

低渗透油田

采油化学新技术及其应用

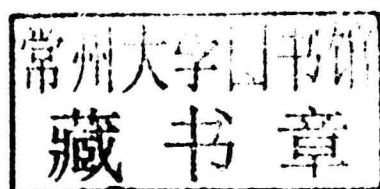
◎ 罗 跃 杨 欢 苏高申 编著



石油工业出版社

低渗透油田 采油化学新技术及其应用

罗 跃 杨 欢 苏高申 编著



石油工业出版社

内 容 提 要

本书讲述了低渗透油田采油化学新技术、新方法及其在开发中的重要作用,重点介绍了低渗透油田开发过程中酸化、压裂、堵水调剖、清防蜡、水处理、化学驱、降压增注和防腐防垢等相关工艺技术的最新研究成果及其在矿场试验中的应用情况。

本书可供石油行业采油化学研究和现场施工人员、相关院校师生以及采油化学剂生产厂家参考。

图书在版编目(CIP)数据

低渗透油田采油化学新技术及其应用/罗跃,杨欢,苏高申编著.
北京:石油工业出版社,2016.6
ISBN 978-7-5183-1274-0

I. 低…

II. ①罗… ②杨… ③苏…

III. 低渗透油层-石油开采-采油化学

IV. TE39

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 102780 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

编辑部:(010)64523738 图书营销中心:(010)64523633

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2016 年 6 月第 1 版 2016 年 6 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:17.5

字数:441 千字

定价:98.00 元

(如出现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

《低渗透油田采油化学新技术及其应用》

编 委 会

主 编: 罗 跃 杨 欢 苏高申

编 委: (按姓氏笔画排序)

龙永福 任朝华 米远祝 杨志冬 李俊成

张 煜 陆 梅 陈启贵 罗 霄 姚 斌

夏志刚 常彦荣 颜学敏 戴 勇

前 言

经过多年的勘探与开发,发现高孔隙度、高渗透率、高丰度油气藏资源的概率日益降低,而我国对于油气资源的依赖程度逐年增长。低孔隙度、低渗透率油气藏逐步成为我国油气生产新的增长点,如低渗透油田的典型——长庆油田 2014 年的产量超过 $5000 \times 10^4 \text{t}$,取代大庆油田成为我国第一大油田。在我国已探明石油储量中,低渗透、特低渗透储层的储量占到总储量的 50%。因此,低渗透、特低渗透油气藏的可持续发展对维护我国能源的安全有着重要的战略意义。

在低渗透油田开发过程中,影响其开发效果的因素主要有以下几个方面:

- (1) 低孔隙度、低渗透率,导致低渗透油层开采难度大。
- (2) 渗流特征不规律,启动压力梯度大。
- (3) 低渗透油田的弹性能量较小,连通性差,渗流阻力大,地层压力不断下降、原油产量递减较快。
- (4) 产吸能力较低,注水见效慢。
- (5) 油井见水后产油指数下降快,储层非均质性造成沿裂缝方向油井水窜、水淹情况严重。

针对以上开发难点,本书讲述了低渗透油田开发过程中采油化学新技术、新方法及其在开发中的重要作用,重点介绍了低渗透油田开发过程中酸化、压裂、堵水调剖、清防蜡、水处理、化学驱、降压增注和防腐防垢等相关工艺、技术的最新研究成果及其在矿场试验中的应用情况。

本书共 9 章。第 1 章从低渗透油田的储层地质特征出发,阐述了国内外低渗透油田的发展状况,重点介绍了低渗透油田的开发技术难点;第 2 章、第 3 章、第 4 章和第 8 章以低渗透油田油气增产增注为重点,分别介绍了压裂、酸化、堵水调剖工艺技术和降压增注及其化学剂的品种类型及性能要求,阐述了各种化学剂相关性能,特别描述了酸液、暂堵剂、调堵剂和增注剂等相关化学剂与低渗透油藏的适应性关系;第 5 章、第 6 章和第 9 章针对低渗透油田开发过程中井筒及地面管线结蜡、结垢和腐蚀等相关问题,分别介绍了清防蜡、防腐防垢和水处理等相关技术及其化学剂;第 7 章针对低渗透油田的储层特征,阐述了低渗透油藏的化学驱筛选评价方法、动态监测方法、效果及经济评价方法。

本书第 1 章由罗霄、陈启贵、常彦荣编写,第 2 章、第 3 章和第 8 章由杨欢、张煜、姚斌编写,第 4 章由颜学敏、戴勇、杨志冬编写,第 5 章由米远祝、夏志刚编写,第 6 章和第 9 章由苏高申、陆梅、李俊成编写,第 7 章由任朝华、龙永福编写,全书由罗跃教授统稿。

课题组多年来一直从事低渗透、超低渗透油田增产增注技术的实验室研究和矿场实践,并在新疆、长庆、胜利和江汉等油田取得了较好的应用效果。本书内容主要来源于课题组近年来在低渗透油田技术方面的最新研究成果及其在油田现场的应用情况,同时也收集了其他研究者在低渗透油田采油化学方面的研究进展,以期较全面地反映低渗透油田采油化学的最新发展动态。在此,向支持本书出版的同行们表示最诚挚的感谢!另外,研究生李凡、郑苗、张黄鹤、卢星等也参与了部分章节相关资料的整理工作,在此表示感谢。

由于笔者水平有限,难免存在不当之处,敬请读者批评指正!

