

文章编号:1000-4092(2023)03-401-07

致密气藏压裂用防水锁剂的性能评价*

张黄鹤,程兴生,李永平,张智勇,张大年

(北京斯迪莱铂油气技术有限公司,北京 100176)

摘要:为了确保防水锁剂在低压强亲水致密气藏的水力压裂中发挥其应有的功能,需要评估其载体和使用环境对其性能的影响。研究了3种不同类型的防水锁剂——氟碳阴离子表面活性剂FCY137、氟碳非离子表面活性剂FCF102及纳米FC-ST降低表面张力和改变岩心润湿性能力,通过对比在不同黏度、APS加量、矿化度、pH值下溶液的性能,筛选出性能最佳的防水锁剂,并通过自吸实验、吸附性能实验、渗透率同比恢复实验评价了优选防水锁剂在压裂液体系中防水锁能力。研究表明,在室内常规条件下,氟碳阴离子表面活性剂FCY137、氟碳非离子表面活性剂FCF102及纳米FC-ST均能显著降低表面张力,增大接触角,有效降低毛管力。纳米FC-ST在破胶液黏度小于4 mPa·s、120 ℃以内、APS加量为0.5 g/L、矿化度为100 g/L以及pH≤11的情况下,能较好地保持性能稳定,满足常见低压强亲水致密气藏的普遍需求,综合性能优于氟碳阴离子表面活性剂FCY137和氟碳非离子表面活性剂FCF102。纳米FC-ST滑溜水体系可以显著降低毛管力,有效减少水的侵入;相较于普通助排剂,该体系能有效降低近井地带吸附量;该体系有50%以上的渗透率同比恢复率,相较于常规防水锁剂、助排剂,载体及环境因素对体系性能影响小,预防水锁性能显著。

关键词:低压强亲水;致密气藏;防水锁剂;载体;使用环境

文献标识码:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2023.03.004

中图分类号:TE357.1*2 **开放科学(资源服务)标识码(OSID):**



0 前言

致密气藏具有非均质性强、低压强、低孔隙度、低渗透率等特性,必须通过储层改造才能获得有效开发,而大排量、大液量的大规模滑溜水体积压裂是目前最为主流的压裂改造方式^[1-6]。在施工过程中引入的大量外来流体,在毛管力自吸与水力压裂的正压差作用下,会造成水相侵入并滞留地层,这种水锁作用造成近井壁及裂缝面处气相渗透率降低现象,从而导致气藏产量低、改造效果差等问题。为了有效缓解水锁带来的伤害、提高致密气藏产量,大量学者致力于研究控制水锁伤害的方法与措施。现场应用最为简便、经济效益明显的是添加

防水锁剂预防水锁,降低水锁伤害。其作用机理主要是根据 Young-Laplace 方程,通过加入防水锁剂,改变储层润湿性、降低表界面张力,从而达到降低毛管力,减少水相侵入深度的目的^[7-9]。

目前,市面上的防水锁剂大多数是含氟表面活性剂或以含氟表面活性剂为主混以其他表面活性剂复配而成。表面活性剂的多样化是由亲水基团和憎水基团的多样性决定的^[10],含氟表面活性剂是迄今为止表面活性最高的一类表面活性剂^[11-12],该类表面活性剂具有高表面活性,可以在固体表面发生吸附,从而改变固体的表面性能。需要引起研究工作者注意的是,表面活性剂性能的优劣受到使用环境的影响^[13-15]。在致密气藏储层改造过程中,考

* 收稿日期:2022-08-09;修回日期 2022-10-18。

基金项目:国家科技重大专项课题“深部碳酸盐岩热储层天然构造及人工干预下综合评价技术(项目编号 2019YFB1504103)。

作者简介:张黄鹤(1991—),男,工程师,长江大学化学工程专业硕士(2017),从事提高采收率和储层改造液体研究相关工作,通讯地址:100176 北京市大兴区亦庄开发区宏达工业园永昌八号科技广场8501, E-mail: zhh760381@163.com。

虑到裂缝的扩展和改造体积,往往将防水锁剂添加到压裂液体系中,扩散到液体能波及的所有区域并充分发挥作用,达到减少水锁伤害的目的。防水锁剂在压裂液体系中、地层环境下功能是否受到干扰甚至完全丧失,鲜少有学者研究。

