

## 鄂尔多斯盆地八连沟一金庄地区长6 储层特征及影响因素分析

李宽亮<sup>1</sup>, 张炜<sup>2</sup>, 田靖<sup>2</sup>

(1. 延长油田股份有限公司南泥湾采油厂, 陕西 延安 716000;

2. 陕西省地质矿产勘查开发局物化探队, 陕西 西安 710043)

**摘要:** 通过岩性数据、铸体薄片、扫描电镜、压汞曲线及物性等资料的统计分析, 对鄂尔多斯盆地八连沟一金庄地区长6储层的岩石学特征、孔隙结构和物性特征进行了研究。结果表明, 该区块长6油层组总体物性属于低孔、特低渗储层, 孔隙类型主要包括溶蚀粒间孔、残余粒间孔、溶蚀粒内孔、溶蚀填隙物内孔和溶蚀微裂缝5种类型。该区孔隙结构以中排驱压力-中喉道型及高排驱压力-细喉道型为主, 具有较强的多变性、复杂性及非均质性。储层物性受沉积作用和成岩作用的综合影响, 水下分流河道是形成有利储层的主要相带, 胶结作用和压实压溶作用是导致储层物性变差的最主要原因, 溶蚀作用产生的溶蚀孔隙是重要的储集空间, 裂缝的存在大大改善了储层的物性条件。

**关键词:** 鄂尔多斯盆地; 八连沟一金庄地区; 长6储层; 沉积作用; 成岩作用

**中图分类号:** TE122.2 **文献标识码:** A

八连沟一金庄地区位于陕西省延安市南泥湾境内(图1), 构造上位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡带的东南部(杨俊杰, 2002; 余刚等, 2010)。区域构造为一平缓的西倾单斜, 发育一系列由东向西倾没的低幅度鼻状隆起构造, 这些鼻状隆起与本区延长组三角洲砂体有机配置, 往往利于油气的富集(李文厚等, 2000; 姬永涛等, 2002; 屈红军等, 2007)。前人研究表明, 研究区具有典型的陕北“三低油藏”的特点, 油藏储层特征对油气富集及单井产量有重要影响(李军利等, 2000; 张小浩, 2001; 李秋实, 2004, 2006)。笔者拟对该区长6油层组储层特征进行研究, 并分析控制储层的主要因素, 该研究对该区优选优质储层, 探索相关储层机理具有重要意义。

### 1 储层岩石学特征

八连沟一金庄地区长6储层砂岩主要为长石砂岩(图2), 颜色为灰色、浅灰色及灰绿色, 砂岩成分成熟度较低。碎屑成分中, 石英含量为37.5%~54%, 平均44.5%; 长石含量为26.4%~41.2%, 平均36.2%; 岩屑含量为13.8%~32.6%, 平均19.3%。岩屑成分常见的有泥质岩屑、千枚岩屑及石英岩岩屑等, 其中, 云母类约占0~11.1%, 平均3.3%。填隙物含量一般为6%~28%, 平均13.4%, 主要为胶结物。胶结物以衬边式绿泥石、石英或长石次生加大、方解石及伊利石充填粒间孔隙为主, 偶见沸石胶结物被溶蚀, 形成溶蚀粒间孔隙及溶蚀胶结物内晶间孔隙。杂基

收稿日期: 2011-05-24; 修回日期: 2011-11-18

基金项目: 南泥湾采油厂“南泥湾八连沟一金庄地区综合评价与沉积相研究”(2004年度科研项目)

作者简介: 李宽亮(1971-), 男, 陕西彬县人, 1997年毕业于西北大学, 地质工程师, 现主要从事油田开发技术应用及研究工作。E-mail: nnw-likuanliang@163.com

