

胜利油区海上油田二元复合驱油体系 优选及参数设计

赵方剑^{1,2},曹绪龙³,祝仰文²,侯健¹,孙秀芝²,郭淑凤²,苏海波²

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛266580; 2. 中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营257015; 3. 中国石化胜利油田分公司,山东东营257001)

摘要:胜利油区海上油田水驱开发产量呈现逐年下降的趋势,急需转换为二元复合驱方式进行提速增效开发。二元复合驱作为大幅度提高原油采收率和采油速度的有效方法,已经在陆上油田大规模推广应用。但是,由于油藏条件存在差异,海上油田无法照搬陆上油田方案。按照海上油田开展二元复合驱技术要求,通过对多个驱油剂产品的溶解性、热稳定性、抗盐性等关键指标进行优选,得到由聚合物C10与复配的高效活性剂组成的配伍性和稳定性良好的二元复合驱油体系。结合室内物理模拟实验和数值模拟研究,对二元复合驱油技术的注入黏度、注入速度以及段塞尺寸等注入参数进行了优化设计。研究表明,该二元复合驱油体系注入0.4 PV之后,采收率提高29.2%,相对于同段塞尺寸单一聚合物驱增加11.3%。数值模拟预测结果显示,在最佳黏度比为0.5、注入速度为0.07 PV/a、最佳注入段塞尺寸为0.42 PV的条件下,与水驱相比二元复合驱可提高采出程度11.6%,最大幅度提高海上油田采油速度和原油采收率。

关键词:二元复合驱;提高采收率;注入参数;采油速度;海上油田

中图分类号:TE357.46

文献标识码:A

Injection parameters optimization of binary combination flooding system in offshore oil field, Shengli oil province

ZHAO Fangjian^{1,2}, CAO Xulong³, ZHU Yangwen², HOU Jian¹, SUN Xiuzhi², GUO Shufeng², SU Haibo²

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 3. Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China)

Abstract: The production rate through water flooding in offshore oil field, Shengli oil province is decreasing year by year, it is urgent to convert water flooding to binary combination flooding to accelerate the development and improve producing efficiency. As an effective method to dramatically improve oil recovery and oil recovery rate, binary combination flooding technology has been widely used in onshore oil fields. However, due to the difference of reservoir conditions, offshore oil field cannot copy the reservoir development program from onshore oil fields. According to the technical requirements of binary combination flooding in offshore oil field, Shengli oil province, the key factors such as solubility, thermal stability and salt resistance of oil displacement agents are evaluated, and the selected polymer C10 and high-efficiency compound surfactant form the binary combination flooding system with excellent performance of compatibility and stability. The injection viscosity, injection rate and plug size are optimized based on physical simulation and numerical simulation. The results show that after the injection volume of 0.4 PV, the EOR of binary compound flooding system reaches 29.2%, which is 11.3% higher

收稿日期:2019-11-20。

作者简介:赵方剑(1985—),男,山东东营人,在读博士研究生,高级工程师,从事化学驱提高采收率技术攻关工作。E-mail: zhaofangjian.slyt@sinopec.com。

通信作者:侯健(1972—),男,四川营山人,教授,博导。E-mail: houjian@upc.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项“高温高盐油田化学驱提高采收率技术”(2016ZX05011-003)。

than that of single polymer flooding system with the same plug size. Under the condition of the optimal viscosity ratio of 0.5, the injection rate of 0.07 PV/a and the optimal injection plug size of 0.42 PV, numerical simulation predicted that the EOR of binary compound flooding is 11.6% higher than that of water flooding, which can obtain the maximum increase of the oil recovery rate and oil recovery in offshore oil field.

