

文章编号:1000-4092(2023)02-305-07

纳米驱油剂提高原油采收率效果及作用机理分析*

李鸿儒¹, 卢祥国¹, 王晓燕², 殷庆国³, 李 毓⁴, 曹 豹⁵

(1. 东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室, 黑龙江 大庆 163318; 2. 中国石油大港油田采油工艺研究院, 天津 大港 300280; 3. 中国石油大港油田石油工程研究院, 天津 大港 300280; 4. 中海油田服务股份有限公司油田生产事业部, 天津 300459; 5. 中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海南 海口 570311)

摘要:为高效开发大港油田低渗致密储层,通过纳米驱油剂CN-1的粒径分布、界面张力、润湿性和乳化性测试研究了纳米驱油剂CN-1的物化性质,针对大港致密油田开展静态渗吸实验和常规驱替实验,并对CN-1的作用机理进行分析。结果表明,CN-1是一种非均相驱油剂,它由纳米颗粒与携带液组成,颗粒粒径分布10~100 nm。驱油剂CN-1和携带液与原油间界面张力均高于3.69 mN/m,它们浸泡岩心后致使油水接触角升高,岩石表面亲水性减弱。与注入水相比较,CN-1驱油剂渗吸采收率增幅较高,说明纳米驱油剂具有提高洗油效率的作用。与CN-1驱油剂相比较,尽管表面活性剂BHS溶液洗油效率较高,同时乳化作用引起“贾敏效应”也产生了扩大波及体积效果,但其注入压力明显低于CN-1驱油剂的水平,扩大波及体积效果较差,最终采收率增幅较低。纳米颗粒在岩石孔隙内滞留引起渗流阻力和注入压力升高,进而造成中低渗透部位(孔隙)吸液压差和吸液量增大,因而扩大波及体积是CN-1驱油剂提高采收率的主要机理。纳米驱油剂注入时机愈早,采收率增幅愈大。

关键词:纳米驱油剂;粒径分布;界面张力;滞留能力;采收率;物理模拟;机理分析

文献标识码:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2023.02.018

中图分类号:TE357.46

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

随着常规油气资源减少和石油勘探开发技术不断进步,低渗-致密储层油气资源逐渐接替常规油气,成为油气开发重点领域。低渗-致密油藏的有效开发可在一定程度上有效缓解国内石油资源匮乏现状^[1]。低渗-致密储层具有“三低两高”特征^[2],储层吸水能力较差,常规注水难以满足配注需求。

纳米驱油剂具有颗粒粒径小、分散性好和粒径分布窄等特点,成为当下石油科技热门研究领域之一。罗健辉等^[3-5]评价了以硅烷偶联剂改性纳米SiO₂为主要成分的纳米驱油剂的基本性能,利用微

观模型驱替实验研究了纳米驱油剂流动特征和驱油特征,比较了纳米驱油剂驱和普通水驱的注入性能。曹孟菁等^[6]采用蒸馏沉淀法合成了一种纳米聚合物微球,利用SEM和FTIR等技术手段表征了纳米聚合物微球的微观结构,同时研究了聚合物微球的抗温抗盐性和渗流特性。雷群等^[7]、王小聪等^[8]利用核磁共振分析了纳米驱油剂扩大水驱波及体积机理。赵洋等^[9]通过纳米材料、表面活性剂和盐等络合反应研制了一种适用于特低渗透油藏的超级纳米驱油剂,同时开展了结构表征和基本性能评价。陈刚等^[10]研制了一种超级纳米驱油剂,并依据目标油藏地质特征和开发现状,开展了驱油剂结构

* 收稿日期:2022-07-22;修回日期:2022-12-06。

基金项目:国家自然科学基金“抗盐型聚合物油藏适应性及其改进方法基础研究”(项目编号51574086)。

作者简介:李鸿儒(1997—),男,东北石油大学油气田开发工程专业硕士(2023),从事提高油气采收率方面的研究,电话:0459-6503406。

卢祥国(1960—),男,教授,本文通讯联系人,日本国早稻田大学资源与环境专业博士(2002),从事提高油气采收率科研和教学工作,通讯地址:163318 黑龙江省大庆市开发区东北石油大学石油工程学院,E-mail: 252899671@qq.com。

