

致密油藏高起泡强渗吸驱油剂的构建及性能研究

张利伟¹, 谢虎², 王瑞¹, 付高峰³, 徐金山¹, 郑存川^{3*}

(1. 中国石油新疆油田分公司工程技术研究院, 新疆 克拉玛依 834000;
2. 中国石油新疆油田分公司第一采气厂, 新疆 克拉玛依 834000;
3. 西南石油大学化学化工学院, 四川 成都 610500)

摘要:针对致密油藏“水平井+体积压裂”技术改造开发后井间流体发生窜流及致密油采收率偏低的问题,研制了一种高起泡强渗吸纳米驱油剂。以自研双子表面活性剂BD-2、CHSB、LAB为纳米驱油剂的主剂,通过三元相图法得出纳米驱油剂的配方为:25% BD-2+10% LAB+4.5% CHSB+5%油溶性增效剂+15.5%小分子醇。对纳米驱油剂界面性能、润湿调节性能、渗吸性能、起泡性能、耐温抗盐性能、增容性能、静态洗油性能进行评价,同时研究了驱油剂对岩心中致密油动用情况。结果表明,在2000 mg/L下,纳米驱油剂YYC-2与玛湖原油的界面张力可达 6.318×10^{-3} mN/m,可将接触角降低至20.36°,渗吸采出程度达到21.37%;在90°C、 10×10^4 mg/L NaCl和 5×10^3 mg/L CaCl₂矿化度下均能达到超低界面水平,最大增容粒径可达593.6 nm,静态洗油效率最大可达80%左右。高压压汞曲线与核磁共振曲线的转换系数C为791 nm/ms,能启动岩心最小孔隙直径为20.030 4 nm。

关键词:致密油藏;双子表面活性剂;渗吸驱油;三元相图;纳米驱油剂

中图分类号:T348

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2024)05-0155-08

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2024.05.028

Construction and performance study of high foaming and strong imbibition oil displacement agent for tight reservoir

ZHANG Li-wei¹, XIE Hu², WANG Rui¹, FU Gao-feng³, XU Jin-shan¹, ZHENG Cun-chuan^{3*}

(1. Engineering Technology Research Institute, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, China;
2. The First Gas Production Plant, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, China;
3. College of Chemistry & Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: After the “horizontal well + volume fracturing” technology transformation and development has been performed in tight oil reservoirs, there appear the problems that cross flow happens between wells’ fluid and the recovery rate of tight oil becomes low. In order to solve these problems, a high foaming and strong permeable nano oil displacement agent is developed. The self-developed gemini surfactants including BD-2, CHSB and LAB are used as main agents of nano oil displacement agent, the formula of nano oil displacement agent is obtained through ternary phase diagram method as follows: 25% BD-2+10% LAB+4.5% CHSB+5% oil-soluble synergist+15.5% small molecule alcohol. The interfacial properties, wetting adjustment performance, imbibition performance, foaming performance, temperature resistance, salt resistance, compatibilization performance and static oil washing performance of the agent are evaluated. Meanwhile, the application of the nano oil displacement agent to tight oil in core is studied. The results show that at 2000 mg·L⁻¹, the interfacial tension between YYC-2 nano oil displacement agent and Mahu crude oil can reach 6.318×10^{-3} mN·m⁻¹, and the contact angle can be reduced to 20.36°. The degree of imbibition recovery reaches 21.37%. It can reach the ultra-low interface level at 90°C, 10×10^4 mg·L⁻¹ NaCl and 5×10^3 mg·L⁻¹ CaCl₂ salinity. The maximum compatibilized particle size can reach 593.6 nm. The maximum static oil washing efficiency can reach about 80%. The conversion coefficient between high-pressure mercury injection curve and nuclear magnetic resonance curve is 791 nm·ms⁻¹, and the minimum pore diameter that can start the core is 20.030 4 nm.

Key words: tight oil reservoir; gemini surfactant; imbibition oil displacement; ternary phase diagram; nano oil displacement agent

我国致密油藏分布广泛,主要集中于准噶尔盆地、三塘湖盆地、鄂尔多斯盆地、松辽盆地、渤海湾盆地和柴达木盆地^[1]。玛湖油田位于准噶尔盆地玛湖凹陷中心区,是世界最大的砾岩油田,具有渗透率低、后期产量递减迅速、注水难度大等特征,使得玛

湖油田开发难度大、致密油采收率低。国内外常采用“水平井+体积压裂”技术进行改造开发,以此增强储层的渗流能力,但井间易形成窜流优势通道,造成严重的流体窜流^[2]。

为提高致密油采收率及防止井间流体的窜流,

收稿日期:2023-08-02;修回日期:2024-03-11

基金项目:四川省重点研发项目(2021YFG0112);中国博士后科学基金(2018M631100)

作者简介:张利伟(1993-),男,硕士,工程师,主要从事油藏提高采收率技术研究,792873184@qq.com;郑存川(1987-),男,博士,副教授,主要从事油田化学品研究与开发,通讯联系人,zcc870317@163.com。

笔者采用实验室自行研制的高界面活性的双子表面活性剂 BD-2 与高起泡性能的常规表面活性剂进行复配,并研究复配体系的基本性能,同时结合高压汞和岩心核磁共振技术共同研究复配体系对岩心中原油的动用情况,为玛湖致密油的有效开发提供实验依据。

