文章编号:1000-4092(2021)02-279-05

泡沫驱前预注低矿化度水提高油湿砂岩原油采收率*

尹玉川[1],陈 超[1],姚普勇[1],周小淞[1],张忠武[1],付 红[2]

(1. 中国石油吐哈油田分公司工程技术研究院,新疆 鄯善 838200;2. 成都理工大学能源学院,四川 成都 610059)

摘要:为提高泡沫驱原油采收率,通过室内岩心驱替实验研究了预注低矿化度水再进行泡沫驱的驱油效果以及原油组成及注入水矿化度对该驱替方式驱油性能的影响。研究结果表明,低矿化度水驱能反转岩石润湿性,将油湿岩石改变为水湿岩心。采用矿化度130000 mg/L的模拟地层水水驱至98%后注入2 PV的低矿化度水(矿化度2784 mg/L)再按气/起泡剂溶液体积流量1∶1交替注入氮气和质量分数为0.1%的起泡剂溶液2 PV,泡沫驱最高封堵压力为0.242 MPa,低矿化度水驱后泡沫驱比水驱提高采收率14.20%。低矿化度水驱与泡沫驱能产生协同作用,低矿化度水驱后续泡沫驱过程生成了稳定泡沫,提高了泡沫在多孔介质中的封堵能力,从而大幅度提高原油采收率。随着原油酸性组分含量和注入水矿化度的降低,岩心亲水性会更强且泡沫驱性能更好。图4表3参13

关键词:低矿化度水;润湿性;泡沫驱;采收率

中图分类号:TE357 **文献标识码:**A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2021.02.016

0 前言

泡沫驱作为一种三次采油技术,已在保护油层、提高油气产量方面发挥重要作用。国内外对泡沫驱提高采收率相关机理和影响泡沫驱性能相关因素进行了大量实验研究[1-3]。泡沫能大幅度提高气体的表观黏度,延缓气体的指进现象,封堵高渗通道,提高采油过程中的波及体积,降低油水界面张力,提高洗油作用[4]。地层压力、温度、地层渗透率[5]、地层非均质性、原油、注入方式[6]及注入速率[7]等因素均会影响泡沫驱油性能,发挥泡沫稳定性能对泡沫驱提高采收率具有重大意义。

大量实验研究已经证明低矿化度水驱可以大幅提高原油采收率[8-9]。原油的极性组分在黏土矿物和储层岩石中的吸附量随黏土表面二价阳离子总浓度的增加而增加,进而影响岩石润湿性[10];黏土中的羧基物质以与砂岩表面形成静电桥接的形式黏结多价阳离子[11]。当低矿化度盐水侵入多孔介质时,发生离子交换,有机络合物被移除,被未络合阳离子取代,从而提供了亲水性更强的环境,进而提高原油采收率。低矿化度盐水遇到原油时会形成油包水型微乳液[12],降低注入水的离子强度会使得油水界面膜黏弹性增加[13],抑制原油断裂,并使油聚集形成具有更大油滴的连续相,这些油滴会阻塞孔喉并使水流向未经过流通的含油孔隙,从而提高原油采收率并降低残余油饱和度。

低矿化度水驱能改变岩石润湿性并能降低残余油饱和度,而泡沫在水湿孔隙介质比在油湿孔隙介质更易于生成泡沫。因此,为提高多孔介质中的泡沫驱油性能,通过室内岩心驱替实验研究在低矿化度水驱协助下泡沫驱的驱油效果,并对比了两种原油(酸碱含量不同)饱和岩心的驱油效果。

* **收稿日期:**2019-11-15;**修回日期:**2020-09-18。

基金项目:中石油吐哈油田科研项目"吐哈油田稀油改善开发效果关键技术研究与应用"(项目编号2017E-0407)。

作者简介:尹玉川(1970—),男,高级工程师,西南石油学院油气田开发工程专业硕士(1998),电话:0995-8372527,E-mail:yinyuchuan@petrochina.com.cn。付红(1995—),男,本文通讯联系人,成都理工大学油气井工程专业硕士(2018),通讯地址:610059 四川省成都市成都理工大学能源学院,E-mail:fuhong152@163.com。

