

Schlussbericht

Gewinnung geothermischer Energie durch Entwicklung und Zirkulation eines Störungssystems im Kristallin und deren mikroseismische Überwachung am Beispiel des Geothermieprojektes Insheim

Mai 2013

J. Baumgärtner, D. Teza, G. Wahl

Aktenkennzeichen: **0325158**

Laufzeit des Vorhabens: **01.09.2009 – 31.10.2012**

Beantragt durch: **BESTEC GmbH**
Oskar-von-Miller-Str. 2
76829 Landau

Vorgelegt durch: **BESTEC GmbH**
Oskar-von-Miller-Str. 2
76829 Landau



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 0325158 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Inhalt

Inhalt.....	1
1. Kurzdarstellung.....	2
1.1 Aufgabenstellung.....	2
1.2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	5
1.3 Ablauf des Vorhabens.....	8
1.4 Berichte.....	10
1.5 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde.....	11
1.6 Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	12
2. Erzielte Ergebnisse	14
3. Verwertbarkeit der Ergebnisse	27
4. Veröffentlichung der Ergebnisse.....	28
Literaturverzeichnis	29



Das Geothermiekraftwerk Insheim

1. Kurzdarstellung

1.1 Aufgabenstellung

Die Pfalzwerke geofuture GmbH, eine 100-prozentige Tochter der Pfalzwerke AG, hat durch ihre Generalunternehmerin BESTEC GmbH in Insheim in der Pfalz zwischen 2008 und 2012 ein Kraftwerk zur Gewinnung geothermischer Energie errichtet. Das Kraftwerk wurde im November 2012 mit einer Leistung von vier bis fünf Megawatt elektrisch offiziell in Betrieb genommen. Damit ist es nach dem Geothermiekraftwerk Landau das zweite industriell betriebene geothermische Kraftwerk im Oberrheingraben.

Das Explorationskonzept für die erste Bohrung, das schon in Landau als „Multihorizontansatz“ zur Minimierung des Explorationsrisikos durch die BESTEC GmbH erfolgreich eingesetzt wurde, sah vor, diese potentiellen Förderhorizonte im Bereich großer Störungen zu durchteufen. Mit der GTI 1 wurde in 2008 ein geothermisches Reservoir in einer vertikalen Tiefe von 3500 m im Kristallin angetroffen. Im Gegensatz zum Geothermieprojekt Landau wurde Anfang 2009 die zweite Bohrung GTI 2 am Standort Insheim in das bereits durch die erste Bohrung angetroffene Störungssystem im Kristallin abgeteuft, mit dem Ziel ein Zirkulationssystem auf nur einer Störung aufzubauen und somit neue Erkenntnisse zu gewinnen (siehe Abbildung 1).

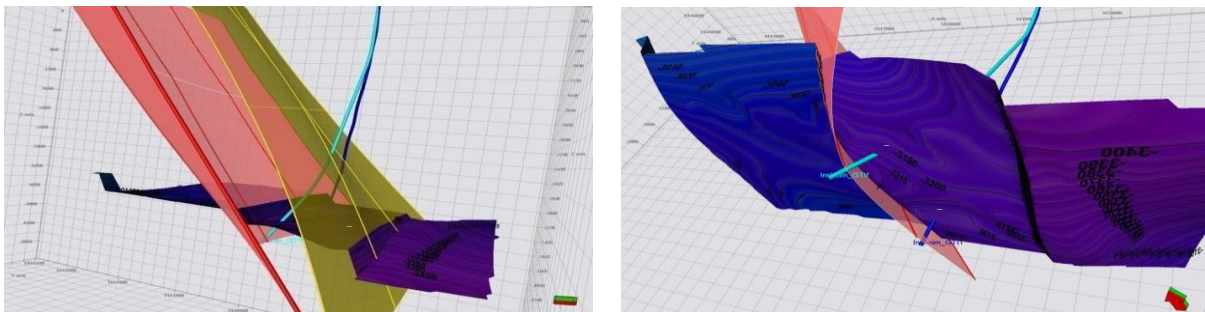


Abbildung 1: Explorationskonzept zur Gewinnung von Erdwärme am Standort Insheim (rot – Zielstörung, blau – Kristallinoberkante)

In Zusammenhang mit den anschließend durchgeführten hydraulischen Testarbeiten, während der Injektion in die GTI 1 bei Fließraten in Höhe der zukünftigen Betriebsfließrate von 70 l/s, traten spürbare mikroseismische Erschütterungen bei verhältnismäßig geringer Druckerhöhung auf. Die Test- und Verbesserungsarbeiten wurden kurzfristig unterbrochen.

Ein Konzept zur Verbesserung des Untergrundes wurde entwickelt, bei dem zur Minimierung von induzierten mikroseismischen Ereignissen hydraulische Zirkulationstests eingesetzt werden, wobei durch stufenweise Erhöhung der Fließrate und somit durch hydraulische Stimulation die Anbindung der Bohrungen an die geothermische Lagerstätte verbessert werden soll.

Ziel dieses Vorhabens war es, zu untersuchen, ob sich diese hydraulischen Zirkulationstests als sanfte Stimulationsmaßnahmen eignen und ob eine geothermische Energiegewinnung durch Zirkulation auf einem einzelnen Störungssystem sowohl hydraulisch als auch thermisch realisierbar ist.

Im Vordergrund stand dabei, zu untersuchen, ob die im Bergbau bewährten Methoden und Technologien der Erschütterungsüberwachung an die Erfordernisse von tiefen Geothermieprojekten angepasst und angewandt werden können. Dieses Vorgehen verschiebt die Bewertung mikroseismischer Ereignisse über tiefenunabhängige, regional abhängige und logarithmisch skalierte Herd-Magnituden aus dem „unübersichtlichen“ Untergrund an die Oberfläche. Mit den Erschütterungsmessungen am Ort können in Anlehnung an die bereits existierenden DIN-Normen klare Grenzen für die Bodengeschwindigkeiten festgelegt werden.

Während man im Oberrheingraben und insbesondere am Standort Insheim mit hoher Sicherheit davon ausgehen kann, dass die für ein Geothermiekraftwerk geforderte Reservoirtemperatur von 160 °C bei ausreichender Zieltiefe erreicht wird, verbleiben die hydraulischen Eigenschaften der Förderhorizonte in der Umgebung jeder einzelnen Bohrung mit einer nicht unerheblichen Unsicherheit behaftet. Ein ausreichender Anschluss der Bohrungen an nahegelegene permeable Strukturen kann jedoch durch Stimulationsmaßnahmen geschaffen bzw. verbessert werden.

Die in Insheim bis in das Kristallin abgeteuften Bohrungen zielten auf die gleiche geologische Struktur, zeichneten sich in den anschließenden Testphasen allerdings als hydraulisch sehr unterschiedlich ab (siehe Abbildung 2).

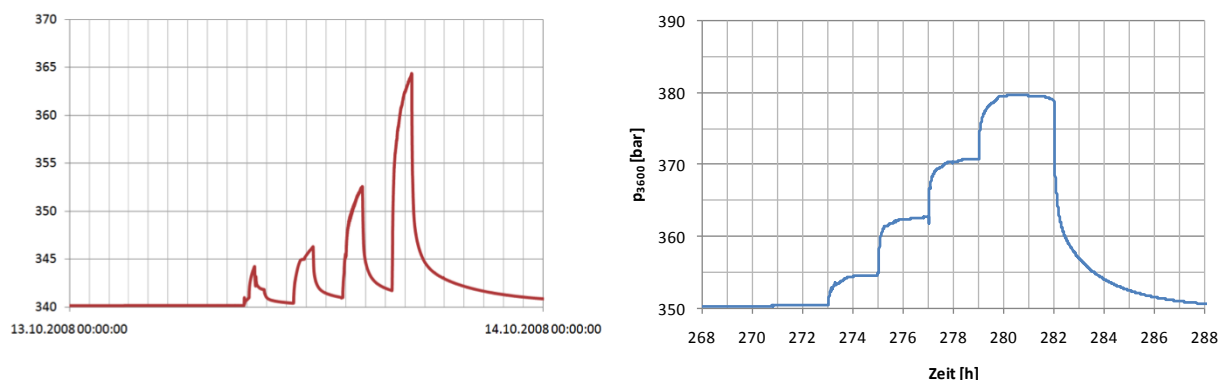


Abbildung 2: Hydraulisches Verhalten der beiden Bohrungen während der durchgeführten Stufeninjektionen am Standort Insheim (rot – GTI 1, blau – GTI 2)

Tabelle 1: Vergleich der beiden Bohrungen GTI 1 und GTI 2

	GTI 1	GTI 2
Strömungsverhalten	turbulent	laminar
Steady State	nach ca. 24 Stunden Widerstand im Fernfeld mäßiger Anschluss an das Reservoir	nach ca. 1 ½ Stunden Widerstand im bohrlochnahen Bereich guter Anschluss an das Reservoir
Mikroseismizität	ja	nein
Hydraulische Kommunikation	Es konnte bisher keine bzw. wenn dann nur eine minimale Druckkommunikation während der Tests beobachtet werden	

Die Bohrung GTI 2 konnte bereits durch kurze Injektionen mit Raten bis zu 85 l/s, ohne markante mikroseismische Ereignisse zu erzeugen, hydraulisch deutlich verbessert werden und nähert sich einer zufriedenstellenden Produktivität. Im Gegensatz dazu, zeigte sich die GTI 1 im Wesentlichen durch turbulentes Strömungsverhalten im Fernfeld der Bohrung dominiert, stationäre Druckbedingungen wurden hier erst nach mehreren Stunden erreicht (siehe Tabelle 1). Bei Fließraten in Höhe der zukünftigen Betriebsfließrate von 70 l/s traten spürbare mikroseismische Erschütterungen bei verhältnismäßig geringer Druckerhöhung auf.

Eines der wesentlichen wissenschaftlichen und technischen Arbeitsziele dieses Vorhabens bestand in der Anbindung der Bohrung GTI 1 und der gleichzeitigen Entwicklung der geothermischen Lagerstätte durch eine sanfte Stimulation, so dass während des zukünftigen Betriebs der Stromerzeugungsanlage nicht mit gravierender mikroseismischer Aktivität im kristallinen Untergrund gerechnet werden muss. Im Vordergrund stand dabei, zu verstehen, ob sich noch während der Erschließungsmaßnahmen Gebirgsspannungen dauerhaft lösen lassen und ob ein Abnehmen der induzierten Mikroseismizität nachgewiesen werden kann. Das durchzuführende stufenweise beschleunigte Zirkulationsverfahren sollte von einer im Bergbau bewährten Erschütterungsüberwachung begleitet werden.

Darüber hinaus soll die Machbarkeit, einer geothermischen Zirkulation auf nur einem Störungssystem nachgewiesen werden. Um dieses Ziel erreichen zu können, müssen gleichzeitig begleitende wissenschaftliche Untersuchungen durchgeführt werden, die zum Verständnis des Untergrunds beitragen. So sollte beispielsweise neben der hydraulischen Stabilisierung des Zirkulationssystems geklärt werden, wie weiträumig eine Zirkulation in nur einem einzelnen Störungssystem stattfindet und ob das Risiko eines Temperaturbruchs zwischen den beiden Bohrungen besteht.

Die wesentlichen Fragestellungen dieses Vorhabens können wie folgt zusammengefasst werden:

- 1) Kann ein einzelnes Störungssystem als Wärmetauscher im tiefen Untergrund unter kommerziellen Randbedingungen herangezogen werden?
- 2) Ist ein stufenweise beschleunigtes Zirkulationsverfahren, eventuell kombiniert mit einzelnen, gezielten Injektionstests als „sanfte“ Stimulationsmaßnahme unter den Randbedingungen des Oberrheingrabens (Geologie, Tektonik, Spannungsfeld) geeignet?
- 3) Können die im Bergbau bewährten Methoden und Technologien der Erschütterungsüberwachung auf die Geothermie angepasst und angewandt werden, verschaffen sie dem Investor Betriebssicherheit?

1.2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Der Oberrheingraben mit seiner durch Grundwasserkonvektion verursachten Wärmeanomalie gilt vor allem aufgrund der hohen Temperaturen im Untergrund als einer der herausragenden Aquifere für die geothermische Nutzung in Deutschland (siehe Abbildung 3). Im Oberrheingraben kommen sowohl der Muschelkalk, der Buntsandstein als auch das Kristallin als mögliche Aquifere zur geothermischen Stromerzeugung in Betracht. Hierbei handelt es sich um Kluftwasserleiter mit lokal stark wechselnden Eigenschaften und daher schlecht einzuschätzender Fündigkeit.

