

Hydraulische Stimulationskonzepte zur Entwicklung von Enhanced Geothermal Systems (EGS)

Günter Zimmermann ¹, Guido Blöcher ¹, Andreas Reinicke ², Fiorenza Deon ¹, Simona Regensburg ¹, Jeoung Seok Yoon ¹, Arno Zang ¹, Oliver Heidbach ¹, Inga Moeck ^{1,3}, Ernst Huenges ¹

¹ Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Potsdam

² Shell Global Solutions International B.V.

³ University of Alberta, Earth and Atmospheric Sciences, Edmonton, Kanada

The scientific principles of reservoir engineering are a decisive key for an appropriate development of geothermal resources. Conventional geothermal resources cover a wide range of uses for power production and direct application. For unconventional systems a large scientific and industrial community has been involved in developing so-called Enhanced Geothermal Systems (EGS). The concept involves different ways to increase access to heat at depth by improving exploration methods, drilling and reservoir assessment technologies for deep geothermal resources, and ultimately the stimulation of low-permeability reservoirs. These stimulation treatments are a well established and well understood method with long experience in the oil and gas industry. They should be designed individually depending on the reservoir rock properties, stratigraphic sequences, and structural geological setting to achieve the best results in terms of developing an appropriate down hole heat exchanger and a strategy to reduce the risk of undesired seismic events. Designing a special concept of the well path, including sub horizontal sections in the reservoir and special alignment according to the stress field, offers the possibility for multiple fracture treatments in a well to develop the geothermal field. In case of generating mostly tensile fractures with minor shear displacement, sustainability of fracture opening can be assured by adding proppants (meshed sand or man-made ceramics). A cyclic injection design in combination with the multi-frac concept tends to produce less seismic events with significant lower total seismic energy release if compared to a constant flow rate and a single fracture treatment.



Die nachhaltige und umweltverträgliche Nutzung des unterirdischen Raums gehört zu den gesellschaftlichen Herausforderungen, denen sich das Deutsche GeoForschungsZentrum GFZ in den Programmbereichen „Erde und Umwelt“ und „Erneuerbare Energien“ der Helmholtz-Gemeinschaft stellt. Im Rahmen der für Deutschland angestrebten Energiewende, die eine strukturelle Kehrtwende in der Energieversorgung darstellen wird, spielen die Erneuerbaren Energien eine Schlüsselrolle. In diesem Kontext kann die Entwicklung der Geothermischen Technologie einen signifikanten Beitrag leisten.

Die Nutzung konventioneller geothermischer Ressourcen umfasst eine große Spanne unterschiedlicher Anwendungen von der direkten Wärmenutzung bis hin zur Stromerzeugung. Ist die thermische Leistung ohne ergänzende Maßnahmen für eine ökonomische Nutzung nicht ausreichend, spricht man von unkonventionellen geothermischen Ressourcen. Die effiziente Nutzung dieser Ressourcen ist Bestandteil der wissenschaftlichen und industriellen Forschung und lässt sich unter dem Begriff „Enhanced Geothermal Systems (EGS)“ zusammenfassen (Tester et al., 2006). Die ökonomische Nutzung von EGS kann durch Erforschung und Optimierung der einzelnen Teilsysteme erreicht werden. Dazu gehört die Kenntnis des geologischen Systems und der zugrundeliegenden Prozesse und Wechselwirkungen im System des „Bohrloch-Reservoirs“. Ein standortangepasstes Erschließungskonzept (z. B. Huenges, 2010) beinhaltet den Einsatz lokationsabhängiger Explorationsmethoden, innovativer Bohrtechnik und den Ausbau von gering permeablen geothermischen Reservoiren mit Hilfe von geeigneten Stimulationsmaßnahmen. Generell kann eine EGS-Lokation als ein System betrachtet werden, in dem eine kommerzielle Nutzbarmachung nur durch eine aktive Verbesserung der hydraulischen Durchlässigkeiten erreicht werden kann. Dieses wird durch geeignete Stimulationsmaßnahmen zur Produktivitätssteigerung erzielt, die standortspezifisch konzipiert und umgesetzt werden müssen.

