

油层物理

石油地质专业用

(下 册) .

成都地质学院

石油系

1979. 8 .

目 录

第四章 资料应用选编	(1)
(一) 孔隙度和渗透率	(2)
(二) 孔隙几何特征在勘探上的应用	(7)
(三) 应用岩相学及统计学研究碳酸盐 储集岩的某些物理性质	
(四) 油层孔隙结构、润湿性和油田采收率	(17)
(五) 认识油层的方法、技术手段及发展状况	(44)
(六) 碳酸盐储集岩的孔隙结构研究	(50)
(七) RESERVOIR ENGINEERING FUNDAMENTALS (Chapter 1)	(82)
油层物理实验	(98)
测定岩石物理性质的准备工作	(99)
实验一 求岩石的绝对孔隙度	(100)
实验二 饱和油法求孔隙度	(105)
实验三 岩石渗透率的测定	(107)
实验四 岩石径向渗透率的测定	(113)
实验五 岩石油气水饱和度测定	(118)
实验六 岩石中碳酸盐含量之测定	(121)
实验七 岩石比面之测定	(124)
实验八 液体表面张力的测定	(128)
油层物理习题	(132)

第四章

资料应用选编

本章主要介绍国内外在石油勘探以及认识储油(气)层方面的一些研究成果。其目的是使读者在学完前三章后,能将用不同方法所取得的原始资料应用到实际中去。

要对资料应用作系统的理论叙述是困难的。但是这些参考材料将提供一种资料应用的思维方法。它告诉我们:只有将基础的原始资料熟练地、灵活地应用到石油地质的各个领域中去,对不同的问题选用不同的资料来加以说明,才能切实地解决一些实际问题。

同时,这些参考材料也告诉我们,在解决实际问题的大多数时候,都要牵涉到前面三章所介绍的各种基本知识。只有各种基本知识的连贯和综合的应用,才能对勘探和认识油层提出建设性的建议。

这里再一次强调指出:学习本章的目的,不仅要学习这些材料的研究成果,更主要的是学习解决实际问题的方法。这是编写本章的真正目的。

(一)

孔隙度和渗透率

摘自《砂和砂岩》，美F. J. 佩蒂庄等著

(1977年第一版)

砂岩是由骨架颗粒、填隙的碎屑粉砂和粘土、化学胶结物以及相互连结的网状空间或孔隙所组成的。岩石孔隙系统的研究包括于岩石物性领域。石油工程人员、水文地质工作者、土壤学工作者及一些地质人员都对这一领域作出了贡献，但还有很多问题有待于研究。

孔隙系统使砂岩具有储存和输送流体——地下水、石油、天然气及矿化溶液的能力。砂或砂岩中的这种孔隙系统的大小、形状和式样是非常难以说明的。主要的困难是它缺乏几何的规则性并且体积太小。扫描电子显微镜以其高深的视域极好地说明了砂岩中孔隙表面的错综复杂。

孔隙度和渗透率是两种概念，主要是分析孔隙系统内流体流动，有如密度一样，二者都是质量特性。

孔隙空间是砂岩中未被固体组分所占据的那一部份。孔隙可以是连通的也可以是不连通的。孔隙度是一种标量，以百分数表示。绝对孔隙度或总孔隙度的定义是：

$$P_t = \left(\frac{\text{总体积} - \text{固体体积}}{\text{总体积}} \right) \times 100,$$

而有效孔隙度是：

$$P_e = \left(\frac{\text{互相连通的孔隙体积}}{\text{总体积}} \right) \times 100。$$

绝对孔隙度或总孔隙度是砂中所有孔隙空间的百分量，无论这些孔隙是否连通，而有效孔隙度是互相连通的孔隙空间的百分量。有效孔隙度一般小于总孔隙度，在大多数的储集层研究中一般都要量测有

效孔隙度。浮石和泡沫塑料的绝对孔隙度很高，但有效孔隙度却很低。皮尔逊(Pirson, 1958, 31—40页)总结了实验室中用来测定孔隙度的许多不同的量测技术。有不同的方法测定总孔隙度和有效孔隙度。半定量估计也能从电测录井、微电极录井和声波录井中获得。

