

# 鄂尔多斯盆地直罗油田长 6 油层组 成岩作用及孔隙演化研究

王彩萍<sup>1,2</sup>

(1. 西安石油大学 油气资源学院, 陕西 西安 710065; 2. 陕西延长石油(集团)有限责任公司 直罗采油厂, 陕西 富县 727500)

**摘要:** 位于鄂尔多斯盆地的直罗油田三叠系延长组长 6 油层组为近年来新开发的一个主力油气层。岩石学和成岩作用特征研究表明, 直罗油田长 6 油层组以细粒长石砂岩和岩屑长石砂岩为主, 砂岩经历了机械压实作用、胶结作用、交代作用和溶蚀作用等成岩作用, 成岩作用处于晚成岩阶段 A 期。成岩作用控制了储层砂岩孔隙发育特征, 其中压实作用与胶结作用是导致储层超低渗的主导因素, 而次生溶蚀孔隙的形成对储层砂岩物性具有一定改造作用, 并控制了该区长 6 油层组相对高孔高渗储层的展布特征。

**关键词:** 成岩作用; 成岩阶段; 孔隙类型; 长 6 油层组; 直罗油田; 鄂尔多斯盆地

**中图分类号:** TE343; P618.13 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-6561(2010)02-0161-05

## Diagenesis and Porosity Evolution of Chang-6 Oil-bearing Formation in Zhiluo Oilfield of Ordos Basin

WANG Cai-ping<sup>1,2</sup>

(1. School of Petroleum Resources, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, Shaanxi, China;

2. Zhiluo Oil Recovery Factory, Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Company Limited, Fuxian 727500, Shaanxi, China)

**Abstract** Chang-6 Oil-bearing Formation of Triassic Yanchang Formation in Zhiluo Oilfield of Ordos Basin is weightily exploited in recent years. Characteristic of petrology and diagenesis of the oil-bearing formation was studied. The result showed that Chang-6 Oil-bearing Formation was composed by fine-grained and debris feldspar sandstones; sandstone experienced complex diagenesis including compaction, cementation, alteration and dissolution; diagenesis reached A period in the late diagenetic stage. Diagenesis controlled reservoir porosity of sandstones in which compaction and cementation caused low permeability while secondary vugular solution pore improved the reservoir property and controlled distribution characteristics of Chang-6 Oil-bearing Formation with relatively high permeability and porosity.

**Key words:** diagenesis; diagenetic stage; pore type; Chang-6 Oil-bearing Formation; Zhiluo Oilfield; Ordos Basin

## 0 引言

直罗油田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部, 行政区划隶属于陕西省富县。早在 20 世纪 70 年代, 长庆油田就在该区以侏罗系延安组和三叠系延长组长 2 油层组为主要目的层进行油田勘探和开发。到 21 世纪初期, 该区原油产量仅有  $3 \times 10^4$  t/a 左右。近年来, 直罗油田新发现了包括长 6 油层组

在内的多套新的含油层组, 至 2009 年原油产量突破  $10 \times 10^4$  t/a。已有的研究成果表明<sup>[1-3]</sup>, 本区长 6 油层组为水下三角洲沉积体系, 油层砂岩为典型的低孔低渗储层, 其成岩作用特征复杂。砂岩成岩作用不但改变了其内部成分和结构特征, 更重要的是改变了砂岩孔隙结构特征, 使砂岩孔隙度和渗透率发生重大改变, 进而影响油气运移和成藏<sup>[4]</sup>。笔者通过对本区长 6 油层组砂岩成岩作用演化研究, 探

收稿日期: 2010-01-04

基金项目: 国家自然科学基金项目(40173005)

作者简介: 王彩萍(1972-)女, 陕西富县人, 高级工程师, 工学硕士研究生, 从事石油勘探与开发研究。E-mail: yczgyl@163.com

讨其对砂岩孔隙演化的影响,这对直罗油田长 6 油层组油气勘探具有重要的现实意义。

## 1 储层岩石学特征

岩石薄片鉴定表明,直罗油田长 6 油层组储层砂岩以细粒长石砂岩和岩屑长石砂岩为主,碎屑颗粒以长石为主,一般占碎屑总量的体积分数为 17.6%~59.0%,平均 40.2%;石英次之,一般占碎屑总量的体积分数为 13.4%~47.0%,平均为 28.2%;岩屑占碎屑总量的体积分数为 3.0%~31.0%,平均 11.6%(图 1)。

