

中国
油藏
开发
模式
丛书

低渗透砂岩 油藏开发模式

THE DEVELOPMENT
MODELS OF LOW PER-
MEABILITY SANDSTONE
RESERVOIRS

袁恽楠 刘雨芬 等编著

(北京)

48
26

石油工业出版社

登录号	126209
分类号	TE348
种次号	006

中国油藏开发模式丛书

Series on Reservoir Development Models in China

低渗透砂岩油藏开发模式

The Development Models of Low Permeability Sandstone Reservoirs

袁烽楠 刘雨芬 等编著



石油0122228

石油工业出版社

内 容 提 要

本书是《中国油藏开发模式丛书》的分类模式研究专著之一——低渗透砂岩油藏。

本书以吉林的扶余、红岗油田、长庆的马岭油田、大港的马西油田及玉门的老君庙油田等低渗透砂岩油藏开发的特殊性为重点，总结了应用先进的保护油层和完井技术，整体优化压裂技术，丛式钻井技术和强化注采工艺技术等技术经济有效地注水开发低渗透砂岩油藏的成功经验。同时论述了开发此类油田的技术思路及见解。

本书可供从事石油地质、油田开发、数值模拟、矿场生产岗位的科研、技术人员和石油院校有关专业师生参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

低渗透砂岩油藏开发模式/裘怿楠等编著.

北京:石油工业出版社,1998.4

(中国油藏开发模式丛书)

ISBN 7-5021-2256-7

I. 低…

II. 裘…

III. 低渗透油层-砂岩油气藏-油田开发

IV. TE348

中国版本图书馆 CIP 数据核字(98)第 07099 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

北京普莱斯特录入排版中心印刷厂排版

北京密云华都印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 11 $\frac{1}{4}$ 印张 1 插页 285 千字 印 1-2000

1998 年 4 月北京第 1 版 1998 年 4 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-2256-7/TE·1882

定价: 35.00 元

《中国油藏开发模式丛书》

编辑委员会

主 任 周永康

副主任 谭文彬 王乃举

成 员 曾宪义 沈平平 金毓荪 张家茂

周成勋 万仁溥 刘万赋 冈秦麟

编辑组成员

组 长 金毓荪

成 员 李志勋 杨贤梅 李春如

张卫国 咸玥瑛

《中国油藏开发模式丛书》

一、总论

二、分类模式研究

多层砂岩油藏	裂缝性潜山基岩油藏
气顶砂岩油藏	常规稠油油藏
低渗透砂岩油藏	热采稠油油藏
复杂断块砂岩油藏	高凝油油藏
砂砾岩油藏	凝析油油藏

三、典型实例

大庆萨葡油层多层砂岩油藏	东胜堡变质岩油藏
胜坨沙二段多层断块砂岩油藏	曙光古潜山油藏
王场油田潜三段多层砂岩油藏	任丘碳酸盐岩油藏
老君庙 L 层多层砂岩油藏	王庄变质岩油藏
喇嘛甸层状砂岩气顶油藏	羊三木常规稠油油藏
双台子气顶砂岩油藏	孤岛常规稠油油藏
濮城西沙二气顶砂岩油藏	
红岗萨尔图层低渗透砂岩油藏	曙光杜 66 热采稠油油藏
扶余裂缝型低渗透砂岩油藏	单家寺热采稠油油藏
马西深层层状低渗透砂岩油藏	克拉玛依九区热采稠油油藏
马岭层状低渗透砂岩油藏	
老君庙 M 层低渗透砂岩油藏	
东辛复杂断块油藏	静安堡高凝油油藏
文明寨极复杂断块油藏	小集高凝油油藏
钟市复杂小断块油藏	魏岗高凝油油藏
双河油田砂砾岩油藏	

序

早在1987年，王涛同志在大庆的一次会议上提出，我国的油田开发有着丰富的实践经验，需要总结一套油藏开发模式，以便对新油田开发和老油田提高水平做出指导。在此之后，中国石油天然气总公司开发生产局、科技发展局、北京石油勘探开发科学研究院组织了全国五十多名专家和数百名工程技术人员，历经八个年头，终于完成了这套《中国油藏开发模式丛书》的编写工作，现在就要出版同广大读者见面了。这是我国油田开发理论研究的系列成果，也是石油工业出版界的一件大事，值得庆贺！

《中国油藏开发模式丛书》包括总论、不同类型油藏开发模式专著和典型油藏开发实例三个部分。丛书共计40册，大约1500万字。它凝结着我国油田地质、油藏和采油工程科技人员的辛劳和智慧，是数十年油田开发实践中成功经验与失败教训的高度概括，从中可以窥见到中国式的油田开发工程的一些特色。

需要指出的是，在本书出版之前，石油科技信息研究所及有关油田曾经编纂出版了一套《国外不同类型油藏开发历程及工艺技术系列研究》成果，它是本丛书的姊妹篇，国外油田开发经验为《中国油藏开发模式丛书》的编著起到了借鉴作用。

前几年我曾经讲过一个认识，“抓产量不等于抓开发”。就是说油田开发有许多科学道理，有它自身的一些规律性，只有老老实实在地按照科学规律，不断提高新老油田的开发水平，才会有产量，也才会有更好的开发效益。我希望从事石油工作的同志，特别是油田开发工作者，能够抽时间读一读或者有选择地读读这套丛书，一定会得到不少的收益。成功和失败都是我们前进的基石，摆在我们石油工作者面前的路是宽广的，也是曲折的，让我们继续奋斗吧！