为了近似地求得粒状物质中的孔隙度，曾研究过等大球体的填集作用。薛定谔(Schneidegger, 1957, 16—19页)评论了这类文章，并作出结论，论为对等大球体的一定填集方式来说，孔隙度不取决于球体的大小。最紧密填集(菱面体状)，其孔隙度为25.9%；而最松散的填集方式，其孔隙度为87.5%。然而当富含大小混杂的颗粒和非球形的骨架颗粒并且孔隙被胶结物和填隙粘土充填时，对砂岩作这种研究就没有什么意义了。况且，要用结晶学上的术语如菱面体、立方体等来说明砂岩骨架颗粒的不规则填集，事实上是不可能的。

压实作用和胶结作用能使孔隙度由现代砂中的50%或更大减少到石英岩和其它全晶质砂岩的实际上等于零。形成储油层的大多数显生代砂岩的孔隙度一般为5—20%。如果胶结作用增强，特别是SiO₂胶结作用增强时，则可能增加裂缝性孔隙度(相对于粒间孔隙度)，因为这种砂岩的脆性较大，所以更易于产生裂缝。

渗透率或水力传导率(K)，是量测砂岩传送流体的能力，并且定义为特定孔隙性物质中特定流体的层流的比例常数，以达西(Darcy)方程表示：

$$Q = KA(dp/dl)$$

Q为每单位时间内传送流体的体流，A为横截面积， dp/dl 是无因次的水力梯度(在流动方向上距离内压力P的变化)。因此，流速与K横截面积及水力梯度成正比。K的因次为L/T。渗透率的

这种量测取决于流体以及介质的孔隙系统和渗透率的量测方向，因此它是一个矢量或张量，性质与孔隙度不同。比渗透率（ K ）是量测只依赖于介质的渗透率，其定义为：

$$Q = \frac{KA^2}{\mu} \cdot \frac{dp}{dl}$$

此处 ν 为流体比重， μ 代表流体粘度。比渗透率用达西来计量，具有 L^2 因次；它被认为是控制流量的一种特征的孔隙区域。

皮尔逊（1958，62—87页）叙述过测定渗透率的实验技术。波特尔等（Pottier and others, 1964）综述了不同的岩石物性定法，并给出了阿尔及利亚的哈西·迈萨乌德（Hassi Messaoud）砂岩（寒武系）的研究资料。

影响渗透率的因素是粒度、分选、方位、骨架颗粒的填集以及胶结作用和层理。所有这些特性以复杂的方式组合起来。这种方式虽已做了大量的研究，但迄今尚未完全了解。实验发现，疏松砂的粒度越细、分选越差，其渗透率越低。克鲁宾和蒙克（Monk）（1942，10页）曾用以下公式表示：

$$K = C d^2 e^{-1.35\sigma}$$

C 为一常数， d 为平均颗粒直径， e 为自然对数的底， σ 为砂的标准偏差。因此，在基岩浊流岩层中，粒度向上变细，渗透率也相应降低。砂的填集密度越紧，有效孔隙度就越低，因而渗透率也越低。所有其它因素仍然相等。砂岩骨架颗粒的排列方位和填集方式对于渗透率的控制，沿层理面很弱，而在平行于砂搬运的垂直剖面上则要强得多（马斯特（Maest）和波特，1963，553—559页）。在沉积时砂粒的堆集其长轴平行于水流方向，并在逆流方向上与沉积界面成 $15—18^\circ$ 的叠覆状。因此异向性对孔隙系统是有影响的。

层理对渗透率也有很大的影响——可能超过结构的影响，因为砂沉积中常有薄的泥质纹层。这种纹层的渗透率低，因此阻止了流向垂向流动。所以，当颗粒排列方位在层理面上以弱的异向性影响渗透率时，则颗粒结构和纹层使垂向渗透率小于水平渗透率。因此渗透率的特征是具有方向性，在三度空间内可用椭球体或数学上的张量来正确地描述它。

