

中国
油藏
开发
模式
丛书

多层砂岩油藏

王场油田潜三段多层 砂岩油藏

THE MULTILAYERED
SANDSTONE RESERVOIRS
AT QIAN MEMBER III IN
WANGCHANG OILFIELD

谢鸿才 等编著

石油工业出版社



登录号	138747
分类号	TE 343
种次号	007

中国油藏开发模式丛书

Series on Reservoir Development Models in China

· 多层砂岩油藏 ·

王场油田潜三段多层 砂岩油藏

The Multilayered Sandstone Reservoirs at Qian Member III in Wangchang Oilfield

谢鸿才 等编著



石油大学0142155

石 油 工 业 出 版 社

内 容 提 要

本书是《中国油藏开发模式丛书》分类模式部分“多层砂岩油藏”的典型实例之一。

本书以王场油田潜3段北断块多层砂岩油藏为例,采用油藏地质描述、室内物理实验、油藏工程分析及数值模拟等手段,对多层砂岩油藏的主要地质特征、内陆盐湖沉积储层地质模型的建立方法,开发过程中有关水驱油机理、渗流特征,不同开发阶段的划分和各阶段的基本规律、主要矛盾和对策进行了较全面的论述,进而优化建立了多层砂岩油藏的开发模式及工艺技术系列,为此类多层砂岩油藏的开发建立了科学模式。

本书可供石油地质、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

王场油田潜三段多层砂岩油藏/谢鸿才等编著.
北京:石油工业出版社,1996.12
(中国油藏开发模式丛书·多层砂岩油藏)
ISBN 7-5021-1891-8

I. 王…

II. 谢…

III. 砂岩-断层油气藏-油田开发-中国-江汉

IV. TE347

中国版本图书馆 CIP 数据核字(96)第 24003 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 7 印张 176 千字 印 1-3000
1996 年 12 月北京第 1 版 1996 年 12 月北京第 1 次印刷
ISBN 7-5021-1891-8/TE·1591
精装定价:35.00 元 平装定价:25.00 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

《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

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

复杂断块油藏

高凝油油藏

砂砾岩油藏

凝析油油藏

三、典型实例

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！

中国石油天然气总公司
常务副总经理

周永康
一九九一年八月

前 言

我国多层砂岩油藏在开发部署和工艺技术对策方面已积累了许多宝贵的实践经验，但是还没有摆脱具体的油藏和开发的局限性，没有建立起模式化来指导同类油藏的开发实践，因而在开发过程中对可能出现的问题缺乏预见性，采用的工艺技术也缺乏有效性。因此，为了增强多层砂岩油藏开发决策工作的科学性和预见性，提高开发效果，建立有针对性的合理开发程序和工艺技术系列，这对多层砂岩油藏的开发具有十分重要的意义。

“开发模式”主要是从合理开发油田的角度，分析和总结油藏开发历程，描述开发全过程的基本特点和规律，以期能理论化、系统化地形成一套因地制宜获得最佳效益的开发方式，为我国同类油藏开发起到指导作用。

本书根据王场油田潜3段北断块多层砂岩油藏的主要地质特征和内陆盐湖沉积的特殊性，考虑到油藏工程的需要，提出建立油藏地质模型的方法，并以油田实际资料为基础，参考油藏工程中有关理论和国内外开发经验，分析和总结了油藏开发全过程的几个基本规律、水驱油机理、储量动用、油水运动、剩余油分布等，深入地分析了开发过程各阶段的主要矛盾和相应的对策，同时论述了为确保油田高产稳产所需的一套包括钻井、测井、采油和油气集输等适应高含盐地层的工艺系列。

全书共分三章，第一章由邓江洪、梁尚林编写；第二章由谢鸿才、邓江洪编写；第三章由王乾、韦林波等编写，全书最后统编、修改、定稿由谢鸿才、杜修宜完成。

在本书的资料收集、编写及出版过程中得到了李玉鹏、易家驹、唐树一等同志的帮助，杨贤梅同志对原稿给予仔细的审阅，并提出了不少改进的意见。在此谨向所有关心、支持过本书的领导、专家和同志表示衷心的感谢！

