

低渗透油藏开发 早期高含水井治理技术

——以西峰油田长8油藏为例

张荣军 著



石油工业出版社

低渗透油藏开发 早期高含水井治理技术

——以西峰油田长8油藏为例

张荣军 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书利用因素分析法与实验拟合法,对西峰油田长8油藏这一典型低渗高含水油藏开展以渗流规律为主的地质特征研究,并对此油藏的注水开发特征及见水特征进行分析,做出该低渗透油藏注水开发技术评价,最终提出高含水井综合治理技术对策。

图书在版编目(CIP)数据

低渗透油藏开发早期高含水井治理技术:以西峰油田
长8油藏为例/张荣军著. —北京:石油工业出版社, 2009. 9
ISBN 978-7-5021-7416-3

I. 低…

II. 张…

III. 低渗透油层-油田注水-油田开发-庆阳市

IV. TE348

中国版本图书馆CIP数据核字(2009)第176539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.cn

编辑部: (010) 64523612 发行部: (010) 64523620

经 销: 全国新华书店

印 刷: 中国石油报社印刷厂

2009年9月第1版 2009年9月第1次印刷

787×1092毫米 开本: 1/16 印张: 15.75

字数: 402千字

定价: 58.00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

随着我国常规油藏的开发已步入中后期,以及勘探技术和油层改造技术的不断提高,低渗、特低渗油田储量的开发已经成为我国陆上石油工业稳定发展的重要保证。

我国在低渗透油田开发方面积累了丰富的经验,已经建成了相当的生产能力,为完成国家的石油生产任务作出了重大贡献。但低渗透油田开发也存在不少矛盾,主要表现在单井产量小,甚至不压裂就无自然产能;产量下降快,稳产状况差;注水压力高,而采油井难以见到注水效果;油井见水后,含水上升快,产液指数和产油指数下降快;开采速度和采收率都比较低等。本书正是为了研究低渗油田高含水井的综合治理对策而编写的。

位于鄂尔多斯盆地西南部的西峰油田是一个整装、储量过亿吨的大型低渗油藏。经过多年开采,目前,西峰油田正面临油井见水、含水上升快、产能大幅下降的问题,严重影响油田的高效开发和稳产。本书虽然以西峰油田为例,但其成果可以为更多低渗透油田在解决油井见水快、注入水突进等方面的问题时有所借鉴。

书中针对西峰油田注水开发中存在的主要问题,研究代表性的典型油藏,以生产动态资料为基础,结合地质测井资料分析,通过对西峰油田见水井方向识别和见水规律分析的研究,从油田储层特征、采油工艺等多方面分析西峰油田油井含水上升的影响因素;在低渗透油藏渗流规律研究和西峰油田注水开发技术评价的基础上,利用裂缝堵水、周期注水等多项现场控水稳油技术有针对性开展见水井综合治理工作,并跟踪分析评价治理效果;在此基础上,提出一整套针对区块井网适应性的合理控水稳油治理方案。

本书主要介绍了西峰油田长8油藏地质特征研究工作;利用因素分析法与实验拟合法研究低渗透油藏渗流规律;对西峰油田的注水开发特征及见水特征进行分析;开展西峰油田低渗透油藏注水开发技术评价研究;并提出高含水井综合治理技术对策。

本书在完成过程中得到了西北大学孙卫教授、西安石油大学陈军斌教授的支持和帮助,作者特致深深的谢意。在本书的撰写过程中,还得到了长庆油田分公司宋广寿、杜寻社、石道涵、张志国、李建霆、李兆明、蒋志辉以及西安石油大学的李琪、陈明强、胥元刚、高永利、王瑞飞、秦文龙等同志的关心和支持,同时中国石油长庆油田分公司研究院、油气院、第一采油厂、第二采油厂以及延长油田公司等单位在资料提供上给予了大力支持和帮助。特别是作者的研究生张景、陈晨等在书稿的整理上付出了很多努力,在此一并致谢。

本书获西安石油大学优秀学术著作出版基金资助。

由于作者水平有限,书中定有不当之处,敬请广大读者批评指正。

作 者
2009年8月

目 录

第 1 章 绪论	1
1.1 课题研究背景、目的和意义	1
1.2 低渗透油藏开发及调整现状	1
第 2 章 西峰油田油藏地质综合特征研究	13
2.1 概述	13
2.2 沉积特征及相带展布	17
2.3 储层特征	27
2.4 小结	55
第 3 章 西峰油田低渗透储层渗流规律及实验研究	56
3.1 低渗储层的渗流规律	56
3.2 低渗透非线性渗流研究	69
3.3 室内实验研究方法及其结果分析	73
3.4 小结	93
第 4 章 西峰油田注水开发特征及见水分析	95
4.1 西峰油田注水开发特征	95
4.2 见水及含水上升特征	96
4.3 见水方向识别技术及实施效果	101
4.4 含水上升原因分析	136
4.5 注水压力升高原因分析及增注工艺	145
4.6 小结	148
第 5 章 西峰油田低渗透储层注水开发工艺适应性评价	149
5.1 注水开发井网系统分析与评价	149
5.2 注采系统分析及评价	168
5.3 超前注水技术评价	175
5.4 低渗透油藏开发的油层伤害与防治	185
5.5 小结	197
第 6 章 西峰油田早期高含水井治理技术及效果分析	198
6.1 裂缝堵水调剖技术	198
6.2 周期注水技术	226
6.3 线状注水技术	234
6.4 精细注采调控技术	235
6.5 小结	238
第 7 章 结论和建议	239
参考文献	241

第 1 章 绪论

1.1 课题研究背景、目的和意义

我国已开发的油田中，低渗透油田占有一定的比重，而在未动用储量中，大部分是低渗透储量。因此，对已开发的低渗透油田如何改善开发效果，尽快有效开发未动用的低渗透储量，对稳定油田产量，保持我国石油工业持续稳定发展具有十分重要的现实意义。

