

Monitoring geothermaler Felder durch seismische Netzwerke: Vorgaben und Chancen

Seismische Netzwerke werden für das Monitoring geothermischer Anlagen benötigt, um bei möglicher Mikroseismizität Bodenbewegungen an der Erdoberfläche zu quantifizieren oder die zeitlich-räumliche Seismizitätsverteilung im Reservoir zu beschreiben. Für den ersten Fall sind behördliche Anforderungen maßgebend, während letzterer einem besseren Verständnis der Reservoientwicklung dienen kann. Beide sind von Interesse für die öffentliche Sicherheit. Eine optimale Konfiguration des seismischen Netzwerks kann beiden Aufgaben genügen und eine Chance sein, diese langfristige Investition zum allgemeinen Nutzen zu verwenden.

Das Monitoring von Mikroseismizität bei geothermischen Anlagen ist für verschiedene Interessengruppen von Bedeutung. Die bergrechtlichen Vorgaben nach DIN 4150 [1], die von behördlicher Seite einzuhalten sind, erlauben dem Betreiber, sich in einem abgesicherten gesetzlichen Rahmen zu bewegen, und garantieren der Bevölkerung eine vorgegebene rechtliche Sicherheit bei etwaigen Schadensfällen. Während der Reservoientwicklung kann die durch ein geeignetes Monitoring-system beobachtete Mikroseismizität dazu dienen, die Reservoirgeometrie zu beschreiben und unterschiedlich reagierende Reservoiranteile (compartments) zu identifizieren. Diese Informationen können später genutzt werden, um zukünftige Bohrlöcher zu lokalisieren oder aktive Störungszonen zu identifizieren, wie z. B. im Fall des Felds Soultz-sous-Forêts [2, 3]. Hinzugewinn an Verständnis für einzelne Reservoirs wiederum kann der Wissenschaft als Basis für allgemeine Konzepte und Abschätzungen im Vorfeld eines geothermalen Projekts dienen. Die Wissenschaft kann hier eine Verknüpfung zwischen der Untergrundstruktur (betriebsseitiges Interesse) und den Oberflächenauswirkungen (Anliegen von Behörden und Bevölkerung) bereitstellen.

Zur Erschließung eines EGS-Felds (enhanced geothermal system) wie z. B. Landau oder Soultz-sous-Forêts werden Fluidinjektionen mit Drücken benötigt, die Wegsamkeiten im Untergrund schaf-

fen und als hydraulische Stimulation (Öffnung schon vorhandener Mikrorisse) oder Fracturing (Neubildung von Mikrorissen) bezeichnet werden. Ohne diese Operationen wäre ein EGS-Feld wirtschaftlich nicht rentabel. Im Allgemeinen werden EGS-Felder in Tiefen von mehr als 2,5 km erschlossen. Während der Produktionsphase kann die Kopplung zwischen dem Auftreten induzierter Seismizität und den Produktionsparametern (speziell Injektionsdruck und Fließraten) helfen, die Nutzung der Erdwärme zu optimieren und zu sichern [4].

Auch in tiefen hydrothermalen Reservoiren, die im Gegensatz zu EGS keine Stimulation des Untergrunds zur Förderung von Thermalwässern benötigen, existieren Beispiele für induzierte Seismizität – allerdings auf einem niedrigeren Niveau. Es wird angenommen, dass hier die durch forcierte Fluidzirkulation verursachte Störung des vorherrschenden Spannungsfelds schwächer als bei EGS-Feldern ist. Zum Beispiel wird bei der Produktion des hydrothermalen Felds in Unterhaching Seismizität induziert, die wichtige Strukturen im Untergrund



Abb. 1 – Typische Schaltanlage einer seismischen Station im Oberrheingraben

Quelle: L. Gaucher, KIT

sichtbar macht (das Auftreten spürbarer Ereignisse wird diskutiert [5, 6]). Diese Beispiele illustrieren den Informationsgehalt, den seismische Monitoringsysteme zusätzlich zu den vorgeschriebenen Sicherheitsaspekten liefern können. In jedem Fall müssen die Ergebnisse der Auswertung sorgfältig interpretiert werden, da sie aus einem Inversionsprozess resultieren, der neben dem Untergrund auch abhängig von der Quellcharakteristik, der Netzwerkkonfiguration und dem Datenprocessing ist.

Aktuell befassen sich zwei wissenschaftliche Projekte mit deutscher Beteiligung mit der Analyse induzierter Seismizität bei Geothermieprojekten und deren probabilistischer Gefährdungsabschätzung. GEISER (Geothermal Engineering Integrating Mitigation of Induced Seismicity in Reservoirs 2010-2013, [7]) ist ein EU-Projekt mit weiteren Schwerpunkten auf der Erstellung von Monitoring-Richtlinien und der Entwicklung von Stimulationstechniken zur Vermeidung von spürbarer induzierter Seismizität. Das MAGS-Projekt (Mikroseismische Aktivität geothermischer Systeme 2010-2013, [8]) analysiert Seismizität an verschiedenen Geothermiestandorten in Deutschland, finanziert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Ziele sind dabei die Entwicklung von Konzepten zur Begrenzung der mikroseismischen Aktivität und eine verbesserte Zusammenarbeit mit Betreibern und Genehmigungsbehörden. Beide Projekte sind als Kooperationen aus wissenschaftlichen und industriellen Partnern angelegt.

