文章编号:1000-4092(2021)02-284-07

低界面张力活性纳米流体的研制与渗吸驱油机理分析*

李 佳[1],陈明贵[1],耿向飞[2],吴瑜成[1],邓 虹[1],徐 伟[1],侯宝峰[1],吴一慧[1]

(1. 油气钻采工程湖北省重点实验室,长江大学石油工程学院,湖北 武汉 430100;2. 中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:为了提高低渗透油藏的原油采收率,水平井压裂后活性水渗吸吞吐工艺被广泛应用,研制高效渗吸剂配方是其成功的关键。本文通过"一锅煮"法合成了低界面张力阴非离子表面活性剂三苯乙烯基聚氧乙烯醚羟丙基磺酸钠(TPHS),考察了该剂的界面活性和耐盐性,将TPHS与α-烯基磺酸钠(AOS)、纳米SiO_2颗粒进行复配得到了低界面张力纳米流体,研究了该低界面张力纳米流体的界面活性和润湿性,并通过自发渗吸实验和强制渗吸实验评价了该低界面张力纳米流体的驱油效率。研究结果表明:在温度80 ℃、矿化度300 g/L下,在较大的浓度范围内TPHS溶液与原油间的界面张力保持在10^{-1} mN/m数量级,具有较好的抗盐耐温性能;TPHS与AOS复配的配方为0.1% TPHS+0.2% AOS的表面活性剂体系与原油间的界面张力降至10^{-2} mN/m数量级,有利于置换小孔隙中的原油。配方为0.1% TPHS+0.2% AOS+0.05%纳米SiO_2低界面张力活性纳米流体中,加入的少量纳米SiO_2颗粒可与TPHS、AOS复配产生润湿协同作用,提高渗吸速率,比表面活性剂体系的采收率提高12.7%,并能在驱油过程中形成乳液稳定油墙,延长无水采油期。低界面张力活性纳米流体比单纯表面活性剂复配体系用于低渗透油藏渗吸提高采收率有优越性。图6表3参14

关键词:低张力表面活性剂;纳米颗粒;自发渗吸;强制渗吸;提高采收率

中图分类号:TE357 **文献标识码**:A **DOI**: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2021.02.017

注水吞吐工艺已经成为低渗透油藏体积压裂改造后裂缝发育储层的有效开发方法[1-2]。低渗透天然裂缝油藏水驱的主要机理是水渗吸进入低渗多孔介质中将原油顶替到裂缝中采出,而加入的表面活性剂吸附在岩石表面改变了油藏的润湿性,加快了自发渗吸过程。Mohanty等[3-4]在致密油藏表面活性剂渗吸实验研究中发现:低浓度表面活性剂将致密砂岩表面由油湿性转变为水湿性,润湿性改变越强,渗吸采收率越大;油水界面张力越低,油水置换或渗吸速率越快。此外,纳米材料应用于提高采收率具有使用浓度低,润湿反转作用强的特点;但是,油藏高温高盐环境下,纳米颗粒稳定性降低,容易聚结沉降[5];通过表面活性剂在纳米颗粒表面的原位吸附,可以提高纳米颗粒的表面电荷和空间位阻,从而提高纳米颗粒的稳定性。本文研制了低界面张力阴非离子表面活性剂三苯乙烯基聚氧乙烯醚羟丙基磺酸钠(TPHS),并将其与AOS、纳米SiO_2颗粒复配构筑了一种低界面张力纳米流体,即TPHS-AOS-纳米SiO_2复配体系,使用静态渗吸实验优化了低界面张力纳米流体配方,采用动态渗吸实验研究了低界面张力纳米流体吞吐提高采收率效果。从改变岩石润湿性、降低界面张力和结构分离

* **收稿日期**:2020-06-07;**修回日期**:2020-11-19。

基金项目:湖北省教育厅项目"低张力活性纳米流体的构筑及驱油机理"(项目编号B2017028),国家自然科学基金青年基金"纳米颗粒协同阳-非离子Gemini表面活性剂润湿反转体系的构筑及其机理研究"(项目编号51704036)。

作者简介:李佳(1995—),女,长江大学石油工程专业硕士研究生(2018),研究方向为提高采收率,通讯地址:430100 湖北省武汉市蔡甸区大学路111号长江大学石油工程学院,E-mail:1216069437@qq.com。陈明贵(1982—)男,副教授,本文通讯联系人,西南石油大学应用化学专业博士(2011),主要从事油田化学和提高采收率方面的科研工作,通讯地址:430100 湖北省武汉市蔡甸区大学路111号长江大学石油工程学院,E-mail:cmgswpi@126.com。

