

# 鄂尔多斯盆地东南缘延长组长 6 砂岩 孔隙类型及演化特征

田亚铭<sup>1</sup>, 施泽进<sup>1</sup>, 宋江海<sup>2</sup>

(1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程 国家重点实验室, 成都 610059;  
2. 长庆油田公司, 西安 710021)

**摘要:** 鄂尔多斯盆地东南缘宜川 旬邑地区中生界延长组长 6 段主要为三角洲前缘沉积环境, 局部发育湖底滑塌扇体。岩心观察、薄片分析、扫描电镜及压汞测试表明: 长 6 砂岩的孔隙类型以残余原生粒间孔为主; 其次为溶蚀孔隙, 以长石溶孔为主; 见少量构造裂缝及微缝。多是片状喉道和弯片状喉道, 喉道小, 孔隙结构差, 以细孔-微喉型为主。砂岩初始孔隙为 34.59%, 压实作用和胶结作用损失 27.81% 孔隙度, 溶蚀作用仅新增次生孔隙 0.84%, 造成长 6 砂岩现今平均孔隙度在 7%~8% 之间, 形成储集空间以残余原生粒间孔为主的低孔-超低孔致密砂岩储层。

**关键词:** 孔隙类型; 孔隙演化; 孔隙结构; 成岩作用; 延长组; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: P584; P618.130.21 文献标识码: A 文章编号: 1001-1412(2008)04-0334-05

## 1 区域地质概况

宜川 旬邑地区位于鄂尔多斯盆地东南缘渭北隆起带上(图 1), 面积约  $2.0 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。从沉积环境来看, 鄂尔多斯盆地晚三叠世延长期为一大型内陆淡水湖盆, 经历了完整的湖进-湖退过程。其中, 长 10 段-长 7 段为湖进期沉积, 在长 7 底部沉积了一套稳定、具厚的深湖-半深湖相泥岩, 称张家滩页岩, 代表湖盆最大湖泛期的沉积。长 6 段-长 1 段为湖退-准平原化期沉积。长 6 段沉积在湖盆最大湖泛期后的开始回落阶段, 主要为三角洲前缘沉积环境, 旬邑地区局部发育湖底滑塌扇体。三角洲前缘水下分流河道、河口砂坝及湖底滑塌扇体的分支河道砂体等, 形成了大面积的储集岩系。该区 6 段地层厚度在 100~140 m 之间, 其中砂体累积厚度在 40~90 m 之间, 砂地比大多超过 30%, 局部高达 70%。近几年, 鄂尔多斯盆地延长组油气勘探取得了重大发现, 渭北隆起带盆地成为目前极富潜力的勘探目标区, 其中长 6 段砂岩是一个有望获得重大突破的目的层。

