

文章编号:1009-9603(2022)05-0126-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202107006

纳米排水剂对致密岩心的作用机理

秦国伟¹,刘青萍¹,徐文波²,吴梅³,秦文龙¹,罗明良⁴,白艳明⁵

(1.西安石油大学石油工程学院,陕西西安 710065; 2.中国石油大庆油田有限责任公司第三采油厂,黑龙江大庆 163113; 3.中国石油勘探开发研究院,北京 100083; 4.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛 266580; 5.中国石油大庆油田有限责任公司勘探开发研究院,黑龙江大庆 163712)

摘要:常规排水采气和控水采气技术难以解决致密气藏的低孔、低渗透和小孔喉等问题,为此采用转相技术制备适合致密气藏的纳米排水剂来改变岩石表面性质,提高致密气藏的排水效果。基于自制纳米排水剂和致密岩心,利用现代测试技术,探究纳米排水剂对岩心薄片及其粉末的作用机制,评价其对岩心润湿性及微观形貌的影响,并探讨纳米排水剂的排水采气作用机理。结果表明:纳米排水剂与岩心表面并未发生化学作用,仅通过静电和氢键等作用吸附于岩心表面形成疏水膜,从而降低岩心表面粗糙度,减小岩心孔隙中渗流阻力,达到排水采气的目的。同时纳米排水剂可使储层润湿性发生反转,即毛管压力变为阻力导致排出的地层水很难再次渗流至储层中,延长了排水采气有效期。

关键词:排水剂;致密气藏;排水采气机理;润湿性反转;接触角

中图分类号:TE377

文献标识码:A

Mechanism of nano-drainage agents on tight core

QIN Guowei¹, LIU Qingping¹, XU Wenbo², WU Mei³, QIN Wenlong¹, LUO Mingliang⁴, BAI Yanming⁵

(1. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an City, Shaanxi Province, 710065, China; 2. No.3 Oil Production Plant, PetroChina Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing City, Heilongjiang Province, 163113; 3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing City, 100083, China; 4. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 5. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing City, Heilongjiang Province, 163712, China)

Abstract: The conventional drainage gas recovery and water-controlled gas recovery techniques are difficult to solve the problems of low porosity, low permeability, and small pore throats in tight gas reservoirs. For this reason, the phase inversion technology is utilized to prepare nano-drainage agents suitable for tight gas reservoirs to change the rock surface characteristics and improve the drainage effects of tight gas reservoirs. On the basis of self-prepared nano-drainage agents and tight cores, this paper explored the action mechanism of nano-drainage agents to core slices and their powder by modern testing technology and evaluated the effects on core wettability and microscopic morphology. The drainage gas recovery action mechanism of nano-drainage agents was then discussed. The results show that instead of reacting chemically with the core surface, the nano-drainage agent is only adsorbed on the core surface by electrostatic and hydrogen bonding effects to form a hydrophobic film, which can reduce the core surface roughness and the flow resistance in the pores to achieve drainage gas recovery. At the same time, the nano-drainage agent can reverse the core wettability in the reservoir, namely that the capillary pressure becomes a resistance to prevent the discharged formation water from flowing into the reservoir again, extending the validity period of drainage gas recovery.

收稿日期:2021-07-06。

作者简介:秦国伟(1978—),男,山东沂水人,副教授,博士,从事油田化学与油气田开发工程。E-mail:qgw126@126.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“离子水驱砂岩油藏固/液体系界面调控及残余油启动机制研究”(52174027),陕西省自然科学基金项目“低渗气藏绿色纳米排水剂控水采气作用机制研究”(2020JM-534)和“可回收高分子磁纳米材料与VES流体的超分子自组装机理研究”(2019JM-108),东北石油大学提高采收率教育部重点实验室项目“低渗气/水同层功能型控水剂研制及其作用机制研究”(NEPU-EOR-2019-04)。

Key words: drainage agent; tight gas reservoir; drainage gas recovery mechanism; wettability reversal; contact angle

天然气是一种优质清洁能源,在“碳达峰、碳中和”政策下已引起关注和重视。中国低渗透致密气藏中的天然气资源丰富,高效开发该类气藏对石油工业的持续稳定发展具有十分重要的意义^[1-2];但因其储层具有低孔、低渗透和小孔喉等特性,一般情况下无自然产能或产能较低,需经压裂后方能投产^[2-8]。同时,在天然气开采过程中水体的弹性能量会使气藏中的地层水沿高渗透带窜流至储层,由于储层的亲水性以及毛管压力作用导致孔隙中部分气体被水封堵形成死气区,且窜流至储层的地层水会导致气井出水,从而降低了气井产量,影响了气藏采收率^[9-14]。针对气井出水问题,目前主要采用排水采气和气井控水处理方法^[12-18]。其中排水采气处理方法主要排除气井积液以恢复正常生产,但其较高的工艺成本及现场应用条件限制,并不利于气藏开发^[17];气井控水处理方法主要采用高黏度和高强度的堵水体系封堵储层中的地层水,难以满足致密气藏储层的需求^[18]。

