

# Basic Characteristics and Classification of Chang 6 Reservoir in Tanjiaying District, Ordos Basin

Chao Wang, Lu Zhang, Dong Chen, Ling Hu

Xingzichuan Oil Production Plant, Yanchang Oilfield Co., Ltd., Yan'an Shaanxi  
Email: satisfactoryshun@163.com

Received: Aug. 30<sup>th</sup>, 2018; accepted: Sep. 20<sup>th</sup>, 2018; published: Sep. 27<sup>th</sup>, 2018

## Abstract

Through the observation of cores, thin sections and scanning electron microscope observation, and mercury injection test, the basic characteristics of Chang 6 reservoir are studied. The reservoirs are classified and evaluated by taking parameters such as thickness, lithology, capillary pressure, physical properties, etc. The research result shows that the reservoirs of Chang 6 are mainly sandstone reservoirs developed in the sedimentary environment between distributary channels and distributary channels. The content of detrital components is the highest in feldspar, the content of fine sand is generally more than 70%, and the content of matrix is medium. The reservoir space is mainly composed of primary pores, residual dissolution holes and micro-cracks, and the pores are mostly cemented by calcite and partially cemented by chlorite, and the pores are usually cemented by calcite and partially cemented by chlorite. The maximum porosity of the reservoir is 13.8%, the minimum is 2.5%, and the average value is 9.0%. The maximum permeability is  $20.49 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , the permeability minimum value is  $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ . The average value is  $0.85 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ . The correlation between porosity and permeability is good, and the correlation coefficient reached 0.84. The Chang 61 reservoir has larger porosity than the Chang 62 reservoir, relatively narrow permeability distribution, strong heterogeneity of the reservoir, poor connectivity and weak oil affinity. There are mainly IIIa and IIIb reservoirs, accounting for 83.3% of the total reservoirs.

## Keywords

Distributary Channel, Reservoir Space, Porosity, Permeability, Chang 6 Reservoir, Ordos Basin

# 鄂尔多斯盆地谭家营区长6储层基本特征及分类研究

王超, 张璐, 陈栋, 胡玲

延长油田股份有限公司杏子川采油厂, 陕西 延安  
Email: satisfactoryshun@163.com

收稿日期: 2018年8月30日; 录用日期: 2018年9月20日; 发布日期: 2018年9月27日

## 摘要

通过岩心观察、铸体薄片及扫描电镜观察、压汞等物性测试, 研究了鄂尔多斯盆地谭家营区长6储层的基本特征, 选取厚度、岩性、毛管压力、物性等参数对储层进行分类与评价。研究表明, 长6储层主要为分流河道和分流河道间沉积环境下发育的砂岩储层, 碎屑组分以长石含量为最高, 细砂的含量一般在70%以上, 杂基含量中等; 储集空间以原生孔隙、残余溶蚀孔及微裂缝为主, 孔隙多被方解石胶结, 部分被绿泥石胶结; 储层孔隙度最大值为13.8%, 最小值为2.5%, 平均值为9.0%; 渗透率最大值 $20.49 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 最小值 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均值为 $0.85 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 孔隙度与渗透率相关性较好, 相关系数达到0.84。长61储层比长62孔隙度较大, 渗透率分布范围相对较窄, 储层非均质性强, 连通性差, 具有弱亲油特征。主要为IIIa类和IIIb类储层, 占各类储层总和的83.3%左右。

## 关键词

分流河道, 储集空间, 孔隙度, 渗透率, 长6储层, 鄂尔多斯盆地

Copyright © 2018 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

陕北油区石油勘探开发历史相对较长, 由于三叠统延长组储层岩性致密、渗透性特差, 加之受钻井改造等工艺限制, 针对三叠统延长组的油气勘探, 基本贯穿了盆地油气勘探的整个历程[1] [2] [3] [4] [5]。前人针对长6储层的孔隙特征和成岩类型等方面做了有益的探讨[1] [2] [3]。谭家营区块始于2011年, 相对于其他区块勘探较晚, 杏1072、杏1076井是该区域的发现井, 成为谭家营新区发现的开端, 经过多年的勘探开发, 杏子川采油厂发现了长6油层组。

含油面积为 $42.31 \text{ km}^2$ , 探明石油地质储量 $1875.79 \times 10^4 \text{ t}$  ( $2191.34 \times 10^4 \text{ m}^3$ ), 技术可采储量 $316.07 \times 10^4 \text{ t}$  ( $369.24 \times 10^4 \text{ m}^3$ ), 经济可采储量 $164.32 \times 10^4 \text{ t}$  ( $191.96 \times 10^4 \text{ m}^3$ ), 显示了良好的含油前景。本文即以谭家营长6储层为研究对象, 研究储层成分、孔隙类型、孔渗等基本特征, 在此基础上选取厚度、岩性、毛管压力、物性等参数对储层进行分类与评价, 这对谭家营长6油层组的勘探开发工作具有实际的指导意义。

