

II.3.3. Geophysikalische Bohrlochmessungen

von Szabolcs HORVATH

II.3.3.1. Einleitung

Eine kontinuierliche Information über die Art und Ausbildung der durch eine Tiefbohrung durchörterten Schichtfolge erhält man durch geophysikalische Bohrlochmessungen (well logging). Eine gewisse Analogie zu den geophysikalischen Messungen an der Erdoberfläche ist dadurch gegeben, daß es vielfach die gleichen Gesteinseigenschaften sind, die untersucht werden. Auch die Meßmethoden und Meßeinrichtungen sind ähnlich. Andererseits müssen jedoch die Meßsonden in das Bohrloch eingefahren werden, was erhebliche Druck- und Temperaturfestigkeit der Geräte erfordert sowie hohe Anforderungen hinsichtlich der Datenübertragung an das zur Einfahrt benötigte Meßkabel stellt.

Die erste Bohrlochmessung führte wahrscheinlich Lord KELVIN im Jahre 1869 durch, der die Temperatur in einem Brunenschacht punktweise maß. Die eigentliche Geburtsstunde der heute üblichen kontinuierlichen Bohrlochmessungen war der 5. September des Jahres 1927 in Pechelbronn (Elsass, Frankreich), als die Gebrüder SCHLUMBERGER zum ersten Mal versuchten, in einem Bohrloch geoelektrische Messungen durchzuführen.

Die Vorteile der kontinuierlichen Registrierung, die mit einer sehr genauen Tiefenmessung verbunden ist, waren für die rasche Verbreitung der Bohrlochmessungen ausschlaggebend. Durch zahlreiche, im Laufe der Jahre neu hinzugekommene Untersuchungsmethoden, vor allem von physikalischen Eigenschaften der Gesteine sowie durch die auf die Beschaffenheit des Bohrloches gerichteten Untersuchungen, wurden die Bohrlochmessungen zu einem aus dem heutigen Kohlenwasserstoff-Bergbau nicht mehr wegzudenkenden Bestandteil der Aufschluß- und Produktionstätigkeit.

Die anfangs schon gut entwickelte Registriermethode hielt sich bis zur Einführung der feldtauglichen, robusten Computer.

Diese ermöglichten, etwa ab Mitte der siebziger Jahre, die Verarbeitung und Auswertung der zu einem komplexen Konvolut zusammengespielten Meßdaten bereits an der Bohrstelle. Diese Daten können durch telefonische oder Satellitenübertragung direkt zu den Rechenzentren und technischen Büros der Erdölgesellschaften überspielt werden.

II.3.3.2. Aufgabenstellung

Um über die geologischen Verhältnisse des Untergrundes sichere Auskunft zu erhalten und um die im Untergrund voraussichtlich vorhandenen mineralischen Rohstoffe einer qualitativen und quantitativen Untersuchung sowie der Ausbeutung zugänglich zu machen, müssen Tiefbohrungen niedergebracht werden. Wenn man von der in jüngster Zeit eingeführten „slim hole“-Technik, das ist die kontinuierliche Kernbohrtechnik, absieht, kommt das durchgehende Kern beim konventionellen Rotarybohren aus Kostengründen nur in Ausnahmefällen in Frage. Daher wird das Bohrprofil sowohl durch Spülproben wie durch Bohrlochmessungen vollständig erfaßt, wofür heute eine große Anzahl von Bohrlochmeßmethoden zur Verfügung stehen. Hinsichtlich des Kohlenwasserstoff-Bereiches sind es vor allem vier Aufgabengruppen, für die Bohrlochmessungen eingesetzt werden:

- Messungen von geologischen Daten
- Messungen zur Erfassung petrophysikalischer Daten und der Lagerstätteninhalte
- Messungen zur Kontrolle des Bohrloches
- Produktionstechnische Aufgaben und Produktionskontrollmessungen

II.3.3.2.1. Geologische Daten

Zu den wesentlichsten strukturgeologischen Daten gehören die wahren Teufen der Schichtgrenzen. Die Erkennung und Festlegung dieser Schichtgrenzen gelang bereits mit Hilfe der einfachen elektri-

schen Widerstandsmessungen. Diese wurden inzwischen durch andere Meßmethoden ergänzt und verfeinert. Sie sind die Grundlage der Korrelation, d. h. der Verknüpfung mit anderen Bohrungen.

Heute ist es möglich, die Gesteinsfolge einer Bohrung durch die Gamma-Spektrographie zu untersuchen und dadurch eine bisher nicht vorstellbare sedimentologische Detailauflösung zu erhalten. Aber auch weniger aufwendige Meßverfahren erlauben die Aufgliederung in Ton, Sand, Kalk, Dolomit, Anhydrit, Steinsalz und andere Gesteine. Diese Unterscheidungsmöglichkeit ist für den Geologen sehr wichtig, weil dadurch die konkrete Bestimmung der Sedimentationsabfolge vermittelt wird sowie Rückschlüsse auf die charakteristische Form von Sedimentkörpern, wie Flußablagerungen, Deltabildungen, Riffen, Küstensanden usw. möglich wird. Dies sind aber Gesteinskörper, die auch als Speichergesteine dienen und Lagerstätten beinhalten können.