压裂液体系含有多种功能添加剂,在地层环境下,体系黏度、氧化型破胶剂加量以及配液用水矿化度极大程度会影响防水锁剂的性能。例如,聚合物压裂液的破胶不彻底,大尺寸聚合物分子被岩石表面和孔隙“机械捕捉”或是“电荷捕捉”,从而导致防水锁剂无法有效作用在岩石孔隙内,降低水锁的效果变差;有些氟碳类表面活性剂的极性基团是具有相当长度的碳氢化合物结构,与羧酸盐或磺酸盐的极性基团相比,其化学稳定性较差,在高温、强氧化介质下,结构易被破坏,丧失功能^[16];盐水中 Na^+ 和 Ca^{2+} 对固液界面扩散双电层的压缩作用使Zeta电位降低,改变了表面活性剂与岩石表面间的作用力,影响防水锁剂在岩石表面的吸附量^[17]。本文对比研究3种不同类型的防水锁剂——氟碳阴离子表面活性剂FCY137、氟碳非离子表面活性剂FCF102及纳米FC-ST降低表面张力和改变岩心润湿性能力,通过对比在不同黏度、APS加量、矿化度、pH值下溶液的性能,筛选出性能最佳的防水锁剂,并通过自吸实验、吸附性能实验、渗透率同比恢复实验评价了优选防水锁剂在压裂液体系中防水锁能力。为储层自身特点以及改造工艺选择合适的防水锁剂提供一种全新思路。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

过硫酸铵(APS)、氯化钠、浓盐酸、氢氧化钠,分析纯,国药集团化学试剂有限公司;氟碳阴离子表面活性剂FCY137、氟碳类非离子表面活性剂FCF102,荆州市众天化工有限公司;纳米FC-ST,平均粒径21 nm,自主研发;盐水,氯化钠质量浓度为10~100 g/L;聚丙烯酰胺类乳液稠化剂BFC-30,东营市宝泽能源科技有限公司;季铵盐类防膨剂JOP-2、聚氧乙烯型助排剂Anton-05、氟碳类破乳助排剂Anton-35,安东石油技术(集团)有限公司。载玻片,河北省秦皇岛市秦宁玻璃有限公司。金属填砂管,尺寸为 $\phi 3.8\text{ cm} \times 40\text{ cm}$,用20~40目的石英砂填制,用于吸附性能实验,江苏拓创科研仪器有限公

司。实验用岩心为人造砂岩岩心,其中有3块的气测渗透率为 $0.44 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,尺寸为 $\phi 2.5 \times 3\text{ cm}$,岩心质量约38 g,用于自吸实验;有5块的气测渗透率为 $0.5 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,尺寸为 $\phi 2.5 \times 5\text{ cm}$,编号RZ01—RZ05,用于渗透率同比恢复实验,北京石大融智科技有限公司。

毛细管黏度计(内径1.5 mm,黏度计常数 $0.3401\text{ mm}^2/\text{s}^2$),上海宝山启航玻璃仪器厂;WT-VSA2000B型吴茵混调器,北京科氏力科学仪器有限公司;A601型表-界面张力仪,美国科诺工业有限公司;CAPST-2000A型接触角测量仪,东莞市普赛特检测设备有限公司;ZBR-E811型数显恒温水浴锅,上海力辰邦西仪器科技有限公司;神州微科2PB系列平流泵,北京星达科技发展有限公司;TC-60型岩心流动仪,江苏拓创科研仪器有限公司。

1.2 实验方法

(1) 表面张力测定

分别配制体积分数为0.1%的氟碳阴离子表面活性剂FCY137、氟碳非离子表面活性剂FCF102及纳米FC-ST水溶液,在室温下,测定这3种溶液的表面张力。分别向上述3种水溶液中加入一定量的乳液稠化剂BFC-30、氧化型破胶剂APS、氯化钠、盐酸以及氢氧化钠,测试不同黏度、APS加量、矿化度、pH值下溶液的表面张力。

(2) 接触角测定

将3片清洁干燥后的载玻片分别在体积分数为0.1%的氟碳阴离子表面活性剂FCY137、氟碳非离子表面活性剂FCF102及纳米FC-ST溶液中浸泡24 h后烘干,测定蒸馏水在处理前后的载玻片上的接触角。向上述3种体积分数为0.1%的溶液中分别加入一定量的乳液稠化剂、氧化型破胶剂APS、氯化钠、盐酸以及氢氧化钠,再将载玻片浸泡到上述溶液中24 h后烘干,测定蒸馏水在经上述溶液浸泡后的载玻片上的接触角。

(3) 自吸实验

将烘干后的岩样分别浸入相同体积的自来水、体积分数0.1%纳米FC-ST溶液及滑溜水破胶液(滑溜水配方:0.08%乳液稠化剂+0.2%防膨剂+0.03%过硫酸铵+0.1%纳米防水锁FC-ST)中,液体通过毛细管自力自吸进入岩样内部,随时记录岩样质量的变化。

