

OIL

低渗透油藏

高效开发理论与应用

吴柏志◎编著

DISHENTOUYOUUCANG
GAOXIAOKAIFALILUNYUYINGYONG

石油工业出版社

低渗透油藏高效开发 理论与应用

吴柏志 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书主要包括低渗透油藏高效开发技术概述、应用现状、储层渗流机理、渗流理论、数学模型、高效开发理论研究、现场设计及油田应用等内容。

本书适合从事低渗透油藏开发的技术人员、科研人员及相关院校师生参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

低渗透油藏高效开发理论与应用/吴柏志编著.

北京:石油工业出版社,2009.4

ISBN 978-7-5021-7067-7

I. 低…

II. 吴…

III. 低渗透油层-油田开发

IV.

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2009) 第 040840 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) 64523562 发行部:(010) 64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:中国石油报社印刷厂

2009年4月第1版 2009年4月第1次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:10.25

字数:180千字

定价:50.00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

前 言

随着我国石油勘探和开发程度的提高，低渗透油田储量所占的比例越来越大，目前探明未动用石油地质储量中低渗透储量所占比例高达 60% 以上。低渗透砂岩储层广泛发育于我国各含油气盆地之中，中国陆地发现并探明的低渗透油田（油藏）共 300 多个，广泛分布于全国勘探开发的 21 个油区，其中地质储量在 1×10^8 t 以上的有 11 个油区，占一半以上。在当前石油后备储量紧张的形势下，如何动用和开发好低渗透油田储量，提高开发效益，对我国石油工业的持续稳定发展具有十分重要的现实意义。

近年来随着低渗透开发新理论、新技术、新方法的发展和应用，低渗透和特低渗透油藏开发取得了重大进展，各油田和石油科研院所所在低渗透油藏的开发实践和科学研究中积累了丰富的经验。本书根据作者多年来从事低渗透油藏科研与实践的经验，利用理论与数学模型研究、物理模拟实验和油藏数值模拟技术，依托胜利油田桩 74 断块低渗透油藏开发实践，对低渗透储层微观渗流机理、储层负载敏感性、低渗透油藏渗流理论与数学模型、低渗透油藏高效开发理论、低渗透油藏注气开发、低渗透开发合理井网系统、人工裂缝参数及分布优化设计等方面进行了系统研究，并在桩 74 断块低渗透油藏开发实际中加以应用，取得了良好的开发效果，为更好的指导低渗透油藏高效开发提供了理论和实践指导，反映了当前低渗透油藏开发研究与实践的部分最新成果。

全书由吴柏志同志编著，在专著成果形成的过程中得到了中国石油大学（华东）石油工程学院张琪教授的悉心指导，胜利油田及石油行业的许多同行，根据低渗透高效开发研究和实践应用的经验，提出了十分宝贵的建议，在此一并致谢。

由于水平所限，本书中难免有不足和不当之处，恳请广大读者和同行批评指正。

编 者

2009 年 3 月

目录

CONTENTS

第一章 低渗透油藏开发技术研究与应用现状	1
第一节 低渗透储层国内外研究现状	2
一、低渗透储层岩石物性特征	2
二、低渗透储层非达西渗流特征	13
三、低渗透储层开发技术研究现状	17
第二节 低渗透油藏开发技术矿场应用情况	22
一、压裂技术应用现状	22
二、气驱技术矿场应用现状	23
第二章 低渗透储层渗流机理与模型	26
第一节 低渗透储层微观渗流机理	26
一、低渗储层中流体流动微尺度效应	26
二、低渗透储层微观渗流特征	28
第二节 低渗透储层负载敏感性实验研究	30
一、低渗透砂岩油藏负载储渗参数理论模型	30
二、低渗透砂岩油藏应力敏感性研究	32
第三节 油藏非线性渗流模型方程特征化	36
一、低渗透岩心单相渗流启动压力梯度	36