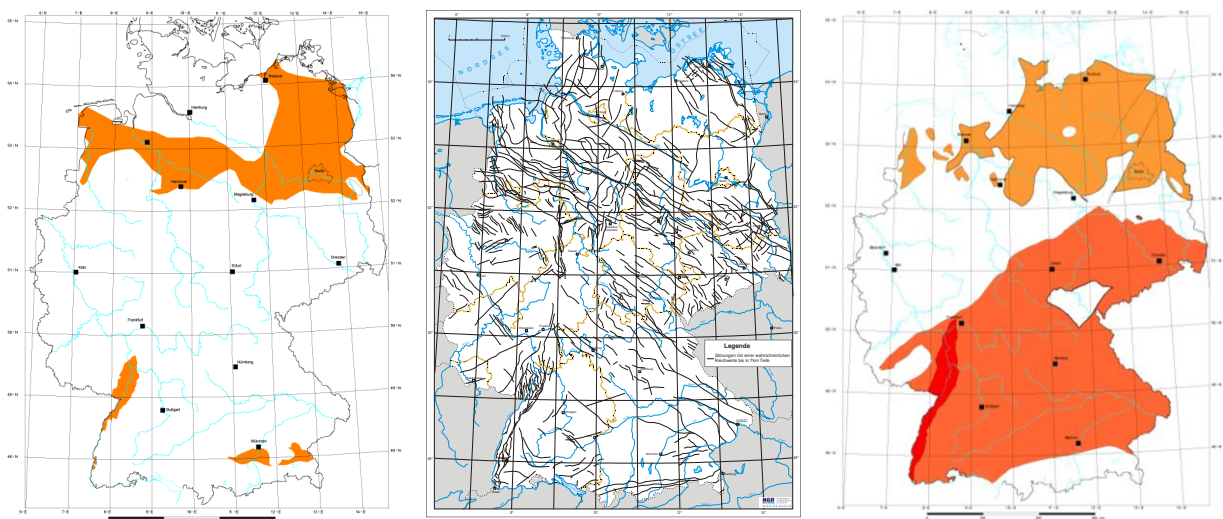


Abbildung 3: Gebiete mit potentiellen Heißwasseraquiferen (links), Tiefenstörungen (Mitte), Gebiete mit Kristallingesteinen (rechts) für die geothermische Stromerzeugung (Jung 2002)

Erfahrungen aus den eingehenden Untersuchungen am Forschungsstandort Soultz sowie aus dem Betrieb des Kraftwerks in Landau deuten eindeutig darauf hin, dass die Grundwasserbewegungen im tiefen Oberrheingraben sich fast ausschließlich auf durchlässige Störungszone konzentrieren. Somit war die Nähe zu Tiefenstörungen für das Vorhaben in Insheim von großer Bedeutung.

Das Betriebsgelände des Geothermiekraftwerks befindet sich im Südosten der Gemeinde Insheim zwischen dem Bahndamm und der Bundesautobahn A 65. Der Kraftwerksstandort ist identisch mit dem Sammelbohrplatz und befand sich zum Zeitpunkt der Errichtung des Bohrplatzes auf einer landwirtschaftlich genutzten Fläche. Zwischen Betriebsgelände und der Wohnbebauung verläuft eine Eisenbahnstrecke in einer Entfernung von ca. 125 m. Die beschriebene Situation vor Errichtung des Bohrplatzes wird durch das Luftbild (siehe Abbildung 4) veranschaulicht.

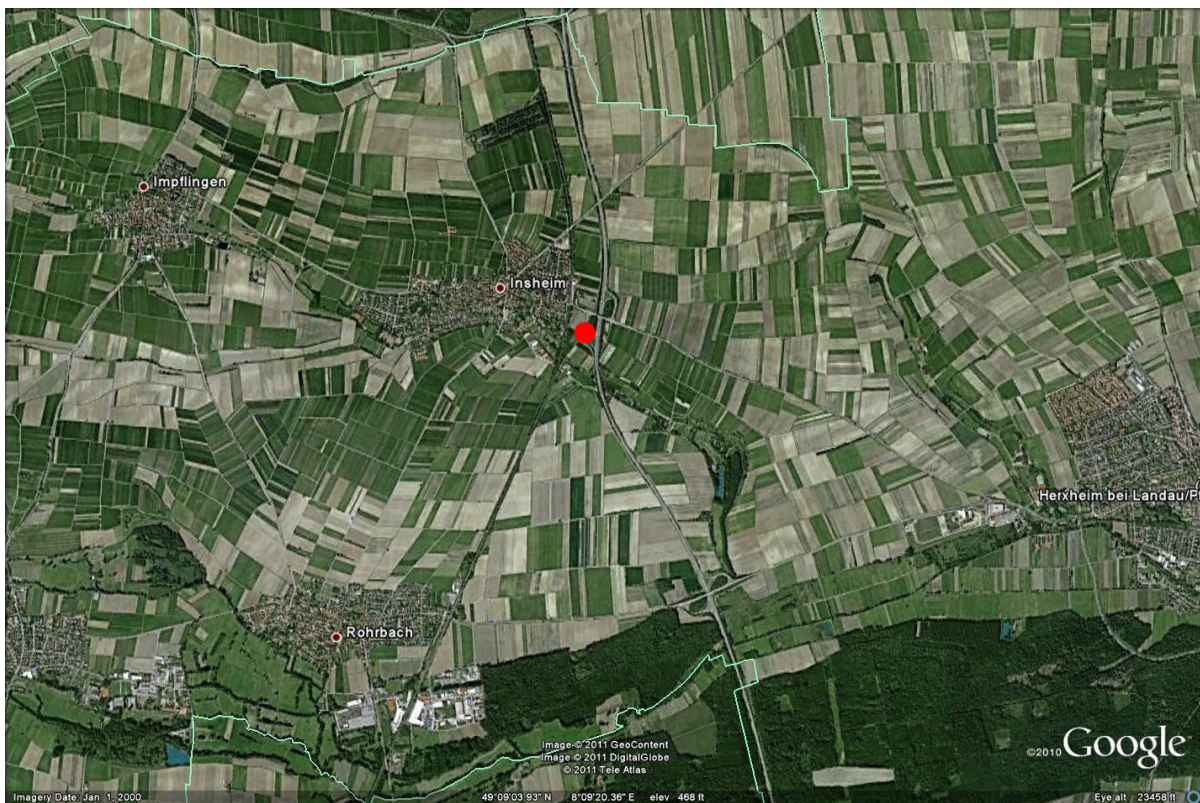


Abbildung 4: Luftbild für den Bereich des Kraftwerksstandortes (Quelle: Google Earth, 2010). Der Kraftwerksstandort ist rot markiert.

Der Projektstandort befindet sich auf einer Grabenscholle im mittleren Oberrheingraben. Entsprechend dieser Lage lässt sich der Untergrund geologisch in drei Großeinheiten untergliedern: das kristalline Grundgebirge, das permo-mesozoische Deckgebirge und die känozoische Grabenfüllung.

Die Geothermiebohrungen in Insheim wurden von dem Sammelbohrplatz am Kraftwerksstandort als gerichtete Bohrungen bis in das Grundgebirge niedergebracht. Dem am Projektstandort granitisch ausgebildeten und variszisch deformierten Grundgebirge lagert die permo-mesozoische Abfolge diskordant auf. Diese sedimentäre Abfolge setzt mit den permischen Ablagerungen des Rotliegend ein und endet mit Ablagerungen des mittleren Mesozoikums. Die jüngsten erbohrten mesozoischen Sedimente werden dem Keuper zugeordnet, denen wiederum die tertiären Grabensedimente diskordant auflagern. Die jüngsten Sedimente sind dem Quartär zuzuordnen.

Die Bohrungen des Geothermieprojektes Insheim erschließen die Nutzhorizonte Keuper, Muschelkalk, Buntsandstein, Rotliegend und Kristallin, die hier zur Grabenmitte hin eine tektonisch intensive Beanspruchung aufweisen und in zahlreiche Graben-, Horst- und Zwischenschollen zerlegt sind.

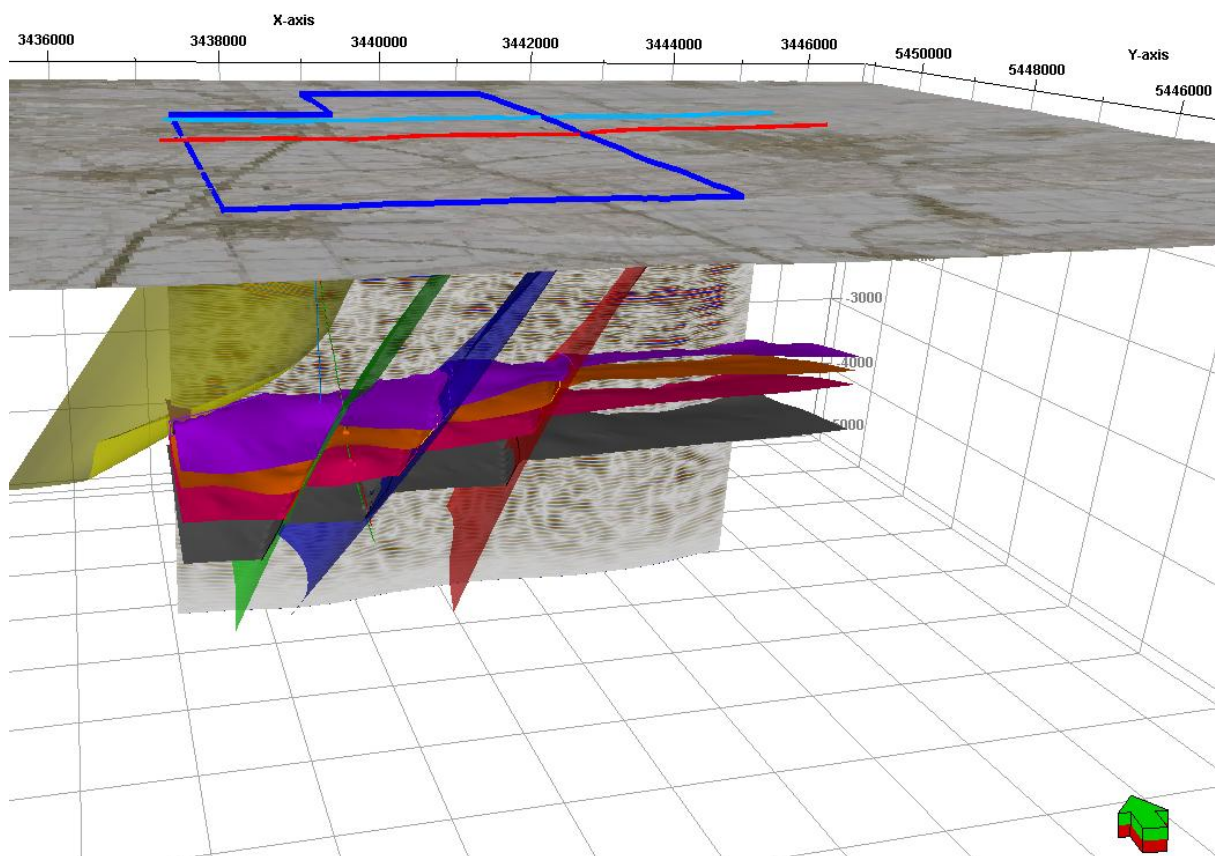


Abbildung 5: Strukturgeologisches Modell: Darstellung der Trajektorien der Bohrungen des Geothermieprojektes Insheim und der beiden Hauptstörungen (grüne und blaue Fläche). In grau dargestellt die modellierte Oberfläche des kristallinen Grundgebirges.

1.3 Ablauf des Vorhabens

Für die Geothermieanlage wurden von Sommer 2008 bis Mai 2009 zunächst 2 Tiefbohrungen bis auf über 3.800 m abgeteuft. Mehrmonatige, eingehende Zirkulationsversuche im Sommer und Herbst 2009 zeigten, dass die Injektionsbohrung noch nicht ausreichend durchlässig war. Im April 2010 wurden daher hydraulische Untersuchungen und Ertüchtigungsmaßnahmen mit stufenweise steigender Injektionsrate in dieser Bohrung durchgeführt. Ziel der Maßnahmen war es, diese Bohrung optimal für die sichere, saubere und grundlastfähige Energiegewinnung vorzubereiten. Empfindliche Messnetze zur seismischen Überwachung und Erfassung der Bodenschwinggeschwindigkeiten sicherten den kontrollierten Ablauf der Untersuchungen. Nach eingehender Auswertung der Ergebnisse der Ertüchtigungsmaßnahmen ergab sich, dass die Bohrung immer noch keine ausreichende Durchlässigkeit aufwies.

