

Hydraulische Teste geothermaler Aquifere: Grundsätzliches Vorgehen am Beispiel der Geothermiebohrung Geretsried GEN-1ST-A1

¹Markus Wolfgramm, ¹Stefan Thiem, ¹Ingmar Budach, ²Andreas Gahr, ²Robert Straubinger, ³Inga Moeck

Geothermie Neubrandenburg GmbH¹

Enex Power Germany GmbH²

Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik³

Keywords: Dolomit, Fazies, Störungen, Produktivität, Test, Stimulation

Kurzfassung

Die Planung, Durchführung und Auswertung hydraulischer Teste bei der Erschließung von Grundwasserleitern sind im Arbeitsblatt DVGW W 111 bzw. DVGW W 111a (Modifikation 2015) geregelt. Hierbei ist zu beachten, dass diese Vorgaben für Aquifere mit Süßwasserverhältnissen und Temperaturen von 10 – 20 °C verfasst wurden. Auch in der KW-Industrie sind verschiedene Test- und Stimulationsmethoden standardisiert worden, deren Fokus allerdings auf Öl und Gas liegt. Die Teste geothermaler Aquifere orientieren sich in ihrer Durchführung sowohl an den Regelwerken der DVGW als auch dem Vorgehen der Öl- und Gasteste. Eine direkte Adaption einer der beiden Vorgehensweisen ist nicht möglich.

Dieser Beitrag beschäftigt sich mit der Planung, Durchführung und Auswertung von Testen geothermaler Aquifere. Hierfür werden relevante Daten unterschiedlicher Teste an der Bohrung Geretsried GEN-1ST-A1 von der Planung bis zur Testauswertung vorgestellt.

1. Einleitung

Die Richtlinien der DVGW orientieren sich an vergleichsweise flachen Grundwasserleitern für die Trinkwasserversorgung, Wasserhaltung und ähnliche Anwendungen. Aufgrund der geringen Teufe und den damit verbundenen Temperaturen (10 – 20°C) und Drücken werden thermische Einflüsse auf die Druckmessungen hier nicht berücksichtigt. Weiterhin wird für diese Fälle von Süßwasserverhältnissen ausgegangen (Salinität meist < 1 g/l). Somit ist auch das geförderte Wasservolumen nicht durch Probleme hinsichtlich Entsorgung limitiert.

Die KW-Industrie hingegen fördert Öl und Gas, wobei Begleitwässer in geringeren Mengen auftreten. Dabei sind die Förderraten der Wässer überwiegend sehr gering, was sich auch in den angewendeten Testverfahren widerspiegelt. Jedoch sind die Temperaturen, Drücke, Salinitäten und Gasgehalte häufig sehr hoch.

Bei der tiefen Geothermie hingegen sind sowohl die Förderraten als auch die Drücke, Temperaturen, Salinitäten und Gasgehalte sehr hoch. Somit ist auch die Entsorgung der geförderten Wässer häufig nur unter großem Aufwand möglich. Für die Testverfahren werden Elemente beider Anwendungsbereiche (flache Grundwasserleiter, KW-Industrie) berücksichtigt.

Dieser Beitrag soll einen Einblick in die Planung, Realisierung und Auswertung von hydraulischen Testen geben und das Verständnis für die Arbeitsweise und Entscheidungen des Reservoiringenieurs liefern. Der Schwerpunkt soll dabei auf einfach anzuwendenden Methoden liegen. Als Beispiel dienen vor allem die Ergebnisse der Geothermiebohrung Geretsried GEN-1ST-A1.

2. Methoden und Datengrundlage

2.1. Physikalische Grundlagen

Die wichtigsten Parameter in der Geothermie sind entsprechend der zu erreichenden thermischen Leistung die Förder-/Injektionsrate und die Förder-/Injektionstemperatur sowie untergeordnet die isobare spezifische Wärmekapazität und Dichte des Thermalwassers, was mit weiteren relevanten Formeln und Parametern (Produktivitätsindex, Brunnengleichung etc.) bei WOLFGRAMM et al. (2014) diskutiert ist. Als gleichwertig wichtige Parameter sind bei der Bewertung geothermaler Aquifere die Eigenschaften Druck und Dichte zu bewerten. Diese physikalischen Parameter sind auf den ersten Blick trivial, jedoch immer wieder bei der Bewertung des Reservoirs von größter Bedeutung. Für viele Fragestellungen ist daher die Beziehung zwischen Druck in Dichte in der folgenden Form zu berücksichtigen:

$$p = \rho * g * h \quad (p = \text{Druck [Pa]}, \rho = \text{Dichte [kg/m}^3\text{]}, g = 9,81 \text{ m/s}^2, h = \text{vertikale Höhe [m]}) \quad (1)$$

Für eine 2 km tiefe Bohrung welche bis zur Geländeoberkante mit Wasser der Dichte 1 g/cm^3 (1000 kg/m^3) gefüllt ist, ergibt sich einen Sohlendruck von 196,2 bar (hydrostatischer Druck), als Faustformel kann genutzt werden, dass der Druck pro 100 m um 10 bar steigt. Die Bestimmung der Dichte für die Wassersäule bzw. ihrer Dichteänderung ist die eigentliche Herausforderung für den Reservoiringenieur (siehe Abschnitt 3).

Eine weitere Herausforderung stellen die im Formationsfluid befindlichen Gase dar, welche zumeist gelöst vorliegen. Relevante Gase sind die KW mit CH_4 , C_2H_6 etc., sowie CO_2 , N_2 und H_2S . Weitere Gase treten in Spuren auf und sind für die Kurzzeitteste nicht von Belang. Zu berücksichtigen sind jeweils die Zustandsformen der einzelnen Stoffe (Abbildung 1), da sie einen erheblichen Einfluss auf die Fließeigenschaften haben. In

Tabelle 1 sind die Drücke und Temperaturen am Tripelpunkt und kritischen Punkt dokumentiert. Für N_2 , CO_2 und CH_4 bedeutet dies, dass die kritische Temperatur in fast jedem geothermalen System überschritten wird und somit bei Überschreiten der jeweiligen kritischen Drücke in jedem Falle ein Übergang in den überkritischen Zustand erfolgt, wobei dann die jeweils kritische Dichte und Viskosität zu berücksichtigen ist. Für CO_2 bedeutet dies, dass eine Entgasung erst bei Drücken $< 73,8$ bar stattfinden kann. Somit ist als Handwerkszeug in jedem Falle die Zustandsgleichung eines idealen Gases zu berücksichtigen:

$$p*V=n*R*T \quad (n - \text{Stoffmenge, } R - 8,314 \text{ J/(mol*K)}) \quad (2)$$

R ist dabei die universelle Gaskonstante, welche durch die spezifische Gaskonstante R_s ersetzt werden kann. Das molare Volumen eines idealen Gases beträgt $22,41 \text{ l/mol}$.

