

# Induzierte Seismizität – Monitoring und Steuerung von geothermischen Energieanlagen (EGS)

Induced Seismicity – Monitoring and Operation of Enhanced Geothermal Systems

Von E. D. RODE, S. A. MARINELLO, L. SCHAEERER und I. KJELBERG\*

## Abstract

This article describes a technical concept for production control vs. induced seismicity and optimization of heat exchanger performance in Enhanced Geothermal Systems.

Induced Seismicity as a phenomenon is increasing with the influences of manmade changes in the subsurface of the earth. Manmade influences like underground mining or depletion of any kind of hydrocarbon reservoirs are causing a destabilization of the latent structural balance in the upper earth crust.

The upper earth crust is in a status of indifferent equilibrium. Internal forces, tensions and parameters like internal friction, temperature gradients, pressure and gravity forces, lead to an indifferent equilibrium. This can lead to collapse due to a tiny instability caused by external forces. The activities of the exploitation of oil and gas reserves lead to volume withdrawals which result in mechanical tensions i. e. – Strain-Stress – as well as to changes in the electrostatic and gravimetric structural formation balance.

Such instabilities and withdrawals even in small dimensions can trigger major seismic activities such as fractures, landslides, regional or local surface displacements. These activities are in the worst case accelerated and driven by existing strain-stress internal forces leading to seismic resonances and avalanche effects or chain reactions.

The trigger which is inducing seismicity can trigger seismic events which are of many orders more powerful than the trigger (pulse) itself. This is what makes the induced seismicity so dangerous and difficult to predict. A major problem in the Oil & Gas industry is the potentially induced seismicity which is caused by the extraction of hydrocarbons (e. g. Groningen gas field). The sensitivity for induced seismicity is increasing with the degree of depletion. This leads spontane-

\* Ernst D. (Paul) Rode, Lukas Schaerer, Marmot SA; Stephen A. Marinello (PhD), Reservoir Engineer, Houston; Dr. Ivar Kjølberg, CSEM Neuchâtel (E-mail: paul.ode@passive-monitoring.com)

0179-3187/17/2  
© 2017 EID Energie Informationsdienst GmbH

ously to the assumption that the phenomena of induced seismicity – structural displacements and subsidence – which can cause tremendous damages in the environment and urbanization – are somehow related to the needs of Enhanced O&G Recovery (EOR-EGR) to preserve production capacity.

Another very important issue is caused by so called Enhanced Geothermal Systems which are using deep dry rock systems as heat exchangers and which can cause tremendous induced seismicity effects with severe surface destructions if not continuously controlled by a dynamic monitoring and control system.

On the other hand the heat exchanger's performance is the key for economic operation of an Enhanced Geothermal System.

Such a technical controlled solution is a pre-condition for the public acceptance of petro-geothermal systems as an alternative source of energy to reduce CO<sub>2</sub> emission.

## Kurzfassung

Beschrieben wird ein Verfahren zur Messung, zum Monitoring und zur kontrollierten Steuerung von technischen »Subsurface Operations« insbesondere mit der Zielsetzung, die Phänomene zu kontrollieren, die induzierte Seismizität auslösen können unter dem Einfluss technischer Betriebssysteme.

Solche technischen anthropogenen Einflüsse entstehen z. B. in produzierenden Öl- & Gasfeldern (Groningen) oder beim Betrieb von petro-geothermischen Anlagen (EGS) als Folge eines unkontrollierten Verhaltens des Wärmetauschers (Basel).

Beschrieben wird ein Verfahren zur Regelung der Betriebsparameter insbesondere einer petro-geothermischen Energieanlage; das Verfahren ist jedoch auch auf andere Anlagen übertragbar, z. B. große Ölfelder im Zustand der tertiären Ölgewinnung, bei denen die Betriebsparameter Einfluss auf die Auslösung (Trigger) induzierter Seismizität haben können.

Kern dieses Verfahrens ist ein seismo-akustischer Rückkopplungsweg für Signale, die dem Hintergrundrauschen der Erde entnom-

men werden. Diese Signale werden nach einer Voranalyse in einem »Forensischen Datenspeicher« (FDB) gelagert und durch ein »Cognitive Data Management System« (CDMS) werden Informationen generiert, die zur Steuerung des technischen Betriebssystems der Anlage verwendet werden um den Betriebszustand im Hinblick auf die Auslösung der induzierten Seismizität zu optimieren.

Solche Mess- und Regelsysteme sind eine Voraussetzung für den Betrieb dieser Anlagen überhaupt. Gerade im Hinblick auf die öffentliche Akzeptanz zum Betrieb der Anlagen und die damit verbundenen Genehmigungsverfahren (Fracking) ist es notwendig den Nachweis zu erbringen, dass der Betrieb solcher Anlagen technisch kontrollierbar ist – nach dem allgemeinen Stand der Technik konnte bislang dieser Nachweis nicht erbracht werden.

## 1 Einführung

Dieser Artikel beschreibt eine Anordnung zum Erfassen von Phänomenen verursacht durch induzierte Seismizität.

Insbesondere befasst sich dieser Artikel mit der Kontrolle induzierter Seismizität beim Betrieb geothermischer ingenieurtechnischer Anlagen zur Gewinnung von elektrischer Energie – sogenannte Enhanced Geothermal Systems (EGS) – der Tiefengeothermie oder Petro-Geothermie.

Das hier vorgeschlagene Verfahren und die Messausrüstung sind erprobt bei der Messung und Beobachtung von

- Kohlenwasserstoffvorkommen – Aufsuchung und Monitoring von Fluid Dynamics, stochastischen Resonanzen, Micro Seismicity und Induced Seismicity
- Erfassung von Micro Earth Quakes (MEQ)
- Beobachtung von tektonischen Veränderungen vor dem Auftreten von Erdbeben (Fujeira March 11, 2002 – ML = 5.1)
- Untersuchung der Nachhaltigkeit von sehr tiefen unterirdischen künstlich herbeigeführten Nuklearexplosionen.

Eine Anordnung und ein Konzept zum Erfassen der induzierten Seismizität und darüber hinaus zum Erfassen und Verstehen der

Auslöser der induzierten Seismizität wird erläutert; es ist hier nicht die Aufgabe und Absicht, die Phänomene und Mechanismen der induzierten Seismizität zu erklären oder gar zu quantifizieren. Auch sollen weder die tektonischen Gegebenheiten des Erdkörpers noch geodynamische Prozesse erklärt werden.

Vielmehr ist es das Ziel, den Entwurf und die Ausführung einer technischen Messanordnung für die permanente Überwachung induzierter Seismizität in geothermischen Energieanlagen zu beschreiben.

Geothermische Energieanlagen (EGS) stellen wegen ihrer ständigen Verfügbarkeit die ideale alternative Energiequelle der Zukunft dar. Konventionelle (fossile) Kraftwerke können dadurch weitgehend ersetzt werden – eine Voraussetzung für die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Damit tragen solche geothermischen Energieanlagen in erheblichem Maße zur Reduzierung der Treibhausgase bei. Eine Voraussetzung für die Akzeptanz und damit für den Betrieb solcher geothermischer Anlagen ist jedoch deren störungsfreier Betrieb – ohne schädliche Auswirkungen auf die Umwelt.

Bisher ist ein kontrollierter Betrieb solcher EGS-Anlagen noch nicht möglich gewesen – siehe Basel, Landau, St. Gallen und andere, bei deren Inbetriebnahme es zu ganz erheblichen Störungen in der Infrastruktur kam. Durch solche Ereignisse ist die öffentliche Akzeptanz zur Betriebsgenehmigung solcher Anlagen in Frage gestellt: Damit werden Genehmigungsverfahren hinausgezögert (Haute-Sorne im Schweizer Jura) oder die Betriebsgenehmigungen werden gar versagt.

