



水驱油田 水淹层识别与评价技术 及其应用

刘 勤 蒋福修 程华国
饶富培 徐 滨 吴欣松 编 著



科学出版社

www.sciencep.com

水驱油田水淹层识别与 评价技术及其应用

刘 勤 蒋福修 程华国 编著
饶富培 徐 滨 吴欣松

科 学 出 版 社

北 京

内 容 简 介

本书针对油田注水开发过程中寻找剩余油,定性、定量评价油层的水洗程度和水淹状况的实际需要,阐述分别通过地球化学录井和地球物理测井两个基本探测途径发展出的可以在老区推广使用的实用水淹层识别与评价方法。本书系中国石油大港油田公司科研项目——老区产能建设区块提高水淹层解释符合率方法研究的成果集成,全书共分为水驱过程中储集层及流体性质变化、水淹层荧光图像识别与评价技术、水淹层气相色谱识别与评价技术、水淹层轻烃地化录井识别与评价技术、水淹层热解地化录井识别与评价技术、水淹层常规测井识别与评价技术、水淹层识别与评价的测井新技术、水淹层综合识别与评价技术在大港油田的应用等八章。

本书对油田水淹层评价与解释技术的发展具有一定的推动作用,读者对象为石油地质工作者。

图书在版编目(CIP)数据

水驱油田水淹层识别与评价技术及其应用/刘勤等编著. - 北京:科学出版社, 2004

ISBN 7-03-014562-3

I.水… II.刘… III.油田注水-油气测井-研究 VI.TE151

中国版本图书馆CIP数据核字(2004)第113783号

责任编辑:张颖兵 彭 薇

责任印制:高 嵘/封面设计:李 静

科 学 出 版 社 出 版

北京东黄城根北街16号

邮政编码:100717

<http://www.sciencep.com>

武汉大学出版社印刷总厂印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2005年1月第 一 版 开本:787×1092 1/16

2005年1月第一次印刷 印张:9 1/2

印数:1-2 000 字数:210 000

定价:25.00 元

(如有印装质量问题,我社负责调换)

前 言

我国东部油田大多采用注水开发并已陆续进入后期开发阶段。在此阶段,定性、定量评价油层的水洗程度和水淹状况,寻找剩余油,对于提高油田开发水平和稳油控水效果至关重要。由于油田的注水和采油总是处于动态变化之中,不同区块又受到众多因素的控制和影响,使水淹层的识别和评价成为一个动态的、区域性很强的复杂课题,需要在不同的阶段和区块,采用不同的技术进行经常性研究。

大港油田是注水开发的老油田,港西油田、港东油田、羊二庄油田以及羊三木油田等几个老区均已进入高含水期,最低含水率已达到 95%。长期以来,大港水淹层的识别和评价是一个久攻未克的难题。为适应大港油田对提高水淹层解释符合率的迫切需求,中国石油大港油田公司开展了《老区产能建设区块提高水淹层解释符合率方法研究》,包括地球化学录井评价水淹层和地球物理测井评价水淹层两个专题,试图通过录井和测井两个基本的探测途径,发展实用的、可以在大港油田老区推广使用的水淹层识别与评价方法,提高水淹层解释符合率。

识别与评价水淹层的手段很多,概括起来主要包括三个大的方面:一是实验室地质分析技术;二是油藏地球化学技术;三是地球物理技术。

水淹层识别与评价的实验室分析技术,是指以岩心实验室观察和分析为依据的评价技术,目前除了常规的岩心分析技术外,我国在以下两个方面开展的研究也逐渐多了起来:显微荧光图像分析技术是对岩心样品制作岩石薄片,利用其荧光发光特征确定油水在岩石断面的宏观分布以及岩石孔隙中微观油水分布状态,确定储集层类型及油层水洗程度;饱和烃气相色谱分析技术是对岩心或者井壁取心样品进行毛细管气相色谱分析,得到 C_9 ~ C_{45} 饱和烃气相色谱曲线,利用色谱曲线的形态、不同碳位烃类相对含量及其派生参数,定性、定量地判别储集层性质和油层水洗状况。

水淹层识别与评价的地球化学录井技术,是指基于录井资料在钻井现场快速、经济地评价水淹层的技术。20 世纪 80 年代后期开始兴起的油藏地球化学,作为地球化学的一门分支学科,在油气成藏研究、勘探阶段储集层评价方面发挥着重要作用,目前正逐渐应用到开发阶段的油藏描述中。我国河南油田的李玉桓教授等自 1992 年就开始致力于将油藏地球化学技术应用到老油区水淹层的评价,为推动该技术的发展 and 普及做了大量工作,先后在《录井技术》等杂志上发表文章,介绍了用地球化学方法研究油层剩余油分布,探讨油层水洗程度与水淹状况的理论依据、解释方法和应用效果。

油藏地球化学作为一种快速评价水淹层的新方法、新技术,已成为当前研究的前沿。从我国一些油田的应用情况看,其效果是相当明显的。例如,河南油田利用热解分析、荧光图像、轻烃分析和沥青 A 族组分分析等四种手段,对密闭取心和常规取心岩样进行密集分析,使得水淹层解释符合率达到了 89.5%。辽河油田应用岩石热解分析和热解气相色谱分析两项技术,对钻井取心和井壁取心样品进行分析,在水淹层解释中,把定性解释、图版解释和相关分析等有机结合,水淹层的解释符合率达到了 85%以上。大庆油田目前以

热解分析、有机碳分析、荧光图像为主要手段评价油层水淹程度,所分析样品基本为密闭取心岩石样品,水淹层解释符合率达到了85%。但是,以上针对开发井水淹层的评价研究基本上都是建立在岩心分析的基础之上,而钻井取心的成本很高,在一定程度上限制了该技术在老油区的大面积推广应用。

