文章编号:1000-4092(2021)02-291-05

纳米驱油剂性能评价探索*

邬国栋[1,2],麦尔耶姆古丽·安外尔[1,2],潘竟军[1,2],邓伟兵[1,2],张敬春[1,2],张凤娟[1,2],
王牧群[1],翟怀建[1]

(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. 中国石油天然气集团有限公司纳米化学重点实验室,北京 100083)

摘要:针对新疆油田低渗透储藏开发需求,通过表/界面性能、润湿性、防膨性能测定和岩心驱替实验等常规实验手段,研究了纳米驱油剂iNanoW1.0的性能特征。研究结果表明,纳米驱油剂iNanoW1.0在表/界面张力、润湿性方面与水相近,可减少水分子间的相互作用力,有利于启动压力降低,同时还能提高防膨剂的防膨效果,有助于水敏油藏的开发。岩心实验结果证明,纳米驱油剂iNanoW1.0能够使原来不能建立水驱驱替关系的低渗透岩心可以建立驱替关系,有利于低渗油层的开发。图6表3参11

关键词:纳米;驱油剂;低渗透;评价方法;水驱;压裂

中图分类号:TE348 **文献标识码:**A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2021.02.018

0 前言

新疆油田玛湖低渗透砂砾岩油藏常规开发采收率低,剩余资源大量地分布在地下空间大小只有几个微米甚至纳米尺寸的储集层中,以目前的常规技术难以动用。纳米驱油剂iNanoW1.0是中国石油勘探开发研究院研发的改性纳米二氧化硅产品[1-2],具有破坏水分子间的氢键缔合作用,能有效降低水分子团簇大小,将自然状态存在的普通水变成“小分子水”,从而使水进入细小孔隙和吼道,扩大特低渗透区域的波及体积。纳米驱油剂可以有效降低注水的启动压力,解决水注不进去或注入压力高的难题[3-4]。纳米驱油剂压裂液可以通过降低毛细管力增强地层自发渗析作用,实现压裂液破胶液对致密油纳米孔隙中原油的清洗和置换,最大限度地提高储层原油采收率,达到增产增效的目的[5-6]。目前,纳米驱油剂在提高采收率方面研究,主要是通过润湿性能、原油置换性能评价或者用可视化微观模型评价洗油效果、探索驱油机理,用常规的压裂液性能评价实验方法开展纳米驱油剂性能评价实验,从宏观实验现象中寻找纳米驱油剂的表现特征,尚未见报道。本文通过常规评价手段评价纳米驱油剂材料的性能,旨在探索纳米驱油剂性能评价方法,为纳米驱油剂注水、压裂现场应用提供技术支撑,进一步提高储藏开发效果。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

纳米驱油剂iNanoW1.0,有效含量20%,中国石油勘探开发研究院;表面活性剂为压裂用非氟碳类

* **收稿日期:**2019-12-05;**修回日期:**2020-09-12。

基金项目:中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目“纳米智能驱油剂研制”(项目编号2018A-0907),中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目“纳米化学重点实验室实验新方法研究及运行管理”(项目编号2020D-5006-82)。。

作者简介:邬国栋(1977—),男,高级工程师,新疆大学化学工艺专业工学硕士(2005),研究方向为储层改造、储层保护及油田化学相关技术研究,E-mail:wuguodong@petrochina.com.cn。麦尔耶姆古丽·安外尔(1986—),女,工程师,本文通讯联系人,中国石油大学(华东)化学工程与技术专业工学硕士(2013),研究方向为储层改造工作液研究,通讯地址:834000 新疆克拉玛依市胜利路87号新疆油田公司工程技术研究院,E-mail:maryamgul@petrochina.com.cn。

助排剂MJ-1，新疆康恩实业石油化工有限公司；蒸馏水；氯化钾，工业级；纳膨润土：符合石油天然气行业标准SY/T 5971—2016的要求；煤油：实验试剂；岩心，取自准噶尔盆地陆梁区块，岩心参数如表1所示。