Ist im Formationswasser Gas enthalten, so steigt dieses bei der Förderung zusammen mit dem Fluid auf. Das Gas kann dabei in freier oder gelöster Form vorliegen. Sinkt der Druck unter den kritischen Punkt (

Tabelle 1), kann sich das Gas in Abhängigkeit von Druck und Temperatur entlösen. Mit weiter abnehmendem Druck nimmt das Volumen der Gasblasen zu (vgl. Formel 2) und sie steigen schneller auf. Durch den Aufstieg des Gases wird die Dichte der Wassersäule reduziert und unterstützt vom Auftrieb kann ein natürlicher Lift erzeugt werden. Im Falle größerer Gasmengen im Fluid wird ein Casing-Packer-Test (gas lift, down-hole shut-in, vgl. Abschnitt 2.3) empfohlen. Hier kann die Bohrung im Bohrungstiefsten eigeschlossen werden. Langwierige Verfahren oder gar ein Totpumpen der Bohrung können somit vermieden werden. Informationen zu einem solchem Gastest finden sich in einem Beitrag zur Geothermiebohrung St. Gallen (WOLFGRAMM et al. 2015a).

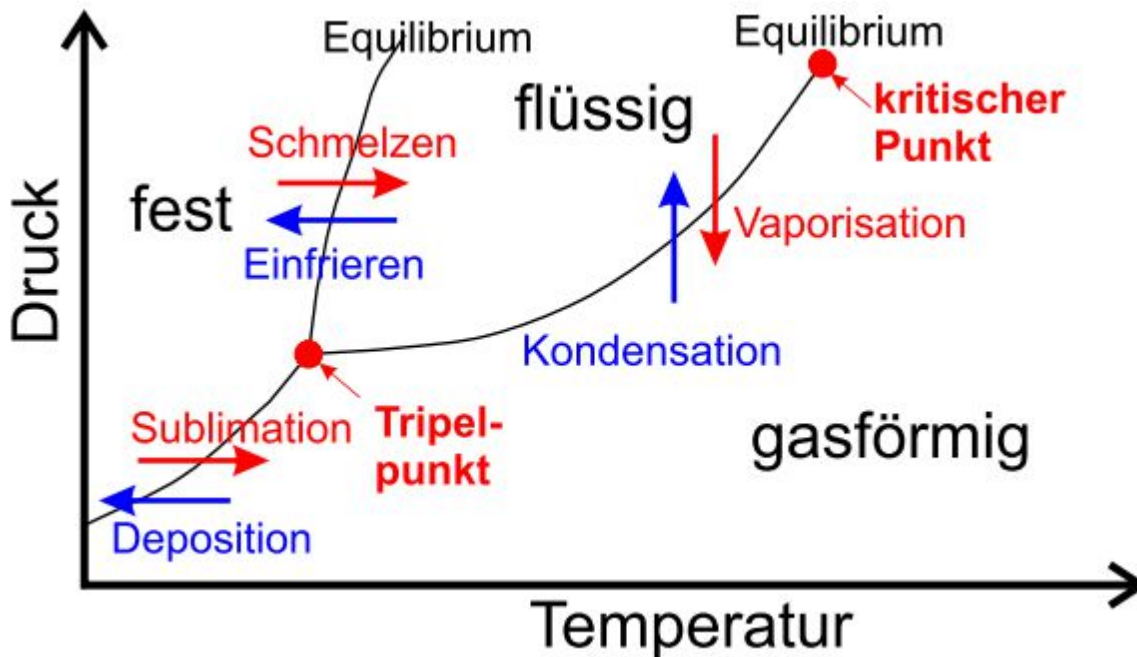


Abbildung 1: Phasendiagramm, schematisch

Tabelle 1: Temperatur und Druck relevanter Stoffe am Tripelpunkt und kritischen Punkt

	Molare Masse [g/mol]	Tripelpunkt		Kritischer Punkt		
		T [°C]	p [bar]	T [°C]	p [bar]	Dichte [kg/m ³]
H ₂ O	18,01	0,0	0,006	373,9	220,6	322,0
H ₂ S	34,08	-85,7	0,227	100,4	89,4	346,0
CO ₂	44,01	-56,6	5,200	31,0	73,8	467,6
CH ₄	16,04	-182,5	0,117	-82,6	46,0	162,7
N ₂	28,01	-210,0	0,125	-147,0	34,0	313,3

2.2. Datengrundlage, Datenquellen

In Vorbereitung auf den Test und währenddessen bezieht der Reservoiringenieur seine Daten und Informationen aus verschiedenen Quellen. Dabei sind folgende „allgemeine“ Informationen von den verschiedenen Ansprechpartnern zu erhalten:

- Spülungsingenieur: Temperatur und Dichte des „Mud in“, „Mud out“, Spülungsverluste, Evaporation, NaCl-Gehalt, Gehalte der Karbonatphasen, Art der Spülung;
- „Mud sampler“: Kopfdruck, Kopftemperatur, Vorkommen und Gehalte von Gasen etc.;
- Richtbohrservice: Ablenkung der Bohrung, Bohrlänge vs vertikale Tiefen (MD – TVD);
- Bohrlochmessungen: Verteilung von Druck- und Temperatur, Zuflusszonen, Störungen etc.
- Bohringenieur: Innen- und Außendurchmesser der verbauten Rohrtouren und des Open-Hole Bereiches,
- Objektgeologe: Geologisches Log des Open-Hole Bereiches mit Interpretation der Zuflusszonen.

Während der Test- und Stimulationsarbeiten sind zusätzlich die folgenden Daten zu ermitteln:

- Raten und Volumina der geförderten/injizierten Fluide sowie Art der Fluide;
- Druck und Temperatur im Bereich des Aquifers (p/T-Sonde an der Slick- oder Wire-Line),
- pH-Wert, elektrische Leitfähigkeit und Ableittemperatur der geförderten Wässer,
- Injektionsdruck und Gasmengen während eines Gas-Liftes (Kompressor, N₂-Unit)
- Fluid- und Gaszusammensetzung der geförderten Wässer.

2.3. Testaufbau

Beim Testaufbau muss grundsätzlich in einen unterirdischen (Abbildung 2) und oberirdischen Testaufbau unterschieden werden. Beide richten sich nach dem zu erwartenden Fluid und insbesondere der enthaltenen Dampf- bzw. Gasphase.

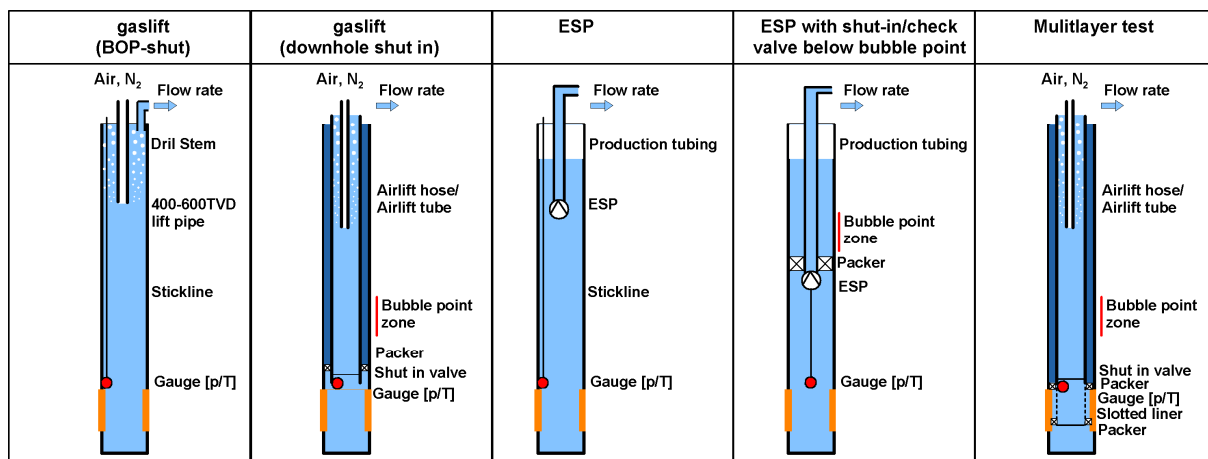


Abbildung 2: Testarten geothermischer Aquifere, aus WOLFGGRAMM et al. (2014)