Durch Stimulationsmaßnahmen werden neue künstliche Wegsamkeiten in Form von Rissen und Rissystemen geschaffen, die für die Erhöhung der Produktivität der Bohrungen in geringpermeablen geothermischen Reservoiren notwendig sind.

Voraussetzung für eine erfolgreiche Stimulationsmaßnahme ist die Kenntnis bzw. Charakterisierung der Reservoireigenschaften, die mit Hilfe von Laboruntersuchungen an Kernmaterial, Bohrlochmessungen und Monitoring bestimmt werden. Ziel dieser Untersuchungen ist die quantitative Erfassung des hydraulischen Fließverhaltens, der Fluid-Gesteinswechselwirkung, der mechanisch-hydraulischen, thermisch-hydraulischen und chemischen Prozesse, des rezenten Spannungsfelds und der Bohrlochstabilität. Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass die geologische Formation derart beschaffen ist, dass das vertikale Risswachstum durch ein undurchlässiges Deckgebirge begrenzt wird, um mögliche Süßwasser-Kontaminationen auszuschließen.

Die Erfahrungen aus verschiedenen geothermischen Forschungsbohrungen weltweit haben gezeigt, dass der hydraulische Scherprozess und nicht die Erzeugung von Zugrissen der dominante Effekt ist, um geeignete Wegsamkeiten zu erzeugen. Die Erzeugung von Scher- bzw. Zugrissen hängt von der Klüftigkeit des Gesteins und deren Orientierung im rezenten Spannungsfeld ab. Natürliche Risse, auf die eine hohe Differentialspannung wirkt, besitzen ein potenziell höheres Scherversagen (Moeck et al., 2009). Aus diesem Grund sind Formationen mit einer hohen Spannungsanisotropie und damit hohen potenziellen Scherspannungen am besten für eine hydraulische Stimulation in geringpermeablen Gesteinen geeignet.

Stimulationskonzepte

Für die Stimulation werden verschiedene Verfahren verwendet: die hydraulische, die thermische und die chemische oder auch Säurestimulation (z. B. Economides und Nolte, 2000). Während der hydraulischen Stimulation werden Fluide unter hohen Drücken in das Gebirge verpresst und neue Wegsamkeiten in Form von Rissen und Rissystemen generiert oder reaktiviert (Abb. 1). Hier wird zwischen Stimulationen mit Wasser (Wasserfrac), mit einem Gel-Stützmittelgemisch (Gel-Stützmittel-Frac) oder eine Kombination von beiden, welches als Hybrid-Frac bezeichnet wird, unterschieden. Die Wahl des anzuwendenden Verfahrens hängt von den Rahmenbedingungen im Reservoir und von den mit der Behandlung verbundenen Zielen ab.

Eine Wasserfrac-Stimulation wird in gering permeablen Gesteinen durchgeführt. Hierbei werden große Mengen Wassers – in der Größenordnung von 10 000 m³ und mehr – verwendet und Risse mit Risslängen von bis zu mehreren hundert Metern erzeugt. Die nachhaltig erzeugte Rissöffnungsweite hängt vom erzielten Scherversatz ab und liegt in der Größenordnung von 1 mm. Die Fließrate während der Stimulation kann konstant gehalten oder auch variiert werden, z. B. durch zyklische Änderung (siehe Abb. 2). Dadurch kann die Rissausbildung gezielt

Links: Modifizierter Bohrerkopf für Stimulationsarbeiten und hydraulische Tests (Foto: G. Zimmermann, GFZ)

Left: Modified well head for stimulation treatments and hydraulic tests



Kontakt: G. Zimmermann
(guenter.zimmermann@gfz-potsdam.de)

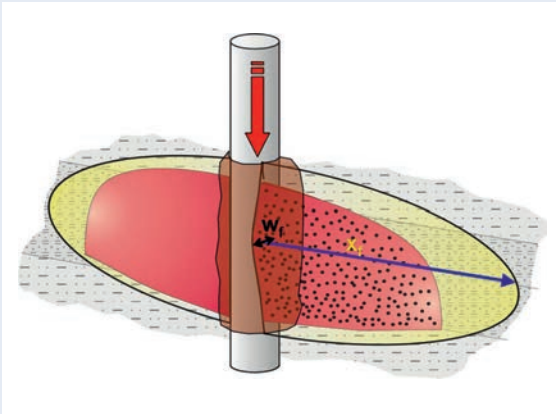


Abb. 1: Erzeugung eines Risses im Gebirge durch Injektion von Fluiden und Stützmitteln (w_f = Rissöffnungswide; x_f = Risslänge; Abb.: GFZ)

