

复合体系在超低界面张力状态下对采收率的贡献程度

尚丹森^{1,2,3}, 侯吉瑞^{1,2,3*}

1 中国石油大学(北京)提高采收率研究院, 北京 102249

2 中石油三次采油重点实验室低渗油田提高采收率应用基础理论研究室, 北京 102249

3 石油工程教育部重点实验室, 北京 100083

* 通信作者, houjirui@126.com

收稿日期: 2017-11-07

国家科技重大专项“油田开采后期提高采收率技术(2011ZX05009-004)、国家示范工程“大庆长垣特高含水油田提高采收率示范工程(2011ZX05052-006)”和国家自然科学基金项目“ASP复合驱油藏油水界面张力变化规律及残余油启动机制研究(NO.51174216)”联合资助

摘要 为研究超低界面张力状态在地层中的有效作用距离及其对采收率的贡献, 本研究用大庆天然油砂制作了10 m长填砂管物理模型, 对ASP三元和SP二元复合体系在地层中的运移情况进行模拟。结果表明, 水驱过后, 剩余油分布呈阶梯形变化, 大部分剩余油集中在模型后半段(4 m以后)。超低界面张力有效作用距离仅为2.5~3.5 m, 且作用在剩余油较少的区域, 对采收率的贡献程度为30%~40%。SP二元和ASP三元复合驱在 10^{-3} 、 10^{-2} 、 10^{-1} 、 10^0 mN/m数量级界面张力下对采收率的贡献程度分别为33%、33%、20%、14%左右和39%、35%、18%、8%左右。碱能延长超低界面张力有效作用距离, 增加其对采收率的贡献程度, 提高 10^{-2} mN/m数量级界面张力的驱油效率。复合体系在 10^{-2} mN/m数量级界面张力下对采收率的贡献与超低界面张力时基本相当。

关键词 复合体系; 超低界面张力; 有效作用距离; 提高采收率

0 前言

复合体系是一种将2种及2种以上化学剂组合在一起的化学驱油体系, 隶属三次采油技术范畴。碱/活性剂/聚合物(ASP)三元复合驱和活性剂/聚合物(SP)二元复合驱统称复合驱。在大庆油田、新疆油田、胜利油田开展的先导性试验和工业化生产试验证明, ASP三元复合驱是一种有效的提高采收率的方法, 可在水驱基础上提高采收率20%以上^[1-4]。但在生产中发现ASP体系中的强碱NaOH会带来结垢、腐蚀、采出液乳化严重、油水难以分离等问题^[2-3,5]。为避免碱的弊端, SP二元复合驱逐步发展起来, 并取得重要进展。胜利油田、辽河油田、新疆油田等SP二元驱试验效果显著^[1,3,6]。总体来说, ASP三元和SP二元复合驱

均能大幅提高采收率。

基于毛管数理论, 剩余油饱和度随毛管数的增大而降低, 10^{-3} mN/m(超低界面张力)数量级的界面张力的毛管数增大3~4个数量级, 从而大幅降低剩余油饱和度, 这是复合驱提高采收率的重要机理之一^[7-9]。但复合体系在地层运移的过程中会产生色谱分离, 其有效组分也会发生吸附、机械捕集、扩散弥散、沉淀、降解等损失^[10-12], 致使超低界面张力难以长距离维持。目前, 对超低界面张力在地层中的有效作用距离已有部分研究^[13-15], 但对其他数量级界面张力的有效作用距离及其对采收率的贡献少有研究。为此, 本文采用10 m超长物理驱油模型来研究复合驱各数量级界面张力的有效作用距离及其对采收率的贡献, 为复合驱优化设计提供实验参考依据。

引用格式: 尚丹森, 侯吉瑞. 复合体系在超低界面张力状态下对采收率的贡献程度. 石油科学通报, 2018, 01: 106-112

SHANG Dansen, HOU Jirui. Contributions of combination flooding systems to oil recovery in an ultra-low interfacial tension state, Petroleum Science Bulletin, 2018, 01: 106-112. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.01.011