Der einfachste Test ist dabei der Gaslift, bei welchem mittels Kompressor oder N₂-Unit ein Gas durch Coiled Tubing oder das Bohrgestänge in die Bohrung injiziert wird (Abbildung 2). Das p/T-tool wird dabei im verrohrten Abschnitt der Bohrung kurz oberhalb des Aquifers abgehängt. Enthält das Fluid in größeren Anteilen Gas, ist der Ausbau mittels Packer bevorzugt, da ein unterirdischer Verschluss der Bohrung jederzeit möglich ist. Neben dem Gas-Liftverfahren ist auch der Einsatz einer Pumpe (ESP) möglich, allerdings ist dies technisch aufwendiger. Zudem werden zu Beginn des Testes viele Feststoffe (Cuttings) mitgefördert, welche die Pumpe beschädigen können.

Oberirdisch wird das Fluid über eine Leitung, an welche verschiedene Sensoren montiert sind (Druck, Temperatur, elektrische Leitfähigkeit, pH-Wert), zu einem Degasser geleitet, in welchem Fluid- und Gasphase getrennt werden. Bei Gasbohrungen erfolgt die Mengenmessung des Gases z.B. über eine Blendenvorrichtung. Die Messung des geförderten Fluids erfolgt über eine IDM (Induktionsmessung) oder auch über einfachere Vorrichtungen wie einem Wehr, bei welchem sich die Rate des Abgeleiteten Wassers aus der Höhe des Wasserstandes über dem Wehr ermitteln lässt. Von hier aus gelangt das Wasser in ein großes Becken. In Abhängigkeit von der Fördertemperatur, der Beschaffenheit des Beckens und der späteren Entsorgung kann das Thermalwasser auch über Kühltürme abgeleitet werden. Aus dem Becken können Wasserproben gewonnen werden. Entsprechend dieser Analysen erfolgt die Entscheidung darüber, wie und wo die Wässer zu entsorgen sind.

3. Testvorbereitung

Für die Testvorbereitung ist es notwendig, die Bohrungsgeometrie und Bedingungen im Bohrloch zu dokumentieren, den erwarteten Reservoirtyp und die potentiellen Zufluss- und Stimulationszonen zu ermitteln sowie die effektive (vertikale) Mächtigkeit und weitere relevante Parameter zu bestimmen bzw. abzuschätzen. Zu diesen Parameter zählen: Transmissivität/kf-Wert bzw. Transmissibilität/Permeabilität, Druck, Temperatur, Salinität und Art des Fluids, Gasgehalt und -zusammensetzung.

3.1. Bohrungsgeometrie, Geologie

Der Aufbau einer Geothermiebohrung ist am Beispiel der Bohrung Gerestried GEN-1ST-A1 in Abbildung 3 und

Tabelle 2 umfassend dokumentiert. Das Gesamtvolumen der Bohrung beträgt 300,2 m³, wobei davon ca. 22,2 m³ auf den Open-Hole-Bereich entfallen. Während der Teste wurde ein 5" Drill Pipe bzw. ein Coiled Tubing benutzt. Diese Informationen und Daten sind für weitere Berechnungen wie z.B. der Reibungsdruckverluste notwendig.

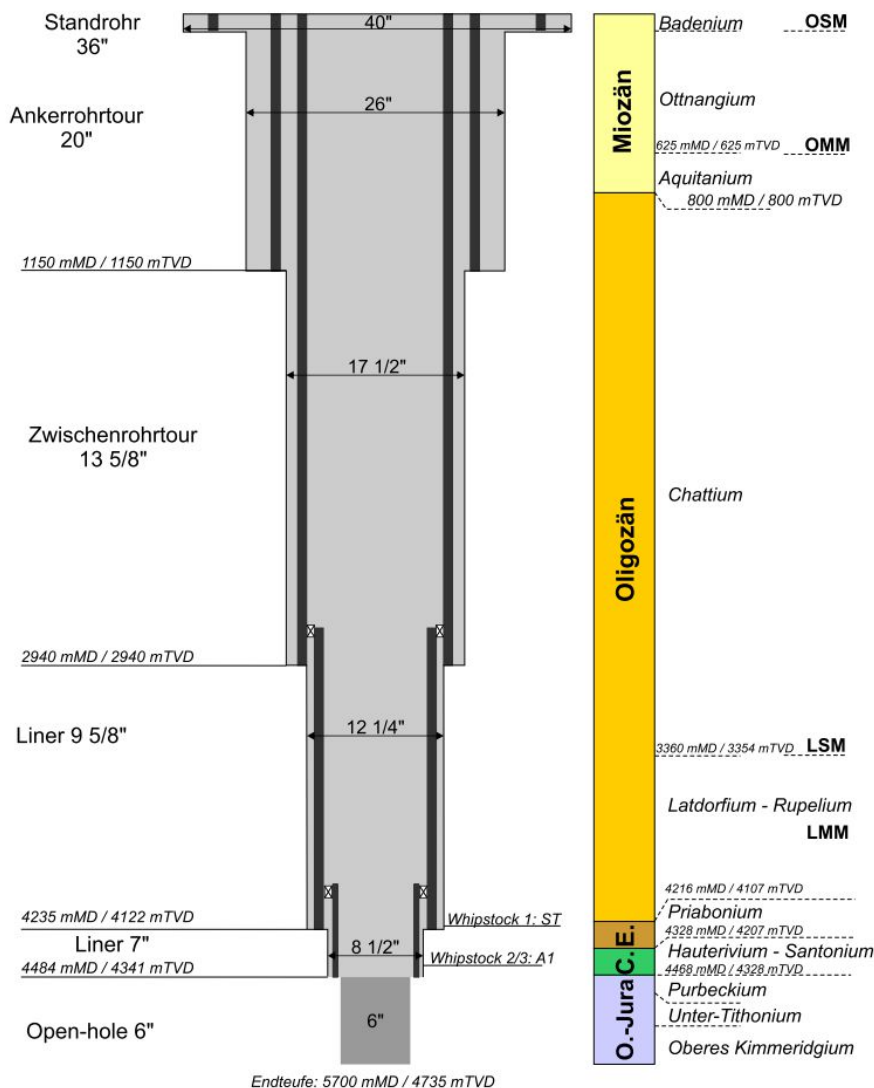


Abbildung 3: Verrohrung und Geologie der Bohrung Gerestried GEN-1ST-A1

Tabelle 2: Bohrlochvolumen der Bohrung Geretsried GEN-1ST-A1 sowie der verwendeten Drill Pipes (DP) und des Coiled Tubings (CT)

