

# 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

李凤杰<sup>1,2</sup>, 王多云<sup>3</sup>, 徐旭辉<sup>2</sup>

(1. 南京大学 地球科学系, 南京 210093; 2. 中国石化 石油勘探开发研究院  
无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151; 3. 中国科学院 兰州地质研究所, 兰州 730000)

**摘要:** 以三角洲- 湖泊沉积体系为主的陇东地区三叠系延长组主产油层组长 3、长 6、长 7 和长 8 储层岩石类型主要有长石砂岩、岩屑长石砂岩及岩屑砂岩, 成分成熟度普遍较低, 结构成熟度中等- 较好; 经历了压实作用、胶结作用和溶解作用, 孔隙类型以粒间孔、次生溶孔为主。纵向上, 长 3 油层组储层物性最好; 平面上, 东北部储层物性明显优于西南部。优质储层多出现在三角洲前缘水下分流河道和河口坝中, 碎屑组成、粒级、填隙物含量和成岩作用均对储层性能有重要影响。在陇东地区延长组中识别出简单韵律、复合韵律 2 大类 6 种类型储层物性垂向分布模式, 而高频基准面旋回的升降控制着本区储层物性韵律的分布规律。

**关键词:** 储层特征; 物性韵律模式; 影响因素; 延长组; 三叠系; 陇东地区; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE122. 2

文献标识码: A

陇东地区位于鄂尔多斯盆地南部, 区域构造上属伊陕斜坡西南部, 其中三叠系延长组为一套河流- 三角洲- 湖泊为主的陆相碎屑岩沉积, 由西南和东北两大方向物源所控制。近年来随着该区西峰油田的发现, 该套地层成为鄂尔多斯盆地油气储量新的增长热点。陇东地区的主力油层为三叠系延长组长 6- 长 8 油层组和长 3 油层组的三角洲- 湖相砂岩, 油藏类型主要为岩性油藏<sup>[1,2]</sup>, 储层砂岩性质多由沉积环境和成岩作用所控制<sup>[3-6]</sup>。通过对该区主力油层碎屑储层的沉积岩石学特征、储层类型孔隙结构、成岩演化及影响储层的主要因素等方面进行详细地研究, 指出不同类型储层的分布特征, 以期为进一步油气勘探和开发提供详细的理论依据。

## 1 储层岩石学特征

陇东地区延长组储集砂岩主要为长石砂岩、岩屑长石砂岩和岩屑砂岩, 其组分特征为: 石英含量 31% ~ 60%, 长石含量 8% ~ 40%, 而岩屑含量 10% ~ 45%。其中华池- 城壕地区长 3 油层组以岩屑长石砂岩为主, 而西南辫状河三角洲沉积体系中不同

三角洲的不同层位砂岩岩石学特征虽然存在较大差别(正宁- 合水三角洲以长石砂岩为主, 环县和镇原- 庆阳三角洲则以长石岩屑砂岩、岩屑砂岩为主), 但随着地层向上变新, 各地区砂岩中石英含量增高, 长石含量逐渐减少。

填隙物主要由粘土矿物(绿泥石, 高岭石, 混层伊利石等)、碳酸盐矿物(方解石, 白云石, 铁方解石和铁白云石)和杂基等组成。西南方向物源沉积中的杂基含量明显高于东北方向三角洲, 尤以正宁- 合水三角洲砂岩中杂基含量最高(均值 8.5%); 其次是环县、镇原- 庆阳三角洲, 杂基含量均值分别为 3.9%、3.2%; 而华池- 城壕三角洲中杂基含量平均为 2.54%。

颗粒分选好, 粒度普遍较细, 细粒含量 > 70%, 其次为粉砂岩、中砂岩; 磨圆度以次棱角状为主(含量 > 80%), 其次为次圆状和棱角状; 胶结类型以孔隙式、薄膜式、孔隙- 薄膜式为主。

总之, 陇东地区延长组储集砂岩的成分成熟度普遍较低, 碎屑颗粒中长石含量较高; 结构成熟度属中等- 较好的类型, 表明该类砂岩形成时具有比较稳定的沉积条件和大地构造条件。

