

引用格式:王正欣,张连锋,杨璐,等.适用于双河油田聚驱后油藏的非均相复合驱油体系研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(6):78-84.
WANG Z X, ZHANG L F, YANG L, et al. Heterogeneous combination flooding system for reservoir after polymer flooding in Shuanghe Oil Filed[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6):78-84.
DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.06.012

适用于双河油田聚驱后油藏的非均相复合驱油体系研究

王正欣¹,张连锋¹,杨璐¹,刘艳华¹,卢军²,张卓¹

(1.中国石化河南油田分公司石油勘探开发研究院、河南省提高石油采收率重点实验室,河南 南阳 473132;
2.中国石化河南油田分公司油气开发管理部,河南 南阳 473132)

摘要:聚合物驱后油藏储层非均质矛盾加剧,剩余油分布更加分散,常规化学驱进一步提高采收率难度大。针对双河油田北块Ⅱ_x层系聚驱后中高渗透率砂砾岩油藏特点,设计一种由聚合物、黏弹颗粒驱油剂PPG和高效表面活性剂组成的非均相复合体系,开展了驱剂优选、热稳定性评价及注入方式优化。实验结果表明,得到的P/PPG/S非均相复合体系具有高黏弹、超低界面张力的优异性能,热稳定性良好,能够有效改善储层非均质性,扩大波及体积,同时提高驱油效率。岩心驱油实验表明,模拟油藏条件下,采用P/PPG与P/PPG/S非均相复合体系组合驱替的方式,聚驱后进一步提高采收率27.8%,从而为双河油田聚合物驱后油藏有效提高采收率提供了一种技术方法。

关键词:聚驱后油藏;非均相复合驱油体系;黏弹性颗粒驱油剂(PPG);表面活性剂;提高采收率

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Heterogeneous combination flooding system for reservoir after polymer flooding in Shuanghe Oil Filed

WANG Zhengxin¹, ZHANG Lianfeng¹, YANG Lu¹, LIU Yanhua¹, LU Jun², ZHANG Zhuo¹

(1.Exploration and Development Research Institute, Sinopec Henan Oilfield, Nanyang, Henan 473132, China & Henan EOR Key Laboratory, Nanyang, Henan 473132, China; 2.Oil and Gas Development Management Division, Sinopec Henan Oilfield, Nanyang, Henan 473132, China)

Abstract: For the reservoirs after polymer flooding, the heterogeneity is stronger and the remaining oil distribution is more dispersed, conventional chemical flooding in consequence is difficult to further improve oil recovery effectively. Therefore, a heterogeneous combination flooding system consisting of polymer, preformed particle gel (PPG) and highly effective surfactant has been designed according to the features of medium-high permeability sandstone reservoir in Ⅱ_x layers of Shuanghe Oil Filed after polymer flooding. Thereafter, the selection of flooding agent, evaluation of thermal stability and Optimization of injection mode have been studied. The experimental results showed that the obtained P/PPG/S system has excellent high viscoelasticity, ultra-low interfacial tension, and thermal stability, which can effectively improve reservoir heterogeneity, expand sweep volume and enhance oil displacement efficiency. Core displacement experiments showed that the oil recovery could further enhance by 27.8% after the combination flooding of P/PPG system and P/PPG/S system under simulated reservoir conditions. Thus it provides a technical method for effectively enhancing oil recovery after polymer flooding in Shuanghe oilfield.

Key words: reservoir after polymer flooding, heterogeneous combination flooding system, preformed particle gel (PPG), surfactant, enhanced oil recovery (EOR)

收稿日期:2020-06-09。

第一作者简介:王正欣(1970—),男,硕士,高级工程师,主要从事三次采油化学驱油技术研究。地址:河南省南阳市宛城区河南油田勘探开发研究院,邮政编码:473132。E-mail:yjyclswwx.hnyt@sinopec.com

基金项目:中国石化股份有限公司示范工程“中高渗砂砾岩油藏聚驱后非均相复合驱技术”(P19007-4);中国石化股份有限公司重大专项“聚驱后油藏水驱提高采收率技术”(P16080)。

双河油田北块Ⅱ_x层系含油面积6.1 km²,地质储量899.0×10⁴t,平均渗透率673×10⁻³ μm²,地下原油黏度8.2 mPa·s,地层温度71.0 ℃。层系于1998年1月开始,历时近4年半,注入聚合物0.56PV,聚驱控制储量553×10⁴t,累计增产29.9×10⁴t,提高采收率5.4%,聚驱效果显著。

