

Test- und Probetrieb des HDR-Kraftwerks Soultz

05-4003



Abschlussbericht

Hannover, August 2013

BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE
HANNOVER

Test- und Probetrieb des HDR-Kraftwerks Soultz

Abschlussbericht

(Berichtszeitraum: 01.09.2009 – 31.12.2012)

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 0325159 gefördert.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Autoren:	Tischner, Torsten; Melchert, Bernd; Ortiz, Adrián (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) Schindler, Marion (Bestec for nature GmbH, Landau) Scheiber, Julia; Genter, Albert (GEIE Exploitation Minière de la Chaleur, Kutzenhausen)
Auftraggeber:	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Auftragsnummer:	FKZ 0325159
Geschäftszeichen:	B3.3/B50411-03/2013-0002/001
Datum:	12. August 2013

Verkürzte Zusammenfassung

Autoren:	T. Tischner, B. Melchert, A. Ortiz, M. Schindler, J. Scheiber, A. Genter
Titel:	Test- und Probetrieb des HDR- Kraftwerks Soultz
Stichwörter:	Soultz, Hot Dry Rock (HDR), Enhanced geothermal system (EGS), Geothermiekraftwerk, ORC-Anlage, Hydraulisches und chemisches Monitoring, Ausfällungen, Förderpumpen, Tiefe Geothermie,

Im Vordergrund des Vorhabens stand die wissenschaftliche Begleitung des Kraftwerks- und Zirkulationsbetriebs der Geothermieanlage in Soultz. Es wurden 3 mehrmonatige Zirkulationsperioden realisiert, in denen aus einer Bohrung gefördert und in 2 Injektionsbohrungen injiziert wurde mit einer maximalen Rate von ca. 30 l/s. Hierbei wurden keine an der Oberfläche spürbaren seismische Ereignisse registriert. Die geothermische Stromerzeugung war insgesamt ca. 10 Wochen in Betrieb mit einer durchschnittlichen Bruttoleistung von ca. 500 kWel. Die Gestängepumpe in der Förderbohrung lief zwischen Oktober 2009 und Oktober 2010 unterbrechungsfrei. Wiederholte Pumpenausfälle, die danach auftraten, korrelieren mit der Erhöhung der Förderrate und der Zunahme von Abrasion und Vibrationen. Seit Januar 2013 wird eine weiterentwickelte Gestängepumpe mit sehr gutem Erfolg eingesetzt. Die Ergiebigkeit der Förderbohrung unter Zirkulationsbedingungen hat sich im Berichtszeitraum verbessert. Die Hauptursache hierfür ist eine bessere hydraulische Verbindung zu einem höher gelegenen Reservoir, wodurch andererseits die Fördertemperatur aber abgesunken ist. Es gibt jedoch keine Anzeichen für einen sogenannten Kaltwasserdurchbruch. Chemische Ausfällungen werden vor allem auf der Reinjektionsseite der Geothermieanlage beobachtet. Hierbei handelt es sich vorrangig um Sulfatausfällungen. Durch die mit diesen Ausfällungen verbundene radioaktive Strahlung entsteht keine Gefährdung für die Mitarbeiter im Alltagsbetrieb. In Labor- und Feldversuchen wurden Inhibitoren zur Vermeidung dieser Sulfatausfällungen erfolgreich getestet. Eine Umfrage zur Akzeptanz und zu den Risiken der tiefen Geothermie zeigte eine überwiegend positive Einstellung zur tiefen Geothermie, aber auch, dass erhebliche Wissensdefizite bestehen. Im Berichtszeitraum erschienen mehr als 200 Veröffentlichungen (inklusive Konferenzbeiträge) und es wurden ca. 30 Artikel (peer reviewed) veröffentlicht.

	Seite
Verkürzte Zusammenfassung.....	5
Zusammenfassung.....	8
1 Kurzdarstellung.....	12
1.1 Aufgabenstellung	12
1.2 Voraussetzungen für die Durchführung des Vorhabens	15
1.3 Stand von Wissenschaft und Technik zu Beginn des Vorhabens.....	16
1.4 Planung und Ablauf des Vorhabens	18
2 Ergebnisse.....	24
2.1 Hydraulisches und thermisches Reservoirmonitoring	24
2.1.1 Betriebsphasen und Parameter.....	24
2.1.2 Produktivität der Bohrungen	31
2.1.3 Temperaturmessungen und Zuflusszonen	37
2.1.4 Thermalwasserzustrom aus dem „oberen“ Reservoir	43
2.1.5 Zusammenfassung.....	45
2.2 Geochemisches Monitoring und Materialuntersuchungen	47
2.2.1 Monitoring des Thermalwassers.....	47
2.2.2 Ablagerungen in den obertägigen Anlagen	50
2.2.3 Inhibitor zur Vermeidung von Ablagerungen.....	54
2.2.4 Korrosionsuntersuchungen in obertägigen Anlagen.....	60
2.2.5 Wärmetauscher: Beschichtung und Korrosion	62
2.2.6 Zustand der Bohrungen: Ablagerungen und Korrosion	64
2.2.7 Zusammenfassung.....	74
2.3 Förderpumpen	76
2.3.1 Gestängepumpe in der Bohrung GPK2.....	76
2.3.2 Unterwassermotorpumpe in der Bohrung GPK4.....	83
2.4 Stromerzeugung mit der ORC-Anlage.....	86
2.5 Induzierte Seismizität	89
2.6 Reservoirmodellierung	93
2.6.1 Konvektionszone zwischen GPK2 und GPK3	93
2.6.2 Traceruntersuchungen und Tracermodellierung	97
2.6.3 Zusammenfassung	100
2.7 Umweltauswirkungen und öffentliche Akzeptanz	102
2.7.1 Induzierte Seismizität und öffentliche Akzeptanz	102
2.7.2 Strahlenschutz.....	103
2.7.3 Umfrage zur Geothermie	107
2.7.4 Öffentlichkeitsarbeit und Publikationen	110
2.7.5 Zusammenfassung.....	111

	Seite
3	Verwertbarkeit der Ergebnisse 113
3.1	Erfindungen/Schutzrechtsanmeldungen..... 113
3.2	Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende 113
3.3	Wissenschaftlich- technische Erfolgsaussichten nach Projektende 114
3.4	Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit 114
4	Ergebnisse Dritter 114
Literaturverzeichnis.....	115
Abbildungsverzeichnis.....	120
Tabellenverzeichnis.....	128

Zusammenfassung

Das wissenschaftliche Programm zum Geothermievorhaben in Soultz-sous-Forêts wurde von deutscher Seite durch das BMU und von französischer Seite durch ADEME⁽¹⁾ gefördert. Der Schwerpunkt des Programms lag in der wissenschaftlichen Begleitung des Zirkulations- und Kraftwerkbetriebs der Geothermieanlage. Die wissenschaftliche Begleitung umfasste das untertägige Reservoir als auch ober- und untertägige Anlagen und Materialien. Die wesentlichen Ergebnisse und Erfahrungen des Projekts: „Test und Probetrieb des HDR Kraftwerks Soultz“ können wie folgt zusammengefasst werden:

In Soultz können derzeit 4 Bohrungen für die Thermalwasserzirkulation genutzt werden. Die Bohrungen GPK2, GPK3 und GPK4 erschließen das sogenannte „untere“ Reservoir in ca. 5000 m Tiefe, während die Bohrung GPK1 „nur“ bis ca. 3600 m Tiefe reicht und hier das „obere“ Reservoir erschließt. Zur geothermischen Stromerzeugung wurde im Jahr 2007 ein ORC-Kraftwerk aufgebaut, mit einer elektrischen Leistung von ca. 1,5 Megawatt.

Im Berichtszeitraum gab es 3 mehrmonatige Zirkulationsperioden, in denen Thermalwasser aus der Bohrung GPK2 gefördert und in die Bohrungen GPK3 und GPK1 injiziert wurde. Die längste ununterbrochene Zirkulationsperiode dauerte ca. 11 Monate an. Die maximale Förderrate betrug dabei ca. 30 Liter pro Sekunde. Die Bohrung GPK4 konnte nur kurzzeitig als Förderbohrung genutzt werden, da die dort installierte Unterwassermotorpumpe zum Beginn des Vorhabens ausfiel. Im Berichtszeitraum wurde daher nahezu ausschließlich aus der GPK2 gefördert.

Die weit überwiegende Anzahl der im Berichtszeitraum induzierten seismischen Ereignisse trat in einer Tiefe von mehr als 5 km auf, mit einer maximalen Magnitude von ca. 2,3. Keines dieser Ereignisse war an der Oberfläche spürbar. Durch das gewählte Betriebssystem einer Verteilung des Injektionsvolumens auf zwei Bohrungen (GPK1 und GPK3) und das Reduzieren des Injektionsdrucks konnte der Druckaufbau im „unteren“ Reservoir und damit die seismische Aktivität reduziert werden.

Die ORC-Anlage zur Stromproduktion war im Berichtszeitraum insgesamt ca. 10 Wochen in Betrieb. Technische Probleme der Kraftwerksanlage in Kombination mit Ausfällen der Förderpumpe erlaubten keine längeren Phasen der Stromproduktion. Im Mittel wurde im Kraftwerksbetrieb eine elektrische Bruttoleistung von ca. 500 Kilowatt erzeugt. Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung blieb unter den Erwartungen. Aufgrund der relativ geringen Förderrate und Fördertemperatur lief die Anlage nicht im optimalen Betriebszustand.

In der Hauptförderbohrung GPK2 dient eine Gestängepumpe zur Förderung des Thermalwassers. Zwischen Oktober 2009 und Oktober 2010 lief die Pumpe für ca. 1 Jahr

¹ Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

unterbrechungsfrei. Wiederholte Pumpenausfälle, die danach zu beobachten waren, korrelieren mit der Erhöhung der Förderrate auf mehr als 20 Liter pro Sekunde. Mit der Steigerung der Förderrate nahmen Abrasion und Vibrationen zu, so dass Schäden im hydraulischen Teil der Pumpe auftraten. Der obertägige Motor lief hingegen ohne Ausfälle. Es wurden detaillierte Untersuchungen zu den Schadensursachen durchgeführt, die als Basis für die Verbesserung von Pumpenkomponenten (Flügelräder, Gleitlager) dienen.

Im Januar 2013 wurde eine weiterentwickelte Gestängepumpe durch die Fa. KSB geliefert und in die Bohrung GPK2 eingebaut. Die neue Pumpe weist hinsichtlich der eingesetzten Materialien und der technischen Parameter erhebliche Vorteile gegenüber der bisherigen Pumpe auf. Insbesondere besteht die Pumpe aus hochwertigem Edelstahl. Seit Januar 2013 läuft die neue Pumpe ohne Probleme (Stand: Juni 2013).

Die Förderpumpe in der Bohrung GPK4 (Unterwassermotorpumpe), die im Oktober 2009 aufgrund eines Motorschadens ausfiel, wurde ausgebaut und untersucht. Die Untersuchungen ergaben einen insgesamt guten Zustand der Komponenten (Impeller, Protektor, usw.). Eine spezifische Schadensursache konnte bisher nicht gefunden werden. Die Zerlegung der Motorsektion steht hier noch aus.

Die Produktivität der Förderbohrung GPK2 unter Zirkulationsbedingungen hat sich im Berichtszeitraum verbessert. In der 2. Zirkulationsperiode des Jahres 2011 wurde eine um ca. 50% höhere Produktivität im Vergleich zur vorhergehenden Zirkulationsperiode beobachtet. Die Hauptursache für die gestiegene Produktivität der Bohrung GPK2 ist wahrscheinlich in dem verstärkten Zufluss aus dem sogenannten „oberen“ Reservoir zu sehen. Hier wurden Zuflusszonen im Bereich der Verrohrung aktiviert bzw. freigespült. Der beobachtete Produktivitätsanstieg unter Zirkulationsbedingungen ist daher vermutlich an die gleichzeitige Injektion über die GPK1 in das „obere“ Reservoir geknüpft.

Die Injektionsbohrung in das obere Reservoir (GPK1) hat eine deutlich höhere Produktivität als die Injektionsbohrung für das „untere“ Reservoir (GPK3). Dies bedeutet, dass aus hydraulischer Sicht die Reinjektion des geförderten Thermalwassers in die flachere Bohrung GPK1 vorteilhaft ist. Aus diesem Grund wird die Bohrung GPK1 im Laufe der Zeit verstärkt zur Reinjektion genutzt. Aus thermischer Sicht führt die verstärkte Injektion in die Bohrung GPK1 (anstelle von GPK3) zu einer Reduzierung der Fördertemperatur. Die Fördertemperatur aus der Produktionsbohrung GPK2 sank von 164 °C auf ca. 157 °C bei einer Zunahme der Injektionsrate in die GPK1 von 2 bis auf 12 Liter pro Sekunde.

Trotz der abnehmenden Temperatur aus der Förderbohrung GPK2 gibt es keine Anzeichen für einen sogenannten Kaltwasserdurchbruch. Es wird kein allmählicher Temperaturabfall bei konstanten hydraulischen Parametern während der Zirkulation beobachtet.

Ein Tracerexperiment im Jahr 2010 zwischen den tiefen Bohrungen GPK2 und GPK3 (Injektion in GPK3 und Produktion aus GPK2) bestätigt grundsätzlich die Ergebnisse aus vorhergehenden Tracertests. Entsprechend der Modellanpassung zirkuliert das Thermalwasser auf einer kleinräumigen und einer großräumigen Verbindung zwischen den Bohrungen. Das Durchbruchvolumen wird auf mindestens 10000 m³ abgeschätzt. Dieses, für ein künstlich geschaffenes System, relativ hohe Durchbruchvolumen lässt die Schlussfolgerung zu, dass über viele Jahre der Förderung und Zirkulation keine sinkende Fördertemperatur in Folge eines sogenannten „Kaltwasserdurchbruchs“ zu erwarten ist.

Für die insgesamt relativ geringe Fördertemperatur der Bohrung GPK2 ist vermutlich die Konvektion von Thermalwasser in einer Störungszone zwischen ca. 1500 m und 2000 m Tiefe von großer Bedeutung. In diesem Tiefenbereich sinkt die Fördertemperatur bei den im Berichtszeitraum gewählten Fließraten um ca. 15 Grad ab. Die Störung ist an die offenen Ringräume der Bohrungen GPK2 und GPK3 angeschlossen. Temperaturunterschiede in den Bohrungen in dieser Tiefe treiben die Konvektion und damit den Wärmeaustausch zwischen den Bohrungen an. Modellrechnungen unterstützen diese These und zeigen, dass für eine Transmissibilität der Störung von mehr als 10⁻¹³m³ ein substantieller Wärmeaustausch stattfindet.

Im obertägigen Thermalwasserkreislauf werden aus der Tiefe mitgerissene Partikel sowie Ablagerungen beobachtet. Die Ablagerungen treten überwiegend auf der kalten Seite des Thermalwasserkreislaufs auf. Vorrangig handelt es sich bei den Ablagerungen um Strontium-reiche Bariumsulfate und Metallsulfide. Infolge der Ablagerungen im Wärmetauscher sinkt dessen Effizienz und die regelmäßige Reinigung des Wärmetauschers ist notwendig. Mit der Bildung dieser Ausfällungen ist die Anreicherung von radioaktivem Material verbunden, da sich teilweise Blei (²¹⁰Pb) in den Metallsulfiden und ²²⁶Ra anstelle von Barium in dem Baryt-Mischkristall einlagert.

In den Bohrungen wurde eine erhöhte Gammastrahlung nachgewiesen. Die Maximalwerte der Gammastrahlung werden im oberen Bereich der Injektionsbohrungen registriert. Hauptursache hierfür sind Ablagerungen an der Bohrungswand (Casing), deren Dicke mit der Gammastrahlungsintensität korreliert. Die chemische Zusammensetzung der Ablagerungen in der Verrohrung ist ähnlich wie die der Ablagerungen im obertägigen Thermalwasserkreislauf. Die Ablagerungen konnten im oberen Bereich der Bohrungen mit Kamerabefahrungen sichtbar gemacht werden. Die Kamerabefahrungen zeigten auch, dass mit Ausnahme einzelner weniger Rohrabschnitte keine signifikante Korrosion entlang der Verrohrungen nachweisbar ist.

In Laborversuchen und in einem insitu-Test wurden verschiedene Inhibitoren zur Minimierung der Sulfatausfällungen hinsichtlich Eignung und Dosierung getestet. Es wurde ein geeigneter

Inhibitor ausgewählt, der zukünftig dauerhaft zum Einsatz kommen und zu einer signifikanten Reduzierung der Ausfällungen führen wird.

Korrosionsuntersuchungen wurden in einem Bypass der Thermalwasserleitung, im sogenannten „Low Temperature Skid“, bei ca. 70 °C durchgeführt. Hierbei zeigte sich eine gleichmäßige Korrosion von bis zu 0,2 Millimeter pro Jahr an den niedriglegierten Stählen. Zukünftig sind auch Korrosionsuntersuchungen auf der Hochtemperaturseite, in dem dafür installiertem „High Temperature Skid“, bei ca. 160 °C und mehr geplant.

Es wurden umfangreiche Untersuchungen zur radiologischen Belastung an der Geothermieranlage durchgeführt. Diese Untersuchungen bestätigen, dass die radioaktive Strahlung unmittelbar an den Anlagenkomponenten höher ist als die natürliche Umgebungsstrahlung. Es ist aber festzuhalten, dass von der geringfügig erhöhten Strahlung keine gesundheitliche Gefährdung für die Beschäftigten im normalen Arbeitsalltag ausgeht.

Es wurden Arbeitsvorschriften zum Strahlenschutz entwickelt und umgesetzt, um jederzeit den Schutz der Beschäftigten und der Besucher zu gewährleisten (Zoneneinteilung auf der Anlage, Tragen von Dosimetern). Für besondere Arbeiten, wie die Reinigung der Wärmetauscher und Filter, greifen weitergehende Vorschriften und Sicherungsmaßnahmen.

Zur Akzeptanz und zu den Risiken der tiefen Geothermie wurde eine Umfrage unter den Anwohnern durchgeführt. Hierbei wurden 203 Personen zu 6 Themenfeldern befragt. Entsprechend der Umfrage sind 80 % der befragten Personen der Ansicht, dass die Risiken durch die tiefe Geothermie beherrschbar seien und sie würden eine Geothermieranlage in ihrer unmittelbaren Umgebung akzeptieren. Die allgemeinen Kenntnisse zur tiefen Geothermie und ihrer Nutzung sind aber sehr beschränkt trotz der Öffentlichkeitsarbeit und den vielen Besuchern, die die Anlage besichtigen. Die größten in Soultz wahrgenommenen Beeinträchtigungen sind die Lärm- und Dampfentwicklung. Die spürbaren seismischen Ereignisse während der Stimulationsoperationen in den Jahren 2000 und 2003 sind nach wie vor im kollektiven Gedächtnis insbesondere der älteren Anwohner präsent, obwohl hierdurch keine eindeutig nachweisbaren Schäden hervorgerufen wurden.

Die Geothermieranlage in Soultz hat weiterhin eine große Attraktivität für Besucher aus Wissenschaft, Industrie und Politik sowie für Medienvertreter und lokale Gruppen. Zwischen 2007 und 2012 kamen insgesamt ca. 11000 Besucher auf das Gelände der Geothermieranlage in Soultz.

Das große fachliche Interesse an der Geothermieranlage in Soultz veranschaulicht die Anzahl an wissenschaftlich-technischen Veröffentlichungen. Im Berichtszeitraum erschienen mehr als 200 Veröffentlichungen (inklusive Konferenzbeiträge etc.) und es wurden ca. 30 Artikel (peer reviewed) veröffentlicht.

1 Kurzdarstellung

1.1 Aufgabenstellung

Das Vorhaben knüpft unmittelbar an die vorangegangenen Projekte (Förderkennzeichen: 0327097 und 0329950A) an. In den vorangegangenen Projekten standen die Schaffung eines großräumigen geothermischen Untergrundwärmetauschers im Tiefenbereich um 5000 m, bzw. die Errichtung der oberirdigen Kraftwerksanlage im Mittelpunkt. Der Schwerpunkt des aktuellen Vorhabens liegt in der wissenschaftlichen Begleitung des Zirkulations- und Kraftwerksbetriebs.

Das untertägige System in Soultz besteht aus einer Triplette mit einer zentralen Injektionsbohrung und zwei peripheren Produktionsbohrungen (Abb. 1), die mittels massiver Wasserfracs miteinander verbunden wurden. Im Jahr 2007 wurde das Kraftwerk mit einem binären Organic Rankine Cycle (ORC-Anlage) errichtet, mit einer ausgelegten elektrischen Leistung von 1,5 Megawatt.

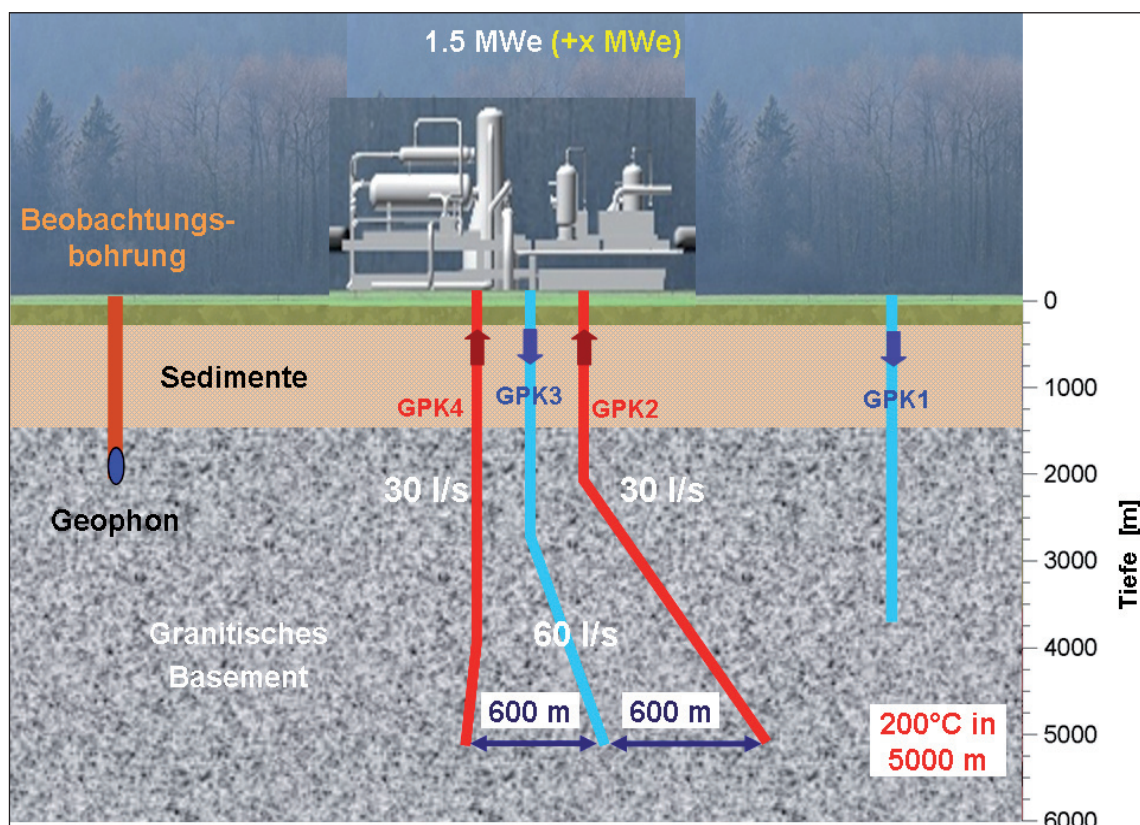


Abb. 1: Schema der Bohrung und des Kraftwerks in Soultz.

Die BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) beauftragte im Rahmen dieses BMU-Vorhabens die Europäische wirtschaftliche Interessenvereinigung Wärmebergbau (EWIV) mit der wissenschaftlichen Begleitung des Zirkulations- und

Kraftwerksbetriebs. Die EWIV ist Eigentümer der Bohrungen und der Kraftwerksanlage und fungiert als Operator in Soultz.

Die Aufgaben in der aktuellen Phase „Test- und Probetrieb des HDR Kraftwerkes Soultz“ werden in den nachfolgenden Absätzen kurz dargestellt.

Reservoirmonitoring

Die Thermalwasserzirkulation sowie der Kraftwerksbetrieb werden intensiv messtechnisch begleitet. Durch ein hydraulisches, thermisches und chemisches Monitoringprogramm soll eine umfängliche Überwachung des Reservoirs gewährleistet werden. Veränderungen im Reservoir sollen frühzeitig erkannt werden, so dass die Thermalwasserzirkulation hierauf angepasst werden kann. Begleitende Bohrlochmessungen dienen dazu die Zu- und Abflussbedingungen in der Bohrung zu charakterisieren aber auch um den Zustand der Verrohrungen im Hinblick auf Korrosion und Ablagerungen zu beurteilen.

Neben der Zirkulation im 5 km tiefen Reservoir („unteres“ Reservoir) mit drei Bohrungen soll auch die flachere Bohrung GPK1 mit in die Reinjektion einbezogen werden. In dieser Konfiguration wird ein Teil des Thermalwassers in das flachere („obere“) Reservoir in ca. 3600 m verpresst. Eine wichtige Frage ist hierbei, wie sich die hydraulischen und thermischen Verhältnisse als auch die seismische Aktivität durch die Einbeziehung der Bohrung GPK1 ändern. In diesem Zusammenhang ist zu klären, inwieweit dieses „obere“ Reservoir an das Reservoir in 5000 m hydraulisch angeschlossen ist.

Chemische Prozesse und Materialuntersuchungen

Für die Erhöhung der Lebensdauer und Effizienz der obertägigen Anlagen sowie des Reservoirs werden basierend auf einem hydrochemischen Monitoring die chemischen Prozesse analysiert und kritische Prozesse versucht zu verhindern (z. B. durch die Installation eines Inhibitorsystems). Geochemische Modellrechnungen dienen dazu, die beobachteten Prozesse zu verstehen und gegebenenfalls die Betriebsparameter der Anlage so anzupassen, dass insbesondere Ausfällungen minimiert werden können. In sogenannten Bypass-Skids, sollen unter repräsentativen Bedingungen Korrosionsuntersuchungen an unterschiedlichen Materialien durchgeführt werden. Zudem sind Mineralablagerungen (Scalings) und Korrosion in den obertägigen Anlagen als auch in den Verrohrungen von großer Bedeutung. Speziell um den Zustand der Verrohrungen zu charakterisieren, sind aussagekräftige Bohrlochmessungen geplant.

Pumpentechnologie

In der Bohrung GPK2 ist eine Gestängepumpe im Einsatz, während in der Bohrung GPK4 eine Unterwassermotorpumpe zum Einsatz kommt. Mit dem Test beider Pumpentypen soll ein Beitrag geleistet werden, um eine bessere Entscheidungsbasis für die gezielte Auswahl eines Pumpentyps zu schaffen. Die Pumpen sind dem aggressiven Thermalwasser bei

gleichzeitig hoher Temperatur ausgesetzt, sowie ab höheren Fließraten, auch einem mit Partikel beladenen Fluidstrom. Aus den hohen Anforderungen an die Pumpen resultieren Risiken für den Betrieb der Pumpen, die in dem Vorhaben analysiert und bewertet werden. Basierend auf der Analyse sind gegebenenfalls Modifikationen an den Pumpen und Materialien vorzunehmen.

Minimierung der induzierten seismischen Aktivität

Die Beherrschbarkeit der induzierten Seismizität ist für die Förderung und öffentliche Akzeptanz solcher Projekte, besonders nach den Erfahrungen in Basel und Landau, unbedingt notwendig. Bei den anvisierten Förderraten von über 30 l/s⁽¹⁾ ist bei der Reinjektion mit der Entwicklung von Seismizität zu rechnen. Das Monitoring der Lokationen, Magnitude und zeitlichen Entwicklung der seismischen Ereignisse, sowie deren Korrelation mit der Druckentwicklung, bzw. dem Injektionsvolumen ist ein wichtiger Schritt zum Verständnis und zur Abschätzung des mit der Seismizität verbundenen Risikos. Die Betriebszustände während der Zirkulation werden deshalb auch hinsichtlich einer Reduzierung der seismischen Intensität beurteilt und eingestellt, z. B. durch die Nutzung der GPK1 als zusätzliche Reinjektionsbohrung.

Reservoirmodellierung und Traceruntersuchungen

Von wesentlicher Bedeutung für die Berechnung des thermischen Verhaltens des Reservoirs und insbesondere die Frage eines Kaltwasserdurchbruchs sind die Annahmen über die Fließwege im Untergrund. Für die Bohrungen GPK2 und GPK3 ist es sehr wahrscheinlich, dass eine dominante Störung wesentlich zur hydraulischen Verbindung beiträgt.

Tracerexperimente während des Zirkulationsbetriebes sollen die Fließwege im Reservoir charakterisieren, um insbesondere das thermische Verhalten des Reservoirs in verschiedenen Betriebszuständen zu prognostizieren. Basierend auf den Ergebnissen des Reservoirmonitoring sowie den Traceruntersuchungen sollen Modelle zur langfristigen Prognose des Reservoirs erstellt werden.

Umwelteinflüsse und öffentliche Akzeptanz

Zum Erreichen einer größtmöglichen Transparenz gegenüber der Öffentlichkeit und gegenüber den Behörden sowie zur Maximierung der Arbeitssicherheit sind regelmäßig Messkampagnen zu Radioaktivität am Thermalwasserkreislauf und zu Lärmemissionen vorgesehen.

Im Zusammenhang mit der öffentlichen Akzeptanz ist weiterhin die kontinuierliche Überwachung und Minimierung der induzierten Seismizität von großer Bedeutung.

¹ Fließraten werden im Dokument in Liter pro Sekunde (l/s) angegeben.

Im Rahmen einer verstärkten Öffentlichkeitsarbeit soll sich die Bevölkerung mit Publikationen, Besuchen und einer neu gestalteten Internetseite über das Projekt und die Ergebnisse informieren können.

1.2 Voraussetzungen für die Durchführung des Vorhabens

Das Hot-Dry-Rock⁽²⁾ (HDR)-Projekt Soultz begann im Jahr 1987 als deutsch-französisches Forschungsvorhaben. Auf Grund der guten Ergebnisse entwickelte sich hieraus im Jahr 1989 das europäische Forschungsvorhaben Soultz. Die Voraussetzungen für die Durchführung dieses Vorhabens wurden maßgeblich in den Vorläuferprojekten in Soultz selbst geschaffen, an denen sich die BGR von Anfang an beteiligte. Die wesentlichen Etappen im Gesamtvorhaben in Soultz können seit dem Beginn im Jahr 1987 im Wesentlichen wie folgt eingeteilt werden:

1987 – 1991: Geologische und geophysikalische Erkundung am Standort Soultz:

- Abteufen der Bohrung GPK1 bis auf ca. 2000 m Tiefe,
- erste erfolgreiche Stimulationsexperimente (Wasserfracs) in durch Packer isolierten Intervallen,
- Abteufen und komplettes Kernern der seismischen Beobachtungsbohrung EPS1 (ca. 2200 m tief).

1991 – 1998: Schaffung eines Wärmetauschers in 3500 m Tiefe:

- Vertiefung der Bohrung GPK1 bis auf 3600 m,
- Abteufen der Bohrung GPK2 auf ca. 3900 m Tiefe,
- massive Stimulationsexperimente in beiden Bohrungen und Schaffung eines unterirdischen Wärmetauschers in ca. 3500 m Tiefe,
- erfolgreicher Langzeitzirkulationstest in diesem Tiefenabschnitt.

1999 – 2004: Schaffung eines Wärmetauschers in 5000 m Tiefe:

- Vertiefung der Bohrung GPK2 bis auf 5000 m,
- Abteufen der Bohrungen GPK3 und GPK4 bis auf 5000 m,
- Stimulation der offenen Bohrlochabschnitte (jeweils 4500 – 5000 m) durch massive Frischwasserinjektionen,
- Schaffung des unterirdischen Wärmetauschers im Teufenabschnitt 4500 – 5000 m.

2 Um den Bezug zu vorhergehenden Projekten herauszustellen, wird hier weiterhin die Abkürzung HDR verwendet, obwohl in jüngerer Zeit oftmals der allgemeinere Begriff „EGS“ (Enhanced Geothermal System) auch für das Soultz-Projekt verwendet wird.

2004 – 2008: Chemische Stimulationen und Aufbau der Kraftwerksanlage:

- Chemische Stimulation der Bohrungen GPK3 und GPK4,
- Errichtung der obertägigen Kraftwerksanlage mit einem binären ORC-Kreislauf,
- Installation von zwei Förderpumpen, einer Gestängepumpe in der GPK2 sowie einer elektrischen Tauchpumpe in der GPK4 Bohrung,
- Start des Probetriebes der Anlage.

In dem Vorhaben waren im Projektzeitraum folgende Firmen und Einrichtungen beteiligt (Tab. 1).

Tab. 1: Auflistung der am Projekt beteiligten Firmen und wissenschaftlichen Einrichtungen.

Institution (Abk.)	Institution (vollständiger Name)	Aufgabe (Schwerpunkte)
BESTEC	Best Technologies for Nature GmbH, Landau	Mitglied im EWIV-Management im Auftrag der Pfalzwerke, technische Unterstützung
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	Hydraulisch-thermisches Monitoring, Auswertung von Bohrlochmessungen
BRGM	Bureau des Recherches Géologiques et Minières	Geochemisches Monitoring, Tracertests, Materialuntersuchungen
EDF	Electricité de France	Mitglied der EWIV, Koordination, Operative Arbeiten u. Untersuchungen
ES	Electricité de Strasbourg	Mitglied der EWIV, Koordination, Operative Arbeiten u. Untersuchungen
EnBW	Energie Baden-Württemberg	Mitglied der EWIV, Koordination, Operative Arbeiten u. Untersuchungen
STEAG	STEAG New Energies GmbH	Mitglied der EWIV, Koordination
PW	Pfalzwerke	Mitglied der EWIV, Koordination, Operative Arbeiten u. Untersuchungen
GTC	GTC Kappelmeyer GmbH, Karlsruhe	Druckmonitoring im Deckgebirge; Wirtschaftlichkeitsberechnungen

1.3 Stand von Wissenschaft und Technik zu Beginn des Vorhabens

Das Europäische HDR-Projekt in Soultz-sous-Forêts im Elsass ist das einzige im Betrieb befindliche HDR-Projekt weltweit. Der Stand von Wissenschaft und Technik zum Beginn des Vorhabens wurde maßgeblich durch die vorangegangenen Arbeiten in Soultz selbst bestimmt.

Durch massive Injektion von Wasser (Wasserfrac-Technik) ohne Stützmittel wurde die künstliche Risserzeugung in Soultz vielfach erfolgreich demonstriert. Es wurden hierdurch hoch leitfähige Risse geschaffen mit einer hydraulischen Durchlässigkeit, die deutlich höher ist als bei Fracoperationen unter Einsatz von Stützmitteln, wie sie typischerweise

in der Ölindustrie eingesetzt werden. Die Rissflächen lagen im Bereich von mehreren Quadratkilometern. Die in Soultz gesammelten Erkenntnisse und Erfahrungen sind weltweit einzigartig und dienen als Referenz für weitere HDR-Projekte/EGS-Projekte.

Während der Stimulationsexperimente in Soultz wurden die entstehenden seismischen Ereignisse vollständig aufgezeichnet und das Risswachstum und die Geometrie des Reservoirs beobachtet. Hierfür wird ein seismisches Netzwerk, bestehend aus Geophonen, Hydrophonen und Beschleunigungsaufnehmern (Accelerometer), in den Beobachtungsbohrungen eingesetzt. Die Ortung der mikroseismischen Ereignisse erlaubt einen genauen Einblick in die Reservoirgeometrie und ist das entscheidende Hilfsmittel zum Verständnis der Prozesse bei der Stimulation. Die Methode der mikroseismischen Ortung der Rissausbreitung wurde durch Geothermieprojekte und massgeblich auch durch das Projekt in Soultz entwickelt.

Tiefbohrungen im Granit bis zu einer Tiefe von 5000 m stellen bohrtechnisch eine große Herausforderung dar. In den Jahren 1999 – 2004 wurde eine Bohrlochtriplette mit einer Injektionsbohrung (GPK3) und zwei Produktionsbohrungen (GPK2 und GPK4) geschaffen. Das gerichtete Abteufen der Bohrungen bis auf 5000 m Tiefe erfolgte unter Berücksichtigung des tektonischen Spannungsfeldes im Granit. Der Abstand der Bohrungen voneinander beträgt jeweils 600 m und die Gebirgstemperatur 200 °C. Während der Bohrphase wurden wichtige Entwicklungen in der Bohrtechnik im stark abrasiven Granit und in der Bohrkomplettierung (z. B. freie Verrohrung) umgesetzt. Weiterhin wurde eine spezielle Hochtemperatur-Zementations-Strategie eingeführt, die problemlos unter den extrem hohen Temperaturen das Abdichten von Verlustzonen und das Setzen der Verrohrung ermöglichte. Die gewonnenen Erfahrungen beim Abteufen einer gerichteten Bohrung im Granit sind für weitere petrothermale Projekte von besonderer Bedeutung.

Zwei der drei 5000 m tiefen Bohrungen waren zunächst nur gering produktiv (Produktivität von ca. 0,01 (l/s/bar)³) und wurden vor allem durch die hydraulischen Stimulationen erheblich verbessert. So konnte die Produktivität der Bohrungen GPK2 und GPK4 jeweils um etwa das 20fache gesteigert werden, so dass damit die Voraussetzungen für eine ökonomisch relevante Stromproduktion geschaffen wurden.

Hinsichtlich chemischer Stimulationen (Säurebehandlungen) im Granit wurden in vorangegangenen Projektphasen wichtige Erfahrungen gesammelt. Die Produktivität der Bohrungen GPK2 und GPK4 konnte infolge von HCl-Säuerungen verbessert werden, während in der GPK3 keine wesentliche Erhöhung der Produktivität erzielt wurde. Vermutlich ist die Steigerung der Produktivität in den Bohrungen GPK2 und GPK4 jedoch auf Nebeneffekte zurückzuführen (Beseitigung eines Fließwiderstandes in der Bohrung,

³ Drücke werden im Dokument in bar und Produktivitäten in Liter pro Sekunde und bar (l/s/bar) angegeben.

bzw. Aktivierung eines Fließweges durch ein Loch in der Verrohrung). Ein eindeutiger Nachweis für die Wirksamkeit der Säuerungen im Reservoir selbst konnte nicht erbracht werden.

Im Jahr 2007 wurde ein ORC-Kraftwerk („Organic Ranking Cycle“) für eine elektrische Leistung von 1,5 MW errichtet. Diese ORC-Anlage wird in Soultz mit dem organischen Arbeitsmittel Isobutan und einer besonders schnell rotierenden Turbine betrieben. Für das Design der ORC-Anlage gibt es außerhalb von Soultz keine Referenz.

Als Förderpumpen werden in Soultz zwei unterschiedliche Typen eingesetzt und getestet. Damit widmet man sich in Soultz auch der aktuellen Problematik der Förderpumpen. Für hohe Temperaturen und Fließraten ergibt es diesbezüglich keine etablierte Technologie.

1.4 Planung und Ablauf des Vorhabens

Im Vorhaben war insbesondere vorgesehen, wissenschaftlich-technische Begleituntersuchungen zum Zirkulations- und Kraftwerksbetrieb der Geothermieranlage durchzuführen. Verschiedene Zirkulationsregime sollten untersucht werden, um einen optimalen Zustand der Thermalwasserzirkulation und des Kraftwerksbetriebs bei gleichzeitiger Minimierung der induzierten Seismizität zu ermöglichen.

Begleitende geochemische Untersuchungen, Tracertests sowie Material- und Korrosionsstudien sind an die Thermalwasserzirkulation gebunden, ebenso wie Untersuchungen zu den Betriebseigenschaften der Förderpumpen.

Die obertägige Anlage in Soultz ist als Schema und als Foto aus den Abbildungen 2 und 3 ersichtlich.

Die beiden Bohrungen GPK2 und GPK4 dienen als Förderbohrungen, während für die Injektion die beiden Bohrungen GPK1 und GPK3 zur Verfügung stehen (Abb. 2). Im Kraftwerksbetrieb gibt das geförderte und gefilterte Thermalwasser seine Wärme über Verdampfer und Vorerwärmer an das Arbeitsfluid (Isobutan) ab und wird anschließend über einen weiteren Filter in die Injektionsbohrung verpreßt.

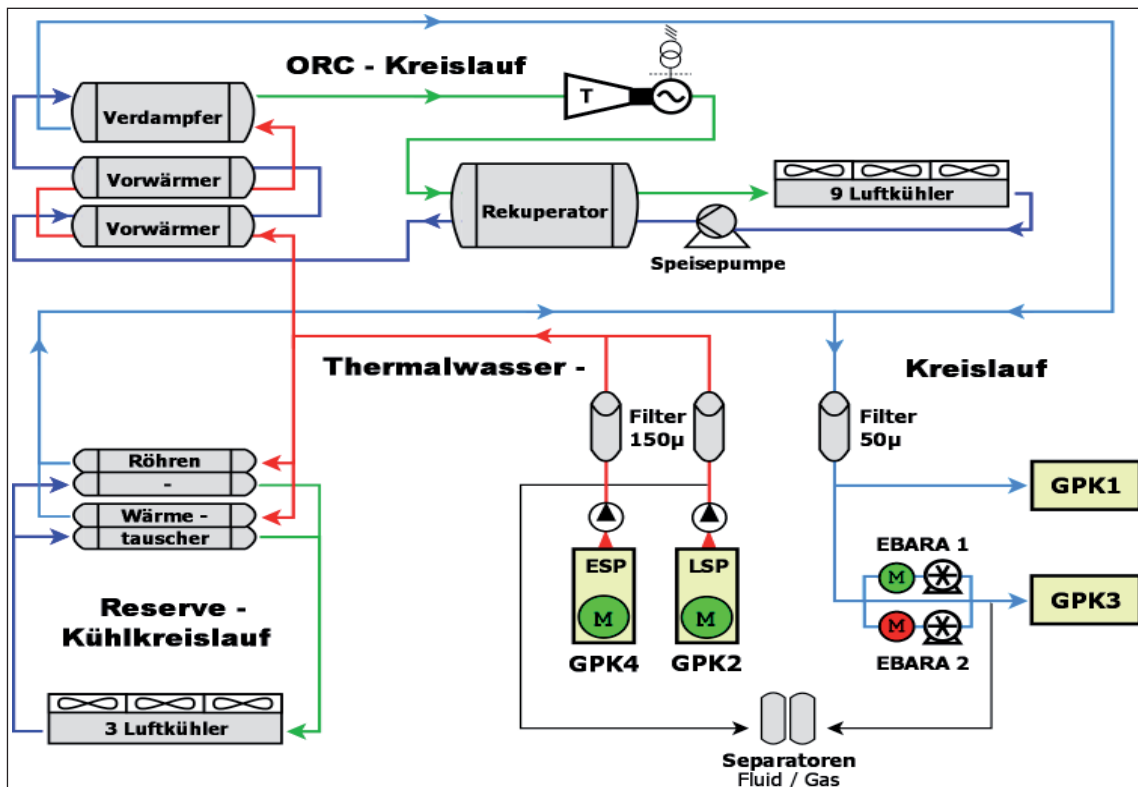


Abb. 2: Kraftwerks- und Zirkulationsschema. ESP Electrical submersible pump (Unterwassermotorpumpe); LSP: Line shaft pump (Gestängepumpe); EBARA: Zentrifugalpumpen der Fa. EBARA für die Injektion.

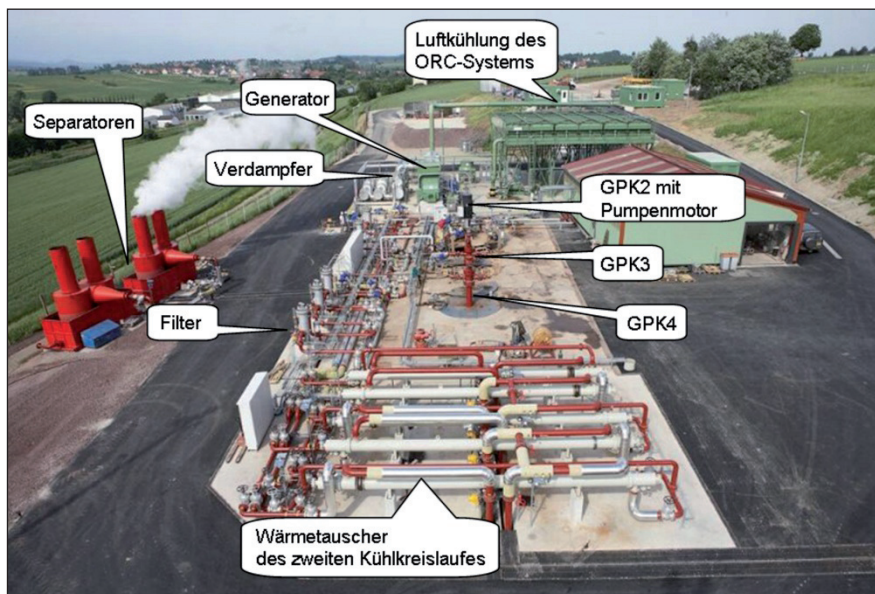


Abb. 3: Ansicht des Geothermiekraftwerks in Soultz.

Sofern aus technischen oder anderen Gründen kein Kraftwerksbetrieb möglich ist, kann das Thermalwasser in den Reservekühlkreislauf geleitet werden, ohne Unterbrechung der Förderung und der Thermalwasserzirkulation (Abb. 2). Im Berichtszeitraum wurde

das Thermalwasser überwiegend über den Reservekühlkreislauf zirkuliert, dabei kam es zu keiner Stromproduktion. Die Wärme wird dann über separate Röhrenwärmetauscher und einer separaten Luftkühlung an die Umgebung abgegeben.

Die wesentlichen Phasen des Zirkulationsbetriebs in Soultz sind aus der Abb. 4 ersichtlich und werden nachfolgend stichpunktartig aufgelistet:

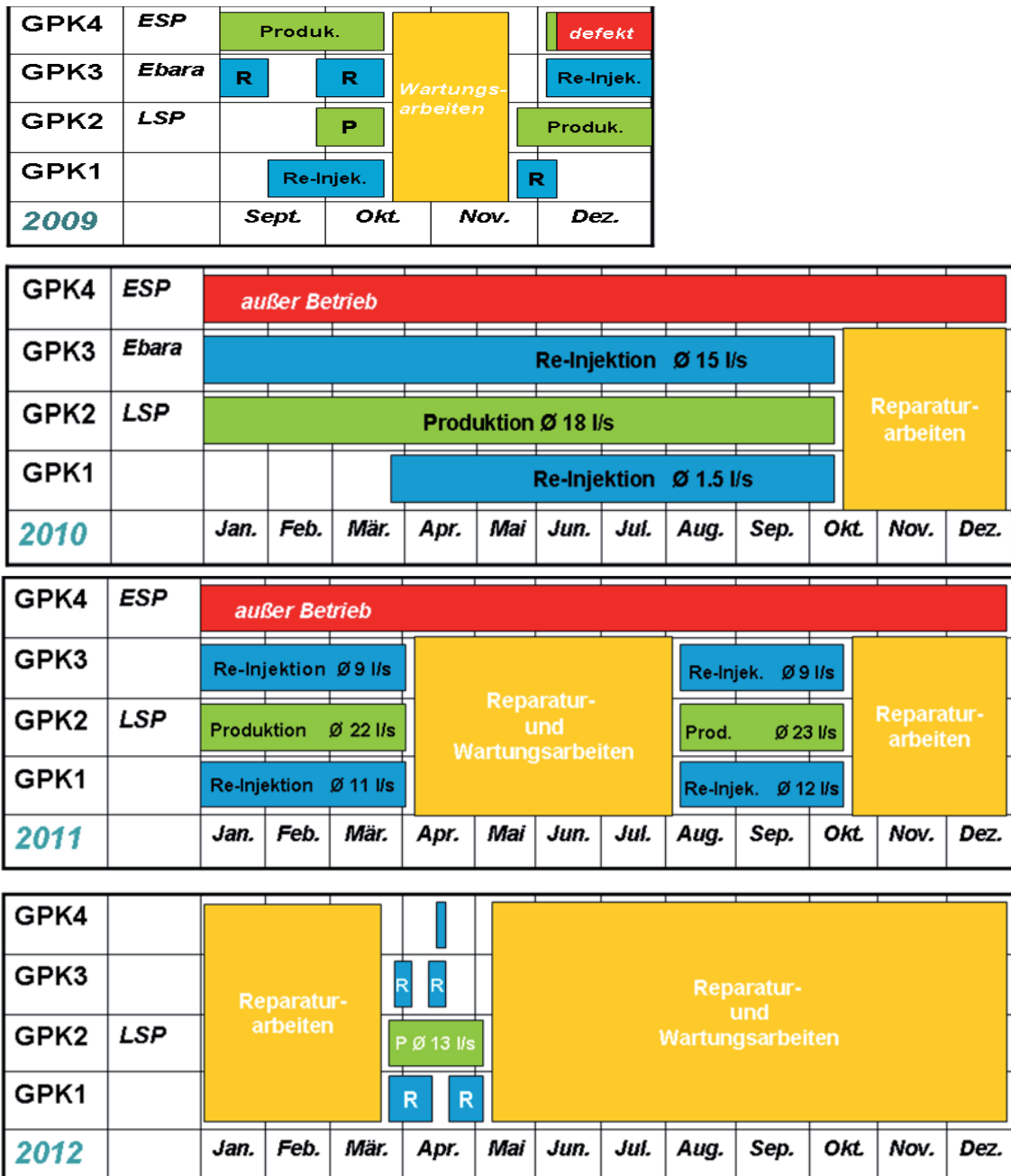


Abb. 4: Übersicht über die wesentlichen Betriebsphasen des Kraftwerks bzw. der Thermalwasserzirkulation. Durchschnittliche Fließraten für die Produktion/Injektion sind eingetragen.

