文章编号：1000-4092(2022)01-028-05

玛湖井区低伤害滑溜水压裂液性能评价*

张 颖[1]，周东魁[1]，余维初[1]，张凤娟[2]，董景锋[2]，王牧群[2]，张 磊[3]

(1. 长江大学化学与环境工程学院，湖北 荆州 434000；2. 中国石油新疆油田公司工程技术研究院，新疆 克拉玛依 834000；3. 中国地质大学(武汉)资源学院，湖北 武汉 430000)

摘要：玛湖1井区百口泉组为典型的低孔低渗致密油储层。该井区大规模水力压裂面临3大难题，如压裂液减阻效果差、对储层伤害大；水资源匮乏，油田污水处理困难；缝间剩余油分布，采收率有待提高。针对这些问题，以羟甲基苯乙烯、醋酸乙烯酯、丙烯酰胺、聚乙烯基苄基三甲基氯化铵等为原料，通过分散聚合法制备了减阻剂(JHFR)，将其与多功能添加剂(JHFD)复配制得滑溜水压裂液。研究了目标区块的压裂水源、储层岩石的黏土矿物含量对黏土在滑溜水中水化膨胀性能的影响，评价了滑溜水对玛湖致密油藏储层的伤害情况。结果表明，减阻剂JHFR溶解时间(15 s)短，可实现免配直混。由0.1% JHFR和0.2% JHFD组成的滑溜水具有高效减阻(减阻率76.9%)、低油水界面张力(0.89 mN/m)、防膨效果好(防膨率81.12%)等特点，且与玛湖1井区的地层水和返排水的配伍性良好、对岩心渗透率损害程度低，适用于该井区的大规模连续压裂施工。

关键词：致密油；压裂液；滑溜水；减阻剂；储层伤害

文献标识码：A DOI：10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.01.006

中图分类号：TE357.1+2 开放科学(资源服务)标识码(OSID)：

随着中国探明石油地质储量中致密油藏所占比例大幅增加，尤其是十亿吨级的玛湖砂砾岩油藏的发现，标志着越来越多的致密油田将投入开发[1-2]。玛湖1井区百口泉组整体为向东南倾的单斜构造，储层孔隙度为5.1%～14.7%，渗透率0.027×10^{-3}～82.4×10^{-3} μm²，属于典型的低孔低渗致密油储层，无自然产能，均需要压裂建产。针对致密油藏的高效开发，大规模水力压裂是非常有效的开发技术之一。压裂液是压裂施工的血液，其性能决定了压裂的成败，目前现场应用最广泛的是滑溜水压裂液。水基压裂液进入地层后，易造成黏土矿物的水化膨胀和颗粒运移，而对储层造成无法修复的伤害，导致产能下降[3]。此外，压裂液的残渣含量过高或压裂液体系与地层流体不配伍会使压裂液残渣或固相滞留在裂缝中，导致支撑剂孔道堵塞，降低导流能力[4]。传统的压裂理念及行业标准中对压裂液的防膨性能有要求，需要添加黏土稳定剂实现，增加了压裂成本和环境压力。研究表明，黏土矿物主要包括高岭石族、伊利石族、蒙脱石族等矿物，不同矿物的水化膨胀性不同。储层中蒙脱石的含量决定了储层的水化膨胀程度[5-8]。

玛湖1井区百口泉组大规模水力压裂面临的难题主要为：(1)所用压裂液减阻效果差、残渣含量高、溶解速度慢、对储层伤害大；(2)淡水资源匮乏，压裂耗水量巨大，油田污水处理困难；(3)缝间剩余油分布，采收率有待提高。针对上述难题，本文以研发新型低伤害减阻剂为突破口，构筑了高效减阻、速溶的低伤害滑溜水压裂液，研究了目标区块水源和储层岩石的黏土矿物含量对黏土在滑溜水中水化膨胀性能的影响，考察了滑溜水对玛湖1井

* **收稿日期**：2020-11-17；**修回日期**：2021-03-22。

基金项目：国家重大专项“页岩油储层增效机理及技术研究”(项目编号2017X05049-003-007)。

作者简介：张颖(1991—)，女，长江大学油气田应用化学专业在读博士研究生(2019—)，从事油气井工作液研究，E-mail：zhangying0093@126.com。余维初(1965—)，男，教授，博士生导师，本文通讯联系人，从事非常规油气压裂与油气田开发方向的教学与研究工作，通讯地址：434000 湖北省荆州市南环路1号长江大学化学与环境工程学院，E-mail：yuweichu@126.com。