据报道，现代砂的渗透率可达10至100达西以上。但在大多数已固结的砂岩中，很少有超过1或2达西的。在储油岩中，很多砂岩的渗透率只有几至几百毫达西。储集层渗透率的统计分布，特别是一个储层的同一层理面的，趋向于对数正态分布，而孔隙度却具有典型的正态分布。此外，渗透率的变化要比孔隙度的变化大得多（图3—13），且在垂向上每一厘米都有显著的变化。

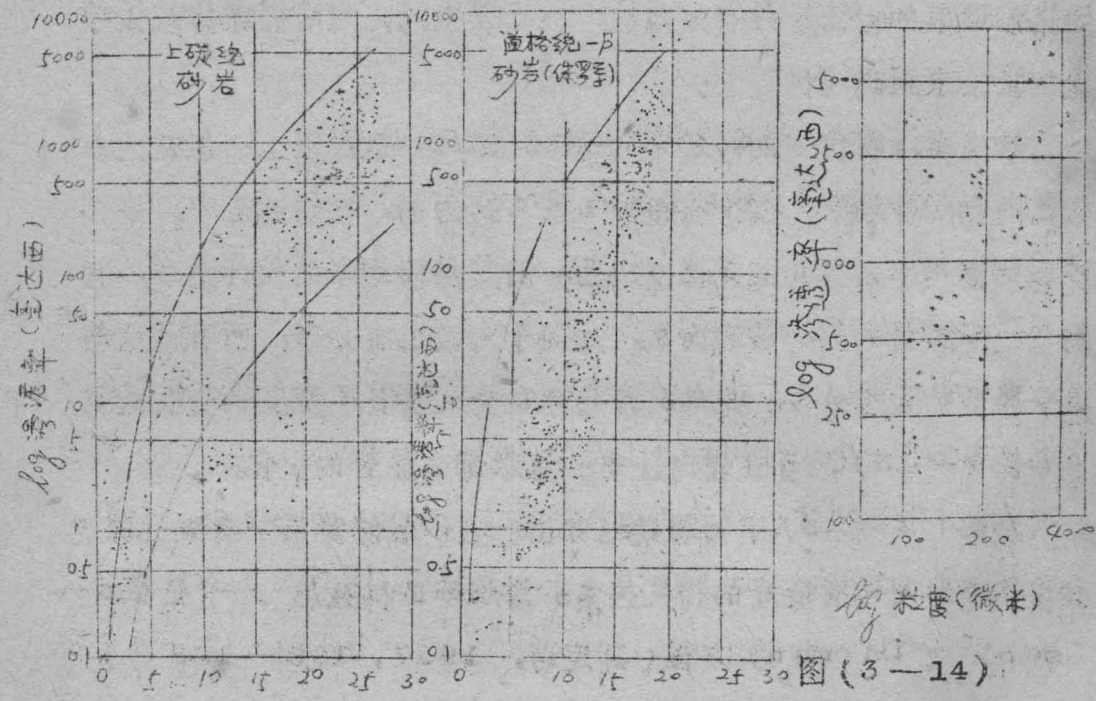
从图（3—13）中可清楚地看出，在砂岩储集层中有效孔隙度和渗透率之间可有很好的相关关系。渗透率的科兹尼——卡曼（Kozeny - Carman）方程（薛定谔，1957，100—108页）为：

$$K = \frac{e^3}{5 S_v^2 (1-e)^2}$$

式中 S_v 为与流体接触的比表面积，即固体每单位体积中与流体接触的表面积。 e 为自然对数的底。从科兹尼——卡曼方程可以看出，渗透率取决于有效孔隙度，特别是在未固结的砂中。作为初步近似，渗透率与孔隙度的一次方成比例，而与比面积的平方成反比。这一方程可用以解释为什么细砂或粉砂虽然与粗砂具有同样的有效的孔隙度，但渗透率却较低。因为粒度减小时，比面积增加，因此也就阻碍流体流动（图3—14）。

