

北东块二类油层三元复合驱油 试验阶段效果及认识

崔明玥

(黑龙江省大庆油田有限责任公司第六采油厂,大庆 163114)

摘要 喇嘛甸油田由于距物源近,油层厚度大,非均质性强,油层性质与已开展的三元复合驱油试验区差异较大。为研究非均质厚油层三元复合驱油技术应用的可行性,2008年在北东块开展二类油层三元复合驱油先导性矿场试验。试验阶段效果明显,油井见效早,含水下降幅度大,阶段提高采收率幅度大。从注、采井距,油、水井剖面调整情况及三元体系采油井乳化等方面对试验区阶段效果进行分析,得出认识,120m井距条件下高黏度三元体系注入顺利,油井产液量基本保持稳定,优化后的三元方案剖面调整幅度大,扩大波及体积作用强,三元体系与试验区原油形成超低界面张力比例高,原油乳化作用明显。

关键词 三元复合驱 阶段效果 动用程度 乳化

中图法分类号 TE357.46; **文献标志码** B

1 试验区基本情况

试验区位于喇嘛甸油田北东块二区中西部,试验目的层萨Ⅲ4—10油层,平均砂岩厚度11.7 m,平均有效厚度8.8 m,平均有效渗透率 $0.676\ \mu\text{m}^2$,面积 $1.42\ \text{km}^2$,孔隙体积 $341.7 \times 10^4\ \text{m}^3$,地质储量 $176.5 \times 10^4\ \text{t}$ 。采用120 m井距五点法面积井网。共有油水井106口,其中注入井44口,采油井62口,水驱初始含水96.5%,采出程度35.5%。

2 试验方案优化

目前三元复合驱油体系通常设计前置聚合物浓度1300 mg/L,用量0.037 5 PV,三元主段塞黏度在40 mPa·s左右。该体系存在黏度低,扩大波及体积作用不明显,影响三元复合驱油效果的问题,不适合非均质严重的二类油层。通过提高三元溶液的聚合物浓度,可以改善体系的流度比,调整注入

剖面,扩大波及体积,使三元液进入中、低渗透油层,提高采收率。因此,根据喇嘛甸油田二类油层非均质严重的特点,对三元注入体系进行优化,采取“三高+一黏”的注入方式,提高三元液在非均质油层的适应性^[1]。

2.1 采用高分子量、高浓度、高用量前置聚合物段塞

在三元复合驱主段塞注入前,先注一个聚合物段塞,可以降低高渗透条带的流动性,扩大波及体积,提高三元驱的油层动用程度。根据试验区油层发育状况及实验结果,将试验区聚合物分子量由1900万提高至2500万,注入浓度由1300 mg/L提高至2000~2500 mg/L,聚合物用量由0.037 5 PV提高至0.075 PV^[2]。

2.2 提高三元复合驱油体系黏度

北东块二类油层三元复合驱油试验区渗透率变异系数为0.73,为扩大三元复合体系的波及体积,避免高浓度前置聚合物与三元体系形成过大黏度差的不利影响。同时,满足三元体系与地下原油黏度比达到3以上,三元体系黏度确定为80 mPa·s,试验区三元主、副段塞聚合物浓度确定为2500 mg/L,表面活性剂浓度分别为0.3wt%和0.1wt%,碱浓度分别为1.2wt%和1.0wt%。

3 试验取得的阶段效果

试验区2008年4月27日-2008年10月9日注入前置段塞,累积注入聚合物溶液 $28.07 \times 10^4 \text{ m}^3$,注入油层孔隙体积0.082 PV,平均注入速度0.18 PV/a,注入聚合物干粉(商品量)704.95 t,平均注聚浓度2 210 mg/L,注聚黏度202 mPa·s,聚合物用量181.2 PVmg/L。2008年10月10日开始注入三元主段塞,累积注入三元液 $56.31 \times 10^4 \text{ m}^3$,注入油层孔隙体积0.165 PV,注入聚合物干粉(商品量)1 588 t,平均注聚合物浓度2 343 mg/L,注碱浓度1.28%,注表面活性剂浓度0.32%,平均体系黏度98.0 mPa·s。

目前试验区取得了较好的阶段效果,主要表现在油层动用程度高。油井见效早,含水下降幅度大,阶段提高采收率幅度大等方面。

3.1 油层动用程度高

注入三元体系后,由于高浓黏度三元体系扩大波及体积的作用,目前试验区油层动用程度得到良好改善。注入剖面统计结果表明:从不同厚度油层动用程度看有效厚度大于2 m油层动用比例为98.9%,比水驱增加8.9%;从不同渗透率油层动用程度看,渗透率大于 $0.1 \mu\text{m}^2$ 油层动用比例为97.9%,比水驱增加9.7%。

3.2 油井见效早,含水下降幅度大

2009年9月,28口中心采油井日产液1 003 t,日产油276 t,含水72.5%。与试验前相比,日降液635 t,日增油233 t,含水下降24.9%。对比注入相同化学剂体积时聚驱北北上返区块含水下降9.9%,北一区断东三元含水下降14.7%,北东三元含水下降幅度分别高于聚驱北北上返区块和北一区断东三元15和10.2%。

