

变黏度聚合物驱注入参数优化研究与应用

魏 俊,吴雅丽,张志军,王宏申,李百莹,尹 鹏

(中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司,天津300452)

摘要:针对渤海油田储层非均质性强,单一段塞连续注入易发生剖面返转等问题,利用数值模拟和人造岩心三管并联物理模拟实验,对变黏度聚合物驱提高采收率机理及注入参数进行研究与优化。研究结果表明:在聚合物用量相同的情况下,高黏低速+低黏高速段塞注入为最优注入方式,6倍渗透率级差下,高低黏段塞大小比 ≤ 0.3 ,注入速度比在1:2时,可最大程度延缓剖面返转,实现均衡驱替,从而大幅提高采收率。在6倍渗透率级差下,高低黏段塞大小比为0.3时,高低黏段塞恒速交替注入2轮次比单一段塞提高采收率2.42%;高低黏段塞注入速度比为1:2时,高黏低速+低黏高速段塞注入比单一段塞提高采收率4.84%。现场试验增油效果明显,为渤海油田聚合物驱高效开发提供了指导。

关键词:变黏度;聚合物驱;参数优化;提高采收率

中图分类号:TE357 **文献标志码:**A

Study and application of injection parameters optimization for polymer flooding with variable viscosity

WEI Jun, WU Yali, ZHANG Zhijun, WANG Hongshen, LI Baiying, YIN Peng

(CNOOC Energy Tech-Drilling & Production Co., Tianjin 300452, China)

Abstract: Aiming at the problem of strong reservoir heterogeneity and profile reversal of continuous injection of a single slug in Bohai Oilfield, the EOR mechanism and injection parameters of polymer flooding with variable viscosity were studied and optimized by numerical simulation and physical simulation of three-pipe parallel artificial core. The results show that high-viscosity low-velocity and low-viscosity high-speed slug injection is the best injection method with the same amount of polymer. At 6 times permeability difference, the profile reversion can be delayed to the greatest extent, the balanced displacement between layers can be realized, thereby greatly improving the recovery factor when the size ratio of high and low viscosity slug is ≤ 0.3 and the injection velocity ratio is 1:2. When the size ratio of high and low viscosity slug is 0.3, the recovery of high and low viscosity multi-slug alternate injection 2 rounds at constant rate has enhanced by 2.42% compared with a single slug. When the injection velocity ratio of high and low viscosity slug is 1:2, the recovery of high viscosity low speed and low viscosity high speed slug injection has enhanced by 4.84% compared with a single slug. The field test has obvious oil-increasing effect, which provides guidance for the efficient development of polymer flooding in Bohai Oilfield.

Key words: variable viscosity; polymer flooding; parameter optimization; EOR

海上油田聚合物驱经过多年研究与试验,取得了较好的降水增油效果^[1-2]。但由于海上油田储层非均质性强、原油黏度高等特点,持续采用单一浓度段塞注入时,易发生剖面返转,注入液沿高渗层突进,中低渗层动用程度减弱,大量剩余油未动用,聚驱效果变差。若一直采用高浓度聚合物注入,会出现注入困难,聚合物用量大等问题,导致经济效益降低,不利于聚合物驱的推广。为进一步提高聚合物驱提高采收率效果,前人已开展变黏度聚合物

驱注入技术研究^[3-10],但主要集中在交替注入方式、注入轮次等方面,对于变黏度各段塞注入速度尚缺乏研究。本文在前人研究的基础上,利用数值模拟

收稿日期:2020-09-04;改回日期:2020-10-12。

第一作者简介:魏俊(1986—),硕士,工程师,现从事提高采收率技术研究。E-mail: weijun2@cnooc.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“渤海油田化学驱配套工艺、方案优化研究及现场示范”(2016ZX05058-003-001)。

