

Erschließung der Vulkanite des Norddeutschen Beckens mit Multiriss-Systemen

Reinhard Jung*, Axel Sperber**

*JUNG-GEOTHERM, **IDEAS Ing.-Büro Sperber

Keywords: Petrothermale Systeme, Multi-Fracs, Horizontalbohrungen

Zusammenfassung

Die Vulkanite des Norddeutschen Beckens sind die größte und attraktivste Ressource für die geothermische Stromerzeugung im Norddeutschen Becken. Ihre in weiten Gebieten auf einige hundert Meter begrenzte Mächtigkeit macht Erschließungskonzepte erforderlich, die von den bisher untersuchten petrothermalen Erschließungsverfahren abweichen (Hot-Dry-Rock-Technik). Eine aussichtsreiche Option sind Multi-Riss-Konzepte. Ihr besonderer Vorteil sind die Dimensionierbarkeit des Leistungsbereichs und die Reproduzierbarkeit. Sie erfüllen damit den ursprünglichen Anspruch der HDR-Technologie, „Engineered Geothermal Systems (EGS)“ schaffen zu wollen. Die technische Realisierung von Multiriss-Systemen stellt jedoch hohe Anforderungen an die Bohr-, Komplettierungs- und Frac-Technik. Dies gilt insbesondere für die Herstellung von langen tiefen Horizontalbohrstrecken im Vulkanit. Stark abgelenkte Bohrungen und Horizontalbohrungen sind in der Erdöl- und Erdgasbranche seit vielen Jahren Stand der Technik. Die dabei eingesetzte Technologie ist auch für tiefe Geothermieprojekte in Sediment- wie in Kristallingesteinen einsetzbar. Die mit langen Horizontalsektionen verbundenen Probleme werden diskutiert und ausgewählte technische Lösungen zur Überwindung vorgestellt.

1. Einleitung

Die Vulkanite des Norddeutschen Beckens sind neben den Graniten und Gneisen des Oberrheingraben die attraktivste petrothermale Ressource in Deutschland. Ihr Strompotenzial von rund 66 EJ entspricht etwa den petrothermalen Stromressourcen des Oberrheingraben und übertrifft beispielsweise die hydrothermalen Stromressourcen des Süddeutschen Molassebeckens um mehr als das Hundertfache (Paschen et al., 2003). Besondere Vorteile gegenüber dem Oberrheingraben liegen in der schwachen seismischen Aktivität des Norddeutschen Beckens und der geringeren Siedlungsdichte. Im Vergleich zu den großflächigen Kristallinregionen Mittel- und Süddeutschlands zeichnet sich das Norddeutsche Becken durch höhere Untergrundtemperaturen aus. In weiten Bereichen überschreiten die Temperaturen am Top der Vulkanite 160 °C (Abb. 1). In ihrem zentralen Verbreitungsgebiet werden 190 °C und mehr erreicht.

Im Gegensatz zu den massigen meist mehrere tausend Meter mächtigen Kristallinregionen Süd- und Mitteleutschlands weisen die Vulkanite des Norddeutschen Beckens in weiten Bereichen nur wenige hundert Meter Mächtigkeit auf (Abb. 2).

Dies erfordert Erschließungsmethoden, die von den bisher in den Hot-Dry-Rock-Forschungsprojekten erprobten Konzepten abweichen (Tester et al., 2006). Eine vielversprechende Option wird in Multi-Riss-Konzepten gesehen. Im Rahmen einer Studie wurde ein solches Multiriss-Konzept entwickelt und die technische Realisierbarkeit geprüft. Im Folgenden sind die wesentlichen Ergebnisse der Studie zusammengefasst.

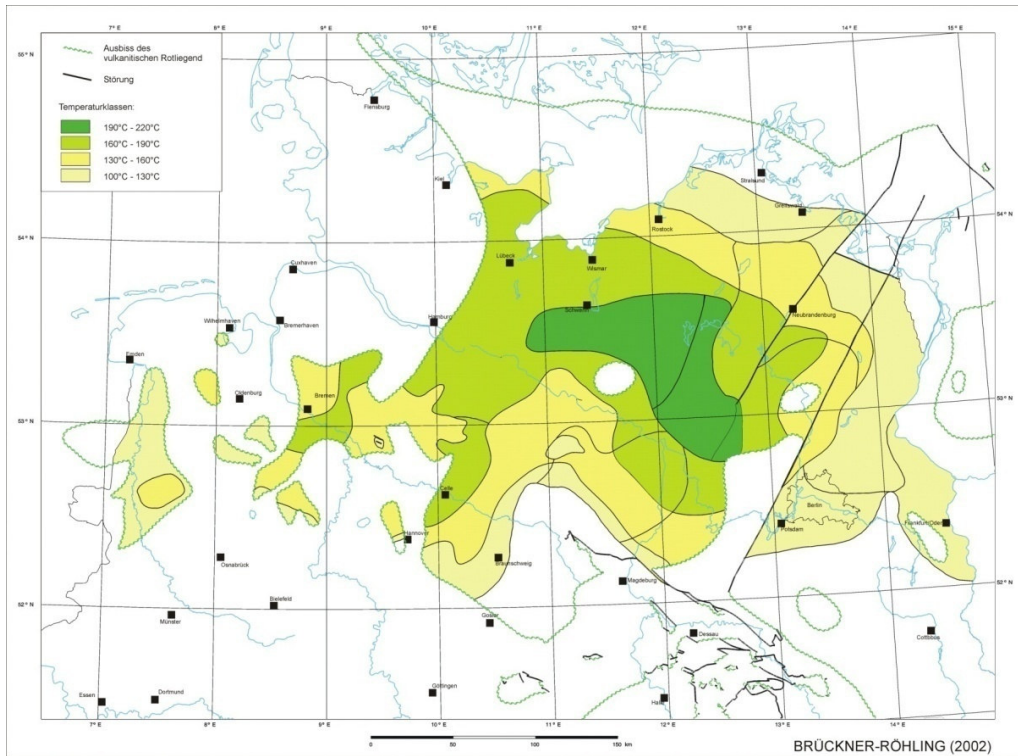


Abb.1: Temperaturen am Top der Rotliegend-Vulkanite des Norddeutschen Beckens (Quelle: Jung et al., 2002)

