

二元复合驱流度控制作用效果及其合理流度比研究

牛丽伟¹, 卢祥国¹, 杨怀军², 张 杰², 李建冰³

(1. 东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室, 黑龙江大庆 163318; 2. 中国石油大港油田公司采油工艺研究院, 天津 300280; 3. 中国石油大庆油田有限责任公司第八采油厂, 黑龙江大庆 163514)

摘要:针对大港油田港西三区油藏, 研究聚合物-表面活性剂二元复合体系流度控制作用对驱替效果的影响, 考察二元复合驱合理流度(黏度)比的影响因素。结果表明:随油藏原油黏度、储层平均渗透率和渗透率变异系数增大, 流度控制作用对二元复合驱采收率的贡献率增加;与聚合物溶液相比较, 表面活性剂溶液流度控制作用效果较差, 它在储层内仍沿原水流通道流动, 仅靠降低通道内剩余油含油饱和度提高采收率, 增油效果较差;流度控制作用对二元复合驱采收率的贡献率超过 65%, 大港油田港西三区合理黏度比为 0.81~1.45。

关键词:二元复合驱; 流度控制; 洗油效率; 采收率; 黏度比; 流度比; 物理模拟

中图分类号:TE 357.46

文献标志码:A

Study on mobility control of polymer/surfactant oil-displacing agent and reasonable mobility ratio

NIU Li-wei¹, LU Xiang-guo¹, YANG Huai-jun², ZHANG Jie², LI Jian-bing³

(1. Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery of the Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China;
2. Oil Production Technology Research Institute, Dagang Oilfield, PetroChina, Tianjin 300280, China;
3. Eighth Oil Production Plant of Daqing Oilfield Limited Company, PetroChina, Daqing 163514, China)

Abstract: The oil reservoir in Gangxi III block of Dagang Oilfield was studied, in which the influence of the mobility control effect of polymer/surfactant (PS) on the flooding effect and the influencing factors of reasonable mobility (viscosity) ratio were investigated. The results show that with the increase of oil viscosity, average permeability and permeability variation coefficient, the contribution rate of mobility control to the oil recovery efficiency of compound flooding increases. Compared with polymer solution, the mobility control effect of surfactant solution is poor relatively. In this process, it still flowed along the primary channel of water flooding, and the oil recovery efficiency was only increased by reducing the remaining oil saturation of the channel, which resulted in the undesirable flooding effect. The mobility control contributes more than 65% to the oil recovery efficiency of PS flooding and the reasonable viscosity ratio of chemical oil-displacing agent to crude oil is between 0.81 and 1.45 for Gangxi III block of Dagang Oilfield.

Key words: polymer/surfactant flooding; mobility control; displacement efficiency; recovery efficiency; viscosity ratio; mobility ratio; physical modeling

大庆油田实施聚合物驱工业化应用,可以在水驱基础上提高采收率 10%,但聚驱后仍有约 50% 原油储量滞留储层^[1-3]。与聚合物驱相比较,三元复合驱增油降水效果更加明显^[4-6],采收率增幅高达 20%。但现有三元复合体系都需要添加强碱或弱

碱,碱可以使驱油剂与原油间实现超低界面张力,但也带来结垢、采出液乳化和聚合物溶液流度控制能力受到削弱等问题^[7-10]。近年来,无碱二元复合驱油技术受到重视^[11-16]。传统化学驱理论^[17]认为,扩大波及体积和提高洗油效率是化学驱提高采收率基

收稿日期:2013-09-22

基金项目:“十二五”国家油气重大专项(2011ZX05010-003);黑龙江省自然科学基金重点项目(ZD201312)

作者简介:牛丽伟(1979-),女,博士研究生,研究方向为提高采收率理论和技术。E-mail: niuliwei1979@163.com。

本途径^[18-19],针对大港油田港西三区油藏,笔者通过实验研究聚合物-表面活性剂二元复合体系流度控制作用对驱替效果影响,进行二元复合驱合理流度(黏度)比(μ_w/μ_o)影响因素研究。

