

Zeitschrift:	Swiss bulletin für angewandte Geologie = Swiss bulletin pour la géologie appliquée = Swiss bulletin per la geologia applicata = Swiss bulletin for applied geology
Herausgeber:	Schweizerische Vereinigung von Energie-Geowissenschaftern; Schweizerische Fachgruppe für Ingenieurgeologie
Band:	25 (2020)
Heft:	1-2
Artikel:	Geologische und andere Herausforderungen bei der Erschliessung superheisser Geothermie in vulkanischen Gegenden
Autor:	Driesner, Thomas
DOI:	https://doi.org/10.5169/seals-977304

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 16.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Geologische und andere Herausforderungen bei der Erschliessung superheisser Geothermie in vulkanischen Gegenden

Thomas Driesner¹

1 Einleitung

Geothermie in all ihrer Breite ist ohne Frage ein spannendes Bestätigungsfeld für Fachleute in Geologie, bietet sie doch unter den «Geo-Energien» ein Kontrastprogramm zu den hauptsächlichen CO₂-Quellen Öl und Gas. Das Potenzial ist enorm, aber wie die jüngere Vergangenheit gezeigt hat, ist der Weg zu einem breiten Einsatz bei der Bereitstellung von Wärme und Strom noch weit.

Bisher ist eine Nutzung zur Stromproduktion in industriellem Massstab mit wenigen Ausnahmen auf Gegenden mit aktivem Magmatismus beschränkt. Diese begann vor ca. einhundert Jahren im Geothermalfeld von Larderello in der Toskana und fand seit Mitte des letzten Jahrhunderts allmählich grössere Verbreitung. So liessen sich neuseeländische Ingenieure von einem Besuch in Larderello inspirieren und initiierten die Nutzung der spektakulären Geothermalfelder in der Taupo Volcanic Zone auf der neuseeländischen Nordinsel. Die USA und Island erkannten ebenfalls das Potenzial und weitere Nationen im pazifischen Feuerring wie die Philippinen, Japan und Indonesien stiegen in diese Technologie ein. Heutige «hot spots» in dieser Entwicklung sind die Türkei sowie Länder im Ostafrikanischen Grabensystem, in denen kontinuierlich immer weitere Felder zur Energiegewinnung erschlossen werden. Immerhin liefern die Geothermiekraftwerke in diesen Gegenden signifikante Strommen-

gen - von einigen zehner bis einigen hundert Megawatt pro Kraftwerk - und tragen damit wesentlich zur Stromerzeugung bei.

Doch nicht nur in neuen Gegenden werden geothermische Kraftwerke installiert, auch in der Entwicklung der Technologie deutet sich ein möglicher Sprung an. Bisher war davon auszugehen, dass nach 100 Jahren die wichtigsten technischen Probleme bekannt und vielfältige Lösungen verfügbar sind, die kontinuierlich verbessert werden können. Jedoch war die Ressource in einem gegebenen Geothermiefeld durch verschiedene geologische und technische Faktoren ziemlich klar begrenzt. Nun hat sich in den letzten Jahren ein neuer Trend entwickelt, der - ausgehend von einem besseren geologischen Verständnis natürlicher Geothermalsysteme - versucht, tiefere und sehr viel heisere Reservoirs unter den bekannten Ressourcen anzubohren und schliesslich auch zu nutzen. Dadurch könnten die Ressourcen in den Feldern erheblich steigen und noch dazu die Produktion potenziell mit weniger Bohrlöchern auskommen.

In diesem Beitrag wird der derzeitige Kenntnisstand zu solchen «superheissen» Geothermie-Reservoiren vorgestellt. Dabei soll insbesondere die wichtige Rolle des geologischen, hydrologischen und geochemischen Verständnisses für Exploration, Standortwahl und mögliche Nutzung hervorgehoben werden. Die Erfahrungen mit den ersten Versuchen in Island zeigen neue - auch technische - Herausforderungen auf, von denen einige kurz beleuchtet werden. Nicht zuletzt

¹ Institut für Geochemie und Petrologie, ETH Zuerich
Clausiusstrasse 25, CH-8092 Zuerich
thomas.driesner@erdw.ethz.ch

zeigt sich in diesem Kontext auch der Wert internationaler Zusammenarbeit, auf den abschliessend eingegangen wird.

2 Geologischer Hintergrund

Von wenigen Ausnahmen abgesehen ist geothermische Stromerzeugung bisher nur in vulkanischen Gegenden verbreitet, da dort magmatische Intrusionen im Untergrund das Grundwasser so stark aufheizen können, dass für die Stromerzeugung notwendige Temperaturen erreicht werden. Je höher die Temperatur, desto höher auch der erzielbare Wirkungsgrad. In typischen Anlagen werden Wasser-/Dampf-Gemische mit Temperaturen von 250 bis 300 °C gefördert. Die so genutzten Geothermalsysteme werden auch als Hochenthalpiesysteme (englisch: high enthalpy geothermal systems) bezeichnet, da der zur Stromerzeugung nutzbare Energieinhalt (ausgedrückt als Enthalpie) die entscheidende Kenngrösse ist.

Figur 1a veranschaulicht in stark schematisierter Form die Anatomie eines Hohen-

thalpiesystems. Wichtige Elemente sind eine magmatische Wärmequelle und ausreichend meteorisches Wasser (Grundwasser, Regen), um den Nachfluss zu sichern, die Aufstiegszone des heissen Wassers, und oberflächliche geothermale Phänomene wie heisse Quellen, Geysire, Fumarolen, Alterationszonen usw., die oftmals den ersten Anhaltspunkt bei der Exploration liefern. Nicht dargestellt ist der sogenannte «caprock», eine wenig durchlässige Zone von Tonmineralen, die das System deckelt und durch hydrothermale Alteration entsteht.

