

Einfluss der Bohrungsarchitektur auf die hydraulische Leistung von geothermischen Aquiferen

The impact of well architecture on the productivity of geothermal aquifers

Von G. PUSCH, W. LITTMANN und A. STECHERN*

* Prof. Dr. Günter Pusch, Celle; Dr. Wolfgang Littmann, Consulting Reservoir Engineering, Wunstorf, Dr. André Stechern, BGR, Hannover. E-Mail: guenter-pusch@t-online.de

0179-3187/20/6 DOI 10.19225/200602
© 2020 DVV Media Group GmbH

Abstract

The geothermal site Potenzial, represented by aquifer temperature and productivity, is a key issue for planning a heat recovery project. The well architecture can help to compensate deficits in aquifer productivity, provided that the aquifer temperature is sufficiently high. With the aid of lateral and horizontal wells, the productivity of marginal reservoirs can be raised to economic levels, if drilling cost remain moderate. In this study, the productivity prediction capacity of analytical and numerical flow models for different well types – vertical, lateral

and horizontal – was analyzed and compared. A multi-layer aquifer model was designed on the data basis of the Wealden aquifers in the GeneSys well near Hannover and the influence of the geologic and technical parameters on the predicted flow capacities was investigated. Lateral wells show reduced flow capacities in multi-layer aquifers compared to adequate single layer reservoirs, caused by the reduction of cross flow. A crucial value is the inclination angle, which should be above 60° to increase well productivity significantly. Horizontal wells become less productive compared to laterals, if the aquifer thickness exceeds 100 m. In the case, that the anisotropy factor falls below 0.2, horizontal well productivity increase is completely lost. The well position with respect to aquifer boundaries and faults is strongly affecting reductions in flow capacities, due to the restrictions in drainage areas. The gain of flow capacity must be compared with the extra cost of complex well architecture. At shallow to medium drilling depth and known geology, the drilling expenses are rising less than proportionally

compared to the flow capacity increase.

Kurzfassung

Für die Planung von Geothermieprojekten ist das geothermische Potenzial, repräsentiert durch Aquifertemperatur und Produktivität der Aquiferschichten, von großer Bedeutung. Wenn die erforderlichen Temperaturen am Standort vorhanden, die Transmissibilitäten aber marginal sind, kann mit Hilfe der Bohrungsarchitektur nachgesteuert werden. Lateral- oder Horizontalbohrungen vermögen die Produktivität auf ein wirtschaftliches Maß zu erhöhen. Mit Hilfe analytischer oder numerischer Simulationsprogramme können Prognosen der erwarteten Produktivität für unterschiedliche Bohrungstypen erstellt und in der Planung genutzt werden. In dieser Studie wurden die bekannten analytischen Modelle mit den Ergebnissen eines numerischen Simulationsprogramms verglichen und der Einfluss der geologischen und technischen Parameter auf die Produktivität an Hand eines Modellaquifers, welcher dem Wealden-Typus des Standortes der GeneSys-

EEK Aus der Redaktion

Leserbriefe

Diskutieren Sie mit und schreiben Sie uns Ihre Meinung per Mail an:
leserbriefe@eid.de

(Foto: stock.adobe.com)

Bohrung in Hannover angenähert ist, systematisch untersucht.

Mehrschichtaquifere weisen für Lateralbohrungen in der Regel kleinere Kapazitäten auf als adäquate Einschichtaquifere. Ihr Neigungswinkel sollte nicht unter 60° liegen, um einen wesentlichen Beitrag zur Produktivitätsverbesserung zu liefern. Horizontalbohrungen unterschreiten die Produktivität von Lateralbohrungen bei mächtigen Aquiferen (>100 m) oder verlieren ihre Produktivitätsverbesserung bei Anisotropiewerten <0,2. Oft unbeachtet bleibt die Lage der Bohrung in Bezug auf geologische Störungen oder Schichtbegrenzungen, die den Drainage-raum und damit die Produktionsraten einschränken kann. Der Mehrwert der Produktivität muss jedoch an den erhöhten Kosten für aufwendigere Bohrungsarchitekturen gemessen werden. Bei mittleren Bohrtiefen und bekannter Geologie kann die Produktivität durch Lateral- und Horizontalbohrungen stärker ansteigen als die Kosten, so dass komplexere Bohrungsarchitekturen lohnend sein können.

1. Einleitung

Die Wirtschaftlichkeit von Geothermieprojekten hängt wesentlich von den Bohr- und Entwicklungskosten des Wärmespeichers ab. Für ein Dublettsystem vertikaler, hydrothermalen Bohrungen mit einer Bohrtiefe von mehr als 1.000 m sind in der Regel Bohrkosten von mindestens 6 Mio. € zu veranschlagen, zu denen u.a. noch die Investitionskosten für die Förderpumpe, Leitungskosten und die Kosten für Wärmetauscher- und Wasseraufbereitungsanlagen über Tage kommen. Neben den kostengünstigeren Vertikalbohrungen sind eine Reihe von aufwendigeren Bohrungsarchitekturen zur Erschließung der Thermalwasserquellen in Betracht gezogen und erprobt worden oder befinden sich in der Erprobungsphase. Dazu gehören abgelenkte Bohrungen, weit reichende Lateral- oder Multilateralbohrungen, Horizontalbohrungen und weitere komplexe Varianten des Bohrungsverlaufs[1]. Die Mehrkosten solcher Projekte müssen jedoch am Mehrwert der erschließbaren thermischen Leistung gemessen werden.

In Frankreich wird ein Feldversuch in Cachan, südlich von Paris, mit einer stark geneigten Lateralbohrung (~80°) in einem mehrschichtigen Aquifersystem mit moderaten Transmissibilitäten (ca. 10 Darcy-Meter) als technischer Erfolg bewertet [1, 2]. Mittels einer 1.000 m langen, lateralen Strecke konnte eine Thermalwasserproduktion von 450 m³/h mittels einer Dublette, verglichen mit der bisherigen Produktion von 350 m³/h aus zwei Dubletten erreicht werden.

Im norddeutschen Tiefenaquifer-Szenario sind gering-mächtige Aquifere mit verhältnismäßig niedrigen Permeabilitäten häufig vertreten [3, 4]. Um ausreichende Fließraten zu erhalten, müssen daher auch Mehrschicht-Systeme genutzt und Wege zur optimalen bohrtechnischen Erschließung gesucht werden.

Nachdem die Felderprobung zwar unerlässlich, aber mit hohen Risiken verbunden ist,

gehört der theoretische Vergleich von unterschiedlichen Strategien und Bohrungsarchitekturen zu den wichtigen Planungsschritten. Da es kaum möglich ist, die gesamte Komplexität der Geologie zu einem frühen Stadium der Erkundung in die Bewertung der hydrothermalen Leistung einzubeziehen, zählen analytische Berechnungsverfahren in dieser Phase zu den vorrangigen Entscheidungsinstrumenten. Die Anwender sind daher interessiert, die Realitätsnähe der unterschiedlichen mathematischen Modelle zu kennen und bei der Entscheidung zu berücksichtigen. Wenn eine Verifizierung in Feldversuchen nicht möglich ist, sollte zumindest die Gleichwertigkeit der Ergebnisse mit numerischen Modellen überprüft werden.

Dies ist für die gängigen analytischen Horizontalbohrungsmodelle nach Joshi [5, 6] und Babu/Odeh [7] für Erdöl- und Erdgasbohrungen in einem DGMK Projekt 517 von J. Zemke et.al. untersucht worden [8].

Wichtige Fragestellungen bei der Auswahl der Bohrungsarchitektur an Hand der geologischen Schichtausbildung betreffen vor allem: Die Steigerung der Produktivität von schichtparallelen und lateralen gegenüber vertikalen Bohrungen, die Abhängigkeit der Produktivität vom Neigungswinkel und der horizontalen Länge, die Mindestlänge von Horizontalbohrungen, den Einfluss der Permeabilitätsanisotropie, der Drainagefläche und des Abstands von abdichtenden Störungen und anderen Schichtbegrenzungen auf die Produktivität.

