Verbundprojekt:

Ökonomische und ökologische Effizienz tiefengeothermischer Anlagen in Süddeutschland - Untersuchungen zu Betriebserfahrung und Optimierungsansätze

Teilvorhaben ERDWERK GmbH: Untertägiger Anlagenbereich

ERDWERK®
Hydrogeologie · Geothermie

- Abschlussbericht -

Herausgeber:	ERDWERK GmbH
Zuwendungsgeber:	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
	Projektträger Jülich (PTJ-EEN)
Förderkennzeichen:	0325262A
Laufzeit des Vorhabens:	01.03.2011 bis 28.02.2014
Berichtsdatum:	10.12.2014

Projektpartner des Forschungsverbundprojektes

ERDWERK GmbH

Projektkoordinator:	Dr. Achim Schubert
Projektleiter:	Dipl.-Geol. Ulrich Steiner
	ERDWERK GmbH hydrogeologie geothermie
Förderkennzeichen:	0325262A
Laufzeit des Vorhabens:	01.03.2011 bis 28.02.2014

Hochschule München

Projektleiter:	Prof. Dipl.-Ing. Werner Schenk
Projektbearbeitung:	Christian Bichler M. Eng.
	Prof. Dr. rer. nat. Alfred Kersch
Administrative Bearbeitung:	Dr. Jürgen Meier
	Hochschule für angewandte Wissenschaften – FH München; Fakultät 05 für Versorgungstechnik, Verfahrenstechnik, Druck- und Medientechnik in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgruppe Physikalische Simulation der Fakultät 06
Förderkennzeichen:	0325262B
Laufzeit des Vorhabens:	01.03.2011 bis 28.02.2014

Wir bedanken uns herzlich bei den beteiligten Betreibern tiefengeothermischer Anlagen für die Kooperation und Bereitstellung Ihrer Betriebsdaten.

Autoren

Dipl. Geol. Dr. Achim Schubert

Dipl. Geol. Ulrich Steiner

Dipl. Geol. Alexandros Savvatis

Johannes Linde M.Sc.

Olivia Terneki B.Sc.

Andreas Böhm MBA & Eng.

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325262A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichtes liegt bei den Autoren.

Zusammenfassung

Im Verbundprojekt der ERDWERK GmbH und der Hochschule für angewandte Wissenschaften FH München wurde die Wirtschaftlichkeit sowie die ökologische und energetische Effizienz von geothermischen Anlagen zur Wärmeversorgung an vier Standorten im süddeutschen Raum untersucht. Hierzu wurden die wesentlichen ober- und untertägigen Parameter der Anlagen erfasst, eine Sensitivitätsanalyse und Benchmark durchgeführt, ein Simulationstool für den untertägigen Bereich entwickelt und Optimierungspotenziale evaluiert.

Im Teilprojekt der Fa. ERDWERK GmbH (0325262A) wurde die Auswertung der untertägigen Betriebsparamater bzw. des Primärkreislaufs bearbeitet und in einem Simulationstool abgebildet.

Datenerfassung und Analyse
Grundlage des Forschungsprojektes bildete ein Messstellenkonzept mit Parametererfassung der untersuchten Geothermieanlagen. Die untertägigen Parameter der Anlagen (Betriebswasserspiegel, Fördertemperatur, Fördermenge, Injektionsdruck, u.ä.) wurden über zwei bzw. mehrere Jahre hin erfasst und ausgewertet. Damit wurden die thermische und hydraulische Charakteristik sowie die Rohrreibungsverluste aller Bohrungen bestimmt. Des Weiteren wurden an Hand der hydraulischen Auswertungen Prognosen für gesteigerte Förderraten erstellt.

Bei der Evaluierung der Daten im Hinblick auf die Sensitivitätsanalyse haben sich Größen, wie Förder- und Reinjektionstemperatur, Temperaturspreizung, Betriebswasserspiegel in Abhängigkeit der Förderrate, Reinjektionsdruck in Abhängigkeit der Reinjektionsrate, die Reibungsverluste in Abhängigkeit des Enddurchmessers und Länge der Aufschlussstrecke sowie temperaturabhängige Dichteeffekte als wesentlich herausgestellt. Die Reservoirerschließung und die Reservoirhydraulik weisen dabei die höchste Sensitivität auf.

Auswertungen zum Langzeitverhalten
In verschiedenen Projekten der Molasse wurden sinkende Injektionsdrücke im Betrieb beobachtet. Diese allgemeine Beobachtung wurde im Rahmen des gegenständlichen F&E-Vorhabens anhand der vorliegenden Daten überprüft und grundsätzlich bestätigt. So wurde ein maximaler Druckabfall auf der Injektionsseite von ca. 15 bar bei 30 l/s innerhalb von 6 Betriebsjahren ermittelt. In einer weiteren Anlage konnte ein in etwa gleichbleibender Injektionsdruck trotz Erhöhung der Förderrate von 60 l/s auf 80 l/s registriert werden. Die Daten wurden als spezifische Prognose für das weitere Injektionsverhalten verwendet.

Kennzahlen und Benchmarking
Nachfolgende Kennzahlen wurden zum Benchmarking von ökonomischen und ökologischen Kriterien verschiedener Anlagen festgelegt: Spez. hydraulische Leistung, spez. Investitionskosten, spez. CO_2-Emission, spez. Primärenergiebedarf, Produktivität, Injektivität, etc.. Eine Gegenüberstellung der jeweiligen Erschließungskonzepte des Malmaquifers zeigte einen erwartungsgemäß signifikanten Einfluss der Hydraulik der Bohrungen auf die primärenergetische Arbeitszahl der Anlagen (vgl. a. Abschlussbericht der Hochschule München). Auf Grundlage der mittels MS-Excel durchgeführten Sensitivitätsanalyse (Monte-Carlo) wurde eine Bewertungsmatrix entwickelt. Die Bewertungsmatrix wurde anschließend mit den standortspezifischen Parametern und Kennzahlen der einzelnen Anlagen belegt. Im nächsten Schritt erfolgte eine Auswertung im Hinblick auf ein standortunabhängiges

Benchmarking. Ein Vergleich über bekannte Kennzahlen, z.B. geothermische Leistungszahl (abhängig vom Standort wird die Fördertemperatur durch die Teufenlage des Reservoirs bedingt) ist demnach nur mit anderen Formen der Energiegewinnung (Bsp.: Energiebereitstellung mittels Wärmepumpe), nicht jedoch anlagenspezifisch möglich. Voraussetzung für einen zulässigen Vergleich ist deshalb die ermittelten Kennzahlen im jeweilig standortspezifischen Kontext zu betrachten. Die Auswertung zeigt, dass sich einige der Kennzahlen sehr gut zur Bewertung der Gesamteffizienz der Geothermieanlage (z.B. primärenergetische Arbeitszahl) im Vergleich zu anderen Energiekonzepten, nicht aber zur Bewertung der verschiedenen Anlagen untereinander eignen.

Ökonomische Evaluierung der Erschließungskonzepte

Die vier Erschließungskonzepte wurden neben der hydraulischen und energetischen Charakteristik auch im Hinblick auf Ihre Niederbringungskosten ausgewertet. Dabei wurden spezifische Kosten je Meter Bohrstrecke von 594 bis 1.667 €/m MD (inflationsbereinigt bis 2014) ermittelt.

Die ökonomische Evaluierung dient bereits als Datengrundlage zur Investitionskostenschätzung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei der Projektentwicklung neuer Standorte. Um zuverlässigere Aussagen treffen zu können, wurde hierfür die Datenlage um weitere Werte, die aus anderen Geothermieprojekten zur Verfügung stehen, ergänzt. Durch die größere Anzahl ist dadurch eine belastbarere statistische Bewertungsmethodik möglich.

Die Zusammenstellung und Gliederung der Kosten sowie die hydraulisch thermische Auswertung wurde als Grundlage für eine möglichst standortunabhängige Bewertung der Anlagen herangezogen. Aufgrund einiger vereinfachter Annahmen, konnten die spezifischen Erschließungskosten in Mio.€/MW_{th} als weitgehend standortunabhängige Kennzahl definiert werden. Es wurden Werte (inkl. IPS-Arbeiten (**I**n**p**roduktions**s**etzungsarbeiten), exkl. Bohrplatz, inflationsbereinigt bis 2014, normierter Rücklauf bei 55 °C) zwischen 0,44 bis 1,35 Mio.€/MW_{th} für die betreffenden Anlagen ermittelt.

Simulationstool zum Primärkreis (Thermalwassersystem)

Bezüglich des Simulationsprogramms zur Abbildung der Gesamtanlage (unter- und obertägig) wurde sich mit der Hochschule München als Projektpartner auf das Programm *Matlab Simulink* verständigt. Parallel zu den, zuvor beschriebenen Arbeiten wurde ein Modulkatalog für eine Simulationssoftware entwickelt, der die relevanten anlagentechnischen Einzelkomponenten beschreibt. Dieser umfasst einerseits die Ein- und Ausgangsparameter (z.B. Volumenstrom und Druckverlust), andererseits auch die physikalischen Formeln und die mathematische Logik sowie die zusätzlich vom Benutzer vorzugebenden Berechnungsparameter (z.B. Rohrrauigkeit). Die Module wurden von ERDWERK in *Matlab Simulink* programmiert und zu einem Anlagenmodell verschaltet. Es konnte eine Kalibrierung des Basismodells zum untertägigen Anlagenteil mit Betriebsdaten der Geothermieanlage Aschheim durchgeführt werden.

Das Simulationstool ermöglicht z.B. die Berechnung der hydraulischen Leistung für die Thermalwasserförderung und -injektion anhand eines vorgegebenen z.B. prognostizierten zukünftigen Lastprofils. Basierend darauf, kann durch Vorgabe eines Systemwirkungsgrades für eine beliebige Dauerfördereinrichtung der Energiebedarf und damit die Kosten zur Energiebereitstellung berechnet werden. Aufgrund der modularen Bauweise, ist eine projektspezifische Anpassung (z.B. unterschiedliche Anzahl an Förder- und Injektionsbohrungen) mit programmtechnischen Benutzerkenntnissen unter geringem Aufwand möglich.

CO_2 Bilanzierung der Erschließung

Im Rahmen der ökologischen Bewertung einer Anlage wurde beispielhaft an einer ausgesuchten Anlage der CO_2-Ausstoß für die Phasen der Bohrungsniederbringung (ca. 2600 m MD) und

Förderkomplettierung anhand von Materialeinsatz, Primärenergie und Stromverbrauch bewertet. Die Ergebnisse liefern Werte, die einen Bruchteil des bisher publizierten Einsparpotentials von geothermischen Anlagen betragen. Dadurch amortisiert sich die bei der Niederbringung verursachte Menge an CO_2 von 245 kg je Bohrmeter (m MD) bereits nach wenigen Monaten Betrieb der Geothermieanlage gegenüber einer konventionellen Wärmeerzeugung durch Gas.

Optimierung und Leistungssteigerung

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die Bohrlochproduktivität bei einer Anforderung von 80 l/s einen wesentlichen Einfluss auf die hydraulische Leistung der TKP und damit auf die energetische Effizienz des Primärkreislaufes hat. Da die Bohrlochproduktivität abhängig vom Erschließungskonzept und den geologischen Standortfaktoren wie Reservoirhydraulik ist, sollte unbedingt Wert auf eine umfassende geologische Vorplanung mit einer entsprechenden risikominimierten Bohrpfadplanung gelegt werden.

Des Weiteren sollten bei der Planung auch die bohrtechnischen Aspekte beachtet werden. So zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass bei einer Anforderung von 80 l/s der Bohrlochdurchmesser und die Länge der Bohrstrecke im Reservoir sowie der Gesamtstrecke Optimierungspotenzial innerhalb eines gewissen Rahmens liefert.

Auf Basis der durchgeführten Sensitivitätsanalyse und Betriebsdatensimulation, wurden neben der Planung auch betriebsbedingte Optimierungspotenziale wie beispielweise reservoirtechnische und energetische Auswirkungen verminderter Reinjektionstemperaturen analysiert und bewertet. An einer Dublette wird exemplarisch eine Methodik zur Prüfung einer Leistungssteigerung bzw. zur Ermittlung der technischen und ökonomischen Grenzen der Förderrate vorgestellt.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung I
Inhaltsverzeichnis IV
1 Projektbeschreibung 1
2 Wissenschaftlicher und technischer Rahmen 2
2.1 Untersuchungsgebiet 2
2.2 Allgemeine Systemkonfiguration der untersuchten Anlagen 2
2.3 Standortspezifische Faktoren für die Systemkonfiguration der untersuchten Anlagen 4
3 Parametererfassung zur Bohrung und Hydraulik (AP 1) 5
3.1 Allgemeines 5
3.2 Eingangsparameter und Messstellenkonzept 6
3.2.1 Förderrate und Fördermenge 6
3.2.2 Fördertemperatur 7
3.2.3 Kopfdruck 7
3.2.4 Druck an der Drucksonde/TKP 7
3.2.5 Temperatur an der TKP 7
3.2.6 Injektionsrate 7
3.2.7 Injektionstemperatur 7
3.2.8 Injektionsdruck 7
3.2.9 Druck an Top Reservoir 8
3.2.10 Temperatur an Top Reservoir 8
3.2.11 Betriebswasserspiegel 8
3.2.12 Pumpenfrequenz 8
3.2.13 Dichte 9
3.2.14 Spez. Wärmekapazität 9
3.3 Verfügbare Datenbasis 9
4 Standortanalyse (AP 3) 10
4.1 Hydraulische Kennzahlen – Bohrloch und Reservoir 10
4.1.1 Transmissivität 11
4.1.2 Speicherkoeffizient 11
4.1.3 Produktivitätsindex 12
4.2 Energetisch-technische Kennzahlen 12
4.2.1 Thermisches Leistungspotenzial 12
4.2.1.1 Technisches Maximum 13

4.2.1.2 Ökonomisches Maximum ... 13
4.2.1.3 Ökologisches Maximum ... 13
4.2.2 Geothermische Leistungs- und Arbeitszahlen ... 13
4.2.2.1 Geothermische Leistungszahl ... 13
4.2.2.2 Jahresarbeitszahl JAZ ... 14
4.2.2.3 Wirkungsgrad der Thermalwassergewinnung ... 14
4.2.2.4 Spezifische Pumpenleistung ... 15
4.2.2.5 spezifische thermische Leistung ... 15
4.2.2.6 Spezifische geothermische Leistungszahl ... 15
4.3 Methodik zur Bewertung der Hydraulik ... 16
4.3.1 Formationsdruck und Modellwasser ... 16
4.3.2 Stationäre Auswertung der Förderphase ... 17
4.3.3 Stationäre Auswertung der Injektionsphase ... 18
4.3.4 Instationäre Auswertung der Förderphase ... 18
4.3.5 Instationäre Auswertung der Wiederanstiegsphase ... 19
4.3.6 Auswertung der Produktivität ... 19
4.4 Analyse der erhobenen Parameter und Einfluss auf die Produktivität ... 20
4.4.1 Hydraulische Auswertung der Förderbohrungen ... 20
4.4.1.1 Vergleich der Fördermengen ... 20
4.4.1.2 Drift ... 21
4.4.1.3 Stationäre Auswertung ... 22
4.4.1.4 Instationäre Auswertung ... 22
4.4.1.5 Auswertung des Wiederanstiegs ... 25
4.4.1.6 Auswertung der Produktivität ... 28
4.4.1.7 Prognose des Drucks a. d. TKP bzw. des Betriebswasserspiegels ... 32
4.4.1.8 Vergleich der Förderbohrungen ... 34
4.4.2 Hydraulische Auswertung der Injektionsbohrungen ... 36
4.4.2.1 Injektivität ... 37
4.4.2.2 Prognose des Injektionsdrucks ... 38
4.4.3 Thermisches Potential nach Datenauswertung ... 40
4.4.4 Langzeittrends ... 40
4.4.4.1 Förderbohrungen ... 40
4.4.4.2 Injektionsbohrungen ... 40
4.4.4.3 Diskussion ... 43
4.5 Sensitivitätsanalyse ... 44
4.5.1 Eingangsparameter ... 44

4.5.1.1 Bohrlochproduktivität ... 45
4.5.1.2 Reservoirerschließung ... 45
4.5.1.3 Dichteeffekte Förderbohrung ... 46
4.5.1.4 Dichteeffekte Injektionsbohrung ... 47
4.5.1.5 Rohrreibungsverluste des Bohrausbaus ... 47
4.5.2 Ergebnis der Sensitivitätsanalyse ... 48
4.6 Ökologische Kennzahl - CO_2 Bilanz zur Niederbringung ... 48
4.6.1 Methodik ... 49
4.6.2 Festlegung der Systemgrenzen ... 50
4.6.2.1 Materialbezogene Systemgrenze ... 50
4.6.2.2 Geographische Systemgrenze ... 50
4.6.2.3 Zeitliche Systemgrenze ... 50
4.6.3 Sachbilanz ... 51
4.6.4 Datenbewertung ... 52
4.6.4.1 Datensicherheit ... 52
4.6.4.2 Datenkonsistenz ... 52
4.6.4.3 Vernachlässigte Faktoren ... 52
4.6.5 Ergebnisse der CO_2 Bilanzierung ... 53
4.7 Ökonomische Kennzahlen ... 53
4.7.1 Spezifische Bohrkosten ... 54
4.7.2 Spezifische Investitionskosten ... 54
4.8 Bewertungsmatrix und Benchmark ... 55
5 Modell und Simulation (AP4) ... 57
5.1 Datenverarbeitung ... 57
5.2 Modellaufbau ... 58
5.2.1 Förderbohrung ... 59
5.2.2 Reinjektionsbohrung ... 62
5.2.3 Obertägiger Teil des Primärkreislaufs ... 63
5.2.4 Ermittlung elektrische Leistung ... 63
5.2.5 Übersicht der berechneten Parameter ... 64
5.3 Kalibrierung ... 65
5.4 Zwischenergebnisse ... 66
5.5 Diskussion ... 68
6 Optimierungsmöglichkeiten nach durchgeführten Arbeiten (AP 5) ... 70
6.1 Optimierungspotenziale in der Planungsphase ... 70
6.2 Optimierungspotenziale und Leistungssteigerung im Betrieb ... 71

6.2.1 Optimierung in der Betriebsführung ... 71
6.2.1.1 Injektionstemperatur ... 71
6.2.1.2 Fördereinrichtung ... 71
6.2.2 Leistungssteigerung im Betrieb ... 72
7 Ausblick ... 74
Literatur- und Quellenverzeichnis ... 76
Abbildungsverzeichnis ... 78
Tabellenverzeichnis ... 80
Publikationen ... 81
Vorträge & Präsentationen ... 81
Berichte ... 81
Abschlussarbeiten ... 82

1 Projektbeschreibung

Geothermische Anlagen setzten sich aus einer Reihe von über- und untertägigen Komponenten (z.B. Bohrloch, Pumpe, Energiezentrale, Wärmenetz) zusammen, die von verschiedenen, auf die einzelnen Komponenten spezialisierten Planungsbüros möglichst effizient geplant werden. Die Gesamteffizienz einer Anlage zeigt sich jedoch meist erst durch das Zusammenwirken der Komponenten während des Betriebes. Es ist davon auszugehen, dass sich mit gezielten, und unter den einzelnen Komponenten abgestimmten Optimierungsmaßnahmen die Gesamteffizienz steigern lässt.

Ziel der Arbeiten im Projekt war ausgewählte tiefengeothermische Anlagen zur Wärmeversorgung auf ihre ökonomische sowie ökologische und energetische Effizienz zu untersuchen. Hierzu sollten die wesentlichen ober- und untertägigen Parameter der Anlagen an den vier ausgesuchten Standorten im Süddeutschen Raum erfasst, eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt und Optimierungspotenziale evaluiert werden.

Der Anlass bei ERDWERK für das Projekt war aus der Praxis eines Planers heraus geboren. Nach den ersten Betriebsjahren einiger Anlagen zeigte sich großer Bedarf zum geologisch- und betriebstechnischen Wissensaustausch vor allem zwischen den Betreibern der bestehenden Anlagen und den Planern zukünftiger Anlagen. Es bot sich an, ein Verbundprojekt beim Bundesministerium für Umwelt im gegebenen Förderprogramm zu beantragen, um so einen Rahmen für eine Zusammenarbeit und wissenschaftlich technischen Austausch zu schaffen.

Die für das Projekt ausgewählten geothermischen Anlagen sind in der untertägigen Planung und Erstellung von ERDWERK betreut worden, so dass hier bereits auf einen guten standortspezifischen Kenntnisstand aufgebaut werden konnte. Darüber hinaus schließt das Projekt inhaltlich an ein bereits vom BMU geförderten Projekt zur Reservoircharakterisierung des Malm (FKZ_0327671) an, das 2011 abgeschlossen wurde und die geologischen Voraussetzungen für die vorliegenden untertägigen Untersuchungen und Bewertungen stellte.

Im Einzelnen lassen sich die Arbeitsziele wie folgt untergliedern:

- Ober- und untertägige Parametererhebung der tiefengeothermischen Anlagen,
- Entwicklung von Kenngrößen zur Beschreibung der Anlagen,
- Durchführung einer standortunabhängigen Sensitivitätsanalyse,
- Entwicklung einer Bewertungsmatrix sowie komponentenabhängiges Benchmarking,
- numerische Modellierung und Simulation,
- Optimierung der energetischen Effizienz der Anlage.

2 Wissenschaftlicher und technischer Rahmen

2.1 Untersuchungsgebiet

Das Untersuchungsgebiet (vgl. Abb. 1) umfasst den Großraum München, in dem drei Anlagen im Nordosten und eine Anlage im Süden von München liegen. Der Raum zeichnet sich als geothermisches Gunstgebiet aus, da der Malm neben den allgemein als gut einzustufenden hydraulischen und hydrochemischen Eigenschaften hier in einer Tiefe angetroffen wird, die potentielle Fördertemperaturen zwischen ca. 80° C bis 120° C ermöglicht.

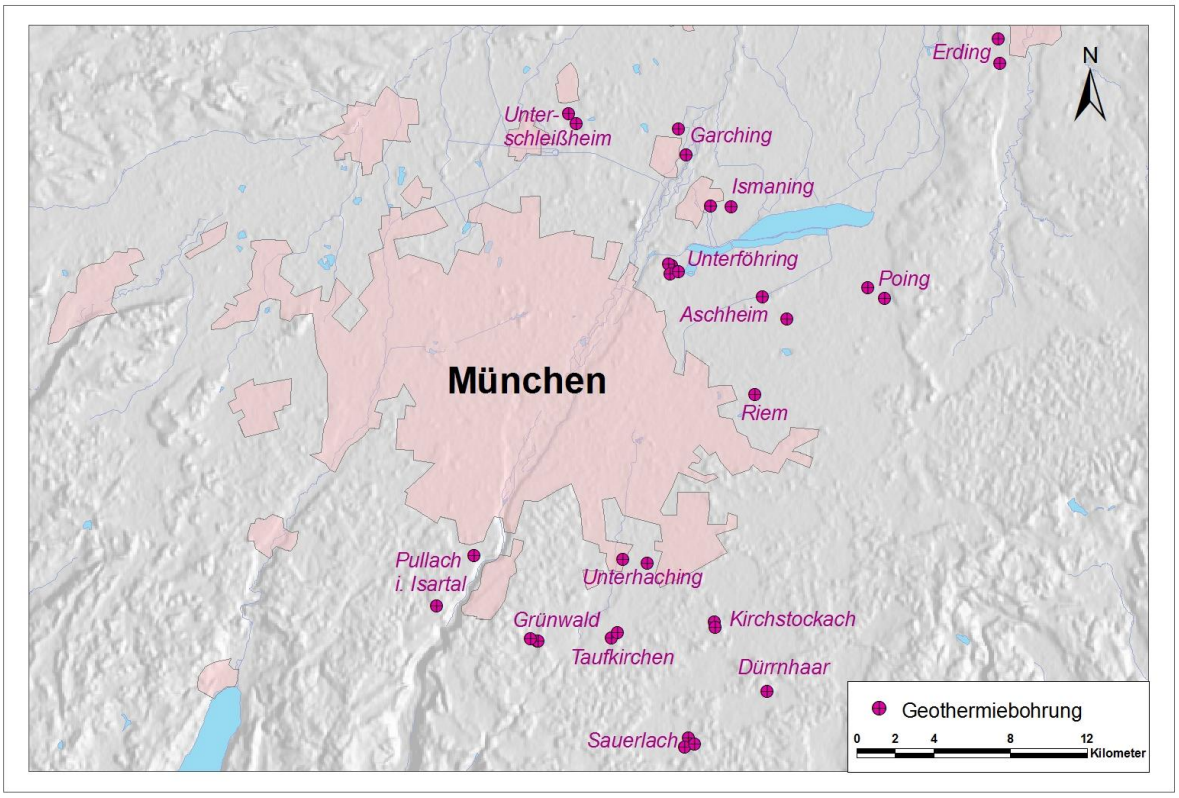


Abb. 1: Übersicht zum Untersuchungsgebiet

2.2 Allgemeine Systemkonfiguration der untersuchten Anlagen

Die untersuchten geothermischen Anlagen zeichnen sich durch einen weitgehend Untertage gelegenen Primärkreislauf und einen an der Oberfläche befindlichen Sekundärkreislauf aus. Im Primärkreislauf wird über die Tauchkreiselpumpe (TKP) in der Förderbohrung das Thermalwasser zum Wärmetauscher (Plattenwärmetauscher) gepumpt. Hier wird die Wärme an den Sekundärkreislauf weitergegeben, anschließend wird das Thermalwasser im Primärkreislauf in den Malm über eine Injektionsbohrung zurückgeführt, um so den Wasserhaushalt bzw. das Druckverhalten im Reservoirs aufrechtzuhalten.

Die Absenkung des Wasserspiegels während des Betriebs liegt je nach den hydraulischen Eigenschaften des Aquifers und der Bohrungen bei den untersuchten Anlagen zwischen 10 und 30 bar (entspricht ca. 100 bis 300 Meter). Je nach Injektionsverhalten kann es nötig sein, eine Reinjektionspumpe einzusetzen, oder den Systemdruck künstlich (z.B. durch ein Druckhalteventil) aufrechtzuhalten. Aktuell ist in keiner der betrachteten Anlagen eine Reinjektionspumpe zur Unterstützung der Tauchkreiselpumpe (TKP) in Betrieb. Bei Schwachlast (z.B. Sommerbetrieb), bzw. bei geringen Förderraten ist der korrespondierende Injektionsdruck teilweise geringer als der erforderliche Systemdruck (min. Druck bzgl. Entgasung).

Im untertägigen Bereich ist die Hydraulik der Förder- und Reinjektionsbohrung, das Ausbauschema (Durchmesser der Rohre und der Geometrie des gelochten Liners) und der Wirkungsgrad der Fördereinrichtung für die Effizienz einer Anlage von Bedeutung. Demgegenüber sind im obertägigen Bereich die Nachheizung, die Netzpumpen, die Auslegung und damit die hydraulischen Eigenschaften des Fernwärmenetzes sowie der Wärmetauscher von Bedeutung.

Die für die Fragestellung des Projektes relevanten Komponenten und deren Konfiguration sind in Abb. 2 dargestellt.

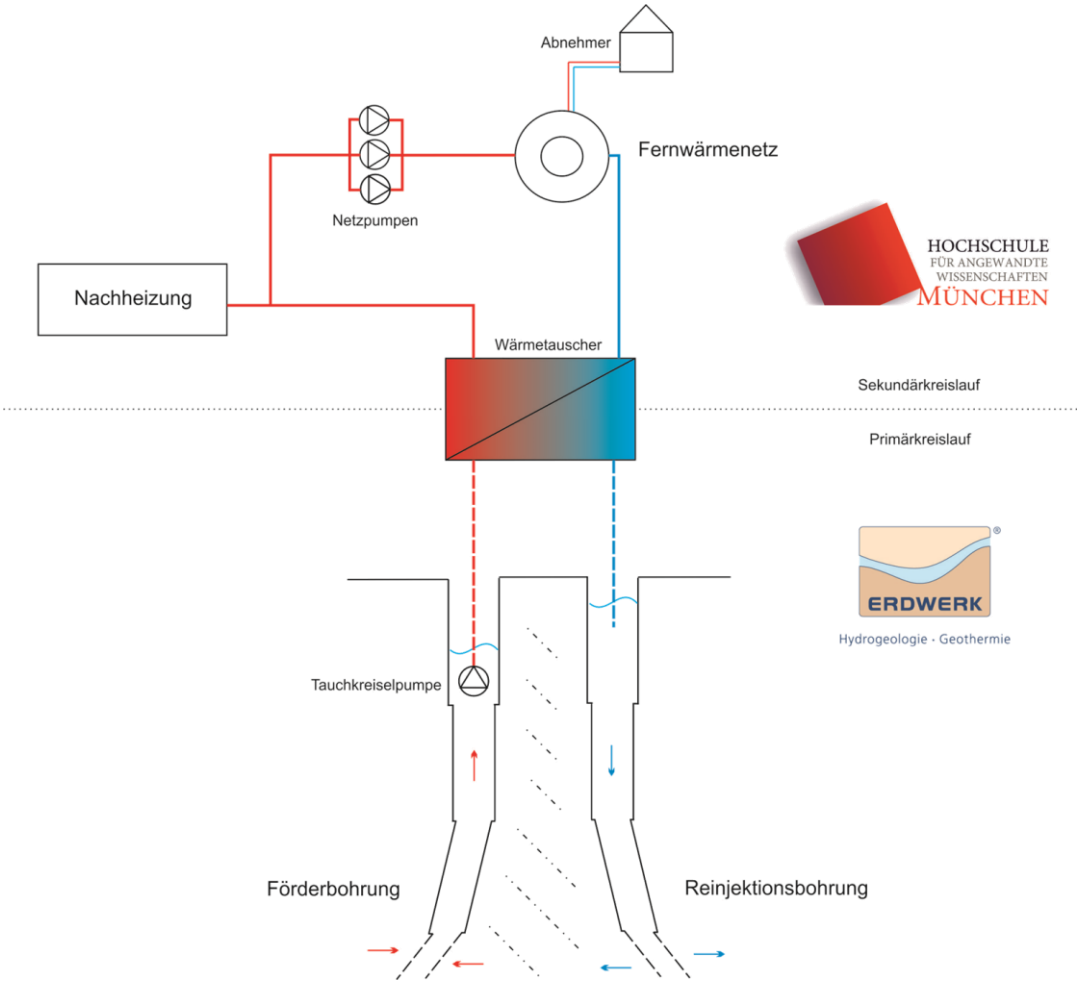


Abb. 2: Anlagenschema der für das Projekt relevanten Hauptkomponenten bzw. Subsysteme

2.3 Standortspezifische Faktoren für die Systemkonfiguration der untersuchten Anlagen

Im Untersuchungsgebiet sind mit der geographischen Lage einer Anlage zwei wesentliche Standortbedingungen vorgegeben, die durch die Geologie bestimmt werden. Dies sind zum einen die Tiefe des Reservoirs und zum anderen die Hydraulik des Aquifers. Beide sind sowohl für die Planung aller weiteren Systemkomponenten als auch die ökonomische Effizienz im Betrieb der Gesamtanlage bestimmend.

Die Tiefe des Reservoirs gibt in erster Linie die Temperatur des geförderten Thermalwassers vor. Weiterhin spielt hier der lokale geothermische Temperaturgradient eine wesentliche Rolle, der im Untersuchungsgebiet teils regional deutlich variiert. Die Fördertemperatur wird jedoch beim Aufstieg in geringem Maße auch durch die Bohrlochgeometrie (Strömungsgeschwindigkeit und Auskühlung) beeinflusst.

Für die hydraulischen Eigenschaften einer Bohrung sind neben der Geometrie vor allem die Gebirgsdurchlässigkeiten im näheren Umfeld der Bohrung und die Anbindung der Bohrung an das Reservoir ausschlaggebend. Beides wird von den vorherrschenden geologischen Bedingungen wie Verkarstungserscheinungen, Lithofazies und strukturgeologischem Inventar gesteuert.

Neben den bisher genannten, direkt geologisch bedingten Reservoireigenschaften, spielen auch standortspezifische geologische Risiken (z.B. Beachtung von Grundwasserhorizonten oder potentielle Gaslagerstätten) eine Rolle, welche zu geänderten Bedingungen führen können, die Bohrkosten und –ausbau und entsprechend auch die Effizienz beeinflussen. Nicht zuletzt ist die Höhe über NN am Standort wichtig, aufgrund des regionalgeologischen Zusammenhanges und den damit einhergehenden lokalen Druckbedingungen im Reservoir befindet sich der Wasserspiegel in der Bohrung (Ruhewasserspiegel) bei den untersuchten Anlegen ca. 100 m bis 200 m unter GOK.

Üblicherweise wird zu Beginn der Planung eines Geothermieprojektes eine sog. Machbarkeitsstudie durchgeführt, in der auf Basis des bestehenden geologischen Wissens aus Referenzbohrungen und seismischen Messungen die Tiefe, Temperatur und Fündigkeit an einem gegebenen Standort vorab prognostiziert werden. Diese Angaben unterliegen zwar einer gewissen Unsicherheit, können aber häufig soweit verwendet werden, dass ein Finanzmodell bereits in diesem Stadium über einen Abbruch oder Weiterentwicklung eines Projektes entscheiden kann.

3 Parametererfassung zur Bohrung und Hydraulik (AP 1)

3.1 Allgemeines

Im Hinblick auf die Effizienzbewertung der untertägigen Bestandteile der Anlagen wurden Parameter erhoben, aus denen die hydraulischen Kennwerte für die einzelnen Bohrung und des Reservoirs abzuleiten sind.

Charakteristisch für die Produktivität einer Bohrung ist dabei zunächst die Reservoirhydraulik, die Bohrlochanbindung an das Reservoir (Skin, Zuflusszonen) sowie auch das Erschließungskonzept mit den entsprechenden Geometrien aus Bohrschema und Bohrpfad und den daraus resultierenden Rohrreibungsdruckverlusten.

Anlagentechnisch können in einer Geothermieanlage Förder- bzw. Injektionsrate sowie die Temperaturdifferenz zwischen Förder- und Reinjektionstemperatur vor bzw. nach dem Wärmetauscher erfasst werden. Die Reinjektionstemperatur ist in erster Linie betrieblich bedingt und ggf. von der Fördertemperatur abhängig. Als wesentliche standortabhängige Parameter für den Primärkreislauf können die maximale Förderrate und maximale Fördertemperatur definiert werden.

Um das thermische und hydraulische Potential einer Bohrung unmittelbar nach Abschluss der Bohrarbeiten bestimmen zu können, werden zunächst Pumpversuche durchgeführt. Die dreifache Aufzeichnung der Drücke und der Temperaturen im Bohrloch erfolgt i.d.R. mit einer Sonde an Top Malm, unterhalb Pumpe und am Bohrlochkopf. Das Pumpversuchsprogramm sollte so ausgelegt sein, dass die hydraulischen und thermischen Kenndaten des Reservoirs und der Bohrung für die weiteren Planungen (z.B. Förderkomplettierung) erfasst werden können. Für eine belastbare Bewertung der Produktivität der Bohrung sollte ein Test mit mindestens drei quasi-stationären Stufen durchgeführt werden.

Nach jedem Pumpversuch wird eine Aufspiegelung durchgeführt und über Drucksonden aufgezeichnet. In dieser Phase sollte der Reservoirdruck annähernd den Ausgangszustand vor Pumpversuchsbeginn erreichen. Je nach Reservoirhydraulik und Dauer der Förderphase kann die Wiederanstiegsphase damit von weniger als eine Stunde bis zu mehreren Tagen andauern. Die Auswertung der Wiederanstiegsphase ist besonders für die Bestimmung von Transmissivität, Skin und hydraulischen Berandungen (Veränderungen der Reservoirhydraulik in den Bohrlochfernen) geeignet, da diese nicht von Fördereffekten, wie z.B. Förderschwankungen der Pumpe, beeinflusst sind.

Um die Dublette/Triplette im Zirkulationsbetrieb und im obertägigen Betrieb zu testen und zu optimieren, wird nach Abbau der Bohranlage ein Langzeit- Pump und Reinjektionsversuch und anschließend eine Test- und Optimierungsphase durchgeführt. Dabei kann die langfristige Entwicklung der hydraulischen und thermischen Eigenschaften einer Bohrung bzw. geothermischen Dublette abgeschätzt werden. Um die Produktivität bzw. Injektivität der Bohrungen im Betrieb genauer bewerten zu können, sollte der Langzeit- Pump- und Injektionsversuch auch unbedingt in Form eines Stufentests mit einem anschließenden Wiederanstieg durchgeführt werden.

Durch die kontinuierliche Aufzeichnung von Druck, Temperatur, Förder-/Injektionsrate und Leitfähigkeit, ergänzt mit hydrochemischen Analysen, können langfristige Entwicklungen und Änderungen im hydraulischen und thermischen Verhalten bzw. im Chemismus einer geothermischen Dublette/Triplette erfasst und dokumentiert werden. Die Dokumentation liefert die Basis für

Erkenntnisse für den weiteren Betrieb und eine mögliche Beeinflussung durch benachbarte Projekte, aber auch Daten für den Fall einer geplanten Erweiterung der Geothermieanlage oder einer betriebstechnischen Veränderung (z.B. durch Erweiterung des Fernwärmenetzes, Austausch der TKP, Zuschaltung weiterer Geothermiebohrungen).

3.2 Eingangsparameter und Messstellenkonzept

An ober- und untertägigen (Bohrlochköpfe und Tauchkreiselpumpe) Messeinrichtungen im Primärkreis (s. Abb. 3) sind während des laufenden Betriebs kontinuierlich Daten zu erfassen. Hierbei sollten möglichst minütlich-gemittelte Werte aufgezeichnet werden. Die hohe zeitliche Auflösung ist insbesondere bei der Auswertung von Wiederanstiegen und für die Bewertung von potentiellen gegenseitigen hydraulischen Beeinflussungen zwischen Nachbarbohrungen erforderlich. Messmittelwerte über längere Zeiträume (z.B. Stunden) können zusätzlich erfasst werden oder anhand der erfassten Minutenwerte nachträglich berechnet werden.

Die wesentlichen Parameter für die hydraulische Bewertung einer Dublette mit Förder- und Reinjektionsbohrung werden im Folgenden einzeln beschrieben. Es wird dabei entsprechend zwischen den hydraulischen und thermischen Einflussparametern in einem Bohrloch unterschieden.

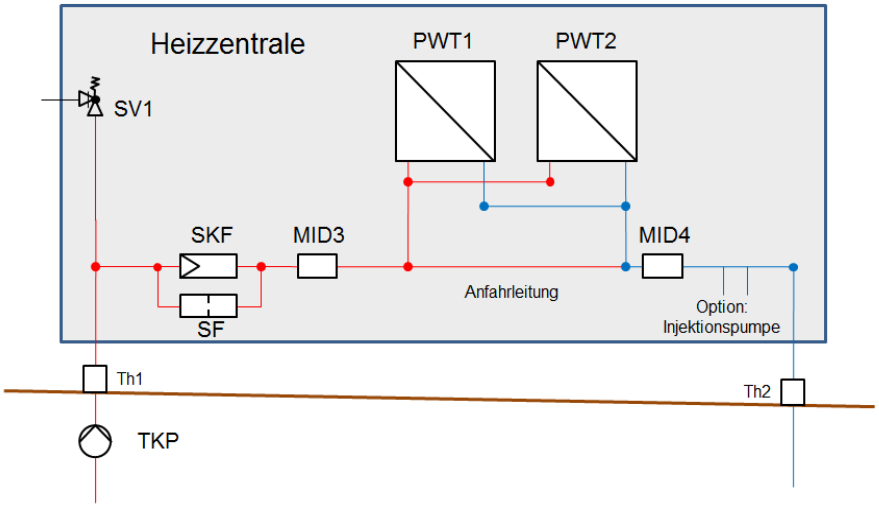


Abb. 3: Detailschema zum Primärkreislauf einer geothermischen Heizzentrale

3.2.1 Förderrate und Fördermenge

Die Entnahmemenge an Thermalwasser wird als Förderrate $Q_{Fö r}$ erfasst. Die Förderrate wird induktiv am Bohrlochkopf der Förderbohrung bzw. in der Heizzentrale vor dem Wärmetauscher gemessen. Anhand der Förderraten können Entnahmemengen über einen ausgewählten Zeitraum kumulativ errechnet werden.