由于水平有限，书中有些论点和认识难免有错误和不当之处，恳切地希望读者给予指正。

目 录

前言

第一章 开发地质特征及油藏地质模型	(1)
第一节 开发地质特征	(1)
一、构造特征	(1)
二、储层特征	(1)
三、流体性质	(11)
四、压力和温度系统	(11)
五、驱动类型	(11)
第二节 油藏地质模型	(12)
一、地质模型建立的方法	(12)
二、地质模型	(13)
三、砂体规模	(17)
四、油田规模	(21)
第二章 油藏开发模式	(24)
第一节 勘探开发历程	(24)
一、预探阶段(1958—1965)	(24)
二、详探阶段(1966—1969)	(24)
三、试采及低速开采阶段(1970—1975)	(24)
四、全面开采阶段(1976—)	(24)
第二节 开发方案的制订	(25)
一、开发层系的划分和组合	(25)
二、注采井网选择	(25)
三、注水方式的确定	(25)
四、压力系统的建立	(30)
五、开发技术政策	(33)
第三节 油藏开发全过程基本规律的描述	(34)
一、综合含水、产油量(采油速度)与采出程度的变化规律	(34)
二、采油指数、采液指数随含水的变化规律	(37)
三、水驱油机理	(38)
四、储量动用特征	(42)
五、驱动能量及油水运动规律	(45)
六、影响开发效果的主要因素	(51)
第四节 不同开发阶段的特点和对策	(52)
一、开发阶段的划分	(52)
二、不同开发阶段的基本特点及相应对策	(53)

三、开发过程的监控	(57)
四、提高油藏采收率	(59)
第五节 优化的开发程序	(63)
一、坚持早期油藏评价,进行精细油藏描述	(64)
二、编制开发方案及方案实施	(64)
三、低含水期开采	(66)
四、中高含水期开采	(67)
五、高含水期和特高含水期开采	(67)
第三章 工艺技术系列	(68)
第一节 钻井工艺技术	(68)
一、开发前期的钻井工艺	(68)
二、钻井模式优化	(68)
三、钻井过程中的油层保护	(70)
四、完井过程中的主要工作	(70)
第二节 钻井及射孔工艺技术	(71)
一、测井工艺技术的发展	(71)
二、测井工艺技术	(72)
三、射孔工艺技术	(74)
四、地层测试开发模式与工艺技术	(75)
五、推荐合理的测井工艺技术	(76)
第三节 采油工艺技术	(76)
一、分层注水工艺技术	(76)
二、机械采油工艺技术	(79)
三、油田动态监测技术	(81)
四、油井机械堵水及水井化学调剖技术	(86)
五、油层改造工艺技术	(92)
六、采油工艺技术的优化	(94)
第四节 地面工程工艺	(94)
一、油气集输流程	(95)
二、原油脱水工艺	(95)
三、轻烃回收	(95)
四、污水处理	(96)
五、注水	(96)
第五节 不同开发阶段工艺技术系列的配合	(97)
一、低含水阶段工艺技术系列的配合	(97)
二、中含水阶段工艺技术系列的配合	(98)
三、高含水阶段工艺技术系列的配合	(100)
参考文献	(101)

第一章 开发地质特征及油藏地质模型

第一节 开发地质特征

一、构造特征

构造为轴向北西—南东向的长轴背斜（图 1.1），构造形态陡而窄。

1) 构造继承性发育。潜 4^下 时期沉积的千余米厚的塑性较强的盐岩与软泥岩，在差异负荷及水平侧压作用下，于潜 4^上 时期发生流动上拱，产生背斜构造雏形，以后不断上升，发育到荆河镇组末期，整个构造处于隆起状态，形成完整的今天的构造（图 1.2）。