Es ist möglich, Brüche (Verwerfungen) durch Fehlstellen sowie Überschiebungen durch Schichtwiederholungen in einem Profil zu erkennen. Der Neigungswinkel und die Richtung des Schichteinfallens von Gesteinslagen wird durch Schichtneigungsmessungen (Dipmeter) erfaßt, die in kleinen aufeinanderfolgenden Schritten ausgewertet werden. Diese Datenfolge zeigt den Ablauf der Sedimentation, woraus Hinweise für paläogeographische Rekonstruktionen abzuleiten sind. Brüche oder Überschiebungen sind durch solche Messungen leichter zu agnoszieren.

II.3.3.2.2. Petrophysik und Lagerstätteninhalte

Erdöl und Erdgas befinden sich in den Poren und Feinklüften von Gesteinen. Solche poröse Gesteine, in denen das Strömen dieser Substanzen möglich ist, werden als Speichergesteine bezeichnet. Das Erkennen dieser Speichergesteine, die Abgrenzung ihrer vertikalen Ausdehnung (Mächtigkeit), die Bestimmung der Menge der gespeicherten Substanzen sowie die Unterscheidung zwischen Erdgas, Erdöl und dem in jedem Gestein vorhandenen

Wasser ist eine der Hauptaufgaben der geophysikalischen Bohrlochmessungen. Der auf die Volumseinheit bezogene Porenraum eines Gesteins wird Porosität genannt. Zur Abschätzung dieser Porosität werden mehrere Meßverfahren eingesetzt: radioaktive Dichtemessung, Messung der Neutronenbremsfähigkeit, der Schall-Leitfähigkeit, des spezifischen elektrischen Widerstandes und zwar für den Bereich unmittelbar um das Bohrloch herum.

Eine wesentliche Bedingung für die Porositätsermittlung ist das richtige Erkennen der Gesteinszusammensetzung. Dies ist durch die Kombination mehrerer der genannten Methoden oder mit Hilfe der Gamma-Spektrographie hinreichend genau möglich. Die durchschnittlichen Werte der Porosität wirtschaftlicher Öl- und Gaslagerstätten in Österreich liegen zwischen 3 und 40 % (siehe auch Kapitel II.3.5.3.).

Der Porenraum beinhaltet immer eine gewisse Menge Wasser, dessen auf die Porosität bezogener Anteil, Wassersättigung genannt, zwischen 5 und 100 % betragen kann. Eine Öl- oder Gasproduktion ist kaum mehr möglich, wenn die Wassersättigung mehr als 60 % beträgt. Die Bestimmung dieser Wassersättigung ist hauptsächlich mit den elektrischen Widerstandsmessungen möglich, vorausgesetzt, das Wasser weist eine gewisse Mineralisation (Salzgehalt) auf.

II.3.3.2.3. Kontrolle des Bohrloches

Das mit dem Rotary-Verfahren (siehe Kapitel II.3.1.) abgeteuft Bohrloch verläuft von sich aus nicht lotrecht, sondern richtet sich mehr oder weniger nach dem Einfallswinkel und der Einfallrichtung der durchbohrten Schichten. Da ein häufiger Richtungswechsel des Bohrloches für die Bohrarbeiten hinderlich ist, muß der Verlauf des Bohrloches unter Kontrolle gehalten werden. Mehrere Meßverfahren, die entweder einzelne Meßpunkte oder kontinuierliche Meßkurven liefern, erlauben das Erkennen der Raumlage der Bohrlochachse.

In den letzten Jahren ist es möglich geworden, die Raumlage der Bohrlochachse

während der Bohrarbeit zu verfolgen und die Bohrung mit großer Sicherheit in eine vorausbestimmte Richtung zu lenken. Hierbei wird ein robustes Meßgerät im Bohrstrang untergebracht, das entweder durch ein Meßkabel oder hydraulisch durch Druckpuls-Modulation der Spülungssäule die Meßwerte nach obertage überträgt (measurement while drilling = MWD).

Die Kalibermessung erfaßt fortlaufend den tatsächlichen Bohrlochdurchmesser, da das mit einer bestimmten Meißeldimension gebohrte Bohrloch selten so stabilisiert werden kann, daß seine ursprüngliche Gestalt erhalten bleibt. Zwei-, drei-, vier- oder sechsbarmige Kalibermeßgeräte sind in Anwendung, die ein getreues Bild des Bohrlochdurchmessers mit der Teufe aufzeigen. Diese Daten dienen auch zur Bestimmung des Bohrlochvolumens, um das richtige Zementvolumen zu bestimmen, wenn das Bohrloch verrohrt oder verfüllt werden muß.

Bei vielen Meßverfahren werden die Daten durch unterschiedliche Bohrlochdurchmesser beeinflusst. Durch die Kalibermessung sind Korrekturen möglich.

II.3.3.2.4. Produktionstechnische Aufgaben

Das Bohrloch wird durch den Einbau und die Zementation von Stahlrohren für die nachfolgende Verwendung gesichert. Zur Kontrolle der Zementation werden mehrere Meßmethoden, wie z. B. die Messung der Abbindewärme oder die Messung der Dämpfung von Schallwellen durch den Zementmantel (cement-bond-log), angewendet.

Verschiedene Methoden dienen zur Kontrolle der Verrohrung, wobei mechanisch oder elektronisch deren Wanddicke gemessen wird. Daraus läßt sich die während der Produktionsgeschichte fortschreitende Korrosion der Verrohrung ableiten.