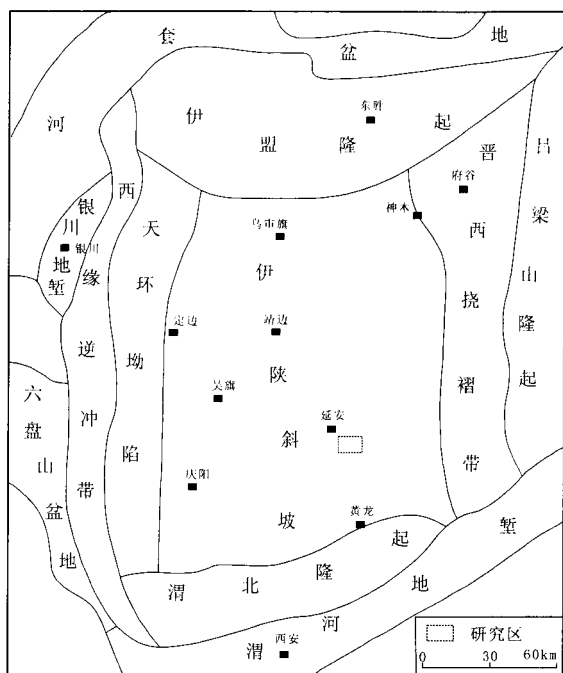


图1 八连沟—金庄地区地质构造位置

Fig. 1 Location of geological structure in Baliangou-Jin Zhuang area

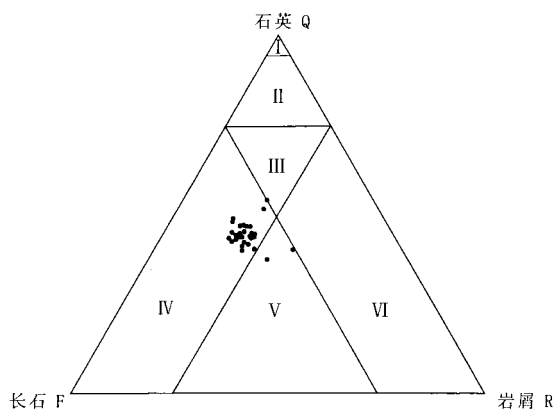


图2 八连沟—金庄地区长6油层组砂岩成分分类图

Fig. 2 Chang 6 Formation component classification map in Baliangou-Jin Zhuang area

- I. 纯石英砂岩; II. 石英砂岩; III. 次长石岩屑砂岩或次岩屑长石砂岩; IV. 长石砂岩; V. 岩屑长石砂岩或长石岩屑砂岩; VI. 岩屑砂岩

主要为泥质岩、粉砂泥质岩。

岩石颗粒粒度在 0.05~0.2 mm 左右, 主要以细砂—粗粉砂为主, 次为细粉砂及中砂。砂岩碎屑颗粒结构成熟度中等, 分选较好, 但磨圆度较差, 以次棱角状为主, 颗粒支撑, 线接触或点-线接触,

石英颗粒大部分见次生加大现象。

## 2 储集空间类型

储层的孔隙空间是油气储集的场所, 它不仅与油气运移、聚集关系密切, 而且在开发过程中对油气的渗流具有十分重要的意义 (吴胜和等, 1998)。根据钻井岩心、薄片、扫描电镜观察, 八连沟—金庄地区长6储层孔隙类型主要为溶蚀粒间孔及残余粒间孔, 其他孔隙类型次之, 但微裂缝对储层的连通起到了很大作用 (图3、图4)。

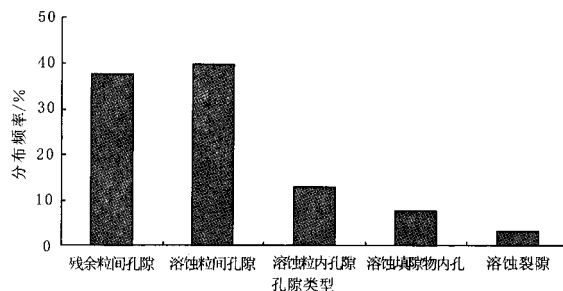


图3 八连沟—金庄地区长6油层组储层孔隙类型分布直方图

Fig. 3 Histogram showing oil reservoir pore type distribution of Chang 6 in Baliangou-Jin Zhuang area

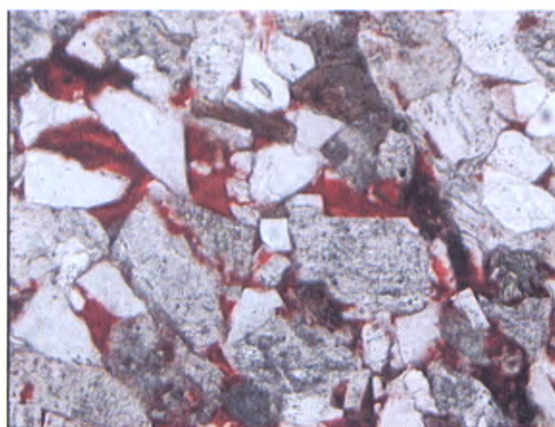
(1) 溶蚀粒间孔隙: 研究区目标层段此类孔隙占主要类型, 约为 20%~65%, 主要以碎屑颗粒及胶结物溶蚀为主。