为什么砂岩的渗透率的变化要比孔隙度的变化大得多？似乎有

两个主要原因。已知的孔隙度既不限制孔隙系统壁上小规模粗糙度所给予流体的拖曳作用，也不限制砂岩内两点之间流体必须流经的长度。这两者或两者之一的变化均能改变渗透率而不改变孔隙度。所以渗透率就比孔隙度有更大的变化。科兹尼—卡曼方程也可在某



图(3-13)

渗透率对孔隙度的交会图。1. 道格统一B砂岩(侏罗系)；2. 上侏罗统砂岩。注意对比(依菲希特鲍尔，1967，图7及10)

图(3-14) 渗透率与粒度的关系。德国林根附近希覆恩油田的本特海默砂岩。回归方程为 $\log_{10} y = -2.1007 + 2.221 \log_{10} x$, y ——渗透率，毫达西； x ——粒度，毫米

种程度上说明渗透率的空间变化比孔隙度大得多。例如，当胶结作用逐渐发育时，比面积及孔隙度就减小，或许二者是以不同的速度减小的。所以渗透率与比面积的平方成反比。其变化就比孔隙度的变化大得多。冯·恩格尔哈特和皮特

(1951) 在孔隙度、渗透率与粒度之间的关系方面发表了许多定量资料。冯·恩格尔哈特(1960)深入地研究过沉积物中的孔隙度、传输特征及孔隙系统的化学成份, 薛定谔(1957)则作过比较多的数学解释。

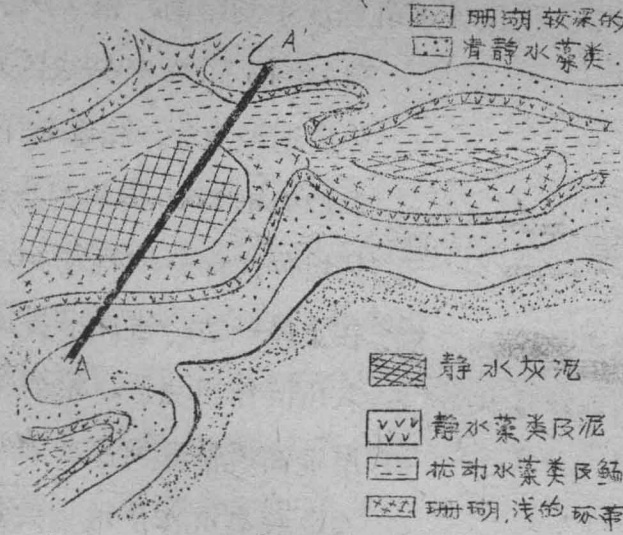
(二)

孔隙几何特征在勘探上的应用

摘自《碳酸盐岩石油与天然气开采》

R·L·乔德里(美)

岩石族与产能的关系, 可以发展为一种实际的勘探工具。在蒙大拿与北达科他交界地区勘探查尔斯(密西西比系)碳酸盐岩的早期, 发现了一个小油田。由于此项发现的鼓励钻了更多的井, 而孔隙度测井手段很快证明确有厚层高孔隙度的碳酸盐构成体。然而, 没有重要的新发现。因为连续钻井, 有可能恢复本区的古地理环境



(图26)。第一次发现的油田靠近古碳酸盐滩的顶部, 此点正好位于几乎将滩分为两段的窄狭地区。这一滩区被集中生长的珊瑚区所包围。在珊瑚边界内侧上风的一边是一个洗选较好的珊瑚藻堆积及鲕粒带, 并具有少量细的物质。