目前,区块采出程度50.5%,综合含水98.6%,聚合物驱开发进入高含水阶段,进一步提高采收率的难度大:1)储层宏观及微观的非均质性进一步加剧^[1-2],动用好、贡献大的仍是占很小比例的高渗透层,而中、低渗透层产液少或不出液^[3-4];2)采出程度高,剩余油更加分散,聚合物驱效果变差,启动难度更大^[5-6]。因此,需要进一步扩大波及体积和提高洗油效率以有效动用剩余储量。

PPG(黏弹颗粒驱油剂)是一种新型液流转向剂,吸水后可溶胀,具有良好的黏弹性,在外力作用下能发生形变而通过多孔介质,因此具备较好的运移能力^[7]。与常规聚合物驱、二元或三元复合驱的均相体系相比,由于PPG产品只能溶胀而不溶于水,当与聚合物或表面活性剂复配后形成一种非均相驱油体系,这种非均相体系含有软固体颗粒PPG,体相黏度及黏弹性比聚合物更强,颗粒悬浮性得到改善,流动阻力降低,PPG颗粒通过在孔隙内滞留,堵塞大孔隙通道,具有深部液流转向作用,可大幅度提高聚合物的波及体积;同时叠加表面活性剂超低界面张力带来的洗油能力,使其具有液流转向和驱油的双重作用^[8-9],获得更好的驱油效果。胜利油田于2009年2月在孤岛油田中一区Ng₃单元开展聚驱后井网调整非均相复合驱先导试验,试验区储层渗透率(1.5~2.5)×10⁻³ μm²,采出程度52.3%,综合含水98.3%,应用非均相复合驱,含水最下降了17.5%,日产油最高增加到84.7 t,取得良好的增油降水效果^[10-12]。

因此,针对双河北块Ⅱ_x层系油藏条件,设计一种由聚合物、黏弹颗粒驱油剂PPG和高效表面活性剂组成的具有较强剖面调整能力和洗油能力非均相复合驱油体系,开展了驱油体系的性能评价及驱替方式优化,从而为该类聚合物驱后油藏进一步大幅度提高采收率提供一种技术方法。

1 实验条件与实验方法

1.1 主要实验材料

聚合物为双河油田聚合物驱现场用部分水解聚

丙烯酰胺ZJ-2,郑州正佳公司产品,相对分子质量2 600×10⁴,水解度23%。表面活性剂为阴、阳离子复配表面活性剂HN-4,上海石油化工研究院产品,活性物含量50%。黏弹颗粒驱油剂PPG为郑州正佳公司系列化的具有黏弹性且在多孔介质中可运移的新型颗粒型产品,其网络结构物含量25%~75%,粒径50~200 μm,性能评价参数见表1。原油为Ⅱ_x层系原油,经过脱水处理,黏度13.9 mPa·s。配液用水为双河油田产出水,水型NaHCO₃,矿化度5 002 mg/L, Ca²⁺、Mg²⁺总含量22 mg/L。实验岩心为3倍渗透率级差(400×10⁻³ μm²/1 200×10⁻³ μm²),层间非均质人造长岩心(2.5 cm×2.5 cm×30 cm)及气测渗透率650×10⁻³ μm²人造长岩心(2.5 cm×2.5 cm×30 cm),岩心制备采用不同目数石英砂按照一定比例混合并搅拌均匀,放入岩心制备装置中高压压实、胶结而成。

1.2 实验方法

1.2.1 PPG黏弹性测定

在71 ℃,固定应力、频率,应用HAKKE MARS流变仪在振动过程中对待测液进行弹性测试,记录弹性模量、黏性模量等参数。

1.2.2 界面张力测定

用美国Texas-500C型旋滴界面张力仪在71 ℃、4 500 r/min条件下测量驱油体系与原油间的界面张力。

1.2.3 黏度测定

用美国DV-Ⅲ型Brookfield黏度计在71 ℃、7.341/s剪切速率下测量驱油体系的黏度。

1.2.4 长期稳定性实验

将待测溶液抽空除氧后通过三通移入安瓿瓶中,用火封口,于71 ℃恒温箱中老化,间隔一定时间取出安瓿瓶测定表观黏度、弹性模量、界面张力。

1.2.5 岩心渗流实验

采用气测渗透率650×10⁻³ μm²人造长岩心(模型入口端、距入口端15 cm处、出口端各设有1个测压点)在71 ℃开展渗流实验,实验在物理模拟装置(江苏省海安石油仪器设备厂生产,见图1)上完成,用水为双河油田产出水。实验步骤如下:①岩心抽真空