3.2.2 Fördertemperatur

Die Fördertemperatur ist die Temperatur, mit der das Thermalwasser in den obertägigen Primärkreislauf eingeleitet wird. Sie wird von der Temperatur des Thermalwassers im Reservoir bestimmt. Beim Aufstieg des Thermalwassers im Bohrloch findet zudem eine Abkühlung durch die Abgabe von Wärmeenergie an die Verrohrung bzw. das umgebende Gebirge statt. Die Messung der Fördertemperatur $T_{\text{För}}$ erfolgt am Bohrlochkopf der Förderbohrung oder am Eingang des Thermalwasservorlaufs in die Energiezentrale.

3.2.3 Kopfdruck

Der Kopfdruck p_{Kopf} wird ebenfalls am Bohrlochkopf der Förderbohrung oder am Ausgang des Thermalwasserrücklaufs aus der Energiezentrale gemessen.

3.2.4 Druck an der Drucksonde/TKP

Der Druck (p_{DS}) an der Drucksonde wird in der Förderbohrung über einen Sensor im Bohrloch erfasst. Im laufenden Betrieb liegt dieser i.d.R. direkt unterhalb der Tauchkreiselpumpe (TKP), für Pumpversuche wird wenn möglich eine zusätzlich Drucksonde an Top Reservoir eingehängt, um den Formationsdruck direkt messen zu können. In der Reinjektionsbohrung wird im Normalbetrieb aus betriebstechnischen Gründen keine zusätzliche Drucksonde im Bohrloch eingebracht.

3.2.5 Temperatur an der TKP

Die Temperatur (T_{TKP}) an der Tauchkreiselpumpe wird analog zur Druckmessung in der Förderbohrung über einen Sensor erfasst. Da sich der Sensor üblicherweise unterhalb des TKP-Motors befindet, kann hier im Gegensatz zur Fördertemperatur eine von der Motorabwärme unbeeinflusste Temperatur gemessen werden.

3.2.6 Injektionsrate

Die Injektionsrate Q_{Inj} wird i.d.R. am Thermalwasserrücklauf am Ausgang aus der Energiezentrale gemessen. Falls keine entsprechende Messung vorliegt, kann sie ggf. mit der Förderrate gleichgesetzt werden.

3.2.7 Injektionstemperatur

Die Injektionstemperatur T_{Inj} wird wenn möglich am Bohrlochkopf der Injektionsbohrung oder am Thermalwasserrücklauf am Ausgang aus der Energiezentrale gemessen.

3.2.8 Injektionsdruck

Der Injektionsdruck p_{Inj} wird ebenfalls wenn möglich am Bohrlochkopf der Injektionsbohrung oder am Thermalwasserrücklauf am Ausgang aus der Energiezentrale gemessen. Hier ist jedoch zu

beachten, dass die Drucksonde hinter dem Druckhalteventil bzw. Druckhalteschieber installiert wird, um somit den tatsächlichen Injektionsdruck der Bohrung und nicht den Systemdruck zu erfassen.

3.2.9 Druck an Top Reservoir

Der Druck an Top Reservoir (Formationsdruck) kann direkt über eine Basisdruckmessung erfasst werden. Im Rahmen der Pumpversuche wird wasserrechtlich nach dem Abteufen einer Bohrung eine Basisdruckmessung gefordert und sofern technisch möglich auch durchgeführt. Im laufenden Betrieb findet jedoch aus betriebstechnischen und Kostengründen normalerweise keine separate Basisdruckmessung statt. Entsprechend muss der Druck an Top Reservoir für die hydraulische Auswertung aus dem gemessen Druck an der TKP berechnet werden, indem der Druck der Wassersäule zwischen TKP-Sonde und Top Reservoir berechnet und zum gemessenen Druck an der TKP addiert wird. Hierbei werden die an der TKP-Sonde gemessenen Druck- und Temperaturwerte in die Berechnung einbezogen, um eine Annäherung an die Temperatur- und Druckverteilung und demzufolge an die Dichteverteilung im Bohrloch erzielen zu können (vgl. Kap.4.3.1).

3.2.10 Temperatur an Top Reservoir

Der Temperatur an Top Reservoir kann grundsätzlich ebenfalls direkt mit einer Basistemperatursonde erfasst werden. Vergleichbar zur Basisdruckmessung findet im laufenden Betrieb aus betriebstechnischen und Kostengründen jedoch keine separate Temperaturmessung auf Top Reservoir statt. Als Temperatur an Top Reservoir wird i.d.R. die maximal gemessene Temperatur an Top Reservoir bei Förderung aus den Kurzzeitpumpversuchen verwendet. Wenn dieser Wert überschritten wird bzw. keine entsprechenden Messungen aus Kurzzeitpumpversuchen vorliegen, wird für die Temperatur an Top Reservoir der maximale gemessene (plausible) Temperaturwert an der TKP angesetzt. Dieser liegt normalerweise geringfügig unterhalb der realen Temperatur an Top Reservoir, da es beim Aufstieg des Thermalwassers im Bohrloch zu einer Abkühlung kommt.

3.2.11 Betriebswasserspiegel

Der warme Betriebswasserspiegel H_{BWS} kann über ein Lichtlot gemessen werden. Für den Betrieb liegt jedoch normalerweise keine entsprechende Messung vor und er wird im Rahmen der Auswertung anhand von Druck und Temperatur an der TKP ermittelt. Akustische Verfahren zur Messung des Betriebswasserspiegels erreichen bisher nicht die für eine belastbare hydraulische Auswertung erforderliche Genauigkeit.

3.2.12 Pumpenfrequenz

Die Pumpenfrequenz ist zunächst nicht als direkter Parameter für die hydraulische Auswertung anzusehen, kann jedoch zur Plausibilitätsprüfung der Förderrate verwendet werden. Bei Pumpstopps werden beispielsweise durch Gas- oder Flüssigkeitszirkulation am Messsensor häufig geringe Förderraten aufgezeichnet, obwohl keine Förderung erfolgt.

3.2.13 Dichte

Die Dichte des Thermalwassers ist abhängig von der hydrochemischen Zusammensetzung sowie der Temperatur- und Druckverhältnisse. Die Dichte wird im Betrieb nicht messtechnisch erfasst sondern kann über entsprechende empirische Formeln näherungsweise iterativ berechnet werden.

3.2.14 Spez. Wärmekapazität

Die spezifische Wärmekapazität ist ebenfalls von der hydrochemischen Zusammensetzung des Thermalwassers, der Temperatur und in geringem Maße von den Druckverhältnissen abhängig. Die spezifische Wärmekapazität kann wie die Dichte mit empirischen Formeln berechnet werden oder muss bei komplexen physikalisch-chemischen Bedingungen labortechnisch ermittelt werden. Da es sich bei den Thermalwässern der untersuchten Anlagen um relativ gering mineralisierte Wässer handelt, werden hier die Werte zur Wärmekapazität von reinem Wasser (in Abhängigkeit der Temperatur) herangezogen.

3.3 Verfügbare Datenbasis

Zur hydraulischen und betriebstechnischen Bewertung der Anlagen, wurden die angeführten Parameter über mehrere Jahre erfasst. Zur eingehenden Bewertung wurden gemäß Projektantrag zwei aufeinanderfolgende Jahrgänge mit der sinnvollsten bzw. umfangreichsten Datenlage ausgewählt. Die Verfügbarkeit und Qualität der Daten variiert aufgrund von Sensordefekten, Pumpenstopps oder soft- und hardwaretechnischen Änderungen an der Gebäudeleittechnik zum Teil erheblich. Für die Analyse von Langzeittrends (vgl. Kap.4.4.4) wurden alle verfügbaren Daten seit Beginn der Produktion herangezogen.

4 Standortanalyse (AP 3)

4.1 Hydraulische Kennzahlen – Bohrloch und Reservoir

Um das untertätige, hydraulische Potential einer Bohrung bewerten zu können, wird unter Verwendung von an der Bohrung erfassten Messdaten eine hydraulische Auswertung durchgeführt, die u.a. Prognosen für verschiedene Betriebszustände ermöglicht. Weiterhin lassen sich anhand der ausgewerteten Daten Aussagen/Rückschlüsse über mögliche langfristige Veränderungen im hydraulischen Verhalten (Druckverhalten, Transmissivität) der Bohrung treffen/ziehen.

Die Förderrate ist in erster Linie abhängig von der Pumpleistung sowie der hydraulischen Anbindung der Bohrung an den Grundwasserleiter bzw. dessen hydraulischen Eigenschaften. Im Folgenden werden die für die Auswertung der Betriebsdaten wesentlichen hydrogeologischen Kennzahlen, die die hydraulischen Eigenschaften (vgl. Abb. 4) einer Bohrung definieren, vorgestellt und erläutert.

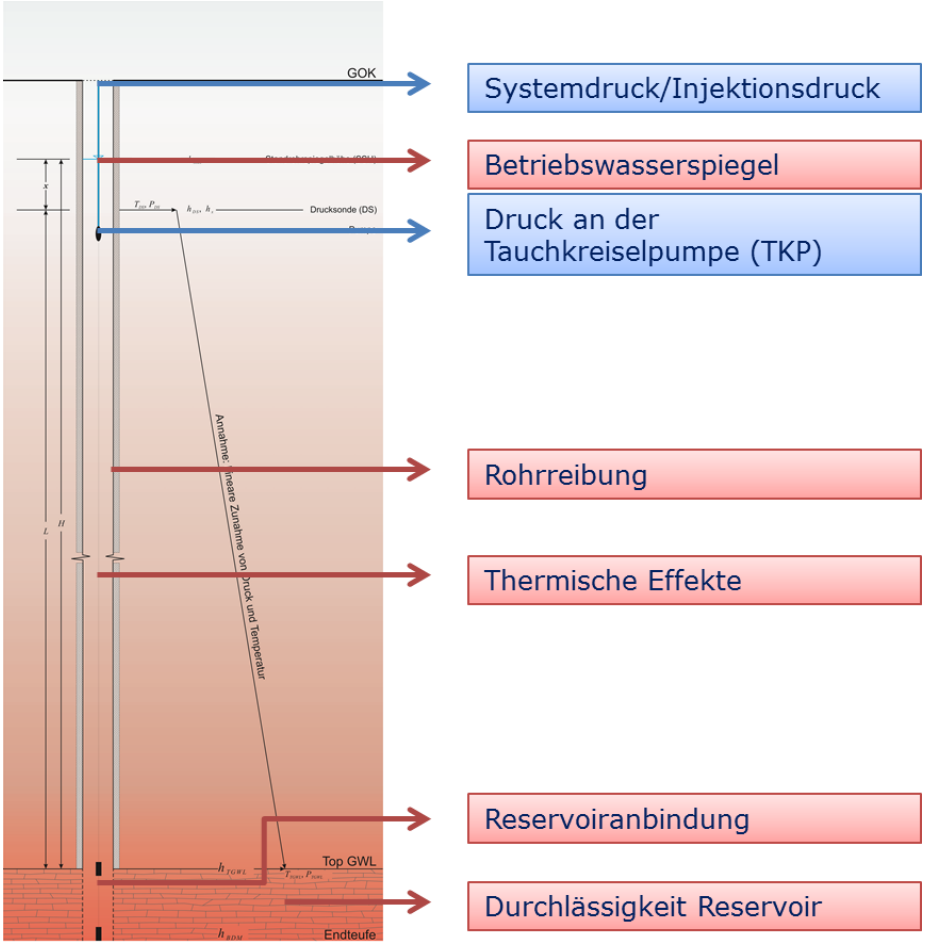


Abb. 4: Hydraulische und thermische Einflussparameter bei der Thermalwasserförderung

4.1.1 Transmissivität

Als wesentliche Kennzahl für die Hydraulik einer Bohrung kann die Transmissivität *Km* (Einheit: m^2/s) herangezogen werden. Sie beschreibt die Durchlässigkeit des Reservoirs über die gesamte, zuflusswirksame Bohrstrecke und kann bei entsprechender Datenlage sowohl anhand instationärer sowie stationärer Auswertung bestimmt werden (s. Kap. 4.3).

$$Km = \int k_f \cdot dM \qquad (1)$$

Die Durchlässigkeit eines Aquifers wird durch den Durchlässigkeitsbeiwert k_f (Einheit: m/s) ausgedrückt. Der Durchlässigkeitsbeiwert für ein Reservoirvolumen ist abhängig von der Permeabilität *K* des Grundwasserleiters und den Eigenschaften des durchströmenden Fluids. Er lässt sich nach Gleichung 2 berechnen.

$$k_f = \frac{K \cdot \rho \cdot g}{\eta_{dyn}} \qquad (2)$$

mit

K	[m²]	Permeabilität
η_{dyn}	[Pa·s]	dynamische Viskosität des Fluids
ρ	[kg/m³]	Dichte des Fluids
g	[m/s²]	Erdschwerebeschleunigung

4.1.2 Speicherkoeffizient

Eine weitere Kennzahl für die Hydraulik des Reservoirs, die aus der Pumpversuchsauswertung gewonnen werden kann, ist der Speicherkoeffizient (Einheit: -). Der Speicherkoeffizient errechnet sich aus dem spezifischen Speicherkoeffizienten nach Gleichung 3.

$$S = \int S_s \cdot dM \qquad (3)$$

In gespannten Grundwasserleitern, wie dem Malm, hängt der spezifische Speicherkoeffizient S_s hauptsächlich von der Kompressibilität des Grundwasserleiters und des Wassers sowie von der effektiven Porosität des Gesteins ab. Der spezifische Speicherkoeffizient ist definiert als:

$$S_s = \rho g(\alpha + n\beta) \qquad (4)$$

mit

S_s	[m^{-1}]	spezifischer Speicherkoeffizient
ρ	[kg/m³]	Dichte des Fluids
g	[m/s²]	Erdschwerebeschleunigung
α	[Pa^{-1}]	Kompressibilität des Gesteins
β	[Pa^{-1}]	Kompressibilität des Wassers
n	[-]	effektive Porosität

4.1.3 Produktivitätsindex

Um die Produktivität einer Förderbohrung zu beschreiben, wird der Produktivitätsindex *PI* verwendet. Der Produktivitätsindex (*PI*) ist als Quotient aus Förderrate und Druckabsenkung, bei einer gewissen Förderstufe, definiert.

$$PI = \frac{Q}{dp} \qquad (5)$$

mit

dp	[bar]	Druckabsenkung
PI	[l/s·bar]	Produktivitätsindex
Q	[l/s]	Förderrate

Analog hierzu kann der Injektionsindex *II* für eine Injektionsbohrung herangezogen werden.

4.2 Energetisch-technische Kennzahlen

4.2.1 Thermisches Leistungspotenzial

Zur Berechnung der thermischen Leistung einer Dublette, wird folgende Grundgleichung zur Wärmeleistung aus Stofftransport angewendet:

$$P_{th} = \dot{V}_P \cdot \rho_P \cdot c_{p,w} \cdot (T_P - T_I) \qquad (6)$$

P_{th}	[W]	thermische Leistung
$\dot{V}_P$	[m³/s]	Produktionsvolumenstrom
ρ_P	[kg/m³]	Dichte Thermalwasser
$c_{p,w}$	[J/kg K]	spez. Wärmekapazität
T_P	[°C]	Produktionstemperatur
T_I	[°C]	Injektionstemperatur

Die theoretisch maximal verfügbare thermische Leistung wird somit von der maximal technisch realisierbaren Förderrate und der maximal erreichbaren Temperaturdifferenz am Wärmetauscher definiert. Dieser theoretische Wert für die thermische Leistung entspricht jedoch üblicherweise nicht der von Geothermieanlagen genutzten Maximalleistung. Hier wird generell die jeweils ökonomisch sinnvolle Maximalleistung des Systems angestrebt. Für beliebige Anlagen können anlagen-unabhängige maximale Betriebspunkte definiert werden, das technische, das ökonomische und das ökologische Maximum. Für die untersuchten Anlagen wurde im Rahmen der Auswertung die max. theoretische thermische Leistung und zur besseren Vergleichbarkeit eine normierte thermische Maximalleistung bestimmt (vgl. Kap. 4.4.3).

4.2.1.1 Technisches Maximum

Das technische Maximum beschreibt den maximal erreichbaren Fördervolumenstrom der Pumpe, abhängig von der Druckabsenkung, dem Injektionsdruck und dem einsetzbaren Pumpensystem bzw. der Bohrlochgeometrie.

4.2.1.2 Ökonomisches Maximum

Das ökonomische Maximum ist abhängig von den Wärmegestehungskosten der Geothermie im Vergleich zu konventionellen Energieträgern. Das bedeutet, es findet nur so lange eine Fördervolumenstromerhöhung statt, solange die zusätzlich benötigte elektrische Energie zur Bereitstellung einer weiteren kWh Geothermiewärme kostengünstiger ist als die kWh der installierten und in der Regel konventionell erzeugten Spitzenlast. Da die „Kostentreiber“ für elektrischen Strom, Öl oder Gas sehr dynamisch sind, kann es hier im Projektverlauf zu Verschiebungen kommen. Zur exakten Berechnung des jeweiligen ökonomischen Maximums wäre die Verknüpfung mit einem standortspezifischen Wirtschaftlichkeitsmodell erforderlich.

4.2.1.3 Ökologisches Maximum

Das ökologische Maximum, im Sinne einer CO_2-Einsparung, ist der maximale Fördervolumenstrom, bei dem die Leistungszahl aus der zuletzt gesteigerten kWh Geothermiewärme und der dafür aufgewendeten kWh elektrischer Energieeinen definierten Wert nicht unterschreitet. Als Referenzwert kann hier beispielsweise der von der BAFA für eine Förderung nachzuweisende minderst COP (coefficent of performance) einer Luft- oder Grundwasserwärmepumpe herangezogen werden. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Festlegung eines Grenzwerts für die die spezifische CO_2-Emission.

4.2.2 Geothermische Leistungs- und Arbeitszahlen

Zur Bewertung einer Energieerzeugung bzw. -umwandlung, bei der der aufgewendete Energieeinsatz aufgrund der gewählten Bilanzgrenzen geringer als die gewonnenen Energie ist (z.B. Wärmepumpensystem), werden Leistungs- und Arbeitszahlen zur Bewertung der Effizient verwendet.

4.2.2.1 Geothermische Leistungszahl

Zur statischen Effizienzbewertung eines bestimmten Lastpunktes (z.B. 50% oder 100% Förderrate) der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie, kann die geothermische Leistungszahl ε als Kennzahl herangezogen werden. Dabei sind die Bilanzierungsgrenzen der Leistungszahl folgendermaßen festgelegt:

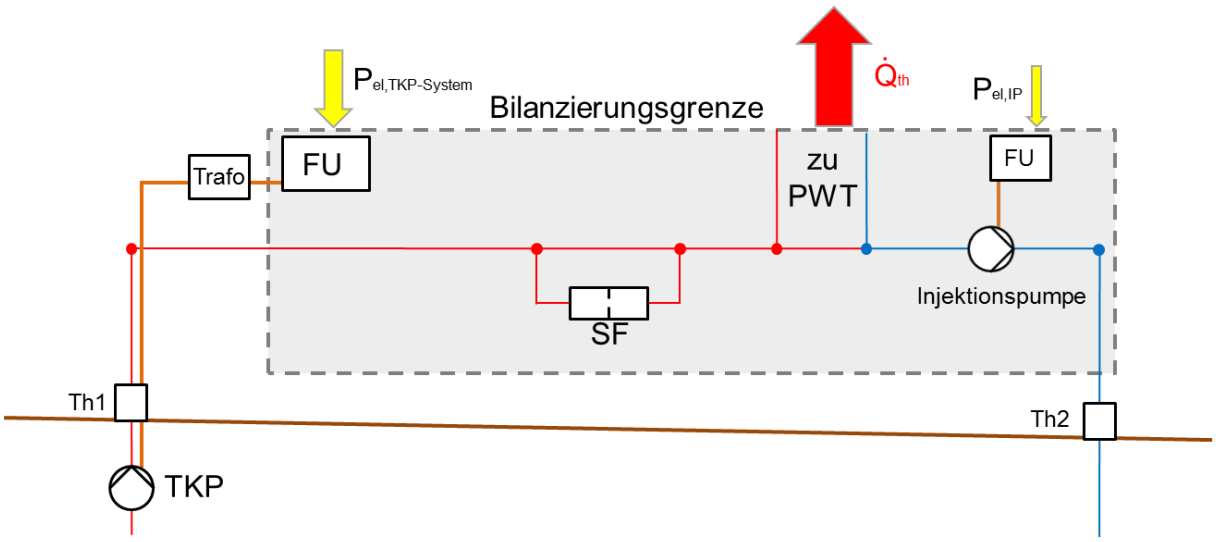


Abb. 5: Bilanzgrenze bei der Ermittlung der geothermischen Leistungszahl

Allgemein ist die Leistungszahl als Quotient aus erzeugter Wärmeleistung P_{th} und der dafür aufgewendeten elektrischen Leistung der TKP und ggf. der Injektionspumpe ($P_{el,TKP} + P_{el,IP}$) definiert:

$$\varepsilon_{geothermisch} = \frac{P_{th}}{P_{el,TKP} + P_{el,IP}} = \left[\frac{kW_{th}}{kW_{el}}\right] \qquad (7)$$

4.2.2.2 Jahresarbeitszahl JAZ

Da bei linearer Steigerung der Förderrate die erforderliche Gesamtförderhöhe dp oder TDH (total dynamic head) überproportional ansteigt, kann nur eine Bewertung über den kompletten Lastbereich bzw. die gefahrenen Förderraten eine sinnvolle Aussage zur Effizienz der Anlage im Betrieb machen. Wie bei der Bewertung von Wärmepumpensystemen kann hier die Jahresarbeitszahl (JAZ) (Gl. 8) verwendet werden, welche Energiemengen und keine Leistungen ins Verhältnis setzt.

$$\mathrm{JAZ} = \frac{E_{th}}{E_{el,TKP} + E_{el,IP}} = \left[\frac{kWh_{th}}{kWh_{el}}\right] \qquad (8)$$

Für die betrachteten Anlagen kann die JAZ nur für die Gesamtanlage (inkl. Sekundärkreis) bestimmt werden (vgl. Abschlussbericht Hochschule München), da bisher keine separaten Aufzeichnungen des Energieverbrauchs (Stromzähler) für die TKP vorhanden sind. Die JAZ der Gesamtanlage ist dabei auch von weiteren Faktoren wie z.B. der genutzten Rücklauftemperatur (bzw. genutzter Wärmeleistung), dem Regelbereich der TKP, dem Wärmeübertragungsverhalten, den Wärmeverlusten, der benötigten Hilfsenergie und dem Energieeinsatz der Nachheizung (Spitzenlast) abhängig.

4.2.2.3 Wirkungsgrad der Thermalwassergewinnung

Bei Geothermieanlagen hat neben dem gefahrenen Förderraten- und Lastbereich auch der lastabhängige System-Wirkungsgrad der Fördereinrichtung einen signifikanten Einfluss auf die Effizienz der Thermalwassergewinnung.

Betrachtet man für einen definierten Volumenstrom die gesamte Fördereinrichtung von der elektrischen Leistungsaufnahme des Frequenzumrichters bis zur von der Pumpe bereitgestellten hydraulischen Leistung, kann der Systemwirkungsgrad η_s ermittelt werden. Dieser ist als Quotient aus Förderleistung P_Q und Leistungsbedarf P_{el} des Tauchkreiselpumpensystems festgelegt:

$$\eta_S = \frac{P_Q}{P_{el}} \qquad (9)$$

Da der Wirkungsgrad von Pumpen last- und drehzahlabhängig ist, kommt es zu unterschiedlichen Wirkungsgraden bei Nennleistung, Teillast und Leerlauf.

Für die untersuchten Anlagen existieren keine Aufzeichnungen elektrotechnischer Daten zur Blindleistung- und Blindstromkompensation und damit belastbare Werte für die reale elektrische Leistungsaufnahme der TKP. Die angegebenen Leistungszahlen wurden daher nur bis zum Kennwert erforderliche „hydraulische Leistung“ bestimmt.

4.2.2.4 Spezifische Pumpenleistung

Zum Vergleich des energetischen bzw. mechanischen Aufwands der Thermalwassersförderung bei Nennleistung, kann unabhängig von der bereitgestellten thermischen Leistung die spezifische Pumpenleistung SPP bei 100% Förderrate bestimmt werden.

$$\mathrm{SPP} = \frac{P_{el}}{\mathrm{Q}} = \left[\frac{kW_{el}}{\mathrm{l/s}}\right] \qquad (10)$$

4.2.2.5 spezifische thermische Leistung

Analog zur spezifischen Pumpenleistung kann zum Vergleich der thermischen „Ausbeute“ bei Nennleistung, unabhängig vom Aufwand, die spezifische thermische Leistung STP bei 100% Förderrate (normiert Rücklauf 55°C) ermittelt werden.

$$\mathrm{STP} = \frac{P_{th}}{\mathrm{Q}} = \left[\frac{kW_{th}}{\mathrm{l/s}}\right] \qquad (11)$$

4.2.2.6 Spezifische geothermische Leistungszahl

Über die spezifische geothermische Leistungszahl ist es möglich, die bereitgestellte Maximalleistung zu bewerten sowie eine Ermittlung der ökonomisch oder ökologisch sinnvollen Maximalleistung vorzunehmen. Die spezifische geothermische Leistungszahl wird analog zur geothermischen Leistungszahl für den zuletzt gesteigerten Liter Förderrate gebildet.

4.3 Methodik zur Bewertung der Hydraulik

4.3.1 Formationsdruck und Modellwasser

Für die hydraulische Auswertung von Geothermiebohrungen wird der Formationsdruck zugrunde gelegt, der als ein von den physikalischen Eigenschaften des Wassers unabhängiger Kennwert des Grundwasserleiters gilt. Dieser ermöglicht eine Auswertung des Druckverhaltens des Grundwasserleiters ohne eine Beeinflussung von Dichteänderungen des Wassers. Wenn der Formationsdruck, der hier als Druck an Top Malm definiert ist, nicht direkt mit einer Basisdruckmessung erfasst wird, kann dieser aus den gemessenen Werten an einer Drucksonde im oberen Bereich des Bohrlochs (z.B. an der TKP) berechnet werden. Der Druck der Wassersäule zwischen Drucksonde und Top-Malm wird berechnet und zu dem gemessenen Druck addiert:

$$p_{TM} = p_{TKP} + \rho * g * h_{WS} \qquad (12)$$

mit

p_{TM}	[Pa]	Druck an Top Malm
p_{TKP}	[Pa]	Druck an der TKP bzw. an der Drucksonde
ρ	[kg/m³]	Dichte des Fluids
g	[m/s²]	Erdbeschleunigung
h_{WS}	[m]	Höhe der Wassersäule

Für die Berechnung werden Mittelwerte aus den gemessenen Druck- und Temperaturwerten an der TKP sowie den angenommenen Werten an Top Malm berechnet, womit eine annähernde Temperatur- und Druckverteilung und anhand dieser die Dichteverteilung im Bohrloch erzielt werden kann. Der Formationsdruck muss hierbei iterativ errechnet werden, da sich Dichte und Formationsdruck gegenseitig beeinflussen.

Für die Auswertungen von Pumpversuchen oder Betriebsdaten ist die Grundwasserspiegelhöhe bzw. deren Absenkungsbetrag bei der Durchführung des Pumpversuchs notwendig, die das Resultat des Formationsdrucks und der Druckveränderung im Bohrloch sind. Um den Formationsdruck in „Meter-Wassersäule“ ohne Beeinflussung durch die Dichte umzurechnen, wird ein Modellwasser verwendet. Es wird als ein gasfreies Wasser mit konstanter Temperatur, Druck und Konzentration von gelösten Inhaltsstoffen definiert; demzufolge ist es ein Wasser mit einer konstanten Dichte. Nach SCHULER & GÖDECKE (1998) wird als Modellwasser ein Wasser mit einer Dichte von 1.000,227 kg/m³ (10 °C, 1 bar, 500 mg/l Mineralisation) gewählt, welches dem oberflächennahen Grundwasser im Süddeutschen Molassebecken entspricht.

Es sollte beachtet werden, dass die für Top Reservoir berechneten und in Modellwasser umgerechneten Werte des Ruhewasserspiegels zur Berechnung der Absenkung während eines Pumpversuchs dienen. Die ermittelten Ruhedruckwerte an Top Malm und die daraus errechneten Ruhewasserspiegelhöhen können von Pumpversuch zu Pumpversuch - je nach Temperaturverteilung im Bohrloch - abweichen, sodass diese Werte nicht für die Darstellung des Ruhepotenzials der Bohrungen geeignet sind. Das Ruhepotenzial einer Bohrung wird korrekterweise mit einer Basisdruckmessung ermittelt.

Alle Angaben zur Höhe *h* und Absenkung *s* des Wasserspiegels, außer Abstichsmessungen und dem „warmen“ Betriebswasserspiegel H^w, beziehen sich auf eine normierte Modellwassersäule, die aus dem gemessenen oder ermittelten Formationsdruck berechnet wurde.

Die Umrechnung des gemessen Drucks in Modellwassersäule wird mit folgender Gleichung durchgeführt:

$$h^{MW} = h_{TM} + \frac{p_{DS}}{\rho_{MW} \cdot g} \qquad (13)$$

mit

g	[m/s²]	Erdbeschleunigung
h_{GWS}	[m ü. NN]	Höhe des Grundwasserstands
h_{TM}	[m ü. NN]	Höhe Top-Malm bzw. Einbautiefe Drucksonde
p_{DS}	[Pa]	gemessener Druck an der Drucksonde
ρ_{MW}	[kg/m³]	Dichte des Modellwassers (1000,227 kg/m³)

Der „warme“ Betriebswasserspiegel bzw. Abstich bezeichnet den tatsächlichen Wasserspiegel bei den realen Bohrlochbedingungen. Für Berechnung des „warmen“ Betriebswasserspiegels anhand einer Drucksonden-Messung wird folgende Formel verwendet:

$$H^{w} = H_{DS} - \frac{p_{DS}}{\rho^{w} \cdot g} \qquad (14)$$

mit

H^{w}	[m u. GOK]	„warmer“ Betriebswasserspiegel
H_{DS}	[m u. GOK]	Einbautiefe der Drucksonde
p_{DS}	[Pa]	Druck an der Drucksonde
ρ^{w}	[kg/m³]	Dichte des Wassers, bei der gemessenen Temperatur an der Drucksonde
g	[m/s²]	Erdbeschleunigung

Mögliche Temperaturunterschiede in der Wassersäule oberhalb des Drucksensors können nicht berücksichtigt werden.

4.3.2 Stationäre Auswertung der Förderphase

Je nach Datengrundlage und Datengüte können Pumpversuche und Betriebsphasen stationär und instationär ausgewertet werden. Hierbei werden die hydraulischen Eigenschaften einer Bohrung u.a. durch graphische Lösungen sowie Transmissivitäten festgehalten.

Für die Auswertung bei stationären bzw. quasi-stationären Strömungsverhältnissen wird zur Ermittlung von Transmissivitäten die angepasste Gleichung nach THIEM (1906) verwendet:

$$Km = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot s} \ln \frac{R}{r_B} \qquad (15)$$

mit

Km	[m²/s]	Transmissivität
Q	[m³/s]	Förderrate

R	[m]	Reichweite des Absenktrichters; Annahme 200 – 2.000 m
r_B	[m]	Bohrlochradius
s	[m]	Absenkung

Für die Auswertung nach THIEM (1906) muss ein stationärer Zustand im Reservoir gegeben sein, d.h. bei konstanter Förderrate darf über einen Zeitraum von mehreren Stunden keine Änderung des Druckspiegels an Top Reservoir mehr stattfinden. Die ermittelte Transmissivität ist hierbei abhängig von der Förderrate, da mit zunehmender Förderrate die Brunneneintrittsverluste, die im Auswerteverfahren nicht berücksichtigt werden, exponentiell zunehmen.

4.3.3 Stationäre Auswertung der Injektionsphase

Für die stationäre Auswertung einer Injektionsbohrung kann die Gleichung nach HEITFELD & KOPPELBERG (1981) verwendet werden:

$$Km = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot H} \ln \frac{L}{r_B} \qquad (16)$$

mit

Km	[m²/s]	Transmissivität
Q	[m³/s]	Injektionsmenge
L	[m]	Getestete Länge des Grundwasserleiters
r_B	[m]	Bohrlochradius
H	[m]	Druckbeaufschlagung über Ruhewasserspiegel

Vergleichbar zur stationären Auswertung nach THIEM (1906), ist ermittelte Transmissivität abhängig von der Injektionsrate, da mit zunehmender Injektionsrate die Brunneneintrittsverluste, die hier auch nicht berücksichtigt werden, exponentiell zunehmen.

4.3.4 Instationäre Auswertung der Förderphase

Zur instationären Auswertung eines Pumpversuchs können verschiedene Lösungsmöglichkeiten herangezogen werden. So kann für die instationäre Auswertung u.a. die Lösung nach THEIS (1935) inklusive linearer und nichtlinearer Brunneneintrittsverluste in einem Stufenpumpversuch verwendet werden. Diese wird mit folgender Gleichung ausgedrückt:

$$s = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot Km} \left[W(u) + 2S_w \right] + CQ^P \qquad (17)$$

mit

CQ^P	[m]	nichtlineare Brunneneintrittsverluste
Km	[m²/s]	Transmissivität
Q	[m³/s]	Förderrate
r	[m]	Abstand des Beobachtungspunktes vom Brunnen

s	[m]	Absenkung
S	[-]	Speicherkoeffizient
S_w	[-]	Skin Faktor
u	[-]	$= \frac{r^2 \cdot S}{4 \cdot Km \cdot t}$
$W(u)$	[-]	$= \int_u^\infty \frac{e^{-y}}{y} dy$. Brunnenfunktion von u

Für die instationäre Auswertung mit dem Geradlinienverfahren nach COOPER & JACOB (1946) kann folgende Gleichung zugrunde gelegt werden:

$$s = \frac{2,30 \cdot Q}{4 \cdot \pi \cdot Km} \lg \frac{2,25 \cdot Km \cdot t}{r^2 \cdot S} \qquad (18)$$

mit

Km	[m²/s]	Transmissivität
Q	[m³/s]	Förderrate
r	[m]	Abstand des Beobachtungspunktes vom Brunnen
S	[-]	Speicherkoeffizient
s	[m]	Absenkung
t	[s]	Zeit

4.3.5 Instationäre Auswertung der Wiederanstiegsphase

Zur Bestimmung der Transmissivität und des Speicherkoeffizienten aus den Wiederanstiegsdaten kann das Geradelinienverfahren von THEIS (1935) herangezogen werden:

$$s_r = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot Km} \left[\ln\left(\frac{t}{t'}\right) - \ln\left(\frac{S}{S'}\right) \right] \qquad (19)$$

mit

Km	[m²/s]	Transmissivität
Q	[m³/s]	Förderrate
S	[-]	Speicherkoeffizient während des Pumpversuchs
S'	[-]	Speicherkoeffizient während des Wiederanstiegs
s_r	[m]	Restabsenkung
t	[s]	Zeit seit Pumpbeginn
t'	[s]	Zeit seit Pumpenstopp

4.3.6 Auswertung der Produktivität

Für die Auswertung der Produktivität im Betrieb kann das Hantush-Bierschenk-Verfahren für Stufentests (HANTUSH & BIERSCHENK, 1964) verwendet werden. Für die Auswertung werden hierbei grundsätzlich Werte aus Zeiträumen, in denen stationäre Zustände gefahren werden, berücksichtigt und müssen zugleich mehrere Werte bei unterschiedlichen Förderraten gegeben sein.

Nach dem Verfahren lässt sich die Druckabsenkung dp in Abhängigkeit von der Förderrate Q mit folgender Formel beschreiben:

$$\frac{dp}{Q} = CQ + B \qquad (20)$$

mit

dp	[bar]	Druckabsenkung
Q	[l/s]	Förderrate
B	[bar·s/l]	linearer Widerstandskoeffizient des Grundwasserleiters und linearer Brunneneintrittsverlust
C	[bar·s²/l²]	nichtlinearer Brunneneintrittsverlust

Die Koeffizienten können hierbei durch das Auftragen der inversen Produktivität (*dp/Q)* gegen die Förderrate anhand einer Ausgleichgeraden bestimmt werden.

4.4 Analyse der erhobenen Parameter und Einfluss auf die Produktivität

Anhand der während des Betriebs erhobenen Parameter (s. Kap. 3.3) wurden die Geothermiebohrungen in den vier Anlagen in Bezug auf ihre hydraulischen Eigenschaften analysiert. Die hydraulische Auswertung der Betriebsdaten erfolgte hinsichtlich der Transmissivität und Produktivitätsindex. Das Langzeitförder- und –injektionsverhaltens wurde mithilfe der Entwicklung von Transmissivität und PI im Verlauf des Betriebs, über den Vergleich der Druckabsenkungsbeträge bei unterschiedlichen Förderraten und – wenn möglich – mittels Wiederanstiegsmessungen bewertet.

Für die hydraulische Auswertung der Betriebsdaten wurden die in Kap. 4.3 aufgeführten Methoden der Hydrogeologie verwendet. Die Förderbohrungen wurden soweit möglich stationär und instationär ausgewertet.

Für die Injektionsbohrungen ist eine hydraulische Auswertung hinsichtlich der Transmissivität nicht möglich, da im normalen Dublettenbetrieb nur der Injektionsdruck gemessen wird und die hierfür erforderlichen Daten einer Drucksonde in keiner der betrachteten Bohrungen vorliegen. Jedoch lassen sich anhand der Injektionsindizes Aussagen und Prognosen zum Injektionsverhalten der Bohrung treffen.

4.4.1 Hydraulische Auswertung der Förderbohrungen

4.4.1.1 Vergleich der Fördermengen

Zur Übersicht der geförderten Gesamtmengen in den betrachteten Betriebsjahren sind in Tabelle 1 die jährlich geförderten Entnahmemengen in den betrachteten Zeiträumen für die Bohrungen aufgeführt.

Im Sommer werden die Anlagen aufgrund des geringeren Wärmebedarfs nur mit geringen Förderraten gefahren.

Tabelle 1: Förder- bzw. Injektionsmengen im Vergleich

von	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4		
				Förder-bohrung 1	Förder-bohrung 2	Injektions-bohrung
Jahrgang 1	ca. 1.993.714 m^3 (2011)	Ca. 1.837.233 m^3 (2011)	Ca. 1.696.836 m^3 (2011)	ca. 780.747 m^3 (2012)	ca. 118.993 m^3 (2012)	ca. 899.740 m^3 (2012)
Jahrgang 2	ca. 2.073.528 m^3 (2012)	ca. 1.876.503 m^3 (2012)	ca. 1.684.181 m^3 (2012)	ca. 1.125.862 m^3(2013)	ca. 595.204 m^3 (2013)	ca. 1.721.066 m^3 (2013)

Die Bohrungen Anlagen 1, 2, und 3 wurden hierbei mit ähnlichen Förderraten von bis maximal etwa 79 l/s bis 85 l/s gefahren. Die Anlage 4 wurde mit deutlich geringeren Förderraten von maximal ca. 55 l/s gefahren. Die Förderbohrung 2 der Anlage 4, die erst Ende des Jahres 2012 in Betrieb genommen wurde und zuvor als Injektionsbohrung genutzt wurde, wurde lediglich mit Förderraten bis 26 l/s gefahren.

4.4.1.2 Drift

Für die Anlage 2 wurde eine kontinuierliche Drift am Drucksensor der TKP festgestellt (s. Abb. 6). Diese klar erkennbare lineare Veränderung der Druckwerte bei konstanter Förderrate ist nicht als Entwicklung des Grundwasserleiters, sondern als zu erwartende Alterung der Drucksonde zu interpretieren. Für die Bestimmung der Drift der Drucksonde wurde der Druck an Top Malm normiert. Daraus hat sich eine Drift von +0,638 bar/a ergeben. Für die hydraulische Auswertung wurden die Druckwerte ab dem 04.08.2010 korrigiert.

