

文章编号: 1009-3850(2010)03-0104-06

# 鄂尔多斯盆地 A 油田低渗透储层物性特征及其主控因素

白玉彬<sup>1</sup>, 张海<sup>1,2</sup>

(1. 西安石油大学油气资源学院, 陕西 西安 710065; 2. 延长油田股份有限公司靖边采油厂, 陕西 榆林 719000)

**摘要:** 鄂尔多斯盆地 A 油田长 2 储层岩性主要为细粒长石砂岩。储层类型为低孔低渗型, 平均孔隙度为 12.6%, 平均渗透率为  $10.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。长 2 储层物性主要受沉积微相、成岩作用、裂缝发育程度与规模控制; 辫状河河道砂坝中细砂岩具有较高的孔隙度和渗透率, 天然堤粉细砂岩和细砂岩的孔隙度和渗透率较低; 压实作用是导致长 2 储层砂岩孔隙度降低的主要原因; 胶结作用进一步破坏孔隙度, 碳酸盐岩是砂岩孔隙度降低的主要胶结物; 溶解作用一定程度上改善了长 2 储层物性, 裂缝对砂岩渗透率的提高有重要贡献。

**关键词:** 鄂尔多斯盆地; A 油田; 长 2 储层; 储集物性; 主控因素

中图分类号: TE122.2<sup>+</sup>4

文献标识码: A

A 油田位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡带上, 长 2 储层为其主力含油层系, 自上而下分为长 21、长 22、长 23 等 3 个砂层组。本文通过铸体薄片、图像粒度、扫描电镜等分析测试手段, 对研究区长 2 储层砂岩的岩石学特征和物性特征进行了详细分析, 揭示了影响长 2 储层物性特征的主要控制因素, 为该区长 2 储层有利区预测提供依据。

## 1 长 2 储层岩石学特征

根据岩心观察和薄片鉴定结果, 长 2 储层主要为浅灰色、灰白色、灰褐色细粒长石砂岩, 其次为粉-细粒长石砂岩及中-细粒长石砂岩(图 1)。成份以长石为主, 石英次之, 暗色矿物少量, 分选好。整体具有矿物成分成熟度低, 结构成熟度高, 成岩作用强烈, 属致密砂岩储集层的岩石学特征。

长 2 砂岩中, 石英含量一般为 20%~50%, 平均 27%; 长石含量最高, 一般为 27%~66%, 平均 47%; 岩屑含量一般为 5%~20%, 平均 11%; 云母普遍可见, 变化范围较大, 多为 2%~17%, 平均含量 8.1%。

长 2 储层的填隙物主要为泥质、方解石、绿泥

石, 次为石英及长石。泥质含量最高, 平均为 9.1%; 方解石和绿泥石次之, 含量分别为 3.8% 和 3.9%; 而石英和长石含量分别为 1.5% 和 1.6%。

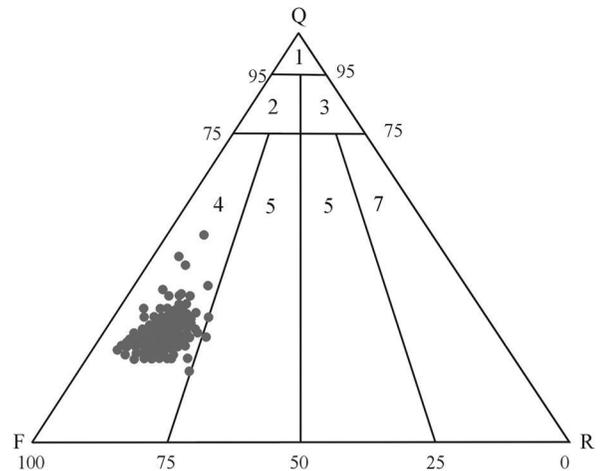


图 1 长 2 储层砂岩分类三角图

1. 石英砂岩; 2 长石质石英砂岩; 3. 岩屑质石英砂岩; 4 长石砂岩; 5 岩屑质长石砂岩; 6 长石质岩屑砂岩; 7. 岩屑砂岩

Fig 1. Triangular diagram of the Chang 2 sandstone reservoirs  
1 = quartz sandstone; 2 = feldspathic quartz sandstone; 3 = lithic quartz sandstone; 4 = feldspar sandstone; 5 = lithic feldspar sandstone; 6 = feldspathic lithic sandstone; 7 = lithic sandstone