## 2 储层孔隙类型和孔隙结构

通过大量的薄片鉴定分析发现, 陇东地区延长组砂岩孔隙类型主要有粒间孔、长石溶孔、岩屑溶孔、碳酸盐溶孔、杂基溶孔、晶间孔和微孔等(表 1)。不同的孔隙类型在不同的三角洲砂体和不同的层位中对储层的贡献不尽相同: 1) 物性相对较好的砂岩中, 粒间孔和次生溶孔对储层物性的贡献较大, 其中粒间孔为主, 次生溶孔次之。长 8、长 3 油层组的砂岩物性相对较好, 砂岩中粒间孔和次生溶孔之和占面孔率的 90% 以上, 其中粒间孔占面孔率的 50% ~ 60%, 次生溶孔占 30% ~ 40%, 表明砂岩物性的好坏与砂岩中的粒间孔和次生溶孔关系密切。2) 储层物性较差的砂岩中, 次生溶孔和微孔之和占面孔率的比重较大, 长 6 和长 7 油层组储层物性较差, 其次生溶孔和微孔之和占面孔率的 60% ~ 80%。3) 在各三角洲沉积体系中, 镇原—庆阳, 华池—城壕地区砂体储层最好, 正宁地区次之, 环县三角洲最差。统计表明, 镇原—庆阳, 华池—城壕地区各油层组砂岩粒间孔和次生溶孔之和是研究区三角洲砂体中最高的, 达到面孔率的 80% ~ 90%, 其次为正宁—合水三角洲, 粒间孔和次生溶孔之和约占面孔率的 60% ~ 80%。

延长组砂岩储层孔隙、喉道总体上属细孔隙—微细喉道型, 而且分选系数与喉道半径正相关, 分选系数增大, 喉道半径变粗, 渗透率增高。

## 3 延长组主要油层组储层物性特征

物性特征是决定储层储集性能的关键, 其直观表现即为孔隙度和渗透率的大小。区内各主产油层组砂岩样品物性数据统计分析表明, 砂岩孔隙度一般为

2.0% ~ 18.6%, 平均 8.06%, 有 68.4% 的样品分布在 12% ~ 5% 之间(图 1); 渗透率为  $(0.01 \sim 10.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均  $0.689 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 分布在  $(0.1 \sim 1.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间的样品数达到 78.3%(图 2); 可见在陇东地区延长组主产油层中砂体储层总体上属较低—低孔渗储层。相比较而言长 3 油层组储层物性是最好的, 总体为胶结较为疏松的中低孔渗储层; 而长 7 油层组储层物性最差; 长 6、长 8 油层组的储层物性介于两者之间(表 2)。

在平面上, 长 3 油层组储层物性表现为: 华池地区华 152 井区孔隙度和渗透率平均为 14.75% 和  $3.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 岩石密度小(平均  $2.35 \text{ g/cm}^3$ ); 镇原—西峰地区岩石较为松散, 岩石密度较小(平均  $2.39 \text{ g/cm}^3$ ), 孔隙度和渗透率分别平均为 13.45% 及  $2.53 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 正宁—合水地区的渗透率较低, 平均为  $0.143 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 岩石密度较大, 平均为  $2.45 \text{ g/cm}^3$ 。

在长 6 油层组储层物性中, 演 16—镇 2 井区长<sup>2</sup>段砂岩的孔隙度和渗透率平均分别为 15.935%,  $6.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 孟坝—太白梁地区长<sup>1</sup>段孔隙度和

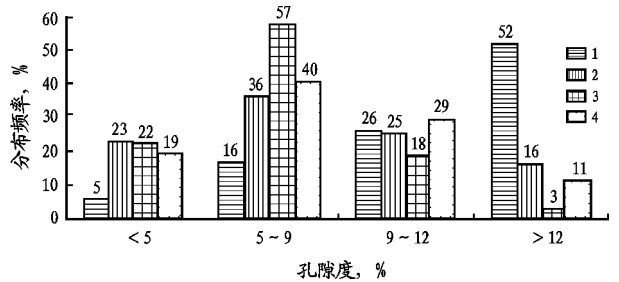


图 1 陇东地区延长组主产油层孔隙度频率分布直方图  
1. 长 3; 2. 长 6; 3. 长 7; 4. 长 8

Fig. 1 Block diagram of frequency distribution for porosity of main producing reservoir in the Yanchang Formation in Longdong area

表 1 延长组不同三角洲沉积体系孔隙类型统计表(单位/%)

Table 1 Statistics of chipping pore types in different delta depositional systems in the Yanchang Formation

