

文章编号: 1000-0550(2007) 02-0224-06

# 鄂尔多斯盆地镇北地区长 3 储层微观非均质性的实验分析

刘林玉 张 龙 王震亮 高 潮

(西北大学地质系 大陆动力学国家重点实验室 西安 710069)

**摘 要** 油气储层的微观非均质性特征是储层地质学研究的重要内容之一。本文的目的是研究鄂尔多斯盆地镇北地区长 3 储层微观非均质性特征, 研究方法是利用真实砂岩微观模型实验。通过实验发现鄂尔多斯盆地镇北地区长 3 和储层为致密型砂岩, 真实砂岩微观模型实验直观地显示出鄂尔多斯盆地镇北地区长 3 储层具有很强的微观非均质性, 砂岩的成岩作用和孔隙结构是影响本区长 3 储层微观非均质性的主要原因。在低渗透砂岩中, 溶蚀作用引起砂岩产生强烈的非均质性, 而这些砂岩则形成长 3 储层的高渗带。

**关键词** 微观非均质性 真实砂岩微观模型 实验分析 长 3 储层 镇北地区 鄂尔多斯盆地

**第一作者简介** 刘林玉 男 1966 年出生 副教授 博士 油气储层地质、开发地质与沉积学 E-mail: yulinliu@126.com

中图分类号 P588.21 文献标识码 A

鄂尔多斯盆地原属大华北盆地的一部分, 镇北地区西接天环坳陷, 东邻陕北斜坡, 主体落入天环坳陷。上三叠统延长组长 3 油层组砂岩是镇北地区重要的含油层系, 砂岩类型主要为岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩。该套地层不仅分布广, 埋藏浅, 而且油层多, 勘探命中率高, 是该区主力油层的分布段。油气储层的非均质性特征是储层地质学研究的重要内容之一<sup>[1~3]</sup>。在砂岩储集层的微观非均质性研究过程中, 通过真实砂岩微观模型的实验分析, 研究了镇北地区长 3 砂岩储集层的微观非均质性。

## 1 实验模型制作与实验过程

### 1.1 实验模型制作

微观模型实验系统是由真实砂岩微观模型、抽真空系统、加压系统和显微观察系统四部分构成。其中, 直接用岩芯制作而成的真实砂岩微观模型较好地保存了岩芯的孔隙结构及大部分填隙物, 使得实验观察更加清晰、直观, 具有很强的真实性, 而且利用显微观察系统进行拍照录像及图像解释处理十分方便, 是室内水驱油实验比较理想的模型。实验用油主要是机械泵油加煤油配制而成的模拟油, 粘度约为 2.01mPa·s, 模拟地层水是蒸馏水。为了便于实验观察, 实验前在油中加入少量油溶红, 在水中加入少量

甲基蓝, 从而使得油呈现红色, 水呈现蓝色。

### 1.2 实验过程

首先对模型依次抽真空饱和地层水, 抽真空应尽可能的彻底, 应尽量减少模型中的气泡, 以免产生较大误差; 接着, 测量模型的渗透率; 然后, 进行油驱水, 水驱油, 观察实验现象, 利用显微观察系统进行拍照录像及图像解释处理。实验结束后, 可用面积统计法统计原始含油饱和度和残余油饱和度, 计算驱油效率。最后, 根据所观察到的实验现象, 进行分析解释。

## 2 实验现象分析

为了更好的反映鄂尔多斯盆地镇北地区长 3 油层组砂岩的特征, 在鄂尔多斯盆地镇北地区长 3 油层组砂岩中, 较为均匀地选取了 10 个砂岩标本 (图 1), 制作了 10 个真实砂岩微观模型共 10 个 (模型 ZB-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10)。

鄂尔多斯盆地镇北地区的长 3 油层组储集岩石类型主要为灰色中细粒长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩, 其中石英含量约为 38% ~ 60%, 其中以单晶石英为主, 燧石含量较少, 部分可见波状消光。长石碎屑含量约 12% ~ 22%, 以斜长石为主, 次为正长石, 少量微斜长石。岩屑含量约为 12% ~ 35%, 部分可达到 35%, 以干枚岩岩屑为主, 次为硅质岩岩屑、粘土