收稿日期: 2009-11-10 改回日期: 2009-11-19

作者简介: 白玉彬(1981-), 男, 教师, 主要从事油气成藏及油藏描述的教学和科研工作

长 2 储层粒度以细粒为主,分选性中等好,磨圆度以次圆次棱角状为主,接触关系以点线状为主,凹凸接触和点接触次之。胶结类型主要为薄膜-孔隙式。颗粒具定向排列结构,黑云母常沿层面富集。

## 2 长 2 储层物性特征

根据 4636 件物性资料统计结果,长 2 储层孔隙

度主要分布在 12.0% ~ 18.0% 之间,最大值为 22.41%,平均值为 12.60%,中值为 13.50%;长 2 储层渗透率的分布呈双峰状态,主峰渗透率一般在  $0.5 \sim 4.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间,次峰主要分布在  $10.0 \sim 40.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,最大渗透率可达  $767.93 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均值为  $10.70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,中值为  $2.20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  (表 1,图 2)。由此可见,本区长 2 储层主要为低孔、低渗储层。

表 1 长 2 储层砂岩物性统计表

Table 1 Statistics of the porosity and permeability of the Chang2 sandstone reservoirs

层位	孔隙度 / %				渗透率 / $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$				样品数	
	最小	最大	平均	中值	最大	最小	平均	中值		
长 2	长 2 <sup>1</sup>	1.0	20.3	12.2	13.0	765.01	0.01	8.07	1.83	2292
	长 2 <sup>2</sup>	1.2	20.5	12.9	13.9	769.89	0.02	13.58	2.99	2216
	长 2 <sup>3</sup>	3.1	22.4	13.3	14.1	77.66	0.06	7.91	2.18	131
	长 2	1.0	22.4	12.6	13.5	769.89	0.01	10.70	2.20	4636

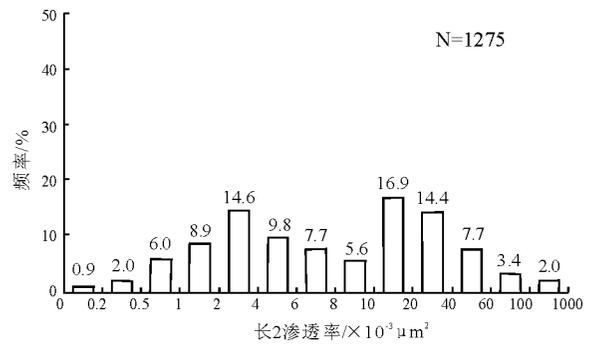
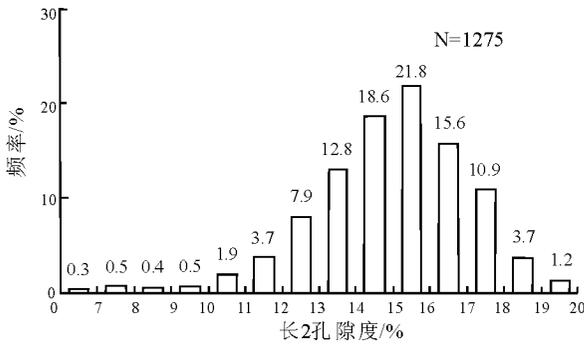


图 2 长 2 储层孔隙度 (a)、渗透率 (b) 分布直方图

Fig 2 Bar charts of the Porosity (a) and Permeability (b) of the Chang2 sandstone reservoirs

## 3 长 2 储层物性主控因素

### 3.1 沉积微相

沉积微相对储层的控制作用,实质上表现为沉积环境对砂体类型及其孔渗特征的控制。因为不同的沉积环境其水动力条件也有所不同,成岩演化特征也有差异。因而所形成的砂体在成分、粒度、分选性、杂基含量及砂体的组合类型等方面各具特色,时空展布也不尽相同。结果导致不同沉积微相的砂体具有不同的物性特征和不同的储层变化规律。

长 2 储层沉积时期,陕北斜坡不同地区沉积环境差异较大<sup>[1]</sup>。A 油田长 2 时期主要为辫状河流相沉积,储层砂岩的沉积微相类型主要有河道砂坝和堤岸沉积。对长 2 储层不同沉积微相的砂体物性资料统计表明,河道砂坝砂体的物性明显好于其它微相的砂体,其次为河道侧翼沉积与天然堤沉积