及树脂胶结岩心三管并联物理模拟实验,对变黏度聚合物驱注入参数进行优化,并在现场开展井组试验,为渤海油田聚合物驱高效开发提供指导。

1 注入参数优化

1.1 模型建立

参考渤海油田储层物性,建立井组级别数值模型,模型为三层非均质油藏,采用五点法井网,井距300 m,垂向有效厚度9 m,孔隙度33%,平均渗透率 $2\,600\times 10^{-3}\,\mu\text{m}^2$,地层原油黏度71 mPa·s,相渗等其他参数采用油田实际数据。模拟油田水驱至含水90%时,开展聚合物驱,在同样聚合物用量的条件下,进行变黏度聚合物驱注入参数优化研究。

1.2 注入方式优化

在均质油藏、渗透率级差分别为3,6,9条件下,开展变黏度聚合物驱注入方式优化。设计3种方案:方案1为单一黏度段塞注入,注入浓度为1 200 mg/L,方案2为高黏+低黏段塞注入,高黏段塞注入浓度为2 000 mg/L,低黏段塞注入浓度为800 mg/L,方案3为低黏+高黏段塞注入。从图1可以看出,当级差 <6 时,高黏+低黏段塞注入最终采收率明显高于单一黏度段塞;当级差 >6 时,高黏+低黏段塞注入最终采收率比单一黏度段塞注入略高;低黏+高黏段塞注入提高采收率效果始终最差。

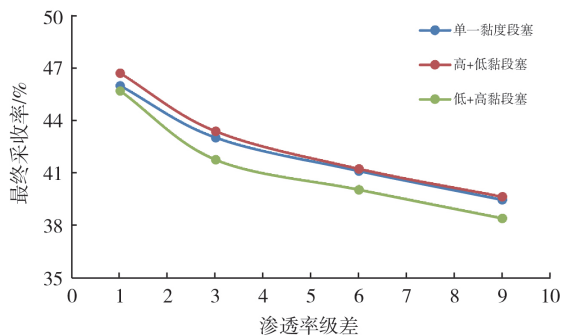


图1 不同渗透率级差下注入方式优化结果

1.3 高、低黏段塞大小优化

在6倍渗透率级差条件下,开展高、低黏段塞大小优化。在相同聚合物用量下,高黏段塞依次取0.014,0.032,0.050,0.072,0.090,0.110 PV,高、低黏段塞大小比分别为0.05,0.15,0.30,0.60,1.20,4.40。从图2可以看出,随着高黏段塞尺寸的增加,最终采收率先缓慢下降再大幅下降,优选高、低黏段塞大小比 ≤ 0.3 。从不同时刻注入井聚合物浓度分布剖面可以看出,高黏段塞尺寸过大时,会造成中低渗层残留高黏聚合物多,后续注入水过早在高渗层突

破,含水回升加快,导致最终采收率减小,见图3。

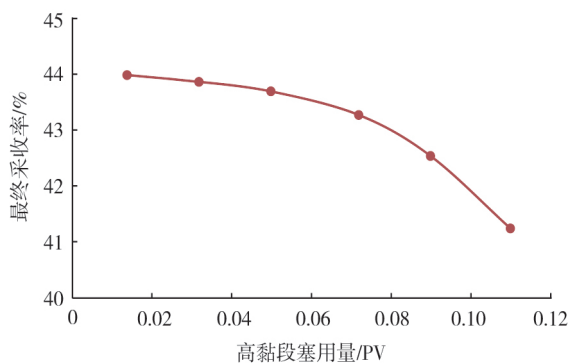


图2 高、低黏段塞大小优化结果

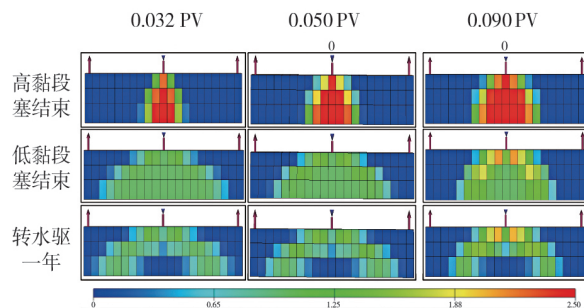


图3 不同时刻注入井聚合物浓度分布剖面

1.4 高、低黏段塞注入速度优化

在6倍渗透率级差,高黏段塞0.05 PV,高、低黏段塞大小比0.30条件下,开展高、低黏段塞注入速度优化。从图4可以看出,高、低黏段塞注入速度比不影响最终采收率,但对采油速度影响较大,在相同时间内,注入速度比为1:2的采收率明显高于注入速度比为1:1的采收率,由此提出“高黏低速+低黏高速”的变黏度聚合物驱注入方式。