近几年的勘探与油藏评价证明西峰油田长 8 油藏是一个整装、储量超过亿吨的大型低渗岩性油藏。此油藏主要受到岩性变化控制，目前共有 6 个开发区块：白马中区、白马南区、董志区、庆阳区、什社区以及合水区。主要开发 3 个区块：白马中区、白马南区和董志区。截至 2006 年 11 月，西峰油田（主力区块）见水井 402 口，占全油井总井数的 34.53%，与见水前相比，损失油量 567.1t。2006 年新增见水井 157 口（包括新投见水井 14 口），二次含水上升井 45 口，共损失产能 224.71t/d。全年因含水上升造成产量损失预计达到 21600t，直接导致油田递减加大 2.24%，严重影响油田的高效开发和稳产。

经见水及含水特征分析认为，西峰油田见水主要受油层微裂缝发育及储层非均质性影响。裂缝性见水，注入水沿裂缝单向突进，含水上升速度快，见水井主要分布在裂缝发育区。受储层非均质性影响的孔隙性见水，油藏平面、剖面矛盾显著，层间差异大，受沉积微相控制，注水井层间吸水不均匀，造成薄层吸水，超注层突进，导致油井见水。

按照“总体温和，局部调整，边部加强，提高波及系数”的原则，依据不同的油层物性、裂缝发育程度，分流动单元确定不同的注采调控政策和做好水井剖面改善工作；针对油田开发中存在的矛盾，为提高水驱动用程度和水驱效率，综合运用见水方向识别技术、成因分析技术和见水治理技术，并取得预期成果。在评价分析见水治理效果的基础上，提出一整套控水稳油治理方案。

1.2 低渗透油藏开发及调整现状

本书主要讲述针对裂缝特征研究及开发实践、启动压力梯度机理及应用、非线性渗流规律，低渗透油田注水开发现状及注水开发调整等几个方面所开展的工作。

1.2.1 裂缝特征研究及开发实践

西峰油田长8油藏微裂缝或隐裂缝比较发育,由于采用注水开发和压裂方式投产,致使储层中的隐裂缝开启。一方面起到了油气运移通道的作用,另一方面容易造成注入水沿裂缝窜流,造成油井过早水淹。针对裂缝性低渗透油藏特点及开发特征,国内外开展了多方面的研究工作^[1-3],对裂缝性低渗透油藏的形成特点^[4]、地质和油藏特征^[5-7]、裂缝识别监测^[8-12]以及裂缝性低渗透油藏的开发特征^[13-15]、井网优化设计^[16-20]及井网调整^[21-25]都进行了相应的实践和研究,形成了一整套的裂缝检测、裂缝监测、测井识别等现场技术和以油藏工程、数值模拟等手段为基础的裂缝性低渗透油藏注水开发井网优化设计技术,取得了较好的生产效果。

曾联波^[26]等根据地表露头、岩心、薄片资料和实验资料,对鄂尔多斯盆地上三叠统延长组裂缝的分布特征及其成因进行了分析,又从全盆地的角度对鄂尔多斯盆地上三叠统延长组裂缝的分布特征、裂缝发育的差异性及其成因机制入手,在分析不同地区延长组特低渗透砂岩储层裂缝分布特征的基础上,对裂缝的成因类型、形成时期及其成因机理进行了深入的探讨,提出了岩层非均质性影响不同方向裂缝发育的新认识。

本书所研究的西峰油田主要发育有高角度构造裂缝、水平层理缝、粒内缝和粒缘缝等成岩裂缝,粒内缝和粒缘缝是沟通储层基质粒间孔和粒内溶孔的两个重要通道,能使特低渗透砂岩储层孔隙的连通性变好。裂缝的形成与分布受古构造应力场以及储层岩性、岩层厚度和岩层非均质性等内外因素的影响,现今应力场影响裂缝的保存状态与渗流作用。在燕山期和喜马拉雅期构造作用下,该区分布有北东向、北西向、近东西向和近南北向四组裂缝,但是由于岩层非均质性的影响,主要表现为两组近正交的裂缝分布形式。受现今应力场的影响,北东向裂缝的连通性好,张开度大,开启压力最小,渗透率最高,是该区的主渗流裂缝方向,这也是开发井网部署时需要考虑的裂缝方向。从影响裂缝形成分布的内外因素入手,在储层非均质性地质建模的基础上,结合实际岩石破裂准则,是定量预测裂缝分布规律的有效途径。

随着油田开发,地层压力下降,不同方向裂缝的渗流作用会发生改变。不同方向裂缝的渗透性还将发生动态变化,这也是特低渗透砂岩油藏开发中后期井网调整的重要地质依据。

王震等^[27]采用野外观察、井间示踪剂、动态注水、压裂等方法对延安地区长6油层组进行裂缝识别和特征研究,确定了该地区裂缝主要方向以及砂岩厚度与裂缝密度成负相关关系,从而得出结论认为生产井排应垂直裂缝走向,布井时在平行裂缝走向应加大井距,垂直裂缝走向缩小井排距离,避免裂缝对其他生产井的影响。得出注水压力应低于地层压力且注水井不要压裂;裂缝可对垂直其方向的生产井减弱注水效果,造成部分井水淹。

岩性对裂缝的影响主要表现在延安地区长6岩石致密,颗粒分选中等,这种密度大的岩石容易遭受破坏变形。本区泥岩中裂缝不发育,裂缝从砂岩伸展至泥岩处消减,但泥岩夹层受陆相沉积影响,粘土质成分不纯,常含砂质、钙质等组分,提高了泥岩的脆性及强度,而且该地区各口生产井均进行了压裂,从而更易产生裂缝,导致不同组系的构造裂缝和在成岩过程中的裂缝相互沟通。砂岩厚度对裂缝的影响主要表现在裂缝密度与砂岩厚度成反比关系。