纳米材料因具有能耗小、无污染、黏度低、粒径小等优势得到广泛应用^[19-25],但主要集中于制备方法、稳定性、传热特性、强化传热机理等方面研究^[19],在油气开采方面也主要涉及纳米微球调剖堵水、聚硅材料降压增注、纳米乳液改善水驱、纳米膜驱油以及纳米阻聚堵水等^[20-22]。虽然纳米材料具有改变岩石孔隙结构及其表面润湿性的特性^[23-26],但其对岩石表面作用机理以及如何影响岩石表面性质等方面研究较少。为此,笔者采用转相技术制备纳米排水剂,利用致密岩心结合现代测试技术,探究纳米排水剂对致密岩心薄片及岩心粉末的作用机制,分析其对岩心薄片表面性质的影响规律,并探讨纳米排水剂的排水采气机理,从而为纳米材料在致密气藏中的应用奠定了理论基础。

1 实验部分

1.1 实验器材

实验材料主要包括改性硅油(化学纯,无锡市品创化工科技有限公司),乳化剂(化学纯,广州凯晟化工科技有限公司),低分子醇类、低分子有机酸类(分析纯,天津市富宇精细化工有限公司),氯化钠、氯化钙、氯化镁(分析纯,天津市盛奥化学试剂有限公司),某油田致密岩心等。

实验仪器主要包括BSA423S型电子天平(北京

赛多利斯科学仪器有限公司)、JB200-D型电动搅拌机(上海沪析实验有限公司)、JY92-II N型超声波细胞粉碎机(宁波新芝生物科技股份有限公司)、FE20型台式pH计(上海梅特勒-托利多仪器有限公司)、UV2600i型紫外分光光度计(北京京科瑞达科技有限公司)、DZF型真空干燥箱(北京科伟永兴仪器有限公司)、JC2000C型接触角测量仪(上海中晨数字技术设备有限公司)、BSA423S型扫描电镜(北京赛多利斯科学仪器有限公司)、250X I型X射线电子能谱仪(Thermo公司)、ZetaPALS型Omni多角度粒度及高灵敏度Zeta电位分析仪(美国布鲁克海文仪器公司)、5700型傅立叶红外光谱仪(美国尼高力仪器公司)等。

1.2 实验方法

1.2.1 纳米排水剂制备

根据纳米乳状液的主要组成,采用转相技术制备纳米排水剂,结合单因素和多因素优化法明确其最佳配方,实验的具体步骤包括:①室温下,按照油相与水相的质量比为12.5:87.5称取适量改性硅油和蒸馏水。②将改性硅油加入乳化器中,以500 r/min的转速搅拌,再依次加入61%改性硅油质量的乳化剂和27%改性硅油质量的低分子醇类助乳剂,继续搅拌25 min,使之充分混合均匀。③将10%的蒸馏水加入乳化器中,以500 r/min的转速搅拌5 min后,再加入低分子有机酸类,调节乳化器中溶液pH值至6.4,同速下持续搅拌20 min。④最后加入6%改性硅油质量的氯化钠和剩余的蒸馏水,以500 r/min的转速搅拌30 min,并将乳化器静置60 min,消泡后即可得到纳米排水剂。

1.2.2 纳米排水剂对致密岩心作用测试实验

利用X射线光电子能谱仪(XPS)、Omni多角度粒度及高灵敏度Zeta电位分析仪、傅立叶红外光谱仪(FT-IR)、接触角测量仪和扫描电镜(SEM)等测试技术探讨纳米排水剂对致密岩心作用机制。将1块致密岩心(孔隙度为9.60%,渗透率为0.095 mD)洗油干燥后,按实验要求一部分切割为若干岩心薄片,另一部分研磨成岩心粉末备用;同时用蒸馏水配制不同质量分数的纳米排水剂,再进行相关测试实验分析。

XPS测试 将1块岩心薄片不做任何处理,另1块浸泡于质量分数为100%的纳米排水剂7 d后,再置于60℃真空干燥箱内烘干,对2块岩心薄片分别进行XPS测试。

Zeta 电位测试 将每组质量为 0.5 g 的岩心粉末分别浸泡于质量分数为 0, 25%, 50%, 100% 的 4 种纳米排水剂中(每种质量为 4.0 g), 7 d 后置于 60 °C 真空干燥箱内烘干;再向烘干的 4 组岩心粉末中分别加入 4.0 g 蒸馏水,利用超声波细胞粉碎机(频率为 40 kHz)作用 45 min 并静置 24 h;最后取溶液上部澄清部分进行 Zeta 电位测试。

FT-IR 测试 将每组质量为 1.0 g 的岩心粉末分别浸泡于质量分数为 0, 100% 的 2 种纳米排水剂中(每种质量为 8.0 g), 7 d 后置于 60 °C 真空干燥箱内烘干;并将烘干的 2 组岩心粉末分别与溴化钾按质量比为 1:100 混合,研磨均匀后压成圆薄片。利用傅立叶红外光谱仪获取波长为 400~4 000 cm^{-1} 内 2 组岩心粉末的傅立叶红外光谱。