Die Wärmequelle ist typischerweise eine magmatische Intrusion in wenigen Kilometer Tiefe, die Grundwasser aufheizt und so - hinreichend durchlässiges Gestein vorausgesetzt - dessen thermische Konvektion initiiert. In der Regel ist unbekannt, in welcher Form diese Intrusion vorliegt: eine eigentliche Magmakammer, Lagergänge, oder auch eine Ansammlung von Dikes. Im letzteren Fall sind wiederkehrende Intrusivprozesse wichtig, um das Geothermalsystem am Laufen zu halten, denn der Wärmehinhalt einzelner Dikes ist dafür zu gering. Man kann sich

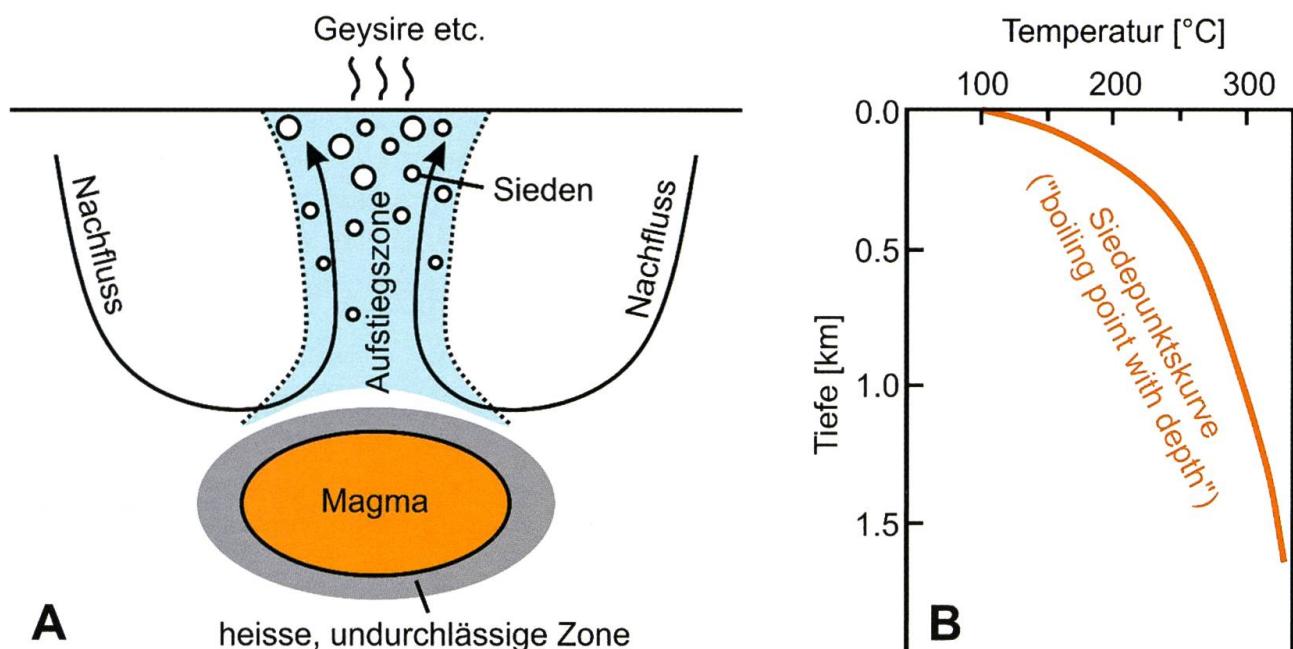


Fig. 1: A: stark schematisierte Darstellung der Anatomie eines Hochenthalpie-Geothermalsystems. B: Typischer Temperaturverlauf mit Tiefe in der zentralen Aufstiegszone: die Temperatur folgt dem druck-abhängigen Siedepunkt.

als Faustregel merken, dass kleinere Intrusionsvolumina von wenigen Kubikkilometern ein Geothermalsystem nur einige tausend bis etwa zehn- oder zwanzigtausend Jahre antreiben können, bevor ihre thermische Energie erschöpft ist. Gelegentliche Literaturangaben von Millionen von Jahren sind irreführend und reflektieren typischerweise wiederholte Geothermalaktivitäten in einem Gebiet mit zeitlich separaten Intrusivereignissen oder gehen schlicht auf Fehldeutungen von geologischen Feldevidenzen zurück.

Die Aufstiegszone ist durch eine charakteristische Verteilung der Temperatur mit der Tiefe gekennzeichnet (Fig. 1A). An der Oberfläche erreicht die Temperatur an Geysern und heißen Quellen oftmals 100 °C, die Siedetemperatur bei atmosphärischem Druck (Geysire im Hochgebirge der Anden sind dementsprechend aufgrund des geringeren Luftdrucks kühler, weniger heiß). In den obersten 100 bis 200 m unter der Oberfläche steigt die Temperatur dann steil bis auf ca. 200 Grad an, die Kurve ist jedoch gekrümmt und die Temperaturzunahme mit der Tiefe wird immer geringer bis in ca. 1 km Tiefe 300 Grad erreicht werden können. Diese Kurve ist auch als «BPD» («Boiling Point with Depth») bekannt, da sie die Siedetemperatur des Wassers mit zunehmender Tiefe (und entsprechend zunehmendem Druck) reflektiert. Nicht in allen Systemen folgt die Temperatur genau dieser Kurve und es können zahlreichen Ausnahmen beobachtet werden, das Prinzip bleibt jedoch das gleiche.

3 Wärmeübertragung im System und der Einfluss geologischer Faktoren

Ein erstaunlicher Kontrast besteht zwischen der Temperatur des geförderten Geothermalfluids (250 bis 300 °C) und dem der magmatischen Intrusion (in Island bis zu 1200 °C).

Um das zu verstehen, muss man einen Blick auf die Wärmeübertragungsmechanismen, Gesteinseigenschaften und die Abhängigkeit der Wassereigenschaften von Druck und Temperatur werfen.