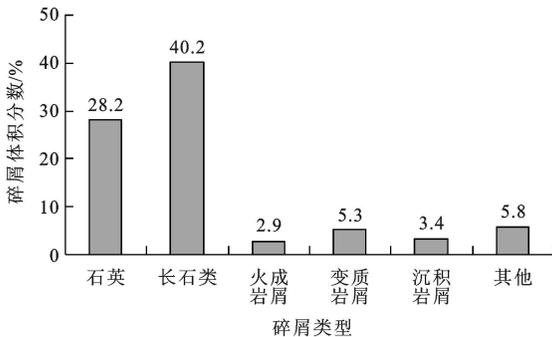


图 1 长 6 油层组砂岩碎屑成分含量分布

Fig. 1 Column Diagram Showing Clastics Contents of Sandstone of Chang-6 Oil-bearing Formation

本储层砂岩粒度普遍较细,粒度一般为 0.03~0.50 mm,以 0.10~0.25 mm 为主。长 6 油层组储层砂岩图像粒度分析表明,细砂体积分数为 84.15%,粉砂为 8.27%,中砂为 2.99%,泥质为 3.81%。砂岩分选性中等,磨圆度中等,碎屑颗粒以次棱角状为主,占统计的 95%以上,其次为棱角状一次棱角状,磨圆度中等。这表明本区长 6 油层组储层砂岩具有中等成分成熟度和结构成熟度。

## 2 砂岩成岩作用

通过显微镜岩石学鉴定、铸体薄片和扫描电镜观察研究表明,本区长 6 油层组砂岩主要发生机械压实作用、胶结作用、交代作用和溶蚀作用等成岩作用。从成岩作用出发,考虑其对储层物性影响,可以看出,压实作用、胶结作用等对储层孔隙具有破坏作用,而溶蚀作用等对储层孔隙具有改造作用。

### 2.1 机械压实作用

在成岩作用早期阶段,压实作用主要以机械压实为主,矿物颗粒因压实弯曲变形,碎屑颗粒趋于

最紧密堆积,颗粒接触方式以点接触为主。随埋藏深度的增大,压实作用由浅埋藏阶段的机械压实作用转变为以压溶作用为主要特征的深埋藏压实作用,碎屑颗粒发生溶解作用,颗粒接触关系由点接触变为线接触到凸凹接触。压实作用的结果导致储层原始孔隙度降低,储层物性变差,影响油气渗透性<sup>[4,5]</sup>。本区长 6 油层组砂岩压实作用主要表现为塑性颗粒的弯曲变形和刚性颗粒的破裂,如云母、泥质岩屑等软颗粒受压弯曲变形,云母等矿物碎屑出现定向排列现象,石英等刚性碎屑颗粒被压裂产生微细应力纹和裂缝(图 2),碎屑颗粒接触关系渐趋紧密,但是碎屑颗粒主要为点接触到线接触,表现为机械压实作用的特征,没有达到深埋藏阶段的压溶作用。

### 2.2 胶结作用

胶结作用也是砂岩孔隙度和渗透率降低的主要因素之一。本区长 6 油层组砂岩胶结物主要为硅质胶结和钙质胶结两大类,其中硅质胶结物最为发育。

#### 2.2.1 钙质胶结

本区长 6 油层组砂岩钙质胶结主要为方解石、铁方解石和白云石等碳酸盐矿物,方解石多为细晶粒状胶结,部分井区也见连片嵌晶式方解石胶结(图 2),大多与碎屑颗粒外黏土薄膜共生。白云石常呈菱形自形晶体,分散充填于孔隙中。本区钙质胶结物含量相对较高,个别层段砂岩钙质胶结物体积分数甚至超过 45%,具有钙质砂岩的特征。

碳酸盐胶结物对储层孔渗性有明显影响,使粒间孔隙缩小并促使储层致密。但是,碳酸岩胶结物一般易溶于酸性孔隙水中,为后来次生孔隙的形成奠定了物质基础,也是溶蚀孔隙形成的先决条件之一<sup>[5]</sup>。

