

# 甘肃陇东地区上三叠统延长组长6、 长8沉积特征及低渗响应

史成恩<sup>1,2</sup>, 罗晓容<sup>1</sup>, 万晓龙<sup>2</sup>, 李亮<sup>2</sup>

(1. 中国科学院地质与地球物理研究所, 北京 100029;

2. 中国石油长庆油田公司勘探与开发研究院, 陕西 西安 710021)

**摘要:** 陇东地区白马区长8储层是在湖盆扩张过程中形成的三角洲前缘水下分流河道沉积, 合水区长6储层主要发育三角洲前缘浊积体, 为低孔特低渗储层。二者同属西南物源沉积体系的两套储层, 由于不同的水动力条件、搬运距离、沉积地形、沉积水深等环境及中等压实强度的影响, 形成了该区特低渗储层。储层粒度细、绿泥石不发育和碳酸盐胶结物含量高是导致合水长6<sub>3</sub>比白马区长8<sub>1</sub>储层物性更差的主控因素。

**关键词:** 甘肃陇东地区; 延长组; 沉积差异; 低渗响应

**中图分类号:** TE122.2<sup>+</sup>3

**文献标识码:** A

## 0 前言

鄂尔多斯盆地中生界上三叠统延长组是一套以大型内陆凹陷盆地为背景、以河流和湖泊相为主的陆源碎屑岩沉积, 是湖盆发展的全盛期<sup>[1]</sup>。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。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。陇东地区位于盆地西南部, 属鄂尔多斯盆地西南沉积体系<sup>[2]</sup>。在三大湖侵之间发育了长8、长6两套储层, 均为特低渗储层, 但两个层系储层物性差异较大。

白马区位于鄂尔多斯盆地陇东地区西北部的合水地区(图1)。

西峰油田白马区长8<sub>1</sub>储层平均埋深2000m, 平均岩心孔隙度10.1%, 空气渗透率值 $1.77 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 合水地区长6<sub>3</sub>储层埋深1800m, 区内20余口预探井岩心资料表明长6<sub>3</sub>储层物性差, 平均孔隙度8.47%, 平均渗透率 $0.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。根据国内通常的储层分类( $K < 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,  $K$ 为储层渗透率), 合水长6<sub>3</sub>、西峰长8<sub>1</sub>储层为特低渗透储层。

为什么同处于西南物源沉积体系, 合水地区长6<sub>3</sub>储层与西峰白马区长8<sub>1</sub>储层相比, 油藏埋深浅, 而物性更差呢? 本文以西峰白马区长8<sub>1</sub>和合水地区长6<sub>3</sub>储层为例, 从沉积、成

收稿日期: 2006-06-15

作者简介: 史成恩(1963-), 男, 甘肃泾川人, 博士研究生, 从事油气田开发研究与管理工作。E-mail: sce\_cq@petrochina.com.cn。

岩、微观孔隙结构等方面探讨了陇东地区长8、长6储层的物性差异及低渗控制因素。

## 1 研究方法 & 主要研究内容

从宏观与微观两个层面探讨储层的低渗控制因素及物性差异: 以钻井取心资料、测井资料为基础, 结合地面露头, 应用高分辨率层序地层学原理、沉积学原理、测井相分析方法, 揭示砂岩的井间连通特征、单砂体的宏观几何形态; 通过储层孔隙结构、成岩作用、孔喉特征的研究, 揭示储层的微观特征。通过储层特征对比研究, 总结低渗储层的主控因素和长8、长6的物性差异。

在实际研究中, 紧密围绕低渗控制因素及物性差异开展以下研究内容: ①储层微观特征研究: 通过镜下薄片、扫描电镜、核磁共振等方法对储层的岩石学特征、孔隙结构和成岩相进行研究, 研究孔隙充填矿物及分布规律、低渗储层的成因。②物性差异性研究: 对长8、长6储层特征进行对比研究, 探讨沉积环境及成岩作用对储层物性的主要影响因素及物性响应。

