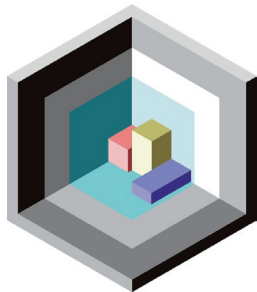


# Erschließung petrothermaler Geothermiereservoire – Teilprojekt 1 –

05-3028



## Abschlussbericht

Hannover, September 2015



BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE  
HANNOVER

## Erschließung petrothermaler Geothermiereservoire – Teilprojekt 1 –

Fracoperationen in dichten Gesteinsformationen und technische  
Bewertung des Multifrackkonzepts

Abschlussbericht  
(Berichtszeitraum: 01.07.2012 bis 31.12.2014)

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 032 5451A gefördert.  
Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

**Gefördert durch:**



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

**aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages**

Autoren:	R. Jatho, T. Tischner, M. Wellbrink, S. Krug
Auftraggeber:	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Förderkennzeichen/PSP-Element:	032 5451A
Geschäftszeichen:	B3.3/B50410-02/2015-001/002
Datum:	10. September 2015



Inhaltsverzeichnis	Seite
Inhaltsverzeichnis .....	3
Verkürzte Zusammenfassung .....	7
Zusammenfassung .....	9
1 Projektbeschreibung .....	13
1.1 Aufgabenstellung und Voraussetzungen .....	13
1.2 Projektablauf und Zusammenarbeit .....	14
2 Das Multirisskonzept .....	15
2.1 Motivation für das Multirisskonzept .....	15
2.2 Anforderungen an Bohrung und untertägigen Wärmetauscher.....	16
2.2.1 Notwendiges Gesteinsvolumen und Gesamttrissfläche .....	16
2.2.2 Größe und Anzahl der Einzelrisse .....	18
2.2.3 Notwendiger Verrohrungsdurchmesser .....	24
2.3 Bohrkonzeppte .....	25
2.4 Abfolge der Bohr- und Erschließungsarbeiten.....	27
3 Bohrtechnische Studie.....	29
3.1 Szenarien .....	29
3.2 Bohrarbeiten und Rohreinbau: Variante 1 .....	31
3.3 Bohrarbeiten und Rohreinbau: Variante 2 .....	32
3.4 Bohranlage .....	36
3.5 Logging.....	36
3.6 Zeit und Kostenschätzung .....	37
3.7 Zusammenfassung .....	38
4 Bohrmeißel .....	39
4.1 Warzenmeißel.....	40
4.1.1 Lager .....	40
4.1.2 Warzen und Kaliberschutz.....	42
4.1.3 Hydraulik.....	43
4.2 Entwicklung von Diamantbohrwerkzeugen.....	44
4.3 Einsatzgrenzen der Bohrmeißel .....	47

---

5	Richtbohrtechnik und Datenübertragung.....	49
5.1	Entwicklung der Richtbohrtechnik .....	49
5.2	Richtbohrsysteme .....	52
5.2.1	Untertagebohrmotor .....	53
5.2.2	Rotary Steerable Systems.....	57
5.3	Datenübertragung.....	61
5.4	Zusammenfassung .....	63
6	Zementation von Horizontalbohrungen .....	65
6.1	Spülungsverdrängung und Verlustzonen.....	65
6.2	Vermeidung von Kanalbildung.....	66
7	Bohrspülung .....	69
7.1	Vermeidung von Spülungsverlusten .....	69
7.2	Spülmittelzusätze, Reibungsminimierung und Zirkulationsrate.....	70
8	Risserzeugung.....	73
8.1	Risserzeugung aus zementierten Linern .....	73
8.2	Perforation .....	74
8.2.1	Schussperforation .....	75
8.2.2	Jet-Perforation .....	78
8.2.3	Perforation und Frac.....	79
8.3	Systeme zur Risserzeugung.....	80
8.3.1	Plug & Perf .....	80
8.3.2	Perforation & Annulus Path Fracturing .....	83
8.3.3	Komplettsysteme .....	85
8.4	Zusammenfassung .....	88
9	Erfahrungen mit Tiefbohrungen im Hartgestein.....	91
9.1	KTB und Soultz-sous-Forêts .....	91
9.2	Erfahrungen von weiteren Bohrungen.....	93
10	Schlussbemerkung .....	95
11	Veröffentlichungen.....	97

12	Verwertbarkeit der Ergebnisse .....	99
12.1	Erfindungen/Schutzrechtsanmeldungen.....	99
12.2	Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende.....	99
12.3	Wissenschaftlich- technische Erfolgsaussichten nach Projektende .....	99
12.4	Wissenschaftlich und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit.....	99
12.5	Ergebnisse Dritter.....	99
	Literaturverzeichnis .....	101
	Abbildungsverzeichnis.....	109
	Tabellenverzeichnis .....	113

Gesamtblattzahl: 57





## Verkürzte Zusammenfassung

Autoren:	R. Jatho, T. Tischner, M. Wellbrink, S. Krug
Titel:	Erschließung petrothermaler Geothermiereservoirs, Teilprojekt1: Fracoperationen in dichten Gesteinsformationen und technische Bewertung des Multifrackkonzepts
Stichwörter:	Multirisskonzept, petrothermale Geothermie, Horizontalbohrungen, kristallines Gestein, multiple Risserzeugung, Wasserfrac, Richtbohrtechnik

In dem Vorhaben wurde ein Multirisskonzept für die tiefe Geothermie untersucht, bei dem die hydraulische Verbindung zwischen zwei Horizontalbohrungen über künstliche Risse erfolgt. Als Referenz wurden hierbei typische Bedingungen im kristallinen Gestein in ca. 5000 m Tiefe in Deutschland angenommen. Es wurde eine horizontale Bohrstrecke von 1.000-2.000 m Länge betrachtet, in der mindestens 20 Rissflächen durch Wasserfracs geschaffen werden. Die Horizontalbohrstrecken werden entweder parallel oder antiparallel gebohrt. Auf der Basis der durchgeführten bohrtechnischen Berechnungen wird das Bohren von parallelen Bohrungsästen in der horizontalen Sektion bevorzugt. Zum Bohren im kristallinen Hartgestein, hier speziell für Bohrwerkzeuge und Richtbohrsysteme, die Endverrohrung in der Horizontalsektion des Bohrlochs, die Zementierung sowie den Einsatz der Bohrspülung wurden begründete Vorschläge erarbeitet. Ebenfalls wurden die möglichen Perforationsmethoden sowie mehrere Systeme zur multiplen Risserzeugung diskutiert. Obwohl für nahezu alle Teilaspekte des betrachteten Multirissprojekts technische Lösungen existieren, muss das Gesamtrisiko für die erfolgreiche Umsetzung eines derartigen Vorhabens unter den angenommenen Rahmenbedingungen als hoch eingeschätzt werden.



## Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Konzeptstudie wurden Untersuchungen zur Erstellung von Horizontalbohrungen und zur Durchführung von Fracoperationen mittels „Wasserfrac“ im kristallinen Hartgestein (Granit) durchgeführt. Die wesentliche Aufgabe bestand in der Beurteilung der technischen Umsetzbarkeit eines Multirisskonzepts zur Schaffung eines unterirdischen Wärmetauschers für die geothermische Stromerzeugung. Als Ziel wurde eine Thermalwasserfließrate von ca. 100 Liter pro Sekunde bei einer Temperatur von ca. 150° C definiert. Hiermit ist eine geothermische Stromerzeugung von etwa 4 Megawatt möglich. Entsprechend dieser Vorgaben wurden eine Reservoirtiefe von 5.000 m und eine horizontale Bohrtrecke mit 1.000 – 2.000 m Länge betrachtet. Entlang dieser Horizontalbohrstrecke müssen für eine langfristige Energiegewinnung mindestens 20 Rissflächen geschaffen werden, über die zwei horizontale Bohrungsäste hydraulisch miteinander verbunden werden.

Simulationen zur Risserzeugung zeigen, dass sich unter den angenommenen Reservoirbedingungen in 5.000 m Tiefe Bohrungen mit einem lateralen oder vertikalen Abstand von 400 – 500 m mittels Rissen verbinden lassen. Dabei wird in Abhängigkeit von den konkreten Spannungsbedingungen bereits bei einem Injektionsvolumen von ca. 5.000 m<sup>3</sup> Wasser für einen Einzerriss, die entsprechende Ausdehnung des Risses erreicht. Mit ca. 20 Rissen kann die als notwendig abgeschätzte kumulative Rissfläche von 3 – 6 km<sup>2</sup> im tiefen Untergrund geschaffen werden.

Es wurden zwei Bohrkonzepte untersucht, wobei in beiden Fällen von einem Bohrplatz aus gebohrt wird: In Variante 1 verlaufen die beiden Bohrungen bis kurz oberhalb der Zielteufe vertikal und werden dann parallel in die Horizontale geführt. In Variante 2 werden die Bohrungen jeweils zweimal abgelenkt, so dass diese in Reservoirteufe antiparallel verlaufen. In Variante 1 kann das Reservoir durch Risserzeugung und Zirkulation sukzessive von der Bohrlochsohle her entwickelt werden. Dies kann für ein Multirissprojekt von großer Bedeutung sein, da hier Erfahrungen gesammelt werden, die für den nächsten Abschnitt vorteilhaft sind. Die Variante 2 ist bohrtechnisch deutlich anspruchsvoller, bietet aber den Vorteil, dass alle Fließwege über die Risse gleich lang sind und somit die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von dominanten Fließwegen (Rissen) reduziert wird.

Auf der Basis der durchgeführten bohrtechnischen Berechnungen wird das Bohren von parallelen Bohrungsästen (Variante 1) in der horizontalen Sektion bevorzugt. Hiermit kann eine horizontale Strecke von 2.000 m Länge gebohrt und mit einer Endverrohrung von 7“ ausgebaut werden, ohne dass bohrtechnisch kritische Parameter erreicht werden. Bei größerer Endverrohrung oder in Variante 2 sind kritische Bohrparameter (Biegebelastungen, Seitenkräfte, Zuglasten oder Drehmomente) unvermeidlich, so dass diese Szenarien aus heutiger Sicht nicht empfohlen werden.

Zum Bohren im kristallinen Hartgestein werden Rollenmeißel mit Warzenbesatz (Warzenmeißel) favorisiert. Mit den heutigen Warzenmeißeln lassen sich Standzeiten von durchschnittlich 100 h bei Bohrfortschritten von durchschnittlich 5 m/h erzielen. Weiterentwicklungen im Bereich der Dichtungen, Lager und der Hydraulik lassen zukünftig eine Steigerung des Bohrfortschritts im kristallinen Gestein erwarten. Die Weiterentwicklung der Diamant- und insbesondere der PDC-Werkzeuge (Polycrystalline Diamond Cutter) kann absehbar eine interessante Alternative zu den Warzenmeißeln darstellen. Hier ist insbesondere die Entwicklung der sogenannten Stinger-Werkzeuge interessant.

Moderne Richtbohrsysteme, wie das Rotary Steerable System (RSS) erlauben es, einen genau kontrollierten Bohrverlauf einzuhalten und speziell die Horizontalsektionen in gewünschtem Abstand zu erbohren. Diese Richtbohrsysteme stellen eine wesentliche Voraussetzung für die Umsetzung dieses Konzepts dar. Im Vergleich zu anderen Richtbohrsystemen können mit dem RSS der Neigungsaufbau deutlich besser gesteuert und ein relativ „glatter“ Bohrungsverlauf gewährleistet werden. Letzteres ist im Hinblick auf den Rohreinbau und Zementation von großer Bedeutung. Rotary Steerable Systeme haben sich bereits in harten Formationen bewährt, wie zum Beispiel in Granitbohrungen in Vietnam.

Die Endverrohrung, d. h. die horizontale Sektion, sollte vollständig zementiert werden, da eine zementierte Verrohrung durch nachfolgende Perforation die besten Voraussetzungen für eine kontrollierte und äquidistante Riss erzeugung bietet. Für eine gute und dichte Zementation muss eine auf den konkreten Standort spezifizierte Zementrezeptur verwendet werden, die zuvor in Laborversuchen getestet wurde. Wichtige Aspekte sind hierbei u. a. die Vermeidung der Wasserabgabe aus der Zementbrühe und die geeignete Verzögerung der Abbindung. Besonderes Augenmerk ist auf die Zentrierung der Rohre und die Rotation oder Bewegung der Verrohrung während der Zementation zu legen. Nur so kann eine unerwünschte Kanalbildung hinter den Rohren vermieden werden. Die Rotation der Verrohrung während der Zementation muss aufgrund des dafür notwendigen großen Drehmoments als kritische Maßnahme eingeschätzt werden.

Als Bohrspülung wird nicht zuletzt aus Umweltschutzgründen eine wasserbasierte Spülung empfohlen. Durch spezielle Hochtemperatur-Zusätze kann die Stabilität der Spülung auch bei den betrachteten hohen Temperaturen gewährleistet werden. Zusätzlich ist der Einsatz eines „Mud Coolers“ zum Kühlen der Spülung über Tage sinnvoll. Hierdurch kann die Spülungstemperatur gezielt herabgesetzt werden und zusätzlich wird die Ausrüstung im Bohrloch weniger hohen Temperaturen ausgesetzt. Die Spülungszirkulation mit einer Rate von bis zu 4.000 Liter/Minute ist für eine effektive Bohrlochreinigung notwendig. Empfehlenswert ist zudem ein Messsystem zur Drucküberwachung unter Tage, damit die Spülrate so eingestellt werden kann, dass einerseits eine effiziente Bohrlochreinigung gewährleistet wird, andererseits aber der Druck keinen kritischen Wert für die

Stabilität der Bohrung/Formation überschreitet. Für die Perforation als Initiierungspunkt für die Risserzeugung gibt es im Wesentlichen zwei Methoden: Die Perforation mittels Hohlladungen und die Jet-Perforation. Die Erfahrungen aus der Öl- und Gasindustrie zeigen, dass die Verwendung der Jet-Perforation bessere Ergebnisse bei der Erschließung erbringt. Die Jet-Perforation wird hier für die Risserzeugung im kristallinen Gestein als zu bevorzugende Variante angesehen.

Für die nachfolgende multiple Risserzeugung können im Wesentlichen drei Methoden unterschieden werden. Die am meisten verwendete Methode ist die Plug & Perf-Methode, die eine sukzessive Bearbeitung der Fracintervalle und jeweils das Heraus- und wieder Einfahren des Bohrstranges oder Coiled Tubing nach jeder Behandlung erfordert. Die Methode des „Perforation & Annulus Path Fracturing“ ermöglicht während der Risserzeugung mit der Ausrüstung in der Bohrung zu bleiben und kann deutlich schneller durchgeführt werden. Mit dieser Methode können die Bohrlochsohlendrucke während der Fracoperationen aufgezeichnet werden – ein nicht zu unterschätzender Vorteil. Zudem müssen bei planmäßigem Verlauf keine Fräs- oder Räumarbeiten nach Beendigung der Erschließungsarbeiten durchgeführt werden. Als dritte Methode kommen Komplettsysteme für die Risserzeugung in Betracht. Hierbei sind vorinstallierte Öffnungen (Fracports), die mechanisch geöffnet werden, in die Verrohrung integriert. Bei dieser Methode muss vor Installation bekannt sein, an welcher Stelle die Risse erzeugt werden sollen. Ist das System einmal installiert, ist keine nachträgliche Änderung mehr möglich. Andererseits kann mit dieser Methode im Vergleich zu „Plug & Perf“ die Risserzeugung deutlich schneller erfolgen. Zudem lassen sich einmal geöffnete Ports grundsätzlich wieder schließen, so dass später gegebenenfalls einzelne Risse hydraulisch wieder abgetrennt werden können, falls diese als dominante Fließwege fungieren. Bis jetzt fehlen entsprechende Langzeiterfahrungen über die Funktionalität der beiden letztgenannten Risserzeugungsmethoden, speziell unter den anspruchsvollen Reservoirbedingungen in der tiefen Geothermie (hohe Temperatur, korrosive Lagerstättenwässer). Insbesondere das letzte System (Komplettsystem) ist derzeit nicht in genügend großen Durchmessern, wie sie in der Geothermie benötigt werden, verfügbar. Aus diesen Gründen wird für die Risserzeugung aktuell die Plug & Perf-Methode favorisiert.

Obwohl für nahezu alle Teilaspekte des betrachteten Multirissprojekts technische Lösungen existieren, muss das Gesamtrisiko für die erfolgreiche Umsetzung eines derartigen Vorhabens unter den angenommenen Rahmenbedingungen als hoch eingeschätzt werden. Es wird daher empfohlen, ein derartiges Konzept zunächst in F&E-Vorhaben in deutlich geringerer Tiefe als den hier angenommenen 5.000 m Tiefe zu erproben. Zudem ist ein langfristiges Programm zur Entwicklung und Etablierung dieses Erschließungskonzepts in der Praxis notwendig. Es kann nicht erwartet werden, dass mit einem einzelnen Demonstrationsprojekt eine grundsätzliche Entscheidung über die Umsetzbarkeit und das Potenzial dieses Konzepts getroffen werden kann.



## 1 Projektbeschreibung

### 1.1 Aufgabenstellung und Voraussetzungen

In dem Vorhaben wurden konzeptionelle Untersuchungen zur geothermischen Erschließung kristalliner Gesteine im tiefen Untergrund durchgeführt. Der Fokus auf kristalline Gesteine resultiert aus dem großen Potenzial, das diesen Gesteinen für die petrothermale Geothermie zugeordnet wird (JUNG et al. 2002). Untersucht wurde ein Multirisskonzept, bei dem die hydraulische Verbindung zwischen zwei Bohrungen ausschließlich über künstliche Risse erfolgt (Abb. 1.1). Die Chancen und Risiken dieses Konzepts wurden in allen wesentlichen Phasen einer möglichen Umsetzung untersucht und bewertet. Als Referenz wurden hierbei typische Bedingungen im kristallinen Gestein in ca. 5.000 m Tiefe in Deutschland angenommen.

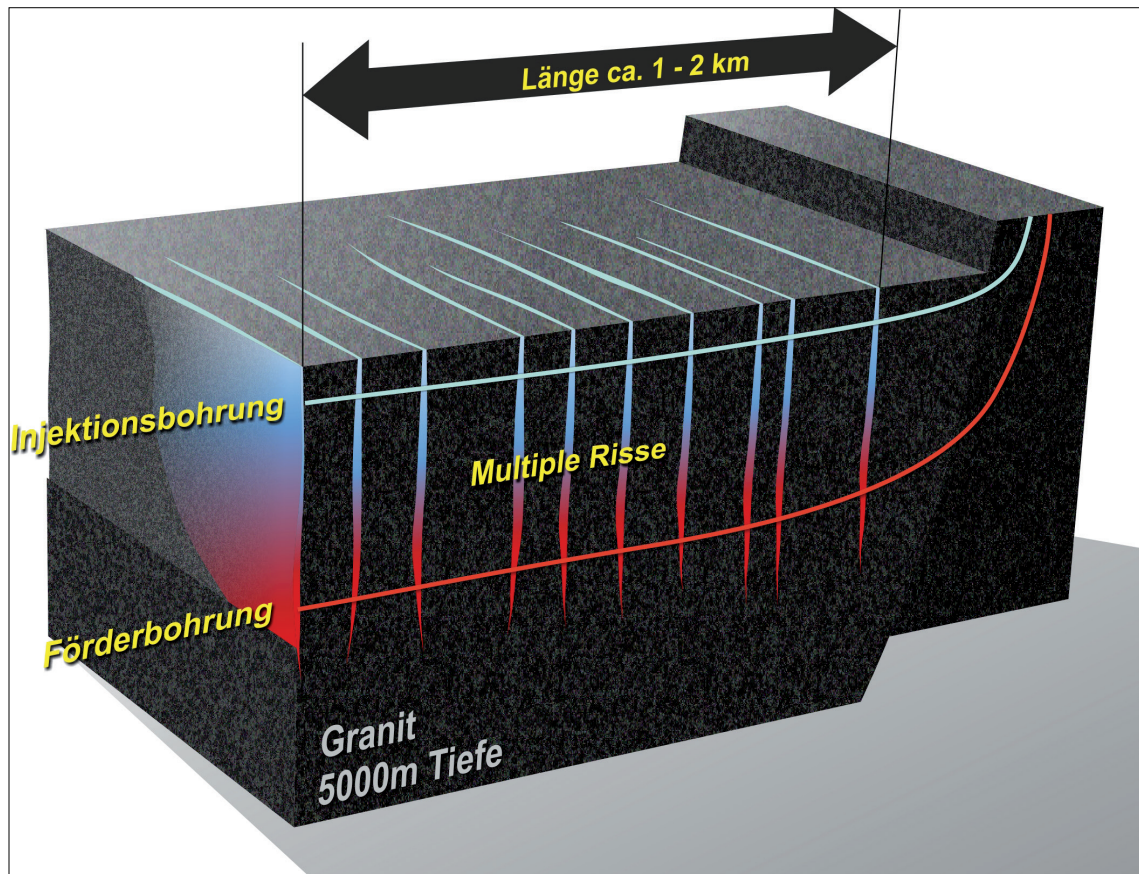


Abb. 1.1: Schematische Darstellung des Erschließungskonzepts mittels Multifracs im kristallinen Gestein (Granit) in ca. 5.000 m Tiefe.

Konkret standen folgende Untersuchungen im Verbundvorhaben im Vordergrund:

1. Technische Machbarkeit von horizontal abgelenkten Bohrungen im kristallinen Gestein

2. Technische Umsetzung von Frac- und Stimulationskonzepten
3. Prozesse der Rissausbreitung, der Interaktion multipler Risse sowie induzierte Seismizität
4. Dimensionierung und Betrieb des unterirdischen Wärmetauschers

Die Untersuchungen wurden auf der Basis von Literaturstudien, Fachgesprächen, Prozesssimulationen und Laboruntersuchungen durchgeführt. Das Vorhaben wurde im Verbund mit der Bergakademie Freiberg (Lehrstuhl für Gebirgs- und Felsmechanik/Felsbau) und dem Geoforschungszentrum Potsdam (Internationales Geothermiezentrum) unter der Federführung der BGR durchgeführt.

## 1.2 Projektablauf und Zusammenarbeit

Den Schwerpunkt der Tätigkeit der BGR bildete die Untersuchung technischer Aspekte im Zusammenhang mit dem Abteufen von Horizontalbohrungen im kristallinen Gestein und der Durchführung von Fracoperationen. Hierfür wurden öffentlich verfügbare Literaturquellen studiert, Expertenmeinungen aus dem Bereich Bohrtechnik- und Reservoirerschließung eingeholt sowie Servicefirmen der Öl- und Gasindustrie mit Untersuchungen beauftragt. Die verschiedenen Informationsquellen wurden zusammengeführt und bewertet. Zur Abschätzung der möglichen Größe und Geometrie von künstlichen Rissen im kristallinen Gestein wurden Simulationsrechnungen zur Rissausbreitung ausgeführt. Für die durchgeführten technischen und wissenschaftlichen Untersuchungen wurden von der TU BAF gesteinsmechanische und gebirgsmechanische Parameter aus dem Raum Sachsen erarbeitet und zur Verfügung gestellt. Diese Parameter dienten als Grundlage für die Prozessmodellierungen aller Projektpartner.

Im Fokus der Untersuchungen der TU BAF standen neben den erwähnten Laboruntersuchungen Prozesse der Rissausbreitung (siehe Pkt. 3 der Aufzählung). Betrachtungen und Modellierungen zur Dimensionierung des unterirdischen Wärmetauschers (siehe Pkt. 4 der Aufzählung) sowie zur induzierten Seismizität bildeten den Schwerpunkt der Untersuchungen des GFZ.

Durch Daten- und Informationsaustausch sowie durch regelmäßige Projekttreffen wurde die Zusammenarbeit zwischen den Projektpartnern gewährleistet. Auf Basis dieser Zusammenarbeit erfolgte die Bearbeitung der individuellen Aufgabenstellungen der Projektpartner. Zwei Workshops unter Einbeziehung der Fachöffentlichkeit dienten speziell dem Austausch mit Experten außerhalb des Vorhabens.



## 2 Das Multirisskonzept

### 2.1 Motivation für das Multirisskonzept

Das Konzept zur geothermischen Erschließung von dichten kristallinen Gesteinsformationen mittels multipler Risse basiert im Wesentlichen auf folgenden Entwicklungen oder Erfahrungen:

- In einigen EGS-Projekten wurde in der Testphase ein vorzeitiges Absinken der Fördertemperatur beobachtet – siehe z. B. das Projekt in Rosemanowes in Großbritannien (RICHARDS et al. 1994). Durch die Verteilung des Fluidstroms auf mehrere Flächen kann insgesamt die Kontaktfläche zum umgebenden Gestein vergrößert werden. Damit sinkt das Risiko eines sogenannten Kaltwasserdurchbruchs in der Betriebsphase der Geothermieanlage. Die Durchströmung von multiplen Rissen ist daher im Hinblick auf den langzeitigen Energiegewinn der Geothermieanlage vorteilhaft.
- In den letzten zwei Jahrzehnten ist das Abteufen von horizontal abgelenkten Bohrungen mehr und mehr zum Standard für die Erschließung von Öl- und Gaslagerstätten geworden. Horizontalbohrstrecken im Sedimentgestein von deutlich mehr als 1.000 m Länge sind heutzutage keine Seltenheit (KING 2010). Ebenso ist die Durchführung multipler Fracoperationen mit unterschiedlichen technischen Systemen zum Standard für die Schiefergasgewinnung geworden. Es liegen jedoch keine Erfahrungen mit tiefen und horizontal abgelenkten Bohrungen im harten, kristallinen Gestein vor. Die genannten bohrtechnischen Entwicklungen sind aber ein wesentliches Argument dafür, auch die Erschließung von kristallinem Gestein mittels Horizontalbohrungen und multiplen Fracoperationen in Betracht zu ziehen.
- Die Erschließung von einzelnen großflächigen Störungszonen in tektonisch aktiven Gebieten, wie dem Oberrheingraben, hat in mehreren Fällen zu spürbaren seismischen Ereignissen bei der Stimulation geführt und ein enormes Akzeptanzproblem in der Bevölkerung ausgelöst – siehe Basel (HÄRING et al. 2008). Um das Risiko der induzierten Seismizität zu reduzieren, ist es insbesondere in tektonisch aktiven Gebieten sinnvoll, mehrere flächenhafte Strukturen (Störungen oder künstliche Risse) zu erzeugen oder an die Bohrung anzuschließen. Es genügen dann vergleichsweise kleine Flächen, die geschaffen oder stimuliert werden müssen, so dass die entsprechenden Stimmulationsoperationen mit relativ kleinem Volumen auskommen und das Risiko der Erzeugung spürbarer seismischer Ereignisse abnimmt.
- Die Durchführung von relativ kleinen aber multiplen Stimmulationsoperationen ist im Hinblick auf die Integrität der Bohrung sicherer als eine großskalige Stimmulations-

operation. Bei entsprechend kleineren Fließraten und Volumina wird die Belastung für die Verrohrung und Zementation geringer. Zudem kann durch den Einbau eines temporären Schutzstranges (Fracstrang) die Belastung der äußeren Verrohrung minimiert werden. Bei großskaligen Stimulationsoperationen, wie sie zum Beispiel in Soultz-sous-Fôrets durchgeführt wurden, ist der Einbau eines temporären Schutzstranges aufgrund der dann entstehenden Reibungsdruckverluste vielfach unmöglich.

## 2.2 Anforderungen an Bohrung und untertägigen Wärmetauscher

Für die geothermische Stromerzeugung ist eine Temperatur oberhalb von mindestens 120° C notwendig, um einen wirtschaftlichen Betrieb grundsätzlich zu ermöglichen. In Mitteleuropa müssen hierfür Gesteine in mehr als 3000 m Tiefe erschlossen werden, in denen die hydraulische Durchlässigkeit in der Regel sehr gering ist. Für die direkte Wärmenutzung reichen oftmals geringere Tiefen und geringere Temperaturen aus. Die petrothermale Geothermie wird aus diesen Gründen vor allem im Hinblick auf die Stromerzeugung als Option betrachtet. Entsprechend werden in diesem Vorhaben Randbedingungen angenommen, die für die geothermische Stromerzeugung relevant sind. Basierend auf den Erfahrungen laufender Geothermievorhaben in Deutschland werden folgende Eckwerte als Ziel für das zu untersuchende Multirisskonzept angenommen.

- Temperatur: 150° C
- Fließrate: 100 l/s

Bei einem maximalen geothermischen Gradienten von 3° C/100 m muss eine Tiefe von ca. 5.000 m erbohrt werden, um mit großer Sicherheit diese Temperatur von 150° C zu erreichen. Bei Abkühlung des mit 150° C geförderten Wassers auf 70° C kann hierdurch eine thermische Leistung von ca. 35 MW generiert werden. Unter Annahme eines Wirkungsgrades von 12 % folgt daraus eine elektrische Leistung von ca. 4 MW. Mit dieser elektrischen Leistung liegt man in dem Bereich, der von bestehenden Anlagen in Deutschland bereits erreicht wird. In Anbetracht der aufwändigeren Erschließung für ein Multirissprojekt und der damit verbundenen höheren Kosten, sind die aufgeführten Angaben zu Temperatur, Fließrate und Leistung als Minimalwerte im Hinblick auf eine wirtschaftliche Nutzung anzusehen.

### 2.2.1 Notwendiges Gesteinsvolumen und Gesamttrissfläche

In hydraulisch gering durchlässigem Gestein wie Granit ist ein Fluidtransport nur über künstliche Risse oder natürlich vorhandene Klüfte/Störungen möglich. Im Rahmen dieser Konzeptstudie wird „ungestörtes“ Gestein betrachtet. Ungestörtes Gestein, in dem keine

hochpermeablen natürlichen Fließwege vorhanden sind, stellt tendenziell den „Normalfall“ für den tiefen kristallinen Untergrund dar. Die Betrachtungen, die hier zur Erschließung von ungestörtem kristallinen Gestein angestellt werden, sind somit grundsätzlich auf große Bereiche des tiefen Untergrunds in Deutschland übertragbar. Für eine Abschätzung der notwendigen Gesamtrissfläche, die für die angestrebte Leistung von 4 MW<sub>el</sub> über eine Zeitdauer von 25 Jahren notwendig ist, wird zunächst das abzukühlende Gesteinsvolumen bestimmt:

$$V = \frac{W_{th} \cdot t}{\rho \cdot c \cdot \Delta T_m} \approx 3 \cdot 10^8 \text{ m}^3$$

Mit:  $W_{th} = 35 \text{ MW}$  (Thermische Leistung)

$t = 25 \text{ Jahre}$  ( $7,9 \cdot 10^8 \text{ s}$ , Nutzungsdauer der Anlage)

$\rho = 2700 \text{ kg/m}^3$  (Dichte von Granit – siehe Tabelle 1)

$c = 800 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$  (Wärmekapazität von Granit)

$\Delta T_m = 40 \text{ K}$  (Mittlere Temperaturabsenkung im Gesteinskörper)

Hierbei wird angenommen, dass der quaderförmige Gesteinskörper (Abb. 1.1) nach 25 Jahren im räumlichen Mittel um 40 K abgekühlt ist, so dass auf der Produktionsseite die Fördertemperatur nicht bzw. nur geringfügig gegenüber der ursprünglichen Gesteinstemperatur ( $150^\circ \text{ C}$ ) verringert ist, während auf der Injektionsseite ein deutlich ausgekühlter Bereich mit der Injektionstemperatur von  $70^\circ \text{ C}$  existiert. Senkrecht zu den Rissflächen kann der thermisch beeinflusste Bereich nach 25 Jahren aus der diffusiven Ausbreitung des Temperatursignals wie folgt abgeschätzt werden (CARSLAW & JAEGER 1959):

$$r = \sqrt{2 \cdot \frac{\lambda \cdot t}{\rho \cdot c}} \approx 50 \text{ m}$$

Mit:  $\lambda = 2,9 \text{ W/(m} \cdot \text{K)}$  (Wärmeleitfähigkeit von Granit) und sonstigen Parametern wie zuvor

Bis zu diesem Abstand  $r$  senkrecht zur Rissfläche der Einzelrisse ist nach 25 Jahren die Ausbreitung der „Auskuhlungsfront“ zu erwarten. Damit sich die parallelen Risse thermisch nicht signifikant beeinflussen, wäre demnach ein Abstand zwischen den Rissen von  $2r = 100 \text{ m}$  notwendig. Für eine effektive Ausnutzung des Gesteinskörpers kann aber eine gegenseitige thermische Beeinflussung durchaus sinnvoll sein. Wenn die Risse in einem engeren Abstand als  $100 \text{ m}$  platziert sind, werden sich die ausgekühlten Bereiche vor allem im Umfeld der Injektionspunkte überlappen, so dass hier der Gesteinskörper

effektiv ausgekühlt wird. Mit zunehmender Distanz zum Injektionspunkt verringert sich die gegenseitige thermische Beeinflussung der Risse, so dass auf der Produktionsseite dieser Einfluss auch bei deutlich geringerem Rissabstand nach 25 Jahren noch ohne signifikante Bedeutung sein kann. Aufgrund dieser Betrachtung erscheint es gerechtfertigt, den Abstand der Risse auch bis auf die Hälfte, d. h. auf etwa 50 m zu halbieren, so dass der obige Wert  $r$  für den thermisch beeinflussten Bereich als minimaler Abstand zwischen den Rissen angesehen werden kann. Andererseits ist ein möglichst großer Abstand der Risse aus mechanischer Sicht vorteilhaft. Bei multipler Risserzeugung kann die Schaffung eines Risses zu einer Reduzierung der hydraulischen Durchlässigkeit des zuvor erzeugten Risses führen. Je größer der Abstand zwischen den Rissen ist, desto weniger beeinflussen sich die Risse mechanisch. Unter Einbeziehung dieser Überlegungen wird hier ein Rissabstand  $d$  von:

$$d = 50 - 100 \text{ m} \text{ (horizontaler Abstand der Risse)}$$

zugrunde gelegt. Damit liegt man in dem gleichen Bereich, der üblicherweise auch als Abstand der Fracs in der Schiefergasgewinnung verwendet wird (KING 2010) und für den aus technischer Sicht viele Erfahrungen vorliegen. Aus der obigen Angabe für das notwendige Gesteinsvolumen und dem Rissabstand folgt eine notwendige durchströmte Gesamtrissfläche  $A_R$  von:

$$A_R = V/d \approx (3 - 6) \text{ km}^2$$

Die Anzahl der zu erzeugenden Einzelrisse basierend auf dieser Gesamtrissfläche wird nachfolgend untersucht.

### 2.2.2 Größe und Anzahl der Einzelrisse

Unter verschiedenen geologischen Bedingungen wurden gute Erfahrungen mit „Wasserfracs“ im kristallinen Gestein gesammelt. Insbesondere konnten großflächige und hochpermeable Rissflächen erzeugt werden (z. B. in „Soultz“, siehe TISCHNER et al. 2007). Aufgrund der existierenden guten Erfahrungen wird in dieser Studie ausschließlich die Risserzeugung durch Injektion von Wasser ohne Zusatzstoffe (Wasserfrac) betrachtet.

Um die Größe von erzeugten Einzelrissen abzuschätzen, wurden Simulationsrechnungen mit dem Softwarepaket FieldPro (Fa. Resnet) durchgeführt. Diese Software wird in der Öl- und Gasindustrie standardmäßig zur Planung und Analyse von Frac-Operationen verwendet und gibt unter anderem Aufschluss über die unter den gegebenen Reservoirbedingungen zu erwartenden Rissdimensionen. Hierbei wird die zughafte Ausbreitung eines Einzelrisses simuliert. In der Praxis etablierte Software zur Berechnung der Scherrissausbreitung, die für die Fragestellung hier grundsätzlich besser geeignet wäre, existiert bis dato nicht. Dies

ist vor allem der größeren Komplexität der Prozesse bei Scherbrüchen geschuldet. Sofern jedoch, wie hier, der Fokus vor allem auf der Abschätzung der erzielbaren Rissfläche liegt, liefert die Simulation einer zughafte Rissausbreitung durchaus verwertbare Ergebnisse, da die erzielbare Rissfläche maßgeblich von der Permeabilität des umgebenden Gesteins und weniger von dem zugrunde liegenden Bruchprozess kontrolliert wird. Die Simulation einer zughafte Rissausbreitung liefert eine konservative Abschätzung der Rissfläche, da hier größere Rissöffnungen als bei Scherbrüchen simuliert werden und damit weniger Volumen für die Rissausbreitung zur Verfügung steht.

Für die Simulation mit der Software FieldPro wurden repräsentative Gesteinsparameter von Granitproben aus Sachsen, die von der TU Bergakademie Freiberg im Rahmen des Projekts erarbeitet wurden, zur Verfügung gestellt (WOLGAST & KONIETZKY 2015). Die für die Simulation verwendeten Parameter sind in Tab. 2.1 aufgeführt, wobei speziell die Angabe der Permeabilität von  $1 \cdot 10^{-17} \text{ m}^2$  als oberer Grenzwert anzusehen ist. Infolge der kompressiven Einspannung weist das Gestein unter in situ-Bedingungen vermutlich eine geringere Permeabilität auf.

Tab. 2.1: Typische Parameter von Granitproben aus dem Erzgebirge und der Lausitz in Sachsen, die für Simulation der Rissausbreitung in Anlehnung an WOLGAST & KONIETZKY (2015) verwendet wurden.

Parameter	Wert
Dichte [ $\text{kg/m}^3$ ]	2.700
E-Modul [GPa]	50
Poisson Zahl [-]	0,25
Bruchzähigkeit $K_{IC}$ [ $\text{Pa/m}^{0.5}$ ]	$1,5 \cdot 10^6$
Permeabilität [ $\text{m}^2$ ]	$1,0 \cdot 10^{-17}$
Porosität [-]	0,02

Für die Richtung der Rissausbreitung und die Geometrie des Risses sind die Spannungsverhältnisse von entscheidender Bedeutung. Der Zugriss öffnet sich gegen die kleinste horizontale Hauptspannung und breitet sich normal zu dieser aus. Zunächst wurde eine konstante, d. h. von der Tiefe unabhängige, Horizontalspannung angenommen. Als Injektionsvolumen wurden  $5.000 \text{ m}^3$  Wasser gewählt, das mit einer Injektionsrate von  $50 \text{ l/s}$  injiziert wird. Mit diesem Volumen liegt man – entsprechend der konzeptionellen Vorgabe – deutlich unterhalb dessen, was in anderen EGS-Projekten im Granit typischerweise eingesetzt wurde. Zum Vergleich: In Soultz wurden Volumina zwischen  $10.000$  und  $34.000 \text{ m}^3$  in einer Fracoperation injiziert (TISCHNER et al. 2007).

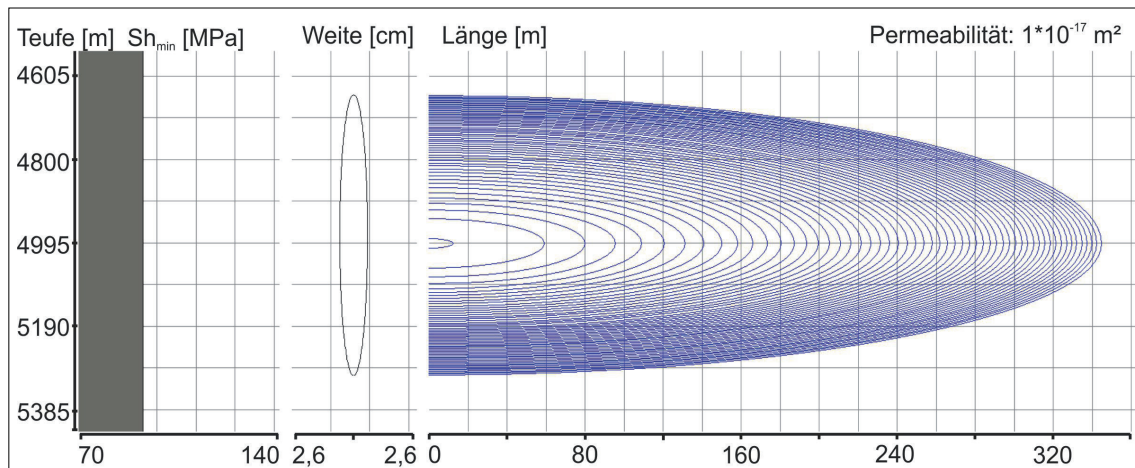


Abb. 2.1: Rissgeometrie am Ende der Fluidinjektion nachdem 5.000 m<sup>3</sup> Wasser mit einer Injektionsrate von 3 m<sup>3</sup>/min (50 l/s) injiziert wurden. Die kleinste Horizontalspannung wurde als konstant über die vertikale Tiefe angenommen. Die blauen Konturen symbolisieren das Risswachstum im 30-minütigen Abstand.

Der Riss breitet sich aufgrund der vertikal konstanten Horizontalspannung symmetrisch nach oben und unten, ausgehend von dem nur wenige Meter langen Perforationsintervall in 5.000 m Tiefe, aus (Abb. 2.1). Es wird eine vertikale Risslänge entlang der Bohrung von ca. 650 m und eine horizontale Halblänge von ca. 340 m berechnet. Hieraus resultiert eine elliptische Gesamttrissfläche (beide Flügel zusammen) von ca. 0,35 km<sup>2</sup>. Die durchschnittliche Rissweite beträgt 0,8 cm. Aus diesen Angaben folgt eine Fluideffizienz<sup>1</sup> von 0,56, d. h. knapp 60 % des injizierten Volumens dienen der Rissausbreitung und etwa 40 % des injizierten Wassers gehen über die Gesteinsmatrix mit einer Permeabilität von 10<sup>-17</sup>m<sup>2</sup> als sogenannter leakoff während der Rissausbreitung „verloren“.