接触角和 SEM 测试 按实验要求取 8 块岩心薄片均分为 4 组,将每组岩心薄片分别浸泡于质量分数为 0, 25%, 50%, 100% 的纳米排水剂中, 7 d 后置于 60 °C 真空干燥箱内烘干;再将烘干后的岩心薄片进行接触角和喷金处理后 SEM 测试,其中接触角测试中利用表面涂有白凡士林载玻片与岩心薄片进行对比。

2 实验结果与讨论

2.1 纳米排水剂表征

将制备的纳米排水剂采用涂膜法进行傅立叶红外光谱表征。从图 1 可知,波长 3 423 cm^{-1} 处的宽峰是由纳米排水剂中的水引起;波长 2 970 和 1 650 cm^{-1} 处分别为长链烷基和仲氨基($-\text{NH}_2$)的特征吸收峰;波长 1 460 cm^{-1} 处为饱和碳氢键($\text{C}-\text{H}$);波长 1 260 cm^{-1} 处为硅甲基键($\text{Si}-\text{CH}_3$)中的碳氢键($\text{C}-\text{H}$)伸缩振动;波长 1 090 cm^{-1} 处为硅氧键($\text{Si}-\text{O}$)和醚键($-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-$)伸缩振动。分析认为纳米排水剂中引入一些亲水基团,既增加了水中纳米排水剂的分散性,又提高了稳定性;同时也有利于纳

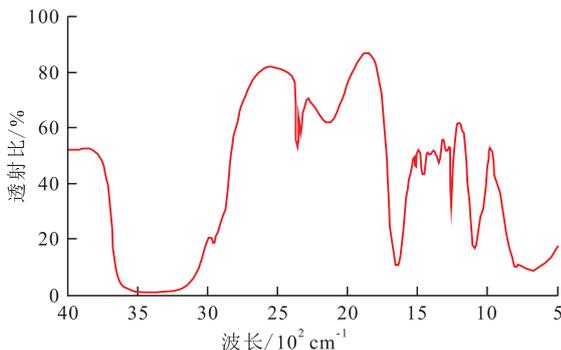


图 1 纳米排水剂傅立叶红外光谱图

Fig.1 FTIR spectrum for nano-drainage agents

米排水剂在储层岩石表面铺展形成一层疏水膜。

由纳米排水剂粒径分布(图 2)可知,其粒径中值为 5.37 nm,说明纳米排水剂的粒径小且分布均匀,与致密气藏孔喉大小匹配性较好。经测试纳米排水剂的 Zeta 电位为 47.93 mV,表明其稳定性强且带正电。

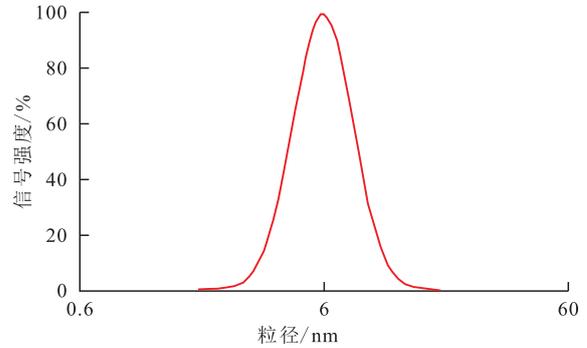


图 2 纳米排水剂粒径分布

Fig.2 Particle size distribution of nano-drainage agents

2.2 岩心薄片表面元素特征

利用 XPS 分析纳米排水剂处理前后岩心薄片表面元素变化。由图 3 可知纳米排水剂处理前岩心薄片表面的主要元素为 Si, O 和 C;处理后岩心薄片表面的主要元素为 Si, O, C 和 N,其中 C 元素较处理前的强度有所增强,主要是因为岩心薄片表面存有一层纳米排水剂。图 3a 中 C1s 结合能为 284.5 eV,以外来污染碳的 C1s 结合能 284.8 eV 为基准,经荷

