

Porosität und Permeabilität in natürlichen Gesteinen

Christoph Heubeck

Institut für Geologische Wissenschaften
Fachrichtung Geologie
Prof. Dr. Christoph Heubeck
Malteserstr. 74-100, Haus B
12249 Berlin
Tel: +49/30/838 70695
cheubeck@zedat.fu-berlin.de

Das reibungslose Funktionieren der menschlichen Zivilisation ist entscheidend von der Verfügbarkeit von und Zugang zu Flüssigkeiten abhängig. Trinkwasser ist schon seit Beginn der schriftlichen Überlieferung umkämpft; im Fall von Erdöl rückte dessen begrenzte Verfügbarkeit erst vor etwa 70 Jahren in den Mittelpunkt der militärischen Aufmerksamkeit. Dabei gibt es, oft übersehen, von beiden Flüssigkeiten reichlich, und in nahezu allen Regionen der Erde. Die entscheidende Eigenschaft ist jedoch die wirtschaftliche Förderbarkeit von Wasser, Öl und Gas in ausreichenden Volumen und Raten. Abgesehen von der nötigen technischen Infrastruktur ist die Förderbarkeit abhängig von zwei fundamentalen Eigenschaften natürlicher Gesteine: Porosität und Permeabilität.

Porosität ist der luft- oder flüssigkeitsgefüllte Anteil am Gesamtgesteinsvolumen und wird deswegen in Prozent angegeben. Permeabilität ist eine Kennzahl, die das Maß der Verbundenheit der einzelnen Poren miteinander misst und deswegen auch als „Durchlässigkeitsbeiwert“ bekannt ist. Porosität und Permeabilität sind zwei der Eigenschaften, die das Fließvermögen von Flüssigkeiten durch poröse Medi-

en steuern; ihrem Studium sind bedeutende Bereiche der Hydrodynamik, der Hydrogeologie, der Fluidmechanik, der Festkörperphysik, verschiedener Ingenieurwissenschaften und der Petroleumgeologie gewidmet. Die Wissenschaft, die sich mit der Interaktion von Porenraum, Gestein und Flüssigkeit beschäftigt, ist die Petrophysik.

In Gesprächen mit Familie und Bekannten höre ich gelegentlich, dass diese von einem „neuen Fund einer Ölblase“ im Mittleren Osten berichten oder die „Flüsse unter dem Sahararasand“ erwähnen. Diese und ähnliche Vorstellungen sind falsch und bauen auf einem simplistischen, stark vereinfachten Bild des Untergrunds auf, welches menschliche Dimensionen und Vorstellungen von Oberflächenformen vergrößert in den Untergrund zu projizieren versucht.

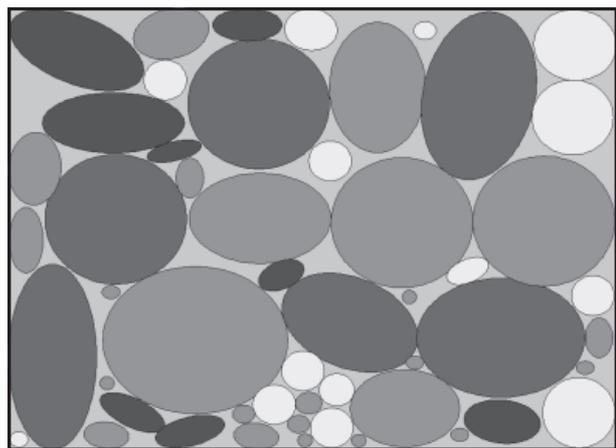


Abb. 1:
Diagrammatische Darstellung von Porosität zwischen Körnern („intergranuläre Porosität“), z.B. in einem Sandstein. Die Größe und Form der Hohlräume wird beeinflusst durch Größe, Sortierung, und Form der Körner. Diese sind vereinfacht ausschließlich als Ellipsoide dargestellt. Typische Porengröße in unzementierten Sandsteinen sind 20 – 100 Mikron. Zementation ist nicht dargestellt.

Gestein, Porenraum und Flüssigkeiten

Flüssigkeiten im Untergrund sind nahezu ausnahmslos in Porenräumen gespeichert. Diese sind Hohlräume, generell Bruchteile von Millimetern im Durchmesser (also mit dem Auge oft gerade noch sichtbar), die sich in den Zwicken zwischen Körnern oder ähnlichen Hohlräumen in Sedimentgesteinen befinden (Abb.1).

Klastische Sedimentgesteine entstehen aus Sedimenten, also aus Mischungen von Körnern verschiedener Größe, Form und mineralogischer Zusammensetzung, die wiederum aus erodierten Gesteinsbruchstücken hervorgehen und dann meist durch Flüssigkeiten oder Wind solange transportiert werden, bis sie in einem Ablagerungsraum zur Ruhe kommen. Diese Ablagerungsräume können sich unmittelbar neben dem Erosionsgebiet befinden, z.B. als alluvialer Fächer am Ausgang eines Bergtals, oder Tausende von Kilometern von diesem entfernt sein, z.B. in einer Küstenebene oder auf dem Kontinentalabhang. Die Gesteinszusammensetzung der Herkunftsregion, die Transportart des erodierten Sediments, die Dauer, und Weite des Transports sind einige der zahlreichen Faktoren, die auf die Zusammensetzung des abgelagerten Sediments und damit seine primären Eigenschaften wie Korn-

größe, Rundung und Sortierung Einfluß nehmen. Deswegen ist z.B. ein am Bergfuß durch episodische Muren abgelagertes Sediment gröber und sehr viel schlechter sortiert als Sand am Strand oder Schlick, der in mehreren hundert oder gar mehreren tausend Meter Tiefe am Kontinentalrand abgelagert wurde. Sedimentäre Geologen studieren systematisch die Prozesse, die in Ablagerungsräumen ablaufen, und vergleichen sie quantitativ mit den wenigen und oft indirekten Daten aus Sedimentgesteinen des Untergrunds, um Vorhersagen über die Eigenschaften und die räumliche Ausdehnung dieser Sedimentkörper zu erhalten (Abb.2).