## 2 沉积及成岩特征

随着西峰油田的发现, 陇东地区长8—长6沉积相及储层成为近几年的研究热点<sup>[3-5]</sup>。陇东地区长8—长6沉积碎屑的物源区在固原—平凉—陇县等地<sup>[6]</sup>。该区沉积基底较陡, 长8—长6储层就是在湖盆扩张和高陡坡背景下发育的一套退积型辫状河三角洲建造(表1)。

### 2.1 沉积特征

#### 2.1.1 长8亚期

长8油层组属于湖盆相对稳定下的沉积, 陆源碎屑供给充足, 以浅湖相和三角洲前缘相沉积为主, 为三角洲前缘水下分流河道沉积<sup>[7]</sup>。长8末期区域上整体发生了一次快速沉降运动, 导致大规模湖进。南部有4支砂体呈北东向展布, 主要物源在平凉一带, 三角洲前缘砂体形态由西南向东北推进, 不断向两侧分叉, 显示出多个朵状体, 剖面结构为厚层块状中—细砂岩, 粒度粗、分选好、杂基含量低。

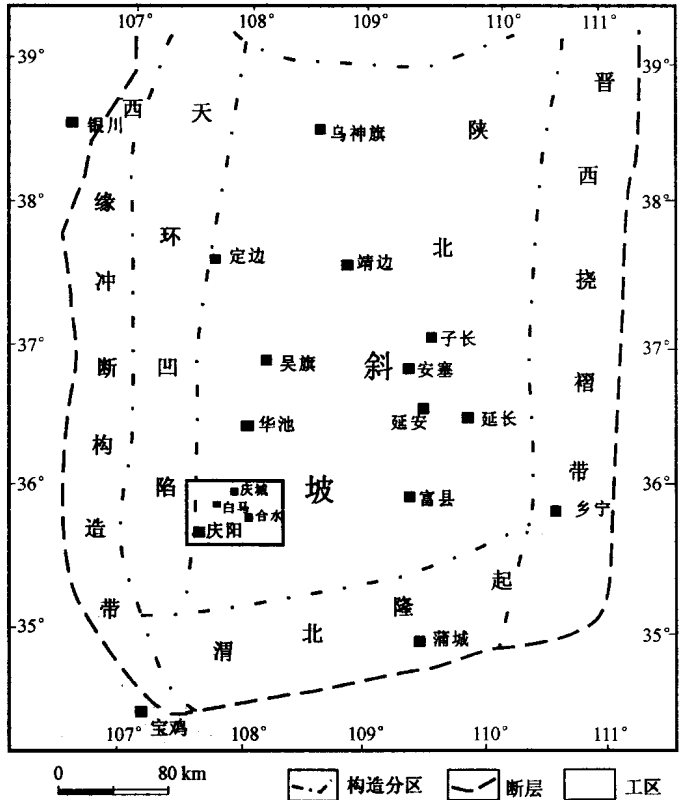


图1 鄂尔多斯盆地构造区划和研究区位置示意图

Fig.1 Diagrammatic map showing the tectonic divisions of the Ordos basin and location of the study area

表1 鄂尔多斯盆地延长组(长9—长6)地层简表

Table 1 Summary of the stratigraphy of the Yanchang Formation (Chang 9-Chang 6) in the Ordos basin

系	统	组	油层组	厚度/m	岩性描述			
三 叠 系	上 延 长 统 组	长6	长6 <sub>1</sub>	35~45	浅灰色粉细砂岩夹暗色泥岩			
			长6 <sub>2</sub>	35~45	褐灰色块状细砂岩夹暗色泥岩			
			长6 <sub>3</sub>	35~40	灰黑色泥岩、泥岩粉砂岩、粉细砂岩互层, 夹薄层凝灰岩			
		长7	长7	长7	80~120	底部以暗色泥岩、炭质泥岩、油页岩夹薄层粉细砂岩为主, 中上部发育粉细砂岩及暗色泥岩、炭质泥岩互层		
						长8 <sub>1</sub>	30~45	灰色粉细砂岩夹暗色泥岩、砂质泥岩
						长8 <sub>2</sub>	30~45	灰、灰浅色块状细砂岩夹暗色泥岩
		长9	长9	长9	90~120	暗色泥岩、页岩夹灰色粉细砂岩		

