文章编号:1673-5005(2018)06-0171-08

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2018.06.020

# 高盐油藏新型生物聚合物的增黏能力和驱油效果

束青林<sup>1</sup>,于田田<sup>1</sup>,古 亮<sup>2</sup>,樊胤良<sup>3</sup>,耿 杰<sup>3</sup>,范海明<sup>3</sup>

 (1.中国石化胜利油田分公司,山东东营 257000; 2.中国石油长庆油田分公司长庆实业集团有限公司, 陕西西安 710016; 3.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛 266580)

摘要:利用生物发酵提纯制备新型生物聚合物 BZZF,研究在高盐矿化水中 BZZF 的增黏性能,并通过与表面活性剂 复配构建具有增黏能力和降低油水界面张力的二元复合驱油体系。结果表明:在高盐矿化水中,生物聚合物 BZZF 表现出具有比常规聚合物 HPAM、疏水缔合聚合物 HPOC 和黄胞胶 XG 更优异的增黏效果,在含 NaCl 130 g/L、MgCl<sub>2</sub> 10 g/L 和 CaCl<sub>2</sub> 45 g/L 的极高盐质量浓度矿化水中 1000 mg/L BZZF 的黏度可达到 93.3 mPa·s;甜菜碱两性型表面 活性剂 GS、非离子型表面活性剂 TS、阴-非离子两性型表面活性剂 APS 的加入不仅可以提高生物聚合物 BZZF 在高 盐矿化水中的黏度,而且可以使油水界面张力降低到 10<sup>-2</sup> mN/m 量级以下;由于在高盐矿化水中具有良好的增黏效 果,含生物聚合物 BZZF 的化学驱油体系在高盐矿化水中具有较好的驱油效果。

关键词:生物聚合物; 耐盐; 增黏能力; 油水界面张力; 驱油效果

#### 中图分类号:TE 357.6 文献标志码:A

**引用格式**:束青林,于田田,古亮,等.高盐油藏新型生物聚合物的增黏能力和驱油效果[J].中国石油大学学报(自然 科学版),2018,42(6):171-178.

SHU Qinglin, YU Tiantian, GU Liang, et al. Viscosifying ability and oil displacement efficiency of new biopolymer in high salinity reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2018, 42(6):171-178.

# Viscosifying ability and oil displacement efficiency of new biopolymer in high salinity reservoir

SHU Qinglin<sup>1</sup>, YU Tiantian<sup>1</sup>, GU Liang<sup>2</sup>, FAN Yinliang<sup>3</sup>, GENG Jie<sup>3</sup>, FAN Haiming<sup>3</sup>

(1. Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying 257000, China;

2. Changqing Industry Group Company Limited of Changqing Oilfield Branch Company, PetroChina,

Xi'an 710016, China;

3. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China)

**Abstract**: One new biopolymer named BZZF was prepared by biological fermentation and purification. The viscosifying ability of BZZF in high salinity mineralized water was investigated. And the polymer-surfactant flooding systems with viscosifying and reducing oil/water interfacial tension properties were formed through adding surfactants. It is found that biopolymer BZZF shows better viscosifying ability than conventional polymer HPAM, hydrophobically associating polymer HPOC and Xanthan gum XG in high salinity mineralized water. The viscosity of 1000 mg/L BZZF can reach 93. 3 mPa  $\cdot$  s in extremely high salinity mineralized water containing NaCl 130 g/L, MgCl<sub>2</sub> 10 g/L and CaCl<sub>2</sub> 45 g/L. The addition of betaine amphoteric surfactant GS, nonionic surfactants TS and negative ionic-nonionic amphoteric surfactant APS can not only improve the viscosity of biopolymer BZZF, but also reduce the oil/water interfacial tension down to less than  $10^{-2}$  mN  $\cdot$  in high salinity mineralized water. The chemical flooding system containing biopolymer BZZF presents good oil displacement efficiency because of its

收稿日期:2018-05-22

基金项目:国家自然科学基金项目(51574267);国家科技重大专项(2016ZX05011-4);中国石化科技攻关项目(215079);中央高校基本 科研业务费专项(15CX08003A,18CX05013A);长江学者和创新团队发展计划项目(IRT14R58)

作者简介:束青林(1966-),男,教授级高级工程师,博士,研究方向为提高采收率。E-mail:shuqinglin.slyt@sinopec.com。

通信作者:范海明(1982-),男,副教授,博士,硕士生导师,研究方向为油田化学。E-mail: haimingfan@126.com。

good viscosifying ability in high salinity mineralized water.

