

特低渗透双重介质砂岩油藏 微观孔隙结构定量表征

● 高辉 著



石油工业出版社

西安石油大学优秀学术著作出版基金

国家自然科学基金 (41102081)

教育部科学技术研究重点项目 (212172)

陕西省自然科学基金基础研究计划 (2012JQ5003)

国家科技重大专项 (2011ZX05013-005)

陕西省自然科学基金基础研究计划 (2013JQ7019)

联合资助

特低渗透双重介质砂岩油藏 微观孔隙结构定量表征

高 辉 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书通过铸体薄片、扫描电镜和物性测试等常规实验方法,评价不同孔隙喉道组合对储层品质的影响程度,定量评价微裂缝特征参数,对比微裂缝分布的差异性与储层品质的变化关系,实现对特低渗透双重介质砂岩油藏微观孔隙结构的多参数定量表征,为此类油藏的科学、高效开发提供理论参考。

本书可供从事油气勘探开发的研究人员和工程技术人员及相关院校师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

特低渗透双重介质砂岩油藏微观孔隙结构定量表征/高辉著.
北京:石油工业出版社,2014.7
ISBN 978-7-5183-0230-7

I. 特…

II. 高…

III. 低渗透油气藏-砂岩油气藏-孔隙储集层-研究

IV. P618.130.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2014)第 147577 号

出版发行:石油工业出版社有限公司
(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)
网 址:www.petropub.com.cn
编辑部:(010):64523544
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

2014 年 7 月第 1 版 2014 年 7 月第 1 次印刷
787×1092 毫米 开本:1/16 印张:11.25
字数:300 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

特低渗透储层普遍存在于国内的多个油田或区块，成为开发的主要潜力区。物性差、孔隙喉道细小、溶蚀孔和微裂缝发育是该类储层的典型特征，也是制约该类储层高效开发的关键因素，很多适用于中高渗储层的开发技术政策在用于该类储层时遇到困难或者收效甚微。由于受沉积和成岩作用的影响程度不同，特低渗透砂岩的孔隙、喉道普遍细小，喉道类型以片状、弯片状和管束状为主，且小喉道所占比例大，加之溶蚀孔发育，使得孔喉的发育和连通程度变得更加复杂，导致孔喉发育程度和匹配关系存在明显差异。表面上渗透率相近或相等的储层，其孔喉特征参数明显不同，进而表现出不同的开发效果。大量的研究发现对于特低渗透砂岩储层而言，微裂缝对提高该类储层的渗透性、改善渗流能力起到了举足轻重的作用，也是该类储层得以开发的关键所在，但与此同时也发现微裂缝的发育又明显增加了微观孔隙结构的非均质程度，正是由于微裂缝的发育存在“两面性”，使得该类双重介质砂岩储层的开发变得更为复杂和困难。如何有效地对特低渗透双重介质砂岩的微观孔隙结构进行分析评价，并最终实现定量表征，从本质上认识制约该类储层的关键因素，加以利用、回避或避免，对于科学、高效开发特低渗透双重介质砂岩储层意义重大。

国内外对低渗透和中、高渗透储层孔隙结构的研究已经取得了大量成果。但需要注意的是，相对于低渗透和中、高渗透储层，特低渗透砂岩的孔喉更加细小，微观非均质性更强。目前对微观孔隙结构的研究主要体现在动态和静态两方面，动态主要以岩心驱替和真实砂岩微观模型驱替为代表，通过镜下观察与结果统计，分析微观孔隙结构对驱替效果的影响，通过流体渗流过程中不同的渗流通道类型和驱替效果体现微观孔隙结构的复杂性，主要以定性分析为主。静态方法主要包括理论方法和测试手段，其中理论方法以分形模型描述微观孔隙结构为代表。测试手段从最初简单的物性分析到非常规再到目前先进的实验测试，都在不断地改进和完善，从常用的电镜扫描、环境电镜扫描、铸体薄片、X 衍射、图像孔隙、常规压汞等到目前先进的核磁共振、恒速压汞和 CT 扫描技术。虽然上述方法都能从不同程度上反映储层的微观孔隙结构特征，但不同的方法其侧重点不同，要解决的问题也就不同。电镜扫描、环境电镜扫描、铸体薄片、图像孔隙主要是对孔隙和喉道类型、孔喉配位数、孔隙大小、面孔率、黏土矿物类型及其赋存形态等进行分析和统计；核磁共振技术通过获取可动流体参数和 T_2 谱分布，经公式计算后得到毛细管压力曲线进而获取孔喉参数；CT 扫描主要通过图像以灰度等级来反映岩石内部的裂缝、均质和非均质特征；常规压汞技术是目前获取孔喉特征参数最主要的手段，能够从毛细管曲线上获取反映孔喉大小、孔喉分选、孔喉连通性和渗流能力的参数，但这些参数是定性或半定量的；恒速压汞能够将孔隙和喉道分开，可以定量分析孔隙、喉道和孔喉比参数的大小，分别给出孔隙、喉道的毛细管压力曲线，是目前唯一一种能够定量获取孔喉参数的技术手段。