压机理[6-7]3 个方面研究了低界面张力纳米流体提高采收率的机理。本文研究可为低渗透(6.8×10^{-3}～$45\times10^{-3}\mu m^2$)油藏压裂改造后的注水吞吐提高采收率提供技术支撑。

1　实验部分

1.1　材料与仪器

壬基酚聚氧乙烯醚 OP-50、三苯乙烯苯酚聚氧乙烯醚-25,江苏海安石油化工厂;醇醚羧酸(盐)表面活性剂 AEC、十二烷基甜菜碱 C12BE,上海发凯化工有限公司;α-烯基磺酸钠(AOS),中轻化工股份有限公司;Gemini 季铵盐阳离子双子表面活性剂 12-2-12,河南道纯化工技术有限公司;纳米二氧化硅(平均粒径 15 nm,纯度 99.5%)、正庚烷、三氟化硼乙醚、NaOH、环氧氯丙烷、亚硫酸纳、二甲亚砜,均为分析纯,上海阿拉丁生化科技股份有限公司;浓盐酸(质量分数 36.4%),分析纯,信阳市化学试剂厂,实验用油为大庆油田龙西塔区块原油,密度 0.8629 g/cm^3(20 ℃),黏度 4.85 mPa·s(80 ℃),酸值 0.08,属低硫中质石蜡基原油,含饱和烃 55%～72%,芳烃 13%～23%,非烃 10%～30%,沥青质 0.5%～2.0%;实验岩心为大庆低渗透油藏天然岩心,渗透率 5×10^{-3}～45×10^{-3} μm^2,孔隙度 15%～20%,尺寸 ϕ2.5 cm×7 cm。实验用填砂管,尺寸φ2.5 cm×30 cm,选用 60～80 目石英砂填制。

RE-25A 型旋转蒸发器,上海亚荣生化仪器厂;JC2000 接触角测定仪,北京中仪远大有限公司;Brook Vertex70V 型傅里叶变换红外光谱仪,布鲁克(北京)科技有限公司;TX-500C 型全量程旋转滴界面张力测量仪,美国 CNG 公司;萨伽显微镜专业载玻片,76.2×25.4×1.2 (mm),苏州神鹰光学仪器有限公司;1100 型高效液相色谱,美国安捷伦公司;高温高压驱替实验装置,江苏省海安县石油科研仪器厂。

1.2　“一锅煮”法制备表面活性剂 TPHS

采用“一锅煮”法制备表面活性剂,合成路线如图 1 所示。将一个带有机械搅拌器,回流冷凝管和恒压滴液漏斗的 500 mL 三颈瓶置于 80 ℃的恒温水浴中,先后加入 92 g 的三苯乙烯苯酚聚氧乙烯醚-25 和 75 mL 的正庚烷,向搅拌后形成的溶液中加入 2 mL 的三氟化硼乙醚催化剂,用恒压滴液漏斗滴加过量的环氧氯丙烷溶液,滴加完后升温至 90 ℃反应 3 h;然后滴加 20%NaOH 水溶液,维持反应体系的 pH 值在 7.5～9,TLC 监测反应进程到原料点消失后结束反应。向产物中加入二甲亚砜,溶解后过滤除去反应中生成的盐;用正庚烷萃取、水洗后旋转蒸发除去溶剂;将粗产物溶解于乙醇中,向其中滴加 100 mL 的 25%的亚硫酸钠溶液,分批加入 6 mol/L 的盐酸溶液维持反应体系的 pH 值在 7～9,在 80 ℃的恒温水浴中继续反应过夜,将反应物用热的异丙醇萃取后过滤除去无机盐,将滤液旋转蒸发除去溶剂得到黄色产物三苯乙烯基聚氧乙烯醚羟丙基磺酸钠,即为表面活性剂 TPHS。