1 实验条件

1.1 实验材料

聚合物为部分水解聚丙烯酰胺,相对分子质量 $2\,500\times10^4$,固含量 88%。表面活性剂为非离子型表面活性剂 DWS,有效含量为 40%。

原油取自大港油田港西三区,溶剂水依据大港油

田港西三区水质分析室内配制,其离子组成见表 1。

二元复合体系由注入水配制,岩心饱和地层水。岩心为石英砂环氧树脂胶结人造均质和非均质岩心^[20]。均质岩心渗透率分别为 300×10^{-3} 、 900×10^{-3} 和 $2\,700\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$,高、宽、长分别为 4.5、4.5、30 cm。非均质岩心包括高中低 3 个渗透层,高、宽、长分别为 4.5、4.5、30 cm,各个小层厚度 1.5 cm。岩心物性参数如表面润湿性、非均质性、平均渗透率和孔隙度等参数依据试验区油藏地质特征确定,主要物性参数设计见表 2。

表 1 水质分析
Table 1 Water quality analysis

水型	阳离子质量浓度 $c_+/(\text{mg} \cdot \text{L}^{-1})$			阴离子质量浓度 $c_-/(\text{mg} \cdot \text{L}^{-1})$			总矿化度
	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$\text{K}^+ + \text{Na}^+$	HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}	$C_T/(\text{mg} \cdot \text{L}^{-1})$
注入水	35	18	1 900	3 224	1 162	12	6 726
地层水	70	36	3 800	6 448	2 324	24	13 452

表 2 平均渗透率 k_a 、渗透率变异系数 V_k 和小层渗透率 k_g

Table 2 Average permeability (k_a), permeability variation coefficient (V_k) and sublayer permeability (k_g)

$k_a/10^{-3}\,\mu\text{m}^2$	渗透层	$k_g/10^{-3}\,\mu\text{m}^2$		
		$V_k=0.25$	$V_k=0.59$	$V_k=0.72$
500	低	330	100	60
	中	500	300	220
	高	670	1 200	1 220
900	低	600	200	100
	中	900	600	400
	高	1 200	1 900	2 200
1 300	低	900	300	140
	中	1 300	900	570
	高	1 700	2 700	3 200

1.2 仪器设备

采用 Brookfield 布氏黏度计测试黏度, TX500 旋滴界面张力仪测试界面张力,采用岩心驱替装置评价驱油效果。驱替装置包括平流泵、压力传感器、岩心夹持器、手摇泵和中间容器等,除平流泵和手摇泵外,其他部分置于 53 ℃ 恒温箱内。

1.3 方案设计

(1)考察聚合物、表面活性剂及其混合液聚合物-表面活性剂二元体系驱油效果。在 $k_a=900\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ 和 $V_k=0.59$ 二维纵向非均质岩心上进行聚合物溶液、表面活性剂溶液及其混合液聚合物-表面活性剂二元复合驱油实验。

(2)考察聚合物驱和二元复合驱驱油效果及其

影响因素。聚合物驱和二元复合驱驱油实验方案设计见表 3。

表 3 聚合物驱和二元复合驱驱油实验方案
Table 3 Experimental schemes of polymer flooding and polymer-surfactant flooding

原油黏度 $\mu_o/(\text{mPa} \cdot \text{s})$	平均渗透率 $k_a/10^{-3}\,\mu\text{m}^2$	渗透率变异系数 V_k	μ_w/μ_o	
			聚合物驱	聚合物-表面活性剂二元复合驱
20	500	0.25		
		0.59		
		0.72		
	900	0.25		
		0.59	0.6	0.6
		0.72		
1 300	1 300	0.25		
		0.59		
		0.72		

在原油黏度和岩心条件相同情况下,开展聚合物驱和二元复合驱油实验,合计 18 次实验,附加 9 次水驱空白实验,总计 27 次实验。水驱空白实验为岩心水驱至 $1.72V_p$ (V_p 为孔隙体积),其采收率作为其余方案采收率增幅的对比基础。化学驱实验为水驱至含水 98% + $0.38V_p$ 二元复合体系(或聚合物溶液)+后续水驱至含水 98%。