September – Oktober 2009:

Förderung aus der Bohrung GPK4 und nachfolgend auch aus GPK2 mit einer Gesamtförderrate von ca. 30 l/s.

Oktober – November 2009:

Allgemeine Wartungsarbeiten an der gesamten Anlage.

November 2009 – Oktober 2010:

Wiederaufnahme der Produktion aus beiden Förderbohrungen. Aufgrund eines Motorschadens der Unterwassermotorpumpe in GPK4 erfolgt die Förderung nur noch aus GPK2. Ab Dez. 2009: Reinjektion vorrangig in GPK3 und untergeordnet in GPK1, Förderrate ca. 18 l/s.

Oktober 2010 – Dezember 2010:

Routineüberholung des Kraftwerks, Inspektion der Förderpumpe in GPK2, Austausch von Flügelrädern (Impeller) der Pumpe.

Januar 2011 – März 2011:

Wiederaufnahme der Zirkulation zwischen GPK2 (Produktion) und GPK1 + GPK3 (Injektion), Förderrate max. 25 l/s im März, verstärkte Reinjektion in GPK1, Ausfall der Förderpumpe infolge von Abrasionsschäden.

April – Juli 2011:

Reparatur- und Wartungsarbeiten, Austausch von Komponenten der Förderpumpe und partielle Beschichtung mit einer Nickel-Brom-Legierung zur Erhöhung der Abrasionsfestigkeit.

August 2011 – Oktober 2011:

Wiederaufnahme der Zirkulation wie vor den Reparaturarbeiten, Erhöhung der Förderrate bis auf kurzzeitig 26 l/s, Ausfall der Förderpumpe aufgrund von Vibrationsschäden.

Oktober 2011 – März 2012:

Reparaturarbeiten, insbesondere Ersatz des Antriebsstrangs und von Lagern der Förderpumpe, Ergänzung der Pumpe um 2 zusätzliche Stufen, Vorbereitung der Bohrung GPK4 als Injektionsbohrung.

März 2012 – April 2012:

Artesische Produktion und nachfolgend Förderung mit Förderpumpe (GPK2), Test der Injektion auch in GPK4, Stopp der Zirkulation aufgrund einer hydraulischen Blockade der Förderpumpe.

Mai 2012 – Dezember 2012:

Reparatur- und Wartungsarbeiten, Inspektion der Förderpumpe: Schäden insbesondere an Lagern und Schmierstrang, Entscheidung zum kompletten Neubau der Förderpumpe für die GPK2.

Das Schema der Zirkulation, das im Berichtszeitraum zwischen 2009 und 2012 überwiegend realisiert wurde, ist aus Abbildung 5 ersichtlich.

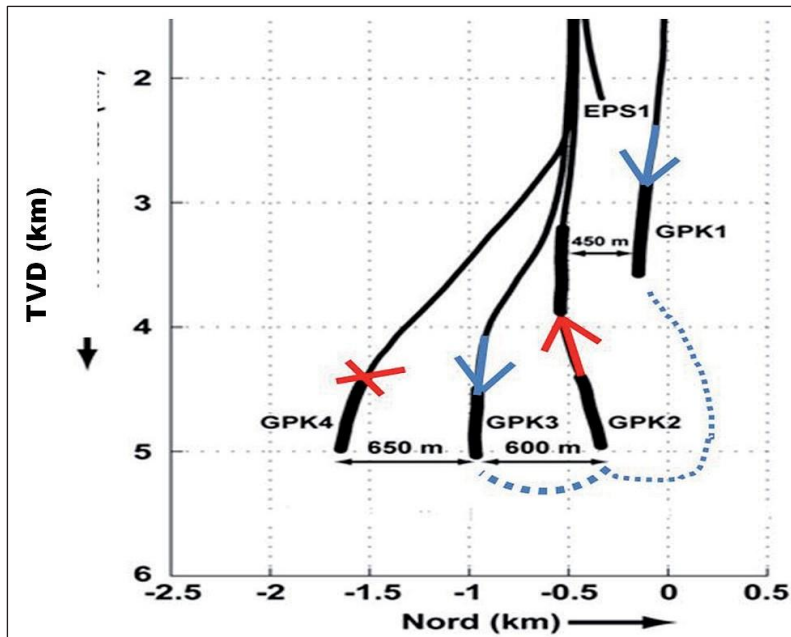


Abb. 5: Bohrungen und im Berichtszeitraum zwischen 2009 und 2012 realisiertes Zirkulationsschema. Roter Pfeil: Produktion; Blauer Pfeil: Injektion. (TVD: True vertical depth - tatsächliche vertikale Tiefe).

Im Berichtszeitraum waren der ORC-Kraftwerksbetrieb und damit die Stromerzeugung nur sehr eingeschränkt möglich. In folgenden Zeiträumen erfolgte die Stromerzeugung mit der ORC-Anlage:

- 1 Woche im September 2010
- 2 Wochen im Januar / Februar 2011
- 1,5 Wochen Ende März 2011
- 5 Wochen im September 2011

Eine weitergehende Darstellung des Betriebs der ORC-Anlage findet sich in Kapitel 2.4.

Zur Messung von Temperaturprofilen und zum Nachweis von Ablagerungen etc. wurden nachfolgende Bohrlochmessungen durchgeführt. Die Institutionen, die die Messungen durchgeführt haben, sind in Klammern angegeben.

November 2010 (Leibniz Institut für Angewandte Geophysik, Hannover, LIAG):

- Temperaturprofil in den Bohrungen GPK2 (bis ca. 3800 m) und GPK3 (bis Endteufe in ca. 5000 m Tiefe) zur Bestimmung von Zu- und Abflusszonen während der Zirkulation.

Juni 2011 (LIAG):

- Temperaturprofil in GPK1 bis zu einer nachgewiesenen Restriktion in ca. 2575 m Tiefe.
- Gamma-Log bis zu einer nachgewiesenen Restriktion in ca. 2575 m Tiefe.

Dezember 2011 (LIAG):

- Gamma-Log, Wiederholungsmessung in GPK1 bis 500 m, spektrales Gamma-Log und Video-Log in GPK1 bis 500 m Tiefe

März 2012 (LIAG):

- Gamma-Log bis 500 m Tiefe und Video-Log in GPK4 bis 370 m Tiefe.

Juli 2012 (LIAG):

- Gamma-Log in GPK3 und GPK2 bis 500 m Tiefe.
- Temperaturlog in der seismischen Beobachtungsbohrung 4550 bis 1500 m Tiefe.

August 2012 (Osel Bohr GmbH, Bayreuth-Osel):

- Video-Logs in GPK3 bis 190 m und GPK2 bis 260 m Tiefe.

Dezember 2012 (Schlumberger):

- Gamma-Log in GPK3 bis 4000 m und Kalibermessung bis 1500 m Tiefe.
- Gamma-Log in GPK4 bis 1500 m Tiefe.

2 Ergebnisse

In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse des Vorhabens zu den einzelnen thematischen Schwerpunkten dargestellt.

Hierbei beziehen sich Tiefenangaben in den Bohrungen grundsätzlich auf die gemessene Tiefe (MD: measured depth). Nur in besonderen gekennzeichneten Fällen wird die wahre Tiefe (TVD: True vertical depth) angegeben. Fließraten werden in Liter pro Sekunde (l/s) und Drücke in bar angegeben. Entsprechend folgt für die Produktivität von Bohrungen die Einheit Liter pro Sekunde und bar (l/s/bar).

Absolute Temperaturen beziehen sich auf Grad Celcius ($^{\circ}\text{C}$), wohingegen Temperaturdifferenzen oder Temperaturänderungen in Kelvin (K) angegeben werden.

2.1 Hydraulisches und thermisches Reservoirmonitoring

2.1.1 Betriebsphasen und Parameter

Nachfolgend werden die hydraulischen und thermischen Parameter in den wesentlichen Betriebsphasen der Geothermieranlage zusammenfassend chronologisch dargestellt und diskutiert.

2009

Die Abbildung 6 gibt eine Übersicht über die Produktions- und Injektionsfließraten von September 2009 bis Ende 2009 sowie über die jeweiligen Temperaturen des Thermalwassers und Drücke an den Bohrlochköpfen der Bohrungen.

Zu Beginn des Berichtszeitraumes (Sept. 2009) wurde zwischen den beiden Bohrungen GPK3 und GPK4 das Thermalwasser zirkuliert. Gefördert wurde aus der Bohrung GPK4 mittels der Unterwassermotorpumpe und reinjiziert in die Bohrung GPK3 mit einer Hochdruck-Kreiselpumpe (EBARA). Die Kühlung erfolgte über den Reservekühlkreislauf. Ab Mitte bzw. Ende September 2009 wurden auch die anderen beiden Bohrungen GPK1 und GPK2 mit in die Zirkulation einbezogen, so dass kurzzeitig mit einer summarischen Fließrate bis zu ca. 30 l/s Thermalwasser produziert bzw. reinjiziert wurde. Unter quasistationären Bedingungen betrug die Fördertemperatur aus GPK4 ca. 155°C . Die Fördertemperatur aus der GPK2 erreichte ebenfalls eine Temperatur von ca. 155°C , aber bedingt durch die variierende Fließrate wurde hier kein stabiles Temperaturniveau erreicht. Der Injektionsdruck an der Bohrung GPK1 verblieb unter 10 bar. Der Druck am Bohrlochkopf in GPK1 ist zum Teil auf die Entgasung von im Wasser gelösten Gasen zurück zu führen und damit höher als bei Injektion von Thermalwasser in dem das Gas gelöst bleibt.

Von Mitte Oktober bis Anfang Dezember wurde die gesamte Anlage wegen allgemeiner Wartungsarbeiten heruntergefahren.

Mitte November 2009 wurde die Kraftwerksanlage wieder angefahren und die Zirkulation schrittweise begonnen. Zunächst wurde das Fluid aus GPK2 gefördert und in GPK1 injiziert. Ab Ende des Monats erfolgte auch die Injektion in GPK3. Anfang Dezember wurde zudem die Unterwassermotorpumpe in der Bohrung GPK4 angefahren. Sie fiel jedoch bereits nach zwei Tagen, aufgrund eines Wassereintrittes in die Motorsektion aus. Bis zum Ende des Vorhabens kam die Unterwassermotorpumpe nicht mehr zum Einsatz.

Bis Ende des Jahres hatten sich quasistationäre Verhältnisse an der Bohrung GPK2 eingestellt. Die Produktionsfließrate lag bei ca. 20 l/s bei einer Bohrlochkopftemperatur von 163 °C und einem Bohrlochkopfdruck von ca. 20 bar. Der Injektionsdruck in GPK3 stieg bei vollständiger Injektion in diese Bohrung allmählich weiter an. Zum Ende des Jahres 2009 erreichte der Bohrlochkopfdruck ca. 50 bar.

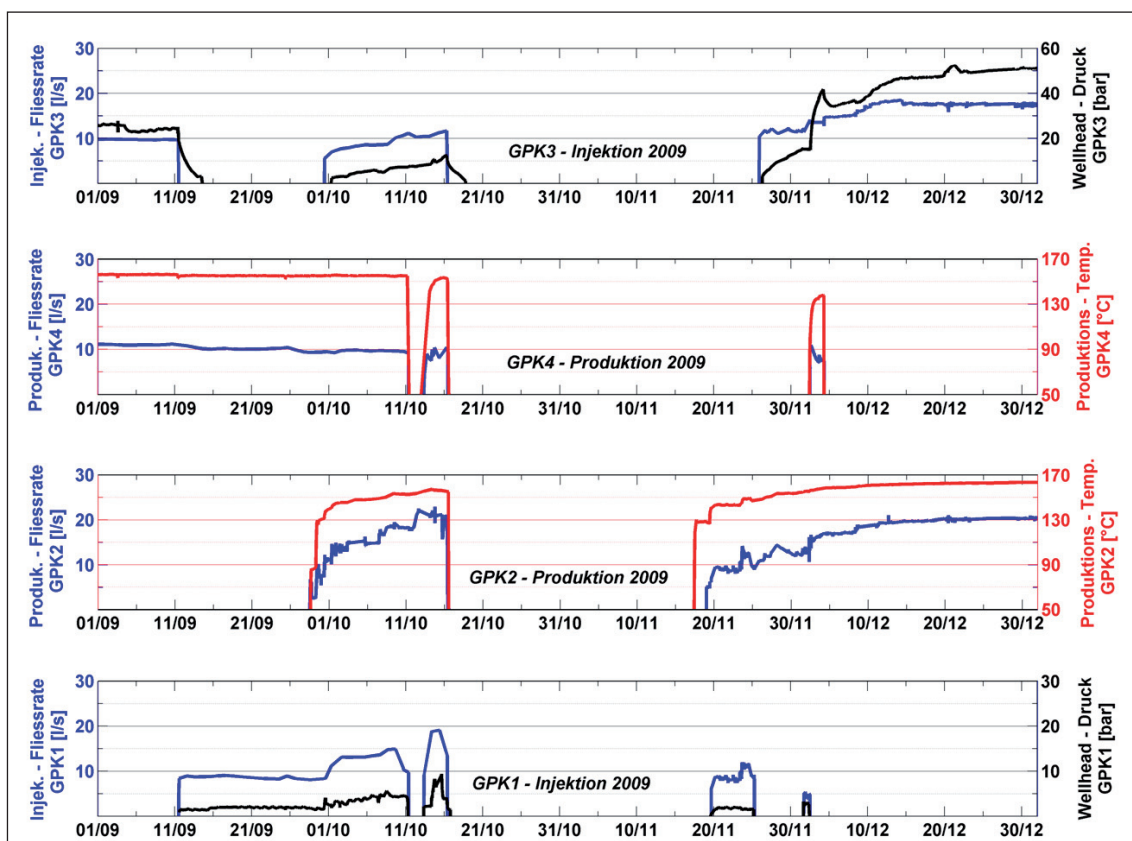


Abb. 6: Übersicht über die wichtigsten hydraulischen und thermischen Parameter im Zeitraum September bis Dezember 2009 Blau: Fließrate; rot: Temperatur; schwarz: Bohrlochkopfdruck.

2010

Die Zirkulation wurde im Jahr 2010 kontinuierlich fortgesetzt bis zu den Wartungsarbeiten im Oktober 2010 (Abb. 7). Dies war die längste ununterbrochene Zirkulationsphase

im Berichtszeitraum. Bis Ende März wurde das aus der Bohrung GPK2 geförderte Thermalwasser, ca. 20 l/s und 164,5 °C heiß, mittels einer Hochdruck-Kreiselpumpe (EBARA) mit ca. 60 °C in die Bohrung GPK3 reinjiziert. Bei einer Injektionsrate von 18,5 l/s erreichte der Bohrlochkopfdruck in GPK3 rund 54 bar. Ende März wurde das Reinjektionsschema abgeändert. Die Fließrate in GPK3 wurde verringert, um einen Bohrlochkopf-Druck von 50 bar nicht zu überschreiten. Damit einhergehend wurde nun begonnen ebenfalls in die Bohrung GPK1 zu reinjizieren. Anfangs mit knapp 5 l/s, ab Ende April mit 1,5 – 2 l/s. Der Hintergrund für die Injektion in die Bohrung GPK1 war, den Druckaufbau in der Injektionsbohrung GPK3 zu reduzieren und damit die seismische Aktivität zu minimieren. Das Thermalwasser konnte hier bei einem Bohrlochkopfdruck von weniger als 5 bar durch den vorgegebenen Druck der Förderpumpe, an der EBARA Pumpe vorbei, in GPK1 eingebracht werden.

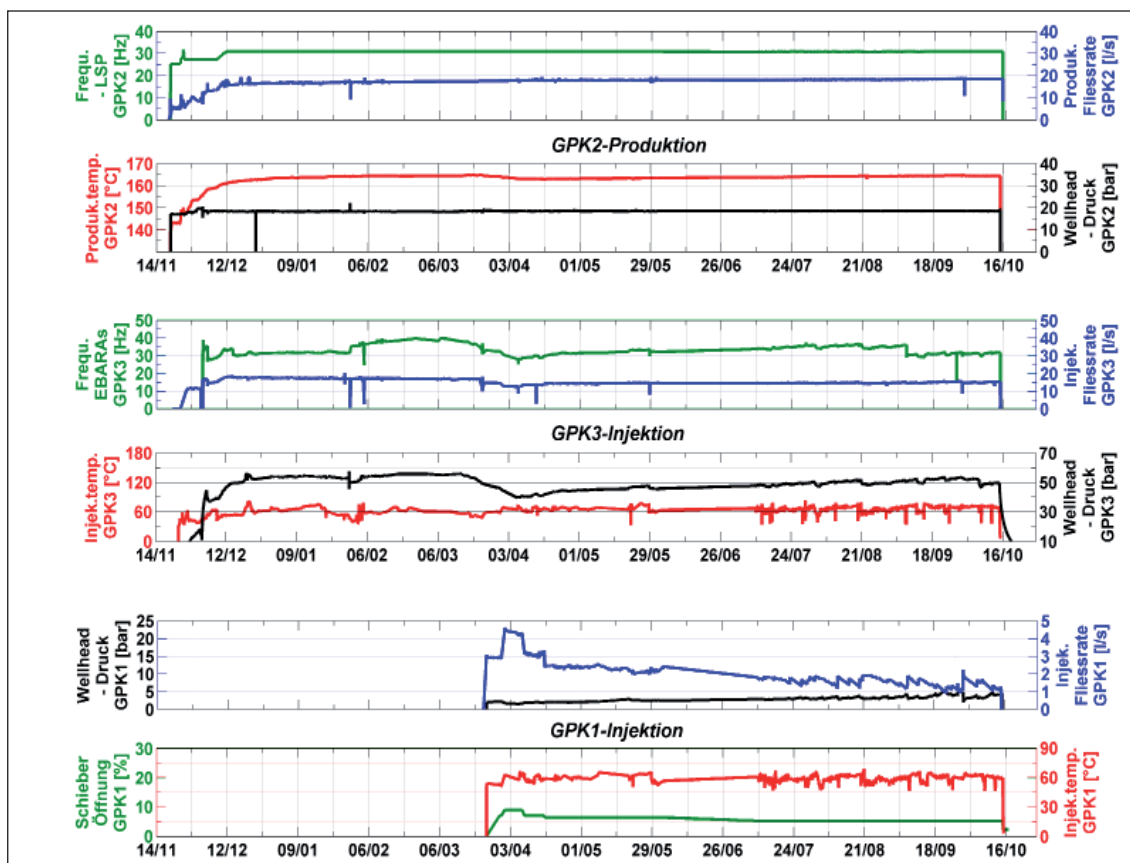


Abb. 7: Überblick über die Fließraten (blau), Bohrlochkopfdrücke (schwarz) und Bohrlochkopftemperaturen (rot) der Bohrungen GPK1, GPK2 und GPK3 während der Zirkulationsphase 2010. In grün sind die Frequenzeinstellungen der Förderpumpe (Gestängepumpe in GPK2) und der Injektionspumpe (EBARA-GPK3). Die Schieber-Öffnung (unterster Graph, grün) bestimmt die Fluidaufteilung zwischen GPK1 und GPK3 für die Reinjektion.

Korrespondierend mit der ab Ende März beginnenden Injektion von ca. 5 l/s in GPK1 wurde ein Absinken der Produktionstemperatur in GPK2 um 1,5 K, von 164,5 °C auf 163 °C beobachtet. Mit der späteren Verringerung der Injektionsrate in GPK1 stieg die

Temperatur allmählich an und erreichte mit 164,3 °C faktisch wieder den Ausgangswert. Die Reinjektionstemperaturen in GPK1 und GPK3 lagen durchschnittlich bei etwa 60 °C, wobei von Anfang September bis Mitte Oktober das Thermalwasser über den Verdampfer des ORC-Kreislaufs floss. Die wichtigsten Parameter für den Zirkulationsbetrieb im Jahr 2010 sind als Mittelwerte in Tab. 2 zusammengefasst.

Tab. 2: Durchschnittswerte der wichtigsten hydraulischen Parameter von Nov. 2009 bis Oktober 2010. (Q: Fließrate; P: Kopfdruck; T: Temperatur)

	Q [l/s]	P [bar]	T [°C]
GPK 2 Produktion	~ 20	~ 19	164
GPK 3 Injektion	~ 17.5	~ 52	~ 60
GPK 1 Injektion (ab April 2010)	~ 2	~ 3	~ 60

2011 (Januar - April)

Nach den Überholungsarbeiten an der Gestängepumpe im November/Dezember 2010, wurde Anfang Januar der Zirkulationsbetrieb wieder angefahren. Die Produktion aus GPK2 begann mit 14 l/s und wurde sukzessive bis auf ~ 18,5 l/s erhöht (Abb. 8). Um die Produktionsfließrate von ~ 18,5 l/s konstant zu halten, musste im Januar die Frequenz der Pumpe kontinuierlich von 31 Hz (17.01.2011) auf 35,2 Hz (Anfang Februar) erhöht werden. Dies spiegelt die nicht-stationären hydraulischen Bedingungen im Reservoir in der Anlaufphase der Zirkulation wider.

Die Produktion wurde anschließend bis zum April in mehreren Stufen bis auf eine Rate von ca. 25 l/s erhöht. Reinjiziert wurde wieder in beide Injektionsbohrungen (GPK3 und GPK1), wobei zunächst der Fluidstrom etwa zu gleichen Teilen auf beide Bohrungen aufgeteilt wurde. Der zusätzliche Volumenstrom ab Februar wurde aber ausschließlich in die GPK1 injiziert, so dass die Injektionsrate in GPK3 nicht über ca. 10 l/s hinaus angehoben wurde.

Die Produktionstemperatur aus GPK2 erreichte drei Wochen nach Zirkulationsbeginn ~ 159 °C und stieg nur sehr langsam bis auf 160 °C im April an. Vermutlich aufgrund der stärkeren Injektion in die flachere Bohrung GPK1 ist nunmehr die Produktionstemperatur etwa 4 K geringer als in der Zirkulationsperiode zwischen Januar und Oktober 2010.

Mit der Steigerung der Produktionsrate aus GPK2 wäre ein stärkerer Anstieg der Temperatur zu erwarten gewesen. Offensichtlich wirkt die verstärkte Injektion in die flache Bohrung GPK1 dem Anstieg der Fördertemperatur entgegen. Der Bohrlochkopfdruck in GPK1 blieb bei Injektionsraten bis 12 l/s unter 6 bar. Dieser Kopfdruck wurde in der vorangegangenen Injektion (Herbst 2010) schon bei einer Rate von nur ~ 2 l/s erreicht. Der geringe Kopfdruck der Bohrung GPK1 verdeutlicht die hohe Produktivität/Injektivität dieser Bohrung im Vergleich zu GPK3.

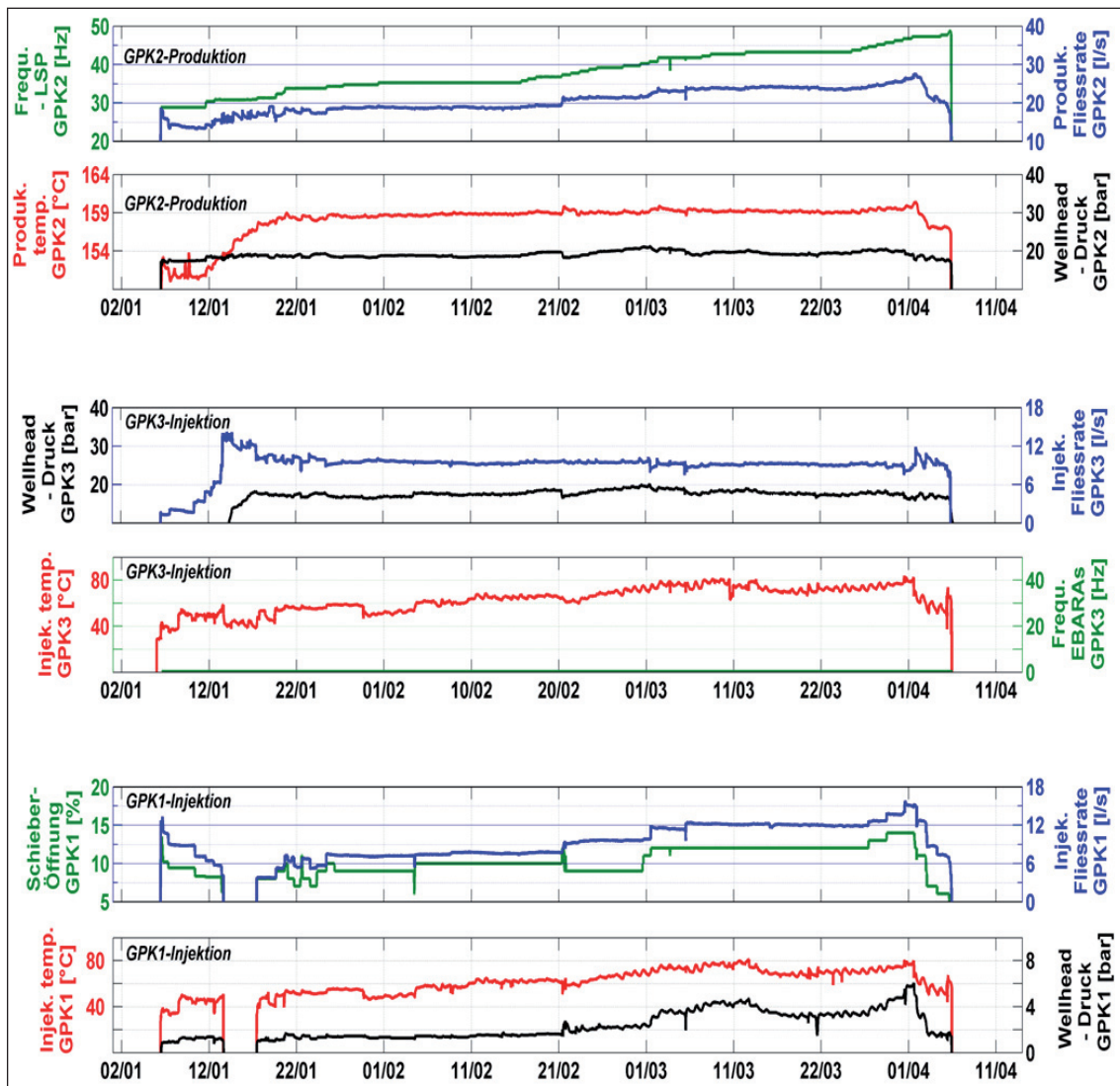


Abb. 8: Überblick über die Fließraten (blau), Bohrlochkopfdrucke (schwarz) und Bohrlochkopftemperaturen (rot) in den Bohrungen GPK1, GPK2 und GPK3 während der Zirkulationsphase zwischen Januar und April 2011. In grün sind die Frequenzeinstellungen der Förderpumpe (Gestängepumpe in GPK2) und der Injektionspumpe (EBARA, GPK3) dargestellt. Die Schieberöffnung (unterster Graph, grün) bestimmt die Fluidaufteilung zwischen GPK1 und GPK3 für die Reinjektion.

Tab. 3: Durchschnittswerte der wichtigsten hydraulischen Parameter von Februar bis Anfang April 2011. (Q: Fließrate, P: Kopfdruck; T: Bohrlochkopftemperatur)

	Q [l/s]	P [bar]	T [°C]
GPK 2 Produktion	~ 24	~ 19	159
GPK 3 Injektion	~ 10	~ 18	~ 75
GPK 1 Injektion	~ 12	~ 5	~ 75

Die Tabelle Tab. 3 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die durchschnittlichen Fließraten, Druck- und Temperaturwerte von Februar bis Oktober 2011.

Die Reinjektionstemperatur in GPK3 und GPK1 stieg stetig von 50 °C Anfang Februar bis auf 80 °C Mitte März, aufgrund steigender Umgebungstemperaturen und Problemen im Reservekühlkreislauf an. Probleme im Reservekühlkreislauf wurden vor allem durch Fesstoffe verursacht, die vermehrt seit der Erhöhung der Produktionsfließrate Mitte Februar mit dem Thermalwasser gefördert wurden und dann zum Teil die produktionsseitigen Filter und vor allem die Röhrenwärmetauscher des Reservekühlkreislaufes zusetzten. Aus diesem Grund lief die Reservekühleinheit in dieser Zeit nur abwechselnd mit einem statt zwei Wärmetauscherpaaren.

Am 03.04.2011 nahm die hydraulische Leistung in einer Kombination aus sowohl fallender Produktionsfließrate als auch sinkendem Bohrlochkopfdruk, bei konstanter Frequenz der Förderpumpe, stark ab. Da der Bohrlochkopfdruk und der Druck in den obertägigen Rohrleitungen bis zum 06.04.2011 unter 17 bar fiel, musste die Gestängepumpe abgestellt und damit die Zirkulation abgebrochen werden. Der Grund für den Defekt der Pumpe waren Abrasionsschäden am Pumpenkörper, die durch einen erhöhten Partikelstrom bei Fließraten von mehr als 23 l/s verursacht wurden.

2011 (August – Oktober)

Am 08. August 2011 wurde die reparierte Gestängepumpe wieder in Betrieb genommen und die Zirkulation des Thermalfluides wieder gestartet.

Während der ersten zwei Wochen im August lag die Produktions-Fließrate bei etwa 17 l/s, bei einer Frequenz der Pumpe von ca. 30 Hz. Danach wurde die Frequenz schrittweise auf über 40 Hz erhöht, um von Mitte bis Ende September einen Anstieg der Fließrate auf bis zu 26 l/s zu erreichen. Die Injektionsrate in die GPK1 wurde stetig von 5 l/s im August auf 13 l/s bis Mitte September erhöht. Ab Ende September lag die Injektionsrate bei ca. 11 l/s. Der Bohrlochkopfdruk in GPK1 lag von August bis Oktober zwischen 3 und 5 bar. In GPK3 betrug die Injektionsrate zu Beginn im August ca. 7 l/s und wurde dann auf 10 l/s erhöht und konstant gehalten, mit einem Bohrlochkopfdruk von ~ 16 bar (Abb. 9). Im Oktober wurde die Pumpfrequenz wegen auftretender Vibrationen auf 40 Hz und auf eine Fließrate von ca. 23 l/s reduziert.

Ein wichtiger Faktor war die Entwicklung der Fördertemperatur. Sie überschritt während dieser Zirkulationsphase nicht 158 °C. Im Vergleich zur Zirkulationsphase von Januar bis April 2011 ist die Produktionstemperatur damit um 1 K geringer. Der Grund für die wiederum etwas geringere Fördertemperatur dürfte sein, dass am 25.08.2011 (bereits drei Wochen nach Zirkulationsstart) die Injektionsrate in GPK1 auf knapp 10 l/s erhöht wurde. Daraufhin fällt die Produktionstemperatur etwas und stabilisiert sich dann bei knapp 158 °C. (Zum Vergleich: Im Frühjahr 2011 wurden die ersten 7 Wochen ca. 7 l/s in GPK1 injiziert und mit einer Temperatur von ca. 159 °C aus GPK2 gefördert.)

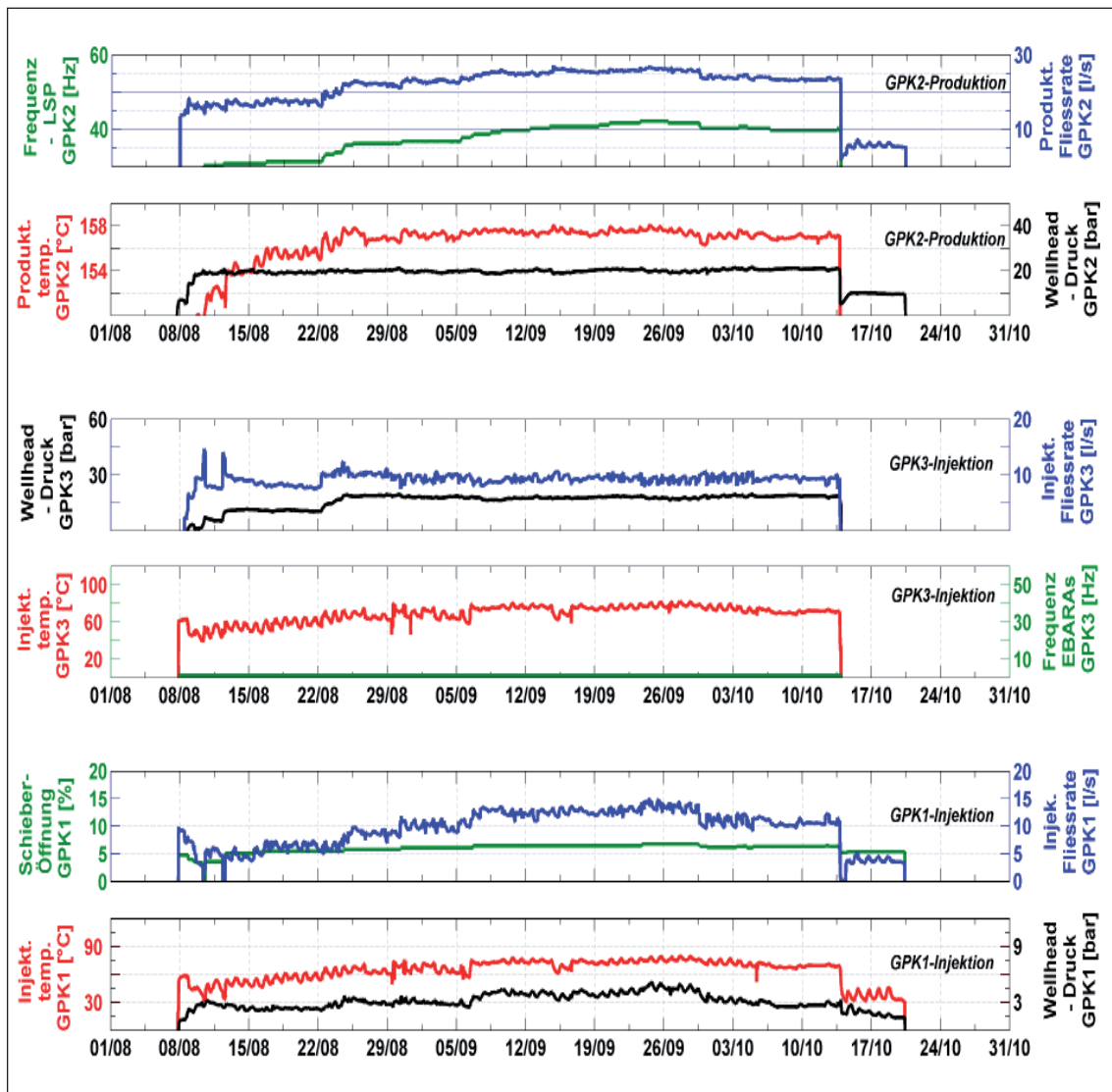


Abb. 9: Überblick über die Fließraten (blau), Bohrlochkopfdrucke (schwarz) und Bohrlochkopftemperaturen (rot) in den Bohrungen GPK1, GPK2 und GPK3 während der Zirkulationsphase zwischen August und Oktober 2011. In grün sind die Frequenzeinstellungen der Förderpumpe (Gestängepumpe in GPK2) und der Injektionspumpe (EBARA, GPK3) dargestellt. Die Schieberöffnung (unterster Graph, grün) bestimmt die Fluidaufteilung zwischen GPK1 und GPK3 für die Reinjektion.

Tab. 4: Durchschnittswerte der wichtigsten hydraulischen Parameter von August bis Oktober 2011. (Q: Fließrate, P: Kopfdruck; T: Bohrlochkopftemperatur).

	Q [l/s]	P [bar]	T [°C]
GPK2 Produktion	~ 23	~ 20	157
GPK3 Injektion	~ 9	~ 16	~ 75
GPK1 Injektion	~ 12	~ 4	~ 75

Die Tabelle Tab. 4 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die durchschnittlichen Fließraten, Druck- und Temperaturwerte von August bis Oktober 2011.

Am 13.10.2011 musste die Förderpumpe und damit die Thermalwasserproduktion wegen einer Leckage im Schmierstrang der Antriebswelle gestoppt werden.

2012

Im Jahr 2012 konnte die Zirkulation nur kurzzeitig zwischen 27.03.2012 und 24.04.2012 wieder aufgenommen werden. Es wurde zunächst artesisch aus GPK2 mit etwa 10 l/s gefördert und überwiegend in die Bohrung GPK1 injiziert. Am 20.04.2012 wurde die Förderpumpe mit einer Frequenz von 30 Hz gestartet und die Förderrate dadurch auf 20 l/s gesteigert. Die Produktionstemperatur stieg hierdurch von ca. 140 °C auf ca. 150 °C an und das Thermalwasser wurde in GPK3 und GPK1 mit 50 bis 60 °C reinjiziert, nachdem es den Reservekühlkreislauf passiert hatte.

Am 23.04.2012 wurde damit begonnen etwa 12 l/s in GPK4 zu reinjizieren. Die Bohrung GPK4 wurde hierfür entsprechend umgebaut, damit diese auch als Injektionsbohrung genutzt werden kann. Parallel dazu wurde in die Bohrung GPK3 injiziert (ca. 8 l/s). Einen Tag später, am 24.04.2012, musste die Pumpe wegen technischer Probleme an der Antriebswelle erneut gestoppt und damit die Förderung abgebrochen werden. Aufgrund der kurzen Injektionsdauer wurden keine stationären hydraulischen Verhältnisse und keine stabilen Kopfdrücke an den Bohrungen GPK4 und GPK3 erreicht.

2.1.2 Produktivität der Bohrungen

Für die Beurteilung der möglichen Energiegewinnung aus dem Reservoir ist die Produktivität der Bohrungen entscheidend. Die Produktivität wird aus dem Druckanstieg/ Druckabfall bezogen auf den ungestörten Reservoirdruck unter möglichst stationären Bedingungen ermittelt. Die Druckänderung wird hier unter Zirkulationsbedingungen, d. h. bei Thermalwasserzirkulation zwischen mehreren Bohrungen betrachtet. Die so ermittelte Produktivität ist daher abhängig von der Druckänderung im Reservoir infolge der Injektion/ Produktion an den anderen Bohrungen und grundsätzlich höher als die Produktivität, die aus Einzelbohrungstests ermittelt wird.

Aufgrund der Erfahrungen, die in verschiedenen hydraulischen Tests in der Vergangenheit in Soultz gemacht wurden, ist die Druckabhängigkeit der hydraulischen Parameter nicht signifikant. Dies bedeutet, dass Produktivität und Injektivität als identisch angenommen werden können. (Der Einfluß der temperaturabhängigen Viskosität des Wassers wird bei der Abschätzung der Produktivität vernachlässigt.)

Für den praktischen Betrieb ist die Produktivität unter Zirkulationsbedingungen wichtig, da hierüber der Energieaufwand für die Thermalwasserzirkulation im Kraftwerksbetrieb ermittelt werden kann. Es wird nachfolgend die Produktivität unter Zirkulationsbedingungen betrachtet.

GPK2

Die Grundlage für die Bestimmung der Produktivität der Förderbohrung GPK2 bilden Wasserstandsmessungen in der Bohrung während der Produktion. Hierzu wurde ein sogenanntes coiled tubing installiert, welches bis knapp oberhalb der Förderpumpe reicht (Abb. 10).

Im Jahr 2011 wurden insgesamt 12 Wasserstandsmessungen durchgeführt. Das coiled tubing war hier bis in 250 m Tiefe und bis 12 m über dem Pumpenauslass der Gestängepumpe (16 m über dem Pumpeneinlass) eingebaut. Im Zeitraum vor dem Januar 2011 und nach September 2011 stehen keine Messdaten zur Verfügung weil das coiled tubing hier beschädigt war. Die mittlere Temperatur als Basis für die Ermittlung der mittleren Fluidichte in der Bohrung wurde mit 170 °C abgeschätzt, basierend auf einer linearen Interpolation zwischen der Reservoirtemperatur von ca. 180 °C und einer Kopftemperatur von ca. 160 °C.

In Abbildung 11 sind die gewonnenen Messwerte sowie die daraus abgeleitete Produktivität der Bohrung GPK2 dargestellt. Da Fließrate und Kopfdruck während der verschiedenen Messungen keine stationären Zustände erreicht hatten, sind die abgeleiteten Produktivitäten als Abschätzungen anzusehen. Signifikant scheint aber die deutlich höhere Produktivität der Bohrung nach der Wiederaufnahme der Zirkulation im August/September 2011 zu sein. Hier liegt der Wasserspiegel lediglich ca. 90 m unter Flur, während dieser im März/April 2011 ca. 150 m unter Flur lag, bei vergleichbaren Fließraten von ca. 2425 l/s.

Der Anstieg der Produktivität der Bohrung kann durch die Ausspülung/Reinigung der Wegsamkeiten im Reservoir erklärt werden. Im Frühjahr 2011 wurden durch die Steigerung der Förderrate auf über 20 l/s ca. 200 kg an Partikeln aus der Bohrung ausgetragen, im Sommer 2011 waren es ungefähr nochmals weitere 50 kg.

Wahrscheinlich wird ein verbesserter Zufluss vor allem aus dem „oberen“ Reservoir, über die bestehende Leckage im Bereich der Casingverengung in ca. 3900 m Tiefe, erzielt. Hierfür spricht die geringere Fördertemperatur, die im August – Oktober mit 157,5 °C etwa 1,5 K geringer ist als Januar – April 2011. Auf die hydraulische Verbindung zwischen oberem und unterem Reservoir wird im nächsten Kapitel 2.1.4 eingegangen.

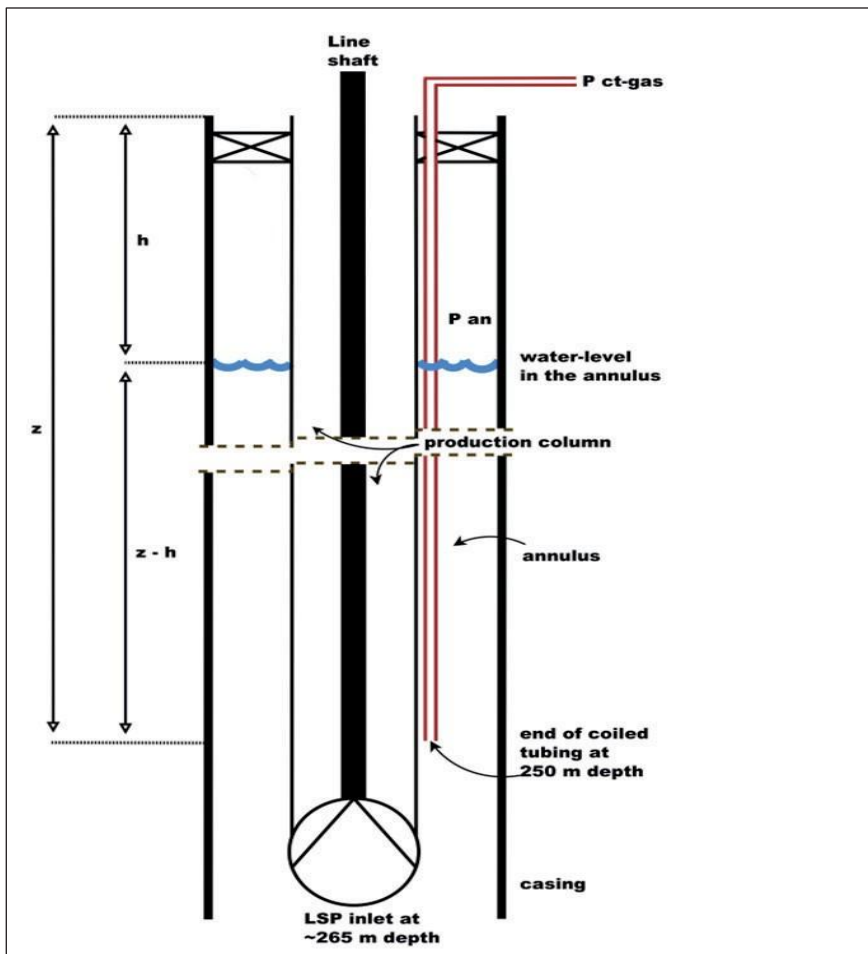


Abb. 10: Schema der Wasserstandsmessung in der GPK2 mit Hilfe eines coiled tubing. Mit dem eingeblasenen Stickstoff im coiled tubing (rot), kann der aktuelle Druck am unteren Ende, 16 m über dem Pumpeneinlass, gemessen und hierüber der Wasserstand ($z-h$) oberhalb des coiled tubing ermittelt werden. Es gilt:

$$z - h = (p_{ct} - p_{an}) / (\rho \cdot g)$$

mit:

p_{ct} : Gasdruck im coiled tubing

p_{an} : Druck im Ringraum (annulus) außerhalb der Förderkolonne

ρ : Dichte der Wassersäule

g : Erdbeschleunigung

Tab. 5: Produktivität (PI) der Bohrung GPK2 unter Zirkulationsbedingungen, ermittelt aus dem Wasserstand unter Gelände und der Druckänderung Δp in Reservoirtiefe (4700 m TVD) bezogen auf den dortigen ungestörten Druck von 460 bar (TISCHNER et al. 2006). Der Wasserstand wird auf die Geländeoberkante bezogen. Berücksichtigt wird die Reibung im Casing (pfr) sowie der Überdruck im Ringraum (Dampfdruck, hier aber nicht explizit angegeben). Die mittlere Dichte der Wassersäule wird mit 0.965 g/cm³ angenommen (bei: mittlere Temperatur: 170 °C, mittlerer Druck: ca. 200 bar, Salinität: 8 %). Q: Produktionsfließrate.

Datum	Q (l/s)	Wasserstand [m]	pfr (bar)	pdh (bar)	Δp (bar)	PI (l/s*bar)
12/01/11	15,0	20	1,3	450	10	1,5
25/01/11	18,3	50	1,9	448	12	1,5
08/02/11	18,3	80	1,9	446	14	1,2
24/02/11	21,4	90	2,5	445	15	1,4
08/03/11	23,5	115	3,0	443	17	1,3
29/03/11	24,4	155	3,2	444	16	1,5
04/04/11	21,2	175	2,5	442	18	1,2
25/08/11	18,3	55	1,9	449	11	2,1
01/09/11	22,2	40	2,7	450	10	2,2
09/09/11	25,7	90	3,5	447	13	1,9
16/09/11	25,8	90	3,5	447	13	2,0
22/09/11	25,8	90	3,5	447	13	2,0

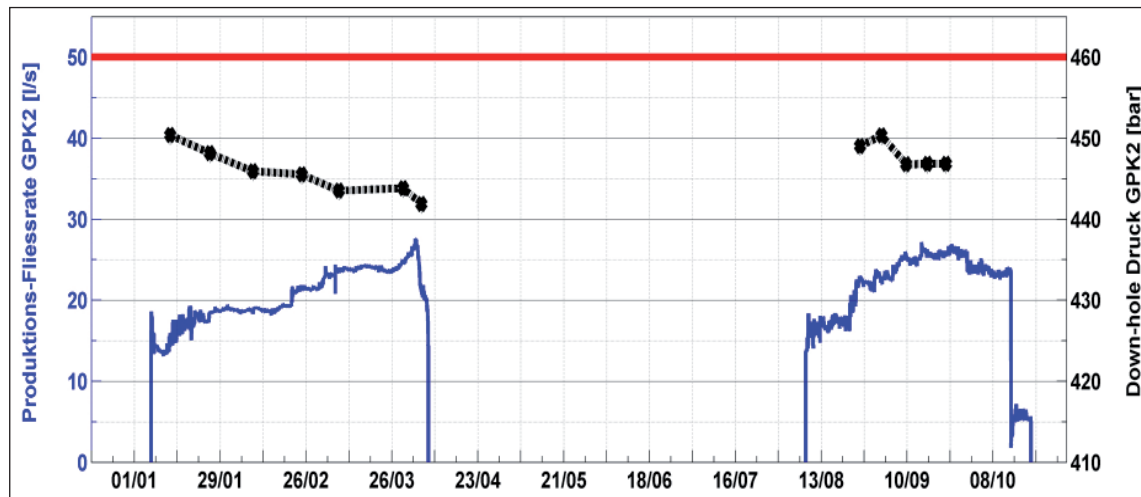


Abb. 11: Förderrate der Bohrung GPK2 (blaue Kurve), und berechneter Druck in 4700 m (schwarze Rauten), bezogen auf die wahre Tiefe (TVD). Rote Linie: ungestörter Reservoirdruck in 4700 m (TVD).

GPK3

In der Injektionsbohrung GPK3 kann der Reservoirdruck direkt aus dem Kopfdruck der Bohrung ermittelt werden und hieraus wiederum die Produktivität der Bohrung. Exemplarisch ist dies für die gleichen Zeitpunkte, in denen die Messung auch in der Bohrung GPK2 stattfand, in Tab. 6 dargestellt. Die mittlere Temperatur in der Bohrung wurde bei diesen Fließraten mit 115 °C abgeschätzt, basierend auf einem Temperaturprofil aus dem Jahr

2005, welches unter ähnlichen Zirkulationsbedingungen in der Bohrung GPK3 gemessen wurde.

Tab. 6: Produktivität (PI) der Bohrung GPK3 unter Zirkulationsbedingungen, ermittelt aus dem Bohrlochkopfdruck und der Druckänderung Δp in Reservoirtiefe (4700 m TVD) bezogen auf den dortigen ungestörten Druck von 460 bar. Die mittlere Dichte der Wassersäule wird mit 1,015 g/cm³ angenommen (mittlere Temperatur: 115 °C, mittlerer Druck: ca. 200 bar, Salinität: 8 %). Q: Injektionsfließrate.