(4) 吸附性能实验

采用直径38 mm、长度400 mm的金属填砂管模拟地层近井地带。将一定量的普通助排剂、体积

分数为0.1%纳米FC-ST溶液及滑溜水破胶液反复注入填砂管,测量每次注入后流出液的表面张力。

(5) 渗透率同比恢复实验

在人造岩心中开展渗透率同比恢复实验,评价不同防水锁剂防水锁能力。具体实验步骤如下:①将岩心在105℃下烘干24 h后置于干燥器中冷却至常温;②正向岩心注氮气,保持注入压力为1.5 MPa,环压为3.5 MPa,记录气测渗透率 K_{01} ;③反向岩心连续注入清水,保持注入压力为1.5 MPa,环压为3.5 MPa,模拟施工作用时间;④正向岩心注氮气直至稳定,注入压力为1.5 MPa,环压为3.5 MPa,记录气测渗透率 K_1 ;⑤将岩心在105℃下烘干24 h后置于干燥器中冷却至常温;⑥正向岩心注氮气,保持注入压力为1.5 MPa,环压为3.5 MPa,记录气测渗透率 K_{02} ;⑦反向岩心连续注入防水锁剂,保持注入压力为1.5 MPa,环压为3.5 MPa,模拟施工作用时间;⑧正向岩心注氮气,直至稳定,保持注入压力为1.5 MPa,环压为3.5 MPa,记录气测渗透率 K_2 。计算渗透率同比恢复率 $[(K_{01}/K_1 - K_{02}/K_2)/(K_{01}/K_1)]$,评价不同防水锁剂的防水锁能力。

2 结果与讨论

2.1 防水锁剂的初选

体积分数为0.1%的3种不同类型的防水锁剂水溶液在常温常压下的表面张力和润湿性能测试结果见表1。由表1可知,这3种防水锁剂在常温常压下均能显著降低表面张力,增大接触角,有效降低毛管力,其中纳米FC-ST的性能最佳。

表1 常温常压下不同类型防水锁剂溶液的表面张力及润湿性能(体积分数为0.1%)

防水锁剂	加量/%	表面张力/ (mN·m ⁻¹)	接触角/°		
			浸泡前	浸泡24 h后	增幅
氟碳阴离子 FCY137	0.1	23.50	54.00	62.29	8.29
氟碳非离子 FCF102	0.1	22.14	51.70	65.72	14.02
纳米FC-ST	0.1	19.73	51.52	81.50	29.88

2.2 黏度对防水锁剂性能的影响

中国石油天然气行业标准SY/T 7627—2021《水基压裂液技术要求》中,对破胶液黏度的要求为小于等于5 mPa·s。这主要因为在常规储层中,在此范围内黏度对功能型添加剂作用影响较小,但对

于低压致密气藏大规模的体积压裂,大量低黏滑溜水的应用且不考虑破胶,导致部分大尺寸聚合物分子被捕捉到岩石孔隙中,影响防水锁剂作用效果。在防水锁剂体积分数为0.1%的情况下,考察在5 mPa·s以下的黏度对防水锁剂性能的影响,结果见图1。随着体系黏度的增大,防水锁剂的表面活性有所下降,蒸馏水在经防水锁剂溶液浸泡过载玻片表面上的接触角降低。一方面,当压裂液体系黏度大于4 mPa·s时,黏度会影响表面活性剂分子的扩散,导致其性能有所降低;另一方面,测定接触角所用载玻片的待测面会因大分子聚合物吸附而发生润湿性反转。由此可见,使低黏压裂液体系(如滑溜水)充分降解,减少地层对大尺寸聚合物分子的吸附,是值得重视的。