Im genannten Temperaturbereich sind vor allem zwei Wärmeübertragungsformen relevant: Wärmeleitung (Konduktion) und Zirkulation (Konvektion) von aufgeheiztem Wasser. Die magmatische Intrusion und das aufgeheizte unmittelbare Nebengestein sind für die Wasserzirkulation praktisch undurchlässig, da sie durch die hohen Temperaturen plastisch werden und Poren und Brüche sich dann durch den Gesteinsdruck schliessen (in Figur 1A die graue Zone um die Magmakammer). Nahe der Wärmequelle kann Wärmeübertragung also nur durch Konduktion stattfinden. Diese findet vorwiegend durch die feste Gesteinsmatrix statt und ist nur über kurze Distanzen effizient. In einiger Distanz (zehner bis in Ausnahmefällen wenige hundert Meter) von der Intrusion ist dieser thermische Effekt auf die Durchlässigkeit vernachlässigbar und die Wasserzirkulation kann als effizienter Wärmeübertragungsmechanismus übernehmen.

Zwischen den beiden Wärmeübertragungsmechanismen - Konduktion nahe der Intrusion und Konvektion abseits davon - entsteht ein Wechselspiel, denn die Wärmebilanz muss aufgehen: die Konduktion um die Intrusion treibt die Konvektion an und damit auch das eigentliche Geothermalsystem (vgl. Fig. 1A). Da die Effizienz der Konduktion aber limitiert ist, wäre eine zu starke Konvektion kontraproduktiv für Geothermie: zu viel Wasser würde pro Zeit fliessen und würde also nur mäßig erhitzt. In anderen Worten: sehr durchlässige Nebengesteinsformationen, die starke Konvektion erlauben, können nur mäßig warme Geothermalsysteme ausbilden. Andererseits behindert geringe Durchlässigkeit die Konvektion und es entsteht unter Umständen gar kein Geothermalsystem. Optimal für die natürliche Entstehung von

Hochenthalpiesystemen sind Nebengesteinsformationen mit einer mittleren Permeabilität im Bereich von etwa 0.5 bis 10 Millidarcy¹. Weiter Details können der Publikation von Scott et al. (2016) entnommen werden.

Liegen die Nebengesteinsformationen in diesem optimalen Permeabilitätsfenster, dann wird das Geothermalwasser bei der Konvektion im heißesten Teil so stark aufgeheizt, dass es in der Aufstiegszone bereits in gröserer Tiefe zu sieden anfängt. Man muss sich das als kleine Dampfblasen vorstellen, die sich im aufsteigenden Geothermalwasser bilden. Gegen die Oberfläche hin nimmt der volumetrische Dampfanteil stark zu, einerseits weil die Dampfblasen aufgrund ihrer geringeren Dichte schneller aufsteigen können, andererseits weil sich durch die Druckverminderung mehr und mehr Dampf bildet.

Dieser Zweiphasenzustand aus Wasser und Dampf bedingt dann thermodynamisch zwingend, dass sich die Temperatur des Geothermalwassers beim Aufstieg und der damit einhergehenden Druckentwicklung entsprechend der Siedepunktkurve entwickeln muss (Fig. 1B). Deren Form ist der Grund, dass Geothermalanlagen in klassischen Hochenthalpiesystemen typischerweise aus 0,5 bis 2 km Tiefe fördern; denn bereits ab ca. 1 km Tiefe gibt es kaum mehr signifikanten Temperaturanstieg und grössere Tiefen würden höhere Bohrkosten ohne grossen Mehrwert bedeuten. Das geförderte Dampf-Wasser-Gemisch muss dann in den Anlagen an der Oberfläche zunächst separiert werden, um einen optimalen Kraftwerksprozess zu ermöglichen. Der Gesamtwirkungsgrad ist bei diesen Temperaturen nicht sonderlich

hoch, typische Werte liegen bei 10% bis vielleicht 15%.

Zum besseren Verständnis der Entwicklung von Wasser-/Dampfverhältnissen und damit zur Auslegung der Kraftwerksanlagen ziehen Ingenieure das Enthalpie-Druck-Diagramm für Wasser heran. Auf diesem Diagramm (Fig. 2) kann man sehen, wie bei Druckentlastung der Dampfanteil zunimmt, vor allem aber auch, dass Druckentlastung (= Förderung im Bohrloch) bedeutet, dass man mit konventionellen Geothermalsystemen immer im Bereich des Zweiphasengemischs bleibt.

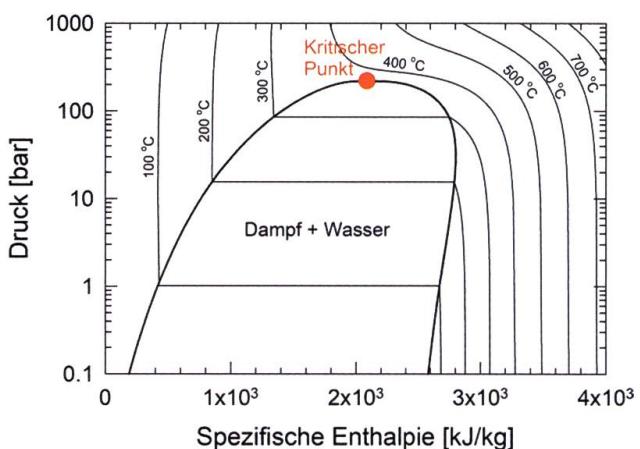


Fig. 2: Enthalpie-Druck-Diagramm für reines Wasser.

Eine sehr attraktive Geothermalquelle wäre im Druck-Enthalpie-Diagramm eine, die rechts vom Zweiphasenfeld liegt, da dort ein Pfad der Druckentlastung das Zweiphasenfeld nicht berühren würde und eine «überhitzte trockene Dampfphase» direkt in das Kraftwerk eingespeist werden könnte. Zusätzliche technische Schritte wie die Separierung könnten entfallen und der nutzbare Energieinhalt des Geothermaldampfs wäre gar noch deutlich höher als der des Zweiphasengemischs.