Intervall/Tool	bis [mMD]	bis [mTVD]	Länge [mMD]	Innendurchmesser [m]	Volumen _{innen} [m ³]
13 5/8"	0,0 - 2770,3	0,0 - 2769,9	2770,3	0,3200	222,8
9 5/8"	- 4038,0	- 3951,9	1267,7	0,2164	46,6
7" Liner	- 4484,0	- 4342,0	446,0	0,1571	8,6
6" Open-hole	- 5700,0	- 4736,3	1216,0	0,1524	22,2
DP 5"				0,1086	0,00926 pro m
CT 1,75" – 1,4"			3153,3	0,0356 – 0,0341	2,9

3.2. Zuflusszonen

Die Bohrung Geretsried GEN-1ST-A1 ist im Bereich der finalen Teufe des Aquifers mit einer Neigung von 85° nahezu horizontal abgelenkt. Bei derart hohen Ablenkungen sind Quantifizierungen der Zuflüsse mittels Flowmeter-Log nicht möglich. Auch weitere Logging-Arbeiten müssen am Bohrgestänge durchgeführt werden. Somit ist eine gleichmäßige Messung, wie sie mit Hilfe der Slick- oder Wireline erfolgen, unmöglich. Insbesondere bei Temperatur-Logs erfolgt durch längere Stillstandszeiten eine Anpassung der Messung an das natürliche Temperaturfeld. Diese Temperatursprünge sind aus dem Log zu entfernen, um ein gleichmäßiges Log zu generieren (Abbildung 4, links)

Mit Hilfe des Temperatur-Logs kann ein sogenanntes Gradienten-Log der Temperatur erstellt werden (Abbildung 4, rechts). Potentielle Zuflusszonen zeigen sich dort durch starke Negativ-Peaks. Diese werden durch die zuvor stärker infiltrierte kalte Bohrspülung hervorgerufen und nehmen mit zunehmender Standzeit bis zur Messung (Zeitdauer ab der letzten Fluidzirkulation in der Bohrung) ab.

Für die Bohrung Geretsried GEN-1ST-A1 lassen sich so eindeutig die Zuflusszonen ermitteln. Zudem wurden Spülungsverluste bei 5054 – 5120 m MD und 5658 – 5680 m MD sicher nachgewiesen. Dabei wurden zwischen 5116 – 5118 m MD totale Spülungsverluste verzeichnet. Auch das Vorhandensein von Klufcalciten, Dolomit und anderen lithologischen Anzeigern wurde erfasst.

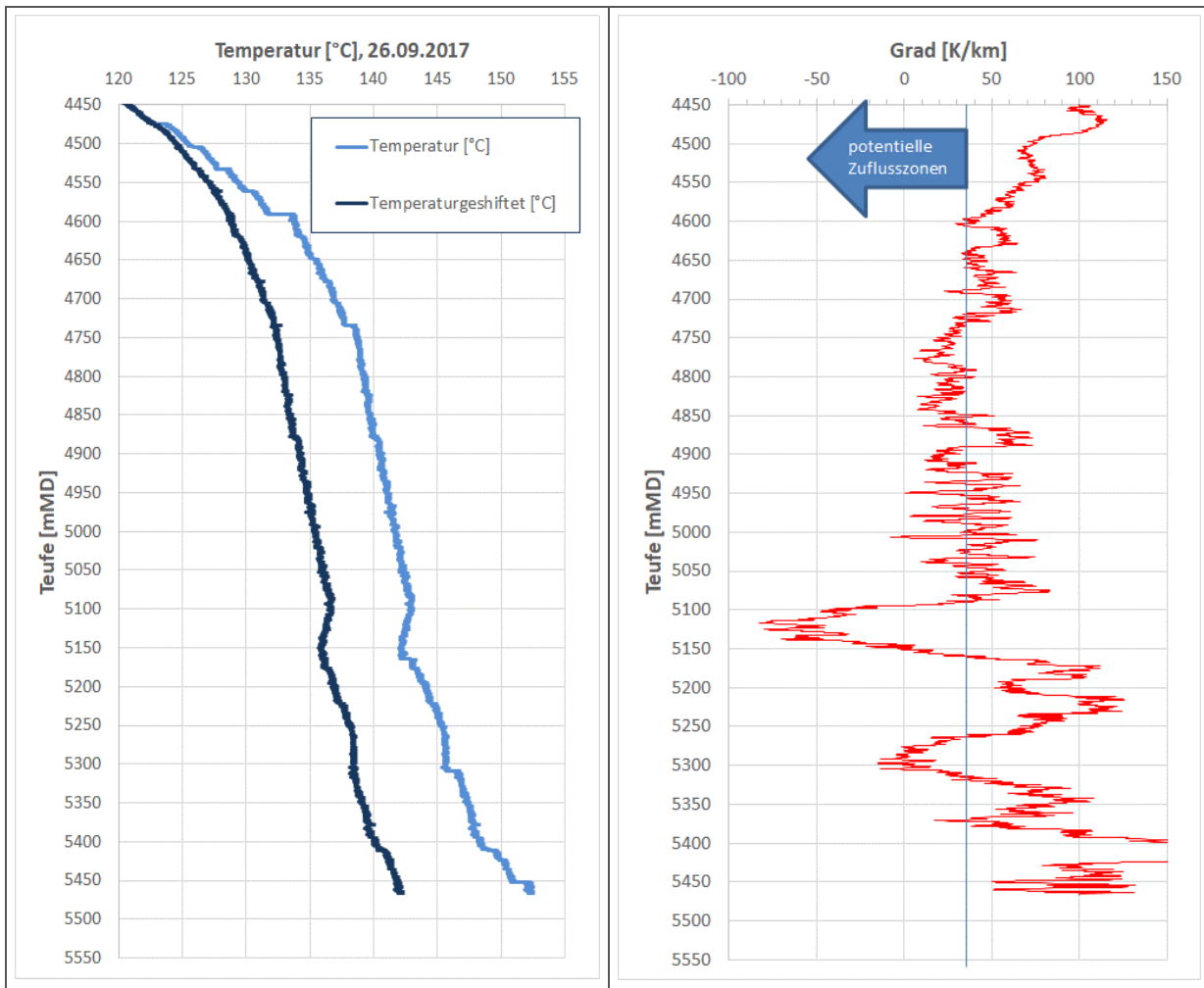


Abbildung 4: Temperaturlog nach Tool-Push-Messung am 26.09.2017 (Standzeit 10 h Beginn und 18 h am Ende der Messung) sowie abgeleitetes Gradienten-Log (rechts)

In Summe konnten so die potentiellen Zuflusszonen identifiziert und unterschieden werden (Tabelle 3)

Tabelle 3: Identifikation und Bewertung der Zuflüsse für verschiedene Teufenbereiche

Teufenbereich (m MD)	Bewertung der Zuflüsse	
4595 - 4695	sehr geringe Zuflüsse	
4720 - 4865	geringe Zuflüsse	
5054 - 5087	Zuflüsse	
5087 - 5140	(Hauptzuflusszone)	Störungszone
5266 – 5306	Zuflüsse	
5395 – 5410	Zuflüsse?	
5535 – 5560	geringe Zuflüsse?	Gartenberg-Hauptstörung?
5658 - 5680	geringe Zuflüsse	Störungszone

3.3. Abschätzung der Durchlässigkeit als Planungsparameter

Zur Abschätzung der Durchlässigkeit des Aquifers sind Daten umliegender Bohrungen bzw. Literaturwerte nutzbar. Im Falle der Bohrung Geretsried GEN-1ST-A1 war dies die Bohrung GEN-1, welche Dolomite in ungestörter Lagerung erbohrt hatte. Darüber hinaus waren nahe liegenden Bohrungen im NE des Standortes Geretsried, wie z.B. Unterhaching, Taufkirchen, Kirchstockach etc. (u.a. WOLFGRAMM et al. 2007, 2015) nutzbar.