#### 2.2.2 硅质胶结

研究区硅质胶结物含量虽然不及钙质胶结物,统计表明硅质胶结物体积分数最高为 4%左右,但是硅质胶结物产状多样。薄片观察和扫描电镜观察表明,研究区内硅质胶结包括石英碎屑加大边、自生石英微晶和孔隙间的硅质胶结等,其中以石英次生加大和硅质胶结为主,次生加大石英呈自形晶面,加大边有宽有窄(图 2)。孔隙间硅质胶结为形成于压实之后的晚期次生石英。石英微晶以自形石英晶体充填分布在黏土薄膜形成后的剩余孔隙空间,自形程度高,在孔隙中一般呈单个自形晶

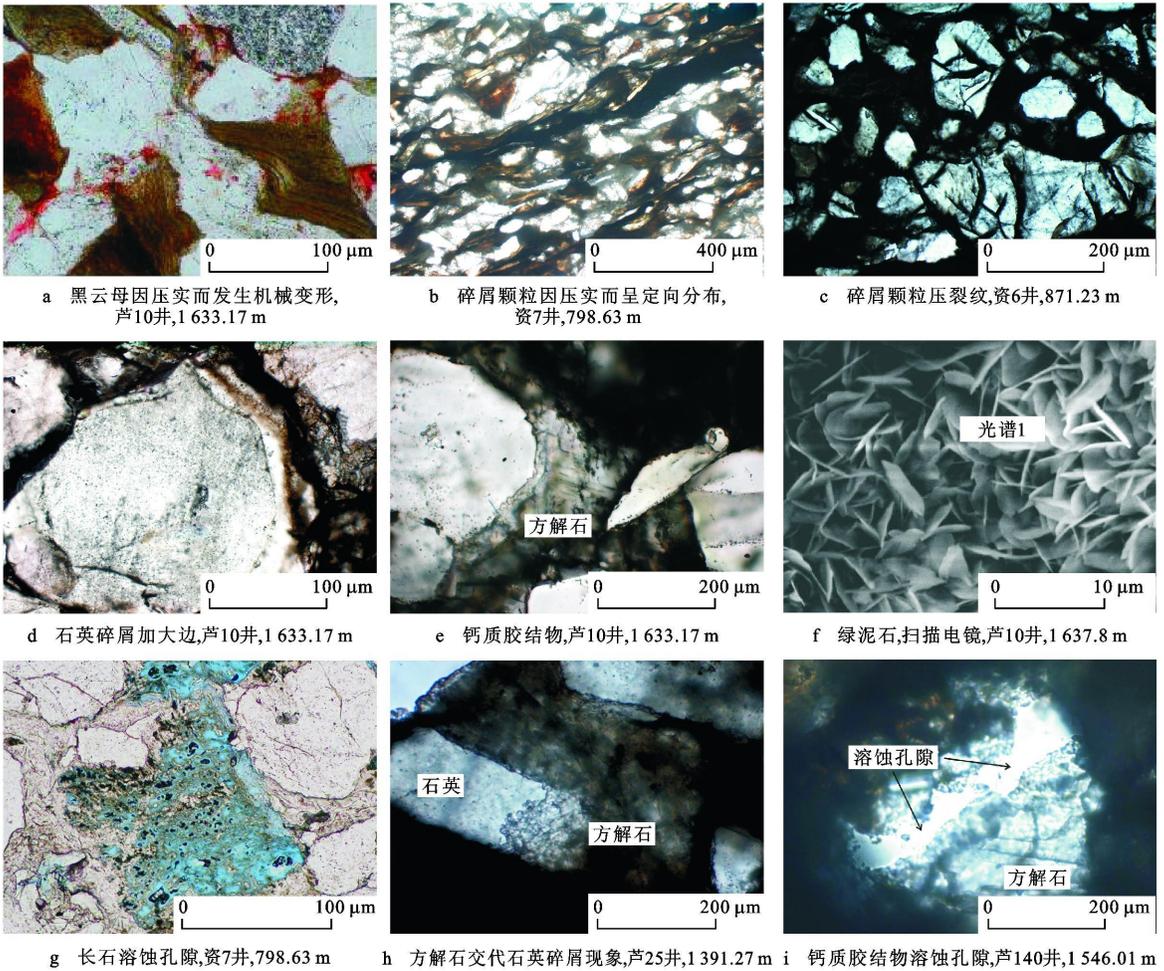


图 2 长 6 油层组砂岩成岩作用显微镜下特征

Fig. 2 Microscopic Features of Diagenesis of Sandstone of Chang 6 Oil-bearing Formation