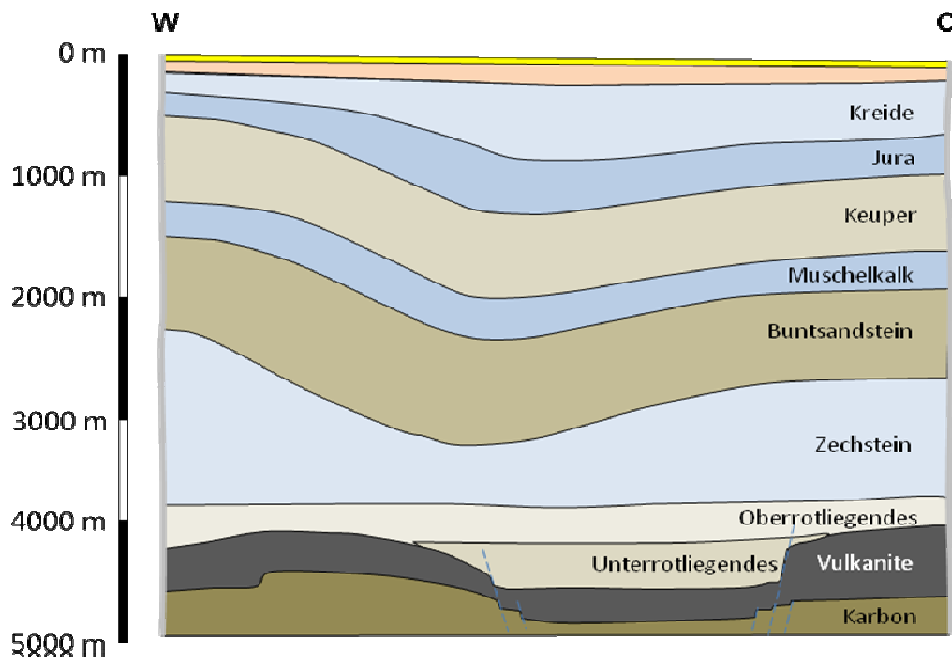


Abb.2: Typisches geologisches Profil aus dem Ostteil des Norddeutschen Beckens (nach Stackebrandt & Manhenke, 2002)

2. Das Multiriss-Konzept

Das für die Vulkanite des Norddeutschen Beckens konzipierte Multiriss-Konzept sieht vor, eine Bohrlochdublette mit langen Horizontalstrecken im Vulkanit zu erstellen und mittels hydraulischer Risse zu verbinden (Abb. 3).

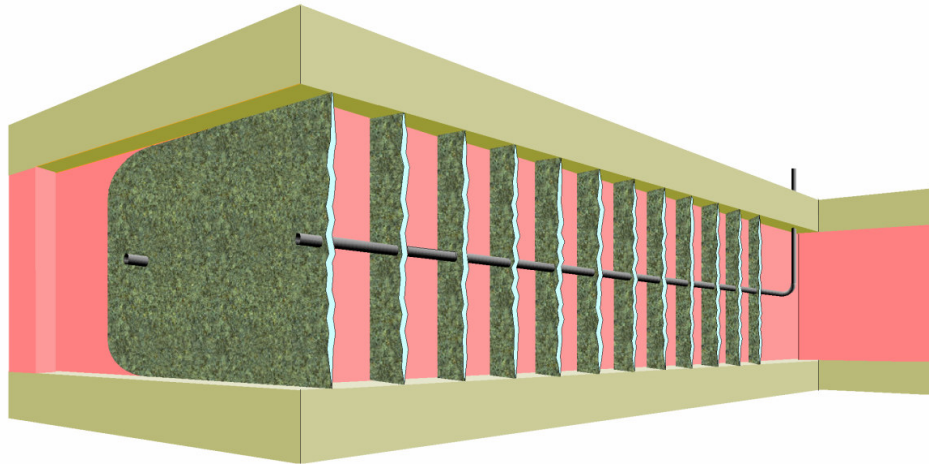


Abb.3: Schema eines Multiriss-Systems für die Erschließung der Vulkanite des Norddeutschen Beckens. Mittlere Gesteinsschicht: Vulkanit, Hangendschicht: Rotliegend-Sandstein, Liegendschicht: Karbon-Sandstein. Die Horizontalstrecken der Bohrungen verlaufen parallel zur Richtung der minimalen horizontalen Hauptspannung.

Zur Warmegewinnung wird Wasser über die Injektionsbohrung durch das Riss-System gepresst und in der Produktionsbohrung zutage gefördert.

Multiriss-Systeme werden seit etlichen Jahren für die Gasgewinnung aus den Rotliegend-Sandsteinen des Norddeutschen Beckens eingesetzt (Abou-Sayed et al., 1996). Für die geothermische Stromerzeugung werden jedoch wesentlich größere Rissflächen benötigt. Eine weitere Herausforderung besteht darin, dass mit den Rissen eine hydraulische Verbindung zwischen zwei Bohrungen geschaffen werden muss. In den Erdgasreservoirs genügt es dagegen, hinreichend große Austauschflächen im Wirtsgestein aus Einzelbohrungen zu erzeugen.

3. Dimensionierung des Multiriss-Systems

Um Anzahl und Größe der für ein Multiriss-System benötigten Rissflächen zu ermitteln, wurden thermische Modellrechnungen mit einem analytischen Modell (Heuer, 1998) ausgeführt, mit dem die zeitliche Entwicklung des Temperaturfeldes in den Rissen und der Verlauf der Produktionstemperatur für einfache Rissgeometrien berechnet werden kann (Abb. 4 und Abb. 5).