Diesen Fragen wird in einer Vergleichsuntersuchung der elementaren Bohrungsarchitekturen anhand einer geothermischen Muster-Dublette in dem Beitrag nachgegangen. Die gewonnenen Erkenntnisse können nicht ohne weiteres generalisiert werden, sondern

gelten insbesondere für den hier ausgesuchten Aquifertypus.

2 Eigenschaften norddeutscher Tiefenaquifere: Der Wealden im Umfeld der Geothermie-Bohrung Groß Buchholz Gt1

Während der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts wurde der tiefere Untergrund Niedersachsens systematisch auf seine Kohlenwasserstoffführung untersucht. Dabei konnte auch für den südlichen Teil des Norddeutschen Beckens ein hohes geothermisches Potenzial nachgewiesen werden. In weiten Teilen des Gebietes treten poröse und permeable mesozoische Sandsteinformationen auf, die in Tiefen von ca. 1.000 bis 4.000 m liegen und Temperaturen zwischen 40 und 160°C aufweisen [9]. Potenzielle Aquifere für eine thermische Nutzung werden unter anderem für die Formationen Unterkreide, Dogger, Keuper und Buntsandstein ausgewiesen. Die tieferliegenden Rotliegend-Sandsteine sind für die geothermische Stromerzeugung interessant. Für den südlichen Teil des Norddeutschen Beckens, der hier im Vordergrund des Interesses steht, konnte auch in der Unterkreide ein beachtenswertes geothermisches Potenzial nachgewiesen werden.

Die siliziklastischen Schichtfolgen des Wealden (Unterkreide, Bückeberg Gruppe) im Niedersächsischen Becken werden als terrestrische, fluviatile bis lakustrine Ablagerungen interpretiert und können eine Mächtigkeit von bis zu 700 m erreichen. Im östlichen Beckenbereich betragen die Mächtigkeiten 60 bis 200 m. In der Region Osnabrück liegt ein räumlich weniger verbreiteter Sandstein vor [10].

Die Sandsteinlagen innerhalb des Wealden treten an den südlichen Beckenrändern auf und werden als fluviatile bis deltaische Ablagerungen

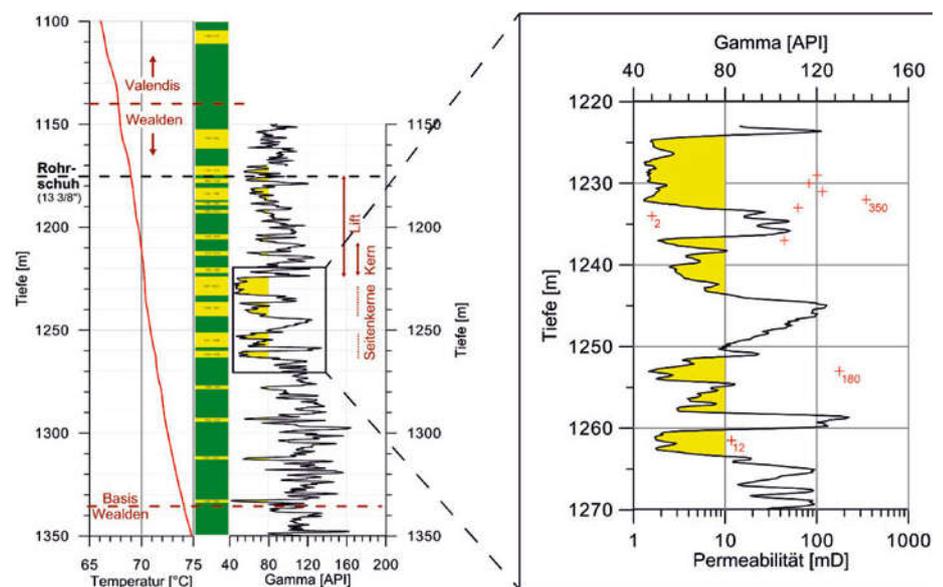


Abb. 1 Gesteinstemperatur, Lithologie und Gamma-Ray-Log der Bohrung Groß Buchholz Gt1 zwischen 1.100 m und 1.350 m Bohrtiefe: Sandsteine mit Gamma <80 API gelb markiert und Ton- sowie Siltsteine mit Gamma > 80 API grün dargestellt. Im rechten Teil herausgehoben die Hauptsande mit den Permeabilitätswerten der Seitenwandkerne [14]

Tab. 1 Wealden Musterbohrung [nach 3]

Hydrothermale Musterbohrung Norddeutschland, Wealden Sandstein						
Teufe Sohle, m	1260	Salzgehalt der Lösung, kg/m ³	200	Drainagefläche der Dublette, ha	200	Mittlerer Schicht-Druck, bar
Bohrungsabstand Dublette, m	1000	Dyn. Viskosität der Lösung auf Sohle, mPas	0,564	Länge Horizontal-Bohrung, m	300-500	Druckabfall zur Bohrung, bar
Temperatur auf Sohle, °C	70	Dichte der Lösung auf Sohle, kg/m ³	1128	Mittlere Schicht-Porosität, %	18	Förderrate, m ³ /h
Nettomächtigkeit der Schicht, m	30	Formationsvolumenfaktor*	1,022	Mittlere Wasser-Permeabilität, mD	40	Bohrungsradius, m
Wärmekapazität Speicher, MJ/m ³ /K	2,2	Wärmekapazität Lösung, MJ/m ³ /K	4,05	Dichte des porösen Speichers, kg/m ³	1850	Betriebsdauer Geothermie, a

* Verhältnis des Wasservolumens bei Reservoir Bedingungen zu Standardbedingungen

gerungen interpretiert [11]. Im Raum Hannover wird ein großer, weit aushaltender Sandstein beschrieben, der aus südlicher Richtung geschüttet worden ist. Der Sandstein selbst wird als harter, brauner, sehr reifer Mittelsand bezeichnet [12].

In der Geothermie-Bohrung Groß Buchholz Gt1 ist der Wealden in einer Teufe von 1.140 bis 1.350 m aufgeschlossen [13]. Er kann hier anhand seiner Gammastrahlungswerte in drei deutlich voneinander abgetrennte Einheiten gegliedert werden. Bereiche mit weniger als 80 API werden als Sandsteine und Bereiche größer 80 API als Ton-Siltsteine angesprochen.

- Die unterste Einheit (1.263–1.350 m MD) ist durch hohe Gammawerte mit einzelnen, geringmächtigen Ausschlägen geringer Gammawerte (Abb. 1) dominiert.
- Die mittlere Einheit (1.222–1.263 m MD) zeichnet sich allgemein durch geringe Gammawerte aus. Hierbei ist eine weitere Unterteilung in vier Bereiche mit niedrigen Gammawerten möglich (ca. 2–10 m), die durch geringmächtige Bereiche mit hohen Gammawerten (1–5 m) unterbrochen sind. Die mächtigen Bereiche mit niedrigen Gammawerten entsprechen Sandsteinen.
- Die obere Einheit (1.140–1.222 m MD) weist einen Wechsel von höheren und niedrigeren Gammawerten auf. Die höheren Gammawerte werden durch Tonsteine und Mergelsteine hervorgerufen, die niedrigeren Gammawerte durch Kalksandsteine, sowie Kohlelagen erklärt.

Die petrophysikalischen Eigenschaften der Sandsteine des Wealden am Standort Hannover Groß Buchholz wurden aus dem Kernmarsch von 1.208,2–1.223,4 m (ca. 15,2 m) und aus Seitenwandkernen von 1.229–1.262 m, die in einer Studie am LIAG untersucht worden sind [14], gewonnen.