Um Zugang zum Gas- oder Ölträger zu schaffen, wird die Stahlverrohrung in Intervallen, die aufgrund der Interpretation von Bohrlochmessungen festgelegt wurden,

durchschossen. Dies nennt man Perforation. Hierzu werden heute ausschließlich sogenannte Hohlladungen verwendet, die Löcher von rund 1 cm Durchmesser und 20 bis 25 cm Tiefe in der umliegenden Formation erzeugen. Das reicht aus, um eine gute Verbindung zur Lagerstätte zu erzeugen. Die Schußzahl variiert zwischen 4 und 24 Loch je Meter Bohrlochstrecke. Die richtige Perforationsteufe im Bohrloch wird mit der Gammastrahlungsmessung bestimmt, weil man dadurch diese Gesteinsunterschiede auch durch die Verrohrung feststellen kann.

Auch während der Produktion von Öl und Gas können Geräte in eine Fördersonde eingefahren werden, um Zuflußmenge, Druck, Dichte und elektrische Leitfähigkeit des Fördergutes zu messen. Mit Hilfe solcher Geräte können die Strömungsverhältnisse und die Eintrittsstellen von Öl, Gas und Wasser in die Fördersonde festgestellt werden. Ebenso werden die Veränderungen der Gas-Öl- bzw. der Öl-Wasser-grenzen in der Formation erfaßt.

II.3.3.3. Überblick über die wichtigsten Meßverfahren

II.3.3.3.1. Durchführung der Arbeiten

In Abb. 70 wird die Durchführung einer Bohrlochmessung gezeigt. Die Meßeinrichtung besteht aus drei Teilen: Obertageeinrichtung, Meßkabel, eine oder mehrere Meßsonden.

Die Obertageeinrichtung ist fahrbar und umfaßt die mechanischen Mittel zur Kabelbewegung (Kabeltrommel), weiters die Stromerzeugung, die elektronischen Aufzeichnungsgeräte sowie die elektrischen Kontroll- und Meßeinrichtungen, die heute aus einem Computer sowie Eingabe- und Ausgabeeinheiten bestehen.

Die Meßsonden werden durch einen druckdichten, stabilen Anschluß an das stahlarmierte Meßkabel, das sieben Adern besitzt, angeschlossen. Nun wird das Meßgerät in das mit Spülungsflüssigkeit voll gefüllte Bohrloch bis zur Bohrsohle eingefahren, eingeschaltet und mit

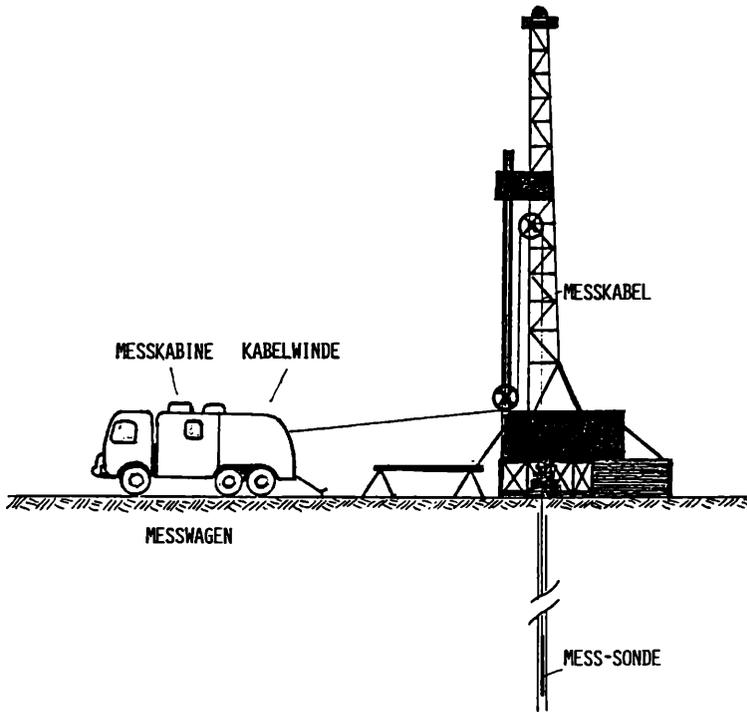


Abb. 70. Prinzipskizze der Arbeitsdurchführung der Bohrlochmessung an einer Bohrstelle. Das Kabel läuft über zwei Umlenkrollen ins Bohrloch.

gleichmäßiger Geschwindigkeit hochgezogen. Das Kabel ist sehr genau eingemessen und dient zur Teufenmessung, seine Bewegung treibt die Registriereinrichtungen zum Aufzeichnen der Bohrlochdiagramme an (Abb. 71).

II.3.3.3.2. Widerstandsmessungen

Die historische Messung im Jahre 1927 war eine Messung des spezifischen elektrischen Widerstands der durchbohrten Gesteinsfolge. Der Wunsch, diesen Wert möglichst genau zu erfassen, besteht bis heute unverändert, wofür verschiedene, seither verbesserte Technologien verwendet werden.

Durch die sogenannte Fokussierung wird eine 0,3 bis 0,7 m starke, horizontale Schichte der Formation erfaßt. Mit Hilfe der weiter unten geschilderten Mikromessungen ist es jedoch möglich, Grenzen

auf wenige Zentimeter genau zu registrieren.