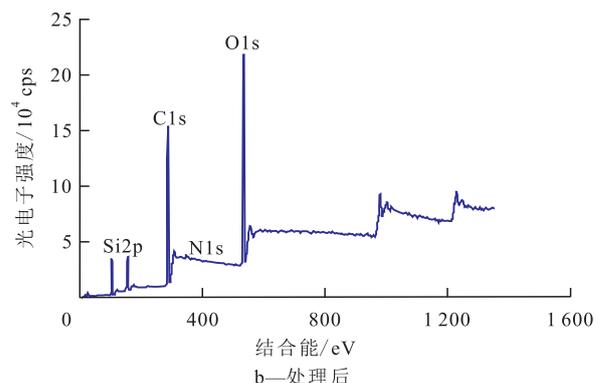
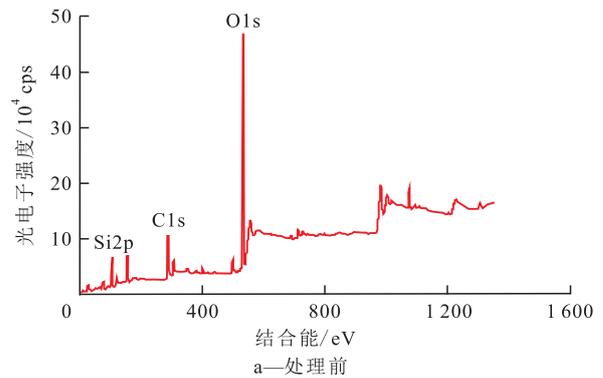


图 3 纳米排水剂处理前后岩心薄片表面 XPS 全扫描谱图

Fig.3 Wide-scan XPS spectra for core slice surface before and after nano-drainage agent treatment

电校正后得到纳米排水剂处理前后岩心薄片表面不同元素的高分辨率图(图4)。

由图4a和图4b可知纳米排水剂处理前岩心薄片表面Si2p和O1s结合能分别为102.9和532.25 eV,对应二氧化硅中的Si和O元素,表明纳米排水剂处理前岩心薄片表面主要成分为二氧化硅。纳米排水剂处理后岩心薄片表面Si2p和O1s结合能分别为102.3和532.4 eV,对应改性硅油中的Si—O键,且Si和O元素只有单峰,说明其表面只存在改性硅油中的Si—O键,分析认为岩心薄片表面吸附了纳米排水剂的主要成分并形成一层致密膜。

由图4c可以看出纳米排水剂处理后岩心薄片表面C元素具有双峰,C1s结合能为284.8和286.5 eV,分别对应改性硅油中的硅甲基键(Si—CH₃)和醚键(—CH₂—O—CH₂—),表明纳米排水剂中引入亲水基团增强了其分散性。

由图4d可知纳米排水剂处理后岩心薄片表面同时存在伯氨基(—NH—)和仲氨基(—NH₂),对应N1s结合能为399.7 eV;而质子化的—NH₂⁺和—NH₃⁺对应N1s结合能为401.9 eV,分析认为在配制纳米排水剂过程中改性硅油的仲氨基与低分子有机酸类发生酸碱反应产生结合能^[26]。通过对比纳米排水剂处理前后岩心薄片表面的元素特征,可以看出各元素结合能并未发生明显位移,故推断纳米排水

剂与岩心薄片表面并未发生化学作用。

2.3 岩心粉末电性特征

由图5可知,纳米排水剂处理前岩心粉末带负电(Zeta电位为-10.7 mV),但经处理后电性发生改变,即随着纳米排水剂质量分数的增大,岩心粉末负电性逐步转为正电性。当纳米排水剂质量分数为40%(岩心粉末与纳米排水剂质量比为5:16)时,Zeta电位为0,说明质量分数高于40%时,岩心粉末表面负电吸附位完全被纳米排水剂占满并呈正电性,证实了纳米排水剂通过静电作用吸附于岩心表面,从而影响岩心表面微观形貌以及表面性质。

2.4 岩心粉末官能团变化特征

由图6可知,纳米排水剂处理前波长469和766 cm⁻¹处为Si—O键对称伸缩振动,但经纳米排水剂处理后波长469 cm⁻¹处的波峰向右移至463 cm⁻¹处且吸收强度增强,说明纳米排水剂与岩心粉末表面间产生氢键作用。同时,处理后波长798 cm⁻¹处为Si—O键对称伸缩振动,波长1 097 cm⁻¹处出现的新吸收峰为Si—O键伸缩振动,波长2 970 cm⁻¹处为纳米排水剂中长链烷基特征吸收峰,进一步证实岩心粉末表面存有纳米排水剂。

