

文章编号 :1000-0550(2000)02-0279-05

# 安塞油田坪桥区、王窑区长 6 油层 储层特征及驱油效率分析

朱玉双 曲志浩 孔令荣 陈 蓉 李劲峰

(西北大学地质系 西安 710069)

摘 要 分别在坪桥、王窑二区块取芯后制作了真实砂岩微观孔隙模型,并利用该模型在室内进行了油水两相渗流试验。结果表明王窑区长 6 油层的驱油效率(40.34%)高于坪桥区(30.48%)。分析认为二区块孔隙结构的差异,特别是孔隙结构微观非均质性的差异是造成它们驱油效率差距悬殊的根本原因。

关键词 驱油效率 储层非均质性 微观模型

第一作者简介 朱玉双 女 1969 年出生 讲师 油层物理

中图分类号 P618.130.2<sup>+</sup>1 文献标识码 A

1983 年在陕甘宁盆地发现的安塞油田为典型的低渗低产油田<sup>①</sup>,其储层为三叠系延长组,埋藏深度 1000~1300 m,是以内陆淡水湖泊三角洲为主的沉积体系。在三叠系延长组内四个油组(长 2、长 3、长 4+5、长 6)均发现油层,储量绝大部分集中在长 6、长 4+5 油层组内。安塞油田区域构造背景为一平缓的西倾单斜,倾角仅 0.5°左右。局部地区发育着近东西向的低缓压实鼻状隆起带,从长 6 砂层顶界起伏情况可以看出,安塞地区从北到南依次为大路沟—坪桥鼻褶带;杏河—谭家营鼻褶带,志丹—王窑鼻褶带。坪桥区、王窑区分别位于安塞油田最北、最南鼻褶带上(图 1)。

安塞油田坪桥区位于陕西省安塞县和子长县境内。其主要储层为三叠系延长组的长 2、长 4+5、长 6 三个油层组,主要产层为长 6 油层组。长 6 油层组又可划分为 6<sub>1</sub>(长 6<sub>1</sub><sup>1</sup>、长 6<sub>1</sub><sup>2</sup>)、长 6<sub>2</sub>、长 6<sub>3</sub> 三个小层。坪桥区长 6<sub>1</sub><sup>1</sup> 顶面起伏平缓,向西倾斜,倾角 25°左右,与区域构造背景一致,坪桥区鼻褶带上有两个鼻状隆起。安塞油田王窑区(开发试验区)位于陕西省安塞县王家窑公社境内。本区主要含油层系为三叠系延长组,其次为下侏罗系延安组下部地层。该区三叠系主要储层为长 2、长 3、长 6 三个油层组,主要产层为长 6 油层组。长 6 油层组也可划分为长 6<sub>1</sub>(长 6<sub>1</sub><sup>1</sup>、长 6<sub>1</sub><sup>2</sup>)、长 6<sub>2</sub>、长 6<sub>3</sub> 三个小层。王窑区为一西倾之平缓单斜,地层倾角 20°~40°左右。在此平缓的单斜内发育着数排鼻状构造和局部圈闭构造(图 1)。

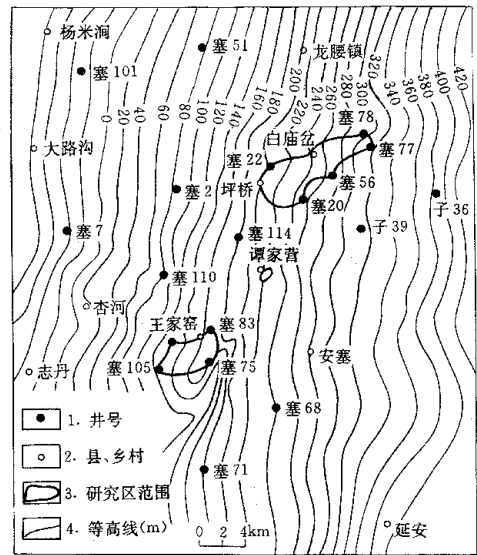


图 1 研究区地理位置及延长组长 6 砂层顶面起伏图

Fig. 1 Position of the studied area and top surface structure of Chang6 reservoir of Yanchang Formation

对于注水开发油田其采收率为注入水波及系数与驱油效率的乘积。驱油效率的高低直接影响了油层采收率。坪桥区、王窑区为安塞油田的两个区块,研究在注水开发中两区块的驱油效率以及其制约因素具有重要的实际意义,研究结果可用于指导油田生产,以提高整个油层的采收率。