## 2. 区域地质概况

鄂尔多斯盆地是一个中生代盆地叠加在古生代盆地之上的复合型盆地, 现今构造总体上显示为东翼宽缓、西翼陡窄的不对称矩形盆地[1] [2] [3] [4] [5]。按其现今构造形态, 盆地可划分为伊盟隆起、渭北隆起、晋西挠褶带、伊陕斜坡、天环坳陷及西缘逆冲带等六个一级构造单元(图1)。盆地边缘断裂、褶皱发育, 盆地内部构造相对简单, 以鼻状构造为主, 地层平缓, 倾角一般不足 $1^\circ$ 。谭家营区块位于陕西

省延安市安塞县谭家营乡, 该区地处黄土高原中部, 区域构造处于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡中部, 属陕北黄土高原地貌, 地表侵蚀切割严重, 地形起伏高差 100~200 m。谭家营油田钻遇地层由新到老依次为第四系、三叠系上统延长组, 第三系、白垩系、侏罗系在本区缺失。第四系主要为浅黄色粉砂质黄土及冲积砂砾石层, 厚度一般数米到几百米, 与下伏地层呈不整合接触[10][11]。

### 3. 沉积环境

结合前人关于沉积环境研究成果, 通过矿物岩石学、沉积构造、生物组合、测井相特征等相标志分析, 将研究区长 61、长 62、长 633 个亚组[6][7][9], 为三角洲前缘亚相, 细分为分流河道和分流河道间 2 种沉积微相(图 2), 水下分流河道为陆上河流在浅湖水下的延伸。从水动力环境角度为河道沉积, 沉积物主要为深灰色中细砂岩, 发育平行层理、大型板状交错层理及槽状交错层理, 底部具有冲刷面, 纹层界面可见碳化的植物碎片化石; 分流间湾主要沉积深灰色、黑色泥岩, 发育水平层理、透镜状层理, 虫孔发育, 可见浪成波痕, 含水生卢木化石(图 2, 表 1)。

### 4. 储层基本特征

#### 4.1. 成分和结构

根据岩心观察及室内岩石薄片鉴定结果, 谭家营地区长 6 储层岩性为灰色细粒长石砂岩, 岩性较纯(图 2-5)。砂岩碎屑组分主要由长石、石英、云母和变质岩构成, 以长石含量为最高(图 3)。本区长 6 砂岩组分中, 长石含量平均 51.97%。其中钾长石含量平均 29.31%, 斜长石含量平均 22.67%, 其次为石英, 平均 27.17%。岩屑含量较少, 平均 2.5%, 主要由沉积岩和变质岩岩屑组成。因此, 本区长 6 储层砂岩属典型的长石砂岩。

