

姬塬延安组储层水驱油效率及影响因素

孙 卫 何 娟

(西北大学, 陕西西安 710069)

应用真实砂岩微观模型对樊家川、元城油田侏罗系延9、延10油层两相驱替过程进行了观察、研究。实验结果表明: 研究区微观砂岩模型无水期驱油效率低; 驱油效率与注入水入口压力成反比, 而与渗透率成正比; 樊中区驱油效率为三个区块中最高的, 延9-2为延9油层组三个小层中驱油效率最高的; 影响驱油效率的主要因素是驱替压力、渗透率、孔隙结构非均质性和视孔喉体积比。

关键词 姬塬 延安组 微观模型 驱油效率 渗透率 非均质性

第一作者简介 孙 卫 男 46岁 副教授 石油地质与油田开发地质学

1 地质概况

樊家川油田(樊中区、樊西区)及元城油田(元东区)位于陕北斜坡带甘陕古河北侧、姬塬古隆起南斜坡。

樊西区位于斜坡带樊家川鼻隆起西部的环县鼻状构造带上, 东为樊家川残丘, 储集层侏罗系延安组延9油层组为河流相沉积, 岩性为浅灰褐色细-中-粗粒长石岩屑质石英砂岩, 以原生粒间孔为主, 岩芯分析平均孔隙度16.4%, 平均空气渗透率 $106.22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。樊中区主力储层延9油层组为长流辫状河, 岩性为细-粗粒(含砾)长石岩屑质石英砂岩, 为复合孔隙类型, 平均有效孔隙度16.4%, 平均空气渗透率 $88.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 渗透率级差56.3。

元城油田位于姬塬古隆起南坡东侧坪庄残丘的东南斜坡带, 含油层系延安组延10油层组为河流相块状砂岩, 岩性为灰白-灰褐色长石岩屑质石英砂岩, 孔隙类型为复合孔隙型, 岩芯分析平均孔隙度为17.0%, 平均空气渗透率 $455.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其中渗透率在 $100 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的占42.5%, 代表油层渗透率的主体, 渗透率级差7.4~399。

2 实验过程

本次实验主要是通过真实砂岩模型来直接观察油水两相驱替过程。实验过程为: 采集目的层天

然岩芯, 通过特殊工艺制成真实砂岩模型, 首先用面积统计法统计原始含油饱和度(S_{oi})和束缚水饱和度; 再以水驱油统计残余油饱和度(S_{or})和残余水饱和度(S_{wr}), 计算驱油效率。利用真实砂岩模型加上全息扫描录像, 能逼真、直观地再现两相驱替过程中流体的运动状况及残余油分布规律。

3 延9、延10油层组微观模型水驱油特征

(1) 无水期驱油效率低, 模型出口见水快。实验发现, 微观模型在注水后, 部分模型注水推进速度快, 水驱前缘推进很不均匀, 注入水主要沿阻力小的大孔道形成通道, 并迅速到达模型出口端, 从而导致无水期驱油效率特别低。元城油田的模型23-1及模型31-1, 无水期驱油效率仅为21.95%及18.45%, 其它两个区块无水期驱油效率也比较低。

(2) 驱油效率与注入水入口压力成反比, 而与模型渗透率成正比。实验结果表明, 不同水驱油倍数(P_v)驱油效率与注入水入口压力及渗透率皆存在上述关系。孔隙结构研究发现, 延安组油层有效喉道半径与渗透率之间成正相关, 因此, 注入水入口压力越低, 则渗透率越高, 其最大喉道半径也越大, 大孔喉相对多, 驱油效率高。

(3) 模型注入二倍于孔隙体积($2P_v$)的水后, 驱油效率提高甚微。实验发现, 模型 $1P_v$ 注入水时驱油效率提高最快, 樊西区 $1P_v$ 驱油效率为三个区中最低的, 也达36.15%。而 $2P_v$ 结束时, 驱

