone \rightarrow hohe Risskonduktivitäten (k_f, m) sind erforderlich;
- Self-Propping-Mechanismen und deren Effektivität in Sedimentgesteinsformationen sind unklar und nur unter speziellen Rahmenbedingungen vorstellbar. Falls sie realisierbar sind, entstehen Risse mit geringer Restöffnungsweite. \rightarrow Detaillierte Untersuchungen der Materialeigenschaften unter in situ Bedingungen und Voraussetzungen des natürlichen Klufnetzwerkes sind erforderlich; Kompensation der geringen Rissweite durch sehr hohe Risspermeabilitäten oder Anschluss weiterer produktiver Zuflussareale durch sehr weit

ausgedehnte Risse; Auftreten von Non-Darcy-Flow Effects im Falle geringer Fließkanal-durchmesser und großer Risslängen und /Gidley et al. 1989/.

- Das self-propping-Potenzial wird durch Spannungsanisotropien im Träger begünstigt (Scherversatz), verringert sich aber, wenn diese zu hoch werden und die Rissoberflächen gegeneinander abgetragen bzw. abgeschert werden. Eine Packung von abgelöstem Formationsmaterial (Detritus) im Riss führt auf Grund wesentlich geringerer Kornradien im Vergleich zu den eingebrachten Stützmitteln zu einer geringeren Risspermeabilität /Gidley et al. 1989/.
- Die Fortpflanzung hydraulischer Risse in der Matrix ist durch zu hohen Fracfluidabfluss bzw. zu hohe Druckverluste eingeschränkt → limitierte vertikale und laterale Rissausdehnung;
- allgemein weisen selbst gestützte Risse in Sedimenten eine geringere Risspermeabilität im Vergleich zu Rissen mit einer effektiven Stützmittelpackung (experimentelle Untersuchungen) auf /Fredd et al. 2000/ → Jene stellt unter Umständen noch eine ausreichende Durchlässigkeit gegenüber trockenem Gas jedoch nicht gegenüber Formationswasser (relative Permeabilität) dar /Köhler 2001a; Brister 2001/.
- Risiko einer tiefgreifenden Speicherschädigung durch Ausfällung, fines mobilization beim Eintrag großer Mengen an antropogenen Fluiden und langen Einwirkzeiten → geochemische Fluid- und Gesteinsanalysen, Modellierung der geochemischen Prozesse unter in situ Bedingungen;
- Nutzung eines natürlichen Fluidvorkommens aus einer porösen, in Relationen zum Fluid permeablen Gesteinsmatrix, die zusätzlich Klüfte aufweist; Reinjektion geförderter Fluide in den ursprünglichen Nutzhorizont zur Druckerhaltung → Klüfte stellen nicht die alleinigen Fließwege dar, Fluiddruck kann in die Matrix entweichen;
- erfolgreiche Anwendungen von Wasserfracs erfordern eine große effektive Mächtigkeit des gering-permeablen Nutzhorizontes für hohe Endproduktivitäten (Permeabilitätskompensation).

Der Erfolg von Wasserfracs hängt demnach im wesentlichen vom self-propping-Potenzial des Gesteins ab. Der Scherversatz trägt zu einer deutlichen Steigerung dieses Potenzials bei /Yeo et al. 1998; Fredd et al. 2001/. Scherversatz an Gesteinsgrenzflächen (speziell relevant für mehrschichtige Reservoirs) wird vornehmlich in sehr flachen Lagerstätten beobachtet. Das Scherversatzpotenzial ist abhängig vom Reibungsbeiwert der Grenzflächen und der anliegenden Spannung normal zur Grenzfläche. Bei normalen Reibungsbeiwerten und Lagerstätten in größeren Teufen (hohe Auflast, $\sigma_p > \sigma_H$) werden die Grenzflächen „unsichtbar“. Das bedeutet, Zugspannungen, die dem Riss voranlaufen, können problemlos über die Grenzfläche hinweg geleitet werden.

Das Potenzial steigt allerdings, wenn die Scherspannung in großen Teufen sehr klein ist. Dies wird unter anderem durch die Verringerung der Reibungsbeiwerte (bindiges Material auf den Grenzflächen) und/oder kleinen Gebirgsspannungen bzw. effektiven Spannungen normal zur Grenzfläche durch stark einfallende Schichten oder hohe Porendrücke verursacht /Gidley et al. 1989/. In letzteren Fällen ist eine Wahrscheinlichkeit des Grenzflächenscherversatzes und somit eine Verbesserung des self-propping Potenzials gegeben.

Sowohl Wasserfrac- als auch konventionelle HPF-Behandlungen besitzen demnach Vor- und Nachteile relativ zueinander und stellen für einen Stimulationserfolg Anforderungen an die zu stimulierende Lagerstätte. Eine zusammenfassende qualitative Gegenüberstellung präsentiert Tab. 06.

Wasserfrac		konventionelles HPF	
positiv	negativ	positiv	negativ
preiswerte Behandlungsfluide mit hoher Verfügbarkeit	größere Infiltrationsfläche bzw. Vergrößerung des Bereiches potenzieller geochemischer Wechselwirkungen; großräumige Veränderung der P,T Bedingungen; chemische Konditionierung und Aufbereitung großer Fluidvolumina erforderlich (Gefahr von Ausfällungen, Eintrag von Fremdstoffen etc.)	definierbare Fluid- und Filtrationseigenschaften (pH, Transport, Viskosität, Zerfall), Vorbeugung von Wechselwirkungen	Kosten der Stützmittel, Fluide, Fracaggregate, Service
lange Pumpintervalle möglich, variable Ablaufplanung, u.U. geringe Bindung an Servicefirma	keine Möglichkeit den Fluidleakoff zu variieren, Anwendungen auf gering bis geringst-permeable Formationen beschränkt	hohe Stützmittelkonzentrationen realisierbar	Verfügbarkeit der Materialien und des Service
hohe Spannungsanisotropien und natürliche Klüftigkeit im Reservoir erhöhen die Erfolgswahrscheinlichkeit (Scherversatz, Aufweitung bestehender Klüfte)	Risskonduktivitäten besitzen eine hohe Abhängigkeit vom Gebirgsverhalten und dessen Materialeigenschaften (schlechte bis gar keine Vorhersagbarkeit) ¹	Optimierung und bessere Vorhersagbarkeit der Risseigenschaften nach dem Einschluss (z.B. Realisierung hoher Risskonduktivitäten in höher permeablen Formationen, Frac-Packs, TSO etc.)	Infiltration inkompatibler Fluide („clean-up“); pH – Niveau Limitierung beim Einsatz hochviskoser Gele (min. pH ca. 3-4)
starke Abnahme der Risskonduktivität bei Erhöhung des effektiven Rissdruckes (erhöhte Depression) ¹		erfolgreiche Anwendung über eine große Permeabilitätsspannbreite möglich ²	Modellierung des Verhaltens komplexer Fluide unter in situ Bedingungen erforderlich
ohne Scherversatz ist eine effektive Risskonduktivität nur bei sehr niedrigen effektiven Rissdrücken möglich ¹		hoher operativer Aufwand bei Zunahme der Fluidkomplexität (Additive etc.)	
geringe Öffnungsweite der Risse führt zu erhöhten Non-Darcy-Flow Effects (Strömungsverluste)		hohe Druckverluste bei hochviskosen Fluiden und geringeren Strömungsquerschnitten (wellbore-, perforation friction)	
Transporteigenschaften des Fluids gegenüber Stützmitteln ist stark eingeschränkt			
große Fluidvolumina und geringe Stützmittelkonzentrationen erhöhen die Gefahr von Konvektion im Riss, verschlechtern die Anbindung des Risses und somit der produktiven Reservoirzonen an das Bohrloch			

¹Fredd et al. 2001²Economides et al. 1998**Tab. 06:** Qualitative Merkmale von Wasserfrac- und HPF-Behandlungen

In Bezug auf die untersuchten Speichergesteine stellt sich folglich nicht die Frage ob Stützmittel bei Fracstimulationen eingesetzt werden müssen /Mayerhofer et al. 1998/, sondern wann und wie viel. Ausschlaggebend hierfür sind das globale Stimulationsziel und die Eigenschaften der zu behandelnden Formationen.

4.2 Stimulationswirkung verschiedener Frackkonzepte

Im Folgenden wird auf Grundlage der qualitativen Merkmale (siehe Tab. 06) analysiert, in welchen Situationen der massive Einsatz von Stützmitteln zur Erzeugung effizienter hydraulischer Risse für die Stimulation eines Reservoirs notwendig wird. Dies ist vor allem von der Permeabilität der Formation und dem Stimulationsziel abhängig.

Abbildung 12 zeigt die erzielbaren Risskonduktivitäten bei vorgegebenen Risspermeabilitäten und grenzt die Wirkungsbereiche der beiden Frackkonzepte gegeneinander ab. Für self-propped fracs wurde eine Rissweitenobergrenze von 1 mm gewählt. Wie auch bei den propped fracs wird eine mittlere Rissweite angenommen, die im Falle von self-propped fracs eher im Submillimeterbereich liegt. Die Rissweitenobergrenze bei propped fracs wurde mit 25 mm gewählt. Als Referenz dienen Angaben aus Fracpack- und Tip-Screen-Out (TSO)-Fracturing-Behandlungen /Fan et al. 1996/. Bei Fracpack- und TSO-Behandlungen handelt es sich um HPF-Maßnahmen, die besonders große Rissweiten und kurze Risse zur Erzeugung von Konduktivitätskontrasten in einer höher permeablen Matrix zum Ziel haben (siehe Kapitel 5.2) /Engels et al. 2001/. Grundsätzlich ist die Rissweite von den jeweiligen in situ Verhältnissen abhängig, die Angaben in den Abbildungen beziehen sich jedoch weder auf eine spezifische Behandlungsauslegung noch auf eine Lokation. Sie dienen allein der Entscheidungsfindung, unter welchen Grundvoraussetzungen die erwähnten Konzepte sinnvoll anwendbar sind.

Die Permeabilität eines self-propped-fracs k_f verhält sich überschlägig zu seiner Rissweite w gemäß der Beziehung

$$k_f \sim \frac{w^2}{12} \quad (\text{Glg. 9})$$

Daraus ergibt sich für die folgenden Berechnungen:

Rissweite, mm	Risspermeabilität, D	Risskonduktivität, Dm
0,2	3377	0,675
1,0	84431	84,431

Tab. 07: Rissdimensionen nach Glg. 9

Im Unterschied richten sich die Eigenschaften von propped-fracs vor allem nach denen der eingebrachten Stützmittel bzw. der Stützmittelpackung. Werden sekundäre negative Effekte (proppant crushing und embedment) vernachlässigt, belaufen sich die Rissweiten je nach Art der Proppant Packung und der Stützmittelkorndurchmesser zwischen ca. 0,7 mm (monolayer, 0,5 kg/m² Stützmittelkonzentration im Riss) und ca. 10 mm (multilayer, 5,5 kg/m² Stützmittelkonzentration im Riss). Bei größerem Korndurchmesser und höherer Stützmittelkonzentration können auch noch größere Weiten und damit höhere Risskonduktivitäten erzielt werden (Abb. 12). Die Permeabilität der Stützmittelpackung ist direkt abhängig vom effektiven Druck auf die Packung und der Festigkeit der Stützmittel. Sie schwankt zwischen einigen Zehner bis mehreren hundert Darcy /Gidley et al. 1989/. Risspermeabilitäten von mehreren tausend Darcy, wie sie sie für hocheffektive self-propped-fracs angenommen werden, sind nicht zu erwarten.

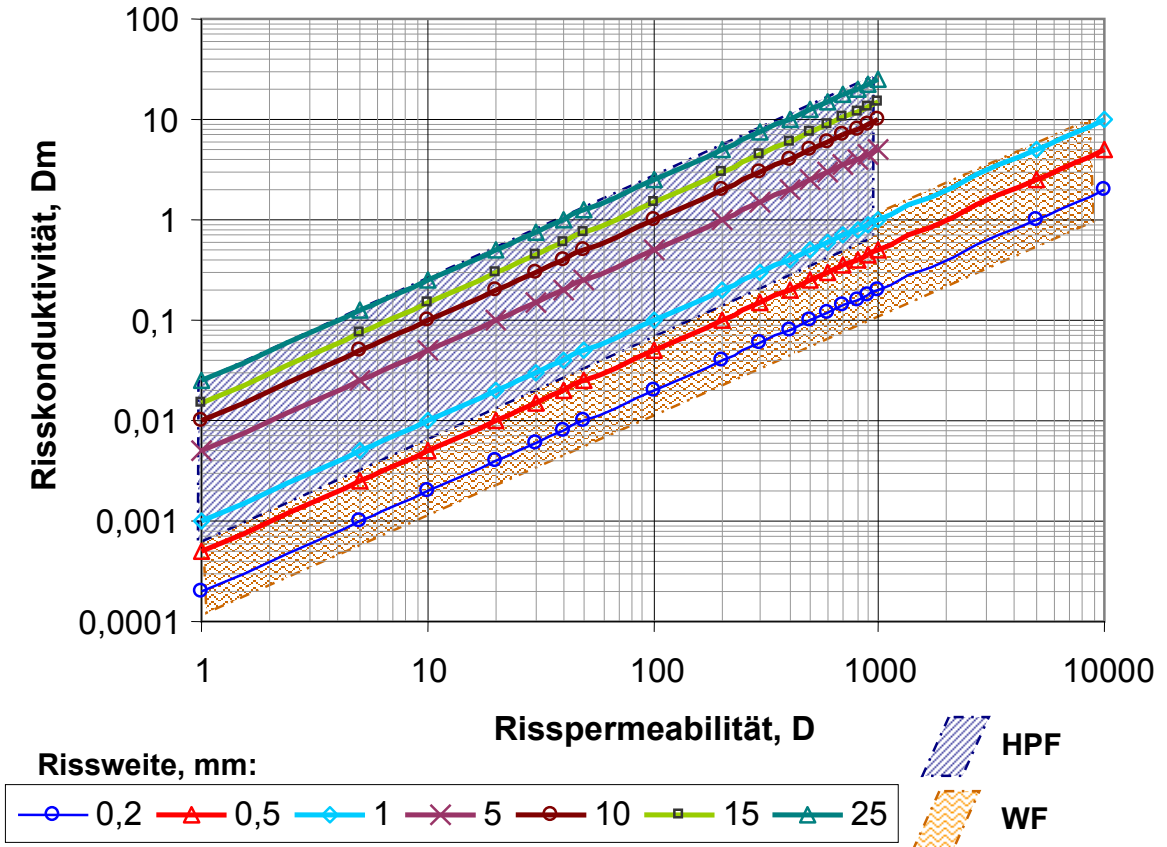


Abb. 12: Rissleitfähigkeit in Abhängigkeit von der Risspermeabilität bei Rissweiten zwischen 0,2 und 10 mm

Für effektive HPF-Behandlungen ist von einer Risspermeabilität von über 100 D auszugehen. Dies hat eine Rissleitfähigkeit von je nach Rissweite zwischen 0,1 und 2,5 Dm zur Folge. In tiefliegenden Reservoirs sind je nach Stützmittelart bereits Rissleitfähigkeiten zwischen 1 Dm und 2 Dm bei moderaten Stützmittelbelastungen (ca. 0,25 kg/l) erreichbar /Loidl 2002/. Wird die jeweilige Rissleitfähigkeit $k_f \cdot w$ in Beziehung zu einer zu erwartenden Permeabilität der Formation k gesetzt, kann die zugehörige dimensionslose Rissleitfähigkeit F_{CD} für unterschiedliche Risslängen x_f ermittelt werden. F_{CD} kann auch als Indikator der Wirksamkeit des erzeugten Risses angesehen werden.

$$F_{CD} = \frac{k_f \cdot w}{k \cdot x_f} \quad (\text{Glg. 10})$$

Abb. 13 und Abb. 14 stellen diese Beziehung für unterschiedliche Risslängen dar. Der höhere Wert entspricht in etwa der max. Risslänge, die unter technisch-wirtschaftlichen Gesichtspunkten noch erreichbar ist.

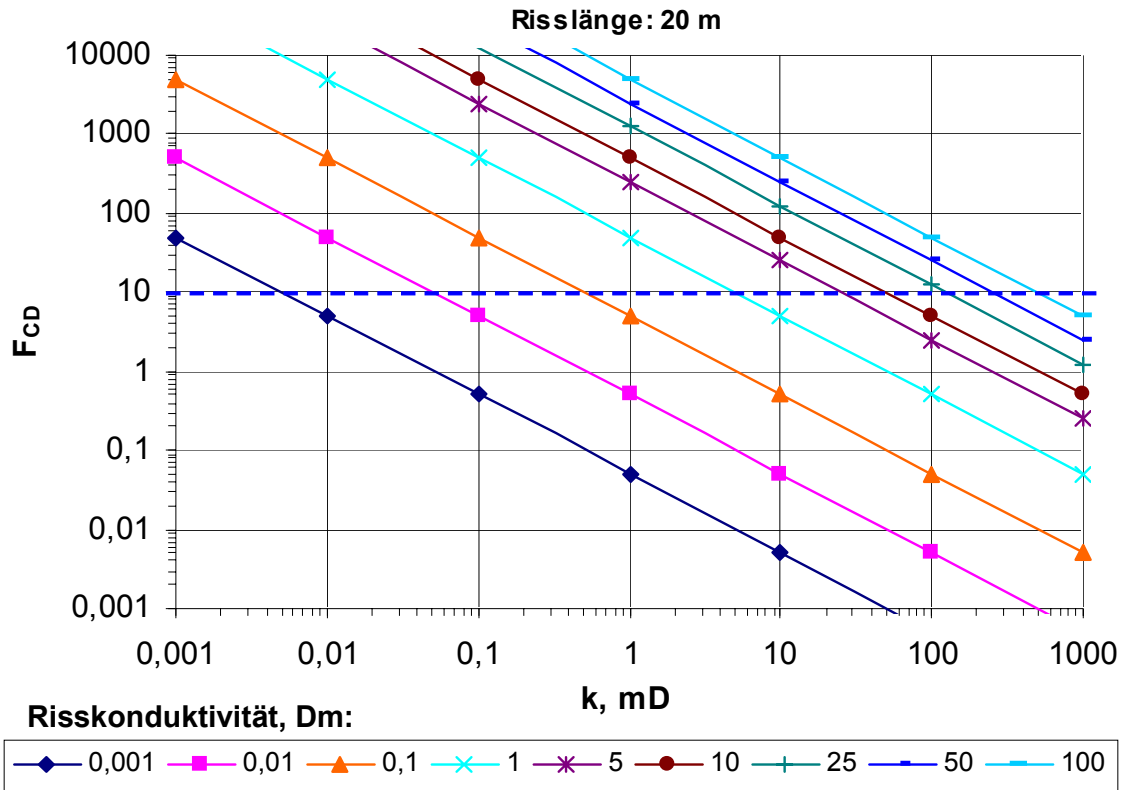


Abb. 13: Dimensionslose Risskonduktivität bei kurzen Rissen (propped fracs) in Abhängigkeit von der Formationspermeabilität bei Risskonduktivitäten zwischen 0,001 und 100 Dm

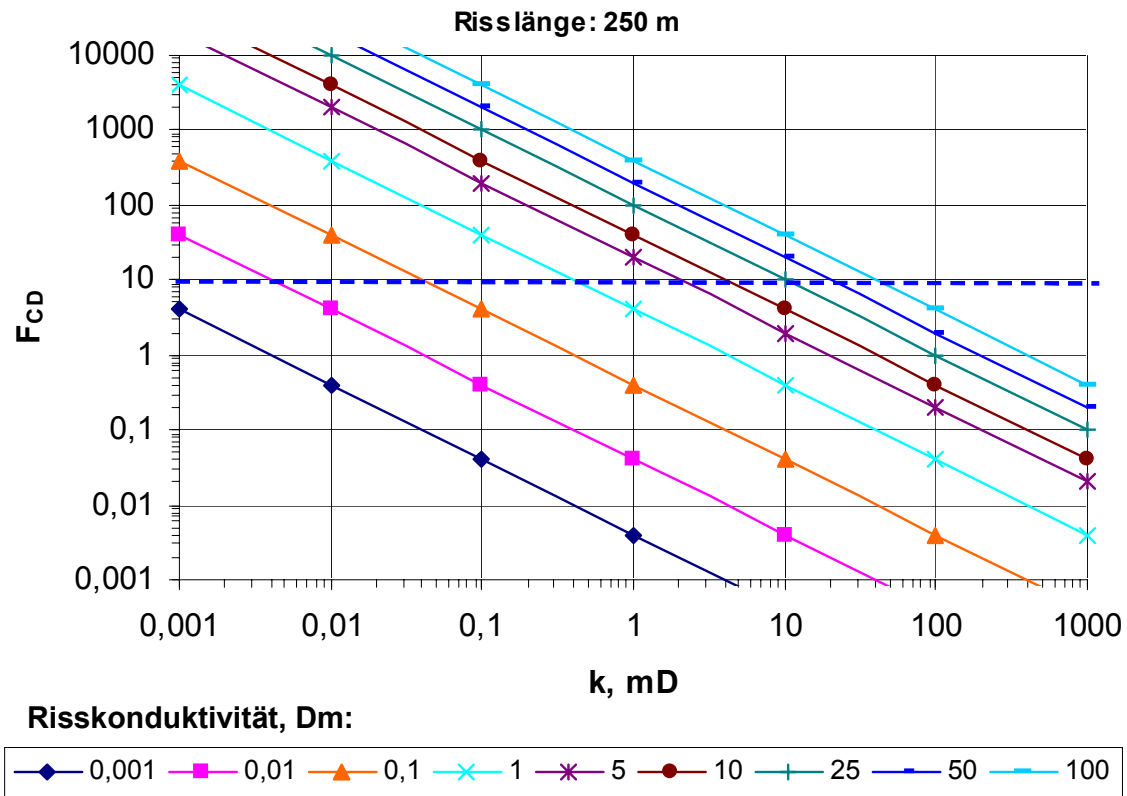


Abb. 14: Dimensionslose Risskonduktivität (F_{CD}) bei langen Rissen (self-propped-fracs) in Abhängigkeit von der Formationspermeabilität bei Risskonduktivitäten zwischen 0,001 und 100 Dm

Die F_{CD} kann schließlich mit dem resultierenden Stimulationseffekt, ausgedrückt durch den FOI (Folds Of Increase), in Verbindung gebracht werden (Abb. 15 und 16; siehe Kapitel 4.3.2). Der FOI ist der Quotient aus der Produktivität des Reservoirs nach der Stimulationsbehandlung und der Produktivität davor (natürliche Verhältnisse). Folglich erhält man durch die Multiplikation der Ausgangsproduktivität mit dem FOI eine potenziell erreichbare Endproduktivität. Wird gemäß Tab. 05 eine F_{CD} von 10 als Zielgröße für einen effektiven Riss festgelegt, kann die zugehörige Risslänge bestimmt werden. Mit zunehmender Permeabilität der Formation sinkt dabei die notwendige Risslänge bei konstanten Risskonduktivitäten. Wird die Permeabilität einer Formation als alleinige Variable angenommen, verringert sich die Ausgangsproduktivität der Formation mit abnehmender Permeabilität. Dies ist der Grund weshalb gering-permeable Formationen einen wesentlich höheren FOI benötigen, um eine akzeptable Produktivität nach der Stimulationsmaßnahme zu erreichen. Ergo sind für solche Formationen große Risslängen erforderlich (Abb. 15). F_{CD} ist dabei ein Maß für den geschaffenen Permeabilitätskontrast zwischen Riss und Matrix und damit die Effektivität des Risses. Je höher F_{CD} und je länger die Risse, desto höher der FOI. Dieser ist jedoch nicht beliebig steigerungsfähig, sondern stark abhängig sowohl von den Riss- und Formationsparametern in Relation zueinander als auch von den technisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

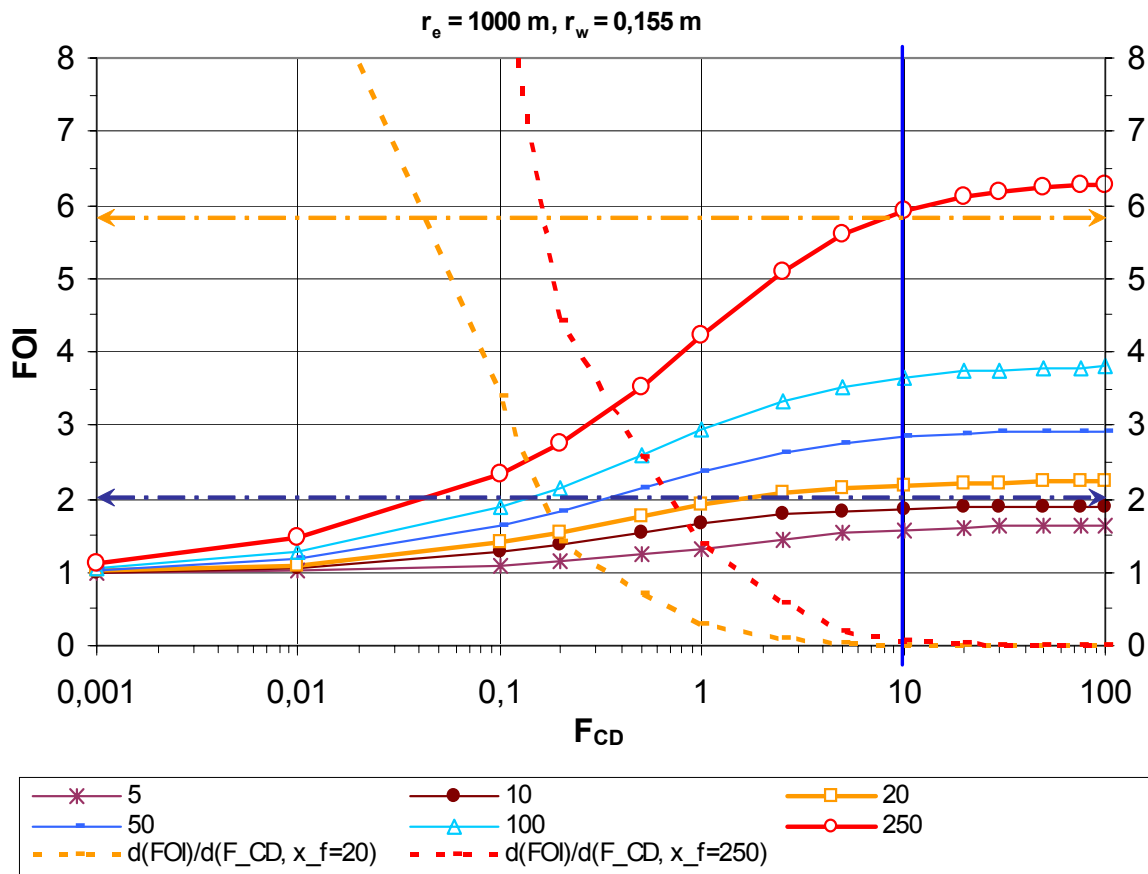


Abb. 15: Produktivitätssteigerungskapazität (FOI) in Abhängigkeit von F_{CD} bei Risslängen zwischen 5 und 250 m

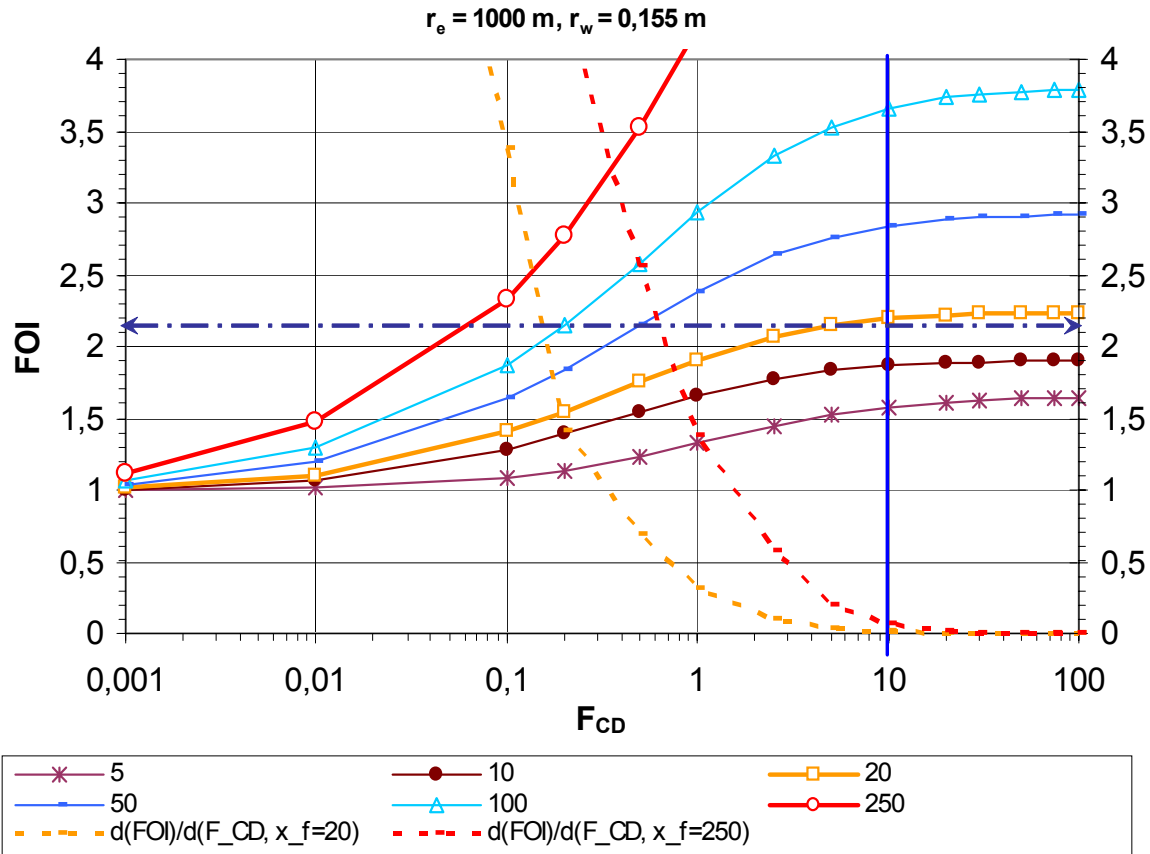


Abb. 16: Produktivitätssteigerungskapazität (FOI) in Abhängigkeit von F_{CD} bei Risslängen zwischen 5 und 250 m (für FOI bis 4)

Abb. 12 verdeutlicht, dass sich theoretische Risskonduktivitäten von effektiven Wasserfracs im Bereich zwischen 0,2 Dm und 10 Dm bewegen. Die Werte können bei entsprechender Permeabilitätsreduzierung (z.B. Ablagerungen von Detritus, Feinstpartikeln, geringe self-propping-Effekte) natürlich auch weit unter diesen Bereich fallen. Die Risspermeabilitäten von self-propped-fracs sind stark von den Restrisstweiten abhängig (Glg. 9).

Abbildung 12 veranschaulicht zudem, dass durch hoch-effektive Gel-Stützmittel Frac-behandlungen theoretisch höhere Risskonduktivitäten erzielt werden können.

Die Schnittstellen der F_{CD} -Werte mit den realisierbaren Risskonduktivitäten in Abb. 13 und Abb. 14 ergeben die Formationspermeabilitäten, die durch einen Riss dieser Eigenschaften noch effektiv stimulierbar sind. Kurze Risslängen repräsentieren den Anwendungsfall von propped fracs und lange Risse den von self-propped-fracs. Demnach ist bei einer einheitlichen Risskonduktivität von 1 Dm (konservative Annahme) ein Reservoir mit einer Permeabilität von 5 mD (kurzer Riss) bzw. 0,2 mD (langer Riss) mit einem F_{CD} von 10 stimulierbar.

In Abbildung 15 und 16 wird deutlich, dass sehr große Risslängen (hier: 250 m) zu sehr hohen FOI von größer 6 führen. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass es diese Risslängen auch real zu erreichen gilt. Die Erzeugung von einzelnen Rissen mit großer lateraler Reichweite ist vor allem aus ökonomischer Sicht limitiert. Im Falle eines nicht vorhandenen Containments (penny-shaped frac) entspräche die Risslänge annähernd der Risshöhe, wodurch eine entsprechend mächtiges Formationsintervall abgedeckt werden würde. Ferner wirken die Leakoff- und Reibungsbedingungen im Riss der Entstehung solcher Rissdimensionen entgegen (Kompensation durch Erhöhung der Injektionsrate und des Injektionsdruckes). Andererseits sind voneinander getrennte

multiple stacked-fracs (übereinander liegend) realisierbar, deren kumulierte Länge dann der eines langen Einzelrisses entspricht.

Abb. 15 und 16 zeigen auch, dass bei geringen Risslängen bereits niedrigere F_{CD} -Werte zu einem nahezu identischen FOI bei einer F_{CD} von 10 führen. So wird bei F_{CD} -Werten zwischen 1 und 2 ein FOI von 2 für Risslängen von 20 m (Abb. 13) und damit ca. 91% des FOI Wertes bei einer F_{CD} von 10 erreicht.

Dies gilt nur für kurze Risslängen. Die F_{CD} Reduktion führt bei großen Risslängen zu einer Diskrepanz von ca. 25% im identischen F_{CD} -Bereich bezogen auf den FOI bei einer F_{CD} von 10. Dies hat Auswirkungen auf die effektiv stimulierbaren Formationen mit Hilfe von kurzen Rissen. Unter Verwendung identischer Risskonduktivitäten (1 Dm) wächst die Obergrenze der Formationspermeabilität bei einer F_{CD} von 1 im Gegensatz zu einer F_{CD} von 10 um ca. 1 Größenordnung (siehe Abb. 13). Der FOI ist dabei stark vom zugrunde liegenden Drainageradius r_e und nur geringfügig abhängig vom Bohrlochradius r_w . Der FOI erhöht sich dabei mit der Zunahme des Verhältnisses von x_f/r_e .

Nicht zu vernachlässigen ist, dass hohe FOI alleine, ohne entsprechende Ausgangsproduktivitäten, zwecklos sind. Man muss daher grundsätzlich das Gesamtkonzept (Ziel) bzw. die Ausgangssituation (Nullbedingung) den Bewertungen zugrunde legen.

Self-propped fracs sind demzufolge aus stimulationstechnischer Sicht als sinnvoll zu bewerten, wenn sehr hohe Risspermeabilitäten bei ausreichenden Rissweiten ($>0,2$ mm) über die gesamte Risslänge und Produktionsphase hergestellt und aufrechterhalten werden können. Dies hängt sehr stark vom jeweiligen Gebirge (z.B. Sprödhheit, Scherversatz, Permeabilität), den Fluideigenschaften und dem Förderregime ab.

Die Eigenschaften von konventionellen propped fracs (HPF) sind dagegen wesentlich besser vorherseh- und einstellbar und erreichen z.T. bessere Werte. Durch eine Beeinflussbarkeit der finalen Rissgeometrie, sind sie auch auf eine wesentlich größere Spannbreite von Gebirgstypen anwendbar und verringern somit im Vergleich die Standortabhängigkeit. Durch die Verwendung künstlicher Stützmittel und spezieller Behandlungsflüssigkeiten ergeben sich weitaus mehr Variations- und damit schließlich Anpassungs- und Einflussmöglichkeiten. Die Behandlung wird im Gegensatz zu self-propped fracs nicht nur über den Injektionsplan, sondern über eine Vielzahl von Parametern gesteuert.

Diese Tatsache ist aber zugleich die größte Schwierigkeit bei der Durchführung (z.B. Störeffekte, Trägerschädigung) und Auswertung (z.B. in situ Fluideigenschaften) von HPF-Behandlungen.

4.3 Hydraulic Proppant Fracturing

Wie oben bereits angedeutet, besitzt jedes Reservoir eine spezifische Kapazität der Steigerung seiner Produktivität (FOI) durch die Anwendung von HPF-Stimulationsmaßnahmen.

Die FOI geothermaler Fluidreservoirs mit ähnlichen petrophysikalischen Eigenschaften befinden sich auf vergleichbarem Niveau.

Auf der Basis dieser Überlegungen wird anhand von analytischen Methoden ein maximaler PI (Pseudo Skin Konzept) und ein realistischer FOI (FOI-Konzept) gering-permeabler geothermischer Fluidreservoirs festgelegt. Der FOI alleine hat keine Aussagekraft. Es bedarf der Gegenüberstellung mit der natürlichen Produktivität (PI) des Reservoirs.

Demzufolge wurden repräsentative Annahmen zu Spannbreiten der Parameter eines Modellreservoirs aufgestellt (Tab. 08), die mit den Werten aus Tab. 03 korrespondieren.

Eigenschaften des Reservoirs	Wert
Permeabilität, mD	1 – 100
effektive Mächtigkeit des Nutzhorizontes, m	50
Reservoirteufe, m	~ 4050
Dichte des Formationsfluids, kg/m ³	~ 1180
Porendruckgradient, MPa/100m	~ 1,1
Drainageradius, m	~ 1000
Sondenradius, m	~ 0,1
Skin Faktor	0
dynamische Fluidviskosität, mPas	1
Formationsvolumenfaktor	1
resultierender PI , m ³ /hMPa	~ 0,13-13

Tab. 08: Modellparameter eines geringpermeablen geothermalen Reservoirs. Lediglich mit Hilfe der maximalen Permeabilitätsannahmen sind die geforderten 5 Dm für die Transmissibilität (siehe Kap. 3.2).

Die Nullbedingungen und Schwankungsbreiten der Reservoirparameter orientieren sich wie bereits in Kapitel 3.2 mit dem Pilotstandort Groß Schönebeck, der als „In Situ Geothermielabor“ und Referenzbeispiel für die Untersuchungen verwendet wird (siehe Kapitel 2 und 6).

Eine Spannweite der Reservoirpermeabilität wurde vorgegeben, da diese, multipliziert mit der effektiven Mächtigkeit (Transmissibilität), auch den Parameter mit dem größten Einfluss auf die Produktivität des Reservoirs darstellt. Auf Grund natürlicher Inhomogenitäten des Reservoirs kann sie stark schwanken und ist in der Regel nur indirekt und mit größeren Unsicherheiten bestimmbar.

Der Skin Faktor symbolisiert den Status der hydraulischen Zuflussbedingungen vom Reservoir in die Bohrung und somit den Grad der Trägerschädigung im bohrlochnahen Bereich. Ein positiver Skin steht für gestörte Zuflussbedingungen, ein negativer Skin für verbesserte, stimulierte Zuflussverhältnisse gegenüber den natürlichen Bedingungen.

Es ist unwahrscheinlich, dass der Skin nach dem initialen Aufschluss der Lagerstätte einen Wert von Null annimmt, welcher ungestörte hydraulische Verhältnisse symbolisiert. Erfahrungsgemäß gibt es zumindest einen leicht positiven Skin (siehe Kapitel 4.4), der auf eine durch den Bohrprozess induzierte Schädigung des bohrlochnahen Bereichs zurückgeht /Bale et al. 2001/

Ein minimaler Skin ist nur im Falle der Anwendung hoch-effektiver Aufschlusstechnologien (Drill-In Fluids, impermeable Filterkuchen, underbalanced drilling etc.) bei der primären Erschließung eines Reservoirs zu erwarten /Civan 2000/.

Das Modell berücksichtigt nur ungeschädigte Konditionen. So wird die durch Veränderung der Zuflussbedingungen im Reservoir maximal erzielbare Produktivitätssteigerung unter pseudo-stationären Verhältnissen erfassbar. Im Normalfall wird ein zusätzlicher (und oft der entscheidende!) Produktivitätszuwachs bereits alleine durch die Überwindung der bohrlochnahen, hydraulisch blockierten Zonen mit Hilfe eines gut abgestützten und geeignet dimensionierten Risses erreicht. Über diesen werden die ungeschädigten Reservoirbereiche an die Bohrung angeschlossen.

Diese Funktion ist wichtig, doch nur dann relevant, wenn die natürlichen Verhältnisse im Reservoir eine ausreichende Primärproduktivität aufweisen.

Der Abschätzung des theoretisch maximalen Produktivitätszuwachses durch eine HPF-Behandlung dient das Pseudo Skin Konzept.

4.3.1 Pseudo Skin Konzept

Der Pseudoskinfaktor s_j wird verwendet, um die optimalen Risslängen und –weiten unabhängig von der technischen Realisierbarkeit zu berechnen.

Um den Einfluss eines endlich konduktiven, vertikal stehenden Risses auf die Produktivität einer Bohrung abzuschätzen, wird der Produktivitätsindex geschrieben als /Economides et al. 1998/:

$$PI = \frac{2 \cdot \pi \cdot kh}{B \cdot h \cdot (p_D + s_f)} \quad (\text{Glg. 11})$$

Hierbei steht p_D für den dimensionslosen Druck. Dieser ist abhängig von dem jeweiligen Fließregime in der Form:

Fließregime	relevante Druckdifferenz	p_D Relationen
allgemein	ΔP	$p_D \approx 1/q_D$
transient	$P_i - P_{wf}$	$p_D = -\frac{1}{2} \cdot E \cdot i \cdot \left(-\frac{1}{4t_D} \right)$ $t_D = \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}$
pseudo-stationär	$\bar{p}_e - P_{wf}$	$p_D = \ln(0,472 r_e / r_w)$
stationär	$P_e - P_{wf}$	$p_D = \ln(r_e / r_w)$

Tab. 09: Berechnung des dimensionslosen Druckes in Abhängigkeit vom Fließregime

Aus der Steigung der Geraden (infinite acting reservoir) während der pseudo-radialen Fließperiode (p vs $\log t$) kann die Formationspermeabilität k und der äquivalente Pseudoskineffaktor s_f bestimmt werden /Economides et al. 1989/. Dieser Skineffekt resultiert aus der Gegenwart des Risses und kann in Beziehung zur Risslänge und Risskonduktivität gebracht werden. Die Risskonduktivität $k_f w$ wird aus der bilinearen Fließperiode ermittelt (p vs $t^{1/4}$), die auch bei gering konduktiven Rissen präsent ist. Beim Einsetzen von k und $k_f w$ in Glg. 10 und durch Kenntnis von s_f kann mit Hilfe eines interativen Vorgehens anhand von Abb. 17 die Risslänge bestimmt werden /Economides et al. 1989/.

Der Ansatz s_f als eine Funktion von F_{CD} darzustellen (Abb. 17) stammt von Cinco-Ley et al. 1978. Eine hinreichende Annäherung an das Modell ergibt sich anhand der Beziehung:

$$s_f = \ln \frac{r_w}{x_f} + \frac{1,65 - 0,328 \cdot u + 0,116 \cdot u^2}{1 + 0,18 \cdot u + 0,064 \cdot u^2 + 0,005 \cdot u^3} \quad (\text{Glg. 12})$$

Dabei steht u für den $\ln(F_{CD})$. Eingesetzt in die PI-Beziehung bei gleichzeitiger Verwendung des p_D für pseudo-stationäre Fließregime ergibt sich nach geeigneter Umformung die neue Beziehung in der V_f für das Rissvolumen steht.

$$PI = \frac{2\pi kh}{B\mu \cdot \left(\ln 0,472r_e + 0,5 \ln \frac{hk}{V_f k_f} + \left[0,5 \ln F_{CD} + s_f + \ln \frac{x_f}{r_w} \right] \right)} \quad (\text{Glg. 13})$$

Soll eine PI Maximierung erreicht werden, muss der Term in eckigen Klammern ein positives Minimum annehmen. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass die übrigen Parameter als bekannt vorgegeben werden. Dies führt zur Darstellung in Abb. 17.

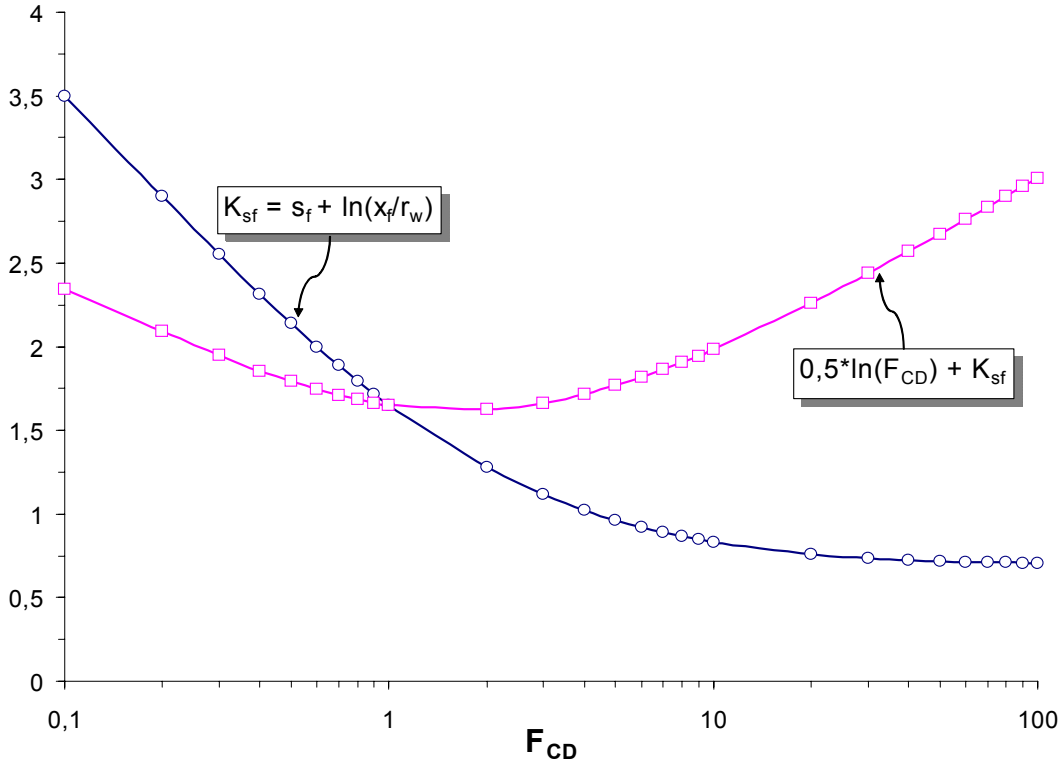


Abb. 17: Optimum der dimensionslosen Risikonduktivität unter Anwendung des Pseudoskinkonzeptes (überarbeitet aus Economides et al. 1998)

F_{CD} nimmt folglich einen Wert von etwa 1,6 als Optimum (F_{CDopt}) an. Dies ist der Ausgangswert zur Berechnung der theoretisch optimalen Rissdimensionen in einem beliebigen Reservoir, dargestellt anhand der Rissweite und Risslänge.

Wird das gestützte Volumen eines Risses (eines Halbflügels) mit h_f als Risshöhe

$$V_f = w \cdot x_f \cdot h_f \quad (\text{Glg. 14})$$

als begrenzende Faktor vorgegeben, lassen sich die optimale Risslänge x_{fopt} bzw. Rissweite w_{opt} unter Verwendung von F_{CDopt} berechnen.

$$x_{fopt} = \sqrt{\frac{V_f \cdot k_f}{F_{CDopt} \cdot kh_f}} \quad (\text{Glg. 15})$$

$$w_{opt} = \sqrt{\frac{F_{CDopt} \cdot V_f \cdot k}{k_f h_f}} \quad (\text{Glg. 16})$$

Abb. 18 und Abb. 19 präsentieren die Ergebnisse der jeweiligen Parametervariationen.

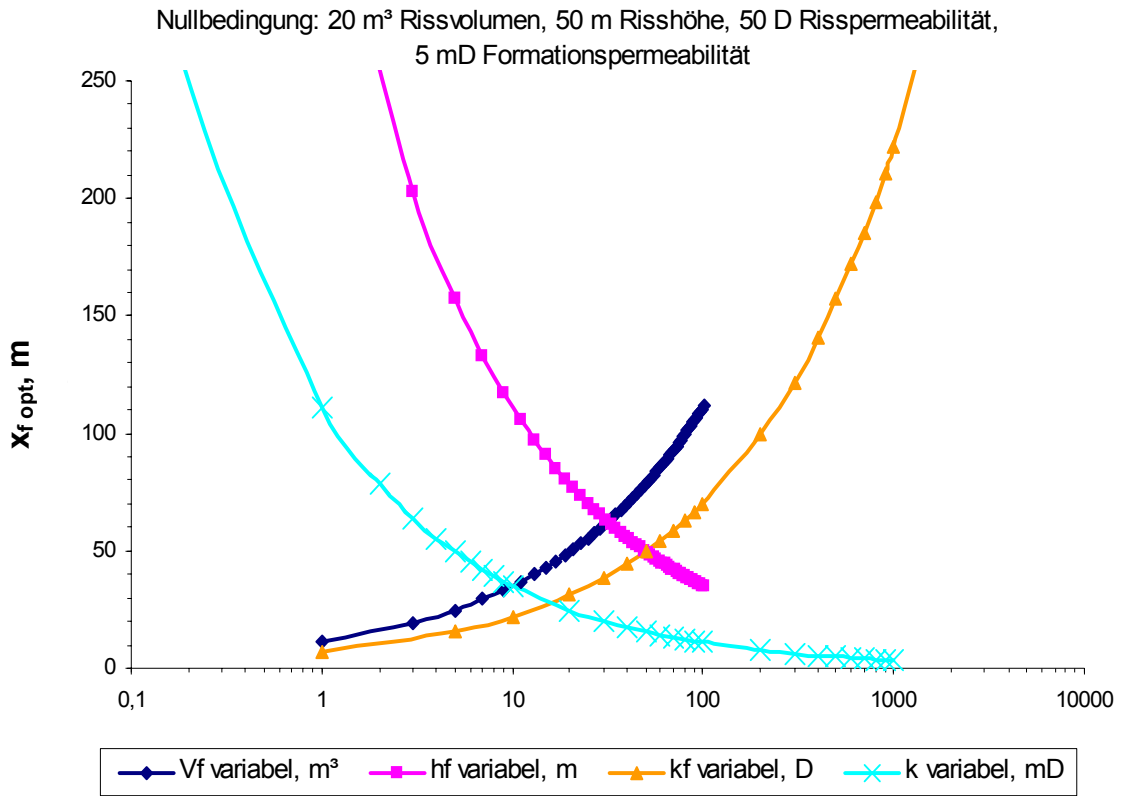


Abb. 18: Optimale Risslänge eines vertikalen, endlichen hydraulischen Risses für pseudoradiale Zuflussbedingungen

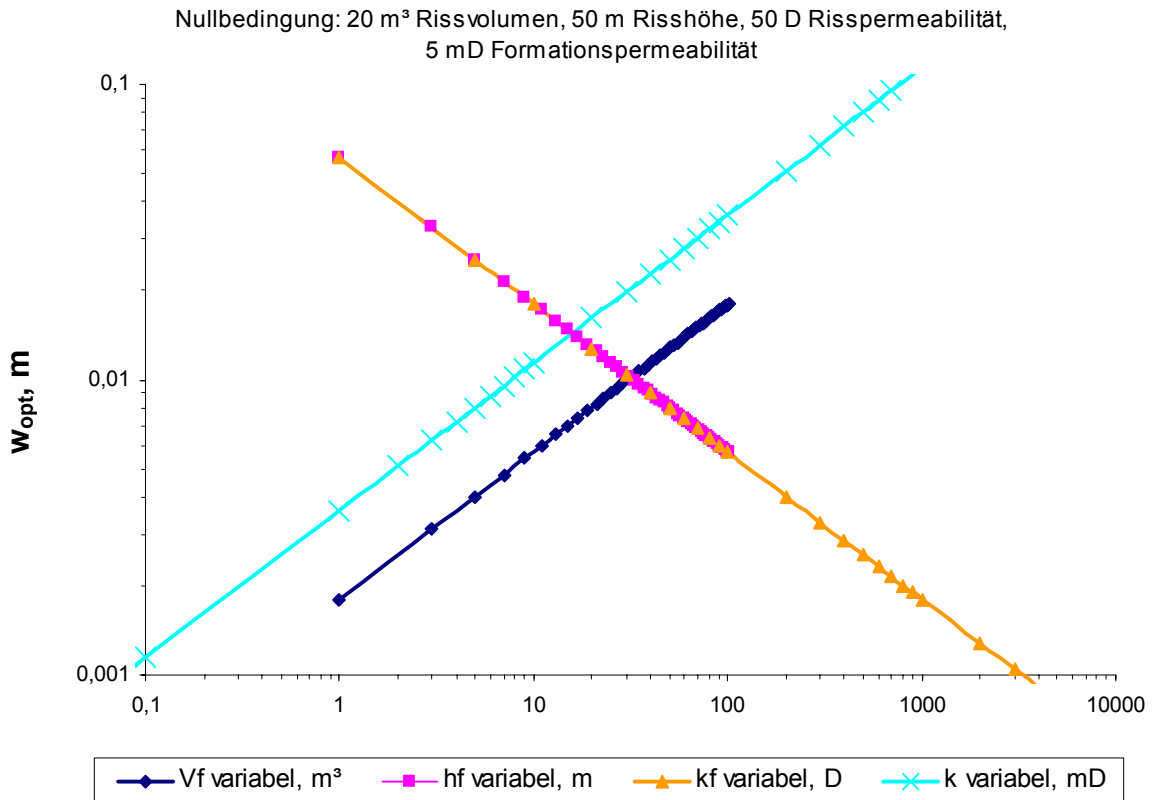


Abb. 19: Optimale korrespondierende Rissweite des gleichen vertikalen, endlichen hydraulischen Risses für pseudoradiale Zuflussbedingungen

Mit Hilfe dieser Vorgehensweise kann das theoretische technische Optimum einer Rissdimensionierung bei variierenden Reservoirparametern ermittelt werden. Es ist jedoch in der Regel nicht mit dem technisch-wirtschaftlichen Optimum bzw. realistisch erreichbaren Dimensionen gleichzustellen. Entsprechende Rahmenbedingungen in der Praxis schränken eine Fracbehandlung ein. Wird zur Berechnung des Rissvolumens keine rechteckige, sondern eine ellipsoide Geometrie zugrunde gelegt (Glg. 18), unterscheiden sich die Werte für x_{jopt} und w_{opt} um den Faktor $\sqrt{3\pi}$

$$V_e = \frac{\pi \cdot w \cdot x_f \cdot h_f}{3} \quad (\text{Glg. 18})$$

4.3.2 FOI-Konzept

Um nach dem FOI-Konzept die Wirksamkeit eines endlich leitfähigen hydraulischen Risses mit realistischen Dimensionen in einer porös-permeablen Matrix zu bestimmen, wird ein analytischer Ansatz nach Raymond und Binder /Schechter 1992/ gewählt.

Der FOI klärt dabei das Verhältnis aus stimulierter zu unstimulierter Produktivität des Reservoirs.

Der Ansatz beschreibt die Veränderung des radialen Zuflusses nach Darcy durch die Gegenwart eines Risses. Der Zufluss muss als eine Funktion der radialen Permeabilität ausgedrückt werden. Eine weitere Voraussetzung ist, dass konstante Druckbedingungen im Reservoir an den Grenzen des hydraulischen Einzugsgebietes bei r_e vorliegen.

Die Berechnungen des FOI basieren auf dem Rissmodell aus Abb. 20.

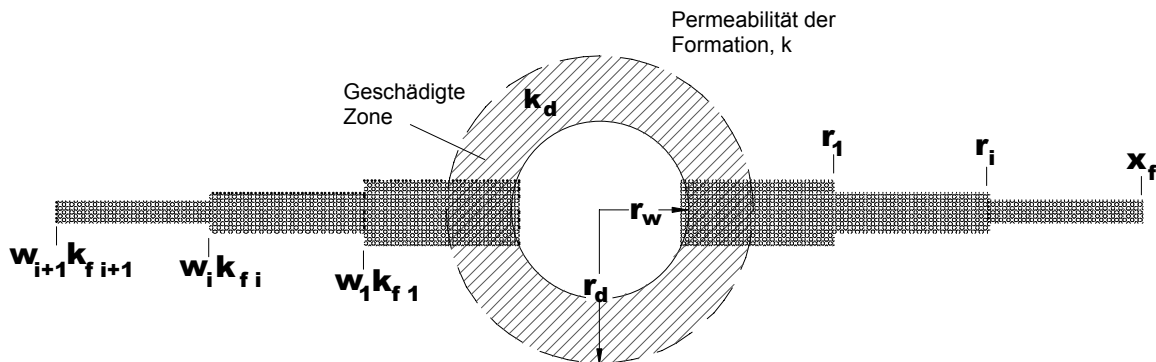


Abb. 20: Querschnitt eines Bohrlochs mit vertikal ausgebildetem, gestütztem Riss. Modell für variable, laterale Rissleitfähigkeiten und Geometrien nach Schechter 1992.

Die mittlere Permeabilität $k(r)$ für jede Position mit $r > r_d$ ist gegeben durch die folgende Gleichung (Glg. 19). Diese beruht auf der Annahme, dass die Formationspermeabilität über eine Abschnittslänge von $2\pi r \cdot 2w_i$ und über eine Abschnittslänge von $2w_i$ die Permeabilität des Risses k_{fi} gültig ist.

$$k(r) = k + \frac{w_i}{\pi \cdot r} (k_{fi} - k) \quad (\text{Glg. 19})$$

Die Aufteilung des Risses in einzelne Abschnitte, denen spezifische Eigenschaften zugeordnet werden (gemäß Abb. 20), führt unter Verwendung von Glg. 19 nach Raymond und Binder (1967) bei einer ungeschädigten Formation ($k_d = k, r_d = r_w$) zu:

$$FOI = \frac{PI_{postfrac}}{PI_{prefrac}} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{1 + CR_1}{r_w/r_1 + CR_1}\right) + \sum_{i=2}^x \ln\left(\frac{1 + CR_i}{r_{i-1}/r_i + CR_i}\right) + \ln\left(\frac{r_e}{x_f}\right)} \quad (\text{Glg. 20})$$

mit

$$CR_i = \frac{w_i}{\pi \cdot r_i} \cdot \left(\frac{k_{fi}}{k} - 1\right) = \frac{F_{CDi}}{\pi} \quad (\text{Glg. 21})$$

Die Variable x repräsentiert das spezifische Diskretisierungsniveau.

Für homogene Risseigenschaften über die Risslänge gilt unter Verwendung von Glg. 20 und Glg. 21:

$$FOI = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{1 + F_{CD}/\pi}{r_w/x_f + F_{CD}/\pi}\right) + \ln\left(\frac{r_e}{x_f}\right)} \quad (\text{Glg. 22})$$

Durch Glg. 22 wird der einfachste Fall der Auswirkung eines hydraulischen Risses dargestellt, der die gesamte effektive Mächtigkeit des Nutzhorizontes abdeckt.

Die Gleichungen 20 und 22 stellen Abschätzungen der Stimulationsrate für Bohrungen in einem ungeschädigten Reservoir mit vertikal stehenden Rissen dar. Die Ergebnisse sind für ein Verhältnis von $x_f/r_e < 0,5$ (kurze Risse) gut vergleichbar mit der grafischen Methode zur Bestimmung des FOI nach McGuire und Sikora (1960). Gleichung 20 besitzt ihre Gültigkeit nur für kurze Risse, da im Falle von längeren Rissen die Annahme radialer Zuflussbedingungen nicht zutrifft.

Die Beziehung kann und wird auch auf geschädigte Verhältnisse angewendet, die jedoch nicht Gegenstand der Untersuchungen sind.

Für homogene Risseigenschaften können anhand von Glg. 22 die Anforderungen an den Riss mit dem Ziel der Erreichung hoher FOI in unterschiedlichen Szenarien qualitativ und quantitativ dargestellt werden (Abb. 21a, 21b, 22, 23). Die Rissparameter bewegen sich dabei in plausiblen Größenordnungen, die unter anderem mit Ergebnissen aus Fracmodellierungen abgeglichen wurden.

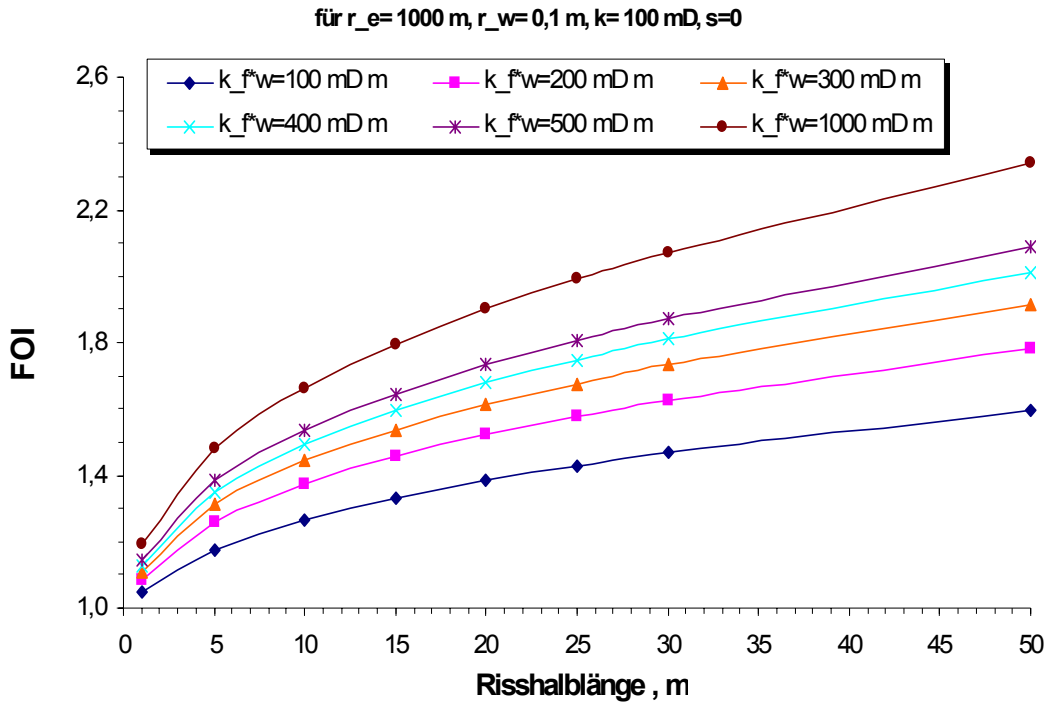


Abb. 21a: Einfluss von Risskonduktivität und Risschalblänge bei variierender Formationspermeabilität auf den FOI; eine sinkende Permeabilität der Formation verringert den Einfluss der Risskonduktivität und erhöht gleichzeitig den Einfluss der Risschalblänge auf den FOI; Formationspermeabilität 100 mD.

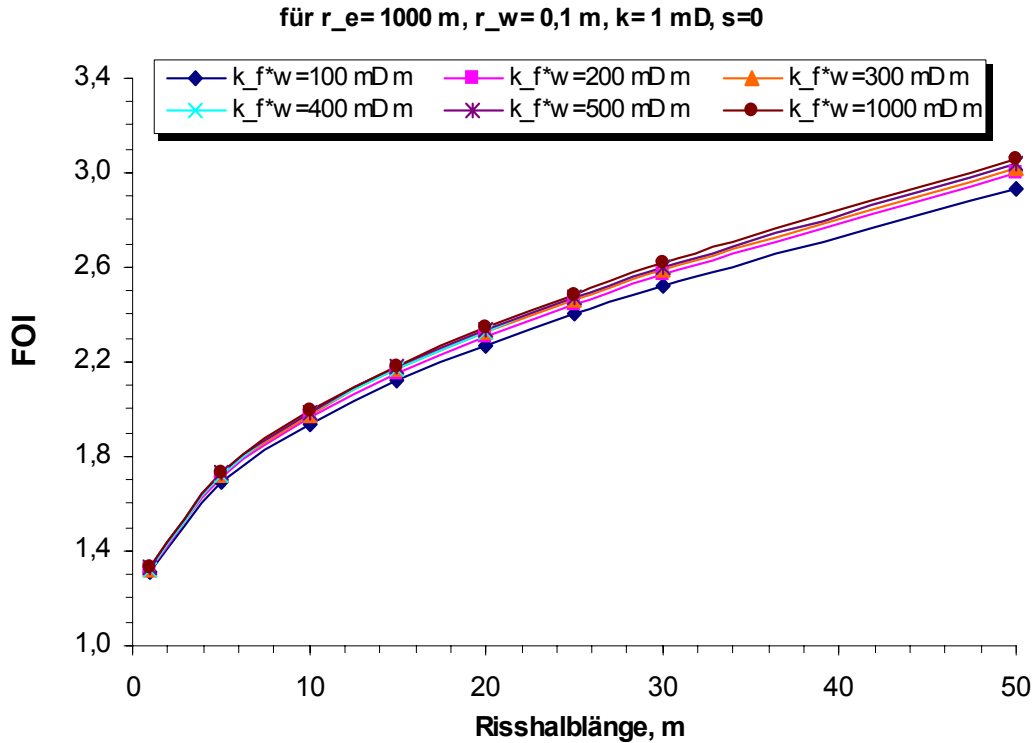


Abb. 21b: Einfluss von Risskonduktivität und Risschalblänge bei variierender Formationspermeabilität auf den FOI; sinkende Permeabilität der Formation verringert den Einfluss der Risskonduktivität und erhöht gleichzeitig den Einfluss der Risschalblänge auf den FOI; Formationspermeabilität 1 mD. (infinite conductivity frac)

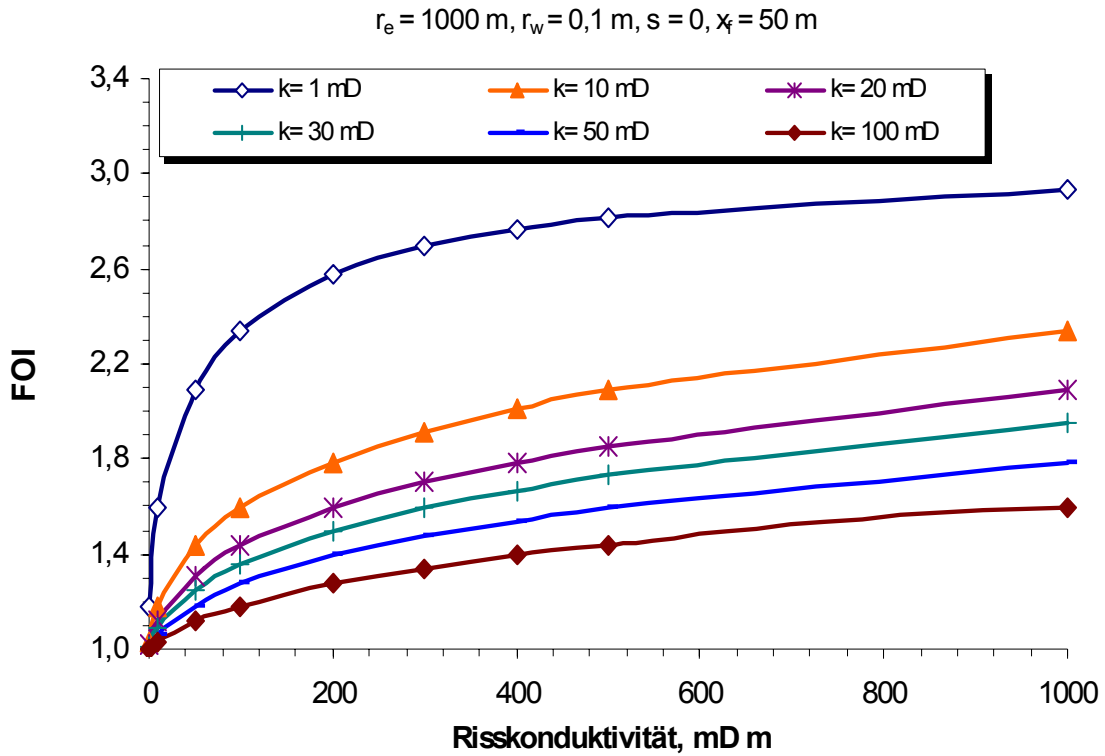


Abb. 22: FOI in Abhängigkeit von der Risskonduktivität; eine hohe Permeabilität der Formation erfordert hohe Risskonduktivitäten für effektive Risse

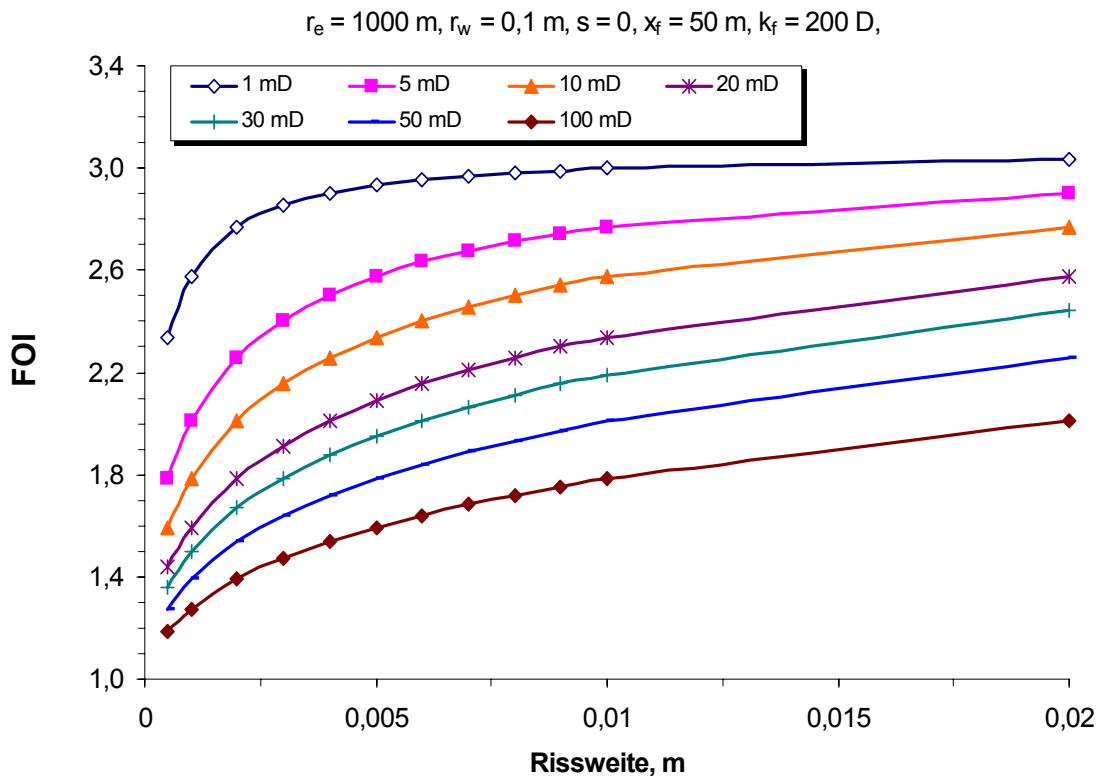


Abb. 23: FOI in Abhängigkeit von der Rissweite; Der Einfluss der Rissweite auf den FOI fällt mit abnehmender Permeabilität der Formation. Rissweiten für einen gut gepackten (multilayered proppant pack) Riss bewegen sich im Bereich von 5 bis 10 mm ($\sim 5 \text{ kg/m}^2$ Stützmittelkonzentration). Größere Rissweiten sind gewöhnlich nur durch die Anwendung von TSO-Fracturing möglich. Die Stabilität der Stützmittelpackung sinkt mit zunehmender Rissweite und erhöht das Risiko eines Stützmittelaustrags während der Förderphase.

Ein deutliche Steigerung (Faktor 2,5) der Risspermeabilität führt lediglich zu einer geringfügigen Erhöhung der FOI-Werte (Abb. A-5).

Für variable Risseigenschaften über die Risslänge ergibt sich ein anderes Bild. Die Veränderung der initialen Risseigenschaften kann verschiedene Gründe haben. Hierzu gehören:

- Variation der Stützmittelkonzentrationen und/oder Stützmittelkorndurchmesser während der Behandlung,
- Druckprofil im Riss (p_{Net}) während der Behandlung.

In der Regel hat die Rissweite ihr Maximum am Bohrloch und nimmt in der Form eines Ellipsoids in Richtung der Risspitze ab. Diese Geometrie kann entschieden durch das Behandlungsdesign, nämlich mit Hilfe stufenweise ansteigender Stützmittelkonzentrationen beeinflusst werden.

Die Risseigenschaften können sich auch während anschließender Förderphasen verändern.

Die Druckabsenkung während einer Förderphase erzeugt einen Drucktrichter, der sich in die Formation und im Riss ausbreitet. Die größte Druckabsenkung im Riss steht dabei in Bohrloch-nähe an. Gleichzeitig entwickelt sich in diesem Bereich auch die größte Druckdifferenz zwischen Riss-schließ- (p_{frac}) und Porendruck und damit eine erhöhte Spannung auf die Stützmittelpackung σ_{prop} nach der Beziehung /Fieldpro 2002/:

$$\sigma_{prop} = p_{frac} - p_i - \eta(p_e - p_n) \quad (\text{Glg. 23})$$

Der Parameter η ist eine poro-elastische Konstante und p_i der lokal, p_n der durchschnittlich anliegende und p_e der initiale Porendruck.

Eine zunehmende Spannung auf die Stützmittelpackung führt zu einer Kompaktion und folglich zu einer Abnahme der Risspermeabilität (homogene Stützmittelkonzentration und -eigenschaften über die Risslänge vorausgesetzt) von der Risspitze in Richtung Bohrloch (bzw. $p_{i\ min}$). Dieser Effekt verhält sich konträr zur Risskonduktivität. Bei steigendem σ_b (bzw. der Hauptspannung normal zur Rissfläche) und Überschreitung der Stützmittelfestigkeit kommt es zum proppant crushing, und im Falle einer weicheren Formation zu einem proppant embedment. Beide Effekte haben negative Auswirkungen auf die Risspermeabilität.

Unabhängig von den Ursachen haben variable Risseigenschaften Auswirkungen auf den FOI und werden über den erweiterten Ansatz (Glg. 20) quantifiziert /Schechter 1992/. Abb. 24 und Abb. 25 zeigen die Ergebnisse einer linearen Variation der Rissparameter entlang der Risslänge über ein Spektrum relevanter Formationspermeabilitäten (siehe Tab. 08).

Aus Abb. 24 und Abb. 25 können die Einflüsse der Rissparametervariationen identifiziert werden. Als Referenz ist jeweils der homogene Fall dargestellt. Die Variation der Risspermeabilität führt zu deutlichen Änderungen des FOI, speziell dann wenn weitere Risse vorhanden sind. Diese Beobachtungen stimmen mit den Tendenzen aus Abb. 21 (a und b), Abb. 22 und 23 überein. Die roten und blauen Kurven zeigen die Ergebnisse für den Fall der eindimensionalen Parametervariation. Ein Riss mit konstanter Weite und dem größten Permeabilitätszuwachs führt hierbei zu Maximalwerten (best case).

Der starke Einfluss der Rissweite ist auf eine partielle Schließung des Risses (von der Risspitze beginnend) bei den w -5% und w -10% Szenarios zurückzuführen. Die FOI-Minima treten bei maximalen Rissweitenreduktionen auf (worst case).

Werden beide Parameter variiert (magenta-farbende Kurven), bewegen sich die Resultate innerhalb der „best- und worst-case“ Szenarien. Für Risse mit größeren Rissweiten fällt der FOI selbst für das „best-case“ Szenario unter einen Wert von 2 bei Formationspermeabilitäten größer als 40 mD. Bei geringen Rissweiten tritt dieser Fall bereits bei 9 mD ein.

Folglich konnte ein spezifischer FOI für die gewählten Szenarien eines gering-permeablen porösen Reservoirs ermittelt werden. Der FOI bewegt sich dabei in einer Spannbreite von 1,2 (höhere Permeabilität) bis 3 (geringere Permeabilität) unter der Annahme realistischer Riss- und Formati-

onsparameter. Ein wesentlich höherer FOI kann in Reservoiren geringerer Permeabilität mit langen, hoch permeablen Rissen erzielt werden.

Bei allen FOI-Berechnungen ist die initiale Produktivität des Reservoirs zu berücksichtigen. Ist diese zu gering, kann selbst durch eine Erzeugung optimaler Risse keine ausreichende künstliche Produktivität für eine Förderung von Fluiden bei hohen Raten erreicht werden. Formationen mit entsprechenden Eigenschaften scheidern somit von vornherein als Nutzhorizonte aus.

Unter Berufung auf die Angaben in Tab. 08 folgt aus den ermittelten FOI eine Spannbreite resultierender $PI_{postfrac}$ von etwa 0,4 bis 16 $m^3/h MPa$. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Rissparameter, insbesondere die mittlere Risspermeabilität, in dem Szenario relativ moderat gewählt wurde. Dies entspricht einem konservativen Ansatz, der sich für die Abschätzung der unteren Grenze des erreichbaren Produktivitätsniveau eignet. Bei einer gesteigerten Risspermeabilität (Abb. 23) lassen sich auch noch in höher permeablen Formationen FOI von größer 2 erzielen ($PI_{postfrac}$ bis ca. 30 $m^3/h MPa$). Die Steigerungskapazität befindet sich jedoch selbst bei diesem optimistischen Szenario stets in der gleichen Größenordnung wie die Ergebnisse aus Abb. 22.

Ein Steigerung des $PI_{postfrac}$ über das ermittelte Niveau in Reservoiren, die Permeabilitäten zwischen einigen zehn bis einigen hundert Millidarcy aufweisen, ist bei gleichen Rissparametern nur durch eine höhere Transmissibilität ($k \cdot h$) des Reservoirs als Folge der Stimulationsmaßnahme möglich. Dies erfolgt durch den Anschluss zusätzlicher produktiver Reservoirbereiche im unmittelbaren Umfeld des Nutzhorizontes (vertikal und/oder lateral), die nicht im initialen PI enthalten sind /Köhler 2001a/.

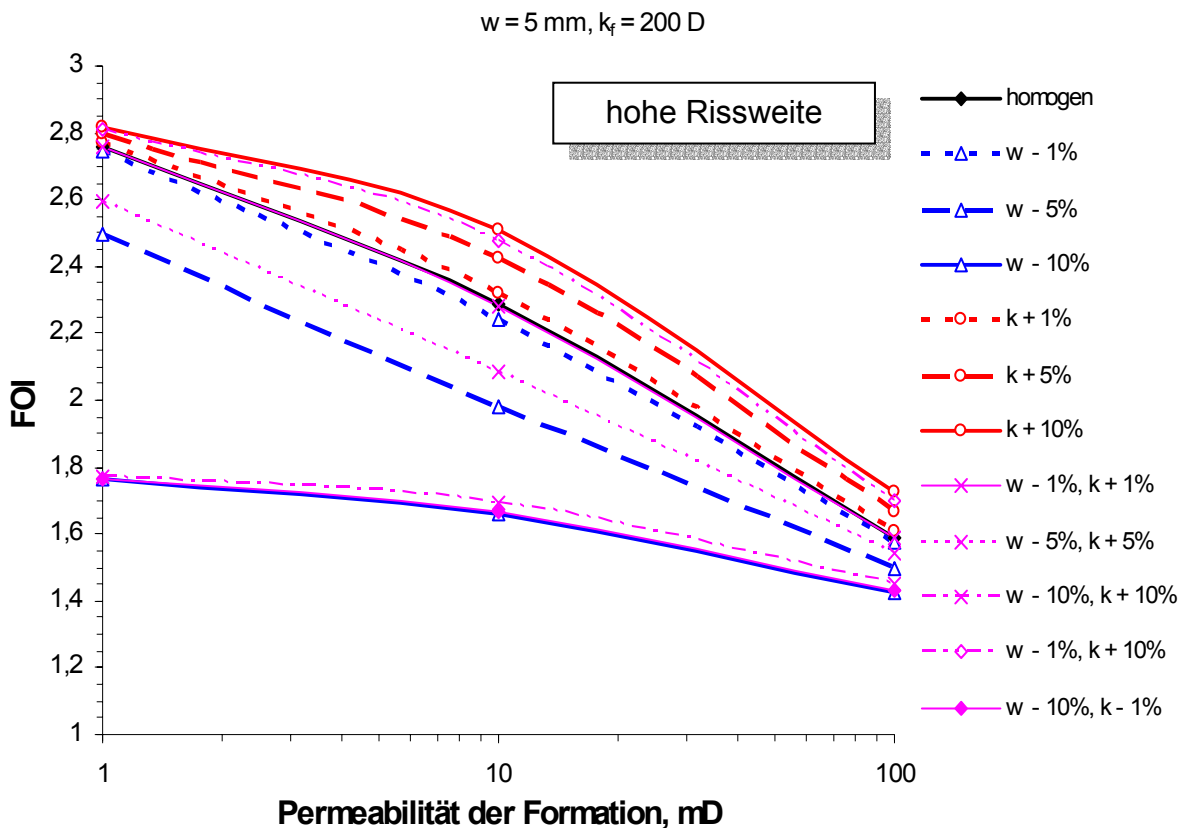


Abb. 24: Einfluss der Parametervariation auf den FOI eines Risses mit einer Halblänge von 40 m, unterteilt in 20 Segmente, einem Radius des Einzugsgebietes von 1000 m, einem Sondenradius von 0,1 m in einem ungeschädigten Reservoir; hohe Rissweite (5 mm)

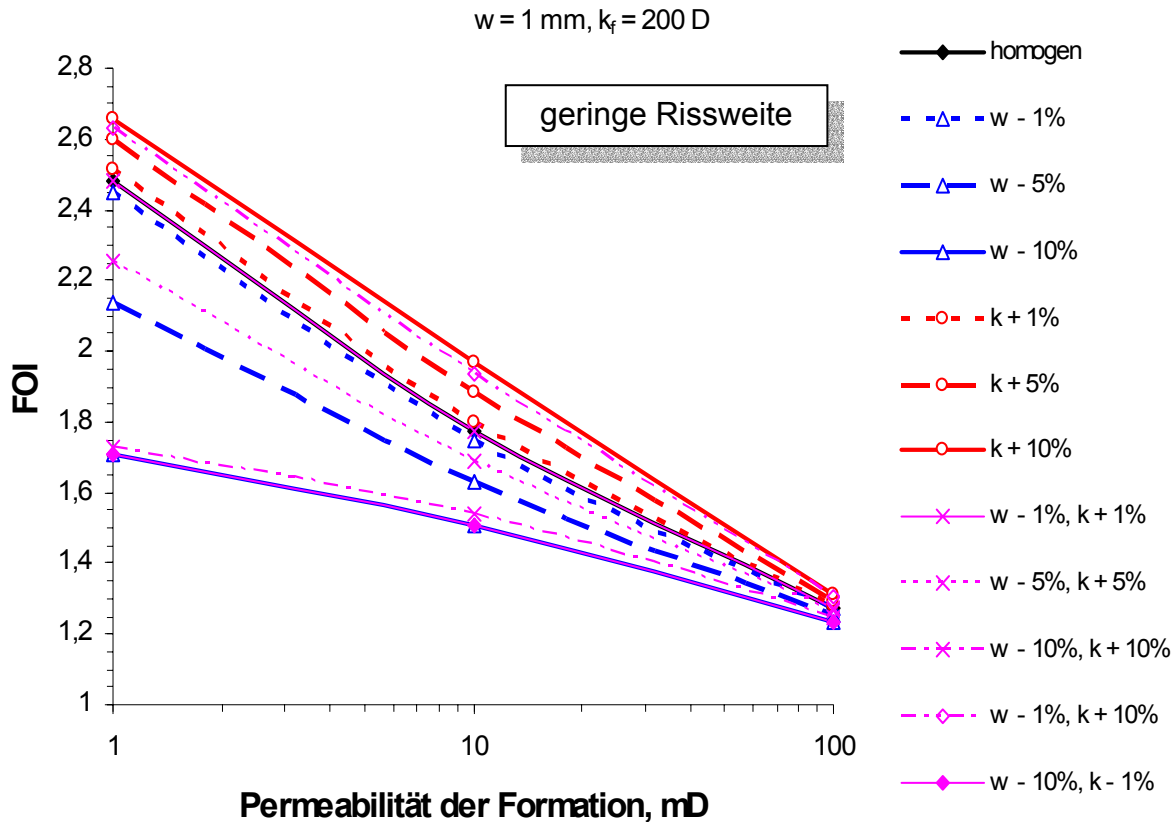


Abb. 25: Einfluss der Parametervariation auf den FOI eines Risses mit einer Halblänge von 40 m, unterteilt in 20 Segmente, einem Radius des Einzugsgebietes von 1000 m, einem Sondenradius von 0,1 m in einem ungeschädigten Reservoir; geringe Rissweite (1 mm). Parameterbeschreibung für Abb. 24 und 25: w repräsentiert die Rissweite, die in drei Szenarien um 1, 5 und 10 Prozent je Intervall gesenkt wird. Die maximale Rissweite beträgt in Abb. 24 5 mm und in Abb. 25 1 mm am Bohrloch. Der Parameter k in diesen Darstellungen repräsentiert die Risspermeabilität, die um die gleichen Prozentwerte vom Bohrloch zur Rissspitze gesteigert wird. Es wird jeweils ein moderater Anfangswert von 200 D für die Risspermeabilität angesetzt.

4.4 Einflüsse auf den Stimulationserfolg

Im Folgenden werden Ursachen für Stimmulationsmisserfolge bei der Anwendung von HPF beschrieben, die sowohl aus dem operativen, reservoirtechnischen als auch dem analytischen Bereich stammen. Für den praktischen Anwendungsfall gilt es diese im Sinne der Prävention zu berücksichtigen. Es werden zudem Maßnahmen erläutert, die zu einer Erhöhung des Stimmulationserfolges beitragen können.

4.4.1 Konvektion im Riss

Konvektion im Riss entsteht durch ein falsches Verhältnis zwischen eingesetzter Fluid- zu Stützmittelmenge. Eine großes Fluidvolumen, welches während Pad-, Haupt- und Displacementstufe in die Formation injiziert wird, erzeugt ein weitaus größeres Rissvolumina als mit den nachgepumpten Stützmitteln effizient ausgefüllt werden kann. Die Folge ist das Auftreten von Konvektionserscheinungen im Riss /Cleary et al. 1992/, die ein schlagartiges Absinken der Stützmittel auf die Fracsohle bewirken und damit eine „homogene“ Stützmittelverteilung über die gesamte Risshöhe verhindern. Die vertikale Rissausbreitung hat dabei unter Umständen bereits die Nettomächtigkeit des Nutzhorizontes überschritten, wodurch ein Abstützen des Risses in unproduktiveren Zonen erfolgt /Aud et al. 1999/. Ein Absinken bzw. eine Ansammlung der Proppants im Liegenden des Risses kann durch Anwendung so genannter „Settlefracs“ umgan-

gen werden. Hierfür wird ein bestimmtes Gelvolumen (crosslinked oder linear) mit einer kleineren Menge Stützmittel als erste Stufe (Carrier-Stufe) verpumpt. Ein Riss wird mit der bewussten Absicht erzeugt, den Stützmitteln eine Möglichkeit zu geben, sich an der Risssohle anzusammeln. Die so, durch eine Proppantbank, geschaffene Konduktivitätsbarriere forciert die Rissausbildung während der Hauptphase in das Hangende und in die Länge /Berghofer 1998/.

Der Grund für den Einsatz solch großer Fluidmengen ist in den Rissausbreitungstheorien zu finden.

Auf der Grundlage linear-elastischer Rissmodelle galt die Annahme, dass sehr lange Risse innerhalb eines definierten, begrenzten Nutzhorizontes erzeugt werden können. Dies wurde mit Interferenzmessungen (Fluid-Geltracing) in verschiedenen Reservoirtypen belegt. Dabei außer Acht gelassen wurde jedoch, dass eventuell kein neuer, hydraulisch erzeugter Riss zu einem solchen Geltransport über weite Strecken im Reservoir geführt hat, sondern der Transport über bereits vorhandene, natürliche Kluftsysteme verlief. Der Nachweis entsprechender Klüfte (zementiert) erfolgte durch eine stichprobenartige Kernentnahme aus besagtem Reservoir. Die Kluft im gewonnenen Kern galt als ausreichender Beweis dafür, dass das gesamte Reservoir geklüftet sein muss – ein derartiger „Glückstreffer“ bei nur gering geklüfteten Reservoiren ist statistisch äußerst unwahrscheinlich /Cleary 2002/. Die in situ Kernbeprobung gefracter Reservoirzonen zur Untersuchung der erzeugten Rissstrukturen und –dimensionen und Bestätigung der Modellannahmen ist in Warpinski et al. (1991) und Fast et al. (1992) beschrieben.

4.4.2 Tortuosität

Die Konsequenz aus den vorangegangenen Argumenten ist die Reduzierung der eingesetzten Fluidvolumina und damit die Erhöhung der Stützmittelkonzentration. Die Folge von sehr hohen Konzentrationen ist ein extremer Druckanstieg und schließlich ein Screen-Out, falls nicht für eine Verringerung der Tortuosität gesorgt wird.

Der Begriff der Tortuosität beschreibt den komplexen, verengten Pfad, welchen das Fluid vom Bohrloch in den Hauptsektor des Risses zurücklegen muss. Die Komplexität entsteht durch einen kurvenreichen Verlauf, Verzweigungen und multiple Risse mit verringerten spezifischen Rissweiten /Fieldpro 2002/. Tortuosität ist – in Bezug auf vorzeitige Screen-Out-Ereignisse - ein oft zitiertes Problem /GRI 1995; Cleary et al. 1995/, vor allem in der Umgebung von Perforationen und nicht ausschließlich bei hohen Stützmittelkonzentrationen.

Versuche und Erfahrungen haben gezeigt, dass im bohrlochnahen Bereich Mikrorisse vorhanden sind. Diese können bohrtechnisch und perforationsinduziert sein. Die Mikrorisse treten radial verteilt um das Bohrloch bzw. die Perforationen auf, d.h. sie haben nicht alle dieselbe Ausrichtung. Wird ein solches Intervall mit einer Vielzahl bereits vorhandener, wenn auch kleiner Risse hydraulisch stimuliert, reagieren sämtliche Risse auf diese Beanspruchung, indem sie sich weiten und ausdehnen. Dabei kommt es wegen der großen Anzahl der Risse (hohe Risskonzentration) zu einer gegenseitigen Beeinflussung (Interferenz) der Risse /GRI 1995b/. Dies ist der wichtigste Grund für den Druckanstieg im Bohrloch. Ziel muss es daher sein, die Anzahl der „Minirisse“ zu verringern und die Behandlung möglichst auf einen „Hauptriss“ zu konzentrieren. Dies wird in der Regel erreicht, indem so genannte proppant slugs vor Beginn der eigentlichen Fracbehandlung verpumpt werden. Proppant slugs sind Injektionen von im Vergleich zur Hauptbehandlung geringen Mengen an Stützmitteln in die potenziellen „Multifraczonen“. Sie dienen sowohl der Verstopfung (plugging) der meisten Minirisse /Emanuele et al. 1998/ als auch gleichzeitig der Erweiterung der Perforationen und - im Idealfall - eines dominanten Hauptrisses („Sandstrahleffekt“). Nach dem Verpumpen der slugs muss den gefüllten Minirissen eine ausreichend lange Zeit gewährt werden, um sich über dem eingepumpten Stützmittel zu schließen, sonst zeigen die slugs keine Wirkung.

Sind die proppant slugs optimal platziert und damit die Tortuosität ausreichend gesenkt, können Fracbehandlungen mit „beliebig“ hohen Stützmittelkonzentrationen gefahren werden /Cleary et al. 1995/. Das Resultat ist: Verwendung geringerer Fluidmengen, Verringerung der Konvektionen, geringere Kosten und ein größerer Frac- bzw. Stimulationserfolg.

4.4.3 Fluidart und Fluidrheologie

Die Verwendung hochviskoser Crosslinked Fluids ist für die optimale Platzierung der Stützmittel im Riss notwendig. Generell geht man so vor, dass der Crosslinking-Effekt (Viskositätssteigerung) bei Eintritt des Fluids in das Reservoir initiiert (Risserzeugung) und über die gesamte Rissausbreitungs- und Stützmitteltransportphase aufrechterhalten wird. Die Viskosität der Fluide und damit die Transportkapazität wird zum Ende der Behandlung durch die Wirkung eines mitverpumpten Breakers abgebaut. Folglich werden die Stützmittel unabhängig vom eigentlichen Stimulationsziel über das gesamte Rissvolumen verteilt.

Handelt es sich bei dem Stimulationsziel hauptsächlich um die Überwindung eines massiv geschädigten bohrlochnahen Bereiches (hydraulische Blockierung), kann bereits eine sehr kurze Crosslinked-Phase zu einem Erfolg führen. Die Wirkung des Crosslinkers setzt ebenfalls bei Eintritt des Fluids in die Formation ein. Das Fluid wird jedoch sofort wieder gebrochen. Dies reduziert automatisch seine Tragfähigkeit gegenüber dem mitgeführten Stützmittel und es kommt zu einer hohen Konzentration der Stützmittel im bohrlochnahen Bereich (Skinbereich, d.h. einige Meter). Ist eine Skinüberwindung (Anschluss der ungestörten Reservoirbereiche) das Hauptziel der Behandlung, ist dieser Bereich von vornehmlichem Interesse für die Platzierung der Stützmittel. Diese Platzierung wird damit zugleich über die gesamte Risshöhe gewährleistet und Konvektion in der bohrlochfernen Zone vermieden.

4.4.4 Rissinitilierung und Risswachstum

Es ist nicht bekannt und auch nicht bestimmbar, wo genau der Riss initiiert wird und wohin genau er wächst bzw. sich ausbreitet (Spannungsverteilung und Einflussparameter in der Regel weitgehend unbekannt). Es wurde in der Praxis oft beobachtet, dass der (die) Riss(e) nicht vorrangig den hochpermeablen Zonen und auch nicht grundsätzlich den druckschwachen Zonen folgt. Vielmehr erfolgte eine bevorzugte Ausbreitung in den geringpermeablen Formationsintervallen, die im Liegenden und Hangenden des eigentlichen Nutzhorizontes zu finden waren, was auf ein verändertes Leakoff-Verhalten zurückzuführen ist. Für die Fortleitung des Risses in hochpermeablen Zonen ist ein geringer Leakoff notwendig, der real nicht existiert. Cleary (1991) führt hierfür die Begründung an, dass selbst hochviskose Gele hier keine Unterschiede machen, da die Rissfortleitung rissspitzengesteuert ist, und in die Rissspitze auf Grund der geometrischen Eigenschaften nur Fluide eindringen, die Wasser gleich oder sehr ähnlich sind. Wasser besitzt hingegen nicht die Leakoff hemmenden Eigenschaften (Filterkuchenbildung) herkömmlicher Gele.