Der gesamte Erdkörper und insbesondere dessen Grenzonen – also die nahe der Erdoberfläche gelegenen Schichten – befinden sich in einem latenten Ungleichgewicht. Es bestehen Spannungen und es wirken gerichtete Kräfte (Stress–Strain), die durch Gradienten von Spannung, Druck und Temperatur beschrieben werden können. Diese Kräfte stehen im Gleichgewicht (latentes Ungleichgewicht) mit lithologischen und mechanischen physikalischen Größen wie Haftreibung, Bruchfestigkeit, Elastizität und Kräften, die aus geochemischen Reaktionen entstehen.

Wird dieses Gleichgewicht durch äußere Einwirkung gestört, so kann ein ganzes Netz von Folgeerscheinungen ausgelöst werden – bekannt als Lawineneffekt (Avalanche) oder als Kettenreaktionen. Dabei kann der Auslöser (Trigger) in seinem Einfluss und seiner Mächtigkeit um viele Größenordnungen kleiner sein, als die durch den Auslöser induzierte Reaktion (Avalanche Amplification), die noch durch Resonanzerscheinungen verstärkt werden kann; solche Resonanzen sind aus der Erdbebenerkundung bekannt.

Jeder Vorgang, bei dem der Mensch eine technische Maßnahme unternimmt, die invasiv die natürlichen Gleichgewichte in irgendeiner Weise stört, kann als Auslöser für

eine solche Reaktion als induzierte Seismizität wirksam werden.

Es gibt derzeit noch keine ausreichende Erkenntnis über die Kriterien für den Mechanismus, mit dem solche Folgeeffekte ausgelöst werden oder gar verhindert werden können. Daraus resultiert zwangsläufig die Empfehlung, dass zumindest jeder Eingriff in das latente Ungleichgewicht durch Messverfahren möglichst genau zu beobachten sei. Nur so lassen sich daraus Erkenntnisse ableiten, die dazu beitragen, mögliche für Mensch und Umwelt schädliche Folgeerscheinungen (Hazards) zu verhindern.

Im Folgenden wird ein solches Messverfahren zur Beobachtung der Einwirkung technischer Ingenieurmaßnahmen bei der Gewinnung geothermischer Energie beschrieben.

## 2 Grundgedanken zum Design der Messanordnung zur Steuerung der Betriebsparameter einer geothermischen Energieanlage (EGS)

### 2.1 Voraussetzungen

Das Prinzip der Gewinnung von elektrischer Energie aus Erdwärme (geothermische Anlagen) beruht auf der Ableitung der Erdwärme aus tieferen Erdschichten in der Form von heißem Wasser oder einem anderen geeigneten Transportmedium an die Erdoberfläche in eine kältere Zone, in der die Enthalpie aus dem Transportmedium in einer Wärme/Kraft-Maschine zur Gewinnung mechanischer Energie genutzt wird.

Der Wirkungsgrad einer solchen Umsetzung in eine Wärme/Kraft-Maschine und damit die Effizienz der Gewinnung elektrischer Energie hängt von der Temperaturdifferenz zwischen Einlauf und Auslauf aus der Wärme/Kraft-Maschine ab (Carnot): Je größer diese Temperaturdifferenz, desto größer ist der Wirkungsgrad und damit auch der ökonomische Nutzen.

Die minimale Temperaturdifferenz bei solchen Anlagen liegt bei ca. 80 °C.

Bei geothermischen Anlagen dieser Art (EGS) wird Wasser in einen Kreislauf gepumpt und das abgekühlte Medium wird wieder in eine tief gelegene geologische Struktur zurückgepumpt und dort wieder aufgeheizt und dem Vorlauf des Prozesses zugeführt. Geologische Strukturen mit natürlichen oder künstlichen Mikro- und Makrofrakturen dienen dabei als Wärmetauscher.

Am effektivsten sind solche Strukturen im Untergrund, die »trocken« sind (EGS) und bei denen man das Kreislaufwasser erst injiziert und damit den Wärmetauscher – durch gezielte, induzierte Seismizität – erst erzeugt (Fracking). Solche Wärmetauscher kann man dort platzieren, wo auch die größte Wärmekapazität und die höchste Temperatur vorhanden sind. Solche Formationen liegen entweder sehr tief oder in Schichten, die schon von sich aus exponiert sind. Tief-liegende Bohrungen verursachen in der Regel hohe Bohrkosten. Exponierte Zonen –

auf tektonischaktiven Gebieten (auf den Berührungszonen tektonischer Platten) – sind von vornherein Gebiete ausgeprägter »latenter Unstabilität«. Diese ist dort viel ausgeprägter und die inneren Spannungen sind viel größer, was dazu führt, dass auch die Tendenz zu induzierter Seismizität größer ist.

– Zu einer Auslösung der induzierten Seismizität kommt es, wenn durch Temperaturdifferenzen Spannungen erzeugt werden, die neue Frakturen im Gestein auslösen, die sich dann durch bestehende Spannungen »fortsetzen« und »verstärken« können (Resonance Amplification)

– Zu einer Auslösung induzierter Seismizität kann es auch dann kommen, wenn in bereits bestehenden Frakturen die Reibungskoeffizienten reduziert werden, so dass bestehende Spannungen »entladen« werden können. Ursache dafür ist dann die Einspeisung von »kaltem« Wasser oder eines anderen Fluids, welches eine geochemische Oberflächenreaktion auslöst, die wiederum zu einer Reduzierung des Reibungskoeffizienten führen kann.

Der Auslöser (Trigger) muss also nicht unbedingt schon eine seismische Aktion sein wie das Auslösen einer Fraktur.

Die durch den Trigger »induzierte« Seismizität kann sich im Prinzip beliebig fortsetzen, bis ein neues latentes Ungleichgewicht entstanden ist. Bei genügend geringen Temperaturdifferenzen und bei ausreichender Tiefe des Wärmetauschers lässt sich die Ausdehnung der induzierten Seismizität im Normalfall lokal begrenzen. Allerdings ist eine genaue Kontrolle der Vorgänge sowohl des Auslösers als auch der induzierten Seismizität durch messtechnische Erfassung und deren permanenter Auswertung zu gewährleisten, um genügend Parameter für den lokalen Betriebsvorgang und dessen Steuerung zu gewinnen – immer bezogen auf den Betrieb geothermischer Anlagen.

Es gibt ein paar feste Parameter, die der Erfassung von Triggern und induzierter Seismizität zugrunde liegen:

– Beide, Trigger und induzierte Seismizität (Ereignisse, Events), äußern sich durch die Aussendung akustischer und elektromagnetischer Phänomene als direkte Signalquelle (Diese Phänomene müssen nicht unbedingt den Charakter einer Welle haben)

– Beide Ereignisse treten nur einmal auf und sie hinterlassen einen bleibenden »Footprint«. Bis dahin handelt es sich um einen aktiven Signalprozess

– Nach seiner Entstehung ist der Footprint zu einer aktiven Signalabgabe nicht mehr fähig

– Die Existenz des Footprint und die Veränderungen seines Umfeldes können bei dem Vorhandensein einer qualifizierten Signalquelle durch Verfahren der »System Response Analysis« passiv gemessen werden. In diesem Falle – bei Messungen im Erdkörper oder auch im kosmischen

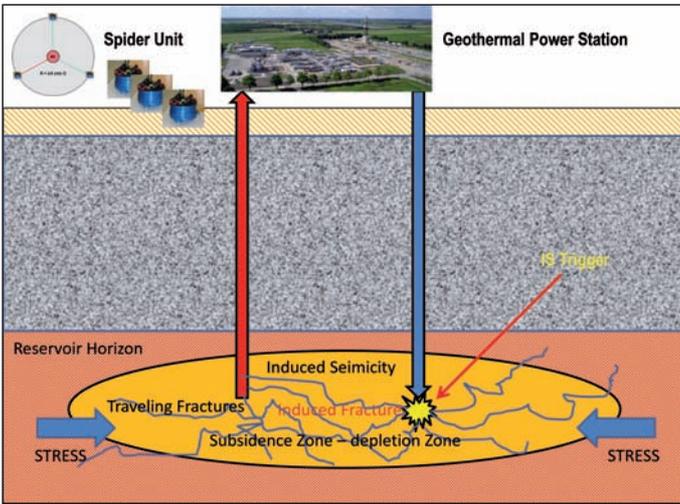


Abb. 1 Schematische Darstellung der durch geothermische Anlagen erzeugten induzierten Seismizität und deren Auslöser

Raum – benutzt man das (weiße) elektrische oder akustische Hintergrundrauschen als Signalquelle. Diese Verfahren sind aus der Raumfahrt und der Radioastronomie bekannt.

