

# 鄂尔多斯盆地

## 中部地区延长组低渗透 致密岩性油藏评价

田东恩 冯 乔 张小莉 著



石油工业出版社

# 鄂尔多斯盆地中部地区延长组低渗透 致密岩性油藏评价

田东恩 冯 乔 张小莉 著

石油工业出版社

## 内 容 提 要

该书以鄂尔多斯盆地中部地区延长组低渗透致密岩性油藏作为重点解剖对象,系统分析了低渗透—特低渗透复杂岩性油藏的主控因素及其关键参数测井精细分析方法技术,内容涉及区域地质概况、地层划分与对比、微构造特征、沉积微相与砂体展布、储层特征、四性关系及测井解释模型、油气成藏主控因素分析等,为类似油藏的勘探开发,以及关键储量参数选取,提供了有效的理论参考和技术支撑。

本书可供从事石油地质勘探、开发的专业人员阅读,也可作为高等院校石油地质勘探、开发专业师生的典型教学参考案例。

## 图书在版编目 (CIP) 数据

鄂尔多斯盆地中部地区延长组低渗透致密岩性油藏评价/田东恩,冯乔,张小莉著. —北京:石油工业出版社,2015.4

ISBN 978-7-5183-0684-8

I. 鄂…

II. ①田… ②冯… ③张…

III. 鄂尔多斯盆地—致密砂岩—低渗透油气藏—油藏评价

IV. P618.130.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2015) 第 052202 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](http://www.petropub.com)

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

---

2015 年 4 月第 1 版 2015 年 4 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 11.5

字数: 280 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

鄂尔多斯盆地，也称陕甘宁盆地，行政区域横跨陕、甘、宁、蒙、晋五省（区）。其范围北起阴山、大青山，南抵秦岭，西至贺兰山、六盘山，东达吕梁山、太行山，总面积为 $37\times 10^4\text{km}^2$ ，是我国第二大沉积盆地。

鄂尔多斯盆地中生界延长组油气藏是国内外典型低渗透岩性油气藏的代表，中生界延长组勘探历经 100 多年，在几经周折中不断前进。鄂尔多斯盆地的石油勘探开始于 20 世纪初。清光绪三十二年（1906 年）创办延长石油官厂，次年钻成中国陆上第一口井——延一井（井深为 81m）。新中国成立后，鄂尔多斯盆地的石油勘探始于 1950 年，历经筹划启蒙时期（20 世纪 50 年代）、起步时期（20 世纪 60 年代）、创业时期（20 世纪 70 年代）、调整时期（20 世纪 80 年代）、大发展时期（20 世纪 90 年代）、鼎盛时期（21 世纪）几个阶段。

近年来，随着勘探程度不断提高，鄂尔多斯盆地中生界不同特征的低渗透、特低渗透甚至超低渗透岩性油藏不断被揭示，新含油层系或新含油区陆续被发现。其中，鄂尔多斯盆地中部延长组长 4+5—长 8 油层组是其主力含油层系。长 4+5—长 8 油层勘探开发实践证明，其油藏目标越来越复杂，高自然伽马储层、低渗透、特低渗透甚至超低渗透储层、低电阻率油层、低含油饱和度油层、高电阻率水层、复杂油水关系等问题不断出现，导致常规判别油层、水层的主要技术方法越来越难以满足复杂地质条件下勘探开发的现实需求，测井解释过程中将油层误解释为水层的现象时有发生。因此，为了提高岩性油藏中低渗透、特低渗透甚至超低渗透、低电阻率等复杂油层测井解释符合率，需要探索各类低渗透、特低渗透、超低渗透岩性油藏的主要控制因素，掌握其成藏规律，开展有关复杂低渗透、特低渗透、超低渗透岩性油藏中油层特点和识别方法研究，有针对性地形成一套有效识别与评价各类低渗透、特低渗透、超低渗透油层的技术方法，明确油水分布规律，为鄂尔多斯盆地延长组低渗透、特低渗透、超低渗透岩性油藏勘探以及其他类似低渗透岩性油藏的勘探提供有效参考。

国内外油气勘探历程及其实践证明，随着勘探开发程度的提高以及经济发

展等对油气资源需求的持续增长,无论是剩余油气资源,还是其开发趋势分析,低渗透、特低渗透甚至超低渗透岩性油气藏中的油气,将是中国乃至世界未来油气勘探开发的主要对象。由于低渗透、特低渗透甚至超低渗透油气藏本身的复杂性和多样性,因而具有很强的隐蔽性,面临许多勘探开发新理论与技术难题。所以,探索我国低渗透、特低渗透岩性油气藏的勘探理论方法、评价技术和有效开发技术,将有利于促进我国低渗透油气勘探理论和开发技术的不断创新,并在油气藏勘探开发生产领域取得新突破。

截至目前,中国陆上众多盆地几乎都发现有低孔低渗透储层,分布面积大,成因复杂多变。不同盆地中主力含油层系所属的地质年代不同,物源母岩类型、沉积环境、沉积相带和成岩作用的差异性导致低孔低渗透储层岩石碎屑成分复杂、孔隙类型多样,储集性能和生产能力也存在很大区别,因而导致油藏地质条件和主控因素复杂多变,进而致使低孔低渗透储层的测井解释中,各个地区甚至是同一地区不同层位的储层测井评价方法不同。由此,为了形成关于低孔低渗透、特低渗透甚至超低渗透储层的有效测井评价技术,有必要探索针对不同类型低渗透、特低渗透、超低渗透储层的油藏主控因素及其测井评价方法。

该研究成果是笔者多年在鄂尔多斯盆地中部中生界延长组低渗透致密岩性油藏工作的积累和总结。其中,第一章、第二章、第三章、第四章、第五章(第二、第三、第四节)由田东恩编写,绪论、第五章第一节的部分内容、第六章由冯乔编写,第五章第一节的部分内容由张小莉编写,最后由张小莉完成统稿。