二、低渗透储层非线性渗流模型	39
第三章 低渗透油藏渗流理论与数学模型	44
第一节 低渗透油藏耦合人工裂缝数学模型	44
一、油藏渗流方程	44
二、人工裂缝渗流方程	45
三、油藏—人工裂缝窜流方程	46
四、辅助方程及数学模型定解条件	47
第二节 耦合人工裂缝低渗透油藏渗流模型 IMPES 求解技术	48
一、等价非均质地质模型法	48
二、油藏—裂缝耦合 IMPES 求解技术	50
第三节 耦合人工裂缝低渗透油藏渗流模型隐式求解技术	60
一、隐式数值模型	60
二、传导系数处理方法	69
三、数值模型稳定性	72
四、耦合人工裂缝低渗透油藏数值模拟软件设计	73
第四章 低渗透油藏高效开发理论研究	75
第一节 低渗透油藏驱替动态特征	75
一、低渗透油藏合理采油速度	75
二、低渗透油藏井间压力连通	78
三、含启动压力梯度低渗透油藏典型渗流动态	84
第二节 低渗透油藏合理井网密度与井网系统	89
一、低渗透油藏开发井网密度	89
二、低渗透油藏合理开发井网系统	100
第三节 人工裂缝参数及分布优化设计	107
一、重复压裂选井方法	108
二、人工裂缝参数优化设计	112

第五章 低渗透油藏高效开发技术矿场应用设计研究 116

第一节 桩 74 断块开发现状 116

一、桩 74 断块开发现状 116

二、油藏地质模型 117

三、历史拟合与潜力分析 129

第二节 桩 74-10-2 井区整体压裂开发技术优化设计研究 141

一、井网适应分析 141

二、整体压裂改善开发效果 141

第三节 桩 74-10-2 井区氮气驱开发技术优化设计研究 146

一、转换氮气驱注气参数优化 146

二、转换氮气驱最优化开发方案与效果预测 152

参考文献 153

第一章

DIYIZHANG

低渗透油藏开发技术 研究与应用现状

随着石油勘探和开发程度的提高,低渗透油田储量所占的比例越来越大,在探明未动用石油地质储量中,低渗透储量所占比例高达60%以上。低渗透砂岩储层广泛发育于我国各含油气盆地之中,中国陆地发现并探明的低渗透油田(油藏)共300多个,地质储量占 $40 \times 10^8 \text{t}$,广泛分布于全国已勘探开发的21个油区,其中地质储量在 10^8t 以上的有11个油区,占总储量一半以上。低渗透储层地质储量最多的是新疆地区,其余依次为大庆、胜利、吉林、辽河、大港、中原、延长、长庆、吐哈、华北等油田。因此在当前石油后备储量紧张的形势下,如何动用和开发好低渗透油田储量,对我国石油工业的持续稳定发展具有十分重要的现实意义。

由于低渗透油藏的储层性质、地层流体的渗流特征以及因地应力系统的变化使岩石结构发生变形等原因^[1],低渗透油田表现出不同于常规油田开发的特征和规律。低渗透油田主要为砂岩储集体,受成岩作用影响,孔喉细小,束缚水饱和度较高,非均质性严重,多发育裂缝,具有双重介质的特点。开发过程中,油层压力下降快,部分天然微裂缝闭合,导致储层孔隙度、渗透率下降,油井产油指数和产液指数下降。即使地层压力恢复到原始地层压力,闭合裂缝也难于重新开启,油层渗透率不可能恢复到原始水平,因此注水压力传导缓慢,油井难以收效,开发效果相对较差。为了改善低渗透油田的开发效果,必须对低渗透油田的渗流特征进行系统研究,特别是对低渗油田的渗流机理和规律进行精确描述,从而形成适合于低渗透油田开发特点的技术策略。

由于低渗透油田大多属于深层储层(3200~4000m),大量研究发现^[2-7],地



应力对储层物性参数的变化具有较大影响,特别是对地应力敏感的低渗透储层。储层应力是由岩石自重和构造运动引起的(天然应力),是地下客观存在的基本外载荷之一。油藏开发过程中,由于孔隙压力的不断降低,地层有效应力增大,导致地应力的二次分布或不均匀分布,引起储层渗透率、孔隙度等储层物性参数发生变化。实验表明,低渗透储层的孔隙结构特征和低渗细微孔隙中流体的流体力学特征决定了低渗透油层渗流特征区别于中高渗透层最显著的特征之一是具有强烈的应力敏感性,而表征油藏宏观特征(渗流能力和储油能力)的渗透率和孔隙度的变化对低渗透油田的开发技术策略的制定具有较大的影响。因此,建立变应力状态下的岩石变形的状态方程,深入研究岩石在发生弹性变形、弹塑性变形或塑性变形时的流体渗流规律,充分体现低渗透油田在开发过程中的流体渗流和岩石变形之间的动态耦合特征,是大力发展低渗透油田开发技术的重要方面。