储层裂缝的研究在国内外起步都比较晚,20世纪60年代,在美国西部白垩系储层和中东油气产层中发现天然裂缝后,在世界范围内掀起了裂缝研究的热潮。其中1968年Murry将构造横剖面看作弯曲的梁,用几何方法导出了剖面曲率值与裂缝孔隙度之间的计算公式,开始了裂缝定量研究的先河。70年代,分形理论的引入,丰富了储层裂缝研究的方法。80年代初,范高尔·拉特撰写了关于裂缝的专著,基本形成了裂缝型储层研究的理论和方法,但这些专著却不是针对裂缝本身的研究。近些年裂缝探测技术的发展,如微电阻率成像测井、裂缝识别测井和地层微扫描测井等技术极大地推动了裂缝识别和预测的深入开展。不同学者对于储层裂缝有不同的分类方法。从不同的分类角度出发,裂缝大致有以下几种分类方法:(1)按裂缝的地质成因,可将裂缝分为构造裂缝、成岩裂缝和诱导缝;(2)按裂缝形成的力学性质可以分为张性缝、张扭(剪)性缝、压性缝、压扭(剪)性缝、剪性缝;(3)按裂缝的开度,可将裂缝分为微裂缝和宏观缝;(4)按裂缝破裂面的形态可分为开启缝、闭合缝、变形缝和充填缝;(5)按裂缝产状可分为高角度缝、斜交缝、低角度缝、水平缝、网状缝。研究方法主要包括岩心观测法、地应力分析法、现代试井分析与测井解释法及生产动态分析法。如王景等应用渗透率异常频率分析法对鄂尔多斯盆地延长组主力油层的微裂缝平面分布特征进行了研究;李阳等利用古地磁定向法、岩心微层面定向法、视密度分布法、裂缝间距指数法、分形几何方法、高温高压三轴岩石力学实验方法等对渤海油田三区沙三段4砂组低渗透砂岩储层裂缝特征进行了研究;曾联波通过不同构造类型露头区和岩心分析,对不同地区低渗透砂岩油气储层裂缝的发育规律进行了对比;王瑞飞等利用薄片鉴定及物性分析方法对鄂尔多斯盆地姬塬油田上三叠统延长组超低渗透砂岩储层微裂缝进行了研究;王发长等通过岩心观察分析了吐哈盆地巴喀油田特低渗透砂岩油层裂缝分布特征;郝明强等利用多种实验测试(恒速压汞、核磁共振和压敏实验等)分析方法对微裂缝性特低渗透油藏储层特征进行了研究,对比了裂缝性和非裂缝性储层特征的差异。综合比较来看,微裂缝研究将更加注重将常规的岩心观察与先进的实验测试结果相结合,再辅以测井和生产动态分析结果,实现多参数综合定量评价。

2006年,笔者及研究团队开始注重将先进的CT扫描、核磁共振和恒速压汞技术与常规技术进行结合对我国多个地区(尤其是鄂尔多斯盆地)低孔、低渗(特低渗)储层的微观孔隙结构进行研究,取得了非常好的效果,先后承担国家自然科学基金、国家科技重大专项、国家科技支撑计划、教育部科学技术研究重点项目、陕西省自然科学技术研究计划、陕西省教育厅自然科学专项及多项油田科技攻关项目,尤其是在解决实际生产中遇到的问题时,显示出了非常好的效果。利用上述技术曾针对西峰油田庆阳地区的孔隙结构特征进行了研究,找出了单井产量的差异原因;对安塞油田沿河湾地区(微裂缝非常发育)的低孔、低渗成因进行了研究,得到了低孔、低渗背景下相对高渗带发育的规模与成因;曾对吴起油田薛岔地区长6超低渗砂岩的微观特征进行了系统研究,从本质上揭示了物性差的主要原因。但实际研究中也发现,单一和双重介质的特低渗透砂岩储层孔隙结构变化特征存在明显差异,双重介质中微裂缝发育导致了多数地区油井过早见水,单井产量很快下降,最终导致开发效果较差。笔者将这一现象的本质归结为“复杂而特殊的微观孔隙结构非均质性”,如

何实现对特低渗透双重介质砂岩微观孔隙结构的定量表征,使得在制订方案时区别对待、有的放矢是迫切需要解决的问题。鉴于笔者多年来的不断尝试和经验积累,将多项研究成果系统总结成《特低渗透双重介质砂岩油藏微观孔隙结构定量表征》一书,希望能够为石油科技工作者提供理论和技术支撑,对油田科学、高效开发有所裨益。

感谢西北大学孙卫教授在本书完成过程中给予的悉心指导和无私帮助,感谢长庆油田、延长油田科技工作者在资料收集方面给予的支持,感谢研究生田丰、郝杰、李涛、程媛等在数据整理及部分图件绘制上提供的帮助,感谢西安石油大学优秀学术著作出版基金、国家自然科学基金(41102081)、教育部科学技术研究重点项目(212172)、陕西省自然科学基金计划(2012JQ5003)、国家科技重大专项(2011ZX05013-005)和陕西省自然科学基金计划(2013JQ7019)给予的资助。

由于笔者能力有限,且特低渗透双重介质砂岩油藏微观孔隙结构的定量表征涉及的学科领域较广,书中难免有不足之处,敬请读者批评指正。

目 录

1 特低渗透双重介质砂岩油藏微观孔隙结构的定性分析	(1)
1.1 特低渗透双重介质砂岩油藏的孔隙类型	(1)
1.2 特低渗透双重介质砂岩油藏的喉道类型	(3)
1.3 特低渗透双重介质砂岩油藏的微裂缝特征	(4)
1.4 特低渗透双重介质砂岩油藏的物性变化特征	(6)
1.5 不同孔隙—喉道—微裂缝匹配关系下的物性变化	(8)
1.6 小结	(9)
2 特低渗透双重介质砂岩油藏微观孔隙结构的半定量评价	(11)
2.1 特低渗透双重介质砂岩油藏的毛细管压力曲线特征	(11)
2.2 特低渗透双重介质砂岩油藏的微观孔喉分布特征	(19)
2.3 特低渗透双重介质砂岩油藏的微观参数与物性关系	(34)
2.4 特低渗透双重介质砂岩油藏微观孔隙结构的动态模拟评价	(43)
2.5 小结	(54)
3 特低渗透双重介质砂岩油藏微裂缝参数的定量评价	(56)
3.1 微裂缝的概念	(56)
3.2 裂缝的基本特征及其影响	(57)
3.3 特低渗透双重介质砂岩油藏微裂缝的方向性、条带性和充填性	(59)
3.4 特低渗透双重介质砂岩油藏微裂缝参数的定量评价	(63)
3.5 特低渗透双重介质砂岩油藏微裂缝发育的控制因素	(69)
3.6 小结	(75)
4 特低渗透双重介质砂岩油藏微观孔喉特征的定量评价	(78)
4.1 特低渗透双重介质砂岩油藏微观孔喉参数的定量评价	(78)
4.2 不同孔喉匹配关系下的孔喉参数差异性评价	(87)
4.3 单一孔隙介质与双重介质孔喉毛细管压力曲线的差异	(95)
4.4 饱和地层水条件下的可动流体参数定量评价	(98)
4.5 水驱前后的可动油参数定量评价	(115)
4.6 水驱过程中的可动油参数定量评价	(125)
4.7 小结	(131)