(3)黏度比对二元复合驱采收率影响研究。 μ_w/μ_o 对二元复合驱采收率影响实验中, $\mu_o=20\,\text{mPa} \cdot \text{s}$; $k_a=1\,300\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$; $V_k=0.59$; μ_w/μ_o 分别为 0.1、0.6、0.8、0.9、1.9、3.7、8.3。

(4)二元复合驱合理流度比(μ_w/μ_o)实验。二

元复合驱合理流度比实验方案内容设计见表 4。

表 4 二元复合驱合理流度比实验方案

Table 4 Experimental schemes of polymer-surfactant flooding with mobility ratio

原油黏度 $\mu_o/$ (mPa · s)	平均渗透 率 $k_a/$ $10^{-3} \mu m^2$	渗透率 变异系数 V_k	μ_w/μ_o							
20	500	0.25	0.1 0.6 0.8 0.9 1.9 3.7 8.3							
		0.59								
		0.72								
	900	0.25								
		0.59								
		0.72								
	1300	0.25								
		0.59								
		0.72								
	500	0.25								
		0.59								
		0.72								
	900	0.25								
		0.59								
		0.72								

通过改变聚合物浓度来调整二元复合体系黏度,进而获得不同的 μ_w/μ_o ,黏度比与平均渗透率 k_a 、渗透率变异系数 V_k 和原油黏度 μ_o 组成 144 次(18 组×8 次/组)实验(表 5)。在每组实验中,包含一次水驱空白实验,实验采用岩心水驱至 1.72 V_p ,其采收率作为其余方案采收率增幅计算的对比基础,剩余 7 次实验采用水驱至含水 98%+0.38 V_p 二元复合体系+后续水驱至含水 98%。

实验前,首先对二元复合体系或聚合物溶液进

表 5 采收率数据($\mu_o=20$ mPa · s,0.38 V_p)

Table 5 Experimental data of recovery ($\mu_o=20$ mPa · s,0.38 V_p)

序号	驱油剂组成 $c/(mg \cdot L^{-1})$		工作黏度	界面张力	含油饱和度	采收率 $R/\%$		采收率增幅
	聚合物	表面活性剂	$\mu/(mPa \cdot s)$	$\pi/(mN \cdot m^{-1})$	$S_o/\%$	水驱	化学驱	$\Delta R/\%$
1	—	—	0.8	—	71.5	28.0	—	—
2	850	—	11.2	—	71.6	27.2	41.6	13.6
3	—	2000	0.8	1.451	71.4	27.1	32.3	4.3
4	850	2000	11.1	1.624	71.3	27.0	47.1	19.1

从表 5 看出,3 种驱油剂中二元复合体系的采收率增幅最大,其次是聚合物溶液,最后是表面活性剂溶液。与聚合物溶液和二元复合体系相比较,表面活性剂溶液滞留水平低、洗油效率高,不仅不能增加流动阻力,而且导致注入压力降低(图 1)。因此,表面活性剂溶液注入岩心过程中仍沿原水流通(孔隙)流动,没有扩大波及体积作用,仅靠降低水

行预剪切,使其黏度保留率为 60%,然后用 25 μm 核孔滤膜进行过滤, μ_w/μ_o 为剪切后二元复合体系或聚合物溶液黏度与原油黏度的比值。

2 结果分析

流度是流体通过孔隙介质能力的一种量度,其数值等于流体的有效渗透率与黏度的比值。流度比提供了驱替过程中流体相对运动的量度,描述了驱替过程的效率。流度比(M)定义为驱替相的流度与被驱替相的流度之比,即

$$M=\lambda_d/\lambda_o=(k_d/\mu_d)/(k_o/\mu_o).$$
 (1)

式中, λ_d 为驱替液(二元复合体系)流度; λ_o 为被驱替液(原油)流度; k_d 为驱替液的有效渗透率; k_o 为被驱替液的有效渗透率; μ_d 为驱替液黏度; μ_o 为被驱替液黏度。

某一相流体的相对渗透率是指该相流体的有效渗透率与绝对渗透率的比值,即

$$K_{rd}=k_d/k; K_{ro}=k_o/k.$$
 (2)

