纳米 SiO₂ 膨胀驱油剂提高采收率

吴一宁¹, 晏翔¹, 唐丽莎¹, 黄永平¹, 曹梦娇¹, 代英杰¹, 何龙², 杨利萍²

1) 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东省油田化学重点实验室, 山东青岛 266580;

2) 中国石化集团西北石油局有限公司, 新疆乌鲁木齐 830011

摘要: 渗透压作为低矿化度水驱提高采收率新机理近年来得到了广泛研究, 注入水中水分子在渗透压作用驱动下进入被油滴包裹的水滴中, 使原油发生表观膨胀现象。但目前仅靠渗透压作用对原油膨胀的效果不明显, 且对于原油膨胀的研究仅限于定性研究, 缺乏定量分析。本研究引入3种纳米 SiO₂ 作为原油膨胀强化驱油剂, 以油包水(W/O)乳状液模拟油藏中原始油水分布, 观察 W/O 乳状液液滴的膨胀效果, 并计算膨胀倍数。实验结果表明: 亲水和疏水纳米 SiO₂ 均能起到强化原油膨胀的效果, 且由于亲水硅溶胶(HS-40)具有更小的粒径和较高的 Zeta 电位绝对值, 对原油的膨胀效果更好。随着 HS-40 质量分数增加, 在吸附作用下, 油水界面处的表面活性物质进入原油内部, 加速原油膨胀; 在 HS-40 质量分数为 0.20% 时原油膨胀倍数达到最高, 为 3.29 倍; 当 HS-40 质量分数继续增加, 纳米 SiO₂ 颗粒将阻碍水分子在油水界面处的传质。当地层水与注入水之间存在较大的矿化度差异时, 纳米 SiO₂ 的存在能加速原油表观膨胀现象, 该现象为低矿化度水驱提供了一个新思路。

关键词: 油田开发; 纳米 SiO₂; 油滴膨胀; 提高采收率; 渗透压; 低矿化度水驱

中图分类号: TE311

文献标志码: A

doi: 10.3724/SP.J.1249.2021.06613

Enhancing oil recovery by nano SiO₂ expansion oil displacement agent

WU Yining¹, YAN Xiang¹, TANG Lisha¹, HUANG Yongping¹,
CAO Mengjiao¹, DAI Yingjie¹, HE Long², and YANG Liping²

1) School of Petroleum Engineering, Shandong Key Laboratory of Oilfield Chemistry, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, Shandong Province, P. R. China

2) Sinopec Northwest Petroleum Bureau Co. Ltd., Urumqi 830011, Xinjiang Uygur Autonomous Region, P. R. China

Abstract: As a new mechanism of enhancing oil recovery by low-salinity waterflooding, osmotic pressure has been widely studied in recent years. The injected water molecules enter the original formation water-drops wrapped by oil droplets under osmotic pressure, resulting in apparent expansion of crude oil. However, at present, the effect of osmotic pressure alone on crude oil droplets expansion is not obvious, and the research is only limited to qualitative research, lacking quantitative analysis. In this study, three kinds of nano silica are used as an oil droplet expansion displacement agents, and the water in oil (W/O) emulsion is used to simulate the original oil-water distribution in the reservoir to observe the expansion effect of W/O emulsion droplets and quantitatively calculate droplets' expansion effect.

Received: 2021-07-26; **Accepted:** 2021-08-31; **Online (CNKI):** 2021-10-19

Foundation: National Key Research and Development Program of China (2019YFA0708700)

Corresponding author: Associate professor WU Yining. E-mail: wuyining@126.com

Citation: WU Yining, YAN Xiang, TANG Lisha, et al. Enhancing oil recovery by nano SiO₂ expansion oil displacement agent [J].

Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2021, 38(6): 613-620. (in Chinese)

expansion ratio. The experimental results show that both hydrophilic and hydrophobic nano silica can enhance the expansion ratio of oil droplets, and the expansion ratio by hydrophilic HS-40 nano silica is higher than that by other two kinds of nano silica because of its smaller particle size and higher absolute zeta potential. With the increase of HS-40 concentration, the surfactant molecules at the oil-water interface enter the oil droplets and accelerate the expansion of the droplets. The maximum expansion ratio reaches 3.29 when the concentration of HS-40 is 0.20%. With the continual increase of HS-40 concentration, nano silica particles will hinder the transfer of water molecules at the oil-water interface into the droplets. On the condition that there are large salinity differences between formation water and injection water, the existence of nano silica can accelerate the expansion of oil droplets, which provides a new way for low-salinity waterflooding.