表1 准噶尔盆地陆梁区块驱替实验用岩心参数

岩心编号	长/cm	直径/cm	气测渗透率/（10^{-3} μm²）
1#	4.47	2.51	0.463
2#	3.23	2.51	0.357

DCAT21型表/界面张力仪，德国Dataphysics公司；TX500C型全量程界面张力仪，美国彪维公司；OCA20型视频光学接触角测量仪，美国CNG公司；NP-03型微电脑页岩膨胀测试仪，无锡市石油仪器设备有限公司；KA-1000型离心机，上海安亭科学仪器厂；玻璃毛细管（0.3～1.45 mm），上海积裕实验室设备有限公司；CFS200型气液两相岩心流动系统，法国艾迪科技国际有限公司。

1.2 实验方法

（1）表、界面张力测定

首先用蒸馏水配制不同浓度纳米驱油剂溶液，再向不同浓度的纳米驱油剂溶液中分别加入0.3%的表面活性剂MJ-1，然后在室温（25 ℃）和120 ℃下分别将纳米驱油剂溶液和纳米驱油剂+表面活性剂复配体系陈化6 h。在25 ℃下，采用吊片法测定不同浓度纳米驱油剂溶液和纳米驱油剂+表面活性剂复配体系的表面张力；在室温、转速6000 r/min条件下，采用界面张力仪分别测定纳米驱油剂溶液、纳米驱油剂+表面活性剂复配体系与煤油间的界面张力。

（2）接触角测定

在常温下，采用接触角测定仪测试不同浓度纳米驱油剂水溶液在载玻片表面的接触角，分别读取自液滴与载玻片接触后0.5、1和2 min时的接触角，每个样重复测定3次，取平均值。

（3）毛细管高度测定

在100 mL的烧杯中配制相同体积不同浓度的纳米驱油剂溶液，分别用不同直径（0.3～1.45 mm）的开口毛细管垂直插入纳米驱油剂溶液，待毛细管中液面稳定后，读取毛细管液面高度。

（4）防膨率测定

参照中国石油天然气行业标准SY/T 5971—2016《油气田压裂酸化及注水用黏土稳定剂性能评价方法》中的“防膨率测定——离心法”，测定钠膨润土在黏土稳定剂溶液和蒸馏水中体积膨胀增量，按式（1）计算防膨率：

$$B_1=\frac{V_2-V_1}{V_2-V_0}\times 100\% \quad (1)$$

式中：B_1—防膨率，%；V_2—纳膨润土在试验用水中的膨胀体积，mL；V_1—纳膨润土在黏土稳定剂溶液中的膨胀体积，mL；V_0—纳膨润土在煤油中的膨胀体积，mL。

（5）岩心驱替实验

采用恒流模式（流量0.2 mL/min），在压力25 MPa、常温下，分别用蒸馏水、0.1%纳米驱油剂蒸馏水溶液正向驱替岩心，记录48 h内上游压力变化和出液量。

2 结果及讨论

2.1 纳米驱油剂溶液的表/界面性能

2.1.1 表/界面张力

不同浓度的纳米驱油剂iNanoW1.0体系和iNanoW1.0+0.3%表面活性剂MJ-1复配体系的表面张力及其与煤油间的界面张力测定结果分别见图1和图2。不同质量分数（0.01%～0.5%）的iNanoW1.0体系的表面张力为59.06～65.02 mN/m，iNanoW1.0体系与原油间的界面张力为26.94～31.36 mN/m，没有表现出与水明显不同的表/界面性能；纳米驱油剂iNanoW1.0+0.3%表面活性剂MJ-1复配体系的表/界面张力与0.3%表面活性剂MJ-1溶液的表/界面张力相当，纳米驱油剂基本不影响表面活性剂水溶液的表/界面张力。