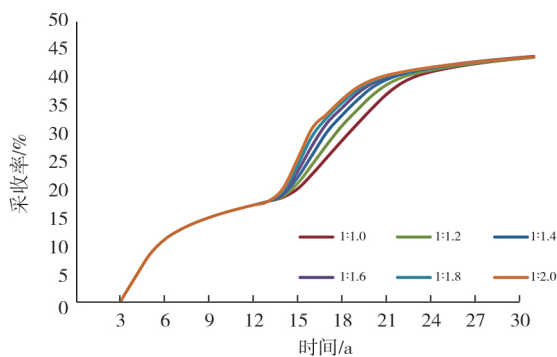


图4 不同高低黏段塞注入速度下采收率曲线

2 变黏度聚合物驱油实验

2.1 实验材料及设备

实验用水为模拟地层水,矿化度3 418 mg/L, Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 含量5 mg/L,油为原油与煤油稀释配制的模拟油,65℃条件下黏度71 mPa·s。聚合物分子量2 700×

10⁴, 配制目标液后用 Wraing 剪切机 1 档(3 500 r/min)剪切 20 s 模拟井筒筛网对聚合物的剪切。实验模型为树脂胶结岩心, 尺寸为 30 cm×4.5 cm×4.5 cm, 每组实验均为三个长方树脂胶结岩心并联组成, 各管岩心渗透率分别为 700×10⁻³ μm²、2 600×10⁻³ μm²和 4 200×10⁻³ μm²。

实验设备包括 HQY 多功能化学驱物理模拟系统、压力传感器、精密压力表、Brookfield DV-II 旋转黏度计、电子天平、气瓶、容器等。

2.2 实验方案及步骤

实验方案见表 1, 所有方案聚合物用量均为 480 PV·mg/L, 实验温度恒定在 65 ℃。

表 1 驱油实验方案

方案	段塞设计	注入浓度及剪切后黏度 mg/L(mPa·s)	注入 PV	注入速度/(mL·min ⁻¹)
1	单一黏度段塞恒速注入	1 200(41.5)	0.40	0.80
2	高黏+低黏段塞恒速注入	2 000(79.7)+800(19.9)	0.10+0.35	0.80
3	高黏低速+低黏高速段塞注入	2 000(79.7)+800(19.9)	0.10+0.35	0.40+0.80
4	高黏+低黏段塞	2 000(79.7)+800(19.9)+	0.05+0.175+	0.80
	恒速交替注入 2 轮次	2 000(79.7)+800(19.9)	0.05+0.175	

驱油实验步骤如下:

- (1)抽真空对岩心饱和水,测定孔隙体积,建立束缚水,饱和油至不出油结束。
- (2)采用三管并联的方式进行一次水驱,至模型出口总含水 90%(模拟油田目前实际含水)结束,分别记录各时段注入压力、产液量、产水量及产油量。
- (3)按实验方案注入聚合物段塞,分别记录各时段注入压力、产液量、产水量及产油量。
- (4)转后续水驱至模型出口总含水 98% 结束,分别记录各时段注入压力、产液量、产水量及产油量。

2.3 不同注入方式驱油效果对比

从图 5 可以看出,方案 2 与方案 1 综合提高采收率效果差别不大,但交替注入 2 轮次提高采收率效果明显增加,相比单一黏度段塞恒速注入提高采收率 2.43%。从各层提高采收率效果来看,单一黏度段塞恒速注入时,高中低渗层提高采收率呈阶梯状下降,高渗层提高采收率幅度最大。当采用高黏+低黏段塞恒速注入时,中低渗透层提高采收率明显提高,且各层提高采收率阶梯状的差别减小,尤其交替 2 轮次注入时,中渗层提高采收率幅度与高渗层基本一致。结合各层分流率(见图 6、图 7)分析认为,高黏+低黏段塞恒速注入时,高黏段塞首先进入高渗层,降低高渗层流速,迫使后续低黏段塞进入中低渗层,增加中低渗层吸液量,使得各层驱替液流度差异减小,进而实现各层聚合物段塞的均衡驱替。特别是交替 2 轮次注入时,中低渗层吸液量明显从“Λ”型向“Π”型转变,延缓剖面返转的发生,从而大幅提高中低渗层采收率。