Wie bildet sich Porosität? Wie wird sie zerstört und erhalten?

Porenraum und Permeabilität ist nach Ablagerung eines Sediments erst einmal im Überfluß vorhanden. Das ist allen denjenigen gegenwärtig, die sich den letzten Strandaufenthalt in Erinnerung rufen und sich erinnern, wie schnell Wasser am Strand im losen Sand verschwindet oder wie leicht das eigene Körpergewicht Fußindrücke durch Kompaktion des Sandes hinterläßt. Rechnerisch lässt sich leicht zeigen, dass (je nach Lagerung der Körner in Abb. 1) bis zu 48% des Gesamtvolumen aus



Abb.2:
Geologen beim Studium von Sedimentgesteinen im Gelände. Von Interesse ist nicht nur die mineralogische Zusammensetzung und Korngröße, sondern auch Eigenschaften auf größerem Maßstab, wie interne sedimentäre Strukturen, Art der Schichtung und Fossilgehalt. Kombiniert geben diese Hinweise auf den ehemaligen Ablagerungsraum und damit die seitliche räumliche Ausdehnung und Geometrie des untersuchten Gesteinskörpers.

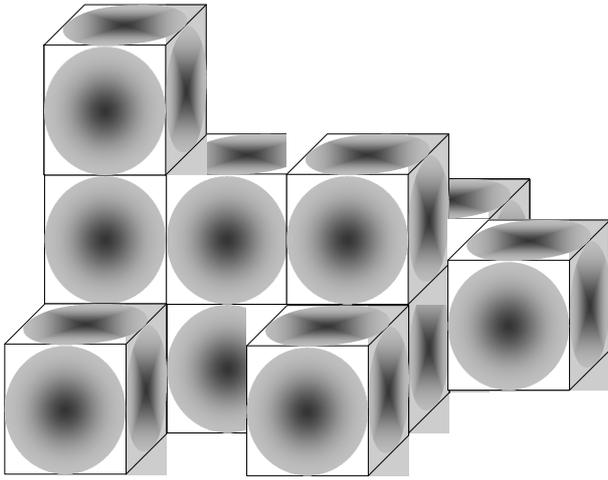


Abb.3:
Kubische Packung. Dies ist die maximale erreichbare Porosität in Lockersedimenten. Die rechnerische Porosität ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Quadratvolumen und dem Kugelvolumen und beträgt fast 48%.

Porenraum bestehen kann; d.h. nahezu die Hälfte des Sediment kann theoretisch mit Gasen oder Flüssigkeiten gefüllt sein (Abb. 3). Jedoch zeigt das Beispiel vom Strand auch, dass schon die Belastung durch das Körpergewicht, äquivalent zum Druck in weniger als 1 m Tiefe, diesen Porenraum durch Verschiebung und Einregelung einzelner Körner bereits signifikant reduzieren kann. Fahren wir in einem gedanklichen Fahrstuhl neben unserem körnigen Sediment her in größere Tiefen, sehen wir, dass die Verbiegung von plastischen Komponenten (z.B. von Glimmern und Tonklasten) und das Zerbrechen von spröden Mineralen (z.B. Gips, Kalk) bereits in wenigen Zehner von Metern auftritt. Beide Prozesse tragen zu einer Verringerung des Porenraums bei und verdichten das Sediment durch Kompaktion.

In den meisten Regionen der Welt gerät Sediment, welches auf dem Land abgelagert wurde, nach wenigen Metern Versenkung in den Bereich des Grundwassers. Dieser Bereich, auch phreatische Zone genannt, ist der Bereich, in denen die Porenräume durch Flüssigkeit gefüllt sind. Dieser ist nach unten unbegrenzt. Nur in erster Näherung handelt es sich bei dieser Flüssigkeit um Wasser! Vielmehr bestehen die porenfüllenden Flüssigkeiten des Untergrunds aus Flüssigkeiten „auf wässriger Basis“. In größeren Tiefen sind diese selbst bei Temperaturen weit über 100° C wegen des hohen Druckes noch im flüssigen Zustand und führen deswegen große Mengen an gelösten Mi-

neralen in ionischer Form mit sich, oft bis an die Sättigungsgrenze. So sind z.B. viele Wässer unter der Nordsee bei ca. 150°C vollständig mit NaCl, also dem gewöhnlichen „Tafelsalz“ gesättigt.