图1 物理模拟装置实物

Fig. 1 Physical simulation device

饱和水,静置 24 h;②30 mL/h 流速下水驱至压力平衡(p_1);③以注入速度 30 mL/h 注入化学驱油体系,待压力稳定(p_2)再水驱至压力稳定为止(p_3);④绘制注入压力随注入孔隙体积倍数变化的关系曲线,计算 p_2/p_1 为阻力系数, p_3/p_1 为残余阻力系数。

1.2.6 岩心驱油实验

在江苏省海安石油仪器设备厂生产的物理模拟装置上完成。采用3倍渗透率级差($400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 / 1200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)层间非均质人造长岩心在 71 °C 开展驱油实验,实验在物理模拟装置(图1)上完成,用水为双河油田产出水。驱替实验步骤如下:①岩心抽真空饱和水后饱和原油,静置 24 h;②水驱至岩心出口端不再出油为止;③模拟一次聚驱:注入速度 30 mL/h,注入 0.4PV 聚合物溶液(800 mg/L ZJ-2),水驱至不出油;④分别注入不同配方的驱油体系,水驱至不出油结束。

2 实验结果及讨论

2.1 非均相复合驱油体系配方设计

2.1.1 黏弹颗粒驱油剂(PPG)筛选

双河北块 II x 层系孔隙度和渗透率中等,平均孔隙度为 20 %,平均空气渗透率为 $0.67 \mu\text{m}^2$,因此,在 PPG 的选择上,弹性模量过高,产品变形能力变差,易导致现场注入困难;弹性模量太低,难以有效暂堵大孔道,实现液流转向^[13]。室内选择了粒径范围在 50 ~ 200 μm 的 B、C、D、E、F 五种 PPG 颗粒,在双河油藏条件下,考察了 2 000 mg/L 浓度 PPG 水溶液分散体系的弹性特征,结果见表 1。

PPG 在双河产出水中溶胀后,形成非均相体系,肉眼可见 PPG 溶胀颗粒。由表 1 可以看出,相同的浓度下,5 种 PPG 体系的弹性模量均大于黏性模量,黏

表 1 样品的黏弹性能对比
Table 1 Comparison of viscoelasticity

样品 编号	弹性模量/ Pa	黏性模量/ Pa	复数模量/ Pa	复数黏度/ (Pa·s)	粒径/ μm
B	21.5	7.540	22.770	3.624	100 ~ 200
C	0.149	0.113	0.186	0.029 7	50 ~ 150
D	0.780	0.531	0.950	0.151	50 ~ 150
E	0.910	0.740	1.180	0.188	50 ~ 150
F	12.3	2.42	12.6	2.0	150 ~ 200

弹性能以弹性为主,表现出一定的变形能力。其中,弹性模量由高到低依次为 B、F、E、D、C 型 PPG 颗粒。

2.1.2 渗流特征评价

PPG 颗粒在水中不能完全溶解,通过加入一定浓度的聚合物溶液复配后,有助于提高 PPG 的悬浮性,进一步扩大波及体积^[14]。双河北块 II x 层系属于胶结型孔隙结构,因此,实验采用人造胶结岩心,在聚合物 1 200 mg/L、PPG 600 mg/L 浓度条件下,考察了 B、C、D、E、F 五种 PPG 复配体系在多孔介质中的渗流特征,计算阻力系数和残余阻力系数,结果见表 2。阻力系数反映了驱替相改善流度比的能力,该值越大,流度控制能力越强;残余阻力系数反映了驱替相降低水相渗透率的能力^[15]。由表 2 可以看出,在胶结岩心注入过程中,PPG 与聚合物复配后,大幅度提高了聚合物的体相黏度 39 % 以上,P/PPG 非均相体系的阻力系数和残余阻力系数也远高于单一聚合物溶液。通过观察岩心注入端,B 体系在注入端面有明显的颗粒堆积,剩余的 C、D、E、F 体系中,D 体系不但具有较高的阻力系数(381.8),还具有最高的残余阻力系数(60.5),表现出良好的流度控制能力。