图26 密西西比系碳酸盐滩地区, 由选择的生物羣及岩性勾绘。

在下风的一边是洗选不好的珊瑚藻物质带, 含有较大百分数的静水藻与灰泥混在一起。滩的中央为厚层、高孔隙性沉积物堆积所占据, 这些沉积物是由滩的

边缘洗选过细碳酸盐及较大百分数的化学沉淀灰泥所组成。就在这个中央地区钻井最多，有时在一些井中有油的显示但没有产量。

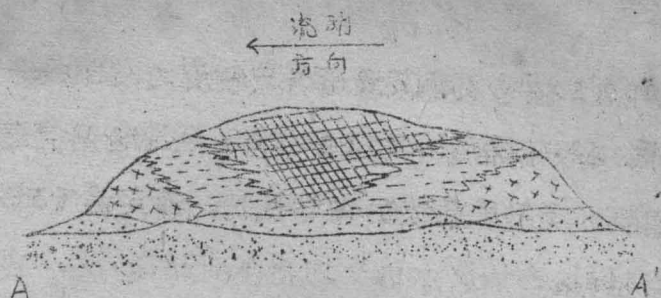
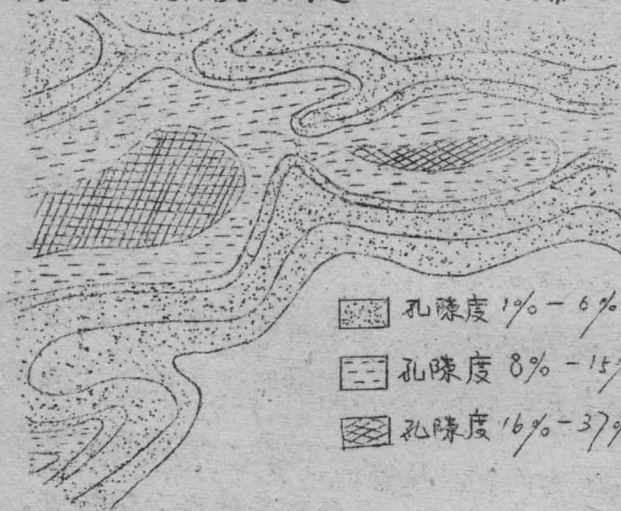


图27 通过密西西比系碳酸盐滩的横剖面简图。剖面位置及图例见图26。

图27是通过此滩的横剖面简图。由图可以理解孔隙度高于30%的厚的滩中央地区为何如此引人注目。此区所有可以得到的岩心均测定了孔隙度。发现三个大的岩相带具有三种明显的孔隙度范围(图28)。滩以外地区的孔隙度很低，几乎任何地方都小于2%，只有在包围滩的珊瑚环带中才能达到6%，上风向洗选带及下风方向部分洗选带具有中等的孔隙度。在洗选带中的孔隙度一般由8%到12%；当逐步进入滩中央地区孔隙度可高达15%。下风带的孔隙度平均略高，由10%到15%。在滩中央地区孔隙度迅速增加，由靠近下风边缘的16%提高到全部区域的大部分均超过30%。



在上风一边，当滩中央进入风浪作用地区，淋滤作用提高孔隙度可高达37%。

图28 密西西比系碳酸盐的岩相与孔隙度的关系

在中央高孔隙度地区大量钻探后，难得有比油显示更好的井，显然是孔隙度

以外另有某种因素在控制石油的生产。

对所有的岩心都测定毛管压力曲线；对比每一岩相的曲线。发现它们可纳入轮廓清晰的自然分组。绘制岩相与产能的关系图，产能以油饱和50%的孔隙空间所需要的油柱高度表示。在计算油柱时用此区内发现的油及水的平均密度。此图（图29）表明为什么滩中央地区是非生产区，为什么原来的油田是生产区，及何处最可能发现另外的生产区。在滩堆积以外地区，从孔隙度的观点是不引人注意的，从产能的观点仍不令人鼓舞。这些沉积如果含油至少需要250