1 实验部分

1.1 试剂与仪器

脂肪醇聚氧乙烯醚硫酸钠(AES)、石油磺酸盐(T702)、全氟壬烯氧基苯磺酸钠(OBS)、重烷基苯磺酸钠(OBS-50)、 α -烯基磺酸钠(AOS)、脂肪酸甲酯磺酸钠(MES)、十二烷基甜菜碱(BS-12)、椰油酰胺丙基甜菜碱(CAB)、月桂酰胺丙基甜菜碱(LAB)、椰油酰胺丙基羟磺基甜菜碱(CHSB)、月桂酰胺丙基羟磺基甜菜碱(LHSB)、十二烷基氧化胺(OA-12)、月桂酰胺丙基氧化胺(LAO)、椰油酰胺丙基氧化胺(CAO)、油酸二乙醇酰胺(OEDA)、烷基糖苷(APG)、烷基酚聚氧乙烯醚(OP-10)均为工业级,质量分数为 30%;二氯二甲硅烷、二氧化锰($MnCl_2$)为工业级;盐酸(HCl)、氯化钠(NaCl)、无水氯化钙($CaCl_2$)、无水硫酸钠(Na_2SO_4)、碳酸氢钠($NaHCO_3$)和石油醚,均为分析纯;双子表面活性剂 BD-2,实验室自研,合成反应方程式如图 1 所示;玛湖油田原油(50℃下黏度为 20.6 mPa·s),实验用水为配制的模拟矿化水(总矿化度为 9 848.14 mg/L,水型为 $NaHCO_3$ 型,密度为 1.012 8 g/cm³,pH 为 6.1),水质分析结果如表 1 所示。

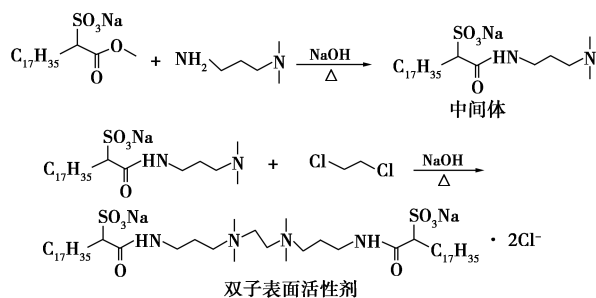


图 1 双子表面活性剂 BD-2 合成反应方程式

表 1 现场水质组成分析

类型	质量浓度/(mg·L ⁻¹)	类型	质量浓度/(mg·L ⁻¹)
Ca ²⁺	446.49	Cl ⁻	4188.24
SO ₄ ²⁻	249.78	HCO ₃ ⁻	3043.07

SDT 旋转滴界面张力仪;HARKE-SPCA 接触角测量仪;HF22-2151 罗氏泡沫仪;WY-2B 吴茵搅拌机;101-1A 电热恒温鼓风干燥箱;PC-3 真空干燥

器;BI-200SM 激光散射系统;AutoPore IV 9500 全自动压汞仪;MacroMR12-150H-I 三维核磁过程成像分析及流动实验分析仪。

1.2 实验方法

1.2.1 纳米驱油剂的制备

(1) 复合主剂筛选

通过对常规表面活性剂的筛选,筛选出高界面活性与高起泡稳泡性的表面活性剂,与双子表面活性剂 BD-2 进行复配确定复合主剂。

(2) 助表面活性剂筛选

选用正丁醇、正戊醇和异戊醇为助表面活性剂,采用拟三元相图法进行筛选,具体步骤如下:

①采用模拟矿化水配制一定 K_m 值(K_m 是指醇与表面活性剂的质量比)的乳化剂。

②取 9 支 25 mL 样品瓶,以油溶性增效剂为油相,配制 10 g 油水比分别为 9:1、8:2、7:3……3:7、2:8、1:9 的两相溶液,记录总质量。

③将乳化剂逐滴滴加到不同油水比的两相溶液中,不断振荡,观察溶液浊度变化,当混合溶液由浑浊变澄清,均一旦透明时,停止滴加乳化剂,且静置 10 min 后无变化即制得纳米微囊乳液,此时记录加入乳化剂的质量。

④计算油相、水相和乳化剂的质量比,绘制拟三元相图法。

(3) K_m 值筛选

将筛选出的助表面活性剂与复合表面活性剂按照 K_m 值为 0.5、1、2、3、4 的比值混合复配形成乳化剂,按(2)中所述方法滴加乳化剂,并绘制拟三元相图法,筛选最佳 K_m 值。

1.2.2 界面张力的测定

采用模拟矿化水配制不同浓度的表面活性剂溶液,在温度为 90℃、转速为 6 000 r/min 条件下,利用 SDT 旋转滴界面张力仪测定玛湖原油与表面活性剂溶液之间的界面张力。