### 2.1.2 长7、长6亚期

长7油层组沉积时期湖盆急剧下沉, 水体变深, 发生了延长组沉积史上的最大湖侵, 砂体展布方向与长8亚期类似, 呈西南—北东向, 陆源碎屑供给不足, 砂岩规模明显不及长8亚期, 在该组的中下部发育一套以炭质泥岩和油页岩为主的半深湖相沉积, 薄层浊积岩、块状浊积岩均有发育。

长6油层组属湖盆回升初期阶段的沉积, 湖岸线比长7亚期略向湖心收缩, 伴随有频繁的震荡运动, 陆源碎屑供给充分, 发育有浅湖相砂岩和半深湖浊积相沉积<sup>[7]</sup>。长7、长6沉积过程中存在多次地震活动, 导致长7上部、长6大型浊流沉积, 三角洲前缘快速堆积的未固结的沉积物向盆地中心滑塌流动, 在坡度较大的半深湖中发育浊积水道沉积, 在坡度较小的深湖中发育浊积叶状体沉积(图2), 浊积岩横向分布稳定, 形成了与物源方向垂直的砂岩主体带<sup>[8]</sup>。合水地区长6<sub>3</sub>岩心主要发育块状层理、槽膜构造和滑动冲刷面, 均表现为浊积沉积特征(图3)。

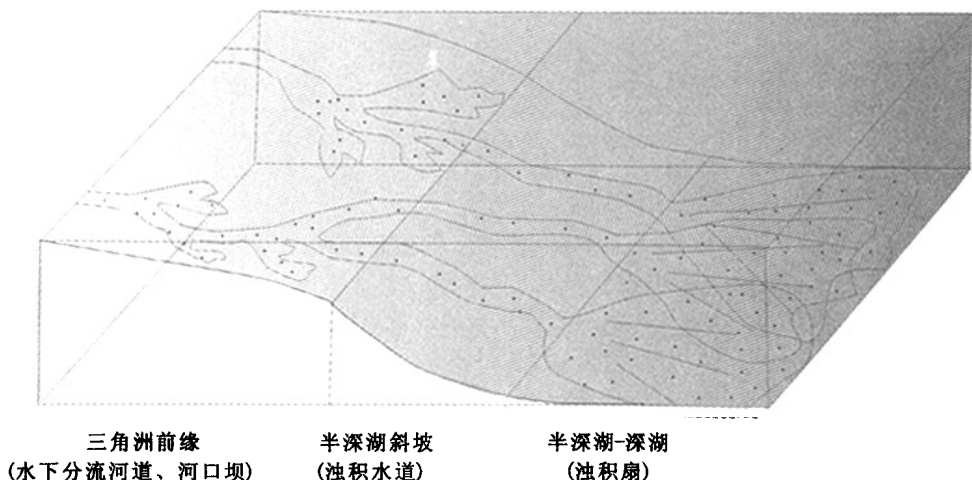


图2 浊积扇沉积模式(平行于湖岸线)

Fig.2 Depositional model of turbidite fan (paralleling lake strandline)

### 2.2 成岩特征

陇东地区延长组长 6~8 段湖相低孔特低渗砂岩，其成岩作用类型非常复杂，在埋藏成岩过程中各种成岩作用对砂岩的原生孔隙的保存和次生孔隙的发育都产生一定影响，次生孔隙发育，成为砂岩最主要的储集空间之一，直接影响了储集砂岩的物性。