1 实验材料和仪器

实验用油为大庆采油二厂脱气脱水原油与煤油配制而成的模拟油, 在 45 °C、剪切速率 7.34 s⁻¹ 的条件下黏度为 7.9 mPa·s。

实验用水为模拟地层水, 矿化度为 6777.8 mg/L, 离子组成(mg/L): Na⁺ 2183、K⁺ 10.5、Ca²⁺ 23.1、Mg²⁺ 66.2、Cl⁻ 2363.5、HCO₃⁻ 2054.4、SO₄²⁻ 77.1。

实验用表面活性剂为重烷基苯磺酸盐(HABS), 属阴离子表面活性剂, 由大庆油田采油二厂提供, 有效含量为 50%。实验用聚合物为部分水解聚丙烯酰胺(HPAM), 由北京恒聚公司提供, 相对分子量 2500 × 10⁴, 水解度 25%, 固含量 88%。碱剂NaOH和石油醚均为分析纯。实验用二元(SP)和三元(ASP)复合体系配方及性能见表 1。

实验所用人工填砂管直径为 2.5 cm, 长度有 30 cm、70 cm、80 cm、100 cm 4 种规格, 可以拼接出实验用不同长度的填砂管。实验用油砂由大庆油田天然岩心经处理制成, 目数 40~100 目不等。

主要实验设备有: HW-Ⅱ型恒温箱, HAS-100HSB型恒速恒压泵, 布氏黏度计, 天平, Texas-500 旋滴界面张力仪, UV2000 型紫外分光光度计。

2 实验方法

2.1 界面张力和黏度

使用界面张力仪, 在 45 °C、6000 r/min 条件下测定界面张力(IFT)。使用布氏黏度计, 在 45 °C、剪切速率 7.34 s⁻¹ 的条件下测定黏度。

2.2 驱油实验

10 m 填砂管驱油实验。1) 抽真空, 饱和水, 并水测渗透率。2) 油驱水至出口不出水为止, 计算初始含油饱和度, 并老化 48 小时。3) 水驱至出口含水 98%

以上为止, 记录注水体积。4) 注入 0.3 倍孔隙体积的 SP 或 ASP 体系, 之后二次水驱至出口含水 98% 以上为止。

其他长度填砂管驱油实验。注入水的体积和注入 SP 或 ASP 体系的体积均以 10 m 填砂管的注入量计, 不同长度填砂管之间的渗透率误差控制在 5% 以内, 以最大程度减小驱替过程中的误差。其余步骤同 10 m 填砂管驱油实验。

所有的驱油实验均在 45 °C 恒温箱中进行, 注入速度 0.4 mL/min。

2.3 剩余油饱和度

从每段填砂管中取出其油砂, 测量总质量 M , 从中取出 10 份质量均为 m 的油砂。用石油醚清洗每份油砂中的剩余油, 之后将油砂和含油石油醚分离, 用紫外分光光度计测定每份含油石油醚的吸光度。对比标准曲线, 计算出每份油砂中剩余油的体积, 并算出这 10 份油砂中剩余油体积的平均值 V_a , 则每段填砂管中剩余油的体积为 $V_a \times M/m$ 。

2.4 各数量级界面张力作用距离及增油体积

参照 10 m 填砂管驱油实验步骤, 自注入 SP 或 ASP 体系起, 在出口进行连续采样, 每次取样 10 mL, 并测量样品与油的界面张力。若出口测得某一数量级的界面张力, 则将该数量级中测得的最低界面张力作为此距离下的界面张力。从 1 m 填砂管做起, 每次增加 0.5 m, 找出 10⁻³ mN/m、10⁻² mN/m、10⁻¹ mN/m、10⁰ mN/m 数量级界面张力的作用距离。

装填填砂管, 令每段填砂管的长度等于不同数量级界面张力的作用距离, 并对每段填砂管分别抽真空、饱和水、饱和油, 之后再各段填砂管拼接成 10 m。采用平行实验, 装填 3 组渗透率相当的填砂管, 一组填砂管用来测量水驱后的剩余油饱和度, 另两组填砂管分别用来测量 SP 驱或 ASP 驱后的剩余油饱和度和化学驱总增油体积, 根据两次测量的饱和度差值计算复合体系在各数量级界面张力下的增油体积。