Definitionen

Ein seismisches Monitoringsystem besteht aus einer Anzahl von seismischen Stationen, welche die Bodenbewegung aufzeichnen, die Daten digitalisieren und lokal abspeichern. In der Praxis besteht das Netzwerk meist aus Drei-Komponenten-Geophonen, welche die Bodenbewegung in einer vertikalen und zwei horizontalen Richtungen aufzeichnen, und Datenloggern, in welchen die Digitalisierung und Speicherung stattfinden. Die Stationen laufen autonom und in einem kontinuierlichen oder getriggerten Modus, Letzterer zeichnet nur Signale oberhalb einer bestimmten Schwelle auf. Der Datentransfer zwischen den seismischen Stationen und dem Ort des Processings per Fernabfrage erfolgt heute meist in Echtzeit und kann via DSL oder drahtloser Übermittlung realisiert werden (Abb. 1). Dabei ist zu beachten, dass die Kommunikati-

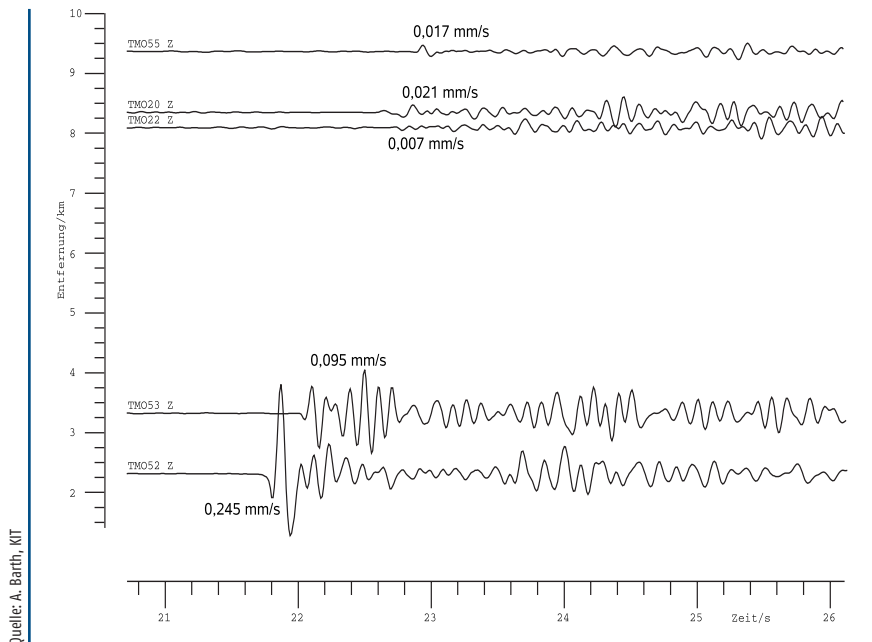


Abb. 2 – Beobachtete Bodenschwinggeschwindigkeiten (Vertikalkomponenten, 1 bis 10 Hz) eines Erdbebens der Magnitude M_L 2,4 im Oberrheingraben in Abhängigkeit zur Entfernung zwischen Seismometer und Epizentrum.

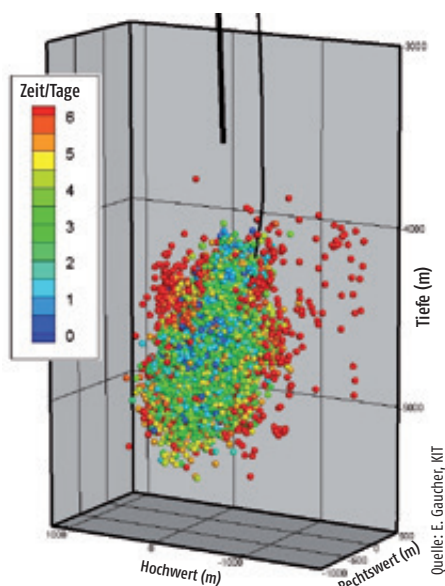


Abb. 3 – Zeitlich-räumliche Entwicklung der induzierten Seismizität während der sechstägigen Stimulation des GPK2-Bohrlochs in Soultz-sous-Forêts im Jahr 2000. Die Lokalisierung erfolgte mit einem Oberflächennetzwerk. Farben geben den Zeitpunkt der seismischen Ereignisse an.

onseigenschaften des gewählten Systems den Anforderungen der zu übertragenden Daten entsprechen.

Für die Konzeption eines seismischen Netzwerks muss klar sein, welchen Zweck das Monitoringsystem erfüllen soll. Sind nur die behördlichen Vorgaben nach DIN 4150 ausschlaggebend oder soll darüber hinaus eine Lokalisierung von mikroseismischen Quellen zur Diskriminierung von natürlichen und tektonischen Beben

bzw. zur Reservoircharakterisierung stattfinden? Mit einer möglichst konkreten Vorstellung der Leistungsfähigkeit eines Monitoringnetzwerks kann das Kosten-Nutzen-Verhältnis optimiert werden.