Die Simulationsrechnungen ergaben, dass für eine befriedigende Leistungscharakteristik ca. 1000 m lange Horizontalstrecken, 500 m Bohrlochabstand und eine hohe Anzahl von Rissen benötigt werden. Das Ergebnis, insbesondere die hohe Anzahl der Risse überrascht und lässt Zweifel an der Realisierbarkeit des Konzeptes aufkommen, die durchaus berechtigt sind, wenn man den immensen technischen und finanziellen Aufwand zum Maßstab nimmt, der schon für die Erstellung deutlich kleinerer Multiriss-Systeme in tiefliegenden Erdgaslagerstätten nötig ist. Der Schlüssel liegt eindeutig in der Anwendung des Wasserfrac-Verfahrens, das technisch sehr viel einfacher ist als die in der Erdöl- und Erdgasindustrie übliche Frac-Technik und das in den Hot-Dry-Rock-Projekten zu sehr guten Ergebnissen geführt hat.

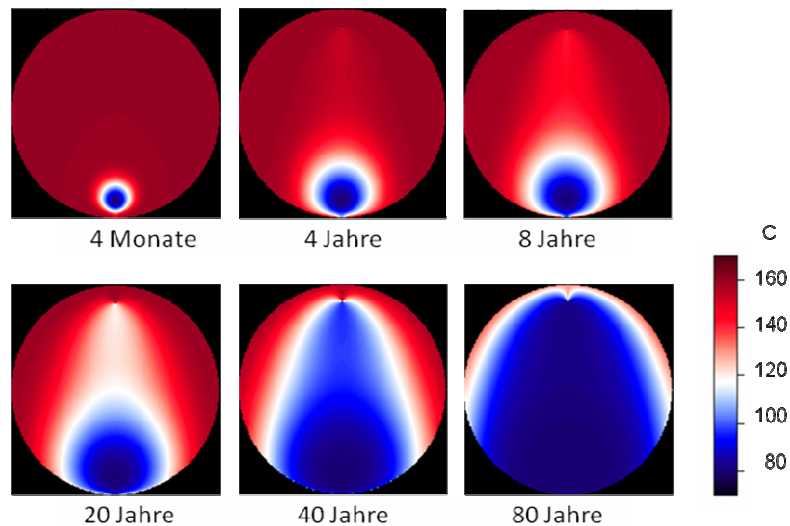


Abb.4: Temperaturverteilung in den (kreisförmigen) Rissen des Multiriss-Systems in Abhängigkeit der Betriebsdauer. Injektionsbohrung unten, Produktionsbohrung oben. Ergebnisse von analytischen Simulationsrechnungen (Quelle: Kappelmeyer-Geothermik-Consult, Karlsruhe).

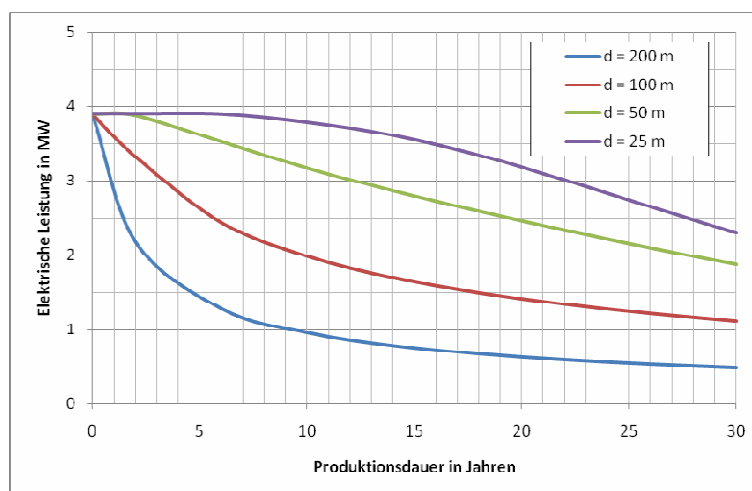
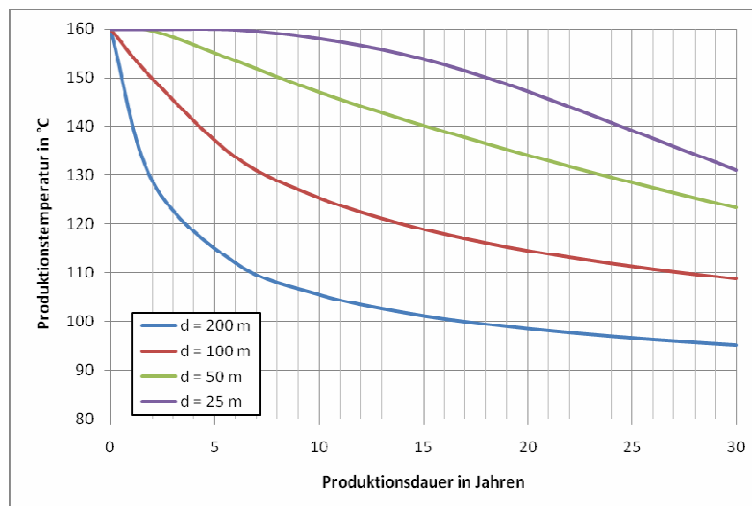


Abb. 5a/b: Zeitlicher Verlauf der Produktionstemperatur (a) und der elektrischen Leistung (b) verschiedener Varianten eines Multiriss-Systems. d: Abstand zwischen den Rissen. Ergebnisse von analytischen Simulationsrechnungen (Berechnungen durch: Kappelmeyer-Geothermik-Consult, Karlsruhe).

4. Frac-Simulationsrechnungen

Aus den Hot-Dry-Rock-Projekten liegen jedoch keine Erfahrungen bezüglich des Risswachstums in geschichteten Gesteins-Formationen vor. Da die Gebirgsspannungen von den mechanischen Eigenschaften der Gesteinsschichten abhängen, ist nicht ohne weiteres klar, wie sich die Risse an den Schichtgrenzen, insbesondere am Top der Vulkanite verhalten. Um diese Frage zu untersuchen, wurden Simulationsrechnungen mit einem kommerziellen Frac-Simulationsprogramm ausgeführt (FRACPRO).

Die Simulationen zeigen, dass ausreichend große Rissflächen mit moderaten Fließraten und Wasser-Volumina erzeugt werden können, solange die Gebirgsspermeabilität im Mikro-Darcy-Bereich liegt. Dies dürfte sowohl für den Vulkanit als auch für das unterlagernde Karbon zutreffen, nicht aber für den Rotliegendesandstein des Hangenden. Für die Anlage des Multiriss-Systems ist deshalb entscheidend, ob an der Grenze Vulkanit-Rotliegendesandstein eine ausreichende Spannungsbarriere existiert.

