

文章编号: 1000-0747(2019)05-0937-06 DOI: 10.11698/PED.2019.05.12

纳米驱油剂扩大水驱波及体积机理

雷群¹, 罗健辉^{1,2}, 彭宝亮^{1,2}, 王小聪^{1,2}, 肖沛文^{1,2},
王平美^{1,2}, 贺丽鹏¹, 丁彬¹, 耿向飞¹

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 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)

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”课题(2018A-0907)

摘要: 采用低场核磁共振(LF-NMR)岩心驱替实验测试 iNanoW1.0 纳米驱油剂扩大特低渗透岩心水驱波及体积的效果, 并通过氧谱核磁共振(¹⁷O-NMR)和毛细作用分析实验分析其扩大水驱波及体积的机理。LF-NMR 岩心驱替实验结果表明, iNanoW1.0 纳米驱油剂能够在常规水驱的基础上增加 10%~20% 的波及体积, 使水分子进入常规水驱不能波及的低渗小孔隙区域。¹⁷O-NMR 实验和毛细作用分析证实 iNanoW1.0 纳米粒子能够减弱水分子间的氢键缔合作用, 有效改变水分子网络结构, 从而使普通水进入常规水驱不能波及的低渗小孔隙区域, 增加波及体积; 其减弱氢键缔合作用的能力随 iNanoW1.0 纳米粒子质量分数的增加而增强, 且在达到 0.1% 后趋于稳定。图 11 表 3 参 24

关键词: 纳米粒子; 纳米驱油剂; 水驱波及体积; 水分子氢键缔合作用; 毛细作用

中图分类号: TE357 文献标识码: A

Mechanism of expanding swept volume by nano-sized oil-displacement agent

LEI Qun¹, LUO Jianhui^{1,2}, PENG Baoliang^{1,2}, WANG Xiacong^{1,2}, XIAO Peiwen^{1,2},
WANG Pingmei^{1,2}, HE Lipeng¹, DING Bin¹, GENG Xiangfei¹(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China;
2. Key Laboratory of Nano Chemistry (KLNC), CNPC, Beijing 100083, China)

Abstract: The effect of expanding swept volume by iNanoW1.0 nanoparticles in ultra-low permeability core was studied by low-field nuclear magnetic resonance (LF-NMR) technology, and the mechanism of expanding swept volume was explained by oxygen spectrum nuclear magnetic resonance (¹⁷O-NMR) experiments and capillarity analysis. The results of the LF-NMR experiment show that the nano-sized oil-displacement agent iNanoW1.0 could increase the swept volume by 10%–20% on the basis of conventional water flooding, making water molecules get into the low permeable region with small pores that conventional water flooding could not reach. ¹⁷O-NMR technique and capillary analysis proved that iNanoW1.0 nanoparticles could weaken the association of hydrogen bonds between water molecules, effectively change the structure of water molecular clusters, and thus increasing the swept volume in the low permeable region. The ability of weakening association of hydrogen bonds between water molecules of iNanoW1.0 nanoparticles increases with its mass fraction and tends to be stable after the mass fraction of 0.1%.

Key words: nanoparticles; nano-sized oil-displacement agent; water flooding swept volume; water molecular hydrogen bonding; capillarity action

引用: 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.

LEI Qun, LUO Jianhui, PENG Baoliang, et al. Mechanism of expanding swept volume by nano-sized oil-displacement agent[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(5): 937-942.

0 引言

低渗透—致密油气资源在全球能源格局中占据重要地位。21 世纪以来, 低渗透—致密油气探明储量在总年度新增探明储量中的比例由 35% 上升到 70% (2014 年统计数据)^[1]。中国近 5 年的低渗透—致密油气储量占探明油气储量的比例已高达 70%~80%^[2-3], 低渗透—致密油气资源已逐渐成为中国油气

开发的主体, 在油气产量中所占比例逐年上升。但是低渗透—致密储集层具有孔隙度低、渗透率低、孔喉细小、孔隙结构复杂等特点, 造成开采难、采收率低、产量递减快等问题, 勘探开发难度较大。目前, 低渗透—致密油藏开发普遍存在启动压力梯度高以及天然能量不足等问题, 需要采用高压注水、超前注水等方式补充地层能量^[4-5]。然而由于储集层物性差等原因, 长期注水导致注水井周围地层压力不断升高^[6], 往往造