2015年1月25日

# 目 录

|                           |       |
|---------------------------|-------|
| 绪 论 .....                 | (1)   |
| 第一章 区域地质概况 .....          | (9)   |
| 第一节 盆地构造及演化特征 .....       | (9)   |
| 第二节 延长组沉积特征 .....         | (10)  |
| 第二章 地层划分与对比、微构造特征分析 ..... | (13)  |
| 第一节 地层划分方法 .....          | (13)  |
| 第二节 地层划分对比 .....          | (17)  |
| 第三节 微构造特征分析 .....         | (27)  |
| 第三章 沉积微相与砂体展布 .....       | (33)  |
| 第一节 沉积相标志 .....           | (33)  |
| 第二节 沉积微相划分 .....          | (37)  |
| 第三节 关键井沉积微相分析 .....       | (44)  |
| 第四节 剖面相分析 .....           | (48)  |
| 第五节 沉积微相及砂体展布 .....       | (52)  |
| 第六节 湖盆中部厚砂体形成原因 .....     | (59)  |
| 第四章 储层特征分析 .....          | (65)  |
| 第一节 储层岩石学特征 .....         | (65)  |
| 第二节 储层物性特征 .....          | (71)  |
| 第五章 四性关系及测井解释模型 .....     | (75)  |
| 第一节 储层四性关系研究 .....        | (75)  |
| 第二节 储层含油性评价 .....         | (102) |
| 第三节 含油性判别标准 .....         | (121) |
| 第四节 解释模型验证 .....          | (123) |
| 第六章 油气成藏主控因素分析 .....      | (125) |
| 第一节 烃源岩评价 .....           | (125) |
| 第二节 地层埋藏史与石油生成 .....      | (142) |
| 第三节 生储盖组合分析 .....         | (149) |
| 第四节 盖层发育特征研究 .....        | (154) |
| 第五节 油藏类型及流体性质 .....       | (155) |
| 第六节 油藏主控因素分析 .....        | (161) |
| 第七节 综合评价与有利区优选 .....      | (164) |
| 第八节 半深湖—深湖沉积致密油勘探潜力 ..... | (169) |
| 参考文献 .....                | (171) |



# 绪 论

近些年来,人类对石油与天然气资源的需求不断增加,常规圈闭中的石油储量日益减少,已经不能满足油气需求的快速增长,因此,人们纷纷把目光转向了低渗透、特低渗透油气资源和非常规油气资源。

国内外油气勘探历程及其实践证明,随着勘探开发程度的提高以及经济发展等对油气资源需求的持续增长,不论是剩余油气资源,还是其开发趋势分析,低渗透、特低渗透甚至超低渗透岩性油气藏中的油气,将是中国乃至世界未来油气勘探开发的主要对象。当前,包括中国在内的全球石油工业,其上游发展主要包括5个投资重点:低渗透油气、老油田提高采收率、天然气、深水油气勘探开发及非常规油气资源。由于低渗透、特低渗透甚至超低渗透油气藏本身的复杂性和多样性,因而具有很强的隐蔽性,存在着勘探开发技术难题。随着勘探开发程度提高,陆续有新的大规模低渗透岩性油气藏被发现,证明低渗透、特低渗透非常规油气所占比例不断增加,正是由于低渗透、特低渗透岩性油气藏的复杂多变性及其可观的油气资源潜力,在其勘探中仍面临许多新理论与技术难题,研究和发展潜力巨大。

中国低渗透、特低渗透岩性油气藏中的油气资源占全国石油储量的2/3以上。中西部的鄂尔多斯盆地、四川盆地、准噶尔盆地及东部的松辽盆地等,已经存在勘探开发低渗透、特低渗透甚至超低渗透岩性油气藏的成功案例,这些成功经验及其教训,对我国低渗透、特低渗透岩性油气藏进一步勘探开发具有示范和借鉴意义。所以,探索我国低渗透、特低渗透岩性油气藏的勘探理论与方法、评价技术和有效开发技术,将有利于促进我国低渗透油气勘探理论和开发技术的不断创新,并在油气藏勘探开发生产领域取得新突破。

关于低渗透,严格来讲是针对储层物性特征的一个概念,一般指渗透性能较低的储层,国外一般将特低渗透储层称之为致密储层。进一步延伸和拓展这个概念,低渗透一词又包含了低渗透油气藏和低渗透油气资源,目前所说的低渗透一词,其一般含义指的是低渗透油气藏。低渗透油藏是指储层渗透率为10~50mD的油藏,特低渗透油藏是指储层渗透率为1~10mD的油藏,超低渗透油藏是指储层渗透率小于1mD的油藏。

截至目前,中国陆上众多盆地几乎都发现有低孔低渗透储层,分布面积大,成因复杂多变,不同盆地中主力含油层系所属的地质年代不同,物源母岩类型不同导致岩石碎屑成分及成岩后矿物成分存在差异。此外,沉积环境、沉积相带和成岩作用的差异性使得低孔低渗透储层孔隙类型多样,在储集物性和生产能力上也存在很大区别,因而导致油藏地质条件复杂和主控因素复杂多变,致使对应低孔低渗透储层的测井解释中,各个地区甚至是同一地区不同层位的储层测井评价方法特点不同且无规律性。由此,为了形成关于低孔低渗透、特低渗透甚至超低渗透储层的有效测井评价技术,有必要探索针对不同类型的低渗透、特低渗透、超低渗透储层的油藏主控因素及其对应测井评价方法。

鄂尔多斯盆地中生界延长组油气藏是国内外典型低渗透岩性油气藏的代表,中生界延长组勘探历经100多年,在几经周折中不断前进。近些年来,随着勘探认识的加深,勘探程度不断提高,鄂尔多斯盆地中生界不同特征的低渗透、特低渗透甚至超低渗透岩性油藏不断被

揭示,新含油层系或新含油区陆续被发现。其中,位于鄂尔多斯盆地中部的吴起—志丹含油区长7—长10油层组下组合是一个新的重要战略接替区,该地区为多油层复合含油区,除发育大规模展布的延长组长2、长4+5、长6油层外,还有长7、长8、长9、长10油层。延长组长7及其以下油层,是延长组主要油层接替层系,储层渗透率低,主要为特低渗透、超低渗透储层。

鄂尔多斯盆地延长组勘探开发实践证明,其油藏目标越来越复杂,低电阻率、低饱和度油层、高电阻率水层、高自然伽马储层、低渗透及特低渗透甚至超低渗透层、复杂油水关系等问题不断出现,因此,过去作为判别油、水层主要依据的双感应—八侧向等测井方法,越来越难以满足复杂地质条件下勘探开发的现实需求,测井解释过程中将油层误解释为水层的现象时有发生。为了提高岩性油藏中低渗透、特低渗透甚至超低渗透、低电阻率等复杂油层测井解释符合率,需要探索各类低渗透、特低渗透、超低渗透岩性油藏的主要控制因素,掌握其成藏规律,开展有关复杂低渗透、特低渗透、超低渗透岩性油藏中油层特点、识别方法研究,并有针对性地形成一套有效识别与评价各类低渗透、特低渗透、超低渗透油层的方法技术,明确油水分布规律,为鄂尔多斯盆地延长组的低渗透、特低渗透、超低渗透岩性油藏勘探及其他类似油藏的勘探提供有效参考。