Der Kernmarsch stammt aus einem Bereich mit Schichtsand und zwischengelagerten tonig-siltigen Ablagerungen, die sich durch einen höheren Anteil an Feinpartikeln auszeichnen.

Die Proben der Seitenwandkerne stammen

aus Bereichen, die im Wesentlichen aus Bodenfracht (Sande) mit nur geringem Anteil an Suspensionsfracht (Ton, Silt) bestehen. Es handelt sich hier um die potenziellen Hauptsandsteine für eine geothermische Erschließung.

Zusätzlich standen hydraulische Daten aus der Auswertung eines Stickstoff-Lifttests von 1.175–1.224 m zur Verfügung [3].

Die unterschiedliche Herkunft und Beschaffenheit der Proben sowie die unterschiedlichen Faziesprägungen erschweren die Bewertung der durchschnittlichen, repräsentativen hydraulischen Parameter. Tischner [3] hat daher für die geothermisch nutzbaren Wealden-Hauptsande (1.220-1.270 m, ca. 30 m Sandstein) Schätzungen der Transmissibilitäten für einen konservativen (1,2 Dm), wahrscheinlichen (3 Dm) und optimistischen Fall (4,2 Dm) vorgenommen. Für die weiteren Betrachtungen dienen diese Hauptsandsteine des Wealden mit der konservativen Transmissibilität von 1,2 Dm als Referenz.

3. Auswahl des Reservoirmodells und der Fließmodelle

3.1 Reservoirmodell

Das Modell sollte die wichtigsten hydrogeologischen Eigenschaften, wie die Gliederung der Aquiferschichten, ihre Porositäten und Permeabilitäten, die Schichtdrücke und -temperaturen und die Schichtwassereigenschaften als Durchschnittswert repräsentieren und eine Nähe zu einem realen Geothermieprojekt (Geothermie-Bohrung Groß Buchholz Gt 1) aufweisen. Die allgemeinen Bohrungs- und Speicherdaten sind in der Tabelle 1 zusammengefasst.

Als Vergleichsgrundlage für die Plausibilitätsprüfung der analytischen und numerischen Berechnungsverfahren wurde ein geologisches Modell mit homogener Schichtausbildung (Einschicht-Modell) und konservativen Durchschnittswerten der hydraulischen Eigenschaften benutzt.

Ein heterogenes 5-Schicht-Modell wurde konzipiert, um die Förderleistung (Produktivitätsindex PI ($PI = \text{Fließrate} / (\text{mittlerer Schichtdruck} -$

Homogen					
Grid Top Teufe	Bezeichnung	φ	k _h	k _v	Druck
m		%	mD	mD	bar
1200	Deckschicht	0	0	0	130,93
1203					
1206					
1209					
1212					
1215					
1218					
1221					
1224					
1227					
1230	Aquifer-schichten	18	40	20	133,53
1233					
1236					
1239					
1242					
1245					
1248	Basisschicht	0	0	0	136,13
1251					
1254					
1257					
1260					
1263					

Heterogen					
Grid Top Teufe	Bezeichnung	φ	k _h	k _v	Druck
m		%	mD	mD	bar
1200	Deckschicht	0	0	0	130,28
1203					
1206	Schicht A	18	20	10	130,93
1209					
1212	Zwischenschicht a	0	0	0	131,58
1215					
1218	Schicht B	18	80	40	132,23
1221					
1224	Zwischenschicht b	0	0	0	132,88
1227					
1230	Schicht C	18	40	20	133,53
1233					
1236	Zwischenschicht c	0	0	0	134,18
1239					
1242	Schicht D	18	50	25	134,83
1245					
1248	Zwischenschicht d	0	0	0	135,48
1251					
1254	Schicht E	18	10	5	136,13
1257					
1260	Basisschicht	0	0	0	136,78
1263					

Abb. 2 Geologisches Einschicht- (links) und Mehrschicht- (rechts) Aquifermodell Wealden mit hydraulischen Eigenschaften. Die Anisotropie von vertikaler zu horizontaler Permeabilität wurde mit 0,5 angenommen

Bohrungsfließdruck)) in Abhängigkeit von der Ausbildung des Mehrschichtmodells und der Bohrungsarchitektur zu untersuchen. Die Abbildung 2 zeigt die beiden Modellkonfigurationen homogen und heterogen in Anlehnung an die Geologie der Wealden Aquifere am Standort Hannover- Buchholz.

Der arithmetische Mittelwert der Permeabilität des 5-Schicht Modells entspricht der Permeabilität des Einschicht-Modells. Die Schichtteufe in Mitte des Einschicht-Modells und in Mitte der Schicht C des Mehrschicht-Modells beträgt 1.233 m. Die Schichtdrücke sind hydrostatisch auf die Schichtmitte bezogen. Der mittlere Schichtdruckgradient wurde mit 1,083 bar pro 10 m angenommen. Die Einzelschichten sind durch hydraulisch dichte, 6 m mächtige Zwischenschichten voneinander getrennt.

3.2 Analytische Fließmodelle

In den Tabellen 2 und 3 wird eine Übersicht der elementaren, mathematischen Fließmodelle für vertikale, schichtparallele und geneigte Bohrungen bei pseudo-stationären Fließbedingungen und ihre Randbedingungen gegeben. Pseudostationäre Fließbedingungen gelten nach Ablauf der transienten Phase, wenn sich der mittlere Schichtdruck oder der Druck an der Begrenzung des Aquifers mit konstanter zeitlicher Rate ändern.

Tab. 2 Fließmodelle für Vertikal- und Horizontalbohrung [5, 15, 16]

Bohrungsart	Vertikalbohrung	Horizontalbohrung I
Autor	Hurst & van Everdingen	Johsi
Fließ-Regime	Pseudo-Stationär	Pseudo-Stationär
Geometrie des Drainageraums	Kreis, Rechteck, Dreieck	Kreis (r_e, h), Rechteck: $a//x//L, b//y, h//z$
Randbedingungen Modellgröße	Fließgrenzen an Peripherie	Fließgrenzen an Peripherie
Bohrungsposition	Zentrale Positionen in verschiedenen Sektoren	$x_o/a = y_o/b = 0,5, z_o/h = 0,25 - 0,75$
Randbedingung Bohrungslänge	Voll penetrierend, Pseudoskin bei partieller Penetration	$L < 1,8 r_{eH} \quad r_{eH} = (a \cdot b / \pi)^{0,5}$
Fluss in Formation	Radialer Fluss, Isotrope Formation	Elliptischer Drainageraum, Anisotrope Formation
Fluss in Bohrung	Eintrittspunkt Schichtmitte	Duckverlust in Horizontalstrecke vernachlässigt in Basisformel

Tab. 3 Fließmodelle für Horizontalbohrungen und abgelenkte Bohrungen [7, 17]

Bohrungsart	Horizontalbohrung I I	Abgelenkte Bohrung
Autor	Babu & Odeh	Cinco et.al.
Fließ-Regime	Pseudo-Stationär	Pseudo-Stationär
Geometrie des Drainageraums	Rechteck: $a//x, b//y//L, h//z$	Kreis (r_e, h), Rechteck (a, b, h)
Randbedingungen Modellgröße	Fließgrenzen an Peripherie	Fließgrenzen an Peripherie
Bohrungsposition	Exzentrizität: x_o, y_o, z_o	Neigungswinkel zur Vertikalen $\theta: 15^\circ - 70^\circ$
Randbedingung Bohrungslänge	Pseudoskin bei partieller Penetration, $L < b$ $0,25 < x_o/a < 0,75$ $0,25 < z_o/h < 0,75$	Voll penetrierend
Fluss in Formation	Elliptischer Drainageraum, Anisotrope Formation	Radialer Fluss um geneigte Bohrungssachse, Anisotropie
Fluss in Bohrung	Duckverlust in Horizontalstrecke vernachlässigt	Eintrittspunkt Schichtmitte