Key words: binary combination flooding; EOR; injection parameters; oil recovery rate; offshore oil field

胜利油区埕岛油田经过多年的开发,形成了中心平台加卫星平台的生产模式,随着单元综合调整工作的到位,新井逐年减少,水驱开发产量呈现逐年下降的趋势。埕岛油田自2016年综合含水率超过80%后,液量快速增长,逐渐接近海工处理液量能力上限,导致油田开采成本快速上涨,效益变差。预计2023年后开采成本将高于50美元/bbl,中心平台设计寿命期内水驱采出程度不足40%。因此,埕岛油田急需转换开发方式,进一步提高采收率和采油速度。

分析发现,二元复合驱可大幅度提高油藏采油速度和采收率,且已经在胜利油区陆上油田开展了大规模工业化推广应用,在实施过程中最高采油速度可达2.9%,平均提高采收率可达12%^[1-6],成为增油稳产的重要技术支撑,累积增油量超过3 000×10⁴ t,获得了良好的经济效益和社会效益。将海上油田与陆上油田二元复合驱单元的油藏条件进行类比发现,二者的地下原油黏度、空气渗透率、地层温度以及地层水矿化度等指标均相当,且海上油藏的单井产液量、注入量、综合含水率及采出程度等动态条件要优于陆上已经实施二元复合驱的单元,具备实施该技术的有利条件^[7-9]。但是,直接将陆上油田二元复合驱技术应用在海上油田存在3个方面的难题:①海上平台空间狭小,要求二元复合驱油体系必须采用短流程的注入工艺。②由于历史上曾经采用注入海水开发方式,储层残留的海水形成了高矿化度油藏环境,要求二元复合驱油体系必须具有良好的抗盐性能。③受海工工程和开发成本限制,

海上油田通常采用稀井网布井方式,导致注入流体在地层中运移时间相对较长,因此,要求二元复合驱油体系具有良好的长效稳定性。针对这3个方面的难题,研发了高效长效的二元复合驱油体系,并结合室内物理模拟实验和数值模拟设计了海上油藏二元复合驱方案,以期以胜利油区埕岛油田为代表的海上油田的规模化应用提供技术依据。

1 二元复合驱油体系优选

1.1 长效聚合物优选

为了实现海上平台短流程的注入工艺,需要大幅缩短聚合物在溶解环节的时间,以确保经过短流程配注的聚合物进入地层能达到性能指标要求。海上稀井网的布井方式决定聚合物经过多孔介质在地层中运移时,受剪切、吸附、热降解等因素影响的时间更长,再加上注入海水带来的高矿化度环境,需要聚合物产品具有长效稳定性和耐盐性^[10-12]。

1.1.1 聚合物溶解时间评价

针对海上油田特殊的技术要求,选取3大类聚合物样品开展物化性能评价优选(表1)。样品C1和C2属于陆上油田化学驱单元普遍使用的特性黏数约为2 300 mL/g的常规聚丙烯酰胺聚合物;样品C3和C8属于特性黏数为2 900 mL/g左右的超高相对分子质量聚合物,因此其增黏能力高于C1和C2,但由于该聚合物在水中水力学体积较大,导致溶解时间最长,均在60 min以上;样品C9和C10属于引入AMPS耐盐功能单体的聚合物,特性黏数约为

表1 不同聚合物样品基本物化性能评价
Table1 Evaluation of basic physical and chemical properties of polymers

样品编号	固含量 (%)	不溶物含量 (%)	水解度 (%)	滤过比	残余单体 (%)	表观黏度 (mPa·s)	特性黏数 (mL/g)	溶解时间 (min)
C1	91.20	0.060	23.2	1.03	0.02	13.7	2 263	57
C2	90.13	0.024	22.9	1.05	0.04	14.7	2 354	56
C3	89.55	0.042	21.6	1.09	0.02	16.1	2 930	65
C8	90.01	0.012	21	1.00	0.01	15.9	2 997	69
C9	89.66	0.028	17.6	1.08	0.03	16.3	2 290	40
C10	89.16	0.048	13.6	1.15	0.03	17.2	2 380	45
标准	≥89.0	≤0.2	≤24	≤2	≤0.1	≥12.5	≥2 200	

2 300 mL/g,其增黏性和溶解性均高于其他2类聚合物,这是因为C9和C10这2个聚合物含有强极性磺酸基团,增加了高分子骨架电荷数,在提高聚合物增黏性的同时增加了聚合物骨架在水中的分散性能,提升了其溶解性能及溶解速度。因此,样品C9和C10为能够满足快速溶解要求的聚合物。

1.1.2 聚合物抗盐性能评价

选取海上平台产出水(矿化度约为9 000 mg/L)配制质量浓度为5 000 mg/L的聚合物母液,在500 r/min转速下搅拌2 h,放置24 h后继续将母液分别稀释至1 000,1 500,2 000,2 500及3 000 mg/L进行黏度测试。从测试结果(图1)可以看出,在不同质量浓度条件下,引入AMPS耐盐功能单体的样品C9和C10聚合物的黏度更高,在质量浓度为2 000 mg/L条件下,黏度均达到40 mPa·s以上,表现出良好的抗盐性。