Mehrere, in die Formation rings um das Bohrloch verschieden tief wirkende Messungen tragen dem Umstand Rechnung, daß die Meßwerte immer beeinflußt werden a) durch die Bohrspülung, b) durch die von der Spülung infiltrierte Zone um das Bohrloch herum und c) durch den wahren Wert des Formationswiderstandes.

Bei elektrisch leitenden Bohrspülungen erreicht man die Ausschaltung der oben genannten Beeinflussungen durch verschiedene Laterologs, bei Öl- oder Gas-spülung durch Induktionslogs und in Bohrlochnähe durch Mikromessungen.

Um die Meßsonde eines Laterologs wird ein quasi-zylindrisches elektrisches Potentialfeld aufgebaut. Dies gelingt bei einem gegebenen spezifischen elektrischen Widerstand der Formation nur bei

einer bestimmten Stromstärke, die man über einen Spannungsregler in die Formation schiebt. Daraus können dann die spe-

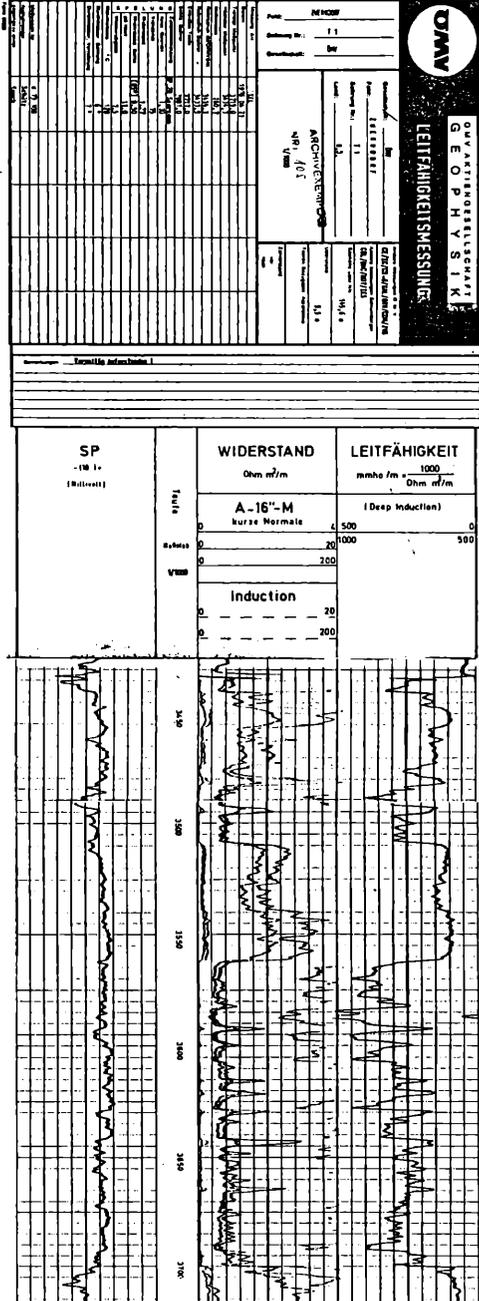


Abb. 71. Typisches Erscheinungsbild eines Bohrlochdiagrammes

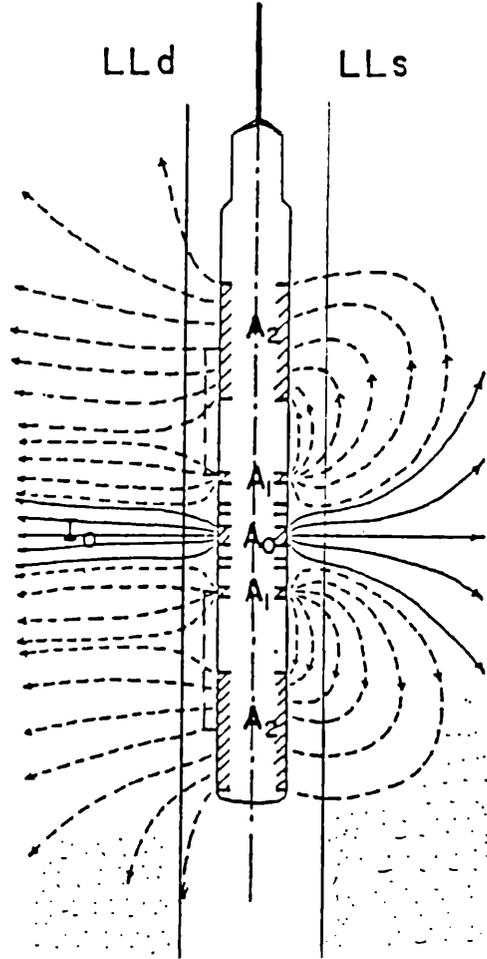


Abb. 72. Stromlinienverlauf beim Dual-Laterolog. Links: tiefe Eindringung, rechts: mittlere Eindringung (Schlumberger „Log Interpretation Principles“)

zifischen Widerstandswerte analog bestimmt und fortlaufend aufgezeichnet werden (Abb. 72).

