

油藏采收率 原理与应用

杨训庭 周柔嘉 编著

样书



重庆大学出版社

内 容 简 介

本书讲述了提高油藏石油采收率方法的原理与应用。其中涉及影响油藏采收率的各种因素；油藏剩余油的形成、分布与残余油饱和度的研究方法；油藏储集层的微观研究(含油薄片技术、铸体与压汞技术、岩石相对渗透率等)；二次和三次采油方法；油藏石油采收率的研究现状与展望及今后的发展趋势。书末附有习题、实验内容。本书可作高等院校油田化学、油藏工程专业教材或参考书。亦可供石油地质勘探与开发人员，科研人员及中专和职工大学有关专业师生参考。

油藏采收率原理与应用

杨训庭 编著
周柔嘉
责任编辑 郝志诚

*

重庆大学出版社出版发行

新华书店经销

中国科学技术情报研究所重庆分所印刷厂印刷

*

开本：787×1092 1/16 印张：12.125 字数：303千

1989年8月第1版 1989年8月第1次印刷

印数：1—2000

标准书号：ISBN 7-5624-0244-2 定价：2.45元
TE·1

前 言

本书是作者在教学、科研实践经验的基础上，为高等院校的油田化学、油田开发、油藏工程、采油工程等专业撰写的。授课约60学时。

全书共六章，前三章是基础部份。包括：影响油藏石油采收率的各种因素，油藏残余油的形成与分布机理，残余油饱和度及其测定方法；油藏储集层的微观研究（包括研究内容及其主要手段）。后三章介绍了二次、三次采油方法及其他各种方法的原理、应用及其可行性。对三次采油的现状、研究动向与发展作了回顾与展望。

书中引用了较多的油田实际资料及部分国外资料，用以论述大力发展油藏采收率研究的重要性与迫切性。周柔嘉同志负责本书中公式的推导、论证、并参与本书第二章，第四章内容的编写。

书稿承蒙四川石油管理局高级工程师王季明、高级工程师唐泽尧、工程师高连云等同志审阅，提出了许多宝贵意见。郝志诚同志为本书责任编辑，付出了辛勤的劳动。罗中流同志为本书绘制了全部图件，不辞辛劳。谨向以上同志致以衷心的感谢。

习题、实验与思考题为吴培能同志编写。

由于作者水平所限，加以时间仓促，缺点错误或不妥之处难免，恳请批评指正。

作 者

1987, 7.4.

目 录

第一章 提高油藏原油采收率的基本概念.....	(1)
§1-1 油层水驱油的过程.....	(1)
§1-2 注水的波及效率、接触系数与排驱效率.....	(2)
§1-3 油藏石油采收率的影响因素.....	(4)
§1-4 油层流体及驱油剂的流变性质.....	(10)
第二章 油藏中的残余油饱和度与石油采收率.....	(15)
§2-1 基本概念.....	(15)
§2-2 残余油的状态.....	(15)
§2-3 油藏残余油的形成与分布.....	(16)
§2-4 残余油的分布与油藏岩石的润湿性.....	(21)
§2-5 残余油饱和度的研究方法.....	(23)
§2-6 研究残余油饱和度各种方法的对比和分析.....	(39)
§2-7 残余油饱和度研究方法的选择.....	(40)
第三章 油藏储集层的微观研究.....	(42)
§3-1 岩石的铸体技术.....	(43)
§3-2 储集层含油岩石的薄片技术.....	(50)
§3-3 岩石的铸体技术与含油岩石薄片技术的配合.....	(56)
§3-4 油藏储集层岩石的压汞技术.....	(58)
§3-5 油、气储集层岩石的相对渗透率.....	(64)
§3-6 毛细管压力与相对渗透率概念的综合应用.....	(85)
第四章 二次采油.....	(90)
§4-1 不同驱动方式的采收率.....	(90)
§4-2 二次采油的机理.....	(92)
§4-3 二次采油法.....	(92)
第五章 三次采油.....	(113)
§5-1 三次采油的机理.....	(113)
§5-2 混相驱油法.....	(115)
§5-3 化学驱油法.....	(130)
§5-4 热力采油法.....	(142)

第六章 提高石油采收率的研究现状与发展趋势.....	(162)
§6-1 提高石油采收率的其他方法.....	(162)
§6-2 提高采收率方法的研究现状.....	(164)
§6-3 提高石油采收率研究的动向与进展.....	(165)
§6-4 提高采收率方法的展望.....	(169)
§6-5 三次采油的筛选标准.....	(173)
提高原油采收率的实验.....	(175)
实验一 流度降低的测定.....	(175)
实验二 渗透率降低的测定.....	(176)
实验三 微乳液的制备.....	(177)
习题.....	(179)
结束语.....	(182)

第一章 提高油藏原油采收率的基本概念

油藏采收率是用已采出的原油量与油藏原始的石油储量比值的百分数来表示的。

油藏的原油采收率，既与油藏宏观的地质条件和微观的岩性组成与孔隙结构特征有关，又与油藏开发工程的措施是否合理以及现有采油工艺水平关系密切。随着油藏地质研究的深入及油田开发和采油工艺技术的不断提高，原油采收率也必将随之提高。

一个大型油田，如果能使原油采收率提高10~20%，其增加的原油产量十分可观。甚至它并不比一个中、小型油田逊色。

据报导，美国三次采油的剩余储量大约为80亿t（600亿桶）^[1]。如果提高原油采收率按年产3亿t油量计可以延长20多年到下一个世纪。

提高原油采收率在概念上就是指把人工能量引入油藏，增加产量的方法的总称。提高采收率的方法，包括注水，注气以及无论是二次采油或三次采油所涉及的注入流体或能量的其他过程。

对于二次采油、三次采油和提高石油采收率的方法等术语，有时应用比较混乱，现将它们的含意分别定义如下：

二次采油是指在一个油藏或油层内首次开始从事的任何一种提高石油采收率的方法。通常二次采油是跟随在一次采油（即依靠天然油层能量来开采油和气）之后，但是也可能是与一次采油同时进行。注水是最常用的二次采油法。