Keywords: biopolymer; salt tolerance; viscosifying ability; oil/water interfacial tension; oil displacement efficiency

化学驱提高原油采收率技术是中国油田进一步 提高采收率的主要措施之一[1-3]。大庆油田、胜利油 田聚合物驱可在水驱基础上提高原油采收率超过 10%,已经由先导性矿场试验迈入大规模工业性商 业阶段[1-8]。复合驱技术综合发挥了聚合物、表面活 性剂和碱的协同效应,聚合物通过增加驱替液的黏 度增加驱替液和原油之间的流度比提高波及系数. 表面活性剂和碱通过降低油水界面张力减小毛细管 阻力效应提高洗油效率,从而达到提高采收率的目 的,可在水驱基础上提高原油采收率20%以上[24]。 目前油藏水质矿化度越来越高,科技人员提出研制 新型耐盐聚合物和表面活性剂作为高矿化度油藏化 学驱油用剂。梳形和疏水缔合型聚合物具有比常规 聚丙烯酰胺型聚合物更强的耐盐性能<sup>[9-12]</sup>。甜菜碱 型<sup>[13-15]</sup>、非离子-阴离子型<sup>[16-18]</sup>和 Gemini 型表面活 性剂<sup>[19-20]</sup>在高盐条件下均可与原油达到 10<sup>-3</sup> mN/m 量级及以下的超低界面张力。对于能够满足钙镁离 子质量浓度大于800 mg/L和总矿化度高于100 g/L 的矿化水的化学驱体系鲜有报道。生物聚合物具有 比常规合成聚合物更优异的耐盐性能[1],笔者通过 生物发酵提纯获得生物聚合物 BZZF.研究这种生物 聚合物在高盐矿化水中的黏弹性,发现生物聚合物 BZZF 具有比黄胞胶 XG、疏水缔合聚合物 HPOC 更 优异的增黏效果:利用甜菜碱两性型表面活性剂 GS、非离子型表面活性剂 TS、阴离子-非离子两性 型表面活性剂 APS 与生物聚合物 BZZF 构建具有增 黏能力和降低油水界面张力的二元复合驱油体系, 并对体系的驱油性能进行评价,以期阐明利用生物 聚合物 BZZF 和耐盐表面活性剂在极高矿化水中构 筑化学驱油体系的方法和驱油效果。

## 1 实 验

#### 1.1 实验材料

生物聚合物 BZZF 由生物发酵提纯获得,实验室 自制;黄胞胶 XG,山东阜丰集团有限公司;疏水缔合 聚合物 HPOC(相对分子质量约为5.7×10°),上海海 博油田化学品有限公司;部分水解聚丙烯酰胺 HPAM (相对分子质量约为2.3×10<sup>7</sup>,水解度约为27%),华 鼎宏基石油工程技术有限公司;甜菜碱两性型表面活 性剂 GS、非离子型表面活性剂 TS、阴-非离子两性型 表面活性剂 APS、实验室自制。氯化钠、氯化钙和六 水氯化镁,均为分析纯试剂,购自于国药集团化学试 剂公司。实验用岩心( $\Phi$ 2.5 cm×10 cm)为人造均质 岩心,由环氧树脂与石英砂胶结而成。实验用水为室 内根据胜利油田和新疆油田地层水中矿物组成利用 氯化钠、氯化钙和氯化镁配制的高矿化度模拟矿化 水,其中胜利油田模拟地层水矿化水I的总矿化度为 10.55 g/L,质量浓度 NaCl为8.0 g/L,MgCl<sub>2</sub>为0.95 g/L,CaCl<sub>2</sub>为1.6 g/L,新疆油田模拟地层水矿化水II 的总矿化度为185 g/L,质量浓度 NaCl为130 g/L, MgCl<sub>2</sub>为10 g/L,CaCl<sub>2</sub>为45 g/L;实验用油为胜利油 田和新疆油田脱水原油,在60 °C和剪切速率 6.0 s<sup>-1</sup> 下的黏度分别为43.9 和36.5 mPa·s。