大港地质录井公司于2001年3月使用油气综合评价仪,开始在枣园油田6口井中尝试利用岩屑样品替代岩心样品,开展水淹层评价,取得了比较好的效果。

到目前为止,利用油藏地球化学研究油层水淹程度,还处于探索阶段,理论研究尚不深入,应用技术尚不成熟。基于油藏地球化学的水淹层评价技术主要包括:轻烃色谱分析技术,通过对刚出筒的岩心及时取样封装,在实验室利用样品罐顶气进行 $C_1\sim C_9$ 以前正构烷烃、异构烷烃、环烷烃、芳烃等色谱分析,利用100多个单体烃的相对百分含量及不同层位的相对百分含量变化和单体烃相互比值的变化,来分析油层水洗、水淹程度状况;岩石热解分析技术,应用油气综合评价仪在钻探现场进行钻井取心、井壁取心、岩屑的热解分析,定量测定岩样中的烃类含量,残余有机碳含量,并利用热失重原理,定量计算出样品绝对孔隙度、剩余油饱和度、驱油效率,从而定量判别油层水淹状况。

地球物理测井是识别和评价水淹层的重要手段。由于油层水淹前后其测井响应可能出现明显差异,测井资料提供了认识和评价水淹层的丰富信息。我国测井工作者在这方面已经做了大量的研究工作,并取得了丰富的成果。例如,大庆油田发展了系统的水淹层测井技术;南阳油田采用消除岩性因素影响的方法识别岩性复杂的水淹层;辽河及中原油田利用灰色系统理论进行水淹层评价;江汉测井研究所应用激发极化电位测井方法评价水淹层;石油大学(北京)的侯连华等人提出了利用常规测井资料对水淹层进行从定性识别到定量判别再到定量评价的水淹层评价技术。但是,各种评价方法都具有很强的地区经验,有必要针对具体区块做进一步的研究。

目前正在发展中的可用于水淹层评价的测井新技术有:核磁成像测井评价技术,它是对岩心样品利用核磁成像特征与其他信息进行对比,确定油水在岩石断面的宏观分布以及岩石孔隙中微观油水分布状态;激发极化电位测井评价技术,它是分析水淹层激发极化和其他常规测井响应特征,发展定性、定量判别储集层性质及油层水洗状况的新方法;复电阻率测井技术,它是基于地层岩石电阻率的频散特性而发展起来的一种新的测井方法,采用两频或多频测量地层的电阻率,根据所测得信息来判别地层的含油性和识别油气水层。

水淹层的识别与评价是一个动态的、区域性极强的复杂问题,是一项日常性的工作,需要持续不断地努力和探索。水淹层评价技术的复杂性和艰巨性决定了它必须与油田地质、油藏工程相结合,在充分了解注水开发油田地质特征和开发特征的基础上,加强水淹层基础理论和实验研究,以提高油藏后期开发效果。针对油田开发的需要,应规范各类油藏的水淹层探测系列,发展新的水淹层探测和评价技术,完善水淹层解释方法。

对新区块水淹层探测和评价技术,应重点开展以下工作:

① 加强区块范围内水淹机理基础实验研究,弄清不同类型的油藏或油层水淹过程中各项物理参数的变化规律和控制因素。建立和完善适应于不同类型油藏或油层的水淹层探测系列和评价方法。以剩余油饱和度定量解释为目标,提高测井分辨率和解释符合率,形成配套的解釋软件系统。

② 在测井探测和评价水淹层方面,进一步加强响应机理和新技术的应用研究,建立单因素和多因素响应方程和模型,发展流动单元分析方法。

③ 在录井探测和评价水淹层方面,加强与其他方法的结合。进一步对利用录井资料进行水淹层水淹级别识别方法和模式进行研究,建立半定量-定量模式。

④ 逐步将测井、录井、地质、油藏工程和生产动态等结合起来开展针对剩余油的综合评价研究,实现对剩余油的综合、全面、准确的评价。水淹层评价必须更好地与开发地质、生产动态相结合,开展油藏开发中后期油藏精细描述工作,搞清剩余油的分布规律,提高油藏后期开发效果。

⑤ 加强新技术在水淹层探测与评价中的应用探索,寻找新的对水淹层特性反应灵敏的信息,提高水淹层解释符合率。

本书是《老区产能建设区块提高水淹层解释符合率方法研究》项目成果的概括和总结。

在本书组织编写过程中,得到大港油田公司开发处、科技处、油气开发事业部有关领导的关心和大力支持,得到河南油田勘探开发研究院李玉桓教授、石油大学(北京)侯连华博士等的大力帮助,得到大港测井公司、大港录井公司等单位的全力配合,在此表示衷心的感谢!

由于作者水平有限,书中不妥之处,敬请批评指正!

目 录

前 言

第一章 水驱过程中储集层及流体性质的变化	1
第一节 水驱过程中储集层变化特征	1
一、岩心变化特征	1
二、岩性参数变化特征	2
三、物性参数变化特征	2
第二节 水驱过程中流体变化特征	11
一、水驱油田开发前后油藏纵横向油水变化特征	11
二、含油饱和度变化特征	13
三、束缚流体饱和度变化特征	15
四、地层水性质变化特征	16
五、原油性质变化特征	16
第二章 水淹层荧光图像识别与评价技术	18
第一节 荧光图像分析基本原理	18
一、荧光图像的获取	18
二、荧光特性与油层水洗的关系	19
第二节 不同级别水淹层的荧光图像特征	20
第三节 水淹层荧光图像分析实例	21
第三章 水淹层气相色谱识别与评价技术	27
第一节 气相色谱分析的基本原理	27
第二节 储集层性质的气相色谱识别	28
一、油层的气相色谱特征	28
二、油水同层的气相色谱特征	28
三、含油水层的气相色谱特征	29
四、干层的气相色谱特征	29
五、水洗油层的气相色谱特征	30
第三节 水洗程度的气相色谱定量评价	30
第四章 水淹层轻烃地化录井识别与评价技术	32
第一节 轻烃地化录井基本原理	32
一、轻烃色谱分析的基本原理	32
二、轻烃组成与储集层性质的关系	33
第二节 轻烃色谱分析在水淹层评价中的应用	35