**2.2 Zielsetzung**

Grundsätzlich besteht ein fundamentaler Unterschied zwischen Messen und Regeln. Nach DIN 4150 wird gemessen und ein eingetretenes Ereignis festgestellt – zum besseren Verständnis der juristischen Zuständigkeit.

Die Zielsetzung einer Mess- und Regeleinrichtung für geothermische Energieanlagen ist die Optimierung der Wärmetauscherleistung unter weitgehender Vermeidung induzierter Seismizität. Das lässt sich erreichen durch Steuerung des Betriebssystems der Anlage über Informationen aus dem Betriebszustand des Wärmetauschers als Verursacher der Seismizität.

Diese Informationen werden direkt im Wärmetauscher bzw. in seiner unmittelbaren Umgebung generiert und müssen auf einem Rückkopplungspfad als Steuergröße dem Betriebssystem der Anlage zugeführt werden. Als einzige Einflussgröße steht der Massendurchsatz am Rücklauf der Anlage zur Verfügung. Das Prinzip der Steuerung einer Maschine über einen Rückkopplungspfad ist aus der Literatur der Regelungstechnik bekannt und ist hier schematisch in Abbildung 2 dargestellt.

Die technische Aufgabenstellung liegt in der Generierung einer SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)-kompatiblen Information, die als Steuergröße in das technische Betriebssystem der Anlage zur Steuerung des Massendurchsatzes (Pumpenleistung) eingespeist werden kann.

Jedes technische Regelsystem hat eine Zeitkonstante und um Regelschwankungen – in diesem Falle induzierte Seismizität – zu vermeiden muss die Information über eine Abweichung im System mindestens um die Zeitkonstante des Systems früher vorliegen als die zu erwartende Abweichung.

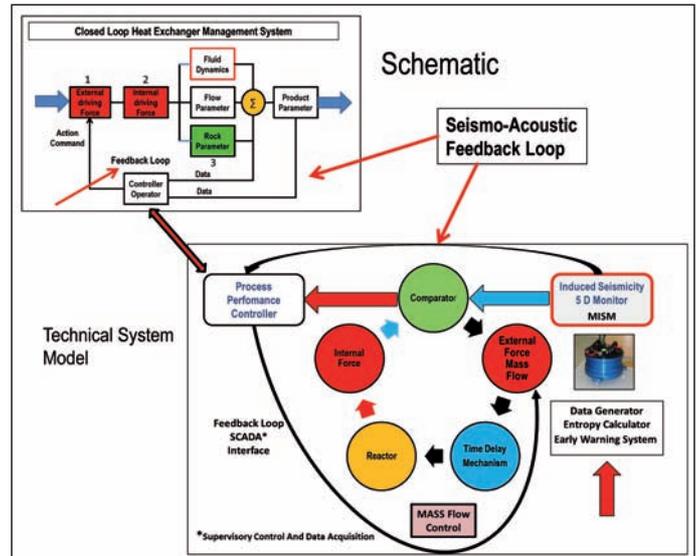


Abb. 2 Geschlossener Regelkreis über einen seismo-akustischen Rückkopplungspfad (Seismo-Acoustic Feedback Loop)

Dieser »Zeitvorsprung« als Information wird aus einem »Cognitive Data Management System« (CDMS) generiert, welches auf eine Forensische Datenbank (FDB) zurückgreift und deren Inhalt mit aktuellen Messdaten vergleicht – d. h. die Steuergröße selbst beruht nicht auf einem Messwert, sondern auf einer synthetischen Information über die Wahrscheinlichkeit für das Eintreten eines Zustandes (Bayesian Probability). Diese Information wird in ein geeignetes Steuersignal umgewandelt und über ein SCADA-Interface dem technischen Betriebssystem zugeleitet (Abb. 3).

**3 Messdatenerfassung zur Steuerung geothermischer Energieanlagen und Optimierung der Wärmetauscherleistung**

Die Erfassung von Daten und die Generierung von Informationen zur Steuerung des technischen Betriebssystems werden nachfolgend beschrieben.

Vorweg zum besseren Verständnis folgen eine Klärung von Begriffen und die Definition der Rezeptoren.

**3.1 Information – Signale – Rezeptoren**  
**3.1.1 Begriffe**

- Information – Der Sinn einer Messung ist immer eine Information zu erhalten
- Signale – dienen in der Technik dazu, Informationen zu übertragen, aber nicht jedes Signal enthält notwendigerweise eine Information. Die Übertragung von Signalen kann in den unterschiedlichsten »Räumen« erfolgen und im Bereich ISM (Induced Seismicity Monitoring) benutzt man vorwiegend die beiden Räume von elektromagnetischen oder akustischen/mechanischen Phänomenen
- Bei aktiven Messverfahren benutzt man zur Signalerzeugung eine technisch kontrollierte Signalquelle, z. B. beim Radarsystem einen elektromagnetischen Impuls, beim Sonarsystem einen akustischen Impuls und bei der aktiven Reflexionsseismik einen seismischen Impuls. Die Information entsteht dabei durch Zuordnung einer zweiten Größe wie Zeit oder Amplitude oder Phase (Beispiel: Impulslaufzeit = Entfernung eines Objektes/Reflektors)
- Empfänger – Rezeptoren – für ein aktives Signal arbeiten meistens selektiv im Bereich der aktiven Signalquelle
- Bei passiven Messverfahren benutzt man das Hintergrundrauschen des Übertragungsraumes als Signalquelle. Das Hintergrundrauschen des Übertragungsraumes enthält ein mehrdimensionales Spektrum. Ein passives Messverfahren bedient sich daher durch-

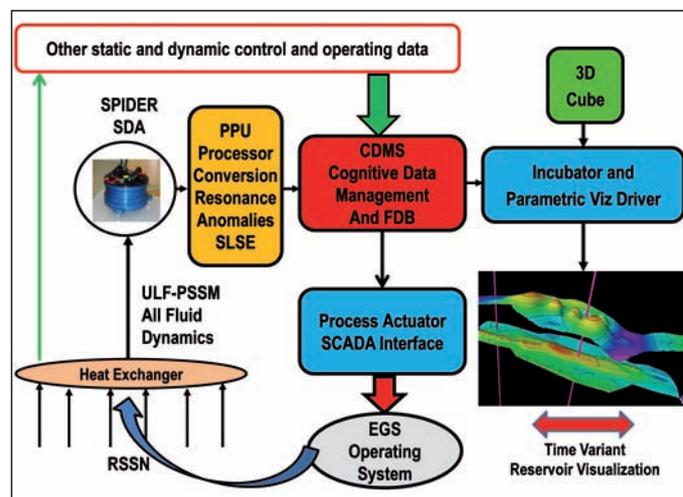


Abb. 3 Schematische Darstellung des Messsystems mit SCADA-Interface

Tabelle 1 Gerätetypen

Bezeichnung	Signalart	Empfindlichkeit norm [V*sec/m]	Kopplung
Geophon	Beschleunigung	30	Kontakt Erde 0,1 kg
Seismometer	Geschwindigkeit	1.000	Kontakt Erde 1 kg
ULF-Converter	Versatz	30.000	Kontakt Erde 20 kg