Mit der Verringerung der Permeabilität der Formationen nimmt der Einfluss der Fluidrheologie auf die entstehende Rissgeometrie zunehmend ab. In moderat- bis hoch-permeablen Formationen ist das anders, da der Leakoff an den Rissrändern (fluid feeding zones) zunimmt. Die Fluidrheologie hat jedoch generell einen entscheidenden Einfluss auf den Stützmitteltransport. Ohne ausreichende Transporteigenschaften des Fluids bilden sich Stützmittelbarrieren (proppant banks) durch kontinuierliches und vorzeitiges Ausfallen von Stützmittelanteilen aus dem Gemisch. Dies kann unter Umständen zu einem vollständigen Screen-Out und dem Behandlungsabbruch führen.

4.4.5 Nicht linear-elastisches Materialverhalten

Die ersten Fracmodelle waren „Labormodelle“, d.h. sie wurden in Fractests an Gesteinsproben (meist homogen) unter Verwendung unterschiedlicher Fluide (auch Silicagel) im Labor kalibriert. Das ermittelte Druckverhalten stimmte fast perfekt mit den Modellberechnungen überein. Die Modelle wurden verbreitet und fanden ihre Anwendung in der Industrie.

Die anschließend durchgeführten wissenschaftlichen Feldexperimente zeigten dann große Abweichungen der modellierten Rissdrücke zu den im Bohrloch wirklich gemessenen. Die Schlussfolgerung war, dass die Labormodelle einen entscheidenden Fehler beinhalteten, nämlich die Annahme linear-elastischen Materialverhaltens. Die Praxis zeigt hingegen, dass sich das Gestein

nicht linear verhält und Dilatanzeffekte vornehmlich in der Risspitzenregion entscheidenden Einfluss auf die Rissfortleitung und damit auf die Nettorissdrücke ausüben /GRI 1995c/. Die realen Drücke unter Berücksichtigung dieser Effekte sind deutlich höher als die von den linear-elastischen Modellen angenommenen. Der oft überschätzte Einfluss der Fluidrheologie auf die Rissausbreitung ist ebenfalls ein Grund für die Abweichungen. Die Modelle mussten umgebaut und angepasst werden.

Die höheren Nettorissdrücke verursachen ein zunehmendes Risshöhen- und Rissweitenwachstum auf Kosten der Risslänge und des Containments. Folglich können vorher als „ausreichend“ angenommene Spannungsbarrieren (geringmächtige Tonsteinlagen) den Riss nicht mehr vollständig, wenn überhaupt, aufhalten oder auch nur eindämmen. Diese Annahme liegt hingegen den meisten kommerziellen und nicht-kommerziellen Modellen zugrunde.

4.4.6 Lagerstättencharakterisierung und Fracdesign

Die Produktivität einer Lagerstätte kann durch den True PI (TPI) ausgedrückt werden.

$$TPI = \frac{q}{\Delta p} = \frac{\overline{kh}}{\bar{\mu} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \quad \text{mit:} \quad G = \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right] \quad (\text{Glg. 23a})$$

G entspricht dem Geometrischen Faktor, dieser sollte idealerweise den Wert 1 annehmen. Dabei strebt sowohl der Quotient im logarithmischen Term als auch der Skinfaktor gegen Null.

Der Skin der meisten Lagerstätten (Sonden) ist in der Regel sehr hoch (20-100). Die bohrlochnahe geschädigte Zone hat eine Ausdehnung von meist nicht mehr als einem Meter. Diese Größenordnung entspricht dem Wirkungsradius der Tortuosität. Durch einen guten Frac wird zumindest der Skin und damit die Tortuositätszone überwunden. Doch ist noch ein Stimulationsfaktor durch den ersten Term im Geometrischen Faktor offen. Ein geringer Produktivitätsindex wird normalerweise auf niedrige Permeabilitäten zurückgeführt. Sind diese jedoch höher als angenommen, wird unter Umständen eine missglückte Skinreduzierung übersehen. Die eigentliche ungestörte Lagerstätte ist nicht optimal an die Bohrung angebunden und wird daher in ihrem Potenzial unterschätzt.

Im schlechtesten Fall wird bei ausbleibender Produktivitätserhöhung ein Lokationswechsel vorgenommen oder aber eine forcierte Produktion der Lagerstätte unter höheren Depressionen im Träger realisiert. Durch letztere Maßnahme kommt es langfristig eher zu einer Verschlechterung der Zuflussbedingungen. Ein trotz alledem vorhandener, jedoch unzureichend ausgelegter bzw. abgestützter Riss neigt dazu, sich bei erhöhter Druckabsenkung weiter oder gar „vollständig“ zu schließen /Sato et al. 1998/. Diese Konvergenz geht mit der Konduktivitätsabnahme einher.

Die Produktion sollte daher generell unter geringstmöglicher Depression im Träger erfolgen, um ähnliche Effekte zu minimieren und zudem den Förderaufwand, insbesondere bei nicht-artesischen, fluiddominierten Geothermiesonden, auf einem niedrigen Niveau zu halten.

Die erhöhte Depression führt zusätzlich zu höheren Fluidströmungsgeschwindigkeiten im Riss bzw. in den zur Verfügung stehenden Fließkanälen. Dies führt wegen der so genannten Non-Darcy-Flow Effects zu Druckverlusten. Diese nehmen Einfluss auf die effektiv wirksame Länge und Konduktivität der erzeugten Risse /Barree 2002/.

Turbulente Strömungsbedingungen im Riss können auch zur Rückförderung von Stützmittelmaterial aus dem Riss führen /Gidley et al. 1989/. Die Stützmittelpackung im Riss besitzt eine druckabhängige Stabilität. Sie ist, konkreter betrachtet, bei einer gegebenen Rissweite eine Funktion des effektiven externen Druckes normal zu den Rissflächen (σ_{ij}), des Fluiddruckes im Riss sowie der gegenseitigen Verzahnung der Stützmittelkörner untereinander und mit der Bohrwand. Zugleich ist die Stabilität auch entscheidend abhängig sowohl von der Festigkeit der

Stützmittelkörner als auch der der Formation. Große Rissweiten bergen die erhöhte Gefahr des Stützmittelaustrags bei steigendem Fluiddruck im Riss.

Zur Vermeidung dieser Gefahren werden häufig beschichtete Stützmittel (coated proppants), für eine bessere Haftung der Körner untereinander, oder zusätzlich Stoffe wie Glasfasermaterialien, für eine Vernetzung der Packung, verwendet /Rodriguez 2001/.

Diese Maßnahmen sind allerdings weniger erforderlich, sorgt man im Vorfeld für eine von Grund auf optimierte, an die in situ Bedingungen angepasste Auslegung der Behandlung, d.h. für:

1. optimierte Rissdimensionen (ideal ist ein mit Stützmitteln gefüllter / gepackter Riss mit einer Risshalbblänge von 30 m),
2. geeignete Stützmitteleigenschaften und optimale Platzierung (gute Anbindung des Reservoirs des eigentlichen Nutzhorizontes),
3. moderate und kontrollierte Fahrweise des Speichers während der Förderung (geringstmögliche Druckabsenkung).

Die Risshalbblänge impliziert automatisch ein spezifisches Rissvolumen und dieses wiederum eine resultierende Rissweite. Der Anstieg der Risshalbblänge verhält sich dabei asymptotisch zum Anstieg des Rissvolumens. Dies gilt mit Ausnahme von TSO-Desings bei denen maximale Risskonduktivitäten angestrebt werden.

Sind diese Basiskriterien von vornherein nicht zu erfüllen, müssen die Erfolgsaussichten einer Stimulation grundsätzlich eingeschränkt werden

Nach den theoretischen Ausführung zur Abschätzung der Produktivität hydraulisch stimulierter Reservoirs und der Erläuterung der Gründe für Stimulationsmisserfolge aus praktischer Sicht, erfolgt nun im Anschluss die Auswertung von durchgeführten Feldexperimenten, bei denen eine entsprechende Stimulationsmaßnahme in einem tiefliegenden gering-permeablen Fluidreservoir durchgeführt wurde. Hierfür gilt es zunächst die relevanten Einflussparameter der Rissentstehung und -ausbreitung zu identifizieren und zu definieren.

5 Auswertung von Fracoperationen

Im Folgenden werden die Parameter und die Theorie erläutert, auf denen die Auswertung der Fracoperationen basiert.

5.1 Messbare Parameter

Der Bohrlochsohlendruck ist der während der Behandlung gemessene in situ Druck p_{bh} . Er ist definiert als /Wright et al. 1993/:

$$p_{bh_i} = p_{wh_i} + p_{hyd_i} - p_{tf_i} \quad (\text{Glg. 24})$$

Ist p_{bh} bekannt, können die übrigen Parameter aus Gleichung 25 ermittelt werden /Wright et al. 1993/:

$$p_{bh_i} = p_{Net} + p_c + p_{perff_i} + p_{NWB_i} \quad (\text{Glg. 25})$$

Die Gesamtdruckverluste p_f sind die Summe der einzelnen Verluste im Strang, an den Perforationen und im bohrlochnahen Bereich (Tortuosität). Sie sind eine Funktion der Fließrate, mit einem jeweilig unterschiedlichen Proportionalitätsverhältnis. Überschlüssig betrachtet variiert p_{perff} mit dem Quadrat und p_{NWB} mit der Quadratwurzel der Fließrate /Fieldpro 2002/.

$$p_f = f(q_i) = p_{tf_i} + p_{perff_i} + p_{NWB_i} \quad (\text{Glg. 26})$$

Bei der Anwendung von OH-Fracbehandlungen sind keine Perforationen vorhanden, wodurch der Term p_{perff} in Glg. 26 wegfällt.

Steht keine in situ Druckaufzeichnung zur Verfügung, muss p_{bh} über den Bohrlochkopfdruck (p_{wh}) und die Hydrostatik im Bohrloch berechnet werden. Hierzu ist eine Abschätzung von p_{hyd} und p_f notwendig. Diese wird in der Regel mit Hilfe der Ergebnisse des Datafracs durchgeführt, falls bei diesem eine in situ Druckaufzeichnung erfolgte. Da es sich hier um eine Gleichung mit zwei Unbekannten handelt, ist der berechnete p_{bh} unter Umständen sehr ungenau.

5.2 Genereller Ablauf einer Fracbehandlung

Während der Behandlung herrscht der höchste Druck grundsätzlich an der Bohrlochwandung. Nach der Überwindung des Aufbrechdruckes wächst der Riss auf dem Rissfortleitungsdruckniveau in die Ebene und gewinnt zusätzlich an Weite. Dieser Prozess läuft ab, solange das Druckniveau an der Rissspitze dem des Rissfortleitungsdruckes entspricht. Bei zunehmender Risslänge und sich ausdehnendem Rissvolumen steigen die Reibungsdruckverluste; das Risslängenwachstum kommt beim Unterschreiten des Fortleitungsdruckes zum Erliegen und geht in ein Rissweitenwachstum (normal zur kleinsten horizontalen Hauptspannung) über. Das Rissvolumen nimmt nur noch wenig zu. Das zu Beginn einer Behandlung verpumpte Padvolumen dient der Erzeugung eines ausreichenden Rissvolumens zur Aufnahme von im direkten Anschluss stufenweise eingebrachten Stützmittelmengen. Ist nach der Padphase das Volumen zu gering bzw. der Riss zu schmal, besteht das erhöhte Risiko eines Screen-Out durch die Erreichung einer kritischen Stützmittelkonzentration und damit eines sofortigen Abbruchs der Behandlung.

Ansonsten werden je nach Auslegung der Behandlung und Anlagenkapazität in den anschließenden Phasen (bei stetiger Rissausbreitung) Stützmittel in den Riss transportiert. Der Riss wird stufenweise mit Stützmitteln von der Rissspitze bis zum Bohrloch mit dem Ziel einer spezifischen Endkonzentration und Rissweite beladen. Für den Transport werden Fluide benötigt, die unter den gegebenen Reservoirbedingungen (Leakoff-Verhalten) die entsprechenden Transporteigen-

schaften aufweisen, sowie Behandlungsdrücke, die für eine adäquate Strömungsgeschwindigkeit im System und für das richtige Druckniveau im Riss sorgen.

Mit zunehmender Stützmittelkonzentration steigen die Reibungsdruckverluste bis zu einem Niveau, bei dem der Transport und die Rissausdehnung zum Erliegen kommen. Die Stützmittelkonzentration steigt weiter an und führt bei Erreichen eines kritischen Niveaus zu einer Ausfällung. Dieser Vorgang, der Screen-Out, läuft in der Regel sehr schnell ab. Die Folge ist eine Blockierung des Risses oder von Teilen desselben. Dies führt zu einem schlagartigen Druckanstieg im Bohrloch, welcher beim Überschreiten der Anlagenkapazitäten zu einer automatischen Abschaltung der Injektionsaggregate (meist Hochdruck-Kolbenpumpen) führt. Befinden sich zu diesem Zeitpunkt noch stützmittelbeladene Gelstufen im Bohrloch, kommt es durch den Druckabfall hier ebenfalls zu einer Stützmittelausfällung, die zu schweren Havarien mit den entsprechenden Konsequenzen führen kann.

Ein Screen-Out kann auch durch einen plötzlich auftretenden, zu hohen Flüssigkeitsverlust bzw. mangelnde Transporteigenschaften der Fluide hervorgerufen werden. Die Stützmittel sind nicht mehr alleine in der Lage, den Riss offen zu halten.

Der genaue Zeitpunkt eines Screen-Out ist bei bekannten dynamischen Rissdimensionen (Reservoirverhalten) bestimmbar bzw. modellierbar. Einen Sonderfall stellt eine Tip-Screen-Out (TSO)-Operation dar, welche auf die möglichst effektive und maximale Packung des Risses mit Stützmitteln ausgelegt ist und gleichzeitig als alternative Methode zur Begrenzung des Risshöhenwachstums dient /Engels et al. 2001/. Das Prinzip beruht auf der kontrollierten Auslösung eines Screen-Out-Ereignisses, das an der Risspitze beginnt und sich unter kontinuierlicher Auffüllung des Risses mit Stützmitteln bis zum Bohrloch fortsetzt. Das Ziel ist die Erzeugung extrem weiter, in der Regel kurzer, sehr gut gepackter Risse mit entsprechend hoher Konduktivität ($k_f \cdot w$).

Im Normalfall (so auch am Pilotstandort Groß Schönebeck) sind die dynamischen in situ Verhältnisse auf Grund unbekannter Lagerstättenbedingungen (z.B. in Hinblick auf exaktes Leakoffverhalten, Spannungszustand, vertikale und laterale Heterogenität), vielfältiger Einflüsse (z.B. in situ Gelverhalten) und Imponderabilien (z.B. Pumpenausfall) nicht ausreichend bekannt, was eine angepasste, moderate Auslegung der Behandlung nahe legt.

5.3 Parameter der Rissinitiiierung und Rissausbreitung

Ein hydraulischer Zugriss entsteht in einem glatten Bohrloch, wenn die effektive tangentielle Spannung an einer beliebigen Stelle auf der Bohrlochwandung die Zugfestigkeit der Formation σ_T überschreitet. Der dafür erforderliche hydraulische Druck wird als Aufbrechdruck p_{bd} bezeichnet. Wird ein elastisches Materialverhalten bis zum Zerbrechens des Gesteins angenommen existiert eine generelle Beschreibung der Zugrissentstehung /Weijers et al. 1994/:

$$p_{bd} = \xi_1 \sigma_h + \xi_2 \sigma_H - \xi_3 p_e - \xi_4 \sigma_T \quad (\text{Glg. 27})$$

Die Koeffizienten ξ_1 bis ξ_4 sind abhängig von der initialen Risslänge und nähern sich bei einer initialen Risslänge von Null den Werten 3, -1, 1 und 1 an /Weijers et al. 1994/.

Bei einer Fracbehandlung entstehen ein oder mehrere hydraulisch erzeugte Zugrisse im Gestein (Frac), die sich mit dem Fortschreiten der Behandlung weiter in Richtung der maximalen horizontalen Hauptspannung in der Umgebung der Bohrung ausbreiten.

Dies geschieht auf dem Niveau des Rissfortleitungsdruckes p_{fort} /Economides et al. 1998/:

$$p_{fort} = \sigma_h + \Delta p_{Net} + \Delta p_f + \Delta p_{tip} \quad (\text{Glg. 28})$$

wobei Δp_{Net} dem effektiven Nettorissdruck, Δp_f dem Reibungsdruckverlusten im Riss und Δp_{ip} dem Druckabfall an der Risspitze entspricht.
 Der ISIP (Instantaneous-Shut-In-Pressure) ist der Druck, der zum Zeitpunkt des abrupten Ein-
 schlusses des Bohrlochs, also beim Herunterfahren der Pumpen, am Druckaufnehmer (Bohr-
 lochkopf [ISIP] oder in situ [BISIP]) ansteht. Für dessen eindeutige Ermittlung müssen dynami-
 schen Effekte (oszillierender Druckverlauf) mitberücksichtigt werden /Wright et al. 1993/.

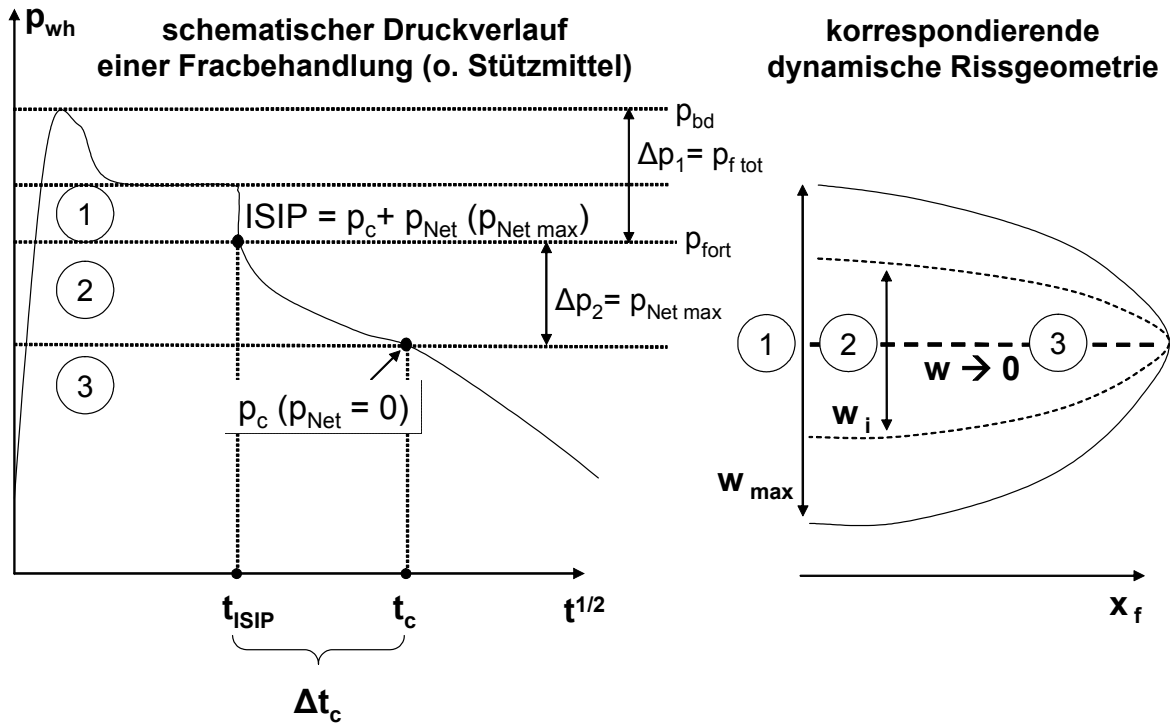


Abb. 26: Parameterdefinition für die Druckkurvenanalyse einer Fracbehandlung

Die Identifizierung des wirklichen ISIP ist deshalb für die Auswertung der gesamten Behandlung wichtig, da zu diesem Zeitpunkt die Reibungsdruckverluste in den technischen Einbauten, in der Formation und dem Riss, wegfallen. Bei exakter Ermittlung des ISIP kann neben den während der Behandlung wirksamen Reibungsdruckverlusten das Niveau des Rissfortleitungsdruckes eruiert werden. Die Magnitude des schlagartigen Druckabfalls ist dabei proportional zu den Druckverlusten, die während der Behandlung herrschten. Unmittelbar nach dem ISIP setzt die Druckabfallphase ein, die durch das Abfließen des im Bohrloch und im Riss befindlichen Fluids in die Matrix bestimmt wird. Das Abflussverhalten (Leakoff) richtet sich nach den Matrix- und Risseigenschaften gegenüber dem verpumpten Fluid.

Der Druck im Riss zum Zeitpunkt des ISIP entspricht gemäß Glg. 28 p_{fort} :

$$ISIP = p_c + \Delta p_{Net} = p_{fort} \quad (\text{Glg. 29})$$

Die kontinuierliche Abnahme des Druckes in der Bohrung nach dem Shut-In Ereignis bedingt eine Druckreduzierung im Riss. Die Geschwindigkeit der Druckabnahme wird über die Spannungsverhältnisse im Gebirge und das Leakoff-Verhalten der Formation bestimmt. Nach einer Zeit Δt_c , die als Risseinschlusszeit bezeichnet wird, schließt sich der Riss und nimmt je nach Gebirgstyp und Behandlungsart (mit oder ohne Stützmittel) eine finale Rissweite an. Die resultierende Rissweite ist zudem abhängig vom verbleibenden effektiven Druck im Riss, der entscheidend vom Porendruck des Reservoirs und von der minimalen horizontalen Hauptspannung (σ_h) beeinflusst ist. Der Bohrlochsohlendruck zum Zeitpunkt des Risseinschlusses entspricht dem Risschließdruck p_c plus einem leicht überhöhten Porendruck, der durch die Behandlung noch an

den Rissflächen ansteht. Der Parameter p_c steht damit für den Fluiddruck bei dem sich der Riss ohne Stützmittel schließt. Er wirkt entgegen σ_b normal zur Rissfläche. p_c ist ein globaler Wert und damit nicht exakt gleich σ_b , welche einen lokalen Wert darstellt. Im Falle von p_c handelt es sich zudem um einen Mittelwert der die räumlich verteilten Heterogenitäten der Formation mit beinhaltet. Die Gebirgsspannung variiert hingegen von Schicht zu Schicht und bildet dadurch ein Profil aus. Folglich unterscheiden sich auch die Bestimmungsmethoden der Parameter. Die lokale Gebirgsspannung wird über die Erzeugung von Mikrorissen („microfracturing“) in einzelnen Formationsabschnitten bei kleinen Volumen und Raten im Vergleich zur Prozedur der Bestimmung des globalen Risschließdruckes bestimmt. Diese erfordert die Erzeugung eines Risses über das gesamte zu behandelnde, unter Umständen mehrere Formationen umfassende Intervall. Die Bestimmung von p_c erfolgt konventionell über Step-Rate-, Pump-In-/Flowback- und Tests während der Druckabfallphase sowie deren Analyse. Dieser Unterschied hat auch Auswirkungen auf die Bestimmung von p_{Net} . Im Falle der Spannungsermittlung durch microfracturing ist p_{Net} zum Zeitpunkt des Shut-In auf Grund der erzeugten sehr kleinen Risse ebenfalls sehr klein. Der BISIP wird daher oft p_c gleichgesetzt. Bei der Erzeugung großer Risse im Rahmen der p_c Bestimmung ist p_{Net} zum Zeitpunkt des Shut-In unter Umständen sehr groß, weswegen BISIP nicht p_c entspricht /Economides et al. 1989/.

Weiterhin gelten entsprechend Abb. 26 die Beziehungen:

$$p_c < p_{fort} \leq p_{bd} \quad ; \quad p_{bd} \geq p_c$$

Die Werte können unter Umständen sehr nahe beieinander liegen, insbesondere dann wenn in erster Linie bereits vorhandene Risse erweitert werden (siehe Kapitel 5.4).

Die minimale horizontale Hauptspannung ist neben dem Nettorissdruck p_{Net} die wichtigste natürliche (gebirgsmechanische) Einflussgröße in Bezug auf die Rissentstehung und Rissausbreitung. Die Qualität der Fracmodellierung ist direkt abhängig von der Genauigkeit der Bestimmung von p_c (siehe Kap 4.5) /Branagan et al. 1994/.

5.4 Parameterbeeinflussung

Abb. 26 stellt einen idealen Druckverlauf während einer Fracbehandlung dar. Der reale Druckverlauf kann jedoch deutlich vom Idealbild abweichen. Einfluss auf die Magnitudenunterschiede zwischen Aufbrech- und Schließdruck bzw. Fortleitungsdruck besitzen vor allem die in Glg. 27 enthaltenen Parameter. Wird Glg. 27 wie folgt umgestellt

$$p_{bd} - 3\sigma_h = -\sigma_T - \sigma_H - p_e \quad (\text{Glg. 30})$$

Folglich nimmt der Magnitudenunterschied zwischen p_{bd} und σ_b mit Zunahme von σ_H , p_e und σ_T und konstantem σ_b ebenfalls zu bzw. reduziert sich bei umgekehrten Verhältnissen.

Die Parameter sind dabei voneinander unabhängig.

Liegen σ_b und σ_H sehr dicht zusammen, gilt näherungsweise die Beziehung:

$$p_{bd} - 2\sigma = -\sigma_T - p_e \quad (\text{Glg. 31})$$

mit $\sigma_b = \sigma_H = \sigma$

Bei konstantem σ_T und p_e verhält sich der Magnitudenunterschied umgekehrt proportional zu σ . Besteht eine große Diskrepanz zwischen den horizontalen Hauptnormalspannungen, gilt der gleiche qualitative Zusammenhang in Bezug auf den Magnitudenunterschied wie für identische Hauptnormalspannungen.

Die Zusammenhänge gelten unter Vorbehalt auf Grund deren Ableitung aus der elastischen Beziehung (Glg. 30). Neben den erwähnten Einflussfaktoren sind noch weitere zu nennen.

So nimmt der Magnitudenunterschieds ab bei einer Zunahme der:

1. **Permeabilität** bzw. **Leakoff** der Formation,
2. **Druckaufbaugeschwindigkeit** bzw. Fahrweise der Behandlung (hohe Geschwindigkeit verursacht tendenziell sprödes Materialverhalten, geringe Geschwindigkeiten verursachen tendenziell weiches Materialverhalten),

bzw. einer Abnahme der:

3. **Stabilität, Sprödheit** des Gesteins (mechanischer Zustand der Formation bzw. des Gebirges).

Eine Zunahme des Magnitudenunterschieds erfolgt bei der Zunahme des:

4. **technischen Levels der Komplettierung** bzw. **Einengung der Fließwege** (OH-Komplettierung – barefoot – bis zu einem verrohrten und zementierten Bohrloch mit Perforationen)
5. **Gasanteil** (Fluidzusammensetzung) und der **Fluidkompressibilität** des Formationsfluids

Der Unterschied zwischen p_{fort} und p_c ist vom p_{Net} -Niveau abhängig, welches unter anderem mit wachsender Permeabilität der Formation zunimmt.

5.5 Nettorissdruck- und Spannungsermittlung

Neben der Druckabfallanalyse, die in Kapitel 5.8.2.3 am praktischen Fallbeispiel beschrieben und angewendet wird, existieren sowohl indirekte als auch direkte Methoden der Ermittlung von p_c .

5.5.1 Indirekte Methoden zur Ermittlung des Risschließdruckes

Für tektonisch weitestgehend inaktive Formationen (z.B. in Sedimentbecken) kann p_c unter anderem mit σ_h und dem Reservoirdruck p_e in Beziehung gebracht werden (Glg. 32) /Berghofer et al. 1998/.

$$p_c = \sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot (\sigma_v - \alpha \cdot p_e) + \alpha \cdot p_e \quad (\text{Glg. 32})$$

Der Parameter α steht für die Biot'sche Konstante und σ_v für die vertikale Hauptnormalspannung. Die Poissonzahl ν der Gesteine kann mit Hilfe von Kernmessungen im Labor ermittelt werden. Hierfür ist die Gewinnung von ungestörten Kernen aus den relevanten Gesteinsschichten erforderlich. Die Laborergebnisse können jedoch oft die in situ Verhältnisse nicht exakt genug wiedergeben /Wright et al. 1993; Cleary et al. 1994/.

Die Schlussfolgerung wäre, σ_h (in situ) über akustische Messverfahren zu bestimmen. Diese dienen ebenfalls dazu, die in Glg. 32 relevante dynamische Poissonzahl ν des Gesteins in situ zu ermitteln. Letztere ist anhand von Glg. 32 nur indirekt in Beziehung zur realen in situ Spannung zu setzen. Die Beziehung ist zudem nur sehr eingeschränkt gültig. Neben tektonischen vernachlässigt sie reservoirgeometrische, inelastischen (Kriechvorgänge) und über die Produktion induzierte Veränderungen des Spannungszustandes der Formation. Deshalb können nur direkte Methoden, über die Schaffung hydraulischer Risse im Reservoir, zu einer Bestimmung der wirklichen in situ Spannungszustände führen.

5.5.2 Direkte Methoden zur Ermittlung des Risschließdruckes

Im Zuge von Minifrac im Vorfeld der Hauptbehandlung kann die Magnitude von p_c mit Hilfe von kurzfristigen Fluidinjektionen während der Shut-In-Phasen eingegrenzt, evtl. sogar direkt ermittelt werden /Wright et al. 1996/.

Hier wird zwischen zwei Konzepten unterschieden:

- 1) Flow-Pulse
- 2) HIT

Flow-Pulse steht für kleinvolumige, kurzzeitige (druckstoßartige) Injektionen von Fluiden während der Druckabfallphase einer Fracbehandlung. Die verwendeten Fluide sollten dabei rheologisch denen der Injektionsphase entsprechen. Diese Anforderung bringt neben der besseren Vergleichbarkeit auch eine Vereinfachung in der Durchführung mit sich.

Ziel dabei ist es, nacheinander mehrere Flow-Pulses auf dem Druckniveau der Hauptbehandlung zu setzen, aus deren charakteristischen Druckantworten der Zeitpunkt des Riss-schließens (korrespondierender Druck) eingegrenzt wird. Das HIT-Konzept beruht auf dem identischen Prinzip druckstoßartiger Fluidinjektionen, jedoch bei wesentlich geringeren Amplituden der Einzeldruckimpulse und gleichzeitig einer kontinuierlichen Beaufschlagung des Systems. Gemessen wird die hydraulische Impedanz des Gesamtsystems, anhand welcher sich der Wechsel zwischen offenen und geschlossenen Rissen ablesen lässt.

5.5.2.1 Flow-Pulse

Ein Flow-Pulse während eines noch offenen Risses bewirkt ein erneutes Anwachsen der bereits reduzierten Rissweite. Dieser Rissweitzuwachs (proportional zum verpressten Flow-Pulse Fluidvolumen) ist jedoch relativ gering im Verhältnis zur noch vorhandenen Rissweite (entsprechend dem während der Hauptbehandlung verpressten Fluidvolumens). Die Druckantwort zeichnet sich folglich zum einen durch einen kurzen, steilen Anstieg bis auf das Niveau der Rissausbreitung bzw. -öffnung aus. Auf diesem Niveau bleibt der Druck während der Injektionsphase. Zum anderen fällt das Druckniveau bei Ende des Flow-Pulses rasch ab. Die Druckabfallkurve nach dem Flow-Pulse nähert sich schnell wieder der vorhergehenden bzw. ursprünglichen Druckabfallkurve an. Der offene Riss kann den Flow-Pulse gut kompensieren, das geringe Volumen des Flow-Pulses bewirkt keine große Veränderung im Leakoffverhalten (Druckabfallverhalten).

Erreicht der Flow-Pulse einen geschlossenen Riss, muss dieser durch den Flow-Pulse erneut geöffnet werden. Die proportionale Rissweitenänderung durch das injizierte Volumen ist dabei wesentlich größer im Vergleich zu einem offenen Riss. Hinzu kommt, dass der wiedergeöffnete Riss nur ein sehr kleines Volumen und damit lediglich einen geringen Radius besitzt.

Risse mit kleinen Radien weisen eine höhere Steifigkeit als Risse mit größeren Radien auf. Dieser Zusammenhang wird über eine elastische Beziehung beschrieben:

$$\Delta p_{FP} = \frac{1}{\gamma} \Delta w \frac{\bar{E}}{R'} \quad (\text{Glg. 33})$$

Der Quotient aus Rissöffnungs-E-Modul \bar{E} ($\sim 1/4$ des E-Modul des Gesteins) und Rissradius R' wird dabei als Risssteifigkeit bezeichnet. Der Parameter γ ist ein geometrischer Faktor und nimmt für radiale Risse einen Wert von 2π an, Δp_{FP} steht für den effektiven Druckanstieg während eines Flow-Pulses und Δw für die induzierte Rissweitenveränderung /Wright et al. 1996/.

Fazit in Bezug auf den resultierenden Druckanstieg Δp_{FP} :

- 1) Ein Flow-Pulse in einem offenen Riss bewirkt einen geringen Druckanstieg, a) da das injizierte geringe Fluidvolumen über die vorhandenen Rissflächen bei nur mäßigem Zuwachs an Rissweite Δw absorbiert werden kann und b) der offene Riss eine geringere Steifigkeit auf Grund des noch relativ großen Rissradius R' besitzt.

- 2) Ein Flow-Pulse bei geschlossenem Riss bewirkt einen höheren Druckanstieg, a) da das injizierte Fluidvolumen ein relativ großes ΔW erzeugt und b) der neue, sehr kleine Riss eine relativ hohe Steifigkeit wegen des geringen Rissradius R' besitzt.

Der Flow-Pulse kann demnach insgesamt wie folgt interpretiert werden:

- 1) kleines Δp_{FP} , schneller Druckabfall annähernd auf das Druckniveau vor dem Flow-Pulse (bzw. Druckabfallkurve nach Flow-Pulse nähert sich rasch der Druckabfallkurve vor dem Flow-Pulse an):
→ offene(r) Riss(e) vor Flow-Pulse;
- 2) großes Δp_{FP} , stark abweichendes Druckabfallverhalten nach dem Flow-Pulse:
→ geschlossene(r) Riss(e) vor Flow-Pulse.

Demnach ist es bei unbekanntem Schließdruck erforderlich, mindestens zwei Flow-Pulses zu setzen, um eine Eingrenzung des Riss-schließdruckes vorzunehmen. Je nach den Eigenschaften des verpumpten Fluids und der Formation muss dies [nämlich die Setzung von zwei Flow-Pulses] mehr oder weniger schnell nach dem Shut-In der vorangegangenen Hauptbehandlung erfolgen.

Der Riss-schließdruck sollte mit Hilfe der Flow-Pulse-Technik eingegrenzt werden. Eine exakte Bestimmung ist in der Praxis auf Grund einer unter Umständen eingeschränkten Auflösung nicht möglich. Die Ursachen hierfür sind:

- 1) Es liegen multiple Risse vor, die nicht zu einem Zeitpunkt, bei einem spezifischen Druck spontan geschlossen werden.
- 2) Es treten erhebliche Druckgradienten innerhalb eines weitgehend geschlossenen Risses während des Flow-Pulses auf.
- 3) Der Riss schließt nicht homogen über die gesamte Rissfläche.

Für die erfolgreiche Durchführung werden folgende Parameter/Regime empfohlen:

- 1) stabile Rate während des Flow-Pulse bei ca. 1,6 m³/min,
- 2) Flow-Pulse-Pumpzeit < 1 min und in jedem Fall < 10 % der Minifracpumpzeit,
- 3) mindestens zwei Flow-Pulses während einer Shut-In-Phase, mehrere für eine bessere Unterscheidung der Druckantworten,
- 4) Flow-Pulse-Einzelvolumen: minimal 0,3 – 1,6 m³, maximal 10 % des Minifracvolumens.

5.5.2.2 HIT – Hydraulic Impedance Testing

Es existiert eine weitere Möglichkeit, über dynamische Druckimpulse den Schließdruck zu bestimmen /Holzhausen et al. 1985/. Die Technologie wird als HIT bezeichnet und wird als kosteneffiziente Maßnahme in der KW-Industrie routinemäßig in Wasser-Reinjektionssonden zur Rissdetektion eingesetzt /Paige et al. 1992/.

Hydraulische Druckimpulse werden von übertage durch das schnelle Öffnen und Schließens eines Ventils (ca. 0,1-0,5 s) über die Fluidsäule in das Bohrloch gesendet. Die Druckwellen treffen auf die Formation, werden von ihr und der Bohrlochsohle reflektiert, am Bohrlochkopf detektiert und erneut reflektiert. Die freien Schwingungen, die auf diese Weise im Bohrloch erzeugt werden, reagieren sehr sensibel auf das Vorhandensein offener oder geschlossener Risse im Gestein. Existiert kein Riss oder ist ein vorher erzeugter Riss bereits wieder geschlossen, wird ein negativer Druckimpuls von der Formation ausgesendet, die als steifer Reflektor fungiert. Die negative Signatur des Druckimpulses bleibt bis zur Detektion übertage erhalten. Der Druck im Bohrloch wird zusätzlich sichtbar abfallen, wenn das kleine Fluidvolumen aus dem steifen System ausgesendet wird.

Liegt ein noch geöffneter Riss vor, wird das Drucksignal invertiert, da der geöffnete Riss als ein weicher Reflektor fungiert. Die übertägig registrierten Druckspitzen können dabei größer sein als der initiale Druck im Bohrloch.

In der Regel werden die Druckimpulse in Abständen von weniger als 1 bar auf der Druckabfallkurve gesetzt. Die Druckimpulse selbst dauern je nach Signal und Druckabfall ca. 10 s. Sinnvoll ist es, HIT vor und nach den Flow-Pulses oder sogar kontinuierlich während der gesamten Druckabfallphase einzusetzen. HIT-Daten sollten als Ergänzung zu Flow-Pulse-Daten gesehen werden. Fallbeispiele für die praktische Anwendung der Flow-Pulse- und HIT-Technologie sind in der Literatur bei Wright et al. (1996) zu finden.

5.5.2.3 Schlussfolgerungen zur in situ Spannungsermittlung

Für eine optimale Auswertung der Datafracs hinsichtlich p_c wird folgendes Vorgehen vorgeschlagen:

1. Minifrac mit ungestörtem Druckabfall, Anwendung grafischer Analysemethoden zur Bestimmung von p_c und ISIP;
2. Minifrac mit Flow-Pulse-Technologie (mind. 2 Flow-Pulses) während der Druckabfallphase;
3. Minifrac mit Flow-Pulse und HIT-Technologie während der Druckabfallphase.

Die Maßnahmen 2 und 3 können bei eindeutigen Ergebnissen aus 1 entfallen (eindeutige Ergebnisse sind jedoch aus 1 selten zu erwarten) oder als eine Maßnahme zusammengefasst werden. Die Aufteilung entspricht der optimalen Vorgehensweise, da die einzelnen Maßnahmen so am besten ausgewertet werden können, ohne dass sie sich gegenseitig beeinflussen.

5.5.3 Methoden zur Bestimmung des Nettorissdruckes

Der Nettorissdruck p_{Net} wirkt im Hauptkörper des erzeugten Risses und bestimmt dessen Ausbreitung im Gebirge. Er ist in erster Linie von den Formationseigenschaften abhängig. Der Nettorissdruck ist keine direkt messbare Größe /Johnson et al. 1993/. Er wird normalerweise durch Reibungsdruckverluste im bohrlochnahen Bereich (verursacht durch Tortuosität) maskiert /GRI 1995a/. Letztere müssen entweder möglichst exakt ermittelt oder sogar beseitigt werden, um den Nettorissdruck zumindest indirekt bestimmen zu können. Dies ist deshalb so wichtig, weil die Fracmodellierung auf p_{Net} basiert. Im Rahmen des Pressure Matching gilt es, den realen p_{Net} dem modellierten p_{Net} anzugleichen. Aus dieser inversen Angleichung resultieren die Rissdimensionen. Durchführbarkeit und Qualität der Fracmodellierung hängen entschieden von der ihr zugrunde liegenden Datenqualität ab.

Die naheliegendste Methode zur Bestimmung von p_{Net} ist die Anwendung gezielter Shut-In-Phasen während der einzelnen Stufen der Fracbehandlung. Gemessen bzw. ermittelt wird der ISIP. Dieser entspricht, abzüglich des im Vorfeld durch Flow-Pulse und HIT ermittelten Schließdruckes, dem maximalen Nettorissdruck $p_{Net\ max}$. Die Shut-In-Phasen müssen mindestens 20 bis 60 Sekunden dauern, um dynamische Effekte aus den ISIP-Daten eliminieren zu können. Das Ergebnis sind ISIP-Daten bei unterschiedlichen Injektionsraten, die einen Rückschluss auf Reibungsdruckverluste im bohrlochnahen Bereich (zwischen in situ Druckaufzeichnung und fracture mainbody) zulassen /Wright et al. 1993/.

Tritt ein Druckanstieg während einer Injektionsphase auf, kann anhand der Charakteristik solcher kurzer Shut-Ins ermittelt werden, ob es sich bei diesem Druckanstieg um eine Zunahme der bohrlochnahen Reibungsdruckverluste durch Zunahme der Tortuosität bei sich ausweitenden Rissdimensionen oder um einen Anstieg des Nettorissdruckes durch Riss-Containment, Rissausbreitung in Zonen unterschiedlicher Spannungen etc. handelt.

Diese Unterscheidung ist elementar für die nachträgliche Simulation der erfolgten Rissausbreitung und für die Abschätzung der resultierenden Rissdimensionen.

Der ISIP-Vergleich zwischen den verschiedenen Injektionsraten ermöglicht die Ermittlung des Anstiegs des Nettorissdruckes bei erhöhter Rate.

Sinnvollerweise sollten die Injektionsstufen bei konstantem Druckverlauf daher mit wenigstens einem solchem shut-in versehen werden. Variiert der Druck während einer Phase stark, müssen mehrere Shut-Ins in den verschiedenen Druckbereichen gesetzt werden.

Es ist angesichts der Kurzzeitigkeit der Shut-In-Phasen nicht zu erwarten, dass die Durchführung und das Ergebnis der Behandlung, selbst bei Injektionen von stützmittelbeladenen Fluiden, negativ beeinflusst wird (Riss bleibt offen, Rissweitenabnahme ist sehr gering).

Sämtliche beschriebenen Methoden und Analysen sollten unter der Verwendung von in situ Druckdaten mit einer möglichst hohen Auflösung (sampling rate min. 1 s) zum Einsatz kommen. Ebenfalls erforderlich sind flexibel und leicht regelbare Pumpeneinheiten bzw. Ventilvorrichtungen übertage, die eine Feinregulierung der Druckimpulse ermöglichen.

6 Frac-Experimente im In Situ Geothermielabor

6.1 Einleitung

Die Bohrung Groß Schönebeck (E GrSk 3/90⁵), ca. 50 km nördlich von Berlin gelegen, wurde 1990 als Explorationsbohrung auf Erdgas abgeteuft. Auf Grund mangelnder Höffigkeit der als potenzieller Nutzhorizont erschlossenen Rotliegend-Formationen wurde die Bohrung mit einer Endteufe von 4230 m abgeworfen. Hierzu erfolgte eine Verfüllung und Abdichtung nach übertage mit insgesamt drei Zementbrücken. Der Zwischenraum wurde mit Tonspülung aufgefüllt /Legarth 2001/.

Im Zuge eines geothermischen Forschungsprojektes wurde die Bohrung im Jahre 2000 für die Nutzung als „In Situ Geothermielabor“ aufgewältigt und bis 4294 m in das Unterrotliegende vertieft /Huenges 2002; Lenz et al. 2002/. Im Zuge der Arbeiten wurde ebenfalls der Ist-Zustand der Bohrungskompletierung (Integrität der Verrohrung, Zementation) überprüft /Legarth et al. 2001/.

Als wesentliche Zielformation erschließt die Bohrung Rotliegend-Sandsteine von 4085 m bis 4210 m sowie Vulkanite unterhalb von 4230 m und einer dazwischen liegenden ca. 20 m mächtigen Schicht von Konglomeraten.

Fördertests ergaben, dass die Hauptzuflusszonen im Liegenden der Bohrungen, also in den Konglomerat/Vulkanitschichten lagen. Die Sandsteine im Hangenden zeigten keinen Zufluss. Im Rahmen der Ersterkundung durchgeführte Untersuchungen an Kernen der Sandsteine wiesen jedoch auf Permeabilitäten der Hangendschichten bis 200 mD und mehr hin.

Die Diskrepanz zwischen den Beobachtungen wird nach dem vorliegenden Erkenntnisstand auf eine hydraulische Schädigung des bohrlochnahen Reservoirbereichs zurückgeführt. Die Ursachen dieser hydraulischen Blockade können mit chemischen Ausfällungsprozessen und der Ablagerung von Eisenhydroxiden und Baryt in der Formation erklärt werden.

Die Schädigung des Trägers kann dabei als das Ergebnis der Prozesse, die im Zuge der primären Erschließung im Jahre 1990 (Bohrarbeiten), während der zehnjährigen Ruhezeit der Bohrung (Einwirken der schweren Altspülung auf den Träger) und schließlich während der Aufwältigung der Bohrung (Nachräum- und Bohrarbeiten) im Jahre 2000 stattfanden, angesehen werden.

Da die Sandsteine in einem ersten Schritt als Hauptzuflusszonen geothermischer Fluide erschlossen werden sollten, wurden drei Alternativen für deren hydraulischen Anschluss an die Bohrung diskutiert: erstens die Säuerung des Trägers, zweitens die Unterschneidung des offenen Bohrlochbereichs und drittens die Erzeugung hydraulischer Risse als künstliche Fließwege. Da keine Angaben über die genaue Charakteristik der Schädigung und deren Eindringtiefe in die Formation vorlagen, schieden die beiden ersten Alternativen als Stimulationsmaßnahmen aus. Unklar war zu diesem Zeitpunkt ebenfalls, ob die nachgewiesenen Tonanteile in der Formation (autigene Illite) auf eine Säuerung reagieren bzw. chemisch und mechanisch mobilisiert werden konnten und demnach ein zusätzliches Risikopotenzial einer tiefergehenden Schädigung mit sich bringen würden.

Durch hydraulische Risserzeugung kann eine auch um mehrere Meter in die Formation hineinreichende Schädigung überwunden werden und durch eine gute Abstützung der Risse eine effektive Anbindung und Stimulation der weiter vom Bohrloch entfernten produktiven Reservoirbereiche erzielt werden. Im Winter 2001/2002 wurden daher in zwei Intervallen der Rotliegend-Sandsteine Fracoperationen mit den zuvor erwähnten Zielstellungen durchgeführt.

Die folgenden Ausführungen befassen sich mit der Auswertung und Beurteilung dieser Operationen in Hinblick auf ihre Wirkung auf die Produktivitätssteigerung des Reservoirs.

⁵ Gauß-Krüger-Koordinaten: RW: 5406044,6; HW: 5864387,2; Höhe NN: + 65,98 m

6.2 Vorgehensweise

Gestützt auf die Erkenntnisse aus den theoretischen Modellbetrachtungen (siehe Kapitel 4) galt es, durch die Erzeugung hydraulischer, stützmittelgefüllter Risse die Produktivität ($PI_{postfrac}$) der primär geringergiebigem Rotliegend-Sandsteinformationen deutlich zu steigern.

Der Terminus „Stimulationsbehandlung“ oder allein „Behandlung“ wird im Folgenden synonym zu „HPF-Behandlung“ verwendet.

Für die Behandlungen wurden zwei Openhole- (OH) Intervalle aus dem Gesamtintervall von 3874 m bis 4294 m (420 m) ausgewählt:

- 1) 4130 m bis 4190 m (60 m),
- 2) 4078 m bis 4116 m (38 m).

Die Intervalle wurden sukzessive vom Liegenden zum Hangenden einer Stimulationsbehandlung zugeführt. Die Entscheidung für eine multizonale Stimulation im OH-Intervall erforderte, die Intervalle im Vorfeld der jeweiligen Behandlung voneinander hydraulisch zu trennen. Die Isolation wurde durch eine Kiesschüttung (Sandplug) im Liegenden und einen OH-Packer (für eine Isolation nach oben) realisiert. Die Behandlungen wurden auf diese Weise auf zwei definierte Bereiche eingegrenzt, die im Vergleich zum Gesamtintervall relativ homogen aufgebaut waren und günstigere Speicherparameter aufwiesen.

Das erste Intervall galt gemäß der vorliegenden Kerndaten und anderer Untersuchungen (Porenradienverteilung) als primärer Nutzhorizont. Die Ausgangsbedingungen an sich hätten keine effiziente Förderung gewährleistet. Demnach musste es das vorrangige Ziel der Speicherbehandlungen sein, zunächst die geschädigte Zone zu überwinden und gleichzeitig für eine Verbesserung der hydraulischen Zuflussbedingungen zu sorgen.

Lithologisch handelt es sich bei beiden Intervallen um Rotliegend-Sandsteine der Elbe-Folge (Elbe-Basissandsteine). Die Sandsteine sind mit Fluiden gesättigt (hochsalinares Formationswasser mit gelösten Gasanteilen). Die Gebirgstemperaturen liegen oberhalb von 140°C. Die Elbe-Basissandsteine können, bezogen auf ihre petrophysikalischen Eigenschaften, in drei Sequenzen unterteilt werden /Trautwein 2002/, die teilweise dünnmächtige tonige Lagen und Tonsteinlagen enthalten (Feinschichtung).

Die Vorgehensweise sah zunächst eine Behandlung des höherpermeablen Sandsteinpaketes im Liegenden vor und anschließend die der geringer permeablen (siehe Abb. 30-33), heterogeneren hangenden Schichten. Es galt, für die Erzielung von Förderraten von min. 75 m³/h ein stimuliertes, produktives OH-Intervall mit großer Mächtigkeit (ca. 100 m) für eine effiziente Förderung an die Bohrung anzuschließen.

Neben der Überwindung der bohrlochnahen Schädigungszone sollten mit der Stimulationsbehandlung die laut Kernuntersuchungen produktiven Sandsteinschichten an die Bohrung angebunden und stimuliert werden.

Der Anschluss weiterer produktiver Zuflusszonen in lateraler (evtl. Kluftzonen im bohrlochfernen Bereich) und vertikaler Richtung ($k\text{-}h$ -Erhöhung) war nicht das vorrangige Ziel, zumindest nicht für das erste Intervall.

Die durchgeführten Zuflussmessungen im Vorfeld der Stimulationen deuteten bereits auf weitere hoffige Horizonte im Liegenden der Sandsteine (Konglomerate im Übergangsbereich zwischen Sandsteinen und Vulkaniten) hin, die zusammen mit den Unterrotliegend-Andesiten noch durch weitere, zukünftige Stimulationsmaßnahmen an die Bohrung angeschlossen werden sollen.

6.3 Konzepte multizonaler Fracbehandlungen in einem OH-Intervall

Zunächst wurden die zur Verfügung stehenden und erprobten Alternativen aus der KW-Industrie für die Durchführung von OH-Fracs einander gegenüber gestellt und qualitativ ausgewertet. Hierbei stand insbesondere die Frage im Vordergrund, wie multiple Bereiche unter den

gegebenen Voraussetzungen gezielt und nacheinander möglichst effektiv behandelt werden können.

Ein standfestes Bohrloch / Gebirge vor und nach der Behandlung gilt als Voraussetzung für die Anwendbarkeit des Konzeptes.

6.3.1 Konzeptvarianten

Für die Durchführung von multizonalen OH-Fracoperationen in vertikalen Bohrlochsektionen bei hohen Gebirgstemperaturen waren jedoch im Vorfeld mehrere Varianten denkbar, die evaluiert werden mussten:

1. Sand-Plugs ("Pine-Island-Methode") mit Packer,
2. OH-Doppelpacker (Straddle-Packer),
3. FDT – Frictional Diversion Technique mit oder ohne unzementiertem Liner,
4. Hydrjet Assisted Fracturing ohne Packer und ohne Liner,
5. chemische Ablenkmechanismen.

Die Fracmethoden, welche mit mindestens einem Packer im OH-Bereich arbeiten, verlangen in der Regel eine natürliche Spannungsbarriere zur vertikalen Eindämmung des Risshöhenwachstums (Containment) und zur Verhinderung eines hydraulischen Kurzschlusses bzw. einer Packerrumläufigkeit. Tonsteinlagen mit einer Mächtigkeit von 5m oder mehr und einer Spannungsdifferenz von 4-5 MPa gelten nach konventioneller Auffassung als ausreichend /Sperling 2001/. Feldbeispiele aus der KW-Industrie zeigen jedoch, dass entsprechende und sogar größere Spannungsbarrieren zu keinem Containment führen /Cleary et al. 1991/. Andererseits wurde mit Hilfe eines so genannten nachträglichen fracture mapping beobachtet, dass ein Containment selbst bei Abwesenheit größerer Spannungsbarrieren erreicht wurde. Mögliche Gründe hierfür werden an anderer Stelle erläutert (siehe Kapitel 6.8.4.4).

Liegen die zu stimulierenden Bereiche sehr weit voneinander entfernt (einige hundert Meter), werden die geologischen Barrieren durch die Begrenzung des Behandlungsvolumens ersetzt. Der hydraulische Kurzschluss über den Packer (Umläufigkeit) wird durch ein starkes vertikales Risswachstum forciert. Der Riss kann hinter oder am Packer im Gebirge vorbei wachsen und letztendlich wieder oberhalb des Packers im Bohrloch austreten. Es besteht dabei die Gefahr, dass mittransportierte Stützmittel/Feststoffe den Packer und das Fracgestänge zusetzen bzw. verstopfen. Die Folge sind aufwendige Fishing- und /oder Freispüloperationen zum Freilegen und Ziehen der Garnitur. Ähnliche Folgen können durch einen zu hohen Stützdruck des Packerelements gegen die Bohrlochwandung eintreten. Die Stützelemente (Anker) dringen bei Überschreitung der Gesteinsfestigkeit so weit in das Gebirge ein, dass Verklemmungen auftreten und die Elemente nicht mehr einfahrbar sind. Ein hoher Stützdruck ist bei OH-Behandlungen dieser Art wiederum unumgänglich. Dies resultiert insbesondere aus der Tatsache, dass eine Gegendruckbeaufschlagung des Ringraums oberhalb des Packers von übertage aus problematisch wird. Dies liegt an dem offenen Bohrlochintervall oberhalb des Packers. Fluide können und werden diesen Bereich infiltrieren und bei hohem Druck zum Aufbrechen des Gebirges und Schaffung weiterer Fließwege führen.

Es ist daher bei multiplen Behandlungen auf einem begrenzten vertikalem besonders Intervall wichtig, die Spannungszustände im Gebirge zuerst genau zu untersuchen. Nur so sind zuverlässige Aussagen über das Risshöhenwachstum möglich.

Die Hauptausbreitungsrichtung der hydraulisch erzeugten Risse erfolgt in Richtung der größten Hauptnormalspannung. Im Falle von E GrSk 3/90 ist diese, wie in dem überwiegenden Anteil anderer tiefliegender Formationen, die vertikale Ausbreitungsrichtung. Das vertikale Wachstum erfolgt bis zum Erreichen einer Barriere (Spannungs- oder Permeabilitätsbarriere etc.).

In der folgenden Tabelle werden die erwähnten Konzepte einander gegenübergestellt und qualitativ bewertet.

Funktionsweise	Vorteile	Nachteile / Probleme	Gegen-Maßnahmen	Bewertung
zu 1) Sand-Plugs /Morris et al. 1982; Dreesen et al. 1988; Gidley et al. 1989/				
Physikalische Abdichtung der Bereiche im Liegenden der Bohrung (des Intervalls) durch Einbringen einer Kiesschüttung (optimal dichteste Packung bzw. Abdeckung mit einer impermeablen Deckschicht, z.B. Zementbrücke); multizonale Behandlungen erfolgen vom bohrlochtiefsten Bereich sukzessiv nach oben. Das Hangende wird je nach Komplettierungsart mit geeigneten Packerelementen vorgenommen (hier: OH Packer)	vergleichsweise einfaches Gesamtkonzept	Infiltrationsgefahr von Feststoffen in die Formation/Frac – Schädigung, Einpressen von Feststoffen in die Formation durch hydrodynamische Belastungen	Abstimmung der Korngrößen der Sandpackung auf die Sortierung/Klüftigkeit des umgebenden Gesteins	+
	Sand-Plugs erprobt in KW-Industrie	Flüssigkeitsverluste durch die Sandpackung	impermeable Fills (Feinmaterial zum Ausfüllen der Porenhohlräume des Sand-Plugs, Permeabilitätsreduzierung)	
	wenig bewegliche Teile untertage	Austragen der Packung	Linksspülung	
	Möglichkeit des Abhängens von Messsonden unterhalb des Packers für in situ Messungen	Setzbarkeit des Packers, Festlegung des Behandlungsintervalls in Abhängigkeit von der Formation und den Packereigenschaften bzw. Limitationen		
	Frac entspricht bei Bedarf der Testgarnitur (im direkten Anschluss)	Beständigkeit der mechanischen Bauteile gegenüber den abrasiven und korrosiven Verhältnissen (besonders auch Temperaturbeständigkeit der Gummielemente), Rückholbarkeit des OH Packers		
	geringe Kosten	Umläufigkeit, Eintrag von Feststoffen oberhalb des Packers	große Distanzen zwischen Behandlungshorizonten, Absetzen in oder oberhalb von Schichten mit hohen Gebirgsspannungen (Barrieren), chemische Barrieren?; fortlaufende Überwachung des Ringraums	
zu 2) Doppelpacker /Wilson et al. 2000/				
Die Abgrenzung des Behandlungsintervalls erfolgt allein über Packerelemente; Garnituren dieser Art werden standardmäßig für Minifrac-, Injektionstests zur Bestimmung der in situ Spannungs- und Injektivitätsverhältnisse verwendet (i.d.R. Schlauchpacker)	Testen geringmächtige, definierter Intervalle; Unterbringung von Messsonden; schnelle und direkte Abfolge der Tests in mehreren Zonen	siehe 1), gesteigerte Gefahr beim Setzen und Ziehen der Packer auf Grund der doppelten Ausführung	siehe 1)	-
zu 3) FDT /Grieser et al. 1999/				
Behandlung ohne Packer oder zusätzliche downhole Einrichtungen; Behandlungssteuerung allein über Fließraten bzw. Korrespondierender Reibungsdruckverluste (siehe unten), hydraulische Abdichtung durch Reibungsdruckverluste zwischen Fracstrang und Bohrlochwand bei geringem Ringraum (Clearance) und hohen Injektionsraten	multizonale, packerlose Behandlung	Einbringen eines Liners, Dichtheit des Linerhangers (Abdichtung des Ringraumes zwischen Gebirge und Liner nach oben)	Verwendung stationärer Installationen; Verzicht auf perforierten Liner, sukzessives Anheben des Fracstranges	+/-
Behandlung ohne Packer oder zusätzliche downhole Einrichtungen; Behandlungssteuerung allein über Fließraten bzw. Korrespondierender Reibungsdruckverluste (siehe unten), hydraulische Abdichtung durch Reibungsdruckverluste zwischen Fracstrang und Bohrlochwand bei geringem Ringraum (Clearance) und hohen Injektionsraten	Downhole Druckmessung über Ringraum von übertage	hohe Fließraten erforderlich (hohe Pumpkapazitäten)		
		wenig erprobte Technologie, bisher nur in horizontalen OH-Sektionen mit relativ homogenem Formationsaufbau		

zu 4) Hydrajct Fracturing /Surjaatmadja et al. 1998; Love et al. 1998; Eberhard et al. 2000 ; Rees et al. 2001/				
Hydromechanische Riss- zeugung mit Hilfe von Hochdruck-Wasserstrahl mit Sandbelastung	schnelle, flexible, multizona- le Intervallbehandlung unabhängig von weiteren Einbauten	begrenzte Risslängen, Riss- weiten, Stützmitteltransport; Spannungsrichtungen müs- sen im Voraus bekannt sein	Injektionstests, Bohrlochrandausbruchanalyse	-

Tab. 09: Bewertungsmatrix relevanter OH-Fracverfahren

Mit Ausnahme der Rückholbarkeit des Packers werden bei der ersten Option alle Risiken bzw. Probleme als beherrschbar bzw. lösbar eingestuft. Die Rückholbarkeit ist deshalb besonders zu bewerten, da keine direkten Referenzbeispiele zur Verfügung standen. Allgemein anerkannt wird jedoch, dass das Ziehen eines einzelnen Packers von oberhalb des Behandlungsintervalls mit geringeren Risiken verbunden ist als die Rückholung einer Straddle-Packer-Einheit. Die Gegenüberstellung legt zudem eine genauere Betrachtung der FDT-Technologie als einzige echte Alternative zur ersten Variante nahe. Deshalb wird die Variante noch einmal detaillierter dargestellt:

Funktionsweise:

- multizonale hydraulische Riss-erzeugung im OH-Bereich ohne zementierten Liner und ohne Sandpackung;
- Abhängen eines unzementierten Liners im OH-Bereich mit größtmöglichen OD (minimaler annulus);
- sukzessive Perforation des Liners von unten nach oben (analog zur Lage der zu behandelnden Intervalle);
- Verpressen der 1. Stufe über das erste Perforationsintervall (tiefstes Intervall);
- Perforation eines höher gelegenen Intervalls in ausreichendem Abstand zum Linerschuh;
- Verpressen der 2. Stufe über den vollen Querschnitt des Liners, Erzeugung von hydraulischen Rissen im Bereich der Perforationen;
- sukzessive Abfolge bis zum Ende des OH Intervalls.

Voraussetzungen:

- hohe Pumpraten;
- enge Ringräume zwischen Liner und Gebirge;
- hohe Perforationsdichte, große Perforationsquerschnitte;
- möglichst kleiner Liner-ID, ausreichende Reibungsdruckverluste innerhalb des Rohres;
- ausreichender Abstand zum pre-fraced Bereich (in horizontalen Bohrlöchern 200-300m);
- geringe Permeabilität der Matrix (mD Bereich).

Annahmen:

- Linerhanger ist dicht;
- Fracgradient nimmt mit der Teufe zu (kompensiert dadurch den hydrostatischen Gradienten);
- Porendruckzunahme im unmittelbar gefracchten Gebirgsbereich;
- Druckdifferenzen und Injektionsströme können anhand eines elektrischen Parallelschaltkreises beschrieben werden /Grieser et al. 1999/Vorteile:
- siehe Tabelle;
- keine Packer im OH-Bereich;
- keine kostenintensive Komplettierung;
- zusätzlicher mechanischer Schutz vor Nachfall, Stützmittelrücktransport;
- keine besondere Auslegung der Bauteile auf hohe Temperaturen erforderlich;
- keine beweglichen Teile;
- schnell.

Nachteile:

- siehe Tab. 09

Die Anwendung von FDT als packerlose Alternative in vertikalen Bohrlochabschnitten stellt keine erprobte Technologie dar.

6.3.2 Theoretische Alternativen

Auf der Basis der FDT-Technologie wird eine weitere Variante für ein Openhole-Intervall denkbar. Entscheidend ist, die erforderlichen Druckverluste und damit die hydraulische Barriere im Ringraum zwischen Gebirge und Behandlungsstrang aufzubauen. Der kritischste Aspekt hierbei ist das Risiko von Verklemmungen (stuck-pipe) bei der Verwendung starrer Einbauten, hervorgerufen durch enge Ringräume, in denen sich Feststoffe ablagern können. Dieses Risiko kann durch die Verwendung von Strängen mit innen liegenden Verbindern gemindert werden.

Ein weiterer Ringraum kann bis zu einer gewissen Grenze durch höhere Raten kompensiert werden. Diese sind wiederum an höhere Pumpkapazitäten gekoppelt.

Denkbar sind jedoch auch flexible Elemente (externe dehnbare Hülsen), die im bzw. auf dem Strang vormontiert sind oder sogar durch einen an sich flexiblen Strang oder zumindest einzelne flexible untere Strangsegmente realisiert werden. Auf diese Weise kann der Ringraum zeitweise ausreichend verringert und somit das Intervall hydraulisch abgedichtet werden.

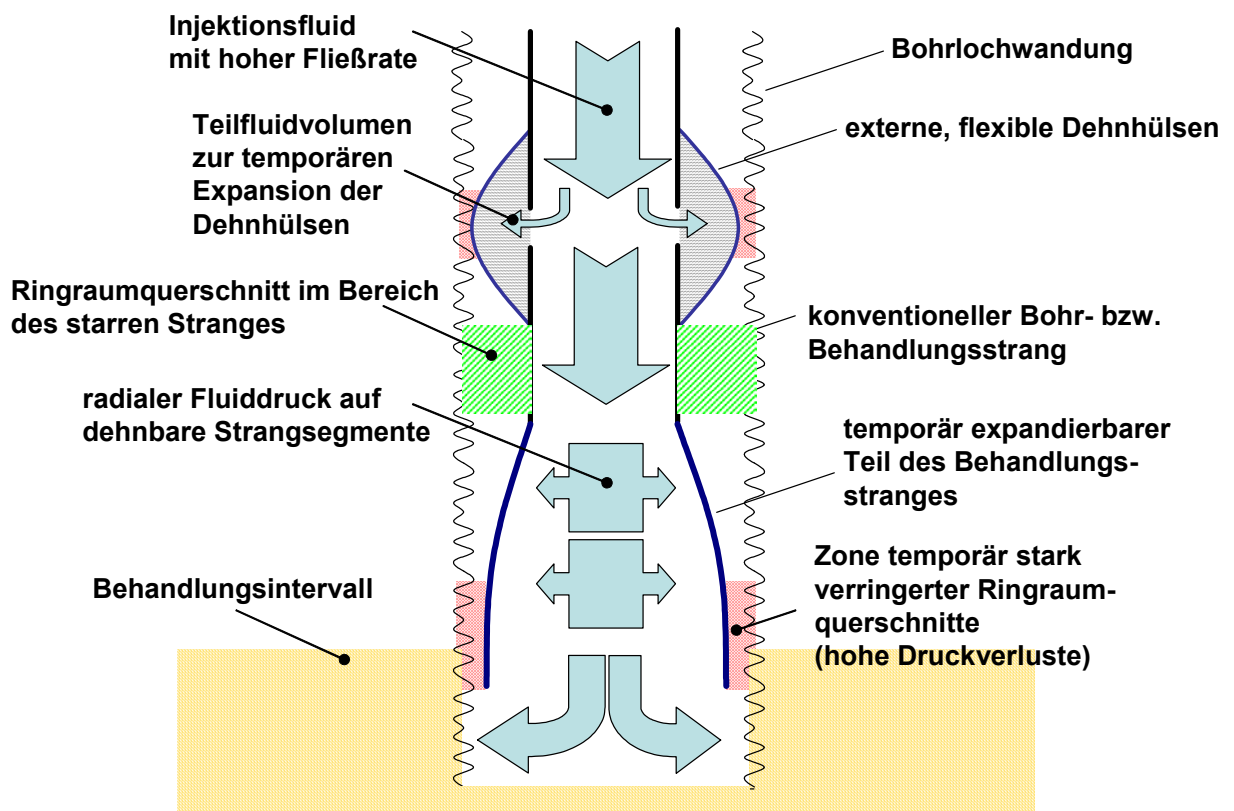


Abb. 27: Theoretische multizonale, packerlose OH-Fractechnologie basierend auf dem FDT-Konzept

Die Abdichtung erfolgt über die Druckverluste im Ringraum nach der Beziehung für Newton'sche Flüssigkeiten und turbulentem Fließregime /Gabolde et al. 1999/:

$$\Delta P = \frac{L \cdot \rho_{fluid}^{0,8} \cdot q^{1,8} \cdot \mu^{0,2}}{706,96 \cdot (D_o + D_i)^{1,8} \cdot (D_o - D_i)^3} \quad (\text{Glg. 34})$$

Dabei steht L für die Abschnittslänge, q für die Fließrate, μ für die dynamische Viskosität der zu injizierenden Fluide mit der Dichte ρ_{fluid} , D_o für den Rohraußen- und D_i für den Rohrrinnendurchmesser.

Der Druckverlust muss dabei größer sein als die Differenz zwischen dem Fracdruck der Formation und dem hydrostatischen Druck der überlagernden Fluidsäule. In Abb. 28 sind die Druckverluste für ein Intervall von 10 m mit temporär stark verringerten Ringraumabmessungen unterschiedlichen Ausmaßes, hervorgerufen durch die flexiblen Einbauten, bei variierenden Fließraten dargestellt.

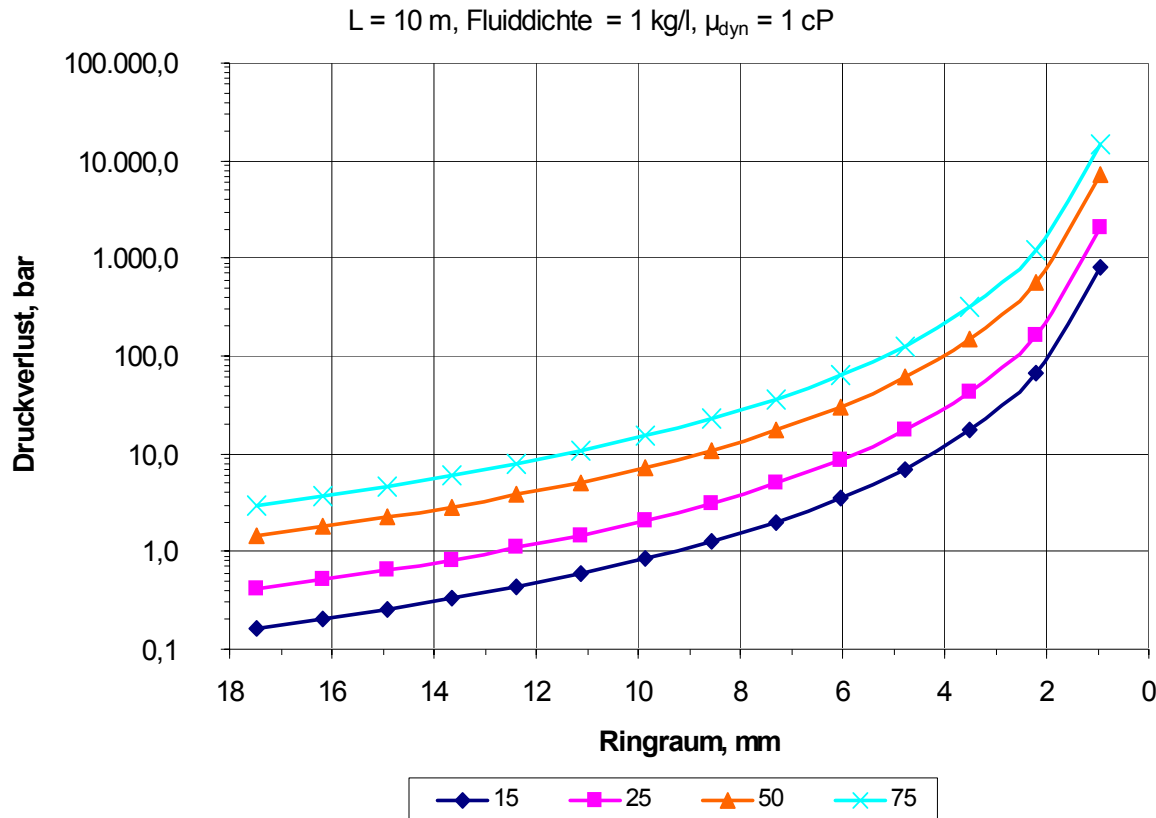


Abb. 28: Druckverluste im temporär verringerten Ringraum bei variierenden Fließraten zwischen 15 und 75 l/s

Mit Abnahme des Ringraumes und zunehmender Fließraten steigen die Druckverluste exponentiell an. Bei einem hier berücksichtigten flexiblen Strangsegment von lediglich 10 m sind somit auch direkt aufeinander folgende multizonale Maßnahmen denkbar.

Wichtig hierbei ist jedoch, dass die hydraulische Barriere entweder innerhalb des Intervalls, welches einer Behandlung unterzogen wird, oder aber in einer Formation mit hohem Fracdruck aufgebaut wird. Dies ist erforderlich, um eine Rissinitiierung unterhalb des Rohrschuhs zu ermöglichen. Der erforderliche Abstand zu Bereichen mit einem deutlich geringeren Fracdruck im Hangenden des jeweilig aktuellen Behandlungsintervalls hängt von den gemäß Abb. 28 erzeugten Druckverlusten ab. Der Abstand reduziert sich mit Zunahme der Fließraten und temporären Verringerung der Ringraumabmessungen.

Für beide Konzepte, dehnbare Hülsen oder flexible Strangsegmente, gilt, dass eine Rückholbarkeit gewährleistet werden muss. Elastische Materialien, die den Beanspruchungen und Umgebungsbedingungen gewachsen sind, entsprechen dem Stand der Technik (siehe Schlauchsegmente des verwendeten OH-Packers). Ein ungeklärter Aspekt ist die Frage nach der Kopplung der flexiblen Elemente (insbesondere flexible Strangsegmente) an den starren Strang. Grundsätzlich sollten aber die Anforderungen zumindest im Bereich der Dehnhülsen (Packerprinzip) bereits erfüllbar sein. Von der vorgestellten Alternative wird insgesamt eine Verringerung des technischen Risikos bei multizonalen OH-Fracoperationen erwartet.

Die Probleme des Festwerdens der herkömmlich eingesetzten Packergarnitur durch Umläufigkeit (Ablagerung von Feststoffmaterial oberhalb des Packersitzes) und/oder Verklebungen der

mechanischen Verankerung im Gebirge sind bei der Verwendung flexibler, vom Gebirge mechanisch entkoppelter Elemente nicht mehr existent.

6.3.3 Konzeptauswahl

Neben dem multizonalen OH-Konzept wurde im Vorfeld der Experimente auch eine Behandlung über eine nachträglich installierte Rohrtour diskutiert. Der selektive Zugang zum Träger erfolgt in dem Fall konventionell über Perforationen in den prädestinierten Bereichen. Diese Option hätte die Verwendung eines Standard-Casingpackers (retrievable) als obere Begrenzung mit oder evtl. sogar ohne das Einbringen eines Sand-Plugs ermöglicht. Grundsätzlich wäre auch die Option eines „Live Annulus“ (ohne Packer und Sand-Plug) und sukzessiver Behandlung des gesamten Intervalls (von unten nach oben), mit oder ohne Nachziehen eines Frac-Plugs zur Isolierung der bereits gefraceten Bereiche im Liegenden, denkbar gewesen. Die Auswahl des letztlich angewendeten Verfahrens (OH Packer plus Sandplug) erfolgte auf der Basis der im Folgenden dargelegten Tatsachen und Informationen.

Die Entscheidung entgegen der konventionellen Variante und für das multizonale OH-Konzept begründet sich vor allem in der Vermeidung einer weiteren Trägerschädigung (Einbringen der zementierten Rohrtour), einem uneingeschränkten, direkten Zugang zum Träger und einer maximalen Zuflussfläche im Falle des OH-Konzeptes.

Im Vordergrund stand jedoch zugleich das Ziel der Minimierung des technischen Risikos durch die Verwendung von Teiltechnologien aus der KW-Industrie nach dem Stand der Technik. Das Gesamtkonzept sollte dabei trotzdem so innovativ (multizonale OH-Behandlung) und vor allem so effizient wie möglich gehalten werden.

Auswahlkriterien für das angewendete OH-Frac-Konzept:

- Der Ausgangszustand der Bohrung entsprach einer Openhole-Komplettierung; das nachträgliche Einbringen einer zementierten Verrohrung hätte einen vergleichsweise hohen Kostenaufwand bedeutet und zudem die Gefahr einer tertiären Trägerschädigung mit sich gebracht.
- Durch die Verwendung eines OH-Intervalls bleibt der ungehinderte Kontakt zur Formation was die Qualität der Bohrlochmessungen steigert erhalten.
- Die nachträgliche Schaffung von hydraulischen Zugängen zum Träger (z.B. durch Perforationen) ist nicht erforderlich.
- Auf Grund der barrierefreien Kommunikation der Formation mit dem Bohrloch ist mit reduzierten bohrlochnahen Druckverlusten zu rechnen (z.B. Reibungsdruckverluste über Perforationskanäle).
- Es steht theoretisch eine wesentliche größere hydraulische Zuflusszone bzw. -fläche ($k \cdot h$) zur Verfügung.
- Es existieren vergleichsweise geringe Erfahrungen und ein erhöhtes Risiko mit alternativen OH-Fracverfahren unter den gegebenen Umständen.
- Das Setzen von Sand-Plugs ist eine erprobte Technologie.
- Die Verwendung eines OH-Packers unter den gegebenen in situ Bedingungen stellt eine technologische Herausforderung und Innovation dar.
- Das Konzept bietet bei Erfolg ein Kosteneinsparungspotenzial gegenüber den konventionellen Varianten (perforierte Liner).

Daraus ergeben sich innovative Bestandteile des Frac- bzw. Stimulationskonzeptes e in den folgenden Bereichen:

1. Lokationsauswahl:
 - Stimulation geringpermeabler Aquiferstrukturen in Rotliegend-Sandsteinen der Eldena- und Rambow-Schichten des Norddeutschen Becken in Teufen größer als 4 km für die Förderung von hochsalinarem, teilweise gasbeladenem Formationswasser mit Temperaturen von 150°C und Förderraten von mehr als 75 m³/h.
2. Technisches Konzept:
 - Multizonale OH-Stimulation unter Einsatz eines rückholbaren OH-Packers.

6.4 Operative Maßnahmen im Vorfeld der Fracbehandlungen

Unter den vorliegenden in situ Bedingungen wurde bisher kein vergleichbares Stimulationsexperiment in diesem Ausmaß durchgeführt. Die verwendete Technologie hatte mangels Referenzen einen stark innovativen Charakter, wobei das wesentliche Risiko von der Verwendung der Packerelemente (mehrfaches Setzen und Ziehen) ausging. Das Konzept wurde daher in Teilbereichen deutlich von den technischen Kapazitäten der übertägigen und vor allem untertägigen Einrichtungen geprägt. Hierzu zählen:

- 1) Intervallauswahl,
- 2) Förderteststrategie,
- 3) Bohrlochmessungen,
- 4) Behandlungsdimensionen und –auslegung (Pumpraten, Fluid- und Stützmittelmengen).

Die Bohrung wurde mit einem Fracstrang (5“ x 3 1/2“) ausgestattet, an dessen unterem Ende ein Packer installiert wurde. Dieser dichtete das Intervall hydraulisch nach oben ab. Die bereits zuvor eingebrachte Kiesschüttung stellte die untere Abdichtung her (Abb. 29).

Das Konzept ähnelt somit der „Pine-Island-Technologie“ für verrohrte Sonden /Gidley et al. 1989/.

Der Packer musste für die nachfolgende Behandlung versetzt werden und damit in jedem Fall rückholbar ausgelegt werden. Gleichzeitig musste er jedoch hohe Anforderungen an Dichtheit und Festigkeit erfüllen.

In jedem Intervall wurde ein Mini- bzw. Datafrac (DF) und im Anschluss ein Hauptfrac (HF) durchgeführt. Nur während der Datafracs war eine in situ Druck- und Temperaturmessung über eine Memory-Messsonde (unterhalb des Packers) möglich. Die Messsonde konnte während der Hauptfracs nicht im Bohrloch verbleiben und musste jeweils ausgebaut werden. Gleichzeitig konnten so die aufgezeichneten Daten ausgewertet und die Auslegung der Hauptfracs angepasst werden.

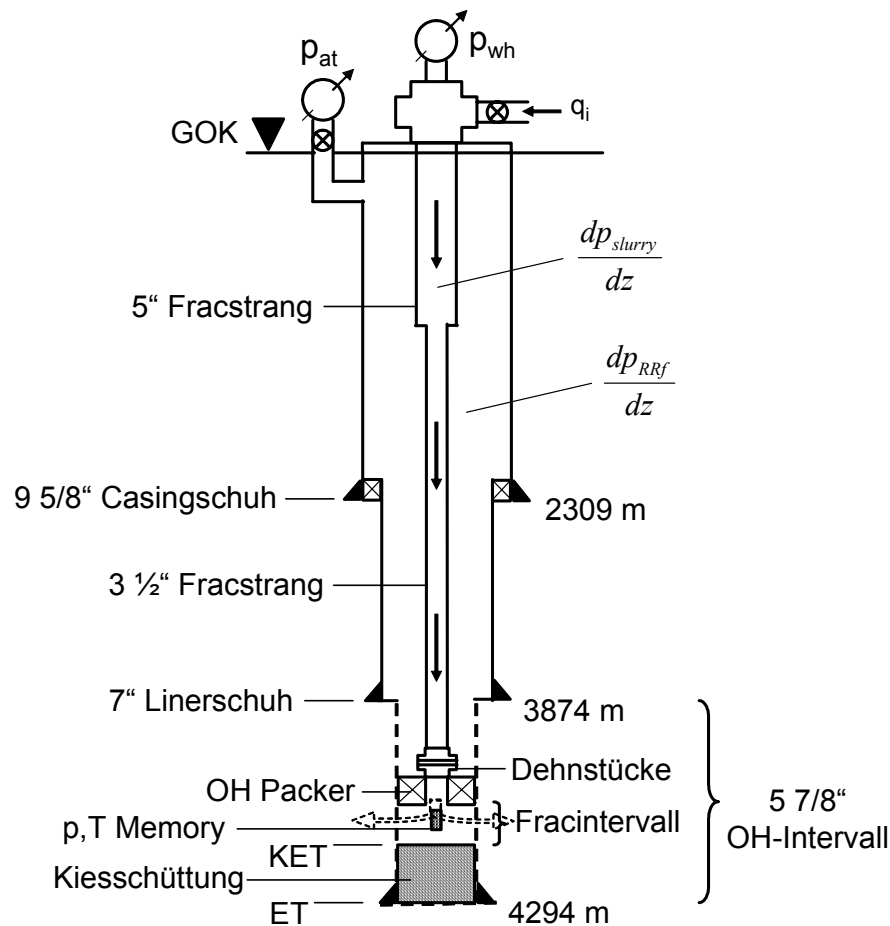


Abb. 29: Bohrloch E GrSk 3/90 mit Fracgarnitur

6.4.1 Einbringen der Kiesschüttung

Als Sandplug wurde eine Kiesschüttung über ein Spülgestänge in die Bohrung eingebracht. Diese sollte eine nahezu impermeable Schicht durch die Verwendung einer geringen Korngröße ausbilden und problemlos mit einem Wasser-Gel Gemisch ausgespült werden können.

Das Verpumpen des Kies mit einer Körnung von 0.7 – 1.2 mm erfolgte in drei Regimen. Die erforderlichen Kiesmengen wurden anhand von 4-Arm-Kalibermessungen im Vorfeld der Aufkiesoperation ermittelt (Bohrlochvolumen). Als Spülflüssigkeit wurde Salzwasser mit einer mittleren Dichte von 1,12 kg/l verwendet. Das Spülgestänge wurde während des Spülvorgangs nach und nach angehoben, um ein Festwerden durch im Ringraum aufsteigenden Kies, welcher dazu neigt, sich in Kalibrerweiterungen – Strömungsfallen - abzulagern und Schüttkegel zu bilden, zu vermeiden. Es war deshalb besonders darauf zu achten, dass der Kies in moderaten Spülraten eingebracht wird, so dass es nicht zur Ausbildung von starken Verwirbelungen unterhalb des Rohrschuhs kommt und den Partikeln ausreichend Zeit für eine Sedimentation gelassen wird. Nach jedem der drei Regime erfolgte eine Bestimmung der Kieskopfteufe bzw. der erzeugten künstlichen Endteufe (KET) durch vorsichtiges Abtasten mit dem Spülstrang. Auf diese Weise wurde der erste Sandplug mit einer KET von 4190 m eingebracht. Das behutsame Vorgehen resultierte aus der Erfahrung einer Havarie (Festwerden des Spülstranges) während des ersten Versuches, den Sandplug zu setzen, und den damit verbundenen Fishing-Operationen (Schüttdruckschießen, Abdrehen des alten Spülstranges oberhalb des Festpunktes, Einbau eines neuen Stranges mit Schlagschere, Freischlagen des gesamten Stranges, geschlossener Ausbau).

Nach Installation der restlichen Garnitur folgte die Behandlung des erzeugten ersten Intervalls (4130 m bis 4190 m) und anschließend ein Aufkieseln bis zu einer Teufe von 4119 m zur Behandlung des zweiten Intervalls (4078 m bis 4119 m) nach gleicher Vorgehensweise. Wiederum begrenzte der OH Packer das Intervall nach oben.

6.4.2 Setzen des Packers

Bei dem verwendeten Packer handelt es sich um einen KH Casingpacker, welcher bisher unter anderem in verrohrten Bohrlochbereichen tiefer Bohrungen (bis 3800 m Teufe) im Raum Salzwedel und in flacheren Bereichen (680 m) in OH-Intervallen eingesetzt wurde (Abb. A-16). Im Falle des erfolgreichen OH-Einsatzes des Packers (Bad Langensalza) wurde ein Bohrlochkopfdruck von 280 bar eingestellt. Der Einsatz unter den gegebenen Umständen bzw. der Kombination der relevanten Einflussfaktoren ist bisher nicht erfolgt. Diese sind:

- Rotliegend Sandsteine (Kaliberhaltigkeit ?),
- Teufe > 4 km,
- Gebirgstemperatur > 140°C,
- Aggressive Fluide,
- Behandlungsdruck in situ > 550 bar,
- Differenzdruck bis 300 bar.

Der Packer erfüllte im weitesten Sinne die Anforderung an einen Gebirgspacker:

- mechanische Verankerung im Gebirge als Haltevorrichtung nach oben und unten (mechanisch und hydraulisch),
- kurzes Gummielement zur hydraulischen Abdichtung und für hohe Temperaturbeständigkeit.

Unterhalb des Packers ist ein Verbindungsstück montiert, auf das ein Fensterstück sowie ein Landennippel (für die Memory-Messsonde) aufgeschraubt wurde.

Packerinstallation: Der Packer wird auf Setzteufe gefahren. Das untere Element ist mit so genannten Schleifbacken ausgestattet, die während der Einfahrt in den OH-Bereich kontinuierlich Kontakt mit der Bohrlochwandung haben. Der untere Zylinder sitzt dabei noch in der Nut, die ein Nachfahren des oberen Teils des Packers bzw. des Stranges verhindert. Befindet sich der Packer auf Teufe, wird er entriegelt (vertikal und horizontal), d.h. das untere Element wird durch eine $\frac{1}{4}$ Strangrotation (rechtsläufig, in situ) aus der Nut gefahren. Der Packer wird hierfür vorher angehoben (um die Länge der Nut in situ). Die Länge der Nut beträgt 914 mm. Anschließend wird der Strang nachgelassen (8 t vorgeschrieben, 40 t realisiert). Dies bewirkt ein Ausfahren der unteren Stützanker in die Bohrlochwandung auf maximal $6 \frac{5}{8}$ ". Dadurch, dass sich das Gummielement zwischen den unteren und oberen Stützankerelementen befindet und gleichzeitig nachgelassen wird, dehnt es sich beim Auftreffen auf das untere Element aus. Das Nachlassen des Stranges führt zu einer Verbiegung der Garnitur, die insgesamt einen Längeneffekt von 3 m ausmacht. Der Packer ist somit nach unten über die Stützanker mechanisch gesichert und das Testintervall über das Gummielement hydraulisch abgedichtet. Das obere Ankersystem wird erst dann hydraulisch ausgelöst wenn der Innendruck im Strang ansteigt. Hierfür sitzen Gummipads hinter den so genannten „Fröschen“, die diese bei Belastung gegen die Bohrlochwandung pressen. Die oberen Anker dienen der Abstützung des Packers bei zunehmendem Differenzdruck nach oben (Abb. A-16). Der Packer war mit seinem Außendurchmesser ausgelegt auf $6 \frac{5}{8}$ "-Rohre (20 lb/ft, 154 mm ID).

Während der Fracarbeiten war durch den Eintrag kalter Fluide mit einer Verkürzung der gesamten Garnitur zu rechnen. Die Biegung des Stranges und die eingebauten Dehnstücke (3 Stück à 1,5 m) dienten dazu, die thermisch induzierten Lasten, hervorgerufen durch Kontraktion und

Dehnung, aufzufangen. Insgesamt konnte so eine Dehnung des Stranges von 7,5 m kompensiert werden. Vor der eigentlichen Behandlung wurde der Packer abgedrückt. Dabei senkte sich die KET im ersten Intervall um ca. 17 m (4173 m auf 4190 m). Dies kann durch eine leichte Kompaktion der Kiesschüttung (ursprüngliche Schüttdichte ca. 30%) erklärt werden (Porenvolumenabnahme von ca. 10%).

Während der Arbeiten wurden zwei Packer eingesetzt, die jeweils problemlos einmal gesetzt und gezogen wurden. Eine direkte Wiederverwendung der gezogenen Packer war nicht möglich da, die Gummielemente beim Ausbau der Packer zerstört wurden und der Packer insgesamt durch das Einwirken der Fluide oberflächlich beschädigt wurde (Korrosionsschäden).

Es traten keine Störfälle im Sinne von Undichtigkeiten oder Umläufigkeit während der Behandlungen auf.

6.5 Technische Einschränkungen der Behandlung

Auf Grund der gewählten Vorgehensweise, der Sensibilität und teilweise begrenzten Kenntnis der Reservoirparameter sowie den daraus resultierenden Rahmenbedingungen ergaben sich gewisse Limitationen bei der Auslegung und Durchführung der Fracexperimente.

Neben allen anderen Einflüssen muss zu allererst erwähnt werden, dass das OH-Frackkonzept zu einer stark eingeschränkten Auswahl der einschlägigen Serviceanbieter aus der KW-Industrie führte. Dies hatte im Wesentlichen damit zu tun, dass die Vorgehensweise über den Stand der Technik hinaus ging und folglich in Teilbereichen keine konventionelle Ausrüstung verwendet werden konnte.

Sensible Reservoirparameter:

Geochemische Untersuchungen zeigten ein sensibles Reservoirmilieu in Hinblick auf potenzielle Fluid-Fluid- und Fluid-Matrix-Wechselwirkungen. Im Falle des Formationsfluids handelt es sich um hochsalin角度 Wasser (Ca-Na-Cl-Typ) mit Anteil gelöster Feststoffe (TDS) von ca. 260 g/l, hohen Gehalten vor allem an Eisen und Mangan /Giese et al. 2002/ sowie einem Gasgehalt von ca. 1 Nm³ Gas / 1 Nm³ Fluid (Vollentgasung).

Das chemische Gleichgewicht kann durch Veränderung der Eh / pH – Bedingungen und/oder der Salinität (Eintrag antropogener Fluide) negativ beeinflusst. Dies kann unter anderem zu Eisenhydroxidausfällungen (hoher pH-Wert) oder der Mobilisierung von Tonmineralien führen.

Die entsprechenden Reaktionen verursachen eine Trägerschädigung durch Ablagerung von Reaktionsprodukten bzw. Feststoffen in den Fließkanälen und Porenhohlräumen (scaling) verursachen. Sie mussten also so weit wie möglich verhindert werden. Hierbei entstand jedoch die Notwendigkeit, zunächst die Schädigungspotenziale nach dem aktuellen Kenntnisstand abzuschätzen, da der Aufwand unter Umständen den Nutzen überstieg.

Vordringlich galt es, Eisenhydroxidausfällungen zu vermeiden. Hierfür musste das pH-Wert-Niveau niedrig gehalten werden (pH-Wert 2-2,5) /Kühn et al. 1996; Seibt 2000/. Das verwendete hochviskose Fracgel (HTU-Gel 1,3%) wurde mit Zitronensäure angesäuert (Komplexierung der Eisenionen) und mit Süßwasser angemischt. Ein Aufsalzen war nicht möglich.

Wenig bzw. unbekannte Reservoir- und Bohrlochparameter:

- bohrlochnahe in situ Porositäts-Permeabilitätsverteilung (horizontal, vertikal),
- Art und Reichweite der Formationsschädigung,
- Qualität, Quantität und Verhalten von Klüften,
- Spannungsverteilung und –zustand des Gebirges,
- Vorhandensein geologischer Barrieren für die Eingrenzung des Risshöhenwachstums,
- Fracinitüierungsteufe bzw. –bereich,
- Bohrlochstabilität.

Technische Rahmenbedingungen bzw. unbekannte Einflussgrößen:

- begrenzte Pumpenkapazität (max. ca. 2,5 m³/min bei 600 bar),
- begrenzte Mischerkapazitäten (max. ca. 300 g/l),
- Hochdruckleitungssystem ausgelegt bis 600 bar,
- hydraulische Dichtigkeit des Packers (Gummimanschetten),
- Gesteinsfestigkeit im Bereich der Gebirgsanker (evtl. eingeschränkte Rückholbarkeit des Packers durch Verklemmungserscheinungen),
- in situ Fracfluideigenschaften (Gelstabilität und Gelabbau, Stützmitteltransporteigenschaften).

Risiken:

- chemische Reaktionen/Ausfällungen → tiefgehende Trägerschädigung,
- unkontrolliertes Risswachstum → Umläufigkeit des Packers,
- zu hohe Differenzdrücke → Undichtigkeit des Packers,
- Destabilisierung der Gesteinsmatrix → Bohrlochkollaps,
- zu hohe Stützmittelkonzentration bei mangelhaften Transporteigenschaften und zu geringen Rissdimensionen → Screen-Out.

Resultierende Maßnahmen zur Risikoeingrenzung:

1. Verwendung saurer Fracfluide, keine basischen (z.B. Crosslinked Fluids auf Borat-Basis) einsetzbar,
2. moderate Pumpraten zur Vermeidung zu hoher Bohrlochsohlendrucke, die das Risshöhenwachstum forcieren und zu hohen Differenzdrücken führen,
3. moderate Stützmittelbelastungen und limitiertes Behandlungsvolumen,
4. ausreichender Abstand zu bereits destabilisierten Bohrlochzonen (Auswaschungen, Kavernen), die mit Hilfe von 4-Arm-Kalibermessungen lokalisiert wurden; Platzierung des Packers oberhalb von tonigen, in kaliberhaltigen Bohrlochbereichen.

