

# 纳米 SiO<sub>2</sub> 表面活性剂对 高盐低渗储层的驱油效果

解统平<sup>1\*</sup>, 何皓楠<sup>2</sup>, 宋君<sup>1</sup>, 李金海<sup>1</sup>, 王宁<sup>3</sup>

(1. 中石油青海油田采油三厂, 甘肃 敦煌 736202;  
2. 中国石油渤海钻探第四钻井工程分公司, 河北 河间 062450;  
3. 西安石油大学石油工程学院, 陕西 西安 710065)

**摘要:**针对花土沟油田低渗高盐的储层特征, 制备了一种改性纳米 SiO<sub>2</sub> 表面活性剂, 对其耐盐性、界面张力、润湿性与静态吸附作用进行评价, 并对研究区不同物性的低渗岩心进行了驱油实验。结果表明, 当纳米 SiO<sub>2</sub> 质量分数达到 0.1% 时, 纳米 SiO<sub>2</sub> 表面活性剂在 17×10<sup>4</sup> mg/L 的矿化度下具有良好的耐盐稳定性及分散能力、低界面张力、较好的润湿性反转能力和低静态吸附性。岩心驱替实验表明, 纳米 SiO<sub>2</sub> 表面活性剂具有增油降压的效果, 且岩心物性越低, 增油降压效果更佳。

**关键词:** 纳米 SiO<sub>2</sub> 表面活性剂; 低渗; 高盐; 增油; 降压

**中图分类号:** TE357

**文献标志码:** A

**文章编号:** 0253-4320(2022)05-0183-05

**DOI:** 10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2022.05.035

## Oil displacement effect of nano-SiO<sub>2</sub> surfactant on high salinity and low permeability reservoir

XIE Tong-ping<sup>1\*</sup>, HE Hao-nan<sup>2</sup>, SONG Jun<sup>1</sup>, LI Jin-hai<sup>1</sup>, WAN Ning<sup>3</sup>

(1. The Third Oil Production Plant, PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang 736202, China;  
2. The Fourth Drilling Branch, CNPC Bohai Drilling Company, Hejian 062450, China;  
3. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyu University, Xi'an 710065, China)

**Abstract:** In view of the low permeability and high salinity characteristics of the reservoir in Huatugou oilfield, a modified nano-SiO<sub>2</sub> surfactant is prepared, and its salt resistance, interfacial tension (IFT), wettability and static adsorption property are evaluated. Oil displacement experiments are carried out on low permeability cores with different physical properties in the study area. It is found when the weight concentration of nano-SiO<sub>2</sub> reaches 0.1 wt.%, it has a good salt stability, a good dispersion ability, a low IFT value, a good wettability alteration ability, and low static adsorption at a brine of 17×10<sup>4</sup> mg·L<sup>-1</sup>. Core flooding experiments show that nano-SiO<sub>2</sub> surfactant has the effect of increasing oil production and reducing the injected pressure, especially the performance being better for the cores with worse physical properties.

**Key words:** nano SiO<sub>2</sub> surfactant; low permeability; high salinity; oil increasing; pressure reduction

低渗储层物性差、孔隙结构复杂, 注水开发过程中压力过高、含水率上升快, 水驱效果普遍不佳<sup>[1-3]</sup>。表面活性剂驱油是一种重要的提高采收率方法, 通过降低油水界面张力、改变孔壁润湿性, 从而大幅度提高采收率。但是, 表面活性剂在高温高盐储层应用受到挑战。由于纳米 SiO<sub>2</sub> 有着固体颗粒的特性, 其耐温、耐盐性能远高于普通表面活性剂, 使得纳米 SiO<sub>2</sub> 驱油剂近几年得到广泛地关注, 并成为提高采收率技术发展的方向之一<sup>[4-7]</sup>。