5 特低渗透双重介质砂岩油藏微观孔隙结构的多参数定量表征	(134)
5.1 影响特低渗透双重介质砂岩油藏品质的关键因素	(134)
5.2 特低渗透双重介质砂岩油藏微观孔隙结构的表征	(136)
5.3 生产动态及室内水驱油实验响应	(140)
5.4 存在的主要问题和的发展趋势	(144)
5.5 小结	(144)
参考文献	(146)
图版	(155)
图版 I 主要孔隙类型	(155)
图版 II 主要喉道类型	(159)
图版 III 主要裂缝类型	(162)
图版 IV 主要微裂缝方向	(165)
图版 V 微裂缝的条带性	(167)
图版 VI 微裂缝的主要充填类型	(168)
图版 VII 吴起和牛圈湖地区不同的孔隙、喉道类型	(169)

1 特低渗透双重介质砂岩油藏 微观孔隙结构的定性分析

储集岩的孔隙结构是指岩石所具有的孔隙、喉道和裂缝的几何形状、大小、分布及其相互连通关系。将储集岩的孔隙空间划分成孔隙、喉道和裂缝是研究储集岩孔隙结构的基本前提,砂岩储层的孔隙、喉道和微裂缝类型及其孔隙—喉道—裂缝的配合关系,与储层品质有密切关系。本章以鄂尔多斯盆地典型的特低渗透砂岩为研究对象,依据常用的孔隙、喉道类型分类方法,通过铸体薄片、扫描电镜和常规物性测试,分析特低渗透双重介质砂岩储层的孔隙、喉道类型,孔隙发育程度、孔喉配置关系和微裂缝对孔隙的连通程度的影响及其与喉道之间的相互存在关系,评价不同孔隙喉道组合方式及微裂缝对储层品质的影响程度。

1.1 特低渗透双重介质砂岩油藏的孔隙类型

砂岩中存在着四种基本孔隙类型(罗蜚潭,王允诚,1986):粒间孔、溶蚀孔、微孔隙和裂隙,孔隙类型及其孔隙几何性均随着成岩作用而发生改变,孔隙类型往往很少是单一的,对于那些包含显著微孔隙和连通大孔的砂岩测井解释往往出现问题,识别效果不好。

不同地区、不同储层孔隙类型不同。张韩区块位于定边油田东部,构造位置处于陕北斜坡中部西段,长2、长6油层组是主力含油层,主要发育三角洲平原亚相,分流河道为最有利微相。姬塬地区在构造上处于陕北斜坡中西部,主力含油层系为长4+5油层组,主要发育三角洲前缘亚相,沉积微相为水下分流河道、分流河口沙坝、前缘砂状席和分流间湾。靖安油田位于陕北斜坡中东部,主力含油层系为长6油层组,主要发育三角洲前缘亚相。安塞油田处于陕北斜坡中东部,王窑地区位于安塞油田中部,沿河湾地区位于安塞油田东南部,长6油层组为主力含油层系,主要发育三角洲前缘亚相。吴起油田位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡的中西部,薛岔地区位于吴起油田东部,主力含油层系为长6油层组,主要发育三角洲前缘亚相。合水地区位于甘肃省庆阳市合水县境内,西临西峰油田,构造位置位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡西南缘。主力油层为三叠系延长组长8、长6油层组,其中长6油层组主要发育一套浊积扇沉积,长8油层组发育三角洲前缘沉积。

根据铸体薄片镜下观察与统计(图版I),张韩地区长2储层、姬塬地区长4+5储层、合水地区长6储层主要发育粒间孔、长石溶孔、岩屑溶孔和晶间孔;靖安地区长6储层、王窑地区长6储层、薛岔地区长6储层主要发育粒间孔、长石溶孔和岩屑溶孔;合水地区长8

储层主要发育粒间孔、长石溶孔、岩屑溶孔、晶间孔和微孔；沿河湾地区长6储层主要发育粒间孔、沸石溶孔、长石溶孔和岩屑溶孔。

7个研究区4个不同储层的孔隙发育程度存在明显差异，根据孔隙类型绝对含量统计对比（表1.1），其中张韩地区长2储层孔隙发育程度最高，面孔率达到了12.87%，其次为靖安地区长6储层，面孔率为7.13%，发育程度最差的为合水地区长6储层，面孔率仅为2.42%，沿河湾地区长6储层孔隙较为发育，与沸石溶孔有关。

表 1.1 孔隙类型绝对含量统计

研究区	层位	孔隙类型绝对含量（%）						面孔率（%）
		粒间孔	沸石溶孔	长石溶孔	岩屑溶孔	晶间孔	微孔	
张韩	长2	7.31		4.40	0.68	0.48		12.87
姬塬	长4+5	1.45		1.20	0.21	0.06		2.92
靖安	长6	6.18		0.69	0.26			7.13
沿河湾	长6	1.74	1.29	0.67	0.23			3.93
王窑	长6	3.90		0.73	0.20			4.83
薛岔	长6	1.90		0.56	0.16			2.62
合水	长6	0.54		1.28	0.25	0.35		2.42
合水	长8	1.96		0.88	0.31	0.27	0.2	3.62