quelle, die in sich wiederum aktiv ein Signal aussendet: Rauschen

- Das seismo-akustische Hintergrundrauschen der Erde lässt sich darstellen mit einer Reihe von aktiven und passiven Filtern [2], wobei der Erdkern als schwarzer akustischer Strahler zu sehen ist und einen aktiven Filter darstellt
- Empfänger für ein passives Signal zeichnen sich dadurch aus, dass sie eine sehr große Empfangsbandbreite und Dynamik haben und extrem empfindlich sind. Die Information entzieht man dem passiven Signal durch komplementäres Wissen (*Beispiel:* Ein Autofahrer sieht ein Reh auf der Straße im Licht seiner Scheinwerfer – das Auge ist der Empfänger und empfängt ein bestimmtes elektromagnetisches Raster. Damit hat der Autofahrer eine elektromagnetische Abbildung auf der Netzhaut – aber noch keine Information – sein Hirn erkennt aus dem Vergleich mit einem Erinnerungsspeicher (Forensic Data Base), dass dieses die elektromagnetische Abbildung eines Rehs ist – das ist die Information – ohne dieses »Wissen« könnte er das Signal zwar passiv empfangen, aber die Information nicht erlangen. Mit dieser Information beginnt der Autofahrer, intelligent zu handeln)
- Passive Monitoringsysteme bedürfen eines »Cognitive Data Management Systems« (CDMS), welches auf einem forensischen Datenspeicher beruht, um die gesuchte Information zu generieren
- Der Inhalt einer übertragenen Information ist eine Funktion der Übertragungsbandbreite. Deshalb kann der Informationsinhalt eines passiven Signals sehr viel größer sein als der Informationsinhalt eines eindimensionalen aktiven Signals
- Rauschen ist ein Maß für die Unbestimmtheit und man unterscheidet technisch
  - Instrumentenrauschen (meistens ein Ergebnis der Brown'schen Molekularbewegung als Funktion von °K)
  - Signalrauschen – verursacht durch eine Unbestimmtheit des Übertragungsweges
  - Informationsrauschen als Ergebnis eines semantischen Missverständnisses oder einer begrenzten »Unwissenheit« des komplementären »Wissensspeichers«
- Eine weiße Rauschquelle sendet ein nicht deterministisches Signal über die gesamte Bandbreite des Übertragungsspektrums, wobei alle Frequenzanteile mit gleicher Intensität vertreten sind
- Bei einer farbigen Rauschquelle sind die Frequenzanteile nicht mit gleicher Intensi-

tät vertreten. Demzufolge ist das Hintergrundrauschen der Erde ein farbiges Rauschen bei Kurzzeitmessungen, welches sich mit der Zeit einem weißen Rauschen annähert.

**3.1.2 Rezeptoren**

Veränderungen jeder Art im Erdkörper und damit auch die Phänomene der induzierten Seismizität sind verbunden mit Energieumsetzungen, die sich als Signale im »akustischen« und »elektromagnetischen« Übertragungsraum ausbreiten – aber nicht alleine darauf beschränkt sind. Hier befassen wir uns zur Zeit nur mit Signalen im akustischen Übertragungsraum und deren Empfang und der Interpretation von deren Informationsinhalt und dessen Nutzung für die Steuerung und Überwachung von geothermischen Anlagen.

Es sei aber darauf hingewiesen, dass die Phänomene des akustischen und des elektromagnetischen Übertragungsraums ähnlich verbunden sind wie das elektrische und das magnetische Feld bei einer elektromagnetischen Hertz'schen Welle.

Die akustischen Phänomene, die bei induzierter Seismizität ausgelöst werden, sind völlig unterschiedlich und gehen weit über die Begriffe S-Wellen und P-Wellen hinaus in der Form von Impulsen oder Displacement (Verschiebung oder Versatz). Man beschreibt diese Phänomene mit verschiedenen Wellenarten wie Transversal- oder Longitudinalwelle, Scherwelle oder Kompressionswelle, Rayleigh, Love, Stoneley – die je nach Situation definiert werden und nur auf bestimmte Gegebenheiten angewendet werden können.

Ausbreitungsgesetze nach Snell oder Fresnel gelten auch nur begrenzt und sehr eingeschränkt unter gewissen Bedingungen und

- Marmot Signal Converter**
- 30'000 – 120'000 V sec/m
  - 18 kg
  - 0.1 – 40 Hz
  - **Electrodynamic Inverse Loop Magnetic System (patent pending)**
  - **Optical Feed Back**
  - **Zero Friction Fly Bearings**
  - **Self Calibrating**



Abb. 4 ULF-Converter – eine Entwicklung der Marmot SA

die Gesetze der Optik und Mechanik sind nicht frei übertragbar auf die Akustik im Erdkörper und erst recht nicht auf die Verhältnisse einer Signalausbreitung im Erdkörper bei sehr niedrigen Frequenzen kleiner 8 Hz, die wesentlicher Gegenstand dieser Betrachtung sind.

Die entstehenden Phänomene werden mit geeigneten Rezeptoren in elektrische Signale (oder chemische Signale) umgewandelt. Die Umwandlung erfolgt nach dem Prinzip eines Dynamometers, indem die Trägheit einer Masse gegen eine Bewegung gemessen wird. Das geschieht elektrodynamisch oder durch Interferometrie. Dabei unterscheidet man drei Prinzipien:

- Die Messung einer Beschleunigung, wenn in der Schwingungsgleichung der Term der Rückstellkraft dominiert
- Die Messung einer Geschwindigkeit, wenn in der Schwingungsgleichung der Term der Dämpfung dominiert
- Die Messung eines Versatzes (Displacement-Offset), wenn in der Schwingungsgleichung der Term der Masse dominiert.

Die Übergänge der Bereiche sind gleitend, aber der Einsatz eines Instrumententyps hängt ab von der Art dessen, was man messen will: Will man einen Versatz messen, so ist ein Beschleunigungsmesser sicher völlig ungeeignet. In der Tabelle 1 sind die Gerätetypen grob unterschieden.

Beim Betrieb einer geothermischen Anlage und bei der Kontrolle der Betriebsparameter des Wärmetauschers müssen unterschiedliche Signalarten empfangen und verarbeitet werden; zum Empfang dieser unterschiedlichen Signalarten benötigt man unterschiedliche Instrumente (Tabelle 1) – dabei ist jedoch für die Steuerung des Systems durch

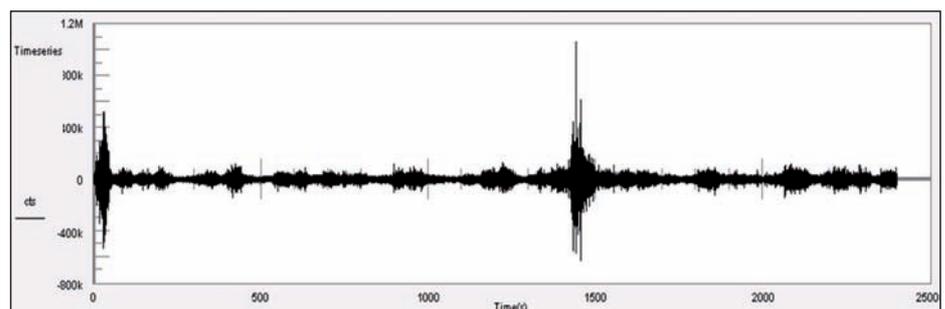


Abb. 5 Zeitserie eines seismischen Signals (Time Series Wave Form)