(2) 残余粒间孔隙: 研究区目标层段这类孔隙约占 15%~60%。充填此类孔隙空间的多为绿泥石薄膜、石英与长石加大边和孔隙式充填的方解石等, 孔隙连通性较好。

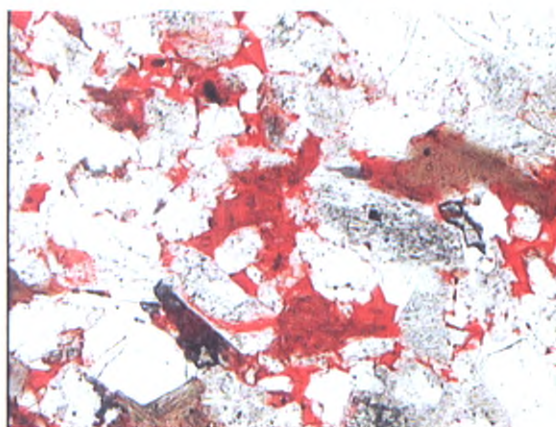
(3) 溶蚀粒内孔隙: 溶蚀粒内孔隙多见于长石和部分岩屑内, 但少数石英颗粒内也存在。此类孔隙大约为 16%~45%, 其分布很不均匀, 估计与条带状溶蚀区分布有关。

(4) 溶蚀填隙物内孔隙: 这类孔隙空间细小, 本区少见, 且分布不均一。

(5) 溶蚀微裂缝: 溶蚀裂缝较为细小, 一般在电镜下才能发现, 裂缝边缘多呈锯齿状, 且有少量自生矿物充填。溶蚀裂缝 (裂隙) 的存在可大大改善储层的孔渗条件。



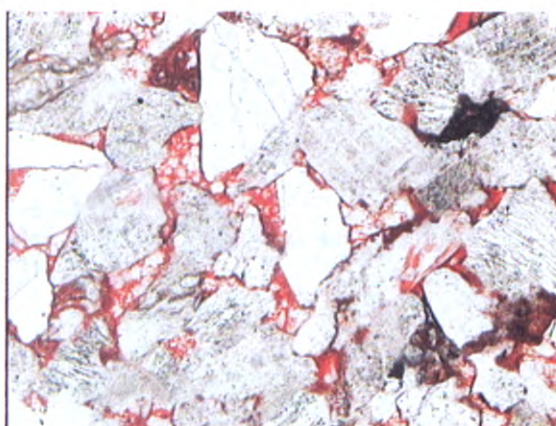
评158井678.60m, 残余粒间孔隙



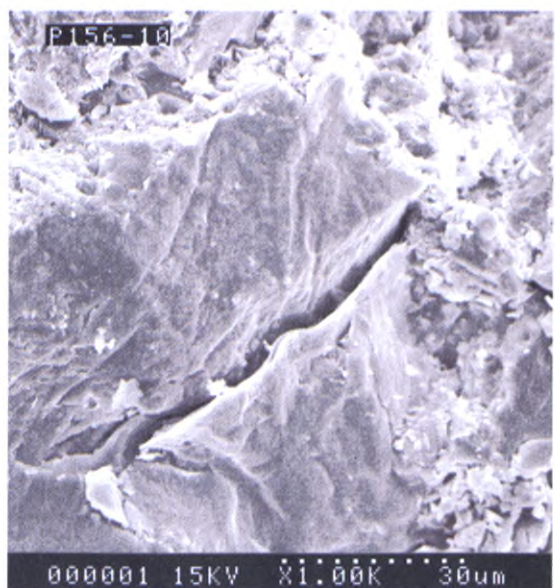
评156井673.18m, 溶蚀粒间孔隙



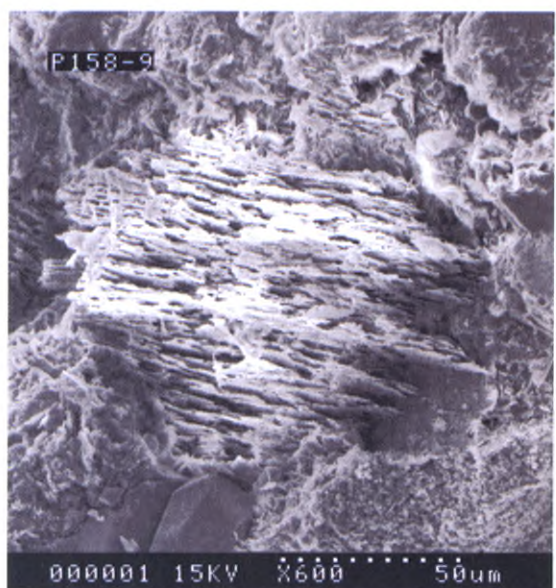
评158井670.77m, 溶蚀粒内孔隙



评158井652.52m, 溶蚀填隙物内孔隙



评156井701.90m, 溶蚀微裂隙



评158井683.77m, 溶蚀长石粒内孔隙

图4 八连沟—金庄地区长6油层组砂岩储层的主要孔隙类型

Fig. 4 Oil major pore types of sandstone reservoirs of Chang 6 in Baliangou-Jin Zhuang area