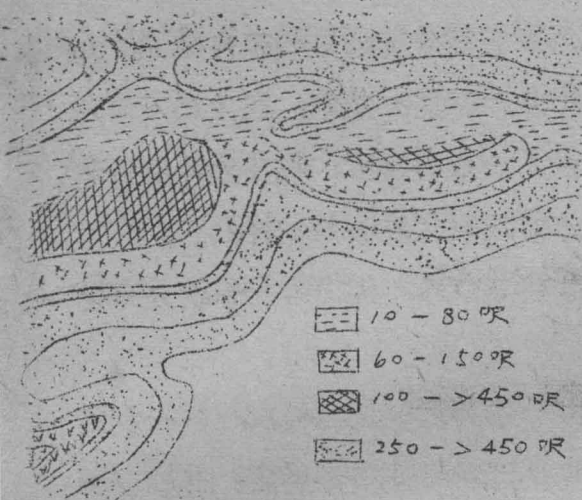


图29 多种碳酸盐相与产能之间的关系，产能以油饱和50%的孔隙空间所需要油柱呎数表示。

呎的油柱，对大部分地区甚至需要超过450呎。在滩中央，高孔隙度沉积更是几乎不会引人注意；因

为在大部分这种地区需要超过450呎的油柱才有产能。当接近上风方向过渡带时，需要的高度在一个狭的地带内降到100呎。在下风一边的过渡带仍需高于150呎的油柱高度。地震及地下地质表明在滩区内不会有闭合度达100呎或100呎以上的圈闭。这个事实基本上排除了在滩以外地区或滩中央高孔隙地区产油的可能性。在这些地区钻井基本上没有成功的机会，尽管此地区可以肯定有构造存在并可以遇到高于30%的高孔隙度。

从部分未洗选的下风方向沉积得到的毛管压力曲线表明，需要60—150呎油柱才能生产石油。这个区域只能考虑边缘地区，同时只有在最有利的条件下才可能生产。

只有洗选了的、中等孔隙性上风方向的滩沉积才能产生有利的毛管压力曲线。在这个岩相中 10—80 呎油柱就足以使油饱和 50% 或更高的孔隙空间。因而在此区域找到预期 50—60 呎闭合度的圈闭就能夠生产工业数量的原油。

在这个图件绘成以后，在下风方向部分洗选的相带内钻成了几眼孤立的出油井，确证了它的边缘生产性能。然而，在上风方向分选了的中等孔隙度的岩相内已经形成了一系列油田。现在大部地区表明是有生产价值的，如同毛管压力曲线研究表明的一样。

除了上面所讨论的横向岩相带状分布外，纵向岩相带状分布也同等重要。

威利斯顿盆地的查尔斯组是由一系列沉积旋回构成，每一旋回以一个漫长的海退相及随后的短暂的重新海进相为特征。随后较新的重新海进在程度上不等于海退，因而从整体上说查尔斯组随着时间的推移具有连续的浅水岩性。

在这样的海退环境中，海浪作用带随着时间的推移而沿着向海的方向推进，同时较浅水的沉积越过那些较深水生因的沉积也沿着向海方向前进。图 27 的横剖面说明所讨论的滩区内这个作用是如何发生的。当在滩的上风方向钻到这样的程序时，剖面上部可能由厚的高孔隙性微晶灰岩组成，逐步向下过渡到洗选了的具有中等孔隙度的粗粒灰岩，最后通过珊瑚带进入具有低孔隙度的未分选的开闢海洋相。

这样的剖面可由钻杆测试得到充分的石油回收，以表明具有工业生产价值，可以进行测井记录及下套管。在孔隙度测井曲线上将表明厚层碳酸盐沉积，同时在顶部具有很高的孔隙度向下逐步成为低孔隙度。可惜的是，孔隙度测井曲线並不表明孔隙喉道大小。在这样一种情况下，如果剖面上部按照曲线所表明的高孔隙度带射孔，

几乎总是得到产水的结果。由于不利的孔隙结构，上部细粒的高孔隙度的剖面可能含水，向下逐步进入油水过渡带，再进一步向下进入粗粒的、洗选过的中等孔隙性灰岩，这才是生产无水石油的最好储油岩。因为不了解这些原理，在这个区域内应该产油的井却被放棄了。在碳酸盐岩旋回连续的多孔隙油藏内，水可以经常地位于油的上部或油的上倾方向，而无损于油藏饱和油部分的产油能力，记住这一点是非常重要的。

毛管压力曲线在确定油水接触面位置而无需钻到含水部分也是很有用的。岩石中的含油饱和度可以从岩心或测井曲线分析确定；在岩石的毛管压力曲线上确定这个饱和度百分数的位置，可以找到与油水接触面的距离。当发现油柱是厚于已知闭合度时，很可能表明有地层圈闭存在。因为大的地层圈闭往往是由钻探实际上对于石油聚集並不重要的构造时发现的。早期识别地层圈闭非常重要。並可将石油勘探置于完全不同的局面。