Die Auslegung der Fracbehandlungen erfolgte unter Einbeziehung der dargestellten Risiken und der daraus resultierenden Unsicherheiten vornehmlich nach technischen Gesichtspunkten. Dies hatte zur Folge, dass die Behandlung nicht auf Erzeugung optimaler Rissdimensionen ausgerichtet werden konnte.

Ein Frackzept war gefragt, welches unter den gegebenen technischen Rahmenbedingungen und dem vorliegenden Kenntnisstand über das Reservoir ein Maximum an Effektivität bezogen auf die Stimulationswirkung ermöglichte.

6.6 Petrophysikalische Eigenschaften der Zielhorizonte

Die Entscheidung für den Zielhorizont orientierte sich an der Maßgabe, welche Formation die günstigsten petrophysikalischen Eigenschaften hat. Die Wahl fiel entsprechend auf die Basis sandsteine der Elbe-Folge. Weder die Sandsteine, die Konglomerate der Havel-Folge und die Vulkanite (Unterrotliegend-Andesite) im Liegenden noch die Siltsteine der Havel-Wechselfolge (Eldena-, Peckensen-, Mellin) im Hangenden wurden für die Behandlungen als direkte Nutzhorizonte ausgewiesen (Abb. 30).

Insbesondere die Siltsteinkomplexe mit zwischengelagerten Sandsteinlagen sollen für eventuell folgende Behandlungen unberührt bleiben, da in diesen Bereichen z.T. mit Gasführung zu rechnen ist (siehe Kapitel 2.5).

Mit der OH-Behandlung ist selbstverständlich eine Beeinflussung der benachbarten Bereiche nicht völlig ausgeschlossen. Der Fokus der Experimente lag jedoch allein auf dem Anschluss und der Stimulierbarkeit der porösen, gering-permeablen Matrix in den Zielhorizonten.

Die Differenzierung und Auswahl der Intervalle erfolgte anhand der vorliegenden Informationen aus alten und neuen Kerndaten (Permeabilität, Porosität, Mineralzusammensetzung) und aus Bohrlochmessungen. Bei den Teufenangaben handelt es sich um korrigierte Teufen unterhalb GOK.

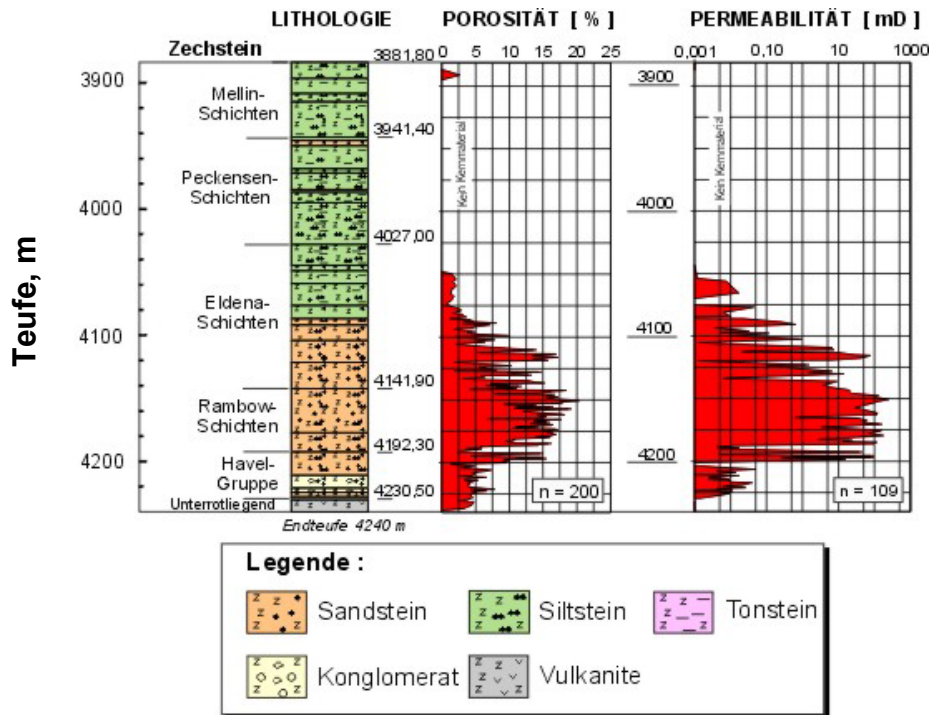


Abb. 30: Lithologie des OH-Intervalls der Bohrung E GrSk 3/90 /Huenges et al. 2002a/

Gamma Ray (GR)- und Permeabilitätsprofil im 1. Intervall

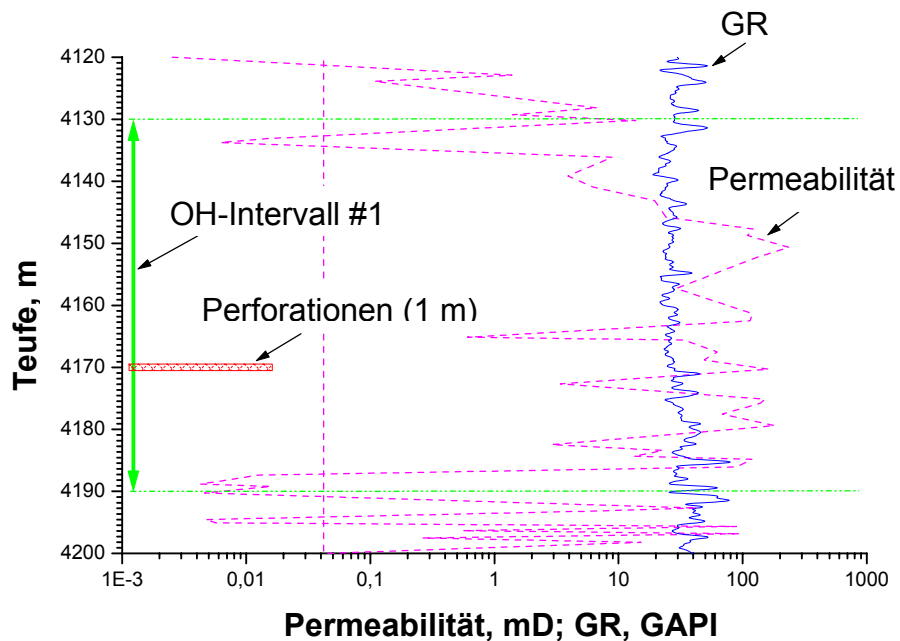


Abb. 31: Erstes Behandlungsintervall 4130 m bis 4190 m; Rotliegend Sandsteine (Elbebasissandsteine, vorwiegend Rambow-Schichten); für eine Beeinflussung der Rissinitiiierung (Schaffung künstlicher Schwächezonen) wurden Perforationen im offenen Bohrloch über eine Strecke von 1 m (4169 m bis 4170 m) nur im ersten Intervall geschossen (Abb. A-17)

Gamma Ray (GR)- und Permeabilitätsprofil im 2. Intervall

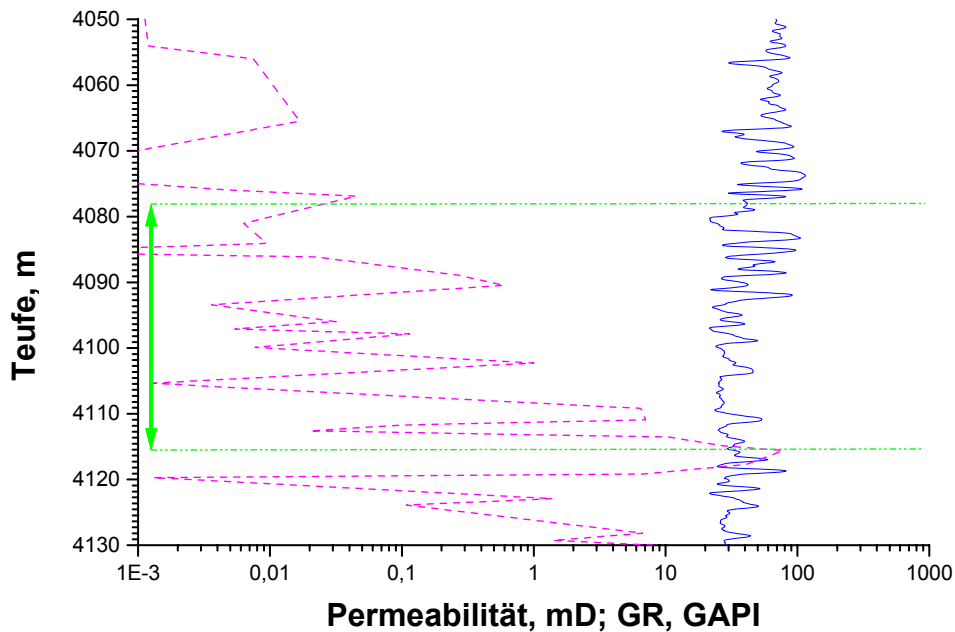


Abb. 32: Zweites Behandlungsintervall 4078 m bis 4116 m; Rotliegend Sandsteine (Elbebasissandsteine, Elдена Schichten)

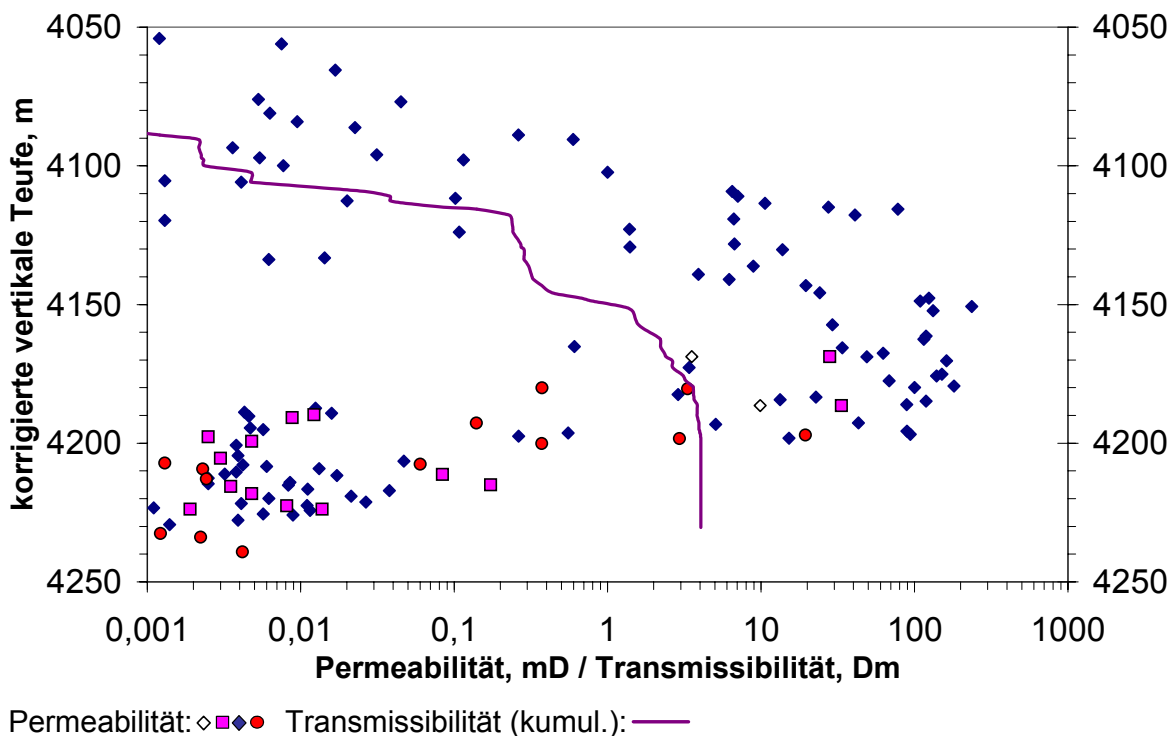


Abb. 33a: Permeabilitäts- und Transmissibilitätsverteilung im OH-Intervall (3874 m bis 4294 m) auf Basis von Kernuntersuchungen; die Transmissibilität T ist als Interpolation zwischen den Messwerten dargestellt; Permeabilitätswerte aus Kernmessungen normal und parallel (plugs alle 33 cm mit \varnothing 2,5 cm und $L = 4$ cm) zur Schichtung der Formation; stationäre Durchströmung mit Argon (Gas) und 0,1 molarer NaCl-Lösung (Wasser)

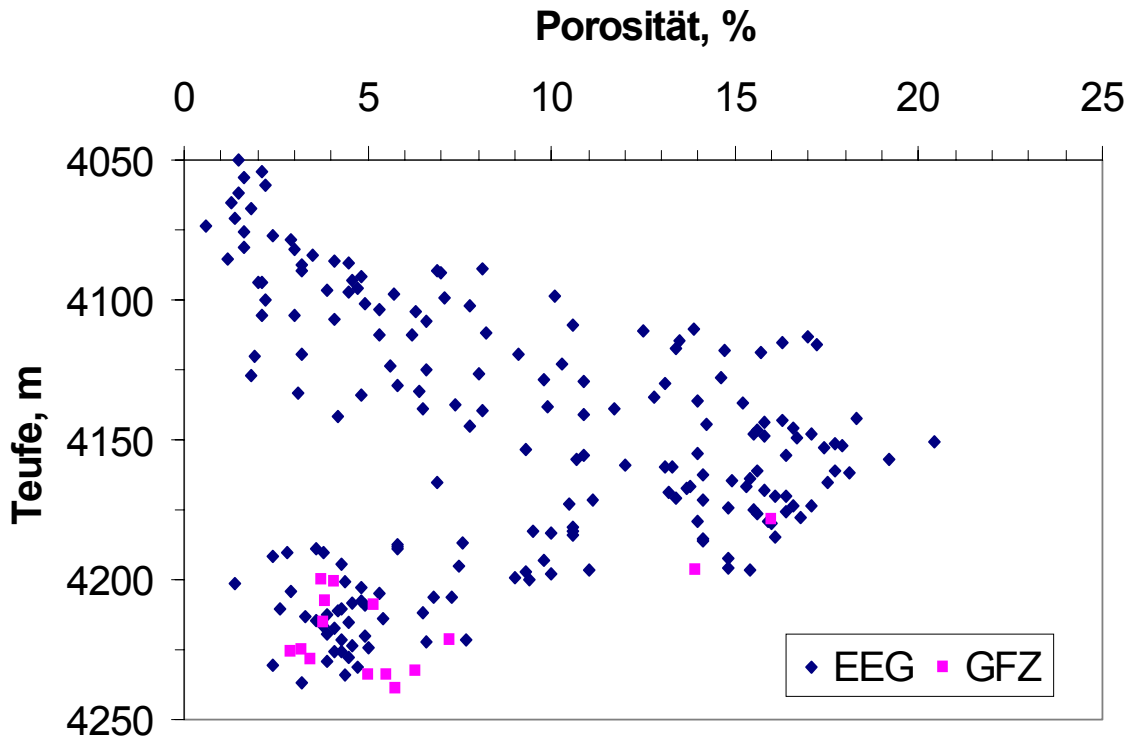


Abb. 33b: Porositätsverteilung im OH-Intervall aus Kernuntersuchungen von 1990 (Erdöl Erdgas Berlin GmbH) und aktuellen Kernuntersuchungen (GFZ) aus dem Jahre 2001

Die in den Abbildungen 30 bis 33 dargestellten Gesteinseigenschaften spiegeln die „ungestörten“, vermutlich bohrlochfernen Reservoirverhältnisse wider. Die Parameter repräsentieren jedoch nicht die aktuellen Verhältnisse im bohrlochnahen Bereich.

Das erste Intervall wurde auf Grund der im Vergleich zum zweiten Intervall günstigeren petrophysikalischen Eigenschaften zur potenziellen Hauptzuflusszone deklariert. Das zweite Intervall zeigt deutlich geringere Porositäts- und Permeabilitätswerte, jedoch zum Teil auch Lagen mit erhöhten Werten. Insgesamt weisen beide Intervalle eine breite Streuung der Permeabilitäten auf. Die Porositätswerte sind auf ihrer Skala ähnlich breit gestreut.

Die Messungen der natürlichen Radioaktivität des Gesteins (Gamma Ray – GR) reflektieren diese Inhomogenitäten und weisen auf das Fehlen von Barrieresteinen bzw. –schichten in Form von Tonsteinabschnitten größerer Mächtigkeit hin. Im Hangenden des ersten Intervalls kann von der Existenz eines tonigen Sandsteins ausgegangen werden. Das zweite Intervall zeigt deutlich höhere Tonanteile, insbesondere im oberen Abschnitt. Dies macht sich auch in den Permeabilitätswerten bemerkbar. Das erste Intervall ist relativ zum gesamten OH-Intervall homogener ausgebildet.

Die spezifischen und kumulierten Transmissibilitätswerte unterstützen die These, dass im zweiten Intervall eine Hauptflusszone vorhanden ist. Nach den ersten 276 m (3874 m bis ca. 4150 m) liegt eine kumulierte Transmissibilität von 1 Dm vor. In den darauf folgenden 40 m (bis ca. 4190 m) erhöht sie sich auf 4 Dm. In den darunter liegenden Schichten fällt die Transmissibilität erneut deutlich ab, weshalb das kumulierte Niveau in etwa konstant bleibt. Für das OH-Intervall bis 4230 m (356 m) stehen somit theoretisch ca. 4 Dm zur Verfügung. Für beide Fracintervalle kann eine kumulierte Transmissibilität und folglich durchschnittliche Permeabilität ermittelt werden aus der sich analog zu Kapitel 3.2 eine potenziell zur Verfügung stehende Basisproduktivität berechnen lässt.

Intervalle	Mächtigkeit, m	Transmissibilität, Dm	Basis- produktivität (PI_{DSS}), $m^3/h MPa$
1. Fracintervall (4130 – 4190 m),	60	3,54	9,87
2. Fracintervall (4078 – 4118 m)	30	0,23	0,64

Tab. 9a: theoretische Produktivität von Reservoirhorizonten der Bohrung E GrSk 3/90 im pseudo-stationären Förderregime auf Basis von Abb. 33a und Abb. 33b und Glg. 8; Basisannahmen: dynamische Viskosität des Fördermediums: 1 cP, Formations-Volumen-Faktor: 1, Skinfaktor: 0, Bohrlochradius: 0,155 m, Drainageradius: 1000 m

Die Basisproduktivität im ersten Intervall fällt in das „best-case“ Szenario aus Tab. 03 und kann unter Berücksichtigung der Stimulationsfaktoren (FOI) für höher permeable Formationen (Kapitel 4.3.2) und entsprechend geeignetem technischen Design der Fracbehandlungen auf eine Zielproduktivität von 20 bis 30 $m^3/h MPa$ gesteigert werden. Im zweiten Intervall sind hohe FOI erforderlich, um in den Bereich der Zielproduktivitäten vorzustoßen. Diese sind auf Grund geringerer Ausgangspermeabilitäten nur über große Risslängen und einen $k \cdot h$ -Zugewinn erreichbar (Kapitel 4.3).

6.7 Ablauf der Fracbehandlungen

In jedem der beiden Intervalle wurde eine Fracbehandlung in Form eines Datafracs ohne Stützmittel vorgesehen. Sie diente als Vorbehandlung der Bestimmung des in situ Gebirgsverhaltens, der Gebirgseigenschaften, der Druckverluste und des erzeugten Rissvolumens. Die nachgeschaltete Hauptbehandlung wurde mit Stützmittelbeladung durchgeführt und sollte idealerweise die bereits erzeugten Risse erneut öffnen und die Stützmittel für ein langfristiges Offenhalten in den Rissen platzieren.

Beide Behandlungen wurden mit annähernd denselben Fluidvolumina durchgeführt, was identische Verhältnisse bei Data- und Hauptfrac in Bezug auf die resultierenden Rissvolumina erhoffen ließ. So konnten die benötigten Stützmittelmengen besser kalkuliert und ein angepasster Behandlungsplan erstellt werden (Fracdesign). Dies galt auch unter der Voraussetzung der Verwendung der identischen Fluide in Bezug auf ihre rheologischen Eigenschaften.

Während der Datafracs wurden die in situ p, T -Bedingungen über das Memory-Messgerät in der Packereinheit aufgezeichnet (siehe Packerkonfiguration). Am Bohrlochkopf wurden ebenfalls Druck und Temperatur im Steigraum aufgezeichnet. So konnten unter anderem die Reibungsdruckverluste in der Fracgarnitur fluidabhängig bestimmt werden.

Da die Garnitur mit Ausnahme des Endstückes (Entfernen des Landennippels samt Messgerät) für den Hauptfrac beibehalten wurde, wurden ähnliche Bedingungen für die nachfolgende Behandlung geschaffen.

Der Ringraum zwischen Fracgarnitur und Verrohrung war fluidgefüllt (Salzwasser mit 1,12 g/cm^3) und blieb während der Behandlung offen und visuell überwacht.

Die Daten dienten in erster Linie der Ermittlung des mechanisch-hydraulischen Gebirgsverhaltens, d.h. der Bestimmung der Frac- und Schließdruckgradienten bzw. der Magnituden der kleinsten horizontalen Hauptspannung. Letztere sind zusammen mit den petrophysikalischen Eigenschaften der Formation die wichtigsten Einflussgrößen bei der anschließenden Modellierung der Risse mit Hilfe einer 3D-Fracsimulationsoftware⁶ (siehe Kapitel 6.8.4ff und Appendix A).

Nach Beendigung der Datafracs und Ziehen des Memory-Messgeräts wurden jeweils Temperaturlogs gefahren, deren Ergebnisse zusätzlich für die Risshöhenauswertung verwendet wurden.

⁶ FIELDPRO® FRACPRO™ der Fa. Resources Engineering Systems (RES), USA (MA)

Der Hauptfrac wurde ohne eine in situ Druckaufzeichnung zur Vermeidung einer Zerstörung des verwendeten Messgeräts durch die stützmittelbeladenen Fracfluide (Slurry) durchgeführt.

Auf Grund von Problemen mit der Einstellung bzw. Beibehaltung einer konstanten Fluidrheologie (Viskositätsänderungen) und den unbekanntenen Auswirkungen der Stützmittel konnten mit der alleinigen Messung der Bohrlochkopfdücke nur sehr ungenaue Aussagen über die in situ Verhältnisse während der Hauptfracs gemacht werden.

Vor dem ersten Datafrac und nach dem ersten Hauptfrac wurde ein Gestängelifttest zur Bestimmung der Produktivität und ihrer Veränderung als Folge der Stimulation durchgeführt (Abb. 34).

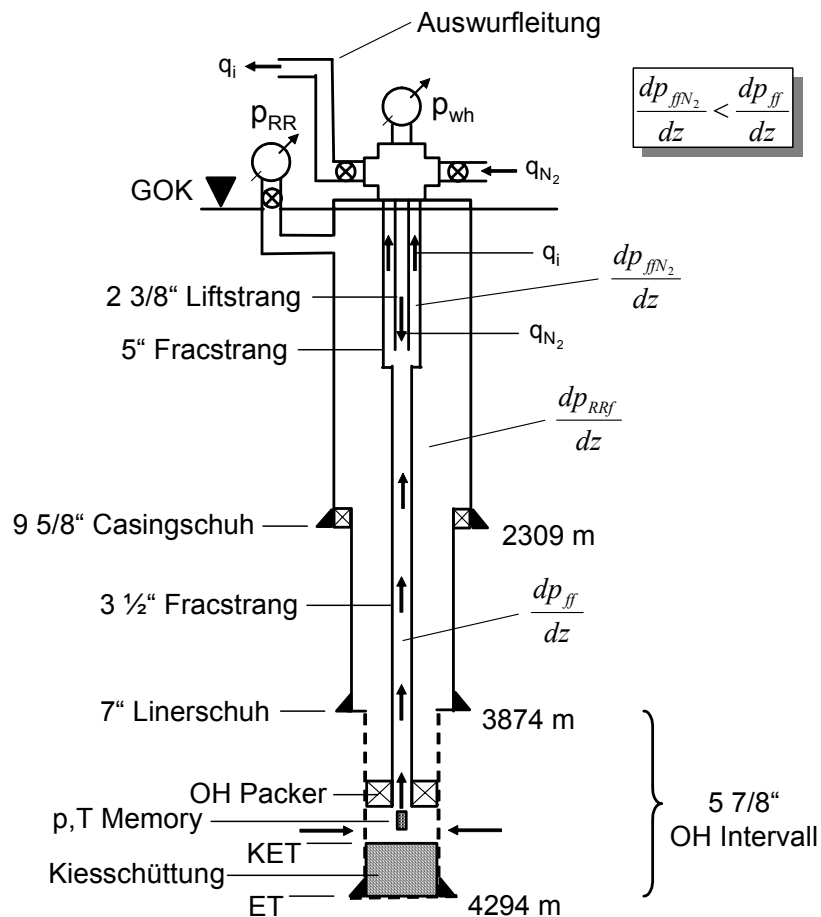


Abb. 34: Bohrloch E GrSk 3/90 Gestängeliftgarnitur

Daten der Fördertests im 1. Intervall:

- 1) vor dem Datafrac:
 - i. 7 h Förderung, 12 h Druckaufbau
 - ii. 65,14 m³ Fluid gefördert, mittlere Rate: 9,3 m³/h bei einer Depression von ca. 80 bar (PI: 0,12 m³/hbar)
- 2) nach dem Hauptfrac:
 - i. 8 h Förderung
 - ii. 99,97 m³ Fluid gefördert, mittlere Rate: 14,8 m³/h bei einer Depression von ca. 75 bar (PI: 0,20 m³/hbar)

Nach dem zweiten Hauptfrac, Ausbau der gesamten Garnitur und Ausspülen des Kiesel wurde ein Casinglifttest über den vollen Querschnitt und das gesamte OH-Intervall gefahren (Abb. 35). Dieser wurde mit dem Primärfördertest vor Beginn der Fracoperationen verglichen, um Aussagen zur Gesamtproduktivitätsentwicklung machen zu können (Abb. 57).

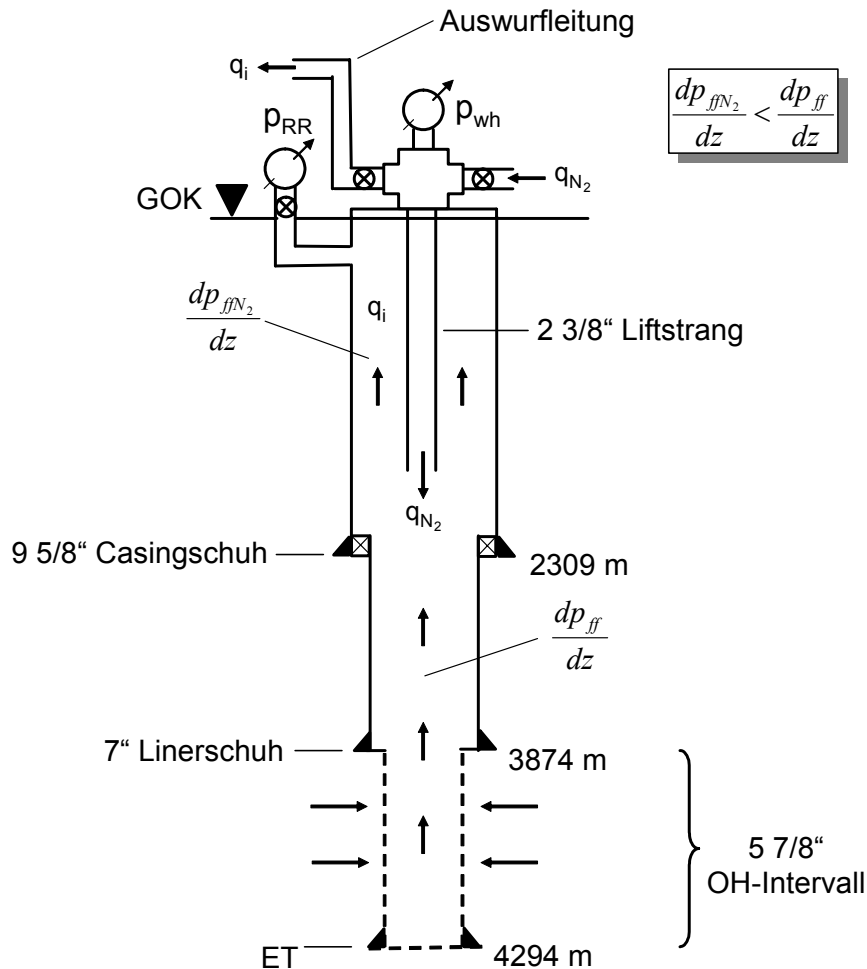


Abb. 35: Bohrloch E GrSk 3/90 mit Casingliftgarnitur

Alle Lifttests wurden als Stickstofflifttests ausgelegt (Abb. A-18).

6.8 Ergebnisse der Fracbehandlungen

Im Folgenden werden die Feldexperimente quantitativ beschrieben und ausgewertet. Im Anschluss wird der Erkenntnisgewinn präsentiert.

6.8.1 Behandlungsprotokolle der Fracoperationen

Dargestellt werden die Behandlungsprotokolle inklusive der Druckverläufe der Vor- und Hauptbehandlungen in den einzelnen Intervallen. Die Druckabfallphase ist nur eingeschränkt wiedergegeben. Sie wird jedoch vollständig im Unterkapitel zur Druckabfallanalyse interpretiert.

Im Rahmen der Behandlungen wurde ein kationisches hydrophiles Gel (HTU-Gel) auf Polymerbasis als Fracgel verwendet. Diesem wurde Zitronensäure zur Komplexbildung der im Formationsfluid gelösten Fe^{2+} -Eisenionen zugegeben. Die Polymere können vom Hersteller auf gewünschte Zerfallstemperaturen eingestellt werden. Der Zerfall erfolgt rückstandsfrei in lösliche Hydrolysate.

Es wurden weiterhin keramische Stützmittel (CarboLite) mit einer 20-40 mesh (0,63 mm) Körnung verwendet.

Erster Datafrac:

Stufe #	kumul. Zeit (min)	Fluidtyp	Fluidvolumen (m ³)	Injektionsrate (m ³ /min)	kumul. Fluidvolumen (m ³)
1	66:00	HTU Gel_1,3%	38.5	0.50	38.50
2	77:00	HTU Gel_1,3%	11.1	1.01	49.61
3	83:00	HTU Gel_1,3%	9.1	1.52	58.73
4	93:00	HTU Gel_1,3%	20.2	2.02	78.93
5	101:00	HTU Gel_1,3%	19.8	2.48	98.77
6	113:00	Salzwasser (1,12)	29.8	2.48	128.53

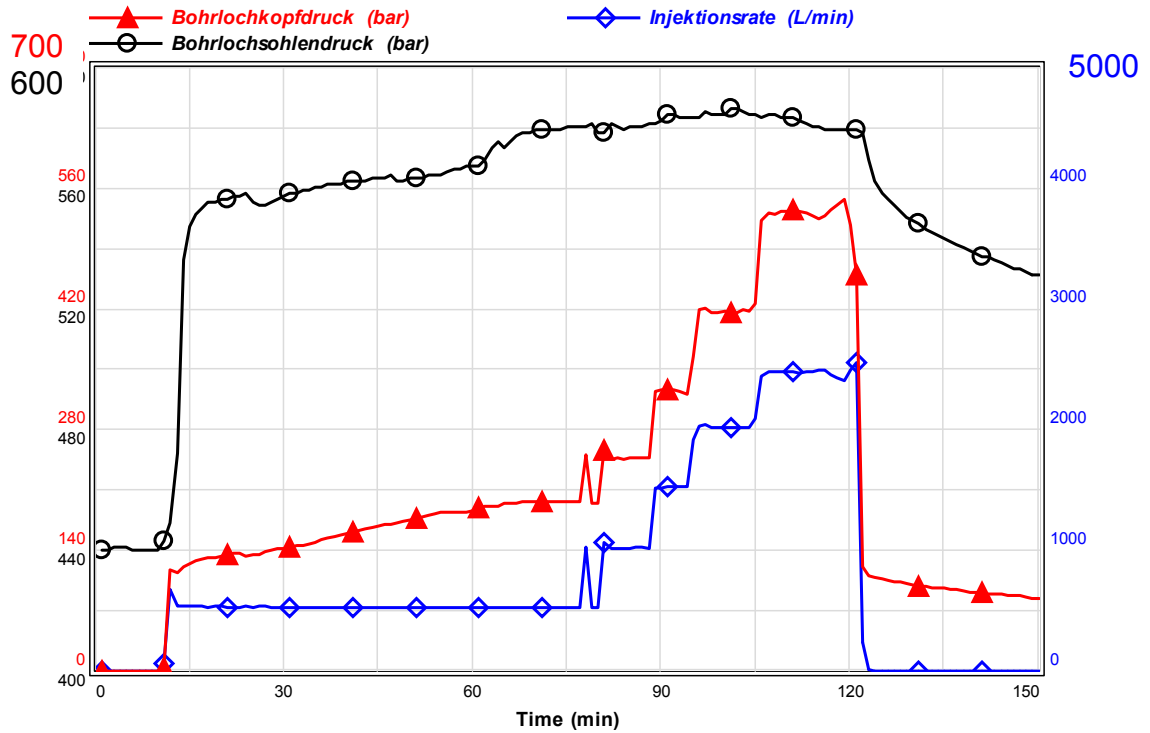


Abb. 36: Behandlungsplan und Druckverlauf des ersten Datafrac; KET vor Frac: 4190 m

Erster Hauptfrac:

Stufe #	kumul. Zeit (min)	Fluidtyp	Fluidvolumen (m ³)	Stützmittelkonz. (g/l)	Injektionsrate, Slurry (m ³ /min)	Stützmittelart	kumul. Stützmit. (kg)
1	2:00	SHUT-IN	0	0	0		0.00
2	22:00	HTU_1,3%	41.6	0	2.08		0.00
3	28:00	HTU_1,3%	12.1	118.0 - 114.0	2.10 - 2.10	Carbo-Lt2040	1402.25
4	35:00	HTU_1,3%	14.3	206.0 - 219.0	2.20 - 2.20	Carbo-Lt2040	4439.34
5	44:00	HTU_1,3%	15.9	269.0 - 280.0	1.90 - 1.98	Carbo-Lt2040	8795.75
6	56:00	Salzwasser (1,12 g/cm ³)	23.0	0 - 0	1.90 - 1.93		8795.75
7	556:00	SHUT-IN	0	0	0		8795.75

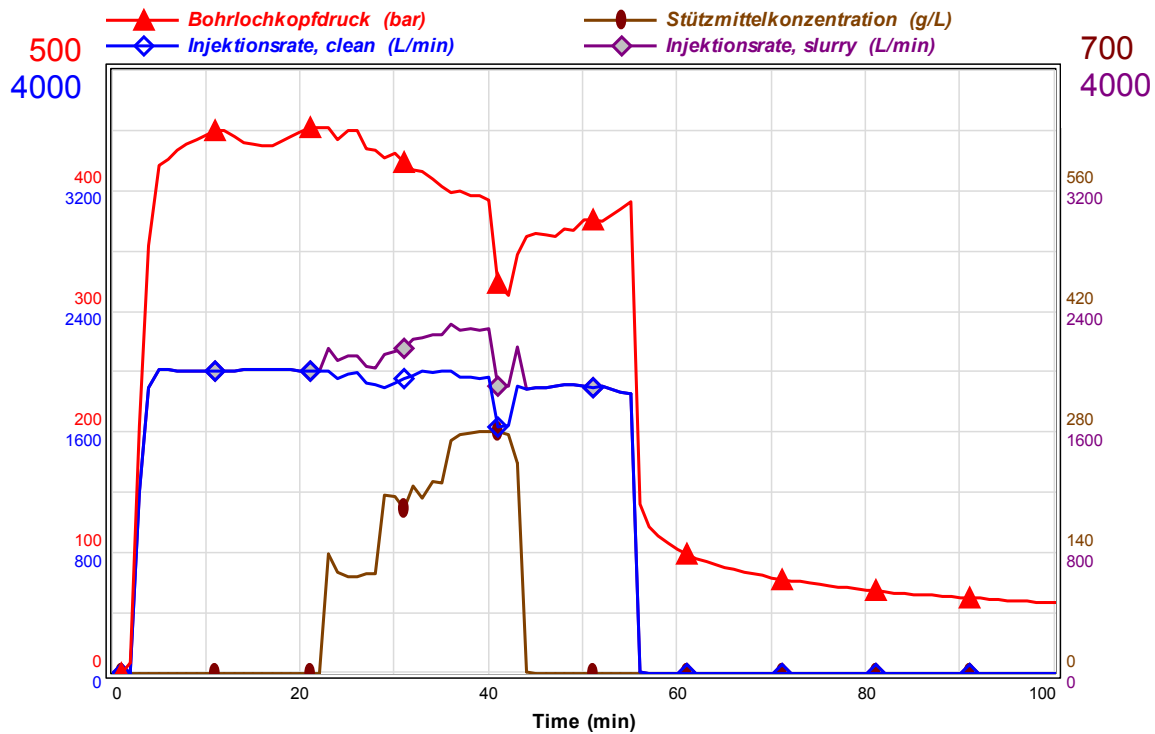


Abb. 37: Behandlungsplan und Druckverlauf des ersten Hauptfrac; KET nach Frac: 4140 m, d.h. ca. 980 l Stützmittel sind in der Bohrung verblieben (bei ca. 19,6 l/m Bohrlachkapazität) – ca. 6 Vol% bei einer Schüttdichte der Stützmittel von 2 t/m³.

Zweiter Datafrac:

Stufe #	kumul. Zeit (min)	Fluidtyp	Fluidvolumen (m ³)	Injektionsrate (m ³ /min)	kumul. Fluidvolumen (m ³)
1	49:00	HTU Gel_1,3%	24.5	0.50	24.50
2	65:00	HTU Gel_1,3%	16.2	1.01	40.66
3	75:00	HTU Gel_1,3%	14.8	1.48	55.46
4	85:00	HTU Gel_1,3%	19.8	1.98	75.26
5	99:00	Salzwasser (1,12 g/cm ³)	27.7	1.98	102.98

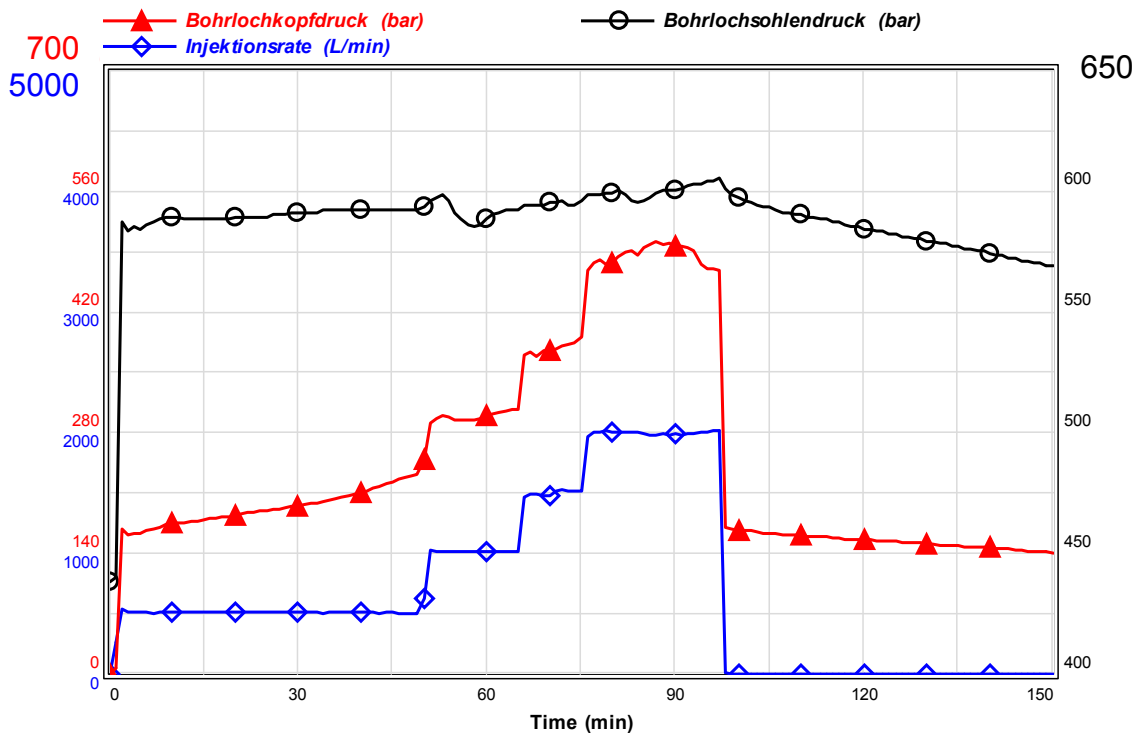


Abb. 38: Behandlungsplan und Druckverlauf des zweiten Datafrac; KET vor Frac: 4117 m, KET nach Frac: 4122 m

Zweiter Hauptfrac:

Stufe #	kumul. Zeit (min)	Fluidtyp	Fluidvolumen (m³)	Stützmittelkonz. (g/l)	Injektionsrate, Slurry (m³/min)	Stützmittelart	kumul. Stützml. (kg)
1	2:00	SHUT-IN	0	0	0		0.00
2	30:00	HTU_1,3%	48.4	0	1.73		0.00
3	38:00	HTU_1,3%	13.8	95.0	1.79	Carbo-Lt2040	1314.82
4	44:00	HTU_1,3%	10.6	180.0 - 183.0	1.88 - 1.88	Carbo-Lt2040	3235.00
5	50:00	HTU_1,3%	10.5	225.2 - 222.5	1.90 - 1.90	Carbo-Lt2040	5594.25
6	56:00	HTU_1,3%	10.7	271.4 - 288.3	1.92 - 2.00	Carbo-Lt2040	8580.31
7	71:00	Salzwasser (1,12 g/cm³)	25.7	0 - 0	1.69 - 1.74		8580.31
8	571:00	SHUT-IN	0	0	0		8580.31

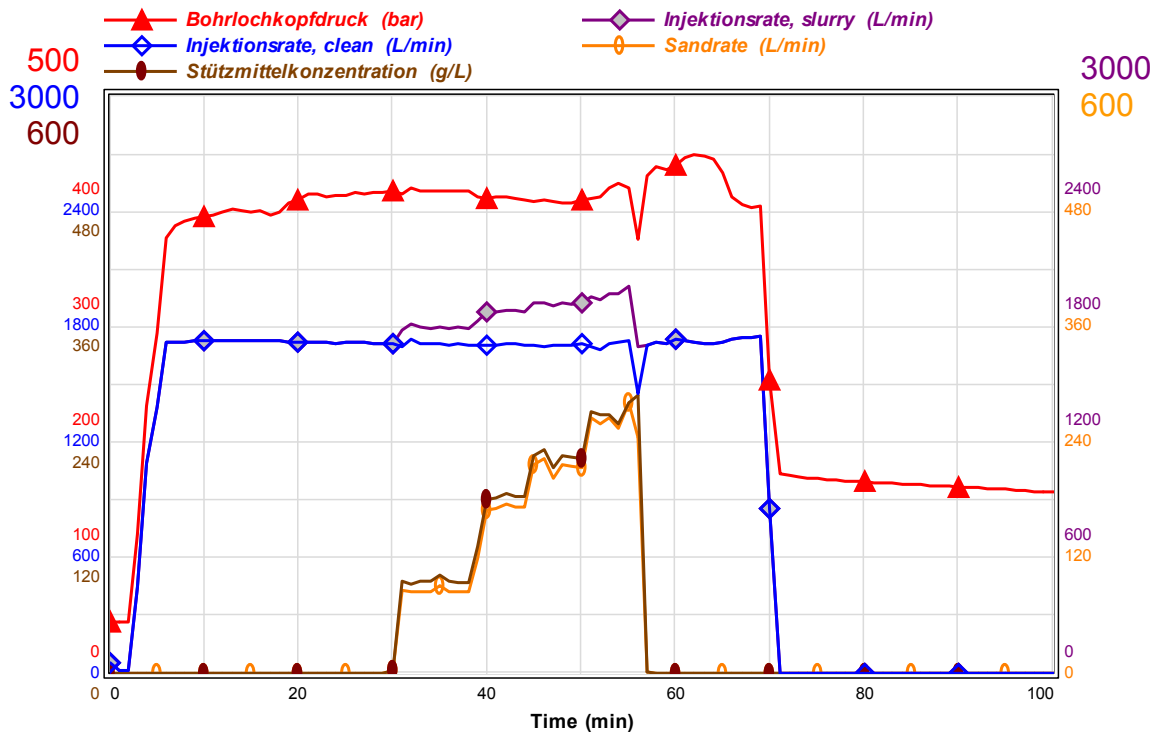


Abb. 39: Behandlungsplan und Druckverlauf des zweiten Hauptfrac

6.8.2 Druckkurvenanalyse

Die unten stehende Matrix zeigt die relevanten Parameter der Behandlung, aus denen Informationen über maximale Druckverluste abgeleitet und qualitative sowie quantitative Vergleiche zwischen Vor- und Hauptbehandlungen sowie den Behandlungen untereinander angestellt werden können.

#	Parameter	Datafrac #1	Hauptfrac #1	Datafrac #2	Hauptfrac #2
1.	max. Bohrlochsohlendruck, bar	586		605	
2.	max. Bohrlochkopfdruck, bar	546	452	503	449
3.	Bohrlochkopfdruck vor Shut-In, bar	459	390	468	403
4.	Bohrlochsohlendruck vor Shut-In, bar	579	606 ⁽²⁾	605	608 ⁽²⁾
5.	Reibungsdruckverluste P_f bei Shut-In, bar	333 ⁽⁴⁾	237 ⁽³⁾	294 ⁽⁴⁾	226 ⁽³⁾
6.	min. p_{NWB} bei Shut-In, bar	14 ⁽¹⁾	14 ⁽¹⁾	4 ⁽¹⁾	4 ⁽¹⁾
7.	max. Stützmittelkonzentration, g/l	-	280	-	288
8.	max. Injektionsrate, l/min	2545	2308	2011	2007

Rot o. dunkel = max. Wert; Blau o. hell = min. Wert

⁽¹⁾ $p_{NWB} = p_{bb}$ (vor Shut-In) - BISIP; mit $p_{NWB DF} = p_{NWB MF}$

⁽²⁾ BISIP + p_{NWB}

⁽³⁾ $p_f = p_{hyd} + p_{wb}$ (vor Shut-In) - (BISIP + p_{NWB})

⁽⁴⁾ $p_f = p_{wb}$ (bei Shut-In) + p_{hyd} - BISIP

Tab. 10: Gemessene und berechnete Parameter der vier Fracbehandlungen

Der Unterschied in den p_{NWB} lässt sich auf unterschiedliche Tortuositätsverhältnisse im bohrlochnahen Bereich der Bohrung zurückführen (siehe Kapitel 4.4.2). Die Ergebnisse des Pressure Matching (siehe 6.8.4) deuten jedoch auf klare Unterschiede bei p_{NWB} während Data- und Hauptfrac hin. Dies wird mit Stützmitteleffekten (zusätzliche Reibungsverluste, Viskositäts- und Dichteerhöhung etc.) erklärt, die nicht in den Daten der Vorbehandlung enthalten sind.

Die Druckverluste im bohrlochnahen Bereich während der Datafracs fallen dennoch relativ moderat aus. Dies kann, in Hinblick auf eine „hindernisfreiere“ Rissausrichtung und -ausbreitung (keine perforierten Rohre) in der Initiierungsphase, unter anderem auf die Behandlung eines OH-Intervalls zurückgeführt werden (Abb. 40). Hierbei wird gleichzeitig der Vorteil einer OH-Komplettierung gegenüber verrohrten und perforierten Bohrlöchern deutlich. Im letzteren Fall sind aufwendige Messverfahren /Pretzschner 2002/ für die individuelle in situ Bestimmung und Orientierung der Perforationen entlang der Richtung der maximalen horizontalen Hauptspannungsrichtung (Vorzugsrichtung der Rissausbreitung) notwendig. Meistens wird jedoch mit einem geringeren Phasenwinkel (z.B. 90°) zwischen den Schussachsen und/oder rotierenden Perforatoren gearbeitet, um die Wahrscheinlichkeit der Ausrichtung in die Vorzugsrichtung der Rissausbreitung zu erhöhen. Für eine Verringerung der Druckverluste über die Perforationskanäle, ist entweder eine hohe Schussdichte in vertikaler Richtung und/oder größere Austrittsquerschnitte (größere Ladungsenergie) erforderlich. Sowohl die Erhöhung der Anzahl der Perforationen als auch die Vergrößerung der Perforationsladungen führt zu einer erhöhten Mikrorissbildung in Folge der explosiven Risserzeugung und damit der tortuositätsinduzierten Druckverluste im

bohrlochnahen Bereich (Abb. 40). Insgesamt sind dies Aspekte, die eine suboptimale Auslegung oder gar Havarien (z. B. Screen-Out) zur Folge haben können. Nicht zuletzt verursacht jede Einzelmaßnahme (Messungen, Ausrichtungen, multiple Perforationsintervalle) insgesamt höheren Erschließungskosten.

Folglich sprechen eine Reihe von Argumenten für OH-Komplettierung, die grundsätzlich jedoch nur bei stabilen Bohrlöchern anwendbar sind. Im untersuchten Anwendungsfall wurde eine sehr stabile Bohrlochwandung über das gesamte OH-Intervall angetroffen, die selbst nach Perforations- und Fracarbeiten keine gravierenden Instabilitäten oder Kalibererweiterungen aufwies.

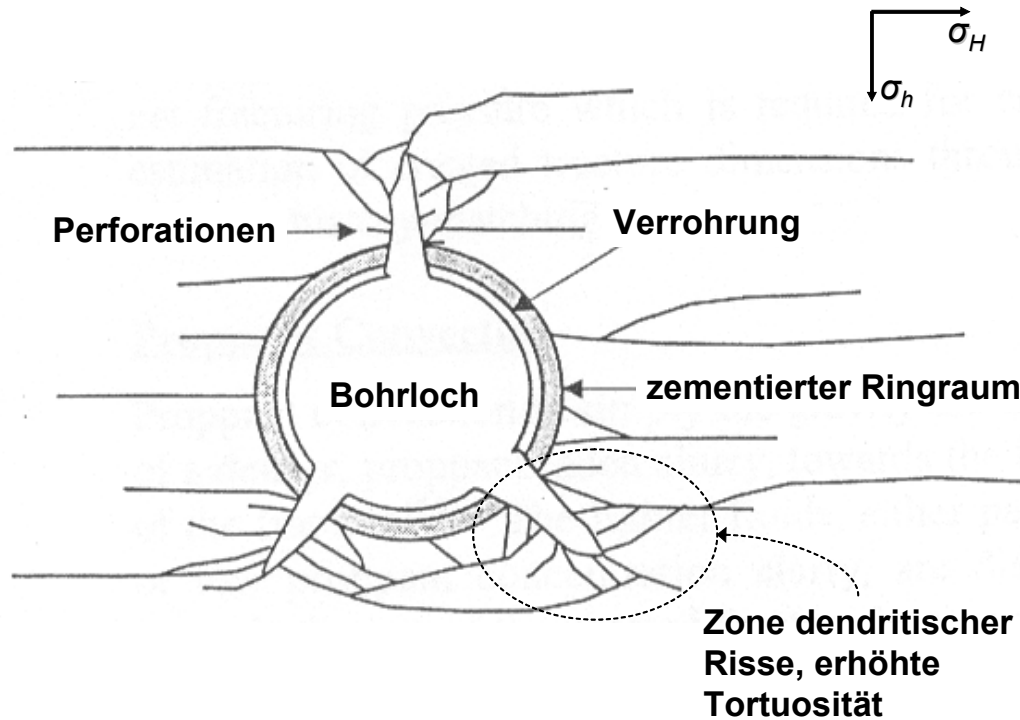


Abb. 40: Beeinflussung der Druckverluste im bohrlochnahen Bereich und der lateralen Rissausbreitung durch erhöhte Tortuositäten im Falle verrohrter und perforierter Bohrungen; horizontaler Schnitt durch die Rissebene (überarbeitet aus Wright et al. 1995)

Sowohl der erste als auch der zweite Datafrac wurden mit dem gleichen Fluidvolumen und derselben Fluidart der jeweiligen Hauptfracs durchgeführt, um einen maximalen Informationsgewinn für den optimalen Ablauf des Hauptfracs zu ermöglichen.

Während des ersten Datafrac wurde ein Gel mit einer Viskosität von 150 cP (ermittelt als Fann-Viskosität im Rheometer) verwendet. Angestrebt war jedoch ursprünglich eine Viskosität des Gels von mindestens 1000 cP, die im Hauptfrac für den Stützmitteltransport benötigt wurde.

Zuletzt erfolgte das Nachpumpen einer Salzwasserstufe mit einer mittleren Dichte von 1,12 g/cm³, um die hydrostatischen Verhältnisse in der Bohrung wieder auszugleichen. Ansonsten verbleibt das Gel bei einer Dichte von ca. 1 g/cm³ als Fluidsäule im Bohrloch und führt bei den vorliegenden Reservoirdrücken (Dichteunterschieden) zu Überdrücken am Bohrlochkopf am Ende der Einschlussphase von 20-30 bar. Die äquivalenten Fluidvolumina müssen dann kontrolliert übertägig abgeführt werden, um den Druck für den nachfolgenden Fördertest vollständig abzubauen und zugleich erste Informationen zum hydraulischen Reservoirverhalten (Produktivität) zu erhalten.

Die letzte Stufe wird auch im Hauptfrac gefahren und dient hier der vollständigen Verdrängung des stützmittelbeladenen Fracgels aus dem Bohrloch in die Formation (displacement). das Gel kann sonst zu einem Screen-Out im Bohrloch bzw. zu Verstopfungen beim abrupten Anhalten der Pumpen (Shut-In) führen (siehe Druckabfallanalyse für den zweiten Hauptfrac).

Die Druckaufzeichnung vor dem ersten Datafrac (Gestängelifttest und Wiederanstiegsphase) deutet auf einen initialen Reservoirdruck von ca. 440 bar hin (10,64 bar/100m Porendruckgradient) und liegt in der Nähe des gemessenen Ausgangswertes. Am Ende der Behandlung befand sich in der Bohrung jeweils eine Fluidsäule bestehend aus Salzwasser mit einer Dichte von ca. 1,12 g/cm³ bis Geländeoberkante gemäß Behandlungsplan. Da zum Zeitpunkt des Shut-In die Druckverluste p_f im System verschwinden, ergibt sich der hydrostatische Druck p_{hyd} und daraus abgeleitet die Dichte der Fluidsäule im Bohrloch gemäß Glg. 24 als:

$$P_{hyd} = P_{bhSIP} - P_{whSIP} \quad (\text{Glg. 35})$$

6.8.2.1 Rissinitilierung am Beispiel der Datafracs

Es ist zu erkennen, dass die Drücke sowohl untertage als auch übertage bereits während der ersten Behandlungsstufe rapide ansteigen. Die Formation nimmt den Druck sofort auf. Ein klarer breakdown, als Indiz für eine Risszeugung, ist jedoch nicht sichtbar. Die Druckkurve knickt dem Anschein nach auf Grund des Erreichens und der Konstanthaltung des Injektionsratenniveaus von 0,5 m³/min ab. Spezifische Gründe hierfür können sein:

- OH-Intervall (große Infiltrationsfläche),
- langsamer Druckaufbau,
- Gebirge enthält bereits einen Riss(e) oder ist natürlich geklüftet,
- Reservoirmatrix ist destabilisiert (Bohrlochrandausbrüche, Schwachstellen etc.),
- hohe Permeabilität (im Bereich der Fracinitiiierungszone),

Während der ersten Stufe steigen die Drücke kontinuierlich an. Nach ca. 46 min. nach Beginn der Behandlung erreicht das Gel der ersten Stufe die Formation. Dies geht einher mit einem leicht verzögerten, evtl. bedingt durch Kompressibilitätseffekte, kurzen Anstieg (um ca. 10 bar) des Bohrlochsohlendruckes, der daraufhin jedoch bis zum Ende der Behandlung, trotz der kontinuierlichen Steigerung der Injektionsrate bis zu max. ca. 10 bar, oberhalb desselben Niveaus verharrt. Dieser Druckanstieg kann auf die Steigerung der bohrlochnahen Druckverluste (Tortuosität) und auf einen Anstieg des Nettorissdruckes zurückgeführt werden. Wurde bis zum Zeitpunkt des Kontaktes des höher viskosen Gels mit der Formation kein Riss erzeugt, muss die Formation bzw. das Intervall eine minimale Injektivität von 0,25 m³/h bar (bei ca. 0,6 Dm) aufweisen. Der erste Gestängelifttest zeigte im identischen Intervall eine mittlere Förderrate von ca. 9 m³/h bei einer Druckabsenkung von ca. 70 bar. Die daraus resultierende Produktivität betrug mit 0,13 m³/h bar ca. die Hälfte der potenziellen Injektivität während des ersten Datafracs. Dieser Unterschied kann unter Umständen auf eine Druckabhängigkeit der Permeabilität oder auf das Vorliegen einer Injektivität natürlicher Klüfte im Reservoir zurückgeführt werden, die während des Fördertests bei der erzeugten Depression nicht aktiv waren. Trotzdem kann bereits hier eine Rissinitiiierung erfolgt sein, die jedoch nicht eindeutig aus den Aufzeichnungen abzulesen ist.

Nach dem Gel-Formationskontakt stellen sich jedoch andere Bedingungen ein. Obwohl die Viskosität des Gels nicht das angestrebte Niveau erreicht hat, ist davon auszugehen, dass es angesichts der übertägig gemessenen 150 cP und der Herstellerangaben eine in situ Restviskosität beim Kontakt mit der Formation besitzt, die deutlich höher als die des vorab injizierten Salzwassers liegt. Wird ein Wert von 100 cP angenommen, muss das Reservoir entsprechend den zugrunde liegenden Gesetzmäßigkeiten eine minimal um den Faktor Hundert gesteigerte Injektivität aufweisen, um die gleiche Menge an Fluid mit den nunmehr veränderten rheologischen Eigenschaften aufzunehmen. Der leichte Zuwachs des Druckes um 10 bar verringert diesen Faktor nur um wenige Prozente (ca. 8%). Dies ist nicht mehr mit leichten Veränderungen der petrophysikalischen Parameter bzw. des Zustandes der Formation erklärbar. Im Gegenteil, es ist zu erwarten, dass das Fluid mit höherer Viskosität eher für deutlich gesteigerte Reibungsdruckverluste beim Durchströmen schmaler Klüfte oder Fließkanäle im Vergleich zum Salzwasser sorgt. Der gemessene Druckanstieg kann zum Teil auch hierher rühren.

Ist die Injektivität nicht sprunghaft angestiegen, bleiben nur zwei Alternativen übrig:

1. Das Gel ist zerfallen und besitzt eine Viskosität ähnlich der des Salzwassers und natürliche Wegsamkeiten zur Gewährleistung einer entsprechenden Injektivität liegen vor.

Dies ist unwahrscheinlich, da zum einen vom Hersteller andere Angaben in Bezug auf die Gelstabilität gemacht wurden und zum anderen das Problem der Injektivitätserhöhung bei höheren Fließraten (von 0,5 bis 2,5 m³/min) erneut zu hinterfragen ist.

2. Im Gebirge wurden hydraulische Risse erzeugt, die über ihre Konduktivität eine ausreichende Injektivität erzeugen und somit einen kontinuierlichen Druckanstieg verhindern („hydraulische Ventile“). Die Konduktivität der Risse ist dabei so groß, dass die veränderte Fluidrheologie nicht zu bedeutend höheren Bohrlochsohlendrücker durch gesteigerte Reibungsdruckverluste führt.

Der unter Punkt 2 geschilderte Zusammenhang wird sowohl für den Fall des ersten als auch des zweiten Datafracs angenommen.

Während der beiden Hauptfracs wurde eine konstante Fließrate gefahren. Basierend auf den Datafracergebnissen und unter Berücksichtigung von Stützmitteleinflüssen wurde diese auf die verfügbaren technischen Kapazitäten abgestimmt. Die Magnituden der gemessenen Bohrlochkopfdücke bewegten sich dabei auf dem jeweils vergleichbaren Niveau des Datafracs. Die Bohrlochsohlendrücker können nur abgeschätzt bzw. modelliert werden.

6.8.2.2 Druckverluste im System

Die Steigerung der Injektionsraten von 0,5 bis 2,5 m³/min und zusätzlich die sprunghaften Anstiege der Bohrlochkopfdücke führen zu keiner vergleichbaren Veränderung der Bohrlochsohlendrücker. Der Druckanstieg pflanzt sich nicht proportional bis zur Bohrlochsohle fort, sondern wird durch erhebliche Reibungsdruckverluste in der Fracgarnitur kompensiert.

Die Ermittlung dieser Reibungsdruckverluste erfolgte anhand der gemessenen Druckunterschiede (übertage zu untertage) und wurde wegen der variierenden Dichteverhältnisse des im Strang befindlichen Behandlungsfluids als Min-Max-Abschätzung durchgeführt. Die Druckverluste konnten auf diese Weise nur für die Datafracs eindeutig ermittelt werden. Während des Hauptfracs liegen diese, so die Annahme, auf einem ähnlichen Niveau. Die Reibungsdruckverluste während der zweiten Behandlung sind besser von Data- auf Hauptfrac übertragbar, da diesmal bis auf die Stützmittelzugabe rheologisch identische Fluide verwendet wurden. Der Einfluss der Stützmittel wurde modelltechnisch dargestellt.

$$p_{tf} = f(q_i) = p_{wh_i} - p_{bh_i} + p_{hyd_i} \quad (\text{Glg. 36})$$

Druckverluste DF1 vs. DF2

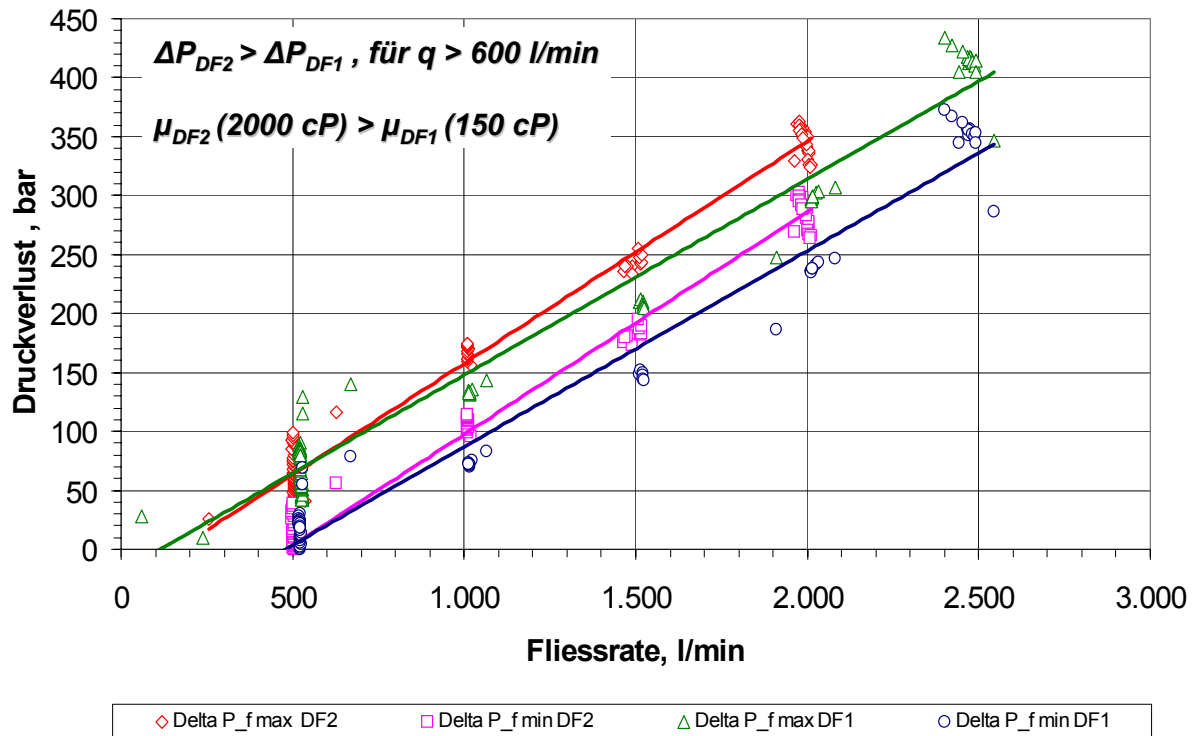


Abb. 41: Bestimmung der Reibungsdruckverluste während des ersten und zweiten Datafracs

Gemäß Gleichung 25 kann der Anstieg von p_{bb} nach Kontakt mit dem höher viskosen Gel auch auf einen Anstieg von p_{Net} zurückgeführt werden, der auf die veränderte Rheologie entsprechend reagiert.

In linear-elastischen Rissmodellen ist p_{Net} proportional zur $2n+1$ – Wurzel der effektiven dynamischen Fracfluidviskosität (mit $n=1$ für lineare Fluide) /Wright et al. 1993/.

$$p_{Net} \propto \mu^{1/3} \quad (\text{Glg. 37})$$

Bezogen auf das Beispiel des ersten Datafracs bedeutet diese Beziehung, dass beim Eintritt des höher viskosen Gels (150 cP) in den Riss, p_{Net} um das mindestens Fünffache gegenüber dem p_{Net} , welcher mit dem vorverpumpten Wasser (< 1 cP) erzeugt wurde, ansteigt. Dies ist nur dann erklärbar, wenn vor diesem Zeitpunkt noch kein Riss und damit auch noch kein p_{Net} vorhanden war, oder aber der vorliegende p_{Net} in einem wie auch immer gearteten Riss ein Niveau von max. 2 bar hatte. Letzteres würde lediglich minimale Rissdimensionen zulassen, die keinen wesentlichen Beitrag zu einem Injektivitätszuwachs leisten könnten.

Es ist an dieser Stelle demnach klar, dass ein Riss bzw. Risse spätestens beim Eintrag des Gels erzeugt worden sein muss/müssen. Nicht eindeutig ist jedoch, ob es bereits früher zu einer Rissinitiiierung gekommen ist, oder ob die anfänglichen Injektivitätszuwächse durch eine druckabhängige Veränderung der Matriceigenschaften erreicht wurden.

Eine Antwort auf diese Fragen kann die grafische Auswertung der Druckabfallphase nach dem Shut-In liefern. Es lässt sich auf diese Weise der Zeitpunkt und demnach der Druck ermitteln, bei dem sich ein vorliegender Riss wieder schließt. Die hieraus gewonnenen Ergebnisse sind zugleich die Modelleingabewerte für das anschließende Pressure-Matching zur Bestimmung der Rissdimensionen.

6.8.2.3 Druckabfallanalyse

Die Druckabfallanalyse der Shut-In-Phase ist eine Möglichkeit, den Riss-schließdruck p_c zu ermitteln. Aufgetragen über der Quadratwurzel der Zeit nimmt der Druckabfall mit zunehmender Shut-In-Dauer einen linearen Verlauf an. Schließt sich ein vorhandener Riss, erfolgt eine markante Inklinationsänderung der Druckkurve. Der in situ Druck zu diesem Zeitpunkt entspricht dem Riss-schließdruck, unter Berücksichtigung eines leicht erhöhten Porendruckes an den Rissflächen. Das zugrunde liegende Prinzip ist der Wechsel zwischen vornehmlich rissdominiertem (linear; Fluidabfluss über den offenen Riss und dessen Fläche) und matrixdominiertem (radial; Fluidabfluss hauptsächlich über die Matrix) Abfluss der im Bohrloch und Riss befindlichen Fluide. Die Bestimmung des wirklichen p_c ist nur im Falle eines nicht abgestützten Risses möglich. Die Gegenwart von Stützmitteln im Riss kann die Analyse erheblich verfälschen /Economides et al. 1989/. Die Analyse wird deshalb in der Regel bei der Auswertung von Mini- bzw. Datafracs angewendet.

Verschiedene Gründe führen jedoch oft zu einem undeutlichen Übergang zwischen den Fließregimen und daher zu mehrdeutigen Analysen:

- hohe Matrixpermeabilitäten (bilineares Fließregime),
- geringer Konduktivitätskontrast zwischen Riss und Matrix,
- unvollständige und uneinheitliche Riss-schließung,
- heterogene Spannungsverteilung innerhalb des Behandlungsintervalls,
- multiple Risse, komplexes Risswachstum.

Bei der Interpretation von Bohrlochkopfdaten können erhebliche Störeffekte durch eine temperaturabhängige Veränderung der Hydrostatik im Bohrloch auftreten /Shaoul et al. 2001/.

Ein besonders deutlicher Fließregimewechsel zeichnet sich dann ab, wenn die Matrix (der bohrlochnahe Bereich) sehr geringpermeabel oder stark geschädigt ist, so dass ein maximaler Transmissibilitätskontrast zwischen dem offenen Riss und der Matrix besteht. Schließt sich der Riss, kommt es in der Folge zu einer Änderung der Druckabfallrate.

Die Richtung der Änderung der Druckabfallrate ist dabei abhängig von dem relativen Verhältnis zwischen Riss- und Formationsparametern /Nolte 1982/.

Neben den Datafracs wurden auch die Hauptfracs mit Hilfe dieser Methode analysiert. Da bei letzteren keine in situ Druckaufzeichnung erfolgte, wurde der zu erwartende Bohrlochsohlen-druck auf der Basis von Annahmen zur Hydrostatik zum Zeitpunkt des Einschlusses und von Modellergebnissen berechnet. Können aus den Hauptfracdaten ebenfalls Informationen zum Riss-schließdruck gewonnen werden, deutet dies auf eine Riss-schließung am Bohrloch hin (Permeabilitätskontrast nicht mehr vorhanden). Der Umkehrschluss ist demnach, dass der erzeugte Riss offensichtlich ungenügend abgestützt wurde bzw. eine mangelhafte hydraulische Anbindung (tie-back) an das Bohrloch aufweist.

Die Abbildungen stellen die Druckkurven der Shut-In-Phasen der einzelnen Behandlungen dar. Diese sind über unterschiedlich skalierte Zeitachsen aufgetragen. Die Skalierung erfolgt dabei zur Identifikation des Steigungswechsels entweder über $t^{1/2}$ oder der G-Funktion von t_N (Nolte-Zeit). Die G-Funktion ist die Quadratwurzel der Nolte-Zeit /Fieldpro 2002a/.

$$f(G) = \sqrt{t_N} \quad (\text{Glg. 38})$$

$$t_N = t^{3/2} - (t - t_0)^{3/2} - t_0^{3/2} = \text{Nolte-Zeit} \quad (\text{Glg. 38a})$$

Der Wert t_0 entspricht dem Zeitpunkt des Shut-In.

Erfahrungsgemäß werden Analyseplots mit $t^{1/2}$ Skalierung zur Identifikation des p_c bei Verwendung von Fluid mit geringen Wall-Building Koeffizienten und G-Funktions Analyseplots, für die Auswertung von Behandlungen, bei denen Fluide mit hohen Wall-Building Koeffizienten eingesetzt wurden, angewendet /Economides et al. 1989/.

Tabelle 11 enthält die zusammengefassten numerischen Angaben zu den Analysen.

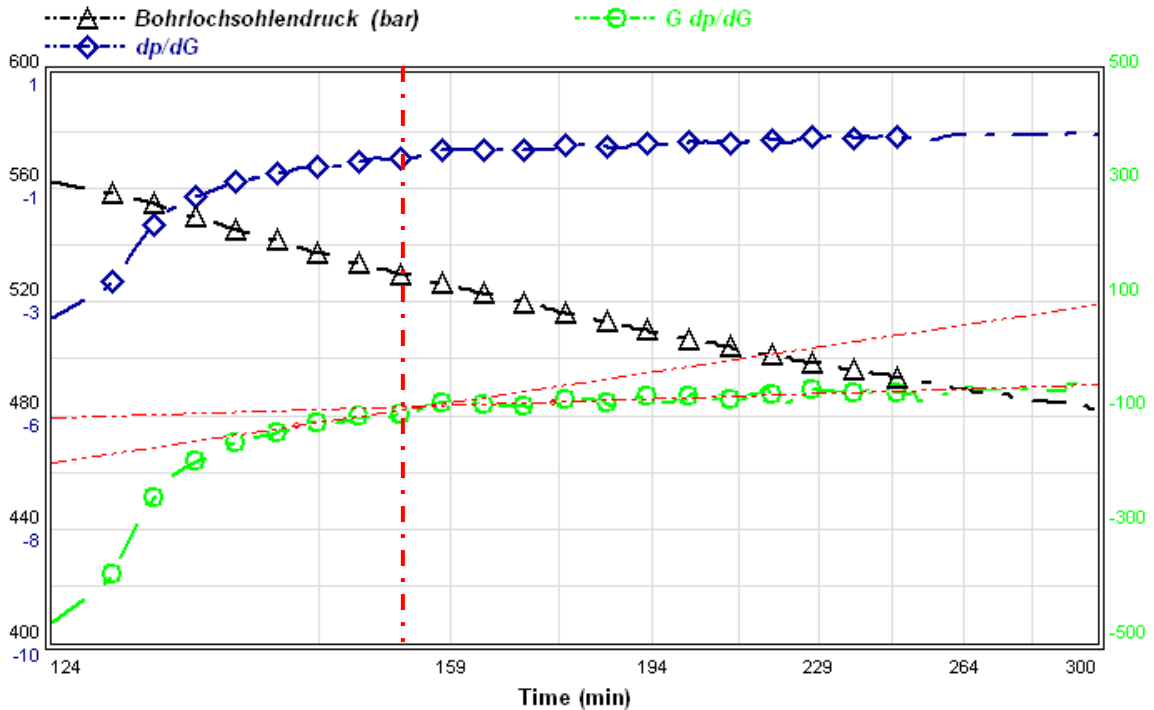


Abb. 42: Druckabfallphase des ersten Datafrac; Bohrlochsohlendruck aufgetragen über $f(G)$ sowie deren 1. Ableitungen; vertikale Linien markieren den Zeitpunkt des Risschließens

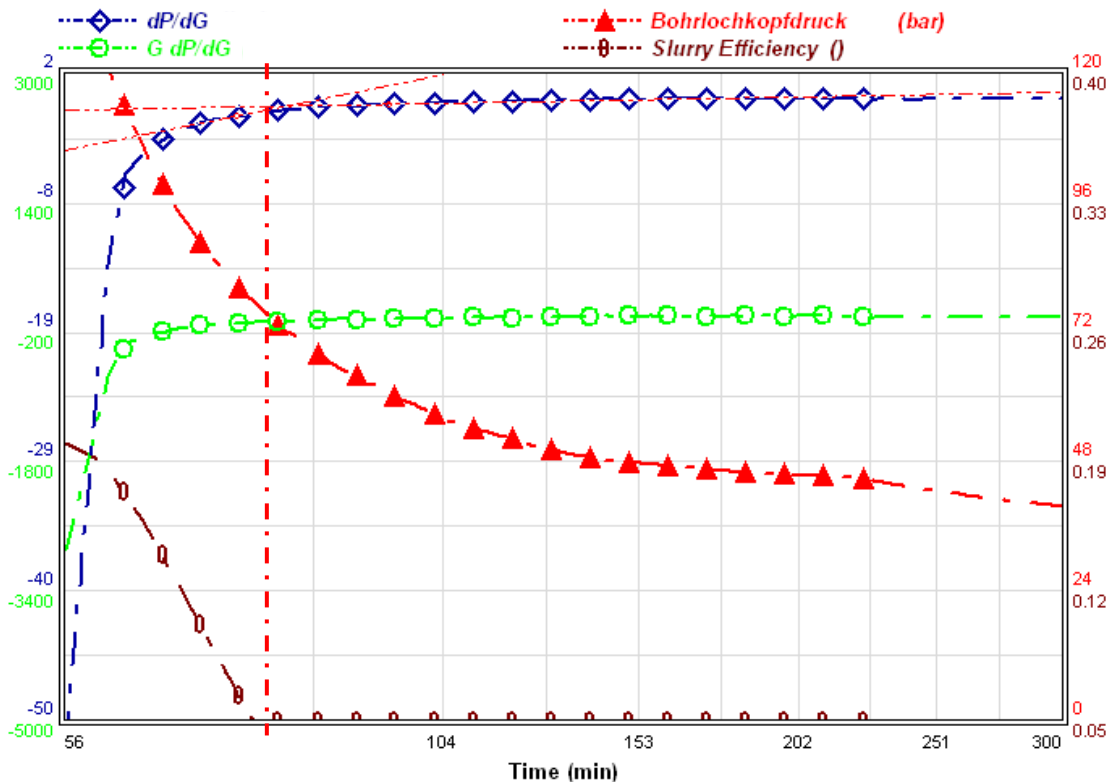


Abb. 43: Shut-In-Phase des ersten Hauptfrac; Bohrlochkopfdruck aufgetragen über $f(G)$

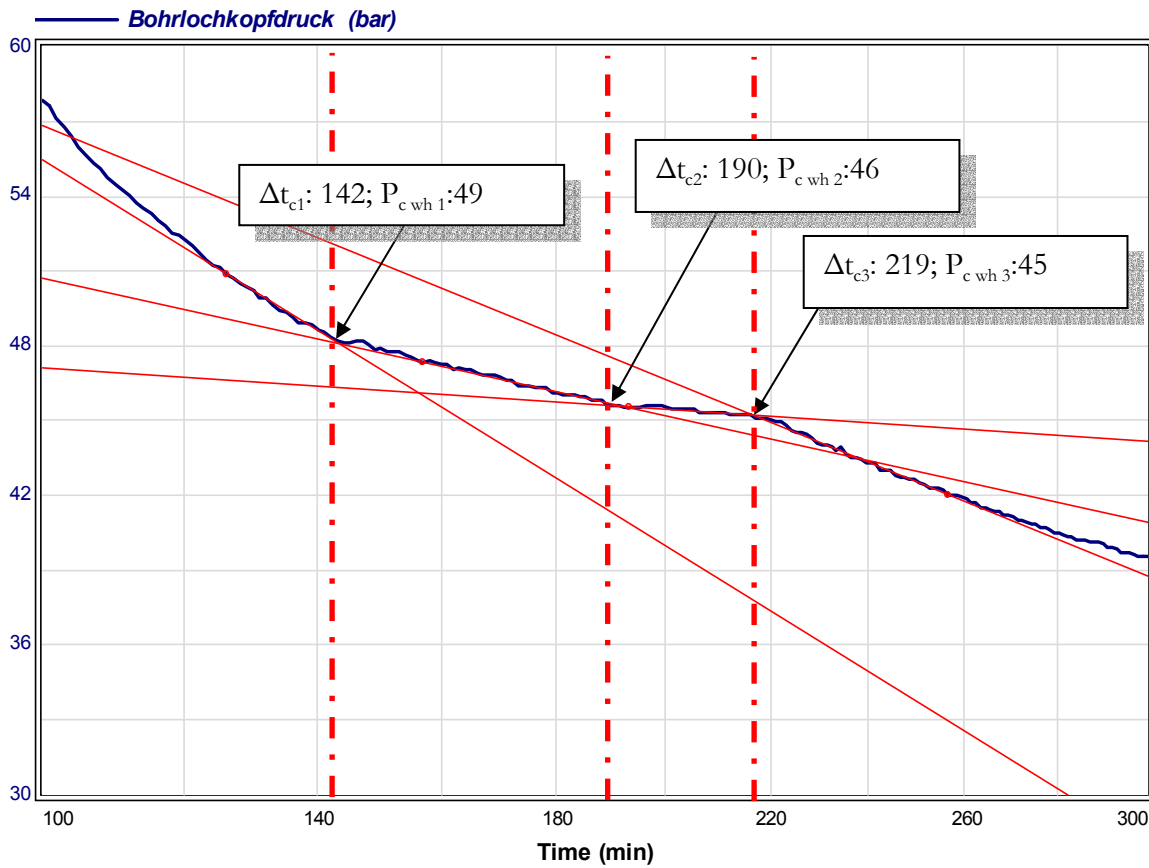


Abb. 44: Ausschnitt des relevanten Bereiches der Druckabfallkurve des ersten Hauptfrac; Bohrlochkopfdruck aufgetragen über $t^{1/2}$; Hinweis auf multiple Riss-schließereignisse (vertikale Linien) über eine Zeitspanne von insgesamt 77 min; P_c bei ca. 501 bar (12,1 bar/100m)

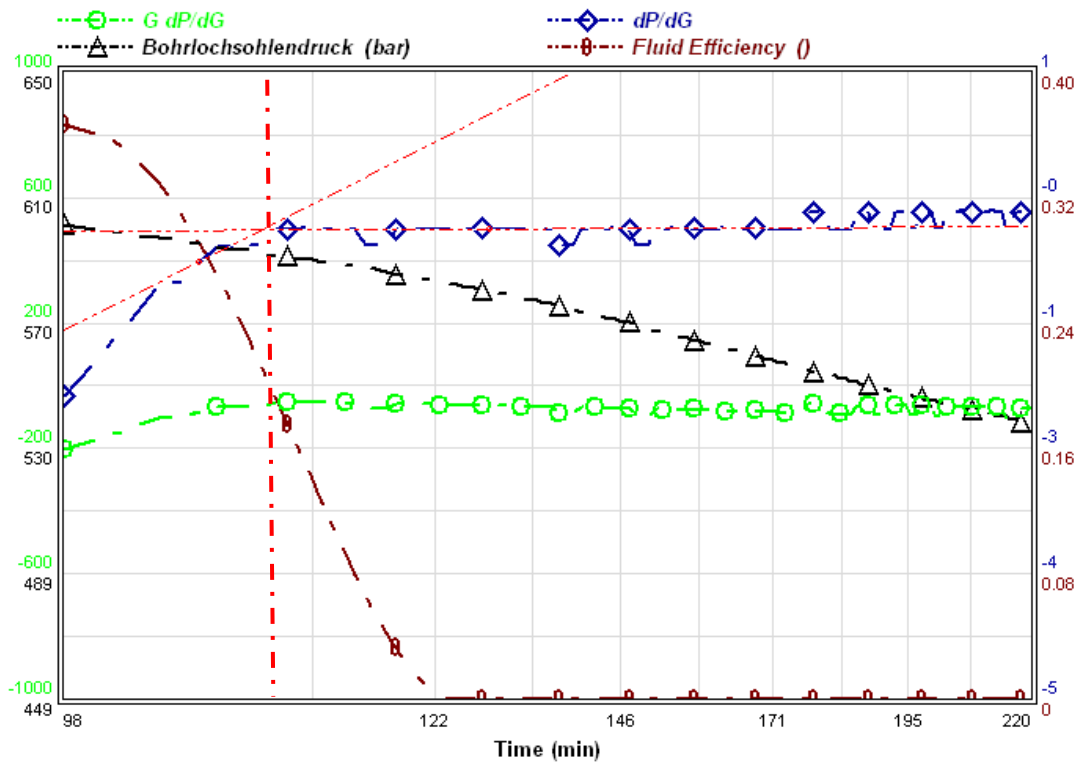


Abb. 45: Shut-In-Phase des zweiten Datafrac; Bohrlochkopf- und Bohrlochsohlendruck aufgetragen über $f(G)$

Die multiplen Neigungswechsel der linearen Abschnitte der Druckabfallkurve nach dem ersten Hauptfrac können sowohl durch eine Veränderung des hydraulischen Fließregimes als auch durch die Variation der Kompressibilität des Gesamtsystems erklärt werden. Nur die Dekompression des Systems bei der Risschließung bzw. die Erhöhung der Steifigkeit kann einen schlagartig steileren linearen Druckabfall als zuvor beobachtet bewirken. Dies ermöglicht in diesem Fall keine eindeutige Identifizierung des Risschließereignisses. Im Zweifelsfall muss daher die spätere Risseinschlusszeit gewählt werden.

Die Shut-In-Phase des zweiten Hauptfrac konnte auf Grund eines Screen-Out im Fracstrang nicht ausgewertet werden.

	Datafrac #1	Hauptfrac #1	Datafrac #2	Hauptfrac #2
p, T -Memorytiefe, D_m , m	4133,5		4083	
Reservoirdruck, p_R , bar	440-441		438-440	
Porendruckgradient, bar/100m	10,66		10,75	
Pumpdauer, t_p , min	114	54	98	69
Shut-In Zeit, t_{si} , min	124	56	98	71
ISIP, bar	109 (106 ⁽³⁾)	139 (121 ⁽³⁾)	169 (166 ⁽³⁾)	172 (171 ⁽³⁾)
BISIP, bar	562 (559 ⁽³⁾)	592 ⁽¹⁾ (574 ⁽¹⁾)	601 (597 ⁽³⁾)	604 ⁽¹⁾ (603 ⁽¹⁾)
ISIP-Differenz (HF-DF), bar	30-15		3-5	
BISIP Differenz (HF-DF), bar	30-16		3-6	
Mittlerer Hydrostatischer Druck am Memory @ ISIP, p_{hyd} , bar	453 ⁽²⁾	453 ⁽²⁾	431-432 ⁽²⁾	431-432 ⁽²⁾
Hydrostatischer Druckgradient @ ISIP, bar/100m	10,96	10,96	10,57	10,57
Shut-In Dauer, Δt_i , min	1338	591	128	936*
Δt , min	35	16 ⁽⁵⁾ - 21 ⁽⁶⁾	11	-
$p_{c\ wb}$ (Bohrlochkopf), bar	79	71 ⁽⁵⁾ - 77 ⁽⁶⁾	160	-
$p_{c\ is}$ (in situ), bar	525 (512 ⁽⁴⁾)	524 ⁽⁵⁾ - 530 ⁽⁶⁾	590	-
gemessener Schließdruckgradient, $dp_{c\ is}/dz$, bar/100m	12,7 (12,4 ⁽⁴⁾)	-	14,5	-
berechneter Schließdruckgradient, $d(p_{c\ wb} + p_{hyd})/dz$, bar/100m	12,5 - 12,6	12,7 - 12,8	14,3	-
$p_{Net\ max}$ (BISIP- p_c), bar	37 (50 ⁽⁴⁾)	62 - 68 (44 - 50)	11	-
$p_c - p_R$, bar	84 (71 ⁽⁴⁾)	86	164	-

⁽¹⁾ berechnet mit p_{hyd} ⁽²⁾ $p_{hyd} = \text{BISIP (DF)} - \text{ISIP (DF)}$ ⁽³⁾ nach 1 min. Shut-In

⁽⁴⁾ Ergebnis der Druckabfallanalyse des ersten Datafrac durchgeführt von de Pater, H., TU Delft, 2002 ⁽⁵⁾ aus slurry efficiency ⁽⁶⁾ aus dp/dG Neigungsabfall

* unter Vorbehalt auf Grund des Behandlungsablaufes (Risseinschluss nicht auswertbar)

Tab. 11: Druckabfallanalysen der 4 Fracbehandlungen

Das Schließdruckniveau im ersten Intervall befindet sich beim Datafrac 84 bar und beim Hauptfrac 86 bar oberhalb des Reservoirdrucks. Dies lässt im Hinblick auf den Gesamtverlauf der Behandlung auf eine frühe Rissinitiation, eventuell bereits während des Verpressens des Salzwassers im Vorfeld der ersten Stufe, rückschließen. Im zweiten Intervall verdoppelt sich dieser Abstand, gleichzeitig sind jedoch die maximalen Nettorissdrücke um mehr als zwei Drittel (siehe Datafracvergleich) geringer. Die Beobachtungen zeigen, dass in höher permeablen Formationen mit höheren Nettorissdrücken zu rechnen ist, die den Matrixabfluss kompensieren müssen.

Der Einfluss der Fluidrheologie auf die Magnitude von p_{Net} bleibt offen (siehe Abschnitt Rheologieeffekte); in jedem Fall beeinflusst sie aber die Druckverluste (Abb. 47).

Bei einer Sampling-Rate von 1 min sind keine „Water-Hammer“ Effekte sichtbar, die auf eine gute Kommunikation zwischen einem erzeugten Riss und dem Bohrloch hindeuten würden. Die geringe Auflösung der Daten ließ eine Erfassung der kurzlebigen Effekte auch nicht erwarten.

Da während der Hauptbehandlungen keine Bohrlochsohlendrucke aufgezeichnet wurden, sind die korrespondierenden Drücke (BISIP) unter Verwendung der aus den Vorbehandlungen ermittelten Angaben zur hydrostatischen Druckverteilung im Bohrloch zum Zeitpunkt des Einschusses kalkuliert worden.

Das für die Rissimulation verwendete Modell errechnete ebenfalls BISIP-Werte aus den Angaben zur Formation und den hydraulischen Bedingungen im Bohrloch. Die Werte liegen 3 bar (595 bar erster Hauptfrac) und 18 bar (622 bar zweiter Hauptfrac) über den Tabellenwerten.

Der Druckabfall nach dem ersten Hauptfrac zeigt bei großen Einschusszeiten und abgebauter Fluideffizienz überraschenderweise charakteristische Indizien für weitere Risserschließereignisse (Abb. 44). Ähnliche Effekte können im Laufe von Einschussphasen durch eine Veränderung der Ringraumdruckbedingungen hervorgerufen werden. Im Falle der durchgeführten Fracoperationen handelte es sich jedoch um einen offenen Ringraum (Kontrolle der Packerumläufigkeit) in dem weitgehend statische Bedingungen herrschten.

Identifizierbare Risseinschlussereignisse, unabhängig davon wann diese sich ereignet haben, lassen die Vermutung zu, dass sich der Riss am Bohrloch bei Abnahme des Druckes weitgehend geschlossen hat. Der Riss kann dabei noch eine Restöffnungsweite besitzen, jedoch ist diese und die daraus resultierende Risskonduktivität so gering, dass der Abfluss aus dem Bohrloch nicht mehr primär linear über den Riss, sondern radial über die gesamte Matrix, inklusive Riss, erfolgt. Der Riss hat an dieser Stelle keinen entscheidenden bzw. sichtbaren Einfluss mehr auf die hydraulischen Zu- bzw. Abflussbedingungen.

Die Rückführung dieses Verhaltens auf hohe Konduktivitätskontraste zwischen der Matrix und einem abgestütztem Riss ist nur dann theoretisch erklärbar, wenn der Riss sich abrupt über dem eingebrachten Stützmittel geschlossen hätte. Durch die schlagartig verringerte Rissweite fällt die Risskonduktivität (Kompaktion der Stützmittelpackung im Riss) /Sato et al. 1998/ und folglich auch die Abflussrate über den Riss ab. Das Abflussregime wäre in dieser Situation stets rissdominiert, d.h. linear bis bilinear, und würde auf Grund des hohen Durchlässigkeitskontrastes keine radiale Charakteristik aufweisen. Zudem ist ein abruptes Riss schließen und damit eine plötzliche Abnahme des Rissvolumens nur theoretisch mit einer plötzlichen Zunahme der Abflussrate (Leakoff) physikalisch erklärbar. Der Abfluss und demnach der Druckabfall im Bohrloch ist aber ein kontinuierlicher, je nach Eigenschaften von Fluid, Gestein und Rissdimensionen langsam ablaufender Prozess, der ein solches Verhalten nicht erklären und erkennen lässt.

Aus Abb. 44 ist ferner zu erkennen, dass es sich offensichtlich beim ersten Hauptfrac um multiple Übergangsphasen handelt, die auf mehrere Risserschließereignisse hindeuten. Da jedoch die Druckunterschiede zwischen den Ereignissen sich nur im Bereich weniger bar abspielen, hat dies keine größeren Auswirkungen auf den abgeleiteten globalen Schließdruckgradienten der Formation. Es ist jedoch ein Indiz für einen uneinheitlichen Risserschließungsvorgang.

Wird der p_c aus Abb. 44 zugrunde gelegt zeigt sich, dass sich das p_c -Niveau im ersten Intervall zwischen den Behandlungen verändert. Die Indikation auf ein Risserschließereignisses beim Datafrac ist nur sehr schwach, doch grundsätzlich interpretierbar. Ein variierendes Niveau kann auch durch eine Rissinitiierung und -ausbreitung in unterschiedlichen Formationsabschnitten begründet werden. Vorstellbar ist, dass während des Hauptfracs unter Verwendung des höher viskosen Fluids ein zuvor wegen zu hoher Leakoff-Werte (höherer Permeabilität) nicht beeinflusster Formationsabschnitt mit einem geringeren Schließdruckgradienten angesprochen wurde.

An den Stellen, wo trotz alledem die Schließdruckgradienten (Vergleich zwischen Data- und Hauptfrac) im ersten Intervall noch zu einer guten Übereinstimmung führen, zeigen die Daten der zweiten Behandlung größere Abweichungen. Dies wird unter anderem darauf zurückgeführt, dass die Einschlussphase nach dem Datafrac wesentlich kürzer und somit das spätere Druckverhalten nicht mehr exakt nachvollziehbar war. Eine weitere Erklärung für das Verhalten ist, dass mit den beiden Behandlungen Bereiche angesprochen wurden, in denen unterschiedliche Spannungszustände herrschten und/oder multiple Risse mit abweichenden Eigenschaften erzeugt wurden. Die Auswertung des zweiten Hauptfrac ist generell nur unter Vorbehalt möglich, da es am Ende der Behandlung offensichtlich zu einer Zusetzung des Ende des Stranges mit ausgefallenen Stützmitteln gekommen ist (der Strang musste geschlossen ausgebaut werden). Ein Teil des Stützmittel (max. 7-8 Vol%) verblieb demnach im Bohrloch. Durch die Verstopfung wurde die hydraulische Kommunikation zwischen Bohrlochkopf (Druckaufnehmer) und Bohrlochsohle vollständig oder teilweise unterbrochen, folglich kann der gemessene Druckabfall nicht eindeutig ausgewertet werden. Es wird daher auf die Ergebnisse aus der Datafracanalyse in Bezug auf repräsentative Schließdruckgradienten verwiesen.

Festzuhalten bleibt, dass das zweite Behandlungsintervall tendenziell höhere Schließdrücke, aber geringere ISIP-/BISIP-Differenzen zwischen DF und MF aufweist. Letzteres wird auf stärker ausgeprägte Rheologieeffekte auf Grund von Viskositätsvarianzen des Fracfluids (\sim Faktor 10) und höheren Reservoirpermeabilitäten (\sim Faktor 10-100) im ersten Intervall zurückgeführt.