目 录

1 低渗透油田储层地质及开发特征	(1)
1.1 国内外低渗透油田的开发现状	(1)
1.2 低渗透油藏储层地质特征	(2)
1.3 低渗透油藏流体物性特征	(11)
1.4 低渗透油藏的开发特征	(12)
1.5 低渗透油藏开发难点	(15)
参考文献	(19)
2 低渗透油田压裂工艺及压裂液	(21)
2.1 低渗透油田压裂技术及其发展	(21)
2.2 低渗透油藏新型压裂液及其添加剂	(30)
2.3 低渗透油藏转向压裂技术	(39)
2.4 低渗透油田压裂技术现场应用	(47)
参考文献	(52)
3 低渗透油田酸化工艺及其化学剂	(54)
3.1 低渗透油田酸化技术	(54)
3.2 缓速酸化技术	(56)
3.3 低渗透油田油井暂堵酸化工艺及化学剂	(69)
3.4 低渗透油田水井暂堵酸化工艺及化学剂	(77)
3.5 低渗透油田暂堵酸化技术现场应用	(82)
参考文献	(90)
4 低渗透油田堵水调剖技术及其化学剂	(92)
4.1 堵水调剖技术概述	(92)
4.2 低渗透油藏堵水调剖工艺	(94)
4.3 低渗透油藏常用堵剂类型及特点	(99)
4.4 低渗透油田堵水调剖技术现场应用	(106)
参考文献	(118)
5 低渗透油田清防蜡技术及其化学剂	(119)
5.1 蜡的化学结构及特征组成	(119)

5.2	影响低渗透油田结蜡的主要因素	(120)
5.3	低渗透油田的主要清防蜡技术	(123)
5.4	化学药剂清防蜡技术	(128)
5.5	微生物清防蜡技术及其生物制剂	(135)
	参考文献	(138)
6	低渗透油田水处理及其化学剂	(139)
6.1	油田采出水概况	(139)
6.2	采出水处理工艺及其化学剂	(141)
6.3	化学清防垢技术及其化学剂	(156)
6.4	清防垢技术现场应用	(168)
6.5	长庆油田超低渗透油藏难溶垢防治技术	(174)
	参考文献	(194)
7	低渗透油田化学驱油技术及其化学剂	(196)
7.1	表面活性剂驱油技术	(196)
7.2	聚合物及聚合物微球驱油技术	(199)
7.3	二元和三元复合驱油技术	(203)
7.4	空气泡沫驱油技术	(204)
7.5	二氧化碳(CO ₂)驱油技术	(207)
	参考文献	(209)
8	低渗透油田降压增注技术及其化学剂	(211)
8.1	低渗透油田欠注原因分析	(211)
8.2	酸化增注技术	(215)
8.3	表面活性剂体系的研究	(225)
8.4	缩膨剂(防膨剂)的研究	(231)
8.5	缓蚀阻垢剂的研究	(234)
8.6	络合清垢剂的研究	(238)
8.7	多段塞复合降压增注物理模拟实验研究	(240)
8.8	降压增注技术现场应用	(243)
	参考文献	(250)
9	油套管腐蚀与防护技术	(252)
9.1	油套管腐蚀原因与机理	(252)
9.2	腐蚀防护技术	(257)

9.3 油田采出水腐蚀与防护 (260)

9.4 酸性油气田的腐蚀与防护 (263)

9.5 新型油套管防腐技术在长庆油田的应用 (265)

参考文献 (267)

1 低渗透油田储层地质及开发特征

1.1 国内外低渗透油田的开发现状

目前国内外对低渗透油田并无统一固定的标准和定义,对此类油田的划分多由各个国家和地区不同时期的资源状况和技术经济条件而决定。低渗透油田最显著的特征是其油层渗透率低、丰度低以及单井产能低所构成的“三低”。

根据现场生产实际,结合各国研究状况,将油层平均渗透率低于 50mD 的油田称为低渗透油田,并依据其平均渗透率的上限与下限,将此类油田进一步细分为一般低渗透油田、特低渗透油田和超低渗透油田。