Key words: oilfield development; nano silica; oil droplets expansion; enhanced oil recovery; osmotic pressure; low-salinity waterflooding

低矿化度水驱提高采收率技术相较于表面活性剂驱^[1]和聚合物驱^[2]等提高采收率方法^[3-5],具有成本低和原料易得等优势^[6-7],近年来受到广泛研究和应用^[8-12].低矿化度水驱指向油藏注入含有可溶性固体密度为1~7 g/L的水,且注入水矿化度远小于地层水矿化度^[13],以此提高采收率的方法.目前,低矿化度水驱提高采收率机理主要有黏土矿物颗粒运移、多组分子离子交换、储层润湿性改善和渗透压驱动等^[14-15].油藏中存在地层水被原油包覆,或部分地层水乳化在原油中形成油包水(W/O)乳状液的现象.渗透压机理为:当地层水中水的矿化度高于注入水的矿化度时,地层水的化学势低于注入水的化学势,在化学势的作用下,注入水中的水分子进入原油中地层水;原油内水的体积增大,原油发生表观膨胀^[16-17].死孔隙中的原油开采困难,原油膨胀后,由于亲水性增强而容易从岩石壁面上剥落,使得死孔隙中难开采的原油也能被剥离,但这种基于低矿化度水驱渗透压机理下的原油膨胀现象不明显.用于3次采油的纳米颗粒具有粒径小和比表面积高等特性^[18],颗粒表面存在的羟基对金属阳离子或有机物能产生吸附作用,因此可吸附在油-水界面上,使更多附着在油膜上的表面活性物质以反胶束形式进入油相,吸附在油-水滴界面上^[19],原有水滴体积增大,强化了原油膨胀.

本研究选取稳定性好的纳米SiO₂分散在去离子水中形成的纳米流体作为强化原油膨胀驱油剂.配制W/O型乳状液模拟原油与地层水乳化后的状态.将乳状液滴在载玻片上并置于注入水中,用摄像机拍摄两者接触时液滴的动态变化,通过图像处理得到液滴体积定量变化的数据,比较注入水为去离子水或纳米流体时液滴的体积变化,研究纳米SiO₂作为强化原油膨胀驱油剂的影响因素及膨胀机理.

1 实验材料与仪器

实验材料:纳米亲水SiO₂粉末(hydrophilic silica powder, HSP)、纳米疏水SiO₂粉末(lipophilic silica powder, LSP)和亲水硅溶胶(HS-40,质量分数40%)均购自Sigma-Aldrich化学试剂公司;Span80购自国药集团化学试剂有限公司;十二烷购自上海麦克林生化科技有限公司;氯化钠购自国药集团化学试剂有限公司.

实验仪器:超纯水机为四川优普超纯科技有限公司生产;超声波细胞粉碎机(JY92-IIN)为宁波新芝生物科技股份有限公司生产;C-MAG MS4磁力搅拌器为艾卡仪器设备有限公司生产;动态光散射粒度分析仪为美国布鲁克海文仪器公司生产;德国IKA/艾卡均质器为艾卡仪器设备有限公司生产.

2 实验方法

2.1 粒径和Zeta电位

将3种纳米材料HSP、LSP和HS-40分别分散去离子水中,得到质量分数为0.04%的纳米流体,测量不同纳米颗粒在水中的分散粒径和Zeta电位.将配制好的纳米流体取适量装入洗净的比色皿,保证溶液澄清,透光性好,再将装好液的比色皿放入动态光散射粒度分析仪进行测量,测量温度为25℃.

2.2 纳米流体与乳状液的制备

水相为不同纳米SiO₂分散在去离子水中形成的纳米流体;油相为质量分数为1.00%的Span80充分溶解于十二烷中后,与质量浓度为200.00 g/L的矿化度水利用均质器超声分散20 min,得到的W/O乳状液.