Zudem wurden in der Bohrung totale Spülungsverluste bei 5116,0 – 5118,0 mMD (4629,3 – 4629,9 m TVD) beobachtet, welche ebenfalls eine Ableitung der Durchlässigkeit ermöglichen, was an dieser Stelle exemplarisch vorgestellt werden soll.

Als Bohrspülung wurde eine überwiegend Partikel-basierte Spülung aus Calciumkarbonate fine, Sodaasche, Natriumhydroxid, Kaliumkarbonat etc. verwendet. Vor dem totalen Verlust hatte die Spülung eine Dichte von 1050 kg/m³ und eine plastische Viskosität von 23 cP (23 mPa*s) bei einer Temperatur von ca. 60 °C (Daten des Spülungsingenieurs). Zum Zeitpunkt der Spülungsverluste lieferten die Spülpumpen ca. 925 l/min (15,4 l/s, 55,5 m³/h). Die totalen Verluste waren somit $\geq 55,5$ m³/h (Daten Mud sampler). Für die Abschätzung der Produktivität nach Spülungsverlusten ist der Überdruck der Spülungssäule zu bestimmen (Δp) und anschließend entsprechend der Viskosität gegenüber dem Formationsfluid zu korrigieren. Die Temperatur in der Teufe von 5116 mMD wurde mittels Temperatur-Log mit 142,6 °C bestimmt. An der Erdoberfläche beträgt die mittlere Jahrestemperatur 10°C, so dass die mittlere Temperatur der Fluidsäule im Ruhezustand ca. 76 °C betragen sollte. Die Salinität des Schichtwassers lässt sich ebenfalls anhand der Ergebnisse aus benachbarten Bohrungen im ersten Ansatz abschätzen. Hierfür konnte ein Wert von 5 g/l (0,0855 mol/kg) angenommen werden. Nach MAO & DUAN (2008) ergibt sich somit eine mittlere Dichte des Formationsfluids von 986,28 kg/m³. Der resultierende Reservoirdruck in der Tiefe von 5116 mMD (4629 mTVD) berechnet sich entsprechend Formel (1) zu 447,9 bar. Der Druck durch die Spülungssäule betrug hingegen 476,8 bar. Somit erfolgten die Spülungsverluste von $\geq 55,5$ m³/h (15,4 l/s) bei einem Überdruck von 28,9 bar, was einem Produktivitätsindex von ca. 0,5 l/(s*bar) entsprechen würde. Korrigiert man zusätzlich die Viskosität der Spülung auf das Niveau des Formationsfluids, so würde sich die Produktivität für diese Verlustzone erhöhen.

3.3. Testplanung

Die Testplanung erfolgt entsprechend der vorhandenen Geologie. Im Falle von Geretsried war von einem verkarsteten/geklüfteten Karbonataquifer mit geringer Matrixporosität auszugehen, welcher in Gehalten von 200 – 400 Nm/L CO₂ und CH₄ enthielt, untergeordnet war mit H₂S zu rechnen.

Tabelle 4: Testplanung, CIT – Casing-Injektions-Test, CLT – Casing-Lift-Test, CPT – Casing-Packer-Test, CT – Coiled Tubing, DAM – Druckaufbaumessung, N₂ – Lift mit Stickstoff

Aktion	Testart	Dauer _{max.} [h]	realisiert
1. Reinigungslift*	CLT (Air)	12+12 (DAM)	1. Reinigungslift CLT (Air)
Tiefenprobenahme			1. Säuerung
1. Säuerung	Säuerung	32	2. Reinigungslift CLT (Air)
2. Reinigungslift	CLT (N ₂)	12+12 (DAM)	3. Reinigungslift CLT (Air)
1. Stufeninjektionstest	CIT mit 500 m ³ Klarwasser	6 + 6 (DAM)	2. Säuerung
2. Säuerung	Säuerung mit SSB-007	32	4. Reinigungslift CLT (Air)
3. Reinigungslift	CLT (N ₂)	12+12 (DAM)	3. Säuerung mit SSB 007
1. Stufenfördertest	CPT mit CT (20, 30, 40 m ³ /h)	72+72 (DAM)	5. Reinigungslift CLT (Air)
2. Stufeninjektionstest	CPT oder CIT	12 + 12 (DAM)	Stufenfördertest CPT mit CT

Grundsätzlich wird zuallererst ein Spülungsaustausch gegen Süßwasser vorgenommen. Anschließend erfolgt ein erster Reinigungslift. Dieser wurde als Casing-Lifttest (gas lift BOP shut,

Abbildung 2) realisiert, wie auch alle anderen Reinigungsflöte. Der letzte Stufenfördertest war als Casing-Packer-Test mit Coiled Tubing und N₂-Anregung (gas lift downhole shut-in, Abbildung 2) geplant und wurde auch so realisiert. Es waren zwei Säuerungen mit jeweils einem Reinigungsflöte sowie zwei Stufeninjektionsteste und eine Tiefenprobenahme geplant. Aufgrund der vorgefundenen Verhältnisse wurden insgesamt drei Säuerungen realisiert. Auf die Injektionsteste wurde verzichtet. Vielmehr wurden die Säuerungen so geplant, dass sie als Injektionstest auswertbar sind. Eine Tiefenprobenahme war nicht sinnvoll, da das Verhältnis von gefördertem und injiziertem Wasser (Spülungsverluste + Säuerungen) dafür nicht geeignet war

Die Dauer der einzelnen Testphasen und der Wiederanstiegsphasen wird vorab modelliert (mittels Annahme verschiedener Transmissivitäten und Speicherkoeffizienten), um die notwendige Testdauer abzuschätzen. Auch die geeigneten Einbautiefen für die Gasinjektion und die einzusetzenden Gasmengen werden vorab berechnet. Es zeigte sich im Fall von Geretsried, dass bei einer Injektion von mehr als 8 Nm³/min die Effektivität nicht mehr weiter steigen würde, so dass grundsätzlich die kleinstmögliche Rate der Anlage von 8,5 Nm³/min ausreichend war.

Während der Bohrarbeiten waren nur geringe Gehalte an KW nachgewiesen worden, so dass eine Anregung mittels Kompressor und Luft als ausreichend erschien. Dies war insbesondere deshalb gut, weil der Luftsauerstoff das im Fluid enthaltene H₂S oxidierte und somit obertägig zu erwartende Probleme vermieden werden konnten.