体产出,也见有沿孔隙边缘呈集合状。不同产状的硅质胶结减少了储层的孔隙空间,同时对次生孔隙的形成不利,是造成研究区砂岩物性较差的重要原因之一。

2.2.3 自生黏土矿物胶结

研究区长 6 油层组砂岩黏土矿物主要有绿泥石及少量的高岭石、伊利石及伊蒙混层等。其中绿泥石分布广、含量高,以孔隙衬垫形式产出,扫描电镜下可见叶片状生长的绿泥石(图 2)。高岭石、伊利石及伊蒙混层等矿物则主要以孔隙充填的形式产出<sup>[6]</sup>。

2.3 交代作用

方解石交代长石为研究区长 6 油层组砂岩普遍见到的交代成岩作用,表明研究区内长 6 油层组曾发生过强烈的方解石胶结作用,交代方式以溶蚀交代长石边缘为主,长石碎屑形态仍然保存(图 2),有些井区还可见方解石交代石英现象。一般认为,交代成岩作用发生过程中原始矿物被新生矿物代

替,虽然会引起岩石和孔隙体积变化,但是变化幅度有限,对储层物性影响不大<sup>[5]</sup>。

2.4 溶蚀作用

溶蚀作用是本区重要的成岩作用,研究区长 6 油层组砂岩常见到岩屑和长石等碎屑组分不同程度地发生了溶蚀现象,其中长石主要沿解理缝或双晶缝强烈溶蚀,致使长石呈残余状,有的碎屑颗粒全部被溶蚀形成铸膜孔隙等。此外,本区普遍见到碳酸盐胶结物的溶蚀现象(图 2),溶蚀作用形成的大量溶蚀孔隙改善了储层孔渗条件,对油气聚集收藏具有重要意义。

3 成岩阶段及成岩作用序列

3.1 成岩阶段划分

目前一般从与古地温等有关的 4 种指标对碎屑岩成岩阶段进行划分,即有机质热演化成熟度指标、自生矿物组合、黏土矿物及混层黏土矿物的转

化和岩石结构特点<sup>[7]</sup>。

镜质体反射率( $R_o$ )测试结果表明,本区长6油层组镜质体反射率为0.88%~1.08%,表明有机质热演化已经进入成熟期。碎屑岩中多见方解石、铁方解石和白云石胶结,石英次生加大普遍,长石发生溶蚀现象,砂岩自生黏土矿物常见片状伊利石、发丝状伊利石以及叶片状绿泥石等。X衍射分析表明,泥岩中黏土矿物主要为伊/蒙混层黏土矿物,蒙脱石完全消失,伊利石和绿泥石含量较高。碎屑岩原生孔隙少量,次生孔隙相对发育,颗粒以线接触、点线接触为主。综合分析认为,研究区长6油层组砂岩目前处在晚成岩阶段的A期(图3)。

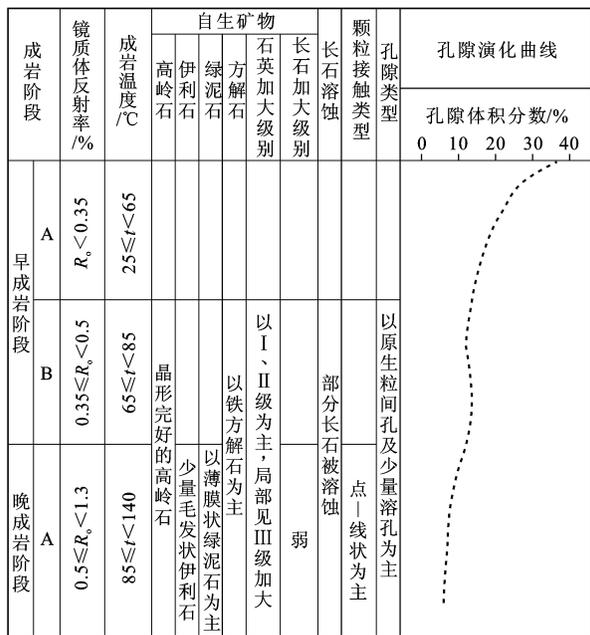


图3 长6油层组砂岩成岩阶段与孔隙演化

Fig. 3 Diagenesis and Porosity Evolution of Sandstone of Chang-6 Oil-bearing Formation

### 3.2 成岩作用序列

根据显微镜下自生矿物相互关系,结合自生矿物形成条件和成岩作用特征,对研究区长6油层组砂岩成岩序列进行了分析。压实作用是最早发生的成岩作用,而且贯穿成岩作用的始终,早期浅埋藏主要以机械压实作用为主,晚期深埋藏以压溶作用为主<sup>[3,7]</sup>。

