

Schallbasierte Messungen bei Tiefbohrungen

Bestimmung elastischer und struktureller Materialeigenschaften von Gesteinen

Christoph Klieber, Thilo M. Brill

Bei Tiefenbohrungen der Öl- und Gasexploration werden Messsonden in das Bohrloch eingeführt, um in-situ Gesteinseigenschaften zu bestimmen und potentiell kohlenwasserstoffführende Reservoir zu erkunden. Diese geophysikalischen Bohrlochmessungen umfassen unter anderem elektromagnetische und kernphysikalische Messungen, sowie auch Schallmessungen. Die akustischen Verfahren verwenden Wellenlängen von circa 1 cm bis 10 cm, um eine ausreichende räumliche Auflösung des bohrlochnahen Bereichs zu erzielen. Viele Gesteinsformationen weisen Heterogenität auf, welche von Spannungskonzentrationen, mechanischen Schäden oder eindringender Bohrspülung herrühren. Die in den letzten Jahren erzielten Fortschritte der Messtechniken ermöglichen die Charakterisierung elastischer und struktureller Gesteinseigenschaften und erlauben auf diese Weise eine optimierte Bohrung. Dispersionsrelation und dynamisch-elastische Eigenschaften des Gesteins werden mittels Laufzeitmessungen von Kompressions-, Scher- und Stoneleywellen bestimmt. Solche zerstörungsfreien Messungen müssen unter harschen Bedingungen ausgeführt werden: Sensortechnik und Elektronik müssen bei Drucken über 1.400 bar, Temperaturen über 175°C und Schockniveaus über dem 100-fachen der Erdbeschleunigung operieren.

Einleitung

Schallwellen sind allgegenwärtig: Straßenverkehr, Telefonklingeln, Flugzeugansprachen oder lachende Menschen. Das Verständnis des Informationsgehalts dieser Schallwellen gelingt dem Menschen meist unterbewusst. Für die meisten von uns ist dieses Verstehen viel wichtiger als die Erkenntnis, was Schallwellen wirklich sind und wie sie sich ausbreiten.

Geologen und Geophysiker analysieren die Schallausbreitung von Untergrundwellen, um elastische und strukturelle Eigenschaften des Gesteins zu bestimmen; hierfür ist ein grundlegendes Verständnis dieser Schallausbreitung und deren Abhängigkeit von Eigenschaften des Gesteins notwendig. In diesem Artikel geben die Autoren einen Überblick über Schallquellen und Empfänger und die Schallwellenausbreitung in der Umgebung einer Tiefbohrung. Diese Messungen finden typischerweise im Kilohertzbereich statt.

Sonic Logging: Determination of elastic and structural properties of rocks

During the drilling process of deep underground oil and gas wells, measurement tools are lowered into the borehole to determine rock formation properties and explore potential hydrocarbon bearing zones in-situ. These geophysical borehole characterizations include not only electromagnetic and nuclear techniques but also acoustic measurements. Typical wavelengths of these acoustic techniques are in the range of 1 cm to 10 cm in order to have sufficient spatial resolution of the space near the borehole. Rock formations often exhibit heterogeneities which may originate from geological stresses, mechanical damages or invading drilling fluids. Advances of measurement techniques in recent years improved the characterization of elastic and structural properties of the rock formations surrounding the borehole and allow for drilling optimization. Dispersion relations and dynamic-elastic rock properties are determined through transit time measurements of compressional, shear and Stoneley waves. These non-destructive measurements must be carried out in harsh environments such as pressures above 1400 bar, temperatures above 175°C and shock levels with accelerations over 100 g which impose highly selective requirements on sensors and electronics.

Die charakteristischen Frequenzen und Wellenlängen dieser Anwendung unterscheiden sich damit um mehr als drei Größenordnungen von den langreichweitigen Analysen der niederfrequenten Seismologie. Des Weiteren wird besprochen, wie sich Veränderungen von Gesteinseigenschaften auf akustische Wellen und somit auf das Messergebnis auswirken.

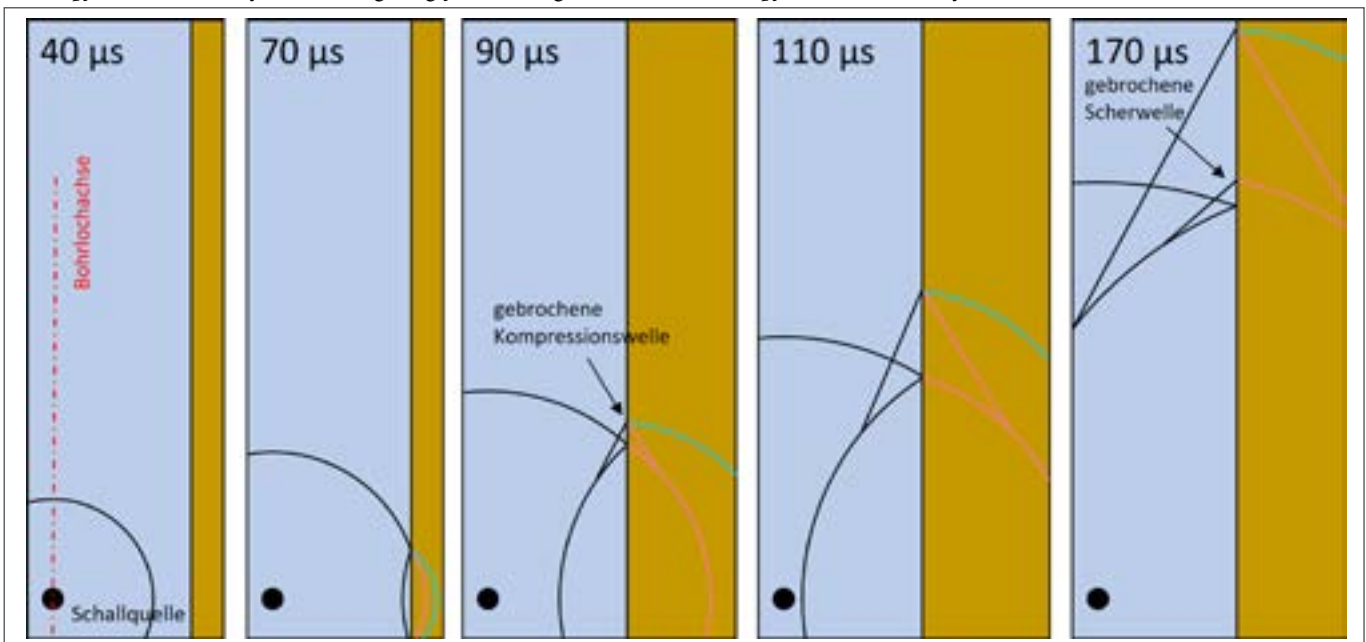
Bei der Öl- und Gasexploration [1] werden zum Studium des Untergrundes Messsonden in das Bohrloch eingeführt. Dies kann sowohl während als auch nach der Bohrocherstellung geschehen. Auf diese Art und Weise können die unterschiedlichsten Messungen erfolgen, um die unterirdischen Kohlenwasserstoff-Reservoir zu lokalisieren, quantifizieren und deren Produktion zu optimieren [2]. Die technischen Anforderungen an die Messsonden sind dabei ungewöhnlich. Sie müssen anspruchsvolle Messungen unter extremen Randbedingungen von Druck, Tem-

peratur, Schockniveau und in korrosiven Substanzen ermöglichen [3] [4]. Diese extremen Randbedingungen kommen dadurch zustande, dass die Messinstrumente direkt in das Bohrgestänge integriert sind und sich oft nur wenige Meter über dem Bohrkopf befinden. Diese Position für die Messsonden wird gewählt, um möglichst zeitnah (nachdem in eine gegebene Tiefe gebohrt wurde) Messungen auszuführen und möglicherweise die Bohrung (z. B. deren Richtung) rechtzeitig anzupassen und zu optimieren. Bei Bohrtiefen von mehreren Kilometern kann sich, je nach geographischer Region, die Erdkruste lokal bereits auf über 175°C aufgeheizt haben, während lokale Druckzonen für Drücke von 1.400 bar und mehr sorgen können. Des Weiteren sitzt bei traditionellen Bohrungen der Antrieb an der Erdoberfläche und treibt über einen Rotationstisch das Bohrgestänge an, an dessen unteren Ende der Bohrkopf sitzt. Sobald die Bohrung mehrere Kilometer Tiefe erreicht, werden somit extreme Anforderungen an die Messsonden gestellt: der Bohrkopf (unten) verkeilt sich regelmäßig, während der Rotationstisch (an der Oberfläche) das Gestänge weiter dreht und somit Energie im System aufbaut. Dies kann so weit gehen, dass sich das Stahlgestänge durch seine elastische Eigenschaft vielfach um sich selbst verdreht, sich „aufspannt“, bis sich diese Spannung schlagartig löst. Als Folge wirbelt der Bohrkopf mit Messsonde im Bohrloch herum, schlägt vielfach gegen die Bohrlochwand, und übt dabei Kräfte bis zum

100-fachen der Erdbeschleunigung auf Sensortechnik und Elektronik aus. Eine sehr anschaulich aufbereitete Darstellung dieser Bedingungen wird im Video der Referenz [5] gegeben. Für akustische Messungen kommen dabei sogenannte Sonic-Logging-Tools [6] zur Anwendung. Der englische Begriff Logging bedeutet wörtlich das Aufzeichnen oder Protokollieren von Daten. Er wird in der Öl- und Gasexploration typischerweise zum Beschreiben von Messungen verwendet, bei der die Abhängigkeit bestimmter physikalischer Größen als Funktion der Messtiefe ermittelt wird. Die von diesen Datenlogger-Geräten aufgezeichneten akustischen Wellenformen sind abhängig von der Art der Schallquelle, dem Ausbreitungsweg und den Gesteins- und Bohrlocheigenschaften. Die meistverwendeten Schallquellen bei solchen Messungen sind Monopol- und Dipolquellen. Eine Monopolquelle strahlt akustische Energie gleichmäßig in alle Richtungen ausgehend aus seinem Mittelpunkt ab, während eine Dipolquelle Energie in bevorzugte Richtungen abstrahlt.