岩屑,少量云母碎片。碎屑颗粒以次棱角状为主,常呈线状接触,部分可见点接触及凹凸接触,以孔隙式胶结为主,也有部分为再生式胶结。长 3 砂岩为低孔低渗储层孔隙度一般为 8% ~ 15%, 渗透率一般为  $0.1 \times 10^{-3} \sim 4.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

研究区内长 3 砂岩储集层的孔隙类型主要有残余粒间孔隙、溶蚀粒间孔隙、溶蚀粒内孔隙、填隙物内孔隙、溶蚀填隙物内孔隙和自生矿物晶间孔隙, 储层孔隙组合关系主要为:

(1) 致密型孔隙组合关系

以填隙物内微孔隙为主, 孔隙个体小且连通性差, 溶蚀粒内孔隙和溶蚀粒间孔隙均不发育, 仅在局部碎屑岩中零星出现。而且岩石致密, 物性很差, 有效孔隙度和渗透率很低, 铸体薄片面孔率一般低于 4%, 因此, 储集性能很差。此类孔隙组合主要分布在致密胶结的中—细砂岩中。

(2) 溶蚀孔隙型孔隙组合关系

普遍发育溶蚀粒间孔隙、长石溶蚀粒内孔隙, 孔隙分布具有较强的非均质性, 孔隙连通性良好, 铸体薄片面孔率一般为 1% ~ 13%。

(3) 残余孔隙型孔隙组合关系

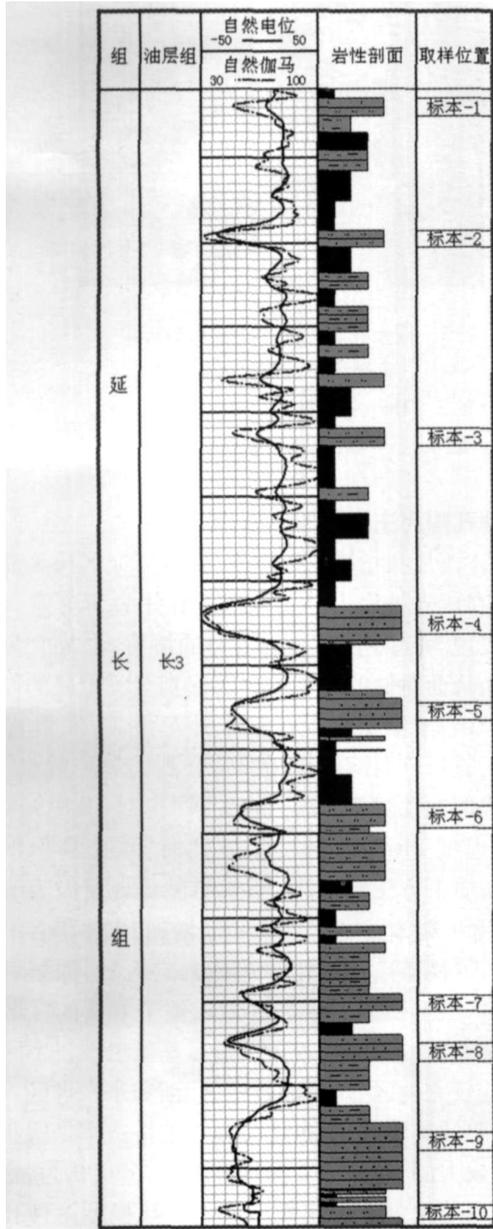
面孔率一般为 5% ~ 12%, 主要为绿泥石膜充填形成, 孔隙分布均匀, 具有良好的连通性。