Mit dem Ziel das Wasser im Untergrund großräumiger zu verteilen, gleichzeitig das mikroseismische Risiko weiter zu reduzieren und zudem die Durchlässigkeit der Bohrung zu verbessern, wurde dann im Herbst 2010 ein zweiter Seitenarm im unteren Bereich der Injektionsbohrung ab einer Tiefe von etwa 2.500 m abgeteuft. Diese Bohrarbeiten konnten trotz technischer Schwierigkeiten Ende Oktober 2010 erfolgreich abgeschlossen werden. Die Injektion in Insheim erfolgt jetzt gleichzeitig über zwei Bohrlocharme. Während der direkt im Anschluss an die Bohrarbeiten im November 2010 durchgeführten hydraulischen Untersuchungen wurde zunächst keine Seismizität registriert. Die Bohrung wies bei diesen Versuchen erheblich verbesserte hydraulische Eigenschaften auf und erfüllte die geforderten Randbedingungen.

Im Frühjahr 2011 wurde für Insheim ein ORC-Kraftwerk mit einer elektrischen Nennleistung von ca. 4,8 MW (bei 10 °C Außentemperatur) bei der Firma ORMAT SYSTEMS LTD. bestellt (Lieferung in Teilen ab Werk). Als Medium im Binärkreislauf wurde aufgrund der guten Erfahrungen aus Landau erneut Isopentan gewählt. Der Aufbau des Kraftwerks durch die Firma BESTEC GmbH begann im November 2011. Der Probetrieb der Anlage wurde Anfang Oktober 2012 aufgenommen. Die offizielle Inbetriebnahme der Anlage fand in Gegenwart von Politik und Industrie im November 2012 statt.

Bei der Anlage in Insheim wurden die Erfahrungen aus dem Betrieb des Landauer Kraftwerks konsequent umgesetzt. Insgesamt wurde eine Vielzahl von Einzelmaßnahmen realisiert:

- Besonderer Wert wurde auf eine sehr geringe Geräuschemission gelegt. Kühlung, Wärmetauscher, Turbine und Generator wurden in aufwendigen Baumaßnahmen mit Lärmschutzwällen und -wänden umgeben. Bei den Luftkühlern kam eine besonders leise Technologie mit Langsamläufnern und speziellen Antriebsriemen zum Einsatz.

- Um die Effizienz der Anlage vor allem im Sommerbetrieb zu verbessern, wurde die Luftkühlung größer und vor allem regelbar ausgelegt. Ferner wurde der Volumenstrom des Sekundärmediums über eine neue Regelung optimiert.
- Auch bei der Auslage und dem Aufbau der Anlage konnten wieder viele Erfahrungen aus Landau verwirklicht werden. Wert gelegt wurde vor allem auf Sicherheit, Übersichtlichkeit, kurze Wege im Betrieb sowie großzügige Platzverhältnisse in wartungsintensiven Bereichen, wie z. B. in den Pumpen- und Filterhallen.

Alle diese Maßnahmen wurden in engster Abstimmung zwischen Betreiber, Generalunternehmer und dem Anlagenhersteller umgesetzt.

In Abstimmung mit den Behörden findet die Inbetriebnahme der Anlage in Insheim schrittweise, über einen Zeitraum von drei Jahren statt. In diesem Zeitraum soll das Reservoir eingefahren und die Fließwege ausgebildet werden. Der Grund für die schrittweise Inbetriebnahme war, dass Erfahrungen aus anderen Projekten gezeigt hatten, dass bei der Inbetriebnahme eines solchen Reservoirs mit verstärkter mikroseismischer Aktivität zu rechnen ist. Dies war bereits in Landau in 2007 und 2008 vom Betreiber beobachtet worden. Die Inbetriebnahme in Insheim wird durch eine ganze Reihe von seismischen Netzen überwacht:

- 9 permanente, gemeinsame on-line Stationen der geo x GmbH und der Pfalzwerke geofuture GmbH, die im Umkreis von Landau und Insheim angeordnet sind.
- 6 Stationen der DMT GmbH & Co. KG, Essen, zur Messung der Bodenschwinggeschwindigkeit nach DIN 4150. Diese Stationen sind im Raum Insheim, Rohrbach und Herxheim aufgestellt.
- 7 mobile Stationen des MAGS Verbundforschungsprojektes unter Federführung der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) aus Hannover. Diese Stationen sind hauptsächlich im nahen Umfeld rund um Insheim aufgestellt worden.
- 6 permanente Stationen der BGR bzw. des Landeserdbebendienstes Rheinland-Pfalz in regionaler Entfernung.
- 3 temporäre Breitbandstationen des Instituts für Geophysik am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) im weiteren und näheren Umfeld der Landauer und Insheimer Geothermiebohrungen.

Nach Beginn des Probetriebs Anfang Oktober 2012 hatte die Anlage in Insheim im Februar 2013 etwa 50 bis 55% ihrer Nennleistung erreicht. Die ORC-Anlage bewies dabei ihre sehr gute Teillastfähigkeit. Die mikroseismische Aktivität war bis zu diesem Zeitpunkt zwar, wie für die Einfahrphase erwartet, rege gewesen, die maximal registrierte Bodenschwinggeschwindigkeit lag jedoch mit ca. 1,04 mm/s weit unter dem kritischen Wert der DIN 4150 von 3 mm/s.

Perspektivisch ist angedacht, in Insheim eine Fernwärmeauskopplung zur Versorgung der Ortsgemeinde Insheim zu realisieren. Alternativ oder ergänzend kann die Wärme zudem für Gewerbekunden zur Verfügung gestellt werden, um so eine regenerative Energieversorgung auch für lokale kleine und mittelständische Unternehmen möglich zu machen.

1.4 Berichte

Die wesentlichen Ergebnisse aller hydraulischen, seismischen und geologischen Untersuchungen, sowie der numerischen Modellrechnungen sind in großen Teilen in nachfolgenden für das Projekt erstellten Berichten zusammengefasst:

- Ernst, E. (2010): Insheim GTI 1b. Abschlussbericht. Egbert Ernst, GeoService GmbH, Georgsdorf, Oktober 2010.
- Jung, R. (2009): Geothermie-Projekt Insheim. Evaluierung von Ertüchtigungsmaßnahmen in Bohrung GTI 1. Dr. Reinhard Jung, JUNG-GEOTHERM, Isernhagen, Dezember 2009.
- Jung, R. (2010): Geothermie-Projekt Insheim. Evaluierung chemischer und hydraulischer Stimulationstests in Bohrung GTI 1. Dr. Reinhard Jung, JUNG-GEOTHERM, Isernhagen, Mai 2010.
Geothermie-Projekt Insheim. Auswertung hydraulischer Tests in Bohrung GTI 1 nach Fertigstellen des Side-Tracks. Dr. Reinhard Jung, JUNG-GEOTHERM, Isernhagen, Dezember 2010.
- Jupe, A. (2011): Insheim Reservoir Performance Modelling. Bericht. Dr. Andrew Jupe, EGS Energy Limited, London, Mai 2011.
- Rüter, H. (2010a): Gutachterliche Äußerung zum Ausschluss gemeinschädlicher Einwirkungen für die Geothermie-Standorte Landau und Insheim. Prof. Dr. Horst Rüter, HarbourDom GmbH, Köln, 05.01.2010.
- Rüter, H. (2010b): Ergänzung zur „Gutachterlichen Äußerung zum Ausschluss gemeinschädlicher Einwirkungen für die Geothermie-Standorte Landau und Insheim vom 05.01.2010“, vom 20.07.2010.
- Rüter, H. (2011) Ergänzung zur „Gutachterlichen Äußerung zum Ausschluss gemeinschädlicher Einwirkungen für die Geothermie-Standorte Landau und Insheim vom 05.01.2010“ vom 11.03.2011.

Rüter, H. (2012) Ergänzung zur „Gutachterlichen Äußerung zum Ausschluss gemeinschädlicher Einwirkungen für die Geothermie-Standorte Landau und Insheim vom 05.01.2010“ vom 06.02.2012.

Rüter, H. (2013) Ergänzung zur „Gutachterlichen Äußerung zum Ausschluss gemeinschädlicher Einwirkungen für die Geothermie-Standorte Landau und Insheim vom 05.01.2010“ vom 20.03.2013.

1.5 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

In der Geothermie werden im Allgemeinen drei unterschiedliche Reservoirtypen unterschieden (siehe Abbildung 6):

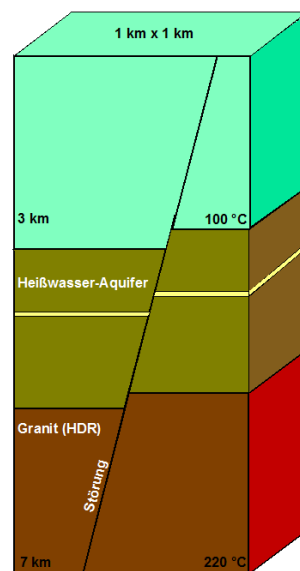


Abbildung 6: Schema der Reservoirtypen für die geothermische Stromerzeugung (Jung 2002)

Heißwasseraquifere werden in Deutschland in drei Regionen in vier Gesteinsformationen aufgefunden. Im norddeutschen Becken im Porenraum der Rotliegenden Sandsteine wird heißes Wasser gefunden, im Oberrheingraben ist der Kluftraum des Muschelkalkes und des Buntsandsteines Wasser führend und im Süddeutschen Molassebecken sind die Karsthohlräume des Malms Wasser gefüllt.

Der zweite Reservoirtyp sind die Störungszonen, die bis in mehrere 10 km Tiefe reichen und eine Längserstreckung von bis zu 100 km erreichen können. Störungszonen zeigen häufig deutlich höhere Durchlässigkeiten als das Umgebungsgestein, so dass der Aufstieg von heißem Wasser auf solchen Störungsbahnen fokussiert wird. Oft wird bei der Erschließung

eines Heißwasseraquifers darauf geachtet, dass auch nahe liegende Störungszonen durchteuft werden, um das Fündigkeitsrisiko zu minimieren.

Der dritte Reservoirtyp sind die kristallinen Gesteine, die durch sehr geringe Matrixpermeabilitäten charakterisiert sind. Beim Hot-Dry-Rock Verfahren wird durch Verpressen von Wasser das Kristallin großflächig aufgespalten. Die so gewonnenen Spalt- und Rissflächen können als unterirdischer Wärmetauscher genutzt werden.

Bereits in Landau wurde die Möglichkeit genutzt, diese drei Reservoirtypen in einer Bohrung zusammenzufassen und somit das unterirdische System so gut wie möglich zu nutzen. Allerdings zeigten die Betriebserfahrungen in Landau mit der stimulierten Injektionsbohrung auch die momentan noch bestehenden Herausforderungen auf. Die Injektionsdrücke in Landau bleiben über längere Zeiträume vergleichsweise hoch und nach ca. 18 Monaten Betrieb wurden zwei an der Oberfläche spürbare seismische Ereignisse registriert, die auch medial starke Beachtung fanden.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass an geothermische Dubletten-Systeme im Oberrheingraben hinsichtlich der erzielbaren Fließraten nicht so hohe Erwartungen geknüpft werden dürfen, wie z. B. im Malmkarst des Süddeutschen Molassebeckens. Den ungünstigeren hydraulischen Bedingungen stehen jedoch höhere Temperaturen gegenüber, so dass mindestens vergleichbare Stromleistungen erzielt werden können. Das Fündigkeitsrisiko ist im Oberrheingraben höher als im Süddeutschen Molassebecken. Hier sind daher auch hydraulische Verfahren zur Entwicklung des Reservoirs, wie sie Gegenstand dieses Forschungsvorhabens waren, von besonderer Bedeutung.

Mit der erfolgreichen Erschließung von Störungen im Granit wurde daher im Projekt Insheim ein wichtiger Schritt zur Verringerung des Fündigkeitsrisikos und zur Erschließung einer großen Wärmeressource in Südwestdeutschland getan.

1.6 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die BESTEC GmbH war im Rahmen des Geothermieprojektes Insheim als Generalunternehmerin für die Errichtung der gesamten Kraftwerksanlage inklusive der Bohrungen verantwortlich.