地区	层位	粒间孔	长石溶孔	岩屑溶孔	沸石溶孔	碳酸盐溶孔	晶间孔	杂基溶孔	微孔	面孔率
华池—城壕	长 3	4.34	0.7	0.21			0.55		0.36	5.85
	长 3	2.62	0.85	0.47	0.0	0.04	0.60	0.08	0.26	4.91
镇原—庆阳	长 6	0.80	0.63	0.18	0.08	0.03	0.23	0.04	0.27	2.27
	长 7	1.22	0.37	0.18	0.0	0.0	0.15	0.22	0.15	2.27
	长 8	5.86	0.611	0.22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.03	6.67
正宁—合水	长 3	3.66	1.63	0.57	0.0	0.0	0.09	0.0	0.0	5.94
	长 6	0.51	0.62	0.4	0.02	0.21	0.02	0.36	0.63	2.76
	长 7	1.08	1.01	0.59	0.0	0.0	0.01	0.09	0.0	2.78
	长 8	3.44	0.72	0.243	0.0	0.0	0.0	0.01	0.06	4.47

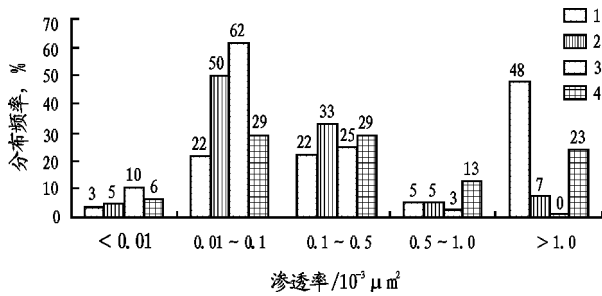


图 2 陇东地区延长组主产油层渗透率频率分布直方图  
1. 长 3; 2. 长 6; 3. 长 7; 4. 长 8

Fig. 2 Block diagram of frequency distribution for permeability of main producing reservoir in the Yanchang Formation in Longdong area

表 2 陇东地区延长组主产油层储层物性特征统计表

Table 2 Statistics of physical property of main producing reservoirs in Yanchang Formation in the Longdong area

油层组	储层物性			
	孔隙度, %	渗透率/ $10^{-3} \mu m^2$	岩石密度/ $g \cdot cm^{-3}$	碳酸盐 含量, %
长 3	11.38	1.488	2.37	5.46
长 6	8.33	0.647	2.45	8.82
长 7	6.99	0.104	2.49	8.91
长 8	8.21	0.892	2.43	5.68

渗透率平均为 13.82% 及  $1.419 1 \times 10^{-3} \mu m^2$ , 是长 6—长 8 段砂岩储集条件最好的地区之一。在华池华 93 井区, 马岭岭 96—岭 105 井区以及西峰西 4 井区, 孔隙度、渗透率明显下降, 岩石较为致密。其它地区砂岩的物性普遍较差。长 6 油层组总体为致密的低孔低渗储层, 其物性明显比长 3 油层组差, 且碳酸盐含量高于长 3 油层组。

研究区长 7 油层组砂岩的渗透率普遍较低, 明显比长 3、长 6 油层组低, 总体上属于低孔低渗—特低孔低渗, 相比较而言, 马岭、镇原等地区的储层物性相对较好。

长 8 油层组砂岩物性在长 6—长 8 油层组中是最好的。镇 2—演 19—镇 10 井区, 孟坝—太白梁—桐川地区的镇 8—镇 6—镇 5 井区和镇 20—镇 22 井区以及镇 12 井区, 西峰地区的西 19—西 23 井区和岭 148 井区, 孔隙度平均为 13.058%, 渗透率平均为  $2.121 6 \times 10^{-3} \mu m^2$ , 这些地区的砂岩储层物性条件最好; 而太白梁地区的镇 21—镇 25 井区, 马岭地区的岭 52 井区, 蔡家庙地区的岭 159—岭 141—庄 20—岭 105 井区, 城壕地区的城 35 井区, 肖金—太平地区, 孔隙度平均为 7.91%, 渗透率平均为  $0.629 2 \times 10^{-3} \mu m^2$ , 属物性条件较好的地区, 但明显比西峰—驿马—白马地区要差一些。

