

非均质地层试井

[苏] T. D. 斯特列尔特索娃 著



石油工业出版社

066141



非均质地层试井

〔苏〕T.D.斯特列尔特索娃 著

刘民中 唐金华 高承泰 译 刘尉宁 校



200419261



石油工业出版社

(京)新登字082号

内 容 提 要

本书研究了多种非均质地层中的试井,包括:横向渗透率变化、垂向层状非均质、天然裂缝以及多种有界地层。系统介绍了试井分析所需的基本知识,包括表征油藏性质的各种参数、油藏分类、试井设备和非均质油层中的各种试井分析,主要限于研究油井试井包括井的泄油区内气油和水油界面对压力动态的影响。本书内容丰富,具有较高的理论水平及实用意义,适合石油院校油藏工程专业教师、学生、现场油藏工程师参考。

Well Testing in Heterogeneous Formations

Tatiana D. Streltsova

John Wiley & Sons, Inc.

1988

非均质地层试井

[苏] T.D.斯特列尔索娃 著

刘民中 唐金华 高承泰 译 刘尉宁 校

石油工业出版社出版

(北京安定门外安华里二区一号楼)

北京海淀昊海印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

850×1168毫米 32开本 13³/₄印张 363千字 印1—2.000

1992年8月北京第1版 1992年8月北京第1次印刷

ISBN 7-5021-0725-8/TE·685

定价: 7.20元

前 言

埃克森 (Exxon) 生产研究公司的职能之一, 就是发展测试和描述地下储层的技术。这一技术对于油气藏发现之后, 对储集层开发进行商业投资之前这一段时间的勘探工作特别重要, 对于开采来说, 它也是一种重要的改善储集层开采动态的井下诊断工具。

本专著中所用的“试井”这个术语, 意指测量地层对井中开采压力的响应。这是一种已经成型的地层评价方法, 但又一直是一项不断研究的课题。随着石油工业越来越多地开采边际油气藏, 试井的作用变得更加重要。这些边际油气藏通常位于高度非均质地层中, 后者使压力动态复杂化。因此, 以非均质地层中的渗流为题来统一阐述这一理论就相当及时。

本专著以从简单到复杂循序渐进的方式, 阐述每一阶段那些因地层非均质性而引起的渗流动态的改变。这种叙述方法, 无论是对想一般地了解本课题的新手, 还是对正在寻求改进或更换现有方法的有经验的分析家来说, 都是有用的。本书也是沟通地下水工程理论文献与石油工程理论文献的一座桥梁。由于作者在这两个领域都有广泛的贡献, 所以, 著者完全具备了撰写此专著的资格。

埃克森生产研究公司
生产副总裁
P.H.克利

目 录

绪论	(1)
第一章 储集层性质与试井设计	(2)
1.1 流体流动的基本特性和试井参数	(2)
1.2 多相流体饱和度对试井结果的影响	(14)
1.3 用于试井分析的油藏分类	(17)
1.4 试井设备和方法	(20)
1.5 小结	(44)
参考文献	(46)
第二章 垂向封闭均质地层中向井的流动	(47)
2.1 向直径有限、无储存能力井的流动	(47)
2.2 向直径有限并具有储存能力井的流动	(52)
2.3 向半径无限小的井的流动	(57)
2.4 应用Ei函数解进行多井试井分析	(62)
2.5 应用Ei函数解进行单井试井分析	(79)
2.6 试井的探测半径	(82)
2.7 均质各向异性地层中向井的流动	(84)
2.8 向部分射开地层的井的流动	(87)
2.9 小结	(100)
参考文献	(101)
第三章 变产量生产井的压力降落	(105)
3.1 叠加原理	(105)
3.2 常产量	(106)
3.3 产量的线性变化	(108)
3.4 产量的抛物线型变化	(111)
3.5 $q(t)=\alpha_n t^n$ 类型的产量变化	(113)
3.6 产量的多项式变化	(113)
3.7 产量呈指数增加到常量开采	(117)