(表 2)。

### 3.2 成岩作用

根据对大量砂岩样品的铸体薄片、扫描电镜、X-射线衍射分析,长 2 储层中的成岩作用主要包括压实作用、压溶作用、胶结作用和溶解作用。强烈的机械压实作用是孔隙结构变差的主要因素之一<sup>[2,3]</sup>。对长 2 储层物性影响最为严重的为压实作用,溶解作用在一定程度上改善长 2 储层物性。

压实作用在长 2 储层砂岩中的表现有:塑性颗粒(云母、泥岩、浅变质岩、火山岩岩屑)的塑性变形、扭曲及假杂基化;刚性颗粒(石英、长石等)表面的脆性微裂纹及其位移和重新排列;压实定向组构,长石、云母常沿长轴方向定向排列;碎屑颗粒的紧密充填集(图 3 a 图 3 b)。成岩作用中压实作用是导致长 2 储层物性差的最重要的原因。

碳酸盐胶结作用在长 2 储层砂岩中较为发育,

表 2 长 2 储层沉积微相物性分布特征

Table 2 Distribution of the Physical Properties in sedimentary microfacies of the Chang<sub>2</sub> sandstone reservoirs

沉积微相		河道砂坝	河道侧翼	天然堤砂体	
长 2 <sup>1</sup>	Φ /%	变化范围	8.85	5.9~11.74	9.17~12
		平均值	8.85(1)	9.11(4)	10.39(4)
	K/×10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	变化范围	1.38	0.49~4.37	0.61~2.79
		平均值	1.38(1)	4.51(4)	1.71(4)
长 2 <sup>2</sup>	Φ /%	变化范围	7.01~15.76	5.2~15.58	0.84~15.05
		平均值	12.13(7)	11.34(10)	10.79(7)
	K/×10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	变化范围	0.64~56.44	0.75~34.55	0.74~36.68
		平均值	15.44(7)	10.44(10)	10.48(8)
长 2 <sup>3</sup>	Φ /%	变化范围	3.22~15.89	4.8~15.97	6.85~14.77
		平均值	11.3(9)	11.21(8)	11.23(7)
	K/×10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	变化范围	0.78~18.16	1.1~17.2	1.21~28.57
		平均值	7.84(8)	5.97(8)	6.7(7)

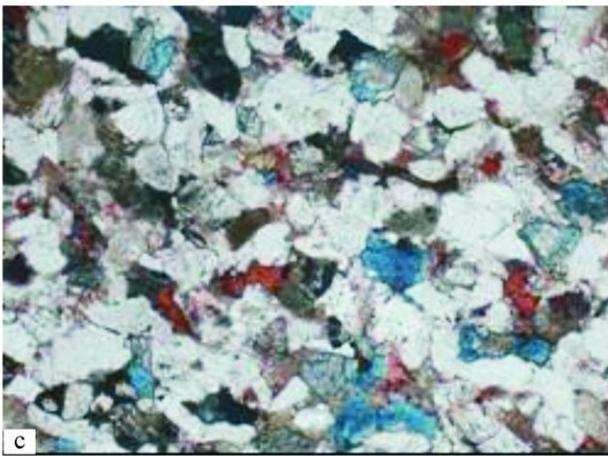
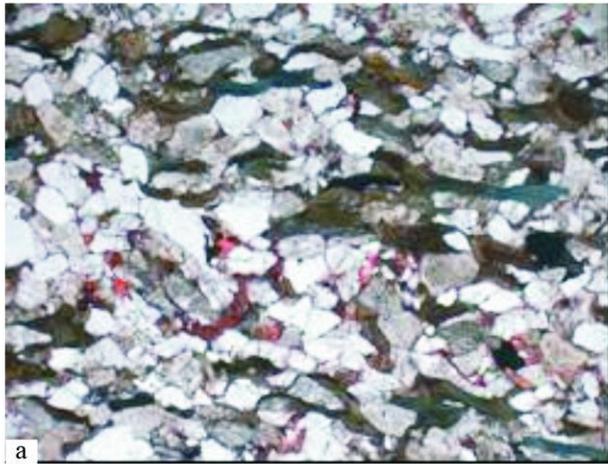


