

文章编号: 0253-2697(2008)05-0738-04

一次和二次聚合物驱驱替液与原油黏度比优化研究

郭兰磊^{1,2} 李振泉² 李树荣¹ 单联涛^{1,2} 李菲菲²

(1. 中国石油大学信息与控制工程学院 山东东营 257061; 2. 中国石化胜利油田地质科学研究所 山东东营 257015)

摘要: 研究了不同原油黏度原油油藏一次聚合物驱和二次聚合物驱时驱替液与原油黏度比对提高采收率的影响,并对合理黏度比区间进行了优化。研究表明:在相同原油黏度条件下,随着黏度比的增大,聚合物驱提高采收率幅度变大,但黏度比大到一定程度后采收率提高幅度的增加不明显;在相同黏度比条件下,二次聚合物驱采收率提高幅度明显低于一次聚合物驱,如果要达到一次聚合物驱时的采收率提高幅度,则需要较高的黏度比;二次聚合物驱时,聚合物注入时机越早越好。绘制了合理黏度比的理论图版,利用该图版可以检验矿场实施单元注入参数的合理性,且为一次聚合物驱及二次聚合物驱的合理注入参数设计提供了依据。

关键词: 一次聚合物驱;二次聚合物驱;注入参数;驱替液与原油黏度比;提高采收率;聚合物注入时机

中图分类号: TE357.43 文献标识码: A

Optimization of oil to polymer viscosity ratios in the primary and secondary polymer flooding

GUO Lanlei^{1,2} LI Zhenquan² LI Shurong¹ SHAN Liantao^{1,2} LI Feifei²

(1. College of Information and Control Engineering, China University of Petroleum, Dongying 257061, China;
2. Research Institute of Geological Science, Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying 257015, China)

Abstract: The influences of oil to polymer viscosity ratios in the primary and secondary polymer flooding on the enhanced oil recovery (EOR) in thin or heavy oil reservoirs were researched systematically. The reasonable range of oil to polymer viscosity ratio was optimized. The result shows that the increment of EOR gets larger with the increase of the oil to polymer viscosity ratio under the condition of the same crude oil viscosity, and the increment of EOR is unobvious while the viscosity ratio reaches to a certain value. The increment of EOR in the secondary polymer flooding is obviously lower than that in the first polymer flooding under the condition of same oil to polymer viscosity ratio. Higher oil to polymer viscosity ratio would be needed to reach the value of the primary polymer flooding. The earlier injection of polymer would get the better effect in the secondary polymer flooding. A theoretical plate could be used to check rationality of the injection parameters in the field and to provide basis for designing the reasonable injection parameters in the primary and secondary polymer flooding.

Key words: primary polymer flooding; secondary polymer flooding; injection parameter; oil to polymer viscosity ratio; enhanced oil recovery; timing of polymer injection

在中国东部主力油田已进行了大规模的聚合物驱油^[1,2],先期投入的聚合物驱单元转入后续水驱开发后含水率上升快,有的已达96%以上。但聚合物驱后地下仍有50%~60%的剩余油,寻求聚合物驱后进一步提高采收率的技术方法已成为胜利油田三次采油的重点攻关目标。二次聚合物驱驱替液与原油的合理黏度比是提高采收率首先要解决的关键问题^[3]。笔者针对这一问题,开展了聚合物驱及二次聚合物驱驱替液与原油黏度比优化研究。

1 数值模拟模型

采用大型商业化数值模拟软件对聚合物驱进行数值模拟,该软件是一个三维两相(油、水)五组分(水、油、聚合物、阴离子、阳离子)的化学模型,比较系统和完整地考虑了聚合物驱过程中增黏性、阻力系数、残余阻力系数、聚合物的吸附滞留、扩散、不可及孔隙体积、流变特性、含盐量及其变化等各种物理、化学现象的影响,已成功应用于胜利油田大型工业化聚合物驱单元

基金项目: 中国石油化工集团公司科技攻关项目(P07059)“聚合物驱后化学驱提高采收率应用基础研究”资助。

作者简介: 郭兰磊,男,1969年5月生,1992年毕业于石油大学(华东),现为中国石油大学(华东)信息与控制工程学院在读博士研究生,主要从事化学驱提高采收率研究。E-mail: gll@slof.com