3.8	产量的指数递减	(124)
3.9	产量的指数递增	(128)
3.10	周期性变化的产量	(130)
3.11	变产量分段逼近	(138)
3.12	脉冲试井——一种变产量干扰试井方法	(145)
3.13	小结	(156)
	参考文献	(157)
第四章	单井压力恢复试井分析	(160)
4.1	以常产量自喷开采后的压力恢复	(162)
4.2	产量呈线性变化的自喷期之后的压力恢复	(168)
4.3	产量呈抛物线变化的自喷期之后的压力恢复	(177)
4.4	产量呈指数增长到常产量的自喷期之后的压力恢复	(184)
4.5	产量呈指数递增的自喷期之后的压力恢复	(188)
4.6	变产量自喷期之后的压力恢复动态的一般特征	(192)
4.7	产量分段逼近的变产量自喷期之后的压力恢复	(198)
4.8	受井筒储存影响的压力恢复资料的分析	(209)
4.9	小结	(223)
	参考文献	(225)
第五章	横向非均质油藏内的压力响应	(226)
5.1	单一线性不渗透边界	(227)
5.2	单一线性定压边界	(232)
5.3	储层的线性不连续性	(235)
5.4	垂直相交的两条边界	(239)
5.5	以 45° 角相交的两条边界	(243)
5.6	任意相交边界	(247)
5.7	无限延伸的平行边界	(248)
5.8	两条平行不渗透边界被第三条不渗透边界垂直相交	(256)
5.9	封闭的正方形边界和封闭的圆形边界	(259)
5.10	储层的径向不连续性	(264)
5.11	小结	(269)
	参考文献	(271)
第六章	气顶油藏的压力响应	(272)
6.1	向完全射开油层的井的流动	(273)

6.2	向部分射开油层的井的流动·····	(288)
6.3	由于井部分射开油层和污染引起的拟表皮因子·····	(294)
6.4	向具有井筒储存能力且直径有限井的流动·····	(297)
6.5	带气顶油藏内生产时间对井压力恢复的影响·····	(301)
6.6	带气顶油藏内一口续流占优井的压力恢复资料的分析·····	(302)
6.7	小结·····	(308)
	参考文献·····	(310)
第七章	层状油藏中向井的流动 ·····	(312)
7.1	一口部分打开地层井从一个不可压缩低渗透层向一开采层的垂向窜流·····	(314)
7.2	来自(或通过)可压缩半渗透层向由一口完全打开地层井生产的层的垂向窜流·····	(328)
7.3	具有层间窜流的层状油藏内生产井压力动态的一般方式···	(358)
7.4	仅在井筒中存在窜流的井的压力动态·····	(365)
7.5	小结·····	(374)
	参考文献·····	(377)
第八章	天然裂缝油藏中向井的流动 ·····	(380)
8.1	天然裂缝油藏的一般特性·····	(381)
8.2	具有连续裂缝网的天然裂缝储层的双重孔隙模型·····	(393)
8.3	具有不连续裂缝网的天然裂缝油藏的响应·····	(416)
8.4	小结·····	(419)
	参考文献·····	(421)
符号	·····	(426)

绪 论

本专著阐述的基本数学理论，促进了非均质岩层中的压力动态描述的发展。本书的目的就是要分散在整个国际石油和地下水文献中的完全不同的一批资料组合成单篇论文，以便有助于有关的专家去解释压力不稳定试井资料。

随着人们越来越多地开采更多的边际性油气藏，对于石油勘探来说，压力降落、恢复和干扰试井正在变得日趋重要。虽然这些油气藏的地质构造可能极其复杂，而大多数现行的解释方法却都是建立在均质地层理论上的。本专著举例说明了这些方法的局限性，并且提供了不同的压力资料分析方法。通过对各种地层非均质性的系统处理，对这方面有了必要了解。其中包括油气藏的一些固有的非均质性，比如，横向渗透率变化、垂向成层现象、天然裂缝以及对油藏产生影响的边界限制，诸如封闭断层、互层页岩、砂层尖灭、已开发油田中有限的供油面积以及其他约束条件。