三次采油，是指尾随二次采油之后，所从事的任何一种提高石油采收率的方法。二次采油以后，实际上地下仍剩留下大量原油。三次采油法，指的就是要采出用常规的一次和二次采油法，所不能采出的那些石油的方法。三次采油常常是尾随于注水之后。

§1-1 油层水驱油的过程

二次采油的主要方法是注水。注水与注其他物质例如注气相比，具有毋庸置疑的优点。第一、水的来源易于解决，把水注入油层相对来说是便宜的。第二、从一个油层中用水排驱油，水作为注入介质很理想。第三、注水井中的水柱本身就具有一定的水压，水在油层中具有扩展的能力。实践证明用水排驱油，是卓有成效的。

注水在油田上应用至今已经一百多年，直到本世纪50年代，才在矿场上得到普遍应用和迅速发展^[2]。早期的人工注水法，是先在一口井中注水，随着水侵层带的扩展和增大，邻近各井将被水淹，然后再把这些水淹井改为注水井，从而使水侵地区不断扩张。这就是大家熟知的“环状注水”。以后，发展成为在一连串的井中同时注水，形成了所谓的线性水驱。

我国的主要油田大庆油田、胜利油田、华北油田、大港油田、辽河油田、扶余油田、河南油田、长庆油田、玉门油田、克拉玛依油田等等，先后都开展了油田的注水开发。特别是大庆油田，在早期就采用行列切割注水的合理开发措施，使油田长期稳产高产，创造出我国独具特色的油田开发与开采工艺与技术。为我国石油工业的发展，作出了贡献。

§1-2 注水的波及效率、接触系数与排驱效率

注水开发的油藏，通过注水采出的那部份原油，是下述效率或系数的函数：(1) 面积波及效率，(2) 接触系数，(3) 排驱（或驱油）效率。倘若是对一个各向同性的均质地层，就使得采收率的估价简化。否则若一个油藏是由性质不同的层段所组成，则每个层或段的波及效率应当单独处理，分别对待。上述的效率与系数，可用图 1-1 说明。对于这些系数的理解，可以从注水得到的采油量以及仍剩留在油藏内的原油量来说明。

面积波及效率就是指一个井网为水所波及的面积，占井网面积的百分数。图 1-1 所示一个衰竭的5点井网，其井网面积已为水大部波及但非全部波及。在一次注水之后，已经放弃，仍然剩下相当大的未波及面积。

假如，一个油藏的体积为 V ($V=A \cdot h$)，其中为注入工作剂（水）驱洗或影响到的体积为 V_s ($V_s=A_s \cdot h_s$)，则波及效率（系数） E 应当为：

$$E = \frac{A_s \cdot h_s}{A \cdot h} \quad (1-1)$$

式中： A, A_s ——分别为油藏面积和工作剂波及面积， h, h_s ——分别表示油藏平均厚度和波及厚度。

显然，面积波及效率 (E_a) 与垂直波及效率 (E_i) 应分别表示为：

$$E_a = \frac{A_s}{A} \quad (1-2)$$

$$E_i = \frac{h_s}{h} \quad (1-3)$$

根据研究，波及效率与注入流体（例水作为注入工作剂）对被排驱流体（油）的流度比有关。流度比的定义为：

$$M(\text{流度比}) = \frac{\text{注入流体的流度}}{\text{被排驱流体的流度}}$$

一种已知流体的流度，就是岩石对该流体的渗透率为该种流体的粘度值所除的值。因此，流度比可以表示为：

$$M = \frac{K_w / \mu_w}{K_o / \mu_o} \quad (1-4)$$

当 M 的值为1时，意味着注入的水和产出的油能以相等的能力流过油藏。当 M 为10时，则表明水的流动能力要比油大10倍。

研究表明，流度比对面积波及效率具有明显的影响，这种影响可以借助油藏模型对不同

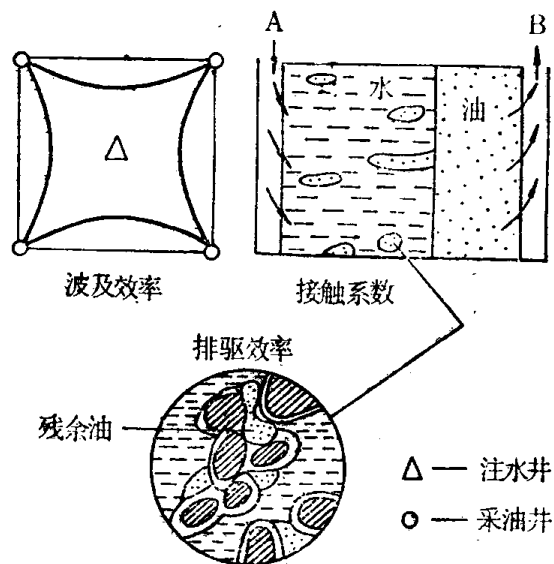


图1-1

的注入井网来进行研究。图 1—2 表示一个 5 点井网这种研究的结果。图中曲线表明对于不同的 M 值, 在水突破和产出流体中水的百分率增大时, 一个典型的 5 点井网将被波及的百分数。停止注水时的产水百分率 (f_d) 通常是在 90~98% 的范围内。如在一项注水设计中, 知道流度比和关井时的产水百分率, 其面积波及效率可由这一系列曲线查出。例如, 如果限定的生产流体中产水百分率是 95%, 流度比是 1, 由该图就表明在关井时井网的 98% 将为水所波及。如果 M 的值是 10, 而面积波及效率将被减少至 85%。对注水中通常所使用的注入井网, 类似于图 1-2 的曲线, 可从文献中查出。