#### 1.2 实验方法

## 1.2.1 流变学性质测定

样品的流变学性质测定在温控的 Physica MCR301 流变仪(Anton Paar, Graz))上进行,使用 锥板测量系统,下部圆板直径为49.959 mm,锥和板 的倾角为1°,间距为0.047 mm,测试温度为60 ℃, 并采用防挥发盖防止溶剂挥发。静态流变测试通过 从0.001 到 100 s<sup>-1</sup>变化剪切速率测定样品的黏度 (η)。动态流变测试通过应力扫描实验测定样品弹 性模量(G')和黏性模量(G'')随剪切应力的变化,确 定样品的 G'和 G''不受剪切应力影响线性黏弹性区 域,并在线性黏弹性区域内,从0.03 到 80 rad/s 变 化频率,测定样品 G'和 G''随频率的变化。

1.2.2 界面张力测定

油水界面张力采用美国 Texas-500C 型旋转界 面张力仪测定,测试温度均为 60 ℃。

1.2.3 驱油效果评价

化学驱体系的驱油效果采用 DHZ-50-180 型 化学驱动态模拟装置评价。在恒温 60 ℃下水驱至 出口端含水 98%,计算水驱采收率;再注入 0.6 V<sub>p</sub> (孔隙体积)的化学驱段塞,后续水驱至出口端含水 98%,计算最终采收率。

# 2 结果分析

#### 2.1 生物聚合物溶液的增黏效果和耐盐性能

在 60 ℃的模拟矿化水 I 中,不同质量浓度生物 聚合物 BZZF 溶液的剪切黏度和剪切速率的关系如 图 1(a)所示。可以看出,与文献报道的部分水解聚 丙烯酰胺 HPAM、疏水缔合聚合物 HPOC、黄胞胶 XG 溶液类似,生物聚合物 BZZF 也为非牛顿流体, 体系的黏度随着剪切速率的增大而降低<sup>[21-23]</sup>。 BZZF、XG、HPOC、HPAM 溶液在剪切速率为6.0 s<sup>-1</sup> 时的黏度随聚合物质量浓度的变化如图1(b)所示。 可以看出,4 种聚合物溶液的黏度均随着聚合物质 量浓度的增加而增大。对于 HPAM,当质量浓度为 1000 mg/L时,溶液的黏度仅为3.7 mPa・s;质量浓 度为2000 mg/L时,溶液的黏度才超过10.3 mPa・ s;质量浓度为5000 mg/L时,溶液的黏度达到97.2 mPa・s。疏水缔合聚合物 HPOC 的增黏效果优于 HPAM,当 HPOC 质量浓度为1000 mg/L时,溶液的 黏度仅为7.7 mPa・s;质量浓度为1500 mg/L时, 溶液的黏度达到20.7 mPa・s;质量浓度为2500 mg/L时,溶液的黏度可达到114.6 mPa・s。这是 由于疏水缔合聚合物中的疏水链可发生分子间缔 合,增强了聚合物间的相互作用,增加了体系的结构 黏度,因此比 HPAM 具有更好的增黏效果。在高盐 矿化水 I中,生物聚合物的增黏效果优于合成聚合 物。当 XG 质量浓度为 500 mg/L 时,溶液的黏度仅 为 9.6 mPa · s;质量浓度为 1 000 mg/L 时,溶液的 黏度达到 34.0 mPa · s;质量浓度为 1 500 mg/L 时, 溶液的黏度可达到 75.3 mPa · s。在两种聚合物相 同质量浓度下,生物聚合物 BZZF 溶液的黏度更大, 质量浓度为 350 mg/L 时,溶液的黏度为 14.1 mPa ·s;质量浓度为 500 mg/L 时,溶液的黏度达到 26.2 mPa · s;当质量浓度分别为 1 000 和 1 500 mg/L 时, 溶液的黏度则可以分别达到 76.5 和 145.5 mPa · s。 因此在高盐矿化水中,生物聚合物 BZZF 表现出具 有比 HPAM 和 HPOC、XG 更优异的增黏效果,相同 质量浓度下黏度更大。