① 张世富等,安塞特低渗油田的开发试验,科研报告,长庆石油勘探局,1990。

# 1 储层特征

## 1.1 岩石学特征

坪桥区长6油层属三角洲平原分流河道沉积,地层厚90~105 m。储层岩性为长石细砂岩,石英含量19.6%,长石46.9%,岩屑11.1%。细砂占67.2%,中砂和粉砂分别占9.3%和22.5%,粒径0.1~0.25 mm,粒度集中于0.15~0.21 mm,平均粒径0.203 1 mm。颗粒分选中等,呈半定向一定向排列,圆度差,薄膜孔隙胶结,胶结物含量为12.8%。

王窑区主要含油层为 $G_1$ 上部地层。储集层为厚层块状砂岩。属三角洲前缘水下分流河道及河口坝沉积砂体。岩性特征为浅灰、浅灰绿色与灰褐色或长石细砂及粉细砂岩。石英含量20%~30%,长石含量45%~60%,各类岩屑及重矿物含量10%左右,颗粒呈半定向一定向排列。胶结物占5%~20%,胶结类型以薄膜孔隙为主。全区粒度变化不大,粒度分选中等。

据研究<sup>①</sup>,安塞三角洲长石与石英比值(F/Q)、重矿物、粒度中值有如下特点(表1),F/Q、粒度中值由北部向南部减小。反映了安塞三角洲受北东向水系的控制,属北东向物源体系。坪桥区、王窑区分别位于安塞油田最北、最南鼻褶带上,受北东向物源沉积体系的控制,坪桥区的平均石英含量低于王窑区,

表1 长6期安塞三角洲岩石学特征

Table 1 The petrological feature of Chang6 stage in Ansai delta

	F/Q	重矿物组合/%			粒度中值/mm
		A	B	C	
北部	2.55	7.2	45.0	47.8	0.20
	2.49~2.60				0.20~0.20
南部	2.41	7.3	44.6	48.1	0.18
	2.17~2.51				0.16~0.21

注:A-锆石、金红石、电气石组合;B-楣石、帘石组合;C-石榴子石组合;  
平均值  
区间值

而坪桥区的平均长石含量高于王窑区,坪桥区的粒度中值大于王窑区。

## 1.2 成岩及孔隙演化特征

延长组砂岩的主要成岩变化和成岩序次见表2。在沉积作用的基础上,成岩作用及其差异性控制储层性质变化的主要地质营力<sup>①</sup>。一个油田范围内,同一套储层经历了相同的埋藏史和成岩演化史,在构造幅度不大时,同一套储层一般处于同一成岩阶段。然而不同储层岩石,由于所处沉积相带不同,其原岩结构和矿物组成可以不同,特别是岩石结构可以有很大差别。因此不同原岩结构和矿物组成,虽然经历了相同的成岩史,但相同成岩作用对孔隙改造程度可以很不相同,因而表现出不同特征的孔隙演化史<sup>[1]</sup>。坪桥

区、王窑区长6油层虽然同属安塞三角洲沉积,但它们在沉积相上有一定差异(如1.1中所述)。造成他们在岩石结构上、矿物成份上、粒度等情况上的不同。因而坪桥区、王窑区长6油层尽管经历了相同的成岩史,但它们很可能表现出不同的孔隙演化史。据研究<sup>②</sup>,坪桥区、王窑区长6油层在相同的成岩史下,储层的孔隙变化有所不同,最终体现在储层孔隙结构及物性上的差异。从表3中数据可以明显看出,坪桥、王窑长6储层经历一系列的成岩作用之后,物性上产生了明显的差异,且坪桥区的物性明显差于王窑区。

## 1.3 储层孔隙结构特征

坪桥区长 $G_1$ 砂层组为浊沸石溶孔较发育的颗粒溶孔—剩余原生粒间孔—浊沸石溶孔组合,面孔率5.36%,浊沸石溶孔2.92%,浊沸石溶孔占面孔率的54.5%,次为剩余原生粒间孔和颗粒溶孔,合计占面孔率的45.5%,储层性质次于浊沸石溶孔发育带。