2.2.1 不同材料油滴膨胀实验

取 HSP、LSP 和 HS-40 分别配制 100 mL 质量分数为 0.04% 的纳米流体, 作为油相外侧水溶液。

配制水相: ① 以质量分数为 0.04% 的纳米流体为例, 取 0.04 g HSP 或 LSP 置于 99.96 g 去离子水中, 磁力搅拌 5 min, 再用超声波细胞粉碎机超声 30 min, 得到均匀分散的纳米 SiO₂ 流体; ② 由于 HS-40 是已分散好的纳米流体, 不需再超声分散, 取 0.10 g HS-40 稀释于 99.90 g 去离子水中, 磁力搅拌 5 min, 待其完全溶解, 得到质量分数为 0.04% 的纳米 SiO₂ 流体。

配制油相: ① 取 20.00 g NaCl 溶于 80.00 g 去离子水中, 磁力搅拌 5 min, 等待其完全溶解, 得到 100.00 g 质量浓度为 200.00 g/L 的 NaCl 水溶液; ② 取 1.00 g 的 Span80 溶于 99.00 g 十二烷中, 磁力搅拌 5 min, 等待其完全溶解, 得到表面活性剂质量分数为 1.00% 的油溶液; ③ 取 9.04 g 油溶液和 3.44 g 质量浓度为 200.00 g/L 的 NaCl 水溶液, 在 1×10^4 r/min 转速下乳化 20 min, 得到实验所需水油体积比为 2:8 的 W/O 乳状液。

2.2.2 HS-40 油滴膨胀实验

取 HS-40 稀释在去离子水中, 稀释后的纳米流体质量分数为 0.04% ~ 2.00%, 具体配比见表 1。实验中所用油滴均为乳状液液滴。

表 1 纳米流体配比

Table 1 The concentration of nano fluid

组别	w (纳米流体)/%	m (HS-40)/g	m (去离子水)/g
1	0.01	0.03	99.97
2	0.02	0.05	99.95
3	0.04	0.10	99.90
4	0.10	0.25	99.75
5	0.20	0.50	99.50
6	0.40	1.00	99.00
7	2.00	5.00	95.00

本研究实验装置示意图见图 1。由图 1 可见, W/O 乳状液和纳米流体配制完成后, 将纳米流体放置于石英方缸中。选用长度适宜的载玻片作为观察乳状液液滴的承载平台, 并将其水平放置在两个比色皿上; 用注射器及时将乳状液滴在载玻片上(液滴吸附在载玻片底部)进行观察。为避免乳状液液滴初始含水量对实验结果的影响, 每组实验所用液滴体积尽量一致。实验开始前 30 min 内每 60 s 拍

摄 1 次液滴的图片, 30 min 后每 0.5 h 拍摄 1 次, 总拍摄时长为 24 h, 拍摄的图片由计算机接收, 经筛选处理后计算液滴体积。

图 1 实验装置示意图

Fig. 1 (Color online) Schematic diagram of experimental device

2.3 油滴体积测量方法

实验中以载玻片厚度为参照, 计算步骤如下:

① 计算油滴某一高度处的水平像素点数 N ; ② 以 N 为直径计算该高度处油滴的横截面所包含的像素点数; ③ 计算油滴各高度处横截面所包含的像素点数, 并累加得到整个油滴体积所对应的像素点数 H ; ④ 以厚度为 1 mm 的载玻片为参照物求出单个像素点所对应的长度 L , 单位: mm; ⑤ 按照以下公式计算油滴体积,

$$V = HL^3 \quad (1)$$

3 结果与讨论

纳米 SiO₂ 在水溶液中的分散稳定性主要受静电排斥作用影响^[20], 具体表现为纳米颗粒在水中的分散粒径和电位影响其分散程度和稳定性。

3.1 纳米 SiO₂ 粒径分布

室温条件下, 利用动态光散射粒度分析仪测量 HSP、LSP 和 HS-40 分散于去离子水后得到的稳定纳米流体的带电性及分散粒径, 粒径分布见图 2。由图 2 可见, HSP、LSP 和 HS-40 颗粒的平均分散粒径分别为 181.64、232.57 和 27.10 nm。纳米材料颗粒粒径越大比表面积越小, 能占据油-水界面的范围小^[21], 减少了纳米 SiO₂ 颗粒在油-水界面的吸附量, 对强化乳状液液滴膨胀产生不利影响。所选用的颗粒中 HS-40 的粒径最小, 颗粒粒径分布最集中, 均一性和分散稳定性良好。

3.2 纳米 SiO₂ 的 Zeta 电位

室温下, 利用动态光散射粒度分析仪测量 Zeta

图 2 HSP、LSP 和 HS-40 的粒径分布

Fig. 2 Particle size distributions of HSP, LSP and HS-40

电位. Zeta 电位是判断颗粒在水中分散性的重要依据, Zeta 电位绝对值越高, 体系分散稳定性越好^[20]. 由粒度分析仪测得所选 3 种纳米流体的 Zeta 电位图如图 3.

