

注水开发并非安塞油田长₆ 油层 低采收率的主要原因

朱玉双 孔令荣 曲志浩 孙 卫 刘保军
(西北大学, 陕西西安 710069)

安塞油田是一特低渗油田,长₆ 油层组是其主力油层组,开采之初即进行了注水开发。从 1986 年至 1996 年,长₆ 油层地层温度下降了 2.18~ 4.11℃,原油粘度增加了 0.094~ 0.177 mPa·s。模拟实验结果表明:长₆ 油层注水开发后,原油粘度最大限度(地温从 50℃降至 20℃)不会增加到 3.4 mPa·s,因此,注水开发对长₆ 油层采收率的影响甚微。

关键词 注水开发 模拟实验 驱油效率 安塞油田

第一作者简介 朱玉双 女 28 岁 讲师(硕士) 石油地质

安塞油田是一特低渗油田,长₆ 油层组是主力油层组。据岩芯水驱油试验,长₆ 油层平均驱油效率为 42.3%,通过其它方法预测的油层采收率最高未超过 26%。众多油田实际观测表明^[1~2],长期向油层注入大量冷水,就有可能在一定范围和一定程度上引起油层温度的降低,给油田开采带来一定的不利影响。那么具体到长₆ 油层是否如此,我们进行了初步研究。

1 油层降温及流体粘度的变化

1.1 油层降温率

据 145 口试井资料统计,长₆ 油层的地层温度随注水过程发生了变化,从 1987 年至 1992 年平均温降率为 0.218℃/a (表 1)。据 28 口连续测温的单井数据,可以得到各单井的平均温降率为 0.411℃/a (表 2), (为消除测定失真,故除去了塞 29-3 井、王 15-9 井)。

表 1 长₆ 油层温度逐年变化数据

年 份	1987	1988	1989	1990	1991	1992
年均地层温度/℃	43.43	43.13	42.13	42.92	43.00	42.12
统计井数/口	11	40	46	44	26	17

以上开发井统计结果表明,安塞油田长₆ 油层平均温降率为 0.218~ 0.411℃/a,从而可推算 1986 年到 1996 年,地层温度下降 2.18~ 4.11℃。注水井周围的温降率将更大,地层降温也将更严重。

表 2 单井温降率数据							℃/a
井 号	塞 6	塞 29-4	塞 29-2	塞 29-3	塞 121	塞 126	王 23- 10
温降率	0. 849	0. 257	0. 167	24. 062	3. 525	8. 938	-2. 149*
井 号	王 10- 12	王 11-20	王 11- 9	王 9- 9	王 13-10	王 13- 15	王 24- 7
温降率	0. 764	0	0. 313	0. 746	0. 514	-0. 814	0. 982
井 号	王 13- 17	王 14- 9	王 14- 11	王 14- 12	王 15- 9	王 16- 8	王 24- 8
降温率	-1. 818	-1. 770	1. 942	-1. 040	-3. 737	0	1. 983
井 号	王 17- 9	王 17-22	王 19- 013	王 19- 24	王 20- 11	王 21- 9	王 21- 15
降温率	-2. 372	0	0. 649	0	-0. 766	0. 789	-1. 032

* 负号为地温上升

1. 2 流体粘度变化

温度对油的粘度影响较大,而对水的粘度影响很小^[2],故在注水油层降温过程中,可以认为水的粘度是基本不变的。

长₆ 油层脱气原油在不同温度下粘度的变化率,我们测定为 1. 355 mPa•s/ 10 ℃(表 3), 长庆研究院测定为 1. 51 mPa•s/ 10 ℃, 二者平均为 1. 43 mPa•s/ 10 ℃。从而可计算出 1986 年至 1996 年,长₆ 油层脱气原油粘度将增加 0. 31~ 0. 59 mPa•s。倘若温度从 50 ℃降至 20 ℃,则脱气原油粘度将增加 4. 29 mPa•s。

表 3 长 ₆ 油层脱气原油粘度与温度关系									
温度 T/ ℃	20	25	30	35	40	45	50	55	60
粘度 μ_o / mPa•s	8. 46	8. 22	7. 60	6. 55	5. 43	4. 86	4. 55	3. 98	3. 04

高压油样的温粘关系数据表明(表 4), 长₆ 油层原油粘度随温度的平均变化率为 0. 43 mPa•s/ 10 ℃。1986 年至 1996 年间,开发井周围地层温度下降 2. 18~ 4. 11 ℃,地层原油粘度将增加 0. 094~ 0. 177 mPa•s; 若地层温度从 50 ℃降到 20 ℃,则原油粘度增加1. 29 mPa•s。