Fig. 1: Fracture generation due to injection of fluids and proppants (w_f = fracture width; x_f = fracture half length)

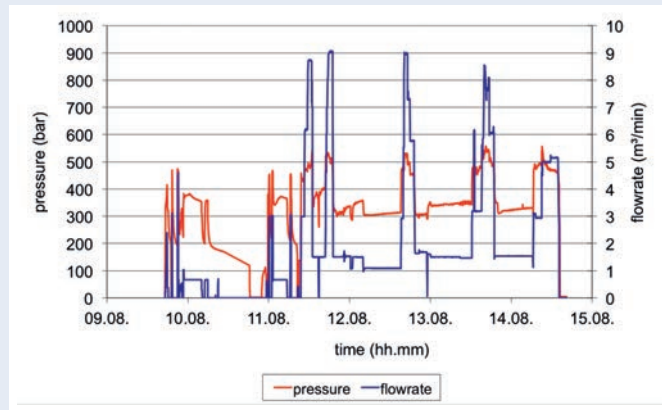


Abb. 2: Wasserfract-Stimulation mit zyklischer Variation der Fließrate (aus Zimmermann et al., 2010)

Fig. 2: Waterfrac treatment with cyclic variation of flow rate (from Zimmermann et al., 2010)

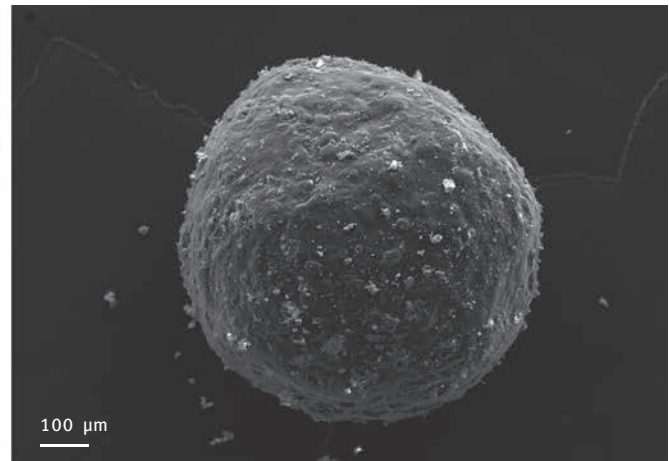
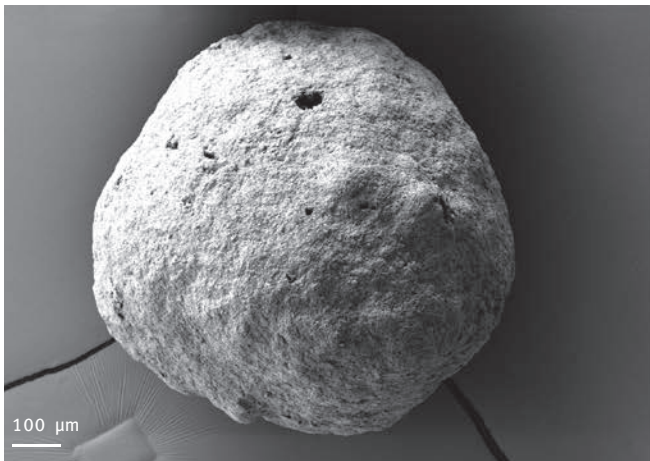


Abb. 3: Rasterelektronenmikroskopische Aufnahmen eines Stützmittels. Links: Korund-basiertes Stützmittel vor dem Einbringen in die Bohrung (aus Deon et al., 2013); rechts: zurückgeholtes Stützmittel nach jahrelangem Verbleib in der Bohrung

Fig. 3: Scanning electron microscope images of proppants. Left: corundum based proppant before positioning in the well (from Deon et al., 2013) right: retrieved proppant after several years in the well

beeinflusst werden. In Ergänzung zu der Wasserinjektion können in einem erweiterten Verfahren während hoher Fließraten Sand oder keramische Stützmittel zugegeben werden, die mit dem Wasser in die erzeugten Risse transportiert werden. Dieses wirkt unterstützend für das Offenhalten der Risse und damit für eine hohe Rissleitfähigkeit.