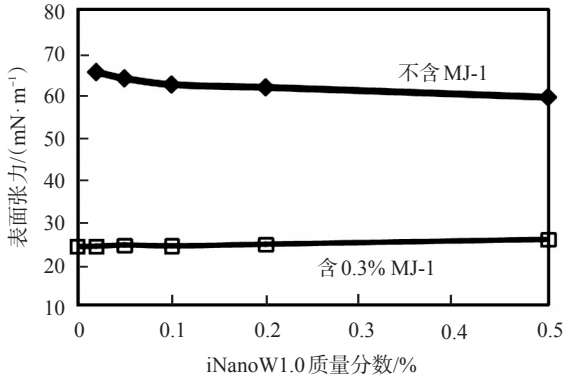

图1 不同浓度纳米驱油剂iNanoW1.0体系和iNanoW1.0+0.3% MJ-1复配体系的表面张力

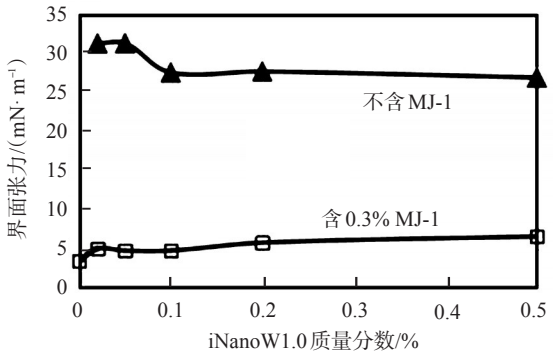

图2　不同浓度纳米驱油剂iNanoW1.0体系和iNanoW1.0+0.3% MJ-1复配体系分别与煤油间的界面张力

2.1.2　润湿性

将不同质量分数(0.01%～0.5%)的纳米驱油剂iNanoW1.0体系滴在载玻片上,不同时间后的接触角测量结果见表2。由表2可知,不同质量分数(0.01%～0.5%)的纳米驱油剂iNanoW1.0体系在玻璃载玻片上的接触角在0.5 min时为14°～17°,1 min时为12°～17°,2 min时为7°～14°。纳米驱油剂水溶液为水润湿体系,基本没有改变水在玻璃载玻片上的接触角。

表2　不同浓度纳米驱油剂iNanoW1.0体系在载玻片上的接触角随时间变化

iNanoW1.0质量分数/%	不同时间的接触角/°		
	0.5 min	1 min	2 min
0	15.10	13.33	9.93
0.02	17.83	16.70	13.93
0.05	14.73	12.13	7.00
0.10	15.73	13.77	10.00
0.20	15.83	13.70	9.20
0.50	17.17	15.63	12.47

2.1.3　毛细管高度

液体在毛细管中的上升高度取决于向上的毛细管力和液体自身重力两方面。毛细管力的大小与毛细管内径和液体分子的内聚力有关。亲水毛细管内径越小、液体分子内聚力越大,则毛细管力越大,液体在毛细管中的上升高度就越高。对于水溶液而言,水分子间的氢键作用越大,水分子内聚力越大,在毛细管中的毛细管力越大,水在毛细管中的上升高度就越大;反之,水分子间的氢键作用越小,水分子内聚力越小,在毛细管中的毛细管力越小,水在毛细管中的上升高度就越小。不同质量分数(0.01%～0.5%)的纳米驱油剂iNanoW1.0体系在不同内径毛细管中的液面高度见图3。从图3可以看出,纳米驱油剂iNanoW1.0体系在毛细管中上升高度小于清水的。当iNanoW1.0质量分数大于0.1%时,在内径0.3～1.45 mm的毛细管中,液面高度变化不大,趋于稳定。毛细管内径越小,蒸馏水与不同浓度iNanoW1.0水溶液在毛细管中的液面高度相差越大。说明纳米驱油剂iNanoW1.0可减弱水分子间的氢键作用,随着毛细管内径的减小,重力作用优势逐渐突出,纳米驱油剂iNanoW1.0注入细小孔隙更能表现出优势,有利于降低启动压力。