在线性黏弹性区域进行频率扫描,考察 500 和 1000 mg/L BZZF 溶液的弹性模量(G')和黏性模量 (G")随频率的变化(图 2(a))。500 mg/L BZZF 溶 液在所测试的区域内黏性模量(G")均大于弹性模 量(G'),体系表现为以黏性为主。1000 mg/L BZZF 溶液在所测试的区域内弹性模量(G')和黏性模量 (G")存在一个交点,交点前 G'<G"以黏性为主,交 点后 G'>G"以弹性为主。图 2(b)为频率为1 rad/s 时 G'和 G"随 BZZF 质量浓度的变化。可以看出,在 BZZF 质量浓度低于 800 mg/L 时 G'<G",在 BZZF 质 量浓度高于 800 mg/L 时 G'>G"。这些 BZZF 添液的 弹性模量和黏性模量数值都要高于同黏度下的 HPOC 和 HPAM 溶液。因此在高盐矿化水中生物聚 合物 BZZF 表现出优异的黏弹性能。

为了进一步说明生物聚合物 BZZF 的耐盐性能,测试不同质量浓度盐含量的矿化水中 BZZF 的 增黏效果,结果见图3。图3(a)为1000 mg/L BZZF 溶液存在和不存在盐时 6.0 s<sup>-1</sup>下黏度比值随盐质 量浓度的变化,可以看出,当溶液中 CaCl2 质量浓度 增加到 60 g/L, BZZF 溶液的黏度基本不变化: 当溶 液中 NaCl 质量浓度增加到 80 g/L, BZZF 溶液的黏 度基本不变化;继续升高至100和200g/L时,可能 由于盐析效应反而使得 BZZF 溶液的黏度增加到清 水中黏度的 2 倍以上。图 3(b) 为在 NaCl、MgCl<sub>2</sub>、 CaCl, 质量浓度分别为 130、10 和 45 g/L 的矿化水 Ⅱ中与矿化水Ⅰ中,6.0 s<sup>-1</sup>下 BZZF 溶液黏度随聚 合物浓度的变化。可以看出,在 BZZF 质量浓度小 于1000 mg/L 时, 矿化水 Ⅱ中 BZZF 溶液的黏度低 于矿化水 I 中;在 BZZF 质量浓度大于 1000 mg/L 时,矿化水 II 中 BZZF 溶液的黏度高于矿化水 I 中 的。整体而言,两种矿化水中 BZZF 溶液的黏度非 常接近。因此生物聚合物 BZZF 表现出良好的耐盐 性能,在极高的矿化水条件下依然保持良好的增黏 效果。





# 2.2 生物聚合物和表面活性剂混合溶液的黏弹性 能和界面性能

化学驱油体系提高原油采收率的另一个重要途 径是减小毛细管阻力效应以提高洗油效率,这可以 通过降低油水界面张力来实现。一般而言,有效驱 替残留在油层孔隙中的原油需要使油水界面张力降 低到超低界面张力(小于10<sup>-2</sup> mN/m)<sup>[1]</sup>。这可以通 过在生物聚合物溶液中加入合适的表面活性剂或碱 等形成复合驱油体系来实现<sup>[24-25]</sup>。