Gel-Stützmittelstimulationen werden durchgeführt, um den bohrlochnahen Bereich zu aktivieren und ein hochpermeables

Reservoir hydraulisch an eine Bohrung anzuschließen. Die erzeugten Risse sind im Allgemeinen gegenüber der Riss erzeugung mit Wasser (Wasserfracs) kürzer (etwa 50 m), besitzen aber eine größere Öffnungswide. Diese kann je nach Stützmittelpackung bis zu 10 mm betragen. Die Stützmittel bestehen aus kugelförmigen, beschichteten oder unbeschichteten Keramiken (Abb. 3), die je nach Festigkeit anteilig aus Korund (Al_2O_3) und amorphem SiO_2 bestehen und einen Durchmesser von etwa 0,5 bis 2 mm besitzen. Ein wichtiger Aspekt bei

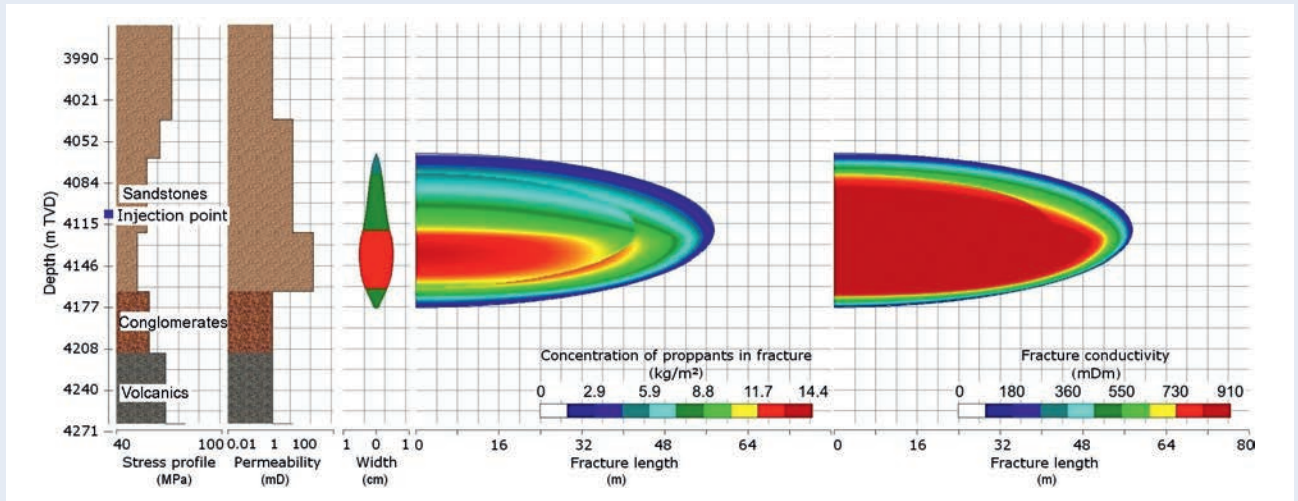


Abb. 4: Ergebnisse der Computersimulation eines Gel-Stützmittel-Fracs. Dargestellt ist die erzeugte Packungsdichte und zugehörige Rissleitfähigkeit der Stimulation (modifiziert aus Zimmermann und Reinicke, 2010).

Fig. 4: Results from the simulation of a gel-proppant frac. Illustration of the proppant concentration and the achieved fracture conductivity from the stimulation treatment (modified from Zimmermann and Reinicke, 2010).