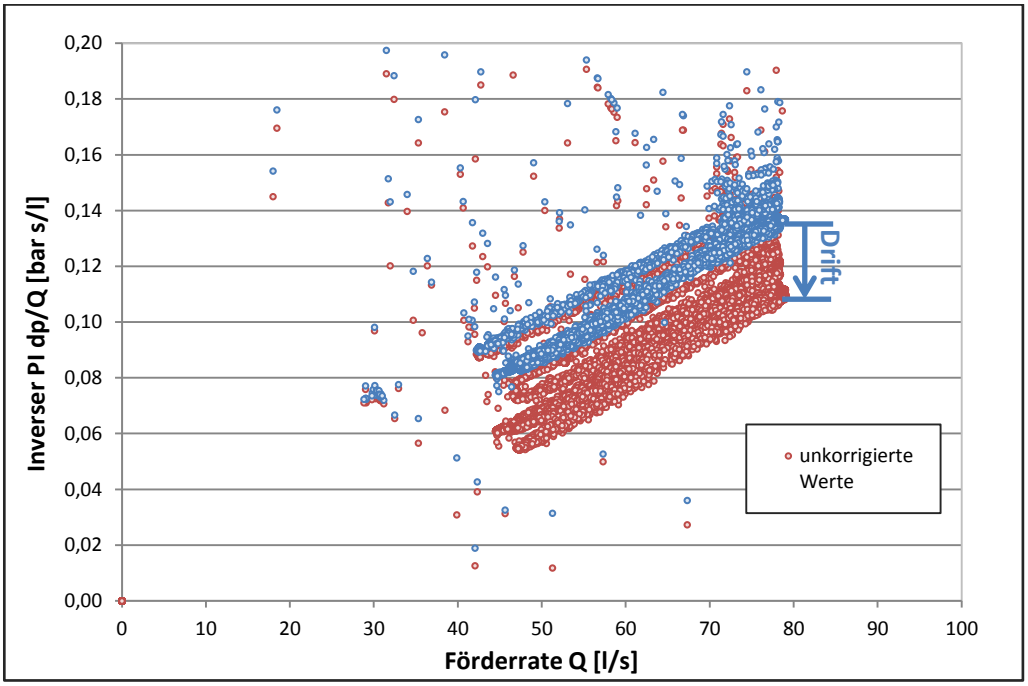


Abb. 6: Inverser PI dp/Q (unkorrigiert mit Drift sowie korrigiert ohne Drift) in Abhängigkeit von der Förderrate Q für die Betriebsphasen 1 bis 3, Förderbohrung Anlage 2.

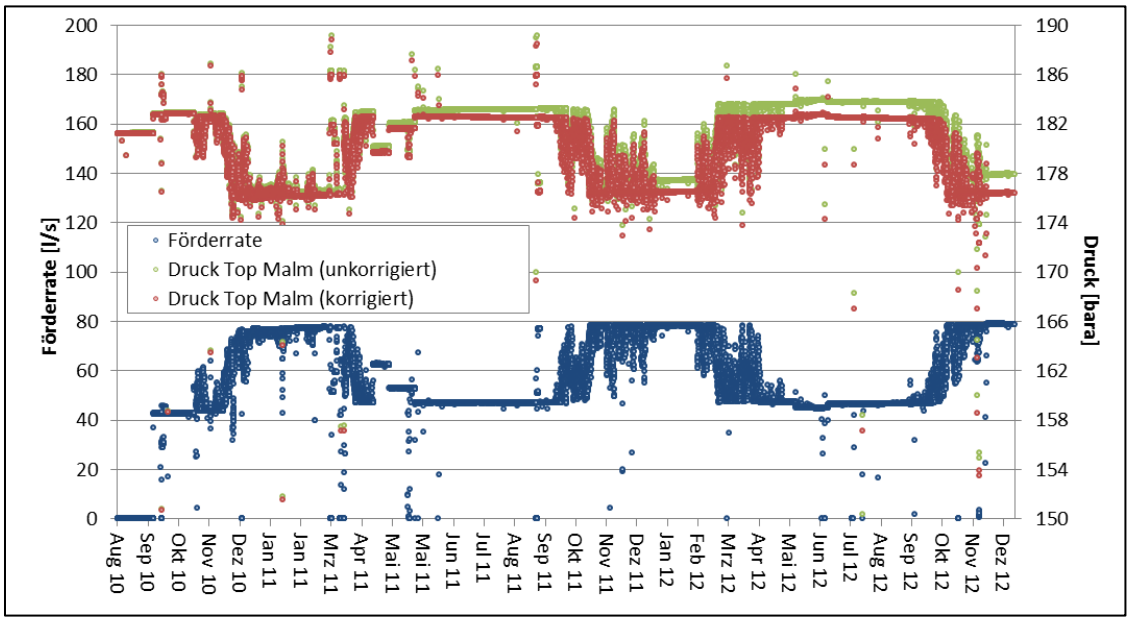


Abb. 7: Verlauf des berechneten Drucks an Top Malm in der Förderbohrung Anlage 2 mit und ohne Korrektur

Für die anderen Förderbohrungen konnte in den betrachteten Zeiträumen keine Drift an der Drucksonde beobachtet werden.

4.4.1.3 Stationäre Auswertung

Aus der Auswertung nach THIEM (1906) von ausgewählten stationären Stufen konnten für die betrachteten Förderbohrungen über den Betrieb hinweg Transmissivitätswerte ermittelt werden. Die ermittelten Transmissivitäten und PIs sind hierbei von der Förderrate abhängig und von Rohrreibungsverlusten beeinflusst. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse aus den stationären Auswertungen kann für die untersuchten Förderbohrungen Tabelle 3 (Kap. 4.4.1.8) entnommen werden dargestellt.

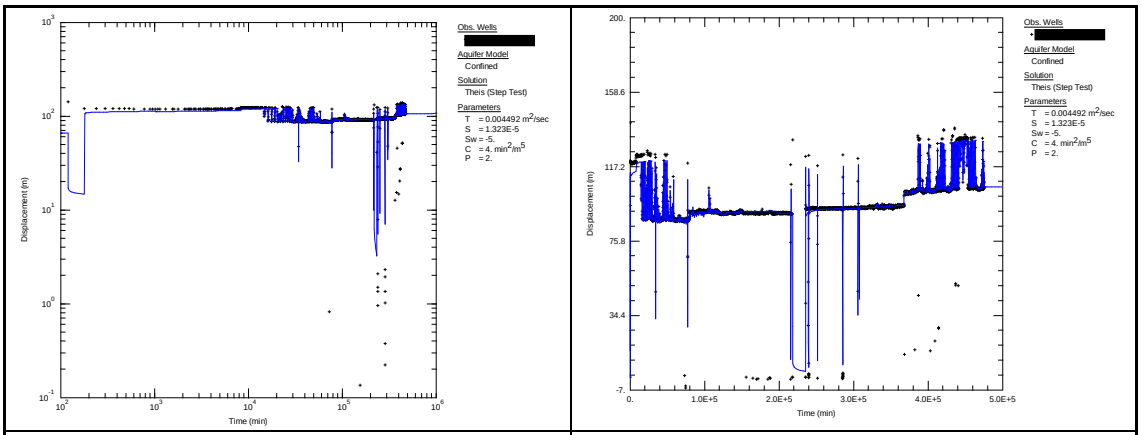
4.4.1.4 Instationäre Auswertung

Anhand der instationären Auswertungen der Förderbohrungen konnten weitere Transmissivitäten ermittelt werden. Für die verschiedenen Bohrungen wurden je nach Verhalten der Bohrungen verschiedene Auswertemethoden verwendet.

Die ermittelten Transmissivitäten können der Übersicht in Tabelle 2 entnommen werden, die ausgewerteten Kurven sind in Abb. 8 bis Abb. 13 dargestellt. Sie liegen größtenteils höher als die anhand der stationären Auswertung ermittelten Werte, da hier die Brunneneintrittsverluste bzw. die Rohrreibungsverluste in Form des C-Koeffizienten mit berücksichtigt werden.

Tabelle 2: Übersicht über die Ergebnisse aus der instationären Auswertung

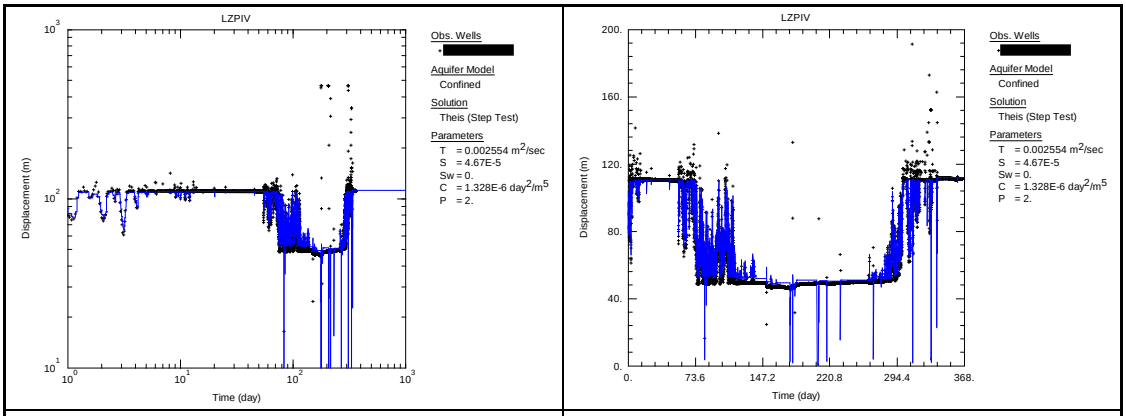
von	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4	
				Förderbohrung 1	Förderbohrung 2
Km [m²/s]	$4{,}5 \cdot 10^{-3}$ m²/s	$2{,}6 \cdot 10^{-3}$ m²/s	$5{,}2 \cdot 10^{-3}$ m²/s	$4{,}3 \cdot 10^{-4}$ m²/s	$2{,}3 \cdot 10^{-4}$ m²/s



a. Doppellogarithmische Darstellung der Förderphase

b. Lineare Darstellung der Förderphase

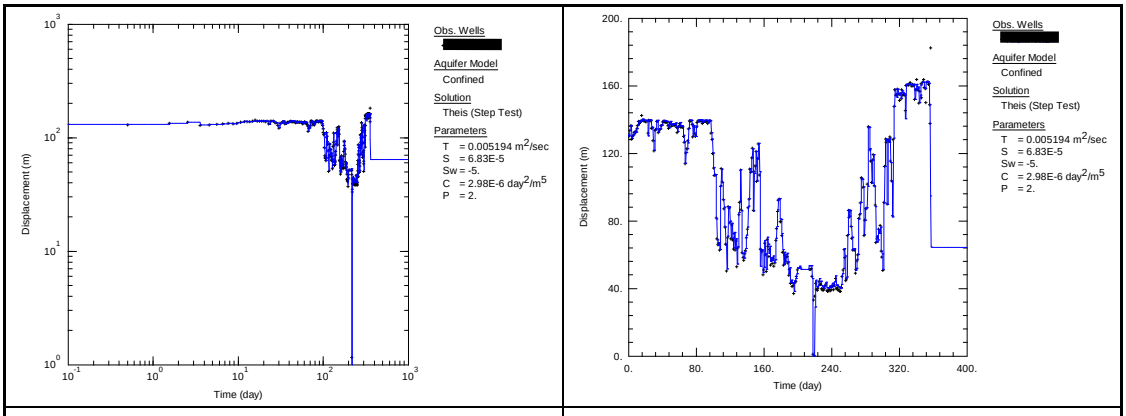
Abb. 8: Instationäre Auswertung nach THEIS (1935) für den Zeitraum vom 03.02. bis 29.12.2012, Förderbohrung Anlage 1



a. Doppellogarithmische Darstellung

b. Lineare Darstellung.

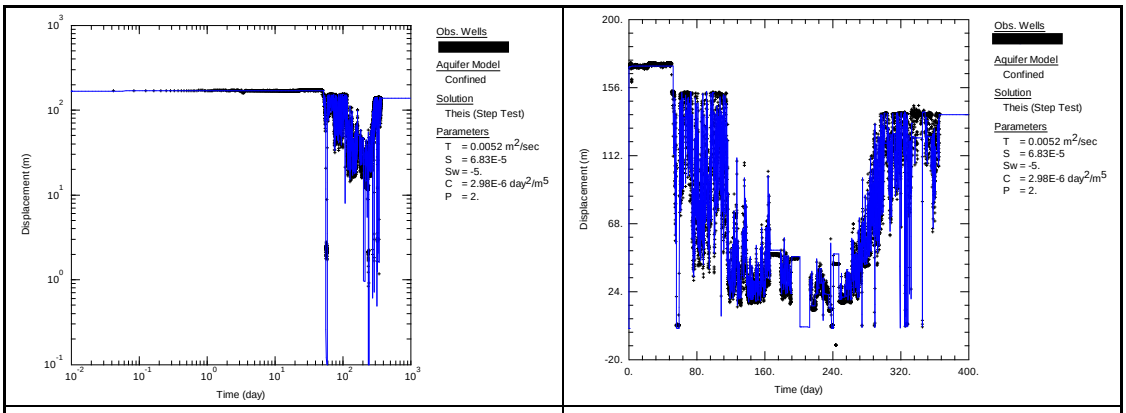
Abb. 9: Instationäre Auswertung nach THEIS (1935) der Betriebsphase 2012, Anlage 2



c. Doppellogarithmische Darstellung

d. Lineare Darstellung.

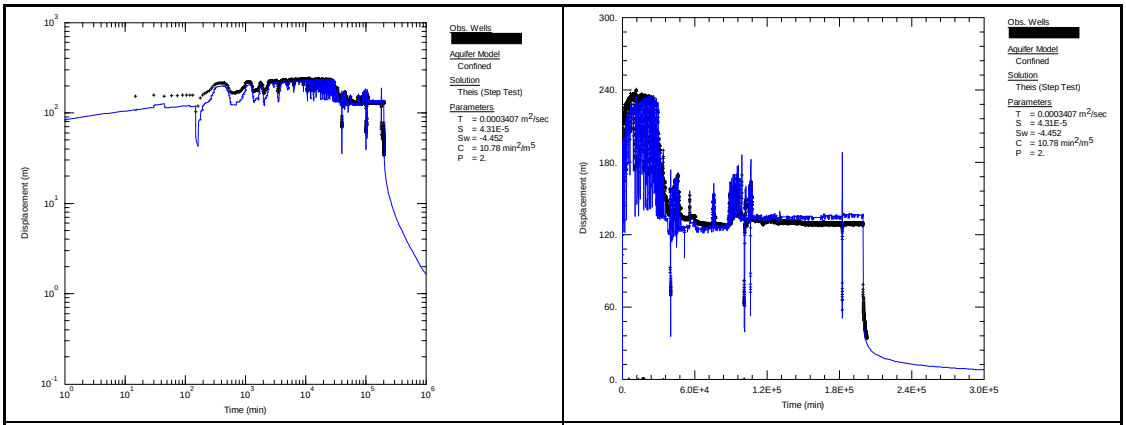
Abb. 10: Instationäre Auswertung nach THEIS (1935) des Betriebs 2013, Förderbohrung Anlage 3



a. Doppellogarithmische Darstellung

b. Lineare Darstellung.

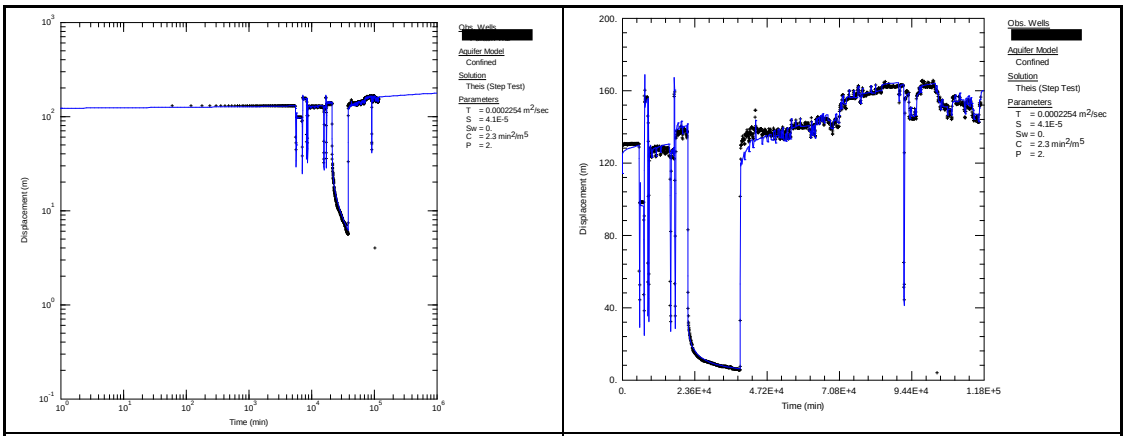
Abb. 11: Instationäre Auswertung nach THEIS (1935) des Betriebs 2012, Förderbohrung Anlage 3



e. Doppellogarithmische Darstellung

f. Lineare Darstellung.

Abb. 12: Instationäre Auswertung nach THEIS (1935) vom 21.03.2013 bis 09.08.2013, Anlage 4, Förderbohrung 1



a. Doppellogarithmische Darstellung

b. Lineare Darstellung.

Abb. 13: Instationäre Auswertung nach THEIS (1935) vom 11.10. bis 31.12.2012, Anlage 4, Förderbohrung 2

4.4.1.5 Auswertung des Wiederanstiegs

Während der Wiederanstiegsphasen ist die Annahme einer linearen Temperaturzunahme im Bohrloch, welche für die Berechnung des Drucks an Top Malm notwendig ist, nicht mehr korrekt, da sie keinem dynamischen Zustand entspricht. Daher ist eine hydraulische Auswertung der Wiederanstiegskurven des (anhand der Daten an der TKP) berechneten Drucks an Top Malm nur bedingt belastbar und wird nicht als zielführend erachtet. Grundsätzlich werden insbesondere in den Zeiträumen der Pumpstopps häufig keine oder nur mäßig belastbare Druck- und Temperaturdaten aufgezeichnet, da hier die Stromverbindung zur TKP teilweise unterbrochen wird.

Jedoch lassen sich anhand der halblogarithmischen Darstellung der Wiederanstiegskurven (Horner-Plot) Aussagen zu den hydraulischen Reservoireigenschaften insbesondere hinsichtlich des Langzeitverhaltens der Bohrung treffen. Die Wiederanstiegskurven - soweit ausreichend belastbare Daten vorhanden sind - wurden für die Förderbohrungen entsprechend aufgetragen und sind in Abb. 15 bis Abb. 18 dargestellt.

Anhand der Darstellung verschiedener Wiederanstiegsphasen lässt sich erkennen, ob es markante Veränderungen in der Transmissivität des Reservoirs über den betrachteten Zeitraum hinweg gibt.

Für die betrachteten Bohrungen sind keine entsprechenden Änderungen festzustellen, da die Kurven jeweils in etwa die gleiche Steigung aufweisen. Die häufig zu beobachtenden Schwankungen in den Kurvensteigungen sind auf das Korrekturverfahren (s. Kap. 4.3.1) zurückzuführen und nicht mit einem zeitlichen Trend in der Änderung der Transmissivität verbunden.

Der Trend der Werte des Wiederanstiegs führt bei t/t‘=1 für alle ausgewerteten Wiederanstiege annähernd auf den gleichen Druck hin (der dem Ruhereservoirdruck entspricht). Demzufolge kann für keine der Bohrungen in den betrachteten Zeiträumen eine Veränderung des langfristigen Druckverhaltens beobachtet werden. Dies deutet auf ein hydraulisch großräumig angeschlossenes und nicht isoliertes System hin.

Anhand der Wiederanstiegskurven für die Förderbohrungen der Anlagen 1 und 3 zeigt sich, dass sich hier unmittelbar nach Ausschalten der Pumpe bereits sehr schnell annähernd stationäre Verhältnisse einstellen. Für die Förderbohrungen der Anlagen 2 und insbesondere 4 ist hingegen eine längere Entwicklung bis zum Erreichen des Ruhereservoirdrucks zu beobachten.

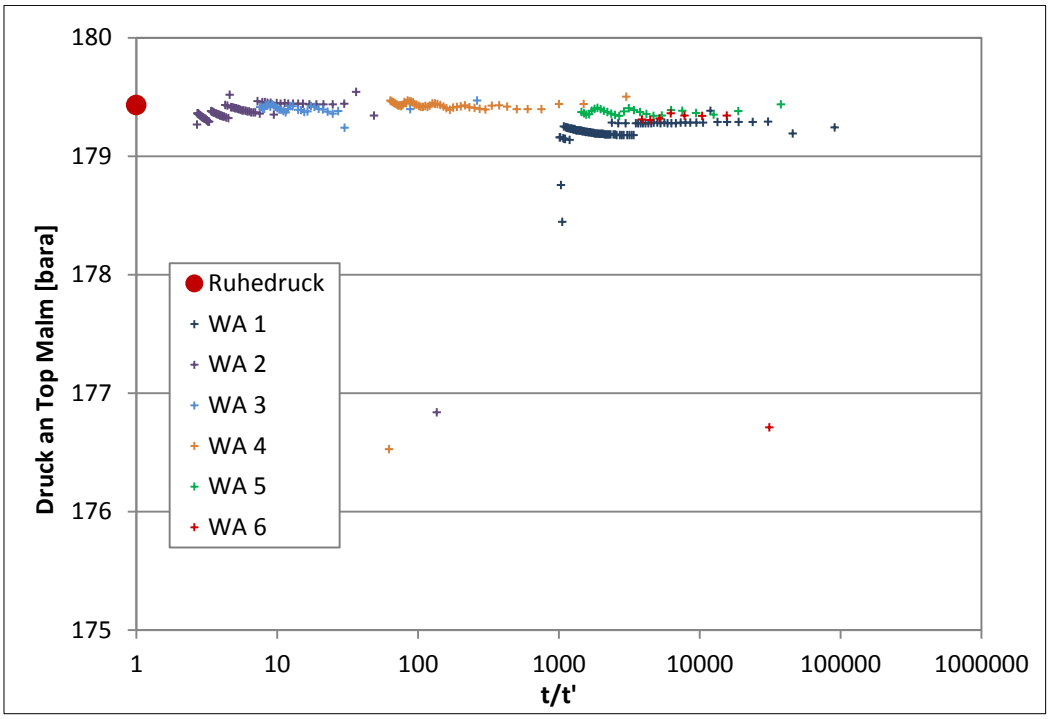


Abb. 14: Halblogarithmische Darstellung der Wiederanstiegskurven (Horner-Plot) im Zeitraum 2011 bis 2012, Förderbohrung Anlage1 (WA = Wiederanstiegsphase)

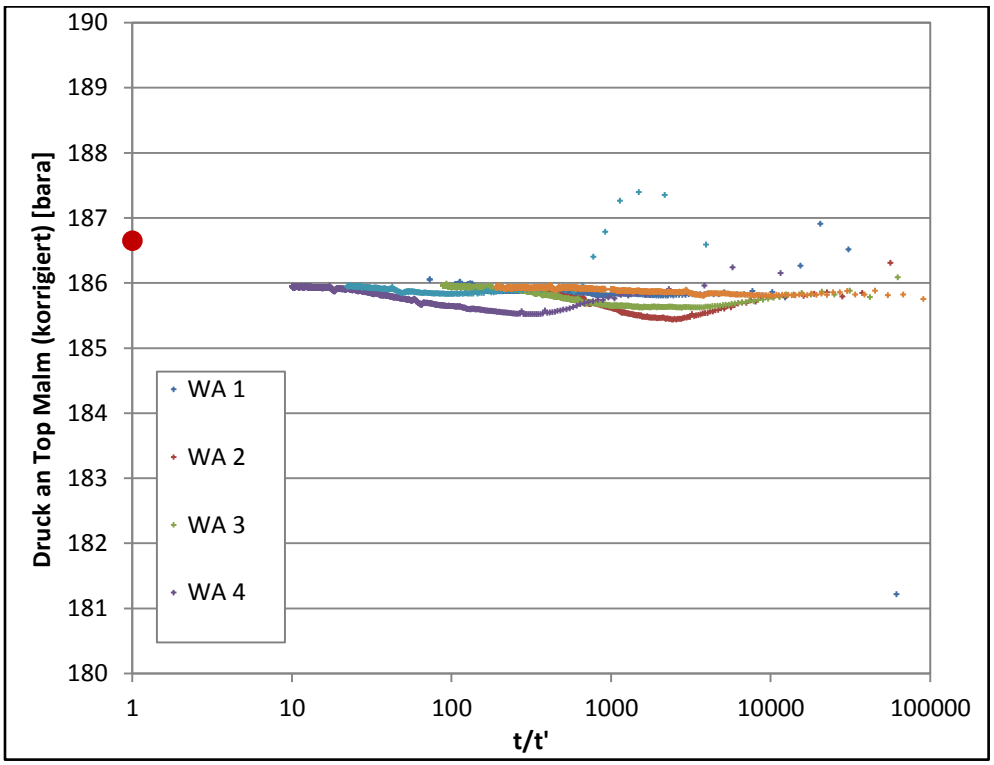


Abb. 15: Halblogarithmische Darstellung der Wiederanstiegskurven (Horner-Plot) mit dargestelltem angenommenen Ruhedruck, Förderbohrung Anlage 2 (WA = Wiederanstiegsphase)

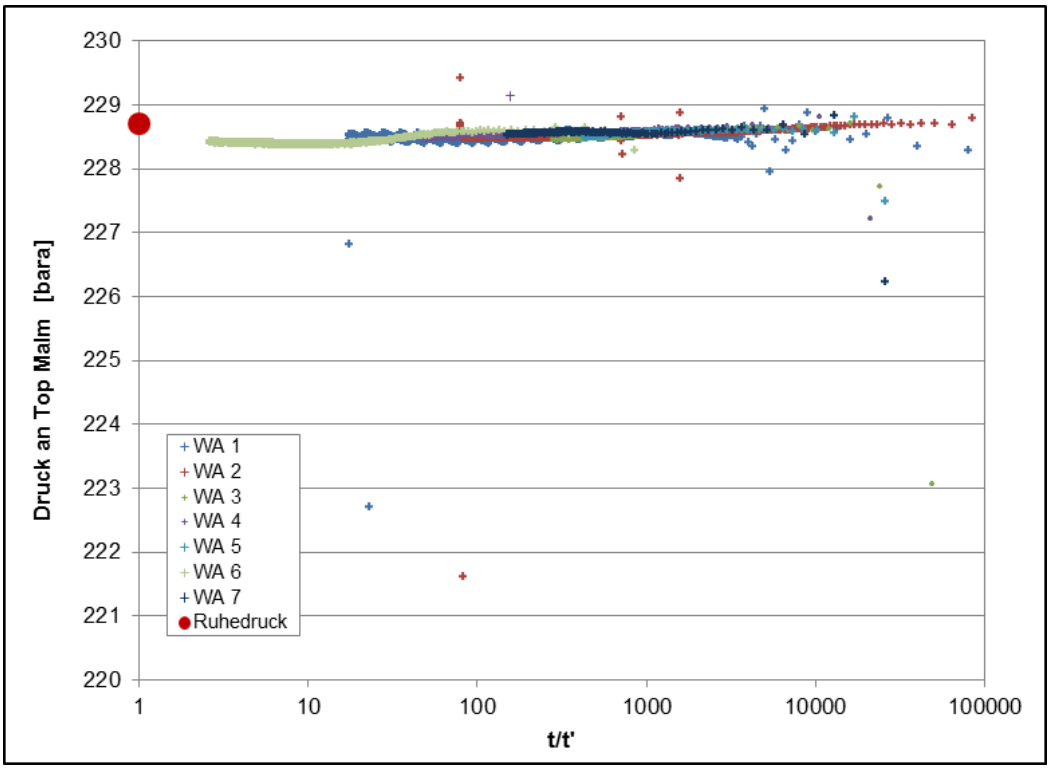


Abb. 16: Halblogarithmische Darstellung der Wiederanstiegskurven (Horner-Plot) mit dargestelltem angenommenen Ruhedruck im Zeitraum 2011 bis 2012, Förderbohrung Anlage 3 (WA = Wiederanstiegsphase)

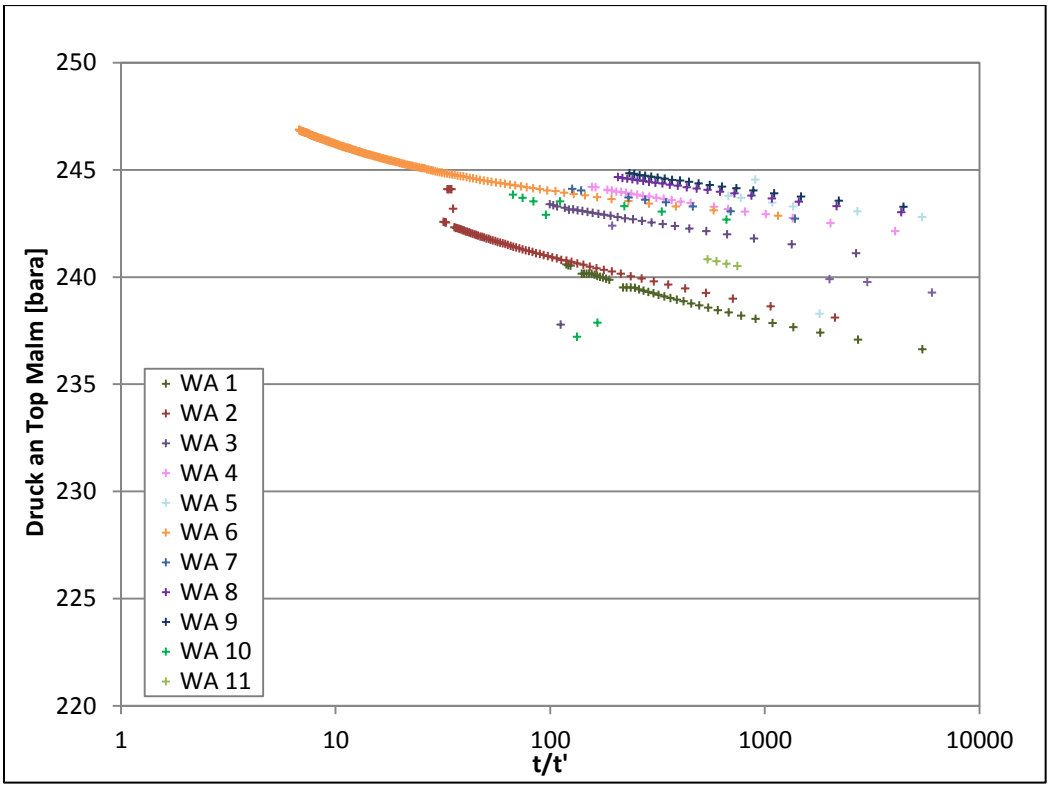


Abb. 17: Halblogarithmische Darstellung der Wiederanstiegskurven (Horner-Plot) im Zeitraum 2012 bis 2013, Anlage 4,Förderbohrung 1 (WA = Wiederanstiegsphasen)

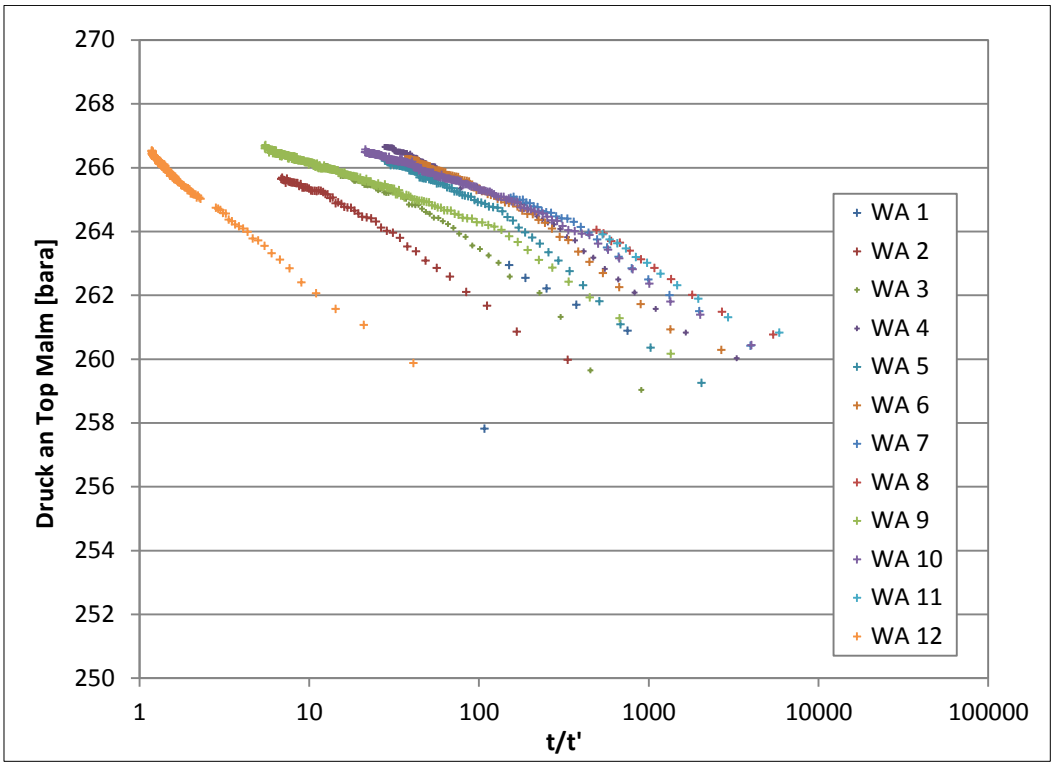


Abb. 18: Halblogarithmische Darstellung von Wiederanstiegskurven (Horner-Plot) im Zeitraum 2012 bis 2013, Anlage 4, Förderbohrung 2 (WA = Wiederanstiegsphasen)

4.4.1.6 Auswertung der Produktivität

Die Auswertung der Produktivität wird mit den berechneten Druckabsenkwerten an Top Malm für ausgewählte Förderstufen (stationäre Phasen im Betrieb) nach dem Verfahren für Stufentests nach HANTUSH-BIERSCHENK (1964) durchgeführt. Für die graphische Auswertung wird der berechnete inverse PI gegen die Förderrate in einem Diagramm aufgetragen. Anschließend werden die Koeffizienten B (lineare Brunneneintrittsverluste und linearer Widerstandskoeffizient des Reservoirs) und C (nichtlineare Brunneneintrittsverluste) anhand einer Ausgleichsgerade durch die aufgetragenen Werte bestimmt.

Im Folgenden sind die anhand der Betriebsdaten ermittelten Gleichungen sowie die graphischen Auswertungen für die einzelnen Bohrungen dargestellt:

<u>Anlage 1</u>

Die Abb. 19 zeigt die Ausgleichsgerade, sowie die berechneten *dp/Q* für ausgewählte stationären Phasen und den weiteren Betrieb. Es zeigt sich keine Änderung in der Steigung der Ausgleichsgeraden (Verhältnis von Förderrate Q zur Druckabsenkung pro Förderrate). Die Produktivität bleibt bei gleichen Förderraten über den Betriebszeitraum hinweg konstant.

Wie für die Förderbohrung der Anlage 3 ist auch für die instationären Werte keine starke Streuung zu erkennen, da sich schnell stationäre Verhältnisse einstellen. Die Streuung der Werte im Betrieb vom 23.08.2011 bis 29.12.2012 ist auf Ungenauigkeiten bzw. eine gewisse Streuung in der Förderratenerfassung zurückzuführen.

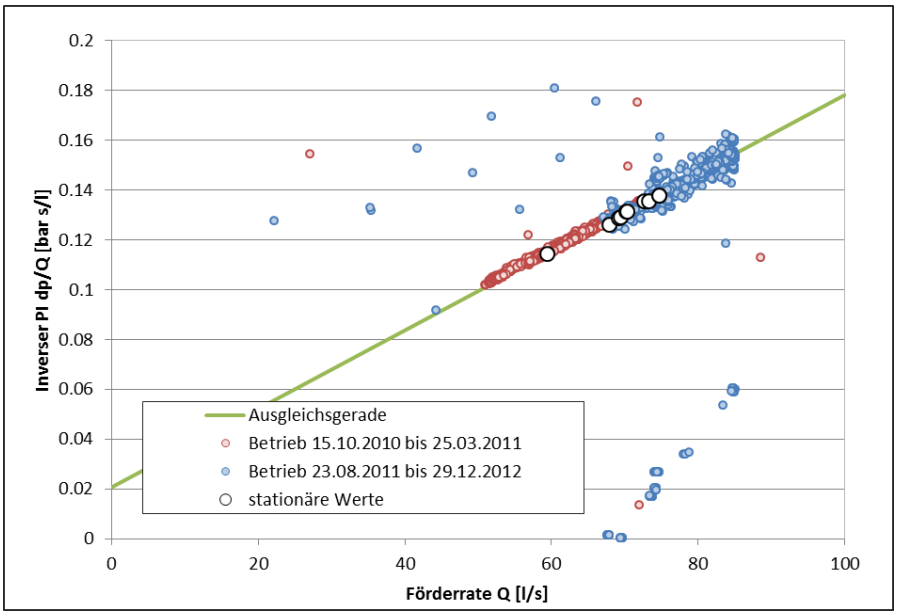


Abb. 19: dp/Q in Abhängigkeit von der Förderrate Q für den Betrieb 2011 und 2012, Förderbohrung Anlage 1.

Anlage 2

Für die Anlage 2 wurde für die Auswertung der Produktivität eine Korrektur der Rohrreibungsverluste durchgeführt, da diese im Rahmen des Langzeit- Pump- und Injektionsversuchs mittels einer gemeinsamen Basisdruckmessung und Druckmessung an der TKP genau bestimmt werden konnten. Die anhand der stationären Auswertung ermittelten Produktivitäten und Transmissivitäten liegen entsprechend etwas höher als ohne Korrektur. Einflüsse durch Brunneneintrittsverluste und Rohrreibungsverluste im Lochliner konnten jedoch auch hier nicht berücksichtigt werden.

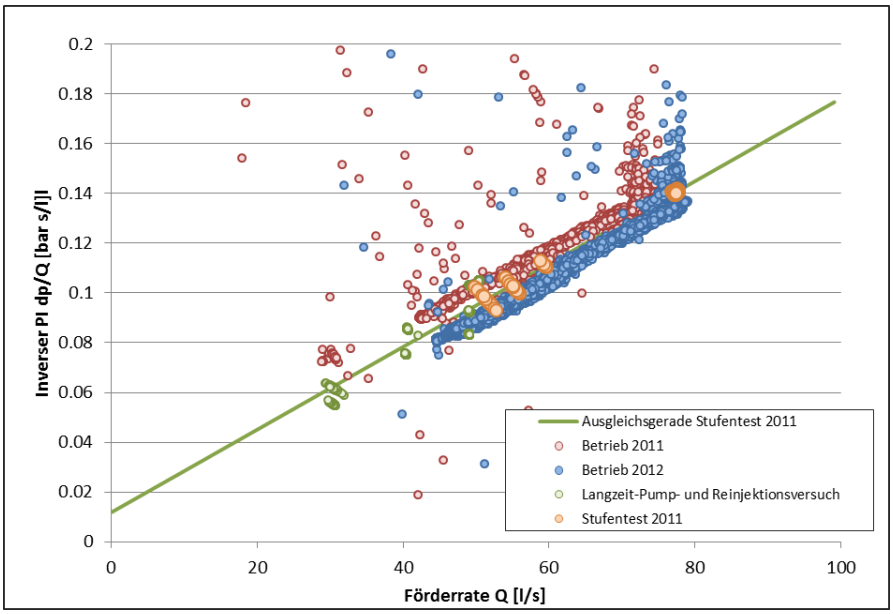


Abb. 20: Inverser PI dp/Q (korrigiert ohne Drift) in Abhängigkeit von der Förderrate Q für den Zeitraum 2011 bis 2012 sowie dem Langzeit-Pump- und Reinjektionsversuch und dem Stufentest aus dem März 2011 mit der Ausgleichsgeraden aus dem Verfahren nach HANTUSH-BIERSCHENK für den Stufentest 2011, Förderbohrung Anlage 2.

Für die Ermittlung der Ausgleichsgerade wurden die berechneten PI-Werte aus einem Stufentest aus dem März 2011 verwendet. Aufgrund der festgestellten Drift insbesondere im späteren Betrieb wurde auf die Auswertung anhand der weiteren stationären Phasen im Betrieb 2011 und 2012 hier verzichtet.