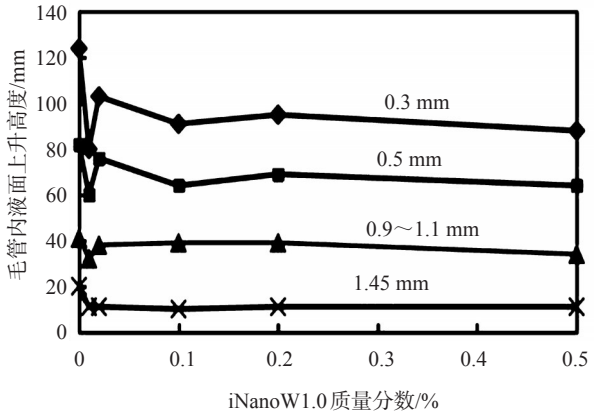

图3　不同质量分数的iNanoW1.0体系在不同内径毛细管内的液面上升高度

2.2　纳米驱油剂的防膨性能

用离心法测量膨润土在不同质量分数(0.01%～0.5%)的iNanoW1.0体系以及KCl水溶液中的膨胀高度,结果见表3。膨润土在iNanoW1.0体系中的膨胀体积大于在蒸馏水中的膨胀体积,且iNanoW1.0质量分数越大膨胀体积越大。纳米驱油剂iNanoW1.0的加入会增加膨润土在水中膨胀体积。膨润土以蒙脱石为主,蒙脱石为“三明治”型层状硅酸盐结构,水分子进入蒙脱石晶层,使晶层间

表3　膨润土在不同测试体系中的膨胀高度(离心法)

测试体系	膨胀体积/mL	测试体系	膨胀体积/mL
蒸馏水	5.2	0.02% iNanoW1.0	5.8
煤油	0.5	0.05% iNanoW1.0	5.9
2% KCl	1.1	0.1% iNanoW1.0	6.2
4% KCl	0.9	0.2% iNanoW1.0	8.0
6% KCl	0.8	0.5% iNanoW1.0	8.6

距加大而发生膨胀。纳米驱油剂iNanoW1.0使水更容易进入蒙脱石晶层,促进了膨润土的膨胀。

向不同浓度的纳米驱油剂iNanoW1.0体系中分别加入2%、4%的KCl,防膨率见图4。可以看出,随着iNanoW1.0质量分数的增加,防膨率呈现逐渐增大的趋势,纳米驱油剂提高了防膨剂KCl的防膨效果。这是因为纳米驱油剂的加入减小了氯化钾水溶液分子团簇大小,增加了氯化钾与黏土类矿物接触的比表面积,增加了氯化钾中钾离子与岩石矿物石英晶格充填的程度,从而降低了黏土矿物膨胀的程度。

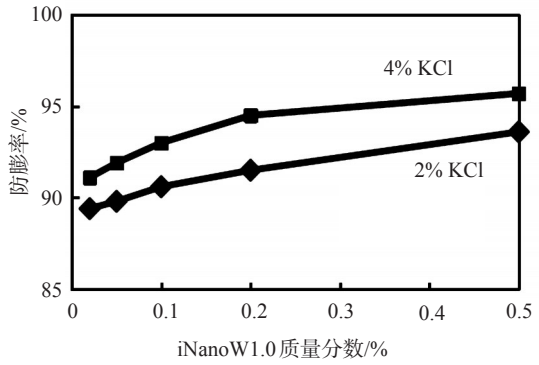

图4 2% KCl、4% KCl与iNanoW1.0复配体系的防膨性能(离心法)

2.3 岩心驱替效果

蒸馏水、0.1%的纳米驱油剂iNanoW1.0体系驱替岩心实验结果如图5和图6所示。蒸馏水在25 MPa下48 h未通过岩心,而0.1%的iNanoW1.0体系在25 MPa下48 h后出液量达到0.52 mL。纳米驱油剂iNanoW1.0的加入提高了水在岩心中的注入能力。这可能是因为纳米驱油剂iNanoW1.0实现了将“普通水”变成“小分子水”,“小分子水”可通过“普通水”所通不过的纳米孔隙。