Das Monitoringnetzwerk zur Erschütterungsmessung

Ein Monitoringnetzwerk zur bergschadenskundlichen Beweissicherung bei Erschütterungen (Immissionsnetzwerk) muss entsprechend DIN 4150 die Erschütterung von Gebäuden und die Einwirkung auf Menschen innerhalb derselben über die Dauer der Operationen an einem geothermalen Feld bestimmen [1, 9]. Die DIN-Norm definiert, wo und wie die Bodenbewegung bestimmt und wie die Daten prozessiert werden sollen. Sie bildet damit die Grundlage für untereinander vergleichbare, quantitative Messungen von Erschütterungen. Außerdem werden Anhaltswerte genannt, „bei deren Einhaltung erwartet werden kann, dass in der Regel erhebliche Belästigungen von Menschen in Wohnungen und vergleichbar genutzten Räumen vermieden werden“ (DIN 4150-2), bzw. unterhalb derer „Schäden im Sinne der Verminderung des Gebrauchswertes von Bauwerken nicht eintreten“ (DIN 4150-3). Die zur Vermeidung von Gebäudeschäden empfohlenen Anhaltswerte im Frequenzbereich von 1 bis 10 Hz sind demnach maximale Bodenschwinggeschwindigkeiten von 3 mm/s für besonders erhaltenswerte, empfindliche Gebäude und 5 mm/s für Wohngebäude.

Zur Messung werden in der Praxis Drei-Komponenten-Geophone in Gebäudekellern installiert. Die Stärken dieser Vorschrift liegen sicherlich in ihren klaren Definitionen der Messung und den möglichen Auswirkungen. Damit sind die Interessen von Behörden und Betreibern hinsichtlich einer eindeutigen, juristisch belastbaren Vorschrift gewahrt, während der Informationsbedarf in der Bevölkerung (bzgl. spürbarer Erschütterungen), aber auch jener von Wissenschaft und Betreibern (bzgl. Erschütterungsquellen im Untergrund) nicht abgedeckt wird.

Die DIN-Norm gibt keine Hinweise darauf, wie umfangreich die Anzahl der seismischen Stationen und deren Verteilung bei einer solchen Messung sein soll und welche praktischen Konsequenzen (Information von Behörden, Bevölkerung) aus den Beobachtungen zu ziehen sind. Obwohl ein Immissionsnetzwerk auf die Messung der Auswirkung mikroseismischer Quellen, nicht aber auf deren Ursprung ausgerichtet ist, kann es zur Reservoirbeschreibung nützlich sein, wenn z. B. die Instrumente in ein Überwachungs- und Abbildungsnetzwerk eingebunden werden können.

Das Monitoringnetzwerk zur Überwachung und Abbildung von Mikroseismizität

Die Aufgabe eines Emissionsnetzwerks ist es, die seismische Reaktion des Reservoirs quantitativ abzubilden (imaging) und zu überwachen. Neben dem Nachweis eines seismischen Ereignisses im Untergrund sind vor allem dessen Lokalisierung und Magnitude von Bedeutung. Die Magnitude ist ein empirisches logarithmisches Maß für die bei einem Erdbeben abgestrahlte Energie. Sie hat keine unmittelbare Beziehung zur Bodenbewegung und damit zur Spürbarkeit, da für diese zusätzlich die Entfernung zwischen Erschütterungsquelle und den betroffenen Objekten entscheidend ist (Abb. 2). Die makroseismische Intensität hingegen stellt eine empirische Klassifikation von Schäden und anderen Merkmalen von Erdbeben dar [10] und ist somit ein Maß für die Bodenbewegung an einem Ort.

Im Gegensatz zu reinen Erschütterungsmessungen, die die aktuelle Bodenbewegung a posteriori beschreiben, haben mikroseismische Lokalisierungen einen A-priori-Charakter, der es in Verbindung mit hydraulischen Daten zulässt, die Entwicklung des Reservoirs zu antizipieren

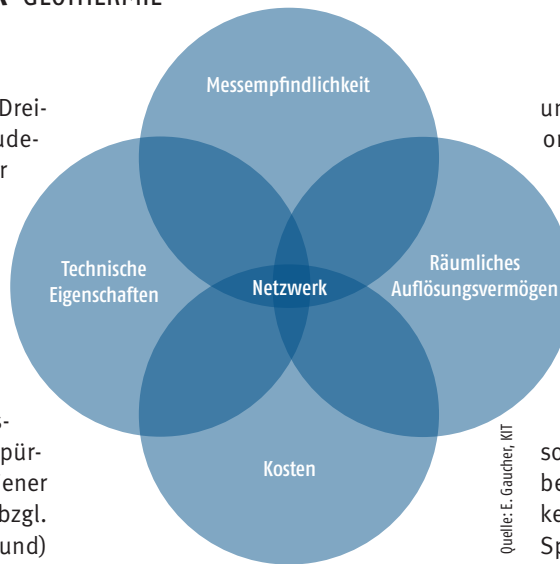


Abb. 4 – Die vier Hauptparameter zur Konzeption eines seismischen Monitoringnetzwerks.

und einen wichtigen Beitrag zur seismischen Gefährdungsabschätzung zu leisten. Neben diesem Sicherheitsaspekt, der für alle Interessengruppen von Bedeutung ist, stellt das Verständnis der Reservoirentwicklung für den Betreiber im Speziellen und für die Wissenschaft zur Ableitung allgemeiner Konzepte eine wertvolle Information dar. Abbildung 3 zeigt die zeitlich-räumliche Entwicklung der Seismizität des EGS-Felds Soultz-sous-Forêts während der Stimulation im Jahr 2000.

