

甲酸提高低孔低渗砂岩油藏采收率的机理及效果

王禧润¹, 康晓东², 辛晶¹, 刘汝敏¹

1 中海油田服务股份有限公司; 2 中海油研究总院有限责任公司

摘要 近年来,小分子有机酸作为外源驱油剂或内源驱油剂(微生物代谢产物)提高砂岩油藏采收率的作用逐步引起关注,但具体作用机理及效果尚存争议。利用岩心驱替和润湿角、界面张力/界面扩张流变性能、Zeta电位测定等实验,探究甲酸提高原油采收率的作用机理与效果。岩心驱替实验发现:甲酸可以显著提高低孔低渗砂岩油藏采收率。随着甲酸浓度增加至15 mmol/L,原油采收率提高6.9%。润湿角测定实验发现:甲酸明显增强了砂岩表面亲水性。油滴在地层水中的润湿角为110.3°,在15 mmol/L甲酸水溶液中的润湿角为123.0°。界面张力及界面扩张流变测试结果显示:甲酸降低了油水界面张力,显著增强原油表面黏弹性。原油-地层水界面张力为27.7 mN/m,大于原油-甲酸溶液(15 mmol/L)的20.0 mN/m;原油-地层水界面弹性和黏性模量分别为11.1 mN/m和4.0 mN/m,远小于原油-甲酸溶液(15 mmol/L)的20.3 mN/m和7.9 mN/m。Zeta电位测试结果显示:甲酸和原油吸附于石英表面均能降低石英表面负电荷,但甲酸作用更明显,因此甲酸能驱替石英表面吸附的原油;甲酸吸附于原油表面增加原油表面负电荷,显著增强油滴稳定性。综上所述,甲酸促进润湿性改变与增强原油界面黏弹性协同作用,共同提高了原油采收率。

关键词 甲酸; 润湿性; 界面黏弹性; Zeta电位; 采收率; 砂岩油藏

中图分类号:TE357 **文献标识码**:A

0 前言

低孔低渗透、特低渗透砂岩油藏作为我国常见的非常规油藏,储量巨大,在我国能源结构中占有越来越重要的位置^[1-2]。低孔低渗透、特低渗透砂岩油藏固有的孔喉细小、非均质性强等特征,导致常规注水开发效果较差^[3],采收率普遍较低。时至今日,这一问题还没有很好地得到解决,因此优选合适的提高采收率技术对于此类油藏的大规模开发具有重要意义。

过去二十年,国内外学者开展了大量针对低孔、低渗砂岩油藏提高采收率的技术研究^[4],包含气体驱替^[5-6]、微生物驱替^[7-8]、纳米颗粒驱替^[9-10]、低盐度水驱替^[11-12]、表面活性剂驱替^[13-14]等技术的研究,提出了增加波及体积、提高驱油效率(润湿性改变、界面张力降低)等一系列提高采收率的作用机理。综合考虑技术高效性、经济性、矿场适用性以及环保等因素,尚未优选出能够广泛应用

于实际油藏的代表性技术。因此该领域的研究持续受到关注而且不断深入,不断有新的驱油剂被提出。吴凡等^[15]首次将烯酯类驱油剂应用于致密砂岩油藏开发,发现烯酯类驱油剂可以迅速传质扩散到岩心深处,极大地降低驱替压力。Tackie-Otoo等^[16]首次提出并研究有机碱-氨基酸驱油效果与机理,研究发现混合驱油剂能够显著降低界面张力并促进润湿性向水湿方向转变,最终大幅度提高采收率。近年来,部分专家学者发现外源、内源有机酸可以有效提高油藏采收率^[17-22]。Mwangi等^[17]和Ali等^[18]发现有机酸可以明显改变砂岩和碳酸盐岩的润湿性,为砂岩/碳酸盐岩油藏提高采收率技术(新的驱油剂)提供了新思路;Garcia-Olvera等^[19]研究发现有机酸分子可以减弱原油界面黏弹性并提出有机酸驱油提高采收率技术^[20];Fernandes等^[21]发现油藏中微生物繁衍产生的有机酸可以显著降低界面张力;Kögler等^[22]提出微生物代谢有机酸可以溶蚀矿物、增大流动空间,

收稿日期:2023-06-27; 改回日期:2023-09-13

本文受国家自然科学基金项目“海上陆相油田非均衡化学驱大幅提高采收率应用基础研究”(编号:52074347)资助

第一作者:王禧润,工程师,主要从事油气田勘探开发工作。通信地址:065201 河北省廊坊三河市燕郊经济技术开发区行宫西大街81号; E-mail:wangxr8@cosl.com.cn