水力压裂是高效开采低渗透油藏的有效措施,人工压裂所形成的裂缝虽然物理几何尺寸仅为 $3 \sim 5\text{mm}$,但渗透率却高达几十到上百平方微米,表现为典型的高速非线性渗流特征,因此在实施压裂的低渗透储层中,需要将低速和高速非线性渗流统一起来,将水力裂缝与油藏进行匹配研究,使水力压裂与油藏工程结合,通过研究井网系统和水力裂缝系统的优化组合来部署开发井网,为整个油藏的总体压裂优化设计和低渗透油田的高效开发提供决策理论依据。

注水作为一项成熟的采油方法在低渗透油藏的开发中受到一定限制,其他三次采油方法如聚合物驱、热采等不适用于低渗透油藏,目前提高采收率的方法中只有气驱最适合于低渗透油藏^[8],特别是对注水困难的低渗透油藏、凝析油气藏和陡构造油藏,注气的确取得了很好的效果,国内外油气田的开发实践也证实气驱是提高采收率的有效方法。

第一节 低渗透储层国内外研究现状 ▶▶

一、低渗透储层岩石物性特征

由于不同国家、不同时期的资源状况、技术和经济条件的不同,国际上对低渗透油田没有统一的标准和固定界限,变化范围相对比较大。

1. 低渗透油层的划分标准

1) 低渗透油层上限

研究表明^[9],对一般中高渗储层,渗透率基本不影响原油采收率;然而当渗透率低至某个极限后,则对采收率产生明显影响,渗透率越低,采收率也越低。根据渗透率对采收率的影响程度及渗透率与临界压力梯度曲线的观察,渗透率在 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 前后有较大变化,即渗透率低于 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,采收率明显降低,临界压力梯度明显加大。从油田生产实际看,渗透率低于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层,虽然具有工业油流,但一般都要进行压裂,采取增产措施后,才能有效地投入正常开发。因此,通常把低渗透油层上限渗透率界定为 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2) 低渗透油层的下限

低渗透油层下限即通常所说的有效厚度下限,通过单层试油可以确定能够产油的有效厚度或渗透率下限值。大庆油田在外围三肇地区专门对低渗透油层进行单层试油,证明压裂后渗透率低于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油层仍有一定生产能力,并作了每米油层采油量的关系曲线,最后确定有效厚度下限渗透率为不小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度为不小于 9.0%。其实我国开发最早的延长油矿其油层渗透率就只有 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,时,经简单压裂后,初期单井日产量可达 $0.3 \sim 10\text{t}$ 。通常可以把低渗透油田油层下限定为不小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。当然各个油田根据具体地质和经济技术条件的不同而有所差异。

2. 低渗透油田的分类

根据以上所述,把渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层统称为低渗透油层。

1) 按照低渗透砂岩储层平均渗透率大小分类

根据实际生产特征,按照油层平均渗透率可以进一步把低渗透油田分为三类^[10]:

一类:一般低渗透油田,油层平均渗透率为 $10.1 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这类油层接近正常油田,油井能够达到工业油流标准,但产量太低,需采取压裂措施,提高生产能力,才能取得较好的开发效果和经济效益。

二类:特低渗透油田,油层平均渗透率为 $1.1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这类油层与正常油层差别比较明显,一般束缚水饱和度增高,测井电阻率降低,正常测试达不到工业油流标准,必须采取较大型的压裂措施和其他相应措施,才能有效的投入工业开发,例如长庆安塞油田、大庆榆树林油田、吉林新民油田等。