胶结岩心渗流特征方面,选取弹性模量最高的产品 B、次高的产品 F 和 D 三种有代表性的非均相体

表 2 P/PPG 非均相体系的阻力系数、残余阻力系数
Table 2 RF and RRF of P/PPG heterogeneous system

注入体系配方	黏度/ (mPa·s)	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	阻力 系数	残余阻力 系数
1 200 mg/L P	27.7	645	32.3	2.7
1 200 mg/L P+600 mg/L B	68.3	662	373.0	312.5
1 200 mg/L P+600 mg/L C	38.6	653	88.9	8.1
1 200 mg/L P+600 mg/L D	67.2	691	381.8	60.5
1 200 mg/L P+600 mg/L E	63.9	687	390.2	50.8
1 200 mg/L P+600 mg/L F	55.5	630	211.5	31.3

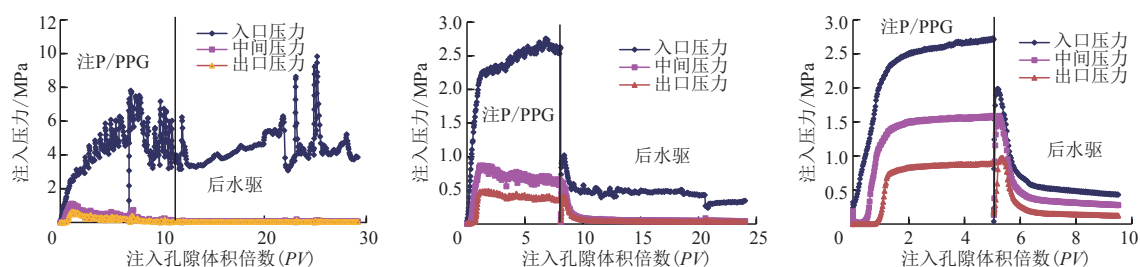


图2 P/PPG非均相体系(PPG分别为B、F、D;P为ZJ-2)在胶结岩心里的注入压力变化曲线

Fig. 2 Injection pressure variation of P/PPG heterogeneous system(PPG in turn is B, F, D; P is ZJ-2) in consolidated core

系在岩心中的注入压力曲线(图2)可以看出:1)三种非均相体系在多孔介质运移过程,注入压力均呈现不同程度的锯齿状波动,表现出PPG“驱替—堵塞—驱替”的交替过程。2)弹性模量最高的产品B在注入过程中,颗粒的变形运移难度较大,注入端压力大幅增加后,锯齿状波动明显。后续水驱阶段,入口端注入压力起伏上升后维持在312.5左右的高值,岩心中后段的2个测压孔的压力始终较低,因此,颗粒无法完全通过注入端岩心的孔隙形成堆积,认为产品B的孔径尺寸与岩心孔隙尺寸不匹配。3)弹性模量较高的产品F在注入过程中的入口注入压力明显升高后趋于稳定,岩心中后段的2个测压孔的压力都有一定升高并趋于平稳,表明驱油体系能够注入中低渗透率岩心的中后部;在后续水驱阶段,入口注入压力逐渐下降趋于平稳,岩心中后段的2个测压孔的压力都快速降低。4)产品D在注入过程中的入口注入压力变化规律与产品F相似,后水驱阶段,各端点压力依次上升后逐渐下降趋于平稳,表现出更好的流动性和较高的残余流动阻力(表2)。

综合上述分析认为,PPG产品D与聚合物复配的非均相体系在多孔介质中的注入压力稳定,形成较大的阻力系数和残余阻力系数(表2),展现出良好的流度控制能力,因此,确定产品D作为下一步研究非均相复合体系的PPG。

2.2 表面活性剂评价

筛选表面活性剂的重要标准是使油水界面张力达到超低数量级^[16-18]。表面活性剂HN-4采用阴、阳离子型表面活性剂复配而成,阴、阳离子表面活性剂由于静电吸引的作用,分子在界面的排布更加紧密,从而具有高界面活性及良好的应用性能^[19-20]。在双河油藏条件下,依据胜利油田《驱油用表面活性剂技术要求》(Q/SH1020 2191-2018),考察了表面活性剂

HN-4在2 000 mg/L浓度下的吸附量、洗油能力和180 d长期老化的稳定性能,结果见表3。可以看出,HN-4表面活性剂溶液与油砂充分接触后的吸附量为1.71 mg/g,洗油能力高达74%,且在油藏温度长期老化后的油水界面张力能维持在 10^{-4} mN/m数量级,具备较低的吸附量、良好的洗油能力和长期稳定性能。