测井新方法可以提供丰富的地质信息但是成本大,因此,低渗透、特低渗透、超低渗透油层的识别和定量评价必须主要依赖于常规测井资料,以常规测井资料解释为基础,结合地质录井、分析测试、试油试产资料、生产动态资料以及关键井中的测井新方法资料,借鉴类似油田经验,采用多种地质条件约束、测井参数的重叠图与交会图技术、特殊参数分析等多种分析方法及单井分析、多井对比等手段,对储层逐步进行含油性评价,达到提高评价低渗透、特低渗透、超低渗透油层解释精度的目的。

## 一、低渗透岩性油藏研究进展及成效

低孔低渗透致密砂岩岩性油气藏评价一直是国内外普遍关注的地质难题,近20年来,欧美一些国家通过进行深入的基础地质研究和多学科立体攻关,取得了较为显著的效果。

中国低渗透岩性油气藏的勘探开发经历了100年的漫长历史,主要包括3个阶段:1907—1949年期间,1907年位于鄂尔多斯盆地延长县境内中国第一口油井即延长1号井成功钻探,使得延长油矿得以发现,从此开始了中国低渗透岩性油气藏勘探开发探索的历史;1950—1980年期间,以鄂尔多斯盆地、松辽盆地的勘探为代表,仅仅发现了中小规模的油气藏,诸如“磨刀石”、“井井有油、井井不流”等,是人们对于低渗透勘探开发早期的基本认识;1980年以后,中国的低渗透砂岩油气藏实现了规模有效开发,如鄂尔多斯盆地安塞特低渗透油田,是中国第一个规模开发的低渗透油田,2008年实现产量 $300\times 10^4\text{t}$ 。

近些年,中国低渗透油气产能建设规模占到70%以上,已经成为油气田开发建设的主要战场,低渗透石油、天然气产量比例逐年上升,有关低渗透岩性油气藏勘探开发的成功经验在全国范围内迅速推广,使数十亿吨储量得到有效动用。为此,中国石油行业对低渗透的标准界限也从100mD、50mD逐步下降到20mD、10mD、5mD、1mD、0.5mD、0.3mD(天然气为0.1mD)。这充分反映出低渗透岩性油气藏勘探开发技术的发展历程,低渗透标准的变化及不断下移也反映出技术进步的有关发展过程。

鄂尔多斯盆地中生界低渗透岩性油藏勘探主要有3次重大突破。20世纪90年代以前,由于侏罗系延安组古地貌油藏分布范围小、储量规模有限,三叠系延长组受低渗透因素因



扰,石油勘探长期以来一直没有大的突破性发展。面对严峻的勘探开发形势,长庆油田解放思想、转变观念,将勘探工作不断向新领域、新层系进军,先后在志靖—安塞三角洲长6油层、陇东长8油层和姬塬地区长4+5油层获得3次重大突破,为原油产量持续快速发展奠定了坚实的资源基础;开发系统则不断向低渗透极限挑战,成功地开发了特低渗透安塞、靖安和西峰大油田,实现了原油产量跨越式发展。1983年,塞1井、塞5井、塞6井延长组均获工业油流,塞1井获日产近60t高产油流,评价勘探后提交石油探明地质储量,找到了盆地内第一个亿吨级油田,同时也证实三叠系延长组具备形成大型低渗透岩性油藏的有利条件。截至2003年底,包括志靖—安塞地区,已累计探明石油地质储量超 $7\times 10^8$ t,三级储量规模已达 $14\times 10^8$ t,成为中国陆上继大庆油田之后石油勘探的最重大发现。同时,陇东地区石油勘探再获重大突破,发现西峰 $4\times 10^8$ t级大油田。西峰油田发现,实现了向0.5mD超低渗透油层成功挑战,是中国石油近年来石油勘探开发的一项重大成果。

据不完全统计,鄂尔多斯盆地中生界延长组已探明石油地质储量中,渗透率大于10mD的占14.2%,渗透率为3~10mD的占3.8%,渗透率为1~3mD的占59.2%,渗透率为0.5~1mD的占13.4%,渗透率为0.3~0.5mD的占9.2%,渗透率为0.1~0.3mD的占0.2%,其中63.0%属于特低渗透层,22.8%属于超低渗透层,储层非均质性强。鄂尔多斯盆地低渗透储层成功实战经验说明,鄂尔多斯盆地油气勘探开发前景方兴未艾,中国低渗透、特低渗透、超低渗透岩性油气藏有很大的勘探开发潜力。

中国低渗透油气资源勘探开发实践证实其油气分布明显具有两个特点:①“两多一广”:含油气层系涵盖古生界、中生界、新生界,层位多;油气藏的岩性主要类型包括砂岩、碳酸盐岩、火山岩,岩性复杂;主要盆地都有分布,如中国西部柴达木盆地、三塘湖盆地、准噶尔盆地、塔里木盆地的砂砾岩油气藏和火山岩油气藏及海相碳酸盐岩油气藏,中部的四川盆地、鄂尔多斯盆地砂岩油气藏和海相碳酸盐岩油气藏,东部的海拉尔盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、江汉盆地、苏北盆地、二连盆地的砂岩油藏和渤海湾盆地、松辽盆地的火山岩油气藏,分布区域很广。②海相含气为主、陆相油气兼有。

## 二、低渗透岩性油藏含油性评价技术

众所周知,复杂低渗透岩性油藏勘探是当今油气勘探和开发的热点和难点,其基础为复杂岩性体识别与储层预测,如何准确确定岩性及预测储层是复杂岩性油藏勘探开发的基础。

微电阻率扫描测井或声波成像测井是研究储层沉积特征、岩相分析及裂缝识别的直接有效方法。储层物性特征,尤其是孔隙结构特征决定了储层储集性能甚至其含油气性,孔隙结构研究是寻找低渗透储层的切入点。关于孔隙结构研究,以前普遍使用的方法是岩石物理实验,比如压汞分析、铸体薄片分析等技术,近期主要应用恒速压汞技术。利用核磁测井 $T_2$ 谱分布来研究储层孔隙结构,是近年来核磁共振测井技术成熟应用的结果。对核磁共振测井数据进行处理,可用来有效划分储层,求取孔隙度、渗透率,达到解释孔隙结构的目的,而且还可以识别流体性质。但是由于核磁共振测井费用很高,资料仅在个别重点井眼中存在,很难进行系统分析。在一些地质情况复杂的低渗透区,根据特殊地质情况,选择实施元素俘获谱、自然伽马能谱、声电成像、多极子声波、核磁共振、电缆地层测试等测井项目,对低渗透油气藏完善其测井系列,可以达到准确、全面评价储层的目的。

目前,成功用来评价低渗透岩性油层的技术包括岩石物理学实验、理论物理模型和数理统计学分析等。

## 1. 岩石物理学实验

王曰才 (1979)、曾文冲 (1994)、周荣安 (1998)、李秋实 (2002) 等人曾经针对国内外岩心孔隙度大于 15% 的储层的岩石物理学实验特征进行了系统分析, 并取得了一定认识。

