

„Wirksamkeit“ und Nutzen von Horizontalbohrstrecken

Ulrich Lotz - Geotherm Consulting

In den zurückliegenden Monaten wurde viel über bohrtechnische Fortschritte und die Vorteile von sehr langen Horizontalbohrstrecken bei Geothermieprojekten berichtet. Dabei werden fast ausschließlich EGS-Projekte [z.B. das Cape Station-Projekt von *Fervo Energy* (<https://capestation.com/>) oder die Projekte von *SAGE Geosystems* (<https://www.sagegeosystems.com/>)] sowie die geschlossenen Systeme wie z.B. der *Eavor®* Loop oder die Dual Vac-Sonde von *green therma* betrachtet. Die erzielten langen Horizontalbohrstrecken mit teilweise mehreren Kilometern Länge und die erfolgreichen Stimulationen darin werden als „Game Changer“ gefeiert.

Natürlich ist es richtig, dass bei EGS-Vorhaben in primär gering permeablen Gesteinsformationen (Granite, Gneise, Vulkanite etc.) sowie auch bei geschlossenen Wärmetauscher-Systemen eine möglichst große Länge der Bohrstrecken, der in diesen stimulierten Reservoiren und somit der Wärmetauscherflächen für einen Erfolg unabdingbar sind.

Übersehen wird dabei aber, dass stark geneigte bis hin zu horizontalen Bohrstrecken auch in der hydrothermalen Geothermie eine sehr gute Option sein können, um die gewinnbaren Förderraten zu erhöhen und somit die Wirtschaftlichkeit von Geothermievorhaben gezielt zu planen und zu optimieren (siehe u.a. [4]). Nicht ohne Grund werden im Brunnenbau schon seit ca. 90 Jahren Horizontalfilterbrunnen oder großkalibrige Brunnenschächte angelegt, um die Förderkapazität von Brunnen zu erhöhen.

Denn nicht in allen Regionen Deutschlands ist man in der glücklichen Lage wie im Raum München oder im zentralen Oberrheingraben, Reservoirsteine wie den Malmkalk oder den Buntsandstein und das Rotliegend in Mächtigkeiten von mehreren hundert Metern vorfinden zu können, die zudem lokal oft noch aufgrund tektonischer Deformation im Einflussbereich von Störungszonen eine erhöhte Permeabilität aufweisen (Fractured Reservoir).

Stattdessen betragen in vielen Regionen wie dem Norddeutschen Becken, dem nördlichen Bayern, dem südlichen Oberrheingraben oder auch in Oberschwaben die Mächtigkeiten der potenziellen geothermischen Reservoirs oftmals nur wenige Zehnermeter. Selbst wenn die Permeabilitäten solch geringmächtiger Reservoirhorizonte hoch sind, können bei vertikal durch diese Horizonte geführten Bohrungen aufgrund der dann zwangsläufig nur kurzen Filterstrecke und somit der angesichts der „Standardbohrdurchmesser“ von 7 oder 8,5 Zoll in den Reservoirsektionen sehr limitierten Größe der Zutrittsfläche für das Thermalwasser oftmals nur geringe bis max. moderate Förderraten in einer Größenordnung von 5 bis 25 l/s gewonnen werden.

In diesem Fall wird die Förderkapazität der Bohrungen in erster Linie durch die Reservoirseigenschaften und das Übertrittsverhalten des Wassers zwischen Reservoir und Bohrung bestimmt (Skin Effekt). Die Förderraten können dann auch mittels starker Absenkung der Wasseroberfläche in den Bohrungen (Draw Down) – verbunden mit auch entsprechend höherem Energieverbrauch für die Pumpen in der Betriebsphase – kaum gesteigert werden, weil die hydraulische Kapazität bzw. der Produktivitätsindex dieser vergleichsweise geringmächtigen Reservoirs insgesamt limitiert ist.