表 1 实验用二元和三元复合体系配方及性能

Table 1 Composition of SP and ASP systems and its properties

| 复合体系 | HPAM 相对分子量 / × 10 ⁴ | HPAM 质量浓度 / (mg·L ⁻¹) | NaOH 质量分数 / % | HABS 质量分数 / % | IFT / (mN·m ⁻¹) | 黏度 / (mPa·s ⁻¹) |
|------|--------------------------------|-----------------------------------|---------------|---------------|-----------------------------|-----------------------------|
| SP | 2500 | 1020 | 0 | 0.4 | 0.0012 | 41.2 |
| ASP | 2500 | 1500 | 1.2 | 0.3 | 0.0049 | 40.3 |

3 实验结果和分析

3.1 误差分析

对不同长度的填砂管进行驱油实验,水驱至出口含水 98% 以上为止,用采收率计算剩余油体积(饱和油的体积减去采出油的体积即为剩余油体积),并与用吸光度计算的体积进行对比,结果见表 2。由表 2 可知,用吸光度计算出的剩余油体积小于用采收率计算出的

剩余油体积,二者的相对误差在 3% 以内,在允许误差范围内,因此可以使用吸光度来计算剩余油体积。

装填 3 组 10 m 填砂管,分别对每组填砂管抽真空、饱和水、饱和油、水驱油至出口含水 98% 以上为止,之后对第 2 组和第 3 组填砂管分别进行 SP 驱和 ASP 驱。记录各组填砂管的水测渗透率、饱和油量和水驱采收率,将第 2、3 组的结果与第 1 组进行对比,结果见表 3。由表 3 可知,饱和油体积和水驱采收率的相对误差在 5% 以内,最大误差接近 5%,在允许误差范围内,可以使用这 3 组填砂管来开展平行实验。

表 2 使用不同方法计算出的剩余油饱和度

Table 2 Remaining oil saturation calculated by different methods

| 长度/m | 以采收率计算的剩余油体积/mL | 以吸光度计算的剩余油体积/mL | 相对误差/% |
|------|-----------------|-----------------|--------|
| 0.3 | 18.6 | 18.28 | -1.72 |
| 0.7 | 42.8 | 41.92 | -2.06 |
| 1.0 | 63.7 | 62.54 | -1.82 |
| 3.0 | 187.5 | 185.47 | -1.08 |
| 5.0 | 305.8 | 299.30 | -2.13 |

表 3 各组填砂管渗透率、饱和油体积和水驱对采收率

Table 3 Permeability, saturated oil volume and contribution of water flooding to oil recovery

| 组别 | 水测渗透率/ $(\times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$ | 水测渗透率 相对误差/% | 饱和油 体积/mL | 饱和油 相对误差/% | 水驱 采收率/% | 水驱采收率 相对误差/% |
|----|---|-----------------|--------------|---------------|-------------|-----------------|
| 1 | 783.6 | / | 1082.4 | / | 46.42 | / |
| 2 | 752.8 | -3.93 | 1131.9 | 4.57 | 47.34 | 1.98 |
| 3 | 747.1 | -4.66 | 1105.1 | 2.09 | 44.80 | -3.49 |

