

Sauerstoff das Gestein, wobei es zum „Kochen“ kommen kann. Nach dem Abreagieren wird der nun vorliegende Gesteinsbrei durch eine Siebfolge unterschiedlicher Maschenweite (0,2 bis 0,05 mm) gesiebt und mit einer Brause der feine Tonanteil fortgespült.

Der nun übriggebliebene Schlämmrückstand wird wieder getrocknet und dann unter dem Binokular-Mikroskop mit einer feinen Nadel nach Mikrofossilien, die über das geologische Alter Auskunft geben können, durchsucht (Abb. 83). Die Aufbewahrung der ausgesuchten Mikrofossilien (z. B. von Foraminiferen und Ostrakoden) erfolgt in sogenannten Franke-Zellen, das sind rechteckige Plättchen aus Karton oder Kunststoff mit einer zentralen Vertiefung, die mit einem Deckgläschen verschlossen wird.

Nur wenige Gramm des Ausgangsmaterials werden für Nannofossil-Präparate verwendet (siehe auch Kapitel VI.1.4.). Die Aufbereitung erfolgt durch Aufschlänmen in destilliertem Wasser; die so entstandene Suspension wird auf einem Objektträger aufgebracht und nach dem Verdampfen des Wassers mit Canadabalsam abgedeckt. Das Präparat ist fertig und kann unter dem Mikroskop bei 500- bis 1000-facher Vergrößerung untersucht werden.

Fossile Pollen und Sporen (Paly-nomorpha) wurden in den letzten Jahren für die Korrelation nichtmariner Sedimente immer wichtiger. Ihre Aufbereitung besteht aus einem langwierigen chemischen Vorgang, der die Konzentration der Pollen und Sporen zum Ziele hat. Bei Proben aus Bohrungen ist besonders auf mögliche Verunreinigungen durch die Spülungsflüssigkeit zu achten. Man unterscheidet einen anorganischen und einen organischen Arbeitsgang. Beim ersten entfernt man mittels Salzsäure und Flußsäure Carbonate und silikatische Minerale, beim zweiten werden durch Azetolyse und durch Chlorieren die Pollenkörner von den sie umgebenden Huminstoffen befreit. Die Art der Aufbereitung von Pollen und Sporen hängt jedoch vor allem von der Beschaffenheit des Mediums ab,



Abb. 83. Schlämmrückstand aus der Sandschallerzone (Baden, Mittelmiozän) der Bohrung Aderklaa 85: typische Foraminiferen (Kalk- und Sandschaler). Bildlänge: 2,8 mm

in dem sie eingebettet sind: Ton, Mergel, Kohle, Torf, Erdöl, Steinsalz, Phosphorit etc.

Vorwiegend in Kalken überliefert sind zahnähnlich geformte Mikrofossilien, die auf Grund ihres Aussehens als „Conodonten“ bezeichnet werden. Es handelt sich um 0,2 bis 3 mm lange Skelettelemente von wurmartigen Tieren. Diese Fossilien werden durch Ansetzen mit Monochloressigsäure aus dem Gestein gelöst. Dies gelingt meist sehr gut, da Conodonten überwiegend aus Calciumphosphat bestehen.

Grundsätzlich ist bei allen oben beschriebenen Methoden zu beachten, daß die in den verschiedenen Gesteinen enthaltenen Kleinfossilien durch die chemische oder mechanische Aufschließung nicht beschädigt oder aufgelöst werden dürfen.

II.3.5.3. Bestimmung der petrophysikalischen Eigenschaften von Bohrkernen im Labor

von Hermann HAWLE

Man versteht darunter die Bestimmung von Porosität, Durchlässigkeit (Permeabilität) sowie der Öl- und Wassersättigung eines Gesteines. Zur Bewertung der petrophysikalischen Eigenschaften eines Speichergesteins werden sowohl die Ergebnisse aus geophysikalischen Bohrlochmes-

sungen wie aus Bohrkernuntersuchungen im Labor herangezogen. Zeigt ein Kern KW-Anzeichen, so wird dieser noch am Bohrplatz konserviert. Der Kern wird z. B. in eine Stanniol- oder Aluminiumfolie eingepackt und in Plastschläuchen verstaubt oder aber sofort mit flüssigem Stickstoff (-191°C) eingefroren. Erst anschließend wird der Bohrkern in das Labor gebracht. Untersuchungen hinsichtlich Porosität, Durchlässigkeit und der Sättigungsverhältnisse erfolgen an zylindrischen Probekörpern von $3 \times 7\text{ cm}$, die mit einem Diamantbohrer aus dem Bohrkern herausgebohrt werden. Damit die Öl- und Wassersättigung keine Veränderung erfährt, wird beim Herausbohren anstatt Wasser Kohlensäure (CO_2 mit -78°C) als Spülmittel verwendet.