式中, K_{rd} 为驱替相相对渗透率; K_{ro} 为被驱替相相对渗透率; k 为渗透率。

将式(2)代入式(1)得 $M=(K_{rd}/K_{ro})/(\mu_d/\mu_o)$ 。令 $M=X/(\mu_d/\mu_o)$,即流度比等于变量 X 与黏度比倒数的乘积。笔者通过改变二元复合体系与原油黏度比研究流度比对驱油效果的影响,并进一步分析流度控制对提高采收率的贡献。

2.1 聚合物、表面活性剂及其混合物驱油效果

聚合物溶液、表面活性剂溶液和聚合物-表面活性剂二元复合体系驱替实验结果见表 5。

流通道(孔隙)中剩余油饱和度,采收率增幅仅为 4.3%。进一步分析发现,二元复合驱采收率增幅大于单独聚合物驱与表面活性剂驱采收率增幅之和。由此可见,由于聚合物携带表面活性剂进入更多岩心孔隙,促使孔隙内含油饱和度降低,表面活性剂洗油作用得到发挥,产生了叠加效应。

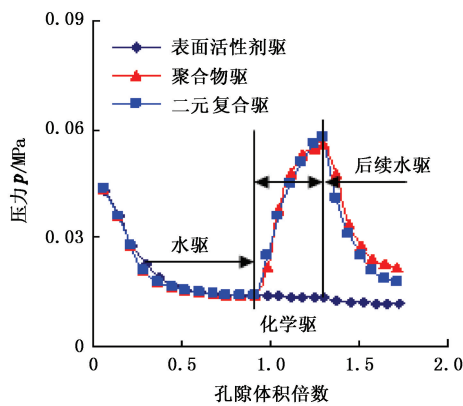


图 1 注入压力与孔隙体积倍数的关系

Fig.1 Relation of injection pressure and injection volume ratio in heterogeneous cores

2.2 岩心平均渗透率和非均质性的影响

聚合物溶液与二元复合体系相比较,其黏度相同即流度控制能力相当。因此,2 种驱油剂驱替实验采收率差异可认为是洗油效率不同造成的。为此,定义流度控制作用对二元复合驱采收率的贡献率为

$$\beta=\eta_{\text{聚驱}}/\eta_{\text{复合驱}}$$
式中, $\eta_{\text{聚驱}}$ 为聚合物驱采收率; $\eta_{\text{复合驱}}$ 为二元复合驱采收率。

在岩心平均渗透率 $k_g=500\times10^{-3}$ 、 900×10^{-3} 和 $1\,300\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ 以及渗透率变异系数 $V_k=0.25$ 、 0.59 和 0.72 条件下,流度控制作用对二元复合驱采收率的贡献率见表 6。

表 6 流度控制作用对二元复合驱采收率的贡献率

Table 6 Contribution rate of mobility control effect to polymer-surfactant flooding recovery

序号	$k_a/10^{-3}\mu\text{m}^2$	渗透率变异系数 V_k	采收率增幅 $\Delta R/\%$		采收率的贡献率 $f_R/\%$	
			聚合物驱	二元复合驱	聚合物驱	二元复合驱
1	500	0.25	11.7	16.8	69.6	30.4
2		0.59	12.8	18.1	70.6	29.4
3		0.72	14.7	19.3	76.2	23.8
4	900	0.25	12.8	18.2	70.3	29.7
5		0.59	13.6	19.1	71.2	28.8
6		0.72	15.8	20.3	77.8	22.2
7	1 300	0.25	13.4	18.9	70.9	29.1
8		0.59	14.5	20.0	72.5	27.5
9		0.72	16.7	21.0	79.5	20.5

从表 6 看出,随着 V_k 的增加,流度控制作用对二元复合驱采收率的贡献率增大,洗油效率的贡献率减小。随岩心平均渗透率增加,流度控制作用对二元复合驱采收率的贡献率增大。

2.3 黏度比的影响

在 $k_g=1\,300\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ 、 $V_k=0.59$ 、 $\mu_o=20\,\text{mPa}\cdot\text{s}$ 、 μ_w/μ_o 对二元复合驱采收率的贡献率计算结果见表 7。

表 7 黏度比对二元复合驱采收率的贡献率

Table 7 Contribution rate of viscosity ratio to polymer-surfactant flooding efficiency