成高压欠注；而过高的压力使地层中产生微裂缝，随着裂缝的动态延伸，使油井存在暴性水淹的危险，严重影响油田开发效果^[7]。

近年来，纳米技术发展迅速，已在生物、医疗、航空、军事及能源等众多领域广泛应用^[8-9]。国内外研究人员结合纳米材料所具有的诸多性能尝试将其应用于石油工业中的众多方向，尤其在低渗透—致密油气开采方面做了大量的基础工作^[10-19]。Miranda 等^[18]利用分子动力学从分子水平研究了储集层表面润湿性及流体扩散性，进而系统考察了不同官能团修饰的纳米硅粒子体系在不同矿化度介质中的稳定性和流变性，从降低油与纳米粒子间界面张力的角度分析了可用于驱油的纳米粒子体系；Ayatollahi 等^[19]介绍了用纳米科技辅助提高采收率的技术。但目前这些技术主要停留在室内研究阶段，且仅关注纳米材料自身的特性，而在驱油机理研究方面不够深入，且提高采收率幅度有限。

本文针对低渗透—致密油田进一步提高采收率的关键技术难题，采用低场核磁共振技术研究 iNanoW1.0 纳米粒子扩大特低渗透岩心水驱波及体积的效果，并通过氧谱核磁共振实验和毛细作用分析研究其扩大水驱波及体积的机理。

1 样品及实验方法

1.1 实验材料

实验岩心取自四川盆地侏罗系露头砂岩，直径 2.5 cm，长度 4.8~5.0 cm，气测渗透率为 $(1.21\sim 1.31) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，样品参数见表 1。气水购自北京赋诺科技发展有限公司，纯度 $99.9\% \pm 0.02\%$ 。模拟地层水由纯净水或气水配制，矿化度为 5 000 mg/L ($\text{NaCl} \text{ } \text{CaCl}_2 = 9 \text{ } 1$)。iNanoW1.0 纳米粒子，粒径 10~50 nm，界面张力 1.65 mN/m，自主研发。

表 1 实验岩心数据

岩心编号	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	干重/g
LA-5-1	4.8	2.5	14.6	1.31	54.3
LA-5-2	5.0	2.5	14.6	1.31	55.4
LA-10-1	5.0	2.5	14.6	1.21	56.0

注：岩心 LA-5-1 与 LA-5-2 由一根长 10 cm 的岩心截取得到

1.2 实验仪器

低场核磁共振岩心驱替装置，主要包括 MR-dd 型高温高压驱替装置（南通华兴石油仪器有限公司生产）和 MesoMR23-060H-HTHP 岩心低场核磁分析仪（上海纽迈电子科技有限公司生产）；JNM-ECA600 核磁共振波谱仪（600 MHz），日本电子株式会社生产；毛细

作用分析系统，自主研发。

1.3 低场核磁共振岩心驱替实验

1.3.1 实验原理

如图 1 所示，低场核磁共振岩心驱替装置主要由高温高压驱替装置、核磁共振装置、控制单元、计量单元 4 部分组成。利用低场核磁共振岩心驱替装置对含有水（油）的岩石进行核磁共振测量能够得到岩石孔隙中含 ^1H 质子流体的核磁弛豫信号（ T_2 谱）^[20]。由于岩石中分布大小不同的孔隙，因此测量得到的数据实际上是多个横向弛豫分量叠加的结果。

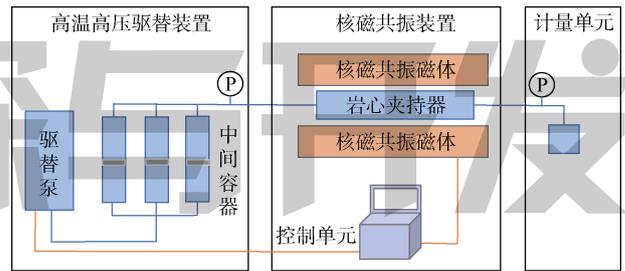


图 1 低场核磁共振岩心驱替装置示意图

通过核磁共振获得的 T_2 谱反映的是含 ^1H 质子流体在岩样中的空间分布；弛豫时间越长含 ^1H 质子流体所处的孔隙直径越大，弛豫时间越短含 ^1H 质子流体所处的孔隙直径越小；信号幅度和弛豫时间围成的峰面积代表孔隙内含 ^1H 质子流体体积，峰面积越大，孔隙内含 ^1H 质子流体体积越大，反之，孔隙内含 ^1H 质子流体体积越小^[21]。图 2 所示为特低渗透露头岩心饱和和水状态的核磁共振 T_2 谱，左峰（ P_1 峰）的峰面积表示小孔隙内水的体积，中间峰（ P_2 峰）的峰面积表示中孔隙内水的体积，右峰（ P_3 峰）的峰面积表示大孔隙内水的体积。因此，本实验通过测量含 ^1H 质子流体在岩心中的 T_2 谱，获得含 ^1H 质子流体在不同孔隙中的分布及含量的变化。