4. Testdurchführung und Auswertung

Der Reservoiringenieur hat sich während des Tests um die ordnungsgemäße Aufzeichnung und Dokumentation aller relevanter Daten (Test, Stimulation) zu kümmern. Auch ist eine erste Feldauswertung möglich. Die abschließende Auswertung der Testdaten erfolgt erst nach Beendigung der Testarbeiten. Weiterhin sind während der Teste Wasserproben zu nehmen, die Analytik und dann entsprechend die Entsorgung zu organisieren. Im Folgenden wird beispielhaft die Feldauswertung der Daten der einzelnen Testphasen aufgezeigt.

4.1. Fördertest

Weder in der GEN-1 noch in der Bohrung GEN-1ST-A1 konnte während der Förderteste ein kontinuierliches, gleichmäßiges Fließen erreicht werden. Es fand ausschließlich einer Slug-Flow-Förderung statt (schwallweise Förderung).

Dokumentiert wird deshalb hier der letzte (Packer-)-Stufenfördertest. Dieser wurde im Zeitraum vom 22.10.2017; 19:21 Uhr bis 28.10.2017; 18:25 Uhr realisiert. Dazu wurde ein 5“ Drill Pipe bis 3940 mMD eingebaut und mittels Packer abgedichtet. Die p/T-tools waren in einer Kammer unterhalb des Packers (3945 mMD) eingebaut. Der CT-Liftstrang wurde während des Tests bis auf eine Teufe von 2000 m u. GOK stufenweise in das 5“ Drill Pipe eingefahren. Der abnehmende Injektionsdruck auf den jeweiligen Einbautiefen zeigte an, dass die Wassersäule über dem Coiled Tubing ständig abnahm (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Insgesamt wurden während der Förderphase (4300 min) 944 m³ Fluid gefördert, was einer kumulativen Förderrate von etwa 13,2 m³/h bzw. 3,7 l/s entspricht. Der Druck sank während der Produktion von 356,8 bar auf 252,7 bar (minimal, dynamischer Druck). Die Kurzzeitproduktivität berechnet sich somit auf 0,04 l/(s*bar) und ist damit um etwa den Faktor 100 kleiner, als „normale“ Geothermiebohrungen im Münchner Umland. In der folgenden Wiederanstiegsphase (4285 min) wurde der Ausgangsdruck nicht wieder erreicht (Abbildung 6), allerdings sind die Daten sehr gut für weitere Auswertungen geeignet.

Dabei ist zu bemerken, dass durch die Verwendung eines Packers der Effekt durch die Brunnenspeicherung reduziert werden konnte. Anhand eines doppellogarithmischen Plots der Testdaten (Abbildung 7) können 5 Stadien unterschieden werden. Die Phasen 1 und 2 sind zum einen durch den Brunnenspeichereffekt als auch durch den Stufentest charakterisiert. Diese Effekte

können in den ersten Minuten des Testes beobachtet werden. Anschließend ändert die Kurve ihren Anstieg hin zu 0,6 (Phase 3). Die Phase 4 ist dem Zufluss aus einer Störung bzw. Störungszone zuzuordnen, für welche ein Anstieg von 0,5 charakteristisch ist. Erst zum Ende der Wiederanstiegsphase verflacht die Kurve (Phase 5), was möglicherweise auf ein radiales Fließen hindeutet und somit dem tatsächlichen Zufluss aus dem Reservoir entspricht. Die Permeabilitätsmächtigkeit des Reservoirs im bohrungsnahen, störungsdominierten Bereich beträgt 62 mDm, wonach sich eine Produktivitätsindex von 0,03 l/(s*bar) ergibt. Für den matrixdominierten Bereich (bohrungsfern) beträgt die Durchlässigkeit 7 mDm und somit ein Produktivitätsindex von 0,004 l/(s*bar). Dieser ist in etwa um den Faktor 10 schlechter, als die Kurzzeit-Produktivität der Produktionsphase.

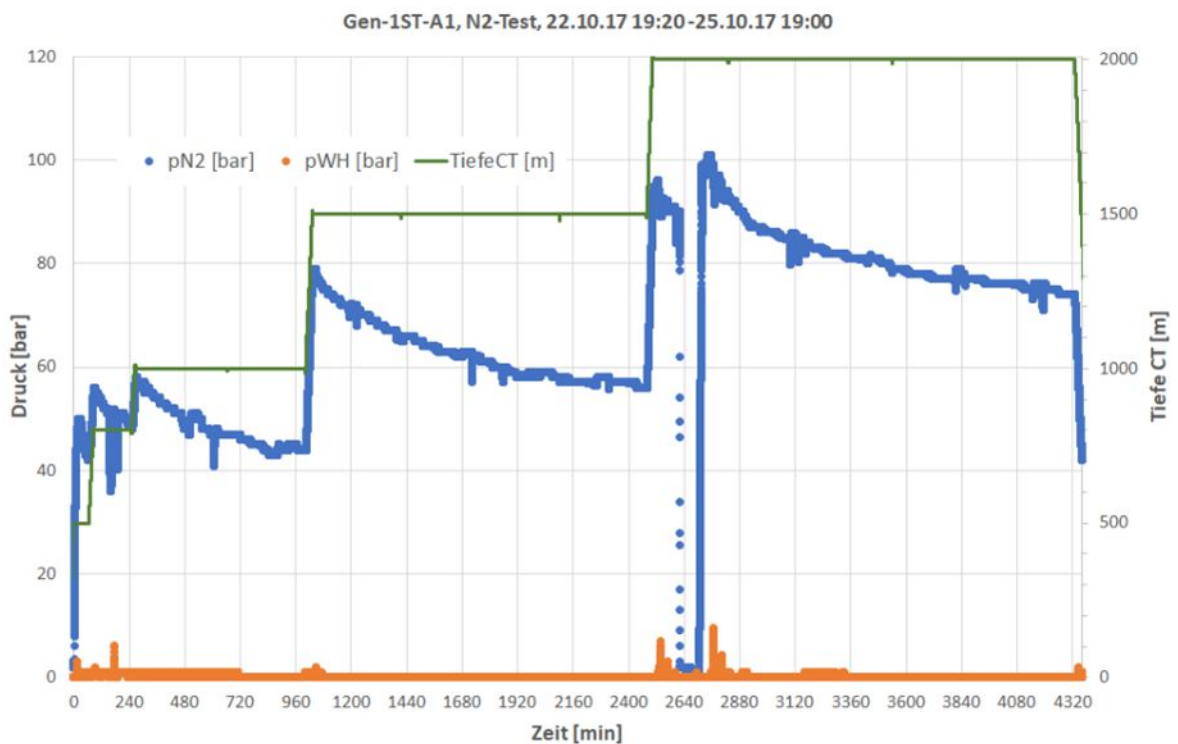


Abbildung 5: Installationstiefe des CT-Strangs, Ringraum- und Steigraumdruck (Injektionsdruck N2) während des N2-CT-Packertests vom 22.10.2017, 19:21 Uhr bis 25.10.17, 19:00 Uhr (Förderphase)