Um die Meßsonde eines Induktionslogs wird ein elektromagnetisches Wechselfeld aufgebaut, das in der mehr oder weniger leitfähigen Umgebung Wirbelströme erzeugt. Die Stärke dieser Wirbelströme ist dem spezifischen elektrischen Widerstand verkehrt proportional. Durch geeignete Spulenordnungen können Signale aus verschiedenen radialen Entfer-

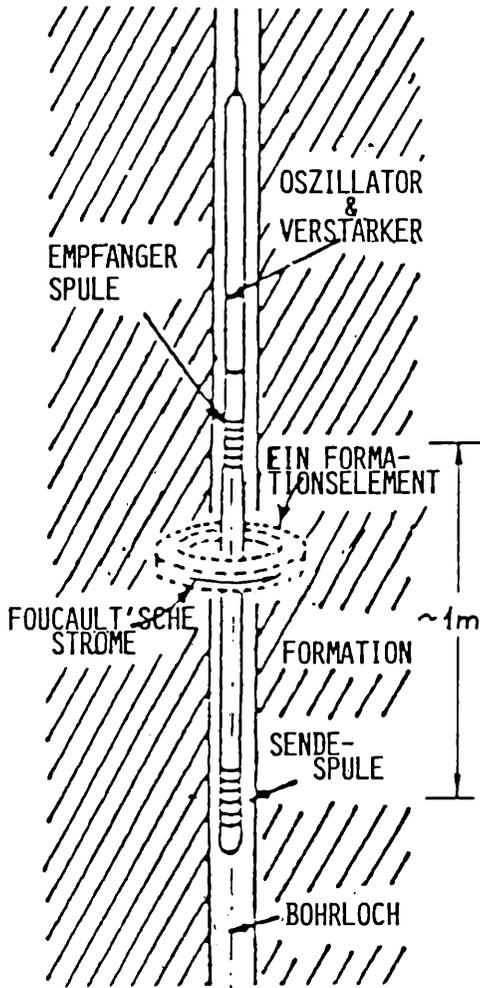


Abb. 73. Meßprinzip einer Zweispuhlen-Induktionssonde (aus Schlumberger „Log Interpretation Principles“)

nungen vom Bohrloch empfangen werden (Abb. 73).

Eine ganz besondere Bedeutung kommt den Mikromessungen zu. Dabei werden verschieden enge Elektrodenanordnungen verwendet, die, auf elastischen Gummipolstern montiert, an die Bohrlochwand gepreßt und hochgefahren werden. Auf diese Weise erhält man eine auf wenige Zentimeter genaue vertikale Aufgliederung der unmittelbar in Bohrlochnähe in

der Formation herrschenden Bedingungen des elektrischen Widerstandes, kombiniert mit einer Kalibermessung (Abb. 74).

Bei der Schichtneigungsmessung (Dipmeter) wird ein Gerät mit drei oder vier auf gleicher Höhe montierten Armen verwendet, die jeweils eine Mikroelektrodenanordnung tragen. Aus den un-

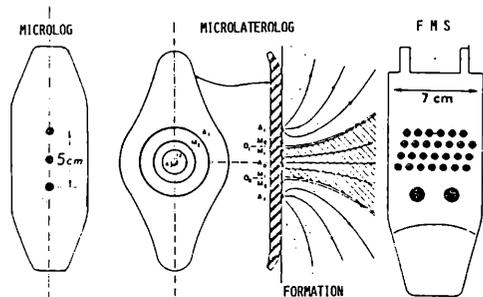


Abb. 74. Elektrodenträger verschiedener Mikroelektroden: Microlog, Microlaterolog mit Wirkungsweise der Fokussierung, Formations Micro Scanner (Schlumberger „Log Interpretation Principles“)

terschiedlichen Teufen der Schichtgrenzen an der Bohrlochwand kann man die Schichtneigung zu der Meßsondenachse erfassen. Da die Raumlage der Meßsonde ebenfalls registriert wird, ist die wahre Lage der gemessenen Werte im geographischen System zu errechnen. So wird Streichen und Fallen der Schichten, aber auch von Klufflächen und sedimentären Strukturen ermittelt.

Mitte der achtziger Jahre wurde mit dem „Formation Microscanner“ ein Gerät entwickelt, das die Möglichkeit bietet, ein sehr naturgetreues Abbild der Bohrlochwand aufzuzeichnen. Auf zwei im rechten Winkel zueinander stehenden Anpreßschildern sind je 27 Mikroelektroden konzentriert, wodurch eine hohe Auflösung gegeben ist. Das Ergebnis besteht aus zwei je 7 cm breiten Meßbildern, die ebenfalls zueinander im rechten Winkel stehen und den Eindruck erwecken, Fotos der Bohrlochwand vor sich zu haben (Abb. 75).