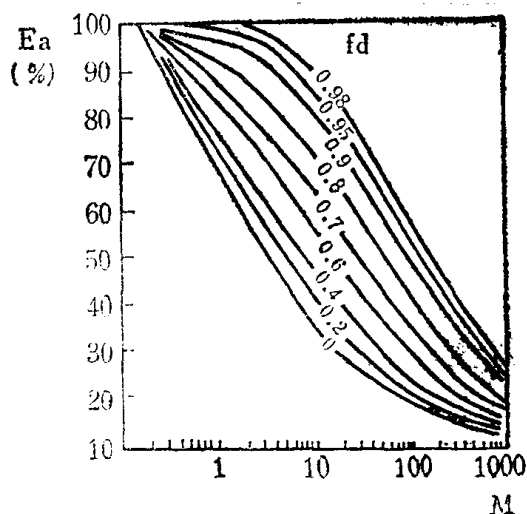


图1-2 不同产水率 (f_d) 的 5 点井网, 面积波及效率 (Ea) 与流度比 (M) 的函数关系
(转引自罗蛰潭等)

在较高的流度比时, 水或注入的物质具有穿过油藏而不是推挤油藏油流动的趋势。因此, 在低的流度比时可达到最佳的波及效率。由于这种原因, 通常采用“有利”和“不利”的流度比这种术语。如若流度比 (M) 为 1 或接近于 1 则认为是有利的; 如果 M 等于 10 或大于 10 则是不利的。

倘若一项三次采油设计的目的是改善波及效率, 则必须采用低的流度比。只是对于那些属于“不利”流度比的方案, 方可认为有希望改善流度比。由流度比的关系表达式可见

$$M = \frac{K_w/\mu_w}{K_o/\mu_o}$$

提高注入水的粘度 (μ_w) 和(或)降低油藏油的粘度 (μ_o), 虽然都可降低流度比和改善波及效率。

接触系数 (C) 是指在波及体积内, 为注入的流体已到达或接触到的体积所占的百分数。可把它表示如下:

$$C = \frac{V_c}{V_s} \quad (1-5)$$

或

$$C = \frac{V_c}{A_s \cdot h_s} \quad (1-6)$$

式中: C ——接触系数; V_c ——为水所接触的油藏体积;

V_s ——总的油藏波及体积, $V_s = A_s \cdot h_s$ 。

这就是图 1-1 中, 从注入井 A 到生产井 B 用横剖面所表示出的。在横剖面上所表示的是水波及的油藏以及油岸; 但是由于微观孔隙结构的复杂性, 不是全部为水波及过的地区都能为水所接触。绕行的地区或孤岛状地区, 被遗留在后面。这种绕行的地区可能是由透镜体、断裂、页岩围栅的渗透率变化和油藏其他的非均质性所造成。在均质各向同性的砂岩油藏中, 接触系数将到达 100%, 然而在 75~90% 范围内的值, 就可认为是比较满意了。

当然, 要在注水之前确定接触系数是困难的, 即使能确定, 在大多数情况下亦只是近似的。最佳的估价是在注水之后, 通过岩心薄片观察油、水的微观分布, 或者通过动态分析来作出。应当指出, 接触系数与微观油层结构和特征的关系十分密切。为此, 对接触系数的研究

可以从研究微观孔隙结构入手。

排驱（驱油）效率（ D ）就是已为水从孔隙中排驱出的那部份含油饱和度，占原始含油饱和度的百分数。可以表示为：

$$D = \frac{S_{o_i} - S_{o_r}}{S_{o_i}} \quad (1-7)$$

式中： S_{o_i} ——原始的含油饱和度； S_{o_r} ——残余油饱和度； D ——注水的排驱效率。

在图1-1中，排驱效率是通过一张油藏岩心的放大图来说明的。该岩心系取自为注入水所波及和接触过的油藏部分。由岩心的微观研究表明，水从岩心中已排驱出相当数量的原油。但是，仍然有一些油被捕集、剩留在孔隙与喉道中，呈残余油状态。

上述效率、系数表明油藏的采收率（ η ），相当于式（1-2）中的 Ea （面积波及效率）与式（1-7）中的 D （排驱效率）的乘积。亦即

$$\eta = \frac{Ash\phi(S_{o_i} - S_{o_r})}{Ah\phi S_{o_i}} = \frac{As(S_{o_i} - S_{o_r})}{A S_{o_i}} = EaD \quad (1-8)$$

式中： ϕ ——孔隙度，其他符号意义同前。

§1-3 油藏石油采收率的影响因素

油藏的石油采收率不仅取决于油藏类型，储集层的岩性和流体性质，以及油层能量的来源与驱动类型，而且还与油田开发与管理水平，其中包括井网的合理配置、注水的方式、井的工作制度、采油工艺与技术等密切相关。由此可见，油藏采收率一方面与油藏的自然条件有关，另方面也受到人为因素的影响与制约。因此，一项油藏采收率设计或措施的实施，必须以技术上可行，经济上有效益为前提。

影响石油采收率的因素，是一个相当复杂的问题。它所涉及的内容与范围十分广泛，目前只能着重分析、讨论基本的影响因素。

按照式（1-8），一个油藏的石油采收率，主要由（1）面积波及效率与（2）驱油效率两个因素决定。即采收率是注入工作剂的宏观波及效率与微观驱油效率的乘积。当然，这只是从数量而论。实际上，采收率受到宏观地质特征、微观岩性组成、微观孔隙形态与结构的影响与制约；受到储集层岩石的润湿性、润湿性的转化所制约；受到注水的方式与速率的影响与控制。如何减缓或消除这些控制与制约因素，是我们探讨影响油藏石油采收率诸因素的一个基本出发点。

毛细管压力、粘滞力、重力是油藏岩石为多相流体所饱和时不可忽视的物理力。表征这些物理力及其组合而成的综合参数，已被广泛地运用于采收率的研究中。

储集层的微观研究中，油层流体的微观分布与再分布占有十分重要的地位，油层流体渗流的网络、渠道形态及渗流特征应予高度重视。至于胶结物与充填物的性质，以及它们的分布对润湿性的影响，已有报导，不再赘述。