三类:超低渗透油田,其油层平均渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这类



油层非常致密,束缚水饱和度很高,基本没有自然产能,一般不具备工业开发价值。但如果其他方面条件有利,如油层较厚、埋藏较浅、原油性质比较好等,同时采取既能提高油井产能,又能减少投资、降低成本的有力措施,也可以进行工业开发,并取得一定的经济效益,如延长石油管理局探明的川口油田等。

上述分类主要是按油层基质岩块的渗透率划分,如果油层存在裂缝,其有效渗透率和生产能力可能会有变化和提高,不一定按上述界限分类,需进行双重介质的专门研究。

有关油田按油层物性和生产特征的分类,除以渗透率为标准分类外,还有其他多种分类方法,如流度(k/μ)分类法,流动系数(kh/μ)分类法,还有把孔隙度也考虑进去的($k\phi/\mu$)分类法等。中国石油勘探开发研究院的专家对我国一部分低渗透油田流度与油井产量的关系进行了分析,发现两者之间有一定关系,并提出根据流度将低渗透油藏划分为三类:油层流度大于 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$ 为Ⅰ类,油层流度在 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$ 和 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$ 之间为Ⅱ类,油层流度小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$ 为Ⅲ类。

由于低渗透油田一般原油黏度也都比较低,按渗透率和按流度分类矛盾不太突出,考虑到低渗透油田在世界油田开发领域内已有比较明确的含义和概念,因此以渗透率为标准划分低渗透油田类别比较简单和实用。

2) 根据低渗透砂岩的成因分类

要了解低渗透油田储层的地质特征,必须从储层岩石的地质成因出发,对其形成的环境及成岩的过程进行系统研究。从储层的成因演化上看,低渗透储层的形成与沉积作用、成岩作用和构造作用密切相关。根据不同地质因素在低渗透储层形成过程中控制作用的大小,可将低渗透砂岩储层分为原生低渗透储层、次生低渗透储层和裂缝性低渗透储层。

(1) 原生低渗透储层(沉积型低渗透储层)。

这类储层主要受沉积作用控制,形成低渗透储层的原因在于沉积物粒度细、泥质含量高和(或)分选差。原生低渗透储层以沉积作用形成的原生孔隙为主,成岩作用产生的次生孔隙所占比例很少。这类储层一般埋藏较浅,大多未经受过强烈的成岩作用,岩石脆性较低,裂缝相对不发育。

我国的陆相沉积盆地原生低渗透储层多分布于冲积扇三角洲前缘相,如老君庙油田M层低渗透砂岩储层为一套棕红色冲积扇块状体沉积,形成低渗透储层的原因因为泥质含量高、分选差。该储层砂体厚度达60~70m,平均粒径为0.14~0.18mm,分选程度低,分选系数仅为1.8~2.7,泥质含量高达16%~21%。储层

中以原生孔隙为主, 平均孔隙度为 19.1%, 平均渗透率为 $24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(2) 次生低渗透储层 (成岩型低渗透储层)。

次生低渗透储层主要受成岩作用控制。此类储层原为常规储层, 由于机械压实作用、自生矿物填充、胶结作用及石英次生加大而降低了孔隙度和渗透率, 原生孔隙残留很少, 形成致密储层 (有时为非储层)。后来由于有机质去羟基作用产生的酸性水使酸盐、沸石、长石等矿物溶蚀, 产生次生孔隙, 使其孔隙度和渗透率增大, 形成低渗透储层。

次生低渗透储层几乎在我国所有含油气盆地之中都有发育, 构成了低渗透砂岩储层的主体, 其中最典型的为安塞油田延长统长 b 油层。该储层原生粒间孔隙度为 35%, 经压实作用、绿泥石膜析出、压溶作用及长石次生加大作用, 使孔隙度降为 17.48%, 再经浊沸石、碳酸盐胶结作用, 使孔隙度下降为 7.09%, 其中残留的原生粒间孔仅占 1.62%, 其余为微孔隙。实际上, 该储层已成为致密层。后期, 浊沸石胶结物、长石和其他组分的溶蚀, 使孔隙度回升到 12.94%, 成为以次生孔隙为主的低渗透储层, 其中浊沸石溶孔为 5.15%, 长石和其他组分溶孔占 0.7%。