表征和驱油效果评价实验。Bing等^[11]利用纳米纤维素研制了一种具有绿色环保特性的纳米悬浮液(NS)。Salem等^[12]研制了多尺度纳米驱油剂材料,并利用X射线衍射(XRD)和场发射扫描电子显微镜(FE-SEM)测试了颗粒粒径和外观形状。Tarek等^[13]研究认为,利用水中悬浮金属氧化物纳米颗粒混合物可形成纳米流体。

综上所述,目前科技人员有关纳米驱油剂研究主要侧重于新型纳米材料开发、结构表征和基本性能测试等方面,有关纳米驱油剂中纳米颗粒与携带液(含分散剂)各自在驱油过程中的作用还未见文献报道。因此,本文利用天然柱状岩心和人造均质亲水岩心进行驱替实验,探讨纳米驱油剂及其组成部分对大港致密油田储层化学驱中采收率的影响;从扩大波及体积、提高微观洗油效率和注入时机等3方面出发,开展了纳米驱油剂提高原油采收率效果及作用机理研究。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

表面活性剂为阴非离子型表面活性剂BHS,有效含量40%,大港油田公司;纳米驱油剂CN-1(主要由纳米颗粒与分散剂组成,其中,纳米颗粒是直径小于100 nm的固体颗粒,由二氧化硅颗粒和铝、钛、锆和锌的金属氧化物组成,并引入了亲油疏水基团,具有较高的比表面和亲水亲油特性,而分散剂主要为阴非离子型表面活性剂),有效含量20%,大港油田公司。实验用水为大港油田模拟注入水,矿化度为13 406 mg/L,主要离子质量浓度(单位mg/L)为:Ca²⁺ 240、Mg²⁺ 103、K⁺+Na⁺ 1817、Cl⁻ 7799、SO₄²⁻ 144、CO₃²⁻ 0、HCO₃⁻ 336。实验用油由大港油田孔二段储层原油与轻烃混合而成,黏度为3.0 mPa·s(70℃)。渗吸采油实验岩心为石英砂环氧树脂胶结亲水型人造岩心^[14-15],几何尺寸:直径为2.5 cm、长为6 cm,渗透率 $K_g=10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。驱油实验用岩心分别采用石英砂环氧树脂胶结亲水人造岩心^[14-15]和大港油田孔二段储层天然柱状岩心,方岩心几何尺寸:高、宽、长分别为4.5、4.5、30 cm, $K_g=50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,柱状岩心几何尺寸:直径为2.5 cm、长为6 cm,渗透率 $K_g=1.0\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

KWT-N9型纳米激光粒度仪,厦门休辰仪器有

限公司;M1324型微量高速离心机,瑞沃德生命科技有限公司;TX-500C型旋滴界面张力仪,北京中西华大科技有限公司;OCA20型视频光学接触角测量仪,德国Dataphysics公司;BDS400型倒置生物荧光显微镜,重庆奥特光学仪器公司。静态自渗吸实验设备及流程,参考文献[16]。岩心驱替实验装置由平流泵、精密压力表、岩心夹持器、手摇泵和搅拌中间容器等组成,除平流泵和手摇泵外,其它部分置于70℃恒温箱内,实验流程见参考文献[17],设备流程图见图1。

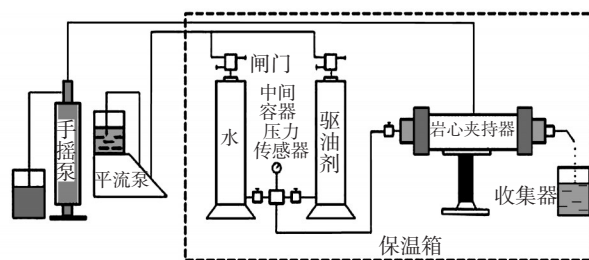


图1 驱油实验设备流程图

1.2 实验方法

(1) 纳米驱油剂物化性质测试

用模拟注入水配制质量浓度分别为500、3000 mg/L的CN-1溶液,采用KWT-N9型纳米激光粒度仪测量纳米驱油剂的粒径分布。

采用模拟注入水配制不同质量分数的BHS溶液和CN-1溶液,并取部分CN-1溶液,用M1324微量高速离心机以5000 r/min转速分离3 h,从下部取得“纳米颗粒溶液”,上部取得清液溶液(简称“携带液”)采用TX-500C旋滴界面张力仪在转速为5000 r/min、温度为70℃下测试4种驱油剂与原油间的界面张力,取平衡值。

将岩心在BHS溶液、CN-1溶液、纳米颗粒溶液和携带液中浸泡24 h,取出后擦去表面液体,采用OCA20型视频光学接触角测量仪分别测量岩心浸泡前后模拟注入水在岩心表面的接触角。