进而提高采收率。综上所述,关于小分子有机酸提高采收率已取得一定的共识,但是其作用机理与效果仍存在争议,在一定程度上阻碍了该项技术的深入推进与矿场应用。

鉴于此,本文首次利用岩心驱替和润湿角、界面张力/界面扩张流变性能、Zeta电位测定等实验,研究甲酸对低孔低渗砂岩油藏采收率的影响规律和机理,以期为此类砂岩油藏提高采收率提供新的选择。

1 实验材料与方法

1.1 实验材料

1.1.1 岩心

采用露头岩心进行岩心驱替实验。岩石样品的X射线衍射分析结果:石英含量为86.6%,黏土矿物含量为5.6%,长石含量为4.4%,硬石膏以及方解石含量均为3.4%。驱替用的岩心的物理参数(表1)表明,该岩心具有明显的低孔、低渗特征。

表1 岩心样品的物理性质
Table 1 Physical properties of core samples

序号	直径/cm	长度/cm	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	孔隙度/%
1	2.5	10.0	41.4	19.0
2	2.5	10.0	42.0	18.7
3	2.5	10.0	41.0	19.1

1.1.2 原油

实验用的原油是渤海油田新近系馆陶组储层产出的,原油黏度为 $17.55\text{ mPa}\cdot\text{s}$ (25°C),密度为 0.889 g/cm^3 ,胶质沥青质含量为12.67%。

1.1.3 注入水

地层水参照渤海油田新近系馆陶组的地层水离子组成配制(表2),用于饱和岩心、一次驱替以及后续润湿角测定等实验。将一定量的甲酸溶于地层水,分别配制 5 mmol/L 、 10 mmol/L 、 15 mmol/L 的甲酸溶液用于岩心二次驱替和润湿角、界面张力/界面扩张流变性能、Zeta电位测定。溶液即配即用,避免空气中杂质的影响。

表2 地层水的离子组成
Table 2 Ion composition of formation water

离子类型	Na^+	Mg^{2+}	Ca^{2+}	Cl^-	HCO_3^-	SO_4^{2-}	总矿化度
浓度/($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	4 074.7	138.2	714.1	7 980.3	351.0	16.0	13 274.3

1.2 实验方法

1.2.1 岩心驱替

利用气体吹扫岩心,去除岩心表面及孔隙内部滞留的粉末杂质;将岩心置于 75°C 恒温箱中烘干 24 h ,称量岩心干重;将岩心置于抽过真空的抽滤瓶内,用地层水浸泡 24 h 至饱和,称量湿重,计算湿重和干重之差得到孔隙体积;将饱和地层水的岩心置于岩心夹持器中,添加围压 5 MPa ,以 0.25 mL/min 的速度注入饱和原油至岩心末端不再产出水,计量累积产水量,计算束缚水饱和度;胶带包裹岩心沉没于原油中老化 30 d ;将老化后的岩心置于岩心夹持器中,添加围压 5 MPa ,利用地层水以 0.25 mL/min 的速度驱替岩心,实时记录产出油量以及压力。待岩心出口端不再产出原油,更换不同浓度的甲酸溶液继续二次驱替实验。

1.2.2 润湿角测定

首先,利用捞泡法/浮泡法将表面抛光的高纯石英晶体浸入原油 30 d 以促使原油在石英表面吸附。然后,利用悬垂法测定地层水以及不同浓度甲酸溶液中的油滴在基座(石英晶体)表面的润湿角:将透明水槽清洗干净,放入地层水以及不同浓度的甲酸溶液;再将老化的石英晶体置于水槽内定制的岩心支架之上;用U型针挤出 $7\mu\text{L}$ 原油置于石英晶体表面;最后使用相机实时拍照记录油滴形态,利用Young-Laplace方程拟合润湿角。连续测量 $1\ 600\text{ s}$,以确保体系已经稳定。