区百口泉组天然岩心的伤害。

1　实验部分

1.1　材料与仪器

羟甲基苯乙烯、醋酸乙烯酯、丙烯酰胺、焦磷酸钠、氯化亚锡（Ⅱ）二水合物，分析纯，上海麦克林生化科技有限公司；聚乙烯基苄基三甲基氯化铵，自制；氯化钠、硫酸铵、三水合亚甲基蓝、过硫酸铵、亚硫酸氢钠，分析纯，国药集团化学试剂有限公司；多功能添加剂JHFD，聚醚类表面活性剂和双子季铵盐类黏土稳定剂按质量比1∶2复配，自制；现场滑溜水压裂液，主要成分为减阻剂XJ-A（油包水聚丙烯酰胺类减阻剂）和助排剂XJ-B（氟碳类表面活性剂），取自新疆油田；1#～6#黏土的来源如表1所示；玛湖1井区天然岩心，层位T_1b_2，井段3294.6～3302.0 m；去离子水；地层水、返排水、净化水-1、净化水-2，均来自玛湖1井区，水质分析数据如表2所示；2%、5% KCl溶液。

表1　黏土样品信息

编号	类型	来源	层位	深度/m
1#	钠膨润土	胜利油田		
2#	钠膨润土	新疆油田		
3#	天然岩心粉	上乌尔禾组	P_3W	3647.5～3651.2
4#	天然岩心粉	上乌尔禾组	P_3W	3725.1～3731.3
5#	天然岩心粉	百口泉组	T_1b	3294.6～3302.0
6#	天然岩心粉	百口泉组	T_1b	3534.8～3542.0

JHFR-2高温高压页岩气井滑溜水减阻率测试仪、JHMD-II高温高压岩心动态损害评价系统，荆州现代石油科技发展有限公司；TX-500C旋转滴界面张力仪，美国科诺工业有限公司；微量滴定管，比克曼生物科技有限公司；HH-2S恒温水浴锅，常州恩培仪器制造有限公司；LDZ4-1.8低速平衡离心机，北京雷勃尔医疗器械有限公司。

1.2　实验方法

（1）减阻剂的制备

采用分散聚合法制备水包水的减阻剂JHFR。将适量（占反应物总质量的50%～80%）的去离子水加入500 mL三口烧瓶中，分别称取适量的水溶性单体羟甲基苯乙烯、醋酸乙烯酯、丙烯酰胺（3者质量比为1∶1∶2）、分散剂聚乙烯基苄基三甲基氯化铵、质量比为1∶2的无机盐氯化钠和硫酸铵加入三口烧瓶后搅拌升温，并不间断地通入氮气，待温度升至35 ℃后加入0.005%～0.01%过硫酸铵/亚硫酸氢钠（质量比为1∶1）复合引发剂，反应10 h后得到乳白色液体状的减阻剂JHFR。

（2）减阻剂性能评价

参照国家能源行业标准NB/T 14003.2—2016《页岩气 压裂液 第2部分：降阻剂性能指标及测试方法》，评价JHFR的溶解时间、减阻性能和对岩心的伤害性。

（3）滑溜水性能评价

参照国家能源行业标准NB/T 14003.1—2015《页岩气 压裂液 第1部分：滑溜水性能指标及评价方法》，评价滑溜水压裂液的性能。

（4）蒙脱石含量的测定

将黏土样品烘干后加入焦磷酸钠使黏土晶层分散，加入过量的三水合亚甲基蓝溶液使土样充分吸附染料，静置取出上层液体，再用高速离心机将上层清液与颗粒分离，以排除沙粒等颗粒物质对检测结果的干扰。用氯化亚锡对上层清液进行反滴定，即可计算出土样中蒙脱石的含量。

（5）黏土膨胀体积的测定

参照石油天然气行业标准SY/T 5971—2016《油气田压裂酸化及注水用黏土稳定剂性能评价方法》，测定不同黏土样品在去离子水、地层水、返排

表2　玛湖1井区不同水样的离子含量

水样名称	pH值	离子质量浓度/（mg·L^{-1}）						矿化度/（mg·L^{-1}）
		Na^+	K^+	Mg^{2+}	Ca^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	
地层水	6.0	1707.25	394.70	13.49	1548.54	4080.00	19.15	11 933.33
返排水	6.0	97.02	8.61	13.58	45.87	201.06	48.39	800.00
净化水-1	6.5	3683.49	48.12	94.81	509.48	5542.25	120.29	11 200.00
净化水-2	6.5	3635.52	48.08	96.34	524.56	5667.91	115.98	10 800.00