1 实验部分

1.1 材料和仪器

实验用油为吐哈油田温西区块和温米区块脱水原油，分别命名为原油A和原油B，原油A和原油B在室温（25℃）下的密度分别为0.831 g/cm^{3}和0.823 g/cm^3，在温度80 ℃、剪切速率170 s^{-1}条件下原油黏度分别为1.53 mPa·s和1.34 mPa·s，原油总酸值分别为1.314 mg（KOH）/g和0.976 mg（KOH）/g，原油总碱值分别为0.263 mg（KOH）/g和0.146 mg（KOH）/g。起泡剂配液用水为模拟地层水。实验用模拟地层水（FW）和低矿化度水（LSW1和LSW2）为蒸馏水与各种无机盐混合而成，具体离子质量浓度见表1，NaCl、KCl、$CaCl_2$、$MgCl_2$、Na_2SO_4、$NaHCO_3$均为分析纯试剂，国药集团化学试剂有限公司。实验用岩心均为温西区块天然露头砂岩岩心，岩心参数见表3。表面活性剂XHY-4，有效物含量30%，成都华阳兴华化工厂；甲苯（纯度99.9%），丙酮，成都科龙化工试剂厂；N_2，成都天源气体制造有限公司。

常规物理模拟驱替实验装置，江苏海安石油科研仪器有限公司，包括中间容器、平流泵、手摇泵、岩心夹持器等；JJ2000B3旋转滴界面张力仪，上海中晨数字技术设备有限公司。

1.2 实验方法

1.2.1 岩心预处理

将露头岩心切片、打磨制得6块岩心薄片，分别用甲苯、丙酮和蒸馏水进行清洗，然后在100 ℃烘箱中放置2 h。

1.2.2 岩心润湿性测定

模拟地层条件下岩心受原油老化过程并测量老化岩心受配制水驱替后的润湿性变化。具体实验步骤如下：将岩心薄片抽真空、饱和模拟地层水（FW）直至无气泡离开薄片，在80 ℃下将岩心浸泡在FW中72 h；将岩心薄片从FW中取出后放入80 ℃的原油A（或原油B）中72 h；将岩心薄片从原油中取出后放在80 ℃的FW（或低矿化度水LSW1、LSW2）中浸泡1 h，取岩心薄片并拭去表面多余水；最后测量蒸馏水在岩心薄片表面上的接触角。

1.2.3 岩心驱替实验

岩心驱替实验具体步骤如下：①使用真空泵将岩心饱和FW，测岩心湿重，计算岩心的孔隙度和孔隙体积；②将岩心放入岩心夹持器中，用FW水驱替岩心，待驱替压力稳定后计算岩心的渗透率；③用原油驱替岩心至无水产出，建立束缚水饱和度，在80 ℃下老化72 h；④向饱和原油的岩心中注入FW进行水驱至出口端含水达到98%，接着注入2 PV的LSW或FW，最后按气/起泡剂溶液体积流量1∶1交替注入氮气和质量分数为0.1%的起泡剂溶液总共2 PV（0.5 PV起泡剂溶液+0. 5PV氮气+0.5 PV起泡剂溶液+0.5 PV氮气）。记录驱替过程中原油采收率与注入量和驱替压力的实验数据。整个驱替过程中，温度为80℃，岩心夹持器围压为3 MPa，回压阀压力为0 MPa，驱替速率为0.5 mL/min。

2 结果与讨论

2.1 注入水矿化度对岩心润湿性的影响

受两种酸碱含量不同原油老化处理后的岩心与不同矿化度水接触到平衡后，岩心润湿性测试结果见表2。在高矿化度模拟地层水条件下，老化岩心表现为油湿；对于饱和原油A（总酸值1.314 mg（KOH）/g）或原油B（总酸值0.976 mg（KOH）/g）的老化岩心，LSW1（矿化度27840 mg/L）和LSW2（矿化度27840 mg/L）均能改变岩心润湿性，将油湿岩

