

蟠龙油田 F110 井区延长组储层微观非均质性模拟

陈杰¹, 周鼎武²

1. 中国石油大学(华东)地球资源与信息学院, 山东东营 257061

2. 山东科技大学地质科学与工程学院, 山东青岛 266510

摘要 通过真实砂岩微观孔隙模型实验, 对储层内油、水两相流体的微观渗流机理进行模拟, 以求更深层次地了解研究区延长组砂岩储层的微观非均质性及其对剩余油分布的影响。分析认为, 研究区延长组储层的微观非均质性很强, 且存在储层物性越好, 其微观非均质性越强的特点, 成岩作用和孔隙结构是影响微观非均质性的主要因素。实验表明, 微观非均质性是影响水驱油效果和剩余油形成的内因。在充分认识研究区延长组砂岩储层 4 种主要孔隙类型的基础上, 根据实验结果, 建议相应地制定 3 类注水开发方案, 剩余原生粒间孔隙型和次生溶蚀孔隙型归为一类, 微裂缝型一类, 自生矿物晶间微孔隙型一类。

关键词 蟠龙油田; 延长组; 储层微观非均质性; 真实砂岩微观孔隙模型

中图分类号 P588.21

文献标识码 A

文章编号 1000-7857(2009)15-0048-04

Experiment Simulation of Micro-anisotropy of Yanchang Formation in F110-well Area in Panlong Oilfield

CHEN Jie¹, ZHOU Dingwu²

1. Faculty of Geo-resource and Information, China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong Province, China

2. College of Geological Science and Engineering, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266510, Shandong Province, China

Abstract Using an authentic sandstone micro-model, the flowing of oil and water was experimentally simulated in reservoirs. The micro-anisotropy was found to be an important factor in the distribution of remaining oil and the exploitation of the oilfield. The micro-anisotropy and its effect on the distribution of the remaining oil in Yanchang formation in the studied area are experimentally studied in this paper. The results show that the micro-anisotropy of Yanchang formation reservoirs is outstanding. A better quality of reservoirs is found to be related to more outstanding micro-

anisotropy. Diagenesis and pore structure are the most important factors for micro-anisotropy, which, in turn, is responsible for oil displacement and forming of remaining oil, directly due to fingering flow. There are four main types of pores. They are remaining primary pore, dissolution pore, micro-crack and the micro-pore among crystals. The flow characteristics of the four pore types are quite different. The studies on the four main types of pore structures for Yanchang formation reservoirs suggest that it is better to conduct waterflooding development based on the remaining primary pore type and the dissolution pore type; or based on the micro-crack type; or based on the type of micro-pore among crystals.

Keywords Panlong Oilfield; Yanchang formation; reservoir micro-anisotropy; authentic sandstone micro-model

蟠龙油田 F110 井区位于鄂尔多斯盆地陕北古坳陷的南端, 其上三叠统延长组砂岩是本区重要的含油层系, 自油藏投入开发以来, 存在着诸多问题, 其中储层非均质性是影响剩余油分布和油田开发的重要原因。在储层非均质性的研究中, 微观非均质性的研究一直属于难点。近年来, 在利用薄片、压汞等常规评价方法的基础上^[1-4], 真实砂岩微观孔隙模型实验成为研究储层微观非均质性的一种重要方法^[5-11], 本研究通过真实砂岩微观孔隙模型实验对储层内油、水两相流体的微观渗流机理进行模拟, 以求更深层次地了解研究区延长组砂岩储层的微观非均质性及其对剩余油分布的影响。

收稿日期: 2009-05-04

作者简介: 陈杰, 博士研究生, 研究方向为油气地质, 电子信箱: cj0543@163.com

1 材料与方法

真实砂岩微观孔隙模型实验是西北大学大陆动力学国家重点实验室的一项国家专利技术,能够通过可视化界面直观地展现储层内部两相流体的渗流特征。用岩心制作的真实砂岩微观孔隙模型较好地保存了岩心的孔隙结构,具有很强的真实性。

1.1 样品选择及模型制作

根据薄片和扫描电镜的观察结果,共挑选出 8 块油层样品进行本次实验(表 1)。在尽可能保持岩心样品的性质不受外界影响的情况下,经过切片、洗油、烘干、磨片和上胶合成等一系列严格的步骤制成真实砂岩微观孔隙模型。