1.2.3 界面张力与界面扩张流变性能测定

利用悬滴法测定油水界面张力,对应的实验流程:水槽清洗干净后放入地层水以及不同浓度的甲酸溶液;将 $7\mu\text{L}$ 原油悬挂于U型探针前端,用相机实时捕捉油滴形态,测量时间为 $3\ 600\text{ s}$;利用耦合Hydrostatic方程的Laplace方程计算界面张力。液滴静置 24 h 后,施加一个正弦周期的规律性扰动(液滴形变小于10%),实时捕捉液滴在施加扰动前后的形态变化,根据如下公式获取界面扩张弹性模量和黏性模量:

$$\varepsilon_d + i\omega\eta_d = \frac{d\gamma}{d\ln A} \quad (1)$$

式中: ε_d 为扩张弹性模量(即为弹性膜张力), mN/m ; ω 为界面面积正弦变化频率, Hz ; η_d 为扩张黏性模量

(即为黏性膜张力), mN/m ; γ 为界面张力, mN/m ; A 为界面面积, cm^2 。

1.2.4 Zeta 电位测定

利用动态光散射技术测定石英颗粒、石英-原油和原油表面的 Zeta 电位, 对应的实验流程: 将 0.5 g 高纯石英颗粒置于 100 mL 地层水/甲酸水溶液中, 用超声作用 20 min, 静置 2 h, 取上清液进行 Zeta 电位测试。将 0.5 g 高纯石英颗粒置于 10 mL 原油中, 用超声作用 20 min, 静置 2 h, 过滤分离原油和原油吸附的石英颗粒。将原油吸附石英颗粒置于 100 mL 地层水/甲酸水溶液中, 用超声作用 20 min, 静置 2 h, 取上清液进行 Zeta 电位测试; 将 0.5 g 原油置于 100 mL 地层水/甲酸水溶液中, 均质化处理 3 min, 静置 2 h, 取上清液进行 Zeta 电位测试。