Zeta 电位是对颗粒之间相互排斥或吸引力强度的度量, Zeta 电位绝对值越高, 排斥力大于吸引力, 有助于纳米颗粒分散, 不易凝聚, 体系越稳定; 反之, Zeta 电位绝对值越低, 越倾向于凝结或凝聚, 即吸引力超过了排斥力^[22]. 如图 3, LSP 带电的绝对值最小, 为 30 ~ 35 mV; HS-40 的带电性

图 3 不同纳米流体(HSP、LSP 和 HS-40)的 Zeta 电位

Fig. 3 Zeta potentials of different nano materials (HSP, LSP and HS-40)

比较高; 为 33 ~ 38 mV; HSP 的带电性最高, 为 40 ~ 42 mV. 3 种材料的 Zeta 电位绝对值均超过 20 mV, 说明其分散溶液稳定性高^[23].

3.3 无纳米 SiO₂ 油滴膨胀

为探索纳米粒子对乳状液液滴的膨胀是否有一定强化作用, 进行以下对比实验. 水相为去离子水, 油相为十二烷、Span80 和 200.00 g/L 矿化度水乳化后形成的乳状液液滴, 液滴滴在载玻片上并浸于去离子水中静置 24 h 后, 结果如图 4, 经计算得到, 静置 24 h 的乳状液液滴比静置 0 h 的膨胀了 1.58 倍.

图 4 油滴膨胀实验图(去离子水)

Fig. 4 Experimental diagram of oil droplet expansion (deionized water)

去离子水使乳状液液滴膨胀一定倍数, 原因是当去离子水与乳状液液滴接触时, 去离子水比乳状液液滴中的水具有更高的化学势^[24], 在化学势作用下, 去离子水进入液滴, 并被胶束捕获(胶束由

Span80 分子组成), 形成小水滴, 使乳状液液滴体积增大, 发生膨胀. 乳状液液滴中小水滴的生长使得液滴内水的矿化度降低, 同时化学势升高, 减小了液滴中水和去离子水之间的化学势差. 当液滴中水的化学势与去离子水的化学势相等时, 乳状液液滴停止膨胀.

3.4 纳米 SiO₂ 强化油滴膨胀

3.4.1 纳米 SiO₂ 优选

由 HSP、LSP 及 HS-40 配制成的模拟注入水均为澄清状, 模拟原油与地层水乳化后的 W/O 乳状液均为十二烷、Span80 与 200.00 g/L 矿化度水乳化所得, 静置 24 h 后结果如图 5.

由图 5 可见, 静置 24 h 后, 3 种纳米材料中的乳状液液滴的大小均发生了变化, 明显能看到其体积变大, 且形态也有变化. 同等质量分数下, 乳状液液滴在亲水纳米 SiO₂ 流体中膨胀倍数为 2.41, 在疏水纳米 SiO₂ 流体中膨胀倍数为 2.55, 但在 HS-40 流体中的膨胀倍数超过 3.12, 膨胀现象最为

明显.

Span80 分子一部分附着在纳米流体-乳状液液滴界面上, 一部分吸附在乳状液液滴中十二烷-水滴界面上, 在液滴内发生乳化的同时, 由于去离子水的化学势高于液滴内水的化学势, 去离子水会进入液滴内, 且向原有的水滴靠近, 使水滴体积增大, 即使亲水性极强的纳米 SiO₂ 也能吸附在油-水界面上^[25-27]. 加入 HS-40 后, 纳米颗粒将占据大部分纳米流体-乳状液液滴界面. Span80 是油溶性表面活性物质, 纳米颗粒吸附在纳米流体-乳状液液滴界面上, 对 Span80 分子有排斥作用, 导致 Span80 分子从界面向液滴内部运动, 吸附在新进入的水分子表面以更多反胶束形式存在, 使液滴体积迅速增大, 达到加速乳状液液滴膨胀的效果. HS-40 纳米流体使乳状液液滴膨胀的现象最明显, 因此, 选取 HS-40 进行后续实验.