坪桥区长6储层经受强烈的成岩作用<sup>②</sup>,颗粒之间以短线接触为主,个别呈长线接触,孔隙度降低,并改变了原来的孔隙结构,导致孔隙类型复杂化。据铸体薄片及压汞资料分析知,孔隙直径为13.04~219.00  $\mu\text{m}$ ,集中分布于14.6~27.2  $\mu\text{m}$ ,中值孔隙直径22.48  $\mu\text{m}$ 。孔隙分选差(分选系数20.63),孔喉分选差(分选系数2.208),最大喉道半径0.730  $\mu\text{m}$ ,平均喉道半径0.288  $\mu\text{m}$ ,其中:中粗喉5%,中细喉40%,微细喉55%。坪桥区长6油层主力油层为长 $G_1$ ,其平均孔径小,仅23.1  $\mu\text{m}$ ,最大孔径217.6  $\mu\text{m}$ ,分选性极差,分选系数20.75,孔隙以孔径小于29.2  $\mu\text{m}$ 的小孔为主<sup>③</sup>。长 $G_1$ 储层喉道也小,平均喉道半径0.16  $\mu\text{m}$ ,分选系数2.28,最大喉道半径3.75  $\mu\text{m}$ ,中值喉道半径0.128  $\mu\text{m}$ 。

王窑区长 $G_1$ 砂层组为浊沸石溶孔发育的颗粒溶孔—剩余原生粒间孔—浊沸石溶孔组合,具高面孔率、高浊沸石溶孔的特点,面孔率和浊沸石溶孔分别达6.46%和3.62%(几个地区平均值),浊沸石溶孔占面孔率的56%,次为剩余粒间孔和颗粒溶孔,合计占面孔率的44%,储层微孔较坪桥区低。据压汞资料分析知,孔喉分选差,分选系数2.0~2.87。平均喉道半径0.23  $\mu\text{m}$ ,一般0.137~0.372  $\mu\text{m}$ ,平均孔径23.3  $\mu\text{m}$ ,一般11.5~41.3  $\mu\text{m}$ 。

① 朱国华等. 陕西安塞地区上三叠系延长组以上储层孔隙结构演化及其特征研究. 科研报告, 长庆石油局, 1998.

② 张世富等. 安塞油田坪桥区开发方案. 科研报告, 长庆石油勘探局, 1994.

③ 长庆勘探开发研究院. 安塞油田坪桥区区长6储层特征及产能评价. 研究报告, 1994.

表2 延长组成岩作用序次及阶段划分

Table 2 The Yanchang Formation's diagenetic sequence and stages

成岩作用	R <sub>o</sub> / %		阶段			
	无机成岩阶段	有机成岩阶段	0.6	0.7	1.0	成熟—高成熟过渡
	早成岩	晚成岩 A				
压实、压溶					----	
自生绿泥石析出					----	
浊沸石充填、交代					----	
石英加大、析出					----	
长石加大、钠长石晶出					----	
方解石、铁方解石充填、交代					----	
生油岩中有机酸、碳酸生成					----	
长石岩屑溶蚀					----	
云母、绿泥石溶蚀					----	
浊沸石溶蚀					----	
自生高岭石析出					----	
生油岩中液态烃生成					----	
应力微裂缝形成					----	

表3 坪桥、王窑长6<sub>1</sub>砂层成岩和孔隙演化\*

Table 3 The Chang6 reservoir's diageneses and pore evolution in Wanyao and Pingqiao

地 区	砂体成岩类型	早 成 岩							晚 成 岩							物 性			面孔率演化		
		原生孔隙度 / %	压实损失的孔隙度 / %	压实后剩余的孔隙度 / %	绿泥石、石英、长石胶结损失的孔隙度 / %	浊沸石胶结损失的孔隙度 / %	胶结后溶蚀前剩余的孔隙度 / %	度 / %	浊沸石溶蚀产生的孔隙度 / %	长石等颗粒溶孔 / %	次生孔隙度总量 / %	溶蚀后的孔隙度 / %	碳酸盐胶结损失的孔隙度 / %	碳酸盐胶结后的剩余孔隙度 / %	溶蚀后剩余浊沸石 / %	孔隙度 / %	面孔率 / %	微孔隙 / %	渗透率 × 10 <sup>-3</sup> / μm	溶蚀前面孔率 / %	溶蚀后面孔率 / %
坪桥	集轻度溶型 浊沸石富	35	16.2	18.8	1.9	8.1	8.8	3.4	1.6	5.0	13.8	1.0	12.8	4.7	12.8	5.8	7.0	2.69	1.8	6.8	5.8
王窑	强溶型 浊沸石	35	16.7	18.3	2.1	6.2	10.0	4.5	2.1	6.6	16.6	1.2	15.4	1.7	15.4	7.2	8.2	3.62	1.8	8.4	7.2