图 4 为矿化水 I 中,1000 mg/L BZZF 和甜菜 碱两性型表面活性剂 GS、非离子型表面活性剂 TS 混合溶液在 6.0 s<sup>-1</sup>下黏度和油水界面张力最低值 随表面活性剂质量浓度的变化。可以看出,随着 表面活性剂质量浓度的增加,1000 mg/L BZZF 和 表面活性剂 GS 或 TS 混合溶液与胜利油田原油的 界面张力先降低然后变化平缓。对于 BZZE/GS 混 合体系,当 GS 质量浓度为 193 mg/L 时,油水界面 张力最低值 ( $\sigma_{min}$ )可以达到 8.93×10<sup>-3</sup> mN/m 的 超低界面张力;随着 GS 质量浓度继续增加至 1 935 mg/L, $\sigma_{min}$ 则能达到 10<sup>-2</sup> mN/m 量级。对于 BZZE/TS 混合体系,当 TS 质量浓度升高到 193 mg/L 时, $\sigma_{min}$ 就可以达到超低界面张力,而且随着 GS 质量浓度的升高  $\sigma_{min}$ 继续降低;随着表面活性 剂质量浓度的增加,1000 mg/L BZZF 和表面活性 剂 GS 或 TS 混合溶液的黏度均上升;相比于 BZZF 溶液,当表面活性剂质量浓度增加至 1 935 mg/L, BZZF 和 GS 或 TS 混合溶液的黏度分别增加约 11 或 6 mPa  $\cdot$  s<sub>o</sub>

图 5 为矿化水 I 中, BZZF 和表面活性剂 386 mg/L GS 或 1160 mg/L TS 混合溶液在 6.0 s<sup>-1</sup>下黏 度和与胜利油田原油的油水界面张力最低值随聚 合物质量浓度的变化。可以看出,随着聚合物质量浓度的增加,溶液的黏度增加,但 BZZF/386 mg/L GS 或 BZZF+1 160 mg/L TS 混合体系的  $\sigma_{min}$ 略 有增加且都能维持在 10<sup>-2</sup>或 10<sup>-3</sup> mN/m 量级。由此可知,在矿化水 I 中,表面活性剂 GS 或 TS 的加入不仅不会降低 BZZF 溶液的黏度,而且还可以使得 BZZF 与表面活性剂 GS 或 TS 混合体系与胜利油田原油的界面张力最低值达到 10<sup>-2</sup>或 10<sup>-3</sup> mN/m 量级。







图 5 矿化水 I 中混合溶液的黏度和油水界面张力最低值随聚合物质量浓度的变化 Fig. 5 Variation of viscosity  $\eta$  and minimum of dynamic interfacial tension  $\sigma_{\min}$  with

polymer concentration of mixed solutions in mineralized water I

由于矿化水 II 矿化度太高,两性型表面活性剂 GS 和非离子型表面活性剂 TS 在其中溶解性极差。 很难找到在矿化水 II 中即具有良好溶解性又与原油 达到超低界面张力的表面活性剂,实验选择到阴离 子-非离子两性型表面活性剂 APS 与 BZZF 构成二 元复合体系。图 6(a)为1000 mg/L BZZF 和表面活 性剂 APS 混合溶液在 6.0 s<sup>-1</sup>下黏度和与新疆油田 原油的油水界面张力最低值随表面活性剂浓度的变化。可以看出,随着 APS 质量浓度增加至 1 935 mg/L,1000 mg/L BZZF/APS 混合溶液的黏度维持在 90 ~97 mPa · s,与 1 000 mg/L BZZF 溶液的黏度相近; 1 000 mg/L BZZF + APS 混合溶液与新疆油田原油的  $\sigma_{min}$ 随 APS 质量浓度的增加而降低,当 APS 质量浓度 大于 386 mg/L 后, $\sigma_{min}$ 可达到 10<sup>-2</sup> mN/m 量级。



图 6 矿化水 II 中混合溶液黏度和油水界面张力最低值随表面活性剂或聚合物质量浓度的变化
 Fig. 6 Variation of viscosity η and the minimum of dynamic interfacial tension σ<sub>min</sub> with surfactant or polymer concentration of mixed solutions in mineralized water II

图 6(b)为 BZZF 和表面活性剂 1160 mg/L APS 混合溶液在 6.0 s<sup>-1</sup>下黏度和与新疆油田原油的油 水界面张力最低值随聚合物质量浓度的变化,可以 看出,随着 BZZF 质量浓度的增加,BZZF+1160 mg/ L APS 混合溶液的黏度增加,但  $\sigma_{min}$ 都维持在 10<sup>-2</sup> mN/m 量级。因此在矿化水 II 中 BZZF 与表面活性 剂 APS 混合体系可以获得具有良好增黏效果和与 新疆油田原油的界面张力最低值达到 10<sup>-2</sup> mN/m 量 级的二元复合体系。