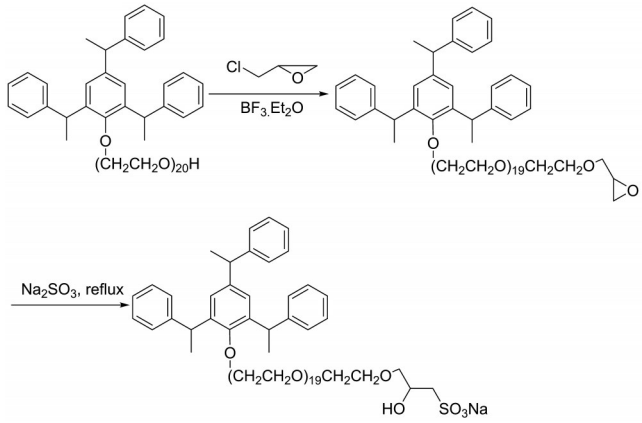


图 1　表面活性剂 TPHS 的合成路线

1.3　表征与测试

(1)红外光谱、高效液相色谱表征

将合成产物经过透析后冷冻干燥,采用 KBr 压片法制样,使用 BROOK Vertex70V 傅里叶变换红外光谱仪对样品在波数 400～4000 cm^{-1}范围内进行扫描。

使用高效液相色谱仪分析所合成表面活性剂 TPHS,采用 Dionex Acclaim HPLC 色谱柱,以腈和醋酸铵缓冲液作为梯度洗脱流动相。

(2)界面张力测试

参照中国石油天然气行业标准 SY/T 5370—2018《表面及界面张力测定方法》,采用旋滴法在 80 ℃、5000 r/min 转速下测试不同浓度的表面活性剂 TPHS 溶液及 TPHS/纳米 SiO_2 复配溶液与大庆原油间的界面张力。

(3)接触角测试

采用接触角测定仪测试低张力纳米流体溶液

体系在载玻片表面的接触角。

(4)耐盐性能评价

采用不同浓度的NaCl溶液配制表面活性剂溶液,测定在不同矿化度下的表面活性剂溶液与大庆原油间的界面张力,考察表面活性剂TPHS的耐盐性能。

(5)浊点测试

参照GB/T 5559—2010中非离子表面活性剂浊点实验方法,将装有0.5% TPHS和0.5% TPHS+0.5% AOS水溶液的试管置于水浴锅中缓慢升温,溶液刚变浑浊所对应的温度即为该测试样的浊点。

(6)静态渗吸实验

①将天然岩心经过甲苯/乙醇洗油后烘干,抽空饱和地层水后测定其渗透率以及孔隙度,置入岩心夹持器加围压至3 MPa,在环境温度为80 ℃的恒温风箱内以低流速0.1 mL/min饱和油后关闭出口端阀门静置老化15 d,老化后将岩心取出放入渗吸瓶中,记录不同时刻的出油量。

(7)动态渗吸驱油实验

①将填砂管抽真空、饱和水后测定其渗透率以及孔隙度;②将模拟岩心放入80 ℃的恒温风箱中,以低流速(0.1 mL/min)饱和原油后关闭出口端阀门静置老化24 h备用;③以0.1 mL/min的注入速率注入1 PV的0.1% TPHS+0.2% AOS表面活性剂驱油体系,记录产液量、产油量,计算采收率。

为了便于对比,在表面活性剂驱油实验结束后将填砂管用甲苯/乙醇洗净,并用高温氮气烘干,再按照以上步骤开展低张力纳米流体驱油实验。

2 结果与讨论

2.1 表面活性剂TPHS的红外光谱分析

TPHS表面活性剂的红外光谱谱图如图2所示。其中,3351 cm^{-1}处为分子间氢键、羟基O—H的伸缩振动峰;1356 cm^{-1}处为羟基O—H的面内弯曲振动峰;2880 cm^{-1}处为甲基C—H的伸缩振动峰;1230和1117 cm^{-1}处为磺酸盐S=O键的不对称伸缩振动峰;696、762和841 cm^{-1}处分别为苯环芳烃邻位、间位、对位的C—H键的面外弯曲振动峰;1460 cm^{-1}处为苯环骨架C—C伸缩振动峰;1960和2094 cm^{-1}处为苯环上C—H的伸缩振动吸收弱的倍频谱,538 cm^{-1}处为取代苯环的面外弯曲振动峰,证明所合成的表面活性剂为目标产物。