\* 据朱国华, 1998

## 2 试验模型及试验流体

本试验共采回岩芯 27 块, 在保持原岩芯的各类性质和孔隙结构的条件下, 经洗油、烘干、切片、磨平等工序做成了 36 块真实砂岩微观孔隙模型, 其中坪桥区 11 块, 王窑区 25 块。模型尺寸为 2.5cm × 2.5 cm, 模

型的厚度为 0.5 mm ±; 模型承压能力为 0.2 Mpa; 耐温能力 200 °C; 加压耐温能力 100 °C 左右。

试验用的模拟油是变压器油加煤油配制而成, 试验用的水是实际地层水及注入水。为了试验过程便于观察, 油中加入了少量油溶红, 水中加入了少量甲基兰。流体参数见表 4。

表4 试验流体参数

Table 4 The parameter of experiment fluid

流体	地层油	地层水	注入水
粘度/MPa·s	2.3	0.703	0.611

表6 坪桥区、王窑区长6油层孔隙结构及物性对比表

Table 6 Comparison of Chang6 reservoir's pore structure and physical property between Wangyao and Pingqiao

地区	面孔率	微孔占	平均孔隙	中值半径	孔隙度	渗透率
	/%	/%	半径/ $\mu\text{m}$	/ $\mu\text{m}$	/%	/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
坪桥	5.8	54.7	23.1	0.128	12.8	2.67
王窑	7.2	53.2	23.3	0.22	15.4	3.62

### 3 试验结果与讨论

#### 3.1 结果

为了对王窑及坪桥区长6油层的驱油效率进行评价,利用两区块的真实砂岩微观孔隙模型进行了微观油水两相渗流试验。试验结果见表5。

表5 王窑区、坪桥区驱油效率对比表

Table 5 Comparison of oil displacement efficiency between Wangyao and Pingqiao

地区	实验压力	注入倍数	驱油效率	模型数
	/MPa	/PV	/%	/个
坪桥	0.05	3.0	30.48	11(7)*
王窑	0.03~0.05	3.0	40.34	2(21)

\* 括号内为选择进行统计的模型个数

#### 3.2 讨论

从表2看出,同为长6储层,平均驱油效率却差距很大。在复杂多孔介质内部的两相渗流,两相渗流的方式、被驱替相残余的多寡、驱替效率的高低无疑受来自以下几个方面的影响<sup>[2]</sup>:多孔介质本身的性质、孔隙空间流体的性质、流体与多孔介质之间的性质及两相渗流过程中各种力的作用。各种因素的差异均可能在某种程度上造成驱替效果的差异。也就是说最终驱替效果的好坏是多种因素共同作用的最终表现,但在特定地区其主导因素可能因地而异。分析认为坪桥区与王窑区驱油效率差异主要来自以下几个方面:

##### 3.2.1 储集岩的孔隙结构

在实验中观察到水驱油之后仍残留在孔隙空间的残余油绝大部分是由注入水绕流形成的,而绕流产生的根本原因是孔隙结构的微观非均质性,所以二区块长6油层的孔隙结构特征,特别是孔隙结构的非均质情况是造成二区块驱油效率差异的主要因素。二区块长6储层由于所处沉积相带的不同,造成了它们在岩石学特征上的不同,进而在相同的成岩史下它们的孔隙演化特征产生了明显的差异,最终造成了在孔隙结构特征上的差异、物性上的差异(表6)。