(3) 裂缝型低渗透储层 (构造型低渗透储层)。

低渗透油田之所以能够开发, 与油层中裂缝的存在有直接的关系, 低渗透砂岩储层, 尤其是成岩作用形成的次生低渗透储层, 岩石致密程度相应增加, 脆性更大, 在构造运动产生的外力作用下, 易发育裂缝, 形成裂缝性低渗透储层。裂缝性低渗透储层主要由低渗透能力的孔隙介质组成, 但又具有裂缝, 它增强了储层渗流能力, 也加大了储层的非均质程度, 使这类低渗透储层开发动态更加复杂。在我国已发现许多这类型的储层, 如 20 世纪 50 年代开发的老君庙油田的 M 油层及以后相继开发的扶余油田扶余油层、克拉玛依油田乌尔禾油层、乾安油田、朝阳沟油田、新民油田、火烧山油田、丘陵油田等均属此类储层。

3. 低渗透岩石物性特征

1) 低渗透岩石渗透率

根据《低渗透砂岩油藏开发》中的“我国低渗透率砂岩油层的渗透率和孔隙度表”中统计 32 个油层组 12120 块样品^[11], 油层组平均渗透率在 $(100 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间占 6.25%; 油层平均渗透率在 $(50 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间占 37.50%; 油层平均渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 占 56.25%。后两者合计占 93.75%。32 个油层组均属于低渗透油层, 其中仍含有部分中高渗透油层, 表明渗透性的非均质性较强。

2) 低渗透岩石孔隙度

低渗透储层孔隙度比较低, 据全国 32 个低渗透油层组 12120 块样品的统计结果



表明,孔隙度的平均值为 18.55%,最大孔隙度为 30.2%,最小孔隙度为 1.2%。就油层孔隙度分布而言,平均孔隙度小于 10% 的油层组占 6.67%,平均孔隙度在 10%~15% 之间的油层组占 43.33%;平均孔隙度在 15%~20% 之间的油层组占 36.67%;平均孔隙度大于 20% 的油层组占 13.33%,显示出低孔隙度的特点。

通常情况下,孔隙度大的样品,其渗透率相对也大。由于孔隙度的变化范围较窄,而渗透率的变化范围较宽,相差数十倍,虽有许多文献资料报道过孔隙度和渗透率之间呈线性关系,但它们之间的定量关系存在不确定性和多变性,各油田孔隙度和渗透率关系曲线的趋势是相似的,而绝对值可以不同。

4. 低渗透储层岩石变形效应

油气储层是典型的多孔介质,由于岩石颗粒分选差异较大,多孔介质内部的孔隙空间形状极其复杂。当储层压力发生变化时,岩石所产生的变形将对流体和储存空间产生很大的影响,从而影响到多孔介质的渗流特征。

1) 岩石变形特征

根据岩石力学的定义,如果岩石内部各质点相互之间的位置有了改变,则称发生了变形,其内部各质点相互位置的改变可以是岩石内部孔隙体积的变化、岩石颗粒的变化、岩石颗粒的相互滑移、岩石矿物晶体格架中原子和离子间距的改变、晶体内部的塑性变形等引起的。岩石变形是由于受力失去平衡而造成的。根据力学理论,对于这类固体物质,称之为变形介质。变形介质是一种特殊的多孔介质,它具有多孔介质的一般特性,同时也有自己的特殊性。多孔介质的变形主要有 3 种^[12]:

(1) 弹性变形。

岩石由于地层压力发生变化而产生变形,当压力恢复到原始状态时岩石能够完全恢复到原始状态的变形称为弹性变形。弹性变形按照应力与应变的关系又可分为两种类型,即虎克型弹性变形(应力与变形呈线形关系)和非虎克型弹性变形(应力与变形呈非线性关系)。

(2) 弹塑性变形。

介于弹性变形和塑性变形之间的一种过渡类型。其物理意义为地层压力恢复后,某一部分由于具有弹性,恢复到原始体积状态,另一部分则部分的或全部的保持已发生的变形,油气藏多孔介质多为这种类型。