采用5700测井、大地点位和古地磁等多种测试方法在该地区进行最大主应力测试。根

据目前各种测试结果并结合区域最大主应力及裂缝方位分布,西峰油田白马中区长8段最大主力及裂缝方位为北东 $70^{\circ}\sim 90^{\circ}$,该区裂缝发育方位与区域最大主应力方向吻合。

通过前人一系列的工作得出结论,认为微裂缝在延安地区的存在比较普遍,且具多向性,但以北东方向为主,东南向次之:砂岩厚度和裂缝密度成反比的关系,砂岩比泥岩裂缝密度大。由于地层的非均质性及地层裂缝的存在,应垂直裂缝方向布生产井,在平行裂缝走向上布井时应加大井距,在垂直裂缝方向时应缩井排距离,以提高采收率,注水压力应低于地层压力。裂缝连通的注水井所注入水的波及范围较大,是有利的注水区块;注水井不宜压裂,否则将加重注水的指进现象,而使其他井的水驱效果差。

1.2.2 低渗透油藏渗流规律及应用现状

对于西峰油田长8油藏的渗流规律,为带启动压力梯度的非达西渗流。启动压力梯度的存在,使油藏渗流呈现异常复杂性。

在实际低渗透油藏中,由于孔隙半径和边界层厚度几乎在同一数量级上或者更小,再加上多孔介质以及粘土的影响,这种固—液边界层的影响会大大增强,流体流动的阻力除了粘滞力,还有固—液界面的分子作用力,使得流动产生了非常复杂的综合现象,从而影响了地层流体在低渗透油藏多孔介质中的渗流特征,使得渗透率在油藏中的渗流规律具有明显的非线性特征,出现启动压力。

大量研究表明,低渗透油藏渗流过程中边界层的存在是产生启动压力梯度的主要原因之一^[28-29]。

研究低渗透储层渗流的渗流规律,应该反映渗流过程的物理模拟规律,寻找正确描述这种渗流过程的数学表达式。在低渗油藏渗流规律研究方面,围绕启动压力梯度,开展对低渗透油藏渗流机理和规律的研究比较深入^[30-35]。目前的研究主要从两个方面展开。一方面是用数学方法去合理描述典型低渗透条件下渗流曲线^[36],而另一方面在于建立带启动压力梯度的数学理论模型上^[37]。另外,也发展了基于流—固耦合理论的低渗渗流规律研究^[38-39]。

针对低渗油藏裂缝微裂缝比较发育,对裂缝性低渗透油藏的水驱油机理和规律进行了多方面的研究^[40],发展了考虑吸渗的多孔介质渗流和各向异性的双重介质油水两相渗流理论模型^[41-46]和基于裂缝性低渗油藏流—固耦合理论与数值模拟方法^[47-48]。

在低渗油藏模拟方面,从流体在低渗透多孔介质中的渗流机理出发,通过室内基础研究和基础理论研究,运用流体边界层理论,发展了考虑启动压力梯度的渗流物理模拟和数值模拟方法。

郭永存等^[49]从推广的达西定律^[50]入手,详细推导了其渗流控制方程,讨论了初始条件和各边界条件,考虑表皮效应和井筒储集常数,引入有效井筒半径,将低渗条件下的控制方程和边界条件无量纲化,建立了有启动压力梯度渗流问题的数学模型,并给出了无网格方法的数值模拟结果,为有启动压力梯度油藏开采提供理论依据。对于没有建立比较全面的数学模型,他们从拓展的达西定律出发,详细推导了低渗透问题和 Bingham 流体渗流问题的数学模型,这两种问题需要的启动压力梯度是由于不同原因产生的,最后得到两者的渗流方程、边界条件以及启动后的压力特性具有非常相似的地方。

韩洪宝等^[51]从流体在低渗透多孔介质中的渗流机理出发,通过室内基础实验和基础理论的研究,以及物理模拟和数值模拟方法,运用流体边界层理论,分析了由于启动压力梯度

的存在而使低渗储层产生非达西渗流的机理和规律,建立了描述低渗油气非达西渗流模型,并对长庆油田某特低渗区块一个菱形反九点注采井网进行了实例模拟计算。计算结果表明启动压力梯度的存在不但降低了低渗透、特低渗透油田的开发指标,而且增加了开采难度。增大注入率、缩小井距可以在某种程度上降低启动压力梯度的不利影响。并且认为低渗多孔介质中流体边界层的存在是启动压力梯度产生的根本原因;启动压力梯度的存在使得单井产量降低,采出程度下降,含水率上升;当油田进入开发中后期时,启动压力梯度的影响非常明显。

刘建军等^[52]认为低渗透油藏中的裂缝具有不连续、不均匀、各向异性的特点,双重介质模型很难适应裂缝性低渗透储层的特点,既反映裂缝对油藏渗流的影响,又便于现场应用于油藏数值模拟的等效连续介质模型。他们将渗流力学与弹性力学相结合,建立裂缝性低渗透油藏的流—固耦合渗流数学模型,并给出了数值解。通过数值模拟对一实际井网开发过程中孔隙度、渗透率的变化以及开发指标进行计算,并和刚性模型以及双重介质模型的计算结果进行了分析比较。最后利用刚性模型、双重介质模型和等效介质模型分别对一井网采用定压力生产时的情况进行了数值模拟。这项工作的结论认为,裂缝性低渗透油藏中的流—固耦合作用不容忽略。

确定启动压力梯度的大小是低渗油田建立有效驱替压力系统的关键。一般对于尚未投入开发的特低渗油藏,首先通过室内实验确定是否存在非达西渗流,在井网部署中充分考虑启动压力梯度对储量动用程度的影响,从而确定建立有效驱替压力系统的合理井网密度(井距和排距),力争一次开发井网获得较高的采收率。

刘建军等又根据等效思想,得出了裂缝性砂岩油藏等效渗透率张量和变形场等效力学参数的计算方法,建立油藏渗流和变形的等效连续介质模型;通过分析渗透率与应变之间的耦合关系,得到了裂缝性砂岩油藏流—固耦合渗流计算的数学模型,并给出了计算方法。研究成果对认识裂缝性砂岩油藏的渗流规律有重要意义。