表 1 样品参数						
Table 1 Statistics of parameters of the samples						
样品号	层位	原始含油饱和度/%	剩余油饱和度/%	油驱水入口压力/kPa	水驱油入口压力/kPa	驱油效率/%
F138-3	长 ₆	80	20	45	80	75
F87-2	长 ₂	95	10	60	115	89
F132-1	长 ₂	90	15	28.6	50	83
F142-1	长 ₆	45	30	30	45	33
L1-5	长 ₂	75	45	27	35	40
F85-3	长 ₄₊₅	30	—	160	—	—
F73-3	长 ₄₊₅	30	—	90	—	—
F111-1	长 ₂	80	—	190	—	—

注:“—”表示因水驱油入口压力超过仪器最大承受压力而无法获得实验数据。

Note: “—”means that no results cause the pressure in displacing water were beyond the max-pressure of experiment mechanisms.

1.2 仪器和材料

真实砂岩微观孔隙模型实验系统包括真实砂岩微观孔隙模型、抽真空系统、加压系统(最高 200 kPa)、显微观察系统(以显微镜为主,配有照相、录相系统)4 部分。实验用油是参照研究区原油物性使用机械泵油和煤油配制而成的模拟油,实验用水为蒸馏水。为便于观察,实验前在油中加入少量油溶红,在水中加入少量甲基蓝,使油呈现红色,水呈现蓝色。

1.3 操作流程

对模型抽真空并饱和水,抽真空应尽量彻底,饱和水要避免模型中产生气泡,以免产生较大误差;测量模型的渗透率;先后进行油驱水和水驱油两次流体驱替实验,观察实验现象,记录油驱水时入口压力、原始含油饱和度、水驱油时入口压力、剩余油饱和度并计算驱油效率;根据实验现象,进行分析解释。

2 结果与分析

实验所选 8 个真实砂岩微观孔隙模型包括了研究区延

长组储层砂岩的 4 种主要孔隙类型,即剩余原生粒间孔隙、次生溶蚀孔隙、微裂缝和自生矿物晶间微孔隙。亦即根据上述 4 种主要孔隙类型,相应地将实验中储层内两相流体的微观渗流特征划分为以下 4 种类型。

2.1 剩余原生粒间孔隙型

F138-3 和 F87-2 样品属于此种类型。以 F87-2 样品为例,通过扫描电镜观察到样品原生粒间孔隙发育,薄膜状绿泥石较多;常规薄片观察到样品胶结较致密,颗粒呈次棱角状-次圆状,分选中等,铁质胶结为主,少量的钙质、硅质胶结,有较多的剩余原生粒间孔隙,孔隙直径范围为 0.05~0.12 mm,属长石砂岩。油驱水时,入压为 60 kPa,油充满引槽约 4/5 后,即沿上、中、下 3 支路线迅速指状突进,波及模型 2/3 的范围,之后近于停滞,至 80 kPa 进入另一侧引槽,估得原始含油饱和度为 95%(图 1)。水驱油时,入压为 115 kPa,水缓慢进入引槽,水刚一进入模型既产生上、下 2 支突进路线(图 2),之后大部分时间驱替速度缓慢,最终估得剩余油饱和度为 10%。在 2 次驱替过程中,模型下端始终有部分区域流体无法波及,体现出样品的微观非均质性,剩余原生粒间孔隙的分布是影响流体相互驱替和剩余油分布的主要因素。

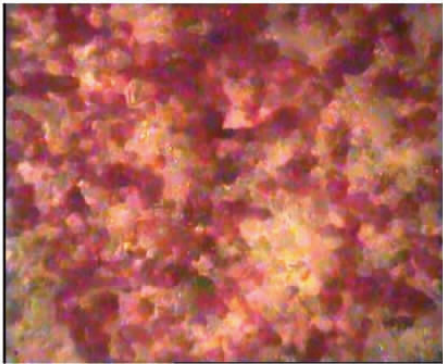


图 1 F87-2 油驱水后局部视域(40×)

Fig. 1 F87-2 part after displacing water (40×)

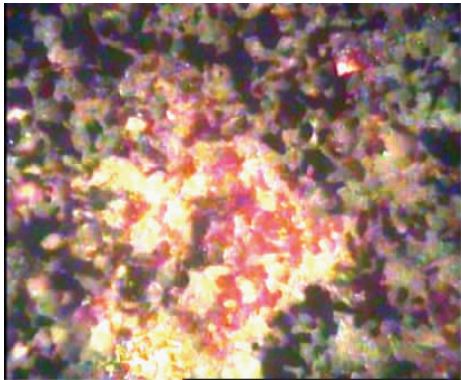


图 2 F87-2 水驱油后局部视域(20×)