3 储层孔隙结构及物性特征

3.1 孔隙结构

砂岩的储集空间是由多种类型的孔隙通过喉道连接起来的复杂多变的孔喉系统。薄片及压汞资料研究表明（图 5、表 1），砂岩储层孔喉结构以中排驱压力-中喉道型及高排驱压力-细喉道型为主，孔

喉分布大多具双峰型特征，其次为单峰型，峰位变动范围较宽，孔喉半径主要分布在 0.040~4.00 μm，喉道分选系数介于 2.00~2.75，平均值小于 2.14，多数在 2.00 以下，数据相对比较集中，分选程度总体较好。不论孔喉变化范围，还是平均值均表现为细的特点。虽然砂岩储层的最大进汞饱和度较高，但退汞效率并不高，说明区内主要由低孔、低渗储层组成，平均孔喉体积比一般在 1.81~3.0。

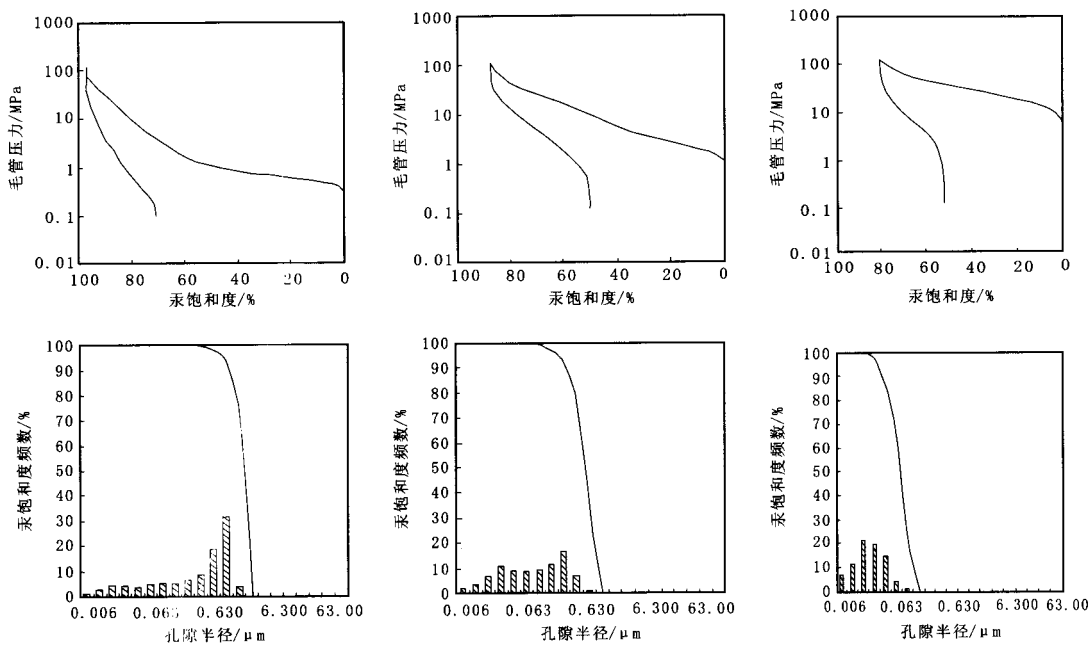


图 5 八连沟—金庄地区长 6 油层组砂岩储层毛细管压力曲线  
Fig. 5 Chang 6 oil sandstone reservoir capillary pressure curves in Baliangou-Jinzhuan area

表 1 八连沟—金庄地区长 6 油层组储层部分取芯样压汞数据  
Tab. 1 Chang 6 oil reservoir part of the core sample pressure data of Baliangou-Jinzhuan area

| 样 号     | 最大汞饱和度/% | 喉道分选系数 | 相对分选系数 | 平均喉道半径/μm | 排驱压力/MPa | 退汞效率/% |
|---------|----------|--------|--------|-----------|----------|--------|
| P156-3  | 87.70    | 2.14   | 0.19   | 0.18      | 1.00     | 42.95  |
| P156-4  | 96.80    | 2.05   | 0.19   | 0.53      | 0.30     | 25.03  |
| P156-14 | 98.56    | 1.58   | 0.12   | 0.13      | 1.50     | 32.05  |
| P156-17 | 90.38    | 2.00   | 0.19   | 0.37      | 0.60     | 27.46  |
| P156-22 | 95.02    | 2.45   | 0.22   | 0.54      | 0.30     | 100.00 |
| P158-1  | 80.29    | 2.71   | 0.23   | 0.03      | 5.00     | 35.58  |
| P158-5  | 96.30    | 1.67   | 0.14   | 0.18      | 1.00     | 100.00 |
| P158-11 | 97.50    | 2.07   | 0.20   | 0.72      | 0.30     | 27.47  |
| P158-17 | 93.72    | 2.66   | 0.27   | 1.40      | 0.15     | 28.51  |
| P158-18 | 95.29    | 2.16   | 0.21   | 0.82      | 0.30     | 26.54  |