1.2.3 润湿调节性能的测定

(1)采用 1% 盐酸溶液浸泡石英片,用水冲洗并烘干备用;将石英片浸入体积比为 1:2 的二甲基二氯硅烷与石油醚的混合溶液中 24 h,然后用水冲洗并干燥。

(2)将处理后的石英片浸入用模拟矿化水配制的不同浓度的表面活性剂溶液中 24 h,然后在 60℃ 下干燥备用。

(3)将石英片置于载物台,利用接触角测量仪测定模拟矿化水与石英片之间的接触角,根据接触

角 θ 判别润湿性,标准如表 2 所示。

表 2 润湿性判别标准

接触角 $\theta/(\circ)$	0~75	75~105	105~180
润湿性	亲水性	中性润湿	亲油性

1.2.4 渗吸驱油性能测定

(1)取现场岩心清洗烘干后测定岩心孔隙度和渗透率,岩心参数如表 3 所示。

表 3 现场岩心参数

编号	长度/mm	直径/mm	孔隙度/%	渗透率/mD
CQ-1	50.29	25.00	15.94	0.52

(2)岩心烘干后置于真空干燥器中,在 90℃ 下真空饱和原油 5 d,然后在 90℃ 下老化 10 h,擦去表面浮油,称重,计算原油饱和度 α :

$$\alpha = [(m_2 - m_1)/(\rho\varphi V)] \times 100\%$$

式中: α 为饱和度,%; m_2 为老化后岩心质量,g; m_1 为干燥岩心的质量,g; ρ 为原油密度,g/cm³; φ 为岩心孔隙度,%; V 为岩心体积,cm³。

(3)采用 15% 盐酸溶液浸泡渗吸瓶 3 d,清洗烘干;将饱和油岩心置于渗吸瓶中,注入 60 000 $\mu\text{g/g}$ 二氯化锰溶液配制的一定浓度的 YYC-2 溶液,在 90℃ 下保温,记录不同时间的出油体积,计算自发渗吸采收程度 η :

$$\eta = [(\rho V_1)/(m_2 - m_1)] \times 100\%$$

式中: η 为渗吸采收程度,%; V_1 为原油体积,mL。

1.2.5 起泡稳泡性能测定

采用 3 种方法测定驱油剂 YYC-2 的起泡和稳泡性能。

(1)罗氏泡沫法

参照标准 Q/SY 1815—2015《排水采气用起泡剂技术规范》中所述方法测定表面活性剂的起泡和稳泡性能。采用模拟矿化水配制 250 mL 质量浓度为 2 000 mg/L 的驱油剂溶液,在 90℃ 下利用罗氏泡沫仪测定溶液的初始起泡高度和 5 min 后的稳泡高度,平行测试 2 组,2 个高度分别取平均值。

(2)高搅法

参照标准 Q/SY 18162015《泡沫驱用起泡剂技术规范》中所述方法测定表面活性剂的起泡和稳泡性能。采用模拟矿化水配制 200 mL 有效浓度为 4 000 mg/L 的驱油剂溶液,在 90℃ 下保温 5 min,利用吴茵搅拌器(转速为 7 000 r/min)测定溶液的发泡高度和析液半衰期 $t_{1/2}$,平行测试 3 组,分别取平均值。

(3)鼓泡法

采用模拟矿化水配制 100 mL 质量浓度为 2 000 mg/L 的驱油剂溶液,在 90℃ 下保温 5 min,倾注入 2 000 mL 量筒中,向量筒以 1 mL/min 注入 CO₂,注入时间为 1 min,结束后开始计时,测定初始泡沫高度以及泡沫半衰期 $t_{1/2}$,平行测试 3 组,分别取平均值。

1.2.6 耐温抗盐性能测定

测定一定浓度的 YYC-2 溶液在不同温度(30、50、90℃)、不同氯化钠质量浓度(1、3、5、8、10×10⁴ mg/L)和不同氯化钙质量浓度(1、2、3、4、5×10³ mg/L)下的界面张力。

1.2.7 增容性能测定

(1)向 100 mL 烧杯中移入 100 μL 的原油铺展于底部,加入 20 mL 不同浓度的 YYC-2 溶液,在 140 r/min、30℃ 水浴振荡箱中持续振荡 72 h,然后静置 2 h。

(2)采用注射器抽取底部液体于离心管中,在 6 000 r/min 下离心 5 min。

(3)利用激光散射系统测定溶液初始胶束和增容聚集体的粒径分布。

1.2.8 静态洗油性能测定

(1)选取 120~160 目石英砂制备砂油质量比 6:1 的模拟油砂,于 90℃ 老化 72 h,石英砂目数选择依据如表 4 所示。

表 4 石英砂粒径与渗透率对照表

粒径/目	<40	40~80	80~100	100~120	120~160	>160
粒径/ μm	>380	380~180	180~150	150~120	120~96	<96
渗透率/mD	>800	800~300	300~100	100~10	10~1	<1

(2)按质量比为 1:3 向 100 mL 具塞量筒中分别注入油砂和 YYC-2 溶液,于 90℃ 保温,记录不同时刻剥离的原油体积,计算洗油效率 η_2 :

$$\eta_2 = [(\rho \cdot V_3)/0.14286m] \times 100\%$$

式中: η_2 为洗油效率,%; V_3 为剥离原油体积,mL; m 为油砂质量,g。

1.2.9 启动岩心孔径分析

结合高压压汞和岩心核磁共振 2 种手段共同分析启动的岩心孔径,具体步骤如下:

(1)高压压汞

采用全自动压汞仪测定并获取岩石的孔径大小及其分布。

(2)核磁共振

核磁共振一般用于测定存在于岩石孔隙中的氢

核流体或固体有机质,通常为油或水,通过测定油在孔隙中的信号,从而获得流体分布结构。由于二氯化锰具有顺磁性,在核磁表征中可用于屏蔽水中氢核信号。

孔隙流体中存在自由弛豫、表面弛豫和扩散弛豫 3 种弛豫机制,因此横向弛豫时间 T_2 可表达为^[3-4]:

$$1/T_2 = 1/T_{2z} + 1/T_{2b} + 1/T_{2k}$$

式中: T_2 为横向弛豫时间,ms; T_{2z} 为无穷空间中流体的自由弛豫时间,ms; T_{2b} 为表面弛豫引起的横向弛豫时间,ms; T_{2k} 为磁场梯度下扩散引起的横向弛豫时间,ms。