Es zeigen sich keine wesentlichen Änderungen der Steigung der Ausgleichsgeraden (Verhältnis von Förderrate Q zur Druckabsenkung pro Förderrate) und damit keine markanten Änderungen in der Produktivität bei gleichen Förderraten. Die geringen Abweichungen in den betrachteten Daten und mit den betrachteten Tests sind vermutlich auf die in Kap. 4.4.1.2 beschriebene Drift bzw. deren Korrektur zurückzuführen.

Zur besseren Vergleichbarkeit mit den weiteren Bohrungen wurden die Produktivitäten zusätzlich ohne Korrektur ermittelt und diese Werte für die weiteren Ausführungen herangezogen.

Anlage 3

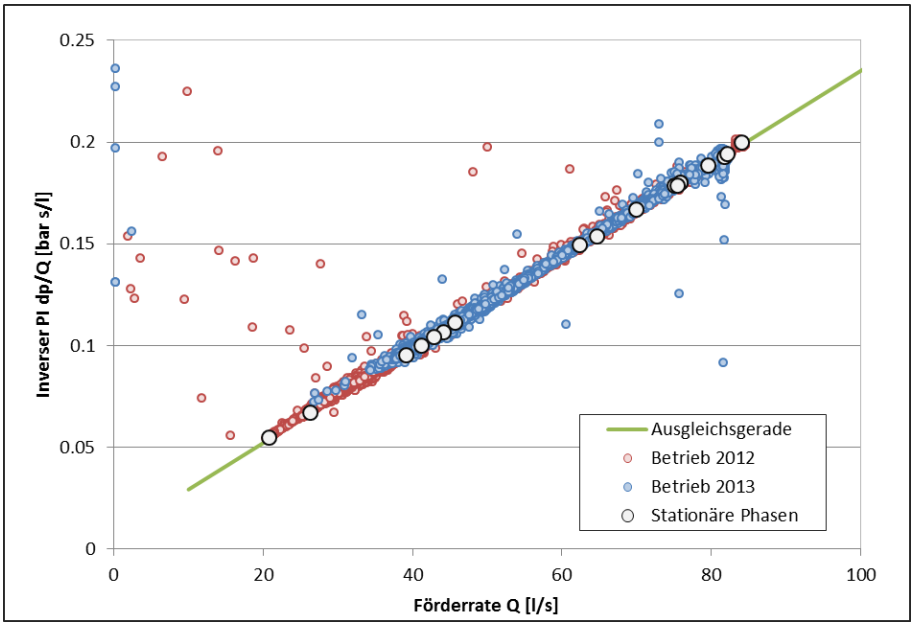


Abb. 21: dp/Q in Abhängigkeit von der Förderrate Q für die Zeiträume 2012 und 2013, Förderbohrung Anlage 3.

Aus Abb. 21 ist ersichtlich, dass sich keine wesentlichen Änderungen der Steigung der Ausgleichsgeraden zeigen und damit keine Änderungen in der Produktivität bei gleichen Förderraten auftreten. Aufgrund der schnellen Einstellung stationärer Zustände ist zudem nur eine geringe Streuung in den (instationären) Betriebsdaten zu beobachten.

Anlage 4, Bohrung 1

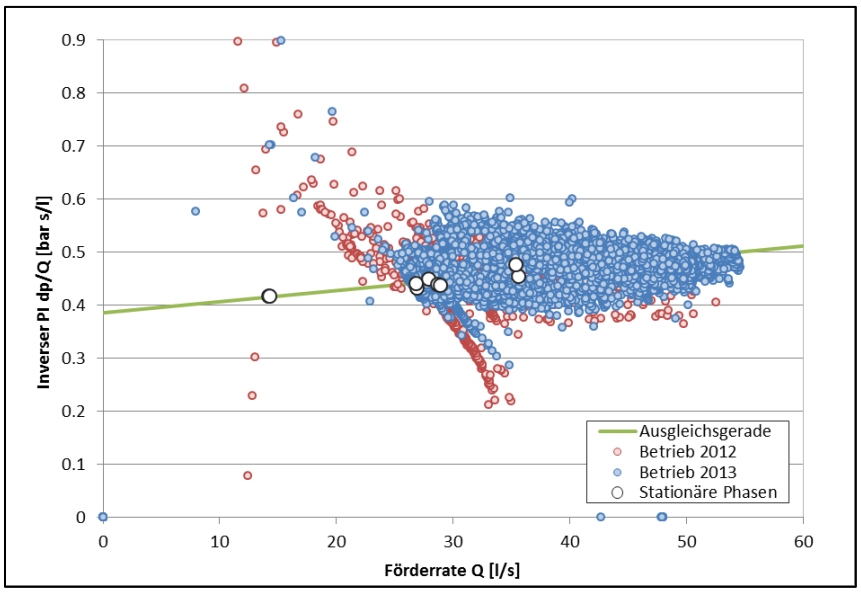


Abb. 22: dp/Q in Abhängigkeit von der Förderrate Q für 2012 und 2013 sowie allen erfassten stationären Phasen und der berechneten Ausgleichsgeraden, Anlage 4, Förderbohrung 1.

Anhand Abb. 19 zeigt sich keine deutliche Änderung in der Steigung der Ausgleichsgeraden (Verhältnis von Förderrate Q zur Druckabsenkung pro Förderrate). Die Produktivität bleibt bei gleichen Förderraten über den Betriebszeitraum hinweg weitgehend konstant. Die starke Streuung der instationären Werte ist darauf zurückzuführen, dass stationäre Verhältnisse erst nach längerer Dauer mit konstanter Förderung erreicht werden. Für höhere Förderraten konnten keine stationären Verhältnisse identifiziert werden.

Anlage 4, Bohrung 2

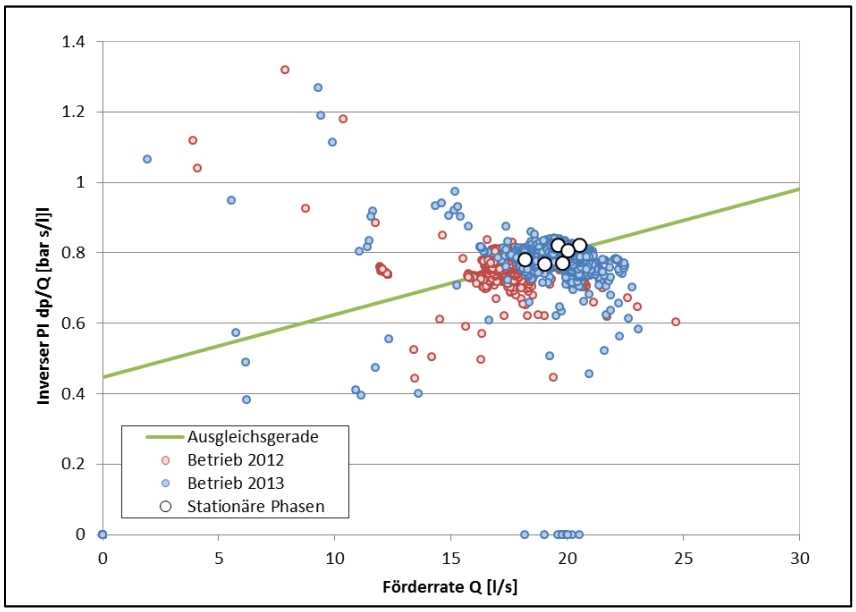


Abb. 23: dp/Q in Abhängigkeit von der Förderrate Q für die Betriebsphasen 2012 (ab dem 10.09.2012, nach Umbau der TKP) und 2013 sowie der berechneten Ausgleichsgeraden, Anlage 4 Förderbohrung 2.

Die Belastbarkeit der resultierenden Ausgleichsgerade ist als sehr gering zu beurteilen, da stationäre Zustände nur für Förderraten zwischen 18,2 l/s bis 20,5 l/s identifiziert werden konnten. Da die instationären Werte eine hohe Streuung zeigen und zugleich nur einen geringen Förderratenbereich abdecken, wurden diese nicht unterstützend hinzugezogen. Wie in der Bohrung 1 ist die starke Streuung der instationären Werte darauf zurückzuführen, dass stationäre Verhältnisse erst nach längerer Dauer mit konstanter Förderung erreicht werden.

4.4.1.7 Prognose des Drucks a. d. TKP bzw. des Betriebswasserspiegels

Anhand der ausgewerteten Produktivitäten ist eine Prognose des Drucks an der TKP sowie des Betriebswasserspiegels für den weiteren Betrieb möglich. Für die Prognose wird der Druck der Wassersäule zwischen TKP und Top Malm in Abhängigkeit von Temperatur und Druck (Dichteänderungen) bestimmt und vom prognostizierten Druck an Top Malm abgezogen (Abb. 25). Die Dichteberechnungen werden anhand der Temperaturen an der TKP (prognostiziert in Abhängigkeit der Förderrate) und der angenommenen Temperatur an Top Malm durchgeführt. Der Betriebswasserspiegel wird anschließend aus dem gemessenen bzw. prognostizierten Druck an der TKP mit den gemessenen bzw. prognostizierten Temperaturen an der TKP berechnet.

Die Prognosen mit Vergleich zu den Betriebsdaten sind im Folgenden für die Förderbohrungen der Anlage 1-4 dargestellt. Für die Bohrung 2 der Anlage 4 wurde auf eine Prognose verzichtet, da aufgrund der ursprünglichen Nutzung als Injektionsbohrung bis zum Jahr 2011 die Temperaturentwicklung an Top Malm noch nicht abgeschlossen ist.

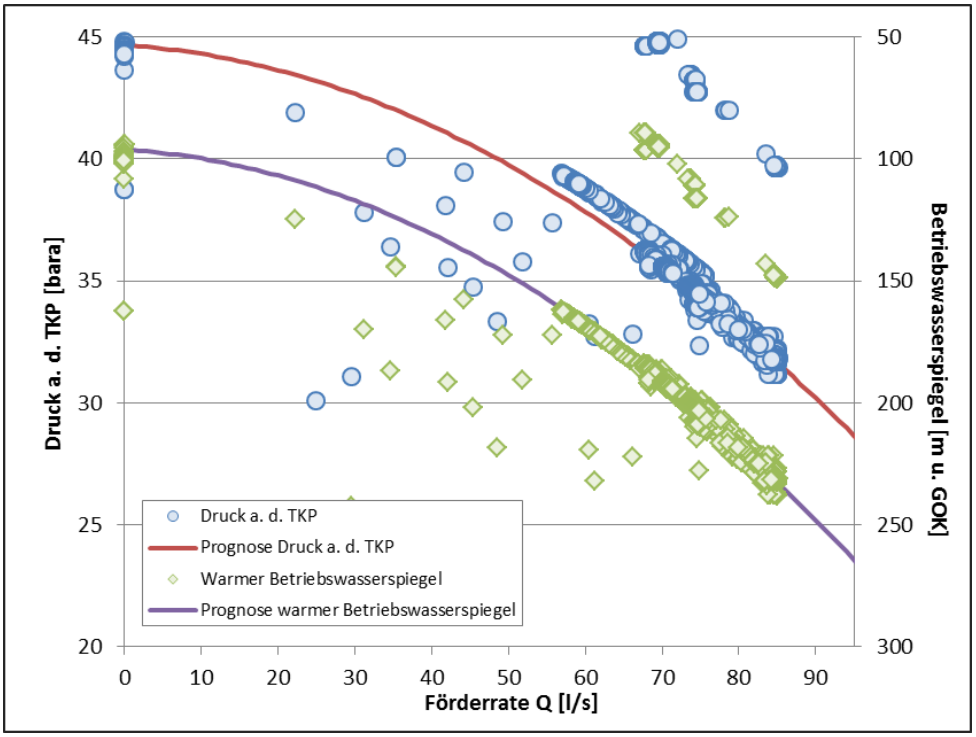


Abb. 24: Prognose des Druckverlaufs an der TKP bzw. warmer Betriebswasserspiegel, Förderbohrung Anlage 1. Die Druckdaten vor dem 03.02.2012 liegen etwas überhalb der Prognose, da die TKP in diesem Zeitraum ca. 10 m tiefer installiert war.

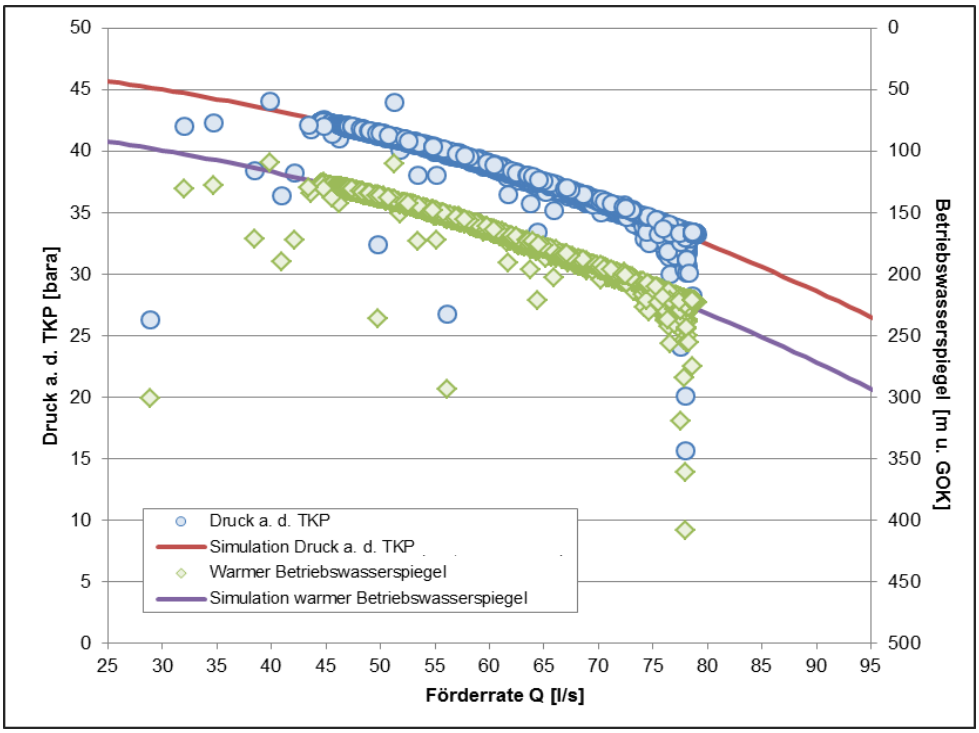


Abb. 25: Simulation des Druckverlaufs an der TKP bzw. warmer Betriebswasserspiegel, Förderbohrung Anlage 2

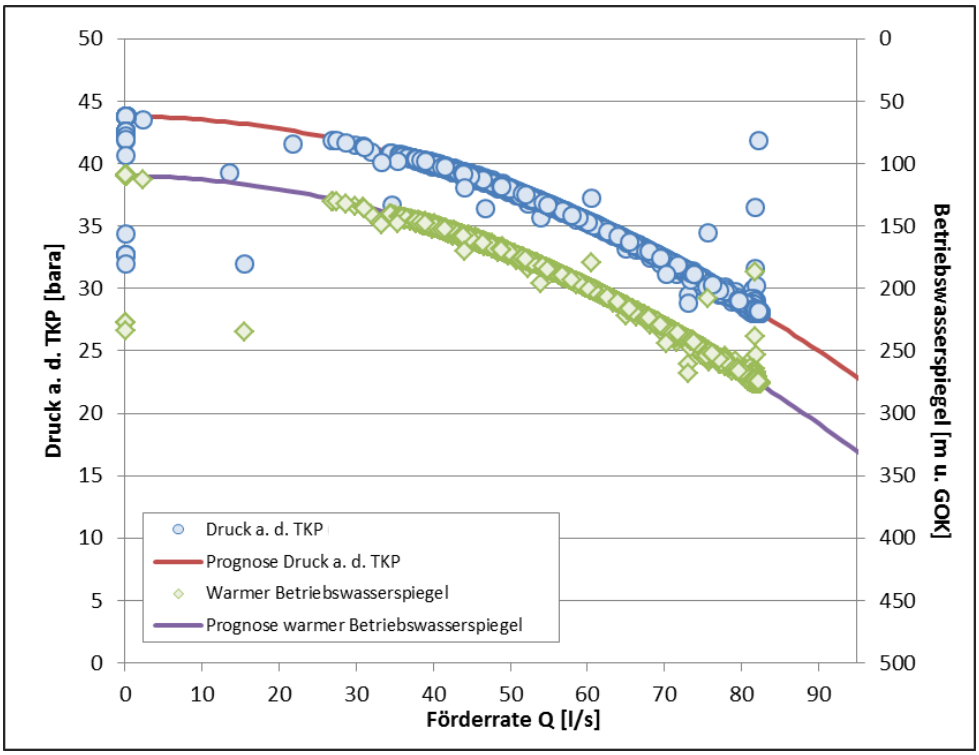


Abb. 26: Prognose des Druckverlaufs an der TKP bzw. warmer Betriebswasserspiegel, Förderbohrung Anlage 3.

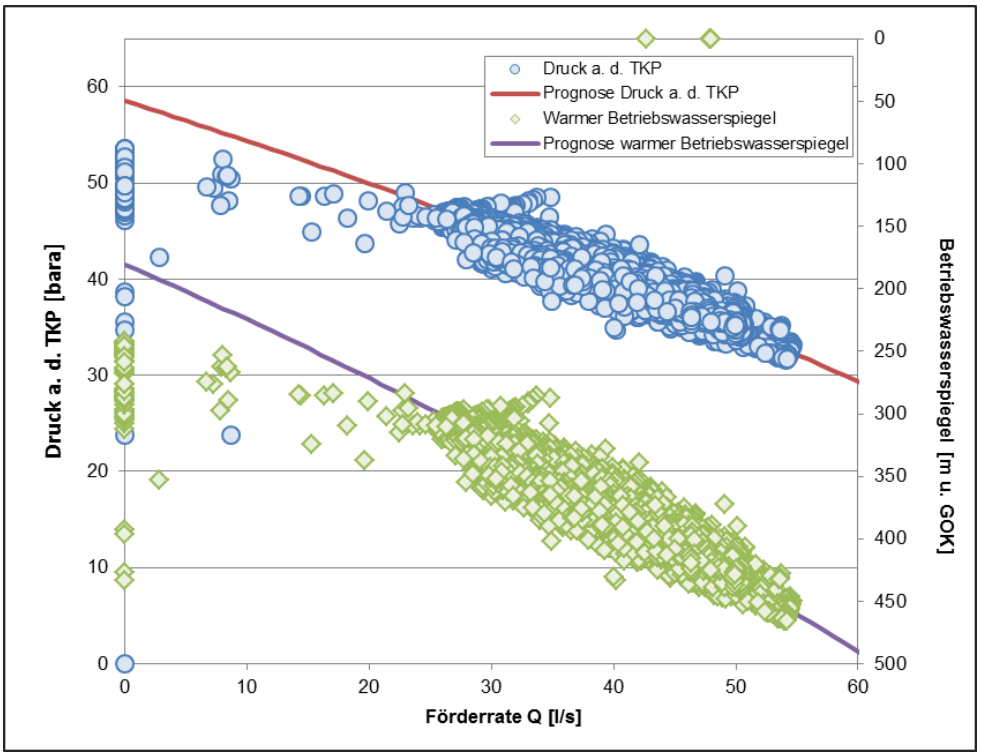


Abb. 27: Prognose des Druckverlaufs an der TKP bzw. warmer Betriebswasserspiegel mit den gemessenen bzw. berechneten Werten aus der Betriebsphase 2013, Anlage 4 Förderbohrung 1.

4.4.1.8 Vergleich der Förderbohrungen

Im Vergleich der 5 Förderbohrungen untereinander lassen sich am besten die ermittelten Produktivitäten heranziehen (s. Tabelle 3).

Tabelle 3: Übersicht zu den ermittelten Produktivitäten und Transmissivitäten

von	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4	
				Förderbohrung 1	Förderbohrung 2
stationär					
PI [l/s·bar]	7,2 – 8,7	5,0 – 7,1	5,0 -18,2	2,1 -2,4	1,2 -1,3
Km [m²/s]	$8{,}85\cdot10^{-4}$ bis $1{,}39\cdot10^{-3}$	$6{,}12\cdot10^{-4}$ bis $1{,}12\cdot10^{-3}$	$7{,}96\cdot10^{-04}$ bis $2{,}89\cdot10^{-03}$	2,60 bis $3{,}87\cdot10^{-04}$	1,49 bis $2{,}07\cdot10^{-04}$
Q	59,5 – 74,7	46,8 – 78,8	20,8 – 84,1	14,2 – 35,6	18,2 – 20,5
instationär					
Km [m²/s]	$4{,}5\cdot10^{-3}$ m²/s	$2{,}6\cdot10^{-3}$ m²/s	5,2·10-3 m²/s	$4{,}3\cdot10^{-4}$ m²/s	$2{,}3\cdot10^{-4}$ m²/s

Die Ergebnisse aus den instationären und stationären Auswertungen zeigen die besten Transmissivitäten für die Anlage 3 und Anlage 1. Die Anlage 2 weist ebenfalls noch gute Transmissivitäten auf, die jedoch etwas niedriger liegen. Die ermittelten Transmissivitäten aus den Bohrungen der Anlage 4 liegen hingegen um etwa eine Zehnerpotenz darunter, sind demnach als deutlich schlechter zu bewerten.

In Abb. 28 sind die anhand der Betriebsphasen ermittelten Produktivitätskurven für die betrachteten Förderbohrungen in Abhängigkeit der Förderrate dargestellt. Hier zeigt die Anlage 1 die besten hydraulischen Eigenschaften, die Anlage 3 und Anlage 2 liegen mit etwas geringeren Produktivitäten lediglich knapp darunter. Die Förderbohrungen der Anlage 4 hingegen weisen nur mäßige hydraulische Eigenschaften vor.

Für die Anlage 2 wurde als Vergleichswert noch die Kurve beigefügt, für die die berechneten Druckwerte an Top Malm anhand der Rohrreibungsverluste korrigiert wurden (hell-blau). Wie ersichtlich ist, liegt die ermittelte Transmissivität hier deutlich höher als ohne Korrektur.

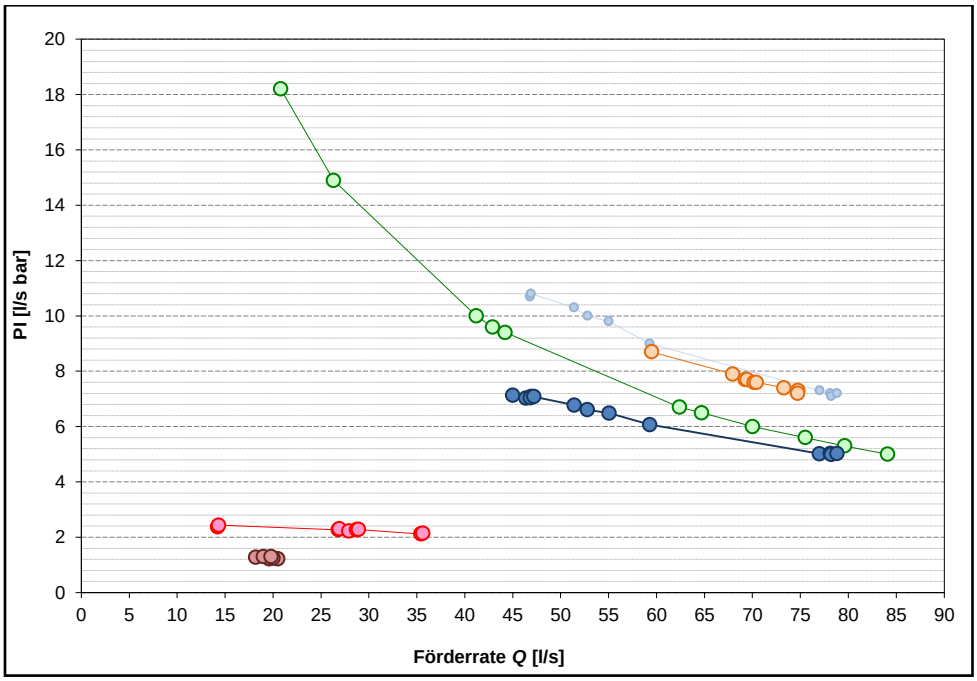


Abb. 28: Die anhand der ausgewählten stationären Phasen ermittelten Produktivitäten der betrachteten Förderbohrungen im Vergleich, Anlage 1 (orange), Anlage 2 (dunkelblau), Anlage 3 (grün) und Anlage 4 (rot)

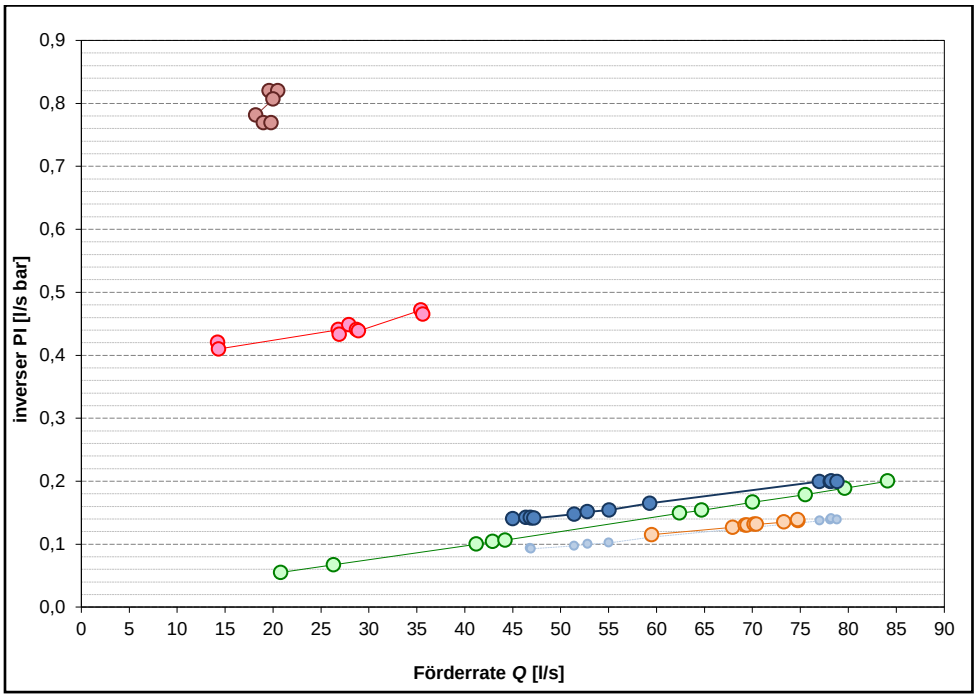


Abb. 29: Die anhand der ausgewählten stationären Phasen ermittelten inversen Produktivitäten der betrachteten Förderbohrungen im Vergleich, Anlage 1 (orange), Anlage 2 (dunkelblau), Anlage 3 (grün) und Anlage 4 (rot)

Für die Förderbohrungen in den Anlagen 1 und 3 werden bei konstanter Förderung sehr schnell stationäre Zustände erreicht. Auch in der Anlage 2 treten relativ schnell stationäre Zustände auf. In den Wiederanstiegskurven im Horner-Plot zeigen sich für diese Bohrungen bereits sehr früh nach Pumpstopp keine wesentlichen Veränderungen im berechneten Druck. Zudem zeigt die Darstellung des inversen PIs der instationären Werte nur eine geringe Streuung.

In den Förderbohrungen der Anlage 4 werden stationäre Zustände hingegen erst nach längerer Förderung mit konstanter Förderrate erreicht. Hier tritt eine hohe Streuung der instationären Werte des inversen PIs in den Diagrammen zur Produktivität auf. Für die Bohrung 1 der Anlage 4 wurden bisher bei hohen Förderraten (über 50 l/s) noch keine stationären Zustände identifiziert.

In keiner der Bohrungen zeigt sich eine wesentliche Änderung hinsichtlich des Langzeitförderverhaltens. Ein Vergleich der 5 betrachteten Förderbohrungen zeigt wesentliche Unterschiede zwischen den Förderbohrungen der Anlagen 1-3 zu den beiden Bohrungen der Anlage 4. In Abhängigkeit der Förderrate wurden PIs von 1,5 l/s·bar bis 18,25 l/s·bar ermittelt.

4.4.2 Hydraulische Auswertung der Injektionsbohrungen

Die Ermittlung der Transmissivitätswerte ist für die Injektionsbohrungen nicht möglich, da während des Betriebs keine Drucksondenmessungen im Bohrloch vorliegen. Es lassen sich jedoch anhand der erfassten Injektionsdrücke am Bohrlochkopf, sofern der Grundwasserspiegel nicht unter der Geländeoberkante liegt, Rückschlüsse auf das Injektivitätsverhalten der Bohrung liefern.

4.4.2.1 Injektivität

Das Hantush-Bierschenk-Verfahren wird im Normalfall nur für Stufentests in Förderbohrungen angewandt. Jedoch zeigt die Darstellung des inversen Injektivitätsindexes in Abhängigkeit von der Injektionsrate einen linearen Zusammenhang der beiden Parameter.

Im Folgenden sind die anhand der Betriebsdaten ermittelten Gleichungen sowie die graphischen Auswertungen für die einzelnen Bohrungen, sofern möglich, dargestellt.

Anlage 2

Für die Auswertung der Injektionsbohrung der Anlage 2 wurden Daten einer im Rahmen eines Pump- und Injektionsversuchs im Jahr 2011 in 180 m u. GOK installierten Drucksonde verwendet.

Die Betriebsdaten 2012 bestätigen trotz einer gewissen Streuung die ermittelte Ausgleichsgerade.

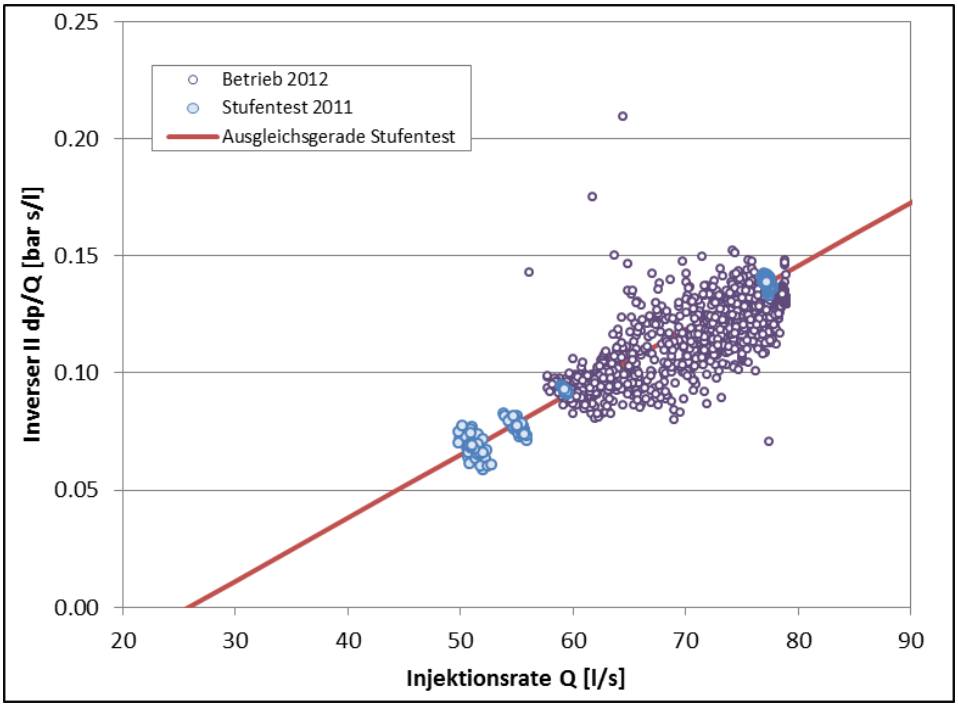


Abb. 30: dp/Q in Abhängigkeit von der Injektionsrate Q, Injektionsbohrung Anlage 2

Anlage 3

Als Grundlage für die Auswertung der Injektivität wurden für die Injektionsbohrung die Betriebsdaten aus dem Jahr 2013 herangezogen. In den Jahren zuvor lässt sich noch ein kontinuierliches Absinken der Injektionsdrücke (in Abhängigkeit von der Förderrate) beobachten (s.a. Kap. 4.4.4). Innerhalb des Jahres 2013 ist kein weiteres Absinken des Reinjektionsdrucks mehr zu erkennen. Es liegen auch bei hohen Förderraten gleichbleibende Injektionsdrücke bei gleichen Förderraten vor.

Anhand der Auswertung der Injektivität nach HANTUSH-BIERSCHENK konnte folgende Gleichung ermittelt werden:

$$dp_{TM} = 0{,}0027 \cdot Q^2 + 0{,}049 \cdot Q \text{ [bar]} \qquad (21)$$

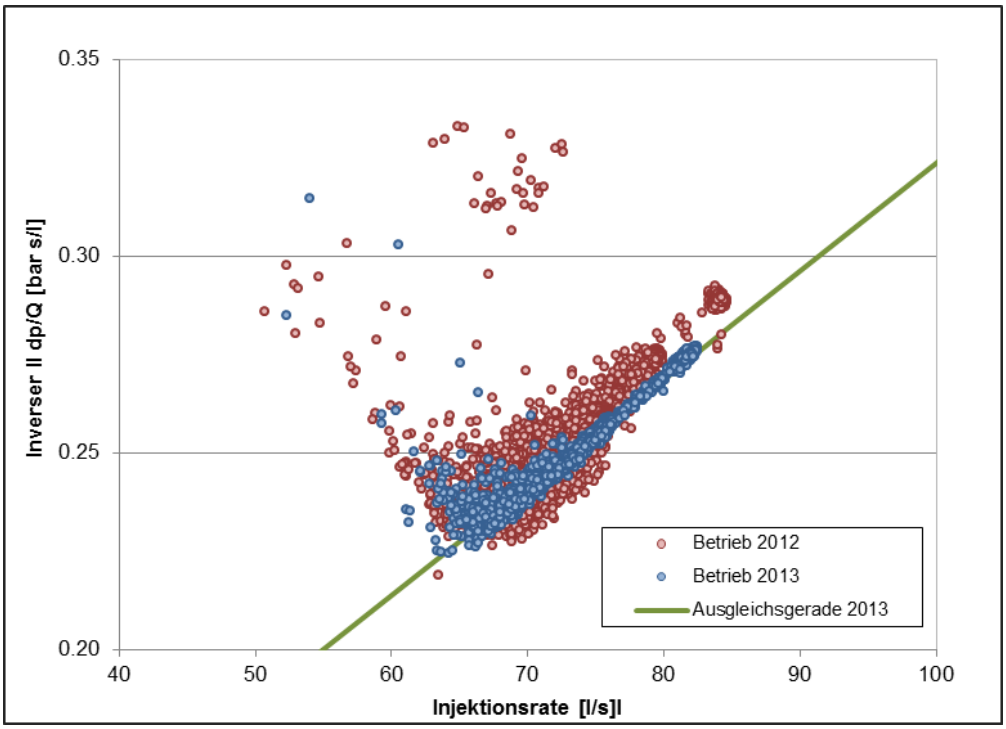


Abb. 31: dp/Q in Abhängigkeit von der Injektionsrate Q bis ins Jahr 2013, Injektionsbohrung Anlage 3

Anlage 1 und 4

In der Anlage 1 lässt sich bis zum Jahr 2012 ein sinkender Injektionsdruck beobachten. Entsprechend ist eine Auswertung der Injektivität hier nicht zielführend, da die ermittelten Werte abhängig vom gewählten Zeitraum sind. Neuere Daten von 2013 und 2014 sind nicht belastbar da hier mittels eines Schiebers hinter dem Drucksensor der gemessene Injektionsdruck eingeregelt wird. Nähere Ausführungen zur Thematik der sinkenden Injektionsdrücke finden sich in Kap. 4.4.4.

Am Bohrlochkopf der Injektionsbohrung von Anlage 4 konnten keine belastbaren Injektionsdrücke erfasst werden, da der Grundwasserspiegel durchgängig unter der Geländeoberkante liegt. Hier konnten teils sogar geringe Unterdrücke festgestellt werden.

4.4.2.2 Prognose des Injektionsdrucks

Für die Prognose des Injektionsdrucks wird der Druck der Wassersäule zwischen Bohrlochkopf und Top Malm für die Temperaturen 45 °C, 55 °C, 65 °C und 75 °C unter Berücksichtigung der Dichteänderungen und Rohrreibungsverluste ermittelt und vom extrapolierten bzw. prognostizierten Druck an Top Malm abgezogen.

Eine Prognose wurde für die Injektionsbohrungen der Anlagen 2 und 3 durchgeführt. Für beide Bohrungen wurden im letzten betrachteten Betriebsjahr weitgehend konstante Reinjektionsdrücke (in Abhängigkeit der Förderrate) aufgezeichnet.

Anlage 2

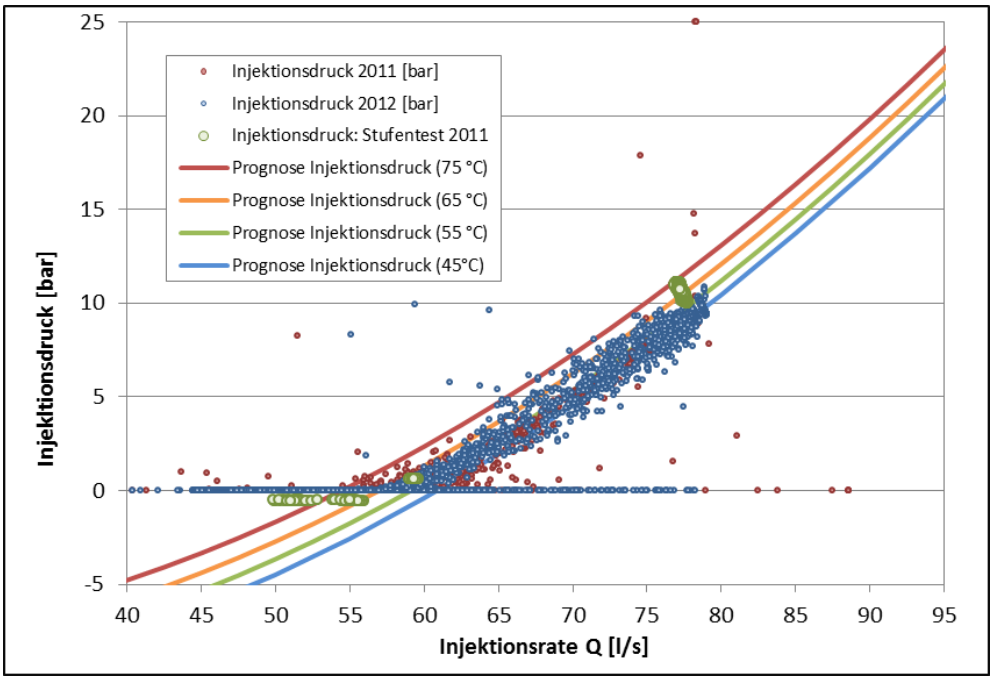


Abb. 32: Prognose des Injektionsdrucks bei verschiedenen Injektionstemperaturen mit den gemessenen Werten von 2011 und 2012, Injektionsbohrung Anlage 2

Anlage 3

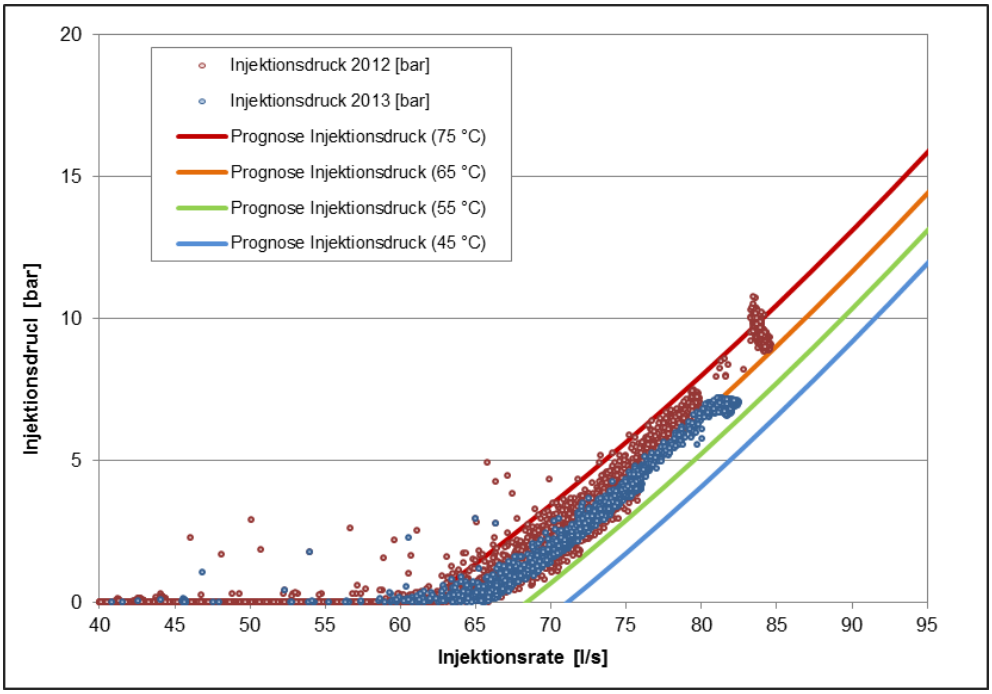


Abb. 33: Prognose des Injektionsdrucks bei verschiedenen Injektionstemperaturen mit den aufgezeichneten Injektionsdrücken aus dem Betrieb 2012 und 2013, Injektionsbohrung Anlage 3

4.4.3 Thermisches Potential nach Datenauswertung

Auf Grundlage der erfassten Daten (max. Förderraten, max. Vorlauf- und min. Rücklauftemperaturen) in den betrachteten Betriebszeiträumen, wurde das theoretische maximale thermische Potential der jeweiligen Dublette bzw. Triplette berechnet (vgl. Kap. 4.2.1). Die ermittelten Werte für die jeweilige Dublette bzw. Triplette können Tabelle 4 entnommen werden.