总之，本区不同砂岩类型之间孔隙结构具有较强的多变性、复杂性及非均质性。多数储层喉道属细、微型，连通性差，从而造成了储层的低渗透性。在储层普遍具有细喉道时，可能发育裂缝和层

间缝等,使渗透率可以得到极大的提高。

### 3.2 储层物性特征

通过对该油层组砂岩储层的井下测井分析资料的统计,有近 75% 的样品,其岩石孔隙度分布在 6%~10%。有 8.5% 的样品,岩石孔隙度在 10~12%。有 46.5% 的岩石渗透率小于  $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,大于  $2.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的仅占 0.25%。据此分析,总体物性属于低孔、特低渗储层,铸体薄片的观察结果亦证明了这一点。孔隙度和渗透率之间具有较好的正相关特征(图 6),说明储层的渗透性主要受孔隙和喉道所约束,孔隙的发育直接控制着油层物性的好坏。

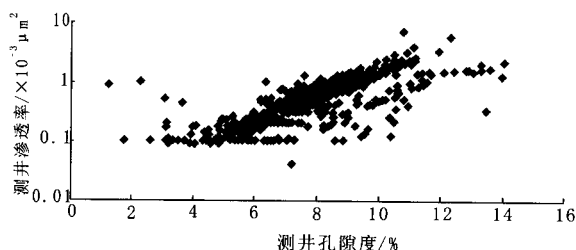


图 6 八连沟—金庄地区长 6 油层组  
孔隙度与渗透率相关关系图

Fig. 6 Chang 6 oil-related porosity and permeability relationship diagram in Baliangou-Jinzhuan area

## 4 储层特征影响因素分析

八连沟—金庄地区长 6 储层孔隙结构复杂,微观非均质性强,属低孔隙度、特低渗透率的岩性油气藏,受沉积作用和成岩作用等因素控制。

### 4.1 沉积作用对储层储集特征的影响

沉积作用对储层发育状况及储层的属性具有重要的控制作用(赵澄林等, 2001)。砂岩储层的碎屑组分、杂基含量、沉积构造和砂体展布等,影响着储层的原始孔隙度、渗透率(王瑞飞, 2008)。

研究区储层砂岩的岩石学特征表明,其成分成熟度、结构成熟度均较低,杂基和胶结物含量较高,粒度以粗粉砂岩、细砂岩为主,致使储层低孔、低渗。由铸体薄片和物性统计资料可以看出,研究区长 6 储层的平均面孔率与粒度大小呈一定的正相关关系(图 7),随着粒级的增加,储层物性变好。前人研究表明,研究区三叠系延长组沉积属于延安三角洲沉积体系(余刚等, 2010)。长 6 砂

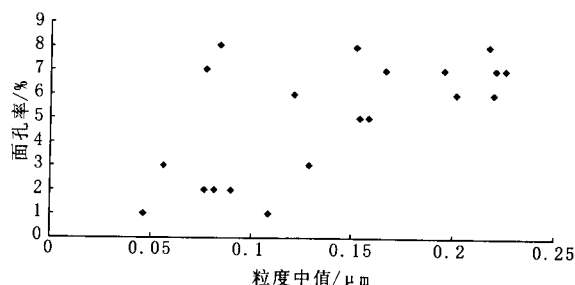


图 7 八连沟—金庄地区长 6 油层组  
砂岩储层样品粒度中值和面孔率关系图

Fig. 7 Chang 6 oil sandstone reservoir in the value of the sample size and face rate graph in Baliangou-Jinzhuan area

岩属于三角洲前缘亚相沉积,包括水下分流河道、河口坝、前缘席状砂、水下天然堤、水下决口扇及水下分流间湾等 6 种微相类型。其中,水下分流河道是含油砂体的骨架相,其平面展布由北向南呈鸟足状延伸(胡春花等, 2008)。研究区长 6 砂岩储层孔隙度、渗透率等物性平面分布特征与砂体厚度、展布密切相关,孔隙度、渗透率高值带的分布和砂岩主体相带的走向基本一致(图 8)。