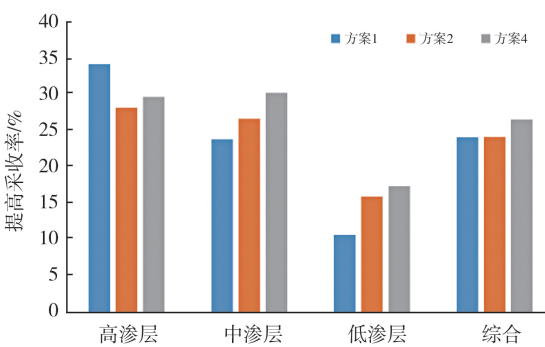


图 5 不同注入方式下各层及综合提高采收率对比

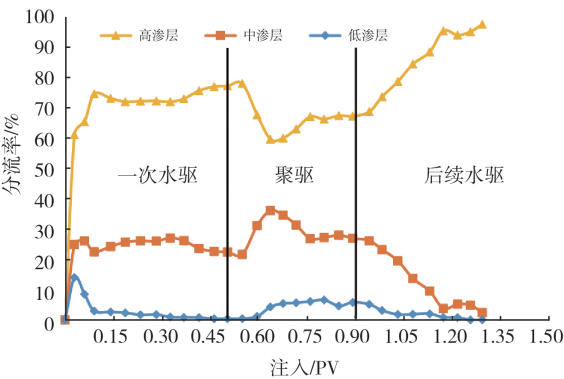


图 6 单一黏度段塞恒速注入分流率曲线

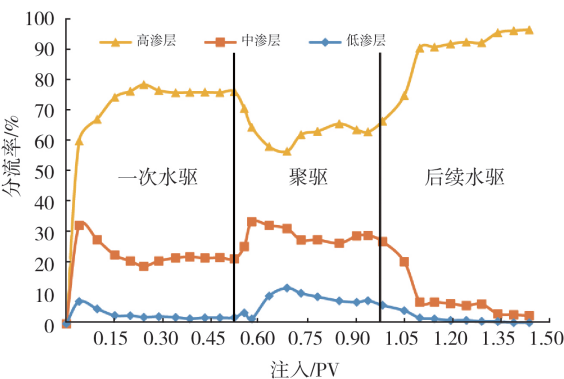


图 7 高黏+低黏段塞恒速交替注入 2 轮次分流率曲线

2.4 不同注入速度驱油效果对比

从图8、图9可以看出,方案3相比方案2驱油效果更好,不仅降水幅度更大,而且降水漏斗持续时间更长,综合采收率提高4.78%,其中中高渗层提高采收率幅度大幅增加,分别提高6.46%,5.35%,低渗层采收率也提高了2.42%。采用高黏低速、低黏高速的注入方式,有利于高黏段塞尽可能多地进入高渗层,从而减少对中低渗层的污染。在高渗层流速降低的同时,提高速度注入低黏段塞,较大的压力梯度迫使低黏段塞进入中低渗层,有效启动中低渗层,增加中低渗层吸液量,最大程度改善吸液剖面。从图10可以看出,高黏低速、低黏高速段塞注入下,压力缓慢上升,在聚驱结束时压力达到最大值,有利于保持不同渗透层间注采压差的均衡,延缓剖面的返转,实现均衡驱替。分流率曲线(见图11)显示中低渗层吸液量从“Λ”型完全向“∩”型转变,中低渗层吸液量大幅增加,且一直持续到注聚结束,剖面返转时间得到有效延缓,采收率得到大幅提高。