Der Aufbau eines seismischen Überwachungs- bzw. Abbildungsnetzwerks sollte sich an folgenden vier von einander abhängigen Parametern orientieren (Abb. 4):

- Messempfindlichkeit,
- räumliches Auflösungsvermögen,
- technische Eigenschaften und
- Kosten.

Messempfindlichkeit

Anders als in den DIN-4150-Vorschriften für Erschütterungsmessungen sind die Spezifikationen für Überwachungsnetzwerke wegen Abhängigkeiten von lokaler Untergrundstruktur und den geplanten Zielsetzungen weniger konkret vorgegeben. Allerdings existieren verschiedene aktuelle Richtlinien, die im Allgemeinen übereinstimmende Empfehlungen für die Installation eines Monitoringnetzwerks zur Überwachung von Mikroseismizität geben [11-13]. Diese Empfehlungen beschreiben Mindeststandards, die mithilfe einfacher Processingtechniken umgesetzt werden können. Sie sind aber in der Regel nicht ausreichend, um eine hochauflösende Abbildung des Reservoirs zu gewährleisten.

Bei der Angabe der Messempfindlichkeit (oder Netzwerksensitivität) wird

unterschieden zwischen der Detektion (Feststellung des Auftretens) eines mikroseismischen Ereignisses und dessen Lokalisierung. Letzteres ist erheblich aufwendiger und bedarf eines Monitoringnetzwerks von wenigstens fünf Drei-Komponenten-Seismometern, während eine reine Detektion bereits mit einem Instrument realisiert werden kann

[11-13]. Entsprechend den Richtlinien soll eine Bebenlokalisierung im Reservoirbereich ab Bodenschwinggeschwindigkeiten von 0,3 mm/s (entsprechend der Spürbarkeitsgrenze in seltenen Fällen nach DIN 4150-2) erfolgen. Unter Berücksichtigung eines Sicherheitsfaktors wird empfohlen, dass das seismische Hintergrundrauschen an einer Station 2 µm/s nicht überschreitet. Diese Begrenzung erlaubt eine korrekte Analyse der Ersteinsatzzeiten von P- und S-Wellen für das klassische Datenprocessing (bei einem Signal-Stör-Verhältnis von drei). Als Detektionsschwelle führen die Richtlinien einen um den Faktor zehn kleineren Wert von 0,03 mm/s auf. Bei flachen Beben im Reservoirbereich entspricht dies Magnituden von $M_L \geq 1$. Die kleinste Magnitude, die im Reservoir lokalisiert werden kann, ist ein Maß für den Detailliertheitsgrad der Überwachung. Um natürliche Erdbeben und induzierte Seismizität unterscheiden zu können, ist es daneben von Bedeutung, mithilfe des Monitorings auch die großen geologischen Störungen in der Umgebung abzudecken, die sich in einem etwa fünffachen Gebiet und bis in wenigstens doppelter Tiefe wie das Reservoir befinden [14], was etwa dem größten zu überwachenden Volumen entspricht.

Aus der Seismologie ist bekannt, dass ungefähr zehnmal mehr Ereignisse einer Magnitude M als Ereignisse einer Magnitude M+1 auftreten. Die Abschätzung dieser Verteilung der Erdbebenmagnituden ist ein wichtiger Baustein zur seismischen Gefährdungsabschätzung, da sie erlaubt, aus aktuellen Beobachtungen der Mikroseismizität die Wahrscheinlichkeit größerer Beben zu berechnen. Die Qualität der Gefährdungsabschätzung und der gewonnenen Reservoirabbildung erhöht sich mit der Anzahl der lokalisierten mikroseismischen Ereignisse. Abbildung 5 illustriert die Verbesserung der Reservoirbeschreibung durch eine Erhöhung der Messempfindlichkeit für das EGS-Feld Soultz-sous-Forêts für Zirkulationstests seit 2005. Die geforderte Messempfindlichkeit kann vor der Inbetriebnahme modelliert werden.

Quelle: E. Gauder, KIT

Räumliches Auflösungsvermögen

In Hinblick auf die Genauigkeit der Reservoirbeschreibung ist das räumliche Auflösungsvermögen (oder die Lokalisierungsgenauigkeit) eines Mikrobebens von Bedeutung; es definiert die Größe eines Pixels im mikroseismischen Bild des Reservoirs. Auch diese Größe kann mithilfe eines seismischen Geschwindigkeitsmodells des Untergrunds in Verbindung mit der Netzwerkkonfiguration, dem Datenprocessing und der Erdbebenmagnitude abgeschätzt werden. Die Magnitude ist abhängig von der Größe der Bruchfläche. Mit der Lokalisierung eines Erdbebens der Magnitude 0 wird also eine Fläche von etwa $10 \times 10 \text{ m}^2$ abgebildet [15].