采用BDS400型倒置生物荧光显微镜观测纳米驱油剂与原油混合形成乳状液的微观形态。

(2) 渗吸实验

选择体积法进行静态自渗吸实验,具体实验步骤如下:①采用模拟注入水配制渗吸剂溶液,然后将其抽真空2~3 h,排除溶解气,消除溶解气对渗吸采油效果的不利影响;②将饱和油后的岩心擦去表

面浮油后放入渗吸瓶中渗吸采油;③记录不同时间段内岩心排出油量,计算渗吸采收率和渗吸速度(渗吸速度为渗吸过程中单位时间内渗吸采收率变化值(%/h))。

(3) 纳米驱油剂驱替实验

采用岩心驱替实验装置进行驱油剂驱油实验。具体实验步骤如下:①岩心称干重,抽真空饱和模拟水,计算岩心孔隙体积;②水驱至压力稳定,记录岩心水测压力,计算岩心水测渗透率;③在 70 ℃ 下岩心饱和油,记录出水量,计算岩心含油饱和度;④在 70 ℃ 下,天然岩心驱替时,以 0.1 mL/min 的注入速率注驱油剂至含水 98% 时结束;人造均质方岩心驱替时,以 0.3 mL/min 的注入速率注驱油剂至含水 98% 时结束。

2 结果与讨论

2.1 纳米驱油剂的物化性质

2.1.1 纳米驱油剂的粒径分布

采用模拟注入水配制质量浓度分别为 500、3000 mg/L 的 CN-1 溶液,纳米颗粒粒径分布见图 2。从图 2 可以看出,质量浓度为 500、3000 mg/L 的 CN-1 溶液中纳米颗粒粒径分布均在 10~100 nm,粒径中值为 26 nm,纳米颗粒的粒径较小且分布较窄。

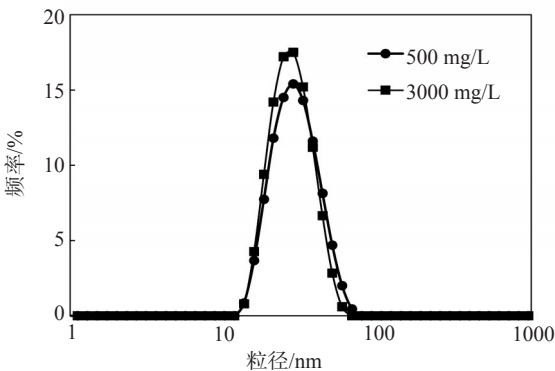


图2 纳米颗粒粒径分布

2.1.2 界面张力

用模拟注入水配制的不同质量分数的 BHS 溶液、CN-1 溶液以及 CN-1 溶液经离心分离得到的“纳米颗粒溶液”和清液(简称“携带液”)与原油间的界面张力(平衡值)测试结果见表 1。为叙述方便,“纳米颗粒溶液”和清液的量均为离心分离前 CN-1 溶液的量。模拟注入水与原油间的界面张力为 31.26

mN/m。从表 1 可以看出,随药剂浓度增加,CN-1 溶液和携带液与原油间界面张力逐渐降低,纳米颗粒溶液与原油间界面张力几乎不变,BHS 溶液与原油间界面张力呈现“先降后升”趋势。说明 CN-1 溶液具有一定降低油水界面张力的能力,可以用于渗吸用表面活性剂。后续渗吸实验和驱替实验选择质量分数为 0.3% 的 CN-1 溶液。

表 1 4 种驱油剂与原油间的界面张力

驱油剂	不同质量分数驱油剂与原油间的界面张力/(mN·m ⁻¹)				
	0.1%	0.2%	0.3%	0.5%	0.8%
BHS 溶液	0.03	0.02	0.02	0.05	0.08
CN-1 溶液	20.10	18.07	16.02	11.17	6.95
携带液	18.12	15.30	12.53	9.11	3.69
纳米颗粒溶液	32.18	34.25	32.92	31.63	31.82