2) 长期发育的古构造历史，使构造变陡。构造倾角 50°~65°，闭合高度 725m，闭合面积 10.8km²，同时构造倾角东西两翼不对称，东翼陡、西翼缓。

3) 构造纵轴长 7.7km，横轴长 1.5km，纵横轴长之比 5：1。

4) 车挡断层起控制沉积及油气运移的作用，其断层平缓，断距大，延伸长。

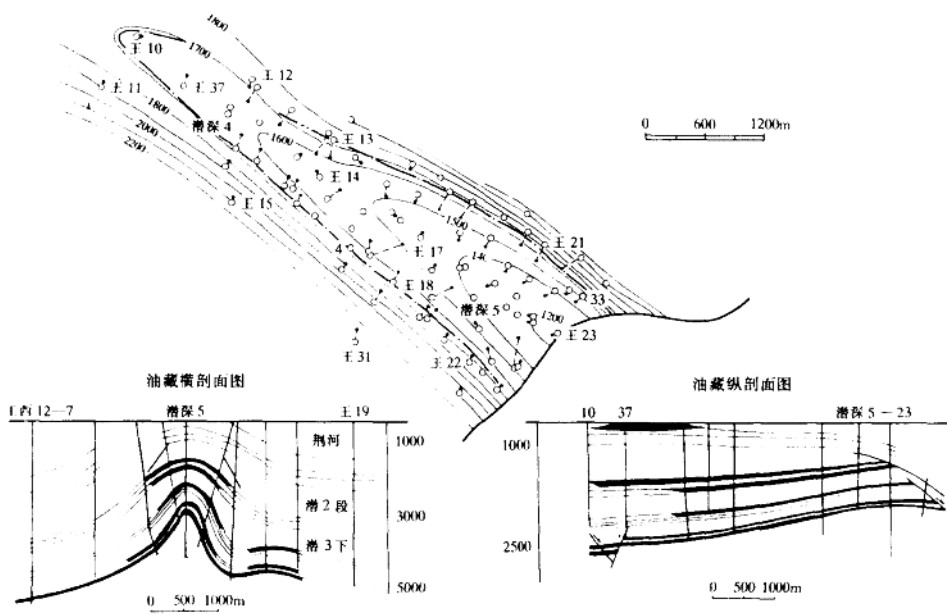


图 1.1 王场油田潜 3 段北断块地质构造图

二、储层特征

1. 层组划分

含油层系属第三系潜江组，自上而下有潜 3¹、潜 3² 两个油组（图 1.3），共分 15 个小

层（其中含油小层 14 个），35 个油砂体（其中主力油砂体 6 个）。

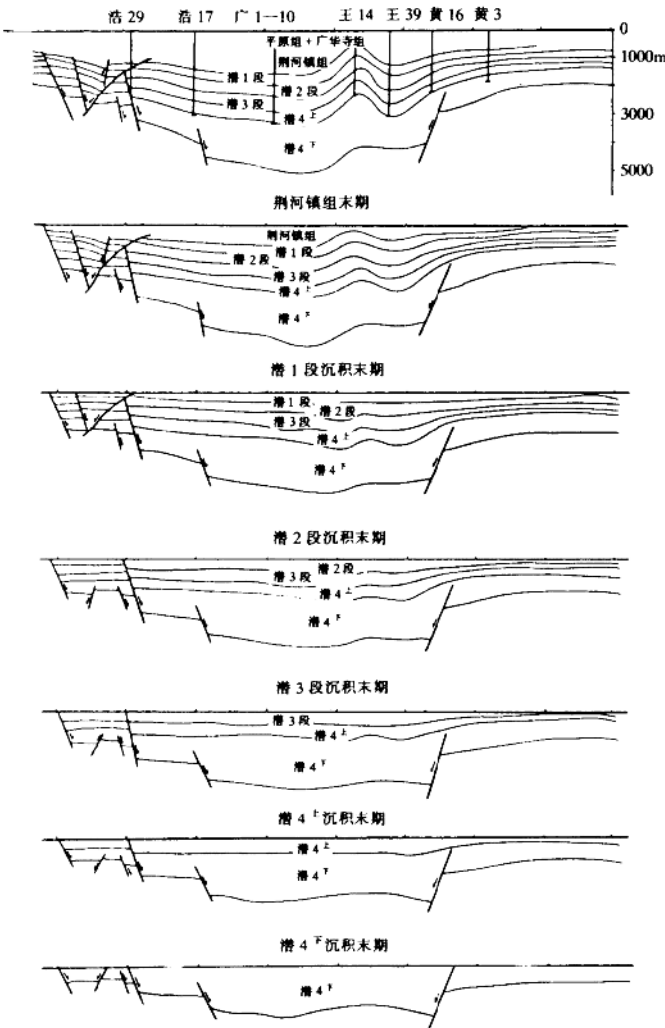


图 1.2 王场构造发育剖面图

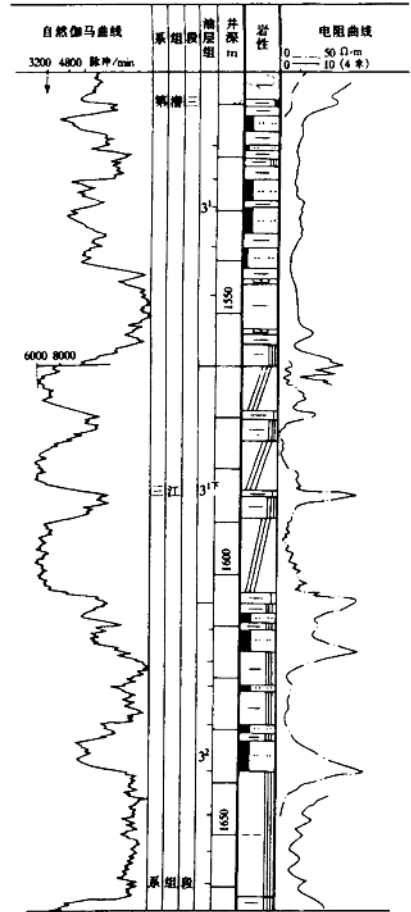


图 1.3 综合柱状图

潜 3¹ 油组：由粉细砂岩、粉砂岩、灰色泥岩、含膏泥岩、泥膏岩及油浸泥岩组成，共分 6 个小层，9 个油砂体。