Bei der Planung sowie bei vielen technischen Fragestellungen während der Projektphase konnte die BESTEC GmbH auf langjährige Erfahrungen aus dem Europäischen Hot-Dry-Rock Forschungsprojekt Soultz-sous-Forêts im benachbarten Elsass zurückgreifen. Dort fungiert Herr Dr. Baumgärtner bis heute als Teil der Geschäftsführung der „Europäischen wirtschaftlichen Interessenvereinigung (EWIV) Wärmebergbau“.

Bei der Durchführung der hydraulischen Untersuchungen und der Stimulationsmaßnahmen war der Antragsteller auf eine enge Zusammenarbeit und die Unterstützung der rheinland-pfälzischen Bergbehörde angewiesen (Landesamt für Geologie und Bergbau). Diese Unterstützung wurde auch gewährt und die gemeinsamen Erfahrungen flossen in die Ergebnisse der „Mediationsverfahrens zur Zukunft der tiefen Geothermie in der Vorderpfalz“ ein.

2. Erzielte Ergebnisse

Aufbau eines geologischen Strukturmodells:

Das Untergrundmodell für den Standort Insheim beruht im Wesentlichen auf der Interpretation zweier reflexionsseismischer Linien (L06-rp05 (Herxheim) im Süden und L7609 im Norden, siehe Abbildung 7).

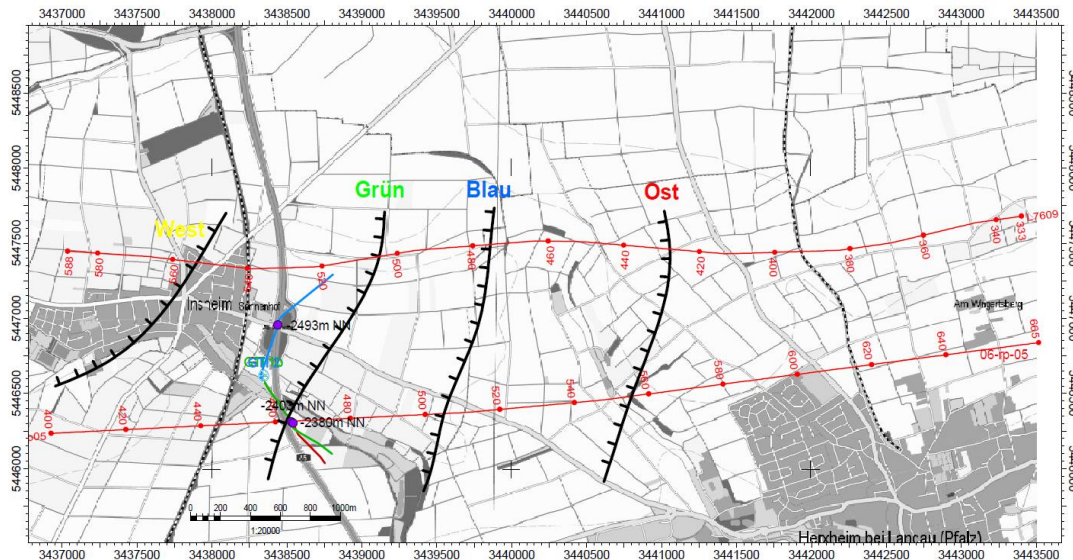


Abbildung 7: Für die Modellierung verwendete seismische Linien (rot), Projektion der Bohrlochverläufe (GTI 2 - blau, GTI 1 - grün, GTI 1b - rot) und Hauptstörungsverläufe an der Oberkante Muschelkalk

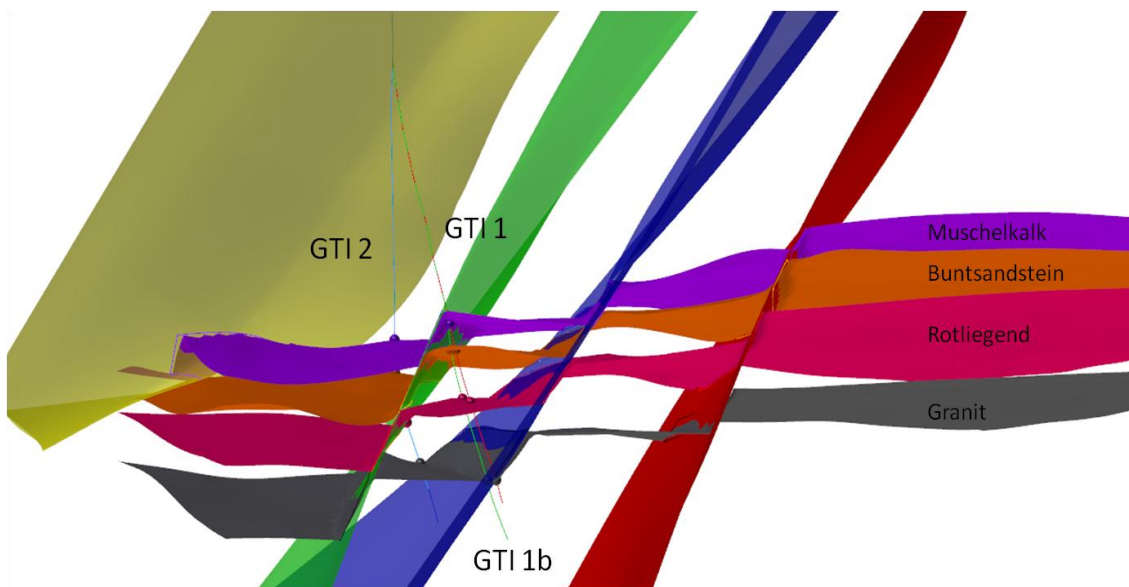


Abbildung 8: Geologisches Strukturmodell Insheim - Bohrlochverläufe, Hauptstörungsverläufe und Schichtoberkanten

Für die Zuordnung der Reflektoren wurden außerdem die Schichtenverzeichnisse und Bohrdaten der Bohrungen GTI 1 und GTI 2 hinzugezogen. Mit der Einarbeitung der zusätzlichen Bohrungsinformationen aus der Lateralbohrung GTI 1b konnte das bisherige Strukturmodell in seinen wesentlichen Teilen gestützt werden (siehe Abbildung 8).

Hydraulischer Untersuchungen:

Nach einer fast dreimonatigen artesischen Langzeittestzirkulation wurden von Oktober bis November 2009 in der Bohrung GTI 1 Stufen-Injektionen, Puls-Injektionstests bei steigender Fließrate und eine erneute Kurzzeitzirkulation als Diagnosetest durchgeführt. Ziel dieser ersten Ertüchtigungsphase war es, zu untersuchen, ob durch die Langzeit-Injektion von abgekühltem Thermalwasser und kurzen Stufeninjektionen die Injektivität der Bohrung GTI 1 ausschließlich durch thermomechanische Effekte verbessert werden kann.

Die artesische Förderung des Thermalwassers aus der GTI 2 konnte während der vorangegangenen Langzeittestzirkulation bei Fließraten von 20 bis 30 l/s konstant aufrecht erhalten werden und gewährte somit erste positive Hinweise auf die Nachhaltigkeit der geothermischen Ressource. Nach einer einwöchigen Produktion konnten schon Temperaturen von über 145°C am Bohrlochkopf gemessen werden. Die Reinjektion des Thermalwassers erfolgte bei Temperaturen von bis zu 60°C, das Thermalwassersystem wurde in einem offenen Kreislauf betrieben, so dass zunächst Injektionsraten von 10 - 20 l/s verwirklicht werden konnten. Im Anschluss wurden Stufeninjektionen und Puls-Injektionstests mit weiter steigenden Injektionsraten von bis zu 70 l/s in den Testverlauf integriert. Die durch die Behörden auferlegte Kopfdruckbegrenzung lag bei diesen Versuchen bei 45 bar. Volumenströme bis zu 30 l/s konnten bei dieser Versuchsserie ganz ohne Bohrlochkopfdruck injiziert werden, mit zunehmender Fließrate stieg allerdings auch die Druckdifferenz an (turbulentes Strömungsverhalten).

Um den Zustand der Injektionsbohrung verlässlich beurteilen zu können, war während der einzelnen Stufen und Pulse eine Druck- und Temperatursonde im Bohrloch installiert. Die hydraulische Auswertung ergab, dass keines der eingesetzten Verfahren einen signifikanten Effekt auf die Injektivität der Bohrung GTI 1 bei der angestrebten Betriebsfließrate von etwa 70 bis 80 l/s hatte. Aus diesem Grund wurde ein Stimulationskonzept entwickelt, bei dem Fließraten über 100 l/s und ein im Rahmen der technischen Möglichkeiten maximales Injektionsvolumen angestrebt wurden.

Mit dem Ziel möglicherweise vorhandene Kalzitablagerungen im Störungssystem zu lösen und die bohrlochnahe Injektivität zu verbessern, wurden beginnend mit dem 23. März 2010 insgesamt 6 Säureinjektionspulse bei Injektionsraten von 30 bis 40 l/s in der GTI 1 durchgeführt. Für die Injektion wurde das aus der GTI 2 produzierte Thermalwasser verwendet. Die Säure wurde mit etwa 16 l/min dem Thermalwasser beigemischt (31%-ige

HCl-Lösung). Zur Schonung der Bohrlochverrohrung wurde außerdem ein Korrosionsinhibitor hinzugegeben. Durch die sanften Säuerungsmaßnahmen konnte in unmittelbarer Bohrlochumgebung eine geringfügige Verbesserung der Anfangsinjektivität erzielt werden. Insgesamt haben die chemischen Stimulationstests allerdings zu keiner signifikanten Steigerung der Durchlässigkeit in der Bohrung GTI 1 geführt.

Im April 2010 wurden die Ertüchtigungsmaßnahmen mit drei hydraulische Stimulationstests bei 80, 100 und 120 l/s fortgeführt, wobei jeweils das maximal technisch verfügbare Fluidvolumen injiziert wurde. Mit einem Post-Injektionstest wurde später untersucht, ob die Maßnahmen erfolgreich waren. Dieser Test wurde bei einer Injektionsrate von 70 l/s durchgeführt, um an die Ergebnisse früherer Untersuchungen anknüpfen zu können und gleichzeitig möglichst nahe an der für den späteren Betrieb vorgesehenen Fließrate zu liegen (siehe Abbildung 9). Eine Druck-Temperatursonde war während dieses Tests in 3300 m Tiefe eingesetzt.

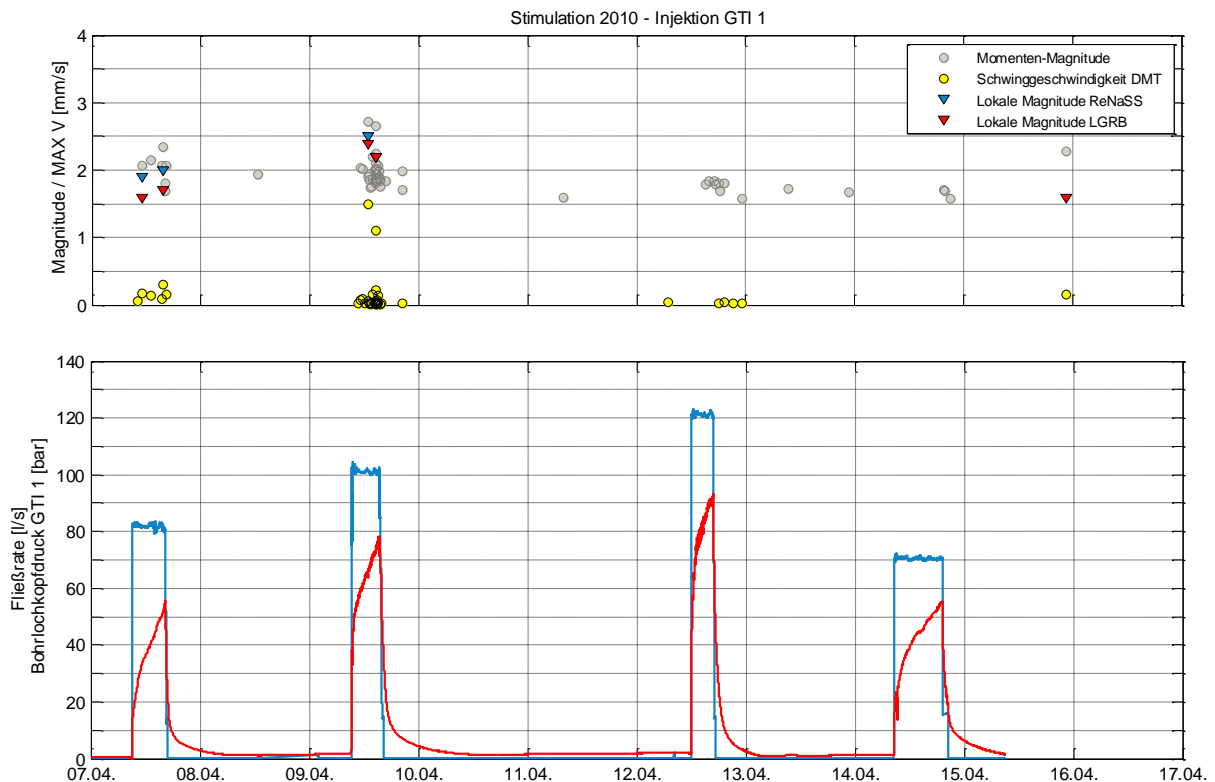


Abbildung 9: Übersicht über die seismischen und hydraulischen Aufzeichnungen während der Stimulationstufentests in der Bohrung GTI 1 (rot: Bohrlöchkopfdruck, blau: Injektionsfließrate). Momentenmagnituden liegen meist um 0.4 über den durch das Landesamt angegebenen lokalen Magnituden.