### 4.2 成岩作用对储层储集特征的影响

碎屑岩储层的成岩演化是一个复杂的物理化学变化过程(刘伟等, 2002; 罗静兰等, 2001)。据岩石薄片、铸体薄片、扫描电镜等资料综合分析,本区长 6 储层普遍见到 I 级或者更高级的石英次生加大,自生碳酸盐主要为细晶方解石,其次有少量亮晶方解石,偶见白云石,孔隙类型以溶蚀孔隙为主,自生黏土矿物以绿泥石为主,此外有少量长石蚀变后转化的高岭石,岩石最大热解峰温平均 449℃。根据成岩阶段划分方案及其标志,本地区目的层位砂岩已进入晚成岩 A 期。长 6 储层在埋藏过程中主要经历了压实压溶作用、胶结作用及溶蚀作用等成岩作用。其中,胶结作用和压实压溶作用是导致储层物性变差的最主要原因。

#### 4.2.1 压实-压溶作用

八连沟—金庄地区长 6 储层既发育机械压实作用又发育化学压溶作用,浅埋藏以机械压实作用为主,深埋藏则以化学压溶作用为主,压实作用强度与深度间呈指数关系。铸体薄片资料显示,各层位中的压实作用强度普遍中等,但部分样品相对较强的线接触关系证明了目标储层成岩史中曾发生过多

次、多期的压实,甚至在部分胶结作用过后又发生压实作用。储层内部压实作用主要的表现形式有:①颗粒塑性变形:柔性碎屑颗粒(如云母、泥质岩屑)因压实弯曲、假杂基化。②脆性变形:石英、长石等硬性颗粒受应力作用发生脆性破裂。③压溶:区内储层碎屑颗粒常见线接触,常见石英、长石的次生加大。

#### 4.2.2 胶结作用

八连沟—金庄地区长6储层中胶结作用普遍发生在压实作用的中后期,胶结作用普遍中等、偏

强。胶结作用在显微镜下主要表现为:绿泥石薄膜式胶结,石英、长石次生加大,碳酸盐岩类矿物胶结。碳酸盐胶结物主要为方解石,方解石主要为孔隙式胶结,大量的碳酸盐胶结物充填部分或大部分孔隙空间使得孔隙度和渗透率大大降低,也使得储层层内非均质性大大增强。从碳酸盐含量与孔隙度、渗透率之间关系图可看出,孔隙度和渗透率与碳酸盐相对含量明显地呈反比关系,说明方解石胶结物对储层物性有控制作用(图8)。

硅质胶结物最常见的是石英的次生加大,砂岩

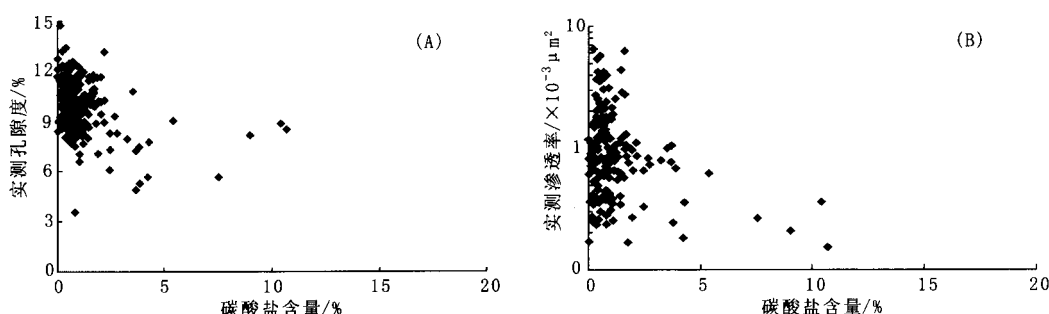


图8 八连沟—金庄地区长6油层组碳酸盐含量与孔隙度和渗透率关系图

Fig. 8 Chang 6 oil carbonate content and porosity and permeability relationship diagram of Baliangou-Jinzhuan area

A. 八连沟—金庄地区长6油层组碳酸盐含量与孔隙度关系; B. 八连沟—金庄地区长6油层组碳酸盐含量与渗透率关系

中石英次生加大属Ⅰ—Ⅱ级。据铸体薄片观察,石英次生加大较普遍,石英次生加大边与碎屑石英间以很薄的黏土膜分开,自形晶面发育,有的见石英小晶体。在扫描电镜下,多数颗粒表面被较完整的自形晶面所包裹,有的自生晶体向孔隙空间生长,交错相嵌,堵塞孔隙。长石加大主要表现为次生长石加大边充填孔隙。碳酸盐胶结物分布于次生石英加大边之外,抑制了次生加大的进一步形成,表明石英次生加大早于碳酸盐胶结物的形成。