Die maximal gefahrene Förderrate sowie die Injektionstemperatur sind hierbei grundsätzlich betriebsbedingt, d.h. es gibt bei entsprechender Anlagen- oder Pumpenauslegung sowie anderer Auslastung ggf. noch Optimierungsmöglichkeiten. Die erfassten Werte sind zeitlich unabhängig voneinander erfasst worden und stellen somit keinen historischen Betriebszustand dar.

Tabelle 4: Ermittlung der theoretischen maximalen thermischen Leistung der vier Anlagen für die betrachteten Zeiträume

	Anlage 1	**Anlage 2**	**Anlage 3**	**Anlage 4**
Theoretische maximale thermische Leistung	**9,3 MW_{th}**	**11,4 MW_{th}**	**14,6 MW_{th}**	**12,6 MW_{th}**

Für alle betrachteten Förderbohrungen lassen die Tatsachen, dass bei höheren Förderraten das Thermalwasser auch mit höheren Temperaturen gefördert wird und dass die Temperatur an der TKP im Förderbetrieb durchgehend bzw. überwiegend (Anlage 4) über der Fördertemperatur liegt, auf eine nicht vollständig abgeschlossene thermische Entwicklung des Bohrlochs und damit auf einen weiteren potentiellen Anstieg der Fördertemperatur bei gleichzeitiger Erhöhung der Förderrate rückschließen.

Für einen vom Sekundärkreis unabhängigen Vergleich, wurde in der folgenden Tabelle 5 die Rücklauftemperatur bei allen Anlagen auf 55 °C normiert.

Tabelle 5: Vergleich der theoretischen maximalen thermischen Leistung der für die betrachteten Zeiträume bei normierter Rücklauftemperatur von 55 °C

	Anlage 1	**Anlage 2**	**Anlage 3**	**Anlage 4**
Theoretische maximale thermische Leistung normiert auf 55 °C Rücklauftemperatur	**10,9 MW_{th}**	**9,8 MW_{th}**	**13,8 MW_{th}**	**12,8 MW_{th}**

4.4.4 Langzeittrends

4.4.4.1 Förderbohrungen

Aus der hydraulischen Auswertung (vgl. Kap. 4.4.1) geht hervor, dass in den betrachteten Förderbohrungen bisher keine deutlichen Veränderungen im Langzeitförderverhalten festgestellt werden konnten. In den Bohrungen werden die ursprünglichen Ruhedrücke bereits sehr schnell nach Stopp der jeweiligen TKP wieder erreicht. Der ermittelte Druck an Top Malm (dichtekorrigiert) verhält sich über die betrachteten Zeiträume bei definierten Förderraten konstant.

4.4.4.2 Injektionsbohrungen

Die Injektionsbohrungen zeigen hingegen über den Betriebsverlauf hinweg langfristige Änderungen des Injektionsverhaltens. Für eine nähere Betrachtung werden die berechneten Drücke an Top Malm

der Reinjektionsbohrungen herangezogen. Eine Beeinflussung des Drucks aufgrund von unterschiedlichen Temperaturen im Betriebsverlauf und den daraus resultierenden Unterschieden in der Dichte der Wassersäule im Bohrloch kann somit ausgeschlossen werden.

Anlage 1

In der Anlage 1 lässt sich bis zum Jahr 2012 ein sinkender Injektionsdruck beobachten. Da mittels eines Schiebers hinter dem Drucksensor der gemessene Injektionsdruck seit dem Jahr 2013 eingeregelt wird, stellt der seitdem aufgezeichnete Reinjektionsdruck nicht mehr den tatsächlichen Injektionsdruck der Bohrung dar.

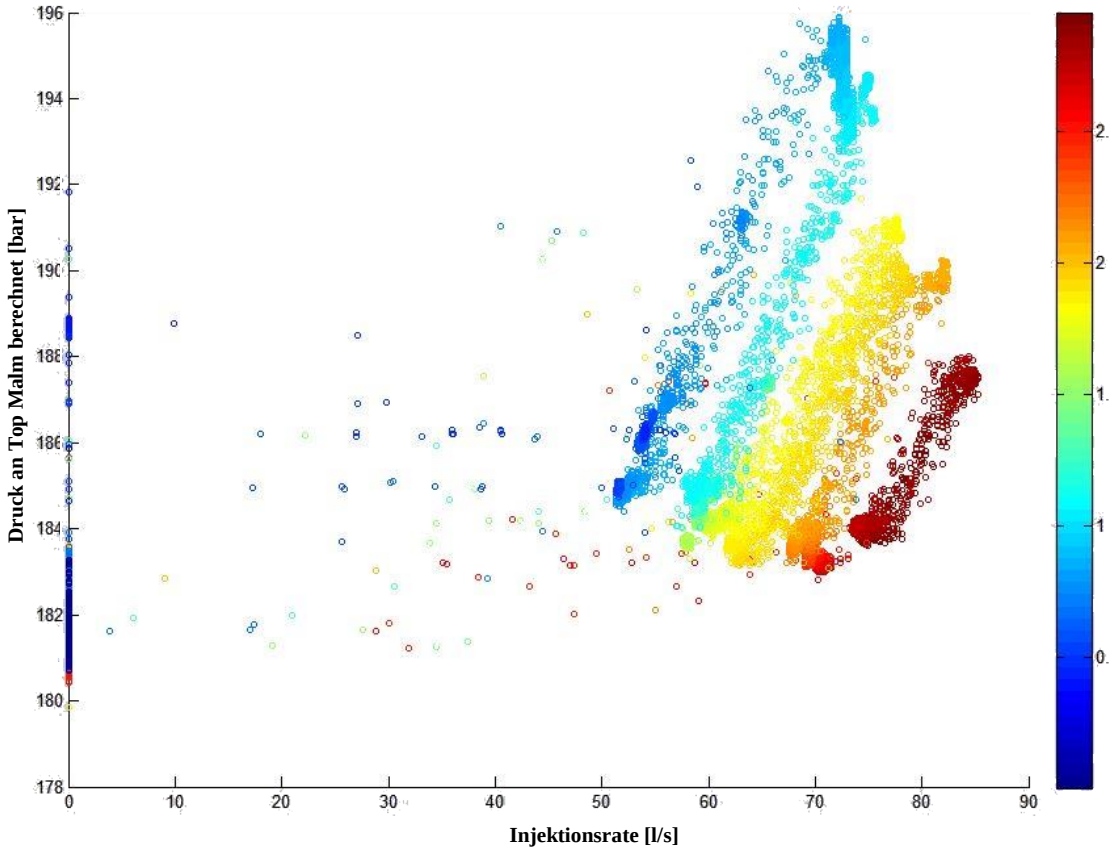


Abb. 34: Berechneter Druck an Top Malm in Abhängigkeit der Injektionsrate, Anlage 1 (Farbverteilung: Jahre seit Beginn der Produktion).

Anlage 2

In der Injektionsbohrung derAnlage 2 sind im bisherigen Betrieb keine sinkenden Reinjektionsdrücke zu beobachten (vgl. Kap. 4.4.2). Entsprechend ist nicht von einer wesentlichen Änderung der hydraulischen Eigenschaften des Reservoirs auszugehen.

Anlage 4

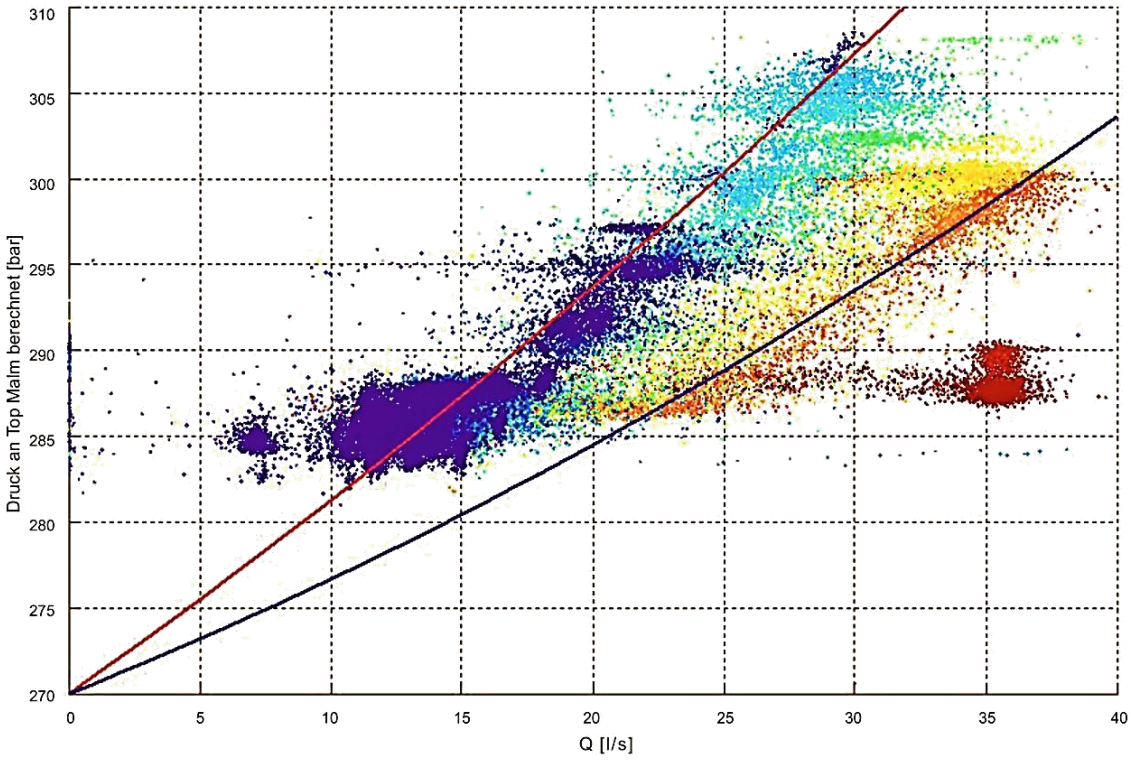


Abb. 35: Verlauf des gemessenen Injektionsdrucks in Abhängigkeit der Förderrate in Anlage 4, 2005 bis 2011, temperaturkorrigiert (Farbverteilung: Jahre der Produktion).

In der Anlage 4 lässt sich am Bohrlochkopf der Injektionsbohrung im Betrieb bis zum Jahr 2009 ein sinkender Druck an Top Malm beobachten. Es wird angenommen, dass die Verbesserung der Injektivität auf eine Verbesserung der Permeabilität um die Bohrung zurückzuführen ist (B-Koeffizient) und nicht auf eine Änderung der turbulenten Strömung in der Bohrung (Rohrreibungsverluste) bzw. der Brunneneintrittsverluste (C-Koeffizient). Die rote Kurve (2006) ergibt einen B-Koeffizient von 1,071 bar s /l, während die blaue Kurve (2011) einen B-Koeffizienten von 0,61 bar s /l ergibt. Dies bedeutet eine Verbesserung der Transmissivität um einen Faktor von 1,756 (T2 = 1.756 x T1), was im Betrieb einem Druckabfall auf bei der Injektion von ca. 15 bar bei 30 l/s innerhalb von 6 Betriebsjahren entspricht.

Anlage 3

In der Injektionsbohrung war im Betriebsverlauf ebenfalls ein sinkender Reinjektionsdruck bzw. ein sinkender Druck an Top Malm zu beobachten. Seit dem Betriebsjahr 2013 bleibt der Injektionsdruck jedoch weitgehend konstant (in Abhängigkeit von der Injektionsrate, vgl. Kap.4.4.2).

In Abb. 36 ist der aufgezeichnete Injektionsdruck seit Beginn der Betriebsphase 3 in Abhängigkeit von der Injektionsrate dargestellt. Hier lässt sich die Verringerung des Injektionsdrucks über den betrachteten Zeitraum von 5 Jahren unmittelbar erkennen. Im Betriebszeitraum 2013 selbst ist hingegen keine definierte Veränderung des Injektionsdrucks mehr zu beobachten.

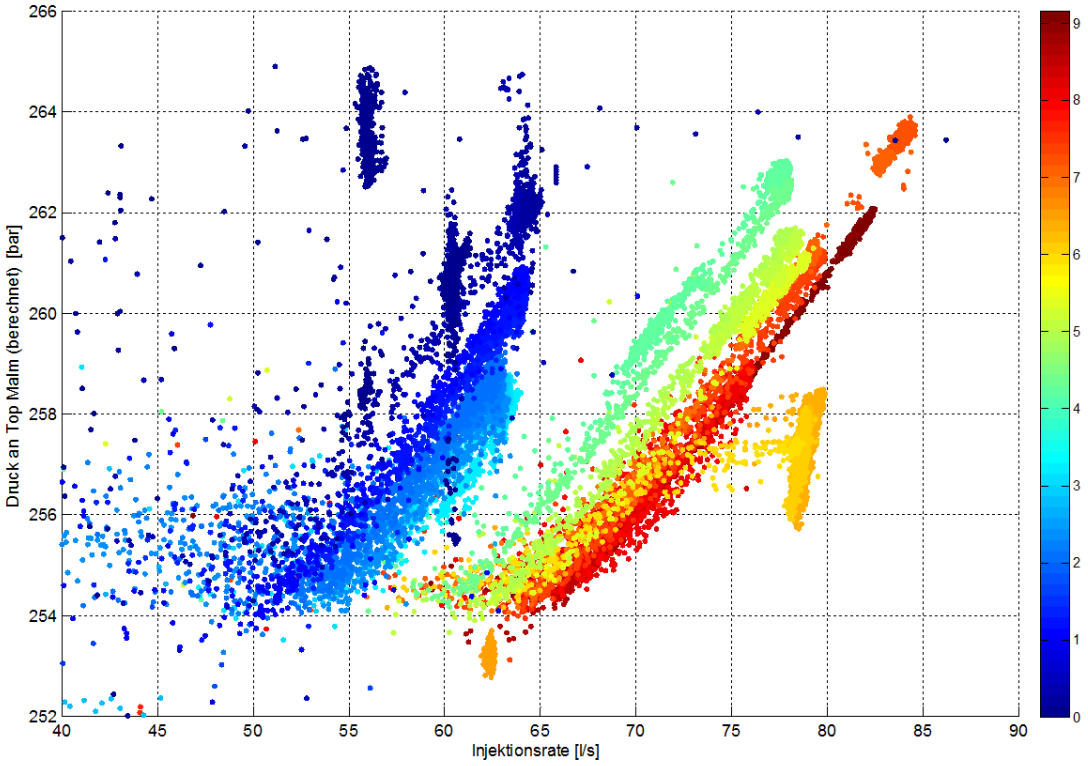


Abb. 36: Verlauf des gemessenen Injektionsdrucks in Abhängigkeit der Förderrate in Anlage 3 (2004 bis 2013), temperaturkorrigiert (Farbverteilung: Jahre seit Beginn der Produktion).

In der Anlage 3 konnte somit in Bezug auf den Betrieb ein in etwa gleichbleibender Injektionsdruck trotz Erhöhung der Förderrate von 60 l/s auf 80 l/s registriert werden. Ob die Entwicklung des Injektionsdrucks tatsächlich bereits vollständig abgeschlossen ist oder die Verringerung deutlich verlangsamt fortschreitet, kann nur unter weiterer Beobachtung des Injektionsdrucks über die nächsten Jahre beurteilt werden.

4.4.4.3 Diskussion

Wie in Kapitel 4.4.4.2 dargestellt, ist in den Anlagen 1, 3 und 4 seit Beginn der Injektion ein sinkender Injektionsdruck im Betriebsverlauf zu beobachten.

Die Verringerung des Injektionsdrucks könnte auf eine Verbesserung der Hydraulik – vermutlich aufgrund von chemischen Prozessen bzw. Lösungserscheinungen im Reservoir im unmittelbaren Bohrungsumfeld – zurückzuführen sein. Genaue Kenntnisse zu den chemischen Vorgängen im Reservoir liegen noch nicht vor, sind jedoch Gegenstand aktueller Forschungsvorhaben.

Aufgrund der Veränderung der Viskosität bei längerem Betrieb (durch Abkühlung im Reservoir) wäre zunächst eine Erhöhung des Injektionsdrucks zu erwarten. Diese kann jedoch in keiner der betrachteten Bohrungen beobachtet werden bzw. wird von den stärkeren Effekten überlagert, die zu einer Verringerung des Drucks führen.

Die Injektionsbohrung der Anlage 2 hingegen zeigt weitgehend gleichbleibende Injektionsdrücke. Möglicherweise ist dies auf die stärkere Verkarstung und bessere Hydraulik gegenüber den weiteren betrachteten Injektionsbohrungen zurückzuführen.

4.5 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse betrachtet die Auswirkungen der Änderung einzelner untertägiger Parameter und stellt dar welchen Einfluss die Variation dieser auf die Effizienz der Thermalwassergewinnung besitzt. Die Sensitivitätsanalyse wurde auf die Parameter Bohrlochproduktivität, Reservoirerschließung, Dichteeffekte Förderbohrung, Dichteeffekte Injektionsbohrung sowie Rohrreibungsverluste des Bohrausbaus angewandt. Die Analyse basiert auf einer Monte-Carlo Simulation und betrachtet den Einfluss der einzelnen Parameter auf die theoretische hydraulische Leistung einer TKP (ohne Beachtung des Wirkungsgrades). Ziel ist es im Bereich der Planung das Optimierungspotential effektiv auszunutzen.

4.5.1 Eingangsparameter

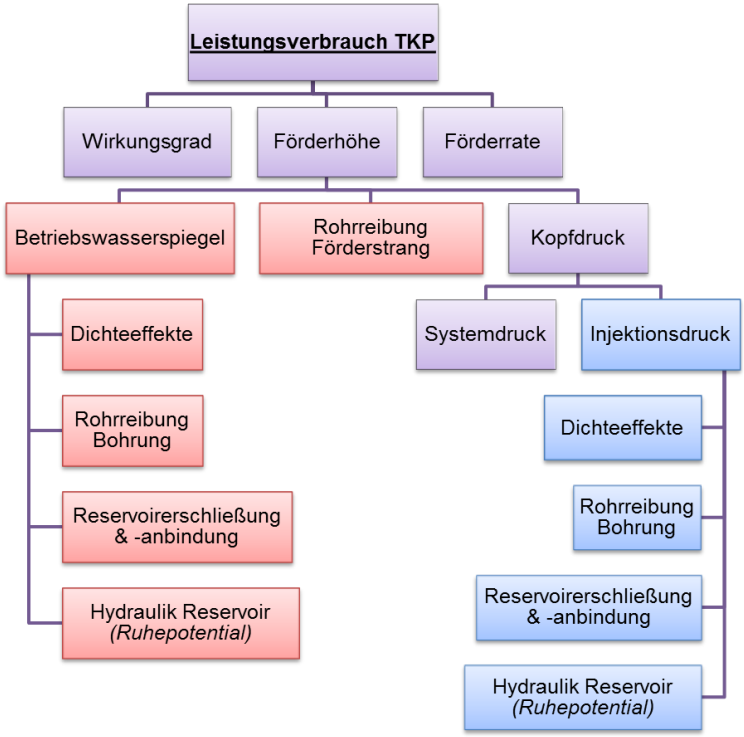


Abb. 37: Gewählte Einflussparameter für Sensitivitätsanalyse

Für die Hydraulik im Reservoir wurden Hydraulikdaten aus den verschiedenen Geothermiebohrungen aus dem Münchner Raum abgeleitet, alle weiteren Eingangsparameter für die Sensitivitätsanalyse wurden unter der Annahme eines idealen Reservoirs analytisch berechnet.

4.5.1.1 Bohrlochproduktivität

Die Bohrlochproduktivität ist abhängig von der Reservoirhydraulik in der Umgebung der Bohrung und dem jeweiligen Erschließungskonzept. Sie stellt die Druckabsenkung im Bohrloch bei gegebener Förderrate dar. Abb. 38. zeigt die Bohrlochproduktivität von ausgewählten Geothermiebohrungen der Molasse und weist den besten und schlechtesten Fall für die Variantenbetrachtung aus.

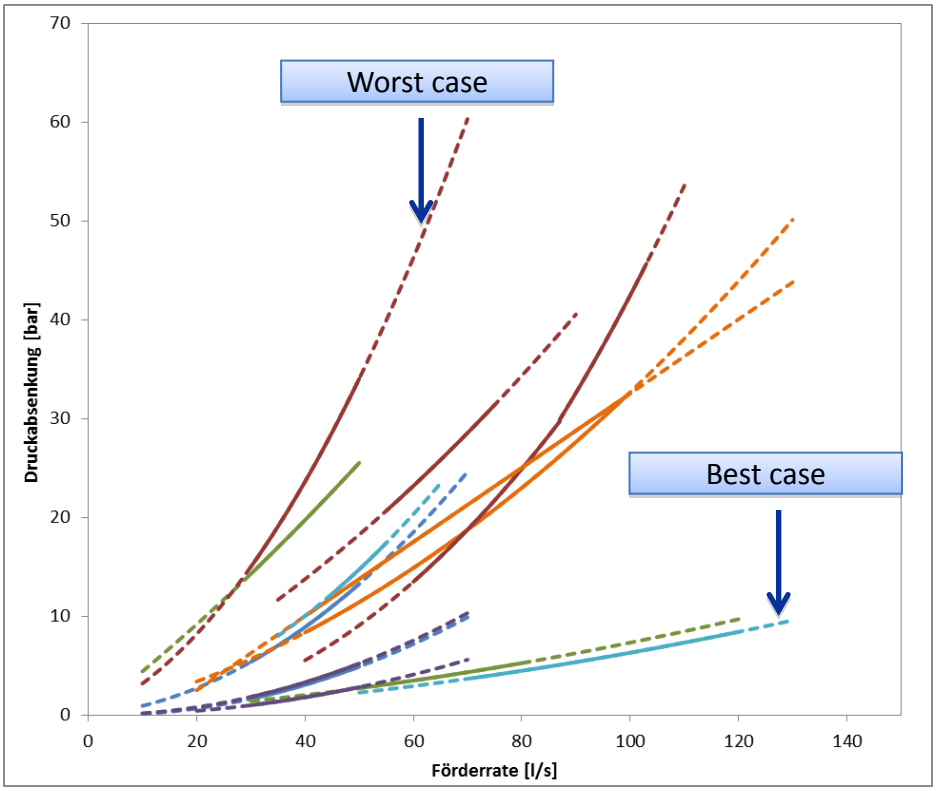


Abb. 38: Datenbasis für Analyse zum Einfluss der Reservoirhydraulik

4.5.1.2 Reservoirerschließung

Die Reservoirerschließung lässt sich in erster Linie durch die Aufschlusslänge aus einem gegebenen Bohrpfad definieren. Diese ergibt sich aus der Neigung der Bohrung, die Strecke wird dabei limitiert durch eine definierte Reservoirmächtigkeit.

Abb. 39 stellt den Einfluss der Bohrstrecke bei gegebener Neigung und guter bzw. schlechter Hydraulik auf Förderrate und Druckabsenkung dar. Der Einfluss der Neigung auf die Produktivität ist je höher umso schlechter die Reservoirhydraulik ist.

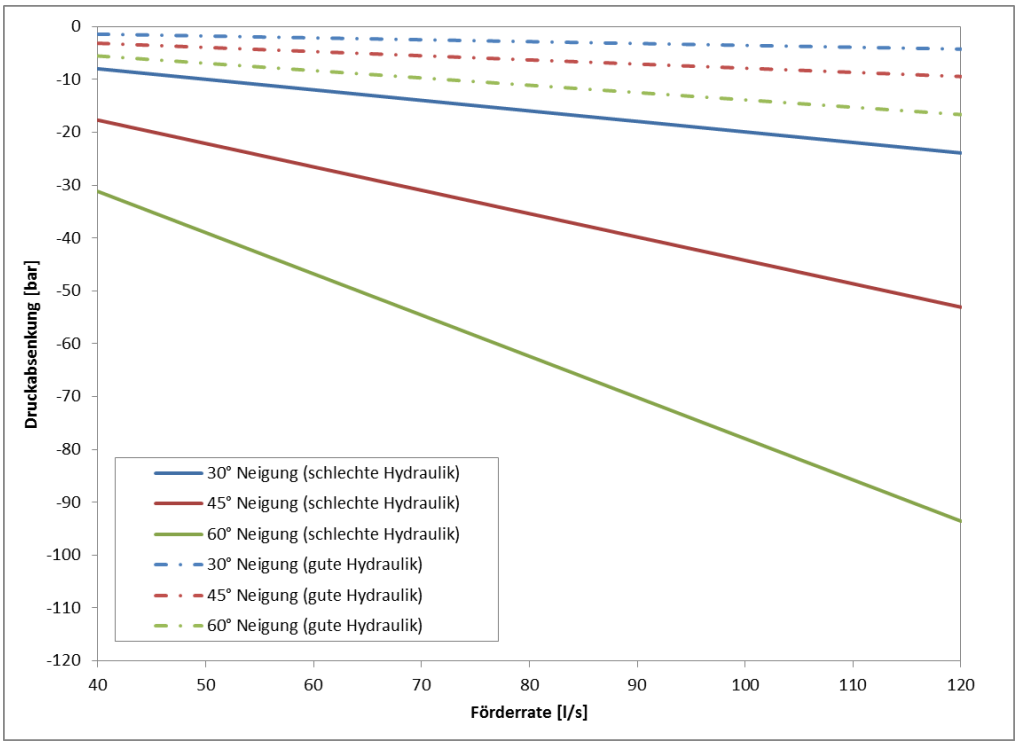


Abb. 39: Simulierter Einfluss der Neigung im Reservoir auf die Druckabsenkung

4.5.1.3 Dichteeffekte Förderbohrung

Der Einfluss der Dichte bei einer gegeben Temperatur und Bohrungslänge (Rohrreibung) auf den Betriebswasserspeigel und die Förderrate ist in Abb. 40 dargestellt.

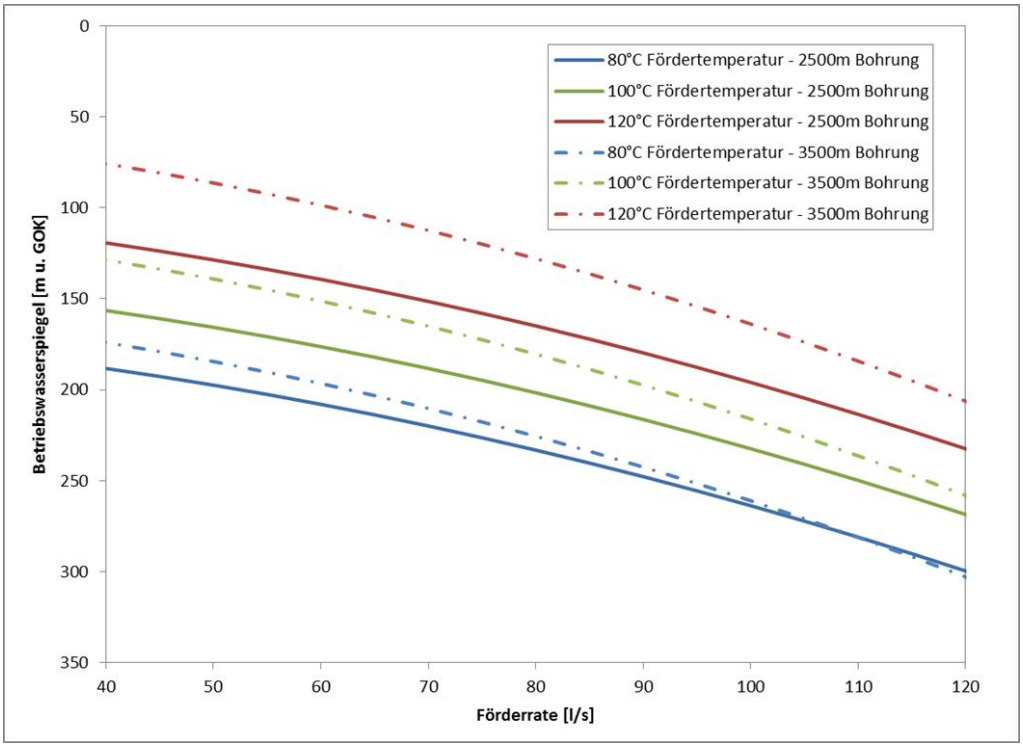


Abb. 40: Simulierter Einfluss der Dichte auf den Betriebswasserspiegel

4.5.1.4 Dichteeffekte Injektionsbohrung

Der Einfluss der Dichte bei einer gegeben Temperatur und Bohrungslänge (Rohrreibung) auf den Injektionsdruck und die Injektionsrate ist in Abb. 41 dargestellt.

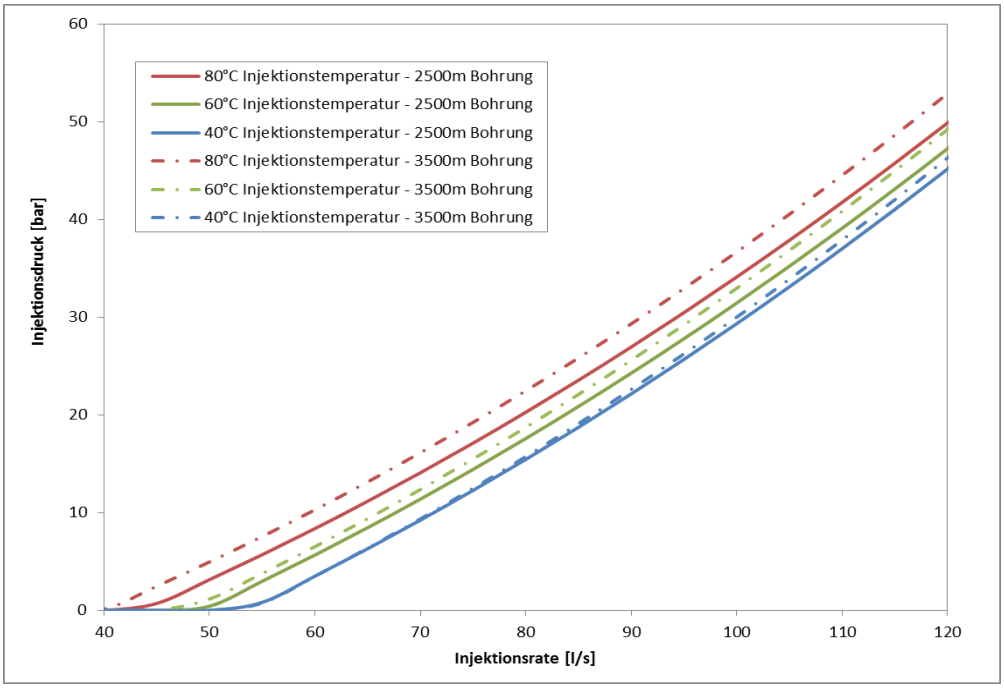


Abb. 41: Simulierter Einfluss der Dichte auf den Injektionsdruck

4.5.1.5 Rohrreibungsverluste des Bohrausbaus

Der Einfluss der Rohrreibungsverluste des Bohrausbaus bei einer gegebenen Temperatur und Bohrungslänge (Rohrreibung) auf den Betriebswasserspiegel und die Förderrate ist in Abb. 42 dargestellt.

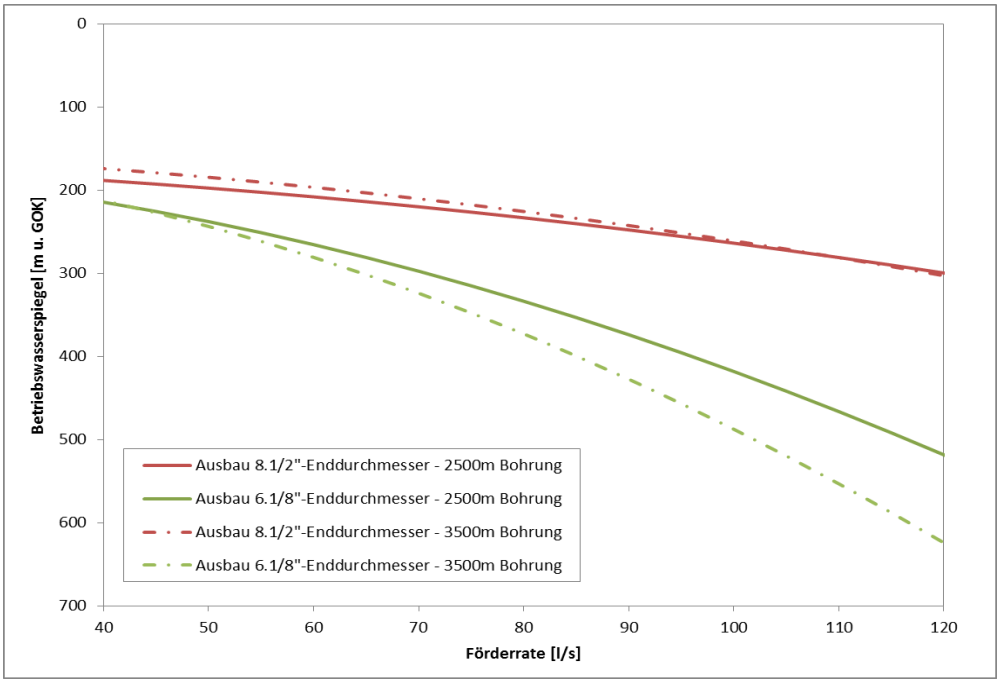


Abb. 42: Simulierter Einfluss der Rohrreibung auf den Betriebswasserspiegel

4.5.2 Ergebnis der Sensitivitätsanalyse

Abb. 43 zeigt in Form eines Tornadodiagrammes den Einfluss der einzelnen Parameter auf die theoretische hydraulische Leistung einer TKP (ohne Beachtung des Wirkungsgrades) bei 80 l/s Fördermenge aus der Sensitivitätsanalyse einer Monte-Carlo-Simulation. Daraus wird ersichtlich, dass die Bohrlochproduktivität (zu B- und C- Koeffizient siehe Kapitel 4.4.1.6.) bei weitem den größten Einfluss besitzt, gefolgt von der Dimensionierung des Bohrlochdurchmessers und der Aufschlusslänge im Reservoir. Bohrlochlänge und Dichteeffekte spielen demnach eine geringere Rolle.

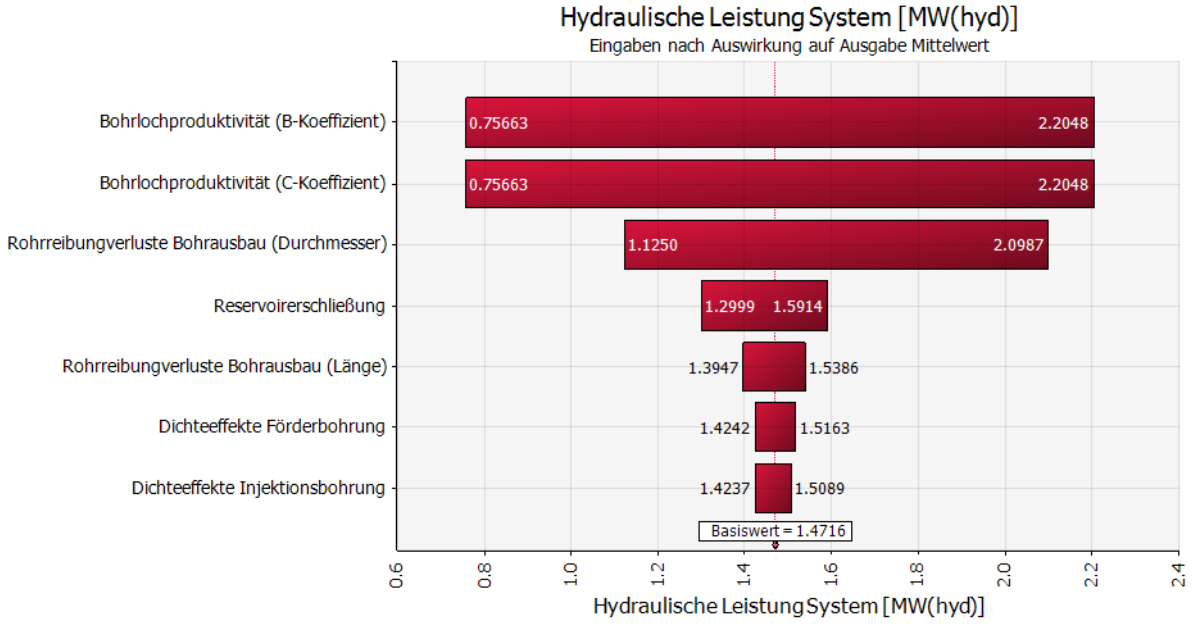


Abb. 43: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse entsprechend der Eingangsparameter bei 80 l/s, (siehe auch Text).

4.6 Ökologische Kennzahl - CO_2 Bilanz zur Niederbringung

Zur Betrachtung der ökologischen Aspekte von geothermischen Anlagen gehört eine ganzheitliche Life-Cycle-Analyse, die Aufschlüsse über Umweltauswirkungen gibt, die durch die Erzeugung von geothermischer Energie verursacht werden. Dazu gehört sowohl die Betrachtung der Herstellungs- als auch der Betriebs- und Rückbauphase. Nach Janczik [JANCZIK ET AL. 2011] trägt dabei die Phase der Bohrungsniederbringung mit ca. 70 – 80% den größten und damit wesentlichen Anteil zum Verbrauch der kumulierten fossilen Energieträgern, und zum CO_2-Ausstoß bei, der über den gesamten Lebensweg anfällt. Hiervon ausgenommen ist jedoch der Verbrauch an Hilfsenergie für die Produktion (z.B. Energiebedarf der TKP). Da eine isolierte Betrachtung dieser Phase jedoch aufgrund der Abgrenzung der benötigten Primärdaten in der Praxis schwierig ist, bietet sich die Miteinbeziehung der Phase „Förderkomplettierung“ an. Durch die Analyse dieser beiden Projektabschnitte, die zugleich den untertägigen Teil der geothermischen Anlage abdecken, kann eine gute Abschätzung für die Klimarelevanz der Errichtungsphase gemacht werden.

Um die Klimarelevanz der entsprechenden Projektphasen zu beurteilen, wird das ausgestoßene Kohlendioxid als der wichtigste Referenzindikator angesehen. Dabei sollte nicht nur auf den direkten lokalen Ausstoß durch Verbrennung fossiler Energieträger Bezug genommen werden, sondern auch auf die Erzeugung des verbrauchten Stroms, die Belastung durch Transportaufwendungen und die

Herstellung der verwendeten Materialien. Als für die Gesamtemission relevant betrachtet werden allerdings nur Materialien, die während der Projektausführung verbraucht werden oder durch die Abnutzung nicht wiederverwendet werden können.