潜 3² 油组：由深灰色泥岩、含膏泥岩与粉细砂岩组成，共分 9 个小层 26 个油砂体。

2. 沉积相

江汉盆地是在白垩纪晚期下陷形成的内陆盐湖盆地，潜江凹陷是盆地内次一级的继承性凹陷，具内陆盐湖沉积特征。下第三系潜江组属砂泥碎屑岩与膏盐地层交互沉积剖面，物源主要来自北部荆门地堑及汉水地堑，母岩以三叠—震旦系碳酸盐岩为主，夹少量砂岩和泥页岩。该区主要沉积环境有三角洲、盐湖陡坡三角洲、沿岸滩坝、浊积、盐湖滩坝等（图 1.4），

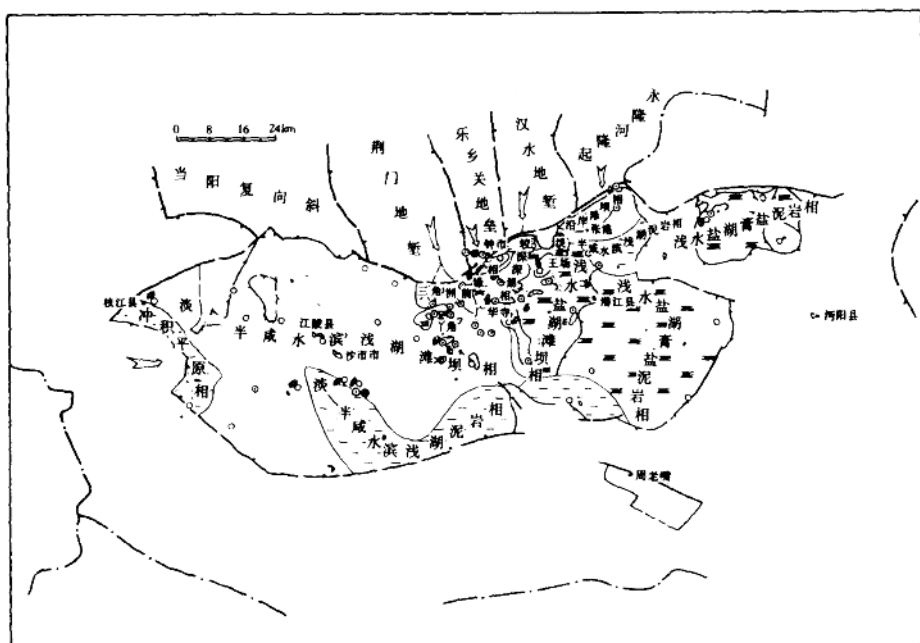


图 1.4 江汉盆地潜 3 段自然环境景观图

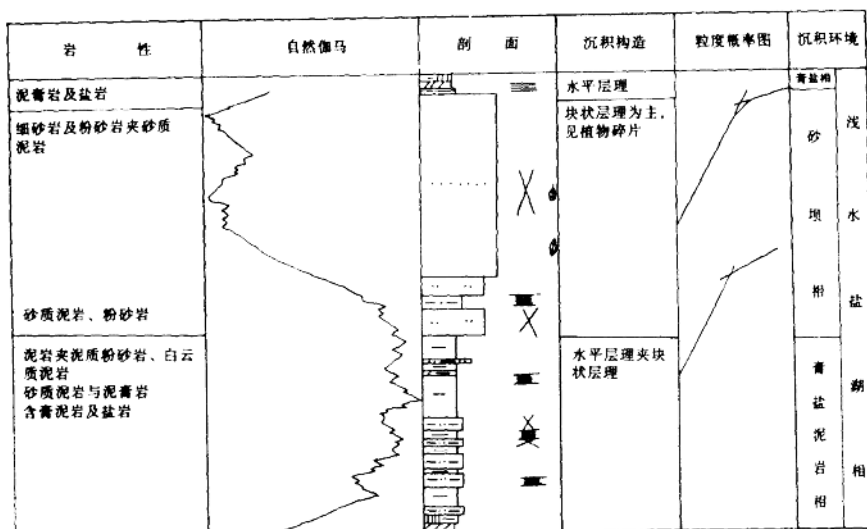


图 1.5 盐湖滩坝沉积模式

三角洲规模较小,各相带变化快,三角洲前缘直接插入盐湖中,沉积砂岩多为远源物质,粒度细,以粉—细砂岩为主。滨浅湖地带发育沿岩滩坝砂体,砂体为平面上呈长条状、沿岸分布的反韵律沉积体。在较深及深湖区,发育浊积砂体,在广大的浅水地区,发育以块状构造为主的盐湖滩坝沉积。