表1 不同盐水的离子组成

盐水类型	离子含量/(mg·L^{-1})							矿化度/(mg·L^{-1})	离子强度/(mol·L^{-1})
	Na^+	K^+	Mg^{2+}	Ca^{2+}	Cl^-	HCO_3^-	SO_4^{2-}		
FW	5923.4	6818.2	12941.3	18310.1	84216.2	472.2	1318.6	130000	3.43
LSW1	8234.0	390.0	1080.0	520.0	15190.0	122.0	2304.0	27840	0.56
LSW2	823.4	39.0	108.0	52.0	1519.0	12.2	230.4	2784	0.06

心改变为水湿岩心，且矿化度越低，岩心润湿性改变越大。FW中含有大量的二价阳离子（Ca^{2+}和Mg^{2+}），能够在原油和砂岩间充当桥梁作用，使带负电的酸性物质吸附于砂岩表面，由于酸性组分另一端为亲油基，因此导致砂岩表面亲油性更强；注入低矿化度盐水时，盐水／石油（酸性组分）界面、矿物／盐水界面之间的阳离子数量减少，两个界面间的双电层膨胀，两个界面间的静电斥力增强导致酸性组分从矿物表面脱落，岩石表面水润湿性增强。

在低矿化度效应作用下，和饱和原油A（总酸值为1.314 mg（KOH）/g）的岩心相比，饱和原油B（总酸值为0.976 mg（KOH）/g）的岩心亲水性更强。对于总酸值/总碱值的比值高的原油（原油中含有大量的酸性组分，碱性组分含量很少），原油酸性组分含量越低且注入水矿化度越低，二价阳离子桥接作用越弱，吸附在岩石表面的原油也越少。对于总酸值/总碱值的比值低的原油（原油中含有大量的碱性组分，酸性组分含量很少），原油碱性组分浓度高，在地层水作用下原油碱性组分会电离出带正电荷的极性化合物，原油会直接吸附在岩石表面上使岩石油润湿，高浓度碱性组分原油对于低矿化度水驱增强岩石亲水性不敏感，甚至会增加原油在岩石表面的吸附量。本文对总酸值/总碱值的比值低的原油对低矿化度水驱和泡沫驱的影响不做研究。

表2　受原油老化岩心与不同矿化度水接触到平衡后的润湿性

原油	水样	接触角/°
A	LSW2	69.66
	LSW1	87.20
	FW	115.45
B	LSW2	65.08
	LSW1	79.30
	FW	103.40

2.2　低矿化度水驱和泡沫驱的驱油效果

1号、2号和3号岩心饱和原油A，4号、5号和6号岩心饱和原油B。1号（4号）岩心驱替顺序为FW水驱-LSW2水驱-泡沫驱，2号（5号）岩心驱替顺序为FW水驱-LSW1水驱-泡沫驱，3号（6号）岩心驱替顺序为FW水驱-FW水驱-泡沫驱。采收率随注入量变化情况分别见图1和图2，采收率结果见表3。