序号	μ_w/μ_o	采收率增幅 $\Delta R/\%$		采收率的贡献率 $f_R/\%$	
		聚合物驱	二元复合驱	流度控制	洗油效率
1	0.1	10.0	15.3	65.4	34.6
2	0.6	14.5	20.0	72.5	27.5
3	0.8	15.7	21.3	73.7	26.3
4	0.9	16.1	21.8	73.9	26.1
5	1.9	17.4	23.3	74.7	25.3
6	3.7	18.5	24.6	75.2	24.8
7	8.3	19.7	25.9	76.1	23.9

从表 7 看出,随着 μ_w/μ_o 的增加,流度控制作用对二元复合驱采收率的贡献率增大,洗油效率的贡献率减小。

综上所述,在各种实验条件下,流度控制作用对二元复合驱采收率的贡献率都超过 65%。

2.4 二元复合驱合理流度比

(1)二元复合驱采收率及其影响因素。当原油黏度为 $20\,\text{mPa}\cdot\text{s}$ 、 $k_a=500\times10^{-3}$ 、 900×10^{-3} 和 $1\,300\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ 时,二元复合驱采收率增幅与 μ_w/μ_{oi} 和 V_k 的关系见图 2(a)。

从图 2(a)看出,在岩心平均渗透率和黏度比相同条件下,随渗透率变异系数增加,采收率增幅增大。在渗透率变异系数和黏度比相同条件下,随平均渗透率增加,采收率增幅增大。在平均渗透率和渗透率变异系数相同条件下,随黏度比增加,采收率增幅增大。

当原油黏度为 $40\,\text{mPa}\cdot\text{s}$ 、 $k_a=500\times10^{-3}$ 、 900×10^{-3} 和 $1\,300\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ 时,二元复合驱采收率增幅与 μ_w/μ_{o2} 和 V_k 的关系见图 2(b)。

由图 2 看出,各个参数对采收率增幅影响的规律都相似。当原油黏度从 $20\,\text{mPa}\cdot\text{s}$ 增加到 $40\,\text{mPa}\cdot\text{s}$ 后,采收率增幅绝对值减小。

(2)二元复合驱合理流度比。二元复合驱合理流度比确定包括以下几个步骤:①依据大港港西油田储层地质特征建立典型地质模型,确定储层地质储量;②综合室内岩心实验采收率增幅及其与已经完成矿场试验采收率增幅统计值间相关关系,确定采收率折算系数,进而确定增油量计算所需采收率值,计算不同方案的增油量和经济效益即产出值;③依据矿场聚合物和表面活性剂药剂价格、施工作业费和人工费等,计算不同方案所需投入费用;④计算