Repräsentativer für die Rissausbreitung sind Spannungsbedingungen, bei denen eine Zunahme der minimalen Horizontalspannung mit der Tiefe angenommen wird. Für die Region Freiberg (Sachsen) wurde im Rahmen einer Studie zur tiefen Geothermie in Sachsen (BERGER et al. 2011) ein Spannungsprofil erstellt, das hier als Grundlage genutzt wird (Abb. 2.2). Im Tiefenbereich zwischen 4.000 und 5.000 m Tiefe befindet sich eine Granitintrusion, die oberhalb und unterhalb von Gneis überlagert wird. Aufgrund der größeren Steifigkeit des Granits ist in diesem Tiefenbereich die Horizontalspannung im Bereich des Granits deutlich reduziert.

<sup>1</sup> Unter Fluideffizienz wird das Verhältnis des im Riss gespeicherten Fluidvolumens zum gesamten injizierten Volumen verstanden. Je höher die Fluideffizienz ist, desto mehr Wasser verbleibt im Riss und dient der Rissausbreitung.

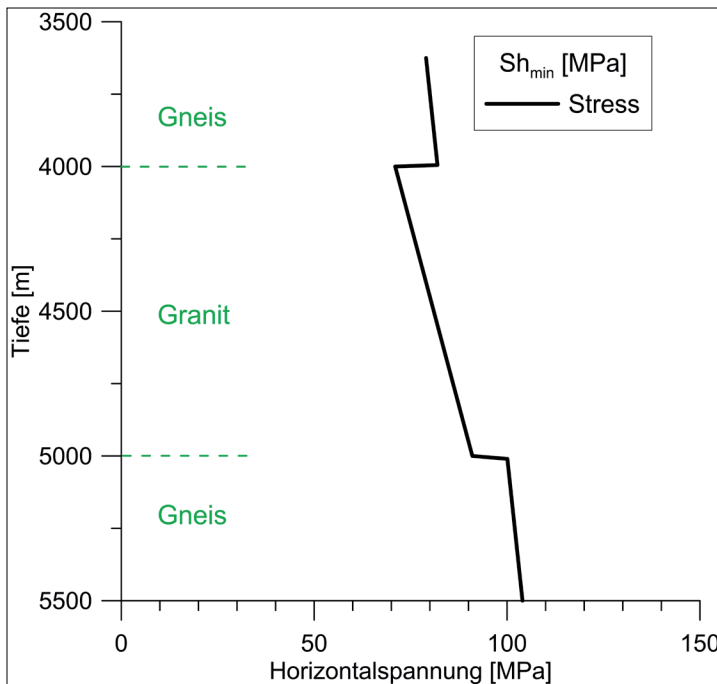


Abb. 2.2: Vertikales Profil der kleinen Horizontalspannung im Raum Freiberg (BERGER et al. 2011).

Die Initiierung der Rissausbreitung erfolgt über eine Perforation an der Basis des Granits in ca. 5.000 m Tiefe. Die Simulationsergebnisse zeigen nun eine bevorzugte Rissausbreitung nach oben, da in diese Richtung die Gebirgsspannung abnimmt (Abb. 2.3). Die Spannungsbarriere unmittelbar unterhalb des Injektionshorizonts führt zu einer fast vollständigen Verhinderung der Rissausbreitung nach unten. Dieses Spannungsprofil führt bei sonst unveränderten Parametern zu einer signifikant geringeren Rissfläche von 0,21 km<sup>2</sup> (Abb. 2.3, Mitte) und stellt im Gegensatz zur vertikal konstanten Spannung eine andere Extremsituation dar. Für dieses Spannungsprofil wurden zwei weitere Szenarien berechnet, um den Einfluss der Gesteinspermeabilität auf die Rissausbreitung zu demonstrieren (Tab. 2.2). Die Abnahme der Permeabilität führt zu einer Verringerung der Wasserverluste in die umgebende Gesteinsmatrix und damit zu einer höheren Rissfläche. Eine noch weitere Reduktion der Permeabilität auf Werte unterhalb von 1\*10<sup>-18</sup> m<sup>2</sup> hat bei dem hier betrachteten Injektionsvolumen nur noch geringen Einfluss auf die Rissfläche, da die Fluideffizienz kaum noch gesteigert werden kann. Es treten faktisch keine Wasserverluste in die umgebende Matrix mehr auf.

Tab. 2.2: Kalkulierte Rissfläche in Abhängigkeit von der Gesteinspermeabilität bei Injektion von 5.000 m<sup>3</sup> Wasser und dem in Abbildung 2.2 dargestellten Spannungsprofil, siehe Abbildung 2.3.

Permeabilität [m <sup>2</sup> ]	Rissfläche [km <sup>2</sup> ]
1*10 <sup>-16</sup>	0,14
1*10 <sup>-17</sup>	0,21
1*10 <sup>-18</sup>	0,23

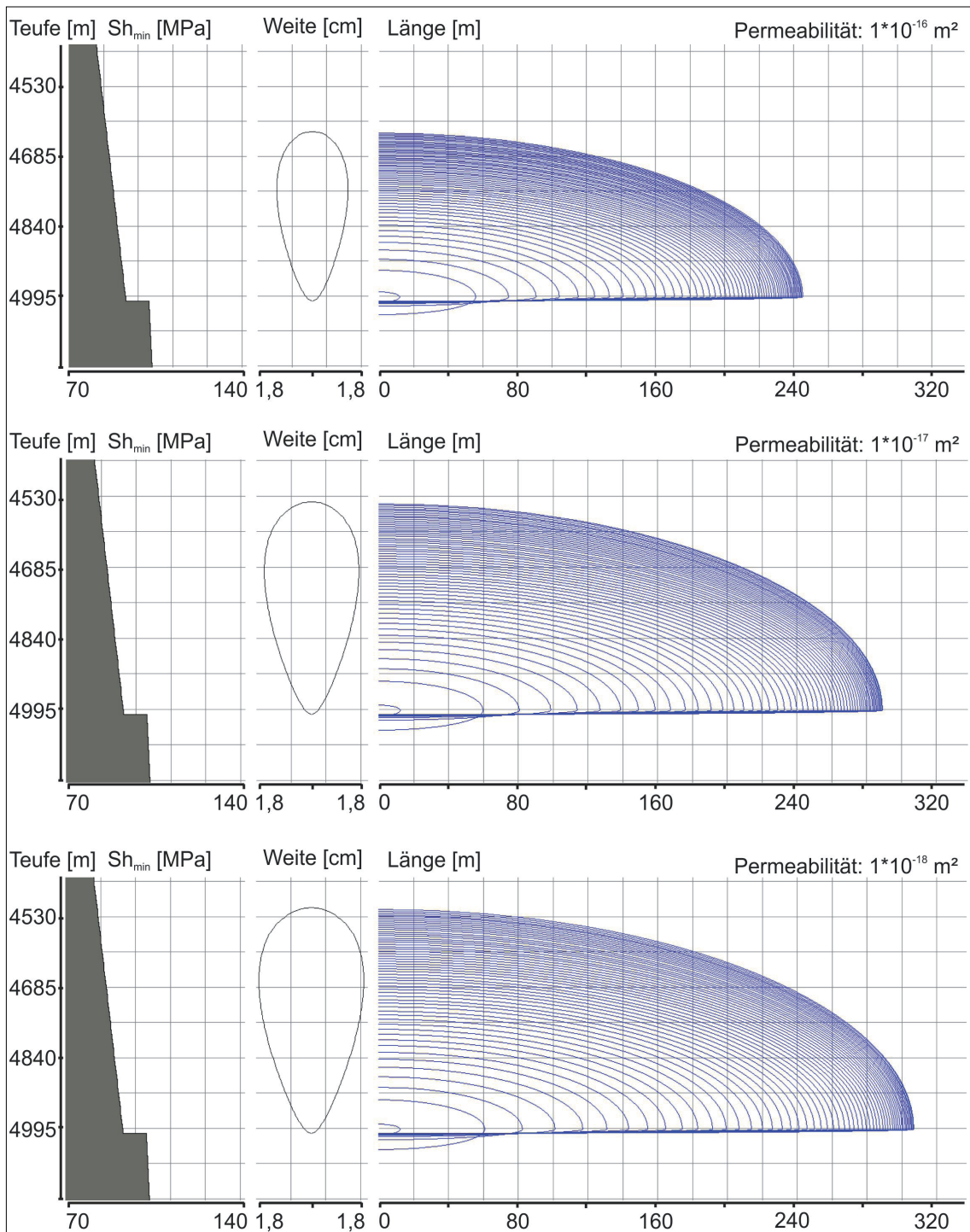


Abb. 2.3: Rissgeometrie für unterschiedliche Permeabilitäten ( $1 \cdot 10^{-16} \text{ m}^2$ ,  $1 \cdot 10^{-17} \text{ m}^2$ ;  $1 \cdot 10^{-18} \text{ m}^2$ ) infolge der Injektion von  $5.000 \text{ m}^3$  Wasser mit  $50 \text{ l/s}$  und dem Spannungsprofil in Abbildung 2.2. Die blauen Konturen symbolisieren das Risswachstum im 30-minütigen zeitlichen Abstand.



Zusätzlich wurde die Abhängigkeit der erzielbaren Rissfläche vom Injektionsvolumen untersucht (Abb. 2.4). Bei Zugrissen wächst die Rissfläche mit dem Injektionsvolumen grundsätzlich nach einem Potenzgesetz, wobei der Exponent zwischen  $\frac{1}{2}$  und knapp „1“ liegt, abhängig von der Rissgeometrie und der Fluideffizienz (GULRAJANI & NOLTE 2000). Entsprechend flacht der Anstieg der Rissfläche bei zunehmenden Injektionsvolumen ab. Bei einer Permeabilität im Bereich von  $1 \cdot 10^{-17} \text{ m}^2$ – $1 \cdot 10^{-18} \text{ m}^2$  und einem Injektionsvolumen von 5.000 – 10.000  $\text{m}^3$  wird eine Rissfläche von ca. 0,2 – 0,3  $\text{km}^2$  ermittelt. Im Vergleich dazu ist in Abb. 2.4 eine empirische Korrelation zwischen Rissfläche und Injektionsvolumen eingezeichnet (JUNG 2013). Diese wurde aus der Größe der seismischen „Wolken“ an verschiedenen EGS-Standorten mit kristallinem Gestein abgeleitet und weist auf deutlich größere Rissflächen hin. Ein wesentlicher Grund für die beobachteten größeren Rissflächen dürfte in der zugrunde liegenden Scherrissausbreitung liegen. Dieser Vergleich belegt, dass die Berechnung der Rissausbreitung als Zugriss zu einer konservativen Abschätzung der erzielbaren Rissfläche führt.

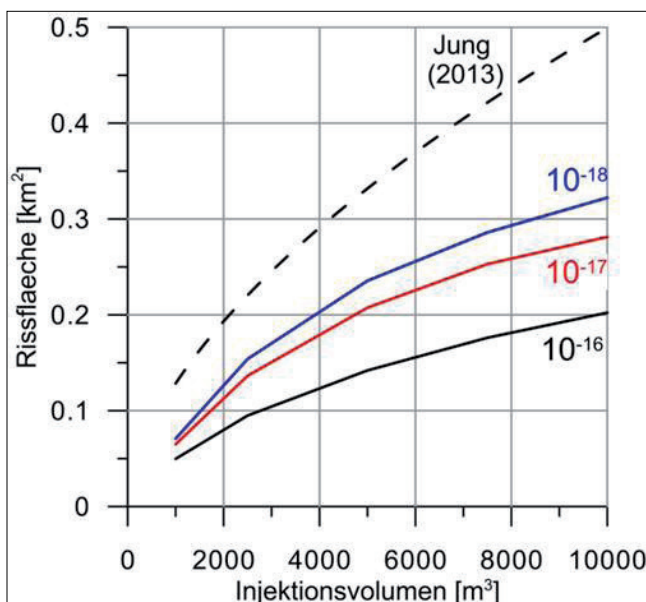


Abb. 2.4: Rissfläche in Abhängigkeit vom Injektionsvolumen bei Injektion mit 50 l/s für die im Diagramm angegebenen Permeabilitäten. Das Spannungsprofil entspricht dem von Abbildung 2.2. Zusätzlich ist gestrichelt eine von JUNG (2013) aus verschiedenen EGS-Projekten empirisch abgeleitete Korrelation dargestellt ( $A_R = 2,18 \cdot 10^{-3} \cdot V^{0,59}$ , mit der Rissfläche  $A_R$  [ $\text{km}^2$ ] und dem Injektionsvolumen  $V$  [ $\text{m}^3$ ]).

Um eine Rissfläche von ca. 0,3  $\text{km}^2$  zu schaffen, wird im Weiteren ein Injektionsvolumen von 5.000 – 10.000  $\text{m}^3$  als ausreichend eingeschätzt. Mit 20 parallelen Rissen, jeweils mit einer Einzelfläche von ca. 0,3  $\text{km}^2$ , kann mit hoher Wahrscheinlichkeit die als maximal erforderliche Gesamtrissfläche von 6  $\text{km}^2$  erreicht werden. Bei einem horizontalen Abstand der Risse von 50 – 100 m folgt hieraus eine Länge der Horizontalbohrstrecke von 1.000 – 2.000 m. Diese Angaben dienen als Grundlage für die weiteren Betrachtungen.

### 2.2.3 Notwendiger Verrohrungsdurchmesser

Die Druckverluste entlang der Verrohrung sind aufgrund des notwendigen hohen Massestroms für Tiefbohrungen in der Geothermie von großer Bedeutung. Die Verluste durch Reibung entlang der Verrohrung sollten aus ökonomischen Gründen maximal einige wenige Prozent der angestrebten elektrischen Leistung ausmachen. Bei einer Fließrate von 100 l/s entspricht der Druckverlust von 1 bar einem Leistungsverlust von 10 kW. Bei einem Druckverlust von 4 bar entsteht ein Verlust von einem Prozent und bei 20 bar gehen bereits 5 % der angestrebten Leistung von 4 MW<sub>el</sub> allein durch Reibung in der Verrohrung verloren. Unvermeidlich werden auch Druckverluste über die künstlichen Risse hinzukommen, die im Vorfeld deutlich schwerer zu prognostizieren sind. Damit genügend Spielraum verbleibt, um trotz zusätzlicher Druckverluste in den Rissen ein Vielfaches an elektrischer Energie gegenüber den Reibungsverlusten generieren zu können, ist die Begrenzung der Reibungsverluste, die allein über die Verrohrung entstehen auf etwa 5% sinnvoll. Ein Druckverlust von etwa 20 bar entlang der beiden Bohrungen (10 bar pro Bohrung) bei einer Fließrate von 100 l/s wird daher als maximal tolerierbarer Grenzwert für die Verrohrungen angesehen.

Da die Reibungsdruckverluste bei praktisch relevanten Fließraten näherungsweise mit der 5. Potenz des Verrohrungsdurchmessers abfallen, genügt für eine Abschätzung im Allgemeinen die Betrachtung der kleinsten Verrohrung, d. h. der Endverrohrung. Der angestrebte Durchmesser der Endverrohrung ist zudem maßgebend für das gesamte Verrohrungsschema der Bohrung.

Die Endverrohrung erstreckt sich mindestens über die Länge der Horizontalbohrstrecke und wird zusätzlich noch einen Teil der zuvor abgelenkten Strecke mit umfassen. Für die Abschätzung der Druckverluste wird eine Länge der Endverrohrung von 2.000 m angenommen. Entlang dieser Endverrohrung erfolgt in äquidistanten Abschnitten der Abfluss/Zufluss über die Risse. Dies bedeutet, dass entlang der Endverrohrung die Fließrate und damit auch der Beitrag zu den Gesamtreibungsdruckverlusten stufenweise abnehmen. Der vordere Bereich der Endverrohrung trägt überproportional zu den gesamten Druckverlusten bei, da die Rohrreibung proportional zum Quadrat der Fließrate ansteigt. Bei 20 Rissen im äquidistantem Abstand, die gleichmäßig zum Abfluss beitragen, können die gesamten Reibungsdruckverluste über 2.000 m Länge auch durch das 0,35-Fache der gesamten Rohrlänge, d. h. über 700 m repräsentiert werden, durch die der volle Volumenstrom von 100 l/s fließt (grün gestrichelte Linie in Abbildung 2.5). Für eine 5 1/2“ Endverrohrung entstehen hierbei Druckverluste, die oberhalb von 20 bar liegen, so dass dieser Rohrquerschnitt als Endverrohrung zu klein ist. Die nächsten beiden Standardverrohrungen mit 7“ und 9 5/8“ Durchmesser liefern hingegen akzeptable (7“) bzw. sehr geringe (9 5/8“) Reibungsdruckverluste und sind damit als Endverrohrung geeignet. Eine 9 5/8“ Verrohrung hat neben den geringeren Reibungsdruckverlusten

aus bohrtechnischer Sicht einen großen Vorteil. Bei bohrtechnischen Problemen, die das Weiterbohren nur mit einem – im Vergleich zur Planung – kleineren Durchmesser ermöglichen, ist es dann immer noch möglich, eine Endverrohrung von 7“ einzubauen. Mit dieser Endverrohrung ist die erfolgreiche Umsetzung des Vorhabens weiterhin grundsätzlich möglich. Hingegen ist bei einer geplanten 7“-Endverrohrung und dem Eintreten entsprechender bohrtechnischer Probleme, das Projekt eventuell gefährdet. Das Ausweichen auf die nächst kleinere Endverrohrung von 5 ½“ kann zu inakzeptablen Energieverlusten allein durch die Rohrreibung führen. Da bei diesem anspruchsvollen Konzept bohrtechnische Probleme mit einzuplanen sind, wird hier eine Endverrohrung von 9 5/8“ favorisiert. Daneben wird aber auch der Fall einer 7“-Endverrohrung betrachtet.

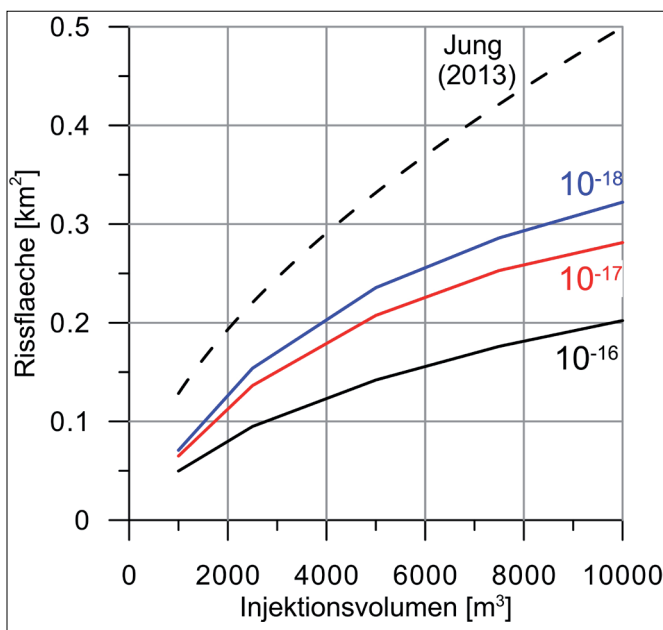


Abb. 2.5: Druckverluste entlang von Standardverrohrungen mit den angegebenen Außendurchmessern bei Durchströmung mit Wasser mit einer Fließrate von 100 l/s, einer Dichte von 1,1 kg/l und einer Viskosität von  $5 \cdot 10^{-4}$  Pa\*s. Die grün gestrichelte Linie markiert die Länge, bei der die Reibungsdruckverluste äquivalent sind zu einem gleichmäßigen und äquidistanten Abstrom über 20 Risse über eine 2.000 m lange Verrohrung. Die Berechnung erfolgte mit einer halbempirischen Formel (siehe CHOLET 2008).

## 2.3 Bohrungskonzepte

Zur bohrtechnischen Erschließung im Rahmen des Multirisskonzepts werden zwei Varianten betrachtet (Abb. 2.6). In beiden Fällen wird eine Endteufe von 5.000 m erreicht und die Horizontalbohrstrecken erstrecken sich über 1.000 – 2.000 m Länge. Der Abstand der horizontalen Bohrungsäste beträgt ca. 400 – 500 m, so dass bei Injektion von 5.000 – 10.000 m<sup>3</sup> während einer Fracoperation mit hoher Wahrscheinlichkeit eine hydraulische Verbindung zwischen den beiden horizontalen Ästen hergestellt werden kann (siehe Abb. 2.3). In Abhängigkeit von den Spannungsbeträgen kann es sinnvoll sein, die horizontalen Bohrungsäste nicht vertikal übereinander sondern horizontal „hintereinander“ anzuordnen.

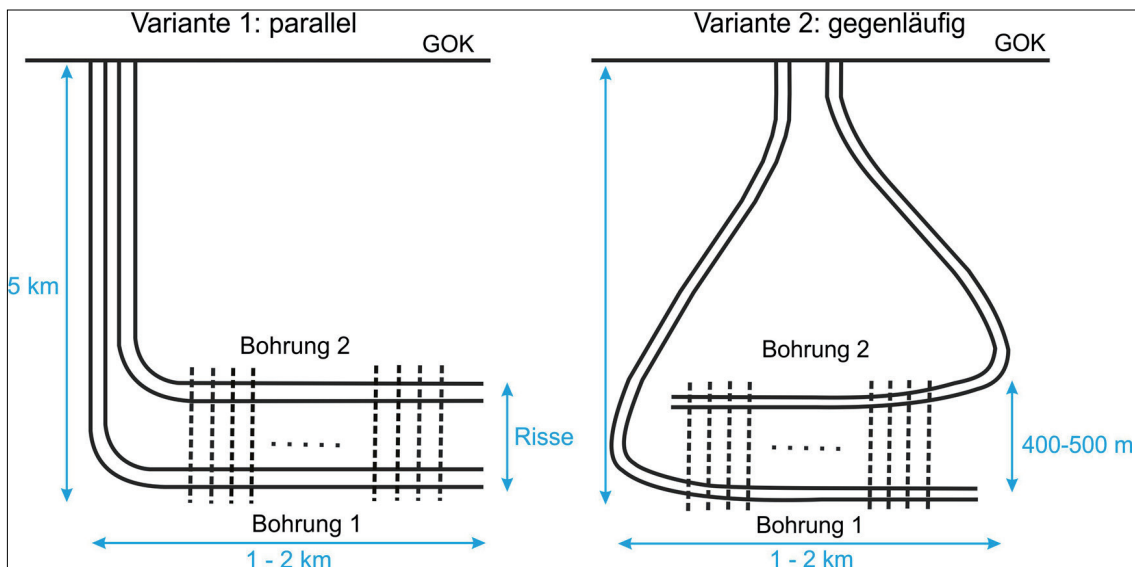


Abb. 2.6: Schematische Darstellung zweier Bohrkonzepte zur Umsetzung des Multiriss-Verfahrens. Variante 1 (links): Zwei von einem Bohrplatz aus abgeteuft Bohrungen, die in eine Richtung abgelenkt werden. Variante 2 (rechts): Zwei von einem Bohrplatz abgeteuft Bohrungen, die gegenläufig abgelenkt werden.

Die Variante 1 (Abb. 2.6 links) ist bohrtechnisch einfacher, da hier nur einmal unmittelbar oberhalb des Reservoirs abgelenkt wird. Diese Variante bietet zudem den Vorteil, dass eine phasenweise Entwicklung des Reservoirs möglich ist. Bei ausreichend langen Horizontalbohrsektionen können zunächst multiple Risse am Bohrlochende erzeugt und hierüber ein Wärmetauscher betrieben werden. Später können weitere Risse hinzugefügt und bei Notwendigkeit (z. B. vorzeitige Auskühlung) der untere Abschnitt aufgegeben und abgetrennt werden. Eine phasenweise Entwicklung des Reservoirs kann für dieses Konzept, für das bisher keine empirischen Erfahrungen vorliegen, von großer Bedeutung sein. Das wesentliche Argument für die Variante 2 ist die Schaffung gleichlanger Fließwege über alle durchströmten Risse. Bei gleichlangen Fließwegen sind auch die Druckverluste über alle Fließwege (identische hydraulische Eigenschaften der Risse vorausgesetzt) gleich. Die Gefahr der Entstehung eines dominanten Fließweges (Primärleiter) über einen einzelnen Riss ist hier geringer.

In beiden Varianten wird von einem Bohrplatz ausgegangen, von dem beide Bohrungen abgeteuft werden, da es aus wirtschaftlichen Gründen in der Regel nicht sinnvoll ist, zwei separate Bohrplätze zu erstellen. Sofern jedoch zwei Bohrplätze zur Verfügung stehen, können zwei horizontale Bohrungssäste gegenläufig gebohrt werden. Aus bohrtechnischer Sicht ist diese Variante vergleichbar zur obigen Variante 1. Hinsichtlich der Erschließung und der Fließwege im Untergrund wird andererseits eine Situation geschaffen, die identisch zu Variante 2 ist (gleich lange Fließwege über alle Risse). Insofern handelt es sich hierbei um eine Zwischenvariante, die in allen wesentlichen Aspekten von den beiden aufgeführten Grundvarianten (Abb. 2.6) mit abgedeckt wird.

## 2.4 Abfolge der Bohr- und Erschließungsarbeiten

Im Rahmen der Umsetzung des Multirisskonzepts ist die Abfolge der Bohr- und Erschließungsarbeiten zu bedenken. Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten:

- Es wird zunächst eine Bohrung abgeteuft und komplettiert. Anschließend erfolgt die multiple Risserzeugung. Mit der nachfolgenden zweiten Bohrung werden die vorhandenen Risse durchörtert und an die zweite Bohrung angeschlossen.
- Es werden zunächst beide Bohrungen abgeteuft und anschließend von einer Bohrung aus die künstlichen Risse geschaffen.

Der Vorteil der ersten Variante besteht darin, dass der Bohrlochpfad der zweiten Horizontalstrecke so beeinflusst werden kann, dass möglichst alle erzeugten Risse an die Bohrung angeschlossen werden. Durch mikroseismische Erfassung der Rissausbreitung lässt sich der Bohrfad der zweiten Bohrung im Voraus besser planen und es können Effekte, wie Druckschatten (siehe hierfür Untersuchungen des Projektpartners GFZ Fördernummer: 0325451C und der TUBAF Fördernummer: 0325451B) oder unvorhergesehene Effekte bei der Rissausbreitung berücksichtigt werden<sup>2</sup>. Ein Problem kann beim Bohren der zweiten Bohrung entstehen, wenn diese die bereits erzeugten Risse durchörtert. Es sind grundsätzlich Spülungsverluste möglich, die das Weiterbohren erschweren. Unter der Maßgabe eines weitgehend ungestörten Gesteinskörpers und räumlich relativ eng begrenzter künstlicher Risse sind jedoch keine gravierenden Spülungsverluste zu erwarten. Sollten zudem Probleme bei der Risserzeugung aus der ersten Bohrung auftreten und das Vorhaben abgebrochen werden, so würden die Kosten einer zweiten Bohrung gespart.

Das Risiko der zweiten Variante, dass die Risse nicht in geeigneter Weise an die zweite Bohrung angeschlossen werden, wird als deutlich gravierender als das zuvor erwähnte bohrtechnische Risiko der Spülungsverluste eingeschätzt. Die erstere Variante, bei der zunächst eine Bohrung abgeteuft wird, anschließend die Fracoperationen stattfinden und danach die zweite Bohrung erstellt wird, wird deshalb hier favorisiert.

---

<sup>2</sup> Das seismische Monitoring der Rissausbreitung über geeignete Beobachtungsbohrungen oder Meßstellen wird als unverzichtbar eingeschätzt und wird zukünftig voraussichtlich bergrechtlich gefordert werden.



### 3 Bohrtechnische Studie

Um die bohrtechnische Umsetzung der Varianten 1 und 2 aus Abbildung 2.6 zu prüfen, wurde im Rahmen des Projektes ein Auftrag an die Firma Baker Hughes vergeben (MAEHS et al. 2014). Auf der Basis der in Kapitel 2 gemachten Vorgaben wurde die bohrtechnische Umsetzung des Multirisskonzepts im Hartgestein für beide Bohrungsvarianten beurteilt. Den Schwerpunkt dieser Studie bildeten die Belastungen auf Bohrstrang und Verrohrung sowie die hieraus resultierenden Limitierungen. Daneben wurden auch weitere Aspekte wie Bohranlage, Logging und Kosten in dieser Studie betrachtet. Den Aspekten Bohrwerkzeuge, Richtbohrtechnik, Zementation, Spülung und Risserzeugung sind aufgrund ihrer Bedeutung für das zu untersuchende Konzept weitere separate Kapitel gewidmet. Hierin flossen sowohl die Recherchen und Untersuchungen von Projektmitarbeitern der BGR als auch Betrachtungen aus der erwähnten Studie von Baker Hughes ein.

#### 3.1 Szenarien

In der Studie wurden die vier in Tabelle 3.1 aufgeführten Szenarien betrachtet. Für jede der beiden Varianten (siehe Abb. 2.6) gibt es zwei Szenarien, je nachdem, ob eine 7“ oder eine 9 5/8“- Endverrohrung eingebaut wird. Grundsätzlich wird eine Horizontalbohrstrecke von 2 km Länge angestrebt und bohrtechnisch untersucht. Für die Variante 2.1 mit 9 5/8“-Endverrohrung ergab die Voruntersuchung, dass hier eine verrohrte Horizontalbohrstrecke von 2 km Länge nicht realisierbar ist. Die Belastung des Bohrgestänges für den Einbau der 9 5/8“-Rohrtour über diese Länge wäre zu hoch. Es wird daher nur eine 1 km lange Horizontalbohrstrecke betrachtet (siehe unten). Die nachfolgenden Ergebnisse beziehen sich jeweils auf die Umsetzung der tieferen Bohrung (Bohrung 1 in Abb. 2.6), da diese die größere technische Herausforderung darstellt.

Tab. 3.1: Szenarien, die im Rahmen der bohrtechnischen Studie betrachtet wurden (siehe auch Abb. 2.6).

Variante	Szenario	Unterste Sektion/ Bohrdurchmesser	Endverrohrung / Durchmesser	Länge des Horizontalsektion
1 (parallel)	1.1	12 ¼“	9 5/8“	2.000 m
	1.2	8 ½“	7“	2.000 m
2 (gegenläufig)	2.1	12 ¼“	9 5/8“	1.000 m
	2.2	8 ½“	7“	2.000 m

Das Verrohrungsschema orientiert sich an den geologischen Gegebenheiten für das Referenzgebiet in Sachsen. Zwischen Geländeoberkante und ca. 1.500 m Tiefe steht entsprechend der vorgegebenen geologischen Rahmenbedingungen metamorphes Gestein an (Gneis,...). Darunter befindet sich bis zur Zielteufe Granit. Der Granit wird als weitgehend ungestört und frei von Klüften angenommen, so dass keine speziellen Vorkehrungen hinsichtlich der Durchörterung von Verlustzonen erforderlich sind. Über die gesamte Bohrungsstrecke wird von relativ standfestem Gebirge ausgegangen.

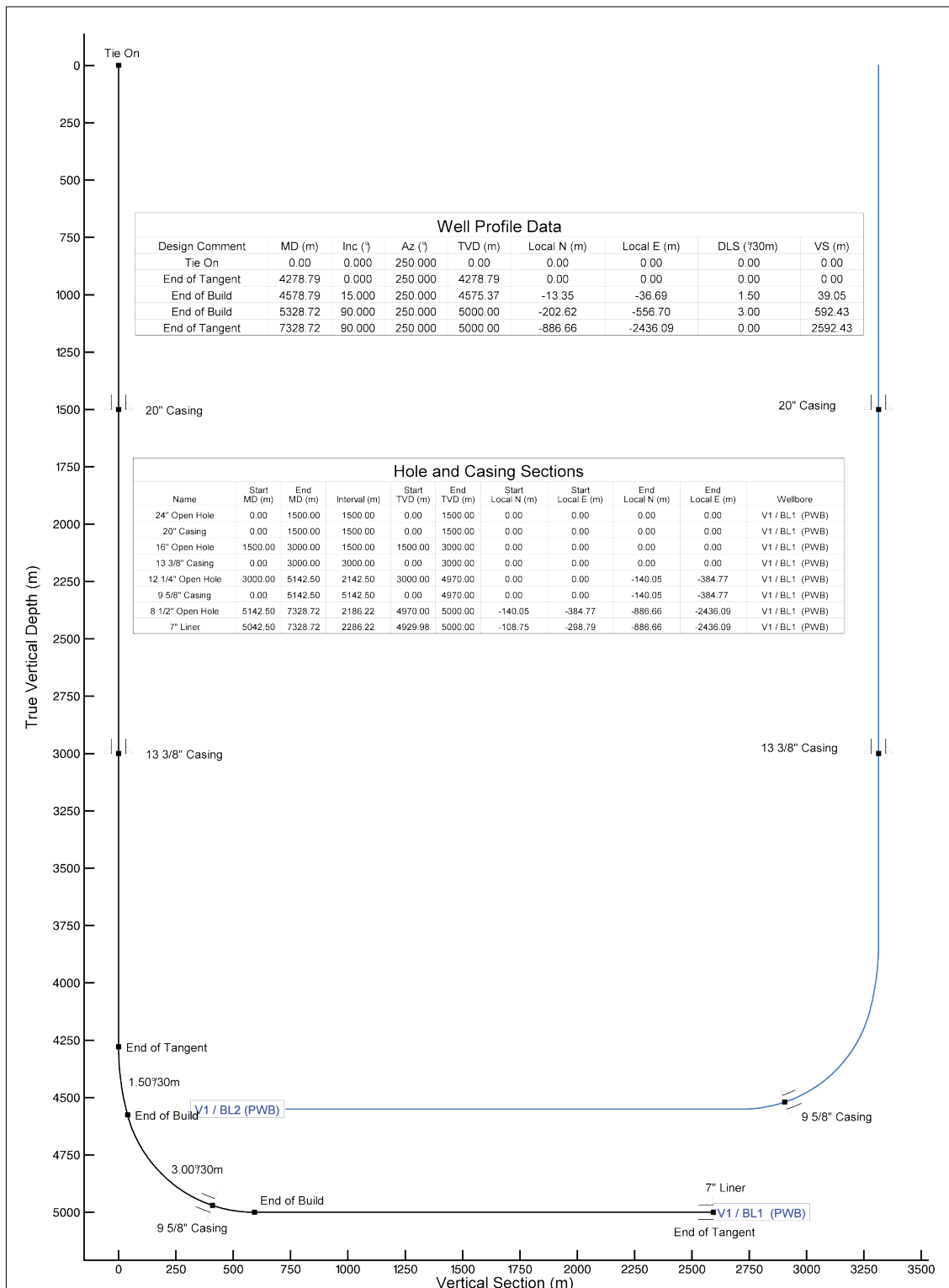


Abb. 3.1: Schematische Darstellung des Bohrungsverlaufs und des Verrohrungsschemas in Variante 1 (Szenario 1.2) mit 7" Endverrohrung. Zeichnung entnommen aus MAEHS et al. (2014).

Entsprechend dieser Rahmenbedingungen ist jeweils in den oberen 1.500 m eine 20" Verrohrung vorgesehen. Hieran schließt sich eine 13 3/8" – Verrohrung bis 3.000 m vertikale Tiefe an. Unterhalb von 3.000 m folgt in allen Szenarien eine 9 5/8" Rohrtour. Diese



9 5/8“ – Verrohrung ist entweder als Liner und Endverrohrung eingebaut (Szenario 1.1 und 2.1) oder dient als Zwischenrohrtour, gefolgt von einem 7“-Liner (Szenario 1.2 und 2.2).

Für die Bohrarbeiten wird ein 5 1/2“ Bohrgestänge (Gütegrad S 135, 24,7 lb/ft, Premium Klasse, 7 1/2“-Verbinder) zugrunde gelegt. Das Durchschnittsgewicht des Bohrgestänges inklusive der Verbinder beträgt 30,7 lb/ft. Die Reibungsfaktoren werden mit 0,2 (in der Verrohrung) bzw. mit 0,25 (im offenen Bohrloch) und die Last auf den Meißel (WOB: Weight on Bit) mit 25 t angenommen. Für die bohrtechnischen Untersuchungen wird zunächst von einer Bohranlage mit einer Hakenlast von 350 t und einem Drehmoment von 50.000 Nm ausgegangen. Diese Maximalwerte entsprechen näherungsweise auch denen, die durch die Festigkeit des Bohrgestänges vorgegeben sind. Werden diese Parameter erreicht oder überschritten, so werden nach Möglichkeit Alternativen oder Zusatzmaßnahmen vorgeschlagen, um diese Werte zu reduzieren. Eine andere Alternative kann der Einsatz einer größeren Bohranlage sein.

### 3.2 Bohrarbeiten und Rohreinbau: Variante 1

Das Verrohrungsschema und der Bohrungsverlauf für Variante 1 sind aus Abbildung 3.1 zu entnehmen. Der Bohrverlauf wird in beiden Szenarien der Variante 1 als gleich angenommen, unabhängig davon, ob ein 7“-Liner oder ein 9 5/8“-Liner als Endverrohrung eingebaut wird. Der Ablenkungspunkt (kick-off point) wird so tief wie möglich gelegt, um Drehmomente und die Schleiflasten während der Bohrarbeiten möglichst gering zu halten. Der Ablenkungspunkt für die tiefe Bohrung ist in ca. 4.280 m Tiefe eingeplant. Der Neigungsaufbau beträgt anfänglich 1,5°/30 m und wird später auf 3°/30 m erhöht.

Tab. 3.2: Berechnungsergebnisse zu den Bohrarbeiten in Variante 1. Die Angaben beziehen sich auf die tiefere Bohrung und die Sektionen unterhalb von 3.000 m Tiefe. Gelb unterlegte Parameter werden als problematisch eingeschätzt<sup>3</sup>.

Szenario	Bohrsektion (Durchmesser)	Teufe MD [m]	Max. Drehmoment [Nm]	Fatigue-faktor	Zulässige Hakenlast [t]	Zugreserve [t]
1.1	12 1/4“	3.000 – 7.329	50.000	1,64	319	46
1.2	12 1/4“	3.000 - 5.143	23.000	1,84	319	71
1.2	8 1/2“	5.143 – 7.329	30.600	2,55	320	59

Im Szenario 1.2 mit 9 5/8“ Zwischenrohrtour und 7“ Endverrohrung liefert die bohrtechnische Untersuchung keine kritischen Ergebnisse, so dass hier auf Basis der Berechnungsergebnisse keine gravierenden Probleme während der Bohrarbeiten zu erwarten sind.

<sup>3</sup> Weiterführende Erläuterungen zu den verwendeten Begriffen befinden sich am Ende dieses Kapitels 3.3.

In Tabelle 3.3 sind wesentliche Berechnungsergebnisse für den nachfolgenden Rohreinbau aufgeführt. Bei dem Einbau des 9 5/8“ Liners bis zur Endteufe von 7.329 m MD in Szenario 1.1 entstehen zu hohe Drehmomente (76.000 Nm) für das Bohrgestänge und die Bohranlage. Der Liner kann in diesem Szenario deshalb beim Einbau nicht rotiert, sondern nur gleitend abgesetzt werden (sliding mode). Für die nachfolgende Zementation muss dies als sehr kritisch eingeschätzt werden. Der Zugfestigkeitsfaktor ist bei dem geplanten Bohrgestänge (5 1/2“) sehr gering. Verwendet man im oberen Bereich jedoch Bohrgestänge mit größerem Durchmesser (z. B. 6 5/8“), so kann der Zugfestigkeitsfaktor in den unkritischen Bereich verschoben werden. Weiterhin kann durch Einsatz einer größeren Bohranlage mit höherer Hakenregellast und höherem Drehmoment ebenfalls der „kritische“ Bereich positiv verschoben werden. Das Kriterium „kritisch“ bezieht sich auf die für die Arbeiten vorgesehene Bohranlage und Ausrüstung (Pos. 3.1).

Tab. 3.3: Berechnungsergebnisse zum Linereinbau in Variante 1. Gelb unterlegte Parameter werden als problematisch eingeschätzt.

Szenario	Liner/ Gew. [lb/ft]	Teufe MD [m]	Max. Dreh- moment [Nm]	Zugfestig- keitsfaktor	Rotation möglich	Fatigue- faktor	Max. Hakenlast [t]	Entlastg. Hakenlast [t]
1.1	9 5/8“ 53,5	3.000 – 7.329	76.000	1,13	nein	2,34	348	258
1.2	9 5/8“ 53,5	3.000 – 5.142	26.000	1,37	ja	2,72	292	259
	7 5/8“ 59,2	5.142 – 7.329	53.000	1,53	ja (notwendig)	2,86	261	131

Der Rohreinbau im Szenario 1.2 ist als deutlich einfacher einzuschätzen. Mit Ausnahme des Drehmoments sind die Berechnungsergebnisse unkritisch. Der Rohreinbau sollte hier rotierend erfolgen, damit die Reibung minimiert wird und die Rohre bis zur Endteufe gesetzt werden können. Um die Reibung und damit das Drehmoment beim Rohreinbau zu reduzieren, ist der Einsatz von Bohrgestängeprotektoren empfehlenswert.

### 3.3 Bohrarbeiten und Rohreinbau: Variante 2

Das Verrohrungsschema und der Bohrungsverlauf für Variante 2 (Szenario 2.2 mit 7“ Endverrohrung) sind aus Abbildung 3.2 zu entnehmen. Der obere Ablenkungspunkt (kick off point) wird in 250 m Tiefe angenommen. Der nachfolgende Neigungsaufbau ist im Szenario 2.1 mit 1.000 m horizontaler Strecke geringer als in dem Szenario mit 2.000 m langer Horizontale. Der zweite Ablenkungspunkt befindet sich wiederum sehr tief, bei ca. 4.220 m (TVD) bzw. 4.490 m (MD) für die tiefe Bohrung. Der Neigungsaufbau beträgt maximal 3°/30 m.