2.5 岩心薄片表面性质变化

纳米排水剂对岩心薄片表面作用表明其与岩心未发生化学作用,但通过静电、氢键等作用吸附

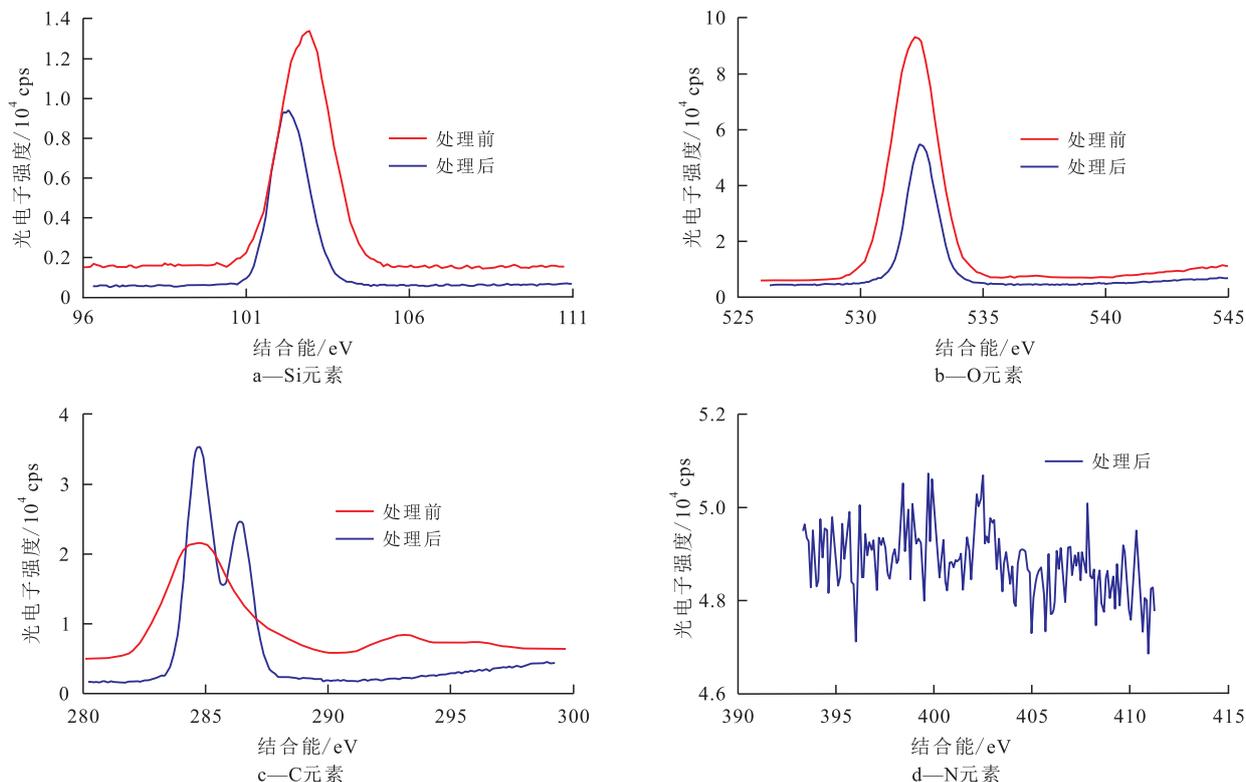


图4 纳米排水剂处理前后岩心薄片表面主要元素高分辨率图

Fig.4 High-resolution images for main elements of core slice surface before and after nano-drainage agent treatment

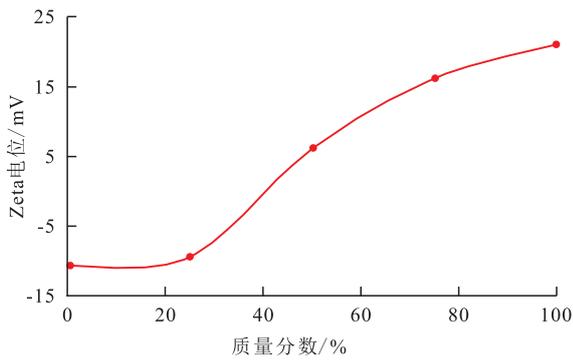


图5 不同质量分数纳米排水剂作用下岩心粉末Zeta 电位

Fig.5 Zeta potential for core powder under different mass fractions of nano-drainage agents

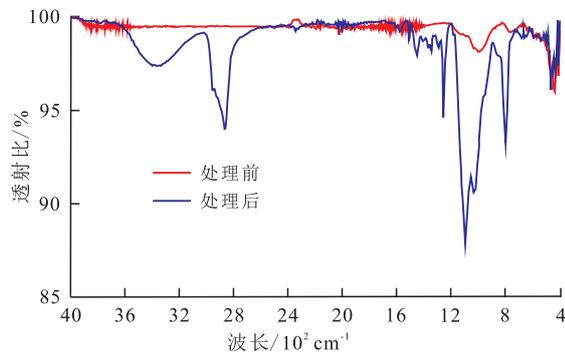


图6 纳米排水剂作用前后岩心粉末傅立叶红外光谱图

Fig.6 FTIR spectra for core powder before and after nano-drainage agent treatment

于岩心薄片表面,从而 影响其表面性质。

2.5.1 润湿性反转

采用标准盐水配制不同质量分数的纳米排水剂,再测试不同质量分数纳米排水剂下涂有凡士林载玻片和岩心薄片表面的接触角。由图7和图8可知,纳米排水剂既降低了涂有凡士林载玻片亲油表面的接触角,又增加了岩心薄片亲水表面的接触