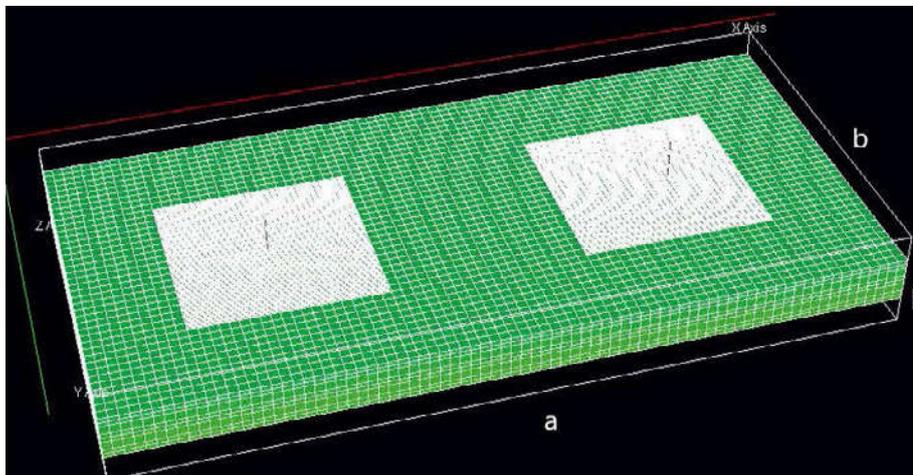


Abb. 3 Simulationsgrid für das Wealden-Modell. Die Blockgröße beträgt in den Bohrungsregionen 5x5 m, sonst 25x25 m. Die Größe des Modells ist 2.000x1.000 m. Die feingerasterte Bohrungsregion umfasst 500x500 m

Ursache dafür kann die unzureichende volumetrische Ergänzung der entnommenen Wassermengen eines begrenzten Aquifers oder die Schrumpfung des re-injizierten Volumens durch den Abkühlungseffekt sein. Allgemein sind die Unterschiede zu stationären Fließbedingungen bei konstantem Schichtdruck aber nicht gravierend. Die wesentlichen Unterschiede der drei Bohrungsarchitekturen liegen in der Zuflussgeo-

metrie. Bei Vertikalbohrungen ist sie radialsymmetrisch (Zylindergeometrie), da in diesem Ansatz nur schichtparalleler Fluss berücksichtigt wird. Bei Horizontalbohrungen werden sowohl schichtparalleler als auch schichtnormaler Zufluss in einer ellipsoidischen Geometrie betrachtet. Geneigte Bohrungen weisen eine schräg gestellte Zylinderfläche für die Zuflussgeometrie auf. Schichtnormaler Zufluss wird mitberück-

sichtigt. Die Bohrungsstrecke in der Schicht wird als unendlich permeables Raumelement dargestellt. Druckverluste in der Bohrung bleiben daher unberücksichtigt. Der Fluss im Reservoir ist laminar. Die hier dargestellten und in der Studie verwendeten Fließmodelle bzw. -formeln berücksichtigen lediglich einfache, elementare Systemkonzepte. Weitere Entwicklungen enthalten darüber hinaus auch den Einfluss von Druckverlusten in der Bohrung, unterschiedliche geologische Schichtausbildungen entlang der schichtparallelen Strecke der Bohrung [18], Änderungen der Bohrungsneigung und -richtung [19], Einfluss von Perforationsdichten oder Bohrlochfiltern [20,21], sowie turbulente Fließbedingungen in der Bohrung [22]. Sie werden für die Vergleichsrechnungen hier aber nicht angewendet.

4. Vergleich des analytischen mit einem numerischen Simulationsmodell

Ausgangspunkt zur Gestaltung des Reservoirmodells war eine Bohrungs-Dublette mit einer Wasserinjektions- und einer -produktionsbohrung mit einem Abstand von ca. 1 km in einem geologischen Schichtmodell nach Abbildung 2. Die Abmessung des Drainagegebiets mit »no flow boundaries« betrug 2x1 km. Im analytischen Reservoirmodell konnte nur die Produktionsbohrung simuliert werden. Daher wurde die Drainagefläche auf 1x1 km reduziert. Alle übrigen Parameter waren identisch.

4.1 Numerische Simulation

Die Simulationssoftware Eclipse von Schlumberger wurde primär für die Simulation von Erdöl- und Erdgaslagerstätten entwickelt. Es ist aber auch möglich hiermit Vorgänge in Aquiferen zu berechnen oder auch thermische Simulationen durchzuführen. Näheres, insbesondere zur Auswahl des Simulationsgrids, ist auf der Schlumberger Webseite [23], im Referenzhandbuch [24] und unter [25] nachzulesen.

4.1.1 Simulationsgrid

Für den Vergleich mit analytischen Berechnungen von verschiedenen Bohrungskonstellationen wurden zwei geologische Modelle benutzt. Ein Modell bestand aus fünf Schichten, wie in Abbildung 2 dargestellt. Zum Vergleich wurde ein entsprechendes homogenes Modell erstellt, bei dem die Zwischenschichten entfernt und damit eine vertikale Kommunikation zwischen den fünf Wealden-Schichten ermöglicht wurde. Vertikal hatten die beiden Modelle eine Auflösung vom 3 m, horizontal von 5 m. Außerhalb des Drainagebereichs der Bohrungen wurde das Modell horizontal vergrößert (Abb. 3), um Rechenkapazität einzusparen. Die Topteufe beider Modelle betrug 1.200 m. Der Referenzdruck in der Teufe von 1.233 m wurde mit 133,5 bar festgelegt.

4.1.2 Bohrungen

Der Injektor war aus Vergleichbarkeitsgrün-

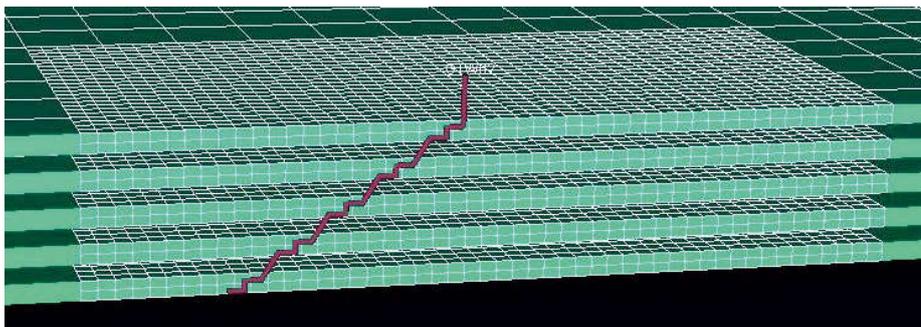


Abb. 4 Ausschnitt aus dem Reservoirmodell mit Bohrungsblöcken, die eine abgelenkte Bohrung (75°) repräsentieren

den in allen Berechnungen eine Senkrechtbohrung. Zur Produktion wurden eine Vertikalbohrung und abgelenkte Bohrungen mit einer Neigung von 45, 60 und 75 Grad definiert (Abb. 4). Für eine Bohrung müssen in Eclipse die Parameter für die hydraulische Verbindung zum Reservoir definiert werden. Dies kann bei einfachen senkrechten Bohrungsverläufen automatisch berechnet werden. In einer schräg verlaufenden Bohrung müssen die effektiven Transmissibilitäten, das ist das Produkt aus der effektiv innerhalb eines Blocks verlaufenden Strecke der Bohrung und der richtungsabhängigen Permeabilität des Blocks eingegeben werden. In das homogene Modell wurde zusätzlich eine horizontale Bohrung mit einer Länge von 300 m eingeführt, die im Top der mittleren Schicht verlief.