产出投入比,绘制产出投入比与黏度比关系曲线,见

图 3。

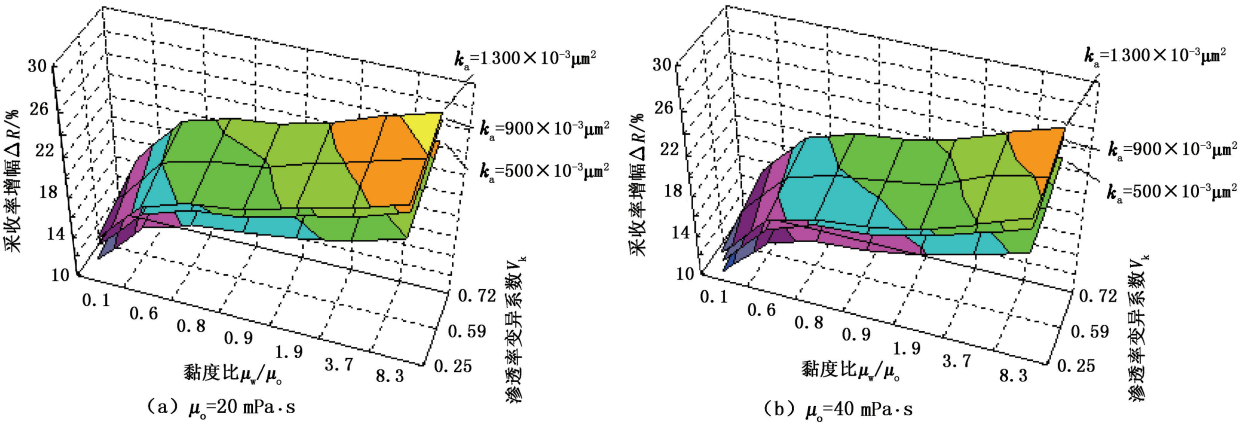


图 2 采收率增幅与黏度比和渗透率变异系数关系

Fig. 2 Relationship among recovery increment, viscosity ratio and permeability variation coefficient