在本次实验过程中所有 10 个模型均表现出低孔低渗特征, 驱油效率整体较差, 但由于压实作用和溶蚀作用等成岩作用不同, 引起砂岩的孔隙结构和物性不同<sup>[4-15]</sup>, 导致砂岩的孔隙结构非均质性很强。实验所选 10 个砂岩模型代表了鄂尔多斯盆地镇北地区长 3 油层组砂岩的 3 类孔隙结构类型, 其中模型 ZB-4 5 6 的主要驱油通道为残余孔隙型; 模型 ZB-8 9 的主要驱油通道为溶蚀孔隙型; 模型 ZB-1 2 3 7、10 的主要驱油通道为致密颗粒微孔隙型。

2.1 残余孔隙为主要的驱油通道

根据铸体薄片与扫描电镜观察分析, 研究区长 3 油层组砂岩在成岩过程中压实作用较为强烈, 具体表现为碎屑颗粒的接触关系由点到线, 局部为凹凸接触; 矿物的柔性组分变形; 刚性矿物发生破裂; 矿物颗粒发生定向排列。机械压实作用使储层中的原生孔隙大量减少, 岩石体积缩小, 不利于孔隙的保存。而在绿泥石膜发育的长石砂岩中, 压实作用较弱, 颗粒间呈点—线接触, 残余粒间孔较发育, 形成残余孔隙型孔隙组合关系。此类砂岩多因绿泥石膜的保护形成大量残余粒间孔隙<sup>[16]</sup> (模型 ZB-4 5 6)。

针对模型 ZB-4 (图 2), 在油驱水过程中, 油充满引槽后, 有两支从基质上方率先进入, 速度较快。约 1 分钟后, 油从基质下侧进入, 速度较平缓, 捕捉到明显油驱水驱动现象。加压至 12.5 MPa 后, 油驱范围明显扩大。但模型上部矿物颗粒排列致密处, 进入的



比例尺 1: 500

图 1 镇北地区长 3 综合柱状剖面图及砂岩标本的取样位置

Fig 1 The Chang 3 composite columnar section and sampling locations of sandstone specimen in Zhenbei area

根据铸体薄片与扫描电镜观察分析, 研究表明:

油量很少,持续加压后油浸范围也没有扩大。最终基质中部含油量较两侧多,基质中部含油甚少,还有些地方即没进水也没进油,这些现象说明该模型砂岩基质具有较强的非均质性。

在水驱油的实验过程中,当水充满引槽时,水就从油最先进入的区域进入,速度较缓。加压后,水体则快速指状前进,并到达出口,捕捉到明显动现象。持续加压,水体仍多沿原通道前进,水驱范围明显扩大,最终仅有少部分油未被波及,残余油区的范围较小。最后基质出现三个区域:基质一侧水驱油较完全区、残余油较多区、油和水未进区。

实验分析发现:

(1) 水驱油过程中,指进现象普遍存在。这主要是由于研究区孔隙结构复杂,各个孔道所受的阻力不尽相同。即使在孔隙结构相同的孔隙内,由于岩石润湿性不同,产生的毛管力也不同。因而,注入水在不同孔隙内就会以不同速度推进,从而产生指进现象。其结果最终是产生储层中的油成片地滞留于孔隙空间成为剩余油。最终整个砂岩基质出现三个区域:水驱油较完全区、残余油较多区、油和水均未进入区(图 3)。

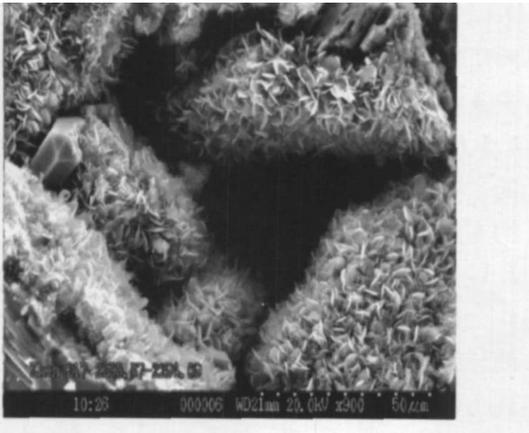


图 2 砂岩中的残余孔隙(镇 217 井,长 3)

