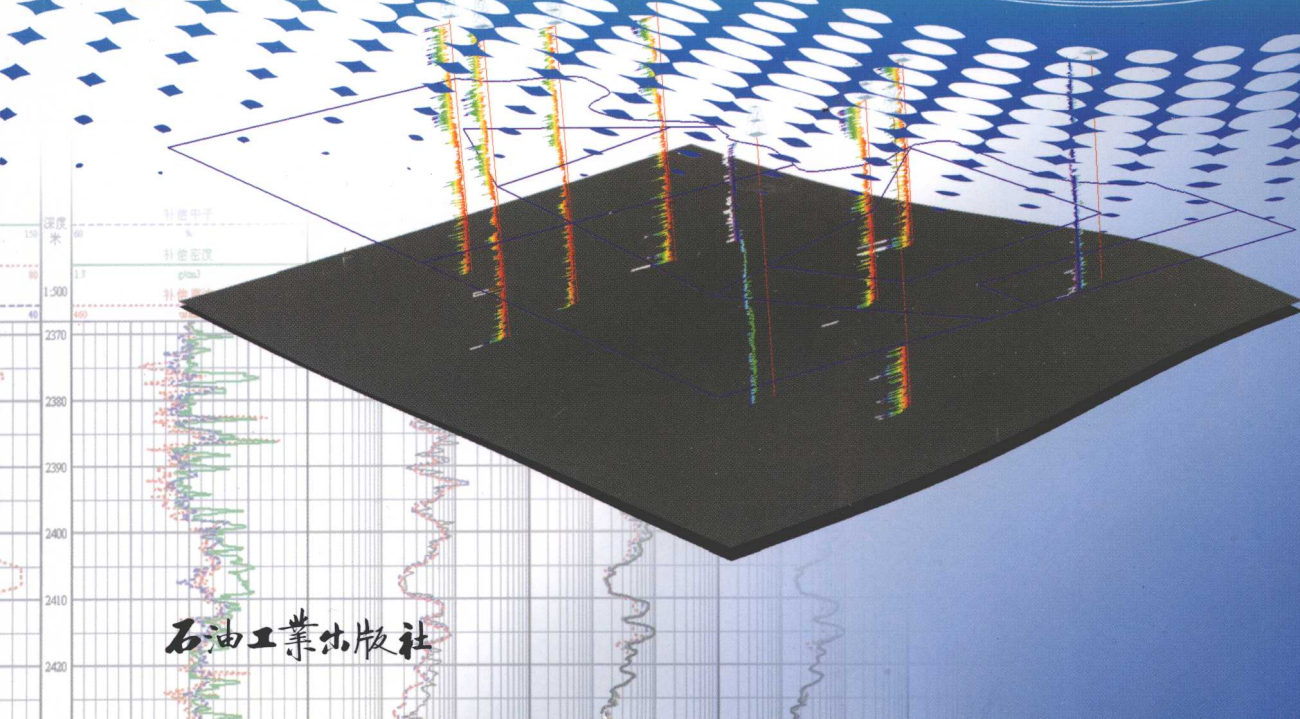


YUSHUIJING DONGTAI FENXI SHILI JIEXI

油水井动态分析 实例解析

宋成立 王晓翠 主编



石油工业出版社

内 容 提 要

本书以油水井动态分析实例解析为主,内容包括:油水井动态分析基础知识、单井动态分析实例解析、井组动态分析实例解析、区块动态分析实例解析、动态分析计算题。

本书适合作为采油、地质工人自我提高的读物,也可供从事油田开发、采油工程的技术人员学习和参考,还适合做采油、地质工人的现场技术培训教材。

图书在版编目(CIP)数据

油水井动态分析实例解析/宋成立,王晓翠主编.
北京:石油工业出版社,2012.11
ISBN 978-7-5021-9128-3

I. 油…
II. ①…宋 ②王…
III. 采油井-动态分析
IV. TE2

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2012)第 130811 号

出版发行:石油工业出版社
(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)
网 址: www.petropub.com.cn
编辑部: (010) 64523589 发行部: (010) 64523620
经 销: 全国新华书店
印 刷: 保定彩虹印刷有限公司

2012 年 11 月第 1 版 2012 年 11 月第 1 次印刷
787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 16.75
字数: 426 千字

定价: 68.00 元
(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)
版权所有,翻印必究

《油水井动态分析实例解析》

编 委 会

主 编：宋成立 王晓翠

副主编：郑本祥 张丽辉 孙国庆 侯国民

编 委：贾唯特 庄羽竹 张海山 郭冬梅 吴兴妩

景 伟 杨继刚 马胜军 魏玉山 宋春玲

杨丽峰 刘建英 安文霞 臧鑫赫 李宝春

党伟红

前 言

油水井动态分析即油田生产动态分析，包括油井动态和注水井动态分析，井组动态分析及区块动态分析，是油田生产管理经常性的基础工作，也是职业技能鉴定要求采油工、地质工高级工必须掌握的一项操作内容。由于动态分析工作应用资料多，灵活性强，分析问题角度广，系统论述动态分析方法较为困难，所以对于采油、地质工人来说，掌握这项技能一直都是他们的难点，为了使采油、地质工人和从事采油、地质工程的技术人员更直观，更快地掌握并熟练应用这项技能，编者以动态分析基础知识入手，以动态分析实例解析为重点，编写了此书。