(1)一般低渗透油田:其油层平均渗透率为 10 ~ 50mD。此类油层接近正常油层,其初期开采水平一般能达到工业油流标准,但产量过低,需要借助压裂措施提高生产能力,才能实现较好的开发效果与经济效益。

(2)特低渗透油田:其油层平均渗透率为 1 ~ 10mD。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改造及其他相应措施,才能有效地投入工业开发。长庆安塞、大庆榆树林、吉林新民等油田属于特低渗透油田。

(3)超低渗透油田:其油层平均渗透率仅为 0.1 ~ 10mD。此类储层极为致密,束缚水饱和度和极高,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。延长石油管理局最近探明的川口油田即属于超低渗透油田。

经过多年的勘探与开发,发现高孔隙度、高渗透率、高丰度油气藏资源的概率日益降低,而依据我国对于油气资源的依赖程度,在我国已探明石油储量中,低渗透、特低渗透储层的储量仅占到总储量的 50%。

1.1.1 国外低渗透油田开发现状

国外对低渗透油田的开发时间较早,早在 1871 年,美国即已对著名的低渗透油田——勃莱德福油田展开开采作业。目前国外一般认为,低渗透油田,尤其是高压低渗透油田初期压力高、天然能量充足,最好首先采用自然能量开采,尽量延长无水和低含水开采期。开采者一般首先应用弹性能量和溶解气驱能量开采,但是油层产能递减快,一次采收率低,只能达到 8% ~ 15%。进入低产期时再转入注水开发,通过注水保持能量后,二次采收率可提高到 25% ~ 30%。

通过对美国、俄罗斯、澳大利亚及加拿大等国 20 多个低渗透砂岩油田的调研发现,天然能量驱动以溶解气驱为主,其次为边水驱和弹性驱。含水饱和度最高为 55%,最低为 8%,平均

为 22.7%。一次采收率最高为 30% (美国的快乐泉弗朗提尔“A”油藏), 最低为 1.5% (美国的斯普拉柏雷油田), 平均为 25.39%。据对国外油田的统计, 大部分是优先利用天然能量开采, 只有极少数油田投产即注水。注气也成为许多低渗透油田二次开采和三次开采方法, 如西西伯利亚低渗透油田, 采用注轻烃馏分段塞、干气段塞和气水混合物达到混相驱, 驱油效率可比水驱提高 13% ~ 26%。斯普拉柏雷油田从 1995 年起着手进行注二氧化碳开发可行性研究, 1997 年底已完成室内研究, 随机进行矿场试验, 第一年采油速度即达 6%。

通过调研国外相关现场开发状况发现, 取得较好效果的二次采油方法有混相烃驱油法、二氧化碳驱油法、水气交注、水气混注和周期注气等。根据岳湘安等编著的《提高采收率基础》(2007 年石油工业出版社出版) 可知, 注气和水气混合驱油开采低渗透储层是比较有前景的。他们利用自动评价系统, 对低渗透油藏的层系进行评价分析, 建议对低渗透油藏采取注二氧化碳、注气态烃、周期注蒸汽驱油、热水等开发方法。

国外大量研究和实践证明, 当前低渗透油田开发中, 广泛应用并取得明显经济效益的主要技术仍然是注水保持油藏能量、压裂改造油层和注气等技术, 储层地质研究和保护油层措施是油田开发过程中的关键技术。

1.1.2 国内低渗透油田开发现状

从地区看, 我国各油田都有低渗透油田。以储量划分, 新疆油田最多, 大庆油田第二, 胜利油田第三。

低渗透油气田在我国油气开发中有着重要意义。我国发现的低渗透油气田占到新发现油气藏的一半以上, 而低渗透油气田产能建设的规模则占到油气田产能建设规模总量的 70% 以上, 在延长和四川, 低渗透油田储量接近其总储量的 100%, 在吐哈新区事业部所辖区块的储量亦超过 90%, 低渗透油气田已成为油气开发建设的主战场。仅 2008 年, 低渗透原油产量就占全国原油总产量的 37.6%, 低渗透天然气产量则占全国天然气总产量的 42.1%。

从大区域分布看, 我国低渗透油藏主要分布在四大区域, 即松辽盆地中南部、渤海盆地、陕北盆地以及新疆东部和北部地区, 其中以新疆探明储量最大。

我国低渗透油气资源分布具有含油气多、油气藏类型多、分布区域广以及“上气下油、海相含气为主、陆相油气兼有”的特点。在已探明的储量中, 低渗透油藏储量的比例很高, 占全国储量的 2/3 以上, 开发潜力巨大。

长庆安塞油田是鄂尔多斯盆地石油地质储量最大的整装级大油田, 亦是我国第一个得到规模开发的低渗透油田, 由于开采技术的进步, 其 2008 年的产量已从 1997 年时的 100×10^4 t 增加至 300×10^4 t, 年均增长 10.0% 以上。