油效率提高就缓慢多了,所有模型中, $2P_v$ 提高最快的为模型 25-1, 提高 17 个百分点, 其它模型平均提高近 5 个百分点, 部分模型如樊中区的模型 12-3 和元东区的模型 24-1, 提高不到 1 个百分点。 $3P_v$ 时驱油效率提高就更少了, 部分模型驱油效率已近乎不变, 平均驱油效率比 $2P_v$ 提高 2.45 个百分点。因此, 可以认为在研究区以 1~2 倍于孔隙体积注入水时驱油效率提高最快, 二倍以后速度明显变缓。

(4) 三个区块中, 樊中区的驱油效率最高, 其次为元东区, 樊西区最低(表 1)。

延 9 油层组的三个小层中, 延 9-2 的平均驱油效率最高, 为 55.36%, 延 9-3 次之, 延 9-1 最低(表 2)。

表 1 研究区驱油效率对比表

Table 1 Comparison of displacing oil efficiency in study area

油田	模型个数	$K/10^{-3}\mu\text{m}^2$	水驱油压力/MPa	$S_{or}/\%$	$\frac{E_o/\%}{1P_v \quad 2P_v}$
樊西	8	25.12	0.012	36.25	36.15 40.52
樊中	6	25.45	0.011	47.16	47.16 49.11
元东	15	23.56	0.015	44.74	44.74 47.90

表 2 延 9 油层组各小层驱油效率对比

Table 2 Comparison of displacing oil efficiency between the layers of Yan-9 oil layerset

层位	模型个数	$K/10^{-3}\mu\text{m}^2$	水驱油压力/MPa	$S_{or}/\%$	$\frac{E_o/\%}{1P_v \quad 2P_v}$
延 9-1	3	18.95	0.012	42	30.8 —
延 9-2	8	28.70	0.013	32.37	48.8 55.36
延 9-3	3	22.41	0.011	40.5	29.27 34.53

4 水驱油原理

微观分布的剩余油是指当水驱过程终了时, 在宏观上已被注水波及驱扫空隙中的剩余油^[1]。实验发现微观剩余油主要有以下两种形成方式: 一种是微观指进、绕流形成的残余油。这种残余油主要是由微观孔隙结构非均质性造成的, 即连通好的大孔隙群迅速被水淹, 驱油效率高, 而大面积连通不好的小孔隙群则被注入水绕过, 形成斑状或网状残余油。这种方式一般形成的残余油比较多。另一种是微观水淹区内由于非活塞式驱油及卡断形成的残余油。非活塞式驱油多发生在大孔隙中, 形成孤岛状残余油, 而卡断则主要形成在细喉道处, 形成少量残余油。这两种方式形成的残余油一般较分散。

另外由于润湿性转变等原因在孔隙边缘、盲端、死孔隙、矿物解理缝中或粗糙不平的颗粒表面也会形成少量剩余油^[2]。

5 影响水驱油效率的因素

5.1 驱替(注入)压力对驱油效率的影响

压力的提高在最初可以拓宽、增加水的流动能力, 扩大注入水波及面积, 提高驱油效率。但达到一定程度后, 即注入水已在模型中形成较为稳定的渗流通道, 且模型出口端已见水后, 则驱替压力的提高仅能提高水的流动速度, 而对驱油效率提高甚微, 例如元东区的模型 24-2, $1P_v$ 结束时, 驱油效率为 60.95%, 压力为 0.026 MPa, 后压力升高至 0.054 MPa, $2P_v$ 结束时驱油效率仅提高 1.08%^[3]。因此, 驱替(注入)压力只能在一定的范围内提高驱油效率。

5.2 孔隙结构非均质性及渗透率对驱油效率的影响

孔隙结构非均质性是影响驱油效率最重要的因素之一。镜下观察发现, 非均质性弱的模型如元东区的模型 31-2、26-2, 特别是模型 26-2, 渗透率为 $18.96 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其颗粒分选好, 孔喉分布均匀, 油驱水油柱连续, 水驱油过程中, 水驱前缘推进均匀, 并未出现明显的连通水道或指进, 故其注入水波及面积大, 最终驱油效率高达 71.9%; 而另一模型 33-1, 模型渗透率为 $20.54 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 由于微观非均质性强, 致使其 $3P_v$ 驱油效率仅为 31.57%, 驱到 $5P_v$ 也仅为 43.52%。