孔隙的发育程度仅反映单位体积范围内孔隙的含量情况，而储层物性之间的差异还与孔隙之间的组合有关，因为不同类型孔隙的相对含量大小会在一定程度上反映喉道的类型和发育状况。为了进一步分析，对研究区的孔隙类型相对含量进行了对比（表1.2），结果发现，粒间孔相对含量最高的为靖安地区长6储层，相对含量达到了86.68%，其次为王窑地区长6储层，相对含量为80.75%，薛岔地区长6储层的相对含量也达到了72.52%，说明这三个地区储层孔隙类型中粒间孔占支配地位。张韩地区长2储层、姬塬地区长4+5储层、沿河湾地区长6储层和合水地区长8储层的粒间孔相对含量在44.27%~56.8%之间，次生孔隙相对发育高，各类次生孔隙合计最小为32.8%，最大可达55.72%。而合水地区长6储层的次生孔隙相对含量最高，合计达到了63.22%。次生孔隙发育程度高，可以增加渗流通道，虽然此时连通的渗流通道尺寸减小，但仍可起到较好地连通孔隙的作用。

表 1.2 孔隙类型相对含量对比

研究区	层位	孔隙类型相对含量 (%)					
		粒间孔	沸石溶孔	长石溶孔	岩屑溶孔	晶间孔	微孔
张韩	长 2	56.80		34.19	5.28	3.73	
姬塬	长 4+5	49.66		41.10	7.19	2.05	
靖安	长 6	86.68		9.68	3.65		
沿河湾	长 6	44.27	32.82	17.05	5.85		
王窑	长 6	80.75		15.11	4.14		
薛岔	长 6	72.52		21.37	6.11		
合水	长 6	22.31		52.89	10.33	14.46	
合水	长 8	54.14		24.31	8.56	7.46	5.52

1.2 特低渗透双重介质砂岩油藏的喉道类型

根据罗蜚潭和王允诚等(1986)的研究,我国砂岩的喉道类型主要以孔隙缩小型、缩颈状、片状、弯片状和管束状为主。其中孔隙缩小型喉道中喉道是孔隙的缩小部分,其特点是孔隙大、喉道粗,物性多表现为孔隙度大、渗透性好。缩颈状喉道中的喉道是孔隙之间的突然缩小部分,特点是孔隙一般比较粗大,但喉道急剧缩小,表现为孔隙度一般较大,渗透率却有可能较小的特点。而片状喉道的特点是孔隙小,喉道细且长,导致孔隙度低、渗透性差。弯片状喉道较片状喉道更加迂回曲折,流体渗流阻力更大,孔隙度更低、渗透性更差。而管束状喉道多出现在溶蚀孔、晶间孔、微孔发育的区域,多成束状出现,孔隙和喉道的差异很小,虽然孔喉比小,但由于喉道与孔隙都很细小,导致孔隙度低、渗透性差,多为无效储层。

扫描电镜、铸体薄铸体薄片镜下观察与统计表明(图版Ⅱ),张韩地区长2储层的喉道类型以孔隙缩小型、片状喉道为主,同时含有少量的缩颈状和管束状喉道,弯片状喉道少见。姬塬地区长4+5储层喉道类型以片状、弯片状和管束状为主,缩颈状和孔隙缩小型少见。靖安油田长6储层喉道类型多为孔隙缩小型和缩颈状,其次为片状和弯片状喉道。沿河湾地区长6储层喉道类型以片状、弯片状和管束状为主,偶见少量的孔隙缩小型喉道。而王窑地区长6储层喉道类型以缩颈状和片状为主,其次为弯片状和管束状。薛岔地区长6储层喉道类型多为缩颈状、片状和弯片状。合水地区长6储层喉道类型以片状、弯片状和管束状为主,长8储层的喉道类型则为少量的缩颈状和管束状、含量较高的片状和弯片状。可见不同区块不同层位的储层其喉道类型存在较大差异,这一差异是导致渗透性差异的根本原因,也是油田注水开发过程中水驱油特征不同和剩余油分布差异的主要原因。

1.3 特低渗透双重介质砂岩油藏的微裂缝特征

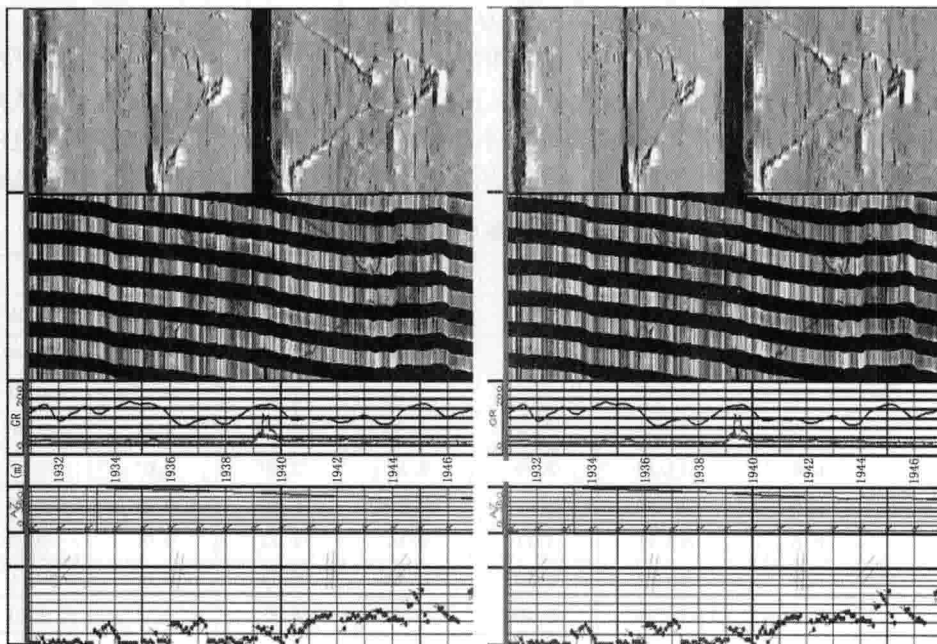
在具有裂缝的油藏中,裂缝发育规律决定着裂缝油气藏的分布规律;裂缝是裂缝性油气藏中流体的主要渗流通道,对油气井的产能有直接的影响,决定了基质的泄油能力和油井的供油面积(张抗,吴紫电,1985;吴根耀等,2009,任战利,1996)。因此裂缝不仅控制着油气藏的分布,而且决定着油气藏的产量、开发效果和注水效果,对裂缝的正确认识和预测决定了裂缝性油气藏开发的成败,也是油气藏开发方案研究的重点(王平,1993;徐怀民,2012;熊维亮等,1999)。我国现已投入开发的特低渗透砂岩,大部分都伴生有裂缝,如东部吉林的扶余、新立油田,大庆的朝阳沟油田,新疆的火烧山油田,酒泉盆地老君庙和石油沟油田古近—新近系油层,吐哈盆地的丘陵、鄯善油田侏罗系油层,准噶尔盆地的火烧山油田,鄂尔多斯盆地的延长组等(穆龙新等,2009;李道品,1997,2003)。