虽然本专著局限于油井的试井，但也强调了井的供油面积内气油和水油界面对一口井压力动态的影响，没有涉及气藏的试井问题。

虽然是用实际的测试资料来详细说明理论的发展，但本专著却不是一本试井分析程序手册。如果给出各种非均质实例并解释非均质条件下的压力资料必然大大增加本专著的篇幅。大量实例表明，一口井的压力响应取决于很多因素，包括储层内渗透率和孔隙度的空间分布。因此，从对测井和岩心资料进行地质与工程研究中推导出的沉积环境的概念模式，会有助于提高试井解释的质量。

第一章 储集层性质与试井设计

撰写本章的目的有两个。首先，作为引论阐述在用数学公式表述地层中可压缩流体的流动时所需的一些基本储层与流体特性。这种表达式在确定如何将各种不同的储层特性参数合并成组，来影响试井压力响应是至关重要的。随着油田开采，这些特性的变化方式取决于储层的物性。因此，根据储层边界和非均质性对试井响应所产生的影响，对储集层进行了大体分类。

第二个目的是，对现代试井中所用的特殊方法和设备作一回顾，是想给那些不熟悉试井施工方式的人以裨益。为此，收集了压力和产量测量值。论述涉及试井的种类和目的、井筒与地面试井设备以及试井方法。

用量纲分析法，对所讨论的参数和量下了定义，给出了几种单位制，包括缩写成“SI”（国际单位制）的国际公制单位和常用的美国油矿单位制。SPE（美国石油工程师协会）在地下水工程方面常用的公制标准和单位也包括在内。提供了用不同单位进行试井分析计算时所需的换算系数。

1.1 流体流动的基本特性和试井参数

描述油藏中的流体流动需要逐一阐述流体和地层的物理性质。对于稳定流动状态，流度 K/μ ，即为表达在压力梯度作用下，某种粘度一定的流体通过渗透率为 K 的多孔材料时难易程度的一个量度，是描述压力梯度和流体流速定量关系的一个参数。这一关系用达西定律表示，在后面要详细论述。但是，对不稳定流动条件，地层存储或释放流体的能力，也是定量描述流体流动所需的一个特性参数。这一特性即比储存量 ϕC_t ，以孔隙度与总压缩系数的乘积表示。总压缩系数是流体和地层的可压缩系数之

和。综合参数，即流度与比储量之比称为扩散系数 η ，它是衡量压力扰动在地层中的传播快慢的一个量度。表示压力在空间和时间上的分布的方程称为扩散方程。

下面介绍流体基本性质以及与压力和温度的关系、地层特征及在油藏中随着开采的进行影响压力响应的参数组。

1.1.1 流体的物理性质

石油储层中的流体一般为气、油和水，它们所占的比例不同。各相在组分和性质上有很大差异。气和油，无论是单相流体还是混合物，都会随着油藏压力的变化而改变它们的状态或相态。

对于油藏来说，随着流体不断采出，压力降到某个值，当达到此值时，部分液相就气化而产生气相，然后，气相与液相达到平衡状态。液相开始气化时的压力称为泡点压力。形成的气称为溶液中释出的气，它包含油中更容易挥发的（低分子量）组分。当压力进一步降低到泡点压力之下，更多的气从溶液中释出，液相的体积缩小，而气相体积增大。含有其泡点压力以下的油的储层称为饱和油藏。如果油藏压力高于泡点压力，那么，就认为这一油藏含有未饱和的油。如果油藏带有一伴生气顶与之处于平衡，那么，油层压力就必然是在油层温度下的泡点压力。有些油藏有气顶，而且与未饱和气的含水层相接触。这些油藏在发现时，在油气界面处含有泡点压力下的油，但是，未饱和程度逐渐向含水层增加。

流体的物理性质、相关关系和相态，已经在流体渗流的文献中进行了广泛的讨论〔Standing和Katz（1942）；Standing（1952）；Burcik（1957）；McCain（1973）；Earlougher（1977）〕。为了确定一特定油藏的流体物理性质，在探井试井时，要收集储集层流体样品，为下一步实验室分析之用。这些样品是用井下工具采到或从在地面将产出液体分离成气体和液体的地面设施中抽提出的。通常要确定的物理性质是流体的密度、相对密度、粘度、压缩系数和将地面流体体积转换成油藏流体体积时