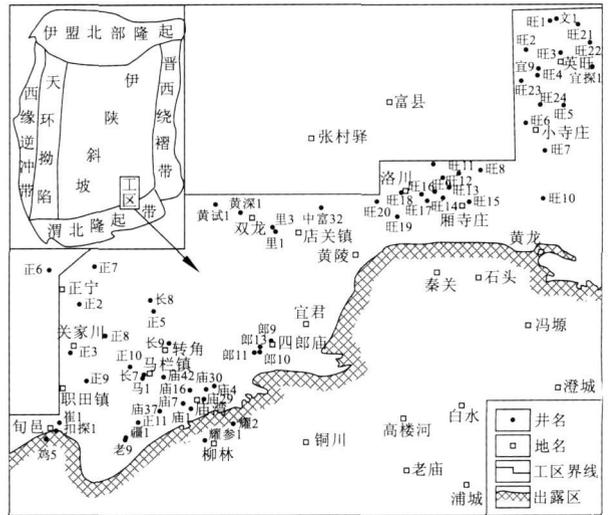


图 1 鄂尔多斯盆地及工区位置图

Fig. 1 Map showing position of the Odos basin

## 2 储层岩石学特征

薄片观察统计分析, 根据 Folk (1968)<sup>[1,2]</sup> 的砂岩分类方法(图 2), 长 6 砂岩主要为长石岩屑砂岩、

岩屑长石砂岩和长石砂岩, 石英、长石和岩屑的平均含量分别为 33.12%、40.89% 和 25.99%, 岩屑成分变化较大, 沉积岩屑、变质岩屑和火成岩屑均有出现。在平面上, 宜川地区和旬邑地区以沉积岩屑为主, 分别占岩屑含量的 49% 和 42%, 而中部地区则以岩浆岩屑为主, 占岩屑含量的 45%, 表明长 6 段沉积时期可能存在多物源供给, 具有不同物质来源方向。杂基主要是泥质杂基, 含量不等, 大多在 1%~6% 之间, 极个别达到 10%。绿泥石相对较多, 主要呈孔隙环边或在孔隙中生长。胶结物主要为碳酸盐, 其次为硅质, 有少量的白云石、钠长石等。重矿物分析表明, 宜川地区以锆石、金红石、电气石等稳定矿物为主, 占 53.8%; 旬邑地区则以次稳定矿物为主, 石榴子石、硬绿泥石、白钛矿、榍石等占重矿物的 60%~70%, 似乎显示了该区沉积物来源的差异<sup>[3,4]</sup>。岩石颗粒以中-细粒为主, 分选中等, 磨圆基本为次棱角-棱角状, 结构成熟度和成分成熟度相对较低。

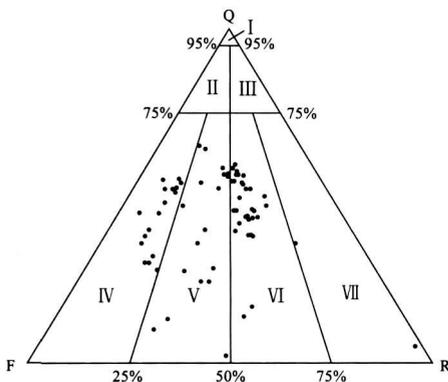


图 2 岩石分类三角图

Fig. 2 The classification triangle plot of sandstone

- I. 石英砂岩 II. 长石石英砂岩 III. 岩屑石英砂岩  
IV. 长石砂岩 V. 岩屑长石砂岩 VI. 长石岩屑砂岩 VII. 岩屑砂岩

### 3 孔喉特征

#### 3.1 孔隙类型

砂岩中存在 4 种基本孔隙类型: 粒间孔、溶蚀孔、微孔隙和裂隙<sup>[5]</sup>。铸体薄片和扫描电镜分析表明, 区内主要的储集空间为粒间孔及溶蚀孔隙, 镜下偶见少量构造裂缝及微缝(图 3)。

(1) 残余原生粒间孔。残余原生粒间孔为该区长 6 砂岩最主要的储集空间, 由于压实作用的影响

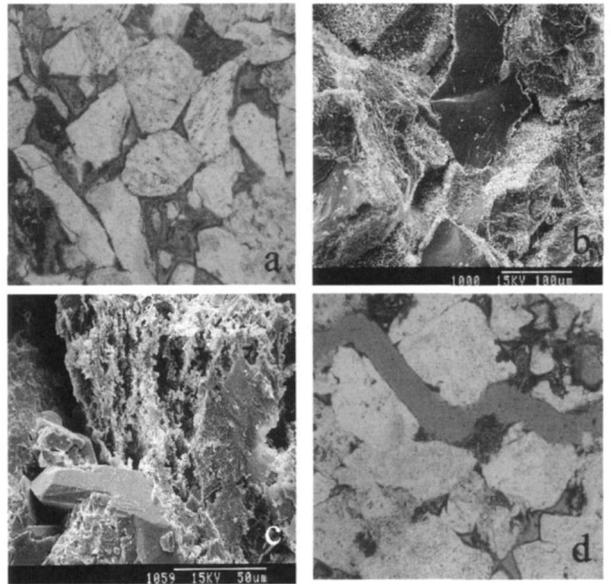


图 3 长 6 砂岩主要孔隙类型

Fig. 3 Map showing the pore types of Chang 6 sandstones

- a. 旺 1 井 447.6m, 10 10(-), 粒间孔发育, 多为片状喉道和弯片状喉道 b. 旺 1 井 450.66m, 扫描电镜, 300, 粒间孔发育, 基本都有绿泥石作孔隙衬垫 c. 正 6 井 1465.3m, 扫描电镜, 800, 溶蚀严重的长石颗粒粒内孔隙发育, 且与粒间孔连通良好 d. 旺 1 井 447.5m, 10 10(-), 裂缝及三角形粒间孔发育