Schon ab wenigen Zehnern von Metern Tiefe beeinflusst der erste chemische Prozeß die Porositätsverteilung: die Drucklösung. Dieser beruht auf dem vom Schlittschuhlaufen bekannten Effekt, dass eine Erhöhung des Druckes für viele Materialien auch eine Erhöhung der Löslichkeit verursacht, so dass im besagten Beispiel Eis zu Wasser schmilzt und durch den gebildeten Wasserfilm der Reibungswiderstand des Schlittschuhs auf dem Eis entscheidend herabgesetzt wird. Ganz analog funktioniert die Drucklösung in körnigem Sediment: An Punkten und Linien, an welchen sich Körner berühren, geht Material in Lösung, wandert (oft nur wenige Mikrometer) seitlich aus, und fällt dort wegen des dort erniedrigten Druckes wieder als Festkörper aus. Die so gebildeten Festkörper bezeichnet man als Zemente. Deren Gegenwart unterscheidet Sedimente von Sedimentgesteinen (Abb.4).

Sedimente und -gesteine bedecken etwa drei Viertel der Erdoberfläche. Insbesondere an Kontinentalrändern und neben Gebirgen erreichen sie in Sedimentbecken viele Kilometer Mächtigkeiten. Die größten Mächtigkeiten werden erreicht, wo kräftiger Sedimentnachschub von einem Kontinent auf der dünneren und dichteren ozeanischen Kruste abgelagert wird und diese zum Nachgeben zwingt. Dies ist z.B. im Gebiet der Wolgamündung der Fall; auch im Golf von Mexiko werden vor der Mississippimündung ca. 18 – 20 km Sedimentmächtigkeit, ähnlich einem schrägen Kartestapel und dachziegelartig nebeneinander liegend Sedimenten erreicht. In diesem enormen Labyrinth aus Porenräumen, Mineralen und Flüssigkeiten wird Porosität und Permeabilität fortwährend, wenn auch langsam, modifiziert.

In mehreren Kilometern Tiefe sind schließlich alle Prozesse potentiell gleichzeitig am Werk: Die enorme Auflast hat das Potential, Sediment irreversibel zu kompaktieren und weiche Körner wie Knetgummi in die Zwickel von Porenräumen zu quetschen, wenn es nicht, ähnlich wie bei einem Wasserbett,

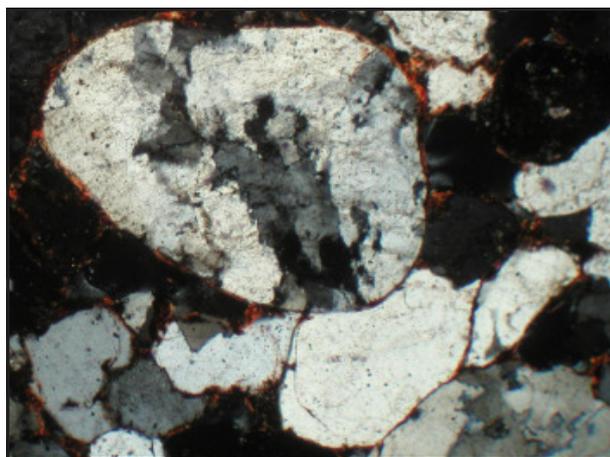


Abb.4:
Drucklösung in einem quarzreichen Sandstein. Dieses Photo zeigt Teil eines Dünnschliffs eines Sandsteins. Die horizontale Breite des Bildausschnitts beträgt etwas weniger als einen Millimeter. Zwei Quarzkörner (hell) scheinen sich gegenseitig zu durchdringen. Drucklösung hat jedoch hier einen Teil des kleineren Korn entfernt. Der gelöste Quarz wanderte seitlich aus und kann als Quarzzement, von einem Anwachssaum vom ursprünglichen Korn getrennt, links unten neben dem kleineren Korn erkannt werden. Drucklösung ist ein bedeutender Prozess der Porositätsverringering und irreversibel.

durch die im Porenraum enthaltene, nahezu inkompressibel Flüssigkeit daran gehindert wird. Temperaturen von 150 bis 200°C zwischen 5 und 7 km Tiefe haben die Porenflüssigkeit in eine aggressive Lauge verwandelt, die aus dem Zerfall von eingebettetem organischen Material große Menge an korrosivem CO₂ aufgenommen hat und damit ans Werk geht, vor allem Kalke und Feldspäte aufzulösen. Die Drucklösung arbeitet diesem Prozeß wiederum entgegen und schliesst Porenräume durch Auflösung benachbarter Körner an ihren Korngrößen. Letztendlich gewinnt die Drucklösung die Oberhand, und in Tiefen ab etwa 6 km, entsprechend etwa 160 – 230°C, ist die chemische Reaktionsgeschwindigkeit so hoch, dass etwaige Hohlräume innerhalb kurzer Zeit zementiert und geschlossen werden.