一、轻烃分析参数的选择	35
二、不同级别水淹层轻烃判别方法	35
第三节 水淹层轻烃地化录井评价实例	38
第五章 水淹层热解地化录井识别与评价技术	45
第一节 岩石热解地化录井原理	45
一、油气综合评价仪的分析原理	45
二、岩石热解地化录井的主要参数	46
第二节 热解烃类损失恢复	46
一、引起烃类损失的主要因素	46
二、常用的烃类恢复方法	47
三、烃类恢复的新方法——临界点分析法	49
四、井壁取心热解参数的恢复	51
五、岩屑热解参数的恢复	52
第三节 孔隙度和含油饱和度的计算	56
一、热失重法计算孔隙度的基本原理	57
二、热失重量的校正	57
三、孔隙度的计算	58
四、含油饱和度的计算	59
第四节 水淹程度的评价	61
一、驱油效率的计算	61
二、水淹程度的确定	61
第五节 水淹层热解地化综合评价图版的建立	61
一、热解参数的优选	62
二、判别图版的建立	62
第六章 水淹层常规测井识别与评价技术	64
第一节 常规测井水淹层响应机理	64
一、电阻率响应机理	64
二、电化学响应机理	69
三、自然伽玛响应机理	76
第二节 常规测井水淹层响应特征	78
一、电阻率响应特征	78
二、自然电位响应特征	81
三、微电极响应特征	82
四、自然伽玛响应特征	83
第三节 用于常规测井的水淹层识别方法	83
一、自然电位基线偏移法	83
二、径向电阻率比值法	84
三、井间电阻率比值法	85
四、可动水分析法	86

五、自然电位与电阻率曲线对应分析法	87
六、自然电位重建法	87
七、冲洗带电阻率法	89
八、综合分析法	89
九、侧钻井电阻率比值法	92
第四节 水淹层测井定量评价	92
一、定量评价模型的建立方法	92
二、水淹层测井定量判别	94
三、水淹层定量评价模型	96
四、区块剩余油饱和度分布研究	98
第七章 水淹层识别与评价的测井新技术	102
第一节 水淹层激发极化电位测井	102
一、水淹层激发极化电位测井响应机理	102
二、水淹层激发极化电位测井识别方法	104
第二节 水淹层复电阻率测井	106
一、水淹层复电阻率测井响应机理	106
二、水淹层复电阻率测井识别方法	108
第三节 水淹层核磁共振测井	111
一、水淹层核磁共振响应机理	111
二、水淹层核磁共振测井识别方法	111
三、核磁共振测井评价模型的建立	112
第八章 水淹层综合识别与评价技术在大港油田的应用	116
第一节 钻井取心井段水淹层综合评价	116
一、港东区块	116
二、官 195 断块	120
第二节 井壁取心层段水淹层综合评价	125
一、港东一区一断块	125
二、羊二庄二断块	132
第三节 岩屑录井层段水淹层综合评价	138
一、实施区地质与开发简况	138
二、水淹层地化评价效果	139
主要参考文献	141

第一章 水驱过程中储集层及流体性质的变化

油田在注水开发过程中,尤其是在开发的中后期,随着注水驱油过程的进行,储集层和流体特征与油田开发初期相比将发生一系列变化,而且水淹越严重,油层性质变化越复杂。储集层非均质性对水淹规律有很强的控制作用,因此,通过实验、理论分析及对实际水淹层资料分析,可揭示水驱油过程中储集层及流体性质变化,这样才能更好揭示开发过程中油层水淹特征,掌握水淹规律,进而更可靠地对水淹层做出准确评价。

第一节 水驱过程中储集层变化特征

不同地质特征的水淹层在不同水淹条件、不同水淹阶段会发生不同的变化,这些变化具体体现在岩性参数、物性参数、黏土矿物微观结构、岩石润湿性、水驱油效率以及地层压力与温度等几个方面。

一、岩心变化特征

注水开发油田,根据不同水淹时期取心井的岩心观察和分析化验资料的研究,总结出不同水淹阶段的水淹特征。根据对济阳凹陷 8 个油田所代表的 5 种沉积类型砂体的正、反韵律砂层分布,以及各种润湿性和高、中、低渗透性三类储集层的 60 多口取心井岩心资料的观察,总结出了水淹层在各个见水阶段的岩心宏观及微观变化特征,见表 1-1。

表 1-1 水淹层不同水淹阶段岩心特征变化规律

见水级别		未见水段	弱见水段	见水段	水洗段	强水洗段
水淹部位	正韵律	顶、上部	中、上部	中、上部	中、下部	下、底部
	反韵律	下、低部	中、下部	中、下部	中、上部	上、顶部
岩心颜色		浅棕、棕褐、 褐黑色	灰褐、浅棕褐、 棕褐色	灰褐、浅棕褐、 灰棕色	浅灰、灰白、 灰棕色	浅灰、灰白、 白色
染色程度		染手	染手	染手或微染手	不染手或微染手	不染手
滴水级别		3~4	2~4	2~3	1~3	1~2
CCl ₄ 沉降		分散状	凝聚-絮状	凝块-凝聚	凝块	凝块
图 像	颗粒表面 (颜色)	棕褐色、棕黄色、 浅棕、浅棕黄色	极少数颗粒(粗)显 本色,大部分为浅 棕、棕黄色	少数颗粒显本色,部 分颗粒为浅棕黄色	大部分颗粒干净 显本色(灰白、乳 白、白色)	绝大部分颗粒 干净显本色(乳 白、白色)
	含油情况	颗粒表面、之间 均有棕褐、棕黄、 褐黑色原油	绝大部分颗粒表面 有棕黄色油膜,颗粒 之间有较多浅棕褐 色原油	大部分颗粒表面有 棕黄色油膜,颗粒之 间有较多浅棕褐色 原油	颗粒表面坑凹处 及颗粒接触点和 粉细砂粒富集处, 可见小油斑、油点, 无油腻感	只有死孔隙处 有油斑
	见水情况	无水或偶见水膜	极少数颗粒表面有 水膜,极分散状存在	颗粒表面及颗粒之 间普遍见水膜,但不 连续	颗粒表面、之间水 膜呈连续状或段 塞状分布	颗粒之间、表面 水膜呈连续状 分布