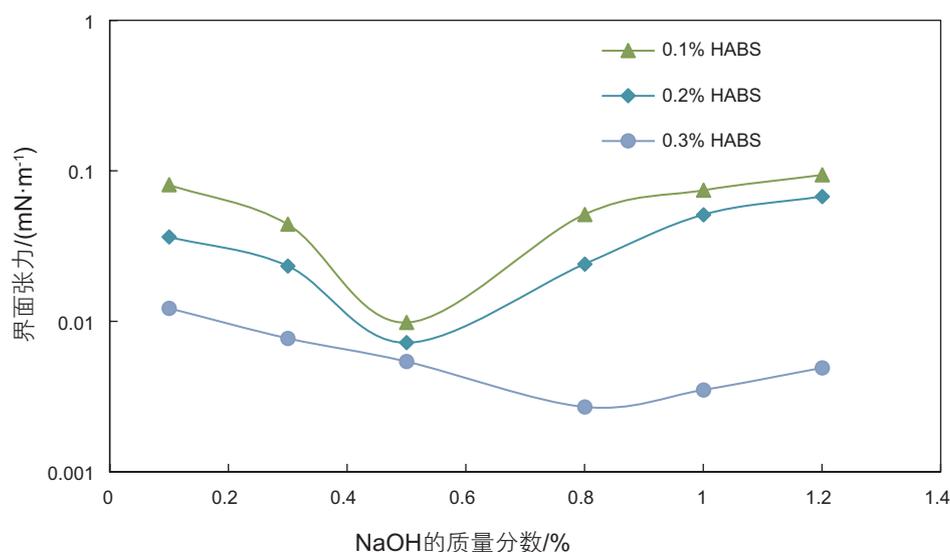


图 1 NaOH 的质量分数对界面张力的影响

Fig. 1 Effect of alkali on IFT

3.2 界面张力和剩余油分布

配置不同活性剂浓度的ASP体系, 考察NaOH浓度对界面张力的影响, 结果见图1。由图1可知, 在实验的所有碱浓度条件下, 均能使界面张力降至 10^{-2} mN/m数量级水平, 最高值为0.0938 mN/m, 活性剂浓度为0.3%时, 在很宽的碱浓度范围(0.3%~1.2%)内, 界面张力均能降至超低界面张力水平, 最低值为

0.0027 mN/m。

剩余油分布和界面张力随距离的变化如图2所示。由图2可知, 水驱过后, 剩余油饱和度随距离呈阶梯形变化, 距离入口越远, 剩余油饱和度越高。模型前2.5 m剩余油的饱和度在30%左右, 2.5~7 m剩余油的饱和度在40%左右, 7~10 m剩余油的饱和度在40%~50%之间, 大部分剩余油集中在模型后半段(4 m以后)。这是因为填砂管前端靠近入口, 水驱的相对