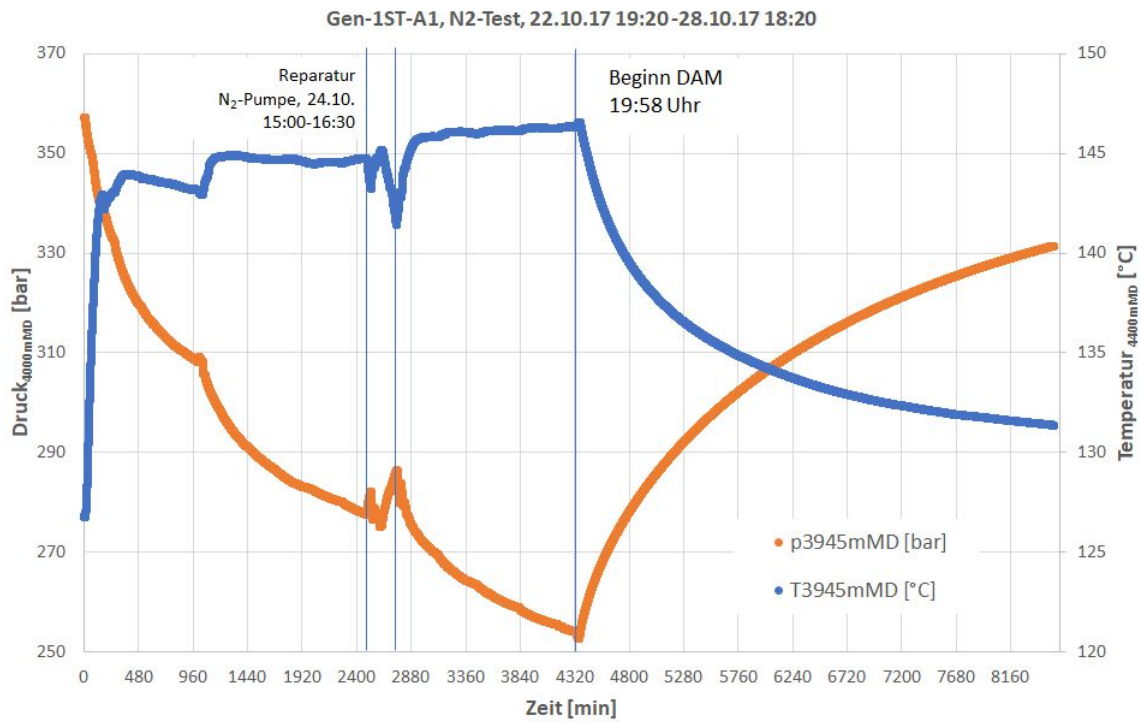


Abbildung 6: Tiefendruck und -temperatur während des N₂-CT-Packertests vom 22.10.17, 19:21 Uhr bis 25.10.17, 19:00 Uhr (Förderphase), Wiederanstiegphase bis 28.10.17, 18:20 Uhr

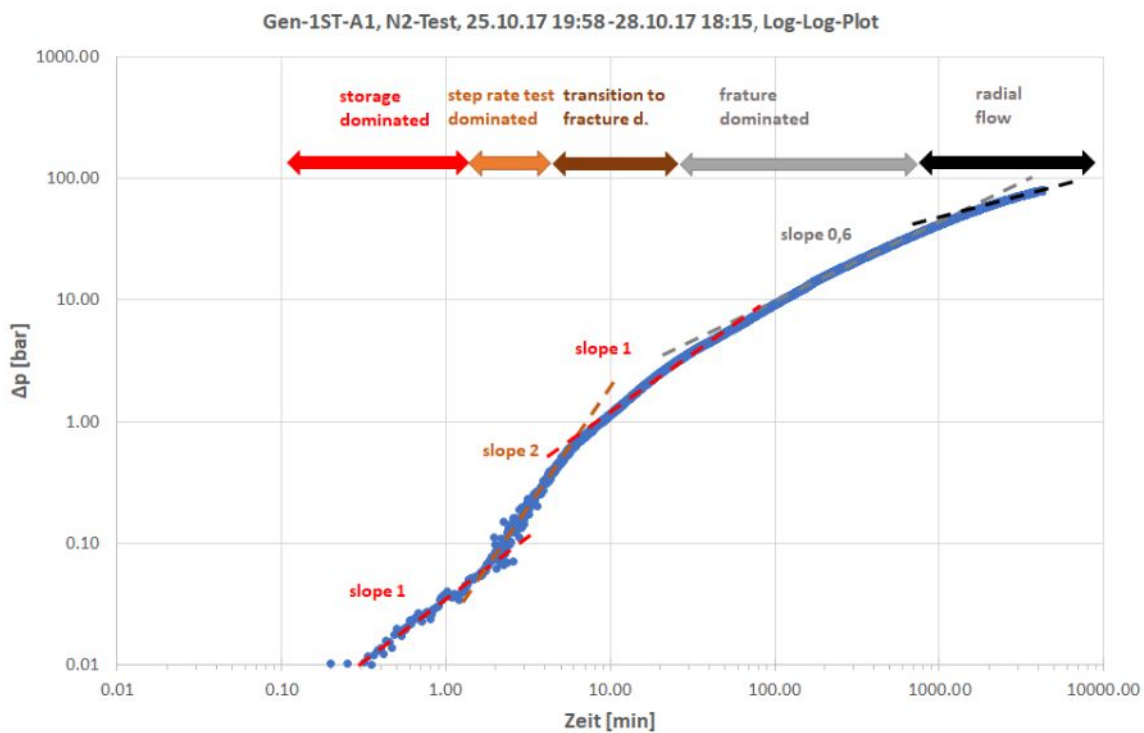


Abbildung 7: Log-Log-Plot des Wiederanstieges nach dem N₂-Packertest

Während des Fördertests sank die elektrische Leitfähigkeit des Fluids von ca. 30 mS/cm auf ca. 10 mS/cm (1 mS/cm entspricht ca. 1 g/l Salinität), die Kurve lief auf ca. 5 mS/cm zu, so dass für das Schichtwasser eine Mineralisation von 5 ± 3 g/l abgeschätzt werden kann.