所需要的压力-体积-温度关系,油和气的分子组分通常也要确定。下面是一些不稳定试井压力数据分析的定义。

流体的密度 ρ 定义为单位体积 V 的质量 M 。

$$\rho = M/V, \text{ M/L}^3 \quad (1.1)$$

密度的SI制单位为 kg/m^3 ;也可用 g/cm^3 。在传统的油矿单位制中,密度的单位为 lbm/ft^3 。 1g/cm^3 的密度 $=1000\text{kg/m}^3=62.428\text{lbm/ft}^3$ 。

表述同一物理性质的一个简便方式是采用相对密度,通常称为比重。用比重时,就不要规定计量单位。就液体而言,相对密度 γ 是该液体密度 ρ 同规定温度和压力下纯水密度 ρ_w 之比。

$$\gamma = \frac{\rho}{\rho_w} \quad (1.2)$$

在油田单位制中,油的相对密度的计量单位是API(美国石油学会)重度。通常报道的在 60°F 下的API重度与油的相对密度 γ 的关系式为

$$^\circ\text{API} = \frac{141.5}{\gamma @ 60^\circ\text{F}} - 131.5 \quad (1.3)$$

相反,在 60°F 下油的相对密度与 $^\circ\text{API}$ 的关系为

$$\gamma = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ\text{API}} \quad (1.4)$$

随着 $^\circ\text{API}$ 增高,相对密度 γ 降低。相对密度范围 $1.0 \sim 0.61$ 相当于 $10 \sim 100^\circ\text{API}$ 范围。在SI单位制体系中,不用API重度来计量相对密度。对气来说,相对密度定义为给定温度和压力下气体的密度与相同温度和压力下空气的密度之比

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{\text{空气}}} = \frac{M_g}{M_{\text{空气}}} \quad (1.5)$$

式中 M 是该气体的分子量。实验发现,一克分子量的每种理想气体在 14.696psi (以每平方英寸英磅为单位测得的大气压)压力和 60°F 温度下,要占 379.4ft^3 的体积。这些条件,即温度为 60°F ,压力为 14.696psia (1atm),在美国称为标准条件。

粘度 μ 是某一流体流动的内部阻力的量度, 它的量纲是单位面积 L^{-2} 上的力与时间之积 FT , 即

$$FTL^{-2} = MT^{-1}L^{-1}$$

粘度的公制单位是 $Pa \cdot s$, 其油矿单位是 cP , 即 $1cP = 0.001Pa \cdot s$ 。粘度受温度和压力以及流体组分的影响。因此, 油的粘度最好是在实验室内作为地下油气分析工作的一部分, 以温度和压力的函数来计量。当压力降至泡点压力以下时, 油的粘度会迅速增加。因为油中易挥发组分挥发了。另一方面, 如果不知道气和水的粘度, 如同在对探井进行测试时所碰到的那样, 可以根据已公开发表的相关关系满意地计算出油藏条件下气和水的粘度。

在油田开采期间, 流体性质将随着油藏压力和温度以及该流体的组成变化而变化。一般说来, 地层的热能很大以至在开采期间仍能保持油藏温度实际不变, 除非开始某个注流体项目, 比如注水或注蒸汽。但是, 随着不断开采, 油藏压力总会降到原始压力之下。油藏中液相的组分在压力高于泡点压力(饱和压力)时, 保持不变; 但在压力低于泡点压力时, 随着气相逸出, 这种组分会不断变化。

对于均质液体, 例如水或油来说, 在泡点压力以上体积随压力的变化情况, 可通过液体压缩系数来解释。油的压缩系数 C_o 是单位压力变化导致的油体积的相对变化。与此相似, 水的压缩系数 C_w 表明单位压力变化而导致的水体积的相对变化。因此, 压缩系数的单位是压力单位的倒数。