## 4 储层物性影响因素分析

### 4.1 沉积作用对储集层的控制

沉积环境是影响储层储集性能的地质基础, 不同沉积微相砂岩储集性能之间存在明显的差异。华池地区华 152 井区长 3 油层组不同沉积微相孔、渗统计结果(表 3)表明, 三角洲沉积体系中水下分流河道储层物性最好, 其次为河口坝、分流河道、远砂坝, 最差的是分流间湾砂体。在同一沉积微相不同部位的砂岩储层物性也存在差异, 水动力较强的河道或河口坝主体部位储层物性较好, 而向边缘地带, 水动力减弱, 颗粒变细, 分选变差, 孔渗相应变小。

延长组砂岩粒度大小与物性存在明显的正相关性, 孔隙度、渗透率随粒径的减小而降低。长 8 油层组以细粒、中细粒砂岩为主, 是物性优于长 6、长 7 油层组的一个重要原因。砂岩粒径大小对储层物性的影响与沉积环境对储层物性的制约具有较好的一致性, 砂岩粒度越细, 往往杂基含量越高。研究区内粉砂岩中杂基含量明显高于细砂岩, 因此粒度总体较细的粉砂岩—细砂岩储层, 决定了其原始孔渗性较差<sup>[7]</sup>。

### 4.2 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, 区内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。延长组砂岩中长石及岩屑等软颗粒含量较高, 在较长的埋藏过程中, 因强烈的压实作用, 造成岩石大量原生孔隙损失, 渗透率变差。较强的胶结作用对储层物性具有双重影响, 区内广泛发育碳酸盐胶结和绿泥石粘土膜, 附着在碎屑颗粒之上, 占据了孔隙的位置, 缩小或堵塞喉道, 降低了岩石的孔隙度和渗透率。但成岩早期胶结作用对储层物性的影响也有积极的一面, 胶结物的形成提供了碎屑颗粒间的支撑, 从而可抑制或减缓进一步深埋过程中的强烈压实作用。研究还表

表 3 长 3 油层组不同沉积微相砂体孔、渗物性统计表  
Table 3 Statistics of porosity and permeability with different sedimentary microfacies in Chang 3 oil formation

沉积微相类型	孔隙度, %		渗透率/ $10^{-3} \mu m^2$	
	分布范围	平均值	分布范围	平均值
水上分流河道	6.66~ 17.29	13.23	0.06~ 7.35	1.24
水下分流河道	5.87~ 17.9	13.95	0.16~ 12.21	3.48
河口坝	7.67~ 17.21	13.63	0.35~ 6.04	2.00
远砂坝	6.09~ 12.1	9.09	0.13~ 1.77	0.66
分流间湾	1.45~ 10.41	7.91	0.03~ 1.65	0.25

明,粘土膜达到一定厚度时,被包裹的碎屑颗粒就失去了成核作用的能力,不能形成共轴生长胶结物,因此粘土膜发育可有效地保护粒间孔<sup>[3]</sup>。

一般而言,成岩晚期的溶蚀作用对砂体次生孔隙的形成最为重要。下渗大气水和晚期有机质热成熟过程中释放出的 CO<sub>2</sub> 进入孔隙流体中,使水介质呈较强的酸性,这些酸性的溶蚀流体不仅可以扩大、增加岩石孔隙,还可以改善孔隙的连通性和渗流条件,提高渗透率,从而使储层物性得到改善。然而研究区直到早白垩世末期,延长组有机质才成熟,产生大量酸性流体,而此时延长组砂岩由于长期的压实—胶结作用已变得非常致密,影响了酸性流体的渗透扩散,错过了溶解作用的最佳时机<sup>[8]</sup>。早白垩世后,由于盆地抬升,导致延长组所经历的晚期溶蚀作用持续时间较短,因而砂岩晚期溶蚀作用相对较弱。本区延长组砂岩中基本上以长石颗粒或含长石的岩屑颗粒溶蚀作用为主,而早期碳酸盐胶结物溶解作用形成的次生孔隙含量并不高。

### 4.3 高频层序旋回对储层性能的影响

对本区不同沉积微相储层砂体物性的变化进行研究,结果表明,延长组地层中保存着多种物性韵律分布规律,而这些韵律的变化明显受控于地层的旋回性沉积变化,即沉积环境和沉积动力作用的演化过程。高分辨率层序地层学正是应用沉积动力学的观点<sup>[9]</sup>,依据基准面旋回和可容空间变化原理解释地层记录中的沉积物保存程度、相序特征及相类型的演化,从而在理论上对储层砂体的物性特征进行描述<sup>[10,11]</sup>,进而建立不同沉积微相砂体间的物性变化规律和非均质模式<sup>[12]</sup>。本文正是基于高分辨率层序地层学上述观点,在研究储层物性垂向变化规律的基础上,将研究区延长组储层物性分为简单韵