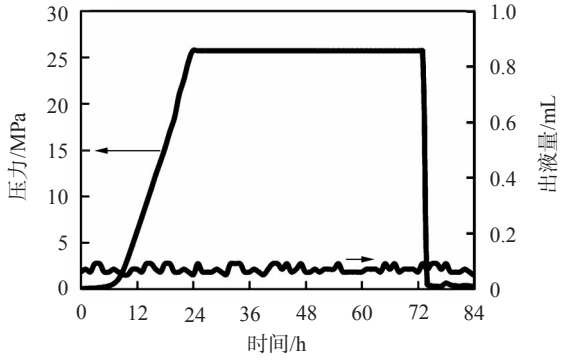

图5 蒸馏水驱替实验曲线(1#岩心)

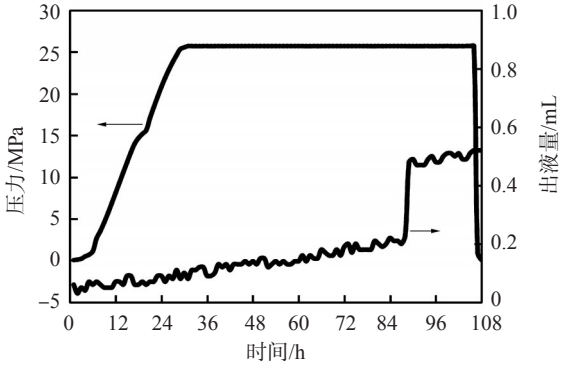

图6 0.1%纳米驱油剂溶液驱替实验曲线(2#岩心)

3 结论

纳米驱油剂iNanoW1.0体系的表/界面张力和润湿性与水相近。纳米驱油剂iNanoW1.0可减弱水分子间的氢键作用,重力作用优势逐渐突出,细小孔隙的渗入方面更能表现出纳米驱油剂的优势,有利于降低启动压力。

纳米驱油剂iNanoW1.0会增强水进入蒙脱石晶层中的能力;同样,纳米驱油剂iNanoW1.0也会增强防膨剂水溶液进入蒙脱石晶层中的能力,提高防膨剂的防膨效果,有助于水敏油藏的开发。

纳米驱油剂iNanoW1.0提高了水在岩心中的渗流能力,使原来不能实施水驱的低渗透岩心能够建立驱替关系,这将大大增加低渗透油藏水驱可动用储量,提高压裂缝控储量,对低渗透-致密储层开发方式产生革命性影响。

参考文献:

[1] 罗健辉,王平美,彭宝亮,等. 低渗透油田水驱扩大波及体积技术探讨[J]. 油田化学,2017,34(4):756-760.

[2] 罗建辉,杨海恩,肖沛文,等. 纳米驱油技术理论与实践[J].油田化学,2020,37(4):669-674.

[3] 贺丽鹏,罗健辉,丁彬,等. 特低/超低渗油藏纳米驱油剂的制备与性能[J]. 油田化学,2018,35(1):81-84.

[4] 耿向飞,罗健辉,丁彬,等. 低渗透油藏毛细作用评价方法研究[J]. 油田化学,2017,34(4):717-720.

[5] 邓校国,蒋无穷,许晓翠,等. 低伤害纳米增效压裂液在福山油田的应用[J]. 中国矿业,2019,28(S1): 315-316.

[6] 袁俊秀,王康. 纳米乳液驱油体系性能评价及驱油机理分析[J]. 能源化工,2016,37(3):47-49.

[7] HASANNEJADA R,POURAFSHARY P,VATANI A,et al. 二氧化硅纳米流体在储集层微粒运移控制中的应用[J]. 石油勘探与开发,2017(5):802-810.