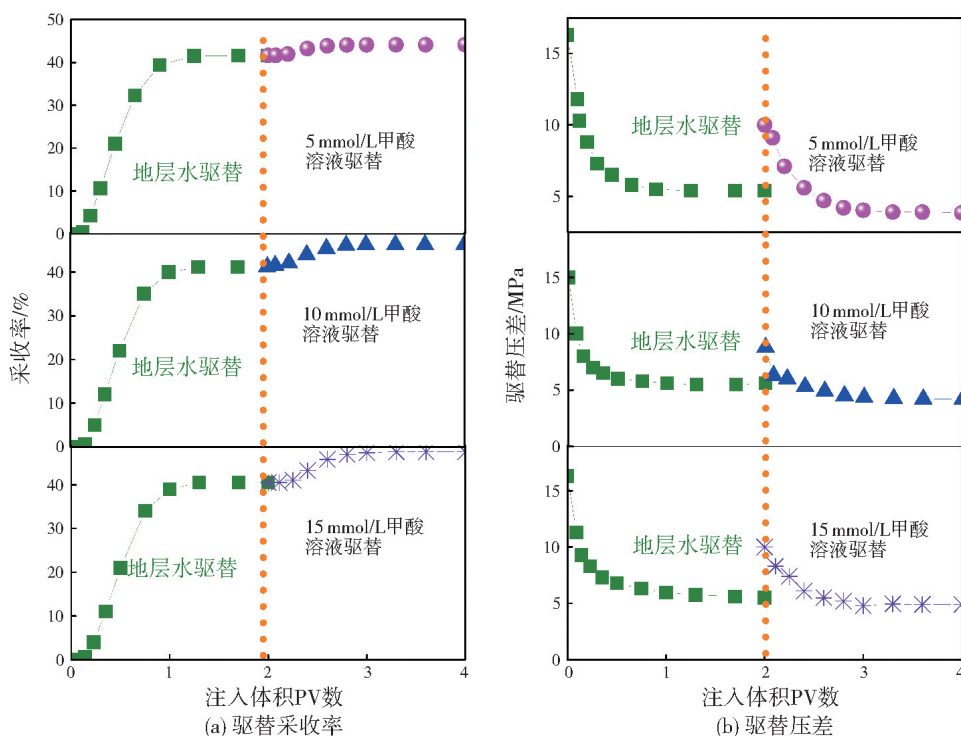
2 实验结果

2.1 岩心驱替实验结果

图 1 为不同驱替溶液对应的原油采收率和驱替压差。由图 1 可知: 甲酸水溶液可以有效提高砂岩岩心的采收率。随着甲酸浓度的增加, 提高采收率

的效果逐渐增强。用 3 个岩心样品实验, 地层水驱替原油的采收率分别为 41.6%、41.1%、40.5% (图 1a), 对应的驱替压差分别为 5.5 MPa、5.6 MPa、5.3 MPa (图 1b)。3 次实验的采收率和驱替压差相差较小, 充分说明岩心物性具有均一性, 这保证了实验结果的可对比性。地层水驱替不再产出原油后, 分别用 5 mmol/L、10 mmol/L、15 mmol/L 的甲酸溶液驱替, 采收率分别为 44.1%、46.3%、47.4% (图 1a), 对应的驱替压差分别为 3.8 MPa、4.3 MPa、4.9 MPa (图 1b)。即用 5 mmol/L、10 mmol/L、15 mmol/L 不同浓度的甲酸溶液驱替提高的采收率分别为 2.5%、5.2%、6.9%。此外, 值得注意的是, 在甲酸溶液驱替过程中, 特别是 15 mmol/L 的甲酸溶液驱替过程中, 伴随着压力波动, 这可能是由于岩石颗粒或原油液滴暂时性堵塞孔喉引起的^[21-24], 后文将进一步讨论。

岩心驱替完成后利用甲苯对岩心进行清洗、干燥, 而后再测定岩心孔隙度和渗透率。如表 3 所示, 岩心驱替前后, 孔隙度、渗透率未发生明显变化, 即该实验未引起明显的岩石溶蚀, 因此可以忽略甲酸溶蚀矿物这一因素的影响。这可能是因为甲酸含量较低, 未达到引起岩心酸敏的阈值。



注: 图上橘色虚线为间隔线, 以区分地层水驱替、更换不同浓度甲酸溶液驱替的前后两个阶段; PV数为注入的溶液体积占总孔隙体积的倍数。

图 1 不同液体驱替的采收率及驱替压差

Fig. 1 Recovery rate and displacement pressure difference using different liquid for displacement

表3 岩心驱替前后孔隙度与渗透率对比
Table 3 Comparison of porosity and permeability before and after core displacement

样品编号	孔隙度/%		渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	
	驱替前	驱替后	驱替前	驱替后
1	19.0	19.2	41.4	41.5
2	18.7	18.7	42.0	42.4
3	19.1	19.0	41.0	40.7

2.2 润湿角测定结果

图2为悬垂法测润湿角实验得到的不同溶液中

油滴在石英表面的润湿角。由图2可见:甲酸溶液对油滴润湿角有显著影响。不同浓度的甲酸溶液中测得的润湿角不一样,而且润湿角随时间推移略微减小最后趋于稳定(图2b)。随着甲酸浓度的增加,油滴润湿角不断增加,即石英表面水湿性不断增强。地层水和5 mmol/L、10 mmol/L和15 mmol/L的甲酸溶液中原油在石英表面的润湿角分别稳定在110.2°和115.1°、118.3°、123.0°。实验结果与Mwangi等^[17]和Ali等^[18]的研究结论相符,充分说明有机酸也可以显著改变石英表面润湿性。

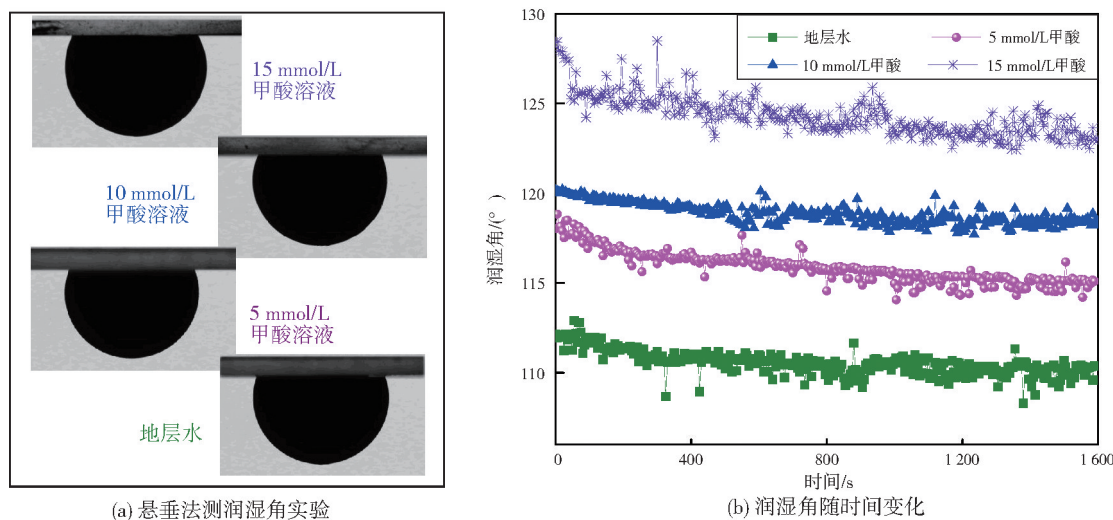


图2 不同溶液中油滴在岩石表面润湿角测定

Fig. 2 Wetting angle measurement of oil drops on rock surface in different solutions