Ein triangulärer Aufbau des Netzwerks mit einer Zentralstation ist in den meisten Fällen die optimale Anordnung für eine möglichst genaue horizontale und vertikale Lokalisierung bei kleinstmöglicher Stationsanzahl [16]. Unter Hinzunahme einer Station aus Redundanzgründen ergeben sich die oben erwähnten fünf Seismometer. Während sich das zentrale Seismometer direkt oberhalb des Gebiets mit zu untersuchender Seismizität befinden sollte, sind die umliegenden Stationen gleichmäßig auf einem Kreis, dessen Durchmesser etwa in der Größenordnung der maximal zu erwartenden Herdtiefen liegen sollte, zu verteilen. Die Sensoren können an der Erdoberfläche bzw. leicht vergraben oder aber in Bohrlöchern (um das Verhältnis von Nutz- zu Störsignal zu verbessern) installiert werden. Der Aufbau sollte durch eine Qualitätskontrolle und Kalibrierung des Monitoringsystems und des Geschwindigkeitsmodells vervollständigt werden. Dafür sind künstliche Quellen an der Erdoberfläche, aber auch besonders im Untergrund (Perforations- und Stringshots) von entscheidender Bedeutung. Die Lokalisierungsgenauigkeit, mit der das Monitoringsystem diese bekannten Quellen orten kann, ist eine gute Abschätzung des Auflösungsvermögens für gegebenenfalls später auftretende induzierte Seismizität.

Das laut [11-13] empfohlene räumliche Auflösungsvermögen für die Lokalisierung von Mikroseismizität beträgt 500 m horizontal und 1,5 km vertikal (zweifache Standardabweichung). Für eine Optimierung auf spezifische Probleme (wie z. B. Bruchmechanismen etc.) und eine verbesserte Abbildung des Reservoirs ist es sinnvoll, über diesen minimalen Rahmen hinaus zu instrumentieren und Algorithmen der Relativlokalisierung zur Erhöhung des Auflösungsvermögens zu verwenden.

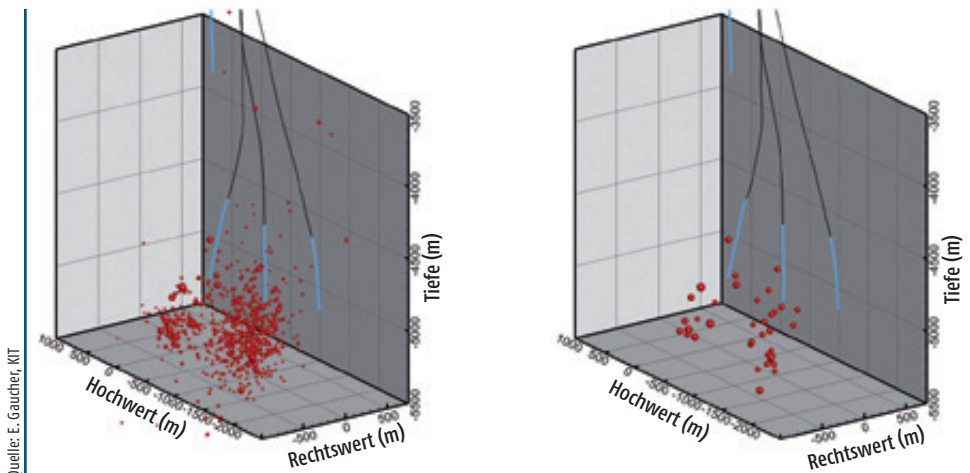


Abb. 5 – Induzierte Seismizität während der Zirkulationstests in Soultz-sous-Forêts seit 2005. Links: Alle Lokalisierungen des Oberflächennetzwerks. Rechts: Nur Ereignisse mit Magnituden größer als 1.

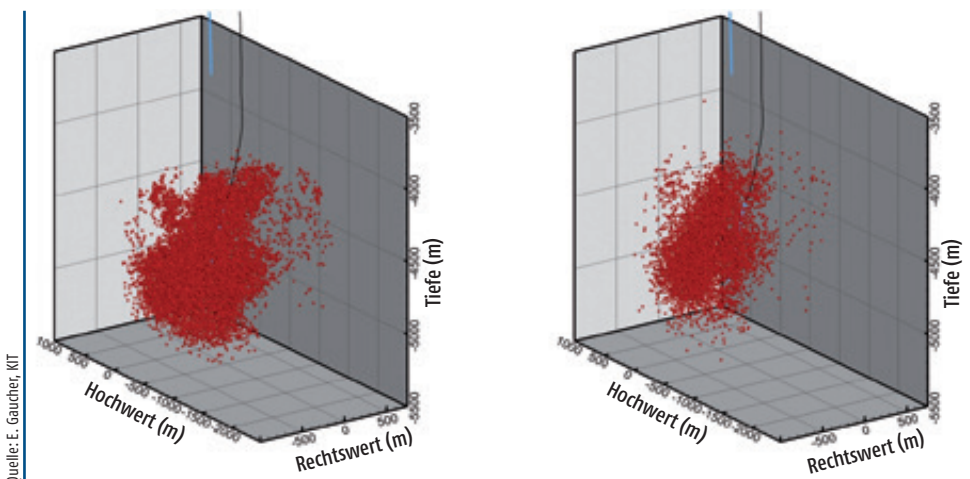


Abb. 6 – Induzierte Seismizität während der Stimulation des GPK2-Bohrlochs in Soultz-sous-Forêts im Jahr 2000 (vergl. Abb. 3). Links: Lokalisierungen des Bohrlochnetzwerks. Rechts: Lokalisierungen des Oberflächennetzwerks.