Der Porenraum als chemisches Labor

Aus dem bisher beschriebenen wird klar, dass es sich bei der Vorhersage der Porositätsverteilung im Untergrund um einen extrem komplexen Sachverhalt handelt. Die ungezählten Hohlräume zwischen gleichfalls ungezählten Körnern unterschiedlicher mineralogischer Zusammensetzung und Reaktivität werden von

heißer, langsam fließenden Flüssigkeiten wechselnder Temperatur und Chemie über immense Zeiträume hinweg durchspült. Zahlreiche Reaktionen spielen sich zwischen Gestein und Flüssigkeit ab, denn jede Pore hat das Potential, eine einzigartige Kombination von mineralogischer Oberflächenzusammensetzung zu bieten. Zieht man darüber hinaus in Betracht, dass z.B. Tonminerale, die zu katalytischen Reaktionen dienen können, und Kohlenwasserstoffe, die aus der Umwandlung organischen Materials hervorgehen, zusätzlich zu diesen Reaktionen beitragen können, entsteht der Eindruck von chemischen Laboren, zillionenfach wiederholt. Die Laborbedingungen ändern sich mit der Dynamik des Sedimentbeckens, also seiner langsamen Faltung durch Gebirgsbildung, seiner Heraushebung oder Versenkung, oder Zerstückelung durch Verwerfungen. Geologen wiederum sehen von alledem immer nur die letzte Phase dieser Laborexperimente, oft nach Heraushebung von Gesteinen an die Oberfläche, nach Arrestierung und gelegentlicher Umkehrung der bereits abgelaufenen Prozesse.

Die Pore als Kathedrale

Ist nicht all das irrelevant, weil es sich nur um wenige und zudem mikroskopische Reaktoren handelt? Keineswegs! Jedes Korn hat ja statistisch einen benachbarten Porenraum. Die Zahl der Porenräume in einem Sedimentbecken kommt also der Zahl der Körner zumindest theoretisch nahe. Sind die Porenräume für menschliche Dimensionen zwar meist klein (mehrere Zehner Mikrometer Durchmesser; z.B. 50×10^{-6} m), so sind sie es für die Flüssigkeitsmoleküle (wenige Nanometer Durchmesser, z.B. 5×10^{-9} m) nicht. Die Porenräume sind somit um drei bis vier Größenordnungen größer als die an den Reaktionen beteiligten Moleküle. Rein von den beteiligten Größenordnungen aus betrachtet, verhält sich eine Pore zu einem Butanmolekül (einem häufigen Bestandteil von Rohöl) also etwa wie ein Sperling (5×10^{-2} m) zu einer Kathedrale (5×10^2 m).

Der Vergleich des typischen Porenraums mit einer mittelalterlichen Kathedrale mag nicht so weit hergeholt sein (Abb. 5). Die Begrenzungen des Porenraums sind, ähnlich wie die Gebäudeteile einer Kathedrale, unregelmäßig



Abb. 5:
Eine mittelalterliche Kathedrale (Klosterruine Chorin) als Analog zum Porenraum. Zu einem zentralen, komplex geformten Raum bieten zahlreiche, unregelmäßig angebrachte Öffnungen unterschiedlicher Form und Größe Zugang.

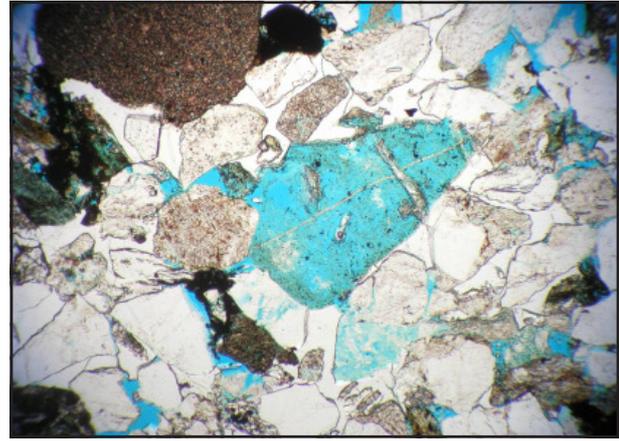


Abb. 6:
Dünnschliff eines Sandsteins aus dem Untergrund Norddeutschlands. Das einbettende Kunstharz des Dünnschliffs ist künstlich blau gefärbt. Die Bildbreite ist etwa 1 mm. In der Mitte des Bildes ist deutlich sichtbar ein Korn (wahrscheinlich ein Plagioklas-Feldspat) fast vollständig herausgelöst worden; lediglich feine Rippen und ein querschlagender Gang blieben erhalten.

in ihrer Geometrie und Oberfläche. Versuchen wir, diesen Vergleich weiter zu spinnen: Eine Pore in einem typischen Sandstein mag durch mehrere Quarzkörner, ein Kalkfragment und ein Stück Feldspat begrenzt sein. Die Quarzkörner sind die härtesten und damit mechanisch widerstandsfähigsten dieser drei Minerale; Quarz lässt sich nur schlecht spalten und ist auch chemisch recht stabil. Seine Oberfläche ist deswegen oft glatt und von wenigen Flächen definiert; möglicherweise wuchsen auf und zwischen den ursprünglich gerundeten Quarzkörnern bereits Anwachsäume aus dem gleichen Material auf. Die glatten, großen Fenster- und Wandflächen einer Kirche bieten sich als Vergleich an.

Das Kalkkorn mag, wie die meisten Kalksteine, biogenen Ursprungs sein, d.h. z.B. verkrustete Zellstrukturen (Algen, Mikrofossilien) abbilden. Das Korn ist deshalb mikroporös und wirkt unter dem Rasterelektronenmikroskop schwammartig. Kalk wird durch Säuren gelöst, hat nur eine geringe Härte und ist spröde. Es ist deswegen möglich, daß das Kalkkorn, welches die ausgewählte Pore begrenzt, intern vielfach zerbrochen ist und zahlreiche kleine Hohlräume aufweist, in welchen Kalzitkristalle zu wachsen begannen. In unserer Kathedralen-analogie bieten sich hier die Räumlichkeiten des benachbarten Klosters zum Vergleich an.

