

超前注水 理论与实践

冉新权◎著

石油工业出版社

超前注水理论与实践

冉新权 著

石油工业出版社

内 容 提 要

超前注水是开发低渗透、超低渗透油田的主要手段。本书介绍了特低渗透油藏特征以及特低渗透油藏非线性渗流理论知识,并且在此基础上从设计、技术保障等方面对超前注水的实施进行了阐述。最后介绍了长庆油田公司四个油田实施超前注水的经验。

本书适合于从事低渗透、超低渗透油田开发的管理者、技术人员、研究人员以及高校相关专业师生阅读。

图书在版编目(CIP)数据

超前注水理论与实践/冉新权著.

北京:石油工业出版社,2011.3

ISBN 978-7-5021-8272-4

I. 超…

II. 冉…

III. 注水(油气田)

IV. TE357.6

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2011)第 018645 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)64523735 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:石油工业出版社印刷厂

2011 年 3 月第 1 版 2011 年 3 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:10.75

字数:198 千字

定价:68.00 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

鄂尔多斯盆地已发现的油层主要位于三叠系及以上地层,盆地的构造演化及沉积成岩作用形成了以长石砂岩、岩屑长石砂岩为主的中生界特低渗透砂岩储层。盆地早期开发以侏罗系油层为主,渗透率一般在 10mD 以上。从 20 世纪 80 年代末 90 年代初大规模开发安塞油田开始,相继快速有效地开发了靖安、西峰、姬塬等三叠系大型特低渗透油田。这些特低渗透油藏渗透率一般在 0.5 ~ 2mD,已成为长庆油田主要开发对象。截至 2009 年底,其探明特低渗透储量占长庆油田总探明储量的 78.8%,2009 年产量占长庆油田总产量的 75.8%。

鄂尔多斯盆地特低渗透油藏由于岩性致密、渗流阻力大、天然能量不足、单井产量低、压力传导能力差,导致油井自然产能极低,采用天然能量开发产量递减速度快,一次采收率仅 8% ~ 10%,注水(注气)开发人工补充能量提高单井产量是实现特低渗透油藏经济有效开发的关键。长庆油田特低渗透油层有其显著的特点,有缺点更有优势,成功开发特低渗透油层关键在于充分发挥优势,通过不断探索研发与油藏特点相适应的核心技术,克服特低渗透油层劣势,使这些特低渗透油田经济有效地投入开发。

超前注水技术作为特低渗透油田有效开发的核心技术之一,就是在特低渗透油田开发过程中,通过不断地探索、实践,针对鄂尔多斯盆地特低渗透油藏岩性致密、渗流阻力大、天然能量不足、压力传导能力差、单井产量低而形成的一项有效提高单井产量的开发技术。

为了经济有效地开发好这类油田,从深化特低渗透油藏研究入手,先后开展了以提高单井产量、最终采收率和开发效益为目标的科研攻关和现场超前注水开发试验,逐步进行了井组开采试验、先导性注水开发试验和工业化开发试验,经历 5 年时间突破了特低渗透油田经济有效开发的难关,并取得了较好的效果。

1997—2000 年,在靖安等油田的大规模开发过程中,为了保持地层能量,提高单井产量、减缓递减,进行了特低渗透油藏的同步注水开发实践,开发效果明显好于安塞油田。在总结滞后和同步注水方式开发效果的基础上,创造性地提出了超前注水技术与理论,并在长庆油田开发现场中逐步大规模应用起来。

2001—2007 年,为了使超前注水开发技术更加系统化和理论化,开展了特低渗透油藏基础理论和室内实验研究,积极探索特低渗透油藏有效开发的新理论、新技术,逐步完善特低渗透油藏超前注水开发理论。在充分考虑低渗储层启动压力梯度和介质形变特点的基础上,通过非线性渗流规律研究、数值模拟、室内实验以及矿场试验研究,分析了应力敏感系数和启动

压力梯度的变化规律,研究了介质变形对储层物性参数的影响。在此理论的基础上,逐步形成了以建立有效压力驱替系统为核心的超前注水为主体的开发配套技术,并研究了超前注水的井网形式、注采井距、注水时机、注入速度、地层压力保持水平等技术政策,形成了特低渗透油藏的超前注水开发配套技术。

2008—2010年,针对超前注水技术存在的一些诸如地质情况不明、地面设备滞后等问题,影响超前注水技术实施过程中存在的实际困难,重点研究了特低渗透岩性油藏储层的快速评价和产能的快速评价技术,旨在确定有利油气产能富集区,确保最大限度规避风险,减少低效井和落空井,指导开发方案部署,提高效率;重点研发了流动注水橇、智能稳流配水阀组、数字化橇装增压集成装置等;重点解决了超前注水技术实施的现代化管理方法,如提前规划建设地面系统、节点控制管理等。超前注水技术的实现不仅是一项技术,而是一项系统工程,总结起来就是“三超前(即超前预测开发规模、超前建设注水系统、超前建设供水系统)、三优先(即优先打注水井、优先建注水管线、优先投注水井的建设方式)”,探索形成了一套“快速评价打基础、总体规划定规模、设备创新保实施、节点控制促成效”的系统配套的注水工程。超前注水技术得以在华庆、姬塬、合水、吴起、环北、胡尖山等长6、长8特低渗油藏大面积推广应用,取得了很好的开发效果。

超前注水技术的核心是建立有效的驱替压力系统,降低因地层压力下降造成的储层渗透率伤害,防止地层原油性质的改变,提高油相相对渗透率,从而使超前注水技术有利于特低渗透油藏提高单井产量和采收率。实践证明,通过实施超前注水,可以有效提高特低渗透油藏的单井产量20%~30%,并有利于减缓油田递减。

本书旨在通过系统总结长庆油田在超前注水实践过程中形成的超前注水理论和所取得的开发效果,为同类油田开发提供经验,为理论研究提供佐证,为进一步深入研究特低渗透油田开发技术提供基础。

在本书撰写过程中,长庆油田分公司程启贵、曲雪峰、刘丽丽、李宪文等专家,中国石油大学(北京)程林松教授,西南石油大学唐海副教授,长江大学张春生教授等提出了很好的意见。在此对他们为本书的顺利问世所作出的努力表示衷心的感谢!