Ist sie vorhanden, wird das vertikale Risswachstum am Top Vulkanit gestoppt und die Risse wachsen vorwiegend in die Länge (Abb. 6). Mit moderaten Fließraten und Volumina können unter diesen Umständen im Vulkanit Risse mit einer horizontalen Halblänge von deutlich mehr als 500 m erzeugt werden. Die Zweitbohrung kann in diesem Fall in einem Horizontalabstand von mindestens 500 m durch die Risse gelenkt werden.

Existiert keine ausreichende Spannungsbarriere an der Grenze vom Vulkanit zum Rotliegendesandstein, würden die Risse vorwiegend in die Höhe und damit weit in die Rotliegendesandsteine hinein wachsen (Abb. 6). In diesem Fall empfiehlt es sich, die Horizontalstrecke der Erstbohrung unterhalb der Vulkanit-Basis zu projektieren. Die Horizontalstrecke der Zweitbohrung sollte in diesem Fall so gerichtet werden, dass sie die Risse im oberen Bereich der Vulkanite durchörtert. Auf diese Weise lässt sich auch für diese ungünstigere Situation der geforderte Mindestabstand von 500 m zwischen Produktionsbohrung und Injektionsbohrung erreichen.

Über die hydraulischen Eigenschaften ungestützter Risse im Vulkanit liegen Erfahrungen aus dem Geothermieprojekt Großschönebeck vor (Zimmermann et al., 2009). Diese zeigen, dass die Risse ähnlich wie im Granit nach Druckentlastung eine beachtliche hydraulische Leitfähigkeit (Transmissibilität) behalten, die mit der von Stützmittel-beladenen Rissen vergleichbar ist. Aus dem Karbon gibt es keine entsprechenden Daten. Aufgrund der Gesteinseigenschaften muss jedoch damit gerechnet werden, dass die Risse im Karbon ungünstigere hydraulische Eigenschaften haben als im Vulkanit. Dies kann durch eine größere Rissanzahl oder durch einen höheren Betriebsdruck im Multiriss-System kompensiert werden, so dass die angestrebte Fließrate auch in diesem Fall erreichbar erscheint.

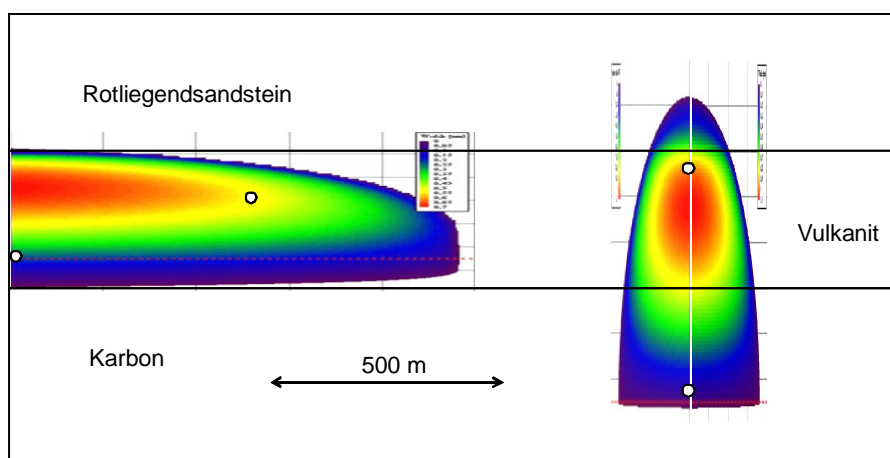


Abb. 6: Ergebnisse von zwei Frac-Simulationsrechnungen bei ausreichender Spannungsbarriere an der Grenze Vulkanit-Rotliegendesandstein (links) und bei unzureichender Spannungsbarriere an den Grenzen Karbon-Vulkanit und Vulkanit-Rotliegendesandstein. Injektionsvolumen: 2000 m³. Weiße Kreise: Durchstoßpunkte der Bohrungen.

5. Risserzeugung & Rissortung

Das vorgeschlagene Multiriss-Konzept unterscheidet sich von den bisher erprobten Hot-Dry-Rock-Konzepten, bei denen lange unverrohrte Bohrlochstrecken massiv stimuliert wurden, dadurch, dass das Riss-System ingenieurmäßig planbar wird. Dies gelingt aber nur, wenn durch hydraulische Separierung kurzer Bohrlochabschnitte in berechenbarer Weise die benötigte Anzahl künstlicher Risse erzeugt wird. Technisch lässt sich dieses Konzept dadurch umsetzen, dass die Erstbohrung, von der aus die Risse erzeugt werden, bis zur Sohle verrohrt und zementiert wird. Die Risserzeugung erfolgt dann durch Wasserinjektion in perforierten Bohrlochabschnitten mit moderaten Fließraten und Volumina.

Um die Zweitbohrung gezielt durch die Risse der Erstbohrung lenken zu können, müssen Orientierung und Erstreckung der Risse bekannt sein. Die Rissortung hat sich im Norddeutschen Becken wegen der schwachen induzierten Seismizität als problematisch erwiesen, da bei vergleichbaren Frac-Tests nur wenige Signale mit Oberflächenstationen detektierbar waren (Orzol et al., 2004). Allerdings gelang es im Geothermieprojekt Großschönebeck, in einer zur Frac-Bohrung benachbarten Tiefbohrung eine größere Anzahl induzierter Signale zu registrieren und den Rissverlauf aus den Herdlokationen zu ermitteln. In Ermangelung einer zweiten Tiefbohrung in unmittelbarer Nähe der Frac-Bohrung müssen deshalb neben oberflächennahen Geophonstationen auch Bohrlochgeophone in der Injektionsbohrung eingesetzt werden. Entsprechende Geophonsonden existieren. Ihre Kombinierbarkeit mit Bohrlochpackern ist jedoch noch offen.

6. Bewertung der bohrtechnischen Realisierbarkeit

Für die Realisierung des gezeigten Konzepts sind lange Horizontalbohrstrecken nötig, aus denen heraus die multiplen Fracs erzeugt werden sollen.