Der Feldspat schließlich ist ein Gittersilikat. Manche Feldspatvarietäten, insbesondere die

kalziumreichen Plagioklase, sind Säuren gegenüber empfindlich. Diese greifen Feldspäte bevorzugt entlang ihrer Kristallflächen an und lassen gelegentlich nur noch ausgehöhlte Gerippe oder gespinstartige Feldspatleisten in einem ansonsten völlig entleerten Hohlraum zurück (Abb. 6). Wenn Sedimentbecken von CO_2 -reichen Lösungen durchspült werden, die z.B. in Tiefen zwischen 5 und 15 km bei der Gesteinsmetamorphose oder der Umwandlung von organischem Material frei werden, entwickelt sich oft diese so genannte „sekundäre“ Porosität. Um wieder unsere Kathedralen-analogie zu bemühen: Der teilzersetzte Feldspat mag am ehesten mit dem an die Kathedrale angrenzenden Klosterkreuzgang zu vergleichen sein.

Was geschieht mit all dem weggelöstem Material? Es fällt letztlich als Zement oder Mineralneubildung wieder als Lösung aus. Dabei bilden sich, oft im gleichen Porenraum, aber manchmal auch Hunderte von Kilometern in einem anderen Teil des Sedimentbeckens, mikroskopisch kleine Minerale (Tonminerale wie Illit, Chlorit oder Kaolinit; Calcit, Dolomit, Quarz und viele andere), oft durch schöne Kristallflächen begrenzt, die an geeigneten Stellen der Porenwände ansetzen und von dort Richtung Poreninnenraum wachsen. Unsere Klosteranlage wandelt sich also zur Ruine; in ihren Innenräumen wachsen Wälder.

Die Frage, wo wann in welchem Bereich des Sedimentbeckens diese Reaktionen geschehen, beschäftigt die Forschung von sedimentären Geologen und Geochemikern. Die quantitative Vorhersage von Porosität und deren Vernichtung in Abhängigkeit von Druck, Temperatur, und migrierenden Flüssigkeiten unterschiedlicher Eigenschaften in einem unregelmäßigen, seine Geometrie über lange Zeiträume hinweg ändernden dreidimensionalen Modell heterogener Mineralogie ist erst am Anfang. Wegen seiner offensichtlichen Anwendbarkeit in der Kohlenwasserstoffexploration ist dieses Feld auch im übertragenen Sinn ein „heißes“ Thema.

Die „Kathedralen“ der Porenräume sind miteinander durch die „Türen“ und „Fenster“ der Porenhohlkehlen verbunden, die normalerweise nur wenige Mikrometer Durchmesser aufweisen. Diese bestimmen den Grad, zu welchem Flüssigkeiten von einer Pore zur nächsten migrieren können und schließlich ihr Ziel in Form eines Bohrlochs, einer Kluftspalte, oder eines Quellenmundlochs erreichen. Durch die Charakterisierung dieser „Verbindungstunnel“ kommt also ein zweiter wesentlicher Parameter ins Spiel: die Permeabilität.

Was ist der Zusammenhang zwischen Porosität und Permeabilität?

Bestünde die Welt des sedimentären Geologen nur aus unlöslichen, kugelförmigen Körnern gleicher Größe in einer rhomboedrischen Packung, wäre die Antwort einfach: Die Verbindung zwischen zwei Porenräumen bestünde aus zwei durch konvexe Wände begrenzte, aufeinander zulaufende Trichter. Modellrechnungen, die diese einfache Geometrie und die Viskosität der Flüssigkeit (in Abhängigkeit von Zusammensetzung, Druck und Temperatur) berücksichtigen, geben für diesen Fall auch eine eindeutige Antwort auf die Frage nach dem Flüssigkeitsdurchsatz. Zum Glück für die Beschäftigungsaussichten von Hydrogeologen und Petroleumingenieuren ist die Welt jedoch alles andere als so beschrieben.

In klastischen Gesteinen (die aus Körnern bestehen) wird Permeabilität hauptsächlich durch die Korngrößenverteilung beeinflusst, denn kleine Körner (besonders die blatt-, haar- oder tafelförmigen Tonminerale) können leicht

die Porenräume – und wichtiger! – den Zugang zu den sich verengenden Porenhälsen füllen. Sedimente einheitlich gleichmäßiger Korngrößenverteilung, d.h. mit ausgezeichneter „Sortierung“, und einem möglichst geringen Anteil an Tonmineralen haben also ein hohes Potential, ein ausgezeichnetes Speicher- und Leitungsgestein abzugeben. Hier kommen also wieder die regional arbeitenden Sedimentologen ins Geschäft, die aus spärlichen Daten im Untergrund Ablagerungsräume suchen, in denen die Sedimenttransportbedingungen besonders gleichförmig und von mittlerer Energie waren. (Dies sind z.B. Sandwüsten, in denen der Abrieb so hoch ist, dass normalerweise nur windtransportierter Quarzsand übrig bleibt, oder Strände, an denen Sande ohne Unterlaß im Zickzack kumulativ über Hunderte von Kilometern bewegt werden, ohne sich signifikant von der Stelle zu bewegen.) Letztendlich ist der Zusammenhang zwischen linear aufgetragener Porosität und logarithmisch aufgetragener Permeabilität in vielen klastischen Gesteinen annähernd eine Gerade. Permeabilität kann deshalb mit relativ hoher Genauigkeit aus einigen repräsentativen Porositätswerten abge-