4.2 Ergebnisse

Die Simulation des Recycling-Prozesses in den Bohrungsdubletten wurde mit folgenden Randbedingungen durchgeführt: in der Produktionsbohrung wurde ein konstanter Bodenfließdruck von 121,5 bar in der Referenzteufe von 1.233 m eingestellt. Das produzierte Wasser wurde über die Injektionsbohrung in den Aquifer verpresst und so der mittlere Schichtdruck von 133,5 bar konstant gehalten. Die dynamische Viskosität des Schichtwassers wurde mit 0,564 mPas bei 70° C angenommen.

In der Abbildung 5 ist ein Vergleich der Pro-

duktionsraten im homogenen (durchgezogene Linien) und heterogenen Modell (gestrichelte Linien) dargestellt. Die Drücke, Porositäten und mittleren Transmissibilitäten waren für beide Modelle gleich. Der Unterschied bestand lediglich in der Anwesenheit des Zwischenmittels. Während bei den Vertikalbohrungen die Fließraten im homogenen und heterogenen Modell übereinstimmen, ergibt sich eine immer stärker werdende Abweichung, je größer die Neigung der Bohrung wird.

Dies ist dadurch zu erklären, dass bei einer geneigten Bohrung der vertikale Anteil des Zuflusses gegenüber dem horizontalen Anteil zunimmt, je größer der Neigungswinkel ist. In einem heterogenen Modell wird jedoch der Querfluss durch die Fließgeometrie an den Grenzen zwischen Aquifer- und Zwischenmittel eingeschränkt.

Die Differenzen der Fließraten des homogenen und heterogenen Eclipse Modells entsprechen dem Verhältnis der horizontalen zu den vertikalen perforierten Bohrungslängen und damit den Anteilen des schichtnormalen zum schichtparallelen Fluss.

Die numerischen Berechnungsergebnisse der Produktionsraten (Abb. 6) in der Vertikalbohrung und in den geneigten Bohrungen stimmen gut mit den Prognosen der analytischen Modelle nach Hurst/van Everdingen [15] bzw. Cinco/Ramey [17] überein. Der Vergleichszeitpunkt 100 Tage ist willkürlich gewählt.

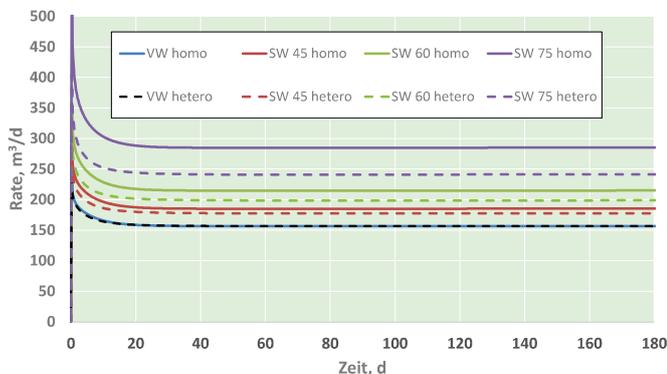


Abb. 5 Wasserproduktionsraten des homogenen und des heterogenen Wealden Aquifermodells nach numerischen Berechnungsverfahren für verschiedene Bohrungsarchitekturen: VW = Vertikalbohrung (vertical well), HW = Horizontalbohrung (horizontal well), SW = Geneigte Bohrung (slanted well) mit Neigungswinkelangabe

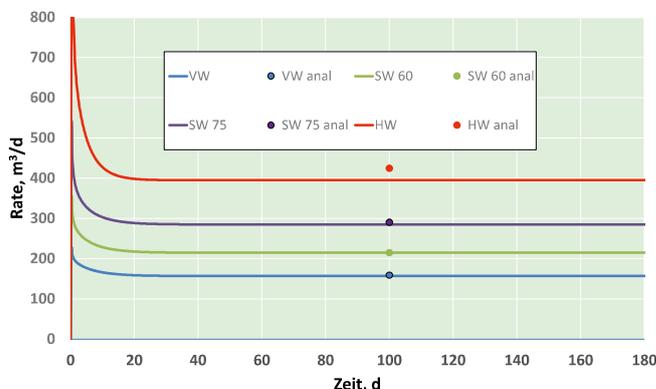


Abb. 6 Vergleich der analytischen (Markierungspunkte) und numerischen Berechnungsergebnisse (Linien) der Fließraten für das Einschicht-Wealden Aquifermodell

Eine größere Abweichung tritt bei der Horizontalbohrung auf, wo die Prognose nach Joshi einen um ca. 10 % höheren Wert aufweist. Dies ist auf die exzentrische Lage der Bohrung im numerischen Modell, die bei Joshi [5] nicht berücksichtigt wird, zurückzuführen.

Ausdrücklich soll hier darauf hingewiesen werden, dass dieser Vergleich keineswegs einer Validierung entspricht, da eine solche nur anhand von repräsentativen Felddaten oder experimentellen Daten sinnvoll ist. Beide Modellarten weisen Ungenauigkeiten auf, die bei den numerischen Modellen primär von den Lösungsverfahren der Differentialgleichungen durch finite Differenzen- (oder Elemente-) Methoden und bei den analytischen Modellen von der Begrenztheit in der geologischen Abbildung herrühren.

5 Einfluss der Aquiferparameter auf die Förderleistung für unterschiedliche Bohrungsarchitekturen

Die nachfolgenden Untersuchungen wurden alle analytisch durchgeführt, da der Vergleich mit der numerischen Lösung gezeigt hat, dass die analytischen Lösungen vertrauenswürdig sind. Zudem beziehen sich alle weiteren Betrachtungen auf homogene Reservoirs bestehend aus einer Schicht und – sofern nicht anders angegeben – auf folgende Referenzparameter:

- Schichtmächtigkeit: 30 m,
- Permeabilitätsanisotropie: 0,5,
- Länge Horizontalbohrung: 300 m,
- Lage der Bohrung mittig im Drainagegebiet von 1x2 km,
- Druckabfall Aquifer zur Bohrung: 13 bar, Schichtdruck: 133 bar.

Der Produktivitätsindex der vertikalen Bohrung wurde nach der Formel für pseudo-stationäre Fließbedingungen von Hurst/van Everdingen [15] unter Berücksichtigung des Drainagegeometriefaktors nach Dietz [16] berechnet. Für die Horizontalbohrung wurden die analytischen Verfahren nach Joshi [5, 6] bzw. nach Babu/Odeh [7] verwendet. Der Produktivitätsindex für abgelenkte Bohrungen wurde nach

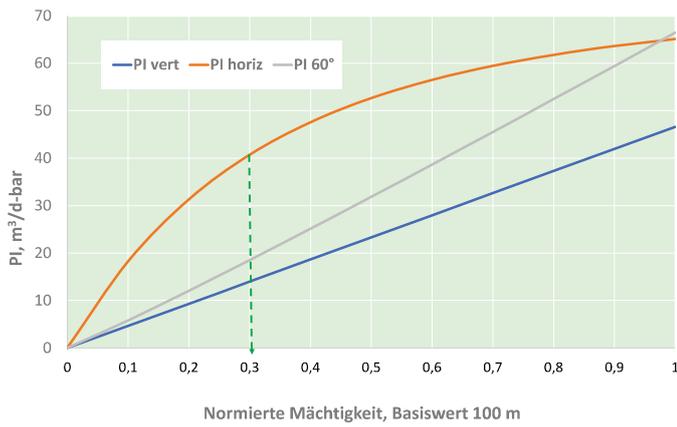


Abb. 7 Vergleich der Produktivitätsindizes von vertikaler, horizontaler und geneigter Bohrung für das Wealden Aquifermodell. Grüne Markierung zeigt das Basismodell mit 30 m Mächtigkeit