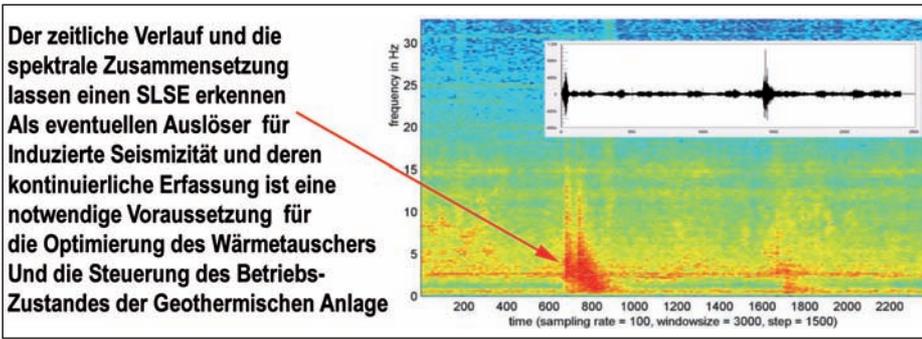


Abb. 6 Auslöser induzierter Seismizität

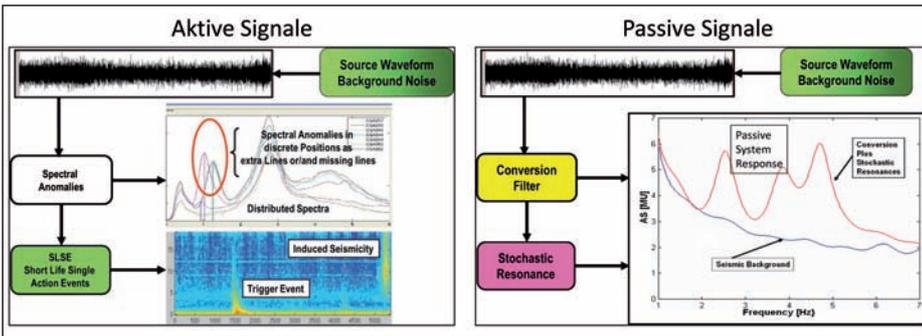


Abb. 7 Signalformen von »SLSE (Auslöser)« – »Spektrale Anomalien« – »Fracture Resonance« – »Konversionsprodukt«

Messungen nahe der Erdoberfläche der Einsatz eines Geophons ungeeignet. Das Empfangssystem muss in der Lage sein, die unterschiedlichen Signalarten zu erfassen – sowohl die Phänomene der induzierten Seismizität als auch die Phänomene der »System Response Analysis«, die durch das Hintergrundrauschen am Wärmetauscher erzeugt werden. Daher besteht dieses »Spektrometer«-System aus einem Mehrkomponentensystem aus Seismometer und ULF (Ultra Low Frequency)-Converter (Tabelle 1, Abb. 4).

**3.2. Spektren und Grundlagen der Messtechnik**

Eine geothermische Energieanlage mit Wärmetauscher und dessen »Umgebung« im Untergrund kann man als »technisch-dynamisches Systems« [18, 31] darstellen. Zum Steuern eines solchen Systems braucht man Informationen, die in Steuersignale umgewandelt werden können. Diese Informationen können aus drei unterschiedlichen Signalebenen generiert werden.

- Die Ebene 1 liefert eine Information über ein bereits eingetretenes Ereignis seismischer (induzierter) Aktivität (Abb. 5).
- Die Ebene 2 liefert eine Information über ein (seismisches) Ereignis, welches noch nicht zwingend zu induzierter Seismizität geführt hat, aber als Auslöser (Trigger) wirken kann (Abb. 6).

Alle Ereignisse der induzierten Seismizität sind sogenannte SLSE (Short Life Single (Action) Events). Jedes dieser SLSE kann jederzeit völlig stochastisch auftreten und jedes dieser Ereignisse beginnt typisch bei Null (Hertz) als Displacement (Offset) und hat dann einen sehr charakteristischen Verlauf wie in Abbildung 6 gezeigt. Der Vorgang hat keinerlei Periodizität und so kann ihm im Moment der Auslösung keine »Frequenz« zugeordnet werden.

- Die Ebene 3 liefert eine Information über spektrale Veränderungen im Hintergrundrauschen der Erde, bevor irgendein Ereignis induzierter Seismizität ausgelöst wird (Abb. 7).

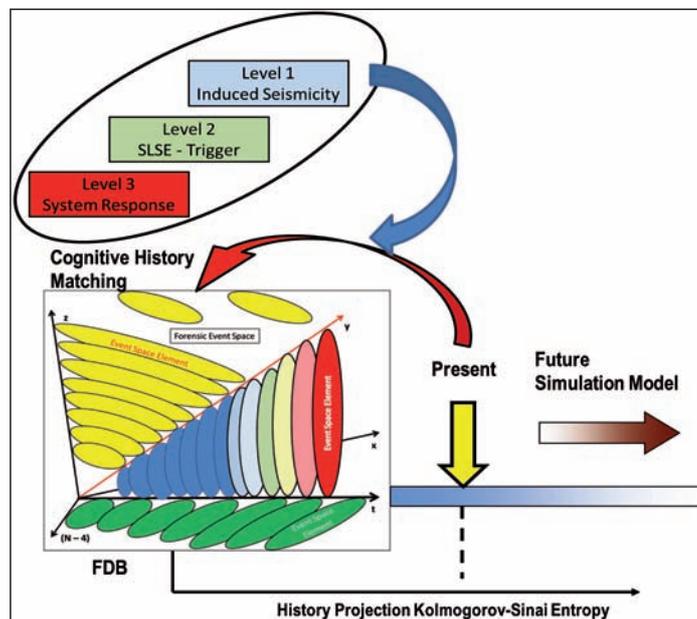


Abb. 8 Signalebenen und N-dimensionaler Forensischer Datenspeicher

Man kann davon ausgehen, dass jedes seismisches Ereignis eine messbare Vorgeschichte hat:

- Die Ereignisse in Ebene 1 werden mindestens durch Signale aus Ebene 2 angekündigt
- Die Ereignisse in Ebene 2 werden mindestens durch Signale in Ebene 3 angekündigt.

Die Signaltypen der Ebene 3 erfassen im wesentlichen »Zustände« und keine »Ereignisse«. Veränderungen dieser »Zustände« deuten auf kommende Ereignisse hin und darin liegt die Bedeutung dieser Signalebene: Der »Auslöser« und die ausgelöste Seismizität können bleibende Störungen auslösen in der Form von charakteristischen Frakturen, die mit Wasser (oder einem anderen Fluid) angefüllt bestehen bleiben – Secondary Permeability – und die im Falle einer geothermischen Anlage als Teil des Wärmetauschers dienen können/sollen.

Bei ihrer Entstehung senden die Ereignisse in Ebene 1 und Ebene 2 aktive Signale aus (SLSE). Jedoch erscheinen die stationären Veränderungen im Frequenzbild der System/Response-Analysis des Hintergrundrauschens als Konversionsprodukte und stochastische Resonanzen als Signale in Ebene 3 (Abb. 7, rechts). Sie senden nach ihrer Entstehung keine aktiven Signale aus, sondern sie erscheinen als Resonator in der System Response Analysis (SRA) auf der Basis des Hintergrundrauschens: Fremd erregter Resonator mit Gütefaktor  $Q < 1$  (aperiodischer Grenzfall). Diese Signale liegen immer im Frequenzintervall  $< 10$  Hz (Abb. 6) und sie können – obwohl sie innerhalb des Rauschens liegen – wegen der geringen Dispersion/Absorption nahe der Erdoberfläche mit geeigneten Rezeptoren empfangen werden.

Für die Aufrechterhaltung des kontinuierlichen Betriebes einer geothermischen Energieanlage genügt es nicht, das Auftreten induzierter Seismizität festzustellen, sondern es kommt darauf an, das Betriebssystem der technischen Anlage so zu steuern, dass Seismizität gar nicht ausgelöst wird oder einen bestimmten Grenzwert nicht überschreitet, erst dann und mit Hilfe eines solchen Kontrollsystems ist es möglich, den Wirkungsgrad des Wärmetauschers zu optimieren. Dazu müssen die auslösenden Parameter der Seismizität durch den Wärmetauscher kontinuierlich erfasst und als Steuergröße in das technische Betriebssystem zurückgeführt werden (Abb. 2 und 3).