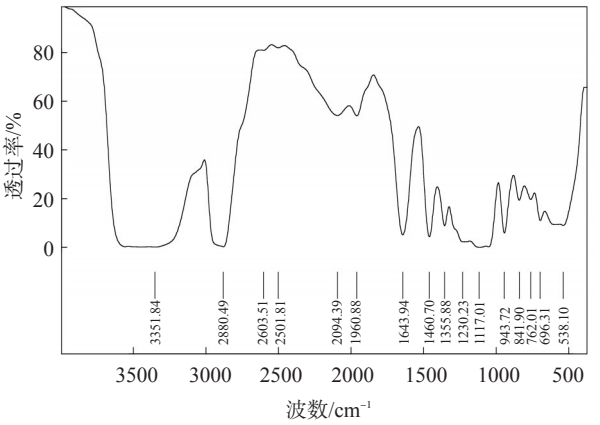


图2 表面活性剂TPHS的红外光谱图

经高效液相色谱分析得出,所合成表面活性剂TPHS的纯度为94.6%。

2.2 表面活性剂TPHS的油水界面活性

根据吉布斯吸附理论,为了达到超低油/水界面张力,表面活性剂分别与油相和水相发生强的相互作用并且在油水界面达到饱和吸附。这要求表面活性剂同时具有大的亲水基和疏水基。不同浓度的表面活性剂TPHS溶液与大庆原油间的界面张力如图3所示,随着表面活性剂TPHS质量分数的增大,界面张力先减小后缓慢增大,在较大的浓度范围内可保持在10^{-1} mN/m数量级。TPHS质量分数为0.07%时,界面张力达到最低,为0.276 mN/m。TPHS具有较好的降低油水界面张力的能力。

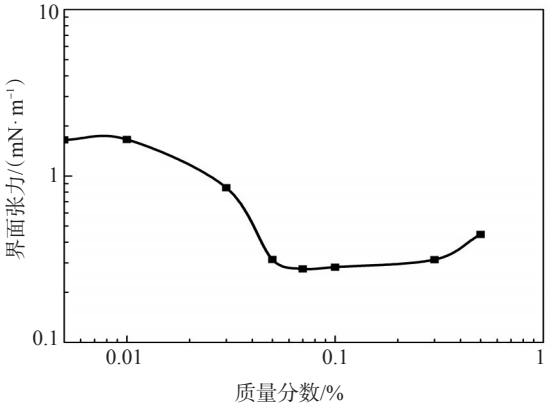


图3 不同浓度表面活性剂TPHS溶液与原油间的界面张力

2.3 NaCl对表面活性剂TPHS界面活性的影响

采用不同浓度的NaCl溶液配制质量分数为0.3%的表面活性剂TPHS溶液,其与原油间的界面

张力见图 4。THPS 溶液与原油间的界面张力随 NaCl 浓度的增大先降低后增加。这是因为在低 NaCl 浓度下,表面活性剂分子多存在于水相中;随着 NaCl 浓度的增大,表面活性剂分子从水相中慢慢分散到油相中,NaCl 的加入压缩了扩散双电层的厚度,破坏亲水基周围的水化膜,使表面活性剂更容易吸附在油水界面层,因而界面张力不断下降;达到一定盐浓度后,水相与油相中所含表面活性剂浓度接近时,可达到最低界面张力。NaCl 含量继续增加时,油水界面吸附失去平衡,界面张力上升。从实验结果来看,在 NaCl 含量在 0～300 g/L 范围内,表面活性剂 TPHS 溶液与原油间的界面张力均能保持在 10^{-1} mN/m 数量级,说明表面活性剂 TPHS 具有优良的抗盐能力。

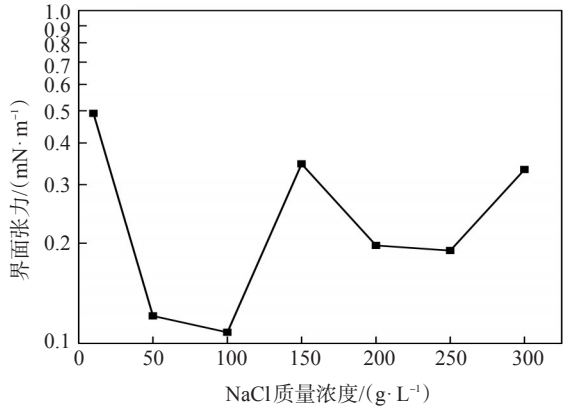


图 4　含不同浓度 NaCl 的 TPHS 溶液与原油间的界面张力(TPHS 质量分数 0.3%)