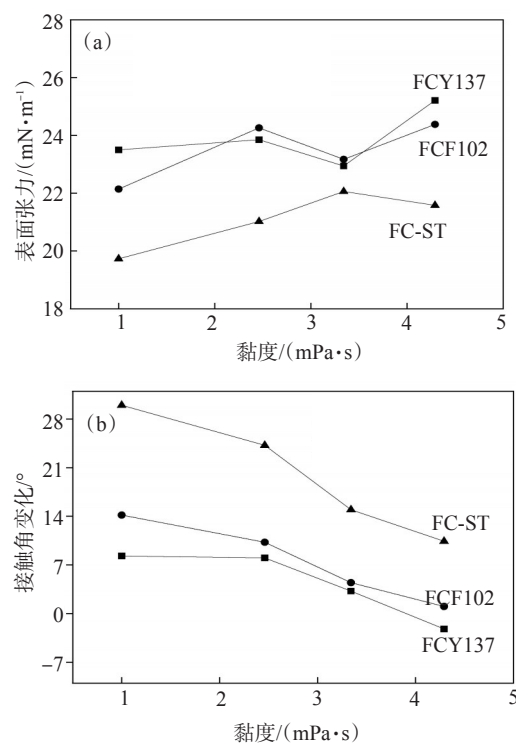


图1 黏度对防水锁剂性能的影响

2.3 氧化型破胶剂APS对防水锁剂性能的影响

常温下,不同质量浓度的APS对3种不同类型防水锁剂溶液(体积分数为0.1%)性能的影响如图2所示。不同温度下,一定质量浓度(0.5 g/L)的APS对3种不同类型防水锁剂溶液(体积分数为0.1%)性能的影响如图3所示。室温下,APS加量对防水锁剂降低表面张力性能的影响不大。随温度的增大,加有0.5 g/L APS的3种防水锁剂溶液的表面张

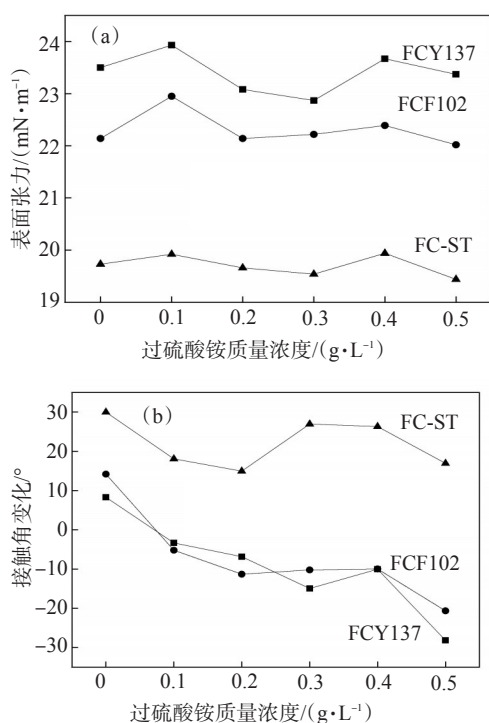


图2 室温下 APS 加量对防水锁剂性能的影响

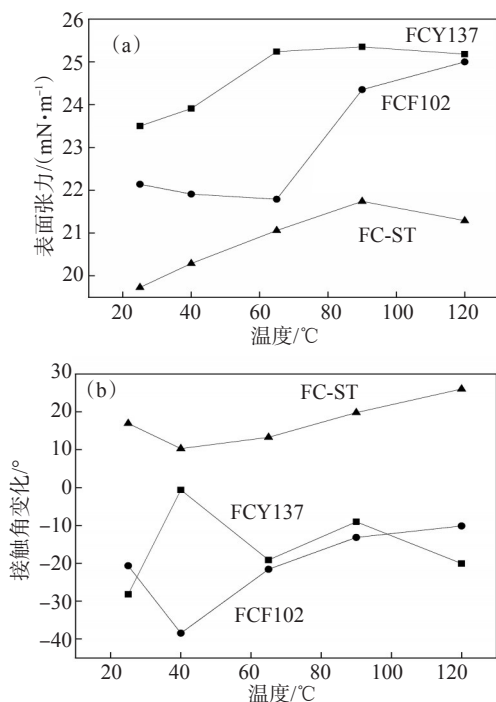


图3 不同温度下加量为 0.5 g/L 的 APS 对防水锁剂性能的影响

力均有所增大,其中氟碳非离子表面活性剂 FCF102 溶液的增幅最大。随着 APS 加量的增大,蒸馏水在经氟碳类表面活性剂溶液浸泡过载玻片表面上的接触角逐渐变小,亲水性增强,而蒸馏水在经纳米

FC-ST 溶液浸泡过载玻片表面上的接触角所受影响较小。总的来说,氧化型破胶剂会降低某些氟碳类型表面活性剂的性能,严重影响其改变润湿性的能力。因此在压裂液体系中,选择合适的抗氧化型表面活性剂作为防水锁剂尤为关键。

2.4 配液水矿化度对防水锁剂性能的影响

向体积分数为 0.1% 的防水锁剂溶液中加入一定量的氯化钠,考察矿化度对 3 种不同类型防水锁剂性能的影响,结果见图 4。矿化度对防水锁剂降低表面张力性能的影响较小,变化幅度在 10% 以内,但随矿化度的增大,蒸馏水在防水锁剂溶液浸泡过载玻片表面上的接触角变小,亲水性增强,整体上,纳米 FC-ST 有较强的耐盐性。这主要原因是随矿化度的增大,金属离子对固液界面扩散双电层的压缩作用增强,防水锁剂在载玻片上的吸附量减少。