对于理想气体, 根据波义耳定律, 常温下的气体比容积与压力成反比关系; 根据查理定律, 常压下的气体体积变化与绝对温度直接相关。油田单位的绝对温度以兰金($^{\circ}R$)表示。绝对温度的SI单位为开氏温度($^{\circ}K$)。这些绝对温度与摄氏温度($^{\circ}C$)和华氏温度($^{\circ}F$)的相应关系为

$$T_K = T_{\cdot C} + 273.15 \quad (1.6)$$

$$T_K = T_{\cdot R} / 1.80 \quad (1.7)$$

$$T_{\cdot C} = (T_{\cdot F} - 32) / 1.80 \quad (1.8)$$

$$T \cdot_R = T \cdot_F + 459.67 \quad (1.9)$$

在油藏温度和压力下，天然气的压缩系数不同于按理想气体定律定义的压缩系数。用来量度某种天然气与理想气体特性偏差的参数叫做超压缩系数或叫气体偏差系数 Z ，并用非理想气体定律 $pV = ZNRT$ 来定义。此处， p 是压力， V 是在绝对温度 T 条件下含有 N 个气体克分子量的气体体积。 R 是通用气体常数。这一无量纲数的变化范围通常为0.70到1.20。1.00值代表理想状态。气体偏差系数，可依据熟知的相关图（Standing, 1952），用油藏温度、压力和该气的克分子组成来估算。

流量几乎都是在地面条件下计量，然后把这些流量换算成油藏条件下的流量。当压力下降时，由于部分气体蒸发或形成游离气，液体体积会减小。相反，当压力增加时，气体溶于液相中，结果油“膨胀”。定量描述这些相的体积变化的参数叫做地层体积系数和溶解气油比。

油的地层体积系数 B_o 是指油藏条件下油的体积与标准条件下相应的体积之比。由于部分汽化出现，原油体积缩小，所以 $B_o \geq 1$ 。于是，油藏条件下的采油量是地面产量与地层体积系数之积。当压力下降时，此系数会稍有增大，直到油藏压力降到泡点压力以下。然后，随着压力进一步下降， B_o 将减小。在本专著中出现的所有产量都是油藏条件下的产量。

气的地层体积系数 B_g 是在油藏条件下测定的，相当于标准条件下气的单位体积，因此 $B_g < 1$ 。

溶解气油比 R_s ，是指地面条件下会收缩为一个单位体积的油藏原油中所“溶解”的天然气量在地面条件下的体积。因此，此参数表示从处于油藏条件下的油中蒸发出的气的地面体积。在地层压力降至泡点压力之前，溶解气油比几乎保持不变。然后， R_s 参数随压力的进一步降低而减小。

由于这些体积系数和溶解气油比是在油藏温度和不同压力下，在油藏流体样品上进行实验室测定而获得的，因此在大多数产量计算中可以有效地代替详细的相平衡数据。但是，在进行探

井试井时，这些参数是未知的，因此，都是依据相关图来计算〔Standing (1952)〕。

生产气油比 R 是在地面条件下的产气体积与产油体积之比。游离气是指在油藏中作为气相存在的气。因此，油藏条件下，游离气的产量是 $R-R_s$ 的差值乘上地面产油量再乘上天然气的地层体积系数 B_g 的积。

最后，必须指出的是，低于饱和压力下的油气混合物的有效压缩系数很大，因为随着压力增加大多数混合物体积减小，是与某些气体变为液体的相变相关的。油的有效压缩系数与这些系数的关系，恰好可定义为

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{dB_o}{dp} - B_g \frac{dR_s}{dp} \right) \quad (1.10)$$

这一值最好在实验室中在油藏温度下测定。当油藏压力低时， C_o 可能比泡点压力下获得的值大3~4倍，而后者一般处在 2×10^{-5} 到 $1 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$ 范围内。

虽然还不完全，但前面的讨论暗示出了油藏流体的物理性质。这些物性有的可归因于影响试井动态的参数组，而有些可用来将从试井中获得的地面产量换算成油藏总产量。这个油藏总产量 q 在本专著后面所有的公式中都用到。