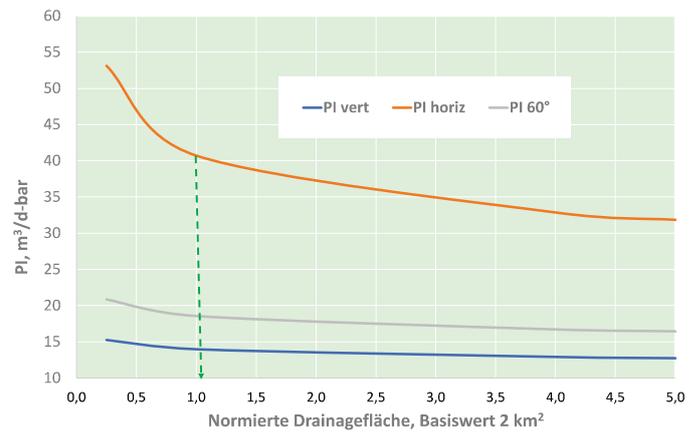


Abb. 8 Einfluss der Drainagefläche auf die Produktivität unterschiedlicher Bohrungen

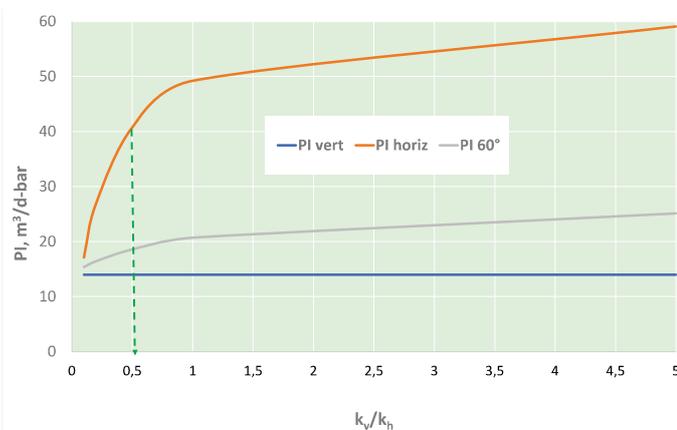


Abb. 9 Einfluss der Permeabilitätsanisotropie des Aquifers auf die Produktivität unterschiedlicher Bohrungen

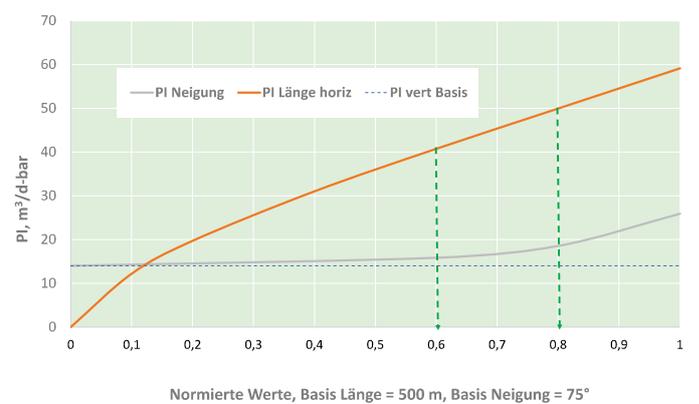


Abb. 10 Einfluss des Neigungswinkels der abgelenkten Bohrung und der Länge der Horizontalbohrung auf die Produktivität. Die grünen Markierungen weisen das Basismodell in der normierten Darstellung aus.

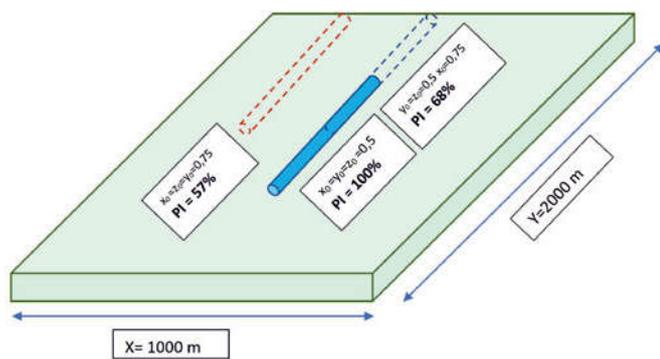


Abb. 11 Einfluss der Position der Horizontalbohrung auf die Produktivität. Basislänge der horizontalen Strecke 500 m

der Methode von Cinco/Ramey [17] ermittelt.

5.1 Einfluss der geologischen Parameter

Die von der geologischen Struktur vorgegebenen Kenngrößen, wie die Mächtigkeit und Gliederung der Schicht, die Größe der Aquiferfläche, die petrophysikalischen Eigenschaften und deren Isotropie sind nicht beeinflussbar und entscheiden u.a. die Standortwahl und die Wahl der Bohrungsart. Es ist daher wichtig, ihren Einfluss auf die Produktionskapazität des Aquifers für die drei Bohrungsoptionen vertikal-geneigt-horizon-

tal zu kennen. 300 m lange Horizontalbohrung verglichen. Mit zunehmender Schichtmächtigkeit verlieren Horizontalbohrungen an Potenzial gegenüber vertikalen und geneigten Bohrungen. Im Falle des Wealden Modells übersteigt die Produktivität der Lateralbohrung mit 60° Neigungswinkel die der Horizontalbohrung von 300 m Länge bei einer Mächtigkeit von ca. 100 m.

5.1.2 Drainagefläche

Die Größe der Drainagefläche wirkt sich bei gleichbleibenden Drücken an den Rändern

tal zu kennen.

5.1.1 Mächtigkeit

Als Referenzwert für die normierte Darstellung in Abbildung 7 wurde ein homogener Aquifer mit einer Mächtigkeit von 100 m angenommen. In der Abbildung werden die Produktivitätsindizes für eine vertikale Bohrung, eine Lateralbohrung mit 60° Neigung und eine

des Einflussbereiches wegen der mit abnehmender Fläche wachsenden Druckgradienten auf die Produktivität aller Bohrungsvarianten aus. Am stärksten ist aber, wie die Abbildung 8 zeigt, ihr Einfluss auf Horizontalbohrungen. Ab einer Fläche von 10 km² ist kein Einfluss des Fließregimes oder Druckgradienten zu erkennen.

5.1.3 Permeabilitätsanisotropie

Als Permeabilitätsanisotropie des Aquifers wird das Verhältnis der schichtnormalen zur schichtparallelen durchschnittlichen Permeabilität des Aquifers bzw. der Aquiferschichten bezeichnet. Im Modellfall des Wealden Aquifers liegt dieser Wert bei 0,5 (grüne Markierung). Allgemein hat die Permeabilität einen linearen Einfluss auf die Produktivität aller drei Bohrungsarten. Die Anisotropie hat keinen unmittelbaren Einfluss auf die Produktivität einer Vertikalbohrung, beeinflusst jedoch die Förderleistung einer Horizontalbohrung wesentlich (Abb. 9). Je kleiner die schichtnormale Permeabilität des Aquifers ausfällt, umso geringer wird die Förderleistung der Horizontalbohrung. Bei einem Verhältnis von 0,1 ist ein Produktivitätszuwachs der horizontalen Bohrung nicht mehr zu erkennen. Solche Verhältnisse können bei laminierten Sand-

Tab. 4 Bohrkostenvergleich [26]

Kostenfaktor	Vertikalbohrung			Lateralbohrung 60°			Horizontalbohrung 300 m		
	Komplettierung	kEuro	Normiert	Komplettierung	kEuro	Normiert	Komplettierung	kEuro	Normiert
Engineering	Ankerrohrtour			Ankerrohrtour			Ankerrohrtour		
	9 5/8" (bo 12 1/4") bis 500 m, zementiert	130	100%	13 3/8" (bo 17 1/2" bis 500 m, zementiert	130	100%	13 3/8" (bo 17 1/2" bis 500 m, zementiert	130	100%
Bohrplatz/Wellhead	Zwischenrohrtour			Zwischenrohrtour			Zwischenrohrtour		
	540	100%		9 5/8" (bo 12 1/4") bis 950 m, zementiert	540	100%	9 5/8" (bo 12 1/4") bis 950 m, zementiert	540	100%
Bohrkosten/Spülung	Endverrohrung			Endverrohrung			Endverrohrung		
	1273	100%		Schlitz- Linerhanger, ab 900 m-Endteufe, 4 1/2" Tubing	1429	112%	Schlitz- Linerhanger ab 900 m, Horizontale 300 m, 4 1/2" Tubing	1746	137%
Logging/Testen	7" (bo 8 1/2") 1300 m, zementiert, perforiert, 4 1/2" Tubing	545	100%	6 5/8" (bo 8 1/2")	680	125%	6 5/8" (bo 8 1/2")	715	131%
Komplettierung		620	100%		820	132%		820	132%
Gesamtkosten		3108	100%		3599	116%		3951	127%