周永康
一九九八年八月

前言

我国目前探明的油藏，绝大多数分布在中、新生代陆相沉积盆地的碎屑岩储层中。勘探实践证明，陆相沉积盆地具有良好的成烃条件，能够形成大量的石油及天然气，而且具备良好的成藏条件，油藏广泛形成于不同类型的储层中，包括不同岩性、物性的储层，低渗透率砂岩油藏也是重要的组成部分。随着勘探开发程度的深入和石油勘探开发工艺技术的不断提高和完善，低渗透率砂岩油藏发现和投入开发的比例不断增加，原认为没有经济价值的低渗透率砂岩油藏，经过储层改造、注水开发等现代技术措施，获得了较好的经济效益，使得低渗透率砂岩油藏的储量、产量大幅度增加。据不完全统计，我国渗透率低于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 油藏的探明地质储量在 $40 \times 10^8 \text{t}$ 左右，约占全部探明地质储量的 $1/4$ ，根据勘探的趋势，发现低渗透率储层储量的比例将会逐年增加。低渗透率储层产量也在不断增加，“八五”期间（1991～1995 年）动用低渗透率油藏储量 $8.3 \times 10^8 \text{t}$ ，建成 $1200 \times 10^4 \text{t}$ 以上的原油生产能力，年产原油在 $1000 \times 10^4 \text{t}$ 以上，占有举足轻重的位置，因此，开发好低渗透率油藏将是今后增储上产重要的一项工作。

我国现代石油工业开始于 1907 年，是对一个特低渗透率砂岩油田——延长油田的开发。几十年，特别是近 30 年来，随着全国油田开发事业的发展，对低渗透率砂岩油藏的开发技术，也得到了长足的发展。如果说 20 世纪初，延长油田的开发得益于油层埋藏浅（几十米井深）、应用顿钻凿井和人工捞油这样最简单的工艺；那么，即将进入 21 世纪的今天，我们已能应用先进的保护油层和完井技术、整体优化压裂技术、丛式钻井技术和强化的注采工艺技术等，来经济有效地注水开发特低渗透率砂岩油藏。总结这些实践的经验，建立低渗透率砂岩油藏的开发模式，以为今后更经济高效地开发好这类油藏提供借鉴，对于我国石油工业的发展，应该说是具有十分重要意义的。

对低渗透率砂岩油藏的划分界限，随着油田开发技术水平的发展，也在不断演化，80 年代以前，一般以渗透率小于（或等于） $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为界限；目前，我国以储层渗透率小于（或等于） $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为判定低渗透率砂岩油藏的标准，渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 者定为特低渗透率砂岩油藏。考虑到历史的演变，以及尽可能把开发成熟度较高油田的经验吸取进来，本书涉及的低渗透率砂岩油藏，以渗透率在 $10 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油藏为主。而注水开发全过程的一些规律，主要参考油田开发时间较长，已进入递减阶段的几个主要油田：如扶余油田、红岗油田、马岭油田、马西油田深层和老君庙油田 M 油层。

低渗透率砂岩油藏的许多开发特征与中高渗透率砂岩油藏类似，具有砂岩油藏所共有的开发规律。根据编委会统一安排，本书对这些共有的开发特征和规律不作为重点讨论内容，读者可参考本系列丛书中的《多层砂岩油藏开发模式》一书，本书以突出低渗透率砂岩油藏的特殊性为重点。

本书是在多个油藏实例总结基础上，由编委会多次组织国内专家讨论，反复修改完成的。编写过程中又有各学科专业的专家直接参与撰写，他们是：黄炎章负责第二章，蒋闾、单文文、丁云宏、王永辉、卢拥军、汪永利负责第五章，刘玉章、张义堂负责第七章，黄新生负责第八章；其余各章和最后统稿均由裘怿楠、刘雨芬完成。我国资深的著名采油工程专家朱兆明先生也为本书提出了宝贵的建议，应该说这是集体创作的成果。尽管如此，由于编写者专业和水平的局限，以及一些问题尚存在不同见解，书中难免有不妥之处，欢迎批评指正。

本书还引用了李道品主编《低渗透砂岩油藏开发》（“中国油田开发丛书”之一）一书中的数据材料，由于无法列出正式参考文献，谨在此表示衷心的感谢。也向编辑本书的杨贤梅教授和帮助绘图打印的宋燕霄、王珍女士，致以诚挚的感谢！

Abstract

Based on the development practice of the low permeability sandstone reservoirs (the permeability $\ll 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) in China, the book reviews the basic development geological feature and production performance exhibited in the course of water-flooding and some necessary principles and measures for developing this type of reservoirs effectively. Meanwhile the book also covers the advanced techniques of oil production adopted in our country currently.

Most of the low permeability sandstone reservoirs were formed by the strong diagenesis except those deposited in proximal or distal environments to the detrital source area, remaining the general characters of macro—scale, i. e. inlayer, areal and interlayer heterogeneities of clastic reservoir. More clay and cement content and secondary pores derived by dissolution intensified the micropore heterogeneity. Most of associated structural fractures are referred to potential ones. Crude oil quality is of lighter and lower viscosity. Most of reservoirs are mainly trapped by structure and partially by associated lithologic factors.

The specific characteristics of oil—water flow through porous media mainly display nonlinear flow caused by oil boundary layer formed in pores while micropore and throat volume is larger to certain extent, that leads to starting pressure difference of some degree necessary in injection wells. Additionally, the lower oil viscosity makes oil and liquid productivity and injectivity obviously decrease as water cut increases. All of these make more difficulty for raising liquid production rate.