Die Ergebnisse der Stimulationstests belegen eindeutig, dass die Druckdifferenz ab einem Druck von rund 45 bar deutlich schwächer mit der Injektions-Fließrate ansteigt als unterhalb dieses Druckniveaus (mechanische Beanspruchung des Gebirges). Bei allen früheren

Untersuchungen (vor diesem Vorhaben) wurde dieses Druckniveau nicht erreicht. Allerdings wurde bei den durchgeführten Pulsstimulationen auch deutlich, dass aufgrund des sehr langsamen Druckanstiegs mit dem maximal verfügbaren Injektionsvolumen (etwa 2.600 m³) ein konstanter Stimulationsdruck, der am Standort vermutlich bei etwa 100 bar liegt, nicht erreicht werden kann. Die Analyse des Post-Injektionstests zeigte, dass auch durch diese Ertüchtigungsmaßnahme keine ausreichende Veränderung der hydraulischen Verhältnisse um die Bohrung GTI 1 erreicht werden konnte. Bei 70 l/s musste nach wie vor mit einem Überdruck von 70 bar gerechnet werden.

Als positives Ergebnis ist zu erwähnen, dass die induzierte Seismizität im Verlauf dieser Testserie stark nachließ. Während die ersten beiden Stimulationspulse bei 80 l/s und 100 l/s von mehreren seismischen Ereignissen bis zu einer lokalen Magnitude von 2.4 begleitet wurden, traten während des nachfolgenden Pulses bei 120 l/s und des Wiederholungstests bei 70 l/s deutlich weniger seismische Ereignisse bis zu einer lokalen Magnitude von nur 1.6 auf (siehe Abbildung 10). In Abbildung 10 sind die hydraulischen und seismischen Aufzeichnungen während eines 70 l/s Injektionswiederholungstests in der GTI 1, vor und nach Durchführung der Zirkulations- und Stimulationstests, dargestellt. Im direkten Vergleich wird die Minderung der induzierten mikroseismischen Erschütterungen noch deutlicher.

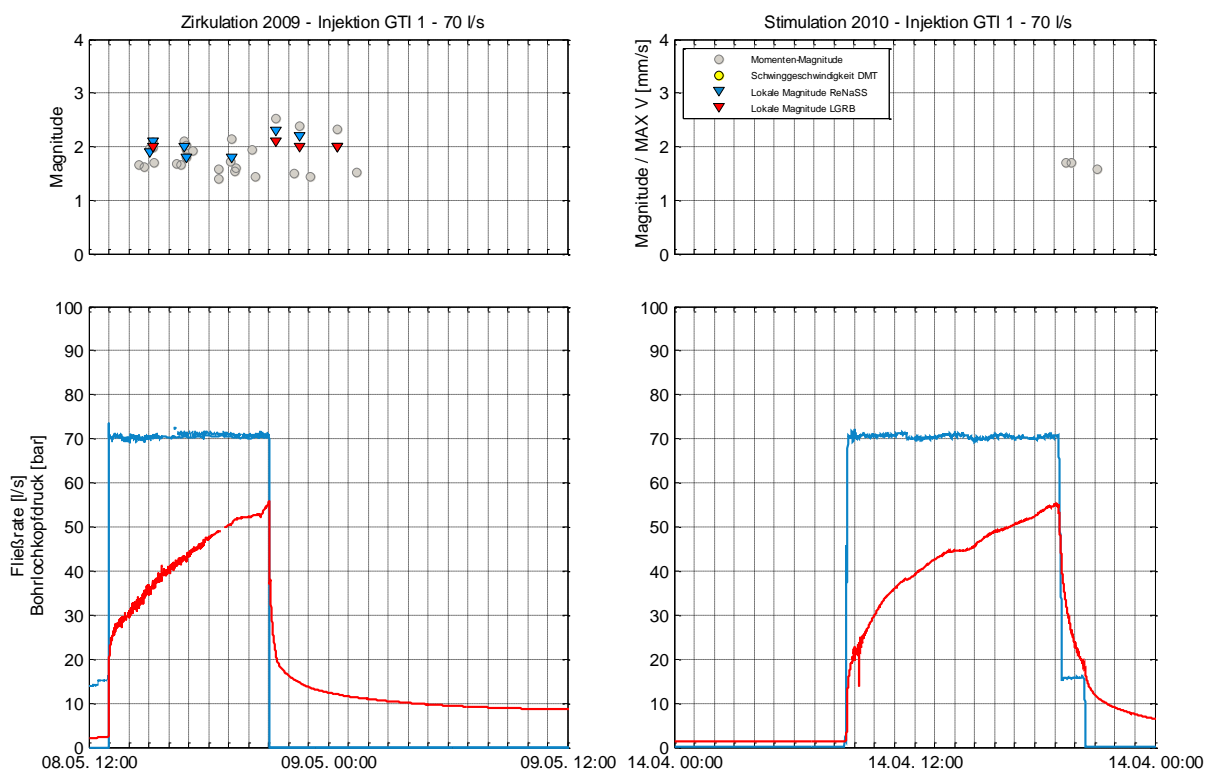


Abbildung 10: Vergleich der hydraulischen und seismischen Aufzeichnungen während eines 70 l/s Injektionswiederholungstests in der GTI 1 - vor und nach Durchführung der Zirkulations- und Stimulationstests (blau: Injektionsrate, rot: Injektionsdruck)

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Stufen- bzw. Pulsstimulation mit begrenzten Volumina (ca. 4000 m³) sich als seismisch „sicheres“ Verfahren für die Verbesserung der Hydraulik solcher Geothermiebohrungen bewährt hat. Allerdings zeigen die Untersuchungen in Insheim auch die Grenzen dieses Verfahrens auf. Es konnten in Insheim aufgrund der Volumenbegrenzung keine stationären Druckzustände erreicht werden, die erzielten Durchlässigkeiten lagen immer noch unterhalb der für die Fündigkeit der Bohrung geforderten Werte (Produktivitätsindex = 2 l/s/bar). Aus diesem Grund wurde dann auch für die Bohrung GTI 1 in Insheim beschlossen, einen zusätzlichen Seitenarm („Side-Track“) abzuteufen, und damit praktisch zum ersten Mal im Oberrheingraben eine multi-lateral Komplettierung einer solchen Bohrung vorzusehen. Die Säuerungsmaßnahmen haben in Insheim nur geringe Verbesserungen gezeigt.

Bohren eines neuen Seitenarms in der Bohrung GTI 1 und hydraulische Evaluierungstests:

Da die Bohrung GTI 1 als Injektionsbohrung vorgesehen war, war davon auszugehen, dass bei einer langfristigen Injektion bei der zukünftigen Betriebsfließrate von 80 l/s die Injektivität der Bohrung im Probetrieb durch thermoelastische und auch mechanische Effekte weiter verbessert werden kann. Angesichts des seismischen Risikos bei der Langzeitbehandlung unter erhöhtem Injektionsdruck erschien es allerdings notwendig, weitere technische Ertüchtigungsmöglichkeiten auf ihre Machbarkeit hin zu prüfen. Ein Konzept, das einen zweiten Seitenarm im unteren Bereich der Bohrung ab einer Tiefe von etwa 2.400 m in der GTI 1 vorsah, wurde entwickelt und stellte die sicherste und erfolgversprechendste Lösung dar.

Anhand von geologischen und tektonischen Untergrundmodellen (siehe Abbildung 11) wurde eine geologische Ablenkung geplant, die rund 1.000 m parallel zur bestehenden Bohrung verläuft und ein erneutes Durchteufen des Störungssystems in einem Abstand von etwa 100 m zur vorhandenen Bohrung ermöglicht. Die Aufgabelung und der multilaterale Ausbau der Bohrung GTI 1 sollten für eine großräumigere Verteilung des Wassers im Untergrund und somit für eine höhere Sicherheit im Hinblick auf seismische Ereignisse sorgen.

Die Bohrarbeiten wurden ab Mitte August bis Ende Oktober 2010 durchgeführt. Aus bohrtechnischer Sicht stellte sich das Abteufen des Seitenarms als große Herausforderung dar. Nachdem die erste 8 ½“ Ablenkung GTI 1a aufgrund technischer Schwierigkeiten bereits nach wenigen Metern fehlgeschlagen war, traten während des Abteufens der Lateralbohrung GTI 1b in 2.840 m im Buntsandstein starke Spülungsverluste auf, der Abstand zur Hauptbohrung GTI 1 betrug zu diesem Zeitpunkt nur 31 m. Untersuchungen des zu Tage geförderten Bohrkleins zeigten idiomorphe Quarzkristalle, die auf ein natürliches Störungssystem hinwiesen. In der GTI 1 wurden dagegen nie Anzeichen eines permeablen Störungssystems in dieser Tiefe vorgefunden. Die Bohrarbeiten wurden daraufhin kurzfristig

unterbrochen, um die vorgefundene Struktur im Buntsandstein durch kurze Injektionstests bei 15 und 30 l/s auf seine hydraulischen Eigenschaften hin zu testen. Die Ergiebigkeit dieses Bereichs erwies sich allerdings als unzureichend, so dass nach zwei Verlustzementationen die Bohrarbeiten wieder aufgenommen wurden.

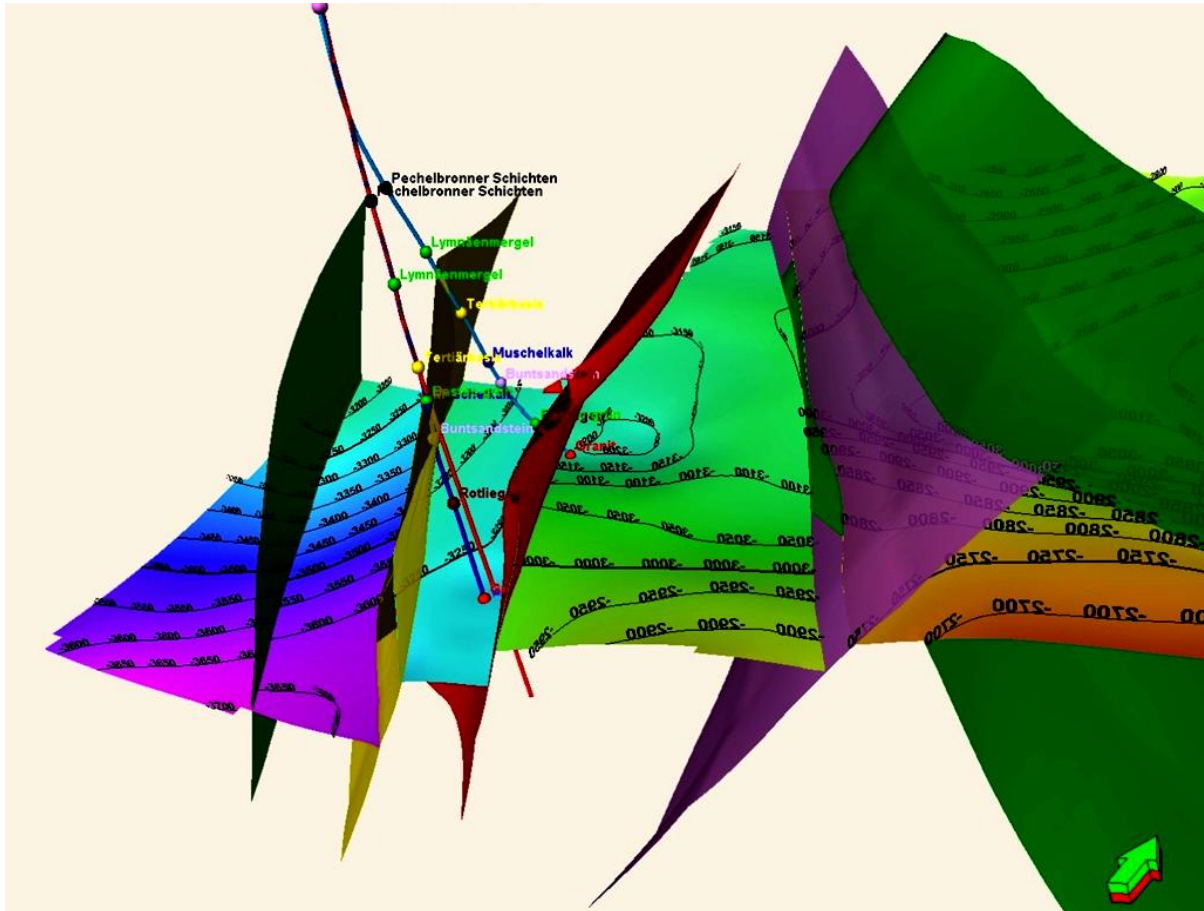


Abbildung 11: Geologisches Strukturmodell und Planung der geologischen Ablenkung, Blick nach Norden (hellblau: GTI 2, dunkelblau: GTI 1, rot: GTI 1a/b, rote Fläche: Zielstörung)