油藏的开发通常都是通过注（入）采（出）井来进行的。注采井一般都按几何形状配置（例如各种注采井井网）。因此，在油层内也不会是简单的线性渗流的情况。以一个排状注采井组为例，在水驱油的过程中油水界面的推进不会是均匀的。当水窜入生产井时，波及系数必然要小于100%。

如果考虑到油层岩石性质的非均匀性，油水界面的推进还有可能出现更加复杂的情况。

一、油层非均质性的影响

一般认为,油层的非均质性是由沉积条件所造成;当然,次生的成岩作用、断层作用对于油层的非均质性也有一定程度的影响。

油层的沉积条件是指沉积环境、碎屑物的搬运速度以及海侵和海退等等。由于沉积条件不同,使沉积碎屑物的分选程度,岩石的胶结物类型与数量,碎屑物的堆积与充填形式均为不同,以致造成油层的岩性在平面和垂直剖面上的极大差异。在沉积过程中,尽管岩层都是成层沉积,但是沿着水流方向与垂直于水流方向的渗透率,却可能具有极大的差异。根据研究,二者的差值可高达几倍,十几倍,甚至逾百倍。

沉积过程中的海侵与海退,直接影响着砾石层、尖灭带的产生,对沉积的厚度和分选程度亦带来影响。

油层的非均质性,可以划分为剖面(纵向)上平面上和结构特征上的非均质这三种类型。前面的两种统称为宏观的非均质,例如油层岩石的性质,油层的有效厚度,水驱油厚度等等。而岩石的岩性组成与孔隙结构特征的非均质性则属微观的非均质性,它是油层非均质的基础。微观的非均质性,主要研究油层层内的结构及其局部异常,它取决于岩石颗粒的大小、形状、分选程度、堆积形式、胶结物的含量及其分布、孔隙大小的分布、孔隙的曲折程度、毛细管力的作用及表面的润湿性等等。

无论是油层的宏观非均质性,抑或是微观的非均质性,都对注水的波及效率、接触系数及驱油效率带来影响,这种影响有时是很严重的。下面拟就油层渗透率与油层沉积韵律的一些特征进行讨论。

(一) 油层渗透率的变化

前已述及,油层渗透率在纵向上和平面上,存在着甚大的差异。这种差异究竟对采收率的影响如何?

1. 油藏纵向上渗透率的非均质性

油藏的渗透率,可以把它视为一个张量。渗透率的非均质性,实质上包括两方面的含意:①具各向异性的方向渗透(性)率,亦即就某一点的渗透率而论,由于测量方向不同其数值不同;②非均质性,即从一点到另一点的渗透率不同。它与岩石的组成、颗粒的形状、大小、胶结的类型、堆积的方式等等有关。

油层渗透率在剖面(纵向)上的变化,往往导致油层水淹的不均匀性。这是因为注入水沿着不同的渗透率层段,推进速度的快慢各异。实践表明,渗透率的级差(即最大的渗透率/最小的渗透率)增大,常出现明显的单层突进,导致水淹厚度小,波及效率低,对采收率带来极为不利的影响。

2. 平面上各向的非均质性

如用 K_x , K_y 分别表示平面上 x 、 y 方向的渗透率,用以表征平面上的各向异性。在比较理想的情况下,流度比(M)=1,而布井的方位与 x 轴或 y 轴平行,或者布井的方位与 x 轴和 y 轴成一定角度(如成 45°),此时按5点和排状方式布井,它们的波及系数如何呢?

根据研究^[5],注水的波及系数与 K_x/K_y 的变化关系,如图1-3所示。

由图可见,排状布井时如果 $K_y \gg K_x$,十分容易形成水窜,波及系数也就很低。相反,如 $K_x \gg K_y$,水窜可能大为减小而波及系数可达到相当高的数值。如控制注采系统的水流方向,使之与主要渗透率的方向相垂直,波及系数就会提高。

如果主要渗透率的方向与注采系统的水流方向成一定的角度(例如成 45°),参阅图1-4。

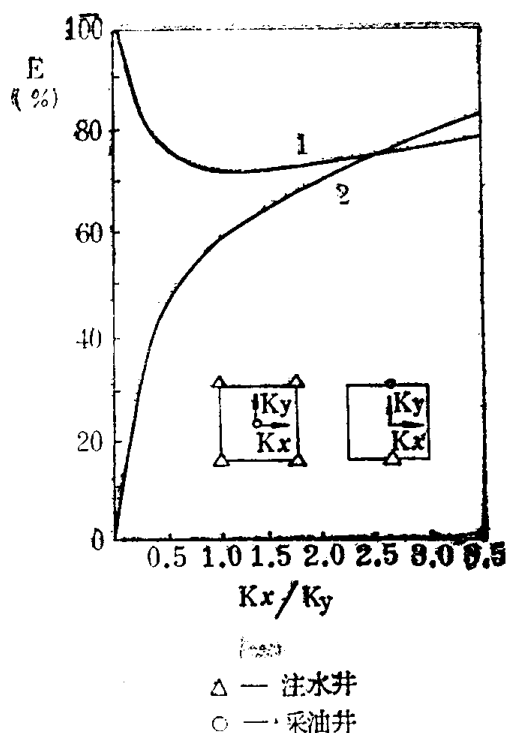


图1-3 波及效率与 K_x/K_y 的关系
曲线1——五点井网;
曲线2——排状井网;
三角代表注水井, 圆代表生产井
(据Smith, C. R)