Fig 2 The residual pores in sandstones

(2) 模型入口端岩芯的驱油效率高于出口端岩芯的驱油效率,而与其各自的渗透率的大小无关。分析认为,这并不是实验系统出现误差的特有现象。而是由于水驱产生的压力和水并不是瞬时都可以到达各岩芯的。后端岩芯渗流的驱替介质是中段岩芯的油,是油驱油,又由于研究区岩石亲水的特性,所以能够流动的仅仅是存在大喉道中的油。再有,就是发生微观指进现象,即水沿着阻力最小的孔隙通道进行驱

替,这样势必会形成大量剩余油。这些就是模型后端驱油效率低的主要原因。

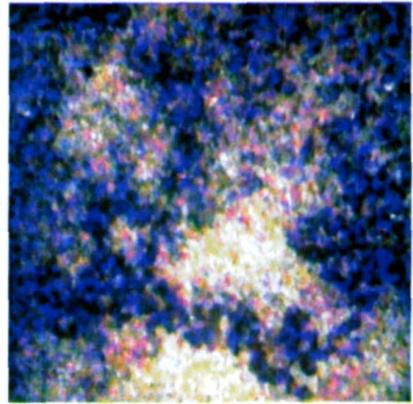


图 3 残余孔隙中的水驱油后的现象  
(蓝色为水,红色为油)

Fig 3 The water-driven oil in sandstone with residual pores

## 2.2 溶蚀孔隙为主要的驱油通道

据铸体薄片和扫描电镜观察,发现研究区长 3 油层组砂岩在成岩过程中砂岩的溶解作用发育非常普遍,主要表现为碎屑岩中易溶组分的溶解,形成大量次生孔隙,从而对储层物性的改善起到至关重要的作用。此类砂岩溶蚀型次生孔隙非常发育<sup>[17-20]</sup>,孔隙连通性好,长石碎屑溶蚀作用非常强烈,多呈“蜂巢”出现,形成溶蚀孔隙型孔隙组合关系(模型 ZB-8 9)。

针对模型 ZB-8(图 4),水驱油时,水充满引槽后,水从基质下方缓慢进入,捕获明显动现象极为缓慢而不明显。随着注入水压力不断增加,水体仍多沿原通道前进(图 5),水体很少进入其它区域,加压后驱油范围扩大不明显。最终水进入整个基质的区域不大,残余油区的范围仍较大。最后基质出现三个区域:水驱油较完全区、残余油较多区、油和水未进区。

在水驱油实验过程中,这个模型的渗透率是所测试模型中较大的,但驱油效率却并不高,分析认为,这是由于模型的微观非均质性造成的。该模型溶蚀孔隙发育,是其主要流通通道。水驱油时,由于该模型微观非均质性较强,通道内连通性差异明显,水体多沿该通道内连通性好的区域前进,绕过渗流阻力较大的含油孔道,很少进入其它区域,所以造成即便加压,驱油也不彻底,残余油区的范围仍较大。因此,砂岩有高的渗透率并不代表就会有高的驱油效率。微观非均质性是影响储层微观驱油效率的主要因素。

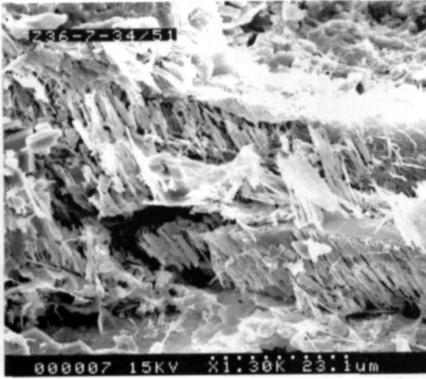


图 4 长石的溶蚀作用(长 3)