律、复合韵律 2 大类 6 种类型垂向分布模式。下面以渗透率物性参数为例介绍各类型的特征,同时讨论基准面旋回对其的影响。

#### 4.3.1 简单韵律模式

1) 正韵律型: 渗透率与深度之间的关系表现为自深到浅渗透率值逐渐减小,高渗段位于油层的底部。在电测曲线上表现为明显的钟形,发育于水下分流河道向水下天然堤转化、向上变深变细的连续沉积序列中(图 3a)。其与基准面的关系是,在基准面缓慢上升过程中,伴随着可容空间的递增和沉积物供给量的递减,细粒物质带出量逐渐减小,形成由粗变细和分选作用变差、泥质含量增多的分流河道成因砂体<sup>[9]</sup>。

2) 反韵律型: 反韵律型在 SP 曲线上表现为明显的漏斗形,在深度图上表现为自下而上渗透率逐渐增大,物性逐渐变好,高渗段位于油层的顶部(图 3b)。发育于向上变粗和砂岩含量增加的远砂坝—河口坝沉积序列中。成因与基准面下降到最低点极限位置时,位于顶部的河口砂坝发生淘洗作用,细粒物质组分不断被带走有关,因而愈向上砂体的分选愈好,粒度愈粗。

3) 均质韵律型: 该类型储层物性模式表现为电测曲线比较平缓,渗透率基本不随深度的变化而改变,非均质性较弱(图 3c)。主要发育在多层叠置的水下分流河道沉积序列中,在基准面上升并伴随着低可容空间的条件下,水下分流河道强烈侵蚀下伏砂体顶部较细粒部分,从而形成具有相似物性特征的多个砂体连续叠置的均匀模式。

#### 4.3.2 复合韵律模式

1) 凸形韵律型: 具有中间物性高、两端物性低的特点,随着深度由深到浅,渗透率值呈低—高一—低的

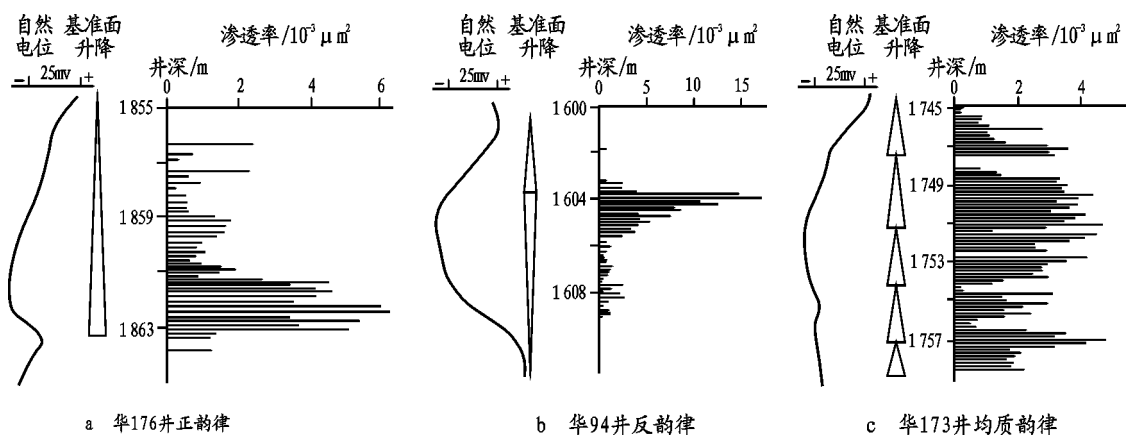


图 3 陇东地区延长组储层渗透率简单韵律模式

Fig. 3 Simple rhythm models of permeability of reservoir in the Yanchang Formation in the Longdong area