Von einer im Bohrloch zentrierten Monopolquelle breitet sich eine kugelförmige Wellenfront mit einer Schallgeschwindigkeit V_m zunächst durch die Bohrspülung aus, bis sie auf die Bohrlochwand trifft. Ein Teil der Energie wird zurück in das Bohrloch reflektiert, während ein anderer Teil der Schallwellenenergie in die Gesteinsformation einkoppelt (siehe Abbildung 1). Die Wellenausbreitungsrichtung ist in

Abb. 1: Vereinfachte Wellenausbreitung einer Monopolschallquelle, die sich zentriert, auf der Achse in einer flüssigkeitsgefüllten Bohrung (blau) in einer „schnellen“ Gesteinsformation (braun) befindet. Beide Medien, Flüssigkeit und Gestein, werden als homogen und isotrop angenommen. Die durch das Messgerät verursachten Effekte werden vernachlässigt. Die Laufzeit (in Mikrosekunden) nach der gepulsten Schallanregung ist für jeden Zeitschnitt angegeben. Schallwellen in der Bohrspülungsflüssigkeit sind schwarz, Kompressionswellen in der Gesteinsformation blau und Scherwellen rot gekennzeichnet. In der Bohrlochflüssigkeit haben sich gebrochene Kompressions-Kopfwellen nach 90 μ s vollständig ausgeformt und gebrochene Scher-Kopfwellen nach 170 μ s.



diesem Fall immer senkrecht zur Wellenfront. Dieser vereinfachte Fall basiert auf der Annahme einer homogenen und isotropen Gesteinsformation, und vernachlässigt jeglichen Einfluss des Messgerätes (z. B. dessen endliche Ausdehnung oder Wellenablenkung und -führung) auf die Schallausbreitung.

Die dreidimensionale, zylindrische Geometrie des Bohrlochs erschwert die Erläuterungen; deshalb beschränken wir uns auf eine Schnittebene entlang der Achse einer vertikalen Bohrung. In der resultierenden zweidimensionalen Geometrie werden kugelförmige Wellenfronten zu Kreisen und breiten sich nur in der Ebene aus. Im dreidimensionalen Fall breiten sich die Wellen von der Quelle hin nach außen aus und umgeben die Bohrung axialsymmetrisch.

In der zweidimensionalen Betrachtung erzeugt die sich in der Bohrung ausbreitende Wellenfront drei neue Wellenfronten, sobald sie auf die Bohrlochwand trifft. Eine reflektierte Wellenfront bewegt sich zurück zum Bohrlochmittelpunkt mit der Schallgeschwindigkeit V_m der Bohrspülung. Kompressions- (P) und Scherwellen (S) werden in das Gestein übertragen oder gebrochen (refraktiert) und breiten sich mit den entsprechenden Geschwindigkeiten V_p und V_s aus. Im einfachsten Fall einer schnellen (oder auch „harten“) Gesteinsformation (fast formation [7]) gilt: $V_p > V_s > V_m$. Bei Kompressionswellen ist die Ausbreitungsrichtung der Welle (der Wellenvektor) parallel zur Teilchenbewegung, wie auch für Schallwellen in der Luft. Im Gegensatz dazu ist die Teilchenbewegung von Scherwellen senkrecht zur Ausbreitungsrichtung; Scherwellen können sich deshalb nur in Festkörpern ausbreiten (aufgrund der fehlenden Rückstellungskraft in Flüssigkeiten). Für den hier angenommenen, isotropen Fall gibt es deshalb jeweils nur eine Kompressions- und Scherwellengeschwindigkeit im Gestein.

Im Grenzbereich einer parallel zur Bohrlochwand laufenden refraktierten (gebrochenen) P-Welle breitet sie sich entlang der Bohrloch-Gestein-Grenzschicht mit der Geschwindigkeit V_p (also schneller als die reflektierte Schallwelle im Bohrloch) aus. Gemäß Huygens' Prinzip wird jeder Punkt, der entlang der Grenzschicht von einer P-Welle angeregt ist, zu einer Quelle von elementaren, sich überlagernden Kugelwellen – es entstehen also sekundäre P-Wellen im Bohrloch sowie P- und S-Wellen im Gestein. Die Überlagerung der Anregung dieser Punktquellen entlang der Grenzfläche erzeugt eine neue, lineare Wellenfront, die „gebroschene Kopfwelle“ [8] genannt wird (in Analogie zur Machschen Kopfwelle mit ihrer charakteristischen Kegelform). Die erste gebroschene Welle, die sich in der Bohrlochflüssigkeit ausbreitet, wird gebroschene Kompressionskopfwelle genannt und von akustischen Empfängern als P-Signal registriert. Diese P-Wellen erreichen weiter von der Anregungsquelle entfernte

Empfänger entsprechend später. Der Zeitunterschied ΔT zwischen den P-Wellenlaufzeiten an den verschiedenen Empfängern geteilt durch den bekannten Abstand der Empfänger ergibt eine Größe Δt , die im englischen Sprachgebrauch als Slowness [9] bekannt ist (im Deutschen „Langsamkeit“). Diese Größe ist der Kehrwert der Schallgeschwindigkeit, dessen Bestimmung die einfachste Sonic-Logging-Messung darstellt und die meist in der Einheit $\mu\text{s}/\text{ft}$ (Mikrosekunden/Fuß) angegeben wird. Der Anteil der P-Welle, der sich tiefer in die Gesteinsformation hinein ausbreitet, wird Körperwelle (body wave) genannt. In der Gegenwart einer weiteren Grenzschicht kann diese Welle zurück zum Bohrloch reflektiert und als reflektierte P-Welle gemessen werden. In typischen Sonic-Logging-Messungen werden reflektierte P-Wellen ignoriert. In speziellen Analysen (siehe Beispiele weiter unten) werden zusätzliche Eigenschaften dieser reflektierten P-Wellen verwertet.

Das Verhalten gebrochener Scher-Kopfwellen ist den gebrochenen Kompressions-Kopfwellen sehr ähnlich. Sobald die Ausbreitungsrichtung der gebrochenen Scherwelle parallel zur Bohrlochwand verläuft, breitet sie sich entlang der Bohrloch-Gesteinsformations-Grenzfläche in Form einer Scherstörung mit einer Geschwindigkeit V_s aus und erzeugt dabei eine gebroschene Kopfwelle in der Bohrlochflüssigkeit. Die Messsignale dieser Kopfwellen an den Empfängern werden als S-Wellen bezeichnet. Durch die Auswertung der S-Wellenlaufzeit an mehreren Empfängern kann die Scher-Langsamkeit einer schnellen Gesteinsformation bestimmt werden, und zwar alleine auf Basis von Information einer Messanordnung, die komplett mit Flüssigkeit umgeben ist, worin Scherwellen sich nicht ausbreiten können.

Es existieren jedoch auch Gesteinsformationen, in denen die Scherwellengeschwindigkeit geringer ist als die Schallgeschwindigkeit in der Bohrlochflüssigkeit. Solch ein Szenario wird als langsame (oder auch „weiche“) geologische Formation (slow formation [10]) bezeichnet. Hier bildet die Scherwellenfront nie einen rechten Winkel mit der Bohrlochwand; somit kann keine gebroschene Scher-Kopfwelle entstehen.

Strahlverfolgung (Raytracing) ist eine nützliche Methode, um die Ausbreitung von gebrochenen P- und S-Kopfwellen und Körperwellen in der Umgebung des Bohrlochs zu verfolgen. Streng genommen ist Strahlverfolgung nur im Falle kleiner Wellenlängen im Verhältnis zum Bohrlochdurchmesser gültig, oder wenn sich die Wellenfronten als ebene Wellen annähern lassen. Die meisten Moden der hier betrachteten Bohrlochakustik erfüllen diese strikte Anforderung nicht. Dennoch hilft Raytracing beim visuellen Verständnis. Wie allgemein in der Strahlverfolgung üblich, ist ein Strahl eine senkrechte Linie zur Wel-

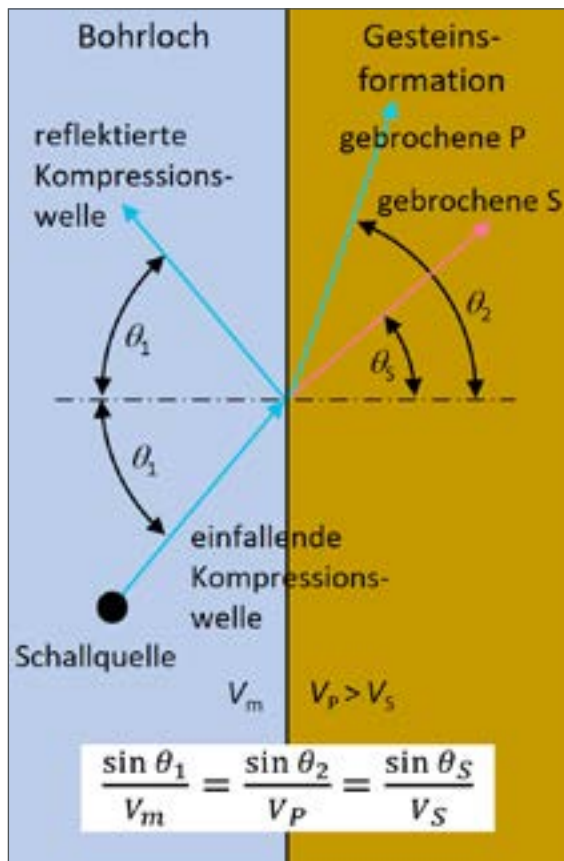


Abb. 2: Reflexion, Refraktion und Snelliussches Brechungsgesetz von Wellenstrahlen an einer Grenzschicht zwischen Bohrlochflüssigkeit (links) und Gesteinsformation (rechts). θ_1 ist hierbei Einfall- und Reflexionswinkel in der Flüssigkeit. θ_2 und θ_3 sind P- und S-Wellenrefraktionswinkel im Festkörper. V_m ist die Schallgeschwindigkeit im Bohrloch und V_p sowie V_s die Kompressions- und Scherwellengeschwindigkeiten in der Gesteinsformation. Bei kritisch gebrochenen Wellen (mit einem Refraktionswinkel von 90°) entstehen Kopfwellen.