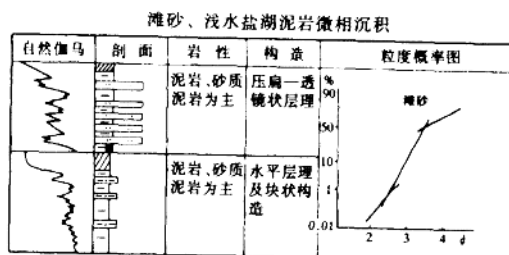
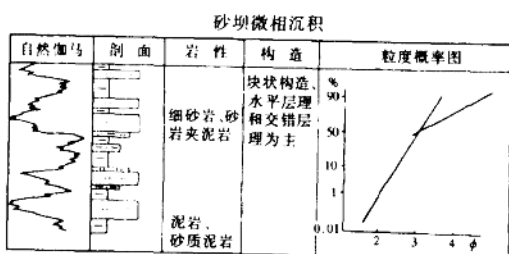
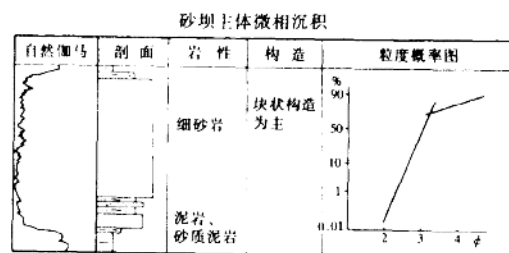


图 1.6 微相类型图

18%~23%, 平均粒度中值 0.08~0.09mm, 是在有利的水下古隆起斜坡或洼槽处快速堆积而成。

砂坝: 下部以灰色泥岩、砂质泥岩为主, 上部为厚层(单层厚度 3~8m)细砂岩、粗粉砂质细砂岩、薄层砂岩夹泥质岩组成的反旋回。砂岩以块状构造、微细水平层理、小型波状交错层理为主, 斑点构造发育。自然伽马曲线为锯齿状不等厚互层。平均空气渗透率 $70 \times 10^{-3} \sim 200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均有效孔隙度 18%~21%, 平均粒度中值 0.06~0.08mm。是在水动力条件不稳定环境下的沉积。

滩砂: 以深灰色泥岩、砂质泥岩为主, 夹薄层(单层厚度小于 3m)细砂岩、粗粉砂质细砂岩, 以反旋回为主。发育压扁—波状—透镜状层理, 并见波痕。自然伽马曲线为锯齿状薄

王场油田潜 3 段北断块油藏所处相带即属盐湖滩坝相, 其上下皆为封闭或半闭型沉积物(图 1.5), 其沉积模式如下:

下部以灰色泥岩、砂质泥岩、含膏泥岩、泥膏岩及大量盐类组成的盐湖膏盐泥岩相, 具水平层理及块状构造。

中部以灰色细砂岩、粉砂岩夹少量砂质泥岩为特征, 沉积构造以块状为主。粒度概率曲线由跳跃及悬浮两种总体组成, 悬浮总体 34% 以下, 跳跃总体 64%~55%, 为砂坝相。

上部为泥膏岩、盐岩、灰色含膏泥岩、油浸泥岩组成盐湖膏盐相。

(1) 微相划分

通过对取心井分析, 以单层砂岩厚度和沉积旋回为指标, 结合测井曲线形态、沉积构造、砂岩层数、粒度等资料, 将盐湖滩坝相细分为砂坝主体、砂坝、滩砂、浅水盐湖泥岩微相(图 1.6), 各微相特征如下。

砂坝主体: 以块状砂岩(单层厚度大于 8m)为主体的反旋回, 下部为灰至深灰色泥岩、砂质泥岩、泥质粉砂岩, 上部为块状细砂岩、粗粉砂质细砂岩。自然伽马曲线为箱形。平均空气渗透率 $90 \times 10^{-3} \sim 300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均有效孔隙度

互层或薄单层。平均空气渗透率 $30 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均有效孔隙度 15%~18%，平均粒度中值 0.05~0.07mm。是波浪作用为主的环境下的沉积。