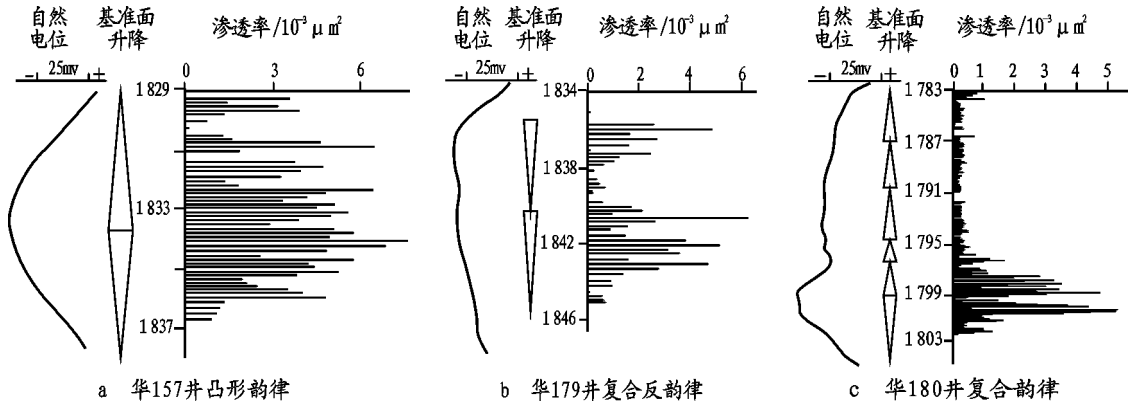


图4 陇东地区延长组储层渗透率复合韵律模式

Fig. 4 Multiple rhythm models of permeability of reservoir in the Yanchang Formation in the Longdong area

变化趋势(图4a)。形成于基准面由下降到上升的转换阶段,先期沉积为物性向上变好的河口坝砂体,在基准面下降时,沉积形成物性向上变差的水下分流河道砂体。河口坝顶部砂体与水下分流河道底部砂体物性均较好,不易区分,而且两种砂体相互叠置,形成巨厚的复合式坝砂体<sup>[13]</sup>。

2) 凹形韵律型: 储层物性具有中间低、两头高的特征,在深度上表现为物性向上先变差后变好的趋势。发育于水下分流河道向河口坝转化、向上变细后又变粗的沉积序列中。在基准面上升期高可容空间条件下,先沉积为向上变深的水下分流河道;在基准面下降期,于低可容空间条件下连续堆积形成向上变浅的河口坝砂体。

3) 其它复合韵律模式: 发育于不同的沉积微相叠合区,如多个孤立式河口坝砂体相互叠加,可形成复合反韵律型储层物性变化模式(图4b);在河口坝与多层叠置的水下分流河道组成的沉积序列中,可形成反韵律与均质韵律型储层物性叠加模式(图4c);当多个完整分流河道相叠加时,可形成复合正韵律型的储层物性变化模式。此外还有其他组合类型,但在本区属少见类型。

上述分析表明,储层物性的非均质性是由沉积微相砂体类型决定的,而砂体成因类型受基准面旋回升降所控制<sup>[9]</sup>,由此可见,储层物性的变化同样受控于基准面旋回的升降。在基准面升降过程中,砂岩的粒度、分选性及泥质含量呈规律性变化,从而导致直接反映储层非均质性的孔隙度和渗透率也呈规律性变化<sup>[8]</sup>。

## 5 结论

1) 研究区储集岩主要为长石砂岩、岩屑长石砂

岩、岩屑砂岩,碎屑颗粒成分成熟度普遍较低,结构成熟度中等-较好。长石含量(8%~40%)及岩屑含量(10%~45%)普遍较高。填隙物主要由粘土矿物、碳酸盐矿物和杂基等组成。东北方向物源以岩屑长石砂岩为主,杂基含量低;西南物源方向则以长石砂岩、长石岩屑砂岩、岩屑砂岩为主。岩性以细砂岩为主,其次为粉砂岩和中砂岩。

2) 研究区主产油层组碎屑岩储层主要经历了压实作用、胶结作用和溶解作用,孔隙类型以粒间孔、次生溶孔为主。纵向上,长3油层组储层物性最好;平面上,东北部储层物性明显优于西南部。

3) 影响研究区储层性能的主要因素有3种:一是沉积作用对储层性质有重要的影响,优质储层多出现在三角洲前缘水下分流河道砂体的主体部位;碎屑粒度与物性之间存在明显的正相关性,孔隙度、渗透率随粒径的减小而降低;填隙物含量与储层物性之间呈负相关关系。二是成岩作用对储层性质影响重大,不同岩石类型受其影响也不同。三是高频基准面旋回的升降控制着储层物性韵律的分布规律,在基准面升降过程中,砂岩的粒度、分选性、泥质含量呈规律性变化,从而导致直接反映储层非均质性的孔隙度和渗透率也呈规律性变化。