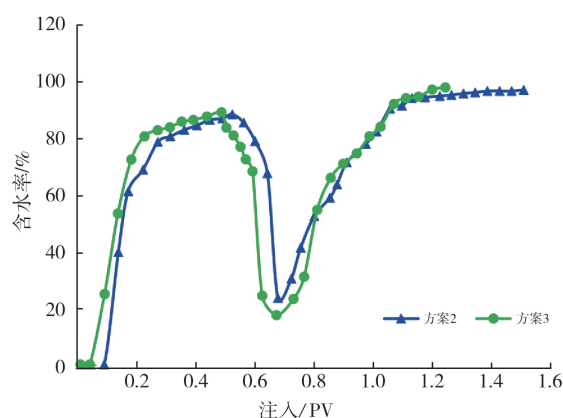


图8 不同注入速度下含水率曲线

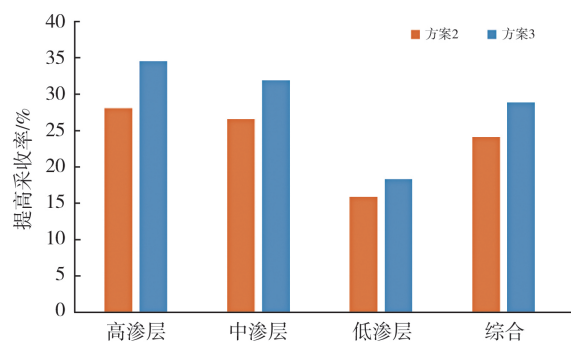


图9 不同注入速度下各层及综合提高采收率对比

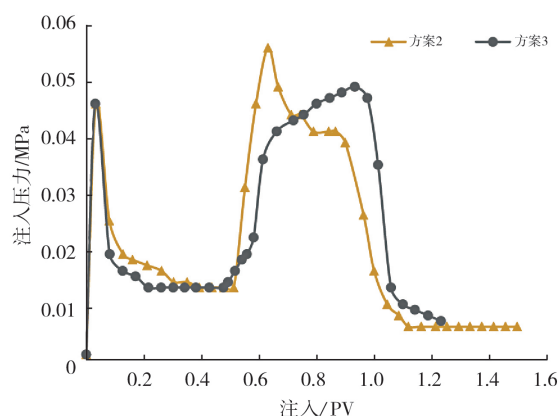


图10 不同注入速度下注入压力曲线

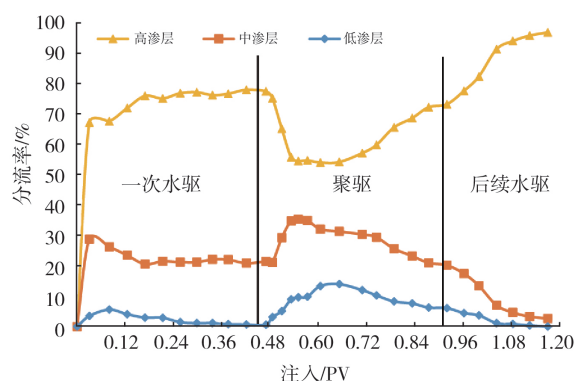


图11 高黏低速+低黏高速段塞注入分流率曲线

3 现场应用

根据室内研究成果,在S油田优选4个井组开展变黏度聚合物驱注入试验,试验方案见表2。4个井组试验前均处于聚合物驱中后期,注聚浓度为1 750 mg/L。A2、J3井组2016年10月开始实施,A8、J14井组2017年7月开始实施,截至2018年1月,4个井组均按方案完成注入。实施后平均单井注液量提高15%~25%,含水下降0.5%~1.0%,年增油4 000 m³左右,变黏度聚合物驱效果明显。

表2 试验井组变黏度聚合物驱注入方案

井组	试验前含水率/%	高黏段塞注入浓度/(mg·L ⁻¹)	低黏段塞注入浓度/(mg·L ⁻¹)	注入轮次
A2	73.5	2 060	1 750	2
A8	56.2	1 750	1 500	1
J3	59.6	2 000	1 200	2
J14	75.1	2 100	1 750	1