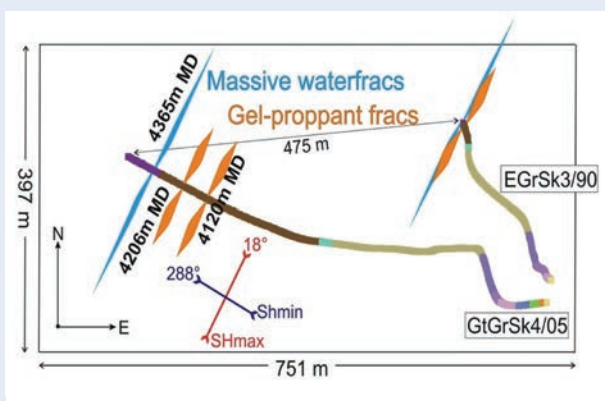


Abb. 5: Beispiel einer Multi-Frac-Behandlung in der Bohrung GrSk4/05 in Groß Schönebeck. Die Bohrung wurde in Richtung der kleinsten horizontalen Hauptspannung abgelenkt (in einem Abschiebungsregime), so dass sich die erzeugten Risse parallel anordnen.

Fig. 5: Example of a multi-frac treatment in the well GrSk4/05 of the Groß Schönebeck site. The well was drilled in the orientation of minimum horizontal stress (in a normal faulting regime) so that the fractures can be arranged in a parallel way.

diesem Typ von Stützmittel ist eine garantierte mechanische und chemische Integrität während der Zeit des Einsatzes, um ein Wiederverschließen der erzeugten Risse oder unerwünschte Reaktionen mit dem Reservoirfluid und daraus resultierende sekundäre Ausfällungen im Reservoir zu vermeiden (Deon et al., 2013). Der langjährige erfolgreiche Einsatz von Stützmitteln in einem Sandsteinreservoir konnte im Rahmen der GFZ-Geothermie-Forschungsplattform Groß Schönebeck gezeigt werden. Dort konnte ein kleiner Teil der Stützmittel wieder aus dem Bohrloch zurückgeholt werden, die keine Schäden trotz des langjährigen Verbleibs in der Bohrung aufwiesen (Abb. 3 rechts).

Die Stützmittel werden mit Hilfe von hochviskosen Gelen als Gemisch bis in die Risse transportiert. Nach erfolgreicher

Platzierung werden die Polymerketten des Gels durch einen retardierend wirkenden Zusatz gelöst und sorgen damit für eine Reduktion der Viskosität. So kann das Fluid wieder gefördert werden und die Stützmittel verbleiben im Riss.

Während einer typischen Stimulation werden Stützmittel in der Größenordnung von 10 bis 100 t mit Hilfe des hochviskosen Gels in den erzeugten Riss transportiert. Durch eine schrittweise Erhöhung der Stützmittelkonzentration kann eine optimale Packungsdichte im Riss erzeugt werden. Mit Hilfe von Computersimulationen kann vor einem Maßnahmebeginn die optimale Strategie für eine Stimulation ermittelt werden. Dabei werden Fließraten und Stützmittelkonzentrationen so lange zeitlich variiert, bis ein optimales Ergebnis erzielt wird

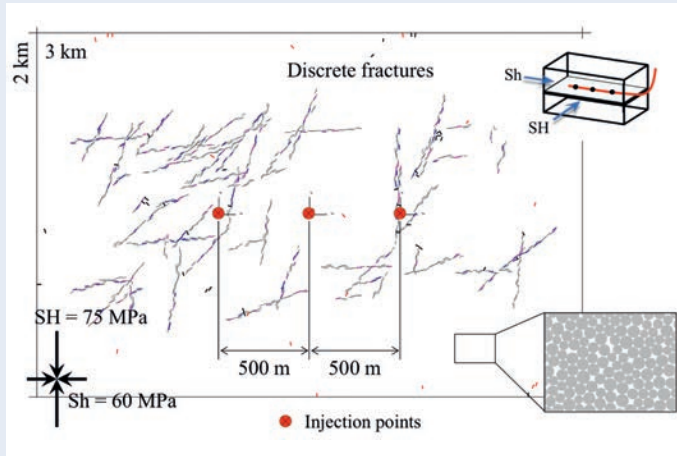


Abb. 6: Darstellung eines geklüfteten 2-D-Reservoirmodells. Die Modelldimensionen betragen 3 km x 2 km in einem anisotropen In-situ-Spannungsfeld mit den Horizontalspannungen $SH=75$ MPa und $Sh=60$ MPa. Die drei Injektionsbohrungen befinden sich im Abstand von jeweils 500 m zueinander.