Datum	Q (l/s)	pdh (bar)	Δp (bar)	PI (l/s*bar)
12/01/11	5,5	474	14	0,39
25/01/11	9	485	25	0,36
08/02/11	9,3	485	25	0,37
24/02/11	9,4	486	26	0,36
08/03/11	8,8	485,5	25,5	0,34
29/03/11	9,25	486	26	0,35
04/04/11	9,9	485,5	25,5	0,39
25/08/11	9,7	486,5	26,5	0,37
01/09/11	9	486	26	0,35
09/09/11	8,8	484,5	24,5	0,36
16/09/11	8,6	485,5	25,5	0,34
22/09/11	8,9	486	24	0,37

Die Produktivität der Bohrung GPK3 unter Zirkulationsbedingungen im Jahr 2011 liegt zwischen ca. 0,35 und 0,40 l/s/bar bei näherungsweise stationären Verhältnissen. Es ist keine systematische Änderung der Produktivität dieser Bohrung im Berichtszeitraum zu erkennen. Weiterhin verbleibt die Produktivität auch unverändert im Vergleich zur Situation nach der hydraulischen und chemischen Stimulation im Jahr 2003. Damals wurde eine Produktivität von ca. 0,35 l/s/bar aufgrund von Einzelbohrungstests nach 2 Tagen Testdauer abgeleitet (TISCHNER et al. 2006). Dies zeigt einerseits, dass sich die Bohrung durch langfristige Zirkulation nicht signifikant verbessert hat und dass andererseits, die Produktivitäten aus Einzelbohrungstests und unter Zirkulationsbedingungen hier nicht wesentlich differieren. Letzteres erklärt sich vermutlich durch die recht unterschiedlichen hydraulischen Eigenschaften der Bohrungen GPK2 und GPK3. Die Produktion aus einer deutlich produktiveren Bohrung (GPK2) wird nur zu einer relativ geringfügigen Druckbeeinflussung der schlechteren Bohrung (GPK3) führen.

GPK1

Die Bohrung GPK1 wurde seit 2010 als Injektionsbohrung mit in die Zirkulation einbezogen, um den Injektionsdruck in der ursprünglich ausschließlich hierfür vorgesehenen Bohrung, GPK3, zu reduzieren. In Tabelle 7 sind für die wesentlichen Zirkulationsphasen seit 2010 die Parameter der Bohrung GPK1 nochmal aufgeführt.

Tab. 7: Durchschnittswerte für Injektionsrate, Druck und Temperatur der Bohrung GPK1 für die 3 Zirkulationsphasen seit 2010. (Q: Fließrate, P: Kopfdruck; T: Bohrlochkopftemperatur).

Zeitraum	Q [l/s]	P [bar]	T [°C]
Apr.-Okt. 2010	~ 2	~ 3	~ 60
Feb. – April 2011	~ 12	~ 5	~ 75
Aug. - Okt. 2011	~ 12	~ 4	~ 75

Der Bohrlochkopfdruck muss hier als Abschätzung nach oben angesehen werden, da bei dem sehr niedrigen Druckniveau eine freie Gasphase am Bohrlochkopf anzunehmen ist. Freies Gas führt aufgrund der geringen Dichte zu einem Anstieg des Bohrlochkopfdrucks. Insbesondere für den ersten hier dargestellten Zeitraum zwischen Januar und Oktober 2010 ist eine deutliche Beeinflussung des Bohrlochkopfdrucks durch freies Gas anzunehmen. Später konnte durch Verbesserung der Entgasung der Gasgehalt am Bohrlochkopf verringert werden. Dies ist vermutlich die wesentliche Erklärung, warum in der 2. und 3. Zirkulationsphase (Tab. 7) eine deutlich höhere Fließrate bei nur unwesentlich angestiegenem Kopfdruck beobachtet wurde. Aus diesem Grund ist eine Bestimmung der Produktivität der Bohrung unter Zirkulationsbedingungen nur für die beiden ersten Zeiträume sinnvoll.

Für die Abschätzung der Produktivität werden hier nur die Kopfdruckdaten verwendet, da die genaue Abflusszone und der Ruhewasserdruck in dieser Bohrung im aktuellen Zustand nur unzureichend bekannt sind (Eine Druck und Temperatur Bohrlochmessung konnte eine Restriktion in ca. 2575 m Tiefe nicht durchfahren). Weiterhin wird die Temperaturänderung in der Bohrung durch Injektion vernachlässigt. Dies erscheint gerechtfertigt, da die mittlere Temperatur in der Bohrung während der Injektion nur unwesentlich unterhalb der mittleren ungestörten Temperatur in der Bohrung von ca. 110 °C liegt. (Die Injektionstemperatur beträgt 75 °C und bei Injektion mit der relativ kleinen Fließrate von 12 l/s wird die mittlere Temperatur in der Bohrung deutlich oberhalb von 75 °C liegen).

Zur Bestimmung der Druckänderung kann – wie bei allen Bohrungen in Soultz von einem Ruhewasserspiegel in der Bohrung ausgegangen werden, der nahezu mit der Geländeoberkante zusammen fällt. Unter diesen Voraussetzungen erhält man durch einfache Division von Fließrate und Kopfdruck eine Produktivität der Bohrung von ca. 2,5 – 3,0 l/s/bar.

Trotz der bis hierin enthaltenen Unsicherheit wird ersichtlich, dass die Bohrung GPK1 die deutlich produktivere Injektionsbohrung ist. Aus rein hydraulischer Sicht ist daher die Injektion in die Bohrung GPK1 sinnvoll, ergänzend oder alternativ zur Injektion in die Bohrung GPK3.

2.1.3 Temperaturmessungen und Zuflusszonen

Nach Beendigung der Zirkulation am 14.10.2010 wurden in den beiden Bohrungen GPK3 und GPK2, die während der Zirkulation in Betrieb waren, Temperaturmessungen durch das LIAG (Leibniz Institut für Angewandte Geophysik) vorgenommen (Abb. 12). Am 03.11.2010 wurde die Bohrung GPK3, am 09.11.2010 die Bohrung GPK2 über die gesamte zugängliche Bohrlochstrecke vermessen. Eine Temperaturmessung in der flacheren Injektionsbohrung GPK1 wurde am 23.06.2011 durch das LIAG durchgeführt.



Abb. 12: LIAG-Messwagen bei der Temperaturmessung in der Bohrung GPK2.

Das vorrangige Ziel der Messkampagne im November 2010 bestand darin, neben der Kontrolle der Verrohrungen, Abflusszonen zu detektieren und Zonen erhöhten Wärmeeintrags oder Wärmeeintrags nachzuweisen. Von besonderer Bedeutung war der Nachweis einer vermuteten Zone erhöhten Wärmeaustauschs zwischen den Bohrungen GPK2 und GPK3 (siehe Kapitel 2.6.1).

Temperaturmessung GPK2 (Produktionsbohrung)

Eine Temperaturprofilmessung in der Förderbohrung GPK2 wurde ca. 2 Wochen nach Beendigung einer ca. 11 monatigen Thermalwasserzirkulation am 09.11.2010 durchgeführt. Die maximale Messtiefe wurde auf 3860 m begrenzt, um zu vermeiden, dass man mit der Sonde zu nah an den Casing-Kollaps in ca. 3900 m Tiefe heranreicht. Es wurde dort eine Maximaltemperatur von 186 °C registriert. Die aufgenommenen Messdaten im Vergleich zum ungestörten Temperaturprofil aus dem Jahr 1999 zeigt Abbildung 13.

Die Bohrung GPK2 ist nach der 11 monatigen Produktion gegenüber dem Gleichgewichtszustand in allen Tiefen erwärmt. Es fallen signifikante Temperaturänderungen auf (Abb. 13 a), die mit den ehemals negativen Temperaturanomalien übereinstimmen. Von unten nach oben ist zum einen ein begrenzter Wärmeverlust bei ca. 3200 m erkennbar (Kreis in Abb. 13 b), der im Bereich des ehemaligen „oberen“ Reservoirs liegt. Möglicherweise erfolgt hier ein Wasserzutritt aus dem benachbarten Gestein.

Weiterhin ist der Temperaturgradient zwischen ca. 2000 m und 1500 m Tiefe deutlich stärker ausgeprägt als es aufgrund des ungestörten Temperaturprofils zu erwarten gewesen wäre. Die Temperatur fällt in diesem Tiefenbereich um ca. 20 K, während die ungestörte Gesteinstemperatur nur um ca. 5 K abnimmt. Hier wird ein Wärmeverlust beobachtet, welcher mit einer vermuteten Konvektionszone zwischen GPK2 und GPK3 korreliert. Vermutlich ist diese Zone für einen Temperaturabfall um ca. 15 K bei der vorhergehenden Förderung/Zirkulation mit 18 l/s verantwortlich. Dies würde bedeuten, dass hier ca. 1 MW thermische Leistung verloren gehen bzw. über eine Konvektionszone an die Bohrung GPK3 abgeführt werden (siehe Kapitel 2.6).

Die geringe Temperatur oberhalb von ca. 1200 m ist vermutlich auf die relativ geringe Temperatur im umgebenden Gestein zurück zu führen, so dass hier während der Zirkulation eine große Temperaturdifferenz zwischen Bohrung und Gestein bestand, die nach Ende der Zirkulation zu einer stärkeren Abkühlung der Bohrungstemperatur führt.

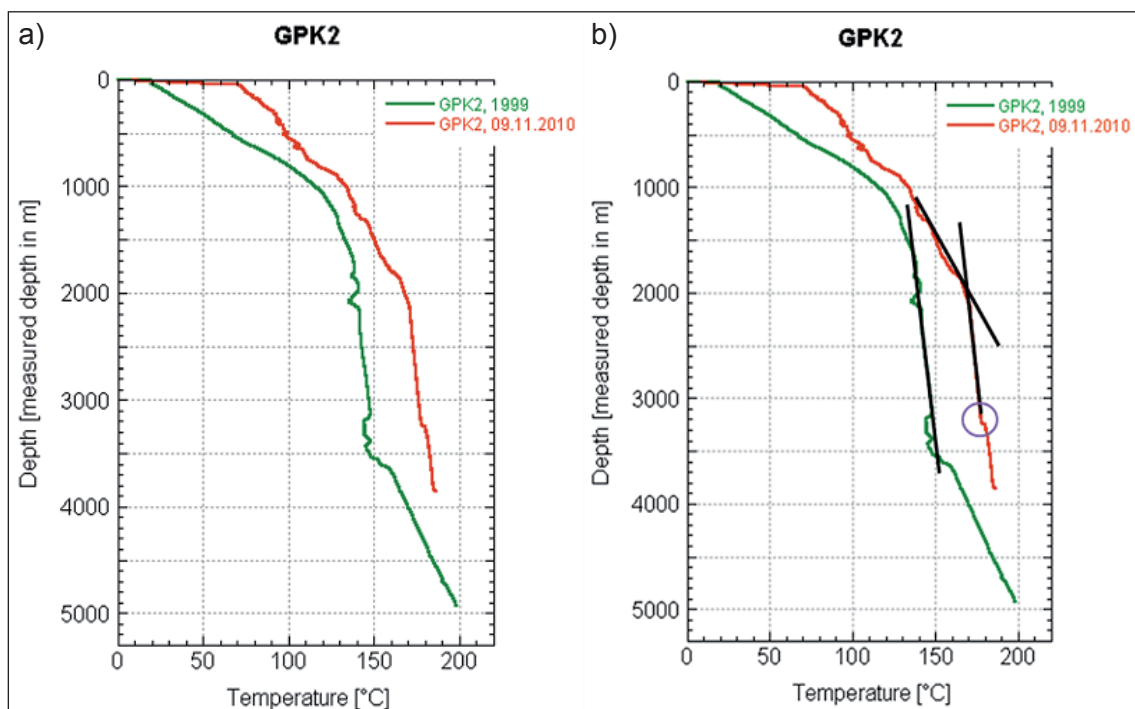


Abb. 13: Temperaturlog in der Bohrung GPK2 nach dem Abteufen im Jahr 1999 (grün, im Gleichgewicht) sowie nach der 11-monatigen Produktion im Rahmen des Zirkulationstests 2009/2010 (a). Temperaturlogs mit eingezeichneten Temperaturgradienten (schwarze Linien). Der Kreis markiert einen „Kälteeintrag“ (b).

Trotz der im Jahr 2006 im Rahmen der „Low-rate-injection-tests“ gefundenen Leckage (JUNG et al. 2010) bei einer Tiefe von ca. 3860 m ist die Temperatur hier mit 186 °C erstaunlich hoch. Die Umgebungstemperatur (ungestörte Gesteinstemperatur) beträgt an dieser Stelle nur 166 °C. Die bekannten Hauptzuflusszonen der Bohrung befinden sich im Bereich des casing shoe (4450 m) sowie in der Mitte des offenen Bohrlochabschnitts bei ca. 4720 m Tiefe. In diesem Tiefenbereich liegt die ungestörte Gesteinstemperatur zwischen ca. 185 °C und 190 °C. Das heißt, unmittelbar nach Beendigung der Zirkulation wäre eine Temperatur von maximal 190 °C und minimal von 166 °C in der hier betrachteten Tiefe von 3860 m zu erwarten gewesen. Unter Berücksichtigung der Zeitdauer zwischen Beendigung der Zirkulation und der Messung des Temperaturlogs (ca. 2 Wochen später) und der damit verbundenen Abkühlung des Gesteins kann die nur um 4 K unterhalb des Maximalwertes liegenden Temperatur nicht als Hinweis auf einen signifikanten Zustrom von kälterem Wasser aus ca. 3860 m Tiefe gewertet werden.

Während der vergangenen Zirkulationstests gab es mehrfach Hinweise auf hydraulische Veränderungen im Reservoir. Vor diesem Hintergrund ist es wahrscheinlich, dass es auch Änderungen in der Verteilung der Zuflusszonen in den letzten Jahren gab. So muss insbesondere die Möglichkeit berücksichtigt werden, dass ein Zufluß in ca. 3200 m erfolgt, wohingegen die im Jahr 2006 nachgewiesene Zuflusszone in 3860 m nicht mehr in dem erwarteten Maß, wie zuvor beiträgt (15 %).

Temperaturmessung GPK3 (Injektionsbohrung)

Die Temperaturmessung in der Injektionsbohrung GPK3 konnte bis zur maximalen Bohrlochtiefe in ca. 5026 m durchgeführt werden. Am tiefsten Punkt betrug die Temperatur 143 °C. Im Vergleich mit früheren Messungen sind die neuen Daten in Abbildung 14 dargestellt. Prinzipiell zeigt sich eine ähnliche Charakteristik wie bei der Messung vom 30.03.2006: Beide Logs wurden nach einer langen Injektions und Abkühlungsphase in der anschließenden Angleichungsphase aufgenommen.

Eine Abweichung des aktuellen Logs zu dem aus 2006 ist die Abkühlung in 3700 m, welche eventuell auf eine vorhandene Leckage oder auf die Signatur des älteren „oberen“ Reservoirs hindeutet. Da bisher keine Reaktion des Ringraumes auf die Injektion bekannt ist, erscheint eine Leckage nicht sehr wahrscheinlich, trotzdem könnten hier weitere Messungen zur Klärung der Ursache dieser Anomalie sinnvoll sein.

Auffällig ist die stark erwärmte Zone bei 1600 bis 1800 m (Abb. 15), die gut mit kartierten Kluffzonen in Tiefen von 1637 m und 1820 m übereinstimmt (DEZAYES et al. 2010). Zum Teil ist die gemessene Temperatur hier höher als die ungestörte Gesteinstemperatur trotz der vorhergehenden Injektion von abgekühltem Formationswasser.

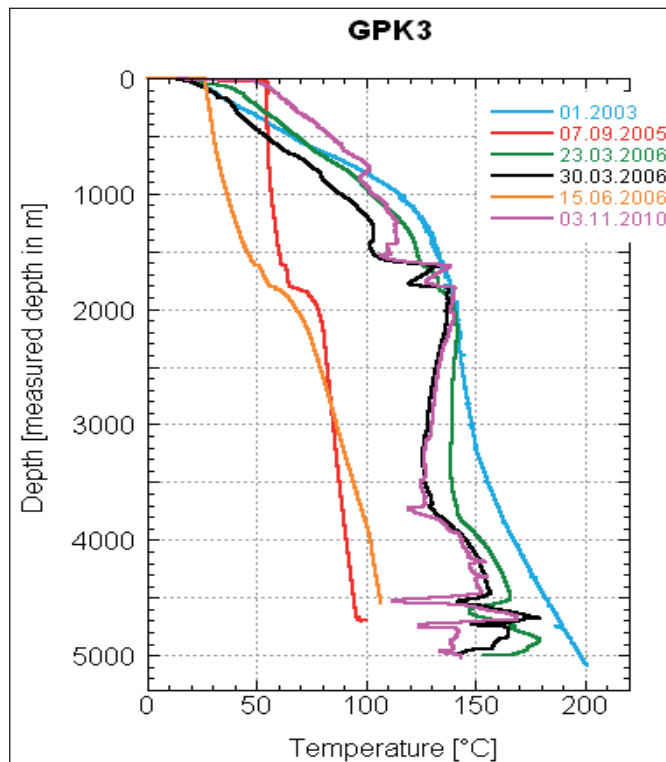


Abb. 14: Temperaturmessung in der Bohrung GPK3 zwei Wochen nach Ende der Injektion (magenta) im Vergleich mit älteren Messungen, Farbcode in Legende. Log 2003 (cyan): Equilibrium log; Log 2005 (rot): zwei Monate nach Injektionsbeginn mit 15 l/s und 55 °C; Log 2006 (grün): eine Woche nach „low-rate“ Injektionstest; Log 2006 (schwarz): zwei Tage nach dem „Killen“ der Bohrung; Log 2006 (orange): während eines Injektionstests.

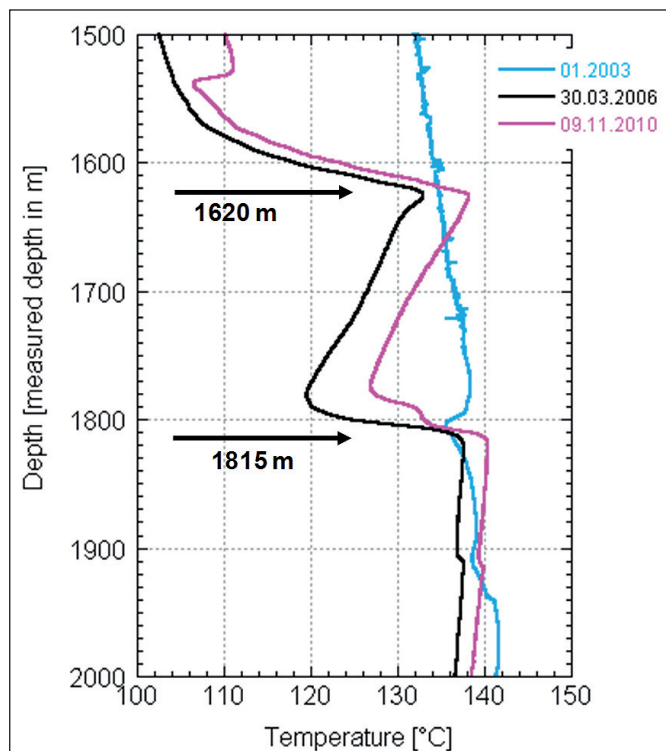


Abb. 15: Ausschnitt aus dem Temperaturprofil zwischen 1500 und 2000 m, mit den erwärmten Zonen um 1620 und 1815 m im Vergleich zwischen 2006 (schwarz) und 2010 (magenta).

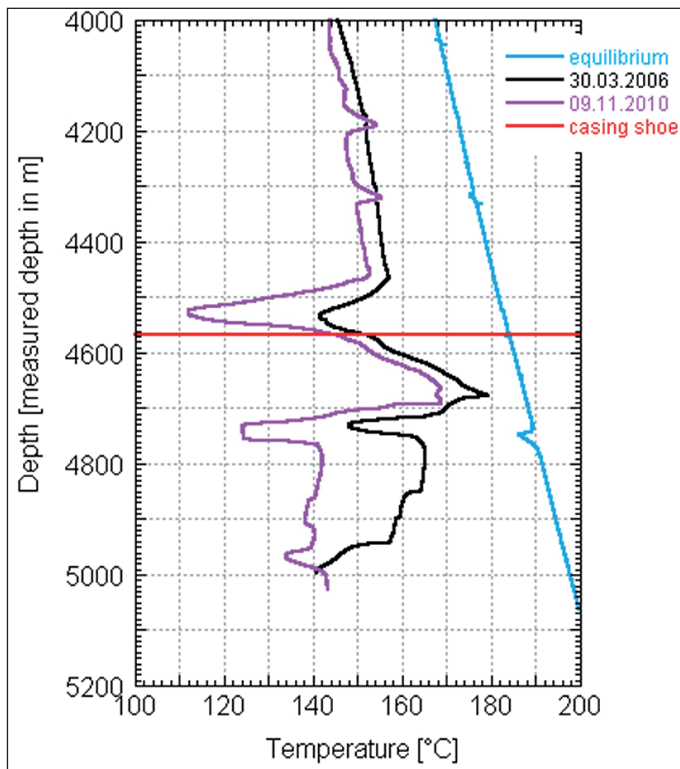


Abb. 16: Temperaturlogs aus den Jahren 2003 (cyan), 2006 (schwarz) und 2010 (magenta) im offenen Bohrlochbereich. Der Rohrschuh ist durch die rote Linie angedeutet. Die am stärksten ausgekühlte Zone im offenen Bohrlochabschnitt zwischen 4700 und 4800 m Tiefe korreliert mit einer bekannten natürlichen Störung.

Eine ähnliche Anomalie der Temperatur wurde bereits während des Zirkulationstests im Jahr 2005 beobachtet (TISCHNER et al. 2006). Der Wärmeeintrag über eine Konvektionszone im benachbarten Gestein und die hier vorhandenen Kluffzonen ist sehr wahrscheinlich und wird im Kapitel 2.6 näher betrachtet.

Im Zielbereich der Bohrung (Abb. 16) sind 2 Hauptabflusszonen zu erkennen. Die obere Abflusszone liegt, basierend auf den Temperaturlogs der Jahre 2006 und 2010, ca. 40 m oberhalb des „casing shoe“. Vermutlich ist diese Abflusszone identisch zur Abflusszone, die in Flowmeterbefahrungen des Jahres 2003 direkt unterhalb der Verrohrung nachgewiesen wurde, so dass über eine partielle Umläufigkeit der Zementation das Wasser bis in eine Abflußzone oberhalb der Verrohrung gedrückt wird. Bei einer Flowmetermessung wird dann, wie 2003 beobachtet (TISCHNER et al. 2006) die Abflusszone unmittelbar unterhalb der Verrohrung detektiert.

Temperaturmessung – GPK1 (Injektionsbohrung)

Die Temperaturmessung in der Bohrung GPK1 erreichte nicht den Zielbereich der Bohrung. Eine Verengung der Verrohrung in ca. 2575 m verhinderte die tiefergehende Messung. Bis zu dieser Restriktion sind jedoch keine Auffälligkeiten in der Temperatur und somit auch keine Anzeichen für Leckagen in der Verrohrung erkennbar. Diese Restriktion stellt hydraulisch keinen signifikanten Widerstand dar, wie die Abschätzungen zur Produktivität der Bohrung zeigen. Sie verhindert aber den mechanischen Durchgang von Messgeräten.

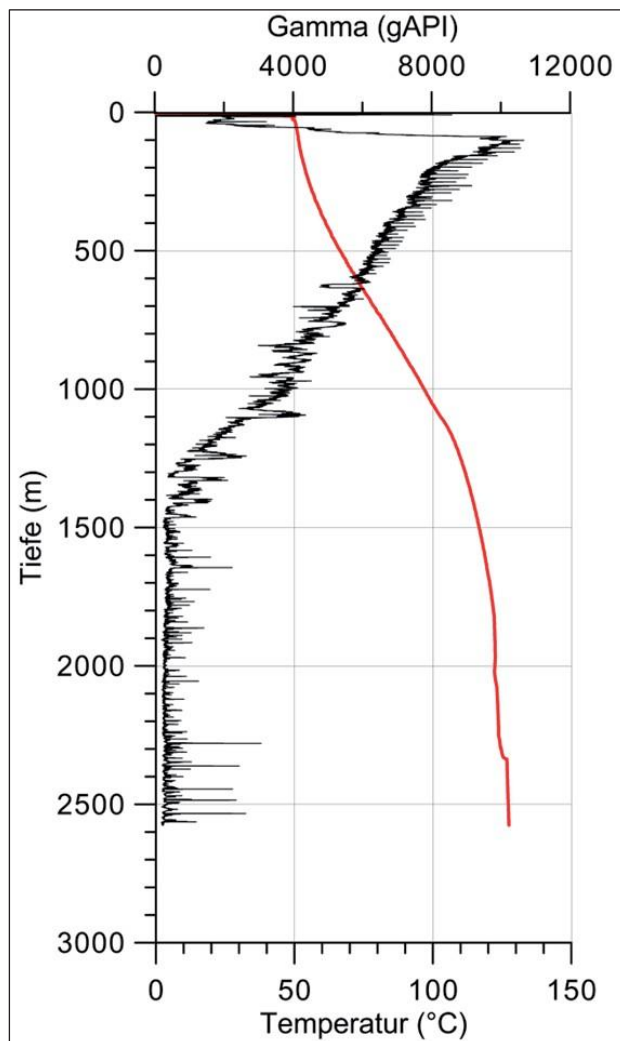


Abb. 17: Temperatur (rot) und Gammastrahlungsaktivität (schwarz) in der Bohrung GPK1 am 23.06.2011. Die Bohrung war zuvor, seit April 2011 in Ruhe.

Als „Nebeneffekt“ wurde mit der Gammasonde eine sehr hohe Gammastrahlung nachgewiesen. Im oberen Bereich der Bohrung wurde eine summarische Gammastrahlungsaktivität von bis zu ca. 10000 gAPI⁽⁴⁾ registriert. Für natürlich vorkommende Gesteine sind lediglich einige Hundert gAPI üblich. Die wesentliche Ursache für die hohe Gammastrahlung sind Ablagerungen auf der Verrohrung (siehe Kapitel 2.2.6)

4 gAPI: Einheit im Öl und Gasbereich für die Gammastrahlungsaktivität (API: American Petroleum Institute, <http://www.api.org/>).

2.1.4 Thermalwasserzustrom aus dem „oberen“ Reservoir

Für die geothermische Energiegewinnung ist die Fördertemperatur aus der Produktionsbohrung GPK2 von wesentlicher Bedeutung. In dieser Bohrung existieren Hinweise bzw. Nachweise für Leckagen in der Verrohrung über die Thermalwasser auch aus flacheren Tiefen zuströmt (siehe vorhergehendes Kapitel). Über diese Leckagen besteht vermutlich ein hydraulischer Anschluss zum sogenannten „oberen“ Reservoir in ca. 3500 m Tiefe.

Tab. 8: Durchschnittswerte für die Injektion in die Bohrung GPK1 (Fließrate und Temperatur) sowie für die Förderung aus der Produktionsbohrung GPK2 (Fließrate und Temperatur) für die 3 wesentlichen Zirkulationsphasen im Berichtszeitraum. (Q: Fließrate, T: Bohrlochkopftemperatur).

Zeitraum	GPK1 – Qin [l/s]	GPK1 – Tin [°C]	GPK2 - Qout [l/s]	GPK2- Tout [°C]
Nov. 2009 – Okt. 2010	~ 2	~ 60	~ 20	164
Feb. – April 2011	~ 12	~ 75	~ 24	159
Aug. – Okt. 2011	~ 12	~ 75	~ 23	157

Die Tabelle 8 zeigt die wesentlichen hydraulischen Parameter, die qualitativ eine Aussage über den Zustrom von kälterem Wasser zulassen.

In der ersten Zirkulationsphase zwischen Januar und Oktober 2010 wurde bei relativ kleiner Injektionsrate in die Bohrung GPK1 (ca. 2 l/s) eine relativ hohe Fördertemperatur von ca. 164 °C registriert. Diese hat sich nach ca. einem Monat Zirkulationsdauer eingestellt und blieb dann weitgehend konstant. (Eine Fördertemperatur von 160 – 164 °C wurde auch bei den Zirkulationstests im Zeitraum 2005 – 2008 registriert bei Förderraten zwischen 12 und 25 l/s sowie ohne Einbeziehung der flacheren Bohrung GPK1 für die Reinjektion, siehe SCHINDLER et al. 2009; TISCHNER et al. 2006.)

In den beiden nachfolgenden Zirkulationsphasen wurden mit 159 °C bzw. 157 °C signifikant geringere Temperaturen registriert, bei stärkerer Injektion in die GPK1 aber andererseits höherem Förderstrom aus der Förderbohrung GPK2. Da eine hohe Förderrate bei sonst gleichen Bedingungen zu einer Erhöhung der Fördertemperatur führt, ist es um so mehr naheliegend, die verstärkte Injektion in die flachere Bohrung GPK1 als Ursache für die tatsächlich beobachtete Verringerung der Fördertemperatur anzusehen.

Die Abbildung 18 illustriert die Korrelation der Fördertemperatur mit der Injektion in die Bohrung GPK1 im März bis April 2010. Die beginnende Injektion in GPK1 führt quasi unmittelbar zu einem Absinken der Produktionstemperatur aus GPK2, obwohl die summarischen Förder und Injektionsströme unverändert bleiben. Es wird jetzt lediglich ein kleiner Teil des Volumens in GPK1 injiziert und die Reinjektion in GPK3 entsprechend reduziert (siehe Abb. 7). Wenige Tage nach Start der Injektion in die Bohrung GPK1 steigt dann die Produktionstemperatur wieder allmählich an, erreicht aber nicht mehr ganz das ursprüngliche Temperaturniveau von ca. 164 °C.

Leider wurde in späteren Zirkulationsphasen die Reinjektion immer gleichzeitig in die beiden Bohrungen GPK1 und GPK3 begonnen, so dass der Einfluss des „Zuschaltens“ der GPK1 nicht mehr getrennt beurteilt werden kann. Die Injektion in die flachere Bohrung GPK1 führt offensichtlich zu einem verstärkten Zufluss in GPK2 über eine Leckage im verrohrten Bereich der Bohrung (ca. 3900 bzw. 3200 m) und damit zu einer Abkühlung des geförderten Wassers. Aufgrund des Zustroms von Wasser über die Leckage aus einem flacheren Horizont wird die Fördertemperatur der GPK2 unmittelbar abgesenkt. Es wird aber nicht sukzessive immer kälteres Wasser „nachgeschoben“, wie es für einen sogenannten „Kaltwasserdurchbruch“ zu erwarten wäre. Der nachfolgende allmähliche Temperaturanstieg (Abb. 18) spricht gegen einen Kaltwasserdurchbruch. Zudem wurde bisher kein allmählicher Temperaturabfall in GPK2 bei hydraulisch stabilen Bedingungen beobachtet.

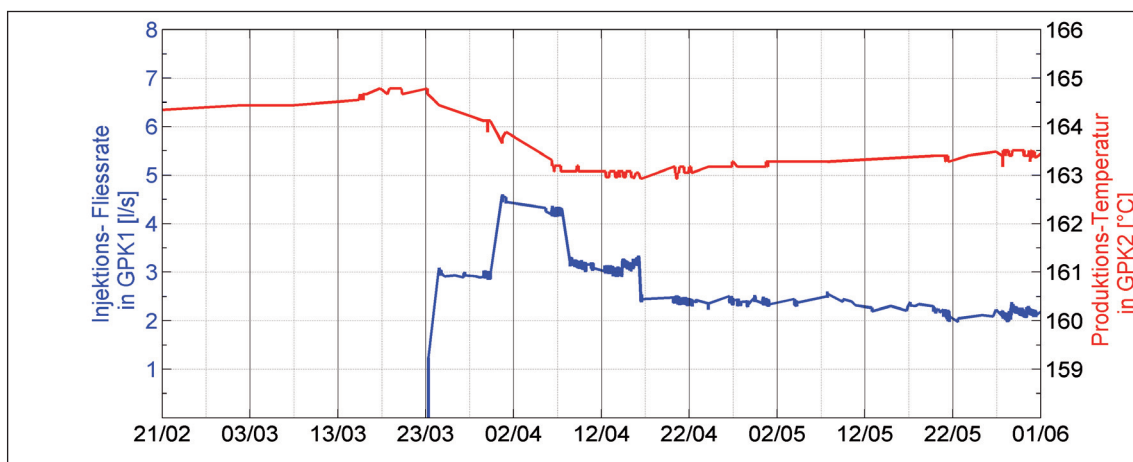


Abb. 18: Abfall der Produktionstemperatur der GPK2, korrespondierend mit der beginnenden Injektion in die GPK1 im April 2010. Siehe auch Abbildung 7. (Datumsformat: Tag/Monat).

Aus den gemeinsamen Betrachtungen zur Temperatur- und Produktivitätsentwicklung der Bohrung GPK2 lässt sich die folgende Hypothese ableiten:

Der beobachtete Anstieg der Produktivität der Bohrung GPK2 im Berichtszeitraum ist zumindest teilweise auf ein Freispülen von Zuflusszonen (Leckagen) bei ca. 3900 m bzw. 3200 m zurück zu führen. So kann das gleichzeitige Absinken der Fördertemperatur bei zunehmender Produktivität der Bohrung erklärt werden.

Die Fördertemperatur kann im „worst case“ aber nur bis auf die ungestörte Gesteinstemperatur in der Umgebung der Leckagen absinken, d. h. bis auf ca. 170 °C bei alleinigem Zustrom aus einer Tiefe von ca. 3900 m, oder, sofern sich die Hypothese einer weiteren Leckage in 3200 m Tiefe bestätigt, bis auf ca. 150 °C bei alleinigem Zustrom aus dieser Tiefe.

Im aktuellen Zustand strömt jedoch weiterhin ein erheblicher Anteil des geförderten Wasser aus dem offenen Bohrlochabschnitt unterhalb der Verrohrung zu. Auf der Basis

der Injektionstests im Jahr 2006 wurde ein Zustrom von ca. 85 % aus dem Bereich unterhalb der Verrohrung nachgewiesen (JUNG et al. 2010). Nimmt man an, dass die im Berichtszeitraum beobachtete Steigerung der Produktivität der Bohrung GPK2 um ca. 50 % (von ca. 1,4 l/s/bar auf 2.0 l/s/bar) vollständig auf eine Aktivierung von Zuflußzonen im Bereich der Verrohrung zurück zu führen ist, so würden aber weiterhin mindestens ca. 50 % des Gesamtförderstroms aus dem Bereich unterhalb der Verrohrung kommen. Vor dem Hintergrund des gemessenen Temperaturprofils (Abb. 13) ist aber weiterhin ein deutlich höherer Zustrom aus dem unverrohrtem Bereich anzunehmen. Für die im Vergleich zur Reservoirtemperatur von ca. 190 °C grundsätzlich relativ geringen Bohrlochkopftemperatur auch bereits in den Zirkulationstests zwischen 2005 und 2008 sind vermutlich die Temperaturverluste im oberen Bereich der Bohrung entscheidender als Änderungen in der Zuflusszonenverteilung (siehe Kapitel 2.6.1).

In einer Gesamtbetrachtung ist es vermutlich vorteilhaft, das geförderte Thermalwasser möglichst in die flachere Bohrung GPK1 zu injizieren. Hierdurch erfolgt zwar eine (begrenzte) Verringerung der Fördertemperatur aus der Bohrung GPK2. Andererseits ist der Energieaufwand für die Reinjektion deutlich kleiner als bei Injektion in die Bohrung GPK3. Eventuell kann sogar ganz auf eine Injektionspumpe verzichtet werden. Aus seismischer Sicht ist die Injektion in eine flachere Bohrung ohnehin sinnvoll, da die Gefahr der Entstehung größerer seismischer Ereignisse mit der Tiefe zunimmt.

2.1.5 Zusammenfassung

Die wesentlichen Ergebnisse des hydraulisch thermischen Monitorings lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Im Berichtszeitraum gab es 3 langfristige (mehrmonatige) Zirkulationsperioden in denen aus der Bohrung GPK2 gefördert und in die Bohrungen GPK3 und GPK1 injiziert wurde.
- Die Injektionsbohrung GPK1 ist aktuell nur bis ca. 2575 m mit Messsonden befahrbar. Eine nachweisbare hydraulische Limitierung existiert hier jedoch nicht. Zudem gibt es keine Hinweise für eine Leckage in der Verrohrung in dem vermessenen Abschnitt.
- Die Temperaturmessung in GPK2 (Produktion) bis kurz oberhalb der bekannten Engstelle/Leckage in ca. 3900 m liefert Anzeichen für einen Zufluß in ca. 3200 m Tiefe. Weiterhin kann eine stärker ausgekühlte Zone zwischen ca. 1500 und 2000 m nachgewiesen werden.
- Das Temperaturlog in der Bohrung GPK3 (Injektion) bestätigt weitgehend frühere Messungen. Eine Abflusszone befindet sich ca. 40 m oberhalb des

Rohrschuhs und wird vermutlich über eine partiell umläufige Zementation „angesprochen“. Eine weitere Abflußzone befindet sich etwa in der Mitte des offenen Bohrlochabschnitts bei ca. 4750 m.

- Die Injektionsbohrung in das „obere“ Reservoir (GPK1) hat unter näherungsweise stabilen Zirkulationsbedingungen eine Produktivität von 2,5 – 3,0 l/s/bar, wohingegen die Injektionsbohrung für das „untere“ Reservoir (GPK3) nur eine Produktivität 0,35 – 0,40 l/s/bar aufweist. Die Produktivität der Bohrung GPK3 ist unverändert zum Zustand nach den Stimulationen im Jahr 2003.
- Die Produktivität der Produktionsbohrung GPK2 unter Zirkulationsbedingungen hat sich verbessert. In der 2. Zirkulationsperiode des Jahres 2011 wurde eine Produktivität von ca. 2,0 l/s/bar registriert und ist damit bezogen auf die vorhergehende Zirkulationsperiode ca. 50 % höher.
- Die Hauptursache für die gestiegene Produktivität der Bohrung GPK2 ist wahrscheinlich in dem verstärkten Zufluß über Leckagen in der Verrohrung bei ca. 3900 m bzw. bei ca. 3200 m zu sehen. Diese Zuflusszonen/Leckagen werden durch die Injektion in das „obere“ Reservoir aktiviert bzw. freigespült. Insofern ist der beobachtete Produktivitätsanstieg der Förderbohrung GPK2 vermutlich an die gleichzeitige Injektion in das „obere“ Reservoir über GPK1 geknüpft.
- Mit beginnender Injektion in die Bohrung GPK1 wird ein unmittelbares Absinken der Fördertemperatur aus der Produktionsbohrung (GPK2) registriert. Das oben erwähnte Freispülen der Zuflusszonen im Bereich der Verrohrung führt zu einem verstärkten Zustrom von „kälterem“ Wasser und damit zu einer Reduktion der Fördertemperatur. Während der Zirkulationstests im Zeitraum 2009 bis 2011 ist die durchschnittliche Fördertemperatur von ursprünglich 164 °C auf 157 °C gefallen.
- Es gibt keine Anzeichen für einen sogenannten Kaltwasserdurchbruch. Es wird kein allmählicher Temperaturabfall bei konstanten hydraulischen Parametern während der Zirkulationsphasen beobachtet.
- Für die insgesamt relativ geringe Fördertemperatur der Bohrung GPK2 ist vermutlich die Konvektion von Thermalwasser in den bekannten Störungen in einer Tiefe von ca. 1600 m bzw. in ca. 1800 m, angetrieben von den Temperaturunterschieden in den Ringräumen der Förder- und Injektionsbohrung, von großer Bedeutung.

2.2 Geochemisches Monitoring und Materialuntersuchungen

Im folgenden Kapitel werden die im Berichtszeitraum durchgeführten geochemisch-mineralogischen Untersuchungen während des Zirkulations- und Kraftwerksbetriebs vorgestellt. Neben den Analyseergebnissen zur Thermalwasserzusammensetzung werden die Untersuchungen zu Ablagerungen und Korrosion in den obertägigen Anlagen als auch in den Bohrungen dargestellt.

2.2.1 Monitoring des Thermalwassers

Die regelmäßige Bestimmung von physikalisch-chemischen Parametern des Thermalwassers gibt Hinweise auf das Langzeitverhalten des Reservoirs während der Zirkulation. Des Weiteren können durch den Vergleich der physikalisch-chemischen Parameter auf der Produktions- und der Injektionsseite Ausfällungs- und Korrosionsprozesse in den oberirdischen Anlageninstallationen untersucht sowie die Effizienz von eingesetzten Additiven wie z. B. Ausfällungsinhibitoren getestet werden.

Das geochemische Monitoring des Thermalwassers wurde in Kooperation mit dem französischen BRGM durchgeführt. Zum einen wurden physikalische Parameter wie pH, Eh und Leitfähigkeit kontinuierlich unter in-situ Bedingungen am Niedertemperaturbypass (LTS: Low Temperature Skid) gemessen (Abb. 19 links). Zum Anderen wurden von den EWIV Mitarbeitern kontinuierlich Proben des gefördert Thermalwassers und des wieder reinjizierten Wassers entnommen und vor Ort untersucht. Zu diesem Zweck wurde im Frühjahr 2011 eine Probennahmestation mit festinstallierten Probekühlern montiert. Mit Hilfe dieser Kühler kann sowohl das Produktionsfluid⁽⁵⁾ von GPK2 als auch das Reinjektionsfluid von GPK3 von 160 °C bzw. 70 °C kontrolliert auf die jeweils benötigte Temperatur abgekühlt werden (Abb. 19 rechts). Während der Probennahmen werden der pH, das Redoxpotential und die Leitfähigkeit am Kühlerausfluss gemessen. Im Feldlabor erfolgt zeitnah die Bestimmung der Alkalinität sowie der Chlorid- und der Silikatkonzentration (Cl⁻, SiO₂). Mitarbeiter des BRGM waren von 2010 bis 2012 regelmäßig zur Probennahme von Gas und Thermalwasser in Soultz vor Ort. Des Weiteren wurden Fluiduntersuchungen von der Fa. BWG, Neubrandenburg im Rahmen der Inhibitorenuntersuchungen durchgeführt.

Sowohl die insitu gemessenen Parameter am LTS als auch die physikalisch-chemischen Parameter während der Fluidprobennahme haben sich während der einzelnen Zirkulationsperioden von 2010 bis Ende 2012 nicht signifikant verändert. Auch die wiederholten Operationen der Deaktivierung und der Aktivierung der Bohrungen, bei denen jeweils 150 – 180 m³ künstliche Salzlösung bzw. Frischwasser in die Bohrung verpresst wurden,

⁵ Als Produktionsfluid wird das heiße Thermalwasser bezeichnet, das in unmittelbarer Nähe zur Förderbohrung GPK2 beprobt wird. Bei dem Reinjektionsfluid handelt es sich um dasselbe aber abgekühlte Thermalwasser hinter dem Wärmetauscher und unmittelbar vor der Reinjektion in die Bohrung GPK3.

hatte keine längerfristigen Auswirkungen auf die Fluidchemie des Reservoirs. Ein beispielhaft durchgeführtes intensives Monitoring in der Startphase während der Aktivierung der Produktionsbohrung GPK2 zeigte, dass bereits nach 24 h keine Veränderungen der physikalisch-chemischen Parameter mehr messbar waren. Der Anlagenbetrieb bestehend aus Zirkulation, Aktivierung und Deaktivierung der Bohrungen hat somit höchstens nur kurzzeitigen Einfluss auf die Fluidchemie.



Abb. 19: Niedertemperaturbypass (LTS: Low Temperature Skid) mit Leitfähigkeits-, Eh und pH-Elektroden (links). Festinstallierte Kühleinheiten zur kontrollierten Abkühlung des Thermalwassers von 160 °C (Förderbohrung) bzw. 70 °C (Reinjektionsbohrung) auf die jeweils benötigte Endtemperatur (rechts).

Die Ergebnisse des physikalischchemischen Monitorings sind detailliert in verschiedenen Berichten dargestellt (SANJUAN 2010; SANJUAN 2011; GENTER et al. 2011; GENTER et al. 2012a). Die Tabelle 9 zeigt eine repräsentative Analyse des Produktions und des Reinjektionsfluids. Weitere vollständige Fluidanalysen sind in Berichten und Veröffentlichungen enthalten (SANJUAN 2011; SEIBT 2011; SEIBT 2013).

Das Gas Flüssigkeitsverhältnis des geothermalen Fluids beträgt in Soultz ca. 1:1. Eine repräsentative Gasanalyse ist in Abbildung 20 dargestellt. Die Probenahme fand mit Hilfe eines von der EWIV installierten Mikroseparators statt. Eine Verunreinigung der Probe konnte dadurch nahezu ausgeschlossen werden. Die Gasphase besteht aus 83,5 % CO₂, 11,6 % N₂, 2,5 % CH₄ sowie He und H mit Gehalten < 1 %. H₂S wurde in keiner Gasanalyse zwischen 2010 und 2012 nachgewiesen (SANJUAN 2011).

Tab. 9: Repräsentative Analyse des geförderten Thermalwassers (GPK2) und des reinjizierten Thermalwassers (GPK3), siehe Seibt (2013). Die Fließrate bei beiden Probenahmen betrug 15,3 l/s.

Bezeichnung		GPK2-060213	GPK3-060213
Art der Probe		Probe nach Kühlung	Probe nach Kühlung
Probenahmedatum		06.02.2013, 11:15	06.02.2013, 14:30
Temperatur vor Abkühlung		155 °C	70 °C
Druck vor Abkühlung		20 bar	18 bar
Temperatur nach Abkühlung		20,0 °C	22,4 °C
Parameter	Einheit		
pH		4,88	4,82
Eh(Ag/AgCl)	mV	-207,2	-93,1
Eh(SHE) in mV	mV	4,8	117,4
Leitfähigkeit in	mS/cm	121,7	121,2
Säurekapazität pH 4,3	mmol/l	3,02	3,00
Basekapazität pH 8,2	mmol/l	16,4	20,0
Kationen			
Lithium (Li)	mg/l	169	169
Natrium (Na)	mg/l	25200	24150
Kalium (K)	mg/l	3360	3270
Calcium (Ca)	mg/l	7440	7420
Magnesium (Mg)	mg/l	142	141
Strontium (Sr)	mg/l	418	406
Barium (Ba)	mg/l	26	26
Ammonium (NH ₄)	mg/l	24	24
Eisen, gesamt (Fe)	mg/l	30	28
Mangan, gesamt (Mn)	mg/l	18	18
Caesium (Cs)	mg/l	11	11
Rubidium (Rb)	mg/l	18	24
Arsen, gesamt (As)	mg/l	11	11
Zink (Zn)	mg/l	3	2
Anionen			
Hydrogencarbonat (HCO ₃)	mg/l	184	183
Chlorid (Cl)	mg/l	57300	54400
Bromid (Br)	mg/l	237	249
Sulfat (SO ₄)	mg/l	228	208
Sonstige			
Kieselsäure (SiO ₂)	mg/l	174	189
Bor (B)	mg/l	41	37
Spurenstoffe			
Iodid (I)	mg/l	2	2
Fluorid (F)	mg/l	6	6
Nitrat (NO ₃)	mg/l	< 2	< 2
Nitrit (NO ₂)	mg/l	< 0,01	< 0,01
Phosphat, ortho	mg/l	4	5
Aluminium (Al)	µg/l	66	65
Chrom (Cr)	µg/l	5	2
Nickel (Ni)	µg/l	1	1
Kupfer (Cu)	µg/l	< 1	< 1
Cadmium (Cd)	µg/l	14	15
Blei (Pb)	µg/l	66	97
Quecksilber (Hg)	µg/l	< 0,44	0,45
Uran (U)	µg/l	0,025	0,023

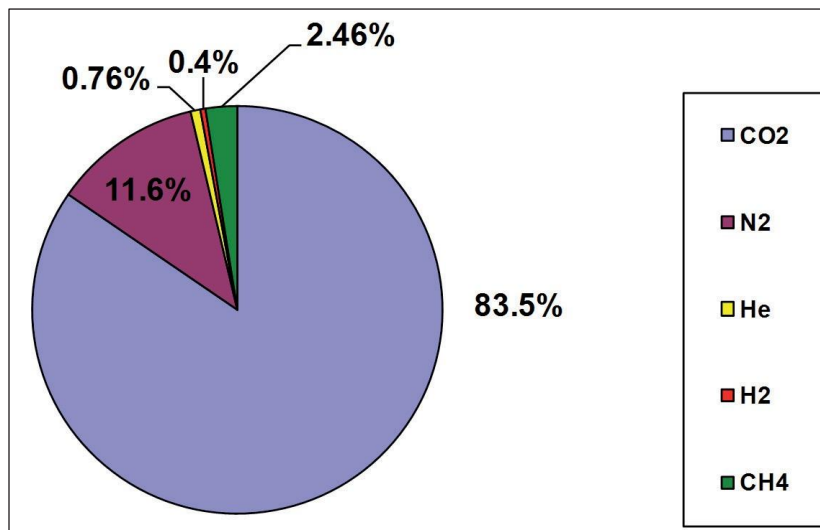


Abb. 20: Zusammensetzung einer repräsentativen Gasprobe des Thermalwassers der Bohrung GPK2. Die Probe wurde durch kontrollierte Entspannung im Mikroseparator gewonnen (SANJUAN, 2011).

2.2.2 Ablagerungen in den obertägigen Anlagen

In der Geothermieanlage von Soultz werden zwei Typen von Ablagerungsprodukten angetroffen. Zum einen werden Partikel aus dem Reservoir und den Bohrungen in die obertägigen Installationen transportiert. Hierbei handelt es sich vor allem um 1 – 2 mm große Partikel (Cuttings), bestehend aus Quarz, Feldspat und Glimmer. Mit steigender Fließrate (> 23 l/s) nimmt die relative Menge der produzierten Partikel zu. Zum Anderen kommt es in den obertägigen Installationen der Anlage zur Ausfällung von Sulfaten und Sulfiden, welche durch Änderung der Temperaturbedingungen an der Oberfläche verursacht werden. Diese Ablagerungen bilden sich hauptsächlich auf der kalten Seite des geothermalen Zyklus, beginnend mit dem Wärmetauschersystem (Abb. 21) und dem darauffolgenden Rohr- und Ventilsystem bis hin zu den Injektionsbohrungen sowie in den Injektionsbohrungen selbst (siehe auch Kapitel 2.2.6).