Fig 4 The dissolution of feldspar

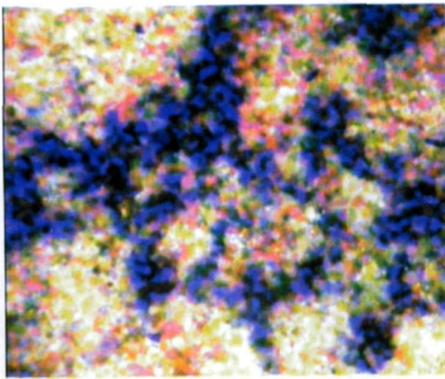


图 5 在溶蚀孔隙发育的砂岩中的水驱油现象(蓝色为水,红色为油)

Fig. 5 The water-driven oil in sandstone with dissolved pores

### 2.3 致密颗粒微孔隙为主要的驱油通道

根据铸体薄片与扫描电镜观察分析,研究区长 3 油层组砂岩在成岩过程中遭受了强烈的压实作用和胶结作用(主要为自生碳酸盐胶结物),砂岩粒间孔隙度损失较快,孔隙度减小,从而导致储层物性变差,形成低孔低渗的致密储集岩。此类砂岩残余孔隙和溶蚀孔隙均不发育,以填隙物内微孔隙为主,孔隙个体小且连通性差,且岩石致密,物性很差,有效孔隙度和渗透率很低,形成致密型孔隙组合关系(模型 ZB-1, 2, 3, 7, 10)。

针对模型 ZB-10 在油驱水实验过程中,油未充满引槽时,油从基质下部进入,流速较慢。不断增加压力,油驱范围有所扩大,最终基质浸油(图 6)。

在水驱油实验过程中,升高压力,水进入基质,在基质致密区的残余油多,经统计此模型含有较高的残

余油(图 7)。这个模型的残余孔、溶蚀孔隙较少,孔隙发育致密,所以液体的流速较慢,进入的油更难被驱走。

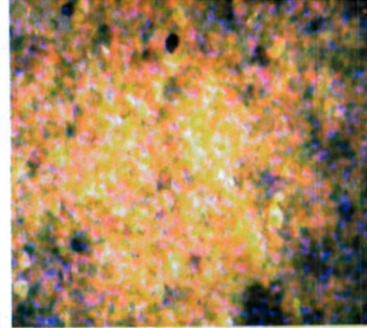


图 6 油进入致密砂岩基质中(红色为油)

Fig. 6 The oil-driven water into matrix of tight sandstone

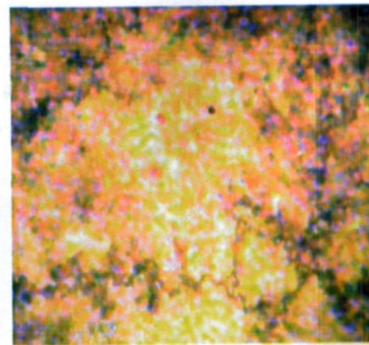


图 7 水驱油后残余油较多区(红色为油)

Fig 7 The residual oil was more after water-driving oil

## 3 真实砂岩微观模型实验的地质意义

根据真实砂岩微观模型渗透率的计算公式:

$$K = \frac{Q \cdot u \cdot L}{S \cdot \Delta P}$$

式中  $Q$  为单位时间内流体通过岩石的流量 ( $\text{cm}^3/\text{s}$ );  $\Delta P$  为液体通过岩石前后的压差 (MPa);  $\mu$  为液体的粘度 ( $\times 10^{-3} \text{Pa} \cdot \text{s}$ );  $S$  和  $L$  分别为岩样的横截面积和长度 (cm);  $K$  为渗透率 ( $\mu\text{m}^2$ ), 对鄂尔多斯盆地镇北地区长 3 油层组真实砂岩微观模型渗透率进行了计算(表 1)。统计结果表明,研究区所采集的样品渗透率普遍较小,其中溶蚀孔隙和残余孔隙发育的样品(模型 ZB-4, 5, 6, 8, 9)的渗透率相对较大一般为  $3 \times 10^{-3} \sim 6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 而致密型样品(模型 ZB-1, 2, 3, 7, 10)的渗透率则小于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