以上现象也可以从压汞实验曲线中得到解释。由图 1 可以看出, 在渗透率相差不大的情况下, 如樊中区喉道分选系数与退汞效率呈反消长关系, 即喉道分选越差, 退汞效率越低, 与上述实验结果相符。而在元东区, 当分选系数小于 3.5 时符合上述关系, 当分选系数大于 3.5 后则与上述关系不符, 部分分选差但渗透率特别高的样品退汞效率仍然很高。例如元东区延 10-2 小层实测渗透率最高为 $587 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品, 其退汞效率为 18.99%, 高于该层平均退汞效率(12.32%), 这主要是因为其渗透性是由少数连通的大孔喉提供的, 而大孔喉的出现无疑会使以小孔喉为主的样品分选变差。

总之, 在渗透率相差不太大的情况下, 孔隙结构非均质性越强, 则驱油效率越差; 而在分选差不多的情况下, 其驱油效率在很大程度上取决于渗透率的大小, 渗透率越高, 则驱油效率越高。例如延

9 的三个小层分选差不多,延 9-2 的平均渗透率最高(表 3),其中 75 $\varnothing$ 大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 故其驱油效率也高(表 2); 而延 9-1, 44 $\varnothing$ 的样品渗透率都小于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其驱油效率也低。

5.3 视孔喉体积比对驱油效率的影响

研究区孔隙结构参数统计结果表明,视孔喉体积比越大,则退汞效率越低(图 2),表 1 中樊中区驱油效率较元东区高的原因就是因为在樊中区的视

孔喉体积比小于元东区的视孔喉体积比(表 3)。这主要是因为视孔喉体积比越大,则在退汞过程中(即润湿相驱替非润湿过程中),非润湿相越易卡断形成残余油,故驱油效率也越低。

另外,在元东区,方解石及粘土矿物吸附沥青质充填孔隙严重,沥青作为重油组分,不仅堵塞喉道,而且还会改变油层微观润湿性,增加油流阻力,降低驱油效率。

表 3 孔隙结构参数对比表
Table 3 Comparison of pore structure parameters

油田	层位	$\phi/\varnothing$	$K/10^{-3} \mu\text{m}^2$	P_d/MPa	P_{50}/MPa	$\gamma/\mu\text{m}$	分选系数	变异系数	退汞效率/ $\varnothing$	视孔喉体积比
樊中	9-1	14.96	25.00	0.20	2.22	0.57	2.51	0.29	37.38	1.72
	9-2	15.39	51.48	0.08	0.75	1.29	2.81	0.31	32.10	2.19
	9-3	14.78	34.00	0.09	1.08	1.13	3.08	0.34	28.63	2.49
元城	10-1	16.41	152.41	0.10	4.07	2.49	3.19	0.38	14.60	4.41
	10-2	16.95	447.33	0.08	0.29	4.18	3.47	0.46	12.32	6.97