该类孔隙并不十分发育, 分布极不均匀, 多为三角形-多边形或不规则形状(图 3a), 造成砂岩低孔-超低孔。孔隙直径 10~250 μm 不等, 面孔率为 0~8%, 原生粒间孔体积占总孔隙的 60%。扫描电镜显示在有绿泥石作孔隙衬垫的时候, 原生粒间孔保存较好, 孔隙发育(图 3b), 表明该区早期的绿泥石胶结对孔隙保存具有积极意义。

(2) 溶蚀孔隙。溶蚀孔隙是由碳酸盐、长石、硫酸盐或者其他可溶组分溶解形成。长石粒内溶孔为长 6 主要的溶蚀孔隙, 而颗粒间大量碳酸盐胶结物溶蚀现象不明显, 导致粒间溶孔不发育, 表明当时的水化学条件易于硅酸盐类(长石)溶蚀, 不利于碳酸盐类溶解。被溶蚀的长石表面呈蜂窝状, 溶蚀孔隙中有少量的自生石英生长和粘土矿物充填(图 3c), 但不发育碳酸盐胶结, 从一个侧面反映成岩作用序列中胶结作用发生于溶蚀作用之前。结合成岩史研究, 该期溶蚀作用是在方解石形成之后、生油高峰之前, 有机质分解产生有机酸溶液使长石等铝硅酸盐矿物发生溶蚀作用形成。长石溶孔发育程度与砂岩中方解石胶结物含量有密切关系, 随着方解石胶结物含量增高有降低的趋势, 表明方解石胶结强度对新增孔隙具有抑制作用, 从而使得长石的溶蚀作用

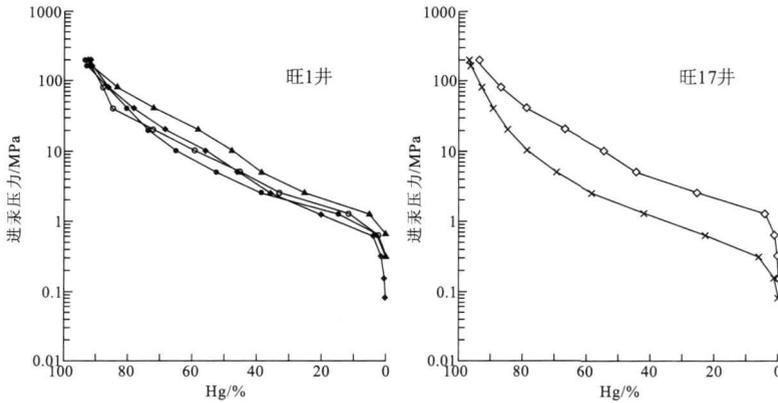


图4 长6油层组压汞曲线图

Fig. 4 The pressure Hg curves of the Chang 6 formation

在该区不发育。薄片分析表明溶蚀孔隙直径在 10 ~ 60  $\mu\text{m}$  之间,主峰范围大致为 20 ~ 40  $\mu\text{m}$ ,也偶见孔隙直径 < 10  $\mu\text{m}$  的溶孔,对孔隙度贡献不大。

(3) 构造裂缝及微缝。长6砂岩主要为长石解理缝和压裂缝,还有少量构造裂缝(图3d)。长石解理缝相对发育,其宽度大都 < 0.1  $\mu\text{m}$ 。少量构造裂缝的存在对储层储集空间影响不大,却极大地改善了储层渗透性,因此构造裂缝发育的区块是该区优质的储集空间。

### 3.2 喉道类型

砂岩储集体喉道类型有点状喉道、缩颈喉道、片

状喉道与弯片状喉道及束状喉道等<sup>[5]</sup>。长6砂岩岩石致密,铸体薄片几乎看不到大的喉道与孔隙,颗粒以线接触或凹凸状接触为主,仅有的孔隙小,喉道细而长,孔喉比中等,有的喉道细窄而弯长,总体上该区多是片状喉道和弯片状喉道,对油气的运移阻力大,是很差的渗滤通道(图3a),造成该区储层砂岩排驱压力较大,孔隙结构差。