(3) 塑性变形。

岩石由于地层压力发生变化而产生变形,当压力恢复到原始状态时岩石不能够完全恢复到原始状态的变形称为塑性变形,又称残余变形或永久变形。

多孔介质变形特征可以采用试验测试的“ $\sigma-\epsilon$ ”图来研究,如图 1-1 所示。

该图可以分为 3 个区：服从虎克定律区（Ⅰ）， $\sigma = E\varepsilon$ ， E 为弹性模量，变形是可逆的；弹—塑性变形区（Ⅱ），变形是部分可逆的；塑性变形区（Ⅲ），变形完全不可逆。图中开始偏离虎克定律的点为岩石的弹性极限。

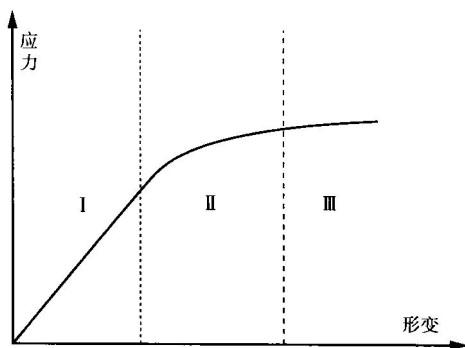


图 1-1 岩石的应力与变形的关系曲线

低速条件下孔隙性岩石中流体渗流过程的室内和矿场研究结果认为，非达西渗流特征是客观存在的，而偏离线性达西渗流规律的原因各不相同。主要原因是：（1）压力对

地层和流体参数的影响；（2）渗流速度（压力梯度）变化时，流体的组分和性质，以及流体和岩石表面的作用力对渗流过程的影响。国内外实验表明：对大多数储层岩石来说，考虑不可逆变形是完全必要的，特别是对低渗储层，这种变形强烈地影响着油田开发的主要技术指标。在沥青—胶质原油以及其他牛顿流体的渗流速度很低时，发现它们的流动系数与压力梯度存在着明显的依赖关系。

在弹性驱动的假设下，储层的弹性性质在压力下降及以后的压力恢复后将保持不变。但实际上，室内试验和矿场生产动态都表明，油气储层随着地层压力的变化具有明显的不可逆性或部分不可逆性，即储层具有弹塑性特征。

储层钻开之前，地层处于平衡状态，在油田钻开和投入开发之后，地层压力开始变化。这时地层骨架应力的增加造成岩石变形，构造岩石骨架的颗粒产生位移，胶结物的结构也发生变化。在一般情况下，由于岩石本身的颗粒尤其是胶结物质，都是由弹性和弹塑性碎屑组成，所以储层的变形可以是弹性的、弹塑性的或者塑性的。在含油储层岩石中，由于其岩石机械性能的非均质性，一部分发生弹性变形，而另一部分在相同的应力状态下可能发生塑性变形。地层压力恢复后，一部分由于具有弹性，可以恢复原始体积状态；另一部分则部分的或者全部保持已经发生的变形。许多研究表明，高渗透储层的变形在地层压力变化之后 10 ~ 40min 就终止了。在低渗透岩石（泥岩、致密砂岩等）中，地层压力变化后，变形持续时间长达 20 ~ 40h。某些岩石在地层压力明显变化时仅发生弹性变形，流体在此类岩石中渗流构成弹性渗流。弹塑性岩石在负荷变化后，不能完全恢复本身的原始性质，塑性岩石具有完全不可逆变形的特点，流体在此类岩石中渗流将不完全符合弹性渗流理论。

影响多孔介质发生变形的主要外部因素是它受到的外力作用，但是多孔介质的变形主要是由于它内部各质点相互之间的位置有了改变而造成的。因此，多孔介质



岩石的微观特征是影响其发生变形的内在因素，主要表现在以下几个方面。

①物质组成。

组成变形多孔介质骨架的物质类型可以是单一的，也可以是多种物质组成的，如石英砂岩，主要由石英一种矿物组成；而杂砂岩则由石英、长石、云母、黏土等多种矿物组成。由于不同的矿物成份具有不同的硬度，在外力作用下，硬度高的难以发生变形，而硬度低的就越容易发生变形。