(三)

附录 A 应用岩相学及统计学研究碳酸盐

储集岩的某些岩石物理性质

摘自《碳酸盐岩石油和天然气开采》

H. H. 里克第三 G. V. 奇林加 H. W. 曼农

附录 A 介绍几种确定孔隙性碳酸盐岩的某些岩石物理性质——孔隙度、渗透率、平均孔隙直径等——的方法。由于大多数碳酸盐岩孔隙系统的复杂性，碳酸盐岩中孔隙大小及分布要用统计测量法来表述。

从碳酸盐岩孔隙空间特征确定渗透率

1930年,阿申布伦纳和齐林加^[1]曾探讨过特奥多罗维奇的阐述碳酸盐岩孔隙空间特征与渗透率关系的岩相学方法。当碳酸盐岩的渗透率不能在实验室中直接测定时,可用这个方法进行计算。根据特奥多罗维奇^[2]的研究,灰岩及白云岩的渗透率,可以从一套经验系数中选定若干数值。然后将这些系数相乘得出渗透率的毫达西数的方法有效地进行计算。确定碳酸盐储集岩的渗透率的主要因素如下:(A)孔隙空间类型及孔隙空间亚类型(表1;也可参阅本书第一章第6页);(B)有效孔隙度(表2);(C)平均孔隙大小(表3);(D₁)孔隙的伸长度(表4);(D₂)胶结的类型及数量;(D₃)孔隙的聚集程度;及(E)孔隙中及孔隙连通通道内壁的光滑度。

特奥多罗维奇用下式表示这七个因素对渗透率的影响:

$$k = A \times B \times C \times D_1 \times D_2 \times D_3 \times E \quad (1)$$

然而,特奥多罗维奇曾指出,方程式1可以简化为

$$k = A \times B \times C \times D_1 \quad (2)$$

其中 k 是渗透率(毫达西),变数A到D₁代表经验推出的数字。这些经验系数可以从表1—4查到,而这些经验数值所代表的岩相标准是从薄片研究确定的。值得注意的是,从薄片分析计算出的渗透率可能偏小,这决定于岩石中的裂缝发育程度。

对于同样的孔隙空间。由于孔隙连通通道的多寡及宽窄不同,渗透率可以有相当程度的变化。对于不同类型及亚类型的经验系数范围由2到64。属于类型II的孔隙空间结构的碳酸盐岩,通常较其它孔隙类型的储集岩为好(表1)。

在灰岩及白云岩中有效孔隙度,在正常情况下由2~25%,而相应的经验数值差不多也是在同样范围内,即从0到30(表2)。表3列出的孔隙直径范围由小于0.01毫米到大于2毫米,而经验系

数的范围由 0.0625 到 16。孔隙大小的范围包括两个数量级，而相应的经验系数 c 的范围却包括三个数量级。

孔隙伸长度的影响，用经验系数从 1 变化到 4 来表示（表 4）。由于这些经验值属于同一数量级，因此，系数 D_1 可能不及其它因素那样重要。

阿申布伦纳和齐林加^[1]各自测量并计算了十块碳酸盐岩样品的渗透率。他们的结果与特奥多罗维奇所发表的有良好的一致性^[1]；在计算的与测量的渗透率之间约有平均为 10% 的不符合。在图 1 中，是 23 个实验室测量出的渗透率与由薄片计算出的渗透率绘成的线。阿申布伦纳及齐林加在研究了大量的薄片后作出下列观察结论：