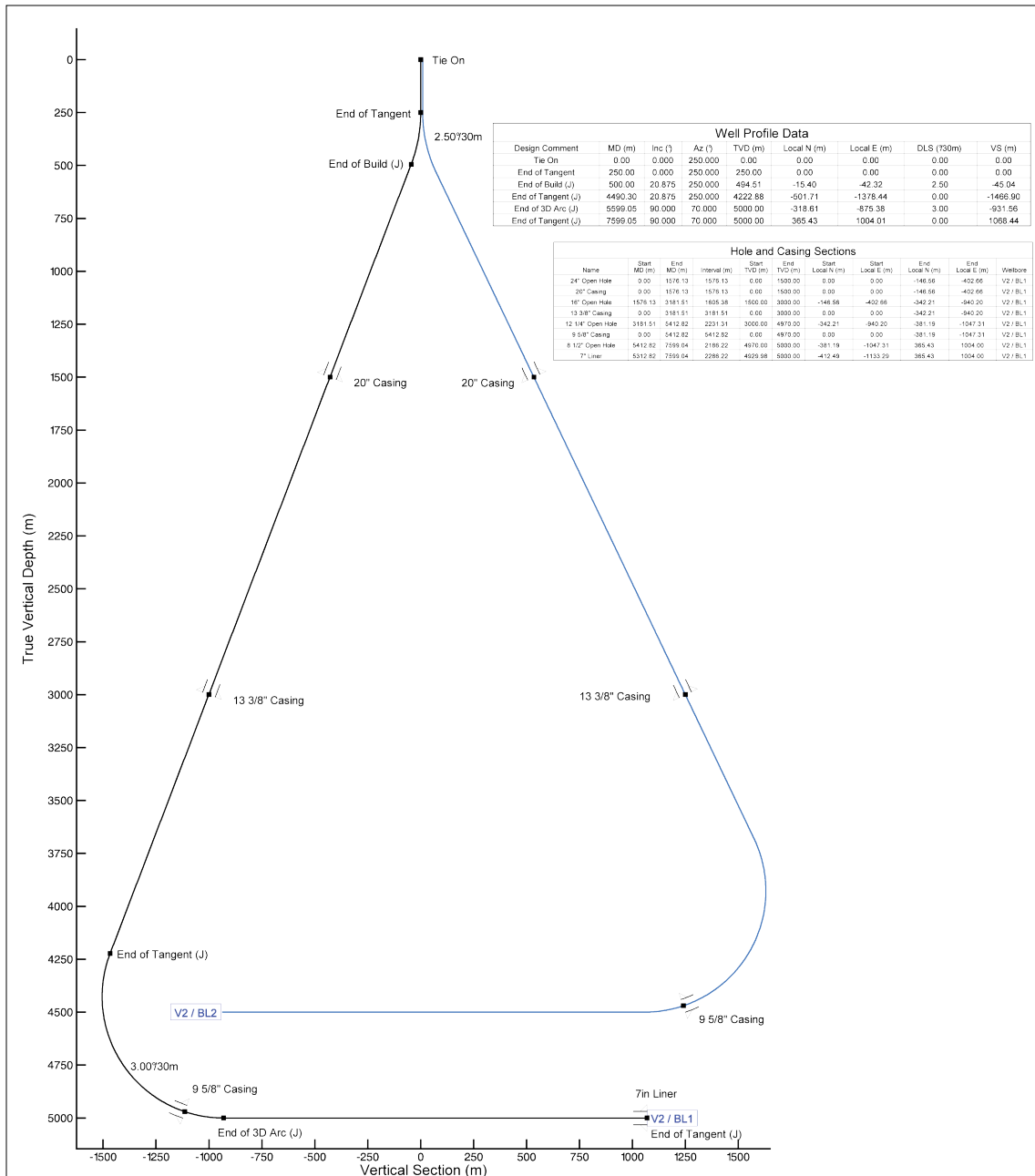


Abb. 3.2: Schematische Darstellung des Bohrungsverlaufs und des Verrohrungsschemas in Variante 2 (Szenario 2.2) mit 7" Endverrohrung. Zeichnung entnommen aus MAEHS et al. (2014).

Für die Bohrarbeiten in Variante 2 ergeben sich nach den Berechnungen der Firma Baker Hughes die in Tabelle 3.4 aufgeführten Werte für die tiefere Bohrung. Die Umsetzung der Bohrungen ist mit diesen Ergebnissen nicht ohne weiteres durchführbar, da mehrere Werte die zulässigen Toleranzen überschreiten bzw. unterschreiten. In beiden Szenarien ist der Fatigue Faktor (Ermüdungsfaktor) zu gering. Es besteht die Gefahr des Brechens des Bohrgestänges aufgrund zu hoher Biegebelastung. Um den Fatigue Faktor zu erhöhen wird eine Änderung des Neigungsaufbaus vorgeschlagen. Eine Änderung von ursprünglich 2°/30 m auf 1°/30 m im oberen Ablenkungsbereich in Verbindung mit

einem tieferen Ablenkungspunkt – von 250 m auf eine Tiefe zwischen 1.000 und 1.500 m – vergrößern den Fatigue Faktor.

Tab. 3.4: Berechnungsergebnisse zu den Bohrarbeiten in Variante 2. Die Angaben beziehen sich auf die tiefere Bohrung und die Sektionen unterhalb von 3.000 m Tiefe. Gelb unterlegte Parameter werden als problematisch eingeschätzt.

Szenario (Horizontale Länge)	Bohrsektion/ Durchmesser	Teufe MD [m]	Max. Drehmoment [Nm]	Fatigue-Faktor	Zulässige Hakenlast [t]	Zugreserve [t]
2.1 (1000m)	12 1/4"	3113 – 6558	50.120	1,09	298	31
2.2 (2000m)	12 1/4"	3181 – 5413	40.000	0,91	291	31
	8 1/2"	5413 – 7599	42.000	1,02	291	45

Im Szenario 2.1 mit 1.000 m horizontaler Strecke mit einem Bohrlochdurchmesser von 12 1/4" treten hohe maximale Drehmomente von ca. 50.100 Nm auf. Um diesen Wert zu verringern, wird der Einsatz von leichterem 5 1/2" Bohrgestänge mit 7" Verbindern empfohlen. Der Einsatz von leichterem Bohrgestänge hilft auch, die verfügbare Zugreserve zu erhöhen. Im Szenario 2.2 mit 2.000 m horizontaler Strecke tritt keine Limitierung bezüglich des Drehmoments bei den Bohrarbeiten auf.

Tab. 3.5: Berechnungsergebnisse zum Linereinbau in Variante 2. Gelb unterlegte Parameter werden als problematisch, rot unterlegte als besonders kritisch eingeschätzt – siehe Erläuterungen am Ende dieses Kapitels.

Szenario (horizontale Länge)	Liner/ Gew. [lb/ft]	Teufe MD [m]	Max. Drehmoment [Nm]	Zugfestigkeitsfaktor	Rotation Mögl.	Fatigue faktor	Max. Hakenlast [t]	Entlastg. Hakenlast [t]	Casing-seitenkräfte [lb/ft]
2.1 (1000m)	9 5/8" 53,5	3113 – 6558	78.000	1,07	nein	0,42	350	260	140
2.2 (2000m)	9 5/8" 53,5	3181 – 5413	59.000	1,10	nein	0,50	330	260	160
	7 5/8" 59,2	5413 – 7599	71.000	1,26	nein	0,64	288	116	160

Deutlich problematischer ist die Situation beim Rohreinbau in Variante 2 (Tab. 3.5). In beiden Szenarien der Variante 2 werden mehrere Grenzwerte erreicht oder überschritten. Die notwendigen Drehmomente, um die Liner rotierend einzubauen, sind sehr hoch und erreichen bzw. überschreiten die Belastungsgrenze des Bohrgestänges. Der Zugfestigkeitsfaktor ist zu gering, um den sicheren Einbau der Verrohrung zu gewährleisten. Durch Verwendung von größerem Bohrgestänge 6 5/8" auf den oberen 500 m kann die Situation bzgl. Zugfestigkeit und Drehmoment deutlich verbessert werden. Der Rohreinbau kann aber dennoch nur gleitend (sliding mode), d. h. ohne Rotation der Rohre erfolgen. Dies ist im Hinblick auf die notwendige Zementation als sehr kritisch einzuschätzen. Im Szenario 2.2 kann der Einbau der Rohre nur über eine horizontale Länge von 1.800 m erfolgen. Die Horizontale müsste hier entsprechend auf 1.800 m Länge reduziert werden, damit die Rohre zumindest

gleitend (ohne Rotation) eingebaut werden können. Die hohen Seitenkräfte, die durch die Biegung in den Kurven auf das Casing mit 140 lb/ft wirken, sind zu hoch. Ab einem Wert von 90 lb/ft kann dies zu hohem Verschleiß und der Verformung der Verrohrung führen (Casing Wear). Es besteht die Gefahr, dass die Verrohrung nicht mehr eingebaut werden kann. Die oben vorgeschlagene Änderung des Neigungsaufbaus und des Kick-off Punkts haben auch einen positiven Einfluss auf die Seitenkräfte. Auswirkungen der vorgeschlagenen Änderungen und Optimierungsansätze wurden jedoch nicht im Detail untersucht.

Aufgrund der durchgeführten Berechnungen und Bewertungen erscheint die Umsetzung von Variante 2 in den hier betrachteten Szenarien als nicht empfehlenswert. Nachfolgend werden einige Begriffe, die speziell in den Tabellen verwendet werden, erklärt:

- Das angegebene Drehmoment entsteht an der Oberfläche am „Top drive“ der Bohranlage.
- Die Hakenlast ist das Gewicht am Top drive. Aufgrund von Reibung ist die Hakenlast beim Ziehen größer als beim Einfahren in die Bohrung. Die Entlastungshakenlast ist die Hakenlast beim Einfahren, bevor die Verrohrung oder der Meißel aufsetzt. Die maximal zulässige Hakenlast ist durch die Festigkeit des Bohrgestänges vorgegeben. In der Tabelle gilt für die Berechnung als Ausfallkriterium, Gestänge in Premium Qualität mit Sicherheitsfaktor 1,25 (Zugfestigkeitsfaktor).
- Zugreserve beschreibt die Last, die beim Ziehen zusätzlich auftreten darf, bevor eine kritische Hakenlast erreicht wird.
- Fatigue Faktor (Ermüdungsfaktor) beschreibt hier die durch Biegewechselbeanspruchung des Gestänges auftretende Materialermüdung. Grenzwert ist die Torsionsfestigkeit (torsional yield) bei einem Sicherheitsfaktor von 1).
- Der Zugfestigkeitsfaktor gibt das Verhältnis zwischen der erlaubten und der maximal auftretenden Zugbelastung am Bohrgestänge an. Für das hier verwendete Premium-Bohrgestänge sollte der Faktor oberhalb von 1,25 liegen.
- Casingseitenkräfte sind Belastungen an der Verrohrung im Bereich des geneigten Bohrlochs, die zu Verschleiß durch Abrieb, Knicken, Einbeulen usw. führen können.
- Gelb unterlegte Zahlen in den Tabellen kennzeichnen problematische Parameter. Durch Zusatzmaßnahmen oder Designänderungen können diese Parameter in den unkritischen Bereich verschoben werden. Rot unterlegte Zahlen signalisieren besonders kritische Parameter. Hier sind grundsätzliche Änderungen am Konzept erforderlich. Die vorgeschlagenen Änderungen am Design wurden in dieser Studie nicht detailliert durchgerechnet.

### 3.4 Bohranlage

Zum Abteufen der Bohrungen wird nach Angaben der Studie (MAEHS et al. 2014) eine Bohranlage benötigt, die in der Lage ist, beim Einbau des Liners (Endverrohrung) diesen gegebenenfalls auch wieder anheben zu können. Für das „einfachste“ der betrachteten Szenarien (1.2: parallele Bohrungsäste, 7“-Endverrohrung) und unter Berücksichtigung von entsprechenden Reserven sollte die Bohranlage über eine Hakenregellast von mindestens 350 t und ein Drehmoment von ca. 60.000 Nm verfügen. Für die anderen Szenarien sind noch größere Hakenlasten und Drehmomente erforderlich. Die Spülungspumpen sollten einen Volumenstrom von 4.000 l/min bei mindestens 300 bar gewährleisten. In Deutschland sind etwa 10 Anlagen mit einer entsprechenden Hakenregellast verfügbar, von denen ca. 5 für die Ausführung der Variante 1 geeignet sind (Stand Juli 2014). Bohranlagen für das Abteufen derartiger Bohrungen stehen somit grundsätzlich zur Verfügung.

### 3.5 Logging

Bohrlochmessungen (Logging) sind für die Erstellung eines Multirissystems vor allem notwendig, um den bestmöglichen Bohrlochpfad unter Einbeziehung der tatsächlichen geologischen Verhältnisse sowie geeignete Positionen für die Risserzeugung festzulegen. Zudem sind Bohrlochmessungen aus technischen Gründen wichtig (Güte der Zementation, Integrität der Bohrungen). Im Unterschied zu Bohrungen im Sedimentgestein ist im kristallinen Gestein gewöhnlich nur eine geringere Anzahl von Bohrlochmessungen notwendig. Messungen zur Porosität, Dichte, Gasgehalt und weiteren Parametern sind hier im Allgemeinen nicht erforderlich. Sofern keine gesonderten wissenschaftlichen Zielstellungen verfolgt werden, werden die in Tabelle 3.6 aufgeführten Bohrlochmessungen als ausreichend eingeschätzt. Der Bohrungsverlauf wird zusätzlich während der Bohrarbeiten mit dem Rotary-Steerable-System kontinuierlich aufgezeichnet.

Tab. 3.6: Auswahl relevanter Bohrlochmessungen für Bohrungen im kristallinen Gestein.

Bezeichnung	Parameter
Kaliber	Form der Bohrung, Durchmesser
Sonic	Seism. Geschwindigkeiten, Poisson Zahl, E-Modul
Gamma Ray	Formationsradioaktivität, Formationsidentifikation
Image Log	Bohrlochwanddarstellung, Schichteneinfall, Störungen, Risse
Zementbondlog u. Casing Inspektion	Bindung des Zements, Integrität und Güte der Verrohrung

Heutzutage werden viele Messungen schon während des Bohrens durchgeführt (Logging while drilling, LWD). Hiermit kann viel Zeit und gegebenenfalls Geld gespart werden. Ein Problem beim LWD ist die oftmals geringe Temperaturbeständigkeit. Entsprechende Logging-Messgeräte sind in der Regel nur bis 150° C einsetzbar. Es gibt Entwicklungen von

LWD-Tools für höhere Temperaturen. Als Beispiel sei hier der „Quasar Pulse Measurement/ Logging While Drilling Service“ von Halliburton genannt (DIRKSEN 2009). Da LWD-Messungen sehr kostenintensiv sind, entsteht bei einem langsamen Voranschreiten der Bohrung, vor allem im Bereich der Horizontalstrecke, ein enormer Investitionsaufwand. Für das hier betrachtete Konzept ist es besser, separate Logging-Kampagnen nach Beendigung eines Bohrlochabschnittes durchzuführen. Die Bohrlochmessungen wird man aus Kostengründen am Kabel (wireline) durchführen. In der Horizontalbohrstrecke kann die Messung ebenfalls am Kabel, hier aber kombiniert mit einem Untertageaktor durchgeführt werden. Für diese separaten Bohrlochmessungen gibt es entsprechende Messgeräte, die zumindest für die notwendige Messzeit Temperaturen deutlich oberhalb von 150° C standhalten. Alternativ besteht in der Horizontalbohrstrecke die Möglichkeit, mit LWD-Messgeräten am Bohrgestänge einzufahren. Da die Bohranlage ohnehin bereit steht, ist eine LWD-Messkampagne in der Horizontalbohrstrecke vermutlich die günstigere und sichere Variante. Durch Spülungszirkulation kann zudem die Temperatur in der Bohrung während dieser Messung gesenkt werden. Hierfür kann der ohnehin für die Spülungszirkulation vorgeschlagene Mud Cooler eingesetzt werden.

### **3.6 Zeit und Kostenschätzung**

In der von der Firma Baker Hughes erstellten Studie wird die Zeit für das Abteufen der tieferen Bohrung der Variante 1 mit einer Gesamtlänge von 7.329 m (Teufe 5.000 m, Horizontalstrecke 2.000 m) mit einer Bohrzeit von ca. 200 Tagen geschätzt. Darin sind 20 % nicht produktive Zeit (NPT) eingerechnet sowie 20 Bohrstunden pro Tag. Eingerechnet sind zudem das Logging-while-drilling, der Rohreinbau und die Zementation, während die Kosten für die Wireline-Logging-Kampagnen sowie die Materialkosten für die Verrohrung und den Zement nicht berücksichtigt sind. Aufgrund der geschätzten Zeitdauer für die Bohrarbeiten ist über ein Jahr notwendig, um die Bohrungen zu erstellen. Sollte es allerdings zu Komplikationen oder Problemen, wie Materialverlust und anschließende Fangarbeiten kommen, kann sich die Dauer der Bohrung deutlich erhöhen. Für die Bohrzeit werden von Baker Hughes Tageskosten zwischen 65.000 und 75.000 Euro veranschlagt (ohne Wireline Logging, Stimulation, Materialkosten für Verrohrung und Zementation und Kosten für die Entsorgung von Bohrklein und Flüssigkeiten). Sollte während des Bohrens der Horizontalsektion ein umfangreicheres LWD (Logging while drilling) durchgeführt werden, so erhöhen sich die Tageskosten auf schätzungsweise 80.000 bis 95.000 Euro.

Die von Baker angesetzten Kosten stimmen näherungsweise mit Abschätzungen basierend auf den Erfahrungen beim Abteufen der GeneSys-Bohrung in Hannover überein. Basierend auf den Kostensätzen der GeneSys-Bohrung würde für eine Bohrlochlänge von ca. 7.200 m und einer Horizontalstrecke von 1.000 m eine Bohrzeit von ca. 190 Tagen, sowie ein Tagessatz zwischen 60.000 und 65.000 Euro resultieren.

Im Vergleich mit vertikalen Bohrungen im Kristallin sind die Zeitabschätzungen plausibel. So wurden für das Abteufen der Bohrung in Basel mit ca. 5.000 m vertikaler Tiefe 187 Tage benötigt, inklusive einiger technischer Probleme, die zu Verzögerungen führten (GEO THERMAL EXPLORERS LTD. 2007). Die Bohrungen Landau mit Bohrlochlängen von ca. 3.300 m konnten in 63 bzw. 53 Tagen abgeteuft werden. Rechnet man diese hoch auf 7.000 m mit 1.000 m Horizontalstrecke und einem zusätzlichen Rohreinbau ergibt sich ein theoretischer Wert von ca. 150 Tagen.

### 3.7 Zusammenfassung

Zusammengefasst zeigen die Ergebnisse zum Abteufen der Bohrungen und zum Rohreinbau, dass die Variante 1 mit parallelen Horizontalbohrungsästen über 2.000 m Länge und 7“-Endverrohrung (Szenario 1.2) mit vorhandener Technik realisierbar ist. Bohrtechnisch kritische Parameter entstehen wahrscheinlich nicht, mit Ausnahme des Drehmoments beim Rohreinbau. Letzteres kann aber durch den Einsatz von Drillpipeprotektoren signifikant reduziert werden. Schwieriger ist die Situation in Variante 1 und 9 5/8“-Endverrohrung (Szenario 1.1). Das notwendige hohe Drehmoment führt hier wahrscheinlich dazu, dass die Rohre nicht mehr rotierend eingebaut werden können.

In der Variante 2 (gegenläufige Horizontalbohrungsäste) treten in den zwei betrachteten Szenarien mehrere kritische Parameter auf. Es sind starke Biegewechselbelastungen und Casingverformungen zu erwarten. Zudem sind die notwendigen Drehmomente und Zuglasten zu hoch. Durch Beschränkung des maximalen Neigungsaufbau auf 1°/30m, die Verlegung des oberen Ablenkungspunkts in größere Tiefe (500 – 1.000 m) und den Einsatz von Bohrgestängeprotektoren können die kritischen Parameter abgemildert werden. Dennoch kann die Umsetzung der Variante 2 in den betrachteten Szenarien nicht empfohlen werden.

Für die bohrtechnische Umsetzung in dem einfachsten der hier betrachteten Szenarien (1.2 parallele Bohrungsäste und 7“-Endverrohrung) ist eine Bohranlage mit ca. 350 t Hakenregellast und einem Drehmoment von 60.000 Nm notwendig. Die Spülpumpen sollten für einen Volumenstrom von 4.000 l/min bei mindestens 300 bar ausgelegt sein. Für die bohrtechnischen Arbeiten zur Umsetzung des Szenario 1.2 wird eine Zeitspanne von ca. 200 Tagen mit Tageskosten zwischen 65.000 und 75.000 Euro abgeschätzt, ohne Berücksichtigung von Wireline-Logging und Materialkosten für Verrohrung und Zementation.



## 4 Bohrmeißel

In der Öl- und Gasindustrie ist das Bohren im Hartgestein die Ausnahme, da die kohlenwasserstoffführenden Formationen in der Regel Sandsteine, Mergel oder Kalke sind. So hat sich in der Vergangenheit die Entwicklung von Bohrwerkzeugen<sup>4</sup> im Wesentlichen auf das Erbohren dieser Formationen beschränkt. Natürlich sind auch hier sehr harte und abrasive Bereiche möglich. Die Bohrbarkeit unterscheidet sich aber deutlich von der im kristallinen Gestein. Hier ist neben der Härte auch die Körnigkeit von entscheidendem Belang, da sich damit die Schläge auf das Werkzeug und somit die Gefahr der Zerstörung, zum Beispiel des Besatzes auf PDC-Meißel (PDC: Polycrystalline-Diamond-Cutter) erhöht. Auch sind Vibrationen im Kristallin deutlich größer als in feinkörnigen Sandsteinen, was zu erhöhtem Verschleiß der Lager von Rollenbohrwerkzeugen führt.

Bohrungen im Hartgestein wurden in den früheren Jahren in der Regel mit Hammerbohrsystemen ausgeführt, bei denen keine drehenden Werkzeuge eingesetzt wurden und somit keine Lagerschäden auftreten konnten. Seit den späten 80iger Jahren ist die Erkundung von Lagerstätten im kristallinen Gestein (v. a. Granit) zunehmend interessant geworden, so zum Beispiel Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Indien und Vietnam (MOHAMED et al. 2009). Zudem dringen Gasbohrungen in größere Tiefen mit zunehmenden Temperaturen vor. Ferner ist der Markt im Bereich der Nichtkohlenwasserstoffbohrungen, insbesondere der Geothermiebohrungen, in den letzten Jahren gewachsen und hat die Entwicklung neuer Hochtemperaturdichtungen und Schmierfette zum Schmieren der Lager notwendig gemacht (TERRELL 2011).

Parallel dazu wird die Entwicklung von Richtbohrgarnituren zum Abteufen abgelenkter Bohrungen im offshore-Bereich aber auch onshore vorangetrieben. Bei gerichteten Bohrungen treten deutlich höhere Belastungen der Werkzeuge durch die beim Richten anliegenden Seitenkräfte auf. Diese erhöhten Anforderungen führten vor allem zu Weiterentwicklungen im Bereich des Kaliberschutzes von Bohrmeißeln. Durch aktuelle Entwicklungen wurde der Einfluss von Vibrationen und die Gefahr von Lagerschäden durch Abrasion verringert sowie der Kaliberschutz für den Einsatz in abgelenkten Bohrungen verbessert. Die damit verbundene bessere Bohrlochsohlenreinigung führt zu einem schnelleren Bohrfortschritt und verringert den Verschleiß am Meißel. Die Entwicklungen führten insgesamt zu einer Verbesserung der Bohrfortschritte und der Standzeiten auch im kristallinen Gestein unter hohen Temperatur- und Druckbedingungen.

Nachfolgend eine Übersicht über die Entwicklung der Bohrwerkzeuge (SCOTT 2006):

- 1909 Zweikegel Rollenmeißel (Howard Hughes, erstes Patent)
- 1920iger erste Diamantwerkzeuge als Vollbohrwerkzeug

---

<sup>4</sup> Der Begriff Bohrwerkzeug wird synonym für den Begriff Bohrmeißel verwendet.

- 1929 erste gehärtete Materialien auf den Trägerschenkeln der Rollen („Hard facing“)
- 1931 erste Wälzlager
- 1933 erster Dreikegelrollenmeißel
- 1941 erste Diamantmeißel (entwickelt von Frank und Georg Christensen)
- 1951 erste mit Warzen aus Wolframkarbid besetzte Rollenmeißel
- 1953 Einsatz von Düsen als fester Bestandteil der Meißel
- 1953 erste Vollbohrwerkzeuge mit gesetzten natürlichen Diamanten von Fa. Hycalog
- 1959 erste selbstschmierende abgedichtete Lager
- 1970 erste Gleitlager
- 1971 erste PDC Meißel nachdem General Electric ein Verfahren entwickelt hatte, synthetische Diamanten (dünne Diamantplättchen) mit Wolframkarbid (engl. tungsten carbide) zu verbinden.

#### 4.1 Warzenmeißel

Im kristallinen Gestein bzw. im Hartgestein werden überwiegend mit Warzen besetzte Rollenmeißel, sogenannte Warzenmeißel, eingesetzt. Nachfolgend werden einige Aspekte der Warzenmeißel mit Bezug auf den Einsatz im Hartgestein unter hohen Temperaturen dargestellt.

##### 4.1.1 Lager

Moderne Rollenmeißel besitzen heute ein Metall auf Metall-Lager. Die Lagerringe sind teilweise mit Silber beschichtet, um eine bessere Standzeit zu erreichen. Spezielle gewebeverstärkte Dichtungen und neue Materialien (Fluoroelastomere, Kevlar) sowie neue Hochtemperaturlagerfette (synthetische Öle mit speziellen Zusätzen) verbessern den Einsatz für Hochtemperatur- und Hochdruckeinsätze. So konnte z. B. mit einem neu entwickeltem Meißel der Firma Smith (Kaldera) in Ladarello (Italien) bei einer Temperatur von über 270° C eine Leistungssteigerung von ca. 25 % erzielt werden (ORAZZINI et al. 2011). Ferner werden teilweise doppelte Hochtemperatur/Hochdruck-Dichtungen (HAT/HP-Dichtung) eingebaut (Abb. 4.1).

Durch Vergrößerung der Hauptlager (High Energy) wird die Lastverteilung verbessert und die Lastaufnahme fläche vergrößert (Abb. 4.2). Beide Änderungen verbessern auch den Einsatz in Verbindung mit Untertagebohrmotoren (LEFORT & WILLIAMS 2006).

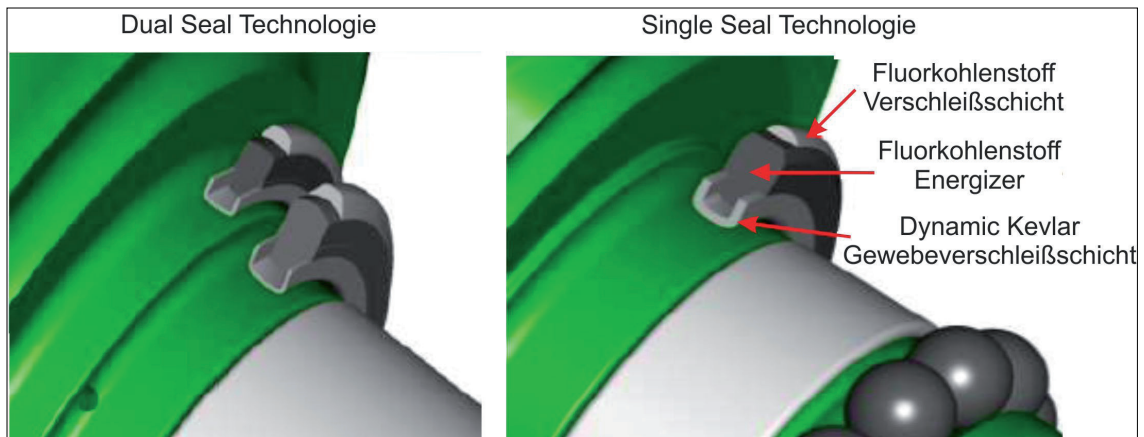


Abb. 4.1: Darstellung der doppelten Dichtungen und von neuen Materialien für den Hochtemperatur/ Hochdruck-Bereich (modifiziert nach ORAZZINI et al. 2011).

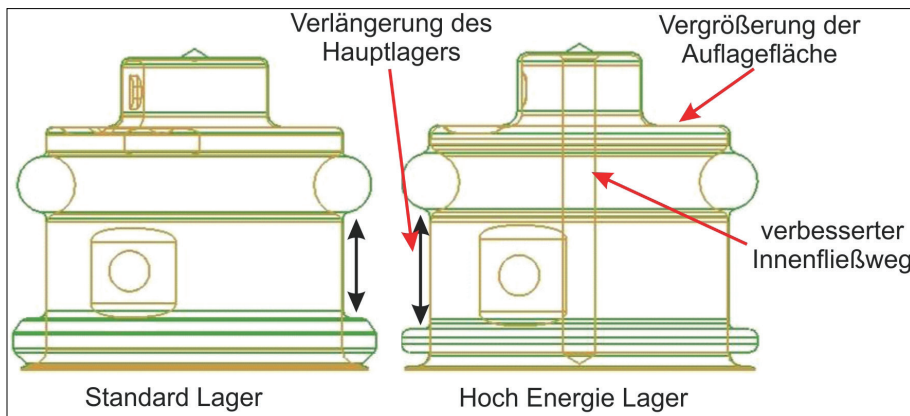


Abb. 4.2: High Energy Lager (links) und Standardlager (rechts). Zeichnungen modifiziert nach HALLIBURTON (2012b).

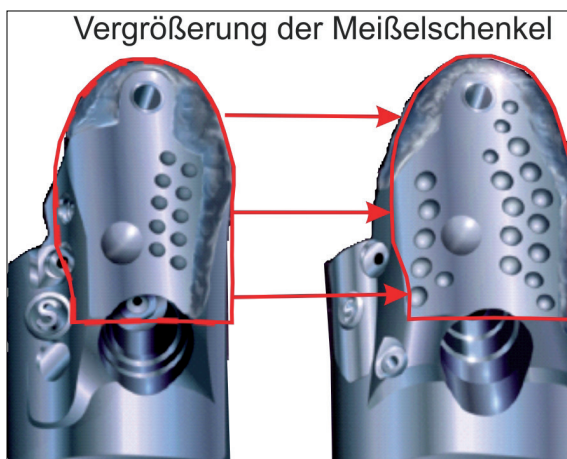


Abb. 4.3: Darstellung der Vergrößerung der Meißelschenkel (rot). Zeichnungen modifiziert nach HALLIBURTON (2012b).

Durch Vergrößerung der Meißelschenkel können größere Lager eingebaut werden (LEFORT & WILLIAMS 2006). Daneben führt diese Maßnahme auch zu einem verbesserten Kaliberschutzes (Abb. 4.3).

#### 4.1.2 Warzen und Kaliberschutz

Die bei Warzenmeißeln verwendeten Warzen gibt es in unterschiedlichen Formen. Je härter das zu brechende Gestein, desto härter ist die benötigte Warze. Mit zunehmender Härte werden rundere Warzen eingesetzt. (Abb. 4.4).

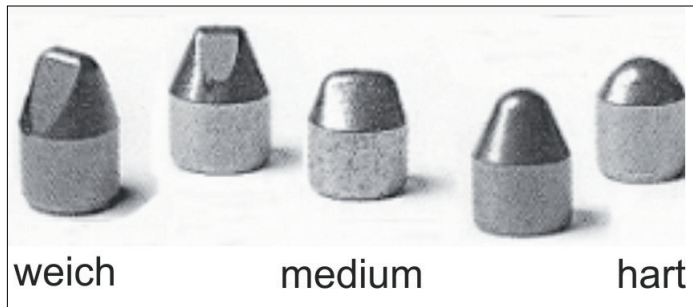


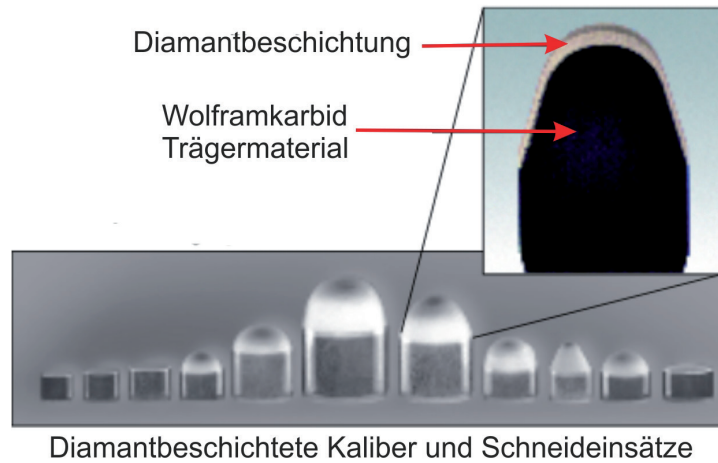
Abb. 4.4: Übliche Warzenformen von weich (links) bis hart (rechts). Darstellung modifiziert nach SMITHBITS (2014).

Für besonders harte Formationen können die Warzen mit einer Diamantbeschichtung auf einem Grundkörper aus Zementkarbid aufgebaut werden (Abb. 4.5). Eine hohe Meißelbelastung erhöht den Bohrfortschritt in harten Formationen wie dem Granit. Daher ist eine konische Form der Warzen für den Einsatz im Granit zu empfehlen, da diese nicht so leicht brechen oder splintern. Eine weitere Verlängerung der Standzeiten kann durch den Kaliberschutz<sup>5</sup> mit künstlichen und/oder natürlichen Diamanten erreicht werden.

Gerade bei gerichteten Bohrungen ist auf Grund der anliegenden hohen Seitenkräfte der Schutz des Kalibers von großer Bedeutung. Durch den „Verlust“ des Kalibers kann es zu einer Beschädigung der Lager und zur Gefahr des Verlusts einer Rolle kommen. Zusätzlich führt die Abnahme des Kalibers zu einem verengten Bohrloch, das mit dem nächsten Bohrwerkzeug wieder auf das Kalibermaß erweitert werden muss. Dabei treten hohe Belastungen auf die äußere Reihe der Rollen auf, was wiederum zu einer Beschädigung der äußeren Warzenreihe und der Lager führen kann. Nachdem der Kaliberschutz früher im Wesentlichen aus einer gehärteten Beschichtung („Hard facing“) auf den Trägerschenkeln der Rollen bestand, geht man heute immer mehr dazu über, auch an den äußeren Reihen so genannte „Gauge trimmer“ einzusetzen (Abb. 4.6).

Das heißt, dass zusätzliche diamantbesetzte Warzen eingebaut werden und die äußere Kante durch diamantbesetzte Hartmetallstifte geschützt wird. Das „Hard facing“ auf den Schenkeln wird durch entsprechenden Besatz geschützt. Als Beispiel sei hier eine Variante gezeigt, wie sie von der Firma Baker Hughes eingesetzt wird (Abb. 4.6).

<sup>5</sup> Um ein maßhaltiges (kaliberhaltiges) Bohrloch zu gewährleisten, werden spezielle Warzen oder Schneiden auf den Außenflächen der Rollen angebracht. Die Maßnahmen zur Gewährleistung eines kaliberhaltigen Bohrlochs werden unter dem Begriff „Kaliberschutz“ zusammengefasst.



Diamantenschicht	Korngröße [µm]	Diamant [%]	Kobalt [%]	Wolframkarbid [%]	Dicke [in]/[mm]
1.Top	8	95	5	0	0,01/0,25
2.	8	62	16	22	0,01/0,25
3.	8	42	16	42	0,015/0,38
4.Träger	-	-	18	82	-

Abb. 4.5: Darstellung von diamantbeschichteten Warzen des Schichtaufbaus der Warzen zur Verbesserung der Haltbarkeit bei Abrasion, Schlag und thermischer Belastung (modifiziert nach BESSON et al. 2000).

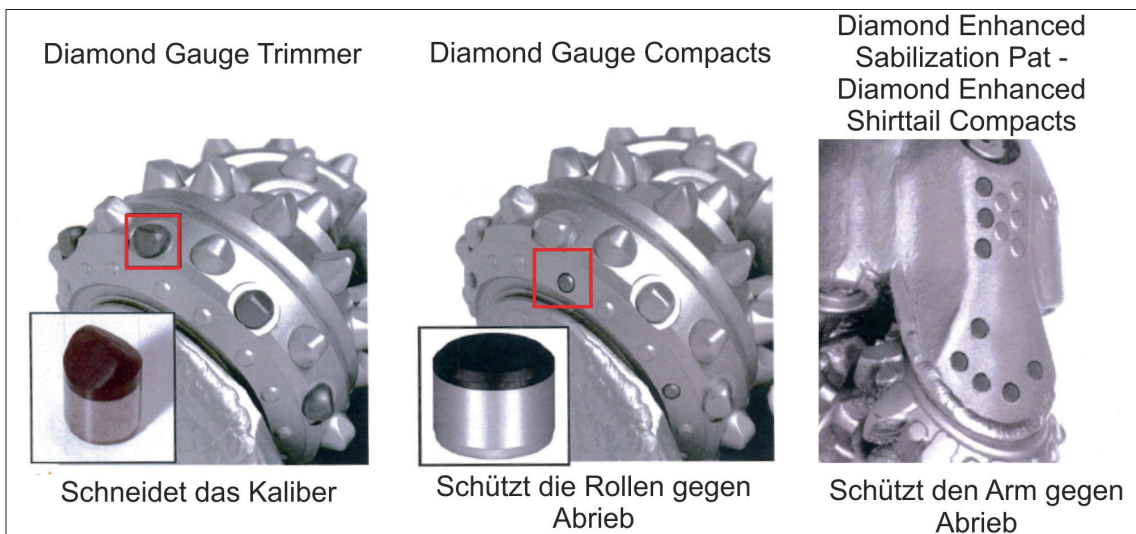


Abb. 4.6: Heutiger Kaliberschutzes an Rollenmeißeln am Beispiel von Produkten der Firma Baker Hughes (modifiziert nach MÜLLER 2013).

#### 4.1.3 Hydraulik

Veränderungen an der Position der Düsen, insbesondere der Stellung der Düsen zur Bohrlochsohle (Schrägstellung) und entsprechender Gestaltung der Meißelschenkel (Spülführung) verbessern die Hydraulik und damit den Abtransport des Bohrkleins

durch Verwirbelung des Spülstroms und höhere Aufstiegsgeschwindigkeiten. Als Beispiel ist in Abb. 4.7 das System QuadPack der Firma Halliburton gezeigt. Ähnliche Systeme werden auch von anderen Meißelherstellern angeboten.

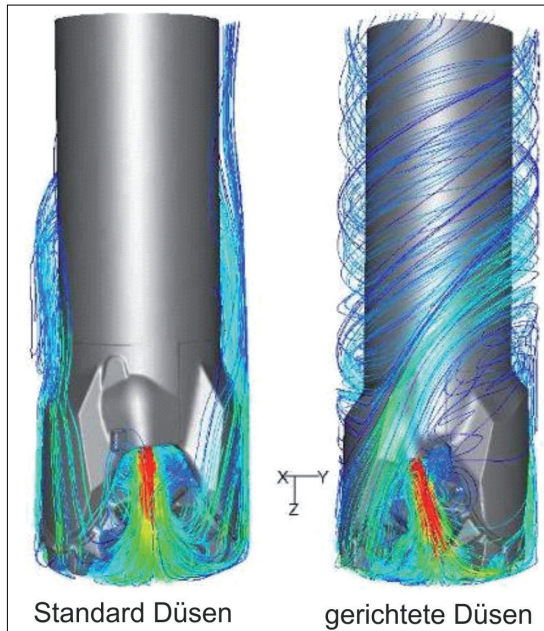


Abb. 4.7: Darstellung der Spülungsführung am Bohrmeißel und dessen Verbesserung im Hinblick auf den Bohrkleinaustrag durch gerichtete Düsen (rechts). Darstellung modifiziert nach HALLIBURTON (2012b).

## 4.2 Entwicklung von Diamantbohrwerkzeugen

Diamanten sind 20fach druckfester als Granit und somit generell für die Zerstörung des Gesteins gut geeignet. Durch den Übergang von gesetzten zu imprägnierten Diamantbohrwerkzeugen konnten die Standzeiten erhöht werden. Ein Nachteil bei Diamantwerkzeugen ist ihre Arbeitsweise, d. h. die schleifende Bearbeitung des Gesteins. Um bei dieser Technik wirtschaftliche Bohrgeschwindigkeiten zu erreichen, sind hohe Umdrehungszahlen des Werkzeugs auf der Sohle, also schnell laufende Untertagebohrmotoren notwendig. Interne Testläufe bei der Firma Baker Hughes haben gezeigt, dass die zu erwartenden Bohrfortschritte im Granit nur bei 2 bis 3 m/h liegen, somit eine Wirtschaftlichkeit nur bedingt erzielt werden kann (MAEHS et al. 2014).

In der Öl- und Gasindustrie werden heute bis zu 70 % PDC-Meißel eingesetzt (Polycrystalline-Diamond-Cutter). Neben dem höheren Bohrfortschritt ist das Risiko, Teile des Meißels wie die Rollen bei Rollenbohrwerkzeugen im Bohrloch zu verlieren, deutlich geringer und somit die Gefahr kostenintensive Fangarbeiten ausführen zu müssen, sehr gering. Der Nachteil dieser Werkzeuge ist aber die große Anfälligkeit auf Stoßbeanspruchung. Wechselnde Formationen bzw. das Auftreten von Störungen können zu einer Beschädigung der Schneidelemente führen.

Mit PDC-Werkzeugen können harte Formationen, wie Granit generell gebohrt werden. Wichtig ist, dass die Formation homogen ist und nicht zerklüftet. Risse im Gefüge des Granits können die Diamantschneidplatte zerstören. PDC Cutter sind zwar gegen Schlägen widerstandsfähiger als natürliche Diamanten, aber trotzdem kann es an solchen Störungen zu Beschädigungen kommen. Entweder ist die Eindringtiefe der Schneidplatte auf dieser Stelle zu hoch oder es kommt zu Sprüngen und/oder Vibrationen, wodurch die Schneidfläche zerstört werden kann (GONZALES et al. 2011).