研究油水在孔隙—裂缝介质中的渗流微观机理,利用微观岩石薄片模型,研究了不同裂缝分布情况下,孔隙—裂缝介质中水驱替油的微观过程,分析了裂缝形态、孔隙结构等因素对油、水渗流的影响,得出了裂缝的形态、方向和密度对水驱油渗流机理有显著的影响,且裂缝与注入端和采出端相通时突破时间越短,水驱剩余油越多。在两条平行裂缝情况下,一旦水进入裂缝,水在裂缝中运移的速度就高于主流线的推进速度,抑制了水在主流线的推进,使水线推进均匀,扩大了水的波及面积,其规律为随裂缝与主流线夹角的增加,水驱突破时间增加,水驱剩余油减少。

裂缝与基质孔道连通,使基质中的油向裂缝中输运,裂缝作为输运通道,有利于基质中油的采出。在本实验相同裂缝形态的条件下,水驱替油效率随静水压力的增加而增加。水驱剩余油的产状与分布受裂缝的形态、方向和密度、孔隙结构的拓扑学性质和水驱油速度有关。一般情况下,裂缝及裂缝周边的剩余油最少,远离裂缝的三角区剩余油最多。剩余油少的地方,剩余油以占据大孔隙中的油珠、油丝和数个孔道的油片的形态存在;剩余油多的地方,剩余油以占据周围由小喉道包围的数个到数十个孔道的大油片的形态存在。

李恕军等^[53]以安塞油田特低渗透油藏为例,应用压力叠加原理研究地层压力分布规律,计算注采井间压力及压力梯度分布曲线,结合室内实验、试井分析及现场测试确定的启动压力梯度值,确定建立有效驱替压力系统的合理井排距。基于此项工作开展的以强化注水、不

稳定注水、沿裂缝线状注水、注水产液剖面调整为主的注采调整以及裂缝侧向加密调整,取得了明显的稳产效果。多项工作的结论认为影响安塞油田注水开发效果的主要因素是非均质性较强,注水开发启动压力梯度大,天然微裂缝较发育,油井见水后采液、采油指数下降等。进行以强化注水、不稳定注水、沿裂缝现状注水和注采剖面调整为主的注采调整以及裂缝侧向加密调整,使安塞油田连续五年持续年产百万吨以上,开发水平保持在一类水平。特低渗透油田建立有效驱替压力系统的关键是确定启动压力梯度的大小。对于尚未投入开发的特低渗透油藏,建议首先通过室内实验确定是否存在非达西渗流,在井网部署中充分考虑启动压力梯度对储量动用程度的影响,从而确定建立有效驱替压力系统的合理井排距,力争利用一次开发井网获得较高的采收率。

低渗透油藏具有启动压力梯度,因此其渗流规律与高、中渗透油藏不同。对注水井排和采油井排的定压水驱进行数值模拟,分析了低渗透油藏水驱采收率的影响因素,其中包括多孔介质孔隙结构、油水相对渗透率曲线、启动压力梯度、注入速度和注采井距。经过分析后,得到低渗透油藏的水驱采收率受到启动压力梯度的影响,启动压力梯度越大,见水时间越早,产油量和产液量越小,阶段采出程度、无水采收率和水驱采收率越低;而增大生产压力梯度,可以有效地降低启动压力梯度的影响,生产压力梯度越大,见水时间越早,产油量和产液量越大,阶段采出程度、无水采收率和水驱采收率越高;增大生产压力梯度的方法有增大注入量和减小注采井距两种,都可以提高低渗透油田的开发效果。

通过对室内实验数据进行分析,可以确定原油通过低渗透多孔介质时启动压力梯度的大小^[54]。

郝斐等^[55]针对单相和油水两相流体启动压力梯度的产生机理和对渗流规律的影响问题,通过稳态“压差—流量”测定启动压力梯度法。分别用模拟油、地层水、注入水和蒸馏水对我国某油田 119 块典型特低渗岩心进行驱替实验,得到了单相和油水两相渗流的启动压力梯度值,分析了启动压力梯度的变化规律。

李忠心等^[56]对长庆油田三叠系油藏 25 块不同渗透率的岩心进行室内驱替实验,获得实测启动压力梯度。依据考虑启动压力梯度后的一维非达西定律,对实验数据进行回归分析,确定低渗透油田启动压力梯度与地层平均渗透率呈幂函数关系,并得到了相应的关系表达式,绘制了启动压力梯度与渗透率关系的双对数坐标理论图版。结合低渗透油田实际,得到了不同生产压差下确定极限注采井距的双对数坐标理论图版,为低渗透油田开发确定合理井网密度提供理论依据。

物理模拟和理论研究都表明,不同渗流介质测得的启动压力梯度与渗透率均成幂函数关系,并且幂指数近似为 -1 。同时,由于毛细管力和贾敏效应作用,油水两相启动压力梯度远远大于单相渗流的启动压力梯度。

刘曰武等^[57]则重点介绍了低渗透油藏试井分析确定启动压力梯度的方法和实际应用意义,并给出了低渗透油藏试井分析模型与常规中高渗油藏试井分析模型的对比。还通过实例测试资料分析,指出了目前低渗油藏试井资料分析的一种常见错误。在对西峰油田的岩心研究中,将实验室测定的驱动压力梯度与渗流速度数据进行回归分析,再与考虑启动压力梯度的理论渗流速度公式结合,可以得到求解启动压力梯度的数学模型。通过对启动压力梯度的数学模型分析,可知影响启动压力梯度的主要因素有流体流度和驱动压力梯度,而非单纯的渗透率这一项因素。理论上讲,随驱动压力梯度的增加,启动压力梯度先增大后减小。实际生产中,低渗透储层驱动压力梯度较小,启动压力梯度与驱动压力梯度成正比,与流度成