花土沟油田位于柴达木盆地西南, 油藏物性纵、横向变化范围大, 渗透率分布在中高-中低-低渗范围, 非均质性明显, 矿化度高达 17×10<sup>4</sup> mg/L<sup>[8-10]</sup>。2019年12月对区块328口油井的生产数据进行统

计, 平均单井日产液 4.95 m<sup>3</sup>/d, 日产油 1.20 t, 综合含水 67%, 整体进入中高含水期阶段。并且, 一些低渗层位的油井补孔作业后发现, 许多采油井表现出产液量降低, 甚至出现干抽的情况。因此, 笔者通过筛选纳米 SiO<sub>2</sub> 表面活性剂体系, 对油水界面张力、润湿性、静态吸附以及对渗流过程的影响进行分析, 评价了纳米驱油剂对目标储层的增油潜力, 以期为后续的矿场应用提供理论基础和依据。

## 1 实验部分

### 1.1 实验材料

所用表面活性剂母体为阴-非离子型体系, 由 0.35% 十二烷基硫酸钠(SDS)和 0.15% 椰子油脂肪

收稿日期: 2021-06-01; 修回日期: 2022-03-18

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司重大专项(2016E-01); 中国石油青海油田公司科技项目(2019K21)

作者简介: 解统平(1986-), 男, 本科, 工程师, 主要从事油田注水工作, 通讯联系人, xietpgh@petrochina.com.cn。

酸二乙醇酰胺 (6501) 复配而成, 具有耐温耐盐功能。所用纳米  $\text{SiO}_2$  经硅烷偶联剂进行改性成疏水状态, 固含量为 25%, 西安长庆化工集团有限公司生产。配置前需要对纳米  $\text{SiO}_2$  溶液搅拌 30 min 制备分散体系, 与母液混合后超声震荡 30 min 充分分散, 得到澄清透明的纳米表面活性剂溶液。实验所用水为模拟地层水, 矿化度为 172 388 mg/L,  $\text{CaCl}_2$  型, 具体组成为  $\text{Ca}^{2+}$  16 517 mg/L、 $\text{Mg}^{2+}$  4 990 mg/L、 $\text{Na}^+ + \text{K}^+$  48 552 mg/L、 $\text{Cl}^-$  102 329 mg/L。实验用油为脱水脱气原油, 实验温度 50℃ 条件下黏度为 5.7 mPa·s, 密度为 0.824 g/cm<sup>3</sup>。实验岩心为花土沟油田低渗天然岩心, 其中 S1-1 和 S1-2、S2-1 和 S2-2 分别为同一地层深度相邻取心的岩心柱, 4 组岩心基础数据如表 1 所示。

表 1 岩心基础数据

岩心编号	地层深度/ m	气测渗透率/ ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	孔隙度/ %	长度/ cm	直径/ cm	初始含油饱和度/ %
S1-1	2366.4	45.6	18.5	6.862	2.522	78.6
S1-2	2366.4	46.1	19.1	6.642	2.514	76.2
S2-1	2308.5	16.4	16.4	6.724	2.512	68.4
S2-2	2308.5	16.8	16.2	6.485	2.518	66.9

## 1.2 实验设备

实验主要仪器包括: JJ-4A 型数显调速搅拌器; TJS-3000 超声波分散仪; Mastersizer 2000 纳米激光粒度仪; JJ2000C 旋转界面张力仪; JC2000 接触角测量仪; UV-2600 紫外-可见分光光度计; ISCO-100DX 型恒压恒速泵等驱替设备; MCGS 压力传感器与采集装置; 恒温箱; 电子天平和游标卡尺等。

## 1.3 实验方法与步骤

### 1.3.1 驱油实验

岩心驱替实验参考石油天然气行业标准 SY/T 5345—2007《岩石中两相流体相对渗透率测定方法》<sup>[11]</sup>。将实验岩心洗油、烘干后进行气测渗透率, 称取岩心干重, 并测量长度、直径。然后将岩心抽真空 6 h 并饱和模拟地层水, 称取岩心湿重并计算孔隙体积和孔隙度。按照图 1 连接实验仪器, 采用恒流 0.15 mL/min 油驱岩心至束缚水状态并老化 24 h。随后依据实验设定进行水驱/表面活性剂驱油, 实验流速为 0.3 mL/min, 直到残余油状态为止, 计算岩心采收率和残余油状态的渗透率, 记录驱油过程的压力变化。