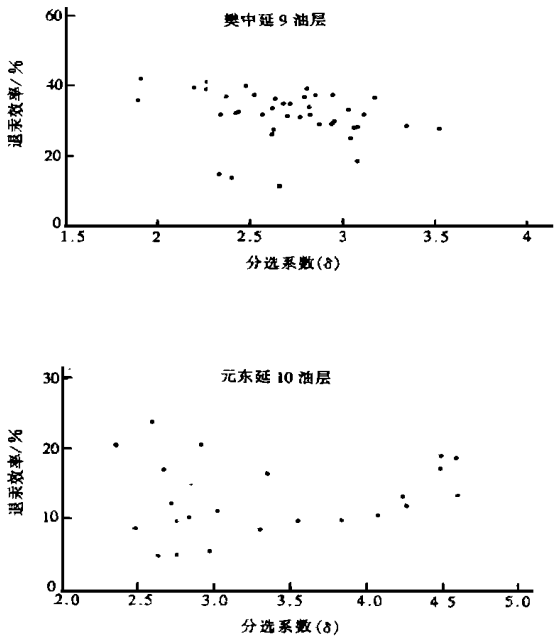


图 1 分选系数与退汞效率关系图

Fig. 1 Relationship between grading factor and retreating-mercury efficiency

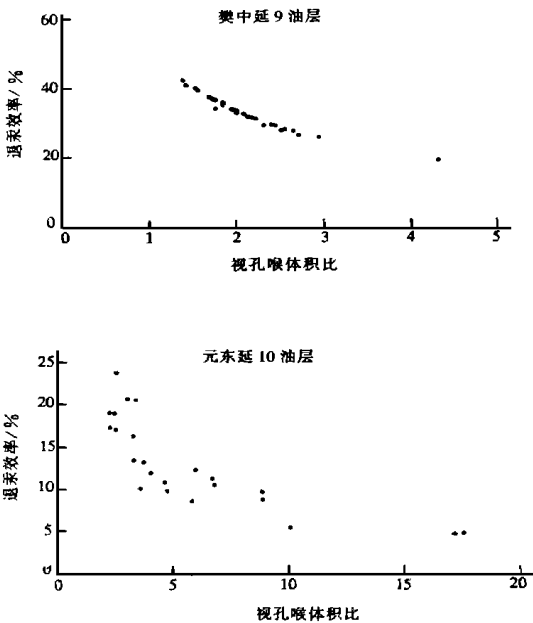


图 2 视孔喉体积比与退汞效率

Fig. 2 Relationship between ratio of apparent pore-throat volume and retreating-mercury efficiency

6 结论

(1) 姬塬南坡侏罗系延安组储集层无水期驱油效率低; 驱油效率与注入水入口压力成反比, 而与渗透率成正比; 三个区块中, 樊中区驱油效率最高,

元东区次之, 樊西区最低; 延 9 油层组的三个小层中, 延 9-2 驱油效率最高, 延 9-3 次之, 延 9-1 最低。

(2) 微观剩余油主要是由绕流、非活塞式驱油及卡断等方式形成。

(3) 影响水驱油效率的主要因素是压力、渗透率、孔隙结构非均质性及视孔喉体积比。

参 考 文 献

1 巢华庆, 许运新. 大庆油田持续稳产的开发技术. 石油勘探与开

发, 1997, 24(1) : 34~ 38
2 孙卫, 曲志浩. 砂岩微观孔隙模型在安塞油田水驱油机理研究中的应用. 见: 中国石油天然气总公司开发生产局, 编. 低渗透油田开发技术, 北京: 石油工业出版社, 1994
3 何娟, 孙卫, 谢东宁. 元城油田水驱油效率研究. 西北大学学报 (自然科学版), 1997, 27(增刊) : 460~ 463

DISPLACING EFFICIENCY AND AFFECTING FACTORS OF RESERVOIRS
IN YAN’ AN FORMATION, JIYUAN REGION

Sun Wei He Juan
(Northwest University, Xi’ an, Shaanxi)

Abstract

Based on the true micromodels of sandstone, the two-phase displacing process of oil by water of the Jurassic Y-9 and Y-10 oil reservoirs in Fanjiachuan-Yuancheng oilfields was observed. The results show that the displacing efficiency was in inverse proportion to the entering pressure and direct proportion to permeability. The displacing efficiency of Fanzhong area and Y-9~ Y-2 substratum were the best among the three zones and the three substratums of Y-9 reservoirs respectively. The main factors that affecting the displacing efficiency are drive pressure, permeability, the micro-heterogeneity of pore structure and apparent pore-throat volume ratio.

Key Words: Ji yuan Yan, an Formation micromodel displacing-oil efficiency permeability heterogeneity

(上接第 14 页)

REVIEWING THE RESERVOIR MODEL OF LOWER PERMIAN
GAS POOLS IN SICHUAN BASIN

Lu Zhengyuan Chen Liguan Wang Honghui
(State Lab. of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploration, Chengdu College of Technology, Chengdu, Sichuan)

Abstract

The tubular cave system resulted from erosion in Dongwu stage are the main reservoir space of Lower Permian limestone reservoirs in Sichuan Basin. The cave system were burried first, then filled up and eroded and finally reformed by Himalayan tectonic fractures. The geological model of the reservoirs could be described as a combination of tubular caves system of Dongwu stage and Himalaya tectonic fracture network. It is proposed that the place where Dongwua stage cave system developed and the place where uncline and syncling developed should be taken as furthur exploration areas.

Key Words: fissure-cave reservoir model paleo-karst Carbonate rock Sichuan Basin