Spülungsverluste traten im Verlauf der Bohrung bis zur Endtiefe von 3.848 m immer wieder auf, vermehrt im unteren kristallinen Bohrlochabschnitt, wo auch die Störung vermutet und ein sehr hohes Drehmoment beobachtet wurde. Nach erfolgreichem Vermessen wurde die Bohrung multilateral ausgebaut. Die Hauptbohrung GTI 1 wurde durch Entfernen des zuvor gesetzten Ablenkkeils und Packers hydraulisch wieder zugänglich gemacht und die Lateralbohrung GTI 1b mit einem offenen Liner ausgebaut, so dass im Anschluss beide Bohrungen gemeinsam getestet werden konnten.

Die Injektionstests wurden Ende Oktober 2010 bei Fließraten von 30, 60 und 80 l/s durchgeführt. Trotz der immer noch vorhandenen Turbulenz konnten die hydraulischen Eigenschaften der Bohrung durch das Abteufen der Lateralbohrung erheblich verbessert werden. Im direkten Vergleich zu den Tests die in 2008 und 2009 durchgeführt wurden,

verbesserte sie sich um ca. 35% (siehe Abbildung 12). Seismische Ereignisse wurden während der Injektionsversuche in der GTI 1 inklusive Lateralbohrung nicht mehr registriert.

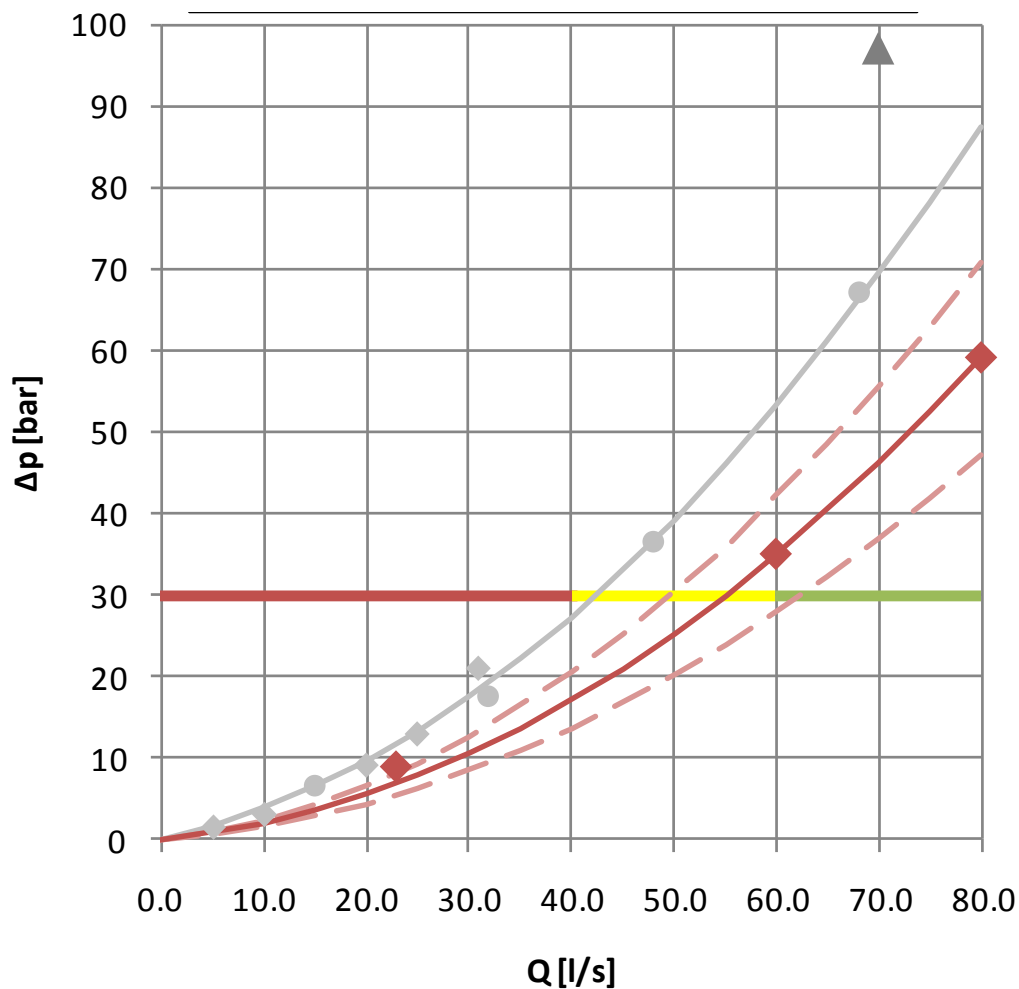


Abbildung 12: Werte und Fitkurven der quasi-stationären Druckdifferenz (grau: vor den Stimulations-tests in 2010, rot: nach dem Side-Tracking, rot gestrichelt: Fehlergrenzen (± 20))

Seismologische Überwachung aller Operationen:

Basierend auf den Erfahrungen der letzten Jahre aus Landau wurde bei dem Projekt in Insheim zur Überwachung und Aufzeichnung der im Umfeld des Projektstandortes Insheim auftretenden seismischen Ereignisse das bereits für das Geothermiekraftwerk Landau bestehende seismologische Messnetz sukzessive um drei weitere Stationen erweitert.

Das seismologische Beobachtungsnetz besteht mittlerweile aus insgesamt neun fest installierten Stationen und erlaubt eine Online-Überwachung aller durchzuführenden Maßnahmen (siehe Abbildung 13). Auf Basis einer im Herbst 2009 durchgeführten VSP-Messungen (Vertical Seismic Profiling, Geophonversenkmesung) wurde außerdem ein

detailliertes Geschwindigkeitsmodell entwickelt, das einer möglichst genauen Lokalisierung der seismischen Ereignisse dient.

Darüber hinaus wurde durch die DMT GmbH & Co. KG, als zugelassene Messstelle nach Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), neben dem seismischen Beobachtungsnetz zusätzlich ein Immissionsmessnetz mit Alarmfunktionalität, das den Anforderungen der DIN 4150 entspricht, betrieben und betreut. Die im Raum Insheim insgesamt vier eingesetzten Seismographen (DIN 45669 Klasse 1) zur Messung der Bodenschwinggeschwindigkeiten waren so verteilt, dass das durch eventuell auftretende Erschütterungen betroffene Gebiet repräsentativ abgedeckt wird. Mittlerweile wurde das Netz durch zwei weitere Stationen verdichtet (siehe Abbildung 13).

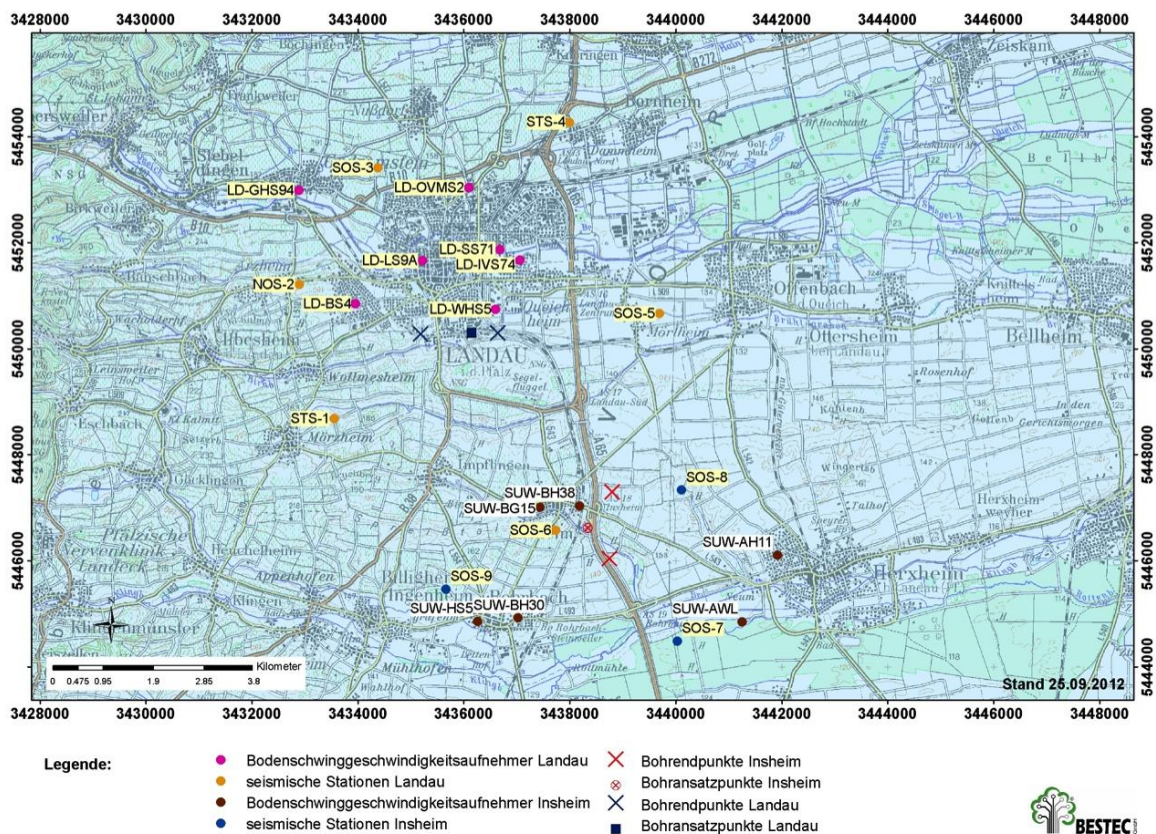


Abbildung 13: Installiertes Überwachungsnetz an den Standorten Insheim (südlich) und Landau (nördlich)

Die maximal auftretenden Schwinggeschwindigkeiten sind für die Schadensbeurteilung die entscheidende Messgröße. Bei den Stimulationen wurde der in der DIN angegebene Anhaltswert von 5 mm/s zu keiner Zeit erreicht. Der höchste erfasste Wert wurde für das Ereignis am 09.04.2010 12:52:18.110 mit 1,5 mm/s gemessen. Für dieses Ereignis sind in Abbildung 14 alle gemessenen Schwinggeschwindigkeiten zusammen mit den Stationen

eingetragen, zudem zeigt die Karte die Ortung der von der DMT registrierten Ereignisse. Dieses Ereignis wurde auch von einigen wenigen Personen verspürt.

In der Regel können Ereignisse ab ca. 0,2 mm/s von wenigen günstig positionierten Personen (Laborbedingungen) verspürt werden. Ein Ereignis mit 5 mm/s würde hingegen von (fast) allen Betroffenen verspürt und würde auch in Einzelfällen Angst und Schrecken auslösen können. Bei dem hier dargestellten Ereignis zeigten die Reaktionen, dass es immer noch im unteren Bereich der Fühlbarkeit einzuordnen ist.