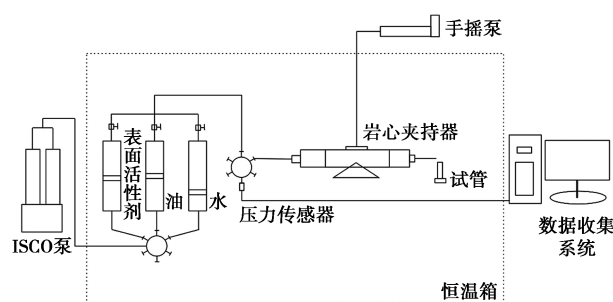


图 1 岩心驱油实验流程

### 1.3.2 界面张力

利用 JJ2000C 旋转界面张力仪测试不同表面活性剂溶液与原油的界面张力, 均在 50℃、6 000 r/min 条件下测定。测试过程每 2 min 对图像进行处理, 得到其动态油水界面张力, 直到界面张力稳定平衡。

### 1.3.3 润湿性

首先将石英片 (2.5 cm×5 cm×0.2 cm) 烘干后浸泡在 50℃ 的原油中 7 d 进行亲油处理, 测试并记录模拟地层水滴在石英片的初始润湿角。然后浸泡在不同表面活性剂溶液中进行润湿性改善, 根据设定时间采用 JC2000 接触角测量仪对老化的固-液接触角进行测试。

### 1.3.4 静态吸附

配置不同纳米  $\text{SiO}_2$  质量分数的表面活性剂溶液, 并分置为 3 组 50 mL 的玻璃瓶中。按照固液比 1:3, 在玻璃瓶中加入 10 g 375 目的石英砂和表面活性剂溶液 30 mL, 50℃ 水浴震荡 24 h。取玻璃瓶上层溶液过滤和离心 (3 500 r/min) 后, 每组分别提取 5 mL 上清液, 以蒸馏水为空白测定上清液对照组的吸光度; 根据各浓度标准溶液吸光度-质量分数标准曲线进行对照, 如图 2 所示。标定上清液中表面活性剂的质量浓度  $C$ , 计算吸附量:

$$A = [(C_0 - C) \times V] / m \quad (1)$$

式中:  $A$  为吸附量, mg/g;  $C_0$ 、 $C$  分别为吸附前后溶液中表面活性剂的质量浓度, mg/mL;  $V$  为加入的溶液

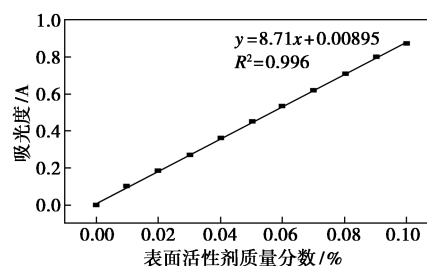


图 2 表面活性剂质量分数与吸光度的关系

的体积, mL;  $m$  为加入的石英砂的质量, g。

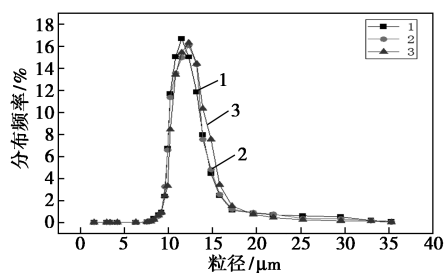
## 2 表面活性剂性能评价

### 2.1 耐盐稳定性与分散性能

由于储层矿化度高达  $17 \times 10^4$  mg/L, 表面活性剂的耐盐性决定了其是否可以有效地在现场应用。为此, 模拟了不同质量分数的纳米 SiO<sub>2</sub> 表面活性剂溶液高盐下老化实验, 结果见表 2。当不加入纳米 SiO<sub>2</sub> 或质量分数为 0.025% 时, 溶液中下层稳定 1 d 后出现微浑浊颗粒, 整体呈现半透明状态, 并随着老化时间出现分层。当纳米 SiO<sub>2</sub> 质量分数达 0.05% 后, 表面活性剂溶液基本呈现澄清透明状态, 说明纳米驱油剂在高盐条件具有较好的稳定性。为此, 对 0.05%、0.075% 和 0.1% 的纳米驱油剂的粒径进行分析(见图 3), 随着质量分数从 0.05% 增加到 0.1%, 3 组溶液平均粒径分别为 12.2、12.2 nm 和 12.4 nm, 粒径变化不大, 说明在高盐条件下纳米 SiO<sub>2</sub> 分散性能较好, 没有出现团聚现象。这是因为纳米 SiO<sub>2</sub> 增强了整体界面能, 有效地提高了活性剂分子在高矿化度下的稳定性<sup>[12]</sup>。同时, 在高盐条件下阴-非离子表面活性剂在地层驱油过程中会出现色谱分离现象; 稳定性的增强避免了高盐条件下的色谱分离作用, 有利于进入油藏深部发挥作用<sup>[13]</sup>。因此, 后续对 0.05%~0.1% 的纳米驱油剂进行其他性能评价。

表 2 不同表面活性剂的耐盐稳定性

老化 时间/d	纳米 SiO <sub>2</sub> 质量分数/%				
	0	0.025	0.05	0.075	0.1
1	微浑浊	微浑浊	澄清	澄清	澄清
3	浑浊	微浑浊	澄清	澄清	澄清
7	浑浊	浑浊	澄清	澄清	澄清
14	浑浊	浑浊	澄清	澄清	澄清

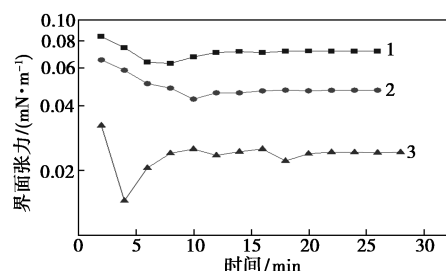


1—0.05%; 2—0.075%; 3—0.1%

图 3 不同表面活性剂溶液的纳米 SiO<sub>2</sub> 粒径分布

### 2.2 界面张力

不同质量分数的纳米 SiO<sub>2</sub> 表面活性剂动态油水界面张力如图 4 所示。3 组表面活性剂动态界面张力在 20 min 基本实现稳定, 界面张力降低到 0.01~0.1 mN/m。并且, 随着纳米 SiO<sub>2</sub> 的质量分数的增加, 界面张力分别为 0.071、0.047 mN/m 和 0.024 mN/m, 说明纳米 SiO<sub>2</sub> 的增加一定程度上促进了界面张力的降低。说明加入少量纳米颗粒即可以实现改善油水界面活性, 并使油水界面张力稳定在低界面张力范围。