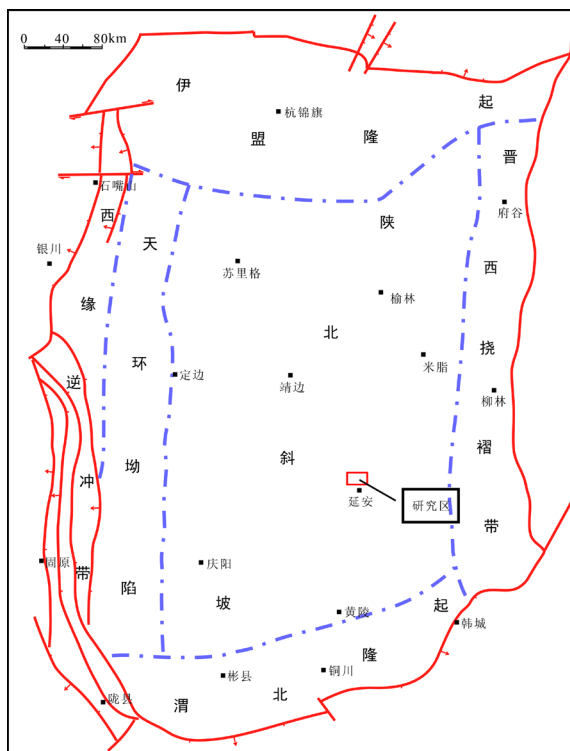


Figure 1. Structural location map of the study area  
图 1. 研究区构造位置图

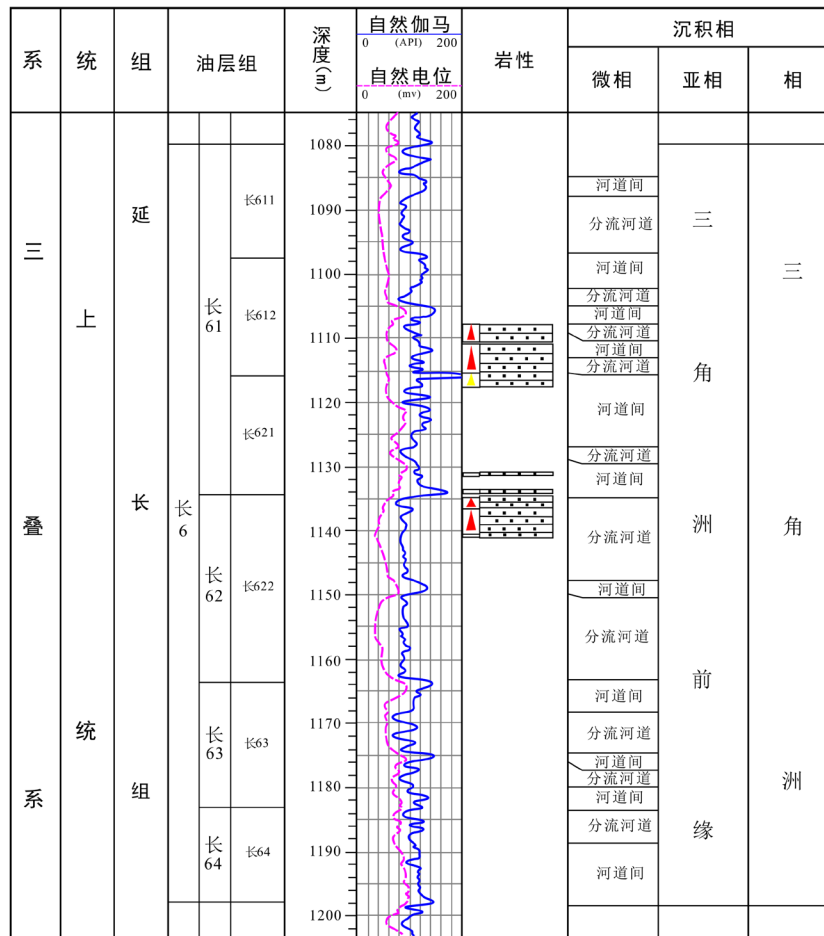


Figure 2. Characteristics of sedimentary microfacies and typical logging curves  
图 2. 沉积微相及典型测井曲线特征(杏 6173)

Table 1. Stratigraphic classification  
表 1. 谭家营地层划分简表

组	段	油层组	油层亚组	厚度(m)	岩性岩相基本特征
三叠系上统延长组	第五段(T3y5)	长 1		95~195	为灰绿色泥岩与浅灰色泥质粉砂岩、细砂岩互层，夹煤线或薄煤层，为河流~沼泽相沉积。
	第四段(T3y4)	长 2 + 3		205~245	为灰绿色块状细砂岩夹深灰色泥岩、粉砂质泥岩，以块状砂岩为主，属辫状河流沉积。
	第三段(T3y3)	长 4 + 5	长 4 + 51	40~60	总体上为一套灰绿色粉、细砂岩与深灰色泥岩互层沉积，泥质岩相对集中，常见碳质页岩及煤线。上部为曲流河沉积，下部为三角洲平原亚相。
			长 4 + 52	30~40	
			长 61	35~45	
		长 62	25~35		
	长 6	长 63	27~32		主要为灰白色厚层块状中~细粒长石砂岩与灰绿色、深灰色及黑色砂质泥岩和粉砂岩的不等厚互层，夹碳质泥岩和斑脱岩薄层。长 61、长 62 为三角洲平原亚相。长 63、长 64 为三角洲前缘亚相。
长 64		20~25			
	长 7		60~70 (未穿)	中上部由一套粉、细砂岩、泥岩、泥质粉砂岩组成，顶部发育凝灰质泥岩薄层，且分布稳定，为前三角洲沉积；中下部为黑色、灰黑色油页岩、碳质页岩(即张家滩页岩)，为半深湖相沉积。	

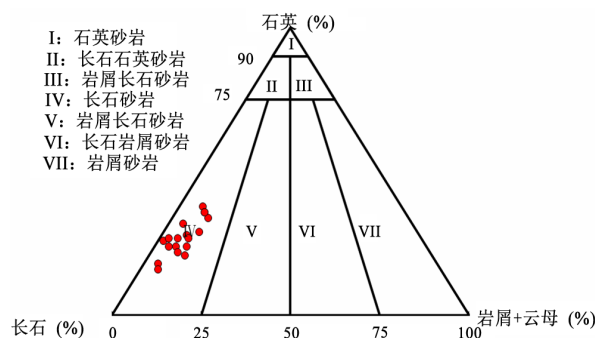


Figure 3. Chang 6 reservoir lithologic triangle in Tanjiaying  
图 3. 谭家营地区长 6 储层岩性三角图