由于时间仓促及本人水平所限,书中存在的不足及问题敬请各位领导、专家、学者批评指正。

目 录

绪论	(1)
1 鄂尔多斯盆地特低渗透油藏特征	(3)
1.1 地质特征	(3)
1.2 常规注水开发特征	(19)
1.3 超前注水技术的提出	(26)
2 特低渗透油藏非线性渗流理论	(36)
2.1 特低渗透储层应力敏感	(36)
2.2 特低渗透储层启动压力梯度	(54)
2.3 特低渗储层非线性渗流特征分析	(66)
2.4 非线性渗流理论在超前注水开发技术中的应用	(81)
3 特低渗透油藏超前注水开发设计	(85)
3.1 井网系统	(85)
3.2 超前注水时间	(102)
3.3 注采参数	(111)
3.4 压裂时机	(116)
4 超前注水的技术保障	(122)
4.1 大型特低渗透岩性油藏的快速评价技术	(122)
4.2 超前注水配套技术设备	(134)
4.3 超前注水的节点控制	(137)
5 超前注水开发实践	(139)
5.1 靖安油田	(141)
5.2 安塞油田	(148)
5.3 西峰油田	(154)
5.4 南梁油田	(159)
参考文献	(165)

绪 论

鄂尔多斯盆地特低渗透油藏由于岩性致密、渗流阻力大、天然能量不足,导致单井产量低、压力传导能力差。大量生产实践表明,油田投产后,如果能量补充不及时,地层压力会大幅度下降,油田产量迅速递减,采油指数大大减小,年递减率可达 25% ~ 45%,采出 1% 的地质储量地层压力下降 3 ~ 4MPa。以后即使提高地层压力,油井产量和采油指数也难以恢复,存在明显的压敏效应。

长庆油田广大科技工作者不断探索与油藏特点相适应的油田开发核心技术,使特低渗透、超低渗透油田经济有效地投入开发。多年来,通过深入研究低渗透油田渗流规律、不断总结油田开发实践,创造性地提出了超前注水理论,并加以完善,从室内研究逐步走向现场应用,从小规模开发试验到大规模矿场应用。超前注水技术理论成果在特低渗透油藏开发实践过程中取得了显著的效果。超前注水已经成为特低渗透、超低渗透油藏最有效的油田开发技术之一。

超前注水的概念:即在超前注水的时间内,只注不采,提高地层压力,直到油层中任一点的压力梯度均大于启动压力梯度。从油藏开发之前就建立有效的压力驱替系统,以达到高效开发的目的。

超前注水的具体做法:超前注水不同于滞后注水和同步注水,配套工程更加重要。它不仅涵盖了油田开发前期大量的早期评价研究、总体注水骨架工程规划,而且涉及油田注水开发的方式、方法、参数确定等全过程管理,它是一项系统而全面的工程。

优化技术参数:从井网参数优化、注水时机、采油井投产时机、注水井最大流动压力、采油井合理流压、压裂时机等方面,确定合理的超前注水技术参数。

完善保障措施:在落实超前注水实施过程中,探索形成了“三超前”:即超前预测开发规模、超前建设注水系统、超前建设供水系统;“三优先”:即优先打注水井、优先建注水管线、优先投注水井的建设方式。在储量待落实的建产区,使用流动注水撬,配合智能稳流配水阀组的应用,超前注水技术得以全面实现。

超前注水实施效果:一是有效提高了三叠系特低渗透、超低渗透油层的单井产量。与同步或滞后注水区相比,平均单井产量提高 20% ~ 30%。统计超前注水区对应油井 1061 口,初期平均单井日产油达到 4.39t,比相邻区域非超前注水区油井初期产能高 0.63t/d。二是减缓了三叠系特低渗透油藏的递减。西峰油田通

过整体超前注水,产建到位率明显比同类油藏到位率由75%提高到82%以上。三是建立起有效的驱替压力系统,改善了三叠系特低渗透油藏开发效果。超前注水区油井见效程度高,平均达到71.7%。

本书针对鄂尔多斯盆地特低渗透油藏,在注水开发中经过大量的研究和实践所取得的认识及经验进行了总结,对超前注水技术理论在开发设计、开发效果、系统设备优化、实施监控应用等方面进行了详细的论述。

本书共分为五个部分:

第一部分主要阐述鄂尔多斯盆地特低渗透油藏的特征。从构造、沉积、裂缝发育、非均质性等典型特征方面做了描述,结合其特殊性分析了常规注水的开发特征及影响因素。创造性地提出了超前注水技术,并对超前注水的作用及适应储层条件做了全面的论述。

第二部分主要阐述特低渗透油藏非线性渗流理论。从特低渗透储层多孔介质变形与应力敏感、启动压力梯度、非线性渗流特征以及非线性渗流理论在超前注水开发技术中的应用等方面做了全面论述。通过室内实验与理论探究,总结认为流体在特低渗透油藏中的渗流规律,决定于四大要素:一是流体的组成和物理化学性质;二是多孔介质的孔隙结构和物理化学性质;三是流动状况,主要是流动的环境、条件以及流体与流体、流体与多孔介质之间的相互作用;四是有效应力的影响。特低渗透油气藏的非线性渗流特征正是由渗流的这四大要素决定的。