核磁共振的在线检测原理是利用低场核磁技术，

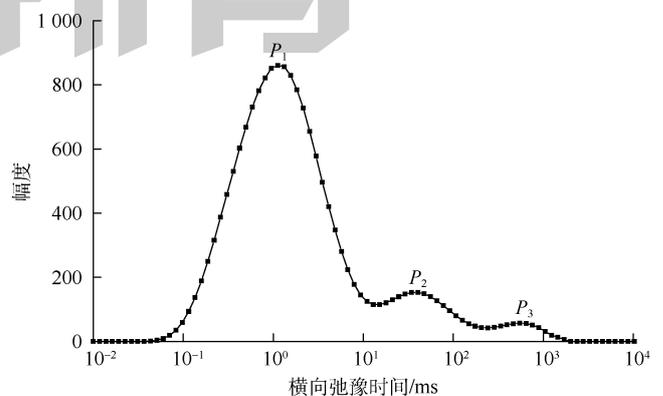


图 2 特低渗透露头岩心饱和和水状态核磁共振 T_2 谱

在驱替过程中对岩心内的含 ^1H 质子流体实时检测得到一系列 T_2 谱。基于 T_2 谱可分析含 ^1H 质子流体在岩心中的实时饱和情况。由于氘水中的氘(^2H)质子在低场核磁中无信号,采用氘水作为饱和岩心的介质,可以与水区分。实验在 MesoMR23-060H-HTHP 岩心核磁分析仪上进行,主要测试参数为:磁场强度 0.5 T,共振频率 21 MHz,探头线圈直径 70 mm,回波时间 0.3 ms,恢复时间 3 000 ms,累加次数 16,回波数 8 000, T_2 谱拟合点数 100。

1.3.2 实验步骤

①分别使用氘水和纯净水配制模拟地层水(矿化度为 5 000 mg/L);采用纯净水制备的模拟地层水,配制质量分数为 0.1%的 iNanoW1.0 纳米驱油剂;②以恒速 0.05 mL/min 注入用氘水配制的模拟地层水饱和岩心,得到稳定注入压力;③以步骤②中得到的稳定注入压力恒压注入用纯净水配制的模拟地层水驱替岩心中的氘水,直到核磁共振 T_2 谱曲线不再变化,信号量不再增加;④在步骤③的基础上继续恒压注入 iNanoW1.0 纳米驱油剂,直到核磁共振 T_2 谱曲线不再变化,信号量不再增加。

1.4 氧谱核磁共振(^{17}O -NMR)实验

1.4.1 实验原理

自然界的水不是以单一的分子形式存在,而是通过氢键缔合作用形成多分子网络结构^[22]。 ^{17}O -NMR 谱线的宽度可以反映水分子网络结构的平均相对大小,谱线越宽,网络结构越大,氢键缔合作用越强;谱线越窄,网络结构越小,氢键缔合作用越弱^[23]。核磁共振波谱并不是处于某一确定的频率,而是呈现具有一定宽度的分布,谱线的宽度用半极大强度处的全宽(即半峰宽)来测量。纯净水 ^{17}O -NMR 谱线宽如图 3 所示。

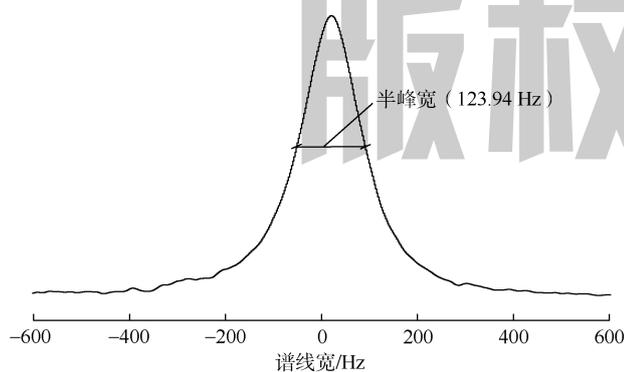


图 3 纯净水 ^{17}O -NMR 谱线宽

1.4.2 实验步骤

①用纯净水配制质量分数分别为 0.005%, 0.010%, 0.050%, 0.100%, 0.300%和 0.500%的 iNanoW1.0 分散

液;②测试不同质量分数 iNanoW1.0 分散液的 ^{17}O -NMR 波谱图,并以纯净水的 ^{17}O -NMR 波谱图作为对照, ^{17}O 核磁共振频率为 82 MHz,温度 25 $^{\circ}\text{C}$ 。

1.5 毛细作用分析实验

1.5.1 实验原理

如图 4 所示,毛细作用分析系统由实验室自主研发,用于实时测量毛细管(束)驱替过程中注入压差和流量的变化,主要由注入系统、毛细管(束)模型、显微观察系统、微流量计量系统及数据处理系统 5 部分组成^[24],其中,毛细管(束)由若干等径或不等径的毛细管平行并联组成,通过改变毛细管内径的大小及其排布方式实现对不同渗透率油藏的模拟。