6.8.2.4 Einfluss der Fluidrheologie auf den Nettorissdruck

Abbildung 47 zeigt den direkten Vergleich zwischen dem Data- und Hauptfrac im ersten Intervall. Der Vergleich führt zu zwei Beobachtungen und daraus abgeleiteten Thesen:

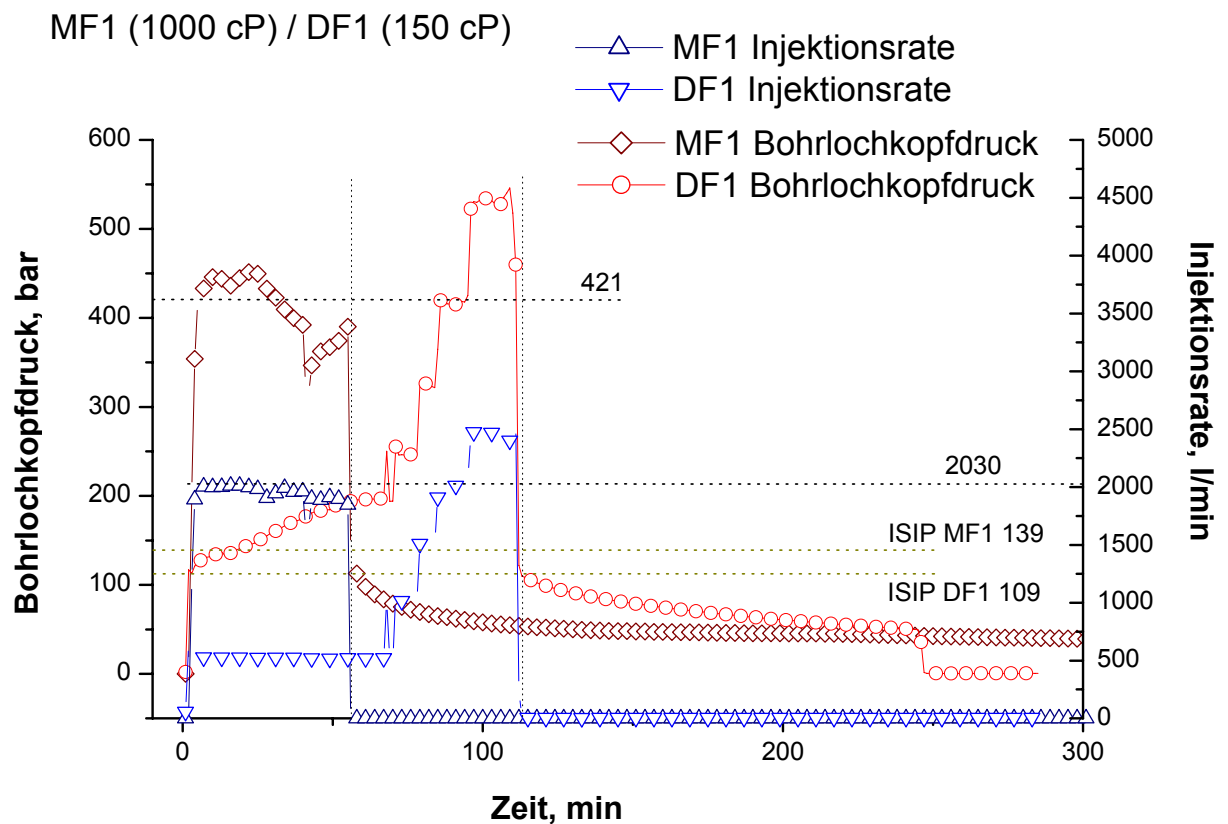


Abb. 47: Vergleich der Vor- und Hauptbehandlung im ersten Intervall für eine Untersuchung des Rheologieinflusses auf die Nettorissdrücke

- 1) Ähnliche Bohrlochkopfdrucke bei gleichen Injektionsraten (ca. 421 bar bei 2030 l/min) lassen auf ähnliche Reibungsdruckverluste rückschließen. Dies bedeutet, dass eine relative Unempfindlichkeit der Reibungsdruckverluste gegenüber der Fluidrheologie und/oder sogar eine Verminderung der Reibungsdruckverluste bei Verwendung des höher viskosen Gels vorliegt (Verringerung der Turbulenzeffekte bei höher viskossem Gel).
- 2) Kleine Diskrepanzen (20 bar) zwischen den gemessenen ISIP-Werten sprechen für eine geringe Abhängigkeit der Nettorissdrücke von der Fluidrheologie.

Bei der Durchführung des ersten Minifrac wurde der Bohrlochsohlendruck mit Hilfe einer Drucksonde (Memory) aufgezeichnet. Der BISIP konnte aus diesen Daten grafisch ermittelt werden. Er liegt bei 562 bar. Die Kenntnis der Einbauteufe und des ISIP (109 bar) ermöglichte die Bestimmung des wirksamen hydrostatischen Druckes der sich bei ca. 453 bar befand (ca. 11 bar/100m). Es konnten so auch die realen Druckverluste im System festgestellt werden. Es ergab sich ein maximaler Wert von 436 bar bei ca. 2500 l/min Fließrate. Während des Hauptfrac fand lediglich eine übertägige Druckaufzeichnung statt. Aus den Daten ist ersichtlich, dass sich der ISIP bei 139 bar einstellte.

Der Minifrac wurde mit einer mittleren Fluidviskosität (apparent viscosity μ_{app}) von 150 mPa s (bei ca. 5°C) gefahren. Für den Hauptfrac wurde ein Fluid mit einer Viskosität von $\mu_{app} = 1300$ cP (bei ca. 5°C) für eine bessere Tragfähigkeit der Stützmittel in den Riss und eine geringere Abflussrate (Leakoff-Rate) über die Matrix eingesetzt.

Das $ISIP_{MF} : ISIP_{DF}$ Verhältnis liegt bei ca. 1:0,8 und legt die Vermutung von geringfügigen p_{Net} Varianzen bei der Verwendung von Fracfluiden mit deutlich unterschiedlicher Rheologie in identischen Formationsintervallen (identische Schließdrücke) nahe. Werden jedoch die maximalen p_{Net} aus Tab. 11 berücksichtigt, zeigt sich, dass im Data-/Hauptfracvergleich p_{Net} um das ca. 1,7-fache zugenommen hat. Eine Verdopplung der Nettorissdrücke würde mit linear-elastischen Rissausbreitungsmodellen korrespondieren, die andererseits wesentlich geringere absolute Werte simulieren. Dies deutet auf eine Unstimmigkeit hin, die es zu klären gilt.

Bei der Analyse sind demnach unter Einbeziehung der Ergebnisse aus Tab. 11 folgende Punkte zu beachten:

1. Die hydrostatischen Verhältnisse im Bohrloch nach dem Hauptfrac wurden auf Grundlage der Ergebnisse des Datafrac ermittelt.
2. Eine parallele Druckabfallanalyse des Datafrac ergab ein um 13 bar geringeres Schließdruckniveau.
3. Ungenauigkeit bei der Bestimmung des wahren ISIP bzw. BISIP („Water-Hammer“-Effekte, siehe 2.).

Werden die genannten Punkte berücksichtigt, verschlechtert sich zunächst die Vergleichbarkeit der Behandlungsergebnisse. Tendenziell ergibt sich jedoch eine Verringerung der Nettorissdruckdifferenzen und damit eine Abnahme der Gültigkeit linear-elastischer Modellansätze. In Abb. 48 wird zur Verdeutlichung auf die angesprochenen „Water-Hammer“-Effekte eingegangen.

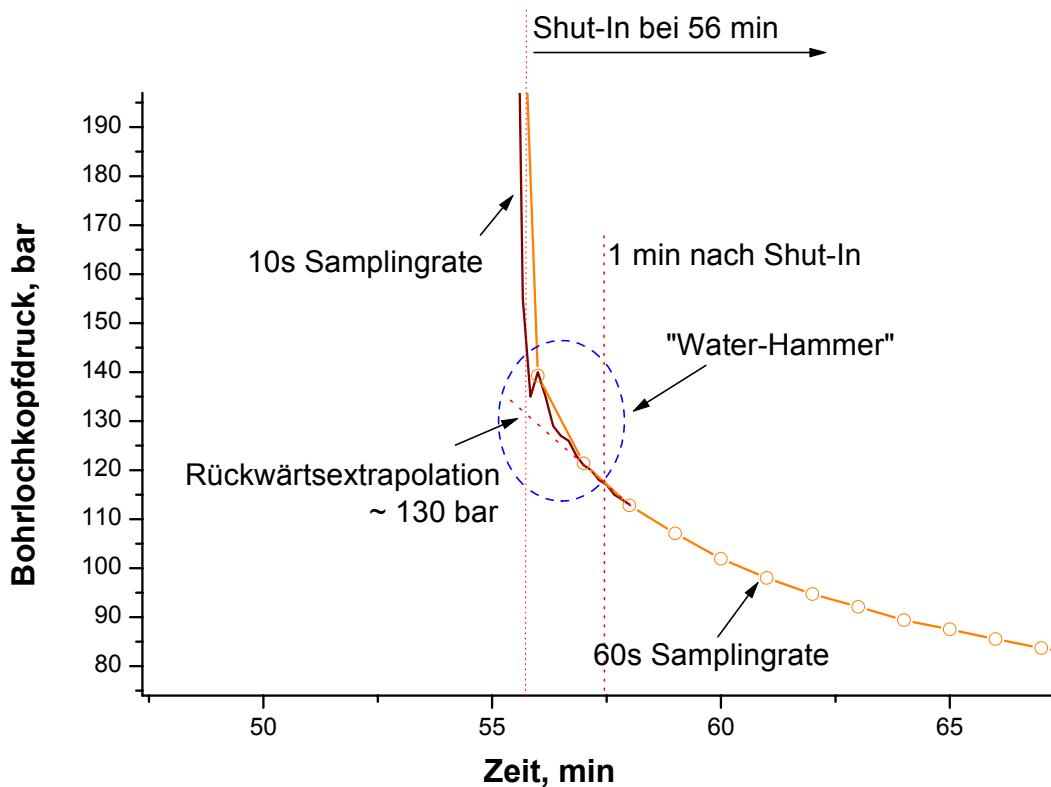


Abb. 48: Rückwärtsextrapolation des ISIP (MF1) nach Abklingen der dynamischen Effekte (Water-Hammer), die zum Zeitpunkt des Bohrlocheinschlusses (abruptes Abschalten der Pumpen) auftreten /Wright et al. 1993/.

Während des ersten Hauptfracs wurden die Bohrlochkopfdruckdaten manuell mit einer 10 s Samplingrate aufgezeichnet. Durch die Verringerung der Samplingrate wurden dynamische Effekte (Water-Hammer) beim Einschluss andeutungsweise sichtbar (Abb. 48). Da die dynamischen Effekte in der Regel ca. einige 10er Sekunden nach dem Einschluss auftreten und dann abklingen, zeigt die 60 s Samplingrate diese Effekte nicht. Die Korrektur des ISIP durch Rückwärtsextrapolation der Druckkurve nach Abklingen der dynamischen Effekte ergab einen verringerten wirklichen ISIP von ca. 130 bar. Somit verringert sich die Diskrepanz zwischen Datafrac und Hauptfrac um weitere 9 bar auf lediglich 21 bar (309 psi). Es ist zu erwarten, dass bei einer Erhöhung der Samplingrate auf 1 s die dynamischen Effekte noch besser sichtbar werden, und folglich eine weitere Korrektur des ISIP, im Sinne einer Reduzierung, vorgenommen werden muss. Eine weitere Annäherung der ISIP-Daten führt damit zu einer Verstärkung der zweiten These aus dem Datenvergleich.

Nichtsdestotrotz verbleibt eine effektive Nettorissdruckzunahme bei der Erhöhung der Fluidviskosität im Rahmen des Hauptfracs. Dies wird auf einen verringerten Leakoff-Koeffizienten zurückgeführt. Diese Zunahme kann jedoch auf Grund der genannten Aspekte nicht eindeutig quantifiziert werden. Vermutlich wird der Zuwachs deutlich unterhalb der durch linear-elastische Rissmodelle prognostizierten Erhöhung liegen.

6.8.2.5 Einfluss der Fluidichte auf den Druckabfall

Die Berechnung von p_{bb} für größere Einschlusszeiten (z.B. p_c bei Δt_c) aus den Angaben zu p_{hyd} zum Zeitpunkt des Shut-In (BISIP-ISIP) führt zu höheren Werten als real vorhanden. Dies resultiert aus der Tatsache, dass mit dem allgemeinen Druckabfall auch eine Reduzierung der Druckdifferenz zwischen Bohrlochsohle und Bohrlochkopf zu verzeichnen ist (siehe Abb. 49 und 50).

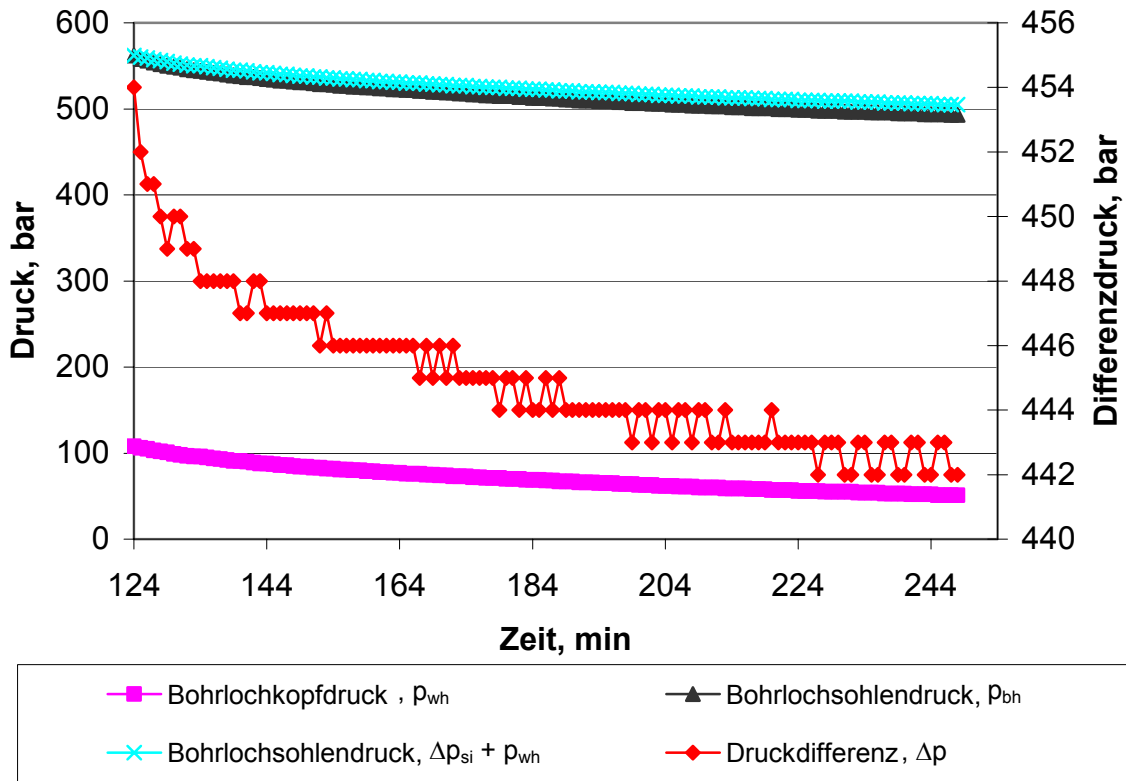


Abb. 49: Druckabfallphase nach dem ersten Datafrac; $\Delta p = p_{bh} - p_{wh}$, Druckdifferenz zum Zeitpunkt des Shut-In Δp_{si}

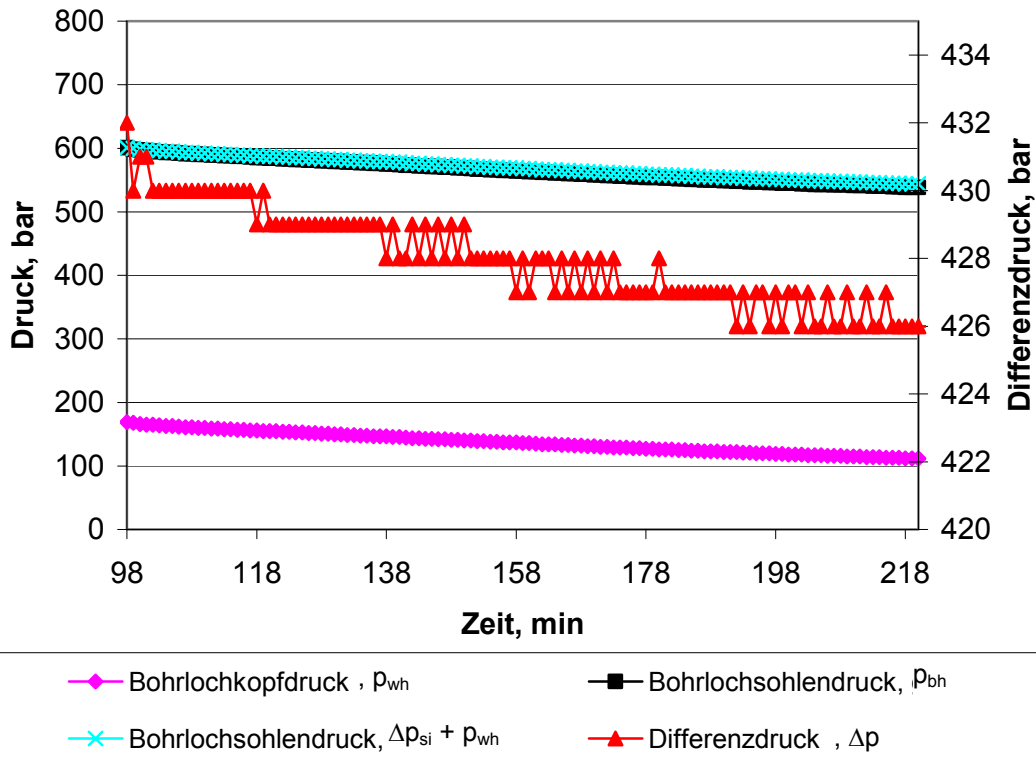


Abb. 50: Druckabfallphase nach dem zweiten Datafrac

Der Differenzdruck nähert bei zunehmender Shut-In Dauer dem Reservoirdruck an. Der Bohrlochsohlendruck fällt jedoch schneller ab als der Bohrlochkopfdruck. Die Angleichungsphase ist durch eine Veränderung der hydrostatischen Druckverteilung im Bohrloch (oberhalb der Messteufe), durch Kompressibilitätseffekte oder durch einen Anstieg des Reservoirdruckes p_R zu erklären. Der Anstieg von p_R ist in der Druckabfallkurve dann nicht sichtbar, wenn der in situ Druck über dem Reservoirdruck liegt. Der Anstieg ist also nur mittelbar, da er den steileren Druckabfall kompensiert, erkennbar. Indirekt hat die Zunahme von P_R gemäß Glg. 32 zudem einen Einfluss auf p_c . Hervorgerufen worden sein könnte ein solcher Anstieg durch einen Anschluss eines Reservoirbereichs auf einem höheren Druckniveau (z.B. mit Freigasführung).

Ein Absinken des hydrostatischen Drucks durch das Fallen des Pegels ist auszuschließen, da Letzteres nicht beobachtet wurde. Theoretisch auszuschließen sind ebenfalls Entgasungserscheinungen aus der stehenden Fluidsäule. Dies hätte eine Dichterduzierung zur Folge gehabt. Da jedoch die injizierten Fluide keine bzw. kaum gelöste Gasanteile besaßen, und ein Austausch mit Formationswasser, welches nachweislich gelöste Gasanteile besitzt, zu diesem Zeitpunkt noch nicht erfolgt ist.

Während der Druckabfallphase gab es einen Temperaturanstieg von ca. 72°C auf ca. 110 °C in situ. Die Temperaturerhöhung bewirkte eine Ausdehnung des Stranges und somit eine Volumenzunahme. Letztere verursacht einen zusätzlichen Abfall des Bohrlochkopfdruckes, nicht aber des Bohrlochsohlendruckes, da das Gewicht der Fluidsäule konstant bleibt.

Wird der Versuch unternommen, den Druckabfall allein durch Kompressibilitätseffekte zu erklären, zeigen sich folgende Resultate.

Die errechnete mittlere Dichte der Fluidsäule zum Zeitpunkt des Shut-In beträgt:

$$\rho_{fluid}(\text{Shut-In}) = p_{bh}(\text{Shut-In}) / \text{Messteufe} * g$$

$$\rho_{fluid}(\text{Shut-In}) = 454 \text{ bar} / 4133,5 * 9,81e-05$$

$$\rho_{fluid}(\text{Shut-In}) = 1115 \text{ kg/m}^3$$

Die errechnete mittlere Fluidsdichte nach 124 Minuten Shut-In-Zeit bei einem Druckdifferenzabfall von 12 bar beträgt:

$$\rho_{fluid}(124 \text{ min Shut-In}) = 442 \text{ bar} / 4133,5 * 9,81e-05$$

$$\rho_{fluid}(124 \text{ min Shut-In}) = 1086 \text{ kg/m}^3$$

Diese Dichte- bzw. Druckdifferenz kann durch eine rückgerechnete Kompressibilität des injizierten Mediums in Höhe von $c_{fluid} = 2,25e-03 \text{ bar}^{-1}$ erklärt werden. Der errechnete Kompressibilitätswert ist einerseits sehr hoch, andererseits lässt sich eine Dichterduzierung schwer erklären.

Übertägig wurde das Medium unter Normaldruckbedingungen und einer Temperatur von ca. 10°C auf eine Dichte von 1,12 kg/l eingestellt (vgl. Behandlungsprotokolle). Diese befindet sich damit ein wenig über dem errechneten Maximalwertes von 1,115 kg/l, jedoch innerhalb der Toleranz. Ein etwas geringerer Wert kann auch mit einer unvollständigen Verdrängung des leichteren Fracgels begründet werden. Theoretisch ist dieser Dichtewert durch den gegenseitigen Einfluss von Temperatur- und Druckanstieg erklärbar. Der Druckabfall kann durch eine Dichtereduzierung auf einen Wert von 1,086 kg/l, dies entspricht einem Minus von ca. 2,7 %, erklärt werden. Plausibler wird er aber, wenn von einer Zunahme des Strangvolumens im Zuge der Aufheizung ausgegangen wird. Macht man die Volumenveränderung allein verantwortlich, müsste im Falle des verwendeten Stranges (ca. 24 m³) der Volumenzuwachs max. 0,65 m³, dies entspricht einem Plus von ca. 2,7 %, ausgemacht haben. Wahrscheinlicher ist, dass sich das Fluid trotz seiner sehr geringen Ausgangskompressibilitäten während des Druckabfalls ebenfalls ausgedehnt und damit die Strangausdehnung teilweise kompensiert hat. Die daraus resultierende errechnete Dichte ist deshalb nur eine scheinbare Dichte.

Der Anstieg des p_R sowie Entgasungserscheinungen sind als Ursachen nicht vollständig auszuschließen. Die Phänomene können stets in Form von Teileffekten mitverantwortlich gemacht werden. Die gefundene Lösung erscheint jedoch nach dem aktuellen Kenntnisstand als die wahrscheinlichste.

Im Falle des zweiten Datafracs zeigt sich ein ähnliches Bild, wenn auch der Differenzdruck weniger stark abfällt. Der Vergleich von ISIP (432 bar bei 98 min) mit dem Ende der Druckaufzeichnungsphase (426 bar bei 220 min) zeigt einen Unterschied von nur 6 bar. Der geringere Druckunterschied im Vergleich zur ersten Behandlung wird auf die höheren Bohrlochkopfdücke (ca. Faktor 2) zurückgeführt.

Die korrespondierenden Dichten der überlagernden Fluidsäule entsprechen:

$$\rho_{fluid}(\text{Shut-In}) = 1079 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_{fluid}(122 \text{ min Shut-In}) = 1064 \text{ kg/m}^3$$

Die geringen Dichtewerte deuten auf eine unvollständige Verdrängung des Gels (mittlere Dichte ca. 1,01 kg/l) durch das nachgepumpte Fluid (Salzwasser mit einer mittleren Dichte von 1,12 kg/l) bzw. ggf. auch auf eine Vermischung der beiden Fluidtypen hin.

Der Dichteunterschied beträgt nur 1,4 %. Die gemeinsame Wirkung von Volumenveränderung des Stranges und Fluidkompressibilität sind für das Druckgefälle verantwortlich. Bei einem Behandlungsstrangvolumen von ca. 23 m³ ergibt sich demnach ein maximal benötigter Volumenzuwachs von 0,32 m³, welcher wiederum durch Kompressibilitätseffekte teilweise kompensiert worden sein kann.

Die Analyse macht deutlich, dass die jeweilige Druckdifferenz bei der Berechnung korrespondierender Bohrlochsohlendücke (während der Druckabfallphase) berücksichtigt werden muss, da sich ansonsten, wie im Beispiel gezeigt, Fehler im 10¹-bar-Bereich ergeben können. Dies hat insbesondere Auswirkungen bei der Schließdruckermittlung. Bereits geringe Magnitudenunterschiede führen hier zu erheblichen Unterschieden in den Modellergebnissen.

6.8.3 Temperaturprofile und Rissortung

Die Temperaturprofile über das erste und das zweite Intervall dokumentieren deutlich einzelne lokale Auskühlungserscheinungen des Gebirges (Hauptabflusszonen). Da sich das gesamte Intervall während des ersten Gestängelifttests als relativ impermeabel gezeigt hat, ist ein alleiniger Abfluss über die Matrix unwahrscheinlich. Der Fluidabfluss muss demnach auch über künstlich erzeugte Fließwege bzw. hydraulische Risse erfolgt sein. Da die Temperaturprofile nicht unmittelbar nach den Fracbehandlungen gemessen wurden, zählt hauptsächlich der qualitative Vergleich der identifizierbaren Zonen. Der Literatur ist jedoch zu entnehmen, dass eine maximale Interpretierbarkeit von Temperatureinzelmessungen erreicht wird, wenn diese 18 bis 24 Stunden nach der Behandlung /Pearce 1979/ und zusätzlich bei aufwärtsgerichteter Fahrweise /Warpinski et al. 1988/ durchgeführt werden.

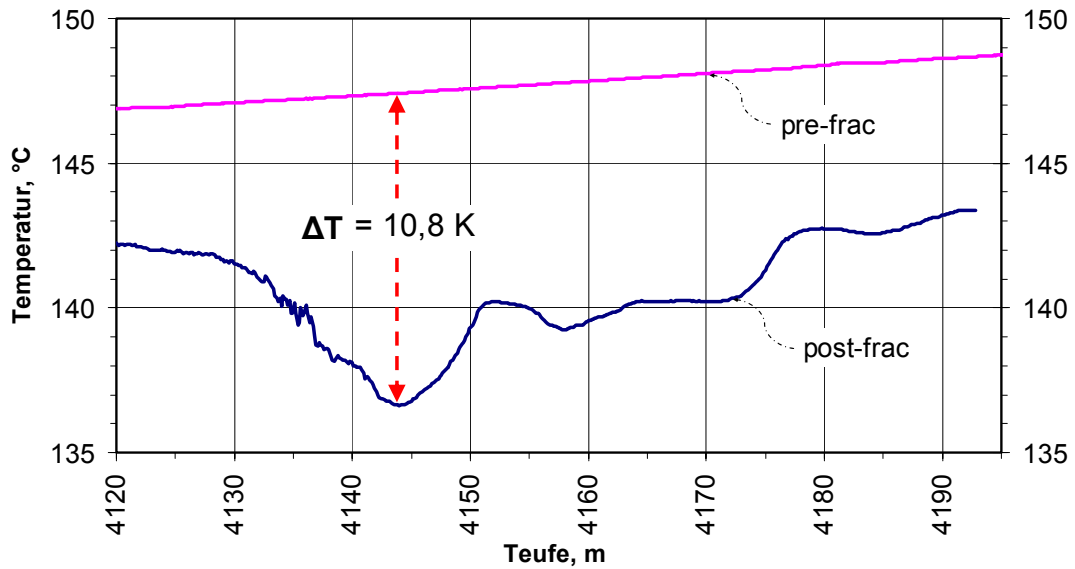


Abb. 51: Temperaturprofil über das erste Behandlungsintervall (4130-4190m), vor (pre-frac) und 28 h (post-frac) nach dem ersten Datafrac

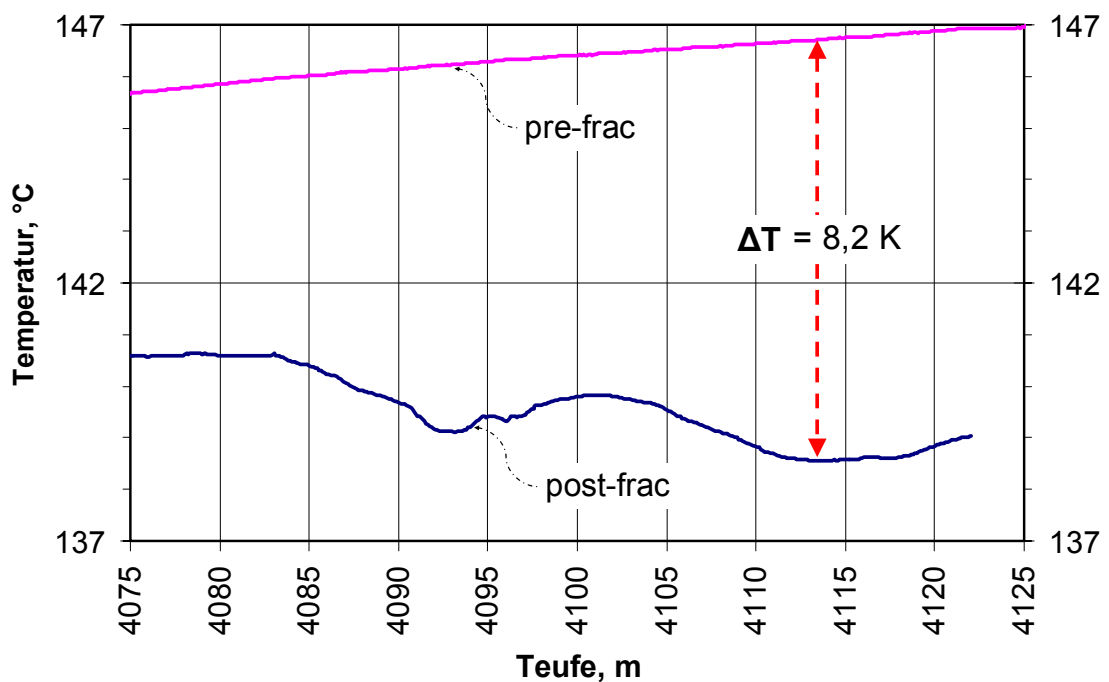


Abb. 52: Temperaturprofil über das erste Behandlungsintervall (4078-4116m), vor und 14 h nach dem zweiten Datafrac

1. Intervall (Abb. 51):

Die stärkste Abkühlung zeigt sich im Bereich zwischen 4135 m und 4150 m, eine mittlere Auskühlung zwischen 4150 m und 4172 m und eine leichte Temperaturabnahme im untersten Bereich zwischen 4175 m und 4190 m. Diese Analyse deutet darauf hin, dass Risse vornehmlich im oberen Bereich (4135 m bis 4150 m) und wenige bis gar keine im unteren Bereich erzeugt wurden.

2. Intervall (Abb. 52):

Das Profil gibt insgesamt eine negative Tendenz und folglich eine im Ganzen stärkere Abkühlung über das gesamte Intervall ab einer Teufe von 4083 m wieder. Die Temperaturminima (Hauptabflusszonen) befinden sich zwischen ca. 4092 m und 4097 m sowie zwischen 4112 m und 4118 m.

Anhand des Profils ist zu vermuten, dass weitere Abflusszonen im Liegenden des Intervalls existieren (Rissausdehnung bis über die untere Intervallgrenze hinaus).

Die Schlussfolgerungen im Hinblick auf eine Rissausbreitung sind jedoch nicht eindeutig. Es können lokale Permeabilitätsanomalien vorgelegen haben, die einen höheren Abfluss über die Matrix zuließen. Variierende thermische Gesteinseigenschaften (z.B. Wärmeleitfähigkeit) sowie Fluidkonvektion im Riss und in der Matrix vor, während und nach der Behandlung beeinflussen die Interpretierbarkeit /Peeters et al. 1984; Ahmed 1988/. Ebenfalls kann es zur Ausbildung einer „warm nose“ im Hangenden des Risses kommen /Veatch 1983/. Dies wird mit einer fortlaufenden Rissausbreitung nach dem Shut-In Ereignis und einer Fluidredistribution innerhalb des Risses erklärt /Mader 1989/.

Eine bessere Risslokalisierung kann mit Hilfe von Temperaturprofilen vollzogen werden, wenn einerseits die zeitliche Veränderung des Temperaturprofils vor und nach bzw. während der Behandlung (z.B. mit faseroptischen Messmethoden) aufgezeichnet wird /Economides et al. 1989; Mader 1989/ und andererseits eine gleichzeitige Bestimmung der Lithologie erfolgt (z. B. Gamma Ray Messung). Die Interpretierbarkeit von Temperaturprofilen hinsichtlich einer Riss Höhenbestimmung nimmt zusätzlich mit wachsender Temperaturdifferenz zwischen Formation und Injektionsfluid zu.

Nichtsdestotrotz liefert das vorliegende Profil ein erstes Indiz dafür, an welchen Stellen im Intervall sich die Hauptabflusszonen befinden und somit den Rissen mit der größten Rissweite während der Behandlung entsprechen. Es wird dadurch auch eine qualitative Bestimmung der Rissweite über die erzeugte Risshöhe möglich /Mader 1989/. Das Temperaturprofil liefert zudem Anhaltspunkte über die totale hydraulische Höhe der Risse und somit darüber ob eine konkrete Gefahr der Packerumläufigkeit während der Hauptphasen vorliegt.

6.8.4 3D Rissmodell

Für die Fracmodellierung wurde der Fracsimulator FRACPRO™ verwendet. Es handelt sich dabei um ein dreidimensionales Modell, welches mit Integrationsparametern arbeitet, die mit Hilfe komplexer numerischer 3D Modelle (super-computer fully 3D models /Cleary et al. 1982/) und aus Feldexperimenten ermittelt und kalibriert wurden. Durch die Kopplung verschiedener Module werden sämtliche bekannte und relevante mechanisch-physikalische Prozesse, die die hydraulische Rissentstehung und Rissausbreitung im Gebirge beeinflussen in das Modell integriert. Auf diese Weise sind extrem hohe Rechengeschwindigkeiten möglich, die eine Echtzeitsimulation auf der Lokation und ein History Matching erst möglich machen. Folglich handelt es sich um ein „Engineering-Tool“, welches der kontinuierlichen Überwachung und Anpassung der Behandlung im Feld dient.

Eine Erläuterung der physikalischen Grundlagen des Modells findet sich in Appendix A. Diese und das nachfolgende Kapitel zum Pressure Matching beziehen sich auf Abb. 53a, die zur Veranschaulichungen der relevanten Modellparameter dient.

Rissdimensionen, -geometrie, -anzahl und Rissinitiierungsteufen sind stark abhängig von den jeweiligen mechanisch-physikalischen Eigenschaften der Gebirgsbereiche in den sich der Riss ausbreitet. Ebenso relevant sind die variablen Behandlungsparameter: Fließrate, Fluid- und Stützmittelmengen, Fluidrheologie und Stützmittelkonzentration. Abb. 53a stellt demzufolge ein idealisiertes Rissabbild dar.

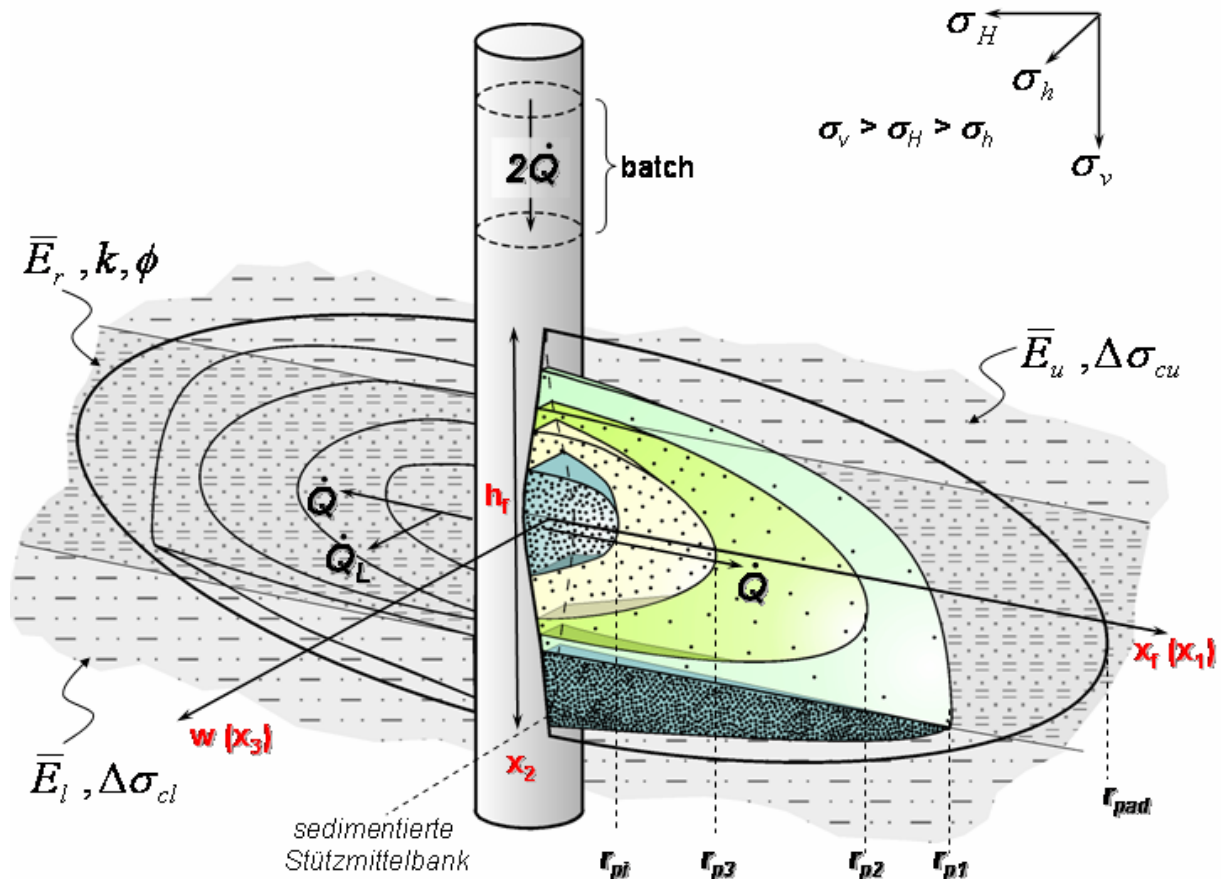


Abb. 53a: Dreidimensionales Rissmodell mit den wichtigsten Einflussparametern (überarbeitet aus Crockett et al. 1986); r_{pi} stehen für die Penetrationsradii der einzelnen Behandlungsstufen in das Gebirge

6.8.5 Pressure Matching - Fracmodellierung

Ein Pressure Match (PM) stellt im Grunde eine erweiterte Druckkurvenanalyse dar. Ziel ist es, den gemessenen Druckverlauf der Fracbehandlung durch ein angepasstes Modell nachzubilden (siehe Abb. 53a), um daraus die erzeugten Rissgeometrien und Risseigenschaften abzuleiten. Es handelt sich um eine iterative Vorgehensweise, bei der ein Grundmodell schrittweise angepasst wird. Das Grundmodell umfasst Angaben zu den Reservoireigenschaften und zum Behandlungsablauf (siehe unten). Nachgebildet werden die Nettorissdrücke während der Behandlung. Aus diesen errechnet das Modell die resultierenden Rissdimensionen.

Wie bereits erwähnt, können die Nettorissdrücke nicht direkt gemessen werden, sondern erfordern u.a. die Kenntnis des Formationsschließdruckprofils und der bohrlochnahen Druckverluste bei einer in situ Druckaufzeichnung. p_c und p_{NWB} können anhand der vorhergehenden Analysen (Druckabfallanalyse) eingegrenzt werden und liefern somit erste Anhaltspunkte für das Modell. Das Grundmodell basiert auf folgenden Angaben:

1. Reservoir Parameter: Lithologisches Profil, gebirgsmechanische Parameter (formationsabhängige Schließdruckgradienten, E-Modul, Poissonzahl, Bruchzähigkeit der Gesteine etc.), petrophysikalische Parameter (Permeabilitätsverteilung, Leakoff-Koeffizienten etc.) und weitere Parameter wie Porendruck, Porenfluidkompressibilität und -viskosität etc.
2. Bohrlochkonfiguration: erbohrte Teufenintervalle, Verrohrungsteufen und -profil, Fracgarnituraufbau und -eigenschaften, Komplettierung des Nutzhorizontes etc.
3. Fracfluid- und Stützmitteleigenschaften: Viskositäten, Filterkuchenbildung, Spurt Loss, Reibungsdruckverluste (analog zur Garnitur und Komplettierung), spez. Dichte etc.
4. Behandlungsplan: Injektionsphasenabfolge, Fließraten, Stützmittelbelastung etc.

Die Eingaben erfolgen unter Verwendung der vorliegenden Untersuchungsergebnisse der bisherigen Fracauswertung sowie der Datensätze aus durchgeführten Bohrlochmessungen und Bohrlochakten (Altbohrung). Ebenfalls zur Verfügung steht eine programminterne Datenbank, aus der druck- und temperaturabhängige Materialeigenschaften übernommen werden können.

Von den genannten Eingabeparametern sind die petrophysikalischen und die gebirgsmechanischen Parameter der Formation von höherer Relevanz. Alle anderen erwähnten Parameter sind ebenfalls unerlässlich, können jedoch mit einer wesentlich größeren Genauigkeit oder sogar exakt (Bohrlochkonfiguration, technische Ausstattung) angegeben werden und sind deshalb wenig bis gar nicht variabel.

Das dreidimensionale Modell berechnet aus den Eingabeparametern, den modellspezifischen Vorgaben (Bohrloch-, Lithologie- und Rissoptionen) und auf der Grundlage des Datensatzes der Behandlung (Druckaufzeichnung) den:

1. beobachteten Nettorissdruck ($p_{Net\ obs}$) und
2. den modellierten Nettorissdruck ($p_{Net\ mod}$)

mit

$$p_{Net\ obs} = p_{bb} - p_c - p_{perf/NWB} \quad (\text{Glg. 39})$$

und

$$p_{Net\ mod} = f(\text{Fließrate, Fluidrheologie, Reservoirparameter etc.}) \quad (\text{Glg. 40})$$

Mit Hilfe des Pressure Matching wird der $p_{Net\ mod}$ dem Verlauf des $p_{Net\ obs}$ möglichst genau angepasst, so dass das Modell aus dem $p_{Net\ mod}$ -Verlauf eine Rissgeometrie in dem gegebenen Reservoir berechnen kann. Stimmen die Druckverläufe überein, bedeutet dies, dass ein Szenario gefunden wurde, welches die gemessenen Daten modelltechnisch widerspiegelt.

Um die Druckverläufe anzupassen, muss das Grundmodell variiert werden (z.B. Leakoff-Parameter). Unterschiedliche Parameter üben einen unterschiedlichen Einfluss auf die Modellergebnisse aus. Eine Variation ist nur bis zu einer spezifischen Plausibilitätsgrenze möglich. Innerhalb dieser Grenzen existieren mehrere Szenarien, die gegeneinander abgewägt werden müssen.

Beispiele:

- a) Wird in einem Szenario die Permeabilität einer Formation verringert und die horizontale Hauptspannung σ_h konstant gehalten, fällt der $p_{Net\ mod}$ ab.
- b) Wird bei konstantem σ_h die Permeabilität erhöht, steigt $p_{Net\ mod}$.
- c) Wird bei konstanter Permeabilität σ_h reduziert, fallen $p_{Net\ mod}$ und $p_{Net\ obs}$ ab.

Erzielt man eine gute Übereinstimmung bei unrealistischen Eingabeparametern (hohe eingegebene Permeabilität bei sehr geringer gemessener Produktivität des Reservoirs), muss das Szenario verworfen werden. Die Modellierung muss daher interaktiv unter Einbeziehung der real angetroffenen Gegebenheiten und Rahmenbedingungen erfolgen. Hierzu gehören auch operative Parameter bzw. Beobachtungen (z.B. Umläufigkeit des Packers als Hinweis auf ein forciertes Riss Höhenwachstum, umgekehrt als Hinweis auf eine Einschränkung desselben evtl. durch eine Spannungsbarriere etc.). Eine rein theoretische Simulation macht deshalb keinen Sinn.

Anhand eines erfolgreichen PM und eines realistischen Szenarios können Aussagen über die Formation(en) und deren Eigenschaften getroffen werden.

Beispiel:

Entspricht $p_{Net\ mod}$ dem $p_{Net\ obs}$ und ist $p_{perf/NWB} = 0$ (Shut-In-Phase) kann p_c analog zu Glg. 25 unter Einbeziehung des gemessenen in situ Druckes bestimmt werden.

$$p_c \sim \sigma_b = p_{bbi} \text{ bei } p_{Net\ obs} = p_{Net\ mod} = 0$$

Grundsätzlich besteht jedoch die Gefahr, dass die gemessenen Daten nicht alleine das ungestörte Verhalten der Formation reflektieren, sondern von anderen Effekten beeinflusst bzw. bestimmt werden. Hierzu zählen auch die in situ Fracfluideigenschaften, die in den seltensten Fällen exakt bekannt sind, aber erheblichen Einfluss auf das Leakoffverhalten der Formation ausüben, und daher die wirklichen petrophysikalischen Eigenschaften maskieren. Gleiches gilt für Reibungsdruckverluste im bohrlochnahen Bereich, die unter Umständen nicht richtig erkannt werden und fälschlicherweise erhöhten Nettorisssdrücken zugeschrieben werden.

Ist wiederum das Leakoffverhalten der Formation nicht bekannt, berechnet das Modell falsche Risseinschlussphasen.

Zur Auswertung und Interpretation gehören daher immer abwägende Überlegungen und Entscheidungen.

Das Pressure Matching (PM) einer Fracbehandlung ist ein notwendiger Prozess zur Ermittlung der potenziellen Rissgeometrien und -eigenschaften. Da dieser Prozess grundsätzlich auf Modellannahmen beruht, kann das Ergebnis nur ein unter Abwägung der äußeren und inneren Einflüsse und entsprechender Parametervariation entstandenes, plausibles Szenario realistisch darstellen. Exakte Aussagen sind nur dann zu treffen, wenn eine eindeutige qualitative und quantitative Kenntnis der Eingangsgrößen und deren zeitlichem und räumlichem Verhalten vorliegt. Da dieser Fall nie eintritt, kann mit dem Modellergebnis nur eine Annäherung an ein Ideal dargestellt werden. Diese dient dazu, mögliche Verhältnisse im Untergrund bzw. Reservoir abzuschätzen und einzugrenzen. Das Modellergebnis kann dann als prinzipiell realistisch angesehen werden, wenn Beobachtungen operativer Maßnahmen bzw. Experimente (z.B. Fördertests, Bohrlochmessungen) die Gültigkeit in der Praxis bestätigen und das Modell ergänzen.

PM kommt sowohl bei der Data- bzw. Minifracanalyse als auch bei der Haupt- bzw. Mainfracauswertung zur Anwendung. Die Methodik ist für beide Analysen identisch, die Ziele unterscheiden sich.

6.8.5.1 Allgemeine Methodik des Pressure Matching (PM)

- Erstellung eines Reservoirmodells mit der Permeabilität (Leakoff) und dem p_c als wichtigste Einflussgrößen in der vertikalen Schichtenabfolge (analog zum Grundmodell).
- Erstellen von Druckverläufen der beobachteten (Observed Net) und modellierten Nettorisssdrücke (Net Pressure) aus den gemessenen Behandlungsparametern (Druck, Fließrate, Stützmittelkonzentration, Fluideigenschaften etc.).
- Angleichung der Nettorisssdruckkurven (Nachbildung der realen Verhältnisse) durch Anpassung und Variation der Einflussgrößen (modellintern und -extern, in situ Verhältnisse).
- PM erfolgreich wenn Anfangs- und Shut-In-Druckniveau sowie die Druckabfallphase kongruent sind.
- Ableitung plausibler Rissdimensionen als Funktion des angepassten Nettorisssdrucks.

6.8.5.2 Ziele des Datafrac Pressure Matching

Ermittlung des hydraulischen und mechanischen in situ Gebirgs- und Rissverhaltens und spezifischer technischer Parameter für die Auslegung des Hauptfracs. Dazu gehören u.a.:

- Aufbrechdruck, Frac- und Schließdruckgradienten,
- Leakoffverhalten,
- Druckverluste in und Verhalten der technischen Garnitur,
- Druckverluste im bohrlochnahen Bereich (z.B. Perforationen, Tortuosität),
- Rissvolumina,
- Rissinitiierungszone,
- Anzahl der Risse.

6.8.5.3 Ziele des Hauptfrac Pressure Matching

Das Hauptfrac Pressure Matching (HF-PM) dient vor allem der Bestimmung der finalen, abgestützten Rissdimensionen. Das allgemeine Gebirgsmodell wird von der DF-Analyse übernommen und ggf. erweitert oder angepasst. Unter Umständen variiert die Rissbildung und -ausbreitung erheblich von der der Vorbehandlung. Dominante Zonen der Rissbildung des DF können sich auf Grund von Stützmittel- und Rheologieeffekten, eines veränderten Leakoff- oder Druckverhaltens einzelner Schichten oder variierender Stabilitätsbedingungen bzw. eines anderen Materialverhaltens des Gebirges aufheben oder verlagern. Insbesondere bei OH-Behandlungen sind diese Zusammenhänge zu berücksichtigen (große hydraulische Kontaktfläche zum Gebirge, undefinierte Rissinitiierung etc.).

Mit Hilfe des HF-PM werden u.a. ermittelt:

- Dreidimensionale Rissdimensionen und Rissgeometrie (Länge, Höhe, Weite, Ausbildung),
- vertikale und laterale Risseigenschaften (Konduktivität, Stützmittelverteilung – Stützmittekkonzentration),
- Anbindung des Risses an das Bohrloch (tie-back) und Risslage.

Die Parameter dienen der Ermittlung des zu erwartenden hydraulischen Zuflussverhaltens (Abgleich mit nachgeschalteten Fördertests und evtl. Flowmetermessungen) und ermöglichen Aussagen über die geeignete Sondenfahrweise im Hinblick auf die zulässige Depression (Stützmittelaustrag, Non-Darcy-Flow Effects, Riss-schließung bei erhöhten effektiven Drücken, Proppant Crushing und/oder Eindrücken von Stützmitteln in die Formation etc.). Bleibt die Bestätigung der Ergebnisse aus, kommt nicht zuletzt eine vorhandene oder zusätzlich induzierte Schädigung des Trägers (z.B. Fracture Face Damage /Adegbola et al. 2002/) in Betracht.

6.8.5.4 Ergebnisse der Frac-Modellierung

Dargestellt werden die mit der Fracsimulationssoftware FIELDPRO® FRACPRO™ ermittelten Pressure Matches der Fracbehandlungen.

Jeder Pressure Match entspricht einem plausiblen Rissmodell.

Als Grundlage der Simulation diente das folgende lithologische Profil des OH-Intervalls.

Schicht #	TVD (m)	Lithologie	Formationsname
1	0	Zechstein	Zechstein
2	3881.8	Siltstein1	Elbe-Wechselfolge1
3	3985.4	Siltstein2	Elbe-Wechselfolge2
4	4065.2	Siltstein3	Elbe-Wechselfolge3
5	4084.9	Sandstein1	Elbe-Basissandstein1
6	4108.3	Sandstein2	Elbe-Basissandstein2
7	4118.0	Tonstein	Tonstein
8	4119.0	Sandstein2	Elbe-Basissandstein2
9	4141.9	Sandstein3	Elbe-Basissandstein3
10	4192.3	Sandstein4	oberer Havelsandstein
11	4200.6	Sandstein5	unterer Havelsandstein
12	4210.8	Konglomerate	Havel-Konglomerate
13	4230.5	Vulkanite	Unterrotliegend-Andesite
14	4294.0	Vulkanite	Unterrotliegend-Andesite

Tab. 12: Ausgangsprofil E GS 3/90

Daten zu Bohrloch- und Fracgarnitureigenschaften sind in Tab. 13 dargestellt. Das Profil ist Abb. 29 zu entnehmen.

Verrohrung

Type	OD (cm)	ID (cm)	Weight (kg/m)	Grade	Length (m)	Top MD (m)	Bottom MD (m)
Cemented Casing	21.91	19.88	53.57	K-55	2309.00	0.00	2309.00
Cemented Casing	17.78	15.71	43.16	P-110	1674.00	2200.00	3874.00
Cemented Casing	11.43	9.96	20.09	N-80	490.00	3700.00	4190.00

Fracstrang

Type	OD (cm)	ID (cm)	Weight (kg/m)	Grade	Length (m)	Top MD (m)	Bottom MD (m)
Drill Pipe	12.70	10.86	29.02	G-105	1492.00	0.00	1492.00
Drill Pipe	8.89	6.61	23.07	G-105	2638.00	1492.00	4130.00

Bohrlochkonfiguration

Segment Length (m)	Segment Type	Tubing ID (cm)	Tubing OD (cm)	Casing ID (cm)
1492.00	Tubing	10.861	12.700	19.875
708.00	Tubing	6.609	8.890	19.875
1500.00	Tubing	6.609	8.890	15.707
430.00	Tubing	6.609	8.890	9.957

Tab. 13: Bohrloch- und Garniturkonfiguration für DF1 und MF1 (Querschnitte identisch für DF2 und MF2 nur mit geringeren Abschnittslängen)

Tab. 14 zeigt das allgemeine Reservoirgrundmodell. Im Einzelfall wurden spezifische Anpassungen der petrophysikalischen- oder Spannungsparameter vorgenommen. Dabei wurde darauf geachtet, dass keine gegenseitige Beeinflussung der Modellszenarien erfolgte.

Schicht #	TVD (m)	Leakoff-Permeabilität (mD)	Leakoff-Koeffizient (m/min ^{1/2})	mittl. σ_h (bar)	E-Modul (bar)	Poissonzahl
1	0	0	0	970	4.1e+005	0.30
2	3881.8	1.00e-004	7.420e-006	531	4.1e+005	0.20
3	3985.4	4.40e-003	4.922e-005	543	4.1e+005	0.20
4	4065.2	5.00e-002	1.659e-004	592	4.1e+005	0.20
5	4084.9	1.00e-001	2.346e-004	590	2.8e+005	0.15
6	4108.3	1.00e-002	7.420e-005	595	2.8e+005	0.15
7	4118.0	0	0	659	4.1e+005	0.30
8	4119.0	2.50e+000	1.173e-003	529	2.5e+005	0.15
9	4141.0	2.20e+000	1.101e-003	525	2.5e+005	0.15
10	4192.0	2.50e+000	1.173e-003	529	2.8e+005	0.15
11	4200.0	6.00e-003	5.748e-005	530	3.5e+005	0.15
12	4211.0	1.00e+000	2.346e-004	570	5.7e+005	0.15
13	4231.0	0	0	592	6.1e+005	0.15
14	4294.0	0	0	592	6.1e+005	0.3

Tab. 14: Petrophysikalische und gebirgsmechanische Eigenschaften der Formationen des Reservoirgrundmodells auf der Basis von Abb. 30

Das ermittelte Leakoffverhalten entspricht den Permeabilitätsverhältnissen der durch das Fracfluid beeinflussten Zone. Die wahren in situ Verhältnisse sind durch die Druckkurvenanalyse von Gelfracs nicht ermittelbar, da u.a. eine mangelnde Kenntnis des in situ Verhaltens (Strömungs- und Reibungsverluste im Riss, Viskositätsabbau bei multiplen Einflüssen) der eingesetzten Fracfluide vorliegt. Auf Grund der vielen externen, variablen Parameter und der Komplexität des Fluids charakterisiert der ermittelte Leakoff-Koeffizient allein die Behandlung. Die Verhältnisse sind demnach nicht direkt auf das Reservoir übertragbar. Dies wäre nur im Falle von so genannten „Clean Treatments“ möglich, bei denen das Fluidrheologieverhalten unter wechselnden Rahmenfaktoren (Druck, Temperatur, Salinität etc.) hinreichend bekannt ist, wie im Falle der Verwendung einer reinen Wasserphase.

Das HF-PM sollte bei der Behandlung des identischen Intervalls und der Verwendung der gleichen Fluide die Vorgaben des Datafracs hinsichtlich des Reservoir- bzw. Gebirgsmodells übernehmen. Eine Anpassung erfolgt dann in erster Linie neben dem Fluidverhalten (Wall Building Coefficient, Spurt Loss etc.) über die Variation modellinterner Parameter wie dem Rock Deformation Coefficient (γ_{i2}), der maßgeblich das mechanische Gebirgsverhalten durch die Veränderung des Einflusses des Rissspitzenverhaltens (der sog. Tip-Effects) bestimmt (siehe Appendix A). Ein rein linear-elastisches Materialverhalten wird mit dem verwendeten Modell bei einem γ_{i2} von 4e-01 simuliert. Inelastische Effekte nehmen mit abnehmenden γ_{i2} zu. In Hinblick auf das verwendete Modell wird ein Standard γ_{i2} im Bereich von 1e-04 vorgeschlagen /Fieldpro 2002/. Pseudo-3D-Modelle sowie gängige 2D-Modelle (PKN, GDK etc.) /Perkins et al. 1961; Geertsma et al. 1969; Gidley et al. 1989/ simulieren stets ein linear-elastisches Materialverhalten, welches von Laboranalysen gestützt wird, aber nicht mit Feldbeobachtungen (höhere Nettorissdrücke, inhomogene, nicht-elastische Gesteinseigenschaften, komplexe Risse) in Einklang gebracht werden kann /Cleary et al. 1991; Barree 2002/. Belegt wurden diese Abweichungen durch direct fracture diagnostics (z.B. fracture mapping) und mine-backs von hydraulisch erzeugten Rissen /Wright et al. 1999; Barree et al. 2002/. Hierzu zählt auch der Einfluss der Rissflächenbeschaffenheit auf den Stützmitteltransport und self-propping Potenziale /van Dam et al. 2001/.

Keines der derzeit verfügbaren Modelle zur Berechnung und Darstellung der dreidimensionalen hydraulischen Rissausbreitung ist in der Lage die natürlichen Abläufe exakt nachzubilden. Es werden grundsätzlich Kompromisse zwischen der Modellkomplexität und der Realitätsnähe getroffen, die sich an der Verfügbarkeit von in situ Daten orientieren. Die Modelle werden als „Engineering-Tools“ angesehen, die jedoch in der Lage sein sollten sämtliche nach dem Stand der Technik identifizierbaren und quantifizierbaren mechanisch-physikalischen Prozesse (z.B. Risswachstum, dynamische Fluidrheologie, Feststofftransport in Rissen, Leakoff) modelltechnisch zu erfassen. Es handelt sich dabei um dynamische Mechanismen, die von den initialen Eigenschaften des Gebirges und deren Reaktionen auf Deformationsprozesse, Druck- und Temperaturänderungen abhängen /Barree 2002/. Letztere gilt es daher so weit es geht einzugrenzen, um präzisere Vorhersagen mit Hilfe der Modelle zu treffen und diese daraufhin kontinuierlich anzupassen. Ein Aspekt, welcher von den Modellen in unterschiedlicher Art und Weise berücksichtigt wird ist der des Riss-Containments.

Mechanismen der Eindämmung des Risswachstums (Containment)

Der primäre und aktiv steuerbare Mechanismus des Riss-Containment ist die Limitierung des Behandlungsvolumens und der Injektionsrate. Weiterhin sind passive Mechanismen für eine Steuerung der Rissausbreitung verantwortlich.

Im Wesentlichen führt die Reduzierung von γ_{12} zu einer Erhöhung des $p_{Net\ mod}$ -Niveaus und verzögert die Risschließung. Dies führt in der Regel zu einer Verschlechterung oder gar zur Eliminierung des Containments (zonale, meist vertikale Eingrenzung des Risswachstums) durch begrenzte Horizonte höherer Gebirgsspannung (z.B. dünnmächtige Tonsteinlagen) im Hangenden und Liegenden der Rissausbreitzzone. Nur **Spannungsbarrieren großer Mächtigkeit** können das vertikale Risswachstum in diesem Fall noch eindämmen. Es kommt jedoch vor, dass trotz der Abwesenheit geeigneter Spannungsbarrieren ein ausreichendes Containment stattfindet. Dies kann u.a. darauf zurückgeführt werden, dass **multiple Risse** entstehen, über die sich die Gesamtbehandlung aufteilt. Dabei spielt die gegenseitige Beeinflussung der Risse eine Rolle für die Nettorissdruckentwicklung. Entstehen mehrere Risse vertikal versetzt und „kämpfen“ daher nicht untereinander um den gleichen so genannte opening space, sind die simulierten Nettorissdrücke entschieden geringer, als wenn sich die Risse parallel zueinander entwickeln und in ihrem Wachstum und dem dafür vorhandenen Raum entschieden beeinflussen /GRI 1995b/. Existieren multiple Risse bis zum Ende der Behandlung, so bilden diese zugleich multiple Abflusszonen, d.h. es ergibt sich ein höherer Leakoff (vergrößerte Oberfläche). Nur so ist das spezifische Abflussverhalten (Shut-In Verhalten) der einzelnen Behandlungen teilweise zu erklären. Das Argumentieren mit multiplen Rissen ist am Beispiel Groß Schönebeck besonders berechtigt, da hier keine starken Spannungsbarrieren vorhanden sind, die das beobachtete Containment (Packerdichtheit) erklären könnten. Die ausgebliebene Packerumläufigkeit kann auch mit einem **distalen Risswachstum** begründet werden. Teile der erzeugten Risse stehen hierbei nicht mehr direkt mit dem Bohrloch hydraulisch in Verbindung (non-aligned fracs). Ein vertikales Containment wird somit im unmittelbaren Umfeld der Bohrung nur scheinbar erreicht. Der maximale Druck während der Behandlung liegt an der Bohrlochwandung an, weshalb ein entkoppeltes Risswachstum nur anhand von lateral veränderten Spannungszuständen oder Gebirgsstabilitäten erklärt werden kann. Die prädestinierte Rissinitiierung bzw. -ausbreitung erfolgt am Ort der maximalen Drücke bzw. der größten Schwächezonen. non-aligned fracs erschweren die Interpretierbarkeit von Bohrlochmessungen zur Riss Höhenbestimmung (z.B. Temperatur-Logs).

Analog dazu gibt es eine weitere Alternative: Bereits in der frühen Rissausbreitungsphase wurden lokale Schwächezonen (auch natürlich geklüftete Bereiche) angesprochen, in deren Horizont und Richtung die dominante Rissausbreitung erfolgt ist. Diese hätten sich in einem genügend großen Abstand zur oberen Intervallabgrenzung befinden müssen, um ein vertikales Risswachstum über diese Grenze hinaus zu verhindern. Ein horizontales Risswachstum ist auf Grund der Teufenlage und der Spannungsverteilung auszuschließen.

Dass durch den Anschluss distaler Makro-Kluftsysteme über deren Stimulation ein Druckabbau erfolgt, ist theoretisch ebenfalls mit dem beobachteten Risswachstum in Verbindung zu bringen. Die Kluftsysteme stehen in keinem direkten Kontakt mit dem Bohrloch und hätten sich ihrer Ausrichtung zur Folge (subvertikal) auch weiter ausbreiten können, ohne dass dies im Bohrloch registriert worden wäre. Natürliche Klüfte existieren radial verteilt um die Bohrung, Untersuchungen zufolge jedoch vor allem in den liegenden Vulkaniten bzw. Unterrotliegend Andesiten /Wolfgramm 2002/, wobei eine Ausdehnung bis in die hangenden Konglomerat-Sandsteinschichten vermutet wird. Klüfte in diesem Übergangsbereich hätten demnach aktiviert und als Hauptabflusszonen (p_{Net} Reduzierung bzw. Begrenzung) fungieren können.

Laterale Permeabilitäts- und oder Spannungsanisotropien sind modelltechnisch gar nicht oder nur sehr eingeschränkt darstellbar. Der Anschluss eines natürlichen Kluftnetzwerkes durch die fortschreitende Risspenetration kann jedoch nachgebildet werden (Zunahme der Anzahl der dominanten Risse mit fortschreitender Behandlung). Im Fallbeispiel konnte dieses Verhalten anhand des Pressure Matching jedoch nicht belegt werden.

Eine „Steuerung“ des Risswachstums kann auch allein über das **Leakoffverhalten** der Formationen erfolgen. Die ersten Risse entstehen dort, wo die höchsten Druckaufbauarten erzielt werden und gleichzeitig die geringsten Gebirgsspannungen und/oder Gesteinsfestigkeiten herrschen (maximale Druckdifferenzen). Höhere Druckaufbauarten werden in geringdurchlässigen Schichten erzielt. Risse werden somit vorrangig in den geringpermeablen Lagen entstehen und diesen auch folgen – vorausgesetzt angrenzende höher permeable Lagen weisen keine deutlich geringere Spannungen auf. Erreicht der Riss diese höher permeablen Lagen kann sich kein ausreichender Druck aufbauen, um das Gestein hydraulisch aufzubrechen. Das injizierte Fluid fließt dann an den Rissgrenzen über die Matrix ab. Eine hochpermeable Schicht in einem höheren Spannungszustand im Hangenden der Rissausbreitungszone kann zu den beschriebenen Effekten führen /Orski et al. 2001/. Die Schicht muss jedoch bis zum Bohrloch in dieser Art ausgebildet sein, um in allen Bereichen als Leakoff-Zone zu dienen. Eine andere Situation, dem identischem Prinzip folgend, ist das Vorhandensein einer hochpermeablen Zone mit geringen Spannungsgradienten (Hauptausbreitungszone der Risse) im Kontakt zu einer darüber liegenden geringer-permeablen Zone mit hohen Gradienten.

Auf diese Weise kann ein Containment also auch dem variablen Druckaufbauverhalten zugeschrieben werden. **Lamination** ist ebenfalls ein Faktor, der das Riss Höhenwachstum beeinflusst. Schichtgrenzen fungieren je nach Beschaffenheit, als Deflektoren bzw. Zonen in denen Energie abgebaut wird (siehe Kapitel 4). Entsprechende Mechanismen wurden durch mine-backs nachgewiesen /Warpinski et al. 1988/.

Zusammenfassend sind mehrere Effekte aufzuführen, die für die vertikale Risseindämmung verantwortlich sein können und demnach für die Auswertung (Reservoir-, Gebirgs-, Rissmodell) berücksichtigt werden müssen:

1. geringe Tip-Effects (linear-elastisches Materialverhalten) bzw. geringe $p_{Net\ mod}$
2. mächtige Spannungsbarrieren als vertikale Abgrenzung,
3. multiple Risse,
4. distales Risswachstum (non-aligned fracs) entlang von Schwächezonen,
5. dominante Rissausbreitung in geringpermeablen Lagen (Druckaufbau- bzw. Leakoff-Verhalten),
6. laminierte Formationen.

Der erste Punkt wurde nur in gewissen Grenzen zur Auswertung der Behandlungen berücksichtigt, da das Gebirgsverhalten möglichst den realen in situ Verhältnissen angepasst werden sollte (Distanzierung von Laborergebnissen). Der zweite Punkt konnte ebenfalls nicht ausschlaggebend sein, da anhand der Schichtenprofile nicht auf solche Verhältnisse rückzuschließen war. Die Erfüllung von Punkt vier erscheint theoretisch möglich, ist jedoch zum einen modelltechnisch nur schwer oder gar nicht nachzubilden (laterale Verteilung der Schwächezonen) und beruht zum

anderen (bohrlochferne Kluftsysteme) im Wesentlichen auf Annahmen zum Gebirgsverhalten und -aufbau, die nicht eindeutig belegt werden können. Durch Lamination bzw. Scherversatz an Grenzflächen hervorgerufene Effekte sind vor allem in flachen Reservoiren (geringes σ_v) relevant, sind jedoch nicht auszuschließen. Die Aspekte drei und fünf erschienen als Gründe für die beobachteten Phänomene am ehesten als realistisch und modellierbar. Beim Pressure Matching wurden demnach diese beiden Punkte am stärksten berücksichtigt.

Die folgenden Abbildungen stellen die Ergebnisse des Pressure Matching Prozesses dar.

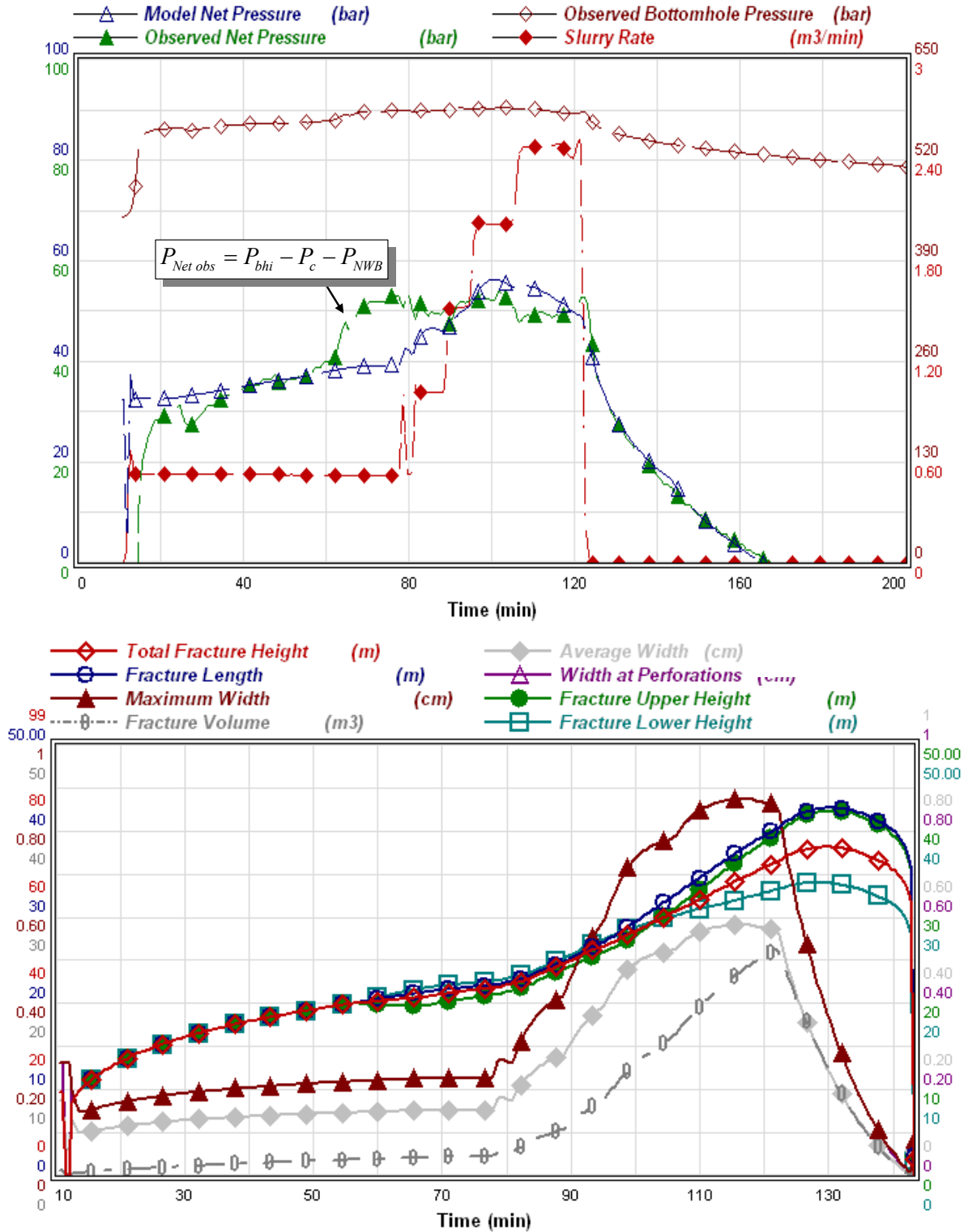


Abb. 53: Pressure Match für den ersten Datafrac. Leichte Steigerung der Tip-Effects, Permeabilität im Haupt-horizont (Schicht #9) bei 3,8 mD; Wall Building Coeff. $[m/min^{1/2}]$: $2e-2$, Spurt Loss $[L/m^2]$: 30

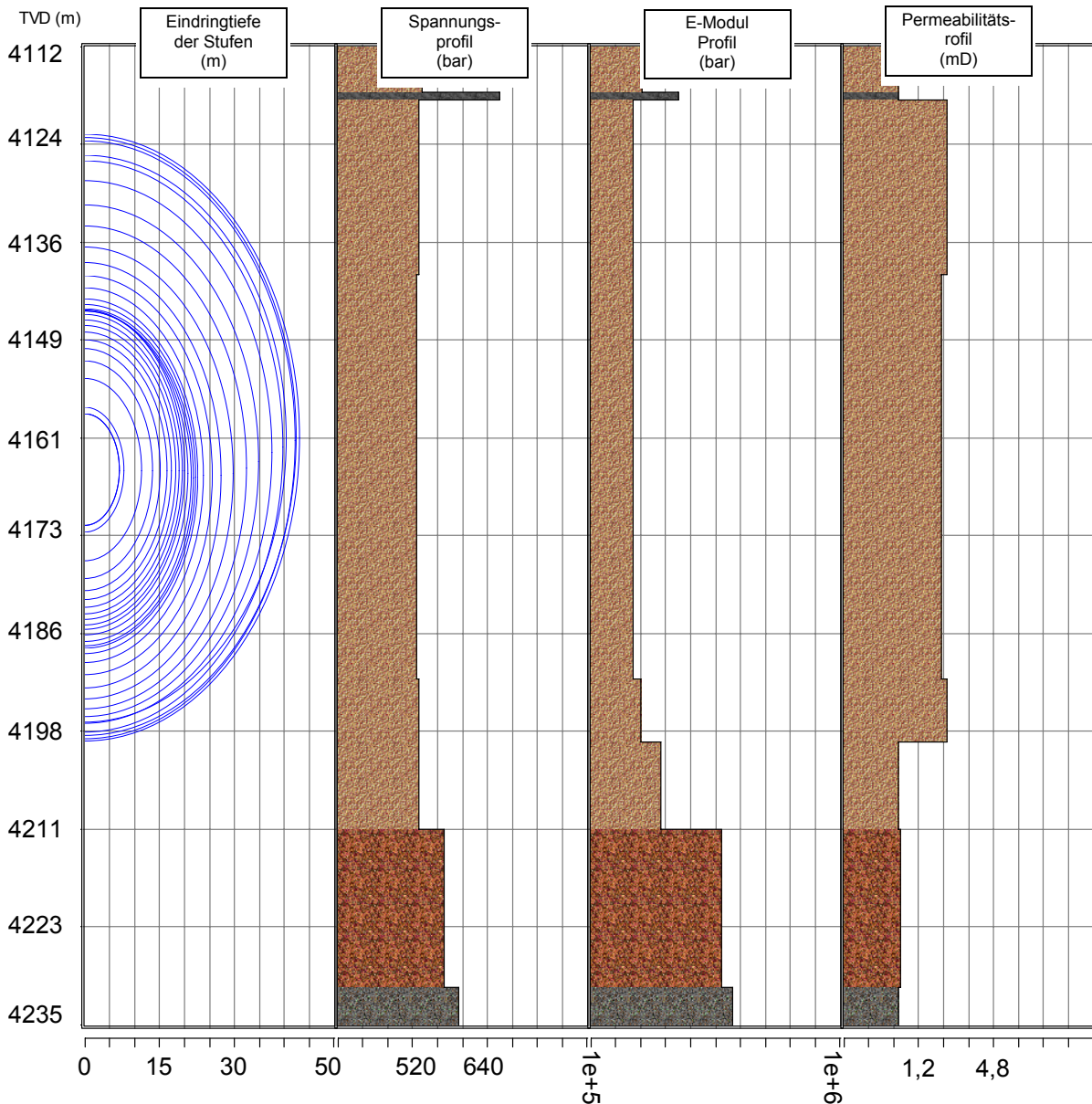


Abb. 54: Korrespondierende Rissausbreitung zu Abb. 53 mit Spannungs- und E-Modulprofil; Ausbildung eines dominanten Risses

Jede Abbildung für sich beschreibt ein Szenario. Beiden Szenarien wurde das lithologische Profil aus Tab. 12 und das Bohrloch- und Verrohrungsprofil aus Tab. 13 zugrunde gelegt.

Variiert wurden modellinterne- (z.B. Initial Leakoff und Closure Coefficients) und Fluidparameter unter Beibehaltung der grundlegenden Angaben zum Reservoirmodell.

Das Fracmodell für den ersten Hauptfrac konnte nur unter der Annahme hoher bohrlochnaher Druckverluste (Tortuositäten) angepasst werden. Diese konnten jedoch beim korrespondierenden Datafrac nicht nachgewiesen werden.

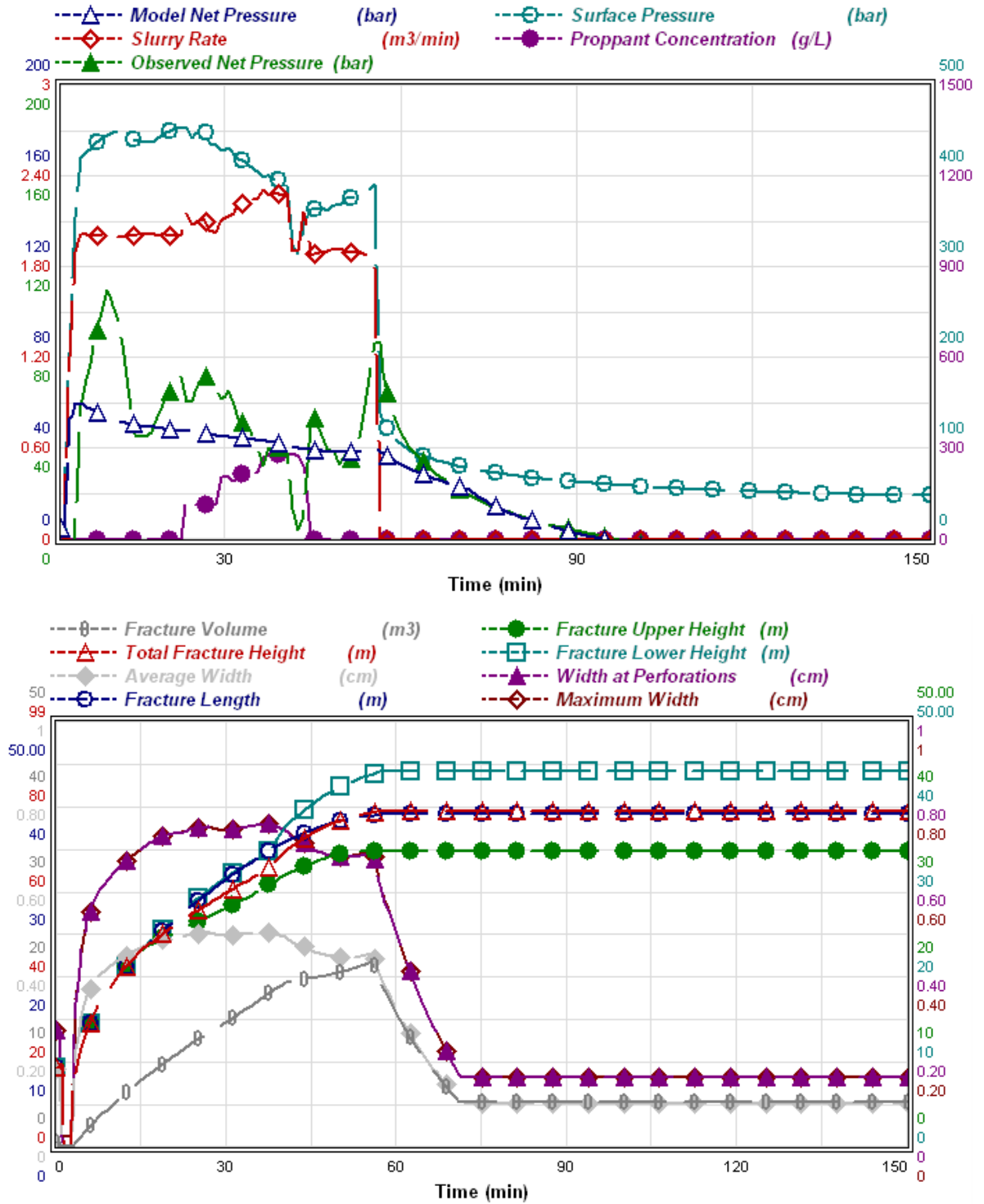


Abb. 55: Pressure Match für den ersten Hauptfrac; $\gamma_2 = 1,8e-4$, Leakoff-Permeabilität im Haupthorizont von 2,2 bis 2,5 mD; Wall Building Coeff. $[m/min^{1/2}] : 5,8e-5$, Spurt Loss $[L/m^2] : 30$

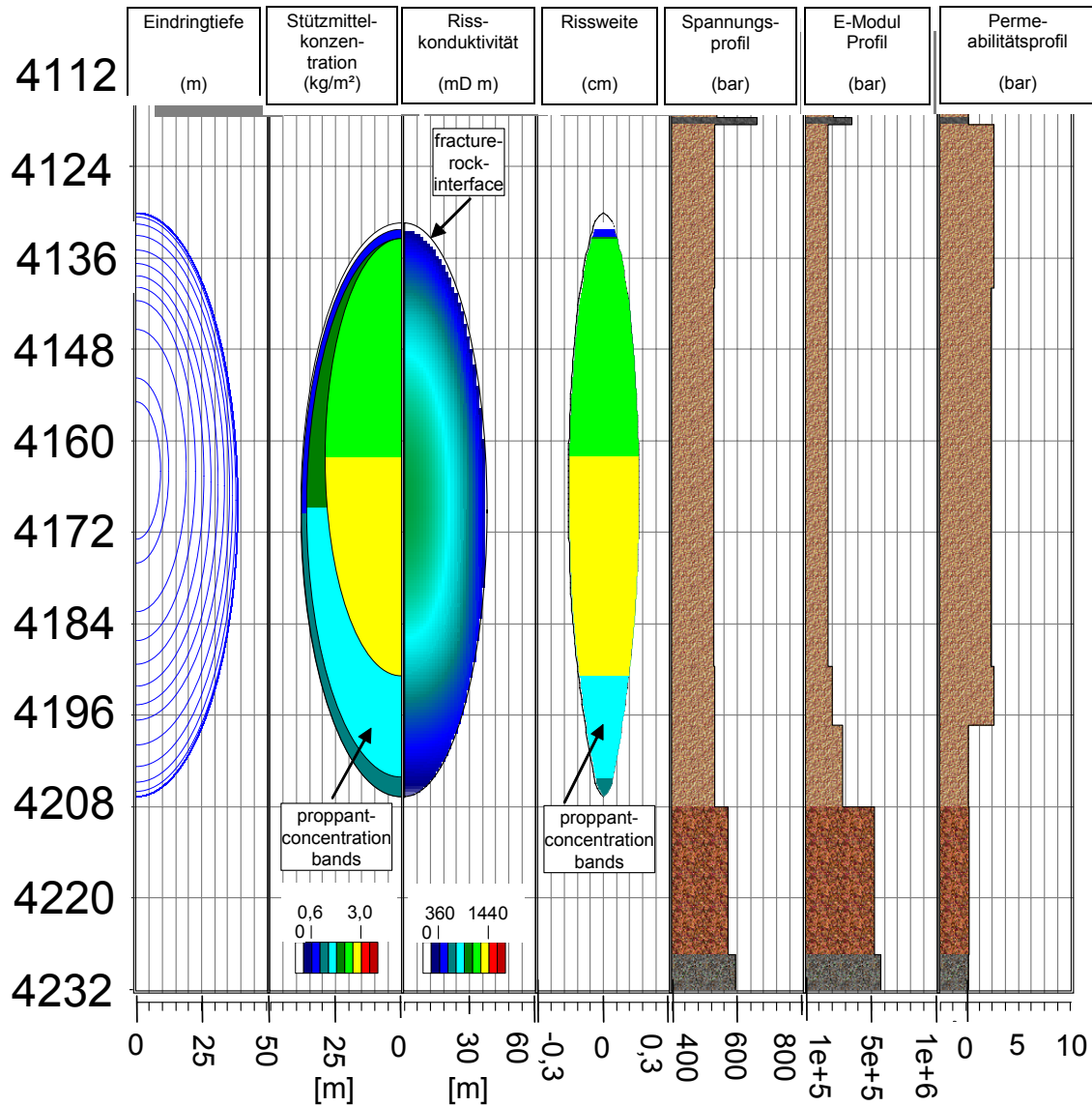


Abb. 56: Szenario mit einem dominanten Riss, Rissausbreitung analog zu Abb. 55; Rissinitierungsstufe: 4166 m

Risshalblänge (m)	39	abgestützte Risslänge (m)	36
oberer		abgestützter oberer	
Risshöhenhalbraum (m)	35	Risshöhenhalbraum (m)	31
unterer		abgestützter unterer	
Risshöhenhalbraum (m)	44	Risshöhenhalbraum (m)	42
maximale Rissweite		durchschnittl. Stützmittel-	
am Bohrloch (cm)	0,16	konzentration im Riss (kg/m ²)	1,88
Dimensionslose		Fracture Efficiency	0,02
Risskonduktivität	7,4		
Gesamtmenge Fluid (m ³)	103,9	Gesamtmenge Stützmittel (kg)	8595,4

Die Durchführung eines plausiblen Pressure Matching für die Behandlungen im zweiten Intervall und somit die Bestimmung der Rissdimensionen war nicht möglich. Dies hatte mehrere Gründe. Hierzu gehörte unter anderem die mangelnde Auswertbarkeit der Druckabfallkurve des Hauptfrac durch den eingetretenen Screen-Out (siehe Kapitel 6.8.2.3). Weiterhin führte das ermittelte Risschließdruckniveau zu sehr hohen Abweichungen von $p_{Net\ obs}$ und $p_{Net\ mod}$, die selbst durch die Vernachlässigung der Tip-Effects nicht korrigiert werden konnten. Eine Annäherung der Druckkurven ist lediglich bei extrem reduzierten Gebirgsspannungen und sehr niedrigen Permeabilitätswerten erzielt worden. Die Verwendung dieser Werte führte wiederum zu starken Abweichungen während der Druckabfallphase (des Datafracs). Die Fluidparameter hatten so gut wie keinen Einfluss auf die Modellergebnisse.

Letztendlich wird insbesondere im zweiten Intervall grundsätzlich von einer höheren Heterogenität der Formation ausgegangen (siehe oben). Diese erhöht die Komplexität des Reservoir- und somit des Rissmodells. Mit der zur Verfügung stehenden Datengrundlage (Datenauflösung) ist eine Auswertung nicht möglich.

6.9 Modellierung des Risseinflusses auf die Reservoirproduktivität

Das verwendete Simulationsprogramm bietet die Möglichkeit, die Zuflussbedingungen im unbehandelten und stimulierten Reservoir darzustellen. Auf diese Weise kann die Wirkung des modellierten Risses bestimmt werden. Hierfür wird das Modul FraPS (Fracture Performance Simulator) verwendet, bei dem ein numerisches und ein analytisches Reservoirmodell zur Verfügung stehen. Obwohl letzteres ein mehrschichtiges, infinites Reservoir darstellen kann, sind strömungsbedingte (Non-Darcy-Flow Effects) Zufluss- und spannungsabhängige veränderliche Riss- und Formationseigenschaften (z.B. proppant crushing, clean-up) nur mit dem numerischen Ansatz simulierbar. Es handelt sich dabei um ein einschichtiges Modell, welches lediglich die Berücksichtigung einer mobilen Phase zulässt. Ergänzende Druck-, Temperatur- und Volumenkorrelationen (z.B. der Fluidviskosität und Kompressibilität) ermöglichen die vereinfachte Simulation komplexerer Strömungsbedingungen (siehe Appendix A).

Es folgen die Simulationen für das erste Intervall. Es musste zunächst ein Pressure Matching des Fördertests (GLT) im Vorfeld der Stimulation erfolgen (Abb. 56a u. Abb. 56b). Dies erforderte die Anpassung der Reservoirbedingungen, um die gemessene Produktivität nachzubilden. Auf dieser Grundlage konnten die erzeugten Risse (Abb. 56c, d, e) in das Modell implementiert werden, um deren hydraulische Wirkung zu ermitteln. Die Annahme lautete, dass die Rate des virtuellen Fördertests mit der gemessenen Förderrate identisch ist. Daher wurde eine geringere Druckabsenkung, je nach der Effektivität des erzeugten Risses, simuliert. Entscheidend war jedoch die Veränderung der Produktivität des Reservoirs in Folge der Stimulationsbehandlung. Gleichzeitig konnte eine druckabhängige Risskonduktivität ermittelt werden. Deren Größenordnung ist abhängig vom vorgegebenen Schädigungsfaktor der Stützmittelpackung. Das modellierte stimulierte Reservoirverhalten wurde mit dem im Anschluss an die Simulationsbehandlungen durchgeführten Casinglifttest (Abb. 56c) verglichen und angepasst. Der Vergleich von real gemessenen mit modellierten Produktivitätswerten diente der quantitativen Bewertung und Interpretation des Stimulationserfolges. Zusätzlich wurde eine Vorwärtsmodellierung für einen Förderzeitraum von 365 Tagen durchgeführt, um die stationäre Produktivität des behandelten Speichers zu prognostizieren. Die folgenden Abbildungen zeigen die durch den modellierten Riss erzeugten Veränderungen im hydraulischen Zuflussverhalten der Bohrung (Stimulationseffekt) auf Basis der Simulationsergebnisse. Das verwendete Reservoirmodell entspricht dabei dem für die Rissmodellierung verwendeten Modell mit geringer Ausgangspermeabilität. Nur auf diese Weise konnte eine Vergleichbarkeit zwischen Rissmodell und hydraulischem Reservoirverhalten und damit die Wirksamkeit des Risses ermöglicht werden. Die Simulation eines bohrlochnah geschädigten Reservoirs ist nur dann sinnvoll, wenn das Rissmodell ebenfalls laterale Permeabilitätsanisotropien berücksichtigen kann.

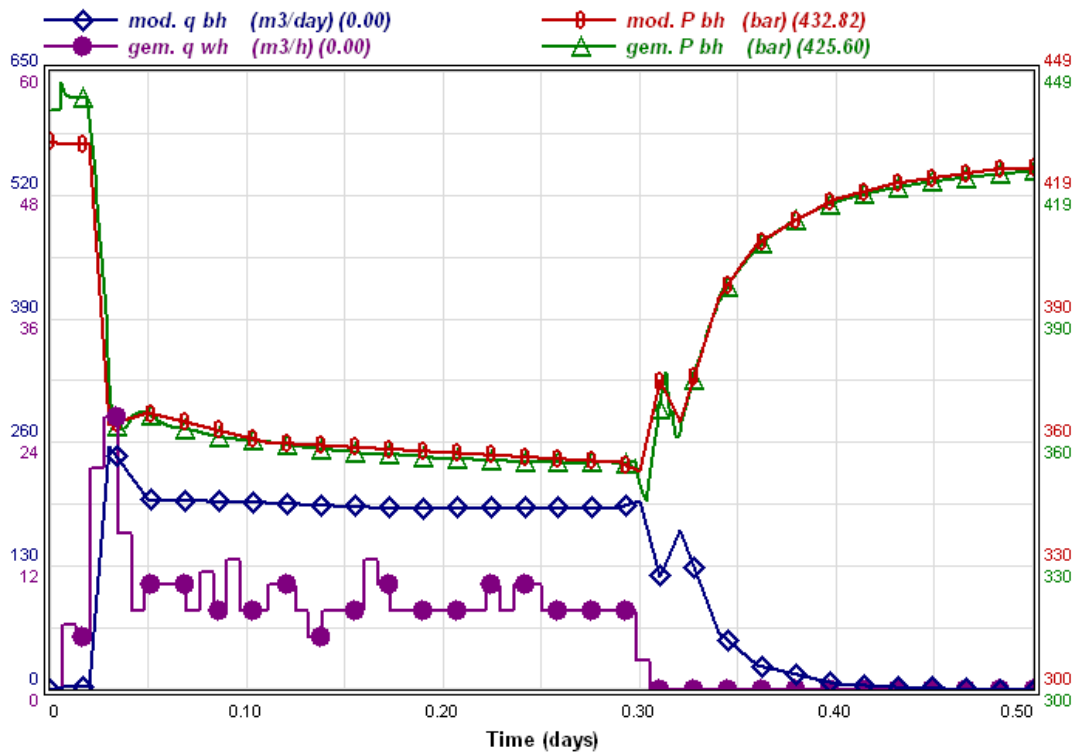


Abb. 56a: Pressure Match für den Gestängelfrakturtest im ersten Intervall vor den Stimulationsbehandlungen; k : 2,5 mD; b : 65 m; p_e : 433 bar; S_w : 1, ϕ : 0,1; Reservoirtiefe: 4166 m; r_w : 0,15 m; s : 0

Das korrespondierende transiente Produktivitätsverhalten des unbehandelten Reservoirs ist in Abb. 56b dargestellt.