Um das zu erreichen, muss das Verhaltensmuster des dynamischen Systems, das hier als »Wärmetauscher« bezeichnet wird, bekannt sein und erst da-

Tabelle2 Signalklassen

Feature	Induced Seismicity Travelling Fractures Level 1	Trigger Level 2	Heat Exchanger Resident Fractures Level 3
Source	SLSE Strain – Stress from pressure or temperature gradients	SLSE Thermal induced Stress	Seismic Background Noise
Mode	Active Induced Seismicity	Active Induced Seismicity	Passive Conversion and Resonances
Type of Analysis	SLSE Pattern Recognition in Frequency/ Time Domain	SLSE Pattern Recognition in Frequency/ Time Domain	Continuous Spectral Pattern Recognition
Type of Recording required	Permanent	Permanent	Permanent
Indication	Thermal Induced Fractures (SLSE)	Thermal Induced SLSE	HeatExchanger Performance
Information Flow	Time LapseIndication	@ Stimulation	Continuous
Frequencyindication-Window	200–4000 Hz	Zero Frequency Displacement	0.1–30 Hz
Signal Criteria	SNR	BNI	BNI
Sensor Type	3-axis Seismometer	z-axis Converter	z-axis Converter
Sensitivity	30–400 V*sec <sup>2</sup> /m	30'000 V*sec/m	30'000 V*sec/m
Recording Mode	Near Surface/Downhole	Near Surface	Near Surface
Rock Parameter	No	No	Yes
Fluid Parameter	No	No	Yes
Micro Fracture Tracing	Yes	Yes	No
Refraction – Absorption	Very high Possible wave guides	None	None
Sampling Rate	>2000 SPS	100 SPS	100 SPS
Grid	classified	unclassified	unclassified

SNR – Signal Noise Ratio: Arithmetic Relation between the Amplitudes of pay signal and background  
 BNI – Beyond Noise Infometry

raus lässt sich mit aktuellen Messdaten eine »Steuergröße« ermitteln. Dazu werden die Signale aus allen drei Signalebenen kontinuierlich in einen N-dimensionalen Forensischen Datenspeicher (FDB, bei Kolmogorov als »Event Space« definiert [33]) übertragen (Abb. 8). Aus dem Vergleich des Forensischen Datenraums mit den aktuellen Daten aus den drei Signalebenen wird die Wahrscheinlichkeit des Verhaltens des dynamischen Systems (Wärmetauscher) errechnet und daraus wird das Steuersignal generiert und in das Betriebssystem eingespeist – wobei die einzige beeinflussbare Betriebsgröße der Massenfluss ist (Abb. 2 und 3).

Der Aufbau des FDB ist also ein Lernprozess und das komplementäre Wissen über das Verhalten des dynamischen Systems (Wärmetauscher und Umgebung), welches im FDB gespeichert ist, nimmt kontinuierlich zu und damit auch das Beurteilungsvermögen des Cognitive Data Management Systems (CDMS) und die Wahrscheinlichkeit der Steuergröße und deren Genauigkeit. Zusammengefasst:  
 – Anlagen zur Nutzung geothermischer Energie können unter gewissen Umständen – sehr wahrscheinlich oder gewollt – Vorgänge induzierter Seismizität auslösen  
 – Diese Vorgänge und deren Auslöser kann man messtechnisch erfassen um ihren Ein-

fluss bei der Betriebsführung solcher Anlagen zu kontrollieren  
 – Man kann die an dem Prozess beteiligten Effekte wie folgt unterteilen:

- Induzierte Seismizität, fortgesetzt durch latente Instabilität, wird als seismisches Ereignis (Abb. 5) und im Spektrum als spektrale Anomalie des Hintergrundrauschens erkannt (Abb. 7)
- Displacement, getriggert durch (thermischen) Stress, wird im Spektrogramm als SLSE erkannt (Abb. 6)
- Bleibende Frakturen, die mit einem Fluid gefüllt werden (Wasser) und deren Gesamtheit der geotechnischen Anlage als Wärmetauscher dienen kann, wird im Spektrum als stochastische Resonanz erkannt. Die Performance des Wärmetauschers ist die kritische Größe für den Wirkungsgrad der Anlage.

Die drei Klassen von Signalen und Signalformen sind in der Tabelle 2 zusammengefasst.

Die Tabelle 2 zeigt bereits die Komplexität der Messaufgaben und der Verarbeitung von Signalen von induzierter Seismizität und deren Nutzung zur Steuerung von technischen Anlagen zur geothermischen Energiegewinnung. Man kann davon ausgehen, dass mit der entsprechenden Rückführung der Signale und einer entsprechenden Betriebsführung solche Anlagen störungsfrei und unfallfrei betrieben werden können.

## 4 Systemkomponenten

Das vorgeschlagene System zur Messung und Kontrolle von induzierter Seismizität in geothermischen Anlagen besteht aus den folgenden Komponenten:

- Eine direktionale seismo-akustische Planarantenne bestehend aus einem komplexen 7-Achsen-Messsystem (Master Slave Monitor). Dabei bestehen vier der Achsen aus einem ULF-Converter (Abb. 4) und drei Achsen aus einem Breitband-Seismometer (Abb. 9)
- Ein 12-Kanal-Datenlogger (DACQ = Daten Acquisitionssystem) mit asynchronem Zwischenspeicher

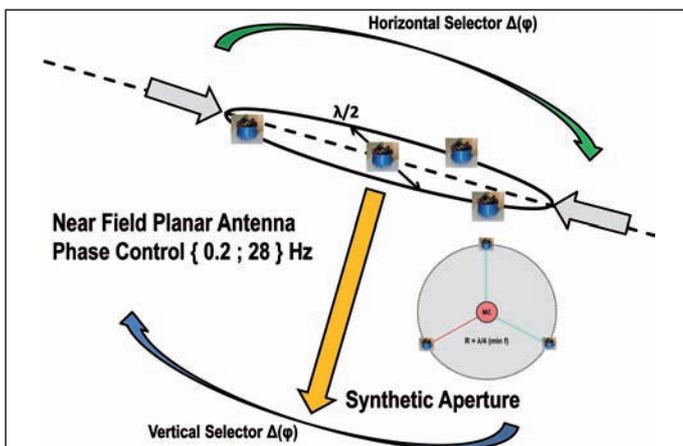


Abb. 9 Planarantenne »SPIDER« (λ – Grenzwellenlänge der Planarantenne)