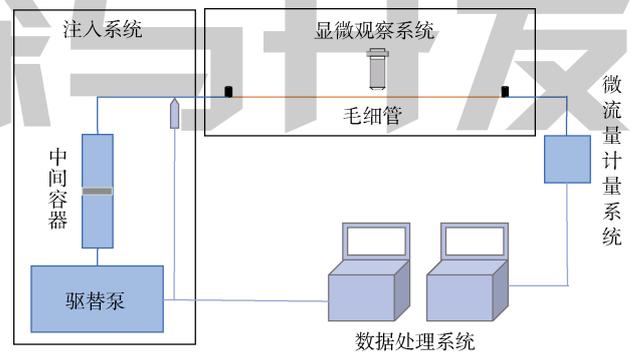


图 4 毛细作用分析系统示意图

1.5.2 实验步骤

采用长为 60 cm、内径为 2.0 μm 的亲水毛细管,在室温条件下,以恒速 0.1 mL/min 分别注入蒸馏水和质量分数为 0.5%的 iNanoW1.0 纳米驱油剂(经孔径 0.45 μm 过滤器多次过滤),直至毛细管末端有液体流出,记录注入压差随时间的变化。

2 实验结果及分析

2.1 纳米驱油剂扩大波及体积效果实验

图 5 为岩心 LA-10-1 以恒流量 0.05 mL/min 饱和氘水的注入压力跟踪曲线。从曲线可以看出,注入压力随着氘水注入量的增加而增加;经过约 8 h 后,岩心注入压力最终稳定在 0.49 MPa,确定为岩心恒压驱替实验的注入压力。将模拟地层水以恒压 0.49 MPa 注入已饱和氘水的岩心 LA-10-1,在线监测得到 T_2 谱如图 6 所示。在 T_2 谱中,弛豫时间小于 10 ms 的波峰(P_1 峰)代表岩心中的小孔隙;弛豫时间为 10~100 ms 的波峰(P_2 峰)代表岩心中的中孔隙;弛豫时间大于 100 ms 的波峰(P_3 峰)代表岩心中的大孔隙。从谱图可以看出,当模拟地层水注入量从 0.25 PV(注入孔隙体积倍数)增加到 1.50 PV 时,岩心 LA-10-1 的 P_1 、 P_2