当弛豫时间较短且仅识别孔隙中的饱和流体时,横向弛豫时间约等于由表面弛豫引起的横向弛豫时间^[5],即:

$$1/T_2 \approx 1/T_{2b} = \rho_2(S/V)$$

式中: ρ_2 为 T_2 表面弛豫率, $\mu\text{m}/\text{ms}$; S/V 为孔隙比表面积, $1/\mu\text{m}$ 。

假设储层岩石孔隙是一个半径为 r 的圆柱^[6],则:

$$1/T_2 = \rho_2[(2\pi r)/(\pi r^2)] = (2\rho_2)/r$$

实际岩心中孔隙并非假设的理想模型,且计算时比表面积 S/V 往往无法得知,因此通过引入结构因子 F_s ,与表面弛豫率 ρ_2 综合得到 T_2 与孔喉半径 r 的转换系数 C 。在结合核磁共振与高压压汞时,只需求取 C 值即可得到氢核流体所对应的孔喉半径 r ,避免 ρ_2 与 F_s 的复杂计算过程^[7-8]。因此:

$$1/T_2 = \rho_2(F_s/r)$$

令:

$$C = \rho_2 F_s$$

则:

$$r = CT_2$$

(3) 微观原油启动孔径分析

结合高压压汞和核磁共振,将饱和油状态的 T_2 时间谱转化成对应的孔隙分布,重点在于转换系数 C 的求取,目前获取 C 的主要方法为基于 T_2 谱构造孔隙分布曲线,或者基于孔隙分布曲线构造 T_2 谱。本实验对岩心饱和油状态下的 T_2 时间谱与高压压汞曲线进行结合,将高压压汞获取的孔隙最大值与核磁共振 T_2 时间最大值一一对应,通过图形直观参考与数据定量对比,则可获得岩心横向弛豫时间 T_2 与孔隙直径的转换系数 C ^[9-10]。

2 结果与讨论

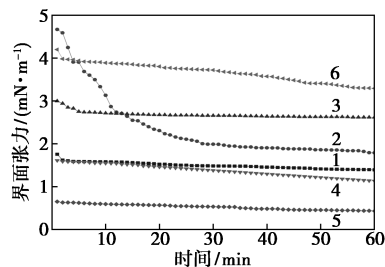
2.1 常规表面活性剂优选

采用模拟矿化水配制 2 000 mg/L 常规表面活

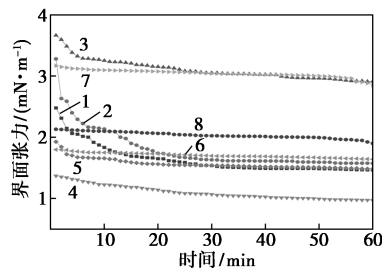
性剂溶液,采用罗氏泡沫仪和旋转滴超低界面张力仪测定表面活性剂的起泡稳泡高度和油水界面张力,结果如表 5 及图 2 所示。

表 5 常规表面活性剂起泡稳泡高度

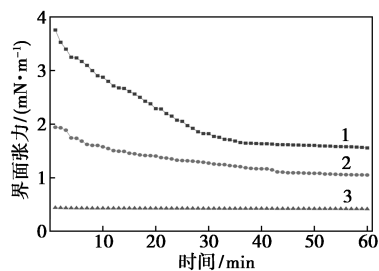
表面活性剂	起泡力/mm	5 min 稳泡/mm	表面活性剂	起泡力/mm	5 min 稳泡/mm
AES	130	40	CHSB	185	200
AOS	190	210	LHSB	40	25
T702	0	0	OA-12	130	80
OBS	20	0	LAO	210	230
OBS-50	0	0	CAO	195	220
MES	150	130	OEDA	5	0
BS-12	110	70	APG	30	5
CAB	115	130	OP-10	10	0
LAB	190	210			



1—AES;2—T-702;3—OBS;4—OBS-50;5—AOS;6—MES
(a) 阴离子型



1—BS-12;2—CAB;3—LAB;4—CHSB;5—LHSB;6—OA-12;
7—LAO;8—CAO
(b) 两性离子型



1—OEDA;2—APG;3—OP-10
(c) 非离子型

图 2 2 000 mg/L 不同表面活性剂界面张力

由图 2 可知,随着时间的增加,表面活性剂与

原油之间的界面张力逐渐降低,其中阴离子表面活性剂中 AOS 具有较低的界面张力,平衡数值为 0.434 791 mN/m;两性离子表面活性剂中,CHSB 具有较低的界面张力,平衡数值为 0.969 448 mN/m;非离子表面活性剂中,OP-10 具有较低的界面张力,平衡数值为 0.416 677 mN/m。常规表面活性剂界面张力均不能达到超低界面。常规表面活性剂中,AOS、LAB、CHSB、CAO、LAO 5 种表面活性剂均具有远大于标准要求的起泡稳泡性能,因此,以这 5 种常规表面活性剂作为研究基础。