The low permeability sandstone reservoirs are inherently characterized by: lower natural drive energy and productivity, lower injectivity and thus higher injection pressure, and producers being not able to be put into production before fracturing. Consequently, artificial supplement of energy in time is needed. The relationship between recovery factor and water cut in the process of water flooding is generally revealed as *S* or concave pattern curves. It means that we should do our best to produce the main volume of recoverable reserves from this kind of reservoir during low and medium water cut stages. The movement of injected water is still controlled by reservoir heterogeneities and affected extremely by fractures if it exists. Adjusting properly interlayer and areal interferences is the key to increase the water swept volume.

Grouping development units should be very simplified so as to increase individual well production rate and decrease the quantity of development wells. Gradually development one by one reservoir group ascently separate with same one set of well pattern can be adopted when more oil layers exist and reserves abundance is high enough for

grouping several development units. Probable channeling among development units must be adequately estimated if fractures appear.

In order to reach a necessarily effective driving pressure gradient, the pattern waterflood with smaller well spacing of injector to producer for this kind of oil reservoir is generally adopted. The direction of injector row must be adapted to the direction of natural and artificial fractures, in order to make injected water perpendicular to fractural strike to displace oil and to maximize swept volume of matrix pore. Early identifying distribution of fractures and in situ stress is the key factor to correctly arrange injector—producer system. Well spacing should be matched with artificial fracture length, too.

Applying whole reservoir systematic fracturing technique and the favorable matching among artificial fracture orientation, length and well pattern can increase not only oil production rate, but also water swept volume and recovery factor. Pre—fracturing evaluation, of reservoir optimizing fracturing design and material, utilized enhancing the techniques of diagnosis and post—fracturing evaluation are important links for implementing systematic fracturing.

It is very important to protect reservoir strictly and prevent endogenous and allo-genic damages in waterflooding low permeability sandstone reservoirs. A series of protective techniques against various kind of damage and high quality operating fluid have been developed in China.

The over—completeness completion technique of deep performation, the enhanced injection technique through improving water quality and rationally boosting injection pressure and the production technique of enlarging producing pressure drop are very important to this kind of reservoir in waterflooding. These techniques must be suited measures to local conditions, gradually improved and a complete good service must be formed.

Simplifying the surfacial process of gathering and transporting fluids is an important aspect of decreasing investment and improving economic efficiency in developing low permeability reservoirs. A series of simplified and cost—effective technological processes for different reservoir geology and surface conditions have been established.

Forecasting the future, developing the low permeability reservoirs by using natural gas drive horizontal well and carbon dioxide, and bioflood etc. to improve oil recovery will be of priority in the near future. Improving slim hole technique and further simplifying surfacial process will make more marginal oil fields of low permeability reservoir develop economically and effectively.

目 录

前言

第一章 我国低渗透率砂岩油藏基本地质特点	(1)
第一节 储层.....	(1)
第二节 油藏构造及流体	(21)
第二章 低渗透率油层中油水渗流特征	(26)
第一节 低渗透率砂岩油藏主要油层物理特征	(26)
第二节 低渗透率油层油水单相渗流	(32)
第三节 低渗透率油层中的两相渗流	(40)
第三章 油田开发全过程基本规律的描述	(46)
第一节 油藏生产能力	(46)
第二节 全油藏产油量、综合含水变化规律	(53)
第三节 各开发阶段的开采特点及采取的措施	(58)
第四节 注入水波及和储量动用特征	(68)
第四章 开发部署对策及技术政策	(77)
第一节 开发部署对策	(77)
第二节 开发程序	(89)
第三节 主要开发技术政策	(92)
第五章 油藏整体压裂技术	(99)
第一节 概论	(99)
第二节 “整体压裂技术”对低渗透率油藏开发的基本作用.....	(101)
第三节 岩石力学及裂缝几何形状.....	(114)
第四节 压裂液与支撑剂.....	(123)
第五节 水力裂缝诊断与压后评估.....	(127)
第六章 油层保护及防垢	(134)
第一节 我国低渗透率油层常见的几种损害.....	(135)
第二节 我国已成功采用的储层保护技术.....	(140)
第三节 防垢技术.....	(145)
第七章 重点采油工艺技术	(154)
第一节 超完善完井工艺技术.....	(154)
第二节 注水井增注技术.....	(154)
第三节 大压差采油技术.....	(156)
第八章 地面生产系统的简化工艺技术	(158)
第一节 油气集输及处理系统.....	(158)
第二节 油田注水系统.....	(160)
第九章 深化开发低渗透率砂岩油藏的展望	(163)
第一节 气驱开发.....	(163)
第二节 水平井开采.....	(163)
第三节 高含水期采油新方法.....	(164)
第四节 小井眼采油及其配套工艺.....	(165)
参考文献	(167)

第一章 我国低渗透率砂岩油藏基本地质特点

第一节 储层

一、储层沉积

我国现已发现和投入开发的油田，90%以上的石油储量赋存于中、新生代陆相湖盆沉积的碎屑岩储层中，低渗透率砂岩储层只是属于这一陆相碎屑岩储层家族中特殊的一员。与中高渗透率砂岩储层一样，具有陆相碎屑岩储层共有的一些基本沉积特征。然而，陆相湖盆沉积，比之海盆沉积，其多物源、近物源、矿物和结构成熟度低，以及沉积相带变化快的这些特点，对促使碎屑岩向低渗透率方向演化，起着重要的加速触媒作用。