填隙物以自生矿物为主，含量较高。其中杂基占主要部分，平均 13.4%，主要由钾长石、绿泥石和斜长石组成。胶结物含量相对较少，平均 10.0%，主要以绿泥石、水云母、硅质和铁方解石为主。上述填隙物中，绿泥石多沿矿物颗粒边缘呈栉壳状分布或呈孔隙衬边产状，方解石等多为孔隙充填产状，硅质以颗粒的加大边产状为主，部分以晶粒状充填于孔隙中。通过粒度分析、铸体薄片和电镜资料分析，本区长 6 储层砂岩碎屑颗粒多呈次棱角状，分选性中等~较好[8]，主要粒度细砂的含量一般在 70%以上，杂基含量中等，反映为中等强度水动力条件和中等搬运距离的沉积。胶结类型为孔隙式和孔隙~接触式，颗粒多呈点~线接触，以线接触为主。

#### 4.2. 孔隙类型

本区长 6 储层的孔隙类型主要以原生孔隙为主，颗粒之间紧密接触，结构致密(图 4)，平均面孔隙度为 7.03%。部分发育次生孔隙，常见石英加大边，浊沸石充填孔隙，部分长石溶蚀现象，绿泥石膜发育，伊利石充填孔隙，少量裂缝发育。

通过铸体薄片观察，发现原生孔隙多被方解石胶结，部分被绿泥石胶结。扫描电镜进一步观察还可见大量残余溶蚀孔隙，图 2-11 为杏 6173 井 1110.99 米不同倍数条件下扫描电镜图像，可以看出存在部分岩屑溶蚀变孔及伊利石残余溶孔(图 5)，在少量碎屑溶孔中充填自生石榴子石。此外还可见碎屑溶蚀现象，未被充填的残余粒间孔往往与残余溶蚀孔连通(图 6)。

#### 4.3. 孔隙度和渗透率

对谭家营地区 12 口取芯井长 6 储层段的 245 块岩心样品进行物性测试，结果显示，本区长 6 储层孔隙度最大值为 13.8%，最小值为 2.5%，平均值为 9.0%(表 2)。孔隙度主要分布在 7%~12.0%之间(主频在 7%~11%之间)，该范围的孔隙度占全部样品的 82.3%。整个样品中，孔隙度大于 7%的样品占 93.0%，大于 8%的样品占 89.3%。从纵向分析，储层由上至下孔隙度逐渐变差，长 61 储层孔隙度主峰在 9%~10%，而长 62 储层主频在 8%~9%，整个频率向左偏移一个孔隙度，反映储层纵向上压实作用加强。

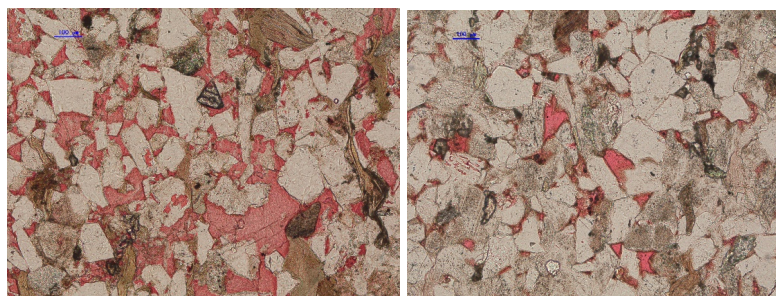
本区长 6 储层渗透率最大值  $20.49 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，最小值  $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为  $0.85 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。且渗透率的分布范围较宽，表现为典型的双峰特征，渗透率主频在  $0.4\sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，而从渗透率频率图分析，长 61 储层渗透率分布范围相对较窄，反映为孔隙型储层特征，而长 62 储层渗透率分布范围广，反映储层可能具有孔隙和裂缝双重控制特征[12](图 7)。

本区长 6 储层孔隙度与渗透率相关性较好，相关系数达到 0.84(图 7)，说明孔隙度是控制谭家营地区长 6 储层渗透率变化的主要影响因素[13][14]，与此同时，也受到其它因素的综合影响。纵向上分析由上至下储层渗透率明显变低。

**Table 2.** The Property of Chang 6 reservoir, Tanjiaying  
**表 2.** 谭家营地区长 6 储层物性特征

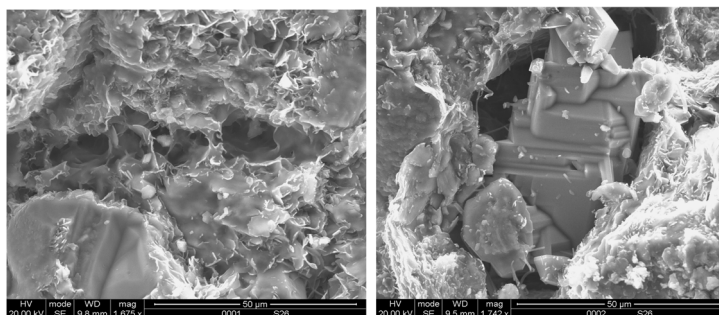
层位	样品个数	孔隙度(%)	渗透率(mD)
长 61	107	2.8~13.8	0.01~20.49
		9.49	0.69
长 62	118	2.5~13.2	0.01~9.04
		8.56	0.7
长 63	20	7.26~9.3	0.19~1.5
		9.1	0.56
合计	245	2.5~13.8	0.00~20.49
		9	0.85