的方案优化、动态跟踪拟合及效果预测^[4]。

数值模拟模型是一个包括4口注入井和9口生产井的反五点法井网,注采井距为270 m。纵向上分3个层,每个层有效厚度为5 m,数值模拟网格系统为 $20 \times 20 \times 3$ 。参考室内非均质大模型的设计^[5],以及纵向上孔隙度的变化,3层孔隙度值分别为30%、31%和32%;考虑到平面上、纵向上渗透率的非均质情况,主流线渗透率高于非主流线区域,3层平均渗透率分别为 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $1500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $2500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为典型的正韵律模型,模型参数与矿场实际聚合物驱油藏地质模型基本相同。

2 一次聚合物驱黏度比优化设计

2.1 设计方案

分别改变原油黏度和聚合物溶液在地下的黏度,研究了驱替剂与原油的不同黏度比对提高采收率的影响。地下原油黏度变化设计方案为9个,即 $10 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $20 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $30 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $40 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $50 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $70 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $100 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $130 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $160 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,包括了胜利油田所有已实施的稀油油藏和稠油油藏聚合物驱单元原油黏度范围;地下聚合物溶液黏度分别设计了 $2 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $6 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $8 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $10 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $15 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $20 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $25 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $30 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $40 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $50 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $60 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $70 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 共13个方案。

对于每一种黏度的原油,首先水驱至含水率达到95%,然后再利用不同黏度的聚合物溶液进行聚合物驱。聚合物的用量为 $650 \text{ PV}\cdot\text{mg/L}$,注入速度为 0.1 PV/a ,聚合物驱最终采收率与相应水驱最终采收率的差值,即为该黏度比条件下采收率的提高值。

2.2 聚合物与原油的黏度比对提高采收率的影响

由聚合物溶液与原油黏度比与提高采收率关系曲线(图1)可以看出:在相同的原油黏度下,驱替液与原油

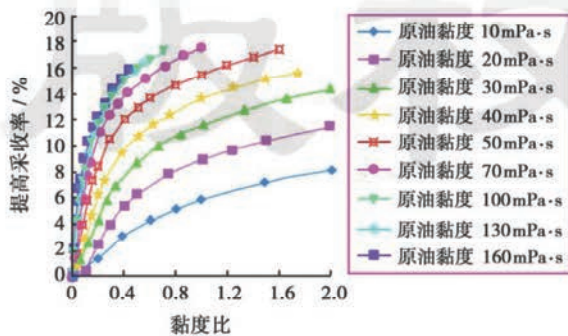


图1 黏度比与提高采收率相关曲线

Fig. 1 The correlation curves of viscosity ratios with enhanced oil recovery

油黏度比越大,采收率提高幅度越大。但当黏度比大到一定程度后,采收率的提高幅度不明显。对于稀油油藏及普通稠油油藏,在黏度比相同的条件下,原油黏度大时采收率提高幅度高于原油黏度低时的采收率提高幅度;但随着原油黏度的增加,相邻曲线间的距离越来越小;原油黏度达到约 $160 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时,采收率提高幅度差别不大。说明对于黏度较高的稠油油藏,仅靠增加驱替液的黏度已不能大幅度提高采收率。

2.3 一次聚合物驱合理黏度比的优化

从经济角度对不同原油黏度对应的合理黏度比区间进行了研究。采取2种方法确定合理黏度比:①以当前原油价格确定经济极限提高采收率值,以提高采收率经济极限值确定合理黏度比区间的下限;②对图1曲线上不同数据段作切线,当黏度比大到一定值后,曲线的斜率变小,且切线与实际数据点基本重合,该组数据的最小值即为合理黏度比区间的上限。由原油黏度为 $50 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时的黏度比与提高采收率关系曲线(图2)可见,提高采收率经济极限值为3%时,对应的