1.2 低渗透油藏储层地质特征

我国围绕低渗透油田的开发, 进行了长期的研究和攻关。通过“九五”以来的研究攻关和试验, 我国对低渗透油田的特征认识、开发决策和工艺技术等都有了较大发展和提高。目前, 低渗透油田开发研究和生产实践取得了以下几点认识。

储层孔喉细小, 渗透率低。低渗透砂岩的孔隙以粒间孔为主, 溶蚀孔较发育, 还有微孔隙、

晶间孔和裂隙孔。孔隙以中孔和小孔为主,喉道以管状和片状的细喉道为主,中值半径一般小于 $1.5\mu\text{m}$ 。油层束缚水饱和度高,低渗透层原始含水饱和度一般为 40% 左右,比高渗透层原始含水饱和度偏高。储层非均质性严重,层内、平面非均质性严重。油层岩性致密,不同程度存在天然裂缝发育的内因是岩性相对致密,脆性相对较大,易产生裂缝;外因是构造运动促成油藏裂缝形成。低渗透砂岩油藏储层裂缝大多为构造裂缝,裂缝密度受构造部位、砂岩厚度、岩性控制十分明显。裂缝宽度多为十几到几十微米,以闭合缝,尤以潜在缝为主。以下分别对低渗透油藏的储层特征分类展开论述。

1.2.1 储层岩矿特征

各低渗透油田间的储层岩矿特性各有不同,重点以安塞油田王窑区为例。

1.2.1.1 岩性特征

(1) 石英。石英是延长组砂岩常见的构架矿物之一,以单晶颗粒为主,复晶石英较少。除此以外,常见一些不规则的、片状和条带状的石英颗粒。多具整体消光,部分呈雾状、波状和束装消光,并具有塑性形变晶体,在石英碎屑中,常见到云母、金红石、磷灰石、帘石等包裹体。石英颗粒一般较小,仅为 $0.05 \sim 0.5\text{mm}$ 。延长组石英以细粒单晶为特征,延安组则以中—粗粒复晶较多,其中包裹体也较丰富和粗大。历来认为石英是稳定性好的矿物之一,然而在高温和高压或长期较强的地应力作用下也具有一定的可塑性和溶解性,压溶形成压力应变结构或次生加大压嵌结构,导致岩石原生孔隙缩小或消失。

(2) 长石。长石是延长组各处层段普遍存在的造岩矿物之一,其含量在所有的储层均较高,在吴起、靖安、安塞的长 4 + 5、长 6 储层中几乎是所有碎屑总和的一半以上,更有甚至可达 65%,其超过了俄罗斯地台三叠系砂岩中 61.6% 的长石含量,几乎与花岗岩中的长石等量。钾长石仅占有长石含量的 $1/6$ 左右。延长组各储层砂岩中钾长石在长石族中所占的数量几乎一致,反映了延长组碎屑物质的同源性和基本相似性。延长组的斜长石以酸性钠长石和更长石为主,个别为中长石,经测定,钠长石含量在 10% ~ 70% 之间,钙长石含量在 0% ~ 30% 之间。

(3) 云母类及碎屑绿泥石。云母类及碎屑绿泥石是一类层状硅铝酸盐矿物。在延长组,尤其是在三角洲前缘相分布十分普遍。其种类有黑云母、白云母、绿泥石等,尤其是黑云母大量见于延长组。黑云母含量一般为 3% ~ 7%,最高时可达 15%,由于其片状、纤维鳞片状、长条状的矿物习性,砂层中常定向排列。云母易压实形变。另外,云母,尤其是黑云母稳定性差,常发生水化、泥化、泥铁矿化等蚀变作用,对粒间孔隙带来严重伤害。碎屑绿泥石有两种成因,一种来自母岩,状似黑云母,化学成分以较高的 Mg^{2+} 含量为特征。由于其属于层状矿物,柔性可与塑性均较强,常发生形变。另一种碎屑绿泥石,属于盆地沉积期自生矿物,呈纤维鳞片状、胶粒状集合体,颜色有橄榄绿色、墨绿色等,多色性较明显。

(4) 岩屑碎屑。鄂尔多斯盆地延长组砂体中,岩屑组分是碎屑颗粒的重要组成部分,其种类也较多,有岩浆碎屑、变质岩屑和沉积岩屑。

总之,鄂尔多斯盆地延长组储层碎屑组分组成较复杂,不同地区、不同层位具有不同的碎屑组合特征。

岩性资料、录井资料等表明,研究区长 6 岩石类型为陆相碎屑岩,即主要是泥岩、粉砂岩和

细砂岩。

(5) 泥岩。泥岩在研究区普遍发育,分为黑色泥岩和碳质泥岩两种,一般为黑色、深灰色等,发育水平层理、水平纹理、微波状层理及垂直虫孔构造,与粉砂岩呈薄互层,黑色泥岩中见植物碎片、植物化石等,部分已炭化,表明泥岩为陆源沉积物且沉积环境为还原环境。