本书的编写以油水井动态分析基础知识为基础，主要引用了大量的现场实例，内容包括动态分析基础知识、单井动态分析实例解析、井组动态分析实例解析、区块动态分析实例解析、动态分析计算题，共计例题 183 例。本书从加强动态分析的实际操作方面考虑，立足于从理论联系实际方面加深对油水井动态分析的认识。并弥补了一般动态分析培训书的不足——只有动态分析的一般程序和方法、步骤，而无法和实际的例子连接上。本书主要从实例解析方面让读者了解各种动态分析题的分析程序和方法，从而使读者直观、快速地对动态分析的各种题型有更深入的认识，并熟练掌握。

本书的目的是使学习人员全面了解和掌握油水井动态分析的程序、方法、步骤，并熟悉各种动态分析的题型，对采油、地质工人应掌握的技能知识有更深入的认识和理解。

本书在编写过程中考虑到矿场工人的自学需要，语言力求通俗易懂，内容全面，结论明确。本书适用于现场一线的采油、地质工人技术培训、技能鉴定及技术大赛，同时也可作为矿场工程技术人员的参考书及采油、地质工人的自学读本，本书的内容源于实践，服务于实践，是一本普及性较高的读物。

由于编者工作经验不足，水平有限，书中如有错误和不当之处，恳请广大读者批评指正。

编者

2012 年 3 月

目 录

第一部分 基础知识

第一章 油水井动态分析	(3)
第一节 油田开发动态分析的地质基础	(4)
第二节 常用的动态、静态资料及应用	(24)
第三节 油水井动态分析内容及方法	(43)
第四节 常用开发指标计算方法	(57)

第二部分 实例解析

第二章 单井动态分析实例	(65)
第三章 注采井组动态分析实例	(150)
第四章 区块动态分析实例	(222)
第五章 动态分析计算题	(235)
参考文献	(261)

第一部分 基础知识

第一章 油水井动态分析

油水井动态分析是指通过大量的油井（可称：采油井、生产井）、水井（可称：注水井）的第一性资料，来认识油层中油、气、水运动规律的综合性油水井分析工作。油藏油水井动态分析主要针对油藏投入生产后，油藏内部诸因素都在发生变化——油气储量的变化、地层压力的变化、驱油能力的变化、油气水分布状况的变化等，对其进行研究、分析，从而找出引起这些变化的原因，以及影响生产的问题所在，进而提出调整挖掘生产潜力，预测今后的发展趋势。

一个油田，从投入开发直至枯竭，油藏油水井动态分析工作始终在其中发挥着重要作用。其作用大致体现在如下4个方面。

一是确定基础，即牢固地建立油田开发的地质基础，通过各种可靠的动态和静态资料，运用已掌握的经验方法和理论，得出一整套油藏动态参数的变化规律，在油藏静态描述的基础上完成油藏的动态描述。

二是修正认识，即不断地修正人们对油藏的地质特征、流体分布，以及对油气资源利用状况的认识，做到对油田开发的物质基础“心中有数”。

三是指导调整，油田开发的过程是一个不断调整、不断完善的过程。

四是辅助决策。

油田开发动态分析的主要目的：①科学合理地开发油田；②完成原油生产计划；③提高油田经济效益。

油藏油水井开发动态分析分为阶段开发分析、年度开发动态分析，以及月或季度动态分析，对比它们所要分析的基本内容也有所不同。

（1）阶段开发分析。一般需要在一个5年计划的末期、油田实施重大调整措施前、后，或者油田开发的一个开发阶段即将结束，并进入下个开发阶段之前进行此分析。分析的主要内容包括：阶段开发规划目标及其潜力分布；开发调整的做法和效果；油田注采系统的适应性；油水井产液—吸水状况和最大产液能力分析；油藏压力系统和合理界限；现阶段采油工艺技术的适应性；油水井井况及对生产影响；油田地质特点的进一步认识和可采储量的变化；开发指标测算和技术经济论证等。

（2）年度开发动态分析。主要分析内容应该包括：年度的生产形势和开采特点；油田注水状况和压力系统；开采速度、油井产能和措施效果；注入水利用率和水驱效果；储量动用和油水分布；开发试验的做法及效果等。

（3）月或季度动态分析。主要是针对生产动态，即压力、产量、含水的变化状况，油田全面机械开采后，还要分析机采井的机泵状况，以及油田出现的一些新情况和问题，如含水率突然大幅度上升、套管损坏、开发试验的突破性进展、新工艺措施现场试验效果等。