表3 表面活性剂HN-4的性能评价

Table 3 Performance evaluation of surfactant HN-4

样品浓度/ mg/L	吸附量/ mg/g	洗油能力/ %	界面张力/($\text{mN}\cdot\text{m}^{-1}$)	
			初始	老化180 d
2 000	1.71	74	1.02×10^{-4}	3.72×10^{-4}

图3为表面活性剂HN-4在50~3 000 mg/L浓度范围下的动态界面张力曲线。从曲线可以看出,在100 mg/L低浓度下,溶液界面张力值即可达到 1.78×10^{-2} mN/m,在300 mg/L~3 000 mg/L浓度范围内,溶液的界面张力值维持在 10^{-4} mN/m。因此,HN-4表面活性剂在低浓度区域可以维持超低界面张力,具有较强的界面活性和抵抗稀释扩散的能力。

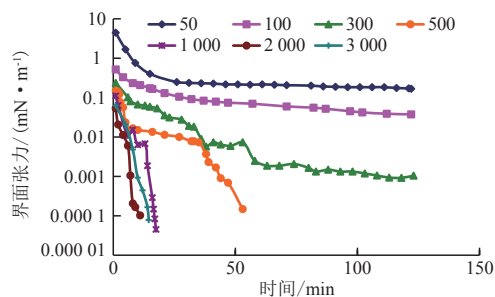


图3 表面活性剂浓度对动态界面张力的影响曲线

Fig. 3 Influence curve of surfactant concentration on dynamic interfacial tension

2.3 非均相复合体系性能评价

2.3.1 不同类型非均相体系性能对比

采用双河产出水分别配制1 200 mg/L ZJ-2聚合

物溶液, 1 200 mg/L ZJ-2+2 000 mg/L HN-4 二元体系, 1 200 mg/L ZJ-2+600 mg/L PPG 非均相体系, 1 200 mg/L ZJ-2+600 mg/L PPG +2 000 mg/L HN-4 非均相体系, 对比考察了单一聚合物、PS 二元体系、P/PPG 非均相体系、P/PPG/S 非均相体系的黏弹性和界面性能(表4、图4), 从而评估非均相体系较常规均相体系的技术优势。

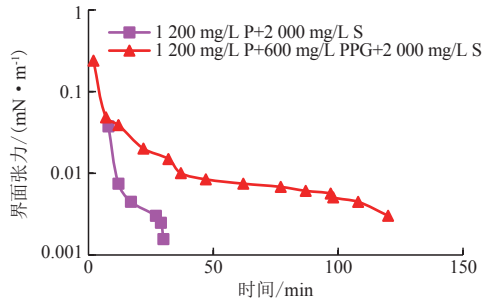


图4 不同类型驱油体系动态界面张力曲线
Fig. 4 Dynamic interfacial tension of different oil displacement systems

实验结果表明: 1) 在 PPG 与聚合物复配体系中, 大量分布的 PPG 与黏稠的本体溶液形成了结构黏度^[21], 使得该体系除对颗粒的悬浮携带能力增强外, 较单一聚合物溶液体系相黏度、黏弹性显著增加(表3), 非均相体系偏弹性, 改变了聚合物溶液偏黏性的特点, 因此, 能够进一步提高封堵强度, 更有效改善波及状况; 2) 表面活性剂浓度 2 000 mg/L 时, P/PPG/S 非均相复合体系较传统 P/S 二元体系的界面张力有所上升, PPG 的加入延长了表面活性剂降低界面张力的作用时间(图4), 但体系界面张力可以达到

10^{-3} mN/m 数量级, 仍能够较好地发挥表面活性剂的界面性能; 3) 配方 1 200 mg/L P + 600 mg/L PPG + 2 000 mg/L S 可以达到良好的表观黏度、黏弹性和超低界面张力, 从而表明设计的非均相体系较常规均相体系具有更好的扩大波及和洗油作用叠加能力。

2.3.2 化学体系长期热稳定性评价

采用双河产出水分别配制 1 200 mg/L ZJ-2 聚合物溶液, 2 000 mg/L HN-4 表面活性剂溶液, 1 200 mg/L ZJ-2+600 mg/L PPG 非均相体系, 1 200 mg/L ZJ-2+600 mg/L PPG + 2 000 mg/L HN-4 非均相体系, 四种驱油体系在 71 °C 条件下老化 90~180 d 后的表观黏度、弹性模量、界面张力与老化时间的关系见图 5。