Durch Verbesserung der Schneidelemente in ihrem Aufbau und/oder ihrer Wirkung versucht die Industrie dieses Problem zu lösen. Ein Beispiel dafür ist der PDC-Meißel der Firma Smith Bits vom Typ MDi516 mit verbesserten Schneidelementen (Onyx II). Mit diesen Schneidelementen ist die Bohrbarkeit von härteren Formationen effizienter geworden (TERRELL 2011). Technische Neuerungen bei der Herstellung der Schneidelemente sind die Optimierung der Dichte der Diamantstruktur sowie die künstliche Herstellung der Diamanten unter noch höheren Druck- und Temperaturbedingungen. Die Anwendung von neuesten Herstellungsprozessen verbessert die Temperaturstabilität und führt zu weniger Verschleiß beim Einsatz im Hartgestein - auch im Granit, wie die Abb. 4.8 eines Laborversuchs bei der Firma Smith zeigt. Das Abplatzen und Splintern der Oberfläche konnte deutlich verringert werden (SMITHBITS 2011).

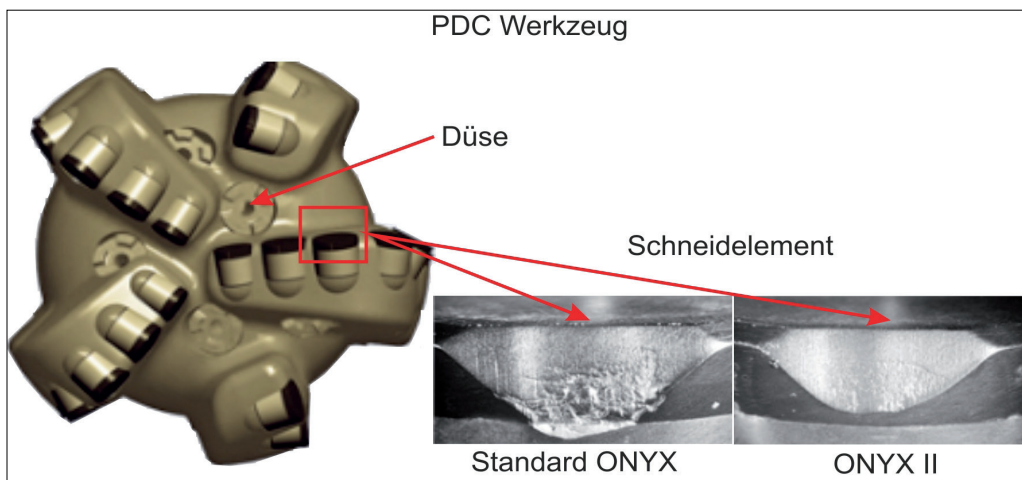


Abb. 4.8: Vergleich der Schneidelemente Onyx II und Standard Onyx (Firmenbezeichnung bei Smith Bits, vergleichbar mit den von der Firma Baker Hughes entwickelten Schneidelemente vom Typ Quantec bzw. Quantec Force). Dieser zeigt die geringere Anfälligkeit gegen Absplittern und Schädigung des neuen Diamantbesatz nach 300 Arbeitsdurchgängen im Labor auf einem Granitblock. Darstellung modifiziert nach TERRELL (2011).

Eine neue Entwicklung sind drehend gelagerte Cutter (Abb. 4.9), d. h. das eigentliche Schneidelement ist in dem Metallschaft gelagert eingebaut und dreht sich während des Bohrvorganges. Damit wird die gesamte Schneidelementfläche in den Vorgang einbezogen, was zu einem geringeren Verschleiß und längerer Laufzeit führt. Erste Laborversuche und Einsätze haben dies bestätigt. Der Einsatz im Granit steht noch aus.

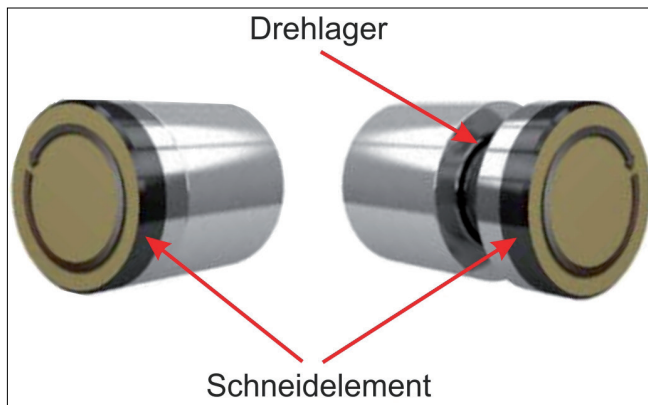


Abb. 4.9: PDC Cutter mit drehendem Schneidelement (Onyx 360). Darstellung modifiziert nach SMITHBITS (2013).

Ein Problem beim Einsatz von PDC-Werkzeugen besteht darin, dass insbesondere in harten Formationen, sich im Zentrum des Meißels ein Gesteinskegel bildet, auf dem sich der Meißel abstützt, so dass die Schneidelemente nicht mehr auf der Formation arbeiten. Die Ursache für diese Kegelbildung ist die geringe Schnittgeschwindigkeit im Zentrum des Bohrwerkzeugs. Die im Zentrum stehenden Kegel können Vibrationen verursachen, erzeugen Schwankungen im Drehmoment und setzen den Bohrfortschritt deutlich herab. Um dieses Problem zu beheben, hat die Firma Smith Bits die im Zentrum angeordneten Schneidelemente durch einen Dorn (Stinger) ersetzt (Abb. 4.10). Der im Zentrum eingesetzte Stinger bricht diese Kegel und führt so zu einem ruhigeren Bohrverlauf.

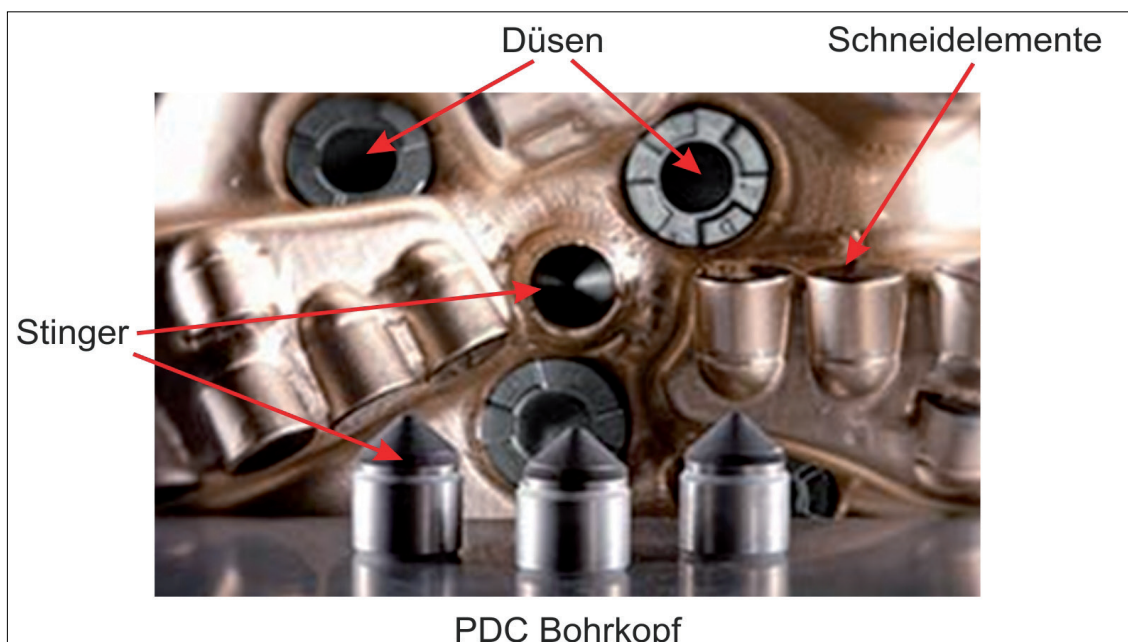


Abb. 4.10: PDC-Meißel mit Stinger im Zentrum (Smith Bits). Darstellung modifiziert nach PASCHOA (2014).

Eine andere Weiterentwicklung ist der „Full Bullet Stinger Bit“ der Firma Smith Bits. Erste Tests wurden in verschiedenen Granitformationen in den USA erfolgreich ausgeführt



(Tab. 4.1 und Abb. 4.11). Mit diesem Werkzeug wurden ca. 1.020 m gebohrt bei einem durchschnittlichen Bohrfortschritt von 70 m/h. Ein noch deutlich längerer Einsatz wäre mit diesem Werkzeug möglich gewesen (DE BERGER 2014).

Tab. 4.1: Einsatzdaten aus Testläufen in den USA für „Full Bullet Stinger Bit“ im Granit mit 7 7/8“ JB15.02 (TERRELL 2011).

Lokation	Gesteinseigenschaften	Vortriebsmeter [m]
Rio Verde	weicher verwitterter Granit	232
Paradise Valley	härtester Granit in der Umgebung	174
Town of Maricopa	mittel harter Granit	143
Case Grande	mittel harter Granit	76
Buckeye	Sand und Kies	104
Phoenix	mittel harter Granit	189
Dewey	harter Granit	104
		Gesamtlänge 1.022

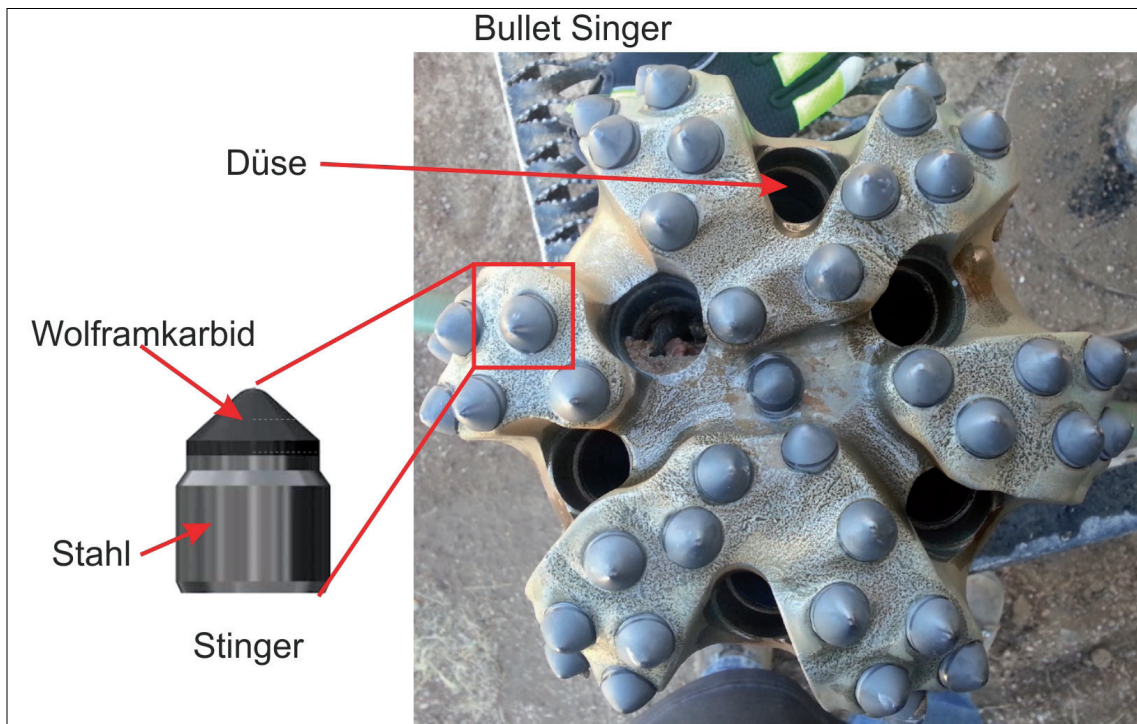


Abb. 4.11: „Full Bullet Stinger“. Darstellung modifiziert nach DE BERGER (2014) und SMITHBITS (2013).

### 4.3 Einsatzgrenzen der Bohrmeißel

Bei den Bohrwerkzeugen sind die Belastungsgrenzen abhängig von der Art der Werkzeuge. Bei imprägnierten Werkzeugen bestimmt die Temperatur auf den Schneidelementen die Einsatzgrenze. Diese wird weniger durch die Umgebungstemperatur als durch die Reibung bestimmt und kann durch Bohrparameter wie Andruck und Drehzahl und aus-

reichende sowie effiziente hydraulische Kühlung durch die Bohrspülung weitgehend gesteuert werden. Bei PDC-Werkzeugen ist ein maßgebliches Element der Kleber, der die Diamantschicht mit dem Träger verbindet. Die maximale Temperaturbelastung für die synthetischen Diamantplättchen liegt für Standard-Diamantplättchen bei ca. 750° C, damit unter der von natürlichen Diamanten aber deutlich höher als für die verwendeten Kleber. So gibt Baker Hughes eine Einsatztemperatur für ihren „Quantec Force PDC“ von 176° C an. Für höhere Temperaturen können Rollenmeißel eingesetzt werden. Durch die neue Lagertechnologie der metallischen Dichtungen entfallen die temperaturempfindlichen Elastomere. So können diese Werkzeuge (z. B. der Vanguard Geothermal Tricone Bit der Firma Hughes Christensen) bei Temperaturen bis zu 288° C eingesetzt werden. Für noch höhere Einsatztemperaturen werden speziell entwickelte offene Lager eingesetzt (RAFIE 2007, HALLIBURTON 2011).

#### **4.4 Zusammenfassung**

Trotz aller Weiterentwicklungen im Bereich der Diamant- und PDC-Werkzeuge ist der Einsatz von Warzenmeißeln noch immer die gebräuchlichste und wirtschaftlichste Alternative im Granit. Mit den heutigen Meißeln lassen sich Standzeiten von durchschnittlich 100 h bei Bohrfortschritten von durchschnittlich 5 m/h erzielen. Das größte Risiko beim Einsatz von Rollenbohrwerkzeugen ist nach wie vor der Verlust einer Rolle. Daher wird von den Herstellern empfohlen, die von ihnen vorgegebenen Richtzeiten, angegeben in Bohrmeißel-Umdrehungen, nicht zu überschreiten. Dies ist insbesondere wichtig beim Einsatz von Untertagebohrmotoren, da sich dann die Strangumdrehungen und die Motorumdrehungen addieren. Zudem ist hierbei die Auswahl der Untertageausrüstung von entscheidender Bedeutung. Langsam drehende Motoren und geeignete selbststeuernde Bohrsysteme, die schon bei geringen Strangumdrehungszahlen zufriedenstellend arbeiten, sind vorzuziehen. Die Weiterentwicklung der Diamant- und insbesondere der PDC-Werkzeuge kann absehbar eine interessante Alternative zu den Rollenmeißeln darstellen. Hier ist insbesondere die Entwicklung der sogenannten Stinger-Werkzeuge interessant.

## 5 Richtbohrtechnik und Datenübertragung

Die Richtbohrtechnik, deren Möglichkeiten und Grenzen sind von entscheidender Bedeutung für das betrachtete Multirisskonzept im Hartgestein. Nachfolgend soll ein Überblick über die Richtbohrtechnik gegeben und aktuelle Entwicklungen mit Bezug auf den Hochtemperatureinsatz sowie den Einsatz im Hartgestein betrachtet werden.

### 5.1 Entwicklung der Richtbohrtechnik

Aus Unkenntnis der auf die Bohrwerkzeuge wirkenden Kräfte und der Einflüsse der Geologie auf den Bohrlochverlauf glaubte man ursprünglich vertikal bohren zu können. Erste Fragen kamen auf als bei bekannter Teufe einer Lagerstätte benachbarte Bohrungen diese in verschiedenen Teufen antrafen. Erst mit der Entwicklung der Bohrlochmesssysteme und der Vermessung der Richtung und der Neigung einer Bohrung erkannte man, dass dies an der Abweichung von der Vertikalen lag und die angenommene Teufe nur der Länge des Bohrstrangs entsprach, nicht aber die tatsächliche Teufe war.

Die Technik, eine Bohrung vermessen zu können und die parallel dazu verlaufende Entwicklung der Richtbohrtechnik eröffneten eine Vielzahl von neuen Einsatzgebieten in der Bohrtechnik. Erste gerichtete Bohrungen dienten dazu, unbeabsichtigt abgelenkte Bohrung wieder in die Vertikale zu bekommen. Mit Hilfe der Richtbohrtechnik wurde es möglich, von einem Bohrplatz aus mehrere Bohrungen in einen Horizont abzuteufen, was vor Allem im Bereich der Offshoretechnik den Einsatz der Bohrplattformen erst wirtschaftlich machte. Eine weitere Einsatzmöglichkeit war der Einsatz bei Havarien, sei es das Ablenken einer Bohrung bei technischen Problemen wie Gestängebruch („Technical sidetrack“) oder auch bei „Blow outs“, um gezielt Entlastungsbohrungen abteufen zu können („Relief wells“). Ein anderes Einsatzgebiet ist die Erschließung von Lagerstätten unter einer zu schützenden Fläche wie Ortschaften, Wirtschaftsflächen, Verkehrsflächen oder Landschaftsschutzgebiete. Richtbohrungen von einem Bohrplatz aus schonen die Umwelt, da weniger Bohrplätze errichtet werden müssen. Es können große Bohrlochlängen bei Neigungen von 60° bis hin zu horizontalen Bohrungen erreicht werden. Man spricht dann von „extended reach“-Bohrungen (EDR) wenn das Verhältnis zwischen vertikaler und horizontaler Bohrlochlänge größer 1 ist und der Winkel zwischen 60° und 90° beträgt. Ist die Abweichung von der Vertikalen im letzten Abschnitt der Bohrung zwischen 85° und 90° spricht man von einer Horizontalbohrung (ALLEN et al. 1997).

Obwohl das Konzept horizontal zu bohren schon 1891 patentiert wurde (John Smalley Campell, Patent Number 459,1 52; HELMS 2008) dauerte es bis ca. 1930 bis die erste Horizontalbohrung in Texas gebohrt und komplettiert wurde (REDLINGER & McCORMICK 2011). Die ersten wirklichen EDR-Bohrungen wurden aber aus wirtschaftlichen Gründen zur Zeit fallender Ölpreise erst in den späten 1980igern von der Firma UNOCOL Corp. in

einem Feld in Südkalifornien abgeteuft, um das Feld zu erschließen und die Kosten für den Bau einer zweiten Bohrplattform zu vermeiden.

Die Richtbohrtechnik wird heute in der Regel verwendet, um gezielt in geschichtete Lagerstätten zu bohren und die Produktivität von Lagerstätten zu erhöhen. Es sind sehr komplexe Bohrlochverläufe bis in die Horizontale möglich. Für horizontale und abgelenkte Bohrungen werden häufig vertikale Bohrlöcher als Ausgangspunkt verwendet.

Im Wytch Farm-Projekt in England sollte erstmals eine küstennahe Lagerstätte von Land aus erschlossen werden, ohne die hohen Kosten einer Offshore Bohr- bzw. Förderplattform entrichten zu müssen. Erfahrungen aus den ersten Wytch Farm-Bohrungen zeigten die kritischen Punkte für das Erreichen großer Bohrlochlängen auf. So wurde durch Messungen insbesondere der Drehmomente, der Reibungsverluste und der damit verbundenen geringen Lastübertragung auf den Meißel, was wiederum zu fallenden Bohrfortschritten führt, gezeigt, dass das Richtbohren im konventionellen „sliding mode“ also ohne das Bohrgestänge zu drehen, ab einer horizontalen Strecke von ca. 8.000 m technisch an seine Grenzen stößt. Hinzu kam, dass die Messsysteme zu weit vom Meißel entfernt waren, um rechtzeitig auf Abweichungen vom vorgegebenen Bohrfad reagieren zu können. Dies führte zur Entwicklung von neuen Richtbohrsystemen und Datenübertragungssystemen auf die später noch eingegangen wird. Mit diesen Erneuerungen konnte in der Bohrung M 11 (1997) erstmals eine extended reach-Bohrung mit einer Gesamtlänge von mehr als 10.000 m erreicht werden, bei einer vertikalen Tiefe von nur 1.605 m (ALLEN et al. 1997).

Vergleichbares wurde in den im Projekt Mittelplate (Deutschland; Konsortium RWE-DEA AG/Wintershall AG) durchgeführt, wo von Land aus die Lagerstätte mittels bis zu 9.275 m (Dieksand 6) langer EDR-Bohrungen bei einer vertikalen Tiefe von ca. 2.000 m erschlossen wurde (STACHEL 2002).

Eine große Herausforderung bei der Richtbohrtechnik ist die korrekte Messung der Neigungs- und Richtungsdaten, um den Bohrfad genau planen und ausführen zu können. Einflussfaktoren für die Messung sind der natürliche Magnetismus der Erde sowie der magnetische Einfluss schon vorhandener Stahlrohre in der Nähe der Bohrung, insbesondere bei Clusterbohrungen von Bohrplattformen. Ferner können Umwelteinflüsse wie Sonnenwinde und die damit verbundenen magnetischen Störungen die Messungen beeinträchtigen. Die Entwicklung geeigneter Messinstrumente, die diese Einflüsse weitestgehend ausschließen, war ein großer Schritt zur Umsetzung heutiger Richtbohrsysteme.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Datenübertragung nach über Tage mittels „geosteering systems“ (Logging while drilling: LWD oder Measurements while drilling: MWD). Die Technik der Übertragung petrophysikalischer oder technischer Daten, die in der unmittelbaren Nähe

des Bohrmeißels registriert und an das Bohrteam in „Echtzeit“ übertragen werden, wurde in den letzten Jahren deutlich verbessert und entspricht heute dem Stand der Technik.

Mit der Verbesserung der Richtbohrtechnik ist es heute möglich, lange Strecken horizontal zu bohren und so eine Lagerstätte zu erschließen. Man spricht dann auch von „drainhole drilling“. Während in den 1990er Jahren nur ca. 10 % der in den USA ausgeführten Bohrungen horizontal abgeteuft wurden, ist der Anteil (Stand 2010) auf über die Hälfte aller in den USA gebohrten Bohrungen gestiegen (REDLINGER & McCORMICK 2011). Dieses Verfahren wird mittlerweile bei den meisten tight gas und shale gas-Projekten angewandt, um diese anschließend auch unter Einsatz der Multifractertechnik wirtschaftlich erschließen zu können, z. B. im Feld Söhlingen der Fa. EMPG (ExxonMobil Production Germany). In diesem Erdgas-Feld wurden in 5 Bohrungen insgesamt 31 Fracoperationen durchgeführt (ERDÖL UND ERDGAS IN DEUTSCHLAND 2013). In der Bohrung Söhlingen Z 16 wurden in einer Tiefe von ca. 4.700 m in einer horizontalen Strecke von ca. 1.800 m, 9 Fracs erfolgreich ausgeführt. In Deutschland wurde der letzte Multifrac in der Bohrung Barth 11 in Mecklenburg Vorpommern in einer 1000 m langen Horizontalstrecke mit 10 Stages ausgeführt (CEP 2014). Hier soll ein Ölfeld in einer Tiefe von ca. 2.700 m durch die Multifractertechnik erschlossen werden (CEP 2014). Die Fracoperationen verliefen erfolgreich, wie mikroseismische Messungen und erste Testergebnisse anzeigen.

Die wichtigsten Entwicklungen in der Geschichte der Richtbohrtechnik sind nachfolgend zusammengefasst (JÜRGENS, 2011):

- 1873 erste Testläufe von Untertagebohrmotoren – erfolglos.
- 1891 erste Patentanmeldung für Ausrüstung, um eine vertikale Bohrung in die Horizontale abzulenken.
- 1920er Jahre erste Versuche mit mehrstufigen Bohrturbinen in den USA und Russland.
- Mitte der 1920er Jahre - erste abgelenkte Bohrungen mit Ablenkkeil z. B. Whipstock und einfacher Rotary-Bohrungsgarnitur, mit begrenzter Richtungskontrolle.
- 1929 erste magnetische „single und multishot“ Messsysteme zur Bestimmung der Neigung (Abweichung aus der Vertikalen) und der Richtung.
- 1950 in Russland werden ca. 80 % aller Bohrungen mit Turbinen abgeteuft. Erstellung erster horizontaler Bohrungen. In den späten 1950er Jahren wurden viele Turbinen auch in die USA und nach Europa verkauft und kamen hier für Richtbohrprojekte zum Einsatz.
- 1960 Dyna Drill (Christensen, Baker Hughes Inteq) entwickelt schnell drehende Untertageantriebe nach dem Verdrängerprinzip mit Bent Sub (starrer Neigungsübergang).

- 1968 Entwicklung des „steering tools“ (Sperry Sun), das am Kabel in den Bohrstrang eingebaut wurde. Dieser ermöglichte erstmals eine kontinuierliche Datenübertragung. Das Bohrgestänge konnte aber nicht gedreht werden.
- 1976 Navi Drill (Christensen/Norton) Untertagemotor mit Bent Sub. Mit der Entwicklung der Untertagebohrmotoren in Verbindung mit Neigungsübergängen war eine Steuerung und Kontrolle der Neigung und Richtung möglich.
- 1980iger erste Measuring while drilling (MWD) von der Firma ANADRILL.
- 1990iger Entwicklung der selbststeuernden Vertikalbohrsysteme im KTB Projekt als Vorläufer der heutigen Systeme.

Heutzutage werden beim Übergang von der Vertikalen in die Horizontale drei Bohrungstypen unterschieden (Tab. 5.1 und Abb.5.1).

Tab. 5.1: Systeme des Übergangs von vertikalen zu horizontalen Bohrungen.

Bohrungstyp	Neigungsaufbau	Radius (ft)
Long radius	2 bis 6° / 100 ft	3.000 bis 1.000
Medium radius	6 bis 35° / 100 ft	1.000 bis 160
Short radius	5 bis 10° / 3 ft	40 bis 20

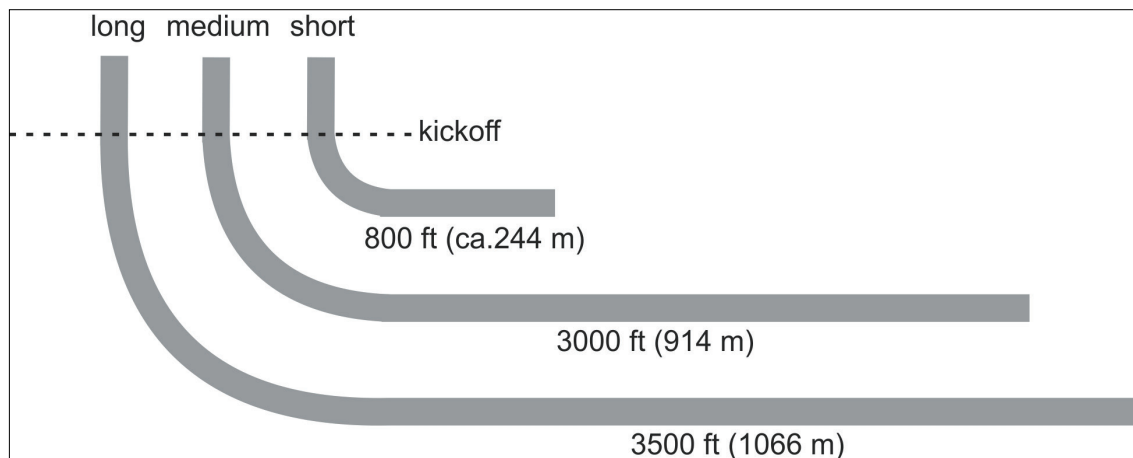


Abb. 5.1: Einteilung von Horizontalbohrungen (SPE 2013)

## 5.2 Richtbohrsysteme

In diesem Abschnitt sollen die aktuellen Entwicklungen im Bereich der „Steerable Motor Assemblies“ mit Untertagebohrmotor (Positive Displacement Mud Motors, PDM) in Verbindung mit Neigungsübergängen (Bent sub oder Benthousing) und die neuen selbststeuernden Systeme, wie z. B. die Rotary Steerable Systems (RSS) betrachtet werden. Zudem wird die Entwicklung der Datenübertragung angesprochen. Der Einsatz von älteren Methoden wie stabilisierten Garnituren (steife Garnitur oder Pendelgarnitur), von Keil-

systemen (Whipstock, Einsatz heute fast ausschließlich in verrohrten Bohrungen) soll in dieser Ausarbeitung nicht weiter betrachtet werden. Ebenso finden die Systeme mit Turbinen als Antriebseinheit der Bohrmeißel sowie der Einsatz von „Jetting Bits“, d. h. gerichtetes Bohren durch spezielle Einstellung der Düsen am Meißel, hier keine Berücksichtigung.

### 5.2.1 Untertagebohrmotor

Erste Einsätze von Richtbohrmischgarnituren mit Motor und Neigungsübergängen wurden in den späten 60igern erfolgreich ausgeführt. Hierbei zeigte sich der Einsatz von PDMs nach dem Moineau Prinzip (Verdrängerprinzip) als wesentlich effektiver als der Einsatz von Turbinen (MAURER et al. 1977), da mit diesem System höhere Momente übertragen werden können und die Umdrehungszahlen wesentlich geringer sind (Abb. 5.2). Lediglich beim Einsatz von Diamantwerkzeugen wurden zunächst noch Turbinen eingesetzt, da diese Werkzeuge hohe Drehzahlen benötigen. Durch Veränderung des Verhältnisses von Stator (in der Regel aus einem Elastomer) zu Rotor (gekröpfte Welle aus Edelstahl oder vergleichbar) kann die Drehzahl und das Drehmoment eingestellt werden, so dass heute auch hier zunehmend schnell laufende PDMs eingesetzt werden (Abb. 5.3)

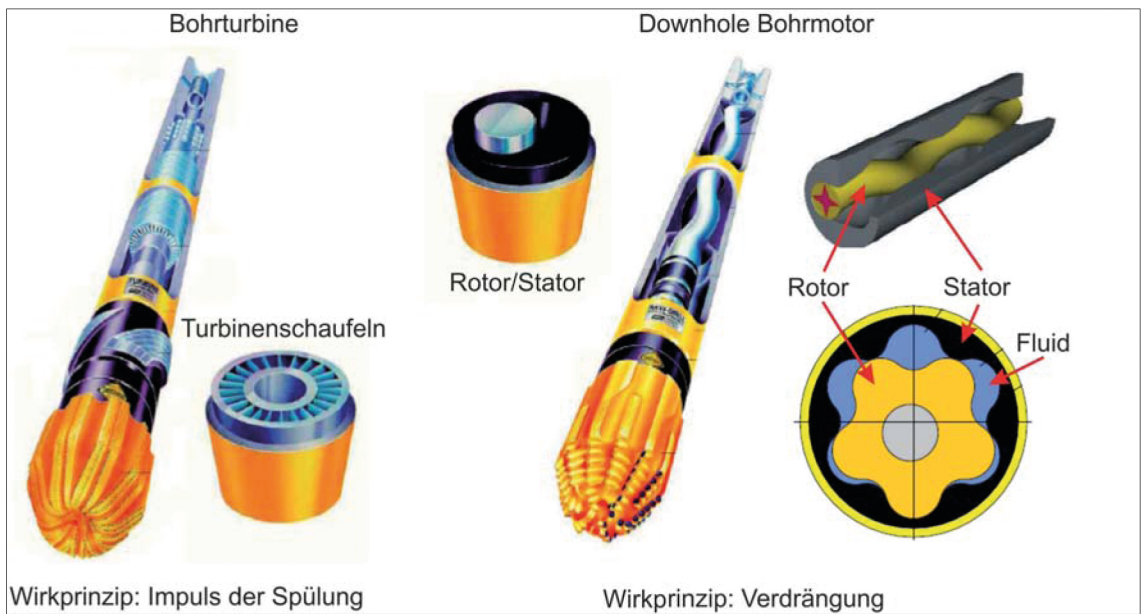


Abb. 5.2: Darstellung von Turbinen und Motoren als Untertageantrieb (modifiziert nach REICH et al. 2004).

Die Hauptschwachpunkte der Motoren waren und sind bis heute die Elastomere des Stators, da er hohen und vielseitigen Beanspruchungen standhalten muss. Neben der Temperatur sind die mechanische Beanspruchung, der Abrieb und die chemische Beanspruchung durch Materialien in der Spülung oder des Lagerstättenwassers für den Verschleiß verantwortlich. Als weiterer Schwachpunkt müssen die Drucklager der Antriebswelle angesehen werden, die einer hohen mechanischen Belastung durch die Auflast beim Bohren und Rückstoß vom Meißel bei Vibration, in Kombination mit hohen Temperaturen ausgesetzt sind.

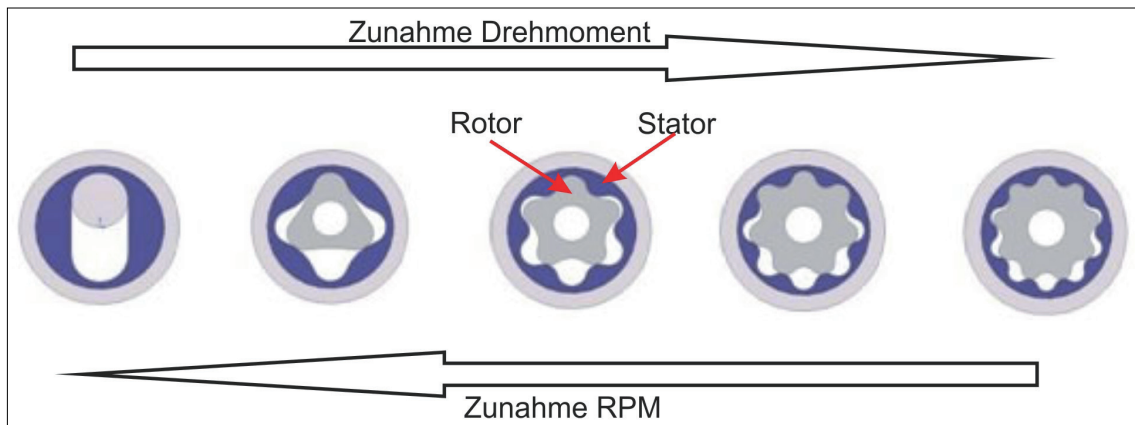


Abb. 5.3: Typische Rotor/Stator-Verhältnisse und die Auswirkung auf Drehzahl und Drehmoment (modifiziert nach DONGCHEN 2012). RPM: Drehzahl.

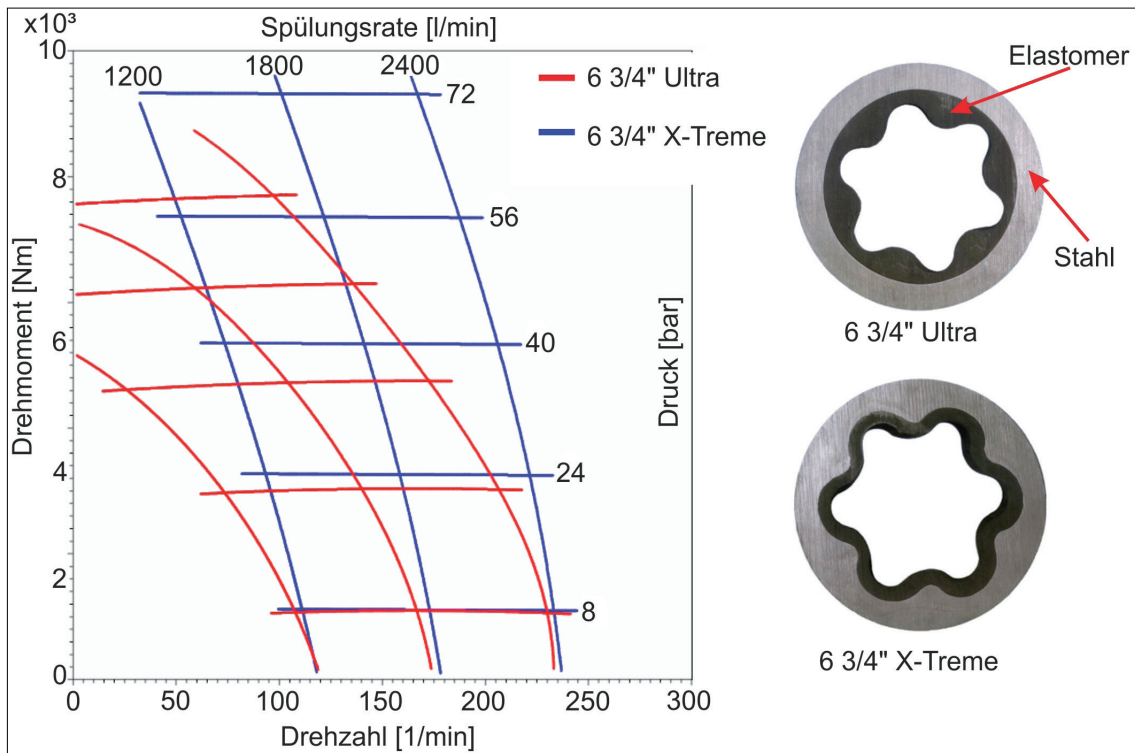


Abb. 5.4: Kennfeld von Ultra und X-treme Motoren. Der Ultra-Motor besteht aus einem Stahlrohr mit zylindrischem Innenrohr und unterschiedlich dickem Elastomer. Mittlere Betriebsdauer bis zum Versagen: 2.000 h. Der X-treme Motor besteht aus einem vorkonturiertem Stahlrohr, der in eine dünne äquidistante Elastomerschicht eingelassen ist. Mittlere Betriebsdauer bis zum Versagen 3.000 h (modifiziert nach KLUTH 2013).

Für Elastomere werden häufig Polyurethane als Grundsubstanz verwendet. Die genaue Zusammensetzung ist in der Regel herstellerspezifisch. Neben der Weiterentwicklung der Elastomermaterialien wurde auch die Form geändert. So wurde zum Beispiel bei der Firma Baker Hughes neben der Standard Form (glattes Innenrohr aus Stahl und konturierter Stator) das System dahingehend geändert, dass das Stahlrohr vorkonturiert wurde und das Elastomer nur noch als dünne Schicht aufgetragen wird (Abb. 5.4). Damit verringert



sich das Elastomermaterial und die temperaturbedingte und mechanische Belastung werden geringer. Dadurch konnte bei gleichen Außenabmessungen das übertragende Drehmoment deutlich verbessert und die Einsatzzeit erhöht werden.

Neben den Elastomeren sind auch die Lager ein entscheidender Punkt beim Antrieb von Untertagemotoren. Die eingesetzten Axialdrucklager müssen für die Einsatzdrehzahl geeignet sein, eine hohe Temperaturstabilität haben und hohe Drehmomente übertragen können, um eine hohe Laufleistung des Motors zu gewährleisten. Für große Durchmesser werden in der Regel mehrstufige Kugellager eingesetzt, für kleinere Motoren mit Hartmetall oder Diamant beschichtete Gleitlager. Um seitliche Querkräfte, verursacht durch die Antriebswelle, aufzufangen, werden metallische oder nichtmetallische Radiallager unterhalb und oberhalb der Gleitlager eingebaut (Abb. 5.5).

Um eine bessere Kühlung zu erreichen, wird bei einigen Lagern ein Teil des Spülungsstroms über eine Drossel über die Lager geführt. Die „Läufer“ werden zunehmend mit Wolframkarbid und/oder polykristallinen Diamanten beschichtet, um eine längere Laufzeit zu erreichen. Eine Neuentwicklung sind hydrodynamische Axiallager mit Federelementen (Abb. 5.5).

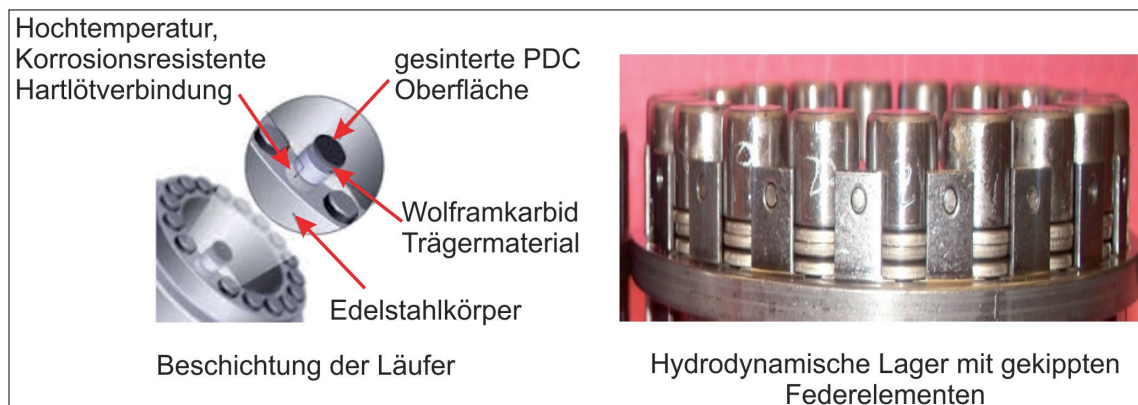


Abb. 5.5: Moderne Axialdrucklager für Untertageantriebe (modifiziert nach IDe 2011).