lenfront und gibt die Ausbreitungsrichtung der Welle an. Ein Strahlweg zwischen zwei Punkten entspricht der kürzesten Laufzeit gemäß des Fermatschen Prinzips. Richtungsänderungen von Strahlwegen finden an Grenzschichten statt und folgen dem Snelliusschen Brechungsgesetz (siehe Abbildung 2). Unter anderem führt das Brechungsgesetz dazu, dass sich Kopfwellen in schnellen Formationen ausbilden, aber in langsamen Formationen nicht möglich sind. Darüber hinaus erlaubt Raytracing die Beschreibung des Verhältnisses von Sender-zu-Empfängerabständen (SE) und die Bestimmung der Dicke und Struktur von Gesteinsveränderungen und Geschwindigkeitskontrasten in der Nähe der Bohrlochwand (siehe Abbildung 3). Auch bei der Dateninterpretation ist das Prinzip der Strahl-

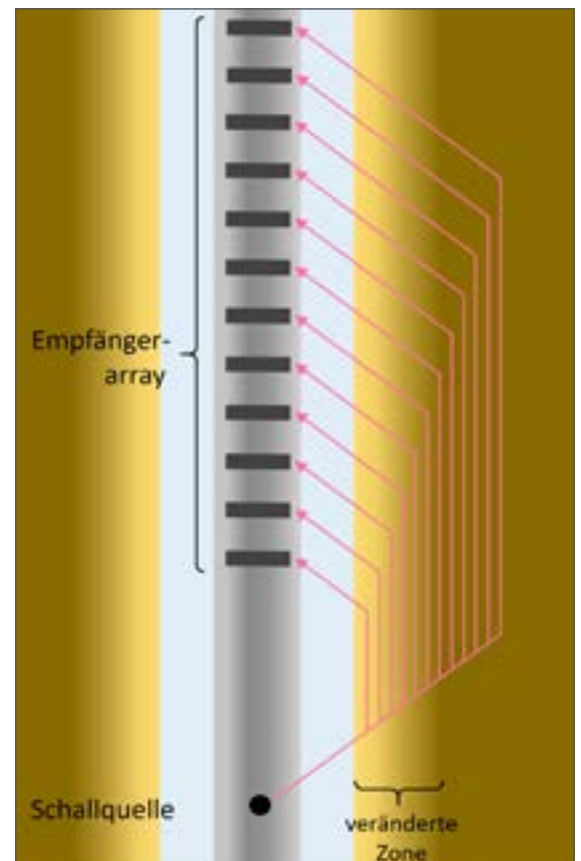


Abb. 3: Strahlverfolgung (Raytracing) mit Hilfe des Snelliusschen Brechungsgesetzes im Falle von bohrlochwandnahen Gesteinsformationsveränderungen und Geschwindigkeitskontrasten. Die Bohrung verursacht häufig eine Beschädigung der Gesteinsschichten in ihrer unmittelbaren Umgebung. In der beschädigten Zone hat das meist eine Absenkung der Schallgeschwindigkeit zur Folge. Mit wachsender Entfernung von der Grenzfläche steigt die Schallgeschwindigkeit wieder an. Strahlenwege für geringe Sender-zu-Empfängerabständen (SE) breiten sich nur in der beschädigten Zone (hellbraun) aus, während Empfangssignale bei großem SE-Abstand hauptsächlich die Geschwindigkeit der unbeschädigten Zone widerspiegeln (dunkelbraun).

verfolgung hilfreich, zum Beispiel bei der Lösung von Umkehrproblemen wie der tomographischen Rekonstruktion der Slowness im bohrlochnahen Volumen als Funktion der gemessenen Schallwellenlaufzeiten. Im einfachen Fall von zentrierten Monopol-Schallquellen folgen zeitlich nach dem Eintreffen der P- und S-Kopfwellen an den Empfängern die direkten und reflektierten Flüssigkeitswellen. Kurz darauf erreichen dann Signale von „gefangenen Wellenmoden“ (trapped modes) und geometriespezifischen Oberflächenwellen die Empfänger. Gefangene Moden entstehen durch Mehrfachreflexionen innerhalb des Bohrlochs. Solche Mehrfachreflexionen von Wellenfronten spezifischer Wellenlänge können sich konstruktiv überlagern und erzeugen hierdurch eine Anzahl von

Resonanzen, sogenannte Normalmoden. Diese gefangenen Moden sind bei der Messauswertung oft nicht sichtbar, denn ihre Intensität ist stark vom Bohrllochzustand abhängig (z. B. Rauheit der Bohrllochwand). Im Falle langsamer Formationen strahlen diese gefangenen Moden einen Teil ihrer Energie direkt in die Gesteinsformation ab und werden deshalb als Leckwellen (leaky modes) bezeichnet. Sie breiten sich mit Schallgeschwindigkeiten aus, die zwischen V_p und V_s liegen und sind von Natur aus dispersiv: verschiedene Frequenzkomponenten breiten sich mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten aus, weshalb die Wellenpakete auseinander laufen, sozusagen zerfließen.

Stoneleywellen

Als letztes Signal erreichen die Empfänger spezielle, der Geometrie geschuldete, langsame Oberflächenwellen, welche in der Bohrllochakustik fälschlicherweise als Stoneleywellen bezeichnet werden. Robert Stoneley untersuchte im Jahre 1924 zwar das Verhalten akustischer Wellen an Grenzschichten, jedoch solcher, die sich entlang der Grenzfläche zweier Festkörper ausbreiten und die deshalb nach ihm benannt sind. Es war J. G. Scholte, der im Jahre 1947 die Wellenausbreitung entlang der Grenzschicht zwischen einer Flüssigkeit und eines Festkörpers beschrieb und weshalb solche Wellen normalerweise als Scholte oder Scholte-Stoneley-Wellen bezeichnet werden. Im Sonic-Logging hat sich jedoch der Begriff Stoneleywellen eingebürgert, der deshalb auch hier benutzt wird.

Stoneleywellen sind leicht anzuregen und sind deshalb in nahezu jeder Monopol-Sonic-Logging-Messung präsent. Ihre Ausbreitungsgeschwindigkeit liegt unterhalb sowohl V_m als auch V_s und ihr Charakter ist geringfügig dispersiv. Darüber hinaus ist die Dämpfung von Stoneleywellen als Funktion des Abstandes von der Bohrllochwand frequenzabhängig und bei hohen Frequenzen sehr groß (sie besitzen also eine geringe Eindringtiefe). Bei niedrigen Frequenzen hingegen (zum Beispiel im Falle einer Wellenlänge vergleichbar des Bohrllochdurchmessers) wird der Amplitudenabfall mit Abstand von der Bohrllochwand gering. Im Falle sehr niedriger Frequenzen ist die Amplitude entlang des Bohrlochwanddurchmessers annähernd konstant und wird im Englischen als „Tube Wave“ bezeichnet. Tube Waves treten auch im Alltag auf, zum Beispiel in Form eines oft lauten Knalls, der beim schnellen Schließen eines Wasserhahns auftritt, wobei der Wasserfluss schlagartig unterbrochen wird.

Niederfrequente Stoneleywellen reagieren sehr empfindlich auf Veränderung der Permeabilität (Flüssigkeitsdurchlässigkeit) der Gesteinsformation und bieten sich deshalb für deren Charakterisierung an.

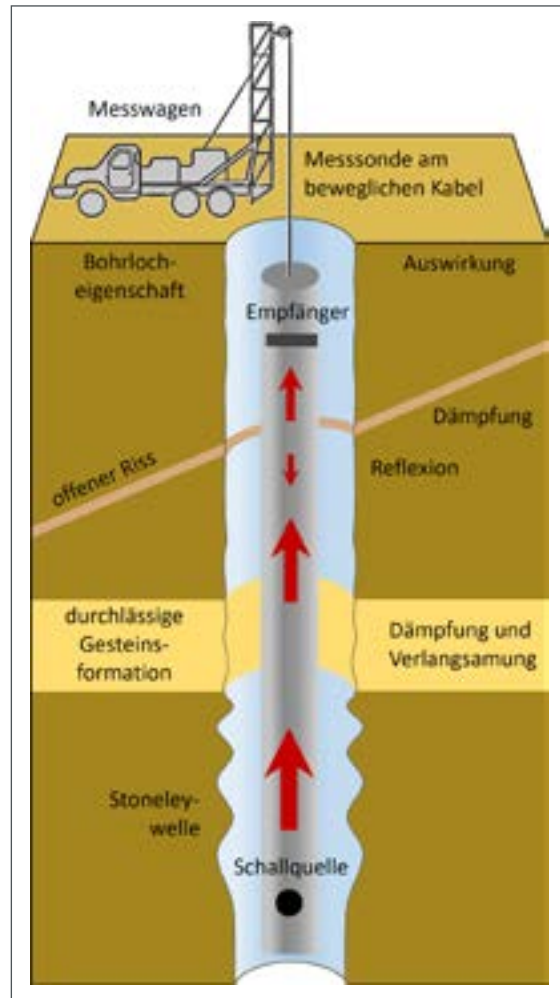


Abb. 4: Stoneleywellen breiten sich entlang der Grenzschicht Bohrloch-Gestein aus. Sie sind dispersiv, die Teilchenbewegung ist symmetrisch bezüglich der Bohrllochachse. Bei niedrigen Frequenzen hängen Stoneleywellen empfindlich von der Permeabilität (Gas- oder Flüssigkeitsdurchlässigkeit) der Gesteinsformation ab. Wenn sie auf offene Risse oder permeable Gesteinsformation treffen, verursacht viskose Dissipation zum einen eine erhöhte Dämpfung und zum anderen eine Verlangsamung. An offenen Rissen werden Stoneleywellen sowohl reflektiert als auch abgeschwächt. Die Pfeile im Bohrloch spiegeln die relative Stärke von Stoneleywellen wider.