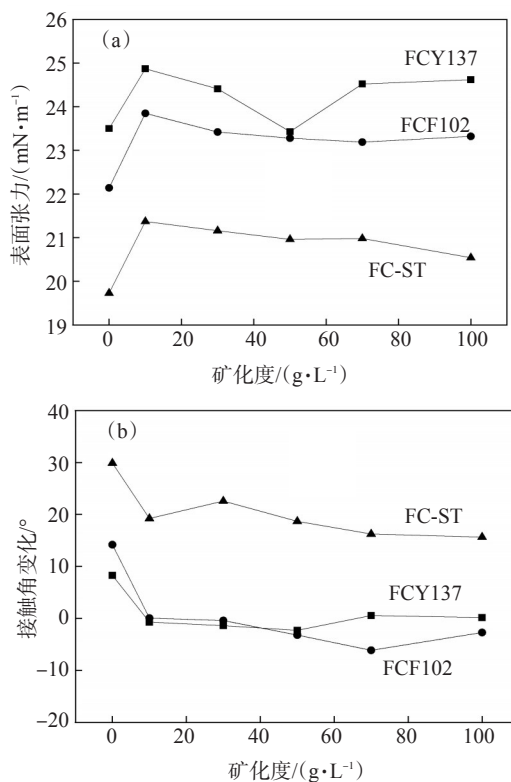


图4 矿化度对防水锁剂性能的影响

2.5 pH 值对防水锁剂性能的影响

向体积分数为 0.1% 的 3 种防水锁剂溶液中加入一定量的盐酸或氢氧化钠,考察了不同 pH 对 3 种不同类型防水锁剂溶液性能的影响,结果如图 5 所示。整体上,pH 对防水锁剂降低表面张力性能的影响

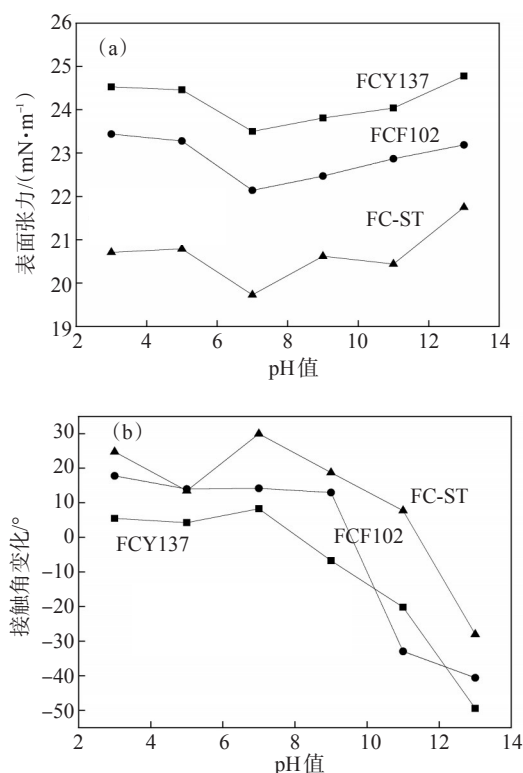


图5 pH对防水锁剂性能的影响

响不大,表面张力变化幅度小于10%。但是,随pH值的增大,蒸馏水在经防水锁剂溶液浸泡过的载玻片表面的接触角大幅降低,润湿性转为强亲水。这主要原因是强碱对亲水基团的破坏,导致表面活性剂的稳定性降低,其中纳米FC-ST的耐碱能力明显强于其他两种防水锁剂。

2.6 FC-ST纳米防水锁剂的性能

从上述相关影响因素评价可知,纳米防水锁剂FC-ST抗载体及环境影响的能力最强,综合性能最佳。因此,将纳米防水锁剂FC-ST加入90℃的滑溜水体系中,探究纳米防水锁剂FC-ST对破胶后的压裂液体系毛细管自吸、近井地带吸附以及渗透率同比恢复能力的影响。

2.6.1 自吸能力

低渗致密人造岩心块分别在自来水、体积分数为0.1%的纳米防水锁剂FC-ST溶液以及破胶后的纳米滑溜水体系中的自吸量如图6所示。岩心在自来水中的自吸量最大,为0.55 g,在纳米防水锁剂FC-ST溶液中的自吸量最小,不到0.02 g,表明纳米防水锁剂FC-ST的防水锁性能优异。FC-ST在压裂液体系中的防水锁性能受到一定干扰,但仍能较好

