

II.1.4. Speichergesteine

von Werner LADWEIN und Roman SAUER

II.1.4.1. Porosität und Permeabilität

Speichergesteine sind unter der Erdoberfläche vorkommende Gesteine, die ausreichend Porosität und Durchlässigkeit besitzen, um unter günstigen Fallenbedingungen wirtschaftliche Ansammlungen von Öl und Erdgas zu ermöglichen. Die wichtigsten Eigenschaften von Speichergesteinen sind Porosität und Permeabilität (Durchlässigkeit; Definition siehe Kapitel II.3.5.: Laboruntersuchungen). Die Porosität der Speichergesteine wird mit Hilfe von Bohrlochmessungen bestimmt, oder an Hand von Bohrkernanalysen im Laboratorium gemessen (Kapitel II.3.3. u. II.3.5.).

Die weitaus häufigsten Speichergesteine gehören zu den Sedimentgesteinen, wie es z. B. Sandsteine oder Karbonatgesteine sind. Kristallingesteine bilden nur in Ausnahmefällen Speicher. Speichergesteine haben im allgemeinen Porositäten von 5 bis 30 %. Die Hauptmasse der Speichergesteine weist Porositäten zwischen 10 und 25 % auf. Porositäten unter 5 % sind selten wirtschaftlich. Höhere Porositäten als 35 % treten nur sehr selten auf.

Die durchschnittlichen Permeabilitäten von Speichergesteinen bewegen sich im Bereich von 5–500 Millidarcy (1000 md = 1 Darcy = 1 d). Manche besonders durchlässige Gesteine weisen Permeabilitäten von bis zu 4000 md auf. Mit welchen Permeabilitäten aus einem Speichergestein eine wirtschaftliche Förderung möglich ist, hängt auch von der Art der Kohlenwasserstoffe ab. Öl benötigt auf Grund der höheren Viskosität höhere Permeabilitäten als Gas, um eine wirtschaftliche Förderung zu erreichen.

II.1.4.2. Porositätsarten

Die Porosität der Speichergesteine kann auf Grund ihrer Entstehung in zwei Hauptgruppen eingeteilt werden (siehe auch Kapitel II.3.5.3.).

Primäre Porosität: entsteht während der Ablagerung eines Sedimentgesteines.

Sekundäre Porosität: entsteht erst nach der Ablagerung oder Bildung eines Gesteines.

Die primäre Porosität kann unterteilt werden in eine Interpartikelporosität, die zwischen den Körnern eines Sediments vorkommt, und in eine Intrapartikelporosität, die innerhalb der Partikel vorkommt.

Interpartikelporosität tritt besonders in Sandsteinen auf. Wichtige Speichergesteine, die diesen Porositätstyp aufweisen, sind in Österreich z. B. die neogenen Sandhorizonte im Wiener Becken wie z. B. der Matzener Sand oder die Eozänsandsteine in Oberösterreich. Da bei der Interpartikelporosität die Poren meist miteinander verbunden sind, sind damit meist auch gute Durchlässigkeiten verknüpft.

Die Intrapartikelporosität tritt eher in Karbonatgesteinen auf, die porösen Biogengrus führen (z. B. Foraminiferen). Intrapartikelporen sind meist isoliert und tragen daher zur effektiven Porosität nur wenig bei. Sie sind daher in Speichergesteinen nur selten von praktischer Bedeutung.

Die wichtigsten Typen der sekundären Porosität sind die Interkristallporosität, die Lösungsporosität und die Kluftporosität.

Die Interkristallporosität ist jene Porosität, die zwischen im Habitus ähnlichen, ungefähr gleich großen Kristallen vorkommt (siehe Abb. 78 im Kapitel II.3.5., Laboruntersuchungen). Interkristallporosität ist typisch für rekristallisierte Dolomite, die weltweit gesehen bedeutende Speichergesteine darstellen. In Österreich kommen solche Speichergesteine stellenweise im autochthonen Malm vor.