砂岩埋藏较深，经历了中等强度的压实作用，砂岩碎屑颗粒之间接触紧密，造成岩石大量原生孔隙损失，渗透率急剧降低。成岩作用强，粘土及碳酸盐胶结物发育，堵塞部分孔隙喉道，使得储层渗透率降低。长 7 有机质热演化处于成熟阶段，释放出的大量 CO<sub>2</sub> 造成长 8、长 6 储层长石和岩屑等不稳定颗粒发生广泛溶蚀，溶解作用强，生成溶蚀孔。

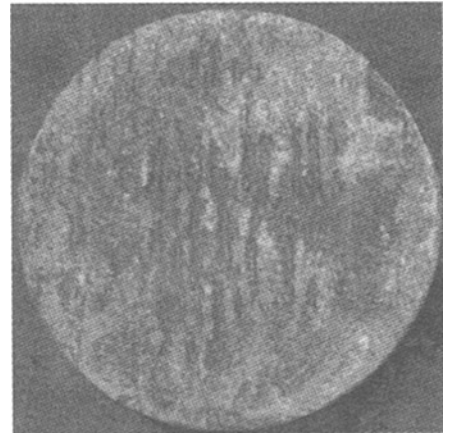


图 3 槽模构造  
(庄 86-20 岩心照片，长 6<sub>3</sub>)

Fig.3 Flute cast structure (core photo of well Z86-20 in Chang 63)

## 3 储层物性与沉积特征、成岩特征之间的关系

### 3.1 沉积相对物性的控制作用

沉积环境是影响储层储集性能的地质基础，不同沉积微相的砂岩储集性能之间存在明显的差异。陇东地区长 8—长 6 以三角洲前缘沉积为主，沉积时距物源区较近，受水动力条件、搬运距离、沉积地形、沉积水深等影响，形成研究区低孔特低渗储层，并导致西峰长 8<sub>1</sub>、合水长 6<sub>3</sub> 储层物性差异较大。

西峰白马长 8<sub>1</sub> 为浅湖相沉积，以三角洲前缘水下分流河道沉积为主，碎屑物搬运距离相对较短，石英含量低，仅 28.4%；合水长 6<sub>3</sub> 浊积扇沉积受沉积地形的控制，在陡坡地带发生一次沉积作用，搬运距离相对较远，矿物成熟度较高，石英含量高，达到 49.3% (表 2)，使物性变差。由于三角洲前缘水下分流河道沉积水体较浅，长期受波浪冲洗改造，物性得到明显改善；而浊积扇为阵发式的远距离一次沉积，沉积水体较深，受波浪影响小，使物性变差。

储层物性与岩性的关系密切，不同的沉积环境形成不同的岩性，而岩石物性主要受砂岩粒度大小的影响。储层图像粒度资料的对比研究表明合水长 6<sub>3</sub> 储层较白马长 8<sub>1</sub> 储层颗粒细，分选差。合水储层粒度分布中，只有 7.6% 为中砂，92.4% 为细砂及以下粒度，平均孔径仅为 28.88μm；而白马区中、粗砂含量

表 2 合水、白马碎屑成分及含量对比

Table 2 Components of terrigenous detritus and their percentages in the Heshui and Baima areas

区块	层位	陆源碎屑/%				
		石英	长石	岩屑	云母	总量
合水	长 6 <sub>3</sub>	49.3	15.0	17.4	3.2	84.9
白马	长 8 <sub>1</sub>	28.4	32.3	24.0	5.1	89.8

表 3 合水、白马储层图像粒度对比

Table 3 Contrast of particle sizes of the Heshui and Baima reservoirs

区块	层位	粒度分布/%				
		粗砂	中砂	细砂	粉砂	泥
合水	长 6 <sub>3</sub>	0	7.6	86.5	2.1	3.8
白马	长 8 <sub>1</sub>	0.2	27.9	67.4	1.5	3.0