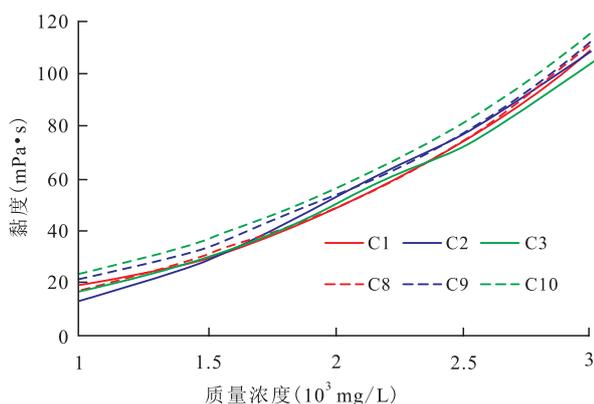


图1 不同聚合物溶液的黏度与质量浓度的关系

Fig.1 Relationship between viscosity and concentration of different polymers

1.1.3 聚合物长期稳定性评价

海上油田比陆上油田的注采井距大,经过地层中的长距离运移,聚合物溶液分子与油藏孔隙介质之间作用时间加长,吸附量大大增加的同时聚合物溶液在油藏中的老化时间增加,从而加剧黏度损失,因此,评价聚合物吸附及黏度的长期稳定性十分必要。为评价聚合物产品抗吸附性,配制质量浓度为3 000 mg/L的6种聚合物溶液样品,通过30~40目石英砂模拟地层注入条件,在30℃条件下放于恒温水浴振荡器振荡24 h,然后取出样品,离心机分离后,测定吸附后聚丙烯酰胺溶液黏度并计算静吸附黏度保留率^[13-15]。将配制好的聚合物溶液进行高纯氮密封封装,放入温度为65℃的烘箱内,测定聚合物样品放置90 d后的表观黏度保留率,评价其热稳定性(表2)。

实验结果表明,6种聚合物样品均表现出良好

表2 不同聚合物样品吸附及热稳定性测试结果
Table2 Test results of polymer adsorption and thermal stability

样品编号	静吸附黏度保留率(%)	90 d后黏度保留率(%)
C1	92.1	88.5
C2	93.6	89.1
C3	92.3	87.6
C8	94.5	85.4
C9	91.8	90.2
C10	94.5	90.8

的抗吸附性,其中,C9和C10这2种聚合物由于含有强极性AMPS单体,使其高分子骨架具有更好的热稳定性及抗吸附性,90 d后黏度保留率超过90%,其中,C10聚合物增黏性能和稳定性能最好。

综合上述所有的评价结果,优选样品C10为海上驱油用聚合物。

1.2 高效表面活性剂体系复配

采用单一结构的表面活性剂往往很难在较宽的浓度范围内获得超低的界面张力,而磺酸盐类表面活性剂具有与原油分子结构相似的疏水基团,对原油具有较好的适应性。为了确保表面活性剂在地层残留海水环境中达到 10^{-3} mN/m数量级的超低界面张力,提高洗油效率,根据界面受力及界面压力分析,通过调整亲油基、亲水基类型、EO数改善抗钙镁能力并提高活性,同时引入氧乙烯调整分子尺寸,再辅以适宜的助剂,最终形成高效驱油用阴-非两性表面活性剂S4。在此基础上选择与海上原油相似度高的胜利石油磺酸盐(SLPS)与阴-非两性表面活性剂S4进行复配,并对体系性能进行评价。在总质量分数为0.4%的条件下,测定了不同质量浓度配比时SLPS+S4复配体系的界面张力,由图2可以看出,复配体系在2:1~1:3范围内均可获得超低界面张力^[16-18]。