试验区注入化学剂2个月,注入孔隙体积0.031 PV后油井开始见效。目前全区有48口井见效,见效比例为77.4%。48口见效井日产液1 637 t,日产油409 t,含水75.0%。与见效前相比,日降液881 t,日增油322 t,含水下降21.5%。中心

井区见效井数为23口,见效比例为82.1%,见效井日产液868 t,日产油273 t,含水68.5%。与见效前相比,日降液606 t,日增油232 t,含水下降28.7%。

全区48口见效井中有13口井最低含水下降幅达到50%以上,统计最低含水点与试验前相比平均含水下下降61.8%。

3.3 阶段提高采收率幅度大

目前试验区中心区含水72.5%,低于数模2.6%,井口累积增油 $6.2 \times 10^4 \text{ t}$,阶段采出程度9.35%,阶段提高采收率6.15%,比数模预测高4.2%,阶段提高采收率幅度较大。

4 试验取得的几点认识

4.1 120 m井距条件下高黏度三元体系注入顺利,油井产液量基本保持稳定

试验区采用高黏度、高速度注入方式。前置聚合物阶段日配注 $1 872 \text{ m}^3$,注入速度为0.2 PV/a,平均注入压力9.9 MPa,与破裂压力相差3.0 MPa。目前日配注 $1 790 \text{ m}^3$,注入速度0.188 PV/a,平均注入压力11.3 MPa,距破裂压力还有1.6 MPa的压力上升空间。从目前注入状况看,120 m小井距可以保证试验区顺利注入。

从采油井产液量变化情况看,试验后产液量基本保持稳定,目前平均日产液2 085 t,平均产液速度0.22 PV/a。

4.2 优化后的三元方案剖面调整幅度大,扩大波及体积作用强^[3]

试验区注入高浓度、大用量前置聚合物段塞及高黏度三元主段塞后注采剖面调整幅度大。

从吸水剖面调整情况看,高吸水层段的相对吸水量由试验前的65.2%下降至33.2%,下降32.0%;低吸水层段的相对吸水量由试验前的7.4%上升至目前的20.2%,上升12.8%。

从产液剖面调整情况看,高产液层段的相对产液量由试验前的70.6%下降至43.6%,下降27.0%;低产液层段的相对产液量由试验前的16.9%上升至目前的32.9%,上升16.0%。

从单井采出液中氯离子看, 试验后氯离子含量明显升高, 由试验前的 964 mg/L 上升至 1 052 mg/L, 平均上升 88 mg/L。8—PS2617 井采出液氯离子含量由水驱的 780 mg/L 最高上升到注聚后的 1 081 mg/L, 升高了 301 mg/L。

4.3 三元体系与试验区原油形成超低界面张力比例高, 原油乳化作用明显

从注入井界面张力测定结果看, 注入三元复合驱油主段塞后完成井口取样 3 660 样次, 其中 99.4% 的取样井与试验区原油形成 10^{-3} mN/m 以下超低界面张力, 三元体系与试验区原油形成超低界面张力比例高。

从采油井原油乳化情况看, 三元体系对原油乳化作用明显。试验区 9 口乳化监测井中有 7 口井出现明显的乳化现象, 乳化比例 77.8%。7 口井含水均小于 70%, 7 口井乳化主要以油包水型乳化为主。

5 结论

- (1) 试验区取得较好的阶段效果, 主要表现为油层动用程度高, 油井见效早, 含水大幅度下降, 阶段提高采收率幅度大;
- (2) 120 m 井距条件下高黏度三元体系注入顺利, 油井产液量基本保持稳定;
- (3) 优化后的三元方案剖面调整幅度大, 扩大波及体积作用强;
- (4) 三元体系与试验区原油形成超低界面张力比例高, 原油乳化作用明显。

参 考 文 献

1 李华斌, 高树棠, 杨振宇, 等. 碱/表面活性剂/聚合物三元复合驱方案的设计与优化. 油田化学, 1996; 13(3): 277—283

2 吴文祥, 孙灵辉, 胡锦强, 等. 聚合物及表面活性剂前置段塞对三元复合驱采收率影响. 大庆石油学院学报, 2005; 29(6): 95—97

3 程杰成, 廖广志, 杨振宇, 等. 大庆油田三元复合驱矿场试验综述. 大庆石油地质与开发, 2001; 20(2): 46—49

Effect Analysis of ASP Flood in Class II Reservoir of Northeast Oilfield

CUI Ming-yue

(No. 6 Oil Production Plant, Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing 163114, P. R. China)

[Abstract] The reservoir in La Madian oilfield has the characteristic of thick layers and strong heterogeneity and it is quite different from that of test site. In order to study the feasibility of ASP for thick reservoir, northeast of oil-field was chosen to be the test site of ASP in 2008. The effect of experiment is so obvious that the fall in water ratio is very big and the recovery ratio has been highly enhanced. Analyzing from the situation of oil well and water well profile and the information of oil well emulsification, we can see that under the circumstance of 120m well spacing, the ASP is easy to inject and the fluid production maintains stability.

[Key words] ASP effect utilization degree oil well emulsification