2.3 界面张力与界面扩张流变性能测定结果

图3为不同溶液中原油界面张力、原油界面扩张弹性模量和黏性模量。由图3可见:甲酸显著影响原油界面性质,表现为油水界面张力降低、油水界面黏弹性增强。地层水中油水界面张力高达27.7 mN/m,界面弹性模量/黏性模量仅为11.1/4.0 mN/m。5 mmol/L、10 mmol/L和15 mmol/L的甲酸溶液中油水界面张力分别为24.1 mN/m、21.9 mN/m和20.0 mN/m,界面弹性模量/黏性模量高达15.8/5.8 mN/m、19.0/6.9 mN/m和20.3/7.9 mN/m。相较于表面活性剂,甲酸降低界面张力幅度较小,但是甲酸对油水界面黏弹性影响显著。鲍博等^[23]和柴汝宽等^[24-26]研究认为:界面黏弹性增强可以有效抑制原油液滴在孔隙喉道的卡断,一定程度上增大波及体积,实现采收率的提高。在此过程中会引起驱替压

力的波动,这与岩心驱替实验结果相验证。

2.4 Zeta电位测定结果

图4为不同溶液中石英颗粒、原油吸附石英颗粒以及原油表面的Zeta电位。由图4可知:甲酸影响原油-石英反应,进而影响砂岩油藏的采收率。具体分析如下:

(1)甲酸在石英颗粒表面的吸附,减少了石英颗粒表面的负电荷。甲酸浓度越高,石英颗粒表面的负电荷越少。地层水中石英颗粒表面的Zeta电位为-16.0 mV,5 mmol/L、10 mmol/L和15 mmol/L的甲酸溶液中石英颗粒表面的Zeta电位为-3.6 mV、-1.9 mV和-0.9 mV。

(2)与甲酸相似,原油在石英颗粒表面吸附,同样造成石英颗粒表面负电荷减少。但是原油吸附石英颗粒表面的负电荷少于甲酸吸附石英颗粒表

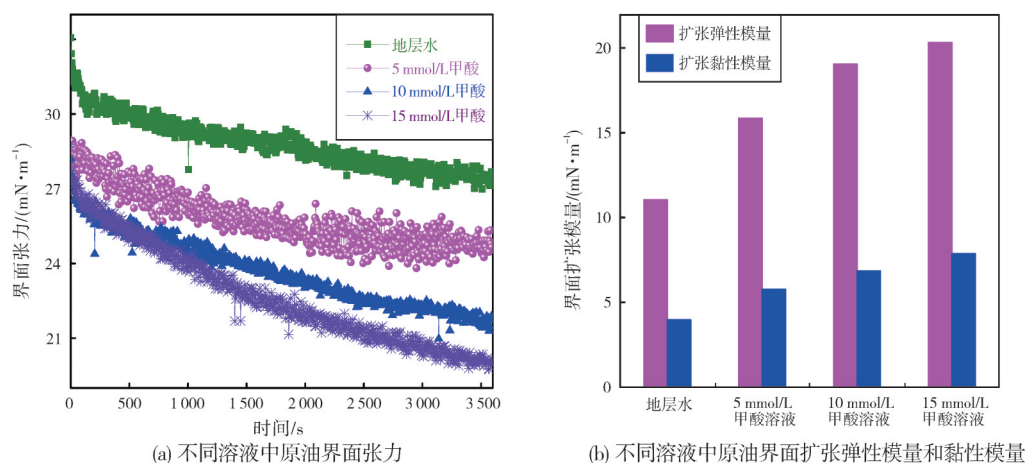


图3 不同溶液中原油界面张力、界面扩张弹性模量和黏性模量

Fig. 3 Interfacial tension, interfacial expansion elasticity modulus and viscosity modulus of crude oil in different solutions

面的负电荷,说明原油在石英颗粒表面的吸附量和吸附强度小于甲酸。这可能是原油中胶质、沥青质等大分子在石英颗粒表面吸附过程中存在较大的位阻效应,造成石英颗粒表面空余大量吸附位所致。原油吸附石英颗粒置于甲酸溶液中,石英颗粒 Zeta 电位逐渐减小,这可能是因为甲酸与原油竞争吸附,少量原油分子脱附的同时大量甲酸吸附所引起的。这与润湿角测定实验结果相互验证,充分说明甲酸可以有效驱离石英表面吸附的原油。