续 表

见水级别		未见水段	弱见水段	见水段	水洗段	强水洗段
图像	黏土矿物	未发生变化	吸水膨胀或缩小	细小黏土微粒迁移, 吸水变形	遭破坏, 迁移或吸水变化	遭破坏较严重, 迁移
水淹驱油效率标准/%		<5	5~20	20~40	40~60	>60
取心平均驱油效率/%		2.5	11.7	26	47	66

注:① 表中部分资料来自胜利油田 ② 滴水级别:1-强水淹,2-中水淹,3-弱水淹,4-未水淹

二、岩性参数变化特征

泥质含量和粒度中值随注水开发有较为明显的变化,且在不同储集层中的变化规律也不相同。在高孔、高渗、疏松砂岩储集层中,由于注入水的冲洗等作用,使油层随注水开采而出砂严重。储集层中的泥质随注水的冲洗被冲散、冲走,并随液产出,使岩石表面变得越来越干净。泥质含量、粒度中值随注水冲洗而变化,一般随注水冲洗泥质含量越来越少,粒度中值越来越大。如由大港羊三木和港东油田河流、三角洲相储集层不同水淹阶段取心井分析资料统计表明,水淹后泥质含量明显降低,在中高含水期、特高含水期两个不同水淹时期比开发初期泥质含量分别减少 4.4%和 57.6%;粒度中值分别增大 12.4%和 32.5%,见表 1-2 和表 1-3。而在物性较差、成岩作用较强的储集层或物性较差的沉积相带(泛滥平原亚相),由于水淹较低等原因,其泥质含量和粒度中值在水驱油过程中变化不大或基本不变化。泥质含量和粒度中值变化时,储集层中的胶结物含量也发生相应的变化。

表 1-2 羊三木油田水淹前后物性变化对比表

地区	层位	水淹前					水淹后				
		井号	时间	孔隙度 /%	渗透率 / $10^{-3}\mu\text{m}^2$	泥质含量 /%	井号	时间	孔隙度 /%	渗透率 / $10^{-3}\mu\text{m}^2$	泥质含量 /%
羊三木	Ng2	羊 9-11	1971	30.6	316	35	羊梭 1	1981	33.0	2346	15
羊三木	Ng2	羊 10-13	1972	30.4	777	28	羊新 11-33	1985	31.6	781	24
羊三木	Ng2	羊 11-32	1973	31.2	799	26	羊监 1	1997	34.5	2152	14
港 东	Nm3	港 205	1967	32.8	500	22	东梭 3	1982	33.9	1000	16

表 1-3 港东油田注水开发前后储集层参数变化规律

层位	沉积微相	水洗程度	井号	孔隙度/%	渗透率/md	碳酸岩含量/%	分选系数	粒度中值/mm	泥质含量/%	完钻时间
NmⅢ 7-2	砂坝主体	中-强	东梭 3	32.30	1158.0	2.50	1.63	0.120	10.73	1982
		未水洗	港 245	28.16	245.6	4.03	1.88	0.118	11.51	1967
NmⅢ 8-3	主河道	强水洗	东梭 3	33.20	1105.9	1.20	1.58	0.115	9.60	1982
		未水洗	港 205	31.50	475.0	0.90	1.47	0.119	6.78	1967
		未水洗	港 245	30.28	220.5	0.93	1.75	0.118	9.85	1967
NmⅣ 4-3	砂坝主体	强水洗	东梭 3	32.30	2278.0	0.34	1.38	0.127	5.90	1982
		未水洗	港 14	34.33	1075.0	-	1.94	0.130	12.85	1965
		未水洗	港 205	29.50	2111.0	0.55	1.42	0.165	5.55	1967
NmⅣ 9-3	砂坝主体	强水洗	东梭 4	35.40	1399.0	1.60	1.95	0.130	14.81	1983
		未水洗	港 205	29.90	773.0	1.40	1.39	0.137	8.16	1967
		未水洗	港 29	26.01	600.8	-	1.90	0.133	15.11	1965

三、物性参数变化特征

水淹层物性参数变化特征,可通过岩心分析、实验室模拟、油田实际资料获得。

1. 岩心分析资料的变化特征

利用同一沉积微相带中同一储集层相距非常近的两口注水开发前后取心井资料,研究注水开发所引起的储集层物性变化。大庆油田利用该方法密闭取心井资料来统计储集层物性在注水开发前后的变化规律,一口为原始状态取心井;另一口为注水井,附近已对产层注入 2.5 倍孔隙体积水,该注水井对应的最近生产井含水率已达 99%。对两口取心井的岩心资料进行分析,分别建立水洗前、后岩样孔喉半径中值、渗透率、粒度中值三者之间的关系图,如图 1-1、图 1-2 和图 1-3 所示(据大庆油田勘探开发研究院资料)。由此,可以说明产层注水开采后储集层孔隙度、渗透率的变化。