3.4.2 HS-40 纳米 SiO₂ 质量分数对油滴膨胀影响

纳米流体质量分数过低, 纳米颗粒数量少, 能吸附在油-水界面上的数量少, 使得更少的 Span80 分子进入液滴内部, 形成的反胶束少, 液滴体积增长速度变慢, 强化乳状液液滴膨胀效果差; 质量分数过高则纳米颗粒大面积占据油水界面, 在界面上排布得更为紧密, 阻碍水分子进入液滴, 弱化液滴膨胀效果. 为了在适宜质量分数范围内进行试验, 配制 HS-40 质量分数为 0 ~ 2.00% 的纳米流体, 观察乳状液液滴在 24 h 内的体积变化情况(图 6).

由图 6 可见, 随着纳米颗粒质量分数增加, 乳状液液滴的体积膨胀倍数呈现先上升后下降的趋势, 油滴膨胀倍数峰值出现在质量分数为 0.20% 左右. 当 $w(\text{HS-40})$ 小于 0.20% 时, 随着纳米 SiO₂ 质量分数增大, 在吸附作用下, 油水界面处的表面活性物质进入原油内部, 加速原油膨胀; 而当纳米 SiO₂ 质量分数继续增加, 纳米 SiO₂ 颗粒在油水界面排列更紧密将会阻碍水分子在油水界面处的传质, 原油膨胀速度减慢, 膨胀倍数降低.

3.5 纳米 SiO₂ 强化油滴膨胀机理

如图 7, 在去离子水进入乳状液液滴的同时, 形成的反胶束、乳化水滴逐渐进入液滴中原有的水滴(W_2), 液滴体积增大. 实验中乳状液液滴被纳米流体包裹形成 $W_2/O/W_1$ 双重乳状液, 所用油溶性表面活性剂 Span80 充当载体, 是双重乳状液中水传输的主要因素^[19].

如图 8, 实验中乳状液液滴发生膨胀是由于:

① 去离子水比乳状液液滴中的水具有更高的化学

图 5 油滴膨胀实验

Fig. 5 Experimental diagram of oil droplet expansion

势,当两者接触时,去离子水扩散到液滴中,液滴中的部分 Span80 分子吸附在水分子表面并向原有水滴靠近融合,使得乳状液液滴体积增大;② 加入带负电的纳米颗粒后,在去离子水进入液滴内部的同时,由于吸附作用,纳米颗粒将吸附在乳状液

液滴-纳米流体界面上,将更多油溶性 Span80 分子顶到液滴内部,Span80 分子的两亲性使其吸附在水分子表面以反胶束形式存在,并形成小水滴,油滴内水滴的形成加快,液滴体积快速增长,使乳状液液滴表观膨胀加速.

(a) 液滴体积随HS-40质量分数变化

(b) 液滴膨胀倍数随HS-40质量分数变化

图 6 24 h 内油滴随纳米流体质量分数的变化情况

Fig. 6 Volume of oil droplets with nano solution concentration within 24 h

图 7 水分子运移示意图

Fig. 7 (Color online) Schematic diagram of the water molecule movement

图 8 油滴膨胀机理示意图

Fig. 8 (Color online) Schematic diagram of oil droplet expansion mechanism

4 结 论

1) 乳状液液滴在去离子水中膨胀是由于去离子水的化学势高于乳状液液滴中水的化学势,导致去离子水向液滴中移动,使油相内小水滴体积增加,发生膨胀.

2) 当实验中所用 HS-40 质量分数小于 0.20% 时,随着质量分数的增加能够促进油滴膨胀,膨胀倍数峰值可达 3.29,当质量分数再升高,纳米颗粒反而会阻碍水分子在油水界面处的运移,使膨胀倍数减小.

3) 纳米颗粒强化乳状液液滴膨胀是由于吸附在油-水界面上的纳米颗粒使附着在界面的表面活性剂向乳状液液滴内运动,更多的表面活性剂以反胶束存在生成小水滴,促使液滴体积增大,液滴发生表观膨胀。

本研究以纳米SiO₂流体作为一种原油膨胀促进剂,直观的展示乳状液液滴的体积变化,阐明纳米颗粒加速原油表观膨胀现象的机理,对纳米流体应用到现场提高采收率具有重要意义。

基金项目:国家重点研发计划资助项目(2019YFA0708700)

作者简介:吴一宁(1989—),中国石油大学(华东)副教授、博士。研究方向:油田化学。E-mail: wuyining@126.com

引文:吴一宁,晏翔,唐丽莎,等. 纳米SiO₂膨胀驱油剂提高采收率[J]. 深圳大学学报理工版, 2021, 38(6): 613-620.