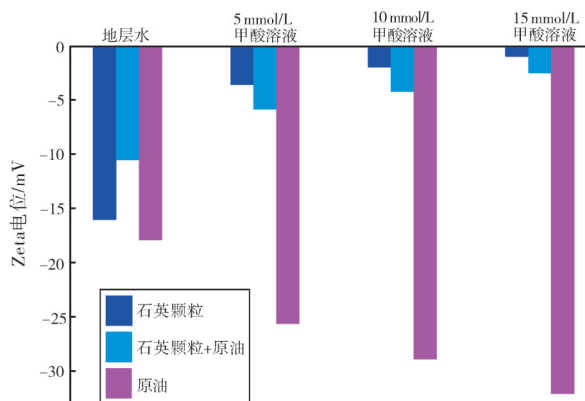


图4 不同溶液中石英颗粒、原油吸附石英颗粒以及原油表面的 Zeta 电位

Fig. 4 Zeta potential of quartz particles, oil-adsorbed quartz particles and crude oil surface in different solutions

(3) 水溶液中甲酸的存在大幅度增加原油表面的负电性。这可能是因为甲酸与油滴表面极性分子相互吸引,在油滴表面形成一层致密且稳定的甲酸分子膜。最终结果是显著增强油滴之间的静电斥力,大幅度提高油滴稳定性,这与界面扩张流变实验结果相互验证。

3 结论

(1) 甲酸可以显著提高低孔、低渗透砂岩油藏的采收率。随着甲酸浓度增加,提高采收率效果不断增强。

(2) 甲酸促进砂岩向亲水方向转变,降低油水界面张力并且明显增强界面黏弹性,特别是增强油水界面黏弹性作用尤为明显。

(3) 甲酸提高采收率的机理为:甲酸竞争吸附促使原油在砂岩表面解吸附,与此同时,甲酸在油滴表面形成一层保护膜增强油滴黏弹性,抑制原油卡断进而增加波及体积。

参考文献

- [1] 贾承造. 中国石油工业上游发展面临的挑战与未来科技攻关方向[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1445-1464.
JIA Chengzao. Development challenges and future scientific and technological researches in China's petroleum industry upstream[J]. Acta petrolei sinica, 2020, 41(12): 1445-1464.
- [2] 袁士义, 王强. 中国油田开发主体技术新进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 657-668.
YUAN Shiyi, WANG Qiang. New progress and prospect of oil-fields development technologies in China[J]. Petroleum exploration and development, 2018, 45(4): 657-668.
- [3] 肖文联, 杨玉斌, 李闽, 等. 鄂尔多斯盆地不同类型储集层水驱油特征实验[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(4): 807-816.
XIAO Wenlian, YANG Yubin, LI Min, et al. Experimental study on the oil production characteristics during the water-flooding of different types of reservoirs in Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum exploration and development, 2021, 48