浅水盐湖泥岩：以灰至深灰色泥岩、砂质泥岩为主，夹薄层泥粉砂岩。发育韵律层理及水平层理，自然伽马曲线为高值，是在水动力条件较弱环境下的沉积。

(2) 沉积砂体分布

纵向上砂岩发育具分段集中的特点。厚层砂岩往往发育在潜 3_{1+2}^1 、潜 3_{3-6}^1 、潜 3_{1-3}^2 和潜 3_4^2 四个沉积反旋回的中上部。

平面上砂体分布受构造控制，沿构造长轴呈北西—南东向连片条带状分布，同时受北西方向物源控制，具北厚南薄特点。含油砂体除潜 3_{1+2}^1 I、潜 3_{3-6}^1 I、潜 3_{1-2}^2 I、潜 3_{1-3}^2 I、潜 3_4^2 I、潜 3_5^2 I 六个主力油砂体大片分布外，其余呈“透镜状”分布。微相展布也受物源及构造控制，砂坝主体主要分布在近物源的斜坡有利地带，在物源丰富时，沉积巨厚的块状砂岩，如王 3—12 井单层厚度达 35.86m；砂坝分布在水下古隆起上，呈条带状连片大面积分布；滩砂呈条带状分布于砂坝边缘的广阔地区。

3. 储层物性及润湿性

(1) 岩性、物性

以杂砂质长石砂岩为主，石英含量 58.1%，长石含量 28.7%，岩块含量 11.2%，含少量云母与燧石。粘土矿物由伊利石和绿泥石组成，其含量分别为 6.6% 和 0.3%。粒度分级以粉砂质细砂岩为主，细砂级含量 59.4%，粉砂含量 32.0%。粒度中值 0.103mm，分选好，分选系数 1.53。胶结物含量 15.8%，以泥白云质、白云质为主，其次为灰质、泥质，胶结类型以孔隙式为主，次为接触式。储层有效孔隙度 24.7%，空气渗透率 $576.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，属中高渗透层。

(2) 润湿性

据水淹前 5 口井 51 块样品测定润湿性，表明油层亲水，岩石自吸水量占孔隙体积的 2%~17%，自吸油量占孔隙体积的 0~4%。经注水水洗后，岩石基本上不吸油，自吸水量占孔隙体积的 19%~31%，亲水性增强（表 1.1）。通过岩石润湿性和注水试验表明：亲水油藏的驱油效率比亲油油藏高 12%（图 1.7）。

