

文章编号:0253-9985(1999)04-0333-03

## 靖安油田长6、长2油层驱油效率影响因素\*

朱玉双,曲志浩,孔令荣,陈蓉,李劲峰

(西北大学地质系,陕西西安710069)

**摘要:**对靖安油田长6、长2油层砂岩模型的水驱油实验表明,长6、长2油层虽然在物性上差异较大,但它们的最终驱油效率相差不大;实验还表明无水期结束之后的继续水驱油,长6油层的驱油效率有较大提高(25.79%),而长2油层的驱油效率则提高较小(4.32%)。影响靖安油田长6、长2油层驱油效率的主要因素是储层的孔隙结构、润湿性和注入水加压方式。

**关键词:**驱油效率;孔隙结构;润湿性;加压方式

**第一作者简介:**朱玉双,女,30岁,讲师(硕士),石油地质

**中图分类号:**P618.13 **文献标识码:**A

靖安油田位于陕西省靖边县与志丹县境内,1983年开始勘探,近几年投入开发,在侏罗系延安组延8、延9、延10及三叠系延长组长2、长4+5、长6等6个油组中不同程度见到了油气显示。

## 1 试验

为了进行靖安油田长6、长2油层驱油效率对比,特取岩芯制作真实砂岩孔隙模型,共制模型34个,其中长6油层22个,长2油层12个。真实砂岩模型基本上保持了原岩芯的各种性质及孔隙结构等特征;模型尺寸为2.5 cm×2.5 cm,厚度为0.5 mm,承压能力为0.2 MPa,耐温能力为200℃,加压耐温能力为100℃左右。利用真实砂岩模型在室内进行了油水相互驱替渗流试验,流体参数见表1。试验过程中,流体的渗流特征及残余油形态可以直接进行显微观察。

表1 流体参数

Table 1 Parameters of experiment fluid

| 流体       | 长2地层水 | 长6地层水 | 注入水   | 地层油 |
|----------|-------|-------|-------|-----|
| 粘度/mPa·s | 0.611 | 0.703 | 0.611 | 2.3 |

试验表明长6、长2油层最终驱油效率相差不大(表2)。长2油层无水期与最终期驱油效率相差不大,而长6油层无水期与最终期驱油效率相差较大(表3)。也就是说,模型出口(油井)见水后,继续进行水驱油,长6模型(油层)还会有相当一部分原油被驱替出来,而长2油层驱出油量较少。

表2 物性及驱油效率对比表

Table 2 Comparison of physical property and oil displacement efficiency

| 油层 | 孔隙度/% | 渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$ | 实验压力/MPa  | 注入倍数/PV | 驱油效率/% | 模型数/个   |
|----|-------|-----------------------------|-----------|---------|--------|---------|
| 长6 | 12.6  | 1.5                         | 0.04~0.05 | 1.5~3.0 | 37.85  | 22(12)* |
| 长2 | 16.9  | 20.6                        | 0.05      | 1.5     | 39.5   | 12(7)   |

\*括号内为选择统计的模型数

表3 无水期与最终期驱油效率比较

Table 3 Comparison of oil displacement efficiency between water-free period and final period

| 油层 | 无水期     |        | 最终期     |        | 差值      |        | 模型数/个 |
|----|---------|--------|---------|--------|---------|--------|-------|
|    | 压力/MPa  | 驱油效率/% | 压力/MPa  | 驱油效率/% | 压力/MPa  | 驱油效率/% |       |
| 长6 | 0.033 3 | 18.47  | 0.033 3 | 35.28  | 0       | 16.81  | 3     |
|    |         |        | 0.048 9 | 44.26  | 0.015 6 | 25.79  |       |
| 长2 | 0.048 1 | 35.18  | 0.048 9 | 39.5   | 0.000 8 | 4.32   | 7     |
|    |         |        |         |        |         |        |       |

## 2 影响因素分析

在多孔介质内部的水驱油过程中,水驱油的方

式、水驱油之后残余油的形态、类型、数量即驱油效率的好坏受以下几方面的影响<sup>[1]</sup>:岩石本身的性质、油水的性质、油水与岩石表面的物理化学性质及外界因素(如温度、压力等)。任何一种因素的差异都可引起驱油效率的差异,驱油效率是多种因素

\* 长庆油田项目资助

收稿日期:1999-05-19

共同作用的结果。试验研究认为,影响靖安油田长6、长2油层驱油效率的主要因素有以下几个方面:

### 2.1 储层的孔隙结构

据铸体薄片\*,长6油层平均面孔率5.6%,其中粒间孔占总面孔率66.1%,长石溶孔占16.1%,浊沸石溶孔占5.4%,岩屑溶孔占5.4%,其他粒内孔占7.1%,平均孔径65  $\mu\text{m}$ 。毛管压力曲线反映出孔喉分选较差,平均分选系数3.07,正负偏态都有,一般为0.04~0.73,平均歪度0.53,平均排驱压力0.49 MPa,中值半径0.19  $\mu\text{m}$ 。长2油层含油区主要分布在靖安油田东部,但东部无压汞资料,从北部、中部收集到的样品分析可知,平均面孔率16.6%,其中粒间孔占总面孔率的86.1%,长石溶孔占10.2%,岩屑溶孔占2.4%,其他粒内孔占1.2%,平均孔径160  $\mu\text{m}$ 。孔喉分选差,平均分选系数4.34,歪度0.55,中值半径0.85  $\mu\text{m}$ 。

从上述两油层的孔隙结构特征可以看出,长2油层的面孔率、粒间孔占总面孔率的比例、平均孔径及中值半径均大于长6油层,从而表现了长2油层的物性好于长6油层(表2)。但长2油层的孔喉分选系数(4.34)高于长6油层(3.07),表明长2油层的孔隙结构微观非均质程度较长6油层强。在显微镜下可明显观察到长6油层岩石颗粒大小均匀,孔隙喉道细小,孔隙结构较均质,在水驱油过程中,注入水沿多条路线向出口前进,并且在驱替过程中注入水的渗流网络不断扩大,最后残余油呈小簇状,为注入水小范围绕流而形成。长2油层岩石颗粒大小混杂,孔隙结构微观非均质性较长6油层强,在水驱油时,由于其孔隙喉道较粗,注入水在压力的作用下,较均匀地进入岩石孔隙空间,但因其孔隙结构非均质性较强,在水驱油过程中,注入水绕流频繁,从而制约了其驱替效果的提高,造成靖安长2油层虽然是孔隙大、喉道粗,但并未有明显高出长6油层的驱油效率(表2)。长6油层尽管孔隙、喉道均较长2油层细小,但其驱油效率与长2油层较接近(表2)。这些实验结果反映了孔隙结构的微观非均质性对驱油效率的影响。

岩石的孔隙结构特征不但影响了油层最终期驱油效率,还影响了各油层的无水期前后驱油效率。研究发现,长2油层无水期驱油效率较高为35.18%,与同压下单期驱油效率相差小(4.32%);

长6油层无水期驱油效率为18.47%,与同压下单期驱油效率相差16.81%,与升高压力下终期驱油效率相差大(25.79%)。经实验观察发现,长2油层虽然孔喉分选性较长6油层差,但由于其孔隙喉道较粗,在水驱油过程中,注入水沿着比较多的相互连通的大孔道快速渗流,水相能够比较快地在孔隙介质中达到稳定的状态,即注入水所流动的网络易于快速形成,这样在无水期结束时,注入水水流网络已稳定或接近于稳定。无水期之后的继续驱替,注入水水流网络无或改变不大,也就没有或只有少量油被驱替出来,这对最终驱油效率的提高是不利的,造成无水期前后的驱油效率相差不大。长6油层孔喉的分选性虽然较长2油层好,但其孔隙与喉道均较长2油层细,可能正是由于这一原因,使得长6油层模型,在一定压力下的流动状态稳定时间较长,实验中清楚地观察到,长6油层模型无水期结束之后的继续驱替,在压力没有改变的情况下,注入水水流网络仍在不断扩大,可以将更多的油驱出来,这对最终驱油效率的提高是非常有利的;加大压力后,注入水可进入更细小的孔隙空间,将油驱出。从而看出,两油层无水期与终期驱油效率的关系仍是受各自孔隙结构特征的影响。

### 2.2 储层的润湿性

在实验中利用水驱油方式、小孔道中油水弯液面的形态、油水分布特征及油水自吸速度情况判断长6、长2油层的润湿性,结果是长6油层为中性到弱亲水,长2油层的亲水性明显较长6油层强,这与岩芯测定结果相一致。油层的润湿性与两相驱替的方式、残余油的形态关系密切,从而也会影响两相驱替的效果。