- (4): 807-816.
- [4] 王成俊, 洪玲, 高瑞民, 等. 低渗透油藏提高采收率技术现状与挑战[J]. 非常规油气, 2018, 5(3): 102-108.
WANG Chengjun, HONG Ling, GAO Ruimin, et al. Status quo and challenges of enhanced oil recovery in low permeability reservoirs[J]. Unconventional oil & gas, 2018, 5(3): 102-108.
- [5] 张志威, 王长权, 靳世磊, 等. 裂缝性低渗油藏注气提高采收率实验研究[J]. 非常规油气, 2022, 9(1): 65-70.
ZHANG Zhiwei, WANG Changquan, JIN Shilei, et al. Experimental study on gas injection enhanced oil recovery of fractured low permeability reservoir[J]. Unconventional oil & gas, 2022, 9(1): 65-70.
- [6] 郑文宽, 杨勇, 吕广忠, 等. CO₂驱注采耦合提高采收率技术[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2021, 36(5): 77-82.
ZHENG Wenkuan, YANG Yong, LÜ Guangzhong, et al. EOR by injection-production coupling technique of CO₂ flooding[J]. Journal of Xi'an Shiyu University (natural science), 2021, 36(5): 77-82.
- [7] 庄建, 陆灿阳, 张旭, 等. 塞169低渗透油藏微生物活化水驱机理及群落分布规律[J]. 特种油气藏, 2022, 29(1): 147-153.
ZHUANG Jian, LU Canyang, ZHANG Xu, et al. Mechanism and community distribution of microbially activated water flooding in Sai 169 low-permeability reservoir[J]. Special oil & gas reservoirs, 2022, 29(1): 147-153.
- [8] 师晓伟, 李杰. 鄂尔多斯盆地东部高含水井综合治理: 以甘谷驿油田唐80井区为例[J]. 非常规油气, 2015, 2(6): 38-48.
SHI Xiaowei, LI Jie. Comprehensive treatment of high-water-cut well in eastern Ordos Basin: a case study of Tang 80 Blocks in Ganguyi Oilfield[J]. Unconventional oil & gas, 2015, 2(6): 38-48.
- [9] 王小聪, 雷群, 肖沛文, 等. 现场水配制纳米驱油剂及其驱油机理[J]. 石油学报, 2021, 42(3): 350-357.
WANG Xiaocong, LEI Qun, XIAO Peiwen, et al. Preparation of nano-oil-displacing agent with on-site water and its oil displacement mechanism[J]. Acta petrolei sinica, 2021, 42(3): 350-357.
- [10] 田苗, 王涛, 徐国瑞, 等. 纳米分散体驱油技术在渤海Q油田的研究与应用[J]. 非常规油气, 2020, 7(3): 77-81, 89, 107.
TIAN Miao, WANG Tao, XU Guorui, et al. Research and application of nano-dispersion oil displacement technology in Bohai Q Oilfield[J]. Unconventional oil & gas, 2020, 7(3): 77-81, 89, 107.
- [11] 辛晶, 刘汝敏, 王涛, 等. 渤海砂岩油藏低矿化度水驱规律与机理实验研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2022, 37(3): 58-63.
XIN Jing, LIU Rumin, WANG Tao, et al. Experimental study on low-salinity water flooding law and mechanism of Bohai sandstone reservoir[J]. Journal of Xi'an Shiyu University (natural science), 2022, 37(3): 58-63.
- [12] 柴汝宽, 刘月田, 何宇廷, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密砂岩油藏低盐度水驱作用规律[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(2): 67-74.
CHAI Rukuan, LIU Yuetian, HE Yuting, et al. Low-salinity waterflooding laws in the tight sandstone oil reservoirs of Yan-chang Formation in Ordos Basin[J]. Petroleum geology & oil-field development in Daqing, 2022, 41(2): 67-74.
- [13] 王振宇, 郭红强, 姚健, 等. 表面活性剂对特低渗油藏驱油的影响[J]. 非常规油气, 2022, 9(1): 77-83.
WANG Zhenyu, GUO Hongqiang, YAO Jian, et al. Effect of surfactant on imbibition and displacement in ultra-low permeability reservoir[J]. Unconventional oil & gas, 2022, 9(1): 77-83.
- [14] 李俊键, 刘奔, 郭成, 等. 低渗透储集层表面活性剂胶束溶液助排机理[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(2): 348-357.
LI Junjian, LIU Ben, GUO Cheng, et al. Mechanisms of water block removal by surfactant micellar solutions in low permeability reservoirs[J]. Petroleum exploration and development, 2022, 49(2): 348-357.
- [15] 吴凡, 侯吉瑞. 烯酯类驱油剂在致密油藏驱替开发中的应用[J]. 油田化学, 2021, 38(4): 697-701.
WU Fan, HOU Jirui. Study on olefin ester oil displacement agents in the development of tight oil reservoirs[J]. Oilfield chemistry, 2021, 38(4): 697-701.
- [16] TACKIE-OTOO B N, ATTA D Y, AYOUB MOHAMMED M A, et al. Investigation into the oil recovery process using an organic alkali-amino acid-based surfactant system[J]. Energy & fuels, 2021, 35(14): 11171-11192.
- [17] MWANGI P, BRADY P V, RADONJIC M, et al. The effect of organic acids on wettability of sandstone and carbonate rocks[J]. Journal of petroleum science and engineering, 2018, 165: 428-435.
- [18] ALI M, AL-YASERI A, AWAN F U R, et al. Effect of water-soluble organic acids on wettability of sandstone formations using streaming Zeta potential and NMR techniques: implications for CO₂ geo-sequestration[J]. Fuel, 2022, 329: 125449.
- [19] GARCIA-OLVERA G, REILLY T M, LEHMANN T E, et al. Effects of asphaltenes and organic acids on crude oil-brine interfacial visco-elasticity and oil recovery in low-salinity waterflooding[J]. Fuel, 2016, 185: 151-163.
- [20] ALVARADO V, REILLY T, MEYERS K. Organic acid-based enhanced waterflooding: US10844274B2[P]. 2019-04-16.
- [21] FERNANDES P L, RODRIGUES E M, PAIVA F R, et al. Biosurfactant, solvents and polymer production by *Bacillus subtilis* RI4914 and their application for enhanced oil recovery[J]. Fuel, 2016, 180: 551-557.