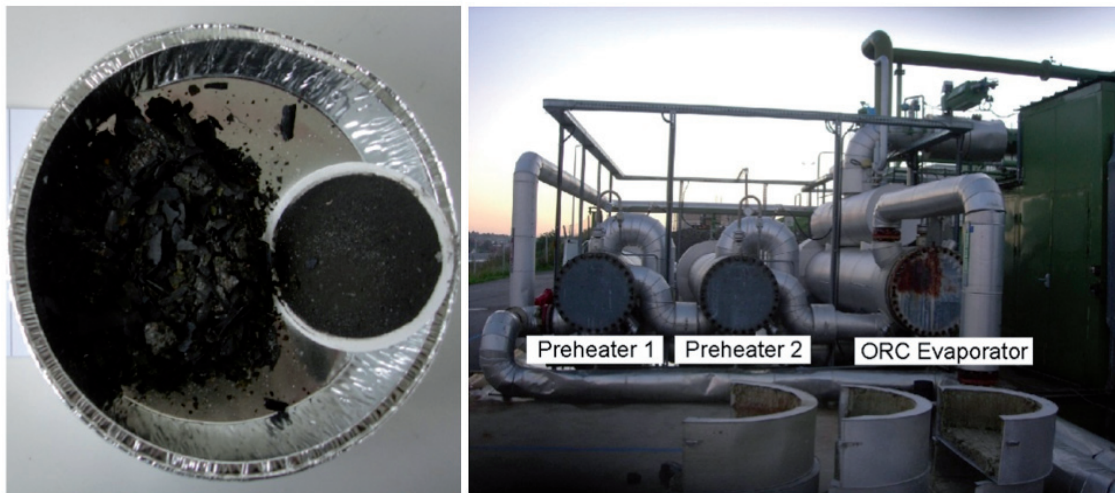


Abb. 21: Vorderansicht des ORC Wärmetauschersystems (links) und Ablagerungen, entnommen aus dem Vorderbereich des ORC Verdampfers (Evaporator).

Gelöste Wasserinhaltsstoffe wie Barium (Ba^{2+}), Strontium (Sr^{2+}) und Sulfat (SO_4^{2-}) sind aufgrund der hohen Temperatur (200 °C) und Druckbedingungen (500 bar) des granitischen Reservoirs im geothermalen Fluid angereichert, sie befinden sich im Gleichgewicht mit dem Umgebungsgestein. Beim Abkühlen des Fluids im Wärmetauscher von 160 °C auf 70 °C bei 20 bar bilden sich Mischkristalle, sogenannte feste Lösungen, aus Barium- und Strontium Sulfat (strontiumreicher Baryt, $Ba_{0,6}Sr_{0,4}SO_4$), da die Löslichkeit von Baryt mit sinkender Temperatur abnimmt. Sulfidablagerungen (Galenit, PbS und geringe Anteile von Fe, Sb, As, Cu Mischsulfiden) werden bereits ab der Produktionsbohrung beobachtet, doch nimmt auch deren Konzentration auf der kalten Seite zu. Die Bildungsbedingungen der Sulfidablagerungen konnten nicht vollständig geklärt werden. Sehr wahrscheinlich sind elektrochemische Prozesse und die veränderte Löslichkeit der Sulfid-Mineralen im Reservoir im Vergleich zu den obertägigen Installationen an der Entstehung der Ablagerungen beteiligt. Auch der Einfluss der Mikrobiologie muss näher untersucht werden. Diesbezüglich wurde mit dem MikroTherm Projekt des Geoforschungszentrum Potsdam (GFZ) eng zusammengearbeitet.

Sowohl in Kooperation mit dem französischen BRGM als auch mit dem IMG⁽⁶⁾ Karlsruhe wurden die Ausfällungsprodukte mineralogisch und chemisch charakterisiert. Beispielhaft werden die röntgenographischen, elektronenmikroskopischen und Elementaruntersuchungen an Ablagerungen des ORC-Evaporators (Hauptwärmetauscher) in diesem Bericht dargestellt (siehe auch SANJUAN 2011; GENTER et al. 2011a, 2011b).

Von Ablagerungen aus dem ORCWärmetauscher wurde der Querschnitt eines Bruchstückes

⁶ Institut für Mineralogie und Geochemie des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

und dessen Morphologie mittels Elektronenmikroskopie (SEM⁽⁷⁾) untersucht. Dabei wurden ein lagiger Aufbau von Sulfatmineralen und Sulfidmineralen sichtbar. Es dominieren die strontiumreichen Baryte (Abb. 22). Der lagige Aufbau der Ablagerungen ist ein Indiz für unterschiedliche Wachstumsperioden der Sulfat- und Sulfidminerale. Um diese Fragestellung hinreichend zu beantworten, müssen erst die Entstehungsbedingungen der Sulfidminerale aufgeklärt werden. Neben den Wachstumsbedingungen wurde auch untersucht, inwiefern sich die mineralogische Zusammensetzung der Ablagerungen mit abnehmender Temperatur im ORC-Wärmetauschersystem ändert. In Abbildung 22 sind die röntgenographischen Phasenanalysen (XRD⁽⁸⁾) von Ausfällungen aus dem ORC-Wärmetauscher dargestellt.

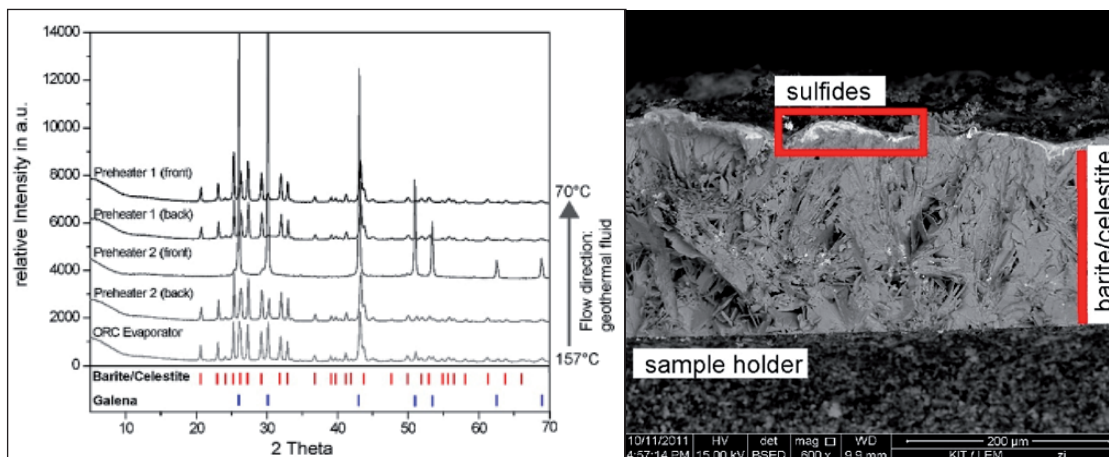


Abb. 22: Links: Querschnitt einer Ablagerung aus dem ORC Evaporator (Hauptwärmetauscher) mittels Elektronenmikroskopie (SEM). Eine ca. 200 µm dicke Ablagerung aus strontiumreichen Baryten wird von einer dünnen Lage Sulfid Minerale bedeckt. Rechts: Röntgenographische Phasenanalyse (XRD) von Ablagerungen aus dem ORC Wärmetauschersystem. Alle Ablagerungen bestehen aus strontiumreichen Baryten und Galenit.

Eine generelle Veränderung der mineralogischen Zusammensetzung konnte nicht beobachtet werden. Allerdings haben die Strömungsverhältnisse Auswirkungen auf die prozentuale Anreicherung von Galenit (PbS) in den Ablagerungen. Galenit wird im Gegensatz zu den großen Barytkristallen in Form von sehr kleinen, nadelförmigen Kristalliten abgelagert (Abb. 23 oben), die sich offensichtlich in Zonen geringer Strömung in den Wärmetauschern anreichern. Neben den Bleisulfiden lagern sich auch geringe Mengen von Fe, Sb, Cu, As- Mischsulfiden ab (Abb. 23 unten).

Auf den Oberflächen der Ablagerungen wurden vereinzelt hohe Konzentrationen von Kohlenstoff in rundlichen, 10 – 15 µm großen Partikeln gemessen (Abb. 24). Hierbei handelt es sich wahrscheinlich um die Anreicherung von organischem Material. Ob es sich dabei um Mikroorganismen und speziell um aktive Mikroorganismen handelt, konnte bisher nicht geklärt werden. Zu diesem Thema wird mit der Forschungsgruppe des GFZ Potsdam im Rahmen des MikroTherm Projektes kooperiert.

7 Scanning electron microscope (SEM)

8 X-ray diffraction (XRD)

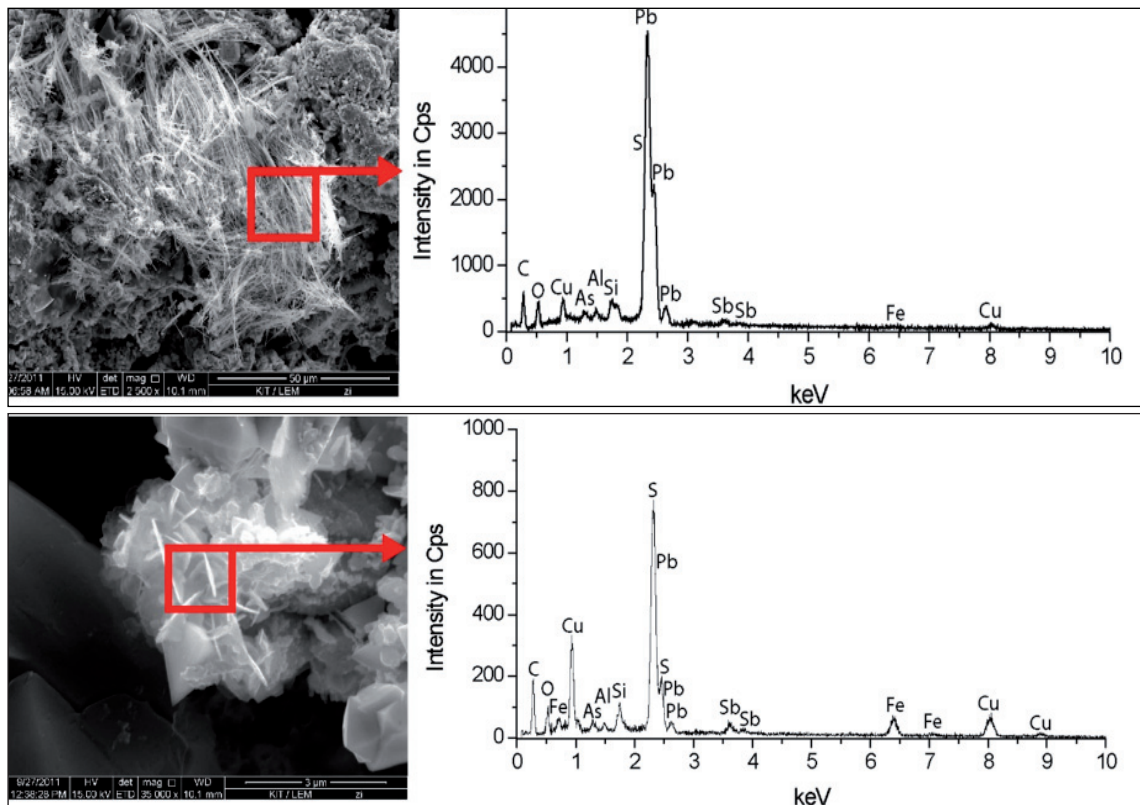


Abb. 23: Oben: Nadelförmige Galenitkristalle bilden eine dünne aber geschlossene Lage auf den Baryt-ablagerungen. Die Elementuntersuchung mittels EDX (Energiedispersive Röntgenfluoreszenz) zeigt eine deutliche Bleianreicherung in den nadelförmigen Ablagerungen. Unten: Kleine Kristallite von Mischsulfiden, welche unterschiedliche Gehalte von Fe, Sb, Cu und As enthalten, befinden sich auf der Oberfläche der Barytablagerungen.

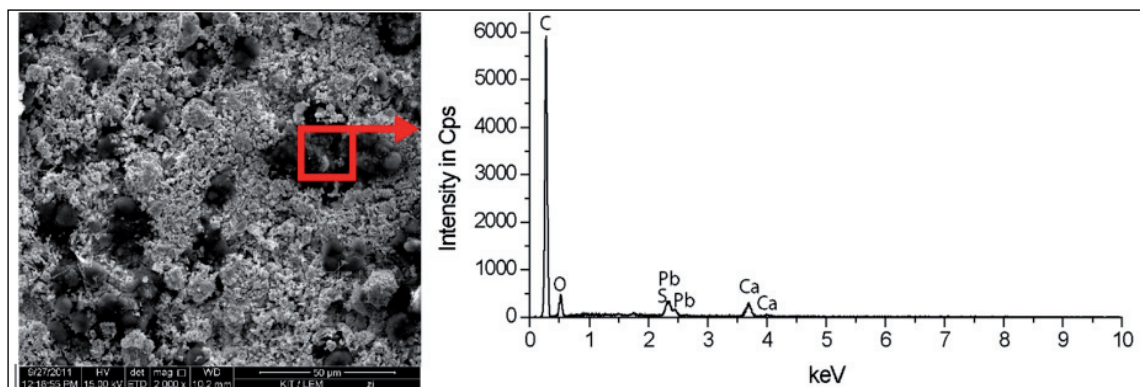


Abb. 24: Rundliche, etwa 10 – 15 µm große, kohlenstoffreiche Partikel auf den Ablagerungen des ORC Wärmetauschersystems.

Die Bildung und Ablagerung von Baryt und Galenit in den obertägigen Installationen hat weitreichende Konsequenzen für den Anlagenbetrieb in Soultz. Zum Einen bilden diese Minerale in den Wärmetauschern eine geschlossene Schicht, die wie ein Isolator wirkt und den Wärmeübertrag vom geothermalen auf das organische Fluid (Isobutan) herabsetzt. Die Effektivität des stromproduzierenden Kreislaufs wird dadurch signifikant beeinträchtigt.

In Soultz muss das Wärmetauschersystem etwa alle 6 – 8 Wochen gereinigt werden. Dadurch wird die Stromproduktion für 3 – 5 Tage vollständig unterbrochen. Die Reinigung der Röhrenwärmetauscher erfolgt mittels Hochdruckwasserstrahl. Zum Anderen integrieren Baryt und Galenit Radionuklide in ihren Kristallgittern wodurch NORM-Ablagerungen (Natural Occuring Radioactive Material) entstehen. Das geothermale Fluid zirkuliert im Reservoir in einem geklüfteten Granit, mit dem es auch in einem chemischen Gleichgewicht steht. Der Granit weist als magmatisches Gestein eine geringe Eigenradioaktivität auf, so dass durch Gleichgewichtsreaktionen zwischen Fluid und Umgebungsgestein Radionuklide in das geothermale Fluid übertragen werden. Das Radionuklid ^{226}Ra hat ein ähnliches chemisches Bindungsverhalten wie Barium und Strontium. Durch chemische Substitution wird ^{226}Ra anstelle von Ba^{2+} und Sr^{2+} im Kristallgitter der strontiumreichen Baryte angereichert. Im Galenit, dem Bleisulfid, wird das Radionuklid ^{210}Pb anstelle der nicht radioaktiven Bleisotope durch chemische Substitution eingebaut. Aufgrund der Bildung von NORM-Ausfällungen in den obertägigen Installationen der Geothermieanlage in Soultz wurden Regeln zum Strahlenschutz für Arbeiter und Besucher festgelegt, die in Kapitel 2.7.2 dargestellt sind. Des Weiteren ist die Entsorgung von Ablagerungen durch die französische Behörde ANDRA (National Agency for Radioactive Waste Management) geregelt aber mit hohen Kosten verbunden. Für verschiedene Ablagerungen im Wärmetauscher wurde die Äquivalenzdosis in $\mu\text{Sv/h}$ im direkten Kontakt gemessen und neben den Oberflächenaktivitäten in Tabelle 10 aufgetragen. Für die Messungen wurde das Dosisleistungsmessgerät Saphymo 6150 AD, in Kombination mit der Sonde 6150 AD 17 (Alpha-Beta-Gamma-Strahlung) verwendet.

Tab. 10: Äquivalenzdosismessungen und Oberflächenaktivitätsmessungen von verschiedenen Ablagerungen aus dem ORC-Wärmetauschersystem der Geothermieanlage von Soultz.

Parameter	Evaporator	Preheater 2 (back)	Preheater 2 (front)	Preheater 1 (back)	Preheater 1 (front)
Äquivalenzdosis in $\mu\text{Sv/h}$ pro 1g pulverförmige Probe	0,72	0,68	0,13	0,78	0,88
Oberflächenaktivität in Bq/cm^2 ($\alpha+\beta+\gamma$) der pulverförmige Probe (1 g)	180	195	460	190	170
Oberflächenaktivität in Bq/cm^2 (γ) pulverförmigen Probe (1 g)	10,5	11,0	1,3	11,0	10,0

2.2.3 Inhibitor zur Vermeidung von Ablagerungen

Durch eine Verlangsamung oder im besten Fall eine vollständige Unterdrückung von Ausfällungen können die Reinigungs- und Wartungsoperationen auf ein Minimum begrenzt werden. Auch hinsichtlich der Arbeitssicherheit und der kostenintensiven Entsorgung ist

der Einsatz eines Inhibitors sinnvoll und effektiv. Um die Bildung von Ablagerungen in den obertägigen Installationen der Geothermieanlage von Soultz zu vermeiden, wurde ein Inhibitor aus 4 Produkten ausgewählt und hinsichtlich seiner Einsatzfähigkeit vor Ort getestet. Alle Produkte basieren auf verschiedenen Typen der Phosphonsäure. Die Produktauswahl und alle Labortests sowie die Effektivitätsuntersuchungen vor Ort wurden von der Firma BWG, Geochemische Beratung GmbH durchgeführt. Der Entwurf und die Installation eines geeigneten Injektionssystems vor Ort wurden durch Mitarbeiter der EWIV vorgenommen. Nachfolgend wird ein Überblick über die Auswahlkriterien und Versuchsergebnisse sowie zu dem Einsatztest vor Ort gegeben. Ausführlichere Informationen können den entsprechenden Berichten und Publikationen entnommen werden (siehe SEIBT et al. 2011; RAUPACH 2011; SEIBT 2013; BIRNER 2013; SCHEIBER et al. 2012; SCHEIBER et al. 2013).

Phosphonsäuren werden im Bereich der Erdöl und Erdgasförderung als Inhibitoren gegen Baryt verwendet. Die Produktauswahl muss dabei standortspezifisch getroffen werden und Kompatibilitätstests zwischen dem produzierten Fluid und dem Inhibitor sind unumgänglich. Phosphonsäuren weisen zwei Eigenschaften auf, die dem Wachstum von Ausfällungen entgegenwirken. Zum einen sind sie sogenannte Chelatbildner, das heißt sie bilden mit spezifischen Kationen wasserlösliche Komplexe. Diese Kationen stehen zum Kristallwachstum nicht mehr zur Verfügung. Zum anderen haben sie eine hohe Affinität sich durch Adsorption auf wachstumsaktiven Kristallflächen anzulagern und so ein Fortschreiten des Kristallwachstums massiv zu verzögern oder sogar ganz zu blockieren. Dieser Effekt ist auch schon bei sehr geringen Einsatzkonzentrationen der Chemikalie zu beobachten und ist die treibende Kraft bei der Inhibierung von Barytausfällungen.

Bei der Produktauswahl wurden die Kalziumtoleranz und die Wirkungsweise in künstlichen Lösungen sowie in originärem Thermalwasser aus Soultz (im Weiteren als „Soultz-Fluid“ bezeichnet) untersucht. Die optimale Dosierung wurde anhand von sogenannten Tube-Blocking-Tests ermittelt. Die Überprüfung der thermischen Stabilität und der Langzeitstabilität unter Injektionsbedingungen in Kombination mit einem Kompatibilitätstest mit Feststoffen des Reservoirgesteins gehörten ebenfalls zu dem durchgeführten Versuchsprogramm im Labor. Die chemische Zusammensetzung der im Labor verwendeten künstlichen Lösungen wurde auf die Zusammensetzung des Soultz-Fluids abgestimmt.

Im Folgenden werden die Labortests mit dem Soultz-Fluid und der Einsatztest vor Ort beschrieben.

Nach ausführlichen Vorstudien unter Verwendung von künstlichen Lösungen wurden aus vier Produkten drei für den Closed-Bottle-Test mit Soultz-Fluid ausgewählt und die entsprechende Einsatzkonzentration festgelegt. Die verwendeten Produkte zur Inhibierung

von Baryt wurden mit Inhibitor Orange, Inhibitor Rot und Inhibitor Blau⁽⁹⁾ bezeichnet. Jeweils ein Liter geothermales Fluid der Produktionsbohrung GPK2 wurde mittels eines Probenkühlers kontrolliert abgekühlt und sofort mit einer definierten Menge eines Inhibitors gemischt. Nur zu der Referenzprobe wurde kein Inhibitor zu dosiert. Nach 7 d Standzeit bei Raumtemperatur wurden die Proben filtriert und im Eluat die Ca^{2+} , Sr^{2+} , Ba^{2+} und SO_4^{2-} -Konzentrationen bestimmt. Der Filtrerrückstand wurde getrocknet und die gebildeten Feststoffe hinsichtlich ihrer Kristallmorphologie und des vorhandenen Elementbestandes im Elektronenmikroskop untersucht.

Alle Inhibitoren zeigten ein sehr gutes Vermögen die Barytbildung zu inhibieren. Die Ba^{2+} und die SO_4^{2-} Konzentration im Sultz-Fluid mit Inhibitor Zusatz bleibt nahezu konstant bei 25 mg/l bzw. bei 400 mg/l (Tab. 11).

Tab. 11: Closed Bottle Test: Kalzium, Strontium, Barium und Sulfat Konzentrationen im Sultz Fluid nach 7 Tagen Reaktionszeit, ohne und mit Zugabe von Ausfällungsinhibitoren.

Probe	Ca^{2+} in mg/l	Sr^{2+} in mg/l	Ba^{2+} in mg/l	SO_4^{2-} in mg/l
Sultz Fluid	7080	398	16	250
Fluid mit Inhibitor Orange	7380	406	25	310
Fluid mit Inhibitor Rot	6960	394	25	300
Fluid mit Inhibitor Blau	6970	400	23	310

In Abbildung 25 sind die Filtrerrückstände der Proben aus den „Closed Bottle Tests“ dargestellt. Ohne Zugabe von Inhibitoren (Abb. 25a) bilden sich strontiumreiche Baryte und sekundäre Ausfällungen von Eisenhydroxiden und Silikatverbindungen. Alle Inhibitoren verzögern erfolgreich die Bildung von Baryt. Inhibitor „Blau“ und Inhibitor „Rot“ verhindern zudem die Bildung der sekundären Ausfällungsprodukte (Abb. 25c und d).

Die Kristallmorphologie, also das Erscheinungsbild der Barytkristalle, zeigt eine deutliche Veränderung bei der Verwendung von Inhibitoren. Ohne die Zugabe eines Inhibitors bilden sich tafelförmige und große Kristallite (Abb. 26a). Während der Zugabe der Inhibitoren ändert sich die Morphologie der Kristallite grundlegend. Kleine, sich überlagernde hantelförmige Kristallite werden gebildet, (Abb. 26b). Hier ist deutlich die Inhibierung von wachstumsaktiven Oberflächen erkennbar. Die typische tafelförmige Kristallform wird nur noch im Ansatz geformt und kann nach der Adsorption des Inhibitors nicht mehr oder nur noch verlangsamt weiterwachsen. Als Folge von dem Adsorptionsprozess entsteht eine hantelförmige Ausprägung der Kristallmorphologie.

⁹ Die Auswahl der Inhibitoren ist standortspezifisch. An anderen Standorten kann sich die Wirksamkeit der Inhibitoren anders darstellen. Aus diesem Grund werden hier keine Handelsnamen für die Inhibitoren angegeben.

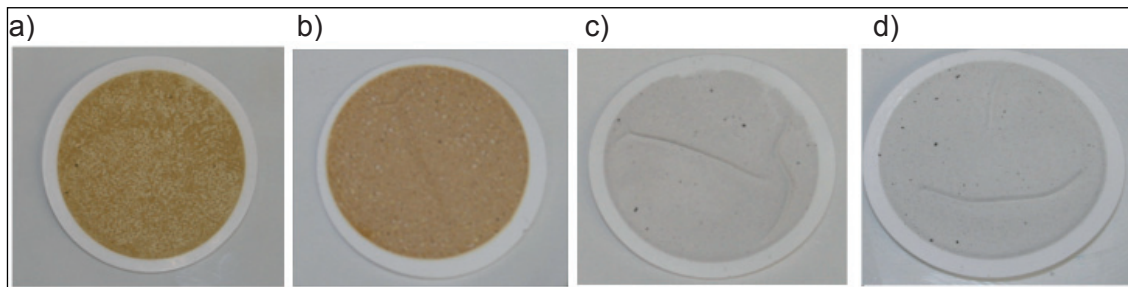


Abb. 25: Filterrückstände von „Soultz Fluid“ nach 7 d a) ohne die Zugabe eines Inhibitors b) Inhibitor „Orange“ c) Inhibitor „Rot“ und d) Inhibitor „Blau“.

Inhibitor Rot und Blau zeigten sowohl bei den Voruntersuchungen mit künstlichen Fluiden als auch bei den Closed-Bottle-Tests mit originalem Soultz Fluid die besten Inhibierungseigenschaften zur Vermeidung von Baryt- und sekundären Ausfällungen.

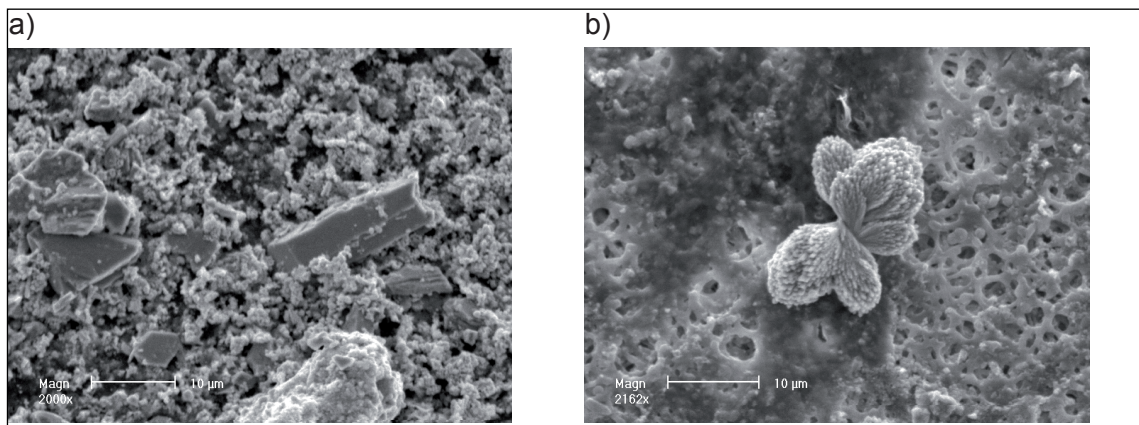


Abb. 26: Ohne die Zugabe eines Inhibitors bilden sich große und tafelförmige Barytkristalle a). Bei Zugabe von Inhibitoren weisen die Barytkristalle eine hantelförmige Morphologie auf b).

Inhibitor „Rot“ schnitt im Vergleich geringfügig besser ab und wurde für den insitu-Test ausgewählt. Das Produkt hat eine Aktivkonzentration von etwa 45 % DTPMP (Diethylentriamin-penta (methylenphosphonsäure)).

Aufgrund des Pumpenausfalls im Jahr 2012 konnte der Inhibitor erst im Februar 2013 vor Ort injiziert und die Effektivität während der Zirkulation getestet werden. Das entsprechende Injektionssystem wurde von EWIV Mitarbeitern bereits im Frühjahr 2012 installiert (GENTER et al. 2012d). Die Einsatzkonzentration wurde auf der Basis der Vorversuche und der Tube-Blocking-Tests auf 5 mg/l berechnet. Effektiv wird eine Dosis von 7,5 mg/l zum Förderstrom zugegeben. Der Grund für diese „Überdosierung“ liegt in der thermischen Beständigkeit des Inhibitors. Inhibitor „Rot“ beginnt sich ab einer Temperatur von 110 °C zu zersetzen, die Produktionstemperatur der GPK2 beträgt jedoch 160 °C. Die erhöhte Dosierung wurde gewählt, um eventuelle Zersetzungsprozesse auszugleichen. Eine vollständige Vermischung von Inhibitor und Produktionsfluid muss bis zum Wärmetauscher gewährleistet sein, um einen möglichst effektiven Einsatz des Produktes zu erreichen.

Etwa 8 m hinter dem Bohrkopf der Produktionsbohrung GPK2 (in Strömungsrichtung betrachtet) erfolgt die Injektion des Inhibitors über ein Hastelloy-Coiled-Tubing. Die Spitze des Coiled Tubings ist in der Mitte des Hauptförderstroms platziert, wo der Inhibitor in konzentriertem Zustand tropfenweise zum geothermalen Fluid dosiert wird (Abb. 27a). Das Produkt selbst wird in einem beheizbaren Gehäuse gelagert (Abb. 27b), um die Viskosität der Chemikalie konstant zu halten. Zudem wurde das Hastelloy-Tubing mit einer beheizbaren Isolation ausgestattet. Vor Ort wurde die Pumpenleistung manuell als Funktion der Zeit eingestellt (Abb. 27c).

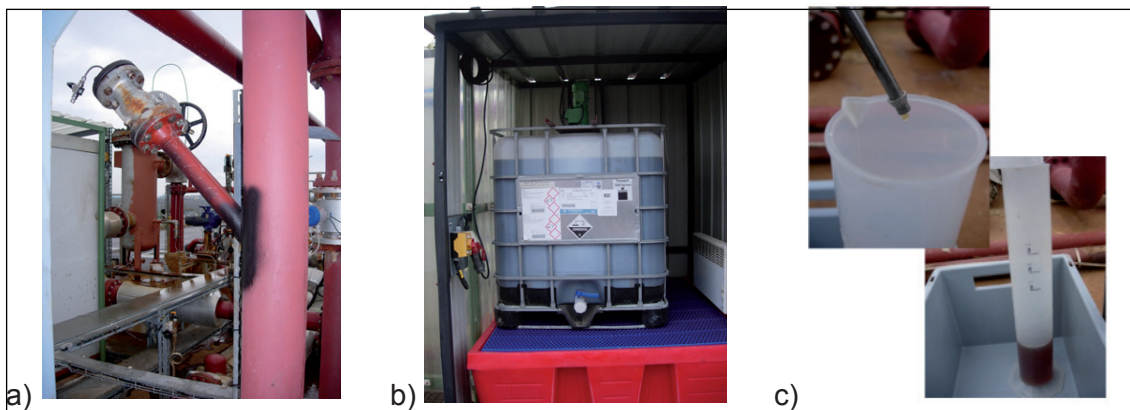


Abb. 27: a) Injektionspunkt des Inhibitor Rot etwa 8 m „hinter“ dem Bohrkopf GPK2 (in Strömungsrichtung betrachtet). b) Lagerung des Inhibitors in einem beheizbaren Gehäuse. c) Einstellung der Injektionskonzentration vor Ort.

Während der Inhibitor Zugabe wurde eine Fluidprobe des Produktionsfluides (GPK2) und eine Probe des Reinjektionsfluides (GPK3) entnommen und die physikalisch-chemischen Parameter bestimmt. Zudem wurden die mitgeführten Schwebstoffe über eine angekoppelte Filterstation vor Ort aus dem Fluid abfiltriert. Die Fluidparameter von Produktions- und Reinjektionsseite zeigen bis auf das Redoxpotential keine signifikanten Unterschiede. Der pHWert ist nach der Inhibitorinjektion nur geringfügig niedriger. Die Veränderung des Redoxpotentials kann auf elektrochemische Prozesse in den obertägig verbauten Installationen zurückgeführt werden, steht jedoch nicht im Zusammenhang mit der Inhibitorzugabe. Die Bariumkonzentration im Fluid bleibt konstant (Tab. 12), was auf einen erfolgreichen Einsatz des Inhibitors zurückgeführt wird. Eine Feststoffbildung von Baryt wird unterdrückt. Die Filterrückstände (Abb. 28) weisen einen hohen Anteil von Cu, Pb, As und Sb auf. Ob diese als Oxide oder Sulfide vorliegen konnte mittels Elektronenmikroskopie nicht bestimmt werden. Auf der Produktionsseite konnte kein Barium in den Filterrückständen nachgewiesen werden, jedoch wurden auf der Reinjektionsseite Bariumgehalte von 11 % in den Filterrückständen gemessen. Die Morphologie der untersuchten Partikel weist auf ein ungestörtes Wachstum hin. Es handelt sich um große, tafelförmige Kristallite. Der Inhibitor hätte jedoch zur Ausbildung einer hantelförmigen Morphologie geführt. Die gefundenen Barytpartikel stammen sehr wahrscheinlich aus vorherigen Zirkulationsperioden und wurden mit dem Fluidstrom mitgerissen.

Der Test des Inhibitors vor Ort war erfolgreich und in zukünftigen Zirkulationsperioden soll dieser kontinuierlich dem Förderstrom zu dosiert werden. Hierdurch wird ein deutlicher Rückgang der Sulfatausfällungen erwartet.

Tab. 12: Zusammenfassung der wichtigsten Parameter während des insitu-Inhibitortests.

Parameter	Produktion GPK2	Reinjektion GPK3
TBohrkopf	155 °C	70 °C
pBohrkopf	21 bar	18 bar
Fließrate	15,3 l/s	15,0 l/s
TProbenahme	20,0 °C	22,4 °C
pH	4,88	4,82
Eh (SHE)	5 mV	117mV
Leitfähigkeit	122 mS/cm	122 mS/cm
Sr ²⁺	418 mg/l	406 mg/l
Ba ²⁺	26 mg/l	25 mg/l
SO ₄ ²⁻	228 mg/l	208 mg/l
PO ₄ ³⁻	4 mg/l	5 mg/l
Elementzusammensetzung der Filtrerrückstände	Oxide/Sulfide von Cu (38 %) Pb (25 %), As (17 %), Sb (11 %), Fe (9 %)	Oxide/Sulfide (Sulfat) von Cu (53 %) Fe (11 %), As (13 %), Ba (13 %)

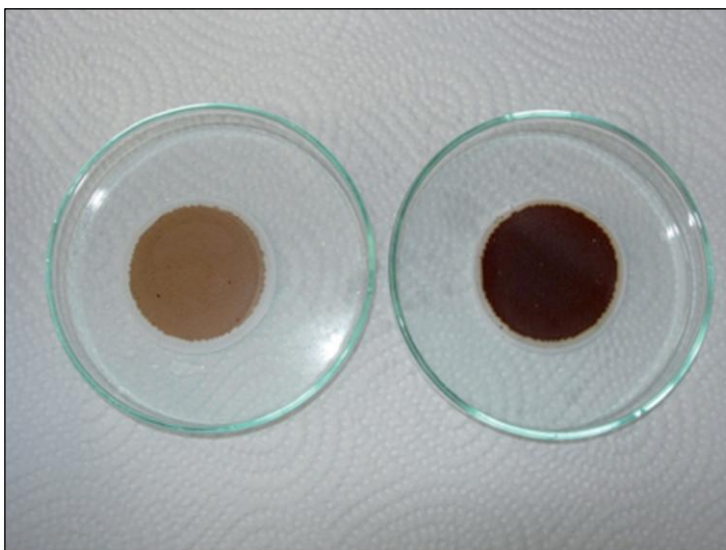


Abb. 28: Filtrerrückstände des vor Ort filtriertem Produktionsfluids (links) und Reinjektionsfluids (rechts)

2.2.4 Korrosionsuntersuchungen in obertägigen Anlagen

Das Thermalwasser in Soultz stellt ein aggressives Medium für alle Anlagenteile dar. Insbesondere der hohe Chloridgehalt und der hohe CO₂-Anteil bieten ein erhebliches Korrosionspotenzial (siehe Kapitel 2.2.1). Die Langzeitbeständigkeit der Materialien, Investitions- und Instandhaltungskosten müssen abgewogen werden, um auf der einen Seite einen ungestörten Kraftwerksbetrieb zu gewährleisten aber andererseits auch nur die Kosten zu generieren, die tatsächlich notwendig sind.

Materialstudien werden in Soultz sowohl in den Bypass-Systemen der Hoch- und der Niedrigtemperaturseite und speziell zu den Wärmetauschern durchgeführt. Zudem werden alle bereits verbauten Materialien und ihre Eigenschaften während des Betriebs der Anlage überwacht.

Materialstudien auf der Niedrigtemperaturseite: Low Temperature Skid (LTS)

Am Niedrigtemperaturbypass (Low Temperature Skid, LTS) stehen drei Probenkammern für die Untersuchung von Metallproben zur Verfügung. In die aus Polyetheretherketon (PEEK) bestehenden Kammern werden jeweils zwei Metallcoupons der gleichen Zusammensetzung getestet (Abb. 19). Die Experimente finden unter Injektionsbedingungen statt, d. h. bei 18 – 20 bar und 60 – 70 °C. Zusätzlich sind an dem Bypass Elektroden in den Fluidstrom integriert, welche die Leitfähigkeit, das Redoxpotential und den pH Wert messen (siehe Kapitel 2.2.1).

Zwischen 2010 und 2012 wurden die Korrosionsexperimente hauptsächlich in Kooperation mit dem Europäischen Institut für Energieforschung (EiFER) und dem Institut für Angewandte Geowissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (AGW, KIT) durchgeführt. Niedrig legierte Stähle wie P265GH zeigen demnach eine gleichmäßige Oberflächenkorrosion und eine Korrosionsrate von bis zu 0,2 mm/a. Höher legierte Stähle zeigen eine höhere Tendenz zu Lochfrasskorrosion. Grundsätzlich nimmt aber wie erwartet, die Korrosionsbeständigkeit der verwendeten Legierungen zu, je höherwertig das getestete Material ist (BATICCI 2009; BATICCI et al. 2010; MUNDHENK et al. 2012; MUNDHENK et al. 2013).

Materialstudien auf der Hochtemperaturseite: High Temperature Skid (HTS)

Der Hochtemperaturbypass (High Temperature Skid, HTS) ist eine Weiterentwicklung des bereits existierenden Niedrigtemperaturbypass (Low Temperature Skid, LTS). Der Hochtemperaturbypass (Abb. 29) wurde von den EWIV-Mitarbeitern in Strömungsrichtung ca. 10 m hinter der Produktionsbohrung installiert (SONTOT 2010). Dieses Bypass-System ermöglicht Materialstudien wie Korrosions und Beschichtungsuntersuchungen unter Produktionsbedingungen, also bei 160°C und 20 bar. Im Unterschied zum LTS können hier Proben als Teil des HTS-Rohrwerks eingebaut werden (z. B. T-Stücke). Die verbauten Materialien werden dadurch den in-situ Bedingungen so realitätsnah wie möglich ausgesetzt.

Wie im Niedrigtemperaturbypass können aber auch Metallcoupons dem Fluidstrom ausgesetzt werden (SCHEIBER et al. 2012).

Nach dem Start der Produktion im März 2012 war der Start des HTS für Mitte April geplant. Materialuntersuchungen erfordern konstante Operationsbedingungen. Daher können diese Experimente nicht direkt nach dem Zirkulationsstart durchgeführt werden. Durch den Pumpenausfall Anfang April 2012 mussten die Experimente auf die nächste Zirkulationsperiode verschoben werden.

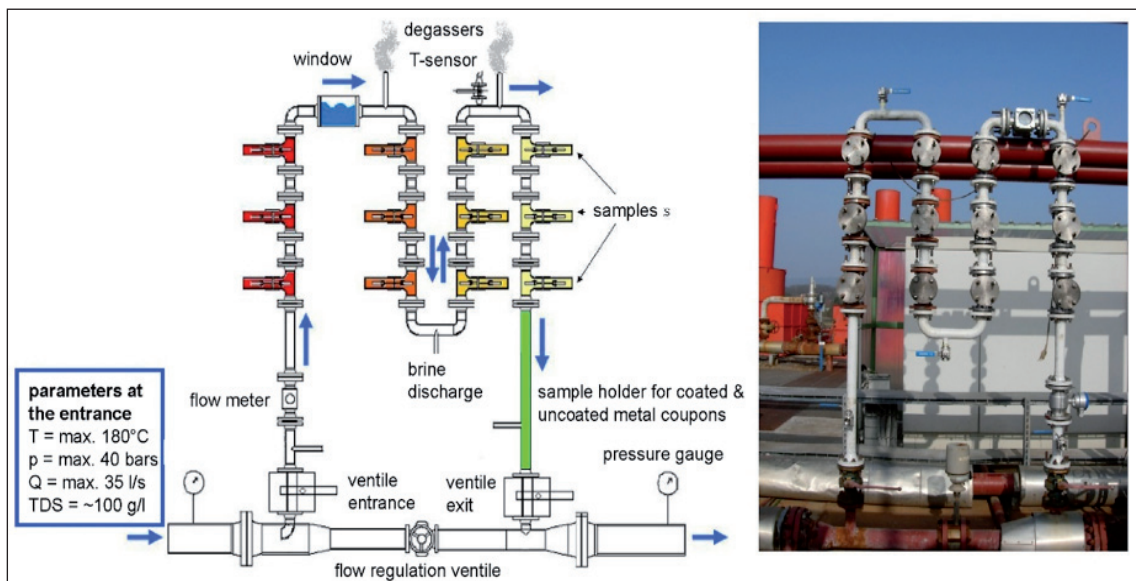


Abb. 29: Design des HTS nach O. Sontot, links, und der installierte HTS im Frühjahr 2012, rechts.

Für Korrosionsexperimente kommen unterschiedliche Probengeometrien zum Einsatz. Zum Einen werden Metallcoupons zeitabhängig hinsichtlich ihrer Korrosionsbeständigkeit untersucht. Zum anderen kommen TStücke zum Einsatz, die die Untersuchung von dynamischen und stagnierenden Fließbedingungen an einem Probenstück erlauben (Abb. 30a). Auch Wärmetauscher-Röhren können direkt im HTS hinsichtlich ihrer Korrosionsbeständigkeit unter Realbedingungen untersucht werden. Die Beständigkeit von Polymerbeschichtungen wird zusammen mit der Firma Rhenotherm an geraden Röhren untersucht (Abb. 30b). Hier liegt der Fokus der Experimente auf Beständigkeit gegen Diffusion (Gase) und thermischer Beständigkeit, (SCHEIBER et al. 2013). In weiteren Zirkulationstests soll der Hochtemperaturbypass genutzt werden, um die skizzierten Korrosions- und Beschichtungsuntersuchungen durchzuführen.

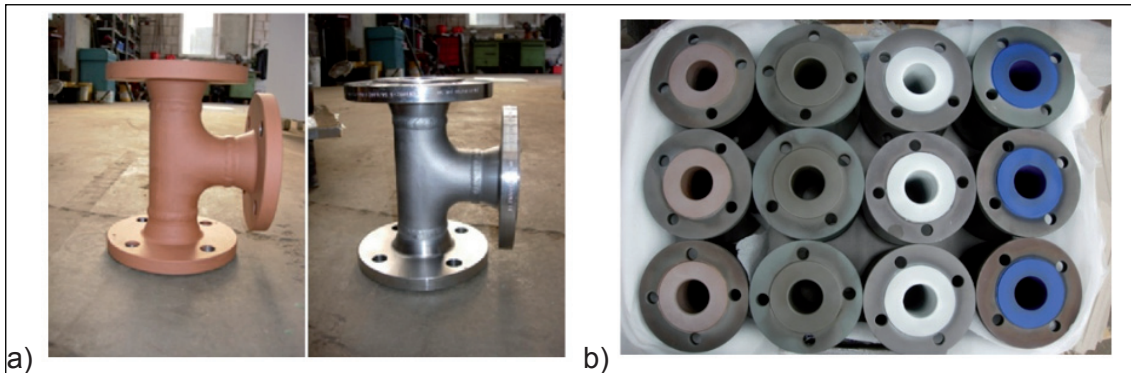


Abb. 30: Probenstücke des HTS Bypass: a) T-Stücke zur Untersuchung der Auswirkungen von dynamischen und stagnierenden Operationsbedingungen und b) mit unterschiedlichen Polymeren beschichtete gerade Rohre.

2.2.5 Wärmetauscher: Beschichtung und Korrosion

Der ORCWärmetauscher in Soultz wurde 2008 mit einer Polymerbeschichtung versehen, um die Stärke der Anhaftung von mineralischen Belägen, bestehend aus strontiumreichen Baryten und Galenit zu reduzieren sowie die Reinigung des Wärmetauschersystems zu erleichtern. Zusammen mit der Firma SÄKAPHEN wurde das Si 57 E Beschichtungssystem ausgewählt. Hierbei handelt es sich um eine Duroplastbeschichtung, die eine hohe thermische Beständigkeit, einen hohen Diffusionswiderstand und antihaftende Eigenschaften aufweist.

Direkt nach der Inbetriebnahme des Wärmetauschersystems 2008 konnten die Ablagerungen restlos mittels Hochdruckwasserstrahl entfernt werden. Dies war während des Betriebs des Wärmetauschers etwa alle 6 – 8 Wochen notwendig. Mit zunehmender Anzahl der Reinigungszyklen verlor die Beschichtung ihre Antihafteigenschaft und die Entfernung der mineralischen Ablagerungen von der Oberfläche war nicht mehr vollständig möglich (Abb. 31a). Die verbleibenden Beläge nach dem Reinigen dienten als Wachstumskeime für Baryt und als Konsequenz fand eine beschleunigte Belagbildung statt. Sowohl im September 2011 als auch im Dezember 2012 wurden bereits mehrere, sich überlagernde Beläge festgestellt. Zudem wurde ab 2011 vermehrt Blasenbildung der Beschichtung festgestellt (Abb. 31b) und im November 2012 die ersten Abplatzungen beobachtet (Abb. 31c). Das freigelegte Metall, Schwarzstahl, zeigte deutliche Korrosionsspuren in Form von einer sehr unebenen Oberfläche und Lochfraßkorrosion sowie die Ablagerung von Korrosionsprodukten. Sobald der Schwarzstahl dem geothermalen Fluid ausgesetzt war, setzte sich die Korrosion auch unter der angrenzenden Beschichtung fort. Die Bildung von voluminösen Eisenoxiden und Eisenhydroxiden führte zu weiteren Abplatzungen. Abgeplatzte Partikel der Polymerbeschichtung wurden aus den Röhren in die Kappen der Wärmetauscher geschwemmt und in Zonen geringer Strömung abgesetzt. Diese Partikel zeigten auf beiden Seiten die Bildung von Belägen, welche sich in der mineralogischen

Zusammensetzung deutlich unterschieden. Während auf der Vorderseite, welche dem geothermalen Fluid zugewandt war, eine homogene Schichtbildung von graugefärbten Ablagerungen stattfand, wurde auf der Rückseite, also der dem Schwarzstahl zugewandten Seite, helle Beläge beobachtet (Abb. 31d).

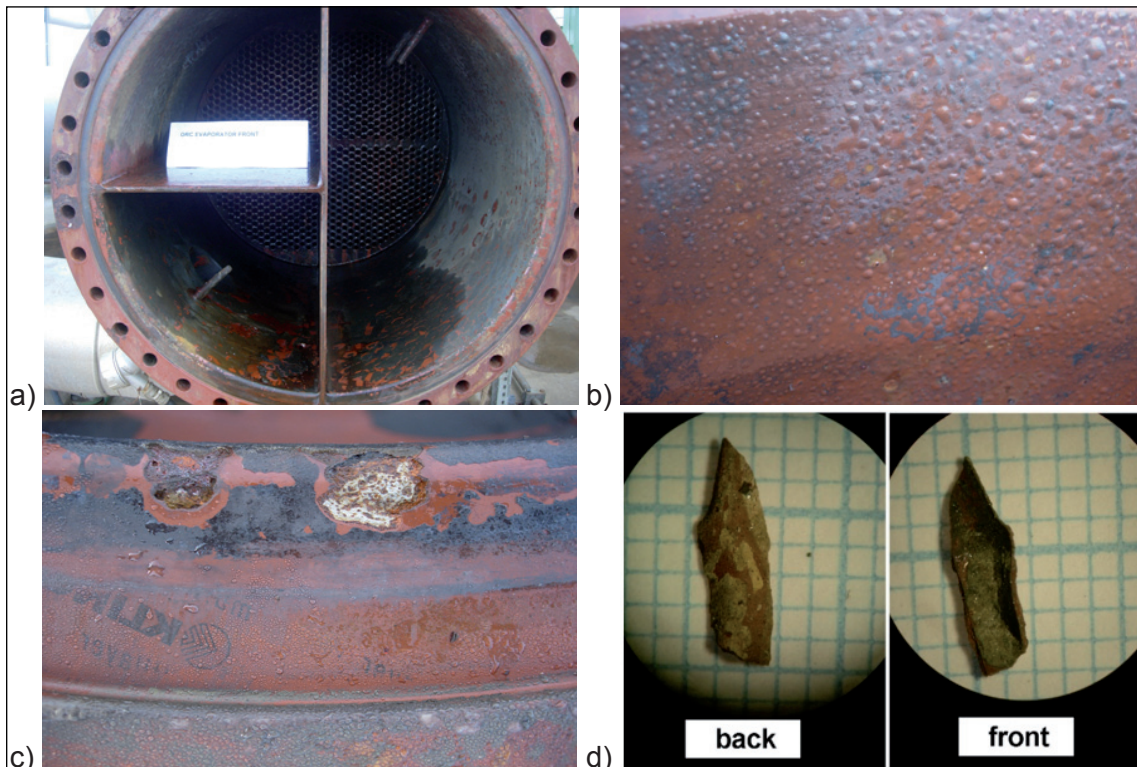


Abb. 31: a) Innenseite des Hauptwärmetauschers des ORC Systems nach der Hochdruckwasserstrahlreinigung. Die mineralischen Ablagerungen von Baryt und Galenit konnten nicht mehr vollständig entfernt werden. b) Blasenbildung in der Kappe des Vorheizers durch Gasdiffusion und mangelnde thermische Beständigkeit c) Abplatzungen der Beschichtung legen die Metalloberfläche frei, die deutliche Korrosionsspuren aufweist. d) Rückansicht und Frontansicht eines Beschichtungspartikels, das aus einer Röhre des Hauptwärmetauschers nach dem Abplatzen ausgeschwemmt wurde.