地降低毛细力,吸水量从在自来水中的0.55 g降至0.16 g。纳米防水锁剂FC-ST的加入可以有效减少岩心中水的侵入。

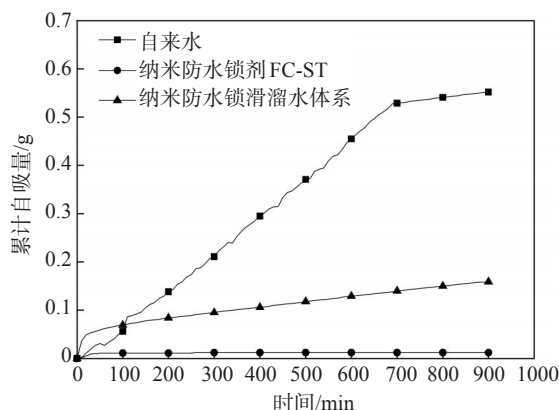


图6 纳米防水锁剂对滑溜水体系在岩心自吸能力的影响

2.6.2 吸附性能

将待测液反复注入填砂管6次,测量每次注入后流出液的表面张力,探究普通助排剂Anton-05、体积分数为0.1%的纳米防水锁剂FC-ST溶液以及纳米防水锁剂滑溜水破胶液的近井吸附性能,结果如图7所示。待测液经吸附后流出液的表面张力均不同程度地增大,助排剂Anton-05溶液表面张力增幅最大,说明助排剂Anton-05在填砂管中吸附量最大。与助排剂Anton-05相比,纳米防水锁剂FC-ST的吸附量较小。分析认为,助排剂分子容易被井筒、岩石以及支撑剂表面吸附,导致在近井地带被大量吸附,随着压裂过程中裂缝的扩展,所能够波及的区域有限。加入纳米防水锁剂FC-ST可有效降低助排剂在近井地带的吸附^[18]。

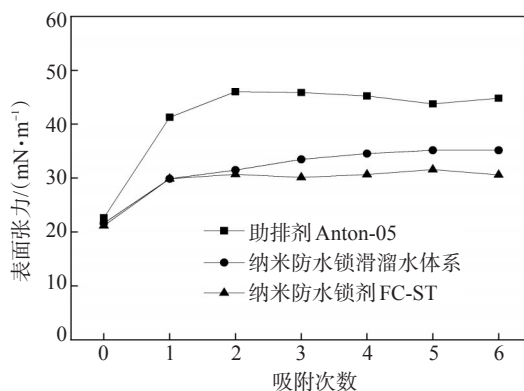


图7 纳米防水锁剂滑溜水体系的吸附性能

2.6.3 岩心渗透率同比恢复能力

在相同生产压差下,按体积分数为0.1%配制的

不同防水锁剂溶液、纳米防水锁剂滑溜水体系或助排剂溶液相较于清水侵入对岩心渗透率同比恢复率见图8。由图8可知,与清水相比,纳米FC-ST滑溜水体系对岩心有50%以上的渗透率同比恢复率,相较于常规氟碳类防水锁剂、助排剂,纳米防水锁剂FC-ST防水锁性能显著。

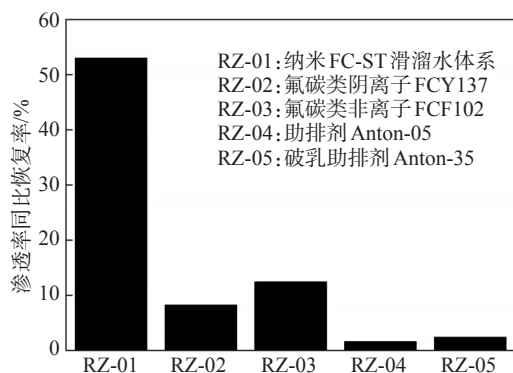


图8 不同防水锁剂、助排剂对岩心的渗透率同比恢复率

3 结论

在室内常规条件下,氟碳阴离子表面活性剂FCY137、氟碳非离子表面活性剂FCF102及纳米FC-ST均能显著降低表面张力,使蒸馏水在岩心表面上的接触角增大,有效降低毛管力。

防水锁剂的载体及使用环境严重影响防水锁剂的性能,不同类型防水锁剂在不同使用条件下,性能差异很大。纳米FC-ST在破胶液黏度小于4 mPa·s、120℃以内、APS加量为0.5 g/L、矿化度为 1×10^5 mg/L以及 $\text{pH} \leq 11$ 的情况下,能较好的保持性能稳定,满足常见低压强亲水致密气藏的普遍需求,综合性能优于氟碳阴离子表面活性剂FCY137和氟碳非离子表面活性剂FCF102。