#### 2.3 驱油效果评价

根据上述实验结果,选择生物聚合物或生物聚合物/表面活性剂二元体系进行室内驱油效果评价, 实验结果如表1所示。可以看出,1000 mg/L BZZF 与胜利、新疆原油界面张力最低值分别为7.63 和3.91 mN/m,在相应模拟矿化水下黏度分别为76.5 和93.3 mPa・s,注入 $0.6V_{\rm P}$ 的1000 mg/L BZZF 对渗透率约为 $380 \times 10^{-3} \mu m^2$ 的岩心可提高胜利、新疆原油采收率分别达到15.1%、16.5%。1000 mg/L BZZF+1160 mg/L GS 和1000 mg/L BZZF+1160 mg/L APS 二元复合体系在相应模拟矿化水下与胜 利、新疆原油界面张力最低值分别为 2.08×10<sup>-2</sup> 和 3.56×10<sup>-2</sup> mN/m,黏度分别为 84.8 和 93.3 mPa · s。注入 0.6V 的 1 000 mg/L BZZF+1 160 mg/L GS 对渗透率为381×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>的岩心可提高胜利原油 采收率达到 23.6 %;注入 0.6V。的 1 000 mg/L BZZF+1 160 mg/L APS 对渗透率为405×10<sup>-3</sup>µm<sup>2</sup> 的 岩心可提高新疆原油采收率达到 25.1 %。这是由 于表面活性剂的加入使得二元复合体系相比于生物 聚合物溶液具有更低的界面张力和更高的黏度,因 而驱油效率更高。而且对于1000 mg/L BZZF+ 1160 mg/L TS 体系,虽然混合体系的黏度较1000 mg/L BZZF+1 160 mg/L GS 体系低,但是油水界面 张力最低值可达到 2.63×10<sup>-3</sup> mN/m 的超低界面张 力,洗油效率更高,因此1000 mg/L BZZF+1160 mg/ L TS 体系可以提高胜利原油采收率 28.7%。从上 述结果看出,含生物聚合物的化学驱油体系在高盐 矿化水中具有良好的驱油效果。

表1 不同含生物聚合物 BZZF 的化学驱油体系的驱油效果

Table 1 Oil displacement efficiency of different chemical flooding system containing biopolymer BZZF

驱油体系组成	$\sigma_{ m min}/$ (mN · m <sup>-1</sup> )	η∕ (mPa ⋅ s)	岩心渗透率/ 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	水驱采 收率/%	最终采 收率/%	提高采 收率/%
1000 mg/L BZZF <sup>a</sup>	7.63	76.5	379	40.5	55.6	15.1
$1000$ mg/L BZZF+1160 mg/L $\mathrm{GS^a}$	2. $08 \times 10^{-2}$	84.8	381	41.9	65.5	23.6
$1000 \text{ mg/L BZZF}+1160 \text{ mg/L LS}^{a}$	2. $63 \times 10^{-3}$	81.7	392	43.9	72.6	28.7
$1000 \text{ mg/L BZZF}^{\mathrm{b}}$	3.91	93.3	377	41.2	57.7	16.5
$1000$ mg/L BZZF+1160 mg/L APS $^{\rm b}$	3.56×10 <sup>-2</sup>	94.1	405	48.1	73.2	25.1

注:a--矿化水Ⅰ,胜利油田脱水原油;b--矿化水Ⅱ,新疆油田脱水原油。

# 3 结 论

(1)在高盐矿化水中,生物聚合物 BZZF 表现出 具有比常规聚合物 HPAM、疏水缔合聚合物 HPOC、 黄胞胶 XG 更优异的增黏效果,而且加入 60 g/L CaCl<sub>2</sub>或 200 g/L NaCl 都不会降低 BZZF 溶液的黏 度,甚至在含 NaCl 130 g/L、MgCl<sub>2</sub> 10 g/L 和 CaCl<sub>2</sub> 45 g/L 的极高盐浓度矿化水中生物聚合物 BZZF 依 然能够保持良好的增黏效果。