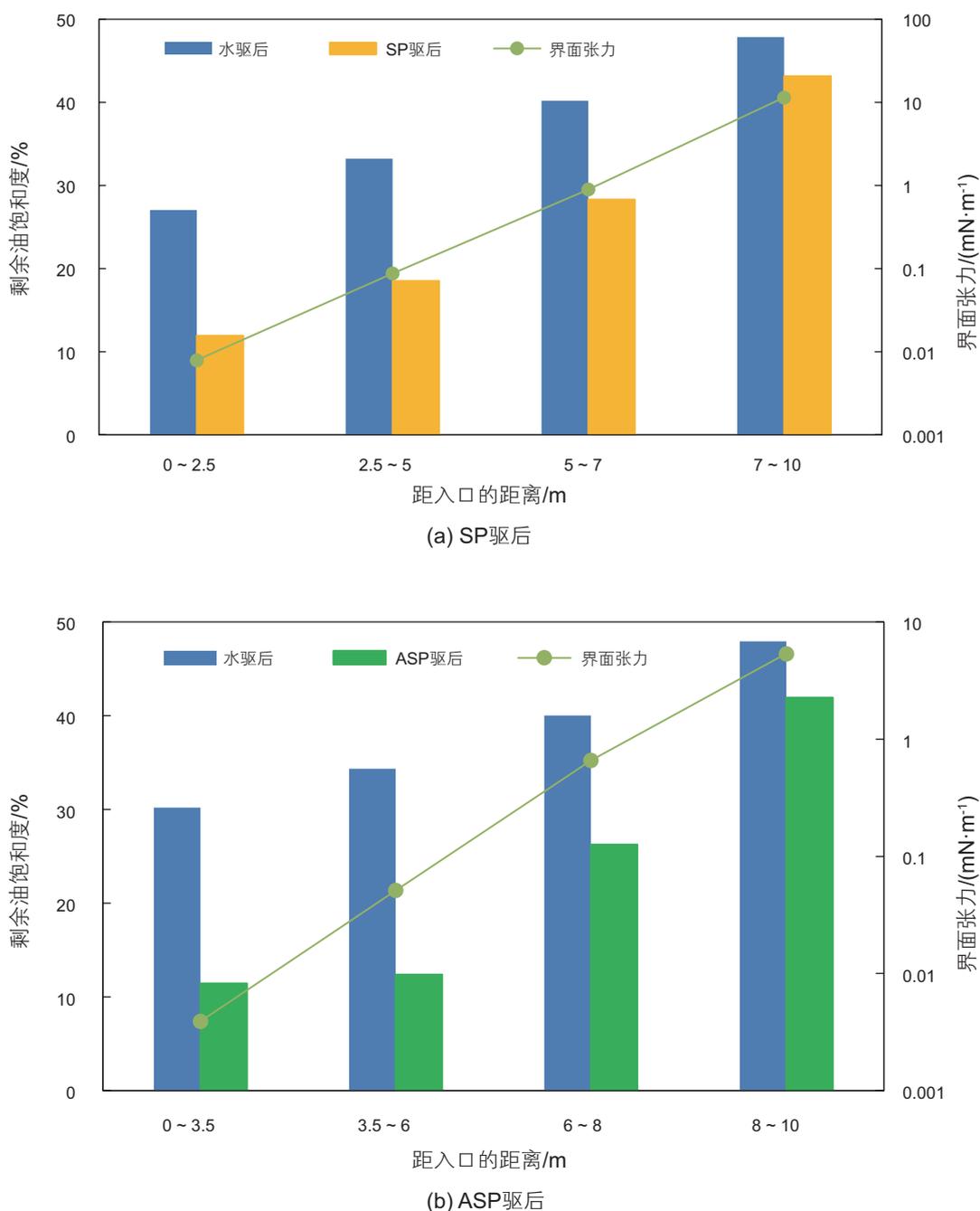


图2 剩余油分布和界面张力随距离的变化

Fig. 2 Remaining oil distribution and variation of IFT with distance

注入量大,受水驱冲刷更彻底,并且水驱过程中水油流度比大,在模型的中后部形成了水流优势通道,模型中后部大部分油无法被有效驱替,因此模型前端剩余油的饱和度相对中部和后部更低。化学驱对模型前5 m剩余油的驱动程度较高。化学驱后,此范围内的剩余油饱和度降幅在15%左右。在SP驱和ASP驱中,超低界面张力在作用范围可使剩余油饱和度分别降低15%和18%左右,化学驱后剩余油饱和度在11%左右,二者差别不大。界面张力处于 10^{-2} mN/m数量级时,尽管在SP驱和ASP驱中作用距离相等,但在该距离内剩余油饱和度分别降低了15%和21%左右,差异明显,这意味着碱可以提高界面张力在 10^{-2} mN/m数量级水平的洗油效率。

由图2还可以看出,界面张力随着运移距离的增加而升高。这是由于活性剂显著影响界面张力,活性剂在模型中运移时,会发生不可避免的物理和化学吸附、相分离、弥散等损失,且这些损失随着运移距离增长而增大,因此随着距离增大,界面张力不断升高。从有效作用距离来看,超低界面张力在SP驱中的作用为2.5 m,占模型总长度的25%,而这一距离在ASP驱中为3.5 m,占模型总长度的35%,比SP驱的长约40%。ASP体系中增加了碱组分,碱不仅可与石油酸反应生成新的表面活性物质,与ASP中的其他活性剂产生协同作用,增加界面活性,降低界面张力,而且碱还能起到牺牲剂的作用,提高岩石表面的负电性,增加岩石表面与阴离子表面活性剂间的静电斥力,减少活性剂的吸附损失^[16-17],因此超低界面张力在ASP

驱中的作用距离比SP驱更长。但两者的超低界面张力作用距离都没有超过4 m。在其他数量级界面张力下,SP驱与ASP驱的有效作用距离无明显差别,但ASP驱的界面张力均小于SP驱的界面张力。这是因为ASP体系中的碱一方面能使活性剂更多地进入油水界面,使其在油水界面上的排列更紧密,另一方面碱可与石油酸反应生成新的表面活性物质,与其他活性剂产生协同作用。在 10^{-2} mN/m数量级界面张力下,ASP驱能够降低剩余油饱和度20%以上。