II.3.5.3.1. Porosität

Das Gesamtvolumen eines Gesteins setzt sich aus dem Porenvolumen (freier Raum im Gestein = Porosität) und dem Feststoffvolumen (dichter Anteil des Gesteins) zusammen. Die Porosität eines Gesteins ist definiert als das Volumen des Porenraumes der Probe, ausgedrückt in Prozenten ihres Gesamtvolumens. Nehmen wir als Beispiel einen Sandsteinblock von 1 m^3 Größe, das sind 1000 l, so ist bei einer Porosität von 25 % ein freier Porenraum von 250 l für Wasser, Öl und/oder Gas vorhanden.

Im Kapitel II.1.4. werden die beiden Hauptarten, nämlich die primäre und die sekundäre Porosität beschrieben. Unabhängig von dieser genetischen Einteilung kann man für praktische Zwecke die Gesamt- oder Totalporosität und die effektive oder Nutzporosität unterscheiden. Unter der Gesamtporosität versteht man die Summe des insgesamt vorhandenen Porenraumes, gleichgültig ob die Poren miteinander in Verbindung stehen oder nicht. Die Nutzporosität dagegen umfaßt nur jene Bereiche eines Gesteins, in denen Fließvorgänge von Pore zu Pore stattfinden können, d. h. Gesteine mit guter Permeabilität. Die Nutzporosität ist daher geringer als die Gesamtporosität.

II.3.5.3.2. Durchlässigkeit

Zwei Komponenten sind für die Strömungsvorgänge in KW-führenden Gesteinen bestimmend, nämlich die Porosität und die Durchlässigkeit (Permeabilität). Die Durchlässigkeit ist ein Maß dafür, wieviel von einem bestimmten Medium (Gas, Öl oder Wasser) in der Zeiteinheit bei einem bekannten Druckgefälle durch den Porenraum eines Gesteins fließen kann. Die Größe der Durchlässigkeit wird in „Darcy“, bzw. Millidarcy angegeben. Unmittelbare Beziehungen zwischen Porosität und Durchlässigkeit bestehen nicht. Eine hohe Durchlässigkeit setzt nicht immer eine große Porosität voraus, umgekehrt kann man aber auch nicht von einer großen Porosität auf eine große Durchlässigkeit schließen. Als Beispiel dafür gelten tonige Gesteine, sie haben zwar oft eine große Porosität aber zumeist eine sehr geringe Durchlässigkeit, was sie eben zu einem guten Deckgebirge prädestiniert.

II.3.5.3.3. Bestimmung der Öl- und Wassersättigung

Die Menge von Öl und Wasser im Bohrkern wird durch eine spezielle Extraktionsmethode ermittelt. An einem aus dem Bohrkern herausgebohrten Probekörper (Plug) wird das Gesamtgewicht desselben festgestellt. Dieses setzt sich aus dem reinen Gesteinsgewicht (Reingewicht), dem Öl- und dem Wassergewicht zusammen. In einem Extraktionsapparat wird der Plug mit heißem Xylol oder Toluoldämpfen von Wasser und Öl gereinigt. Das verdampfende Wasser und Öl kondensieren in einem Kühlsystem und werden in einem Meßrohr aufgefangen. Da Wasser schwerer als Öl ist, tritt eine Trennung beider Medien ein. Nach Abschluß der Extraktion kann die Wassermenge abgelesen werden. Nach dem Trocknen des Plugs wird dessen Reingewicht ermittelt.

Die Differenz Gesamtgewicht minus Reingewicht entspricht der Menge Öl und Wasser, welche vor der Extraktion im Probekörper war. Ziehen wir von dieser Gewichtsdifferenz das Wassergewicht ab, so erhalten wir den Gewichtsanteil von Öl in der Probe. Die Ergebnisse werden als S_w

(Wassersättigung) und als S_o (Ölsättigung) ausgewiesen. Es wird darauf aufmerksam gemacht, daß damit eine Vergleichsbasis zu den bohrlochgeophysikalisch ermittelten Werten vorliegt (siehe Kapitel II.3.3.2.2. und II.3.4.).