(2) 甜菜碱两性型表面活性剂 GS、非离子型表面活性剂 TS 的加入不仅可以提高生物聚合物 BZZF 在胜利油田模拟地层水中的黏度,而且可以使油水 界面张力降低到 10<sup>-2</sup>和 10<sup>-3</sup> mN/m 量级。阴-非离子两性型表面活性剂 APS 与生物聚合物 BZZF 混合体系在新疆油田模拟地层水中可以达到使油水界面 张力降低到 10<sup>-2</sup> mN/m 量级。

(3)含生物聚合物 BZZF 的化学驱油体系在高

# 盐矿化水中具有良好的驱油效果。

#### 参考文献:

- [1] 岳湘安,王尤富,王克亮.提高石油采收率技术基础 [M].北京:石油工业出版社,2008:96-150.
- [2] STANDNES D C, SKJEVRAK I. Literature review of implemented polymer field projects [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014,122:761-775.
- [3] OLAJIRE A A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: prospects and challenges [J]. Energy, 2014,77:963-982.
- [4] QU Zhijian, ZHANG Yigen, ZHANG Xiaosong, et al. A successful ASP flooding pilot in Gudong Oilfield [R]. SPE 39613, 1998.
- [5] WANG Demin, CHENG Jiecheng, WU Junzheng, et al. Summary of ASP pilots in Daqing Oilfield [R]. SPE 57288, 1999.

• 177 •

 [6] 程杰成,廖广志,杨振宇,等.大庆油田三元复合驱矿 场试验综述[J].大庆石油地质与开发,2001,20(2): 46-49.

> CHENG Jiecheng, LIAO Guangzhi, YANG Zhenyu, et al. Pilot test of ASP flooding in Daqing Oilfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2001,20(2):46-49.

 [7] 康万利,孟令伟,牛井岗,等.矿化度影响 HPAM 溶液 黏度机理[J].高分子材料科学与工程,2006,22(5): 175-177.

> KANG Wanli, MENG Lingwei, NIU Jinggang, et al. Mechanism of the effect of salinity on HPAM solution viscosity[J]. Polymer Materials Science and Engineering, 2006,22(5):175-177.

- [8] ZHANG Yandong, WEI Mingzhen, BAI Baojun, et al. Survey and data analysis of the pilot and field polymer flooding projects in China[R]. SPE 179616, 2016.
- [9] 程杰成,罗健辉,李振乾,等. 梳形抗盐聚合物的应用 与研究进展[J]. 精细与专用化学品,2004,12(6):10-12.

CHENG Jiecheng, LUO Jianhui, LI Zhenqian, et al. Application and study progress on salt-tolerant comb-shaped polymer [J]. Fine and Specialty Chemicals, 2004, 12 (6):10-12.

- [10] 王健,郑焰,冯玉军,等. 新型缔合聚合物驱油剂性能 评价[J]. 油田化学,1999,16(2):149-152.
  WANG Jian, ZHENG Yan, FENG Yujun, et al. A novel associative polymer for EOR: performance properties [J]. Oilfield Chemistry, 1999,16(2):149-152.
- [11] 李美蓉,黄漫,曲彩霞,等. 疏水缔合型和非疏水缔合型驱油聚合物的结构与溶液特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(3):167-171.

LI Meirong, HUANG Man, QU Caixia, et al. Structure and solution properties for HPAM and AHPAM used in oil displacement polymer [J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2013,37 (3):167-171.

[12] 于斌,康万利,杨润梅,等.驱油两亲聚合物及其分离 组分的乳化规律研究[J].中国石油大学学报(自然 科学版),2017,41(2):175-183.

> YU Bin, KANG Wanli, YANG Runmei, et al. Study on the emulsification rules of an amphiphilic polymer and its separated components for oil displacement[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2017,41(2):175-183.