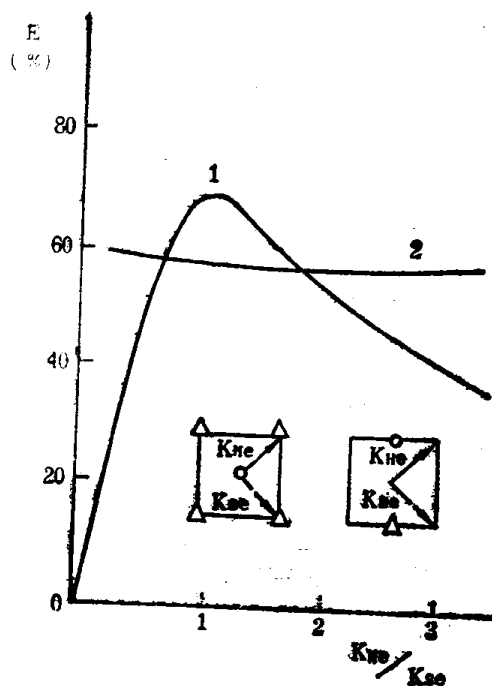


图1-4 波及效率与 K_{He}/K_{se} 的关系
曲线1——五点井网;
曲线2——排状井网
(据Smith, C. R)

在排状布井时波及效率变化不大, 然而, 5点井网布井则在 $K_{He}/K_{se}=1$ 或略大于1时, 波及系数出现峰值。此时, 波及系数可高达70%。渗透率的各向异性对波及效率的影响是十分灵敏的。

对于一个各向异性的油藏, 采用规则的网型未必是最有效的。例如, 一个用典型的5点井网开发的油藏, 倘若渗透率的主要方向与X轴一致, 而且 $K_x \gg K_y$ 。此时, 可以看出, 水突破时波及面积是小的。如果增大X方向的井距, 同时使Y方向的井距保持不变, 这样在水突破时面积波及效率就将大为提高, 如图1-5所示^[4]。

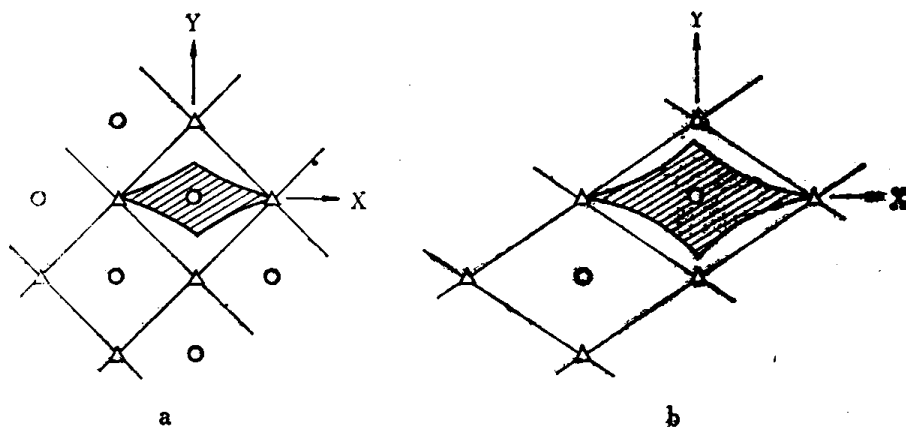


图1-5 $K_x > K_y$ 的各向异性油藏在水突破时的波及面积
(据Smith, C. R^[6])

通常, 人们总是对各向异性的影响估计过低, 而认为它不如非均质性那样重要。非常遗憾的是当 K_x/K_y 保持为常数时, 没有理由可以认为 K_x 与 K_y 沿X和Y方向不可随机地变化。显

然，在这样的情况下，合理地调节网型的形状后，就可把它视作各向同性的情况来对待。

然而，要确定一个油藏的各向异性情况并非轻而易举之事。例如，首先必须有效地确定岩样（岩心）的方位，就殊非易事。

（二）油层沉积韵律的影响

沉积韵律可以反映出岩性、岩相的变化，亦可反映出储油性质上的差异。因此，在注水开发的油田中，油藏的沉积韵律不同就会使得注水的波及效率与驱油效率差异甚大。从而，表现出各自不同的特点。

我国的一些油田研究油藏沉积韵律对石油采收率的影响的实践证明，正韵律油藏、反韵律油藏、复合韵律油藏（其中包括复合正及反韵律油藏），在注水开发的过程中具有不同的规律性。这些规律性对于注水过程的开发分析、开发方案或注、采井网的调整，均有重要的价值。

我国的大庆油田、胜利油田、辽河油田、中原油田、河南油田等主要的大、中型油田，在注水开发的过程中都十分重视沉积韵律对注水的波及效率和驱油的影响。

油田注水实践表明，不同的沉积韵律在油、水的分布规律、油、水运动的特征及油层水淹的规律等方面，均表现出不同的性质与特点。

正韵律油层 这类油层的岩性特点是从下至上由粗变细。例如，油层沉积顺序下部为砾状砂岩、含砾砂岩、粗砂岩、中砂岩，上部为中砂岩、细砂岩或少量粉砂岩。这种沉积韵律的油层，由于油层纵向上渗透率的差异，油水运动特征不同，其开采效果也不一致。通常具有（1）在平面上水淹面积大，含水上升快，在中、低含水期中采出程度低；（2）在纵向上水洗厚度小，但水洗的层段驱油效率高。

反韵律油层 反韵律油层的岩性特征，正好与正韵律相反。即油层从下至上岩性由细变粗。这类沉积顺序的油层，由于在纵向上渗透率的分布不同，油、水运动的特征与开采效果与正韵律油层相比，迥然而异。

在注水开发过程中，这类油层一般具有如下特征，即第一含水上升慢，第二见水厚度大，无明显的水洗段，驱油效率低。

根据模拟试验，试验数据如表1-1所示。随着注入孔隙体积的倍数增加，反韵律油层的驱油效率也随之而提高。

表1 不同注入孔隙体积倍数与采出程度关系数

注 入 倍 数 (%)	采 出 程 度 (%)	综 合 含 水 (%)
0.083	10.26	
0.167	16.5	39.4
0.275	25.8	50.5
0.475	31.7	55.3
1.230	44.8	88.2
1.700	49.8	91.6
2.178	53.4	94.0