¹ Anders als bei Anwendungen im Grundwasserbereich ist in der Hochenthalpie-Geothermie die Verwendung der hydraulischen Leitfähigkeit als Kenngröße für die Durchlässigkeit von Gesteinen nicht sinnvoll; denn ihre Definition beinhaltet die Dichte und Viskosität von Wasser, die beide temperaturabhängig sind. Zum Beispiel nimmt die Viskosität des Wassers beim Erhitzen von 10 °C auf 200 °C um den Faktor 10 ab, entsprechend wäre die hydraulische Leitfähigkeit 10 Mal höher, obwohl sich an den Gesteinseigenschaften praktisch nichts verändert. Daher ist in diesem Kontext die Verwendung von Permeabilität (Einheit Darcy) als Kenngröße bevorzugt.

Interessanterweise sind die Druck-Temperatur-Bedingungen für so eine überhitzte trockene Dampfphase praktisch identisch mit denen, die man nahe der magmatischen Intrusion unter einem Hochenthalpiesystem erwarten würde, im tiefsten Teil der Aufstiegszone (vgl. Scott et al., 2015). Diese und ähnliche Überlegungen führten vor ca. 20 Jahren in Island dazu, das Tiefbohrprogramm IDDP (Iceland Deep Drilling Project) ins Leben zu rufen. Die Idee war und ist, dass jede der drei grossen isländischen Geothermiefirmen (Landsvirkjun, HS Orka, und Reykjavik Energy) in einem ihrer Geothermiefelder ein tiefes Bohrloch erstellt, dass nach Möglichkeit solche «superheissen» Bereiche erreichen sollte. Die angestrebten Bedingungen waren dabei zunächst auf ca. 500 °C und ca. 300 bar eingegrenzt worden.

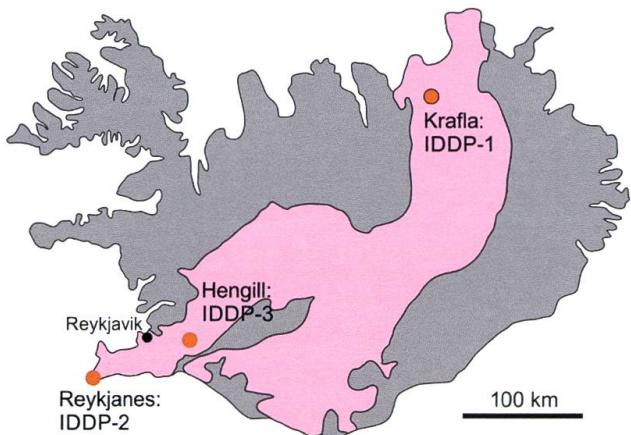


Fig. 3: Bohrungen des Iceland Deep Drilling Project in Island (rote Punkte). In pink sind Zonen mit Vulkanismus seit dem oberen Pleistozän dargestellt, diese entsprechen in etwa den aktuellen Riftzonen, die im Südwesten und Norden in den Mittelatlantischen Rücken übergehen. Grau sind ältere Gesteine.

4 Das Iceland Deep Drilling Project (IDDP)

Das Iceland Deep Drilling Project (Fig. 3) hat in den Jahren 2009 und 2016/17 zwei Bohrungen in die vermuteten «superheissen» Teile zweier Geothermiefelder niedergebracht und in beiden Fällen extreme Temperaturen angetroffen und damit die bei weitem heissten Geothermiebohrun-

gen geschaffen. Neben spektakulären Bedingungen und Bohrlochtests haben sich aber auch erhebliche technische Probleme gezeigt, so dass das erste Bohrloch aufgegeben werden musste und das zweite zurzeit nur mit sehr starken Einschränkungen getestet werden kann. Die dritte geplante Bohrung wird erst in zwei bis drei Jahren erwartet, da man zurzeit die Erfahrungen der ersten beiden Versuche gründlich auswertet, um für möglichst viele zu erwartende Herausforderungen gewappnet zu sein. In dieser Vorbereitung sind auch Forschende der ETH Zürich involviert.

4.1 Die Bohrung IDDP-1

Die Bohrung IDDP-1 wurde im Jahr 2009 im Bereich des Krafla-Geothermiefeldes der Firma Landsvirkjun in Nordisland niedergebracht. Der Bau des 60 MW Geothermiekraftwerks Krafla begann bereits im Jahr 1975 und schon während des Baus wurde klar, dass man in einem vulkanisch sehr aktiven Gebiet agierte - von 1975 bis 1984 kam es in wenigen Kilometer Entfernung zu zahlreichen basaltischen Spalteneruptionen (auch bekannt als «Krafla Fires»), deren Lavaströme bis in die Nähe des Kraftwerks flossen. Da diese jungen Eruptionen die Möglichkeit nahelegten, dass auch heute noch Magmavorkommen im Untergrund verteilt sind, kamen bei der Standortwahl für die Bohrung der auf 5 km Tiefe angelegten Bohrung vor allem magnetotellurische Methoden zum Einsatz. Eine scheinbar geeignete Stelle wurde im Norden des Geothermiefeldes ausgewiesen, mit einer möglichen Magmakammer in 4,5 km Tiefe. Die Stelle liegt westlich des Viti Kraters, der 1724 durch starke phreatische Explosionen (die «Myvatn Fires») entstand. Das Geothermalwasser in Krafla ist im Wesentlichen meteorischen Ursprungs mit geringen Einträgen magmatischer Gase.