Ravi J. Suman 等人 (1997) 认为, 岩—电参数饱和度指数值 ( $n$ ) 受储层流体性质的影响, 是储层润湿性、饱和度、储层孔隙结构的综合反映。部分饱和水岩石中, 岩石润湿性对电阻率指数和含水饱和度之间关系起决定性作用, 油润湿的岩石表现出明显高  $n$  值特点。Carlos A. Grattoni 等 (1998) 则认为, 在储层孔隙介质范围内, 岩石电阻率主要受地层水分布的影响, 岩石润湿性不同时 (水润湿或油润湿), 电阻率指数与含水饱和度之间关系不一定都遵从阿尔奇公式。

Grattoni 和 Dawe (1995)、刘堂宴等 (2003)、E. C. Donaldson 和 T. K. Siddiqui (1987)、高楚桥等 (1998) 分别从不同的角度分析了不同润湿性的岩石含水饱和度不同的情况下岩石的微观导电机理及其导电性, 以及对岩—电饱和度参数  $n$  的影响, 指出  $n$  值是一个变化的参数, 可以高达 10 以上。

吕成远、张金功等 (2002) 通过对济阳拗陷、吐哈盆地及东濮拗陷油田中具有不同润湿性特征的样品的实验结果进行分析, 分类统计分析了各类润湿性储层的孔隙度与最高含油饱和度之间的关系, 指出水润湿、中性及油润湿性砂岩的孔隙度越大, 含油饱和度也相应越大, 孔隙度与含油饱和度之间大致存在良好线性关系。对于一定孔隙度的砂岩, 具有油润湿性的砂岩含油饱和度一般要大于中性砂岩及水润湿性的砂岩。

傅爱兵、王善江等 (2007) 研究了济阳凹陷古近系—新近系不同样品在不同实验条件下的含水饱和度指数  $n$  值特征。依据岩—电实验中含水饱和度 ( $S_w$ ) 与电阻增大率关系曲线特征, 分析了样品孔隙结构及含水饱和度对  $n$  值的影响, 并使用  $I-S_w$  关系分段回归法、 $n-S_w$  相关分析法更精确地计算了样品  $n$  值。通过岩—电实验, 分析了不同油藏参数与  $n$  值的关系, 认为储层性质和流体性质是影响  $n$  值的关键参数。

周荣安 (1998) 通过分析长庆油田致密低渗透样品的数据后认为, 影响饱和度指数  $n$  值的主要因素是孔隙度—渗透率的相关程度。当孔隙度和渗透率相关性好时, 电阻增大率系数 ( $I$ ) 和含水饱和度的相关性好; 孔隙度和渗透率相关性差时, 电阻增大率系数与含水饱和度的相关性差。李秋实等 (2002) 分析认为, 粒间孔为主储层中, 孔隙度高而渗透率低时, 饱和度指数低, 孔隙度低而渗透率高时, 饱和度指数高。饱和度指数的变化规律为: 随着孔隙度与渗透率比由大到小, 饱和度指数由低到高再到低, 饱和度指数大小主要受储层孔喉比影响, 孔喉比越大, 饱和度指数值越大。

冯春珍等 (2007) 在针对鄂尔多斯盆地上古生界岩屑砂岩和石英砂岩储层开展岩—电实验的基础上, 基于实验结果分析了砂岩储层岩—电参数的取值范围及其应用意义, 认为岩—电参数  $a$ 、 $m$  参数主要受孔隙度的影响。当孔隙度大于 12% 时,  $a$ 、 $m$  接近理论值, 当孔隙度小于 12% 时, 具有  $a$  值大、 $m$  值小的特征; 对于  $b$ 、 $n$  参数, 岩屑砂岩的数值接近于理论值, 而石英砂岩的  $n$  值接近 1。通过合理岩—电参数的确定, 保证了含水饱和度精确计算。

由于上述岩石物理实验基本上是在实验室条件下开展的, 而实际的地质需求是需要把握地层条件下有关的参数特征及其变化, 因而, 有关模拟地层条件下的高温高压岩石物理实验应运而生。

20 世纪 50 年代初, Fatt (1957)、Wyble (1958) 最先开始研究有关地层条件下高温高压环境对岩石电学性质的影响, 20 世纪 80 年代末至 90 年代初, 该项研究达到一个新高潮。

多项研究表明, 胶结指数 ( $m$ ) 一般随压力增加而增加,  $m$  是地层压力的函数。但是, Mahmood (1991) 指出, 压力增加虽然可以使各种岩性样品的  $m$  值增加, 但是增大量很小, 只有有效压力才会导致  $m$  值变化。总体上看, Mahmood (1991)、Longeron (1990) 和 Waxman (1967) 的研究表明, 温度的变化对纯岩石  $m$  值无明显影响。欧阳健等 (1999) 通过对中国西部塔里木盆地中 4 个地区不同的砂岩储层进行的高温、高压岩—电测量表明, 高温高压条件下的  $m$  值比常温常压下的  $m$  值高,  $m$  值增加的幅度与孔隙度大小有关, 但是低孔隙度样品  $m$  值受孔隙样品、压力变化的影响大于高孔隙的样品。

Glanville 发现砂岩和碳酸盐岩岩样的饱和度指数均随压力增加而增大。Longeron 发现, 压力对饱和度指数的影响与岩性有关, 认为温度对饱和度指数的影响如同对  $m$  值的影响; 对于纯岩石, 温度对  $n$  值影响不大。Mahmood 研究表明, 当温度增高时, 饱和度指数  $n$  有减小趋势, 温度越高减小量越少, 不同类型岩石  $n$  值减小量不同。欧阳健等 (1999) 初步认为, 电阻增大率与含水饱和度关系受温度、压力综合影响较小。

## 2. 测井解释模型

王克文 (2007) 建立了能够反映储层孔隙结构、流体特征的逾渗网络模型, 该模型通过数值模拟分别研究了储层的孔隙大小、孔隙形状、连通性、微孔隙发育状况以及地层水矿化度等对电阻率指数与含水饱和度关系曲线的影响, 认为储层孔隙的连通性和微孔隙发育程度对  $I-S_w$  曲线影响很大, 而其他因素影响较小; 地层水矿化度对岩石电阻率绝对值影响很大但是对于  $I-S_w$  曲线关系影响小。非“阿尔奇”关系现象普遍存在, 尤其是在低渗透—低连通性的储层中更为明显。