从油田开发动态反应来看,裂缝的作用可分为三种(穆龙新等,2009;李道品,2003):(1)显裂缝在开采动态中反应明显,作用强烈,主要表现是钻井过程中钻井液漏失严重,压力恢复曲线具有明显的双重介质特征,有效渗透率明显高于空气渗透率,油井初期产能变化幅度极大,注入水推进速度特别快,油井水窜、水淹十分严重。(2)微裂缝的作用主要表现为注水后引起裂缝方向的油井极易发生水窜、水淹现象。(3)潜裂缝在原始状态下处于闭合状态,其特征及表现和正常砂岩相似,但在外力长期作用下,这些潜裂缝可能张开发挥作用。

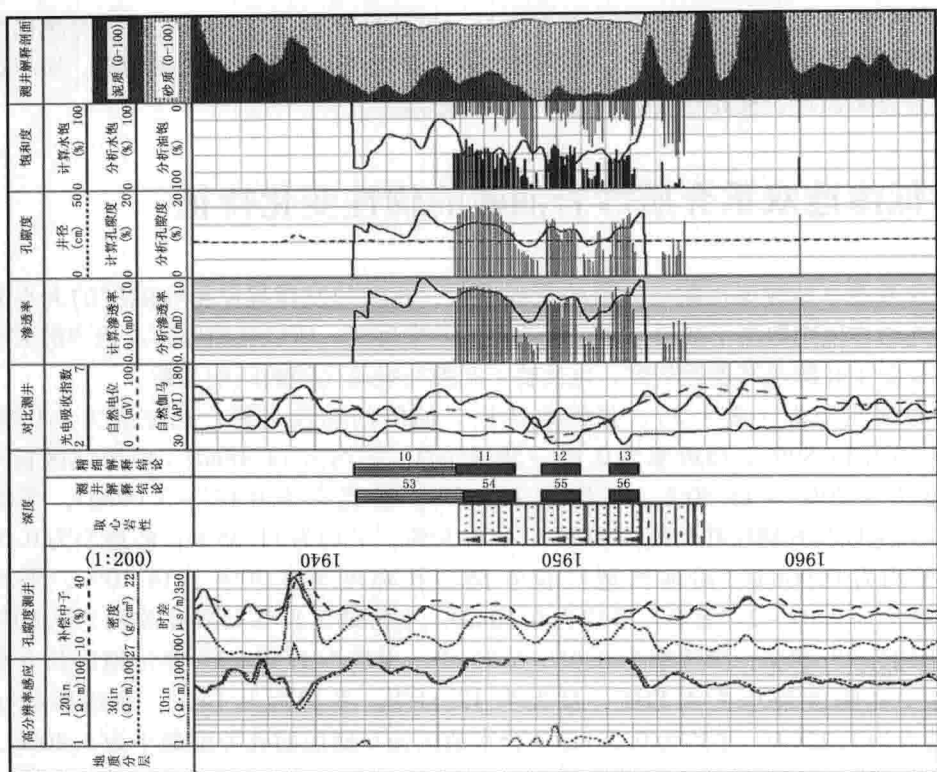
特低渗透油藏裂缝在注水开发中也具有明显的“两面性”,一方面可以提高注水井的吸水能力,弥补特低渗透储层渗透性的天然不足;另一方面裂缝容易形成高渗通道,油层非均质性极强,应力敏感性强,常规注水水窜、水淹严重。而且含裂缝油藏有一部分为双重介质油藏,基质中的原油难以开采(曾联波,2004)。所以特低渗透油藏裂缝发育特征、分布规律以及裂缝的有效性研究是开发地质研究的主要内容。

裂缝按照形态大小,可划分为宏观裂缝和微观裂缝。宏观裂缝是在野外露头、钻井岩心以及测井响应特征上可用肉眼进行观察和研究的裂缝,这部分裂缝国内外学者已进行了大量研究,研究方法已经成熟。微裂缝又称为压碎缝,岩块系统界定为被裂缝切割,由开度小于 $50\mu\text{m}$ 的微裂缝和基质组成的微裂缝—基质系统,这种裂缝利用常规的地球物理方法很难识别,只有依靠成像测井手段(图1.1)或借助于显微镜、扫描电镜等技术手段才能够进行研究(王瑞飞等,2008,2012;杨峰等,2013)。