Fig. 6: Representation of a fractured 2-D reservoir model. The model dimensions are 3 km x 2 km in an anisotropic in-situ stress field with the horizontal stresses $SH=75$ MPa and $Sh=60$ MPa. The three injection wells are located in a distance of 500 m to each other.

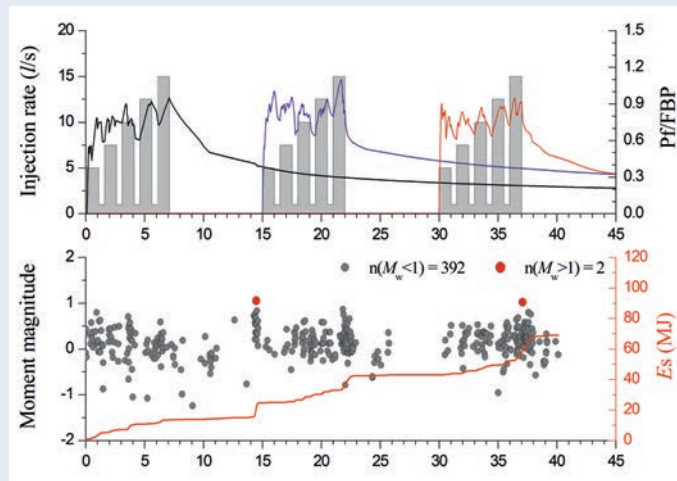


Abb. 7: Ergebnisse der Simulation mit zyklischer Injektionsrate. Dargestellt sind die Injektionsrate (Achse oben links), der auf den Formationsversagensdruck FBP normierte Fluiddruck an den drei Injektionspunkten (in unterschiedlichen Farben; Achse oben rechts), die Momenten-Magnitude M_w (Achse unten links) und die kumulative seismisch abgestrahlte Energie E_s (Achse unten rechts) der induzierten seismischen Ereignisse. Induzierte seismische Ereignisse mit $M_w > 1$ sind mit roten Kreisen gekennzeichnet.

Fig. 7: Results from cyclic rate injection. Rate of injection (top left axis), fluid pressure normalized by the fracture breakdown pressure (FBP) at the three injection points (top right axis), moment magnitudes M_w (bottom left axis) and cumulative amount of seismic radiated energy E_s (bottom right axis) of the induced seismic events. Induced seismic events with $M_w > 1$ are marked by red dots.

(Abb. 4). Um den Erfolg von Stimulationen zu bewerten, werden vor und nach einer Behandlung Fördertests durchgeführt. Das Verhältnis der Produktivitäten beider Tests ist ein Maß für den Erfolg und wird als Fold of Increase (FOI) bezeichnet.

Multi-Riss-Konzept

Eine Möglichkeit der Vergrößerung der zu erzeugenden Wärmetauscherfläche im Reservoir bietet die Methode der multiplen Risserzeugung. Hier wird die Tatsache genutzt, dass sich Zugrisse mit zugehörigen Scherungsbrüchen hauptsächlich senkrecht zur kleinsten Hauptspannung ausbreiten und bohrt im Zielhorizont des Reservoirs eine geneigte oder horizontale Strecke in Richtung der kleinsten Hauptspannung. Indem einzelne Abschnitte dieses Teils der Bohrung isoliert und getrennt stimuliert werden, ist es möglich, mehrere Risse sukzessive in einer parallelen Anordnung zu generieren. Abbildung 5 zeigt die Vorgehensweise für drei nacheinander durchgeführte Stimulationsmaßnahmen am Standort Groß Schönebeck (Zimmermann et al., 2010). Mit dieser Methode können im Vergleich zu einer massiven Behandlung größere, effektive Rissflächen erzeugt werden. Gleichzeitig kann diese Vorgehensweise die dabei freigesetzte seismische Energie in kritisch gespannten Reservoirs deutlich reduzieren und somit auch die Auftretenswahrscheinlichkeit von spürbaren Ereignissen verringern.