- [22] KÖGLER F, DOPFFEL N, MAHLER E, et al. Influence of surface mineralogy on the activity of *Halanaerobium* sp. during microbial enhanced oil recovery (MEOR)[J]. *Fuel*, 2021, 290: 119973.
- [23] 鲍博, 史嘉威, 冯嘉, 等. 基于微流控技术的表面活性剂强化驱油研究进展[J]. *石油学报*, 2022, 43(3): 432–442, 452. BAO Bo, SHI Jiawei, FENG Jia, et al. Research progress of surfactant enhanced oil recovery based on microfluidics technology[J]. *Acta petrolei sinica*, 2022, 43(3): 432–442, 452.
- [24] CHAI Rukuan, LIU Yuetian, HE Yuting, et al. Dynamic behaviors and mechanisms of fluid–fluid interaction in low salinity waterflooding of carbonate reservoirs[J]. *Journal of petroleum science and engineering*, 2022, 208(Part E): 109256.
- [25] 柴汝宽, 刘月田, 吴玉其, 等. 碳酸盐岩油藏智能水驱规律与机制[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 46(1): 129–139.
- CHAI Rukuan, LIU Yuetian, WU Yuqi, et al. Effects and mechanisms of smart water–flooding in carbonate reservoir [J]. *Journal of China University of Petroleum (edition of natural science)*, 2022, 46(1): 129–139.
- [26] 柴汝宽, 刘月田, 何宇廷, 等. 智能水驱中油水相互作用规律与机理实验研究[J]. *油气地质与采收率*, 2021, 28(4): 93–100.
- CHAI Rukuan, LIU Yuetian, HE Yuting, et al. Experimental study on oil–water interaction law and mechanism in smart water–flooding [J]. *Petroleum geology and recovery efficiency*, 2021, 28(4): 93–100.

编辑: 黄革萍

Mechanism and effect of formic acid on enhancing oil recovery of low-porosity and low-permeability sandstone reservoirs

WANG Xirun, KANG Xiaodong, XIN Jing, LIU Rumin

Abstract: Recently, the role of organic acids as exogenous or endogenous oil displacement agents to enhance oil recovery of sandstone reservoirs has gradually attracted attention, but the specific mechanism and effect are still controversial. Regarding this, through experiment such as core displacement and contact angle, interfacial tension / interfacial expansion rheological properties and Zeta potential measurement, the mechanism and effect of formic acid in enhancing oil recovery are explored. Core displacement experiment shows that formic acid can significantly enhance oil recovery of low porosity and low permeability sandstone reservoirs. As the concentration of formic acid increases to 15 mmol/L, the oil recovery efficiency increases by 6.9%. Contact angle measurement shows that formic acid significantly enhance the hydrophilicity of sandstone surface. The contact angle of oil drops is 110.3° in formation water, and is 123.0° in formic acid aqueous solution of 15 mmol/L. Interfacial tension and interfacial expansion rheological properties measurement shows that formic acid reduces the interfacial tension, and significantly enhances the interface viscoelasticity. The interfacial tension between crude oil and formation water is 27.7 mN/m, which is greater than the 20.0 mN/m between crude oil and formic acid solution (15 mmol/L). The elastic and viscous moduli of the crude oil–formation water interface are 11.1 mN/m and 4.0 mN/m respectively, which are much smaller than the 20.3 mN/m and 7.9 mN/m of crude oil–formic acid solution (15 mmol/L) interface. The Zeta potential measurement show that the adsorption of formic acid and crude oil on the quartz surface can reduce the negative potential of quartz surface, and formic acid has a more obvious effect, so formic acid can displace the adsorbed crude oil. Meanwhile, the adsorption of formic acid on the crude oil surface increases its negative potential and significantly enhances the stability of oil droplets. To sum up, the formic acid can promote the wettability alteration and enhance the interface viscoelasticity, which works synergically to enhance oil recovery.

Key words: formic acid; wettability; interface viscoelasticity; Zeta potential; recovery efficiency; sandstone reservoir

WANG Xirun, First author: Engineer, mainly engaged in oil and gas field exploration and development. Add: No. 81 Xinggong West Street, Yanjiao Economic and Technological Development Zone, Sanhe, Langfang, Hebei 065201, China