2.1.3 润湿性

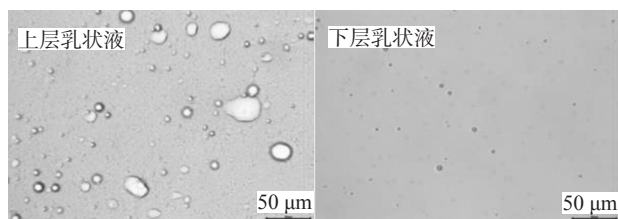
岩心在 BHS 溶液、CN-1 溶液、纳米颗粒溶液和携带液中浸泡 24 h 前后,润湿性(接触角)测试结果见表 2。浸泡前模拟注入水在岩心表面的接触角为 37.644°。从表 2 可以看出,随药剂浓度的增加,岩心经 BHS 溶液浸泡后接触角逐渐减小,表明岩石亲水性增强。随药剂浓度增加,岩心经 CN-1 溶液和携带液浸泡后接触角逐渐降低,但仍高于原始接触角,岩石亲水性减弱。岩心经纳米颗粒溶液浸泡后,接触角几乎不变,说明纳米颗粒对岩石润湿性没有影响。郑皓轩等^[18]认为表面活性剂与油湿性岩心接触后,接触角在表面活性剂浓度增加的情况下明显减小,岩心亲油性不断减弱,因而表面活性剂可将吸附在岩心表面的原油洗下来,增加了驱油效果。岩心在 CN-1 溶液、携带液和纳米颗粒溶液浸泡后接触角增加,说明提高洗油效率不是纳米驱油剂 CN-1 提高采收率的主要机理。

表 2 模拟注入水在不同质量分数驱油剂中浸泡后岩心表面的接触角

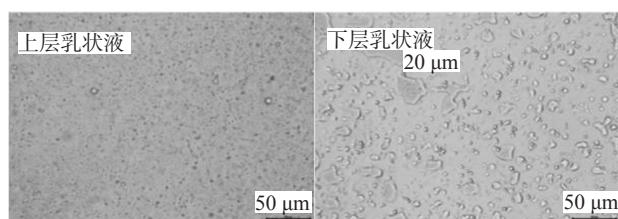
驱油剂	不同驱油剂质量分数下的接触角/°		
	0.1%	0.2%	0.3%
BHS 溶液	30.584	28.832	26.632
CN-1 溶液	46.594	44.856	43.464
携带液	46.329	44.768	43.126
纳米颗粒溶液	36.250	35.180	37.060

2.1.4 乳化性

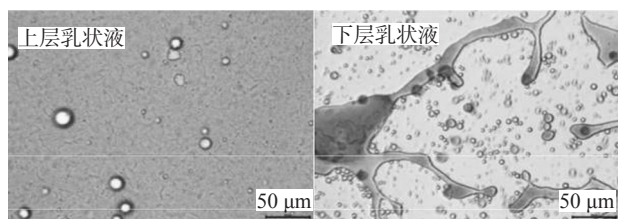
将模拟水、质量浓度为 3000 mg/L 的 BHS 和 CN-1 溶液分别与原油按照油水比为 3:7 复配制得乳状液,乳状液微观形态如图 3 所示。



(a) 模拟水原油乳化微观形态



(b) BHS 溶液原油乳化微观形态



(c) CN-1 溶液原油乳化微观形态

图 3 原油乳化微观形态

从图 3 可以看出,与模拟水相比,BHS 和 CN-1 对原油发挥了较好乳化作用。模拟水乳状液的上层为“W/O”型,液滴较大,下层为“W/O/W”型,液滴较少。BHS 乳状液上层为“W/O”型,乳化液滴尺寸较小且密集,下层多数为“W/O/W”型,乳化液滴尺寸也较为均一。纳米驱油剂 CN-1 乳状液上层也为“W/O”型,但有少许较大乳化液滴,下层多数为“W/O/W”型,液滴尺寸比 BHS 乳液的大,乳化性能较差。郑皓轩等^[18]认为表面活性剂溶液和原油接触后能形成稳定的水包油乳状液,CN-1 和 BHS 的乳化效果优于空白对照组,在乳化过程中将形成的乳状液不断分散成小液滴,小液滴通过岩石孔喉产生的“贾敏效应”引起附加渗流阻力明显增加,可以明显提高驱油效率。

2.2 纳米驱油剂渗吸采油效果

2.2.1 采收率

4 种渗吸采油剂的渗吸实验结果见表 3,驱油剂

质量浓度为 3000 mg/L。从表 3 可以看出,在 4 种渗吸采油剂中,BHS 溶液的采收率较高,其次为 CN-1 溶液和携带液,再其次为注入水。与 CN-1 溶液相比较,携带液渗吸采收率几乎没有增加,表明纳米颗粒对渗吸采油效果几乎没有影响。与 CN-1 溶液或携带液相比较,BHS 溶液与原油间的界面张力较低,原油与岩石间黏附力较小,因而渗吸采收率较大。