1.1.2 达西定律

通过多孔介质的层流受达西定律的控制。达西定律表述了驱动势能梯度（压力或重力头）同流体渗流速度的关系。这一定律由亨利·达西（1856）首次用公式表述。达西让水渗流通过用未固结的砂做的过滤层，以便将水力（重力）梯度同流量建立定量的关系。后来，将这一定律扩展到不仅用于水，而且也用于所有其他流体。为了达到这一目的，将流体粘度直接引入到驱动力和流量之间的关系中。达西定律的通用形式表明，均匀流体流经多孔介质的速度与压力梯度成正比，而与该流体的粘度成反比，即

$$v_s = -\frac{K}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial s} - \rho g \sin \theta \right) \quad (1.11)$$

式中 v ，是视速度（单位总面积的体积流量）， θ 是测得的正 s 方向与水平方向之间的夹角。该流体的粘度为 μ ，密度为 ρ ，压力为 p ， g 是重力加速度，而 K 是比例常数，称为渗透率。如果方程式（1.11）中的视速度以cm/s来表示，粘度以cP表示，压力梯度以atm/cm表示，那么渗透率 K 的单位是D。在常用的油矿单位中，速度是以bbl/d/ft²来计算的，方程式（1.11）表示成〔Craft和Hawkins（1959），方程（6.5），第262页〕

$$v_s = \frac{q}{A} = -1.127 \frac{K}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial s} - 0.433 \gamma \sin \theta \right) \quad (1.12)$$

式中流量 q 以bbl/d计，截面积 A 以ft²为单位，梯度 $\partial p / \partial s$ 的单位是psi/ft，渗透率 K 以D计，粘度 μ 的单位是cP。0.433 $\gamma \sin \theta$ 项是水压梯度，单位为psi/ft。 γ 是相对于水的密度，0.433是39.2°F（4°C）下淡水的水压梯度。

达西定律表明，流体在多孔介质中的流动现象与许多驱动力是力场的梯度这样的物理问题相似。更确切地说，达西定律表明，流体的渗流特征是纯消耗式的。流体的粘度可使力场在单位体积多孔介质中存在的整个巨大表面积上消耗。例如，孔隙度 $\phi = 0.2$ 、体积为1cm³的典型砂岩所具有的内部表面积为15000cm²〔Muskat（1937）；Collins（1961）〕。因此，力的分布受扩散而不是传播机制的支配。由于流体各相提供了扩散的介质，因此，拥有的势能是单位面积上的力（压力 p ）。这样，试井的目的在于测定储集层的压力随时间和位置的变化。在试井中获得的另外一些流量测定值，由达西定律，提供了一个联系压力数据与油藏物性的定量纽带。

在SI单位中，压力以N/m²计量，单位称为Pa；然而，kPa更为方便，用得也最多。1N的力产生加速度为1m/s²的1kg的质量。1lbf=4.4482N，而1dyn=10⁻⁵N。1atm的压力=101.325kPa（14.696psi或1.013bar）。〔1bar=100kPa〕。以不同单位制测得的压力的换算系数列于表1.1中。

表1.1 压力测量值的换算系数

压力 p	换 算 成	乘 以
psi (lbf/in ²)	Pa	6.8948×10^8
	kPa	6.8948
	bar	6.8948×10^{-2}
atm(0°C下760mm水银柱)	kPa	1.0133×10^2
atm (kg/cm ²)	kPa	9.8067×10^1
in-水 (60°F)	kPa	2.4884×10^{-1}
cm-水 (4°C)	kPa	9.8064×10^{-2}

1.1.3 渗透率

渗透率 K 是多孔介质的一种性质。它测量的是该介质在压力梯度作用下以层流方式传递流体的能力。其量纲是面积 L^2 。渗透率一般定义为某种单位粘度的流体在单位压力梯度下，单位时间内流过单位截面积的多孔介质的体积。定量地说，在达西定律即方程式(1.11)中，它是一个比例常数。该方程表明，流体压力和重力梯度同该流体渗流速度相关。因此，定义渗透率的单位取决于表达达西定律所用的单位。