Bei der Bohrung traten in knapp 2,1 km Tiefe Probleme auf und der Bohrkopf blieb

aus zunächst unbekannten Gründen stecken. Beim folgenden Versuch, die Bohrung mittels Ablenkung wieder voran zu treiben kam es zum gleichen Ergebnis. Erst ein dritter Versuch, bei dem die Bohrspülung dieses Mal Material von der Problemstelle nach oben brachte, kam die Erklärung: Bimstein- und Obsidian-artige Materialien legten nahe, dass man in rhyolitisches Magma eingedrungen war. Man vermutet, dass das Magma schliesslich mindestens die unteren 20 Meter des Bohrlochs intrudiert hatte und erstarrte. Der Rest des Bohrlochs war dadurch vom Magma isoliert war und erlaubte so die Durchführung diverser Versuche. Statt in 4,5 - 5 km Tiefe hatte man nun bei nur ca. 2 km Tiefe bereits Bedingungen gefunden, die den ursprünglich anvisierten sehr nahe kamen.

In den Jahren 2010 und 2011 wurden dann Produktions-, Korrosions- und andere Versuche unternommen. Spektakulär war bereits das erste Öffnen des Bohrlochs (Fig. 4 links): In den ersten 20 bis 30 Minuten traten grosse Mengen von grauem bis schwarzen Dampf aus. Das Phänomen wird so interpretiert, dass durch die Druckentlastung Gesteinspartikel mitgerissen wurden und diese auch aus der Bohrlochauskleidung Metallpartikel ausschlügen und ebenfalls mitrissen. Nach-

dem sich eine Art dynamisches Gleichgewicht eingestellt hatte trat klarer, überhitzter Dampf aus, der in der Luft zu weissem Wasserdampf kondensierte.

Die nachfolgend durchgeführten Versuche erbrachten dann ebenfalls sehr spektakuläre Ergebnisse - im positiven wie negativen Sinn. Beeindruckend waren vor allem die Kennzahlen des Geothermalfluids am Bohrlochkopf: bis 450°C, ca. 140 bar, und Strömungsraten von bis zu etwa 200 Liter pro Sekunde. Es handelte sich also um den erhofften, überhitzten und trockenen Dampf. Könnten diese Werte langfristig aufrechterhalten werden, dann könnten so aus einer einzigen Bohrung bis zu 35 MW Strom gewonnen werden; typische Werte liegen heute bei vielleicht 3-6 MW pro Bohrloch.

Leider stellten sich im Verlauf der Versuche zahlreiche Probleme ein, unter anderen: grosse Teile der Installation waren für solche Kennzahlen nicht ausgelegt; Versuche, durch Einschiessen vom kalten Wasser einige Problem zu reduzieren, lösten starke Korrosionsphänome aus (Spurengehalte von HCl, die bei den hohen Temperaturen problemlos sind, da das Molekül dann in neutraler Form vorliegt, werden bei Abkühlen durch Dissoziation in H⁺ und Cl⁻ zu aggressiver Salzsäure); starke Abscheidung von und Verstopfen



Fig. 4: Links: IDDP-1 Bohrloch wenige Minuten nach dem ersten Öffnen: heftiges Ausströmen von sehr heißem Dampf; die graue Farbe röhrt von Gesteins- und Metallpartikeln her, die bei der Heftigkeit des Ausströmens im Bohrloch mitgerissen wurden. Nach etwa einer halben Stunde hatte sich ein dynamisches Gleichgewicht eingestellt, bei dem überhitzter klarer Dampf austritt, der an der kühlen Luft zu weissem Wasserdampf kondensiert (rechts). Die Temperatur am Bohrlochkopf erreichte fast 450 °C. Bilder: G.O. Fridleifsson, IDDP-Projektleiter, mit freundlicher Genehmigung.

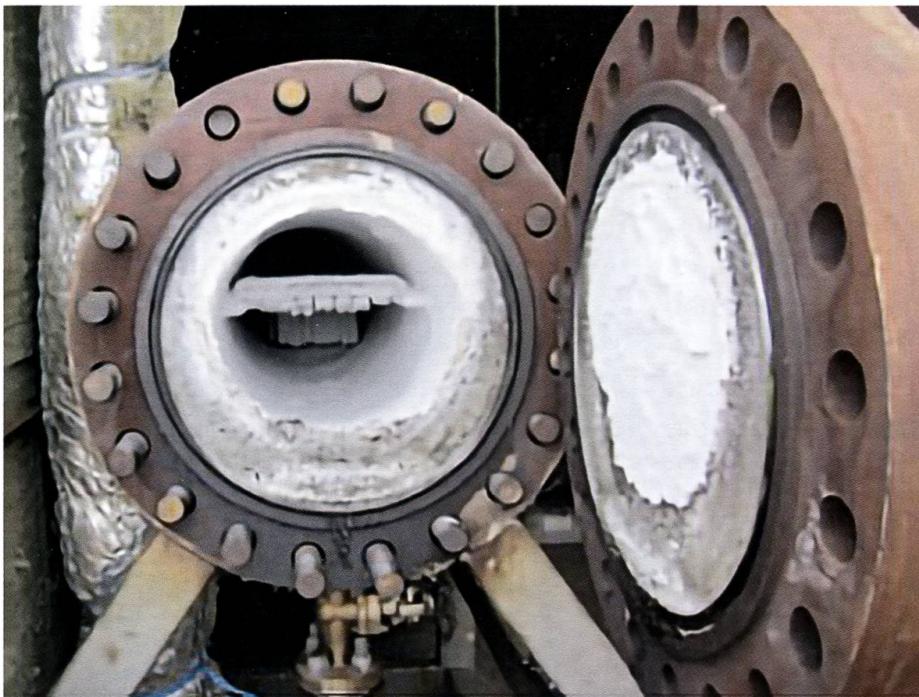


Fig. 5: Starke Kieselsäureabscheidung in einer Testkammer am IDDP-1 Bohrloch während eines nur 14-tägigen Versuchs (Bild: Nachdruck aus Geothermics 53, Karlsdottir et al., Corrosion testing in superheated geothermal steam in Iceland, S. 281-290, Copyright (2015), mit Genehmigung durch Elsevier).

mit Kieselsäure, obwohl das Geothermalfluid weit weniger davon enthielt als es in konventionellen Systemen der Fall ist (Fig. 2). Offensichtlich spielt die Geochemie der Geothermalfluide hier eine entscheidende Rolle für zukünftige Nutzungsversuche.