Dublette	Kosten kEuro	Kostenvergleich %	Produktivität m³/d/bar	Kapazitätsvergleich %
Option 1 Injektor vertikal, Fördersonde vertikal	6.200	100	14	100
Option 2 Injektor vertikal, Fördersonde latral 60°	6.700	108	19	136
Option 3 Injektor vertikal, Fördersonde horizontal	7.050	114	40	286

steinen mit Toneinlagerungen auftreten. Wenn die schichtnormalen Permeabilitäten die schichtparallelen übersteigen, was bei klüftigen Aquiferen der Fall sein kann, wächst der Produktivitätsindex linear an. Geneigte Bohrungen werden ebenfalls von der Permeabilitätsanisotropie des Aquifers beeinflusst, aber weniger signifikant als horizontale Bohrungen.

5.2 Einfluss der technisch steuerbaren Parameter

Die von der Bohrungsarchitektur her steuerbaren Parameter, wie Bohrungsansatzpunkt, Richtung und Neigung, sowie Durchmesser und Länge der Bohrung sind die Hilfsmittel, um Defizite der Aquiferausbildung zu kompensieren. Die Sensitivitätsanalyse soll zeigen, bis zu welchem Grad eine Produktivitätssteigerung unter den für den Modellfall angenommenen Bedingungen möglich ist.

5.2.1 Horizontale Länge der Bohrung und Bohrungsneigung

Die Länge der horizontalen Strecke der Bohrung (grüner Pfeil bei 0,6 = 300 m) zeigt einen linear proportionalen Einfluss auf die Produktivität der Horizontalbohrung, wie es die Abbildung 10 vermittelt. Bohrungsneigungen unter 50° bewirken keine wesentliche Verbesserung der Produktivität. Oberhalb von 60° (grüner Pfeil bei 0,8 = 60°) wächst die Produktivität signifikant.

Der technische Aufwand und die Kosten für eine verrohrte Horizontalbohrung können mit der Länge der horizontalen Strecke exzessiv anwachsen und das Risiko der erreichbaren, geplanten Länge hängt oft von unvorhersehbaren geologischen Ausbildungen ab, welche die Frage nach der Mindestlänge einer Horizontalbohrung aufwerfen, um die Produktionskapazität der vertikalen

zu übertreffen. Die Antwort auf diese Frage geht aus der Abbildung 10 hervor. Für das gewählte Wealden Aquifermodell muss die Länge der Horizontalbohrung etwa 60 m übertreffen (norm. Wert 0,12), um die Produktivität der vertikalen zu erreichen.

5.2.2 Lage der Bohrung und Begrenzungen

Auch wenn Aquiferstrukturen als quasi unendlich angenommen werden, gibt es Fließbarrieren, wie undurchlässige Störungen, Schichtvertonung oder -ausdünnung, welche die Standortfrage der Bohrung beeinflussen können. Daher wurde der Einfluss des Abstands einer abdichtenden Störung oder Schichtgrenze auf die Produktivität untersucht (Abb. 11). Für diese Berechnung wurde auf das analytische Modell von Babu/Odeh [7] zurückgegriffen und die Basislänge der Horizontalbohrung auf 500 m verlängert, um Unterschiede deutlich erkennen zu können. Wenn die in der Mitte der 30 m mächtigen Schicht positionierte Horizontalbohrung in y-Richtung bis auf 25 % an die Schichtgrenze herangeführt wird, verliert sie 32 % ihrer Produktivität. Eine zusätzliche Verschiebung in x-Richtung bis auf 25 % an die gegenüberliegende und an die obere Schichtgrenze reduziert die ursprüngliche Produktivität um 43 %. Für das homogene Wealden-Aquifermodell ergibt der Vergleich der Bohrungsarchitekturen einen Einblick in die erzielbaren, technischen Verbesserungen der Produktivität. Während der Basiswert für die Vertikalbohrung 14 m³/d/bar beträgt, kann er durch eine Lateralbohrung mit 60° Neigung bereits auf 19 m³/d/bar gesteigert und mit einer 300 m langen Horizontalbohrung auf 40 m³/d/bar erhöht werden. Die wichtigste Frage aber bleibt noch zu beantworten. Welchen Preis haben die Produktivitätssteigerungen der unterschiedlichen Bohrungsarchitekturen?

chen Bohrungsarchitekturen?

6 Kosten-Nutzenvergleich unterschiedlicher Bohrungsarchitekturen

Die Kosten einer Tiefbohrung sind wesentlich vom Standort, der Teufe, dem Bohrungsziel, der Geologie und den Umweltschutzaufgaben abhängig, welche die einzusetzende Technik und den logistischen Aufwand vorgeben. Für den Vergleich des mit unterschiedlichen Bohrungsarchitekturen erzielbaren Zuwachses der Produktivität sind daher einheitliche und einfache Vorgaben sinnvoll, die eine Verhältnismäßigkeit des Kostenvergleichs gewährleisten. Für die relativ standfeste und konsolidierte Schichtausbildung des Wealden wurde der Einbau von Sandfiltern und Gravel-Packs nicht berücksichtigt.

Die Bohrungsdubletten bestehen aus Vergleichbarkeitsgründen jeweils aus einer vertikalen Injektionsbohrung und einer Produktionsbohrung, die entweder vertikal, lateral 60° oder horizontal ausgelegt wird.

In Tabelle 4 werden die Kostenansätze für die jeweiligen Bohrungsarten anhand von Erfahrungswerten verglichen. Dabei bestehen Einsparpotenziale durch Zusammenlegung der Bohrplätze und Optimierung der Bohrkostenkomplettierung. Die Bohrkosten sind als Vollkosten kalkuliert und enthalten auch die Kosten für die Förderpumpe.

Um die geringere Injektivität der vertikalen Einpressbohrung, verglichen mit der höheren Produktivität der lateralen Fördersonde, zu kompensieren, müssen höhere Injektionsdrücke durch eine zusätzliche Einpresspumpe aufgebracht werden. Daher wurden die Kosten für den Injektor und die vertikale Fördersonde gleich groß angesetzt. Die Kosten für die Bohrlochmessungen umfassen die Standardverfahren und einen kurzen

Fördertest einschließlich der Entsorgungskosten.

Vergleicht man die Kosten der drei Optionen von Bohrungsdubletten und deren Kapazitätssteigerungspotenzial, so wird die Rolle der Bohrtechnik für die Erschließung von Tiefenaquifern deutlich. Lateralbohrungen erweisen sich als interessante Option, da ihre Bohrkosten nicht wesentlich höher sind als die der Vertikalbohrung, die Kapazitäten aber um ca. 36 % gesteigert werden können. Auch liegt hier die Risikoeinschätzung für den technischen Erfolg nicht unverhältnismäßig höher als bei der Vertikalen. Eine Herausforderung stellt die Horizontalbohrung dar, deren technischer Erfolg stark von der Vorkenntnis der geologischen Bedingungen abhängt. Ihr nahezu dreifaches Kapazitätssteigerungspotenzial ist aber beeindruckend.