1933年，Wyckoff、Botset、Muskat 和 Reed [Muskat (1937)，第76页] 建议，为了纪念Henry Darcy，将渗透率的单位称作达西，而且自此以后，被美国石油学会一直采用。1D定义为多孔介质允许粘度为1cP、流量为 $1\text{cm}^3/\text{s}$ 的流体，在 $1\text{atm}/\text{cm}$ 的压力梯度下流过 1cm^2 的截面积的渗透率。除公制单位 m^2 外，普遍应用的D和mD单位 ($1\text{mD}=0.001\text{D}$)，目前已获准使用。

渗透率的基本SI单位是 m^2 。它的定义是允许粘度为 $1\text{Pa}\cdot\text{s}$ 、流量为 $1\text{m}^3/\text{s}$ 的流体，在 $1\text{Pa}/\text{m}$ 的压力梯度下流过 1m^2 截面积的渗透率 ($1\text{D}=0.986923 \times 10^{-12}\text{m}^2$)。

SPE选用的渗透率单位是 μm^2 。 $1\mu\text{m}^2$ 的渗透率定义为允许粘度为 $1\text{Pa}\cdot\text{s}$ 、流量为 $1\text{m}^3/\text{s}$ 的流体在压力梯度为 $10^{12}\text{Pa}/\text{m}$ 条件

下流过 1m^2 的截面积 ($1\text{D}=0.986923\mu\text{m}^2$, $1\mu\text{m}^2=1.013250\text{D}$)。为工程计算方便起见, 通常假定 D 和 mD 单位分别与 $1\mu\text{m}^2$ 和 $10^{-3}\mu\text{m}^2$ 相等。

在地下水渗流工程问题方面, 驱动势能习惯表示成位差 h , 它是压头 $p/(\rho g)$ 和高程水头 z 之和, $h=p/(\rho g)+z$ 。 h 的量纲是长度 L 。在求解这些问题时, 通常运用的导压系数 K^* 是多孔介质的性质和被传播流体的性质的综合体现。 K^* 的量纲是流速 L/T 。导压系数 K^* 与渗透率 K 有下述关系

$$K^*=K\frac{\rho g}{\mu} \tag{1.13}$$

式中 ρ 是水的密度, μ 是水的粘度, g 是重力加速度。

表1.2给出了将渗透率 K 和导压系数 K^* 改变成现用单位 mD 和 μm^2 时的换算系数。

表1.2 渗透率 K 和导压系数 K^* 的换算系数

换 算		换 算 成	乘 以
K 单位	K^* 单位		
μm^2		mD	1.01325×10^3
D		μm^2	9.86923×10^{-1}
mD		μm^2	9.86923×10^{-4}
	cm/s	mD	$6.4504 \times 10^7 \mu/\rho^{\text{①}}$
	m/d	mD	$7.4657 \times 10^4 \mu/\rho$
	$\text{USgal}/(\text{d} \cdot \text{ft}^2)$	mD	$3.0419 \times 10^3 \mu/\rho$
	$\text{USgal}/(\text{min} \cdot \text{ft}^2)$	mD	$4.3803 \times 10^6 \mu/\rho$

①粘度 μ 以 cP 计, 密度 ρ 以 lbm/ft^3 计, 换算系数包括 $g=9.80665\text{m}/\text{s}^2$ 。

下面是将 20°C 下淡水的导压系数按 $1\text{cm}/\text{s}$, 再按 $1\text{USgal}/(\text{min} \cdot \text{ft}^2)$ 换算成以 mD 和 D 为单位的渗透率的例子 (在 20°C 下, $\mu_w=1.005\text{cP}$, $\rho_w=62.3176 \text{ lbm}/\text{ft}^3$): $1\text{cm}/\text{s} \times 6.4504 \times 10^7 \times 1.005/62.3176=1.0403 \times 10^6 \text{mD}$, $1\text{USgal}/(\text{min} \cdot \text{ft}^2) \times 4.3803 \times 10^6 \times 1.005/62.3176=70.641\text{D}$ 。与此相似, 在标准条件 ($60^\circ\text{F}=15.56^\circ\text{C}$) 下, 当 $\mu_w=1.1258\text{cP}$, $\rho_w=62.3688$