黄布宙、李周波等 (2009) 探讨了针对  $W-S$  模型、双水模型等有关复杂泥质砂岩储层测井解释模型解决有关黏土矿物的附加导电性、微孔隙发育等情况下模型建立及适用的条件, 并结合以往实验研究, 探究了黏土矿物附加导电性、微孔隙发育等情况下的岩石导电机理, 建立了 3 种孔隙导电模型 (自由水、微孔隙水、黏土水), 并指出当储层微孔隙发育时, 电阻增大率与含水饱和度关系在双对数坐标下出现弯曲现象, 并且微孔隙越发育, 弯曲现象越明显。

G. V. Keller (1953) 首次提出了岩石润湿性对岩石导电性的影响, 随后众多学者开始关注这一问题。A&M 大学在保持岩石原始润湿状态下作了岩—电实验, 对于完全水润湿岩石和完全油润湿岩石, 当含水饱和度为 50% 时, 电阻增大率分别为 2.89 和 30.62, 相差很大。显然, 如果不考虑岩石润湿性的影响, 仅应用经典阿尔奇公式计算含水饱和度, 将会产生很大误差。Munga (1968)、Gratton (1995) 分析了岩石润湿性对岩石导电性影响的有关机理, 认为水润湿性岩石中导电水膜是连续的, 而在油润湿性岩石中油相分布是连续的, 并形成孤立水珠, 因此, 在同样饱和度条件下, 水润湿性的岩石电阻率明显低于油润湿性岩石的电阻率; 阿尔奇公式中, 表现为油润湿性岩石的饱和度指数  $n$  值明显增大。Anderson (1986) 系统总结了此方面的有关研究成果并发表了有关润湿性影响的研究成果。刘堂宴 (1997) 考虑水润湿性岩石水膜对导电性的影响, 使用多项式来计算含水饱和度, 并把经典的阿尔奇公式看做是多项式的第一级近似。E. A. Sondena (1992)、毛志强 (1997) 分别用实验手段印证了岩石老化前后润湿性以及电阻增大率所发生的变化。刘堂宴等 (2003) 在考虑岩石的湿性情况下, 用连续函数模拟油珠表面和孔隙表面的接触关系, 提出了岩石导电模型

(CWRM): 当油珠进入具有不同孔喉尺寸岩石模型以后, 由于岩石具有润湿性, 油珠和岩石孔隙表面之间可能具有不同的接触方式。水润湿性的储层中, 油珠和孔隙表面之间将会有水膜, 水膜保持了连续的导电路径, 所以水润湿性的岩石中常呈低电阻率; 油润湿性的岩石中, 油珠与岩石孔隙表面将会紧密接触, 可能完全堵死孔喉, 导致岩石电阻率很高。所以, 即使在含油饱和度相同条件下, 岩石电阻率也因润湿性的差异而存在显著的变化。

毛志强、高楚桥等(2000)针对孔隙结构与含油岩石电阻率性质之间关系展开了理论模拟研究, 在对国内外大量关于多孔岩石微观结构模型、物理模型及相关理论(包括毛管束模型、曲折度模型、电阻网络模型、逾渗理论、有效介质理论、分形理论及模型)分析研究基础上, 选择建立在有效介质和逾渗理论基础之上的网络模型, 进而应用该模型模拟了诸如岩石孔喉大小及分布、孔隙连通性、水膜厚度等微观孔隙结构特征参数变化对含两相流体(油和水)岩石电阻率的影响, 认为对于微孔隙发育的储层(比如泥质砂岩、粉砂岩), 以及发育微裂缝、界面孔的岩石, 由于其分别具有较高的束缚水饱和度、微裂隙和界面孔与岩石颗粒表面之间保存的水膜, 致使上述两类岩石具有良好的导电通道(后者相当于曲折度很低的毛细管束, 可表征为低孔喉半径比和高孔隙配位数), 即使在含油气情况下电阻率仍较低,  $n$  值较小。因此, 储层孔隙结构变化对油气层电阻率值有显著控制作用: 若储层孔隙结构差别很大, 在相同含油饱和度情况下, 电阻率差别可能很大; 反之, 具有同样电阻率数值的储层, 如具有不同孔隙结构特征, 含油饱和度会有显著差别。所以, 对于复杂孔隙结构储层的含油性评价, 必须充分重视孔隙结构对储层电阻率的控制作用, 不能照搬传统阿尔奇模型, 应在区别不同孔隙结构类型储层的基础上, 建立和采用不同饱和度模型。

孙建孟等(2008)在分析国内外饱和度解释模型的基础上, 指出自1941年阿尔奇建立的基本模型之后, 经过近70年发展, 截至目前国内外有关饱和度解释模型主要有四大类: 经典阿尔奇公式、考虑泥质影响的饱和度解释模型(包括基于泥质等效体积的饱和度解释模型、基于泥质阳离子交换能力的饱和度解释模型以及基于有效介质理论的饱和度解释模型)、考虑骨架及多重孔隙影响情况下饱和度解释模型以及非均质条件下基于网络导电的通用饱和度解释模型。

### 3. 地质条件约束下低电阻率油层解释

张凤敏、孙广播等(2004), 针对大港油田普遍存在的低电阻率油层, 提出了基于油藏流体饱和度形成条件来建立碎屑岩油层含油饱和度解释模型方法, 主要考虑了油藏高度、储层物性、孔隙结构和流体性质4种因素, 依据毛细管压力分析资料和有关的油藏含油高度、油水密度差以及储层物性资料, 建立纯油层含油饱和度的统一解释图版, 并经实践证实, 可以用来准确确定低电阻率油层含油饱和度。

国内外油气盆地的勘探开发实践证实, 一般情况下, 低渗透岩性油藏中多伴有低电阻率油层的识别问题。截至目前, 有关低电阻率油层的形成机理及其有效测井识别方法等关键问题仍然是测井地质学家们关注的焦点。一段时间内, 地质学家和地球物理学家积极探索, 采用地质与测井学科的有机结合、地质条件约束的方法, 形成了针对各个油区的低电阻率油层形成机理的客观认识和识别方法, 致使测井处理与解释有新突破, 从而推动了测井解释理论与技术的发展。当前, 经过10余年的艰苦探索, 在渤海湾地区的4个油田分公司大港、华北、辽河和冀东以及中国海洋石油总公司在岩性油藏勘探领域中的低电阻率油气藏勘探方面均取得了显著成果。另外, 在松辽盆地的华东分公司辖属地区、吉林油田、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地等也发现了规模较大的低电阻率油层。由此预计, 随着勘探开发工作不断深化,