Sobald Stoneleywellen auf durchlässige Risse oder permeable Gesteinsformation treffen, wird die Flüssigkeit in diesen relativ zum umgebenden Festkörper zu Vibrationen angeregt. Viskose Dissipation bewirkt sowohl eine erhöhte Dämpfung als auch eine Verlangsamung der Stoneleywellenausbreitung (siehe Abbildung 4). Die Veränderung dieser beiden Größen ist frequenzabhängig; eine Breitbandanalyse der Dissipation von aufgezeichneten Stoneleywellendaten ermöglicht somit eine Abschätzung der Permeabilität der Gesteinsformation [11]. Stoneleywellen werden auch an offenen Rissen reflektiert und eine Korrela-

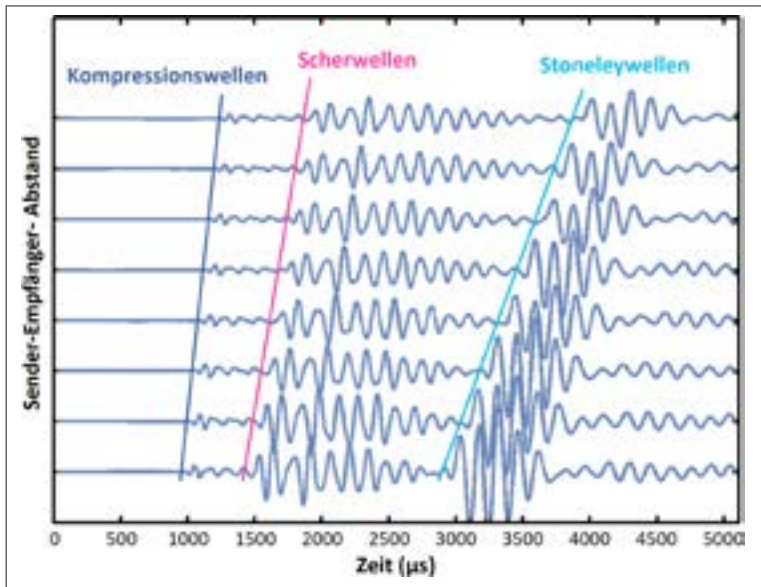


Abb. 5: Typische Monopol-Wellenformenschar einer einzelnen Messung mit einer arrayförmigen Empfängeranordnung in einer schnellen Gesteinsformation. Für Kompressions-, Scher- und Stoneleywellen sind die Laufzeiten durch Linien skizziert.

tion zwischen reflektierter und einfallender Wellenenergie erlaubt eine Abschätzung der Rissöffnung [12]. Besonders gut funktioniert diese Bestimmung im Falle permeabler Risse in schnellen Gesteinsformationen. Bei hohen Anregungsdrücken werden bei der Ausbreitung von Stoneleywellen auch Nichtlinearitäten beobachtet [13], ein besonders sensibler Mechanismus zum Nachweis von Materialermüdung (wie sie zum Beispiel durch Beschädigungen der Gesteinsformation beim Bohrvorgang auftreten können). Alle bisher besprochenen Wellen sind axisymmetrisch im Bezug zur Bohrlachse und können deshalb mit Hilfe von im Bohrloch zentrierten Monopolempfängern – typischerweise Hydrophonen – aufgezeichnet werden. Der Abstand zwischen Sender und dem ihm am nächsten liegende Empfänger ist circa ein Meter, um eine ausreichende zeitliche Separierung der verschiedenen Wellentypen zu ermöglichen. Die weiteren Empfänger sind typischerweise alle 5 bis 10 cm angeordnet, um die Nyquist-Bedingung zu erfüllen. Bei Anregungsspeglern im Bereich einiger hundert Pascal bietet diese Anordnung einen guten Kompromiss zwischen zeitlicher Separierung der Signale und ausreichender Signalqualität mit gutem Signal-Rausch-Verhältnis. Bei einer gegebenen Tiefe der Messsonde werden die von einer arrayförmigen Empfängeranordnung aufgezeichneten Wellenformen zunächst als Zeitreihe angezeigt (siehe Abbildung 5). In einigen Messungen können die Ankunftszeiten P-, S- und Stoneleywellenankunftszeiten direkt mit bloßem Auge identifiziert werden. Auch hier ergibt die Differenz von Ankunftszeiten geteilt durch die entsprechen-

den Empfängerabstände die Slowness der einzelnen Moden. Meist sind jedoch Datenaufbereitungsalgorithmen notwendig, um Ankunftszeiten präzise zu bestimmen, da die einzelnen Wellenpakete nicht klar zu trennen sind. Niedrige Signal-zu-Rauschverhältnisse, ein schlechter Bohrlochzustand (wie z. B. bedingt durch Auswaschungen) oder zahlreiche andere Faktoren können zu unklaren oder überlagerten Ankunftszeiten führen, sodass eine visuelle oder automatische Bestimmung der Ankunftszeiten fehlschlägt und die Slowness auf direkte Weise nicht ermittelt werden kann. Eine Slowness kann in solchen Situationen noch mittels einer Datenaufbereitungsmethode bestimmt werden, die nach Ähnlichkeiten – mathematisch Semblance oder Kohärenz genannt – in den Arraywellenformen sucht [14]. Ausgehend von wahrscheinlichen Startwerten für Ankunftszeiten und Slowness der einzelnen Wellenformen wird der komplette Arraydatensatz nach Zeit und Slowness durchsucht und die Kohärenz in kleinen Zeitfenstern bestimmt. Dargestellt wird diese Kohärenz für verschiedene Slowness- und Zeitwerte in einer sogenannten Slowness-Time-Coherence-Abbildung (STC), in der lokale Kohärenzmaxima als Konturen dargestellt werden (siehe Abbildung 6). Eine Projektion dieser Maxima auf die vertikale Achse erlaubt die Darstellung der Auswertung für alle Tiefen in einem einzigen Slowness-Tiefenlog, der eine Begutachtung der Maxima für Kompressions-, Scher- und Stoneleyslowness ermöglicht. Solch ein STC-Tiefenlog ist eine Standardabbildung in der Sonic-Logging-Disziplin.

Dipol-Messungen

Bisher hat sich diese Diskussion auf Monopolschallquellen beschränkt. Für einige Anwendungen sind jedoch andere Schallquellen von Vorteil. Es zeigt sich, dass Dipolquellen gut geeignet sind, um die Scherwellengeschwindigkeit in langsamen Gesteinsformationen zu bestimmen. Erinnern wir uns, dass sich in der Bohrspülung ausschließlich Kompressionswellen, aber keine Scherwellen ausbreiten. Wenn eine sich von der Quelle ausbreitende Kompressionswelle an der Grenzfläche zur Gesteinsformation gebrochen wird, so kann ein Teil der einfallenden Wellen auch in Scherwellen konvertiert werden, die sich in dem Gestein weiter ausbreiten. Solange die Scherwellengeschwindigkeit des Gesteins größer als die Kompressionswellengeschwindigkeit der Bohrspülung ist, kann die einfallende Kompressionswelle entlang der Bohrlochwand für den entsprechenden Einfallswinkel kritisch gebrochen werden und erzeugt ihrerseits eine Scher-Kopfwelle in dem Bohrloch. Diese Scher-Kopfwelle pflanzt sich an der Grenzfläche mit der Scherwellengeschwindigkeit