水驱油方式与岩石的润湿性、孔道大小有关,一般随亲水性增强,孔道变粗,注入水越易发生非活塞式水驱油<sup>[2]</sup>。实验中观察到,长6油层注入水在孔道中主要以活塞式水驱油,驱油彻底;而长2油层与长6油层相比,注入水在孔道中非活塞式水驱油增多,使注入水所达孔道驱油不彻底,造成驱油效率有所降低。引起两油层驱油方式不同的根本原因是它们的润湿性及孔隙结构特征的不同。长6油层为中性到弱亲水,且孔隙喉道均较细小,易发生活塞式水驱油;而长2油层亲水性增强,且孔隙喉道均较粗,易发生非活塞式水驱油。

实验中观察到,长6、长2油层模型在水驱油之后,残余油的形态相似,如簇状油块、滴状残余

\* 长庆石油勘探局.靖安油田整体开发方案.1997

油、膜状残余油及盲端孔隙中残余油。两油层残余油的绝大部分均是以簇状油块存在。长2油层模型水驱油之后,孔道中滴状残余油比长6油层多,但长6油层膜状残余油较长2油层多。显然这是由于它们润湿性的不同造成的。长2油层因亲水性强,加上其孔道较粗,在水驱油过程中,非活塞式驱油方式增多,在非活塞式水驱油中,注入水往往在某一薄弱环节将油卡断,从而增加了滴状残余油形成的概率。长6油层由于亲水性较弱,加之孔道较细,注入水在孔道中多为活塞式驱油,在有些亲油孔道中,水驱油之后往往留下一层油膜,形成膜状残余油。

从上述讨论可知,储层的润湿性影响了两油层的水驱油方式,影响了残余油的形态,所以说润湿性也是影响两油层驱油效率的重要因素。

### 2.3 注水压力

注入水加压方式的不同,最终驱油效率也会不同。经研究表明,逐渐升高注入水压力会比骤然升高注入水压力的驱油效率高近10个百分点<sup>[3]</sup>。长6油层参与统计的12个模型中的7个模型,在水驱油时是采取骤然升压,即将压力从0直接升至0.05 MPa左右进行驱油。还有3个模型是逐渐升压,如表3中的3个模型,注入水压力从0升至0.03 MPa左右进行驱替,最后才将注入水压力升

高至0.05 MPa左右驱油。这3个逐渐升压模型的最终驱油效率高(表3),使整体(12个模型)的平均驱油效率有所提高。而长2油层参与统计的7个模型均为骤然升压,即注水压力直接从0升至高0.05 MPa左右进行驱替,使整体驱油效率下降。从而不难看出,加压方式的不同,也是影响驱油效率不可忽视的因素。

## 3 结论

(1)靖安油田长6、长2油层物性相差大,但二者最终驱油效率相差不大。长6油层无水期驱油效率与最终期驱油效率相差较大(25.79%),而长2油层相差较小(4.32%)。

(2)靖安油田长6、长2油层驱油效率的影响因素主要是储层的孔隙结构、润湿性和注入水加压方式,建议油田采取逐渐升高注入水压力的方式进行开采,以利于高效地采出地下原油。

### 参 考 文 献

- 1 罗登潭. 油层物理[M]. 北京:地质出版社,1985. 191~198
- 2 曲志浩,孔卫,倪方天,等. 风化店油田火山岩油藏微观模型自吸水驱油研究[J]. 石油学报,1992,13(3):52~61
- 3 朱玉双,曲志浩,孙卫,等. 安塞油田水驱油机理研究[C]. 见:姚远,张惠民,廉振民. 跨世纪科学文集. 西安:陕西科学技术出版社,1996. 440~443

## EFFECTIVE FACTORS OF OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY IN CHANG-6 AND CHANG-2 RESERVOIRS, JING'AN OILFIELD

Zhu Yushuang    Qiu Zhihao    Kong Lingrong    Chen Rong    Li Jinpeng

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

**Abstract:** Displacement experiments of oil by water of Chang-6 and Chang-2 reservoir models in Jing'an Oilfields were made. The results indicate that their final oil displacement efficiency differ very little though they have differences in physical properties, and there is greater increase in oil displacement efficiency of Chang-6 reservoir (25.79%) than that of Chang-2 reservoir (4.32%) after water-free period. The major factors affecting their oil displacement efficiency are the pore structure, the wettability, and pressure increasing way of injected water of the reservoirs.

**Key words:** displacement efficiency; pore structure; wettability; pressure increasing way