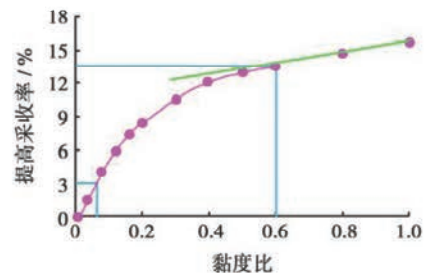


图2 原油黏度为 $50 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时黏度比与提高采收率相关曲线

Fig. 2 The correlation curve of viscosity ratios with enhanced oil recovery under condition of crude oil viscosity being $50 \text{ mPa}\cdot\text{s}$

聚合物溶液和原油的黏度比为0.06,即合理黏度比区间的下限为0.06。对该曲线作切线,当黏度比为0.6~1.0时,曲线的斜率较小,且切线与该段数据点基本重合。说明当黏度比大于0.6时提高黏度比经济效益将变差,即合理黏度比区间的上限为0.6。因此,原油黏度为 $50 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时,聚合物驱合理黏度比区间为0.06~0.6。

用同样的方法可以确定其他原油黏度对应的聚合物驱合理黏度比区间,将数据绘制成曲线,得到不同原油黏度聚合物驱提高采收率对应的合理黏度比图版(图3)。利用该图版可以求出不同原油黏度下的油藏聚合物驱时所需的合理黏度比,在这个范围内,采收率提高幅度既高于提高采收率经济极限值,同时聚合物的利用率也比较高。

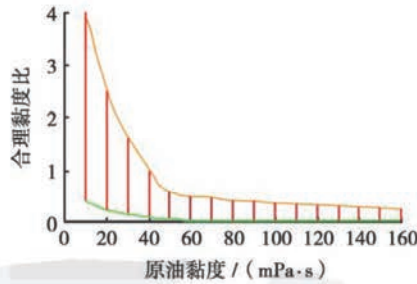


图3 不同原油黏度时一次聚合物驱合理黏度比区间
Fig. 3 The reasonable range of oil to polymer viscosity ratios of different crude oil viscosity in the primary polymer flooding

3 二次聚合物驱黏度比优化设计

3.1 设计方案

二次聚合物驱原油黏度和聚合物溶液黏度设计方案与一次聚合物驱时相同,只是注入方式不同。对于每一种黏度原油,首先水驱至含水率达到95%,然后再进行聚合物溶液黏度为 $8\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时的聚合物驱,聚合物用量为 $650\text{ PV}\cdot\text{mg/L}$,注入速度为 0.1 PV/a ,注完聚合物后再进行后续注水。当含水率为95%时,实施第二次注聚合物,聚合物用量为 $650\text{ PV}\cdot\text{mg/L}$,注入速度为 0.1 PV/a ,聚合物黏度按设计方案变化。二次注聚合物的最终采收率与相应的一次注聚合物最终采收率的差值,即为该黏度比条件下的聚合物驱后化学驱提高采收率值。

3.2 二次聚合物驱黏度比对提高采收率的影响

由二次聚合物驱黏度比与提高采收率关系曲线可见(图4),同一次聚合物驱时的结果一致,即在相同的原油黏度下,驱替剂与原油黏度比越大,采收率提高幅度越大;但当黏度比大到一定程度后,采收率提高幅度不明显,经济效益将变差,因此也存在一个合理的黏度比区间。与一次聚合物驱时相比,二次聚合物驱在不同黏度比条件下采收率提高幅度明显降低。

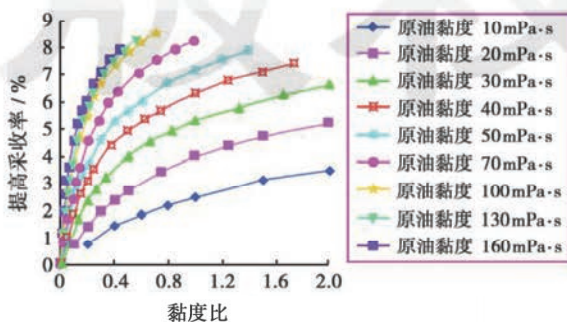


图4 二次聚合物驱提高采收率与黏度比相关曲线
Fig. 4 The correlation curves of enhanced oil recovery with viscosity ratios in the secondary polymer flooding