#### 4.2.3 溶蚀作用

据铸体薄片及扫描电镜分析,八连沟—金庄地区长6储层溶蚀作用主要发生在长石颗粒表面及内部,其次为岩屑发生溶蚀。颗粒的溶蚀有两种情况:一种是长石、岩屑等不稳定颗粒直接溶蚀形成溶蚀粒内孔隙;另一种是长石及岩屑等颗粒先为碳酸盐矿物交代,再发生溶蚀而使颗粒间接被溶蚀,常形成溶蚀粒间孔隙及溶蚀粒内孔隙(图3)。溶蚀作用形成的各种类型的孔隙有效地改善了砂岩储层的储集性能,是砂岩储层主要的孔隙类型。

总之,成岩作用对砂岩储层物性的影响既有建

设性也有破坏性。压实作用,碳酸盐、黏土矿物的胶结作用是破坏储层孔隙度、降低渗透率的主要因素;溶蚀作用易产生溶蚀孔隙,改善储层的物性。低渗透储层中裂缝是油气运移和流体渗流的主要通道,可以提高储层的渗透性。根据岩心描述和铸体薄片观察,八连沟—金庄地区长6储层内部发育小规模裂缝(隙),裂缝的存在大大改善了储层的物性条件,是改善八连沟—金庄地区长6油层组储层的重要条件。

## 5 结论

(1) 岩矿分析表明,八连沟—金庄地区长6砂岩储层以细粒到粗粉砂粒长石砂岩或岩屑长石砂岩为主,砂岩成分成熟度较低,结构成熟度低到中等。

(2) 该区长6储层的孔隙类型共有残余粒间孔隙、溶蚀粒间孔隙、溶蚀粒内孔隙、溶蚀填隙物微孔隙及微裂缝孔等5种类型,其中,残余粒间孔隙、溶蚀粒间孔隙为主要类型。砂岩储层孔喉结构

以中排驱压力-中喉道型及高排驱压力-细喉道型为主,多数储层喉道属细、微型,连通性差,从而造成了储层的低渗透性,但微裂缝对储层的连通起到了很大作用。

(3) 沉积作用及成岩作用是控制储层储集特征的主要因素。研究区长6油层组属三角洲沉积体系的三角洲前缘亚相,骨架砂体为水下分流河道,为研究区最有利的沉积相带。长6储层在埋藏过程中主要经历了压实压溶作用、胶结作用及溶蚀作用等成岩作用。其中,胶结作用和压实压溶作用是导致储层物性变差的最主要原因。溶蚀作用产生溶蚀孔隙,改善了储层的物性。

## 参考文献 (References):

- 杨俊杰. 鄂尔多斯盆地构造演化与油气分布规律 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2002.
- Yang Junjie. The structural evolution and oil distribution pattern of Ordos basin [M]. Petroleum Industry Press, Beijing, 2002.
- 姬永涛, 刘建宏. 南泥湾油田成藏条件及特点 [J]. 西北地质, 2002, 35 (2): 66-68.
- Ji Yongtao, Liu Jianhong. The reservoir condition and characteristics of Nanniwan oil field [J]. Northwestern Geology, 2002, 35 (2): 66-68.
- 李文厚, 王震亮. 南泥湾油田油藏精细描述 [R]. 南泥湾石油钻采总公司, 西北大学地质系, 2000.
- Li Wenhui, Wang Zhenliang. The elaborate reservoir description of Nanniwan oil field [R]. Nanniwan SPE 27621 Corp., Department of Geology, Northwest University, 2000.
- 屈红军, 苗建宇, 李国平, 等. 南泥湾油田八连沟-金庄地区储层综合评价与沉积相研究 [R]. 南泥湾石油钻采总公司, 西北大学地质系, 2007.
- Qu Hongjun, Miao Jianyu, Li Guopin, et al. Reservoir comprehensive evaluation and sedimentary facies Study in Balingou-Jin Zhuang area of Nanniwan Oil Field, Ordos Basin [R]. Nanniwan SPE 27621 Corp., Department of Geology, Northwest University, 2007.
- 李秋实. 陕北浅层低渗透油藏管理的特点及对策 [D]. 西北大学, 2006.
- Li Qiushi. A Study on the Management of Shallow and Low Permeability Reservoir in the North of Shanxi Province [D]. Northwest University, 2006.
- 李秋实, 吴汉宁, 张金功, 等. 陕北特低渗透油田工业油流标准确定及意义 [J]. 西北大学学报 (自然科学版), 2004, 34 (3): 345-348.
- Li Qiushi, Wu Hanning, Zhang Jingong, et al. A study on the industrial oil output of special low permeability oilfield in the north of Shaanxi Province [J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2004, 34 (3): 345-348.
- 张小浩. 南泥湾油田延长组沉积相与储层特征 [D]. 西北大学, 2001.
- Zhang Xiaohao. Reservoir characteristic and sedimentary facies of Nanniwan Oil Field, Ordos Basin [D]. Northwest University, 2001.
- 李军利, 王维喜, 吴昊. 南泥湾油田储层特征及有利储层分析 [J]. 西北地质, 2000, 33 (4): 26-31.
- Li Junli, Wang Weixi, Wu Hao. Reservoir characteristics and favorable reservoir analysis of Nanniwan Oil Field, Ordos Basin [J]. Northwestern Geology, 2000, 33 (4): 26-31.
- 吴胜和, 熊琦华. 油气储层地质学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.
- Wu Shenhe, Xiong Qihua. The hydrocarbon reservoir geology [M]. Petroleum Industry Press, Beijing, 2002.
- 赵澄林, 朱筱敏. 沉积岩石学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
- Zhao Chenlin, Zhu Xiaomin. Sedimentary petrology [M]. Petroleum Industry Press, Beijing, 2001.
- 余刚, 张狄杰, 丁敏. 南泥湾油田金庄区长3储层特征及其主控因素分析 [J]. 石油化工应用, 2010, 29 (10): 64-67.
- Yu Gang, Zhang Dijie, Ding Min. Reservoir characteristics and main controlling factors of Chang 3 members in Jin Zhuang area of Nanniwan oilfield [J]. Petrochemical Industry Application, 2010, 29 (10): 64-67.
- 胡春花, 屈红军, 苗建宇, 等. 南泥湾长6油层组沉积微相及含油性研究 [J]. 西北大学学报 (自然科学版), 2008, 38 (6): 994-1000.
- Hu Chunhua, Qu Hongjun, Miao Jianyu, et al. A study on sedimentary microfacies and oil-bearing possibility in Chang 6 oil-bearing formation in the area of Nanniwan [J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2008, 38 (6): 994-1000.
- 王瑞飞. 特低渗透砂岩油藏储层微观特征——以鄂尔多斯盆地延长组为例 [M]. 北京: 石油工业出版社