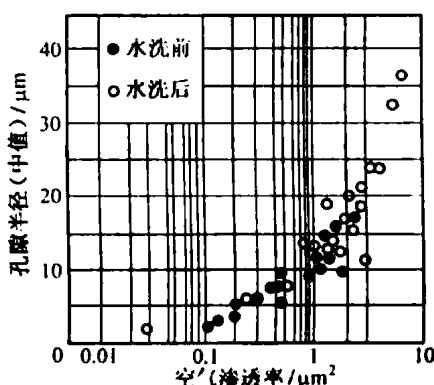


图 1-1 孔喉半径中值与渗透率关系图

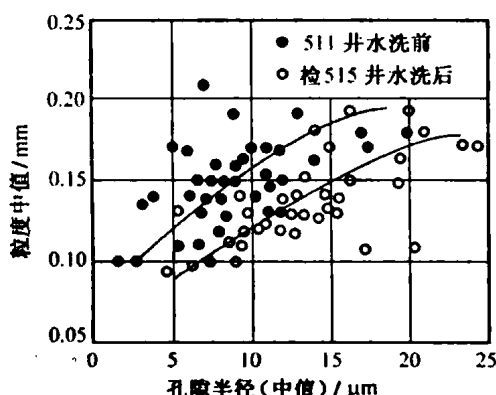


图 1-2 粒度中值与孔喉半径中值关系图

从图 1-1 看出,岩石渗透率随孔喉半径中值增大而增大,水洗前、后其变化趋势基本一致,且二者的相关性基本上未发生变化。图 1-2 表明,水洗后孔喉半径中值明显增大,约为注水前的 1.5 倍。图 1-3 说明岩石粒度中值小于 0.1mm、渗透率小于 $0.15\mu\text{m}^2$ 的低渗透性细砂岩,水驱前后岩石渗透率基本相同;而粒度中值大于 0.1mm 时,相同粒度中值的产层,水驱后的岩石渗透率比水驱前平均增大了 2.86 倍。这说明由细砂岩组成的低渗储集层,水淹前后物性参数基本不变;而由粗砂岩组成的高渗储集层水淹前后储集层物性发生较大变化。

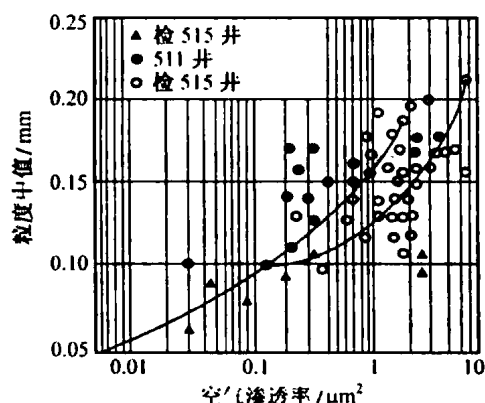


图 1-3 水洗前后岩石粒度中值与渗透率关系图

对相同条件水淹前后不同取心井孔隙度、渗透率分析资料统计见表 1-4。可见,孔隙度、渗透率大部分出现增大现象。同时,也有水淹后岩样孔隙度、渗透率比水淹前变小的情况。

实验表明,与储集层物性相关的其他参数在水淹前后也发生了较大变化。大庆油田对三口井五块渗透性较好的岩样水驱前后测量结果表明,油层经长期注水开发后,不仅岩石的孔隙度、渗透率增加,而且相对渗透率曲线也发生明显变化,主要表现为残余油饱和度平均降低约 5%,油水共渗范围平均增加 5.6%,油水两相共渗点含水饱和度向右移动约

2.5%, 残余油时水相渗透率稍有降低, 见表 1-5。此外无水采收率降低约 2.7%, 最终采收率平均提高约 2%。

表 1-4 水淹前、后岩样物性变化对比表

井号	样品号	水淹前		水淹后		水淹后相对变化 /%		
		$K/\mu\text{m}^2$	$\Phi/\%$	$K/\mu\text{m}^2$	$\Phi/\%$	K	Φ	K/Φ
A 井	270	0.799	30.8	0.920	31.0	15.1	0.6	14.4
A 井	339	0.036	20.0	0.042	23.0	50.0	15.0	28.8
A 井	510	0.158	27.2	0.454	27.5	187.3	1.1	184.2
B 井	46	0.346	27.4	0.338	26.5	-2.3	-3.3	1.0
B 井	90	0.214	28.4	0.505	28.7	135.6	1.1	132.1
B 井	106	1.307	29.1	1.355	29.0	3.7	-3.8	0.1
B 井	192	1.298	30.2	1.633	32.0	25.8	0.6	25.0
B 井	195	1.038	29.3	1.038	28.5	0.0	-2.7	2.8
B 井	243-1	1.513	28.1	2.044	27.9	35.1	-0.7	36.1
B 井	262-1	0.471	28.3	0.469	26.6	-0.4	-6.0	6.0
B 井	286	0.614	25.5	0.633	29.1	68.7	3.1	63.6
B 井	302-1	2.746	29.4	3.430	29.1	24.9	-1.0	26.0
B 井	302-2	1.895	27.9	2.464	27.8	30.2	0.4	29.7

注: 据大庆油田勘探开发研究院资料

表 1-5 大庆油田五块岩样水驱前后实验测量结果 (平均值)

参 数	水驱前	水驱后	参 数	水驱前	水驱后
空气渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	401.2	425.0	油水两相共渗点含水饱和度/%	58.5	61.0
孔隙度/%	27.9	29.0	残余油时水相相对渗透率/%	23.1	21.5
束缚水饱和度/%	38.4	37.7	无水采收率/%	16.8	14.1
残余油饱和度/%	20.9	16.0	最终采收率/%	68.4	70.4
油水两相跨度/%	40.7	46.3			