2.2 纳米驱油剂的制备

2.2.1 复合主剂筛选

综合界面张力与起泡稳泡性,选择常规表面活性剂 LAB 和 CHSB 与双子表面活性剂 BD-2 并采用三因素三水平正交实验进行复配,正交实验结果如表 6 所示。

表 6 正交实验结果

序号	w(BD-2)/ %	w(LAB)/ %	w(CHSB)/ %	起泡力/ mm	稳泡 高度/ mm	界面张力/ (mN·m ⁻¹)
1	15	10	1.5	150	145	0.032751
2	15	15	3.0	165	175	0.013415
3	15	20	4.5	175	165	0.010321
4	20	10	3.0	150	135	0.008340
5	20	15	4.5	140	145	0.008035
6	20	20	1.5	155	165	0.009241
7	25	10	4.5	130	115	0.005452
8	25	15	1.5	145	155	0.006389
9	25	20	3.0	165	175	0.006771

由表 6 可知,当 BD-2 质量分数为 25%、LAB 质量分数为 10%、CHSB 质量分数为 4.5% 时,复配体系的起泡高度和界面张力同时达到最佳性能,因此选择其为制备纳米微囊驱油剂中主剂的配比。

2.2.2 助表面活性剂筛选

不同助表面活性剂拟三元相图如图 3 所示。

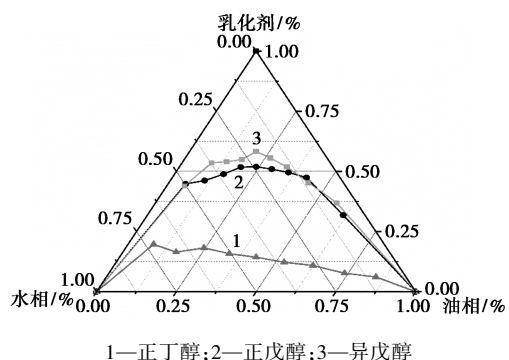


图 3 不同助表面活性剂拟三元相图

由图 3 可知,采用不同醇类作助表面活性剂,其形成微乳区的面积均不相同,采用异戊醇形成的微乳区的面积最小,而采用正丁醇形成微乳区的面积最大,因此采用正丁醇作为纳米微囊乳液的助表面活性剂。

2.2.3 Km 值的筛选

不同 Km 值拟三元相图如图 4 所示。

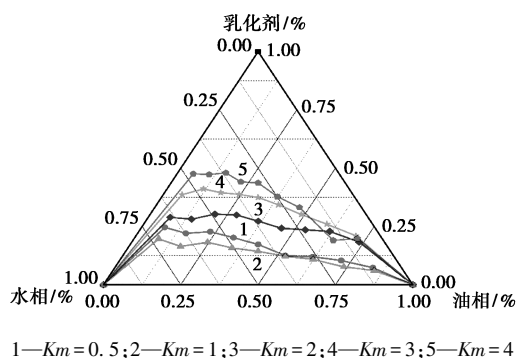


图 4 不同 Km 值拟三元相图

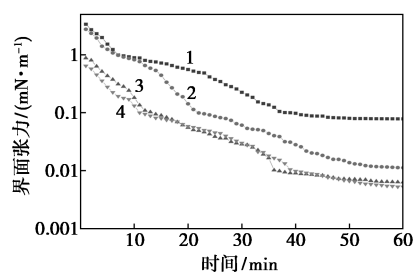
由图 4 可知,随着 Km 值的增大,微乳区面积先增大后减小。当 Km 值为 1 时,即助表面活性剂与复合表面活性剂的质量比为 1:1 时微乳区面积最大,表面在该质量比下形成的纳米微囊范围更广。

因此,综合纳米微囊主剂的筛选和相图的分析,确定纳米微囊驱油剂的配方为:25% BD-2+10% LAB+4.5% CHSB+5% 油溶性增效剂+15.5% 小分子醇,记为 YYC-2。

2.3 纳米驱油剂的性能评价

2.3.1 界面张力

采用模拟矿化水分别配制 500、1 000、2 000 mg/L 和 3 000 mg/L 的驱油剂溶液,在温度为 90℃、转速为 60 00 r/min 条件下,考察 YYC-2 浓度对界面张力的影响,结果如图 5 所示。



1—500 mg/L YYC-2;2—1 000 mg/L YYC-2;
3—2 000 mg/L YYC-2;4—3 000 mg/L YYC-2

图 5 YYC-2 不同质量浓度的界面张力

由图 5 可知,随着驱油剂 YYC-2 质量浓度的增大,稳定后的界面张力逐渐降低,且随着测试时间的增加,界面张力也随之降低直至趋于稳定。当质量

浓度为 500 mg/L 和 1 000 mg/L 时,稳定状态的界面张力分别为 $7.846 4 \times 10^{-2}$ mN/m 和 $1.120 3 \times 10^{-2}$ mN/m,接近超低界面水平;当质量浓度为 2 000 mg/L 和 3 000 mg/L 时,平衡时的界面张力分别为 6.318×10^{-3} mN/m 和 5.251×10^{-3} mN/m,达到超低界面张力。超低界面张力能够有效增大油水流量比,降低毛细管阻力,并且降低原油在岩石基质中的黏附功,从而增大原油的剥离效率,提高渗吸采出效率^[11]。