[8] 张中太,林元华,唐子龙,等. 纳米材料及其技术的应用前景

[J]. 材料工程，2000(3):42-48.
[9] 李福志，张晓健，吕木坚. 用 ^{17}O 核磁共振研究液态水的团簇结构[J]. 环境科学学报，2004，24(1)：6-9.
[10] 杨正明，姜汉桥，周荣学，等. 用核磁共振技术测量低渗含水气藏中的束缚水饱和度[J]. 石油钻采工艺，2008，30(3)：56-59.
[11] 雷群，罗健辉，彭宝亮，等. 纳米驱油剂扩大水驱波及体积机理[J]. 石油勘探与开发，2019(5):1-6.

Performance of Nanometer Intelligent Oil Displacement Agent

WU Guodong[1,2], MARYAMGUL · Anwar[1,2], PAN Jingjun[1,2], DENG Weibing[1,2], ZHANG Jingchun[1,2], ZHANG Fengjuan[1,2], WANG Muqun[1], ZHAI Huaijian[1]

(*1. Research Institute of Engineering and Technology, Xinjiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 2. Key Laboratory of Nano Chemistry (KLNC), CNPC, Beijing 100083, P R of China*))

Abstract: According to the development demand of low-permeability reservoir in Xinjiang oilfield, the performance evaluation of nano displacement agent iNanoW1.0 was studied by conventional measurements of the surface/interfacial tension, wettability, clay expansion and core displacement experiment. The results showed that the surface/interfacial tension and wettability of nano displacement agent iNanoW1.0 were similar to that of water. The capillary rising height experiment showed that, iNanoW1.0 could reduce the interaction between water molecules and reduce the starting pressure. iNanoW1.0 could improve the anti-swelling effect of clay swelling inbibitor, which was helpful for the development of water sensitive reservoir. Core experiments showed that the nano oil displacement agent iNanoW1.0 could realize the permeability of water in low permeability core, while water without nano oil displacement agent could not pass through the core.

Keywords: *nano; oil displacement agent; low permeability; evaluation method; water flooding; fracturing*

(上接第278页。continued from p.278)

long cores was conducted to study gravity segregation at different injection rates, the gravity segregation degree was evaluated through oil recovery proportion at upper and lower layers of core when gas breakthrough, final recovery and core displacement profiles, and the mechanism that how gas injection rate affected gravity segregation was also analyzed. The results showed that, the gravity segregation was serious that oil recovery of lower layer was nearly zero and oil recovery of top reached up to 97.5% when gas injection rate was at low value of 0.1 mL/min, resulting in the whole sweep efficiency of core was so poor that final oil recovery was only 49.49%. The oil recovery proportion of upper layer reduced to 50.9% as gas injection rate increased from 0.1 mL/min to 1 mL/min, and the final oil recovery even reached up to 60.26%. The residual oil of core displacement profiles decreased since gas injection rate increased, indicated that the gravity segregation degree got weaken. With increasing gas injection rate, CO_2 level viscous force increased, the suppression of vertical gravity caused by oil-gas density difference was enhanced, the core sweep efficiency was improved as gravity segregation declined. Experimental results can provide theoretical basis for optimization of CO_2 flooding gas injection parameters in low permeability reservoirs.

Keywords: *long core; CO_2 immiscible flooding; gas injection rate; gravity segregation*

(上接第283页。continued from p.283)

appeared to be water wetting characteristic by low salinity water flooding. The core was flooded by the simulated formation water with a salinity of 130000 mg/L until the water cut was 98%, and then 2 PV of low salinity water with the salinity of 2784 mg/L was injected, and then 2 PV of nitrogen and foaming agent solution of 0.1% mass fraction was injected alternately in which the volume flow ratio of the gas/foaming agent solution was 1∶1. The maximum plugging pressure of foam flooding was 0.242 MPa. Enhanced oil recovery by up to 14.20% was observed with foam flooding after low salinity water flooding compared to water flooding. Low-salinity water flooding and foam flooding could have a synergistic effect. The subsequent foam flooding process after low-salinity water flooding generated stable foam, which improved the foam's plugging ability in porous media, thereby greatly improving oil recovery. As the acidic contents of crude oil and the salinity of injected water decreased, the rock would be more hydrophilic and had better foam flooding performance.

Keywords: *low salinity water; wettability; foam flooding; recovery*