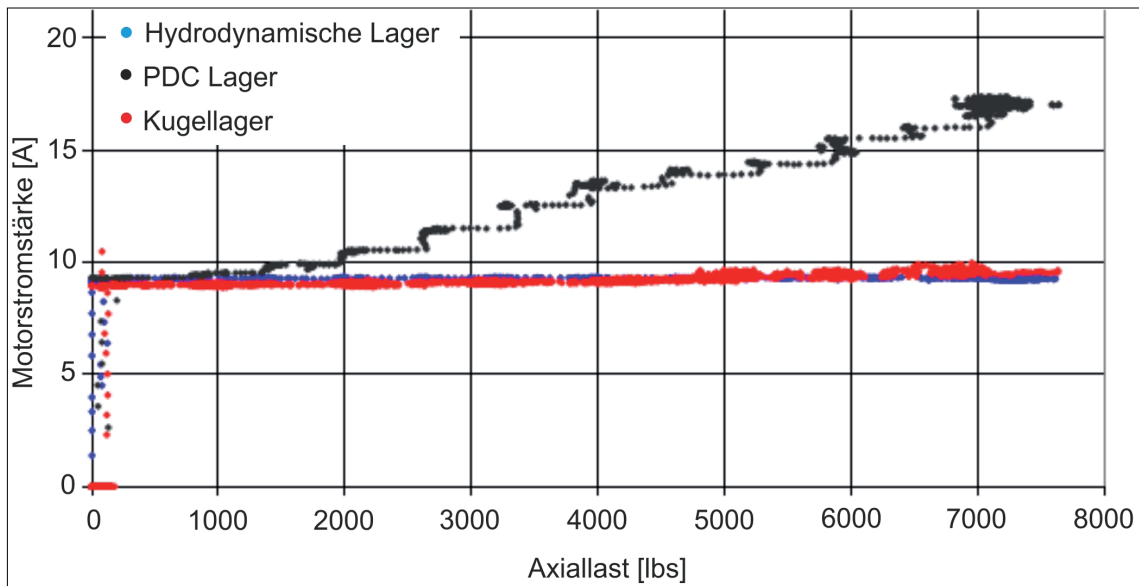


Abb. 5.6: Vergleich der Belastungen neuer hydrodynamischer Lager (blau) zu Standard Gleit- und Kugellager unter Laborbedingungen. ( $T=65^{\circ}\text{C}$ ; Last 3100 dN; 1.000 UPM für PDC- und Hydrodynamische Lager, 150 UPM für Kugellager). Darstellung modifiziert nach IöE (2011).

Kugel- (Ball) und hydrodynamische Lager haben vergleichbare Reibbeiwerte, wobei die hydrodynamischen Lager einen deutlich geringeren Verschleiß im Laborversuch zeigten (Abb. 5.6). Zudem sind hydrodynamische Lager geeignet, höheren Drehzahlen standzuhalten und höhere Drehmomente auf den Meißel zu übertragen. Somit können größere Bohrfortschritte und Standzeiten erzielt werden. Es sind jedoch weitere Entwicklungsarbeiten notwendig, speziell für Langsamläufer, um diese Lager auch für große Meißeldurchmesser einsetzen zu können.

PDC-beschichtete Gleitlager können im Gegensatz dazu hohe axiale Lasten übertragen und haben eine höhere Temperaturstabilität bei geringem Verschleiß und somit längere Laufzeiten. Allerdings kann nur ein geringes Drehmoment übertragen werden. Feldtests mit den neuen Lagerkonstruktionen wurden ausgeführt. Die Ergebnisse sind noch nicht veröffentlicht.

Die Einsatzgrenzen von Richtbohrsystemen werden maßgeblich durch die Untertagebohrmotoren bestimmt. Die üblicherweise eingesetzten Elastomere für die Statoren haben eine Einsatztemperatur von ca.  $120^{\circ}\text{C}$ . Unter Einsatz von Hochtemperaturlastomeren zusammen mit vorgeformtem (konturiertem) Stator wie z. B. in der Motorserie X-treme der Firma Baker Hughes oder GeoForce der Firma Halliburton können längere Standzeiten auch bei Einsatztemperaturen von über  $150^{\circ}\text{C}$  erreicht werden. Neben der Temperaturbegrenzung ist aber auch der Einfluss des Umgebungsdrucks für den Einsatz zu beachten. Hohe Drücke können Dichtungen, die das Eindringen von Fluiden in den Motor verhindern, schädigen. Als Einsatzgrenzen für Standardmotoren werden heute ca. 30.000 psi (206 MPa)

angegeben. In der Entwicklungsphase sind Motoren mit einer Druckbegrenzung von 35.000 psi (241 MPa) (BAKER HUGHES 2010).

Die maximal zulässigen Temperaturen für Untertagemotoren der Fa. Baker Hughes sind in Tab. 5.2 aufgeführt.

Tab. 5.2: Auslegungstemperaturen von Untertagebohrmotoren der Fa. Baker Hughes. HTHP: Hochtemperatur, Hochdruck.

Motortyp	Standard	HTHP-Variante	Im Test
Standard	130° C	160° C	175° C
vorkonturiert	160° C	190° C	200° C

### 5.2.2 Rotary Steerable Systems

Zunächst waren, wie zuvor erwähnt, Systeme mit Untertagebohrmotor und Neigungsübergang im Einsatz (Bent Sub, Benthousing). Der Nachteil der konventionellen Richtbohrsysteme mit Untertagebohrmotor und Bent Sub oder Benthousing ist bis heute, dass im Richtmodus der Bohrstrang nicht gedreht werden darf. Ein stehender Bohrstrang bzw. ein Bohrstrang, der nicht gedreht wird, verursacht einen höheren Reibungswiderstand, d. h. weniger Last steht für den Meißel und den Bohrfortschritt zur Verfügung. Daneben ist der Bohrkleinaustrag geringer und die Gefahr durch „Differential Sticking“ fest zu werden deutlich größer. Der Wechsel zwischen dem Richten – stehendes Bohrgestänge – und Bohren – drehendes Bohrgestänge – ohne Richten, verursacht zudem einen wellenförmigen Bohrlochverlauf (Abb. 5.7), der vor allem bei langen horizontalen Strecken zu einem erhöhten Verschleiß an der Ausrüstung führt und für weitere Arbeiten in der Bohrung nachteilig ist (Rohreinbau, Zementation, Bohrlochmessungen usw.).

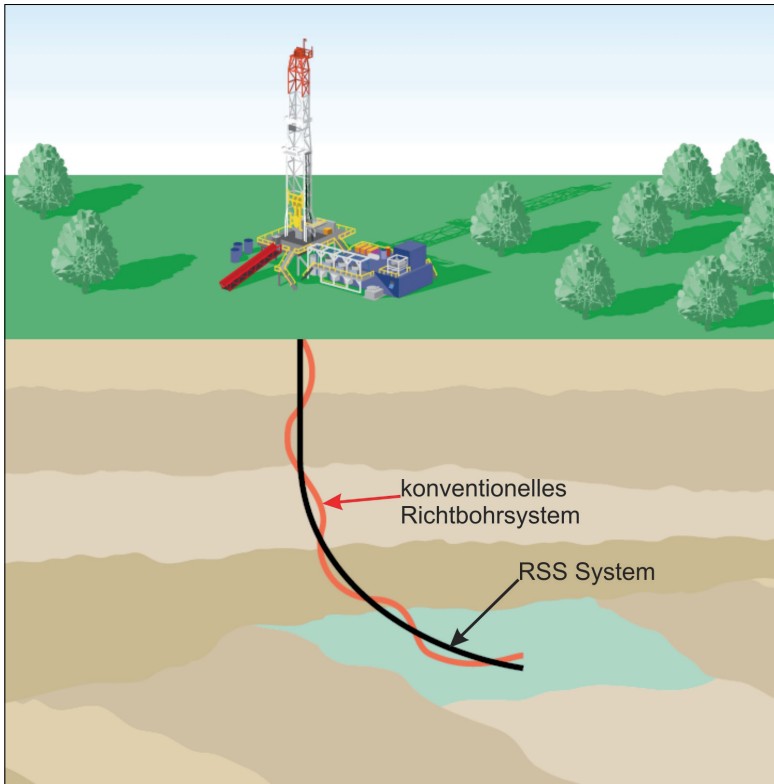


Abb. 5.7: Bohrungsverlauf: rot konventionell mit Motor und Benthousing, schwarz mit RSS System (modifiziert nach DOWNTON et al. 2000).

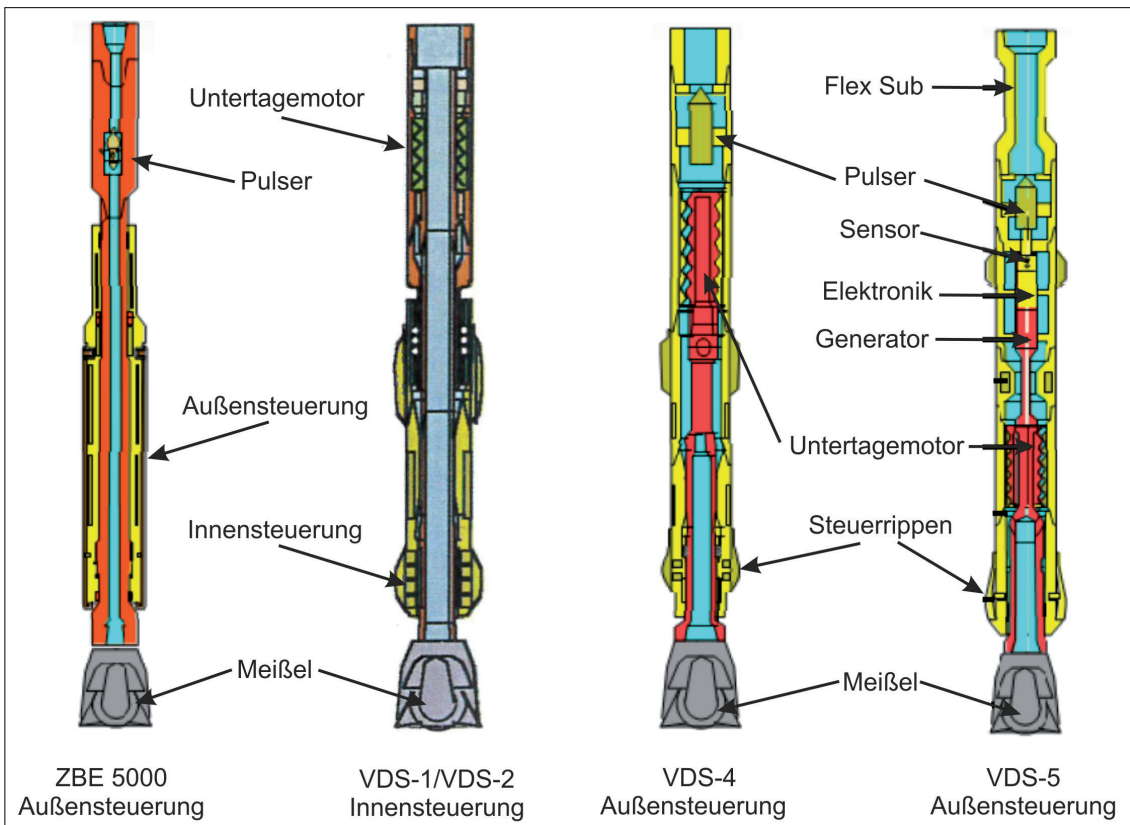


Abb. 5.8: Entwicklung der Vertikalbohrsysteme bei der KTB (modifiziert nach ENGESER (1996), JÜRGENS (2011))

Aus diesen Gründen wurde bei der Weiterentwicklung, die Möglichkeit bei drehendem Bohrgestänge zu richten als wichtige Voraussetzung betrachtet. In den späten 1990igern wurden erste Systeme mit drehendem Bohrstrang eingesetzt.

Vorläufer der heutigen selbststeuernden Systeme waren die während der KTB Forschungsbohrung (Kontinentales Tiefbohrprogramm der Bundesrepublik Deutschland) entwickelten Vertikalbohrsysteme, die erstmalig eine Steuerung vor Ort möglich machten. Hierbei wurde erstmalig ein System über ansteuerbare Kolben, die als Innensteuerung auf die Antriebswelle oder als Außensteuerung auf außen montierte Kufen wirkten, von über Tage gesteuert, um eine vertikale Bohrung zu erhalten (Abb. 5.8). Der Nachteil dieser Systeme war aber, dass im Steuermodus das Bohrgestänge ebenfalls nicht gedreht werden durfte.

Die „Rotary steerable systems“ erlauben ein kontinuierliches Drehen des Bohrstranges während der Steuerung des Meißels (Abb. 5.9). Dadurch werden die Reibungsverluste herabgesetzt, wodurch ein besserer Bohrfortschritt erzielt wird. Zudem wird die Bohrlochsohlenreinigung verbessert und die Bohrlochwand ist glatter (WILLIAMS 1997).

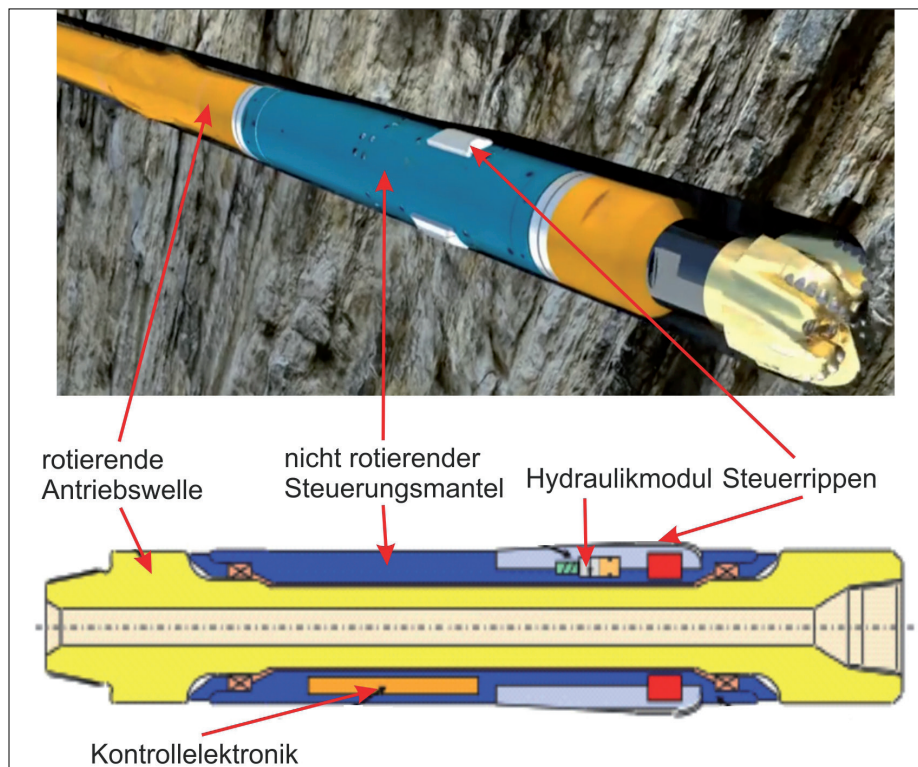


Abb. 5.9: Hauptkomponenten eines RSS Einheit (modifiziert nach LENTSCH et al. 2012)

Generell unterscheidet man heute zwei Konzepte des RSS – „Point the bit“ und „Push the bit“. Das „Point the bit“ Konzept arbeitet nach einem ähnlichen Prinzip wie das Benthousing-Motor-System. Im RSS ist das Benthousing in dem Rohrkörper eingebaut und kann während der Bohrstrangrotation in die gewünschte Richtung verstellt werden. Bei

diesem Konzept können Bohrmeißel mit langer Räumkante eingesetzt werden, wodurch die Neigung ein spiralförmiges Bohrloch zu bohren, reduziert wird und die Bohrung einen geraderen Verlauf nimmt. Es gibt drei Hauptsysteme den Meißel zu steuern.

- Eine im nicht rotierendem Gehäuse eingebaute flexible Antriebswelle (Abb. 5.10) (SUGIURA 2008). Die Steuerung kann z. B. über zwei exzentrisch eingebaute Nocken in einem konzentrischen Gehäuse erfolgen oder über hydraulisch betätigte Kolben.

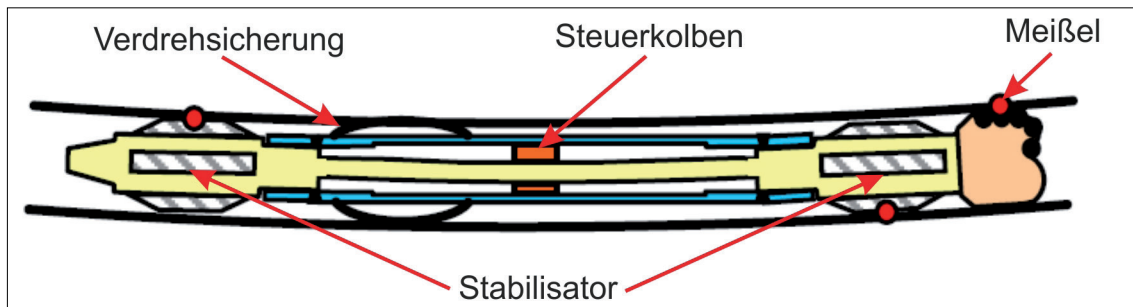


Abb. 5.10: RSS mit nicht rotierendem Gehäuse mit eingebauter flexibler Antriebswelle (modifiziert nach SUGIURA 2008)

- Einbau einer geostationären Welle mit vorher festgelegtem Neigungswinkel in einem rotierenden Gehäuse (Abb. 5.11). Die Steuerung kann z. B. über Elektromotoren erfolgen, die die Welle geostationär gegenüber dem Erdmagnetfeld oder dem Erdschwerefeld halten (SUGIURA 2008).

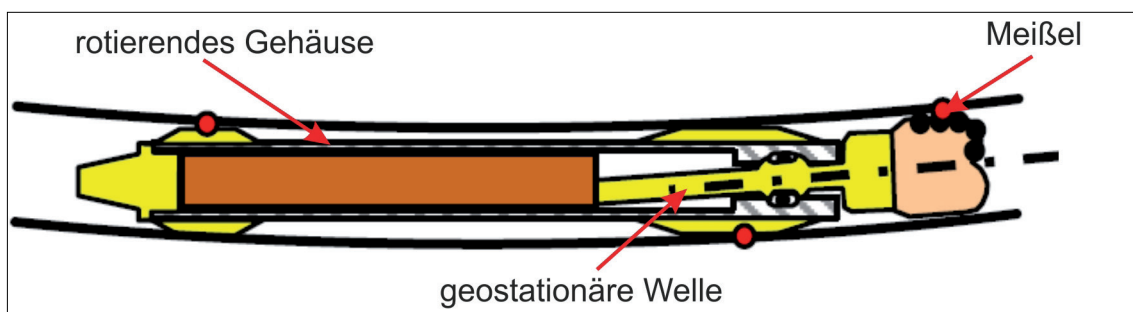


Abb. 5.11: RSS mit geostationärer Welle mit vorher festgelegtem Neigungswinkel (modifiziert nach SUGIURA 2008).

- Aufbau eines nicht drehenden Außenkäfigs auf das Grundgehäuse mit drei „Kufen“, die die Ablenkung steuern (Abb. 5.12). Das System ist geometrisch in der Bohrung eingespannt mit einer Vollmaßstabilisierung als Ablenkpunkt direkt hinter dem Bohrmeißel (SUGIURA 2008).

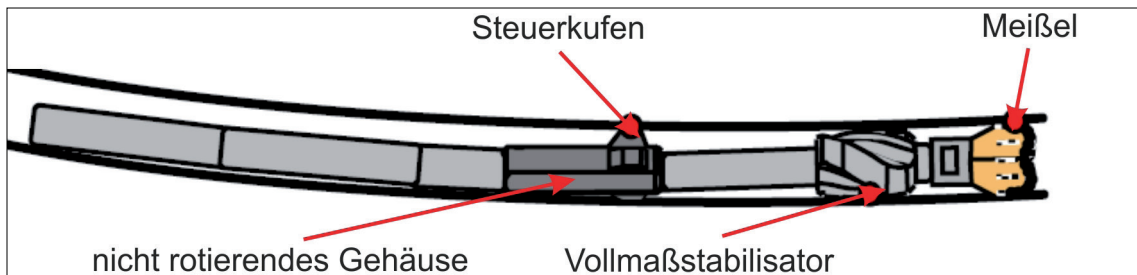


Abb. 5.12: RSS mit nicht drehendem Außenkäfig auf dem Grundgehäuse mit drei „Kufen“, die die Ablenkung steuern (modifiziert nach SUGIURA 2008).

Bei dem „Push the bit“ Konzept wird eine Seitenkraft auf den Meißel aufgebracht und dieser an die Bohrlochwand gedrückt, um die gewünschte Ablenkung zu erzielen (Abb. 5.13). Die Kraft kann entweder durch hydraulisch betätigte Kolben (pads) oder durch die Positionierung der Anlagepunkte in der BHA entsprechend der Bohrlochgeometrie aufgebracht werden.

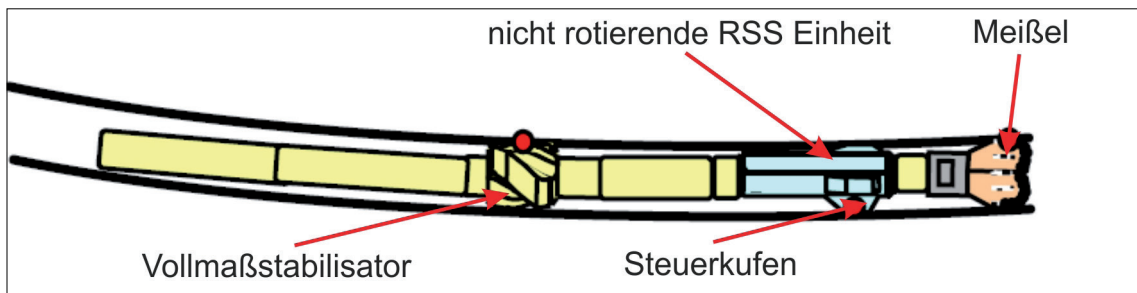


Abb. 5.13: RSS mit „Push the bit-system“ mit drei Anlagepunkten und nicht rotierendem Steuerteil (modifiziert nach SUGIURA 2008).

Die Bezeichnungen für die beiden RSS-Konzepte sind etwas irreführend, denn beide Systeme benötigen eine Seitenkraft am Meißel, um die Ablenkung zu ermöglichen. Mit beiden Systemen lassen sich Aufbauraten von ca. 6 bis 8°/100 ft in einem 8 1/2“ Bohrloch erreichen.

### 5.3 Datenübertragung

Eine Grundvoraussetzung für den Einsatz von Richtbohrsystemen ist die kontinuierliche Datenübertragung sowohl für die Kontrolle der Bohrung bzw. des Bohrlochverlaufs als auch für die Steuerung des Richtbohrsystems.

Die ersten Entwicklungen waren die Single- und Multishot Systeme. Diese Messsysteme wurden in den Bohrstrang eingeworfen oder am Draht eingebaut und mussten zum Auslesen wieder gezogen werden. Es sind Memory-Geräte, die nur eine Momentaufnahme erfassen und nur nach Ausbau der Messsonde die Information über den Bohrungsverlauf liefern. Mit der Entwicklung der „Steering tools“ – eingebaut am Kabel und kontinuierliche Datenübertragung über das Kabel – war es möglich, die Daten kontinuierlich zu erfassen.

Der Nachteil war dabei, dass durch den Einbau eines Kabels in den Bohrstrang beim Nachsetzen des Bohrgestänges viel Zeit für die Handhabung des Kabels notwendig war und es häufig zu einer Beschädigung des Kabels mit Ausfall der Datenübertragung kam. Zudem konnte in den ersten Versionen der Strang nicht gedreht werden.

Mit der Weiterentwicklung der „Mud pulse“-Telemetrie (erstes Patent schon 1929) Mitte der 70iger Jahre wurde die Datenübertragung besser. Bei dieser Technologie werden die Daten in Druckpulse umgewandelt und über die Bohrspülung übertragen. Diese Pulse werden über Tage mit einem Empfänger aufgefangen und in digitale Daten rückgewandelt. Diese Methodik ist die heute am häufigsten verbreitete Technik zur Datenübertragung.

Es gibt verschiedene Übertragungsarten

- Positive Pulse Druckerhöhung
- Negative Pulse Druckabfall
- Kontinuierliche Welle – sinusförmiger Druckverlauf

Die heute üblichen Measuring While Drilling-Systeme (MWD Systeme) sind in der Untertageausrüstung integriert und machen eine kontinuierliche Datenübertragung möglich. Durch eine integrierte Elektronikeinheit können über diese Systeme auch „Befehle“ an die Untertagesteuereinheit übertragen werden. Somit ist eine Steuerung vor Ort durch den Richtbohringenieur von Untertage möglich. Moderne Systeme steuern direkt durch in das Werkzeug eingebaute elektronische Bauteile. Ein Nachteil des Systems ist die geringe Datenmenge und dass das System nur bei Spülungszirkulation arbeiten kann. Es ist auch nicht einsetzbar bei Schaumspülung, „Underbalanced drilling“ oder Gasspülung.

Eine andere Methode ist die Elektromagnetische Datenübertragung (EMT). Das elektromagnetische Telemetrie-System sendet codierte Daten über niederfrequente, elektromagnetische Wellen (2 – 15 Hertz) aus. Das Signal wird von dem Bohrlochwerkzeug durch das Bohrgestänge zur Erde übertragen und an der Oberfläche als ein sehr niedriges Spannungspotenzial zwischen dem Bohrloch und einer Empfänger-Elektrode aufgefangen. Dabei handelt es sich ebenfalls um eine „Zwei-Weg-Datenübertragung“, d. h. es können Daten von der Oberfläche ins Bohrloch und vom Bohrloch zur Oberfläche gesendet werden. Das EMT System hat viele Vorteile gegenüber dem „mud pulse“-System:

- unabhängig vom Flüssigkeitsfluss
- keine Einschränkung durch verlorene Flüssigkeit
- Batteriebetrieb
- keine beweglichen Teile
- höhere Datendichte zur Steuerung des Systems Untertage



Der Nachteil ist, dass das Signal mit zunehmender Teufe und elektrischen Widerstand der Gesteinsschichten schlechter wird. Zur Verbesserung der Übertragung kann ein Verstärker in den Bohrstrang eingebaut werden.

Das „Wired drill pipe“-System benutzt Datenleitungen, welche in das Rohr eingearbeitet sind (Koaxial- und Induktionskabel). Die Datenübertragung erfolgt durch ein Wechselspannungssignal. Zur Übertragung von Bohrstange zu Bohrstange werden Induktionskabel genutzt, so dass eine direkte Kabelverbindung hierüber nicht notwendig ist.

Es handelt sich dabei um ein Zwei-Wege-Datenübertragungssystem zwischen dem Bohrsystem und der Oberfläche, das große Datenmengen (über 100.000 bit/s) sehr schnell übertragen kann. Die Übertragung ist unabhängig vom Spülungsstrom. Die Signalstärke geht in den Verbindern herunter, daher ist alle ca. 500 m ein batteriebetriebener Verstärker im Strang eingebaut. Dies ermöglicht aber zusätzlich den Einbau von Messaufnehmern im Strang z. B. zur Dichtemessung (Bohrkleinaustrag), Vibration usw. über eine längere Bohrlochstrecke bis hin zum gesamten Bohrloch.

Die hohen Anschaffungskosten und Anfälligkeit gegen mechanische Beschädigungen machen das „Wired drill pipe“-System zur Zeit noch nicht wirtschaftlich. Feldversuche, vor allem im Offshore Bereich, wurden aber schon erfolgreich ausgeführt. In der Zukunft ist zu erwarten, dass „Wired drill pipe“ – Systeme aufgrund der Vorzüge im erheblichen Umfang eingesetzt werden. Im Rahmen der in Kapitel 3 dargestellten bohrtechnischen Untersuchung des Multirisskonzepts wurde das „Standardverfahren“ der Mud-pulse-Telemetrie für die Richtbohrarbeiten zugrunde gelegt.

#### **5.4 Zusammenfassung**

Mit den Rotary Steerable Systemen wurden insbesondere in langen abgelenkten bis hin zu horizontalen Bohrungen große Fortschritte gemacht. Neben den längeren Standzeiten der Systeme auf Grund geringerer Materialbelastungen konnten größere Bohrfortschritte durch bessere Lastübertragung auf den Meißel erzielt werden. Dazu beigetragen hat auch der bessere Bohrkleinaustrag durch das drehende Bohrgestänge und die damit verbundene Verwirbelung und Beschleunigung des Spülungsstroms, die zudem die Gefahr des Festwerdens herabsetzt. Auf Grund des besseren Neigungsaufbaus und damit geringerer Bohrradien können längere horizontale Strecken bei vergleichbarer Bohrlochlänge erreicht werden. Zudem ist der Bohrlochverlauf glatter, was sich neben dem geringeren Verschleiß an der BHA auch bei späteren Arbeiten, wie Bohrlochmessungen, Rohreinbau und Zementation als vorteilhaft erweist. Rotary Steerable-Systeme haben sich bereits in harten Formationen bewährt, wie zum Beispiel in Granitbohrungen in Vietnam (Abb. 5.14).

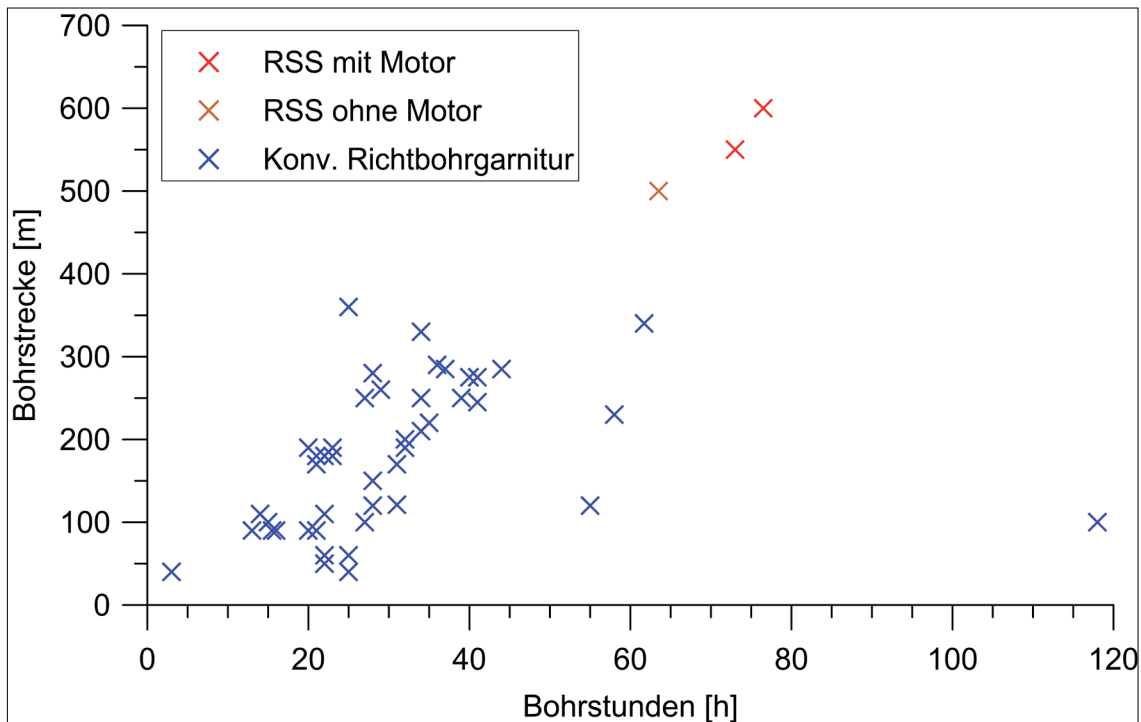


Abb. 5.14: Vergleich der Einsatzzeiten und Bohrlängen von konventionellen Richtbohrsystemen und RSS mit Motor (Type A) und ohne Motor (Type B) – Ölbohrungen im Granit in Vietnam (modifiziert nach MOHAMED et al. 2009).

In der Entwicklung neuer Richtbohrsysteme ist noch ein großes Optimierungspotenzial vorhanden. Dies gilt insbesondere für den Bereich der Datenübertragung und der Temperaturstabilität der Motoren.

Nach heutigem Stand der Technik und Entwicklung sollten abgelenkte oder horizontale Bohrungen im Kristallin (Granit) mit einem modernen Richtbohrsystem, wie das Rotary Steerable System (RSS), gebohrt werden. Hiermit ist es möglich, die Bohrung mit hoher Präzision und, aufgrund des glatten Bohrungsverlaufs, mit geringer Rohrreibung zu bohren. Speziell für den Einbau der Verrohrungen über lange horizontale Strecken sind diese Aspekte von großer Bedeutung. Erfahrungen mit RSS in tiefen Geothermiebohrungen im kristallinen Gestein liegen allerdings bisher nicht vor.

## 6 Zementation von Horizontalbohrungen

Für die Erzeugung von Rissen in kontrollierten Abständen und Positionen, ist es von Vorteil, die Horizontalsektion zu verrohren und zu zementieren. Eine gute Dichtigkeit und Anbindung der Zementation ist hierfür nötig. Dabei werden besonders in Hochtemperaturbereichen, wie in der Anwendung für die Geothermie, hohe Ansprüche an Haltbarkeit und Verarbeitungsfähigkeit des Zementes gestellt.

### 6.1 Spülungsverdrängung und Verlustzonen

Um eine sichere und möglichst vollständige Zementation zu gewährleisten, dürfen in der zu zementierenden Sektion keine Rückstände der Bohrspülung verbleiben. Ein gegebenenfalls bestehender Filterkuchen an der Bohrlochwand sollte vor der Zementation entfernt werden, damit eine gute Verbindung zwischen Zement und Gestein erzielt werden kann. Die Bohrlochwand, speziell im abgelenkten und horizontalen Bereich, sollte möglichst glatt sein, um die Verdrängung der Spülung von eventuell noch vorhandenem Bohrklein zu erleichtern. Hohe Spülraten vor der Zementation sind hilfreich für eine möglichst gute Reinigung der Horizontalbohrstrecke. So trugen hohe Fließraten bei der Spülungszirkulation und anschließenden Zementation von 950 bis 1.400 l/min im Wytch-Farm-Projekt zu einer guten Zementation erheblich bei (McPHERSON 2001). Allerdings ist dabei zu beachten, dass der Fracdruck nicht überschritten wird. So musste in der Bohrung M 11 bei einer Horizontalstrecke von 10.000 m die Zirkulationsrate auf ca. 700 l/min herabgesetzt werden, da auf Grund der Druckverluste in dieser langen Strecke die ECD (Equivalent Circulation Density) zu groß wurde.

Als trennendes Medium zwischen der vorhandenen Spülung und dem Zement sowie der Nachpumpflüssigkeit haben sich sogenannte „Spacer“ – hochviskose Spülungsspillen – bewährt. Der Spacer schiebt Spülungsreste vor sich aus dem Ringraum (Annulus) zwischen Verrohrung und Bohrlochwand her und entfernt den Filterkuchen (LUMMER et al. 2014). Bei kleineren Rohrdurchmessern können zusätzlich Kunststoff- bzw. Hartgummistopfen eingesetzt werden. Sogenannte „Scraper“ (Stahlbürsten) an den Rohren können in Verbindung mit einer Rotation zur Beseitigung des Filterkuchens beitragen. Im kristallinen Gestein ist jedoch die Problematik der Beseitigung eines Filterkuchens weniger relevant, da sich aufgrund der geringen Permeabilität des Gesteins kaum ein Filterkuchen aufbauen kann.

Eine spezielle technische Herausforderung bei der Zementation im Granit kann die Existenz von Klüften und Störungen als mögliche Verlustzonen (Abflusszonen) darstellen. So traten in den Bohrungen im Soultz-Projekt teilweise starke Spülungsverluste auf - insbesondere in Bohrung GPK 3. Als Konsequenz hieraus wurden in der nachfolgenden Bohrung (GPK 4) in den erkannten Verlustzonen im Vorfeld zwei Verstopfungs-Zement-Pillen verpumpt

(GANDY 2004). Damit konnten Verluste bei der Rohrzedimentation vermieden werden. Zur Vermeidung von Verlusten trug die Zugabe von Flugasche bei. Im Soultz-Projekt musste der Einsatz von Portlandzementen auf Grund der hohen Temperaturen und der damit verbundenen schnellen Abbindezeit eingeschränkt werden, da der Zement frühzeitig schon in der Verrohrung hart wurde (BAUMGÄRTNER et al. 2005). Nach diversen Laborversuchen wurde der Portlandzement durch Hochofenzement ersetzt. In Soultz verursachte zudem die hohe Konzentration von Magnesiumchlorid im Formationswasser Probleme bei der Zementation. Die Zementrezeptur musste hier entsprechend an die Zusammensetzung des Formationswassers angepasst werden.

## 6.2 Vermeidung von Kanalbildung

Für die Vermeidung von Fließwegen (Kanälen) im zu zementierenden Abschnitt ist die geeignete Zementrezeptur wichtig. Die grundsätzliche Zusammensetzung der Zementbrühe bei horizontalen Bohrungen unterscheidet sich kaum von der in geneigten Bohrungen (MATSON 1990, BROWN et al. 1986). Wesentliche Bestandteile sind gewöhnlich Portlandzemente, Silikate zur Erreichung der Festigkeitswerte bei Temperaturen über 110° C sowie Bentonit zur Verringerung der Dichte und der Druckfestigkeit. Die wichtigsten zu überwachenden Parameter sind die Wasserabgabe (freies Wasser), die Wasserabgabe in die Formation (Filtration), die Entwicklung der Gelstärke und der Gaseintrag, d. h. wie viel Gas nimmt die Zementbrühe aus der Formation auf. Vor allem kann die Wasserabgabe zu einer Kanalbildung auf der Oberseite der horizontalen Strecke und somit zu einer nicht dichten Zementation führen. Eine Untersuchung bei Elf Aquitaine zusammen mit dem Institut Français du Pétrole (IFE) ergab bei nur 0,2 % freiem Wasser eine Kanalbildung von 0,4" (10 mm) Mächtigkeit oberhalb eines 7" Liners in einem 10" Bohrloch (BROWN et al. 1986). Besonders bei langen horizontalen Strecken tritt dieses Problem auf, da hier auf Grund der langen Pumpzeit die Zementbrühe lange der hohen Temperatur ausgesetzt ist. Um ein zu frühes Abbinden zu vermeiden, wird daher mehr Verzögerer zugegeben. Damit verlängert sich aber auch die Zeit in der freies Wasser austreten und Feststoffe aus der Zementbrühe sedimentieren können (McPHERSON 2001). Eine umfangreiche Untersuchung der Zementbrühe im Labor ist vorab dringend notwendig. Besonders das Verhalten der Additive bei hohen Druck- und Temperaturbedingungen ist zu untersuchen. Die heute tätigen Serviceunternehmen verfügen über umfangreiche Simulationsprogramme für diese Untersuchungen.

Für Hochtemperatureinsätze stehen heute spezielle Zemente zur Verfügung. So wird für den Zement „ThermaStone“ der Firma Schlumberger eine Temperaturbeständigkeit von 350° C angegeben (SCHLUMBERGER 2011). Die Volumenausdehnung ist mit etwa 2 % ähnlich hoch wie die von Stahl, sodass die Gefahr der Rissbildung auf Grund von unterschiedlichem Dehnungsverhalten minimiert wird.

Ein kaliberhaltiges Bohrloch erlaubt eine gute Zentrierung der Verrohrung als Basis für eine gute Zementation. Die heutigen selbststeuernden Systeme wie das RSS (siehe Kap. 5) tragen zu einem gleichmäßigen und geradlinigen Bohrungsverlauf bei (BROWN et al. 1986). Speziell für die Zentrierung der Rohre und die Zementation der Horizontalbohrstrecke ist dies von erheblichem Vorteil. Auf Grund der Schwerkraft liegen die Rohre in der Horizontalstrecke auf der „Unterseite“ der Bohrung. Mittels Zentrierer („Centralizer“) kann grundsätzlich eine Zentrierung der Rohre erreicht werden (Abb. 6.1). In einer Horizontalbohrung muss jedoch ein deutlich größerer Aufwand für die Zentrierung betrieben werden als in einer vertikalen Bohrung. Zwei Grundsysteme für Zentrierer werden heute eingesetzt: mit federbesetzten Rippen („Bow spring“) für weniger kaliberhaltige Bohrungen oder mit starren Rippen (rigid) für kaliberhaltige Bohrungen. Zusätzlich können auch Zentrierer mit „Pads“ („Friction reducer pad/ultra-low friction buttons“) oder Rollen zur Reibungsminimierung eingesetzt werden. Dies führt zu einer besseren Rotationsfähigkeit der Verrohrung im Bohrloch.

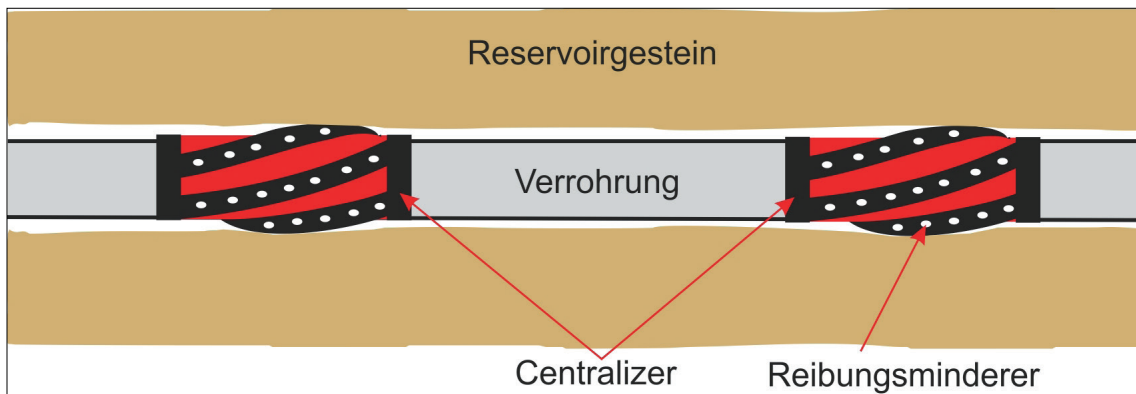


Abb. 6.1: Schematische Darstellung eines Zentrierers, der gleichzeitig der Reibungsminderung dient.