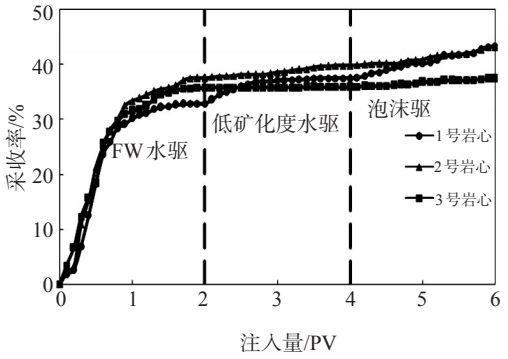

图1　1、2和3号岩心水驱及泡沫驱采收率曲线

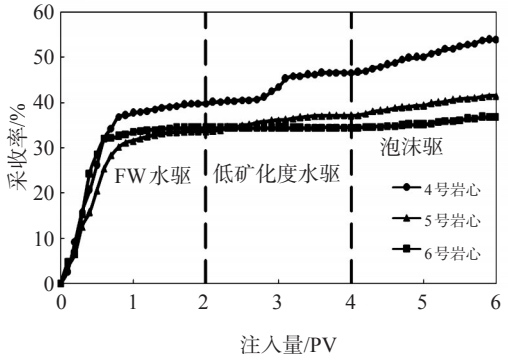

图2　4、5和6号岩心水驱及泡沫驱采收率曲线

FW水驱后，1号、2号和3号岩心原油采收率分别为32.91%、37.60%和35.78%，FW水驱后建立了残余油饱和度，经过LSW2、LSW1和FW水驱后原油提高采收率分别为4.60%、2.20%和0.13%，经过泡沫驱后原油采收率较LSW2、LSW1和FW水驱提高分别为5.80%、3.40%和1.50%。由实验结果可知，1号和2号岩心经过低矿化度水驱和泡沫驱后原油采收率有大幅度提升，且1号岩心提高采收率幅度最大，泡沫驱结束后与FW水驱相比提高采收率10.40%；2号岩心提高采收率幅度次之，泡沫驱结束后与FW水驱相比提高采收率5.6%；3号岩心泡沫驱后与FW水驱相比提高采收率最小，仅为1.63%。低矿化度水驱改变岩心润湿性，使岩心表面倾向于水湿，促进岩心表面的原油脱离，且矿化度越低，岩心水湿改善程度越大，后续泡沫驱过程中泡沫更容易生成且稳定，因此经过低矿化度水驱和泡沫驱后原油采收率有大幅度提升。而FW水驱没能改变岩心润湿性，且由于残余油饱和度过高，气液交替注入过程中原油与泡沫接触时泡沫容易破裂，主要依靠表面活性剂降低油水界面张力以提高采收率，故最终采收率不高。

FW水驱后，4号、5号及6号岩心的原油采收率分别为39.81%、33.67%和34.40%，FW水驱后注入2 PV的LSW2、LSW1和FW后原油提高采收率分别为6.80%、3.50%和0.09%，经过泡沫驱后原油采收率较LSW2、LSW1和FW提高分别为7.40%、4.30%和2.40%。4号岩心经过低矿化度水驱和泡沫驱后提高采收率幅度最大，泡沫驱结束后与FW水驱相比提高采收率为14.20%；5号岩心提高采收率幅度次之，泡沫驱结束后与FW水驱相比提高采收率8.8%；6号岩心泡沫驱后与FW水驱相比提高采收率最小，仅为2.49%。

不管是低矿化度水驱还是泡沫驱，饱和了原油B的岩心提高原油采收率幅度均比饱和原油A的岩心提高原油采收率幅度高。

低矿化度水驱进一步降低了残余油饱和度，原油在岩石表面的吸附量减少，岩心亲水性增强，为后续泡沫驱提供一个更为水湿的多孔介质以促进泡沫的生成和稳定，最终提高原油采收率。此外，低总酸值原油对低矿化度水驱改变岩心润湿性更敏感，原油酸性组分含量越低，低矿化度水越能提高岩心水润湿性，后续泡沫驱提高采收率幅度越高。

2.3 泡沫驱过程中注入压力变化情况

图3和图4分别为气液交替过程中的1、2和3号岩心和4、5和6号注入压力随注入量变化。可知，在孔隙介质中，气液交替注入形成泡沫时注入压力波动比较大；与3号和6号岩心相比，1号、2号及4号和5号岩心注入压力波动比较大，表明1号、2号及4号和5号岩心在气液交替注入时形成了有效泡沫，对岩心的高渗通道有一定的封堵作用。泡沫驱前的低矿化度水驱改变岩心润湿性有助于后续气液交替时生成泡沫。