Nach Versagen eines wichtigen Ventils und aufgrund der zahlreichen Probleme wurde das Bohrloch schliesslich verfüllt und heute erinnert nur noch eine Tafel an das damals heisste Bohrloch der Welt. Ausführliche Information zur Bohrung IDDP-1 und den begleitenden wissenschaftlichen und technischen Studien sind in einer Spezialausgabe der Zeitschrift Geothermics aus dem Jahr 2014 verfügbar (Elders et al., 2014).

4.2 Die Bohrung IDDP-2

Die IDDP-2 Bohrung wurde im Reykjanes-Geothermiefeld der Firma HS Orka niedergebracht. Dazu wurde im Winter 2016/17 ein existierendes 2,5 km tiefes Bohrloch (RN-15) auf 4,6 km vertieft. Reykjanes unterscheidet sich hydrologisch erheblich von Krafla, da das zirkulierende Geothermalwasser in erster Linie aus Meerwasser besteht und somit

einen erheblichen Salzgehalt hat. Das liegt daran, dass das Geothermalfeld an der Stelle liegt, wo im Südwesten Islands der Mittelatlantische Rücken - die Spreizungszone zwischen der europäischen und nordamerikanischen Platte - an Land kommt. Entlang der Grabenbrüche des Mittelatlantischen Rückens dringt dann das Meerwasser in das Geothermalsystem ein (Fig. 6). Umfangreiches Material zum Reykjanes-System, zur Geologie, Geophysik und Geothermie, wurde kürzlich als Special Issue der Zeitschrift Jour-



Fig. 6: Bohrung IDDP-2 (rechts) im Reykjanes Geothermalfeld, Herbst 2016. Im Hintergrund der Atlantik, aus dem sich das Geothermalsystem entlang von Grabenbrüchen mit Meerwasser speist.

nal of Volcanology and Geothermal Research (Jousset et al., 2019) veröffentlicht.

Im Verlauf dieser zweiten Bohrung traf man nicht auf Magma, jedoch stellten sich neue, unerwartete Herausforderungen. Insbesondere traf man bei ca. 3,4 km Tiefe auf eine Zone, die ab dann Bohrflüssigkeit und Bohrklein komplett verschluckte: vermutlich einer der erwähnten Grabenbrüche, mit enormer Aufnahmefähigkeit für das verschwundene Material (60 Kubikmeter Bohrklein und viele tausend Kubikmeter Wasser). Nur dank einer Handvoll Kampagnen zum Ziehen von jeweils einigen Metern Bohrkern in verschiedenen Tiefen hat man wenigsten einen sehr groben Anhalt, durch was für Formationen man ab dann blind bohrte.

Da die Spülung der Bohrung vorwiegend mit kaltem Wasser durchgeführt wurde, wusste man nach Bohrende noch nicht, welche Temperaturen man allenfalls erreicht hatte. Es wurden täglich Temperatur-Logs durchgeführt, um das Wiederaufwärmen zu verfolgen und die ursprüngliche Formationstemperatur durch Extrapolation abzuschätzen. Circa. 6 Tage nach Bohrende wurden am Bohrlochtiefsten bereits 427°C gemessen bevor Komplikationen weitere Messungen verhinderten: vermutlich durch die enorme thermische Ausdehnung beim Wiederaufwärmen kollabierte in ca. 2,3 km Tiefe die Bohrlochauskleidung und es konnten keine Sensoren mehr in die untere Bohrlochhälfte eingeführt werden.

Mehrere unabhängige indirekte Hinweise deuten darauf hin, dass man vermutlich ein 550°C heißes Reservoir angebohrt hat - wahrhaft ein superheisses Bohrloch! Zum einen gibt die Extrapolation der Wiederaufwärmungsraten der ersten Tage einen Wert in diesem Bereich, allerdings nur mit grossen Unsicherheiten. Geophysiker von Equinor (vormals Statoil und Partner des IDDP) hatten zuvor anhand von kombinierten Inversionen seismischer, thermischer und mag-

netotellurischer Daten solche Temperaturen in dieser Tiefe vorhergesagt. Numerische Simulationen der Geothermalzirkulation im superheissen Teil des Reykjanes Feldes wurden ebenfalls bereits vor der Bohrung in unserer Gruppe an der ETH Zürich durchgeführt und sagten solche Temperaturen voraus, falls die Magmaintrusion bei etwa 4,5 - 5 km Tiefe liegen würde. Und schliesslich zeigten Alterationsmineralogie und sekundäre Fluid-einschlüsse in Bohrkernen aus dem tiefsten Teil genau diese Temperaturen an. Die Fluid-einschlüsse legen zudem nahe, dass sich im tiefsten Teil ein Eisen- und Kalium-reiches, sehr salziges Fluid befinden könnte, über dessen chemische Reaktivität bei allfälliger Förderung noch wenig aussagen lässt.