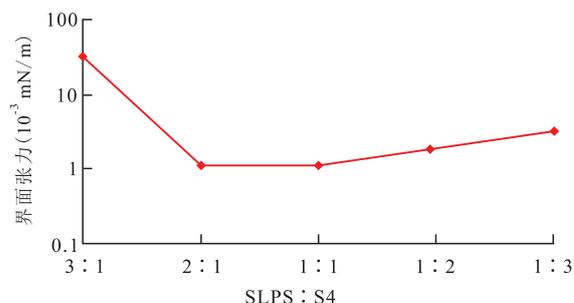


图2 SLPS+S4复配体系不同质量浓度配比时的界面张力
Fig.2 Concentration ratio of SLPS+S4 compound system

对SLPS+S4复配体系的超低界面张力的总质量分数窗口进一步测试发现(图3),在总质量分数为

0.1%~0.6%时均可以达到超低界面张力,表明复配体系的总质量分数窗口较宽。

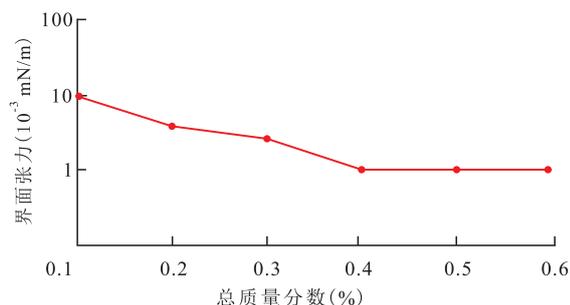


图3 SLPS+S4复配体系总质量分数窗口曲线

Fig.3 Total mass fraction of SLPS+S4 compound system

1.3 二元复合驱油体系设计

为了确保聚合物和表面活性剂性能的发挥,在二元复合驱油体系设计过程中,两者的配伍性成为重要的评价指标,配伍性较好的驱油体系可以在较短时间内达到各项性能指标,并呈现良好的长期稳定性。

1.3.1 聚合物与表面活性剂相互作用

聚合物C10与SLPS+S4复配体系组成二元复合驱油体系,进一步研究聚合物与表面活性剂的相互作用。利用产出水分别配制质量分数为0.30%,0.25%,0.20%的聚合物溶液,然后与SLPS+S4复配体系混合搅拌,总质量分数达0.40%,测定混合体系的黏度及对目的层原油的界面张力。由实验结果可以看出(表3),C10聚合物在不同质量分数条件下,加入0.2%SLPS+0.2%S4复配体系之后,体系黏度均升高,而且都能在100 min内达到超低界面张力,这说明SLPS+S4复配体系与聚合物C10具有良好的配伍性。

表3 不同质量分数聚合物与表面活性剂相互作用测试结果

Table3 Test results of interaction between surfactant and polymer with various mass fraction

二元复合驱油体系	黏度 (mPa·s)	界面张力 (10 ⁻³ mN/m)	达到超低界面张力时间 (min)
0.30%C10+0.2%SLPS+0.2%S4	120	5.0	100
0.25%C10+0.2%SLPS+0.2%S4	97	3.3	80
0.20%C10+0.2%SLPS+0.2%S4	61	2.6	60

1.3.2 热稳定性评价

为考察二元复合驱油体系在残留海水环境和较长时间地层运移条件下的稳定性,对其进行了热稳定性实验,在30 d内以5 d为间隔分6次测试了二元复合驱油体系的界面张力和黏度保留率。由其测试结果(表4)可以看出,30 d内二元复合驱油体

系界面张力仍然保持超低,黏度保留率达100%以上,能够满足长效热稳定性要求。

表4 二元复合驱油体系热稳定性测试结果

Table4 Test results of thermal stability of polymer/surfactant flooding system

测试次数	界面张力 (10 ⁻³ mN/m)	黏度保留率 (%)
1	5.0	100
2	5.2	101
3	5.1	101
4	6.0	101
5	7.1	101
6	9.2	101

2 二元复合驱油体系注入参数优化设计

胜利油区海上油田采用的海上平台一般设计使用寿命是15 a,海底管线需要定期进行寿命评估,因此,在实施二元复合驱的过程中,要充分考虑在设备的使用寿命期内最大限度地提高原油采收率,需要对体系的注入黏度、注入速度以及注入段塞尺寸等参数进行优化设计,以达到最佳经济效益。