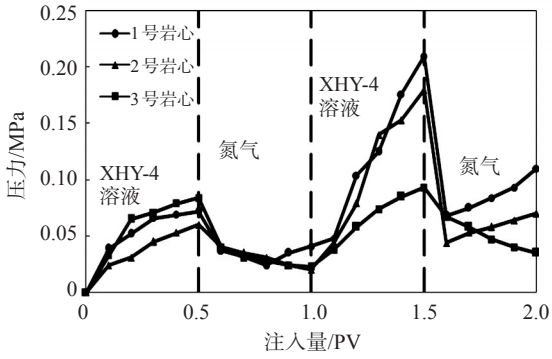

图3 1、2和3号岩心泡沫驱注入压力变化

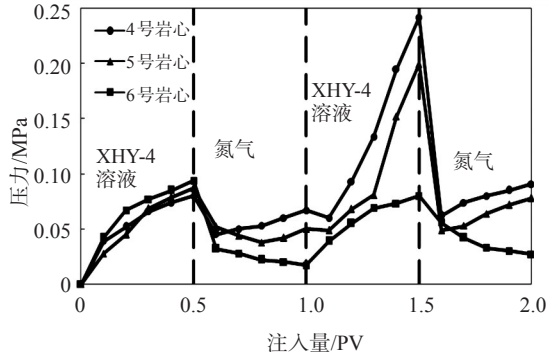

图4 4、5和6号岩心泡沫驱注入压力变化

泡沫驱前注入LSW2的1号和4号岩心，泡沫驱时的最高驱替压力最大，分别为0.21 MPa和0.24 MPa；泡沫驱前注入LSW2的2号和5号岩心，泡沫驱时的最高驱替压力次之，分别为0.18 MPa和0.21 MPa；而泡沫驱前注入模拟地层水的3号和6号岩心，泡沫驱时的最高驱替压力最小，分别为0.09

表3 岩心参数及驱油实验采收率

岩心编号	岩心规格/(cm×cm)	孔隙度/%	水测渗透率/($10^{-3}\mu m^2$)	饱和原油类型	驱替实验顺序及其采收率/%		
1	ϕ2.50×7.08	21.34	33.79	原油A	FW水驱32.91%	LSW2水驱37.51%(提高4.60%)	泡沫驱43.31%(提高5.80%)
2	ϕ2.50×7.02	20.65	37.18	原油A	FW水驱37.60%	LSW1水驱39.80%(提高2.20%)	泡沫驱43.20%(提高3.40%)
3	ϕ2.50×7.00	20.38	35.16	原油A	FW水驱35.78%	FW水驱35.91%(提高0.13%)	泡沫驱37.41%(提高1.50%)
4	ϕ2.50×6.98	21.58	36.84	原油B	FW水驱39.81%	LSW2水驱46.61%(提高6.80%)	泡沫驱54.01%(提高7.40%)
5	ϕ2.50×7.01	18.79	28.65	原油B	FW水驱33.67%	LSW1水驱37.17%(提高3.50%)	泡沫驱41.47%(提高4.30%)
6	ϕ2.50×6.97	19.18	31.78	原油B	FW水驱34.40%	FW水驱34.49%(提高0.09%)	泡沫驱36.89%(提高2.40%)

MPa和0.08 MPa。这表明注入LSW2后泡沫驱的封堵效果最佳，注入LSW1后泡沫驱的封堵效果次之，注入FW后泡沫驱的封堵效果最差。注入水的矿化度越低，二价阳离子桥接作用越弱，岩心亲水性变得越强，气液交替时越容易生成稳定泡沫，从而提高泡沫的封堵能力。

当饱和原油的总酸值含量越低时，低矿化度效应越明显，泡沫驱时的最高驱替压力越大，低矿化度水驱和泡沫驱产生协同效应更大幅度提高原油采收率。

所有实验结果表明，先进行低矿化度水驱再进行泡沫驱能大幅度提高原油采收率，其它因素比如原油组分、原油沥青质含量、地层温度和压力、地层黏土矿物的溶解和泡沫注入方式对于这种驱油方式提高原油采收率的影响还有待进一步研究。

3　结论

在地层水条件下，原油中的负电酸性组分主要通过二价阳离子架桥吸附于砂岩表面。注入低矿化度水时，砂岩表面与酸性组分之间的阳离子减少，砂岩表面和原油酸性组分间的双电层膨胀，酸性组分脱离砂岩表面，岩石亲水性增强。矿化度越低，矿化度水与老化岩心接触后，岩心润湿接触角越小。