表 3 4 种驱油剂的渗吸采收率

驱油剂	含油饱和度/%	采收率/%
模拟注入水	67.82	5.40
BHS 溶液	67.84	12.91
CN-1 溶液	68.05	9.41
携带液	67.93	9.65

2.2.2 动态特征

渗吸采油实验过程中采收率和渗吸速度与时间关系见图 4。从图 4 可以看出,随渗吸时间的延长,采收率初期迅速升高然后升速减小并趋于平稳。分析发现,渗吸速度越快,采收率增幅越大,4 种渗吸采油剂中 BHS 溶液的渗吸速度较快,有效渗吸时间较长,渗吸采收率较高。

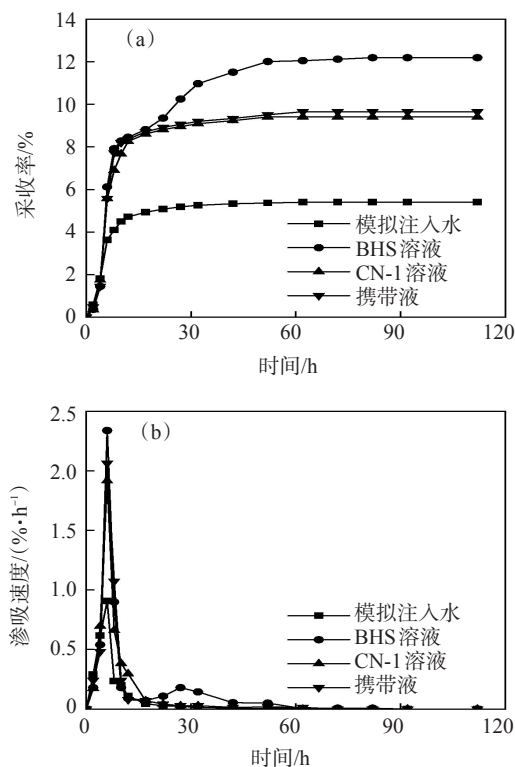


图 4 4 种渗吸采油剂的采收率(a)和渗吸速度(b)随时间的变化

综上所述,纳米驱油剂 CN-1 降低界面张力、改善润湿能力和乳化、渗吸效果都略逊于表面活性剂 BHS,说明提高洗油效率不是 CN-1 提高采收率主要作用机理。

2.3 纳米驱油剂驱替采油效果

2.3.1 天然柱状岩心实验

采用不同类型驱油剂在天然柱状岩心中进行驱替实验,采收率实验结果见表 4。从表 4 可以看出,与水驱相比,CN-1 溶液和 BHS 溶液采收率明显提高,CN-1 溶液采收率增幅为 12.90%,BHS 溶液为 11.2%,二者相差 1.7%。

表 4 不同类型驱油剂在天然柱状岩心中的采收率

方案编号	驱油剂	含油饱和度/%	采收率/%	采收率增幅/%
1-1	模拟注入水	68.82	30.80	—
1-2	BHS 溶液	68.84	42.00	11.20
1-3	CN-1 溶液	68.95	43.70	12.90

注: $K_g=1.0\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、恒速注入 0.1 mL/min、直接注入驱油剂至含水 98%。

实验过程中注入压力、含水率和采收率与注入体积关系见图 5。从图 5 可以看出,随注入体积的增大,注入压力持续上升(由于岩心渗透率较低,驱油剂传导能力较差,短时间内岩心注入和采出端难以建立起注采平衡,即注入端注入量多,采出端采出量少),含水率上升,采收率增加。与水 and BHS 溶液相比较,CN-1 溶液的注入压力明显较高,后者最终注入压力是前者的 2 倍以上。分析认为,在岩心孔隙内,BHS 溶液与原油间会发生乳化作用和贾敏效应,这会引起渗流阻力增大、注入压力升高和波及体积增加^[19],在乳化提高洗油效率和扩大波及体积双重功效作用下,BHS 溶液驱采收率远高于水驱的值。与 BHS 溶液相比较,尽管 CN-1 溶液乳化提高洗油效率功效较差,但纳米颗粒滞留引起渗流阻力和注入压力大幅度升高,扩大波及体积功效明显提高,其最终采收率增幅反超 BHS 溶液驱的。