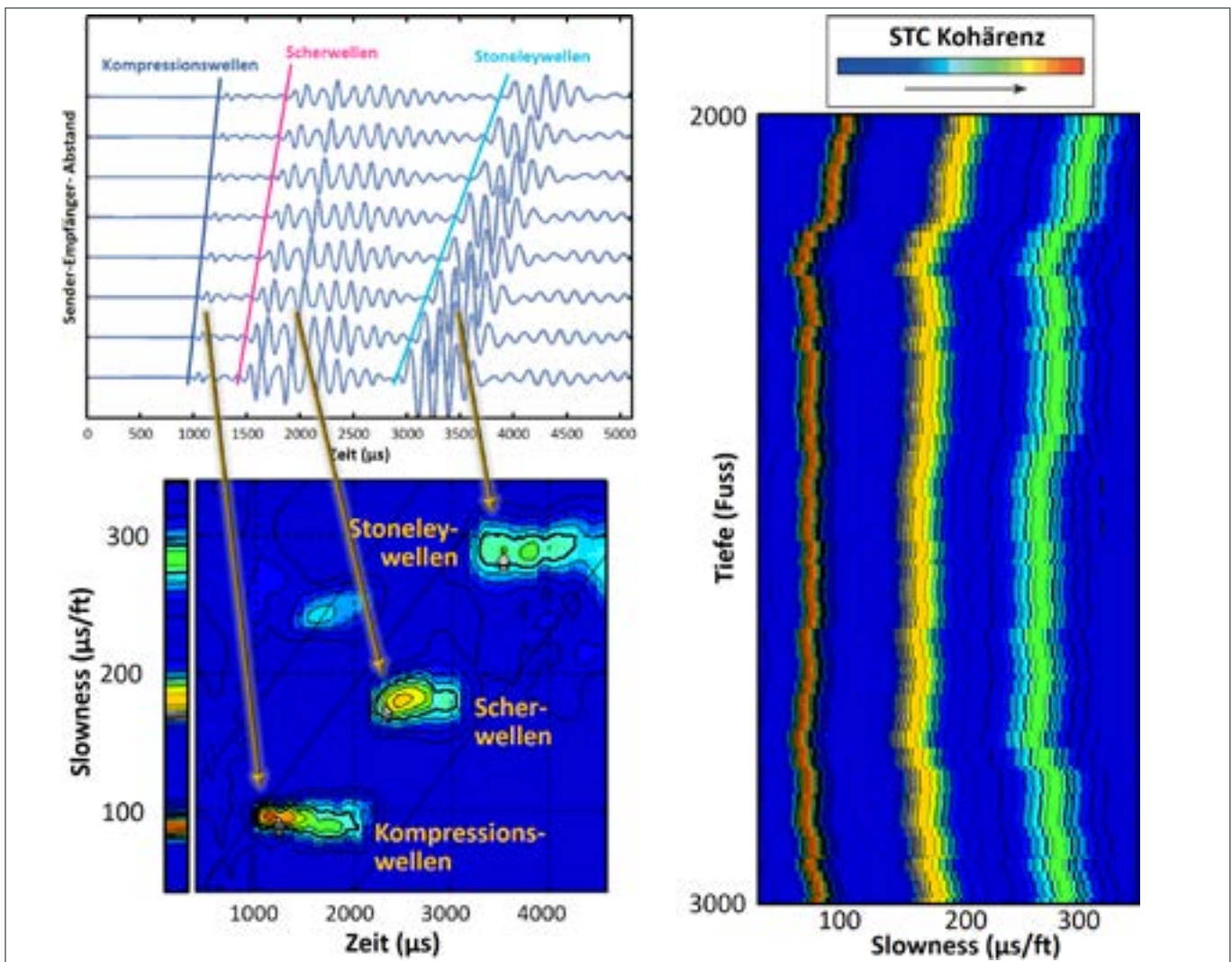


Abb. 6: Slowness-Time-Coherence-Analyse (STC) von Monopolararraydaten. Eine Schar von Wellenformen (links oben) in einer bestimmten Tiefe wird analysiert, in dem die verschiedenen Wellenformen gegeneinander verschoben werden, bis ihre höchste Korrelation erreicht ist. Das Beispiel einer solchen STC-Auswertung (links unten) ist in einer als farbcodierte Kohärenz in einer Slowness-Zeit-Ebene abgebildet, wobei maximale Kohärenz in rot gegeben ist. Diese Kohärenzwerte werden dann auf die vertikale Achse abgebildet und schließlich für einen kompletten Tiefenlog (rechts) für Messungen bei verschiedenen Bohrlochtiefen als kontinuierlichen Tiefenlog dargestellt.

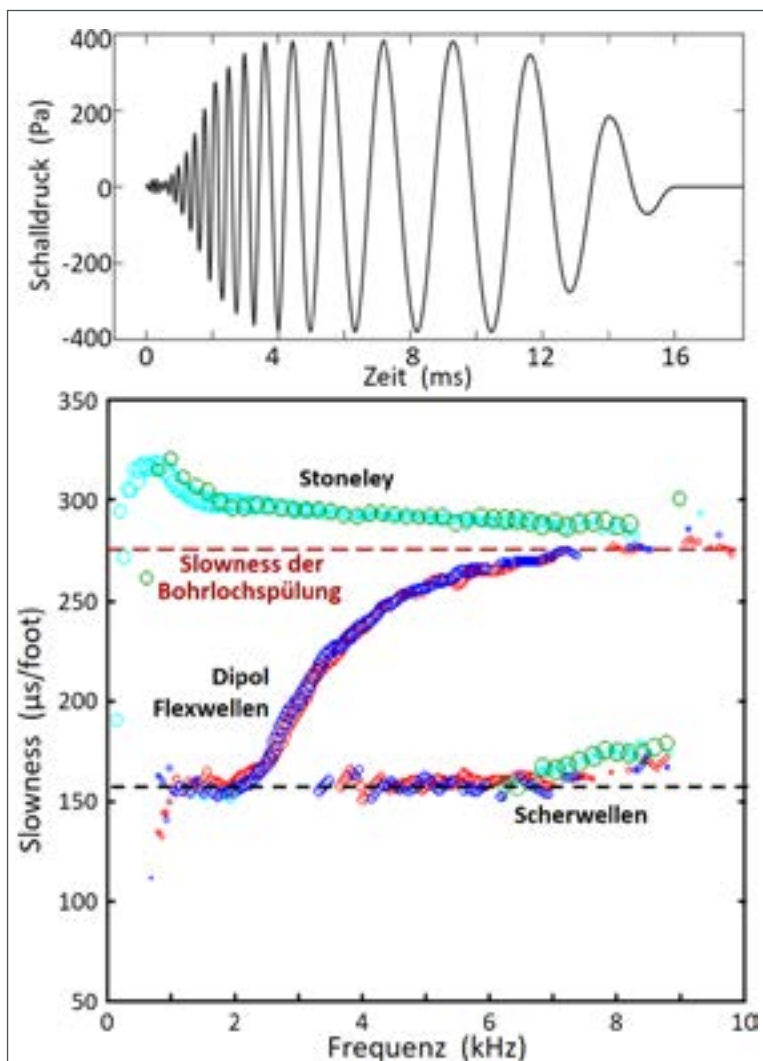
keit des Gesteins fort und kann von den akustischen Empfängern registriert werden. In solchen schnellen Gesteinsformationen ist also die Bestimmung der Scherwellengeschwindigkeit des Gesteins mit Monopolschallquellen möglich. Wenn hingegen in langsamen Formationen die Scherwellengeschwindigkeit des Gesteins kleiner als die Kompressionswellengeschwindigkeit der Bohrspülung ist, kann keine gebrochene Scher-Kopfwellen entstehen und damit keine Scherwellengeschwindigkeit des Gesteins bestimmt werden. Da die Scherwellengeschwindigkeit unter anderem für die Bestimmung der Bohrlochstabilität von großer Bedeutung ist, wurde eine technologische Variante mit Dipolquellen entwickelt, um die Scherwellengeschwindigkeit dennoch bestimmen zu können. Messsonden mit Dipolquellen erzeugen neben den Kompressions- und Scher-Kopfwellen auch Biegewellen (im Engli-

schon Flexural Waves genannt), die sich entlang der Grenzfläche zur Gesteinsformation ausbreiten und ihrerseits wieder Kopfwellen in der Bohrspülung verursachen. Eine Biegewelle kommt einer Bewegung gleich, die einen Fahnenmast hinaufwandert, sobald er von einer Person am Boden geschüttelt wird. Es ist demnach eine asymmetrische Anregung in Bezug auf die Bohrlochachse – im Gegensatz zu symmetrischen Stoneleywellen (siehe Abbildung 4). Eine Dipolquelle besteht im Prinzip aus einem Rüttler, in dem zwei Massen gegenphasig bewegt werden. Solche Quellen zeigen eine Richtungsabhängigkeit der akustischen Emission. Zur Biegewellenmessung in einem Bohrloch wird eine Polarisationsrichtung senkrecht zur Bohrlochachse eingerichtet. Anders als bei der Konvertierung der Monopol-Kompressionswellen durch Brechung an der Bohrlochgrenzfläche, erlaubt die Erzeugung gegenphasiger Kom-

pressionswellen durch eine Dipolquelle eine direkte Ankopplung an die asymmetrische Biegequelle in der Bohrlochwand. Typische Messgeräte zur Biegequellenmessung enthalten normalerweise zwei Dipolquellen, deren Polarisationsrichtungen senkrecht zueinander orientiert werden, eine in der Messgeräte-X und eine in der Messgeräte-Y-Achse. Zahlreiche Dipolempfänger werden arrayförmig an verschiedenen Abständen von den Quellen ebenso entlang X- und Y-Achse platziert, in besonders komplexen Anordnungen auch noch zwischen diesen beiden Achsenrichtungen bei je 45°. Solch komplexe Messgeräte können bis zu 100 Empfänger aufweisen.

Messungen mit den beiden gekreuzten Quellen werden nacheinander ausgeführt. Die Biegequellen breiteten sich entlang des Bohrlochs aus, und zwar jeweils in der Ebene der sie anregenden Dipolquelle.

Abb. 7: Typisches frequenzmoduliertes Anregungssignal (oben), um Frequenzkomponenten im Bereich 1 bis 10 kHz zu stimulieren. Dispersionskurven (unten) der Dipol-Slowness in einer isotropen Gesteinsformation sind frequenzabhängig, während Scherwellen keine solche Abhängigkeit aufweisen. Im Grenzfall niedriger Frequenzen erreicht die Dipol-Slowness den Wert der Scherwellen-Slowness im Gestein.



Die Teilchenbewegung solcher Biegequellen ist senkrecht zur Wellenausbreitungsrichtung – ähnlich der Bewegung bei Scherwellen – und ihre Ausbreitungsgeschwindigkeit hängt auch mit jener der Scherwellen im Gestein zusammen.