动态分析的基本方法有：理论分析法、经验分析法、模拟分析法、系统分析法、类比分析法。

第一节 油田开发动态分析的地质基础

一、油气藏概念及类型

油气藏的地质含义：在同一圈闭内具有同一压力系统的油气聚集。

圈闭，就是指能够使油气聚集起来的场所，它是具备聚集油气的储层、阻止油气逸散的盖层，还可以阻止油气向四周继续运移和扩散。同一压力系统，是指圈闭内各点的压力都可以向整个空间传递。所以，圈闭容积（场所）的大小决定了油气藏的大小。

圈闭有3种类型：构造圈闭、地层圈闭和岩性遮挡圈闭。

（1）构造圈闭：由于构造运动使岩层发生变形和位移而造成的圈闭，包括背斜圈闭和断层遮挡圈闭等。

（2）地层圈闭：由于地层因素造成遮挡条件的圈闭。

（3）岩性遮挡圈闭：由于储层岩性改变或岩性连续性中断而形成的圈闭。

地层中聚集和储存石油和水的叫做油藏；只聚集和储存天然气的圈闭叫做气藏。在采出1t石油中能分离出 1000m^3 以上天然气的圈闭，叫做油气藏。

油气藏分三大类，即构造油气藏、地层油气藏、岩性油气藏。

（1）构造油气藏：油气在构造圈闭中的聚集，主要类型有背斜油气藏、断层遮挡油气藏、裂缝性油气藏、盐丘油气藏等。

（2）地层油气藏：油气在地层圈团中的聚集，一般有地层不整合遮挡油气藏、地层超覆遮挡油气藏、剥蚀隆起油气藏等。

（3）岩性油气藏：油气在岩性遮挡圈团中的聚集，主要有岩性尖灭油气藏、透镜状岩性油气藏等。

二、油气藏中的油、气、水

油气藏中油、气、水分布具有一定规律，如在单一背斜圈闭内，由于重力分异作用，油、气、水分布规律是气在上，油居中，水在油、气下面，从而形成油气界面及油水界面。如图1-1所示。

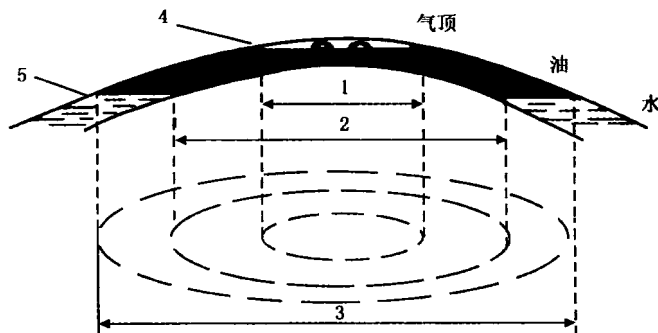


图1-1 背斜油气藏油、气、水边界示意图

1—含气边界；2—含水边界（油水内缘）；3—含油边界（油水外缘）；4—油气界面；5—油水界面

油、气、水在油气藏内的分布特征在油田开发中常用以下术语进行描述。

(1) 外含油边界：油水界面与油层顶界的交线称为外含油边界，也叫含油边界。

(2) 内含油边界：油水界面与油层底界的交线称为内含油边界，也叫含水边界。

(3) 含气边界：油气界面与油层顶面的交线称为含气边界。

(4) 含油气面积：内（外）含油边界所圈闭的面积，称内（外）含油面积，外含油面积也常叫含油面积，对油气藏来讲即为含油气面积。

(5) 含气面积：气顶圈闭的面积称为含气面积。对于纯气藏，则为气水边界所圈闭的面积。

(6) 油藏高度：油水界面到油藏最高点的高度，称为油藏高度。当有气顶时，油藏高度即为油水界面与油气界面之间的高度值。

(7) 气藏高度：油气界面与油气藏最高点的高度差。对于纯气藏，则为气水界面与气藏最高点的差。

(8) 油气藏高度：油藏高度与气藏高度之和为油气藏高度。

三、油藏驱动方式

在自然条件下，油、气在油层中流动常常是各种能量同时作用的结果，如静水柱压力、高压气体的膨胀、岩石及气体的弹性能量，以及重力的作用等，都是在程度不同地发挥着作用。只是在油田开发的不同阶段，某一种驱油能量处在指导地位而言罢了。

油藏驱动类型依据油藏地质条件可以有如下划分。

（一）刚性水压驱动

在一个渗透性非常好、地域宽广的供水区内，油水层连通好，水层有露头，水的供应也非常活跃，以及此区内的压力高（高于饱和压力）、流量大。在这个区域内如果有一个小小油藏，也应将其投入开发；这时从地下采出多少油，供应区就能补充多少水，即采出量 and 水的侵入量相等。在整个开发过程中，油层压力（简称“静压”）保持不变，产量也保持不变，气油比不变，具有这种条件的油藏，就叫做刚性水压驱动油藏。刚性水压驱动油藏是最理想的油藏，其采收率是最高的，可以达到 45% ~ 60% 甚至更高。