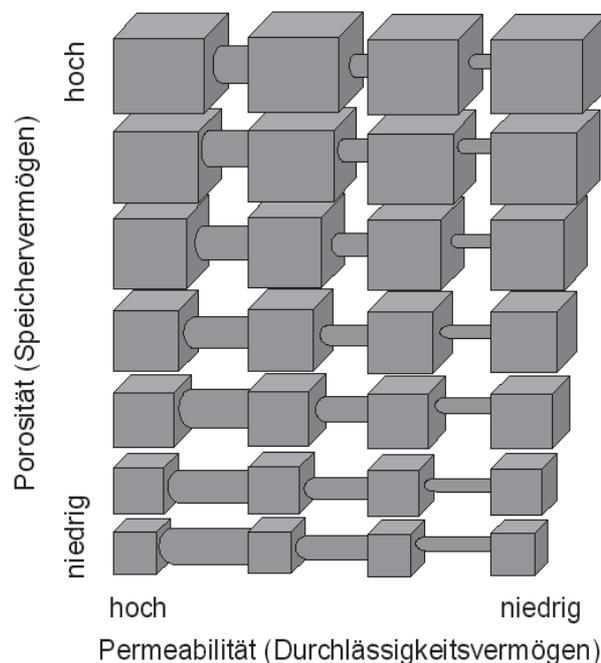


Abb. 7: Zusammenhang zwischen Porosität und Permeabilität. In vielen klastischen Gesteinen, wie z.B. Sandsteinen, ist der Zusammenhang annähernd linear: Große Poren werden durch große Porenhälsen verbunden. Aber in vielen anderen Gesteinen, darunter viele Kalke, gibt es Ausnahmen: Große, nahezu nicht miteinander verbundene Poren oder große Kanäle ohne signifikanten Porenraum!

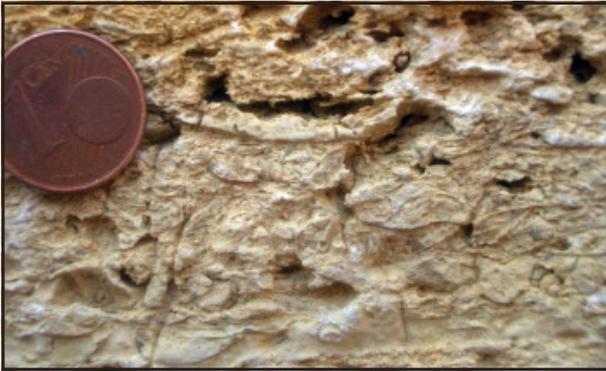


Abb. 8: Beispiel von biogen-chemisch verursachter Porosität. Durch einen Sturm zusammen geschwemmte und über geologische Zeiten verfestigte Muschelschalen werden durch wässrige Lösungen weggelöst. Die entstehenden Hohlräume sind (im Vergleich zu Poren in Sandsteinen) extrem groß, jedoch schlecht miteinander verbunden.

leitet werden. Der Ingenieur erstellt aus diesen Werten ein Fördermodell, aus welchem die tägliche Förderleistung und damit die Wirtschaftlichkeit eines Öl- oder Gasfeldes oder eines Aquifers hervorgeht (Abb. 7).

In Kalksteinen und anderen Karbonaten, die ja durch oder nahe bei Lebewesen gebildet wurden oder gar ganz aus deren Kalkschalenüberresten bestehen, ist jedoch der Zusammenhang zwischen Porosität und Permeabilität sehr viel komplexer, weil er durch die Größe, Häufigkeit und Form der beteiligten Organismen bestimmt wird. Porenräume bestehen in solchen Gesteinen häufig aus den Negativformen herausgelöster Schalen, und die Verbindungen zwischen diesen Großräumen können durch die Anzahl und Form von Algenmatten, Grab- oder Bohrgänge oder die Verteilung von Mikrofossilien definiert sein (Abb. 8). Hier wäre es also nicht zielführend, mit einem sedimentären Modell, das allein auf der Hydrodynamik (Strömungsgeschwindigkeit, Wassertiefe) von Körnern beruht, die Porosität und Permeabilität vorhersagen zu wollen! Vielmehr ist hier ein/e Paläontologe/in gefragt, der/die damaligen Umweltfaktoren wie Nährstoffverfügbarkeit, Wassertiefe, Temperatur, Durchlichtung etc. im Untersuchungsgebiet abschätzen kann, um daraus die Geometrie der Lebensräume der porositätsbildenden Organismen abzuschätzen. Abgesehen von dieser Komplexität sind Karbonate auch reaktiver gegenüber den Flüssigkeiten des Untergrundes; ihre Kompaktion