综观我国低渗透率砂岩储层，可以发现，各种环境沉积的砂岩，都有条件可能形成低渗透率储层，这是因为深度成岩作用对低渗透率储层的形成，扮演了重要的角色。

就沉积环境而论，两种情况是沉积低渗透率碎屑岩的先天条件。一是近碎屑物源的环境，因沉积碎屑物分选极差而形成低渗透率。如新疆克拉玛依油田广泛分布的二叠、三叠系洪积扇砂砾岩储层，甘肃老君庙油田的冲积扇、辫状河砂岩储层。二是远碎屑物源环境，因沉积碎屑物粒度很细而形成低渗透率。如松辽大型湖盆沉积的三角洲外前缘带广布的薄层粉细砂岩，即大庆宋芳屯等油田的姚一段油层和吉林红岗油田的萨一、二组油层等等。这类储层储集空间可以原生粒间孔为主，当然也可经成岩作用改造成为次生孔隙为主。

除上述两种低渗透率碎屑岩储层成因以外，成岩作用的改造，则是形成低渗透率储层广泛存在的重要因素。各种环境的碎屑岩，不论原生孔隙条件如何，只要经历一定程度破坏孔隙度的成岩作用的改造，都可能演化成低渗透率储层。我国低渗透率砂岩储层也不例外，绝大部分都不同程度地经历过成岩作用的改造。因此，低渗透率砂岩储层沉积环境上的分布，也呈现与中高渗透率砂岩储层几乎一样的规律，各种环境中都有发现，而河流—三角洲相的储层仍然占有主导地位，我国一些著名的低渗透率砂岩储层绝大多数都属于河流—三角洲沉积，如吉林油区的扶余、红岗、乾安、新民等油田的白垩系储层，陕甘宁油区的马岭等一系列侏罗系储层和安塞等油田的三叠系储层，以及西部地区的广大侏罗系储层等等。

这一现象，对认识我国低渗透率砂岩储层各级规模的宏观非均质性有着很重要的意义。一个油田一套开发储层组段，在地理位置上一般仅是十到百平方千米，在地质历史上只跨越很短暂的一瞬间，在整体上受成岩作用改造为低渗透率储层时，整个储层组段在油田范围内一般总处于同一成岩演化阶段，经历了相同程度的成岩作用改造。因此沉积作用造成的各微相、岩石相之间的宏观非均质性——即岩性、物性的相对差异，不可能发生根本的改变，有时甚至起到加剧作用。这就是为什么我国一些低渗透率砂岩储层仍然有着陆相沉积储层通常所具有的严重非均质性的主要原因。具体实例将在后面讨论。

陆相沉积砂岩另一典型特征：矿物、结构成熟度普遍较低，对促成低渗透率起着重要作用。岩石碎块等软矿物组成增多，粒间充填物和杂基含量的增多，加剧了成岩早期机械压实阶段破坏孔隙度的速度，为后期次生溶蚀孔隙的发育能提供的剩余原生孔隙相对减少，也就

是演化成低渗透率储层的机率相对增加。这是研究陆相低渗透率砂岩储层必须注意的一个问题。如马岭油田中区与南一区侏罗系延 10 组油层的明显差异,就是很好的例子。南一区延 10 砂岩油层由于岩石碎块和杂基高于中一区,而导致渗透率降低近一个数量级。根据应风祥等人的研究,我国西部广布的侏罗系砂岩储层,因处于煤系层序中,长期的酸性地化环境,使早期碳酸盐胶结物的析出机率甚少,成岩早期机械压实作用对原生孔隙破坏剧烈,虽然后期溶蚀发育一定的次生孔隙,已无法改变其低渗透率的总体面貌。

总之,我国低渗透率砂岩储层就沉积特征而言,与中高渗透率砂岩储层一样,具有陆相沉积的普遍特征;河流—三角洲相砂体仍占主导地位;陆相碎屑岩矿物、结构成熟度较低的特点,只能加剧砂岩储层向低渗透率演化;储层宏观非均质性,由于仍然受控于沉积相而较为严重。

二、岩石学及岩石物理

我国低渗透率砂岩储层,受控于陆相沉积总的地质背景,其岩石矿物学特征与中高渗透率砂岩储层没有多大差别。

岩石粒度分布范围较广,从砾岩到粉砂岩皆有,但总体以较细粒级砂岩为主,粉砂岩和细砂岩约占 80%左右,更粗粒级砂岩和砾岩可占 20%左右。

岩石矿物成分石英、长石和岩屑约各占 1/3,属长石砂岩和岩屑砂岩类。据 19 个油田、25 个储层的 17135 块样品统计:石英为 36.24%,长石为 26.85%,岩屑为 35.84%。

胶结物含量较高,总体体现成岩作用改造对形成低渗透率砂岩起着重要作用。上述样品统计,胶结物总含量平均为 16.6% (最高可达 30%),其中粘土胶结物 8.91%,碳酸盐胶结物 5.08%,沸石类胶结物 2.08%,其它碳酸盐、硅质等胶结物占 0.53%。总体上看,粘土或碳酸盐胶结物较多是我国低渗透率砂岩储层的普遍现象(表 1.1)。