4 结论

(1)物模实验及数值模拟表明,变黏度聚合物驱注入驱油效果好于单一段塞注入,(下转第84页)

井造斜点要浅,后实施的井造斜点要深。

(2)当井口位置在靶点中间时,大门方向没有特定要求,只要轨迹不交叉,按顺序依次施工即可。

(3)对于井组中井数较多的丛式井组,要以井口为中心划分为4个象限,象限之间的井不能交叉,依次对每个象限中的井施工;在每个象限中,按照“井口位置在靶点坐标一侧”和“井口位置在靶点中间”中涉及的原则设计施工。

参考文献:

- [1] 高德利.大型丛式水平井工程与山区页岩气高效开发模式[J].天然气工业,2018,38(8):1-7.
- [2] JJ阿扎,G罗埃罗·萨莫埃尔.钻井工程技术[M].北京:石油工业出版社,2011.

- [3] 陈平.钻井与完井工程[M].北京:石油工业出版社,2005.
- [4] 胡中志,徐小峰,侯怡,等.基于概率分析的密集丛式井组造斜窗口确定方法[J].石油钻采工艺,2011,33(1):23-26.
- [5] 刘晓艳,施亚楠,李培丽.丛式井组总体防碰与钻井顺序优化技术及应用[J].石油钻采工艺,2012,34(2):9-12,16.
- [6] 许军富,徐文浩,耿应春.渤海人工岛大型丛式井组加密防碰优化设计技术[J].石油钻探技术,2018,46(2):24-29.
- [7] 闫铁,焦文夫,毕雪亮,等.基于蚁群算法的丛式井井口分配方法研究[J].断块油气田,2014,21(2):224-227.

(编辑 韩 枫)

(上接第60页)它可有效改善吸液剖面,增加中低渗层吸液量,使得各层驱替液流度差异减小,实现均衡驱替。

(2)高低黏段塞大小、注入速度、注入轮次是影响变黏度聚合物驱注入效果的关键因素。在6倍渗透率级差下,高低黏段塞大小比为0.3时,高低黏段塞恒速交替注入2轮次相比单一段塞提高采收率2.42%,高低黏段塞注入速度比为1:2时,高黏低速+低黏高速段塞注入相比单一段塞提高采收率4.84%。

(3)现场试验结果表明,变黏度聚合物驱技术是聚驱中后期提高聚驱效果的有效措施。

参考文献:

- [1] 周守为,韩明,向问陶,等.渤海油田聚合物驱提高采收率技术研究及应用[J].中国海上油气,2006,18(6):386-389,412.
- [2] 敖文君,阚亮,田津杰,等.渤海稠油油田聚合物驱阶段注采特征研究[J].陕西科技大学学报,2018,36(6):98-102.
- [3] 陈明贵,杨光,石鑫,等.渤海稠油油田早期注聚剖面

返转规律及控制方法研究[J].油田化学,2017,34(2):278-284.

- [4] 未志杰,康晓东,何春百,等.海上稠油聚合物驱交替注入参数优化研究[J].特种油气藏,2018,25(1):78-84.
- [5] 曹瑞波,王晓玲,韩培慧,等.聚合物驱多段塞交替注入方式及现场应用[J].油气地质与采收率,2012,19(3):71-73.
- [6] 涂广玉,魏青涛,陈艳秋,等.大庆油田S区块水驱后聚合物驱注入方式优化研究[J].当代化工,2018,47(2):236-239.
- [7] 曹瑞波,韩培慧,孙刚.变黏度聚合物段塞交替注入驱油效果评价[J].石油钻采工艺,2011,33(6):88-91.
- [8] 黄斌,宋考平,傅程,等.变黏度聚合物驱提高采收率方法[J].中外能源,2012,17(7):35-38.
- [9] 杨菲.聚合物驱多段塞交替注入效果[J].大庆石油地质与开发,2014,33(4):107-110.
- [10] 韩培慧,么世椿,李治平,等.聚合物与碱、表面活性剂交替注入物理模拟实验研究[J].大庆石油地质与开发,2006,25(1):95-97.

(编辑 谢 葵)