Zunächst ist festzustellen, dass sowohl stark abgelenkte und Horizontalbohrungen als auch die Fracerzeugung in der Öl- und Gasindustrie seit Jahrzehnten übliche Techniken sind. Auch multiple Fracs in Horizontalbohrstrecken sind Stand der Technik, allerdings mit größeren Abständen zwischen den Einzel-Fracflächen.

In den letzten Jahren wurden – u.a. in Deutschland im Feld Dieksand/Mittelplate - beeindruckende Leistungen beim Erbohren weit entfernter Ziele erreicht. Die Bohrung Dieksand 6 weist zum Beispiel bei einer Gesamtlänge von 9.275 m und einer Vertikalteufe von 2.335 m einen Ablenkbetrag von 8.434 m auf. Als Beispiel für den Stand der Technik sei hier jedoch die in 2008 geteufte Offshore-Bohrung BD-04A in Qatar genannt, die bei einer Weltrekord-Endteufe von 12,3 km eine Horizontalabweichung von 10,9 km aufweist! Besonders erwähnenswert ist dabei, dass die gesamte Horizontalsektion in einer nur 6 m dicken Schicht zu steuern war!

Die in diesen Projekten benutzte Technologie ist grundsätzlich auch für tiefe Geothermieprojekte – in Sediment- wie in Kristallingestein – einsetzbar. Damit ist die prinzipielle technische Realisierbarkeit des gezeigten Konzeptes gegeben.

Nachfolgend wird gezeigt, welche Probleme bei langen Horizontalsektionen zu berücksichtigen und zu überwinden sind und stellt einige technische Lösungen vor, die den aktuellen Stand der Technik darstellen.

Generell sind folgende Problemkreise zu betrachten:

1. beim Bohren

- hohe Drehmomente und Schleiflasten in langen Horizontalsektionen (dadurch Begrenzung der Reichweite)

2. beim Verrohren langer Horizontalsektionen

- hohe Drehmomente und Schleiflasten in langen Horizontalsektionen

3. beim Zementieren langer Horizontalsektionen

- schlechte Zementation bei unvollständiger Verdrängung der Spülung im Ringraum (gute Zementation Voraussetzung für die Realisierbarkeit multipler Fracs!)

6.1 Problemkreis „Reibung“

Es wird deutlich, dass – sowohl für den Bohrvorgang als auch für den Rohreinbau - ein Hauptproblem in hohem Drehmoment und hoher Schleiflast zu sehen ist, verursacht durch die Reibung zwischen Bohrstrang und Bohrlochwand bzw. bereits eingebauter Verrohrung. Die Probleme können durch Verminderung der Reibung reduziert werden.

Die Reibung ist definiert als

Vertikalkomponente des Stranggewichts x Reibbeiwert μ

Prinzipielle Lösungsansätze für den Bohrvorgang und den Rohrstrangeinbau sind daher:

- Reduzieren der Stranggewichte (z.B. Al- oder Ti-Legierungen statt Stahl)
- Bei Rohreinbau Strang innen (z.T.) leer halten (Gewichtsreduzierung durch „Einschwimmen“; übliche Praxis z.B. in norddeutschen ERD-Bohrungen)
- Einsatz reibungsmindernder Spülungsadditive (oder Ölspülung)
- Strang immer drehen (nur Gleitreibung)
- Bohr- bzw. Rohrstrang besser im Bohrloch „lagern“ (Kugel-/Rollenlager)

Das Potenzial für erzielbare Reibungsminderung durch Einsatz von Leichtmetall-Legierungen, insbesondere Aluminium-Bohrgestänge in einem Horizontalabschnitt sei an dem folgenden Beispiel gezeigt (Tabelle 1):

Tabelle 1: Gewichts- und Schleiflastvergleich verschiedener Rohrstrangwerkstoffe

Materialdichten und relative Stranggewichte unter Berücksichtigung des Auftriebs in der Spülung				
		Stranggewicht in Spülung (rel. zu Gew. in Luft)	relatives Gewicht %	Reduktion d. Auftrieb %
s.G. Spülung [kg/l]	1,1			
s.G. Stahl [kg/l]	7,85	0,86	86,0%	14,0%
s.G. Aluminium [kg/l]	2,78	0,60	60,4%	39,6%
s.G. Titan [kg/l]	4,54	0,76	75,8%	24,2%
Basis: Stranggewicht in Luft	1		in Luft	in Spülung
			t	t
5" 19,5# DP (Stahl)	1000	m x 33,5 kg/m	33,5	28,8
5" DP (Al-Legierung)			11,9	7,2
5" DP (Ti-Legierung)			19,4	14,7
Schleiflastvergleich in horizontalem Bohrabschnitt				
			t	%
Schleiflast bei $\mu =$	0,3	Stahl-DP	8,6	100,0%
(= Gewicht x μ)		Al-DP	2,2	24,9%
		Ti-DP	4,4	51,0%

Al-Bohrgestänge ist vor allem im Gebiet der ehemaligen Sowjetunion häufig im Einsatz. Allerdings unterliegen Al-Legierungen allgemein einem hohen Festigkeitsverlust unter höheren

Temperaturen, wie sie insbesondere in tiefen Geothermie-Projekten erschlossen werden sollen; die Einsatzbarkeit als Bohrstrangwerkstoff ist daher für diesen Zweck eingeschränkt. Der Einsatz von Al-Legierungen für tiefe Verrohrungen ist wegen der geringeren Festigkeit und den daraus resultierenden geringen Druckfestigkeiten ebenfalls nur sehr eingeschränkt möglich.

Ti-Legierungen sind vor allem aus Kostengründen für beide Einsatzzwecke nur als „Exoten“ anzusehen, so dass für tiefe Geothermie-Projekte üblicherweise vornehmlich Stahlrohre zum Einsatz kommen.

Der Einsatz reibungsmindernder Spülungsadditive ist bereits auch in tiefen Geothermie-Bohrungen gängige Praxis; es wird daher hier nicht darauf eingegangen.