达到 28.1%，71.9%为细砂及细砂以下粒级，平均孔径相对较高，40.5 $\mu\text{m}$ 。砂岩颗粒大小是导致物性差异的主要因素之一（表 3）。

岩石薄片鉴定结果具有类似的结论。庄 9 井长 8 储层薄片上半部粒度为粉砂级，基本无可见孔隙，而在下半部为细砂级，薄片中心隙明显较发育，物性较好（图 4）。

### 3.2 成岩作用对储集物性的影响

成岩作用对储层储集性能具有明显的控制作用，通常对储层物性改造较大的成岩作用主要有压实作用、胶结作用和溶解作用<sup>[9]</sup>。陇东地区延长组长 6~8 段湖相低孔特低渗砂岩，其成岩作用类型非常复杂，在埋藏成岩过程中各种成岩作用对砂岩的原生孔隙的保存和次生孔隙的发育都产生一定影响，次生孔隙发育，成为砂岩最主要的储集空间之一，直接影响了储集砂岩的物性。因此，开展该区成岩作用的研究对探讨合水长 6 和白马长 8 储层特低渗的影响因素及物性的差异具有重要意义。

#### 3.2.1 压实作用

压实作用是碎屑岩固化成岩的主要作用之一，其结果使颗粒的原生粒间孔隙大为缩小。压实作用对储层物性的影响与碎屑岩储集层的矿物成分有关，一般而言，石英颗粒的抗压能力最强，长石次之，岩屑的抗压强度最小<sup>[9]</sup>。陇东地区三叠系延长组砂岩埋藏达到 1800~2100m，经历了中等强度的压实作用，常见的压实现象有：塑性的云母碎片发生挠曲、泥岩屑挤压变形，形成假杂基、刚性颗粒断裂等，反映碎屑颗粒变形显著。砂岩碎屑颗粒间的接触关系以线接触、点-线接触和点接触为主，造成岩石大量原生孔隙损失，渗透率急剧降低<sup>[10]</sup>。白马长 8 储层埋藏深，长石含量高，压实作用对其影响更大，但由于长 8 储层较长 6 储层颗粒大，压实致密接触后仍可以保存（残留）更多的粒间孔，因而长 8 储层物性好于长 6 储层。

#### 3.2.2 胶结作用

##### (1) 硅质胶结物

硅质胶结物在陇东地区长 6—长 8 砂岩中普遍分布，含量在 1.4%~1.6%之间（表 4）。主要是石英次生加大和自形石英晶体产出在碎屑石英颗粒表面、粒间孔壁和粒内溶孔中，从而降低了储层的孔隙度、渗透率。薄片分析表明，在酸性环境中不稳定矿物如斜长石、钾长

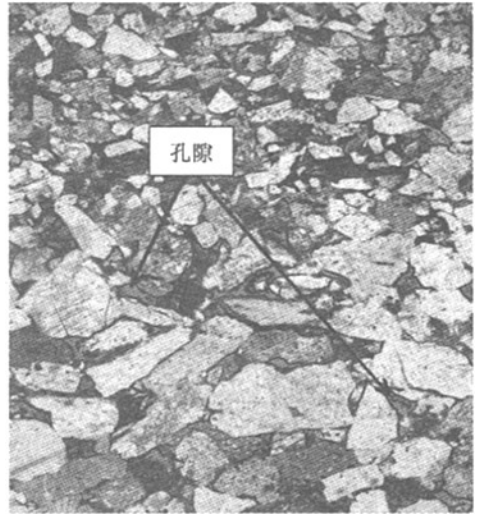


图 4 薄片下粒序层理与孔隙的关系  
(庄 9 井, 1714.8m, 长 8,  $\times 50$ )

Fig.4 Relation between graded bedding in thin section and porosity (well ZH9, 1714.8 m deep)

表 4 合水、白马区胶结物成分及含量对比

Table 4 Components of cements and their percentages

井区	胶结物成分/%								
	水云母	绿泥石	方解石	铁方解石	铁白云石	硅质	长石质	其他	小计
合水	8.2	0.2	1.0	1.4	2.9	1.4	0.1	0.0	15.1
白马	1.9	3.3	0.5	3.7	0.3	1.6	0.1	0.3	11.7