Die grauen Ablagerungen auf der Vorderseite der Partikel bestehen aus Baryt, Galenit und Fe-, Sb-, As-, Cu -haltigen Sulfiden. Auf der Rückseite, der dem Schwarzstahl zugewandten Seite, wurden eisenhaltige Beläge mit einem hohen Sauerstoff- und Kohlenstoffanteil identifiziert. Die Elementzusammensetzung und die Morphologie der 5 – 10 µm großen Kristalle lässt auf Sideritbildung (FeCO_3) schließen, das ein direktes Folgeprodukt der elektrochemischen Korrosion auf der Schwarzstahlfläche ist (Abb. 32a und b). Diese Eisenkarbonatbildungen sind ein Indiz für ein Fortschreiten der Korrosion unterhalb der Beschichtungen, sobald an einer Stelle das Metall des Wärmetauschers freigelegt und dem geothermalen Fluid ausgesetzt wird. Dieses Fortschreiten der Korrosionsfront zwischen Metall und Beschichtung führt zu einem Haftungsverlust des Duroplasts auf dem Metall. Als Folge kommt es zum Abplatzen von an sich noch intakter Beschichtungsteile. Zusätzlich wurden Galenitpartikel vorgefunden, die sich auf der Siderit-Schicht abgelagerten.

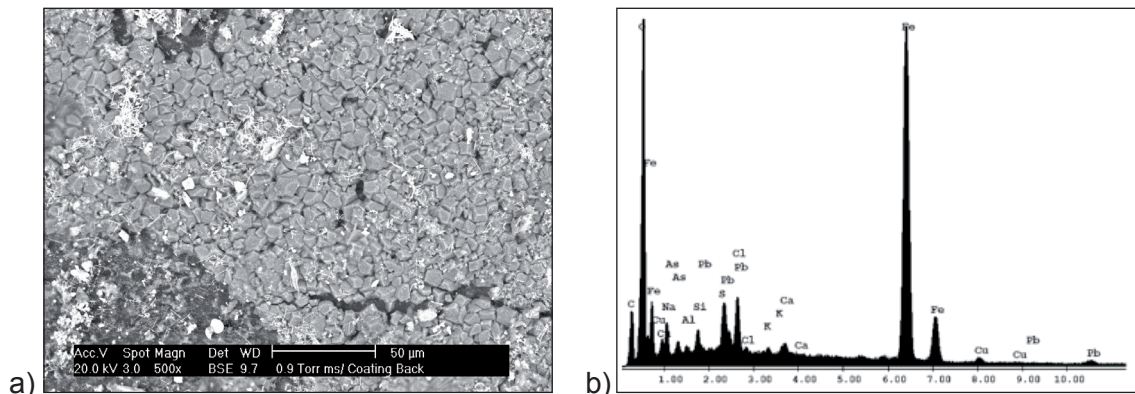


Abb. 32: a) Elektronenmikroskopische Aufnahme der mineralogischen Ablagerungen auf der Rückseite eines Beschichtungspartikels und die b) entsprechende Elementanalyse dieser Ablagerung. Der mineralische Belag zeigt einen hohen Anteil von Eisen, Sauerstoff und Kohlenstoff

Eine Reparatur der beschädigten Polymerbeschichtung kann an den Kappen der Wärmetauscher durchgeführt werden. Innerhalb der Röhren ist die Applizierung einer neuen und beständigen Polymerschicht aus geometrischen Gründen nicht möglich. Wahrscheinlich ist daher der Austausch des Wärmetauschers notwendig.

2.2.6 Zustand der Bohrungen: Ablagerungen und Korrosion

Im Sommer 2011 führte das Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) eine Temperaturmessung in der Bohrung GPK1 durch. Neben Temperatur, Druck und Leitfähigkeit wurde routinemäßig auch ein GR-Log⁽¹⁰⁾ aufgenommen. Während dieser Messungen wurde eine deutlich erhöhte Gammastrahlung im Vergleich zu früheren Messungen festgestellt. Dieses Ergebnis wurde durch eine Wiederholungsmessung im Dezember 2011 bestätigt und zum Anlass genommen für weitere Untersuchungen. Es wurden nachfolgend GR-Logs und Kamerabefahrungen auch in den anderen Bohrungen durchgeführt.

Ablagerungen und Gammastrahlungsmessung (GR-Messung)

Mittels GR-Messungen wird die natürliche Radioaktivität des Wirtgesteins detektiert und darauf basierend kann die Abfolge verschiedener Gesteinsschichten als Funktion der Tiefe sehr exakt bestimmt werden. Im Jahr 2005 wurden GR-Messungen in allen Bohrungen, (GPK1, GPK2, GPK3 und GPK4) durchgeführt und die natürliche Radioaktivität der Reservoirgesteine bestimmt. Diese Messungen wurden als Referenz herangezogen, um die aktuellen Messungen auszuwerten. In allen Bohrungen, GPK1 – GPK4, weist das Sediment bis zu einer Tiefe von etwa 1400 m im Durchschnitt etwa 40 – 50 gAPI auf. Der Übergang zum Granit ist sehr scharf ausgeprägt und erfolgt innerhalb weniger Meter. Die Werte steigen auf durchschnittlich 250 gAPI an (Abb. 33 – 35).

10 GR: Gamma ray (englisch); Abkürzung für Gammastrahlung

Die Messungen in der Bohrung GPK1 vom Juni und Dezember 2011 zeigen nicht nur deutlich höhere Werte sondern auch ein verändertes Profil im Vergleich zu den 2005er Messungen (Abb. 33). Im Bereich des Bohrkopfes und in 100 m Tiefe werden die höchsten Werte von über 10000 gAPI festgestellt. Mit zunehmender Tiefe nehmen die Werte innerhalb der Bohrung kontinuierlich ab und erreichen in ca. 1500 m die normale Hintergrundstrahlung des Reservoirgesteins.

Bohrung GPK1

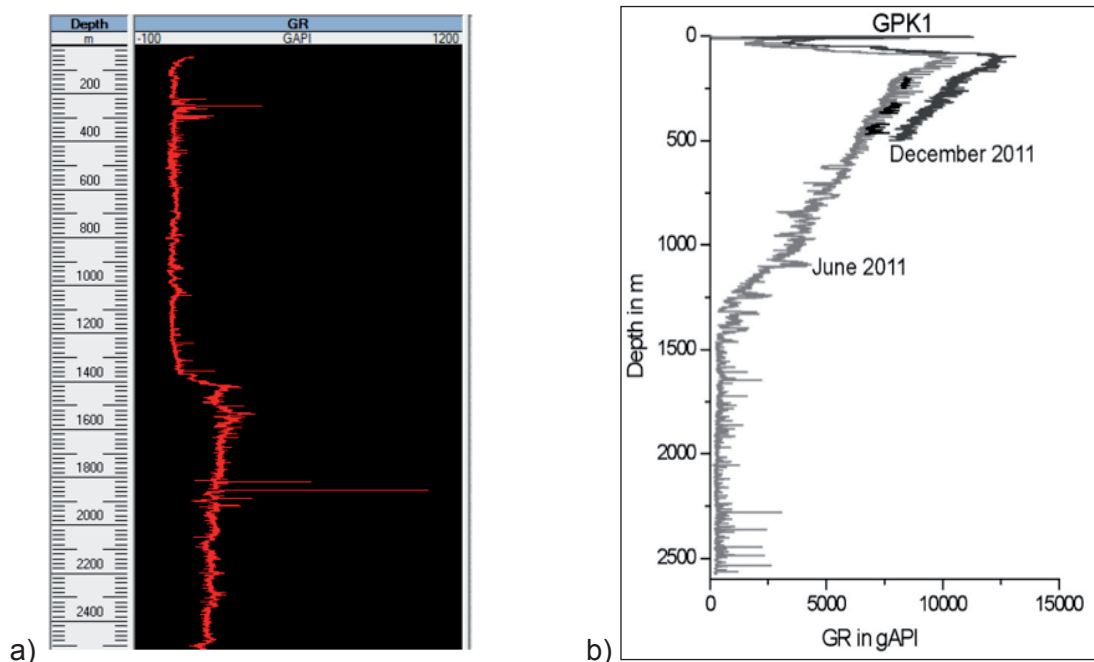


Abb. 33: GR-Messungen in der Bohrung GPK1. a): Messung aus dem Jahr 2005 (Schlumberger), b): GR-Messungen vom Juni 2011 (hellgraue Linie) und Dezember 2011 (schwarze + dunkelgraue Linie ausgeführt vom LIAG). Die dunkelgraue Linie vom Dezember 2011 mit etwas höheren Werten wurde mit einer spektralen Gammasonde aufgezeichnet, die vorher nicht eingesetzt wurde. Alle Messungen wurden vom Leibniz Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) ausgeführt.

Die Ursache für die erhöhten gAPI Werte in der Bohrung GPK1 und allen anderen Bohrungen in Soultz ist das Vorhandensein von NORM-Ablagerungen (Naturally Occuring Radioactive Material) innerhalb der Verrohrung. Die erhöhten Werte der Dezembermessungen lassen darauf schließen dass eine Zunahme der Ablagerungen in der Zwischenzeit stattgefunden hat. GPK1 wurde, wie in der vorangegangenen Zirkulationsperiode (Januar – April 2011), zwischen August und Oktober 2011 als Reinjektionsbohrung genutzt. Das Wachstum der Ablagerungen findet als Funktion des injizierten Fluidvolumens und der Injektionstemperatur statt.

Die Ursache für die abweichenden Messergebnisse zwischen den beiden Sonden, die während der Messkampagne im Dezember 2011 verwendet wurden (Abb. 33b), liegt bei der Nutzung von zwei verschiedenen Detektorsystemen. Beide Systeme sind darauf ausgerichtet die Zerfallsenergien von ^{238}U , ^{232}Th und ^{40}K und ihrer Tochterisotope außerhalb

der Verrohrung zu detektieren. Die veränderte Messgeometrie und das Vorhandensein der Radionuklide, ^{210}Pb und ^{226}Ra , haben erhebliche Auswirkungen auf das Messsignal und die darauf folgende automatische Auswertung dieses Signals. Die Einheit gAPI wurde von der American Petroleum Industry (API) aufgrund von Referenzmessungen in Kalibrationsbohrungen festgelegt, (BELKNAP et al. 1959). Diese Bohrungen wurden mit definierten Zement-Radionuklidmischungen (^{238}U , ^{232}Th und ^{40}K) hinterfüllt, die die natürliche Radioaktivität unterschiedlicher Gesteine simulieren. Dabei stehen die Mutter und die Tochterisotope miteinander im radioaktiven Gleichgewicht. Dominieren Radionuklide wie ^{210}Pb und ^{226}Ra aufgrund einer künstlichen Anreicherung, ist das Gleichgewicht der natürlichen Zerfallsreihen empfindlich gestört. Dennoch erfolgt eine automatische Umrechnung des Messsignals in die Einheiten gAPI, basierend auf den Zerfallsenergien von ^{238}U , ^{232}Th und ^{40}K und deren Tochterisotope. Daher kann eine direkte Korrelation zwischen den gemessenen gAPI Werten und der tatsächlichen Aktivität der Ablagerungen zum heutigen Stand nicht durchgeführt werden. Generell sind GR-Messungen aber geeignet um Ablagerungen in den Bohrungen nachzuweisen und die aktuelle Tiefe der Ausfällungsfront festzustellen.

Bei den weiteren Untersuchungen stand insbesondere die Bohrung GPK3 im Fokus. Diese Bohrung ist die Hauptinjektionsbohrung von Soultz. Das akkumulierte Injektionsvolumen in GPK3 übersteigt das injizierte Fluidvolumen in GPK1 um ein Vielfaches. Ein Zusammenhang zwischen injiziertem Fluidvolumen, der Ablagerungsstärke und GR-Werten wurde bereits bei den GR-Messungen der GPK1 im Jahr 2011 deutlich und 2012 bei den Messungen in der GPK3 bestätigt. Die detektierten GR-Werte waren signifikant höher als diejenigen in der GPK1. Das Profil der Messungen als Funktion der Tiefe zeigt hier den gleichen Verlauf wie in der GPK1: Am Kopf der Bohrung werden die höchsten GR-Werte gemessen und mit zunehmender Tiefe nehmen diese ab (Abb. 34). Auch in der Bohrung GPK3 fällt die Gammastrahlungsaktivität unterhalb von ca. 1400 m Tiefe deutlich ab.

Sowohl im Juli als auch im Dezember 2012 konnten zwei Messkampagnen in der Bohrung durchgeführt werden. Da während dieser Zeit der Anlagenbetrieb aufgrund des Pumpenschadens vom April 2012 ruhte, fand auch keine Zirkulation von geothermale Fluid statt. Dennoch wurden während der Messkampagne im Dezember 2012 höhere GR-Werte gemessen als im Juli 2012, (Abb. 34b). Der Unterschied zwischen den Messungen beträgt etwa 5000 gAPI. Die Erklärung dafür liegt auch hier beim eingesetzten Sonden Typ. Es wurden unterschiedliche GR-Sonden genutzt, welche die emittierte Strahlung der NORM-Ausfällungen unterschiedlich auswerten. Da die Auswertung automatisch durch die vorgegebene Software erfolgt, kann keine Anpassung basierend auf den vorhandenen Ablagerungen durchgeführt werden. In der GPK3 sind NORM-Ablagerungen bis in 4000 m Tiefe vorhanden, danach wird wieder die normale Hintergrundstrahlung des Reservoir Gesteins detektiert.

Für den massiven Rückgang der Gammastrahlung unterhalb von ca. 1500 m in beiden Bohrungen könnte die Temperatur eine wichtige Rolle spielen. Die Löslichkeit von Baryt wird maßgeblich durch die Temperatur und nur untergeordnet durch den Druck beeinflusst (BLOUNT 1977).

Zwischen den Bohrungen GPK2 und GPK3 ist die Existenz einer Konvektionszone anzunehmen, die zum Wärmeaustausch zwischen beiden Bohrungen führt (siehe Kapitel 2.6.1). Diese Konvektionszone verursacht einen deutlichen Temperaturanstieg in der Bohrung GPK3 unterhalb von ca. 1500 m. Entsprechend ist es wahrscheinlich, dass durch die zunehmende Temperatur weniger Baryt unterhalb von ca. 1500 m ausfällt und daher die Gammastrahlungsaktivität hier kleiner wird.

Inwiefern ein ähnlicher Vorgang auch für die abnehmende Gammastrahlung in der Bohrung GPK1 unterhalb von ca. 1500 m verantwortlich ist, kann bisher nicht beurteilt werden. Hierzu fehlt ein aussagefähiges Temperaturprofil, idealerweise während der Injektion/ Zirkulation in dieser Bohrung.

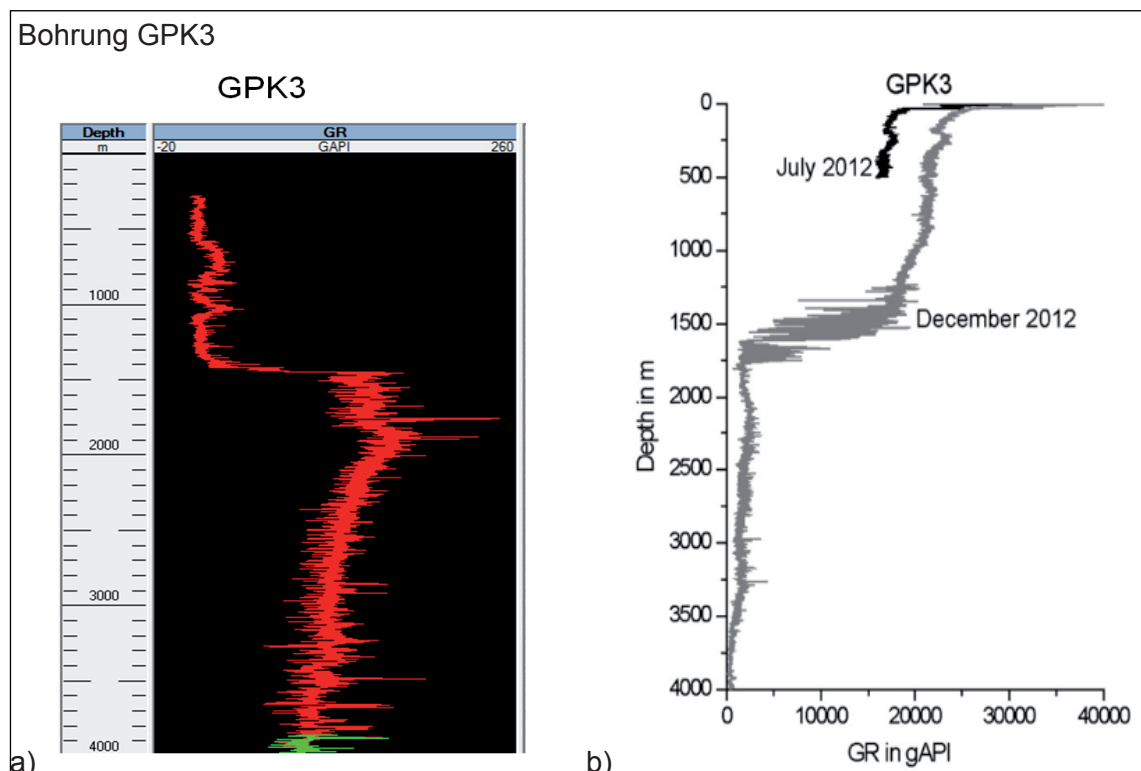


Abb. 34: Injektionsbohrung GPK3 a) GR-Messungen vom Jahr 2005 (Schlumberger) und b) GR-Messungen vom Juli 2012 (schwarze Linie, LIAG) und Dezember 2012 (graue Linie, Schlumberger).

Zeitgleich mit der GR-Messung im Dezember 2012 wurde der Innendurchmesser der Bohrung GPK3 vermessen. Der Vergleich zwischen Solldurchmesser der Verrohrung und dem tatsächlichen Durchmesser ermöglicht eine Bestimmung der Schichtdicke der

Ablagerungen. Diese weisen in den ersten 80 m eine Dicke von mindestens 5 – 7 mm auf. Mit zunehmender Tiefe nimmt die Mächtigkeit der Ablagerungen signifikant ab.

In den Produktionsbohrungen GPK2 und GPK4 werden deutlich niedrigere GR-Werte gemessen als in den Injektionsbohrungen. Es haben sich weniger Ablagerungen gebildet. Im Vergleich mit der natürlichen Gammastrahlung sind die Werte dennoch höher. Auch hier wird die maximale Gammaaktivität direkt am Bohrlochkopf verzeichnet (Abb. 35 und Abb. 36). Innerhalb der ersten 350 – 500 m schwanken die gemessenen Werte stark, überschreiten aber 5000 gAPI nicht. Die Ursache für diese Schwankungen liegt vermutlich in der wiederholten Installation und Deinstallation der Produktionspumpe. Dabei werden die Ablagerungen sehr unregelmäßig von der Verrohrung abgekratzt, was sich in dem stark schwankenden Messsignal ausdrückt. (Die visuelle Inspektion der Bohrungen wird im nächsten Kapitel ausführlicher dargestellt). Unterhalb von 350 – 500 m beobachtet man eine kontinuierliche Zunahme der Gammastrahlung. Dieser Teufenbereich korreliert mit der Einbautiefe der Förderpumpen (500 m in GPK4 und maximal 350 m in GPK2). Bis zu dieser Tiefe wird Thermalwasser entlang der Verrohrung nach oben transportiert, kühlt auf dem Weg nach oben partiell ab und verursacht Ausfällungen. Oberhalb der Einbautiefe der Pumpen sind weniger Ablagerungen zu erwarten, da hier das Thermalwasser außerhalb des Förderstrangs weitgehend stagniert.

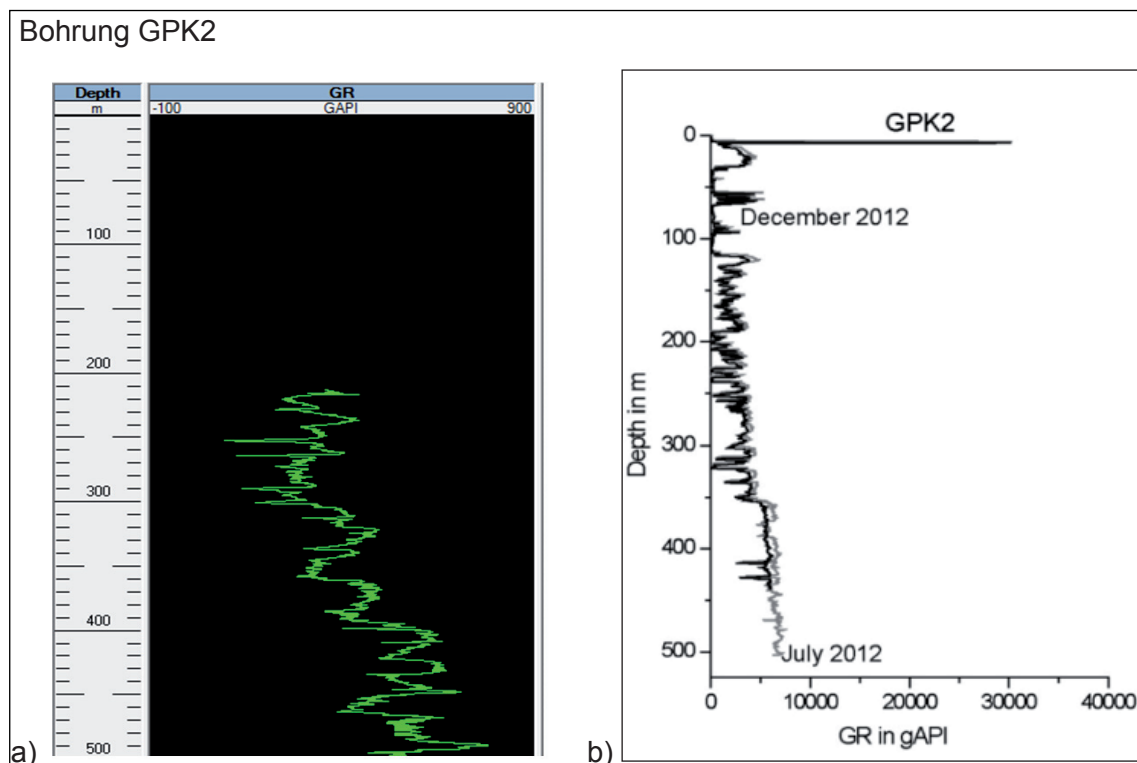


Abb. 35: Produktionsbohrung GPK2 a) GR-Messung vom Jahr 2005 (Schlumberger) und b) GR-Messungen vom Juli 2012 (graue Linie, LIAG) und Dezember 2012 (schwarze Linie, Fa. Flowdim)

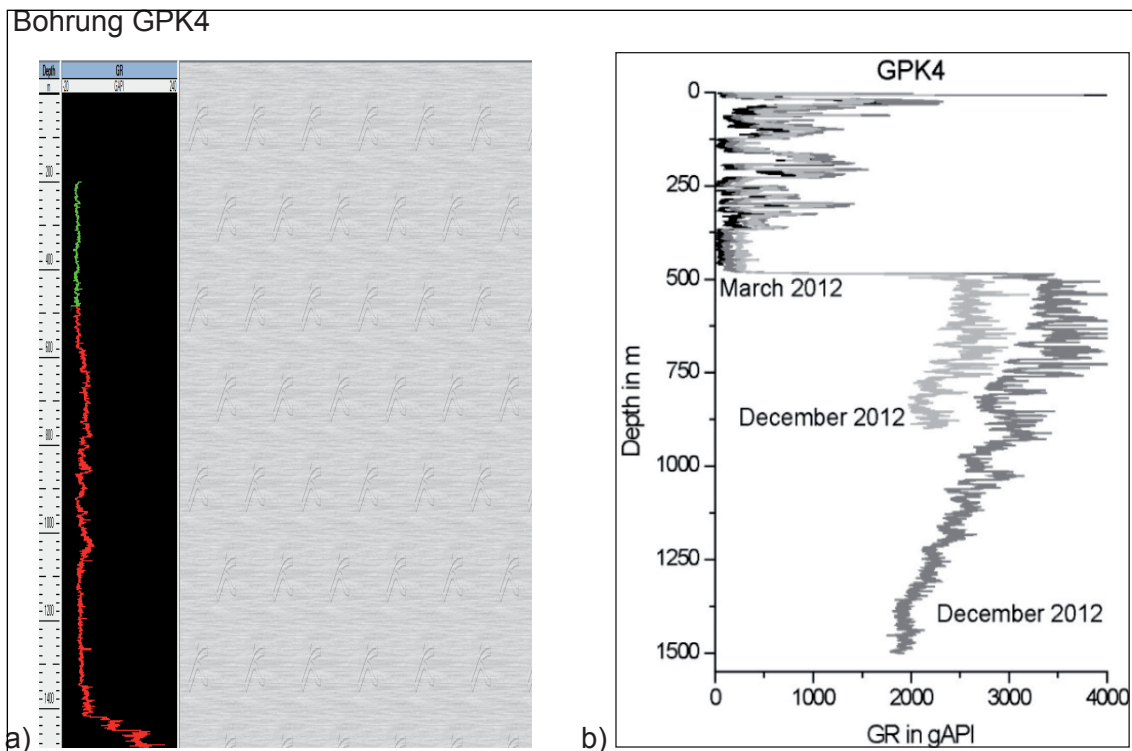


Abb. 36: Produktionsbohrung GPK4 a) GR-Messungen vom Jahr 2005 (Schlumberger) und b) GR-Messungen vom März 2012 (schwarze Linie, LIAG) und Dezember 2012 (hellgraue Linie, Fa. Flowdim) und zweite Messung im Dezember 2012 (dunkelgraue Linie, Schlumberger).

Visuelle Inspektion der Bohrungen mittels Kamerabefahrung

Aufgrund der GR-Messungen in der Bohrung GPK1 im Juni 2011 war bekannt, dass in den Bohrungen Ablagerungen angetroffen werden. Um die Ausbildung, Schichtdicke und Tiefe der Ablagerungen zu ermitteln, wurden visuelle Inspektionen aller Bohrungen, GPK1 bis GPK4 durchgeführt. Zeitgleich sollte auch der aktuelle Zustand der Verrohrung hinsichtlich Korrosion ermittelt werden. Die Kamerabefahrung in GPK1 und GPK4 wurden vom LIAG durchgeführt, die Befahrung von GPK2 und GPK3 wurde von der Firma Osel-Bohr (Bayreuth) übernommen. Es kamen jeweils Kameras der Firma Gullyver zum Einsatz, die über eine sehr gute Bildgebung verfügen aber auf eine Einsatztemperatur von 60 °C beschränkt sind (Abb. 37).

Für die Kamerabefahrungen wurden die Bohrungen jeweils mit einer künstlichen Salzlösung druckfrei gemacht („gekillt“) und gleichzeitig gekühlt. Abhängig von der Zeitdauer nach dem Killen und der damit verbundenen Wiedererwärmung konnte – begrenzt durch das Temperaturlimit von 60 °C – folgende Maximalteufen erreicht werden:

- GPK1: 500 m
- GPK2: 260 m
- GPK3: 190 m
- GPK4: 370 m



Abb. 37: Kamerabefahrung der Bohrungen GPK1 durch das LIAG (links) und der Bohrung GPK2 durch die Firma Osel-Bohr (rechts).

In den Injektionsbohrungen (GPK1 und GPK3) bilden die Mineralausfällungen eine geschlossene Schicht auf der Verrohrung. Diese Ablagerungen sind in GPK1 in den ersten 100 m rötlich gefärbt, wahrscheinlich durch Eisenoxidausfällungen, danach ist ein weißgefärbtes Erscheinungsbild sichtbar (Abb. 38a und Abb. 38b). In diesem weißen Belag kommen dunkelgraue, rundliche Ablagerungen vor, die bei Berührung in sehr feine, pulverförmige Flocken zerfallen. Hierbei handelt es sich wahrscheinlich um lokal begrenzte Korrosionsprozesse. Mit zunehmender Tiefe nimmt die Schichtdicke der Beläge ab (Abb. 38c). Eine vertikale Aufnahme in die Bohrung GPK1 zeigt die geschlossene Belagbildung auf der Verrohrung (Abb. 38d). In ähnlicher Weise ist auch die Bohrung GPK3 von einem geschlossenen Belag überzogen.

Rohrverbindungen sind ebenfalls fast vollständig mit einer geschlossenen Schicht von Ablagerungen bedeckt. Das Metall der Verrohrungen wird zu keinem Zeitpunkt der Kamerainspektion sichtbar. In der Bohrung GPK3 gab es auch Hinweise auf Korrosionsprozesse. Insbesondere an den Rohrverbindungen wurde wiederholt die Anreicherung von Rostpartikel beobachtet. Ob es sich dabei um Oberflächenkorrosion oder Lochfraßkorrosion handelt, konnte durch die visuelle Inspektion nicht ermittelt werden. In Abbildung 39 wird eine grafische Übersicht über den Zustand der Injektionsbohrung GPK3 gegeben. Das von Korrosion stärker betroffene Rohr 13 ist nochmal separat dargestellt.

Die Verrohrung der Produktionsbohrung GPK4 ist fast geschlossen mit einem dünnen, grauen Belag bedeckt (Abb. 40). Allerdings sind hier regelmäßig vertikale Kratzspuren zu erkennen, die sehr wahrscheinlich vom Ein und Ausbau der Förderpumpe herrühren. Durch die Bohrlochneigung der GPK4 Bohrung in den ersten 500 m kann eine Zentrierung der Pumpe und des Pumpengestänges in der Verrohrung nicht gewährleistet werden. Es kommt

zum Kontakt zwischen der Verrohrung und der Pumpe, dabei werden die mineralischen Ausfällungen vertikal von der Verrohrung regelrecht abgekratzt. Korrosionsprozesse konnten bei der visuellen Inspektion der Bohrung nicht festgestellt werden.

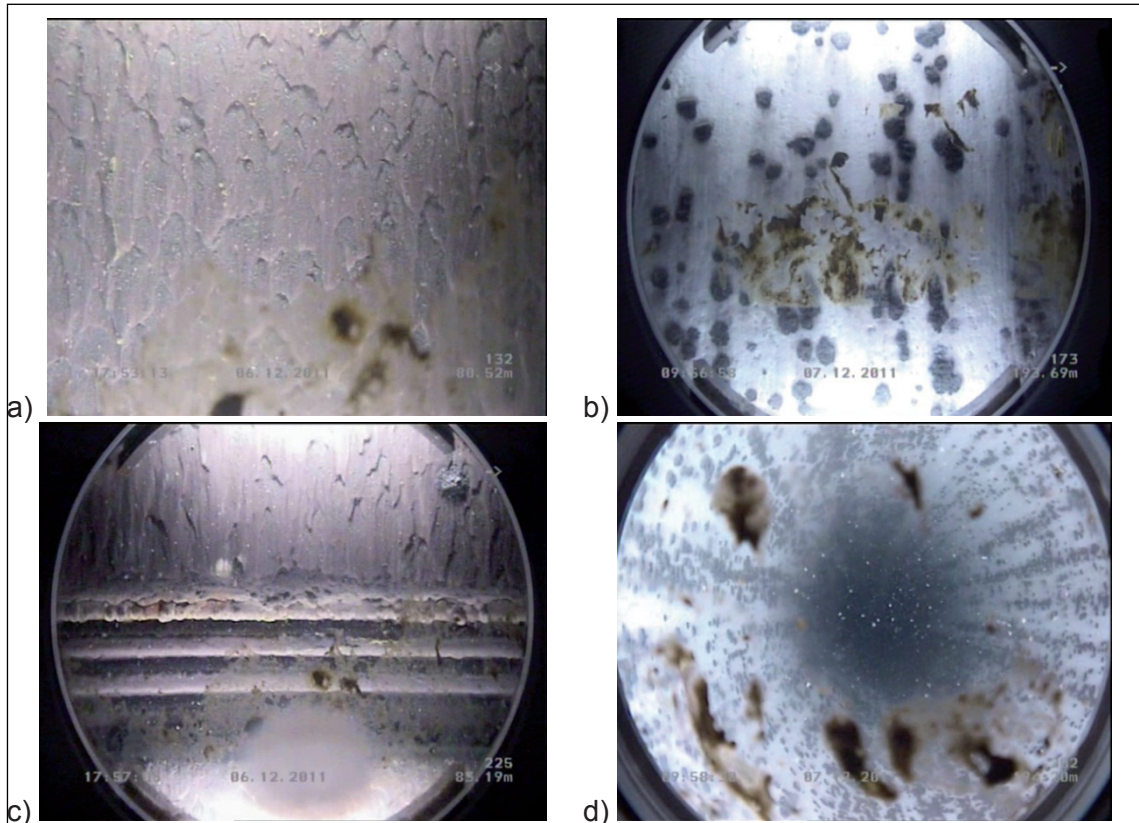


Abb. 38: Ablagerungen auf der Innenseite der Verrohrung von GPK1 in a) 80 m und b) in 193 m. c) Nahaufnahme einer Rohrverbindung in 85 m. d) Vertikaler Blick in die Bohrung in 194 m.

Wie in der Bohrung GPK4 treten auch Ablagerungen in der Hauptproduktionsbohrung GPK2 auf. Diese sind in dem Bereich, in dem die Produktionspumpe installiert ist, unregelmäßig abgeschabt. Zwischen der Stärke der Abschabungen und den gemessenen GR-Werten konnte eine direkte Korrelation hergestellt werden: Zwischen 80 – 115 m sind die Ablagerungen fast vollständig entfernt worden. Hier sind die GR-Werte am niedrigsten (Abb. 41 sowie Abb. 35). Sofern ein geschlossener Belag von Ablagerungen in GPK2 angetroffen wurde, waren auch die Gammawerte deutlich erhöht. Dies ist unterhalb einer Tiefe von etwa 112 m der Fall (Abb. 41).

Die Bildung von Ablagerungen in der Produktionsbohrung GPK2 fand sehr wahrscheinlich nicht während der Produktion von 160 °C heißem geothermalem Fluid statt, sondern während der Abkühlung des geothermalen Fluids in der Bohrung nach dem Pumpenstopp. Die Ablagerungen sind sowohl in GPK4 als auch in GPK2 deutlich dünner als die Ablagerungen in den Injektionsbohrungen. Allerdings weisen die Ablagerungen in GPK2 eine höhere Schichtdicke auf als die in GPK4. Da die Bohrung GPK2 zwischen 2010 und 2012 als

Hauptproduktionsbohrung genutzt wurde und es hier häufiger zu einer Unterbrechung der Produktion kam, wurden hier mehr Ablagerungen gebildet als in der Bohrung GPK4. Bei der Kamerainspektion wurden sich überlagernde Schichten der Beläge sichtbar, welche unterschiedliche Bildungsphasen repräsentieren (Abb. 41).

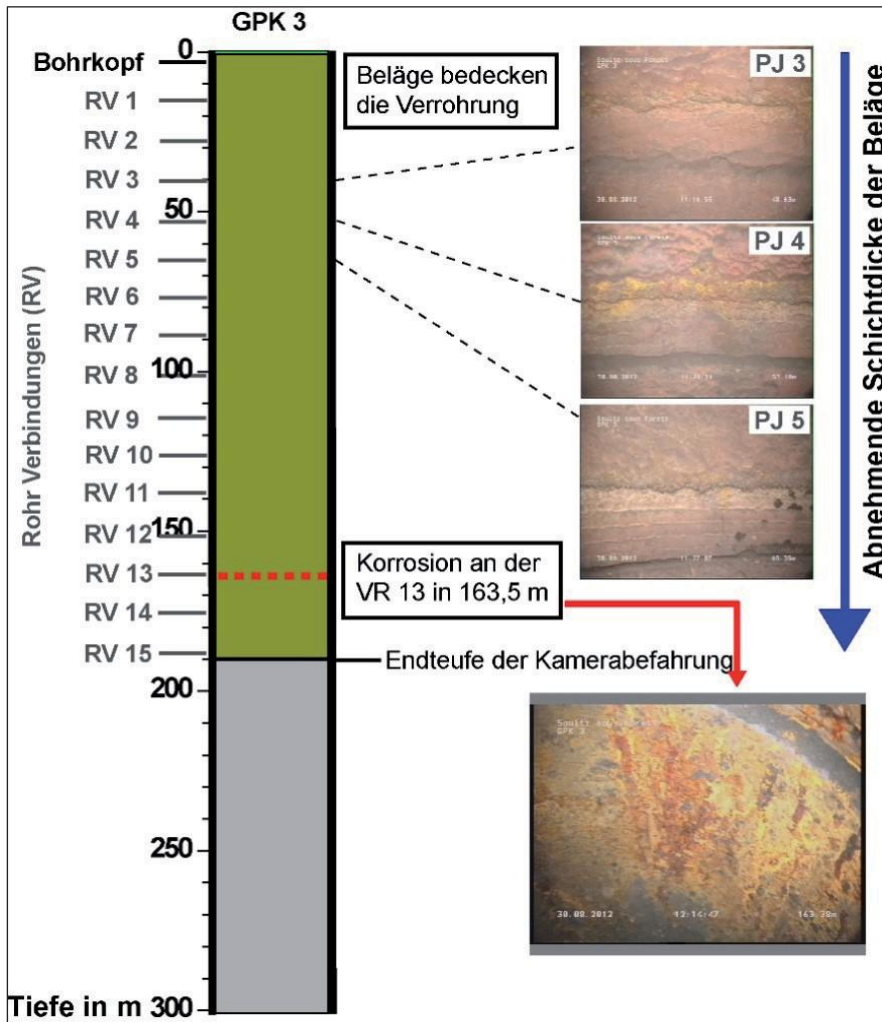


Abb. 39: Zustand der Verrohrung (VR) in der GPK3 im August 2012: Graphische Übersicht.



Abb. 40: Bohrung GPK4. In 295 m Tiefe ist die Verrohrung komplett mit einer dünnen Schicht von grauen Ablagerungen bedeckt.

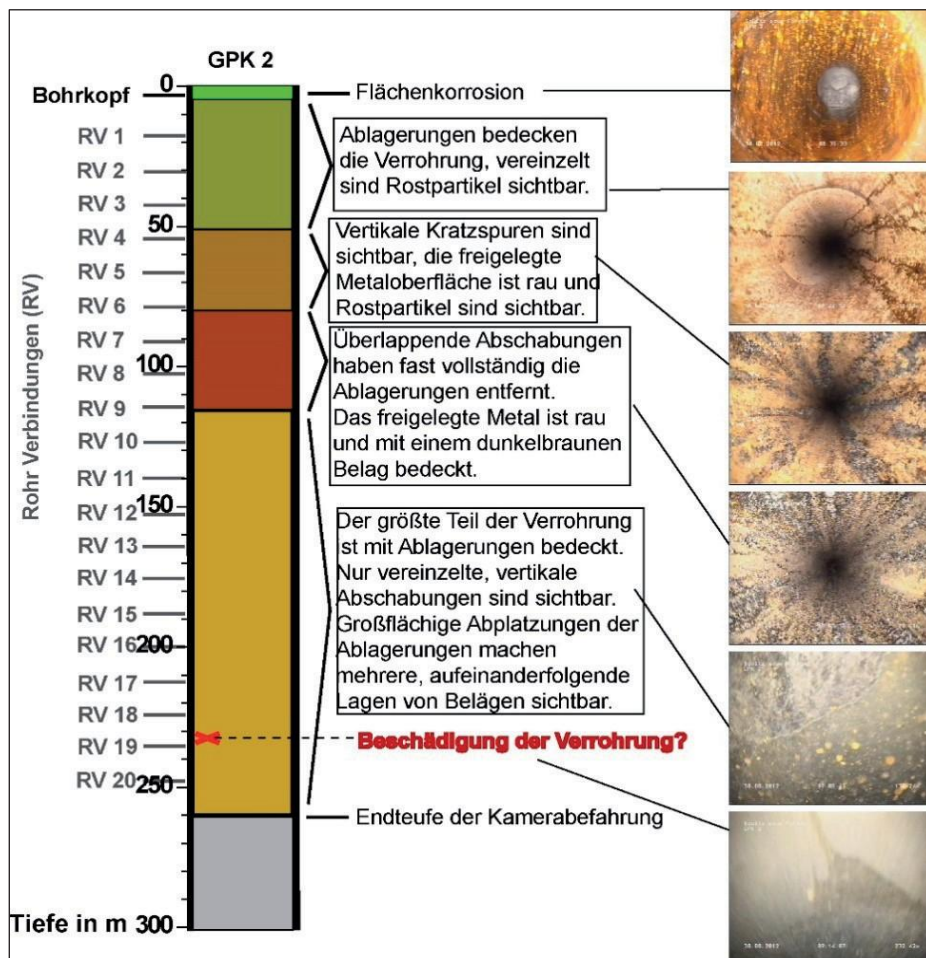


Abb. 41: Zustand der Verrohrung der Bohrung GPK2 im August 2012: Graphische Übersicht.

Nach der Kamerabefahrung von GPK2 und GPK3 wurde ein ausführlicher Bericht zum Zustand der Bohrungen hinsichtlich Ablagerungen und Korrosionsthematik verfasst (GENTER et al. 2012g). Eine der zentralen Fragestellungen der Kamerabefahrung war der Zustand der Verrohrung der Bohrung GPK2 zwischen 240 und 260 m Tiefe. In diesem Bereich war 2012 der hydraulische Teil der Gestängepumpe installiert. Während des Pumpenbetriebs traten deutliche Vibrationen auf, bei denen nicht klar war, ob die Pumpenstufen und die Verrohrung miteinander in Kontakt gekommen sind und es eventuell zu einer Beschädigung der Verrohrung kam. Außer großflächigen Abplatzungen der Ablagerungen auf der Verrohrung wurden zwischen 240 und 260 m jedoch keine Auffälligkeiten festgestellt. Lediglich in einer Tiefe von 234 m könnte eine Beschädigung der Verrohrung vorliegen. Die eindeutige Zuordnung ist aber nicht möglich.

2.2.7 Zusammenfassung

Die wesentlichen Ergebnisse des geochemischen Monitorings und der Materialuntersuchungen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Das Thermalwasser enthält ca. 100 g/l an gelösten Inhaltsstoffen. Es dominieren Na, Ca, und Cl. Der volumetrische Gasgehalt unter Normbedingungen beträgt ca. 1:1 (1 l Gasvolumen auf 1 l Thermalwasser). Bei den gelösten Gasen handelt es sich überwiegend um CO₂ und N₂. Im Zirkulations und Kraftwerksbetriebs wurden keine signifikanten Änderungen in der chemischen Zusammensetzung des Thermalwassers beobachtet.
- Im obertägigen Thermalwasserkreislauf werden aus der Tiefe mitgerissene Partikel (1 – 2 mm groß) sowie Ablagerungen beobachtet. Die Ablagerungen treten überwiegend auf der kalten Seite (im bzw. „hinter“ dem Wärmetauscher) auf. Vorrangig handelt es sich bei den Ablagerungen um strontiumreiche Baryte und Sulfide (z. B. Galena) Infolge der Ablagerungen im Wärmetauscher sinkt dessen Effizienz und die regelmäßige Reinigung des Wärmetauschers ist notwendig.
- Die Beschichtung des Wärmetauschers des ORCKreislaufs (Säkaphen) hat sich im Betrieb der Anlage sukzessive gelöst. Verbunden damit ist Korrosion des Schwarzstahls unterhalb der Beschichtung sowie die Bildung von Ablagerungen. Die Erneuerung des Wärmetauschers ist notwendig.
- Mit der Bildung von Ausfällungen ist die Anreicherung von radioaktivem Material verbunden, da sich teilweise Blei (²¹⁰Pb) in den Metallsulfiden und ²²⁶Ra anstelle von Barium in dem Baryt-Mischkristall einlagert
- In Laborversuchen und in einem insitu-Test wurden verschiedene Inhibitoren zur Minimierung der Sulfatausfällungen hinsichtlich Eignung und Dosierung

getestet. Die Inhibitoren basieren auf Phosphonsäure. Es wurde ein geeigneter Inhibitor ausgewählt, der im Praxistest zu einer nahezu konstanten Barium-Konzentration im Thermalwasser zwischen Förderung und Reinjektion führte. Sulfatausfällungen können mit dem Inhibitor im zukünftig geplanten Dauereinsatz vermutlich stark reduziert werden können.

- Korrosionsuntersuchungen wurden im sogenannten „Low Temperature Skid“ unter Reinjektionsbedingungen durchgeführt. Hierbei zeigte sich eine gleichmäßige Korrosion von bis zu 0,2 mm/a an niedriglegierten Stählen. Höherlegierte Stähle tendieren eher zu Lochfraß bei insgesamt aber geringerer Korrosionsrate. Ein sogenannter Hochtemperaturbypass wurde installiert, um zukünftig auch unter den Druck- und Temperaturbedingungen, die auf der Produktionsseite herrschen, Korrosions und Beschichtungsuntersuchungen durchführen zu können.
- In den Bohrungen wurde eine erhöhte Gammastrahlung nachgewiesen. Die Maximalwerte der Gammastrahlung werden im oberen Bereich der Injektionsbohrungen registriert. Hauptursache hierfür sind Ablagerungen an der Bohrungswand, deren Dicke mit der Gammastrahlungsaktivität korreliert. Durch die Abkühlung des Thermalwassers werden Ausfällungen, analog wie in den obertägigen Anlagen, gebildet. Die Ablagerungen konnten mit Kamerabefahrungen im oberen Bereich der Bohrungen sichtbar gemacht werden. Mit Ausnahme einzelner weniger Rohre ist keine signifikante Korrosion entlang der Verrohrungen nachweisbar.

2.3 Förderpumpen

2.3.1 Gestängepumpe in der Bohrung GPK2

Eine Gestängepumpe (engl.: Line shaft pump) wurde im Mai 2008 erstmals in die Bohrung GPK2 eingebaut (Abb. 42). Die Gestängepumpe besteht aus drei Hauptbestandteilen: Dem Motor an der Oberfläche für den Antrieb der Pumpe, dem Antriebs Schmier- und Förderstrang (Gestänge) in der Bohrung zur Wasserförderung und zur Kraftübertragung zwischen Motor und Pumpe sowie der eigentlichen Pumpe. Der technische Aufbau des Gestänges ist in Abbildung 43 dargestellt.



Abb. 42: Pumpenkörper mit den Pumpenstufen und Filter vor dem Einbau (links) und obertägiger Antriebsmotor (rechts).

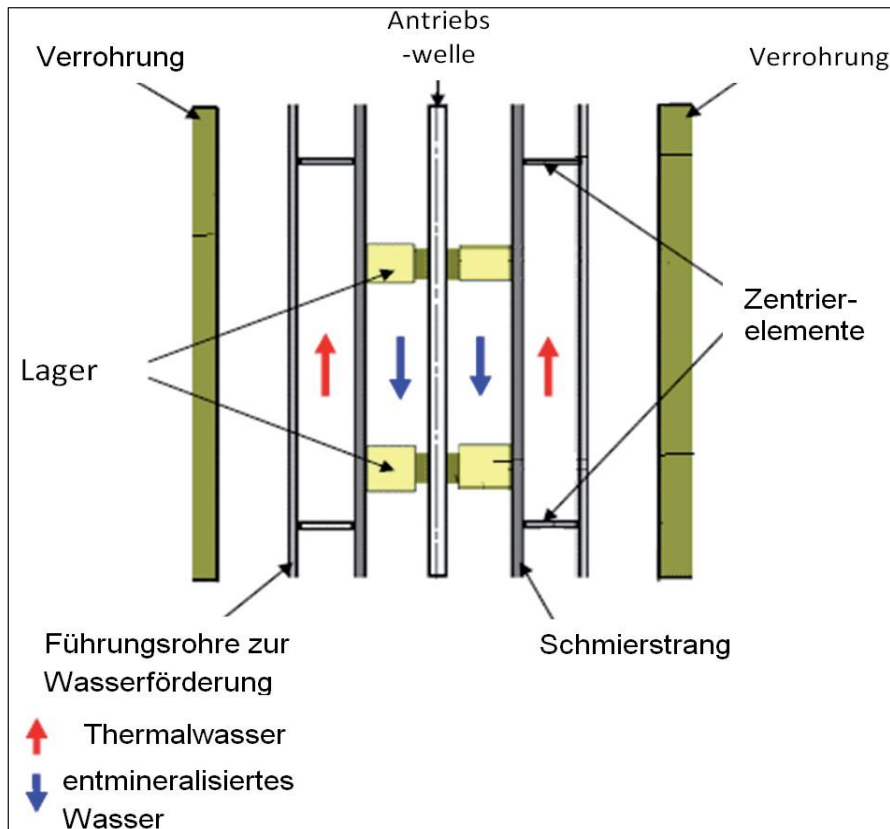


Abb. 43: Schematische Darstellung des Antriebs- und Förderstranges (Gestänge) im Längsschnitt.

Die Gestängepumpe für die Bohrung GPK2 wurde von der isländischen Firma „Icelandic Geothermal Engineering (IGE)“, der einzigen Firma, die wassergeschmierte und an den kleinen Bohrlochdurchmesser der GPK2 angepasste Pumpe anbot, geliefert. Diese Firma wurde aufgrund ihrer Erfahrungen ausgewählt, da etwa hundert Pumpen dieses Typs in Island in Betrieb sind. Allerdings sind die Betriebsbedingungen in Soultz-sous-Forêts anspruchsvoller als in Island: Korrosive Fluide, tiefe und abgelenkte Bohrungen und das Vorhandensein abrasiver Partikel im Förderstrom. Aufgrund dieser anspruchsvollen Bedingungen musste die Gestänge seit ihrer ersten Inbetriebnahme 7 x ausgebaut und repariert werden. In Tab. 13 wird ein kurzer chronologischer Überblick über die einzelnen Betriebsphasen der Pumpe im Bohrloch GPK2 und die wesentlichen Gründe der Ausfälle gegeben.