（二）弹性水压驱动

一个油藏的水区不管有多么宽广，也有一定的边界。油藏投入开发时，靠水、油和地层本身的弹性膨胀将油藏中的油挤出来，而没有高压水源源不断地推进，这种油藏叫弹性水压驱动油藏。

在弹性水压驱动的方式下开发，随着各种弹性能的释放，地层压力（简称“静压”）必然会随着降低。如果其他条件和刚性水压驱动差不多，其弹性膨胀的体积和能量又足以填补油藏开发采出的能量，地层压力能够始终高于饱和压力，则采收率也和刚性水驱相近，也是很好的油藏。

刚性水压驱动和弹性水压驱动合称为水压驱动，按油藏内油和水的关系又可分为边水驱动和底水驱动两种。

（三）边水驱动

边水驱动类型的油藏，一般出现在油层里单层厚度较薄、构造规模较大的油田中。油气聚集在构造的较高部位，四周为水所环绕，水在油外边，故叫边水驱动油藏。这种类型的油

藏，要求油层有良好的供水区，且油水区连通好，中间没有断层或岩性的遮挡，油层倾角较陡。在开发过程中，随着地下储量的采出，边水逐渐向油藏内部推进。当边水推到井底时，油井逐渐水淹而产水。

在边水驱动的油田里有一种油藏，其上倾部位尖灭，下部为水环绕，这也是边水油藏的一种类型。

（四）底水驱动

底水驱动类型的油藏，出现在单层厚度较厚的油层里（指单层厚度与油藏面积比较而言），油藏面积小，油层倾角平缓，水在油的底下，故叫底水驱动油藏。这种油藏，随着地下储量的采出，底水逐渐上推，逐渐淹没油井。

一般的水驱油藏，在开发初期常表现为弹性水压驱动，随着地下储量的采出，弹性能释放完毕才表现出其他的驱动条件。对一般水驱油藏来说，油层渗透性好的称活跃水驱，渗透性不好的称不活跃水驱。不活跃水驱其效能是不能长期维持的，当侵入水量不足以补充采出时，其驱动方式就会改变，采收率也随之改变。

（五）溶解气驱动

一个油藏既没有活跃而充足的边水（底水）供应，含油砂岩体分布范围又有限，故而储蓄的弹性能有限，油层压力不小于饱和压力。当投入开发后，油层压力很快下降，油中溶解的气体就会分离出来，依靠这些气体不断膨胀而把石油从油层中挤出来或带出来，这种油藏叫溶解气驱动油藏。

在溶解气驱动方式下，只有使油层压力不断下降，才能使油层内的原油维持其连续的流动。随着压力不断下降，气的饱和度不断增加，气的相渗透率也不断增加，则气的产量将急剧增高，而油产量急剧降低。最后气体“跑”完了，在油层里剩下大量的不含溶解气的油，这些油流动性很差，称作死油。

一个纯粹的溶解气驱的油藏，产量是不可能稳定的，地层压力也不可能是稳定的，它们都在不断下降；只有气油比开始是上升的，后来由于气体的大量逸出，油气产量都会很快下降。用溶解气驱动方式采油，油藏采收率最低，一般只有 15%，最高也只有 30%。

（六）气压驱动

油藏中存有较大的气顶，开发时主要靠气顶中压缩气体的能量把原油驱向井底，这种油藏就叫气压驱动油藏。

当油藏中存在气顶时，就是油层压力不足以使油藏中所含的天然气全部溶解到石油里；因此，地层压力一定等于饱和压力。这样，在油井生产时，井底压力必然低于饱和压力，近井地带的压力，也必然低于饱和压力，所以溶解气驱作用是不可避免的。而且只有当因采油而形成的压力降低到油气边界后，即因为开发使含油区地层压力下降后，气顶才开始膨胀，压缩气的能量才显示出来，这时油藏才真正处于气压驱动条件下。即使在这种条件下，为了保持油井生产，井底压力还必须低于饱和压力，近井地带压力也必须低于饱和压力，所以溶解气驱仍然存在。显而易见，气顶中压缩气的能量储备是在油藏形成前完成的，没有后期的补充，随着地下储量的采出，气压驱动能量不断消耗，使整个油层的压力不断下降。

一个油层较薄、倾角较大的气压驱动油藏，油气接触面积小。投入开发后，气顶膨胀向四面扩大而驱油。此时如果气顶的体积对含油部分来说非常大的话，气顶膨胀将油排出后，气顶压力下降较小，这种油藏的开发效果也是好的，采收率可达 40%。若气顶较小，则近