Fig. 2 F87-2 part after displacing oil (20×)

2.2 次生溶蚀孔隙型

F132-1 样品属于此种类型。常规薄片鉴定,该样品胶结较致密,颗粒呈棱角状,分选差,以绿泥石薄膜式胶结类型为主,少量钙质、铁质胶结,属长石砂岩,且长石溶蚀孔隙比较发育。油驱水时,压力只加到 28.6 kPa,油便呈地毯式推进的方式迅速进入模型,并快速充满另一端引槽,估得原始含油饱和度为 90%(图 3)。水驱油时,入压为 50 kPa,水沿上、中、下 3 条路线呈指状迅速突进,再经过 2 次合并、分流的方式到达另一侧引槽(图 4),得到剩余油饱和度为 15%。水驱油后在岩石表面明显残留水的痕迹,驱油较完全。整个实验过程,模型中有 15% 面积一直无法被流体波及,存在大片剩余油,增加压力,驱油效果无明显改善。

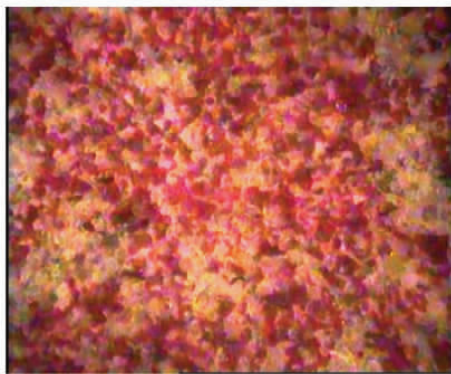


图 3 F132-1 油驱水后局部视域 (20×)

Fig. 3 A part of F132-1 after water displacement (20×)

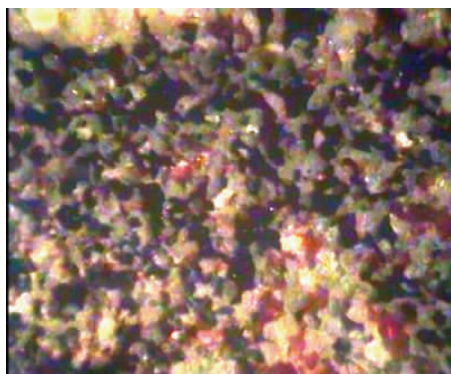


图 4 F132-1 水驱油后局部视域 (20×)

Fig. 4 A part of F132-1 after oil displacement (20×)

2.3 微裂缝型

F142-1 和 L1-5 样品属于此种类型。以 F142-1 样品为例:常规薄片鉴定,该样品胶结较致密,颗粒呈次棱角状,分选一般,存在多条微裂缝,主要以沸石胶结为主,其次是粘土矿物,然后是少量的硅质、铁质,属长石砂岩。油驱水时,入压为 30 kPa,油缓慢充满引槽后迅速沿微裂缝突进直至快速地运移出模型,之后保持压力,无新路线出现,继续加压则在微裂缝的周围有一些新的突破,而模型中的大部分面积一直没有受到流体波及,估得原始含油饱和度为 45%。水驱油时,入

压为 45 kPa,水进入模型后即沿微裂缝处快速突进驱油(图 5),并且随着压强加大,一直未出现新的驱油路线,估得剩余油饱和度为 30%。本样品剩余油较多,微裂缝是控制油水渗流路线分布的控制因素,注入水沿微裂缝窜流是剩余油形成的主要原因,增加压力对驱油效率几乎没有影响。

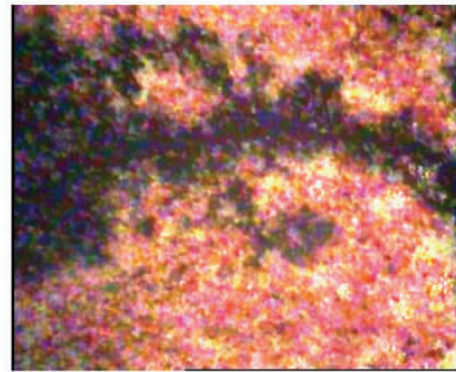


图 5 F142-1 水驱油后局部视域 (20×)

Fig. 5 A part of F142-1 after water displacement (20×)