2.4　TPHS 复配体系的界面活性与润湿性

表面活性剂之间通过复配可以弥补其性能单一的缺点。阴离子表面活性剂和非离子表面活性剂的复配使其具有良好的协同效应,既可弥补阴离子表面活性剂不耐钙镁离子的不足,又可以提高非离子表面活性剂的浊点[3]。由于 TPHS 的亲水基为非离子基团,复配阴离子表面活性剂 AOS 可以提高表面活性剂的浊点,实验结果如表 1 所示,TPHS 与 AOS 复配后,浊点大大提高;TPHS 在地层吸附量较大,复配纳米 SiO_2 在减少地层吸附的同时可以提高渗吸速率。0.1% TPHS、0.05% SiO_2、0.1% TPHS+0.2% AOS 和 0.1% TPHS+0.2% AOS+0.05% SiO_2 体系与原油间的界面张力及其在亲水载玻片上的接触角测试结果如表 1 所示。在 80℃下,复合体系 0.1% TPHS+0.2% AOS 和 0.1% TPHS+0.2% AOS+0.05% SiO_2 与原油间的界面张力均达到 10^{-2} mN/m 数量级,与 TPHS 单一表面活性剂相比,复配体系更有效地降低了油水界面张力。在纳米 SiO_2 与表面活性剂的协同作用下,低张力纳米流体(0.1% TPHS+0.2% AOS+0.05% SiO_2)在亲水载玻片上的接触角远大于单独纳米 SiO_2 或表面活性剂的溶液的。这是因为表面活性剂在纳米 SiO_2 颗粒表面的吸附使得玻璃表面亲水性能减弱,因而使得接触角增大,这一现象说明低张力纳米流体有较好的润湿性能。

表 1　复配体系的界面活性与润湿性测试

实验编号	体系配方	浊点/℃	界面张力/(mN·m⁻¹)	瞬时接触角/°	稳定接触角/°
1	0.5% TPHS	62.7	—	—	—
2	0.5% TPHS+0.5% AOS	130	—	—	—
3	0.1% TPHS	—	0.291	—	—
4	0.05% 纳米 SiO_2	—	—	28.9	48.6
5	0.1% TPHS+0.2% AOS	—	0.065	28.0	40.4
6	0.1% TPHS+0.2% AOS+0.05%纳米 SiO_2	—	0.054	32.3	63.5

2.5　低张力纳米流体的渗吸采收率

为了研究渗吸过程中的驱动力,Schechter 推导了毛管数和重力比的宏观参数,即反邦德数 N_B^{-1}[8]:

$$N_B^{-1}=C\frac{\sigma\sqrt{\phi/K}}{\Delta\rho gH} \quad (1)$$

式中:σ—油水界面张力,mN/m;ϕ—多孔介质的孔隙度,%;K—多孔介质的渗透率,10^{-3} μm²;$\Delta\rho$—油水密度差,g /cm³;H—多孔介质的高度,cm;C—与多孔介质的几何尺寸有关的常数,圆形毛细管为 0.4。

N_B^{-1} 为渗吸机理判别参数,式中没有考虑岩石润湿性。$N_B^{-1}>5$ 时,毛管力在渗吸作用中起主导作用;$1<N_B^{-1}<5$ 时,重力和毛管力同时起作用;$N_B^{-1}<<1$ 时,重力起主导作用。

为验证 TPHS 活性纳米流体在渗吸采收率的应用,采用静态渗吸实验开展 TPHS 及常见表面活性剂复配溶液渗吸效果对比研究,岩心的基本物性参数见表 2,不同体系与原油间的界面张力、所计算的反邦德数和渗吸采收率结果见表 3,结果表明在渗吸过程中毛管力起主导作用。

表2 岩心物性参数

岩心编号	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	渗透率/(10^{-3} μm²)	原始含油饱和度/%
J-3	6.884	2.5	15.92	9.44	61.3
S-1	6.86	2.5	16.72	45.10	71.0
J-11	6.256	2.5	17.13	12.43	60.8
J-16	6.638	2.5	16.73	20.13	62.4
J-13	7.59	2.5	19.11	11.69	60.4
S-12	7.226	2.5	19.45	6.82	55.1