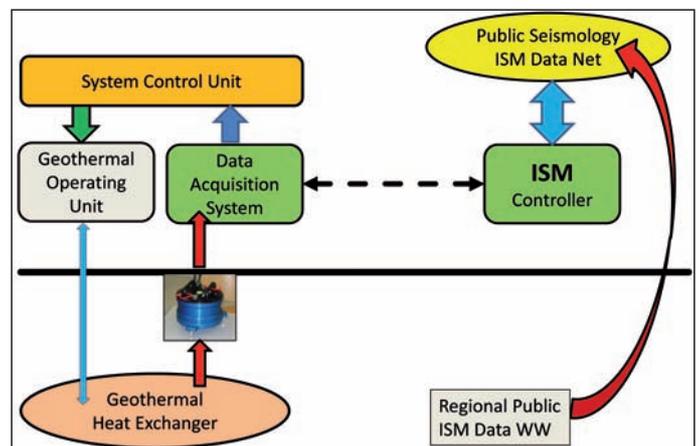


Abb. 10 Induced Seismicity Monitoring (ISM) Data Flow Structure

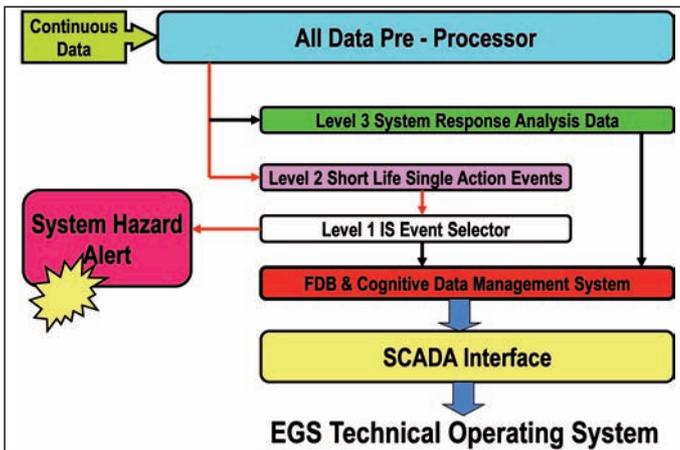


Abb. 11 Data Processing Hierarchy

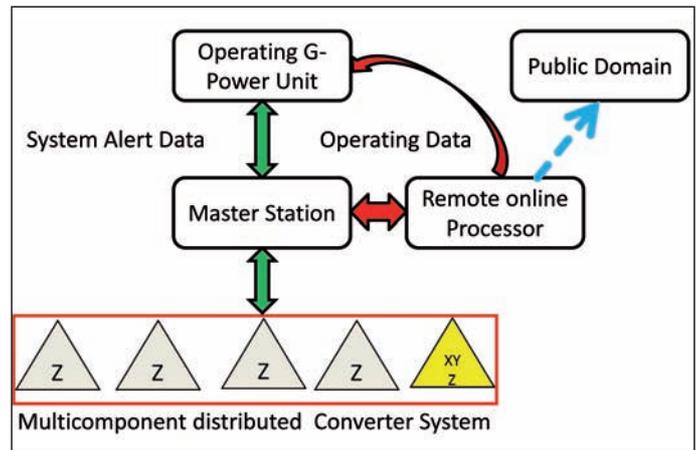


Abb. 12 Systematik eines Messsystems

- Ein autonomes Betriebs- und Kontrollsystem zum Betrieb der Sensoren sowie des DACQ und des Datenübertragungssystems
  - Ein GPS-Messsystem für UTM-Ortskenung und UTC-Zeitsynchronisierung
  - Ein Datenübertragungssystem zur synchronen und asynchronen Übertragung von Daten
  - Ein Remote Central Computer (Host) zur Speicherung und Verarbeitung aller empfangenen Signale, wobei die Übertragung der Signalpakete über das Internet erfolgen kann (aus einem Zwischenspeicher im DACQ)
  - Der Host-Rechner enthält einen Forensischen Datenspeicher
  - Der Host-Rechner enthält ein Daten Management System zur Visualisierung des Forensischen Datenraums (FDB) und zur Rückführung der Signale in das Betriebssystem der geothermischen Anlage und deren SCADA-System.
- Alle Messdaten sind in einem »Open Access«-System gespeichert und können von autorisierten Instituten und Organisationen abgerufen werden (Abb. 10). Die Data Processing Hierarchy (Abb. 11) erlaubt die Trennung von Alarmdaten und Betriebsdaten, die zur Steuerung der technischen Anlage verwendet werden können und

die über ein SCADA-Interface in deren Kontrollsystem einfließen können. Dabei liefert der »Level 2 SLSE Selector« eine visualisierte Information an die Betriebsführung.

### 5 Systemcharakteristika

- Das ISM System basiert auf der Analyse von akustischen/seismischen Signalen im Zeit- und Frequenzraum
- Die Signale werden nahe der Erdoberfläche mit geeigneten Sensoren bzw. Signal-Convertern aufgenommen
- Alle Instrumente des DACQ Systems und der Datenübertragung sind nahe oder an der Oberfläche angeordnet
- Die Installation erfordert keine schweren Erdarbeiten oder Tiefbohrungen. Daher ist das System leicht zu installieren und leicht zu entfernen - keine Probleme mit Genehmigungsverfahren
- Die Messanordnung besteht aus einem 7-Achsen-Messsystem
- Das Messsystem arbeitet passiv - non-invasive, permanent und kontinuierlich
- Das System ist sehr flexibel und kann unabhängig installiert und auch in seiner Konfiguration leicht verändert werden
- Kein Einfluss auf bestehende Infrastruktur
- Selbst kontrollierend und wartungsfrei

(bis auf die Solar Panel zur Stromversorgung)

- Integrierbar in das bestehende technische Betriebssystem der geothermischen Anlage - SCADA-Interface
- Die Daten können über Internet in bestehende wissenschaftliche und kommerzielle Informationsnetze eingespeist werden. Das System gewährleistet eine Früherkennung von induzierten seismischen Zuständen oder Vorgängen, die unter Umständen zu Nachfolgereaktionen führen könnten. Das ISM-System stellt Daten zur Verfügung, die weit über die Erfassung von Betriebsdaten hinausgehen und kann daher vorteilhaft - neben der Betriebssteuerung - von Erdbebendiensten und seismologischen Diensten genutzt werden. Die Daten, die nicht der Kontrolle der Betriebsdaten des Systems dienen, können in einem öffentlichen Netz genutzt werden (Abb. 12). Niederfrequente Daten, wie sie von der SPIDER-Antenne erfasst werden, können praktisch ihren Ursprung an jedem Punkt der Erde haben.

### 6 Anordnung und technische Ausrüstung

Die Messanordnung setzt sich modular aus einzelnen »Master Slave« Arrays zu-

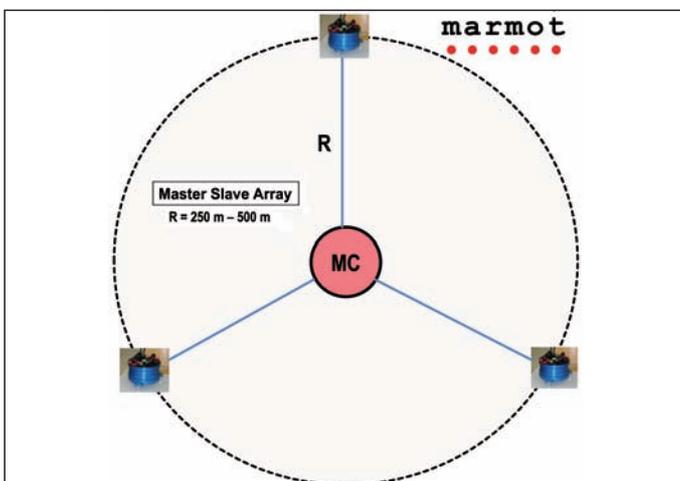


Abb. 13 SPIDER Planarantenne-Master Slave-Messanordnung

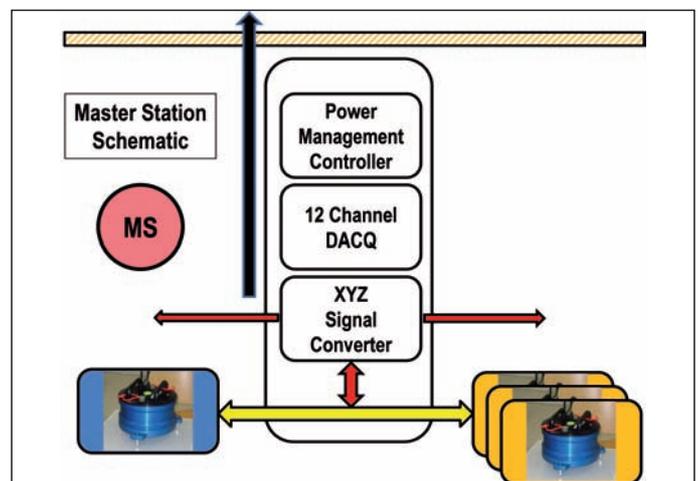


Abb. 14 Master Terminal

sammen – diese Master Slave-Systeme sind vollkommen unabhängig und können der Aufgabe entsprechend frei dimensioniert werden. Alle Daten sind UTC zeitsynchronisiert und werden in der Auswerteeinheit zusammengefasst.