Um die Mechanismen und Ausbreitung der Risse im Detail zu studieren, wurde ein konzeptionelles, zweidimensionales Reservoirmodell zur Simulation dieser multiplen zu stimulierenden Rissysteme mit drei Bohrungen im Abstand von 500 m erstellt (Abb. 6, sogenanntes Multi-Frac-Konzept). Das Spannungsfeld ist anisotrop gewählt und es wurden nur die Horizontalspannungen berücksichtigt. Verschiedene Injektionsszenarien mit konstanten Raten wurden gerechnet und bezüglich der raum-zeitlichen Verteilung der induzierten Risse verglichen. Ziel ist die Optimierung von hydraulischen Stimulationen hinsichtlich der Generierung eines effektiven Wärmetauschers (Yoon et al., 2013).

Vergleich von zyklischer Stimulation und Stimulation mit konstanten Fließraten

Es wurden verschiedene Parameterstudien mit Variationen der Injektionsparameter durchgeführt. Ziel dieser Sensitivitätsanalyse ist es herauszufinden, welche Parameter den größten Einfluss auf die Optimierung des Stimulationsprozesses und die Generierung des zu aktivierenden Volumens haben (siehe auch Zang et al., 2013). Zum Vergleich wurde der zeitliche Verlauf von zwei unterschiedlichen Szenarien simuliert. Zunächst erfolgte die simulierte Injektion bei konstanter Fließrate an drei unterschiedlichen Injektionspunkten im Reservoir. Im zweiten Experiment wurde eine zyklische Injektion mit Steigerung der Fließrate, ebenfalls an drei unterschiedlichen Injektionspunkten im Reservoir simuliert. Abbildung 7 zeigt die zyklische

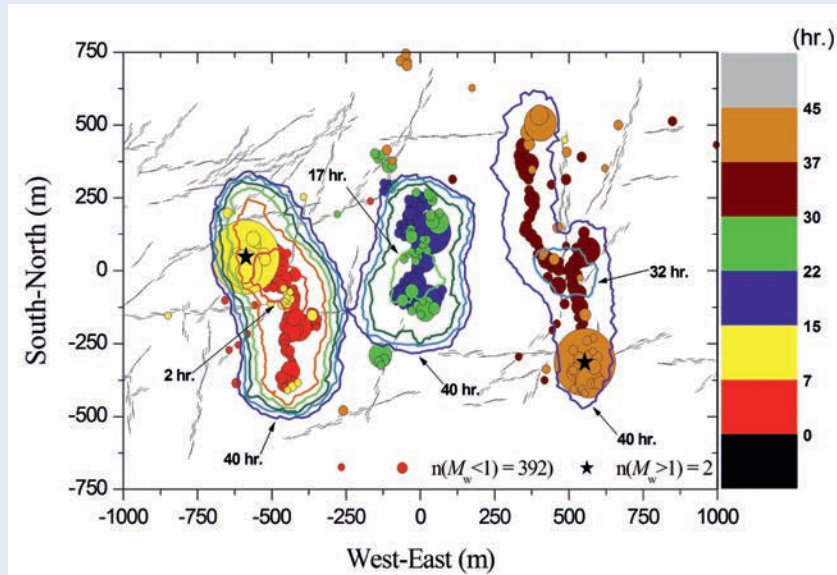


Abb. 8: Räumlich-zeitliche Verteilung der induzierten seismischen Ereignisse bei zyklischer Injektionsrate. Die unterschiedlichen Farben repräsentieren den zeitlichen Verlauf (in Stunden); die Größe der Kreise ist proportional zur seismischen abgestrahlten Energie E_s . Die Konturlinien zeigen die räumlich-zeitliche Entwicklung des Fluiddrucks.

Fig. 8: Spatio-temporal distributions of the induced events resulting from cyclic rate injection. Symbol color represents the time of occurrence (in hours) and size is proportional to the seismic radiated energy E_s . Spatio-temporal fluid pressure distribution is documented by the contour lines.

Simulation mit dem Verlauf des Fluidrucks an den Injektionspunkten, der Momenten-Magnitude, der abgestrahlten seismischen Energie, der eingebrachten hydraulischen Energie und der kumulativen seismischen Energie. Die räumliche Ausdehnung des aktivierten Volumens ist in Abb. 8 dargestellt.