于溶解气驱的情况。

在倾角较小、油藏厚度很大的气压驱动油藏中，开发工作很难掌握。此时气顶的膨胀向下扩散，油井生产形成的压力降很快传到气顶，气顶也很快膨胀而生成一个向下推进的气锥，油井则会很快出气，这种油藏采收率是特别低的。气压驱动油藏的开发，随着地下储量的采出，油层压力不断下降，油中溶解的天然气不断逸出。这些气体一部分作为伴生气随原油一道被采出地面，一部分可能补充到不断扩大的气顶中去（特别是靠近油气边界地区更是如此）。因此，油中溶解气的消耗可能比一般溶解驱动要来得快。这种油藏，开发中要特别注意不让气顶气逸出或采出，因气体流动速度快，一经逸出或采出，气顶压力会很快下降，会使大量石油从含油区流入气顶，而大大降低了石油的可采储量。

（七）重力驱动

在油田开发的末期，一切驱动能量都已耗尽，原油只能靠本身的重力流向井底，这叫作重力驱动油藏。这时产量极低，已失去了大规模工业开采的价值。

油藏的驱动方式不是一成不变的，水压驱动搞不好可以变成溶解气驱动。同一油田的不同部分也可存在不同的驱动方式，如边部是水压驱动，中部是溶解气驱动；或是受注水效果的地区是水压驱动，没有受到注水效果的地方是溶解气驱动；也可以一开始是水压驱动，但随着大量地无控制地采出后变为溶解气驱动。

因为水压驱动采油效果好，所以油田始终应维持在小水压驱动方式下采油，这就成了采油工作者的中心任务。这就要求随时注意油田动态分析，同时采用人工注水的方法向油田补充水，以维持油层的压力。

四、储层岩石物性

能够储集石油，并允许石油在其内流动的岩层称为储油层。为了合理、高速、高水平地开发油田，必须了解储油层为什么能够储集石油，以及如何估计储油层中石油储量的大小。在油田钻井后石油为什么能够从地层中流到井中，它们的流动状况如何，这些问题通过对储油层岩石的基本特性研究来解决。

储油层具有两个重要特性——孔隙性和渗透性。孔隙性保证了油气在地下有储集的空间，其孔隙的多少和大小直接影响到储集的数量。渗透性保证油气在岩层内可以流动，它的发育情况决定了油气在岩石中流动的难易程度；因此，孔隙性和渗透性是评价储层的重要标志。

（一）储油层岩石的孔隙性

在油田钻井过程中，从地层中取出岩心，其中有些岩心中存在着许多肉眼难以看到的小孔，则称这些小孔为岩石的孔隙，而石油就储集在这些孔隙中。岩石所具有的这种特性，叫“孔隙性”。

通过对岩心的研究，可以发现岩石中孔隙的大小是不同的。有的孔隙大，有的孔隙非常微小；有些孔隙是互相连通的，有些孔隙是不连通的。在相互连通的大孔隙中（孔隙半径大于 $0.1\mu\text{m}$ ）油气能够在其中储存，并可在其中流动，这种孔隙称为有效孔隙。有些孔隙不连通或虽然连通但孔隙半径小于 $0.1\mu\text{m}$ ，虽然能储集油气，但油、气不能在其中流动，因此称其为无效孔隙。按孔隙的成因可分为原生孔隙（岩石在沉积成岩过程中形成的孔隙）和次生孔隙（岩石形成后，受外力等作用形成的孔隙）。

1. 孔隙度

为了计算储油层中的石油储量，首先要知道油层的孔隙体积的大小，在油田生产实际中常用孔隙度这个概念来表示岩石孔隙的大小。所谓孔隙度，是指岩石的孔隙体积与岩石的总体积之比。孔隙度又分为绝对孔隙度和有效孔隙度。

(1) 绝对孔隙度：岩石的总孔隙体积（包括有效孔隙和无效孔隙）与岩石的体积之比。

$$\phi_{\text{绝对}} = \frac{V_{\text{总孔}}}{V_{\text{岩石}}} \times 100\%$$

式中 $\phi_{\text{绝对}}$ ——岩石的绝对孔隙度；

$V_{\text{总孔}}$ ——岩石的总孔隙体积， cm^3 ；

$V_{\text{岩石}}$ ——岩石的体积， cm^3 。

(2) 有效孔隙度：岩石的有效孔隙体积与岩石的体积之比。

$$\phi_{\text{有效}} = \frac{V_{\text{有效}}}{V_{\text{岩石}}} \times 100\%$$

式中 $\phi_{\text{有效}}$ ——岩石的有效孔隙度；

$V_{\text{有效}}$ ——岩石的有效孔隙体积， cm^3 。

孔隙度是计算储量和评价油层特性的一个重要指标，通常用的是有效孔隙度。一般砂岩孔隙度变化范围在 5% ~ 30% 之间，多为 10% ~ 25%；碳酸盐岩孔隙度较小，通常小于 5%，但在某些碎屑灰岩和生物灰岩中也可高达 20% 以上。