Bei der Zementation bildet sich in der Horizontalbohrstrecke ein Zementmantel mit unterschiedlicher Mächtigkeit um den Liner. Der Einsatz einer Zementbrühe mit geringer Dichte unterstützt die Verdrängung der Spülung, da damit die Last in der Verrohrung geringer wird. Die Rohre, die während der Zementation mit flüssigem Zement gefüllt sind, können besser zentriert werden und drücken weniger in die umgebende Formation. Die Verwendung von relativ leichter Spülung als Nachpumpmenge für die Verdrängung des Zementes in den Ringraum erhöht ebenfalls den Effekt des Auftriebs und ist hilfreich für die Zentrierung (BROWN et al. 1986). Die erwähnten Maßnahmen bergen aber auch die Gefahr der Schädigung der Rohre oder der Bohrlochwand und können den Rohreinbau und die Zementation gefährden. Die Entscheidung ist also abhängig von der Art der Verrohrung, des umgebenden Gesteins sowie der Bohranlage. Das Bewegen der Rohre – Rotation oder Pendelbewegungen – während der Zementation und auch schon während der Spülphase unterstützen den Austrag der Spülung und den Reinigungseffekt und verbessern die Zementationsqualität (JUNG & SPERBER 2009). Durch Bewegung und speziell durch Rotation wird der Zement nach dem Austreten aus dem Rohrschuh über der Bohrlochsohle besser um den Liner herum verteilt. Es wird verhindert, dass sich Taschen und Kanäle bilden, die

eine spätere hydraulische Durchlässigkeit ermöglichen. Die auftretende Reibung zwischen Verrohrung und dem anstehenden Gebirge ist für den Einbau der Verrohrung und die Möglichkeit der Rotation von großer Bedeutung. Die bei der Rotation der Verrohrung im Kontakt mit dem austretenden Zement entstehenden Reibungskräfte erhöhen das benötigte Drehmoment am Antrieb der Bohranlage (Top Drive). Je nach Bohranlage sind diese Drehmomente nicht umsetzbar bzw. es besteht die Gefahr, dass die Verrohrung oder das Bohrgestänge abscheren (brechen). Die Möglichkeit der Rotation steht in Konkurrenz zur Länge der Horizontalstrecke und dem Durchmesser der Verrohrung. Je länger die Strecke ist, desto schlechter lässt sich die Verrohrung rotieren.

Obwohl man weiß, dass die Bewegung der Rohre die beste Methode für eine gute Zementation ist, wurde dies bisher nur in ca. 10% der Fälle umgesetzt (HOLFT et al. 2013). Im Sedimentgestein versucht man die mittlerweile erprobte Technik des „Casingbohrens“ für eine dynamische Zementation zu nutzen. Hier wird die Verrohrung selbst zum Bohren benutzt, indem ein entsprechendes Bohrwerkzeug unterhalb an der Verrohrung angebracht wird. Während der anschließenden Zementation bewegt man die Rohre, bis der Zement beginnt abzubinden. Dadurch kann man einen optimalen Verdrängungsprozess „Spülung-Zement“ und eine gute Zementation erreichen. Wichtig für die Entwicklung des Casingbohrens war die Umstellung bzw. die Weiterentwicklung der Rohrhersteller. Es sind jetzt Rohre mit Verbindern verfügbar, die große Drehmomente übertragen können. Damit ist das „Casing-Drilling“ erst möglich geworden. Im Hartgestein ist das Casingbohren bisher aber keine Alternative.

In Variante 2 der vorgestellten bohrtechnischen Studie (siehe Kapitel 3) sind für den Rohreinbau bereits sehr hohe Drehmomente notwendig, die an der Grenze der Belastung für die Bohranlage oder das Bohrgestänge liegen. Die Rotation der Verrohrung während der Zementation ist in dieser Variante, auch unter Einsatz von reibungsmindernden Zentrierungen, vermutlich ausgeschlossen. In Horizontalbohrstrecken mit größerer Länge als den hier betrachteten 2.000 m, die vor allem im offshore-Bereich (ALLEN et al. 1997) gebohrt werden, wird der Liner bei der Zementation nicht rotiert. Im Sedimentgestein werden bei Fracoperationen in der Regel hochviskose Gele und Stützmittel eingesetzt. Kleine Wegsamkeiten hinter der Verrohrung werden aufgrund der hohen Viskosität nicht durchströmt oder können durch die Stützmittel sogar hydraulisch blockiert werden. Bei Einsatz von Wasser besteht diese Möglichkeit nicht. Die Anforderungen an die Zementation sind im Falle der geplanten multiplen Wasserfracs grundsätzlich höher. Aufgrund der geringen Viskosität von Wasser können auch „kleine Wegsamkeiten“ hinter den Rohren sehr störend sein und durch die Fracoperation weiter aktiviert werden. Möglichst große Abstände zwischen den zu erzeugenden Rissen sind daher hilfreich im Hinblick auf die Vermeidung einer hydraulischen Verbindung hinter der Verrohrung. Speziell im Bereich der Zementation von langen Horizontalbohrstrecken unter Hochtemperaturbedingungen besteht weiterhin erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

## 7 Bohrspülung

Die Bohrspülung ist ein wichtiger Bestandteil im Bohrprozess. Sie hat vielfältige Aufgaben zu erfüllen (Austrag des Bohrkleins, Stabilisierung der Bohrlochwand, Untertageantrieb und Datenübertragung, Kühlung, Reibungsreduktion,...).

### 7.1 Vermeidung von Spülungsverlusten

In kristallinen Formationen behindern insbesondere natürliche Klüfte den Aufbau eines Filterkuchens und erhöhen das Risiko von Spülungsverlusten. Dadurch kann es vermehrt zu Instabilitäten der Bohrlochwand sowie zum Verklemmen des Bohrstranges durch nicht ausgetragenes und sedimentierendes Bohrklein kommen. Zudem erhöht sich das Drehmoment durch erhöhte Reibung, was insbesondere in horizontalen Bohrstrecken zum Versagen des Bohrstranges führen kann. Die Bekämpfung von Spülungsverlusten ist ein wichtiger Punkt bei Bohrungen speziell im kristallinen Gestein.

Erfahrungen aus dem Oberrheingraben und der KTB-Bohrung zeigen gute Bohrerfolge mit Spülungen die auf Wasser basieren. Dabei handelte es sich um vertikale oder leicht abgelenkte Bohrungen. In den Geothermiebohrungen in Soultz-sous-Forêts wurde versucht, die Spülungsverluste durch Einsatz einer Salzwasserspülung mit einer Dichte von 1,07 kg/l, entsprechend der Dichte der geförderten Formationswässer, zu bekämpfen (SOUTHERN INTERNATIONAL INC. GPK 2). Zum Teil wurden auch Spülungsverlustmaterialien (Nussschalen, Holzfasern usw.) und Bentonit in Verbindung mit hochviskosen „Pillen“ verpumpt. Die Spülungsverluste konnten so für große Bereiche der Bohrung kontrolliert werden.

Um der Problematik der Spülungsverluste entgegenzuwirken und Reaktionen mit leicht löslichen Formationen wie Ton, Gips und Salz zu minimieren, wurde im Basel Projekt eine gesättigte Silikatspülung auf Wasserbasis eingesetzt. Wesentlicher Bestandteil war Kaliumsilikat. Diese Spülung entwickelt an der Bohrlochwand einen effektiveren Filterkuchen als konventionelle Ton- oder Polymerspülungen und trägt somit zur Stabilisierung der Bohrlochwand bei und reduziert mögliche Spülungsverluste. Die Spülungsdichte wurde bewusst niedrig gehalten, um Verluste zu vermeiden. Ebenfalls wurden viskose Spülungspillen zum besseren Bohrkleinaustrag verpumpt. Das Spülungskonzept war in Basel erfolgreich, lediglich in den Salzformationen waren nachteilige Einflüsse zu erkennen. Die Entsorgung dieser Spülung ist allerdings nicht unproblematisch, da der pH Wert herabgesetzt werden muss und hierfür keine Säure verwendet werden kann. Die Silikate würden bei Säurezugabe ausfallen. Daher ist eine massive Verdünnung der Spülung notwendig, wodurch das zu entsorgende Volumen um ein Vielfaches ansteigt.

Eine weitere Möglichkeit Spülungsverluste zu minimieren, ist das „Underbalanced drilling“ (UBD). Bei diesem Verfahren ist der hydrostatische Druck durch die Spülung geringer als der Reservoirdruck. Um diesen Zustand zu erreichen, werden Spülungen mit geringer Dichte eingesetzt oder der Spülung Gas zugeführt. Die UBD-Technik kann zu einer höheren Produktivität der Bohrung führen, da während der Bohrphase weniger Material in die Formation infiltrieren kann. Weiterhin wird in der Regel ein höherer Bohrfortschritt erzielt und die Gefahr des „Differential sticking“ minimiert, wodurch insbesondere bei langen horizontalen Strecken die Bohrzeit und damit die Kosten sinken (NGUYEN 2009). Auf der anderen Seite kann es zu einer Instabilität der Bohrlochwand und zu unkontrolliertem Zufluss aus der Formation kommen. Außerdem ist die Datenübertragung mittels „Mud pulse system“ nur eingeschränkt möglich. Überlegungen, diese Technik in einem Bohrprogramm in Vietnam einzusetzen, um die dort teilweise auftretenden Probleme – z. B. hohe Verluste, geringe Bohrfortschritte und Standlängen der Werkzeuge – zu lösen, wurden auf Grund der bisher fehlenden Untersuchungen noch nicht umgesetzt (NGUYEN 2009).

## 7.2 Spülungszusätze, Reibungsminimierung und Zirkulationsrate

Ein Trend in den späten 90igern war der Einsatz von ölbasischer bzw. synthetischer Spülung, um die Reibung und somit „Torque“ und „Drag“ zu minimieren. Das Ziel war der Einbau von größeren Rohrdurchmessern auch in großen Tiefen. Aus Umweltschutzgründen werden ölbasische Spülungen aktuell nur noch selten eingesetzt. Im Bereich der synthetischen Spülungen kommen immer mehr umweltverträgliche Spülungsmaterialien zum Einsatz, so dass ein Einsatz dieser Spülensysteme heute weitestgehend unbedenklich ist.

Für Tiefbohrungen, speziell für die Tiefe Geothermie mit Reservoirtemperaturen, die über 150° C und mehr betragen, werden spezielle Zusätze in den Bohrspülungen benötigt. Die Schwierigkeit liegt in der Stabilisierung der physikalischen und chemischen Eigenschaften der Spülung. Bei einer auf Wasserbasis basierenden Spülung hängen die Viskosität und die Filtratabgabe von der Zugabe von Chemikalien ab, die auf Polymeren und Stärke basieren. Diese Zusätze sind temperaturempfindlich. Die langkettigen Polymere beginnen bei Temperaturen über 120° C aufzuspalten und ihre Wirkung zu verlieren. Ist die Stabilität der Bohrspülung nicht gegeben, kann gegebenenfalls das Bohrklein nicht mehr aus der Bohrung ausgelesen und der Spülungsverlust in die Formation kontrolliert werden bzw. ist die Stabilität der Bohrung gefährdet. Da auch die Kohlenwasserstoffbohrungen in immer größere Tiefen vordringen, werden von der Serviceindustrie spezielle Hochtemperatur-Zusätze entwickelt und verstärkt eingesetzt. Als Beispiel kann hier das auf Wasserbasis entwickelte System Duratherm der Firma M-I SWACO in Deutschland genannt werden, das – den Herstellerangaben entsprechend – bis 260° C temperaturstabil ist und vergleichbare Eigenschaften wie eine ölbasierte Spülung bei größter Umweltverträglichkeit hat. Für



ein anderes auf Fluorid basierendes Spülungssystem der Firma Halliburton wird eine Temperaturstabilität bis 230° C angegeben. In einer Geothermiebohrung wurde das System „PYRO DRILL“ der Fa. Baker Hughes bei Temperaturen von ca. 250° C eingesetzt. Im Labor wurde dieses Systems erfolgreich bis 315° C getestet (BAKER HUGHES 2009).

Neben der Anpassung der Spülungskomponenten ist die aktive Kühlung der Spülung eine Option. Von der Firma Baker Hughes wurde im Rahmen der bohrtechnischen Studie (MAEHS et al. 2014) der Einsatz eines „Mud Coolers“ zum Kühlen der Spülung obertage empfohlen. Hierdurch kann die Spülungstemperatur gezielt auf eine Temperatur reduziert werden, bei der die Spülungsstabilität gewährleistet bleibt.

Aufgrund der großen Rohrdurchmesser, die für Geothermiebohrungen erforderlich sind, sind auch große Spülraten für den Austrag des Bohrkleins erforderlich. Als optimal werden für den Bohrkleinaustrag Fließgeschwindigkeiten von 55 bis 91 m/min angegeben (MATSON & BENNETT 1990). Versuche im Projekt „Wytch-Farm“ haben gezeigt, dass bei Bohrlochneigungen von mehr als 80° in einem 12 ¼“ Bohrloch, Zirkulationsraten von min. 4.200 l/min für die Bohrlochreinigung notwendig sind (ALLEN 1997). Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt die beauftragte bohrtechnische Studie (MAEHS et al. 2014). Empfehlenswert ist zudem ein Messsystem zur Drucküberwachung untertage, damit die Spülrate so eingestellt werden kann, dass einerseits eine effiziente Bohrlochreinigung gewährleistet wird, andererseits aber der Druck keinen kritischen Wert für die Stabilität der Bohrung/Formation überschreitet.



## 8 Risserzeugung

Die Erzeugung von multiplen Rissen, um die abgeteufte Bohrungen hydraulisch miteinander zu verbinden, ist von entscheidender Bedeutung für das Multirissprojekt. In den nachfolgenden Kapiteln werden verschiedene Konzepte und Techniken zur Erzeugung der Risse erläutert.

### 8.1 Risserzeugung aus zementierten Linern

Eine wichtige Frage bei der Umsetzung des Multirisskonzepts ist die Frage nach dem Ausbau der Horizontalsektion. Normalerweise werden in vertikalen oder abgelenkten Geothermiebohrungen große Sektionen unverrohrt gelassen, um möglichst viel Kontaktfläche mit dem Reservoir zu haben. Infolgedessen kann bei der Stimulation nicht prognostiziert werden, wo und wie viele Risse entstehen. Um ein Multirisskonzept umzusetzen, müssen jedoch mehrere Sektionen geschaffen werden, die einzeln stimuliert werden können, um somit mehrere Risse gezielt zu erzeugen.

Im Falle des unzementierten Ausbaus müssen die Sektionen zur Risserzeugung mittels „Open hole packer“ oder „External casing Packer“ getrennt werden. Bei einer solchen Trennung bleiben größere Abschnitte der Bohrlochwand frei und die Position der Risserzeugung kann nicht genau definiert werden (Abb. 8.1).

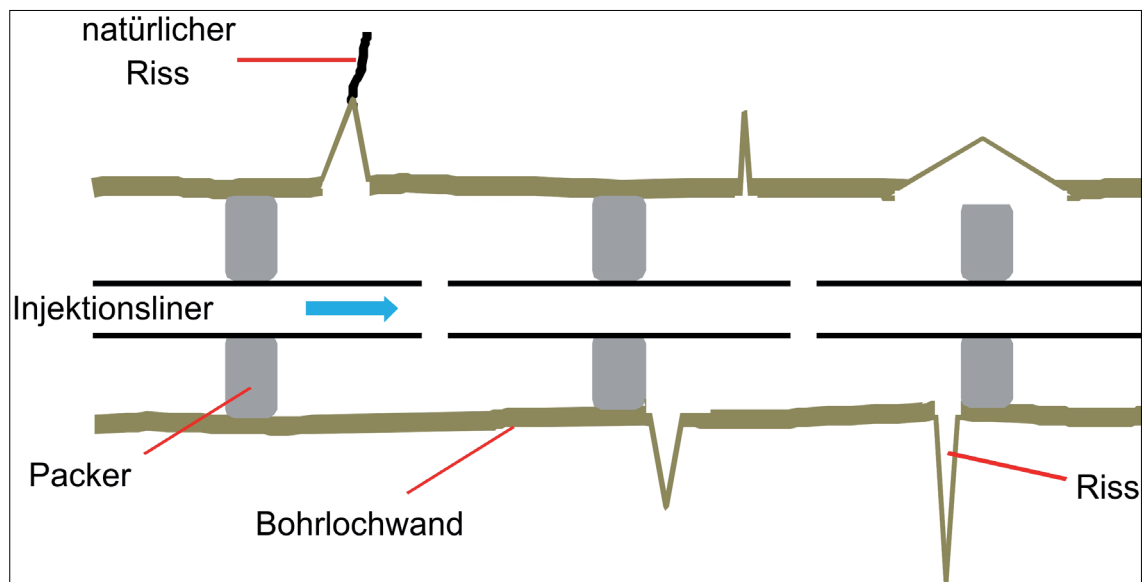


Abb. 8.1: Schematische Darstellung eines Ausbaus mit „External casing packer“ im unverrohrtem Bohrloch.

Mikroseismische Untersuchungen zeigen im direkten Vergleich zwischen open hole (unverrohrt) und verrohrtem, zementiertem Ausbau, dass es in Bohrungen mit einem open hole-Ausbau zu unkontrollierten Rissausbreitungen bzw. Rissinitiationen kommt (DENNEY 2012, REYNOLDS et al. 2012). Oftmals werden in Sektionen gar keine Risse erzeugt. In anderen

Sektionen der Bohrung kommt es hingegen zur gleichzeitigen Bildung mehrerer Risse, so dass der Einzelriss zu klein bleibt, um zwei Bohrungen miteinander verbinden zu können. Zudem entstehen in unverrohrten Bohrungen oftmals bohrlochachsenparallele Risse, sogenannte Longitudinalrisse, die sich mit der Entfernung zur Bohrung reorientieren (ABBAS et al. 2013). Dies kann zu einer hohen Tortuosität und damit verbunden, zu zusätzlichen Druckverlusten bzw. einer schlechten Anbindung des Risses an die Bohrung führen. Das Setzen von Packern im unverrohrten Bohrlochabschnitt ist aufgrund der Rauigkeit der Bohrlochwand mit einem hohen technischen Risiko verbunden. Die Dichtigkeit des Packers im unverrohrtem Bohrloch kann ein Problem darstellen, so dass ein hydraulischer Kurzschluss zwischen den Sektionen entsteht. Die Folge ist ein Druckverlust bei der Injektion und die Unterbrechung des Risswachstums (DANESHY 2011b). Hinzu kommt, dass die Packer oftmals nicht für ausreichend hohe statische Temperaturbelastungen ausgelegt sind, wie sie in Geothermiereservoirs auftreten.

Aus diesen Gründen wird für die Umsetzung des Multirisskonzepts eine verrohrte und zementierte Horizontalsektion in der Bohrung empfohlen. Die Verrohrung wird mit gezielten kurzen Perforationsstrecken für die Risserzeugung versehen.

## 8.2 Perforation

Die Ausführung der Perforation hat einen entscheidenden Einfluss auf die Effektivität der anschließenden Bohrlochbehandlung sowie auf die Fluidzirkulation im späteren Betrieb.

Generell gibt es verschiedene Methoden der Perforation, die in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben werden. Es ist hervorzuheben, dass Erfahrungen mit den Perforationsmethoden vor allem aus dem Bereich der Öl- und Gasgewinnung kommen und sich daher auf die Anwendung in Sedimentgestein (Sandstein, Kalkstein) beziehen. Untersuchungen über Perforationen im kristallinen Gestein liegen nur sehr wenige vor.

Der Einsatz von Hohlladungsträgern ist die gebräuchlichste Art der Perforation da sie im Gegensatz zu mechanischen oder hydraulischen Perforatoren schnell einsatzfähig und einfach aufgebaut sind. Der Einbau dieser „Kanonen“ kann am Bohrgestänge, am Coiled Tubing oder am Kabel, die häufigste und kostengünstigste Variante, erfolgen.

Bei hydraulischen Perforationen (Jet-Perforation) wird, ähnlich wie beim Sandstrahlen, Wasser Quarzsand unter hohem Druck gegen die Verrohrung gespritzt. So werden Löcher oder Schlitze in die Rohrwandung, den dahinter liegenden Zementmantel bis in die Formation geschnitten. Der Einsatz von Bohrgestänge oder Coiled Tubing sowie entsprechender Hochdruckpumpen macht dieses Verfahren deutlich kostenintensiver. Häufig ist nach dem Einsatz auch eine Reinigungsfahrt notwendig, um aussedimentierten Sand aus dem Bohrloch tiefsten wieder heraus zu spülen.

### 8.2.1 Schussperforation

Die am häufigsten angewendete Methode zur Perforation ist die Schussperforation unter Verwendung einer Perforationskanone. Hierbei werden mittels explosiver Hohlladungen Löcher in Verrohrung, Zementation und Formation geschossen bzw. gebrannt (Abb. 8.2). Die Perforationskanone sollte möglichst zentriert in der Verrohrung stehen und die Schüsse sollten möglichst senkrecht auf die Rohrwandung auftreffen. Die Effektivität des Schusskanals ist von der Geometrie und der Qualität abhängig. Sie wird bestimmt durch die Menge an Sprengstoff, die Größe, Gewicht und Materialgüte des Casing, der Festigkeit der Formation und der effektiven Spannung in der Formation während der Perforation.

Die Anzahl der Schüsse und der Winkel zwischen den Schusslöchern (Phase) kann variabel gewählt werden (Abb. 8.3). In der Öl- und Gasbranche am häufigsten verwendet werden 4 – 6 Schuss pro Fuss (SPF) mit einem Winkelversatz von 60° (KING 2010).

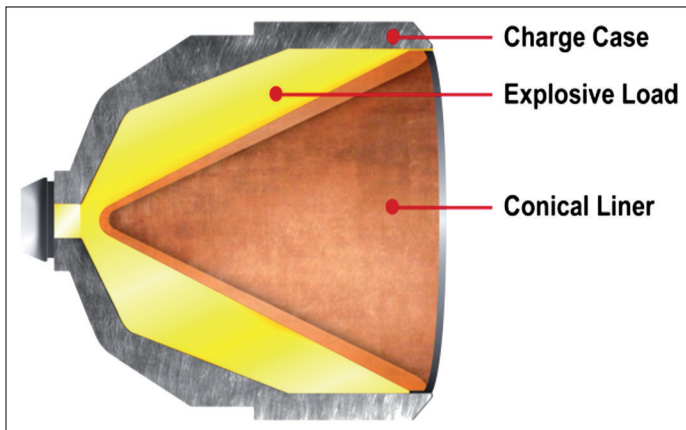


Abb. 8.2: Schematische Darstellung eines Hohlladungsträgers ( BELL & CUTHILL 2008)

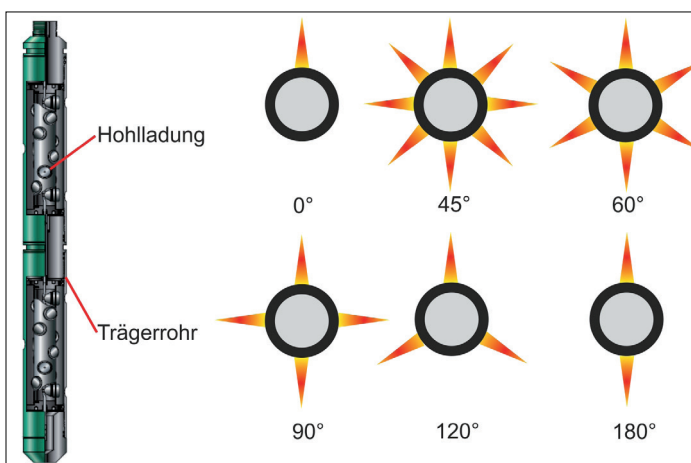


Abb. 8.3: Schemadarstellung einer Perforationskanone und des möglichen Winkelversatzes (Phase) zwischen den Schusslöchern (linke Seite modifiziert nach WEATHERFORD 2010).

Neben der Phase und der Schussdichte kann die Art der Hohlladungsträger variiert werden. Es wird zwischen „Deep penetration“ oder „Big hole“-Ladungsträgern unterschieden. Bei der deep penetration wird die Hohlladung so ausgelegt, dass das Perforationsloch tief in die Zielformation eindringt. Dabei können je nach Gestein und Druck eine Eindringtiefe bis zu 1,20 m erreicht werden. Der Perforationsdurchmesser ist dabei sehr gering (ca. 1 cm). Bei der big hole-Hohlladung wird ein größerer Perforationsdurchmesser angestrebt (ca. 2 cm). Dabei kann nur eine geringere Eindringtiefe erreicht werden (15 – 30 cm). Bei einer Schussdichte 6 Schuss pro Fuss wird damit im Durchschnitt eine Perforationsfläche von 4,7 – 17 cm<sup>2</sup>/ft (15 – 56 cm<sup>2</sup>/m) erreicht.

Ein wichtiger Punkt für eine effektive Perforation ist die Reinigung des Schusskanals von durch den Schuss eingebrachten Materialien. Das beim Schuss in die Formation eingepresste Material aus Zement und Metall kann einen bohrlochnahen „Skin“ hervorrufen. In Abb. 8.4 (linker Teil der Abbildung) sind schematisch die Zonen dargestellt, die sich bei der Anwendung der Perforationskanone um den Perforationstunnel bilden. Durch die Verdichtung des Umgebungsgesteins um den Perforationstunnel und die reduzierte Permeabilität ist die Konnektivität zum Reservoir verschlechtert (PRATT & MILLER 2009). Weiterhin kann es durch die hohen Temperaturen bei der Zündung der Hohlladungen zu Verglasungen im Gestein kommen, was eine Änderung der Gesteinseigenschaften zur Folge hat. Erfahrungen zeigen, dass es in besonders tief liegenden Reservoirs mit hohen Spannungen und festem Gestein oftmals nicht möglich ist, einen Riss nach Anwendung der Perforationskanone zu erzeugen bzw. dass oft eine schlechte Konnektivität zum Reservoir besteht und nicht alle Perforationslöcher an der Produktion beteiligt sind.

Um eine möglichst gute Reinigung des Schusskanals zu erreichen ist das „underbalance“-Verfahren eine wirksame Methode. Durch die Erzeugung eines Unterdrucks während der Perforation wird nachfolgend ein Rückfluss erzeugt, der zu einer Reinigung des Schusskanals führt. Hierbei wird unterschieden zwischen statischem Unterdruck (Unterdruck in der ganzen Bohrung) und dynamischen Unterdruck (Unterdruck in der Kanone, der infolge der Detonation wirksam wird). Der Erfolg ist bei beiden Verfahren abhängig von dem erreichten Unterdruck und der Permeabilität der Formation (BELL & CUTHILL 2008).

Nach Untersuchungen in Schiefergasreservoirs liefern bis zu 70 % der Perforationslöcher schlechte Produktionsergebnisse (DUEY 2012). Dies unterstreicht die Bedeutung der oben erwähnten Aspekte für Sedimentgestein. Im kristallinen Gestein sind aufgrund der geringen bzw. verschwindenden Matrixpermeabilität diese Punkte weniger bedeutsam, sollten aber auch hier beachtet werden.

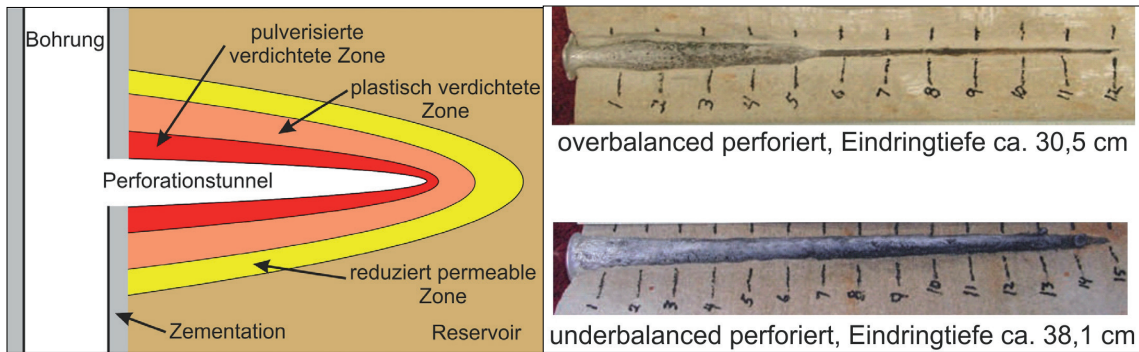


Abb. 8.4: Links: Schematische Darstellung des Nahbereichs um die Perforationsstelle. Rechts: Freigelegter Perforationstunnel aus einem Experiment zum Vergleich von overbalanced Perforation und underbalanced Perforation. Darstellung modifiziert nach HALLIBURTON (2007), PRATT & MILLER (2009).

Eine neue Entwicklung ist eine Veränderung der Hohlladungsträger dahingehend, dass eine zweite hoch exotherme Reaktion hervorgerufen wird, die eine kurze Druckspitze im Schusskanal erzeugt. Dieser kurze Überdruck im Schusskanal führt zu einem Reinigungseffekt in Richtung Bohrung. Dabei werden nach Laborversuchen sowohl der Schrott aus dem Kanal herausgespült als auch die geschädigten Schusskanalränder beseitigt (BELL & CUTHILL 2008).

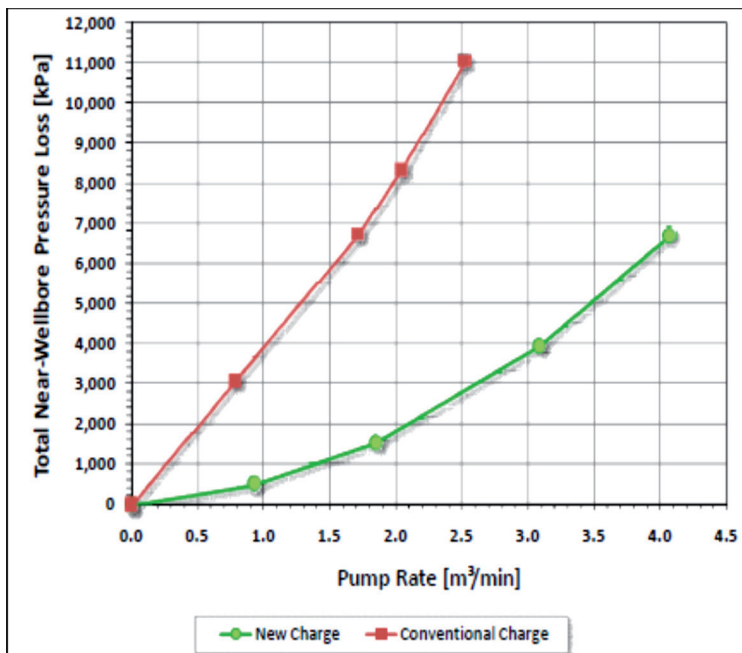


Abb. 8.5: Vergleich der bohrlochnahen Druckverluste für konventionelle Ladungen (rot) und reaktive Ladungen (grün). Darstellung modifiziert nach BELL & CUTHILL (2008).

Eine weitere neuere Entwicklung ist die „Propellant stimulation“. Hierbei wird zusätzlich zur Perforation eine Treibgasladung gezündet, die in der Regel in einer Hülse oberhalb des Ladungsträgergehäuses positioniert ist. Durch die Druckwelle der gezündeten Perforationsladungen wird das Treibgas gezündet, drückt in die Perforationskanäle und soll diese weiter vorantreiben und die Formation zusätzlich stimulieren.

Leider gibt es nur wenige Erfahrungen bei der Perforation von Granit mit Perforationskanonen. Am ehesten vergleichbar sind die Erfahrungen in harten Sandsteinen. Hier wird empfohlen, mit deep penetration bzw. super deep penetration Ladungen zu arbeiten. Der Einsatz eines „Propellant systems“ kann ebenso wie der Einsatz von reaktiven Ladungsträgern dazu führen, möglichst tief in die Formation einzudringen. Zu beachten ist bei dem Einsatz von Perforationskanonen die heute noch eingeschränkte Temperaturbelastbarkeit von ca. 180° C, die zudem zeitabhängig ist.

### 8.2.2 Jet-Perforation

Eine Alternative zur Verwendung einer Perforationskanone ist die Jet-Perforation oder auch „Abrasive hydrojetting perforation“ (AHP) genannt. Die Jet-Perforationseinheit beinhaltet in der Regel mehrere Düsen (Abb. 8.6) und wird über ein Coiled Tubing oder das Bohrgestänge betrieben. Die Perforation erfolgt mit einem abrasiven Sandstrahl, der ein Loch in Verrohrung, Zementation und Formation schneidet.

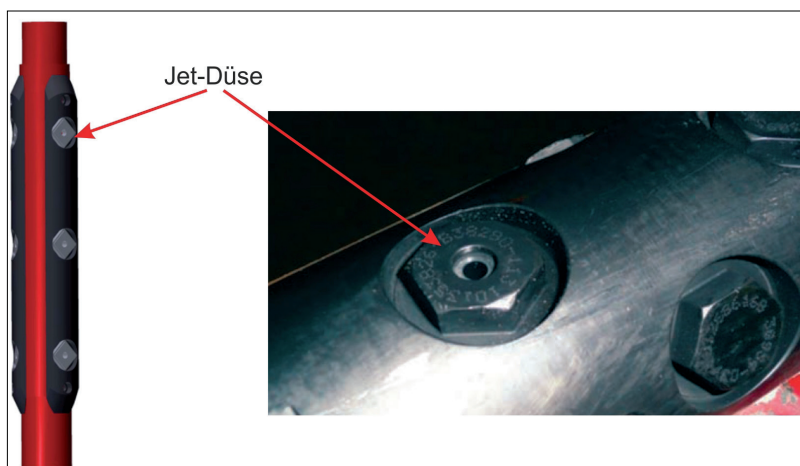


Abb. 8.6: Links: Schematische Darstellung einer Jet-Perforationseinheit; Rechts: Teilaufnahme einer Jet-Perforationseinheit. Zu erkennen sind die versetzten, einzeln austauschbaren Jet-Düsen. Darstellung modifiziert nach NÚÑEZ-GARCIA et al. (2010) und WEATHERFORD (2011).

Bei der Jet-Perforation können ebenfalls die Anzahl der Jet-Düsen sowie die Versetzung (phasing) gewählt werden. Üblich sind 2 Düsen mit 180° Phase, 3 mit 120° oder auch 4 mit 90° Phase. Die Tiefe und damit verbunden die Länge und der Durchmesser des coiled tubing oder des Bohrgestänges beeinflussen die mögliche Anzahl der Jet-Düsen. Je länger und je geringer der Durchmesser des coiled tubing ist, desto weniger Düsen können aufgrund des Druckverlusts verwendet werden. Bei Verwendung eines 2 3/8“ coiled tubing liegt die Teufenbegrenzung bei ca. 5.000 – 6.000 m je nach Verrohrungsstärke und Formation.



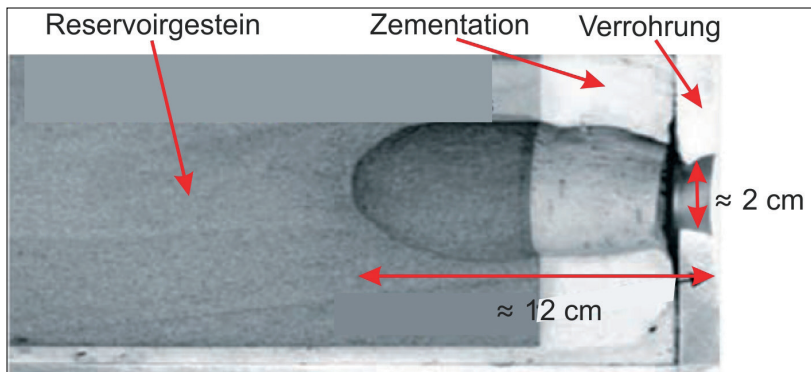


Abb. 8.7: Schnitt durch eine Probe die mittels Jet-Perforation perforiert wurde. Wurde Darstellung modifiziert nach NÚÑEZ-GARCIA et al. (2010).

Mit dem Einsatz von verschiedenen Düsendurchmessern lässt sich der Durchmesser des Eintrittslochs durch die Verrohrung beeinflussen. So erzeugt eine 3/16“ (ca. 4,8 mm) Jet-Düse ein Eintrittsloch mit einem Durchmesser von 1,0 – 1,4 cm und eine 1/4“ (6,4 mm) Jet-Düse ein 1,3 – 2,1 cm großes Loch in der Verrohrung. Die Eindringtiefe variiert in Abhängigkeit von Verrohrungsdicke, Zementation und Formation sowie dem Druck des Sandstrahls. Typische Werte liegen zwischen 10 und 30 cm. Der erzeugte Perforationstunnel und das Umgebungsgestein weisen keine Schäden oder Veränderungen in der Permeabilität oder eine erhöhte Tortuosität auf (Abb. 8.7). Durch das reine Abtragen von Material kann im Vergleich zur Perforationskanone ein Perforationstunnel mit größerem Durchmesser entstehen. Vergleichsuntersuchungen zeigen, dass bei Perforationen mittels Jet-Perforation eine bessere Risserzeugung möglich ist bzw. dass eine bessere Reservoirkonnektivität in Form höherer Initialproduktion zu beobachten ist (McDANIEL & SURJAATMADJA 2009). Gespräche mit Bohr- und Reservoiringenieuren aus der Öl- und Gasbranche in Deutschland bestätigen, dass die Jet-Perforation im gering permeablen Sedimentgestein gegenüber der klassischen Perforation mittels Hohlladungen bevorzugt wird. Aufgrund dieser Betrachtungen und Erfahrungen erscheint die Jet-Perforation auch für die Erzeugung multipler Risse im Kristallingestein die besser geeignete Methode zu sein.

### 8.2.3 Perforation und Frac

Bei der Öl- und Gasgewinnung werden pro Fracintervall (stage) mehrere Perforationen durchgeführt. Dies bedeutet, dass auf einen Fracintervall (60 – 90 m) alle 10 bis 20 m ein Perforationsabschnitt (Cluster) kommt. Für die Tight-Gas Gewinnung werden im Schnitt 3 – 4 Perforationsabschnitte pro Stage verwendet, bei der Schiefergasgewinnung 4 – 7 Perforationsabschnitte pro Stage (KING 2010). Dabei kann bei einer Cluster-Perforation nicht gewährleistet werden, dass aus allen Perforationsabschnitten heraus eine Rissinitialisierung stattfindet. Die Länge des Perforationsabschnitts ist in der Regel sehr kurz und hat eine Länge von 30 – 60 cm (1 – 2 ft) bzw. maximal das 4-fache des Verrohrungsdurchmessers (KING 2010). Es wird empfohlen, das Perforationsintervall kurz zu halten, dabei

aber möglichst große Kontaktbereiche zum Reservoir zu schaffen (große Perforationsfläche auf geringer Verrohrungslänge), um so die Gefahr der erhöhten Tortuosität und die Bildung von Longitudinalrissen zu minimieren (DANESHY 2011a, DANESHY 2011b). Bei der Anwendung von Perforationen in der Geothermie ist es eher üblich, nur ein Perforationsintervall zu erzeugen, wenn es keinen unverrohrten Abschnitt gibt. Als Beispiel sei hier das GeneSys-Projekt mit der Bohrung in Hannover genannt, in dem ein 6 m langes Perforationsintervall verwendet wurde (TISCHNER et al. 2013). Für ein Multirissprojekt in der Geothermie ist im Unterschied zur Öl- oder Gasförderung die möglichst kontrollierte Risserzeugung von großer Bedeutung. Bei einer Umsetzung des Multirisskonzepts sollte deshalb pro stage nur ein Perforationsintervall erzeugt werden.

### 8.3 Systeme zur Risserzeugung

Die Kombination der Perforationsmethoden mit verschiedenen Methoden zur Separation der einzelnen Fracabschnitte (stages) ermöglicht die Umsetzung des Multirisskonzepts. In den folgenden Kapiteln werden verschiedene Techniken und Systeme vorgestellt, die die Erzeugung von multiplen Rissen aus einer horizontalen Bohrung ermöglichen. Alle Techniken und Systeme haben ihren Ursprung in der Öl- und Gasfördertechnik und sind speziell dafür entwickelt worden. Eine Adaption dieser Systeme ist für die tiefe Geothermie grundsätzlich möglich. Im Einzelfall muss geprüft werden, ob insbesondere die Temperaturbeständigkeit und die Größe des Systems (speziell Durchmesser) für die Anforderungen in der tiefen Geothermie ausreichen.