表 1.1 我国低渗透率砂岩油层矿物组成^①

油田、油层	低渗透率砂岩油层的矿物平均成分(据 19 个油田, 25 个油层组)%	克拉玛依下乌尔禾组,火烧山平地泉组,彩南三工河组,丘陵,鄯善三间房、西山窑组矿物平均成分%	安塞长 6 ₁ 油层,大港枣园孔一段、孔二段油层,马西深层板 I + II 组,高尚堡沙三矿物平均成分%	朝阳沟,新民油田扶余油层,榆树林油田扶扬油层,新立油田姚一段,牛庄,渤南油田沙三油层矿物平均成分%	马岭延 10. 尕斯库勒 E ₃ 层,老君庙 M 层,文留沙三中矿物平均成分%
石英+燧石	36.24	10.06	28.19	34.96	78.72
长石	26.85	19.04	53.26	34.66	13.67
岩屑	35.84	70.81	14.28	30.15	8.08
其它	0.85		4.27		
碎屑总量	99.78	99.91	100.00	99.77	99.97
粘土	8.91	8.44	7.09	9.97	10.22
碳酸盐	5.08	5.22	3.81	5.51	5.58
硫酸盐	0.53	0.19	0.29	0.12	1.39
硅质			0.87	0.36	
沸石	2.08	4.84	1.39		0.11
其它					
胶结物总量	16.6	18.96	13.45	15.96	17.30
锆石+电气石	31.64	17.32	24.63	27.06	66.42
石榴子石	24.69	2.81	44.43	36.47	5.38
绿帘石	2.22	6.6	0.36		
角闪石+辉石	7.54	44.05	0.16		3.87
铁矿	19.18	1.89	23.57	20.31	7.83
其它	14.73	27.30	6.85	16.16	16.50
重矿物总量	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
样品数量	17135	6274	3410	2762	4689

^① 引自李道品编的《低渗透砂岩油藏开发》。

粘土矿物组成同样决定于原岩成分和成岩演化过程,各种常见矿物都可在不同条件下各占优势,从这一点上说与中高渗透率砂岩储层又无多大差别,在防止储层伤害中应具体分析(表 1.2)。

表 1.2 我国低渗透率砂岩油层的粘土矿物相对含量对比表^①

油田名称	油层组	伊/蒙混层 I/S, %	蒙/伊混层 S/I, %	蒙脱石 %	伊利石 %	高岭石 %	绿泥石 %	绿/蒙混层 %	混层比	样品 块数
彩南油田	三间房 J ₂ s	10.0			8.90	44.30	38.90			20
	西山窑 J ₂ x	6.50			16.30	33.50	43.80			11
	三工河 J ₁ s	8.32			7.63	43.80	40.2			92
丘陵油田	七克台 J ₂ q	37.4			28.6	15.1	19.0		60.6	40
	三间房 J ₂ s	12.2			18.1	39.1	30.7		45.7	66
	西山窑 J ₂ x	12.7			21.3	48.8	17.2		24.9	8
鄯善油田	七克台 J ₂ q	29.33			33.00	24.00	13.67		49.0	70
	西山窑 J ₂ x	26.00			36.00	21.50	22.00		41.5	
	三间房 J ₂ s	11.67			14.33	35.00	39.00		21.0	
尕斯库勒油田	E ₃	5.52			64.56	13.10	17.36		15.0	29
	I 油组	4.83			72.90	9.56	13.11		15.0	
	II 油组	3.88			69.85	11.47	16.50		15.0	
	III 油组	4.50			59.75	17.25	18.50		15.0	
	IV 油组	8.88			55.72	14.10	21.31	15.0		
老君庙油田	M 层 E ₃ b			53.02	11.91	35.32				61
	M1			75.14	4.07	20.79				25
	M2			54.13	9.79	36.07				20
	M3			14.44	26.13	59.44				16
安塞油田	长 6 油层 T ₃ y	0.54			4.99		94.49			18
朝阳沟油田	扶余油层 K ₁ q			25.1	30.1			40.7		18
榆树林油田	扶余油层 K ₁ q	10.8			27.1	15.1	37.2	9.9		20
	杨大成油层 K ₁ q	9.0			32.8	3.40	36.6	18.6		
新民油田	扶余油层 K ₁ q	7.84			38.24	15.69	31.37	6.86		64
留西油田	沙三下 Es ₃	18.23			31.03	40.1	10.63			30
马西深层	沙一下板 I 组 Es ₁	19.00			28.10	5.00	49.60		28.2	50
	板 II 组	19.60			32.00		48.5		25.0	
枣园油田	孔一段 Ek ₁		64.27		18.91	6.72	9.72	3.63	68.73	68
	孔二段 Ek ₂	24.22	0.64		34.94	12.28	24.67		35.67	50
文留油田	沙三中 Es ₃				71.38		28.63			9
	文 88 区	8.65			75.0		16.25			4
	文 16 区	6.33			75.33		18.23			3
渤南油田	沙三 5—9 Es ₃	38.0			62.0					20

① 引自李道品编的《低渗透砂岩油藏开发》，略修改。

正如前言所述,本文涉及的低渗透率砂岩储层,以平均渗透率小于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为限,从我国实际情况分析,则多数小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,从 20 个油田、34 套油层统计,平均渗透率

小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油层占 80% 以上, 其中小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的特低渗透率砂岩储层还有相当的比例 (表 1.3)。

孔隙度变化情况是: 平均在 19% 左右, 小于 5% 者仅占 5% 左右; 小于 20% 者约占 18% (表 1.3)。

表 1.3 我国低渗透率砂岩油层的渗透率和孔隙度^①
(按样品平均)