Die Probleme im unteren Bohrloch haben weitere Versuche bisher stark verzögert. Zudem haben sich nun auch in den oberen Bereichen ein oder zwei Problemstellen ausgebildet, vermutlich schlicht Kalzitabscheidungen infolge von Siedeprozessen nahe dem Wasserspiegel, da man das Bohrloch immer noch in kleinem Umfang durch den Bohrlochkopf ausdampfen liess. Aus den Bohrlochdaten, die in den ersten Tagen gewonnen wurden, weiss man, dass man auch unterhalb der grossen Verlustzone bei 3,4 km bis nahe ans Bohrlochtiefste gelegentlich Zufluss-/Verlustzonen durchbohrt hat, so dass prinzipiell die Möglichkeit einer Förderung aus grosser Tiefe besteht. Allerdings zeigten sich für diese sehr unterschiedliche hydraulische Eigenschaften; und so besteht zur Zeit die grosse Herausforderung darin, aus den wenigen vorhandenen Informationen zur eruieren, wie man die Bohrlochnutzung so steuern kann, dass man einen optimalen Betrieb hätte, wenn das Bohrloch intakt wäre. Das ist bei solch heissen Geothermalbohrlöcher alles andere als trivial, da die Dichtevariationen mit Druck und Temperatur einerseits sehr stark sein können und andererseits in Bohrloch und Reservoir unterschiedlich ausfallen können. Nur schon vorherzusagen, in welche Tiefe und bei welcher Förderrate ein

Bruch im tiefen Teil des Bohrlochs als Zufluss- oder Verlustzone agieren würde oder gar, wie verschiedene Brüche in verschiedener Tiefe mit dem Bohrloch interagieren, ist alles andere als trivial. Zurzeit wird an der ETH daran gearbeitet, fortgeschrittene numerische Modelle für das Bohrloch zu entwickeln, die diese Wechselwirkungen beim Bohrlochbetrieb vorhersagen könnten.

4.3 Die Bohrung IDDP-3

Die dritte IDDP Bohrung wird im Geothermalfeld von Hengill der Firma Reykjavik Energy stattfinden. Dort, ca. 35 km östlich von Reykjavik, findet mit den Kraftwerken Nesjavellir und Hellisheiði die grösste geothermische Stromproduktion in Island statt, Hellisheiði allein liefert beeindruckende 300 MW. Außerdem liefern die Kraftwerke als wichtigen Beitrag auch grosse Mengen Fernwärme nach Reykjavik.

Das Hengill-Geothermalfeld ist sehr gross und die derzeit bekannte Ausdehnung erstreckt sich über mindestens 15-16 km NNE-SSW bei einigen km Breite. Die Ausrichtung entspricht derjenigen typischer Riftzonen in Island. Bei der Grösse des Systems besteht die Herausforderung für das IDDP-3 Projekt nun in erster Linie in der Exploration, das heisst, herauszufinden wo unter dem bekannten System tatsächlich die magmatischen Wärmequellen und allenfalls superheisse geothermische Ressourcen liegen. Dass das nicht trivial ist zeigt schematisch Figur 7, welche die geothermische Anomalie in etwa 1 km Tiefe schematisch zeigt. Im Süden scheint sich die geothermische Anomalie in einen westlichen und in einen östlichen Arm zu verzweigen, während im Norden nur eine einzige starke Aufstiegszone vorhanden ist. Anhand numerischer Simulationen konnten wir vor einigen Jahren zeigen, dass eine einzelne Intrusion zwei Aufstiegszonen verursachen kann (Fig. 7). Das wäre eine mögliche Interpretation für den südlichen Teil entlang Linie B-B'; um in

grösserer Tiefe die superheisse Zone in zu treffen, müsste man dann entgegen der Intuition zwischen den beiden in 1 km Tiefe erkennbaren heissen Zonen bohren und nicht in einer von ihnen direkt.

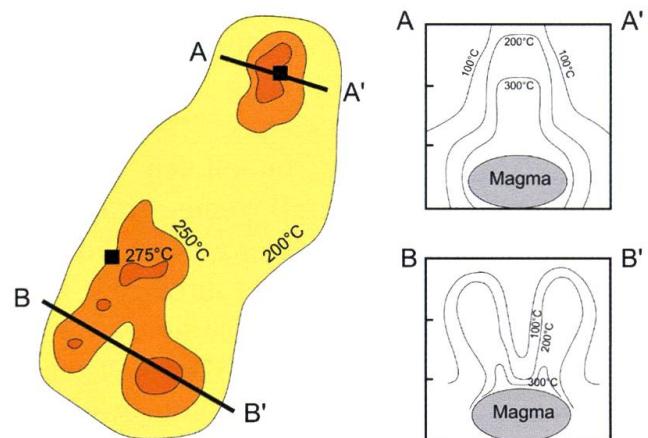


Fig. 7: Links: Schematisierte Temperaturverteilung in etwa 1000 m Tiefe im Hengill-Geothermalfeld; die Nord-Süderstreckung beträgt ca. 16 km. Schwarz Quadrat markieren die Standorte der Kraftwerke Hellisheiði im Süden und Nesjavellir im Norden. Rechts: Numerische Simulationen der thermischen Struktur von Geothermalfeldern für verschiedene Parameter (Scott et al., 2016) - die Verteilung im Süden könnte auf einen Magmakörper zwischen den beiden Verzweigungen deuten während er im Norden direkt unter der Anomalie liegen könnte.

Dieses Beispiel zeigt, dass die Exploration superheisser Ressourcen z.B. geophysikalische Methoden in Kombination mit numerischer Modellierung und allenfalls unterstützt durch die Suche nach geochemischen Pfadfinderkomponenten im Geothermalfuid

5 Technische, geochemische und andere Herausforderungen

IDDP-1 und IDDP-2 zeigten viele Herausforderungen auf dem Weg zur Nutzung superheisser Geothermie auf. Sicher auf einem der ersten Plätze landet dabei die Stabilität des Bohrlochs und seiner Auskleidung. Die thermischen Spannungen infolge Temperaturdifferenzen, die thermische Ausdehnung von Metallen, die thermisch-chemische Instabilität von Zementierungen usw. stellen

nicht-triviale Problem dar, die für diese extremen Bedingungen auch bei der finanziell sehr viel besser aufgestellten Öl- und Gasindustrie noch nicht gelöst sind. Das Beispiel IDDP-2 zeigte jedoch, dass es kritisch ist, diese zu beherrschen, da sonst der Zugang zum Bohrloch tiefsten dauerhaft versperrt sein kann. Momentane Lösungsvorschläge sehen spezielle flexible Verbindungen in der Auskleidung vor, die die extremen thermischen Ausdehnungsvorgänge aufnehmen können; andere Ansätze haben z.B. zementfreie Ausbautechniken im Entwicklungspoolfolio, die die thermische Ausdehnung intelligent ausnutzen möchten, um die Ausbauten zu verankern. Welche dieser Techniken bei IDDP-3 zur Erprobung kommt, ist z.Z. noch ungewiss.