综上所述,碱能够降低界面张力,延长超低界面张力的作用距离,并能使体系在 10^{-2} mN/m数量级界面张力下的驱油效率大大提高,从这个角度来看,向复合体系中加入碱,有利于提高原油采收率。

3.3 超低界面张力状态对采收率的贡献

根据水驱和化学驱后剩余油饱和度差值计算增油体积,增油体积与总增油体积之比即为贡献程度。复合体系在各级界面张力下对采收率的贡献如图3所示。由图3可知,SP驱在 10^{-3} mN/m、 10^{-2} mN/m、 10^{-1} mN/m、 10^0 mN/m数量级界面张力下对采收率的贡献程度分别为33%、33%、20%和14%左右,其中在 10^{-3} mN/m和 10^{-2} mN/m数量级界面张力下对采收率的贡献程度相当。ASP驱在各数量级界面张力下对采收率的贡献程度分别为39%、35%、18%和8%左右,其中在 10^{-3} mN/m和 10^{-2} mN/m数量级界面张力下对采收率的贡献程度基本相当。在超低界面张力下ASP驱对采收率的贡献程度比SP驱高6%左右,这得益于ASP驱中超低界面张力

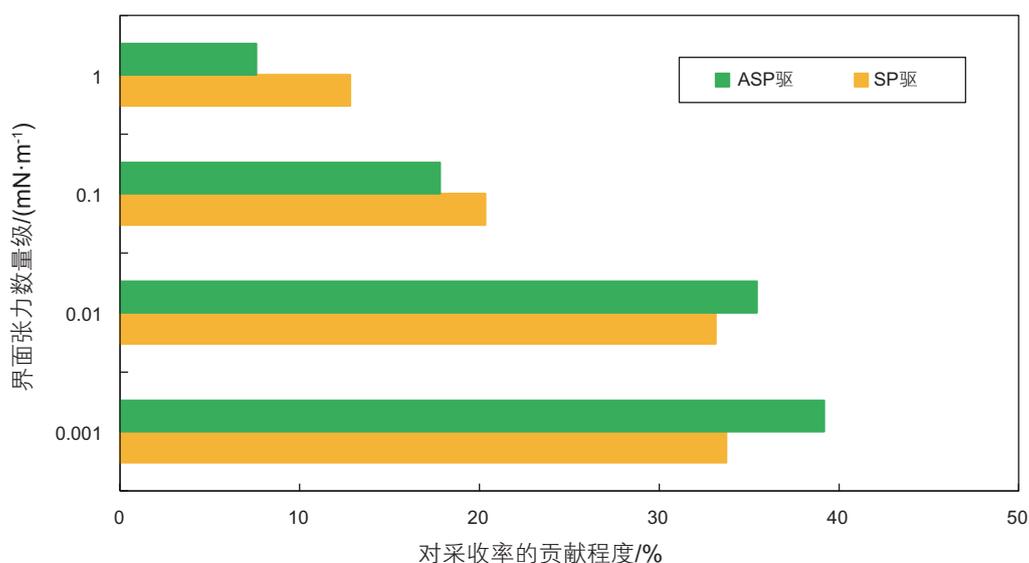


图3 不同数量级水平界面张力状态对采收率的贡献

Fig. 3 Contribution of IFT state in different order of magnitude to EOR

作用距离更长,作用范围更广,且界面张力更低。

根据图2,模型后半段(4 m以后)剩余油饱和度较高,这部分应该是超低界面张力的目标区域。根据图3,超低界面张力只能作用模型前3 m的距离,但这部分区域剩余油饱和度较低。也就是说超低界面张力实际上并没有作用在理想的目标区域,从某种程度上说是对超低界面张力的一种浪费。未来若有可能,在经济技术允许的情况下,可以直接将复合体系输送至理想的目标区域,以充分发挥超低界面张力的优势。