石组成的凝灰岩屑、花岗岩屑中普遍发生过溶蚀作用，形成高岭石。在该反应中一个单位体积的钾长石可产生0.43个单位体积的 $\text{SiO}_2$ ，为硅质胶结物的形成提供了主要物质来源<sup>[11]</sup>。合水、白马区储层硅质胶结物含量相差不大，因而硅质胶结物对两个区块储层物性的影响大体一致。

### (2) 粘土矿物胶结物（绿泥石）

陇东地区延长组长6—8段砂岩中绿泥石赋存的主要状态是作为孔隙衬里方式产出的粘土膜（图5）。研究表明绿泥石薄膜使得鄂尔多斯盆地长8段砂岩中的孔隙得以保存。绿泥石薄膜的发育对储层物性有3方面的影响：①它的存在表明岩石中存在或者曾经存在大量粒间孔；②绿泥石薄膜的发育使地层水流体中的 $\text{SiO}_2$ 缺少结晶中心，绿泥石薄膜发育处不易形成硅质加大，因而，早期绿泥石膜的形成具有抗压实及阻止石英加大形成的作用，少量的绿泥石膜有利于粒间孔的保存<sup>[12-13]</sup>；③过厚的绿泥石膜极大地降低了粒间孔的孔径，喉道变得更弯曲，使储层渗透率降低，甚至孔隙被全部充填。

发育绿泥石衬里的岩石有利于酸性水的进入和长石溶蚀孔隙的形成。电镜和电子探针揭示该区绿泥石粘土膜形成于成岩早期，增加了岩石的抗压强度，目前的绿泥石粘土膜是不同世代混合的产物<sup>[14]</sup>。白马区绿泥石较发育，岩石的抗压强度增大，因而较多粒间孔得以保存下来，物性相对较好。

### (3) 碳酸盐胶结物

陇东地区延长组储层的成岩作用和孔隙演化中，自生碳酸盐矿物具有十分重要的作用。碳酸盐胶结物对孔隙保存不利，并使渗透率明显降低，其溶解较弱对次生孔隙的形成影响不大<sup>[15]</sup>。碳酸盐胶结物在长6—8砂岩中非常普遍，主要以粒间胶结物、交代物或次生孔隙内填充物的形式出现，成分主要以方解石、铁方解石及铁白云石为主。合水长6碳酸盐含量稍高，为5.3%，西峰白马长8储层碳酸盐含量4.5%（表4）。碳酸盐胶结物在不同成岩阶段均有产出，主要受控于不同成岩阶段的温压条件、流体—岩石相互作用的效应、成岩流体酸碱度、氧化还原电位等成岩环境参数。镜下统计结果表明，碳酸盐矿物含量较少时，多呈分散晶粒或不均匀分布的斑块状堵塞孔隙，对渗透率影响则更大；当方解石较高时，则几乎堵塞全部孔隙，成为非储集岩。因此，碳酸盐矿物含量的增大，可以极大地降低储层孔隙度、渗透率，使储层物性变差。与白马相比，合水碳酸盐含量稍高，因此物性更差。

#### 3.2.3 溶解作用

鄂尔多斯盆地陇东地区延长组砂岩中溶解作用非常发育，最常见的是与有机酸有关的长石、岩屑溶解作用，粘土矿物、碳酸盐矿物和石英颗粒等溶蚀作用较少能见到，所产生的次生孔隙非常有限。储集层的镜下统计结果表明，砂岩孔隙中有近1/2是次生孔隙，次生孔隙的发育状况对该区低孔特低渗砂岩物性条件的改善至关重要（表5）。