反比。

利用启动压力梯度可以计算低渗透油藏非线性渗流条件下油井产量、极限注采井距等。从而找出合理开采措施，达到增产的目的。通过确定低渗透油藏启动压力的三种方法分析，对试井解释方法确定启动压力梯度的方法的重点介绍，确定低渗透油藏启动压力梯度的实际意义。并且给出了低渗油藏试井分析模型与常规中高渗油藏试井分析模型的对比。最后结论认为使用试井解释方法确定低渗透油藏的启动压力梯度是一种实际意义较大的方法。

1.2.3 低渗透非线性渗流研究现状

国内外从事低渗透特殊渗流规律研究的方向主要集中在启动压力测试及其影响因素的研究领域。主要是启动压力梯度的测试方法、测试结果的应用、影响启动压力的主要因素、考虑启动压力对油田开发指标的影响计算、低渗透油田试井方法和试井结果的影响、非线性程度判据，裂缝性岩心中非线性渗流等。

后来，国外由于市场经济原因，对低渗透油田的开发这方面不够重视，因此，在欧美等市场经济发达的国家除了少数的研究院所进行了少量的渗流规律和油藏过程计算方法的研究外，基本上没有进行这方面的研究工作。在 20 世纪 50 年代，苏联有关的人员开始进行了主要研究，但由于这方面的研究难度大，取得的主要认识还不是很深刻，一直局限在启动压力的研究。

国内西安石油学院的阎庆来教授^[58]在新中国成立初期是首先对此问题进行研究的，之后中国石油大学、西安石油学院、西南石油学院、中国科学院渗流流体力学研究所、相继开展了类似的研究，并且取得了一定的成绩。中国科学院渗流流体力学研究所系统地开展了低速非达西渗流的研究，揭示了渗流的规律。

随着实验水平的发展和计算机的大量应用，求解非线性问题已经成为研究的热点。在实验研究方面主要集中在启动压力的物理实质与力学描述这两个方面，并在渗流方程方面已经取得了一些认识，但多数文献都是局限于在数学处理时所采用的渗流方程中附加一启动压力，没有从影响低渗透非达西机理的角度来考虑^[59-60]。

黄延章等^[61]人研究了低渗透油层中油水渗流特征及规律，改善低渗透油层开发效果，得出了启动压力梯度与渗透率成反比；与原油极限剪切应力成正比的结论。当存在启动压力梯度时，渗透率越小，单井产量幅度越大；原油的极限剪切应力和井距越大，单井产量减小幅度越大。又从研究低渗透低速非达西渗流机理出发，重点研究边界层对渗流规律的影响通过实验与理论相结合的方法研究边界层对渗流的影响。他们采用了两种粘度相同、性质不同的油，一种是原油，一种是模拟油。结果表明，在相同压力梯度下，原油的边界层厚度要比模拟油的边界层的厚度大得多；边界层厚度越大，非达西现象越明显；渗透率越低，边界层对渗流规律影响越明显。

郑祥克等^[62]推导出低速非达西渗流的产能方程，为流入动态关系（IPR）曲线方法在低渗、特低渗透油藏中的应用提供了理论依据。这一方程对影响流入动态的主要因素进行了敏感性分析，应用结果也表明，该方法所得结果与试井分析以及岩心实验结果具有可比性，而该方法使用更简便，且结果可满足工程分析的精度要求。结论认为在低渗、特低渗透储层采用放开压差比较有利；在密井网条件下产能递减的幅度比稀井网慢，并且生产优势明显。

谷建伟等^[63]在考虑油藏存在启动压力、毛细管力、重力等因素情况下,推导了低渗透油田油水两相渗流时生产参数含水率、无因次采油指数、无因次采液指数的变化形式,并具体分析三种因素对生产参数的影响,指出毛细管力和启动压力的存在增加了含水率,增加了无因次采液指数,对无因次采油无影响。结论认为,对于水湿油藏,毛细管力和启动压力的存在使含水率增加。重力对含水率的影响与地层倾角有关。

吕成远,孙志刚^[64]等测定了三个不同渗透率级别的低渗透砂岩油藏样品的非达西渗流曲线,采用“毛细管平衡法”与传统的“压差流量法”相结合,保证了非达西渗流曲线的完整性。在每块实验样品的平均渗流速度与单位粘度的驱替压力梯度的关系坐标中,利用二次函数拟合实验数据点,通过二次函数曲线切线的斜率和截距的变化来描述低速非达西渗流中岩心渗透率和启动压力梯度的变化,探讨了启动压力梯度与空气渗透率、流体粘度、驱替压力梯度的关系以及低速非达西渗流段的渗透率变化与空气渗透率和单位粘度的驱替压力梯度的关系,并回归得到了经验公式。结论认为,用上述方法可以较为完整地测定低速非达西渗流曲线,驱替压力梯度的变化影响着渗透率、启动压力梯度。

刘慈群、邓英尔^[65-66]根据低渗透介质非线性渗流运动规律三参数连续函数模型,用椭圆渗流的概念,建立了垂直裂缝井开发低渗油藏定常和非定常非线性渗流数学模型。该模型的结论认为:垂直裂缝井开发低渗透油藏时,按非线性渗流规律与按线性渗流规律计算的结果差别明显,线性与非线性定常渗流压力分布在椭圆坐标系中分别为直线和曲线,线性定常渗流压力梯度不随椭圆坐标变化,非线性定常渗流压力梯度随椭圆坐标增大而减小;非线性渗流的影响半径发展速度比线性渗流慢;在同一无量纲时间下,非线性非定常渗流的井底压力比线性渗流的大;在对垂直裂缝井开发低渗透油气藏进行油气藏工程计算时,应考虑非线性渗流的影响。