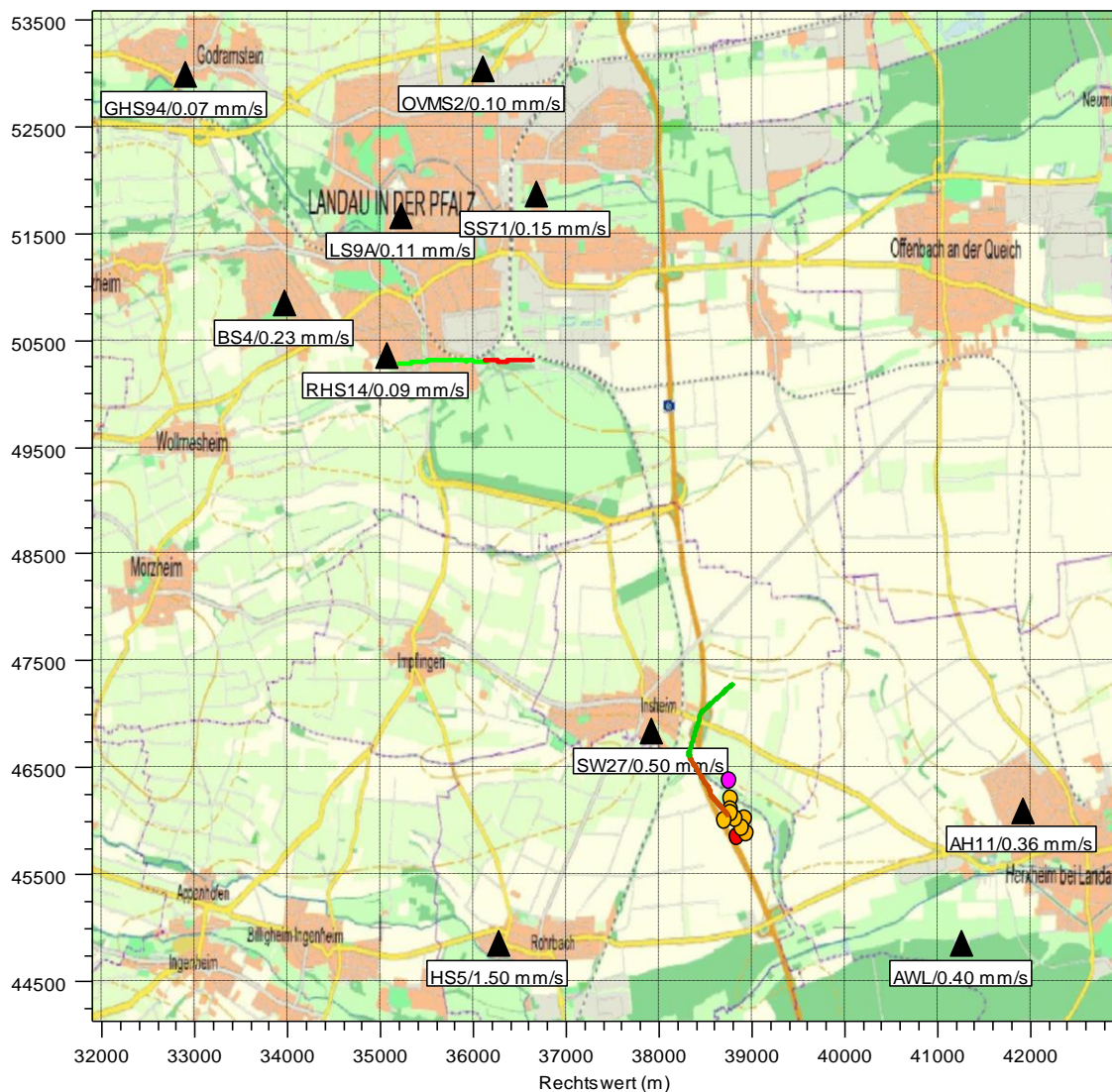


Abbildung 14: Karte der Stationen des DMT-Netzes (Immissionsnetz) und der Epizentrallokationen. An den Stationen sind die maximalen Schwinggeschwindigkeiten für das Ereignis am 09.04.2010 12:52:18.110 angegeben. Der größte Wert wurde an der Station HS5 mit 1,5 mm/s gemessen (DMT 2010).

Sowohl das seismologische als auch das Immissionsmessnetz mit Alarmfunktionalität wurden durchgehend betrieben. Ziel war es, auch vor Inbetriebnahme des Geothermiekraftwerks Insheim eine möglichst breite Datenbasis über alle im Umfeld auftretenden Erschütterungen (natürliche seismische Ereignisse, Überschallereignisse, Sprengungen, usw.) zu erlangen.

So wurde zum Beispiel die Erdbebenserie im ca. 90 km entfernten Nassau am 14.02.2011 zwischen 12:43 und 12:45 (UTC) auf allen Stationen in Landau und Insheim registriert (siehe Abbildung 15). Die im Raum Landau aufgetretene maximale Schwinggeschwindigkeit für das stärkste dieser Erdbeben (12:43 UTC - Magnitude 4.4) betrug 1.04 mm/s.

Zum Vergleich: Während der Ertüchtigungsmaßnahmen in Insheim betrug der höchste erfasste Wert für das Ereignis am 09.04.2010 12:52:18.110 1,5 mm/s.

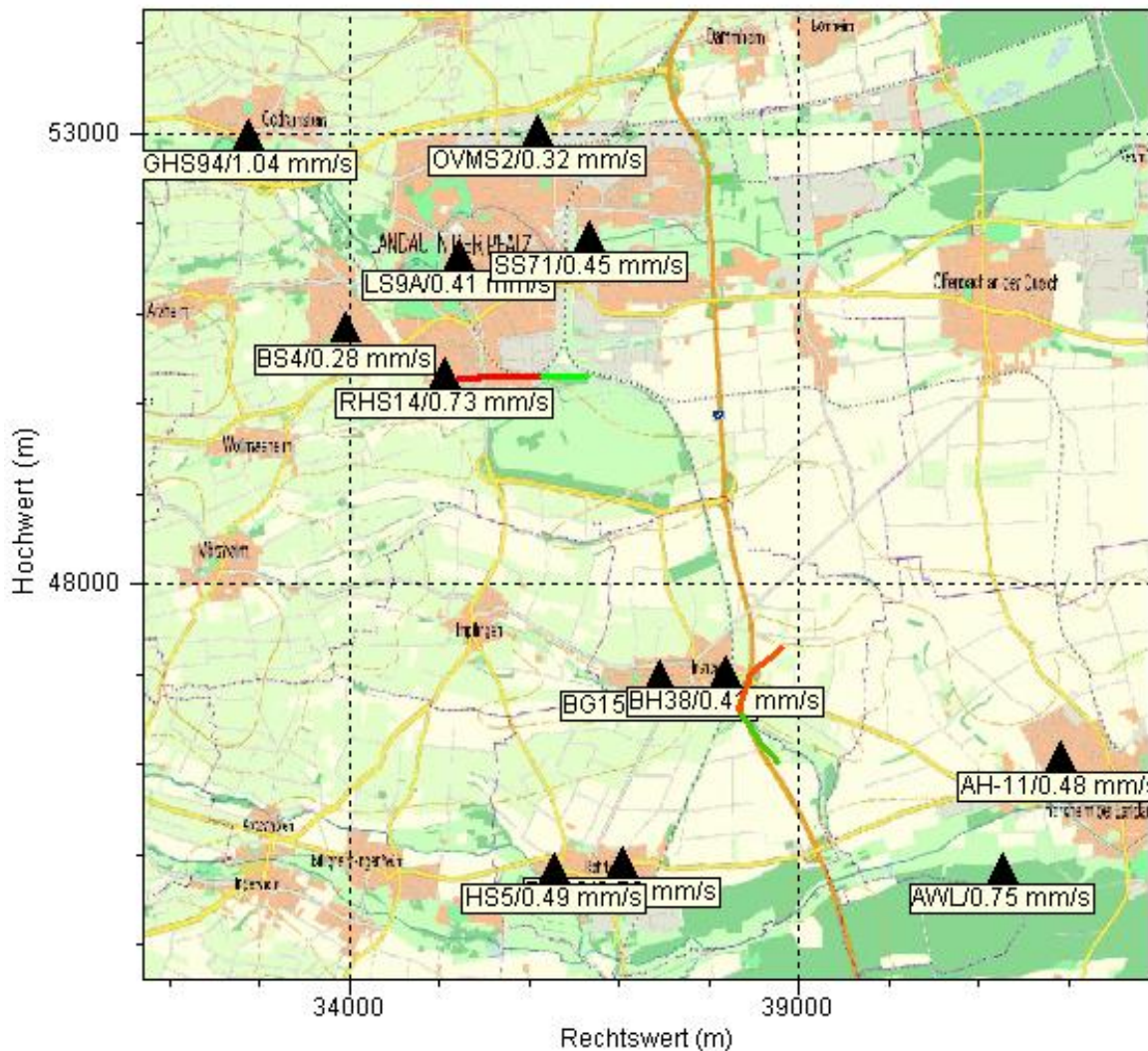


Abbildung 15: Immissionsnetz Landau/Insheim - Maximale Schwinggeschwindigkeiten des Erdbebens (Magnitude 4,4) in Nassau am 14.02.2011 12:43 (UTC)

Aufbauend auf Erfahrungen insbesondere aus dem deutschen Steinkohlebergbau wurde im bergrechtlichen Zulassungsverfahren zur „Durchführung der Testzirkulation und einer Stimulation in den Bohrungen GTI 1 und GTI 2“ von der BESTEC GmbH ein Stufenplan zur Prävention von großen Erschütterungen vorgeschlagen. Dieses Reaktionsschema ist auch den „Gutachterlichen Äußerung zum Ausschluss gemeinschädlicher Einwirkungen für die Geothermie-Standorte Landau und Insheim“ (Rüter 2010) zu entnehmen.

Basierend auf der Datenbasis der beiden Messnetze und dem erwähnten Reaktionsschema und als Ergebnis des von der rheinland-pfälzischen Landesregierung initiierten „Mediationsverfahrens zur Zukunft der tiefen Geothermie in der Vorderpfalz“ wurden Betriebsregeln für das Geothermiekraftwerk Insheim und nachfolgend auch für das benachbarte Kraftwerk in Landau in Form eines erweiterten Stufenplans zur Prävention seismischer Erschütterungen aufgestellt (siehe Abbildung 16).

BETRIEBSREGELN STUFENPLAN



1. $0,2 \text{ mm/s} < V < 0,5 \text{ mm/s}$
Benachrichtigung; Dokumentation aller Erschütterungen
2. $0,5 \text{ mm/s} < V < 1,0 \text{ mm/s}$ oder 5 Ereignisse in 12 h nach 1.
Benachrichtigung; vorübergehende Verringerung der Fließrate
3. $1,0 \text{ mm/s} < V < 3 \text{ mm/s}$
Benachrichtigung; Auswertung der Ereignisse; vorübergehende stufenweise Reduktion der Fließrate
4. $3 \text{ mm/s} < V < 5 \text{ mm/s}$
Benachrichtigung; Auswertung der Ereignisse; weitere Reduktion der Fließrate
5. $5 \text{ mm/s} < V < 10 \text{ mm/s}$ oder 3 Ereignisse $> 3 \text{ mm/s}$
Benachrichtigung; Betrieb mit minimierter Fließrate über einen längeren Zeitraum in Absprache mit der Bergbehörde
6. $V > 10 \text{ mm/s}$, d.h. 1 Ereignis $> 20 \text{ mm/s}$ oder 5 Ereignisse $> 10 \text{ mm/s}$
Herunterfahren des Kraftwerkes

Abbildung 16: Betriebsregeln/erweiterter Stufenplan zur Prävention seismischer Erschütterungen als (vorläufiges) Ergebnis des „Mediationsverfahrens zur Zukunft der tiefen Geothermie in der Vorderpfalz“ (Stand 12. März 2012).

Numerisches Untergrundmodell:

Mit dem Ziel eine Prognose für die thermohydraulische Beeinflussung des Untergrundes durch den Betrieb des geplanten Geothermiekraftwerks Insheim über einen Zeitraum von 25 Jahren zu treffen, wurde auf Basis aller bisher gewonnenen Explorationsergebnisse ein numerisches Modell erstellt (siehe Abbildung 17).