根据曾联波等(2008)对鄂尔多斯盆地陇东、靖安、安塞等地区的研究,裂缝可以分为在构造应力场作用下形成的构造裂缝和在储层成岩过程中产生的成岩裂缝两种类型。构造裂缝分布在各种岩性中,与岩层面垂直,具有Nelson和Lorenz等地质分类中的区域性裂缝的分布特点,但又表现出剪切裂缝的特征。研究区的成岩裂缝主要表现为顺微层面发育的层理缝以及粒内缝和粒缘缝,在细砂岩中发育程度高。由于构造挤压作用相对较弱,在强烈的压实和压溶作用下,岩石颗粒之间相互挤压作用沿石英裂纹和长石解理发生破裂或沿矿物颗粒之间发生压溶而形成粒内缝和粒缘缝。粒内缝主要是石英的裂纹缝和长石的解理缝,它们主要发育在相互接触的石英或方解石矿物颗粒内,不切穿颗粒。粒缘缝主要分布在呈线状相互接触的矿物颗粒之间。岩性越粗、岩石中杂基含量越少,粒内缝和粒缘缝越发育。根据



(a) 电成像测井解释成果



(b) 常规测井解释成果

图 1.1 元 227 井长 4+5² 层电成像与常规测井解释

铸体薄片和扫描电镜显微镜下统计（图版Ⅲ），研究区的粒内缝和粒缘缝的开度小，多数开度一般小于15μm，少数可达20μm以上。粒内缝和粒缘缝起到沟通基质粒间孔和粒内溶孔的作用，使特低渗透砂岩孔隙之间的连通性变好、渗透性改善。此外，从裂缝的演化角度看，微裂缝有可能是宏观裂缝的雏形，在水力压裂过程中有可能扩展成宏观裂缝，所以微裂缝研究对压裂方案设计、提高开发效果也具有重要影响。

1.4 特低渗透双重介质砂岩油藏的物性变化特征

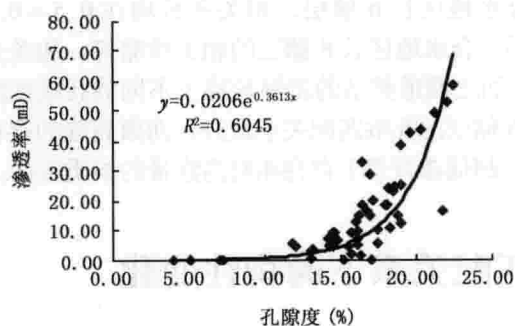
孔隙度和渗透率是微观孔隙与喉道的宏观反映，孔隙的发育程度由孔隙度的大小来反映，孔隙的连通程度则取决于喉道，通过渗透率参数来反映。所以孔隙度与渗透率的大小及其相关性既反映了孔隙及其连通程度，也反映了孔隙与喉道之间的匹配关系。

根据岩心物性分析（表 1.3），张韩地区长 2 储层的物性最好，孔隙度为 4.03% ~ 22.40%，平均为 15.89%；渗透率为 0.05 ~ 58.34mD，平均为 14.48mD。姬塬地区长 4+5 储层孔隙度为 5.20% ~ 15.50%，平均为 11.55%；渗透率为 0.02 ~ 3.09mD，平均为 0.51mD。靖安地区长 6 储层孔隙度为 5.74% ~ 18.30%，平均为 11.35%；渗透率为 0.01 ~ 10.90mD，平均为 0.96mD。沿河湾地区长 6 储层孔隙度为 3.70% ~ 14.10%，平均为 9.17%；渗透率为 0.01 ~ 2.40mD，平均为 0.50mD。王窑地区长 6 储层孔隙度为 5.60% ~ 15.60%，平均为 13.28%；渗透率为 0.01 ~ 6.86mD，平均为 1.48mD。薛岔地区长 6 储层的物性最差，孔隙度最小为 4.11%，最大为 12.11%，平均为 9.14%；渗透率最小为 0.01mD，最大为 1.22mD，平均为 0.34mD。合水地区长 6 储层的孔隙度最小为 5.40%，最大为 16.72%，平均为 12.04%；渗透率最小为 0.02mD，最大为 6.44mD，平均为 0.66mD。而该区 8 储层的物性更好，孔隙度分布范围为 6.40% ~ 17.20%，平均为 12.23%；渗透率为 0.11 ~ 4.32mD，平均可达 1.01mD。整体来看，研究的 7 个区块 4 个储层以低、特低、超低渗透为主，对比发现孔隙度参数变化较小，而渗透率变化幅度大。这一现象可以从两方面来解释，即孔隙度既不限制砂岩孔隙系统壁上小规模粗糙度所给予流体的拖拽作用，也不限制砂岩内两点之间流体必须流经的长度。这二者的变化均能改变渗透率而对孔隙度没有影响。

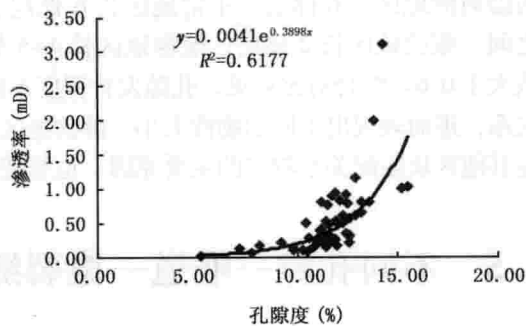
表 1.3 研究区物性对比

研究区	层位	孔隙度（%）			渗透率（mD）		
		最大	最小	平均	最大	最小	平均
张韩	长 2	22.40	4.03	15.89	58.34	0.05	14.48
姬塬	长 4+5	15.50	5.20	11.55	3.09	0.02	0.51
靖安	长 6	18.30	5.74	11.35	10.90	0.01	0.96
沿河湾	长 6	14.10	3.70	9.17	2.40	0.01	0.50
王窑	长 6	15.60	5.60	13.28	6.86	0.01	1.48
薛岔	长 6	12.11	4.11	9.14	1.22	0.01	0.34
合水	长 6	16.72	5.40	12.04	6.44	0.02	0.66
合水	长 8	17.20	6.40	12.23	4.32	0.11	1.01