储油岩石的有效孔隙度可分为差（5% ~ 10%）、中（10% ~ 20%）、好（20% ~ 25%）和很好（25% ~ 30%）4 个等级。

2. 影响孔隙度大小的因素

为什么岩石孔隙大小不等，有的连通，有的不连通呢？它主要受以下几种因素的影响。

(1) 砂岩粒度因素：砂岩粒度分布状况对孔隙度有一定的影响，如果砂岩粒度均匀，孔隙度就比较大；如果砂岩粒度不均匀，则可能出现大颗粒之间填充有小颗粒的现象，使孔隙度变小。另外如果颗粒直径大，孔道也就大，便于液体通过，孔隙度也就大。

(2) 胶结物因素：砂岩的主要胶结物是泥质和灰质，灰质中主要是石灰石和白云石。通常用胶结物在岩石中的含量来表示岩石的胶结程度。对泥质胶结和灰质胶结来说，灰质胶结比泥质胶结牢固，胶结物含量高，岩石比较坚硬，但孔隙度较小。而泥质胶结，岩石比较疏松，孔隙度比较大。孤岛油田的油层胶结物主要为泥质，其含量在 1.25% ~ 6.5% 之间，胶结物如此之少，因此生产过程中易于出砂。

(3) 胶结类型因素：胶结物在砂岩中的分布状况，以及与碎屑颗粒的接触关系，称为胶结类型。胶结类型与岩石孔隙度的大小也有着密切的关系。

① 基底式胶结：胶结物含量很高，砂岩颗粒是埋在胶结物中，彼此不相接触或接触很少，孔隙度也很低。

② 孔隙式胶结：胶结物含量不多，充填于颗粒之间的孔隙中，颗粒呈支架状接触。这种类型的孔隙度大于基底式胶结。

③ 接触胶结：胶结物含量很少，分布于颗粒相互接触的地方，颗粒呈点状或线状接触。它的孔隙度最高。

如：胜利油田砂岩多为接触式胶结和孔隙式胶结。

（二）储油岩石的渗透性

当地层原油，在一定的压差下，从岩石孔隙中流向井底，这时岩石让流体（油、气、水）通过的性质称为岩石的渗透性。而渗透率则表明了该岩石允许流体通过的能力。岩石的渗透率可以通过实验室测定岩样求得，其大小是用达西经验公式确定的。

1. 达西定律

达西定律是指流体在多孔介质中渗流时，其流量与介质的横截面积、介质两端的压力差成正比，而与流体的黏度、介质的长度成反比。公式为：

$$Q = KA (p_1 - p_2) / (\mu \cdot L)$$

式中 Q ——在 $p_1 - p_2$ 下通过岩样流体的流量， m^3/s ；

K ——比例系数，即渗透率，它表示多孔介质渗透能力的大小；

$p_1 - p_2$ ——流体通过介质前、后的压差， MPa ；

A ——岩样的横截面积， m^2 ；

L ——岩样的长度， m ；

μ ——通过流体的黏度， $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

将上式改写成：

$$K = Q \cdot \mu \cdot L / [A (p_1 - p_2)]$$

2. 渗透率

1) 单位换算

渗透率的基本单位是平方米，符号为 m^2 。由于该单位太大，在石油工程中一般采用平方微米，用符号 μm^2 表示。它与达西和毫达西的关系为： $1\mu\text{m}^2 = 1.01325\text{D} = 1013.25\text{mD}$ 。

在实际应用中，可采用如下规定： $1\mu\text{m}^2 = 1\text{D} = 1000\text{mD}$ 。

当液体的黏度为 $1\text{mPa} \cdot \text{s}$ ，压差为 1atm ，岩石截面积为 1cm^2 ，岩石长度为 1cm ，此时所通过的液体的体积流量正好为 $1\text{cm}^3/\text{s}$ 时，该岩石的渗透率的大小为 1D 。

储层的孔隙度与渗透率之间通常有较密切的关系，一般有效孔隙度增高，渗透率增大。

渗透率是岩石本身的物理性质，对于一块具体的岩样来说，它是一个不变的常数。这个常数只与组成岩石的颗粒成分、粒度、分选及胶结类型有关，而与所通过的流体性质无关。

2) 相关概念

（1）绝对渗透率：当岩石中只有一种流体通过，而这种流体又不会造成岩石孔隙结构上的变化，这时测出的岩石渗透率称为绝对渗透率。通常用干燥空气来测定岩石的绝对渗透率，因此绝对渗透率也就是空气渗透率。通常在现场上所用的渗透率一般是指绝对渗透率。

（2）有效渗透率：当岩石中有两种或多种流体同时存在时，岩石对其中某一种流体的渗透率就叫做岩石对这种流体的有效渗透率或相渗透率。

例如：当储层中油、水共存时，就会测出油的有效渗透率和水的有效渗透率。有效渗透率的大小，在一定地质条件下与流体本身饱和度有关。饱和度越大，有效渗透率也就越大。岩石的有效渗透率都小于绝对渗透率。岩石中各流体的有效渗透率之和也小于绝对渗透率。