#### 8.3.1 Plug & Perf

Plug & Perf (Plug und Perforation) ist das am weitesten verbreitete und am häufigsten verwendete System für Multifrac-Operationen in der Öl- und Gasbranche. Bei der Plug & Perf Technik werden die einzelnen Fracabschnitte durch das Setzen eines Plugs voneinander getrennt. Der allgemeine Ablauf der Operation ist wie folgt (Abb. 8.8):

- Einfahrt von Perforationswerkzeug und Plug in die Bohrung. Dabei befindet sich der Plug unterhalb des Perforationswerkzeugs
- Setzen des Plugs (mechanisch) und Lösen vom Perforationswerkzeug
- Positionierung des Perforationswerkzeugs in der gewünschten Position oberhalb des Plugs.
- Perforation und Ausfahrt des Perforationswerkzeugs
- Frac-Operation
- Wiederholung des obigen Ablaufs im nächsten Abschnitt oberhalb
- Ziehen (Fräsen) der in der Bohrung befindlichen Plugs nach Durchführung aller Fracoperationen

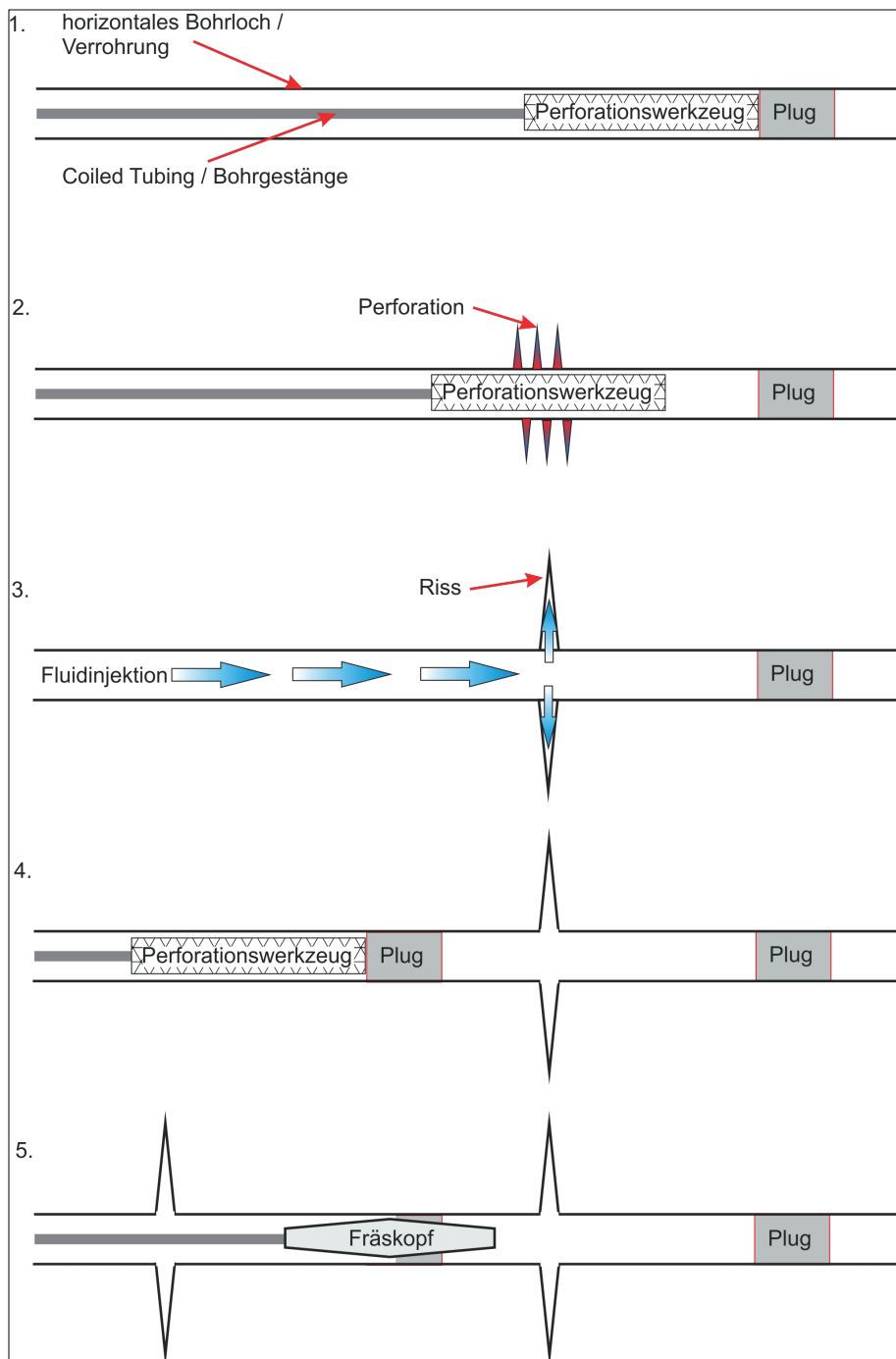


Abb. 8.8: Schematische Darstellung des Plug & Perf-Verfahrens. Die Teilabbildungen 1 bis 4 zeigen die Abläufe in einem Abschnitt (Plug Setzen, Perforation, Risserzeugung, Plug Setzen im nächsten Abschnitt). Die 5. Teilabbildung zeigt das nach Beendigung der multiplen Risserzeugung notwendige Ausfräsen aller Plugs.

Zur Durchführung können verschiedene Arten von Plugs verwendet werden. Für Frac-Operationen werden oftmals sogenannte Frac Plugs verwendet (Abb. 8.9). Ein Frac Plug ist von der unteren Seite her durchlässig und ermöglicht einen Rückstrom zur Oberfläche, während der Plug eingebaut ist. Dies ist vor allem für die Druckentlastung von Fracabschnitten nach der Fracoperation und bei der Rückförderung hilfreich. Die andere

Option sind Bridge Plugs, die die Bohrung komplett verschließen und undurchlässig sind. Hier ist ein Rückstrom erst möglich, nachdem der Plug entfernt wurde. Frac Plugs sind mit Durchmessern von 4 1/2“ und 5“ verfügbar, vereinzelt von Herstellern auch für 7“-Verrohrungen (HALLIBURTON 2012a). Für größere Verrohrungsdurchmesser, wie sie bei einer Umsetzung für die Geothermie angestrebt werden, stehen nur Bridge Plugs zur Verfügung. Diese können ohne Probleme auch bei Verrohrungsdurchmessern größer als 7“ eingesetzt werden (WEATHERFORD 2008).

Es ist darauf zu achten, dass die Haltbarkeit bzw. die Druckfestigkeit vieler Plugs mit steigender Temperatur abnimmt. Hersteller bieten aber auch Bridge Plugs an, die bis über 200° C druckstabil sind. Für spezielle Packer ist heutzutage ebenfalls der Einsatz bis oberhalb von 200° C möglich (z. B. „Removable premium packer“ der Fa. Baker Hughes) angegeben. Entscheidend für die Temperaturbegrenzung sind hierbei die Elastomere als Abdichtelemente.

In der Öl- und Gasbranche werden zudem „Sandplugs“ verwendet. Dabei wird ein „Pfropfen“ aus Sand in die Bohrung gepumpt, die den unteren Abschnitt der Bohrung abdichtet. Die Anwendung eines Sandplugs ist aber mit dem Einsatz von hochviskosem Gel während der Fracoperation verknüpft. Beim Einsatz von Wasser kann mit diesen Sandplugs keine ausreichende Abdichtung zum jeweils tiefer liegenden Abschnitt garantiert werden, aufgrund der geringen Viskosität von Wasser. Sandplugs sind daher für Wasser hydraulisch viel durchlässiger als für hochviskose Gels. Aus diesem Grund ist der Einsatz von Sandplugs für die hier betrachtete Fragestellung nicht sinnvoll.

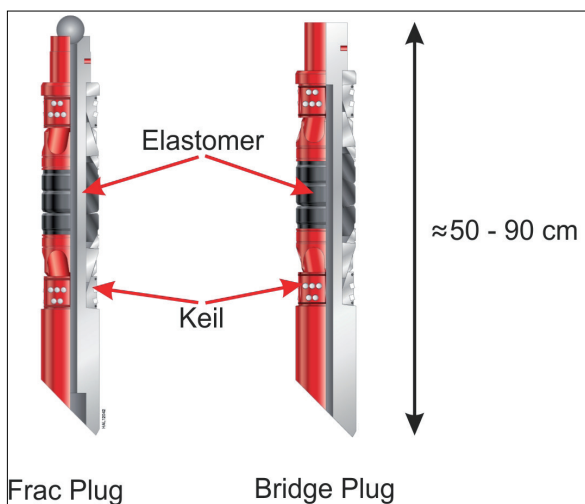


Abb. 8.9: Schematische Darstellung von zwei „Plugs“. Der Frac Plug (links) ist durchlässig und kann mit einer Kugel in eine Richtung verschlossen werden. Der Bridge Plug (rechts) dichtet komplett ab. Darstellung modifiziert nach HALLIBURTON (2012a).

Die Plug & Perf-Methode lässt sich sowohl mit der Perforationskanone als auch der Jet-Perforation anwenden (MAKRIS et al. 2011). Für die Anwendung dieser Plug & Perf-

Methode in einer Horizontalbohrung wird ein Bohrgestänge mit Bohrturm oder eine coiled tubing-Anlage benötigt. Der Vorteil dieser Methode ist die „unbegrenzte“ Anzahl an Fracabschnitten und die relativ sichere technische Durchführbarkeit. Andererseits ist die Plug & Perf-Methode sehr zeitaufwendig, da für jeden Fracabschnitt erneut in die Bohrung ein und ausgefahren werden muss. Dies in Verbindung mit der benötigten Bohranlage oder einem coiled tubing erzeugt einen hohen Kostenaufwand. So betragen die Kosten für Plug & Perf-Anwendungen in der Schiefergasgewinnung in den USA ca. 40 – 50 % der Gesamtkosten der Bohrung (GRUBER 2012).

### 8.3.2 Perforation & Annulus Path Fracturing

Beim „Perforation & Annulus Path Fracturing“ (Perforation und Risserzeugung durch den Ringraum) wird ein Fracsystem in die Bohrung eingebaut, das während der multiplen Operation dort verbleiben kann. Es kann sowohl mit einer Perforationskanone als auch mit Jet-Perforation durchgeführt werden. Es wird ein coiled tubing oder Bohrgestänge benötigt. Das Grundprinzip basiert auf der Verwendung einer Bottom Hole Assembly (BHA), die aus einer Kombination aus Packer und Perforationswerkzeug besteht. Bei dem Packer handelt es sich um ein versetzbares Abdichtwerkzeug, das in der Regel hydraulisch gesetzt und nach einer Fracoperation entlastet und in den nächsten Abschnitt bewegt wird.

Wird eine Perforationskanone verwendet, so befindet sich diese unterhalb des Packers. Die Anordnung ist so gewählt, um die Perforationskanone und den darin enthaltenen Sprengstoff vor den verwendeten Fracfluiden und Stützmitteln zu schützen. Mit der Perforationskanone können mehrere Perforationen durchgeführt werden können, ohne dass das System ausgebaut werden muss. In der Regel können drei bis vier Abschnitte behandelt werden, bevor das System gezogen und die Perforationskanone erneuert werden müssen.

Kommt die Jet-Perforation zum Einsatz, so ist das Perforationswerkzeug oberhalb des Packers montiert. Dieser Aufbau ermöglicht verschiedene Anwendungsformen des Systems. Die Jet-Einheit wird, wie zuvor beschrieben, über das CT/Bohrgestänge betrieben. Der grundsätzliche Ablauf ist wie folgt (Abb. 8.10):

- Einfahren in die Bohrung
- BHA in gewünschte Position fahren (beginnend im Bereich der Bohrlochsohle)
- Jet-Perforation durchführen
- Setzen des Packers (gegebenenfalls zuvor BHA tiefer in die Bohrung versetzen)
- Durchführung der Fracoperation
- Reinigung der Bohrung durch Auszirkulation über den Ringraum

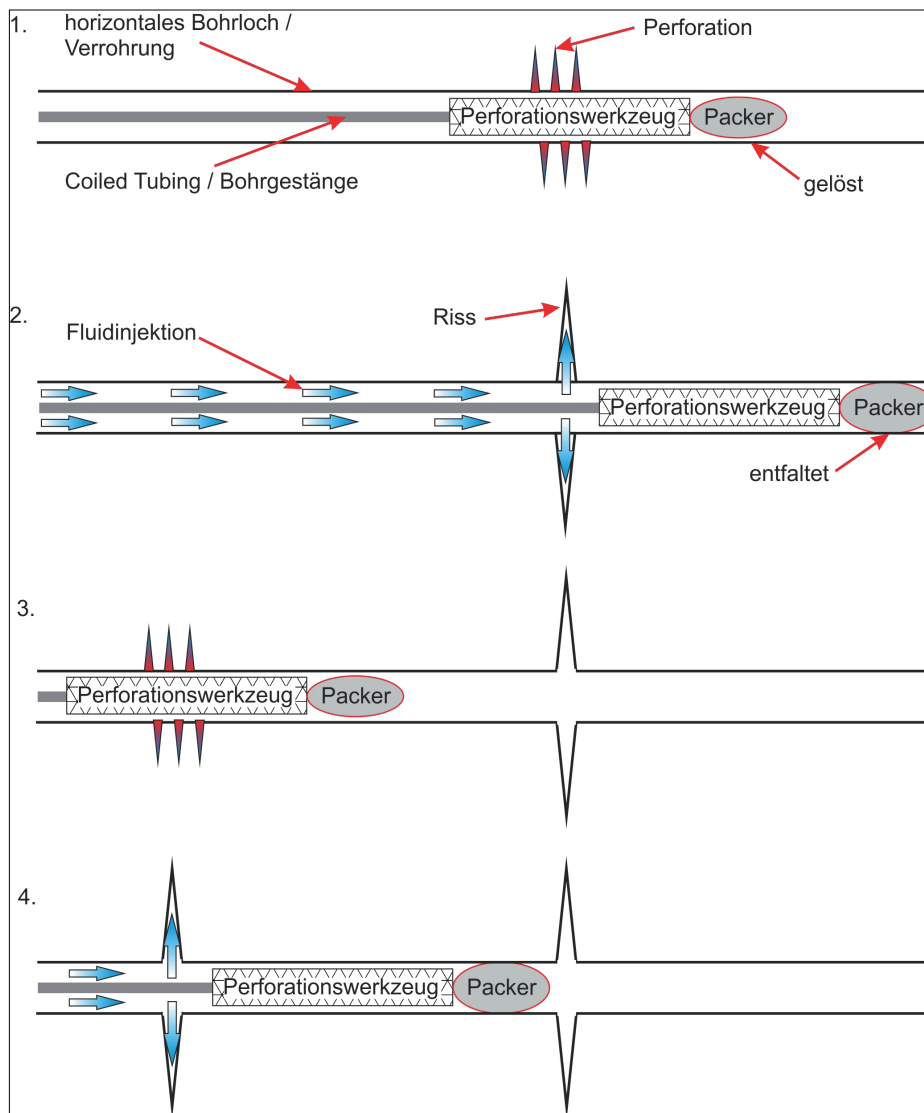


Abb. 8.10: Schematische Darstellung des „Perforation & Annulus Path Fracturing“-Verfahrens bei Jet-Perforation. Die Teilabbildungen zeigen nacheinander die einzelnen Phasen der Gesamtoperation.

- Lösen des Packers
- Versetzen der BHA (Wiederholung der vorherigen Schritte)

Der Jetstrahl wird mitunter auch für die initiale Erzeugung des Risses benutzt (YUDIN et al. 2012). Die nachfolgende Injektion während der Fracopration kann über den Bohrstrang/coiled tubing oder über den Ringraum (Annulus) erfolgen. Letzteres wird auch „Hydrajet-Perforation & Annulus Path Fracturing“ (HPAP) genannt (McDANIEL & SURJAATMADJA 2009). Bei Anwendung dieser Methode können Stützmittel (proppants) entweder mit über den Ringraum injiziert werden, oder sie werden über das coiled tubing/Gestänge zugegeben und erst in der Zielteufe mit dem Fracfluid gemischt (LINDSAY et al. 2012). Für die Injektion

mit hohen Fließraten ist die Injektion über den Ringraum vorteilhaft, da hier geringere Reibungsdruckverluste als bei Injektion über den Strang auftreten. Der Einsatz dieses Systems mit Jet-Perforation ermöglicht das Rückspülen von Partikeln und Sand über den Ringraum. Dies ist für die Säuberung der Bohrung vor dem jeweiligen Versetzen des Packers von großer Bedeutung.

Bei dieser Methode gibt es keine Begrenzung in der möglichen Anzahl von Fracabschnitten pro Bohrung. Ein nachträgliches Entfernen (Ausfräsen) von Packern oder Plugs ist nicht nötig, da das System wieder komplett aus der Bohrung entfernt werden kann. Durch den Verbleib der BHA in der Bohrung, während der Risserzeugung können permanent Druckwerte aus der Zielteufe aufgezeichnet werden. Diese Druckmessung ist von großer Bedeutung für die Analyse der durchgeführten Operation und für die Beurteilung des Reservoirs. Vergleichsuntersuchungen mit der Plug & Perf-Methode zeigen eine Zeitersparnis bei der Anwendung von derartigen Systemen, die während der Risserzeugung in der Bohrung verbleiben können von bis zu 50 % (HARI & LAUN 2010, YUDIN et al. 2012). Aus dieser Zeitersparnis ergibt sich auch eine Kostenreduzierung. Ähnlich wie bei der Plug & Perf-Methode in einer Horizontalbohrung ist eine Bohranlage oder coiled tubing-Einheit während der ganzen Operation notwendig, was mit entsprechend hohen Kosten verbunden ist. Da auch diese Methode ursprünglich aus der Öl- und Gasgewinnung stammt, wurden die Systeme bis dato nur bis zu einem Verrohrungsdurchmesser von 7" konzipiert. Um einen Einsatz mit Endverrohrungen (>7") durchführen zu können, müssten die Systeme in entsprechender Größe zunächst erprobt und gefertigt werden. Das Hauptrisiko dieser Methode besteht vermutlich in dem wiederholten Setzen und Lösen des Packers. Sofern der Packer zum Beispiel durch Feststoffablagerungen nicht wieder gezogen werden kann, muss der Bohrstrang/coiled tubing vom Packer getrennt werden und später der Packer ebenfalls gefräst werden. Hierdurch relativiert sich der Vorteil gegenüber der zuvor genannten Plug & Perf-Methode.

### **8.3.3 Komplettsysteme**

Neben den zuvor erwähnten Methoden gibt es Komplettsysteme, die schon mit der Verrohrung in die Bohrung eingebaut werden. Hierbei kommen Schiebemuffen oder auch „Sliding sleeves“ bzw. „Frac sleeves“ genannte Elemente zum Einsatz, die vor Einbau der Horizontalsektion in der Verrohrung positioniert werden. Aus diesem Grund muss vor dem Einbau bekannt sein, an welcher Position die Risse erzeugt werden sollen. Das System funktioniert wie in Abb. 8.11 (links) schematisch dargestellt. Es besteht aus einem äußeren starren Teil, der Bestandteil der Verrohrung ist und einem inneren beweglichen Teil, der das System öffnet oder schließt. Beide Teile sind mit Fracports versehen, die sich im geschlossenen Zustand in einer zueinander versetzten Position befinden. Wird das System mechanisch geöffnet, so wird der innere Teil verschoben bis innere und äußere Fracports deckungsgleich sind und so ein Fließweg aus bzw. in die Verrohrung entsteht. Die Form und Anzahl der Fracports ist dabei von Anbieter zu Anbieter verschieden.

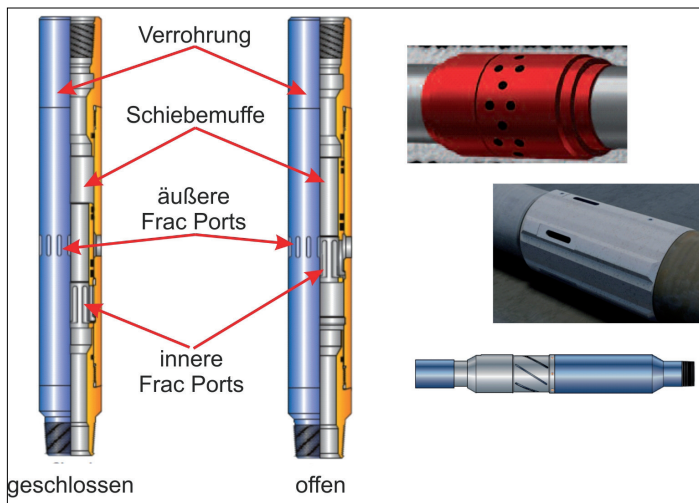


Abb. 8.11: Links: Schematische Darstellung der Schiebemuffentechnik (Sliding Sleeves) in geschlossenem und geöffnetem Zustand. Rechts: Varianten der Schiebemuffen mit unterschiedlichem Fracport-Design. Darstellung modifiziert nach BAKERHUGHES 2011, HALLIBURTON 2012c und PARVEEN 2013 (links).

Es wird eine durchschnittliche Fracport-Fläche (Kontaktfläche mit dem Reservoir) von 120 – 200 cm<sup>2</sup>/ft (395 – 658 cm<sup>2</sup>/m) erreicht. Dies ist im Vergleich zur Jet-Perforation und der Perforationskanone die größte Kontaktfläche zum Reservoir und damit von großem Vorteil für die Durchströmung mit hohen Fließraten.

Eine Perforation, wie sie mit den anderen Methoden Anwendung findet, wird bei der dargestellten Schiebemuffentechnik nicht benötigt. Das System kann in unverrohrten Bohrungen eingesetzt werden. In diesem Fall, werden die Fracabschnitte durch Packer-systeme (External Casing Packer), die um die Verrohrung montiert sind und Kontakt mit dem Reservoir haben, separiert. Das System kann aber auch in zementierter Form eingebaut werden (GENTRY & MOEN 2013). In beiden Fällen wird allein der Fluidruck genutzt, um Risse in Zementation und Formation zu erzeugen.

Bei der Anwendung des Systems werden zwei unterschiedliche Techniken verwendet, um die Fracports zu öffnen. Die erste Option ist das Öffnen durch Kugeln (ball activated sleeves). Hierbei ist im Bereich der Schiebemuffe der Verrohrungsdurchmesser verjüngt (ball seats), so dass Kugeln an diesen Stellen hängen bleiben und den unteren Bereich der Bohrung verschließen (DANESHY 2011b). Um die Fracports zu unterschiedlichen Zeiten zu öffnen, werden Kugeln und Ball Seats mit unterschiedlichen Durchmessern eingesetzt. Der Durchmesser der ball seats vergrößert sich mit dem Abstand von der Bohrlochsohle. Mit jedem Fracabschnitt wird daher eine größere Kugel verwendet. Die Kugeln kommen im laufenden Betrieb der Risserzeugung zum Einsatz und werden mit dem Fluid in die Tiefe gepumpt. Nach dem Verschließen der ball seats (in der Druckkurve als Peak zu erkennen) wird durch die fortgesetzte Injektion der Druck so erhöht, dass sich der Fracport darüber öffnet.



Der Gesamtablauf sieht dabei wie folgt aus:

- Injektion des Fracfluids
- Automatisches Öffnung des untersten Fracports
- Fracoperation
- Verringerung der Injektionsrate und Injektion einer Kugel zur Abdichtung des unteren Fracabschnitts, nachfolgender Fracport öffnet
- Erhöhung der Injektionsrate und Fracoperation im nächsten Abschnitt
- Wiederholung des Zyklus durch Verringerung der Fließrate und Injektion der nächsten Kugel.

Nach Beendigung der Fracoperation wird versucht, die Kugeln mit dem „flowback“ zusammen zurück zu fördern. Dies ist aber nicht immer möglich, da die Kugel im ball seat feststecken kann oder nicht genug Auftrieb erfährt. In solchen Fällen muss die Kugel mit dem Ball Seat zusammen aus der Bohrung ausgefräst werden. Alternativ werden aber auch Kugeln eingesetzt, die sich mit der Zeit selbst auflösen. Von Vorteil ist, dass das System in Verbindung mit einer Kugelaktivierung kein coiled tubing oder Bohranlage benötigt. Erst beim Ausfräsen der ball seats wird ein coiled tubing benötigt (AL-GHAZAL et al. 2012). Dies führt zu einer Kostenersparnis. Weiter ist durch die kontinuierliche Injektion (in einer Operation) eine Zeitersparnis möglich. Untersuchungen zeigen, dass die Zeitersparnis bis zu 75 % im Vergleich zur Plug & Perf Methode betragen kann (GRUBER 2012). In der Vergangenheit zeigten sich allerdings auch Probleme mit der Kugelaktivierungstechnik (DANESHY 2011b). Dadurch, dass die Frac Ports druckaktiviert sind, kann es in Verbindung mit höher viskosen Fluiden und hohen Fließraten zur frühzeitigen Öffnung von Fracabschnitten kommen. Ursache hierfür sind die geringeren Verrohrungsdurchmesser an den Schiebemuffen und die höheren Fluidrücke, die dagegen wirken. Ein andere Komplikation kann darin bestehen, die Kugeln in den entsprechenden Sitz zu bekommen und den unteren Bohrlochabschnitt abzudichten. Zudem ist das System in der Anzahl der Fracabschnitte begrenzt. Je nach Verrohrungsdurchmesser und Anbieter liegt die maximale Anzahl bei 20 bis 30 Abschnitten.

Die alternative Technik zum Öffnen der Fracports ist ein BHA (bottom hole assembly) an einem coiled tubing. Die BHA besteht in der Regel aus einem Lokalisierer zur genauen Positionierung der BHA, einer Greifeinrichtung für die Schiebemuffe und einem lösbaren Packer. Alternativ kann auch der Packer als Greifer für die Schiebemuffe fungieren (BAKER HUGHES 2011, WILSON 2012). Das Fluid zur Risserzeugung wird durch den Ringraum (Annulus) zwischen coiled tubing und Verrohrung injiziert. Die unteren Bohrlochabschnitte werden während der Fracoperation durch den Packer abgedichtet und geschützt. Die Fracports werden durch Bewegen der mit der Schiebemuffe verankerten BHA geöffnet.

Diese Technik besitzt im Vergleich zur Kugelaktivierung einige Vorteile. In der Regel lassen sich geöffnete Fracports mittels BHA auch wieder schließen, was für die Kontrolle über den Zufluss zu einzelnen Rissen enorme Vorteile bietet, speziell auch im Bezug auf die Geothermie. Für den Fall, dass gespült werden muß (cleanup), steht das coiled tubing zur Verfügung. Zudem kann das coiled tubing Druckwerte aus der Zielteufe (BHP) liefern, was wiederum eine bessere Analyse der Operation ermöglicht. Die Zeitersparnis gegenüber den Methoden mit separater Perforation ist weiterhin gegeben (GRUBER 2012). Das Verbleiben eines coiled tubing auf der Bohrung während der Fracoperation führt andererseits zu höheren Kosten im Vergleich zur Kugelaktivierung.

Generell besitzen derartige Komplettsysteme Vorteile gegenüber Methoden, bei denen eine separate Perforation vorgenommen werden muss. Die Systeme finden vor allem in Nordamerika bei der Tight Gas- und Schiefergasgewinnung Anwendung (SNYDER et al. 2010), da sie eine schnelle Erschließung und Produktionsaufnahme versprechen. Zukünftige Entwicklungen zielen auf ein Öffnen der Fracports ohne Eingriff in die Bohrung ab. Hierbei kann die RFID (Radio-Frequency-Identification) Technologie zum Einsatz kommen. Speziell codierte Schiebemuffen mit eigenem Antrieb werden ferngesteuert, beim Passieren des RFID Senders aktiviert und geöffnet (MASON et al. 2012).

Für eine Anwendung in der tiefen Geothermie sind die zuvor beschriebenen Komplettsysteme nicht ohne Weiteres verwendbar. Die Systeme werden momentan nur für Verrohrungsdurchmesser von 4 1/2" und 5" angeboten. Für die gewünschten größeren Durchmesser ( $\geq 7"$ ) müssten die Systeme erst angepasst und angeboten werden. Dies hätte einen erhöhten Investitionsaufwand zur Folge. Weiter werden bei der Technik Dichtungen verwendet, die für so hohe Temperaturen, wie sie in geothermalen Reservoiren herrschen, nicht ausgelegt sind. Die Weiterentwicklung und ein Austausch der Dichtungen und des Materials wären nötig. Zusätzlich zu diesen Punkten gibt es bis dato auch keine Langzeiterfahrungen mit dem System, vor allem nicht mit aggressiven Lagerstättenwässern, wie sie in Geothermiereservoirs vorkommen können. So ist nicht nachgewiesen, dass das Schiebemuffensystem den herrschenden Reservoirkonditionen widerstehen kann und sich die Fracports nach längerer Zeit noch schließen lassen.

#### **8.4 Zusammenfassung**

Die Jet-Perforation ist für das betrachtete Konzept die bevorzugte Methode, um den Zugang zum umgebenden Gestein durch die zementierte Verrohrung hindurch zu schaffen. Die Jet-Perforation ermöglicht hydraulisch leitfähigere Kanäle als die klassische Methode der Perforation mittels Hohlladungen.

Zur Risserzeugung sind verschiedene Methoden auf dem Markt verfügbar. Alle Konzepte weisen Vor- und Nachteile auf. Ideal für die Umsetzung des Multirisskonzepts ist das zuletzt aufgeführte Komplettsystem, das mittels coiled tubing gesteuert wird. Das System bietet die höchste Kontakt- und Durchströmfläche pro Verrohrungslänge zum Reservoir, was sowohl für eine lokale kontrollierte Risserzeugung von Vorteil ist als auch im späteren Betrieb eine hohe Fließrate begünstigt. Weiterhin ist die Option, den Zufluss zu bestimmten Rissen durch Wiederverschließen der Fracports zu kontrollieren, für den Betrieb von Interesse. So könnten bevorzugte Fließwege (Primärleiter) abgestellt werden bzw. das vorzeitige Auskühlen von Abschnitten durch zeitweilige Trennung vom Gesamtsystem verhindert werden. Der Einsatz eines Komplettsystems bietet gerade bei einer großen Anzahl zu erzeugender Risse eine enorme Zeit- und Kostenersparnis. Da aber momentan die technischen Voraussetzungen derartiger Systeme für die tiefe Geothermie, wie ausreichend großer Durchmesser und Langlebigkeit noch nicht gewährleistet oder erprobt sind, müsste aktuell eine Alternative gewählt werden.

Das Perforation & Annulus Path Fracturing – System, das während der Risserzeugung in der Bohrung verbleiben kann, kann derzeit bis zu einem Durchmesser von 7“ eingesetzt werden und kommt damit grundsätzlich für das betrachtete Konzept in Frage. Allerdings wäre eine Anwendung mit Injektion durch ein coiled tubing in der Extremvariante, wie sie hier untersucht wurde (5.000 m tief und 2.000 m Horizontalstrecke), nicht mehr möglich. Sollte eine geringere Tiefe oder kürzere Horizontalstrecke gewählt werden, so kann dieses System eine realistische Option darstellen.

Ohne weitere technische Entwicklungen oder Modifikationen am Konzept steht daher momentan nur die Plug & Perf-Methode für die hier formulierten Anforderungen zur Verfügung.



## 9 Erfahrungen mit Tiefbohrungen im Hartgestein

Kristallines Gestein bzw. Hartgestein waren bisher in der Öl- und-Gasbranche kaum eine Zielformation. Bohrungen im Kristallin wurden im Wesentlichen aus wissenschaftliche Gründen abgeteuft (z. B. KTB, Soultz) und dann auch häufig als vertikale Bohrung. Daneben gab es Bohrungen zur Baugrunderkundung z. B. in Vorbereitung von Tunnelprojekten (Gotthart-Tunnel). Letztere Bohrungen wurden meist im Bergbauverfahren also mit Diamantwerkzeugen in einem kleineren Durchmesser oder als Kernbohrung abgeteuft. Erste größere Vorerkundungsbohrungen mit einem Durchmesser von 6 ¾“ wurden in den Jahren zwischen 1999 bis 2001 teilweise als Volllochbohrung für das Tunnelprojekt der TGV Bahnlinie Lyon-Turin in den Französischen Alpen gebohrt mit horizontalen Längen von bis zu 1.000 m (WUNDES & FRACHE 2001).

Erst in den letzten ca. 15 Jahren sind KW Bohrungen auch verstärkt im Kristallin abgeteuft worden. Zu nennen sind hier vor allem Bohrungen in Indien und in Vietnam.

### 9.1 KTB und Soultz-sous-Forêts

In dem Geowissenschaftlichen Forschungsprojekt „Kontinentale Tiefbohrung der Bundesrepublik Deutschland (KTB) bestand das Ziel in dem Abteufen einer übertiefen Bohrung im Kristallin. Grundvoraussetzung für das Erreichen des Zieles war eine vertikale Bohrung über eine möglichst lange Bohrstrecke. Dazu war es notwendig, entsprechende Systeme zu entwickeln, die eine vertikale Bohrung ermöglichen. Es wurden selbststeuernde Vertikalbohrsysteme entwickelt, die die Vorläufer heute eingesetzter selbststeuernder Richtbohrsysteme sind. In diesen Systemen wurden die schon vorhandenen Komponenten: Bohrlochsohlenmotor (Positiv Displacement Mud Motor – PDM) und Datenübertragung (Mud Pulse System) mit neu zu entwickelnden bzw. im Bergbau schon eingesetzten Steuerungen zu einem Werkzeug verbunden. Aus den Erfahrungen beim Einsatz dieser Systeme und den auftretenden Problemen wie zum Beispiel bei

- Datenübertragung der Steuerbefehle nach unten an die Steuerrippen sowie der Datenübertragung nach übertage (zu geringe Datenrate, mechanische Probleme des Pulsers,..),
- Energieerzeugung untertage (Batterie, Generator),
- Dichtigkeit der Lager (Druckfestigkeit, Temperaturbeständigkeit, mechanische Beschädigung,..),
- Abstützen der Steuerrippen an der Bohrlochwand bei der Außensteuerung sowie Steuerung der Antriebswelle bei Innensteuerung

hat man Systeme entwickelt, die jede beliebige Lage im Raum ansteuern können.

Die eingesetzten Bohrmeißel im KTB Projekt sollten folgende Anforderungen erfüllen:

- Kleines Offset, d. h. die einzelnen Rollen sollten nur eine kleine Abweichung zueinander in der Achse haben
- Verwendung von gedichteten Rollen- und Gleitlager

Auf Grund der Erfahrungen aus anderen Bohrungen im Hartgestein wurden Rollenmeißel (genauer: Warzenmeißel) gewählt, wobei die Form der Warzen und die Anzahl variabel gehalten werden konnte.

Der Kaliberschutz an den Rollen und am Meißelkörper sollte geeignet sein für hohe Temperaturen, d. h. entsprechend hochtemperaturfeste Dichtungen und Schmierfette sollten verwendet werden. Aufgrund dieser Vorgaben entschied man sich für Meißel mit dem IADC-Code 6-2-7 bis 8-3-7 in der höchsten Entwicklungsstufe. Der IADC Code (International Association of Drilling Contractors) klassifiziert in der E&P Industrie die Bohrwerkzeuge wobei die erste Zahl für die Form und Art des Besatzes steht: 1-3 für Zahn- und 4-8 für Warzenform wobei wiederum die 1 für sehr weiche Formationen steht und die 8 für sehr harte Formationen. Die zweite Ordnungszahl beschreibt die zu bohrende Formation, 1 für weich und 4 für sehr hart und die 3 Zahl gibt die Art des Lagers an. Mit diesen Werkzeugen konnten bei der KTB durchschnittliche Bohrfortschritte von ca. 1,9 m/h in der 8 ½“-Phase bei einer durchschnittlichen Einsatzzeit von ca. 50 Stunden erzielt werden. Da diese Werkzeuge bis in einer Tiefe von ca. 7.500 m zusammen mit den Vertikalbohrsystemen eingesetzt wurden, sind die Werte nicht direkt vergleichbar mit konventionellen Einsätzen.

In dem Forschungsprojekt Soultz-sous-Forêts wurden mehrere Bohrungen teilweise abgelenkt im Granit abgeteuft. Auch hier kamen im Wesentlichen Warzenmeißel im IADC-Code von 6-1-7 bis 6-3-7 zum Einsatz. Die Auswahl der Werkzeuge entstand aus den eigenen Erfahrungen aus den ersten Bohrungen aber auch aus Projekten wie Los Alamos in den USA oder Rosemanowes in Großbritannien. Mit den gewählten Werkzeugen und bei Drehzahlen von nur 60 bis 65 Umdrehungen pro Minute konnten Bohrfortschritte (ROP) in der Bohrung GPK2 im unteren Bohrlochabschnitt, tiefer als 3.500 m, von ca. 2,8 m/h und Einsatzlängen von 120 m erreicht werden (Southern International Inc. GPK2). Mit zunehmender Teufe fielen diese auf unter 2 m/h und 60 m je Einsatz zurück. Die Ursache lag vermutlich in der Zunahme der Belastung der Werkzeuge durch hohe Drehmomente beim Bohren und Überlasten durch Klemmen der Werkzeuge/Strangs. Hierdurch entstand ein erhöhter Kaliberverschleiss. Diesem konnte durch verbesserten Kaliberschutz in der nächsten Bohrung (GPK3) entgegengewirkt werden und man erreichte ROP's von über 3 m/h und „Standlängen“ von durchschnittlich 147 m in der 8 ½“ Phase (Southern International Inc. GPK3).

Im Gegensatz zum KTB Projekt wurden im Soultz-Projekt im Wesentlichen steife Garnituren eingesetzt, mit Rollenräumern an Stelle von Stabilisierern. Damit sollte die Reibung minimiert werden. Der Antrieb erfolgte in der Regel von übertage. Untertagemotoren wurden nur in den Richtbohrstrecken eingesetzt. Die Drehzahl wurde bewusst gering gehalten, um Vibrationen im Strang und insbesondere am Bohrwerkzeug zu vermeiden.

Ein großes Problem in den Soultz Bohrungen war die Spülung. Ihr Einsatz war an ein kleines Wirkfenster bzgl. der Dichte geknüpft. Bei einer Dichte von kleiner  $1,05 \text{ kg/cm}^3$  kam es zu Zuflüssen aus der Formation und bei einem Gewicht größer  $1,07 \text{ kg/cm}^3$  zu Spülungsverlusten. Aus diesem Grunde wurden besonders klüftige Bereiche teilweise mit totalem Spülungsverlust aber letztlich erfolgreich durchteuft (SOUTHERN INTERNATIONAL INC. GPK3). In einzelnen Abschnitten konnten klüftige Bereiche zudem erfolgreich durch Spülungsverlustmaterialien blockiert werden.

## 9.2 Erfahrungen von weiteren Bohrungen

Die umfangreichsten Erfahrungen mit den Bohrungen im kristallinen Gebirge wurden bisher in Vietnam gesammelt. Dort wurden in den letzten Jahren im Granit ca. 30 Bohrungen pro Jahr abgeteuft. Meistens wurden hierbei „Rotary steerable systems“ (z. B. „AutoTrack“) mit sogenannten „X-treme“-Motoren der Fa. Baker Hughes und Dreirollen-Warzenmeißel (Tricone bits) eingesetzt. Es hat sich gezeigt, dass mit den AutoTrak-Systemen schneller und länger gebohrt werden kann. Mit diesen Systemen erreichen die Meißel Standzeiten von bis zu 800.000 Umdrehungen bei Bohrfortschrittsraten im Bereich 5 – 10 m/h. Die AutoTrak-Systeme haben sich insbesondere als vorteilhaft erwiesen für das Bohren von horizontalen Strecken (GRUENHAGEN 2012). Die eingesetzten Meißel entsprachen im Wesentlichen den Standard: IADC Code 6-2-7 bis 6-4-7.

Die Firma Smith Int. hat Ende 2013 Erfahrungen in Bohrungen in Polen im Granit mit sehr hohem Quarzanteil gemacht. Der erzielte Bohrfortschritt betrug bis zu 6 m/h. Auf Grund des hohen Quarzanteils wurden die Einsatzzeiten auf maximal 60 Stunden und die entsprechenden Meißelumdrehungen auf 520.000 begrenzt. Alle Werkzeuge zeigten nur wenig Verschleiß, d. h. längere Einsatzzeiten wären durchaus möglich gewesen (DE BERGER 2014). Zusätzlich hat die Firma Smith Int. Erfahrungen im Oberrheingraben im Granit mit Rollenmeißeln gemacht. Hier wurden bis 8 m/h erreicht. Die eingesetzten Werkzeuge im Granit entsprachen den IADC Code zwischen 627Y bis 647Y, wobei das Y für die Warzenform – konisch – steht. Der Einsatz „weicherer“ Meißel war nicht erfolgreich.





## 10 Schlussbemerkung

Die aktuellen Entwicklungen speziell im Bereich der Horizontalbohrtechnik und der Erschließungstechnik bilden die wesentlichen Grundlagen für die mögliche Umsetzung des betrachteten Multirisskonzepts. In vielen Teilaspekten sind technische Lösungen und Erfahrungen vorhanden, die für ein derartiges Vorhaben von großer Bedeutung sind. Dies betrifft unter anderem Erfahrungen mit Richtbohrgehäusen und Bohrmeißeln in tiefen abgelenkten Bohrungen sowie die Entwicklung von Fracsystemen für die multiple Risserzeugung. In einer Gesamtbetrachtung muss das Risiko für ein Multirissprojekt speziell unter den angenommenen Bedingungen (5.000 m Tiefe, 150° C, 1.000 – 2.000 m lange Horizontalbohrstrecke) allerdings als hoch eingeschätzt werden. Als besondere Herausforderungen sind der Rohreinbau und dessen geeignete Zementation in der langen Horizontalbohrstrecke sowie die Erzeugung und Durchströmung der vielfachen Risse einzuschätzen. Die multiple Risserzeugung zur Verbindung von zwei Horizontalbohrstäben sowie deren möglichst gleichmäßige Durchströmung im Betrieb sind spezifische Anforderungen für die Geothermie, zu der noch keine Erfahrungen vorliegen. Aufgrund des bestehenden Gesamtrisikos wird empfohlen, dieses Konzept zunächst in F&E-Vorhaben in deutlich geringerer Tiefe als den hier angenommenen 5.000 m zu erproben. Ein derartiges Projekt sollte Bestandteil eines langfristigen Programmes sein. Nur dadurch wird es möglich sein, die entsprechenden Erfahrungen in der Praxis zu sammeln, die für eine routinemäßige Umsetzung dieses für die geothermische Energiegewinnung in Deutschland sehr bedeutsamen Konzepts notwendig sind.



## 11 Veröffentlichungen

Nachfolgend sind die Tagungsbeiträge aufgeführt, auf denen Ergebnisse des Projekts vorgestellt wurden:

WELLBRINK, M. & JATHO, R. (2013): The application of the multfrac concept in horizontal wells for deep geothermal energy. A concept study". – Vortrag, Third European Geothermal Review - Geothermal energy for electrical power production, Mainz, Germany, 24-26 June 2013.

WELLBRINK, M. (2014): Technische Durchführung des Multirisskonzepts. – Vortrag, Workshop, BGR, Hannover, 27.02.2014.

WELLBRINK, M. (2014): Technische Aspekte zur Umsetzung des Multirisskonzepts. – Vortrag, Workshop, BGR, Hannover, 27.11.2014.