邓英尔等根据实验结果,首次提出了低渗透非线性渗流规律的连续函数模型,为低渗透非线性渗流的研究从定性分析到定量分析奠定了基础。在此之后,又基于此模型建立了低渗透非线性定常和非定常渗流数学模型。导出了非线性定常渗流压力分布和产量公式,运用影响半径的概念和平均质量守恒的方法导出了非线性非定常渗流压力分布和影响半径公式。邓英尔等又基于旋转椭球的概念和等价发展圆柱面的思想,建立了油水两相非达西椭球三维渗流数学模型。这一模型属于具有活动边界的非线性问题。分别运用特征线法和有限差分法求解,得到了含油饱和度分布和活动边界的变化规律。为水平井注水开发低渗油田的数值模拟研究奠定了基础。

贺伟等^[67]针对低渗储层气体低速非达西渗流机理进行了研究,探讨了低渗岩石气体低速非达西渗流的物理实质和一般规律,认识到了含水状态下岩样渗流偏离达西定律的现象并可以用“启动压差”和“临界压力梯度”两个参数来描述。

王端平、时佃海等^[68]根据胜利油田低渗透油藏实际,定义了技术极限井距概念;根据渗流流量方程和流速方程,结合室内实验确定的实验模型(临界驱替压力梯度)和现场资料,提出技术极限井距计算公式。他们在针对非达西流的工作基础上,推导出含启动压力梯度流动下的产能方程,为解析曲线方法在低渗、特低渗透油藏中的应用提供了依据,同时也对影响流入动态的主要因素进行了敏感性分析。

张继成、吴景春^[69]等选取天然岩心和人造岩心进行了室内渗流实验,研究了低渗透油藏启动压差的形成机理及变化规律、非达西流动的产生条件及其渗流规律,并建立起三类流体非线性渗流时的流动方程。这一实验的结论认为,低速非线性渗流是客观存在的,渗流曲

线呈非线性关系, 渗流方程由非线性和线性组合而成。

丁海涛、杜政学等^[70]论述了大庆外围低渗透油田非线性渗流过程中的压力损失、有机垢、无机垢、储层敏感性及入井液的固相颗粒等造成的储层伤害类型, 分析了储层伤害的典型实例及采取相应保护措施后的效果, 提出了低渗透油田要采取早期注水保持地层能量, 采用高水质注水保证油层具有稳定的吸水能力, 采用优质工作液降低油层伤害程度, 建立敏感性数据库和智能判别系统等保护储层方面的建议。

葛家理等^[71]针对低渗透油田储层天然裂缝发育、开发过程中油层渗透率非常数、地下流体渗流不服从达西定律的性质, 从变形介质渗流理论研究入手, 建立了变形介质带启动压力梯度的非线性渗流的数学模型, 推导出了变形介质非线性稳定渗流条件下, 油井的产油量和压力计算公式, 并对弹性介质达西渗流、变形介质达西渗流、弹性介质非达西渗流和变形介质非线性渗流条件下, 油井产油量进行了对比分析。

贾振歧、邱勇松^[72]认为流体在低渗低速下渗流时, 具有一定的弹塑性。实验证明, 这种特性与介质和流体的种类和性质有关。论证了渗流环境、多样性的表面性及多变的物理现象和化学反应过程等几个方面对非达西渗流的影响。低渗透油藏的孔隙越小、喉道越窄, 孔喉比就越大, 因此具有很大的比表面能和自由能。而固、液表面的分子作用力越强, 则启动压力就越高。在注水开发过程中, 相界面的变化引发了多种物理过程和化学反应, 进而引起流体的非达西渗流特征。

阮敏、何秋轩^[73-74]在大量实验研究的基础上, 采用蒙特卡洛数值解法来确定临界点, 克服了早期利用图版法确定临界点的不足。以临界点作为低渗透非达西渗流由非线性渗流区向拟线性渗流区转变的标志, 界定了两种不同的渗流规律。同时, 提出一种临界参数判别法, 用于判定低渗透多孔介质中的渗流形式为确定低渗透油田开发渗流计算方法提供了理论依据。确定该渗流形式出现的条件, 在实验研究的基础上, 针对引起非达西渗流的主要作用机制, 如流体粘度、介质渗流率、孔隙几何结构等进行了讨论, 运用因次分析方法, 提出了一个综合判据。

又认为低渗透油藏注水困难的原因是低渗透非达西渗流视渗透率的变化、油水两相渗流的有效渗透率降低、地层压力降低所引起的压力敏感性伤害和注入水质不合格所引起的不配伍性伤害等。针对这些影响因素, 阐明了改善低渗透油田注水开发效果的途径。

赵明跃、王新海、雷霆等^[75]人建立了高速非达西渗流的物理模型和数学模型。用数值的方法, 建立了相应的数值模型即差分方程, 通过求解和编制相应的软件, 模拟了不同紊流条件下的井底压力响应与地层压力分布, 并探讨了不同紊流条件下, 井底压力响应特征和地层压力分布特征。这项工作的结论认为, 在表皮系数不变、全部打开地层的条件下, 定产量生产时, 高速非达西渗流比达西渗流使井底压力下降得更快。这项工作涉及的方法可用于研究高速非达西渗流的井底压力响应特征, 还可以用于高速非达西渗流的试井分析。

李莉等^[76]考虑油、水两相渗流均存在启动压力梯度, 以及岩石存在应力敏感因素, 建立了三维油、水两相非达西渗流数学模型, 并利用差分方法对一个正方形注采单元进行求解。

姚约东等^[77]经过大量的室内实验研究, 发现石油渗流除了通常的线性达西流和高速紊流外, 还有三种新的运动形态, 即亚高速、低速及超低速, 并且在无因次关系曲线上找到这五种流态相互转化的临界值。在考虑井筒储集和表皮效应的前提下, 建立了双重介质油气藏低速非达西渗流有效井径试井的数学模型。这项工作的结论认为, 低渗透油层中渗流规律可

描述为,低速下为非达西渗流,随着流速的增加,变为达西流;渗透率越低,原油粘度越大,亚临界流速越大,非线性渗流区域越大,油井的产能降低快;适当加密井网,缩小井距,减小非线性渗流范围,可以提高产能。