第三部分为特低渗透油藏超前注水开发设计。这部分在室内实验、渗流理论、油藏工程以及矿场试验研究的基础上,从井网参数优化、注水时机、采油井投产时机、注水井最大流动压力、采油井合理流压、压裂时机、超前注水实施要求等方面对超前注水技术政策进行了阐述。

第四部分从超前注水配套工程的重要性方面,总结了特低渗透岩性油藏超前注水的技术保障工作。重点从大型特低渗透岩性油藏的快速评价技术,超前注水配套技术设备、实施节点控制方面做了系统总结分析。

第五部分全面总结了长庆油田在鄂尔多斯盆地特低渗透油藏中超前注水的开发实践,对时间长的重点超前注水实施油田,如安塞油田、靖安油田、西峰油田和南梁油田等实施效果进行了全面的分析。

超前注水技术经过基础理论和室内实验研究、矿场试验及推广应用,已成为特低渗透、超低渗油藏有效开发的主体技术之一。同时,油藏精细描述、井网优化、超前注水、压裂改造等主体技术的集成应用,使长庆油田特低渗透、超低渗油藏实现了高效开发,并使特低渗透、超低渗油田开发技术达到了世界领先水平。

1 鄂尔多斯盆地特低渗透油藏特征

1.1 地质特征

1.1.1 构造特征

鄂尔多斯盆地位列我国内陆第二大沉积盆地,是一个地史过程中长期稳定发育起来的大型克拉通叠合盆地,横跨陕、甘、宁、蒙、晋五省区,面积约 $37 \times 10^4 \text{km}^2$ 。盆地西缘是中国太平洋构造域与西部古特提斯构造域的结合部;盆地南缘则位于华北、华南两大地质单元的交界线附近;盆地西南缘以深大断裂为界与祁连褶皱系和秦岭褶皱系紧密相连;盆地西北缘与阿拉善地块相邻,北部与内蒙古地轴呈岛弧状相接。盆地本部在地史过程中位于华北地台西部,也是中朝准地台的组成部分,虽经历多次构造运动,但均以整体升降运动为主,所以缺乏内部构造,现今构造表现为一个坡降仅为 $6 \sim 8 \text{m/km}$ 、地层倾角不足 1° 的西倾大单斜。按其现今构造形态,盆地可划分为伊盟隆起、渭北隆起、晋西挠褶带、伊陕斜坡、天环向斜及西缘逆冲断裂构造带等 6 个一级构造单元。伊陕斜坡由于地下构造简单、表现为倾角不足 1° 的西倾大单斜,所以油气藏类型单一,是全盆地勘探程度最高和成果最为丰富的地区,当前发现的上、下古生界整装气田和安塞、靖安等中生界亿吨级油田均发育在伊陕斜坡范围内,伊陕斜坡已成为盆地内部的勘探开发主体。

通过几十年勘探开发,特别是经过几代地质学家的深入研究,已将盆地的地层、构造、沉积和资源分布特点基本查明。油气资源分布具有横向上南油北气、纵向上下气上油的组合规律。根据区域构造演化及沉积特征,可分为 5 个原型盆地发展阶段,即中元古代—古元古代以浅海碎屑岩和碳酸盐岩发育为主的裂陷槽盆地,早古生代以陆表海碳酸盐岩沉积为主的复合型克拉通拗陷盆地,晚古生代到中三叠世以滨海碳酸盐岩逐渐过渡为碎屑岩台地的联合型克拉通拗陷盆地,晚三叠世到白垩纪的大型内陆湖泊、河流沉积的拗陷盆地,以及新生代内陆河湖断陷充填型周缘断陷盆地。上述 5 个各具特色的原型盆地,受控于不同的大地构造运动,具有各自独立又相互关联的盆地演化历史。

根据鄂尔多斯盆地内部及其周边构造变形迹线和区域构造形变特征分析,自

三叠系地层沉积以后,该区中新世代构造应力场可分为四期,具有如下特征。

1.1.1.1 印支期

三叠纪末期的印支期构造运动在鄂尔多斯盆地形成了侏罗系和三叠系之间的角度不整合,部分地区表现为平行不整合,在该界面以下的石炭系—三叠系各地层呈整合接触。根据晋陕边界石炭系—三叠系地层中普遍发育的共轭节理以及用盆地内节理和岩石显微组构分析所求解的主应力产状,印支期构造应力场的最大主压应力轴为 $10^{\circ} \angle 2^{\circ}$,而最小主压应力轴为 $100^{\circ} \angle 3^{\circ}$,中间主应力产状近直立,表现为近南北向水平挤压应力场特征。根据延长组岩石的声发射 AE 测试,平均最大有效主应力为 93.5MPa。

1.1.1.2 燕山期

鄂尔多斯盆地以燕山中期运动为主,燕山早期运动在本区表现不明显,燕山晚期主要以东部大面积抬升为主,并使盆地成为向西倾的单倾形态。根据鄂尔多斯盆地及周边地区侏罗系地层中的纵弯褶皱、共轭节理、初始张节理、剪切带以及岩石显微组构分析,该时期的构造应力场的最大主压应力轴为 $310^{\circ} \angle 3^{\circ}$,最小主压应力轴为 40° ,中间主压应力轴近直立。利用延河剖面 45 个观察点统计的裂缝产状求解的最大主压应力轴为 $300^{\circ} \sim 310^{\circ} \angle 5^{\circ}$,反映了该时期盆地内北西—南东