[13] 吴文祥,殷庆国,刘春德.磺基甜菜碱 SB 系列复配表 面活性剂界面特性研究[J].油气地质与采收率, 2009,16(6):67-69. WU Wenxiang, YIN Qingguo, LIU Chunde. Study on interfacial tension of the combined sulphonate betaine SB surfactant [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009,16(6):67-69.

- [14] FAN Haiming, ZHENG Tong, CHEN Haolin, et al. Viscoelastic surfactant solution with high salt-tolerance, fast-dissolving and ultra-low interfacial tension for chemical flooding in offshore oilfield [J]. Journal of Surfactants and Detergents, 2018,21(4):233-242.
- [15] 王宪中,康万利,孟祥灿,等. 高盐油藏两性/阴离子 表面活性剂协同获得油水超低界面张力[J]. 物理化 学学报,2012,28(10):2285-2290.
  WANG Xianzhong, KANG Wanli, MENG Xiangcan, et al. Ultra-low interfacial tension in high salinity reservoir driven by synergistic interaction of zwitterionic and anionic surfactants [J]. Acta Phy Chim Sin, 2012, 28 (10):2285-2290.
- [16] 王业飞,赵福麟.非离子-阴离子型表面活性剂的耐盐性能[J].油田化学,1999,16(4):336-340.
  WANG Yefei, ZHAO Fulin. The salt tolerance of nonionic-anionic surfactants [J]. Oilfield Chemistry, 1999,16(4):336-340.
- [17] AOUDIA M, AL-SHIBLI M N, AL-KASIMI L H, et al. Novel surfactants for ultralow interfacial tension in a wide range of surfactant concentration and temperature
   [J]. Journal of Surfactants and Detergents, 2006, 9
   (3):287-293.
- [18] AOUDIA M, AL-HARTHI Z, AL-MAAMARI R S, et al. Novel alkyl ether sulfonates for high salinity reservoir: effect of concentration on transient ultralow interfacial tension at the oil-water interface [J]. Journal of Surfactants and Detergents, 2010,13(3):233-242.
- [19] ZAITOUN A, FONSECA C, BERGER P, et al. New surfactant for chemical flood in high-salinity reservoir[R]. SPE 80237, 2003.
- [20] CHEN Hong, HAN Lijuan, LUO Pingya, et al. The ultralow interfacial tensions between crude oils and gemini surfactant solutions[J]. Journal of Colloid and Interface Science, 2005,285:872-874.
- [21] 张星,李兆敏,孙仁远,等.聚合物流变性实验研究
  [J].新疆石油地质,2006,27(2):197-199.
  ZHANG Xing, LI Zhaomin, SUN Renyuan, et al. The experimental study on rheological behavior of polymer
  [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006,27(2):197-199.
- [22] 钱晓琳,苏建政,吴文辉,等.疏水改性黄原胶 HMXG-C8 水溶液黏度特征[J].油田化学,2007,24(2):154-157.

QIAN Xiaolin, SU Jianzheng, WU Wenhui, et al. Aqueous solution viscosity properties of hydrophobically modified xanthan gum HMXG-C8[J]. Oilfield Chemsitry, 2007,24(2):154-157.

[23] 王彦玲,仇东旭,刘承杰,等.疏水缔合羟乙基纤维素 水溶液的流变性及驱油性能[J].高分子材料科学与 工程,2012,28(7):47-50.

> WANG Yanling, QIU Dongxu, LIU Chengjie, et al. Rheological behavior and oil displacing performance of hydrophobically associating hydroxyethyl cellulose [J]. Polymer Materials Science and Engineering, 2012, 28

(7):47-50.

- [24] WU Zhiwei, YUE Xiang'an, CHENG Tao, et al. Effect of viscosity and interfacial tension of surfactant—polymer flooding on oil recovery in high-temperature and high-salinity reservoirs[J]. Journal of Petroleum Exploration & Production Technology, 2014,4(1):9-16.
- [25] DANG C, LONG N, NGUYEN N, et al. A comprehensive evaluation of alkaline surfactant polymer flooding and hybrid process for enhanced oil recovery[R]. SPE 187132, 2017.

(编辑 刘为清)