注入低矿化度水后泡沫驱阶段气液交替注入更容易生成稳定泡沫，对岩心的封堵效果更好。

低总酸值原油对低矿化度水增强岩石亲水性更敏感。饱和低浓度酸性组分原油的岩心，注入低矿化度水后泡沫驱过程中更容易生成高封堵效果的稳定泡沫，提高原油采收率幅度更大。

参考文献：

[1] 黄翔，张凤丽. 稠油油藏高温泡沫调剖体系室内实验研究[J]. 西南石油大学学报，2007，29(5)：116-119.

[2] 李爱芬，陈凯，赵琳，等. 泡沫体系注入方式优化及可视化研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版)，2011，26(5)：49-53.

[3] FARID IBRAHIM A，NASR-EL-DIN H A. Stability improvement of carbon dioxide foam using nanoparticles and viscoelastic surfactants for enhanced- oil- recovery applications [J]. SPE Reserv Eval Eng，2020，23(2)：414-430.

[4] LI R F，YAN Wei，LIU Shunhua，et al. Foam mobility control for surfactant enhanced oil recovery[J]. SPE J，2010，15(4)：928-942.

[5] AL AYESH A H，SALAZAR R，FARAJZADEH R，et al. Foam diversion in heterogeneous reservoirs：effect of permeability and injection method[J]. SPE J，2017，22(5)：1402-1415.

[6] 张景楠，狄勤丰，华帅，等. 泡沫驱油核磁共振实验及泡沫动态稳定性评价[J]. 石油勘探与开发，2018，45(5)：853-860.

[7] YU Guanquan，ROSSEN W R，VINCENT-BONNIEU S. Foam generation with flow rate：effect of surfactant concentration and gas fraction[C]//SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Muscat，Oman，Mar 26，2018.

[8] 栗原君，夏楠，李艳萍. 低矿化度水及十六烷基羟丙基磺基甜菜碱表面活性剂的驱油作用[J]. 油田化学，2016，33(3)：487-491.

[9] ALHAMMADI M，MAHZARI P，SOHRABI M. Fundamental investigation of underlying mechanisms behind improved oil recovery by low salinity water injection in carbonate rocks [J]. Fuel，2018，220：345-357.

[10] LAGER A，WEBB K J，COLLINS I R，et al. LoSal enhanced oil recovery：evidence of enhanced oil recovery at the reservoir scale [C]//SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa，Oklahoma，USA，Apr 20-23，2008.

[11] HASAN A S，RALPH F. 砂岩储集层低矿化度水驱提高采收率机理及黏土对采收率的影响[J]. 石油勘探与开发，2018，45(5)：869-873.

[12] SOHRABI M，MAHZARI P，FARZANEH S A，et al. Novel insights into mechanisms of oil recovery by use of low- salinity-water injection[J]. SPE J，2017，22(2)：407-416.

[13] TETTEH J T，BARATI R. Crude- oil/brine interaction as a recovery mechanism for low- salinity waterflooding of carbonate reservoirs[J]. SPE Reserv Eval Eng，2019，22(3)：877-896.

Low Salinity Water Prefloods during Foam Injection for Enhanced Oil Recovery in Oil-wet Sandstones

YIN Yuchuan[1]，CHEN Chao[1]，YAO Puyong[1]，ZHOU Xiaosong[1]，ZHANG Zhongwu[1]，FU Hong[2]

(*1. Research Institute of Engineering Technology，Tuha Oilfield Branch Company，PetroChina，Shanshan，Xinjiang 838200，P R of China；2. College of Energy，Chengdu University of Technology，Chengdu，Sichuan 610059，P R of China*)

Abstract: In order to improve the oil recovery of foam flooding，the oil-flooding effect of low salinity water pre-flooding during foam injection was analyzed by indoor core-flooding experiments. The effect of crude oil composition and injected water salinity on oil displacement performance was investigated. The experimental results showed that the wettability of crude-oil aged oil-wet core

(下转第295页。to be continued on p.295)

[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*