周涌沂^[78]认为近井区为双孔介质达西渗流,远井区为存在启动压力梯度的低速非达西渗流模型的特殊复合油气藏渗流模型。

渗流的非线性和流态的多变性是低渗透复杂介质中的主要渗流特征,也是当今渗流力学界关注的难题。作者根据实验并结合微分原理,提出了低渗透复杂介质系统内非线性渗流的微分线性描述方法,不但可以描述流体的非线性,而且还能描述流体流态的多变性。

1.2.4 西峰油田注水开发及调整实践

目前对低渗透油田开发的特殊性有比较全面的认识,除启动压力梯度的影响之外,低渗透油田开发最大的影响因素与裂缝有关,往往低渗透砂岩天然裂缝比较发育,或是水力压裂造成的人工裂缝也比较普遍。无论是原生的或是人工压裂形成的都是控制低渗透地层渗流的主要因素,由于裂缝的存在,低渗透油田开发对注水井网的部署就极为敏感,确定合理的井网部署是低渗透油田开发成败的关键因素。可以归纳为“既要大力采用先进适用的工艺技术,努力提高油田产量,又要千方百计节省投资,降低成本”(李道品等,1997;闵琪等,1998)^[79]。

李松泉等^[80]认为低渗透油田开发的合理注采井网应该是不等井距的沿裂缝线状注水井网。这样的井网不仅可以获得较大的波及体积、油井见效明显、防止油井发生薄性水淹,同时由于注水井距加大使井网总井数减少,经济效益明显提高。

注采井距是影响特低渗透油藏开发效果的关键,目前主要根据渗透率和启动压力梯度大小来确定。可是这种方法有局限性,通过物理模拟实验分析了启动压力梯度和应力敏感系数的变化规律,得到其数学描述形式,建立了特低渗透油藏非线性渗流数学模型。针对目前求解特低渗透油藏合理井距的局限性,基于修正后非线性稳定渗流数学模型和叠加原理,提出求解特低渗透油藏合理注采井距的新方法。这种方法除了能够考虑储层渗透率、注采压差外,还可以考虑流体粘度、启动压力梯度、预期产量以及介质变形程度的影响,同时也形成了合理注采井距优化理论图版,也方便油田现场的应用。

多项工作的结论认为,在对不同粘度油品启动压力梯度和储层应力敏感系数变化规律进行了数学描述,为建立特低渗透油藏非线性渗流数学模型和考虑多因素影响时合理井距的确定奠定了基础。基于修正后非线性稳定渗流数学模型和叠加原理,提出求解特低渗透油藏合理注采井距的新方法。该方法在考虑储层渗透率、注采压差之外,还可以考虑流体粘度、预期产量、启动压力梯度以及应力敏感程度的影响。相同条件下,油藏渗透率越大、注采压差越高,合理的注采井距可以适当放大;而期望产量越高、原油粘度越大、启动压力梯度越大、介质变形越严重,合理的注采井距也就越小。根据计算得到合理注采井距,绘制了合理注采井距随渗透率、流体粘度、注采压差、预期产量、启动压力梯度以及应力敏感程度变化的理论图版,方便现场应用。

合理井网部署的两个关键问题是裂缝的走向和基质渗透率与裂缝渗透率的比值。前者确定井排方向,后者主要确定注水井网的井排距。低渗透油层低的单井采油能力和吸水能力注定了低渗透油藏必须采用密井网和油水井数比低的井网。对于井间干扰的传统认识需要更新。井间干扰是注水见效的必要条件;井距缩小单井产量不会降低,注水井的吸水能力是选

择合理井网井距的关键^[81]。

一般低渗透油田注采井网有正方形井网、五点井网、反九点井网以及菱形反九点井网等。通过对不同井网整体压裂后采油速度和采出程度的数值模拟,认为菱形反九点井网相对扩大了地层主应力方向上的注采井距,缩短了垂直主应力方向上的井排距,比较有效地改善了平面上各油井的受效程度,而且能大大延缓角井水淹时间,当角井含水较高时可以转注,从而形成整排斜对的矩形五点注采井网系统,具有良好的后期调整灵活性,应作为低渗油藏开发的推荐井网,但该井网初期注采比较低,在维持地层压力和提高采油速度方面有一定的局限性^[82-84]。

另外,选择合理井网形式还受油藏地质特征^[85]、开发水平以及储层裂缝发育程度^[86]等多种因素影响^[87-88]。

侯建峰^[89]以具有代表性的长庆安塞油田坪桥区特低渗透油藏为例,利用数值模拟手段对裂缝性特低渗透油藏的合理开发井网系统进行了详细论证。

特低渗透油藏开发初期采用的正方形反九点井网可压裂缝长度受到限制、单井产能低、边井见效差而角井又容易水淹;菱形反九点井网虽然改善了平面上各油井的均匀受效程度,开采效果好于正方形反九点井网,但仍未根本解决对压裂规模的限制以及单井产能低、注水能力差的问题。矩形井网沿裂缝方向线状注水更适合特低渗透油藏的特征,既可对油井和注水井进行大型压裂,提高单井产能和注水波及体积,又能防止油井暴性水淹。

屈雪峰等^[90]采用油藏工程计算、数值模拟、室内化验分析和现场试验的方法,对西峰油田白马区长8油藏地质特征制定合适的开发对策。通过合理的井网系统和注水时机以及添加剂的采用,在白马区获得了较好的开发效果。这一工作的结论认为,采用菱形反九点井网实施超前注水开发,并在注入水中添加粘土稳定剂和润湿性反转剂可以改善长8油藏的开发效果。

合理井网密度是低渗透油田开发的一个重要问题。科学合理的井网密度应该是能达到储量损失小、最终采收率高、采油速度较高和开发效果较好,又能取得较好的经济效益。

一般采用经济评价的方法,以盈利为基准,合理井网密度是盈利最大时的井网密度,而极限井网密度是盈利为零时的井网密度。一个油田(油藏)的实际井网密度应在二者之间,并尽量靠近合理井网密度。