向水平挤压应力场的分布特征(图 1.1)。根据延长组岩石的声发射 AE 测试,平均最大有效主应力为 83.5MPa。该时期构造应力场是控制盆地裂缝形成与分布的主要作用力。

1.1.1.3 喜马拉雅期

由于印度—澳大利亚板块的北部朝北偏东方向运移,冈底斯地块较快地向北与羌塘地块碰撞,使中国西部各地块向北运移与碰撞,从而使鄂尔多斯盆地喜马拉雅期构造应力场表现为北北东方向水平挤压的特征。应用节理求解最大主压应力轴为 $30^{\circ} \angle 2^{\circ}$,最小主压应力轴为 121° ,中间主应力产状近直立,反映了该时期北北东—南南西水平挤压应力场的分布特征

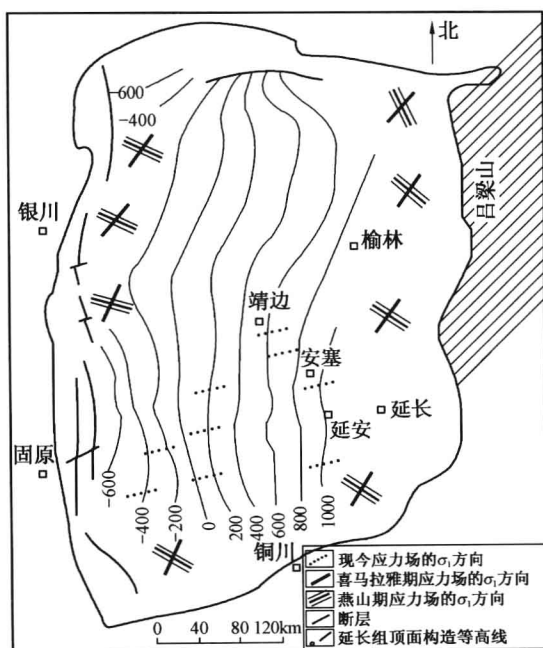


图 1.1 鄂尔多斯盆地燕山期、喜马拉雅期和现今应力场分布图

(图 1.1)。根据延长组岩石声发射 AE 测试,其平均最大有效主应力为 62.5 MPa。

1.1.1.4 新构造期

鄂尔多斯盆地中更新世以来的新构造期应力场的主应力大小和方向可以用震源机制解、水压致裂法、井径崩落法等方法实际测量。根据鄂尔多斯盆地周边 133 个震源机制解、31 个中小地震资料以及盆地内用水压致裂法和井径崩落法的实测资料,该区现今应力场分布以最大主应力为北东东—南西西方向水平挤压和最小主应力为北北西—南南东方向水平拉张为特征,其平均最大水平主应力方向为北东 $70^{\circ} \sim 80^{\circ}$ (图 1.1)。构造差应力值较小,一般小于 10 MPa,这对特低渗透砂岩油层的压裂改造有重要影响。

1.1.2 沉积特征

鄂尔多斯盆地中生界三叠系延长组是一套以大型内陆坳陷盆地为背景,以河流—湖泊相为主的陆源碎屑岩沉积,由西南和东北两大方向物源控制。

延长组自下而上分为长 10—长 1 共 10 个油层组,其沉积特征反映了湖盆形成、发展和消亡的演化全过程。(1)长 10—长 9 为湖盆形成—发育期,盆地基底沉降,形成湖盆,沉积物以河流相、滨浅湖相为主;(2)长 8—长 7 为湖盆扩张期,伴随盆地沉降,湖盆岸线不断外扩,湖盆发育成熟并达到了全盛时期,整个鄂尔多斯盆地南部均为湖水覆盖,陕北地区主要为深湖、半深湖相,形成大面积湖相沉积,以灰色深灰色泥岩为主的长 7 地层,成为鄂尔多斯盆地主要生油层;(3)长 6—长 4 + 5 为湖盆萎缩期,也是三角洲发育期。长 6 时期湖盆沉降速度低于沉积物沉积速度,由于沉积作用加强,湖盆周围发育大规模的三角洲及水下扇三角洲沉积,三角洲及水下三角洲沉积的展布,主要受控于入湖河流的方向及周边古地形,在盆地的东北部,地势平坦,沿湖岸线向湖心发育了盐池、定边、吴旗、志靖、安塞、延安、牛武等七大三角洲。它们成群出现,并不断地向湖心方向推进,形成湖盆早期的水退、萎缩。至长 1 时期,大面积平原沼泽化,湖盆基本枯竭。其中长 9、长 7、长 4 + 5 亚期是延长组湖盆演化中的三大湖侵期,尤其是长 7 亚期,湖侵达到鼎盛期,沉积了盆地中生界最好的烃源岩。

大量研究表明,盆地本部可分为两大沉积体系,盆地西南缘晚三叠系延长组长 8、长 6 沉积明显具有多物源、底床形态变化大、沉积基底较陡、搬运距离近、沉积物颗粒粗细混杂等特点,形成了长 8、长 6 水下扇、辫状河三角洲储集体;而盆地东北部晚三叠系延长组长 6 沉积物源较为单一、底床形态平缓、搬运距离远、沉积物颗粒较细,由东向西主要形成了延安、安塞、志靖、吴旗、盐定等长 6 三角洲储集体。

在沉积环境、水动力条件、搬运距离、沉积地形以及成岩作用共同影响下,鄂尔多斯盆地中生界三叠系延长组主力油藏长8、长6均为特低渗储层。如东北部的安塞油田王窑区长6储层渗透率为1.9mD、沿河湾长6储层渗透率仅为0.17mD、靖安油田五里湾长6储层渗透率为1.81mD、吴旗油田长6储层渗透率为0.59mD;西南部的西峰油田白马区长8储层渗透率为1.77mD、合水长6储层渗透率仅为0.11mD。