Gleiches gilt im Übrigen in gewisser Weise auch für Bohrungen, die auf Störungszonen in Reservoirgesteinen zielen. Denn selbst wenn die Reservoirgesteine mehrere hundert Meter mächtig sind, haben die durch die Störungszonen hervorgerufenen Deformationszonen erhöhter Permeabilität in der Regel nur wenige Zehnermeter Ausdehnung (= Reservoirmächtigkeit) – und diese stellen das „geringmächtige“ fractured Reservoir oder die Wasserzutrittszonen in den Bohrungen dar.

Für hydrothermale Geothermiebohrungen bestehen letztlich bohrtechnisch drei Optionen zur Erhöhung der potenziellen Förderleistung:

- 1) Horizontalbohrungen mit dem Bohrdurchmesser des „Stammbohrloches“
- 2) Radialbohrungen oder Laterals – d.h. kleinkalibrige (1 bis 2,5 Zoll) radial aus dem Bohrloch in das Reservoir geführte Lateralbohrungen.
- 3) Erhöhung bzw. Maximierung des Bohrdurchmessers in der Reservoirsektion [2]

Welche dieser Optionen den größten „Leistungszuwachs“ bringen kann, ist in jedem Einzelfall durch Modellrechnungen zu prüfen, da die erzielbare Wirksamkeit oder Leistungssteigerung der einzelnen Optionen im Vergleich zu einer Vertikalbohrung von zahlreichen Parametern wie der Reservoirmächtigkeit, der Permeabilität, der Reichweite der Druckänderungen im Reservoir (= Einzugsbereich und Reservoirgrenzen) sowie auch der Temperatur, Salinität und somit Viskosität des Thermalwassers beeinflusst werden.

In diesem Beitrag sollen zunächst ausschließlich Horizontalbohrungen (Option 1) und deren potenzielle Effekte auf die Erhöhung der Förderleistung betrachtet werden. In einem weiteren Beitrag werde ich dann vergleichend dazu auch die Optionen der Radialbohrungen (Option 2) und der Vergrößerung des Bohrdurchmessers (Option 3) beleuchten. Die hydraulische Stimulation von Reservoirzonen als weitere Möglichkeit zur Erhöhung der Permeabilität und zur Minimierung ggf. vorhandener Skin-Effekte oder einer Reservoirschädigung im Nahbereich des Bohrloches wird hier ebenfalls nicht mitbetrachtet.

„Hydraulische Wirksamkeit“ von Horizontalbohrungen

Betrachten wir einen für viele Regionen in Deutschland relevanten Fall eines mitteltiefen Geothermieprojektes, bei dem ein mittelkörniger, mäßig geklüfteter und moderat mächtiger Sandsteinhorizont in einer Tiefe von ca. 2.000 m erschlossen werden soll:

Reservoirmächtigkeit:	50 m
Permeabilität:	variiert zwischen 50, 100 und 200 mD
Temperatur des Thermalwassers:	70 °C
Salinität:	30 g/l
Bohrungsdurchmesser im Reservoir:	8,5 Zoll
Drawdown bei der Produktion: (= Wasserspiegelabsenkung im Bohrloch bzw. Pumpenleistung)	100 m
Dimension des Einflussradius‘:	variiert von 500 m bis 1.000 m

Unter Verwendung der o.g. Parameter sowie mit verschiedenen Berechnungsmodellen wurden mehrere Fälle mit mehr oder weniger horizontal im Reservoir geführten Open Hole-Bohrstrecken von 500 m bis 2.000 m Länge kalkuliert. Nicht in vollem Umfang werden bei

diesen Berechnungen Reibungs- und Druckverluste in diesen Horizontalstrecken berücksichtigt, wobei solche Druckverluste bei dem angenommenen Bohrungsdurchmesser von 8,5 Zoll allerdings auch erst bei Fließraten von > 60 bis 80 l/s und „Strecken“ von mehr als 1.000 m relevant werden.