国内外对于水驱采收率与井网密度的关系做了很多调查统计研究,目前已经建立并在油田开发上常用的水驱采收率与井网密度关系的经验公式主要有谢尔卡乔夫公式(简称谢氏公式)、前苏联全苏石油研究院统计的经验公式(简称前苏联经验公式)、国内北京石油研究院统计的经验公式(简称国内经验公式)等。在进行经济评价和确定经济极限参数时,大多采用谢氏公式并结合投入产出原理进行经济分析计算。

姜瑞忠等^[91]利用长庆安塞油田和吉林油田的实际资料,通过对比上述三种公式计算结果,对低渗透油藏压裂井网的水驱采收率与井网密度关系进行了探讨。结果表明,对于常规方式注水开发井网,在利用经验公式计算不同井网密度下水驱采收率时,前苏联经验公式计算结果明显偏大,而谢氏公式偏小,国内经验公式相对比较可靠;对于压裂注采井网,特别是实施大规模整体压裂的低渗透油藏注采井网,利用已有经验公式计算水驱采收率或进行经济评价时有一定偏差。因此上述几种经验公式对低渗透油藏都有很大的局限性,这些公式并不能准确反应低渗透压裂井网尤其是大规模压裂井网的水驱采收率与井网密度关系,结合压裂优化和井网优化,有必要建立新的经验公式。

近年来,结合油田生产实际提出了多种确定合理井网密度的方法。各种方法总体上都是基于谢氏公式基础上展开的,只是采用了不同的计算准则,如单位面积总效益最大化准则^[92],油田开发期内的净收入^[93-94]等。

在注水开发时机方面,长庆油田三叠系油藏经历了安塞油田试采区不注水、先导和工业化试验区晚注、全面开发区注采同步和靖安油田同步和超前注水四个阶段。

在借鉴国内外同类油藏开发经验的基础上^[95-99]研究适合西峰油田油藏特点的超前注水开发模式,针对储层压力系数低、地饱压差小、启动压差大等特点,提出并实践了超前注水理论与试验,形成了特低渗油藏超前注水技术。

在超前注水技术研究方面,目前主要开展的研究就是超前注水的机理分析和工艺参数确定。超前注水的基础理论研究尚处于不断深化、完善过程中,目前的研究认为,超前注水的作用机理主要是保持了较高的地层压力,建立了有效的压力驱替系统,避免或降低了因地层压力下降造成的储层伤害等。

采用超前注水技术开发低孔低渗油田,合理的超前注水时机是低渗油田保压开采的关键,因此要计算合理的超前注水时间,保持较高的压力水平和生产能力,使油田有充足的能量。超前注水开发是低孔低渗油田一种有效的开发方案,不仅适用于新油田的开发设计,同时也适用于老油田的开发方案的调整。超前注水始终保持了较高的地层压力,有利于提高最终采收率。

超前注水降低了油井的初始含水率。超前注水可以避免原油物性变差,减少原油的渗流阻力,有效地保证原油渗流通道的畅通,提高注入水波及体积,提高产量。超前注水使地层保持了较高的压力水平,建立了有效的压力驱替系统,使油井产量较高,初期递减较小,含水较低。超前注水保持较高的地层压力,可降低因地层压力下降造成的地层伤害。油层物性越好,超前注水效果也越好,超前注水时间长,油井初期产能高;物性相近超前注水时间长的井产量也较高,因此可以通过超前注水提高单井产能。超前注水井开发效果明显好于同步和滞后注水,超前注水油井产量高,递减小,见效稳产期长。初产、见效稳产期及整个生产时间,单井日产能均高于同步和滞后注水井区。

唐建东等^[100]以低渗透—特低渗透油层物理试验结果为基础,描述了低渗透油藏弹塑性特征,通过推导低渗透油藏产能方程,建立了低渗透油藏水驱开发指标概算的方法,提出了一种低渗透油藏超前注水合理时机的计算方法,并从理论上进行了验证,研究了合理注水时机与渗透率的关系。这一部分工作的结论认为,低渗透油藏存在一个超前注水合理时机,且随着渗透率的增加,最佳超前注水时间缩短。

经过多年的实践和研究,对低渗透油田注水开发调整有了比较深入的认识,发展了以超前注水、早期强化注水^[101]、周期注水^[102-104]、裂缝堵水^[105]、精细注采调控^[106-107]、注采剖面调整^[108]、水平井技术^[109-110]、剩余油预测^[111-112]等一系列开发调整技术,现场实施效果良好,油井见效程度提高、油田递减减缓、含水上升稳定、压力保持水平趋于合理,水驱储量控制与动用程度提高。

韩德金等^[113]根据大庆外围已开发扶杨油层油藏的地质特征和注水开发动态特点,研究了低渗透储层有效驱动体系、裂缝基质系统渗流特征、裂缝储层水驱油特点以及裂缝储层渗吸法采油机理等,应用矿场资料求取的启动压力梯度,建立了有效的驱动模型,以提高油层有效动用为核心,进行了线状注水方式和井网加密调整的研究和现场实践,提高和改善了大庆外围低渗透油田的开发效果。

根据鄂尔多斯盆地成功开发的主要特低渗油田——安塞、靖安、华池油田长 6、长 3 油藏的储层特征及开发实践^[114]，李忠心等提出了改善特低渗透油田注水开发效果的注采参数、注水方式优化及调整技术^[115]。

西峰油田正式投入开发以来，采取超前注水方式补充地层能量，注水几年后出现注水压力升高、注水量降低的问题。西峰油田储层粘土含量高，高岭石和伊利石在粘土矿物中的相对含量也高。为了找出这一问题的原因，杨立华等人进行了储层物性流动性研究。多组岩心体积流量实验及正反向流动实验表明，西峰油田采用超前注水，能引起储层中明显的微粒运移现象，这是导致注水井注水困难的主要因素之一。