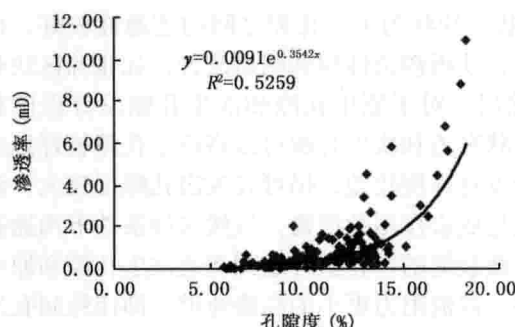
根据孔隙度与渗透率的相关性分析（图 1.2），相关性最好的是薛岔地区长 6 储层，相关系数可达 0.8645，反映较好的孔喉匹配关系。而靖安地区长 6 储层的相关性最差，其次



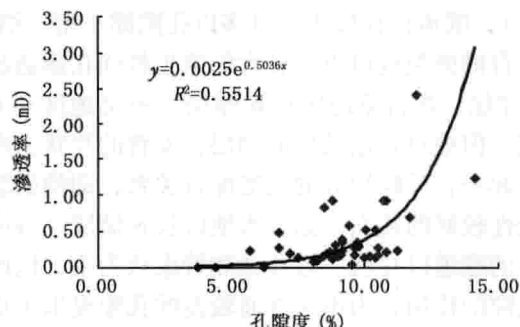
(a) 张韩长2



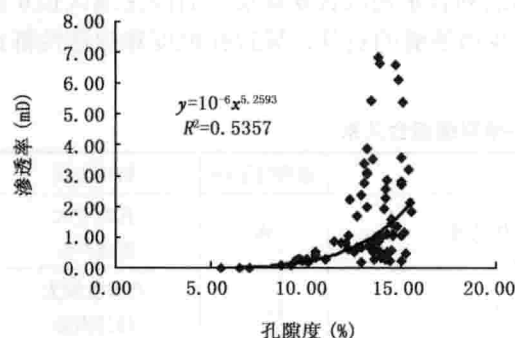
(b) 姬墟长4+5



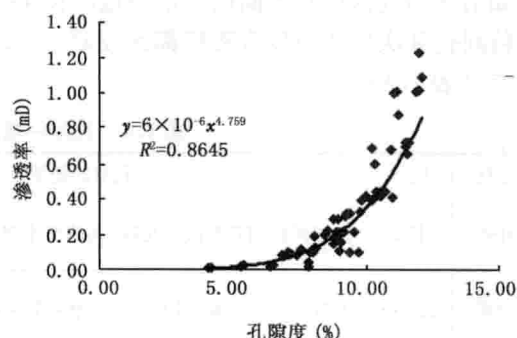
(c) 靖安长6



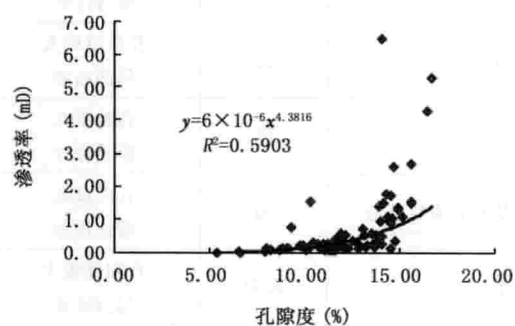
(d) 沿河湾长6



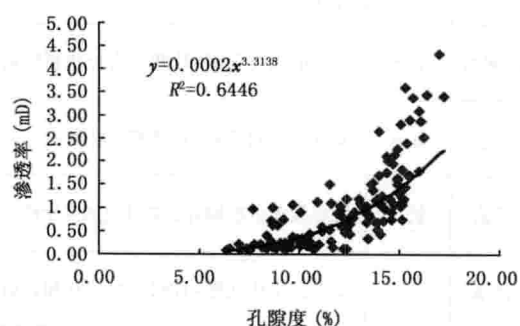
(e) 王窑长6



(f) 薛岔长6



(g) 合水长6



(h) 合水长8

图 1.2 物性相关性对比

为沿河湾地区长6储层、王窑地区长6储层、合水地区长6储层，相关系数均在0.5~0.6之间。张韩地区长2储层、姬塬地区长4+5储层、合水地区长8储层的相关性略好，相关系数大于0.6。综合对比可见，孔隙发育程度不同，加之喉道类型的差异导致了不同的孔喉匹配关系，进而表现出不同的物性大小。薛岔地区长6储层的孔喉匹配关系最好，而微裂缝的存在是其他区块匹配关系较差的主要原因，也是特低、超低渗背景下存在相对高渗带的本质所在。

1.5 不同孔隙—喉道—微裂缝匹配关系下的物性变化

原生粒间孔作为特低渗透砂岩储层最好的储集空间，如果其发育程度高（绝对含量高），喉道往往较粗，且多以孔隙缩小型、缩颈状、片状为主，孔隙之间的连通性较好，而发育的微裂缝可以将较大的原生粒间孔连通起来，使得渗透性得到明显改善，如张韩区块长2储层、盘古梁地区长6储层、王窑地区长6储层。对于原生孔隙和次生孔隙发育程度相当，但绝对含量较低的储层，发育的片状、弯片状喉道和次生孔隙可以将原生孔隙较好地连通起来，反映较好的孔喉配置关系，即使微裂缝发育程度较差，仍可表现出孔隙度较大、渗透性较好的特点，如合水地区长8储层。溶蚀孔是成岩作用的产物，虽然这种条件下沟通孔隙的喉道以片状、弯片状和管束状为主，但此时微裂缝的存在也可起到沟通次生孔隙和原生孔隙的作用，为本来连通较差的孔隙提供了更多、渗流阻力更小的高渗通道，即使粒间孔发育程度较差，喉道细小，也可形成较好的储集空间，表现出孔隙度较大，局部高渗的特点。例如沿河湾地区的长6储层、姬塬地区长4+5储层和合水地区长6储层。而薛岔地区长6储层粒间孔和次生孔隙发育程度都比較差，加之缺少微裂缝的贡献，导致孔隙度和渗透性都比较差（表1.4）。