Tab. 13: Chronologischer Überblick über den jeweiligen Zeitpunkt des Pumpeneinbau, Dauer des Betriebs, Grund der Ausfälle und Wiederinbetriebnahme der Gestängepumpe seit der ersten Installation im Mai 2008.

Nr	Installation der Pumpe	Einbautiefe	Betriebsdauer	Grund des Ausfalls	Wiederinbetriebnahme
1	Mai 2008	350 m	2 Monate	Durch Karbonatablagerung verursachter Bruch des Gestänges	August 2008
2	September 2008	250 m	4 Monate	Blockage des Gestänges als Folge der Unterbrechung Frischwasserschmierung	Juni 2009
3	Oktober 2009	260 m	11 Monate	Wartung/Begutachtung	Oktober 2010
4	November 2010	260 m	4 Monate	Nachlassen der Pumpenleistung in Folge von Verschleiß durch Abrieb und Korrosion	April 2011
5	August 2011	265 m	2,5 Monate	Spannungskorrosion (Vibrationen) an einem Schmierrohr	November 2011
6	März 2012	250 m	5 Tage	Blockade des Gestänges	Juni 2012
7	Juni 2013	296 m	in Betrieb, > 5 Monate	In Betrieb	-

Die Ursache für den ersten Gestängepumpenausfall war der Bruch des Gestänges infolge der Bildung von weißlichen Karbonatablagerungen im Schmierstrang (die in gelöster Form im Wasser des Trinkwassernetzes auftreten). Die Ablagerungen haben den Abrieb und schließlich einen Bruch der Antriebswelle durch Überhitzung hervorgerufen. Das Problem der kalkhaltigen Ablagerungen wurde danach durch den Einbau eines Wasserenthärter und einer Osmoseanlage gelöst. Abbildung 44 zeigt Karbonatablagerungen, die entlang des Gestänges beobachtet wurden sowie die Bruchstelle des Gestänges.

Die verschiedenen darauffolgenden Ausfälle von 2008, 2010 oder 2012 sind alle durch eine Schädigung im hydraulischen Teil der Pumpe, d. h. im Pumpenkörper oder der Antriebswelle, begründet. Die hohe Mineralisation des Thermalwassers, Partikel im Förderstrom sowie Vibrationen waren die hauptsächlichen Ursachen für die Pumpenausfälle. Die Steigerung der Fließrate auf mehr als 20 l/s im Berichtszeitraum wirkte sich nachteilig auf die Lebensdauer der Pumpe aus. Bei jedem Ausbau der Pumpe konnte Abnutzung oder teilweise Zerstörungen im hydraulischen Teil der Pumpe festgestellt werden. In Abbildung 45 sind zwei Ansichten zum Zustand der Pumpe im April 2011 zu sehen. Die Fotos zeigen gut, dass Gusseisen, der für die Flügelräder (Impeller) verwendet wurde, nicht an die Bedingungen beim Betrieb mit salzhaltigen Fluiden angepasst ist.



Abb. 44: Karbonatablagerungen entlang des Gestänges (links) und Bruch der Antriebswelle im oberen Bereich im August 2008 (rechts).

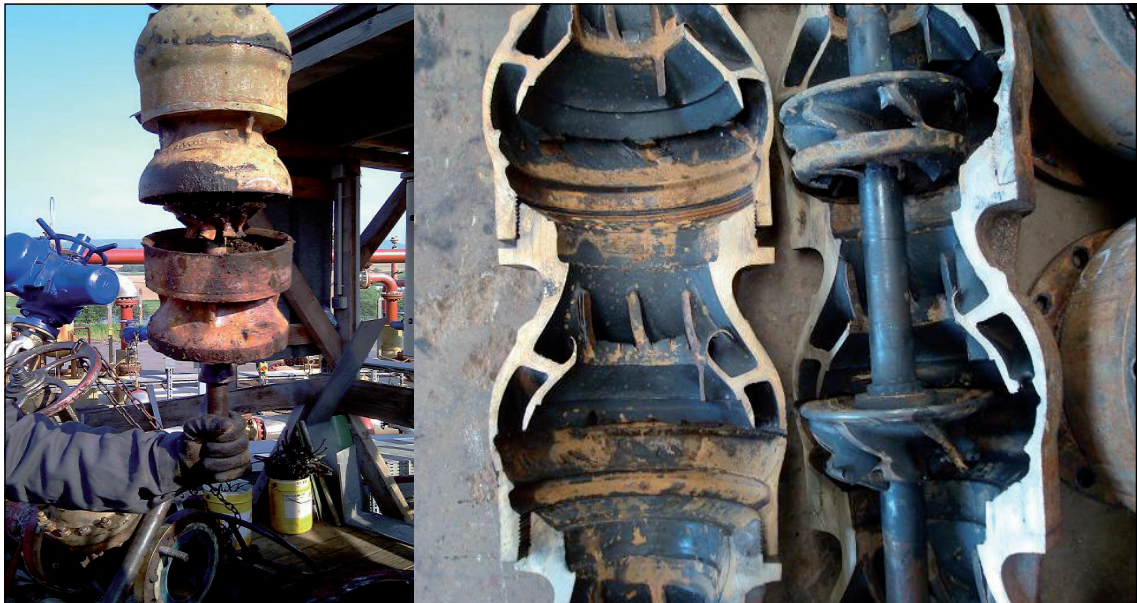


Abb. 45: Beschädigungen von Pumpe und Flügelräder der im April 2011 ausgebauten Förderpumpe.

Im November 2011 wurde die Gestängepumpe ausgebaut, nachdem eine Leckage in der Schmersäule (Abb. 46) bemerkt wurde. Die Untersuchung der Pumpe zeigte, dass Spannungskorrosion infolge von Vibrationen die Ursache für den Pumpenausfall darstellt.

Die wahrscheinliche Ursache für den Ausfall im März 2012 war vermutlich die starke Abnutzung der Gestängelager aus Bronze, die ursprünglich eingebaut wurden, um eine

höhere Widerstandsfähigkeit gegen Verschleiß zu gewährleisten. Viele dieser Lager waren nicht mehr rund und einige zeigten einen Abtrag von bis zu 2 mm. (Abb. 46).



Abb. 46: Spannungskorrosion des Schmierstranges der Pumpe im November 2011 (links) und eines Bronze-lagers im Mai 2012 (rechts).

Studie zur Korrosion

Aufgrund der starken Abnutzungen, die bei jedem Ausbau der gusseisernen Pumpe festgestellt wurden, hat die Fa. Cetim/Cermat für die EWIV eine Untersuchung zur Korrosion und zum Verschleiß an den Impellern (Flügelräder) und den Filtern erstellt (CETIM/CERMAT 2012a, 2012b). Die Untersuchung betrafen beide Materialtypen: Gusseisen und Bronze. Diese Untersuchungen haben gezeigt, dass die Korrosion der äußeren Schichten in einem mehrstufigen Prozeß erfolgt, durch die Bildung von Eisenoxid-Eisenhydroxid und von Eisen-Arsenverbindungen. Zudem ist die Abnutzung durch Abrieb hervorzuheben. Der Vergleich der Impeller aus Guss mit dem aus Bronze zeigt, dass Bronze besser geeignet ist, den Betriebsbedingungen in Sultz-sous-Forêts standzuhalten. Abbildung 47 zeigt die Innenansichten eines zerschnittenen Impellers aus Guss und eines anderen aus Bronze.



Abb. 47: Innenansichten eines zerschnittenen Impellers (Flügelrad) aus Gusseisen (links) und aus Bronze (rechts).

Studie zur Spannungskorrosion eines Zentrierers und eines Schmierrohrs

Im Anschluss an das Ziehen der Pumpe im November 2011 hat die EWIV die Fa. Cetim/Cermat auch damit beauftragt, eine Studie zur Ursache einer Leckage im Förderstrang und zur Zerstörung der Zentrierer durchzuführen. Diese Studie zeigt, dass die wesentliche Ursache hierfür Spannungskorrosion war, hervorgerufen durch relativ starke Vibrationen der Pumpe (CETIM/CERMAT 2012a, 2012b). Abbildung 48 zeigt einen durch Spannungskorrosion beschädigten Zentrierer.



Abb. 48: Durch Korrosion beschädigte Zentriervorrichtung.

Verbesserung der Gestängelager

Die Gleitlager zur Führung der Antriebswelle wurden ursprünglich von der isländischen Firma IGE geliefert. Obwohl sie aus der Erfahrung Hunderter von Pumpen im Betrieb in Island heraus hergestellt wurden, waren sie für die Anforderungen in Soultz nicht zufriedenstellend. Die EWIV hat daher neue Lager aus Teflon mit 25 % Karbographit, und später aus Bronze ($\text{CuAl}_{10}\text{Fe}_5\text{Ni}_5$) eingesetzt. Die Abbildung 49 zeigt ein ursprüngliches Lager und die beiden veränderten Varianten.

Allerdings waren auch die neuen Gleitlager nicht zufriedenstellend. Die EWIV hat nunmehr die Fa. IGE beauftragt, ein neues Konzept für die Gleitlager für die Bedingungen in Soultz zu entwickeln (siehe nächstes Kapitel). Aktuell (Juni 2013) sind wieder Teflonlager eingebaut, die im Unterschied zu den früher eingesetzten Teflonlagern aber nicht mehr quellfähig sind.



Abb. 49: Gleitlager zur Führung der Antriebswelle, links: Gusseisen, Mitte: Teflon, rechts: Kupfer.

Entwicklung einer neuen Pumpe durch die Fa. KSB

Angesichts der Beschränkungen bei der Förderung von Thermalwasser mit der vorhandenen Pumpe der Fa. IGE hat die EWIV die Weiterentwicklung einer für die Bedingungen in Soultz angepassten Gestängepumpe initiiert. Dank der Finanzierung durch das BMU konnte die Firma KSB Services GmbH in Frankenthal mit der Entwicklung einer verbesserten Pumpe beauftragt werden.

KSB hat vorgeschlagen, die Pumpe aus einer sehr widerstandsfähigen Legierung, aus Edelstahl (Duplex 1.4517), zu bauen, um die Abrasion und Korrosion zu minimieren. Außerdem weist die neue Pumpe ein deutlich größeres Längsspiel für die axiale Bewegung der Antriebswelle von 40 mm anstelle der vorherigen 18 mm auf. Dies erlaubt, eine bessere Kompensation der mechanischen und thermischen Ausdehnung des langen Gestänges, insbesondere während der Anlaufphasen. Die Grundkonstruktion der Pumpe hinsichtlich der Abmessungen und Kennlinie ist ähnlich der ursprünglichen Pumpe.

Die Pumpe wurde im KSBWerk in Deutschland, in Hamburg, im Dezember 2012 getestet (RAVIER 2013) und Anfang Januar 2013 in die Bohrung GPK2 eingebaut. Seitdem läuft die Pumpe mit 30 Hz bei sehr geringen Vibrationen. Bis zum aktuellen Zeitpunkt (Juni 2013) wurde bislang kein Leistungsverlust beobachtet (RAVIER 2013). In Abbildung 50 ist die im KSB-Werk Hamburg installierte Pumpe zu sehen und ein Blick auf den Einbau in die Bohrung GPK2. Der Antriebsmotor der Pumpe wurde unverändert belassen, während das Gestänge nahezu komplett überarbeitet wurde, in Zusammenarbeit zwischen IGE und der EWIV. Insbesondere wurden jetzt kürzere Gleitlager aus Teflon eingebaut.



Abb. 50: Die Pumpe beim Test in Hamburg (links) und beim Einbau in die Bohrung GPK2 (rechts).

2.3.2 Unterwassermotorpumpe in der Bohrung GPK4

Die von der Fa. Schlumberger gelieferte Tauchpumpe (engl.: Electrical Submersible Pump, ESP) wurde im Oktober 2008 in der Bohrung GPK4 installiert. Die Pumpe war bis zum Oktober 2009 dort in Betrieb. Infolge des Wassereintritts in die Motorsektion der Pumpe fiel die Pumpe im Oktober 2009 aus und wurde im Dezember 2011 aus der Bohrung GPK4 gezogen. Aufgrund von strontiumreichen Bariumsulfat-Ablagerungen, die leicht radioaktiv sind, konnte die Pumpe nicht zur Begutachtung in die Schlumberger-Werkstatt nach Aberdeen geschickt werden. Stattdessen wurde die Pumpe durch die EWIV im Juli 2012 für die Begutachtung teilweise auseinander gebaut (RAVIER 2012).

Die Hauptziele dieser Begutachtung bestanden darin, die Materialbeständigkeit gegenüber Korrosion sowie den Ausfall der Pumpe zu verstehen. Leider verkomplizierten Ablagerungen auf dem Gestänge der Pumpe deren Demontage und Zerlegung. Die Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Die Saugseite und die Druckseite der Pumpe bestehen aus 25 Cr-Duplex (Nr. 1.4410). Dieses Material hat eine sehr gute Beständigkeit gegen Korrosion in warmen und chloridhaltigen Wässern. Trotz des dreijährigen Kontaktes der Pumpe mit geothermale Fluid und insbesondere auch nach der langen stillstandszeit von ca. 2 Jahren wurde hier kaum Korrosion festgestellt (Abb. 51).
- Die Impeller und die zugehörigen Schalen („Bols“) wurden aus Hastelloy C-276 (Nr. 2.4819) gefertigt, einer Legierung auf Nickelbasis. Die Legierung hat, nach dem Zustand des untersten Impellers zu urteilen, eine sehr gute Beständigkeit gegen Korrosion und gegen Abrasion (Abb. 52).

- Die Inspektion des Protectors, welches die Pumpensektion von der Motorsektion trennt, zeigte, dass die Ursache des Motorschadens nicht auf eine Protectorschädigung zurückzuführen ist. Der mechanische Anschlag des Protectors war in einem guten Zustand. Weiterhin war keine Korrosion erkennbar (Abb. 53).



Abb. 51: Ansicht der Saugseite der Förderpumpe aus 25 Cr-Duplex.



Abb. 52: Ansicht des untersten Saugkorbs (links) und des untersten Impellers aus Hastelloy C-276 (rechts).



Abb. 53: Mechanischer Anschlag des Protectors (links) und Detail eines der Bronzelager (rechts).

Insgesamt zeigt die bisherige Begutachtung einen guten Zustand der untersuchten Komponenten auf. Die Ursache für den Ausfall der Pumpe konnte bisher nicht gefunden werden.

Nur durch eine Untersuchung der Motorsektion in Zusammenarbeit mit der Fa. Schlumberger kann hier eine weitere Klärung erfolgen. Da die Fa. Schlumberger jedoch keine entsprechende Reparaturwerkstatt in Frankreich hat, war bisher die Untersuchung und Zerlegung der Motorsektion nicht möglich.

Zusammenfassung

- In der Hauptförderbohrung GPK2 ist eine Gestängepumpe zur Förderung des Thermalwassers eingebaut (englisch: Line Shaft Pump). Zwischen Oktober 2009 und Oktober 2010 lief die Pumpe für ca. 1 Jahr unterbrechungsfrei.
- Wiederholte Pumpenausfälle, die danach zu beobachten waren, korrelieren mit der Erhöhung der Förderrate auf mehr als 20 l/s. Mit der Steigerung der Förderrate nahmen Abrasion und Vibrationen zu, so dass zuzüglich zu Korrosionsprozessen in dem hochsalinaren Wasser Schäden im hydraulischen Teil der Pumpe (Förderstrang, Gestängelager, Flügelräder...) auftraten. Der obertägige Motor lief hingegen bisher ohne Ausfall.
- Es wurden detaillierte Untersuchungen zu den Schadensursachen durchgeführt, die als Basis dienten für die Verbesserung von Komponenten des hydraulischen Teils der Pumpe. Basierend hierauf wurden z. B. mehrfach Veränderungen an den Gleitlagern des Antriebsstrangs vorgenommen.
- Im Januar 2013 wurde eine weiterentwickelte Gestängepumpe durch die Fa. KSB geliefert und in die Bohrung GPK2 eingebaut. Diese Pumpe weist hinsichtlich der eingesetzten Materialien und der technischen Parameter erhebliche Vorteile gegenüber der bisherigen Pumpe auf. Insbesondere besteht diese Pumpe aus hochwertigem Edelstahl. Seit Januar 2013 läuft diese Pumpe ohne Probleme (Stand: Juni 2013).
- Die Förderpumpe in der Bohrung GPK4 (Unterwassermotorpumpe) fiel im Oktober 2009 aufgrund eines Motorschadens aus und wurde 2011 ausgebaut und untersucht. Die Untersuchungen ergaben einen insgesamt guten Zustand der untersuchten Komponenten (Impeller, Protektor,...). Eine spezifische Schadensursache konnte bisher nicht gefunden werden. Die Zerlegung der Motorsektion steht noch aus.

2.4 Stromerzeugung mit der ORC-Anlage

Die späte Aufnahme der Stromproduktion im 2. Quartal 2010 war wesentlich bedingt durch rechtliche Rahmenbedingungen. Erst im 2. Halbjahr 2010 trat eine Erhöhung der Einspeisevergütung für geothermisch erzeugten Strom in Frankreich in Kraft. Vorher war es aus ökonomischen Gründen nicht sinnvoll, mit der Stromproduktion zu beginnen. Die Stromerzeugung konnte anschließend nur phasenweise realisiert werden. Ausfallzeiten der Förderpumpe in Kombination mit technischen Problemen der Kraftwerksanlage selbst verhinderten die Stromproduktion im größeren Umfang. Nachfolgend werden die einzelnen Strom-Produktionsphasen und die wesentlichen Parameter dargestellt.

Der ORCKreislauf zur Stromerzeugung wurde im Berichtszeitraum am Nachmittag des 07.09.2010 erstmals gestartet. Mit einer thermischen Leistung von $\sim 7 \text{ MW}_{\text{th}}$ und einer elektrischen Bruttoleistung von ca. $520 \text{ kW}_{\text{el}}$ (Abb. 54), lag der Wirkungsgrad bei etwa 8 %. Der Strom-Eigenverbrauch der Kraftwerksanlage (Injektions, Produktions und ORC-Speisepumpe, ORC-Luftkühlungssystem,...) lag bei ca. 370 kW. Da die elektrische Stromerzeugung abhängig von der Umgebungstemperatur ist, wird während der kühleren Nächte eine höhere Ausgangsleistung erzielt (Abb. 54). Am 14.10.2010 wurde die Anlage planmäßig heruntergefahren zusammen mit dem Thermalwasserkreislauf.

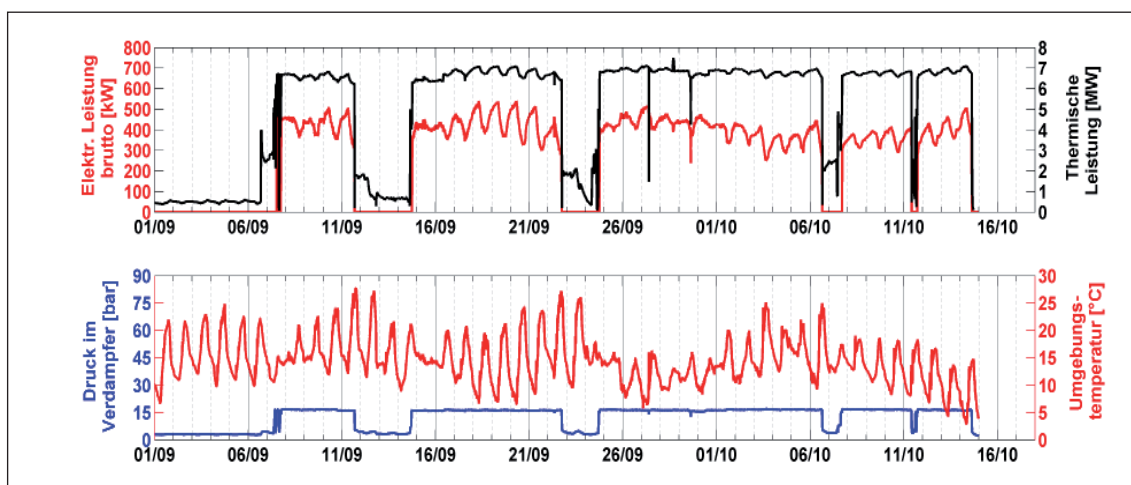


Abb. 54: Elektrische Bruttoleistung und thermische Leistung (oben), sowie Umgebungstemperatur und Druck im Verdampfer (unten) während des Betriebs der ORC-Anlage im Sept. und Okt. 2010.

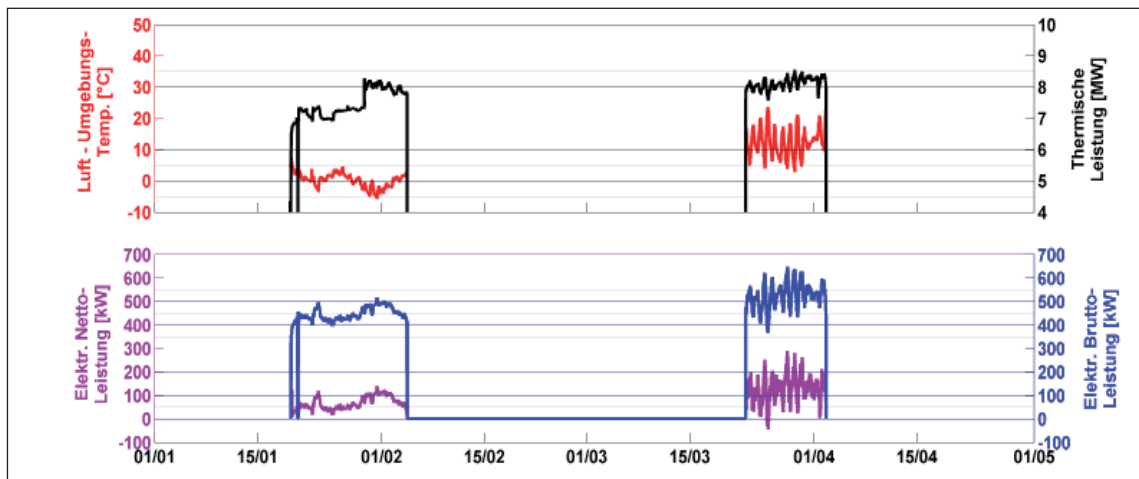


Abb. 55: Thermische Leistung und Umgebungstemperaturen (oben) sowie elektrische Netto- und Brutto-Leistung (unten) von Januar bis Anfang April 2011.

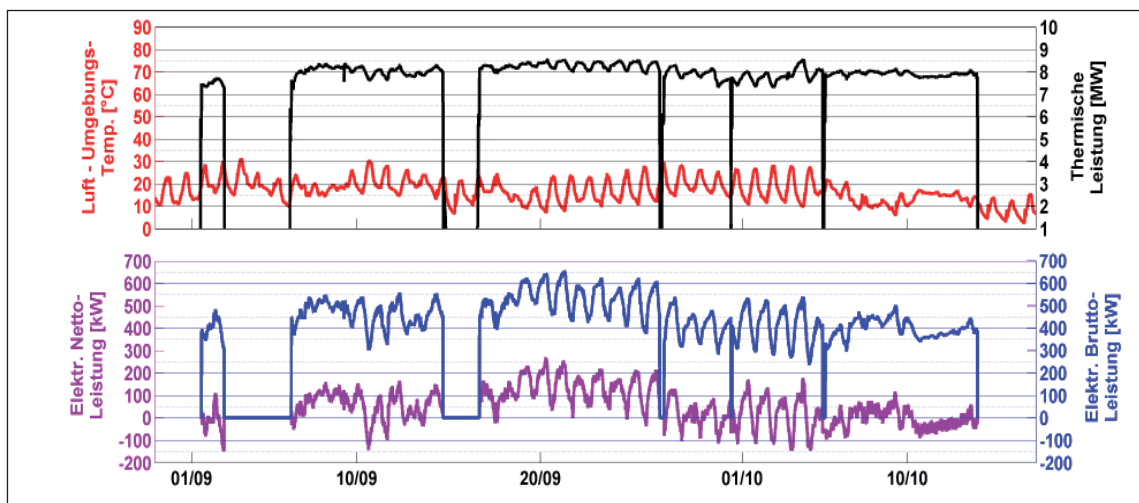


Abb. 56: Darstellung der thermischen Leistung und der Umgebungs-Lufttemperatur (oben) sowie der elektrischen Netto- und Brutto-Leistung (unten) von Anfang September bis Ende Oktober 2011.

Die 2. Betriebsphase der ORC-Anlage war vom 19.01.2011 bis 04.02.2011 bzw. vom 22.03.2011 bis 02.04.2011. Die Anlage war hier für insgesamt 30 Tage in Betrieb (Abb. 55).

Die durchschnittliche elektrische Leistung des Kraftwerks betrug im Januar/Februar 2011 ca. 500 kW bei einem Eigenverbrauch der Anlage von ca. ~ 400 kW. Das heißt, die Nettoleistung der Anlage lag wiederum bei ca. 100 kW. Die zwischenzeitliche Unterbrechung der Stromproduktion von Februar bis Mitte März 2011 wurde, wie zum Teil auch schon im September 2010, durch ein Problem mit dem Geschwindigkeitssensor der Turbine verursacht. Mit dem Geschwindigkeitssensor traten auch nach dem April 2011 weiterhin Probleme auf.

Im Herbst 2011 erfolgte die Stromproduktion zwischen dem 01.09.2011 und dem 13.10.2011 für insgesamt 38 Tage (Abb. 56). Es wurde eine durchschnittliche Nettoleistung von unter

100 kW_{el} erzielt, bei einem Eigenverbrauch der gesamten Anlage von ca. 400 kW_{el}. Das heißt, die Energiebilanz der Anlage war weiterhin gering bzw. sogar etwas geringer als in den vorhergehenden Betriebsphasen.

Vom 01.09.2011 bis 21.09.2011 stieg die elektrische Bruttoleistung entsprechend der Fließrate aus GPK2 tendenziell an. Ab dem 21.09.2011 bis zum 06.10.2011 fiel die elektrische Bruttoleistung stärker als die thermische Leistung der Anlage. Dieser niedrigere Wirkungsgrad der Anlage kann nicht nur durch die Verringerung der Fließrate (23 statt zuvor 26 l/s) erklärt werden, sondern es müssen zwei weitere Faktoren berücksichtigt werden: Ein partieller Verlust des Arbeitsmittels Isobutan aus dem Arbeitskreislauf und die hohen Lufttemperaturen im September. Diese beiden Aspekte führten zu einer Verringerung der Bruttoleistung um ca. 150 kW_{el}, so dass teilweise keine Nettostromproduktion mehr möglich war.

Ein wesentlicher Grund für den geringen Wirkungsgrad der Anlage dürften die relativ geringe Fließrate und die geringe Fördertemperatur im Thermalwasserkreislauf sein. Die Anlage ist auf signifikant höhere Temperaturen und Fließraten ausgelegt.

Zusammenfassung

- Die ORC-Anlage zur Stromproduktion war im Berichtszeitraum insgesamt nur ca. 10 Wochen in Betrieb. Technische Probleme der Kraftwerksanlage in Kombination mit Ausfällen der Förderpumpe erlaubten keine längeren Phasen der Stromproduktion.
- Im Mittel wurde im Kraftwerksbetrieb eine Bruttoleistung von ca. 500 kW_{el} sowie eine Nettoleistung von ca. 100 kW_{el} produziert.
- Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung blieb unter den Erwartungen. Aufgrund der relativ geringen Förderrate und Fördertemperatur lief die Anlage nicht im optimalen Betriebszustand.

2.5 Induzierte Seismizität

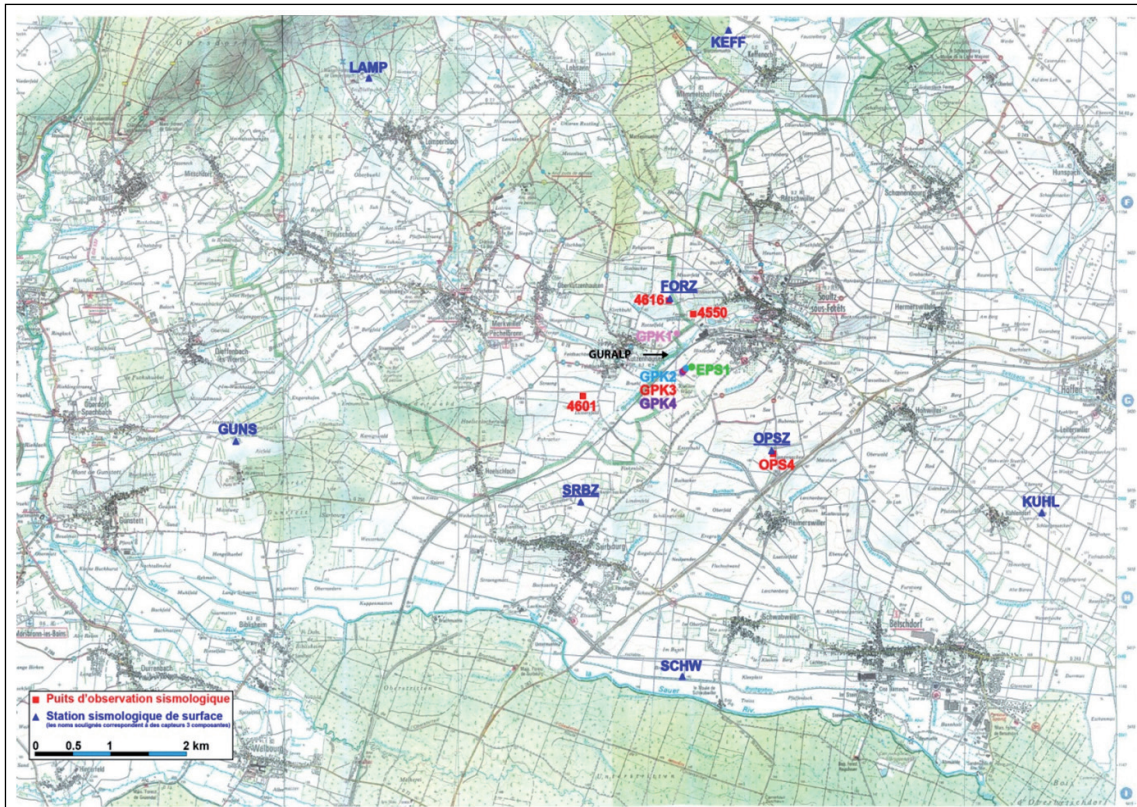


Abb. 57: Seismisches Überwachungsnetz in Soultz. Rot: Seismische Beobachtungsbohrungen; Blau: Seismische Oberflächenstationen.

Während des gesamten Berichtszeitraums war das seismische Beobachtungsnetzwerk (Abb. 57) aktiv, so dass eine kontinuierliche Überwachung aller Aktivitäten in den Bohrungen gewährleistet war. Das seismische Netzwerk wird von der EWIV in Zusammenarbeit mit der Universität in Strasbourg betrieben. Die Lokalisierung der seismischen Ereignisse sowie die Magnitudenbestimmung erfolgt an der Universität Strasbourg, im Auftrag der EWIV.

Während der kurzzeitigen Zirkulation zwischen September und Oktober 2009 wurden insgesamt nur vier seismische Ereignisse registriert und geortet. Zwei davon traten am 06.09.2009 (Magnitude jeweils 0.1) und die anderen einen Tag später mit einer Magnitude von 0,5 bzw. 1,3 auf. Sie waren im Reservoir in Bohrlochnähe der GPK3 lokalisiert, die zu diesem Zeitpunkt auch als Injektionsbohrung diente.

Im Jahr 2010 wurden während der insgesamt 11 Monate andauernden Zirkulationsphase (von Mitte November 2009 bis Mitte Oktober 2011) insgesamt 411 Mikrobeben registriert und lokalisiert. Die ersten Ereignisse setzen Anfang Januar ein (Abb. 58). Im Februar und bis März lag die Seismizität meist zwischen 5 und 10 Ereignissen pro Tag bei einem Injektionsdruck am Bohrlochkopf der GPK3 von etwa 55 bar. Um die Seismizität zu verringern, wurde daraufhin der Injektionsdruck in der GPK3 auf etwa 45 bar reduziert,

wodurch eine signifikante Reduzierung der Anzahl seismischer Ereignisse erreicht wurde. Zwischen April und August 2010 wurden weniger als 5 Ereignisse pro Tag registriert. Mit dem ansteigenden Injektionsdruck der GPK3 ab Mitte August korrespondiert wiederum eine höhere seismische Aktivität im Reservoir.

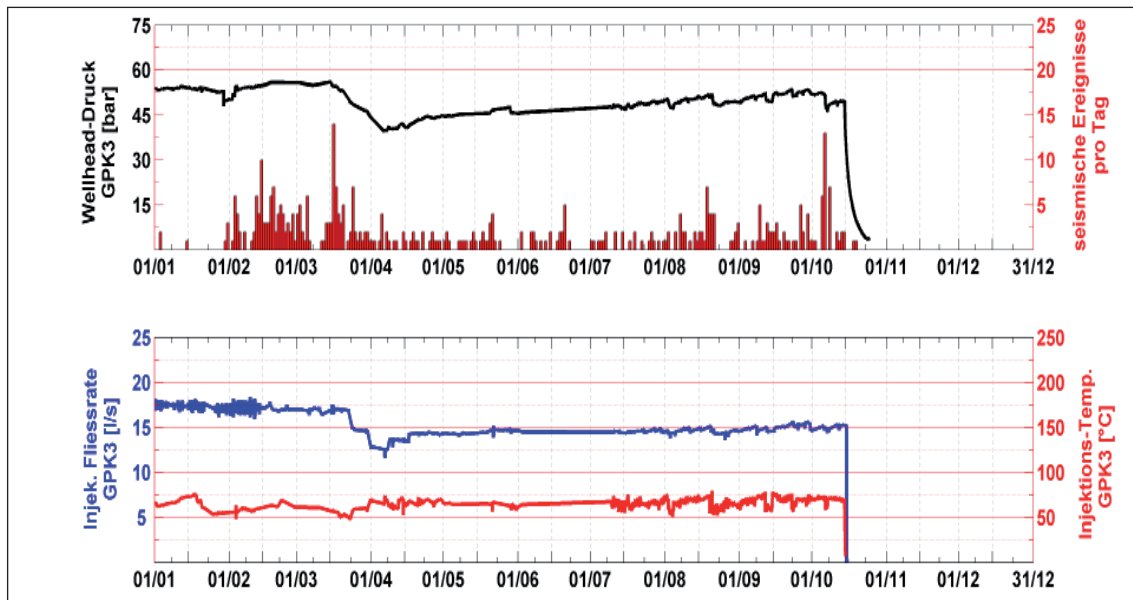


Abb. 58: Induzierte Seismizität im Jahr 2010. Anzahl der Mikrobeben pro Tag in Korrelation zum Injektionsdruck der Bohrung GPK3 (oben). Unten sind die Injektionsrate und die Injektionstemperatur dargestellt.

Nach dem Stopp der Zirkulation am 14. Oktober 2011 ereigneten sich in der Einschussphase (shut-in period) noch 14 Mikrobeben. Das stärkste davon hatte eine Magnitude von 1.1 und trat wenige Stunden nach dem Injektionsstopp ein. Die Magnituden der 411 Mikrobeben reichten von $M: -0.3$ bis 2.3 ., wobei lediglich vier davon eine Magnitude von > 2 erreichten (Abb. 59). Keines der Mikrobeben wurde an der Erdoberfläche wahrgenommen.

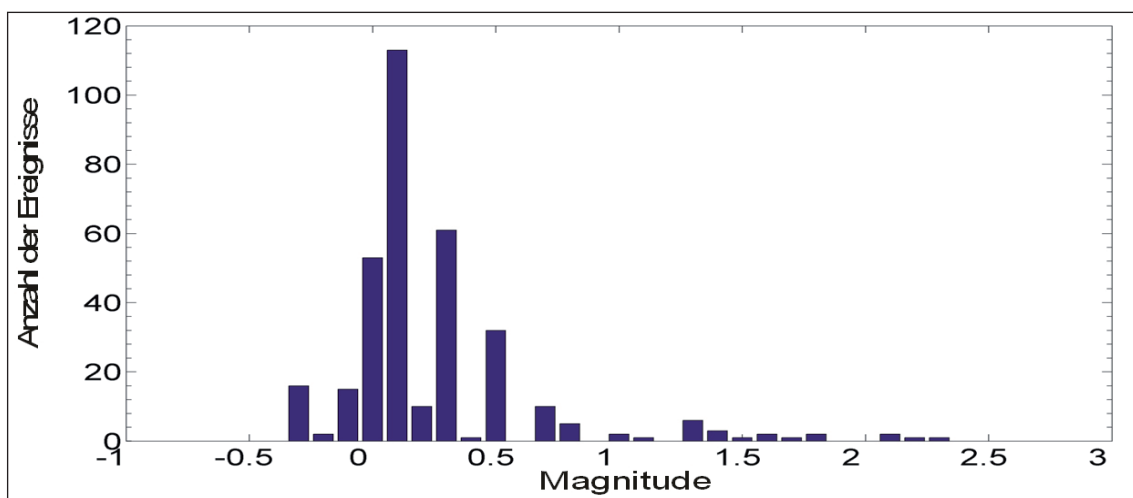


Abb. 59: Magnitudenverteilung der registrierten seismischen Ereignisse im Jahr 2010.

Die 4 Ereignisse mit einer Magnitude von $M > 2$ traten an folgenden Tagen auf:

- 12.02.2010 $M = 2.1$
- 17.02.2010 $M = 2.2$
- 25.02.2010 $M = 2.1$
- 07.06.2010 $M = 2.3$

Es ist bemerkenswert, dass keines der größeren seismischen Ereignisse ($M > 2$) während der Einschussphase auftrat. Weiterhin ist keine Korrelation dieser Ereignisse zu Änderungen im Zirkulationsbetrieb (Druck- oder Fließratenänderung) erkennbar.

Bei der räumlichen Verteilung der aufgetretenen Mikrobeben im Reservoir ist zu beobachten, dass 3 Gebiete (cluster) mit einer höheren Seismizität auftreten (Abb. 60). Zum einen im Norden der GPK2, dort traten auch die 4 Ereignisse mit der größten Magnitude auf, dann ein Gebiet etwas westlich und zwischen den Bohrungen GPK2 und GPK3 und ein Gebiet südöstlich von der GPK3. Alle Gebiete befinden sich am Rand des durch die hydraulischen Stimulationen der drei Bohrungen erzeugten Reservoirs und weitaus überwiegend in einer Tiefe von mehr als 5 km. Im Umfeld der Bohrung GPK4, die 2010 nicht in Betrieb war, trat keine Seismizität auf.

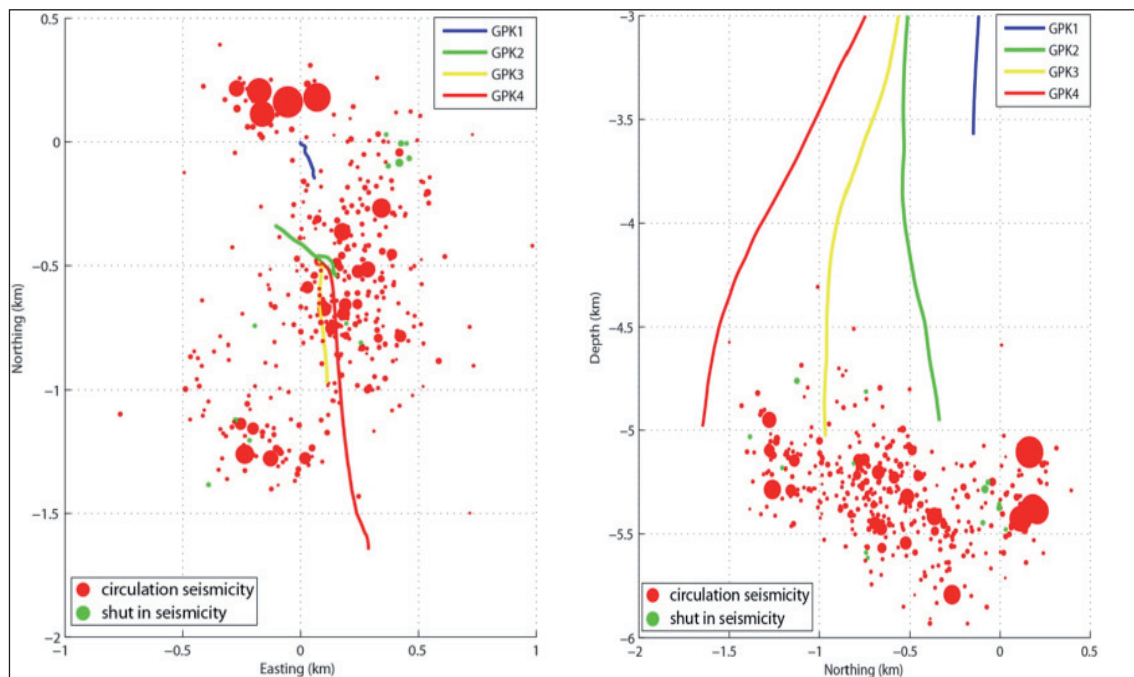


Abb. 60: Verteilung der seismischen Ereignisse im Jahr 2010 im Horizontalschnitt (links) und im NordSüd-Schnitt (rechts). Die Größe der Punkte ist eine Maß für die Magnitude. Rote Punkte: Seismizität in der Zirkulationsphase (Jan. – Okt. 2010); Grüne Punkte: Seismizität während der nachfolgenden Einschussphase.

Im Jahr 2011 wurden lediglich 5 Mikrobeben registriert (Abb. 61). Eines ($M = 0.1$) während der ersten Zirkulationsphase des Jahres, drei weitere ($M = 0.2, 0.3, 1.7$) im April 2011,

jedoch in der Einschlussphase nach dem Zirkulations-Stopp am 06. April. Das Ereignis mit $M = 1.7$ lag im Norden der GPK2, wo auch in 2009 die Ereignisse $M > 2$ auftraten (Abb. 61). In der zweiten Zirkulationsphase trat nur ein Mikrobeben auf ($M = 0.1$), Anfang Oktober, während der Zirkulation.

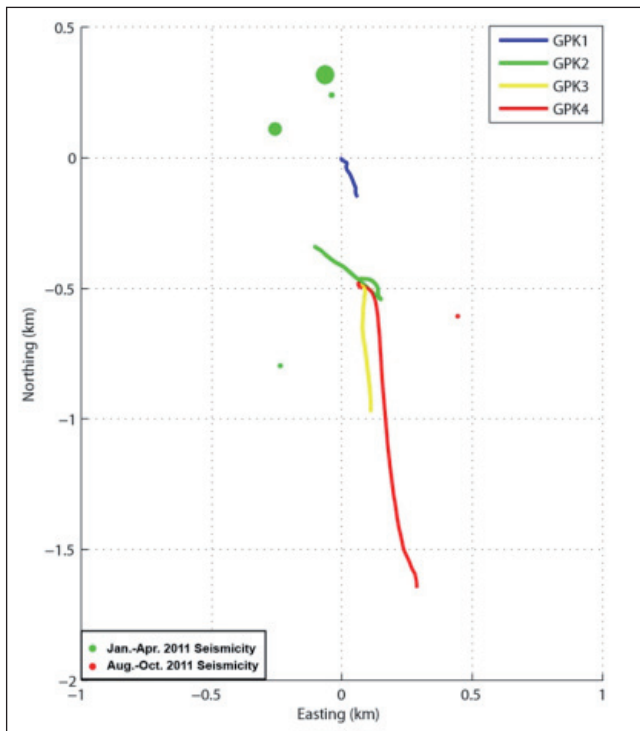


Abb. 61: Seismische Ereignisse im Jahr 2011 (Horizontalschnitt des Tiefenbereichs 4000-6000 m). Die Größe der Punkte ist eine Maß für die Magnitude. Grüne Punkte: Seismizität im Zeitraum Januar bis Ende April; Roter Punkt: Seismizität von August bis Ende Oktober.

Zusammenfassung

- Es wurden keine an der Oberfläche spürbaren seismischen Ereignisse induziert.
- Die weit überwiegende Anzahl der im Berichtszeitraum induzierten seismischen Ereignisse trat in einer Tiefe von mehr als 5 km auf.
- Durch Druckreduktion im „unteren“ Reservoir, d. h. durch Verringerung der Injektion in die tiefe Bohrung (GPK3) bei gleichzeitig verstärkter Injektion in die flachere Bohrung (GPK1), kann die seismische Aktivität stark reduziert werden.
- Es ist keine Korrelation der im Berichtszeitraum aufgetretenen größeren seismischen Ereignissen ($M > 2$) zu bestimmten Änderungen im Zirkulationsregime nachweisbar.

2.6 Reservoirmodellierung

Im Berichtszeitraum wurden von verschiedenen wissenschaftlichen Gruppen Aktivitäten zur Reservoirmodellierung durchgeführt. Die strukturgeologische Modellierung mit Fokus auf die räumliche Lage und Ausdehnung von Störungszonen wurde vorrangig von den französischen Kollegen des BRGM weiter geführt (SAUSSE et al. 2010). Thermohydraulische Modellierungen von Szenarien der geothermischen Nutzung des Reservoirs basierend auf geeigneten Strukturmodellen erfolgten unter anderem am KIT (HELD et al. 2011). Die Modellierung von chemischen Prozessen, insbesondere im Zusammenhang mit der Reinjektion von abgekühlten Thermalwasser bildeten den Schwerpunkt der Untersuchungen an der Universität Neuchâtel (GIROUD et al. 2011).

Die EWIV und BGR konzentrierten sich in diesen Themenfeld auf:

- die Modellierung des „Temperaturaustauschs“ zwischen den Bohrungen GPK2 und GPK3 in ca. 1500 – 2000 m über eine vermutete Konvektionszone
- die Auswertung von Traceruntersuchungen zur Charakterisierung des durchströmten Gesteinsvolumens und zur Reservoirgeometrie.

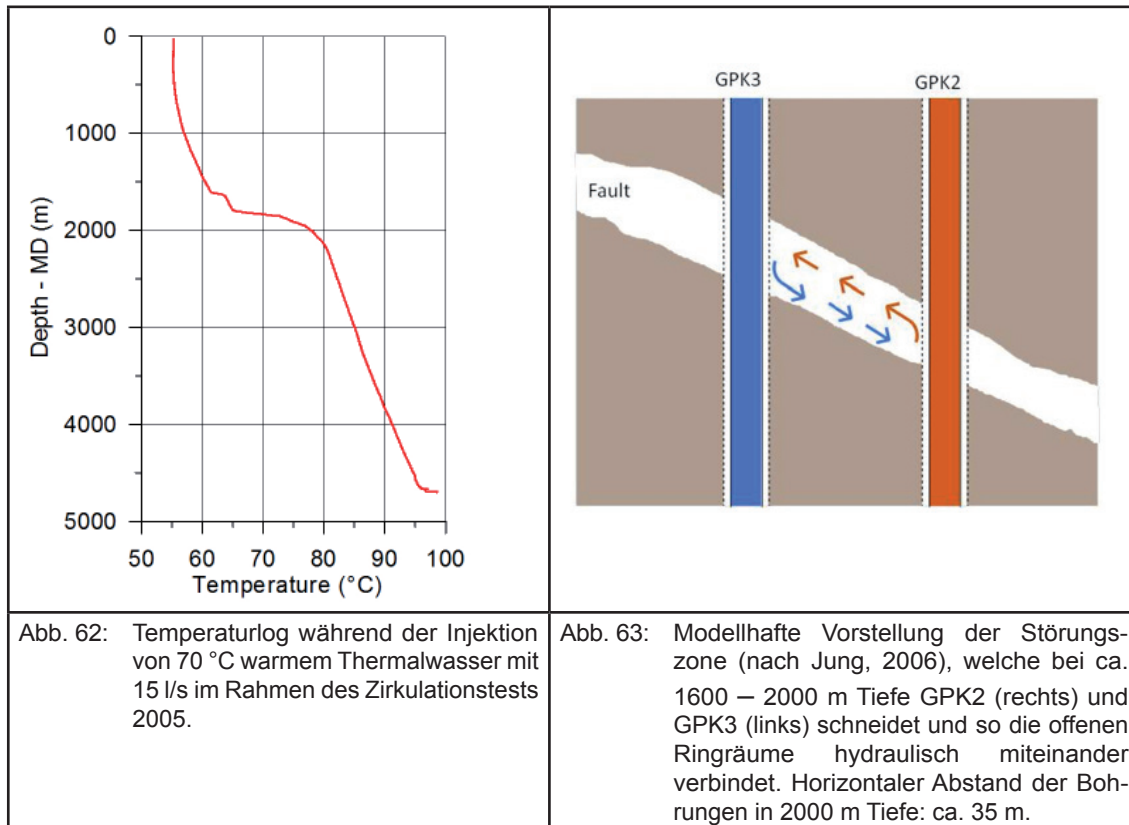
Die Untersuchungen zu den beiden letzten Punkten werden nachfolgend dargestellt.

2.6.1 Konvektionszone zwischen GPK2 und GPK3

In Kapitel 2.1.3 wurde bereits auf die mögliche Existenz einer Konvektionszone über die Ringräume zwischen den Bohrungen GPK2 und GPK3 verwiesen. Infolge der Temperaturdifferenz zwischen Injektionsbohrung und Produktionsbohrung wird eine Fluidzirkulation in einer permeablen Störung angetrieben. Vereinfacht veranschaulicht Abbildung 63 die freie Konvektion zwischen den Ringräumen der Bohrungen. Der geringe horizontale Abstand der beiden Bohrungen von 35 m erleichtert diese Erklärung.

In der Realität muss man sich die Störungszone aufgeteilt, in räumlich getrennte Bereiche denken, so dass im oberen Teil das warme Wasser zum Ringraum der Bohrung GPK3 transportiert wird, während über eine untere Störung der Rückfluß von kühlerem Wasser zur Bohrung GPK2 erfolgt. Über die Ringräume der Bohrungen wird die Konvektionszelle geschlossen. Tatsächlich können aus dem Temperaturlog nach der Zirkulation im Jahr 2010 zwei Zutrittspunkte von Warmwasser in der Bohrung GPK3 abgeleitet werden (in 1620 m und 1815 m, siehe Abb. 15). Diese beiden Zutrittspunkte waren vermutlich auch schon während der Zirkulation im Jahr 2005 vorhanden, wie der Vergleich mit einem Temperaturprofil während der Zirkulation im Jahr 2005 zeigt (Abb. 62: stärkerer Temperaturanstieg bei ca. 1600 und 1800 m).