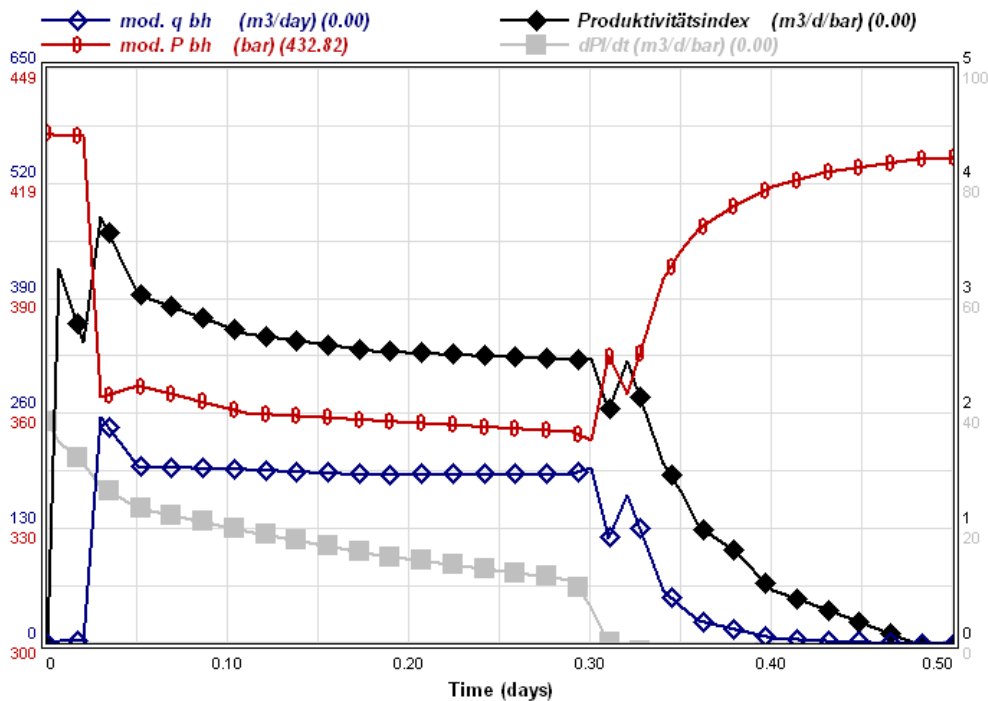


Abb. 56b: Produktivität des ungefracten Reservoirs; PI bei Shut-In: ca. 2,5 m³/d bar (0,10 m³/h bar); gemessener durchschnittlicher Zufluss am Ende der Förderphase: ca. 9,3 m³/h bei 80 bar, PI: 0,12 m³/h bar

Das gemessene Zuflussverhalten nach der Stimulation ist folgender Abbildung zu entnehmen.

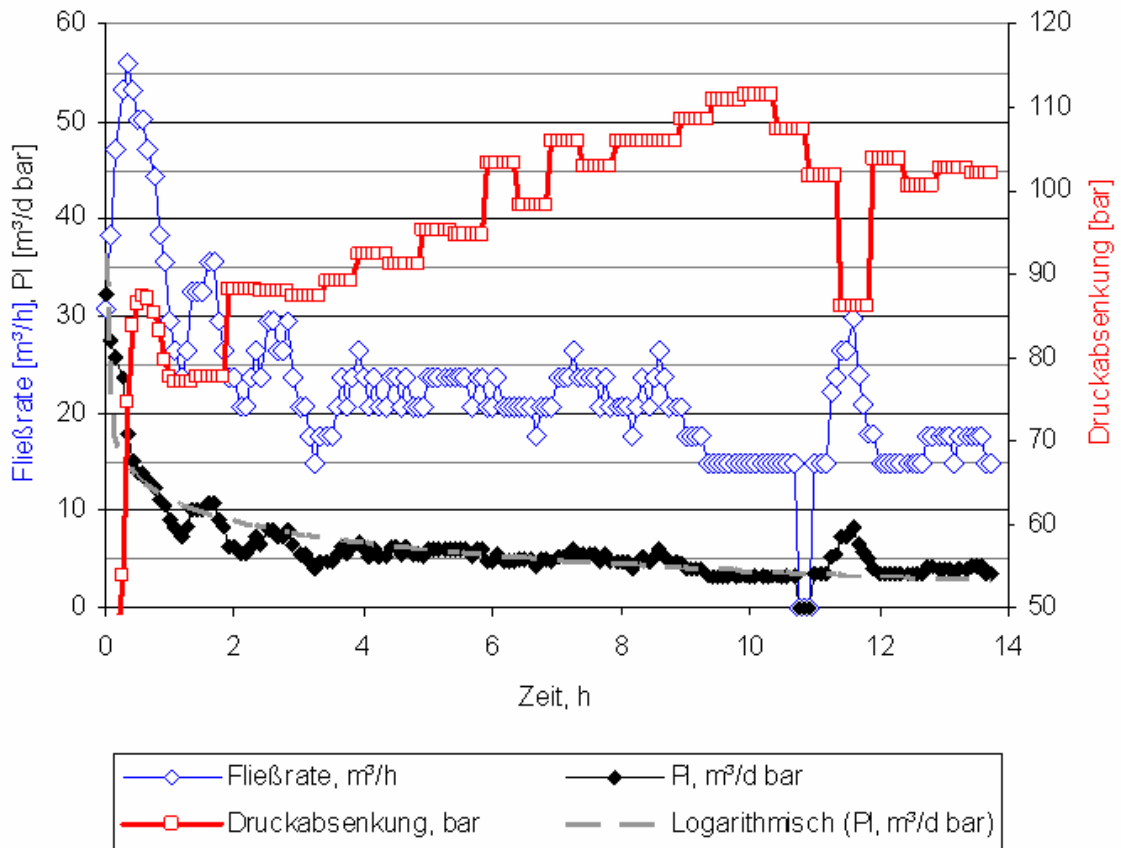


Abb. 56c: Gemessenes Produktivitätsverhalten (Casinglifttest vom 27.02.02) nach den Stimulationsbehandlungen; pseudo-stationärer PI 3,5 bis 4,2 $\text{m}^3/\text{d bar}$ (0,15 - 0,18 $\text{m}^3/\text{h bar}$); gemessener durchschnittlicher Zufluss am Ende der Förderphase: 22,4 m^3/h bei 105 bar, PI: 0,21 $\text{m}^3/\text{h bar}$; die Produktivität und folglich auch die erzeugten Risse entsprechen damit nicht den Anforderungen, die eine effiziente Förderung von Fluiden unter Berücksichtigung der in Kap. 2.4 und 3.2 erwähnten Kriterien zulassen.

Aus den Daten ergibt sich ein gemessener Stimulationsfaktor von ca. 1,8.

Die modellierte Produktivität nach der Stimulationsbehandlung ist Abb. 56d zu entnehmen. Die verwendeten Rissparameter entsprechen denen von Abb. 56.

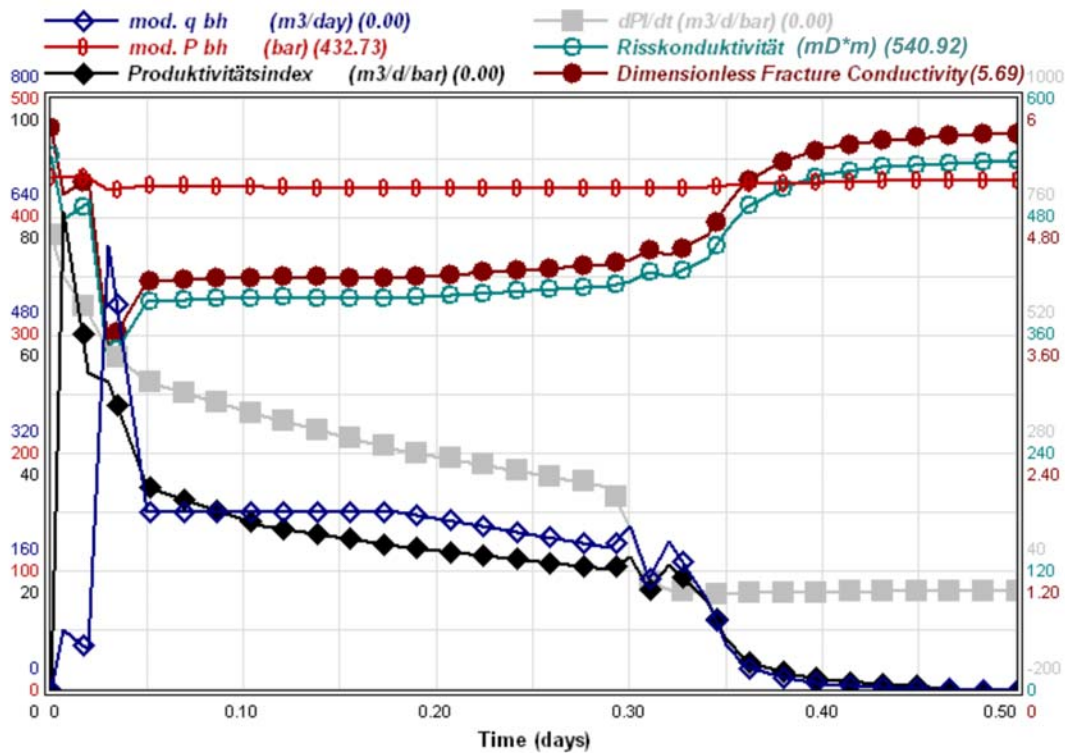


Abb. 56d: Produktivität des gefracnten Reservoirs; Entwicklung der Konduktivität des ungeschädigten Risses (optimale Packung) aus Abb. 56; PI bei Shut-In: ca. $20,0 \text{ m}^3/\text{d bar}$ ($0,83 \text{ m}^3/\text{h bar}$)

Der hieraus resultierende Stimulationsfaktor in Bezug auf Abb. 56b beläuft sich auf einen Wert von 7 bis 8. Diese Diskrepanz zwischen gemessenen und modellierten Daten gilt es zu klären. Die folgenden beiden Abbildungen zeigen Lösungsansätze, wie eine entsprechend niedrigere gemessene Produktivität trotz des Vorhandenseins eines Risses möglich ist.

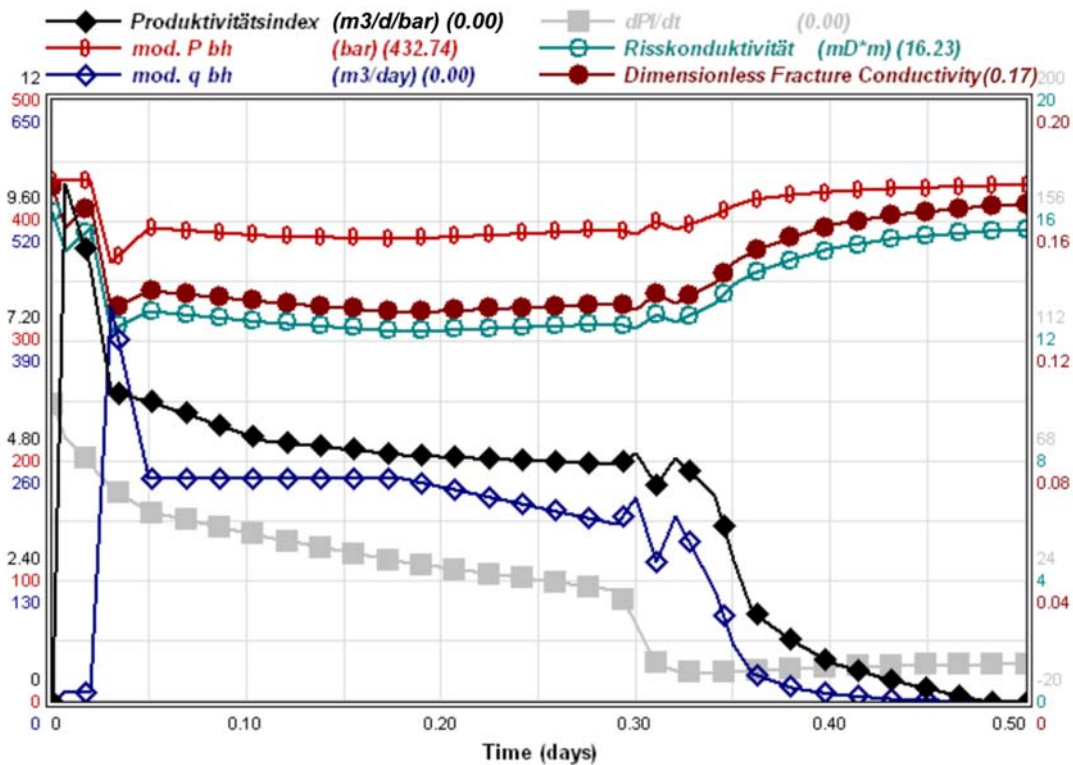


Abb. 56e: Produktivität des gefracnten Reservoirs bei einem stark geschädigten Riss (z.B. proppant crushing, mangelhafte Rückanbindung, Ablagerungen) aus Abb. 56; PI bei Shut-In: ca. $5,0 \text{ m}^3/\text{d bar}$ ($0,21 \text{ m}^3/\text{h bar}$)

Die oben stehende Abbildung illustriert eine modellierte Produktivität des Reservoirs bei einem stark geschädigten Riss und zeigt eine gute Übereinstimmung zu den gemessenen Werten aus Abb. 56c. Die hierfür verantwortlichen Prozesse sind in Abb. 56j näher erläutert. Eine weitere Möglichkeit der Erklärung liefert die Annahme von partiell geringeren Stützmittelkonzentrationen im Riss, die bei zunehmender Druckabsenkung im Reservoir Zonen verringerter Konduktivität ausbilden (siehe Abb. 56f).

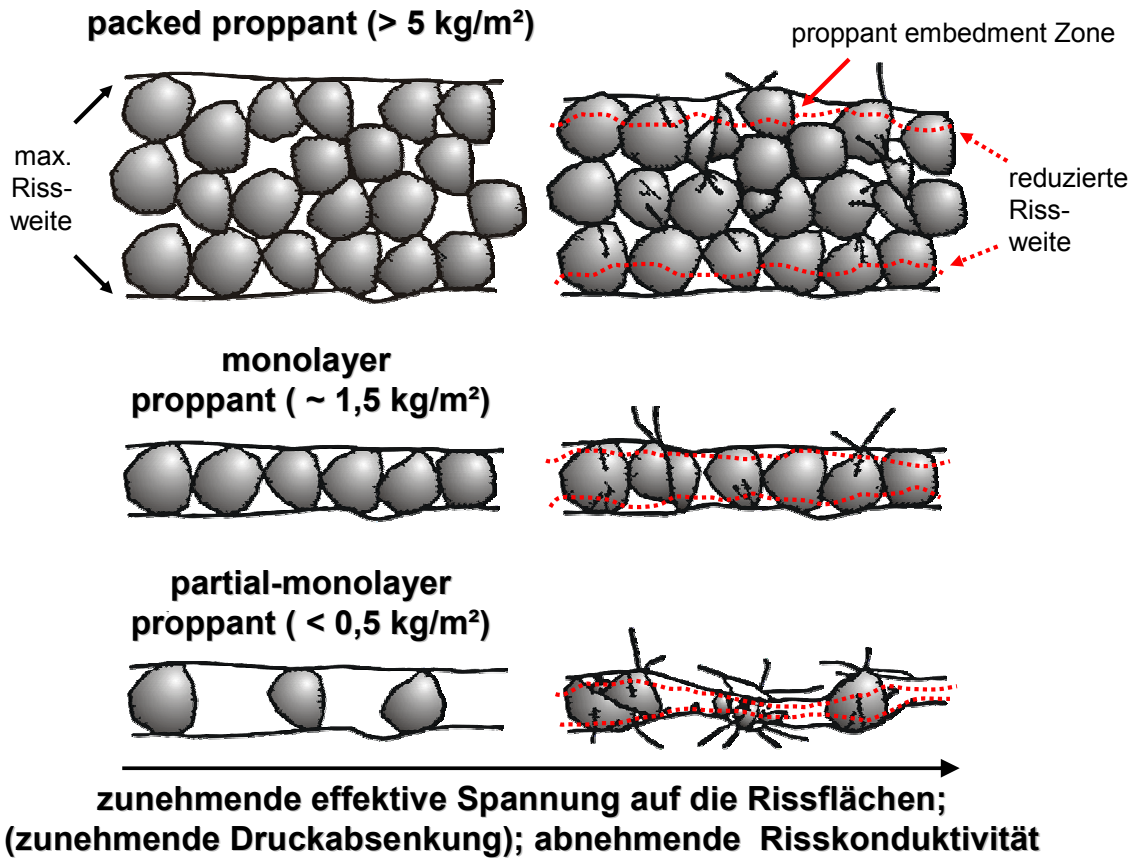


Abb. 56f: Risskonduktivität in Abhängigkeit von der effektiven Spannung und der Stützmittelkonzentration (überarbeitet aus Sato et al. 1998)

Abb. 56g zeigt ein Szenario, bei dem die Rissdimensionen aus Abb. 56 erhalten blieben, jedoch im bohrlochnahen Bereich eine verringerte Stützmittelkonzentration angenommen wurde. Dazu kann es durch den Austrag von Stützmitteln während Fördertests im Anschluss an die Behandlung, aber auch durch das Überspülen des Risses während der Behandlung kommen.

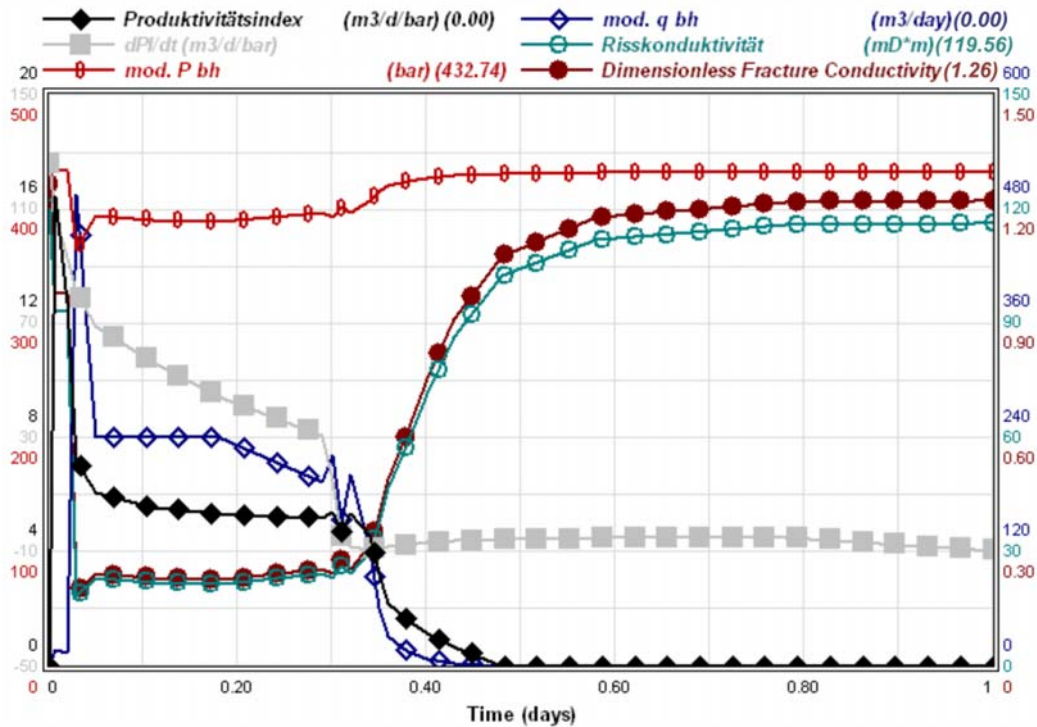


Abb. 56g: Produktivität des gefracen Reservoirs bei geringer Stützmittelkonzentration ($0,1 \text{ kg/m}^2$) im bohrlochnaben Bereich ($6,3 \text{ m}$); PI bei Shut-In: ca. $5,0 \text{ m}^3/\text{d bar}$ (PI nach 365 d siehe Abb. A-6)

Wie auch bei Abb. 56e korrespondiert die resultierende Produktivität gut mit der aus Abb. 56c. Um das modellierte Reservoirverhalten über eine größere Zeitspanne und somit stationäre Zuflussbedingungen darzustellen, wurde eine Vorwärtsmodellierung (365 Tage) auf der Grundlage des modellierten unstimulierten und stimulierten Reservoirverhaltens durchgeführt (Abb. 56h und Abb. 56i).

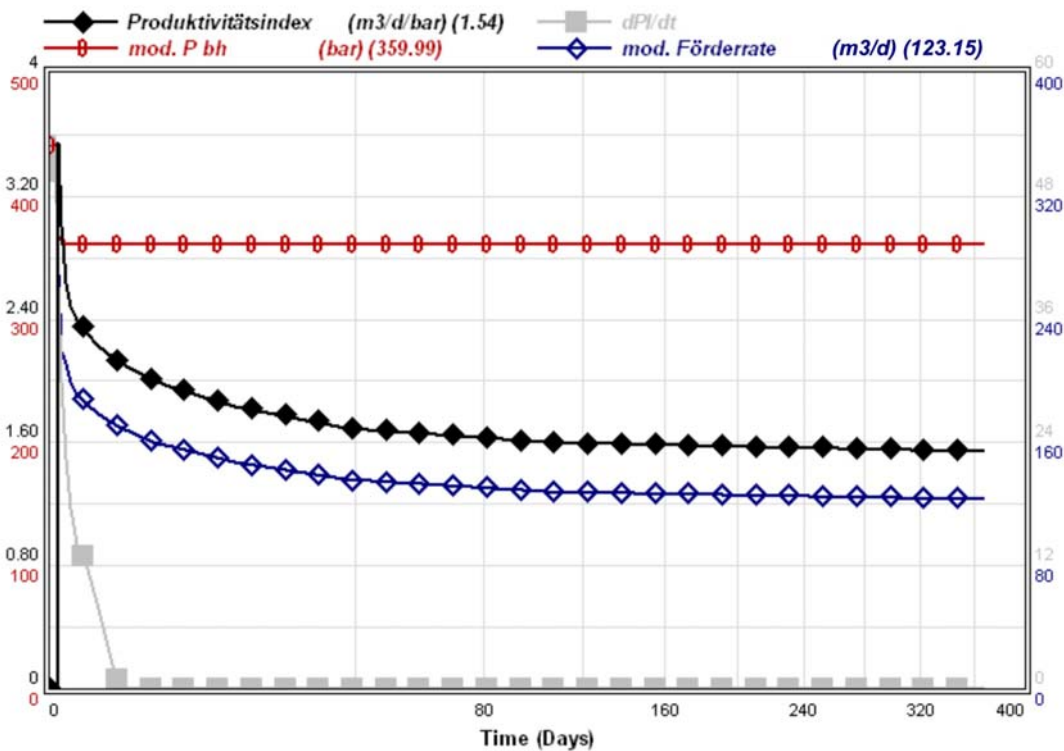


Abb. 56h: Vorwärtsmodellierung des Produktivitätsverhaltens des Reservoirs ohne Riss (ein Jahr) bei konstanter Depression; pseudo-stationärer PI von ca. $1,5 \text{ m}^3/\text{d bar}$ (ca. $0,06 \text{ m}^3/\text{h bar}$); Werte über $t^{1/2}$

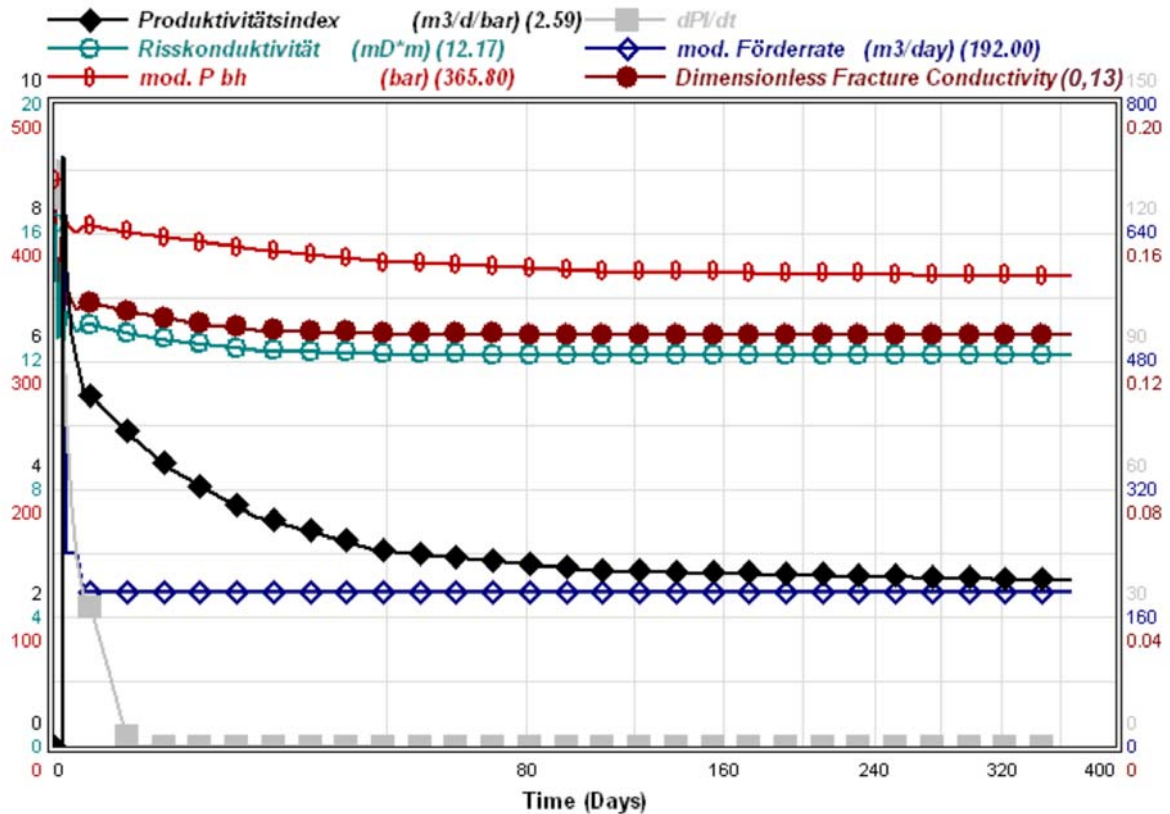


Abb. 56i: Vorwärtsmodellierung des Produktivitätsverhaltens des Reservoirs mit Riss aus Abb. 56d (ein Jahr) bei konstanter Förderrate; stationärer PI von $2,6 \text{ m}^3/\text{d bar}$ ($0,11 \text{ m}^3/\text{h bar}$); resultierender modellierter FOI: 1,8; Werte nach 365 Tagen Produktion über $t^{1/2}$

Während des Rissbildungsprozesses – dem Aufbrechen des Gebirges – können Gesteinsbruchstücke von der Formation mechanisch abgelöst werden. Feinstpartikel, die auch während der Förderphase aus der Matrix in den Riss transportiert werden können (mechanisch mobilisierte Tonminerale), lagern sich zusammen mit anderem Detritus, Resten des verwendeten Fracgels und chemischen Fällungsprodukten (hier: z.B. Eisenhydroxide) im Rissbereich ab. Mit der Förderung von Fluiden aus dem Riss werden diese in die Porenhäse transportiert und reduzieren die Durchlässigkeit der Packung. Bereits während der Rissausbreitungsphase kommt es zur Invasion von Gelfiltrat unter der Ausbildung eines Filterkuchens in die Matrix. In diesen Bereichen treten verstärkt Fluid-Matrix-Wechselwirkungen auf, die ihrerseits zu einer Veränderung des Zustandes der Matrix und zu einem Fracture Face Damage führen /Adegbola et al. 2002/.

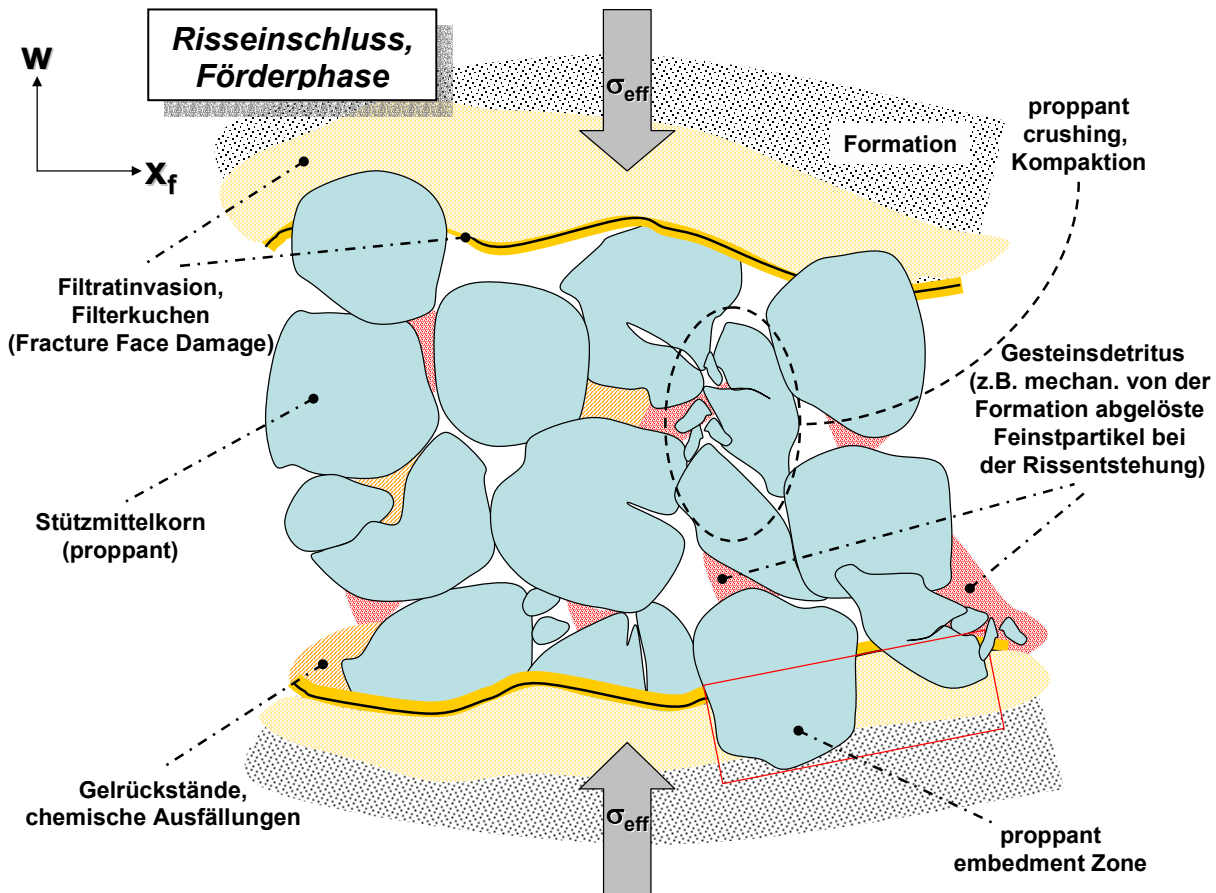


Abb. 56j: Schematische Darstellung potenzieller chemisch-mechanischer Einflüsse auf die Restrisikonduktivität; die effektive Spannung auf die Rissflächen (σ_{eff}) wächst mit zunehmender Druckabsenkung im Reservoir/Riss während der Förderphase.

Werden, wie im betrachteten Fall geschehen, hochfeste Stützmittel verwendet, ist eine Zerstörung der Stützmittel (proppant crushing) erst bei hohen effektiven Spannungen zu erwarten. Da diese jedoch bei einer partiellen Rissausfüllung und unebenen Rissflächen in Teilbereichen auch punktuell und damit stark konzentriert auf einzelne Körner wirken (heterogenes Spannungsprofil), kann es zu einem Versagen einzelner Körner kommen. Die entstehenden Bruchstücke sammeln sich zusammen mit dem Gesteinsdetritus in den Porenhohlräumen und -hälsen der Packung an. Die Stützmittelpackung wird insgesamt gestaucht, wodurch es auch dazu kommen kann, dass Körner in die Formation eingedrückt werden. Dabei wird vorausgesetzt, dass der lokal die Festigkeit des Gesteins geringer ist als die der Stützmittelkörner. Zuletzt genannte Aspekte führen zu einer Verringerung der Rissweite und der Risspermeabilität /Gidley et al. 1989/.

Insgesamt ist festzuhalten, dass eine Vielzahl unterschiedlicher Prozesse die Restrisikonduktivität massiv beeinflussen kann. Es ist dabei wahrscheinlich, dass eine Kombination der erwähnten Prozesse das Ausmaß der Schädigung des Risses bestimmt. Daher gilt es, diese Prozesse zu begreifen, um zugleich ihren Einfluss kontrollieren zu können.

Die Stützmittelpackung hat unter diesen Umständen einen entscheidenden Einfluss auf die Leistungsfähigkeit des Risses bzw. auf den Stimulationserfolg. Hierfür sind in erster Linie langfristige (Lebensdauer der Sonde) höhere Stützmittelkonzentrationen ($> 5 \text{ kg/m}^2$) und Risskonduktivitäten über möglichst große Abschnitte der Risslänge vor allem aber direkt am Bohrloch (Rissanbindung) erforderlich.

6.10 Zusammenfassung und Bewertung der Modellierungsergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass im Falle des ersten Datafrac eine plausible Druckangleichung sowohl während der Rissausbreitungs- als auch während der Druckabfallphase erreicht wurde. Dies ist u.a. das Resultat einer besseren Datengrundlage im Vergleich zu den übrigen Fracoperationen. Die Hauptfracs sind im Allgemeinen schwierig auswertbar, was hauptsächlich auf das Fehlen von in situ Daten zurückzuführen ist.

Grundsätzlich bestätigen die Rissmodelle jedoch das durch Fördertests und Flowmeterbefahrungen analysierte Reservoirverhalten.

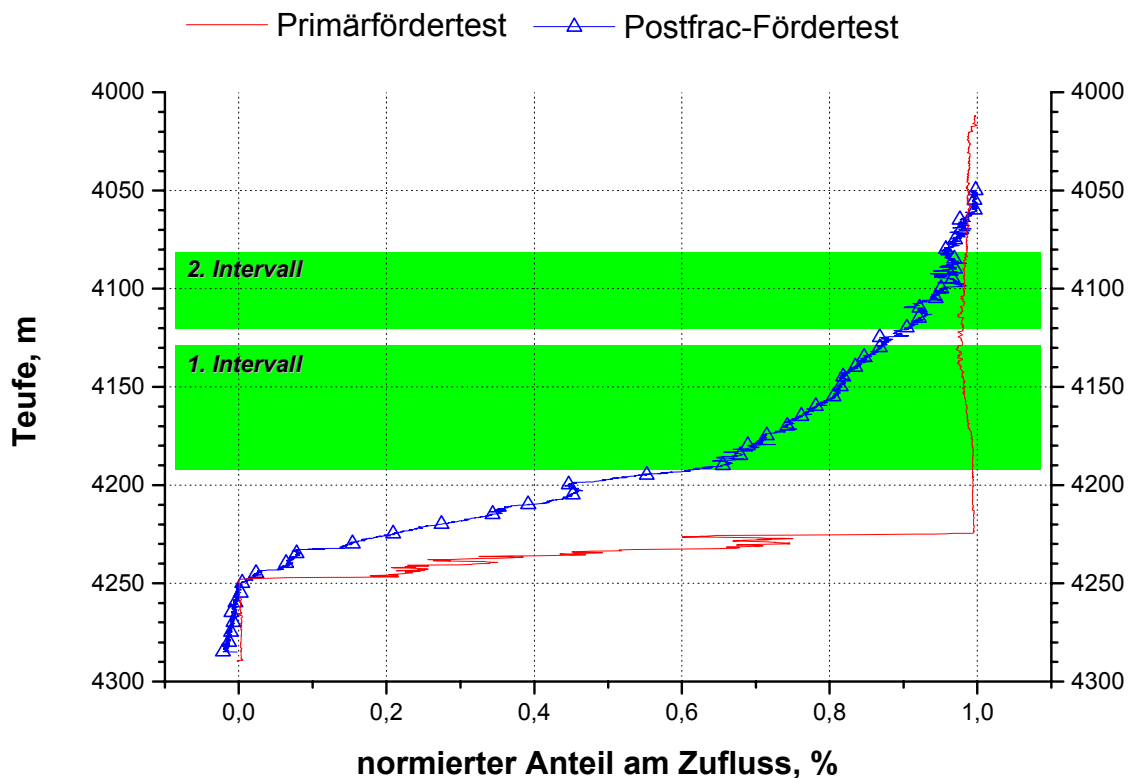


Abb. 57: Vergleich des Zuflussverhaltens des Reservoirs während Primär- und Postfrac-Fördertests; der Bereich zwischen 4078 m und 4190 m ist mit insgesamt 32 % am Gesamtzufluss des Openhole- Intervalls beteiligt /Tischner et al. 2002/.

Die Risse verbessern das Zuflussverhalten der Bohrung. Das erste Intervall trägt im Gegensatz zum Primärttest ca. 22%, das zweite ca. 8% zum Gesamtzufluss bei.

Die erzeugten Risse haben vorrangig bohrlochnahe hydraulische Blockaden verringert, allerdings die potenziellen Nutzhorizonte (Aquifere) noch nicht effektiv angeschlossen (Transmissibilitätsvergleich) /Tischner et al. 2002/. Dabei ist es wahrscheinlich, dass sich die Risse während der Behandlung in die Aquifere ausgeweitet haben, am Ende jedoch keine ausreichende Rückanbindung an die Bohrung gelang. Der vorliegende FOI im ersten Intervall beträgt ca. 1,7. Auf Grund der sehr geringen Ausgangsproduktivität $PI_{prefrac}$ von lediglich $0,12 \text{ m}^3/\text{h bar}$ ist der $PI_{postfrac}$ nicht akzeptabel.

Sowohl der gemessene FOI als auch die PI -Werte vor und nach der Stimulation konnten durch die Reservoir Simulation nachgebildet werden. Hierfür musste von einer geringen Restrissskonduktivität ausgegangen werden, die durch unterschiedliche Risschädigungsprozesse zurückgeführt werden kann. Die Vorwärtsmodellierung des Produktivitätsverhaltens wurde durch Langzeitpumptests bestätigt.

Mit der Behandlung erfolgte offensichtlich eine deutliche Stimulation des Bereichs zwischen 4190 m und 4225 m im Liegenden des ersten Intervalls. Dieser hat nunmehr einen Anteil von 44% am Gesamtzufluss. Diese Beobachtung unterstützt die These, dass sich lediglich ein dominanter Riss ausbildet (Abb. 54 und 56), der sich verstärkt in die Liegendschichten ausbreitet und dort auch bereits vorhandene natürliche Klüfte aufgeweitet haben kann. Eine stärkere Beeinflussung tieferer Bereiche kann allerdings ebenso durch einen tieferen Rissinitiierungspunkt (-bereich) zustande gekommen sein, der auf lokale Schwächezonen zurückzuführen ist. Der Bohrlochbereich der vor der Stimulationsbehandlung kein Zufluss zeigte, trägt nunmehr insgesamt 74% am Gesamtzufluss aus dem Reservoir bei.

Das Ausbleiben einer höheren Produktivitätssteigerung ist in erster Linie auf Risse zurückzuführen, die in den behandelten Intervallen zwar erzeugt wurden, jedoch insgesamt durch geringe Restrißweiten und -konduktivitäten bei kurzen Reichweiten eindeutig unterdimensioniert sind. Sie bilden demnach nicht die erforderlichen starken Permeabilitätskontraste zur Matrix aus (siehe Kapitel 4). Das zweite Behandlungsintervall spielt offensichtlich hydraulisch wegen der ohnehin niedrigen Ausgangspermeabilitäten bei der gewählten Auslegung der Behandlung keine Rolle.

Die bereits angesprochene unzureichende Rückanbindung (tie-back) der erzeugten Risse an die Bohrung kann mehrere Ursachen haben. Im Anschluss an die stützmittelbeladenen Gelphasen kann es durch eine überdimensionierte Nachspülphase mit Salzwasser, die der Verdrängung des Gels aus dem Bohrloch diene (displacement), zu einem overflushing gekommen sein. Das Stützmittel wurde dabei zu weit vom Bohrloch weg in den Riss hinein verdrängt und ließ einen unabgestützten Rissbereich unmittelbar am Bohrloch zurück. Auch kann ein Ausspülen der Stützmittel beim Anfahren des Fördertests und der dabei erzielten hohen Druckabsenkung im Speicher erfolgt sein. Ist der bohrlochnahe Bereich des Risses nicht abgestützt, wird der Stimulationseffekt sogar im Falle ungeschädigter Formationen drastisch reduziert⁷.

Zusätzlich zu den oder anstelle der geschilderten Vorgänge kann die Packungspermeabilität während der Fördertests durch eine exzessive Depression reduziert worden sein. Ein solcher Effekt wird durch proppant crushing, proppant embedment oder Kompaktion der Packung hervorgerufen /Sato et al. 1998/. Weitere, generell mögliche Gründe für den ausbleibenden Stimulationserfolg sind bereits in Kapitel 3.4 erläutert worden. Von diesen Gründen sind unter anderem das Auftreten von Konvektion im Riss und die dadurch verursachte Stützmittelanreicherung im Liegenden des eigentlichen Nutzhorizontes hervorzuheben.

Liegen jedoch weder Einschränkungen in Bezug auf die Rückanbindung noch die Packungspermeabilität vor, verbleiben nur zwei Erklärungen für das gemessene Reservoirverhalten:

1. Die geschädigte Zone wurde durch Risse der dargestellten Dimensionen überwunden, dennoch befindet sich die originäre Permeabilität bzw. Produktivität des Reservoirs insgesamt auf einem wesentlich niedrigeren Niveau als angenommen. Risse dieser Art erzielen unter solchen Reservoirbedingungen gemäß Kapitel 5 keine entscheidende Wirkung auf den resultierenden *PI*.
2. Die geschädigte Zone wurde nicht oder nur teilweise überwunden und eventuell durch die Behandlung noch stärker ausgeweitet. Die originäre Permeabilität der ungeschädigten Matrix hat aber weiterhin Bestand. Die Schädigung kann dabei unter anderem durch Filtration, Ausfällung von Feststoffen, Mobilisierung von Tonmineralen und Ablagerung verursacht worden sein. Ein mangelnder Gelzerfall und damit eine chemische Blockierung kann zwar nicht völlig ausgeschlossen werden, jedoch konnten Fördertests mehrere Monate nach der Behandlung kein Gel mehr nachweisen und lieferten zudem einen identischen *PI*.

⁷ Sind die ersten 1 % des Risses nicht abgestützt, verringert sich der FOI um 82 % (nach Schechter et al. 1992)

Handelt es sich in Realität um den ersten Fall, ist die erneute Anwendung einer HPF Maßnahme mit dem Ziel der Erzeugung hochkonduktiver, kurzer Risse nicht zu vertreten. Großvolumige, massive Slurry-/Wasserfracs mit dem Ziel der Erzeugung und Erweiterung langer, schmaler und vernetzter Risse, die bohrlochferne Zuflusszonen (z.B. Störungszonen) anschließen sind - unter Berücksichtigung der erläuterten Imponderabilien - das einzige Konzept mit Erfolgsaussichten.

Liegt jedoch der zweite Fall vor, sind, wie auch im Falle einer unzureichenden Rückanbindung und Unterdimensionierung, ausschließlich massive Gel-Stützmittelfracs das einzige Erfolgsrezept. Liegen aber die potenziell produktiven Bereiche zu weit von der Bohrung entfernt (mehrere Zehner Meter), dienen die Risse als Hauptzuflusswege. Selbst bei hohen Risskonduktivitäten ist bei den angestrebten Förderraten mit hohen Non-Darcy-Flow Effekten und daraus resultierenden hohen Druckverlusten zu rechnen.

Ist die Formation zu stark geschädigt, macht demnach auch letztere Behandlung keinen Sinn mehr.

Die Resultate – in Bezug auf Rissdimensionen - sind vor allem bedingt durch die moderate Auslegung der Behandlungen:

- geringe Stützmittelvolumina,
- geringe Fließraten,
- geringe Stützmittelkonzentrationen.

Die gewählte Vorgehensweise wurde zur Vermeidung von Risiken (Packerumläufigkeit, Screen-Out) als geeignet und als der bestmögliche Kompromiss angesehen. Referenzbeispiele und Erfahrungen im Bereich der technischen Durchführung standen für die Art der durchgeführten Openhole-Behandlung weder aus der geothermischen noch aus der Kohlenwasserstoffindustrie zur Verfügung.

Zusätzlich war die Lagerstätte und deren Verhalten unbekannt. Eine solche Ausgangslage führt bei jeder Anwendung zu einer tendenziell moderateren Herangehensweise insbesondere bei Fracoperationen, die mit einem hohen technischen und wirtschaftlichen Risiko verbunden sind.

Die Datafracs halfen, gewisse gebirgsmechanische und hydraulische Einflussparameter für den Hauptfrac abzuschätzen. Es ist jedoch bekannt, dass sich bei einer Wiederholung der Behandlung im gleichen Intervall selbst bei identischen Parametern (Fluidart- und eigenschaften, Volumina und Fließraten) die Situation in Bezug auf Rissinitiierung und Rissausbreitung verändern kann. Wo sich, wie im vorliegenden Fall, bereits Data- und Hauptfrac in Bezug auf die verwendeten Fluide stark voneinander unterscheiden, ist die Vergleichbarkeit noch weniger gegeben. Im zweiten Intervall war es der Screen-Out am Ende der Hauptfracbehandlung, der die Druckabfallanalyse verfälschte und so eine Bestätigung der Druckverhältnisse des korrespondierenden Datafracs verhinderte.

Insgesamt konnten trotzdem neue Erkenntnisse über die behandelten Formationen, aber auch über die Behandlung selbst gewonnen werden:

- technische Machbarkeit einer multizonalen, teufenselektiven Openhole- HPF-Behandlung mit Hilfe einer rückholbaren Packereinheit unter den gegebenen Einsatzbedingungen („GD,HT,HP,HCE“⁸),
- geringe Magnituden von P_c (geringe Schließdruck- und Fracgradienten), bei zugleich geringen Differenzen zum vorliegenden Reservoirdruck in höher permeablen Schichten,
- Risswachstumseindämmung durch alternative Mechanismen (z.B. Leakoff kontrolliert),
- geringer Einfluss der Fluidrheologie auf das Nettorissdruckniveau,

⁸ “GD – Great Depth, HT – High Temperature, HP – High Pressure, HCE – Highly Corrosive Environment”

- geringe Tortuositätseffekte,
- teilweise lange Risseinschlussdauer.

Die Detailerkenntnisse liefern neue Perspektiven für eine Überarbeitung des Frac-Design mit dem Ziel der Erzeugung effektiverer Risse.

Das Potenzial der Wirksamkeit von HPF Stimulationsmaßnahmen in den porös-permeablen Sandsteinpaketen ist bei weitem noch nicht ausgeschöpft. Ein Erfolg – vor allem in Bezug auf Stützmittelmengen – wird sich jedoch erst bei entschieden größeren Dimensionen der Behandlungen einstellen. Allein diese sorgen für die Erzeugung der erforderlichen hochkonduktiven, gut angebundenen, künstlichen Fließwege, die deutlich in die ungeschädigten Reservoirbereiche hineinreichen und zu einer Stimulationswirkung führen.

Ein überarbeitetes Fracdesign muss sich an den im Rahmen der theoretischen FOI Berechnungen ermittelten Rissdimensionen orientieren.

Bei der technischen Umsetzung sollte eine Variante gewählt werden, die einen größeren Handlungsspielraum ermöglicht bzw. ein geringeres Risiko darstellt. Hierbei wird auf die diskutierten Alternativen der technischen Konzepte hingewiesen (siehe Kapitel 6.3), die an dieser Stelle auf der Basis der hinzugewonnenen Erkenntnisse einer neuen Bewertung unterzogen werden müssen.

Exemplarisch wurde auf der Grundlage der Erkenntnisse aus der Modellierung des ersten Datafrac und Hauptfrac ein überarbeitetes Fracdesign durchgeführt. Das Ergebnis der korrespondierenden Fracsimulation ist Abb. 57a zu entnehmen. Es ist ein Beispiel dafür wie durch den Einsatz deutlich größerer Stützmittelmengen ein effektiver, hochkonduktiver Riss mit einer größeren Risslänge in den Sandsteinschichten (erstes Intervall) erzeugt werden kann. Die endgültige Dimensionierung, insbesondere in Bezug auf Stützmittelkonzentrationen, muss jedoch grundsätzlich vor Ort erfolgen. Abb. 57a ist demnach auch eher als eine Richtungsvorgabe zu verstehen, welche Dimensionen für einen effektiven Riss erforderlich sind.

Abb. 57b stellt zusätzlich den Vergleich der lateralen Rissweitenentwicklung der realen und der virtuellen Hauptfracbehandlung dar. Es wird hierbei noch einmal die ellipsoide Geometrie bzw. die Abnahme der Weite mit der Halblänge des Risses deutlich, auf die bereits im Rahmen der theoretischen FOI-Modelle hingewiesen wurde (siehe Kapitel 4.3.2).

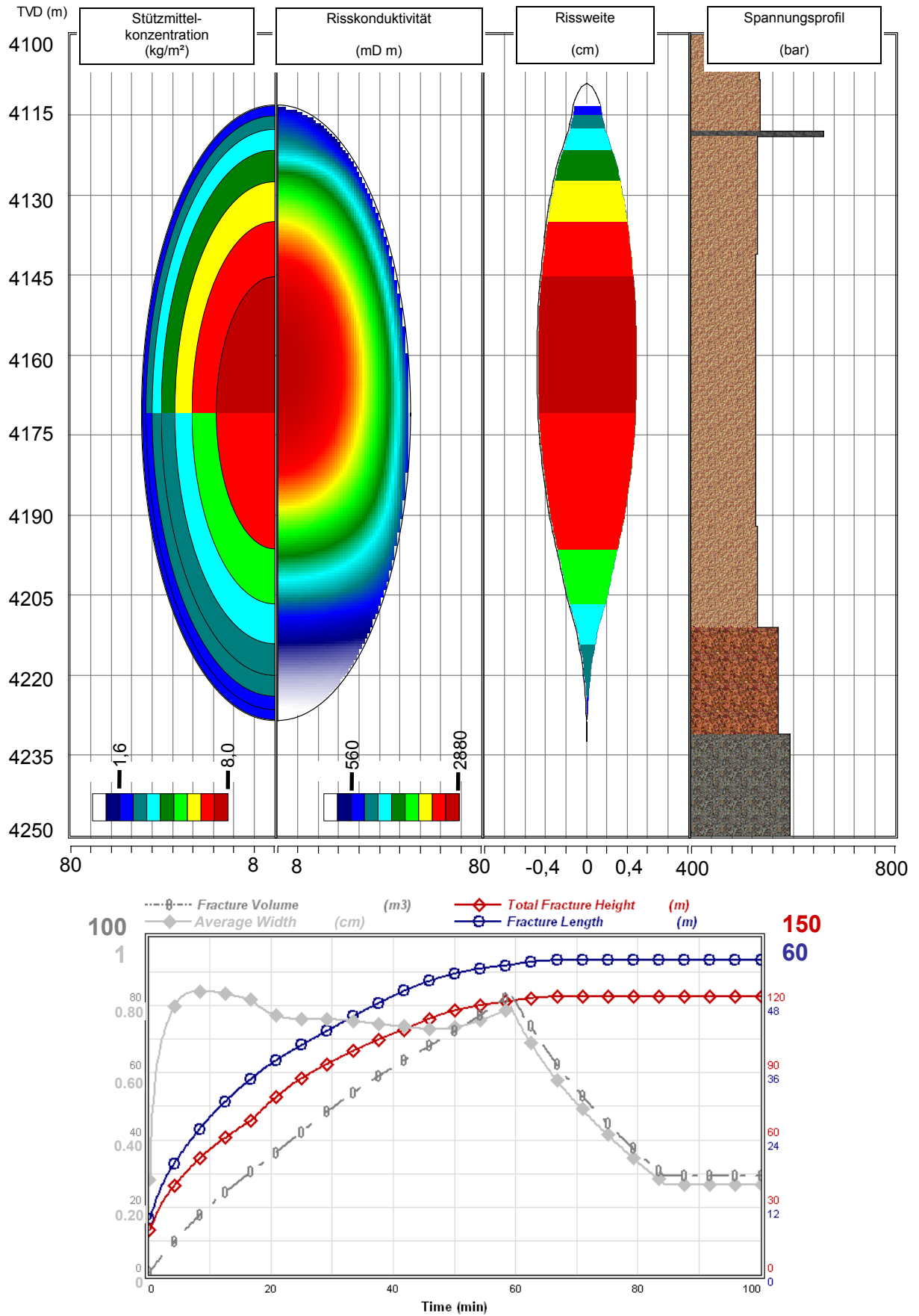


Abb. 57a: Fracsimulation auf Grundlage eines überarbeiteten Fracdesign zur Bestimmung einer Größenordnung effektiver Riss- und Behandlungsdimensionen; detaillierte Dimensionen siehe Tab. A-2

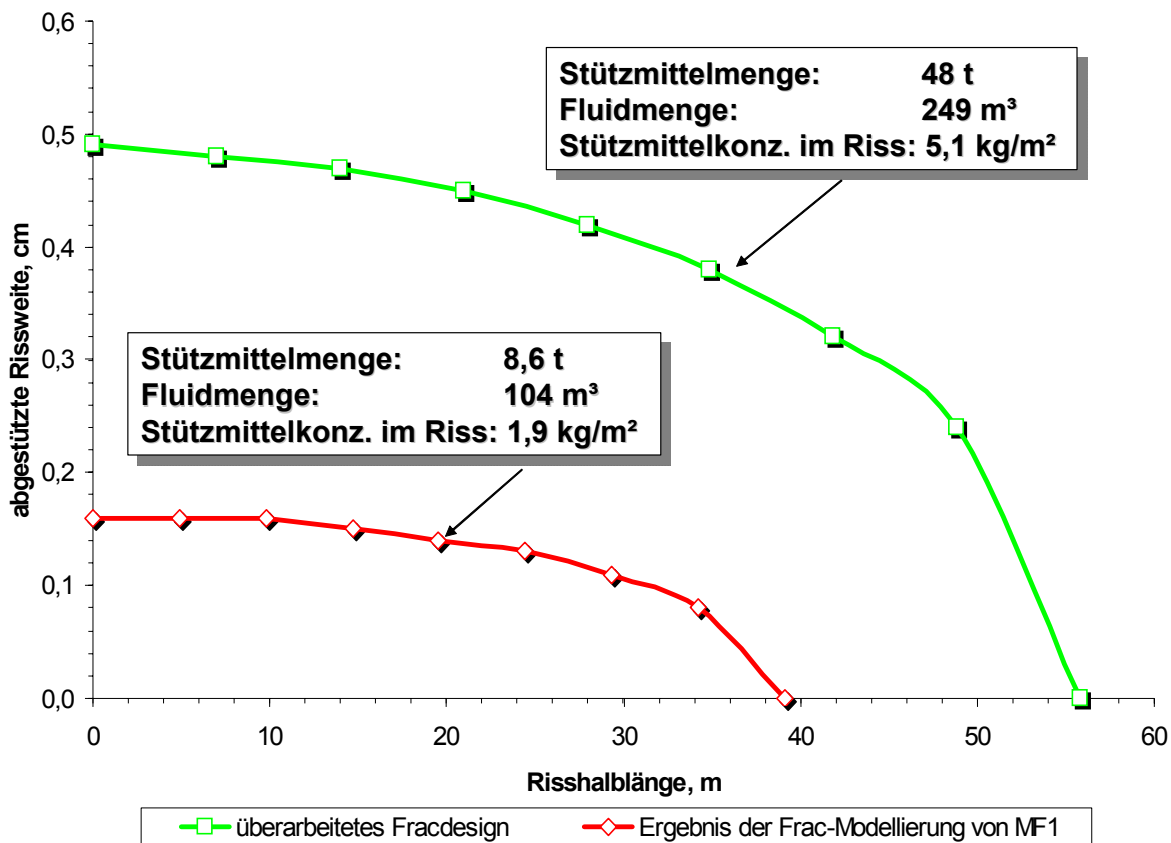


Abb. 57b: Vergleich der simulierten lateralen Rissweitenentwicklung zwischen dem durchgeführten Hauptfrac (siehe Abb. 56) und dem überarbeiteten Design für effektivere Rissdimensionen (siehe Abb. 57a)

6.11 Erkenntnisse aus den Fracexperimenten

Die gewonnenen Erkenntnisse über die Durchführung und den Erfolg multizonaler OH-Fracoperationen in Sandsteinschichten können für zukünftige Stimulationsmaßnahmen – am gleichen, aber auch an anderen Standorten in lithologisch vergleichbaren Zielformationen verwendet werden. Auch die Erfahrungen mit den Problemen, die während der Durchführung und Auswertung der Behandlungen auftraten, beinhalten wichtige Erkenntnisse.

6.11.1 Technisches Konzept und Durchführung

1. Multizonale, selektive Stimulationsmaßnahmen in einem OH-Intervall erfordern einen hohen technischen Aufwand, der mit einem hohen technischen Risiko verbunden ist. Dieses führt zu Einschränkungen bei der Auslegung der Behandlung.
2. Führen die notwendigen Einschränkungen zu einer Unterdimensionierung der Behandlung, ist ein anderes technisches Konzept zu wählen.
3. Sind das Verhalten und die Eigenschaften (in situ) der zu stimulierenden Formationen weitestgehend unbekannt, sollten zumindest die Eigenschaften der verwendeten technischen Komponenten (Fluide, Stützmittel, Messeinrichtungen, technische Einbauten etc.) eindeutig definiert sein, um Störfaktoren klar identifizieren zu können.
4. Die technische Ausstattung vor Ort (Pumpen, Mischaggregate) sollte genügend Reservekapazitäten vorweisen, um den Ablauf der Behandlung so flexibel wie möglich gestalten zu können. Auf diese Weise kann auf unvorhergesehene Bedingungen besser reagiert werden und eine „Real-Time“-Anpassung (Fließraten, Stützmittelkonzentrationen etc.) der Behandlung erfolgen. Die Einrichtungen sollten zudem flexibel steuerbar sein, um ge-

ring volumige (wenige Kubikmeter) hydraulische Injektionstests (Flow-Pulse, HIT) und kurzzeitige und abrupte Shut-In-Sequenzen (wenige Minuten) in unterschiedlichen Behandlungsphasen zu ermöglichen (direkte Bestimmung relevanter gebirgsmechanischer Parameter).

5. Um dies zu realisieren muss zudem eine Behandlungsgarnitur verwendet werden, die auf möglichst niedrige Druckverluste (z.B. größere Strömungsquerschnitte im Strang) und hohe Stabilitäten ausgelegt ist.
6. Die technische Ausstattung muss sich in einem einwandfreien Zustand - auch in Bezug auf Sauberkeit – befinden, um die erforderliche Sicherheit und einen störungsfreien Ablauf der Behandlung zu gewährleisten sowie von außen eingetragene Verunreinigungen zu minimieren. Diese führen im Zweifelsfall zu Havarien und einer Schädigung des Speichers.

6.11.2 Messwerterfassung

7. Während der Behandlungen ist vor allem eine Erfassung der Druckdaten sowohl am Bohrloch-/Sondenkopf als auch in situ für eine Auswertung (je nach Messsystem realtime, on site, nachgeschaltet) zwingend notwendig. Die Datenaufzeichnung sollte dabei eine Sampling-Rate im Sekundenbereich ermöglichen. Kopf- und in situ Messwerterfassung müssen gegeneinander kalibriert sein.
8. Ein störungsfreier Einschluss der Bohrung nach Beendigung der Behandlung ist erforderlich. Die Einschlusszeit richtet sich nach der zu erwartenden Riss-schließdauer. In dieser Zeit muss weiterhin eine kontinuierliche Druckaufzeichnung gewährleistet sein.

6.11.3 Fracmodellierung

9. Die Qualität der Modellierung richtet sich nicht allein nach der Quantität, sondern nach der Qualität der zur Verfügung stehenden Daten. Die wichtigsten Parameter sind hierbei die Verteilung der Permeabilität und die Magnitude des Riss-schließdruckes (der mittleren minimalen horizontalen Hauptspannung) in den behandelten Formationen. Diese gilt es im Vorfeld bzw. während der Behandlung durch die Anwendung geeigneter Maßnahmen (siehe Kapitel 6.11.1) zu bestimmen.
10. Hydraulische Risserzeugung findet bereits ab einem Druckniveau, das nur wenig über dem in situ Porendruck liegt, statt.
11. Vor allem auf Grund der Behandlung eines OH-Intervalls sind klare Unterschiede zwischen Aufbrech-, Fortleitungs- und Schließdruckniveau nicht identifizierbar.
12. Das Riss-höhenwachstum wird trotz des Fehlens eindeutiger Spannungsbarrieren (mächtige Tonsteinlagen) effektiv eingedämmt. Permeabilitätskontraste kommen unter anderen als alternative wirksame Mechanismen in Betracht.
13. Das Nettorissdruckniveau hängt entscheidend von der Permeabilität der Formation, jedoch weniger von der Fluidrheologie ab.
14. Gilt es eine hydraulische Blockierung des bohrlochnahen Bereiches unbekannter Reichweite zu überwinden und gleichzeitig den ungeschädigten Reservoirbereich effektiv anzuschließen und zu stimulieren, sind deutlich größere finale Rissdimensionen nötig.
15. Die Bestimmung gebirgsmechanischer Parameter der Formationen und der Dimensionen der in den Formationen erzeugten Risse durch Fracmodellierungen ist notwendig, um Aussagen zum langfristigen Verhalten machen und die Förderung auf die Kapazität des Reservoirs und der Risse auslegen zu können.
16. Ein mit Stützmitteln gefüllter Riss im Gebirge reagiert durch Konduktivitätsanpassung sensibel auf Veränderungen vor allem der internen und externen Spannungsbedingungen. Rissdimensionen und -eigenschaften sind daher als Funktion der Zeit und des Förderregimes zu verstehen.

Auf der Grundlage der gewonnenen Erkenntnisse aus den vorangegangenen Kapiteln, die sich mit Aspekten der theoretischen und praktischen Machbarkeit der Erschließung der potenziellen geothermischen Nutzhorizonte beschäftigt haben, werden abschließend Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen angestellt. Diese ermöglichen eine ganzheitliche Analyse des untersuchten Erschließungskonzeptes.

7 Wirtschaftlichkeit und Energieertrag

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wird eine Kostenanalyse durchgeführt, die der Abschätzung des Investitionsaufwands für eine geothermale Fördersonde dient.

Diese Analyse wird aus der Sicht eines potenziellen Investors in die geothermische Energiegewinnungstechnologie durchgeführt. Es werden deshalb allein die Investitionskosten erfasst, in ihre Bestandteile aufgeteilt und schließlich Sensitivitätsanalysen zur Bestimmung der Haupteinflussfaktoren durchgeführt. Aus den Analysen können spezifische Kostenreduktionspotenziale ermittelt werden.

Im Anschluss wird der Energieaufwand dargestellt, der für die Herstellung des Untertagesystems erforderlich ist. Dabei wird vor allem auf den Endenergieaufwand beim Niederbringen der Bohrungen eingegangen. Gekoppelt mit dem Eigenbedarf beim Betrieb der Sonden wird er einem Bruttoertrag der Stromerzeugung gegenübergestellt, um den Nettoenergieertrag zu ermitteln. Falls nicht explizit angegeben handelt es sich bei sämtlichen Teufenangaben um vertikale Teufen (True Vertical Depth - TVD)

7.1 Kostenaufwand bei der Herstellung des Untertagesystems

Das Ziel ist die Erschließung tiefliegender Aquifere für eine geothermische Energiegewinnung. Die dafür benötigten Fördersonden erreichen eine Teufe von ca. 5 km und erfordern eine Kapazität von ca. 50 bis 150 m³/h geothermischer Fluide (siehe Kapitel 2.2).

Auf dieser Basis werden Kostenspannbreiten verschiedener Szenarien ermittelt, die letztendlich, unter Berücksichtigung der spezifischen Lebens- bzw. Nutzungsdauer der Systemkomponenten, dem Ertrag aus dem Betrieb der Anlage gegenüber gestellt werden.

Eine Sonde ist ein Teil des untertägigen Systemkomplexes der Anlage und stellt den physischen Zugang zur Lagerstätte für die Gewinnung der geothermalen Fluide her. Der Begriff Sonde steht in diesem Zusammenhang für eine, gemäß Betriebsart, komplettierte Bohrung. Je nach Betriebsart wird zwischen Förder- und Injektionssonden unterschieden.

Die Untersuchungen befassen sich mit gering ergebnisreichen geothermischen, nicht-artesischen Lagerstätten. Daher müssen grundsätzlich sekundäre Maßnahmen zur Produktivitätssteigerung (Stimulationsmaßnahmen) sowie effiziente Förderhilfsmittel bei der Herstellung und Komplettierung der Fördersonde vorgesehen und ihre Kosten berücksichtigt werden.

Im Falle eines nachhaltigen und effizienten Produktionsszenarios sind darüber hinaus, wie in Abb. 01 dargestellt, multiple Sonden, und zwar Injektions- und Produktionssonden, erforderlich. Bei der Kostenermittlung für ein dynamisches Förderszenario wird zunächst nicht zwischen Produktions- und Injektionssonden, mit anderen Worten: nach der Verwendungsart der Sonde unterschieden. Denn im Laufe der Lebensdauer einer Lagerstätte kann die Verwendungsart der Sonde je nach Lagerstättenbeschaffenheit, eventueller Erweiterung des Förderfeldes oder auf Grund von Regenerationsmaßnahmen variieren (wechselnder Fluidkreislauf). Bei einem statischen Szenario (gleichbleibender Fluidkreislauf) ist eine Unterscheidung möglich und auch erforderlich.

Potenzielle Kostenunterschiede werden am Ende des Kapitels zusammenfassend diskutiert.

Die Investitionskosten untergliedern sich demnach in drei grundlegende Bestandteile, die im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen näher untersucht werden:

1. Bohrkosten (primärer Zugang zur Lagerstätte),
2. Stimulationskosten (sekundäre Produktivitätssteigerung - Nutzbarmachung),
3. Förderhilfsmittelkosten (kontinuierliche Fluidgewinnung).

7.1.1 Bohrungskosten

Die Bohrungskosten machen den größten Teil des Investitionsaufwands zur Herstellung einer geothermalen Fördersonde aus.

Daher sind Abschätzungen der zu erwartenden Bohrungskosten im Vorfeld der Bohrarbeiten essentiell für eine effektive Projektbewertung und ein professionelles Projektmanagement. Sie dienen als Grundlage für eine Investitionsentscheidung und der Einordnung des unternehmerischen Risikos.

So wichtig die frühzeitige Abschätzung der Bohrungskosten ist, so schwierig sind diese durch teilweise unvorhersehbare geologische Bedingungen und deren Auswirkungen auf die operativen Geschehnisse während des Bohrens an einem konkreten Standort zu ermitteln. Dies ist vor allem dann von großer Bedeutung, wenn eine Bohrung in einem weitgehend unerschlossenen Gebiet geplant ist.

Besteht eine konkrete Investitionsabsicht unter Berücksichtigung der Kostenschätzung, ist eine Detailplanung durch Bohringenieur und Consultants für einen geographisch und geologisch eindeutig definierten Standort unabdingbar. Da diese Detailplanung, u.a. auf Grund der hohen Komplexität eines Bohrvorhabens und der involvierten Teilprozesse sehr kosten- und zeitaufwendig ist, kann auf eine solche Vorgehensweise im Frühstadium der Planung unter Umständen nicht zurückgegriffen werden.

In der Regel werden deshalb von privaten Firmen (Bohrkontraktoren oder Betreibergesellschaften) Kostendaten (Istkosten) eigener abgeteufter Bohrungen zusammengestellt, um auf der Basis von Erfahrungswerten zu einer Kostenabschätzung (Normalkosten) der projektierten Bohrungen zu gelangen.

Ein Großteil dieser Daten ist vertraulich und daher für Dritte nicht zugänglich. Dieser Umstand und der Aufwand, den eine Detailplanung erfordert, bringt Probleme bei der Planung von Investitionen für Projektinitiatoren und Investoren (z.B. Anlagenbetreiber, Energieversorger, staatliche Einrichtungen), die keine einschlägigen Erfahrungen haben, mit sich.

Für den europäischen Raum existiert keine übergeordnete Organisation, welche sich mit der Erhebung und Publikation von Bohrungskosteninformationen beschäftigt. In den USA hingegen gibt es das American Petroleum Institute (API), das sich an dem Joint Association Survey on Drilling Costs (JAS) beteiligt, welches jährlich Bohrungskostenstatistiken der amerikanischen Kohlenwasserstoffindustrie veröffentlicht. Die Statistiken sind nach Regionen, Bohrungstypen und Teufenbereichen sortiert.

Die direkte Übertragung und Nutzung dieser Daten für eine Bohrungslokation außerhalb der USA ist wegen der zu unterschiedlichen Eingangsbedingungen nicht möglich. Nichtsdestotrotz werden diese Daten auch im Verlauf der folgenden Untersuchungen für einen aussagefähigen, quantitativen Vergleich der Kostenniveaus herangezogen.

Eine mögliche Lösung des Problems der Abschätzung von Bohrungskosten können „einfache“ Rechenmodelle liefern, die für die Kostenermittlung geothermischer Bohrvorhaben entwickelt wurden /Mortimer et al. 1987/. Dennoch sind detaillierte Eingabegrößen erforderlich, die nicht ohne weiteres zur Verfügung stehen oder zu großen Schwankungsbreiten der Ergebnisse führen.

Im konkreten Fall wurde deshalb ein anderer Weg gewählt. Anhand von realen Projektkostendaten und Kostendatenbanken aus der Kohlenwasserstoff- und der geothermischen Industrie sowie anhand von Erfahrungswerten aus dem Untersuchungsgebiet (Norddeutsches Becken), Kostenvoranschlägen und Literaturangaben wurden Plankosten repräsentativer Referenzbohrungen berechnet. Die Aufschlüsselung der vielschichtigen Kostendaten ermöglichte die Durchführung von Parametervariationen sowie die Ermittlung spezifischer Kosten. Auf diese Weise wurden realistische Kostenabschätzungen unter der Angabe von Schwankungsbreiten möglich, die durch Abgleich mit den realen Werten kontinuierlich auf ihre Gültigkeit und Plausibilität überprüft wurden.

Nach der Auswertung der Daten konnten allgemeine Aussagen zur Kostenstruktur (teufenspezifische Charakteristika) einer Tiefbohrung getroffen und Kosteneinsparpotenziale herausgearbeitet werden.

7.1.1.1 Kostenstruktur

Die Bohrungskosten beinhalten Bohr- und Komplettierungskosten und umfassen damit die Kosten zur Herstellung einer verrohrten Bohrung. Weitere Kosten entfallen üblicherweise auf die Fertigstellung der Sonde bzw. die Ausstattung und Testarbeiten für den Förderbetrieb (z.B. Arbeiten zum In-Produktion-Setzen der Bohrung [IPS]). Letztere Faktoren sind sehr variabel (z.B., was die Dauer des Fördertests angeht). Sie werden in der folgenden Untersuchung nicht berücksichtigt, da sich diese nur mit der Aufwandseinschätzung zur Herstellung des Zugangs zur Lagerstätte bzw. zum Nutzhorizont befasst. Grundsätzlich handelt es sich bei den dargestellten Kostangaben um Nettowerte die keine Mehrwertsteuer beinhalten.

Die Nettogesamtkosten kalkulieren in der Regel Unvorhergesehenes mit einem Anteil von bis zu 15-20% an den Bohrungskosten ein. Die Höhe dieses Satzes orientiert sich meist an Erfahrungswerten und Vergleichen aus ähnlichen Projekten (Uncertainty Analysen) sowie am technischen Aufwand und Umfang (Zeitaufwand) der Arbeiten. Da es sich hierbei um eine Bedarfsposition bei der Detailplanung einer Bohrung handelt, die vom jeweiligen Auftraggeber, Operator und natürlich dem Projekt selbst abhängt, sind sie nicht in den dargestellten absoluten Kostenwerten enthalten.

Die Kosten zur Herstellung einer Bohrung untergliedern sich aus der Sicht des Auftraggebers in:

1. Bohranlagenmiete,
2. Materialkosten,
3. mengenvariable Servicekosten,
4. zeitvariable Servicekosten.

Die jeweilige Höhe dieser vier Kostenarten sowie der Umfang und die Dauer des Vorhabens bestimmen das Gesamtbudget. Die Untergliederung der Kostenarten ist Abb. 60 bzw. 63 zu entnehmen.

Bei dem an dieser Stelle behandelten Fall existieren keine Fixkosten, sondern lediglich variable Kosten, die entweder von der benötigten Menge oder der Zeit abhängen. Als direkter Einflussparameter wird darüber hinaus auch die spezifische Projektdauer mit aufgenommen, welche in erster Linie die zeitvariablen Kostenanteile zusammenfasst, jedoch auch als eigenständiger Parameter angesehen werden kann.

Bei den Berechnungen wurde von einer guten Versorgungssituation und einer kontinuierlichen Verfügbarkeit der benötigten Güter und Dienstleistungen ausgegangen. Eventuell auftretende Unregelmäßigkeiten und Imponderabilien und damit verbundene Mehrkosten in diesem Bereich werden im Realfall über die Bedarfsposition „Unvorgesehenes“ abgerechnet.

Ebenfalls nicht in den Kosten enthalten sind Einflüsse durch umfassende Standortkenntnisse, Erfahrung und Qualität des Bohrkontraktors und Operators. Diese Aspekte können unter Umständen zu deutlichen Zeitgewinnen führen. Das heißt: Eine höhere „Bohrqualität“ hat an sich höhere spezifische Kosten, weist jedoch durch die möglicherweise gewonnene Zeit insgesamt ein beachtliches Sparpotenzial auf. Da dieser Effekt stark standortspezifisch und schwankend ist und von individuellen Verfügbarkeiten abhängt, wurde er für die hier angestellten Betrachtungen nicht berücksichtigt.

7.1.1.2 Einflüsse der Bohrlochkonfiguration auf die Gesamtkosten

Unter Beibehaltung des globalen Erschließungsziels werden die Einflüsse der Bohrlochkonfiguration auf die Gesamtkosten der Bohrung analysiert. Diese Betrachtung ist erforderlich, da es in

Abhängigkeit vom Standort und von der Anordnung der Förder- und Injektionssonden zu Variationen des Bohrlochverlaufs kommen kann.

Für Bohrungen mit den gleichen Gesamtlängen und ähnlichem Profil (Enddurchmesser des Bohrlochs und der Verrohrung), jedoch geringerer TVD (abgelenkte oder horizontale bzw. gerichtete Bohrungen) kann von geringfügigen Abweichungen bei den Gesamtkosten, trotz der Erfordernisse zusätzlicher Richtbohr- und Messarbeiten, ausgegangen werden.

Richtbohrarbeiten können dabei selbst für vertikale Bohrungen als Bedarfsposition zur Optimierung des Bohrlochverlaufs- und -querschnitts angesehen werden. Im Falle von abgelenkten bzw. horizontalen Bohrungen ist ihr Einsatz obligatorisch. Untersucht wurden die Einflüsse der Bohrlochkonfiguration auf die Gesamtkosten für drei Szenarien von Förder- bzw. Injektionsbohrungen mit einer Förderkapazität im Bereich von 50 bis 100 m³/h (vertikale, abgelenkte und horizontale Bohrungen [Abb. A-7]). Es zeigt sich, dass die Kosten viel mehr eine Funktion der Bohrlochlänge als des Verlaufes sind. Eine Variation des Bohrlochverlaufes führt, wie hier dargestellt, zu einer Erhöhung der effektiven Mächtigkeit im Nutzhorizont und folglich zu einer Vergrößerung der Zuflusszone gegenüber einer rein vertikalen Sonde (Szenario 1).

Bei maximalen Bohrlochneigungen von 60° nach dem Ablenkpunkt (KOP) – Szenario 2 in Abb. A-7 - sind die Kosten bei gleicher Bohrlochlänge und derselben Komplettierung (hier: Openhole) nahezu identisch (im Zweifelsfall jedoch deutlich unterhalb des Niveaus der ohnehin veranschlagten Bedarfsposition „Unvorhergesehenes“). Die Projektdauer variiert ebenfalls nur in einem geringen Maße (Tab. 15).

Zusätzliche Kosten entfallen bei abgelenkten Bohrungen wie auch bei der horizontalen Variante auf die Installation einer weiteren Rohrtour (hier: slotted Liner als Endrohtour). Deren Notwendigkeit richtet sich vorrangig nach der Komplettierungsvorgabe, die auch durch zu erwartende Bohrlochinstabilitäten beeinflusst wird.

Bohrungen mit horizontalem Bohrlochabschnitt (Szenario 3) - hier bis zu 1000 m – erfordern einen höheren Richtbohr- und unter Umständen Messaufwand (abhängig von der erforderlichen Verlaufsgenauigkeit). Werden die Kosten für die Endrohtour herausgerechnet, liegen die Gesamtkosten nur noch 7% über denen aus Szenario 1 (vertikale Bohrung) (Tab. 16). Weitere Vergleiche sind in den Tabellen 15 bis 18 dargestellt. Die Angaben basieren auf konkreten Kostenvoranschlägen für die jeweiligen Szenarien (Abb. A-7). Diese Angaben wurden durch die Darstellung zusätzlicher Teufenvariationen erweitert. Eine Extrapolation wurde durch die im Detail zur Verfügung gestellten spezifischen Kosten (€/m, €/d) in den jeweiligen Teufenintervallen ermöglicht.

Die Beispiele gehen davon aus, dass sich der potenzielle Nutzhorizont zwischen 4,1 km und 4,6 km bzw. 5,5 km Teufe befindet. Die resultierende Gesamtmächtigkeit beträgt je nach Lokation einige hundert Meter. Die effektive Nutzhorizontmächtigkeit höffiger Sandsteine (Aquifere) liegt im Bereich von einigen Zehner Metern (siehe Kapitel 2.5).

	vertikal OH (4,6 km MD = TVD)	abgelenkt OH (4,6 km MD; 4,35 km TVD; KOP = 4,1 km TVD; gbu = 4,5°/10m; i = 60°)	horizontal OH (5,5 km MD; 4,4 km TVD; KOP = 4,2 km; gbu = 4,5°/10m; i = 90°)
Gesamtkosten	100 %	100 – 102 %	112 – 129 %
Projektdauer	100 %	89 %	112 %

Tab. 15: Variante ohne Endrohtour und unterschiedlichen MD

	vertikal OH (5,5 km MD = TVD)	abgelenkt OH (5,5 km MD; 4,9 km TVD; KOP = 4,1 km TVD; gbu = 4,5°/10m; i = 60°)	horizontal OH (5,5 km MD; 4,4 km TVD; KOP = 4,2 km; gbu = 4,5°/10m; i = 90°)
Gesamtkosten	100 %	102 – 105 %	107 %
Projektdauer	100 %	119 %	89 %

Tab. 16: Variante ohne Endrobrtour und identischen MD

	vertikal OH (5,5 km MD = TVD)	abgelenkt mit 4 1/2“ slotted Liner (5,5 km MD; 4,9 km TVD; KOP = 4,1 km TVD; gbu = 4,5°/10m; i = 60°)	horizontal mit 4 1/2“ slotted Liner (5,5 km MD; 4,4 km TVD; KOP = 4,2 km; gbu = 4,5°/10m; i = 90°)
Gesamtkosten	100 %	111 – 115 %	113 – 119 %
Projektdauer	100 %	96 %	95 %

Tab. 17: Variante ohne Endrobrtour nur bei vertikaler Sonde, sonst 4 1/2“ slotted Liner und identischen MD

	vertikal mit 4 1/2“ slotted Liner (5,5 km MD = TVD)	abgelenkt mit 4 1/2“ slotted Liner (5,5 km MD; 4,9 km TVD; KOP = 4,1 km TVD; gbu = 4,5°/10m; i = 60°)	horizontal mit 4 1/2“ slotted Liner (5,5 km MD; 4,4 km TVD; KOP = 4,2 km; gbu = 4,5°/10m; i = 90°)
Gesamtkosten	100 %	102 – 104 %	105 – 106 %
Projektdauer	100 %	91 %	90 %

Tab. 18: Variante mit jeweils 4 1/2“ slotted Liner als Endrobrtour und identischen MD

Die Vergleiche machen die geringen Kostendifferenzen der unterschiedlichen Varianten deutlich. Im Falle der horizontalen Variante wurden nur die Ausbauarten variiert. Die Bohrlänge, inkl. eines horizontalen Bohrlochabschnitts von 1000 m, wurde konstant gehalten. Eine Verkürzung der Horizontalen würde zu einer weiteren Kostenangleichung und Abnahme der Projektdauer führen. Es zeigt sich zudem, dass eine Angleichung der Bohrlochlängen (MD) trotz unterschiedlicher Bohrlochkonfigurationen zu einer Angleichung der Gesamtkosten führt. Die Projektdauer wächst mit zunehmender vertikaler Teufe, bis ein Übergewicht für das erste Szenario entsteht. Dies kann auf eine Verringerung der Bohrfortschrittszahlen in größeren Teufen zurückgeführt werden (siehe Abb. 71). Die Projektdauer macht jedoch indirekt einen Teil der Gesamtkosten aus, auf denen hier das Hauptaugenmerk liegt. Die Vergleiche zeigen, dass die rein vertikale Variante demnach keinesfalls grundsätzlich die kostengünstigste und zeitlich betrachtet kürzeste Möglichkeit darstellt.

7.1.1.3 Parametervariation und Kostenverteilung bei vertikalen Sonden

Dargestellt werden die Einflüsse der einzelnen Kostenanteile an den Nettobohrungskosten für vertikal abgeteufte Referenzbohrungen mit 3 km und 5 km Teufe sowie interpolierte Kosten-Teufenverhältnisse zur Abschätzung der Kosten in anderen Teufenbereichen und Verdeutlichung der teufenspezifischen Charakteristika.

Die Kostenabschätzungen und Parametervariationen für das vertikale Referenzbeispiel orientieren sich ebenfalls an dem BohrlochszENARIO in Abb. A-7. Das im Szenario verwendete Referenzprofil orientiert sich an einer Rotliegend-Erdgasexplorationsbohrung im Norddeutschen Becken

(Söhlingen) aus dem Jahre 2001/02 (KW2), die während ihrer Planung, Abteufung und Fertigstellung kontinuierlich begleitet wurde.

Dies diente neben der intensiven Abstimmung bei der Erstellung des Leistungsverzeichnisses und Anforderungsprofils mit dem verantwortlichen Bohringenieur und den zuständigen Servicefirmen vor Ort dem besseren Verständnis der konkreten Abläufe und der Einschätzung von Risiken anhand eines realen Vergleichsbeispiels. Hierbei spielte insbesondere der Vergleich von Planungs- zu Istkosten eine wesentliche Rolle. Dieser wurde erheblich vereinfacht und verbessert durch die zur Verfügung gestellten detaillierten Planungsunterlagen sowie die intensive Dokumentation, Auswertung und Anpassung der laufenden Arbeiten nach einem Bohrprozessoptimierungsverfahren (Theoretical Maximum Performance – TMP) /Ruttmann et al. 2001/

Für die Erstellung der Referenzbohrungen und Herausarbeitung der Haupteinflussparameter sowie deren Variation stand eine Datenbank der Firma Wintershall /Ruttmann 2001/ zur Verfügung.

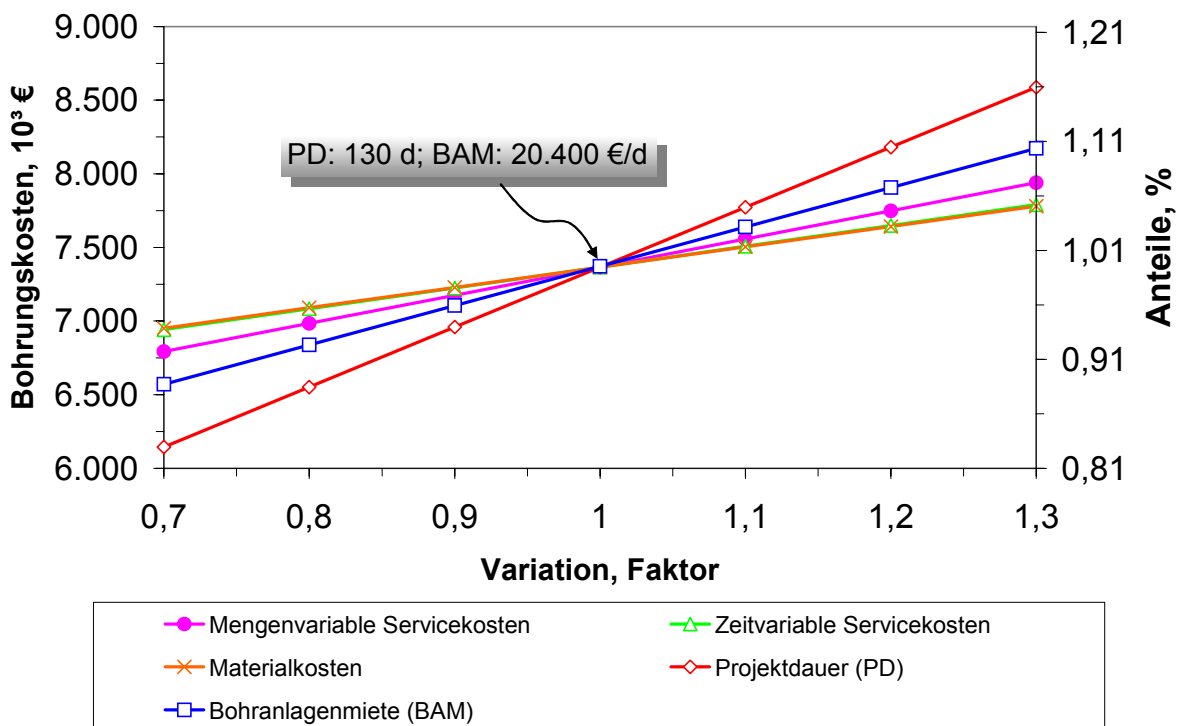


Abb. 58: Variation der Hauptkostenanteile für einer virtuelle 5 km Bohrung auf Basis der Bohrung KW2 (siehe Abb. 66).

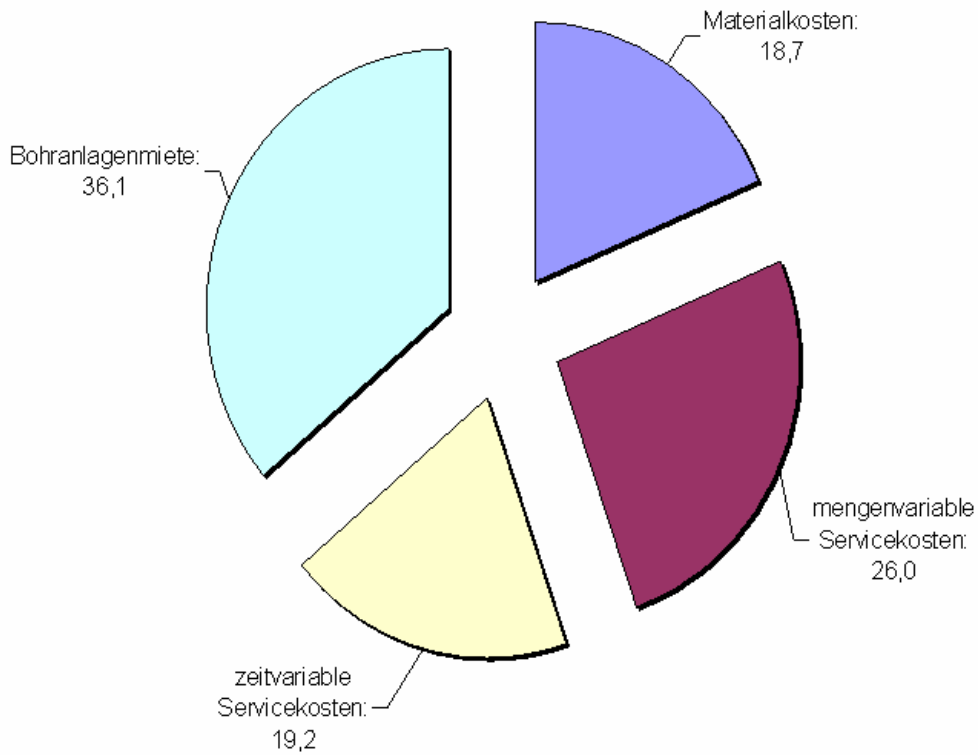


Abb. 59: Anteil und Aufteilung der Kostengruppen bei einer 5km-Referenzbohrung in Relationen zu den Net-
tobohrungskosten aus Abb. 58; alle Angaben in Prozent

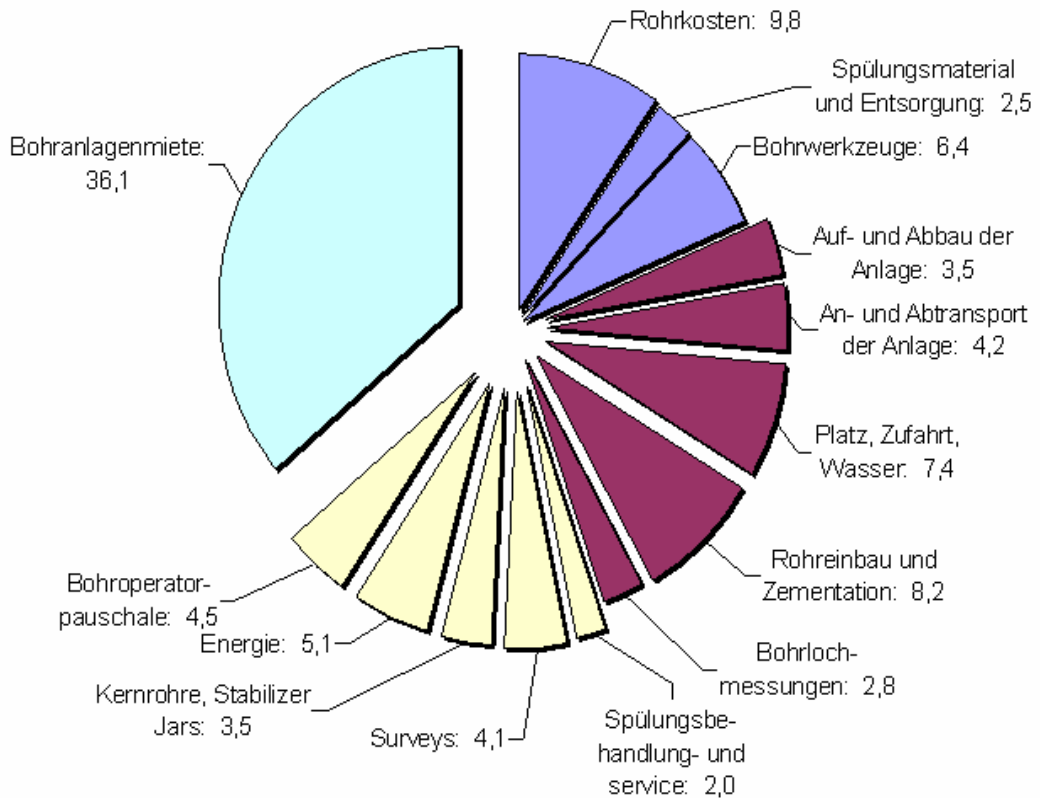


Abb. 60: Detaildarstellung der Kostenanteile aus Abb. 59.

Zu sehr ähnlichen Ergebnissen kommt die Kostenstudie eines internationalen Bohrkontraktors, welche die Kostenanteile einer 5km-onshore-Kohlenwasserstoff-Bohrung in Europa aus Sicht eines Auftraggebers aufschlüsselt (Chur 2001). Berücksichtigt wurde hierbei jedoch eine fertige Sonde (inkl. initialer Produktionstests und Produktionsrohrtouren).

Die Kosten sind zudem anders strukturiert als die in Abb. 59 und 60 präsentierten. Aus diesem Grund und auch wegen der unterschiedlichen Art der Bohrung ist ein direkter Vergleich nur bedingt möglich. Deutlich wird aber, dass sich die vergleichbaren Kostenanteile (Bohranlage und Bohrplatz) in einer ähnlichen Größenordnung bewegen.

Die Berechnungen für die 5km-Bohrung basiert auf einer Bohranlage mit folgenden Spezifikationen:

- Hakenregellast von ca. 450 t (1.000.000 lbs) bei 12-facher Einscherung,
- Teufenkapazität von ca. 6.000 m (20.000 ft) mit 127 mm (5“) Bohrgestänge
- inkl. kompletter betriebsfertiger Ausrüstung, Energiegestellung und BOPs
- Typ: z.B. NATIONAL 1320-UE (T105) o. WIRTH GH 2000 EG (PT2000).

Die angenommene Bohranlagenmiete entspricht einem mittleren Niveau. Für die gewählte Teufe und das Profil sind unter Umständen auch kleinere Anlagen (365 t Hakenregellast, Typ: z.B. NATIONAL 110-M) bei verändertem Strangaufbau (5“x 3 1/2“) einsetzbar. Die Rate für die kleinere Anlage beträgt ca. 630 €/h (ebenfalls ohne Energie) - ca. 75 % der gewählten Rate – und repräsentiert damit den linken Rand der Abszisse. Größere Anlagen werden wiederum bei höheren Hakenregellasten erforderlich (z.B. größere Bohrlochquerschnitte, größere Teufen).

Die Nettobohrungskosten der 5km-Bohrung schwanken gemäß Abb. 58 zwischen 8.600×10^3 und 6.140×10^3 € bei einer maximalen Variation der Projektdauer bzw. der zeitvariablen Parameter. Der Mittelwert (bei einem Faktor von 1) liegt bei 7.370×10^3 €. Die maximale Kostenspannbreite beträgt folglich ca. 16,5 %. Den Hauptanteil der Kosten macht die Bohranlagenmiete mit 36,1 % aus. Mit 55,3 % überwiegen die zeitvariablen Kosten gegenüber den mengenvariablen Kosten, weshalb die Projektdauer auch den größten Einfluss auf die Kosten hat. Bei den Servicekosten alleine betrachtet überwiegen die mengenvariablen Kosten. Den größten Anteil machen hier die Rohreinbau- und Zementationskosten mit 8,2 % aus. Zeitvariable Service- und Materialkosten zeigen in etwa identische und gleichzeitig die geringsten Auswirkungen.