2.3.2 润湿调节性能

采用模拟矿化水分别配制 500、1 000、1 500、2 000、2 500 mg/L 和 3 000 mg/L 的 YYC-2 溶液,采用不同质量浓度的 YYC-2 溶液浸泡预处理油润湿石英片,测定模拟矿化水与石英片之间的接触角,评价润湿反转性能。YYC-2 不同质量浓度的接触角如图 6 所示,结果如表 7 所示。

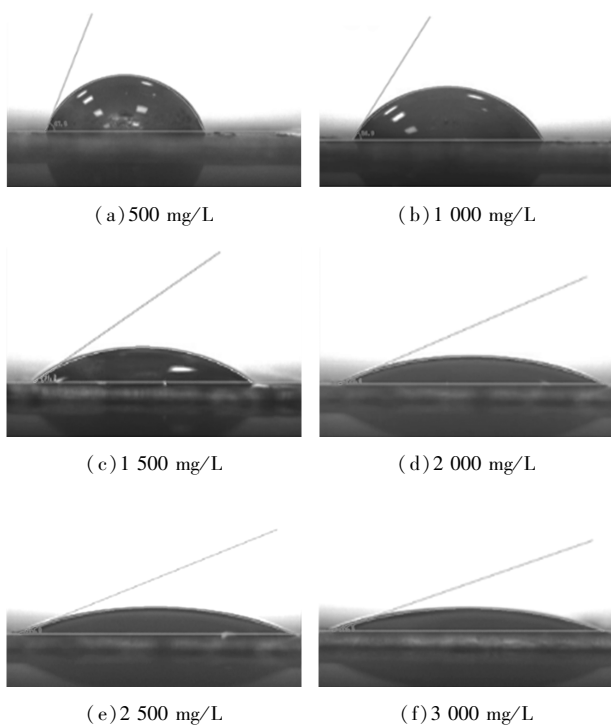


图 6 YYC-2 不同质量浓度的接触角

表 7 YYC-2 不同质量浓度的接触角

质量浓度/(mg·L ⁻¹)	500	1000	1500	2000	2500	3000
接触角/(°)	67.55	56.93	31.22	20.36	18.81	16.50

由表 7 可知,随着 YYC-2 质量浓度的增大,液滴与石英片之间的接触角逐渐减小,表明浓度增大,驱油剂 YYC-2 的润湿反转性能越好。当质量浓度从 500 mg/L 增大到 2 000 mg/L 时,其接触角降低的幅度较大;而质量浓度从 2 000 mg/L 增大到

3 000 mg/L 时,接触角降低的幅度较小,说明当浓度增大到一定程度时,接触角变化几乎很小。从表 7 中可以看出,2 000 mg/L 为临界质量浓度,此时的接触角为 20.36°,YYC-2 具有优异的润湿反转性能。

2.3.3 渗吸驱油性能

利用二氯化锰溶液配制质量浓度为 2 000 mg/L 的 YYC-2 溶液,在 90℃ 条件下采用体积法进行渗吸驱油实验,记录岩心渗吸置换的原油体积随时间的变化,绘制驱油剂 YYC-2 渗吸采出程度与渗吸时间的关系曲线,如图 7 所示。

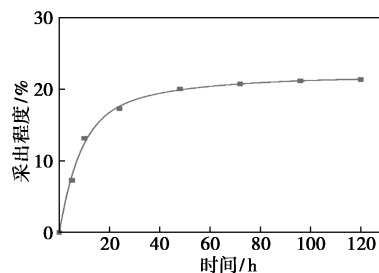


图 7 2 000 mg/L YYC-2 渗吸采出程度

由图 7 可知,驱油剂 YYC-2 的渗吸采出程度随渗吸时间的增加而逐渐增大,并最终趋于平稳。当渗吸时间到达第 5 d 时,驱油剂 YYC-2 的渗吸采出程度达到 21.37%。这是由于 YYC-2 具有很好的界面活性和润湿反转能力,渗吸初期的毛管力更大,从而增强了渗吸作用,提高了渗吸采收率。

2.3.4 起泡稳泡性能

YYC-2 起泡稳泡性能如表 8 所示。

表 8 YYC-2 起泡稳泡性能

方法	质量浓度/(mg·L ⁻¹)	起泡高度/体积	5 min 稳泡高度/半衰期
罗氏泡沫法	2000	125 mm	130 mm
高搅法	4000	820 mL	158 s
鼓泡法	2000	900 mL	247 s

由表 8 可知,YYC-2 驱油剂在不同方法下的起泡稳泡均大于标准要求,表现出良好的起泡稳泡性能。良好的起泡性能对于致密油藏经体积压裂引起的流体窜流的封堵具有重要的作用,通过驱油剂形成的泡沫可以一定程度上封堵窜流通道,从而使驱油剂溶液能够稳定自发渗吸进入岩石基质中,提高渗吸采收效率。

2.3.5 耐高温性能

采用模拟矿化水配制质量浓度为 2 000 mg/L 的 YYC-2 溶液,分别放置于 30、50℃ 和 90℃ 水浴中

静置 5 d, 然后测定 YYC-2 的界面张力, 如图 8 所示。

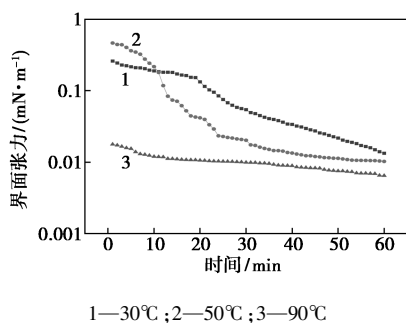


图 8 YYC-2 不同温度下界面张力

由图 8 可知, 随着温度的升高, 驱油剂 YYC-2 稳定时的界面张力逐渐降低。当温度为 90℃ 时, YYC-2 稳定时的界面张力保持在 10^{-3} 数量级, 表明驱油剂 YYC-2 在高温下具有良好的界面活性。