1. 当连通通道的平均直径约为 0.01 毫米时，计算出的渗透率范围由 2 到 16 毫达西。

2. 在孔隙连通通道的平均直径约为 0.02 毫米时，渗透率数值可在 30 到 75 毫达西范围内变化。

3. 如果大多数通道的平均直径约为 0.03 毫米时，渗透率增加到 600 到 800 毫达西。

4. 具有较多的宽连通通道（ ≈ 0.04 毫米直径）时，相应渗透率介于 1200 及 1300 毫达西之间。

5. 具有类型 I 孔隙空间结构的碳酸盐岩与孔隙率小于 12% 的砂岩之间似乎有一定的相似性。

特列宾^[3]对孔隙率低于 12% 的砂岩推导出下列关系式：

$$k = 2 \times e^{0.316\phi} \quad (3)$$

其中 k 是渗透率（毫达西）， ϕ 是有效孔隙度（%）， e 为 2.718 28（自然对数的底）。这个关系对于低孔隙度的碳酸盐岩及砂岩似乎都是非常相近的。

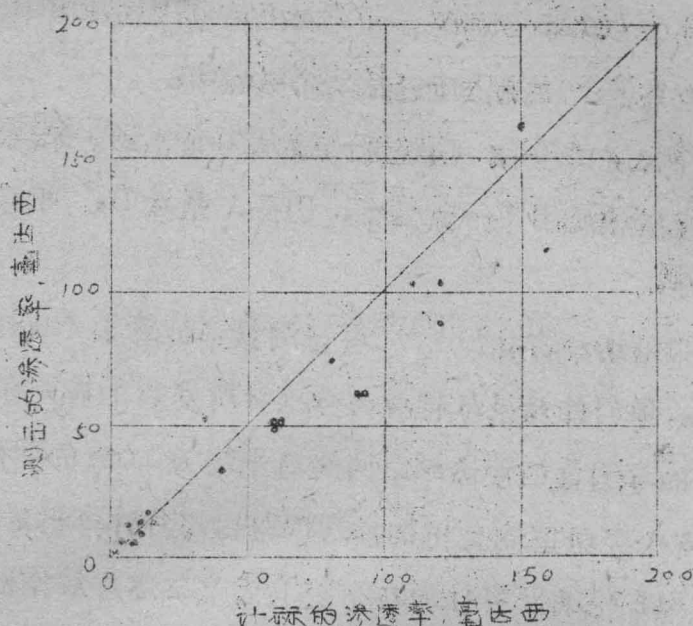


图1 实验室测量出的渗透率与由特奥多罗维奇法计算出的渗透率的关系〔1、2〕。

按特奥多罗维奇的资料，数学平均误差为 $+13.8\%$ ，而阿申布伦纳和齐林加则发现所有的数学平均误差为 -6.4% 。

这 45° 的直线表明测量的与计算的渗透率之间在理论上是完全可以对比的。

确定孔隙性碳酸盐岩的基本几何特征

为了得出一个碳酸盐岩内部几何形状的正确描述，必须对孔隙空间结构特征作出的定量评价。佩雷兹-罗萨勒〔4〕提出了一种简单而有效的得到关于孔隙介质内部几何情况的方法：这项技术是将一种网格重叠在岩石表面的显微照片上，由此可以确定具有实验价值的各项参数的数值。如比面、孔隙宽度及颗粒厚度。在可以应用科泽尼方程式的情况下，则可获得绝对渗透率。在处置过程中，碳酸盐岩的孔隙空间要用有色物质如塑料或合成树脂等充填，以便在显微照片中能够很容易地将空隙空间同固体岩石区别开。

表3 孔隙大小的经验系数C

描 述 名 称	孔隙的最大尺寸 (毫 米)	经验系数 C
大 溶 洞	> 2	16
中等到大溶洞	$0.5 - 2.0$	4
中等孔隙	$0.25 - 1.0$	2
细到中等孔隙	$0.1 - 0.5$	1
很细到细孔隙	$0.05 - 0.25$	0.5
很细孔隙	$0.01 - 0.1$	0.25
针孔到很细孔隙	< 0.1 及部分 < 0.01	0.125
大部分为针孔孔隙	< 0.03 及部分 < 0.01	0.0625

表4 孔隙形状的经验系数D

描 述 名 称	经验系数D
不同程度的等轴孔隙	1
长形孔隙	2
很长的孔隙或成簇的孔隙(具有外泄连通道)	4