Das Master Slave-System SPIDER bildet jeweils eine direktionale Planarantenne mit variabler Richtcharakteristik für ULF-Signale (Abb. 9).

Mehrere solcher SPIDER-Planarantennen können jeweils nach Maßgabe und Größe des Messfeldes kombiniert werden und alle auf der Welt verteilten SPIDER-Systeme könnten zu einer synthetischen Apparatur kombiniert werden. Für den Betrieb einer petro-geothermischen Anlage reicht voraussichtlich ein SPIDER aus.

Die Anordnung realisiert ein 7-Achsen-Messsystem:  $[Z(4+1)+1X+1Y]$ .

An der Position MC befindet sich der Master Terminal (Abb. 14) und die zentrale DACQ-Einheit.

Der Datenterminal ist an der Oberfläche angeordnet – er enthält die Stromversorgung und das Power Management sowie die GPS-Antenne und die WYMAX oder LTE Antenne zur kontinuierlichen Datenübertragung – vorausgesetzt, es ist kein Festnetz vorhanden für den stationären Internetzugang.

Die kritischen Elemente der Messordnung sind redundant, d. h. der Ausfall eines Signal Converter (SC) hätte keinen Einfluss auf die Messungen und Funktion des Systems – nur auf dessen Genauigkeit.

Die Messeinrichtung überdeckt einen Wirkungskreis mit einem Durchmesser von 500 m bis 1.000 m und ist damit in der Anfangsphase des Betriebes völlig ausreichend. Eine Erweiterung mit gleichen Elementen ist problemlos möglich – je nach Ausdehnung des Wärmetauschers.

Mit einem völlig identischen SPIDER-System könnte auch die induzierte Seismizität in produzierenden Erdöl- und Erdgasfeldern (z. B. Groningen) überwacht und gesteuert werden.

Aussagen und Statements in diesem Artikel beruhen auf Erfahrungswerten und praktischen Messergebnissen – Kuwait (KOC) und UAE (ADCO) – sowie auf öffentlich zugänglichen Publikationen.

**Literatur**

[1] Aki, K. and Richards, P. G. [2002]: Quantitative Seismology, Second Edition, University Science Books, Sausalito, California.

[2] Lay T. and Wallace T. C. [1995]: Modern Global Seismology, Academic Press, NY.

[3] Patent: "Method for Locating (Detecting) and (for) Identifying the type and geometrical dimensions of hydrocarbon deposits", granted as: German Patent 199 15 036; European Patent 1 166 152; US Patent 6,473,695.

[4] Patent: "Method and a Geospectra IPDS® Technology apparatus for investigating an area with respect to presence/absence of predetermined geophysical subterranean properties", granted as: European Patent 1 166 151.

[5] Patent: "Terminator", "Method for the detection and exploration of subterranean hydrocarbon deposits by receivers of acoustic waves in a frequency range from 0.2 to 30 Hz", granted as: Germany Patent 10 2004 028 034; Canada Patent CA 2508746.

[6] Patent Application "5D Monitor": Verfahren zum Erfassen von Veränderungen in einem Kohlenwasserstoffvorkommen, Application No. 10 2009 008 789.3.

[7] Rode, E. D., Dangel, S. et al. [2003]: Phenomenology of tremor-like signals observed over hydrocarbon reservoirs. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 128, 135–158.

[8] US Patent Application Publication 2009/0238041 A1 (Halliburton/Landmark) "Systems and methods for monitoring time-dependent subsurface changes".

[9] US Patent Application Publication 2008/0288173 A1 (Spectraseis) "Seismic attributes for reservoir localization".

[10] US Patent Application Publication 2008/0219094 A1 (WesternGeco) "Systems and methods for seismic data acquisition employing asynchronous decoupled data sampling and transmission".

[11] US Patent 5,377,104 (Teledyne Industries) "Passive Seismic imaging for real time management and verification of hydraulic fracturing and of geologic containment of hazardous wastes injected into hydraulic fractures".

[12] World Intellectual Property Organization Wo 2009/108394 A2 (Saudi Aramco/Das Gupta) "Monitoring of reservoir fluid moving along flow pathways in a producing oil field using passive seismic emissions".

[13] US Patent Application Publication 2009/0175126 A1 (Spectraseis) "Frequency Shift reservoir localization".

[14] Landrø M. and Amundsen L.: Low Frequency Seismic Noise: The Music of Oil? In: GEO ExPro, Page 48–50, February 2008.

[15] Nash, P. and Strudley A. (Stingray Geophysical), [2008]: Optimum Optical Architectures for Seismic Reservoir Monitoring. Offshore Technology Conference (OTC) 19678.

[16] Daley, Th. M. and Korneev, V. A. [2006]: In-situ borehole seismic monitoring of injected CO2 at the Frio site, Lawrence Berkeley National Laboratory 2006.

[17] Shelley, D., Beroza, G. and Ide, S.: Non-volcanic tremor and low-frequency earthquake swarms. *Nature* Vol. 446, 15 March 2007.

[18] MacFarlane, A. G. J. [1964]: Engineering System Analysis.

[19] Lesurf, J.: Mixer diodes coherence (AUS-2006-GB-17).

[20] Makhous, M. et al.: Application of the Infrasonic Passive Differential Spectroscopy (IPDS) for Hydrocarbon Direct Detection and Reservoir Monitoring in fields of the North-Caspian Basin: Achievements and Challenges (MAR-2009-UAE-8).

[21] Westervelt, P. J. [1963]: Parametric Acoustic Array. *The Journal of the acoustical society of America*, Volume 35, Number 4 (BUP-1963-USA-9).

[22] Goloshubin, G. M., Korneev, V. A. and Vingalov, V. M. [2002]: Seismic low frequency effects from oil-saturated reservoir zones.

[23] Goloshubin et al. Patent Application Publication No.: US 2005/0201203 A1.

[24] Makhous, M. et al. SPE 125385: Application of the Infrasonic Passive Differential Spectroscopy (IPDS) for Hydrocarbon Direct Detection and Reservoir Monitoring in Field of the North-Caspian Basin: Achievements and Challenges (Subtitle: Physical model for faulting system as geological body).

[25] Ranjeth, K. [2008]: Destabilization of long-wavelength love and stoney waves in slow sliding, Kerala, India.

[26] Rode, E. D. [2006]: Passive Seismic, Natal SBG.

[27] Patent Application "CCSM": »Verfahren und Vorrichtung zum Überwachen von natürlichen CO<sub>2</sub>-Lagerstätten«, German Application No. 10 2010 007 655 A1.

[28] Patent Application "Inverse Loop": »Akustischer Sensor mit hoher Empfindlichkeit« German Application No. DE 10 2009 008 789 A1.

[29] Turcotte, D. L. and Schubert, G. [2002]: *Geodynamics*, Cambridge University Press.

[30] Katok-Hasselblatt: Introduction to the modern theory of dynamical systems. Cambridge University Press, Cambridge, 1995, ISBN 0-521-34187-6.

[31] Kolmogorov, A. N. [1959]: Entropy per unit time as a metric invariant of automorphism. *Doklady of Russian Academy of Sciences*, 124, 754–755.

[32] Ya. G. Sinai, *Metric Entropy of Dynamical Systems* – Princeton University.

[33] Kolmogorov, A. N. [1956]: *Foundations of the Theory of Probability*, 2nd English ed. Chelsea Publishing Company, New York.