4) 在陇东地区延长组中识别出简单韵律、复合韵律2大类6种类型储层物性垂向分布模式。

### 参考文献:

- 李凤杰,王多云,郑希民等. 陕甘宁盆地陇东地区长3油组拗陷湖盆岩性油藏成藏模式[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2004, 19(3): 1~4
- 周瑞,胡学智. 鄂尔多斯盆地西北部灵盐定地区油藏类型及其控制因素[J]. 石油实验地质, 2001, 23(4): 390~394
- 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): 372~ 380
- 4 窦伟坦. 鄂尔多斯盆地城华地区长<sub>3</sub>油组油气富集的控制因素[J]. 西安石油学院学报(自然科学版), 1999, 14(5): 1~ 4
  - 5 王志坤, 王多云, 郑希民等. 陕甘宁盆地陇东地区三叠系延长统长 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
  - 6 席胜利, 刘新社, 王 涛. 鄂尔多斯盆地中生界石油运移特征分析[J]. 石油实验地质, 2004, 26(3): 229~ 235
  - 7 朱怡翔, 田昌炳, 于兴河等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田相对高渗砂体的成因及其岩石物理测井识别方法[J]. 石油实验地质, 2004, 26(4): 389~ 393
  - 8 李春玉, 谢 渊, 刘绍光等. 陕北富县延长组特低孔渗砂岩储层控制因素分析[J]. 成都理工学院学报, 2002, 29(3): 285~ 289
  - 9 郑荣才, 尹世民, 彭 军. 基准面旋回结构与叠加式样的沉积动力学分析[J]. 沉积学报, 2000, 18(3): 369~ 375
  - 10 邓宏文, 王洪亮, 李熙 . 层序地层基准面的识别、对比技术及应用[J]. 石油与天然气地质, 1996, 17(3): 177~ 183
  - 11 王多云, 郑希民, 李凤杰等. 低孔渗油气富集区优质储层形成条件及相关问题[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(2): 87~ 91
  - 12 杜春彦, 郑荣才. 陕北长 6 油层组短期基准面旋回与储层非均质性的关系[J]. 成都理工学院学报, 1999, 26(1): 17~ 22
  - 13 李凤杰, 王多云, 宋广寿等. 陕甘宁盆地坳陷型湖盆缓坡带三角洲前缘短期基准面旋回与储层成因分析[J]. 沉积学报, 2004, 21(1): 73~ 78

## THE INFLUENTIAL FACTORS AND CHARACTERISTICS OF TRIASSIC YANCHANG FORMATION RESERVIOR IN LONGDONG AREA, ORDOS BASIN

Li Fengjie<sup>1,2</sup>, Wang Duoyun<sup>3</sup>, Xu Xuhui<sup>2</sup>

(1. Department of Earth Sciences, Nanjing University, Nanjing, Jiangsu 210093, China;

2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China;

3. Lanzhou Institute of Geology, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou, Gansu 730000, China)

**Abstract:** Chang 3, Chang 6, Chang 7 and Chang 8 Triassic Yanchang formations are the main producing oil layers in Longdong area, Ordos basin. The reservoir-rock types in these formations are arkose, lithic arkose and litharenite with delta and lacustrine facies. Their compositional maturity is low and textural maturity is medium. The clastic rocks experienced compaction, cementation and dissolution, thus producing intergranular pores and secondary solution pores. In profile, the physical properties of Chang 3 reservoirs are the best and in plane, the physical properties of reservoirs in the northeast are obviously better than that in the southwest. Favorable reservoirs mostly occur in the sand bodies in delta-front underwater tributary river channel and river mouth bars. All the composition of clasts, grade scale, content of interstitial materials and diagenesis have important effects on the reservoir properties. Six vertical distributional models of reservoir are identified in Yanchang formation in Longdong area. The ascend and descend of base-level cycle with high frequency are main factors which control the distribution of reservoir physical properties.

**Key words:** reservoir characteristics; rhythm model of physical property; influential factor; the Yanchang Formation; Triassic; the Longdong area; Ordos Basin