Technische Eigenschaften

Zusätzlich zu den vorherigen Überlegungen spielen die technischen Spezifikationen der seismischen Sensoren und deren Installation eine wichtige Rolle beim Aufbau eines seismischen Monitoringnetzwerks. Um zum Beispiel die Auflösungsfähigkeit eines Netzwerks zu erhöhen, lautet die einfache Regel, den Abstand zwischen Quelle und Empfänger zu verkleinern, was durch Bohrlochseismometer realisiert werden kann. Abbildung 6 zeigt am Beispiel des geothermalen Felds in Soultz-sous-Forêts die Verbesserung der Messempfindlichkeit durch ein Netzwerk von Bohrlochseismometern (li., [17]), im Vergleich zu einem Oberflächennetzwerk (re., [18]). Durch die Verwendung von Bohrlochstationen wurde die Anzahl der während der Stimulation lokalisierten seismischen Ereignisse verdoppelt. Dabei gibt es verschiedene Möglichkeiten, ein Seismometer in einem Bohrloch zu instal-

lieren: Sensoren können in einem eigens dafür abgeteuften Bohrloch in ein Sand-/Zementbett gesetzt werden oder mit Hilfe eines speziellen Bohrlocheinsatzes (holelock) bei vorgegebener Nord-Süd-Orientierung fest verankert werden. Alternativ existieren Installationen zwischen Verrohrung und Futterrohr bzw. hinter dem Futterrohr zementierte Instrumente in Produktions- oder Injektionsbohrlöchern. Diese Varianten benötigen zwar kein eigenes Bohrloch und sind damit kostengünstiger, allerdings muss hierbei mit einem verminderten Signal-Stör-Verhältnis gerechnet werden.

Die technischen Variationsmöglichkeiten werden aber in der Praxis oftmals vom finanziellen Budget eingeschränkt sein, so wie z. B. die Anzahl der möglichen seismischen Stationen. Gerade im Bereich der Bohrlochseismometer sind alternative Lösungen und technische Innovationen notwendig, um seismisches Imaging effizienter zu gestalten und da-

durch die Kosten zu verringern. So kann z. B. eine Kombination von Bohrloch- und Oberflächeninstrumenten eine Alternative sein, um die Messempfindlichkeit und das Auflösungsvermögen zu verbessern. Solche kombinierten Netzwerke wurden erfolgreich in Soultz-sous-Forêts und Basel betrieben. Allgemein ergibt die kombinierte Auswertung ein höher aufgelöstes Bild der Mikroseismizität. Darüber hinaus erlaubt die Kombination der Daten beider Netzwerke eine Verknüpfung zwischen Untergrundstruktur und Auswirkungen an der Erdoberfläche, z. B. zur Untersuchung lokaler Verstärkungseffekte durch den Vergleich von maximalen Bewegungen im Untergrund und an der Erdoberfläche.

Daneben beeinflusst die Art und Weise sowie die Häufigkeit des Processings das Datenmanagement (Datentransfer und Datensicherung). Ein in Echtzeit arbeitendes System mit automatisiertem Processing 24 Stunden am Tag wird (wenigstens während besonderer Operationen) auch einen Datentransfer in Echtzeit, automatisch erstellte Ergebnisse und eine permanente Mobilisierbarkeit von Experten erfordern. Allgemein gilt, je größer die Anzahl der Stationen ist, desto einfacher können Processingschritte und Ergebnisse automatisiert werden. Diese Entwicklung kann aktuell auf dem US-amerikanischen Markt beobachtet werden, wo im Rahmen des Hydraulic Fracturing der Kohlenwasserstoffindustrie mithilfe von Bohrlocharrays oder sehr dichten Oberflächennetzen tausende Mikroereignisse in wenigen Stunden prozessiert werden, um ein genaues Reservoirabbild zu erhalten [19,20].

Kosten

Die typischen Kosten für eine seismische Station mit drei Komponenten betragen aktuell etwa 10.000 bis 20.000 Euro. Dazu kommen Kosten der Infrastruktur (Datenübertragung, Stromquellen) sowie der Instandhaltung und des Datenprocessings. Für kleine Netzwerke können die Processing- und Instandhaltungskosten pro Jahr etwa mit 10.000 bis 15.000 Euro pro seismischer Station abgeschätzt werden. Je tiefer das Reservoir, desto höher werden die Kosten sein, um ein gewisses Maß an Messempfindlichkeit zu gewährleisten.

Projektplanung

Abbildung 7 zeigt eine schematische Darstellung, wie die Planung und Installation eines seismischen Netzwerks erfolgen kann. Parallel zur Feldentwicklung stehen dabei die einzelnen Schritte zum Aufbau

eines Monitoringsystems, wobei frühzeitig geklärt werden sollte, für welche Zwecke das Monitoring genutzt werden soll. Entsprechend den Anforderungen des Bergamts wird ein seismisches Gutachten notwendig sein, das zur Bohr- und später Betriebsgenehmigung vorliegen muss und welches Empfehlungen für das nötige Auflösungsvermögen und die Empfindlichkeit des Monitoringnetzwerks enthält.