纳米FC-ST滑溜水体系可以显著降低毛管力,有效减少水的侵入;相较于普通助排剂,该体系能有效降低近井地带吸附量;该体系有50%以上的渗透率同比恢复率,相较于常规防水锁剂、助排剂,载体及环境因素对性能影响小,预防水锁性能显著。

参考文献:

[1] 梁天博, 梁星原, 王洪达, 等. 致密气藏中防水锁剂的筛选方法及其微观机理[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(28):

11568-11573.

- [2] 刘培培. 致密气藏防水锁易返排滑溜水研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(6): 777-781.
- [3] 熊颖, 刘友权, 梅志宏, 等. 四川页岩气开发用耐高矿化度滑溜水技术研究[J]. 石油与天然气化工, 2019, 48(3): 62-65.
- [4] 周长静, 张燕明, 周少伟, 等. 苏里格致密砂岩气藏水平井体积压裂技术与试验[J]. 钻采工艺, 2015, 38(1): 44-47.
- [5] 陆丽, 陈英, 徐婷婷, 等. 页岩储层增产改造工作液的研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(2): 111-116.
- [6] 王改红, 李泽锋, 高燕, 等. 一种功能型滑溜水体系开发及应用[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(2): 257-260.
- [7] 安一梅, 李丽华, 赵凯强, 等. 低渗透油气藏用防水锁剂体系的制备与性能评价[J]. 油田化学, 2021, 38(1): 19-23.
- [8] 耿学礼, 吴智文, 黄毓祥, 等. 低渗透层新型防水锁剂的研究与应用[J]. 断块油气田, 2019, 26(4): 537-540.
- [9] 宋金星, 于世耀, 苏现波, 等. 表面活性剂压裂液的防水锁增产机理实验[J]. 煤田地质与勘探, 2019, 47(2): 98-102.
- [10] 王世荣, 李祥高, 刘东志, 等. 表面活性剂化学[M]. 北京: 化学工业出版社, 2005: 1-4.
- [11] 肖进新, 江洪. 氟碳表面活性剂[J]. 日用化学工业, 2001, (5): 24-26.
- [12] 蒋文贤. 特种表面活性剂[M]. 北京: 中国轻工业出版社, 1995: 65-66.
- [13] LI Q, FAN Z Z, LIU Q W, et al. Synthesis of a superhydrophobic fluorinated nano-emulsion and its modification on the wettability of tight sandstone[J]. Materials, 2022, 15(11): 4015.
- [14] 李小平, 黄维安, 李轩, 等. 两性-阴离子表面活性剂体系的构建及其防水锁效果[J]. 油田化学, 2020, 37(1): 67-72.
- [15] 何嘉郁, 王艳玲, 旷正超, 等. 新型纳米防水锁表面活性剂的研发与应用[J]. 钻采工艺, 2022, 45(3): 131-135.
- [16] ZHENG Y, RAO D N. Experimental study of spreading and wettability effects by surfactants in condensate reservoirs at reservoir conditions [C]// SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Woodlands, Texas, USA, April 11-13, 2011.
- [17] MOHAMED M, MOHAMED A L S, MASHHAD F. The impact of salinity on water dynamics, hydrocarbon recovery and formation softening in shale: Experimental study [C]// SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Dammam, Saudi Arabia, April 24-27, 2017.
- [18] 向超, 陈力力, 徐莹莹, 等. 一种新型压裂液纳米助排剂研制及性能评价[J]. 石油与天然气化工, 2022, 51(3): 71-75.

Performance Evaluation of Anti-water Blocking Agent for Fracturing in Tight Gas Reservoirs

ZHANG Huanghe, CHENG Xingsheng, LI Yongping, ZHANG Zhiyong, ZHANG Danian

(Beijing Stimlab Oil & Gas Technology Company Ltd., Beijing 100176, P R of China)