(6) 砂岩。研究区砂岩粒级较细,主要为细粒长石细砂岩,其次为少量的中砂岩及粉砂岩。根据粒度分析结果,碎屑颗粒中中粒占 12.96%,细粒占 84.19%,粉砂粒占 2.02%。粒径主要集中在 0.05 ~ 0.50mm 之间,平均粒径为 0.17mm,表明水体携带沉积物能力较弱。

1.2.1.2 矿物特征

碎屑成分以长石(52.04%)为主,其次为石英(21.99%),此外还有少量的岩屑(8.73%)、云母(5.70%)。颗粒分选较好,粒径细(0.10 ~ 0.25mm),薄膜孔隙型胶结,胶结物含量 14.3%,以薄膜性次生绿泥石为主,绿泥石含量为 5.7%,方解石含量 1.14%。岩屑成分复杂,主要包括火成岩(包括花岗岩、喷发岩等)和变质岩(包括石英岩、板岩、片岩、千枚岩、变质砂岩等),几乎没有沉积岩分布,矿物成熟度低。

1.2.2 储层孔隙类型和孔隙结构特征

储层孔隙结构是指岩石所具有的孔隙和喉道的几何形状、大小、分布、相互连通情况,以及孔隙与喉道间的配置关系等。它反映了储层中各类孔隙与孔隙间连通喉道的组合,是孔隙与喉道发育的总貌。

储集岩具有不同的类型,通常可分为碎屑岩、碳酸盐岩及其他类型,不同类型的储集岩孔隙与喉道类型既有共性,又有个性。

储集岩中的储集空间是一个复杂的立体孔隙网络系统,但这个复杂孔隙网络系统中的所有孔隙(广义)可按其在流体储存和流动过程中所起的作用分为孔隙(狭义孔隙或储孔)和孔隙喉道两个基本单元。在该系统中,被骨架颗粒包围着并对流体储存起较大作用的相对膨大部分,称为孔隙(狭义);另一些在扩大孔隙容积中所起作用不大,但在沟通孔隙形成通道中起关键作用的相对狭窄部分,则称为孔隙喉道,它仅是两个颗粒间连通的狭窄部分或两个较大孔隙间的收缩部分。

1.2.2.1 孔隙类型

低渗透油藏中的孔隙按照其成因,可划分为原生孔隙、次生孔隙和复合孔隙三大类,这亦是目前国内外较为流行的分类方式。

(1) 原生孔隙:储集岩中现今保存下来的,由沉积作用所形成的支撑孔隙,主要是由颗粒支撑的原生粒间孔隙,也包括粒间基质充填不满所残留下来的孔隙,基质内部有杂基支撑的孔隙及原始岩屑粒内孔隙。此外,在成岩后生阶段因胶结作用而缩小的孔隙,如因石英次生加大而缩小的孔隙,也属于原生孔隙。

(2) 次生孔隙:在成岩后生阶段,受物理、化学等作用而使储集岩某些组分发生溶解、淋滤、交代或重结晶作用,或使裂缝和孔洞重新开启而产生的孔隙和缝洞。

(3) 复合孔隙:不是单一成因,而是由多种成因混合构成的孔隙。例如,原生粒间孔隙由于颗粒边缘被溶蚀而扩大,这种扩大的粒间孔隙既包含了原生粒间孔隙,又包含了溶蚀的孔隙空间,因此属于复合孔隙。

储层沉积物多经过长期复杂的成岩后生变化阶段,相当一部分孔隙可能经受了反复的胶结、溶蚀、再胶结、再溶蚀或不完全胶结、不完全溶解。因此,有时很难将孔隙明确划分为完整的原生孔隙或完整的次生孔隙,按照孔隙成因对其进行分类只是相对的。

1.2.2.2 孔隙结构特征

孔隙结构参数为表征孔隙结构特征的重要定量参数,由于不同实验研究方法可以取得不同类型的孔隙结构参数,同一实验研究方法也可测得或求得多种孔隙结构参数。因此,孔隙结构参数众多,但可细分为反映孔喉大小、分选、连通性及控制流体运动特征的参数。

以下分别以常规压汞和恒速压汞为表征手段,分析了地层的孔喉结构特征。

(1) 常规压汞分析孔喉结构特征。

以鄂尔多斯盆地甘谷驿油田上三叠统长6储层为例,对低渗透油田的孔喉结构进行了分析。

该储层的储集空间为残余粒间孔与次生溶孔的混合型,由于溶蚀作用形成的次生溶孔在岩石内分布不均,造成孔喉分布不均,致使反映孔喉特征的各种参数变化较大。根据毛细管压力曲线特征及最大连通孔喉半径等参数分布特征,将长6储层的孔喉分布特征归纳为以下4种类型。