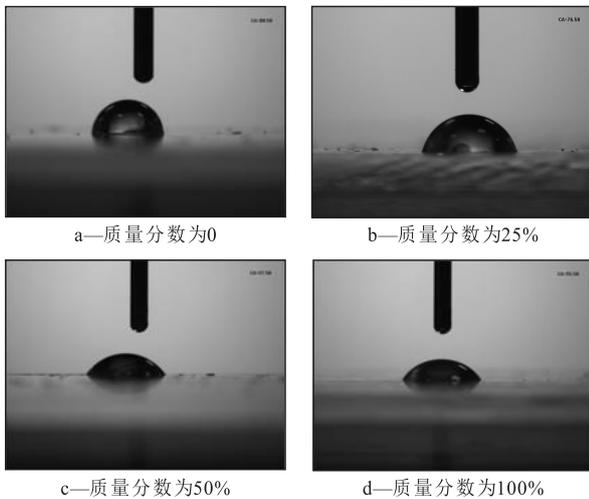


图7 不同质量分数纳米排水剂作用下涂有凡士林载玻片接触角

Fig.7 Contact angles for glass slides with vaseline under different mass fractions of nano-drainage agents

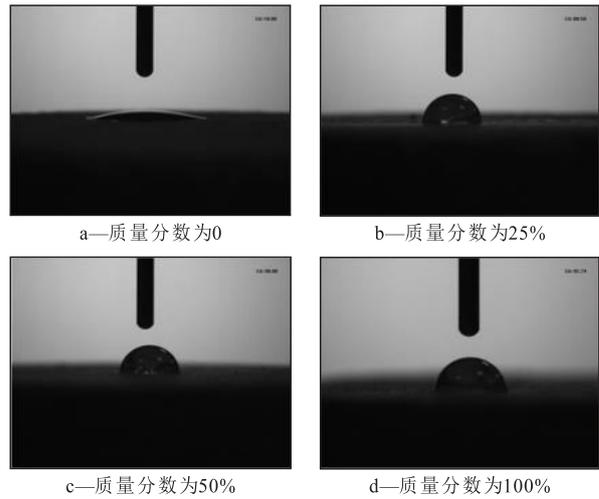


图8 不同质量分数纳米排水剂作用下岩心薄片接触角

Fig.8 Contact angles for core slices under different mass fractions of nano-drainage agents

角,且随着质量分数的增加,其变化程度降低。纳米排水剂质量分数分别为0,25%,50%,100%时,亲油表面接触角分别为88.5°,76.5°,57.5°,55.5°;亲水表面接触角分别为18.0°,88.5°,90.1°,92.7°。由此可见,纳米排水剂可以使储层表面润湿性发生反转,毛管压力由动力变为阻力导致排出的地层水很难再次渗吸至储层中,从而提高了排水采气的有效期。分析认为纳米排水剂中有亲水和疏水等不同基团,当储层表面具有亲水特征时,纳米排水剂中的亲水基团吸附于其表面,疏水基团则指向孔隙内形成疏水膜,导致储层表面润湿性反转。

2.5.2 微观形貌特征

由图9可知,经质量分数为0的纳米排水剂处理的岩心薄片表面存在许多细小的孔隙和岩屑,且岩屑边缘比较尖锐;但随着纳米排水剂质量分数的增加,岩心薄片表面细小孔隙逐渐减少,且岩屑边

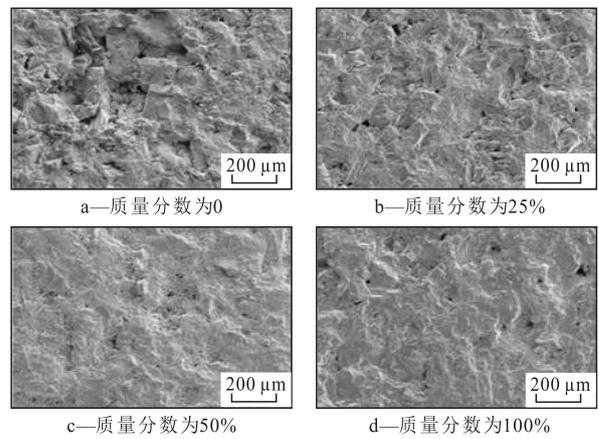


图9 不同质量分数纳米排水剂作用下岩心薄片电镜扫描照片

Fig.9 SEM for core slices under different mass fractions of nano-drainage agents

缘变得光滑,岩心薄片表面整体更加平整光滑。分析认为纳米排水剂吸附于岩心薄片表面并形成一层疏水膜,由此改变岩心薄片表面微观结构即降低岩石表面粗糙度,增加其光滑程度,减小孔隙中流动阻力,从而达到排水采气的目的。

2.6 排水采气机理探讨

在天然气开采过程中,由于储层岩石亲水性和多孔介质的毛管压力作用,气藏中的地层水沿高渗透带窜流至储层中并发生水锁效应,导致储层中气体未能及时有效排出,降低了气藏采收率。纳米排水剂与储层岩石表面之间产生分离压,使岩石表面的束缚水分离变为自由水,从而更易流动。同时,纳米排水剂与致密岩心作用后,宏观上岩心表现为润湿性发生反转,减缓了排出的地层水再次渗吸至储层中,增加了水相再次渗吸阻力,延长了排水采气有效期;微观上纳米排水剂在岩心表面形成一层疏水膜,改变其微观结构,降低水相排出阻力,提高了排水效果。但纳米排水剂与岩心表面未发生化学作用,仅通过静电作用改变岩心表面带电性,同时Si—O键的特征峰证实纳米排水剂与岩心表面存在氢键作用。综上所述,纳米排水剂主要通过静电、氢键等作用吸附于岩心表面,亲水基团指向岩心表面,疏水基团向外形成疏水膜,使得岩心表面变得更为均匀、光滑且具有疏水性。