1.1.3 油藏特征

1.1.3.1 微裂缝特征

我国现已发现和投入开发的特低渗透砂岩油藏,大部分都伴生裂缝。一般而言,地层条件下,特低渗储层中发育的裂缝大都为隐裂缝(或无效裂缝),经人工压裂改造后,在现今区域应力场影响下,与现今主应力方向近于平行或小角度相交的无效隐裂缝将优先转变为显裂缝,改善储层有效渗流面积和渗流能力。但当压裂强度或注水压力过高时,这些裂缝便会引起水窜。故特低渗油藏裂缝在油藏注水开发中具有明显的“双重”作用:一方面可以提高注水井吸水能力;另一方面容易形成水窜,使油井过早见水和水淹。因此,特低渗透储层裂缝发育特征、分布规律以及裂缝有效性是开发过程中不容忽视的地质因素。

在盆地边缘应力作用下,鄂尔多斯盆地内裂缝广泛发育,以燕山期形成的东西向裂缝最发育,其次为喜马拉雅期形成的北东向裂缝。

1.1.3.1.1 野外露头裂缝

延河剖面延长组构造裂缝观测点涉及延长组张家滩段、七里村段和永坪段。不同观察点裂缝几何学特征略有差别(图1.2),总体而言,延河剖面长6构造裂缝走向以NEE—近EW向为主,其次为近SN向(NNW—NNE向),再次为NW向。裂缝发育程度与岩性密切相关,裂缝密度按泥质粉砂岩(11.7条/m)、粉砂岩(7.72条/m)到细砂岩(4.64条/m)顺序由大到小规律变化。

1.1.3.1.2 岩心裂缝

鄂尔多斯盆地三叠系延长组31口井岩心观察统计显示,各井均不同程度地发育构造裂缝,且以高角度裂缝为主(图1.3)。裂缝开度主要分布在0~0.3mm,最大可达6mm;裂缝切深变化较大,95%集中分布在0~20cm,其中0~5cm约占50%,切深大于50cm的所占比例不到2%;岩心裂缝间距呈非正态分布,绝大部分分布在0~3cm。裂缝充填较为严重,充填物多为泥质或泥炭质,也有方解石充填,裂缝间连通性不好。