Abstract: For hydraulic fracturing in low-pressure strong hydrophilic tight gas reservoirs, it is necessary to evaluate the influence of the carrier and the usage environment on the performance of the anti-water blocking agent, and to make sure the anti-water blocking agent performs its proper function. Three different types of surfactants, including fluorocarbon anionic surfactant FCY137, fluorocarbon nonionic surfactant FCF102 and self-developed nano FC-ST, had been studied to reduce surface tension and change wettability. By comparing the performance of the solution under different viscosity, APS dosage, mineralization, and pH value, the best anti-water blocking agent were selected, and the waterproof locking capability was evaluated in fracturing fluid, through self-absorbing experiments, adsorption performance experiments surfactant and penetration rate recovery experiments. The results showed that the fluorocarbon anionic surfactant FCY137, fluorocarbon nonionic surfactant FCF102 and nano FC-ST could significantly reduce the surface tension, increase contact angle, effectively reduce the capillary force under the conventional indoor conditions. The nano-FC-ST could maintain stable performance in the fracturing gel-breaking fluid under the condition that the viscosity was less than 4 mPa·s, the temperature was below 120 °C, APS dosage was 0.5 g/L, the mineralization of water was 1×10^5 mg/L and pH value was lower than 11. The performances of the anti-water blocking agent nano surfactant FC-ST met the needs of common low-pressure strong hydrophilic tight gas reservoirs, and it was better than fluorocarbon anionic surfactant FCY137 and fluorocarbon nonionic surfactant FCF102. The slick water of nano FC-ST fracturing fluid could significantly reduce the capillary force, effectively reduce water intrusion, and reduce adsorption in the near well zone. It had a permeability recovery rate of more than 50%, compared with conventional anti-water blocking agent, cleanup additive, the performance was less affected by the carrier and the environment, the performance of the water blockage prevention was remarkable.

Keywords: low pressure strong hydrophilic; tight gas reservoir; anti-water blocking agent; carrier; usage environment

(上接第385页。continued from p. 385)

- 减阻技术[J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(6): 671–677.
- [16] 王凯, 张建卿, 李晓明, 等. 水基钻井液润滑剂研究进展与展望[J]. 油田化学, 2023, 40(1): 149–158.
- [17] 金军斌. 钻井液用润滑剂研究进展[J]. 应用化工, 2017, 46(4): 770–774.
- [18] 张立权, 侯珊珊, 吴宇, 等. 钻井液用环保润滑剂研究进展及发展趋势[J]. 油田化学, 2022, 39(1): 163–169.
- [19] 王宗轮, 孙金声, 刘敬平, 等. 耐高温高盐钻井液润滑剂的研制与性能评价[J]. 钻井液与完井液, 2022, 39(5): 538–544.
- [20] 李辉, 史俊, 卢永斌, 等. 含B-O螺环的特种表面活性剂作为钻井液润滑剂的可行性研究[J]. 油田化学, 2014, 31(1): 9–11.
- [21] 陈秀丽, 马丽华, 贾新玥, 等. 钻井液用改性地沟油润滑剂的制备与性能研究[J]. 精细石油化工, 2021, 38(2): 7–10.
- [22] 江华, 杨洋, 由福昌, 等. 大位移井完井液润滑剂性能评价[J]. 油田化学, 2021, 38(3): 401–405.
- [23] 王宇. 乳化剂的作用机理及其应用[J]. 山东化工, 2012, 41(3): 111–113.
- [24] 罗光华, 郑典模, 李广梅. 水乳液乳化剂的选择[J]. 广东化工, 2008, 35(11): 62–64.

Lubricant for Drilling Fluid Based on Aging Oil

LI Jiaxue^{1,2}, XIN Xiaokai^{1,2}, LU Wenjun^{1,2}, SUN Jie^{1,2}, WEI Yuhan¹

(1. Engineering College, China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 2. Karamay Branch of State Key Laboratory of Heavy Oil, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China)

Abstract: Aging oil, a by-product of oilfield surface production, has complex interface characteristic, as a result, it is difficult to be dehydrated. Using aging oil to develop lubricant for drilling fluid can make use of its emulsifying stability and avoid the difficulties of removing mud, sand and water from aging oil. The components and dosage of lubricant were optimized, and then the performance of lubricant was evaluated. The results showed that the emulsifier for developing lubricant based on aging oil was alkylphenol polyoxyethylene ether (OP-4), the wetting agent was sodium dodecylbenzene sulfonate (ABS), and the stabilizer was sodium carboxymethyl cellulose (Na-CMC). The optimum formula was obtained as follows: 100 mL drilling fluid, 3 mL aged oil, 1.5 g OP-4, 0.15 g ABS and 0.015 g Na-CMC. The density, apparent viscosity and sticking coefficient of mud cake of the system met the requirements of enterprise standards after the lubricant was added to the bentonite based slurry. Using aged oil as base oil to develop lubricant for drilling fluid was a feasible resource utilization scheme for aged oil.

Keywords: aging oil; drilling fluid; lubricant; emulsifier; wetting agent; stabilizer