表3 不同渗吸体系的渗吸采收率

岩心编号	渗吸配方体系	界面张力/(mN·m⁻¹)	反邦德数/N_B^{-1}	渗吸采收率/%
J-3	0.1% C_{12}BE+0.2% AOS +0.05% OP-50+0.05% SiO_2	0.122	14.85	6.06
S-1	0.1% AEC+0.2% AOS +0.05% OP-50+0.05% SiO_2	0.108	6.19	12.50
J-11	0.1% 12-2-12+0.2% AOS +0.05% OP-50+0.05% SiO_2	0.015	1.77	0
J-16	0.1% TPHS+0.2% AOS +0.05% OP-50+0.05% SiO_2	0.108	9.57	14.70
J-13	0.1% TPHS+0.2%AOS	0.065	5.21	13.95
S-12	0.1% TPHS+0.2% AOS +0.05% SiO_2	0.054	8.96	18.42

亲油性岩石发生渗吸的前提条件是润湿性反转，使毛管力的方向与水的吸入方向相同。J-11岩心实验中重力和毛管力同时起作用，放入岩心后不出油，渗吸液一直呈浑浊状态，直至一年后才开始出油。其余5组实验中毛管力起主导作用，S-12岩心渗吸过程呈逆向渗吸的特点，渗吸开始后岩心介质表面有油滴析出，油滴较小并有拉丝现象，油滴主要集中在侧面，在12 h后岩心顶部有大量油滴析出，且体积较大。S-1岩心渗吸过程中，只有岩心顶部有油滴析出，油滴体积较大。J-3岩心在渗吸过程中以顺向渗吸为主，主要是岩心顶部缓慢出油；J-16岩心在渗吸过程中，出油情况与S-12岩心相似。5组活性纳米流体实验中，4组实现了出油。对于亲油岩心发生渗吸的前提条件是润湿性的改变，因此实验证明活性纳米流体能够改变亲油岩心的润湿性，最终采收率大致随着反邦德数增加而降低。

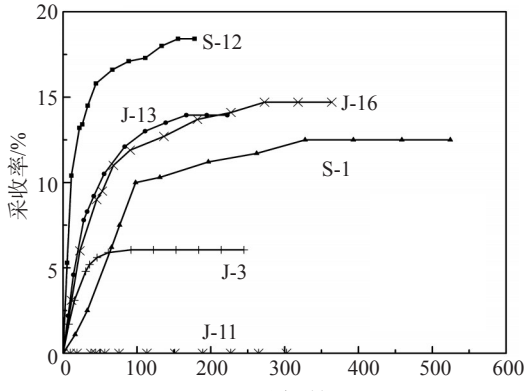
Zhang等[9]通过对油水黏度取几何平均、考虑岩心大小、形状和边界条件，给出特征长度L_C的计算方法，Ma[10]等基于特征长度L_C定义了无因次时间t_d：

$$t_d = t\left(\frac{K}{\phi}\right)^{0.5} \times \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w \mu_o}} \times \frac{1}{L_C^2} \quad (2)$$

式中：t—渗吸采收时间，min；K—多孔介质的渗透率，μm²；ϕ—多孔介质孔隙度，1；μ_w—水的黏度，mPa·s；μ_o—油的黏度，mPa·s；L_C—岩心的特征长度，在实验条件下用岩心长度L和直径D表示为

$$L_C = \frac{LD}{2\sqrt{D^2 + 2LD}} \quad (3)$$

通过静态渗吸实验对比了不同渗吸配方体系在无因次时间条件下的渗吸采收率，如图5所示，图中斜率越大，表明水润湿性越强[4]。课题组前期研究发现，不同类型的表面活性剂体系的渗吸采收率不同[11]，阳离子双子表面活性剂12-2-12对岩心表面油润湿，在实验周期内不出油，1年后才出油；以两性甜菜碱表面活性剂C_{12}BE为主的渗吸配方体系使得岩心J-3表现为中性润湿；以阴非离子表面活性剂TPHS和AEC为主的渗吸配方体系使得岩心水润湿，采收率较高。以合成的阴非离子表面活性剂TPHS为主的渗吸配方体系具有最快的渗吸采油速率和最高的采收率。



曲线参数为岩心编号。

图5 低张力纳米流体渗吸体系在大庆低渗天然岩心中的采收率

通过J-13岩心与S-12岩心渗吸实验的对比，由于低渗岩心渗吸较慢，在渗吸实验的时间内，纳米SiO_2粒子的加入能够提高采收率4.47%，其原理是纳米粒子与表面活性剂的润湿协同作用。纳米流体加入后渗吸采油速率更快。Wasam院士[6]认为根据分离压驱油机理，纳米粒子处在油/水/岩石三相锲形界面处，低张力纳米流体在铺展流体边界形成