WELLBRINK, M. & TISCHNER, T. (2014): Das Multirisskonzept zur Erschließung petrothermaler Geothermiereservoirs – eine Konzeptstudie. – Vortrag und Tagungsbeitrag „Der Geothermiekongress DGK 2014“ Essen, 11. – 13. November 2014.

Die ersten beiden Vorträge wurden auf zwei öffentlichen Workshops in der BGR gehalten. Diese Workshops wurden im Rahmen dieses Verbundvorhabens an der BGR am 27.02.2014 und am 27.11.2014 organisiert und dienten speziell dem fachlichen Austausch mit Experten aus verwandten Themenfeldern. Es nahmen hieran jeweils zwischen 70 und 80 Personen teil.



## **12 Verwertbarkeit der Ergebnisse**

### **12.1 Erfindungen/Schutzrechtsanmeldungen**

Es liegen keine Erfindungen und Schutzrechtsanmeldungen vor.

### **12.2 Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende**

Das Multirisskonzept als Option zur Erschließung dichter Lagerstätten kann die wirtschaftliche Attraktivität in Bezug auf die Nutzung der Tiefengeothermie in Deutschland und darüber hinaus deutlich erhöhen. Es wird erwartet, dass durch dieses Vorhaben Impulse für weitere F&E-Vorhaben und Projektentwickler ausgehen, um perspektivisch das enorme geothermische Potenzial in gering permeablen oder dichten Gesteinsformationen zu nutzen.

### **12.3 Wissenschaftlich- technische Erfolgsaussichten nach Projektende**

Die gewonnenen Erkenntnisse werden es den Projektbeteiligten erlauben, sich noch aktiver in weiteren EGS-Projekten sowohl in Form von F&E-Arbeiten als auch in Form von Dienstleistungen/Beratungen einzubringen. Die Ergebnisse wurden auf Fachkongressen präsentiert und veröffentlicht. Zudem werden alle gewonnenen Daten und Untersuchungsergebnisse öffentlich zugänglich gemacht.

### **12.4 Wissenschaftlich und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit**

Es wurden technische Verfahren aus den Bereichen Bohrtechnik und Erschließungstechnik bewertet, die Projektentwicklern dazu verhelfen, die Machbarkeit der petrothermalen Geothermie unter Einbeziehung dieses Multirisskonzepts zu bewerten.

Die durchgeführten Untersuchungen, Abschätzungen und Bewertungen sind relativ standortunabhängig und können auf spezifische Lokationen angewendet werden. Der Erkenntnisgewinn in diesem Vorhaben dient dazu, bisher nicht nutzbare petrothermale Reservoirs in die geothermische Erschließung mit einzubeziehen. Zusammen mit der Förderung für petrothermale Projekte wird das enorme Potenzial insbesondere der Kristallgebiete hierdurch verstärkt in den Blickpunkt der Geothermieentwicklung gerückt.

### **12.5 Ergebnisse Dritter**

Es fanden regelmäßige Treffen mit den projektbeteiligten Partnern im Rahmen des Verbundvorhabens statt. Hierbei erfolgte ein intensiver Gedanken- und Wissensaustausch über das jeweilige Fortschreiten der Teilprojekte sowie Diskussionen über offene Fragestellungen. Zudem wurden zwei Workshops in Hannover durchgeführt, an denen jeweils 70 – 80

---

Fachkollegen aus der tiefen Geothermie und aus der Öl- und Gasbranche teilnahmen und ihre Erfahrungen zu den betrachteten Themenfeldern einbrachten. Hierdurch und durch weitere gezielte Gespräche und Diskussionen mit Fachkollegen, kann davon ausgegangen werden, dass die in Deutschland und darüber hinaus vorliegenden Erfahrungen zu dem betrachteten Themenkreis in das Vorhaben eingeflossen sind. Es wurden keine Ergebnisse von Dritten bekannt, die eine wesentliche Änderung der Ausrichtung und Zielsetzungen im Vorhaben erforderlich machten.

---

## Literaturverzeichnis

- ABBAS, S., LECAMPION, B. & PRIOUL, R. (2013): Competition Between Transverse and Axial Hydraulic Fractures In Horizontal Wells. – SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 4-6 February 2013, The Woodlands; Texas, USA (Society of Petroleum Engineers).
- AL-GHAZAL, M. A., DRIWEESH, S. M., AL-SAGR, A. M., ABEL, J. T., WILSON, S. & JOHNSTON, B. (2012): Coiled Tubing Operational Guidelines in Conjunction with Multistage Fracturing Completions in the Tight Gas Fields of Saudi Arabia. – SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, 23-25 January 2012; Abu Dhabi, UAE (Society of Petroleum Engineers).
- ALLEN, F., TOOMS, P., CONRAN, G., LESSO, B. & VAN DE SLIJKE, P. (1997): Extended-Reach Drilling: Breaking the 10-km Barrier. – Oilfield Review, 9: 32-47; Houston (Schlumberger).
- BAKER HUGHES (2009): HTHP Drilling Fluids. ([http://public.bakerhughes.com/environment/downloads/25601%20HPHT%20Dilling%20Fluids%20Brochure\\_1209.pdf](http://public.bakerhughes.com/environment/downloads/25601%20HPHT%20Dilling%20Fluids%20Brochure_1209.pdf)) [Stand 24.09.2015]
- BAKER HUGHES (2010): High-Pressure/High-Temperature Solutions Maximize reservoir performance with enhanced efficiency and reliability. [http://assets.cmp.bh.mxcloud.com/system/96599d804d94403e9215de5516d322ef/pdfs/pdf/30237.HPHT\\_brochure\\_HiRes.pdf](http://assets.cmp.bh.mxcloud.com/system/96599d804d94403e9215de5516d322ef/pdfs/pdf/30237.HPHT_brochure_HiRes.pdf) [Stand 21.09.2015]
- BAUMGÄRTNER, J., HOMEIER, G., HETTKAMP, T., TEZA, D., GANDY, T., (2005): Experiences with directional drilling in hot, hard & fractured rocks. Experiences with high temperature cementing in saline formations. – European HDR-Project Soultz, Novel technologies applied to HDR/HFR drilling, August 2005.
- BELL, M. R. G. & CUTHILL, D. A. (2008): Next-Generation Perforating System Enhances the Testing and Treatment of Fracture Stimulated Wells in Canada. – SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008; Denver, Colorado, USA (Society of Petroleum Engineers).
- BERGER, H.-J., FELIX, M., GÖRNE, S., KOCH, E., KRENTZ, O., FÖRSTER, A., FÖRSTER, H.-J., KONIETZKY, H., LUNOW, C., WALTER, K., SCHÜTZ, H., STANEK, H., WAGNER, S. (2011): Tiefengeothermie Sachsen, 1. Arbeitsetappe 09/2009-07/2010. – Schriftenreihe des LfULG, Heft 9/2011, Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie.
- BESSON, A., DILLARD, S., BURR, B., SCOTT, D., DRAKE, E., IVIE, B., IVIE, C., SMITH, R. & WATSON, G. (2000): On the Cutting Edge. – Oilfield Review: 36-57; Houston, Texas, USA (Schlumberger).

- BROWN, E., THOMAS, R. AND MILNE A. (1986): The challenge of completing and stimulating horizontal wells. – Oilfield Review, 2/3: 52-63; Houston, Texas, USA (Schlumberger).
- CARSLAW, H.W., JAEGER, J.C. (1959): Conduction of heat in solids. – 2<sup>nd</sup> ed. Oxford, Clarendon Press: 496.
- CEP CENTRAL EUROPEAN PETROLEUM GMBH (2014): Hintergrundpapier: Bohrlochtest Barth 11 in der Saal/Barth-Struktur.
- CHOLET, H. (2008): Well production practical handbook. – Editions Technip, New Exp edition.
- DANESHY, A. (2011A): Multistage fracturing using plug-and-perf systems. – World Oil, 232: 41–48.
- DANESHY, A. A. (2011B). Hydraulic fracturing of horizontal wells: Issues and insights. – SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 24-26 January 2011, The Woodlands; Texas, USA (Society of Petroleum Engineers).
- DE BERGER, D. B. (2014): Smith International Deutschland GmbH (Schlumberger) – Persönliche Mitteilung.
- DENNEY, D. (2012): Cemented-Liner- vs. Openhole-Packer- Completed Tight Gas Horizontal Wells. – Journal of Petroleum Technology, 64/05: 136-139.
- DIRKSEN, R. (2009): Hostile Drilling Environments require new approach. – Harts's Energy E&P: 40-41; Houston, Texas, USA (Hart Energy).
- DONGCHEN (2012): Downhole Motors [Online]. Dong Chen Petroleum Drilling Equipment Co., Ltd. ([http://www.downhole-motor.com/products\\_detail/&FrontColumns\\_navigation01-1335170381585FirstColumnId=53&&productId=21&comp\\_stats=comp-FrontProducts\\_list01-1334802015621.html](http://www.downhole-motor.com/products_detail/&FrontColumns_navigation01-1335170381585FirstColumnId=53&&productId=21&comp_stats=comp-FrontProducts_list01-1334802015621.html).) [Stand 18.09.2015]
- DOWNTON, G., HENDRICKS, A., KLAUSEN, T. S. & DEMOS, P. (2000): New directions in rotary steerable drilling. – Oilfield Review, 12/1: 18-29; Houston, Texas, USA (Schlumberger).
- DUEY, R. (2012): Cost effectiveness requires science and execution excellence. – Harts's Energy E&P; Houston, Texas, USA (Hart Energy).
- ENGESER, B. (1996): Das Kontinentale Tiefbohrprogramm der Bundesrepublik Deutschland – KTB – Bohrtechnische Dokumentation, Hannover //(Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung).
- ERDÖL UND ERDGAS IN DEUTSCHLAND (2015): (<http://www.erdoel-erdgas-deutschland.de/chronik/>) [Stand 22.09.2015].
- EXXONMOBIL (2013): Ein Weltrekord wird volljährig – Multi-Frac-Projekt Söhlingen Z 10 produziert bis heute Erdgas. Ein Weltrekord wird volljährig – Multi-Frac-Projekt Söhlingen Z 10 produziert bis heute Erdgas. [Stand 24.09.2015]



- GANDY INC. (2004): European Economic Interest Group – In: SOUTHERN INTERNATIONAL INC. HDR Soutlz GPK4: – Final Drilling Report, 2004, European Hot Dry Rock Program, Internal report, 93 pages.
- GENTRY, D. & MOEN, E. (2013): Cemented sliding sleeves: the future of horizontal completions. – Harts's Energy E&P; Houston, Texas, USA (Hart Energy).
- GEOHERMAL EXPLORATION LTD (2007): Geopower Basel AG, BASEL, Interner Bericht über die Bohrung Basel 1 (unveröffentlicht).
- GONZALES, A., CLARK, T., DOUGLAS, C., ELSIK, G., MUELLER, L., YU, J., SHI, J. & ZHANG, Y. (2011): Advances in PDC Cutter Bit Improve Drilling in Hard, Abrasive Formation. – Journal of Petroleum Technology: 26-27.
- GRUBER, S. (2012): Technology aids fracturing success. – Harts's Energy E&P; Houston, Texas, USA (Hart Energy).
- GRUENHAGEN, H. (2012): Technical Support Manager - Drilling Systems Baker Hughes – Continental Europe. – Persönliche Mitteilung.
- GULRAJANI, S.N. & NOLTE, K.G. (2000): Fracture Evaluation Using Pressure Diagnostics – In: M. J. & Nolte, K. G.: Economides – Reservoir Stimulation; Chichester (Wiley & Sons).
- HALLIBURTON (2007): Optimizing Perforation Design with the Halliburton PerfPro® Service. Wireline and Perforating Services, Halliburton. <http://www.halliburton.com/public/lp/contents/brochures/web/h03334.pdf> [Stand 22.09.2015]
- HALLIBURTON (2011): HT/HP Delivering success in HT/HP reservoirs through experience, innovation and reliable technologies, H07779, 2011 Halliburton, [http://www.halliburton.com/public/solutions/contents/HPHT/related\\_docs/HPHT\\_Global\\_Client\\_Brochure.pdf](http://www.halliburton.com/public/solutions/contents/HPHT/related_docs/HPHT_Global_Client_Brochure.pdf) [Stand 22.09.2015].
- HALLIBURTON (2012A): Fast Drill® TC Bridge and Frac Plugs. 2012 Halliburton ([http://www.halliburton.com/public/tttcp/contents/data\\_sheets/web/h/h06151.pdf](http://www.halliburton.com/public/tttcp/contents/data_sheets/web/h/h06151.pdf)) [Stand 22.09.2015].
- HALLIBURTON (2012B): QuadPack® Plus Drill Bits. 2012, Halliburton, [http://www.halliburton.com/public/sdbs/sdbs\\_contents/Brochures/Web/H06408.pdf](http://www.halliburton.com/public/sdbs/sdbs_contents/Brochures/Web/H06408.pdf). [Stand 18.09.2015]
- HALLIBURTON (2014): 4 ½" RAPIDFRAC® SYSTEM. Halliburton Completion Solutions ([http://www.halliburton.com/public/cps/contents/BD\\_Mktg/H011426RapidFracFlyer.pdf](http://www.halliburton.com/public/cps/contents/BD_Mktg/H011426RapidFracFlyer.pdf)) [Stand 22.09.2015].
- HARI, R. S. & LAUN, L. E. (2010): Improvements in Multistage Fracturing of Horizontal Wells Using a Newly Introduced Single-Trip Coiled-Tubing-Conveyed Annular Perforating and Fracturing Tool-Benefits Savings and Case Histories. – IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition; New Orleans Louisiana (Society of Petroleum Engineers).

- HÄRING, M., SCHANZ, U., LADNER, F. & DYER, B. (2008): Characterisation of the Basel 1 enhanced geothermal system. – *Geothermics* 37(5): 469-495.
- HELMS, L. (o. J.): Horizontal Drilling, DMR Newsletter Vol. 35 No. 1 <https://www.dmr.nd.gov/ndgs/documents/newsletter/2008Winter/pdfs/Horizontal.pdf>. [Stand 24.09.2015]
- HOLFT, C., LAHOTI, N., FORTIER, V. (2013): New cementing method uses pipe movement to maximize displacement. – *Drilling contractor Innovating while drilling*. – SPE/IADC Drilling conference; “Dynamic Cementation: A Solution to well Integrity Problems”, SPE/IADC, 5-7 March 2013; Amsterdam.
- IDE, R. C. (2011): Hydrodynamic Thrust Bearings for Downhole Mud Motor Use. – AADE National Technical Conference and Exhibition, 12-14 April, 2011; Houston Texas, USA (American Association of Drilling Engineers).
- JUNG, R. & SPERBER, A. (2009): Erschließung der Vulkanite des Norddeutschen Beckens mit Multiriss-Systemen. – *Deutscher Geothermiekongress, Tagungsband Deutscher Geothermiekongress*; Bochum.
- JUNG, R. (2013): EGS - Goodbye or back to the future, in *Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*. – In: A. P. Bungler, J. McLennan & R. Jeffrey, R. (eds.): *InTech*: 95-121, doi:10.5772/45724.
- JÜRGENS, R. (2011): Meilensteine in der Richtbohrtechnik. – In: *Kolloquium aus Anlass der Vollendung des 80. Lebensjahres von Herrn Prof. Dr.-Ing. Drs. h.c.Claus Marx*, 26. August 2011. Micon Drilling GmbH Nienhagen.
- KING, G. E. (2010): Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned? – SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Florence, Italy, 19-22 September 2010.
- KLUTH, T. (2013): Downhole Motortechnik, auf dem Workshop Senkung des bohrtechnischen Anteils an der geothermischen Stromgestehungskosten, 09. Februar 2005 (Baker Hughes) – Persönliche Mitteilung zum Vortrag.
- LEFORT, G. & WILLIAMS, M. (2006): Longevity Features Improve Bit Reliability over Long Bit Runs in Hard Rock. – In: HALLIBURTON (ed.). (Halliburton).
- LENTSCH, D., SAVVATIS, A., SCHUBERT, A. & SCHOEBEL, W. (2012): Overcoming drilling challenges with rotary steerable technology in deep geothermal wells in the Molasse Basin of Southern Germany. – *Geothermal Resources Council Transactions, Geothermal Resources Council 2012 Annual Meeting*, 2012: 165-169.
- LINDSAY, S. D., FLORES, D. & ABLES, C. (2012): Downhole Mixing Fracturing Method Using Coiled Tubing Efficiently; Executed in the Eagle Ford Shale. – SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands; Texas, USA (Society of Petroleum Engineers).

- LUMMER, N. R., YADIGAROV, Y., BLOCK, R. & KAMPERS, B. (2014): Innovatives Spacer-System-Entwicklung, Validierung und Feldeinsatz. – Deutscher Geothermiekongress, Tagungsband Deutscher Geothermiekongress; Essen, Deutschland.
- MAEHS, J., LÜBBERS, G., LEHR, J., KLUTH, T. & SCHINDEL, K. (2014): Bohrtechnische Untersuchung und Bewertung von Horizontalbohrungen im Hartgestein – Konzeptstudie, 106 S., BHI Drilling Engineering Group Celle.
- MAKRIS, K., BARCLAY, D. A. & VANARNAM, W. (2011): Use of High-Strength Coiled Tubing in High-Pressure/High-Temperature Perforating Operations. – SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition, 5-6 April 2011 The Woodlands; Texas, USA (Society of Petroleum Engineers).
- MASON, J., TOUGH, J. M., DAY, P. M. & HATTON, S. (2012): Intervention-less completions for unconventional shale plays. – SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, 23-25 January 2012; Abu Dhabi, Vereinigte Arabische Emirate. (Society of Petroleum Engineers).
- MATSON, R. AND BENNETT, R. (1990): horizontal wells-7 cementing horizontal holes becoming more common. – Oil and Gas Journal 12/17/1990. <http://www.ogj.com/articles/print/volume-88/issue-51/in-this-issue/production/horizontal-wells-7-cementing-horizontal-holes-becoming-more-common.html> [Stand 22.09.2015].
- MAURER, W. C. (1977): contributor in: Downhole Drilling Motors: Technical Review. – Final Report: 153-158; Springfield, USA (Energy Research and Development Administration).
- MCDANIEL, B. W. & SURJAATMADJA, J. B. (2009): Hydrajetting applications in horizontal completions to improve hydraulic fracturing stimulations and improve ROI. – SPE Eastern Regional Meeting, 23-25 September 2009; Charleston, West Virginia, USA. (Society of Petroleum Engineers).
- McPHERSON, A. A. (2001): Horizontal casing/liners can be cemented with success equal to that of vertical ones. – Offshore 1455; 04/01/2001(<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-61/issue-4/news/horizontal-casings-liners-can-be-cemented-with-success-equal-to-that-of-vertical-ones.html>) [Stand 22.09.2015].
- MOHAMED, N. B., TAN, J. H., HASMATALI, D., MING, L. K. & HEISIG, G. (2009): Promising Results from First Deployments of Rotary Steerable Technology in Vietnam Basement Granite. – Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, 4-6 August 2009; Jakarta, Indonesia (Society of Petroleum Engineers).
- MÜLLER, U. (2013): Tiefer, präziser, effektiver - neuste Trends und Entwicklungen der Tiefbohrtechnik. – Freiburger Forschungsforum: 64. Berg- und Hüttenmännischer Tag, 2013; Freiberg(TU Bergakademie Freiberg).

- NÚÑEZ-GARCIA, W., SOLARES, J. R., JAUREGUI, J. A. L., DUARTE, J. E., CHACÓN, A., HEIDORN, R. L. & IZQUIERDO, G. (2010): First Successful Low-Cost Abrasive Perforation with Wireless Assisted Coiled Tubing in a Deviated High-Pressure/High Temperature Gas Well. – International Petroleum Exhibition and Conference, 1-4 November 2010; Abu Dhabi, Vereinigte Arabische Emirate (Society of Petroleum Engineers)..
- NGUYEN C. (2009): A study of underbalanced drilling application for granite basements in Vietnam. – Submitted for the degree of Doctor of Philosophy; United Kingdom, (Heriot-Watt University, Institute of Petroleum Engineering).
- ORAZZINI, S., ITALY, E., KASIRIN, R., FERRARI, G., BERTINI, A., BIZZOCCHI, I., FORD, R., LI, Q. & ZHANG, M. (2011): New Roller Cone Bit Technology for Geothermal Application Significantly Increases On-Bottom Drilling Hours. – Geothermal Resources Council Annual Meeting, October 23-26, 2011, San Diego, California, USA.
- PARVEEN (2013): Parveen model “L” sliding sleeve. – Parveen Industries PVT LTD.( <http://www.parveenoilfield.com/parveen-model-l-sliding-sleeve-1298720.html>) [Stand 22.09.2015]
- PASCHOA, C. (2014): Stinger technology aims to optimize pre-salt drilling. – OE (Offshore Engineer), Vol 9.
- PRATT, D. W. & MILLER, M. (2009): When is a hole more than a hole? – Hart’s E&P, 3 November 2009 (<http://www.epmag.com/when-hole-more-hole-641301>) [Stand 22.09.2015].
- RAFIE, S. (2007): Thermal Management of Downhole Oil and Gas Logging Sensors for HTHP Applications Using Nanoporous Materials. ASME 2007 2nd Energy Nanotechnology International Conference Santa Clara, California, USA, September 5–7, 2007, Baker Hughes – INTEQ; Houston, Texas, USA.
- REDLINGER, T.M., McCORMICK, J. (2011): Longer, deviated wells push drill pipe limits Drilling Contractor, Categorized; 2011, Innovating While Drilling, March/April Posted on 23. March 2011. – IADC/SPE 139410, “A Historical Review of Drill Pipe Capabilities and the Triggers for Change,” presented at the IADC/SPE Drilling Conference & Exhibition, 1-3 March; Amsterdam, The Netherlands
- REICH, M., KLUTH, T. & REGENER, T. (2004): Im Eilschritt durch den Buntsandstein? Neuste Entwicklungen aus dem Bereich der Hochleistungsbohr-Motoren. – Freiburger Forschungsforum: 55. Berg- und Hüttenmännischer Tag, 18. Juni 2004; Freiberg, (TU Bergakademie Freiberg).

- REYNOLDS, M. M., THOMSON, S., QUIRK, D. J., DANNISH, M. B., PEYMAN, F., & HUNG, A. (2012): A direct comparison of hydraulic fracture geometry and well performance between cemented liner and open hole packer completed horizontal wells in a tight gas reservoir. – SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 6-8 February 2012, The Woodlands; Texas, USA (Society of Petroleum Engineers).
- RICHARDS, H.G., PARKER, R.H., GREEN, A.S.P., JONES, R.H., NICHOLLS, J.D.M., NICOL, D.A.C., RANDALL, M.M., RICHARDS, S., STEWART, R.C., WILLIS-RICHARDS, J. (1994): The performance and characteristics of the experimental Hot Dry Rock geothermal reservoir at Rosemanowes. Cornwell (1985 – 1988). – Geothermics, 23(2): 73-109.
- SCHLUMBERGER (2011): ThermaSTONE. Thermally responsive cement. ([http://www.slb.com/~media/Files/cementing/product\\_sheets/thermastone\\_cement\\_ps.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/cementing/product_sheets/thermastone_cement_ps.pdf)) [Stand 24.09.2015]
- SCOTT, D. E. (2006): The History and Impact of Synthetic Diamond Cutters and Diamond Enhanced Inserts on the Oil and Gas Industry. – IDR Industrial diamond review, 1: 48-55.
- SMITHBITS (2011): ONYX II PDC Cutters, Next generation cutter for today's toughest drilling environments. – Smith Bits a Schlumberger Company ([https://www.slb.com/~media/Files/smith/brochures/drill\\_bits/onyx\\_2.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/smith/brochures/drill_bits/onyx_2.pdf)) [Stand 22.09.2015].
- SMITHBITS (2013): Product Catalog. – Smith Bits a Schlumberger Company. ([http://www.slb.com/~media/Files/smith/catalogs/bits\\_catalog.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/smith/catalogs/bits_catalog.pdf)) [Stand 22.09.2015].
- SMITHBITS (2014): Typical Insert Types [Online]. Smith Bits a Schlumberger Company. ([http://petrowiki.org/Roller\\_cone\\_bit\\_design](http://petrowiki.org/Roller_cone_bit_design)) [Stand 11/2014].
- SNYDER, D., SEALE, R. A. & HOLLINGSWORTH, R. (2010): Optimization of Completions in Unconventional Reservoirs for Ultimate Recovery. – SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1-3 December 2010; Lima, Peru (Society of Petroleum Engineers).
- SOUTHERN INTERNATIONAL INC. GPK2: HDR Soutlz, Final Report GPK2, European Hot Dry Rock Program. – Internal report, 27 pages.
- SOUTHERN INTERNATIONAL INC. GPK3: Groupment Europeen d' interet Economique, HDR Soutlz, – Final Report, 55 pages.
- STACHEL, A. (2002): Erkundung, Entwicklung und Perspektiven des Erdölfeldes Mittelplate. RWE-DEA Hamburg. – DGG Mittlg.; 3/2002.
- SUGIURA, J. (2008): Systematic Testing with Push- and Point-the-Bit Rotary-Steerable Systems Leads to the Optimal BHA Design for Stability, Steerability and Borehole Quality. – AADE Fluids Conference and Exhibition 2008; Houston, Texas, USA, (American Association of Drilling Engineers).

- TERRELL, H. (2011): New drill bit technology: Designing the tool to suit the well. – World Oil, October 2011 issue, 232, 33-35. 2012 by Gulf publishing Company, USA.
- TISCHNER, T., SCHINDLER, M., JUNG, R., NAMI, P. (2007): HDR project Soultz: Hydraulic and seismic observations during stimulation of the 3 deep wells by massive water injections. – Proceedings, Thirty-Second Workshop on Geothermal Reservoir, January 22-24; Stanford, California (Stanford University) .
- TISCHNER, T., KRUG, S., PECHAN, E., HESSHAUS, A., JATHO, R., BISCHOFF, M. & WONIK, T. (2013): Massive hydraulic fracturing in low permeable sedimentary rock in the Genesys project. – Proceedings, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering ,February 11-13, Stanford, California (Stanford University).
- WEATHERFORD (2008): PBP Bridge Plug. Weatherford. ([http://www.weatherforddirect.com/groups/public/documents/weatherforddirect/wft\\_direct\\_pbp.pdf](http://www.weatherforddirect.com/groups/public/documents/weatherforddirect/wft_direct_pbp.pdf)) [Stand 22.09.2015]
- WEATHERFORD (2013): Tubing Conveyed Perforation Guns (TCP). – Al-Shaheen Weatherford. [weatherford.com](http://weatherford.com)
- WEATHERFORD (2011): Sand-Jet Perforator. Weatherford. (<http://alshaheenweatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/wft110759.pdf>) [Stand 22.09.2015]
- WILLIAMS, M. (1997): Better Turns for Rotary Steerable Drilling. – IN: Oilfield Review, 9, Spring 2004:L 4-9. Houston, Texas, USA (Schlumberger).
- WILSON, A. (2012): Target Fracturing using Coiled-Tubing-Enabled Fracturing Sleeves. – Journal of Petroleum Technology 64/06: 77-79.
- WOLGAST, D. & KONIETZKY, H. (2015): Erschließung petrothermaler Geothermiereservoirs, Teilprojekt 2: Numerische Simulation der Risserzeugung bzw. Stimulation in geringpermeablen Gesteinsformationen im Rahmen des Multi-Riss-Konzeptes. – Bericht, 17. Dezember 2014, Technische Universität Freiberg, Institut für Geotechnik, Lehrstuhl für Gebirgs- und Felsmechanik/Felsbau.
- WUNDES, B., FRACHE, E. (2001): Exploration drilling with rotary and wireline-coring Systems. (<https://www.yumpu.com/de/document/view/10496903/exploration-drilling-with-rotary-and-wireline-coring-sytms-wwdc>) [Stand 22.09.2015].
- YUDIN, A. V., BURDIN, K., YANCHUK, D., NIKITIN, A. N., BATAMAN, I. V., SERDYUK, A., MOGUTOV, N. & SITDIKOV, S. S. (2012): Coiled Tubing Reduces Stimulation Cycle Time by More Than 50% in Multilayer Wells in Russia. – SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition, 27-28 March 2012, The Woodlands; Texas, USA (Society of Petroleum Engineers).

Abbildungsverzeichnis	Seite
Abb. 1.1: Schematische Darstellung des Erschließungskonzepts mittels Multifracs im kristallinen Gestein (Granit) in ca. 5.000 m Tiefe.	13
Abb. 2.1: Rissgeometrie am Ende der Fluidinjektion nachdem 5.000 m <sup>3</sup> Wasser mit einer Injektionsrate von 3 m <sup>3</sup> /min (50 l/s) injiziert wurden. Die kleinste Horizontalspannung wurde als konstant über die vertikale Tiefe angenommen. Die blauen Konturen symbolisieren das Risswachstum im 30-minütigen Abstand.	20
Abb. 2.2: Vertikales Profil der kleinen Horizontalspannung im Raum Freiberg (BERGER et al. 2011).	21
Abb. 2.3: Rissgeometrie für unterschiedliche Permeabilitäten (1*10 <sup>-16</sup> m <sup>2</sup> , 1*10 <sup>-17</sup> m <sup>2</sup> ; 1*10 <sup>-18</sup> m <sup>2</sup> ) infolge der Injektion von 5.000 m <sup>3</sup> Wasser mit 50 l/s und dem Spannungsprofil in Abbildung 2.2. Die blauen Konturen symbolisieren das Risswachstum im 30-minütigen zeitlichen Abstand.	22
Abb. 2.4: Rissfläche in Abhängigkeit vom Injektionsvolumen bei Injektion mit 50 l/s für die im Diagramm angegebenen Permeabilitäten. Das Spannungsprofil entspricht dem von Abbildung 2.2. Zusätzlich ist gestrichelt eine von JUNG (2013) aus verschiedenen EGS-Projekten empirisch abgeleitete Korrelation dargestellt ( $A_R = 2,18 \cdot 10^{-3} \cdot V^{0,59}$ , mit der Rissfläche $A_R$ [km <sup>2</sup> ] und dem Injektionsvolumen $V$ [m <sup>3</sup> ]).	23
Abb. 2.5: Druckverluste entlang von Standardverrohrungen mit den angegebenen Außendurchmessern bei Durchströmung mit Wasser mit einer Fließrate von 100 l/s, einer Dichte von 1,1 kg/l und einer Viskosität von 5*10 <sup>-4</sup> Pa*s. Die grün gestrichelte Linie markiert die Länge, bei der die Reibungsdruckverluste äquivalent sind zu einem gleichmäßigen und äquidistanten Abstrom über 20 Risse über eine 2.000 m lange Verrohrung. Die Berechnung erfolgte mit einer halbempirischen Formel (siehe CHOLET 2008).	25
Abb. 2.6: Schematische Darstellung zweier Bohrungskonzepte zur Umsetzung des Multiriss-Verfahrens. Variante 1 (links): Zwei von einem Bohrplatz aus abgeteufte Bohrungen, die in eine Richtung abgelenkt werden. Variante 2 (rechts): Zwei von einem Bohrplatz abgeteufte Bohrungen, die gegenläufig abgelenkt werden.	26
Abb. 3.1: Schematische Darstellung des Bohrungsverlaufs und des Verrohrungsschemas in Variante 1 (Szenario 1.2) mit 7" Endverrohrung. Zeichnung entnommen aus MAEHS et al. (2014).	30
Abb. 3.2: Schematische Darstellung des Bohrungsverlaufs und des Verrohrungsschemas in Variante 2 (Szenario 2.2) mit 7" Endverrohrung. Zeichnung entnommen aus MAEHS et al. (2014).	33
Abb. 4.1: Darstellung der doppelten Dichtungen und von neuen Materialien für den Hochtemperatur/Hochdruck-Bereich (modifiziert nach ORAZZINI et al. 2011).	41

---

Abb. 4.2:	High Energy Lager (links) und Standardlager (rechts). Zeichnungen modifiziert nach HALLIBURTON (2012b).	41
Abb. 4.3:	Darstellung der Vergrößerung der Meißelschenkel (rot). Zeichnungen modifiziert nach HALLIBURTON (2012b).	41
Abb. 4.4:	Übliche Warzenformen von weich (links) bis hart (rechts). Darstellung modifiziert nach SMITHBITS (2014).	42
Abb. 4.5:	Darstellung von diamantbeschichteten Warzen des Schichtaufbaus der Warzen zur Verbesserung der Haltbarkeit bei Abrasion, Schlag und thermischer Belastung (modifiziert nach BESSON et al. 2000).	43
Abb. 4.6:	Heutiger Kaliberschutz an Rollenmeißeln am Beispiel von Produkten der Firma Baker Hughes (modifiziert nach MÜLLER 2013).	43
Abb. 4.7:	Darstellung der Spülführung am Bohrmeißel und dessen Verbesserung im Hinblick auf den Bohrkleinaustrag durch gerichtete Düsen (rechts). Darstellung modifiziert nach HALLIBURTON (2012b).	44
Abb. 4.8:	Vergleich der Schneidelemente Onyx II und Standard Onyx (Firmenbezeichnung bei Smith Bits, vergleichbar mit den von der Firma Baker Hughes entwickelten Schneidelemente vom Typ Quantec bzw. Quantec Force). Dieser zeigt die geringere Anfälligkeit gegen Absplittern und Schädigung des neuen Diamantbesatz nach 300 Arbeitsdurchgängen im Labor auf einem Granitblock. Darstellung modifiziert nach TERRELL (2011).	45
Abb. 4.9:	PDC Cutter mit drehendem Schneidelement (Onyx 360). Darstellung modifiziert nach SMITHBITS (2013).	46
Abb. 4.10:	PDC-Meißel mit Stinger im Zentrum (Smith Bits). Darstellung modifiziert nach PASCHOA (2014).	46
Abb. 4.11:	„Full Bullet Stinger“. Darstellung modifiziert nach DE BERGER (2014) und SMITHBITS (2013).	47
Abb. 5.1:	Einteilung von Horizontalbohrungen (SPE 2013)	52
Abb. 5.2:	Darstellung von Turbinen und Motoren als Untertageantrieb (modifiziert nach REICH et al. 2004).	53
Abb. 5.3:	Typische Rotor/Stator-Verhältnisse und die Auswirkung auf Drehzahl und Drehmoment (modifiziert nach DONGCHEN 2012). RPM: Drehzahl.	54
Abb. 5.4:	Kennfeld von Ultra und X-treme Motoren. Der Ultra-Motor besteht aus einem Stahlrohr mit zylindrischem Innenrohr und unterschiedlich dickem Elastomer. Mittlere Betriebsdauer bis zum Versagen: 2.000 h. Der X-treme Motor besteht aus einem vorkonturiertem Stahlrohr, der in eine dünne äquidistante Elastomerschicht eingelassen ist. Mittlere Betriebsdauer bis zum Versagen 3.000 h (modifiziert nach KLUTH 2013).	54
Abb. 5.5:	Moderne Axialdrucklager für Untertageantriebe (modifiziert nach IDE 2011).	55



---

Abb. 5.6:	Vergleich der Belastungen neuer hydrodynamischer Lager (blau) zu Standard Gleit- und Kugellager unter Laborbedingungen. (T=65° C; Last 3100 dN; 1.000 UPM für PDC- und Hydrodynamische Lager, 150 UPM für Kugellager). Darstellung modifiziert nach IDE (2011).	56
Abb. 5.7:	Bohrungsverlauf: rot konventionell mit Motor und Benthousing, schwarz mit RSS System (modifiziert nach DOWNTON et al. 2000).	58
Abb. 5.8:	Entwicklung der Vertikalbohrsysteme bei der KTB (modifiziert nach ENGESER (1996), JÜRGENS (2011)	58
Abb. 5.9:	Hauptkomponenten eines RSS Einheit (modifiziert nach LENTSCH et al. 2012)	59
Abb. 5.10:	RSS mit nicht rotierendem Gehäuse mit eingebauter flexibler Antriebswelle (modifiziert nach SUGIURA 2008)	60
Abb. 5.11:	RSS mit geostationärer Welle mit vorher festgelegtem Neigungswinkel (modifiziert nach SUGIURA 2008).	60
Abb. 5.12:	RSS mit nicht drehendem Außenkäfig auf dem Grundgehäuse mit drei „Kufen“, die die Ablenkung steuern (modifiziert nach SUGIURA 2008).	61
Abb. 5.13:	RSS mit „Push the bit-system“ mit drei Anlagepunkten und nicht rotierendem Steuerenteil (modifiziert nach SUGIURA 2008).	61
Abb. 5.14:	Vergleich der Einsatzzeiten und Bohrlängen von konventionellen Richtbohrsystemen und RSS mit Motor (Type A) und ohne Motor (Type B) – Ölbohrungen im Granit in Vietnam (modifiziert nach MOHAMED et al. 2009).	64
Abb. 6.1:	Schematische Darstellung eines Zentrierers, der gleichzeitig der Reibungsminderung dient.	67
Abb. 8.1:	Schematische Darstellung eines Ausbaus mit „External casing packer“ im unverrohrtem Bohrloch.	73
Abb. 8.2:	Schematische Darstellung eines Hohlladungsträgers ( BELL & CUTHILL 2008)	75
Abb. 8.3:	Schemadarstellung einer Perforationskanone und des möglichen Winkelversatzes (Phase) zwischen den Schusslöchern (linke Seite modifiziert nach WEATHERFORD 2010).	75
Abb. 8.4:	Links: Schematische Darstellung des Nahbereichs um die Perforationsstelle. Rechts: Freigelegter Perforationstunnel aus einem Experiment zum Vergleich von overbalanced Perforation und underbalanced Perforation. Darstellung modifiziert nach HALLIBURTON (2007), PRATT & MILLER (2009).	77
Abb. 8.5:	Vergleich der bohrlochnahen Druckverluste für konventionelle Ladungen (rot) und reaktive Ladungen (grün). Darstellung modifiziert nach BELL & CUTHILL (2008).	77
Abb. 8.6:	Links: Schematische Darstellung einer Jet-Perforationseinheit; Rechts: Teilaufnahme einer Jet-Perforationseinheit. Zu erkennen sind die versetzten, einzeln austauschbaren Jet-Düsen. Darstellung modifiziert nach NÚÑEZ-GARCIA et al. (2010) und WEATHERFORD (2011).	78

---

Abb. 8.7:	Schnitt durch eine Probe die mittels Jet-Perforation perforiert wurde. Wurde Darstellung modifiziert nach NÚÑEZ-GARCIA et al. (2010).	79
Abb. 8.8:	Schematische Darstellung des Plug & Perf-Verfahrens. Die Teilabbildungen 1 bis 4 zeigen die Abläufe in einem Abschnitt (Plug Setzen, Perforation, Risserzeugung, Plug Setzen im nächsten Abschnitt). Die 5. Teilabbildung zeigt das nach Beendigung der multiplen Risserzeugung notwendige Ausfräsen aller Plugs.	81
Abb. 8.9:	Schematische Darstellung von zwei „Plugs“. Der Frac Plug (links) ist durchlässig und kann mit einer Kugel in eine Richtung verschlossen werden. Der Bridge Plug (rechts) dichtet komplett ab. Darstellung modifiziert nach HALLIBURTON (2012a).	82
Abb. 8.10:	Schematische Darstellung des „Perforation & Annulus Path Fracturing“-Verfahrens bei Jet-Perforation. Die Teilabbildungen zeigen nacheinander die einzelnen Phasen der Gesamtoperation.	84
Abb. 8.11:	Links: Schematische Darstellung der Schiebemuffentechnik (Sliding Sleeves) in geschlossenem und geöffnetem Zustand. Rechts: Varianten der Schiebemuffen mit unterschiedlichem Fracport-Design. Darstellung modifiziert nach BAKERHUGHES 2011, HALLIBURTON 2012c und PARVEEN 2013 (links).	86

Tabellenverzeichnis	Seite
Tab. 1.: Typische Parameter von Granitproben aus dem Erzgebirge und der Lausitz in Sachsen, die für Simulation der Rissausbreitung in Anlehnung an WOLGAST & KONIETZKY (2015) verwendet wurden.	19
Tab. 2.: Kalkulierte Rissfläche in Abhängigkeit von der Gesteinspermeabilität bei Injektion von 5.000 m <sup>3</sup> Wasser und dem in Abbildung 2.2 dargestellten Spannungsprofil, siehe Abbildung 2.3.	21
Tab. 3.: Szenarien, die im Rahmen der bohrtechnischen Studie betrachtet wurden (siehe auch Abb. 2.6).	29
Tab. 4.: Berechnungsergebnisse zu den Bohrarbeiten in Variante 1. Die Angaben beziehen sich auf die tiefere Bohrung und die Sektionen unterhalb von 3.000 m Tiefe. Gelb unterlegte Parameter werden als problematisch eingeschätzt.	31
Tab. 5.: Berechnungsergebnisse zum Linereinbau in Variante 1. Gelb unterlegte Parameter werden als problematisch eingeschätzt.	32
Tab. 6.: Berechnungsergebnisse zu den Bohrarbeiten in Variante 2. Die Angaben beziehen sich auf die tiefere Bohrung und die Sektionen unterhalb von 3.000 m Tiefe. Gelb unterlegte Parameter werden als problematisch eingeschätzt.	34
Tab. 7.: Berechnungsergebnisse zum Linereinbau in Variante 2. Gelb unterlegte Parameter werden als problematisch, rot unterlegte als besonders kritisch eingeschätzt – siehe Erläuterungen am Ende dieses Kapitels.	34
Tab. 8.: Auswahl relevanter Bohrlochmessungen für Bohrungen im kristallinen Gestein.	36
Tab. 9.: Einsatzdaten aus Testläufen in den USA für „Full Bullet Stinger Bit“ im Granit mit 7 7/8“ JB15.02 (TERRELL 2011).	47
Tab. 10.: Systeme des Übergangs von vertikalen zu horizontalen Bohrungen.	52
Tab. 11.: Auslegungstemperaturen von Untertagebohrmotoren der Fa. Baker Hughes. HTHP: Hochtemperatur, Hochdruck.	57