Um eine entsprechende Analyse durchzuführen, kann eine Ökobilanz nach den Normen DIN EN ISO 14040 und DIN EN ISO 14044 durchgeführt werden. Die Normen geben neben Anforderungen an die Durchführung auch den Aufbau der Ökobilanz vor. Die zwingenden Bestandteile dabei sind die Definition von Ziel und Untersuchungsrahmen, die Sachbilanz, die Wirkungsabschätzung und die Auswertung. Es ist möglich, auf die Wirkungsabschätzung zu verzichten; in diesem Fall handelt es sich allerdings um eine sog. „Sachbilanz-Studie“. Diese ist für eine erste Abschätzung der Klimarelevanz der untertägigen Anlage ausreichend.

4.6.1 Methodik

Für die Bestimmung des CO_2-Ausstoßes werden Primär- und Sekundärdaten benötigt. Primärdaten in diesem Zusammenhang sind Angaben zu Materialzusammensetzungen und deren Mengen, die im Rahmen der Systemgrenzen, wie weiter unten definiert, betrachtet werden. Diese Daten gehen aus Projektdokumenten, wie z.B. Lieferscheinen, Bestelllisten oder Herstellerangaben hervor.

Sekundärdaten andererseits sind spezifische CO_2-Daten, die in Datenbanken zur Verfügung stehen, wie zum Beispiel in der online Datenbank „ProBas“ (Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente), die vom Umweltbundesamt und dem Öko-Institut kostenfrei zur Verfügung gestellt wird. Hieraus kann der CO_2-Ausstoß pro definierte funktionelle Einheit ermittelt werden. Diese, bezogen auf die Mengenangaben aus den Primärdaten ergeben den Gesamtausstoß in Kilogramm bzw. Tonnen CO_2.

Im Weiteren erfolgt eine Unterscheidung der betrachteten Elemente nach „Systemen“, „Prozessen“ und „Komponenten“ (vgl. Abb. 44). Sie werden wie folgt unterschieden:

- System: die größte betrachtete Einheit. In dieser Untersuchung gibt es zwei Systeme: die Bohrungsniederbringung und die Förderkomplettierung. Ein System besteht aus unterschiedlichen Prozessen.
- Prozess: die nächstgrößere Einheit innerhalb eines Systems. Ein Prozess besteht aus Komponenten.
- Komponente: kleinste betrachtete Einheit.

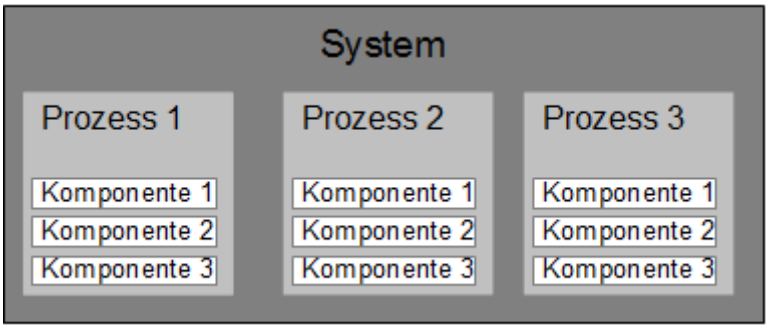


Abb. 44: Systematik der Grundbegriffe

4.6.2 Festlegung der Systemgrenzen

Für die Erfassung des CO_2-Ausstoßes ist es außerdem nötig, den Untersuchungsrahmen zu definieren. Im gegebenen Fall sollte dieser zwei Projektphasen umfassen, die im Weiteren als Systeme definiert werden: die „Bohrungsniederbringung“ mit den Prozessen Bohrungsabteufung, Bohrungsverrohrung, Zementierung, Bohrspülung und Bohrlochmessungen, sowie die „Förderkomplettierung“ mit den Prozessen hydraulische Tests, Stimulation, Einbau der Tauchkreiselpumpe und dem Aufbau des Wellhead. Abb. 45 stellt alle Prozesse vom Bohrplatzbau bis hin zum Rückbau der Anlage („cradle–to-grave“) dar. Die zu betrachtenden Systeme sind graphisch hervorgehoben.

Neben der genannten Abgrenzung der Projektphasen als Systeme sollten zusätzliche Systemabgrenzungen vorgenommen werden. Diese werden im Folgenden erläutert.

4.6.2.1 Materialbezogene Systemgrenze

Die Definition der materialbezogenen Systemgrenze ist dabei von besonderer Bedeutung, da hier die Art des zu berücksichtigenden Materialeinsatzes und Energieaufwandes festgelegt wird. Für die ökologische Betrachtung der geothermischen Anlage ist es ausreichend nur die Komponenten, also Arbeitsstoffe, Gebrauchsgegenstände und Arbeitsmaschinen zu betrachten, die in anderen Projekten nicht wiederverwendet werden können. Nicht dazu gehört der Herstellungsprozess, das verarbeitete Material, die Entsorgung und das Recycling von Arbeitsmaschinen und sonstigen, wiederverwendbaren Gebrauchsgegenständen, die im Projekt nur temporär Verwendung finden. Miteinzubeziehen ist jedoch der lokal anfallende Energiebedarf an Strom oder fossilen Energieträgern zum Betrieb der Arbeitsmaschinen. Dieser, zusammen mit den Transportaufwendungen kann systemunabhängig und projektphasenübergreifend erfasst werden.

4.6.2.2 Geographische Systemgrenze

Die geographische Systemgrenze beschreibt die Lokation des Bohrplatzes, die zugleich der Entstehungsort der treibstoffbedingten Emissionen ist und die geographische Herkunft der verwendeten Materialen. Sollten zum Letzteren keine genauen Informationen vorliegen, können typische Herstellungsorte angenommen werden.

4.6.2.3 Zeitliche Systemgrenze

Mit der zeitlichen Systemgrenze kann der Betrachtungszeitraum der Projektausführung eingeschränkt werden. Jedoch sollte dies bei der gegenständlichen Untersuchung der tatsächlichen Ausführungsdauer gleichgesetzt werden, da anderenfalls die ökologische Analyse möglicherweise unvollständig sein könnte. Auf der anderen Seite ist die zeitliche Grenzziehung in Bezug auf die Aktualität der Sekundärdaten (d.h. der spezifischen CO_2-Daten) als sinnvoll zu erachten. Diese sollten möglichst aus dem Zeitraum der Projektausführung entstammen, ansonsten sind sie nach größter Aktualität auszuwählen.

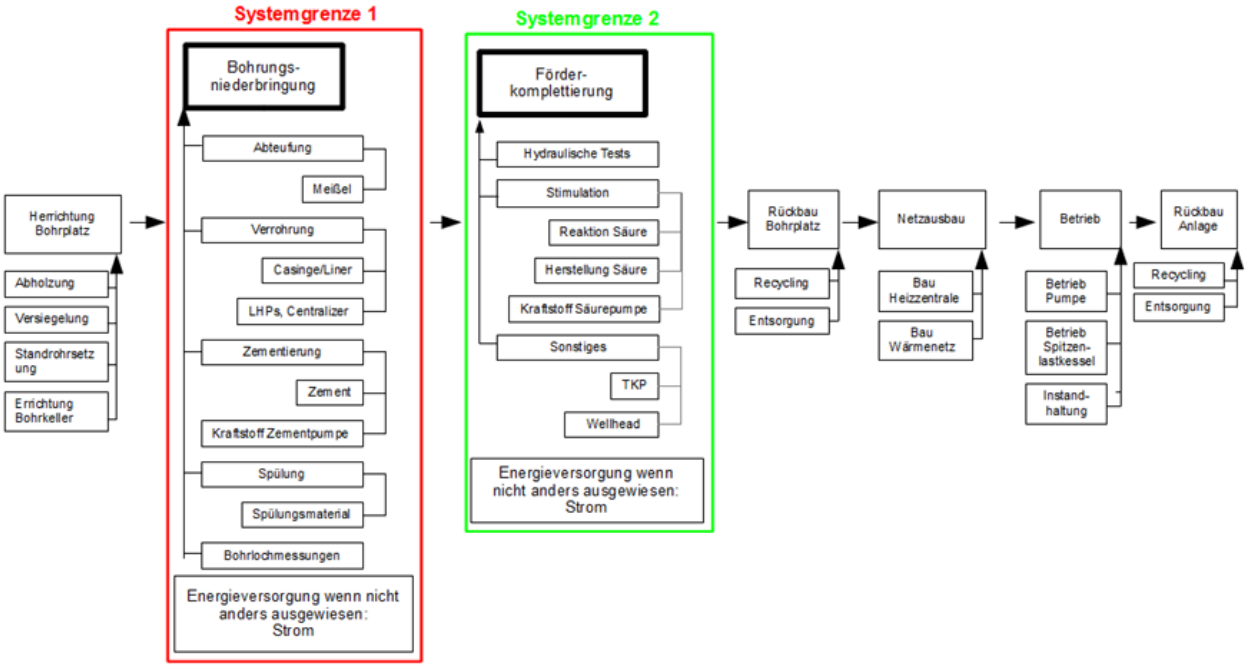


Abb. 45: Darstellung der Systeme Bohrungsniederbringung (System 1) und der Förderkomplettierung (System 2) innerhalb des Lebenszyklus einer geothermischen Anlage

4.6.3 Sachbilanz

In der Sachbilanz sollten die zu betrachtenden Komponenten für jeden Prozess festgesetzt werden. Dazu sollte für jeden Prozess eine eigene Systemgrenze gezogen werden, dies sollte analog zu der in der materialbezogenen Systemgrenze festgelegten Bedingungen erfolgen. Anschließend muss für jede Komponente die Materialzusammensetzung und die jeweils verwendete Menge festgestellt werden. Dies kann anhand von Lieferscheinen, Herstellerangaben, aus Handbüchern oder - falls die vorher genannten nicht verfügbar sind - anhand von branchenüblichen Annahmen erfolgen.

Für jedes verwendete Material sollte anschließend aus einer Öko-Datenbank, wie z.B. „ProBas“, der spezifische CO_2-Ausstoß ermittelt werden. Dies kann unter Umständen für weniger häufig verwendete Materialien eine Schwierigkeit darstellen. In diesem Fall sollte abgewogen werden, ob dieses Material für die Gesamtbetrachtung vernachlässigbar ist oder nicht. Sollte dies nicht der Fall sein, kann mit Vergleichswerten gerechnet werden, die jedoch mit Sicherheitsbeiwerten aufgeschlagen werden sollten.

Die Gesamtbilanz für den jeweiligen Prozess kann schließlich durch die Multiplikation des spezifischen CO_2-Ausstoßes mit der verwendeten Menge des jeweiligen Materials ermittelt werden.

Soweit die Transportwege aus dem Projektunterlagen nachvollziehbar sind, sollten sie vorrangig projektspezifisch ermittelt werden. Sollte dies nicht der Fall sein, können Angaben zu vergleichbaren Projekten aus der Fachliteratur, wie zum Beispiel nach Rogge [Rogge 2004], zur Betrachtung herangezogen werden.

Die Aufwendungen für die Energieversorgung des Bohrplatzes - und ggf. der Bohranlage - in Form von Strom können aus den Stromrechnungen ermittelt werden. Die verbundenen Emissionen sind

oftmals direkt von der Rechnung des Stromversorgers ablesbar, anderenfalls kann auch hier auf die Öko-Datenbank zurückgegriffen werden.

Wird die Bohranlage dagegen mit fossilen Energieträgern betrieben – in diesem Fall in der Regel Diesel – geht der Verbrauch entweder indirekt aus den Herstellerangaben zum Verbrauch der Anlage oder direkt aus Bestellungen im Zusammenhang des Projekts hervor.

Nachdem die Zwischenbilanzen aller Prozesse, sowie der Transportaufwendungen und der Energieversorgung aufgestellt worden sind, können diese zur Gesamtbilanz aufaddiert werden.

Für eine möglichst genaue Betrachtung der gesamten untertägigen Anlage sollte die Gesamtbilanz für jede Bohrung einzeln vorgenommen werden. Für eine vereinfachte Betrachtung kann jedoch die Bilanzierung für eine Bohrung gemacht werden und anschließend überschlägig mit der Anzahl der Bohrungen multipliziert werden. Eine weitere Möglichkeit ist die Verrechnung der Gesamtbilanz einer Bohrung auf gebohrte Meter, mit dem man den spezifischen CO_2-Ausstoß pro Bohrmeter erhalten kann.

4.6.4 Datenbewertung

Um die Belastbarkeit der aus der Sachbilanz erhaltenen Ergebnisse zu prüfen, sollten verschiedene Aspekte der Datenqualität untersucht werden. Diese beinhalten die Datensicherheit, die Datenkonsistenz und die Bewertung der vernachlässigten Faktoren.

4.6.4.1 Datensicherheit

Für die Bewertung der Datensicherheit sollte für jede Zwischenbilanz eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden. In diesem Zusammenhang sollte sowohl auf die Unsicherheit der generischen Daten aus der Öko-Datenbank als auch auf Daten, die aufgrund fehlender Angaben in der Datenbank nicht verfügbar waren, eingegangen werden. Durch eine Beaufschlagung von Sicherheitsbeiwerten für die entsprechenden Unsicherheitsfaktoren soll dann die Abweichung in der Gesamtbilanz untersucht werden. Abschließend muss beurteilt werden, ob die mögliche Abweichung von dem errechneten Ergebnis im tolerierbaren Bereich bleibt.

4.6.4.2 Datenkonsistenz

Bei der Datenkonsistenz sollte im Speziellen die Herkunft der spezifischen CO_2-Daten untersucht werden, da hier selbst bei der konsistenten Verwendung einer Datenbank unterschiedliche Quellen möglich sind. Es ist dann abzuwägen, auf welchem Weg und welcher Grundlage die Daten erhoben wurden und ob diese aus den verschiedenen Quellen vergleichbar sind.

4.6.4.3 Vernachlässigte Faktoren

Durch die Definition von Systemgrenzen werden bestimmte Faktoren vernachlässigt. Dazu gehören nach dem in der Methodik beschriebenen Vorgehen das Recycling und die Entsorgung von Arbeitsmaterialien, sowie die Herstellung und Reparatur der Arbeitsmaschinen und der Gebrauchsgegenstände. Für die Vernachlässigung sind zwei Gründe möglich: einerseits könnten die Komponenten einem anderen System im Zusammenhang des Lebenszyklus der Bohranlage zugeordnet werden, wie dies der Fall für Entsorgung und Recycling ist. Andererseits kann dies auf fehlende und nur schwer zugängliche Daten zurückzuführen sein, wie im Falle der Arbeitsmaschinen

und Gebrauchsgegenstände. In diesem Fall wäre jedoch eine Betrachtung über die Lebenszeit dieser Geräte und Gegenstände erforderlich um den Anteil der Herstellung und der Abnutzung für das jeweilige Projekt abschätzen zu können, was eine eigene Life-Cycle-Betrachtung erforderlich machen würde.

4.6.5 Ergebnisse der CO_2 Bilanzierung

Die zuvor beschriebene Vorgehensweise zur Berechnung der CO_2-Bilanz wurde für eine Geothermiebohrung exemplarisch durchgeführt. Dazu wurde eine Förderbohrung von einer der vier Anlagen untersucht, mit einer Gesamtbohrstrecke von ca. 2.600 m MD und annähernd gleicher vertikaler Teufe. Die Bohrarbeiten erfolgten mit einer elektrisch betriebenen Bohranlage. Die somit errechneten Emissionen beliefen sich auf knapp 245 kg CO_2 pro Bohrmeter. Der größte Anteil des Ausstoßes kam dabei der Bohrungsverrohrung mit ca. 39,5 % zu, gefolgt von der Stromversorgung mit 28,2 % und der Zementierung mit 13,1 % (vgl. Abb. 46). Die Gesamtemission für die Niederbringung der Dublette beträgt demnach ca. 1.300 t CO_2. Diese Menge ist bereits nach wenigen Monaten Betrieb der Anlage amortisiert.

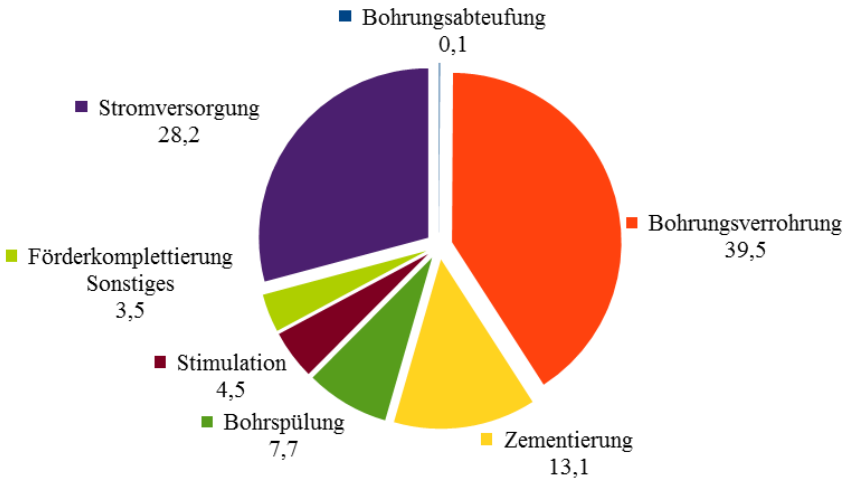


Abb. 46: Anteil der einzelnen Prozesse an der Gesamtemission

4.7 Ökonomische Kennzahlen

Die vier Erschließungskonzepte wurden neben der hydraulischen Charakteristik auch im Hinblick auf ihre Niederbringungskosten ausgewertet. Die Kapitalkosten für die Investition zur Erschließung (Dublette) und Wärmeverteilung (Fernwärmenetz) stellen bei Tiefengeothermieprojekten einen wesentlichen Anteil an den Wärmegestehungskosten. Die Betriebskosten bzw. variablen Kosten sind im Vergleich zu konventioneller Wärmeerzeugung aktuell geringer, was eine Amortisation der Gesamtinvestition über die Projektlaufzeit ermöglicht.

Die Gesamtinvestitionen für die Niederbringung der untersuchten Dubletten bzw. Triplette (exkl. Bohrplatz) liegen zwischen 6,6 und 19,9 Mio. € (inflationsbereinigt bis 2014). Die Erschließungskosten sind zum einen abhängig vom jeweiligen Erschließungsziel (Teufe, erforderlicher Bohrpfad und Well Design), dem Wettbewerb im Bohrsektor, den geologischen bzw. bohrtechnischen Anforderungen und Risiken (z.B. zusätzliche Rohrtour) sowie der Fündigkeit. Bei Nicht-Fündigkeit,

bzw. zu geringer Schüttung, sind u.U. kostenintensive Stimulationsmaßnahmen, Vertiefungen oder „Side-tracks“ erforderlich. Die folgende Grafik (Abb. 47) zeigt die Verteilung der Erschließungskosten nach Gewerken für eine der untersuchten Dubletten (exkl. Energiezentrale und Fernwärmenetz).

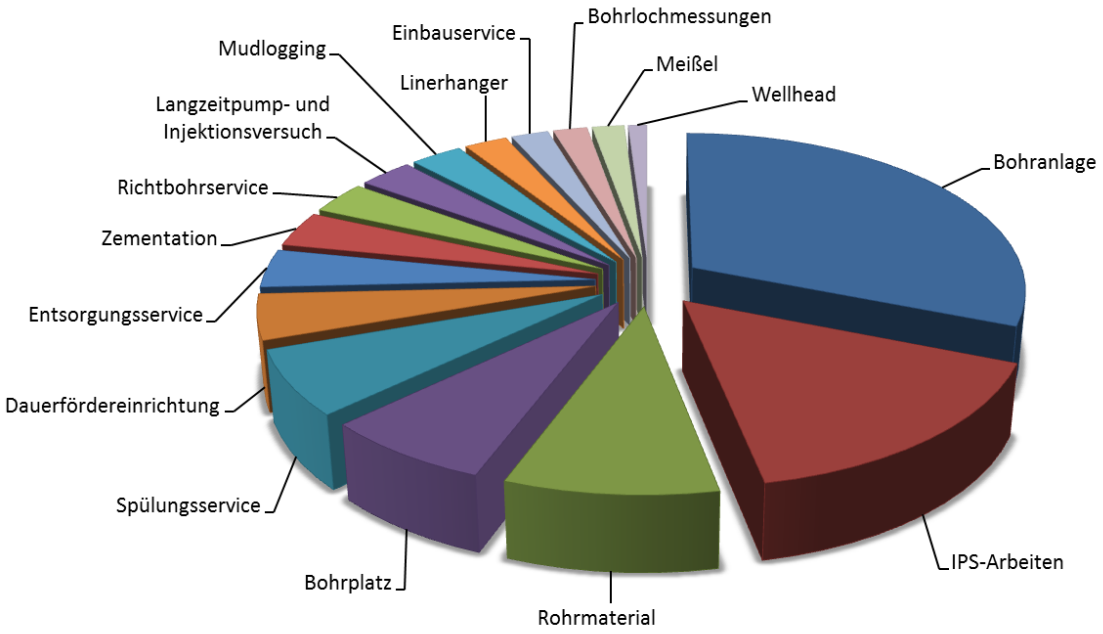


Abb. 47: Verteilung der Erschließungskosten nach Gewerken am Beispiel einer ausgewählten Dublette

4.7.1 Spezifische Bohrkosten

Zur Vergleichbarkeit der jeweiligen Bohrkosten, wurden diese auf Meter Bohrstrecke (m MD) normiert und bis 2014 inflationsbereinigt. Dabei wurden Kosten je Meter Bohrstrecke von 594 bis 1.667 €/m MD ermittelt. Die angegebenen spezifischen Bohrkosten beinhalten keine Kosten für Grundstück, Bohrplatz, Mudlogging, IPS-Arbeiten, sonstige Kosten oder die Dauerfördereinrichtung.

4.7.2 Spezifische Investitionskosten

Die Zusammenstellung und Gliederung der Kosten sowie die hydraulisch-thermische Auswertung wurde als Grundlage für eine möglichst standortunabhängige Bewertung der Anlagen herangezogen. Der Vergleich der Anlagen untereinander gestaltet sich aufgrund der verschiedenen Bohrtiefen (bedingt durch die Tiefenlage des Malm) und damit auch Temperaturen als schwierig. Bedingt durch folgende vereinfachte Annahmen, wurden als weitgehend standortunabhängige Kennzahl deshalb die spezifischen Erschließungskosten in Mio.€/MW_{th} definiert. Werden im Vorfeld einer Erschließung für verschiedene regionale Standorte eine in etwa vergleichbare Reservoirhydraulik angenommen, wird die zu erwartende thermische Leistung in erster Linie durch die Teufenlage des Reservoirs und den geothermischen Gradienten bestimmt. Es wird daher für die Vergleichbarkeit der Erschließungskosten angesetzt, dass bei zunehmender Teufenlage des Reservoirs, die thermischen Leistung sowie die Bohrkosten direkt proportional steigen. Dies stellt jedoch eine Vereinfachung dar, da auf der aktuellen Datenbasis Temperaturanomalien sowie auch finanzrelevante bohrtechnische Aspekte nicht mit berücksichtigt werden können. Für die betreffenden Anlagen konnten Werte zwischen 0,44 bis

1,35 Mio.€/MW_{th} (exkl. Grundstück und Bohrplatz, inflationsbereinigt bis 2014, normiert Rücklauf 55 °C) ermittelt werden.

Anmerkung zur Hydraulik: Es sind überregionale Tendenzen in Bezug auf die Reservoirdurchlässigkeit im Großraum München bekannt, so kann ein Rückgang von Norden nach Süden festgestellt werden. Aufgrund jedoch der lokal extrem ausgeprägten Permeabilitätskontraste (z.B. Förderbohrung 1 Anlage 4 zur Injektionsbohrung der Anlage 4) und der relativ nahen geografischen Lage der betrachteten Anlagen, kann hier die überregionale Tendenz in dieser Kennzahl und für diesen Bewertungsrahmen jedoch vernachlässigt werden.

4.8 Bewertungsmatrix und Benchmark

Die zuvor definierten und ausgewählten Kennzahlen wurden für alle vier Anlagen anhand von Betriebsdaten je nach Verfügbarkeit als Durchschnitt aus zwei oder min. einem Jahrgang gebildet. Die Kennzahlen sind als Benchmark für den Primärkreis in der nachfolgenden Bewertungsmatrix gegenübergestellt.

Tabelle 6: Bewertungsmatrix für Benchmark der untersuchten Anlagen

Anlage			Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4	Ø
max. theoretische thermische Leistung		[MW_{th}]	9,3	11,4	14,6	12,6	12,0
max. normierte thermische Leistung (RL 55°C)		[MW_{th}]	10,9	9,8	13,8	12,8	11,8
Produktivitätsindex*	30 l/s	[l/s*bar]	14,72	9,02	13,32	9,84	13,4
	60 l/S		8,68	6,03	6,95	6,08	7,6
	90 l/s		6,16	4,53	4,71	4,39	5,3
Injektivitätsindex*	30 l/s	[l/s*bar]	-	6,64	7,69	-	7,2
	60 l/S		-	4,32	4,74	-	4,5
	90 l/s		-	3,20	3,42	-	3,3
max. Transmissivitäten der Förderbohrungen (instationär)		[m²/s]	4,5E-0,3	2,6E-03	5,2E-03	4,3E-04	3,2E-03
mittl. Förderrate		[l/s]	67,8	59,4	60,0	54,6	60,5
mittl. Injektionstemperatur (arithmetisch)		[°C]	73,6	56,9	64,6	71,2	66,6
mittl. Injektionstemperatur (volumetrisch gewichtet)		[°C]	73,3	56,0	64,9	70,5	66,2
thermisch-hydraulische Leistungszahl (100% Förderrate, normiert RL 55°C)*		[kW_{th}/kW_{hydr}]	40,4	30,3	37,3	40,1	37,0
spez. thermisch-hydraulische Leistungszahl (letzter Liter bei 100% Förderrate, normiert 55°C)*		[kW_{th}/kW_{hydr}]	13,4	10,4	12,7	26,3	15,7
spez. hydraulische Pumpenleistung (100% Förderrate)*		[kW_{hydr}/(l/s)]	3,2	4,1	4,4	6,1	4,4
spez. thermische Leistung (100% Förderrate, normiert 55 °C RL)*		[kW_{th}/ (l/s)]	128,2	124,1	163,1	243,3	164,7
spez. Investkosten Bohrungen (exkl. Bohrplatz, inkl. IPS-Arbeiten, Inflationsbereinigt bis 2014, normiert RL 55°C)		[Mio€/MW_{th}]	0,97	1,12	0,44	1,35	0,97
spezifische Bohrkosten (inkl. IPS-Arbeiten, exkl. Bohrplatz, inflationsbereinigt bis 2014)		[€/m MD]	1.459	1.667	594	1.081	1.200
**berechnete Werte anhand der ermittelten PI-Kurven*							

Die folgenden Aussagen zum Benchmark beziehen sich, falls nicht explizit erwähnt, immer auf die maximale Förderrate bzw. maximal normierte thermische Leistung (Rücklauf 55°C) der jeweiligen Anlagen. Die Kennzahlen basieren auf den erfassten Messdaten und Auswertungen und wurden zur Vergleichbarkeit zum Teil normiert (vgl. Angaben in Tabelle 6).

Aus hydraulisch-thermischer Sicht, weisen die Anlagen 1, 2, und 3 sehr ähnliche Werte (Temperaturen und Produktivitäten) auf, was zum größten Teil auf die geografische Nähe der Bohrungen zueinander und zum anderen auf eine vergleichbare Reservoircharakteristik zurückzuführen ist. Die Anlage 4 stellt hier eine Ausnahme dar und verfügt aufgrund ihrer größeren Tiefenlage des Aquifers über höhere Temperaturen. Jedoch weisen die Förderbohrungen bedingt durch die angetroffene faziell-diagenetische Ausprägung des Reservoirs eine schlechtere Hydraulik auf.

Bezüglich der Energieeffizienz (thermisch-hydraulische Leistungszahl), liegen die Anlagen 1, 3 und 4 nahezu gleich auf, die Anlage 2 weist hier mit etwas Abstand den geringsten Wert auf. Wird das Aufwand-Nutzen Verhältnis des „letzten Liters“ bei Maximalförderleistung betrachtet, zeigt sich das hier die Anlage 4 noch einen sehr guten Wert aufweist, was hauptsächlich auf die geringere max. Förderrate zurück zuführen ist. Wird die max. thermische Leistung betrachtet, so liegen alle Anlagen in etwa gleich auf. Die geringere max. Förderrate der Anlage 4 wird hier durch die höhere Fördertemperatur kompensiert, was sich deutlich anhand der spezifischen thermischen Leistung von 243 kW_{th}/(l/s) darstellt.

Der Regelbereich und die spezifischen Druckverluste besitzen nur eine relativ geringe Vergleichbarkeit und werden deshalb an dieser Stelle nicht näher erläutert.

Aus Sicht der Erschließungskosten, der spezifischen Investitionskosten je Megawatt thermischer Leistung, sowie der spezifischen Bohrkosten je Meter Bohrstrecke, setzt sich die Anlage 2 deutlich positiv ab. Gegenüber dem Mittelwert der vier Anlagen fallen die Kosten hier um die Hälfte geringer aus.

Zusammenfassend lassen sich für den untertägigen Bereich der untersuchten Anlagen die geothermische Leistungszahl sowie die spezifischen Erschließungskosten als wesentliche Bewertungs- und Vergleichskennzahlen angeben. Diese lassen jedoch keinen direkten Rückschluss auf Optimierungs- und Leistungssteigerungspotenziale zu (vgl. Kap. 6).

Im Hinblick auf die Betriebskosten, die energetische und ökologische Gesamteffizienz spielen neben der geothermischen Leistungszahl die Kennzahlen des Sekundärkreises und der Wärme-abnehmerstruktur eine entscheidende Rolle. Die Darstellung und Diskussion der Kennzahlen zum Sekundärkreis, der Wärmeabnehmerstruktur sowie der energetischen, ökologischen und ökonomischen Gesamteffizienz ist Teil des Abschlussberichts des Verbundpartners (Hochschule München).

5 Modell und Simulation (AP4)

Im Rahmen des Verbundprojektes wurde von ERDWERK ein Modell zur Simulation des untertägiges Systems mit der Software *Matlab Simulink* erstellt. Ziel des Simulationstools „Untertage“ ist es (bei vorgegebenen Reservoirbedingungen, Verrohrungsschemata und Förderraten) den Stromverbrauch einer TKP über einen definierten Zeitraum berechnen zu können.

Das Modell ermittelt hierbei in definierten, zeitlich diskretisierten Intervallschritten die Förderhöhe der Tauchkreiselpumpe bei vorgegebenen Förderraten und berechnet daraus die erforderliche hydraulische Leistung der Pumpe.

5.1 Datenverarbeitung

Das Modell ist so konzipiert, das es für alle betrachteten (und möglichst auch andere) Geothermieanlagen variabel einsetzbar ist und trotzdem für jede Anlage individuell angepasst werden kann. Dies bedeutet, dass zunächst zahlreiche anlagenspezifische Daten als Eingangsparameter definiert und in das Modell eingepflegt werden müssen. Dies erfolgt über eine Eingabemaske in *Matlab*, in der alle wichtigen Parameter erfasst werden (vgl. Abb. 48). Dynamische Daten über die Zeit, wie z.B. aufgezeichnete Förderraten oder Temperaturverläufe, können zudem – falls vorhanden – als Datenmatrizen ins Modell importiert werden. Die Eingabemaske kann beliebig ergänzt und um weitere Parameter erweitert werden.

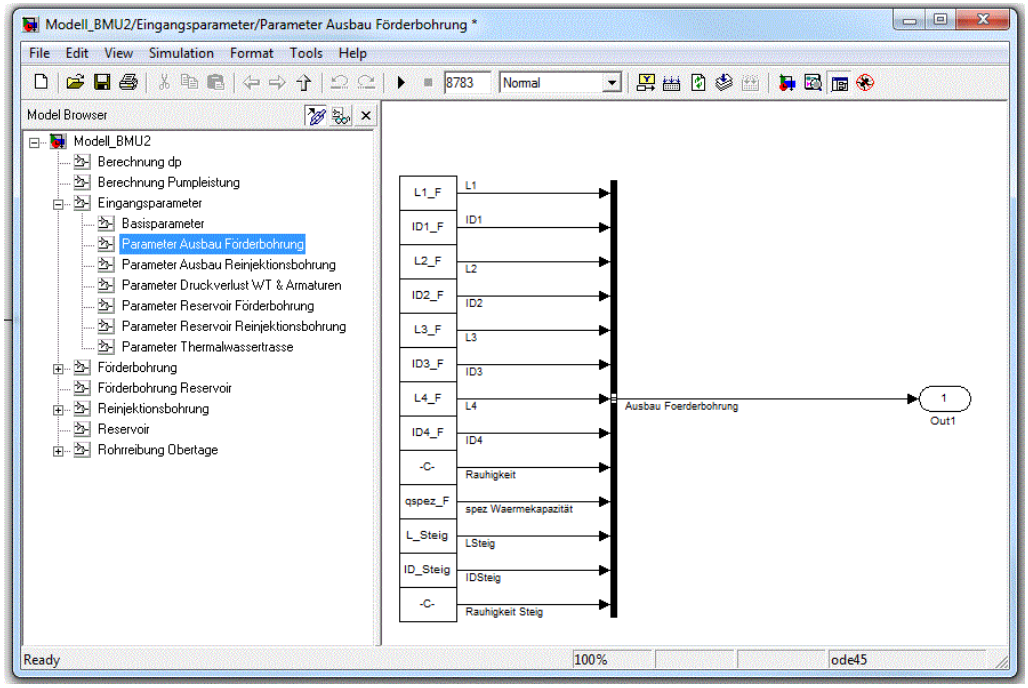


Abb. 48: Beispielhafte Abbildung des Moduls Eingangsparameter in Simulink (Untermodul Ausbau Förderbohrung)

Die einzugebenden Daten können wie folgt unterteilt werden:

- Hydraulische Eigenschaften von Förder- und Reinjektionsbohrung im Reservoir
- Ruhedrücke und Tiefen Top Grundwasserleiter für Förder- und Reinjektionsbohrung
- Förder- bzw. Injektionsrate, Fluideigenschaften, Temperaturen an Förder- und Reinjektionsbohrung sowie Obertage
- Ausbau von Förder- und Injektionsbohrung sowie obertägigem Bereich des Primärkreislaufs (Heizzentrale, Thermalwassertrasse)
- Anlagentechnische und pumpenspezifische Kennwerte

5.2 Modellaufbau

Das Modell ist in diverse Module unterteilt, in denen die verschiedenen Prozessschritte im Primärkreislauf einer geothermischen Dublette berechnet werden. Der Modellaufbau in ist in graphischer Form als Abb. 49 dargestellt und zeigt eine Übersicht zur Grundstruktur.

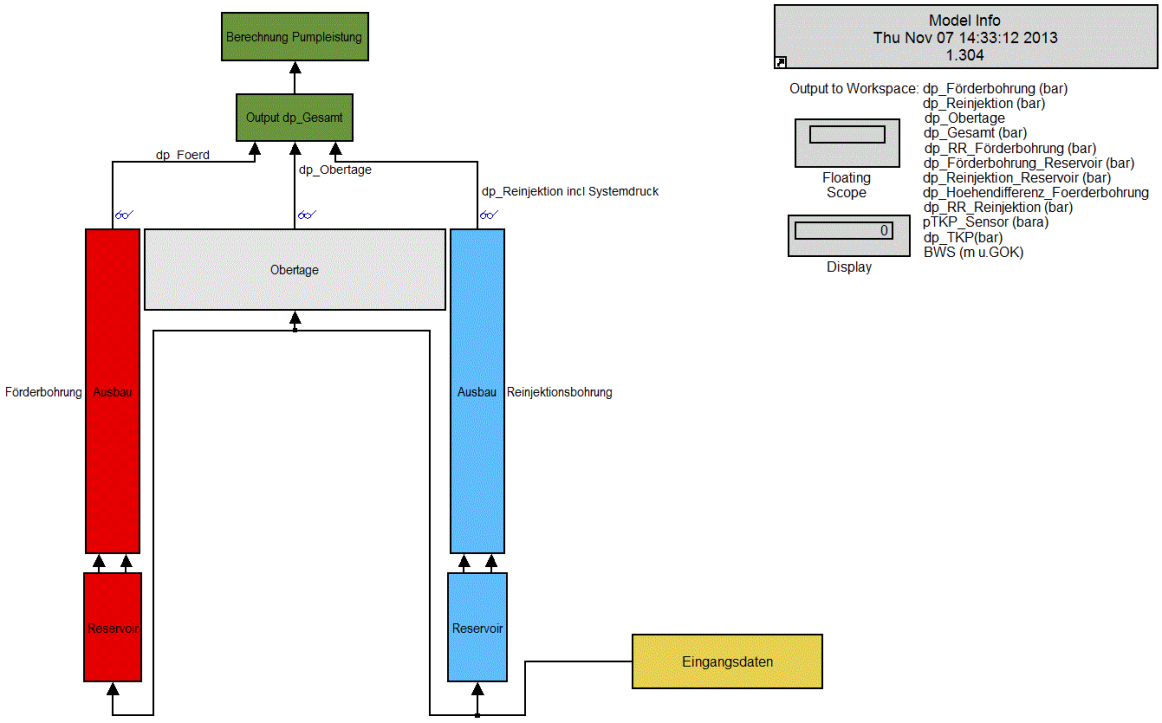


Abb. 49: Grundaufbau des Modells

Vereinfacht kann das Modell folgendermaßen untergliedert werden:

- Druckverluste Förderbohrung (Reservoir, Verrohrung und Steigleitung)
- Druckverluste Reinjektionsbohrung (Reservoir und Verrohrung)
- Druckverluste übertägiger Primärkreislauf (Heizwerk und Thermalwassertrasse)
- Ermittlung Förderhöhe
- Ermittlung elektrische Leistung

Im Modell werden die Druckverluste aus den verschiedenen Modulen aufsummiert und die Gesamtförderhöhe ermittelt, die von der Pumpe bereitgestellt werden muss. Aus dieser kann in Abhängigkeit der jeweiligen Pumpenkonfiguration die elektrische Leistung ermittelt werden, welche

die Pumpe für die Thermalwasserförderung benötigt. Alle Module können hierbei auf die definierten Eingangsdaten (vgl. Kap. 5.1) zugreifen.

Das Modell ist so konzipiert, dass es bei Bedarf relativ einfach um weitere Module oder auch Eingangsparameter ergänzt werden kann (z.B. bei Erweiterung der Anlage auf zwei Förderbohrungen o.ä.).

5.2.1 Förderbohrung

Für die Förderbohrung werden in getrennten Modulen der Druckverlust im Reservoir (anhand dessen hydraulischen Eigenschaften) sowie die Rohrreibungsverluste ermittelt. Unter Berücksichtigung der Höhen- bzw. Druckdifferenz zwischen Ruhewasserspiegel und Geländeoberkante wird anschließend der Gesamtdruckverlust in der Förderbohrung berechnet.

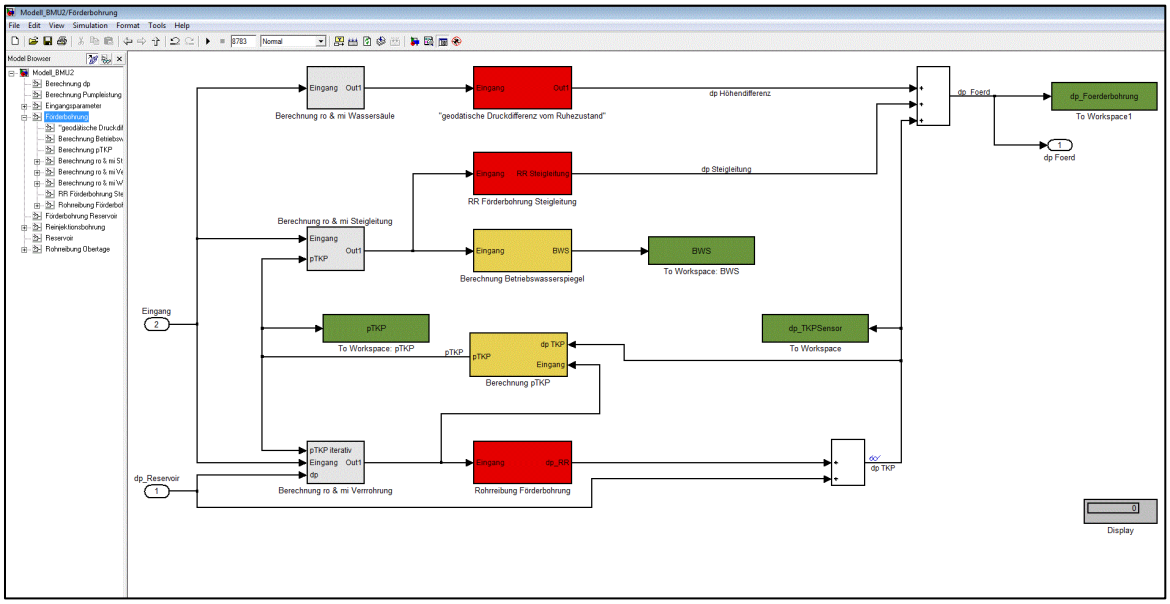


Abb. 50: Modul für die die Ermittlung der Druckverluste in der Förderbohrung (Ausbau)

<u>Modul: Druckabsenkung im Reservoir</u>

Die Bestimmung der Druckabsenkung *dp* im Reservoir erfolgt für das erstellte Modell (vgl. Abb. 51) mit Hilfe des Hantush-Bierschenk-Verfahren. Der lineare Widerstandskoeffizient des Grundwasserleiters und lineare Brunneneintrittsverluste (B) sowie nichtlineare Brunneneintrittsverluste (C) müssen zunächst anhand eines Stufentests (bzw. mehrerer stationärer Stufen im Betrieb) an der jeweiligen Bohrung graphisch ermittelt werden (vgl. 4.4.1.6).