Einsparpotenziale sind demnach insbesondere im Bereich der Bohranlagenmiete (kleinere Anlage und/oder kürzere Projektdauer) sowie den mengenvariablen Servicekosten (z.B. Infrastrukturmaßnahmen und Mobilisation der Anlage) zu suchen.

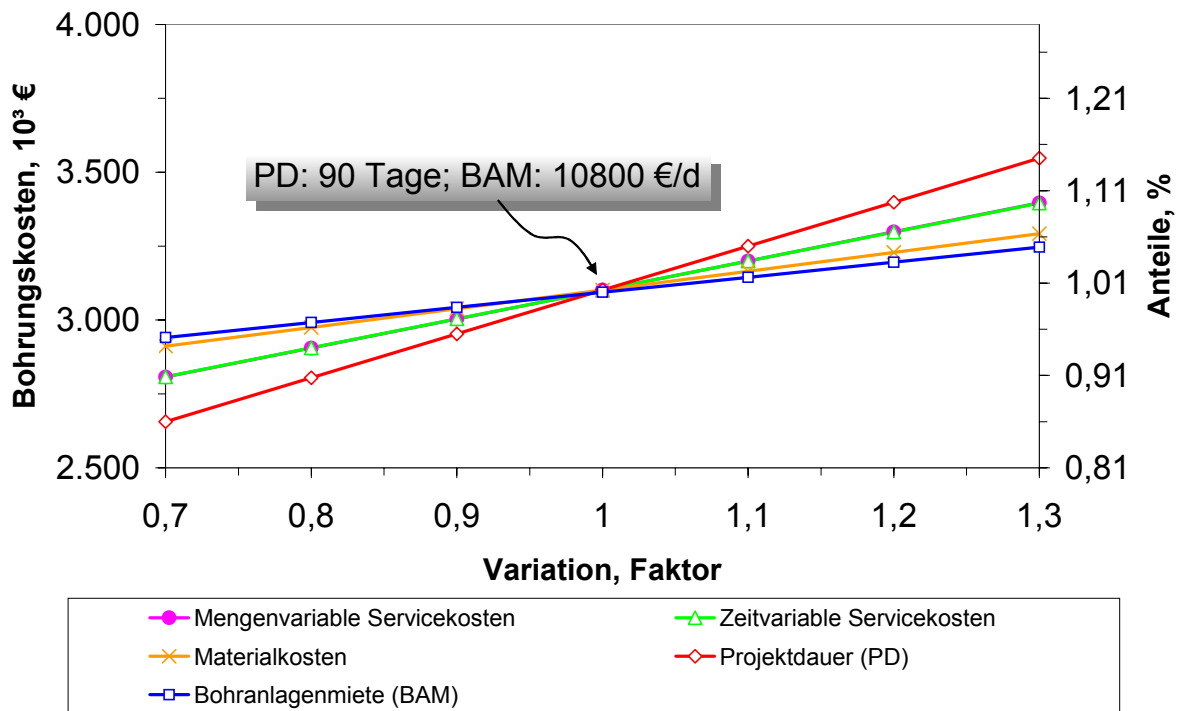


Abb. 61: Parametervariation für eine 3km-Referenzbohrung

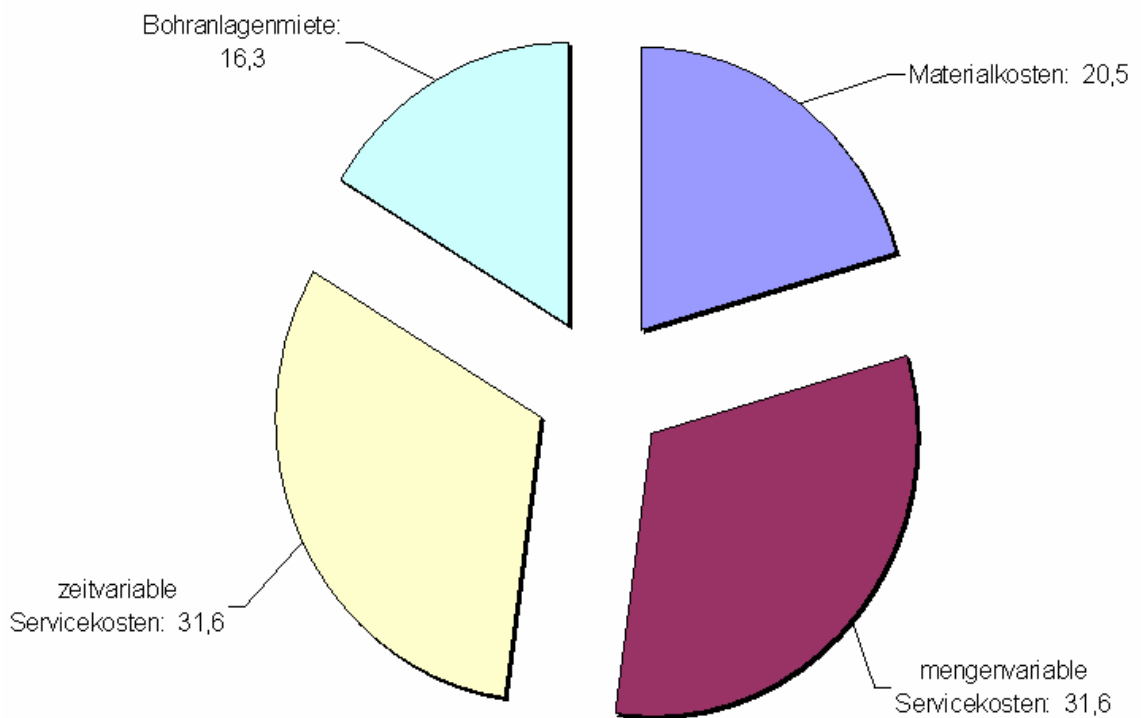


Abb. 62: Anteile und Aufteilung der Kostengruppen bei einer 3km-Bohrung relativ zu den Nettobohrungskosten aus Abb. 61; alle Angaben in Prozent

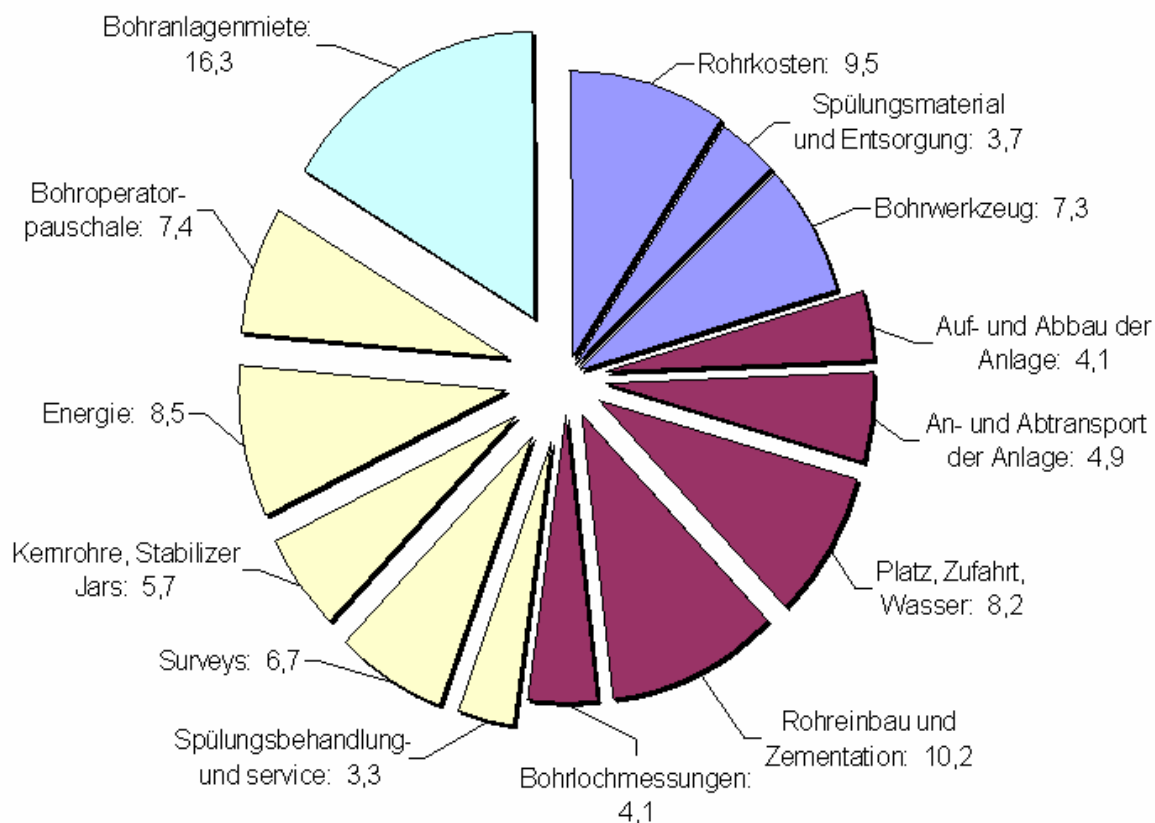


Abb. 63: Detailldarstellung der Kostenanteile aus Abb. 62.

Den Berechnungen für die 3km-Bohrung liegt eine Bohranlage mit folgenden Spezifikationen zugrunde:

- Hakenregellast von ca. 160 t (365.000 lbs) bei 10-facher Einscherung,
- Teufenkapazität von ca. 3.700 m (12.000 ft) mit 88,9 mm (3 1/2“) Bohrgestänge,
- inkl. kompletter betriebsfertiger Ausrüstung, Energiegestellung und BOPs
- Typ: z.B. CABOT 900 (T15) o. NATIONAL 610-M (T55).

Der gewählte Anlagentyp samt Rate entspricht einer Variante mit Reserven in Bezug auf die Teufenkapazität. Je nach Verfügbarkeit und Profilvariation ergeben sich hierbei Schwankungen nach oben und unten.

Die Nettobohrungskosten der 3km-Bohrung schwanken gemäß Abb. 61 in einem Bereich zwischen 3.550×10^3 und 2.650×10^3 € bei einer maximalen Variation der Projektdauer bzw. der zeitvariablen Parameter. Der Mittelwert (bei einem Faktor von 1) liegt bei 3.100×10^3 €. Die maximale Kostenspannbreite beträgt folglich ca. 14,5 % und damit lediglich 2 % weniger als bei einer 5km-Bohrung. Den Hauptanteil der Kosten machen mit jeweils 31,6 % die zeit- und mengenvariablen Servicekosten aus. Die Bohranlagenmiete hat auf Grund der geringeren Projektdauer und spezifischen Kosten einen weniger als halb so großen Einfluss auf die Gesamtkosten (hier: den geringsten Einfluss) im Vergleich zu einer 5km-Bohrung. Mit 52,1 % überwiegen nun die mengenvariablen gegenüber den zeitvariablen Kosten. Infrastrukturmaßnahmen, Rohreinbau- und Zementationskosten auf der Seite der mengenvariablen Servicekosten und Energiekosten sowie Aufwendungen für Planungs- und Überwachungsarbeit bei den zeitvariablen Servicekosten nehmen den größten Einfluss. Dementsprechend sind die Einsparpotenziale im Bereich der Bohranlagenmiete gering. Bei einer 3km-Bohrung gilt es sich auf die Hauptkomponenten der

Servicekosten zu konzentrieren, um eine effektive und deutliche Kostensenkung zu erreichen. Ebenso bietet die Verkürzung der Projektdauer stets Einsparpotenzial.

Eine direkte Möglichkeit der Kostenreduktion ergibt sich durch die Art der Energieversorgung. Ist eine entsprechende Infrastruktur am Standort verfügbar, liefern Bohrungen, deren Energieversorgung über eine Netzeinspeisung und nicht über eine autarke Energieversorgung (dieselelektrischer Antrieb) erfolgt, je nach Projektdauer und spezifischem Energieaufwand ein Einsparpotenzial zwischen 35 % und 51 % bei den Energiekosten (siehe Abb. A-8 bis A-11). Dieses Potenzial ist gewährleistet, wenn sich das Kostenverhältnis zwischen Diesel- ($\text{€}/\text{m}^3$) und Stromkosten ($\text{€}/\text{MWh}$) in der Größenordnung von ca. 12:1 befindet (siehe Abb. A-8). Eine Kostenparität tritt unter Berücksichtigung zusätzlicher Aufwendungen (Maschinendiesel und Mietgebühr für Transformatoren) erst für ein Kostenverhältnis von ca. 5-6:1 (bzw. 118-148 $\text{€}/\text{MWh}$) auf. Dabei sorgen ein höherer spezifischer Energieaufwand [MWh/d] und geringere spezifische Energiekosten [$\text{€}/\text{d}$] für das höhere Verhältnis. Eine vergleichbare Relation ist jedoch nur bei einer Kostenhalbierung des Dieselpreises bzw. Verdoppelung des Industriestrompreises möglich. Ein solches Verhältnis kann aus Sicht der heutigen Markt- und Wettbewerbssituation nur über Sonderkonditionen bzw. in Ausnahmesituationen erreicht werden. Eine Kostenreduktion wird somit im Regelfall - infrastrukturelle Einrichtungen /Stromnetz) am Standort vorausgesetzt – durch die Energieversorgung der Anlagen über eine direkte Netzeinspeisung erreicht. Der Energiekostenanteil schwankt in den betrachteten Szenarien jedoch lediglich zwischen 5,1 % und 8,5 %, weshalb die Auswirkungen auf die Gesamtkosten limitiert sind.

Wesentliche Auswirkungen hat jedoch die Bohranlagenkapazität und damit der Stromverbrauch auf die gesamte Energiebilanz des geothermalen Energiegewinnungssystems. Ausführungen hierfür finden sich im Kapitel zur Energiebilanz.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass sich die Kostenstrukturen bei tiefen und flacheren Bohrungen deutlich unterscheiden, die Spannbreite der Kostenschwankungen jedoch nur wenig (durchschnittlich 15 %) differiert.

Folglich sind die Kosteneinsparpotenziale teufenabhängig, wobei die Verkürzung der Projektdauer in beiden Fällen zu deutlichen Kostenreduzierungen führt. Insbesondere bei tiefen Bohrungen ist darauf zu achten, dass durch Einschränkungen bei den Bohranlagenkapazitäten und -qualitäten, einschließlich der Kompetenz der Bohrmannschaft, zwar zunächst die Bohranlagenmiete günstiger werden kann. Die unter Umständen entstehende Projektverzögerung, zum Beispiel auf Grund längerer Roundtripzeiten durch geringere Handling-Kapazitäten, kann diese Ersparnisse jedoch wieder zunichte machen. Aus diesen dargestellten Zusammenhängen folgt, dass die Kosten aufgeschlüsselt und die spezifischen Kostendaten analysiert werden müssen, wenn die Einsparmöglichkeiten präzise identifiziert werden sollen.

7.1.1.4 Kosten-Teufenverhältnisse

Kosten-Teufenkurven dienen der Extrapolation von Kostendaten auf einen größeren Teufenbereich. Die Kurven variieren je nach Art der Bohrung, nach geologischen und geographischen Bedingungen und Markteinflüssen.

Auf Grund dessen wurden Kostendaten von onshore Bohrungen aus Deutschland und den USA verglichen.

Die Kosten-Teufenkurve für Deutschland in Abb. 64 zeigt die allgemeine Kostenentwicklungstendenz mit der Teufe im relevanten Untersuchungsgebiet (Norddeutsches Becken, onshore). Sie beinhalten einerseits reelle Kostenangaben von Referenzprojekten aus der geothermischen und der Erdölindustrie sowie Angaben aus Kostenvoranschlägen von Bohrfirmen /Jäpel 2001; Müller-Ruhe 2001/ zu dem dargestellten Szenario. Die Nettobohrungskosten für Deutschland wurden für Teufen bis 3 km vor allem aus geothermischen Projekten (aus den Jahren 1995 bis 2001) und dem dargestellten Referenzbeispiel ermittelt. Die Daten für größere Teufen, um 5 km, stammen von KW-Bohrungen im Norddeutschen Becken (aus dem Jahre 2000 und 2001), den

bereits erwähnten Kostenvoranschlägen für die Sondenszenarien und Modellbohrungen, deren Kosten mit Hilfe der zur Verfügung stehenden Datenbank errechnet wurden /Ruttmann 2001a/. Jeder Datenpunkt stellt die Gesamtinvestitionen in eine Bohrung der spezifischen Teufe ohne zusätzlichen Komplettierungsaufwand (Speicherkomplettierung, Fördereinbauten und Testarbeiten etc.) und Ausgaben für unvorhergesehene Ereignisse dar. Der eingerechnete Komplettierungsaufwand beinhaltet lediglich die Installation der erforderlichen Rohrtouren zur Herstellung eines gesicherten und permanenten Zugangs zur Lagerstätte. Im Falle der US-amerikanischen Kosten- und Teufendaten handelt es sich um arithmetische Mittelwerte einer variierenden Anzahl n von ausschließlich onshore Kohlenwasserstoffbohrungen. Es wird unterschieden zwischen Explorations- und Produktionsbohrungen. Diese untergliedern sich jeweils in Öl-, Gas- und nicht fündige Bohrungen. Der Vergleich mit den deutschen Kostendaten wird für die Gesamtheit der Bohrungen erstellt. Bei den Teufen handelt es sich um vertikale Teufenangaben. Horizontale und abgelenkte Bohrungen werden in der Statistik gesondert betrachtet.

Die Daten stammen aus der jährlich veröffentlichten Bohrkostenstudie (JAS) des American Petroleum Institute (API) /API 1996/.

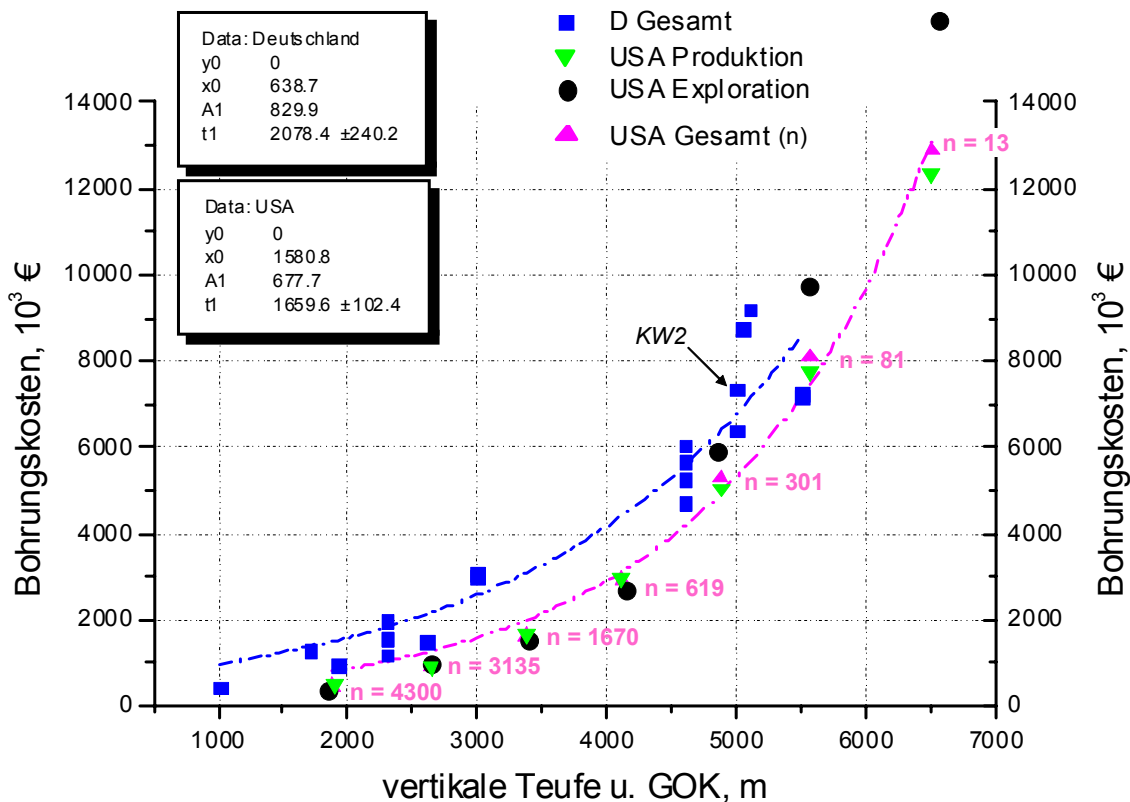


Abb. 64: Kosten-Teufenverhältnisse von onshore Bohrungen im Ländervergleich; die Kosten von Bohrungen in Deutschland berücksichtigen keine Ausgaben für unvorhergesehene Ereignisse und berücksichtigen alleine das Herstellen einer verrohrten Bohrung als primären Zugang zum Speicher ohne weiteren, individuellen Komplettierungsaufwand (Abb. 60 und Abb. 63); die Kostenangaben aus den USA in US-Dollar stammen aus dem Jahre 1996 und wurden an das Jahr 2001, aus dem die Mehrzahl der übrigen Daten stammen, angepasst; verwendete Anpassungsparameter: US-Producer-Price-Index (PPI)-Steigerung von ca. 11% per annum (siehe Abb. A-12), eine durchschnittliche Inflationsrate in den USA von 2,5% (Zinsseszins: 13% in 5 Jahren) (siehe Abb. A-13), Devisenkurs (2001): 0,89 US\$/€

Für die US-Daten Anpassung (Preissteigerung, Inflationsbereinigung, Wechselkurse) diente die allgemeingültige Beziehung:

$$K_i = \frac{\left[1 + \left(\frac{PPI_i}{100} \right) - (1 + a_{jd})^z \right] \cdot 100 \cdot K_0}{PPI_0 \cdot x_i} \quad (\text{Glg. 41})$$

mit:

a_{jd} = Jahresdurchschnitt der Inflationsrate (%)

K_i = Kosten im Bezugsjahr (hier: 2001) (US\$)

K_0 = Ausgangskosten im Basisjahr (hier: 1996) (US\$)

PPI_i = Jahresdurchschnitt des industriespezifischen Producer-Price-Index im Bezugsjahr

PPI_0 = Jahresdurchschnitt des industriespezifischen Producer-Price-Index im Basisjahr

x_i = Jahresdurchschnitt des Devisenwechselkurses im Bezugsjahr (US\$/€)

z = Differenz zwischen Bezugs- und Basisjahr

Die Daten zeigen eine Streuung um die exponentielle Trendkurve (Glg. 42):

$$y = y_0 + A \cdot e^{\frac{(x-x_0)}{t}} \quad (\text{Glg. 42})$$

Unter Verwendung der Werte aus Abb. 64 für die zu erwartenden Nettobohrungskosten in Deutschland lautet Glg. 42a:

$$y = 829,9 \cdot e^{\frac{(x-638,7)}{2078,4}} \quad (\text{Glg. 42a})$$

Die Streuung resultiert neben der Unterschiedlichkeit der Bohrungen auch aus der nicht immer einheitlichen Dokumentation und der damit verbundenen Schwierigkeit der klaren Aufschlüsselung und Normierung der Daten.

Im allgemeinen deckt sich der Trend mit anderen Kostenerhebungen, die beispielsweise im Rahmen einer vom Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag beauftragten Studie durchgeführt wurden /Jung et al. 2002/.

Der Vergleich mit den Bohrungskosten in den USA /API 1996/ wurde gewählt, um das Niveau und den Trend der Kosten in einem internationalen Umfeld darzustellen und deutlich zu machen, dass Deutschland eher ein „High-Cost Standort“ ist. Die Bohrungskosten (onshore) in den USA zeigen darüber hinaus noch einen deutlich degressiven Trend in einem Zeitraum zwischen 1986 und 1996 (Abb. A-14).

Die Kostendifferenz nimmt mit zunehmender Teufe ab. Dies ist in erster Linie auf eine „Economy of Scale“ und auf allgemein komplexere Lagerstättenbedingungen, hohe Technologieanforderungen (Erhöhung des Havarierisikos) und eine längeren Dauer der Projekte zurückzuführen. Die Gesamtzahl von der Studie erfasster, abgeteufeter onshore Bohrungen in den USA im Jahre 1996 beläuft sich auf 10.119. Die daraus resultierende bzw. erreichbar „Economy of Scale“ ist daher mittelfristig nicht auf die Verhältnisse und die Marktsituation in Deutschland übertragbar. Anfragen bei einschlägigen deutschen Serviceanbietern haben jedoch ergeben, dass abhängig vom Auftragsvolumen und der Lage der Einsatzstandorte (Bohrungsdichte) Preisvorteile bis zu 25 % erzielbar sind /Jäpel 2001/.

Für einen Teufenbereich zwischen 3 km und 5 km ergeben sich signifikante Kostendifferenzen (Abb. 64a) zwischen 64% und 29% (D/USA).

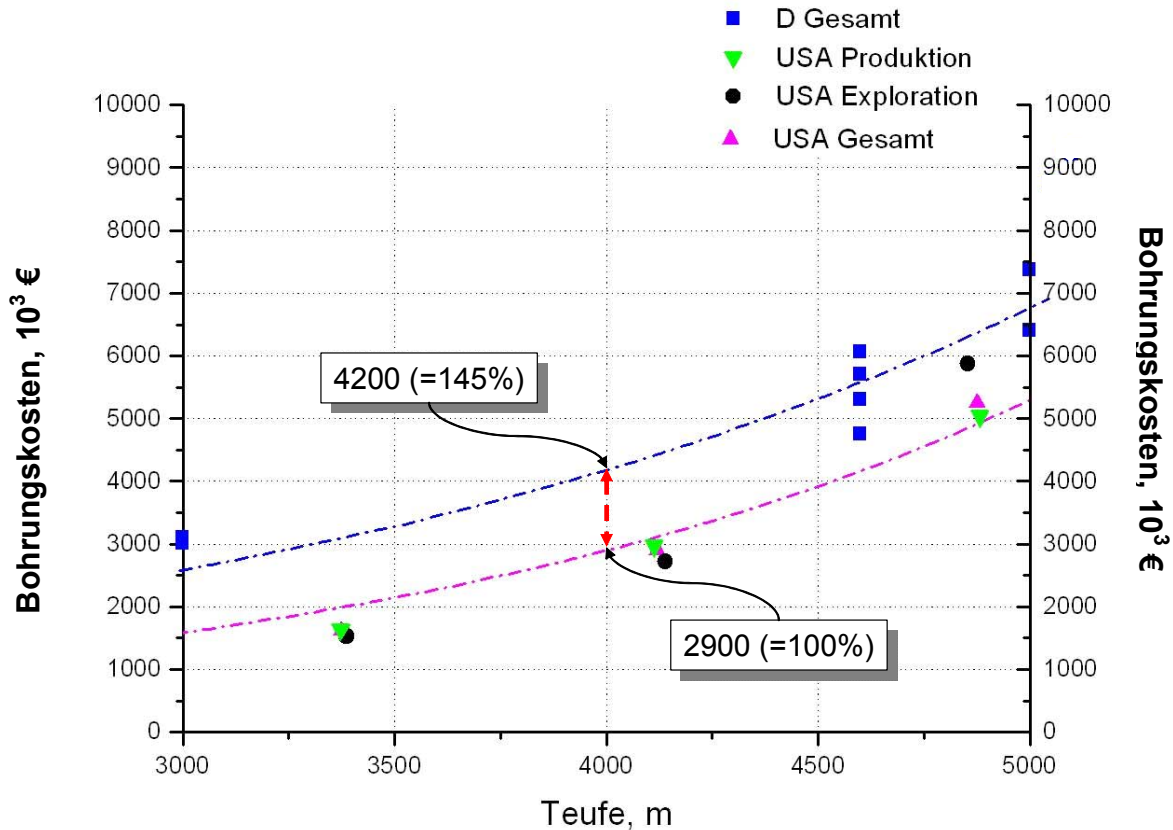


Abb. 64a: Kostendifferenz bei onshore Bohrungen in den USA und Deutschland für das Jahr 2001 (Anpassung gemäß Abb. 64 und Glg. 41)

Ebenfalls zu erkennen aus Abb. 64 und 64a ist, dass mit zunehmender Teufe die Kostenspreizung zwischen den Bohrungsarten (Exploration und Produktion) zunimmt. Eine Produktionsbohrung wird in der Regel in einem Förderfeld erst nach der Erkundung mit Hilfe von Explorationsbohrungen niedergebracht. Eine Produktionsbohrung greift somit auf geologisch und technologische Erkenntnisse die während der Exploration gewonnen wurden zurück, was oft mit einer Effizienzsteigerung und Kostensenkung beim Bohren verbunden ist.

Die Kosten von Explorationsbohrungen in den USA liegen daher für große Teufen auf dem Trend der Kostenkurve für Deutschland. Der Einfluss von Qualitätsunterschieden der eingesetzten Technologie ist bei diesem Vergleich weniger relevant, da die deutsche Bohrindustrie überwiegend mit amerikanischen Technologien und somit auf einem einheitlichen Standard arbeitet. Offen bleibt der Einfluss von Personalkostenunterschieden.

Folglich hat offensichtlich vor allem die „Economy of Scale“ und die Erfahrung am Standort (insbesondere bei tiefen Bohrungen mit mehr als 4 km vertikaler Teufe) den Haupteinfluss auf die Kosten einer Bohrung.

Detaillierte Bohrkosten- und Bohrtechnologiestudien wie sie in den USA durchgeführt worden sind /Pierce 1996; Hutterer 1997; Glowka 1997; Rowley 2000/, dienen dazu, weitere notwendige Kostenreduktionspotenziale für das Erstellen geothermischer Bohrungen zu identifizieren. Die Studien befassen sich dabei auch mit innovativen Bohrtechnologien wie dem Mud-Hammer Drilling für höhere Bohrfortschritte in harten, spröden Gebirgsformationen /Tibbits et al. 2002/.

7.1.1.5 Spezifische Bohrkosten

Die untersuchte Erschließungstechnologie, nämlich die Nutzung primär gering ergiebiger, jedoch weit verbreiteter Lagerstättentypen auf einem geringen Enthalpieniveau für eine gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung, reduziert die Standortabhängigkeit geothermischer Energiegewinnung.

Dies unterscheidet sie im Wesentlichen von der Erschließung von Kohlenwasserstofflagerstätten, aber auch von konventionell für die geothermische Stromgewinnung erschlossenen Lagerstätten auf einem hohen Enthalpieniveau (im Bereich geothermischer Anomalien). Bei letzteren richten sich die Kosten der Erschließung nach der Lage und Art des Reservoirs sowie der Stratigraphie und Mächtigkeit des unproduktiven Deckgebirges. Zusätzlich existiert ein hohes geologisches Fündigkeitsrisiko (insbesondere bei Kluftspeichern nach dem Larderello-Typ).

Im untersuchten Fall ist die Erschließung des Nutzhorizontes mit deutlich mehr Freiheitsgraden verbunden, da zum einen weder eine geothermische noch eine geologische Anomalie erschlossen wird, zum anderen sekundäre Maßnahmen für eine künstliche Erhöhung der Ergiebigkeit des Nutzhorizontes sorgen.

Somit entsteht eine Ausgangssituation, die ein hohes Maß an Kosteneinsparpotenzial bietet. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass die Nutzhorizonte auch nach dem spezifischen Erschließungsaufwand ausgewählt werden können.

Hierzu zählt das Abteufen von Bohrungen an Standorten, die – geologisch, aber auch technisch betrachtet - mit einem geringeren Bohrrisiko bzw. Bohraufwand verbunden sind. Einige relevante Einflussgrößen sind in diesem Zusammenhang:

- höherer Anteil an leichter bohrbaren, weniger kostenintensiven Gesteinen in Bezug auf das Gesamtprofil (relativ zu anderen Lokationen),
- hoher Bohrfortschritt - kurze Projektdauer,
- Stabilität des Bohrlochs,
- Erfahrung beim Abteufen von Bohrungen im Bereich der Lokation (Nachbar- oder Referenzbohrungen) – Minimierung des Havarierisikos,
- gute infrastrukturelle Anbindung (Wasser- und Energieversorgung, verkehrstechnische Anbindung vorhanden etc.).

Es ist notwendig, neben der Analyse der Gesamtkosten und deren Zusammensetzung die spezifischen Aufwendungen für eine Bohrung zu ermitteln. Diese geben darüber Aufschluss, welche Bohrabschnitte und welche zu durchteufenden Formationen die höchsten Kosten verursachen. Der Gesamtprozess wird so weiter in Einzelfaktoren zerlegt, was teufenbezogene Optimierungsmaßnahmen ermöglicht.

Im Folgenden werden Beispiele gezeigt, wie teufen- und formationsspezifische Kostenverteilungen Bohrfortschrittsvariationen in konkreten Fällen aussehen können.

Die dargestellten Bohrkosten beinhalten Energie-, Service- und Meißelkosten und berücksichtigen bei der Gerätemiete reine Bohr- und Roundtripzeiten.

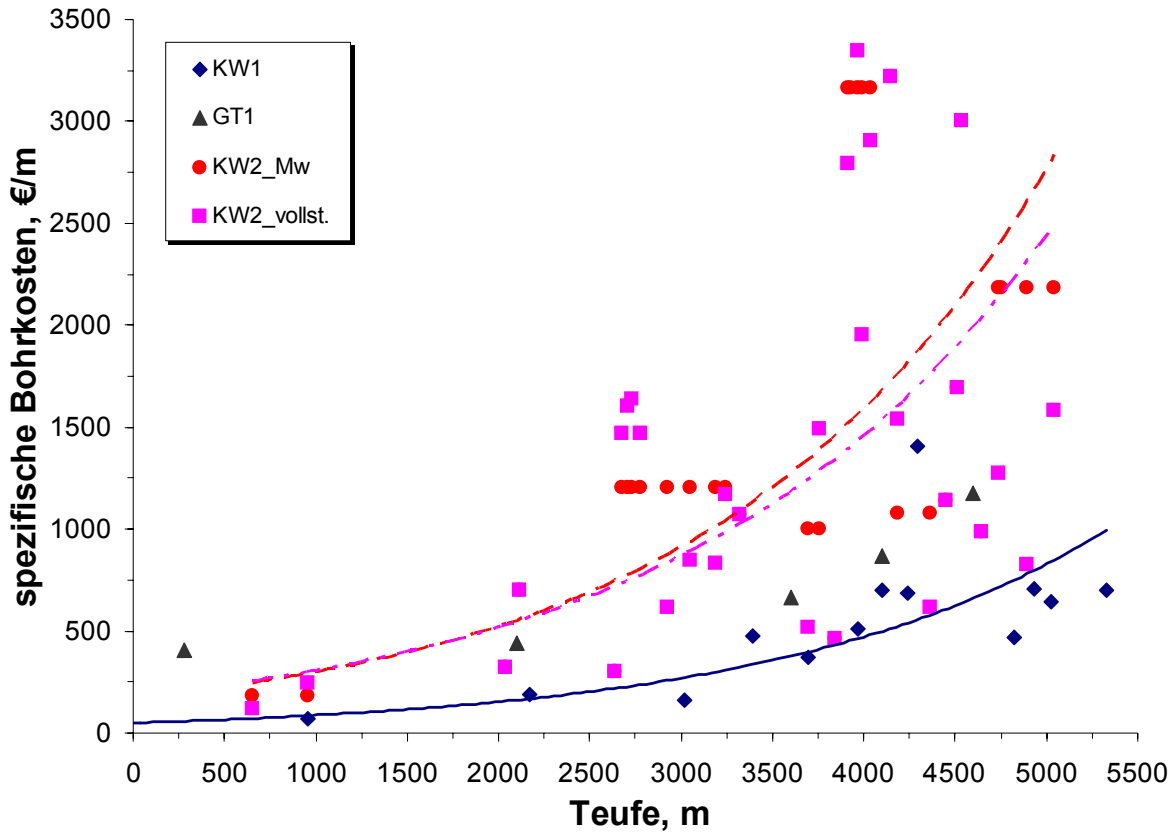


Abb. 65: Teufenspezifische Kosten von drei onshore Referenzbohrungen; KW1 und KW2 repräsentieren in 2001 abgeteufte Erdgasbohrungen im Nordwestdeutschen Becken (Niedersachsen), von Bohrlochprogramme und Meißelberichte vorlagen; GT1 stellt die über Kostenvoranschläge ermittelten Werte einer Geothermiebohrung dar; dargestellt sind die reinen Bohrkosten, herausgerechnet wurden Nachbohr-, Kernbohr-, Zementaufbohr- sowie sonstige Havariearbeiten; die als KW_Mw gekennzeichneten Punkte sind die arithmetischen Mittelwerte der Kosten (KW2_vollst.) in dem jeweiligen Teufenabschnitt.

Das Beispiel zeigt teilweise relativ starke Trendabweichungen, die der Regel auf hohe Werkzeugstückkosten (Meißelkosten) bei geringen Standzeiten in größeren Teufen (längere Roundtripzeiten) zurückzuführen sind. Darüber hinaus sind die Kosten stark formationsabhängig. Der Bohrfortschritt ist hierfür einer der Haupteinflussgrößen (siehe Abb. 71). Diese Einflüsse werden in Abb. 66 und 67 durch die Berücksichtigung von gewichteten Mittelwerten (nach der realen Bohrzeit) und der Einführung weiterer kaliber- und zeitspezifischer Kostenkennwerte korrigiert bzw. verdeutlicht. Volumenspezifische Kostenkennzahl K_v [€/m³] für eine Normierung des Kalibers:

$$K_v = \frac{\bar{K}_g}{\pi \cdot r_w^2} \quad (\text{Glg. 43})$$

mit r_w als Bohrlochradius. Zeitspezifische Kostenkennzahl K_t [€/m³h] für eine zeitliche Normierung:

$$K_t = \frac{K_v}{(t_b + t_{rt})} \quad (\text{Glg. 44})$$

mit: t_b = effektive Bohrzeit, t_{rt} = Roundtripzeit

Wobei K_v und K_t durch die Verwendung von \bar{K}_g als gewichtete Mittelwerte dargestellt werden.

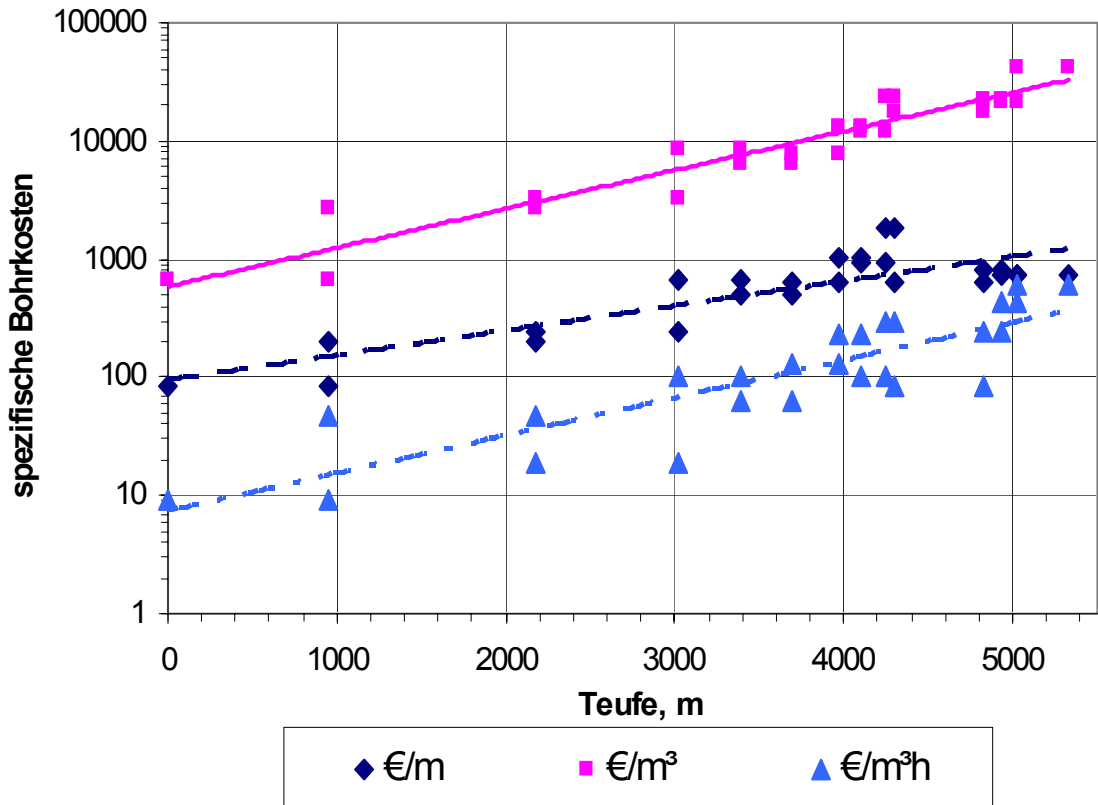


Abb. 66: Gewichtete Mittelwerte der spezifischen Bohrkosten in €/m, €/m³ und €/m³h der Rotliegend Erdgasbohrung KW1

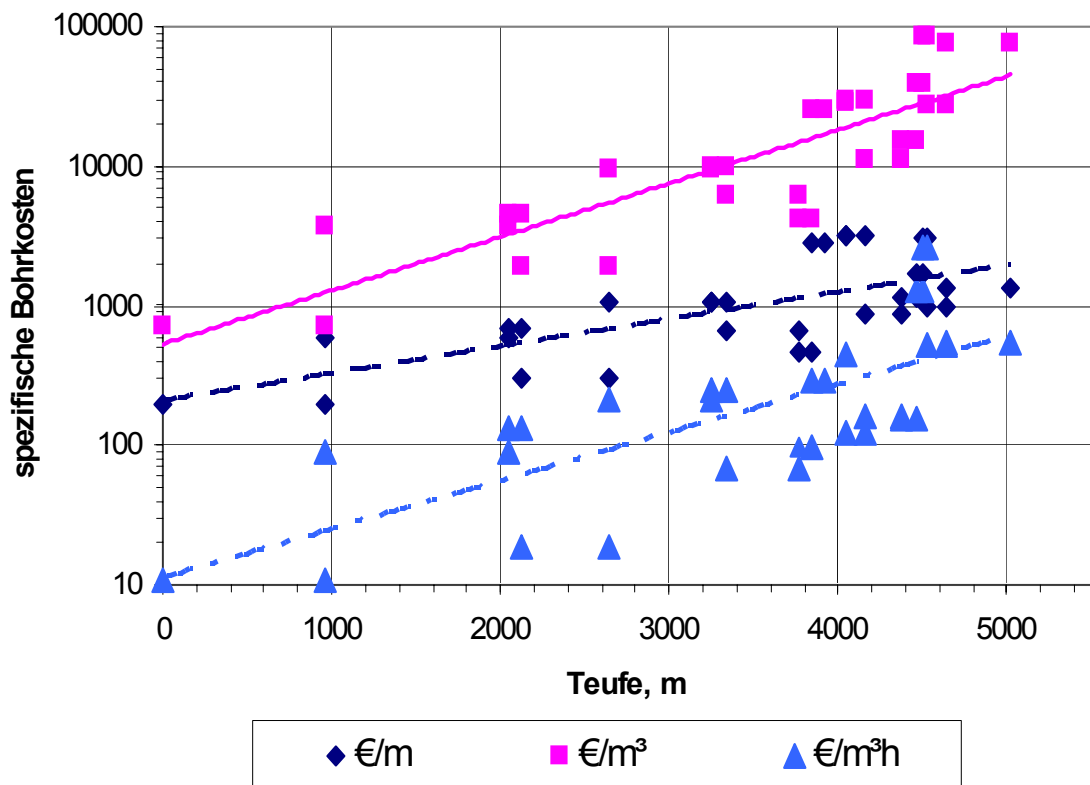


Abb. 67: Gewichtete Mittelwerte der spezifischen Bohrkosten der Rotliegend Erdgasbohrung KW2

Für eine bessere Übersicht über alle Kostenkennzahlen wurde eine logarithmische Skalierung der Ordinate gewählt. Weniger deutlich werden dadurch die spezifischen, höheren Trendabweichungen, bei gleichzeitig insgesamt jedoch dem höchsten Bestimmtheitsmaß, von K_v für große Teufen im Vergleich zu den anderen Kennzahlen.

Anhand von K_v lassen sich potenzielle Kostenvarianzen bei Veränderung des Bohrlochkalibers bzw. des Bohrlochprofils bestimmen (siehe Abb. 68):

$$K_{vi} = K_{v0} \cdot (\pi \cdot X \cdot r_{w0}^2) \quad (\text{Glg. 45})$$

mit: X = prozentuale Veränderung des Ausgangsradius r_{w0}

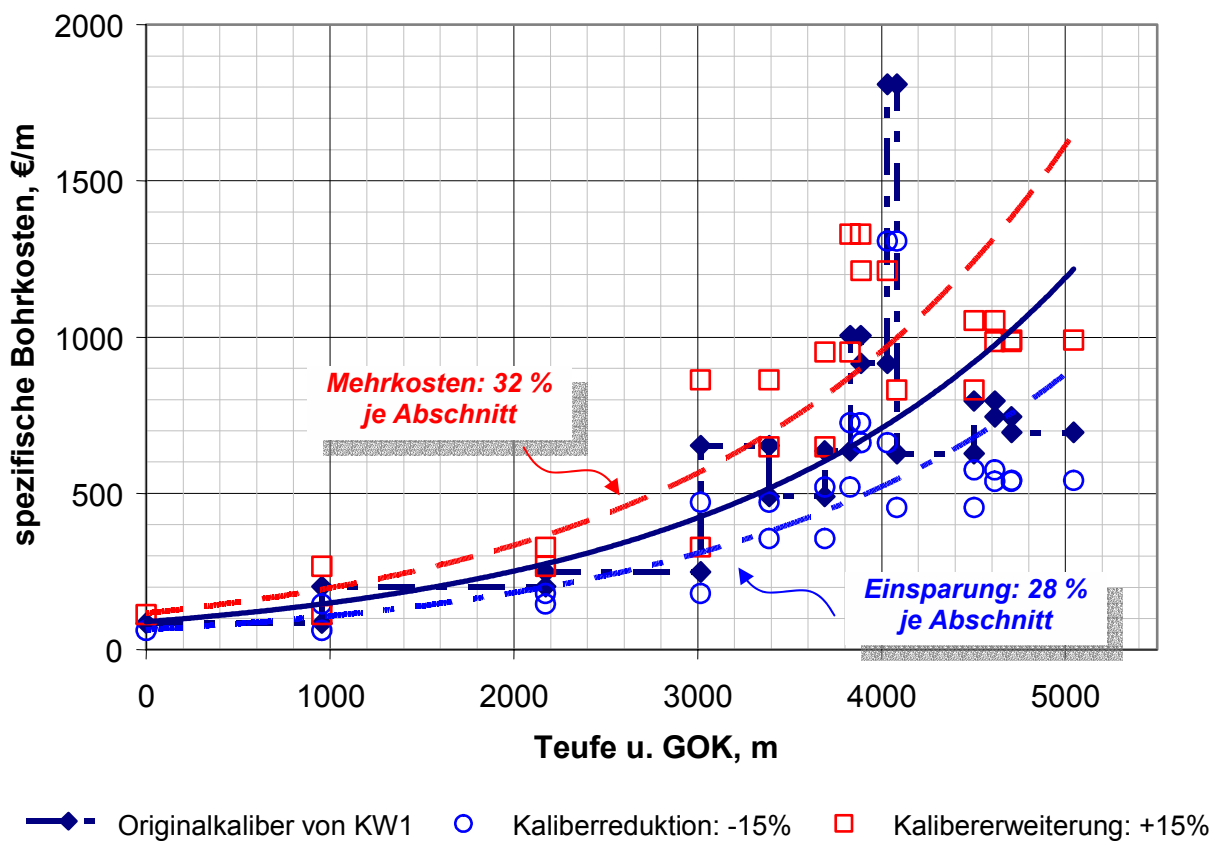


Abb. 68: Auswirkung der Profilveränderung auf die Gesamtkosten einer Bohrung

Abb. 68 zeigt, dass bei einer Reduzierung des Kalibers der Bohrung in jedem einzelnen Abschnitt um 15% zu einer Einsparung von 28% der Gesamtkosten führt, da die Einsparungen konstant über das Profil sind. Eine Kalibrerweiterung im gleichen Ausmaß führt zu Mehrkosten von 32%. Zu beachten ist, dass die Kaliber in den Einzelabschnitten auf Grund von Werkzeugvorgaben unter Umständen nicht in dieser Weise pauschal extrapolierbar sind. Jeder Abschnitt bedarf einer gesonderten Untersuchung, welche Kaliberreduktionen ohne die Verursachung überproportional höherer Kosten (z.B. durch Sonderanfertigungen) oder anderer Probleme (Einschränkung der Befahrbarkeit) realisierbar sind. Beläuft sich die durchschnittliche Kaliberreduktion insgesamt auf einen vergleichbaren Wert, werden sich die Gesamtkosten analog zu Abb. 68 verhalten.

Auf diese Weise können also generelle Aussagen über die Größenordnung des Einflusses der Kaliberreduktion auf die Kostenvarianzen gemacht werden. Vergleichbare Ergebnisse liefert eine Studie zum Slim-Hole Drilling aus dem Jahre 1992 /Worrall et al. 1992/.

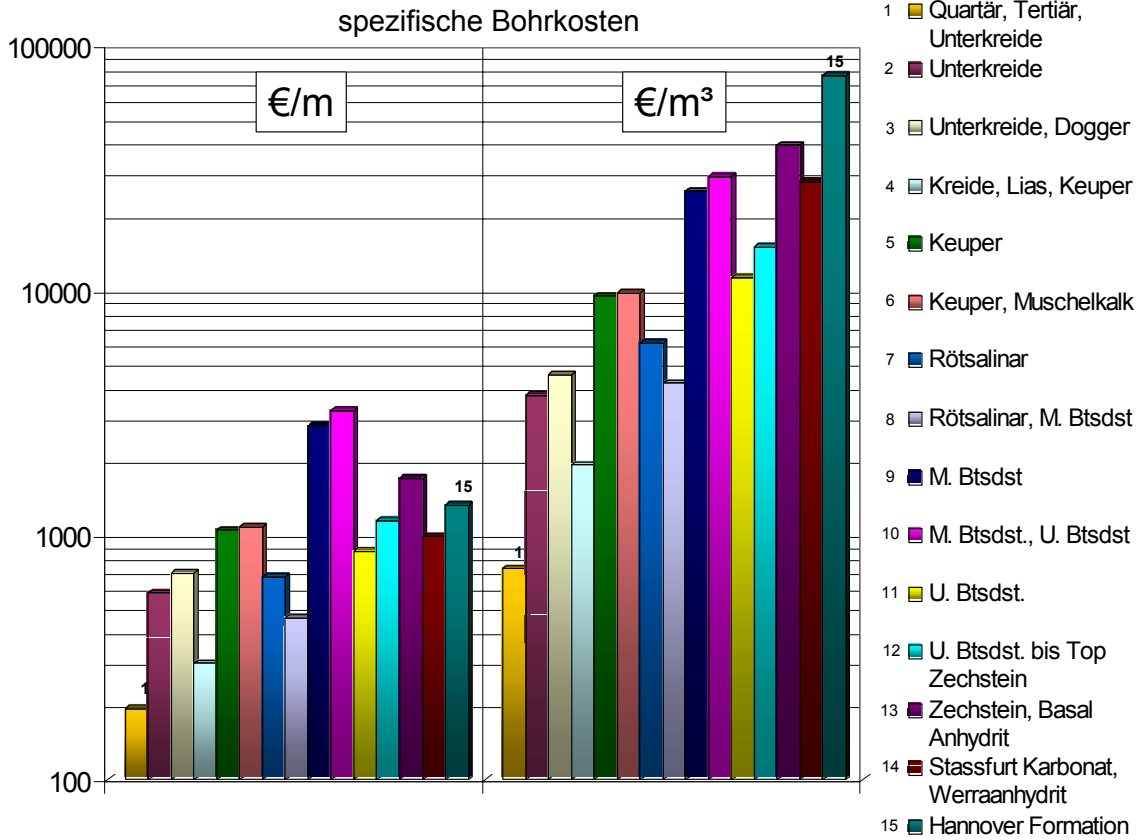


Abb. 69: formationspezifische Bohrkosten der Bohrung KW2

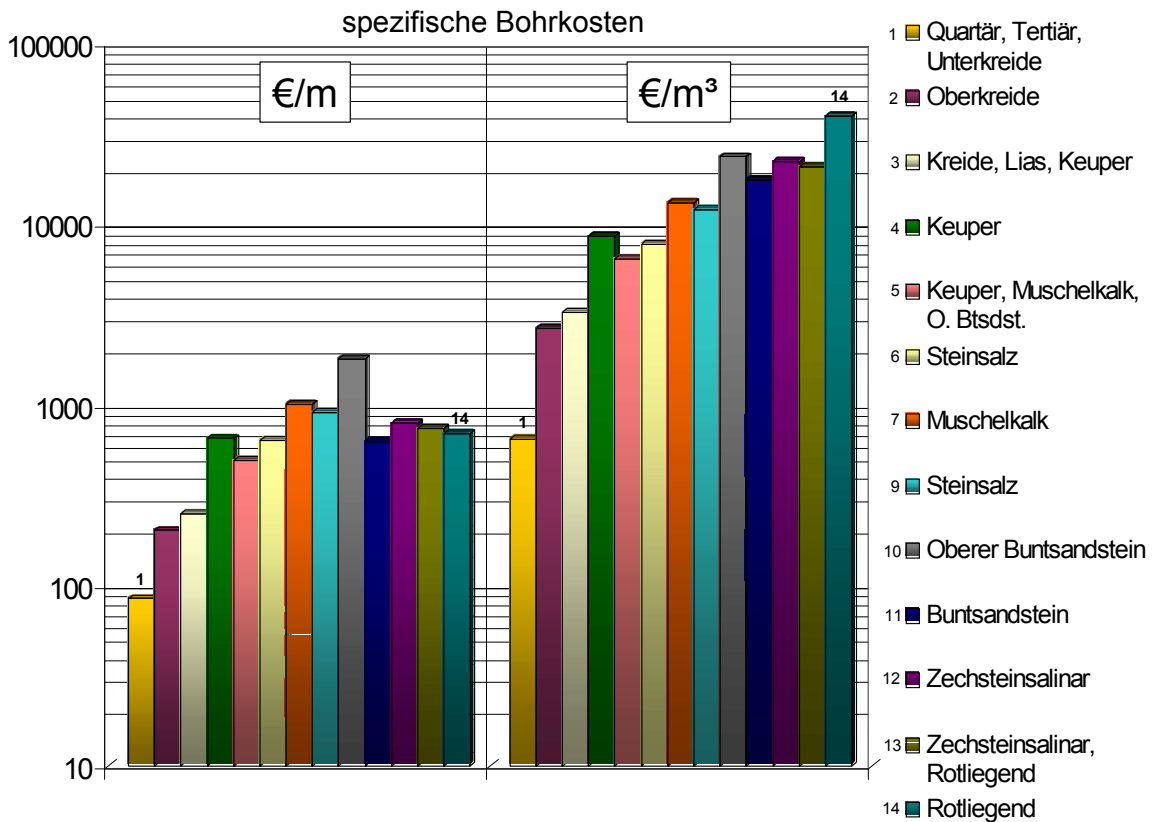


Abb. 70: formationspezifische Bohrkosten der Bohrung KW1

Die Abbildungen 69 und 70 stellen die Beziehung zwischen spezifischen Kosten und erbohrten Formationen bzw. stratigraphischen Abschnitten her. Auf diese Weise lassen sich kostenintensive Formationen identifizieren. Hierzu gehören in beiden Referenzfällen der Buntsandstein und das Rotliegend. Folglich sind Standorte mit weniger mächtiger Ausprägung diesen Formationen vorzuziehen. Da gerade der zuletzt genannte Formationstyp unter den tiefliegenden Aquiferen als potenzieller Nutzhorizont im Rahmen dieser Untersuchungen in Frage kommt, relativiert sich das theoretische Einsparpotenzial. Trotzdem existieren weitere Formationstypen, die vergleichsweise hohe spezifische Kosten aufweisen, wodurch in der praktischen Anwendung entweder eine Lokation bzw. Stratigraphie mit dem geringsten Anteil an kostenintensiven Abschnitten die größten Einsparmöglichkeiten bietet oder aber – dies erscheint am notwendigsten – gerade in diesem Bereich noch aktiver und vorausschauender für ein effektives Bohren gesorgt werden muss /Grunwald et al. 2001/.

Schließlich zeigt Abb. 71 die teufen- und formationsspezifischen Bohrfortschrittszahlen analog zu den präsentierten Beispielen.

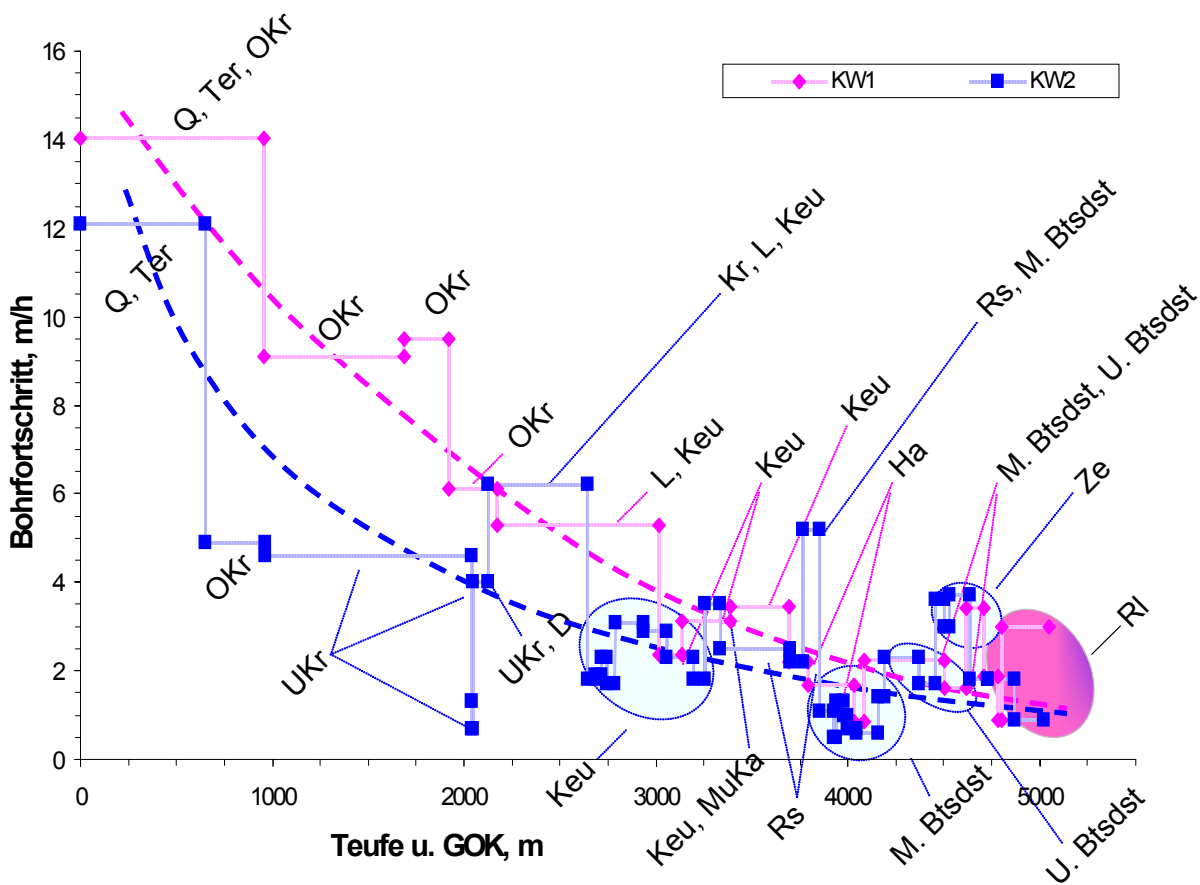


Abb. 71: Mittlere Bohrfortschritte in Abhängigkeit von Teufe und Formation; bis 3 km Teufe sind erhebliche Unterschiede zu verzeichnen, ab 3 km gleichen sich die Bohrfortschrittszahlen stark an.

Abkürzung	System / Serie / Stufe	durchschnittliche ROP, m/h	
		KW1	KW2
Q	Quartär	1)	1)
Ter	Tertiär	1)	1)
Kr	Kreide	1)	1)
OKr	Obere Kreide	8,2	4,9
UKr	Untere Kreide	1)	2,2
D	Dogger	1)	1)
L	Lias	1)	1)
Keu	Keuper	2,75	2,2
MuKa	Muschelkalk	1)	1)
Rs	Rötsalinar	1)	3,3
Ha	Steinsalz	2,0	1)
Btsdst	Buntsandstein	1)	1)
M. Btsdst	Mittlerer Bunt-sandstein	1)	1,2
U. Btsdst	Unterer Bunt-sandstein	1)	1,5
Ze	Zechstein	1)	3,4
Rl	Rotliegend	2,3	1,5

1) siehe Abb. 71, zusammengefasste Stratigraphieabschnitte

Tab. 19: *Lithologie- und teufenspezifischer Bohrfortschritt*

Bei den in Abb. 71 dargestellten Bohrfortschrittszahlen bleibt der Bohrlochdurchmesser unberücksichtigt und damit auch die Anlagenkapazität unberücksichtigt. Wird dieser in die Betrachtungen mit aufgenommen, durch das Auftragen des erbohrten Bohrlochvolumens pro Zeiteinheit (m^3/h) über die Teufe, kommt es zu einer deutlichen Veränderung der Differenzen. Der allgemeine Trend eines abnehmenden Bohrfortschritts mit der Teufe bleibt jedoch erhalten (Abb. 71a).

Anhand der spezifischen Kostenkennzahlen können aber auch weitere Parameter des Bohrprozesses und damit einzelne Optimierungspotenziale besser aufgelöst werden. Schlankere Bohrprofile bergen, technische Machbarkeit vorausgesetzt, Einsparpotenziale, die hinsichtlich ihrer Größenordnung insbesondere für geothermische Bohrungen berücksichtigt werden sollten. Zugleich werden auch Grenzen der Optimierbarkeit deutlich, wie etwa beim Streben nach einer erheblichen Steigerung des Bohrfortschrittes in großen Teufen. Dessen Steigerungskapazität ist vielmehr in geringeren Teufen beim direkten Formationsvergleich (z.B. Obere Kreide; Abb. 71) auszunutzen. Das Erstellen von Bohrungen mit geringem Querschnitt mit kleineren Anlagen verringert den Energieaufwand, reduziert gleichzeitig jedoch den Bohrfortschritt was wiederum auf Grund längerer Anlagenstandzeiten und Projektdauer einen negativen Effekt auf die Gesamtkosten haben kann.

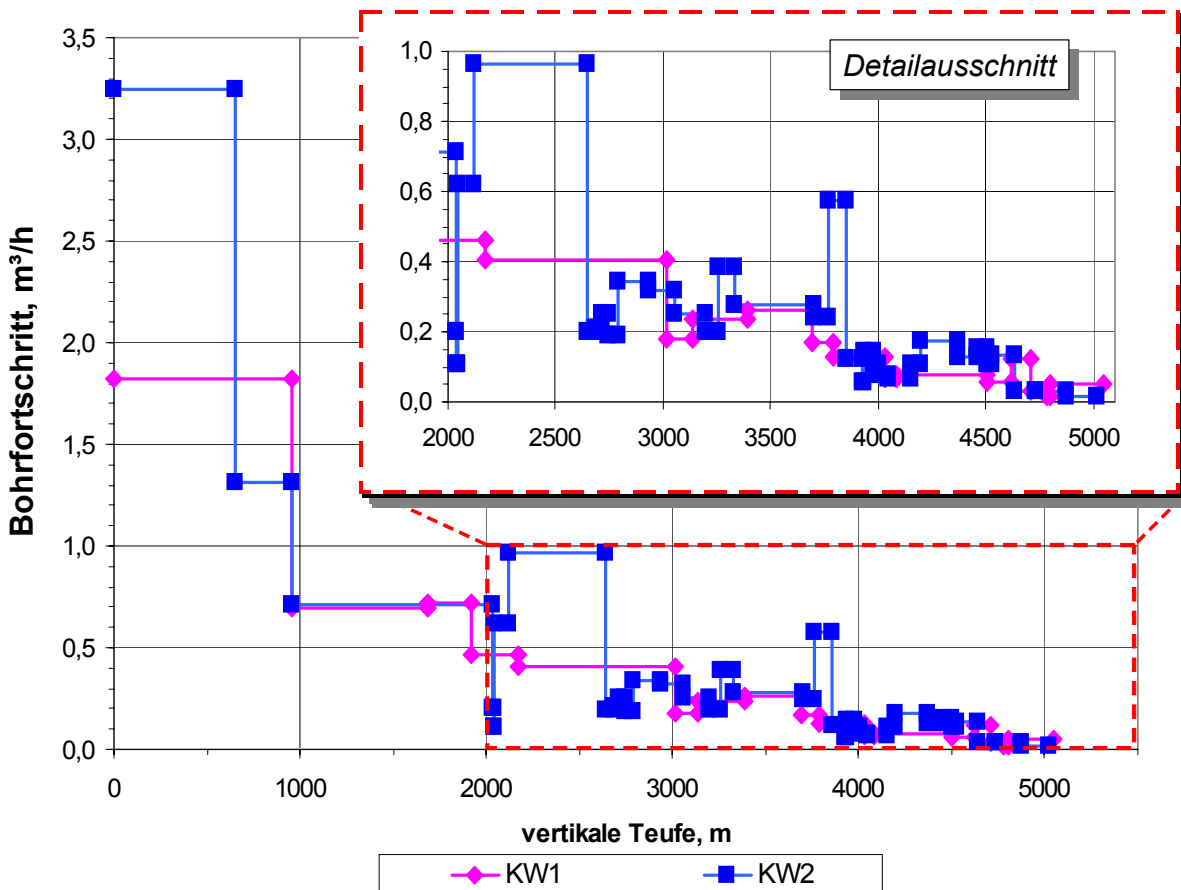


Abb. 71a: Bohrfortschritt in m^3/h aufgetragen über die Tiefe; in vielen Abschnitten sind die Bohrfortschritte von KW2 (Netzeinpeisung, große Anlagenkapazität) doppelt so hoch wie bei KW1 (diesel-elekt. Antrieb, geringere Anlagenkapazität).

7.1.2 Stimulationskosten

Gemäß dem vorgestellten Erschließungskonzept sind Stimulationsmaßnahmen für eine effiziente Förderung von geothermalen Fluiden aus geringpermeablen porösen Lagerstätten unumgänglich. Als Stimulationsmethode wurde die Erzeugung hydraulischer Risse – zusätzlicher künstlicher Fließwege - im Reservoir in ihrer Wirkungsweise theoretisch und anhand der Feldexperimente diskutiert. Im Falle des betrachteten Lagerstättentyps und seiner Eigenschaften kann bei der Anwendung dieser Maßnahme von der höchsten Wirkung - in Bezug auf eine sekundäre Produktivitätserhöhung - ausgegangen werden. Der Stimulationseffekt in porös-permeabler Matrix wird dabei im Wesentlichen über drei Mechanismen erzielt (siehe Kapitel 4 und 6):

1. Risse mit einer hohen Transmissivität, die zu einer Verbesserung des hydraulischen Zuflussverhaltens des Reservoirs führen (weite Risse, hohe Konduktivitätskontraste, geringe Risslängen).
2. Risse mit einer hohen Transmissivität und ausreichenden Dimensionen, um allgegenwärtige bohrlochnahe, in ihrem Zuflussverhalten geschädigte Reservoirbereiche zu überwinden und die ungestörte Matrix hydraulisch effektiv anzuschließen (weite, hochkonduktive, kurze Risse, Abdeckung der gesamten Nutzhorizontmächtigkeit).
3. Risse, die zusätzliche produktive, räumlich um den Nutzhorizont verteilte Bereiche direkt an die Bohrung anschließen und als Hauptfließwege dienen (große laterale Reichweite der Risse, Anbindung bohrlochferner Zuflusszonen).

Eine Erhöhung der Transmissibilität ($k \cdot h$) des Reservoirs führt grundsätzlich zu einer Produktivitätserhöhung. Das Potenzial ist abhängig vom vertikalen und horizontalen Aufbau des Reservoirs.

Der Gesamtaufwand für eine effiziente Stimulationsbehandlung hängt selbstverständlich von den jeweiligen natürlichen Formationseigenschaften des Nutzhorizontes, aber auch von der Ausgangssituation in Bezug auf induzierte Trägerschädigungen während des primären Lagerstättenaufschlusses (Abteufen und Komplettieren der Bohrung) ab. Im Gegensatz zum ersten Faktor ist letzterer Parameter durch trägerschonende Aufschlusstechnologien beeinflussbar. Im Wesentlichen übt hierbei die eingesetzte Spülungstechnologie die entscheidende Wirkung aus.

Insbesondere bei geothermischen Sonden spielt die Verhinderung jeglicher Einschränkungen des Zuflusses (z.B. durch Skinerhöhung im bohrlochnahen Bereich) auf Grund der notwendigen hohen Förderraten und damit hohen Strömungsgeschwindigkeiten der Fluide im Reservoir eine zentrale Rolle. Ist die Matrix sehr stark geschädigt, erfolgt der Hauptfluidtransport über die künstlich erzeugten Risse. Weisen diese nicht genügend hohe Konduktivitäten auf, steigen die Druckverluste und erhöhen die benötigte Depression zur Konstanthaltung der Förderrate. Hohe Depressionen sind neben dem erhöhten Förderaufwand mit Reaktionen des Reservoirs inklusive der Risse durch eine Veränderung der effektiven Spannungsverhältnisse bzw. der petrophysikalischen Eigenschaften des Gesteins verbunden.

Kann die künstliche induzierte Trägerschädigung minimiert werden – eine völlige Vermeidung erscheint kaum realisierbar – verringert sich automatisch der erforderliche Stimulationsaufwand durch die Abnahme des Einflusses des zweiten Mechanismus, welcher in der Regel zugleich den dominanten Mechanismus darstellt.

Hierfür ist wiederum ein höherer Aufwand bei der initialen Erschließung erforderlich, der sich jedoch durch die genannten Punkte schnell kompensieren lässt.

Ist die initiale Produktivität der ungeschädigten Formationen zu gering, zeigt das gewählte Stimulationskonzept keine ausreichende Wirkung (siehe Kapitel 4.3). In diesem Fall kommen solche Formationen als potenzielle Nutzhorizonte nicht in Frage.

Die Kosten einer Stimulationsbehandlung sind ähnlich den Bohrkosten nur schwer zu verallgemeinern. Es kann erneut zwischen mengen- und zeitvariablen Kosten unterschieden werden. Der Umfang einer Stimulationsmaßnahme variiert je nach zu behandelnder Lagerstätte und Stimulationsziel. Hierbei kann sich der Aufwand schnell um Größenordnungen verändern.

Wird jedoch von mehreren Stimulationsbehandlungen in einem Förderfeld ausgegangen, in dem mit mehreren Bohrungen (einheitliches Profil von Produktions- oder Injektionsbohrungen) ein Nutzhorizont erschlossen wird, der an unterschiedlichen Lokationen ähnliche Eigenschaften – in Bezug auf petrophysikalische und gebirgsmechanische Parameter – aufweist, ist davon auszugehen, dass die Stimulationsmaßnahmen sich jeweils in der gleichen Größenordnung bewegen.

Da bei diesen Betrachtungen zu viele Annahmen involviert sind, wird ein Musterbeispiel einer massiven HPF-Stimulation, mit den dazugehörigen Haupteinflussparametern und ihren relativen Anteile dargestellt. Bei den angegebenen Kosten handelt es sich allein um jene, die von einer ausführenden Servicefirma erhoben werden. Feste oder temporäre Installationen (Fracstrang, Packer, Winde etc.) sind nicht mitberücksichtigt. Sie untergliedern sich in:

- Fluidkosten [€/m³],
- Stützmittelkosten [€/t],
- Mietgebühr für Pumpen-/Fracaggregate [€/h],
- Verpumpgebühr [€/m³],
- Mietgebühr für Blender (Mischeinheiten) [€/d],
- Mischgebühr [€/m³],

- Personal-/Mannschaftskosten [€/d],
- Messeinheit-/wagen (inkl. online in situ p, T -Aufzeichnung, Labor) [€/d].

Einkalkuliert werden gewöhnliche Aufbau-, Abbau-, Warte- und Messzeiten bei einer Gesamtdauer der Behandlung von 2-3 Tagen.

Das Stimulationsziel ist in diesem Fall die Erzeugung von kurzen, hochkonduktiven Rissen mit äquivalenten Halblängen von ca. 50 m (bei gleicher Risshöhe) und einer Transmissivität von 1,5 bis 2 Dm. Die benötigten Stützmittelmengen bewegen sich in einer Größenordnung von ca. 50 t und ca. 110 m³ hochviskosem Gel. Diese Mengen können jedoch je nach Typ, Verhalten und Eigenschaften der Formation variieren. Zudem sind für größere Rissdimensionen (sowohl Längen und Höhen als auch Konduktivitäten) größere Mengen an zu verpumpenden Fluiden und Stützmitteln erforderlich. Es wurden deshalb die Stimulationskosten für einen Hauptfrac nicht nur für ein Szenario, sondern für Mengenverhältnisse und eine technische Ausstattung zur Durchführung der Behandlung bestimmt, um letztendlich ein up-, aber auch ein downscaling zu ermöglichen (siehe Abb. 72 und 73).

- Stützmittelmasse / Fluidvolumen in der/den Hauptstufen: 0,45
- Padvolumen / Fluidvolumen in der/den Hauptstufen: 0,45

Weiterhin wurde ein Bohrlochvolumen V_B von 100 m³ angenommen (i.d.R. $V_B \ll 100$ m³ bei Verwendung eines kleinkalibrigen Behandlungsstranges), eine maximale Injektionsrate von 4,6 m³/min (77 l/s), die bei variablen Kopfdrücken (hier bis ca. 400 bar) mit einer installierten Pumpenkapazität von 4000 PS (2 Fracaggregate à 2 Pumpen) inkl. der Vorhaltung von Reserven erreichbar ist. Insgesamt soll die Behandlung einschließlich des Auf- und Abbaus der Anlagen 48 Stunden dauern. Sie wird mit einem mit hochfesten Stützmitteln beladenen Crosslinked Gel (für ein saures Milieu) in den Hauptstufen durchgeführt. Die Vorstufe (Pad) verwendet das identische Gel, jedoch ohne Stützmittelbeladung.

Die Stützmittelmenge variiert in den Beispielen zwischen 50 t und 250 t.

Der im Vorfeld des Hauptfrac durchgeführte Minifrac ist nicht in den Kosten enthalten. Er hat die gleiche Ausstattung wie der Hauptfrac. Da er u.a. der Bestimmung der petrophysikalischen und gebirgsmechanischen Parameter der Formation und der maximal verpumpbaren Stützmittelmengen dient, wird er oft analog zu den Fluidvolumina des Hauptfrac dimensioniert. Überträgt man einen solchen „Minifrac“ auf das hier vorgestellte Beispiel, entstehen zusätzliche Kosten zwischen 13 % und 29 % (kleinvolumiger bis großvolumiger Hauptfrac bzw. Minifrac) der Anwendungen für den anschließenden Hauptfrac aus den Abb. 72 und 73.

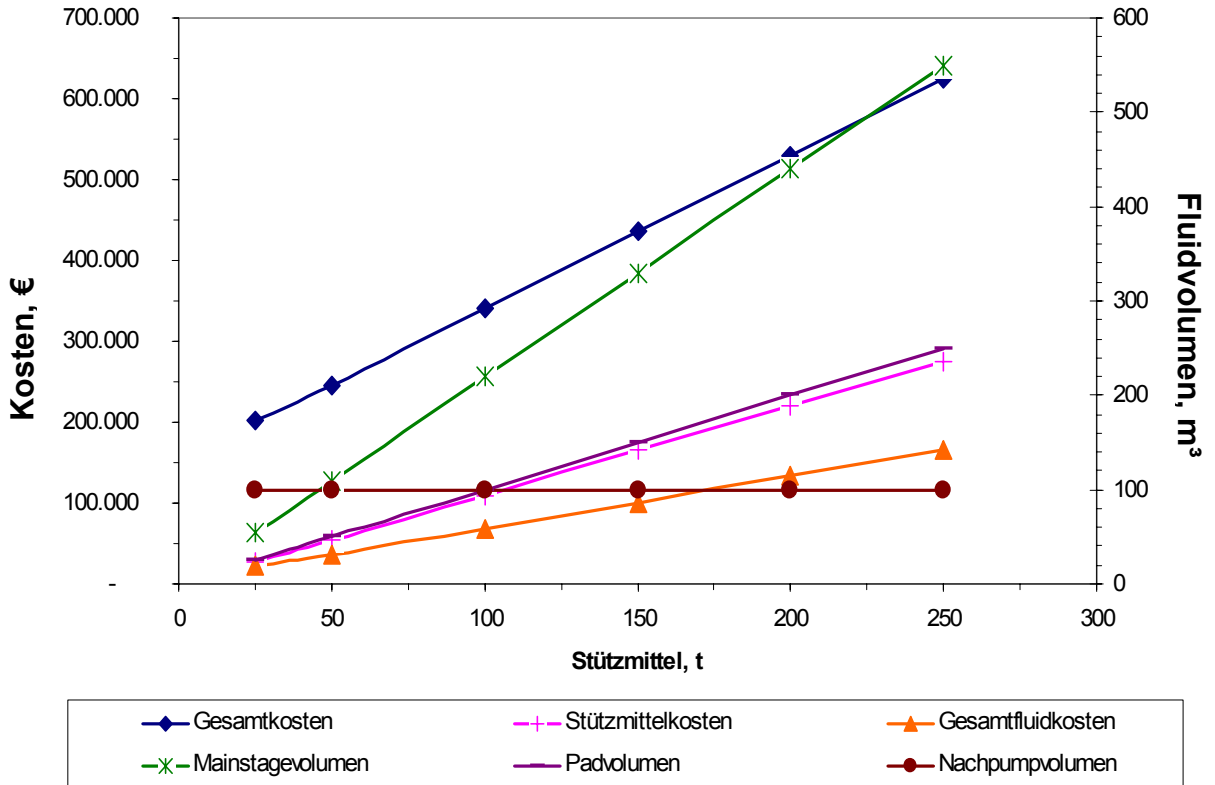


Abb. 72: Absolute Kosten von Hauptfractbehandlungen verschiedener Dimensionen

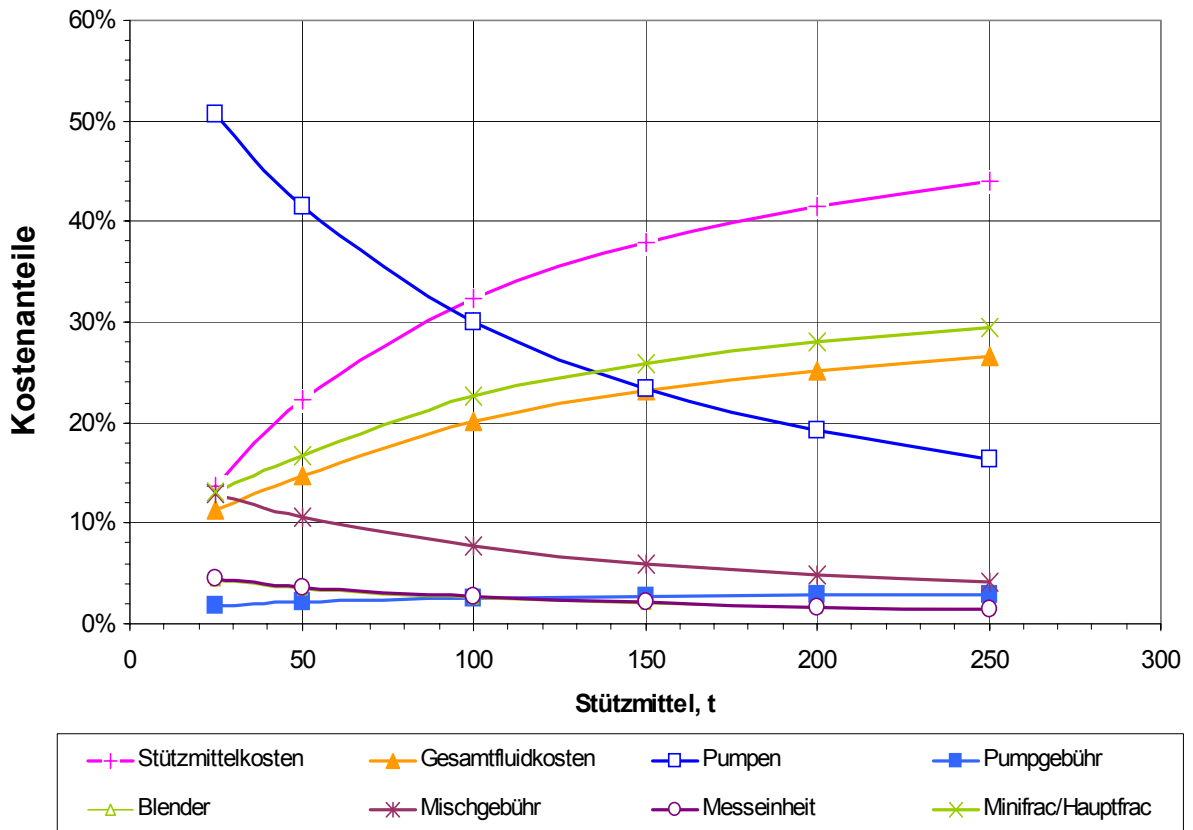


Abb. 73: Kostenanteile von Hauptfractbehandlungen verschiedener Dimensionen; die Kostenanteile des Blenders sind in diesem Fall identisch mit denen der Messeinheit.

Werden nur die Fluid- und Stützmittelmengen für die Behandlung variiert, sinkt folgerichtig der relative Anteil der Anlagen- und Gerätekosten. Dies gilt jedoch lediglich für den Fall, dass keine zusätzlichen Kapazitäten (z.B. größere Pumpenleistung bei höheren Injektionsraten oder höheren Kopfdrücken) benötigt werden. Die Kosten einer Hauptfrachbehandlung belaufen sich demnach auf Werte zwischen ca. 202×10^3 € bei 25 t und ca. 625×10^3 € bei 250 t Stützmittelzugabe (ca. 246×10^3 € bei 50 t).

7.1.3 Förderhilfsmittelkosten

Die Förderhilfsmittel sind der dritte und letzte Baustein des Untertagesystems. Auf Grund der nicht-artesischen Bedingungen muss eine künstliche Depression im Reservoir erzeugt und die Fluide müssen mit Hilfe einer unterhalb des dynamischen Fluidspiegels eingebauten Tauchkreiselpumpe (ESP) zu Tage gefördert werden. Diese Förderung muss nicht nur so energie-, sondern auch so kosteneffizient wie möglich durchgeführt werden (siehe Kapitel 3).

Der Wirkungsgrad und die Funktionalität des gesamten Fördersystems (Motor, Pumpe, Energieversorgung etc.) muss dabei über eine möglichst große Zeitspanne gewährleistet sein. Jede Komponente hat zudem gleichzeitig den hoch korrosiven und aggressiven Fördermedien und -bedingungen standzuhalten. Moderne Fördersysteme aus der Kohlenwasserstoffindustrie stehen für solche Anwendungsfälle und Einsatzbedingungen zur Verfügung, bedürfen jedoch einer individuellen Anpassung und Auslegung.

Folglich wurden Kostenvoranschläge bei zwei verschiedenen Herstellern für drei unterschiedliche, repräsentative Förderszenarien und entsprechenden Systemkapazitäten eingeholt /Ciulla 2002; Sjerps 2001/. Die Ergebnisse der Auswertung der zur Verfügung gestellten Daten sind in den Abb. 74 bis 76 dargestellt. Neben den absoluten Kostengrößen wurden zugleich die jeweiligen Kostenanteile der Systemkomponenten ermittelt. Aus den Abbildungen geht somit auch hervor, welche Systemkomponenten erforderlich sind.

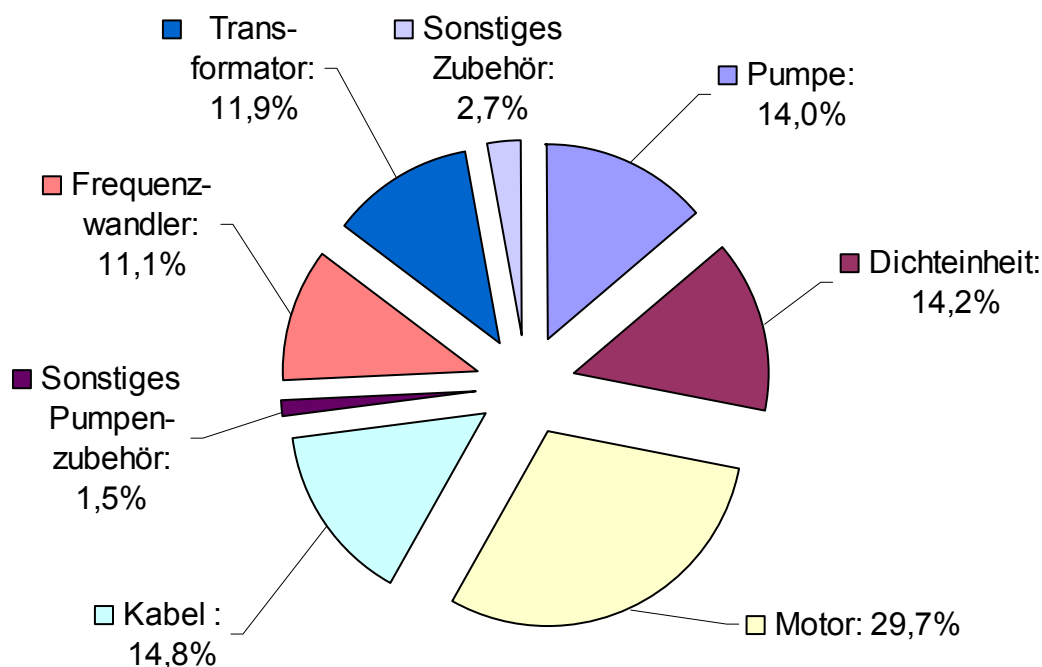


Abb. 74: Anteile an den Investitionskosten eines ESP-Systems zur Förderung von $50 \text{ m}^3/\text{h}$ geothermaler Fluide; absolute Investitionskosten: ca. 110×10^3 €; spezifische Investitionskosten: ca. 2.200 € je m^3/h ; mit dem sonstigen Zubehör ist auch die Bohrlochkopfkomplettierung erfasst.

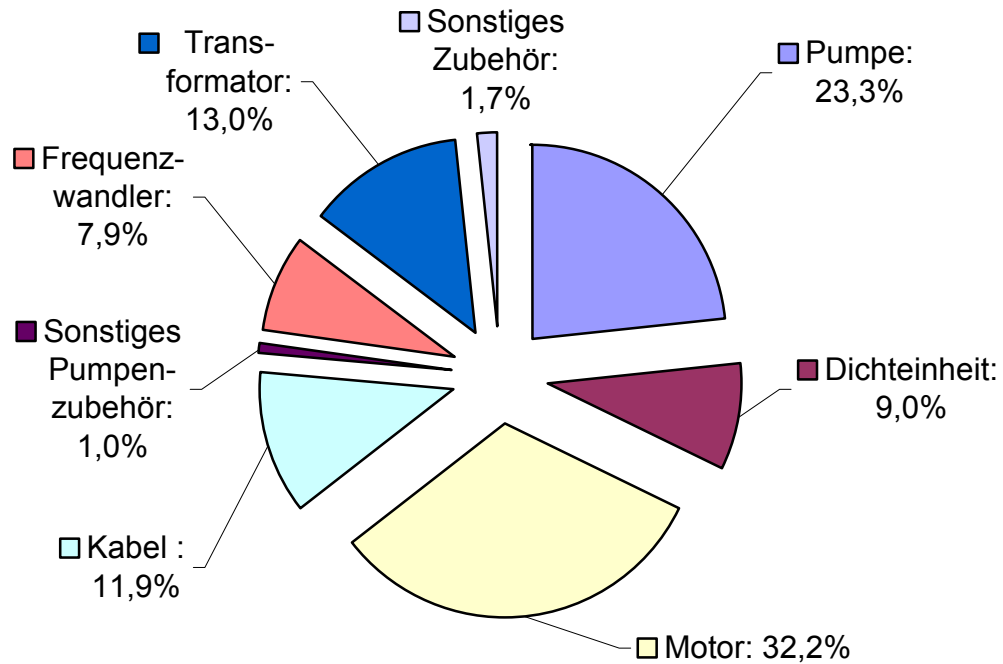


Abb. 75: Anteile an den Investitionskosten eines ESP-Systems zur Förderung von $100 \text{ m}^3/\text{h}$ geothermaler Fluide; absolute Investitionskosten: ca. $172 \times 10^3 \text{ €}$; spezifische Investitionskosten: ca. $1.720 \text{ € je m}^3/\text{h}$.

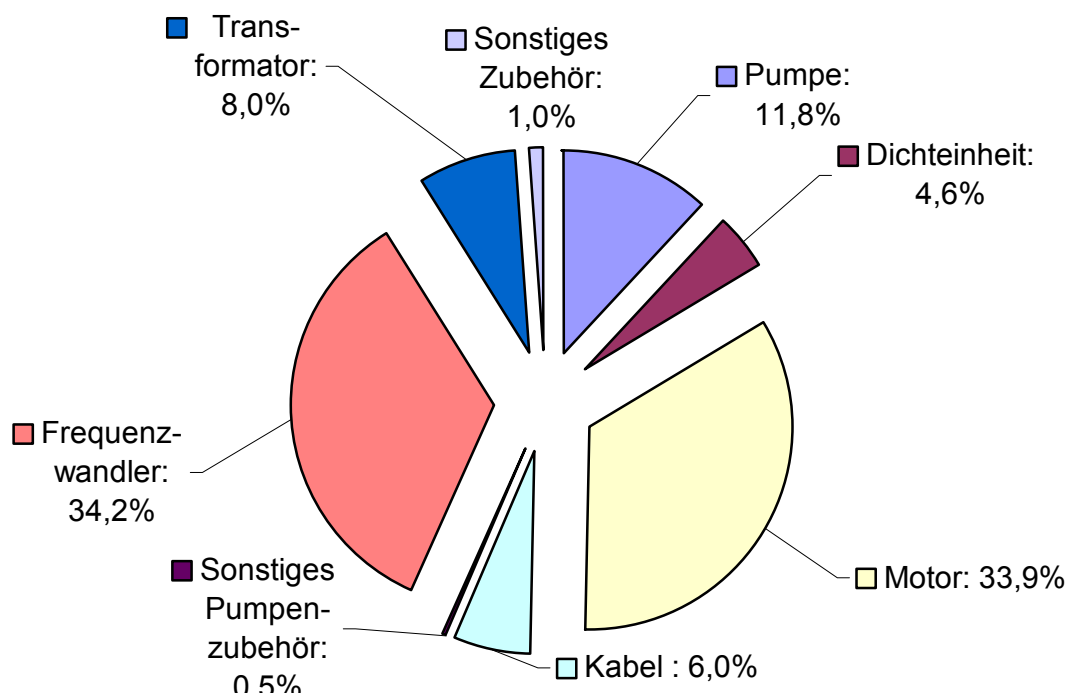


Abb. 76: Anteile an den Investitionskosten eines ESP-Systems zur Förderung von $150 \text{ m}^3/\text{h}$ geothermaler Fluide; absolute Investitionskosten: ca. $340 \times 10^3 \text{ €}$; spezifische Investitionskosten: ca. $2.260 \text{ € je m}^3/\text{h}$.

Die hohen Differenzen zwischen den Kostenanteilen des $100 \text{ m}^3/\text{h}$ und des $150 \text{ m}^3/\text{h}$ Szenarios sind durch einen Anstieg der absoluten Kosten für den Frequenzwandler (Steuerungseinheit des Motors) um den Faktor zehn und etwa eine Verdopplung der Kosten für die Motoreinheit bei sonst mehr oder weniger gleich bleibenden absoluten Kosten für die übrigen Komponenten begründet. Im Falle hoher Förder- und Pumpenleistungen werden an Stelle von Standard Anwahlpulten zur Steuerung variable Geschwindigkeitsantriebe (Variable Speed Drives) eingesetzt, die letztendlich den Kostensprung verursachen.

7.1.4 Kostenzusammenstellung und Schlussfolgerungen

Die bisherigen Detailausführungen ermöglichen die Erstellung einer zusammenfassenden Matrix zu den erforderlichen Gesamtinvestitionen für eine geothermale Fördersonde. Tab. 20 bildet diese Matrix als eine Minimum-Maximum-Abschätzung für eine 5km-Fördersonde ab.

Kostenarten / Kostenanteile	errechnetes Minimum, 10 ³ €			errechneter Mittelwert, 10 ³ €			errechnetes Maximum, 10 ³ €		
1) Bohrung (siehe Kapitel 7.1.1.3)	6.144			7.366			8.588		
Anteil von 1) an 6)	91,8 %			93,0 %			94,0 %		
2) Stimulationen ¹	288			288			288		
Anteil von 2) an 6)	4,3 %			3,6 %			3,2 %		
3) Förderhilfsmittel	125,0	195,5	386,4	125,0	195,5	386,4	125,0	195,5	386,4
4) Steigrohre ²	21	30		21	30		21	30	
Anteil von 3) u. 4) an 6) ³	3,9 %			3,3 %			2,9 %		
5) Gesamtkosten	6.578	6.658	6.848	7.800	7.880	8.070	9.022	9.102	9.292
6) arithmetisches Mittel der Gesamtkosten	6.695			7.917			9.139		
	Kostenspanne von 6)								
	85 %			100 %			115 %		
	Mittelwerte der Gesamtkosten aus 5) nach Förderkapazität								
	50 m ³ /h			100 m ³ /h			150 m ³ /h		
7. Mittelwerte der förder- kapazitätsspez. Gesamtkosten	7.800			7.880			8.060		
	Kostenspanne von 7)								
	99 %			100 %			102 %		

¹ berücksichtigt ist 1 Mini- u. 1 Hauptfrachbehandlung (HPF) mit ca. 50 t Stützmittel und 150 m³ Gel

² mit 21.000 € für ca. 500 m bei 50 m³/h und 30.000 € für ca. 700 m Steigrohrstrang (siehe auch Tab. A-3)

³ Der Anteil entspricht dem arithmetischen Mittelwert der Summe aus 3) und 4) in der Höhe von 261,5e+03 €.