### 3.3 孔隙结构特征

定量地刻画砂岩孔喉微观结构特征主要是利用毛管压力曲线,其形态主要受孔隙分布歪度及分选性两个因素制约<sup>[6-8]</sup>。长6砂岩典型压汞曲线图(图4)显示,随着进汞压力增大,曲线呈斜向上升趋势,基本没有明显平台区间,表明孔隙结构分选差,整个曲线位于图形中部,略偏左下方,说明呈细-略粗歪度。在仪器达到最大进汞压力 200 MPa 时,曲线尾部形态不一,表明束缚水饱和度含量不同。压汞参数计算表明(表1):长6砂岩喉道小,孔隙结构差。结合铸体薄片及扫描电镜分析长6砂岩孔喉组合以细孔-微喉型为主,孔喉连通性差,多是孤立的不通的死孔喉。

表1 长6砂岩压汞参数统计表

Table 1 static pressure Hg data of the Chang 6 formation

|     | $X$   | $S_p$ | $S_k$  | $c$   | $Pd$    | $Pc_{50}$ | $r_{\max}$ | $r_{50}$ |
|-----|-------|-------|--------|-------|---------|-----------|------------|----------|
| Max | 11.31 | 2.14  | -0.356 | 0.15  | 2.5437  | 30.8507   | 1.8652     | 0.3893   |
| Min | 14.3  | 2.71  | 0.68   | 0.224 | 0.04021 | 1.9266    | 0.2948     | 0.0243   |
| Ave | 12.76 | 2.41  |        | 0.19  | 1.1711  | 8.1112    | 0.8427     | 0.1398   |

注:  $X$ : 孔隙均值;  $S_p$ : 分选系数;  $c$ : 变异系数;  $S_k$ : 歪度;  $Pd$ : 排驱压力(MPa);  $Pc_{50}$ : 饱和度中值压力(MPa);  $r_{\max}$ : 最大连通喉道半径( $\mu\text{m}$ );  $r_{50}$ : 中值连通喉道半径( $\mu\text{m}$ ); Max: 最大值; Min: 最小值; Ave: 平均值;

## 4 孔隙发育演化及主控因素分析

砂岩初始孔隙度主要受沉积物自身颗粒特征控制,沉积物进入成岩埋藏之后,孔隙演化进程主要是受各种成岩作用控制,沉积物自身内在特征在不同程度上制约着成岩作用的发生、发展,进而直接影响着孔隙演化进程<sup>[9-12]</sup>。影响孔隙后期演化发育的主要因素则是成岩期的各种成岩作用,其中压实作用和胶结作用对孔隙产生破坏,溶解作用则具有建设性。伴随着地壳抬升、褶皱和断裂活动,砂岩层产

生一定的裂缝,在该区对孔隙度的影响甚微,但在局部改善了储层的渗透性,在某一地质阶段起到了疏导渗流的重要作用<sup>[10]</sup>。通过该区大量的铸体薄片的详细统计,为定量研究孔隙演化趋势提供了依据。

### 4.1 砂岩初始孔隙度恢复

砂岩初始孔隙度恢复不仅是进行孔隙演化的基本前提,而且也是定量评价不同成岩作用对原生孔隙消亡和次生孔隙产生影响的基础。通常对原始孔隙度恢复采用 Beard 和 Weyl 对不同分选状况下未固结砂岩实测的初始孔隙度关系式来计算:

初始孔隙度( $\phi_0$ ) = 20.91 + 22.90 / 分选系数  
分选系数(即  $T_{\text{rask}}$  分选系数 =  $P_{25} / P_{75}$ ) 可以