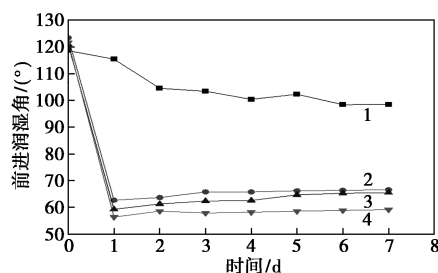


1—0.05%; 2—0.075%; 3—0.1%

图 4 不同表面活性剂溶液的动态界面张力曲线

### 2.3 润湿性

不同质量分数纳米 SiO<sub>2</sub> 表面活性剂对油-固界面润湿性变化见图 5。由图 5 中可以看出, 当亲油石英片放在模拟地层水中老化, 油-固界面前进润湿角逐渐变小, 并随着老化时间的增加其润湿角变化更为明显, 润湿性也逐渐从亲油转为中性弱亲油状态。相比之下, 3 组纳米驱油剂均能短时间将油-固界面转变为亲水状态, 具有较好的润湿性改善能力。随着石英片老化, 润湿角继续小幅度增加, 这是因为活性剂有效分子数目降低, 石英表面的吸附量略有减少, 亲水性有所削弱<sup>[14]</sup>。但是, 3 种体系的润湿性总体趋于稳定, 证明纳米驱油剂对岩石表面润湿性改善能力的稳定性。同时, 随着纳米 SiO<sub>2</sub> 质量分数增加, 其前进润湿角变化幅度更大, 润湿角随



1—0%; 2—0.05%; 3—0.075%; 4—0.1%

图 5 不同表面活性剂溶液前进润湿角随时间的变化

老化时间变化更为稳定,说明了 0.1% 的纳米  $\text{SiO}_2$  表面活性剂的润湿性反转能力相对更好。

## 2.4 静态吸附

考察了 3 组不同质量分数纳米  $\text{SiO}_2$  表面活性剂静态吸附量随老化时间变化情况,结果见图 6。由图 6 中可以看出,3 组纳米驱油剂的静态吸附量均随着老化时间呈现出先增加后稳定的趋势。老化 2 d 后,吸附量基本稳定不变。同时,随着纳米  $\text{SiO}_2$  质量分数的增加并达到 0.075% 后,吸附的快慢和最终饱和吸附量都有所降低,说明纳米驱油剂减少了活性分子在砂岩表面的吸附,有效浓度损失得到降低,有利于表面活性剂进入储层深部改善驱油效果。

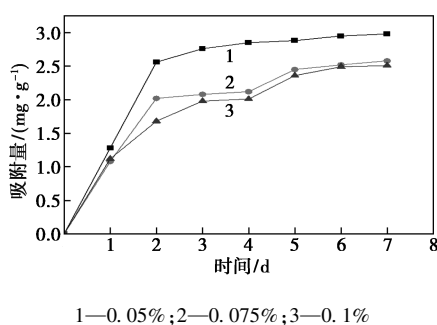


图 6 不同表面活性剂的静态吸附量随时间的变化

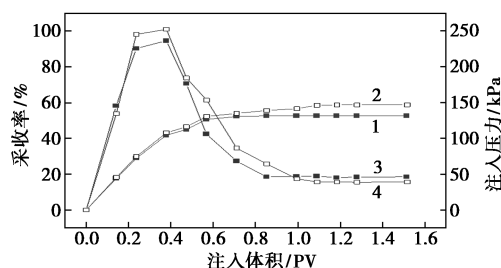
## 3 驱油实验结果与分析

### 3.1 采收率与驱油压力

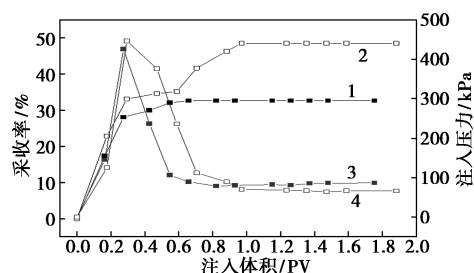
从以上性能测试结果可以看出,当纳米  $\text{SiO}_2$  质量分数为 0.1%,具有良好耐盐性能、低界面张力、润湿性改善能力,静态吸附较少,因此选择该纳米驱油剂进行后续驱油实验评价。

为更好对比纳米驱油剂对低渗岩心的增油效果,采取物性基本相近的岩心分别进行水驱实验和纳米  $\text{SiO}_2$  表面活性剂驱油实验,对比分析了采收率与驱油压力的变化(见图 7)。由图 7 中可以看出,岩心 S2-1 和 S2-2 的采收率比 S1-1 和 S1-2 有所降低,驱油过程的压力更高。这是因为物性变差,岩心内孔隙结构更复杂,孔喉尺寸变小,使得最终的采收率降低,驱油过程所需压力更大。另外,相比于水驱过程,2 组纳米驱油剂驱油的采收率均明显提高。其中,S1-2 相比 S1-1 的采收率提高了 6.2%,驱油有效注入体积从 0.71 PV 延长到 1.09 PV,含水率上升的速度也相应延缓;同时,渗透率更低的 S2-2 比 S2-1 增油效果更为明显,采收率提高了 15.9%,