Biegequellen sind stark dispersiv. Die Form des Wellenpaketes einer solchen Welle ändert sich mit fortschreitendem Abstand von der Quelle, da sich verschiedene Frequenzkomponenten mit verschiedenen Geschwindigkeiten ausbreiten (siehe Abbildung 7). Aus diesem Grund müssen Standardmethoden zur Slowness-Ermittlung, wie die gerade besprochene STC-Methode, die auf Wellenformenähnlichkeiten beruhen, an die dispersive Natur der Biegequellen angepasst werden. Dispersionskurvenanalyse erlaubt die Bestimmung verschiedener Eigenschaften der Gesteinsformation, da die radiale Eindringtiefe der Biegequellen in das Gestein frequenzabhängig ist und ungefähr eine Wellenlänge beträgt. Deshalb sondiert der niedrigfrequente Anteil der Biegequellen tief in das Gestein, während der höherfrequente Anteil hauptsächlich durch die Eigenschaften des Gesteinsmaterials nahe der Bohrlochwand bestimmt wird. Aus diesem Grund liefert eine frequenzabhängige Analyse der Biegequellen Radial-Profil-Informationen, gibt also Aufschluss über die Eigenschaften von Gesteinsschichten näher und weiter weg von der Bohrlochwand [15].

Die Nullfrequenzkomponente der Biegequellen spiegelt die wirkliche Gestein-S-Slowness wider. Eine Analyse der Dispersionskurve erlaubt die Abschätzung der Gestein-Scherwellen-Slowness, sowohl in langsamen als auch in schnellen Gesteinsformationen; dadurch wird das dispersive Schermodul μ bestimmt. Bisher hat sich die Betrachtung auf den einfachen Fall homogener, isotroper Gesteinsschichten beschränkt. Solche Gesteinsformationen haben jeweils genau eine Kompressions-, Stoneley- und S-Slowness. Die meisten Anwendungen beim Sonic-Logging benutzen diese Information, um – unter der Annahme einer homogenen, isotropen Gesteinsformation – Rückschlüsse auf Porosität, Permeabilität, Bohrlochflüssigkeit-Eigenschaften, elastische Moduli, Lithographie oder Mineralogie zu ziehen.

Im Weiteren wird der Fall inhomogener und anisotoper Gesteinsformationen betrachtet, in denen die Datenanalyse komplizierter wird.

Anisotropie

Die räumliche Ausrichtung von Mineralien, Schichtungen, Brüchen, rissigem oder unter Spannung stehenden Gesteins erzeugen eine Anisotropie, also Richtungsabhängigkeit der Schallgeschwindigkeiten (unter der Voraussetzung, dass die Längenskalen dieser Merkmale klein im Vergleich zu den untersuch-

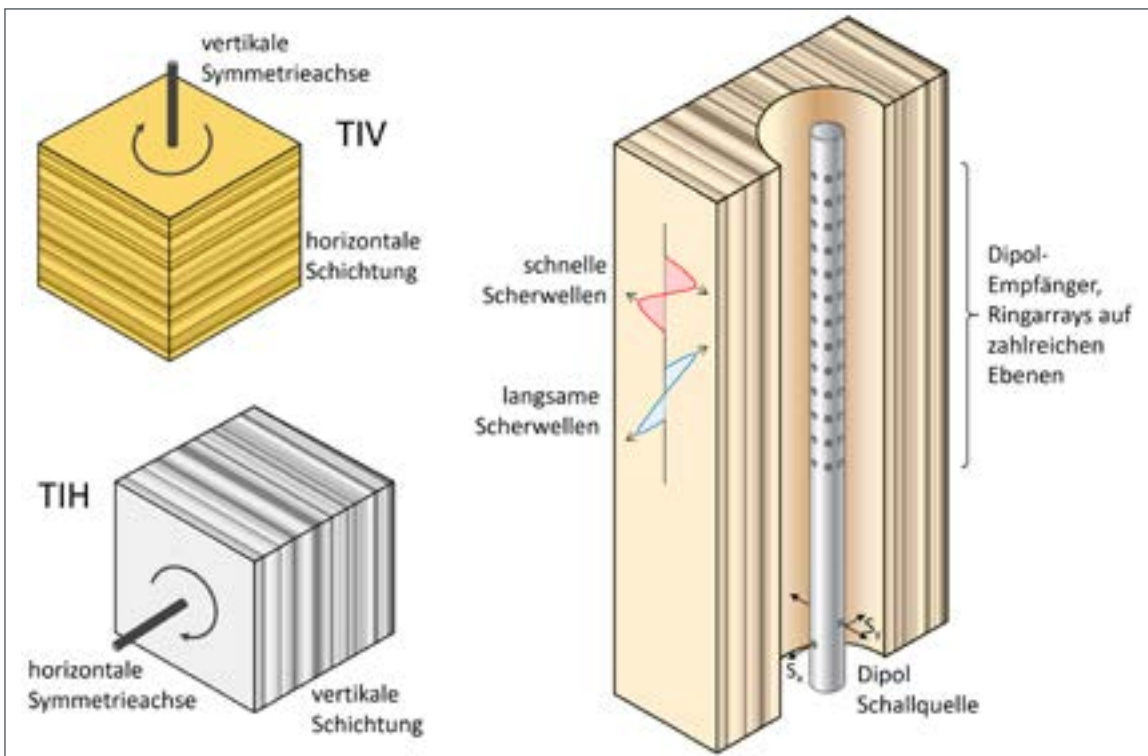


Abb. 8: Links: Skizzen elastischer Anisotropie: Horizontal geschichtete Gesteinsschichten sind transversal isotrop mit einer vertikalen Symmetrieachse (TIV) während vertikal geschichtete Gesteinsschichten transversal isotrop mit einer horizontalen Symmetrieachse (TIH) sind. Rechts: In einem TIH-Material spalten sich vertikal ausbreitende Scherwellen in eine schnelle und eine langsame Komponente auf, wobei die schnelle Komponente in der Riss- oder Schichtungsebene schwingt. Orthogonale Dipolschallquellen S_x und S_y regen die verschiedenen S-Wellenkomponenten an, die dann von Dipolempfängerarrays aufgezeichnet werden.

ten Wellenlängen sind). Informationen über diese elastische Anisotropie wird immer dann benötigt, wenn geomechanische oder allgemein felsbaumechanische Überlegungen wichtig sind, wie zum Beispiel bei gerichtetem Bohren (directional drilling), Bohrungen in tektonisch aktiven Regionen, der Planung von hydraulischem Aufbrechen des Gesteins (Frac-Verfahren) oder der Bewertung der Stabilität einer Bohrung.

Diese von natürlichen Prozessen hervorgerufene Anisotropie ist dafür verantwortlich, dass das Gestein eine Hauptausrichtung besitzt, die im einfachen Fall entweder in die horizontale oder vertikale Ebene zeigt. In erster Näherung ruft eine horizontale Schichtung ein Material hervor, das als isotrop in alle horizontalen Richtungen, jedoch anisotrop in vertikaler Richtung ist. Deshalb wird es als transversal isotrop mit einer vertikalen Symmetrieachse (TIV) bezeichnet (siehe Abbildung 8 links). In gleicher Weise erzeugen zum Beispiel vertikale Risse ein anisotropes Medium, das als isotrop in der Rissebene angesehen werden kann und als anisotrop in der orthogonalen Richtung zu dieser Ebene. Solch ein Gestein wird als transversal isotrop mit einer horizontalen Symmetrieachse (TIH) bezeichnet.

Akustische Wellen haben eine natürliche Empfind-

lichkeit bezüglich dieser richtungsabhängigen Materialeigenschaften. Sie breiten sich am schnellsten aus, wenn die Teilchenbewegung, Polarisation genannt, in Richtung der größten Festigkeit im Material verläuft. Die Teilchenbewegung von Kompressionswellen ist parallel zu deren Ausbreitungsrichtung und folglich sind sie am schnellsten, wenn sie sich parallel zu Laminiierung und Rissen ausbreiten. Die Teilchenbewegung von Scherwellen ist orthogonal zu der Ausbreitungsrichtung; in anisotropen Medien können sie sich in zwei unterschiedlich schnell ausbreitende Anteile aufspalten. S-Wellen mit Polarisierung in der Laminiierungs- oder Rissebene breiten sich schneller aus als S-Wellen mit einer Polarisierung orthogonal dazu. Da sich Biege-Wellen in diesem Zusammenhang wie S-Wellen verhalten, werden beide Bezeichnungen im Sonic-Logging äquivalent benutzt.

Unter der Voraussetzung einer richtig gewählten Messgeometrie kann Sonic-Logging die Richtung und Größe der Anisotropie der Gesteinsformation messen und quantifizieren. In einem TIH-Medium, wie zum Beispiel einer Gesteinsformation mit vertikalen Rissen, spalten sich vertikal ausbreitende S-Wellen in zwei Wellen auf, in je eine schnelle und eine langsame Komponente, wie in Abbildung 8 rechts skizziert. Gleichermäßen spalten sich die S-

Wellen in einer horizontalen Bohrung in einem TIV-Medium, wie zum Beispiel im Schiefergestein, in zwei Zweige auf – analog zur Doppelbrechung, und zwar mit der Polarisierung der schnellen S-Welle in der Schichtungsebene.

Die Bestimmung der Polarisierung der durch Anisotropie gespaltenen S-Wellen gestaltet sich als nicht trivial, da sie nicht mit einfachen Monopolempfängern gemessen werden kann. Ein gerichteter Empfänger kann im einfachsten Fall durch Paarung zweier Monopolempfänger realisiert werden, die dann als einzelner Dipolempfänger fungieren. Eine optimale Messung wird durch ein Empfängerarray erreicht, bei dem azimuthal zahlreiche Monopolempfänger auf einem Ring angeordnet sind. Solch ein Beispiel mit jeweils acht auf einem Ring angeordneten Empfängern, die auf zahlreichen Ebenen multipliziert sind, ist in Abbildung 8 rechts skizziert [16].