3 结论

采用转相技术合成了一种用于致密气藏排水采气的纳米排水剂,其具有粒径中值小、粒径分布均匀和稳定性强等特点。纳米排水剂与岩心表面未发生化学作用,但通过静电、氢键等作用吸附于岩心表面并影响岩心表面性质。其吸附于岩心表面形成一层疏水膜,使润湿性发生反转,亲油表面接触角降低了 33.0° ,亲水表面接触角增加了 74.7° 。润湿性反转使毛管压力成为水相渗吸阻力,延长了排水采气的有效期。纳米排水剂与岩石表面之间产生的分离压降低了束缚水饱和度;同时在岩石表面形成疏水膜,从而降低了岩石表面粗糙度,减少了流体的流动阻力,提高了致密气藏的排水效果。

参考文献

- [1] 张修亮.致密气藏有效开发技术浅析[J].中国石油和化工标准与质量,2018,38(9):164,166.
ZHANG Xiuliang. Analysis of effective development technology of tight gas reservoirs [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2018, 38(9): 164, 166.
- [2] 雷群.致密气勘探开发技术[M].北京:石油工业出版社,2019.
LEI Qun. Tight gas exploration and development technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [3] 王香增.致密气藏高效开发理论与技术[M].北京:科学出版社,2020.
WANG Xiangzeng. Efficient development theory and technology in tight gas reservoir [M]. Beijing: Science Press, 2020.
- [4] 田伟,刘慧卿,何顺利,等.吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层岩石微观孔隙结构表征[J].油气地质与采收率,2019,26(4):24-32.
TIAN Wei, LIU Huiqing, HE Shunli, et al. Characterization of microscopic pore structure of tight oil reservoirs in Lucaogou Formation, Jimusaer Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(4): 24-32.
- [5] 宋涛,黄福喜,汪少勇,等.准噶尔盆地玛湖凹陷侏罗系油气藏特征及勘探潜力[J].中国石油勘探,2019,24(3):341-350.
SONG Tao, HUANG Fuxi, WANG Shaoyong, et al. Characteristics and exploration potential of Jurassic oil and gas reservoirs in Mahu sag of the Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(3): 341-350.
- [6] 庞彦明,纪学雁,曹宝军,等.致密砂砾岩气藏有效开发技术——以大庆昌德气田为例[J].大庆石油地质与开发,2019,38(5):174-182.
PANG Yanming, JI Xueyan, CAO Baojun, et al. Effective developing techniques for the tight conglomerate gas reservoir: Taking Daqing Changde Gas Field as an example [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5): 174-182.
- [7] 胡艾国,卢申辉.混合水压裂在杭锦旗致密气藏的适应性评价[J].断块油气田,2019,26(3):399-403.
HU Aiguo, LU Shenhui. Adaptability evaluation of mixed water fracturing in tight gas of Hangjinqi [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(3): 399-403.
- [8] 杨兆中,陈倩,李小刚,等.鄂尔多斯盆地低渗透致密砂岩气藏水平井分段多簇压裂布缝优化研究[J].油气地质与采收率,2019,26(2):120-126.
YANG Zhaozhong, CHEN Qian, LI Xiaogang, et al. Optimization of multi-cluster staged fracturing for horizontal well in low-permeability tight sandstone gas reservoir, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(2): 120-126.
- [9] 梅丹,胡勇,王倩.裂缝对气藏储层渗透率及气井产能的贡献[J].石油实验地质,2019,41(5):769-772.
MEI Dan, HU Yong, WANG Qian. Experimental study on fracture contribution to gas reservoir permeability and well capacity [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(5): 769-772.
- [10] 徐加祥,丁云宏,杨立峰,等.致密油藏分段多簇压裂水平井复杂缝网表征及产能分析[J].油气地质与采收率,2019,26(5):132-138.
XU Jiexiang, DING Yunhong, YANG Lifeng, et al. Complex fracture network characterization and productivity analysis of multi-stage fractured horizontal well in tight oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(5): 132-138.
- [11] HUANG B, LI X H, FU C, et al. The mechanism of drainage gas re-