可以明确的是,在SP驱和ASP驱中,复合体系在超低界面张力下对采收率的贡献程度分别为30%和39%,均不超过40%,且超低界面张力作用在剩余油相对较少的区域,未能充分发挥其优势。复合驱中至少60%的增油量是在非超低界面张力状态下被采出的。对比图2和图3不难发现,对 10^{-2} mN/m数量级的界面张力来说,尽管其作用距离仅集中在模型前2.5 m,但对采收率的贡献程度却不低于30%,甚至和超低界面张力状态的贡献程度相当。因此,复合体系在非超低界面张力下的性质也应该受到重视,而且非超低界面张力比超低界面张力更容易维持,可供选择的活性剂也更多。

4 结论

(1)水驱过后,剩余油饱和度随距离呈阶梯形变化。距离入口越远,剩余油饱和度越高,模型前2.5 m剩余油饱和度只有30%左右,大部分剩余油集中在模型后半段(4 m以后)。

(2)在SP二元和ASP三元复合驱中,复合体系在 10^{-3} mN/m、 10^{-2} mN/m、 10^{-1} mN/m、 10^0 mN/m数量级界面张力状态下对采收率的贡献程度分别为33%、33%、20%、14%左右和39%、35%、18%、8%左右。

(3)超低界面张力状态在ASP三元复合驱中的作用距离和对采收率的贡献程度分别比SP二元复合驱多40%和20%左右。碱能延长超低界面张力的作用距离,增加其对采收率的贡献程度,提高复合体系在 10^{-2} mN/m数量级界面张力状态下的驱油效率。

(4)复合驱中超低界面张力状态仅能维持模型前2.5~3.5 m,且作用在剩余油较少的区域,对采收率的贡献程度在30%~40%左右。复合体系在 10^{-2} mN/m数量级的界面张力状态下对采收率的贡献与超低界面张力状态下基本相当,复合体系在非超低界面张力下的性质也应受到重视。

参考文献

- [1] 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.]
- [2] 程杰成,吴军政,胡俊卿.三元复合驱提高原油采收率关键理论与技术[J].石油学报,2014,35(2):310-318. [CHENG J C, WU J Z, HU J Q. Key theories and technologies for enhanced oil recovery of alkaline/surfactant/polymer flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(2): 310-318.]
- [3] 朱友益,侯庆锋,简国庆,等.化学复合驱技术研究与应用现状及发展趋势[J].石油勘探与开发,2013,40(1):90-96. [ZHU Y Y, HOU Q F, JIAN G Q, et al. Current development and application of chemical combination flooding technique[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 90-96.]
- [4] GU H, YANG R, GUO S, et al. Study on reservoir engineering: ASP flooding pilot test in Karama Oilfield[C]//SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 1998.
- [5] ZHU Y, HOU Q, LIU W, et al. Recent progress and effects analysis of ASP flooding field tests [C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [6] 朱友益,张翼,牛佳玲,等.无碱表面活性剂-聚合物复合驱技术研究进展[J].石油勘探与开发,2012,39(3):346-351. [ZHU Y Y, ZHANG Y, NIU J L, et al. The progress in the alkali-free surfactant-polymer combination flooding technique[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 346-351.]
- [7] LAKE L W. Enhanced oil recovery[M]. New Jersey: Prentice Hall Inc. Press, 1989.
- [8] GUO H, DOU M, WANG H, et al. Review of capillary number in chemical enhanced oil recovery[C]//SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference. 2015.
- [9] SHENG J J. A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding[J]. Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering, 2014, 9(4): 471-489.
- [10] SONG W L, PAN J, GAO Y H. Effect of clay content on the adsorption loss of surfactant in ASP floods systems[C]//Advanced Materials Research. Trans Tech Publications, 2011, 225: 158-161.