注：最小值~最大值，平均值



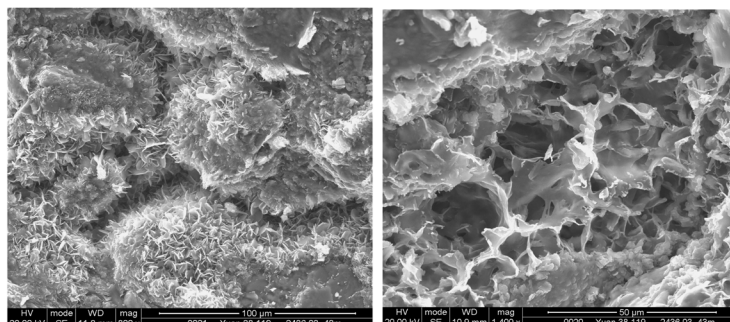
**Figure 4.** Thin section observation photos, Well Xing 6173 (1109.94 - 1110.05 m, 1115.95 - 1116.04 m)

**图 4.** 杏 6173 井铸体薄片图(1109.94~1110.05 米、1115.95~1116.04 米)



**Figure 5.** Scanning electron microscope images in Well Xing 6173, 1232.23 m

**图 5.** 杏 6173 井 1232.23 米扫描电镜图



**Figure 6.** Scanning electron microscope images in Well Xing 6173, 1232.23 m

**图 6.** 杏 6173 井 1232.23 米扫描电镜图像

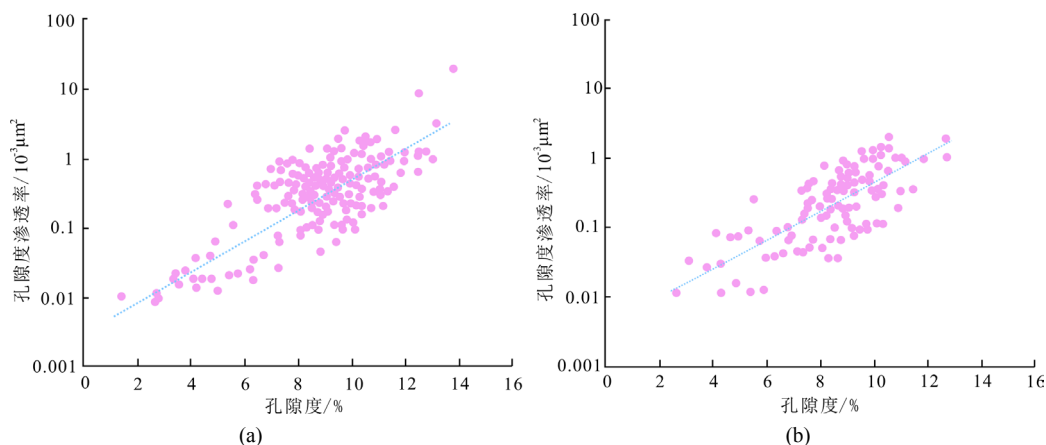


Figure 7. The relationship between porosity and permeability (a, Chang 61; b, Chang 62)

图 7. 谭家营地区长 6 储层岩心孔隙度和渗透率关系图(a, 长 61; b, 长 62)

#### 4.4. 储层渗流特征

根据杏 6173、6175 两口井 27 块岩样的油水相渗分析资料, 谭家营地区长 6 储层物性较差、孔隙小, 非均质性强, 连通性也差, 导致两相流覆盖的饱和度范围比较窄(图 8)。从油水相渗曲线分析, 本区储层具有弱亲油特征, 油水相对渗透率交叉点的含水饱和度变化范围大, 油水两相同时流动的含水饱和度范围窄, 平均 35.6%, 残余油时水相相对渗透率在  $0.165\sim 0.74 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均饱和度为 32.2%。随着含水饱和度的增加, 油相渗透率下降很快, 同时水相渗透率急剧增加, 说明油藏一旦见水, 水就占据主要流动喉道, 分流曲线表明, 随含水饱和度的增大, 含水率迅速上升(图 9), 反映在生产过程中研究区域储层以油水同出的可能性要大[15] [16]。