类似固体的有序组合体,在本体溶液中形成液体的分子有序组合体;低张力纳米流体在油/水/岩石三相锲形界面处形成二维层状自组装体,这种自组装结构形成了垂直于油水界面的高于纳米溶液本体的结构分离压;纳米流体界面沿着油滴和岩石剥离的方向移动,最终使得油滴从岩石表面脱附[12-14]。

2.6　低张力纳米流体的强制渗吸驱油实验

采用两组长填砂管(孔隙度均为45.50%,渗透率均为700 ×10^{-3}μm^2,含油饱和度约60%)实验对比了在低速驱替条件下的驱油体系0.1% TPHS+0.2% AOS和0.1% TPHS+0.2% AOS+0.05%纳米SiO_2的驱油效率,结果见图6。在强制渗吸驱油过程中浮力、黏滞力和毛管力起作用;驱油过程可以描述为:初始阶段是浮力起主导作用;随着时间推移,采油速率降低并且达到平衡,这时浮力大小与毛管力与黏滞力的和相等,停止出油[7]。图中的含水率变化反映了油墙的突破和聚集;渗吸驱油实验采用二次采油方式,在实验条件相同注入量下,加入纳米颗粒的低张力纳米流体的驱油效率为75.1%,低张力表面活性剂体系的驱油效率为62.4%,纳米颗粒加入后表面活性剂体系的驱油效率增加了12.7%;低张力表面活性剂在注入量0.27 PV时水驱前缘突破(见水),而低张力纳米流体在注入量0.4 PV时才突破见水;加入纳米颗粒后,延迟了无水采油时间。含有纳米颗粒的驱油体系的采出液有明显的乳化现象,提高了驱替液的流度,纳米颗粒和表面活性剂在驱替前缘形成的Pickering乳液[14]稳定了油墙,延迟了水驱突破。

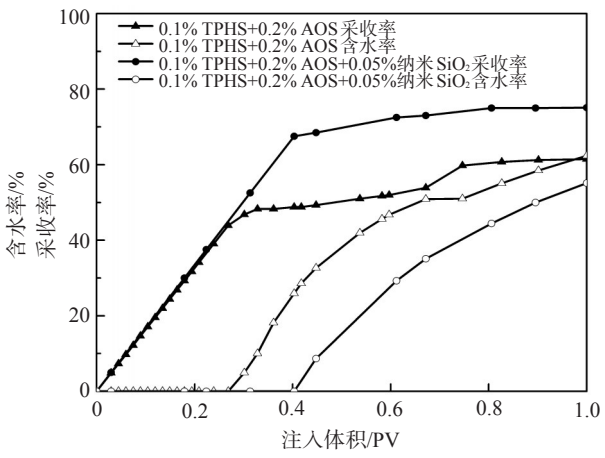


图6　低张力纳米流体的强制渗吸驱油效率对比

3　结论

采用“一锅煮”法合成了一种阴非离子表面活性剂TPHS,具有合成时间短、产率高的特点,能够有效降低油水界面张力,并具有优良的耐温抗盐能力。

阴非离子表面活性剂TPHS与阴离子表面活性剂AOS复配后,与原油间的界面张力达到更低的10^{-2}数量级,且具有更高的浊点,拓宽了应用范围。

少量纳米SiO_2颗粒与TPHS、AOS复配即可产生润湿协同作用,提高渗吸速率和采收率,并能形成乳液稳定油墙,延长无水采油期。

参考文献

[1] 吴忠宝, 曾倩, 李锦, 等. 体积改造油藏注水吞吐有效补充地层能量开发的新方式[J].油气地质与采收率, 2017, 24(5): 79-83.

[2] 樊建明, 王冲, 屈雪峰, 等. 鄂尔多斯盆地致密油水平井注水吞吐开发实践:以延长组长7油层组为例[J]. 石油学报, 2019, 40(6):706-715.

[3] SHARMA G, MOHANTY K. Wettability alteration in high temperature and high salinity carbonate reservoirs[J]. SPE J, 2013, 18(4): 646-655.

[4] KATHEL P, MOHANTY K K. EOR in tight oil reservoirs through wettability alteration[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, USA, Sept 30, 2013.