Bohrung / Horizontalstrecke	Erzielbare Förderrate	Erhöhungsfaktor
Vertikalbohrung (Reservoir 50 m)	4 – 4,5 l/s	
500 m	12 - 14 l/s	2,7 – 3,5
1000 m	20 - 25 l/s	4,4 – 6,3
1500 m	28 – 34 l/s	6,2 – 8,5
2000 m	37 – 43 l/s	8,2 – 10,8

Tabelle 1: Berechnungsergebnisse für Reservoirpermeabilität 50 mD

Bohrung / Horizontalstrecke	Erzielbare Förderrate	Erhöhungsfaktor
Vertikalbohrung (Reservoir 50 m)	7 - 7,7 l/s	-
500 m	26 – 28 l/s	3,4 - 4
1000 m	34 – 42 l/s	4,4 – 6
1500 m	37 – 50 l/s (max. 60 l/s)	4,9 – 7
2000 m	45 – 60 l/s (max. 80 l/s)	5,8 – 8,6

Tabelle 2: Berechnungsergebnisse für Reservoirpermeabilität 100 mD

Bohrung / Horizontalstrecke	Erzielbare Förderrate	Erhöhungsfaktor
Vertikalbohrung (Reservoir 50 m)	14 - 16 l/s	
500 m	50 - 56 l/s	3,1 – 4
1000 m	80 - 89 l/s	5 – 6,4
1500 m	115 – 125 l/s	7,2 – 8,9
2000 m	150 – 170 l/s	9,4 – 11,4

Tabelle 3: Berechnungsergebnisse für Reservoirpermeabilität 200 mD

(Die gelb hinterlegten Zeilen zeigen aufgrund von in einem unverrohrten Bohrloch bei diesen Förderraten zunehmend hohen turbulenten Strömungsanteilen und somit zu prognostizierenden Druckverlusten theoretische, d.h. mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht tatsächlich erzielbare Raten).

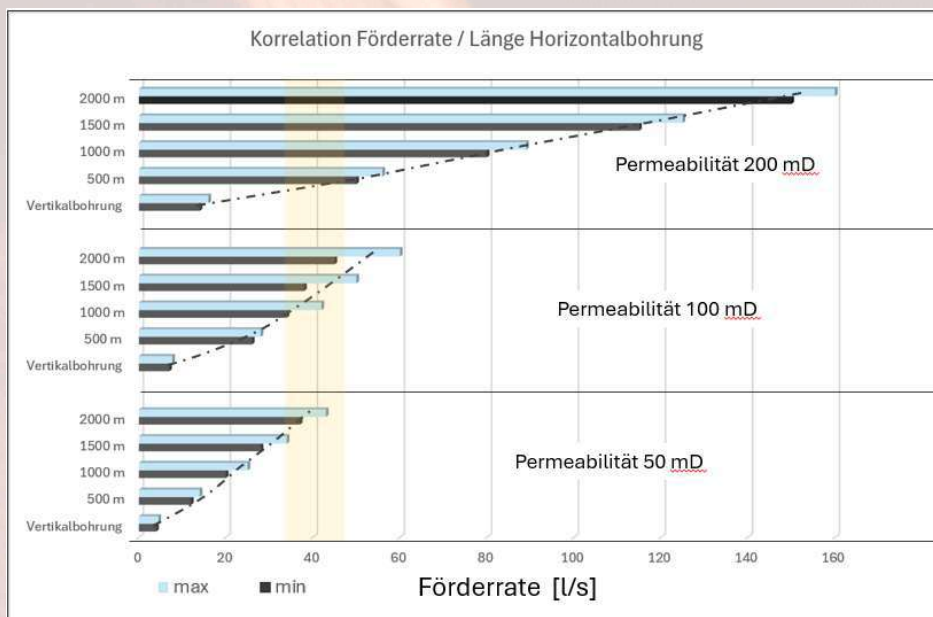


Abbildung 1: Korrelation zwischen erzielbarer Förderrate [l/s] und Länge des horizontalen Bohrungsabschnittes. [Gelblich hinterlegt ist der Bereich mit Förderraten von 35 bis 45 l/s, der als unterer Bereich wirtschaftlich betreibbarer Geothermieranlagen einzustufen ist.]