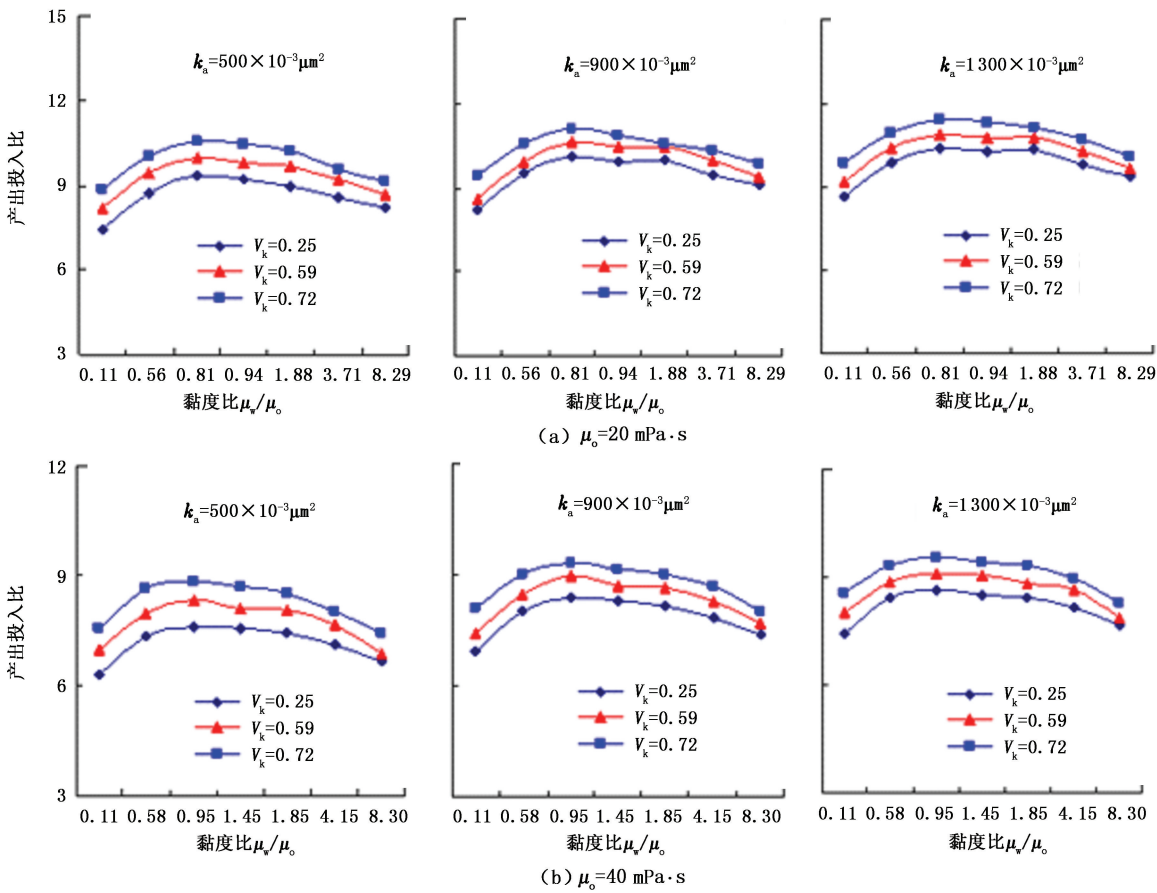


图 3 产出投入比与黏度比的关系

Fig. 3 Relation between ratio of output to input and viscosity

从图 3 看出,随黏度比的增加,产出投入比呈先升后降趋势,存在一个极大值范围即合理黏度比范围,该范围为 0.81 ~ 1.45。

在水驱和二元复合驱过程中,储层岩石孔隙内含油饱和度呈现不断变化态势,储层中位置不同或位置相同但时间不同,含油饱和度不同,其流度 k_w/μ_w 或 k_o/μ_o 也不同。笔者选取水驱结束即二元复合体系开始注入时刻来建立黏度比与流度比间关系,首先确定水驱结束时岩心平均含油饱和度,然后由大港油田港西开发区港 119 井明化镇组明三油组相渗曲线确定油水相渗透率,最后将黏度比转换为流度比。

从图 3 看出,随黏度比的增加,产出投入比呈先升后降趋势,存在一个极大值范围即合理黏度比范围,该范围为 0.81 ~ 1.45。

3 结 论

(1)随油藏原油黏度、储层平均渗透率和渗透率变异系数增加,流度控制作用对二元复合驱采收率的贡献率增大。

(2)流度控制作用对二元复合驱采收率的贡献率超过65%,是制约化学驱增油效果的主要矛盾。

(3)随黏度比增加,产出投入比呈先升后降趋势,合理黏度比为0.81~1.45。

参考文献:

- [1] 王德民,程杰成,吴军政,等. 聚合物驱油技术在大庆油田的应用[J]. 石油学报,2005,26(1):74-78.
WANG De-min, CHENG Jie-cheng, WU Jun-zheng, et al. Application of polymer flooding technology in Daqing Oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005,26(1):74-78.
- [2] 张晓芹,关恒,王洪涛. 大庆油田三类油层聚合物驱开发实践[J]. 石油勘探与开发,2006,33(3):374-377.
ZHANG Xiao-qin, GUAN Heng, WANG Hong-tao. Practice of tertiary-main layers polymer flooding in Daqing Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006,33(3):374-377.
- [3] 宋考平,杨二龙,王锦梅,等. 聚合物驱提高驱油效率机理及驱油效果分析[J]. 石油学报,2004,25(3):71-74.
SONG Kao-ping, YANG Er-long, WANG Jin-mei, et al. Mechanism of enhancing oil displacement efficiency by polymer flooding and driving effectiveness analysis[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004,25(3):71-74.
- [4] 卢祥国,戚连庆,牛金刚,等. 低活性剂浓度三元复合体系驱油效果实验研究[J]. 石油学报,2002,23(5):59-63.
LU Xiang-guo, QI Lian-qing, NIU Jin-gang, et al. Laboratory evaluation of flooding efficiency for ASP solution of lower surfactant and alkaline concentration in the Daqing Oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002,23(5):59-63.
- [5] 赵长久,鹿守亮,李新峰. 极限含水条件下三元复合驱及聚合物驱提高采收率效果分析[J]. 石油勘探与开发,2007,34(3):354-358.
ZHAO Chang-jiu, LU Shou-liang, LI Xin-feng. On the effectiveness of increasing oil recovery factors with ASP flooding and polymer flooding under the limit water-cut conditions[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007,34(3):354-358.
- [6] 刘义刚,卢祥国,张运来,等. 埕北油田弱碱三元复合驱可行性实验研究[J]. 海洋石油,2009,29(3):31-36.
LIU Yi-gang, LU Xiang-guo, ZHANG Yun-lai, et al.

Experimental study on feasibility of the weak base ASP flooding in Chengbei Oilfield[J]. Offshore Oil, 2009,29(3):31-36.