2.1 注入黏度

二元复合驱油体系驱替过程中,驱替前缘油水总流度为:

$$\lambda_{ow} = \frac{KK_{rw}}{\mu_w} + \frac{KK_m}{\mu_o} \quad (1)$$

作为驱替相的二元复合驱油体系,其流度为:

$$\lambda_{sp} = \frac{KK_{rw}}{R_k \mu_{sp}} \quad (2)$$

当二元复合驱油体系流度等于其驱替前缘油水总流度,即 $\lambda_{sp} = \lambda_{ow}$ 时,为理想条件下的最优流度。为了确保海上油田在海工设施寿命期内达到最大采收率,二元复合驱油体系应该达到最高的合理流度比,考虑相对渗透率不变的条件下,利用数值模拟的手段,得到了海上二元复合驱油体系黏度比与提高采收率关系曲线(图4)。当黏度比大于0.5时,二元复合驱油体系提高采收率曲线上升幅度开始放缓,因此选取黏度比为0.5。埕岛油田地下原油黏度为30~70 mPa·s,考虑沿程剪切黏度损失及地层黏土、岩石对聚合物的吸附作用,有效驱替注入黏度应大于35 mPa·s。

2.2 注入速度

二元复合驱油体系注入速度太快容易发生窜

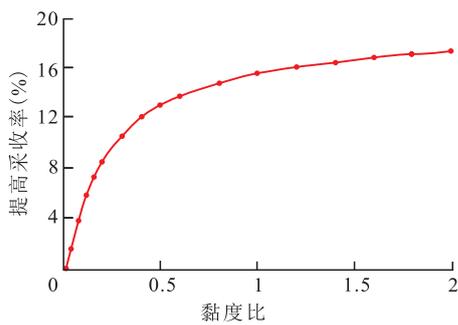


图4 黏度比与提高采收率关系曲线

Fig.4 Relationship between viscosity ratio and enhanced oil recovery

聚现象,而注入速度过小则无法形成有效的注入压力,影响增油效果。因此,二元复合驱油体系要在考虑注入能力和增油效果的情况下优选合理的注入速度。随着二元复合驱油体系的注入,由于驱替相黏度的增加,导致渗流阻力增大,注入压力呈现上升趋势,吸水指数呈现下降趋势。借鉴陆上化学驱项目动态变化规律,建立海上油田单井注入二元复合驱油体系最大注入能力计算模型,其表达式为:

$$Q_{i\max} = (p_i - p_{th} - \Delta p_q) \times (I_{iw} - \Delta I_w) \times H_i \quad (3)$$

$$\Delta p_q = c \frac{Q_i}{H_i \lambda_{sp}} \ln \frac{r}{r_w} \quad (4)$$

按照吸水指数下降值分别选取 50%, 30%, 10%, 利用计算模型核算了注入井的单井最大注聚能力,对应 0.06, 0.07 及 0.08 PV/a 共 3 种注入速度,分别预测了相应注入速度条件下采收率提高幅度,从图 5 可以看出,注入速度超过 0.07 PV/a 后,提高采收率幅度减小,考虑到干线注入压力并借鉴陆上二元复合驱单元吸水指数下降值的经验,优选二元复合驱油体系的注入速度为 0.07 PV/a^[19-20]。

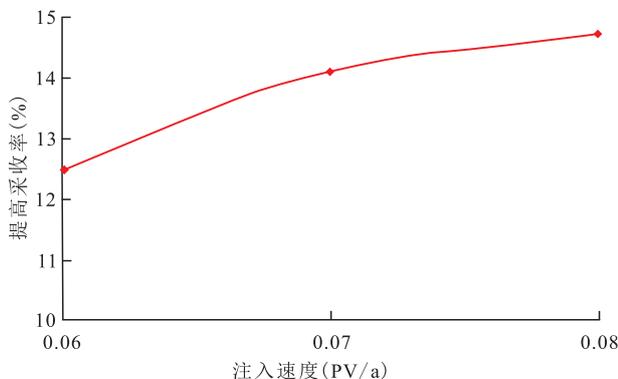


图5 不同注入速度下提高采收率曲线

Fig.5 Relationship between injection rate and enhanced oil recovery

2.3 注入段塞尺寸

海上平台和设备到达年限后需要进行安全评

估及延寿改造,为了实现海上油田大幅度提高采收率的目标,必须在延长二元复合驱油体系注入时间的同时也要考虑经济效益。按照 0.07 PV/a 的注入速度,分别设计了注入 4, 5, 6, 7, 8 a 共 5 种注入方案,综合评价其增油效果和经济效益(图 6)。随着二元复合驱油体系注入段塞尺寸的增加,阶段采出程度呈现不断上升的趋势,但是通过计算增油量与折算聚合物注入量比值(折算吨聚增油量)发现,经济效益随着注入时间增加而不断下降,当注入段塞尺寸为 0.42 PV 时达到平衡,因此选择 0.42 PV 作为最佳注入段塞尺寸。