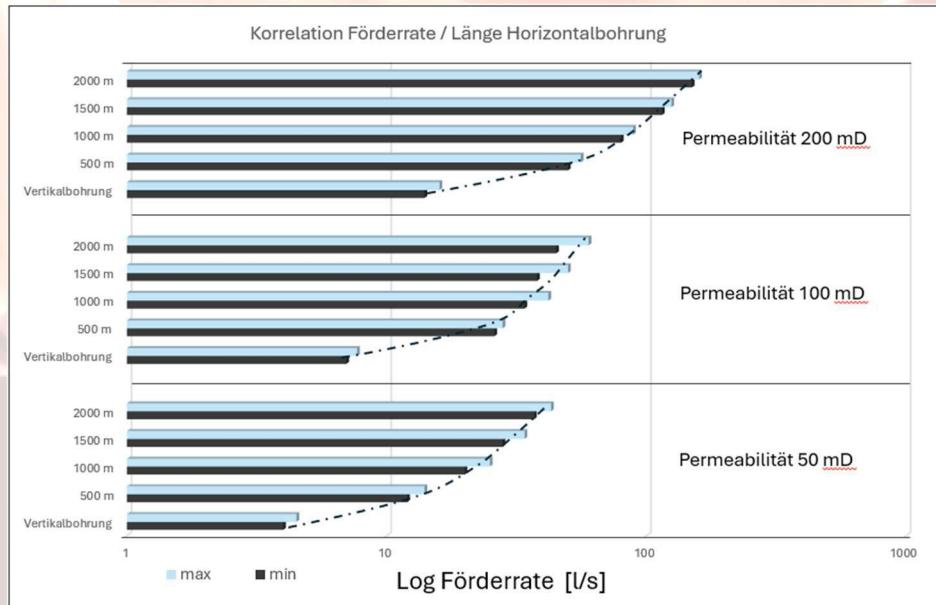


Abbildung 2: Korrelation zwischen Länge des horizontalen Bohrungsabschnittes und erzielbarer Förderraten [l/s] – hier in logarithmischer Skala.

Folgende wesentlichen Schlüsse können aus den o.g. Berechnungen gezogen werden:

- Mittels Horizontalbohrstrecken können auch in geringmächtigen und nur moderat permeablen Reservoiren wirtschaftlich nutzbare Förderraten erzielt werden.
- Der Produktivitätszuwachs ist – unabhängig von der Permeabilität - nicht linear zur Bohrstreckenlänge, da mit zunehmender Länge der Druckverlust innerhalb des Bohrlochs zunimmt. Die „distalen“ Bereiche einer sehr langen Horizontalstrecke tragen daher hydraulisch weniger zur Produktivität bei.

Während es in Abb. 1 den Anschein hat, als wenn bei einer Reservoirpermeabilität von 200 mD eine lineare Zunahme der Produktivität gegeben sei, zeigt die logarithmische Darstellung der Förderraten in Abb. 2, dass dies auch hier nicht der Fall ist.

- Der Faktor der Zunahme der erzielbaren Förderleistung in Relation zu einer Vertikalbohrung ist weitgehend unabhängig von der Reservoirpermeabilität.
- Bereits mit vergleichsweise kurzen Horizontalstrecken von 500 m Länge kann bei moderaten Reservoirpermeabilität das 2,7 bis 4-fache dessen gefördert werden, was aus der Vertikalbohrung gefördert werden kann – bei gleichem Drawdown.
- Um wirtschaftlich relevante Förderraten von mind. 35 bis 45 l/s zu erzielen, wäre bei einer moderaten Reservoirpermeabilität von 100 mD eine Horizontalstrecke von ≥ 1.000 m erforderlich.
- In einem Reservoir mit 200 mD Permeabilität reicht bereits eine Horizontalbohrstrecke von weniger als 500 m Länge aus, um Förderraten von 40 bis 50 l/s zu erreichen.
- Selbst in einem gering permeablen Reservoir mit nur 50 mD können mit Horizontalstrecken von 1.500 bis 2.000 m Länge theoretische Förderraten von 30 bis 45 l/s erzielt werden (wobei dies aber vermutlich aufgrund der Bohrkosten nicht wirtschaftlich ist ...)