2.3.2 人造均质方岩心实验

(1)直接化学驱

采用不同类型驱油剂开展直接化学驱替岩心至含水 98%,采收率结果见表 5。从表 5 可以看出,与水驱相比较,CN-1 溶液驱替的采收率增幅增大,为 11.49%,BHS 溶液的次之,为 10.89%,携带液、纳

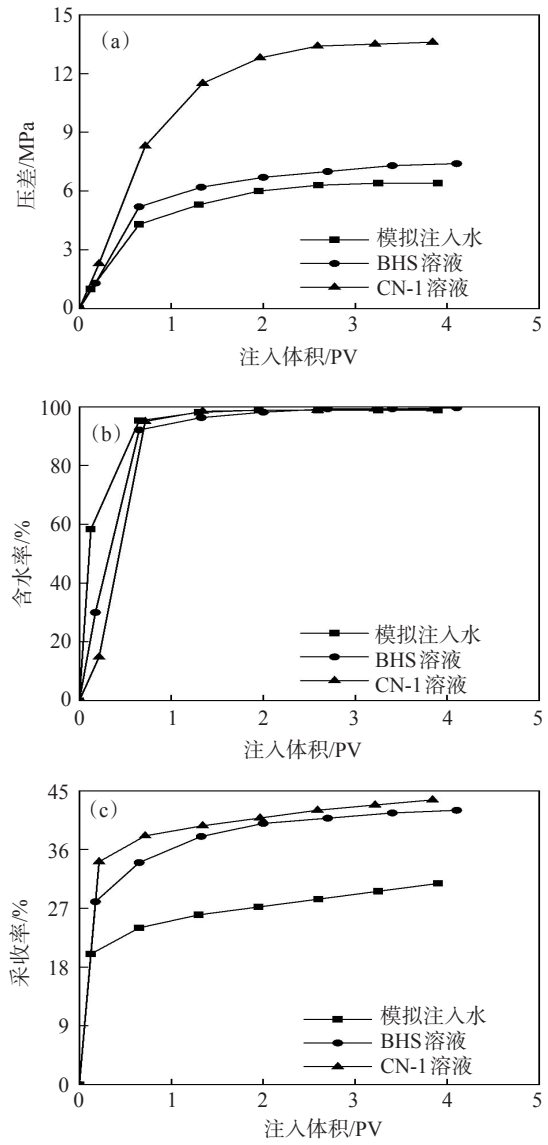


图 5 注入压力(a)、含水率(b)和采收率(c)随注入体积的变化

米颗粒溶液的分别为 5.27%、3.83%。单纯纳米颗粒只有扩大波及体积功效,而 CN-1 溶液具备扩大波及体积和提高洗油效率双重作用。

表 5 不同类型驱油剂开展直接化学驱替岩心实验的采收率

方案编号	驱油剂	含油饱和度/%	采收率/%	采收率增幅/%
2-1	模拟注入水	66.10	30.23	—
2-2	BHS 溶液	66.21	41.12	10.89
2-3	携带液	66.13	35.50	5.27
2-4	纳米颗粒溶液	65.89	34.06	3.83
2-5	CN-1 溶液	65.78	41.72	11.49

注: $K_g=10\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,注入速率为 0.3 mL/min。

(2) 化学驱油剂注入时机对驱油效果的影响

分别采用直接注入驱油剂和水驱至98%后再注入驱油剂两种驱替方式进行驱替岩心,化学驱油剂注入时机对采收率的影响见表6。

表6 不同注入时机下的采收率

方案编号	驱油剂	含油饱和度/%	采收率/%	
			水驱	最终
2-2	BHS溶液	66.21	—	41.12
2-5	CN-1溶液	65.78	—	41.72
2-6	BHS溶液	66.80	31.03	33.28
2-7	CN-1溶液	66.51	30.84	33.90

注: $K_g=10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 注入速率为 0.3 mL/min 。