由图 5 可以看出: 1) 在 71 °C 长期老化过程中, 单一聚合物溶液表观黏度维持稳定; P/PPG 非均相体系黏度缓慢上升; P/PPG/S 非均相体系黏度明显增加, 表面活性剂的老化增黏作用明显; 2) 老化 90 d 过程中, P/PPG 与 P/PPG/S 非均相体系的弹性模量明显增加后趋于平稳, 两者老化的表观黏度相差较大, 弹性性能相当, 表明表面活性剂对非均相体系的弹性模量影响有限; 3) 界面性能方面, P/PPG/S 非均相复合体系的油水界面张力随着黏度增加, 略有上升, 180 d 老化过程中, 界面张力可以维持在 5×10^{-3} mN/m 以下, 热稳定性良好。

2.3.3 驱油效果评价

由于注入方式包括多级段塞设计, 短岩心无法

表4 不同类型驱油体系黏弹性、界面性能对比

Table 4 Comparison of viscoelasticity and interfacial properties of different oil displacement systems

驱油体系	黏度/(mPa·s)	弹性模量 G' / Pa	黏性模量 G'' / Pa	复合模量 G^* / Pa	界面张力/(mN·m ⁻¹)
1 200 mg/L P	27.7	0.142	0.185	0.233	
1 200 mg/L P + 2 000 mg/L S	29.9	0.177	0.206	0.294	1.56×10^{-3}
1 200 mg/L P + 600 mg/L PPG	56.3	0.334	0.298	0.448	
1 200 mg/L P + 600 mg/L PPG + 2 000 mg/L S	60.8	0.396	0.334	0.518	3.02×10^{-3}

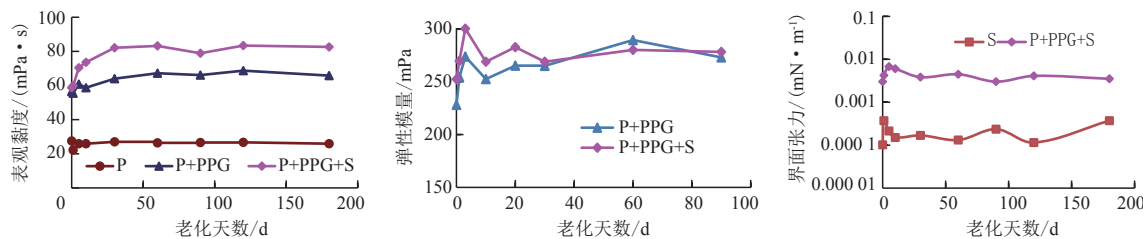


图5 驱油体系表观黏度、弹性模量、界面张力与老化时间的关系曲线

Fig. 5 Relation between apparent viscosity, elastic modulus, interfacial tension and aging time of oil displacement system

精确计量注入孔隙倍数,因此,在驱油效果评价上,采用3倍渗透率级差($400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 / 1200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)的人造层间非均质模型优化注入方式。

分别考察了P/S二元复合驱,在P/S二元复合驱前后增加高浓度聚合物调剖段塞、P/PPG非均相体系段塞以及采取在P/PPG/S非均相复合驱前后增加P/PPG调剖段塞这四种注入方式下的驱油效果。在段塞组合中,P/S二元复合驱配方为1500 mg/LZJ-2+2000 mg/L HN-4,调剖的高浓度聚合物驱配方为1800 mg/LZJ-2,P/PPG非均相体系配方为1200 mg/LZJ-2+600 mg/L D,P/PPG/S非均相体系配方为1200 mg/L ZJ-2+600 mg/L D+2000 mg/L HN-4。驱油实验结果见表5。

驱油实验结果表明:1)在水驱过程中,高渗层出现了明显的窜流,导致水驱采收率低;在聚驱过程中,低渗层有了进一步动用,但是剖面改善效果有限,因此一次聚驱采收率在41%~46%。2)P/PPG非均相体系作为调剖段塞,具备与P/S二元复合驱油体系良好的协同增效作用。一次聚驱后,P/PPG非均相调剖段塞与二元体系结合的注入方式提高采收率高于二元复合驱注入方式3.9%,也高于高浓度聚合物做调剖段塞的组合注入方式4.6%,从而表现出在非均质岩心驱油过程中更好的流度改善作用。3)PPG颗粒具备全过程调驱的良好性能,进一步采用P/PPG调剖段塞与P/PPG/S非均相体系组合注入方式,一次聚驱后可以进一步提高采收率27.8%,高于其他注入方式5%。因此,从数据间纵向对比结果,综合考虑驱油效果和驱油成本,推荐现场应用的注入方式为:0.1PV P/PPG非均相体系+0.35PV P/PPG/S非均相体系+0.05PV P/PPG非均相体系。