（3）相对渗透率：有效渗透率与绝对渗透率之比叫相对渗透率，用百分数表示。

$$\text{相对渗透率} = \text{有效渗透率} / \text{绝对渗透率} \times 100\%$$

油、气、水各相的相对渗透率分别用 $K_o/K \times 100\%$ 、 $K_g/K \times 100\%$ 、 $K_w/K \times 100\%$ 来表示。

下面举例来说明绝对渗透率、有效渗透率和相对渗透率的概念。

[例 1-1] 设有一岩样长 (L) 3cm, 截面积 (A) 2cm^2 , 用 100% 饱和的黏度 (μ) 为 $1\text{mPa} \cdot \text{s}$ 的盐水, 在压差 ($p_1 - p_2$) 为 $2.026 \times 10^5 \text{Pa}$ (2atm) 下的流量 (Q) 为 $0.5 \times 10^{-6} \text{m}^3/\text{s}$ ($0.5\text{cm}^3/\text{s}$)。求该岩石的绝对渗透率。若上述岩石中饱和 70% 的盐水和 30% 的油, 压差为 0.2MPa, 则盐水的流量 (Q_w) 为 $0.3\text{cm}^3/\text{s}$, 油的流量 (Q_o) 为 $0.02\text{cm}^3/\text{s}$, 黏度为 $3\text{mPa} \cdot \text{s}$, 求岩样对盐水的有效渗透率 K_w 对油的有效渗透率 K_o 及有效渗透率之和。

解: 绝对渗透率 K 为

$$K = Q \cdot \mu \cdot L / [A (p_1 - p_2)] \\ = 0.5 \times 1 \times 3 / (2 \times 2) = 0.375 \mu\text{m}^2$$

岩样对盐水的有效渗透率 K_w 为:

$$K_w = Q_w \cdot \mu_w \cdot L / [A (p_1 - p_2)] \\ = 0.3 \times 1 \times 3 / (2 \times 2) = 0.225 \mu\text{m}^2$$

岩样对油的有效渗透率 K_o 为:

$$K_o = Q_o \cdot \mu_o \cdot L / [A (p_1 - p_2)] \\ = 0.02 \times 3 \times 3 / (2 \times 2) = 0.045 \mu\text{m}^2$$

有效渗透率之和为:

$$K_o + K_w = 0.225 + 0.045 = 0.27 \mu\text{m}^2$$

从以上实例说明, 同一岩石的有效渗透率之和, 总小于它的绝对渗透率。这是由于岩石与油、水发生的物理、化学作用和油、水之间的相互作用造成的。

根据油、水的有效渗透率数值, 来计算一下该岩石对它们的相对渗透率。

对水的相对渗透率:

$$K_{rw} = K_w / K \times 100\% = 0.225 / 0.375 = 60\%$$

对油的相对渗透率:

$$K_{ro} = K_o / K \times 100\% = 0.045 / 0.375 = 12\%$$

相对渗透率之和:

$$K_{rw} + K_{ro} = 12\% + 60\% = 72\%$$

由结果可知, 同一岩石的相对渗透率之和总小于 1。

油层岩石的渗透率大小对储油岩层的物理性质影响极大。渗透能力越强, 油在油层中越容易流动, 在一定压差下流向井筒的油量就越多, 反之则少。因此它是衡量或者说是反映油层产油能力的一个重要参数。

3. 影响因素

在进行渗透率测定时, 会发现有些岩石的渗透率在纵向上和横向 (岩石水平方向和垂

直方向)上是不相同的。这是因为岩石在沉积成岩时就有各种因素在影响着它。这些因素是:

(1) 岩石孔隙的大小。岩石孔隙大,则渗透率高。孔隙大小与组成岩石的颗粒大小有关,粗砂岩的渗透率比细砂岩的渗透率高。

(2) 岩石颗粒的均匀程度。如果岩石颗粒比较均匀,渗透率较高。如果颗粒大小不一,小颗粒常堵塞于大颗粒之间的孔隙通道而影响原油流动。颗粒的均匀程度叫作分选,分选好的,渗透率就高。

(3) 胶结物含量的大小。胶结物是使岩石颗粒相互联结的充填物质。胶结物含量多时,常包围着颗粒,充填了孔隙,使孔隙孔道变小,增加油流的阻力,使渗透率降低。

认识了影响渗透率的因素后,就可以采取各种有效的方法改造油层,改变油层渗透,使油层多出油。对于疏松、渗透性好的油层,以加固井底附近油层岩石的防砂技术为主;对于致密、渗透性差的油层,采用压裂方法改善井底渗透率;对于胶结物含量高的油层,可采取酸化的方法提高渗透率。