Während in isotropen Gesteinen die von einer Dipolquelle erzeugten BiegeWellen in der Erzeugungsebene polarisiert bleiben und nur von gleichermaßen orientierten Empfängerpaaren registriert werden können, spalten sich BiegeWellen in einer anisotropen Formation in schnelle und langsame Komponenten auf, wie bereits weiter oben besprochen. Die Energie der unterschiedlichen BiegeWellen wird des-

halb von allen Empfängern teilweise aufgenommen. In einem mathematischen Verfahren werden nun die Wellensignale der verschiedenen azimuthal angeordneten Empfänger so verarbeitet, dass sie in einem gedrehten Koordinatensystem auf Wellenformen reduziert sind, die der Ebene der schnellen und langsamem S-Wellen entsprechen. Diese können dann mit den Verfahren der Dispersionsanalyse weiterverarbeitet werden.

Die vier Slowness-Werte in solch einer Sonic-Logging-Messung, die schnellen und langsamen Scher-, Kompressions- und Stoneleywellen, können jetzt in vier Anisotropiemoduli umgerechnet werden. Diese können dann die einfachsten Anisotropien fast vollständig beschreiben, wobei TIV und TIH fünf Module für eine vollständige Charakterisierung benötigen. Komplexere Arten von Anisotropien benötigen zusätzliche Messungen, wie zum Beispiel der P-Wellenausbreitung bei verschiedenen Winkeln oder Azimuten, oder horizontale oder vertikale S-Wellenausbreitung. Diese Informationen können oft mit Hilfe von Bohrlochseismik oder Oberflächenseismik erlangt werden.

Eine weitere Art von Anisotropie wird durch geologische Spannungen hervorgerufen und deshalb als induzierte Anisotropie bezeichnet. Wenn eine

UNSERE AUFGABEN KLINGEN GUT.



NICHT NUR
IN ANZEIGEN.

Wo tritt Schall am stärksten auf?

Neue Partnerschaft zwischen SVANTEK und Wölfel

Im Bereich Messung und Monitoring von Lärm arbeiten wir ab dem 1. Juli dieses Jahres mit einem neuen Partner, der SVANTEK Deutschland GmbH, zusammen. Diese Zusammenarbeit ermöglicht es uns, unser Portfolio zu erweitern. Zukünftig bieten wir Ihnen ein noch breiteres Spektrum an innovativer Messtechnik und Software für die Bereiche Immissionsschutz, Arbeitsschutz, Lärm-Monitoring, Bauakustik, Schallquellenlokalisation und Emission von Windenergieanlagen an.

woelfel.de/suchen-finden



Gesteinsformation unterschiedliche Spannungen in ihren verschiedenen Achsen aufweist, führt das zu einer Veränderung der S-Wellengeschwindigkeiten in den verschiedenen Achsen [17]. Der Bohrvorgang hat Felsgestein entfernt und dadurch zu einer Umverteilung der in-situ Spannungen um das Bohrloch herum geführt. Ein solches Beispiel ist in Abbildung 9 gegeben. Die Analyse dieser Dispersionsdaten erlaubt eine Einschätzung des Bohrlochzustandes bezüglich dessen Stabilität, und damit eine Antwort auf die Frage, ob das Bohrloch kurz vor dem Kollaps steht. Dies würde aufwändige Wiederherstellungsarbeiten nach sich ziehen. Weiter kann die Analyse zur Planung einer Frac-Anwendung beitragen, wo sich die Frage stellt, in welche Richtung das Gestein am einfachsten aufbrechen wird.

Inhomogenität

Die Eigenschaften der Gesteinsformation hängen nicht nur von der Richtung der Messung an einem gegebenen Ort ab, oben als Anisotropie beschrieben, sondern variieren typischerweise auch, wenn Messungen an verschiedenen Orten ausgeführt werden. Dies wird dann als Inhomogenität oder Heterogenität bezeichnet.

Frühe Sonic-Logging-Messungen hatten nur die Möglichkeit, Inhomogenitäten als Grenzschichten von Gesteinslagen zu bestimmen. Andere Inhomogenitäten, wie zum Beispiel Zonen hoher Permeabilität oder offene Risse können mit Hilfe der Stoneleywellenanalyse charakterisiert werden, wie zuvor gezeigt wurde. Inhomogene Eigenschaften in radialer Richtung – also von der Bohrlochwand in das Gestein hinein – sind das Resultat des Bohrprozesses und schwieriger zu charakterisieren. Der Bohrvorgang entfernt nicht immer nur Gestein, um das Bohrloch anzulegen, sondern kann auch das anliegende Gestein um das Bohrloch herum plastisch beschädigen. Darüber hinaus kann flüssige Bohrspülung in die Bohrlochwand eindringen und dort zum Beispiel mit Tongestein reagieren, was zum Aufquellen und zu einer Veränderung der Schallgeschwindigkeit führen kann. Bohrspülung kann auch in den Porenraum des umliegenden Gesteinsvolumens eindringen und dort die natürliche Flüssigkeit der Gesteinsformation verdrängen. Da sich die Eigenschaften der Bohrspülung wahrscheinlich von denen der ursprünglichen Porenflüssigkeit unterscheiden, führt dies auch zu einer Änderung der tatsächlichen Schallgeschwindigkeiten.

Die Änderung der bohrlochnahen Materialeigenschaften, verglichen mit denen der unveränderten, oder bohrlochfernen Gesteinsformation, kann, je nach Ursache, eine Erhöhung oder Verringerung der Schallgeschwindigkeit bewirken. Typischerwei-

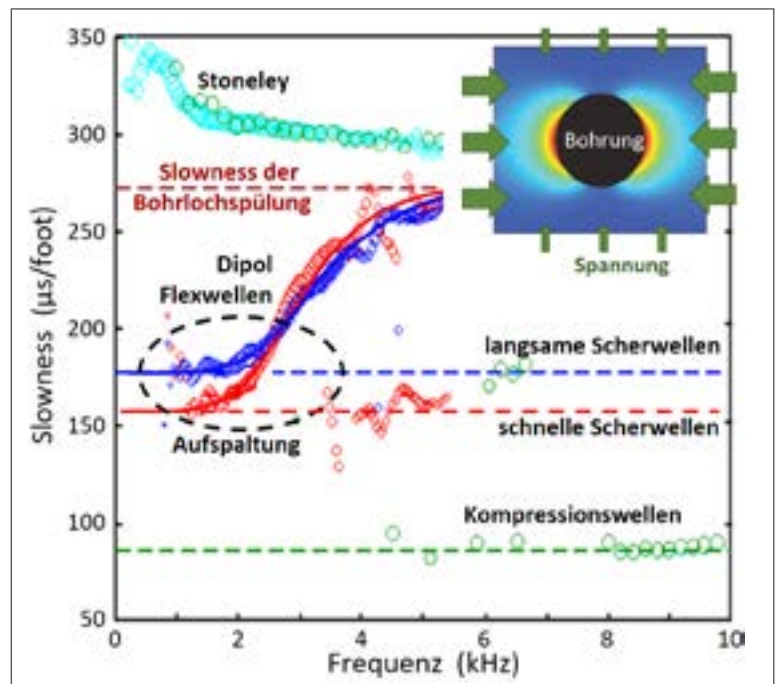


Abb. 9: Die Dispersionskurven der Dipol-Slowness spalten sich in einer Gesteinsformation mit spannungsinduzierter Anisotropie in zwei Zweige auf. Oben rechts: Die Skizze zeigt beispielhaft die Spannungsverteilung im Gestein um das Bohrloch herum, wenn eine Richtung mehr Vorspannung (fette grüne Pfeile) als die andere aufweist. Dies resultiert in einer Veränderung der azimutal-winkelabhängigen anisotropen Scherwellen-Slowness. .

se verringern Bohrschäden die Festigkeit der Formation, was eine Erniedrigung der bohrlochnahen Schallgeschwindigkeiten nach sich zieht. Wenn jedoch Bohrspülung in einen vorher gasgefüllten Porenraum eindringt, erhöht sich die Festigkeit, und die Kompressionswellengeschwindigkeit vergrößert sich in Bohrlochnähe.

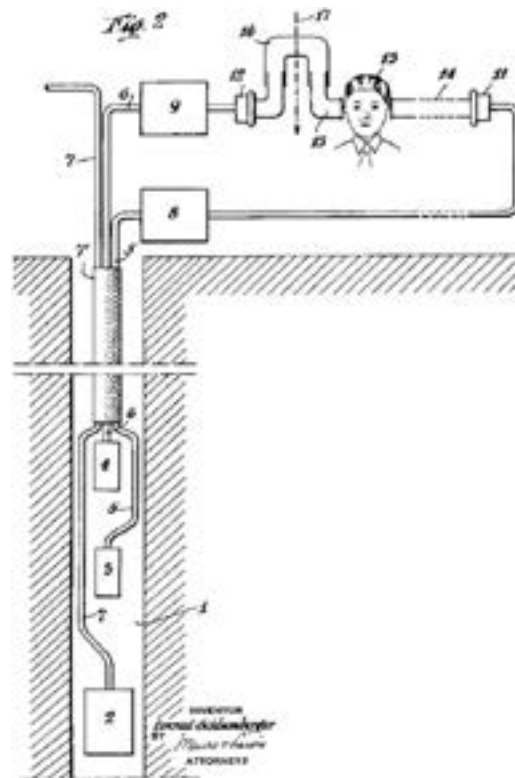
Zur vollständigen Charakterisierung von radialer Inhomogenität muss eine Analyse der radialen Abhängigkeit der Kompressions- und Scherwellenslowness durchgeführt werden. Solch eine Analyse beruht auf der Auswertung zahlreicher Wellenformen, die jeweils verschiedene Eindringtiefen in bohrlochnahe oder -ferne Zonen haben und die mit unterschiedlichen SE (Sender-Empfänger)-Abständen aufgenommen wurden. Strahlverfolgung der gebrochenen Kompressionswellen ermöglicht die Bestimmung der bohrlochnahen und bohrlochfernen Slownesses. Die radiale Abhängigkeit der S-Slowness erfolgt durch Auswertung der Dispersion der Biege- und Stoneley-Moden. Diese Moden haben eine niedrige Eindringtiefe bei hohen Frequenzen, sind also besonders empfindlich für bohrlochnahe Gesteinseigenschaften und haben eine große Eindringtiefe bei niedrigen Frequenzen, bei denen sie die Eigenschaften weiter entfernt vom Bohrloch bestimmen. Breitbandige Messungen erlauben deshalb besonders präzise Eigenschaftsbestimmungen.