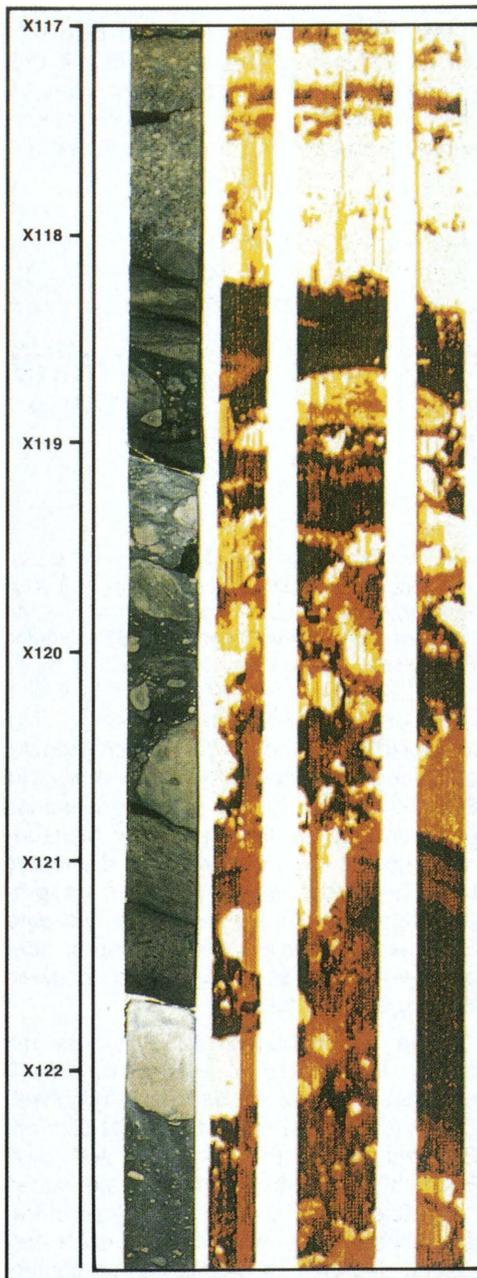


Abb. 75. Beispiel eines Meßbildes des Formation-Microscanners

Diese Methode gestattet folgende Beobachtungen:

- Aufzeichnung auch sehr dünner Gesteinslagen mit Streichen und Fallen
- Aufzeichnung sedimentärer Strukturen
- Aufzeichnung offener oder verheilter Klüfte mit ihrer Raumlage
- Bestimmung der wahren Lage von Kernen bei Kernverlusten

II.3.3.3.3. Eigenpotentialmessung

In Bohrungen, in denen sich eine wasserbasierte Spülungsflüssigkeit befindet, entstehen aufgrund von Wechselwirkungen zwischen der Spülung, der Porenflüssigkeit und tonig-mergeligen Gesteinen elektrische Potentiale. Die Messung dieses Eigenpotentials (self potential, SP) gegen Erdung an der Oberfläche wird fortlaufend aufgezeichnet, wobei eine extrem selektive Kurve entsteht, die sehr gut zwischen tonig-mergeligen Gesteinslagen und porösen Lagen unterscheiden läßt. Außerdem kann mit dieser Meßmethode auch auf den Tongehalt von porösen Schichten geschlossen werden.

II.3.3.3.4. Radioaktive Messungen

Diese Methoden sind sehr bedeutsam, weil sie sowohl im unverrohrten wie auch im verrohrten Bohrloch ausgeführt werden können.

Natürliche Gammastrahlung: Die radioaktiven Elemente Uranium, Thorium und Kalium 40 kommen in den einzelnen Sedimentgesteinsarten aufgrund verschiedener geologischer Prozesse in spezifischer Verteilung vor. So kommt es, daß z. B. tonig-mergelige und dunkle Gesteine eine zumeist deutlich höhere Strahlung als z. B. Kalke, Dolomite und Sandsteine aufweisen. Aufgrund dieser Differenz kann man durch die Messung der natürlichen Gammastrahlung in einem Bohrloch die genannten Gesteinslagen erkennen. Durch die moderne Technologie der Gammaskopie ist es sogar gelungen, zwischen der Strahlung der oben genannten radioaktiven Elemente zu unterscheiden, wodurch eine Verbesserung

der geologischen Korrelation zwischen benachbarten Bohrungen und ein besseres Verständnis der jeweiligen Gesteinsbildung möglich wurde.

Neutronmessung: Bei Bestrahlung der Formation mit schnellen Neutronen aus einer Strahlenquelle, die sich in der Meßsonde im Bohrloch befindet, ergeben sich mehrere Meßmöglichkeiten. Die älteste Art der Neutronmessung ist die Erfassung jener Gammastrahlung, die durch den Einfang der abgebremsten schnellen Neutronen entsteht. Da die Abbremsung hauptsächlich durch Wasserstoffatome zustandekommt, weil sie annähernd die gleiche Masse wie die Neutronen haben, wird der Wasserstoffgehalt der Formation erfaßt. In öl- und wasserhältigen Schichten ist dieser Wert der Porosität proportional, während in gasführenden Bereichen, wo weniger Wasserstoffatome je Volumseinheit vorkommen, extreme Abweichungen in Richtung geringerer Porosität auftreten.

Bei neueren Meßsonden werden anstatt der Einfanggammastrahlung die langsamen, thermischen Neutronen gezählt, wodurch eine genauere Anzeige in den Gasbereichen auftritt.

Durch die pulsierende Bestrahlung der unmittelbaren Bohrlochumgebung mit extrem energiereichen Neutronen, die durch eine Spannung von rund 110.000 Volt in der Meßsonde erzeugt werden, kann eine regelrechte chemische Analyse durchgeführt werden, wobei die Konzentration der Elemente Kohlenstoff (C), Sauerstoff (O), Silizium (Si), Kalzium (Ca), dann z. T. auch von Eisen (Fe), Chlor (Cl) und anderen wertmäßig erfaßt wird.