Wie bereits diskutiert, ist im Rahmen einer Überwachung der Seismizität ein Reservoirimaging zu empfehlen, das die Entwicklung des Felds quantitativ abbildet. Damit verbunden stellt sich die Frage, für wie lange und für welches Volumen das Monitoring eingesetzt werden soll. Verschiedene Zielbereiche mit unterschiedlicher Lokalisierungsgenauigkeit können für ein Monitoringnetzwerk ausgewählt werden. So ist es denkbar, dass für das Reservoir selber eine höhere Genauigkeit benötigt wird (z. B. Lokalisierung von Ereignissen der Magnitude 0, auf ± 200 m) als im Bereich der größeren Störungszonen in der Nähe des Reservoirs (z. B. Lokalisierung von Ereignissen der Magnitude 1, auf ± 500 m). Ebenso kann die Zielsetzung des Netzwerks über die Laufzeit des Projekts variieren. Zum Beispiel könnte ein Basismonitoring über die gesamte Laufzeit des Projekts erforderlich sein, das Magnituden oberhalb 1 im Reservoirbereich detektieren kann. Darüber hinaus könnte bei speziellen Operationen (wie Stimulationen etc.), während derer eine größere Anzahl kleinerer seismischer Ereignisse erwartet wird, ein besseres Verständnis für die Entwicklung des Reservoirs durch eine höhere Lokalisierungsgenauigkeit auch kleinerer Magnituden erreicht werden.

Die Installation und der Betrieb des Monitoringnetzwerks einige Wochen oder Monate vor Bohrbeginn ermöglichen eine wertvolle Lernphase, die es erlaubt, möglicherweise später induzierte Seismizität vom Niveau der natürlichen Hintergrundseismizität abgrenzen zu können. Allgemein gilt: Je besser Ziele und Anforderungen des Monitoringnetzwerks benannt werden, desto effektiver kann ein System aufgebaut werden.

Zusammenfassung

Bislang war das Monitoring von Mikroseismizität geothermaler Felder hauptsächlich

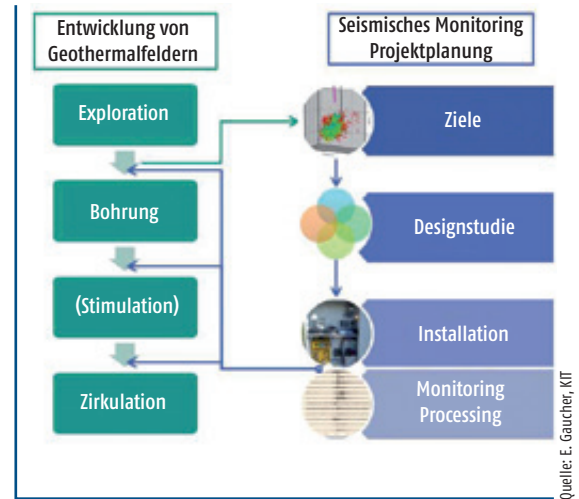


Abb. 7 – Schematischer Ablauf für die Planung eines seismischen Monitoringnetzwerks.

Quelle: E. Gaucher, KIT

auf Sicherheitsaspekte und die Beobachtung von spürbarer Seismizität fokussiert. Es ist an der Zeit, die Ausrichtung hin zu mehr Reservoircharakterisierung auszuweiten, da dies wertvolle Informationen über die Reservoirentwicklung bieten kann und damit zusätzliche Investitionen rechtfertigt. Die Kombination von Daten des Erschütterungsmessnetzes nach DIN 4150 (Immissionen) mit jenen des Überwachungs- und Abbildungsnetzwerks (Emissionen) kann eine Verbesserung der Lokalisierung, die Analyse lokaler Verstärkungseffekte und eine Kostenoptimierung ermöglichen.

Das durch das Monitoring gewonnene Bild des Untergrunds kann helfen, Vorgänge im Reservoir zu verfolgen, zu antizipieren und seismische Gefährdungen abzuschätzen. Dieser Sicherheitsaspekt ist ein Zugewinn für Betreiber, Behörden und Bevölkerung. Die Beobachtungen sind außerdem die direkte Grundlage für behördlich geforderte Handlungskonzepte, die Schritte benennen, welche im Falle von Mikroseismizität eingeleitet werden müssen. Nicht zuletzt ist die detaillierte Kenntnis der mikroseismischen Entwicklung und der Untergrundstruktur für die Betreiberseite eine wichtige Quelle für die weitere Erschließung des geothermischen Felds.

Mithilfe von Designstudien können die Möglichkeiten eines Monitoringnetzwerks im Sinne von Empfindlichkeit, Auflösungsvermögen, technischen Spezifikationen, Schritten des Datenprocessings und Kosten modelliert und quantifiziert werden (Abb. 7). Dies ermöglicht einen Vergleich verschiedener Netzwerkkonfigurationen und eine Bewertung bezüglich oben genannter Eigenschaften, um ein den Gegebenheiten angepasstes Netzwerk zu installieren.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Überwachungs- und Abbildungsnetzwerke umfangreicher und finanziell aufwendiger sind als reine Monitoringnetze zur Erschütterungsmessung. Aber das Antizipieren und Planen der Reservoirentwicklung, die Übertragbarkeit von anderen Studien sowie der Informationszugewinn sowohl in technologischer Hinsicht als auch bezüglich des Datenprocessings können helfen, mittelfristig Kosten zu mindern und Prozesse im Untergrund besser zu verstehen.