3 结论与认识

1) 针对双河油田北块Ⅱ_x层系聚合物驱后油藏

条件,筛选评价了一种由聚合物、PPG和高效表面活性剂组成的非均相复合驱油体系,具有高黏弹、超低界面张力的优异性能,从而具备改善聚驱后储层非均质性,扩大波及体积,同时提高驱油效率的能力。

2)在聚合物溶液中加入PPG颗粒形成非均相体系,其表观黏度、黏弹模量均显著增加,具有良好的流动性和较高的残余流动阻力,表现出良好的流度控制能力。

3)在P/PPG非均相体系中进一步加入表面活性剂,驱油体系能够在维持良好的黏弹性能同时,大幅度降低油水界面张力至 10^{-3} mN/m超低数量级。非均相驱油体系在71℃老化过程中,黏弹性能较初始值进一步上升,界面张力维持在 5×10^{-3} mN/m数量级以下,稳定性能良好。

4)优选的非均相体系具有稳定的携带运移作用,对地层堵塞风险小,在层状非均质储层具备较好的流度控制能力,推荐现场应用的注入方式为:0.1PV P/PPG非均相体系+0.35PV P/PPG/S非均相体系+0.05PV P/PPG非均相体系,其中P/PPG非均相体系配方为1200 mg/L ZJ-2+600 mg/L D,P/PPG/S非均相体系配方为1200 mg/L ZJ-2+600 mg/L D+2000 mg/L HN-4。岩心驱油实验表明,聚合物驱后可提高采收率27.8%,双河油田北块Ⅱ_x层系采用非均相复合驱作为聚合物驱后提高采收率的接替技术具备有效提高区块原油采收率的能力。

参考文献

- 刘海波.大庆油区长垣油田聚合物驱后优势渗流通道分布及渗流特征[J].油气地质与采收率,2014,21(5):69-72.
LIU H B. Dominant flowing channels distribution and seepage characteristics after polymer flooding in Daqing oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 69-72.
- 钟玉龙,方越,李洪生,等.双河油田聚合物驱后储层参数变化规律[J].特种油气藏,2020,27(3):339-343.
ZHONG Y L, FANG Y, LI H S, et al. Variation of reservoir parameters after polymer flooding in Shuanghe Oilfield[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(3): 339-343.

表5 不同注入方式的驱油效果对比

Table 5 Comparison of oil displacement effect of different injection methods

化学驱油体系	水驱采收率/ %	一次聚驱 采收率/%	最终 采收率/%	二次化学驱提高 采收率/%
0.5PV P/S二元体系	22.3	42.6	64.4	21.8
0.1PV高浓度聚合物+0.35PV P/S二元体系+0.05PV高浓度聚合物	24.3	41.4	62.5	21.1
0.1PV P/PPG非均相体系+0.35PV P/S二元体系+0.05PV P/PPG非均相体系	23.2	41.9	67.6	25.7
0.1PV P/PPG非均相体系+0.35PV P/PPG/S非均相体系+0.05PV P/PPG非均相体系	23.5	45.9	73.7	27.8