Die Herstellung von stark geneigten bis hin zu horizontalen Abschnitten benötigt den Einsatz von Richtbohrtechnik. Die heute in der tiefen Geothermie (noch) überwiegend eingesetzten konventionellen Richtbohr-Systeme bestehen aus einem Untertageantrieb (downhole motor = DHM; Abbildung 7 & 8) mit einstellbarem Knickstück und darüber im Bohrstrang angeordneter Messeinrichtung für Neigung und Richtung (measurement while drilling = MWD).

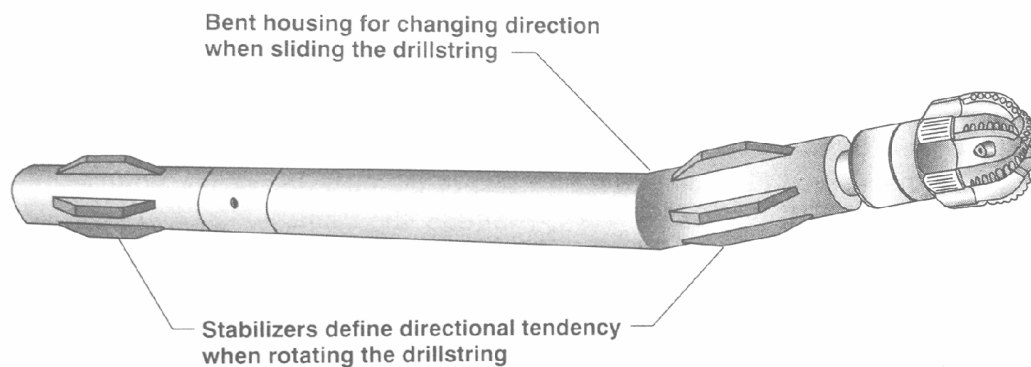


Abb. 7: Untertageantrieb; Außenansicht (Economides et al., 1998)

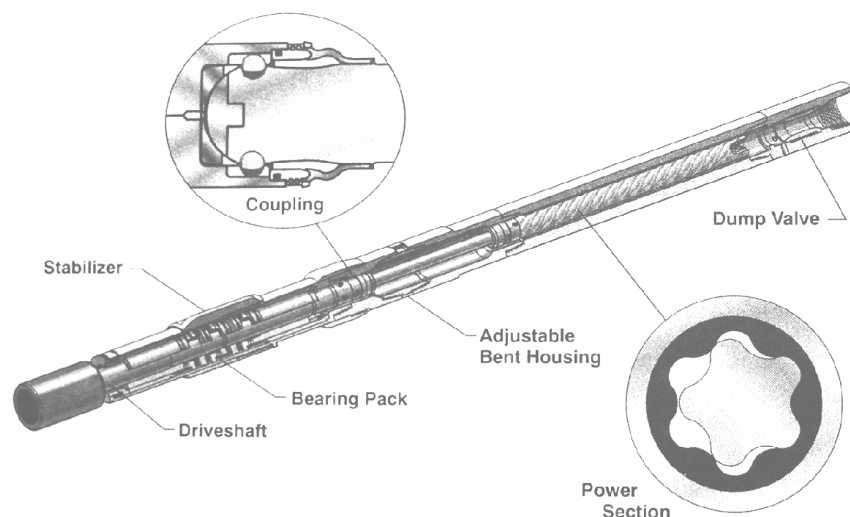


Abb. 8: Untertageantrieb; Schnittdarstellungen (Economides et al., 1998)

Nachteilig beim Arbeiten mit diesen Systemen ist, dass der Strang während des gesteuerten Bohrens nicht rotiert werden kann. Dabei kommt es insbesondere in längeren Strecken mit hoher Neigung zum „Stick-slip“-Effekt, der ein sehr ungleichmäßiges Vorschieben des Bohrmeißels verursacht. Der Grund hierfür ist ein zyklischer Wechsel zwischen hoher statischer Haftreibung und geringerer dynamischer Gleitreibung.

Wird die Reibung im unteren Strangteil zu hoch, kann „buckling“ auftreten; die hohe Schleiflast unten führt dann zum Ausknicken des Strangs darüber, zunächst sinusförmig, bei weiterer Belastungssteigerung auch schraubenförmig („helical buckling“). Dabei ergibt sich durch „Verspannen“ des Strangs eine weitere Schleiflastzunahme bis hin zum Zustand, dass ein weiteres Schieben nicht mehr möglich ist.

Die genannten Probleme können durch Einsatz moderner „rotary steerable systems“ vermieden bzw. reduziert werden, bei denen die Steuerung trotz kontinuierlicher Strangrotation möglich ist.