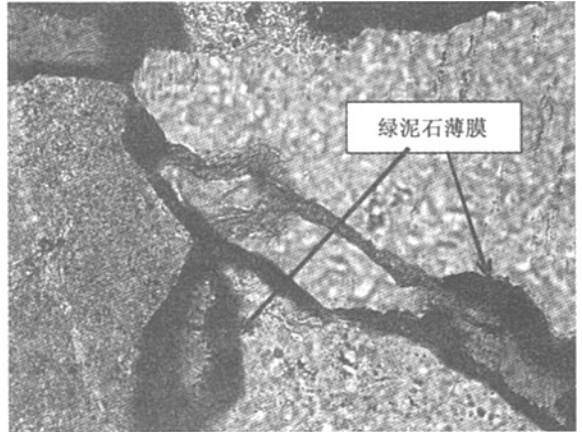


图5 绿泥石赋存状态

（庄59-20井，2077.82m，膜厚15 $\mu\text{m}$ ）

Fig.5 Mode of occurrence of chlorite, well ZH59-20, 2077.82 m deep, thickness of chlorite film: 15 $\mu\text{m}$

鄂尔多斯盆地延长组是一套富含有机质的泥质岩与细砂岩、粉砂岩交互沉积的层序。因此,在厚层暗色泥岩的有机质热演化处于成熟阶段,即早成岩晚期和晚成岩早期,处在有机酸浓度最高时期,泥质岩富含有机酸的溶液在热演化过程中释放出的  $\text{CO}_2$  大量侵入,是造成砂岩长石和岩屑等不稳定颗粒发生广泛溶蚀的主要原因<sup>[16-17]</sup>。

虽然该区区长 6、长 8 储层溶蚀孔均发育,但由于合水地区长 6<sub>3</sub> 储层的粒径较白马长 8<sub>1</sub> 的小,粒间孔差别较大,合水粒间孔仅 0.84%,而白马达到 2.88%,使得面孔率差别较大,合水面孔率 1.76%,而白马为 4.73%。

沉积环境及压实作用是导致陇东地区长 6、长 8 储层低渗的主要控制因素。受沉积环境的影响,形成的储层粒度小、绿泥石含量低、碳酸盐胶结物含量高,导致合水长 6 比西峰白马区长 8 储层物性更差。

## 4 结论

(1) 陇东三叠系延长组长 8、长 6 储层是在湖盆扩张和高陡坡背景下发育的一套退积型辫状河三角洲建造。西峰白马区长 8<sub>1</sub> 是在湖盆扩张过程中形成的三角洲前缘水下分流河道沉积,受湖盆抬升的影响,合水地区长 6<sub>3</sub> 主要发育三角洲前缘浊积体。

(2) 受不同水动力条件、搬运距离、沉积地形、沉积水深等环境的影响,形成陇东地区低孔特低渗储层,并导致长 8、长 6 储层的物性差异。

(3) 储层粒度细、绿泥石不发育、碳酸盐矿物含量高是形成合水长 6 特低渗储层的主控因素。

## 参 考 文 献

- [1] 夏青松,田景春,张锦泉,等.鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组长 6—长 8 储层评价及有利区带预测[J].油气地质与采收率,2003,10(4):11~13.
- [2] 郑希民,宋广寿,王多云,等.陕甘宁盆地陇东地区长 8 油组厚层非均质砂体的沉积学解剖[J].沉积学报,2003,21(2):272~276.
- [3] 王力,崔攀峰.鄂尔多斯盆地西峰油田长 8 沉积相研究[J].西安石油学院学报(自然科学版),2003,18(6):26~30.
- [4] 杨友运,张蓬勃,张忠义.鄂尔多斯盆地西峰油田长 8 油组辫状河三角洲沉积特征与层序演化[J].地质科技情报,2005,24(1):45~48.
- [5] 雷建安,张志国.西峰油田长 8 砂体沉积微相探讨[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2005,27(3):439~441.
- [6] 王志坤,王多云,郑希民,等.陕甘宁盆地陇东地区三叠系延长组长 6—长 8 储层沉积特征及物性分析[J].天然气地球科学,2003,14(5):380~385.
- [7] 付金华,郭正权,邓秀芹.鄂尔多斯盆地西南地区上三叠统延长组沉积相及石油地质意义[J].古地理学报,2005,7(1):34~44.
- [8] 姚永朝,文志刚.西峰油田长 8 油藏地质研究及储层评价[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2005,27(3):419~421.