- 社, 2008.
- Wang Ruifei. The microscopic reservoir characteristics of special low permeability sandstone reservoir- in ordos basin yangchang formation as an example [M]. Petroleum Industry Press, Beijing, 2002.
- 刘伟, 窦齐丰, 黄述旺, 等. 成岩作用的定量表征与成岩储集相研究 [J]. 中国矿业大学学报, 2002, 31 (5): 309-403.
- Liu Wei, Du Qiwan, Huang Shuwang, et al. Quantitative Characterization of Diagenesis and Diagenesis Reservoir Facies [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2002, 31 (5): 309-403.
- 罗静兰, 张晓莉, 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 [J]. 沉积学报, 2001, 19 (4): 541-547.
- Luo Jinlan, Zhang Xiaoli, Zhang Yunxiang, et al. The Diagenetic Impact on Reservoir-quality Evolution of Fluvial-deltaic Sandstones -Taking an example from the Upper Triassic sandstones of Chang 2 Formation in the Yanchang oil field [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19 (4): 541-547.

## Influential Factors and Characteristics of Chang 6 Bed Reservoir in Balingou-Jinzhuan Area of Nanniwan Oil Field, Ordos Basin

LI Kuan-liang<sup>1</sup>, ZHANG Wei<sup>2</sup>, TIAN Jing<sup>2</sup>

(1. Nanniwan Oil Production Plant of YanChang Oilfield Incorporated Company, Yan'an 716007, China; 2. Team of Geophysical and Geochemical Exploration, Bureau of Geology and Mineral Resources Exploration and Development of Shaanxi, Xi'an 710043, China)

**Abstract:** To supply scientific and valid foundation of exploitation, we study the physical property and influence elements of Chang 6 Bed of Yanchang Formation in Balingou-Jinzhuan area of Nanniwan Oil Field. A synthesis analysis by using the casting lamella, scanning electron microscope, porosity and permeability analysis, the log interpretation and mercury injection test was carried out. The results show that the lithologic characteristics of reservoir mainly include silty-medium arkose. The pore space of the reservoir mainly includes the dissolution and residual intergranular pores. Pore structures are mostly the type of middle class of discharge pressure and throat and the type of high class of discharge pressure and thin throat, with strong variability, complexity and heterogeneity. General property belongs to low hole extra-low permeability reservoirs. The characteristics of the reservoir are affected by deposition and diagenesis, and underwater distributary channel is the main favorable microfacie. The physical property was declined mainly for the cementation and compaction and pressolution processes. The dissolution is intense, whose dissolution pore is the important pore space for Chang 6 sandstone reservoir in the study region. The microfracture developed here has constructive effect on improving the petrophysical property of the reservoir and connectivity of pore throat.

**Key words:** Ordos Basin; Balingou-Jinzhuan area; Chang 6 formation; deposition; diagenesis