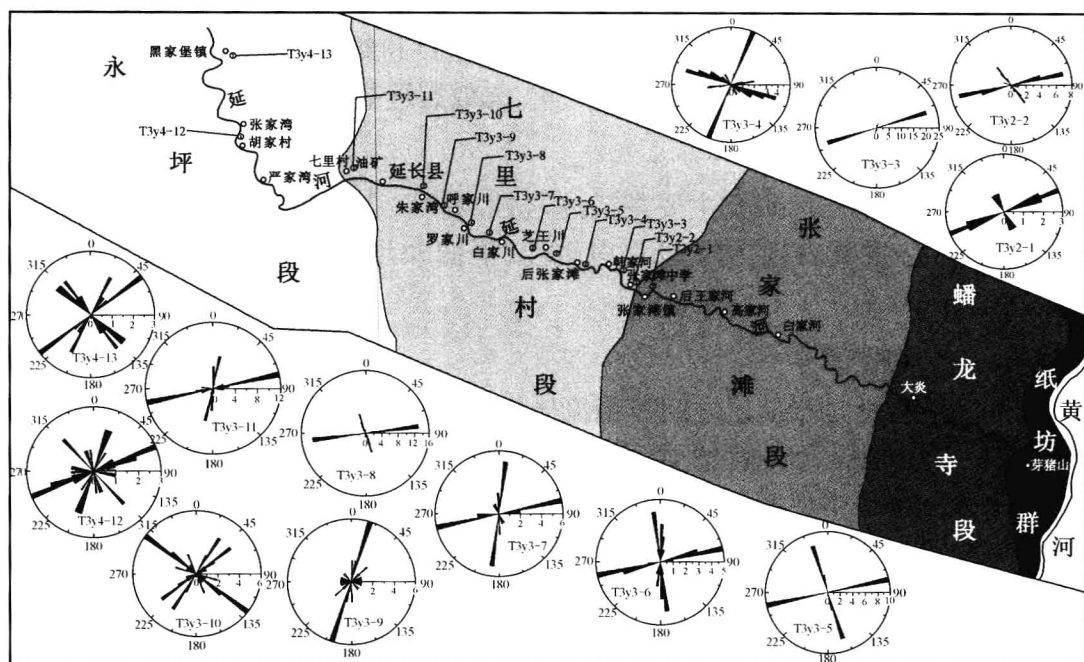


图 1.2 延河剖面延长组观测点和裂缝组系分布

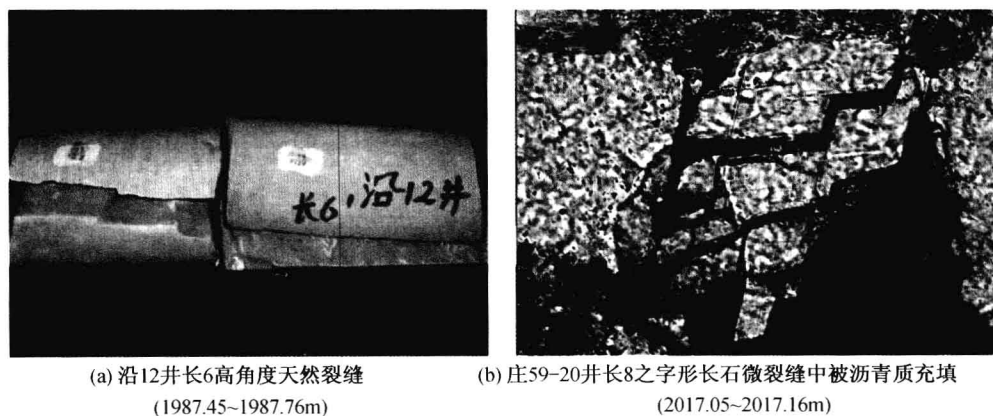


图 1.3 岩心观察裂缝照片

构造裂缝以张性裂缝为主,多以单一裂缝出现,部分呈 X 形,其次为剪性裂缝。据裂缝充填比例和裂缝力学性质判断,长 6—长 8 储层大多为无效裂缝。

统计表明:各类砂岩平均裂缝视密度为 1.01 ~ 2.16 条/m,不同岩性裂缝视密度按照泥质粉砂岩、粉砂岩、细砂岩呈递减趋势。

总之,鄂尔多斯盆地长 6—长 8 储层构造裂缝发育虽各有特征,但也有许多共

性。裂缝走向近 EW 和近 SN 向,微裂缝开度多在 $0 \sim 0.3\text{mm}$,切深以 $0 \sim 20\text{cm}$ 为主,裂缝间距以 $1 \sim 3\text{cm}$ 为主,以高角度裂缝为主。粉细砂岩中裂缝出现概率大于泥岩;构造裂缝以张性为主;裂缝充填严重,无效裂缝居多。

1.1.3.2 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、含油性及砂体连通性在纵横方向上的变化,主要表现为层间非均质性、平面非均质性和层内非均质性三个方面。

1.1.3.2.1 层间非均质性

层间非均质性是指储层之间控制流体储集和流动的地质因素的差异,是对一个油藏或一套砂泥岩间互含油层系的总体研究,属于层系规模的储层描述。它是引起注水开发过程中层间干扰、水驱效果、单层突进以及剩余油分布状况的内在原因。层间非均质性是选择开发层系、分层开采工艺技术的依据。层间非均质性研究以各油组为评价单元,一般选择单砂体厚度、分层系数、变异系数、突进系数、级差、隔层分布特征来表征单砂体的规模、渗流质量及层间分异程度。

鄂尔多斯盆地特低渗透储层砂层系数在 $0 \sim 57$,多集中在 $12 \sim 40$ 范围内,平均 25.7;砂层密度在 $0 \sim 97\%$,其中 $0 \sim 29\%$ 的占 29.3%, $30\% \sim 50\%$ 的占 27.7%, $51\% \sim 100\%$ 的占 43.0%,主要集中在 $30\% \sim 70\%$,平均 44.7%。

隔层在鄂尔多斯盆地三叠系特低渗储层中广泛分布,岩性主要为泥岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质或钙质粉砂岩。隔层不含油,起到隔离流体的作用。隔层分布相对稳定,厚度在 $4 \sim 20\text{m}$ 不等,表现为砂岩主体带厚度相对较薄,主体带侧翼厚度相对较大(图 1.4)。

1.1.3.2.2 平面非均质性

平面非均质性是指控制油层分布、影响流体储集和流动的地质因素在平面上的变化,主要包括砂体几何形态、砂体规模与连续性、砂体连通性、油层微型构造、砂体内孔隙度、渗透率的平面变化及方向性、砂岩厚度和有效厚度的平面变化。