Auf der geochemischen Seite ist die Kontrolle der Kieselsäureabscheidung momentan ein heisses Forschungsthema (vgl. Fig. 5). In konventionellen Hochenthalpiekraftwerken ist der potenzielle Auslöser der Abscheidung vor allem die Abkühlung. Dort hilft jedoch die Natur, denn insbesondere die Abscheidung der Kieselsäure in Form von Quarz ist bei den relevanten Temperaturbedingungen kinetisch stark behindert. Damit kann man bei geschickter Prozessführung und allenfalls durch Beigabe von Inhibitoren das Fluid durch den ganzen Kraftwerksprozess leiten ohne starke Kieselsäureabscheidung auszulösen. Nur bei der deutlich kühleren Re-injektion ins Reservoir kann eine Abscheidung und damit Verstopfung nicht mehr ausgeschlossen werden. Darum wird häufig die Kieselsäure vorher entfernt, typischerweise in grossen Abscheidungsbecken an der Oberfläche, denen die abgeschiedene amorphe Kieselsäure eine charakteristische hellblaue Farbe verleiht. Teile eines solchen Abscheidungsbeckens wurde in Island zum touristischen Highlight umgebaut - die Besucher zahlen viel Geld, um in der «Blue Lagoon» im angenehm temperierten Abwasser des Kraftwerks Svartsengi zu baden.

In superheissen Systemen funktioniert diese

Art der Kieselsäurekontrolle nach den Erfahrungen aus den Tests bei IDDP-1 nicht. Erstaunlicherweise ist in diesen Fluiden, aufgrund ihrer geringen Dichte, die Quarzlöslichkeit und somit der Kieselsäuregehalt eigentlich viel geringer als in konventionellen Systemen. Jedoch ist hier die treibende Kraft die Druckentlastung und nicht die Temperaturabnahme. Leider ist die Kinetik dieses Prozesses noch nicht experimentell studiert worden, aber im Rahmen des EU-Projekts GeoPro erforschen isländische, norwegische, deutsche und schweizerische Partner (ETH Zürich) Details dieses Prozesses mit dem Ziel Lösungsmöglichkeiten anzubieten.

Viele andere Herausforderungen bleiben, die es gilt, mit kreativen Ansätzen, Talent und gutem fachlichen Können zu meistern. Gerade auch, weil die Geothermieindustrie nicht annähernd die Grösse der Öl- und Gasindustrie hat, sind grosse Würfe bei technischen Lösungen durch Servicefirmen eher selten. Vielmehr hat es sich auch bewährt, die Zusammenarbeit zwischen akademischen Forschern, staatlichen, halbstaatlichen und privaten Forschungs- und Entwicklungsfirmen zu unterstützen. Oft kommen hier aus relativ kleinen Konsortien starke Ansätze; jedoch braucht es auf allen Seiten Bereitschaft, diesen auch eine Chance zur Realisierung zu bieten. In den letzten zehn bis fünfzehn Jahren haben sich da aus meiner persönlichen Erfahrung vor allem die grossen europäischen Förderinstrumente wie Geothermica und Horizon2020 hervorgetan, wobei vor allem Geothermica ein starkes Gewicht auch auf Umsetzung in Richtung Praxis legt. Wertvolle Kontakte sind auch im Rahmen der International Partnership for Geothermal Technology (IPGT) entstanden, die die Länder USA, Island, Neuseeland, Australien und die Schweiz umfasst. Die in diesem Artikel vorgestellten Facetten der superheissen Geothermie wurden aus den vielfältigen gemeinsamen Projekten zwischen isländischen Partnern und Forschern der ETH Zürich zusammengetragen und sie ermöglichen

uns, spannende, innovative Grundlagenforschung mit hoher Anwendungsrelevanz zu betreiben. Sie sind in erster Linie der IPGT zu verdanken, durch die die Kontakte erst entstanden - dafür ist dem Bundesamt für Energie zu danken, das die IPGT-Beteiligung auf Schweizer Seite massgebend gestaltet und vorangetrieben hat.

Literaturverzeichnis

- Elders, W. A., Fridleifsson, G. O., & Palsson, B. 2014: Iceland Deep Drilling Project: The first well, IDDP-1, drilled into Magma. *Geothermics* (Special Issue), 49, 1-128.
- Jousset, P., Mortensen, A. K., Fridleifsson, G. O., Agustsson, K., & Gudmundsson, M. T. 2019: Journal of Volcanology and Geothermal Research (Special Issue), 29 Artikel. Karlsdotir, S. N., Ragnasdorrite, K. R., Thorbjornsson, I. O., & Einarsson, A. (2015). Corrosion testing in superheated geothermal steam in Iceland. *Geothermics* 53, 281-290.
- Scott, S., Driesner, T., & Weis, P. 2015: Geologic controls on supercritical geothermal resources above magmatic intrusions. *Nature Communications* 6, 7837; DOI: 10.1038/ncomms8837
- Scott, S., Driesner, T., & Weis, P. 2016: The thermal structure and temporal evolution of high-enthalpy geothermal systems. *Geothermics* 62, 33-47.