Aus dem Temperaturlog im Jahr 2005 konnte ein Wärmeeintrag von ungefähr 1 MW_{th} abgeleitet werden. Dies passt sehr gut zum Wärmeverlust der Bohrung GPK2, der im Jahr 2010 nach der Zirkulation abgeschätzt wurde (siehe Kapitel 2.1.3).



Um erste Abschätzungen zu machen, unter welchen Randbedingungen die Störung als Konvektionszone zwischen GPK2 und GPK3 wirkt, wurden 2-D-numerische Berechnungen mit der Software Shemat (Finite-Differenzen-Verfahren) durchgeführt. Der Modellraum (Abb. 64) befindet sich in einer Tiefe von 1000 m bis 2700 m . Die horizontale Ausdehnung in x-Richtung beträgt 1035 m und die Dicke in y-Richtung ist $0,01 \text{ m}$ (Weite der Störungszone). Die Störungszone wurde in einem Modellszenario als einzelne vertikale Kluft mit einer Höhe von 100 m , im Bereich von 1800 m bis 1900 m Tiefe, angenommen (Abb. 64 a).

In einem weiteren Modellszenario wird eine ca. 40 m hohe Störungszone mit 61 °C einfallend angenommen (Abb. 64b). Der Abstand zwischen den Bohrungen beträgt in beiden Szenarien 35 m . In Abbildung 64c ist das Berechnungsnetz mit 190×198 rechteckigen Elementen dargestellt. In der Störungszone zwischen den Bohrungen ist das Netz verfeinert.

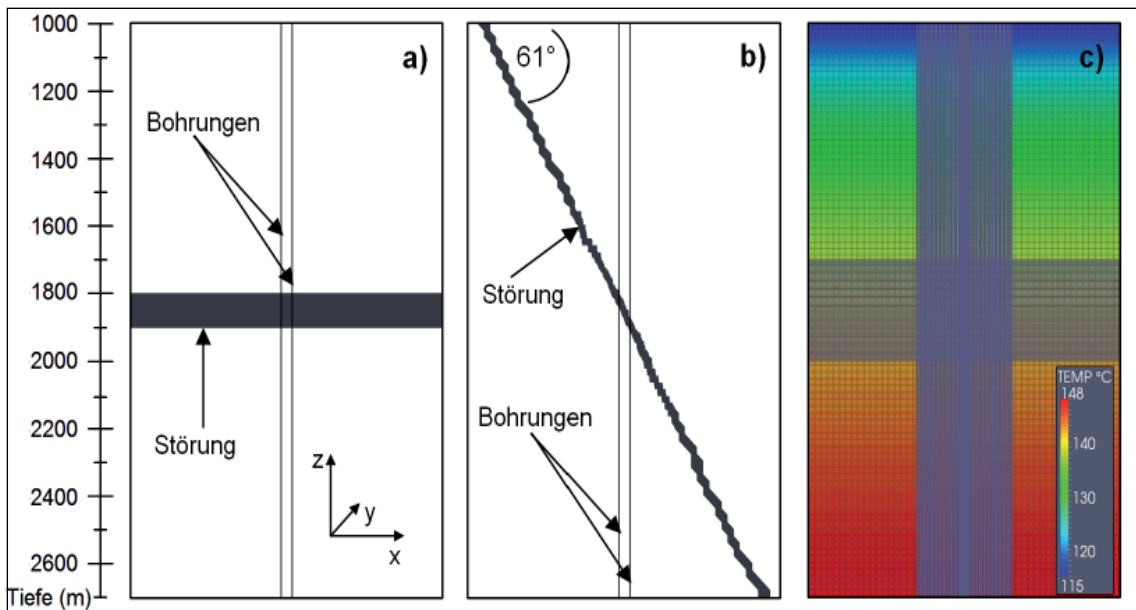


Abb. 64: Schema für die Modelle mit a) vertikaler Störung und einer Mächtigkeit b) einfallender Störungszone. Die Modelle sind 1700 m x 1035,02 m x 0,01 m. In c) sind das Gitter (191 x 199 Knoten) und der ungestörte Temperaturgradient dargestellt.

Als Anfangsbedingung wurde der ungestörte Temperaturgradient, der in Soultz gemessen wurde, für den Bereich zwischen 1000 – 2700 m angenommen. Der Anfangsdruck ist hydrostatisch. Als thermische Randbedingungen wirken die Bohrungen, die jeweils über die gesamte Bohrlochlänge eine konstante Temperatur annehmen: 60 °C die Injektions- und 180 °C die Produktionsbohrung (Abb. 65). Für die Fluidströmung wird das Fließgesetz von Darcy verwendet, wobei die Druckrandbedingungen konstant sind. In Tabelle 14 sind die Materialparameter für Matrix, Bohrungen und die Störung angegeben. Es wurden nun verschiedene Szenarien für jeweils die vertikale und die einfallende Störung unter Variation der Permeabilitäten gerechnet. Weiterhin wurde zunächst angenommen, dass die Bohrungen für das in der Störung strömende Fluid eine Strömungsbarriere darstellen. In einem zweiten Ansatz wurde eine mögliche Bohrungsumläufigkeit berücksichtigt. Dies bedeutet, dass in diesem Szenario die Ausdehnung der Störung über die Bohrungen hinausgeht.

In Abbildung 66 sind die Ergebnisse der Temperaturverteilungen dargestellt, die die Wirksamkeit der variierten Neigung der Störungszone (Abb. 66 a im Vergleich zu Abb. 66 b) verdeutlichen sollen. Weiterhin wird der Einfluss einer bohrungsumläufigen Störungszone im Vergleich zu einer Störungszone, die nicht über die Bohrungen hinaus ausgedehnt ist, qualitativ bewertet (Abb. 66 d im Vergleich zu Abb. 66 b).

Nach dem Simulationszeitraum von 2 Monaten zeigen die Modellergebnisse, dass Konvektion für Permeabilitäten der Störung von $k_s > \sim 1 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$ die Temperaturen an den

Bohrungen signifikant beeinflusst. Der größte Einfluss auf die Temperaturen beider Bohrungen wird für $k_s > \sim 1 \cdot 10^{-11} \text{ m}^2$ (Transmissibilität $> \sim 1 \cdot 10^{-13} \text{ m}^3$) beobachtet.

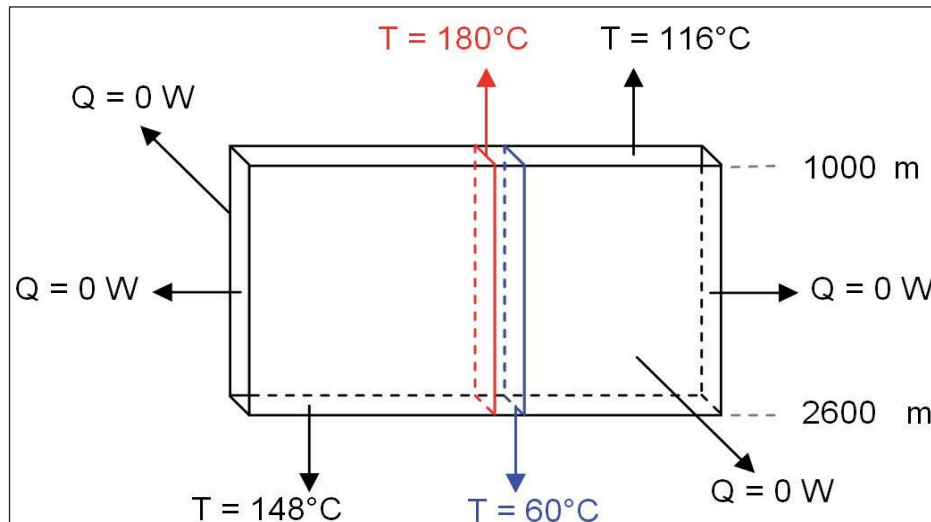


Abb. 65: Randbedingungen für das Modellgebiet (Temperatur: T und Wärmefluss: Q)

Tab. 14: Modellparameter: Die Parameter von Zone 2a simulieren eine dichte Bohrung (die Störungszone ist geteilt), und von Zone 2b eine Zone, wo das Wasser im offenen Ringraum um die Bohrung herumfließen kann. Die Permeabilität der Störung variiert in den Modellszenarien. Die Wärmekapazität ist als volumenbezogene Größe angegeben.

	Zone 1 Matrix	Zone 2a Bohrung (Stahl)	Zone 2b Bohrung	Zone 3 Störung
Wärmeleitfähigkeit, λ , W/mK	3.1	50	50	3.1
Wärmekapazität, C_p , MJ/m ³ K	$0.95 \cdot 2.6 = 2.47$	2.06	2.06	$0.95 \cdot 2.6 = 2.47$
Porosität, ϕ , -	0.01	0.00001	0.99	0.25
Permeabilität, k , m ²	$1 \cdot 10^{-18}$	$1 \cdot 10^{-25}$	$1 \cdot 10^{-5}$	variabel (10^{-13} - $1 \cdot 10^{-11}$)

Der Wärmeaustausch durch die vertikale Störung ist im Vergleich zur einfallenden Störung größer (Abb. 66a und Abb. 66b). Bei Bohrungen mit umläufiger Störungszone bewirkt die ungehinderte Konvektion im Ringraum, dass die Zone des Wärmeaustauschs innerhalb der Störung einen größeren Einflussbereich hat (Abb. 66c im Vergleich zu Abb. 66a und Abb. 66d zu Abb. 66b). Es ist hier zu beachten, dass die Permeabilität für das Modellszenario in Abb. 66c (mit Bohrungsumläufigkeit der Störung) um zwei Größenordnungen kleiner ist als die Permeabilität von Modellszenario in Abbildung 66a. Die Modellszenarien mit „umfließender“ Störung, d. h. in denen die Bohrungen nicht als hydraulische Barriere fungieren, sind aus geologischer Sicht als realistischer anzusehen.

Die Modellierungen zeigen, dass eine Konvektion durch die Zirkulation in Gang gesetzt werden kann. Die Störung kann demnach prinzipiell als Konvektionszone wirksam sein und ist sehr wahrscheinlich für den beobachteten Wärmeeintrag in GPK3 und die lokale Auskühlung in GPK2 verantwortlich. Es muss eine hohe aber für kristallines Gestein durchaus realistische Permeabilität der Störungszone angesetzt werden, um einen entsprechenden Wärmeaustausch über Konvektion zu generieren.

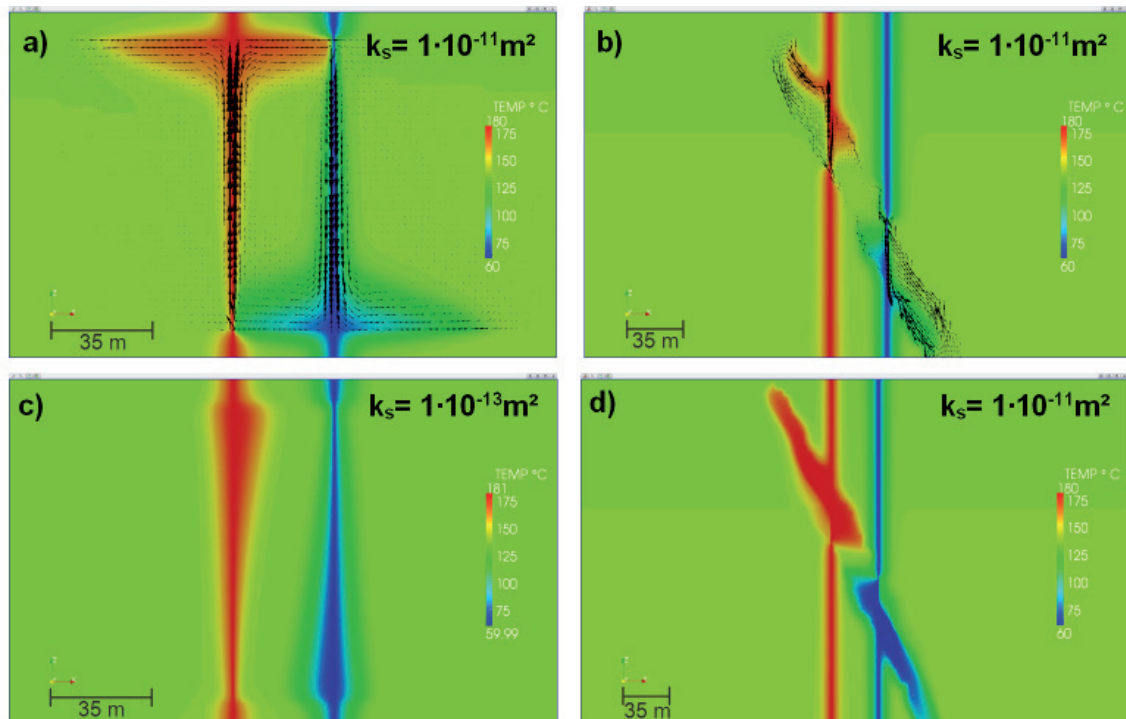


Abb. 66: Temperaturverteilungen nach 2 Monaten Konvektion: a) Vertikale Störung, Störung geteilt (Bohrung als Stahl definiert). b) Einfallende Störung, Störung geteilt (Bohrung als Stahl definiert). c) Vertikale Störung, Störung nicht geteilt (Bohrung als Wasser definiert). d) Einfallende Störung, Störung nicht geteilt (Bohrung als Wasser definiert). In Abb. a und b ist zusätzlich die Strömungsrichtung des zirkulierenden Wassers mit schwarzen Pfeilen dargestellt.

2.6.2 Traceruntersuchungen und Tracermodellierung

Zur Bestimmung der Verweilzeit des Wassers und des durchströmten Gesteinsvolumens zwischen den beiden im Berichtszeitraum genutzten Bohrungen GPK2 und GPK3 wurde im Mai 2010 ein Tracertest durchgeführt. Es wurden 200 kg von 1,3,5-Naphtalen-Trisulfonat am 04.05.2010 injiziert (Abb. 67). Analog zum Tracertest im Jahr 2005 wurde hierbei ein schneller Durchbruch des Tracers beobachtet (TISCHNER et al. 2006). Es wurden ca. 20 – 30 % zurückgewonnen. Dies spricht dafür, dass die Zirkulation zwischen den beiden Bohrungen auf unterschiedlichen Fließwegen stattfindet, einerseits auf „schnellen“ Fließwegen mit einer Verweilzeit von einigen Tagen und andererseits auf großräumigen Fließwegen über die auch nach Wochen und Monaten kein Tracerdurchbruch erfolgt.

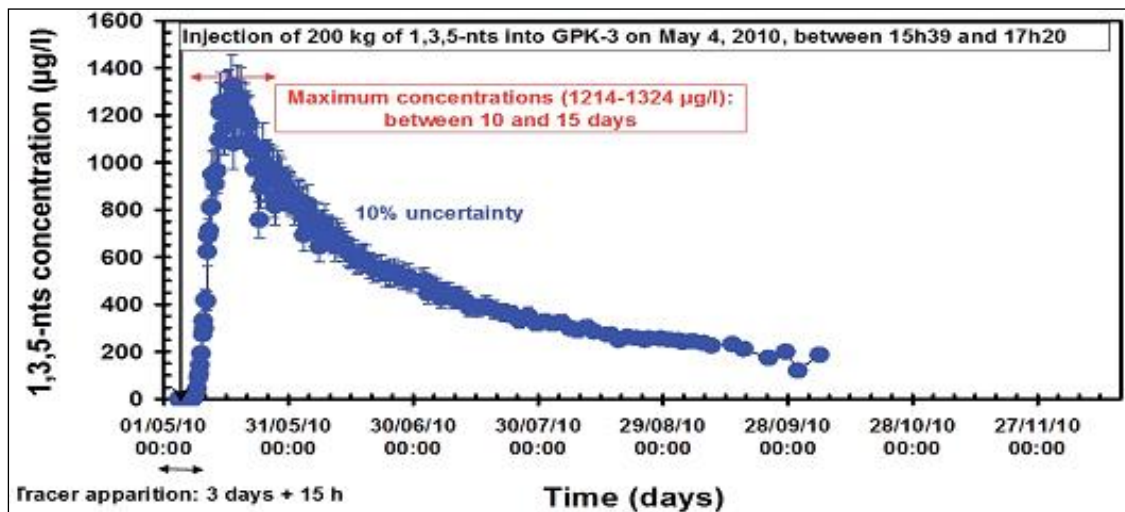


Abb. 67: Tracerdurchbruchskurve für den Tracertest im Zeitraum Mai bis Juni 2010. Injektion von 1,3,5-Naphtalen-Trisulfonat in die Bohrung GPK3 und Tracerrückgewinnung aus der Förderbohrung GPK2. Der Tracertest wurde von BRGM durchgeführt. Die Tracerkonzentration bei Zudosierung betrug ca. 18 g/l.

Die experimentellen Ergebnisse des Tracerelements 2010 wurden hinsichtlich der Injektionsrate und der Verwendung von zwei Injektionsbohrungen neu ausgewertet (GENTER et al. 2012f). Die tatsächliche Tracerdurchbruchskurve wurde mit dem Modellierungsprogramm TRAC berechnet. Zusätzlich wurde das umgesetzte Fluidvolumen während des Tracertests berechnet und mit Berechnungen aus dem Jahr 2005 verglichen. Bedingt durch die schnelle hydraulische Verbindung der Bohrung GPK3 und GPK2 hat die Rezirkulation des Tracers als Funktion der Zeit einen großen Einfluss auf die Tracerdurchbruchskurve. Die korrigierte Kurve zeigt eine deutlich schnellere Abnahme der Tracerkonzentration (blaue Kurve in Abb. 68).

Basierend auf den bisherigen Modellen werden eine kleinräumige und eine großräumige Verbindung zwischen den Bohrungen angenommen. Mit der kleinräumigen Verbindung werden kleinere Volumina in kurzer Zeit transportiert (rote Kurve in Abb. 69), während mit der großräumigen Verbindung größere Volumina in einem sehr viel längeren Zeitraum umgesetzt werden, (orange Kurve Abb. 69).

Die Auswertung des Tracertests von 2010 weist auf einen Anstieg des kumulierten Volumens der kleinräumigen und großräumigen Zirkulation um den Faktor 3 zwischen den Test 2005 und 2010 hin (Tab. 15). Vor allem hinsichtlich der großräumigen Zirkulation weichen die Angaben erheblich voneinander ab. Es muss aber von einer erheblichen Unsicherheit in der Anpassung der Tracerkurven, insbesondere bei deren Aufteilung in großräumige und kleinräumige Zirkulation, ausgegangen werden. Ein größeres Durchbruchsvolumen wird durch eine Vergrößerung/Verlängerung der Fluidwegsamkeiten zwischen den Bohrungen hervorgerufen.

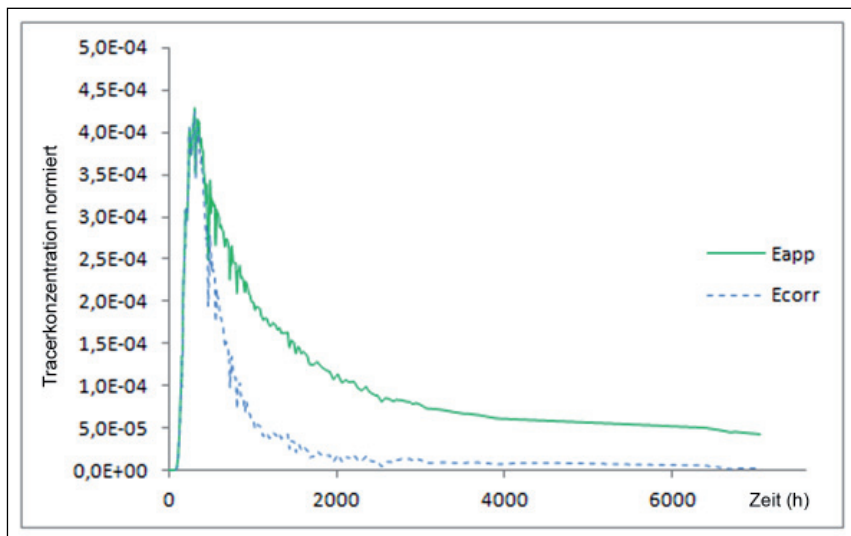


Abb. 68: Beobachtete Tracerdurchbruchskurve (grün) und korrigierte Kurve unter Berücksichtigung der Injektion und Rezirkulation (blaue Linie) für den Tracerjets im Mai 2010. Aufgetragen ist die auf die injizierte Tracerkonzentration normierte Konzentration in Abhängigkeit von der Zeit (h).

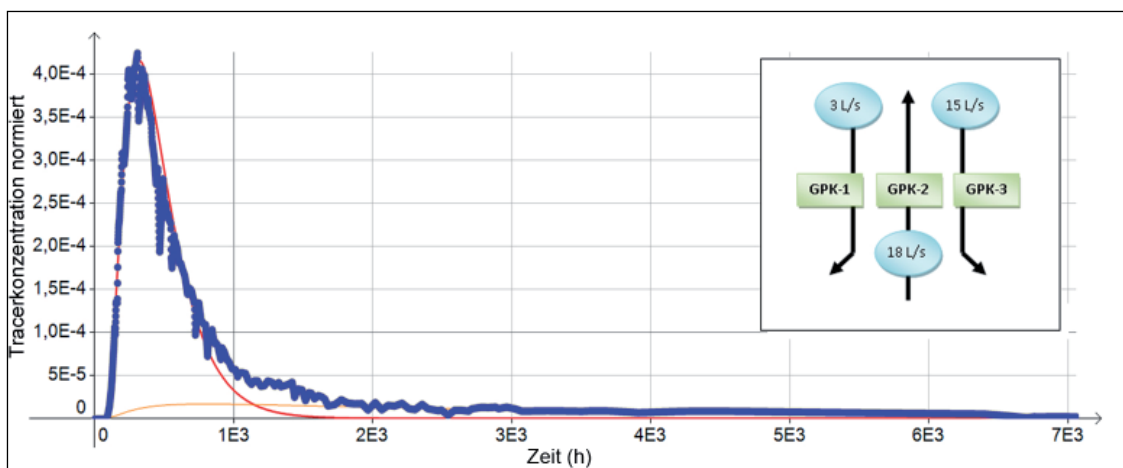


Abb. 69: Berechnung des Einflusses der unterschiedlichen Fließwege als Funktion der Zeit und der Injektionskonfiguration mit zwei Injektionsbohrungen: a) schneller Transport von kleinen Volumina mittels der kurzen Verbindung (rote Linie) und b) langsamer Transport von großen Volumina mittels der langen Verbindung (orangefarbene Linie).

Im Berichtszeitraum und davor wurden zum Beispiel mehrfach Hinweise gefunden, dass sich seit 2005 die Zuflusszonen insbesondere in der Bohrung GPK2 signifikant verändert haben. So gibt es Hinweise auf eine angestiegene Produktivität der Bohrung (siehe auch Kapitel 2.1.2 und 2.1.3) und auf einen verstärkten Zustrom aus Bereichen oberhalb des Rohrschuhs. Letzterer führt zwangsläufig zu einer Vergrößerung des kalkulierten Durchbruchvolumens, insbesondere dann, wenn – wie in diesem Fall – der Tracer ausschließlich in das „untere“ Reservoir injiziert wird.

Tab. 15: Vergleich der Durchbruchvolumina in den beiden Zirkulationsloops (kleinräumig und großräumig) zwischen den Tests 2005 und 2010.

Referenz	Tracertest	Short loop volume	Long loop volume	Cumulated volume of the 2 loops
SANJUAN et al. 2006	2005	3.900	6.500	10.400
RADILLA 2012	2005	1.137	10.983	12.120
SANJUAN et al. 2006	2010	5.701	29.942	35.643

Trotz verbleibender Unsicherheiten weist die Größenordnung des Durchbruchvolumens auf ein beachtlich großes geothermisches System hin. Nimmt man eine mittlere effektive Kluftweite zwischen den Bohrungen von 1 cm an, so folgt bei einem Durchbruchvolumen von 10000 m³ hieraus eine wirksame Kufffläche von 1 km². Eine Wärmetauscherfläche von 1 km² ist tendenziell als untere Abschätzung anzusehen, da vermutlich die typische Kluftweite kleiner als 1 cm und das Durchbruchvolumen größer als 10000 m³ sind. Mit einer Wärmetauscherfläche von 1 km² kann aber eine thermische Leistung von 5 – 7 MW_{th}, wie sie maximal im Berichtszeitraum erzielt wurde, über viele Jahre hinweg entzogen werden, ohne dass eine Temperaturabsenkung auf der Förderseite erfolgt. Tatsächlich wurde bisher kein kontinuierlicher Temperaturabfall bei der Förderung beobachtet, obwohl, summarisch betrachtet, schon über mehr als 2 Jahre aus der GPK2 gefördert wird.

Eine Wärmetauscherfläche in der Größenordnung von mehr als 0,1 km² wird für die ökonomische Nutzung als relevant angesehen (ARMSTEAD & TESTER 1987).

2.6.3 Zusammenfassung

Die Ergebnisse zum Thema Reservoirmodellierung können wie folgt zusammen gefasst werden:

- Die thermisch-hydraulischen Modellierungen zeigen, dass eine Störung zwischen GPK2 und GPK3 in ca. 1500 – 2000 m wahrscheinlich für den beobachteten Wärmeeintrag in GPK3 und die Reduktion der Produktionstemperatur aus der Bohrung GPK2 verantwortlich ist. Die Störung wirkt als Konvektionszone und wird durch die Temperaturunterschiede zwischen Injektionsbohrung (GPK3) und Produktionsbohrung (GPK2) angetrieben.
- Es muss eine hohe aber für kristallines Gestein durchaus realistische Permeabilität der Störungszone von 10⁻¹¹m² (oder höher) angenommen werden, um die Konvektionszone effektiv anzutreiben.
- Ein Tracertest im Jahr 2010 zwischen den tiefen Bohrungen GPK2 und GPK3 (Injektion in GPK3 und Produktion aus GPK2) bestätigt grundsätzlich

die Ergebnisse aus vorhergehenden Tracertests. Entsprechend der Modellanpassung zirkuliert das Thermalwasser auf einem kleinräumigen und einer großräumigen Verbindung zwischen den Bohrungen.

- Das Durchbruchvolumen zwischen den Bohrungen GPK2 und GPK3 wird basierend auf den Tracertests der Jahre 2005 und 2010 auf mindestens 10000 m³ abgeschätzt. Dieses für ein künstlich geschaffenes System relativ hohe Durchbruchvolumen läßt die Schlußfolgerung zu, dass über viele Jahre der Förderung und Zirkulation keine sinkende Fördertemperatur in Folge eines sogenannten „Kaltwasserdurchbruchs“ zu erwarten ist.

2.7 Umweltauswirkungen und öffentliche Akzeptanz

Im Hinblick auf die öffentliche Akzeptanz der tiefen Geothermie in Soultz und im Ober- rheingraben ist die induzierte Seismizität von entscheidender Bedeutung. Im Betrieb einer Geothermieanlage gewinnen aber auch weitere Aspekte, wie Strahlenschutz und Lärmschutz eine größere Bedeutung.

Im Berichtszeitraum wurden vor allem der induzierten Seismizität und dem Strahlenschutz viel Aufmerksamkeit gewidmet. Zudem wurde eine Befragung der Bevölkerung zum Kenntnisstand und zur Akzeptanz der tiefen Geothermie durchgeführt.

Weiterhin wurde eine Studie zur Beurteilung der CO₂-Emissionen durchgeführt (SANJUAN 2012). Diese Studie zeigt, dass direkte CO₂-Emissionen vor allem in der Anlaufphase des Zirkulations- und Kraftwerksbetriebs bzw. beim Abschalten der Anlage relevant sind. Im laufenden Betrieb sind die CO₂-Emissionen durch Entgasung aus dem Thermalwasser hingegen vernachlässigbar.

Nachfolgend werden die induzierte Seismizität mit Bezug auf die öffentliche Akzeptanz, die Strahlenschutzuntersuchungen sowie die Ergebnisse der Befragung vorgestellt. Ein abschließendes Kapitel widmet sich dem öffentlichen Interesse der Anlage in Soultz sowie der Besucherstatistik.

2.7.1 Induzierte Seismizität und öffentliche Akzeptanz

Der Zirkulationsbetrieb im Berichtszeitraum hat gezeigt, dass eine moderate Anzahl seismischer Events in einem normalen Funktionsregime, also bei stabilen und niedrigen Überdrücken (< 5 MPa), (CUENOT et al. 2011a), zu erwarten ist. Diese Ereignisse wurden nur von den Messgeräten, nicht jedoch von der Bevölkerung registriert (siehe Kapitel 2.5).

Grundsätzlich ist es bisher nicht möglich, eine deterministische Prognose über die Anzahl und Stärke von induzierten seismischen Ereignissen zu machen. Trotz großer Forschungsanstrengungen sind nach wie vor „nur“ statistische Wahrscheinlichkeitsaussagen hierüber möglich.

Insofern ist es auch nicht möglich, das Auftreten von spürbaren seismischen Ereignissen bei fortgesetztem Kraftwerks- und Zirkulationsbetrieb in Soultz bei unveränderten Bedingungen auszuschließen.

Im Hinblick auf die öffentliche Akzeptanz in Soultz sind vor allem die in der Vergangenheit von der Bevölkerung gespürten seismischen Ereignisse wichtig. Ungefähr 40 mikroseismische Ereignisse mit einer Magnitude größer als 1,9 wurden während der Stimulation im

„unteren“ Reservoir der Bohrung GPK2 zwischen dem 01.07.2000 und dem 18.07.2000 registriert. Das stärkste Ereignis hatte eine Magnitude von 2,6 am 16.07.2000, 23:41 Uhr. Dieses Ereignis wurde von der Bevölkerung gespürt und es wurden 10 Beschwerden eingereicht. Die angezeigten Schäden betrafen im Wesentlichen Risse in den Häusern. Auf Basis der von den Versicherungen beauftragten Expertisen wurde allerdings kein Schaden anerkannt. Die Experten stützten sich dabei auf das BCSF (Bureau Central Sismologique Français). Nach dessen Aussage ist es faktisch ausgeschlossen, dass die induzierten Beben mit dieser geringen Stärke in der Lage sind, die berichteten Schäden zu verursachen. Allerdings ist dieses seismische Ereignis weiterhin im kollektiven Gedächtnis Bevölkerung negativ präsent.

Nach diesen induzierten seismischen Ereignissen wurde auf lokaler Ebene eine Kommunikationskampagne umgesetzt und eine Informationsbroschüre erstellt, um die Vorfälle zu erläutern und zur Beruhigung der Situation beizutragen.

Im Zusammenhang mit der Stimulation der Bohrung GPK3 im Jahr 2003 wurden zum zweiten Mal in Soultz spürbare seismische Ereignisse erzeugt. Aus 22 verschiedenen Ortschaften rund um den Standort trafen daraufhin 62 Beschwerden ein. Von diesen 62 Beschwerden betrafen 48 das Ereignis vom 11.06.2003 um 0:54 Uhr mit einer Lokalmagnitude von 2,9. Wie im Jahr 2003 waren die angezeigten Schäden vor allem Risse in den Häusern. Es wurden allerdings nur zwei zerbrochene Spiegel als Schaden anerkannt und erstattet.

Laut BCSF hat die Seismizität im Zusammenhang mit der Stimulation im Jahr 2003 die Intensität IV (gefühlte Erschütterung) überschritten, ohne allerdings Intensität V (Aufwecken von Schlafenden) auf der makroseismischen Intensitätsskala zu erreichen.

Aufgrund der gesammelten Zeugenaussagen wurde dasselbe Ereignis von den Einwohnern, obgleich geographisch nah beieinander sehr unterschiedlich wahrgenommen. Insofern spielt hier auch die unterschiedliche psychologische Wahrnehmung eine wichtige Rolle.

2.7.2 Strahlenschutz

Einen Schwerpunkt der Überwachung der Geothermieanlage in Soultz stellt die Radioaktivität in den obertägigen Anlagen dar. Infolge des natürlichen Gehalts an Radionukliden im Granit, weist auch das geförderte Thermalwasser eine erhöhte radiogene Belastung auf. Eine Akkumulation von radiogenen Stoffen tritt infolge von Ablagerungen insbesondere in Filtern und Wärmetauschern auf. Hierbei handelt es sich vorrangig um Bleisulfide und um Sulfatminerale z. B. Baryt (EGGELING 2010).

Für Wasserproben, Gasproben und Feststoffe wurde zusammen mit der ANDRA (Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs) eine geeignete Prozedur zur Entfernung der Abfälle aus den Filtern und aus weiteren obertägigen Anlagenteilen entwickelt. Die geeignete radiologische Überwachung der Anlage erfolgt unter Aufsicht der ASN (Autorité de Sûreté Nucléaire).

Die radioaktiven Dosisleistungen an den obertägigen Anlagenteilen (in Mikrosievert pro Stunde, $\mu\text{Sv/h}$) werden wie folgt gemessen:

- Messungen „im Kontakt“: Die Dosisleistung wird im Abstand von ungefähr 1 cm von den Anlagenteilen gemessen. Diese Messungen dienen dazu, Stellen zu identifizieren, an denen sich verstärkt Ablagerungen bilden. Ungefähr 350 Messpunkte wurden im Bereich der Kraftwerksanlage festgelegt, um hier eine Kartierung der gesamten Anlage zu ermöglichen. Auf dem zweiten Gelände, dem Bohrplatz der GPK1, wurden ca. 30 Messpunkte festgelegt.
- „Umgebungsmessungen“: Diese Messwerte werden in ca. 1 m Abstand von Anlagenteilen genommen und dienen hauptsächlich als Referenz für den Strahlenschutz, da sie am besten repräsentativ sind für die tatsächliche Strahlungsexposition der Angestellten. 45 Messpunkte wurden im Bereich der Kraftwerksanlage festgelegt sowie 6 Messpunkte an der GPK1.

Im Jahr 2010 wurden drei Messkampagnen durchgeführt: Im Mai/Juni 2010 und im August 2010 (nach 6 bzw. 8 Monaten Zirkulationsdauer) sowie im Oktober 2010 (nach ca. 12 Monaten Zirkulation).

Im Jahr 2011 wurden ebenfalls drei Messkampagnen durchgeführt: Im April 2011 (nach 4 Monaten Zirkulation), im Juli 2011 zur Überprüfung der Wirksamkeit von Reinigungsarbeiten im Thermalwasserkreislauf und schließlich im Oktober 2011 nach 3 Monaten Zirkulationsdauer (CUENOT et al. 2011b).

Im Jahr 2012 wurde eine einzige Kampagne im April 2012 nach dem Ende der Zirkulation durchgeführt (ORSAT 2012). Zahlreiche weitere Punktmessungen wurden im Lauf des Jahres 2012 durchgeführt in Abhängigkeit von den technischen Aktivitäten an der Anlage.

Die detaillierten Messergebnisse der Kampagnen der Jahre 2010 und 2011 finden sich in MAQUET (2011) und CUENOT (2011b), die Ergebnisse von 2012 sind in ORSAT (2012) dokumentiert. Die viertägige Messkampagne im April 2012 umfasste zusätzliche Messpunkte um die Speicherbecken herum. Diese wurden mit einbezogen aufgrund der „offenen“ Zirkulation über Separator und mit Zwischenspeicherung des Thermalwassers in den Becken. Zudem wurden 2012 zusätzliche Messpunkte entlang der Sperrlinie für Besucher aufgenommen.

Die gemessenen Dosisleistungen bewegen sich auf dem Kraftwerksgelände und im Umfeld des Bohrplatzes der GPK1 zwischen 0.05 und 9.5 $\mu\text{Sv/h}$ (Messungen im Kontakt) sowie zwischen 0.02 und 0.46 $\mu\text{Sv/h}$ (Umgebungsmessungen in einem Meter Abstand).

Die mittlere Strahlungsleistung „im Kontakt“ ist zwischen 2011 und 2012 von 2.25 $\mu\text{Sv/h}$ auf 2.86 $\mu\text{Sv/h}$ gestiegen, während die mittlere Dosisleistung in einem Meter Abstand zwischen April 2011 und April 2012 von 0.31 $\mu\text{Sv/h}$ auf 0.61 $\mu\text{Sv/h}$ anstieg.

Je länger die Zirkulation andauert, desto mehr steigt die Dosisleistung an. Dies gilt für beide Standorte (Kraftwerksanlage und Bohrplatz GPK1). Die höchsten Dosisleistungen werden an der Reinjektionsseite gemessen, dort wo die Temperatur des Thermalwassers niedriger ist und die Ablagerung von Mineralen begünstigt wird. Durch die Reinigung von Anlagenteilen bei Unterbrechung des Zirkulations- und Kraftwerksbetriebs wird die Strahlungsemission wieder reduziert.

Angesichts der beobachteten Ergebnisse wurde eine Zonenaufteilung im Bereich der Kraftwerksanlage vorgenommen, was Zugangseinschränkungen beinhaltet (Abb. 70). Formal wird dies vom ASN nicht gefordert, aber die EWIV hat aus Vorsorgegründen entschieden, hier strengere Regularien anzuwenden, hauptsächlich weil die Anlage häufig Besucher empfängt. Die EWIV hat zudem zwei Mitarbeiter zu Angestellten mit einem PCR-Diplom (Personne Compétente en Radioactivité – Personen mit Kompetenz in Radioaktivität) weiter gebildet.

Für die Angestellten der EWIV wurden spezifische Prozeduren festgelegt, wenn sie an den obertägigen Anlagen arbeiten. Dies gilt besonders bei der Reinigung und Deinstallation der Wärmetauscher oder des Rohrsystems. Sie müssen dann spezielle Schutzausrüstung (Mundschutz, ...) tragen und die Dauer ihres dortigen Aufenthaltes zeitlich beschränken. Weiterhin tragen die Mitarbeiter an den obertägigen Installationen ein personalisiertes Dosimeter, um die kumulative Strahlungs-dosis zu erfassen.

In Frankreich verlangt die Gesetzgebung, dass eine Dosis von 1 mSv in einem Jahr nicht überschritten werden darf. Das Niveau der Umgebungs-Dosisleistung an den Installationen ist aber so gering, dass bei der typischen Gesamtarbeitsdauer der Angestellten an den Anlagen die kumulative Dosis weit unterhalb des Limits von 1 mSv liegt.

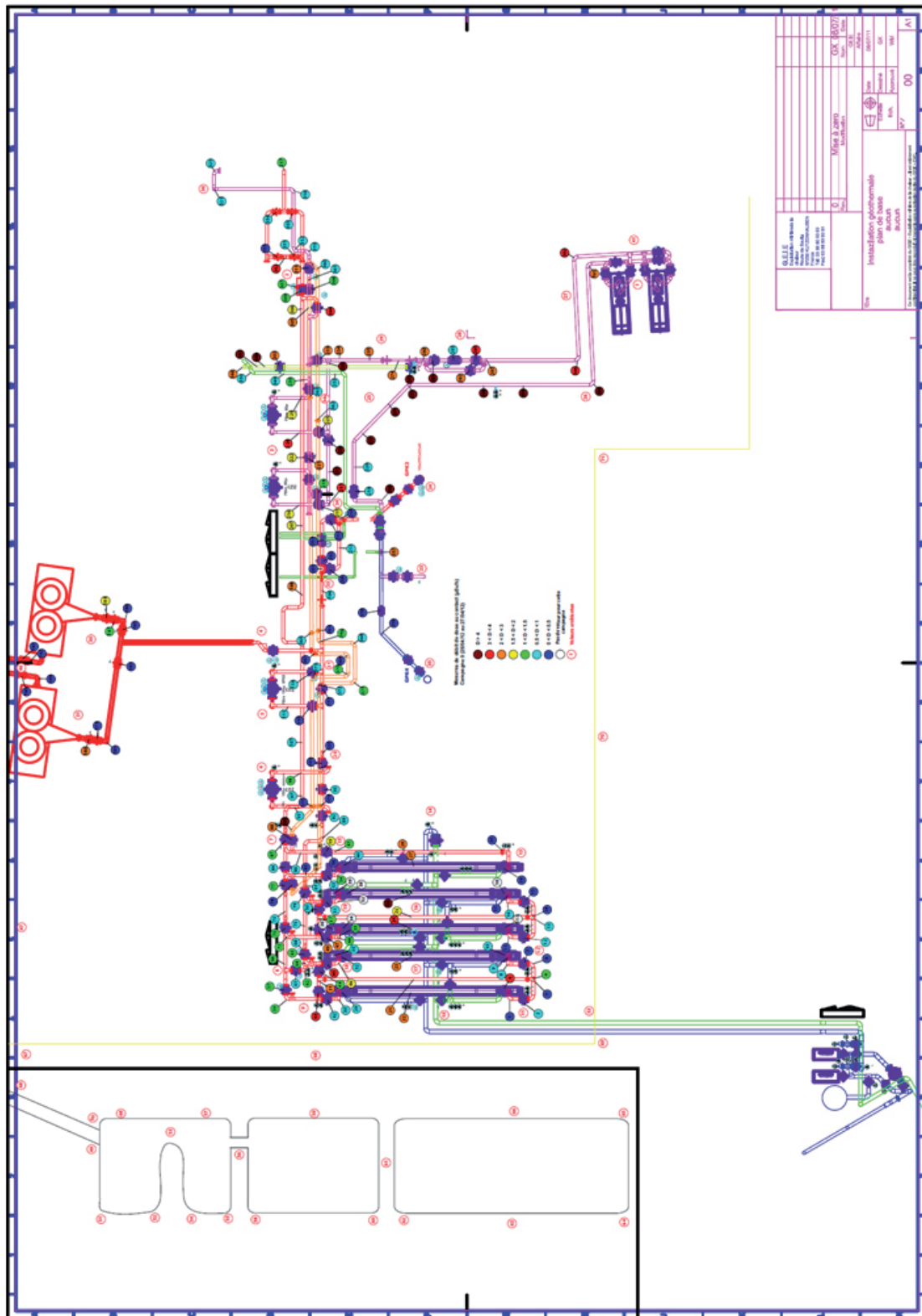


Abb. 70: Messpunkte für die Dosisleistung „in Kontakt“ und „in Umgebung“ der Installationen der Kraftwerksanlage, siehe Text (ORSAT 2012).



Abb. 71: Zoneneinteilung auf der Kraftwerksanlage.

2.7.3 Umfrage zur Geothermie

Im Sommer 2012 wurde eine Meinungsumfrage der Einwohner von Soultz und Kutzenhausen, das heißt in den Nachbargemeinden der Geothermieanlage, zu den Risiken und zur Akzeptanz der tiefen Geothermie durchgeführt (LAGACHE 2012; GENTER et al. 2013).

Um die Repräsentativität der Umfrage zu gewährleisten, wurden Daten des INSEE [National Institute for Statistics and Economic Studies] genutzt. Hiermit wurde gewährleistet, dass in der Befragung sowohl die Geschlechterverteilung in den Ortschaften als auch die Altersstruktur Berücksichtigung finden.

Die Meinungsumfrage zielte darauf, den Kenntnisstand bzw. die Einschätzung der Bevölkerung zu folgenden 6 Themenkreisen herauszufinden:

- Beurteilung der Kenntnisse über die tiefe Geothermie,
- Kenntnis und Einschätzung der Risiken der tiefen Geothermie,
- Bewertung des Informationsniveaus über die tiefe Geothermie/Zugänglichkeit von Informationen,
- Einschätzung des Nutzens der Geothermieanlage in Soultz,
- Einschätzung der Verunsicherung, die durch die Geothermieanlage in Soultz hervorgerufen wird,
- Generelle Wahrnehmung der tiefen Geothermie durch die Bevölkerung.

Die 79 Fragen des Fragebogens zu den obigen Themen wurden vorher von den Bürgermeistern der beiden Kommunen geprüft. Im Zeitraum zwischen dem 21.06.2012 und dem

13.07.2012 wurden insgesamt 203 Einzelgespräche mit einer durchschnittlichen Dauer von 15 Minuten geführt. Die befragten Personen waren 18 Jahre und älter.

Die Gespräche wurden im Nachgang auch dazu genutzt, über das Prinzip der tiefen Geothermie und über deren begleitende Risiken zu informieren. Zudem wurde Informationsmaterial verteilt.

Das erste Ziel der Umfrage bestand darin, das Niveau der Fachkenntnis der Bevölkerung über die tiefe Geothermie zu evaluieren. Die Resultate zeigen dass die Geothermie relativ wenig bekannt ist. Es kennen nur 55 % der Personen, die weniger als 5 Jahre in den Kommunen wohnen das Prinzip, gegenüber 85 % der Personen, die seit mehr als 30 Jahren in den Kommunen wohnen oder sich hier regelmäßig aufhalten.

Was das Bewusstsein von Risiken betrifft, die die tiefe Geothermie begleiten können, so ist die Mehrheit der befragten Personen (83 %) überzeugt, dass es in ihrer Umgebung keine signifikanten Risiken gibt. Das verbleibende Hauptrisiko ist die Seismizität, auch wenn sie sehr schwach und schwer komplett zu beherrschen ist.

Die Antworten zum dritten Themenschwerpunkt zeigen, dass sich 61 % der Bevölkerung schlecht informiert fühlen bezüglich der Geothermie in Soultz oder dass sich die Personen kaum dafür interessieren. Je jünger die Befragten waren, desto weniger haben sie Artikel über die Geothermie gelesen. Die Befragten erklärten, dass sehr wenige Informationen über die geothermische Anlage verfügbar sind. Sie wünschten sich mehr und häufigere Informationen über die Anlage (im Fernsehen, Tageszeitung, Informationsbroschüren,...).

Die Ansichten über die Vorteile durch die Geothermieanlage sind geteilt (Thema 4). Viele Personen denken, dass bei kontinuierlichem Betrieb der Anlage die Ansiedlung von weiteren Unternehmen positiv beeinflusst wird. Für 95 % der Befragten beeinflusst die Anwesenheit der Geothermieanlage in ihrer Nähe in keiner Weise ihren Alltag. Da diese Anlage ein Pilotprojekt ist, produziert es weder Wärme noch Elektrizität in industriellem Umfang. Die Personen beurteilen die Anlage als nicht attraktiv genug und würden sich freuen, wenn sie Wärme produzieren würde (z. B. Heizung für Gewächshäuser).

Für 61,5 % der lokalen Bevölkerung sind die Geothermie und die damit verbundenen Beeinträchtigungen nicht wirklich eine Quelle von Beunruhigung (Thema 5). Am meisten störend finden sie den Lärm. Die Lärmbelästigung kann aber beträchtlich reduziert werden, indem in zusätzliche Ausstattungen für den Lärmschutz investiert wird. (Schallisolation von Turbine und Ventilatoren)

Die Wahrnehmung der tiefen Geothermie durch die befragten Personen ist generell positiv (Thema 6). Tatsächlich denken 80 % der Personen, dass die Risiken durch die

Nutzung dieser Energiequelle beherrschbar seien und akzeptiert daher die Installation einer geothermischen Anlage in ihrer unmittelbaren Umgebung oder anderswo in ihrer Region. Diese Anlagen können jedoch nicht die einzigen Energiequellen sein, weil, wie einige Personen anmerkten, die Geothermie nicht in entsprechendem Umfang genutzt werden könne. Aber diese Energie, verfügbar zu jeder Zeit und bei jeder Witterung, wäre eine gute Ergänzung zu anderen erneuerbaren Energien, wie die Sonnenenergie oder die Windkraft.

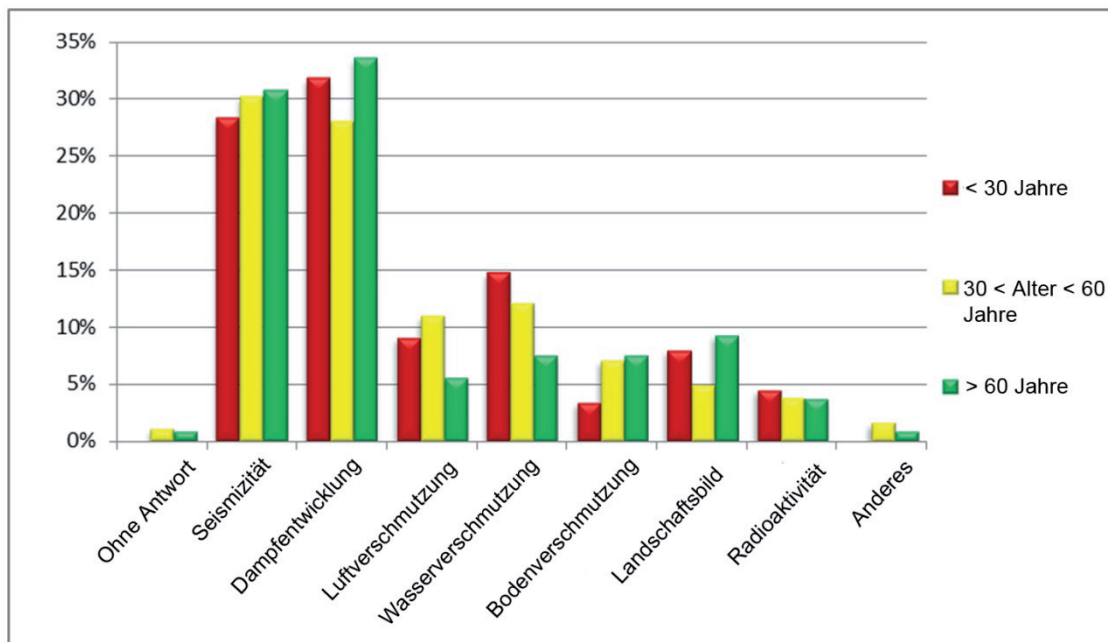


Abb. 72: Nennung von möglichen Umweltbeeinträchtigungen infolge der tiefen Geothermie. Angaben in Prozent der jeweiligen Vergleichsgruppe (LAGACHE 2012).