从粒度分析累计曲线上计算求得(为 1.6781)。薄片观察统计、粒度分析和计算结果表明,长 6 砂岩初始孔隙度为 34.59%。

#### 4.2 砂岩损失孔隙度恢复

砂岩内损失孔隙度主要是由于压实作用和胶结作用所致。

压实作用对原生孔隙度的破坏主要是使砂岩原始粒间孔隙度降低,并且这种破坏是不可逆的降低。压实作用所消除的原始孔隙度等于初始孔隙度与压实后粒间剩余孔隙度之差,而压实后粒间剩余孔隙度的恢复可以用下列关系式计算:

压实后粒间剩余孔隙度 = 粒间胶结物(或交代物)总量 + 实测的原生粒间孔

其中,粒间胶结物总量可以通过薄片统计获得,原生粒间孔即为现在可观察到的规则状粒间孔,主要通过铸体薄片统计获得。

长 6 主要是长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩和长石砂岩,岩屑含量相对较高,早成岩阶段抗压实能力弱,压实作用使得砂岩孔隙度大大降低,损失孔隙度达 23.82%,由压实前平均 34.59% 降至 10.77%。

胶结作用发生在成岩的各个阶段,胶结物的形成必然要占据一定的孔隙空间,是储集层孔隙度降低的另一主要原因。长 6 砂岩最主要的胶结作用是碳酸盐和硅质胶结,其中广泛发育的碳酸盐胶结是形成致密砂岩的主要因素,其不仅充填原生孔隙,并且制约了新增溶蚀孔隙的产生。由于该区溶蚀孔隙中的胶结作用基本不发育,因此,胶结作用损失的孔隙度就基本等于薄片中原生粒间孔中胶结物所占的体积分数。通过薄片鉴定统计计算,胶结作用使孔隙度平均损失 3.99%。

因此,砂岩在成岩过程中损失的总孔隙度约为 27.81%,占初始孔隙度的 80%。

#### 4.3 次生孔隙的形成

次生孔隙的形成主要是由于溶解作用的发生,使孔隙有一定程度的改善。溶蚀作用增加的孔隙度可以认为是铸体薄片统计的次生溶孔的面孔率。该区主要是长石溶解形成次生孔隙,由于溶解作用不甚发育,因而新增次生孔隙很少,薄片统计溶蚀作用新增次生孔隙仅有 0.84%。

因此,通过孔隙演化史研究表明,长 6 砂岩孔隙演化过程如下:

初始孔隙度 压实作用 溶蚀作用 胶结作用  
相应的计算公式为:

初始孔隙度 压实作用 + 溶蚀作用 胶结作用

= 平均孔隙度

代入数值,则为:

$$34.59\% - 23.82\% + 0.84\% - 3.99\% = 7.62\%$$

因此,目前砂岩平均孔隙度只有 7%~8%。

## 5 结论

(1) 长 6 砂岩主要为长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩和长石砂岩,长石含量较高,岩屑含量及成分变化较大,表明砂岩可能具有不同物质来源,碳酸盐胶结严重,砂岩具有成分成熟度较低、分选中等、磨圆度较差的特点。

(2) 长 6 砂岩主要孔隙是残余原生粒间孔,由于早期致密的碳酸盐岩胶结作用对后期溶蚀作用具有很大的抑制作用,造成后期溶蚀孔隙不发育,主要为长石溶蚀形成的粒内孔隙,颗粒间胶结物溶蚀形成的粒间孔不发育,并且长石溶孔发育程度随着方解石胶结物含量的增高有降低趋势。孔隙结构研究表明喉道主要是片状喉道和弯片状喉道,孔隙结构差,以细孔-微喉型为主。

(3) 孔隙演化研究表明,长 6 砂岩初始孔隙为 34.59%,压实作用和胶结作用损失 27.81% 孔隙度,由于岩屑含量较高和强烈的碳酸盐胶结作用,造成了致密化岩石成岩背景,不仅大大降低了原始孔隙度,并且抑制孔隙流体流动,阻止后期溶蚀作用新生次生孔隙形成,仅新增孔隙度 0.84%,造成长 6 砂岩目前孔隙类型主要是残余原生粒间孔,孔隙度为 7%~8% 的低孔-超低孔致密砂岩储层。