表 1 镇北地区真实砂岩模型渗透率统计

Table 1 The permeability of authentic sandstone m micromodel in Zhenbei area

模型号	油驱水 /kPa		水驱油 /kPa		渗透率 / $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
	入口压力	出口压力	入口压力	出口压力	
ZB-1	20.8	25.0	32.7	41.0	0.10
ZB-2	12.9	17.2	45.8	58.0	0.11
ZB-3	43.0	55.0	53	60.0	0.42
ZB-4	2.1	9.0	6.3	11.0	5.31
ZB-5	4.5	7.5	16.0	25.0	6.43
ZB-6	2.1	4.3	9.2	12.2	5.88
ZB-7	5.0	17.0	23.0	37.0	0.74
ZB-8	3.0	9.5	11.5	22.0	3.55
ZB-9	4.8	10.0	12.5	18.0	3.10
ZB-10	4.8	20.0	56.0	60.0	0.48

根据实验现象直观观察核试验数据分析, 由于镇北地区这 10 个模型所遭受的成岩作用不同, 所以其储层的孔隙结构演化必然不一样, 形成了残余孔隙型、溶蚀孔隙型和致密型多种的孔隙组合关系。而实验过程中, 经过细致观察, 发现模型中一旦有较大的孔隙通道时, 加入的液体很容易进入并进行水驱油, 而对于孔隙较小或连通性较差的情况, 即使持续加压, 液体也难以进入。实验结束后, 整个砂岩基质会出现三个区域: 水驱油较完全区、残余油较多区、油和水均未进入区。这些现象都说明研究区储层微观非均质性很强。残余孔隙、溶蚀孔隙砂岩 (模型 ZB-4、5、6 及 9), 在实验中液体主要沿残余孔隙和溶蚀孔隙前进, 水驱油过程中, 指进现象普遍存在。这主要是由于研究区孔隙结构复杂, 各个孔道所受的阻力不尽相同。即使在孔隙结构相同的孔隙内, 由于岩石润湿性不同, 产生的毛管力也不一样。因而, 注入水在不同孔隙内会以不同速度推进, 从而产生指进现象。其结果都是产生储层中的油成片地滞留于孔隙空间成为剩余油。最终整个砂岩基质出现三个区域: 水驱油较完全区、残余油较多区、油和水均未进入区; 致密砂岩 (模型 ZB-1、2、3、7、10) 在油驱水实验过程中在高压情况下才出现油驱现象, 而在水驱油实验过程中水很难进入基质, 因而模型含有较高的残余油。

砂岩非均质性的影响因素很多, 包括颗粒的非均质、填隙物的非均质、岩石润湿性等。镇北地区砂岩孔隙结构是导致砂岩储集层非均质性的主要原因。非均质性的存在会导致在油层开发中低渗透砂岩中形成大量的残余油。研究区微观非均质性是影响储层驱油效率的主要因素。由非均质性很强所造成的绕流和卡断现象在研究区非常普遍。这些都会导致

形成大量的残余油, 从而影响储层的驱油效率。对于镇北地区而言, 在低渗透砂岩储层中, 孔隙结构的均质性好并非意味着驱油效果好; 在有些地区, 强烈的溶蚀作用导致砂岩孔隙很发育, 但分布很不均一, 此类地区砂岩储层孔隙结构的非均质性较强, 其驱油效果反而可能较好。对于镇北地区低渗透致密砂岩储层, 非均质性越强, 孔隙度越高, 储集性能越好; 相反, 非均质性越弱, 孔隙度越低, 储集性能越差。