(1)砂体几何形态、砂体规模及连续性、砂体连通性。鄂尔多斯盆地砂体几何形态可分为席状砂、带状砂、土豆状砂、树枝状砂四类,其中以带状砂最为发育(图 1.5)。

砂体规模及连续性重点是砂体侧向连续性,而宽厚比、钻遇率及定量地质知识库则是进行表征和预测常用的方法。

地下砂体的连通从成因上讲主要分为两类:一是构造,二是沉积。前者主要是通过断层或裂缝;后者则是指砂体在垂向上和平面上的相互接触连通,可用砂体配

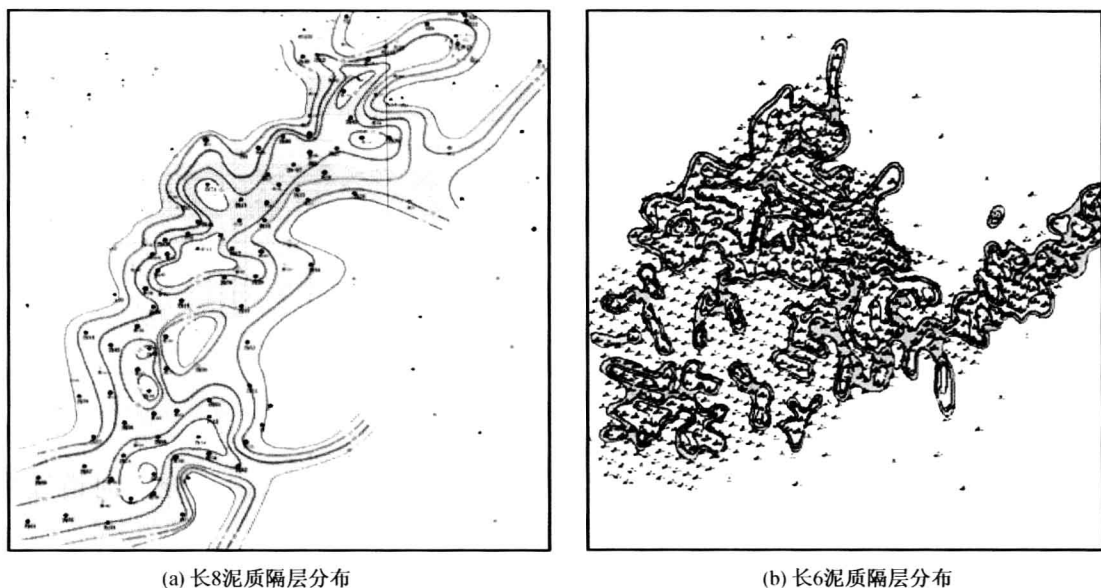


图 1.4 典型区块隔层分布

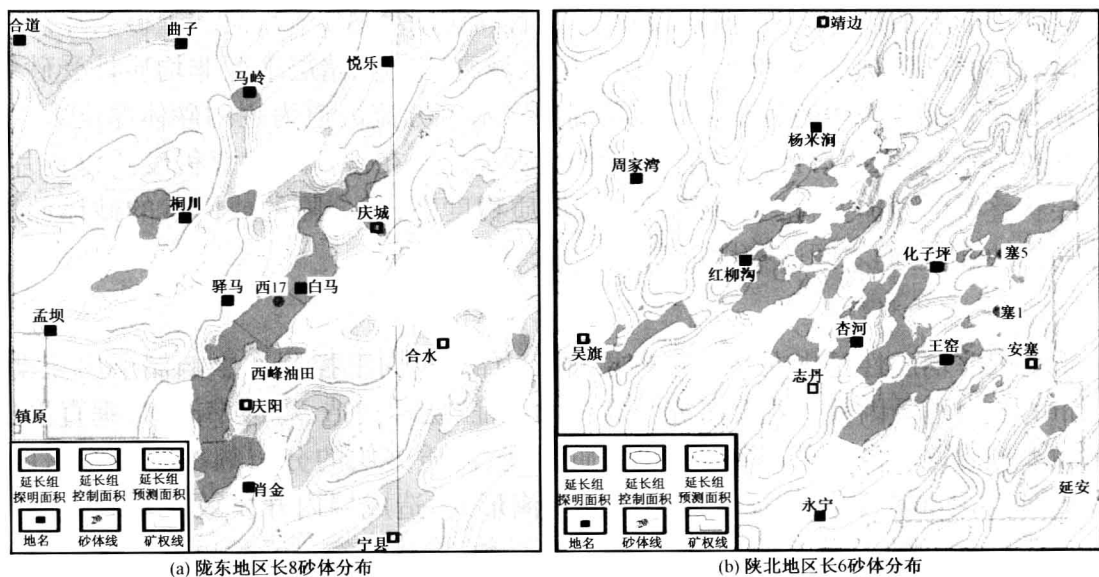


图 1.5 鄂尔多斯盆地砂体分布形态

位数、连通程度和连通系数表示。砂体的连通状况不仅关系到开发井网密度及注水开发方式,同时还影响到油气最终采收率。通过纵横向单井网格砂体连通剖面分析,鄂尔多斯盆地三叠系延长组长6—长8储层主要有3种砂体连通形式(图1.6)。

① 多边式:多个不同成因类型的砂体侧向上呈指状交互连通,本区三角洲前

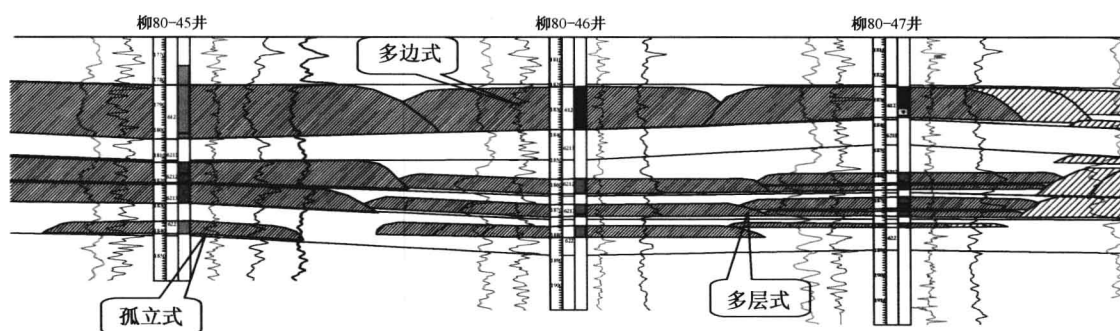


图 1.6 五里湾区长 6 油藏砂体的叠置关系

缘水下分流河道砂体、河口坝砂体常呈指状交互连通。

② 多层式:多个成因类型的砂体垂向上以互相连通为主,由于分支河道迁移作用使得河道砂体的相互叠置连通。

③ 孤立式:指砂体周围为泥岩或非渗透性砂体所包围,或与其他砂体为非渗透层所隔。

(2)物性分布特征。鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 6—长 8 储层孔隙度、渗透率等在平面上的展布均具有较强的非均质性(图 1.7、图 1.8),总体上砂岩厚度大的区域,物性好,含油饱和度高,砂层薄的区域则相反。储层平面非均质性受砂体发育程度和沉积微相的控制。以三角洲前缘水下分流河道为主的砂体厚度大、物性好;三角洲前缘河口沙坝及前缘席状砂体次之。在砂体的发育程度上以连片、多层状叠置的砂体发育区储层物性好,均质程度高,而分隔的或网状的砂体储层非均质性强,它们之间的物性也较差。

1.1.3.2.3 层内非均质性

层内非均质性是指在一个单砂层规模内部,垂向上控制和影响储层内流动、分布的综合地质因素。主要研究粒度韵律特征、层理构造、渗透率韵律、垂直渗透率和水平渗透率的比值、渗透率非均质程度、泥质夹层的分布频率和分布密度。一般而言,不同渗透率特征具有不同的水淹形式,造成层内开发效果及剩余油分布特征也不相同。本书主要从渗透率变异系数、渗透率突进系数以及渗透率级差等方面介绍鄂尔多斯盆地储层层内非均质性的特点。