Radioaktive Dichtemessung: Die Bestimmung der Dichte eines Gesteins ist durch Bestrahlung mit Gammastrahlen möglich. Die Gammaquanten kollidieren dabei mit den Elektronen der Atome der Gesteine, wodurch die Quanten unter Energieverlust gestreut werden (Compton-Effekt). Die Stärke der Streustrahlung ist ein sehr genaues Maß der Dichte von den Gesteinen in der unmittelbaren Bohrlochumgebung.

Die heute gebräuchlichen Sonden sind hochentwickelte, an die Bohrlochwand ge-

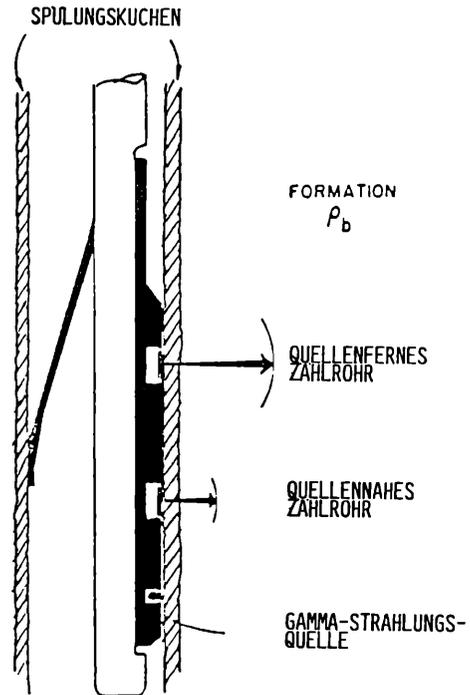


Abb. 76. Radioaktive Dichtemessung. Durch die quellennahe Messung kann der Einfluß des Spülungskuchens kompensiert werden (Schlumberger „Log Interpretation Principles“).

preßte Geräte. Diese weisen eine für den Großteil der Bohrlocheinflüsse automatische Kompensation auf und messen neben der Dichte der Formation auch eine photochemische Komponente, die Aussagen über den Chemismus der Formation erlaubt (Abb. 76).

II.3.3.3.5. Akustische Messungen

Bei Beschallung des Gebirges im offenen Bohrloch mit kurzen Ultraschallimpulsen (Soniclog, Acousticlog) können die Ausbreitungsgeschwindigkeiten der longitudinalen und transversalen Schallwellen sowie der sogenannten tube waves – d. s. Wellen, die entlang des Bohrloches wie der Ton in einer Trompete laufen – gemessen werden. Durch Vergleich der Meßwerte mit den zum jeweiligen Gestein gehörenden Werten kann die Porosität verfestigter Sedimente, bzw. die Klüftigkeit karbonatischer Gesteine festgestellt werden.

Mit diesem Gerät kann in verrohrten Sonden die Güte des Zementmantels untersucht werden (cement-bond-log). Das Gerät besitzt spezielle Sender-Empfängerkombinationen, die den Einfluß von Unregelmäßigkeiten der Bohrlochwand (Kavernebildungen) weitgehend eliminieren (Abb. 77).

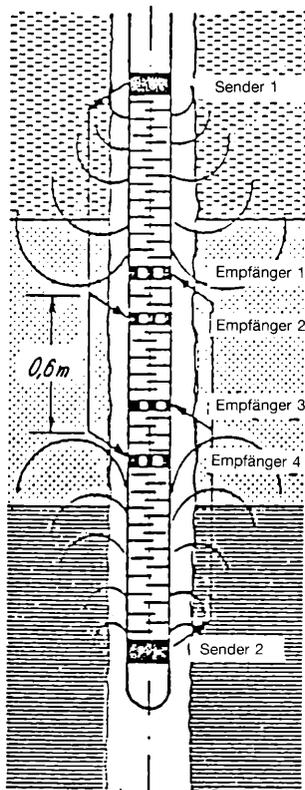


Abb. 77. Meßprinzip des BHC- (borehole compensated) Soniclogs zur Messung der Ausbreitungsgeschwindigkeiten von Schallwellen

II.3.3.3.6. Temperaturmessung

Sowohl die meisten physikalischen Kenngrößen wie auch die zur Messung eingesetzten Geräte sind temperaturabhängig. Aus diesem Grund muß die Temperatur in den Bohrlöchern kontinuierlich von oben nach unten gemessen werden. Die Temperaturdiagramme dienen darüber hinaus zur Feststellung von Flüssig-

keitsein- oder Flüssigkeitsaustritten in einer Bohrung oder Fördersonde. Die Messungen dienen auch zur Feststellung der Höhe der Zementation der Verrohrung (Zementsteigerung), weil Zement bei Erhärten Wärme entwickelt (Abbindewärme).

Die Messung der geothermischen Tiefenstufe, bzw. des geothermischen Gradienten, ist weder während der Bohrphase noch während der Förderung möglich. Die wahre Gebirgstemperatur ist in einer Bohrung oder Sonde nur nach einer langen Stillstandszeit meßbar.

II.3.3.4. Interpretation und Auswertung

Durch die Zusammenstellung eines Meßprogrammes versucht man möglichst vollständige Informationen über die Geologie, die Lithologie, den Formationsinhalt und zahlenmäßige Werte über die Porosität, die Wassersättigung, die Formationsmächtigkeit, den Tongehalt, die Festigkeit usw. zu erhalten. Wie aus den bisherigen Ausführungen ersichtlich, müssen die Meßdaten mehrerer Meßmethoden zu einem Mosaik zusammengefügt werden. Bei der Interpretation steht die Identifizierung möglicher Speicherhorizonte im Vordergrund.