Anfänge des Sonic-Loggings bei Tiefbohrungen

In einem im Jahre 1935 ausgestellten Patent [18] konzipiert Conrad Schlumberger das erste Messgerät zur Bestimmung der Schallausbreitung im Gestein, um ein Bohrloch mit Hilfe einer Schallquelle (2) und zweier Empfänger (3 und 4). Ein Techniker (13) benutzt hierbei eine Art Posaunenrohr (16), um eine zeitliche Überlagerung der von ihm wahrgenommenen Schallsignale (8 und 9) zu erreichen. In seinem Patent behauptete Conrad Schlumberger, dass mit diesem Verfahren die Schallgeschwindigkeit und -dämpfung des Gesteins bestimmt werden kann. Leider war die Erfindung ein Misserfolg, da zu jener Zeit weder Techniker noch die technischen Möglichkeiten in der Lage waren, so kurze Laufzeitunterschiede (einige Zehntel von Mikrosekunden) zwischen den beiden Empfängern zu bestimmen. Es dauert noch ein gutes Jahrzehnt, bis die Elektronik den dafür notwendigen Stand erreicht hatte. Die ersten erfolgreichen Experimente des Sonic-Loggings wurden im Jahre 1948 von der Humble Oil Reseach und 1952 von Magnolia Petroleum Company und Shell ausgeführt und beschrieben. Die von diesen Firmen entwickelten Messgeräte waren dafür gedacht, die Schallgeschwindigkeit des Gesteins als tiefenabhängige Kurve aufzuzeichnen und diese Information mit seismischen Messungen zu korrelieren. Die Messgeräte besaßen einen einzelnen Sender und einen oder zwei Empfänger. Mitte der fünfziger Jahre war es für Öl- und Servicefirmen schon gängige Praxis, solche Messungen standardmäßig durchzuführen.

In der ursprünglichen Magnolia-Veröffentlichung wurde die Möglichkeit beschrieben, die akustischen Messungen zur Bestimmung der Porosität und Lithographie des Gesteins zu verwenden. Es waren jedoch erfolgreiche Experimente der Gulf Oil Corporation, die als erstes diese Beziehung bestätigten. Daraufhin gab es eine explosionsartig zunehmende Nachfrage nach akustischen Messungen zur Porositätsbestimmung und in kürzester Zeit wurde diese Anwendung wichtiger als jene für die Korrelation zur Seismik.

In den sechziger Jahren war Sonic-Logging ein etabliertes Messverfahren bei Tiefbohrungen, und die Entwicklung der zweiten Generation von Messgeräten konzentrierte sich



auf drei Aspekte: Robustheit der Geräte, Signalqualität und Messgenauigkeit bei Bohrlochauswaschungen und Veränderungen. In dieser Zeit wurden spezielle Stahlgehäuse entwickelt und kompensierte Messungen eingeführt, bei denen Sender unterhalb und oberhalb der Empfänger bauartbedingte Störungen herausubtrahierten.

In den achtziger Jahren kamen die ersten Geräte mit Empfängerarrays auf den Markt und es wurden automatisierte Datenanalyseverfahren entwickelt. Zur gleichen Zeit wurde auch begonnen, mit Dipolmessungen zu experimentieren. Die Entwicklung von integrierten Hochtemperaturschaltkreisen, die bei Temperaturen bis 200 °C zuverlässig funktionieren, erlaubte es im letzten Jahrzehnt Messgeräte zu konstruieren, die mit einer Vielzahl von einzelnen Empfängern eine Fülle von Daten aufnehmen und somit hochkomplexe Analysen ermöglichen.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich bei Martin G. Lüling und Florian Karpfinger für das sorgfältige Korrekturlesen des Manuskriptes und ihr Feedback bezüglich der Aufbereitung und Präsentation des Materials.

Literatur

- [1] Exploration in der Geologie [Online]. [https://de.wikipedia.org/wiki/Exploration_\(Geologie\)](https://de.wikipedia.org/wiki/Exploration_(Geologie)) (letzter Aufruf: September 2018).
- [2] Ellis, D.; Singer, J.: Well Logging for Earth Scientists. Springer, 2nd Edition, 2008.
- [3] Dong, G.; Chen, P.: A Review of the Evaluation,

Control, and Application Technologies for Drill String Vibrations and Shocks in Oil and Gas Well. Shock and Vibration, Bd. 7418635, 2016.

- [4] Goujon, N.; Hori, H.; Liang, K.; Sinha, B.: Applications of piezoelectric materials in oilfield services. IEEE Transactions on Ultrasonics, Ferroelectrics, and Frequency Control, Bd. 59, Nr. 9, 2012.
- [5] Schlumberger: Drill String – Shock and Vibration in Drilling. 2006. [Online]. https://www.youtube.com/watch?v=Rz0nLwi_8MY (letzter Aufruf: September 2018).
- [6] Sonic Logging. [Online]. <https://en.wikipedia.org>

org/wiki/Sonic_logging (letzter Aufruf: September 2018).

- [7] Fast Formation, schnelle oder auch harte Gesteinsformation. [Online]. http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/f/fast_formation.aspx (letzter Aufruf: September 2018).
- [8] Kopfwelle. [Online]. <https://de.wikipedia.org/wiki/Kopfwelle> (letzter Aufruf: September 2018).
- [9] Slowness (seismology). [Online]. [https://en.wikipedia.org/wiki/Slowness_\(seismology\)](https://en.wikipedia.org/wiki/Slowness_(seismology)) (letzter Aufruf: September 2018).
- [10] Slow Formation. [Online]. http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/slow_formation.aspx (letzter Aufruf: September 2018).
- [11] Winkler, K.; Liu, H.; Johnson, D.: Permeability and Borehole Stoneley Waves. Comparison Between Experiment and Theory. *Geophysics*, Bd. 54, Nr. 1, S. 66–75, 1989.
- [12] Hornby, B.; Johnson, D.; Winkler, K.; Plumb, R.: Fracture Evaluation Using Reflected Stoneley Wave Arrivals. *Geophysics*, Bd. 54, Nr. 10, S. 1.274–1.288, 1989.
- [13] Klieber, C.; Johnson, D.L.: Nonlinear Phasing and Dephasing of Three Wave Mixing of Acoustic Guided Waves. *Phys. Rev. E*, Bd. 88,

Nr. 033204, 2013.

- [14] Kimball, C.; Marzetta, T.: Semblance Processing of Borehole Acoustic Array Data. *Geophysics*, Bd. 49, Nr. 3, S. 274–281, 1984.
- [15] Murray, D.; Plona, T.; Valero, H.-P.: Case Study of Borehole Sonic Dispersion Curve Analysis. Transactions of the SPWLA 45th Annual Logging Symposium, June 6-9, 2004, Noordwijk, The Netherlands, paper BB.
- [16] Pistre, V.; Kinoshita, T.; Endo, T.; Shilling, K.; Pabon, J.; Sinha, B.; Plona, T.; Ikegami, T.; Johnson, D.: A Modular Wireline Sonic Tool for Measurements of 3D (Azimuthal, Radial, and Axial) Formation Acoustic Properties. Transactions of the SPWLA 46th Annual Logging Symposium, New Orleans, June 26–29, 2005, paper P.
- [17] Winkler, K.; Sinha, B.; Plona, T.: Effects of Borehole Stress Concentrations on Dipole Anisotropy Measurements. *Geophysics*, Bd. 63, Nr. 1, S. 11–17, 1998.
- [18] Schlumberger, C.: Procédé et Appareillage pour la Reconnaissance de Terrains Traversés par un Sondage. République Française Patent 786,863, 17. Juni 1935. ■



Dr. Christoph Klieber

Schlumberger – Riboud Technology Center, Clamart, Frankreich



Dr. Thilo Brill

Schlumberger – Riboud Technology Center, Clamart, Frankreich

KRAIBURG
RELASTEC

DAMTEC®

**Schall- und
Schwingungsisolierung**

aus Gummigranulat
und PU-Schaum

**Elastische Lager für
Gebäude und Maschinen**

**Planung und Berechnung,
Projektberatung**

**Trittschalldämmung für
hohe Anforderungen**

**Elastische Elemente für
die Bahninfrastruktur**



DAMTEC® ist die eigens entwickelte Produktlinie der KRAIBURG Relastec GmbH & Co. KG für Produkte zur Trittschalldämmung und Schwingungsisolierung.

Ruhe ist ein elementares Grundbedürfnis und von hoher Bedeutung in unserer Zeit. Eine wirksame Schallisolierung führt zu mehr Lebensqualität und die Erfüllung hoher Ansprüche. Effektive Schwingungsentkopplung schafft Frieden in einer immer enger bebauten urbanen Welt.

Mit der Marke DAMTEC® finden Sie eine Vielfalt von Produkten zur Schalldämmung sowie Schwingungsisolierung für Ihre Ansprüche und Einsatzfelder.