鄂尔多斯盆地长 8 层渗透率最小值为 0.06mD,最大值为 1.66mD,平均为 0.42mD,变异系数平均为 0.91。突进系数为 4.0,级差平均为 26.4(图 1.9)。长 6 层变异系数为 0.68,渗透率级差 20.0,渗透率突进系数为 1.76 ~ 22.0(图 1.10)。从沉积韵律来看,主要受沉积相带控制,在河口沙坝沉积区主要以反韵律为主,在分流河道主要以正韵律和复合韵律为主。

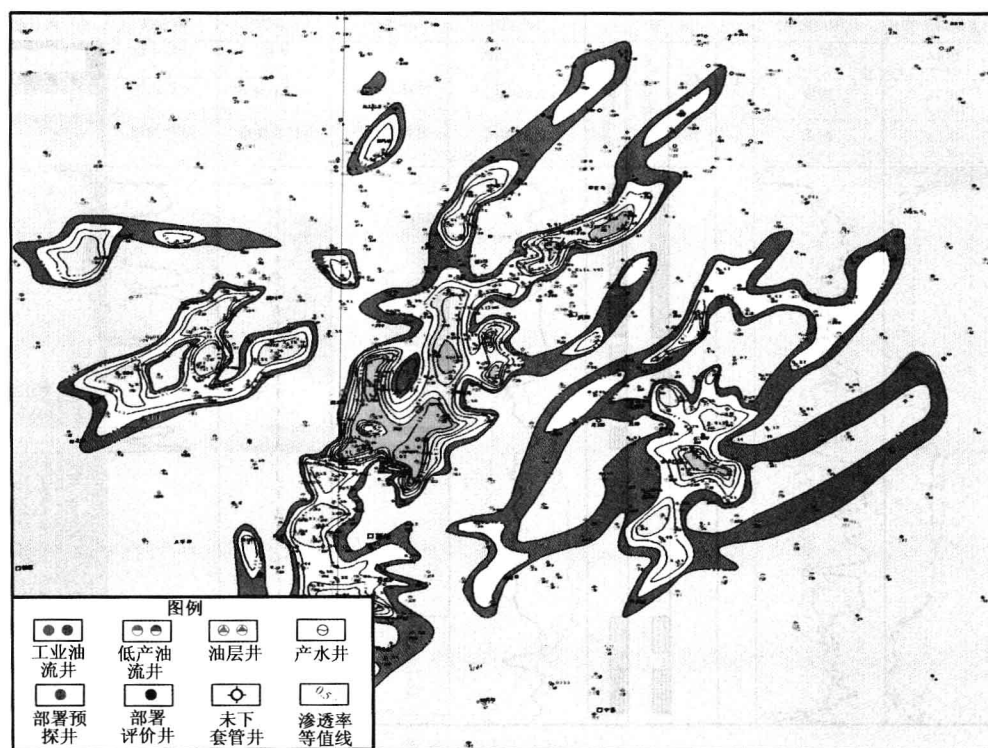


图 1.7 陇东地区延长组长 8 渗透率等值线图

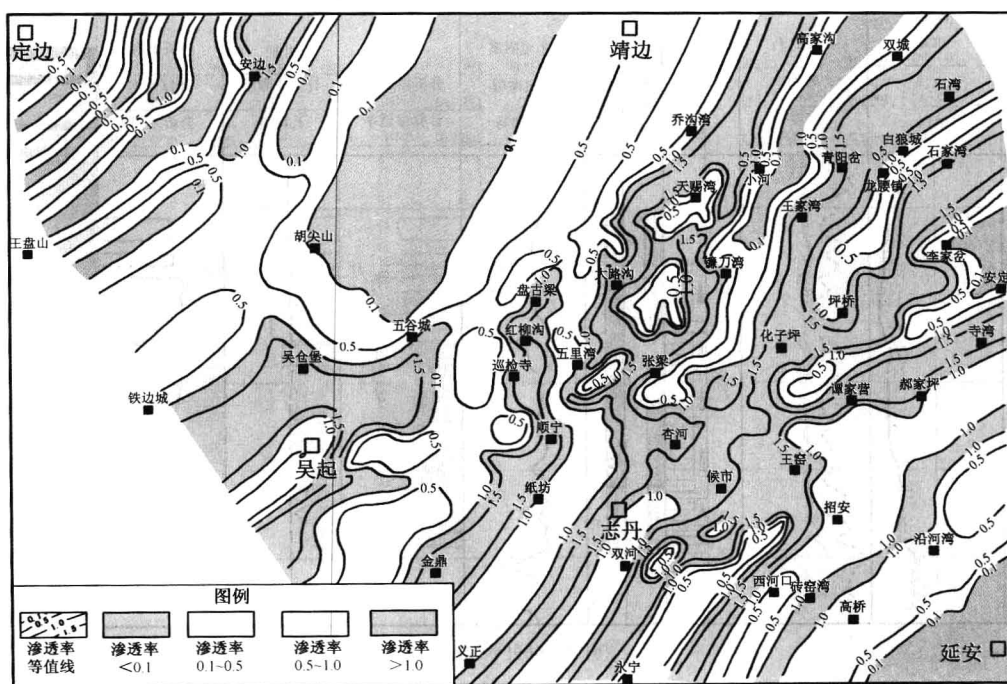


图 1.8 陕北地区延长组长 6 渗透率等值线图