#### 参考文献:

- [1] 王宝清,蒋继辉,韩会平. 鄂尔多斯盆地白于山地区三叠系延长组长 4 + 5 储层特征[J]. 西安石油大学学报, 2005, 20(2): 1-5.
- [2] Folk R L. Petrology of sedimentary rocks[M]. Austin: Hemphills, 1968: 170.
- [3] 赵红格,刘池洋. 物源分析方法及研究进展[J]. 沉积学报, 2003, 21(3): 409-411.
- [4] 魏斌,魏红红,陈全红,等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组物源分析[J]. 西北大学学报, 2003, 33(4): 447-450.
- [5] 王允诚. 油层物理学[M]. 北京:石油工业出版社, 1993.
- [6] 罗蛰潭,王允诚. 油气储集层的孔隙结构[M]. 北京:科学出版社, 1986.
- [7] 郑浚茂,旁明. 碎屑储集岩的成岩作用研究[M]. 武汉:中国地

质大学出版社, 1989: 100-130.

[8] 王允诚. 油气储层评价[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.

[9] 王琪, 陈国俊, 史基安, 等. 鄂尔多斯西部长 6 砂岩成岩演化与优质储层[J]. 石油学报, 2005, 26(5): 17-23.

[10] 李士祥, 胡明毅, 李霞, 等. 鄂尔多斯盆地榆林气田山西组 2 段砂岩成岩作用及孔隙演化[J]. 海相油气地质, 2005, 10

(2): 31-36.

[11] 王琪, 史基安, 王多云, 等. 鄂尔多斯西部三叠系长 2 油层组砂岩成岩演化特征[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(3): 261-268.

[12] 刘成林, 朱筱敏, 曾庆猛. 苏格里气田储层成岩序列与孔隙演化[J]. 天然气工业, 2005, 25(11): 1-3.

## THE PORE TYPES AND ITS EVOLUTION CHARACTERISTIC IN THE CHANG 6 SANDSTONES IN THE SOUTHEAST MARGIN OF ORDOS BASIN

TIAN Ya-ming<sup>1</sup>, SHI Ze-jin<sup>1</sup>, SONG Jiang-hai<sup>2</sup>

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059 China; 2. Changqing Oilfield Company, Xi'an 710021, China)

**Abstract:** The Cenozoic Chang 6 formation in the Yichuan-Xunyi area on the southeast margin of Ordos basin occurs mainly under the front sedimentation environment of delta and locally under sublake-fan. The core and slice observation and calculation and the scanning electron microscope and pressure Hg analysis show that sandstones of Chang 6 formation are mostly feldspar detritus sandstone and detritus feldspar sandstone and the residual protozonal intergranular pore and the dissolution pore are the main pore types with the poor pore structure. Compaction and cementation reduced 27.81% of the pore and dissolution increased 0.84% of the pore thus the protozonal porosity of the sandstones is reduced from 34.59% to 7%-8% with the tight sandstone reservoir formed. The reservoir space is mostly the protozonal intergranular pore.

**Key Words:** pore type; pore evolution; pore structure; diagenesis; Yanchang formation; Ordos basin

(上接第 333 页)

## STUDY ON THE PALEOZOIC HYDROCARBON POOL FORMING IN PERIPHERAL OF NANPU SAG, BOHAIWAN BASIN

CHENG Yong-sheng, CHEN Song-ling

(School of Infrared Physics and Geomatics Engineering, Central South University, Changsha 410083, China)

**Abstract:** Nanpu sag in Bohaiwan basin is a Tertiary semi-graben fault sag, and is also one of the sub-tectonic units of Huanghua depression. The Paleozoic hydrocarbon pool forming was studied. It suggests that the source rock in peripheral of Nanpu sag isn't the carbonate but the Lower Tertiary strata from which oil is migrated long distance along fault and unconformity and accumulates at high position of structures forming as the newly born paleo-reservoir. It is characterized by the lower matrix porosity for carbonate with the primary pore incapable of reservoir. The late-formed unfilled tectonic fracture is the dominant reservoir space for oil migration and accumulation. The paleo-karst is not developed in vertical zoning and corroded cavity is isolated with poor connectivity. In this zone, the reservoir types mainly consist of unconformity reservoir and structural reservoir.

**Key Words:** carbonate; Paleozoic; hydrocarbon pool forming; Nanpu sag