(三) 储油(气)岩层的含油(气)性

储油(气)岩层的含油(气)性是指地下储层中含有一定数量的油(气)。如果油层孔隙中石油含量多,则油层的含油性好。含油性好坏的指标用含油饱和度表示。

1. 含油饱和度

含油饱和度是指在储油岩石的有效孔隙体积内,原油所占的体积百分数。

含油饱和度 S_o 公式为:

$$S_o = \text{岩石孔隙中的含油体积} / \text{岩石的有效孔隙体积} \times 100\%$$

同理也可计算出油层中水和气的饱和度。

含气饱和度 S_g 公式为:

$$S_g = \text{岩石孔隙中的含气体积} / \text{岩石的有效孔隙体积} \times 100\%$$

含水饱和度 S_w 公式为:

$$S_w = \text{岩石孔隙中的含水体积} / \text{岩石的有效孔隙体积} \times 100\%$$

如果油层中,只有油水两相,从理论上讲:

$$S_o + S_w = 1$$

如果一个油层中,油、气、水三相同时存在,则:

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

2. 原始含油饱和度

一般将油层尚未开发时测得的含油饱和度称为原始含油饱和度。它是计算油田可采储量的重要参数。随着油田的开发,石油不断从油层中采出,流体的饱和度也在不断变化,含油饱和度越来越低,含水饱和度越来越高。在油田开发过程中某个阶段取得的含油饱和度、含水饱和度,称为目前含油饱和度、含水饱和度,它们是了解油田开发现状的一项重要参数。

(四) 岩石的润湿性

液体对固体和对液体本身的相对吸引力不同,所以液体在固体表面可能铺展,也可能不

铺展。液体在岩石表面的铺展能力称润湿性。影响润湿性的主要因素有岩石矿物组成、原油及水的性质和岩石表面的粗糙度。

五、储层流体特性

油气藏中的油、气、水实际就是通称的石油、天然气、油田水，对它们的物理性质和化学性质的认识对生产动态是非常重要的。

（一）石油

石油是一种以液体形式存在于地下岩石孔隙中的可燃性有机矿产。从直观上看，它表现为比水稠但比水轻的油脂状液体，多呈褐黑色；化学上，是以碳氢化合物为主体的复杂混合物。液态石油中通常溶有相当数量的气态烃和固态烃，还有极少量的悬浮物。因此，石油有确定的化学成分和物理常数。

1. 地面条件下石油的物理性质

（1）颜色：石油的颜色变化范围很广，从暗色到浅色都有。在透射光下，石油的颜色从无色透明逐渐过渡到淡黄色、褐黄色、淡红色、棕色、褐黑色及黑色，或者介于两种颜色之间的过渡颜色。例如，四川油田川东石油为墨绿色，川中石油为黄色、深色甚至黑色；新疆克拉玛依油田的石油为褐黑色；而华北油田凝析油的颜色则为无色透明。石油颜色的浓度，往往取决于石油中胶质、沥青质的含量。胶质、沥青质含量愈高则颜色愈暗。一般轻质油的颜色微带黄橙色且透明；重质油多近于黑色。

（2）气味：石油通常都有明显的气味。较轻质的石油带有芳香味；而浓黑的石油多带柏油味；含硫（S）、氮（N）、化合物的石油有一种臭鸡蛋味。

（3）相对密度：液体石油的相对密度是指在0.101MPa的压力条件下，20℃的石油的重量与同体积的4℃纯水重量之比，用 γ_4 表示。石油的相对密度一般介于0.75~0.98之间，个别地区也有小于0.75或大于1的。例如，美国加利福尼亚油田石油相对密度竟高达1.01；而苏联苏拉罕油田的石油却为0.71。我国各油田的石油相对密度大多数为0.82~0.92。

一般把相对密度小于0.9的石油称为轻质油；而大于0.9的石油则称为重质油。相对密度小的油质好，相对密度大的油质差。石油相对密度大小取决于石油的化学组成，含烃类多的石油相对密度小，而含胶质、沥青质多的石油相对密度大，相对密度大于1的石油，用一般方法难以开采。

（4）黏度：石油的黏度是指原油分子间发生相对位移时，所受到的阻力或内摩擦力。石油黏度的大小，取决于温度、压力和石油的化学成分。黏度随温度升高、溶解气量增加而降低；压力增高时，则黏度加大；石油中轻质油组分增加，黏度随之降低；而蜡、胶质、沥青质含量高时，则黏度亦高。

石油黏度的大小，决定了石油流动性的难易，黏度大则流动性差，黏度小则流动性好。黏度这个参数，对了解油、气运移，以及油井动态分析、石油开采及储运都有重要的参考价值。如果石油黏度过大，原油在地层中或井筒内流动就困难，因此必须采取有效措施，如热力采油、稠油降黏等方法进行采油。如果原油黏度能降低一半，在其他条件相同时，就能使原油流量增加一倍。

（5）溶解性：石油的溶解性是指石油能溶解于多种有机溶剂，如氯仿、苯、石油醚、四氯化碳及酒精等的性质。可以根据石油溶解性，简易鉴定岩石中有无微量的石油存在。石油在水中溶解度很低。