II.3.5.4. Chemische Untersuchungen von Gesteins-, Flüssigkeits- und Gasproben im Labor

von Harald BUCHTA

Neben sedimentologischen und petrophysikalischen Untersuchungen von Gesteinsproben ist für die Exploration eine chemisch-analytische Beschreibung sowohl der anorganischen wie auch der organischen Inhaltsstoffe von Bedeutung. Die Bestimmung von Spurenelementen im Bohrklein und in Bohrkernen mit dem Atom-Absorptions-Spektrometer kann dem Geologen wertvolle Hinweise geben. Einzelne Elemente lassen sich dabei noch in Mengen von einem milliardstel Gramm erfassen (Abb. 20). Auch anorganisch-chemische Gesamtanalysen von Bohrkernen und Feldproben werden bei Bedarf ausgeführt.

Die beim Abteufen von Bohrungen gewonnenen Bohrkern und das laufend entnommene Bohrklein werden auch auf die Menge und die Zusammensetzung der darin enthaltenen Spuren Mengen an Erdgas oder Erdöl geprüft. Noch mit Bohrspülung vermischte Bohrkleinproben werden am Bohrplatz in speziellen Behältern gesammelt (siehe Kapitel II.3.2.4.), diese ins Labor gebracht und dort der über dem Bohrklein vorhandene geringe Luftraum auf inzwischen freigesetztes Erdgas analysiert. Mit Hilfe eines Gaschromatographen können Methan und höhere gasförmige KW noch im Millionstelbereich (ppm = parts per million) erfaßt werden. Auch am Bohrturm selbst lassen sich oftmals von der Bohrspülung zutage gebrachte Erdgasmengen in entsprechenden Gasprobenbehältern (Gasmäuse) für die Weiteruntersuchung im Labor sammeln.

Desgleichen werden Ölanzeigen in Bohrkernen, Spülproben oder in der Spü-

lungsflüssigkeit chemisch-analytisch im Labor weiterverfolgt. Auch Hinweise auf Salzwasserzufluß lassen sich über Spurenelementbestimmungen aus der Analyse der Spülungsflüssigkeit erkennen.

Von großer Aussagekraft sind Menge und Zusammensetzung der im Bohrklein oder im Bohrkern enthaltenen organischen Substanz. Die sogenannte Pyrolyseuntersuchung des organischen Materials (Kerogen) besteht im gezielten Aufheizen und Zerlegen unter Luftabschluß. Diese Untersuchung gibt Auskunft über die Menge des ursprünglich im Gestein vorhandenen, für die Bildung von KW infrage kommenden organischen Materials. Eine Bestimmung des Gehaltes an organischem Kohlenstoff ergänzt diese Untersuchungsreihe. Damit können Aussagen über die Bildungsmöglichkeit von Erdöl und Erdgas in bestimmten Gesteinschichten getroffen werden, d. h. es wird geklärt, ob ein Muttergestein vorliegt oder nicht.

Hat man beim Abteufen einer Bohrung aus einem speziellen Intervall einen Formationstest (OHT oder CT) vorgenommen (siehe Kapitel VI.2.2.), so werden im Labor die zugeströmte Flüssigkeit und zugeströmtes Gas untersucht. Ist es Wasser, kann die ermittelte Zusammensetzung der darin gelösten Salze mitentscheiden helfen, ob die getestete Lage mit den aus anderen Bohrungen bekannten Lagen in Verbindung gebracht werden kann. Ist Gas zugeströmt, so kann die Gasanalyse meist schon eine Aussage darüber zulassen, ob es sich um ein reines Gasvorkommen (Erdgas) handelt, oder ob vielleicht die Gaskappe einer Erdöllagerstätte angetroffen wurde. Bei Ölzufluß kann die Ölanalyse mithelfen zu klären, ob ein Zusammenhang mit schon bekannten ölführenden Horizonten besteht oder ob eine neue Lagerstätte gefunden wurde. Auch das Fördergut von Produktionssonden wird chemisch-analytisch kontrolliert. Aus Öl-, Gas- und Wasserzusammensetzung lassen sich bestimmte Fördermaßnahmen ableiten. Schließlich sind diese chemischen Daten wichtige Unterlagen für die Vorratsberechnung.