图 3 长 2 储层主要成岩作用显微照片

a 水平层理, 层面富集黑云母且压实变形, F171 井, 长 2 347.6m, ×100; b 压实作用使长石沿解理缝压开, F139 井, 长 2 345.48m, ×100; c 铁白云石、方解石胶结, 含白云岩碎屑, F325 井, 长 2 585.4m, ×100; d 局部微裂隙, 沿微裂隙长石溶蚀显著, F173 井, 长 2 625.4m, ×100

Fig 3 Microphotographs showing the diagenesis in the Chang<sub>2</sub> sandstone reservoirs

a Compaction and deformation of biotite on the bedding plane, F-171 well 347.6 m in the Chang<sub>2</sub> sandstone reservoirs, ×100; b Compaction of feldspar, F-139 well 345.48 m in the Chang<sub>2</sub> sandstone reservoirs, ×100; c Cementation of ankerite and calcite, F-325 well 585.4 m in the Chang<sub>2</sub> sandstone reservoirs, ×100; d Dissolution of feldspar along microfissures, F-173 well 625.4 m in the Chang<sub>2</sub> sandstone reservoirs, ×100

是影响本区储层物性的主要胶结物类型之一。砂岩薄片鉴定结果表明,95%以上的砂岩样品中含有数量不等的碳酸盐胶结物,成分主要为方解石,含量为1%~4%,最大可达25%,偶见铁白云石胶结(图3b)。

### 3.3 裂缝及其对储层物性影响

裂缝在鄂尔多斯盆地三叠系延长组低渗透储层中广泛发育,在长2、长3、长6、长8储层中均有发现<sup>[4,5]</sup>,特别是长2储层中岩心观察到较多的高角度裂缝。

长2储层砂岩裂缝比较发育。仅就所观察的9口井而言,其中裂缝较发育的就有F14、F15、F42、F63、F91、F4等6口井,占观察井数的67%。未发现裂缝或裂缝不发育的只有F74、F85、I8等3口

井。

本区已发现的裂缝多为垂直缝或高角度缝(裂缝的延伸方向与岩心轴线垂面的夹角 $>70^\circ$ )(图4)。裂缝面多光滑平整,反映为构造成因的剪切缝或压扭缝。

裂缝的纵向切深变化范围较大,从5~20 cm至100~200 cm(如F14井、F15井)不等。F15井长2储层段的垂直缝,垂向延伸可达3.6 m; I4井裂缝的垂向延伸为1.7 m; F42井裂缝垂向延伸约1.2 m。但大多数裂缝集中在10~30 cm范围内,缝宽多在0.01~0.2 mm之间。镜下鉴定表明,微裂隙在长2储层中较为发育,沿着微裂隙可以加速长石颗粒的溶蚀作用(图3d)。