试验表明，当注入孔隙体积到0.3倍左右时，全层见水。这时的采出程度仅25.8%，综合含水50.5%。当注入孔隙体积达到一倍时，采出程度为41.8%，综合含水达到84%。当注入孔隙体积到二倍时，采出程度为52.4%，综合含水达到92%。试验说明反韵律油层，水淹厚

度是大的，但驱油效率不高；大量的原油需要在见水后，随着注入孔隙体积倍数的增加，不断提高驱油效率时才采出。

复合韵律油层 复合韵律油层的岩性变化和沉积顺序，兼有正韵律油层和反韵律油层的特征。在复合韵律油层内，油水运动的特征取决于高渗透带所处的位置。如果高渗透带偏于下部，油层以正韵律为主时，油水运动的特征大致与正韵律高渗透油层相似，即具有层内驱油效率底部高、顶部低的特点。但是，与正韵律高渗透油层相比，其见水厚度要大，水窜现象要轻，水线推进较均匀，底部不出现水洗段。倘若高渗透带的位置偏于上部，油层则以反韵律为主，其油水运动的特征与反韵律高渗透油层相似。但是，与反韵律高渗透油层相比，复合韵律层的见水厚度要较之为小，而水窜现象却较之严重，水线推进速度要快，驱油效率则较之为高。总之，复合韵律高渗透油层其中水窜速度不如正韵律高渗透油层快，而水淹厚度则不如反韵律高渗透油层大。

综上所述，通过油层沉积韵律对开发效果的影响的探讨，可以认为增加水洗厚度是开发正韵律高渗透油层的关键；提高驱油效率则是开发好高渗透反韵律油层的根本途径。

二、油层流体的粘度对采收率的影响

注水开发的油藏，油、水粘度的差异对采收率的影响是另一个重要的因素。一般认为油、水的粘度比是一个相当重要的指标。

现以天然岩心的模拟（型）试验来探讨，岩心长度为8~10cm；直径为2.5~2.6cm；岩性为灰绿、紫红色泥岩间互（层）夹砂层；砂岩呈透镜体状；砂岩的渗透率为2~3.5 μm^2 ，通过不同的油、水粘度比对无水采收率的对比试验，得出试验结果如表1-2所示。

表1-2 天然岩心模型(μ_o/μ_w)对无水采收率影响的试验数据表

μ_o/μ_w	5.87	21.5	41.6	82.0	115.0
无水采收率	56.2	42.5	18.5	14.5	13.0

试验结果表明，在相对均匀的天然岩心模型上，粘度比 μ_o/μ_w 对开发效果的影响很大。特别是当 μ_o/μ_w 在10~50这个区间变化时，影响最大；当油水粘度比减小（或增大）1时，无水采收率亦要增大（或减小）1%左右。但是，当 μ_o/μ_w 超过50以后，由于油水粘度比的影响基本上达到最大值范围，其影响反而变小了。例如 μ_o/μ_w 由50变化到100区间时，无水采收率才变化3%。

对层内非均质性突出的实际油层，油水粘度比的影响就更为明显，它可使层内的非均质性对开发效果的影响更加尖锐地反映出来。例如，我国东部某油田的某主力生产层，其层内非均质比较严重。渗透率呈正韵律分布，由于 μ_o/μ_w 大，驱动压差小，重力在渗透率数值比较高的条件下能够充分发挥作用。油层润湿性偏油湿。此时，毛细力阻止注入水进入中低渗透层，结果导致注入水仅沿该层底部窜流。当底部大部分水淹后，水相的渗透率亦随之上升。这样，在油层水驱的过程中，纵向上的流度比相差越来越大，使注入水很难扩大波及范围，影响开发效果的改善。现将该油层在不同粘度比下所作的模拟试验，得出粘度比对开发效果影响的变化关系，列于表1-3。

试验结果表明， μ_o/μ_w 对开发效果的影响相当显著。

三、油层岩石的润湿性对采收率的影响

这种影响是由岩石对油和水的润湿性不同所引起的。由此导致有的油层岩石亲水或偏亲

表1-3

 μ_o/μ_w 对开发效果影响试验的数据表

μ_o/μ_w	表面性质	不同注入倍数时的采收率 (%)				采收率变化值
		无水期	0.5	1.5	2.5	
50	优先油湿	8.7	14.5	21.0	26.0	28.5
5	优先油湿	12.6	30.0	48.4	54.5	

水,有的则亲油或偏亲油,或者一部分亲水另一部份又亲油。在水驱油的过程中,水易于驱净亲水油层内的油,而对亲油油层内的油则难以驱净。根据油田开发实践的统计资料,亲油油层的采收率目前最高也只有45%左右,而亲水油层的采收率有的则可达到80%。

对于亲油的油层,由于油优先润湿岩石的固体表面,油与固体表面存在粘附的附着力,当注入水进入亲油孔道时,油与岩石表面的附着力牵制并阻碍石油在固体表面流动;而水的粘滞阻力较油为小,常沿孔道中心窜流。倘若增大注入速度,水窜流的超越作用将更为显著。注入水从孔隙中穿过,固体表面就剩留下一层油膜,这种油膜就是水驱油后的残余油形式之一。

为了进一步探讨岩石润湿性与采收率的关系,取用一块天然岩心(润湿性为亲水),取其一半经硅油处理使表面呈优先油湿。然后,应用具有不同润湿性的同一岩心,研究润湿性的变化与采收率的关系。岩石(心)模型长10cm,直径2.6cm渗透率为 $0.4934 \sim 3.256 \mu\text{m}^2$ (0.5~3.3达西),试验结果列于表1-4中。

表1-4

天然岩心模型不同润湿性水驱油数据

表面性质	平均无水采收率 (%)	采收率为50%时的含水百分数和注入倍数		最终采收率 (%)
		含水(%)	注入倍数	
优先水湿	28.0	87.0	1.10	60.0
优先油湿	24.0	96.0	1.90	55.0