Die Simulationen zeigen, dass bei zyklischer Injektion die Anzahl der seismischen Ereignisse geringer ist, als bei einer Injektion mit konstanter Fließrate. Darüber hinaus ist auch die Anzahl der Ereignisse, die einen bestimmten Schwellenwert überschreiten (hier $M_w > 1$), für die zyklische Injektion geringer. Die abgestrahlte seismische Energie ist bei vergleichbarem Fluidvolumen ebenfalls bei der zyklischen Injektion geringer.

Fazit und Ausblick

Hydraulische Stimulationen in EGS-Systemen werden gezielt, einmalig und kontrolliert eingesetzt, um wirtschaftlich sinnvolle Fließraten zur Nutzung von Erdwärme und zur Bereitstellung von grundlastfähigem Strom zu erzielen. Ein Ziel der Forschung im Bereich der geothermischen Technologieentwicklung am Deutschen GeoForschungsZentrum GFZ ist es, die Kontrollierbarkeit der Stimulationsmethoden für EGS-Systeme durch gezielte Maßnahmen weiter zu optimieren, die unerwünschten Nebeneffekte wie z.B. die induzierte Seismizität und damit die Eintretenswahrscheinlichkeit von deutlich spürbaren seismischen Ereignissen weiter zu reduzieren – bei gleichzeitiger Erhöhung der Wirtschaftlichkeit. Zu diesem Zweck werden spezielle Stimulationstechniken wie die zyklische Stimulation und das Multi-Frac-Konzept betrachtet und die zugrundeliegenden Mechanismen mit Hilfe komplexer Modelle simuliert. Auf Grundlage dieser Forschungsergebnisse können auf die jeweiligen geothermischen Reservoire optimal abgestimmte Stimulationsmaßnahmen geplant und umgesetzt werden, die das Risiko für das Eintreten spürbarer seismischer Ereignisse deutlich verringern.

Literatur

- Deon, F., Regenspurg, S., Zimmermann, G. (2013): Geochemical interactions of Al_2O_3 -based proppants with highly saline geothermal brines at simulated in situ temperature conditions. - *Geothermics*, 47, 53-60. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.geothermics.2013.02.003>
- Economides, M. J., Nolte, K. G. (2000): *Reservoir Stimulation*, 3rd ed., Wiley, 856 p.
- Huenges, E. (Ed.) (2010): *Geothermal Energy Systems: Exploration, Development and Utilization*, Weinheim: Wiley-VCH, 463 p. DOI: <http://doi.org/10.1002/9783527630479>
- Moeck, I., Kwiatek, G., Zimmermann, G. (2009): Slip tendency analysis, fault reactivation potential and induced seismicity in a deep geothermal reservoir. - *Journal of Structural Geology*, 31, 10, 1174-1182. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.jsg.2009.06.012>
- Massachusetts Institute of Technology (2006): *The Future of Geothermal Energy: Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st century*, Massachusetts Institute of Technology, https://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/future_geo_energy.pdf
- Yoon, J. S., Zimmermann, G., Zang, A. (2013): Multi-fracturing in geothermal reservoir and induced seismicity using particle based, discrete element-fracture network model, 38th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering (Stanford, USA 2013).
- Zang, A., Yoon, J. S., Stephansson, O., Heidbach, O. (2013): Fatigue hydraulic fracturing by cyclic reservoir treatment enhances permeability and reduces induced seismicity. - *Geophysical Journal International*, 195, 2, 1282-1287. DOI: <http://doi.org/10.1093/gji/ggt301>
- Zimmermann, G., Moeck, I., Blöcher, G. (2010): Cyclic waterfrac stimulation to develop an enhanced geothermal system (EGS): Conceptual design and experimental results. - *Geothermics*, 39, 1, 59-69. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.geothermics.2009.10.003>
- Zimmermann, G., Reinicke, A. (2010): Hydraulic stimulation of a deep sandstone reservoir to develop an Enhanced Geothermal System: Laboratory and field experiments. - *Geothermics*, 39, 1, 70-77. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.geothermics.2009.12.003>