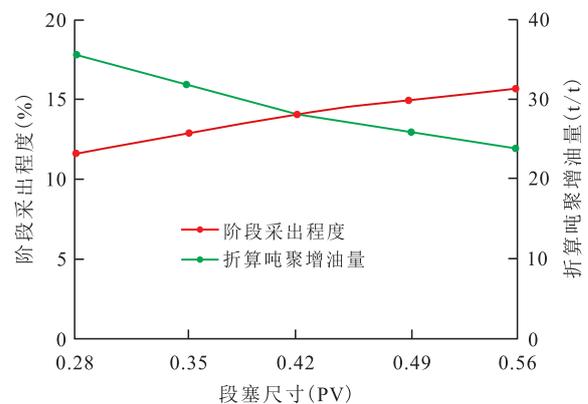


图6 不同注入段塞尺寸下阶段采出程度与折算吨聚增油量曲线

Fig.6 Comparison between oil recovery and oil increment per ton polymer under different injection plug sizes

3 应用效果评价

3.1 实验室物理模拟评价结果

通过在实验室模拟海上油藏配注条件和地层条件,对优选的二元复合驱油体系进行增油效果评价:实验温度设定为 65 ℃,采用海上平台产出水对驱油体系进行配制,设定填砂管的渗透率级差为 1:3,分别注入段塞尺寸为 0.4 PV 的单一聚合物驱油体系和二元复合驱油体系进行对比,结果显示,二元复合驱油体系提高采收率达到了 29.2%,相对于同尺寸段塞单一聚合物驱的 17.9% 增加 11.3%。

3.2 油藏数值模拟结果预测

采用数值模拟的研究手段对水驱与二元复合驱油体系的效果进行了预测对比(图 7),在数值模拟软件中设定二元复合驱油体系中聚合物质量浓度为 3 000 mg/L,表面活性剂质量浓度为 4 000 mg/L,注入段塞尺寸为 0.42 PV,注入速度为 0.07 PV/a,预测结果显示,15 a 末水驱采出程度为 38.4%,二元复合驱采出程度达 50.0%,后者较前者的采出程度

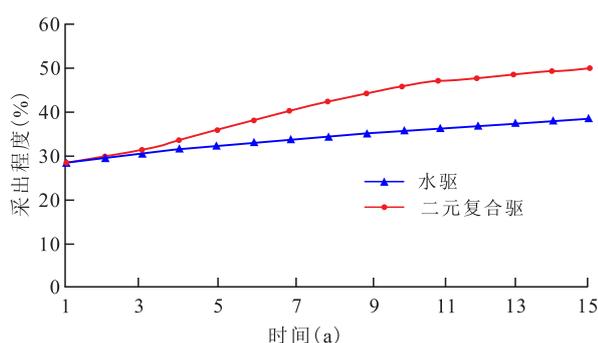


图7 水驱与二元复合驱采收程度变化预测曲线

Fig.7 Prediction curves of oil recovery by water flooding and polymer/surfactant flooding

提高11.6%，预计累积增油量为 140×10^4 t。

4 结论

胜利油区海上油田开展二元复合驱的油藏条件与陆上油田存在差异，因此，不能照搬陆上油田的二元复合驱油体系及参数。通过室内物理模拟实验和数值模拟对二元复合驱油体系进行了优选，筛选出溶解时间短、抗盐性和热稳定性较好的聚合物C10，并复配出超低界面张力、质量分数窗口宽的表面活性剂，将二者结合最终得到配伍性和稳定性良好的海上油田二元复合驱油体系C10+SLPS+S4。通过物理模拟驱油实验，该二元复合驱油体系注入段塞尺寸为0.4 PV之后，提高采收率29.2%，相对于同尺寸段塞单一聚合物驱增加11.3%。为了最大程度提高海上油田采油速度和原油采收率，优化设计海上油田二元复合驱最佳黏度比为0.5，优选合理的注入速度为0.07 PV/a，最佳注入段塞尺寸为0.42 PV，采用数值模拟预测可以提高采收程度11.6%。