油 田	油 层 组	油层中部或 井深或海拔 m	渗 透 率 $10^{-3} \mu\text{m}^2$				孔 隙 度 %			
			样品块	平均	最大	最小	块数	平均	最大	最小
克拉玛依油田	下乌尔禾组 (P_{2ur})	2900	1496	1.73	475.3	0.004		13.8	24.9	2.4
彩南油田	三工河组 (J_{1s})	2270~2560	319	60.43	3287.23	1.03		17.7	24.8	3.4
	西山窑组 (J_{2x})	2100~2270	310	2.82	259.99	0.2		13.0	25.7	8.1
火烧山油田	平三段 (P_{2p})		35	9.28	37.96	0.004		17.2	24.4	8.16
	平二段		32	0.52	8.70	0.003		8.13	12.6	4.3
丘陵油田	三间房组陵 2+3 井区 (J_{2s})		390	20.6	414.0	12.6		13.7	24.1	12.9
	西山窑组陵 24 井区 (J_{2x})		112	4.87	34.0	1.88		11.7	14.6	10.5
鄯善油田	三间房 (J_{2s})		210	5.32	98.0	0.05				
	西山窑 (J_{2x})		27	1.73	10.0	0.05				
尕斯库勒油田	E_3	3215.0~3826.60	1159	67.23	734.0	0.5		15.0	30.2	3.1
老君庙油田	M 层 (E_3b)		236	33.5				18.0	25.7	12.1
	M1		69	78.9	94.5	5.4		21.8	25.7	15.0
	M2		70	14.4	167.0	3.2		17.7	21.8	12.5
	M3		97	6.3	51.9	2.2		14.2	22.3	12.1
高尚堡地区	沙三 5 Es_3	4091.45~4521.12	96	0.08	0.71	0.002		5.4	8.6	1.8
枣园油田	孔二段 (Ek_2)	2310~2750	385	40.5	136.0	4.8	385	22.1	30.0	14.0
	I 油组		264	74.0	136.0	12.6	264	23.6	24.0	21.6
	IV 油组		121	7.0	9.2	4.8	121	20.7	20.9	20.4
马西深层	沙一下板 I + II 油组 (Es_1)	3700~4100	358	11.2	112.0	<1.0	450	13.3	19.7	1.5
	板 I 油组			6.0	53	<1.0		13.4	19.7	1.5
	板 II 油组			13.58	250	<1.0		13.3	19.7	5.8
文留油田	沙三中盐间层 (Es_3)	3242.23~3545.26	414	19.2	250	0	446	16.6	24.4	12.0
牛庄油田	沙三中 (Es_3)	3087.12~3433.09	145	7.1	8.10	0.73	154	18.0	18.7	11.8
	沙三下 (Es_3)	3300.51~3907.04	153	29.16	30.96	0.4	155	17.6	17.7	14.6
渤南油田	沙三 ⁵⁻⁹ (Es_3)	3296~3856	765	4.4	29.3	0.07	768	15.6	25.5	2.2
朝阳沟油田	扶余油层 (K_{1qn})	800~1100	2708	12.67	30.1	9.45	3052	15.7	17.8	14.8
扶余油田	扶余油层 (K_{1qn})	300~500	12750	60.5	100.0	30.0	12750	23.4	26.0	22.0
榆树林油田	扶余油层 (K_{1qn})	1919~2475	412	3.04		10	412	12.3	14.0	10.8
	扶扬油层 (K_{1qn})		1139	2.52			1139	12.2	13.8	9.0
新民油田	扶扬油层 (K_{1qn})	1150~1250	489	8.5	59.1	6.0	510	15.9	20.1	1.2
新立油田	扶扬油层 (K_{1qn})	1200~1500					520	10~15		
	葡萄花油层 (k_{1y})	680	53	25.57	381.0	0.21	310	17.7	30.2	16.7
安塞油田	长 6 ₁ (T_{3y})	1000~1200	106	2.46	4.55	1.18	106	12.9	15.5	10.5
留西油田	沙三下 I 油组 (Es_3)	2900~3300	269	43.0	730.0	0.11	269	15.4	22.4	9.5
合 计			25261							

① 引自李道品编的《低渗透砂岩油藏开发》。

三、孔隙结构

1) 作为砂岩储层,低渗透率砂岩的孔隙同样以粒间孔为主,原生粒间孔和次生粒间溶蚀孔都有发育。就我国总体来说,后者略占优势,这与我国低渗透率砂岩储层多数受成岩作用改造有关(表 1.4)。微裂隙孔和晶间孔(杂基充填物和胶结物中)也普遍存在,只是在数量上和对石油渗流意义上都不是主要的。对于带裂缝的低渗透率砂岩储层另作别论。

表 1.4 我国低渗油层孔隙类型统计表^①

油 田	地层时代	油层组	主要孔隙类型	样品块数	原生粒间孔 %	次生溶孔 %	微 孔 %	晶间孔 %	裂隙隙 %
克拉玛依	P ₂ ur	下乌尔禾组	溶孔	87	27.0	46.0	27.0		
火烧山	P ₂ p	平地泉	溶孔	10	20.0	70.0	8.0		
鄯善	J ₂ s, J ₂ x	三间房, 西山窑	溶孔	253	15.2	72.83	10.0	1.75	有
丘陵	J ₂ s	三间房	溶孔	121	41.3	50.9	7.0		0.47
		I ₂		21	47.2	48.8	3.2	0.1	0.8
		II ₁₊₂		60	47.9	47.6	4.2	0.3	0.23
		III ₃			19	36.5	51.0	11.8	
尕斯库勒	E ₃	E ₃	原生孔	18	60	30	10		
安塞	T ₃ y	长 6 ₁	溶孔	172	19.8	29.3	50.8		
马西 深层	Es ₁	板 I, II	溶孔	79		100.0			
枣园	Ek ₂	孔二段	原生孔	76	71.90	12.45	15.82		
合 计				999					