## 4 结论

(1) 镇北地区长 3 油层组储层砂岩具有溶蚀型孔隙型、残余型孔隙型和致密型孔隙型多种孔隙组合关系, 真实砂岩微观模型实验说明储层砂岩的微观非均质性很强。

(2) 对于镇北地区长 3 油层组而言, 在低渗透砂岩储层中, 孔隙结构的均质性好并非意味着驱油效果好; 在有些地区, 强烈的溶蚀作用导致砂岩孔隙很发育, 但分布很不均一, 此类地区砂岩储层孔隙结构的非均质性较强, 其驱油效果反而较好。

(3) 对于镇北地区长 3 油层组低渗透致密砂岩储层, 非均质性越强, 孔隙度越高, 储集性能越好; 相反, 非均质性越弱, 孔隙度越低, 储集性能越差。

## 参考文献 (References)

- 赵跃华. 王集油田储层孔隙结构及微观非均质性研究. 石油勘探与开发, 1992, 19(4): 96-106 [Zhao Yuchua. A study of the characteristics of the pore structure and microheterogeneity of the reservoir formation in Wangji Oilfield. Petroleum Exploration and Development, 1992, 19(4): 96-106]
- 王寿庆. 双河油田储层非均质性特征和非均质模式. 石油勘探与开发, 1987, 14(1): 62-69 [Wang Shouqing. A heterogeneous model describing the heterogeneity of the production reservoir in Shuanghe Oil Field. Petroleum Exploration and Development, 1987, 14(1): 62-69]
- 刘林玉, 张强. 凹陷沙海组碎屑岩储层的非均质性. 西北大学学报 (自然科学版), 2002, 32(6): 663-666 [Liu Linyu. Anisotropy in the clastic reservoir rock of Shahei Formation in Zhangqiang Sag. Journal of Northwest University, 2002, 32(6): 663-666]
- Surdan R C. Organic-inorganic interaction and sandstone diagenesis. AAPG Bulletin, 1989, 73(1): 1-23
- 刘林玉, 邱世祥, 薛祥熙. 民和盆地巴州拗陷储集层成岩作用. 石油与天然气地质, 1999, 20(1): 58-61 [Liu Linyu, Di Shixiang, Xue Xiangxu. Diagenesis of reservoirs in Bazhou depression, Minhe basin, 1999, 20(1): 58-61]
- 罗静兰, 张小莉, 张云翔, 等. 成岩作用对河流—三角洲相砂岩储层物性演化的影响. 沉积学报, 2001, 19(4): 541-547 [Luo Jinglan, Zhang Xiaoli, Zhang Yunxiang, et al. The diagenesis influence on