① 单峰正偏态细孔喉型。

孔喉分布偏向粗孔喉一边,优势孔喉半径为 $1.5 \sim 2.5 \mu\text{m}$ 。储层的排驱压力较低,一般小于 0.20 MPa ,最大孔喉半径大于 $3.7 \mu\text{m}$,毛细管压力曲线为窄平台型。此种孔喉分布类型在长6储层中较常见,主要见于粒间溶孔较发育的细砂岩、中—细砂岩中,物性相对较好,多分布在渗透率大于 1.0 mD 的储层中。

② 单峰正偏态微—细孔喉型。

孔喉分布偏向粗孔喉一边,优势孔喉半径为 $0.5 \sim 1.0 \mu\text{m}$ 。储层的排驱压力为 $0.2 \sim 0.5 \text{ MPa}$ (平均为 0.39 MPa),最大孔喉半径 $1.5 \sim 2.5 \mu\text{m}$ (平均为 $1.99 \mu\text{m}$),毛细管压力曲线为缓斜坡型。此种孔喉分布是最常见的孔喉分布类型,主要见于残余粒间孔和粒间溶孔均较发育的细砂岩中,物性相对较差,多分布在渗透率为 $0.5 \sim 1.0 \text{ mD}$ 的储层中。

③ 多峰分散型(不均匀型)。

孔喉分布极不均匀,孔喉分布范围宽,没有明显的优势孔喉范围,反映储层的非均质性较强。对应的毛细管压力曲线为陡斜坡形,排驱压力为 $0.17 \sim 1.30 \text{ MPa}$ (平均为 0.65 MPa),最大孔喉半径为 $0.10 \sim 4.41 \mu\text{m}$ (平均为 $1.42 \mu\text{m}$)。这种类型在本区长6储层中较常见,主要见于残余粒间孔发育、粒间溶孔不很发育的细砂岩中,物性一般较差,在渗透率为 $0.15 \sim 0.50 \text{ mD}$ 的储层中最为常见。

④ 单峰负偏态微孔喉型。

孔喉分布呈单峰且偏向细孔喉一边,孔喉分选较好,优势孔喉半径一般为 $0.02 \sim 0.06 \mu\text{m}$ 。储层的毛细管压力曲线为高缓坡形,排驱压力大于 0.5 MPa ,最大孔喉半径小于 $1.4 \mu\text{m}$ 。砂岩储集性质极差,多分布在渗透率小于 0.15 mD 的粉细砂岩中,多为非储层。

长6储层排驱压力(p_d)、饱和中值压力(p_{50})、最大连通孔喉半径(R_d)、饱和度中值半径(R_{50})、孔喉半径均值(R_m)、孔喉分选系数(S_p)等反映孔喉大小与分布的参数与渗透率呈现出较好的相关性。渗透率与排驱压力和中值压力呈幂函数关系,相关系数大于 0.8 ;与其他参数

呈指数函数关系,相关系数大于 0.65,说明孔喉结构对渗透率的影响较大。长 6 储层孔喉结构较差,体现出低渗透、特低渗透的储层特征。

(2) 恒速压汞分析孔喉结构特征。

恒速压汞以极低的速度(10~15mL)进汞,进汞过程接近于准静态。在此过程中,界面张力与接触角保持不变;进汞前缘所经历的每一个孔隙形状的变化,都会引起弯月面形状的改变,进而引起系统毛细管压力的变化。孔喉半径由突破点的压力确定,孔隙的大小由进汞体积确定。即恒压压汞的思路为:在准静态进汞条件下,根据进汞端弯月面在经过不同的微观孔隙形状时发生的自然压力涨落来确定孔隙的微观结构。

通过分析恒速压汞实验结果,认为代表致密油储层的长 7 储层平均孔隙半径为 163 μm ,长 6 储层平均孔隙半径为 125 μm ,致密油储层样品的平均孔隙半径为 153 μm ,长 8 储层平均孔隙半径为 147 μm ,总体平均孔隙半径相近。从 8 块代表性样品的孔隙半径分布曲线图(图 1.1)可看出,长 6、长 8 储层孔隙半径分布特征相似,主体分布在 100~160 μm 之间,区间内各级主要孔隙占总孔隙比例的 20%;长 7 储层孔隙半径主体分布在 110~240 μm 之间,区间内各级主要孔隙占总孔隙比例的 10%。数据分析表明,长 6、长 7 储层虽然都是致密油储层,但长 7 储层的平均孔隙半径总体比长 6 储层大,分布范围广。对比代表性样品的渗透率,可看出平均孔隙半径与渗透率之间无一定规律性。