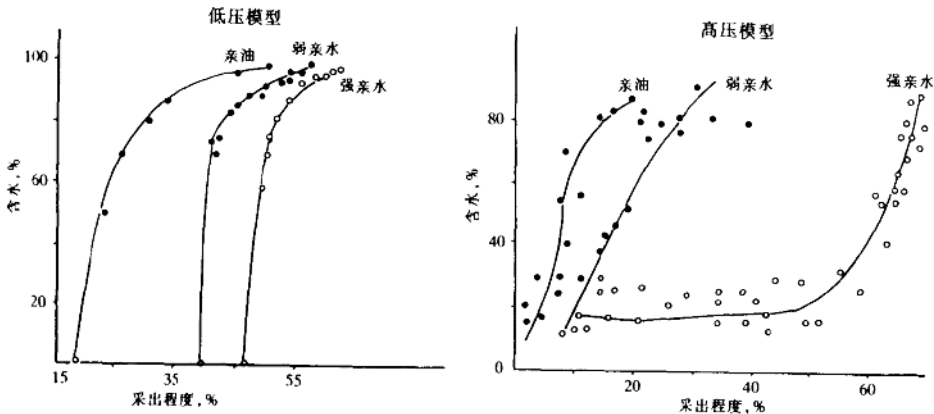


图 1.7 油层润湿性与水驱油效果对比曲线

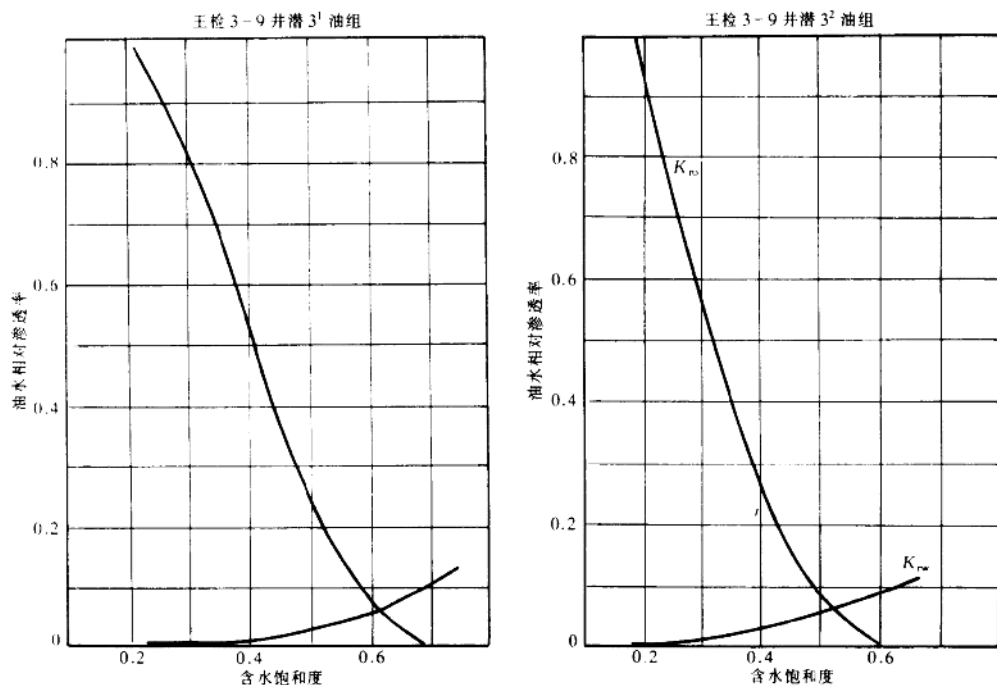


图 1.8 油水相对渗透率曲线

油水相对渗透率曲线也显示亲水特性 (图 1.8):

1) 两相交点向高含水饱和度方向偏移, 一般大于 50%。经注水水洗, 两相交点进一步偏向高含水饱和度。

2) 油水两相饱和度区域较宽, 两相区饱和度范围 22%~74%, 两相流跨度为 46% (表 1.2)。

3) 水相渗透率在含水饱和度较低的区域内增长较慢, 在含水饱和度较高的区域内增长较快。油水相对渗透率曲线明显不对称。

表 1.1 润湿性统计表

层位	水淹情况	样品块数	吸水百分数 %	吸油百分数 %	润湿性	样 品 井 号
潜 3 ₁	水淹前	2	10.26	1.46	亲 水	王新 10—3、王检 48—2
潜 3 ₂		4	2.43	4.31	中 性	王新 3—1、王新 10—3
潜 3 ₃		1	9.33	0	弱亲水	王新 3—1
潜 3 ₄		1	16.67	0	亲 水	王新 3—1
潜 3 ₅		8	5.83	1.42	弱亲水	王新 10—3、王检 48—2
潜 3 ₆		12	3.90	2.93	中 性	王新 10—3、王检 48—2
潜 3 ₇		23	12.16	2.49	亲 水	王 11—3、王检 48—2、王新 21
潜 3 ₁	水淹后	10	30.95	0.23	强亲水	王检 3—9
潜 3 ₁		12	27.42	0.09	亲 水	王检 3—9、王 2—14
潜 3 ₁		5	18.78	0	亲 水	王 2—14

表 1.2 油水相对渗透率曲线参数

项 目 \ 层 位		潜 3 ¹ 油组	潜 3 ² 油组
束缚水饱和度, %		21.7	19.4
最大含水饱和度, %		74.0	67.0
最大水相相对渗透率		0.132	0.113
两相流跨度, %		46.0	42.0
曲线交点饱和度, %		61.4	52.0
见水时平均含水饱和度, %		63.0	49.7
油水前缘含水饱和度, %		56.0	38.0
含水 98% 对应含水饱和度, %		65.2	58.9
驱 油 效 率 %	无水驱油效率	51.8	37.6
	含水 98% 驱油效率	55.4	47.3
	最终驱油效率	66.7	59.4

4. 孔隙结构

(1) 孔隙类型

据扫描电镜和铸体薄片资料统计, 储层孔隙类型以次生粒间溶孔为主, 孔隙度 13.9%, 占总孔隙度的 70%, 其次为原生孔及晶间孔 (表 1.3)。此类孔隙的孔隙度大, 连通主要孔隙的喉道宽而短, 利于流体渗流。

表 1.3 孔隙类型统计表

层位 \ 孔隙类型	粒间孔, %		颗粒内溶孔, %			杂基孔, %		交代矿物溶孔, %		总孔隙度, %	孔隙直径, mm	配位数
	原生孔	溶解孔	石英	长石	岩屑	晶间孔	方解石	碳酸盐				
潜 3 ¹ 油组	3.3	15.3	0.3	1.1	少	0.7	0.2	0.1	21.0	0.050	2.74	
潜 3 ² 油组	3.0	12.3	少	0.8	少	0.4	/	0.1	18.6	0.039	2.65	
潜 3 段	3.1	13.9	0.2	0.9	少	1.5	0.1	0.1	19.8	0.045	2.70	