① 引自李道品,略修改。

2) 微孔相对较多是低渗透率储层重要特征之一。是决定低渗透率储层原生水含量较高,油水过渡带较宽的重要原因,目前文献中对微孔划分界限不甚统一,有以孔隙直径小于 10 μ m 为界(罗蛰潭,应风祥等),有以小于 5~6 μ m 为界(长庆油田、邸世祥等)。表 1.4 所列微孔以小于 5 μ m 统计,可以看出在特低渗透率储层中(如安塞油田),微孔可高达 50%,一般都在 10%以上。

3) 我国砂岩储层,不论中高或低渗透率,喉道半径(喉道中值或平均喉道半径)与渗透率都有很好的线性关系(图 1.1,图 1.2),根据国内多个油田砂岩储层毛管压力曲线资料统计,孔喉半径均值与空气渗透率可得出如下关系式:

$$r = AK^B \quad (1.1)$$

式中 r ——孔喉半径均值, μ m;

K ——空气渗透率, $10^{-3}\mu$ m²;

A, B ——系数, $A=0.35, B=0.52$ 。

因此,可以这样说,砂岩喉道偏细是决定成为低渗透率储层的根本原因。

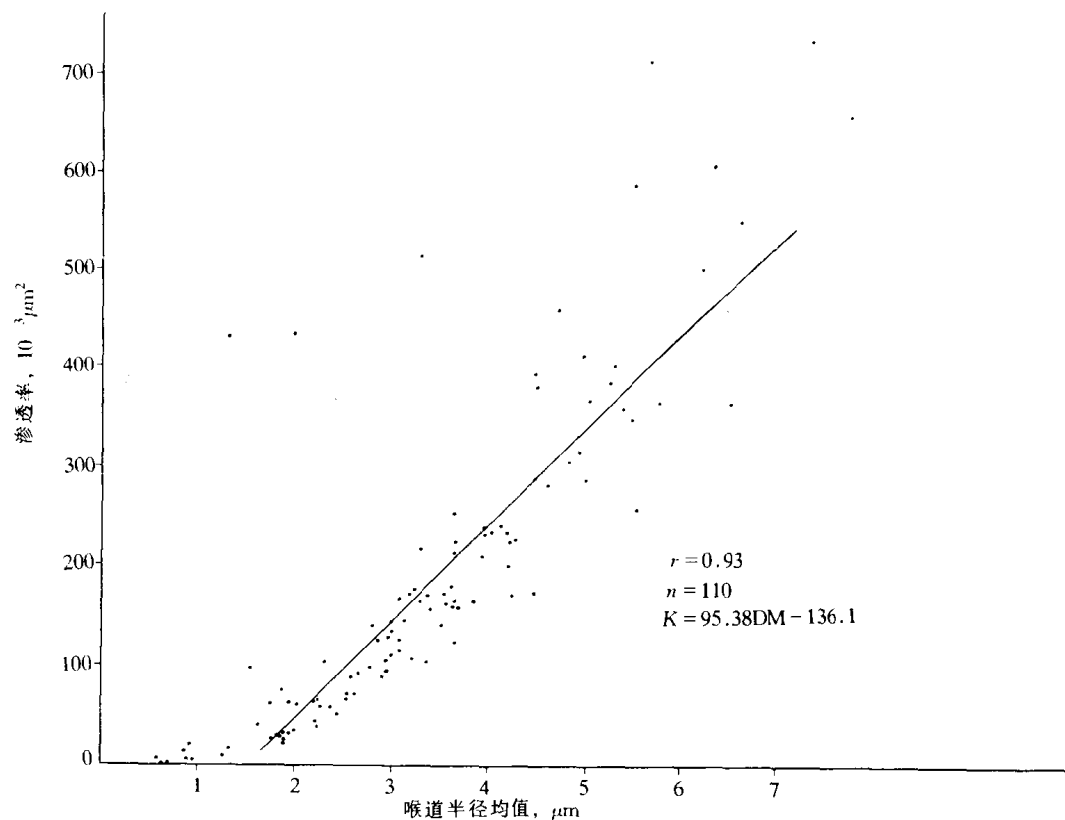


图 1.1 扶余油田扶余油层喉道半径均值与空气渗透率关系

据我国大量低渗透率砂岩储层压汞资料统计，喉道中值半径一般小于 $1.5\mu\text{m}$ ，随渗透率降低而会变得更小（表 1.5）。

表 1.5 我国低渗透率砂岩油层微观孔隙结构特征参数分类表^①

油田、油层	分类	K $10^{-3}\mu\text{m}^2$	样品 块数	压汞毛细管压力曲线基本参数						
				ϕ %	K $10^{-3}\mu\text{m}^2$	p_d MPa	p_{c50} MPa	R_{50} μm	S_{Hg} %	$>1\mu\text{m}$ %
彩南油田 J _{1s} , 尕斯库勒油田 E ₃ , 扶余油田扶余油层, 马岭油田 Y ₁₀ 油层	I	100~50	1151	19.83	66.2762	0.1072	0.5847	1.5557	83.12	55.48
枣园油田 K ₂ , 丘陵油田 J _{2s} , 文留油田盐间层, 朝阳沟油田扶余油层, 老君庙油田 M 层, 牛庄油田沙三下, 留西油田沙三下 I 油层, 新立油田葡萄花油层, 马西深层板 II、板 III 油组	I	50~10	1727	16.31	20.5843	0.2399	1.1707	1.3352	78.55	44.12
火烧山平三段, 彩南西山窑组, 都善油田 J _{2s} 、J _{2x} , 丘陵油田 J _{2x} , 克拉玛依下乌禾组, 牛庄油田沙三中, 新民油田扶余油层, 榆树林油田扶余油层, 新立油田扶余油层, 安塞长 6 ₁ 油层	II	10~1	674	13.89	4.4042	0.3713	3.4974	0.4621	76.87	42.22
火烧山平二段, 都善油田 J _{2x} 部分油层样品	III	1.0~0.1	202	8.45	0.3285	1.9757	9.6679	0.1203	50.32	18.121