7 Zusammenfassung

Die Planung von Geothermieprojekten mit unterschiedlichen Bohrkonstruktionsarten kann auf relativ gut übereinstimmende, analytische oder numerische Rechenmodelle zur Bestimmung der Produktivität zurückgreifen. Bei einfachen, oft vom Kenntnisstand her begrenzten geologischen Bedingungen, genügen die analytischen Modelle. Bei komplizierteren geologischen Bedingungen sind die numerischen Prognosemodelle zuverlässiger. Die Überlagerung von schichtparallelem und schichtnormalem Fluss führt bei geneigten Bohrungen und Horizontalbohrungen zu unterschiedlichen Produktivitäten in Mehrschicht-Aquifern gegenüber Einsicht-Aquifern gleicher Transmissibilität. Ursache ist der verminderte Querfluss an den Schichtgrenzen. Aus einer Vergleichsstudie der Produktivitäten für Vertikal-Lateral- und Horizontalbohrungen an einem homogenen geologischen Wealden-Aquifermodell konnten folgende Schlüsse gezogen werden:

- Abgelenkte Bohrungen sollten eine Neigung von 60° oder größer aufweisen, um die Kapazität einer Vertikalbohrung deutlich zu übertreffen
- Aquifere mit Schichtmächtigkeiten ab ca. 100 m können mit Lateralbohrungen wirtschaftlicher produziert werden als mit Horizontalbohrungen.
- Horizontale Längen von weniger als 100 m schließen eine Mehrförderung gegenüber Vertikalbohrungen aus, sofern die Permeabilitätsanisotropie 0,5 oder geringer ist.
- Vertikale Klüfte verbessern die Produktivität von Horizontalbohrungen.
- Die Nähe von Fließbarrieren kann die Produktivität der Horizontalbohrung um beispielsweise 40 % verringern (Exzentrizität in Richtung x,y,z = 75 %).
- Horizontalbohrungen der Länge von 300 m steigern die Produktivität gegenüber Vertikalbohrungen bei Schichtmächtigkeiten von 20 m bis 60 m um das Zweifache bis Dreifache. Diese Aussage gilt bis zu

einem Anisotropiegrad $>0,2$.

- Bei günstigen geologischen Bedingungen sollte das Potenzial zur Produktivitätssteigerung stärker wachsen als die Mehrkosten für laterale und horizontale Bohrungsauslegungen.

Fazit ist, dass die abgelenkten Bohrungen weitere Chancen zur Erschließung von Tiefenaquifern mit marginalen hydrogeologischen Eigenschaften eröffnen und günstigere Voraussetzungen zur Wirtschaftlichkeit von geothermalen Projekten bieten.

Danksagung

Die Autoren möchten Herrn Dr. T. Tischner, BGR Hannover, herzlich für die Anregungen bei der Gestaltung des Manuskripts danken.

Legende:

a = Länge der Drainagefläche, b = Breite der Drainagefläche, h = Schichtmächtigkeit, k = Gesteinspermeabilität, L = horizontale Länge der Bohrung, PI = Produktivitätsindex, re = Drainageradius, x,y,z = Raumkoordinaten, ϕ = Porosität, θ = Neigungswinkel der Bohrung, // = parallel, Index 0 = Bohrungsmittelpunkt, Bemaßung in Tabelle 2,3 & Abbildung 4.

Literatur

- [1] P. Ungemach et al.: Extended Reach Wells for Enhanced Heat Production, European Geothermal Congress, Strasbourg, September 19–24, 2016.
- [2] P. Ungemach et al.: An Innovative Geothermal Well Architecture and Reservoir Evaluation Concept—the Cachan Subhorizontal Doublet. First EAGE/IGA/DGMK Joint Workshop on Deep Geothermal Energy, 8–9 November 2018, Strasbourg, France.
- [3] T. Tischner et al.: Geothermische Nutzung von Sandsteinen der Unterkreide im Nordosten von Hannover-Geowissenschaftliche Untersuchungen. Erdöl-Erdgas-Kohle, 131. Jg. 2015, Heft 7/8.
- [4] R. Schulz et al.: Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie. Endbericht LIAG und BGR, 15.04.2013.
- [5] S. D. Joshi: Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells. SPE Journal of Petroleum Technologies, June 1988, 729–739.
- [6] S.D. Joshi: Horizontal Well Technology. PennWell Books, Tulsa 1991.
- [7] S.K. Babu & A.S. Odeh: Productivity of a Horizontal Well. SPE Journal of Reservoir Engineering, Nov. 1989, 417.
- [8] G. Pusch, J. Zemke: Die Produktionskapazitäten von Vertikal- und Horizontalbohrungen. Erdöl-Erdgas-Kohle, 116. Jg., Heft 11, Nov. 2000.
- [9] T. Agemar et al.: The geothermal information system for Germany—GeotIS. Zeitschrift der deutschen Geologischen Gesellschaft für Geowissenschaften 165.2, 2014.
- [10] J. Mutterlose, A. Bornemann: Distribution and facies patterns of Lower Cretaceous sediments in northern Germany: a review. Cretaceous Research, 21(6), 2000.
- [11] G. Pelzer: Sedimentologie und Palynologie der Wealden-Fazies im-Hannoverschen Bergland, Schweizerbart, 1998.
- [12] H. A. Chitsazian: Beziehungen zwischen Mineralbe-

stand, Gefüge und technologischen Eigenschaften der Niedersächsischen Wealden-Sandsteine (Unterkreide). Mitteilungen aus dem Geologischen Institut der Universität Hannover, 25, 1985.

- [13] F. Schäfer, S. Heinig, M. Fischer: Faziesmodell des Wealden im Umfeld der Geothermie Bohrung Groß Buchholz Gt1, BGR-Bericht A-0603001.A, 2012.
- [14] W. Hübner, J. Orilski: Ergebnisse der petrophysikalischen Untersuchungen von Laborproben aus der Bohrung Groß Buchholz Gt1. Bericht des Leibniz-Instituts für Angewandte Geophysik (LIAG), 2013.
- [15] A. F. van Everdingen, W. Hurst: The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. Trans. AIME 186, 305, 1949.
- [16] D. N. Dietz: Determination of Average Reservoir Pressure from Build-Up Surveys. Journal Pet. Techn., August 1965, 955–959.
- [17] H. Cinco, F.G. Miller, H.J. Ramey: Unsteady-State Pressure Distribution Created by a Directionally Drilled Well. Journal of Petroleum Technology, p. 1392–1400, Nov. 1975
- [18] D.S. Kuznetsov et al.: Advanced Horizontal Well Model. SPE Paper 127742, 2010.
- [19] T. Yildiz: Multilateral Horizontal Well Productivity, SPE Paper 94223, 2005.
- [20] K. Furui, D. Zhu, A.D. Hill: A NEW Skin Factor Model for Perforated Horizontal Wells. SPE Paper 77363, 2008
- [21] T. Yildiz: Productivity of Horizontal Wells Completed with Screens. SPE Paper 76712, 2002.
- [22] K. Aziz, V.R. Penmatcha: Comprehensive Reservoir/Wellbore Model for Horizontal Wells. SPE Paper 57194, 1999.
- [23] Schlumberger: Eclipse Webseite https://www.soft-ware.slb.com/products/eclipse?en_try=ad_google_sis_eclipse&gclid=EAlaQobChMI29bbv6-P5gIV1OJ3Ch0uE-QPTEAAYASAAEgJ7WfD_BwE#sectionFullWidthTable
- [24] Schlumberger: Eclipse Referenzmanual <http://www.ipt.ntnu.no/~kleppe/TPG4150/EclipseReferenceManual.pdf>
- [25] W. Littmann, K. Littmann: Unstructured Grid for Numerical Reservoir Simulation—Using TOUGH II for Gas Storage. OIL GAS European Magazine, April 2012.
- [26] V. Burghardt: Bohrkostenvergleich Wealden Aquifer. Kostenkalkulation der DEEP/KBB, April 2020.