可以看出,坪桥区的面孔率低于王窑区,而微孔所占比例却高于王窑区;二者平均孔隙半径相差不大,但中值半径王窑比坪桥区块将近大一倍。我们知道在孔

隙空间的流体渗流,喉道半径的大小起着控制作用,从二区块长6油层的物性也可看出(表3、表6),坪桥区的孔隙度、渗透性均低于王窑区。总之,王窑区比坪桥区储层物性好,在室内微观模型试验表现为王窑区水驱油入口压力比坪桥区低,在生产上也有同样的表现。但大量生产实践及室内试验均表明,物性好的储层(模型)未必有好的驱替效果,物性差的储层(模型)也可能有较好的驱替效果。孔隙介质中的两相驱替效果除受孔喉粗细的表现——岩石物性影响外,岩石的孔隙结构特征,特别是孔隙结构的非均质性起着重要作用。我们在显微镜下对各油层的均质情况进行了仔细观察,发现坪桥区长6油层模型的孔隙结构非均质非常严重,岩性致密不均,导致孔隙结构分布不均,产生了大孔隙及小孔隙相互包围的景观,甚至岩性致密之处,似乎颗粒之间相互粘接,“粘死”孔道,而王窑区长6油层模型镜下观察,岩性分布较均匀,且孔喉分布也较均匀。产生这种现象的原因应与王窑区的稳定矿物石英多于坪桥区、不稳定矿物长石少于坪桥区有关,且王窑区的岩屑含量也少于坪桥,加之后期强烈的成岩作用,使坪桥区长6油层的孔隙结构发生了严重的改造。由于坪桥区长6油层的这种严重的孔隙结构非均质性,导致了该区块在水驱油模型试验中,注入水呈大范围绕流,被注入水绕过的大片面积的油残留下来形成残余油,驱油不彻底,驱油效率低;而王窑区长6油层的孔隙结构较坪桥区均质,在水驱油模型试验中,注入水波及全面,注入水发生的是小范围的绕流,驱油效率高。

##### 3.2.2 压力及润湿性因素

水驱油压力的大小及加压的方式都会影响驱油效率<sup>[3]</sup>。在进行两区块驱油效率比较中,为了排除压力因素的影响,严格按相同的压力及相同的加压方式对二区块模型进行水驱油试验,故造成坪桥区与王窑区长6油层驱油效率的差异可排除压力因素的影响。

润湿性的不同直接影响了水驱油方式和残余油的形态及类型。在试验中我们观察到二区块在水驱油过程中水驱油方式相同,即均主要以活塞式水驱油,残余油的形态及类型也是相近的,这些现象表明了二区块

油层润湿性一致。从而在驱油效率影响因素中可忽略润湿性的影响。

#### 4 结论

坪桥区与王窑区长 6 油层由于岩石学这特征的差异,在后期成岩作用下,造成了孔隙结构及物性上的差异。坪桥区长 6 油层的孔隙结构微观非均质性比王窑区强,而其物性差于王窑区。

坪桥区及王窑区长 6 油层孔隙结构的差异是造成它们驱油效率差异的根本原因。坪桥区孔隙结构非均

质严重,注入水发生大范围绕流,驱油效率低;王窑区孔隙结构非均质较弱,注入水发生小范围绕流,驱油效率高。

#### 参 考 文 献

1. 裘亦楠,陈子琪.油藏描述[M].北京:石油工业出版社,1996.130~134
2. 罗蛰潭.油层物理[M].北京:地质出版社,1985.191~198
3. 朱玉双.安塞油田水驱油机理研究.跨世纪科学文集[C].西安:陕西科学技术出版社,1996.440~443

## Analysis of Oil Displacement Efficiency of Chang6 Reservoir in Wangyao and Pingqiao Areas of Ansai Oilfield

ZHU Yu-shuang QU Zhi-hao KONG Ling-rong  
CHEN Rong LI Jin-feng

(Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069)

#### Abstract

Reservoir's recovery percentage of oil is equal to the injected water's sweeping efficiency in macro and the oil displacement efficiency of the injected water in micro. So the final reservoir's recovery percentage of oil can be affected by the oil displacement efficiency.

Ansai oilfield is a typical low permeability oilfield. Its reservoir is Yanchang formation of Triassic system and the oil is mainly reserved in Chang6 reservoir of Yanchang formation. Pingqiao and Wangyao are located in the north and the south of Ansai oilfield. The study about the oil displacement efficiency of Chang6 reservoir in the two areas has practical significances.

According to the study it can be seen that the different petrologic feature leads to the difference in pore structure and petrophysical property between the two areas under the later diageneses. The results are that the heterogeneity of pore structure in Pingqiao is more serious than in Wangyao and the petrophysical property in Wangyao is better than in Pingqiao.

The natural sandstone micromodels are made with sampled cores. Using the micromodels, the displacement experiments of oil and water have been done. Experimental results indicate that oil displacement efficiency of the Chang6 reservoir in Wangyao (40.34%) is higher than in Pingqiao (30.48%). The difference of pore structure, especially the difference of heterogeneity of pore structure is the reason that leads to the great difference of oil displacement efficiency between Wangyao and Pingqiao.

**Key words** oil displacement efficiency reservoir's heterogeneity micromodel