### 5. 储层分类及评价

#### 5.1. 储层分类标准

根据上述储层岩性、物性、微观孔隙结构特征及储层非均质性特征综合分析, 结合含油性分析, 选用厚度、岩性、毛管压力特征参数(排驱压力、中值压力、最大进汞饱和度、平均孔喉半径、均值、分选系数等)和物性参数(孔隙度、渗透率等)进行储层分类与评价[15] [16]。参考谭家营地区长 6 层组的实际岩心实验结果, 将研究区长 6 储层分为 IIIb 类和 IIIb 类储层 2 类。各类储层的特征和评价标准见表 3。

#### 5.2. 储层分类评价

根据以上评价标准, 对谭家营地区长 6 油层评价, 如表 4 所示, 本区长 6 砂体主要为 IIIa 类和 IIIb 类储层, 占各类储层总和的 83.3%左右, 其中 IIIa 类占 44.4%, IIIb 类占 38.9%, 非储层所占比例较小, 为 16.7%。根据长 6 不同类型储层毛管压力曲线显示结果(图 10), 结合该地区的薄片分析及石油资料, 各储层的岩性、物性及孔隙结构特征如下:

##### 5.2.1. IIIa 储层

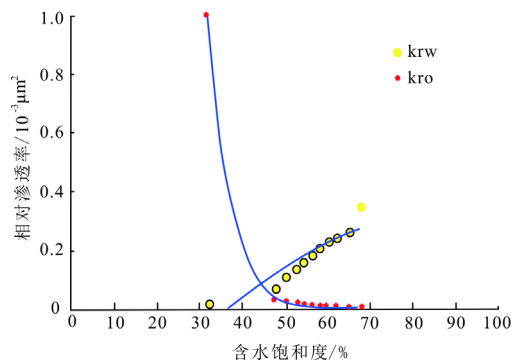
岩性为细粒~中粒、中粒长石砂岩。一种为砂岩中石英长石加大较发育, 大部分碎屑呈凹凸状接触, 但后期溶蚀作用较强, 颗粒边缘被溶蚀成锯齿状、港湾状, 长石颗粒内部往往溶蚀成蜂窝状, 溶蚀作用增加了很多次生孔隙, 改善了储层物性; 另一种储层孔隙中绿泥石薄膜发育, 绿泥石薄膜抑制了压实效应, 储层中残余粒间孔较多, 但绿泥石薄膜中包含大量微孔隙且容易堵塞喉道[17], 使这类储层孔隙度较高而渗透率可能会偏低。

**Table 3.** Low permeability reservoir classification standard in Ordos basin [5]  
**表 3.** 鄂尔多斯盆地低渗透储层分类标准[5]

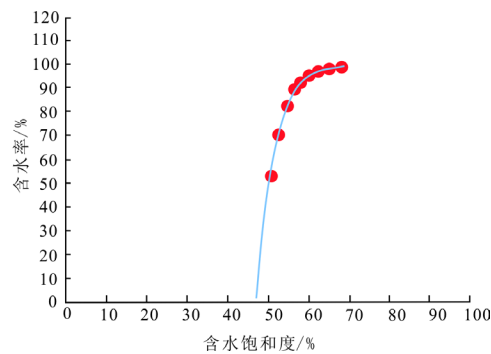
类型	低渗透层		特低渗透层		超低渗透层		致密层
	I	IIa	IIb	IIIa	IIIb	IV	
渗透率( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	50~10	10~5	5~1	1~0.3	0.3~0.1	<0.1	
孔隙度(%)	17~15	15~13	13~10	10~8	8~6	<6	
排驱压力(MPa)	0.04~0.11	0.11~0.16	0.16~0.37	0.37~0.72	0.72~1.31	>1.31	
中值压力(MPa)	0.27~0.68	0.68~1.00	1.00~2.49	2.49~4.90	4.90~9.10	>9.10	
最大喉道半径( $\mu\text{m}$ )	16.96~7.05	7.05~4.63	4.63~2.01	2.01~1.03	1.03~0.57	<0.57	
中值半径( $\mu\text{m}$ )	2.73~1.10	1.1~0.74	0.74~0.30	0.30~0.15	0.15~0.08	<0.08	
孔喉均值( $\mu\text{m}$ )	4.18~1.77	1.77~1.22	1.22~0.52	0.52~0.27	0.27~0.15	<0.15	
孔喉组合	中孔粗喉	中孔中细喉	小孔中细喉	小孔细喉	细孔微细喉	细 - 微孔微细喉 - 微喉	