(2) 孔喉分布

毛管压力曲线中段平缓并偏于横坐标 (图 1.9), 表明孔喉 (半径) 分布集中且偏于粗孔喉。(图 1.10)。可见, 孔喉呈单峰分布, 峰位 4.93~10.27 μm , 且峰值高, 和渗透率频率曲线与孔喉频率曲线峰位基本吻合, 主峰孔喉的渗透率贡献值一般在 50% 以上。

5. 储层非均质

储层非均质性是指储层的岩性、物性、孔隙结构、层理等在剖面、平面上的差异性, 也即影响储层内流体流动因素的不均一性。储层渗透率的差异是砂岩储层非均质性的综合反映。

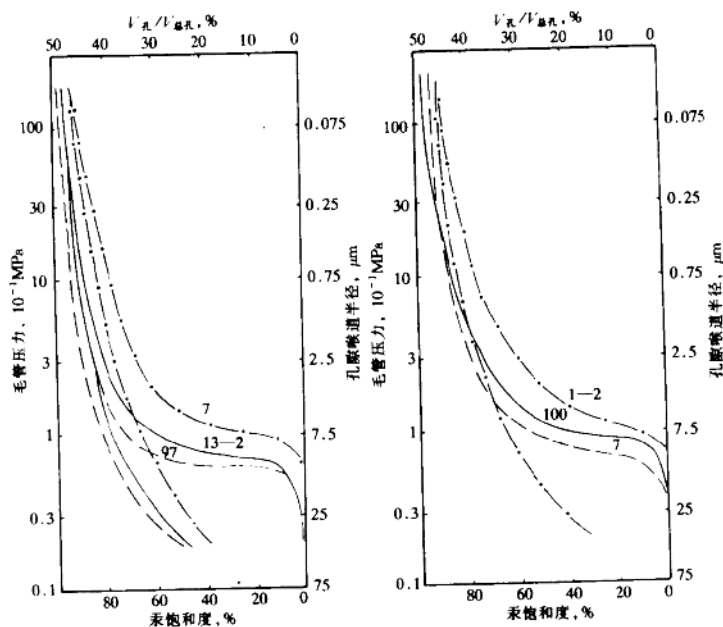


图 1.9 毛细管压力曲线

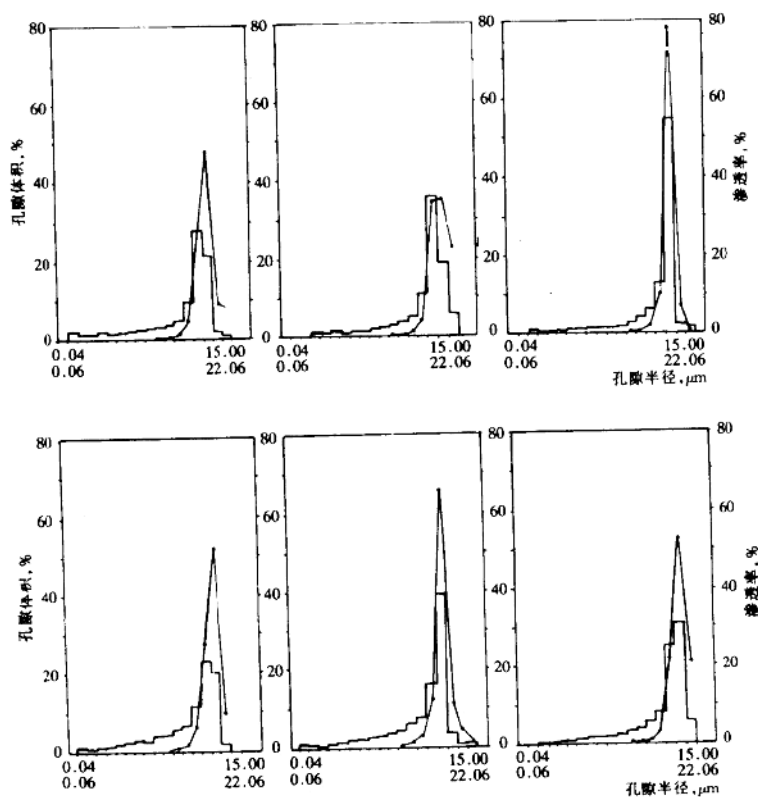


图 1.10 孔隙分布图