Lösungsporosität ist typisch für karbonatische Speichergesteine, kann aber auch in siliziklastischen Speichergesteinen eine wichtige Rolle spielen. Kennzeichnende Porentypen für Lösungsporosität in Speichergesteinen sind Partikellösungsporen (Molds) und Gesteinslösungsporen (Vugs). Partikellösungsporen sind durch Herauslösung von bestimmten Komponenten entstanden. Gesteinslö-

sungsporen (Vugs) sind mit freiem Auge sichtbare, nicht vom Gefüge abhängige, durch Lösung entstandene Hohlräume. Lösungsporositäten kommen in Österreich in Speichergesteinen des Autochthonen Mesozoikums vor.

Kluftporositäten können sich in jedem spröden Gestein bilden. Kluftporosität entsteht häufig im Bereich von Faltenstrukturen oder Störungszonen. Klüfte tragen stark zur Erhöhung der Porosität und der Permeabilität bei. Speichergesteine, die hauptsächlich Kluftporosität aufweisen, sind in Österreich z. B. die Hauptdolomitlegerstätten bzw. die Flyschlagerstätten im Untergrund des Wiener Beckens.

Die Porosität und Durchlässigkeit eines Speichergesteins kann sich durch Kompaktion und diagenetische Vorgänge (Mineralneubildungen im Porenraum, Lösung

von Bestandteilen, etc.) mit zunehmender Versenkungstiefe stark verändern. Die primären Porositäten nehmen mit zunehmender Teufe generell ab. Im Bereich von Hochdruckzonen bleiben aber auch primäre Porositäten manchmal bis in große Teufen erhalten. Durch Lösungsvorgänge oder Klüftung können aber auch in größeren Teufen Porositäten neu entstehen (sekundäre Porositäten, z. B. von Karbonatgesteinen).

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.1.4.:

DENECKE, A. 1964; FLÜGEL, E. 1989; FÜCHTBAUER, H. & MÜLLER, G. 1977; LANDES, K. K. 1946; LARSEN, G. & CHILINGAR, G. V. 1979; PETTIJOHN, F. J., POTTER, P. E. & SIEVER, R. 1973; WILSON, J. L. 1975; ZIEGENHARDT, W. 1978.

II.1.5. Lagerstättenbildung

von Werner LADWEIN und Franz SCHMIDT

Sobald Öl und/oder Gas im Muttergestein entstanden und aus diesem ausgestoßen sind, wandern sie auf Grund von Hydrodynamik und Auftrieb entlang von Migrationswegen zu strukturell meist höher gelegenen Positionen. Sobald keine Möglichkeit zur Weitemigration besteht, liegt eine „Falle“ (trap) vor. Die Sedimentgesteine des geologischen Untergrundes sind üblicherweise mit Wasser gesättigt. An einer Falle kommt es zur Bildung von Lagerstätten, indem der wassergesättigte Porenraum zumindest teilweise durch Öl und/oder Gas eingenommen wird.

Fallen sind notwendig, um Kohlenwasserstoffe anreichern zu können. Ansonsten können die Kohlenwasserstoffe bis an die Erdoberfläche wandern und dort als „Seeps“ verloren gehen (siehe Kapitel II.2.1.). Viele verschiedene Bedingungen im Untergrund können Fallen verursachen.

Fallenarten

Man kann die Fallentypen wie folgt einteilen:

- strukturelle Fallen, welche durch tektonische Prozesse gebildet werden;
- stratigraphische Fallen, als Folge von Sedimentation, Erosion und Diagenese;
- hydrodynamische Fallen; die Strömungen von Wasser im Untergrund sind für die Fallenbildung verantwortlich;
- Kombinationsfallen entstehen durch die Kombination von zwei oder mehreren Prozessen wie oben erwähnt.

Am Beispiel einer strukturellen Falle (Abb. 14), einer Aufwölbung (Antiklinale), kann man die Begriffsbestimmung diverser technischer Bezeichnungen vornehmen. Der Kontakt zwischen dem die Kohlenwasserstoffe unterlagerndem Wasser und dem Öl oder Gas in der Falle heißt entsprechend ÖWK oder GWK (Öl-Wasser-Kontakt bzw. Gas-Wasser-Kontakt; OWC = oil-water-contact, GWC = gas-water-contact). Wenn die Gaskappe nicht über Wasser sondern über Öl liegt, gibt es noch einen GÖK (Gas-Öl-Kontakt; GOC = gas-oil-contact).