- [11] LI D, LU S, LIU Y, et al. The effect of biosurfactant on the interfacial tension and adsorption loss of surfactant in ASP flooding[J]. *Colloids and Surfaces, A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2004, 244(1): 53–60.
- [12] 郝宏达, 侯吉瑞, 赵凤兰, 等. ASP体系在大庆二类油层中的色谱分离现象及其对采收率的影响[J]. *油田化学*, 2015 32(1): 119–122. [HAO H D, HOU J R, ZHAO F L, et al. Chromatographic separation of ASP system and its effect on recovery in Daqing second-class oil layer[J]. *Oilfield Chemistry*, 2015, 32(1): 119–122.]
- [13] 侯吉瑞, 刘中春, 岳湘安. 复合体系超低界面张力和碱在驱油过程中的实际作用[J]. *大庆石油地质与开发*, 2006, 45(6): 82–86. [HOU J R, LIU Z C, YUE X A. Effect of multi-system ultra-low interfacial tension and alkali in oil displacement process[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2006, 45(6): 82–86.]
- [14] 刘刚, 侯吉瑞, 李秋言, 等. 二类油层中三元复合驱体系的损耗及有效作用距离[J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2015, 39(6): 171–177. [LIU G, HOU J R, LI Q Y, et al. Chemicals loss and effective distance of ASP flooding in second-class oil layers[J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2015, 39(6): 171–177.]
- [15] 侯吉瑞, 张淑芬, 杨锦宗, 等. 复合驱过程中化学剂损失与超低界面张力有效作用距离[J]. *大连理工大学学报*, 2005, 45(4): 496–500. [HOU J R, ZHANG S F, YANG J Z, et al. Chemical agent loss and effective distance of ultra low IFT in ASP flooding[J]. *Journal of Dalian University of Technology*, 2005, 45(4): 496–500.]
- [16] 魏云云, 罗莉涛, 刘先贵, 等. 三元复合驱中碱提高采收率作用机理[J]. *科学技术与工程*, 2017, 17(5): 47–54. [WEI Y Y, LUO L T, LIU X G, et al. Enhanced oil recovery mechanism of alkali in alkali-surfactant-polymer flooding[J]. *Science Technology and Engineering*, 2017, 17(5): 47–54.]
- [17] 刘必心, 侯吉瑞, 张宁. 氢氧化钠对重烷基苯磺酸钠水溶液/油体系界面张力的影响[J]. *日用化学工业*, 2014, 44(4): 200–203. [LIU B X, HOU J R, ZHANG N. Effect of NaOH on interfacial tension between heavy alkylbenzene sulfonates aqueous solution and oil[J]. *China Surfactant Detergent & Cosmetics*, 2014, 44(4): 200–203.]

Contributions of combination flooding systems to oil recovery in an ultra-low interfacial tension state

SHANG Dansen, HOU Jirui

1 Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Basic Theory Laboratory of Enhanced Oil Recovery in Low Permeability Oilfields, Key Laboratory of Tertiary Oil Recovery, PetroChina, Beijing 102249, China

3 PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

Abstract To investigate the contribution of an ultra-low IFT state to oil recovery, a 10 m sand-packed physical model was built with Daqing natural oil sand and studies on the migration of alkaline surfactant polymer (ASP) and surfactant polymer (SP) in stratum were carried out in this model. The results shown that the distribution of remaining oil presented a ladder type change after water flooding, and most of the remaining oil was concentrated after 40% of the model length. The ultra-low interfacial tension state could only be maintained for 25%~35% of the model length, and played a role in the area where remaining oil was comparatively less, and its contribution to oil recovery is 30%~40%. In SP flooding and ASP flooding, contribution of 10-3, 10-2, 10-1 and 100 mN/m order of magnitude to oil recovery were 33%, 33%, 20%, 14% and 39%, 35%, 18%, 8% respectively. Alkali could prolong the effective action distance of the ultra-low interfacial tension state, increase its contribution to oil recovery, and improve the displacement efficiency of interfacial tension at a 10-2 mN/m order of magnitude. The contribution of interfacial tension state at a 10-2 mN/m magnitude to oil recovery is almost the same as that of the ultra-low interfacial tension state, and the properties of the composite system under non-ultra-low interfacial tension should also be considered. The results could provide an experimental reference for the design and optimization of combination flooding.

Keywords combination flooding system; ultra-low IFT; effective action distance; enhanced oil recovery

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.01.011

(编辑 马桂霞)