Ist erst einmal Gewißheit darüber erlangt worden, mit welchen lithologischen Einflüssen zu rechnen ist und welche Eigenschaften die Porenflüssigkeiten besitzen, können die petrophysikalischen Parameter mittels Computer berechnet werden. So entstehen neben den vollständigen Bohrlochdiagrammen lithologische Profile und Sättigungsprofile, die wichtige Unterlagen für die Auswahl von Teststrecken sowie für die fördertechnischen Aufgaben während der gesamten Lebensdauer einer Öl- oder Gassonde bilden. Weitere Angaben über die Auswertung geophysikalischer Bohrlochmessungen sind im Kapitel II.3.4. zu finden.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.3.3.:

ALGER, R. P. 1980; ARNAUD, J. & FLENDER, H. 1957; BECKMANN, H. 1963a; BOYELDIEU, C. & HORVATH, Sz. 1985; BRADEL, E. 1980, 1984a, 1984b und 1985; CLOSS, H. 1948; COOPE, D.

F. & HENDRICKS, W. E. 1985; HALLENBACH, F. 1961; HORVATH, Sz. 1982 und 1984; HUBBE, J., BUCKUP, K. & MÄDLER, K. 1975; LEH-

NERT, K. & WECK, D. 1963; PRÖGLHÖF, G. 1982; RAMMNER, R. 1975; RICHARDSON, G. 1980; VÖGL, E. 1957 und 1962.

II.3.4. Bemerkungen zur Auswertung geophysikalischer Bohrlochmessungen

von Arthur KREMSER und Friedrich BRIX

Viele bohrlochgeophysikalische Messungen liefern Rohdaten, die erst einer Bearbeitung bedürfen, um die gewünschten Informationen zu erhalten. Die für die Messungen notwendigen Geräte und die wichtigsten Meßmethoden sind im Hauptkapitel II.3.3. beschrieben. Bei den meisten Messungen erfolgt eine fortlaufende Erfassung von Daten über die ganze Bohrstrecke.

Mit den Bohrlochmessungen werden elektrische, radioaktive und andere physikalische Eigenschaften der Gesteine in der Umgebung des Bohrloches ermittelt. Diese Eigenschaften stehen in Beziehung zu den petrophysikalischen Größen, wie Porosität, Wassersättigung, Tongehalt und Formationsinhalt (Gas, Öl, Wasser). Auch der technische Zustand einer Bohrung oder einer Fördersonde ist teilweise mit Messungen kontrollierbar.

Die Arbeit des Auswerters ist es nun, aus den Meßdaten die petrophysikalischen und technischen Daten abzuleiten sowie geologische bzw. lithologische Informationen zu geben. Dabei werden bestimmte Berechnungen angestellt sowie z. T. empirisch ermittelte Kurven, Diagramme und Tabellen verwendet. Damit können die oben genannten petrophysikalischen Größen aus den Meßdiagrammen abgeleitet werden. Ein Teil der Berechnungsunterlagen wurde durch Laborversuche an Bohrkernen hergestellt.

Der Auswerter wird um so realistischere Daten erhalten, je besser er über die in einem bestimmten Bohr- oder Fördergebiet vorhandenen Verhältnisse Bescheid weiß, da er sich in Zweifelsfällen eher für die wahrscheinlichere Lösung entscheiden kann. Ein Großteil dieser Berechnungen ist heute durch den Einsatz von Computerprogrammen weitgehend automati-

siert, sodaß es darauf ankommt, das richtige Programm mit den entsprechenden Ausgangswerten zu versehen.

Die Auswertung einer Reihe von Bohrlochmessungen wird bei Bedarf schon am Bohrplatz vorgenommen. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn es gilt, Teststrecken oder Verrohrungsteufen festzulegen. Ansonsten erfolgt die Auswertung und die Übersendung der Ergebnisse kurze Zeit nach der Messung auf schriftlichem Wege.

Die einzelnen Bohrlochmeßfirmen haben Auswerteschemata für ihre Meßmethoden entwickelt, die den Kunden (Bohrgesellschaften, Erdölfirmen) zur Verfügung gestellt werden, wenn die Auswertung nicht durch die Meßfirmen selbst erfolgt.

Zusammenfassend sind zwei Gruppen von Auswertungen zu unterscheiden, die im Detail schon im Hauptkapitel II.3.3. genannt wurden:

- Auswertung von Messungen im unverrohrten Bohrloch

Beispiele: Bestimmung der geologischen Grenzen, der Lithologie der durchbohrten Schichten und des Schichteinfallens; Bestimmung petrophysikalischer Daten wie Porosität und Wassersättigung; Bestimmung geometrischer Bohrlochdaten wie Tiefe, wahrer Bohrlochdurchmesser und Bohrlochverlauf (Abweichungen von der Vertikalen); Abschätzung des Inhalts von Speichergesteinen (Gas, Öl, Wasser); Korrelation der durchbohrten Strecke mit Nachbarbohrungen.

- Auswertung von Messungen im verrohrten Bohrloch

Beispiele: Kontrolle der Zementqualität und der Zementsteigerung hinter der Verrohrung; Auswertung von Temperaturmessungen der Spülung in den Rohren und von Formationszuflüssen; Aus-