2.4 自生矿物晶间微孔隙型

F85-3、F73-3 和 F111-1 样品属于此种类型。以 F73-3 样品为例:扫描电镜观察,该样品孔隙很少,以自生矿物晶间微孔隙为主,多见绿泥石和高岭石胶接;常规薄片鉴定,该样品颗粒呈次圆状,分选较差,属中-细粒石英砂岩。油驱水时,压力为 90 kPa 时油仅缓慢进入引槽下部,至 130 kPa 才缓慢地充满引槽进入模型(图 6),起初上、中、下均有小股流体向前渗流,最后只有模型下端的一支流体沿优势通道呈指状渗流出模型,估得原始含油饱和度为 30%。水驱油时,压力加至 200 kPa,水仍无法进入模型。该样品物性较差,油、水在样品中的渗透速度非常缓慢。

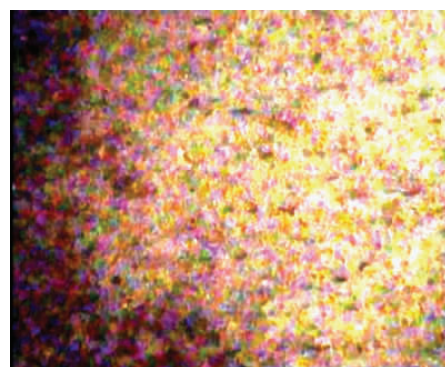


图 6 F73-3 油驱水后局部视域 (20×)

Fig. 6 A part of F142-1 after oil displacement (20×)

3 讨论

3.1 实验过程分析

1) 流体渗流过程中,指进现象普遍存在。主要原因为研究区延长组储层孔隙结构复杂,加之样品润湿性的差异,产生了不同的毛细管力。注入水在不同孔隙内会以不同速度推

进,产生指进现象。指进现象是剩余油形成的直接原因。

2) 实验结束后,所有模型中均出现 3 类区域:水驱油较完全区、剩余油较多区和油和水均未波及区。储层的微观非均质性是控制这 3 类不同区域形成和分布的内在因素。

3) 实验表明,对水驱油过程,当水达到入压值后,增加压力对扩大注入水的波及面积和提高驱油效率影响均不大;且压力增加不易过快,否则易引起窜流,导致剩余油的形成。

3.2 微观非均质性影响因素分析

通过分析真实砂岩微观孔隙模型实验中油水驱替过程的各种现象,认为影响研究区延长组储层微观非均质性的因素主要包括以下几点。

1) 成岩作用。研究区延长组储层成岩作用复杂,主要包括压实作用、溶蚀作用、胶结作用、交代作用和破裂作用。其中压实作用和胶结作用对原生孔隙的破坏,溶蚀作用对溶蚀孔隙的形成,破裂作用对微裂缝的形成都具有非常重要的意义,进而严重影响储层的微观非均质性^[12-15]。

2) 孔隙结构。孔喉的类型、大小、分布状态、分选程度和连通性都是影响驱替效果的重要因素,当孔喉大小差别较大时,还会出现孔间干扰,即流体趋向于沿大孔道渗流,小孔喉则波及不到。

3) 润湿性。亲水性有利于提高水驱质量;亲油性则有利于剩余油的形成。

4) 颗粒特征。不同的颗粒大小、形状、分选、排列及接触关系可形成渗透率的各向异性,影响储层的微观非均质性。

5) 微裂缝。微裂缝作为优势渗流通道,增加了储层的微观非均质性。它的存在使注入水的波及范围仅限于裂缝周围,减少了注入水的波及面积,易导致连片状剩余油的形成。

4 结论

1) 通过真实砂岩微观孔隙模型实验分析,认为研究区延长组储层砂岩的微观非均质性较强,且存在储层物性越好,其微观非均质性越强的特点。

2) 研究区延长组储层微观非均质性的影响因素包括成岩作用、孔隙结构、润湿性、颗粒特征和微裂缝等,其中成岩作用和孔隙结构是主要的影响因素。

3) 针对研究区延长组储层而言,微观非均质性是控制流体渗流特征和剩余油形成与分布的内因,指进现象是剩余油形成的直接原因。

4) 4 种主要孔隙类型内的流体渗流特征大不相同,建议相应制定 3 类注水开发方案:剩余原生粒间孔隙型和次生溶蚀孔隙型归为一类,微裂缝型一类,自生矿物晶间微孔隙型一类。

参考文献 (References)

- [1] 辛长静,何幼斌,董桂玉. 毛管压力曲线在储层微观非均质性研究中的应用[J]. 河南石油, 2006, 20(3): 57-59.
Xin Changjing, He Youbin, Dong Guiyu. *Henan Petroleum*, 2006, 20(3):

57-59.