从表6可以看出,直接化学驱比水驱至含水98%后再化学驱的采收率高。由此可见,注入时机愈早,岩心含油饱和度愈高,渗流阻力愈大,注入压

力愈高,驱油剂波及区域愈大,采收率增幅愈大。

实验过程中注入压力、含水率和采收率与注入体积的关系如图6所示。从图6可以看出,与“方案2-2”和“方案2-5”(直接化学驱)相比,“方案2-6”和“方案2-7”(水驱至含水98%后化学驱)在化学驱阶段注入压力相对较低,含水率有小幅下降后持续上升,整体采收率相对较低。与“方案2-7”相比较,“方案2-5”注入压力较高,表明岩心含水率越低,含油饱和度越高,渗流阻力越大。与“方案2-6”相比较,“方案2-2”注入压力呈现“先小幅度降低、后大幅度升高”趋势。由此可见,当含水率较低时BHS溶液与原油产生较强乳化作用,“贾敏效应”引起附加渗流阻力明显增加,注入压力呈现较大幅度升高。CN-1驱同时具备提高洗油效率和扩大波及体积双重功效,最终采收率值较高;与“方案2-2”相比较,“方案2-6”是水驱至98%后进行的化学驱,此时含水率较高即含油饱和度较低,因而乳化作用引起

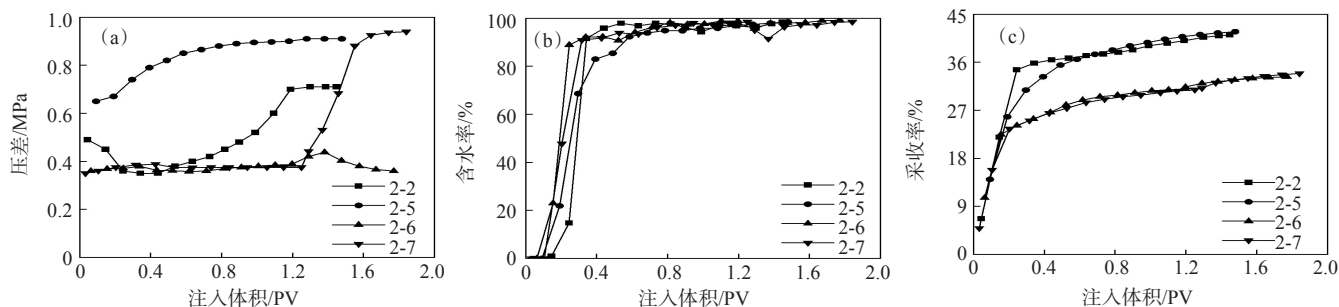


图6 不同注入时机驱替实验中注入压力(a)、含水率(b)和采收率(c)与注入体积的关系

的“贾敏效应”较弱,注入压力升幅较小,扩大波及体积效果较差。

3 结论

纳米驱油剂 CN-1 是一种非均相驱油体系, CN-1 溶液和携带液与原油间界面张力值高于 3.69 mN/m 。岩心受 CN-1 溶液和携带液浸泡后接触角升高,致使岩石表面亲水性减弱。CN-1 与原油间可以发生较好乳化作用。

与携带液相比,纳米驱油剂 CN-1 渗吸采收率变化不大,说明纳米颗粒对渗吸采油效果几乎没有影响。纳米颗粒在多孔介质内滞留引起渗流阻力、注入压力和吸液压差增加,扩大波及体积是纳米驱油剂 CN-1 提高采收率的主要机理。

与纳米驱油剂 CN-1 相比,尽管表面活性剂 BHS 溶液洗油效率较高,同时乳化作用引起“贾敏效应”也产生了扩大波及体积效果,但其注入压力明显低于 CN-1 溶液的值,扩大波及体积效果较差,因而最终采收率增幅略低。

参考文献:

- [1] 朱维耀, 岳明, 刘昀枫, 等. 中国致密油藏开发理论进展[J]. 工程科学学报, 2019, 41(9): 1103-1114.
- [2] 李晓晓, 任晓娟, 罗向荣. 低渗透致密砂岩储层孔隙结构对渗吸特征的影响[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(4): 115-120.
- [3] 任晓娟, 王睿, 潘谦宏, 等. 纳米驱油剂在增注驱油中的作用[J]. 油田化学, 2021, 38(1): 147-151.
- [4] 罗健辉, 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.