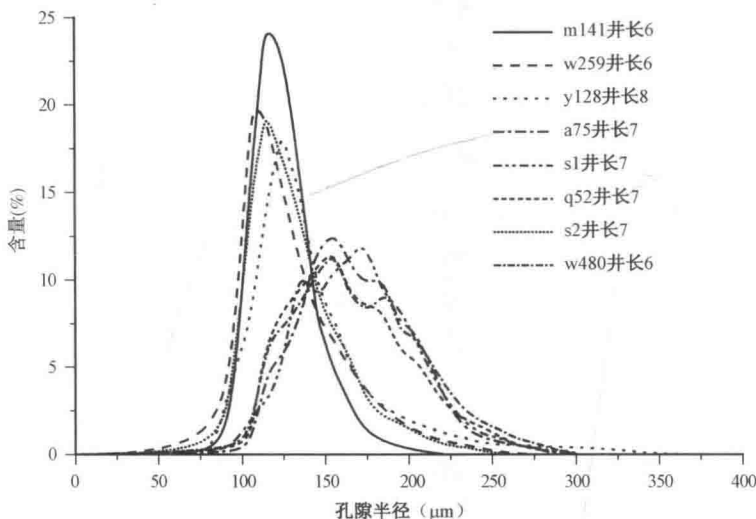


图 1.1 代表性样品的孔隙半径分布曲线

喉道半径分布特征分析实验结果表明:长 6、长 7 储层样品的平均喉道半径相近,约为 0.34 μm ,属纳米级喉道;长 8 油层组平均喉道半径为 2.29 μm ,根据李道品喉道划分标准,为中等喉道。按渗透率大小,把代表性样品分为 3 类(图 1.2):渗透率大于 1mD 的 y128 井作为第 1 类,代表常规储层,其喉道大小分布十分宽泛,半径为 0.35~4.40 μm ,各级主要喉道占总喉道的比例接近 2.8%,半径超过 2 μm 的各级喉道之和占总喉道的 60%,这应该是此类样品渗透率高的主要原因;渗透率大于 0.1mD 而小于 1mD 的 s1 井和 w259 井归为第 2 类,代表致密油储层,其喉道大小分布范围较窄,主体分布在 0.25~0.70 μm 之间,各级主要喉道

占总喉道的比例为 15% ~ 30%, 半径超过 $1\mu\text{m}$ 的各级喉道之和占总喉道的比例不到 6%; 渗透率小于或等于 0.1mD 的 m141 井、s2 井、q52 井、a75 井和 w480 井归为第 3 类, 代表另一类致密油储层, 这些样品的喉道大小分布范围更窄, 主体分布在 0.15 ~ $0.55\mu\text{m}$ 之间, 各级主要喉道占总喉道的比例均超过 40%, 半径小于 $0.3\mu\text{m}$ 的各级喉道之和占总喉道的 70%。平均喉道半径与渗透率有很好的正相关性, 相关系数大于 0.9, 说明致密油储层渗透率受喉道影响较大。

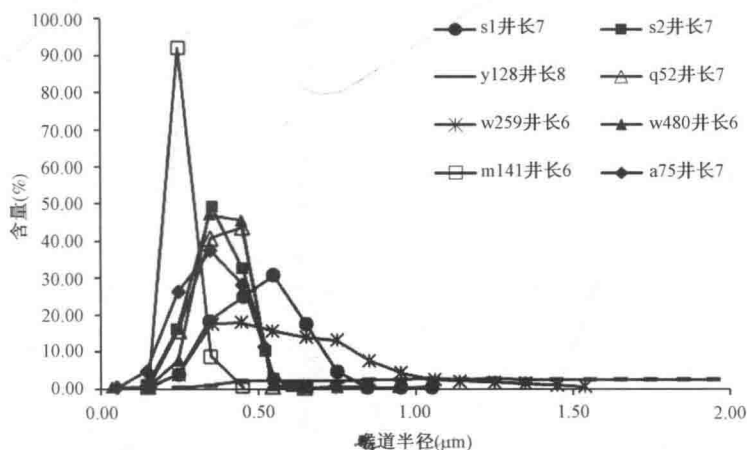


图 1.2 代表性样品的喉道半径分布曲线

1.2.3 储层天然裂缝发育特征

裂缝是低渗透储层中流体流动的主要通道, 并控制了低渗透油气藏的渗流系统。天然裂缝普遍存在于我国的低渗透油气田中, 如松辽盆地的扶余、乾安、新立、新民、朝阳沟、榆树林与头台等低渗透砂岩油田, 准噶尔盆地的火烧山油田与克拉玛依油田, 以及鄂尔多斯盆地的塔巴庙气田、曙光油田和安塞油田等, 其储层中均分布有大量的天然裂缝。按照地质力学的观点, 可将储层中的天然裂缝划分为构造裂缝与非构造裂缝两大类。