- sandstone reservoirs physical property of river delta facies. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2001, 19(4): 541-547]
- 7 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. *沉积学报*, 2004, 22(2): 225-232 [Zhang Jinliang, Si Xueqiang, Liang Jie, *et al.* Chang 8 oil sandstone diagenesis and the influence on Chang 8 reservoir of Qinyang area Shangannin basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2004, 22(2): 225-232]
  - 8 刘林玉, 邸世祥. 吐鲁番坳陷中侏罗统沉积与储层孔隙发育特征. *石油与天然气地质*, 1997, 18(3): 247-251 [Liu Linyu, Di Shixiang. Characteristics of middle Jurassic sedimentation and reservoir pore evolution in Turpan depression. *Oil & Gas Geology*, 1997, 18(3): 247-251]
  - 9 罗静兰, 张成立, 阎世可, 等. 盆地埋藏史及其对砂岩储层物性演化的影响. *石油与天然气地质*, 2001, 22(2): 123-129 [Luo Jinglan, Zhang Chengli, Yan Shike, *et al.* Effect of burial history on physical property of sandstone reservoir taking Yanchang oil region in north Shaanxi as an example. *Oil & Gas Geology*, 2001, 22(2): 123-129]
  - 10 Surdan R C, Crossly L J, Hagen E S. Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis. *AAPG Bulletin*, 1989, 73(1): 1-23
  - 11 李斌, 孟自芳, 李相博, 等. 靖安油田上三叠统长 6 成岩作用研究. *沉积学报*, 2005, 23(4): 574-583 [Li Bin, Meng Zifang, Li Xiangbo, *et al.* Diagenetic characteristics of the Chang 6 oil-bearing interval of the upper Triassic in the Jin'an oilfield Ordos basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2005, 23(4): 574-583]
  - 12 柳益群. 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. *沉积学报*, 1996, 14(3): 87-96 [Liu Yiqun. Diagenetic characteristics and porosity evolution of the oil-bearing arkoses in the upper Triassic in the eastern Shangannin basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1996, 14(3): 87-96]
  - 13 蔡进功, 谢忠怀, 田芳, 等. 济阳拗陷深层砂岩成岩作用及孔隙演化. *石油与天然气地质*, 2002, 23(1): 84-88 [Cai Jingong, Xie Zhonghuai, Tian Fang, *et al.* Diagenesis and pore evolution of deep sandstone in Jiyang depression. *Oil & Gas Geology*, 2002, 23(1): 84-88]
  - 14 Marchant M E, Smalley P C, Haszeldine R S, *et al.* Note on the importance of hydrocarbon fill for reservoir quality prediction in sandstones. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(9): 1561-1571
  - 15 Houseknecht D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(6): 633-643
  - 16 黄思静, 谢连文, 张萌, 等. 中国三叠统陆相砂岩中自生绿泥石的形成机制及其与储层孔隙保存的关系. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2004, 31(3): 273-281 [Huang Sijing, Xie Lianwen, Zhang Meng, *et al.* Formation mechanism of authigenic chlorite and relation to preservation of porosity in Triassic reservoir sandstones Ordos basin and Sichuan basin, China. *Journal of Chengdu University of Technology (Science and Technology Edition)*, 2004, 31(3): 273-281]
  - 17 李汶国, 张晓鹏, 钟玉梅. 长石砂岩次生溶孔的形成机理. *石油与天然气地质*, 2005, 26(2): 220-223 [Li Wenguo, Zhang Xiaopeng, Zhong Yumei. Formation mechanism of secondary dissolved pores in arkose. *Oil & Gas Geology*, 2005, 26(2): 220-223]
  - 18 朱国华. 陕甘宁盆地上三叠统延长组低渗透砂岩和次生孔隙砂体的形成. *沉积学报*, 1985, 3(2): 1-17 [Zhu Guohua. Formation of low permeability sandstones and secondary pore sandstones in the upper Triassic Yanchang series of Southwest Shangannin basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1985, 3(2): 1-17]
  - 19 刘林玉, 陈刚, 柳益群, 等. 碎屑岩储集层溶蚀型次生孔隙发育的影响因素分析. *沉积学报*, 1998, 16(2): 97-101 [Liu Linyu, Chen Gang, Liu Yiqun, *et al.* Analysis on influencing factors of solution-type secondary pore evolution in clastic reservoirs. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1998, 16(2): 97-101]

## Experimental Analysis on Micro-anisotropy of Chang 3 Reservoirs in Zhenbei Area, Ordos Basin

LU Lin-yu ZHANG Long WANG Zhen-liang GAO Chao

(Department of Geology, State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an 710069)

**Abstract** The micro-anisotropy characteristics of the oil and gas reservoirs are one of the important contents in reservoir geology. Based on the authentic sandstone micro-model experiment, the micro-anisotropy characteristic of Chang 3 reservoirs of Zhenbei area in Ordos Basin was analyzed. Chang 3 reservoirs belong to tight sandstone. The authentic sandstone micro-model experiment audio-visually display the intense micro-anisotropy of Chang 3 reservoirs in this area. The sandstone pore structure and diagenesis are main factors influencing Chang 3 reservoirs micro-anisotropy. The dissolution resulted in the intense micro-anisotropy of Chang 3 low permeable sandstone, but this sandstone formed high permeable zone of Chang 3 reservoirs in this area.

**Key words** micro-anisotropy, authentic sandstone micro-model, experimental analysis, Chang 3 reservoirs, Zhenbei area, Ordos Basin