[5] MCELFRESH P, WOOD M, ECTOR D. Stabilizing nano particle dispersions in high salinity, high temperature downhole environments [C]//SPE International Oilfield Nanotechnology Conference. Noordwijk, The Netherlands, Jun 12-14, 2012.

[6] WASAM D T, NIKOLOV A D. Spreading of nanofluids on solids [J]. Nature, 2003(423):156-159.

[7] ZHANG H, NIKOLOV A, WASAN D. Enhanced oil recovery (EOR) using nanoparticle dispersions: underlying mechanism and imbibition experiments[J]. Energy Fuels, 2014, 28(5): 3002-3009.

[8] SCHECHTER D S, ZHOU D, ORRJR. F M. Low IFT drainage and imbibition[J]. SPE J, 1994(1):283-300.

[9] ZHANG X, MORROW N R, MA S. Experimental verification of a modified scaling group for spontaneous imbibition[J]. SPE Res. Eng, 1996, 11(4):280-285.

[10] MA S, MORROW N R, ZHANG X. Generalized scaling of spontaneous imbibition data for strongly water-wet systems[J]. Pet Sci Eng, 1997, 18(3-4):165-178.

[11] 陈明贵, 杨光, 王登科, 等.砂岩油藏双子表面活性剂渗吸配方研究[J]. 油田化学, 2014, 31(3):400-404.

[12] KARIMI A, FAKHROUEIAN Z, BAHRAMIAN E. Wettability

alteration in carbonates using zirconium oxide nanofluids: EOR implications[J]. Energy Fuels, 2012, 26(2):1028-1036

[13] SARMAD A A, LEZORGIA N, MUHAMMAD A, et al. Wettability alteration of carbonate rocks via nanoparticle-anionic surfactant flooding at reservoirs conditions [C]// SPE Symposium: Production Enhancement and cost Optimisation. Kuala Lumpur, Malaysia, Nov 7, 2017.

[14] WANG Z J, BABADAGLI T, MAEDA N. Preliminary screening and formulation of new generation nanoparticles for stable pickering emulsion in cold and hot heavy-oil Recovery [C]// SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show. Muscat, Oman, Mar 9-11, 2020.

Development of Nano Fluid with Low Interfacial Tension and Analysis of Imbibition Displacement Mechanism

LI Jia[1], CHEN Minggui[1], GEN Xiangfei[2], GUO Yucheng [1], DENG Hong [1], XU Wei [1], HOU Baofeng[1], WU Yihui [1]

(*1. Key Laboratory of Petroleum Drilling and Production, College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, P R of China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration & Development (RIPED), PetroChina, Beijing 100083, P R of China*)

Abstract: In order to improve the oil recovery of low permeability reservoir, active water imbibition huff and puff technology is widely used in horizontal wells after fracturing, and the key to its success is to develop a high-efficiency imbibition agent formula. In this paper, a low interfacial tension anion-nonionic surfactant, tristyryl polyoxyethylene ether sodium hydroxypropyl sulfonate (TPHS) was developed by "one pot boiling". The interfacial tension and salt resistance performance of HPHS was investigated. A low interfacial tension nano fluid, composed of TPHS, AOS and nano-SiO_2 particles, was optimized by contact angle test, spontaneous infiltration test and forced infiltration test, and the displacement evaluation was carried out. The results showed that the interface tension between TPHS solution and the crude oil could still be kept at 10^{-1} mN/m at the temperature of 80℃ and at the salinity of 300 g/L, exhibiting good salt and temperature resistance. The interface tension between the complex system of 0.1% TPHS+0.2% AOS and the crude oil decreased to 10^{-2} mN/m, which was helpful to displace crude oil in small pores. The addition of a small amount of nano-SiO_2 particles (0.05%) could produce synergistic effect of wetting with TPHS and AOS, which could improve the imbibition rate and enhance the recovery rate by 12.7%, compared to that of the surfactant flooding. At the same time, the emulsion stabilized oil wall could be formed and the anhydrous oil recovery period could be prolonged. It was confirmed that the addition of nano-SiO_2 to surfactant mixtures resulted in enhanced imbibition oil recovery in low permeability reservoirs.

Keywords: *low tension surfactant*; *nanoparticles*; *spontaneous imbibition*; *forced imbibition*; *enhanced oil recovery*