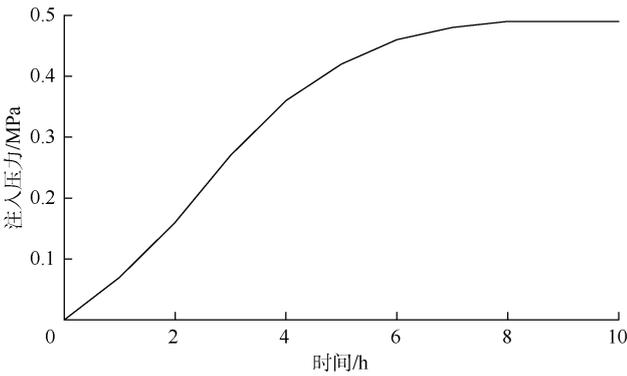


图5 岩心饱和和氘水的注入压力跟踪曲线

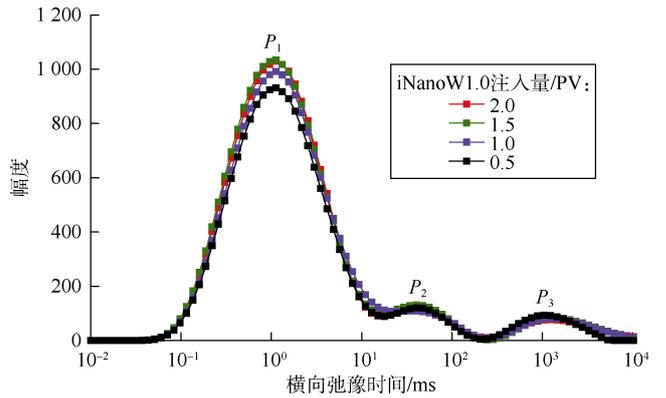


图7 恒压注 iNanoW1.0 纳米驱油剂在线监测 T₂ 谱

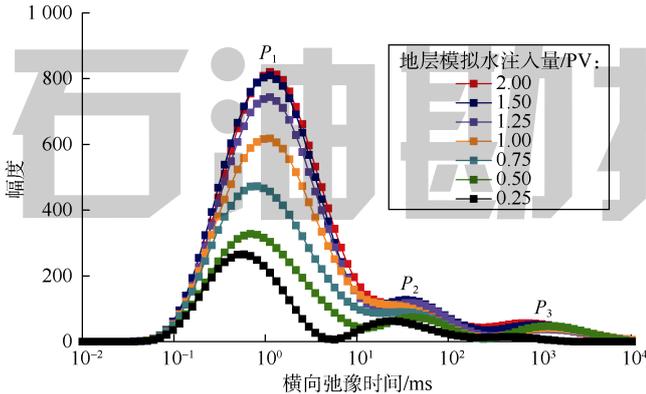


图6 恒压注模拟地层水在线监测 T₂ 谱

和 P₃ 峰强度均呈增加趋势；当注入量大于 1.50 PV 之后，P₁、P₂ 和 P₃ 峰强度不再变化。这表明当注入量为 1.50 PV 时，岩心 LA-10-1 达到驱替平衡，在注入压力为 0.49 MPa 的条件下，随着注入量的增加，模拟地层水对岩心 LA-10-1 的波及体积不再增加。P₁ 峰的峰面积远大于 P₂ 或 P₃ 峰的峰面积，这主要是由于岩心 LA-10-1 属于特低渗透岩心 (1.21×10⁻³ μm²)，岩心孔隙以小孔隙为主。此外，从 T₂ 谱可以看出，当注入量达到 0.50 PV 时，大孔对应的 P₃ 峰信号强度不再增加；当注入量达到 1.25 PV 时，中孔对应的 P₂ 峰信号强度不再增加。根据以上数据可以推断，模拟地层水注入岩心后达到驱替平衡的先后顺序是：大孔、中孔、小孔。

在模拟地层水驱替达到平衡的基础上，继续恒压 0.49 MPa 向岩心 LA-10-1 中注入质量分数为 0.1% 的 iNanoW1.0 纳米驱油剂，低场核磁在线监测得到的 T₂ 谱如图 7 所示。随着 iNanoW1.0 纳米驱油剂的注入量由 0.5 PV 增加到 1.5 PV，对应 T₂ 谱的 P₂ 和 P₃ 峰信号强度均未发生变化，而 P₁ 峰信号强度增加。当注入量大于 1.5 PV 之后，P₁、P₂ 和 P₃ 峰的信号强度均不再变化，说明在驱替压力为 0.49 MPa 且 iNanoW1.0 纳米驱油剂注入量为 1.5 PV 时，岩心 LA-10-1 已达到驱替平衡。P₁ 峰信号强度的增加表明，iNanoW1.0 纳米驱油剂可以在模拟地层水

驱替平衡的基础上进一步扩大岩心小孔隙的波及体积。为进一步对比 iNanoW1.0 纳米驱油剂和模拟地层水的驱替效果，采用离线测试的方法排除压力、残留液体等因素的干扰，收集了恒压条件下 iNanoW1.0 纳米驱油剂和模拟地层水驱替岩心 LA-10-1 达到驱替平衡后的 T₂ 谱（见图 8）。对比两者的 T₂ 谱可以看出，P₃ 峰基本重合；iNanoW1.0 纳米驱油剂 P₁ 峰和 P₂ 峰信号强度均高于模拟地层水，且 P₁ 峰信号增强效果更明显。以上结果表明，iNanoW1.0 纳米驱油剂相对于模拟地层水在岩心 LA-10-1 小孔隙区域波及体积更大，即对岩心小孔隙区域的波及体积扩大效果更加显著。计算 iNanoW1.0 纳米驱油剂和模拟地层水驱替时 T₂ 谱峰面积（见表 2），根据（1）式计算出 iNanoW1.0 纳米驱油剂相对于模拟地层水提高驱替波及体积 21.5%：

$$I = \frac{S_N - S_H}{S_H} \times 100\% \quad (1)$$

采用 iNanoW1.0 纳米驱油剂驱替岩心 LA-5-1 和 LA-5-2，对其扩大波及体积效果进行了类似计算，结果表明相对于模拟地层水，其驱替波及体积分别提高 10.5% 和 18.9%（见表 3），由于存在非均质性，岩心 LA-5-1 与 LA-5-2 气测渗透率相同但波及体积不同。