- [5] 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.
- [6] 曹孟菁, 郭光范, 闫方平, 等. 纳米三元复合聚合物驱油剂驱油效果评价[J]. 石油化工, 2021, 50(1): 55-60.
- [7] 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, 46(5): 937-942.
- [8] 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.
- [9] 赵洋, 江绍静, 段景杰, 等. 特低渗透油藏超级纳米强降驱油剂的研究与应用: 以延长油区志丹油田试验区为例[J]. 非常规油气, 2019, 6(2): 68-72.
- [10] 陈刚, 王伟龙, 朱锦艳, 等. 纳米驱油技术应用研究: 以QSS-46井组为例[J]. 钻采工艺, 2021, 44(2): 110-113.
- [11] WEI B, LI Q Z, WANG Y Y, et al. An experimental study of enhanced oil recovery EOR using a green nano-suspension[C]// SPE Improved Oil Recovery Conference. Tulsa, Oklahoma, USA, April 14-18, 2018.
- [12] SALEM RAGAB A M, HANNORA A. A comparative investigation of nano particle effects for improved oil recovery-experimental work [C]// SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference. Mishref, Kuwait, October 11-14, 2015.
- [13] TAREK M, EL-BANBI A. Comprehensive investigation of effects of nano-fluid mixtures to enhance oil recovery [C]// SPE North Africa Technical Conference & Exhibition. Cairo, Egypt, September 14, 2015.
- [14] 韩大伟, 卢祥国, 王婷婷, 等. 人造岩心与天然岩心孔隙结构差异及对驱油剂渗流特性的影响[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(4): 82-87.
- [15] 卢祥国, 高振环, 闫文华. 人造岩心渗透率影响因素试验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 1994(4): 53-55.
- [16] 马骁锐, 何宏, 刘欢, 等. 致密油藏渗吸剂优选及性能评价[J]. 当代化工, 2021, 50(10): 2295-2298.
- [17] 石志成, 卢祥国. 预交联膨聚物调剖驱油机理及效果评价[J]. 大庆石油学院学报, 2007(3): 28-30.
- [18] 郑皓轩, 师永民, 田雨, 等. 一种耐温抗盐型表面活性剂的制备及其驱油性能评价[J]. 应用化工, 2022(7): 1929-1933.
- [19] 邓超, 侯宝峰, 杨熙午, 等. 表面活性剂改变油藏润湿性提高采收率的机理[J]. 当代化工, 2022, 51(4): 757-761.

Effect and Mechanism of Nano Oil Displacement Agent on Enhancing Oil Recovery

LI Hongru¹, LU Xiangguo¹, WANG Xiaoyan², YIN Qingguo³, LI Yu⁴, CAO Bao⁵

(1. MOE Key Laboratory of Enhancing Oil and Gas Recovery, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, P R of China; 2. Oil production Technology Research Institute, Dagang Oilfield Branch Company, PetroChina, Dagang, Tianjin 300280, P R of China; 3. Petroleum Engineering Research Institute, Dagang Oilfield Branch Company, PetroChina, Dagang, Tianjin 300280, P R of China; 4. Production Optimization, China Oilfield Services Limited, Tianjin 300459, P R of China; 5. Hainan Branch, CNOOC China Limited, Haikou, Hainan 570311, P R of China)

Abstract: In order to efficiently develop low permeability and tight reservoirs in Dagang Oilfield, the physicochemical properties of nano oil displacement agent CN-1 were studied through the measurement of particle size distribution, interfacial tension, wettability, and emulsification. Static permeability and conventional displacement experiments were conducted for Dagang tight oilfield, and the mechanism of action of CN-1 was analyzed. The results showed that CN-1 was a heterogeneous oil displacement agent, composed of nano particles and carrier fluid, and the particle size distribution was 10—100 nm. The interfacial tension between CN-1 oil displacement agent (or carrier fluid) and crude oil was higher than 3.69 mN/m, the oil-water contact angle was increased and the hydrophilicity of rock surface was weakened after soaking the core into the CN-1 oil displacement agent or carrier fluid. Compared with injected water, CN-1 oil displacement agent had a higher increase in imbibition recovery rate, indicating that nano oil displacement agent could improve oil washing efficiency. Compared with CN-1 oil displacement agent, although the oil washing efficiency of surfactant BHS solution was higher, and the "Jamin effect" caused by emulsification also had the effect of expanding the swept volume, its injection pressure was significantly lower than that of CN-1 oil displacement agent, the effect of expanding the swept volume was poor, and the enhanced oil recovery was low. The retention of nano particles in the pores of rocks caused the increase of seepage resistance and injection pressure, which in turn caused the increase of liquid suction pressure difference and liquid suction volume in the middle and low permeability parts (pores). Therefore, expanding the swept volume was the main mechanism of CN-1 oil displacement agent to enhance oil recovery. The earlier the injection time of nano oil displacement agent was, the greater the increase of oil recovery would be.

Keywords: nano oil displacement agent; particle size distribution; interfacial tension; retention capacity; recovery rate; physical simulation; mechanism analysis