2. 实验室岩心水驱资料变化规律

利用原始状态取心井岩心资料, 在实验室中利用模拟注水过程对岩样进行水驱实验, 然后测量岩样的孔隙度与渗透率, 研究水淹前后储集层物性的变化规律。

(1) 高倍水洗后岩样物性测定

取一块经过 1000 倍于孔隙体积水洗后的岩样, 然后在岩样的注入端和采出端各截去 0.5cm, 再将岩样平分成两段, 一段为近注入端, 另一段为近采出端, 再测出他们的孔隙度与渗透率。据大庆油田勘探开发研究院资料, 岩样水驱前后沿岩样注水方向渗透率、孔隙度的变化情况如图 1-4 所示。测量结果表明, 整块岩样水驱后渗透率比水驱前增大了 17.1%; 近注入端的渗透率比整块岩样水驱前的渗透率增大了 58.2%, 近采出端比近注入端渗透率增大了 17.2%。孔隙度在水驱后有所增加, 但增加幅度较小, 且在水驱后两端的孔隙度之比基本不变。

(2) 水驱前后微观储集层参数变化特征

利用水驱前后岩样薄片, 通过图像分析等手段研究储集层孔隙微观参数变化特征。表 1-6 给出了薄片图像分析的结果, 表明岩样在水驱前后孔隙结构参数均发生了较大变化, 其中以最大孔隙直径的变化为最明显。即储集层岩石经过长时期注水冲刷后, 岩石中

大孔隙比例增加,小孔隙比例减少,孔喉内黏土及其他胶结疏松颗粒减少,孔壁变得较干净,从而使孔道的连通性变好,如图 1-5 所示。这些变化将有利于渗透率变大,从而使驱油效率提高。

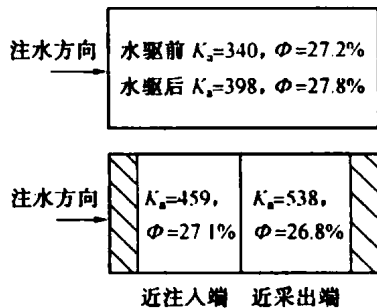


图 1-4 岩样水驱后两端渗透率、孔隙度变化

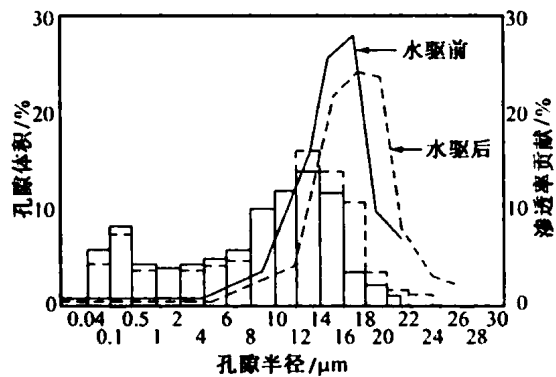


图 1-5 水驱前后孔隙特征分布变化图

表 1-6 水驱前后孔隙微观结构参数变化特征

参 数	水驱前	水驱后	参 数	水驱前	水驱后
面孔率/%	8.27	9.14	分选系数	0.665	0.679
最小孔喉直径/ μm	17.2	17.6	偏度	0.139	0.146
最大孔喉直径/ μm	90.7	248.3	尖度	2.83	2.81
平均孔隙直径/ μm	69.9	71.7	变异系数	0.167	0.172

注:据大庆油田勘探开发研究院资料

3. 物性参数变化机理

(1) 储集层物性变好机理

碎屑岩储集层中,特别是高孔、高渗储集层的有利相带,由于注入水冲刷,岩石孔壁上黏附的黏土被剥落,较大孔隙中的黏土被冲散、冲走,沟通孔隙的喉道半径加大,孔隙变得干净、畅通,孔隙半径普遍增大,迂曲度减小,连通性变好,缩短了流体实际渗流途径,岩石孔隙结构系数变小,因而孔渗性好的岩石孔隙度有一定程度的增加,渗透率增加明显。造成物性较好储集层在注水前后渗透率明显变大的主要原因是大孔隙喉道在其中所占的比例增加,以及在水洗层中微裂缝的产生;而孔隙度变化不大或基本不变化的原因是岩石骨架基本没有变化。

在高孔、高渗疏松储集层中,由于注入水的冲洗,其孔隙度变化将比较明显,并且在此种储集层中更容易形成微裂缝。例如,孤岛油田中一区馆陶组储集层,从三个不同水淹时期取心井岩心分析资料可知高孔、高渗河流相的滩脊微相储集层中,孔隙度由原始状态到中高水淹时期,再到特高水淹时期的增大率分别为 6.9%和 11.6%,如图 1-6 所示;渗透率增大率分别为 46.4%和 1064.3%,如图 1-7 所示。而在该区同层位物性较差的泛滥平原微相储集层中,三个不同水淹时期,其孔隙度和渗透率均无明显变化。

双河油田同层位水淹前后相邻两井取心井岩心分析化验资料证明有同样的变化特征,粒度中值大于 0.25mm 的中细砂岩、含砾砂岩、砾状砂岩,水洗后的渗透率比水洗前增加 1.2~1.7 倍;粒度中值小于 0.15mm、渗透率小于 $0.065\mu\text{m}^2$ 的含油细砂岩、粉细砂岩,水

洗前后油层的渗透率、孔隙度无明显变化。如大港油田油层水淹后孔隙度略有增加,渗透率增幅较大,见表 1-2 和表 1-3。物性参数变化还与水淹程度、注水压力及离注水井远近等条件有关。大港油田油层水淹前、后的取心分析资料证明,孔隙度增加幅度较小,而渗透率增加幅度确较大,如图 1-8 所示。