表 1.4 孔隙—喉道—微裂缝组合关系

地区	层位	孔喉匹配关系	微裂缝影响	物性表现
张韩	长2	发育的粒间孔和次生孔隙+孔隙缩小型和片状喉道	强	孔隙度大 渗透性好
姬塬	长4+5	发育的次生孔隙+片状、弯片状和管束状喉道	较强	孔隙度较大 局部高渗
靖安	长6	发育的粒间孔+缩颈状、孔隙缩小型喉道和一定量的片状、弯片状喉道	强	孔隙度大 渗透性好
沿河湾	长6	发育的次生孔隙+片状、弯片状和管束状喉道	强	孔隙度较大 局部高渗
王窑	长6	发育的粒间孔+缩颈状和片状喉道	强	孔隙度大 渗透性好
薛岔	长6	发育较差的粒间孔、次生孔隙+片状、弯片状和管束状喉道	弱	孔隙度低 渗透性差
合水	长6	发育的次生孔隙+片状、弯片状和管束状喉道	较强	孔隙度较大 局部高渗
合水	长8	较发育的原生孔隙和次生孔隙+片状、弯片状喉道	较弱	孔隙度较大 渗透性较好

上述分析可见，微裂缝在特低渗透砂岩储层物性变化和孔喉匹配关系上扮演着重要角色，其发育程度可有效弥补由于小孔隙、细喉道造成的孔隙度小、渗透率低的缺陷。以姬塬长4+5储层为例，岩石薄片计点统计结果发现微裂缝发育的样品其基岩孔隙度平均为10.64%，裂缝孔隙度平均为0.22%，仅为基质孔隙度的2.06%；这些样品的基质渗透率平均为0.57mD，裂缝渗透率平均为1.55mD，为基质渗透率的2.72倍。但同时也应该看到，微裂缝发育不利的一面，即微裂缝发育使得孔喉之间的匹配关系变得更加复杂，使孔隙度和渗透率之间的相关性变差。根据对205块样品的物性相关性对比，84块样品发育微裂缝，孔隙度与渗透率满足指数相关，相关系数为0.612，而121块单一孔隙介质样品的孔隙度与渗透率也满足指数关系，相关系数为0.7482，要好于前者（图1.3）。

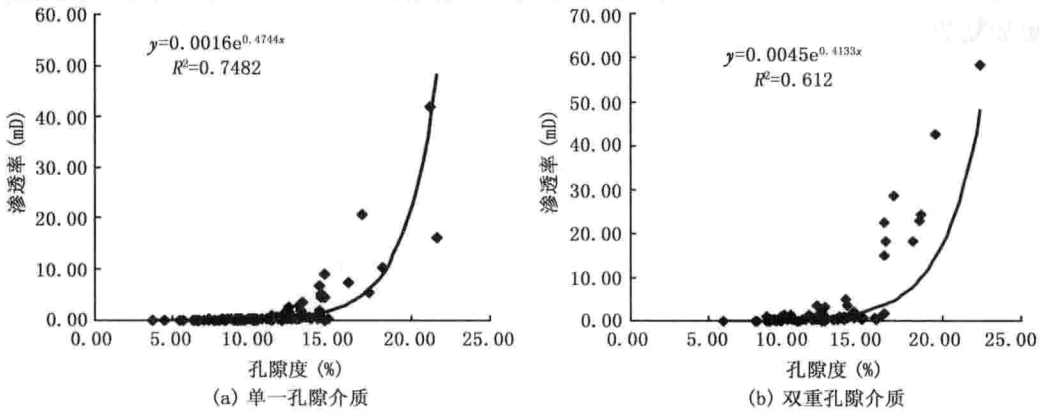


图 1.3 物性相关性比较

1.6 小结

(1) 张韩地区长2储层、姬塬地区长4+5储层、合水地区长6储层主要发育粒间孔、长石溶孔、岩屑溶孔和晶间孔；靖安地区长6储层、王窑地区长6储层、薛岔地区长6储层主要发育粒间孔、长石溶孔和岩屑溶孔；合水地区长8储层主要发育粒间孔、长石溶孔、岩屑溶孔、晶间孔和微孔；沿河湾地区长6储层主要发育粒间孔、沸石溶孔、长石溶孔和岩屑溶孔。

(2) 研究区不同储层的孔隙发育程度存在明显差异，张韩地区长2储层孔隙发育程度最高，其次为靖安地区长6储层，发育程度最差的为合水地区长6储层，沿河湾地区长6储层孔隙较为发育是与沸石溶孔有关。孔隙相对含量对比表明，靖安地区长6储层、王窑地区长6储层、薛岔地区长6储层的粒间孔占支配地位。张韩地区长2储层、姬塬地区长4+5储层、沿河湾地区长6储层和合水地区长8储层的粒间孔相对含量、次生孔隙相对发育高。而合水地区长6储层的次生孔隙相对含量最高。

(3) 张韩地区长2储层、靖安油田长6储层的喉道类型以孔隙缩小型、片状喉道为主，同时含有少量的缩颈状和管束状喉道，弯片状喉道少见。而王窑地区长6储层喉道类型以缩颈状和片状为主，其次为弯片状和管束状。姬塬地区长4+5储层、沿河湾地区长6储层、合水地区长6储层喉道类型以片状、弯片状和管束状为主，缩颈状和孔隙缩小型少见。薛岔