**Table 4.** Chang6 reservoir classification evaluation, Tanjiaying area  
**表 4.** 谭家营地区长 6 储层分类评价表

参数	IIIa		IIIb		V	
岩性	细~中粒及细粒长石砂岩		细粒及细~中粒长石砂岩		粉~细粒长石砂岩	
中值压力(MPa)	1.92	1.49~2.0	7.02	2.0~25.184	21.4	3.0~39.9
最大进汞饱和度(%)	88.92	81.24~96.7	81.7	54.36~94.52	70.42	56.28~86.93
平均孔喉半径( $\mu\text{m}$ )	0.39	0.37~0.49	0.23	0.16~0.31	0.034	0.018~0.245
储层评价	好储层		较好储层		非储层	



**Figure 8.** Relationship between water saturation and relative permeability  
**图 8.** 含水饱和度与相对渗透率关系



**Figure 9.** Cross sections between water saturation and content  
**图 9.** 含水饱和度与含水率交会图



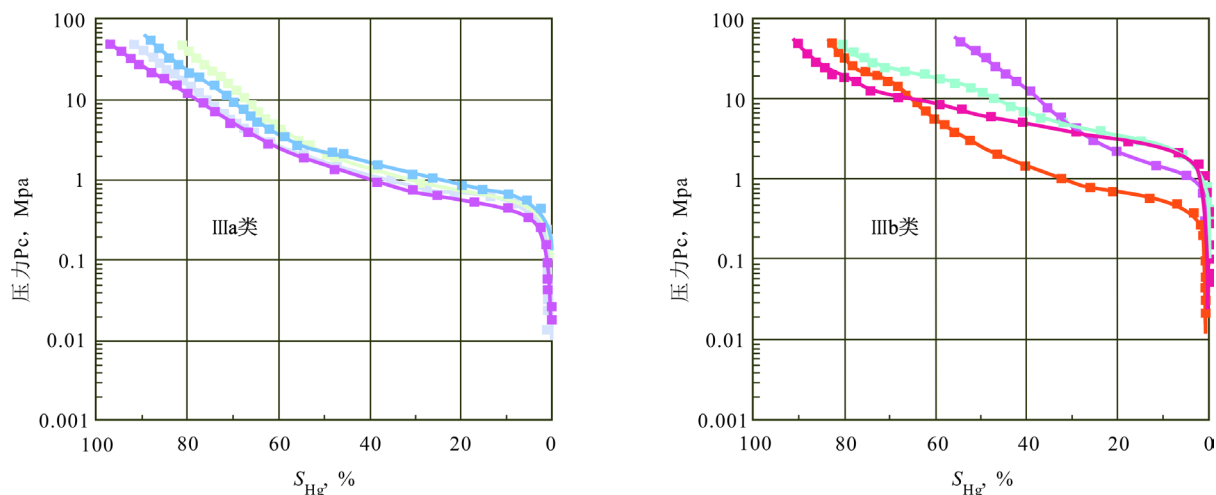


Figure 10. Reservoir capillary pressure characteristics  
图 10. 谭家营地区长 6 储层分类储层毛管压力特征图

孔隙度在 9.1%~12.5% 之间, 平均 9.93%, 渗透率在  $0.215\sim 0.714 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间, 平均  $0.465 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。毛管压力曲线为斜坡型, 其位置相对靠下, 排驱压力在 0.2~0.7 MPa 之间, 平均 0.4 MPa, 中值压力在 1.49~2.00 MPa 之间, 平均 1.92 MPa, 平均孔喉半径在 0.37~0.49  $\mu\text{m}$  之间, 平均 0.39  $\mu\text{m}$ 。孔喉分选较差, 粗歪度, 评价为较好储层。

### 5.2.2. IIIb 类储层

岩性为细粒~中粒及长石砂岩。该类储层成岩作用特点有两种情况, 其一是砂岩孔隙内残余粒间孔较多, 绿泥石膜发育, 但后期溶蚀作用较弱; 其二是砂岩孔隙中绿泥石膜不发育, 但后期溶蚀作用较强, 粒间溶孔明显多于残余粒间孔。

孔隙度在 7.5%~12.6% 之间, 平均 9.14%, 渗透率在  $0.055\sim 2.794 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间, 平均  $0.245 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。毛管压力曲线为斜坡型, 其位置 IIIa 类储层的上部, 排驱压力在 0.5~2.0 MPa 之间, 平均 0.92 MPa, 中值压力在 2.0~25.184 MPa 之间, 平均 7.02 MPa, 平均孔喉半径 0.16~0.31  $\mu\text{m}$ , 平均 0.23  $\mu\text{m}$ , 孔喉分选较好, 粗歪度, 评价为较好储层。