试验结果表明:油层表面性质对开发效果的影响是明显的。如果这种不利影响在非均质比较严重的实际油层里出现,就会使层内非均质性对开发效果的影响更加尖锐地表现出来。据东部某油田对某主力层所作的模拟试验资料(表1-5),也可以得出这种认识。

表1-5

表面性质对开发效果影响的试验数据表

表面性质	不同注入倍数时的采收率 (%)				油水比
	无水期	0.5	1.5	2.5	
优先油湿	8.7	14.5	21.0	26.0	10.0
优先水湿	14.0	29.2	42.0	51.2	5.4

试验结果表明:尽管层内的非均质程度相同或大致相似(同一油层),但由于表面性质的变化,使采收率的差值达25.2%。这说明不利的表面性质使层内非均质性更为复杂、尖锐地表现出来。

四、流度比对采收率的影响

流度比对采收率的影响十分明显。流度比主要是考虑注入工作剂的流度与被排驱的油的流度的影响。

前已述及，水驱油时的流度比为：

$$M = \frac{K_w/\mu_w}{K_o/\mu_o} = \frac{K_w}{K_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

倘若， $M=1$ ，亦即油和水的流动能力相同。如果 $M<1$ ，表示流度比是有利的，其波及系数也大；如 $M>1$ ，一般是 $\mu_o>\mu_w$ ，其流度比是不利的。倘若， $\mu_o\gg\mu_w$ ，也就是水驱稠油的情况，其流度比更为不利。因此，研究流度比的影响，对于稠油油藏尤为重要。

根据模型试验^[4]，如以5点注采井网为例，在不同的流度比时其波及面积的大小，如图1-6所示。

其特点是：

- (1) 当 $M<1$ 时，油井见水时的波及面积可以达到80%左右。
- (2) 当 $M\gg 1$ 时，油井见水时的波及面积还不到20%，这表明对稠油油藏注水极易水窜，波及系数极低。

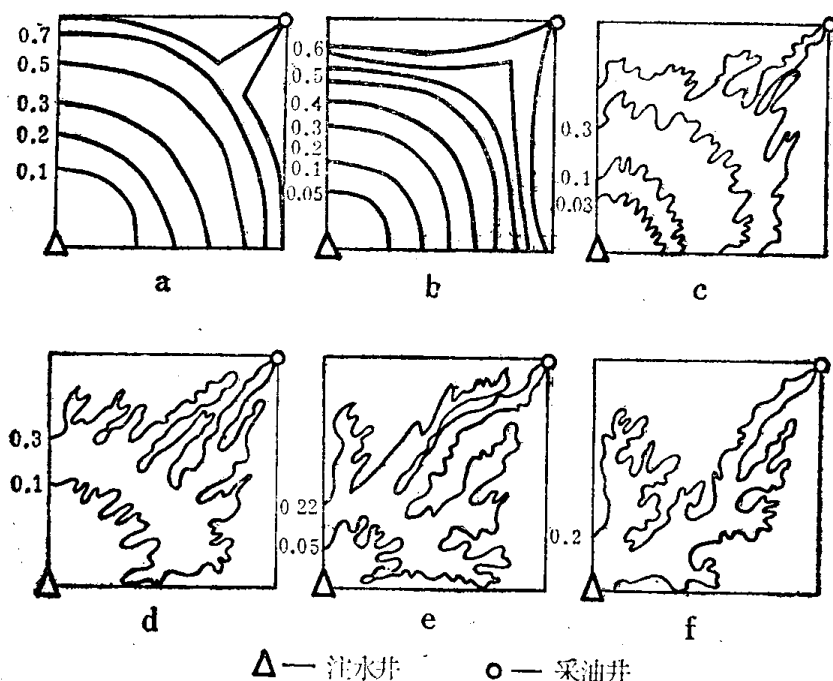


图1-6 五点井网单元，流度比 (M) 与波及面积 (A) 的关系

a— $M=0.151$ ； b— $M=1.00$ ； c— $M=2.40$ ；
d— $M=4.58$ ； e— $M=17$ ； f— $M=71.5$

(根Smith, C.R^[6])

(3) 在 $M\leq 1$ 时，油水前缘的推进比较规则，波及系数亦较高。

(4) 在 $M>1$ 后就出现粘状指进。流度比越大，指进亦越严重，波及系数也越低。油水前缘的形状，也随流度比的增大而显现出极不规则的形态。

§1-4 油层流体及驱油剂的流变性质^[7]

一、基本概念

流变性 即指流体在受到力或力系的作用后所发生的形变和流动的特性。流变学就

是研究流体这种性质的科学。

流变曲线 纯质的粘性流体，在简单剪切应力作用下的流变性质，常用剪切应力 (τ) 与切变速率 ($\dot{\gamma}$) 之间的关系曲线来表示。这种关系曲线，叫流变曲线或流动曲线，如图1-7，图1-8所示。

图1-7中的曲线 I 是牛顿型流体的特征。曲线 II 是粘塑型或称宾汉塑型流体的特征， τ_0 有一个屈服值，大于此值流体才开始流动，小于此值则只发生塑性变形。曲线 III 是假塑型流体的特征。曲线 IV 是膨胀型流体的特征。

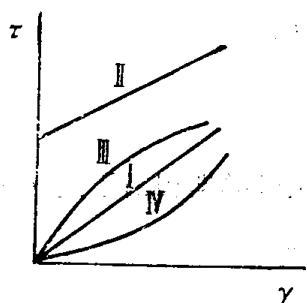


图1-7 切应力 (τ) 与切变速率

($\dot{\gamma}$) 的关系曲线

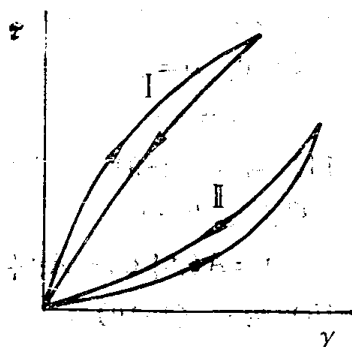
I 型——牛顿型；

II 型——宾汉塑型；

III 型——假塑型；

IV 型——膨胀型

(转引自罗蛰潭等)