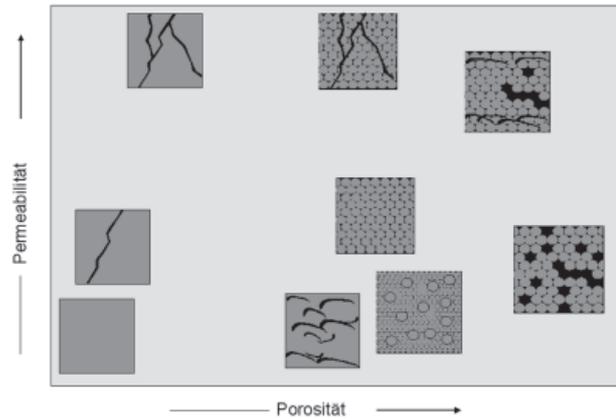


Abb. 9: Schematische Darstellung der häufigsten Porositäts- und Permeabilitätstypen in Reservoirgesteinen. Die anfänglich hohe Förderleistung in einem Gestein mit offenen Spalten (links oben) nimmt wegen des unzureichenden Nachflusses aus den wenigen Poren rasch ab. Ebenso sind große, schlecht verbundene Poren unbefriedigend (rechts unten). Wünschenswert ist eine geeignete Kombination von porositäts- und permeabilitätsfördernden Eigenschaften (rechts oben).

und chemische Reaktionen unterliegen besonderen Gesetzen.

Obwohl die gerade geschilderten Zusammenhänge für den Laien wegen der notwendigen Verallgemeinerungen gewagt und vielleicht auch geradezu abenteuerlich kühn erscheinen mögen, beruhen sie auf großen Mengen von Aufschlußdaten und Geländestudien, zahlreichen experimentellen Studien, Vergleichen zwischen rezenten und fossilen Ablagerungsräumen, und nicht zuletzt auf den publizierten Fallstudien von Tausenden produzierender Öl- und Gasfelder, von denen Bohrkerne und andere Informationen vorliegen.

Das Hindernisrennen

Welche Hindernisse muß ein Kohlenwasserstoffmolekül überwinden, um vom Porenraum in das künstliche Leitungssystem zu gelangen, welches an der Steigkammer der Bohrung beginnt und oft in unserem Benzintank endet?

Wie oben beschrieben, ist das richtige Verhältnis von Porosität zu Permeabilität anfänglich der entscheidende Faktor. Liegen gewaltige Porenräume vor, die aber nur ungenügend miteinander verbunden sind (als Extrembeispiel: blasiger Bimsstein, ein vulkanisches Gestein), ist die Situation ebenso unbefriedigend wie im umgekehrten Fall: hohe Permeabilität ohne dazugehörige Porosität (Extrembeispiel: ein dichtes, porenraumfreies



Abb. 10:
Menschenmengen im Berliner Hauptbahnhof anlässlich seiner Eröffnung am 28.5.2006. Zum zweckmäßigen Funktionieren dieser Räume müssen Zu- und Abgangskapazitäten in einem günstigen Verhältnis zu den Aufenthaltskapazitäten stehen. Ist der Vergleich zu einem von Flüssigkeitsmolekülen durchflossenen Porenraum zu weit hergeholt?

Gestein mit zahlreichen offenen Klüften). Erst ein ausgewogenes Verhältnis von Porosität und Permeabilität sichert einen gleichmäßigen Fluß über einen langen Zeitraum hin zur Bohrung (Abb. 9). Prinzipiell ähnliche Überlegungen hegen Raumplaner (Wohnflächen : Transportbedarfsflächen), Architekten öffentlicher Gebäude (Aufenthaltskapazitäten : Fluchtwege) und Heizungs-/Lüftungsingenieure (Raumgröße : Durchsatz). (Abb. 10).

Während der Förderung von Wasser oder Kohlenwasserstoffen ist es wichtig, die Offenheit der Porenhäule unter allen Umständen zu gewährleisten. Versucht ein auf schnellen Kostenausgleich bedachtes Management, hohe Fördervolumen durch hohen Saugdruck zu erreichen, können durch die starke Strömung die empfindlichen blättrigen oder haarigen, neu gewachsenen Tonminerale, die allseitig in den Porenraum hineinragen, durch die Scherkraft der Strömung mitgerissen werden und die Porenhäule verstopfen. Einmal abgerissene

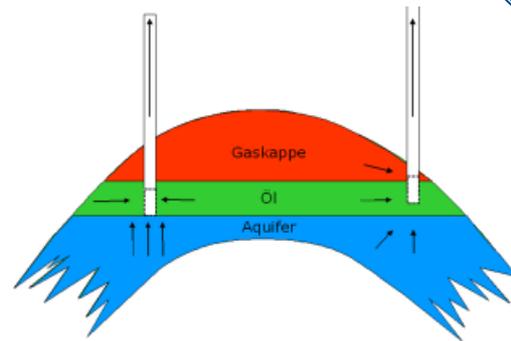


Abb. 11:
Wettbewerb von unterschiedlichen Flüssigkeiten unterschiedlicher Viskosität in einem homogenen Reservoir. Die Bohrung links ist zu tief angesetzt. Das niedrigviskose Wasser wird das höherviskose Öl bei der Annäherung an die Bohrung verdrängen. Die Bohrung rechts ist zu hoch angesetzt. Das niedrigviskose Gas wird einen Trichter zur Einlasskammer der Bohrung hin bilden, entgegen seines Auftriebs abwärts fließen und dadurch den Zufluß von Öl einschränken.

Tone sind nicht mehr zu befestigen; ein Reservoir wird dadurch unwiderruflich ruiniert.