Danksagung

Wir danken C. Dorbath (EOST, Universität Strasbourg) und N. Cuenot (E.E.I.G Heat Mining) für das Bereitstellen der Daten induzierter Seismizität in Soultz-sous-Forêts und J. R. R. Ritter (KIT) für die Daten des TIMO-Netzwerks (Tiefenstruktur des Mittleren Oberrheingraben). Weiterer Dank gilt M. Barall und M. Schoenball für das Korrekturlesen des Texts.

Literatur

- [1] DIN 4150 (1999): Deutsches Institut für Normung e. V.
 [2] Genter, A. et al. (2010): Contribution of the exploration of deep crystalline fractured reservoir of Soultz to the knowledge of enhanced geothermal systems (EGS). C.R. Geosci., 342(7-8), 502-516.
 [3] Sausse, J. et al. (2010): 3D model of fracture zones at Soultz-sous-Forêts based on geological data, image logs, induced microseismicity and vertical seismic profiles. C.R. Geosci., 342(7-8), 531-545.
 [4] Cuenot, N. et al. (2011): Induced microseismic activity during recent circulation tests at the EGS site of Soultz-sous-Forêts (France). In: 36th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, USA, 31.01.-02.02.2011.
 [5] Megies, T. & Wassermann, J. (2012): Untersuchung von Mikrobeben in der bayerischen Molasse im Umfeld von geothermischen Reservoiren. 3. MAGS Projekttreffen, 21.03.2012.
 [6] Kraft, T. et al. (2009): The 2008 earthquakes in the Bavarian Molasse Basin – possible relation to deep geothermics? EGU General Assembly 2009, Wien, Österreich, 19.-24.04., Abstract #10593-6.
 [7] GEISER-Projekt Website: <http://www.geiser-fp7.eu>.
 [8] MAGS-Projekt Website: <http://www.mags-projekt.de>.
 [9] DIN 45669 (1995): Deutsches Institut für Normung e. V.
 [10] Grünthal, G. (1998): European Macroseismic Scale 1998 (EMS-98). Centre Européen de Géodynamique et de Séismologie, 15, 99ff.

- [11] Ritter, J.R.R. (2011). „Konzeptionelle Ansätze zur Überwachung induzierter Seismizität im Oberrheingraben in Rheinland-Pfalz“, Mainzer geowiss. Mitt., 39, 157-176.
 [12] GTV Bundesverband Geothermie (2011): GTV-Richtlinie „Seismizität bei Geothermieprojekten – Blatt 1: Seismische Überwachung“, Gelbdruck. Vertrieb GTV Service GmbH, Berlin.
 [13] FKPE (2012): Empfehlungen zur Überwachung induzierter Seismizität – Positionspapier des FKPE. Mitteilungen der Deutschen Geophysikalischen Gesellschaft, 3/2012, 17-31.
 [14] Dahm, T., et al. (2010): How to discriminate induced, triggered and natural seismicity. In: ECGS-FKPE Workshop on Induced Seismicity, Luxembourg, 15.-17.11.2010.
 [15] Wells, D.L. & Coppersmith, K.J. (1994): New empirical relationships among magnitude, rupture length, rupture width, rupture area, and surface displacement. Bull. Seism. Soc. Am., 84(4), 974-1002.
 [16] Rabinowitz, N. & Steinberg, D.M. (1990): Optimal configuration of a seismographic network: A statistical approach. Bull. Seism. Soc. Am., 80, 187-196.
 [17] Dyer, B.C. (2001): Soultz GPK2 stimulation June/July 2000. Seismic monitoring report. In: Semore Seismic Report 2001, SOCOMINE.
 [18] Cuenot, N. et al. (2008): Analysis of the microseismicity induced by fluid injections at the EGS site of Soultz-sous-Forêts (Alsace, France): Implications for the characterization of the geothermal reservoir properties. Pure Appl. Geophys., 165(5), 797-828.
 [19] Duncan, P.M. & Eisner, L. (2010): Reservoir characterization using surface microseismic monitoring. Geophysics, 75(5), 139-146.
 [20] Maxwell, S.C. et al. (2010): Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring. Geophysics, 75(5), 129-137.

Autoren

Dr. Andreas Barth
 Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
 Geophysikalisches Institut
 Hertzstr. 16
 76187 Karlsruhe
 Tel.: 0721 608-44507
 E-Mail: a.barth@kit.edu
 Internet: www.gpi.kit.edu

Dr. Emmanuel Gaucher
 Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
 Institut für Angewandte Geowissenschaften
 Abteilung Geothermie
 Adenauerring 20 b
 76131 Karlsruhe
 E-Mail: emmanuel.gaucher@kit.edu

E+M

**Ihr Partner für Brunnenbau
 und Bohrtechnik!**



E+M Brunnenbau und Bohrtechnik GmbH
 Hofer Straße 19 - 95030 Hof (Saale)
 Tel. +49 (0) 9281 14 45 - 0 - Fax -518
 info@em-bohr.de
 www.em-bohr.de