2.3.6 抗盐性能

(1) 不同 NaCl 矿化度

NaCl 矿化度为 1、3、5、8、 10×10^4 mg/L 配制 YYC-2 质量浓度为 2 000 mg/L 的驱油剂溶液, 常温下静置 5 d, 测定 YYC-2 在不同 NaCl 矿化度下静置 5 d 后的界面张力, 如图 9 所示。

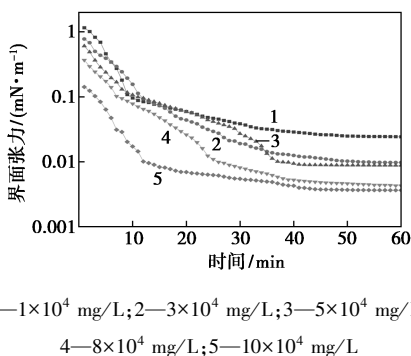


图 9 YYC-2 不同 NaCl 矿化度界面张力

由图 9 可知, 随着 NaCl 质量浓度的增大, YYC-2 稳定时的界面张力逐渐降低, 当 NaCl 质量浓度大于 3×10^4 mg/L 时, YYC-2 稳定时的界面张力处于 10^{-3} 数量级, 达到超低界面水平。当质量浓度为 10×10^4 mg/L 时, 界面张力最低为 2.215×10^{-3} mN/m, 表明驱油剂 YYC-2 具有良好的抗 NaCl 性能。

(2) 不同 CaCl₂ 矿化度

CaCl₂ 矿化度为 1、2、3、4、 5×10^3 mg/L 配制 YYC-2 质量浓度为 2 000 mg/L 的驱油剂溶液, 常温下静置 5 d, 测定在不同 CaCl₂ 矿化度下静置 5 d 后的界面张力, 如图 10 所示。

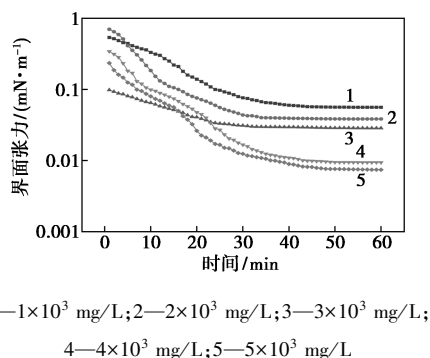


图 10 YYC-2 不同 CaCl₂ 矿化度界面张力

由图 10 可知, 随着 CaCl₂ 质量浓度的增大, YYC-2 稳定时的界面张力逐渐降低, 当 CaCl₂ 质量浓度为 5×10^3 mg/L 时, YYC-2 的界面张力处于超低界面水平, 表现出良好的抗 CaCl₂ 性能。这是因为溶液中离子浓度增大, 压缩了双电层的厚度 Z^{-1} , 在相同温度下, 扩散双电层的厚度 Z^{-1} 仅与溶液中的离子种类和离子数量有关, 且均与其成反比例关系。当溶液中的离子数与离子价数增加时, 扩散双电层的厚度逐渐减小, 电荷斥力减弱, 因此, 表面活性剂分子聚集导致界面张力降低^[12]。

2.3.7 增容性能

采用模拟矿化水配制不同质量浓度的 YYC-2 溶液, 测定初始胶束和增容后聚集体的粒径分布, 结果如表 9 所示。

表 9 YYC-2 增容前后平均粒径变化

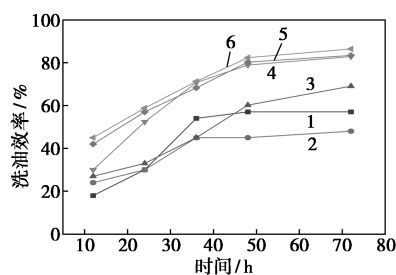
质量浓度/(mg·L ⁻¹)	500	1000	2000	3000
初始平均粒径/nm	20.4	30.2	36.5	36.3
增容平均粒径/nm	593.6	492.9	428.7	355.7

由图 11 可知, 不同质量浓度下驱油剂 YYC-2 的初始平均粒径均在 40 nm 以下, 而增容聚集体随着质量浓度的增大, 平均粒径逐渐减小。当质量浓度为 500 mg/L 时, 增容聚集体的平均粒径为 593.6 nm; 而当质量浓度增加到 3 000 mg/L 时, 增容聚集体的平均粒径依然能达到 355.7 nm, 表明驱油剂 YYC-2 具有优异的增容性能。

2.3.8 静态洗油性能

采用模拟矿化水配制不同质量浓度的 YYC-2 溶液, 在 90℃ 下进行静态洗油实验, 绘制不同时刻的静态洗油效率随洗油时间的变化曲线, 如图 11 所示。

由图 11 可知, 随着洗油时间的增加, 驱油剂 YYC-2 的洗油效率逐渐增大直至趋于稳定; 同时随



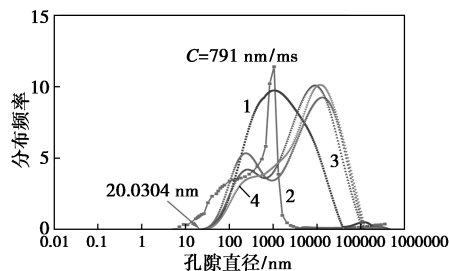
1—500 mg/L; 2—1 000 mg/L; 3—1 500 mg/L; 4—2 000 mg/L;
5—2 500 mg/L; 6—3 000 mg/L