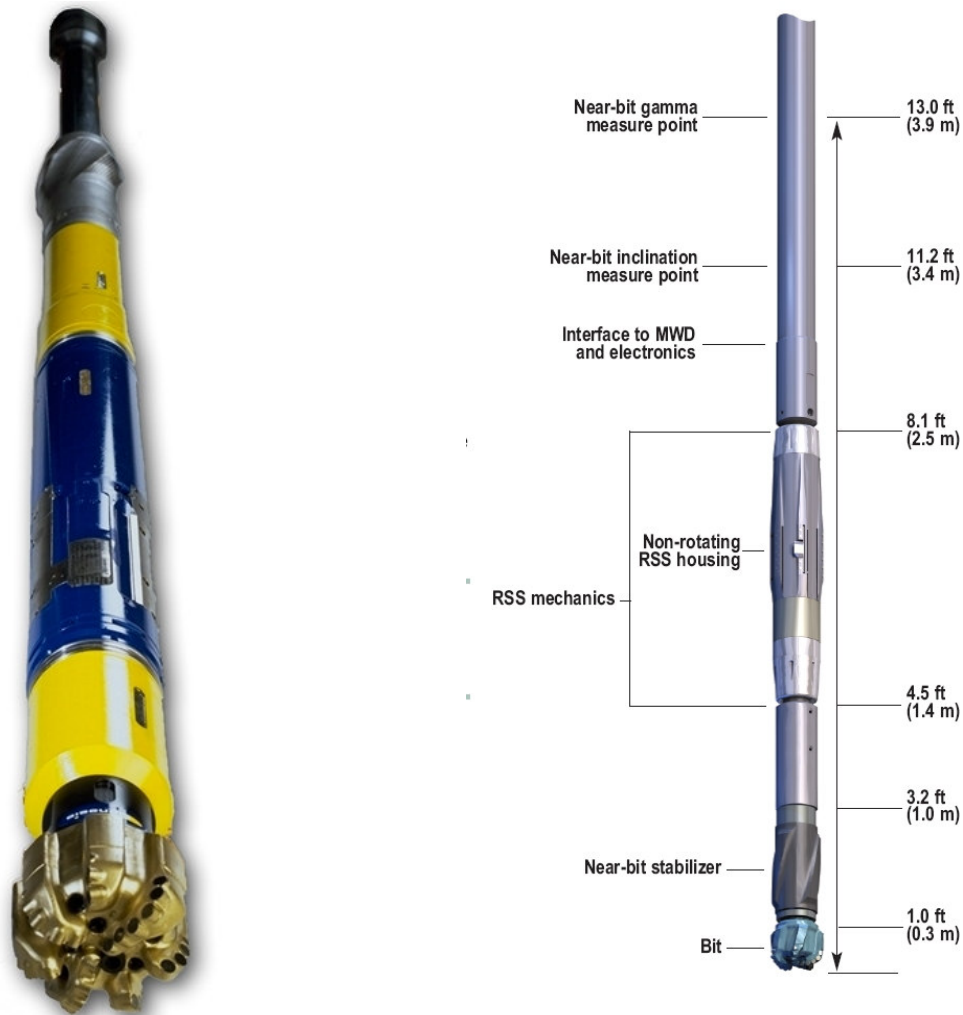


Abb. 9a/b: Rotary Steerable Systems

links: AutoTrak (Copyright: Baker Hughes) rechts: RSS (Copyright: Weatherford)

Dies wird i.d.R. durch einen rotationsmäßig entkoppelten, nicht rotierenden äußeren Gehäuseteil erreicht, der die Steuerrippen oder -kolben enthält. Dadurch kann der Bohrstrang ständig rotiert werden und bleibt im reibungsärmeren Gleitreibungsmodus, was einen gleichmäßigen Vorschub und eine Verlängerung der Horizontalstrecke erlaubt.

Abhängig von den spezifischen Bedingungen reicht diese Reibungsreduzierungsmaßnahme jedoch ab einer bestimmten Streckenlänge selbst unter Verwendung von reibungsmindernden Spülungsadditiven nicht mehr aus. Spätestens dann ist der Einsatz spezieller mechanisch wirkender Bauteile geboten. Für den Bohrstrang sind dies z.B. „friction reducer“, die auf dem Bohrstrang mittels Klemmkraft befestigt oder als „subs“ zwischen die einzelnen Bohrstrangen geschraubt werden.

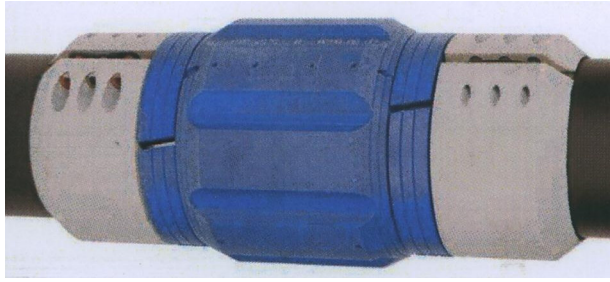


Abb. 10: Friction Reducer, auf Bohrgestänge montierbar (Copyright: Caledus)



Abb. 11: Friction Reducer Sub, zwischen Bohrgestänge montierbar (Copyright: Weatherford)

Diese Geräte verlagern den Bohrlochwandkontakt von den Gestängeverbindern auf die stehenden Teile, die wiederum über speziell konstruierte reibungsarme Lagerflächen zwischen stehendem und rotierendem Teil die Rotationsreibung erheblich reduzieren. Da die stehenden Teile i.d.R. aus reibungsarmen Werkstoffen bestehen oder über Rollen verfügen, wird damit auch die Reibung in axialer Richtung reduziert, was zu einer deutlichen Senkung der Schleiflast führt.

Bei Einsatz im verrohrten Bohrabschnitt wird damit gleichzeitig auch der sonst u.U. sehr hohe abriebbedingte Verschleiß in den Rohren verhindert, der in tiefen Geothermie-Bohrungen oft zum Problem werden kann.

Für den Einbau von Verrohrungen stehen ähnlich aufgebaute Geräte zur Verfügung.

6.2 Problemkreis „Zementation“

Die Herstellung einer guten Zementation ist unverzichtbar, da sonst die als Wärmetauscher benötigten Fracs nicht planmäßig hergestellt werden können, weil der Fracdruck nicht ins Gebirge geht, sondern den Weg des geringsten Widerstandes – entlang der schlechten Zementation - wählt. Der Grund hierfür ist, dass die Rohre gewichtsbedingt dazu neigen, auf der Unterseite des Bohrlochs aufzuliegen. In den Engstellen zwischen Rohr und Bohrlochwand ist die Verdrängung der viskosen Spülung durch die Zementschlemme schwierig. Oft gelingt nur eine unvollständige Verdrängung, so dass im Ringraum Spülungsreste verbleiben, die als „Taschen“ u.U. unkritisch sind, sich aber auch in Form von „Kanälen“ ausbilden können und dann Wegsamkeiten am Rohr entlang schaffen!

In langen, stark geneigten Bohrlochsektionen kann im Ringraum außerdem auch eine gravitative Trennung zwischen der (leichten) Spülung und der (üblicherweise schwereren) Zementschlemme auftreten, mit dem Ergebnis, dass der Zement sich im Ringraum unten sammelt, während oben die Spülung verbleibt und dort ein Kanal entstehen kann.

Grundansatz zur Vermeidung von Kanalbildung ist eine möglichst gute Zentrierung der Rohre im Bohrloch. Diese soll durch „Centralizer“ erreicht werden, die einen rundum möglichst gleichförmigen Abstand zwischen Rohr- und Bohrlochwand sicherstellen sollen.