驱油有效注入体积从 0.66 PV 提高到 0.97 PV。这说明,纳米驱油剂在驱油过程中,界面张力与润湿性的改善,有利于采收率的增加,且物性越差,增油效果越好。另外,纳米驱油剂驱油后的最终压力均有所下降,且渗透率越低降压效果越好(S2-2 比 S2-1 注入压力下降了 30.1%),说明了纳米驱油剂对于研究区的低渗岩心具有显著的降压增注效果。



(a) 岩心 S1-1 和 S1-2



(b) 岩心 S2-1 和 S2-2

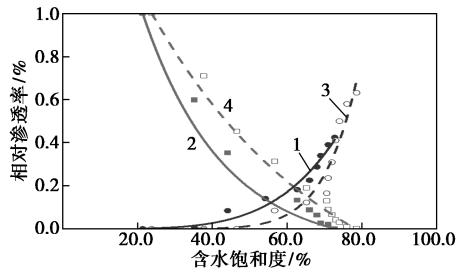
1—水驱;2—纳米活性剂驱;3—水驱压力;4—纳米活性剂驱压力

图 7 岩心驱油过程的采收率和压力的变化情况

### 3.2 相渗曲线

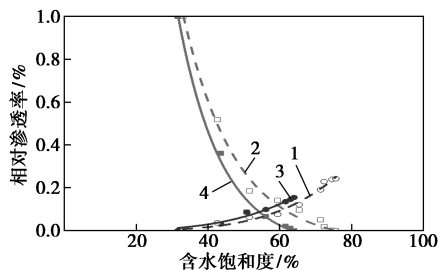
油水相对渗透率曲线是驱油过程油水两相渗流变化的基础,能够为渗流特征的评价和后期产能的预测提供重要依据。根据非稳态法进行拟合<sup>[15]</sup>,结果见图 8。由图 8 中可以看出,水驱岩心 S1-1 和 S2-1 相比,渗透率越低,束缚水饱和度越高,而残余油饱和度却相对较低。这表明岩心物性变差,油水共渗区间缩小,油水相渗交叉点越靠左,水驱效率下降;并且,岩心物性越差,残余油状态下的渗透率越低,说明水驱油后渗透率更容易受到损害。这是因为随着物性变差,孔喉结构复杂、孔喉连通性更差,注水过程中二价阳离子容易对孔喉造成堵塞,易产生“水锁效应”和“贾敏效应”,造成岩心渗透率损害、渗流能力下降<sup>[16-17]</sup>。作为对比,注入纳米驱油剂后扩大了油水共渗区,油水共渗点均向右偏移,说明水驱效果得到改善;同时,残余油状态下的渗透率更高,说明纳米驱油剂对于岩心的渗透率损害具有一定程度降低,“水锁效应”和“贾敏效应”得到一定

的消除和抑制,使得驱油效果更好。



1—S1-1 水相相对渗透率;2—S1-1 油相相对渗透率;  
3—S1-2 水相相对渗透率;4—S1-2 油相相对渗透率

(a) 岩心 S1-1 和 S1-2



1—S2-2 水相相对渗透率;2—S2-2 油相相对渗透率;  
3—S2-1 水相相对渗透率;4—S2-1 油相相对渗透率

(b) 岩心 S2-1 和 S2-2

图 8 岩心驱油过程的相渗曲线

## 4 结论

针对研究区低渗、高盐的特征,设计了一种改性纳米 SiO<sub>2</sub> 表面活性剂,并对油水界面张力、润湿性、静态吸附进行分析,对优化得到的纳米 SiO<sub>2</sub> 表面活性剂进行岩心驱替实验,主要结论如下:

(1)随着纳米 SiO<sub>2</sub> 的质量分数达到 0.05% ~ 0.1%,纳米 SiO<sub>2</sub> 表面活性剂在 17×10<sup>4</sup> mg/L 的高矿化度模拟地层水中具有良好的耐盐稳定性和分散能力,油水界面张力可降低至 2.4×10<sup>-2</sup> mN/m,润湿性从亲油转变为亲水,同时静态吸附得到改善。

(2)岩心驱油实验表明,纳米 SiO<sub>2</sub> 表面活性剂对于不同物性的低渗岩心具有较好的增油和降压效果。岩心物性越差,降压增油效果更佳。

## 参考文献

[1] 肖晖,王浩男,杨引弟,等.致密砂岩孔隙演化特征及其成岩作

用对储层质量的影响——以鄂尔多斯盆地马岭南延长组长 8 储层为例[J].石油实验地质,2019,41(6):800-811.

[2] 王香增,任来义,贺永红,等.鄂尔多斯盆地致密油的定义[J].油气地质与采收率,2016,23(1):1-7.

[3] 李晓晓,任晓娟,罗向荣,等.低渗储层多级变流度增油降水技术研究与应用:以鄂尔多斯盆地东部三叠系长 6 段储层为例[J].西安石油大学学报(自然科学版),2018,33(5):50-56.

[4] Philippova O E, Molchanov V S. Enhanced rheological properties and performance of viscoelastic surfactant fluids with embedded nanoparticles[J].Current Opinion in Colloid & Interface Science, 2019,43:52-62.

[5] Olayiwola S O, Dejam M. Comprehensive experimental study on the effect of silica nanoparticles on the oil recovery during alternating injection with low salinity water and surfactant into carbonate reservoirs[J].Journal of Molecular Liquids, 2021,325:115178.

[6] 孙永涛,李兆敏,孙玉豹,等.稠油耐高温乳化降黏剂 AESO 的合成及其性能[J].大庆石油地质与开发,2020,40(3):103-108.

[7] 吴景春,石芳,赵阳,等.功能性纳米驱油剂研究进展[J].东北石油大学学报,2020,44,225(5):70-75.

[8] 贾锁刚,张启汉,张立会,等.花土沟油田复合微生物驱油实验研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2014,29(5):64-68.

[9] 许浩,张君峰,汤达祯,等.柴达木盆地花土沟油田新近系油藏成藏特征[J].石油学报,2010,31(1):31-35.

[10] 黄海,王新海,严利咏,等.花土沟油田注水开发动态分析[J].石油地质与工程,2010,24(6):59-61.

[11] 国家发展和改革委员会.SY/T 5345—2007 岩石中两相流体相对渗透率测定方法[S].北京:石油工业出版社,2008.

[12] 张旋,张天赐,葛际江,等.表面活性剂对气-液界面纳米颗粒吸附规律的影响[J].物理学报,2020,69(2):026801.

[13] 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.

[14] 王业飞,白羽,侯宝峰,等.阳离子/非离子复合表面活性剂改变油湿性砂岩表面润湿性机制[J].中国石油大学学报(自然科学版),2018,42(2):165-171.

[15] 陈斯宇.相对渗透率曲线实验影响因素及数据处理方法研究[D].北京:中国石油大学(北京),2017.

[16] 王彦玲,金家锋,董红岩,等.用于解水锁的气润湿反转剂的合成与性能评价[J].西安石油大学学报(自然科学版),2015,30(5):85-90.

[17] 郑自刚,余光明,雷欣慧,等.低渗透储层注水开发贾敏效应实验研究[J].特种油气藏,2020,27(3):142-147. ■

《现代化工》欢迎广大作者踊跃投稿,投稿系统: <http://www.xdhg.com.cn>