显微镜下观察表明,本区长6油层组砂岩被黏土膜包裹的石英碎屑无加大现象,因为在石英加大边底部见有所谓的黏土“尘埃线”现象,说明黏土膜的形成应早于其他成岩作用,石英加大边晚于黏土膜的形成。长石溶蚀作用发生比较早,一般认为长

石的溶蚀作用与有机质热演化早期形成的有机酸有关,同时长石溶蚀作用为石英的次生加大提供了过饱和的SiO<sub>2</sub>,故长石的溶蚀要早于石英次生加大作用<sup>[7]</sup>。另外,长石溶孔内偶见方解石胶结物,可见长石溶蚀应早于方解石胶结。早期方解石胶结物呈微晶—粉晶于孔隙中,但含量很少,而后期的方解石胶结物则呈粉晶—中晶及连晶状,其含量远远大于早期方解石胶结物含量。后期方解石胶结物阴极发光较暗,为铁方解石。因此,方解石的大规模胶结应出现在晚成岩A期的早期。在扫描电镜下,可以看到长石有加大的趋势,但加大程度不大,根据其加大程度及其加大的条件判断,长石加大现象发生的较晚,应在进入晚成岩A期后才出现。镜下可见泥质胶结物被有机质浸染和沥青包裹自生石英的现象,说明烃类侵位应晚于黏土膜的形成及石英次生加大。烃类侵位应发生在有机质进入成熟期,开始大量生成油气的晚成岩A期<sup>[6,7]</sup>。根据以上分析,确定研究区长6油层组砂岩的成岩序列为:压实作用→黏土膜沉淀作用→长石溶蚀→石英次生加大→晚期方解石胶结→方解石交代长石→长石次生加大→烃类侵位。该特征与鄂尔多斯盆地宜川—旬邑地区延长组储层成岩作用特征极为相似(图4)<sup>[8]</sup>。

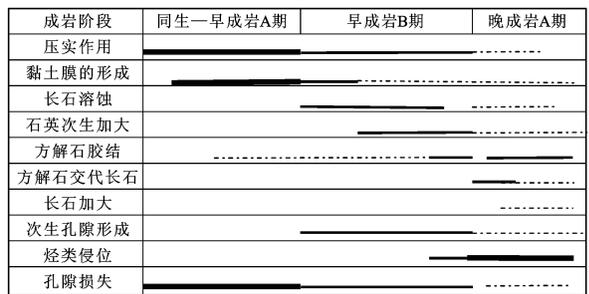


图4 长6油层组砂岩成岩作用序列

Fig. 4 Diagenesis Sequence of Sandstone of Chang-6 Oil-bearing Formation

## 4 成岩作用对长6储层砂岩孔隙演化的控制作用

根据对孔隙的改善和破坏作用,将成岩作用可分为建设性和破坏性成岩作用。破坏性成岩作用包括机械压实作用、石英次生加大、自生高岭石析出作用、方解石胶结物沉淀作用、硅质胶结作用、晚期含铁碳酸盐矿物的沉淀等。建设性成岩作用主要为溶蚀作用、黏土膜形成作用等<sup>[9]</sup>。

一般利用岩石学方法,根据薄片鉴定可以对储层孔隙特征进行定性评价<sup>[8-10]</sup>,对研究区长6油层组孔隙演化进行了定量分析。原始孔隙度的求取利用 Beard 等<sup>[4]</sup>提出的恢复砂岩原始孔隙的计算公式

$$\varphi_0 = 20.91 + 22.90/C_T \quad (1)$$

式中:  $C_T$  为系数,即砂岩的分选系数,  $C_T = P_{25}/P_{75}$ ,  $P_{25}$ 、 $P_{75}$  分别代表累计曲线上颗粒体积分数为 25% 和 75% 处所对应的颗粒直径;  $\varphi_0$  为原始孔隙度。经粒度统计分析数据计算,该区区长6油层组砂岩平均原始孔隙度为 35.12% (表 1)。

表 1 长6油层组砂岩分选系数及原始孔隙度

Tab. 1 Sorting Coefficient and Original Porosity of Sandstone of Chang-6 Oil-bearing Formation