续表

油田、油层		分类	K 10 ⁻³ μm ²	样品 块数	压汞毛细管压力曲线基本参数									
					φ %	K 10 ⁻³ μm ²	p _d MPa	p _{c50} MPa	R ₅₀ μm	S _{Hg} %	>1μm %			
火烧山油田平二段细砂、粉砂岩, 克拉玛依油田下乌尔禾组 (冲积扇缘部分)		N	0.1~0.01	37	6.27	0.0644	5.616	10.6489	0.061	36.31				
高尚堡高参1井沙三5		V	0.01~0.001	7	3.11	0.00417		28.074		30.55	15.45			
分 类	与渗流和采收率有关的参数										正态概率值		矩法地质混合参数	
	P _c μm	渗/孔 比	R _z 主流 半径 μm	R95% 主流 半径 μm	均质 系数 α	退汞效 率 w _e %	孔隙几 何因子 G	结构难 度指数 D×10 ⁻³	特征结 构参数 1/(φ _p D _r)	相对分 选系数 CCR	D _M	S _P	X	C
中	1.42	3.3422	3.638	2.456	0.3053	30.99	1.044	11.648	0.2566	0.3692	8.586	2.7625	8.2674	0.3203
I	1.0346	1.2598	2.2283	1.625	0.2761	42.36	0.8284	25.975	0.4663	0.2588	10.316	1.8179	7.7992	0.6461
II	0.4168	0.317	1.922	1.171	0.1860	46.06	0.6897	91.766	0.7850	0.1947	10.614	2.0879	8.0294	0.446
III	0.242	0.0389			0.369	34.79	1.247	323.416	1.685	0.1673	4.7279	1.2248	0.3903	0.2949
IV	0.0588	0.0102	20.68	5.3259		2.83	0.982		0.416					
V		1.484				6.408	1.596		0.282					

① 引自李道品编的《低渗透砂岩油藏开发》。

孔喉分布的非均质程度, 低渗透率砂岩储层则有其特殊规律。据沈平平^[7]研究, 用微现均质系数 α , 半径相对分选系数 CCR, 几何因子 G 等特征参数来表征孔喉分布非均质性^①, 这些非均质性参数与水驱油效率有明显的相关性, 孔喉分布愈均匀, 水驱油效率愈高。而孔喉分布非均质性, 对于大多数中、高渗透率砂岩储层, 都是随渗透率的增大而相对更均质, 因而水驱油效率也更高。如图 1.3 大庆油区萨尔图油田萨尔图油层 (K_{ly})。而对于经过强烈成岩作用改造, 次生孔隙发育的低渗透率油层, 则出现比较复杂的情况, 如图 1.4、图 1.5 为马岭油田延 10 油层 (J_{ly}) 孔喉非均质性随渗透率变化情况, 呈现渗透率愈大孔喉分布愈不均匀, 而水驱油效率愈低的规律。这与次生溶蚀作用状况有关。比较均匀的溶蚀时, 孔隙结构保持原生粒间孔的基本面貌, 可以与中高渗透率砂岩储层的规律一致。而不均匀溶蚀时, 则出现复杂情况, 少量较大孔喉的存在可以增大渗透率, 然而同时也加剧了孔喉分布的非均质程度, 会出现上述马岭油田延 10 油层的现象。对不同低渗透率砂

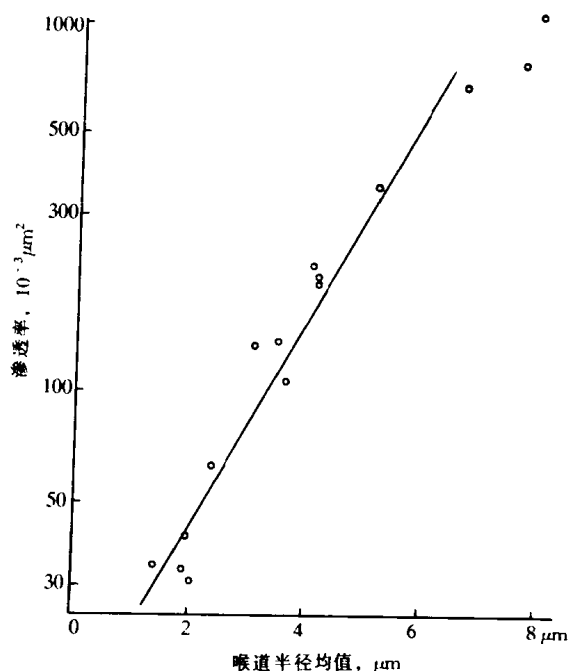


图 1.2 红岗油田萨尔图油层喉道半径均值与空气渗透率关系

$$\textcircled{1} \quad \alpha = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{r_i}{r_{\max}} \Delta S_i}{\sum_{i=1}^n \Delta S_i}, \quad CCR = \sigma/r, \quad \bar{r} = \frac{\sum_{i=1}^n r_i \Delta S_i}{100}, \quad \sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (r_i - \bar{r})^2 \Delta S_i}{100}}, \quad G = 2.303 \times C^2, \\ -C^2 = (\log p_c - \log p_d) (\log V - \log V_{\max})$$