3.3 二次聚合物驱合理黏度比优化

考虑提高采收率经济极限值和曲线斜率的变化,同样求出二次聚合物驱不同原油黏度对应的合理黏度比区间,将数据绘制成曲线得到不同原油黏度提高采收率对应的合理黏度比图版(图5)。利用该图版可以求出二次聚合物驱的合理黏度比。

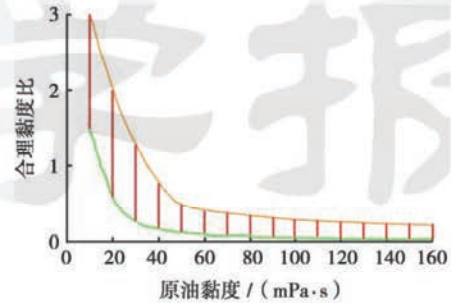


图5 二次聚合物驱不同原油黏度下合理黏度比区间
Fig. 5 The proper viscosity ratios of different crude oil viscosity in the secondary polymer flooding

4 一次聚合物驱及二次聚合物驱合理黏度比对采收率的影响

在相同黏度比条件下,一次聚合物驱和二次聚合物驱在提高采收率方面有一定的差别。在原油黏度为 $50\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 条件下,当黏度比为0.6时,一次聚合物驱可提高采收率13.6%,而二次聚合物驱仅能提高采收率6%(图6)。在各种原油黏度条件下,注聚合物后的油藏再用同样黏度的聚合物溶液进行驱油,采收率提高幅度将明显降低,二次聚合物驱采收率提高值不到一次聚合物驱的一半。

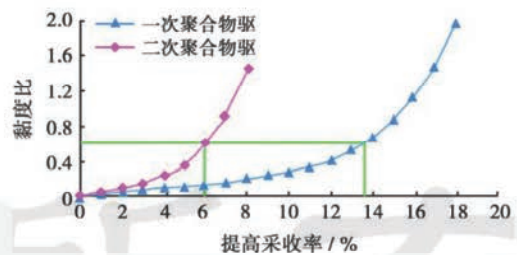


图6 聚合物驱原油黏度为 $50\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时黏度比与提高采收率的相关曲线对比
Fig. 6 The contrast curves of viscosity ratios with enhanced oil recovery under the condition of crude oil viscosity being $50\text{ mPa}\cdot\text{s}$

由图6还可看出,随着采收率提高幅度的增大,二次聚合物驱和一次聚合物驱的黏度比明显变大。对于一次聚合物驱后油藏而言,单纯靠提高驱油剂黏度,其采收率提高幅度存在一个极大值。因此一次聚合物驱后油藏如果要大幅度提高采收率,不但要增加驱油剂黏度,同时需要提高驱油体系的驱油效率^[6-8]。

5 二次聚合物驱合理注入时机

在原油黏度为 $50 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 的条件下,研究了在相同注入方案而注入时机不同的情况下,聚合物驱后油藏提高采收率的效果。当一次聚合物驱后油藏综合含水率分别升至 75%、80%、85%、90% 和 95% 时开展二次聚合物驱,采收率分别提高 4.88%、4.83%、4.79%、4.73% 和 4.63%。随着含水率的升高,实施化学驱的效果将变差,尤其当含水率高于 90% 后,采收率的提高幅度更小。因此对于聚合物驱后油藏,开展化学驱时机越早越好。实施化学驱的注入时机越晚,采收率提高幅度越低,经济效益也将变差。

6 结论

(1) 对水驱油藏实施聚合物驱时,不同的原油黏度条件下聚合物与原油有不同的合理黏度比区间。随着原油黏度的增加,合理黏度比区间范围逐渐变窄;当原油黏度为 $50 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时,聚合物与原油的合理黏度比区间为 $0.06 \sim 0.6$ 。

(2) 对聚合物驱后油藏再开展化学驱时,不同原油黏度条件下聚合物与原油也有不同的合理黏度比区间。但与聚合物驱时相比,合理区间范围明显变窄。当原油黏度为 $50 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时,聚合物驱后化学驱的合理黏度比为 $0.14 \sim 0.5$ 。