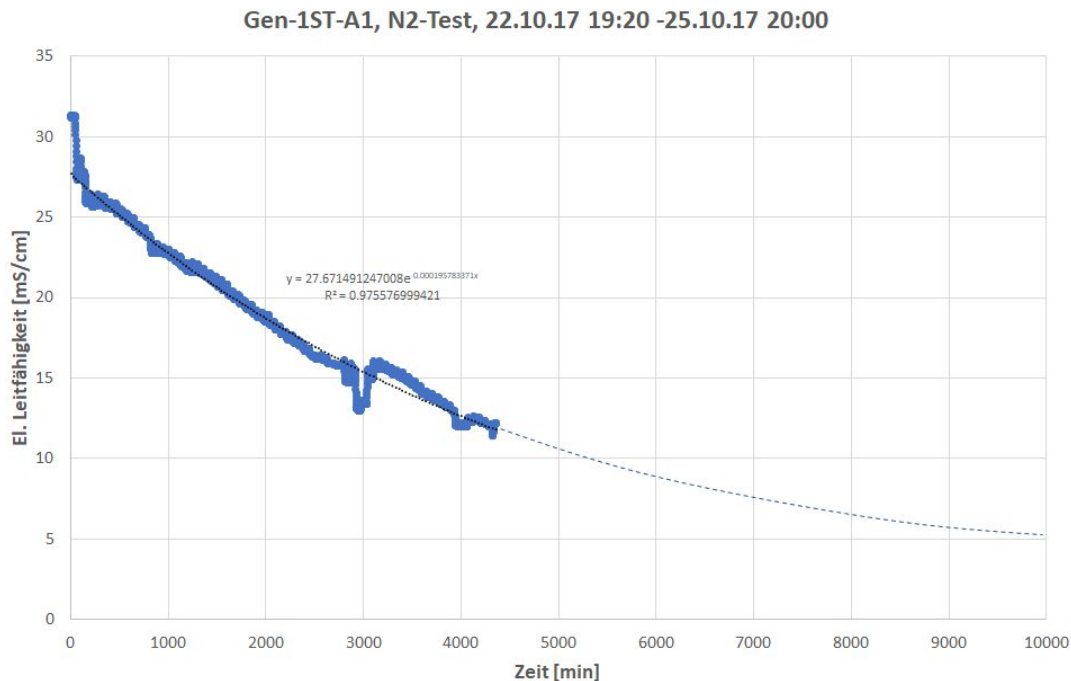


Abbildung 8: Entwicklung und Extrapolation der elektrischen Leitfähigkeit (geglättet) während des Stufenfördertests

4.2. Injektionstest

Injektionsteste sind grundsätzlich als kritisch zu bewerten. Ihr Vorteil liegt darin, dass eine definierte und konstante Injektionsrate realisiert werden kann, welche die Auswertung der Injektionsphase stark vereinfacht. Der Nachteil ist, dass zumeist kaltes Wasser in die noch warme Bohrung injiziert wird, was zu thermischen Spannungen der Verrohrung und zum Versagen von Verbindungen führen kann. Zudem werden die in der Bohrung enthaltenen Cuttings weiter in die Formation gepresst. Bei gering durchlässigen Reservoiren besteht zudem die Gefahr, dass Reservoir zu fracken. Für Reservoire mit höheren Salzgehalten kann es zudem zu Ausfällungen kommen. Weiterhin kann die Kaltwasserinjektion das quellen von Tonen bedingen. Im Fall von Geretsried wurde auf die Injektionsteste verzichtet, da die bei den Reinigungsfluten geförderten Wassermengen sehr gering waren. Somit war zu vermuten, dass im Bohrloch weiterhin große Mengen an Feststoffen vorhanden waren und diese bei einer Injektion in das Reservoir verpresset worden wären.

Allerdings wurden die Säuerungen als Injektionsteste genutzt. Die Auswertung erfolgt analog zu den Produktionstesten. Während der 2. Säuerung wurden über 300 min 433 m³ injiziert. Dies entspricht einer mittleren Injektionsrate von 86,6 m³/h bzw. 24,1 l/s. Dabei wurde ein Druckanstieg um etwa 63,3 bar verzeichnet. Somit ergibt sich ein Kurzzeitinjektivitätsindex von 0,38 l/(s*bar). Anschließend wurden die Daten der Druckabfallmessung ausgewertet. Für diese wurde eine Durchlässigkeit von 78 mDm ermittelt, welche aufgrund der kurzen Testdauer vermutlich nur für die bohrungsnahen, gestörten Bereich gilt. Hierfür berechnet sich der Injektivitätsindex hinsichtlich der Kaltwasser-Säureinjektion zu <0,02 l/(s*bar), welcher etwa um den Faktor 20 schlechter ist, als die Kurzzeitinjektivität der Injektionsphase.

4.3. Druckbeobachtungsmessung

Eine weitere Möglichkeit zur Bewertung der Aquifereigenschaften bieten Beobachtungsmessungen. Hierfür werden Drucksonden in Bohrungen der näheren Umgebung eingebaut, welche den gleichen Aquifer erschließen. Mit Hilfe dieser kann die Druckausbreitung im Reservoir und somit die hydraulische Kommunikation zwischen den Bohrungen untersucht und somit die Durchlässigkeit bestimmt werden. Besteht die Möglichkeit von Druckbeobachtungsmessungen, sollten diese immer durchgeführt werden.

Die Einbautiefe der Drucksonde sollte > 200 m unterhalb des jeweiligen Wasserspiegels liegen. Dabei ist darauf zu achten, dass die maximale Druckbelastung der Sonde eingehalten wird. Weiterhin sollte die Messgenauigkeit der Sonde entsprechend der zu erwartenden Druckschwankungen berücksichtigt werden.

Danksagung

Bedanken möchten wir uns beim Bundeswirtschaftsministerium für die Förderung eines Teils der vorgestellten Arbeiten im Rahmen des Projektes „Dolomitkluff“ (BMW, FKZ: 0324004D).

Quellenangaben

Birner, J.: Hydrogeologisches Modell des Malmaquifers im Süddeutschen Molassebecken; *Dissertation FU Berlin*, (2013), 1-86.

Mao, S. & Duan, Z.: The P, V, T, x properties of binary aqueous solutions up to T = 573 K and 100 MPa; *J. Chem Thermodynamics*, 40 (2008), 1046-1063.

Wolfgramm, M., Bloch, T., Bartels, J., Kuhn, P., Naef, H., Voigt, H.D., Seibt, P., Sonderegger, M., Steiger, T., Uhlig, S.: Reservoir-geological Characterization of a Fractured Lime-stone: Results Obtained from the Geothermal Well St.Gallen Gt-1 (Switzerland). *Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015*, (2015a), 1-12.

Wolfgramm, M., Birner, J., Diaz, S., Lang, P.: Ursachen der Injektivitätszunahme im Betrieb geothermischer Bohrungen im Malm des Molassebeckens.- *Tagungsband Der Geothermiekongress DGK 2015* Essen, 02.-04. November 2015, (2015), 1-12.

Wolfgramm, M., Franz, M., Agemar, T.: Explorationsstrategie tiefer geothermischer Ressourcen am Beispiel des Norddeutschen Beckens. *In: Bauer, M., Freeden, W., Jacobi, H., Neu, T. (Hg.): Handbuch Tiefe Geothermie. – Springer Spektrum, Berlin Heidelberg*, (2014), 463-505.

Wolfgramm, M., Birner, J., Lenz, G., Hofmann, F., Rinke, M.: Erfahrungen bei der Säurestimulation geothermaler Aquifere und Anlagen.- *Proceedings of Geothermiekongress from 13.11.-16.11. 2012 in Karlsruhe (Germany)*, F11-2: 1-12 (2012), extended abstract.

Wolfgramm, M., Bartels, J., Hoffmann, F., Kittl, G., Lenz, G., Seibt, P., Schulz, R., Thomas, R., Unger, H.J.: Unterhaching geothermal well doublet: structural and hydrodynamic reservoir characteristic; Bavaria (Germany).- *Tagungsband der European Geothermal Conference vom 30.05.-01.06.2007 in Unterhaching*, (2007), 47: 1-6.

Geothermie Neubrandenburg GmbH, Seestraße 7 A, 17033 Neubrandenburg
Markus.Wolfgramm@gtn-online.de