Die beiden ermittelten Parameter müssen anschließend im Modell jeweils für die Förder- und die Reinjektionsbohrung als Eingangsparameter definiert werden. Der Druckverlust an Top Reservoir *dp* wird im Modell dann vereinfacht mit folgender Gleichung nach HANTUSH & BIERSCHENK in Abhängigkeit der Förderrate berechnet.

$$dp = CQ^2 + BQ \qquad (22)$$

mit

B:	[Pa·s/m³]	linearer Widerstandskoeffizient des Grundwasserleiters und linearer Brunneneintrittsverlust
C:	[Pa·s²/m⁶]	nichtlinearer Brunneneintrittsverlust
Q:	[m³/s]	Förderrate
dp:	[Pa]	Druckabsenkung

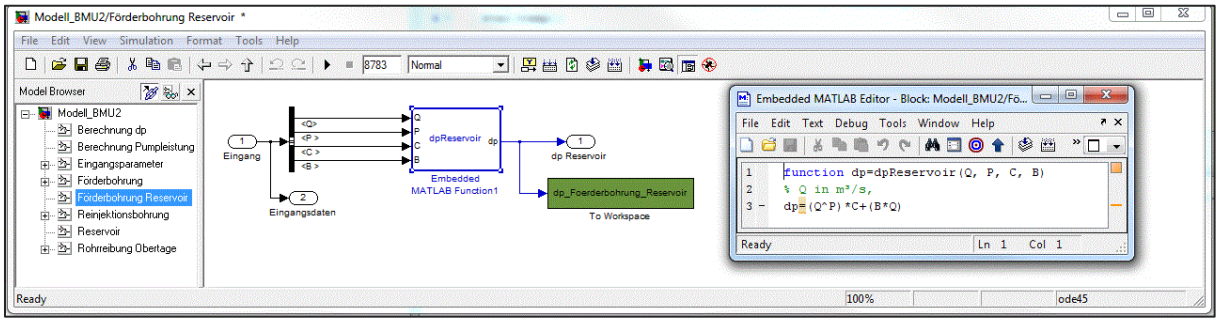


Abb. 51: Modul für die die Ermittlung der Druckabsenkung im Reservoir

Modul: Rohrreibungsverluste am Casing

Beim Fließen des Thermalwassers durch die Verrohrung in den einzelnen Sektionen entstehen durch Rohrreibung zusätzliche Druckverluste. Für die Förderbohrung muss zudem der Druckverlust in der Steigleitung oberhalb der TKP sowie für die Reinjektionsbohrung ggf. eine Injektionsleitung berücksichtigt werden.

Die Berechnung der Rohrreibungsverluste im Modell erfolgt für alle verrohrten Sektionen in getrennten, identisch aufgebauten Modulen (Modul Rohrreibung). Als spezifische Eingangsparameter müssen für jedes Modul die Rohrrauhigkeit, der Rohrinnendurchmesser sowie die Länge des betreffenden Bohrlochabschnitts angegeben werden. Weitere Parameter, die in der Berechnung berücksichtigt werden, sind Dichte und Viskosität des Thermalwassers (Berechnung siehe folgender Abschnitt).

Die ermittelten Druckverluste in den jeweiligen Bohrlochabschnitten werden anschließend aufaddiert und ergeben den Gesamtrohrreibungsverlust in der Förderbohrung (vgl. Abb. 52).

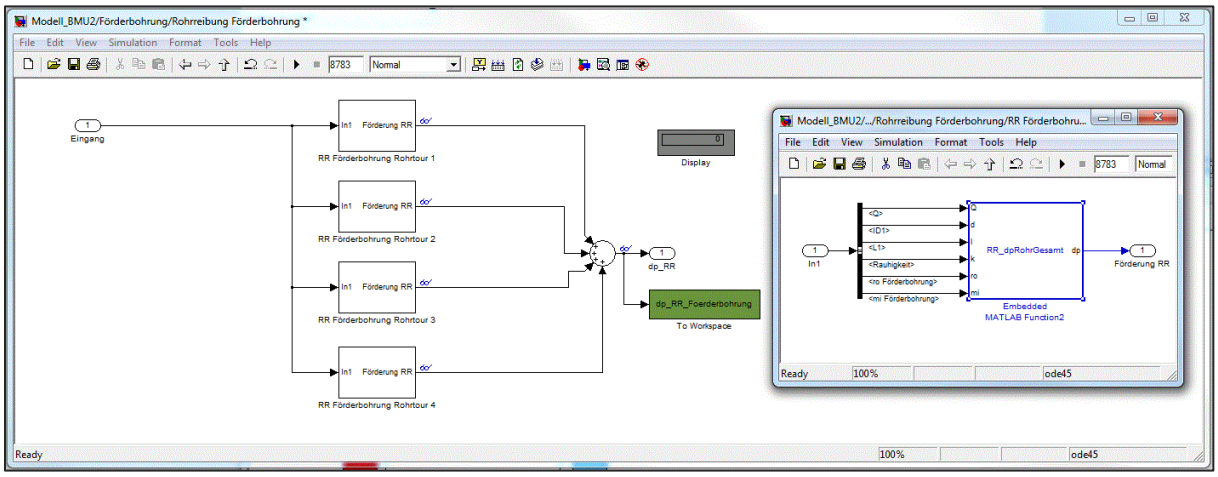


Abb. 52: Module für die die Ermittlung der Rohrreibungsverluste in bis zu 4 Sektionen in der Förderbohrung.

Modul: Physikalische Fluideigenschaften

Die Fluideigenschaften Dichte und Viskosität werden in Abhängigkeit von den vorherrschenden Temperaturen, Drücken und der Mineralisation jeweils für jeden diskretisierten Zeitschritt näherungsweise über empirische Gleichungen bestimmt. Aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeit von Druck und Dichte wird die Lösung iterativ bestimmt. Der Grundaufbau des Moduls „Berechnung ro & mi“ ist in Abb. 53 dargestellt.

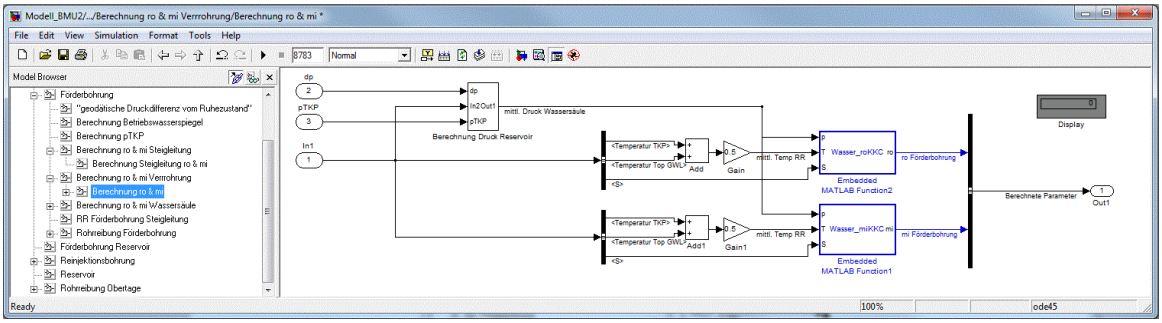


Abb. 53: Modul für die die Ermittlung von Dichte und Viskosität in Abhängigkeit der Druck- und Temperaturbedingungen sowie der Mineralisation.

Modul: Höhen- bzw. Druckdifferenz Ruhewasserspiegel (geodätische Höhe)

Zusätzlich zu den Druckverlusten im Bohrloch muss von der TKP die zu überwindende Höhendifferenz (geodätische Höhe) zwischen Ruhewasserspiegel und der Geländeoberkante bewältigt werden. Der resultierende Druckverlust wird unter Berücksichtigung der Dichte der Wassersäule im Bohrloch berechnet.

Berechnung des Gesamtdruckverlust Förderbohrung

Durch Aufsummierung der einzelnen Druckverluste wird anschließend der aufzubringende Gesamtdruck in der Förderbohrung ermittelt. In Abb. 54 ist beispielhaft die Aufgliederung der Druckverluste in einer Förderbohrung in Abhängigkeit der Förderrate dargestellt.

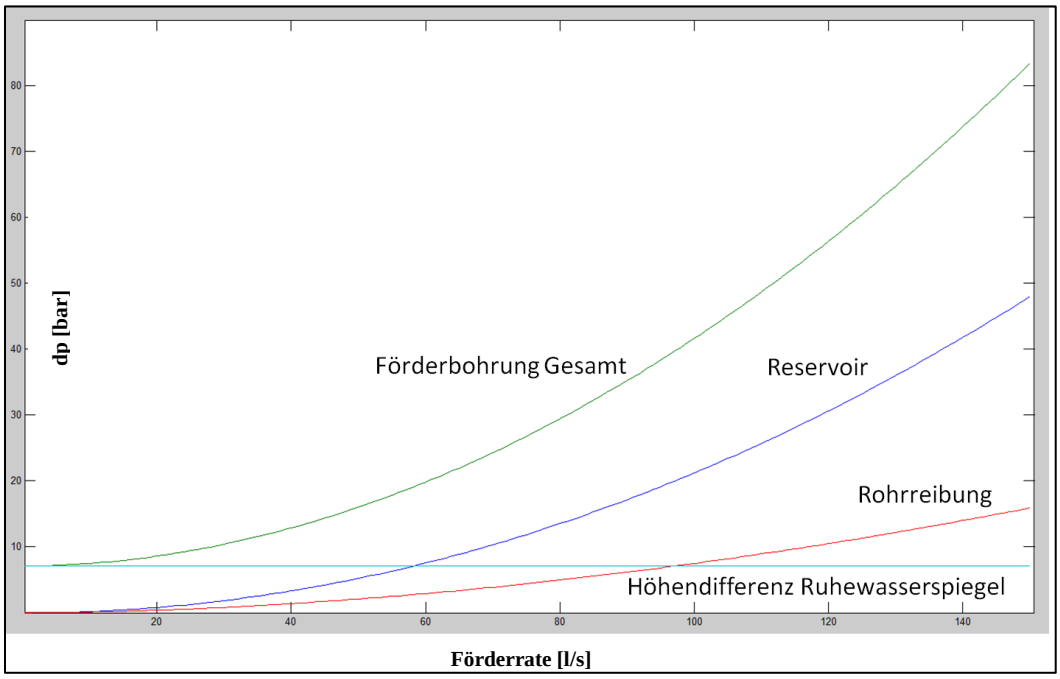


Abb. 54: Darstellung der Druckverluste in einer Förderbohrung in Abhängigkeit der Förderrate.

5.2.2 Reinjektionsbohrung

Für die Reinjektionsbohrung können zunächst die Gleichungen analog zur Förderbohrung verwendet werden. Der Druckanstieg im Reservoir bzw. der Reinjektionsbohrung *dp* wird anhand des Hantush-Bierschenk-Verfahrens berechnet. Die Rohrreibungsverluste werden für die einzelnen Sektionen wie in Kap. 5.2.1 beschrieben ermittelt.

Für die Ermittlung des Injektionsdrucks muss zunächst der Druckverlust in der Reinjektionsbohrung berechnet werden, ab dem der Wasserspiegel über die GOK steigt. Liegt der Wasserspiegel unterhalb, kann das Thermalwasser ohne Druckverluste rein durch sein Eigengewicht ins Reservoir reinjiziert werden.

Zur Berechnung des Injektionsdrucks wird demzufolge der Druck durch die Wassersäule zwischen Ruhewasserspiegel und theoretischen Wasserspiegel bis GOK ermittelt und vom berechneten Druckanstieg in der Reinjektionsbohrung abgezogen. Ist der ermittelte Wert negativ, liegt der Wasserspiegel unterhalb der GOK und es ist kein Reinjektionsdruck aufzubringen (pRe=0).

Falls wie im Übertagesystem ein gegenüber dem Luftdruck erhöhter, fixer Systemdruck am Bohrlochkopf der Förderbohrung eingeregelt wird, kann dieser als Eingangsparameter definiert und mit in die Berechnung einbezogen werden. Der Systemdruck wird für die anschließende Berechnung der Förderhöhe verwendet, wenn er über dem berechneten Reinjektionsdruck liegt (vgl. Abb. 55).

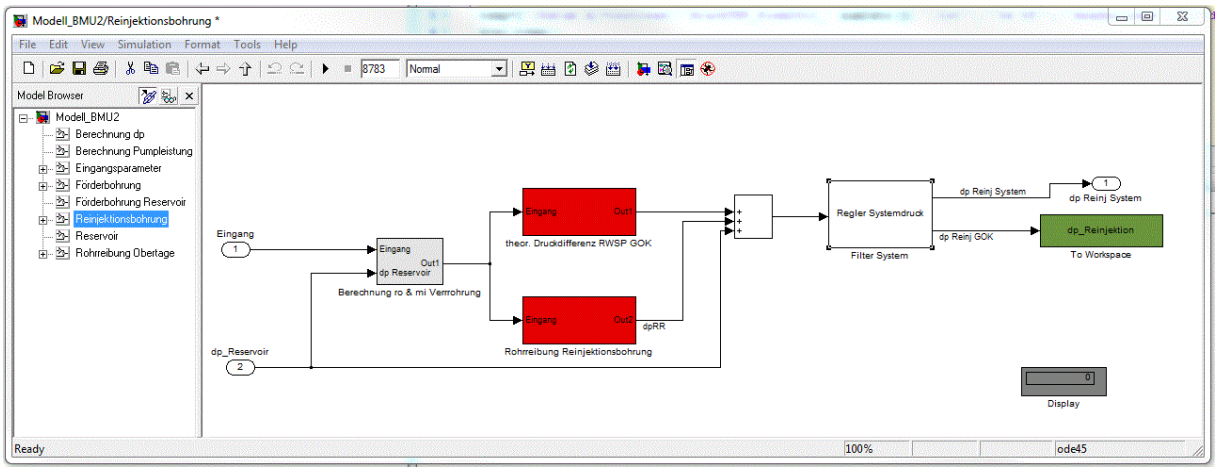


Abb. 55: Modul für die die Ermittlung der Druckverluste in der Reinjektionsbohrung (Ausbau)

5.2.3 Obertägiger Teil des Primärkreislaufs

In einem weiteren Hauptmodul (s. Abb. 56) werden die Druckverluste im obertägigen Teil des Thermalwasserkreislaufs berechnet. Rohrreibungsdruckverluste an Wärmetauscher, Filter und Armaturen können anhand ihrer spezifischen Zetawerte ermittelt werden.

Rohrreibungsverluste entlang einer Thermalwassertrasse und obertägiger Verrohrung vor und nach den Wärmetauschern werden analog zu den untertägigen Druckverlusten anhand des Moduls Rohrreibungsverluste (vgl. Kap. 5.2.1) berechnet.

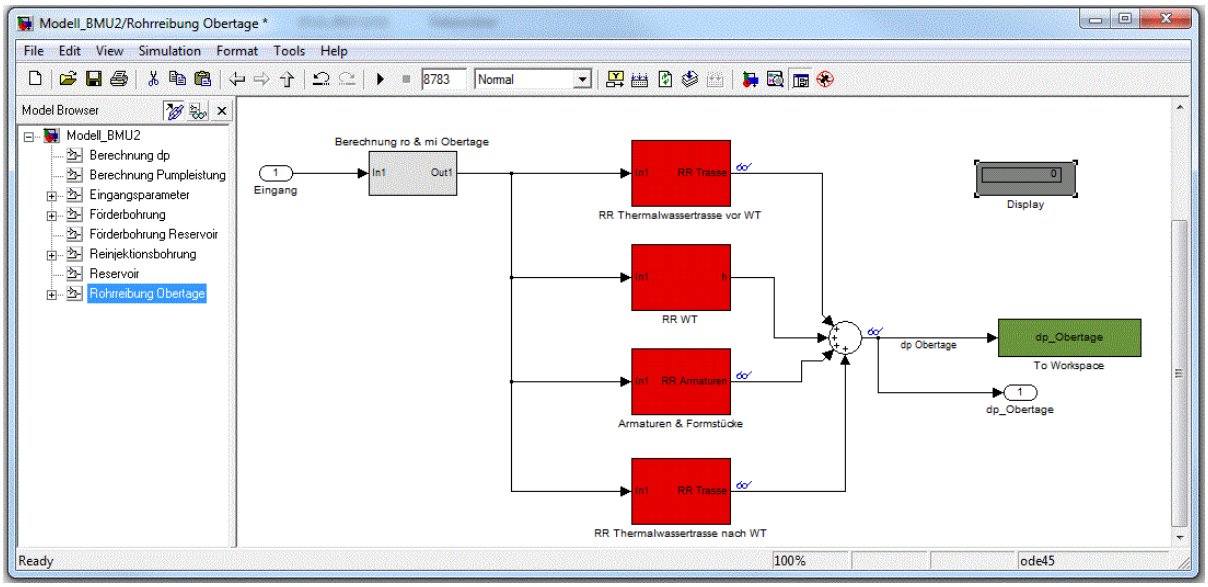


Abb. 56: Modul für die die Ermittlung der Druckverluste Obertage

5.2.4 Ermittlung elektrische Leistung

Aus den ermittelten Druckverlusten in Förderbohrung, Reinjektionsbohrung sowie Obertage, lässt sich die Förderhöhe, welche von der Tauchkreiselpumpe zu überwinden ist, bestimmen.

Im nächsten Schritt wird aus der angeforderten Förderrate und der berechneten Förderhöhe die hydraulische Leistung P_{hydr} der TKP gebildet. Diese definiert sich wie folgt:

$$P_{hydr} = dp * Q \qquad (23)$$

mit

dp	[Pa]	Druckabsenkung
Q	[m³/s]	Förderrate
P_{hyd}	[W]	hydraulische Leistung

Über den last- und drehzahlabhängigen Gesamtwirkungsgrad des TKP Systems (Pumpe, Motor & FU), kann jetzt die elektrische Leistungsaufnahme P_{el} bzw. die über die Zeit benötigte elektrische Energie (Wh) für die Thermalwassergewinnung berechnet werden:

$$P_{el} = \eta * P_{hydr} \qquad (24)$$

mit

P_{hydr}	[W]	hydraulische Leistung
η	[-]	spez. Systemwirkungsgrad
P_{el}	[W]	elektrische Leistung

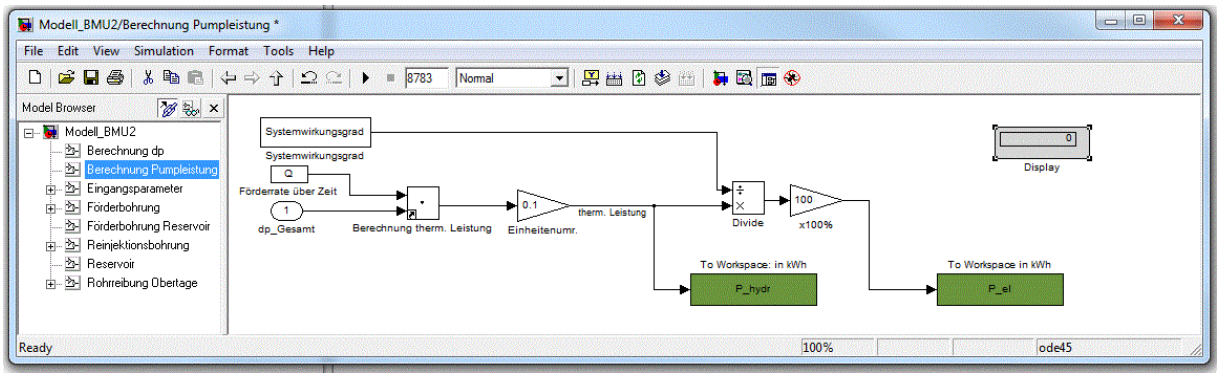


Abb. 57: Modul für die die Ermittlung der hydraulischen und der elektrischen Pumpenleistung

5.2.5 Übersicht der berechneten Parameter

Folgende Parameter können mit dem Modell berechnet und in den *Matlab*-Workspace ausgespielt werden:

- Förderhöhe (Gesamtdruckverlust)
- Druckabfall in der Förderbohrung (am TKP-Sensor und im Reservoir)
- Reinjektionsdruck
- Rohrreibungsverluste in der Förder- und Reinjektionsbohrung
- Druckabfall Obertage
- Druck an der TKP
- Höhe Betriebswasserspiegel (Förderbohrung)
- Hydraulische und elektrische Leistung
- Hydraulische und elektrische Energie

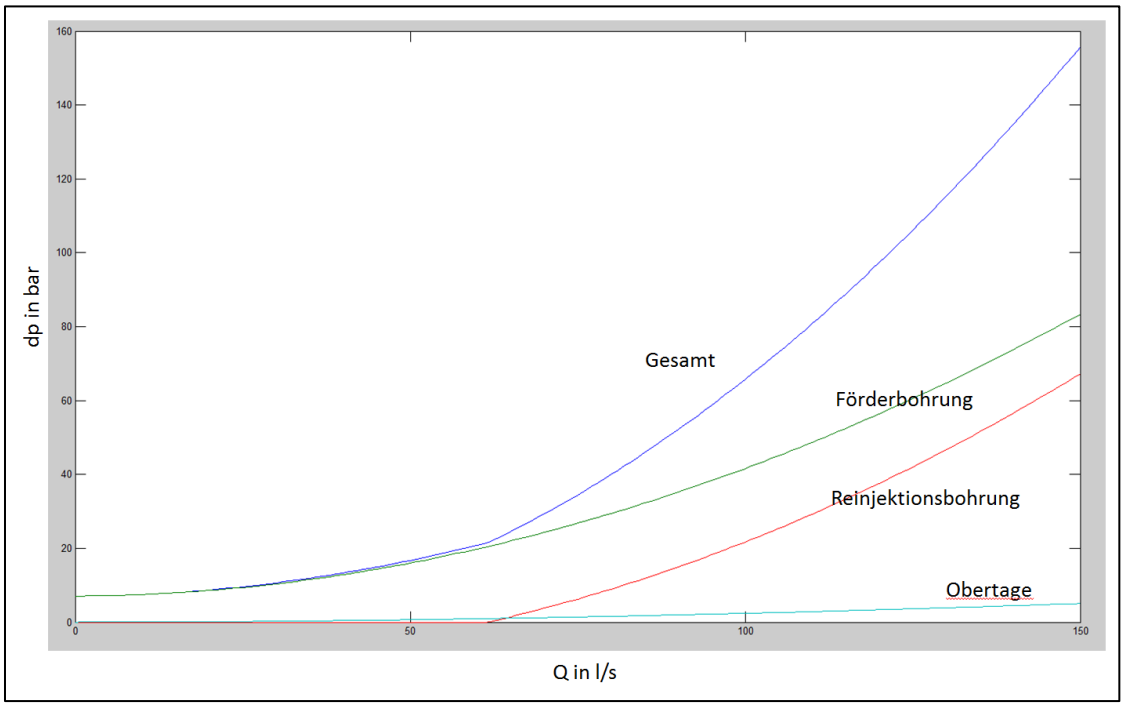


Abb. 58: Zusammensetzung der simulierten Förderhöhe in Abhängigkeit der Förderrate

Alle weiteren Werte, die in Zwischenschritten im Modell berechnet werden (wie z.B. Reibungsverluste in einzelnen Verrohrungsabschnitten) können bei Bedarf an den jeweiligen Modulen im Modell abgegriffen und anschließend graphisch dargestellt und ausgespielt werden.

5.3 Kalibrierung

Für die hydraulischen Reservoireigenschaften in den betrachteten Bohrungen liegen ausgewertete Daten aus durchgeführten Pumptests und dem Betrieb vor. Entsprechend erfolgt die Kalibrierung hier über die Eingabe der Koeffizienten B und C nach HANTUSH & BIERSCHENK.

Um Fördertemperaturen, Temperaturen an der TKP und Ruhedrücke an Top Reservoir in Förder- und Reinjektionsbohrung im Modell festzulegen, wird ebenfalls auf Daten aus Pumpversuchen und dem Betrieb zurückgegriffen.

Als Eingangsparameter für die Ermittlung der Rohrreibungsverluste in den verschiedenen Bohrlochabschnitten liegen bekannte Längen der Sektionen und Innendurchmesser für die Verrohrung vor. Eine Kalibrierung der Rohrrauhigkeit ist möglich, wenn simultan Druckdaten aus verschiedenen Teufenlagen vorliegen und aus der Differenz der Absenkungsbeträge die Rohrreibungsverluste gegengerechnet werden können. Da diese für die untersuchten Anlagen nicht existieren, muss für die Rohrrauhigkeit auf Erfahrungs- und Literaturwerte zurückgegriffen werden.

Als Grundlage für eine Kalibrierung kann für das vorgestellte Modell „Untertage“ in erster Linie auf die an der TKP erfassten Druckdaten zurückgegriffen werden. In folgender Abb. 59 ist der aufgezeichnete Druck an der TKP während des Betriebs einer Förderbohrung dargestellt. Der anhand der weiteren Betriebsdaten (Förderrate, Temperatur an der TKP etc.) simulierte Druck an der TKP zeigt über den gewählten Zeitraum eine sehr gute Übereinstimmung mit den gemessenen Daten.

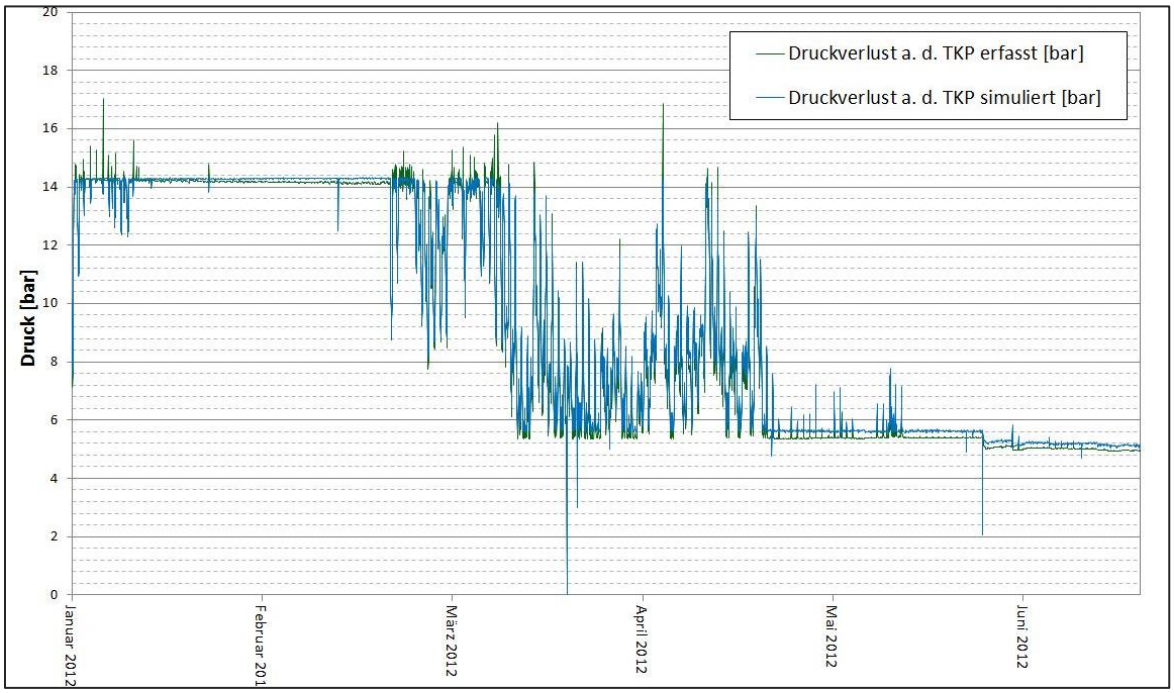


Abb. 59: Aufgezeichneter und simulierter Druckverlauf an der TKP einer Förderbohrung über einen Zeitraum von 6 Monaten

Liegen lediglich Druckdaten an der TKP zugrunde, aus denen der Reservoirdruck berechnet wird, kann auf die Berechnung der Rohrreibungsverluste unterhalb der TKP verzichtet werden und die Reservoireigenschaften über die Daten an der TKP ermittelt werden. Es muss jedoch beachtet werden, dass die Rohrreibungsverluste mit in die ausgewerteten Daten einfließen.

5.4 Zwischenergebnisse

Da der obertägige Teil des Modells noch nicht erstellt wurde, konnte eine Betrachtung hinsichtlich der Optimierung der Gesamtanlage (inkl. Sekundärkreis und Abnehmerstruktur) nicht durchgeführt werden. Im Folgenden werden Zwischenergebnisse für den Primärkreislauf präsentiert, welche im Rahmen der Modellierung mit dem Modell „Untertage“ simuliert wurden.

In Abb. 60 ist die hydraulische Leistungsaufnahme, die anhand der Simulation ermittelt wurde, in Abhängigkeit der Förderraten für drei Anlagen dargestellt. Den ermittelten Kurven liegen hierbei die ausgewerteten, hydraulischen Daten aus den durchgeführten Pumpversuchen an allen betrachteten Bohrungen zu Grunde. Langzeittrends wurden hierbei zunächst nicht berücksichtigt.

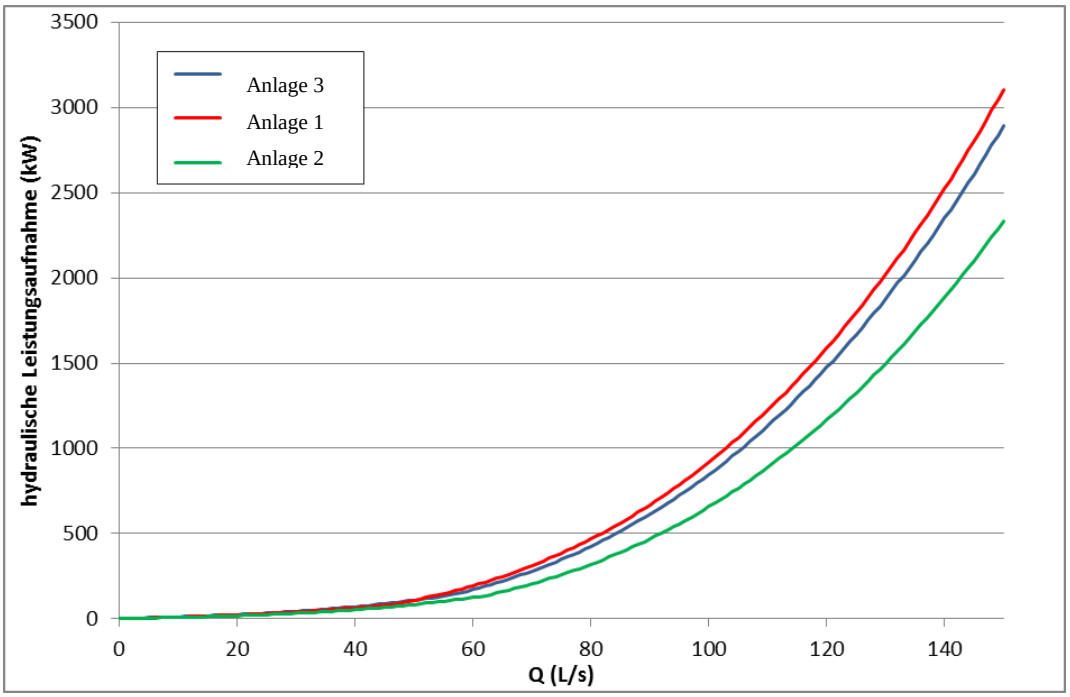


Abb. 60: hydraulische Leistungsaufnahme aus der Simulation in Abhängigkeit der Förderrate für drei Anlagen

In der nachfolgenden Abb. 61 sind die in der Simulation berechneten Druckverluste in Förder- und Reinjektionsbohrung sowie im obertägigen Teil des Thermalwasserkreislaufs für die Anlagen 1, 2 und 3 aufgeführt.

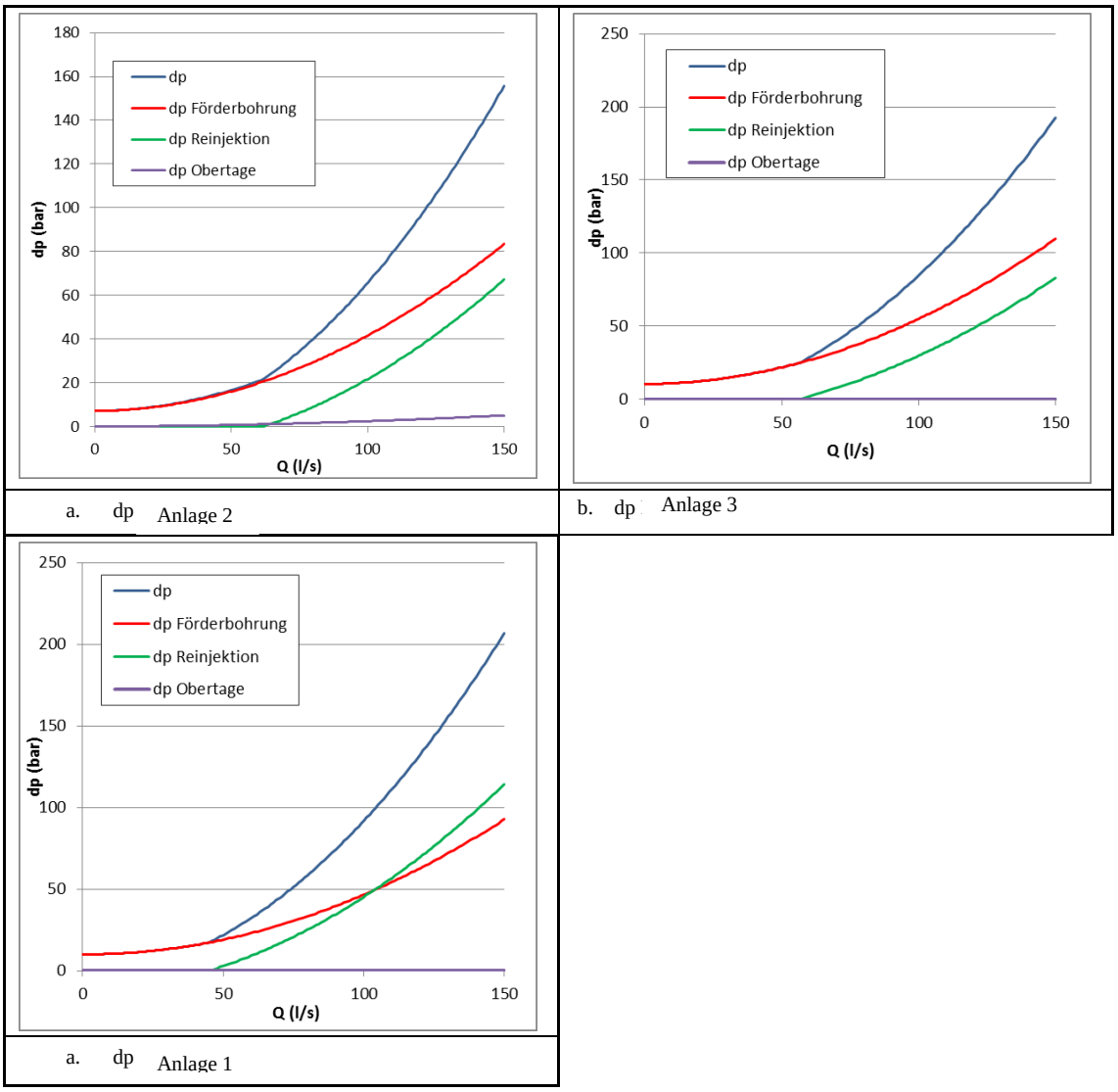


Abb. 61: Darstellung der berechneten Druckverluste aus der Simulation für die einzelnen Module in den Anlagen 1, 2, und 3.

5.5 Diskussion

Das Modell ermittelt in definierten, zeitlich diskretisierten Intervallschritten die Förderhöhe der Tauchkreiselpumpe bei vorgegebenen Förderraten und berechnet daraus die elektrische Leistung der Pumpe. Die Simulation liefert stimmige und plausible Ergebnisse für das Druckregime im untertägigen Bereich bzw. Thermalwasserkreislauf (Primärkreis). Sind die Eingabemasken für die jeweiligen Bohrungen erstellt, können schnell verschiedene Szenarien simuliert werden.

Wesentlicher Einflussfaktor für die Druckverluste sind die hydraulischen Eigenschaften des Reservoirs. Anhand der hydraulischen Auswertung von Pumpversuchen können – bei guter Datengrundlage und Druckmessungen an Top Reservoir – die Koeffizienten aus der Gleichung von HANTUSH & BIERSCHENK relativ genau erfasst und im Modell verarbeitet werden.

Langzeitveränderungen bzgl. der Hydraulik des Reservoirs bleiben im Modell unberücksichtigt. Bei größeren Veränderungen in der Hydraulik muss das Modell ggf. neu kalibriert werden. Eine Neukalibrierung durch Anpassung der B- und C-Koeffizienten nach HANTUSH & BIERSCHENK kann im Betrieb anhand der aufgezeichneten und simulierten Druck- und –Temperaturdaten für die

Förderbohrung und Injektionsbohrung erfolgen. Ist die Langzeitentwicklung jedoch nicht abgeschlossen, sind die neu ermittelten B- und C-Koeffizienten für Szenarien zum zukünftigen Betrieb ungeeignet.
Weiterhin muss beachtet werden, dass mit dem diskutierten Modell lediglich stationäre hydraulische Verhältnisse im Reservoir simuliert werden können. Die graphische Auswertung nach HANTUSH & BIERSCHENK bezieht sich auf stationäre Zustände in der jeweiligen Bohrung. Die Simulation von instationären Verhältnissen in den Förderbohrungen bedürfte deutlich komplexerer und aufwendigerer Simulationsvorgänge. Für die angedachten Zwecke ließe sich jedoch kein nennenswerter Vorteil erzielen.
Temperatur- und Druckverhältnisse und entsprechend die Dichteverteilung im Bohrloch lassen sich näherungsweise bestimmen.
Die Rohrreibungsverluste in den Bohrungen tragen ebenfalls wesentlich zur bereitzustellenden Förderhöhe bei. Für den Ausbau der untersuchten Anlagen liegen genaue Daten zu Innendurchmesser und Länge der einzelnen Sektionen und Verrohrungsabschnitte vor. Für die Angaben zur Rohrrauigkeit lassen sich nur Erfahrungs- und Literaturwerte heranziehen. Die mögliche Varianz in der Rohrrauigkeit, hat jedoch einen relativ geringen Einfluss auf den Gesamtdruckverlust.
Um zuverlässige Daten für die Druckverluste in den Wärmetauschern zu erhalten, müssen diese anlagenspezifisch im Betrieb messtechnisch erfasst werden. Eine Berechnung basierend auf Herstellerangaben wäre zwar grundsätzlich möglich, liefert aber keine verlässlichen Werte. Eine messtechnische Erfassung wurde bisher nur in Anlage 2 durchgeführt. Da der Druckverlust durch die Wärmetauscher im Verhältnis zum Gesamtdruckverlust äußerst gering ist, spielt dieser jedoch ebenfalls eine untergeordnete Rolle beim Einfluss auf die bereitzustellende Förderhöhe bzw. hydraulische Leistung der TKP.
Für eine Umrechnung der hydraulischen Leistung der TKP in eine elektrische Leistungsaufnahme am FU sind sehr genaue und anlagenspezifische Messdaten zum last- und drehzahlabhängigen Wirkungsgrad des TKP-Systems erforderlich.
Bei einigen der untersuchten Anlagen wurde nachträglich eine Blindstromkompensation installiert, um den cos φ (Wirkfaktor) des TKP-Systems zu verbessern. Um die in der Simulation berechneten und die am Stromzähler erfassten Energiemengen exakt in Einklang bringen zu können, werden ebenfalls Messdaten zum lastabhängigen Wirkfaktor vor und nach Blindstromkompensation benötigt.