Als Fazit zeigt diese Umfrage, dass die Kenntnisse zur tiefen Geothermie und ihrer Nutzung sehr beschränkt sind. Der Mangel an Informationen ist insofern verwunderlich, da seit 2011 eine neue Internetseite online ist und im Durchschnitt 2000 Besucher die Anlage pro Jahr besichtigen. Infolge des mangelnden Kenntnisstandes kann die Bevölkerung auch mögliche Risiken der tiefen Geothermie nur unzureichend beurteilen.

Die größten in Soultz wahrgenommenen Beeinträchtigungen sind Lärm und Dampfentwicklung, die durch die Anlage verursacht werden. Andere potenzielle Risiken wie die induzierte Seismizität spielen bisher kaum eine Rolle in der Wahrnehmung der Bewohner (Abb. 72).

Mit dem Ziel, die Akzeptanz der Geothermie und die mit ihr verbundenen Risiken zu verbessern, wurden Empfehlungen ausgearbeitet. Diese betreffen einerseits die Öffentlichkeitsarbeit und andererseits technische Verbesserungen, vor allem zum Schallschutz. Eine Informationsbroschüre wurde an alle Einwohner von Soultz und Kutzenhausen verteilt, um ihnen die Ergebnisse der Umfrage mitzuteilen und es wurden zwei Bürgerversammlungen

organisiert, um die Bevölkerung zu informieren und auf ihre Fragen zu antworten.

Da es sich um die erste Studie dieser Art in Frankreich handelt, ist leider kein Vergleich mit vorhergehenden möglich. In der Meinungsumfrage hat sich gezeigt, wie schwierig es ist, die Akzeptanz der Geothermie und der mit ihr verbundenen Risiken zu bewerten. Hinsichtlich der Risiken hatten nur die Personen eine bessere Vorstellung, die bereits ein seismisches Ereignis gespürt haben oder sich durch den Lärm gestört fühlen.

2.7.4 Öffentlichkeitsarbeit und Publikationen

Die Geothermieanlage in Soultz hat eine große Attraktivität für Besucher aus Wissenschaft, Industrie und Politik sowie für Medienvertreter und lokale Gruppen.

Die Besucher kommen aus Frankreich und Deutschland, sowie aus weiteren europäischen Ländern. Es wurden aber auch schon Besucherguppen aus Ländern wie Taiwan, Südkorea und China über die Anlage geführt.

Zwischen 2007 und 2012 kamen insgesamt ca. 11000 Besucher zur Geothermieanlage nach Soultz. Bei diesen Besichtigungen wird gewöhnlich eine Übersicht über das Projektes gegeben, gefolgt von einer geführten Tour über die Anlage. Die Präsentationen sind über die Internetseite der EWIV verfügbar.

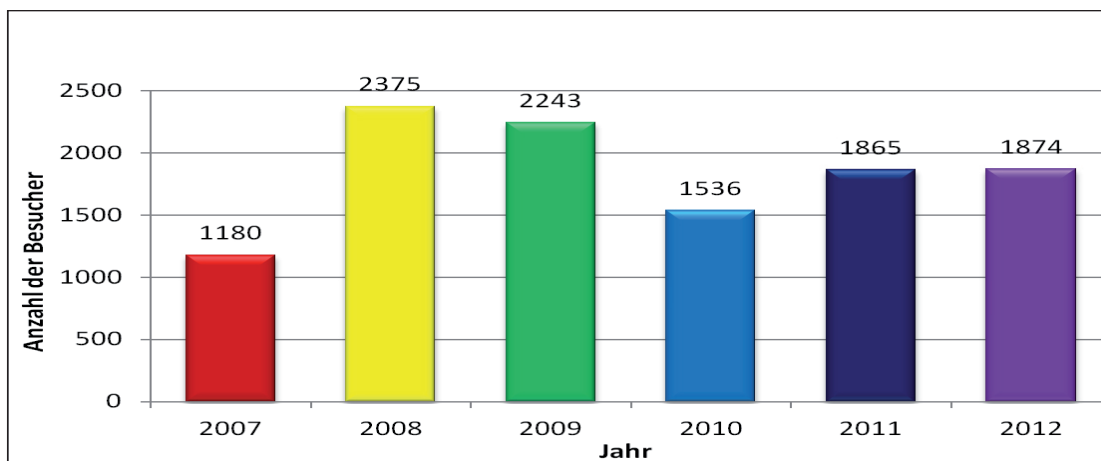


Abb. 73: Histogramm der Besucherzahlen zwischen 2007 und 2012.

Eine neue Internetseite wurde im Jahr 2010 unter der Adresse <http://www.geothermie-soultz.fr> eingerichtet. Diese Internetseite ist in deutscher, englischer und französischer Sprache verfügbar. Die Website bietet neben Informationen auch die Möglichkeit, zahlreiche Dokumente und Animationen herunter zu laden.

Eine Übersicht über die im Berichtszeitraum erstellten wissenschaftlichen und technischen Veröffentlichungen wird in Tabelle 16 gegeben. Die große Anzahl an wissenschaftlich-technischen Veröffentlichungen veranschaulicht das weiterhin große fachliche Interesse an diesem Vorhaben. Die Publikationen werden vorrangig von französischen und deutschen Wissenschaftlern und Ingenieuren erstellt. Aber auch wissenschaftliche Einrichtungen aus anderen Ländern haben über Nutzungsverträge Zugriff zu Daten von Soultz, werten diese aus, beziehungsweise beziehen die Soultz-Ergebnisse in ihre Untersuchungen mit ein.

Tab. 16: Übersicht über die im Berichtszeitraum erstellten Veröffentlichungen

	2010	2011	2012
Publikationen (peer reviewed)	23	2	4
Konferenzbeiträge	41	74	53
Berichte	3	14	6
Techn. Beiträge	4	0	2
Diplomarbeiten/Dissertationen	8	4	15
Summe	79	94	80

2.7.5 Zusammenfassung

Die Ergebnisse zum Thema „Umweltauswirkungen und öffentliche Akzeptanz“ können wie folgt zusammen gefasst werden:

- Es wurden umfangreiche Untersuchungen zur radiologischen Belastung an der Geothermieanlage durchgeführt. Diese Untersuchungen bestätigen einerseits, dass die radioaktive Strahlung unmittelbar an den Anlagenkomponenten höher ist als die natürliche Umgebungsstrahlung. Andererseits geht von der geringfügig erhöhten Strahlung keine gesundheitliche Gefährdung für die Beschäftigten im normalen Arbeitsalltag aus. Die mittlere Dosisleistung in einem Meter Abstand von den Anlagen betrug 2012 ca. 0.6 $\mu\text{Sv/h}$.
- Die Hauptursache für die erhöhte radioaktive Belastung sind Ausfällungen insbesondere auf der kalten Seite der Anlage. Durch Reinigung der Anlagenteile kann die Strahlungsleistung wieder reduziert werden.
- Es wurden Arbeitsvorschriften entwickelt und umgesetzt, um jederzeit den Schutz der Beschäftigten und der Besucher zu gewährleisten (Zoneneinteilung auf der Anlage, Tragen von Dosimetern). Für besondere Arbeiten, wie die Reinigung der Wärmetauscher und Filter, greifen weitergehende Vorschriften.
- Es wurde eine Umfrage unter den Anwohner zur Akzeptanz und zu den Risiken der tiefen Geothermie durchgeführt. Hierbei wurden 203 Personen zu 6 Themenfeldern befragt.

- Entsprechend der Umfrage sind 80 % der befragten Personen der Ansicht, dass die Risiken durch die tiefe Geothermie beherrschbar seien und sie würden eine Geothermieranlage in ihrer unmittelbaren Umgebung akzeptieren. Die Kenntnisse zur tiefen Geothermie und ihrer Nutzung sind aber sehr beschränkt trotz der Öffentlichkeitsarbeit und den ca. 2000 Besuchern, die die Anlage pro Jahr besichtigen. Die größten in Soultz wahrgenommenen Beeinträchtigungen sind die Lärm- und Dampfentwicklung.
- Die spürbaren seismischen Ereignisse während der Stimulationsoperationen in den Jahren 2000 und 2003 sind nach wie vor im kollektiven Gedächtnis insbesondere der älteren Anwohner präsent, obwohl hierdurch keine eindeutig nachweisbaren Schäden hervorgerufen wurden.
- Die Geothermieranlage in Soultz hat weiterhin eine große Attraktivität für Besucher aus Wissenschaft, Industrie und Politik sowie für Medienvertreter und lokale Gruppen. Zwischen 2007 und 2012 kamen insgesamt ca. 11000 Besucher zur Geothermieranlage nach Soultz.
- Das weiterhin große fachliche Interesse an der Geothermieranlage in Soultz veranschaulicht die Anzahl an wissenschaftlich-technischen Veröffentlichungen. Im Berichtszeitraum erschienen mehr als 200 Veröffentlichungen (inklusive Konferenzbeiträge etc.) und es wurden ca. 30 Artikel (peer reviewed) veröffentlicht.

3 Verwertbarkeit der Ergebnisse

3.1 Erfindungen/Schutzrechtsanmeldungen

Während des Berichtszeitraums wurden keine Schutzrechtsanmeldungen getätigt.

3.2 Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende

Aufgrund der derzeitigen Reservoirbedingungen ist die geothermische Stromproduktion in Soultz mit mindestens $1,5 \text{ MW}_{\text{el}}$ möglich. Technische Schwierigkeiten mit obertägigen Anlagenkomponenten sowie mit den Förderpumpen haben im Berichtszeitraum allerdings einen kontinuierlichen Kraftwerksbetrieb verhindert. Die technischen Probleme liegen in der speziellen Konfiguration der obertägigen Anlage sowie in der Problematik der Förderpumpen begründet. Andererseits zeigen laufende Anlagen unter ähnlichen Bedingungen (insbesondere Landau, Insheim), dass bei entsprechender Anpassung der obertägigen Komponenten und der Förderpumpen die geothermische Stromproduktion stabil machbar ist. In dieser Hinsicht sind die positiven Erfahrungen mit einer weiterentwickelten Förderpumpe in Soultz selbst gesammelt worden, sehr wichtig.

Das Projekt in Soultz bleibt für zukünftige oder bereits laufende Geothermievorhaben im Oberrheingraben eine wichtige Anlage, um Erfahrungen über das Management des Reservoirs sowie über obertägige und untertägige Anlagenkomponenten zu sammeln. Für viele Aspekte, die für die Geothermie im Oberrheingraben und darüber hinaus relevant sind, wie: Stimulation (insbesondere Fracking), Minimierung der induzierten Seismizität, Förderpumpentechnik, Ausfällungen und deren Vermeidung dient das Projekt in Soultz als Referenzprojekt. Als EGS-Projekt hat das Vorhaben in Soultz einen Alleinstellungscharakter, so dass sich weitere EGS-Vorhaben oder petrothermale Projekte in Deutschland an den hier gewonnenen Erkenntnissen und Erfahrungen orientieren.

Allein im Oberrheingraben lässt sich eine geothermische Kraftwerkskapazität von mehr als 1 GW_{el} auf der Basis von EGS-Systemen installieren. Es besteht trotz der Problematik der induzierten Seismizität ein Interesse von Investoren, im Oberrheingraben weiterhin zu investieren. Dies zeigen die Vorhaben in Rittershoffen (F) oder Brühl (D).

Auch wenn eine wirtschaftliche Stromerzeugung in Soultz derzeit nicht absehbar ist, so verhilft das Vorhaben in Soultz dazu, dass andere Projekte insbesondere im Oberrheingraben initiiert und wirtschaftlich umgesetzt werden können. Insofern ist das Vorhaben in Soultz für die wirtschaftliche Entwicklung der tiefen Geothermie von großer Bedeutung.

3.3 Wissenschaftlich- technische Erfolgsaussichten nach Projektende

Die in dem Vorhaben gewonnenen Ergebnisse tragen zu einem besseren Verständnis der Struktur und des Verhaltens von künstlich geschaffenen Geothermiereservoirs bei, so dass die Probleme und Leistung von ähnlichen EGS-Systemen besser eingeschätzt werden können. Den in Soultz beteiligten Wissenschaftlern und Technikern bietet sich die Chance, eine wichtige Rolle in vielen für EGS-Projekte relevanten Bereichen einzunehmen (induzierte Seismizität, chemische Prozesse, Stimulation, Anlagenbetrieb, ...).

3.4 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit

Einige der derzeit oder in der Vergangenheit im Projekt Soultz aktiven Wissenschaftler setzen ihre dort gewonnenen Erfahrungen in anderen Geothermieprojekten ein. Vorhaben wie in Landau oder Insheim wären ohne das Projekt in Soultz vermutlich nicht initiiert worden. In der Zukunft ist mit einer Verstärkung der Aktivitäten zur Etablierung der EGS-Technik zu rechnen. Dies zeigen aktuelle Entwicklungen z. B. in Australien und den USA. Das Projekt Soultz kann auf dem Gebiet der EGS-Technik, wie bereits in der Vergangenheit, weiter eine führende Rolle spielen.

4 Ergebnisse Dritter

Die Ergebnisse und Erfahrungen, die an anderen Standorten gesammelt werden, fließen durch den intensiven fachlichen Kontakt mit in das Projekt in Soultz ein. Zu erwähnen sind vor allem Erfahrungen beim Bau und Betrieb der Geothermieranlagen in Landau, Bruchsal und Insheim. So sind zum Beispiel die Erfahrungen bzgl. Pumpentechnik, Minimierung von chemischen Ausfällungen, die in Landau gesammelt wurden von großer Bedeutung auch für das Vorhaben in Soultz.

Literaturverzeichnis

- ARMSTEAD, HCH. & TESTER, JW. (1987): Heat Mining. A new source of energy. Chapter 10.3: Thermal performance, Cambridge: 478 pp.
- BATICCI, F. (2009): Material study on geothermal EGS (Enhanced Geothermal System) power plant: application to the Soultz sous Forêts site. - Diploma Thesis, Politecnico di Milano, Facoltà di Ingegneria Industriale, Corso di Laurea in Ingegneria Meccanica, 202 pp.
- BATICCI, F., GENTER, A., HUTTENLOCH, P. & ZORN R. (2010): Corrosion and Scaling Detection in the Soultz EGS Power Plant, Upper Rhine Graben, France”, Proceedings - World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia.
- BELKNAP, WB., DEWAN, JT., KIRKPATRICK, CV., MOTT, WE., PEARSON, AJ. & RABSON, WR. (1959): API Calibration Facility for Nuclear Logs, Drilling and Production Practice - API, 289-317.
- BLOUNT, CW. (1977): Barite solubilities and thermodynamic quantities up to 300°C and 1400 bars - American Mineralogist, 62: 942-957.
- BIRNER, J. (2013): Laborbericht: Untersuchungen von Gesteinsproben der Geothermieanlage Soultz-sous-Forêts - GTN confidential report, 48 pp.
- CETIM/CERMAT (2012a): Caractérisation de modes de dégradation, bol et impulseur non balancé (Etage 3) et couple bol/impulseur (Etage 8), 10 pp, 43 annexes.
- CETIM/CERMAT (2012b): Expertise de corrosion: Différents centreurs à un stade plus ou moins avancés de dégradations et morceaux de tubes corrodés issus de la colonne lubrification, 14 pp, 40 annexes.
- CUENOT, N., DORBATH, L., FROGNEUX, M. & JUND, H. (2008): Microseismic activity during circulation in summer 2008 and comparison with 2005 circulation test. EHRA Scientific Meeting, Soultz, September 2008.
- CUENOT, N. (2009): Activité sismique enregistrée lors de la circulation GPK2-GPK3-GPK4 de novembre-décembre 2008 - Rapport public GEIE n°RAP 73 001 V01, 22 pp.
- CUENOT, N., FROGNEUX, M., DORBATH, C. & CALO', M. (2011a): Induced microseismic activity during recent circulation tests at the EGS site of Soultz-sous-Forêts (France) - 36th Stanford Geothermal Engineering Workshop, California, US, 31st January – 02nd February.
- CUENOT, N., GOERKE, X., GUERY, B., BRUZAC, S., SONTOT, O., MENEUST, P., MAQUET, J. & VIDAL, J. (2011b): Evolution of the natural radioactivity within the Soultz geothermal installation - Soultz geothermal conference, 5 & 6 October 2011, Conference Volume, p. 19.

- DEZAYES, C., GENTER, A. & VALLEY, B. (2010): Structure of the low permeable naturally fractured geothermal reservoir at Soultz - *Comptes Rendus Geoscience*, 342: 517-530.
- EGGELING, L. (2010): Auswirkungen der Nutzung salinärer Tiefenwässer auf den Betrieb der Geothermieanlagen Bruchsal and Soultz-sous-Forêts unter besonderer Berücksichtigung natürlicher Radionuklide - KIT-AGW (Angewandte Geowissenschaften) September 2010, 52 pp.
- GTC (2009): Verbundprojekt: Hot-Dry-Rock-Projekt Soultz: zweite Phase der Erstellung einer wissenschaftlichen Pilotanlage. Abschlussbericht 2004 – 2008. - Wissenschaftlich-technischer Bericht, BMU-Förderkennzeichen: 0329950D, 01.04.2004 – 31.12.2008.
- GENTER, A., CUENOT, N., GOERKE, X., MOECKES, W. & SCHEIBER, J. (2011a): Scientific and technical activity of the Soultz geothermal power plant - Progress report from December 2010 to June 2011, October 2011, Confidential GEIE report RA05, 002, 59 pp.
- GENTER, A., CUENOT, N., GOERKE, X., MOECKES, W. & SCHEIBER, J. (2011b): Scientific and technical activity of the Soultz geothermal power plant - Progress report from July to November 2011, December 2011, Confidential GEIE report RA05, 004, 69 pp.
- GENTER, A. (2011c): Scientific and technical activity of the Soultz geothermal power plant - Progress report from December 2011, Confidential GEIE report, 12 pp.
- GENTER, A. (2012a): Scientific and technical activity of the Soultz geothermal power plant - Progress report from January 2012, Confidential GEIE report, 10 pp.
- GENTER, A. (2012b): Scientific and technical activity of the Soultz geothermal power plant - Progress report from February 2012, Confidential GEIE report, 6 pp.
- GENTER, A. (2012c): Scientific and technical activity of the Soultz geothermal power plant - Progress report from March 2012, Confidential GEIE report, 12 pp.
- GENTER, A., RAVIER, G. & SCHEIBER, J. (2012d): Scientific and technical activity of the Soultz geothermal power plant - Progress report from April to May 2012, Confidential GEIE report, 18 pp.
- GENTER, A., CUENOT, N., KÜPERKOCH, L., RAVIER, G., SCHEIBER, J. & VILLADANGOS, G. (2012e): Scientific and technical activity of the Soultz geothermal power plant - Progress report from June to July 2012, Confidential GEIE report, 33 pp.
- GENTER, A., CUENOT, N., LAGACHE, L., LAVAYSSIÈRE, A., MERLEAU, A., ORSAT, J., RAVIER, G., SANJUAN, R. & SCHEIBER, J. (2012f): Scientific and technical monitoring of the Soultz geothermal power plant - GEIE activity report, August and September 2012, 27 pp.

- GENTER, A., LAGACHE, L., RAVIER, G., SANJUAN, R. & SCHEIBER, J. (2012g): Scientific and technical monitoring of the Soultz geothermal power plant - GEIE activity report, October 2012, 27 pp.
- GENTER, A., RAVIER, G., SANJUAN, R. & SCHEIBER J. (2012h): Scientific and technical monitoring of the Soultz geothermal power plant - GEIE activity report, November 2012, 24 pp.
- GENTER, A., RAVIER, G. & SCHEIBER, J. (2012i): Scientific and technical monitoring of the Soultz geothermal power plant - GEIE activity report, December 2012, 13 pp.
- GENTER, A., CUENOT, N., RAVIER, GX. & SCHEIBER, J. (2013): Programme de suivi scientifique et technique de la centrale géothermique de Soultz pendant l'exploitation, Rapport d'avancement Phase III: activité 2010-2012, mars 2013 - Rapport GEIE EMC RA05 004 P, 127 pp.
- GEIE (2009): Description de l'électro-pompe submersible - Rapport GEIE Exploitation Minière de la Chaleur, April 2009.
- GIROUD, N., VUATAZ, F-D. & SCHILL, E. (2012): Geothermal reservoir of the EGS pilot plant at Soultz-sous-Forêts (France): Monitoring of the exploitation and prediction of its behavior - Final Report, November 2012, University of Neuchâtel, Switzerland, 64 pp.
- HELD, S. (2011): From geological data to economic efficiency calculation – an approach to quantify reservoir management, Site: geothermal power plant Soultz-sous-Forêts - Master Thesis, KIT, University of Karlsruhe, Germany.
- JUNG, R., SCHINDLER, M., NAMÍ, P. & TISCHNER, T. (2010): Determination of flow exits in the Soultz borehole GPK2 by using the brine displacement method. Comptes Rendus Geoscience, 342: 636-643.
- LAGACHE, L. (2012): Etude sur l'acceptabilité des risques liés à la géothermie profonde - Rapport GEIE EMC n°RA84 001 2012P, Université de Lyon, 161 pp.
- ORSAT, J. (2012): Etude de la radioactivité naturelle de la centrale géothermique de Soultz-sous-Forêts. Mesure, cartographie, comparaison avec les campagnes précédentes et influence sur la radioprotection. Licence Terre et Environnement, Université Lille Nord de France - Rapport GEIE, 32 pp.
- MAQUET, J. (2011): Radioactivité naturelle de la central géothermique de Soultz-sous-Forêts, cartographies dosimétriques d'avril et juillet 2011 et comparaison avec les campagnes de mesures antérieures - Rapport confidentiel GEIE EMC no. RA030052011, juillet 2011, 58 pp.
- MUNDHENK N., HUTTENLOCH P., KOHL T., STEGER H. & ZORN R., (2012), „Laboratory and In-Situ Corrosion Studies in Geothermal Environments“ - GRC Transactions, 36: 1101-1105.

- MUNDHENK, N., HUTTENLOCH, P., KOHL, T., STEGER, H. & ZORN R. (2013): „Metal corrosion in geothermal brine environments of the Upper Rhine Graben – Laboratory and on-site studies“ - *Geothermics*, 46: 14-21.
- RADILLA, G., SAUSSE, J., SANJUAN, B. & FOURAR, M. (2012): Interpreting tracer tests in the enhanced geothermal system (EGS) of Soultz-sous-Forêts using the equivalent stratified medium approach - *Geothermics*, 44: 43-51.
- RAUPPACH, K. (2011): Feststoffuntersuchung an Filterproben der Geothermieanlage Soultz-sous-Forêts - *GTN-Bericht*, 13 S.
- RAVIER, G. (2013): LSP installation and start-up - GEIE confidential technical report, February 2013, 11 pp.
- SANJUAN, B., PINAULT, J-L., ROSE, P., GÉRARD, A., BRACH, M., BRAIBANT, G., CROUZET, C., FOUCHER, J-C., GAUTIER, A. & TOUZELET, S. (2006): Tracer testing of the geothermal heat exchanger at Soultz-sous-Forêts (France) between 2000 and 2005 - *Geothermics*, 35, 5-6: 622-653.
- SANJUAN, B., MILLOT, R., DEZAYES, C. & BRACH, M. (2010): Main characteristics of the deep geothermal brine (5 km) at Soultz-sous-Forêts (France) determined using geochemical and tracer test data - *C. R. Geoscience*, 342: 546-559.
- SANJUAN, B., BRACH, M., BÉCHU, E., JEAN-PROST, V., BRUZAC, S. & SONTOT O. (2011): On site Soultz-sous-Forêts (France) research works carried out between March 2010 and February 2011: geochemical monitoring and tracing operations. - Soultz geothermal conference, 5 & 6 October 2011, Conference Volume, pp. 17-18.
- SANJUAN, R. (2012): Etude et suivi physico-chimique des fluides de la centrale géothermique de Soultz-sous-Forêts, quantification des émissions de gaz – budget CO₂, améliorations techniques des outils de monitoring, Stage de fin d'étude - GEIE EMC, INP ENIACET, Génie chimique, option Eco-Energies, Toulouse, 78 pp.
- SAUSSE, J., DEZAYES, Ch., DORBATH, L., GENTER, A. & PLACE, J. (2010): 3D fracture zone network at Soultz based on geological data, image logs, microseismic events and VSP results - *C.R. Geoscience*, 342: 531-545.
- SCHEIBER, J., NITSCHKE, F., SEIBT, A. & GENTER A. (2012): Geochemical and Mineralogical Monitoring of the Geothermal Power Plant in Soultz-sous-Forêts (France), Proceedings - Thirty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, January 30 – February 1, 2012. SGP-TR-194: 1033-1042.
- SCHEIBER, J., SEIBT, A., BIRNER, J., GENTER, A. & MOECKES, W. (2013a): Application of a Scaling Inhibitor System at the Geothermal Power Plant in Soultz-sous-Forêts: Laboratory and On-site Studies.” - Proceedings European Geothermal Congress 2013, Pisa, Italy.

- SCHEIBER, J., RAVIER, G., SONTOT, O., HENSCH, CH. & GENTER, A. (2013b): In situ material studies at the high temperature skid (HTS) bypass system of the geothermal power plant in Soultz-sous-Forêts, France - PROCEEDINGS, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, February 11–13, 2013, SGP-TR-198.
- SCHINDLER, M., TISCHNER, T., NAMI, P. & SCHELLSCHMIDT, R. (2009): Hot-Dry-Rock-Projekt Soultz: Zweite Phase der Erstellung einer wissenschaftlichen Pilotanlage. - Abschlussbericht zum BMU-Vorhaben 0329950A, BGR-Bericht, 67 S.
- SCHINDLER (2010): Abschlussbericht zum Vertrag 207-45000 zwischen BGR und GEIE, Oktober 2010 – November 2011, 32 S.
- SEIBT, A. & RAUPPACH, K. (2011): Auswahl eines Inhibitors zur Verhinderung von Bariumsulfat-Ausfällungen in der Geothermieanlage Soultz-sous-Forêts. - BWG-Bericht, 50 S.
- SEIBT, A. (2013): Auswahl eines Inhibitors zur Verhinderung von Bariumsulfat-Ausfällungen in der Geothermieanlage Soultz-sous-Forêts: Labor und Felduntersuchungen - BWG confidential report, 60 pp.
- SONTOT O. (2010): "Dimensionnement d'un skid de corrosion haute température et suivi géochimique des fluids lors du test se traçage initié en mai 2010 sur le site géothermique de Soultz-sous-Forêts (Alsace, France)" - Rapport, GEIE – INSA Génie des Procédés, Toulouse, France, 31 pp.
- TISCHNER, T., PFENDER, M. & TEZA, D. (2006): Hot Dry Rock Projekt Soultz: Erste Phase der Erstellung einer wissenschaftlichen Pilotanlage. - Abschlussbericht zum BMU Vorhaben 0327097, 85 S.

Abbildungsverzeichnis	Seite
Abb. 1: Schema der Bohrung und des Kraftwerks in Soultz.	11
Abb. 2: Kraftwerks- und Zirkulationsschema. ESP Electrical submersible pump (Unterwassermotorpumpe); LSP: Line shaft pump (Gestängepumpe); EBARA: Zentrifugalpumpen der Fa. EBARA für die Injektion.	18
Abb. 3: Ansicht des Geothermiekraftwerks in Soultz.	18
Abb. 4: Übersicht über die wesentlichen Betriebsphasen des Kraftwerks bzw. der Thermalwasserzirkulation. Durchschnittliche Fließraten für die Produktion/Injektion sind eingetragen.	19
Abb. 5: Bohrungen und im Berichtszeitraum zwischen 2009 und 2012 realisiertes Zirkulationsschema. Roter Pfeil: Produktion; Blauer Pfeil: Injektion. (TVD: True vertical depth - tatsächliche vertikale Tiefe).	21
Abb. 6: Übersicht über die wichtigsten hydraulischen und thermischen Parameter im Zeitraum September bis Dezember 2009 Blau: Fließrate; rot: Temperatur; schwarz: Bohrlochkopfdruck.	24
Abb. 7: Überblick über die Fließraten (blau), Bohrlochkopfdrucke (schwarz) und Bohrlochkopftemperaturen (rot) der Bohrungen GPK1, GPK2 und GPK3 während der Zirkulationsphase 2010. In grün sind die Frequenzeinstellungen der Förderpumpe (Gestängepumpe in GPK2) und der Injektionspumpe (EBARA-GPK3). Die Schieberöffnung (unterster Graph, grün) bestimmt die Fluidaufteilung zwischen GPK1 und GPK3 für die Reinjektion.	25
Abb. 8: Überblick über die Fließraten (blau), Bohrlochkopfdrucke (schwarz) und Bohrlochkopftemperaturen (rot) in den Bohrungen GPK1, GPK2 und GPK3 während der Zirkulationsphase zwischen Januar und April 2011. In grün sind die Frequenzeinstellungen der Förderpumpe (Gestängepumpe in GPK2) und der Injektionspumpe (EBARA - GPK3) dargestellt. Die Schieberöffnung (unterster Graph, grün) bestimmt die Fluidaufteilung zwischen GPK1 und GPK3 für die Reinjektion.	27
Abb. 9: Überblick über die Fließraten (blau), Bohrlochkopfdrucke (schwarz) und Bohrlochkopftemperaturen (rot) in den Bohrungen GPK1, GPK2 und GPK3 während der Zirkulationsphase zwischen August und Oktober 2011. In grün sind die Frequenzeinstellungen der Förderpumpe (Gestängepumpe in GPK2) und der Injektionspumpe (EBARA-GPK3) dargestellt. Die Schieberöffnung (unterster Graph, grün) bestimmt die Fluidaufteilung zwischen GPK1 und GPK3 für die Reinjektion.	29

Abbildungsverzeichnis	Seite
Abb. 10: Schema der Wasserstandsmessung in der GPK2 mit Hilfe eines coiled tubing. Mit dem eingeblasenen Stickstoff im coiled tubing (rot), kann der aktuelle Druck am unteren Ende, 16 m über dem Pumpeneinlass, gemessen und hierüber der Wasserstand (z-h) oberhalb des coiled tubing ermittelt werden.	32
Abb. 11: Förderrate der Bohrung GPK2 (blaue Kurve), und berechneter Druck in 4700 m (schwarze Rauten), bezogen auf die wahre Tiefe (TVD). Rote Linie: ungestörter Reservoirdruck in 4700 m (TVD).	33
Abb. 12: LIAG-Messwagen bei der Temperaturmessung in der Bohrung GPK2.	36
Abb. 13: Temperaturlog in der Bohrung GPK2 nach dem Abteufen im Jahr 1999 (grün, im Gleichgewicht) sowie nach der 11-monatigen Produktion im Rahmen des Zirkulationstests 2009/2010 (a). Temperaturlogs mit eingezeichneten Temperaturgradienten (schwarze Linien). Der Kreis markiert einen „Kälteeintrag“ (b).	37
Abb. 14: Temperaturmessung in der Bohrung GPK3 zwei Wochen nach Ende der Injektion (magenta) im Vergleich mit älteren Messungen, Farbcode in Legende. Log 2003 (cyan): Equilibrium log; Log 2005 (rot): zwei Monate nach Injektionsbeginn mit 15 l/s und 55 °C; Log 2006 (grün): eine Woche nach „low-rate“ Injektionstest; Log 2006 (schwarz): zwei Tage nach dem „Killen“ der Bohrung; Log 2006 (orange): während eines Injektionstests.	39
Abb. 15: Ausschnitt aus dem Temperaturprofil zwischen 1500 und 2000 m, mit den erwärmten Zonen um 1620 und 1815 m im Vergleich zwischen 2006 (schwarz) und 2010 (magenta).	39
Abb. 16: Temperaturlogs aus den Jahren 2003 (cyan), 2006 (schwarz) und 2010 (magenta) im offenen Bohrlochbereich. Der Rohrschuh ist durch die rote Linie angedeutet. Die am stärksten ausgekühlte Zone im offenen Bohrlochabschnitt zwischen 4700 und 4800 m Tiefe korreliert mit einer bekannten natürlichen Störung.	40
Abb. 17: Temperatur (rot) und Gammastrahlungsaktivität (schwarz) in der Bohrung GPK1 am 23.06.2011. Die Bohrung war zuvor, seit April 2011 in Ruhe.	41
Abb. 18: Abfall der Produktionstemperatur der GPK2, korrespondierend mit der beginnenden Injektion in die GPK1 im April 2010. Siehe auch Abbildung 7. (Datumsformat: Tag/Monat).	43
Abb. 19: Niedertemperaturbypass (LTS: Low Temperature Skid) mit Leitfähigkeits-, Eh und pH-Elektroden (links). Festinstallierte Kühleinheiten zur kontrollierten Abkühlung des Thermalwassers von 160 °C (Förderbohrung) bzw. 70 °C (Reinjektionsbohrung) auf die jeweils benötigte Endtemperatur (rechts).	47

Abbildungsverzeichnis	Seite
Abb. 20: Zusammensetzung einer repräsentativen Gasprobe des Thermalwassers der Bohrung GPK2. Die Probe wurde durch kontrollierte Entspannung im Mikroseparator gewonnen (SANJUAN, 2011).	49
Abb. 21: Vorderansicht des ORC Wärmetauschersystems (links) und Ablagerungen, entnommen aus dem Vorderbereich des ORC Verdampfers (Evaporator).	50
Abb. 22: Links: Querschnitt einer Ablagerung aus dem ORC Evaporator (Hauptwärmetauscher) mittels Elektronenmikroskopie (SEM). Eine ca. 200 µm dicke Ablagerung aus strontiumreichen Baryten wird von einer dünnen Lage Sulfid Minerale bedeckt. Rechts: Röntgenographische Phasenanalyse (XRD) von Ablagerungen aus dem ORC Wärmetauschersystem. Alle Ablagerungen bestehen aus strontiumreichen Baryten und Galenit.	51
Abb. 23: Oben: Nadelförmige Galenitkristalle bilden eine dünne aber geschlossene Lage auf den Barytablagerungen. Die Elementuntersuchung mittels EDX (Energiedispersive Röntgenfluoreszenz) zeigt eine deutliche Bleianreicherung in den nadelförmigen Ablagerungen. Unten: Kleine Kristallite von Mischsulfiden, welche unterschiedliche Gehalte von Fe, Sb, Cu und As enthalten, befinden sich auf der Oberfläche der Barytablagerungen.	52
Abb. 24: Rundliche, etwa 10 – 15 µm große, kohlenstoffreiche Partikel auf den Ablagerungen des ORC Wärmetauschersystems.	52
Abb. 25: Filtrerrückstände von „Soutz Fluid“ nach 7d a) ohne die Zugabe eines Inhibitors b) Inhibitor „Orange“ c) Inhibitor „Rot“ und d) Inhibitor „Blau“.	56
Abb. 26: Ohne die Zugabe eines Inhibitors bilden sich große und tafelförmige Barytkristalle a). Bei Zugabe von Inhibitoren weisen die Barytkristalle eine hantelförmige Morphologie auf b).	56
Abb. 27: a) Injektionspunkt des Inhibitor Rot etwa 8 m „hinter“ dem Bohrkopf GPK2 (in Strömungsrichtung betrachtet). b) Lagerung des Inhibitors in einem beheizbaren Gehäuse. c) Einstellung der Injektionskonzentration vor Ort.	57
Abb. 28: Filtrerrückstände des vor Ort filtriertem Produktionsfluids (links) und Reinjektionsfluids (rechts)	58
Abb. 29: Design des HTS nach O. Sontot, links, und der installierte HTS im Frühjahr 2012, rechts.	60
Abb. 30: Probenstücke des HTS Bypass: a) T-Stücke zur Untersuchung der Auswirkungen von dynamischen und stagnierenden Operationsbedingungen und b) mit unterschiedlichen Polymeren beschichtete gerade Rohre.	61

Abbildungsverzeichnis	Seite
Abb. 31: a) Innenseite des Hauptwärmetauschers des ORC Systems nach der Hochdruckwasserstrahlreinigung. Die mineralischen Ablagerungen von Baryt und Galenit konnten nicht mehr vollständig entfernt werden. b) Blasenbildung in der Kappe des Vorheizers durch Gasdiffusion und mangelnde thermische Beständigkeit c) Abplatzungen der Beschichtung legen die Metalloberfläche frei, die deutliche Korrosionsspuren aufweist. d) Rückansicht und Frontansicht eines Beschichtungspartikels, das aus einer Röhre des Hauptwärmetauschers nach dem Abplatzen ausgeschwemmt wurde.	62
Abb. 32: a) Elektronenmikroskopische Aufnahme der mineralogischen Ablagerungen auf der Rückseite eines Beschichtungspartikels und die b) entsprechende Elementanalyse dieser Ablagerung. Der mineralische Belag zeigt einen hohen Anteil von Eisen, Sauerstoff und Kohlenstoff	63
Abb. 33: GR Messungen in der Bohrung GPK1. a): Messung aus dem Jahr 2005 (Schlumberger), b): GR-Messungen vom Juni 2011 (hellgraue Linie) und Dezember 2011 (schwarze + dunkelgraue Linie ausgeführt vom LIAG). Die dunkelgraue Linie vom Dezember 2011 mit etwas höheren Werten wurde mit einer spektralen Gammasonde aufgezeichnet, die vorher nicht eingesetzt wurde. Alle Messungen wurden vom Leibniz Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) ausgeführt.	64
Abb. 34: Injektionsbohrung GPK3 a) GR-Messungen vom Jahr 2005 (Schlumberger) und b) GR Messungen vom Juli 2012 (schwarze Linie, LIAG) und Dezember 2012 (graue Linie, Schlumberger).	66
Abb. 35: Produktionsbohrung GPK2 a) GR-Messung vom Jahr 2005 (Schlumberger) und b) GR-Messungen vom Juli 2012 (graue Linie, LIAG) und Dezember 2012 (schwarze Linie, Fa. Flowdim)	67
Abb. 36: Produktionsbohrung GPK4 a) GR-Messungen vom Jahr 2005 (Schlumberger) und b) GR-Messungen vom März 2012 (schwarze Linie, LIAG) und Dezember 2012 (hellgraue Linie, Fa. Flowdim) und zweite Messung im Dezember 2012 (dunkelgraue Linie, Schlumberger).	68
Abb. 37: Kamerabefahrung der Bohrungen GPK1 durch das LIAG (links) und der Bohrung GPK2 durch die Firma Osel-Bohr (rechts).	69
Abb. 38: Ablagerungen auf der Innenseite der Verrohrung von GPK1 in a) 80 m und b) in 193 m. c) Nahaufnahme einer Rohrverbindung in 85 m. d) Vertikaler Blick in die Bohrung in 194 m.	70
Abb. 39: Zustand der Verrohrung (VR) in der GPK3 im August 2012: Graphische Übersicht.	71
Abb. 40: Bohrung GPK4. In 295 m Tiefe ist die Verrohrung komplett mit einer dünnen Schicht von grauen Ablagerungen bedeckt.	72

Abbildungsverzeichnis	Seite
Abb. 41: Zustand der Verrohrung der Bohrung GPK2 im August 2012: Graphische Übersicht.	72
Abb. 42: Pumpenkörper mit den Pumpenstufen und Filter vor dem Einbau (links) und obertägiger Antriebsmotor (rechts).	75
Abb. 43: Schematische Darstellung des Antriebs- und Förderstranges (Gestänge) im Längsschnitt.	76
Abb. 44: Karbonatablagerungen entlang des Gestänges (links) und Bruch der Antriebswelle im oberen Bereich im August 2008 (rechts).	78
Abb. 45: Beschädigungen von Pumpe und Flügelräder der im April 2011 ausge- bauten Förderpumpe.	78
Abb. 46: Spannungskorrosion des Schmierstranges der Pumpe im November 2011 (links) und eines Bronzelagers im Mai 2012 (rechts).	79
Abb. 47: Innenansichten eines zerschnittenen Impellers (Flügelrad) aus Guss- eisen (links) und aus Bronze (rechts).	79
Abb. 48: Durch Korrosion beschädigte Zentriervorrichtung.	80
Abb. 49: Gleitlager zur Führung der Antriebswelle, links: Gusseisen, Mitte: Teflon; rechts: Kupfer.	81
Abb. 50: Die Pumpe beim Test in Hamburg (links) und beim Einbau in die Bohr- ung GPK2 (rechts).	82
Abb. 51: Ansicht der Saugseite der Förderpumpe aus 25 Cr-Duplex.	83
Abb. 52: Ansicht des untersten Saugkorbs (links) und des untersten Impellers aus Hastelloy C-276 (rechts).	83
Abb. 53: Mechanischer Anschlag des Protectors (links) und Detail eines der Bronzelager (rechts).	83
Abb. 54: Elektrische Bruttogleistung und thermische Leistung (oben), sowie Umge- bungstemperatur und Druck im Verdampfer (unten) während des Be- triebs der ORC-Anlage im Sept. und Okt. 2010.	85
Abb. 55: Thermische Leistung und Umgebungstemperaturen (oben) sowie elek- trische Netto- und Brutto-Leistung (unten) von Januar bis Anfang April 2011.	86
Abb. 56: Darstellung der thermischen Leistung und der Umgebungs-Lufttemperatur (oben) sowie der elektrischen Netto- und Brutto-Leistung (unten) von Anfang September bis Ende Oktober 2011.	86
Abb. 57: Seismisches Überwachungsnetz in Soultz. Rot: Seismische Beobachtungsbohrungen; Blau: Seismische Oberflächenstationen.	88

Abbildungsverzeichnis	Seite
Abb. 58: Induzierte Seismizität im Jahr 2010. Anzahl der Mikrobeben pro Tag in Korrelation zum Injektionsdruck der Bohrung GPK3 (oben). Unten sind die Injektionsrate und die Injektionstemperatur dargestellt.	89
Abb. 59: Magnitudenverteilung der registrierten seismischen Ereignisse im Jahr 2010.	89
Abb. 60: Verteilung der seismischen Ereignisse im Jahr 2010 im Horizontalschnitt (links) und im NordSüd-Schnitt (rechts). Die Größe der Punkte ist eine Maß für die Magnitude. Rote Punkte: Seismizität in der Zirkulationsphase (Jan. – Okt. 2010); Grüne Punkte: Seismizität während der nachfolgenden Einschlussphase.	90
Abb. 61: Seismische Ereignisse im Jahr 2011 (Horizontalschnitt des Tiefenbereichs 4000-6000 m). Die Größe der Punkte ist eine Maß für die Magnitude. Grüne Punkte: Seismizität im Zeitraum Januar bis Ende April; Roter Punkt: Seismizität von August bis Ende Oktober.	91
Abb. 62: Temperaturlog während der Injektion von 70°C warmem Thermalwasser mit 15 l/s im Rahmen des Zirkulationstests 2005.	93
Abb. 63: Modellhafte Vorstellung der Störungszone (nach Jung, 2006), welche bei ca. 1600-2000 m Tiefe GPK2 (rechts) und GPK3 (links) schneidet und so die offenen Ringräume hydraulisch miteinander verbindet. Horizontaler Abstand der Bohrungen in 2000 m Tiefe: ca. 35 m.	93
Abb. 64: Schema für die Modelle mit a) vertikaler Störung und einer Mächtigkeit b) einfallender Störungszone. Die Modelle sind 1700 m x 1035,02 m x 0,01 m. In c) sind das Gitter (191x199 Knoten) und der ungestörte Temperaturgradient dargestellt.	94
Abb. 65: Randbedingungen für das Modellgebiet (Temperatur: T und Wärmefluss: Q)	95
Abb. 66: Temperaturverteilungen nach 2 Monaten Konvektion: a) Vertikale Störung, Störung geteilt (Bohrung als Stahl definiert). b) Einfallende Störung, Störung geteilt (Bohrung als Stahl definiert). c) Vertikale Störung, Störung nicht geteilt (Bohrung als Wasser definiert). d) Einfallende Störung, Störung nicht geteilt (Bohrung als Wasser definiert). In Abb. a und b ist zusätzlich die Strömungsrichtung des zirkulierenden Wassers mit schwarzen Pfeilen dargestellt.	96
Abb. 67: Tracerdurchbruchskurve für den Tracertest im Zeitraum Mai bis Juni 2010. Injektion von 1,3,5-Naphtalen-Trisulfonat in die Bohrung GPK3 und Tracerrückgewinnung aus der Förderbohrung GPK2. Der Tracertest wurde von BRGM durchgeführt. Die Tracerkonzentration bei Zudosierung betrug ca. 18 g/l.	97

Abbildungsverzeichnis	Seite
Abb. 68: Beobachtete Tracerdurchbruchskurve (grün) und korrigierte Kurve unter Berücksichtigung der Injektion und Rezirkulation (blaue Linie) für den Tracertests im Mai 2010. Aufgetragen ist die auf die injizierte Tracerkonzentration normierte Konzentration in Abhängigkeit von der Zeit (h).	98
Abb. 69: Berechnung des Einfluss der unterschiedlichen Fließwege als Funktion der Zeit und der Injektionskonfiguration mit zwei Injektionsbohrungen: a) schneller Transport von kleinen Volumina mittels der kurzen Verbindung (rote Linie) und b) langsamer Transport von großen Volumina mittels der langen Verbindung (orangene Linie).	98
Abb. 70: Messpunkte für die Dosisleistung „in Kontakt“ und „in Umgebung“ der Installationen der Kraftwerksanlage, siehe Text (ORSAT 2012).	105
Abb. 71: Zoneneinteilung auf der Kraftwerksanlage.	106
Abb. 72: Nennung von möglichen Umweltbeeinträchtigungen infolge der tiefen Geothermie. Angaben in Prozent der jeweiligen Vergleichsgruppe (LAGACHE 2012).	108
Abb. 73: Histogramm der Besucherzahlen zwischen 2007 und 2012.	109

Tabellenverzeichnis	Seite
Tab. 1: Auflistung der am Projekt beteiligten Firmen und wissenschaftlichen Einrichtungen.	15
Tab. 2: Durchschnittswerte der wichtigsten hydraulischen Parameter von Nov. 2009 bis Oktober 2010. (Q: Fließrate; P: Kopfdruck; T: Temperatur)	26
Tab. 3: Durchschnittswerte der wichtigsten hydraulischen Parameter von Februar bis Anfang April 2011. (Q: Fließrate, P: Kopfdruck; T: Bohrlochkopftemperatur)	27
Tab. 4: Durchschnittswerte der wichtigsten hydraulischen Parameter von August bis Oktober 2011. (Q: Fließrate, P: Kopfdruck; T: Bohrlochkopftemperatur).	29
Tab. 5: Produktivität (PI) der Bohrung GPK2 unter Zirkulationsbedingungen, ermittelt aus dem Wasserstand unter Gelände und der Druckänderung Δp in Reservoirtiefe (4700 m TVD) bezogen auf den dortigen ungestörten Druck von 460 bar (TISCHNER et al. 2006). Der Wasserstand wird auf die Geländeoberkante bezogen. Berücksichtigt wird die Reibung im Casing (pfr) sowie der Überdruck im Ringraum (Dampfdruck, hier aber nicht explizit angegeben). Die mittlere Dichte der Wassersäule wird mit 0.965 g/cm^3 angenommen (bei: mittlere Temperatur: $170 \text{ }^\circ\text{C}$, mittlerer Druck: ca. 200 bar, Salinität: 8 %). Q: Produktionsfließrate.	33
Tab. 6: Produktivität (PI) der Bohrung GPK3 unter Zirkulationsbedingungen, ermittelt aus dem Bohrlochkopfdruck und der Druckänderung Δp in Reservoirtiefe (4700 m TVD) bezogen auf den dortigen ungestörten Druck von 460 bar. Die mittlere Dichte der Wassersäule wird mit $1,015 \text{ g/cm}^3$ angenommen (mittlere Temperatur: $115 \text{ }^\circ\text{C}$, mittlerer Druck: ca. 200 bar, Salinität: 8 %). Q: Injektionsfließrate.	34
Tab. 7: Durchschnittswerte für Injektionsrate, Druck und Temperatur der Bohrung GPK1 für die 3 Zirkulationsphasen seit 2010. (Q: Fließrate, P: Kopfdruck; T: Bohrlochkopftemperatur).	35
Tab. 8: Durchschnittswerte für die Injektion in die Bohrung GPK1 (Fließrate und Temperatur) sowie für die Förderung aus der Produktionsbohrung GPK2 (Fließrate und Temperatur) für die 3 wesentlichen Zirkulationsphasen im Berichtszeitraum. (Q: Fließrate, T: Bohrlochkopftemperatur).	42
Tab. 9: Repräsentative Analyse des geförderten Thermalwassers (GPK2) und des reinjizierten Thermalwassers (GPK3), siehe Seibt (2013). Die Fließrate bei beiden Probenahmen betrug $15,3 \text{ l/s}$.	48
Tab. 10: Äquivalenzdosismessungen und Oberflächenaktivitätsmessungen von verschiedenen Ablagerungen aus dem ORC-Wärmetauschersystem der Geothermieanlage von Soultz.	53
Tab. 11: Closed Bottle Test: Kalzium, Strontium, Barium und Sulfat Konzentrationen im Soultz Fluid nach 7 Tagen Reaktionszeit, ohne und mit Zugabe von Ausfällungsinhibitoren.	55

Tabellenverzeichnis	Seite
Tab. 12: Zusammenfassung der wichtigsten Parameter während des in-situ Inhibitor-tests.	58
Tab. 13: Chronologischer Überblick über den jeweiligen Zeitpunkt des Pumpen-einbau, Dauer des Betriebs, Grund der Ausfälle und Wiederinbetrieb-nahme der Gestängepumpe seit der ersten Installation im Mai 2008.	77
Tab. 14: Modellparameter: Die Parameter von Zone 2a simulieren eine dichte Bohrung (die Störungszone ist geteilt), und von Zone 2b eine Zone, wo das Wasser im offenen Ringraum um die Bohrung herumfließen kann. Die Permeabilität der Störung variiert in den Modellszenarien. Die Wärmekapazität ist als volumenbezogene Größe angegeben.	95
Tab. 15: Vergleich der Durchbruchvolumina in den beiden Zirkulationsloops (kleinräumig und großräumig) zwischen den Tests 2005 und 2010.	99
Tab. 16: Übersicht über die im Berichtszeitraum erstellten Veröffentlichungen	110