参考文献 / References:

- [1] 程光明, 陈超, 卢珊珊, 等. 化学驱替剂的研究进展[J]. 当代化工, 2016, 45(2): 383-386.
CHENG Guangming, CHEN Chao, LU Shanshan, et al. Research progress of chemical-flooding agents [J]. Contemporary Chemical Industry, 2016, 45(2): 383-386. (in Chinese)
- [2] 张宏方, 王德民, 岳湘安, 等. 利用聚合物溶液提高驱油效率的实验研究[J]. 石油学报, 2004(2): 55-58, 64.
ZHANG Hongfang, WANG Demin, YUE Xiang'an, et al. Experimental study on enhancing displacement efficiencies using polymer solutions [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004(2): 55-58, 64. (in Chinese)
- [3] 江 昀, 许国庆, 石 阳, 等. 致密岩心带压渗吸的影响因素实验研究[J]. 深圳大学学报理工版, 2020, 37(5): 497-506.
JIANG Yun, XU Guoqing, SHI Yang, et al. Experimental study on influencing factors for forced imbibition in tight sandstone cores [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2020, 37(5): 497-506. (in Chinese)
- [4] 陈民锋, 王振鹏, 尹承哲, 等. 低渗透稠油油藏蒸汽吞吐开发储量动用界限[J]. 深圳大学学报理工版, 2019, 36(3): 281-288.
CHEN Minfeng, WANG Zhenpeng, YIN Chengzhe, et al. Ultimate drainage radius of cyclic steam stimulation in low-permeability heavy oil reservoirs [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2019, 36(3): 281-288. (in Chinese)
- [5] 党海龙, 肖前华, 高瑞民, 等. 延长油田长7致密油储层CO₂驱替特征[J]. 深圳大学学报理工版, 2019, 36(3): 298-303.
DANG Hailong, XIAO Qianhua, GAO Ruimin, et al. Characteristics of CO₂ displacement for Chang 7 tight reservoir in Yanchang oilfield [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2019, 36(3): 298-303. (in Chinese)
- [6] 吴 剑, 常毓文, 李 嘉, 等. 低矿化度水驱技术增产机理与适用条件[J]. 西南石油大学学报自然科学版, 2015, 37(5): 145-151.
WU Jian, CHANG Yuwen, LI Jia, et al. Mechanisms of low salinity waterflooding enhanced oil recovery and its application [J]. Journal of Southwest Petroleum University Science and Technology Edition, 2015, 37(5): 145-151. (in Chinese)
- [7] 王 平, 姜瑞忠, 王公昌, 等. 低矿化度水驱研究进展及展望[J]. 岩性油气藏, 2012, 24(2): 106-110.
WANG Ping, JIANG Ruizhong, WANG Gongchang, et al. Research advance and prospect of low salinity water flooding [J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(2): 106-110. (in Chinese)
- [8] ESMAEILI S, MAAREF S. Investigating the effect of transient flow behavior from HSW to LSW on oil recovery in low-salinity water flooding simulation [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2019, 9: 1495-1515.
- [9] ALSAEDI H N, BRADY P V, FLORI R E, et al. Insights into the role of clays in low salinity water flooding in sand columns [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 174: 291-305.
- [10] FJELDE I, ASEN S M, OMEKEH A V. Low salinity water flooding experiments and interpretation by simulations [C] // SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, USA: SPE, 2012: SPE-154142-MS.
- [11] DERKANI M H, FLETCHER A J, ABDALLAH W, et al. Low salinity waterflooding in carbonate reservoirs: review of interfacial mechanisms [J]. Colloids & Interfaces, 2018, 2(20): 1-43.
- [12] CHEN Yongqiang, XIE Quan, SARI A, et al. Oil/water/rock wettability: influencing factors and implications for low salinity water flooding in carbonate reservoirs [J]. Fuel, 2018, 215(1): 171-177.
- [13] 陈 斌, 唐恩高, 黄 波, 等. 低矿化度水驱提高原油采收率的机理分析及研究进展[J]. 中外能源, 2020, 25(6): 39-45.
CHEN Bin, TANG Engao, HUANG Bo, et al. Mechanism