符号解释

c ——矿场统计回归得到的系数；
 H_i ——注入井射孔厚度，m；
 I_{iw} ——注入井吸水指数， $m^3/(MPa \cdot d)$ ；
 K ——绝对渗透率，mD；
 K_{ro} ——油相相对渗透率；
 K_{rw} ——水相相对渗透率；
 p_i ——注入井地层静压，MPa；
 p_{th} ——注入井启动压力，MPa；
 Q_i ——单井日注入量， m^3/d ；
 $Q_{i,max}$ ——单井注入二元复合驱油体系最大日注入能力， m^3/d ；
 r ——二元复合驱油体系驱替前缘半径，m；
 r_w ——井筒半径，m；

R_k ——阻力系数；
 ΔI_w ——吸水指数下降值， $m^3/(MPa \cdot d)$ ；
 Δp_{qi} ——注入井压力上升值，MPa；
 λ_{ow} ——驱替前缘油水总流度， $mD/(mPa \cdot s)$ ；
 λ_{sp} ——二元复合驱油体系流度， $mD/(mPa \cdot s)$ ；
 μ_o ——油相的黏度， $mPa \cdot s$ ；
 μ_{sp} ——二元复合驱油体系黏度， $mPa \cdot s$ ；
 μ_w ——水相的黏度， $mPa \cdot s$ 。

参考文献

- [1] 赵方剑. 胜利油田化学驱提高采收率技术研究进展[J]. 当代石油石化, 2016, 24(10): 19-22.
ZHAO Fangjian. Research progress of chemical flooding enhanced oil recovery technologies in Shengli Oilfield[J]. Petroleum & Petrochemical Today, 2016, 24(10): 19-22.
- [2] 石静, 曹绪龙, 王红艳, 等. 胜利油田高温高盐稠油油藏复合驱技术[J]. 特种油气藏, 2018, 25(4): 129-133.
SHI Jing, CAO Xulong, WANG Hongyan, et al. Combination flooding technology used in high-temperature, high-salinity heavy oil reservoirs of Shengli Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(4): 129-133.
- [3] 明玉坤. 基于响应曲面法的二元复合驱注采参数优化方法——以孤东油田七区西Ng4¹-5¹区块为例[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(3): 91-97.
MING Yukun. Optimization method of the injection-production parameters for SP flooding based on the response surface methodology—A case study of Ng4¹-5¹ submember in the west of the 7th block of Gudong oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(3): 91-97.
- [4] 田冀, 刘晨, 张金庆, 等. 海上油田平台扩容潜力优化模型的建立及应用[J]. 断块油气田, 2018, 25(2): 204-207.
TIAN Ji, LIU Chen, ZHANG Jinqing, et al. Establishment and application of optimized model for expansion potential of offshore oil platform[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(2): 204-207.
- [5] 李丹. 高低质量浓度段塞组合聚合物驱提高采收率实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(6): 121-124.
LI Dan. Experiment of the polymer flooding EOR in the combination of high and low-mass-concentration slugs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(6): 121-124.
- [6] 刘毅, 程诗睿, 胡子龙, 等. 微生物复合降黏技术提高稠油底油藏采收率研究及应用[J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(2): 70-73.
LIU Yi, CHENG Shirui, HU Zilong, et al. Research and application of the composite microbial viscosity reduction technology to improve the recovery of heavy oil reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(2): 70-73.
- [7] 刘义刚, 卢琼, 王江红, 等. 锦州9-3油田二元复合驱提高采收率研究[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(4): 68-70, 73.
LIU Yigang, LU Qiong, WANG Jianghong, et al. Research on EOR by binary combination flooding in Jinzhou9-3 Oilfield[J]. Petro-