编号	井名	层位	井深/m	$P_{25}/mm$	$P_{75}/mm$	$C_T$	原始孔隙度/%
1	资6	长6	870.18	0.312	0.203	1.54	35.81
2	资6	长6	898.16	0.297	0.192	1.54	35.76
3	资7	长6	777.73	0.196	0.114	1.71	34.29
4	资7	长6	798.68	0.140	0.084	1.66	34.69
5	芦10	长6	1632.70	0.140	0.083	1.69	34.49
6	芦10	长6	1637.80	0.176	0.113	1.55	35.66

按照孔隙演化的定量计算方法,根据显微镜下岩相学定量统计的不同成岩作用及其对孔隙率的影响,分别计算本区内长6油层组砂岩原始孔隙经历压实作用、胶结作用和溶蚀作用后的孔隙度变化,定量确定本区长6油层组砂岩孔隙演化过程(图 5)。

初始孔隙度 35.12%  $\xrightarrow[-21.41\%]{\text{压实作用}}$  13.71%  $\xrightarrow[-6.47\%]{\text{胶结作用}}$  7.24%  $\xrightarrow[-0.88\%]{\text{溶蚀作用}}$  8.12%

图 5 长6油层组砂岩孔隙演化过程

Fig. 5 Flowchart for Porosity Evolution of Sandstone of Chang-6 Oil-bearing Formation

根据显微镜下岩相学定量统计得出本区长6油层组砂岩现今孔隙度平均值为 8.12%,该数据与本区长6油层组砂岩实际分析的孔隙度基本一致。因此,成岩作用导致砂岩孔隙演化整体上呈减小趋势,而后期的溶蚀作用使孔隙度有一定程度的增加<sup>[8-10]</sup>,溶蚀作用形成的高孔高渗带是长6油层组油气聚集有利区带,也是本区长6油层组勘探的有利区带。

## 5 结语

(1)直罗油田三叠系延长组长6油层组砂岩以

细粒长石砂岩和岩屑长石砂岩为主,砂岩分选中等,磨圆度中等,具有中等成分成熟度和结构成熟度。

(2)本区长6油层组砂岩经历了压实作用、胶结作用、交代作用和溶蚀作用等复杂的成岩作用,成岩作用处于晚成岩阶段 A 期,成岩作用与油气侵入序列为先成岩后油气烃类侵位。

(3)砂岩孔隙演化过程受控于成岩作用,砂岩孔隙随成岩作用进程呈减小趋势,其中压实作用和胶结作用是造成孔隙度降低的主要原因,而溶蚀作用形成的次生孔隙对砂岩物性具有良好的改善作用,其形成的高孔高渗带是长6油层组油气聚集有利区带,也是本区长6油层组勘探的有利区带。

## 参考文献:

- [1] 王洪建,吴小斌,孙卫等.陇东地区延长组长3、长4+5储层及其对储层物性的影响[J].地球科学与环境学报,2008,30(1):38-43.
- [2] 谢正温,谢渊,王剑,等.富县地区延长组层序地层对储层的控制[J].矿物岩石,2004,24(2):95-103.
- [3] 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):87-96.
- [4] Beard D C, Weyl P K. Influence of Texture on Porosity and Permeability of Unconsolidated Sand[J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349-369.
- [5] Chi G, Giles P S, Williamson P G, et al. Diagenetic History and Porosity Evolution of Upper Carboniferous Sandstones from the Spring Valley #1 Well, Maritime Basin, Canada: implications for Reservoir Development[J]. Journal of Geochemical Exploration, 2003, 80(2): 171-191.
- [6] 王勇,施泽进,田亚铭,等.鄂尔多斯盆地宜川-旬邑地区长八段储层特征及成岩作用[J].大庆石油地质与开发,2008,27(3):39-43.
- [7] 朱国华.碎屑岩储集层孔隙的形成、演化和预测[J].沉积学报,1992,10(3):114-123.
- [8] 王金鹏,彭仕忠,赵艳杰,等.鄂尔多斯盆地合水地区长6~8段储层成岩作用及孔隙演化[J].石油天然气学报,2008,30(2):170-174.
- [9] Aase N E, Bjorkum P A, Nadeau P H. The Effect of Grain-coating Microquartz on Preservation of Reservoir Porosity[J]. AAPG Bulletin, 1996, 80(10): 1654-1673.
- [10] 朱平,黄思静,李德敏,等.黏土矿物绿泥石对碎屑储集层孔隙的保护[J].成都理工大学学报:自然科学版,2004,31(2):153-156.