Tab. 20: Erforderliche Gesamtinvestitionen geothermaler Fördersonden

Die dargestellten Kosten repräsentieren alleine den Untertageteil einer Fördersonde einschließlich der Sondenkopfausstattung, die in den Förderhilfsmittelkosten unter „sonstiges Zubehör“ enthalten ist. Jegliche Art von Anschlüssen oder Transportleitungen zu den übertägigen Einrichtungen bzw. Anlagen sind nicht erfasst.

Wird das gesamte Systeme, also Produktions- und Injektionsseite, betrachtet, belaufen sich die Kosten der Injektionssonde im ungünstigsten Fall (Havarien ausgeschlossen) auf das Niveau der Produktionssonde abzüglich der Ausgaben für die Förderhilfsmittel. Letztere werden jedoch nicht ganz wegfallen, da in der Regel Injektionsaggregate erforderlich sind, die allerdings mit vergleichsweise geringeren Kosten verbunden sind. Unter Umständen bewegt sich der injektionsseitige Aufwand je nach Auslegung aber auf einem geringeren Kostenniveau. Dies wird durch die Verringerung des Stimulationsaufwandes erreicht.

Sollen die geförderten Medien für eine nachhaltige Fluidzirkulation und –produktion wieder in den ursprünglichen Nutzhorizont zurückgeführt werden, sind die Möglichkeiten zu Einsparungen bei ähnlichen Bohrbedingungen stark eingeschränkt, und zwar wegen des hohen Anteils von über 90% an den Gesamtaufwendungen (gemäß Tab. 20), den alleine die Bohrkosten ausmachen. Demzufolge können selbst die Gesamtkosten von Förderszenarien mit multiplen Produktions- und Injektionssonden mit Hilfe von Tab. 20 abgeschätzt werden.

Verringert sich die Teufe des Nutzhorizont, so verringern sich bei konstantem Stimulations- und Förderaufwand die Gesamtkosten analog zu Abb. 64 bzw. Glg. 42.

7.2 Energieaufwand beim Herstellen des Untertagesystems

Um das geothermische Erschließungs- und Energiegewinnungskonzept bewerten zu können, ist die Ermittlung des Energieaufwands bei der Herstellung des Untertageteils erforderlich. Dieser kann bei einer Erstanlage im Gegensatz zum kontinuierlichen Förderbetrieb nicht durch den Eigenenergieertrag der Anlage abgedeckt werden.

Die Untersuchungen im Rahmen der vorliegenden Arbeit und die entsprechende energetische Bilanzierung konzentrieren sich ausschließlich auf die Sonden als untertägiger Anlagenteil. Die Ermittlung des Energieaufwands liegt der Frage der praktischen Umsetzung und dem Betrieb einer nachgeschalteten Anlage ferner als die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen. Es geht vielmehr um die Gesamteffizienz der Technologie und deren Steigerung durch eine effizientere Erschließung des Untergrundes.

Der Energieaufwand beim Bohren spielt in der Kohlenwasserstoffindustrie nicht zuletzt wegen des in der Regel geringen Anteils der Energiekosten an den Gesamtaufwendungen der Bohrung eine untergeordnete Rolle. Dies ist auch durch die deutlich höhere, im Reservoir in Form von Kohlenwasserstoffen (KW) gespeicherte und gewinnbare äquivalente Energiemenge im Vergleich zum kumulierten Energieaufwand beim Aufschluss der Lagerstätte zu erklären.

Insbesondere bei der geothermischen (GT) Stromerzeugung aus Niedertemperaturwärme ist der Energieeinsatz bei der Herstellung der Sonden für die Effizienz des Gesamtsystems, bei einem Heizwertverhältnis der Fördermedien von ca. 25:1 (KW : GT), von elementarer Bedeutung.⁹

Die Berechnung des Kumulierten Energieaufwands (KEA) bei der Herstellung von Bohrungen ist nach VDI Richtlinie 4600 durchzuführen. Für jeden Teilprozess und jede Systemkomponente werden dabei äquivalente Energiemengen ermittelt. Diese Untersuchungen werden durch weitere Arbeiten /Rogge et al. 2002/ im Rahmen des Forschungsprojektes „Nutzbarmachung klüftigporöser Speichergesteine“ ergänzt. Der KEA für Tiefbohrungen bis 3 km wurde ebenfalls im Rahmen einer weiteren Studie für die Erdölindustrie ermittelt /Teuber et al. 1999/. Die hierin enthaltenen Angaben zum spezifischen Primärenergieeinsatz (GJ/m) sind nur bedingt auf den Anwendungsfall übertragbar, da die Eigenschaften der Referenzbohrungen, hauptsächlich in Bezug auf Geometrie und Ausstattung, nicht bekannt und daher insgesamt schwierig mit anderen Szenarien zu vergleichen sind. Wie sich im Laufe der Darstellungen zeigen wird, ist es jedoch vor allem die Geometrie (Bohr- und Verrohrungsprofil) einer Bohrung, welche den entscheidenden Einfluss auf den Energieaufwand ausübt.

Unmittelbar mess- und vergleichbar ist aber der Endenergieaufwand (EA) während des Herstellungsvorgangs einer Bohrung, d.h. der Energieaufwand, gemessen in Kilowattstunden und/oder Kubikmeter Diesel, für den Betrieb der am Prozess beteiligten Anlagen (hauptsächlich Stromaufwand). Hierzu zählen vor allem die Bohranlage zusammen mit den erforderlichen Spülungs-zirkulation- und Aufbereitungsaggregaten. In der Regel besitzt diese entweder einen diesel-elektrischen (autarke Energieversorgung) oder elektrischen (Netzeinspeisung) Antrieb. Der unmittelbare Energieaufwand bei der Herstellung des Untertagesystems alleine macht analog zu

⁹ Heizwertverhältnis KW/GT: ca. 25:1; elektr. Energieinhalt KW/GT: 100:1 (Heizwert_{Diesel} : 42 MJ/kg; Heizwert_{GT} : 1,7 MJ/kg bei Wasser mit $T=423$ K und $c_p=4$ kJ/kgK; theoret. Umwandlungswirkungsgad Wärme – elektr. E.: KW ca. 40%, GT ca. 10%); nicht berücksichtigt ist der Rohöleinsatz; siehe auch Tab. A-5

Teuber et al. am KEA einer 3 km Tiefbohrung einen Anteil von ca. 20 % aus (bei Verwendung einer Bohranlage mit diesel-elektrischem Antrieb). Er berücksichtigt die bei Herstellung der Bohrung bzw. am Bohrbetrieb unmittelbar beteiligten Prozesse:

- Bohren,
- Verrohren,
- Zementieren,
- Spülen und Spülungsbehandlung,
- Sonstiges (kontinuierlicher Bohrplatzbetrieb).

In der Regel weist eine Tiefbohrung ein teleskopartiges Profil und eine kontinuierliche Erhöhung des Zeit-Teufenverhältnisses mit zunehmender Bohrteufe auf (wachsende Roundtripzeiten, geringerer Bohrfortschritt etc.). Es ist daher zu erwarten, dass sich der EA-Anteil am KEA mit zunehmender Gesamtteufe ebenfalls erhöht (geringer Materialeinsatz bei abnehmenden Bohrquerschnitten, evtl. mit Ausnahme des Bedarfs an Bohrmeißeln).

Auf Grund des Einflusses des EA und dessen direkter Mess- und Vergleichbarkeit sowie der eingeschränkten Übertragbarkeit der zur Verfügung stehenden Angaben aus der Literatur erscheint eine nähere Betrachtung des EA für Bohrungen bis in die relevanten Teufenbereichen (ca. 5 km) erforderlich.

Ähnlich der erwähnten Studie von Teuber et al. 1999 werden zwei Referenzbohrungen (KW1 und KW2) untersucht, deren Daten bereits für die Kostenanalyse ausgewertet wurden. Die Energieanalyse ermittelt erneut spezifische Aufwandsdaten. Es können folglich teufen-, formations-, aber auch geometriespezifische Angaben gemacht werden, die eine bessere Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Standorte bzw. variierende Profile ermöglichen.

Die Analyse geht, ähnlich wie die Kostenbilanz, nicht nur auf die quantitative Erhebung, sondern zusätzlich auf qualitative Merkmale ein, wobei sie auch Energiesparpotenziale und Standortfragen erläutert.

Die analysierten Energiedaten repräsentieren den spezifischen Stromverbrauch (Endenergieaufwand) des Bohrbetriebs. Der äquivalente Primärenergieeinsatz bei elektrisch angetriebenen Anlagen kann individuell unter Verwendung von Tab. A-4 rückgerechnet werden.

Der Stromverbrauch wurde am Netzübergabepunkt (Transformator) ermittelt.

Bei diesel-elektrisch angetriebenen Anlagen besteht der Datensatz aus Kraftstoffverbrauchsmengen des Bohrbetriebs pro Tag. Dem verwendeten Kraftstoff wurde ein Heizwert zugeteilt und unter Berücksichtigung durchschnittlicher Wirkungsgrade der Antriebsaggregate – laut Herstellerangaben bei ca. 40 % - eine Strombereitstellung berechnet. Folglich konnten die beiden Anlagentypen mit ihren unterschiedlichen Antriebsformen direkt miteinander verglichen werden.

Bei elektrisch betriebenen Anlagen fällt neben dem Strombedarf ein zusätzlicher Bedarf an Kraftstoff während des Bohrbetriebs an. Die erforderlichen Mengen wurden ebenfalls aufgezeichnet und bei den Vergleichsdarstellungen mitberücksichtigt. Im Falle der untersuchten Anlagen ist dieser Bedarf mit ca. 0,26 m³ Diesel pro Tag im Vergleich zum Gesamtenergieaufwand pro Tag jedoch gering (ca. 2,8 %).

7.2.1 Spezifischer Energieaufwand

Zur Ermittlung des teufenspezifischen Energieaufwands gilt es, den gemessenen Endenergieaufwand der Anlage dem Teufenprofil der jeweiligen Bohrung gegenüberzustellen. Auf diese Weise ist es möglich, in einem ersten Schritt die Verbrauchszahlen einer spezifischen Bohrleistung (MWh_e/m) zuzuordnen. Gleichzeitig können mittlere, gewichtete Verbräuche in verschiedenen Teufenbereichen bestimmt werden, die den direkten Vergleich der Daten ermöglichen (Abb. 77).

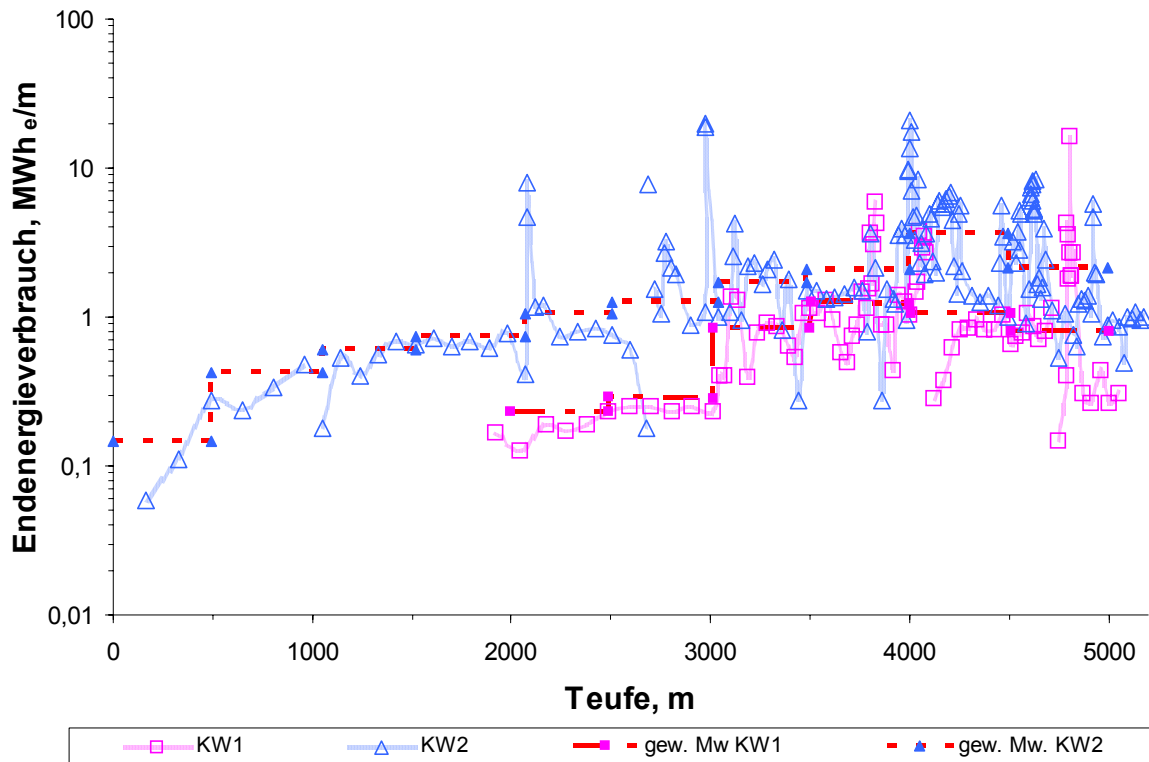


Abb. 77: Spezifischer Energieaufwand in Abhängigkeit von der Teufe

Obwohl die Bohrungen eine ähnliche Endteufe von ca. 5 km besitzen, ist deren Niederbringung mit einem unterschiedlich hohen Energieaufwand verbunden. Wie bereits angedeutet, ist dieses Verhalten auf das Profil der Bohrung und die bereitgestellte Anlagenkapazität zurückzuführen (Abb. 78 und Abb. 79).

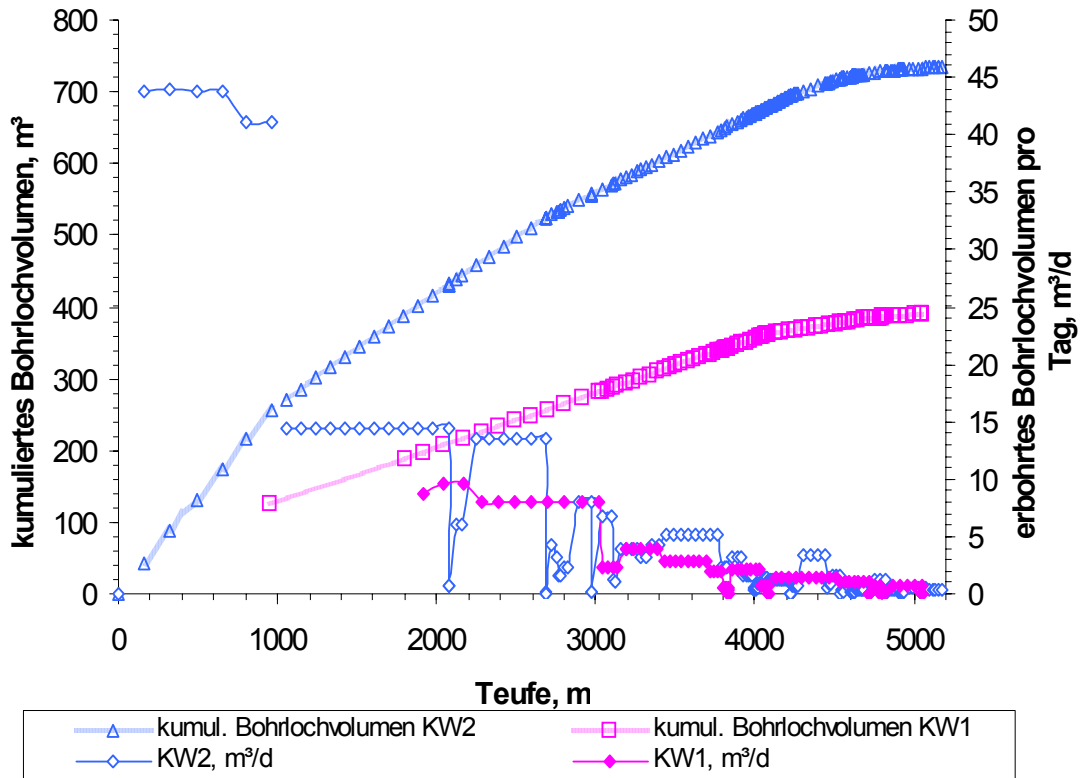


Abb. 78: Entwicklung des kumulierten und spezifischen Bohrlochvolumens mit der Tiefe der Bohrung

Das erbohrte Volumen der Bohrung KW2 ist bei Endtiefe nahezu doppelt so groß wie bei der Bohrung KW1, wobei bereits 50% des Gesamtvolumens bei einer Tiefe von ca. 1,5 (KW2) bzw. 2 km (KW 1) vorlagen. Analog zum Volumen verhält sich auch die zur Verfügung gestellte Anlagenkapazität.

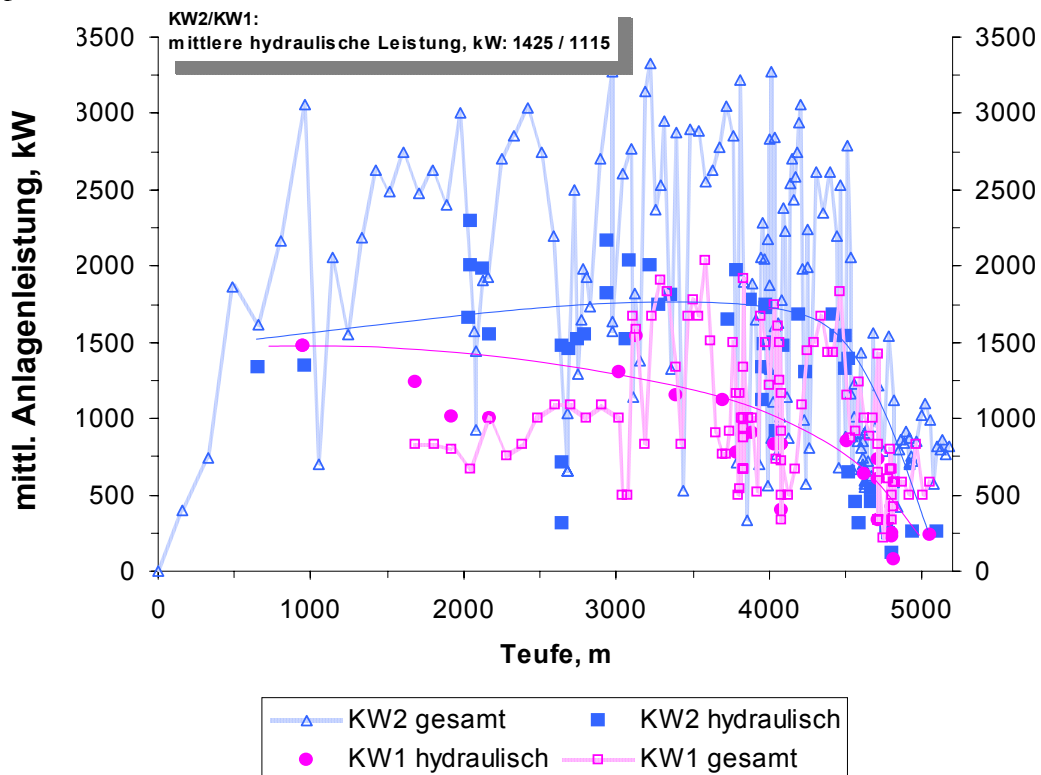


Abb. 79: Gesamt- und hydraulische Anlagenleistung in Abhängigkeit von der Tiefe

Zum Abteufen der Bohrung KW1 betrug die mittlere Anlagenleistung etwa 915 kW. Im Falle der Bohrung KW2 belief sich der Wert auf 1420 kW.

Die hydraulischen Leistungen der Spülpumpen erscheinen als Datenpunkte.

Hohe hydraulische Leistungen sind bedingt durch eine hohe Pumprate bei hohem Pumpdruck.

Für eine Effizienzerhöhung und damit Energieaufwandssenkung gilt es, vorrangig die Druckverluste im System zu reduzieren. Eine Abschätzung dieses Potenzials ist im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht möglich, sollte jedoch für weitere Untersuchungen berücksichtigt werden.

Anhand der vorliegenden Daten konnte der Gesamtenergieaufwand zum Abteufen der Bohrung bestimmt werden.

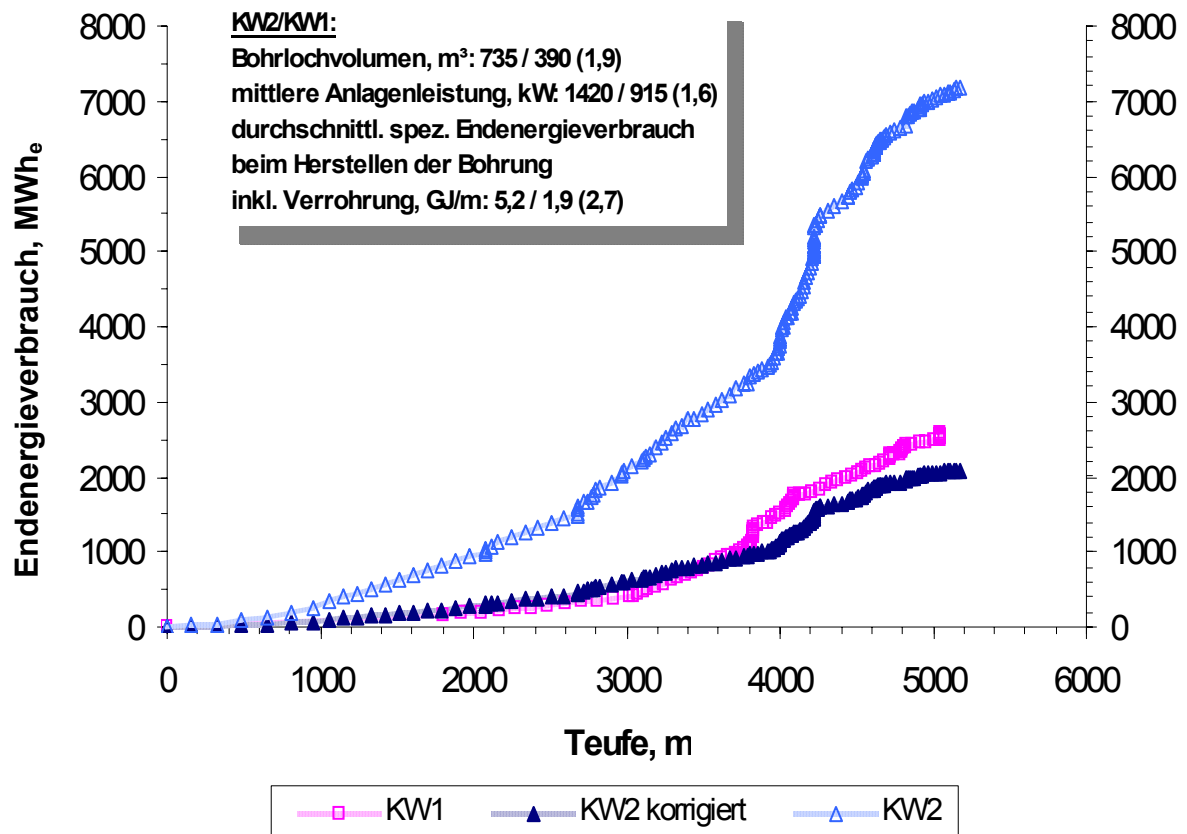


Abb. 80: Kumulierter Energieaufwand in Abhängigkeit von der Teufe; KW2 korrigiert stellt eine Normierung mit Hilfe der dargestellten Verhältniswerte für KW2/KW1 dar (Bohrlochvolumen- und Anlagenkapazitätsanpassung); zum Vergleich: Bohrlochvolumen von E GrSke 3/90 ca. 260 m³

Abbildung 80 lässt erkennen, dass der Energieaufwand mit zunehmender Teufe und insbesondere bei hohen Anlagenkapazitäten und Bohrvolumina exponentiell zunimmt. Die vertikalen Abschnitte in den Verbrauchskurven repräsentieren Phasen, in denen kein Teufenfortschritt erzielt wurde (Verrohrungs- und Zementationsphasen, Störfälle etc.). Gut sichtbar ist jedoch, dass diese keinen dominanten Einfluss auf den Gesamtenergieaufwand ausüben.

Deutlich wird zudem, dass sich die spezifischen Verbrauchszahlen, hier in GJ/m, erheblich voneinander unterscheiden. Die Angabe eines repräsentativen spezifischen Energieaufwands einer 5km-Bohrung ist an dieser Stelle auf Basis der zugrunde liegenden Daten nicht möglich. Unter Verwendung der Werte aus Abb. 80 kann der äquivalente Primärenergieeinsatz zu dem dargestellten Stromverbrauch durch die Multiplikation der Werte mit einem Faktor von zehn¹⁰ in Gigajoule umgerechnet werden.

¹⁰ 3,6 GJ_e/MWh_e x EA_i [MWh_e] / Umwandlungswirkungsgrad (36%) = 10

Anhand der ermittelten Größenverhältnisse der Bohrungen kann der Energieaufwand zunächst nach der Kapazität korrigiert werden. Allein die Verwendung der mittleren Kapazitätswerte (Volumen- und Leistungsverhältnisse) zur Bestimmung der äquivalenten Verbrauchswerte zeigt eine relative gute Anpassung der Kurven. Dies deutet darauf hin, dass das Energieversorgungssystem (diesel-elektrischer Antrieb oder Netzeinspeisung) keine entscheidenden Auswirkungen auf den Energieaufwand während des Bohrens hat, sondern in erster Linie die geometrischen Eigenschaften der Bohrung den wesentlichen Einfluss besitzen. Diese bestimmen zusammen mit dem Bohrparameter (hydraulische Leistung der Pumpen) die erforderliche Anlagenkapazität.

Festzuhalten ist an dieser Stelle, dass der Energieaufwand beim Abteufen einer Bohrung unabhängig von der Teufe erheblich variieren kann. Insbesondere für geothermische Bohrungen gilt es, die Variante mit möglichst geringem Energieaufwand zu wählen.

Für eine Übertragbarkeit der Ergebnisse müssen die Daten normiert werden. Eine Normierung ist anhand der Daten aus Abb. 80 möglich. Sie ergibt Werte zwischen 1,40 und 1,45 kWh/m je MW (mittlere Anlagenleistung) und Kubikmeter (Bohrlochvolumen). Theoretisch kann so bei einschätzbarer Anlagenkapazität und bekanntem Bohrlochvolumen (Bohrprofil) der Energieaufwand für die Herstellung der Bohrung kalkuliert werden.

Für Szenario 1 aus Abb. A-7, welches bereits im Rahmen der Kostenbilanzierung für die Parametervariationen verwendet wurde, ergibt sich ein Bohrlochvolumen von 397 m³. Dies entspricht jenem von KW1. Wird eine identische Anlagenkapazität veranschlagt, ergibt sich bei Szenario 1 ein Gesamtenergieaufwand bei Szenario 1 von ca. 2630 MWh_e für das Abteufen der Bohrung.

Da der Normierungsfaktor eine schwer fassbare Größe darstellt und zudem auf Mittelwerten basiert, wurde eine weitere Möglichkeit der Energieaufwandsabschätzung bei variablen Bohrprofilen entwickelt. Hierbei wird der durchschnittliche Endenergieaufwand pro Kubikmeter Bohrlochvolumen in Abhängigkeit von der Teufe ermittelt, und zwar für Anlagen mit unterschiedlichen hohen Leistungen.

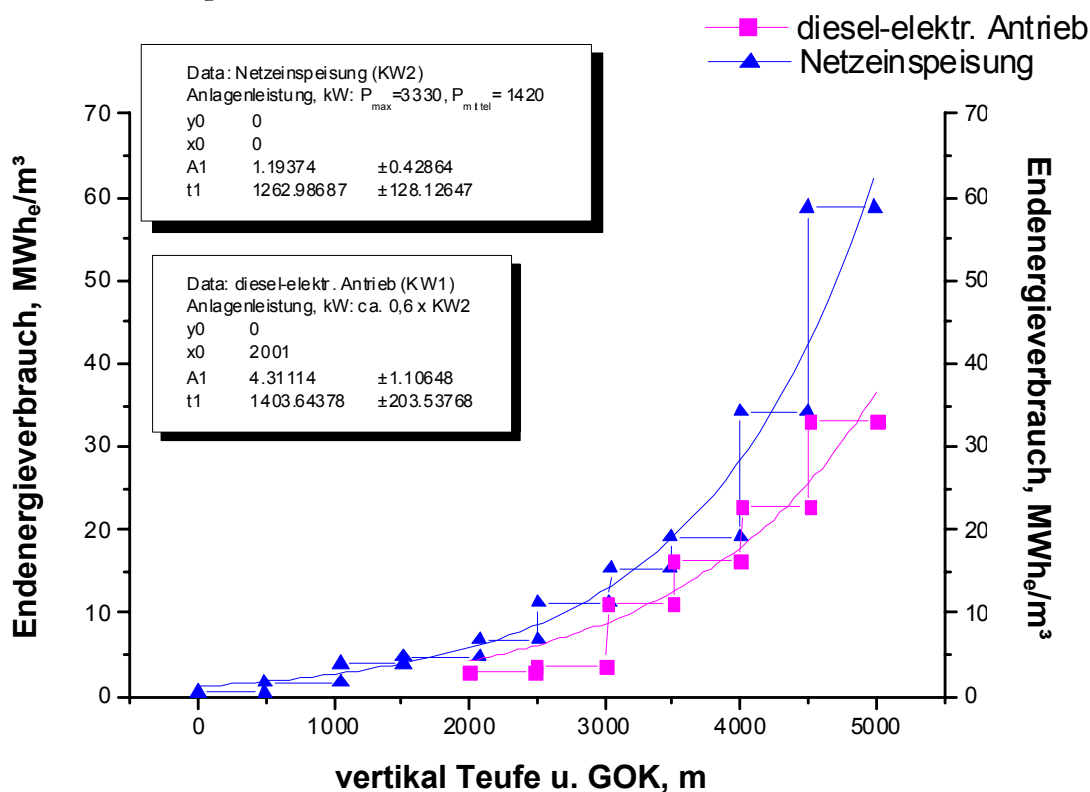


Abb. 81: Energieaufwand-Teufen-Verhältnisse; Durchschnittswerte in den Teufenintervallen (detaillierte Daten siehe Abb. A-15)

Mit Hilfe einer exponentiellen Interpolation lassen sich analog zu Abb. 81 Verhältniskurven erarbeiten.

Um den Energieaufwand je Bohrmeter zu erfassen, werden die exponentiellen Modelle mit gängigen Bohrlochkalibern verknüpft (Abb. 82). Es lässt sich so zunächst der spezifische, aber auch der Gesamtenergieaufwand für die komplette Bohrung bestimmen.

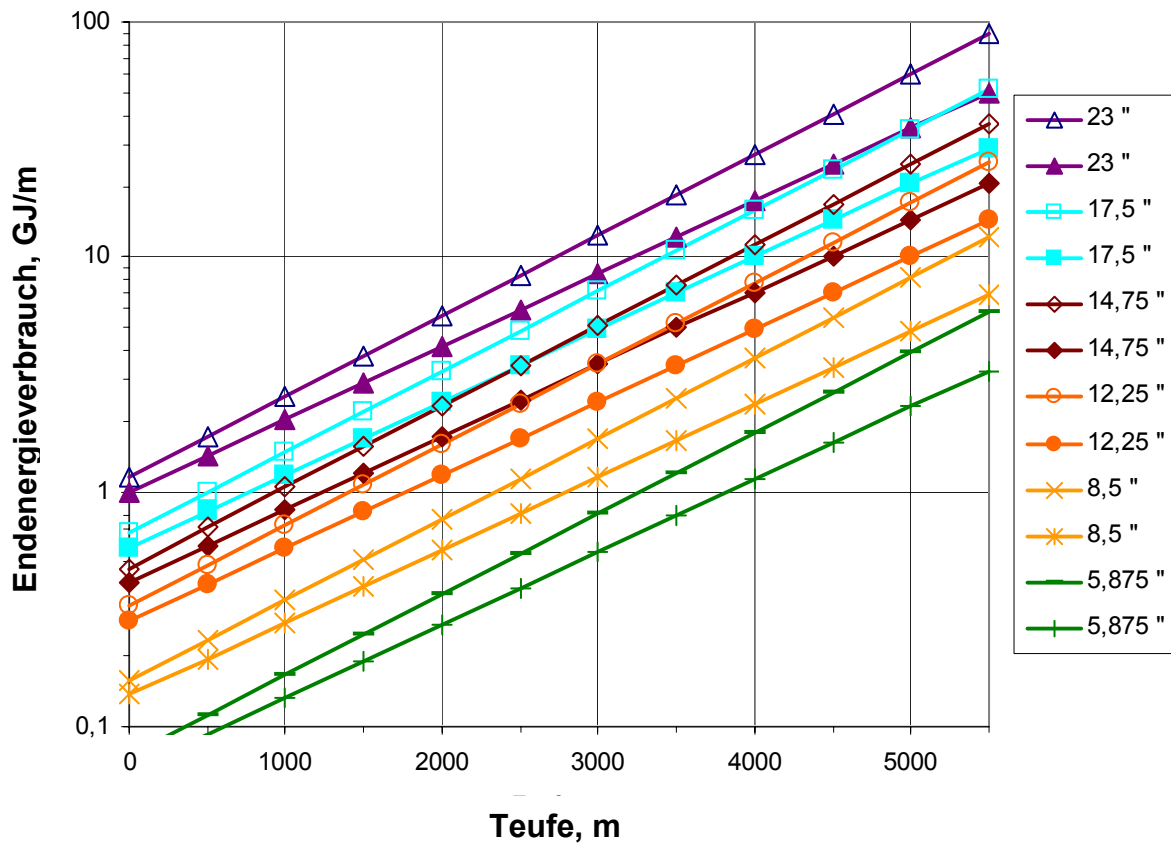


Abb. 82: Endenergieaufwand beim Bohren in Abhängigkeit von der Teufe und dem Bohrlochkaliber (Bohrlochdurchmesser in Zoll); glatte Linien repräsentieren eine Anlage mit höheren, Linien mit Symbolen eine Anlage mit geringeren Kapazitäten (analog zu Abb. 81)

Mit Hilfe von Abb. 82 kann der spezifische EA für Bohrlochkaliber in verschiedenen Teufen ermittelt werden. Die aus dem Bohrprofil ablesbaren Abschnittslängen werden mit dem für das jeweilige Kaliber gültigen Wert multipliziert, um den kumulierten Aufwand EA_{Ai} je Abschnitt zu erhalten (Glg. 46). Je kürzer die Abschnitte gleichen Kalibers gewählt werden, desto präziser werden die Angaben.

$$EA_{Ai} = \frac{f(x_e) + f(x_0)}{2} \cdot (x_e - x_0) \quad (\text{Glg. 46})$$

$$EA_g = \sum_{i=1}^x EA_{Ai} \quad (\text{Glg. 47})$$

mit:

x_e = Teufe am Abschnittsende, m

x_0 = Teufe am Abschnittsanfang, m

$f(x)$ = spezifischer EA je nach Kaliber, GJ/m

Dass der Energieaufwand nicht nur von geometrischen Größen, sondern auch von der jeweiligen zu durchteufenden Formation abhängt, zeigen Abb. 83 und Abb. 84.

Der formationsspezifische Energieaufwand kann sich dabei durchaus gravierend unterscheiden. Er ist quantitativ durch die Anlagenleistung erfasst.

Es zeigt sich, dass die „energieintensiven“ zum Teil mit den „kostenintensiven“ Formationen korrelieren. In beiden Fällen ist das Durchteufen von Buntsandstein- und Rotliegendhorizonten, bei KW2 insbesondere der Salinare, mit einem hohen spezifischen Energieaufwand verbunden.

Diese Beobachtungen stimmen ebenfalls mit den Bohrfortschrittszahlen überein.

Der formationsspezifische Energieaufwand kann nicht direkt mit Abb. 81 und Abb. 82 verglichen werden, da in Abb. 83 und Abb. 84 die jeweiligen Schichtgrenzen für die Mittelwertbildung und nicht feststehende Teufenabschnitte von je 500 m verwendet werden mussten.

Die Angaben sind daher nicht auf andere Teufenbereiche übertragbar. Es lassen sich lediglich qualitative Aussagen ableiten.

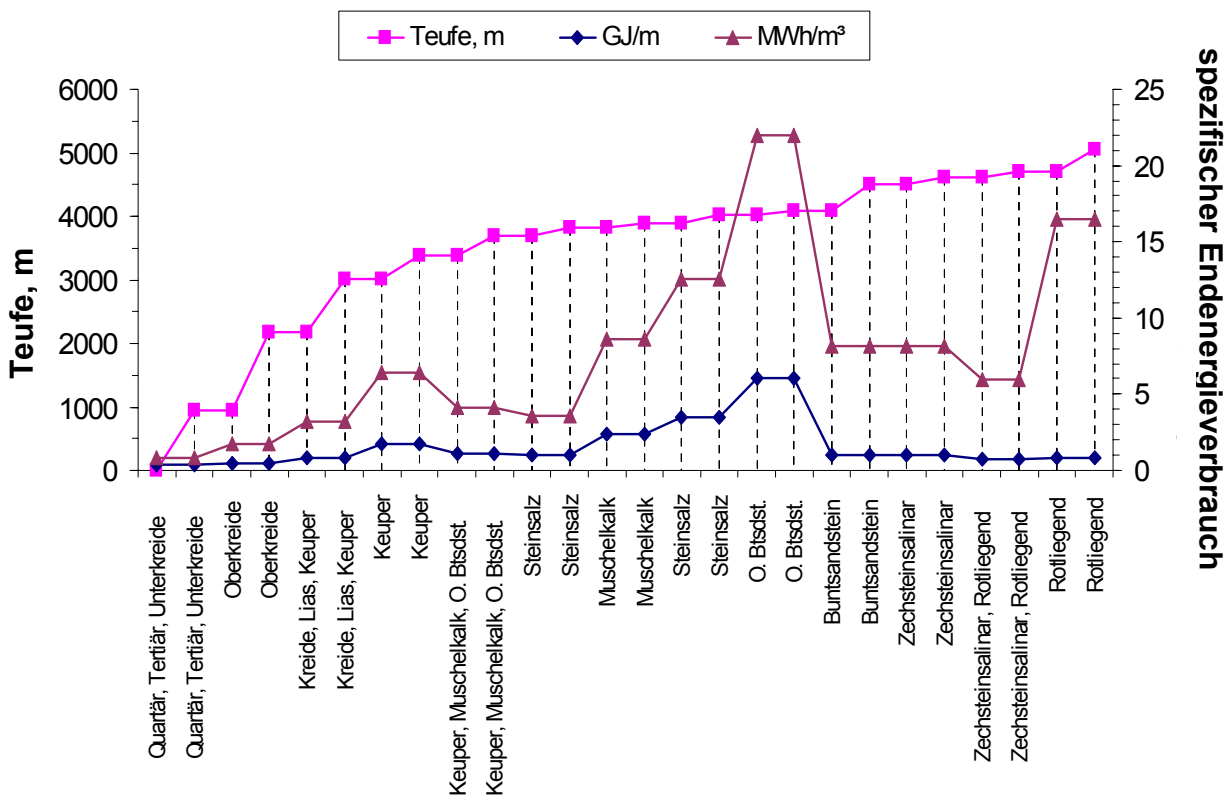


Abb. 83: Formationsspezifischer Energieaufwand beim Abteufen der Bohrung KW1

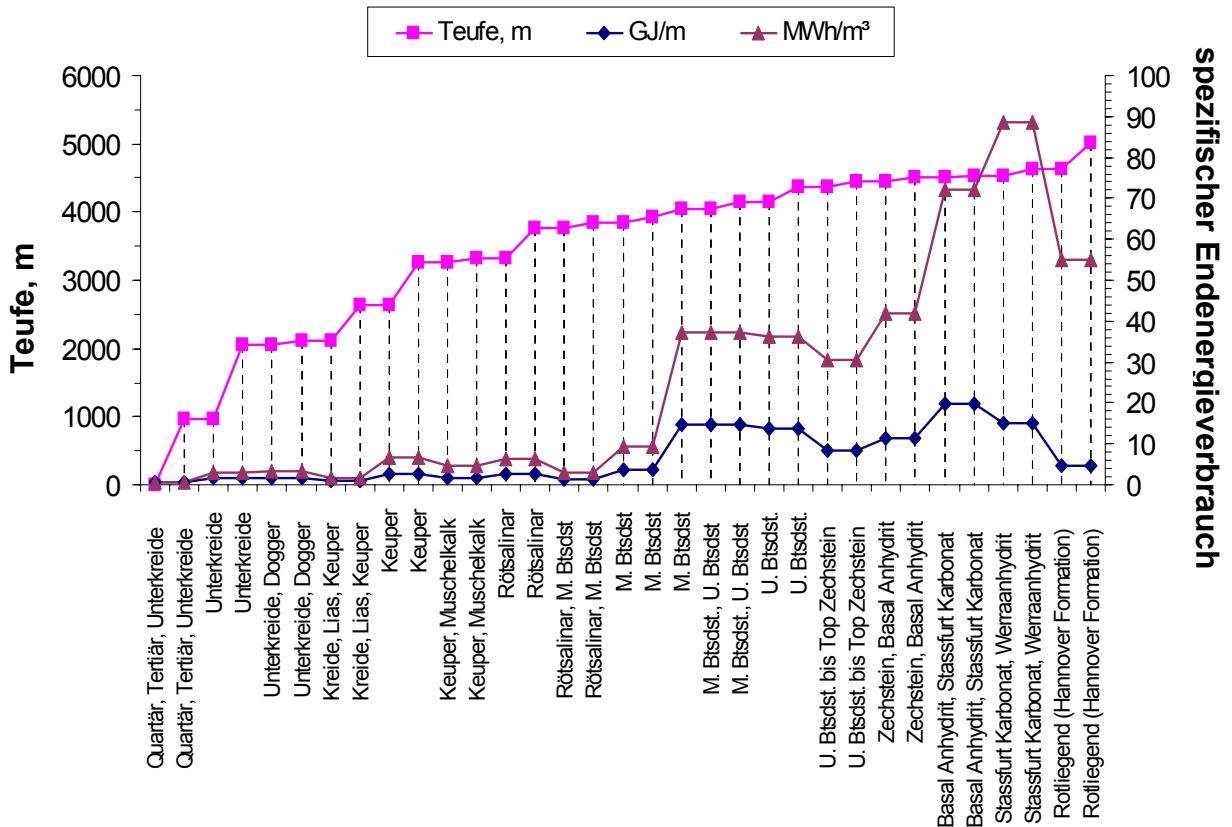


Abb. 84: Formationspezifischer Energieaufwand beim Abteufen der Bohrung KW2

7.2.2 Schlussfolgerungen zum Energieaufwand

Der Energieaufwand beim Abteufen von Bohrungen wurde für Referenzbeispiele ermittelt. Aus den Ergebnissen und der Darstellung des spezifischen Aufwands und dessen Normierung lassen sich die Angaben auf andere Standorte bzw. Bohrprofile übertragen.

Es besteht ein exponentieller Zusammenhang zwischen Energieaufwand und Teufe, der hauptsächlich von der Geometrie der Bohrung beeinflusst wird.

Die Angabe vom Durchschnittsaufwand je Teufen- oder Bohrlochvolumeneinheit ist nicht zulässig.

Für eine Bohrung nach dem in der Kostenanalyse präsentierten Szenario 1 (Abb. A-7) ist ein Stromverbrauch von ca. 2630 MWh_e bei geringeren Anlagenkapazitäten erforderlich. Der Bohrbetrieb alleine (Abteufen der Bohrung) macht dabei den überwiegenden Anteil aus. Verrohrungsarbeiten sind, u.a. weil sie schlichtweg weniger Zeit in Anspruch nehmen, sehr viel weniger energieintensive Arbeitsvorgänge. Nicht berücksichtigt wurden der Energieaufwand für Stimulationsarbeiten. Diese nehmen wie in Kapitel 7.2 nur einen geringen Anspruch und erfordern selbst bei sehr hohen bereitgestellten Pumpkapazitäten einen Bruchteil (im Prozentbereich) der zum Abteufen der Bohrung benötigten Energie. Aus den gleichen Gründen sind konventionelle hydraulische Testarbeiten nicht für die Abschätzungen relevant. Der Energieaufwand für die nachgeschaltete Förderung der Fluide (siehe Kapitel 3) ist im Eigenbedarf einer Stromerzeugungsanlage enthalten (siehe Kapitel 7.6).

Im Vergleich zum erwarteten Nettoenergieertrag nach Rogge et al. 2002 (Fall A) ist demnach ungefähr eine Jahresstromproduktion für das Abteufen einer Bohrungsdublette mit jeweils 5 km Teufe erforderlich.

Entsprechend der Kostenanalyse können „energieintensive“ Formationen bestimmt werden, die weitestgehend (mit Ausnahme der Salinare) mit den kostenintensiven Formationen korrespondieren.

Eine geothermische Bohrung im Sinne des Konzeptes sollte für eine gesteigerte Effizienz des Gesamtsystems ein möglichst schlankes Bohrprofil aufweisen und an Standorten abgeteuft werden, an denen besonders „energieintensive“ Formationen weniger stark ausgebildet bzw. weniger mächtig sind.

Für eine günstige Energiebilanz steht somit das effiziente Abteufen der Bohrung im Vordergrund. Die Effizienz (Energieeinsparung) darf dabei die Effektivität (gute Bohrfortschritte) nicht so weit einschränken, dass dadurch wiederum zu hohe Kosten entstehen.

7.3 Ertragsbewertung

Um die ermittelten Systemkosten bewerten zu können, werden sie einem zu erwartenden Ertrag aus der Strombereitstellung gegenübergestellt.

Den Berechnungen liegt eine Referenzanlage zugrunde (siehe Abb. 85), die nur die Auskopplung von Strom berücksichtigt. Gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz /BMU 2000/ wird Strom aus Geothermie bis zu einer installierten elektrischen Anlagenleistung von 20 MW_e mit mindestens 8,95 € Cent je Kilowattstunde vergütet.

Die Stromgestehungskosten beinhalten die folgenden Kostenanteile:

- Herstellungskosten des Untertagesystems (geothermale Dublette, 5 km Sondenlänge):
 - 14.950 x 10³ € (mit einem Kostenmittelwert für 100 m³/h und einem Injektionssondenkostenanteil von ca. 90 % der Fördersonde, siehe Tab. 20);
 - Abschreibungsdauer der Bohrungen: 30 a;
 - Abschreibungsdauer der Pumpe inkl. Steigrohre: 10 a;
- ORC-Anlage (mit einer Abschreibungsdauer von 15 a):
 - 1.300 x 10³ €/kW ohne Aufbau /Manciana 2001/;
- jährliche Betriebskosten der Anlage (inkl. Wartungs- und Instandsetzungskosten):
 - ca. 100 x 10³ €/MW_e (Kutscher 2000);
- Nutzungsdauer:
 - 30 a.

→ Jährliche Gesamtkosten ohne Zinsen: ca. 684 x 10³ €/a.

Der Untertageteil macht in diesem Fall ca. 74% der Gesamtkosten aus.

Abb. 85 zeigt die durch das System verfügbare Energie und die erforderliche Nettoenergieauskopplung, die theoretisch erforderlich ist, wenn die Stromgestehungskosten auf dem Niveau der Einspeisevergütung liegen sollen. Die Darstellung geht von konstanten Basiskosten und variablem Eigenbedarf der Anlage aus. Die untertägigen Förderhilfsmittel machen den größten Anteil am Eigenbedarf (Antriebsleistung) aus. Wie in Kapitel 3 dargestellt, wird dieser im Wesentlichen durch die Produktivität des Reservoirs und den angestrebten Fördervolumenstrom bestimmt. Im aufgeführten Beispiel repräsentiert ein geringer Eigenbedarf eine hoch produktive Sonde, mit Abnahme der Produktivität bei Erhöhung des Eigenbedarfs. Der Fall eines Eigenbedarfs von Null hat keine praktische Relevanz und stellt lediglich das theoretische Maximum dar.

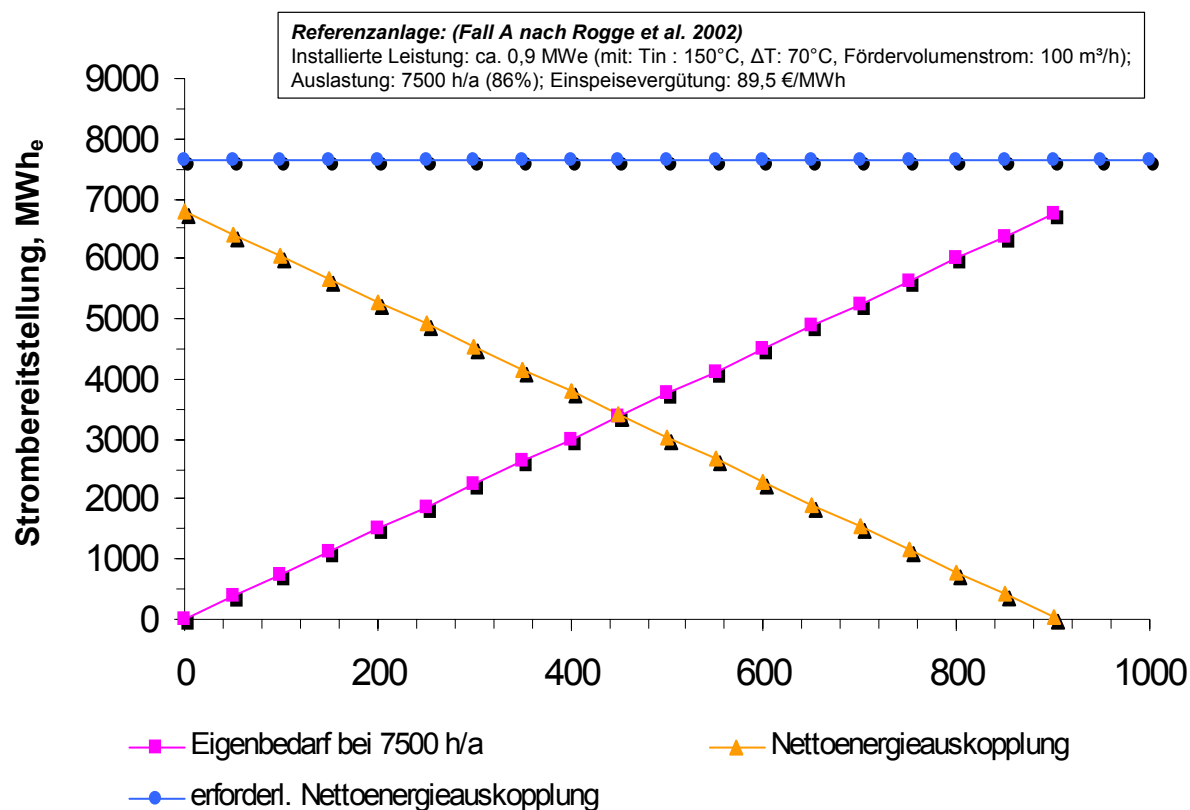


Abb. 85: Nettoenergieauskopplung bei variablem Eigenbedarf der Anlage und konstanten Herstellungskosten.

Das Beispiel macht deutlich: Das Niveau der Nettoenergieauskopplung befindet sich unter dem einer Parität zwischen Stromgestehungskosten und der Einspeisevergütung.

Dies bedeutet, dass geringere Herstellungskosten, eine höhere Anlagenkapazität und/oder eine höhere Produktivität der Lagerstätte erforderlich sind. Die Effizienzverbesserung der technischen Systemkomponenten (z.B. Förderaggregate und Energieumwandlungsanlage) ist nur in einem geringem Maß möglich. Trotzdem spielt sie als zusätzliches Potenzial eine wichtige Rolle.

Es sind deshalb vor allem die Kostensenkungspotenziale bei der initialen Erschließung und die eigentliche Produktivität des Nutzhorizontes (primär und/oder sekundär) die ausschlaggebenden Faktoren zur Erzielung einer Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems.

Was die Bohrkosten betrifft, so wurde bereits auf diverse Einsparmöglichkeiten unterschiedlicher Größenordnung, wie z.B. auf die Beeinflussung der Parameter der Bohrung und „Economy-of-Scale“-Effekte, hingewiesen. Eine Verringerung der Nutzhorizontteufe (Reduzierung des unproduktiven Bohrungsabschnittes) führt dabei, wie dargestellt, ebenfalls zu einer deutlichen Reduzierung der Erschließungskosten.

Ein weiteres Fallbeispiel repräsentiert eine Referenzanlage mit einer höheren Ausbeute. Der Kostenanteil des Untertagebaus liegt hier bei lediglich 53 %, die Kosten über die Nutzungsdauer (30 Jahre) betragen 724×10^3 €. Die übertägigen Anlageninvestitions- und Anlagenbetriebskosten (analog zu den jeweiligen spezifischen Kosten) wurden gesteigert. Die Herstellungskosten der Bohrungen wurden um 25 % gesenkt. Alle übrigen Parameter wurden konstant gehalten (z.B. Wirkungsgrad der Systemkomponenten).

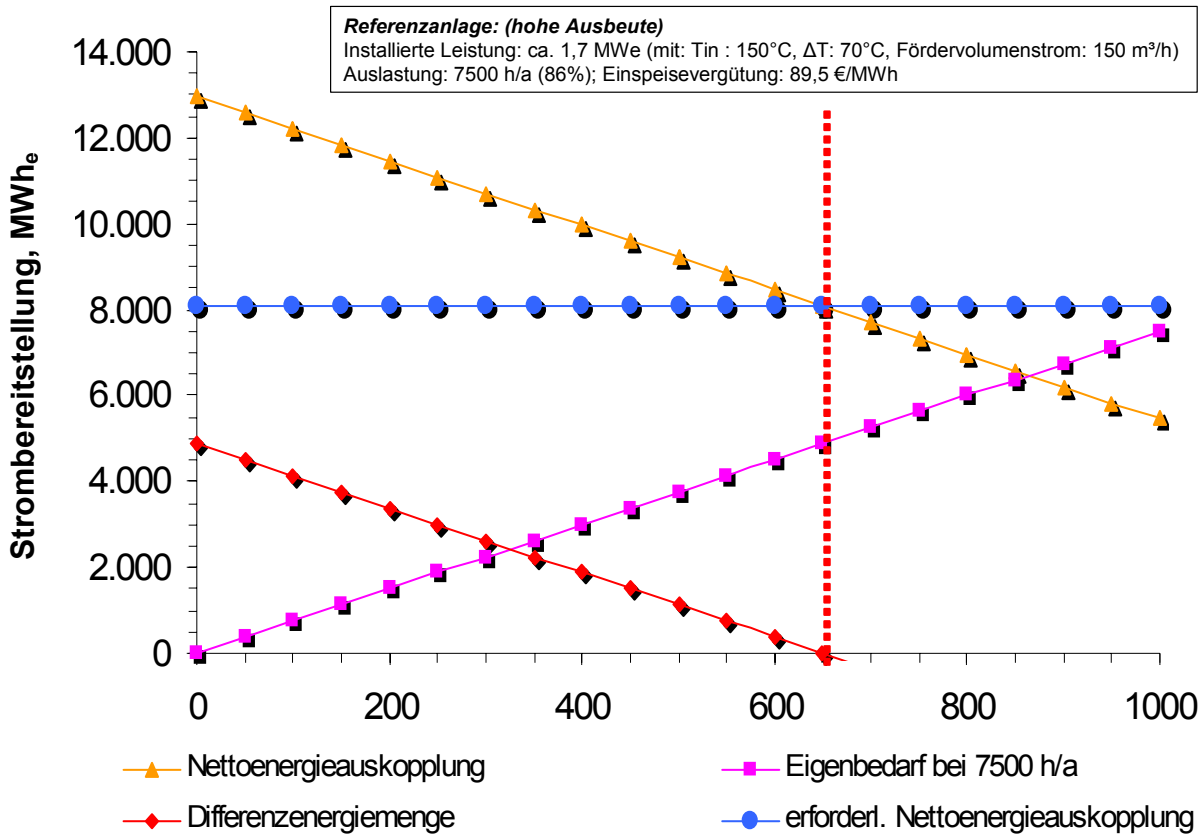


Abb. 86: Nettoenergieauskopplung bei variablem Eigenbedarf einer Anlage mit hoher Energieausbeute und konstanten Herstellungskosten.

Das Beispiel in Abb. 86 zeigt, dass erst ein Eigenbedarf der Anlage von mehr als ca. 650 kW_e Stromgestehungskosten verursacht, die oberhalb der Einspeisevergütung liegen. Die Kapazitäten sind in erster Linie abhängig von der Ergiebigkeit der Sonden. Die hierfür erforderlichen binären Energieumwandlungsanlagen entsprechen dem Stand der Technik /Lund et al. 1999, Kutscher 2001/. Der Wirkungsgrad der Anlagen variiert mit dem Fluiddurchsatz und der Temperatur der Wärmequelle /Rafferty 2000, Paul et al. 2002/. Für das zweite Fallbeispiel wurde für eine konservative Abschätzung der Wirkungsgrad des ersten Fallbeispiels /Rogge et al. 2002/ übernommen.

Um eine Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems bei gleich bleibenden Rahmenbedingungen zu erzielen, gilt es daher, die besprochenen Einspar- und Produktivitätssteigerungspotenziale im individuellen Anwendungsfall gründlich zu analysieren und konsequent auszunutzen.

8 Zusammenfassung

Die Untersuchungen ergeben, dass im Falle sedimentärer Rotliegend-Lagerstätten ein genereller Bedarf zur Steigerung der natürlichen Produktivität der Reservoirs vorliegt. Stimulationsbehandlungen sind deshalb als obligatorische Maßnahmen zu verstehen, um eine effiziente Förderung der hochsalinaren Formationsfluide bei Raten zwischen 50 und 150 m³/h zu ermöglichen.

Die durchgeführte Behandlung der Rotliegend-Sandsteine hatte grundsätzlich das Ziel, einen effektiven Anschluss der produktiven, porös-permeablen Matrix an die Bohrung zu erreichen. Folglich galt es, abgestützte Risse mit möglichst hohen Rissweiten, somit hohen Konduktivitäten und eher geringer lateraler Reichweite zu erzeugen.

Unterschreitet die Ausgangsproduktivität des Reservoirs jedoch ein Mindestniveau, können hydraulische Stimulationsmaßnahmen unter Verwendung von hochviskosen Fluiden und Stützmitteln zwar einen hohen Stimulationserfolg erzielen. Sie führen dennoch letztlich, eben wegen der schlechten Ausgangslage, nicht zu einer akzeptablen Endproduktivität. Eine induzierte Schädigung der potenziellen Nutzhorizonte (z.B. durch den bohrtechnischen Aufschluss) verursacht eine Beeinträchtigung der Ausgangsproduktivität und eine Maskierung der ungeschädigten Reservoirverhältnisse.

Ohne eindeutige Quantifizierung dieses Effektes (Art und Reichweite) und durch Einschränkungen auf Grund des angewendeten technischen Konzeptes, kann es zu einer suboptimalen Auslegung (Unterdimensionierung) der Stimulationsbehandlung kommen. Die erreichte Produktivitätssteigerung liegt folglich deutlich unterhalb der theoretisch möglichen Potenziale, die eindeutig aus Kernmessungen hervorgehen.

Chemisch-mechanische Effekte im Riss selbst, so kann vermutet werden, haben einen sekundären Einfluss auf die Effektivität der Stimulationsbehandlung ausgeübt. Sie führten zu einer nachträglichen Abnahme der Risskonduktivität. Solche Effekte werden insbesondere während der Risseinschluss- und Förderphase wirksam. Hierzu zählen Ausfällungen, Ablagerungen in den Porenhohlräumen und Porenhälsen der Stützmittelpackung, ein unvollständiger Gelabbau sowie die mechanische Zerstörung der eingebrachten Stützmittelkörner bei punktuellen Lasten als Folge zu geringer Stützmittelkonzentrationen im Riss und zunehmender Druckabsenkung im Reservoir während der Förderphase. Die negativen Effekte gilt es durch eine geeignete Auslegung der Behandlung zu minimieren: durch eine effektive Stützmittelpackung und höhere Risskonduktivitäten, aber auch durch eine moderate Fahrweise der Produktion über lange Zeiträume in und aus den potenziellen Nutzhorizonten.

Unter diesem Gesichtspunkt ist die Verwendung aufgewältigter ehemaliger Kohlenwasserstoffbohrungen für eine geothermische Nachnutzung nicht zwangsläufig die ideale Strategie aus technisch-wirtschaftlicher Perspektive. Die notwendigen multiplen Aufschlussvorgänge sind jeweils mit erheblichem Materialeintrag und –austrag und Wechselwirkungen mit der Formation verbunden. Bei einem Neuaufschluss der Lagerstätte mit dem Primärziel einer geothermischen Nutzung und unter Verwendung moderner, angepasster Bohr- und Spülungstechnologie ist eine Reduzierung insbesondere aber auch eine bessere Identifizierung der nie auszuschließenden induzierten Schädigung erreichbar. Dieser Umstand steigert die Effektivität und verringert den Aufwand nachträglicher, gezielter Stimulationsmaßnahmen.

Die Untersuchungen lieferten darüber hinaus erste Hinweise auf das hydraulisch-mechanische Verhalten der als geothermische Reservoirs erschlossenen Rotliegend-Sandsteine (Rambow-Schichten). Die Modellergebnisse und in situ Messungen zeigen relativ geringe Riss-schließdruckgradienten in den behandelten Formationen, die nur wenig oberhalb (~8 MPa effektiv) der Porendruckgradienten liegen. Dieser Zustand begünstigt die Erzeugung hydraulischer Risse und lässt, unter Voraussetzung der Verwendung einer geeigneten Garnitur, die Durchführbarkeit größer dimensionierter Behandlungen bei moderaten Bohrlochkopfdrücken realistisch erscheinen. Diese sind aus Sicht der gewonnen Erkenntnisse und für einen respektablen Stimulationserfolg unabdingbar.

Aus den Experimenten konnten weiterhin Lernpunkte im Bereich der Durchführung und Auswertung entsprechender Fracoperationen herausgearbeitet werden, die ihre Berücksichtigung im Rahmen von Folgebehandlungen am Standort Groß Schönebeck selbst, aber auch anderen Standorten, an denen ähnliche Nutzhorizonte erschlossen werden, finden sollten.

Es wurde zudem erstmalig die technische Machbarkeit einer Fractechnologie nachgewiesen, die selektive Stimulationsbehandlungen unter Verwendung von stützmittelbeladenen, hochviskosen Fluiden in vertikalen, unverrohrten Bohrlochsektionen in Teufen größer als 4 km und Gebirgstemperaturen größer 140°C ermöglicht. Dies wurde durch den Einsatz eines Open-Hole-Packers und einer Kiesschüttung als künstliche hydraulische Barrieren ermöglicht. Durch den Verzicht auf eine zusätzliche Verrohrung im Speicherbereich entstehen Kosteneinsparpotenziale und eine Maximierung der im nachhinein zur Verfügung stehenden Zuflussflächen. Nichtsdestotrotz dürfen diese Rahmenbedingungen nicht dazu führen, dass die Auslegung der Stimulationsbehandlung aus sicherheitstechnischen Beweggründen so stark eingeschränkt werden muss, dass die resultierende Effektivität der erzeugten Risse auf ein Mindestmaß reduziert wird. Dies erfordert eine weitere Erprobung der Technologie durch die Variation der relevanten Behandlungsparameter, die da wären: Volumen und Rheologie des Frac-Fluids, Injektionsrate sowie Menge und Eigenschaften der eingebrachten Stützmittel. Zusätzlich müssen weiterhin alternative Barrierensysteme diskutiert werden, die das technische Risiko durch eine potenzielle Packerumläufigkeit verringern.

Das Potenzial der erschlossenen Nutzhorizonte ist somit nicht abschließend geklärt. Die hergestellte Produktivität des Reservoirs reicht für eine effiziente Förderung der Formationsfluide bei hohen Raten für die angestrebte, übertägige Stromerzeugung noch nicht aus. Eine Förderung von mehr als $100\text{ m}^3/\text{h}$ aus einer Sonde erscheint in Hinblick auf die betrachteten Reservoirs und der anwendbaren Stimulationsmaßnahmen bzw. Stimulationspotenziale unrealistisch, da diese Raten selbst bei günstigen Produktivitätsverhältnissen ($> 30\text{ m}^3/\text{hMPa}$) nur mit einem exzessiven Förderaufwand erreichbar wären. Ein solcher Aufwand steht in keinem Verhältnis zu der erwarteten auskoppelbaren elektrischen Leistung der übertägigen Anlage von bis zu einem Megawatt. Höhere Fördervolumenströme lassen sich deshalb nur mit Hilfe eines Mehrfachsondenszenarios erzielen.

Auch bereits für geringere Förderraten zwischen 50 und $100\text{ m}^3/\text{h}$ stellt sich ein hoher Förderaufwand bei niedrigen Reservoirproduktivitäten ($< 10\text{ m}^3/\text{hMPa}$) ein. Diese Abhängigkeiten wurden unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien herausgearbeitet und daraus letztendlich die anfänglich erwähnten Stimulationsziele definiert.

Zur Stimulationswirkung bleibt abschließend festzuhalten, dass der erreichbare Stimulationsfaktor (FOI), der mit Hilfe eines analytischen Modells ermittelt wurde, sich umgekehrt proportional zur Ausgangsproduktivität des Reservoirs verhält. Bedeutend für eine effiziente Förderung ist jedoch allein die Endproduktivität ($> 30\text{ m}^3/\text{hMPa}$) und nicht der Stimulationsfaktor. Die dimensionslose Risskonduktivität ist dabei das Maß für den Transmissibilitätskontrast der mit Hilfe einer Hydraulic Proppant Fracturing Behandlung zwischen Riss und Matrix hergestellt werden kann. Gleichzeitig ist sie ein Maß für die Effektivität des Risses bzw. seiner Stimulationswirkung in der porös-permeablen Matrix. Je höher die dimensionslose Risskonduktivität und je länger der Riss desto höher der erreichbare FOI. Beide Parameter sind jedoch nicht beliebig steigerungsfähig, sondern abhängig von den Reservoirseigenschaften und den technisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und müssen daher individuell ermittelt und optimiert werden. Bei der Erschließung klastischer sedimentärer Speichergesteine ist daher auf Grund der Begrenztheit der Stimulationswirkung der Fokus auf Standorte mit bereits moderaten Ausgangsproduktivitäten zu richten. Dies führt zwangsläufig zu einer Einschränkung der Standortauswahl. Trotz einer potenziell geringeren effektiven Stimulationswirkung (ca. Faktor 2-3), kann nur auf diese Weise unter Berücksichtigung des Gesamtziels, dem Erreichen langfristiger hoher Förderraten aus tiefliegenden Aquiferstrukturen, eine effiziente Umsetzung des Technologiekonzeptes erfolgen.

Schließlich wurden neben den technischen Aspekten auch wirtschaftliche Fragestellungen behandelt. So konnte der Kosten- und Energieaufwand ermittelt werden, der mit der bohrtechnischen Erschließung der Lagerstätten bzw. mit der Herstellung des Untertagesystems verbunden ist. Dies ermöglicht eine Aussage die Energie- und Kostenbilanz des Gesamtsystems.

Bei beiden Aspekten wurden Einsparpotenziale aufgezeigt, die jedoch weiter analysiert werden müssen. Es wurde aber bereits deutlich, dass eine Verringerung des Bohrlochquerschnitts und die Verkürzung der Projektdauer zu deutlichen und gleichzeitig den Haupteinsparpotenzialen führen. Die Notwendigkeit dieser Untersuchungen ist durch den Anteil der Bohrkosten von über 90 % an den Kosten des Untertagebaus der Anlage und einen Energieaufwand von mehreren tausend Megawattstunden beim Abteufen einer 4 bis 5 km Bohrung eindeutig begründet. Der zusätzliche Energieaufwand, der mit den obligatorischen Stimulationsmaßnahmen verbunden ist, fällt vergleichsweise gering aus und ist in diesem Zusammenhang vernachlässigbar. Der Gesamtenergieaufwand ist jedoch vor allem für die geothermische Energiegewinnung ein wichtiger Einflussfaktor in Bezug auf die energetische Effizienz des Gesamtsystems. Die Untersuchungen in diesem Bereich ergaben, dass sich der Energieaufwand gegenläufig zur Effektivität des Bohrens verhält. Diese hat wiederum Einfluss auf die Bohrkosten. Folglich gilt es, auf der Grundlage der gewonnenen Erkenntnisse generell standortspezifische Kompromisslösungen zu erarbeiten, die sowohl die Effektivität als auch Effizienz der Erschließungstechnologie berücksichtigen.

Das vorgestellte geothermische Technologiekonzept ist folglich in Teilaspekten erfasst und mit ersten Erkenntnissen unterlegt. Die untersuchten Speichergesteine bergen ein großes Potenzial, welches auch durch deren flächendeckende Verbreitung im Bereich des Norddeutschen Beckens sowie in angrenzenden geologischen Strukturen bedingt ist. Die erfolgreich erprobte Stimulationstechnologie ist erweiterbar und bietet daher Perspektiven. Allein mit deutlich größeren Behandlungsdimensionen ist jedoch ein veritabler Stimulationserfolg und damit eine akzeptable Produktivität in Abhängigkeit von den Ausgangsbedingungen erreichbar. In diesem Zusammenhang sollte in Zukunft ebenfalls die Option der hydraulischen Anbindung weiterer Zuflusszonen, sowohl in vertikaler als auch lateraler Richtung, untersucht werden. Dass insbesondere natürlich geklüftete Formationen entsprechende Potenziale bergen hat sich im Rahmen der Untersuchungen bereits angedeutet.

Es bedarf nun weiterer, gezielter Forschungsanstrengungen, um das vorhandene Potenzial einem effizienten Nutzen zuzuführen und damit dem Ziel einer abnehmernahen geothermischen Stromerzeugung einen Schritt näher zu kommen.

„Alles Wissen und alles Vermehren unseres Wissens endet nicht mit einem Schlusspunkt, sondern mit einem Fragezeichen.“

H. Hesse, 1877-1962

I. Danksagung

Die vorliegende Arbeit wurde im Rahmen der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) finanzierten Forschungsprojekte „Nutzbarmachung klüftig-poröser Speicheresteine zur abnehmernahen geothermischen Energiebereitstellung“ (BEO 0327063) und „Erschließung klüftig-poröser Speicher im Norddeutschen Becken - Experimente zur Stimulation von Sandstein in der Geothermiebohrung Groß Schönebeck“ sowie dem Forschungsprojekt „In Situ-Geothermielabor - GFZ Forschungsbohrung im Verflechtungsgürtel Brandenburg-Berlin“ des GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ) angefertigt. Die Projektkoordination erfolgte durch das GFZ Potsdam in der Person von Herrn *Dr. rer. nat. E. Huenges*. Als Korreferent sei ihm für die konstruktiven Diskussionen und Anregungen vor allem im Bereich der geothermischen Energiegewinnung und Lagerstättenklassifizierung gedankt, die entscheidend zum Gelingen der Arbeit beigetragen haben und dafür sorgten, dass der „Rote Faden“ nicht verloren ging.

Besonderer Dank gilt meinem Mentor und Doktorvater Herrn *Univ. Prof. Dr.-Ing. H. Wolff*. Insbesondere durch ihn erfuhr ich eine anschauliche und vielseitige Ausbildung und bekam die Möglichkeit, unter seiner Obhut diese Arbeit anzufertigen. In diesem Zusammenhang danke ich ihm für die fachlichen Anregungen aus zahlreichen Gesprächen, in die er viel Zeit und Geduld investierte, und die Vermittlung von „Blicken über den Tellerrand“.

Mein Dank gilt ebenfalls Herrn *Dr. C. J. de Pater* für die Übernahme des Korreferats und damit vor allem für seine wertvollen Anmerkungen und seine theoretische und praktische Expertise im Bereich der Gebirgsmechanik und der Hydraulic Fracturing Technologie. Er trug damit maßgeblich zum Gelingen der Arbeit bei.

Sehr verbunden bin ich Herrn *Prof. Dr. rer. nat. W. Dominik* für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Weiterhin gilt mein besonderer Dank Herrn *Dr. M. P. Cleary* für die Bereitstellung der Simulationssoftware, die für die Auswertung der hydraulischen Feldexperimente verwendet wurde. Desweiteren danke ich ihm und Herrn *E. McDonagh* sowie den Mitarbeitern der Firma Resources Engineering Systems (RES) für ihre kontinuierliche fachliche Unterstützung und hilfreichen Anregungen auf dem Gebiet der Rissmodellierung.

Herrn *T. Ruttman* und damit der Wintershall AG sei gedankt für die Bereitstellung von Bohrkostendaten und die freundliche und unbürokratische Kooperation. Dabei machten die unkonventionellen und innovativen Ansätze zur Steigerung der Effektivität bei der Planung und Durchführung von Bohrungen besonderen Eindruck auf mich.

Ich möchte mich auch bei allen Mitarbeitern des Fachgebietes *Entsorgungs- und Rohstofftechnik* der *Technischen Universität Berlin* und der Sektion *Geothermie* des *GFZ Potsdam* für eine interessante Zusammenarbeit und ein freundliches und kollegiales Arbeitsklima bedanken.

Weiterhin möchte ich mich bei meiner Lektorin Frau *Dr. S. Strobel* und bei Herrn *Dr.-Ing. A. Saadat* für das Lesen meiner Arbeit und die vorgeschlagenen Korrekturen bedanken.

Mein Dank geht auch an meine Familie, vor allem an meine Eltern *S.* und *Dr. T.- H. Legarth*, für weit mehr als an dieser Stelle gesagt werden könnte.

Schließlich danke ich besonders herzlich *Janina*, für ihre liebevolle Unterstützung, Motivation und ihr Verständnis, die mir über so manches Tief hinweghalfen.

II. Nomenklatur

B	= Formations-Volumen-Faktor
c_t	= totale Kompressibilität (bar^{-1})
d	= Strömungsquerschnitt (m)
d_i	= innerer Rohrdurchmesser (m)
d_o	= äußerer Rohrdurchmesser (m)
D	= mittlere Tiefe des Nutzhorizontes (m)
E	= Elastizitätsmodul (bar)
\bar{E}	= Rissöffnungs-E-Modul (bar)
F_{CD}	= Dimensionslose Risskonduktivität
F_{CDopt}	= optimale Dimensionslose Risskonduktivität
g	= Gravitationskonstante ($9,81 \text{ m/s}^2$)
h	= effektive Nutzhorizontmächtigkeit (m)
h_f	= Risshöhe (m)
$h_{f1/2}$	= Höhe des Risshalbraums bei symmetrischer Rissgeometrie (m)
h_1	= Pumpenabsetztiefe (PSD) (m)
h_2	= mittlere Tiefe des Nutzhorizontes (midperforations depth) (m)
k_f	= Permeabilität des Risses (mD)
k	= Permeabilität der Formation (mD)
K_t	= zeitspezifische Kostenkennzahl ($\text{€}/m^3h$)
K_v	= volumenspezifische Kostenkennzahl ($\text{€}/m^3$)
\bar{K}_g	= gewichtete spezifische Bohrkosten ($\text{€}/m$)
L	= Rohrlänge (m)
r_i	= Länge des Rissintervalls (m)
p_{at}	= Atmosphärendruck (bar)
p_{bd}	= Aufbrechdruck (bar)
p_{bb}	= Bohrlochsohlendruck (bar)
p_c	= Risschließdruck (bar)
$p_{discharge}$	= Pumpenaustrittsdruck (bar)
p_D	= dimensionsloser Druck
p_e	= Porendruck (bar)
p_{fort}	= Rissfortleitungsdruck (bar)
p_{frac}	= Fracdruck (bar)
p_{hyd}	= hydrostatischer Druck (bar)
p_i	= lokal anliegender Porendruck (bar)
p_n	= durchschnittlicher anliegender Porendruck (bar)
p_{Net}	= Nettorissdruck (bar)
p_{NWB}	= Reibungsdruckverluste im bohrlochnahen Bereiche (bar)
p_R	= mittlerer volumetrischer Reservoirdruck (bar)
p_{RR}	= Ringraumdruck (bar)
p_{perff}	= Reibungsdruckverluste über die Perforationen (bar)
$p_{suction}$	= Pumpenansaugdruck (bar)
p_{tf}	= totale Reibungsdruckverluste (bar)
p_{nf}	= realer Bohrlochsohlenfließdruck (bar)
p_{nf}^*	= Bohrlochsohlenfließdruck bei idealer radialer Anströmung (bar)
p_{wb}	= Bohrlochkopfdruck (bar)
PI	= Produktivitätsindex ($m^3/hMPa$)
$PI_{postfrac}$	= Produktivitätsindex nach der Fracbehandlung ($m^3/hMPa$)
$PI_{prefrac}$	= Produktivitätsindex vor der Fracbehandlung ($m^3/hMPa$)
PI_{pss}	= Produktivitätsindex im pseudo-stationären Förderregime ($m^3/hMPa$)

q	= Förderrate, Fließrate (m^3/h)
q_D	= dimensionslose Förderrate
q_{N2}	= Stickstoffrate (m^3/h)
r	= Radius (m)
r_e	= Drainage Radius des Reservoirs (m)
r_w	= Bohrlochradius (m)
R'	= Rissradius (m)
s	= Skinfaktor
s_f	= Pseudoskinfaktor
t_b	= effektive Bohrzeit (h)
t_{rt}	= Roundtripzeit (h)
t_D	= dimensionslose Zeit
t_N	= Nolte-Zeit (s)
t_{pss}	= Zeitdauer bis zum Erreichen des pseudo-stationären Förderregimes (d)
T	= Zugfestigkeit des Gesteins (bar)
v	= Fließgeschwindigkeit (m/s)
\dot{V}	= Fördervolumenstrom (m^3/h)
V_f	= Rissvolumen (m^3)
w	= Rissweite (m)
w_{max}	= maximale Rissweite (m)
w_{opt}	= optimale Rissweite (m)
x_f	= Risshalbblänge (m)
x_{fopt}	= optimale Risshalbblänge (m)
ξ	= Teufe (m)
α	= Biot'sche Konstante
Δh_{fluid}	= Höhe der Fluidsäule (m)
Δp	= Druckabsenkung im Reservoir (bar)
Δp_{fi}	= Druckverluste oberhalb der Pumpeneinbauteufe (bar)
Δp_{fu}	= Druckverluste unterhalb der Pumpeneinbauteufe (bar)
Δp_{pump}	= Pumpendruck (bar)
$\Delta \sigma_{cl}$	= Spannungskontrast im Liegenden (bar)
$\Delta \sigma_{cu}$	= Spannungskontrast im Hangenden (bar)
Δt_c	= Risseinschlussdauer (s)
ε	= Rauigkeit (m)
ϕ	= Matrixporosität (%)
γ	= spezifisches Gewicht
η	= poro-elastischer Koeffizient
η_{mech}	= mechanischer Wirkungsgrad
λ	= Reibungsbeiwert
μ	= dynamische Fluidviskosität ($Pa \cdot s$)
ρ_{ff}	= Formationsflüddichte (kg/m^3)
ρ_{fluid}	= Flüddichte (kg/m^3)
σ_h	= minimale horizontale Hauptnormalspannung (bar)
σ_{H1}	= maximale horizontale Hauptnormalspannung (bar)
σ_{prop}	= effektiver Druck auf die Stützmittelpackung (bar)
σ_v	= vertikale Hauptnormalspannung (bar)
ν	= Poissonzahl
dp_p / dz	= Porendruckgradient ($bar/100 m$)
dp_t / dz	= hydrostatischer Gradient im Steigraum ($bar/100 m$)
dp_v / dz	= hydrostatischer Gradient in der Bohrung ($bar/100 m$)

III. Abkürzungen

BAM	= Bohranlagenmiete
BISIP	= Instantaneous-Shut-In-Pressure auf der Bohrlochsohle
DF	= Datafrac
DFL	= dynamischer Fluidspiegel
EA	= Endenergieaufwand
ESP	= Electric Submersible Pump; elektrische Tauchkreiselpumpe
gbu	= Aufbaurrate
GOK	= Geländeoberkante
GT	= Geothermie
HF	= Hauptfrac
IPR	= Inflow Performance Ratio
ISIP	= Instantaneous Shut-In Pressure am Bohrlochkopf
KOP	= Ablenkpunkt (Kick-Off Point)
KW	= Kohlenwasserstoff
MD	= gemessene Bohrlochlänge (measured depth)
NPSH	= Net Positive Suction Head; min. Pumpenansaugdruck
PD	= Projektdauer
PM	= Pressure Matching
PSD	= Pump Setting Depth; Pumpeneinbauteufe
SFL	= statischer Fluidspiegel
TVD	= vertikale Bohrlochteufe (true vertical depth)

IV. Quellenverzeichnis

1. Adegbola, K., Boney, C. (2002), Effect of Fracture Face Damage on Well Productivity, SPE¹¹ Paper 73759
2. Aggour, T. M., Economides, M. J. (1999), Impact of Fluid Selection on High-Permeability Fracturing, SPE Paper 54536
3. Ahmed, U. (1988), Fracture height prediction, SPE Paper 18338
4. American Petroleum Institute (API) (1996), Joint Association Survey on Drilling Costs (JAS), Washington D.C., USA, published Nov. 1997
5. Aud, W.W., Poulson, T.D., Burns, R.A., Rushing, T.R., Orr, W.D. (1999), Lateral Proppant Distribution: The Good, the Bad, and the Ugly of Putting Frac Jobs Away, SPE Paper 56725
6. Baldschuhn, R., Binot, F., Fleig, S. & Kockel, F. (2001): Geotektonischer Atlas von NW-Deutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor. – Geol. Jb., A153: 3-95, 1 Abb., 3 CDs; Hannover
7. Bale, A., Larsen, L., Barton, D.T., Buchanan, A. (2001), Propped Fracturing as a Tool for Prevention and Removal of Formation Damage, SPE Paper 68913
8. Barree, R.D. (2002), SPE Stimulation (STMU) Technical Interest Group (TIG), TIG list submission, 21.10.2002
9. Barree, R.D., Fisher, M.K., Woodroof, R.A. (2002), A Practical Guide to Hydraulic Fracture Diagnostic Technologies, SPE Paper 77442
10. Berghofer, K. (1998), Entwicklung und Trends bei der Fracstimulation von Rotliegend Erdgasbohrungen, Tagungsbericht 9801, DGMK-Frühjahrstagung 1998, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, Celle
11. BMU (2000), Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vom 29.03.2000 (EEG/EnWGuaÄndG); BGB1 I 2000, 305; FNA 754-15, GESTA E004; in Kraft getreten am 01.04.2000
12. British Petroleum (BP) (2002), BP statistical review of world energy 2002, <http://www.bp.com/centres/energy2002/>, 21.10.2002
13. Bradley, H. B. (1992), Petroleum Engineering Handbook, 3rd Printing, Society of Petroleum Engineers (SPE), Richardson TX, USA
14. Branagan, P.T., Holzhausen, G.R. (1994), Improvements in Defining the Magnitude of the Minimum In-Situ Stress Using Hydraulic Impedance Testing and Pressure Decline Analysis, SPE Paper 27898
15. Brister, B.S., Lammons, L. (2000), Waterfracs prove successful in some Texas basins, Oil&Gas Journal, Volume 98, 12, Mar 20

¹¹ Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, USA

16. Brister, B.S. (2001), Waterfracs, schriftliche Information, 05.03.2001
17. Bureau of Labour Statistics (BLS) (2002), industriespezifischer Producer Price Index (PPI), U.S. Department of Labor, <http://www.bls.gov/home.htm>, 18.10.2002
18. Callaway, R.E., Ortiz, J., Holcomb, D.L. (1982), Clay protection chemicals: A practical evaluation and application technique for their use in stimulation fluids, SPE Paper 10663
19. Caterpillar (2002), http://www.caterpillar.com/products/engines_n_power_systems/, 01.09.2002
20. Centrilift (1999), IMW Catalog, Baker Hughes
21. Cinco-Ley, H., Samaniego, F., Dominguez, F. (1978), Transient Pressure Behaviour for a Well With Finite-Conductivity Vertical Fracture, SPE Paper 6014
22. Civan, F. (2000), Reservoir Formation Damage, Gulf Publishing Company, Houston, Texas
23. Chierici, G. L. (1994), Principles of Petroleum Reservoir Engineering, Vol. 1, Springer Verlag, Berlin Heidelberg
24. Chur, C. (2001), Drilling Contractor & Value, DGMK-Frühjahrstagung 2001, Tagungsbericht 2001-2, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, 26. und 27. April, Celle
25. Ciulla, F. (2002), schriftliche Informationen, Weatherford – Artificial Lift Systems, Houston, USA, 07.02.2002
26. Cleary, M.P., Kavvas, M., Lam, K.Y. (1982), Development of a Fully Three-Dimensional Simulator for Analysis and Design of Hydraulic Fracturing, SPE Paper 11631
27. Cleary, M.P., Wright, C.A., Wright, T.B. (1991), Experimental and Modelling Evidence for Major Changes in Hydraulic Fracturing Design and Field Procedures, SPE Paper 21494
28. Cleary, M.P., Fonseca Jr., A. (1992), Proppant Convection and Encapsulation in Hydraulic Fracturing: Practical Implications of Computer and Laboratory Simulations, SPE Paper 24825
29. Cleary, M.P., Johnson, D.E., Kogsbøll, H.H., Owens, K.A., Perry, K.F., De Pater, C.J., Stachel, A., Tambini, M. (1993), Field Implementation of Proppant Slugs to Avoid Premature Screen-Out of Hydraulic Fractures with Adequate Proppant Concentration, SPE Paper 25892
30. Cleary, M.P. (1994), Critical Issues in Hydraulic Fracturing of High-Permeability Reservoirs, SPE Paper 27618
31. Cleary, M.P. (2002), Economics of Energy Production with Emphasis on Hydraulic Proppant Fracturing, Resources Engineering Systems (RES), Vortrag am GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ), 28.05.2002

32. Coulter, G.R., Purvis, S.B. (1980), Successful stimulation practices – Offshore Holland, SPE Paper 10934, Journal of Petroleum Technology, 34 (1982)
33. Crockett, A.R., Okusu, N.M., Cleary, M.P. (1986), A Complete Integrated Model for Design and Real-Time Analysis of Hydraulic Fracturing Operations, SPE Paper 15069
34. Dake, L.P. (1978), Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Scientific Publishing Company, Developments in Petroleum science, Vol. 8, Netherlands, 1978
35. U.S. Department of Energy – DOE (2002), World Electricity Installed Capacity by Type, Jan. 01. 2000, International Energy Annual 2000, Energy Information Administration, Washington D.C., USA, <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/elec.html>, 01.12.2002
36. Dietzel, H.J., Hantelmann, G.A.v. (1985), Stimulating water-sensitive formations at high reservoir temperature, SPE Paper 13875
37. Dietzsch, G., Kleinitz, W., Köhler, M. (2002), Stimulation von Gasbohrungen – Auswertung von Süßwasserbehandlungen zur Beseitigung von Salzablagerungen, DGMK Tagungsbericht 2002-2, DGMK-Frühjahrstagung, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, Celle
38. Deutsche Bundesbank (2002), Devisenwechselkurse – Monatsdurchschnitte, <http://www.deutschebundesbank.de>, Juli 2002
39. Dreesen, D.S., Miller, J.R., Halbradler, F.A., Nicholson, R.W. (1988), Openhole Packer for high-Temperature Service in a 500 degrees F Precambrian Wellbore, SPE Paper 14745
40. Drong . H.- J., Plein, E., Sannemann, D., Schuepbach, M. A. & Zimdars, J. (1982): Der Schneverdingen-Sandstein des Rotliegenden - eine äolische Sedimentfüllung alter Grabenstrukturen. - Z. dt. geol. Ges., 133: 699-725, 9 Abb., 1 Tab., 5 Taf.; Hannover.
41. Eberhard, M.J., Surjaatmadja, J., Peterson, E.M., Flying, J., Lockman, R.R., Grundmann, S.R. (2000), Precise Fracture Initiation Using Dynamic Fluid Movement Allows Effective Fracture Development in Deviated Wellbores, SPE Paper 62889
42. Economides, M., Ungemach, P. (1987), Applied Geothermics, John Wiley & Sons, Great Britain
43. Economides, M.J., Nolte, K.G. (1989), Reservoir Stimulation, zweite Auflage, Schlumberger Educational Services, Houston, Texas
44. Economides, M. J., Watters, L. T., Dunn-Norman, S. (1998), Petroleum Well Construction, John Wiley & Sons, England
45. Eichloff, J (2001), schriftliche Information, Tuboscope Vetco (Deutschland) GmbH, Celle, 04. Sept. 2001
46. Emanuele, M.A., Minner, W.A., Weijers, L., Broussard, E.J., Blevens, D.M., Taylor, B.T. (1998), A Case History: Completion and Stimulation of Horizontal Wells with Multiple transverse Hydraulic Fractures in the Lost Hills Diatomite, SPE Paper 39941

47. Engels, J.N., England, K.W. (2001), Tip Screenout Designs and Alternative Height Growth Containment Techniques, SPE Paper 67230
48. Fan, Y., Economides, M.J. (1996), Fracture Dimensions in Frac&pack Stimulation, SPE Paper 30469
49. Fast, R.E., Murer, A.S., Timmer, R.S. (1992), Description and Analysis of Cored Hydraulic Fractures, Lost Hills field, Kern Country, California, SPE Paper 24853
50. Fieldpro (2002), FIELDPRO Modules On-Line Help, Version 2002.0.56.72, Resourced Engineering Systems (RES)
51. Fredd, C.N., McConnell, S.B., Boney, C.L., England, K.W. (2001), Experimental Study of Fracture Conductivity for Water-Fracturing and Conventional Fracturing Applications, SPE Paper 60326
52. Gabolde, G., Nguyen, J.-P. (1999), Drilling Data Handbook, 7. Auflage, Institut Français du Pétrole Publications, Éditions Technip, Paris, Frankreich
53. Gankin, V. (2001), schriftliche Information, Halliburton Holding Germany, Celle
54. Geodynamics (2002), HDR – International Developments, <http://www.geodynamics.com.au/03.htm>, 07.10.2002
55. Geertsma, J., Klerk, F. (1969), A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures, Journal of Petroleum Technology, 12/69
56. Gidley, J. L., Holditch, S. A., Nierode, D. E., Veatch Jr., R. W. (1989), Recent Advances in Hydraulic Fracturing, SPE Monograph Vol. 12, Henry L. Doherty Series, Richardson, Texas, USA
57. Giese, L., Seibt, A., Wiersberg, T., Zimmer, M., Erzinger, J., Niedemann, S., Pekdeger, A. (2002), Geochemie der Formationsfluide, Geothermie Report 02-01, In-Situ Geothermie-labor Groß Schönebeck 2000/2001, Scientific Technical Report STR02/14
58. Glowka, D.A. (1997), Recommendations of the Workshop on Advanced Geothermal Drilling Systems, Sandia Report, SAND97-2903, UC-1243, Unlimited Release, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, USA
59. Goggin, D.J., Chandler, M.A., Kocurek, G.A., Lake, L.W. (1986), Patterns of permeability in Aeolian deposits, SPE Paper 14893, SPE Formation Evaluation, 3 (1988), S. 297-306
60. Golan, M., Whitson, C. H. (1986), Well Performance, International Human Resources Development Corporation, USA
61. GRI (1995a), Near-Wellbore Fracture Tortuosity, Advanced Stimulation Technology Description, Gas Research Institute, USA
62. GRI (1995b), Multiple Hydraulic Fractures, Advanced Stimulation Technology Description, Gas Research Institute, USA

63. GRI (1995c), Rock Mechanics In Hydraulic Fracturing: Non-Linear Rock Response (Dilatancy), Advanced Stimulation Technology Description, GRI-95/0255, Gas Research Institute, USA
64. Grunwald, R., Goedejohann, C., Wagner, B., Rohde, U. (2001), Leistungssteigerung durch ein neues Bohrsystem mit ultraschnell laufenden Moineau-Motoren in schlecht bohrbaren Formationen am Beispiel des Mittleren und Unteren Buntsandsteins in Norddeutschland, DGMK-Frühjahrstagung 2001, Tagungsbericht 2001-2, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, 26. und 27. April, Celle
65. Hettkamp, T., Teza, D., Baumgärtner, J., Baria, R., Gérard, A. (2002), Stand des europäischen Hot Dry Rock-Forschungsprojektes Soultz-sous-Forêts, im Tagungsband, 20 Jahre Tiefe Geothermie in Deutschland, 7. Geothermische Fachtagung, 06.-08. November, Waren (Müritz)
66. Holzhausen, G.R., Gooch, R.P. (1985), Impedance of Hydraulic Fractures: Ist Measurement and Use for Estimating Fracture Closure Pressure and Dimensions, SPE Paper 13892
67. Holcomb, D.L. (1986), Minimizing reservoir damage by insuring proper additive performance in stimulation fluids, SPE Paper 14991
68. Huenges, E., Saadat, A., Köhler, S., Trautwein, U., Hurter, S. (2002), The In-Situ geothermal Laboratory Groß Schönebeck – Learning to Use Low Permeability Aquifers for Geothermal Power, Proceedings of the 27th Stanford Geothermal Workshop
69. Huenges, E. (2002a), Nutzung der Erdwärme, <http://www.gfz-potsdam.de/pb5/pb52/topics/geothermal/welcome.html>, 01.10.2002
70. Hutterer, G. W. (1997), Technical and Economic Evaluation of Selected Compact Drill Rigs for Drilling 10.000 ft Geothermal Production Wells, Sandia Report, SAND97-2872, UC-1243, Sandia National Laboratories, USA
71. Hutterer, G.W. (2000), The status of world geothermal power generation 1995-2000, Geothermics, 30 (2001), 1-27
72. Jäpel, Hr. (2001), Kostenvoranschlag für geothermische Förderbohrung, Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde, schriftliche Information, 30.04.2001
73. Johnson, D.E., Wright, T.B., Tambini, M., Marolli, R. (1993), Real-Data On-Site Analysis of Hydraulic Fracturing Generates Optimum Procedures for Job Design and Execution, SPE Paper 25920
74. 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 Kraft-Wärmekopplung (KWK) in Deutschland. Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung (TAB) beim Deutschen Bundestag, BGR/NLFB/GGA Archiv, Hannover, (Studie im Druck)
75. Kaltschmitt, M., Huenges, E., Wolff, H. (1999), Energie aus Erdwärme – Geologie, Technik und Energiewirtschaft, Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart

76. Klose, G., Krömer, E. (1983), Frac-Planung und –Behandlung Söhlingen Z-4, Erdöl-Erdgas, 99, S. 181-188
77. Köhler, M. (2001), Diskussion von Frac-Stimulationen im Rotliegenden – Vergleich von theoretischen Überlegungen mit praktischen Ergebnissen, DGMK Tagungsbericht 2001-2, DGMK-Frühjahrstagung, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, Celle
78. Köhler, M. (2001a), Preussag Energie AG, schriftliche Informationen, Mai/Juni 2001
79. Köhler, S., Hurter, S., Saadat, A., Trautwein, U., Huenges, E. (2001), An integrated geo-science and engineering approach to put low permeability aquifers to use, Proceedings of Geothermal Resources Council Meeting San Diego
80. Köhler, S. (2002), Return temperature of the Brine and Efficiency of the Binary Geothermal Power Plant, GFZ Potsdam
81. Krist, T. (1980), Hydraulik, 4. Auflage, Vogel-Verlag, Würzburg
82. Kühn, M., Isenbeck-Schröder, M., Schulz, H., Kellner, T. (1996), Fällungsreaktionen beim Reinjektionsprozess einer geothermischen Heizanlage, 4. Geothermische Fachtagung, Tagungsband, Konstanz
83. Kukul, G.C., Biddison, C.L., Hill, R.E., Monson, E.R., Simons, K.E. (1983), Critical problems hindering accurate log interpretation of tight gas sand reservoirs, SPE Paper 11620
84. Kutscher, C.F. (2000), The Status and Future of Geothermal Electric Power, Conference Paper, National Renewable Energy Laboratory (NREL), NREL/CP-550-28204, August 2000, Golden, Colorado, USA
85. Kutscher, C.F. (2001), Small-Scale Geothermal Power Plant Field Verification Projects, Preprint, National Renewable Energy Laboratory (NREL), NREL/CP-550-30275, June 2001, Golden, Colorado, USA
86. Lam, K.Y., Barr, D.T., Cleary, M.P. (1986), A Complete Three-Dimensional Simulator for Analysis and Design of Hydraulic Fracturing, SPE Paper 15266
87. Lang, K. (2001), Improvements in fracture Stimulation Technology, PTTTC Network News, Volume 7, 01, <http://www.pttc.org/news/v7n1nn5.htm>, 08.10.2002
88. Legarth, B., Ruch, A., Wolff, H. (2001), Zustandsbetrachtungen von Verrohrung und Zementation einer aufgewältigten Erdgasbohrung im Hinblick auf eine Nachnutzung, DGMK Tagungsbericht 2002-2, DGMK-Frühjahrstagung, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, Celle
89. Legarth, B., Wolff, H. (2002), Development of Low-Permeability Geothermal Reservoirs, Oil Gas European Magazine, Volume 28, 03
90. Lenz, G., Hoffmann, F. (2002), Planung und Durchführung der Aufwältigungs-, Bohr- und Testarbeiten, Geothermie Report 02-01, In-Situ Geothermielabor Groß Schönebeck 2000/2001, Scientific Technical Report STR02/14

91. Leone, J.A., Scott, E.M. (1987), Characterization and control of formation damage during waterflooding of a high-clay-content reservoir, SPE Paper 16234
92. Loidl (2002), schriftliche Information, Halliburton Holding Germany GmbH, Celle, August 2002
93. Love, T.G., McCarty, R.A., Surjaatmadja, J.B., Chambers, R.W., Grundmann, S.R. (1998), Selectively Placing Many Fractures in Openhole Horizontal Wells Improves Production, SPE Paper 50422
94. Lund, J.W., Boyd, T. (1999), Small Geothermal Power Project Examples, Geo-Heat Center, Oregon Institute of Technology, Klamath Falls, Oregon, USA
95. Lund, J.W. (2000), Weltweiter Stand der geothermischen Energienutzung, Geothermische Energie 28/29, 8. Jahrgang/Heft 1/2, März/September
96. Maack, R., Valdimarsson, P. (2002), Operating Experience with Kalina Power Plants, VDI-Berichte 1703, Geothermische Stromerzeugung – Stand der Technik und Perspektiven, Tagung Potsdam, 17. und 18. Okt., VDI-Gesellschaft Energietechnik, Düsseldorf
97. Mader, D., Yardley, M.J. (1985), Migration, modification and merging in Aeolian systems and the significance of the depositional mechanisms in Permian and Triassic dune sands of Europe and North America. *Sedim. Geol.*, 43, S. 85-218
98. Mader, D. (1989), Hydraulic Proppant fracturing and Gravel Packing, *Developments in Petroleum Science* 26, Elsevier Science Publishers B.V., The Netherlands
99. Manciana, E., Kostenvoranschlag für eine ORC-Anlage, technische Informationen zur ORC-Anlage in Altheim, Turboden SRL, Mailand, schriftliche Informationen, 05.02.2001
100. Mathis, S.P., Sickles, K., Nelson, D., Thorness, R. (2000), Water-Fracs Provide Cost-Effective Well Stimulation Alternative in San Joaquin Valley Wells, SPE Paper 62521
101. 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, SPE Paper 38611
102. Mayerhofer, M.J., Meehan, D.N. (1998), Waterfracs – Results from 50 Cotton Valley Wells, SPE Paper 49104
103. Mayerhofer, M.J., Richardson, M.F., Walker, Jr., R.N., Meehan, D.N., Browning, Jr., R.R. (1998a), Are Proppants Really Necessary?, *Journal of Petroleum Technology*, Volume 50, 03
104. Mayerhofer, M.J. (2001), Waterfracs, schriftliche Information, 09.03.2001
105. McCain, W. D., Jr. (1990), *The Properties of Petroleum Fluids*, 2nd Edition, PennWell Publishing Company, USA
106. McGuire, W.J., Sikora, V.J. (1960), The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity, *Transactions, AIME* 219, S. 401-403

107. Mortimer, N.D., Harrison, R. (1987), Drilling cost modelling, Trans. Instn. Min. Metall., 96, Oct, S. A155-161
108. Müller-Ruhe, W. (2001), Kostenschätzung über die Ausführung einer 4500 m – 5500 m tiefen Bohrung, H. Anger's Söhne – Bohr- und Brunnenbaugesellschaft mbH, Hessisch Lichtenau, schriftliche Information, 27.08.2001
109. Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV) (2001), Mineralöl-Zahlen 2001, Hamburg
110. Neufeld, A., Jakschies, R., Gankin, V. (2001), Ausbau des Erdgasspeichers Breitbunn/Eggstätt, hier: Bohren der 8 1/2“ – Horizontalstrecken mit Drill-in Fluid, DGMK-Frühjahrstagung 2001, Tagungsbericht 2001-2, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, 26. und 27. April, Celle
111. Nolte, K.G. (1982), Fracture Design Considerations Based on Pressure Analysis, SPE Paper 10911
112. Orski, K., Bagherzadeh, B. (2001), Massive Propped Fractures to Develop Marginal sandstone Gas Reservoirs, SPE Paper 68914
113. Ortiz, J., McLane, J.E. (1984), Low-pH methanol: An alternative for stimulation in water-sensitive tight, dirty sandstones, SPE Paper 12502
114. Paul, J, Jahn, E. (2002), Stromerzeugung aus Geothermischer Niedertemperaturwärme, Proceedings Symposium “Geothermische Stromerzeugung” des BMU, 20.-21. Juni 2002, Landau
115. Paige, R.W., Roberts, J.D.M., Murray, L.R., Mellor, D.W. (1992), Fracture Measurement Using Hydraulic Impedance Testing, SPE Paper 24824
116. Pearce, R.M. (1979), Evaluation of fracture treatments using tracer and temperature surveys, SPE Paper 7910
117. Peeters, M., Hartley, R. (1984), Induced fracture height detection from wireline logs, Transactions 25th Society of Professional Well Log Analysts Annual Logging Symposium, Paper GGG, New Orleans, Louisiana, 10.-13.06.1984
118. Perkins, Jr., T.K., Kern, L.R. (1961), Widths of Hydraulic Fractures, Journal of Petroleum Technology, 09/61
119. Pierce, K., Finger, J. T., Livesay, B. (1996), Advanced Drilling Systems Study, Sandia Report, SAND95-0331, Department of Energy, NADET, USA
120. Pretzschner, C. (2002), Bestimmung von Formationsspannungen mit Hilfe akustischer Bohrlochmessverfahren, IQS - Institut für Qualitätssicherung von Stoffsystemen Freiberg, Vortrag am GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ), 27.11.2002
121. Rafferty, K. (2000), Geothermal Power Generation – A Primer On Low-Temperature, Small-Scale Applications, Geo-Heat Center, January

122. Raymond, L.R., Binder, Jr., G.G. (1967), Productivity of Wells in Vertically Fractured, Damaged Formations, *Journal of Petroleum Technology*, 01/67
123. Rees, M.J., Khallad, A., Cheng, A., Rispler, K.A., Sujaatmadja, J.B., McDaniel, B.W. (2001), Successful Hydrajet Acid Squeeze and Multifracture Acid Treatments in Horizontal Open Holes Using Dynamic Diversion Process and Downhole Mixing, *SPE Paper 71692*
124. Rieckmann, M. (1971), Untersuchungen über die effektiven Permeabilitäten der Sandsteine des Rotliegenden und des Karbons, *Erdöl-Erdgas*, 87, S. 2-8
125. Rockel, W., Hurter, S. (2000), Tiefe Altbohrungen als Beitrag zur Nutzbarmachung klüftigporöser Speichergesteine, *Scientific Technical Report STR00/23*, Geothermische Technologieentwicklung – geologische und energietechnische Ansatzpunkte, GFZ Potsdam
126. Rockel, W., Poppei, J. (1999), Methodische Aspekte der Speicherbewertung bei der Prognose, Erkundung und Errichtung Geothermischer Heizwerke, *Geothermisches Heizwerk Neustadt-Glewe, GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR99/04*
127. Rodriguez, L. (2001), PropNET Technology, Schlumberger, vertrauliche Information, 14.11.2001
128. Rogge, S., Kaltschmitt (2002), Geothermische Strom- und Wärmebereitstellung- Ein ökologischer Vergleich, *Erdöl Erdgas Kohle*, in Bearbeitung
129. Rowley, J, Saito, S. Long, R. (2000), Advanced Drilling System for Drilling Geothermal Wells – An estimate of Cost Savings, *Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu – Tohoku, Japan, May 28 – June 10*
130. Rüsseler, R. (2002), Wettbewerbsfähiger Geothermie-Strom mit Kalina-Cycle, *VDI-Berichte 1703, Geothermische Stromerzeugung – Stand der Technik und Perspektiven, Tagung Potsdam, 17. und 18. Okt., VDI-Gesellschaft Energietechnik, Düsseldorf*
131. Ruttman, T., Elzenga, L., Schröer, H. (2001), *DGMK-Frühjahrstagung 2001, Tagungsbericht 2001-2, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, 26. und 27. April, Celle*
132. Ruttman, T. (2001), *Bohrkostendatenbank, Well Reports, Wintershall AG, Barnstorf, vertrauliche Informationen, August 2001*
133. Sato, K., Ichikawa, M. (1998), Post-Frac Analysis Indicating Multiple Fractures Created in a Volcanic Formation, *SPE Paper 39513*
134. Schallenberg, K. (1999), *Langzeitbeobachtungen der Temperatur im Nutzhorizont während des Betriebes des Geothermischen Heizwerkes, Geothermisches Heizwerk Neustadt-Glewe, GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR99/04*
135. Schulz, R. (1987), Analytical model calculations for heat exchange in a confined aquifer, *J. Geophys.*, 61, S. 12-20
136. Schulz, R. (2002), *Geothermische Stromerzeugung – Erschließungsverfahren im süddeutsch-oberösterreichischen Molassebecken, VDI-Berichte 1703, Geothermische Stro-*

merzeugung – Stand der Technik und Perspektiven, Tagung Potsdam, 17. und 18. Okt., VDI-Gesellschaft Energietechnik, Düsseldorf

137. Schechter, R. S. (1992), Oil Well Stimulation, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, USA
138. Seibt, A. (2000), Welche Faktoren können die Eisen(II)-Oxidation in Formationswässern beeinflussen?, Geothermische Technologieentwicklung geologische und energietechnische Ansatzpunkte, GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR00/23
139. Shaoul, J.R., de Pater, C.J., Roodhart, L.P., Meijers, H.C. (2001), What Causes Bumps in Minifrac Pressure Declines?, SPE Paper 69213
140. Sjerps, J.L. (2001), schriftliche Informationen, Centrilift, Baker Hughes, Beverwijk, Niederlande, 26.04.2001
141. Solms, M., Gaupp, R., Littke, R., Schwarzer, D., Schubarth-Engelschall, J., Trappe, H., Krawczyk, C., Tanner, D., Oncken, O. (2002), Einfluß von Fazies und Diagenese auf die Speicher-Qualitäts-Entwicklung von Rotliegendesandsteinen NW Deutschlands, DGMK Tagungsbericht 2002-2, DGMK-Frühjahrstagung, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, Celle
142. Soultz (2002), European Deep Geothermal Energy Programme, <http://www.soultz.net>, 07.10.2002
143. Stackebrandt, W., Manhenke, V. (2002), Atlas zur Geologie von Brandenburg, Landesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe Brandenburg, Kleinmachnow
144. Tenzer, H., Schanz, U. (2002), Weiterentwicklung, Nachweis und Demonstration standortunabhängiger HDR-Konzeptionen zur Strom- und Wärmegegewinnung aus heißen Tiefengesteinen für Basisdaten einer HDR-Pilotanlage in Bad Urach, im Tagungsband, 20 Jahre Tiefe Geothermie in Deutschland, 7. Geothermische Fachtagung, 06.-08. November, Waren (Müritz)
145. Teuber, J., Hofmann, M., Kosinowski, M., Sattler, H., Schumacher, K. (1999), Der kumulierte Energieaufwand für die Erdölgewinnung am Beispiel ausgewählter Felder des Gifhorner Troges, DGMK Tagungsbericht 9901, Frühjahrstagung des Fachbereiches Aufsuchung und Gewinnung in Celle 29. und 30. April 1999, Hamburg
146. Thiesen, U.-P. (2002), <http://www.fbm.fh-frankfurt.de/vkmlabor/kreispro/kreispro10.htm>, Fachhochschule Frankfurt am Main, Fachbereich Maschinenbau, 06.09.2002
147. Tibbits, G.A., Long, R.C., Miller, B.E., Judzis, A., Black, A.D. (2002), World's First Benchmarking of Drilling Mud-Hammer Performance at Depth Conditions, SPE Paper 74540
148. Tischner, T., Legarth, B., Huenges, E. (2002), Stimulationsexperimente in den Rotliegendesandsteinen der Bohrung Groß Schönebeck: Ergebnisse zur Hydraulik und Gebirgsmechanik, Tagungsband der 7. Geothermischen Fachtagung, Waren a.d. Müritz, 06.-08.11.2002
149. Trautwein, U. (2002), Permeabilitätsuntersuchungen an Kernen der Bohrung E GrSk 3/90, schriftliche Information, GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ), Januar

150. Uni-Tübingen (2002), makroökonomische Daten der USA, <http://www.uni-tuebingen.de/uni/wwb/wipo-usa/makro-daten/inflationsrate.html>, 18.10.2002
151. van Dam, D.B., de Pater, C.J. (2001), Roughness of Hydraulic Fractures: Importance of In-Situ Stress and Tip Processes, SPE Paper 68775
152. Van Plüer, C. (2001), Deutschland-Industrie-Strompreiskarte, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK), http://www.vik-online.de/infocenter/strompreise/VIK-Strompreiskarte_2_2001.pdf, 01.07.2001
153. VDEW – Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (2001), „Energieeinsatz und Erzeugung 1991/2000 – Stromproduktion sparsamer“, <http://www.strom.de>, 22.10.2001
154. Veatch, R.W. (1983), Overview of current hydraulic fracturing design and treatment technology, SPE Paper 11922
155. Walker, R.N., Wilkinson, Jr., J., Thompson, J. (1998), Waterfracs reaping results in tight gas sands, Petroleum Technology Council Case Study Summary, http://www.pttc.org/case_studies/casestudy2.htm, 08.10.2002
156. Warpinski, N.R., Branagan, P.T., Sattler, A.R., Cipolla, C.L., Lorenz, J.C., Thorne, B.J. (1988), A case study of a stimulation experiment in a fluvial, tight sandstone gas reservoir, SPE Paper 18258
157. Warpinski, N.R., Lorenz, J.C., Branagan, P.T., Myal, F.R., Gall, B.L. (1991), Examination of a Cored Hydraulic Fracture in a Deep Gas Well, SPE Paper 22876
158. Weidler, R., Baumgärtner, J., Jung, R., Tenzer, H., Teza, D. (2002), Der 5 km tiefe Erdwärmetauscher des Europäischen hot Dry Rock-Forschungsprojektes in Soultz-sous-Forêts – hydraulische Stimulation und wissenschaftliche Ergebnisse, im Tagungsband, 20 Jahre Tiefe Geothermie in Deutschland, 7. Geothermische Fachtagung, 06.-08. November, Waren (Müritz)
159. Weijers, L., de Pater, C.J., Owens, K.A., Kogsboll, H.H. (1994), Geometry of Hydraulic Fractures Induced From Horizontal Wellbores, SPE Paper 25049
160. Wilson, P., Hoffman, C.E. (2000), Zonal Isolation in Stimulation Treatments and Gas/Water Shutoff Using Thermally Compensated Inflatable Packers and Plugs, SPE Paper 59139
161. Wolfgramm, M., Schmidt Mumm, A. (2001), Der Einfluss von Subsidenz und Diagenese auf die geochemische Zusammensetzung von Beckenfluiden am Beispiel des Nordostdeutschen Beckens (NEDB), Zbl. Geol. Paläont., Teil I, Heft 1/2, Oktober, Stuttgart, S. 211-231
162. Wolfgramm, M. (2002), Fluidentwicklung und Diagenese im Nordostdeutschen Becken – Petrographie, Mikrothermometrie und Geochemie stabiler Isotope; Dissertation an der Martin-Luther-Universität Halle, 170 Seiten

163. Wolfgramm, M., Schmidt Mumm, A. (2002a), Die zeitliche Einordnung diagenetischer und hydrothermaler Fluidphasen im Nordostdeutschen Becken (NEDB), Zbl. Geol. Paläont., Teil I, Heft 3/4, November, Stuttgart, S. 1-20
164. Worrall, R.N., van Lujik, L.M., Hough, R.B., Rettberg, A.W., Makohl, F. (1992), An Evolutionary Approach to Slim-Hole Drilling, Evaluation, and Completion, SPE Paper 24965
165. Wright, T.B., Aud, W.W., Cipolla, C., Meehan, D.N., Perry, K.F., Cleary, M.P. (1993), Identification and Comparison of True Net Fracturing Pressures Generated by Pumping Fluids with Different Rheology into the Same Formations, SPE Paper 26153
166. Wright, C.A., Tanigawa, J.J., Li Shixin, Li Zhigang (1995), Enhanced Hydraulic Fracture Technology for a Coal Seam Reservoir in Central China, SPE Paper 29989
167. Wright, C.A., Weijers, L., Minner, W.A., Snow, D.M. (1996), Robust Technique for Real-Time Closure Stress Determination, SPE Paper 30503
168. Wright, C.A., Weijers, L., Davis, E.J., Mayerhofer, M. (1999), Understanding Hydraulic Fracture Growth: Tricky but Not Hopeless, SPE Paper 56724
169. Yeo, I.W., De Freitas, M.H., Zimmerman, R.W. (1998), Effect of shear displacement on the aperture and permeability of a rock fracture, Int. Journal of Rock Mechanics and Mineral Science, Volume 35, 08, S. 1051-1070

V. Appendix A

Physikalische Grundlagen des Rissmodells FRACPRO™

Das verwendete Modell zur Modellierung der Rissentstehung und Rissausbreitung im Reservoir wurde für eine real-time, on-site Auswertung von Fracoperationen, sowohl für das Frac-Design im Vorfeld, die Anpassung der Operation während einer Behandlung als auch für die Analyse im Anschluss an die Behandlung entwickelt. Hierfür ist eine rasche Prozessierung der aufgezeichneten Daten („faster-than-real-time“) für ein History Matching zur Bestimmung von Riss-, Reservoir- und Reibungskennwerten erforderlich. Es handelt sich deshalb um ein Modell, welches mit Integrationsparametern (räumlich integriertes Modell) arbeitet, die mit Hilfe weiterer dreidimensionaler, numerischer Kalibrierungsmodelle ermittelt wurden (z.B. fully 3D Modelle /Cleary et al. 1982; Lam et al. 1986/).

Das Modell besteht aus vier Modulen, die jeweils Teilaspekte des Rissbildungsprozesses und des Rissverhaltens beschreiben. Im Folgenden wird ausschließlich auf die grundlegenden mathematisch-physikalischen Beziehungen und Zusammenhänge eingegangen. Eine ausführliche Beschreibung des Modells findet sich in Crocket et al. 1986.

A. Fluidströmung in der Bohrung

Das Modul dient der Berechnung des Druckverlaufs und der Reibungsdruckverluste unter Berücksichtigung von Fluiden unterschiedlicher Rheologie in der Bohrung.

Es wird vor allem dann relevant, wenn keine in situ Daten vorliegen und die Druckbedingungen aus Bohrlochkopfdaten rückgerechnet werden müssen. Für die Berechnung des Druckverlaufs wird die Fluidsäule im Bohrloch in einzelne Sektionen („batches“) aufgeteilt und die Strömungsgleichung für jede Einzelsektion (Glg. 1) gelöst.

$$v \frac{dv}{dx_2} + \frac{1}{\rho} \frac{dp}{dx_2} = g - \frac{2fv^2}{d_h} \quad (\text{Glg. A-1})$$

In Glg. 1 steht v für die Strömungsgeschwindigkeit im Bohrloch, wobei vdv/dx_2 den konvektiven Term repräsentiert. Weiterhin sind berücksichtigt: die Gemischdichte ρ , die als druckabhängige Größe in die Formel zur Berücksichtigung kompressibler Medien eingeht, der Druck entlang des Bohrlochs p , die Gravitationskonstante g , ein Reibungsbeiwert f und der hydraulische Strömungsquerschnitt d_h .

B. Rissentstehung und Rissausbreitung

Es handelt sich um ein dreidimensionales Rissmodell, welches die Physik und die Mechanik der Gesteinsdeformation und der hydraulischen Risserzeugung, die Fluidströmung im Riss sowie den Wärme- und Fluidaustausch mit der umgebenden Gesteinsmatrix berücksichtigt.

Eine Modellanpassung bzw. die Erhöhung des Genauigkeitsgrades wird über die Implementierung von so genannten Gamma-Faktoren (γ -Faktoren) erzielt. In diese fließen Ergebnisse aus dreidimensionalen numerischen Labormodellen und Feldexperimenten ein. Die Verwendung der γ -Faktoren ermöglicht die Berücksichtigung komplexer Reservoircharakteristika (z.B. laminierte Formationen, Matrix-Inhomogenitäten) und räumlich variabler Rissattribute (z.B. Rissöffnungsmodul, Rissdruck, Risshöhe). Für die γ -Faktoren gelten Ausgangswerte. Falls deren Variation keinen Einfluss auf die Rissausbreitung und Risskonfiguration (z.B. Eindämmung des Risswachstums) hat, werden sie als Konstanten ansonsten als Funktion relevanter Parameter ausgedrückt. Einer der primären Grundgleichungen des Moduls beschreibt die Massenerhaltung (Glg. A-2).

$$m - 2m_L = \rho_F \gamma_v w h_f x_f \quad (\text{Glg. A-2})$$

Hier steht m für die injizierte und m_L für die aus dem Riss in die Matrix abgeflossenen Fluidmassen, ρ_F für die Dichte des Fluids im Riss, w für die Rissweite, h_f für die Gesamthöhe des Risses und x_f für die Risshalbblänge. Der numerische Parameter γ_r beschreibt die volumetrische Geometrie des Risses.

Die Rissweite w wird vom Druck im Riss während der Behandlung bestimmt. Sie wird zusammen mit den numerischen Modellergebnissen in eine integrierte Beziehung gesetzt, die das Rissöffnungsverhalten beschreibt (Glg. A-3).

$$w = \frac{\gamma_1 \sigma l}{\bar{E}}; \quad \sigma = p_F - \sigma_c, \quad l = \begin{cases} h_{f1/2}, h_{f1/2} \leq x_f \\ x_f, x_f < h_{f1/2} \end{cases} \quad (\text{Glg. A-3})$$

Dabei gilt für das Rissöffnungs-E-Modul die Beziehung: $\bar{E} = \frac{E}{4(1-\nu^2)}$ für eine isotrope homogene Gesteinsmatrix und ν als Poissonzahl, p_F als Rissdruck und σ_c als Risschließspannung. Das Rissöffnungsverhalten ist in Wirklichkeit in komplexer Weise von der Rissgeometrie und Einflüssen der variierenden Gesteinsstrukturen und -eigenschaften abhängig. Diese Abweichungen werden von durch den Koeffizienten γ_l erfasst.

Für den Zusammenhang zwischen Rissdruck und Rissweite wird ein Power-Law Modell verwendet (Glg. A-4 und Glg. A-5). Das Power-Law Modell ist ein rheologisches Modell, bei dem die Viskosität des Fluids von der Scherrate abhängt. Das Modell beinhaltet zwei konstante Parameter: den Power-Law Index n und den Consistency Index K /Gidley et al. 1989/.

$$\left(\frac{\dot{m}_i}{\rho_F} \right)^n = -\gamma_{i4} \frac{w^{2n+1}}{\bar{\mu}} \frac{\partial p_F}{\partial x_i}; \quad i = 1,2 \quad (\text{Glg. A-4})$$

Dabei ist $\bar{\mu}$ die effektive Fließkanalviskosität:

$$\bar{\mu} = 2K(4 + 2/n)^n; \quad \tau = K\dot{\gamma}^n \quad (\text{Glg. A-5})$$

mit $\dot{\gamma}$ als Schubspannung und τ als Scherrate. Der Koeffizient γ_{i4} berücksichtigt die Abweichungen des Strömungsverhaltens vom Fluidfluß zwischen zwei parallelen Platten. Weiterhin ist Glg. A-4 in ein räumlich verteiltes Modell eingebettet, welches den Druckgradienten im Riss numerisch bestimmt. Die Ergebnisse werden in Koeffizienten implementiert und können folglich durch eine einfache Beziehung dargestellt werden (Glg. A-6).

$$\frac{\partial p_F}{\partial x_i} = -\gamma_{i2} \frac{\sigma}{L_i}, \quad i = 1,2 \quad (\text{Glg. A-6})$$

mit $L_1 = x_f$ und $L_2 = h_{f1/2}$. Der Koeffizient γ_{i2} (Rock-Deformation Coefficient) berücksichtigt die Risskomplexitäten, die mit dem geschichteten Aufbau der Formation, der Fluidrheologie, Reibungsverlusten im Riss und dem Spannungsprofil im Gebirge verbunden sind. Die Kombination der Gleichungen A-2 bis A-6 führt wiederum zu zwei den Rissbildungsprozess beschreibenden Differentialgleichungen /Crockett et al. 1986/.

C. Reservoir Simulation – Fluidaustausch mit der Matrix

Das Modul dient der Berechnung des Energie- und Massentransports innerhalb der den Riss umgebenden Gesteinsmatrix. Es erfolgt die Berechnung der Fluidverluste und der Risseffizienz

(Fracture Efficiency) unter Berücksichtigung der Veränderung der Fluidrheologie mit den Temperatur- und den Druckverhältnissen im Riss.

Ebenso erfolgt die Berücksichtigung von induzierten „back-stress“ Effekten, die durch den Fluidverlust über die Rissflächen in die Matrix entstehen. Diese erzeugen Dehnungseffekte im Gestein, die rückwärtig den effektiven Druck auf die Rissflächen erhöhen.

Zusätzlich wird eine Simulation der Fluidförderung über den Riss als Wegsamkeit modelliert.

Die grundlegenden Gesetzmäßigkeiten, die den Rissdruck p_F mit dem Grenzflächendruck p_G und letzteren in Relation zur Abflussrate q_L in die Matrix setzen, sind in Glg. A-7 und A-8 dargestellt.

$$q_L = 2 \frac{k_C}{\bar{\mu}_C} \frac{p_F - p_C}{\delta_C} = 2 \frac{k_L}{\bar{\mu}_L} \frac{p_C - p_L}{\delta_L - \delta_C} = 2 \frac{k_R}{\bar{\mu}_R} \frac{p_L - p_G}{\delta_h - \delta_L} \quad (\text{Glg. A-7})$$

mit k_C, k_L, k_R als effektive Permeabilitäten der gebildeten Filterkuchen-, der Leakoff- und der Reservoirzone und analog $\bar{\mu}_C, \bar{\mu}_L, \bar{\mu}_R$ als Viskositäten der Fluide in diesen Zonen. δ_C, δ_L stehen für die Eindringtiefen des Filterkuchens und des Leakoff und δ_h für die thermische Eindringtiefe in die Matrix.

$$p_G - p_R = \int_0^t q_L(\tau) \gamma_f(t, \tau) d\tau, \quad \gamma_f(t, r) = \frac{\mu_R}{k_R} \sqrt{\frac{\eta_R}{4\pi(t - \tau)}} \quad (\text{Glg. A-8})$$

mit γ_f als Funktion von Green für die Porenfluiddiffusion, η_R als Diffusivität des Reservoirs, τ als Scherspannung und der Zeit t .

D. Stützmitteltransport und Stützmittelplatzierung im Riss

Zur Berechnung der Verteilung jedes Stützmittelkonzentrationsbandes analog zu den Behandlungsstufen, werden die Fluidgemischvolumina im Riss V_{pm} nach erfolgtem Leakoff berechnet. Dies geschieht mit Hilfe von Glg. A-9.

$$V_{pm} = \int_{t_{pm}}^t [\dot{Q} - \dot{Q}_{Lm}] d\tau \quad (\text{Glg. A-9})$$

\dot{Q} steht dabei für den injezierten Fluidvolumenstrom in einen Rissalbraum und \dot{Q}_{Lm} für den Fluidvolumenstrom der über die Matrix abfließt (siehe Abb. 53a).

Weitere Beziehungen beschreiben die zeitliche vertikale und laterale Verteilung der Stützmittelstufen sowie den Sedimentationsprozess und sind Crockett et al. (1986) zu entnehmen.

VI. Appendix B

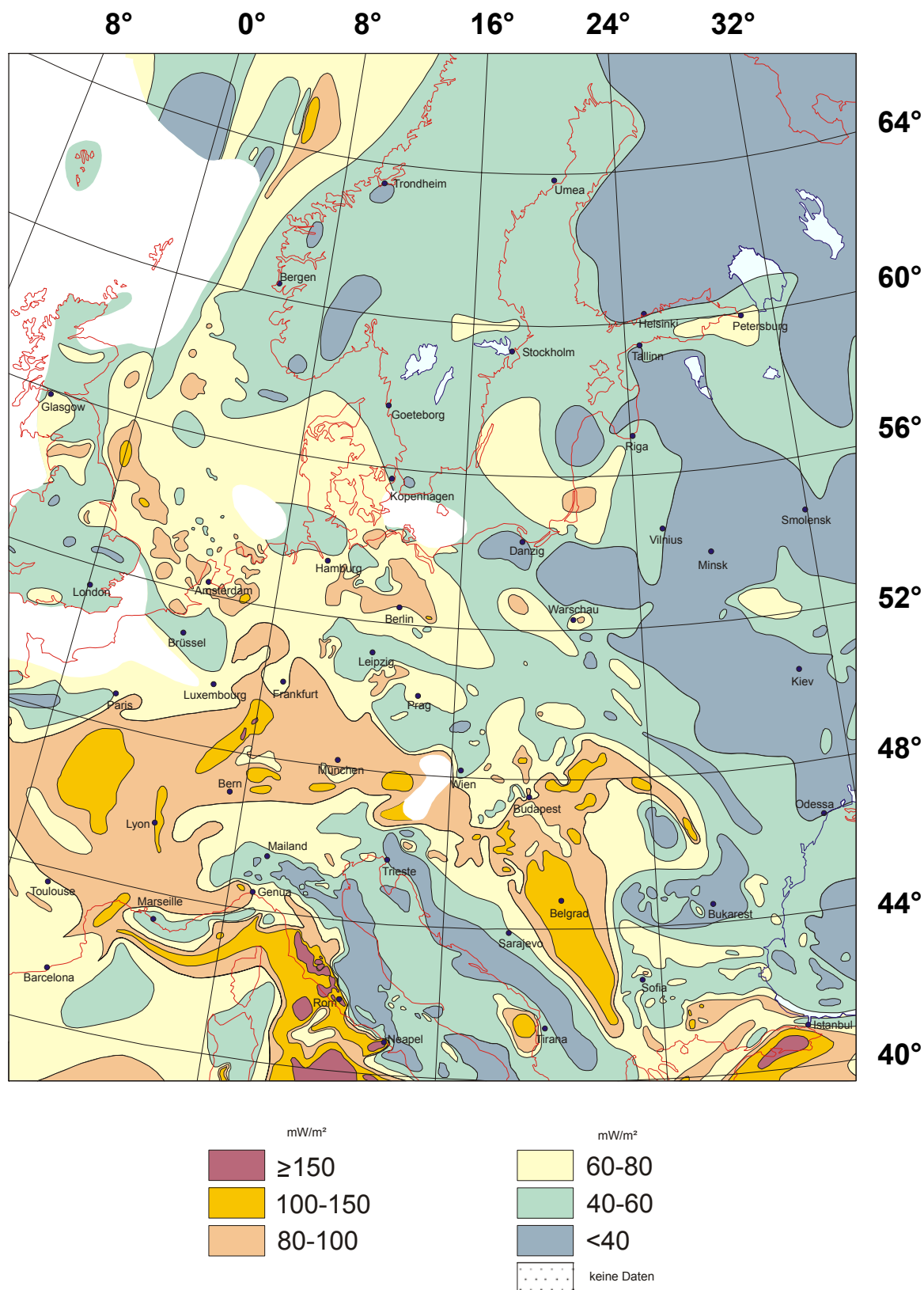
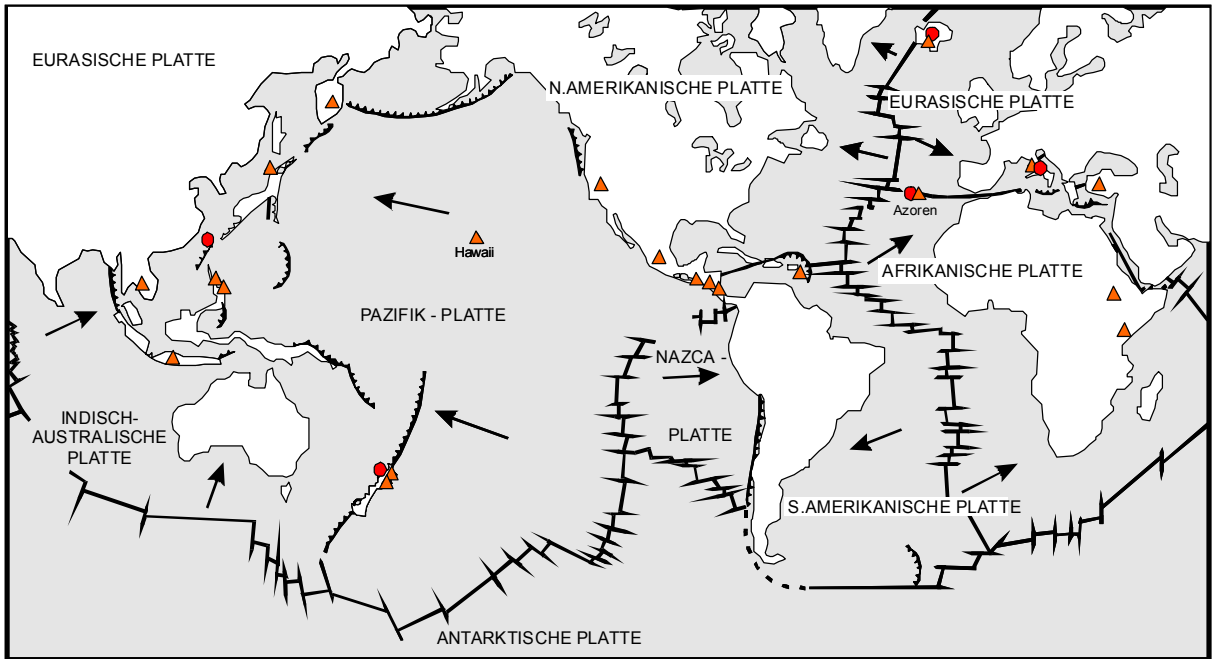


Abb. A-1: Terrestrische Wärmestromdichte in Europa; globaler Mittelwert: 63 mW/m^2 , Kontinentalgebiete: $25 \text{ bis } 50 \text{ mW/m}^2$, ozeanische Riftzonen: $100 \text{ bis } 150 \text{ mW/m}^2$ (siehe Abb. A-2), vulkanisch aktive Gebiete: $90 \text{ bis } 800 \text{ mW/m}^2$ /überarbeitet aus Kaltschmitt et al. 1999/.



- 1 ▲ zur Elektroenergiegewinnung genutzte geothermische Felder
- 2 ● bekannte Hoch-Temperatur-Felder
- 3 ↗ Mittelozeanische Rücken/Transformstörungen
- 4 ▴ Subduktionszonen

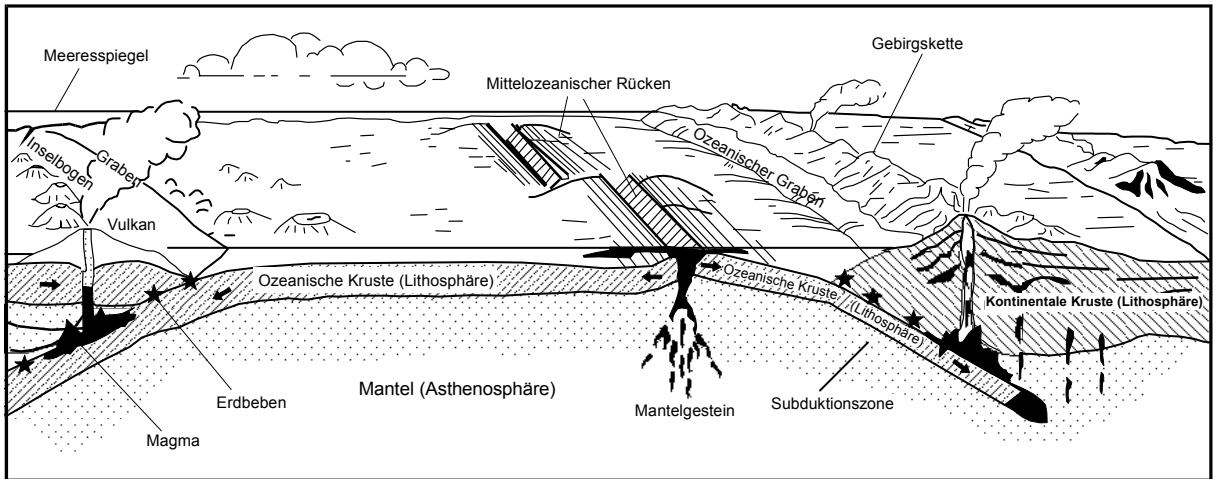


Abb. A-2: Schematische Darstellungen tektonisch-, magmatisch und thermisch-aktiver Gebiete im Bereich von Plattengrenzen und genutzte geothermische Hochenthalpievorkommen / überarbeitet aus Kaltschmitt et al. 1999/



Abb. A-3: Sedimentbecken mit Bedeutung für die hydrothermale Erdwärmennutzung in Deutschland /Huenges et al. 2002/.

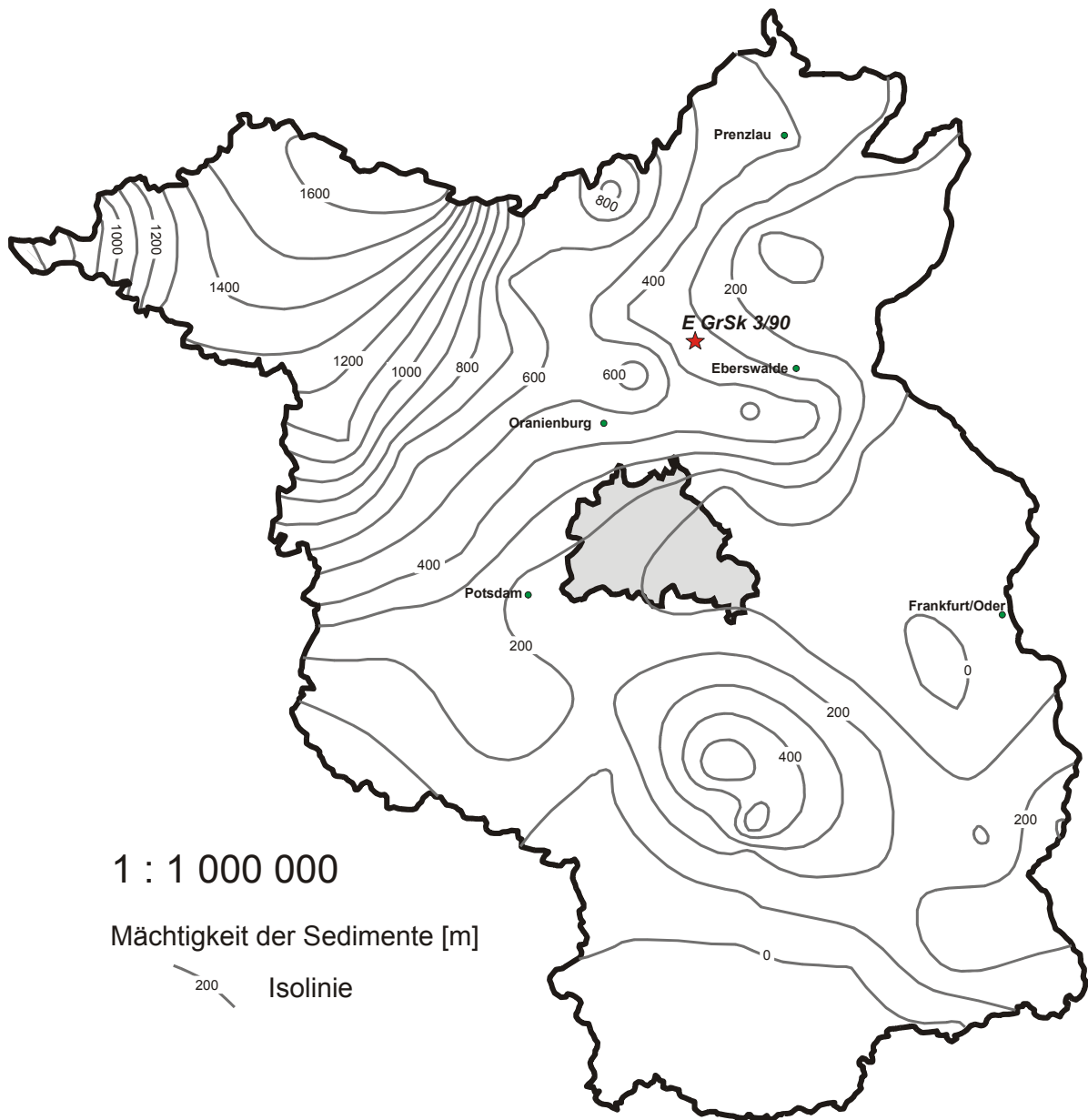


Abb. A-4: Mächtigkeitsverteilung des sedimentären Rotliegenden in Brandenburg, Deutschland / überarbeitet aus Stackebrandt et al. 2002/; zunehmende Mächtigkeiten in Richtung Nord-Nordwest; Standort der Bohrung E GrSk 3/90

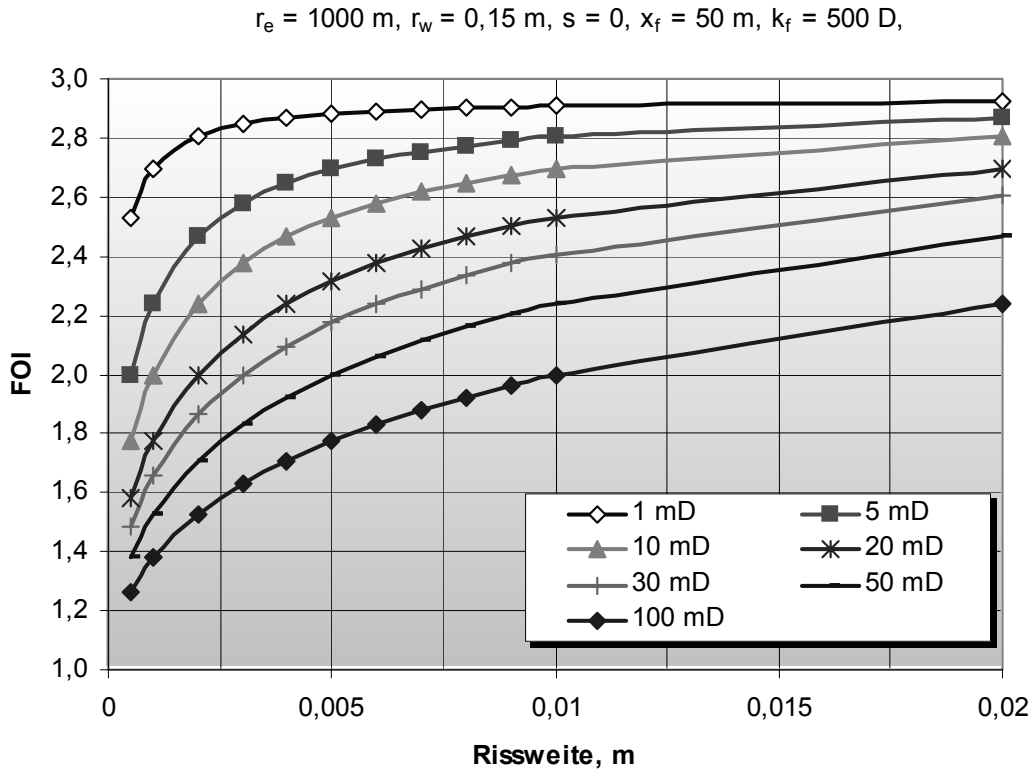


Abb. A-5: geringfügige FOI Erhöhung bei Steigerung der Risspermeabilitäten um den Faktor 2,5 (500 D) gegenüber Abb. 23

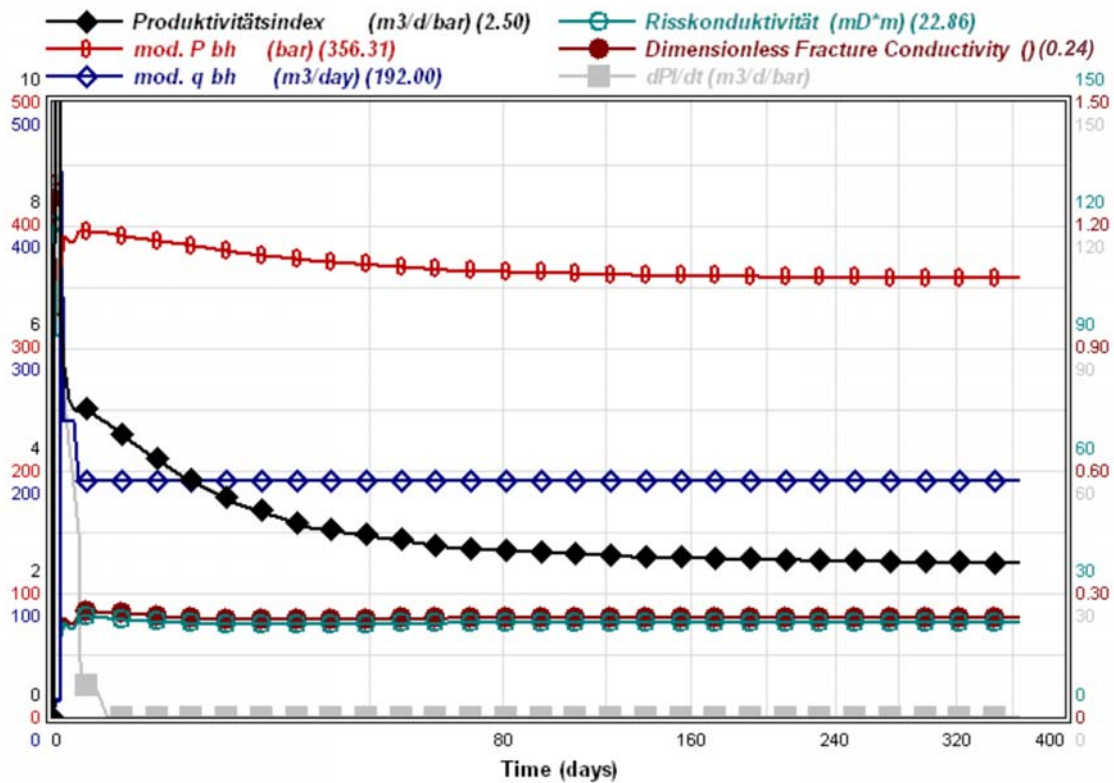
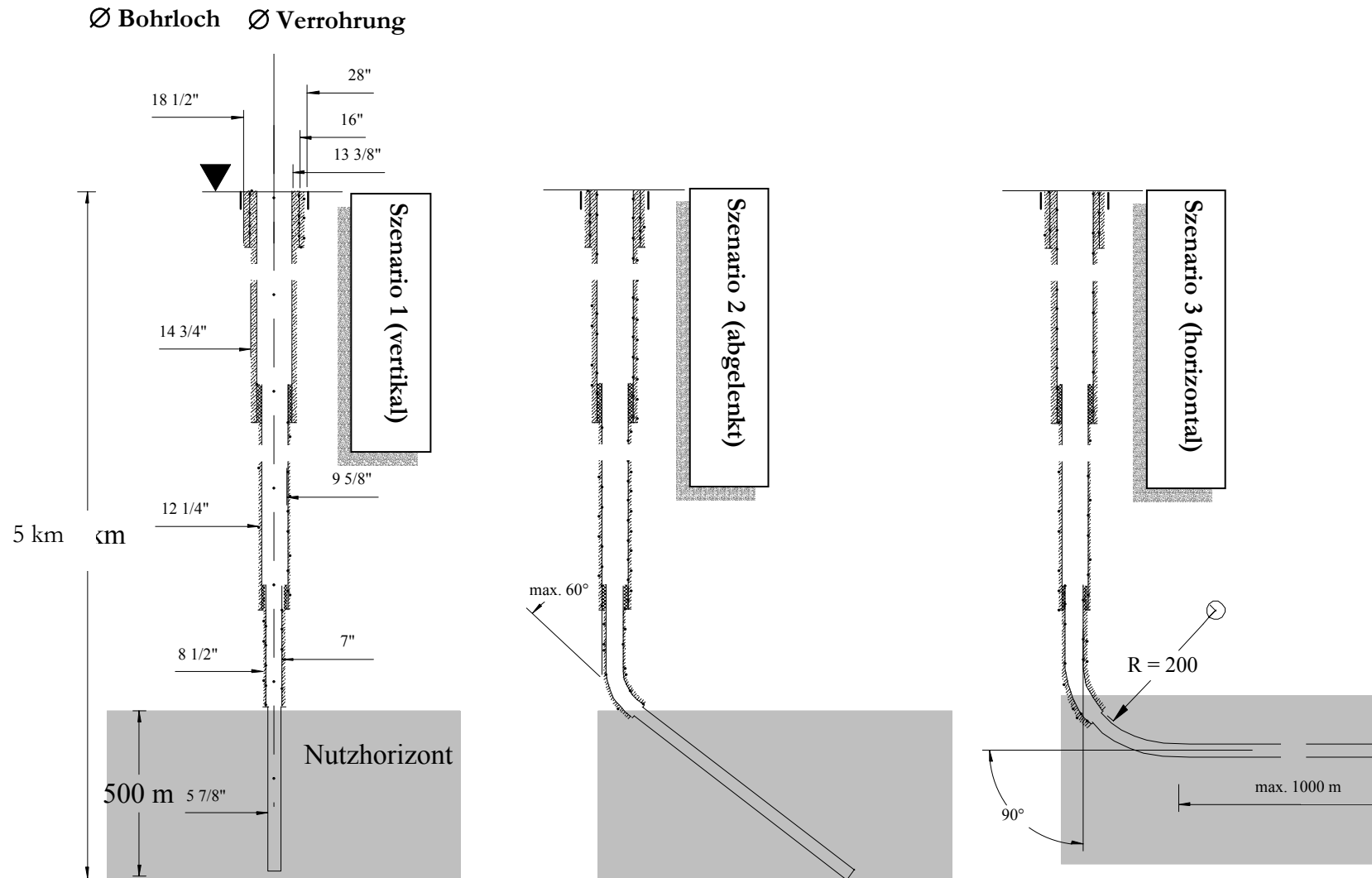


Abb. A-6: PI: ca. 2,5 m³/d bar (0,10 m³/h bar) nach 365 Tagen aus Abb. 56e über $t^{1/2}$

Abb. A-7: Bohrlochkonfigurationen für die Erschließung tiefliegender geothermischer Nutzhorizonte; angegebene Nutzhorizontmächtigkeit entspricht der Gesamtmächtigkeit nicht der effektiven Mächtigkeit



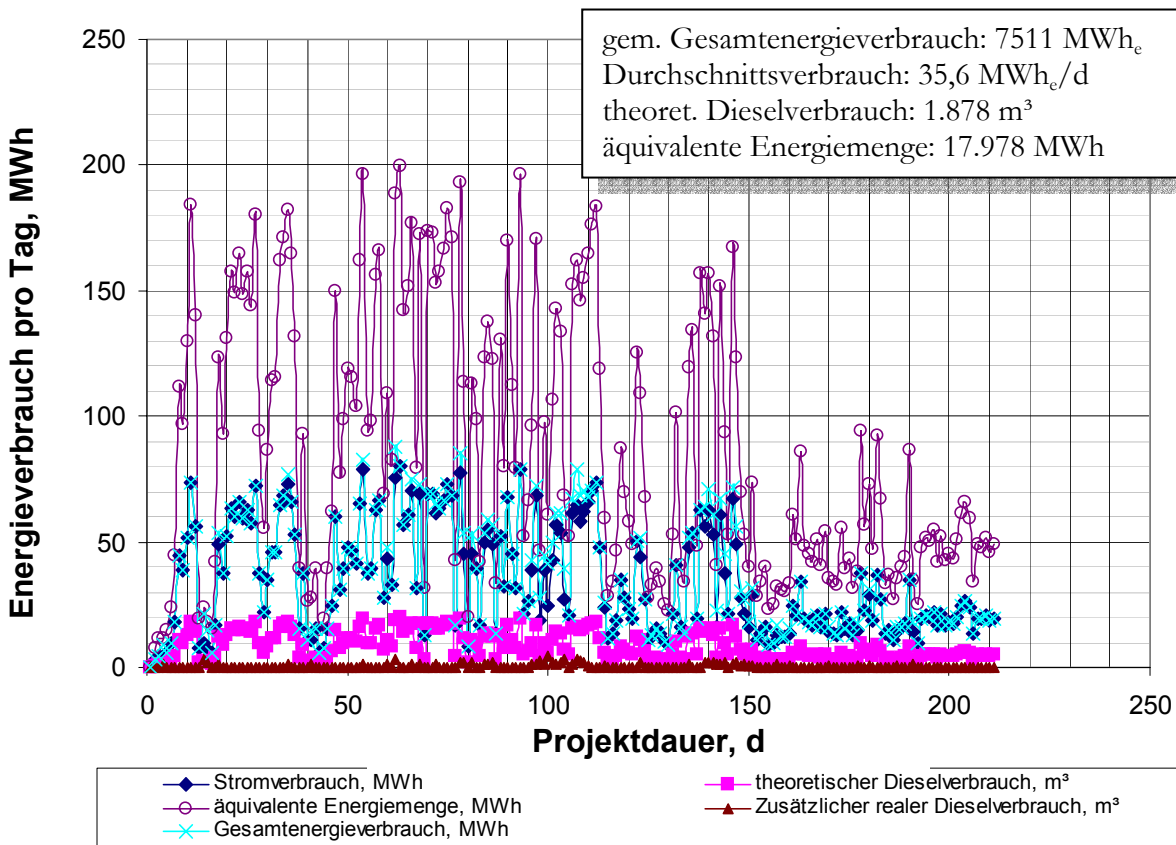


Abb. A-8: Spezifischer Energieaufwand einer 5,1 km Bohrung mit direkter Netzeinspeisung; die äquivalente Energiemenge bezieht sich auf den theoretischen Energieinhalt der benötigten, errechneten spezifischen Dieselmengen bei Vernachlässigung der Umwandlungsverluste; für Abb. A-8 bis einschließlich Abb. A-11 gilt:

Heizwert des Kraftstoffs: 11,86 MWh/t,

Dichte des Kraftstoffs: 0,845 t/m³,

mechanischer Wirkungsgrad des dieselbetriebenden Antriebsaggregats: 0,4¹⁾,

Exergiegehalt des Kraftstoffs: 4,00 MWh_e/m³ (siehe Tab A-2a),

Dieselposten: 690 €/m³,

Industriestrompreis: 58,80 €/MWh_e²⁾,

Transformatormiete: 767 €/d,

zusätzliche Dieselposten bei Netzeinspeisung: ca. 262 €/d.

¹⁾ Durchschnittlicher Wirkungsgrad gemäß technischer Spezifikationen von gängigen dieselbetriebenen Stromaggregaten für Bohranlagen (Caterpillar 2002).

²⁾ Industriestrompreis ist bezogen auf das Bundesland Niedersachsen, in dem die Bohrung abgeteuft wurde, und korrespondiert mit dem VIK-Industrie-Strompreisvergleich für das Jahr 2001; der Durchschnitts-Industrie-Strompreis betrug für Deutschland 63,55 €/MWh_e (ohne MwSt. und ohne Stromsteuer), Preisstand 01.07.2001 (van Plüer 2001).

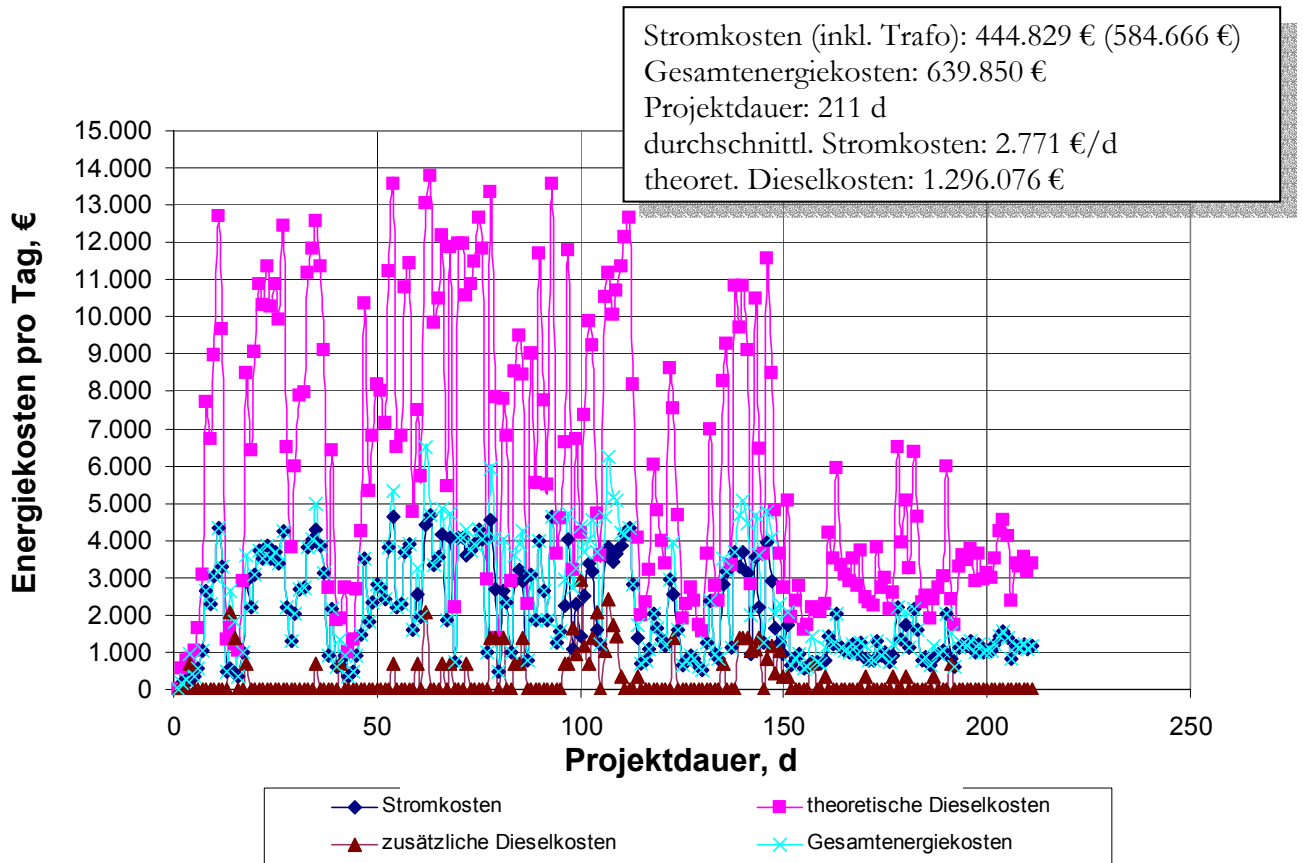


Abb. A-9: Spezifische Energiekosten einer 5,1km-Bohrung mit aus dem Netz direkt eingespeister Energieversorgung; berechnet wurden die spez. theoretischen Diesellkosten; die Gesamtenergiekosten enthalten die real angefallenen zusätzlichen Diesellkosten; der direkte Vergleich zeigt um den Faktor 1,94 höhere Gesamtkosten beim Einsatz von Diesel.

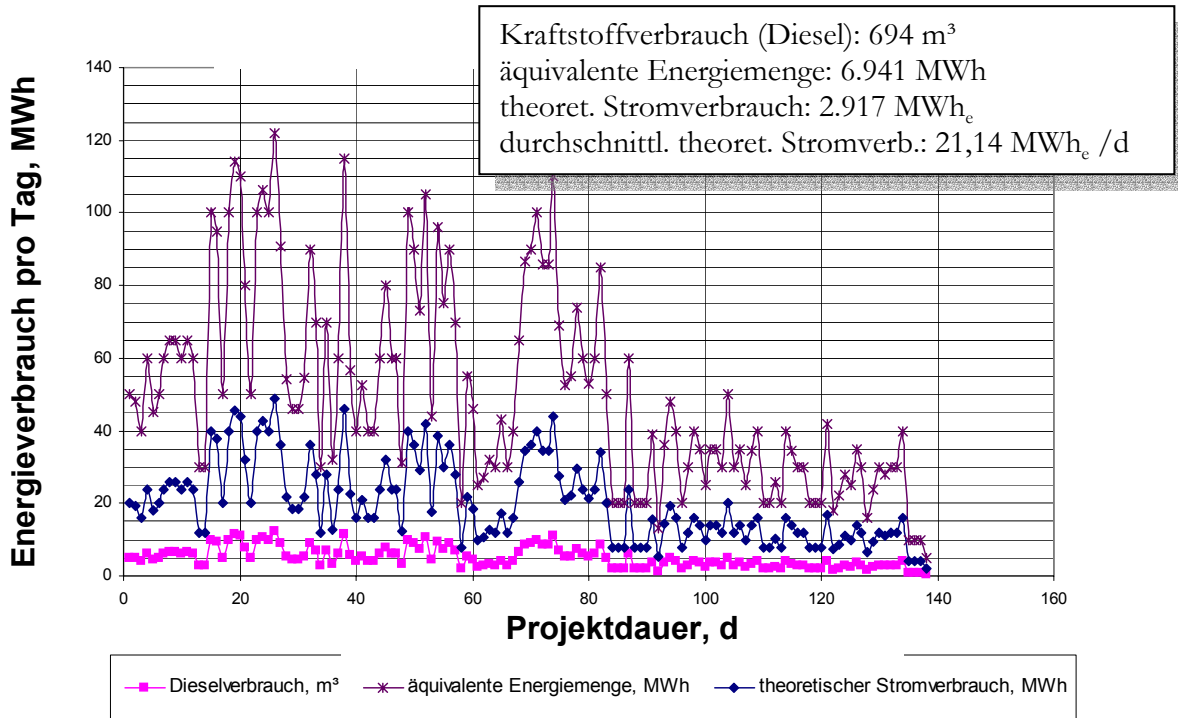


Abb. A-10: Spezifischer Energieaufwand einer 5km-Bohrung mit autarkem Energieversorgungssystem (diesel-elektrische Antriebe); die äquivalente Energiemenge bezieht sich auf den theoretischen Energieinhalt der eingesetzten Dieselmengen bei Vernachlässigung der Umwandlungsverluste.

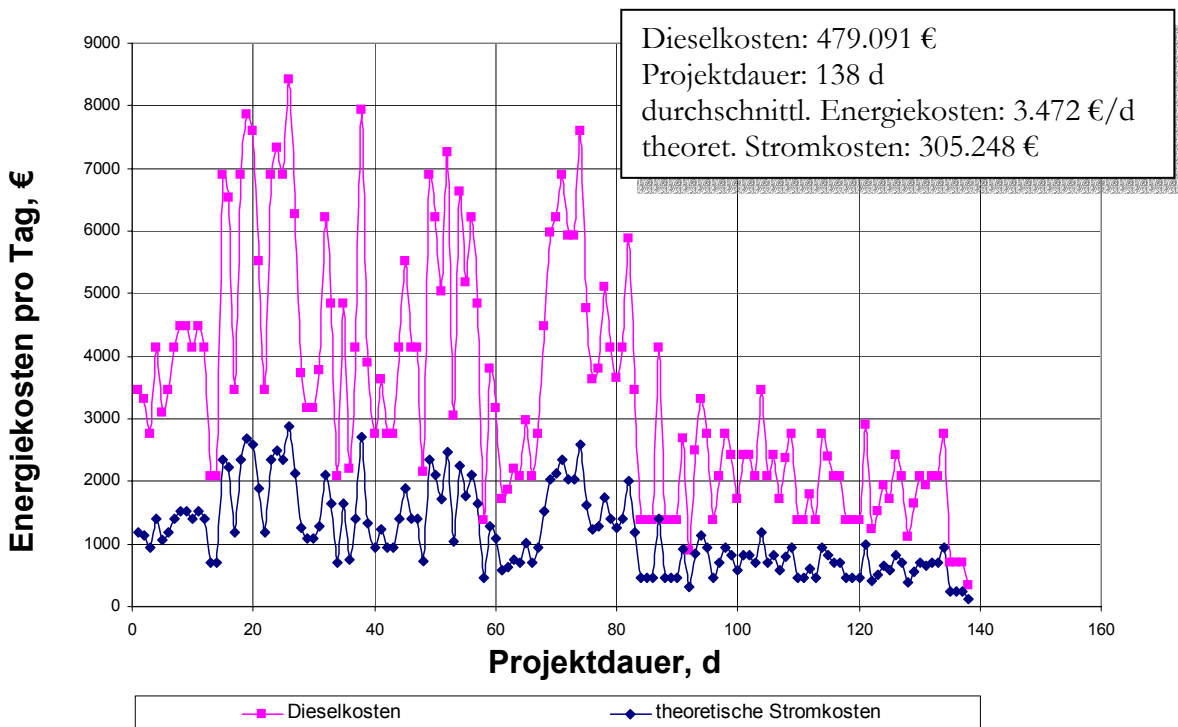


Abb. A-11: Spezifische Energiekosten einer 5km-Bohrung mit autarker Energieversorgung (diesel-elektrische Antriebe); berechnet wurden die spez. theoretischen Stromkosten; der direkte Vergleich zeigt um den Faktor 1,57 höhere Gesamtkosten beim Einsatz von Diesel.

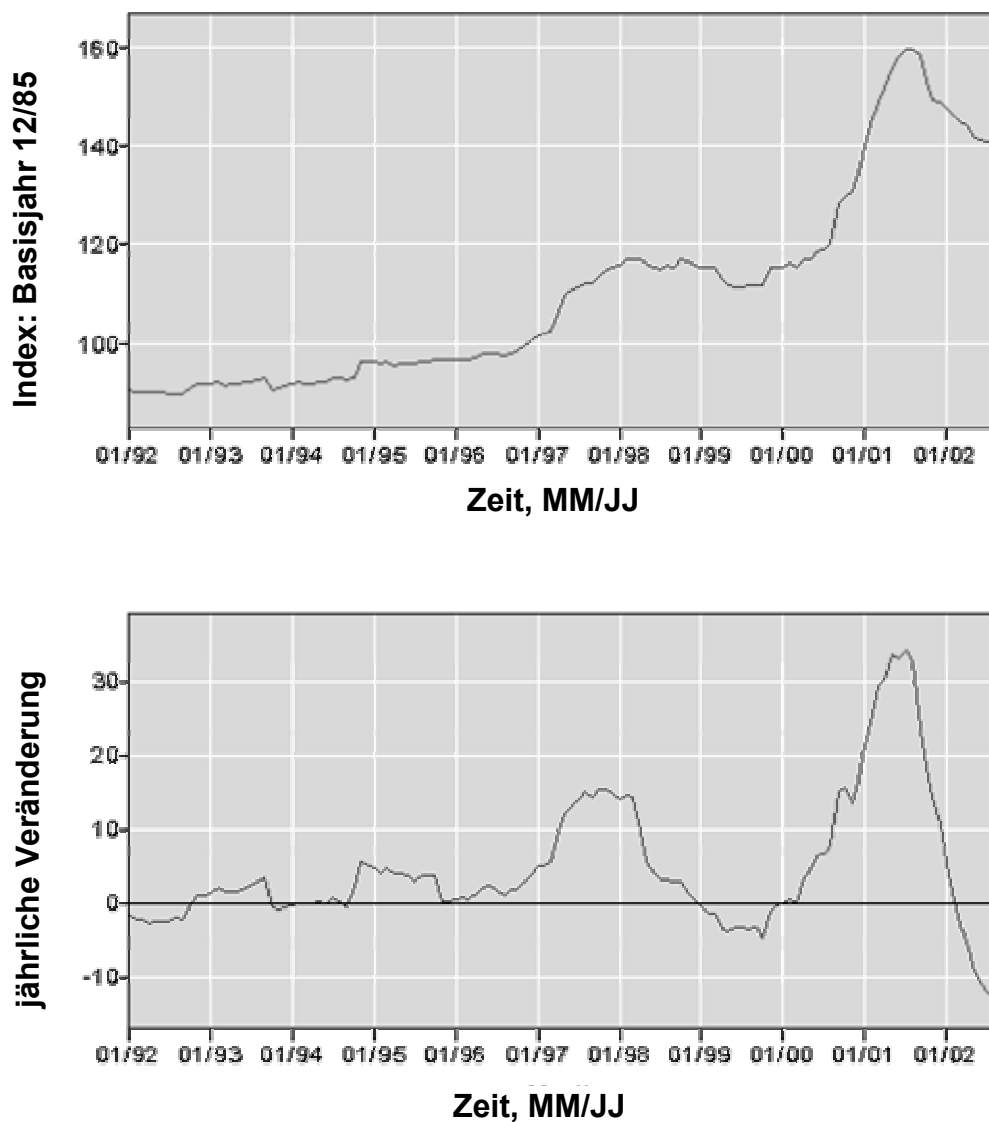


Abb. A-12: Zeitreihen des Producer-Price-Index (industrieller Großhandelsindex) in den USA für onshore Kohlenwasserstoffbohrungen / BLS 2002/; die Preissteigerung (Jahresdurchschnitte) im Jahr 2001 bezogen auf das Jahr 1996 belief sich auf einen Wert von 54,7 Prozentpunkten (152,5 gegenüber 97,8) – ca. 11 Prozentpunkte per annum.

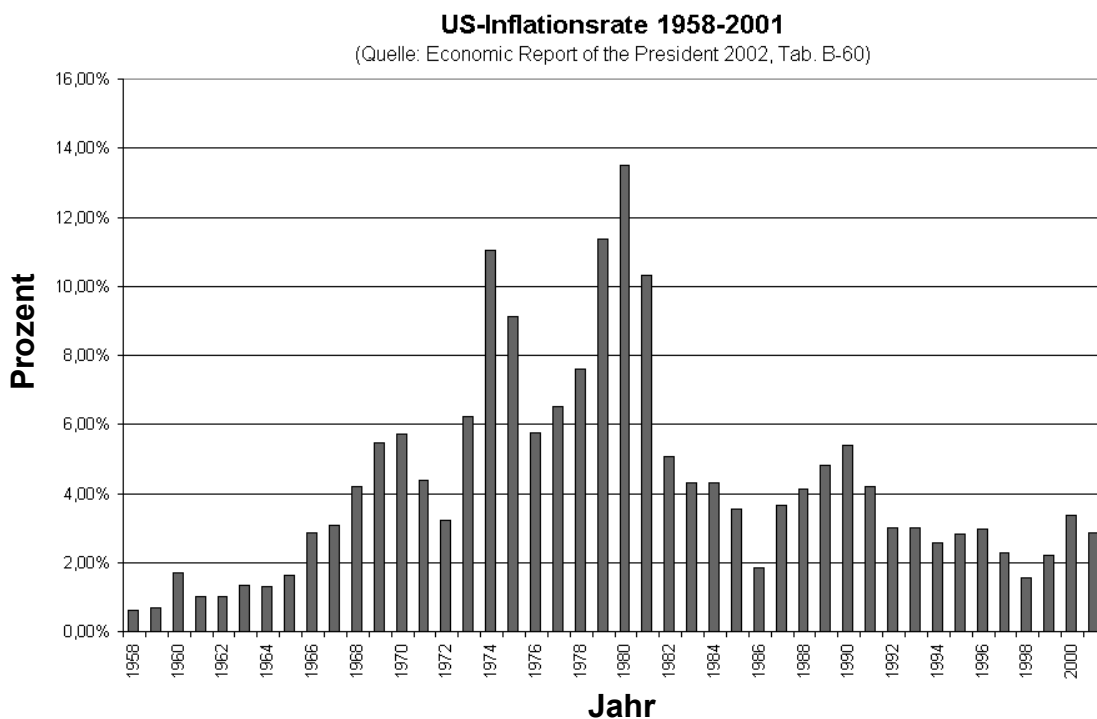


Abb. A-13: Zeitreihe der Inflationsrate in den USA /Uni-Tübingen 2002/; im Zeitraum zwischen 1996 und 2001 belief sich die Entwertung des US Dollars (Jahresdurchschnitte) auf 13% (1 US Dollar 1996 = 1,13 US Dollar 2001) – ca. 2,5 % per annum /BLS 2002/

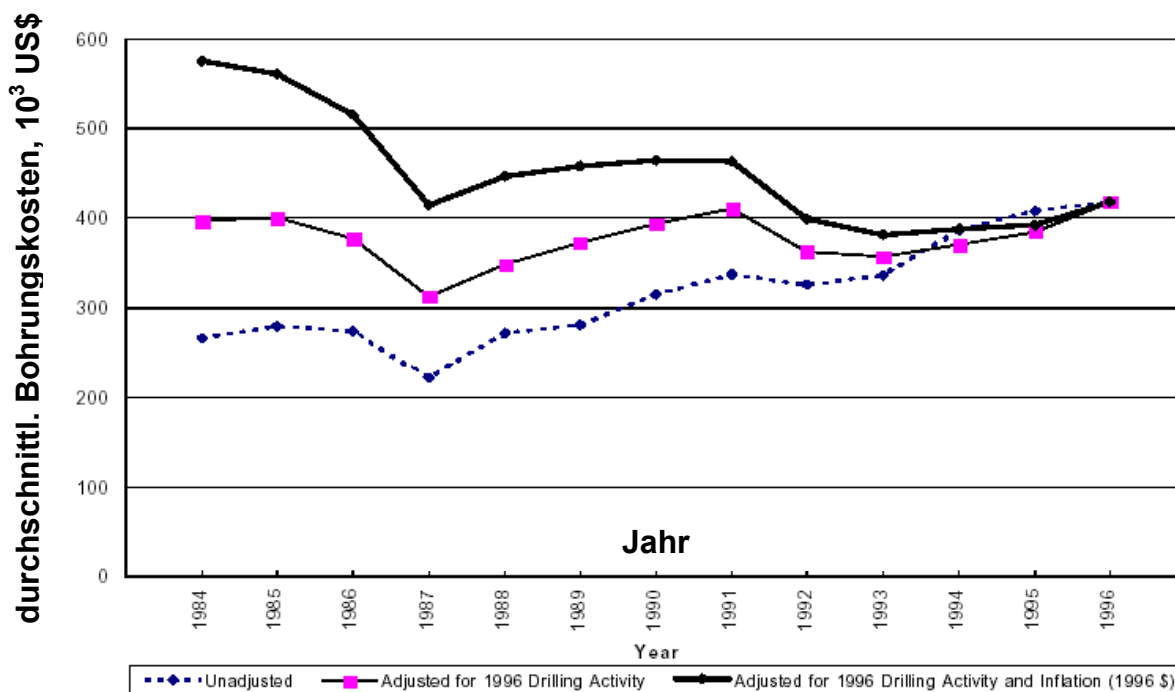


Abb. A-14: unkorrigierte und korrigierte Trendkurven der durchschnittlichen Bohrungskosten (onshore) in den USA /API 1996/

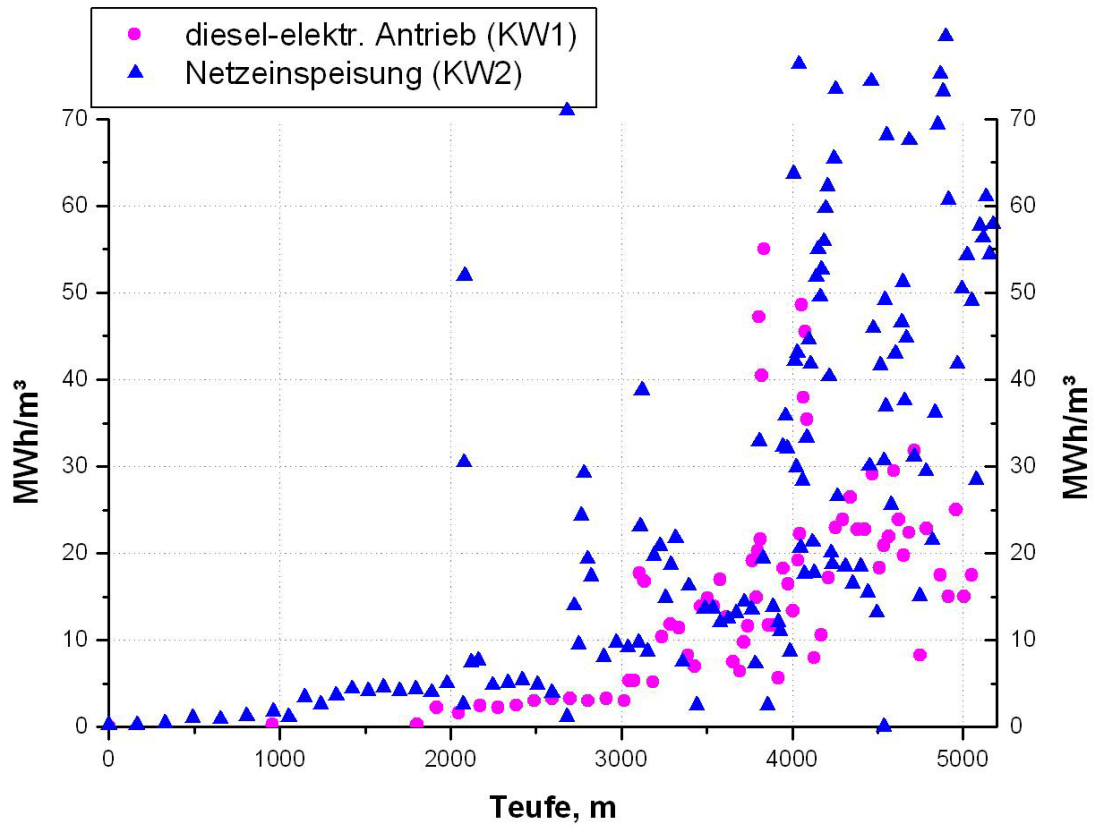


Abb. A-15: Detaildarstellung des Energieaufwand-Teufen-Verhältnisses für Bohrungen mit unterschiedlichen Energieversorgungssystemen;

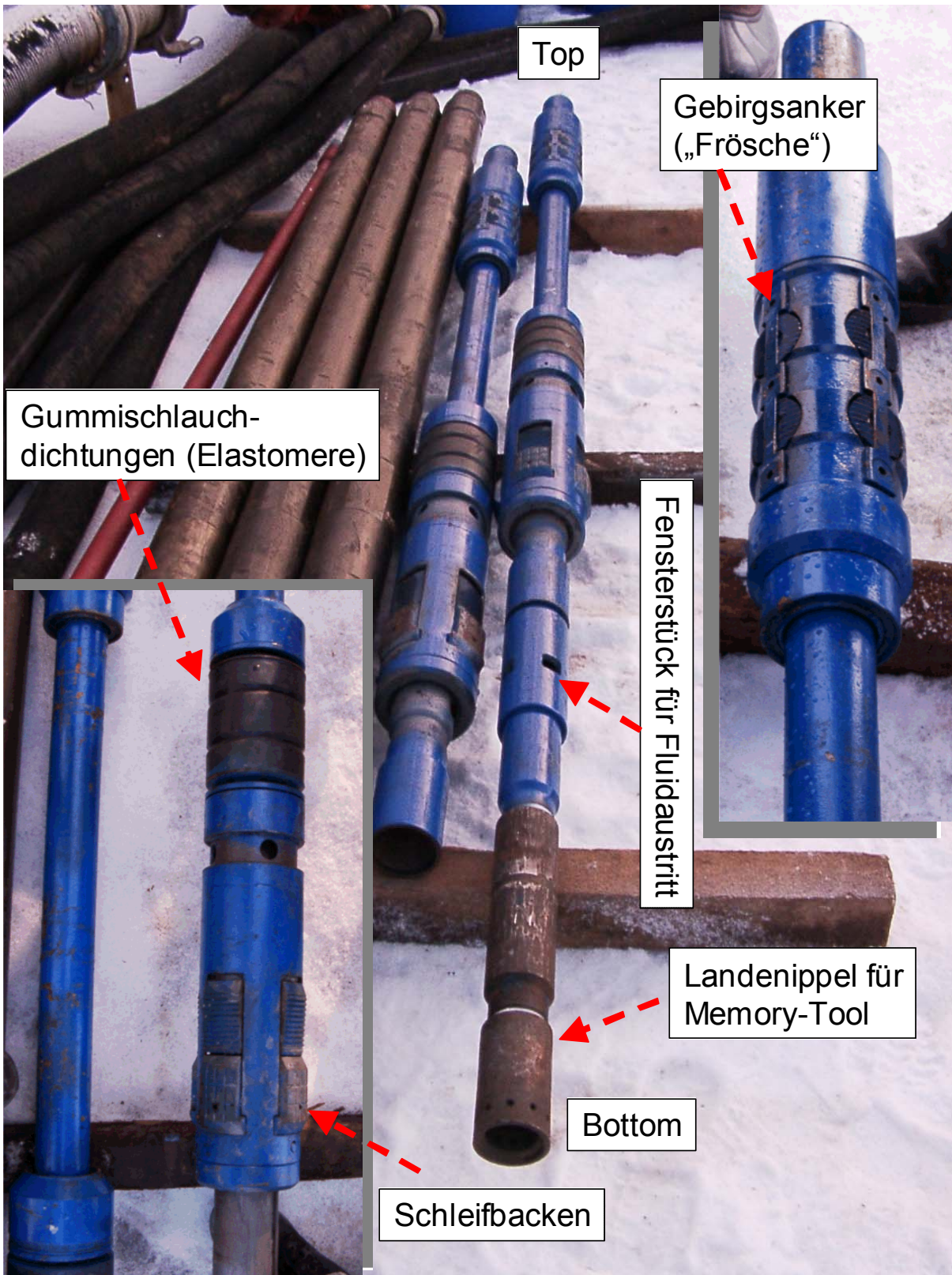


Abb. A-16 : Eingesetzte Packergarnitur vor dem Einbau; je Intervall wurde eine Packergarnitur verwendet

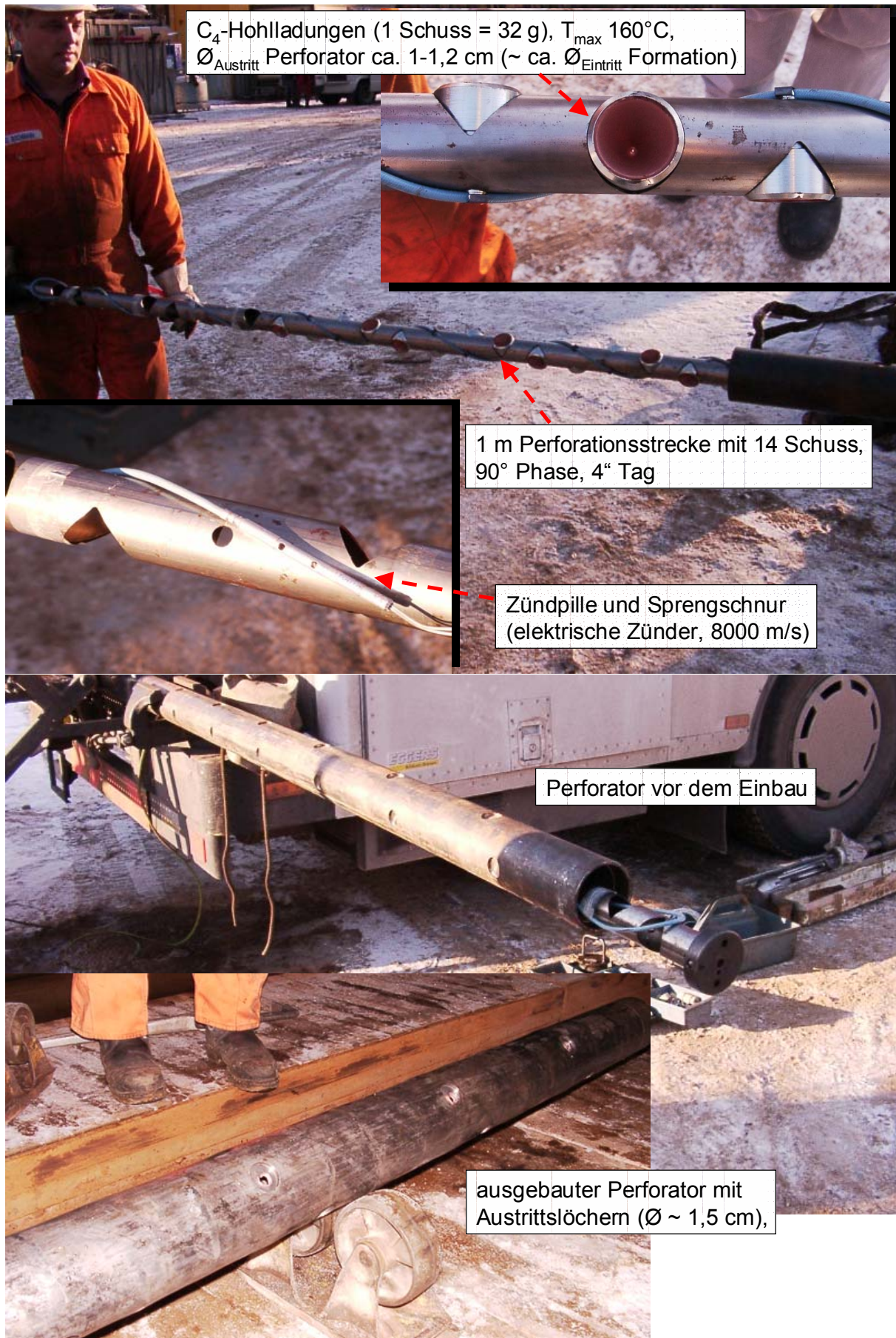


Abb. A-17 : Perforationsgarnitur vor und nach dem Einbau mit Spezifikationen



Abb. A-18 : Bohrturm während des Fördertests (Stickstofflift) am Standort Groß Schönebeck

Temperatur- klasse [°C]	durch- schnittl. Netto- mächtigkeit [m]	Fläche [km ²]	Wärme- kapazität [J/kg °C]	Dichte [kg/m ³]	Thermische Energie (heat in place) [J]
100 - 130	20	15.620	840	2.600	7,2 e+19
100 - 130	50	1.730	840	2.600	2,0 e+19
130 – 160	20	31.400	840	2.600	1,9 e+20
130 - 160	50	4.350	840	2.600	4,6 e+19
160 – 190	20	2.370	840	2.600	1,7 e+19
Gesamtwärmeenergie [J]					3,4 e+20
Gesamtwärmeenergie [GWh]					9,4 e+07

Tab. A-1: Temperaturklassen, Nettomächtigkeiten und Wärmepotenziale im sedimentären Rotliegenden (Sandsteine) des Norddeutschen Beckens /Jung et al. 2002/.

Rissparameter	Werte	Rissparameter	Werte
Risshalblänge (m)	56	abgestützte Risslänge (m)	52
oberer Risshöhenhalbraum (m)	57	abgestützter oberer Risshöhenhalbraum (m)	52
unterer Risshöhenhalbraum (m)	67	abgestützter unterer Risshöhenhalbraum (m)	63
maximale Rissweite am Bohrloch (cm)	0,5	durchschnittl. Stützmittel- konzentration im Riss (kg/m ²)	5,1
Dimensionslose Risskonduktivität	6,7	Fracture Efficiency	0,05
Gesamtmenge Fluid (m ³)	248,85	Gesamtmenge Stützmittel (kg)	48144,04

Tab. A-2: Rissdimensionen des überarbeiteten Fracdesign aus Abb. 57a

	Umwandlungswirkungsgrad		
	20%	30%	40%
Dieselmotortreibstoff, unterer Heizwert, kJ/kg	42.500	42.500	42.500
Dichte, kg/m ³	845	845	845
elektrische Energie, kJ/kg	8.500	12.750	17.000
elektrische Energie, kWh/kg	2,36	3,54	4,72

*Tab. A-5: Abschätzung für die Umwandlung von Diesel in elektrische Energie /Thiesen 2002/
Roböleinsatz je Tonne Dieselmotortreibstoff: 4,24 t Roböl /MWV 2001/ bei einem Heizwert des Rob-
öls von ca. 45 MJ/kg*

	Tubingaußendurchmesser, m (Zoll)		
	0,1143 (4 ½)	0,127 (5)	0,1397 (5 ½)
Pfundstärken, lbs/ft	19,2	20,00	18,00
spez. Gewicht, t/m	0,0286	0,0298	0,0268
spez. Kosten von Kohlenstoffstahl mit Premium Verbindern, US\$/t ¹ (€/t)	1.400 (~ 1.539)		
spez. Kosten von Cr13 Stahl mit Premium Verbindern ¹ , US\$/t ¹ (€/t)	2.800 (~ 3.077)		
spez. Kosten von Kohlenstoffstahl mit Premium Verbindern, US\$/m (€/m)	40,04 (44,02)	37,52 (41,25)	41,72 (45,86)
spez. Kosten von Cr13 Stahl mit Premium Verbindern, US\$/m (€/m)	80,08 (88,00)	75,04 (82,46)	83,44 (91,69)

¹Ölfeldrohrpreise von Vallourec & Mannesmann, Sept. 2001, unter Berücksichtigung einer Schwankungsbreite von $\pm 20\%$ auf Grund eines hochvolatilen Marktes

² durchschnittl. Devisenwechsellkurs im Sept. 2001 bei 0,91 US\$/€ (Deutsche Bundesbank 2002)

Tab. A-3: Marktpreise von Ölfeldrohre und Tubing / Eichloff 2001/

Primär- energieträger	Primärenergieeinsatz				Nettostromerzeugung							
	1991		2000		1991		Umwandlungs- wirkungsgrad	2000		Umwandlungs- wirkungsgrad	Veränderung gegenüber 1991	
	10 ⁶ tSKE	PJ	10 ⁶ tSKE	PJ	GWh	PJ		GWh	PJ			
Kernenergie	54,6	1600,2	62,5	1831,8	138400	498,24	31,1%	158887	571,9932	31,2%	0,3%	
Braunkohle	53,6	1570,9	47,4	1389,2	128243	461,6748	29,4%	132008	475,2288	34,2%	16,4%	
Steinkohle	43,3	1269,0	37,6	1102,0	109623	394,6428	31,1%	114098	410,7528	37,3%	19,9%	
Heizöl	3	87,9	0,6	17,6	7937	28,5732	32,5%	1105	3,978	22,6%	-30,4%	
Erdgas	7,1	208,1	8,3	243,3	21912	78,8832	37,9%	32362	116,5032	47,9%	26,3%	
Sonstige	5,2	152,4	6	175,8	19512	70,2432	46,1%	30885	111,186	63,2%	37,2%	
Insgesamt	166,8	4887,24	162,4	4758,32	425627	1532,26	31,4%	469350	1689,66	35,5%	13,3%	

Tab. A-4: Umwandlungseffizienz bei der Stromerzeugung in Deutschland und deren Entwicklung im Zeitraum 1991 bis 2000 für die genutzten Primärenergieträger / VDEW 2002/