- [7] 刘东升,李金玲,李天德,等. 强碱三元复合驱硅结垢特点及防垢措施研究[J]. 石油学报,2007,28(5):139-141.
LIU Dong-sheng, LI Jin-ling, LI Tian-de, et al. Scaling characteristics of silicon and anti-scaling measures in ASP flooding with alkali[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007,28(5):139-141.
- [8] 陈国福,卢祥国,赵兰兰,等. 弱碱三元复合驱矿场动态特征及结垢问题[J]. 油田化学,2009,26(3):320-324.
CHEN Guo-fu, LU Xiang-guo, ZHAO Lan-lan, et al. Field performance of industrial alkaline/surfactant/polymer flood in Daqing and related scaling problems[J]. Oilfield Chemistry, 2009,26(3):320-324.
- [9] 刘东升,李金玲,李天德,等. 强碱三元复合驱硅结垢特点及防垢措施研究[J]. 石油学报,2007,28(5):139-141.
LIU Dong-sheng, LI Jin-ling, LI Tian-de, et al. Scaling characteristics of silicon and anti-scaling measures in ASP flooding with alkali[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007,28(5):139-141.
- [10] LU Xiang-guo, ZHAO Lan-lan, ZHANG Ke. The effect and analysis on Cr^{3+} gel improving profile control in alkaline/surfactant/polymer flooding[J]. Journal of Applied Polymer Science, 2009,112(5):2773-2780.
- [11] WU Wen-xiang, MA Ke-xin. Study of new type of temperature-resistant and salt-tolerant surfactant for polymer/surfactant two-component flooding system[J]. Power and Energy Engineering Conference, 2010, APPEEC 5449151:1-4.
- [12] YIN Dai-yin, PENG Bo-yang, QIN Hai-li. The application of computer numerical simulation on study of polymer-surfactant flooding[J]. Advanced Computer Theory and Engineering, 2010, ICACTE 5579859:510-513.
- [13] WANG Ye-fei, ZHAO Fu-lin, BAI Bao-jun, et al. Optimized surfactant IFT and polymer viscosity for surfactant-polymer flooding in heterogeneous formations[R]. SPE 127391,2010.
- [14] FENG An-zhou, ZHANG Gui-cai, GE Ji-jiang, et al. Study of surfactant-polymer flooding in heavy oil reservoirs[R]. SPE 157621, 2012.
- [15] 夏惠芬,王刚,马文国,等. 无碱二元体系的黏弹性和界面张力对水驱残余油的作用[J]. 石油学报,2008,29(1):106-111.

- XIA Hui-fen, WANG Gang, MA Wen-guo, et al. Influence of viscoelasticity and interfacial tension of non-alkali binary compound solution on recovery efficiency of residual oil after water flooding[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(1): 106-111.
- [16] 王荣健, 卢祥国, 牛丽伟, 等. 大庆油田萨北开发区二类油层二元复合驱技术研究[J]. *海洋石油*, 2009, 29(3): 57-61.
- WANG Rong-jian, LU Xiang-guo, NIU Li-wei, et al. Study on surfactant/polymer flooding technology for under-productive oil layers in development zone of the north Saertu of Daqing Oilfield[J]. *Offshore Oil*, 2009, 29(3): 57-61.
- [17] 沈平平, 袁士义, 邓宝荣, 等. 非均质油藏化学驱波及效率和驱替效率的作用[J]. *石油学报*, 2004, 25(5): 54-59.
- SHEN Ping-ping, YUAN Shi-yi, DENG Bao-rong, et al. Effects of oil displacement efficiency and conformance efficiency of chemical flooding in heterogeneous reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2004, 25(5): 54-59.
- [18] 兰玉波, 杨清彦, 李斌会, 等. 聚合物驱波及系数和驱油效率实验研究[J]. *石油学报*, 2006, 27(1): 64-68.
- LAN Yu-bo, YANG Qing-yan, LI Bin-hui, et al. Experimental research on sweep efficiency and oil-displacement efficiency of polymer flooding[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(1): 64-68.
- [19] 李宜强, 隋新光, 李洁, 等. 纵向非均质大型平面模型聚合物驱油波及系数室内实验研究[J]. *石油学报*, 2005, 26(2): 77-84.
- LI Yi-qiang, SUI Xin-guang, LI Jie, et al. Experimental study on sweep efficiency of polymer flooding with longitudinal heterogeneous plane model[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2005, 26(2): 77-84.
- [20] 卢祥国. 人造岩心渗透率影响因素实验研究[J]. *大庆石油地质与开发*, 1994, 13(4): 53-55.
- LU Xiang-guo. Experimental study of factors influencing permeability of artificial core[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 1994, 13(4): 53-55.

(编辑 刘为清)