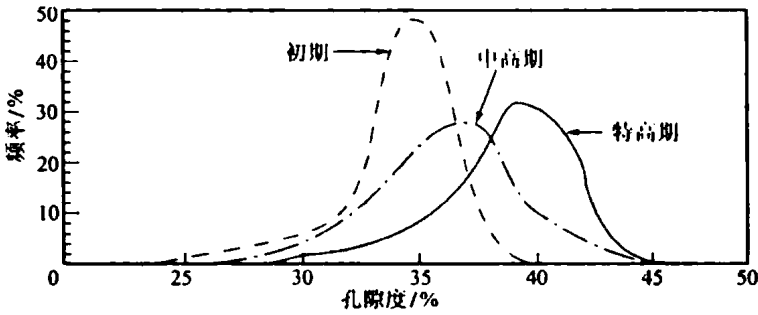


图 1-6 不同水淹时期储集层孔隙度变化规律

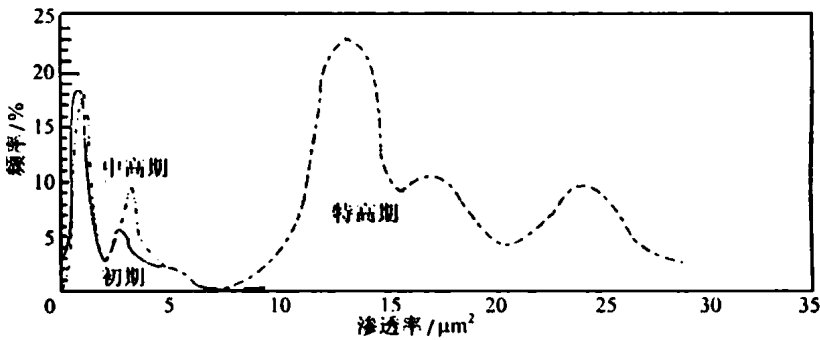


图 1-7 不同水淹时期储集层渗透率变化规律

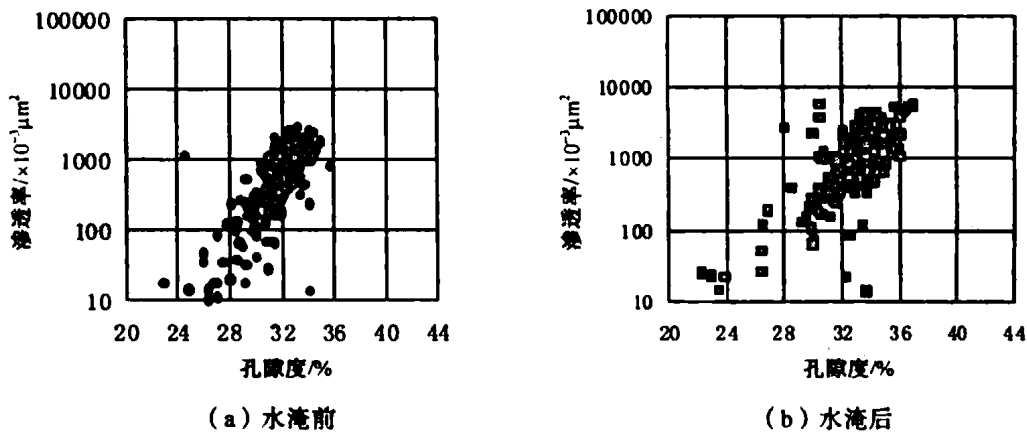


图 1-8 大港油田孔隙度与渗透率关系图

(2) 物性参数基本不变或变差机理

水淹层中也常常发生孔隙度和渗透率基本不变甚至变小的现象。这主要由注入水流速降低和外界流体引起储集层物性变差两种情况引起。注入水流速下降主要是与水淹层地下压力分布状况有关,一般在注水井附近压力较高,储集层中一些细小颗粒被水冲起带

走,当离注水井稍远以后,压力下降,流速减慢,这时被注入水带到这里的细小颗粒在此沉降下来,造成储集层物性的变化,致使孔隙度和渗透率下降。外界流体也会引起储集层物性变差,这主要表现在以下三个方面:

① 流体中固相微粒对储集层孔喉堵塞。入井液常含有两类固相微粒,一类是工程需要而加入的颗粒;另一类是固相的污染颗粒。当井眼中流体的压力超过油气层孔隙压力时,固相微粒就会被压入油气储集层内,严重时堵塞孔隙,使渗透性变差。但进入储集层的颗粒一般在近井地带造成的污染比远处严重;颗粒粒径小于孔径 $1/10$,且流体浓度较稀时,流速较大,颗粒的污染深度较大;渗透率大或裂缝性储集层,污染较严重。

② 流体与储集层岩石矿物成分的不配伍引起储集层物性下降。流体与储集层岩石矿物成分的不配伍常常加重储集层的敏感性,引起渗透率的下降,其一般规律如下:

1) 在水敏伤害方面,相同物性条件的储集层中,水敏性矿物含量越大,水敏伤害危险越大。常见水敏性矿物发生水敏伤害的强弱顺序是:蒙托石>伊/蒙混层>伊利石>高岭石和绿泥石。敏感性矿物含量相同的条件下,高渗透率储集层遇到低速、低矿化度、高价阳离子含量较高的外来液,造成的伤害相对严重。

2) 在碱敏伤害方面,pH 值越大的外来入井液对储集层的伤害越大。

3) 在酸敏伤害方面,不配伍的酸液易造成微粒和凝胶沉淀,但对大部分酸来讲,当其浓度低时更容易形成沉淀。酸敏伤害的程度取决于储集层中酸敏感性矿物的多少,酸的类型、浓度和酸化后的排放时间。