#### (3) V 类储层

岩性为粉细粒长石砂岩。其特点是胶结物含量高, 压实作用显著, 颗粒均为压嵌结构, 溶蚀作用微弱, 砂岩有效孔隙少, 物性很差, 为致密砂岩层。

此类砂岩孔隙度在 4.8%~7.3% 之间, 平均 6.08%, 渗透率在  $0.013\sim 0.131 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间, 平均  $0.053 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。毛管压力曲线较平缓, 位于 IIIa 类和 IIIb 类岩石之上。排驱压力在 1.50~5.03 MPa 之间, 平均 2.12 MPa, 中值压力在 3.0~39.9 MPa 之间, 平均值为 21.4 MPa。孔喉分选差, 细歪度。多为致密夹层, 非储层。

## 6. 结论

1) 谭家营地区长 6 储层可分为长 61、长 62、长 633 个亚组, 为三角洲前缘亚相, 细化为分流河道和分流河道间 2 种沉积微相, 储层致密, 岩性为灰色细粒长石砂岩, 砂岩碎屑组分主要由长石、石英、云母和变质岩构成, 以长石含量为最高, 填隙物以自生矿物为主, 含量较高。胶结物含量相对较少, 主要以绿泥石、水云母、硅质和铁方解石为主;

2) 储集空间以原生孔隙、残余溶蚀孔及微裂缝为主, 孔隙多被方解石胶结, 部分被绿泥石胶结; 储

层孔隙度最大值为 13.8%，最小值为 2.5%，平均值为 9.0%；渗透率最大值  $20.49 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，最小值  $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为  $0.85 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；孔隙度与渗透率相关性较好；储层物性较差、孔隙小，非均质性较强，连通性也差。

3) 根据鄂尔多斯盆地致密储层评价标准，谭家营区长 6 砂体主要为 IIIa 类和 IIIb 类储层，占各类储层总和的 83.3% 左右，其中 IIIa 类占 44.4%，IIIb 类占 38.9%，非储层所占比例较小，为 16.7%。

## 参考文献

- [1] 张瑞, 王琪, 姚泾利, 等. 鄂尔多斯盆地延长世湖盆中部长 6 段储层成岩特征[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(6): 890-896.
- [2] 洪玲, 王香增, 王成俊, 等. 特低渗透油藏新型高效驱油剂的研究与应用——以延长油区杏子川油田王 214 试验区为例[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(3): 92-94.
- [3] 文华国, 郑荣才, 陈洪德, 等. 鄂尔多斯盆地白豹 - 华池地区长 6 砂岩储层特征[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 46-51.
- [4] 王媛媛, 王桂成, 徐勇强, 等. 杏子川油田长 6 低渗透储层有效厚度下限研究[J]. 地质科技情报, 2013(3): 113-117.
- [5] 赵靖舟, 吴少波, 武富礼. 论低渗透储层的分类与评价标准——以鄂尔多斯盆地为例[J]. 岩性油气藏, 2007, 19(3): 28-31.
- [6] 杨帮朝. 子北油田毛家河油区三叠系延长组长 4+5、长 6 储层地质研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2014(22): 183, 185.
- [7] 唐建云, 殷文, 宋红霞, 等. 子长油田枣湾区长 4+5、长 6 储层流体性质与油水分布控制因素[J]. 地下水, 2016, 38(2): 185-188.
- [8] 李宽亮, 张炜, 田靖. 鄂尔多斯盆地八连沟 - 金庄地区长 6 储层特征及影响因素分析[J]. 西北地质, 2011, 44(4): 132-139.
- [9] 李永强. 杏子川油田郝家坪新区长 4+5、长 6 油藏描述及开发对策研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2014.
- [10] 张献平, 张林森, 郝世彦. 安塞油田谭家营油区层间非均质性探讨[J]. 特种油气藏, 2010(B12): 26-28.
- [11] 薛涛. 安塞谭家营北区长 6 油层组综合地质研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2014.
- [12] 王斌, 潘建国, 尹路, 等. 基于双重孔隙结构的测井解释模型及应用[J]. 岩性油气藏, 2013, 25(4): 68-72.
- [13] 李晓旭. 安塞油田储层测井评价方法研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2015.
- [14] 胡作维, 黄思静, 王冬焕, 等. 多元逐步回归分析在评价孔隙结构对低渗透砂岩储层质量影响中的应用[J]. 桂林理工大学学报, 2013, 33(1): 21-25.
- [15] 王立新, 张兰江, 白云台, 等. 利用生产测井资料确定剩余油饱和度[J]. 断块油气田, 2002, 9(4): 86-88.
- [16] 刘玲. 麻科义油区低渗储层测井评价技术研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2010.
- [17] 杨悦, 张化安. 延长油田郭旗西区长 6 储集条件及油气成藏控制因素分析[J]. 西北地质, 2005, 38(3): 68-75.

### 知网检索的两种方式:

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>  
下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2163-3967, 即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>  
左侧“国际文献总库”进入, 输入文章标题, 即可查询

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>  
期刊邮箱: [ag@hanspub.org](mailto:ag@hanspub.org)