- covery and structure optimization of an internal vortex tool in a horizontal well[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, 67: 233–241.
- [12] 胡勇, 李熙喆, 李跃刚, 等. 低渗致密砂岩气藏提高采收率实验研究[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(11): 2 142–2 148.
HU Yong, LI Xizhe, LI Yuegang, et al. Enhanced gas recovery of the low permeability and tight sandstone gas reservoir[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(11): 2 142–2 148.
- [13] WU X D, ZHOU C, AN Y S, et al. Dynamic analysis of a liquid droplet and optimization of helical angles for vortex drainage gas recovery[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 3(4): 339–345.
- [14] 成友友, 穆龙新, 朱恩永, 等. 碳酸盐岩气藏气井出水机理分析——以土库曼斯坦阿姆河右岸气田为例[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 89–96.
CHENG Youyou, MU Longxin, ZHU Enyong, et al. Water producing mechanisms of carbonate reservoirs gas wells: A case study of the Right Bank Field of Amu Darya, Turkmenistan[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 89–96.
- [15] WANG J, ZHOU F J, XUE Y P, et al. The adsorption properties of a novel ether nanofluid for gas wetting of tight sandstone reservoir[J]. *Petroleum Science and Technology*, 2019, 37(12): 1 436–1 454.
- [16] 林光荣, 邵创国, 徐振锋, 等. 低渗气藏水锁伤害及解除方法研究[J]. *石油勘探与开发*, 2003, 30(6): 117–118.
LIN Guangrong, SHAO Chuangguo, XU Zhenfeng, et al. Water-blocking damage and its solution in low permeability gas reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2003, 30(6): 117–118.
- [17] 符东宇, 李祖友, 鲁光亮, 等. 基于泡沫流体管流模型的速度管柱排采工艺优化——以川西坳陷中浅层气藏为例[J]. *大庆石油地质与开发*, 2020, 39(2): 72–79.
FU Dongyu, LI Zuyou, LU Guangliang, et al. Optimization of the velocity-string drainage-production technology based on the foam-fluid tube-flow model: A case study on the middle-shallow gas reservoirs in Western Sichuan Depression[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(2): 72–79.
- [18] 魏兵, 田庆涛, 毛润雪, 等. 纳米纤维素材料在油气田开发中的应用与展望[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(2): 98–104.
WEI Bing, TIAN Qingtao, MAO Runxue, et al. Application and prospect of nano-cellulosic materials in the development of oil and gas field[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(2): 98–104.
- [19] 丁婷婷, 李子成, 周颖, 等. 纳米流体研究进展[J]. *化工新型材料*, 2018, 46(8): 9–14.
- DING Tingting, LI Zicheng, ZHOU Ying, et al. Latest research progress of nanofluid[J]. *New Chemical Materials*, 2018, 46(8): 9–14.
- [20] 侯吉瑞, 闻宇晨, 屈鸣, 等. 纳米材料提高油气采收率技术研究及应用[J]. *特种油气藏*, 2020, 27(6): 47–53.
HOU Jirui, WEN Yuchen, QU Ming, et al. Research and application of nano-materials to enhance oil and gas recovery technology[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2020, 27(6): 47–53.
- [21] 陈馥, 熊俊杰, 匡绪兵, 等. 纳米技术在油田应用中的最新研究进展[J]. *应用化工*, 2010, 39(8): 1 227–1 230.
CHEN Fu, XIONG Junjie, KUANG Xubing, et al. Latest study of the application of nanotechnology in oil filed[J]. *Applied Chemical Industry*, 2010, 39(8): 1 227–1 230.
- [22] 张磊, 张贵才, 蒋平, 等. 纳米材料在油田开发中的应用[J]. *材料导报*, 2015, 29(13): 72–76.
ZHANG Lei, ZHANG Guicai, JIANG Ping, et al. Applications of nanomaterials in oilfield development[J]. *Materials Review*, 2015, 29(13): 72–76.
- [23] 狄勤丰, 沈琛, 王掌洪, 等. 纳米吸附法降低岩石微孔道水流阻力的实验研究[J]. *石油学报*, 2009, 30(1): 125–128.
DI Qinfeng, SHEN Chen, WANG Zhanghong, et al. Experimental research on drag reduction of flow in micro channels of rocks using nano-particle adsorption method[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(1): 125–128.
- [24] 冯文光, 贺承祖. 自组单分子纳米膜提高驱油效率及微观机理研究[J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2004, 31(6): 726–729.
FENG Wenguang, HE Chengzu. Study on improvement of oil displacement efficiency and microscopic mechanism by a self-assemble monomolecular film[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2004, 31(6): 726–729.
- [25] 高芒来, 王建设. 分子沉积膜驱剂对油藏矿物润湿性的影响[J]. *西安石油大学学报: 自然科学版*, 2004, 19(6): 48–51.
GAO Manglai, WANG Jianshe. Effect of molecular deposition film oil displacement agent on the wettability of reservoir minerals[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition*, 2004, 19(6): 48–51.
- [26] QIN Guowei, LIU Qingping, ZHANG Beilei, et al. Investigate on mechanism of nanofluid drainage gas recovery in tight gas reservoir[J]. *Petroleum Science and Technology*, 2022, 40(3): 351–361.

编辑 何青芳