②颗粒类型。

具体物质的单元体类型主要有三种类型，即线状、面状和粒状。在实际具有变形性质的多孔介质中，线状和面状的单元体较少，多为不规则的粒状单元体。因此，在外力的作用下容易发生位移而产生变形，但又不是绝对的，还要看各单元体之间的接触关系和胶结方式。

③颗粒的接触关系和胶结方式。

一般来讲，颗粒间的接触关系包括点接触、线接触、凹凸接触和缝合接触等，其中点接触属于不稳定接触，在外力作用下容易发生变形；其他接触方式为稳定接触，很难发生变形。对于低渗透油田来说，岩石颗粒的接触方式以线接触、凹凸接触为主。此外，根据沉积岩石学理论，颗粒与颗粒之间在漫长的沉积和成岩过程中，发生了各种各样的胶结作用，可以分为基底胶结、孔隙胶结、接触胶结和镶嵌胶结4种类型。胶结作用增强了岩石内部的稳定性，但胶结类型的不同，对岩石的性质有很大的影响，对泥质胶结的砂岩来说，在地层压力发生明显变化的时候，发生弹—塑性变形。

另外，颗粒的排列方式以及孔隙饱和的流体类型都会对岩石的变形产生一定的影响。

2) 变形岩石物性效应

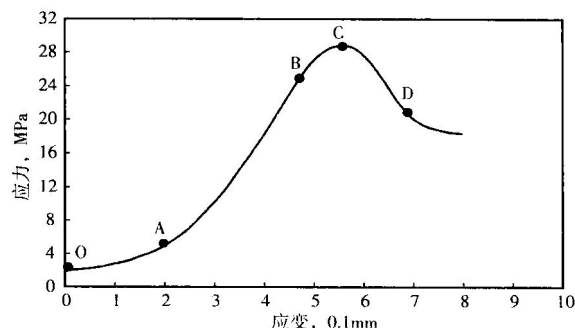


图 1-2 岩石应变—应力关系曲线

根据岩石力学理论，由应力—应变关系曲线（图 1-2）可知，图中 OA 段曲线稍向上凹，曲线斜率逐渐增大，这表明岩心内部孔道被压密，这段变形属软塑性变形，孔隙压实后不能再恢复，因此渗透率下降比较迅速，此部分反映渗透率随围压迅速下降。随着应力的增加，岩石内孔道进一步被压密，进入 AB 段，AB 段曲

线的斜率为常数或接近常数,表明这一段应力随应变的变化关系为线性关系,这一阶段的变形属于弹性变形,孔隙被压缩后可以再恢复,因此渗透率的变化程度略微减小,此部分反映渗透率随围压下降缓慢。随着应力的持续增大,应变随应力变化呈非线性关系,即BC段,这一段应力—应变关系的斜率随着应力的增加逐渐减小到零,曲线段向下凹,在岩石中引起不可逆变形,此部分反映渗透率随围压变化平缓。当应力达到极限强度后,岩石开始破碎。

由于岩石的弹塑性变形以及变形效应的影响,表征岩石特征的孔隙度、渗透率将发生相应的变化。无论岩石发生可逆还是不可逆的变形,由于岩石孔隙度和渗透率发生变化,都会影响地层的渗流性质。岩石的孔隙度和渗透率随作用在岩石骨架上的压力变化,渗透率的变化要比孔隙度的变化大得多,且渗透率的变化通常是不可逆的。

图1-3表示了渗透率与油层压力的关系,图中符号 K_0 表示在原始状态下的渗透率。 K_{01} 和 K_{02} 表示由于弹塑性影响,当压力恢复至原始地层压力时部分恢复的渗透率值。但是在这之前,地层压力已经分别降低到 p_1 和 p_2 。所以,渗透率是压力开始恢复时的最低压力点的时变函数。

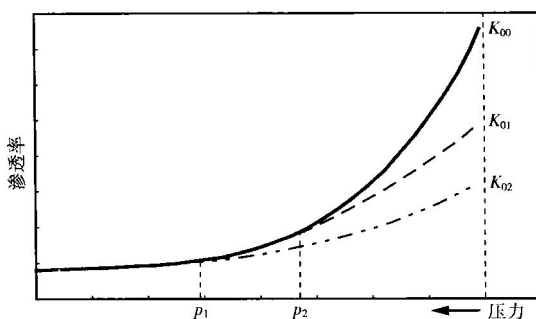


图1-3 渗透率随油层压力的变化曲线

В. Н. Николаевский^[13]给出了渗透率与上覆压力的关系式:

指数形式:

$$K = K_0 e^{-\alpha_K(p-p_0)} \quad (1-1)$$

幂函数形式:

$$K = K_0 [1 - \alpha_K(p_0 - p)]^{n-1} \quad (1-2)$$

二重指数形式:

$$K = K_0 (p_0/p)^{\alpha_K/\beta_m} \quad (1-3)$$

式中 α_K ——渗透率变化系数, 1/MPa, 一般为 1.1×10^{-2} ;

α_K/β_m ——一般为 5 ~ 15。

另外, 渗透率随有效应力变化的本构关系^[14], 通过假设多孔介质储集和渗流空间是由相互平行的毛管束组成的, 毛管体积等效于岩石的孔隙体积, 毛管的渗流能力等效于岩石的渗透率而建立。当作用在岩心上的有效应力变化时, 相当于作用

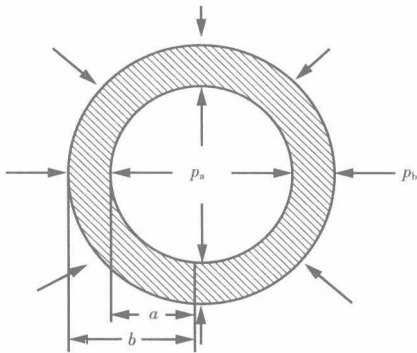


图 1-4 单根毛管结构示意图

在毛管上的应力发生了变化,这必然引起毛管大小发生相应的变化,从而改变毛管的渗流能力。取多孔介质中一根毛管进行分析。毛管内径为 a , 外径为 b , 受内压力为 p_a , 外压力为 p_b , 如图 1-4 所示。单根管的毛管体积与单元体体积之比为岩石孔隙度。

假设毛管为弹性介质,当毛管内外应力发生变化时,将引起毛管发生弹性变形,由弹性力学厚壁筒研究,毛管应变与应力变化关系为:

$$u_r = \frac{1+\nu}{E} \frac{a^2 b^2 (p_b - p_a)}{r(b^2 - a^2)} + \frac{1-\nu}{E} \frac{p_a a^2 - p_b b^2}{(b^2 - a^2)} r \quad (1-4)$$

式中 ν , E ——岩石的泊松比和杨氏弹性模量。

毛管壁应变为:

$$u_a = -\frac{1+\nu}{E} \frac{a b^2 (p_b - p_a)}{r(b^2 - a^2)} + \frac{1-\nu}{E} \frac{p_a a^2 - p_b b^2}{(b^2 - a^2)} a \quad (1-5)$$

由毛管渗流理论可知,毛管渗透率与毛管半径的二次方成正比。初始毛管渗透率为:

$$K_0 = C a^2 \quad (1-6)$$

式中 C ——常数。

毛管变形之后的渗透率为:

$$K_0 = C(a - u_a)^2 \quad (1-7)$$

毛管变形之后渗透率的变化为:

$$\frac{K}{K_0} = \frac{(C - u_a)^2}{a^2} = \frac{1}{a^2} \left[a + \frac{1-\nu}{E} \frac{a b^2 (p_b - p_a)}{r(b^2 - a^2)} - \frac{1-\nu}{E} \frac{p_a a^2 - p_b b^2}{(b^2 - a^2)} a \right] \quad (1-8)$$

令 $p_a = m p_b$, 则得

$$\frac{K}{K_0} = C_1 \Delta p^2 + C_2 \Delta p + C_3 \quad (1-9)$$

式中 C_1 , C_2 , C_3 ——对给定的变形分别为常数。

由式 (1-9) 可知,渗透率变化与有效应力之间呈二次多项式关系,从理论上证明了渗透率与有效应力变化之间的实验关系。大量实验研究也表明,影响变形介质储层渗透率变化的因素非常复杂,可以分为内部因素和外部因素。

(1) 内部因素。

由于渗透率是反映变形介质储层物性特征的一个重要参数,渗透率的变化与储