表 5 合水、白马区孔隙类型对比

Table 5 Contrast of types of porosity

井区	粒间孔 /%	长石溶 孔/%	岩屑溶 孔/%	晶间孔 /%	杂基溶 孔/%	面孔率 /%
合水	0.84	0.70	0.19	0.05	0.00	1.76
白马	2.88	0.88	0.20	0.40	0.37	4.73

- [9] 占莉, 于兴河, 李胜利. 低效气藏地质特点和成因探讨 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25 (5): 577~581.
- [10] 李凤杰, 王多云, 徐旭辉. 鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组储层特征及影响因素分析 [J]. 石油实验地质, 2005, 27 (4): 365~370.
- [11] 史基安, 王金鹏, 毛明陆, 等. 鄂尔多斯盆地西峰油田三叠系延长组长6—8段储层砂岩成岩作用研究 [J]. 沉积学报, 2003, 21 (3): 373~379.
- [12] 张金亮, 司学强, 梁杰, 等. 陕甘宁盆地庆阳地区长8油层砂岩成岩作用及其对储层性质的影响 [J]. 沉积学报, 2004, 22 (2): 225~233.
- [13] 杨晓萍, 裘怪楠. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组浊沸石的形成机理、分布规律与油气关系 [J]. 沉积学报, 2002, 20 (4): 628~632.
- [14] 王新民, 郭彦如, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长8段相对高孔渗砂岩储集层的控制因素分析 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32 (2): 35~38.
- [15] 柳益群, 李文厚. 陕甘宁盆地东部上三叠统含油长石砂岩的成岩特点及孔隙演化 [J]. 沉积学报, 1996, 14 (3): 87~95.
- [16] 周书欣, 卢志福. 松辽盆地西部斜坡白垩系储集层中长石溶蚀孔隙的研究 [J]. 石油勘探与开发, 1989, 16 (5): 16~22.
- [17] 张以明, 朱连儒, 方少仙. 低渗砂岩储层中自生矿物的成岩模式及其油气勘探意义——以冀中坳陷下第三系沙三段为例 [J]. 石油勘探与开发, 1993, 20 (4): 105~114.

## SEDIMENTARY DIFFERENCE AND LOW-PERMEABILITY RESPONSE OF THE UPPER TRIASSIC YANCHANG FORMATION IN THE LONGDONG AREA, GANSU—EXAMPLES FROM THE CHANG 6 RESERVOIR IN HESHUI AND CHANG 8 RESERVOIR IN BAIMA

SHI Cheng-en<sup>1,2</sup>, LUO Xiao-rong<sup>1</sup>, WAN Xiao-long<sup>2</sup>, LI Liang<sup>2</sup>

(1. Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy Sciences, Beijing 100029;

2. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, Xi'an 710021, Shaanxi)

**Abstract:** The Chang 8 reservoir at Baima in the Longdong area consists of delta-front underwater distributary channel deposits formed in the process of lake basin expansion, while the Heshui Chang 6 reservoir was mainly delta-front turbidity sand. They are low- and very low-permeability reservoirs respectively, both belonging to the southwest provenance sedimentary system of the Ordos basin, and the very low-permeability reservoir formed in the area due to different hydrodynamic conditions, transport distances, depositional topographic conditions and depositional water depths, as well as the influence of the moderate compaction strength. The fine grain size, lacking of chlorite and high contents of carbonate cements are the main controlling factors that make the physical properties of the Heshui Chang 6<sub>1</sub> reservoir poorer than those of the Baima Chang 8<sub>1</sub> reservoir.

**Key words:** Longdong area; Yanchang Formation; sedimentary difference; low-permeability response