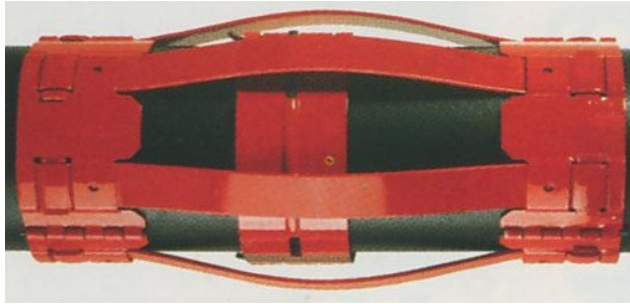


Abb. 12: Üblicher Standard-Centralizer mit Stahlfederbögen (Copyright: Weatherford)

Zusätzlich ist die Bewegung (Rotation und Reziprokation) des Strangs während des Zeitraums, in dem der Zement im Ringraum aufsteigt, eine erfolgversprechende Möglichkeit zur Verbesserung der Zementationsgüte.

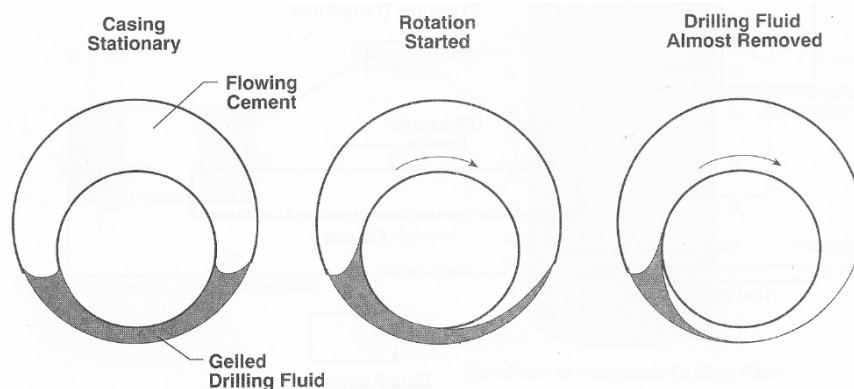


Abb. 13: Einfluss der Strangrotation auf die Spülungsverdrängung im Ringraum (Economides et al., 1998)

Allerdings wird die Strangrotation auch durch die Reibung erschwert und ist daher oft nur unter Einsatz spezieller Techniken möglich, weil sonst u.U. sehr schnell die Grenze der Drehmomentkapazität der Rohrverbinder und des Drehantriebs der Bohranlage erreicht wird. Wie auch beim Bohrstrang geht es darum, die Reibung zu mindern. Hier können spezielle Centralizer helfen, die nicht durch Federbögen zusätzliche Schleiflast erzeugen, sondern bei axialer Bewegung einen geringen Reibbeiwert aufweisen und ggf. gleichzeitig ein Rotationslager bilden, wie es prinzipiell schon in den Abbildungen 10 & 11 gezeigt wurde.

7. Schlussfolgerungen

Insgesamt zeigen die bisher durchgeführten Untersuchungen, dass Multiriss-Systeme mit langen Horizontalsektionen auch in kristallinen und hoch-metamorphen Gesteinen prinzipiell technisch realisierbar sind. Das ambitionierten Vorhaben wird im Norddeutschen Becken durch die im Vergleich zu den Granit- und Gneisformationen Süddeutschlands geringere Mächtigkeit der Vulkanite erleichtert, da wesentlich kleinere Rissflächen erzeugt werden müssen, um den benötigten Bohrlochabstand zu erreichen. Dies und die äußerst geringe Erdbebenwahrscheinlichkeit machen die Vulkanite des Norddeutschen Beckens zu einem vorrangigen Ziel für die geothermische Stromerzeugung aus hydraulisch dichten Kristallgesteinen in Deutschland. Das gezeigte Konzept kann daher entscheidend zur kommerziellen Erschließung petrothermaler Ressourcen beitragen.

Quellenangaben

ABOU-SAYED, I.S., MOBIL E & P TECHNICAL CENTER; SCHUELER, S.: Multiple Hydraulic Fracture Stimulation in a Deep, Horizontal Tight-Gas Well, J Pet Tec, Volume 48, Number 2, (1996), pp 163-168

ECONOMIDES M.J., WATTERS L.T. AND S. DUNN-NORMAN: Petroleum Well Construction, John Wiley & Sons, Chichester, (1998).

HEUER, N.: Modellierung eines HDR-Systems, Dipl. Arb., Inst. f. Ang. Math., Leibniz Univ. Hannover, (1998).

JUNG, R.; RÖHLING, S.; OCHMANN, N.; ROGGE, S.; SCHELLSCHMIDT, R.; SCHULZ, R.; THIELEMANN, T.: Abschätzung des Technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraft-Wärmekopplung (KWK) in Deutschland, Gutachten im Auftrag des Deutschen Bundestag, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, (2002).

ORZOL, J., JATHO, R., JUNG, R., KEHRER, P., TISCHNER, T.: The GeneSys Project – Development of concepts for the extraction of heat from tight sedimentary rocks, Z. Angew. Geol., 2, (2004), 17-23.

PASCHEN, H.; OERTEL, D.; GRÜNEWALD, R.: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland, Arbeitsbericht Nr. 84, Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Berlin, (2003).

STACKEBRANDT, W. & MANKENKE, V. (Hrsg.): Atlas zur Geologie von Brandenburg im Maßstab 1:1.000 000., 2. Aufl.- 142 S., Kleinmachnow (LGRB), (2002).

TESTER, J.W. et al.: The Future of Geothermal Energy – Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century, MIT - Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, (2006).

ZIMMERMANN, G.; TISCHNER, T.; LEGARTH, B.; HUENGES, E. (2009): Pressure dependent production efficiency of an Enhanced Geothermal System (EGS): Stimulation results and implications for hydraulic fracture treatments, Pure and Applied Geophysics, 166, 5-7, (2009), 1089-1106.

JUNG-GEOTHERM

Dr. Reinhard Jung
Gottfried-Buhr-Weg 19
30916 Isernhagen
jung.geotherm@googlemail.com

IDEAS

Ing.-Büro A. Sperber
Eddesser Straße 1
31234 Edemissen
axelsperber@t-online.de