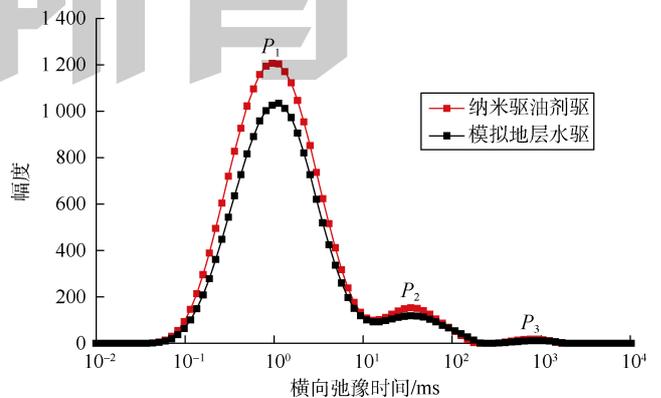


图8 模拟地层水驱与 iNanoW1.0 纳米驱油剂驱低场核磁共振离线测试数据

表2 模拟地层水和 iNanoW1.0 纳米驱油剂驱替岩心 LA-10-1 的离线 T₂ 谱峰面积

驱替液	P ₁ 峰 (小孔隙)	P ₂ 峰 (中孔隙)	P ₃ 峰 (大孔隙)	总峰面积
模拟地层水	16 584.32	1 355.77	82.61	18 022.70
iNanoW1.0 纳米驱油剂	20 218.93	1 566.54	116.90	21 902.36

表3 iNanoW1.0 纳米驱油剂对不同岩心的扩大波及体积效果

岩心编号	气测渗透率/10 ⁻³ μm ²	波及体积提高率/%
LA-5-1	1.31	10.5
LA-5-2	1.31	18.9
LA-10-1	1.21	21.5

2.2 纳米驱油剂扩大波及体积机理探讨

2.2.1 氧谱核磁共振实验

低场核磁共振岩心驱替实验结果表明 iNanoW1.0 纳米驱油剂能够在普通模拟地层水驱的基础上提高对岩心小孔隙的波及体积，为了进一步研究产生这一效果的机理，从水分子网络结构的角度出发，采用 ¹⁷O-NMR 进行测试，分析 iNanoW1.0 纳米驱油剂对水分子氢键缔合作用的影响。结果表明，质量分数为 0.1% 的 iNanoW1.0 分散液能使纯净水的 ¹⁷O-NMR 谱线半峰宽从 123.94 Hz 降低到 65.13 Hz (见图 9)，而半峰宽的大小反映了水分子氢键缔合作用的强弱^[23]。由此可见，iNanoW1.0 纳米粒子能有效减弱水分子间的氢键缔合作用，从而改变了水分子网络结构，产生可以进入特低渗透油藏小孔隙的“小分子水”，在常规水驱的基础上进一步扩大波及体积。

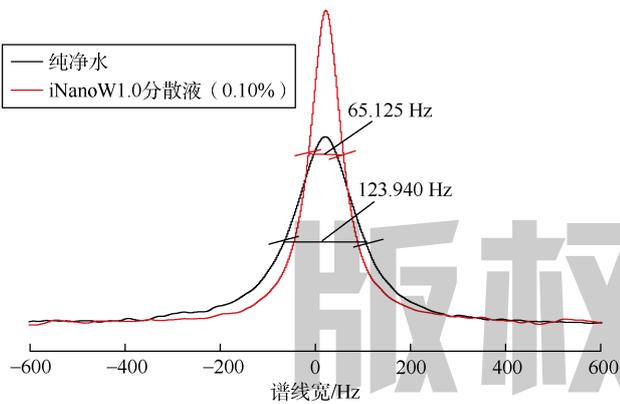


图9 iNanoW1.0 纳米驱油剂 (0.1%) 和纯净水 ¹⁷O-NMR 谱线

不同质量分数 iNanoW1.0 分散液对水分子间氢键缔合作用的减弱效果如图 10 所示，从图中可以看出，当 iNanoW1.0 的质量分数从 0.01% 增加到 0.10% 时，对应的 ¹⁷O-NMR 谱线半峰宽逐渐变窄，呈下降趋势；当浓度达到 0.10% 以后，对应的 ¹⁷O-NMR 谱线半峰宽随 iNanoW1.0 质量分数增加趋于稳定。