- [2] 刘吉余,尹万泉,邱莎,等. 曙 22 块杜家台油层微观非均质特征[J]. 大庆石油学院学报, 1998, 22(3): 80-82.
Liu Jiyu, Yin Wanquan, Qiu Sha, et al. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 1998, 22(3): 80-82.
- [3] 高鹏,高胜利,汶锋刚,等. 鄂尔多斯盆地子长油田长 6 油层组非均质性研究[J]. 天然气勘探与开发, 2008, 31(3): 14-18.
Gao Peng, Gao Shengli, Wen Fenggang et al. *Natural Gas Exploration and Development*, 2008, 31(3): 14-18.
- [4] 张满郎,李熙,谢武仁. 鄂尔多斯盆地子山 2 段砂岩储层的孔隙类型与孔隙结构[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(4): 480-486.
Zhang Manlang, Li Xizhe, Xie Wuren, et al. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(4): 480-486.
- [5] 曲志浩,孔令荣. 低渗透油层微观水驱油特征[J]. 西北大学学报: 自然科学版, 2002, 32(4): 329-334.
Qu Zhihao, Kong Lingrong. *Journal of Northwest University: Natural Science Edition*, 2002, 32(4): 329-334.
- [6] 刘林玉,王震亮,柳益群. 鄂尔多斯盆地西峰地区长 8 砂岩微观非均质性的实验分析[J]. 岩矿测试, 2008, 27(1): 29-32.
Liu Linyu, Wang Zhenliang, Liu Yiqun. *Rock and Mineral Analysis*, 2008, 27(1): 29-32.
- [7] 刘林玉,王震亮,张龙. 鄂尔多斯盆地镇北地区长 3 储层微观非均质性的实验分析[J]. 沉积学报, 2007, 25(2): 224-229.
Liu Linyu, Wang Zhenliang, Zhang Long. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2007, 25(2): 224-229.
- [8] 邓瑞健. 深层高压低渗透油藏储层微观非均质性及其对开发的影响[J]. 油气地质与采收率, 2002, 9(4): 48-50.
Deng Ruijian. *Oil & Gas Recovery Technology*, 2002, 9(4): 48-50.
- [9] 宋广寿,高辉,高静乐,等. 西峰油田长 8 储层微观孔隙结构非均质性与渗流机理实验[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2009, 39(1): 53-59.
Song Guangshou, Gao Hui, Gao Jingle, et al. *Journal of Jilin University: Earth Science Edition*, 2009, 39(1): 53-59.
- [10] 刘林玉,王震亮,高潮. 真实砂岩微观模型在鄂尔多斯盆地泾川地区长 8 砂岩微观非均质研究中的应用[J]. 地学前缘, 2008, 15(1): 80-84.
Liu Linyu, Wang Zhenliang, Gao Chao. *Earth Science Frontiers*, 2008, 15(2): 80-84.
- [11] 刘林玉,王震亮. 真实砂岩微观模型实验在白豹地区长 4+5 砂岩微观非均质研究中的应用[J]. 矿物学报, 2008, 28(1): 55-60.
Liu Linyu, Wang Zhenliang. *Acta Mineralogica Sinica*, 2008, 28(1): 55-60.
- [12] 柳益群. 陕甘宁盆地东部上三叠统含油长石砂岩的成岩特点及孔隙演化[J]. 沉积学报, 1996, 14(3): 87-96.
Liu Yiqun. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1996, 14(3): 87-96.
- [13] 赵跃华. 王集油田储层孔隙结构及微观非均质性研究[J]. 石油勘探与开发, 1992, 19(4): 96-106.
Zhao Yuehua. *Petroleum Exploration and Development*, 1992, 19(4): 96-106.
- [14] 罗静兰,张小莉,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 Jinglan, Zhang Xiaoli, Zhang Yunxiang, et al. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2001, 19(4): 541-547.
- [15] 张金亮,司学强,梁杰,等. 陕甘宁盆地庆阳地区长 8 油层砂岩成岩作用及其储层性质的影响[J]. 沉积学报, 2004, 22(2): 225-232.
Zhang Jinliang, Si Xueqiang, Liang Jie, et al. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2004, 22(2): 225-232.

(责任编辑 吴晓丽)