Die zusätzliche Förderleistung entsteht dadurch, dass die horizontale Strecke

- mehr Reservoirfläche erschließt, d.h. es wird die Eintrittsfläche des Wassers in das Bohrloch sowie auch die Wärmeaustauschfläche vergrößert
- mehr natürliche Klüfte und auch – sofern vorhandenen – Störungszonen schneidet,
- aufgrund der größeren Kontaktfläche zwischen Bohrung und Reservoir die Druckverluste beim Zutritt des Thermalwassers in die Bohrung reduziert

Ein wesentlicher Effekt der Horizontalstrecken ist somit die Erhöhung des Produktivitätsindex PI, d.h. bei gleichem Drawdown kann eine höhere Förderleistung erzielt werden oder die gleiche Förderleistung bei geringerem Drawdown. In beiden Fällen ist die Energieausbeute bei gleichem Energieeinsatz für die Pumpe höher und somit auf mittlere bis lange Sicht der Förder- und Anlagenbetrieb wirtschaftlicher.

In fractured Reservoiren bzw. in Vorhaben, bei denen die Bohrungen auf Störungszonen oder tektonisch stark geklüftete Zonen als primäre Reservoirbereiche gerichtet werden, eröffnen Horizontalbohrungen die Chance, in ihrem Verlauf noch zusätzliche Bruch- und Störungszonen zu durchfahren und deren Wasserführung zu erschließen.

Horizontalbohrstrecken können somit eine gute Option sein, selbst beim Vorhandensein nur geringmächtiger oder nur moderat permeabler Reservoirs, dennoch eine wirtschaftliche hydrothermale Geothermie-Erschließung zu realisieren. Selbstverständlich müssen dabei aber in jedem Fall die wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen für die Herstellung der Horizontalbohrstrecken im Auge behalten werden (siehe dazu auch [4]). Auch wenn die Ausführung der Horizontalbohrstrecken in erster Linie für mitteltiefe (1.000 bis 2.000 m) Geothermievorhaben eine interessante Option ist, muss z.B. berücksichtigt werden, ob mit einem bei einem solchen Vorhaben zum Einsatz kommenden Bohrrig von max. 150 bis max. 200 t Hakenlast auch die vorgesehenen Horizontalbohrstrecken ausgeführt werden können. Sollte dies nicht der Fall sein, d.h. ein Gerät mit größerer Hakenlast erforderlich werden, könnte der wirtschaftliche Effekt einer im späteren Betrieb höheren Förderrate durch die höheren Bohrkosten zunichte gemacht werden.

Horizontalbohrstrecken als „Versicherungsoption“ für Geothermievorhaben?

Aufgrund der Möglichkeit, die Leistungsfähigkeit und somit die Fündigkeit von Bohrungen entsprechend der prognostizierten Reservoirparameter zu optimieren oder sogar auf eine Optimierung des Verhältnisses Bohrkosten/ Energieertrag zu „designen“, können Horizontalbohrungen einen wichtigen Beitrag nicht nur zur Wirtschaftlichkeit, sogar auch im Sinne einer „Fündigkeitsversicherung“ leisten. Beim „Mitdenken“ der Option von Horizontalbohrstrecken könnte letztlich ggf. sogar in bestimmten Regionen die fachlichen Datenbasis dafür bilden, die Fündigkeit der Bohrungen versichern zu können.

Karlsbad, September 2026

Dr. Ulrich Lotz

Geotherm Consulting

Verwendete und weiterführende Literatur

- [1] **EREN, T. & POLAT, C.:** Well efficiency assessment in geothermal fields for horizontal drilling; Journal of Petroleum Science and Engineering, **178**, (2019), S. 904 – 920.
- [2] **FICHTER, C. et. al:** Influences and limiting parameters of casing design on the success of hydrogeothermal projects - a new approach for the design of geothermal wells; Beitrag "Der Geothermiekongress 2009" - Bochum, November 2009.
- [3] **LEVILLE, G.:** Horizontal Hydrothermal Wells: An Idea Whose Time Has Come; ROCEEDINGS, 50th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering; Stanford University, Stanford, California, February 10-12, 2025.
- [4] **PUSCH, G. et. al.:** Einfluss der Bohrungsarchitektur auf die hydraulische Leistung von geothermischen Aquiferen; EEK, Ausgabe 6; 2020, DVV Media Group GmbH.