- [3] 卢祥国,曹豹,谢坤,等.非均质油藏聚驱提高采收率机理再认识及改善方法[J].石油勘探与开发,2021,48(1):1-8.
LU X G, CAO B, XIE K, et al. Mechanisms of polymer flooding in a heterogeneous reservoir and its improvement method[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 1-8.
- [4] 白琳.聚合物驱主流线与分流线油藏剩余油特征[J].大庆石油地质与开发,2018,37(2):108-114.
BAI L. Characteristics of the reservoir remained oil in the main and diversion streamlines flooded by the polymer[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(2): 108-114.
- [5] 陈程,宋新民,李军.曲流河点砂坝储层水流优势通道及其对剩余油分布的控制[J].石油学报,2012,33(2):257-263.
CHEN C, SONG X M, LI J. Dominant flow channels of point-bar reservoirs and their control on the distribution of remaining oils[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 257-263.
- [6] 李洪生.双河油田聚合物驱后微观剩余油分布特征[J].西安石油大学学报(自然科学版),2018,33(3):69-74.
LI H S. Microscopic distribution characteristics of residual oil after polymer flooding in Shuanghe Oilfield[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science), 2018, 33(3): 69-74.
- [7] 刘煜.黏弹性颗粒驱油剂注入性能研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2016,31(5):60-63.
LIU Y. Study on injection performance of viscoelastic particle displacement agent(preformed particle gel(PPG)) [J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science), 2016, 31(5): 60-63.
- [8] 鲁娇,彭勃,李明远,等.预交联聚丙烯酰胺分散体系的制备及封堵性能[J].石油学报(石油加工),2010,2(5):800-805.
LU J, PENG B, LI M Y, et al. Preparation and plugging properties of pre-crosslinked poly acrylamide dispersion[J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2010, 2(5): 800-805.
- [9] 崔晓红.新型非均相复合驱油方法[J].石油学报,2011,32(1):122-126.
CUI X H. A study on the heterogeneous combination flooding system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 122-126.
- [10] 孙焕泉.基于储层孔喉匹配的非均相复合驱技术研究及矿场实践——以胜坨油田一区沙二段1-3砂组聚合物驱后单元为例[J].油气地质与采收率,2020,27(5):53-61.
SUN H Q. Research on heterogeneous combination flooding technology based on matching between system and reservoir pore throat and its field application:A case of post-polymer flooding Es₂1-3 in Sheng1 area, Shengtuo Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(5): 53-61.
- [11] 郭兰磊.聚驱后油藏化学驱提高采收率技术及先导试验[J].大庆石油地质与开发,2014,33(1):122-126.
GUO L L. Chemical EOR technique and pilot test for the oil reservoirs after polymer flooded[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(1): 122-126.
- [12] 曹绪龙.非均相复合驱油体系设计与性能评价[J].石油学报(石油加工),2013,29(1):115-121.
CAO X L. Design and performance evaluation on the heterogeneous combination flooding system[J]. Acta Petrolei Sinica(Petroleum Processing Section), 2013, 29(1): 115-121.
- [13] 陈晓彦.非均相驱油剂应用方法研究[J].石油钻采工艺,2009,31(5):85-88.
CHEN X Y. Method study for application of heterogeneous oil displacement agent[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(5): 85-88.
- [14] 计秉玉,王友启,聂俊,等.中国石化提高采收率技术研究进展与应用[J].石油与天然气地质,2016,37(4):572-576.
JI B Y, WANG Y Q, NIE J, et al. Research progress and application of EOR techniques in SINOPEC[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(4): 572-576.
- [15] 张莉,崔晓红,任韶然.聚合物驱后油藏提高采收率技术研究[J].石油与天然气化工,2010,39(2):144-147.
ZHANG L, CUI X H, REN S R, et al. The study on enhanced oil recovery technology in reservoirs after polymer flooding[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2010, 39(2): 144-147.
- [16] 刘艳华,孔柏岭,肖磊,等.特高含水油藏复合驱技术提高采收率研究[J].油田化学,2013,30(4):570-574.
LIU Y H, KONG B L, XIAO L, et al. Study on combination flooding enhanced oil recovery technique in ultra-high water cut reservoir[J]. Oilfield Chemistry, 2013, 30(4): 570-574.
- [17] 廖广志,王强,王红庄,等.化学驱开发现状与前景展望[J].石油学报,2017,38(2):196-207.
LIAO G Z, WANG Q, WANG H Z, et al. Chemical flooding development status and prospect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2): 196-207.
- [18] 李永太,孔柏岭.提高三元复合驱现场应用效果的技术途径[J].西南石油大学学报(自然科学版),2019,41(4):113-119.
LI Y T, KONG B L. Technical approach for improving the field application result of ASP flooding[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2019, 41(4): 113-119.
- [19] LI Y C, ZHANG W D, KONG B L, et al. Mixtures of anionic/cationic surfactants: a new approach for enhanced oil recovery in low-salinity, high-temperature sandstone reservoir[J]. SPE Journal, 2016, 21(4): 1164-1177.
- [20] LI Y C, KONG B L, ZHANG W D, et al. Field application of alkali/surfactant/polymer flood with novel mixtures of anionic/cationic surfactants for high-temperature and high-water-cut mature sandstone reservoir[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2020, 23(3): 1093-1104.
- [21] 韩培慧,闫坤,曹瑞波,等.聚驱后油层提高采收率驱油方法[J].岩性油气藏,2019,31(2):143-150.
HAN P H, YAN K, CAO R B, et al. Oil displacement methods for enhanced oil recovery after polymer flooding[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(2): 143-150.

(编辑 徐佩)