2.2.2 毛细作用分析实验

为进一步验证上述结论，采用毛细作用分析系统，

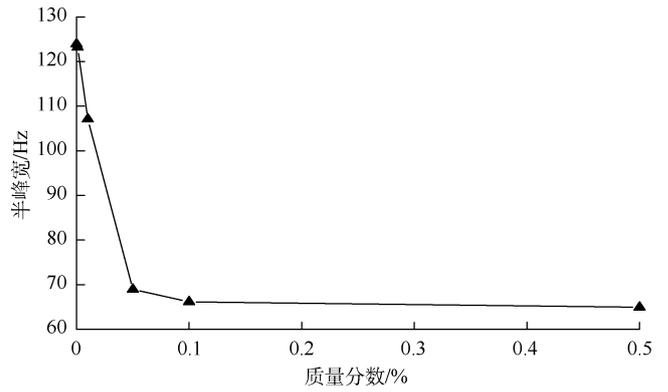


图10 不同质量分数的 iNanoW1.0 分散液 ¹⁷O-NMR 谱线半峰宽

对比了 iNanoW1.0 分散液 (质量分数为 0.50%) 与蒸馏水在毛细管中注入压差随时间的变化 (见图 11)。随着注入时间的延长，由于注入介质需克服毛细管阻力，iNanoW1.0 分散液与蒸馏水的注入压差均逐渐升高，而在整个注入过程中，iNanoW1.0 分散液的注入压差始终低于蒸馏水，说明 iNanoW1.0 分散液降低毛细管阻力的能力较强，有利于扩大波及体积，这间接反映了水分子网络结构的改变，进一步验证了低场核磁共振岩心驱替实验 iNanoW1.0 纳米驱油剂能够扩大小孔隙波及体积的实验结果。

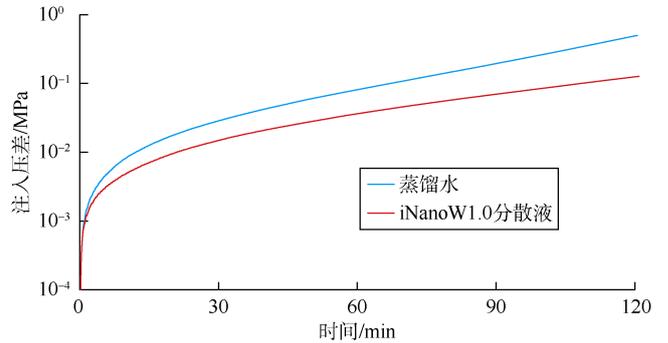


图11 iNanoW1.0 分散液与蒸馏水在亲水毛细管中注入压差随时间的变化

3 结论

iNanoW1.0 纳米驱油剂在模拟地层水驱替平衡的基础上可进一步扩大对特低渗透岩心中小孔隙的波及体积，使波及体积增加 10%~20%，其原因在于 iNanoW1.0 纳米粒子能够有效减弱水分子间的氢键缔合作用，改变水分子网络结构，从而使水更容易进入到常规水驱不能波及的低渗区域，扩大波及体积。其减弱氢键缔合作用的能力随 iNanoW1.0 纳米粒子质量分数的增加而增强，且在达到 0.10% 后趋于稳定。研究结果为利用纳米驱油剂扩大波及体积奠定了理论基础，为低渗透—致密油层注水开发提供了重要的理论和实验参考。

符号注释:

I ——波及体积提高率, %; S_H, S_N ——模拟地层水和纳米驱油剂驱 T_2 谱峰面积, 无因次; T_2 ——横向弛豫时间, ms。

参考文献:

- [1] 袁自学, 王靖云, 李淑珣, 等. 特低渗透注水砂岩油藏采收率确定方法[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 341-348.
YUAN Zixue, WANG Jingyun, LI Shuxun, et al. A new approach to estimating recovery factor for extra-low permeability water-flooding sandstone reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 341-348.
- [2] 龚宏恩, 马世英, 邹存友, 等. 正确认识低和特低渗透油藏启动压力梯度[J]. 中国科学: 地球科学, 2014, 44(8): 1751-1760.
DOU Hong'en, MA Shiying, ZOU Cunyou, et al. Threshold pressure gradient of fluid flow through multi-porous media in low and extra-low permeability reservoir[J]. SCIENCE CHINA Earth Sciences, 2014, 44(8): 1751-1760.
- [3] 胡钦红, 张宇翔, 孟祥豪, 等. 渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组页岩油储集层微米—纳米级孔隙体系表征[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(5): 681-690.
HU Qinhong, ZHANG Yuxiang, MENG Xianghao, et al. Characterization of micro-nano pore networks in shale oil reservoirs of Paleogene Shahejie Formation in Dongying Sag of Bohai Bay Basin, East China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 681-690.
- [4] 杨仁锋, 姜瑞忠, 刘世华, 等. 特低渗透油藏非线性渗流数值模拟[J]. 石油学报, 2011, 32(2): 299-306.
YANG Renfeng, JIANG Ruizhong, LIU Shihua, et al. Numerical simulation of nonlinear seepage in ultra-low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 299-306.
- [5] 胡文瑞, 魏漪, 鲍敬伟. 中国低渗透油气藏开发理论与技术进展[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 646-656.
HU Wenrui, WEI Yi, BAO Jingwei. Development of the theory and technology for low permeability reservoirs in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 646-656.
- [6] 张昌民, 穆龙新, 宋新民, 等. 油气田开发地质理论与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
ZHANG Changmin, MU Longxin, SONG Xinmin, et al. Theory and practice of development and geology of oil and gas field[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [7] 范天一, 宋新民, 吴淑红, 等. 低渗透油藏水驱动态裂缝数学模型及数值模拟[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4): 496-501.
FAN Tianyi, SONG Xinmin, WU Shuhong, et al. A mathematical model and numerical simulation of water flood induced dynamic fractures of low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 496-501.
- [8] ZHANG Z, LIN Y, TANG Z, et al. Nanometer materials & nanotechnology and their application prospect[J]. Journal of Materials Engineering, 2000, 3: 42-48.
- [9] 中国科学院纳米科技领域战略研究组. 中国至2050年纳米科技发展路线图[M]. 北京: 科学出版社, 2009.
The Strategic Research Group of Nanoscale Science and Technology of Chinese Academy of Science. The roadmap of nanotechnology development from now to 2050 in China[M]. Beijing: Science Press, 2009.
- [10] LI G, ZHANG J, HOU Y. Nanotechnology to improve sealing ability of drilling fluids for shale with micro-cracks during drilling[R]. SPE 156997, 2012.
- [11] FLETCHER A, DAVIS J. How EOR can be transformed by nanotechnology[R]. SPE 129531, 2010.
- [12] FATHOLLAHI A, ROSTAMI B. Carbonated water injection: Effects of silica nanoparticles and operating pressure[J]. Canadian Journal of Chemical Engineering, 2015, 93(11): 1949-1956.
- [13] HASANNEJADA R, POURAFSHARY P, VATANI A, 等. 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, 44(5): 802-810.
HASANNEJADA R, POURAFSHARY P, VATANI A, et al. Application of silica nanofluid to control initiation of fines migration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 802-810.
- [14] PENG B, TANG J, LUO J, et al. Applications of nanotechnology in oil and gas industry: Progress and perspective[J]. Canadian Journal of Chemical Engineering, 2018, 96(1): 91-100.
- [15] 罗健辉, 雷群, 丁彬, 等. 智能纳米驱油剂应用展望[R]. 北京: 中国化学会学术年会, 2014.
LUO Jianhui, LEI Qun, DING Bin, et al. Application prospect of intelligent nano oil displacement agent[R]. Beijing: Annual meeting of the Chinese Chemical Society, 2014.
- [16] SALINAS B, XU Z, AGRAWAL G, et al. Controlled electrolytic metallics: An interventionless nanostructured platform[R]. SPE 153428, 2012.
- [17] 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.
LUO Jianhui, WANG Pingmei, PENG Baoliang, et al. Discussion on expanding swept volume technique of water flooding in low permeability oilfield[J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(4): 756-760.
- [18] MIRANDA C R, LARA L S, TONETTO B C. Stability and mobility of functionalized silica nanoparticles for enhanced oil recovery applications[R]. SPE 157033, 2012.
- [19] AYATOLLAHI S, ZERAFAT M M. Nanotechnology-assisted EOR techniques: New solutions to old challenges[R]. SPE 157094, 2012.
- [20] 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.
YANG Zhengming, JIANG Hanqiao, ZHOU Rongxue, et al. Measurement research on irreducible water saturation in low-permeability water-cut gas reservoirs using NMR techniques[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(3): 56-59.
- [21] 狄勤丰, 张景楠, 华帅, 等. 聚合物-弱凝胶调驱核磁共振可视化实验[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(2): 270-274.
DI Qinfeng, ZHANG Jingnan, HUA Shuai, et al. Visualization experiments on polymer-weak gel profile control and displacement by NMR technique[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(2): 270-274.
- [22] LUDWIG R. Water: From clusters to the bulk[J]. Cheminform, 2001, 40(10): 1808-1827.
- [23] 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.
LI Fuzhi, ZHANG Xiaojian, LYU Mujian. Study on liquid water cluster with ^{17}O -NMR[J]. Acta Scientiae Circumstantiae, 2004, 24(1): 6-9.
- [24] 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.
GENG Xiangfei, LUO Jianhui, DING Bin, et al. Study on evaluation method of capillary action for low permeability reservoirs[J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(4): 717-720.

第一作者简介: 雷群(1963-), 男, 宁夏永宁人, 博士, 中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师, 主要从事采油、采气工程技术方面的研究。地址: 北京市海淀区学院路20号, 中国石油勘探开发研究院院办, 邮政编码: 100083。E-mail: leiqun@petrochina.com.cn

联系作者简介: 罗健辉(1962-), 男, 福建宁化人, 中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师, 主要从事化学驱三次采油、纳米驱油技术方面的研究。地址: 北京市海淀区学院路20号, 中国石油勘探开发研究院院总工办, 邮政编码: 100083。E-mail: luojh@petrochina.com.cn

收稿日期: 2018-07-24 修回日期: 2019-08-22

(编辑 刘恋)