(3) 在注入方式和黏度比相同的条件下,二次聚合物驱采收率提高幅度约为一次聚合物驱的 45%。如果要使两次聚合物驱油达到相同的采收率提高幅度,其黏度比须达到一次聚合物驱时的 4.8 倍。一次聚合物驱后油藏单纯靠增加驱替剂黏度提高采收率的经济效益较差。

(4) 聚合物驱后油藏再次转化学驱时,注入时机越早,采收率的提高幅度越大。

参考文献

- [1] 李振泉, 孤岛油田中一区特高含水期聚合物驱工业试验[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(2): 119-121.
- [2] Li Zhenquan. Industrial test of polymer flooding in superhigh water cut stage of central No. 1 Block, Gudao Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(2): 119-121.
- [3] 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.
- [4] Wang Demin, Cheng Jiecheng, Wu Junzheng, et al. Application of polymer flooding technology in Daqing Oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(1): 74-78.
- [5] 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.
- [6] Shen Pingping, Yuan Shiyi, Deng Baorong, 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.
- [7] 李振泉, 侯健, 曹绪龙, 等. ASP 复合驱注采参数优化设计[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2001, 25(2): 50-53.
- [8] Li Zhenquan, Hou Jian, Cao Xulong, et al. Optimizing design of injection production parameters of ASP flooding[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2001, 25(2): 50-53.
- [9] 李宜强, 隋新光, 李洁, 等. 纵向非均质大型平面模型聚合物驱波及系数室内实验研究[J]. 石油学报, 2005, 26(2): 77-79.
- [10] Li Yiqiang, Sui Xinguang, Li Jie, et al. Experimental study on sweep efficiency of polymer flooding with longitudinal heterogeneous plane model[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(2): 77-79.
- [11] 郭尚平, 田根林, 王芳, 等. 聚合物驱后进一步提高采收率的四次采油问题[J]. 石油学报, 1997, 18(4): 49-53.
- [12] Guo Shangping, Tian Genlin, Wang Fang, et al. The problem of quaternary oil recovery succeeding a polymer flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 18(4): 49-53.
- [13] 赵福麟, 王业飞, 戴彩丽, 等. 聚合物驱后提高采收率技术研究[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2006, 30(1): 86-89, 101.
- [14] Zhao Fulin, Wang Yefei, Dai Caili, et al. Techniques of enhanced oil recovery after polymer flooding[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2006, 30(1): 86-89, 101.
- [15] 王刚, 王德民, 夏惠芬, 等. 聚合物驱后用甜菜碱型表面活性剂提高驱油效率机理研究[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 86-90.
- [16] Wang Gang, Wang Demin, Xia Huifen, et al. Mechanism for enhancing oil displacement efficiency by betaine surfactant after polymer flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 86-90.

(收稿日期 2007-12-02 改回日期 2008-03-31 编辑 黄小娟)

(上接第 737 页)

- [6] 郜国喜, 袁士义, 宋文杰, 等. 超压凝析气藏的流体相态和物理性质[J]. 石油学报, 2004, 25(4): 72-74.
- [7] Gao Guoxi, Yuan Shiyi, Song Wenjie, et al. Phase behavior and properties of high pressure gas condensate[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(4): 72-74.
- [8] 谢兴礼, 罗凯, 宋文杰. 凝析气新的产能方程研究[J]. 石油学报, 2001, 22(3): 36-41.
- [9] Xie Xingli, Luo Kai, Song Wenjie. A novel equation for modeling gas condensate well deliverability[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(3): 36-41.
- [10] 田昌炳, 罗凯, 胡永乐, 等. 凝析气露点压力的确定及影响因素[J]. 石油学报, 2003, 24(6): 73-76.
- [11] Tian Changbing, Luo Kai, Hu Yongle, et al. Determination method and affecting factors for dew point pressure of condensate gas[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(6): 73-76.
- [12] Katz D L. Handbook of natural gas engineering[M]. New York City: McGRAW-HILL Book Co., 1959: 104-107.
- (收稿日期 2007-11-17 改回日期 2008-02-21 编辑 黄小娟)