将会有更多低电阻率油气层被发现,有关低电阻率油气层识别与评价已经成为测井界重要工作之一。针对低电阻率油气层识别与评价这一难题,中国石油天然气集团公司各油田根据各自实际情况和需要,开展了大量研究工作,在低电阻率油气层识别与评价基础理论和应用技术等方面积累了丰富的研究成果。但是,由于各个盆地、各个油田低电阻率油气层储层地质特征和地球物理特征差异较大,简单直接照搬其他油田的成功方法常达不到良好效果,因此,只有在汲取他人成功经验的基础上,针对各区地质、测井的实际情况,扎实地开展研究工作,才可能获得突破性进展。

低渗透岩性油藏中的低电阻率油气层广泛存在并在勘探与开发中不断被发现,已是被许多油气田证实的事实,说明低渗透岩性油藏中的低电阻率油气层存在并非是一种偶然现象。目前,中国西部、东部的许多油气田,低电阻率油气储层发育普遍,有很大的勘探开发潜力。低电阻率油气层大多以高束缚水饱和度、低含油饱和度为特征,油气层、水层电阻率值等测井信号之间的差别小,降低了测井信息对油气层的分辨能力,最终导致测井解释过程中将一些油层、气层、水层误判,或导致部分较好的油层、气层被漏失。

低电阻率油气层的形成原因很多且很复杂,不同学者关注的对象不同,对其有不同的分类标准和分类方案。比如,储层束缚水含量高、黏土矿物附加导电性、岩石骨架颗粒中含有导电矿物或具有特殊的放射性物质等内在因素影响,钻井液侵入尤其是盐水钻井液的侵入影响,油藏构造圈闭幅度低、油水层对比关系发生变化,以及由于测井本身的探测范围有限等外在因素所造成的低电阻率油气层等。其中,多数是由于储层束缚水含量高或束缚水分布样式的变化,造成油层电阻率值较低,而其中束缚水饱和度的准确定量计算也一直是个难题。油藏条件下,储层束缚水往往是一个变化参数,针对不同成藏动力条件和油源供给情况,束缚水饱和度相应发生变化,油源充足和强成藏动力条件下储层的束缚水饱和度低,相对弱成藏动力条件下相同储层的束缚水饱和度相对较高。

通常,为了提高测井解释油水层的精度,测井解释中常采取分区、分层系建立多尺度测井模型的办法解决油藏中的非均质问题,对于属于同一区块或层系的储层,其均质或其非均质性是可以简化用线性方式进行描述的问题,但是对于低渗透储层中的具有严重非均质的地层,需要探索新的方法。

### 三、存在的主要问题

要实现低渗透岩性油气藏成功勘探与经济有效开发,面临很多急需解决的难点,其中最主要的为对油藏主控因素的把握及其勘探开发技术难题。由于鄂尔多斯盆地中部延长组油藏属于典型低渗透岩性油藏,其沉积环境复杂,油藏岩性、物性、孔隙结构、地层水系统变化大,且物性整体较差,平面和剖面方向非均质性强,油气成藏主控因素和富集规律不清,产能接替区和滚动扩边区难以确定,单井产量低,递减和含水难以控制,导致勘探难度很大。因此,有关鄂尔多斯盆地中生界低渗透岩性油气藏的成藏规律及主控因素,以及如何定量评价低渗透岩性油藏含油性,认识低渗透岩性油气藏中的油水分布,以便于寻找出油气富集区等,都需要继续深入探究。其中,有关低渗透岩性油气藏的含油性定量评价研究是掌握其油水分布规律以及寻找石油相对富集区的关键之一。此外,由于低渗透岩性油气藏往往伴有低丰度和低压的特点,天然能量不足,导致油井自然产量很低。因此,通过技术创新提高此类油气田单井产量也是急待解决的难题。

低渗透性储层测井评价,存在的主要困难是岩性复杂和储层非均质性强,导致储层物性



参数变化的地质因素复杂,整体上含油饱和度低,测井信号信噪比低,解释过程中多解性增强,难以建立广泛适用的测井解释模型。因此,需要综合对比研究地质、试油试产、测井等资料,搞清储层“四性”关系之间内在联系,达到应用常规测井资料综合评价其含油气性的目的;同时,需要重视声电成像、核磁共振等测井新技术的应用,并与常规测井相结合解决复杂岩性油气藏中低渗透储层的测井评价问题。

鄂尔多斯盆地由于其构造沉积的特殊性,使得中生界储层整体上属于低孔、低渗透甚至特低渗透、超低渗透,油藏类型以岩性油藏为主,次为构造—岩性油藏和构造油藏。中生界含油层系多,侏罗系直罗组、延安组、富县组含油,还有全区大面积三叠系延长组油藏。中生界油藏中岩性变化大,砂岩油层中有中—粗砂岩、含砾砂岩、细砂岩甚至粉—细砂岩油层;储层的非均质性强,物性差;总体油水分异差,含油饱和度低。鄂尔多斯盆地中生界油田的特殊地质特征,给测井解释工作带来了较大困难。由于储层岩性、物性、含油性等的严重非均质性,致使储层测井曲线响应特征复杂多变,既有中—高电阻率的油层,又有低电阻率的油层;既有纯油层,底水油帽型的油水分异,也有较多的油水同层,油水关系复杂,这主要取决于构造整体平缓、储层岩性细等原因,致使油层电阻率与水层基本相当,常规方法定量计算含油饱和度偏差较大,测井识别困难。同时,由于储层孔隙度小,对曲线精度要求高。如长6油层孔隙度为10%左右,若含油饱和度按50%考虑,储层含油孔隙体积仅5%,95%均为岩石骨架和水的贡献,考虑钻井液滤液侵入的情况下,深感应测井仪器探测深度小于2.0m,大部分仪器探测深度仅0.2~0.3m左右,其中的含油信息对整个测井信号的贡献远小于5%,所以一般测井曲线很难满足解释精度需要,易造成解释误判。另外,低孔低渗透储层压裂效果影响测井资料标定效果,由于很多地区水层发育,试油压裂改造的难度大,当压裂强度小时,油层得不到很好改造导致产油量低或试不出油,而当压裂强度大时又容易压窜水层造成油水同出或只产水不出油,使测井解释更加困难。

鄂尔多斯盆地中生界岩性油藏是世界上著名的低渗透、低压、低丰度的“三低”油气田,在已探明的石油储量中,长庆油田辖属区的油层渗透率在1mD左右的占70%以上,油井没有自然产能。超低渗透油藏是指渗透率小于1mD特别是小于0.5mD、单井产量较低、过去认为难以经济有效开发的油藏,主要分布在姬塬、吴起、志靖—安塞、华庆、西峰两侧五大区带。与已经规模开发的渗透率在1mD以上的特低渗透油藏相比,超低渗透岩性油藏岩性更致密,孔隙更细微,应力敏感性更强,物性更差,油层识别的难度更大,致使勘探开发难度更大。