③ 外来流体与地层流体不配伍造成储集层伤害。外来流体与地层流体不配伍造成的储集层伤害主要包括无机和有机结垢,乳化和细菌堵塞以及水锁和贾敏效应等。

两种流体中如果含有高价阳离子 Ca^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} 和高价阴离子 SO_4^{2-} , CO_3^{2-} 并达到一定浓度时,可能形成无机结垢。外来液的 pH 值较高时,可能使 HCO_3^- 转化成 CO_3^{2-} 离子,引起 CaCO_3 或 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 沉淀。高 pH 值外来液可能引起原油 pH 值变化,造成沥青絮凝和其他胶状污泥等。

含有较多添加剂的外来液,如表面活性剂、微粒和改变油气层润湿性的添加剂,可能改变油气储集层中的油水界面,形成乳化液。当乳化液滴大于孔喉直径时,会造成堵塞,引起渗透率下降。此外,乳化液增大了流体黏度,使渗透率下降。

当地层中含有可分泌黏液的腐生菌、铁细菌等细菌时,一旦外来液给它们的生存带来有利条件,这些细菌就会大量快速繁殖,堵塞储集层孔隙,降低渗透率。

水锁和贾敏效应是由外来水相渗入油气储集层后,增加了含水饱和度,降低油相饱和度,导致油相渗透率降低。对低渗油气层来说,水锁和贾敏损害明显,应引起重视。

4. 黏土矿物变化特征

黏土矿物对水质及冲洗作用的反应是不一样的。根据大港、胜利、河南、大庆等油田对钻井取心扫描电镜观察与实验室测定结果,注入水、从未水洗到强水洗,岩石的黏土矿物将发生明显变化。

港东油田水淹前(港 205)后(东检 3)的 NmⅢ, NmⅡ岩心 X 衍射分析表明,水洗岩心的高岭石相对含量大大减少,绿泥石和伊利石相对含量有所下降,而伊/蒙混层的相对含量增大,见表 1-7。通过对岩心扫描电镜观察,得到黏土矿物变化的原因为,高岭石主

要以填充型分布于粒间孔隙中,在注水开发过程中容易发生运移,随着开发而从地层中带走,从而使水洗后储集层的高岭石相对含量减少,电镜下可以看到高岭石有明显的被冲散的现象。而伊/蒙混层多以薄膜型分布于颗粒表面,注水开发时不易发生运移;该区以污水回注开发为主,其矿化度接近地层水,蒙脱石不易发生膨胀或分散运移,因此,伊/蒙混层矿物的总含量变化不大,由于高岭石含量减少,所以其相对含量增大。

表 1-7 港东油田水驱前后黏土矿物变化

井号	层位	岩性	黏土矿物相对含量/%				
			I/S	I	K	C	S
港 225	NmⅢ7	含油细砂岩	66.0	4.0	25.0	5.0	80.0
	NmⅢ8	含油细砂岩	64.0	4.0	25.0	7.0	75.0
	NmⅣ4	浅灰色细砂岩	63.0	2.0	30.0	5.0	80.0
	NmⅣ9	含油细砂岩	16.0	4.0	75.0	5.0	75.0
	均 值		52.3	3.5	38.8	5.5	77.5
东 检 3	NmⅢ7	含油细砂岩	89.0	2.0	6.0	3.0	90.0
	NmⅢ8	含油细砂岩	78.7	2.7	13.7	5.0	86.8
	NmⅣ4	含油细砂岩	86.0	3.0	6.0	5.0	80.0
	均 值		83.3	2.5	9.8	4.3	86.7

注入水与油层中黏土矿物的作用很复杂,它与注入水性质、黏土矿物性质、分布状态及含量等有关。不同油田这种作用也不尽相同,而且注入水与黏土矿物的作用,是注入水引起油层物性参数发生变化的重要原因。

5. 岩石润湿性变化特征

在注水开发过程中,亲水和亲油岩石中的油水分布如图 1-9 所示。图 1-9(a)表示岩石润湿性为亲水情况下,在未受到注入水波及的地方,水附着于颗粒表面形成水膜,呈环状分布;而油则以迂回状分布连续存在于孔隙中间。在水驱油过程中,水沿着岩石孔壁窜流,油水同时流动的地方,部分油以渠道态流动,有些油则处于死胡同式的岔道内;部分油则被侵入水分割、包围,形成滞留的油滴、油珠或油块,并堵塞小孔道。水淹后岩石孔隙空间只剩下被分割的孤立油滴、油珠。

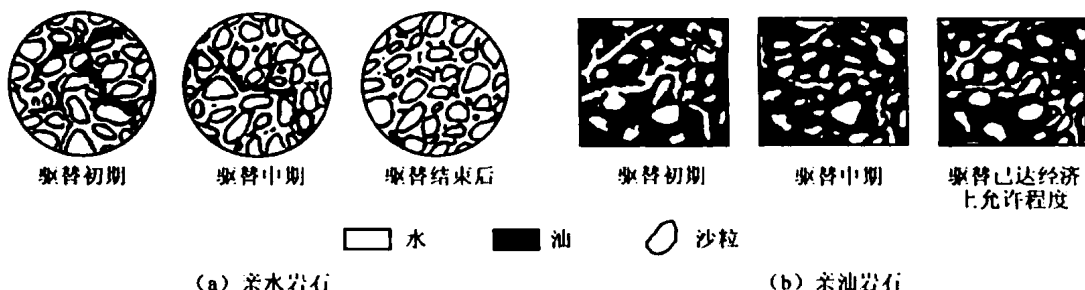


图 1-9 亲水、亲油岩石在注水过程中的油水分布图(据何更生)

图 1-9(b)表示油藏岩石光滑表面亲油时,注水过程中的油水分布状态。进入储集层的注入水首先沿着大孔道形成曲折迂回的连续水渠道。当继续注水时,水逐渐侵入较小的孔道,并使这些水侵小孔道串联起来形成另外一些水流渠道。当形成的水流渠道数目