- analysis and research progress on low salinity water flooding [J]. *Sino-Global Energy*, 2020, 25(6): 39-45. (in Chinese)
- [14] 王朝, 张艳玉, 尉雪梅, 等. 低矿化度水驱增产机理研究现状及发展趋势分析[C]// 油气田勘探与开发国际会议. 西安: 西安石油大学, 2019: 3330-3341. WANG Chao, ZHANG Yanyu, WEI Xuemei, et al. Study on mechanism of increasing yield of low salinity waterflood and summary of application effect of oil field [C]// International Field Exploration and Development Conference. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2019: 3330-3341. (in Chinese)
- [15] 曲世元, 姜汉桥, 李俊健, 等. 低矿化度水驱提高采收率影响因素研究[J]. *应用化工*, 2021, 50(2): 305-310, 330. QU Shiyuan, JIANG Hanqiao, LI Junjian, et al. Research on influencing factors of low salinity waterflooding to increase recovery [J]. *Applied Chemical Industry*, 2021, 50(2): 305-310, 330. (in Chinese)
- [16] EMADI A, SOHRABI M. Visual investigation of oil recovery by low salinity water injection: formation of water micro-dispersions and wettability alteration [C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, USA: SPE, 2013: SPE-166435-MS.
- [17] SANDENG K, KRISTOFFERSEN A, MELHUUS K, et al. Osmosis as mechanism for low-salinity enhanced oil recovery [J]. *SPE Journal*, 2016, 21(4): 1227-1235.
- [18] 侯吉瑞, 闻宇晨, 屈 鸣, 等. 纳米材料提高油气采收率技术研究及应用[J]. *特种油气藏*, 2020, 27(6): 47-53. HOU Jirui, WEN Yuchen, QU Ming, et al. Research and application of nano-materials to enhance oil and gas recovery technology [J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2020, 27(6): 47-53. (in Chinese)
- [19] WEN Lixiong, PAPADOPOULOS K D. Effects of osmotic pressure on water transport in W(1)/O/W(2) emulsions [J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2001, 235(2): 398-404.
- [20] 宋晓岚, 吴雪兰, 曲 鹏, 等. 纳米 SiO₂ 分散稳定性能影响因素及作用机理研究 [J]. *硅酸盐通报*, 2005, 24(1): 3-7. SONG Xiaolan, WU Xuelan, QU Peng, et al. Effect factor and function mechanism on dispersion and stability of SiO₂ nanoparticles [J]. *Bulletin of the Chinese Ceramic Society*, 2005, 24(1): 3-7. (in Chinese)
- [21] 温艳珍. 纳米材料吸附热力学和动力学的粒度效应 [D]. 太原: 太原理工大学, 2015. WEN Yanzhen. Particle size effect of adsorption thermodynamics and kinetics of nano materials [D]. Taiyuan: Taiyuan University of Technology, 2015. (in Chinese)
- [22] 周细应, 李卫红, 何 亮. 纳米颗粒的分散稳定性及其评估方法[J]. *材料保护*, 2006(6): 51-54. ZHOU Xiyong, LI Weihong, HE Liang. Dispersion stability of nanoparticles and its evaluation method [J]. *Material Protection*, 2006(6): 51-54. (in Chinese)
- [23] MINAKOV A V, GUZEI D V, PRYAZHNIKOV M I, 等. 纳米流体驱提高原油采收率的三维孔隙尺度模拟[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(4): 825-834. MINAKOV A V, GUZEI D V, PRYAZHNIKOV M I, et al. 3D pore-scale modeling of nanofluids-enhanced oil recovery [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(4): 825-834. (in Chinese)
- [24] XU Ke, AGRAWAL D, DARUGAR Q. Hydrophilic nanoparticle-based enhanced oil recovery: microfluidic investigations on mechanisms [J]. *Energy and Fuels*, 2018, 32(11): 11243-11252.
- [25] XU Ke, ZHU Peixi, HUH C, et al. Microfluidic investigation of nanoparticles' role in mobilizing trapped oil droplets in porous media [J]. *Langmuir*, 2015, 31(51): 13673-13679.
- [26] GRIFFITH C, DAIGLE H. Manipulation of pickering emulsion rheology using hydrophilically modified silica nanoparticles in brine [J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2018, 509: 132-139.
- [27] GRIFFITH C, DAIGLE H. Stability of polyvinyl alcohol-coated biochar nanoparticles in brine [J]. *Journal of Nanoparticle Research an Interdisciplinary Forum for Nanoscale Science and Technology*, 2017, 19(23): 1-12.

【中文责编: 晨 兮; 英文责编: 天 澜】