由于鄂尔多斯盆地中生界低渗透、特低渗透岩性油藏具有“三低”的特点,油藏地质特征的复杂多变性导致测井解释和有关其含油性定量评价以及油藏下限标准确定存在一定的困难。因此,急需对典型重点油藏进行深入解剖并进行测井资料的精细分析,以提高对有效储层的预测和对油水层识别与评价的精度,把握油藏主控因素,为增储上产、提高勘探开发效率提供可靠的依据。



# 第一章 区域地质概况

鄂尔多斯盆地横跨陕西、甘肃、宁夏、内蒙古、山西五省区，故又称陕甘宁盆地，其大地构造位置属华北克拉通西部，呈一南北向较长的矩形盆地，北起阴山、大青山和狼山，南至秦岭，西自贺兰山、六盘山，东抵吕梁山、中条山，总面积为  $37 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，是我国陆上第二大沉积盆地。

## 第一节 盆地构造及演化特征

鄂尔多斯盆地为克拉通边缘坳陷盆地，盆地基底为太古宙、元古宙变质岩结晶基底，其上有古生代、中生代、新生代盖层沉积，具有明显二元结构。依据其构造演化史和现今构造形态，鄂尔多斯盆地可划分为伊盟隆起、渭北隆起、晋西挠褶带、陕北斜坡、天环坳陷及西缘冲断带 6 个一级构造单元。

鄂尔多斯盆地形成始于三叠世纸坊期（刘池阳等，2006），发育鼎盛时期为中晚三叠世延长期和早中侏罗世延安期，早白垩世末盆地消亡，晚白垩世以来为盆地的后期改造时期，因此鄂尔多斯盆地发育时限为中晚三叠世—早白垩世。

刘池阳（2006）、杨俊杰（2002）等曾著文阐述了鄂尔多斯盆地构造演化与油气分布规律，认为鄂尔多斯盆地沉积演化过程可划分为 4 个阶段：中晚三叠世和早中侏罗世富县期—延安期为盆地发育的两个鼎盛阶段，广泛接受沉积，湖盆宽阔，沉积范围为今残留盆地面积的两倍多，形成重要含油和成煤岩系。这两个阶段被期间发生的区域抬升变动（ $J_1$ ）所分隔。抬升导致沉积间断，延长组顶部遭受强烈而不均匀的侵蚀下切，形成起伏较大的侵蚀地貌。延安期末盆地抬升变动不强烈，沉积间断和剥蚀延续时间短。随后又复沉降，进入盆地发育的第三阶段中侏罗世直罗期—安定期，沉积范围仍较广阔，但湖区面积明显减小。晚侏罗世构造变动强烈，在盆地西缘形成逆冲推覆构造带，在其东侧前渊局限沉降厚度不等的砾岩，盆地中东部地区遭受剥蚀改造。

现今黄河以西地区初显东隆西坳格局。在早白垩世阶段，沉积分布仍较广阔，不整合超覆在前期西缘冲断带和南、北边部隆起之上。在盆地演化的前 3 个阶段，沉积中心均分布在延安附近及其以东，而沉降中心则位于邻近物源的盆地西部，且不同阶段位置有别。直到早白垩世，盆地沉积中心和沉降中心的分布位置才大体一致，主要位于盆地西部的中南段。早白垩世末，鄂尔多斯盆地整体抬升，大型盆地消亡，盆地开始进入后期改造时期。经过晚白垩世以来长期的盆地后期改造阶段，现今的鄂尔多斯盆地构造形态总体显示为一东翼宽缓、西翼陡窄的不对称大向斜的南北向矩形盆地。盆地边缘断裂褶皱较发育，而盆地内部构造相对简单，地层平缓，倾角一般不足  $1^\circ$ 。盆地内无二级构造，三级构造以鼻状褶曲为主，一般幅度也较小，构造圈闭不发育，主要以岩性油气藏为主。志丹义正中南部区属陕北斜坡中段，构造基本形态为一个由东向西倾伏的平缓单斜，局部发育近东西向鼻状构造。

古生代至中生代早期，鄂尔多斯盆地所在地区属华北盆地的一部分。到晚三叠世延长组

沉积早期,受印支运动影响,华北盆地解体,由于盆地周缘相对抬升,形成面积大、水域广的鄂尔多斯盆地。鄂尔多斯盆地上三叠统属于多旋回河流—湖泊相碎屑岩沉积。

鄂尔多斯盆地上三叠统延长组自下向上分为5段( $T_3y_1$ 、 $T_3y_2$ 、 $T_3y_3$ 、 $T_3y_4$ 、 $T_3y_5$ )、10个油层组(长10、长9、长8、长7、长6、长4+5、长3、长2、长1)。其中,长10—长7沉积期为湖盆形成到发展时期,表现为纵向上整体呈正旋回沉积和平面上各期湖岸线逐步向外扩张的特征。长7期湖盆进入全盛时期,广阔水域形成浅湖—半深湖相的大型生油坳陷,沉积了厚数百米的暗色生油岩系。长6—长1期为湖盆三角洲建设发育期,湖水退缩逐渐消亡,表现为纵向上整体呈反旋回沉积、平面上各期湖岸线呈现向湖心收敛的特征。盆地东部沉积受东北部和东南部两大物源区的控制,发育湖盆河流—三角洲沉积体系,东北部发育安塞—延安三角洲,东南部发育黄陵—富县三角洲,这些三角洲紧邻生油中心,成为延长组的主要储集体。各期三角洲砂体与湖相或湖沼相泥岩间互,形成多套生储盖组合样式。延长组物源方向来自盆地四周,晚三叠世早、中期北部和西南部是其主要物源方向,晚期随着西南方向地形的进一步抬升,西南部物源影响范围明显超出北部物源区。

延长组沉积后盆地全面抬升,由于河流下切造成高低起伏的地貌景观。在此背景上发育了下侏罗统延安组(含富县组)河流—湖沼相沉积,由于河流对下伏延长组的切割,使延安组河道砂体直接覆盖于烃源岩层之上,成为有利的储集体;加之覆盖湖沼相泥岩遮挡,形成良好的生储盖组合。然而,盆地东部延长组抬升比西部缓,支流岔沟不发育,河流下切能量有限,使延安组砂体与延长组生油岩接触面积小,成藏条件变差。中侏罗世盆地再次接受沉积,表现为正旋回的沉积特点。下部直罗组为河流相沉积,向上逐渐变细,砂岩减少,泥岩增多,至安定期演变为湖沼相沉积,形成了一套覆盖全盆地的区域性盖层。燕山旋回中期,盆地西部受推挤,坳陷部位逐渐东移,而盆地东部却逐渐抬升,从而与华北盆地分离,成为独立的鄂尔多斯盆地,沉积了厚达1000m的边缘相带明显的下白至统,盆地西部发生冲断,并在推挤作用下隆起。喜马拉雅旋回期,盆地均衡上升。古近纪陕北斜坡上升为剥蚀区,至第四纪又接受广大面积的黄土层及河床砾石层沉积。延长组沉积后水体几进几退,沉积和剥蚀交替进行,在周缘隆起和基底断裂作用下,盆地表现为区域性抬升,但由于盆地不同区带抬升幅度在时间和空间上的变化,造成地层剥蚀程度上的差异。