图 11 YYC-2 静态洗油效率

随着驱油剂质量浓度的增大,洗油效率总体呈现先降低后升高的变化。当驱油剂 YYC-2 质量浓度 $\geq 2\ 000$ mg/L 时,洗油效率达到 80% 左右,具有较好的洗油效果。这与驱油剂的超低界面张力相关,由于驱油剂具有超低界面张力,能够大大降低原油在岩石表面的黏附功,同时能够有效改变油水流动比,使得原油高效地从岩石表面被剥离下来^[13]。

2.3.9 启动岩心孔径分析

以岩心饱和油状态曲线为参考,将岩心不同渗吸时间下的 T_2 时间谱与高压压汞曲线做归一化处理,置于同一坐标系中进行对比,获取转换系数 C ,并获取在渗吸不同时刻、不同孔隙结构处原油的孔隙半径,如图 12 所示。



1—饱和油; 2—渗吸 1 d; 3—渗吸 3 d; 4—渗吸 5 d

图 12 岩心 T_2 谱与高压压汞孔隙分布对比

由图 12 可知,高压压汞显示岩心孔隙分布区间为 7.24~3 452.48 nm,岩心 T_2 时间谱分布于 0.1~1 000 ms,通过计算得到转换系数 C 为 791 nm/ms。以核磁共振 T_2 时间谱渗吸 1 d 的分布频率为参考,YYC-2 渗吸 1 d 的分布频率达到 10^{-3} 数量级时的最小孔隙直径为 20.0304 nm,表明 YYC-2 能够渗吸进入较小孔隙,将更深层的致密油给置换出来,从而提高渗吸驱油的效率。

3 结论

(1) 通过界面张力和起泡稳泡性为指标,筛选

出常规表面活性剂 LAB 和 CHSB,与双子表面活性剂 BD-2 复配构建纳米微囊驱油剂,通过正交实验与三元相图法确定纳米微囊驱油剂的配方为:25% BD-2+10% LAB+4.5% CHSB+5% 油溶性增效剂+15.5% 小分子醇。

(2) YYC-2 具有较高的界面活性,2 000 mg/L 时能够达到超低界面水平;具有优异的润湿反转能力,2 000 mg/L 时的接触角为 20.36° ;同时具有优异的起泡稳泡性能、耐温抗盐性能、增容性能和静态洗油性能。

(3) YYC-2 渗吸 5 d 时的渗吸采出程度为 21.37%,有效提高渗吸驱油效率;岩心孔径分布曲线与 T_2 时间谱的转换系数 C 为 791 nm/ms,可启动的岩心最小孔隙直径为 20.0304 nm。

参考文献

- [1] 李登华,刘卓亚,张国生,等.中美致密油成藏条件、分布特征和开发现状对比与启示[J].天然气地球科学,2017,28(7):1126-1138.
- [2] 魏绍蕾,苏映宏,黄学斌,等.玛湖油田开发经验对特低渗-致密油藏开发的借鉴意义[J].当代石油石化,2021,29(2):33-38.
- [3] Muir C E, Petrov O V, Romanenko K V, et al. Measuring miscible fluid displacement in porous media with magnetic resonance imaging[J]. Water Resources Research, 2014, 50(3): 1859-1868.
- [4] Connolly P R J, Vogt S J, Iglauer S, et al. Capillary trapping quantification in sandstones using NMR relaxometry[J]. Water Resources Research, 2017, 53(9): 7917-7932.
- [5] 赵培强,孙中春,罗兴平,等.致密油储层核磁共振测井响应机理研究[J].地球物理学报,2016,59(5):1927-1937.
- [6] 李海波,郭和坤,杨正明,等.鄂尔多斯盆地陕北地区三叠系长 7 致密油赋存空间[J].石油勘探与开发,2015,42(3):396-400.
- [7] 刘倩,张金晶,石华强,等.不同界面性质表面活性剂体系提高采收率作用效果和机理[J].油田化学,2022,39(4):688-694.
- [8] 陈猛.致密油储层水驱油实验及动态网络模拟研究[D].成都:西南石油大学,2017.
- [9] 公言杰,柳少波,赵孟军,等.核磁共振与高压压汞实验联合表征致密油储层微观孔喉分布特征[J].石油实验地质,2016,38(3):389-394.
- [10] 孙庆豪,王文东,苏玉亮,等.页岩储层压裂液渗吸期间微观孔隙原油动用特征[J].中南大学学报(自然科学版),2022,53(9):3311-3322.
- [11] 赖小娟,张育超,郭亮,等.超低界面张力表面活性剂的驱油性研究[J].精细石油化工,2014,31(4):40-44.
- [12] 张海涛,马培根,刘凯文,等.气田采出水乳化规律及其与界面张力的关系研究[J].北京化工大学学报(自然科学版),2020,47(1):32-37.
- [13] 余子敬.哈拉哈塘油田洗油表面活性剂研究[D].北京:中国石油大学(北京),2016. ■