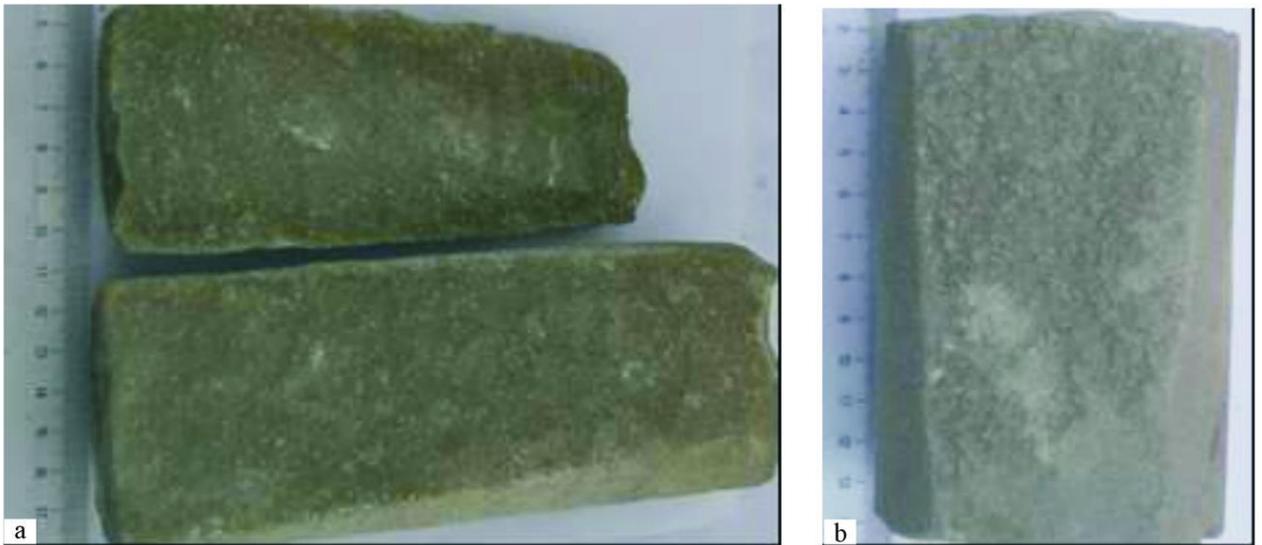


图4 长2储层典型垂直缝岩心照片

a 长2高角度垂直缝发育,含油好。F42井,678.5 m; b 长2垂直缝发育,含油好。F15井,588.4 m

Fig. 4 Vertical fissures in the Chang-2 sandstone reservoirs

a High-angle vertical fissures, 678.5 m through the F-42 well; b Vertical fissures, 588.4 m through the F-15 well

## 4 结论

(1)鄂尔多斯盆地 A 油田长2储层岩性主要为细粒长石砂岩,具有成分成熟度低,结构成熟度高的特点。

(2)长2储层为低孔、低渗储层,平均孔隙度为12.6%,平均渗透率为 $10.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(3)沉积微相对长2储层物性有较明显的控制作用,石油主要储集在河道砂坝砂体中。

(4)压实作用、黑云母碎屑的早期成岩变形和膨胀、碳酸盐胶结物及次生石英加大,是导致砂岩孔

隙度降低的主要原因。

(5)溶解作用是砂岩物性得以改善的重要途径。

(6)裂缝对长2储层孔隙度影响小,但在提高砂岩的渗透率方面起了重要作用。

### 参考文献:

- [1] 陈永桥,靳新奇,文志刚,等.靖安油田张渠一、二区长213沉积微相研究[J].岩性油气藏,2008,20(4):43-46
- [2] 严云奎,于波,崔志林,等.鄂尔多斯盆地甘谷驿油田长4+5储层砂岩成岩作用[J].兰州大学学报:自然科学版,2009,45

- (3): 8-12
- [3] 王凤琴, 王宝清. 柴达木盆地北缘下侏罗统储集岩成岩作用及其对孔隙演化的影响 [J]. 兰州大学学报: 自然科学版, 2006, 42 (5): 1-6
- [4] 梁晓伟, 韩永林, 王海红, 等. 鄂尔多斯盆地姬塬地区上三叠统延长组裂缝特征及其地质意义 [J]. 岩性油气藏, 2009, 21 (2): 49-52.
- [5] 南珺祥, 王素荣, 姚卫华, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组长6-8特低渗透储层微裂缝研究 [J]. 岩性油气藏, 2007, 19 (4): 40-43.

## Physical properties and main controlling factors for the low-permeability reservoirs from A oil field in the Ordos Basin

BAI Yubin<sup>1</sup>, ZHANG Hai<sup>2</sup>

(1. School of Oil and Gas Resources, Xian University of Petroleum, Xian 710065, Shaanxi, China; 2. Yanchang Oil Field Co., Ltd., Yulin 719000, Shaanxi, China)

**Abstract:** The Chang<sub>2</sub> reservoirs in A oil field in the Ordos Basin dominantly consist of fine-grained feldspar sandstones which have low porosity and low permeability, with an average porosity of 12.6% and an average permeability of  $10.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , respectively. The physical properties are mainly controlled by sedimentary microfacies, diagenesis and fissure development and scales. The braided channel bar medium to fine-grained sandstones have higher porosity and permeability, while the natural levee siltstones and fine-grained sandstones have lower porosity and permeability. The mechanical compaction in the early diagenetic phase and cementation of carbonate cements serve as a main cause of the loss of the porosity in the Chang<sub>2</sub> reservoirs. The dissolution may improve the physical properties of the Chang<sub>2</sub> reservoirs. The fissures may contribute to the increase of the permeability of the sandstones.

**Key words:** Ordos Basin; A oil field; Chang<sub>2</sub> reservoirs; physical property; controlling factor