表 4 地下原油粘度与温度关系				
井 号	油 层	温度/ ℃	粘度/ mPa•s	平均变化率 mPa•s/ 10 ℃
杏 3- 9	长 ₆ ^{1,3}	30	2. 79	0. 48
杏 3- 9	长 ₆ ^{1,3}	35	2. 53	
杏 3- 9	长 ₆ ^{1,3}	40	2. 23	
杏 3- 9	长 ₆ ^{1,3}	45	2. 06	
杏 3- 9	长 ₆ ^{1,3}	50	1. 79	
杏 3- 9	长 ₆ ^{1,3}	55	1. 59	0. 35
杏 16- 20	长 ₆ ^{1,2,3}	40	2. 40	
杏 16- 20	长 ₆ ^{1,2,3}	50. 8	2. 02	
杏 16- 20	长 ₆ ^{1,2,3}	60. 0	1. 70	0. 48
侯 1- 30	长 ₆	39. 5	2. 90	
侯 1- 30	长 ₆	50. 0	2. 33	
侯 1- 30	长 ₆	60. 0	1. 92	

据统计*,长₆ 油层 50 ℃时地面原油粘度为 4. 37 mPa•s, 地层原油粘度为 2. 1 mPa•s,即使温度从 50 ℃降至 20 ℃,地面原油粘度不会增到 8. 7 mPa•s,地层原油粘度也不会增到 3. 4 mPa•s。从而可预测安塞油田长₆ 油层注水降温(增粘) 对采收率影响不会很大。

2 模拟试验

2. 1 试验条件

试验虽然是在常温常压下进行,但配制了几种不同粘度的模拟油,用同一模型进行

水驱油试验,这样最终驱油效率只与模拟油、水的粘度比有关,而与孔隙结构无关。

* 北京石油勘探开发科学研究院,长庆研究院. 安塞油田长₆ 油藏开发可行性研究报告. 1988

试验使用的模拟水是由蒸馏水加甲基兰配制而成, 呈蓝色, 粘度为 $1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$; 使用的模拟油是用变压器油与长庆煤油配制而成, 加入了少量油溶红, 故呈红色。据长₆油层原油的温度与粘度关系, 分别配制了粘度为 $2.3 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, $3.07 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, $4.1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, $6.63 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 及 $8.37 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 五种模拟油。

2 2 结果与讨论

油的粘度越大, 即油水粘度比越大, 驱油效率或油田采收率将越低, 无论是岩芯试验, 或是微观砂岩模型试验均证明了这一观点^[3]。

我们的试验结果也与上述规律一致, 如模拟油粘度为 $8.37 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 的水驱油效率曲线一直处于最下方。几种较低粘度的驱油效率曲线则处于较高部位, 且互相交叉(图 1)。由于长₆油层原油粘度最大限度(地温从 50°C 降至 20°C)不会增加到 $3.4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 故安塞油田长₆油层降温, 致使流体粘度的增加, 对采收率有影响, 但影响甚微。

由上述分析可知, 油层在注水开发过程中, 油层降温引起油层流体粘度的变化, 是否一定会造成油层采收率的降低要作具体分析, 只有原油粘度升高到 $8.37 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时, 才会对水驱油效果产生不利的影响。

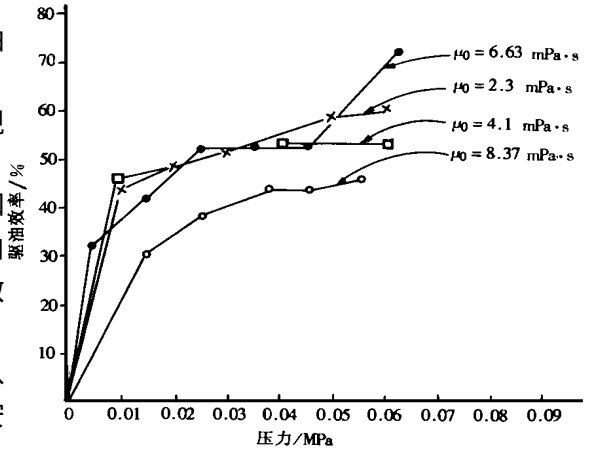


图 1 驱油效率曲线

参 考 文 献

- 1 王觉民, 陈学忠. 开发地质学. 哈尔滨: 黑龙江科学技术出版社, 1993. 110
- 2 周光辉, 王建设. 温度影响油水相对渗透率的机理. 石油学报, 1992, 13(3): 62~ 70
- 3 罗蛰潭. 油层物理. 北京: 地质出版社, 1985. 196~ 198

WATERFLOODING IS NOT THE MAIN CAUSE OF LOW RECOVERY EFFICIENCY OF CHANG-6 RESERVOIR IN ANSAI OILFIELD

Zhu Yushuang Kong Lingrong Qiu Zhihao Sun Wei Liu Baojun
(Northwest University, Xian, Shaanxi)

Abstract

Ansai Oilfield is a oilfield with particularly low permeability, Chang-6 oil reservoir is the main one. Waterflooding started in the early producing stage. The geotemperature decreased $2.18^\circ\text{C} \sim 4.11^\circ\text{C}$ from 1986 to 1996 AD., and crude oil viscosity increased $0.094 \sim 0.177 \text{ mPa}\cdot\text{s}$. Simulation result indicates that the maximum viscosity would not surpass $3.4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ (when geotemperature decreases from 50°C to 20°C) by waterflooding. It is considered that waterflooding has very little influence on Chang-6 reservoir recovery efficiency.