- leum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(4): 68-70, 73.
- [8] 丁玉娟.胜利油区配注污水水质对化学驱效果的影响[J].油气地质与采收率, 2014, 21(3): 66-69.
DING Yujuan. Influence of injection water quality on performance of chemical flooding in Shengli oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(3): 66-69.
- [9] 王锦林, 吴慎渠, 王晓超, 等.渤海S油田注聚井注入压力界限潜力[J].大庆石油地质与开发, 2017, 36(1): 109-113.
WANG Jinlin, WU Shenqu, WANG Xiaochao, et al. Potential of the polymer injection pressure limit in Bohai S Oilfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(1): 109-113.
- [10] 刘义刚, 卢琼, 史锋刚.锦州油田无碱二元复合驱实验研究[J].海洋石油, 2010, 30(1): 48-52.
LIU Yigang, LU Qiong, SHI Fenggang. The alkali-free SP flooding experiment in Jinzhou Oilfield[J]. Offshore Oil, 2010, 30(1): 48-52.
- [11] LIU Y, HOU J, LIU L, et al. An inversion method of relative permeability curves in polymer flooding considering physical properties of polymer[J]. SPE Journal, 2018, 23(5): 1 929-1 943.
- [12] 祝仰文, 刘歌, 曹绪龙, 等.阴离子聚丙烯酰胺/三乙醇胺超分子体系的表征及性能[J].高等学校化学学报, 2016, 37(9): 1 728-1 732.
ZHU Yangwen, LIU Ge, CAO Xulong, et al. Characterization and property of sulfonated polyacrylamide/triethanolamine supramolecular system [J]. Chemical Journal of Chinese Universities, 2016, 37(9): 1 728-1 732.
- [13] 李宗阳, 王业飞, 曹绪龙, 等.新型耐温抗盐聚合物驱油体系设计评价及应用[J].油气地质与采收率, 2019, 26(2): 106-112.
LI Zongyang, WANG Yefei, CAO Xulong, et al. Design evaluation and application of a novel temperature-resistant and salt-tolerant polymer flooding system[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(2): 106-112
- [14] 杜庆军, 侯健, 徐耀东, 等.聚合物驱后剩余油分布成因模式研究[J].西南石油大学学报:自然科学版, 2010, 32(3): 107-111.
DU Qingjun, HOU Jian, XU Yaodong, et al. Study on genetic model of remaining oil distribution after polymer flooding [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2010, 32(3): 107-111.
- [15] 周凤军, 李金宜, 瞿朝朝, 等.海上厚层油藏早期聚合物驱剩余油分布特征实验研究[J].油气地质与采收率, 2017, 24(6): 92-96.
ZHOU Fengjun, LI Jinyi, QU Zhaozhao, et al. Laboratory core experiments of remaining oil distribution at the early polymer flooding in offshore thick reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(6): 92-96.
- [16] 张瑶, 付美龙, 侯宝峰, 等.三次采油高温高盐油藏用表面活性剂的研究进展[J].当代化工, 2019, 48(2): 350-353.
ZHANG Yao, FU Meilong, HOU Baofeng, et al. Research progress of surfactants for tertiary recovery of high temperature and salinity reservoirs [J]. Contemporary Chemical Industry, 2019, 48(2): 350-353.
- [17] 王斌, 董俊艳, 王敏, 等.阴非离子表面活性剂在高温高盐油藏的研究与应用[J].化学工程与装备, 2018, 13(11): 144-145, 125.
WANG Bin, DONG Junyan, WANG Min, et al. Research and application of anionic nonionic surfactant in high temperature and high salinity reservoirs [J]. Chemical Engineering & Equipment, 2018, 13(11): 144-145, 125.
- [18] 赵健慧, 赵冀, 周代余, 等.高温高盐油藏驱油用表面活性剂性能评价[J].新疆石油地质, 2013, 34(6): 680-683.
ZHAO Jianhui, ZHAO Ji, ZHOU Daiyu, et al. Performance evaluation of surfactant for EOR in high temperature and high salinity reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34(6): 680-683.
- [19] 于金彪.油藏数值模拟历史拟合分析方法[J].油气地质与采收率, 2017, 24(3): 66-70.
YU Jinbiao. History matching analysis method on reservoir numerical simulation [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(3): 66-70.
- [20] 安志杰.海南3断块二元驱技术研究与应用[J].石油钻采工艺, 2017, 39(3): 370-374.
AN Zhijie. Research on S/P combinational flooding technology and its application in Fault Block Hainan3 [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(3): 370-374.

编辑 裴磊