Auch die Injektion von ungenügend angewärmtem oder unzureichend angesalzenem Wasser kann das chemische Gleichgewicht zwischen Porenflüssigkeit und Porenwänden stören und zu unerwünschten Ausfällungen führen, die (ähnlich wie in den Abwasserleitungen unserer Wohnungen) zumindest lästig sind, aber bisweilen auch katastrophale Auswirkungen hervorrufen können.

Wir haben bisher nur den Fall einer einzigen beteiligten Flüssigkeit betrachtet. Dies ist der Normalfall für Hydrogeologen, aber die Ausnahme für Petroleumgeologen, denn in vielen Lagerstätten überlagert im porösen Gestein eine Gaskappe das Rohöl, welches wiederum auf Wasser schwimmt (Abb. 11). Während der Förderung drängen alle drei Flüssigkeiten mit ihren unterschiedlichen Viskositäten zum Bohrloch oder werden vom dort angelegten Unterdruck dorthin gesogen. Was passiert nun am Porenhals, wenn die drei Phasen im Wettbewerb liegen? Es tritt das ein, was beim Absaugen eines fast leeren Joghurtbechers mit einem Strohhalm zu beobachten ist: Die Phase der niedrigsten Viskosität tunnelt sich durch die anderen hindurch und gewinnt das Rennen zum Förderstrang. Die viskosere Substanz gelangt nach dem Durchbruch der niedrigviskosen Flüssigkeit nur gelegentlich und in kleinen Mengen dorthin. Was den Fall des Pe-

troleums nun besonders interessant macht, ist, das große Mengen Gas im Rohöl selbst gelöst sein können. Bei Druckverringerung, die bei Annäherung an die Förderkammer eintritt, wird das gelöste Gas aus der Flüssigkeit austreten und zum Bohrloch streben. Der gleiche Effekt kann jederzeit beim Öffnen einer Sprudel- oder Limoflasche beobachtet werden: Im Reservoir existieren 99 % Flüssigkeit, aber gefördert wird zu 80% ein Gas!

Diese vier Beispiele zeigen, dass zwischen der Pore und dem Förderstrang des Bohrlochs eine ganze Reihe von potentiellen Hindernissen lauert, die der produktiven Förderung entgegenstehen. Es wird damit auch offensichtlich, dass nur eine genaue Kenntnis der Wegsamkeiten im Untergrund, also eine statistisch gültige Erfassung des Speichergesteins auf seinem mikroskopischen Maßstab, zusammen mit einem Verständnis der chemischen und physikalischen Eigenschaften der beteiligten Flüssigen und Gasphasen diese Hindernisse vorhersehen und ausräumen können. Dazu benötigt es vielseitig ausgebildete Ingenieure und Geowissenschaftler.

Ausblick

Kohlenwasserstoffvorräte sind endlich, und Wasser bedarf einer sorgfältigen Bewirtschaftung. Unsere Kinder und Enkel verlangen zu Recht unseren verantwortungsvollen Umgang mit diesen flüssigen Ressourcen des Untergrunds. Zu deren nachhaltigen Bewirtschaftung gehört deswegen die sorgfältige Charakterisierung von Speicher- und Leitergesteinen, die in eine angemessene Managementstrategie (Investitionen, Fördervolumen, rechtzeitige Wartung etc.) umgesetzt werden. Einer der Datenströme, die auf der Managementebene zusammenfließen, liefert Kenntnis von Speicherhohlräumen und deren Vernetzung, also Porosität und Permeabilität. Diese letztendlich geometrische Beschreibung wird umgesetzt in mathematische Kennziffern, die in der Regel dreidimensional dargestellt und damit visualisiert werden. Selbst vierdimensionale Beschreibungen werden inzwischen zunehmend Routine, denn Reservoirs verändern ihre Charakteristika über Zeit, z.B. mit zunehmender Entleerung des Reservoirs und Ersatz des Rohöls durch Wasser oder Gas und müssen neu beschrieben werden. Die Charakterisierung des Gesteins und die Vorhersage seiner

Eigenschaften in die Regionen des Reservoirs ohne primäre Daten ist die Aufgabe von Geolog/innen. Zusammen mit den Daten aus dem Labor des Chemikers und den Computern des Ingenieurs werden diese Daten eingepasst in das Dreieck Gestein – Porenraum – Flüssigkeiten und als zusammenhängendes, sich gegenseitig beeinflussendes System betrachtet. In der Kenntnis dieses Systems haben die Ingenieur- und Geowissenschaften, zunehmend enger miteinander arbeitend, in den letzten Jahrzehnten große Fortschritte gemacht. Unsere Fähigkeit, chemische Reaktionen in Sedimentbecken und Fließbewegungen in Öl- und Gasfeldern sowie die Ausbreitung von Schadstoffen in Grundwasserleitern korrekt vorherzusagen, ist jedoch noch deutlich begrenzt. Von einem endgültigen Verständnis sind wir noch weit entfernt.

Literatur

- Budd, D.A., A.H. Saller and P.M.Harris (eds.), 1995, Unconformities and porosity in carbonate strata: American Association of Petroleum Geologists Memoir, 53, 313 p.
- Füchtbauer, H., (Hrsg.), 1988, Sedimente und Sedimentgesteine: E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, 1141 S.
- McIlreath, I., and D. D. Morrow (eds.), 1990, Diagenesis: Geoscience Canada Reprint Series, 4, 338 p.
- Pettijohn, F.J., P.E. Potter and R. Siever, 1987, Sand and Sandstone: Springer Verlag, 553 p.