Belastbare Simulationsergebnisse können für die untersuchten Anlagen bisher nur für die hydraulische Leistungsaufnahme bzw. hydraulische Energie geliefert werden, da für eine vollständige Kalibrierung bis zur Schnittstelle Stromzähler (elektrische Energiemenge) die erforderlichen elektrotechnischen Messdaten aktuell nicht zur Verfügbar stehen.

6 Optimierungsmöglichkeiten nach durchgeführten Arbeiten (AP 5)

Die Effizienz der Energiebereitstellung einer geothermischen Anlage ist von zahlreichen Faktoren abhängig. Allgemein beschreibt die Effizienz das Verhältnis von bereitgestellter Energie zu eingesetzter Energie. Die unterschiedlichen Standortvoraussetzungen und damit Eingangsparameter zur Bildung von Kennzahlen, gestalten einen objektiven Benchmark verschiedener Anlagen als äußerst schwierig. Dies bedeutet in der Praxis, dass eine wesentlich schlechtere Effizienzkennzahl einer untersuchten Anlage im Vergleich zu einer anderen, nicht zwangsläufig für einen Mangel in der Planung oder Betriebsführung und somit auf ein Optimierungspotenzial hindeutet. Vielmehr folgt daraus, dass ist jede Geothermieanlage entsprechend ihrer gegebene Standortbedingungen zu analysieren und ggf. zu optimieren ist.

Die im Projekt angestellten Untersuchungen zeigen aber auch, dass in Form einer Bewertungsmatrix mit normierten Kennzahlen erste Anhaltspunkt gegeben sind, worauf hin in einer Detailanalyse die jeweiligen Teilsysteme und deren zugehörige Einflussparameter genauer zu betrachten sind. Die Praxis zeigt aber auch dass die untersuchten Teilsysteme und deren mögliches energetisches Optimierungspotential immer im projektspezifischen Kontext zu betrachten sind. Dabei spielen wirtschaftliche Faktoren wie Investitions- und Finanzierungsplanung oder auch eine bohrtechnische Risikominimierung gerade bei der Erschließung oft eine übergeordnete Rolle.

6.1 Optimierungspotenziale in der Planungsphase

Die Sensitivitätsanalyse (vgl. Kapitel 4.5) zeigt, dass die Bohrlochproduktivität bei einer Anforderung von 80 l/s einen wesentlichen Einfluss auf die hydraulische Leistung der TKP und damit auf die energetische Effizienz des Primärkreislaufes hat. Da die Bohrlochproduktivität abhängig von der geologischen Standortfaktoren wie Reservoirhydraulik und dem Erschließungskonzept ist, sollte unbedingt Wert auf eine umfassende geologische Vorplanung mit einer entsprechenden risikominimierten, hinsichtlich der Fündigkeit, Bohrpfadplanung gelegt werden. Dies rechtfertigt daher grundsätzlich höhere Explorationskosten (z.B. Seismik, Bohrlochgeophysik, etc.) und auch Bohrkosten zur Minimierung des Fündigkeitsrisikos. In diesem Zusammenhang würde auch ein Wissenstransfer in einem definierten Rahmen zwischen Projekten mit Betriebserfahrung und in Planung befindlichen dienlich sein.

Des Weiteren sollten bei der Planung auch bohrtechnische Aspekte beachtet werden. So zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass bei einer Anforderung von 80 l/s der Bohrlochdurchmesser und die Länge der Bohrstrecke im Reservoir und der Gesamtstrecke Optimierungspotenzial innerhalb eines gewissen Rahmens liefert. Die Bedeutung dieser Aspekte nimmt bei geringeren Förderratenab. Da beide o.g. Faktoren aber Einfluss auf die Gesamtkosten von Bohrung und Bohrrisiken haben, sollten im Vorfeld die Leistungsanforderungen möglichst genau auch im Hinblick auf einen langfristigen Netzausbau bestimmt werden.

Dies bedeutet auch, dass ein 3-stufiges Ausbaukonzept in Betracht gezogen werden kann, wenn es Tiefe, Bohrpfad und geologische Risiken zulassen. Es muss angemerkt werden, dass die Datenbasis zum jetzigen Zeitpunkt zu gering für eine statistische Auswertung zu einem Vergleich der Bohrkosten zwischen 6.1/8“ zu 8.1/2“ ist.

Den hier aufgeführten technischen Möglichkeiten zur Strömungsoptimierung stehen in der Praxis häufig Aspekte der Betriebssicherheit und der Kosten entgegen (z.B. Minimierung der Überlappungsbereiche, Verzicht auf Tieback).

Wie zuvor dargestellt sind Optimierungsentscheidungen meist mit höheren Kosten bzw. höheren bohrtechnischen Risiken, die wieder indirekt mit Mehrkosten zusammenhängen, verbunden. Daher ist hier zu empfehlen, dass der ökonomisch optimierten Planung ein integriertes dynamisches Finanzmodell zugrunde liegen sollte.

6.2 Optimierungspotenziale und Leistungssteigerung im Betrieb

Da eine Betriebsoptimierung der untersuchten Anlagen immer eine Gesamtbetrachtung inkl. Sekundärkreis und Abnehmerverhalten erfordert, wird an dieser Stelle auf die Ausführungen zur anlagen- und regelungstechnischen Optimierung des Verbundpartners (Abschlussbericht Hochschule München Kap. 3.4) verwiesen. Die folgenden Aspekte beziehen sich daher nur auf eine Betrachtung des Primärkreises.

6.2.1 Optimierung in der Betriebsführung

6.2.1.1 Injektionstemperatur

Eine Leistungssteigerung kann generell durch eine Absenkung der Injektionstemperatur erreicht werden und steht dabei in einem linearen Zusammenhang. Hingegen kann wie Abb. 62 zeigt, bei gleichbleibender Leistungsanforderung, eine überproportionale Effizienzsteigerung durch die verringerte Injektionstemperatur und somit reduzierte erforderliche Förderrate erreicht werden.

Ein zusätzlicher positiver Effekt der verminderten Injektionstemperatur für die Injektion in den Aquifer, ist die Verringerung des Injektionsdrucks durch die Erhöhung des hydrostatischen Drucks der Wassersäule im Bohrloch aufgrund der Dichteerhöhung.

Die erwartete Erhöhung des Injektionsdrucks durch die erhöhte Viskosität des Thermalwassers aufgrund der Abkühlung konnte bisher auch in Anlagen mit einem längeren Betrieb (ca. 10 Jahren) nicht beobachtet werden. Wie in Kap. 4.4.4 dargestellt wurde gegen den Erwartungen ein sinkender Injektionsdruck beobachtet. Daher ist auf Basis des aktuellen Kenntnisstands eine weitestgehend mögliche Absenkung der Injektionstemperatur in Bezug auf die Gesamteffizienz für alle Anlagen zu empfehlen.

6.2.1.2 Fördereinrichtung

Da die Fernwärmenetze des Großteils der betrachteten Anlagen noch nicht ihren Endausbauzustand erreicht haben, ändern sich die Anforderung an die benötigte minimale und maximale Förderrate und auch Gesamtfördermenge jährlich. Des Weiteren wurden, wie in Kap. 4.4.4 aufgezeigt, Langzeittrends bei den Injektionsdrücken festgestellt, welche ebenfalls einen entscheidenden Einfluss auf die Hydraulik der Dauerfördereinrichtung haben. Austausch- oder Redundanzpumpen sollten demnach neben dem zukünftig erwarteten Wärmebedarf stets unter Berücksichtigung einer hydraulischen Prognose für Förder- und Injektionsbohrung dimensioniert werden.

6.2.2 Leistungssteigerung im Betrieb

Im Hinblick auf eine mögliche Leistungssteigerung, wurde die Fördereffizienz am Beispiel der Anlage 2, mit dem *MATLAB-Simulink*-Simulationstools berechnet und verwendet, um daraus die Schnittpunkte ökonomisch maximalen Förderraten je nach Verteilungsnutzungsgrad (70% bei Fördereffizienz von 15 bzw. 80 % bei Fördereffizienz 10) abzuleiten (Abb. 62). Das Verhältnis aus Verteilungsnutzungsgrad und Fördereffizienz legt den ökonomischen Grenzbereich der variablen Energiekosten fest. Dieser basiert dabei nicht auf einem für die Anlage 2 spezifischen Wirtschaftlichkeitsmodell, sondern wurde durch den Verbundpartner (Hochschule München) anlagenunabhängig bestimmt. Als Vergleichssystem wurde eine dezentrale Wärmeversorgung mittels Biomassefeuerung und einem Anteil an Nachheizung (Spitzenlast) von 30 % zugrunde gelegt, da sich diese als System mit den niedrigsten variablen Energiekosten herausgestellt hat (vgl. Abschlussbericht Hochschule München Kap. 3.3.8).

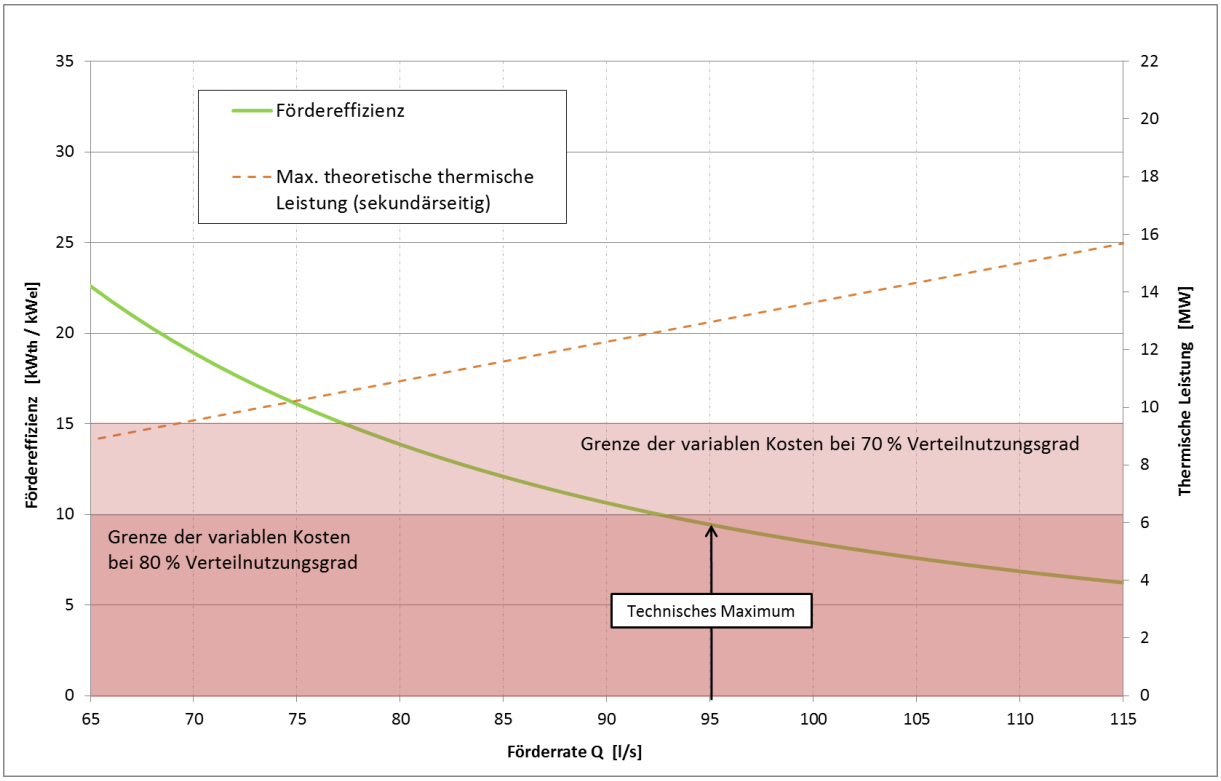


Abb. 62: Exemplarische Darstellung der ökonomischen und technischen Grenzen für die maximale Förderrate der Anlage 2 basierend auf hydraulischen Daten des erstellten *MATLAB Simulink* Simulationsmodells und einem festgelegten TKP-Wirkungsgrad von 41 %.

Die Fördereffizienz beschreibt das Verhältnis der verfügbaren thermischen Leistung sekundärseitig zu der benötigten elektrischen Leistungsaufnahme der Fördereinrichtung. Für das Beispiel der Anlage 2 wurde für die Ermittlung der Fördereffizienz die sekundärseitige Leistung mit 2 °C Grädigkeit und der minimal gemessenen Injektionstemperatur (primärseitig) berechnet. Bei der Berechnung der elektrischen Leistung aus der simulierten hydraulischen Leistung wurde der Wirkungsgrad des TKP-Systems zur besseren Vergleichbarkeit verschiedener maximaler Förderraten auf den Wirkungsgrad der TKP bei Nennlast von 41 % normiert. Dieser wurde als Quotient aus der mit *MATLAB Simulink* simulierten hydraulischen Leistung und der aus Betriebsdaten ermittelten Wirkleistung der TKP bei Nennlast berechnet.

Mit der aktuellen in Anlage 2 maximal gefahrenen Förderrate von 79 l/s ergibt sich eine Fördereffizienz von 14.3 , also annähernd 15, was laut den Ergebnissen des Verbundpartners bei einem Verteilnutzungsgrad des Fernwärmenetzes von mehr als 70 % bzgl. der variablen Kosten gegenüber möglicher alternativer konventioneller (z.B. Biomasse) und fossiler (z.B. Erdgas) Energieerzeugungsarten außer Konkurrenz steht. Bei einer Steigerung der maximalen Förderrate von derzeit 79 l/s auf ca. 93 l/s, wird die Schwelle erreicht, bei der die Fördereffizienz auf unter 10 sinkt. Dies bedeutet, dass für eine weiterhin konkurrenzfreie Produktion einer weiteren kWh Wärme aus Geothermie in Bezug auf die variablen Energiekosten, der Verteilnutzungsgrad des Fernwärmenetzes mindestens 80 % betragen muss.

Eine anlagentechnische Prüfung für die Anlage 2 ergab eine maximal technisch erreichbare Förderrate von 95 l/s. Für die Produktion von 95 l/s wäre jedoch eines der leistungsstärksten Tauchkreiselpumpensysteme für den gegebenen Casing-Durchmesser in Kombination mit einer Reinjektionspumpe erforderlich. Neben der kostenintensiven Umrüstung müsste die Pumpe im Bereich ihrer Maximaldrehzahl operieren, was die Standzeit u.U. deutlich reduzieren könnte. Die durchgeführte Betrachtung zeigt also, dass die Anlage 2 im Hinblick auf ihre auslegungstechnische Maximalförderleistung sowie betriebsweise kaum noch Spielraum für eine Leistungssteigerung bietet.

7 Ausblick

Als zentrale Größen für die Wirtschaftlichkeit von Wärmeprojekten aus der Tiefengeothermie stehen auf der geologischen Seite die Fündigkeit - definiert durch Temperatur und Schüttung - sowie auf der technischen Seite eine geeignete Abnehmerstruktur. Diese drei Kerngrößen gilt es möglichst energieeffizient und kostengünstig in Einklang zu bringen. Dabei spielen meist nicht nur „harte“ physikalische Fakten - ausgedrückt in energetischen Kennzahlen – oder ökonomische Modelle die entscheidende Rolle, sondern vielmehr gilt es, oft auch politische, öffentlichkeitsrelevante oder Aspekte im Sinne einer Risikominimierung (technisch und wirtschaftlich) zu berücksichtigen.

Bei der Betrachtung der untersuchten Anlagen hinsichtlich ihrer energetischen, ökologischen und ökonomischen Effizienz im Vergleich zu konventioneller Wärmeerzeugung, zeigt die Tiefengeothermie deutliche Einsparungspotentiale (vgl. Abschlussbericht Hochschule München Kap. 3.3). Für die Kommunen steht die CO_2-Reduktion, Versorgungssicherheit, Unabhängigkeit, langfristige Kosteneinsparung und nicht die kurzfristige Rendite ihrer Infrastrukturprojekte im Vordergrund. Bedingt durch die hohen Anfangsinvestitionen und damit verbundenen und vergleichsweise langen Amortisationszeiten, ist die zentrale Wärmeversorgung durch Tiefengeothermie eine Investition in die Zukunft und damit vor allem für die Entwicklung durch kommunale Projektträger geeignet.

Der Vergleich der Anlagen untereinander gestaltet sich aufgrund der signifikanten Standort-Abhängigkeit (Geologie und Abnehmerstruktur) als äußerst schwierig. Pauschalaussagen über eine bessere oder schlechtere Effizienz oder technische Gestaltung einer Anlage im Vergleich zu einer anderen, sind aus o.g. Gründen nicht ohne weiteres möglich. Die Kennzahlen und deren Eingangsparameter sind weitgehend anlagenspezifisch im Kontext zu den erforderlichen Investitionskosten und nur innerhalb eines festgelegten zeitlichen Rahmens sinnvoll miteinander zu vergleichen. Für derartige Betrachtungen ist in Zukunft die engere Verknüpfung physikalischer und wirtschaftlicher Modelle erforderlich. Der stetige Zuwachs an Daten ermöglicht hier bereits den Einsatz statistischer Methoden. Die im Verbundprojekt definierten und untersuchten Kennzahlen sind daher durchaus als Grundlage für ein mögliches zukünftiges Zertifizierungssystem von Tiefengeothermieanlagen denkbar.

In Bezug auf Optimierungspotenziale hat sich gezeigt, dass die jeweiligen Komponenten separat zu betrachten sind, da positive und negative Eingangsparameter in übergeordneten Kennzahlen gegenläufig sein können und sich so zum Teil relativieren. Beispielsweise kann im Hinblick auf die thermische Leistung eine schlechte Hydraulik durch hohe Temperaturen kompensiert werden. Was den Thermalwasserkreis bzw. die Förder- und Injektionsbohrungen als Hauptkomponenten betrifft, sind Optimierungsmöglichkeiten nach den gewonnenen Erkenntnissen weniger im Betrieb sondern vielmehr in der Planungsphase zu suchen (vgl. Kap. 6.1). Die stark bedarfsorientierte Planung und Auslegung der Dublette gewinnt hierbei immer weiter an Bedeutung, da die hydrothermale Geothermie aufgrund der positiven Erfahrungen und zahlreichen Vorteile in der kommunalen Wärmeversorgung aktuell von kleineren Gemeinden geprüft und auch präferiert wird.

Für die Betreiber bedeutet der Zuwachs an Wissen und das Verständnis des Zusammenspiels der einzelnen Teilsysteme die Möglichkeit einer effizienteren Betriebsführung ihrer Anlagen sowie einer direkten Reduzierung der variablen Kosten bzw. der Wärmegestehungskosten und somit eine Verbesserung der Gesamtprojektrentabilität. Als Beispiele sind hier die Auslegung und der Betrieb der

Tauchkreiselpumpe, die Absenkung der Rücklauftemperatur sowie die intelligentere und übergreifende Regelung von Primär-, Sekundär- und Tertiärkreislauf zu nennen.

Für Projektentwickler sind die Ergebnisse insofern von Bedeutung, da sich aufgrund der Erfahrungen zum heutigen Zeitpunkt die Kosten für die Erschließung und den späteren Betrieb sowohl reduzieren, als auch vorab besser quantifizieren lassen. Dies wiederum kann das wirtschaftliche Risiko senken und die Bereitschaft zur Investition in Neuprojekte stärken.

Die Erkenntnisse des Forschungsprojektes werden in Lehrveranstaltungen der Hochschule München an zukünftige Planer und Wissensträger der Geothermiebranche und im Bereich der erneuerbaren Energien weitergegeben. Bei ERDWERK fließt das gewonnen Wissen bereits in Businesspläne, Bohrpfadplanung und das Casing-Design aktueller im Planungsstadium befindlicher Projekte ein. Mittel- und langfristig tragen die Projektergebnisse mit den technischen und ökonomischen Erkenntnissen für Betreiber und Projektentwickler dazu bei, die Geothermie als eine grundlastfähige, regenerative Energiequelle weiter auf dem Markt zu etablieren.

Literatur- und Quellenverzeichnis

DIN 4049-3 (1996): Hydrogeologie (Begriffe zur quantitativen Hydrogeologie). In: Deutsches Institiut für Normung eV (Hrsg) DIN-Taschenbuch 211, Wasserwesen : Begriffe und Normen: 210-217, Beuth, Berlin u a

DIN EN ISO 14040 (2009-11): Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen In: Deutsches Institut für Normung eV, 28 S., Beuth, Berlin

DIN EN ISO 14044 (2006-10): Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen, In: Deutsches Institut für Normung eV, 53 S., Beuth, Berlin

EINSELE, G.,JOSOPAIT, V.,SEILER, K. P., & WERNER, J. (1983): Tiefe Grundwässer. Bedeutung, Begriffe, Eigenschaften, Erkundungsmethoden. - DVWK-Schriften, 61: 1-108; Hamburg

GEIPEL, M. & HIERL, M. (2011): Gesamteffizienz tiefengeothermischer Anlagen, Fakultät für Versorgungstechnik, Verfahrenstechnik, Druck- und Medientechnik, Fachbereich Gebäudetechnik, Hochschule für angewandte Wissenschaften München, 164 S., (unveröff.)

HORNER, D. R. (1951): Pressure Build-up in Wells. - Proc., 3rd World Petroleum Congress: 509-521; The Hague.

JACOB, C. E. (1963): The Recovery Method for determining the Coefficient of Transmissibility. In: Bentall, R. (Hrsg.): Methods of Determining Permeability, Transmissibility and Drawdown. - 1536-I: 283 - 292 S.; Geol. Survey Water Supply Paper.

JANCZIK, S., KOCK, N., KALTSCHMITT, M. (2011): Tiefe Geothermie in Deutschland - eine ökologische Analyse. - bbr - Sonderheft Geothermie 2012 62, S. 43–49, Bonn

KRUSEMANN, G. P., & DE RIDDER, N. A. (2000): Analysis and Evaluation of Pumping Test Data. - 2. Aufl.: 378 S.; ilri Wageningen – Niederlande

KUCHENBAUER, M. (2013): Analyse der bestehenden Anlagentechnik und Optimierung der Dauerfördereinrichtung eines Geothermieheizwerks für die kommunale Wärmeversorgung zur thermischen Leistungserhöhung mit Effizienzbetrachtung – Bachelor Thesis, Fakultät Umweltingenieurwesen, Technologie Erneuerbare Energien, Hochschule Weihenstephan - Triesdorf, 68 S., (unveröff.)

LANGGUTH, H. R., & VOIGT, R. (2004): Hydrogeologische Methoden. 2. Aufl.: 486 S.; Springer, Heidelberg

LUCIA, J. F. (2007): Carbonate Reservoir Characterization - an Integrated Approach. 2. Aufl.; Springer, Berlin, Heidelberg, New York

ROGGE, S. (2004): Geothermische Stromerzeugung in Deutschland, Ökonomie, Ökologie und Potenziale. - Dissertation, Bauingenieurwesen und Angewandte Geowissenschaften der Technischen Universität Berlin, Berlin

SAVVATIS, A. (2012): Kap. 7 Hydraulik; S.129-154; In: Wissenschaftliche und technische Grundlagen zur strukturgeologischen und hydrogeologischen Charakterisierung tiefer geothermisch

genutzter Grundwasserleiter am Beispiel des süddeutschen Molassebeckens, 237 S., Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek , Berlin u.a.

STRAYLE, G. (1983): Pumpversuche im Festgestein. - DVGW Schriftenreihe Wasser: 305-325.

STRAYLE, G., VILLINGER, E., & WERNER, J. (1982): Erfahrungen bei Geothermiebohrungen in Oberschwaben. - Schweiz. Ing. Arch. Verein (Sia), 59: 95 – 103.

THEIS, C. V. (1935): The relation between the lowering of the piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using groundwater storage. - Am. Geophys. Union Trans, 16: 519-524;

THIEM, G. (1906): Hydrologische Methoden. Aufl.: 56 S.; JM Gebhardt´s Verlag, Leipzig

TERNEKI, O. (2012): CO2-Bilanzierung eines Ausgewählten tiefen Geothermieprojektes als Grundlage für ein vereinfachtes CO2-Bilanzierungshandbuch – Bachelor Thesis, Lehrstuhl für Ingenieurgeologie, Technische Universität München, 40 S., (unveröff.)

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Übersicht zum Untersuchungsgebiet 2
Abb. 2: Anlagenschema der für das Projekt relevanten Hauptkomponenten bzw. Subsysteme 3
Abb. 3: Detailschema zum Primärkreislauf einer geothermischen Heizzentrale 6
Abb. 4: Hydraulische und thermische Einflussparameter bei der Thermalwasserförderung . 10
Abb. 5: Bilanzgrenze bei der Ermittlung der geothermischen Leistungszahl 14
Abb. 6: Inverser PI dp/Q (unkorrigiert mit Drift sowie korrigiert ohne Drift) in Abhängigkeit von der Förderrate Q für die Betriebsphasen 1 bis 3, Förderbohrung Anlage 2. 21
Abb. 7: Verlauf des berechneten Drucks an Top Malm in der Förderbohrung Anlage 2 mit und ohne Korrektur 22
Abb. 8: Instationäre Auswertung nach THEIS (1935) für den Zeitraum vom 03.02. bis 29.12.2012, Förderbohrung Anlage 1 23
Abb. 9: Instationäre Auswertung nach THEIS (1935) der Betriebsphase 2012, Anlage 2 23
Abb. 10: Instationäre Auswertung nach THEIS (1935) des Betriebs 2013, Förderbohrung Anlage 3 23
Abb. 11: Instationäre Auswertung nach THEIS (1935) des Betriebs 2012, Förderbohrung Anlage 3 24
Abb. 12: Instationäre Auswertung nach THEIS (1935) vom 21.03.2013 bis 09.08.2013, Anlage 4, Förderbohrung 1 24
Abb. 13: Instationäre Auswertung nach THEIS (1935) vom 11.10. bis 31.12.2012, Anlage 4, Förderbohrung 2 24
Abb. 14: Halblogarithmische Darstellung der Wiederanstiegskurven (Horner-Plot) im Zeitraum 2011 bis 2012, Förderbohrung Anlage1 (WA = Wiederanstiegsphase) 26
Abb. 15: Halblogarithmische Darstellung der Wiederanstiegskurven (Horner-Plot) mit dargestelltem angenommenen Ruhedruck, Förderbohrung Anlage 2 (WA = Wiederanstiegsphase) 26
Abb. 16: Halblogarithmische Darstellung der Wiederanstiegskurven (Horner-Plot) mit dargestelltem angenommenen Ruhedruck im Zeitraum 2011 bis 2012, Förderbohrung Anlage 3 (WA = Wiederanstiegsphase) 27
Abb. 17: Halblogarithmische Darstellung der Wiederanstiegskurven (Horner-Plot) im Zeitraum 2012 bis 2013, Anlage 4,Förderbohrung 1 (WA = Wiederanstiegsphasen) 27
Abb. 18: Halblogarithmische Darstellung von Wiederanstiegskurven (Horner-Plot) im Zeitraum 2012 bis 2013, Anlage 4, Förderbohrung 2 (WA = Wiederanstiegsphasen) 28
Abb. 19: dp/Q in Abhängigkeit von der Förderrate Q für den Betrieb 2011 und 2012, Förderbohrung Anlage 1. 29
Abb. 20: Inverser PI dp/Q (korrigiert ohne Drift) in Abhängigkeit von der Förderrate Q für den Zeitraum 2011 bis 2012 sowie dem Langzeit-Pump- und Reinjektionsversuch und dem Stufentest aus dem März 2011 mit der Ausgleichsgeraden aus dem Verfahren nach HANTUSH-BIERSCHENK für den Stufentest 2011, Förderbohrung Anlage 2. 29
Abb. 21: dp/Q in Abhängigkeit von der Förderrate Q für die Zeiträume 2012 und 2013, Förderbohrung Anlage 3. 30
Abb. 22: dp/Q in Abhängigkeit von der Förderrate Q für 2012 und 2013 sowie allen erfassten stationären Phasen und der berechneten Ausgleichsgeraden, Anlage 4, Förderbohrung 1. 31
Abb. 23: dp/Q in Abhängigkeit von der Förderrate Q für die Betriebsphasen 2012 (ab dem 10.09.2012, nach Umbau der TKP) und 2013 sowie der berechneten Ausgleichsgeraden, Anlage 4 Förderbohrung 2. 31

Abb. 24: Prognose des Druckverlaufs an der TKP (566,49 m u. GOK) bzw. warmer Betriebswasserspiegel, Förderbohrung Anlage 1. Die Druckdaten vor dem 03.02.2012 liegen etwas überhalb der Prognose, da die TKP in diesem Zeitraum ca. 10 m tiefer installiert war. ... 32
Abb. 25: Simulation des Druckverlaufs an der TKP bzw. warmer Betriebswasserspiegel, Förderbohrung Anlage 2 ... 33
Abb. 26: Prognose des Druckverlaufs an der TKP bzw. warmer Betriebswasserspiegel, Förderbohrung Anlage 3. ... 33
Abb. 27: Prognose des Druckverlaufs an der TKP bzw. warmer Betriebswasserspiegel mit den gemessenen bzw. berechneten Werten aus der Betriebsphase 2013, Anlage 4 Förderbohrung 1. ... 34
Abb. 28: Die anhand der ausgewählten stationären Phasen ermittelten Produktivitäten der betrachteten Förderbohrungen im Vergleich, Anlage 1 (orange), Anlage 2 (dunkelblau), Anlage 3 (grün) und Anlage 4 (rot) ... 35
Abb. 29: Die anhand der ausgewählten stationären Phasen ermittelten inversen Produktivitäten der betrachteten Förderbohrungen im Vergleich, Anlage 1 (orange), Anlage 2 (dunkelblau), Anlage 3 (grün) und Anlage 4 (rot) ... 36
Abb. 30: dp/Q in Abhängigkeit von der Injektionsrate Q, Injektionsbohrung Anlage 2 ... 37
Abb. 31: dp/Q in Abhängigkeit von der Injektionsrate Q bis ins Jahr 2013, Injektionsbohrung Anlage 3 ... 38
Abb. 32: Prognose des Injektionsdrucks bei verschiedenen Injektionstemperaturen mit den gemessenen Werten von 2011 und 2012, Injektionsbohrung Anlage 2 ... 39
Abb. 33: Prognose des Injektionsdrucks bei verschiedenen Injektionstemperaturen mit den aufgezeichneten Injektionsdrücken aus dem Betrieb 2012 und 2013, Injektionsbohrung Anlage 3 ... 39
Abb. 34: Berechneter Druck an Top Malm in Abhängigkeit der Injektionsrate, Anlage 1 (Farbverteilung: Jahre seit Beginn der Produktion). ... 41
Abb. 35: Verlauf des gemessenen Injektionsdrucks in Abhängigkeit der Förderrate in Anlage 4, 2005 bis 2011, temperaturkorrigiert (Farbverteilung: Jahre der Produktion). ... 42
Abb. 36: Verlauf des gemessenen Injektionsdrucks in Abhängigkeit der Förderrate in Anlage 3 2004 bis 2013, temperaturkorrigiert (Farbverteilung: Jahre seit Beginn der Produktion). ... 43
Abb. 37: Gewählte Einflussparameter für Sensitivitätsanalyse ... 44
Abb. 38: Datenbasis für Analyse zum Einfluss der Reservoirhydraulik ... 45
Abb. 39: Simulierter Einfluss der Neigung im Reservoir auf die Druckabsenkung ... 46
Abb. 40: Simulierter Einfluss der Dichte auf den Betriebswasserspiegel ... 46
Abb. 41: Simulierter Einfluss der Dichte auf den Injektionsdruck ... 47
Abb. 42: Simulierter Einfluss der Rohrreibung auf den Betriebswasserspiegel ... 47
Abb. 43: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse entsprechend der Eingangsparameter bei 80 l/s, (siehe auch Text). ... 48
Abb. 44: Systematik der Grundbegriffe ... 49
Abb. 45: Darstellung der Systeme Bohrungsniederbringung (System 1) und der Förderkomplettierung (System 2) innerhalb des Lebenszyklus einer geothermischen Anlage ... 51
Abb. 46: Anteil der einzelnen Prozesse an der Gesamtemission ... 53
Abb. 47: Verteilung der Erschließungskosten nach Gewerken am Beispiel einer ausgewählten Dublette ... 54
Abb. 48: Beispielhafte Abbildung des Moduls Eingangsparameter in Simulink (Untermodul Ausbau Förderbohrung) ... 57
Abb. 49: Grundaufbau des Modells ... 58
Abb. 50: Modul für die die Ermittlung der Druckverluste in der Förderbohrung (Ausbau) ... 59
Abb. 51: Modul für die die Ermittlung der Druckabsenkung im Reservoir ... 60

Abb. 52: Module für die die Ermittlung der Rohrreibungsverluste in bis zu 4 Sektionen in der Förderbohrung. ... 61
Abb. 53: Modul für die die Ermittlung von Dichte und Viskosität in Abhängigkeit der Druck- und Temperaturbedingungen sowie der Mineralisation. ... 61
Abb. 54: Darstellung der Druckverluste in einer Förderbohrung in Abhängigkeit der Förderrate. ... 62
Abb. 55: Modul für die die Ermittlung der Druckverluste in der Reinjektionsbohrung (Ausbau) ... 63
Abb. 56: Modul für die die Ermittlung der Druckverluste Obertage ... 63
Abb. 57: Modul für die die Ermittlung der hydraulischen und der elektrischen Pumpenleistung ... 64
Abb. 58: Zusammensetzung der simulierten Förderhöhe in Abhängigkeit der Förderrate ... 65
Abb. 59: Aufgezeichneter und simulierter Druckverlauf an der TKP einer Förderbohrung über einen Zeitraum von 6 Monaten ... 66
Abb. 60: hydraulische Leistungsaufnahme aus der Simulation in Abhängigkeit der Förderrate für drei Anlagen ... 67
Abb. 61: Darstellung der berechneten Druckverluste aus der Simulation für die einzelnen Module in den Anlagen 1, 2, und 3. ... 68
Abb. 62: Exemplarische Darstellung der ökonomischen und technischen Grenzen für die maximale Förderrate der Anlage 2 basierend auf hydraulischen Daten des erstellten *MATLAB Simulink* Simulationsmodells und einem festgelegten TKP-Wirkungsgrad von 41 %. ... 72

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Förder- bzw. Injektionsmengen im Vergleich ... 21
Tabelle 2: Übersicht über die Ergebnisse aus der instationären Auswertung ... 22
Tabelle 3: Übersicht zu den ermittelten Produktivitäten und Transmissivitäten ... 34
Tabelle 4: Ermittlung der theoretischen maximalen thermischen Leistung der vier Anlagen für die betrachteten Zeiträume ... 40
Tabelle 5: Vergleich der theoretischen maximalen thermischen Leistung der für die betrachteten Zeiträume bei normierter Rücklauftemperatur von 55 °C ... 40
Tabelle 6: Bewertungsmatrix für Benchmark der untersuchten Anlagen ... 55

Publikationen

Vorträge & Präsentationen

BICHLER, C., STEINER, U., SAVVATIS, A., SCHENK, W., KERSCH, A., (2013): Ökonomische und ökologische Effizienz tiefengeothermischer Anlagen in Süddeutschland – Untersuchungen zu Betriebserfahrung und Optimierungsansätze, Projekt des LIAG zum Wissenschaftstransfer für den weiteren Ausbau der tiefen Geothermie im Süddeutschen Molassebecken, München (05.02-06.02.2013).

BÖHM, A., STEINER, U., SAVVATIS, A., LINDE, J., SCHENK, W., KERSCH, A., BICHLER, C. (2013): Forschungsprojekt: Gesamteffizienz tiefengeothermischer Anlagen, Workshop „Untertage – Übertage“ Geoforschungszentrum Potsdam (16.10.2013).

SAVVATIS, A. (2012): Systemhydraulik und Projektwirtschaftlichkeit, GGSC Gaßner, Groth, Siederer & Coll Partnerschaft von Rechtsanwälten, Erfahrungsaustausch kommunale Geothermieprojekte in Augsburg (19.04.2012).

SAVVATIS, A. (2012): Ergebnisse der hydraulischen Auswertung der Betriebsdaten aus Geothermiebohrungen im süddeutschen Molassebecken, Internationale Geothermiekonferenz IGC in Freiburg (22.05-25.05.2012).

SCHUBERT, A.; SAVVATIS, A (2013): Optimierung Untertage, Reservoir und Speicher, GGSC Gaßner, Groth, Siederer & Coll Partnerschaft von Rechtsanwälten, Geothermiestammtisch im Annahof in Augsburg (18.04.2013).

STEINER, U., SAVVATIS, A., SCHENK, W., KERSCH, A., BICHLER, C. (2012): Parametererhebung und Modellaufbau zur Ermittlung der Gesamteffizienz tiefengeothermischer Anlagen, Geothermiekongress (DGK) in Karlsruhe (13.11-16.11.2012).

STEINER, U., SAVVATIS, A., LINDE, J., SCHENK, W., KERSCH, A., BICHLER, C. (2013): Sensitivitätsanalysen & Simulation zur Ermittlung der Gesamteffizienz tiefengeothermischer Anlagen, Geothermiekongress (DGK) in Essen (12.11-14.11.2013).

Berichte

ERDWERK (2011): Ökonomische und ökologische Effizienz tiefengeothermischer Anlagen in Süddeutschland - Untersuchungen zu Betriebserfahrung und Optimierungsansätze; 1. Zwischenbericht (unveröff.).

ERDWERK (2012): Ökonomische und ökologische Effizienz tiefengeothermischer Anlagen in Süddeutschland - Untersuchungen zu Betriebserfahrung und Optimierungsansätze; 2. Zwischenbericht (unveröff.).

ERDWERK (2012): Ökonomische und ökologische Effizienz tiefengeothermischer Anlagen in Süddeutschland - Untersuchungen zu Betriebserfahrung und Optimierungsansätze; 3. Zwischenbericht (unveröff.).

ERDWERK (2013): Ökonomische und ökologische Effizienz tiefengeothermischer Anlagen in Süddeutschland - Untersuchungen zu Betriebserfahrung und Optimierungsansätze; 4. Zwischenbericht (unveröff.).

ERDWERK (2013): Ökonomische und ökologische Effizienz tiefengeothermischer Anlagen in Süddeutschland - Untersuchungen zu Betriebserfahrung und Optimierungsansätze; 5. Zwischenbericht (unveröff.).

ERDWERK (2014): Ökonomische und ökologische Effizienz tiefengeothermischer Anlagen in Süddeutschland - Untersuchungen zu Betriebserfahrung und Optimierungsansätze; 6. Zwischenbericht (unveröff.).

Abschlussarbeiten

GEIPEL, M. & HIERL, M. (2011): Gesamteffizienz tiefengeothermischer Anlagen, Fakultät für Versorgungstechnik, Verfahrenstechnik, Druck- und Medientechnik, Fachbereich Gebäudetechnik, Hochschule für angewandte Wissenschaften München (unveröff.), 164 S.

TERNEKI, O. (2012): CO_2-Bilanzierung eines Ausgewählten tiefen Geothermieprojektes als Grundlage für ein vereinfachtes CO_2-Bilanzierungshandbuch – Bachelor Thesis, Lehrstuhl für Ingenieurgeologie, Technische Universität München (unveröff.), 40 S.

KUCHENBAUER, M. (2013): Analyse der bestehenden Anlagentechnik und Optimierung der Dauerfördereinrichtung eines Geothermieheizwerks für die kommunale Wärmeversorgung zur thermischen Leistungserhöhung mit Effizienzbetrachtung – Bachelor Thesis, Fakultät Umweltingenieurwesen, Technologie Erneuerbare Energien, Hochschule Weihenstephan - Triesdorf (unveröff.), 68 S.