1-8 切应力 (τ) 与切变速率 ($\dot{\gamma}$) 的关系曲线

I 型——触变型；

II 型——流凝型

(转引自罗蛰潭)

图1-8表示取决于时间的非牛顿流体的流变曲线。曲线 I 表示在一定的切变速率下，随时间的增加剪切应力下降，这种性质叫触变性。曲线 II 与曲线 I 相反，随剪切时间的增加，切应力增大，这种性质叫流凝性。

此外，还可用表观粘度 (η_a) 随切变速率 ($\dot{\gamma}$) 的变化和随时间 (t) 的变化，来描述流体的流变性质，如图1-9所示。

流变学模式 描述流体的剪切应力与切变速率的关系式，多属经验方程。常用的经验方程——模式，现概括叙述如下。

(一) 常用的流变学模式

1. 牛顿模式 在一定的温度下，流体的剪切应力与切变速率成正比，即

$$\tau = \eta \dot{\gamma}$$

(1-9)

式中： τ ——剪切应力， 0.1N/m^2 ； $\dot{\gamma}$ ——切变速率， s^{-1} ； η ——比例系数，叫做粘度， $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ； η (比例系数)，不随 τ 与 $\dot{\gamma}$ 变化。

2. 宾汉模式 (E.C.Bingham)

$$\tau = \eta_b \dot{\gamma} + \tau_0 \quad \tau > \tau_0$$

(1-10)

$$\dot{\gamma} = 0 \quad \tau < \tau_0$$

(1-11)

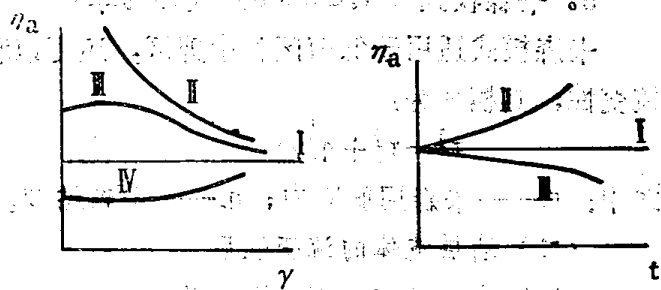


图1-9, 表观粘度 (η_a) 与切变速率 ($\dot{\gamma}$)、剪切持续时间 (t) 之间的关系

曲线 I —— 牛顿型；

曲线 II —— 假塑型；

曲线 III —— 流凝型；

(转引自罗蛰潭等)

曲线 I' —— 宾汉塑型；

曲线 II' —— 膨胀型；

曲线 III' —— 触变型

式中： τ_b ——屈服应力， $0.1\text{N}/\text{m}^2$ ； η_b ——塑性粘度， $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ；其余符号同上。

3. 幂律模式

$$\tau = K\dot{\gamma}^n \quad (1-12)$$

式中： K ——流体的稠度系数， $0.1\text{N}\cdot\text{s}^n/\text{m}^2$ ； n ——流型指数，无量纲； $n < 1$ 为假塑性， $n > 1$ 为膨胀性， $n = 1$ 为牛顿性；其余符号同上。

4. 罗伯逊——斯蒂夫模式

(R.E. Robertsno, & H.A. Stiff)

$$\tau = A(\dot{\gamma} + C)^B \quad (1-13)$$

式中： A ——稠度系数； B ——流型指数； C ——切变速率校正值。

如果 $C = 0, B = 1$

$$\text{则 } \tau = A\dot{\gamma} \quad (1-14)$$

比较式 (1-14) 与式 (1-9)，二者形式相同。式 (1-14) 中的 A 即相当于式 (1-9) 中的 η 。

如果 $C \neq 0, B = 1$

$$\text{则 } \tau = A(\dot{\gamma} + C) = A\dot{\gamma} + AC \quad (1-15)$$

对比式 (1-15) 与式 (1-10)，

则 $A = \eta_b, AC = \tau_b$

如果 $C = 0, B \neq 1$

$$\text{则 } \tau = A\dot{\gamma}^B \quad (1-16)$$

比较式 (1-16) 与式 (1-12)，

则 $A = K, B = n$ 。

罗伯逊-斯蒂夫模式概括了前述的三种模式，适应性比较强，应用范围也较广泛。

5. 卡森模式 (N. Casson) (1959年)

卡森模式适用于低剪区和中剪区，还可以利用其测定结果，预测极高或高的剪切率下的流变性，其模式为：

$$\sqrt{\tau} = \sqrt{\tau_0} + \eta_0 \sqrt{\dot{\gamma}} \quad (1-17)$$

式中： τ_0 ——卡森屈服应力； η_0 ——卡森粘度。

(二) 油层流体的流变性质

如按照流变学的分类，则油藏中的轻质油、天然气和水均属牛顿流体。我们侧重探讨高粘度原油的流变性质与其影响因素。

大多数低粘度的原油（油类）具有牛顿性。然而，粘度异常的原油却具宾汉塑性与假塑性，甚至有的还具有依赖于时间的非牛顿性。

原油的流变性取决于它的组成，特别是原油中的沥青质、胶质和石蜡的含量，以及它们的比值。此外，还与油中的气体溶解度和气体的组成有关。温度、压力条件也对原油的流变性质有影响。根据相关系分析，原油的动极限剪切应力与沥青、胶质含量有如下的关系式：

$$\tau_0 = a\left(\frac{A}{C}\right) + b \quad (1-18)$$

式中： τ_0 ——动极限剪切应力； A ——沥青质含量； C ——胶质含量； a, b 是线性回归系数。当温度增高时， τ_0 则降低。

高含蜡原油的流变特性，主要与温度相关。在凝固点以下，出现宾汉塑性及假塑性的混合型。高于凝固点则属假塑性。如果高于析蜡温度，则接近于牛顿流体。