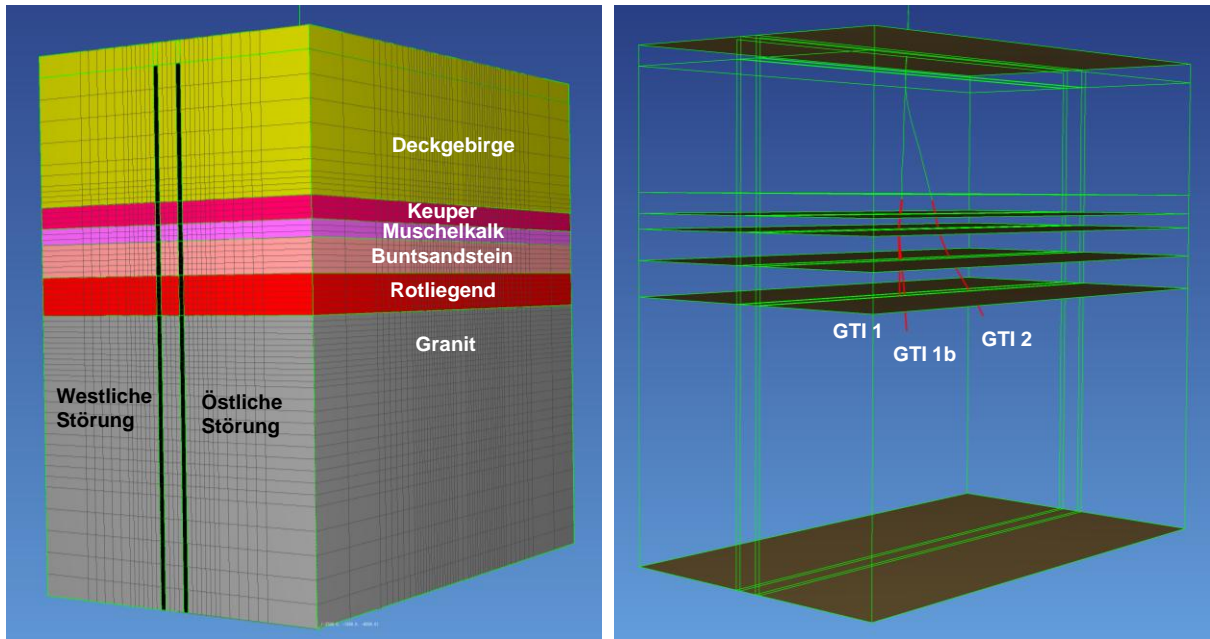


Abbildung 17: Modellaufbau (links: Schichtgrenzen und Störungen, rechts: Bohrlochverläufe)

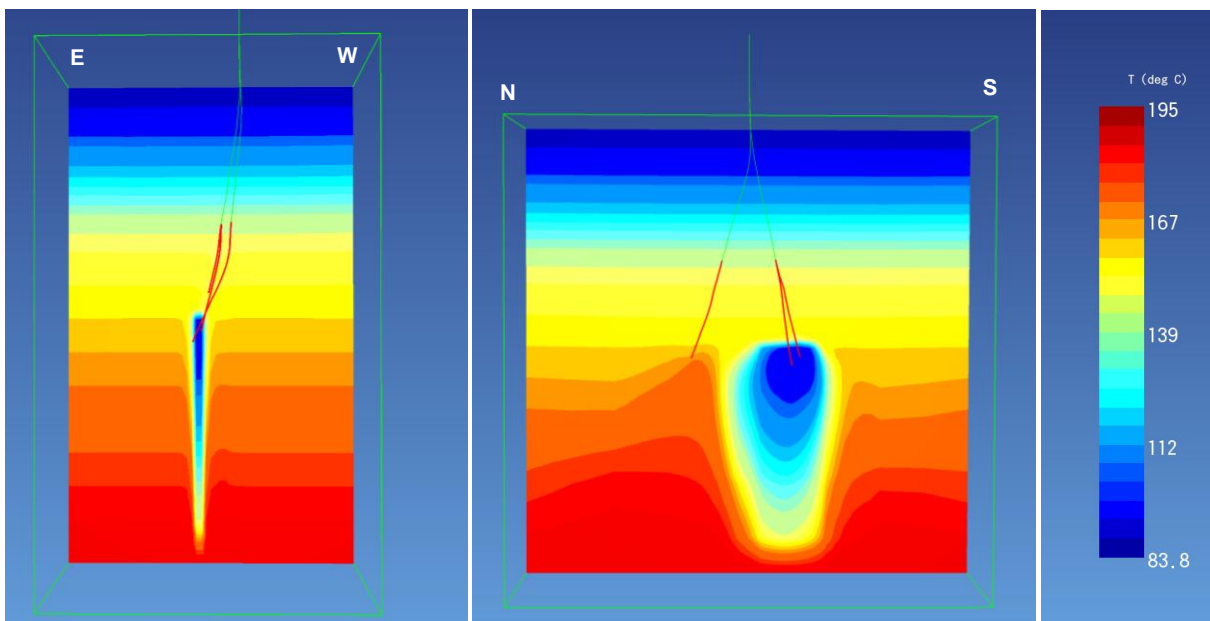


Abbildung 18: Thermohydraulische Prognose des Insheimer Reservoirs nach 25 Jahren Betrieb

Der Aufbau des Modells sowie erste numerische Simulationen des thermohydraulischen Reservoirverhaltens für die betrachtete Betriebsdauer wurden durch die EGS Energy Ltd. mit Hilfe der Simulationssoftware „TOUGH 2“ durchgeführt. Die Berechnungen wurden entsprechend dem Businessplan mit schrittweise steigender Thermalwasserfließrate durchgeführt (1. Jahr: 65 l/s, 2. Jahr: 75 l/s, ab 3. Jahr 85 l/s). Der Fluidstrom wird dabei vollständig aus der GTI 2 gefördert und anschließend gleichmäßig aufgeteilt über die beiden Bohrungen GTI 1 und GTI 1b in den Untergrund injiziert.

Aus den bisher durchgeführten Simulationen bei den geplanten Betriebsparametern konnten zusammenfassend folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Die numerischen Berechnungen zeigen, dass das geothermische Reservoir in Insheim durch die hohe Permeabilität der Störungen im Bereich des Kristallin dominiert wird (siehe Abbildung 18).
- Die hohe hydraulische Leitfähigkeit im Bereich der Störungen führt dazu, dass das produzierte Fluid aus dem Bereich unterhalb der Produktionsbohrung bezogen wird und somit die mittlere Produktionstemperatur während der betrachteten Betriebsdauer von 25 Jahren stetig steigt. Insgesamt beträgt die negative thermische Absenkung etwa 6% (siehe Abbildung 18).
- Die hohe Permeabilität im Bereich der Störung innerhalb des Kristallins dominiert das Gesamtsystem. Daher wurde die Sensitivität des Systems auf Änderungen der empirisch abgeleiteten Werte für die hydraulische Durchlässigkeit im Störungsbereich hin untersucht. Berechnungen mit einer um den Faktor 10 reduzierten hydraulischen Leitfähigkeit der Störung ergaben eine reduzierte thermische Systemleistung von maximal 6%, über die gesamte Betriebslaufzeit gesehen. Dieses Szenario wird als ungünstigster Fall angesehen.

3. Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die im Rahmen dieses Forschungsvorhabens erzielten Ergebnisse können im Wesentlichen auf zwei Gebieten verwendet werden:

Zunächst sind diese Untersuchungen und ihre Ergebnisse von essentieller Bedeutung für den Betrieb der Anlage in Insheim. Ein sicherer und ökonomisch sinnvoller Betrieb kann nur gewährleistet werden, wenn das entsprechende Verständnis über das Reservoir und die Vorgänge im tiefen Untergrund vorhanden ist. Diese Erkenntnisse fließen in das Reservoirmodell ein, das die Basis für alle Entscheidungen im Betrieb bildet. Hinzu kommt, dass die Erfahrungen aus den Projekten in Soultz und Landau zeigen, dass das Reservoir und die Bohrungen sich im Laufe des Betriebs verändern. Auch solche Veränderungen können vor dem Hintergrund der Ergebnisse der Untersuchungen aus Insheim besser verstanden werden.

Auch für die Entwicklung neuer Vorhaben im Oberrheingraben sind die in diesem Forschungsprojekt gewonnenen Erkenntnisse von herausragender Bedeutung. Bisher liegen für den Oberrheingraben nur von sehr wenigen Standorten hydraulische Daten vergleichbarer Qualität vor. Hinzu kommt, dass die sozio-ökonomischen Randbedingungen für diese Projekte sich durch die Sensibilisierung der Bevölkerung in den letzten Jahren stark geändert haben. In Insheim gelang es zum ersten Mal nach den seismischen Ereignissen von Landau in 2009 solche Untersuchungen unter den neuen, verschärften Randbedingungen erfolgreich mit Beteiligung der Behörden durchzuführen. Auch wenn die Ergebnisse einzelner Tests in Insheim die Grenzen der hier genutzten Verfahren aufzeichnen, so lässt sich insgesamt doch aus den Untersuchungen – vor allem unter Einbeziehung der Side-track Technologie – die Botschaft ableiten, dass auch zunächst nur bedingt fündige (teilmündige) Bohrungen unter vertretbarem Aufwand und mit für die Bevölkerung und die Umwelt sicheren Verfahren, erfolgreich entwickelt und einer kommerziellen Nutzung zugeführt werden können.

4. Veröffentlichung der Ergebnisse

Über den jeweils aktuellen Stand des Geothermieprojektes Insheim wurde noch während der Laufzeit des Vorhabens auf zahlreichen Fachtagungen berichtet (z. B. IGC 2012, ICEGS 2012, IGC 2013, Messe Offenburg 2013 u. a.).

Darüber hinaus wurden eine Vielzahl von Besuchergruppen aus den Bereichen Forschung, Industrie, Wirtschaft und Politik vor Ort geführt und informiert.

Zudem wurden in der Zeitschrift bbr (05-2013, Leitungsbau, Brunnenbau, Geothermie) in dem Artikel „Betriebserfahrungen mit den Geothermiekraftwerken Landau, **Insheim** und Bruchsal“ (Autoren: Baumgärtner, Teza, Hettkamp, Köbel, Mergner, Schlagermann, Lerch) die wissenschaftlichen und technischen Ergebnisse aus Insheim veröffentlicht. Weitere Veröffentlichungen in wissenschaftlichen und Branchen relevanten Zeitschriften sind geplant.



Abbildung 19: Das Geothermiekraftwerk Insheim aus der Luft

Literaturverzeichnis

- Baumgärtner, J. (2013):
Betriebserfahrungen mit den Geothermiekraftwerken Landau, Insheim und Bruchsal, In: bbr Leitungsbau, Brunnenbau und Geothermie, Ausgabe 05-2013, wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn.
- Ernst, E. (2010): Insheim GTI 1b. Abschlussbericht. Egbert Ernst, GeoService GmbH, Georgsdorf, Oktober 2010.
- Jung, R. (2009): Geothermie-Projekt Insheim. Evaluierung von Ertüchtigungsmaßnahmen in Bohrung GTI 1. Dr. Reinhard Jung, JUNG-GEOTHERM, Isernhagen, Dezember 2009.
- Jung, R. (2010): Geothermie-Projekt Insheim. Evaluierung chemischer und hydraulischer Stimulationstests in Bohrung GTI 1. Dr. Reinhard Jung, JUNG-GEOTHERM, Isernhagen, Mai 2010.
Geothermie-Projekt Insheim. Auswertung hydraulischer Tests in Bohrung GTI 1 nach Fertigstellen des Side-Tracks. Dr. Reinhard Jung, JUNG-GEOTHERM, Isernhagen, Dezember 2010.
- Jupe, A. (2011): Insheim Reservoir Performance Modelling. Bericht. Dr. Andrew Jupe, EGS Energy Limited, London, Mai 2011.
- Rüter, H. (2010a): Gutachterliche Äußerung zum Ausschluss gemeinschädlicher Einwirkungen für die Geothermie-Standorte Landau und Insheim. Prof. Dr. Horst Rüter, HarbourDom GmbH, Köln, 05.01.2010.
- Rüter, H. (2010b): Ergänzung zur „Gutachterlichen Äußerung zum Ausschluss gemeinschädlicher Einwirkungen für die Geothermie-Standorte Landau und Insheim vom 05.01.2010,“ vom 20.07.2010.
- Rüter, H. (2011): Ergänzung zur „Gutachterlichen Äußerung zum Ausschluss gemeinschädlicher Einwirkungen für die Geothermie-Standorte Landau und Insheim vom 05.01.2010“ vom 11.03.2011.
- Rüter, H. (2012): Ergänzung zur „Gutachterlichen Äußerung zum Ausschluss gemeinschädlicher Einwirkungen für die Geothermie-Standorte Landau und Insheim vom 05.01.2010“ vom 06.02.2012.

Rüter, H. (2013): Ergänzung zur „Gutachterlichen Äußerung zum Ausschluss gemeinschädlicher Einwirkungen für die Geothermie-Standorte Landau und Insheim vom 05.01.2010“ vom 20.03.2013.