## 第二节 延长组沉积特征

延长组沉积时随湖盆演化盆地内总体沉积了一套灰绿色、灰色中厚层粉细砂岩、粉砂岩和深灰色、灰黑色泥岩地层,下部以河流中、粗粒砂岩沉积为主,中部以一套湖泊—三角洲为主的砂泥互层沉积,上部为河流相砂泥岩沉积。总体北粗南细,厚度北薄南厚,一般为800~1500m,最厚地层分布在盆地西南边缘的汭水河剖面,为1500m。岩性呈明显韵律变化,并发育多期旋回性,这些变化在区域上有较强的可比性,依据延长组中凝灰岩、页岩、碳质泥岩或煤线等标志及其在测井曲线上的变化特征将延长组自上而下细分为10个油层组。各油层组和含油层段的岩性特征如下。

长10油层组:主要为一套河流相灰绿色、肉红色厚层状中、粗粒长石砂岩夹深灰色泥岩。砂岩中富含浊沸石和方解石胶结物,表面呈不均匀斑点状,似花岗斑岩状,厚度一般为250~350m。

长9油层组:盆地边缘下段为一套厚层状中细粒长石砂岩夹灰绿色—深灰色泥岩,上段为

深灰色泥岩、碳质泥岩夹油页岩及薄层粉细砂岩，或者二者不等厚互层，盆地西部和东南部的沉积凹陷中主要发育有厚层黑色碳质泥岩夹油页岩，代表岩性有李家畔页岩、黄龙页岩等。

长8油层组：盆地绝大部分区域由上、下两套巨厚层河流相和三角洲平原亚相浅灰色灰质中砂岩—细砂岩韵律层组成，层理构造发育，中间夹薄层泥岩及暗色泥岩。盆地西南部沉降中心，为厚层泥岩与薄层砂岩互层。在盆地东部子长、延川等地河道砂岩中有大量泥砾。一般自下而上可以分为长8<sub>2</sub>和长8<sub>1</sub>。

长7油层组：湖盆发展演化的鼎盛时期，全区湖水伸展范围最大，以浅湖—深湖相沉积为主，典型岩性有灰黑色泥页岩、油页岩（俗称“张家滩页岩”），属于延长组主要生油岩系，区域对比性强，一般自下而上可细分为长7<sub>3</sub>、长7<sub>2</sub>、长7<sub>1</sub>3个沉积旋回序列，生油岩系主要位于长7油层组中下部的长7<sub>3</sub>、长7<sub>2</sub>。

长6油层组：盆地演化中是沉积物充填高峰期之一，无论盆地东北的三角洲或者盆地西南的水下扇浊流，均为强进积建设期，自下而上可以分为长6<sub>4</sub>、长6<sub>3</sub>、长6<sub>2</sub>、长6<sub>1</sub>4个沉积旋回序列，每个旋回由砂岩、粉砂岩以及泥岩组成，其中以长6<sub>1</sub>三角洲前缘厚层砂体最为发育。

长4+5油层组：岩性为黑色泥页岩，水平层理发育。自下而上一般细分为长4+5<sub>2</sub>和长4+5<sub>1</sub>，划分标志层的电性特征为高声波时差、高自然伽马、高自然电位、低密度、低电阻率及尖刀状扩径，其声波时差、自然伽马、密度曲线之间对应关系良好。其中，下部长4+5<sub>2</sub>中，盆地边缘主要为三角洲平原中砂岩相，盆地内部三角洲前缘粉细砂岩相对发育，泥岩厚度明显增大，泥岩与砂岩互层。长4+5期湖盆有一定收缩趋势，盆地边缘主要为灰黑色泥岩与浅灰色粉—细砂岩互层，局部夹煤线，盆地内部由三角洲前缘亚相的粉细砂岩和湖相泥岩组成。

长3油层组：由于湖水迅速退缩变浅，盆地边缘碎屑物大量加积和进积充填，在盆地边缘及盆地内部大部分地区形成进积式曲流河三角洲，平原分流河道砂体特别发育，砂岩粒度细，泥质含量较高，泛滥沼泽和残留湖泊洼地暗色泥岩、碳质泥岩广布。根据砂岩粒度及泥岩沉积韵律变化，自下而上细分为长3<sub>3</sub>、长3<sub>2</sub>、长3<sub>1</sub>3个沉积旋回序列，其中盆地西北及中部地区长3<sub>3</sub>砂体最为发育，长3<sub>1</sub>为反韵律旋回。

长2油层组：由于湖盆水体进一步变浅，湖盆收敛，三角洲平原亚相沉积大面积分布，分流河道砂体较发育。河流沉积迁移过程中自上而下也可以形成长2<sub>3</sub>、长2<sub>2</sub>、长2<sub>1</sub>3个沉积旋回，造成碎屑岩粒度和岩性的变化，其中大部分地区测井剖面表现为正韵律层序，部分井区因河流迁移及相变，长2<sub>2</sub>、长2<sub>1</sub>呈反旋回。

长1油层组：因晚三叠世湖盆处于衰亡阶段，盆地分解，主要形成灰黑色、深灰色泥岩、碳质泥岩、煤层与浅灰绿色粉—细砂岩互层河流—湖沼相沉积。本层是长2期的盖层，也是侏罗系的生油层。

由于晚三叠世末期盆地受印支运动影响，盆地内延长组遭受不均一抬升剥蚀，特别是受侏罗纪宁陕古河道、甘陕古河道、蒙陕古河道及庆西古河道侵蚀，其顶面形成了沟谷纵横、阶地层叠、残丘起伏、坡凹蔓延古地貌景观，使得盆内长3、长2、长1地层残缺不全，盆地西南边缘甚至长4+5—长6也被剥蚀。

总之，晚三叠世延长期，盆地周边水系较为发育，形成了一系列向盆地中心发育的河湖三角洲裙，从纵向上由湖进到湖退，经历了湖盆的形成、扩张、萎缩、消亡的演化阶段（图1-1）。

为了进一步分析鄂尔多斯盆地中部延长组岩性油藏的主要控制因素，以及探索测井资料精细解释关键参数的技术方法，拟选取鄂尔多斯盆地中部的志丹义正中南部油区长4+5、长6、长7、长8油藏进行系统解剖。