欲正确认识并区分构造裂缝与非构造裂缝, 须从观察岩心开始, 即岩心描述是裂缝研究的基础工作。裂缝性储层具有非均质性强和影响因素多的特点, 不同的储层裂缝具有不同的成因, 故而增加了认识和描述裂缝的难度。

一般而言, 构造裂缝是由局部构造运动形成的, 往往与构造样式、所处的构造位置和地层(或岩石)力学特性密切相关, 具有明显的方向性, 裂缝面常见擦痕, 延伸长且稳定, 主要分为张性裂缝、剪切裂缝和挤压性裂缝。非构造裂缝主要是由于岩体的膨胀或冷缩而形成的, 如成岩裂缝、异常压力裂缝和变质收缩裂缝等, 这些裂缝分布杂乱, 裂缝面不平整, 规模小, 延伸短。其次, 要根据构造裂缝在地质和地球物理资料中的响应来认识和描述。主要识别手段有: (1) 识别裂缝发育地区; (2) 识别裂缝发育层段; (3) 测量并计算裂缝参数; (4) 确定裂缝类型, 分析裂缝的成因、影响因素和形成时期。

构造裂缝与非构造裂缝间的区别如下:

构造裂缝发育有规律可循, 具有多个平行组系; 分布广泛, 可发育于不同岩性, 向层内裂缝

稳定延伸,分支少、长度大;张性裂缝往往粗糙、弯曲,剪切裂缝平整光滑,偶见擦痕面或阶步;一般不与孔洞共存;发育地区要存在一定的构造运动,在构造平缓地区则不发育。

非构造裂缝无一定组系,形状不规则、规模不一;分布较为有限,在很小的范围内密度、发育规模等变化很大,延伸长度及纵向切深不大;大多缝面粗糙、不平整或弯曲;常与缝洞相伴,导致在致密砂岩中钻具放空;只要条件适宜,在构造极为平缓的地区也可以发育。

1.2.4 储层宏观非均质性

储层宏观非均质性研究主要是描述岩性、物性、含油性及砂体连通程度在纵横方向上的变化。近年来,储层宏观非均质性表征研究通过与沉积学、层序地层学、地质统计学、模糊数学等学科的结合,取得了一定进展,目前较为成熟且得到广泛应用的分类方法是以裘怿楠的非均质分类方案为基础,从层内、平面及层间3个方面对储层宏观非均质性进行表征。

1.2.4.1 层内非均质性

层内非均质性是指一个单砂层规模内,垂向上控制和影响储层内流动与分布的各地质因素的综合,主要研究粒度韵律特征、层理构造、渗透率韵律、垂直渗透率与水平渗透率的比值、渗透率非均质程度、泥质薄夹层的分布频率和分布密度等。层内非均质性是直接控制和影响单砂层储能注入剂波及厚度的关键地质因素,因而需要重点研究。

对层内非均质性的评价即可从上述诸方面入手,逐一展开。

(1) 粒度韵律特征及分布特征。

单砂层内颗粒的粒度大小在垂向上的变化趋势称为粒度韵律,它主要受沉积环境和沉积方式的控制。韵律特征又可细分为如下四种。

① 正韵律:颗粒粒度自下而上由粗变细,常常导致物性自下而上变差。

② 反韵律:颗粒粒度自下而上由细变粗,往往导致岩石物性自下而上变好。

③ 复合韵律:正、反韵律的组合。正韵律的叠置称为复合正韵律,反韵律的叠置称为复合反韵律,上下粗、中间细者称为正反复合韵律,上下细、中间粗者则称为反正复合韵律。

④ 均质韵律:颗粒粒度在垂向上变化无韵律者称为均质韵律。

由于沉积环境不同,颗粒在沉积过程中显示出不同的韵律性,而不同的韵律性直接影响储层物性纵向上的差异。鄂尔多斯盆地一般情况下呈正韵律、反韵律、复合韵律和无韵律粒度的韵律性分布,对储层渗透率的垂向分布规律有很大的影响,在成岩变化较弱的地层中,粒度分布的韵律性直接决定了储层的渗透率韵律性,进而影响水驱油特征。

(2) 渗透率韵律特征及分布特征。

单砂层渗透率大小在纵向上的变化所构成的韵律性称为渗透率韵律。渗透率韵律性也相应应有4种韵律类型。一般而言,不同的渗透率特征具有不同的水淹形式,这也是造成层内低渗透部位剩余油分布相对集中与开采效果不同的主要原因。

(3) 垂直渗透率与水平渗透率的比值。

垂直渗透率(K_v)和水平渗透率(K_h)的比值对油田注水开发中的水洗效果有较大影响。 K_v/K_h 越小,说明流体垂向渗透能力越低,层内水洗波及厚度可能较小;反之亦然。

(4) 渗透率非均质程度。

表征渗透率非均质程度的定量参数如下。