注：净化水-1和净化水-2为取自联合站处理后的采油污水。

水、净化水、2% KCl溶液、5% KCl溶液和用不同水质配制的滑溜水中的膨胀体积。

(6)滑溜水对岩心渗透率损害率的测定

参照国家能源行业标准NB/T 10030—2016《钻井液完井液对煤层气储层损害室内评价方法》中的孔隙压力振荡法,评价滑溜水对玛湖1井区天然岩心基质渗透率的影响。主要步骤为:测定岩样初始渗透率;用滑溜水驱替10～15 PV后停止驱替;保持围压和温度不变,使滑溜水充分与岩石矿物反应2 h;测定伤害后的渗透率;计算岩心渗透率损害率。

2 结果与讨论

2.1 减阻剂性能

2.1.1 溶解时间

按0.1%的加量将减阻剂与自来水混合。JHFR约15 s即完全溶解,溶液澄清透明;而现场所用减阻剂(XJ-A)需要1 h才能完全溶解,溶液为白色浑浊状。说明JHFR具有速溶的特点,更适用于大规模水力压裂的连续混配作业,有利于提高作业效率,降低施工成本。

2.1.2 减阻性能

由图1可见,在不同条件下JHFR的减阻率规律表现为:(1)随着浓度的增加,减阻率先增加后降低,在加量约为0.1%时的减阻率达到最大;(2)同一加量下,随着排量的增加,减阻率呈上升趋势。前者是由于JHFR为线性高分子聚合物,其水化体积有限,在一定浓度下聚合物分子可以完全伸展,但当浓度超过这一极限时,聚合物分子会相互缠结,形成网状结构而阻碍了液体的流动,造成减阻率下降[9]。后者是由于液体在密闭管路中的摩阻随流速增加而增大。在较高流速下,液体流动的层状结构被破坏形成湍流状态,大量的能量被消耗于涡流及其他随机运动中,因此,流体压力损失也就迅速增加[10]。在排量越大的条件下,JHFR表现出的减阻效果越好,即减阻率越高。减阻剂主要通过减弱流体的湍流程度来起到减阻作用。在固定管径下,排量越大,则流体的湍流程度越大,JHFR改变湍流程度的效果就越明显,其减阻效果越好;反之如果排量小则流体湍流程度不明显,甚至是处于层流的情况下,JHFR的减阻效果不明显。

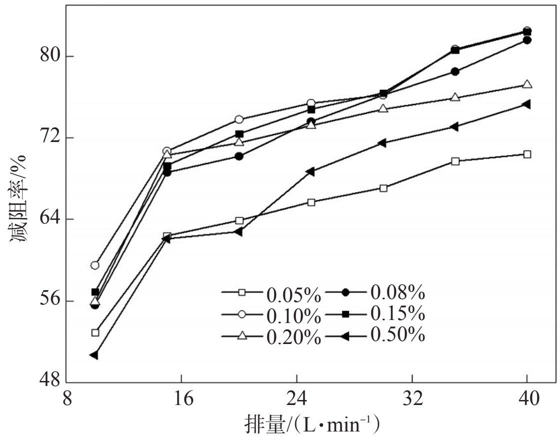

图1 减阻剂JHFR在不同排量和加量下的减阻率

2.2 滑溜水压裂体系性能

多功能添加剂JHFD在0.2%的加量下即可满足相关行业标准的要求。因此,构筑的JHFR滑溜水体系的配方为:0.1% JHFR+0.2% JHFD。两种滑溜水压裂液的性能如表3所示。由表3可见,与清水(去离子水)相比,JHFR滑溜水压裂液和现场滑溜水压裂液均能大幅降低油水界面张力,同时具有良好的减阻效果;在溶解时间、降低表面张力以及防膨率方面,JHFR滑溜水压裂液的性能优于现场滑溜水压裂液。另外,在室温和储层温度下,现场滑溜水压裂液与玛湖1井区的地层水和返排水会产生少量悬浮的小颗粒不溶物,JHFR滑溜水压裂液具有更好的配伍性。

表3 两种压裂液性能评价结果

项目	JHFR滑溜水压裂液	现场滑溜水压裂液
溶解时间/s	15	3600
pH值	7.0	7.5
运动黏度/($mm^2 \cdot s^{-1}$)	1.37	3.21
表面张力/($mN \cdot m^{-1}$)	25.42	29.92
油水界面张力/($mN \cdot m^{-1}$)	0.89	0.55
与地层水、返排水配伍性	室温和储层温度下均无絮凝现象,无沉淀产生	室温和储层温度下均有少量悬浮小颗粒不溶物
减阻率/%	76.9	79.5
防膨率/%	81.12	69.41

2.3 滑溜水对玛湖致密油藏储层的伤害

在大规模水力压裂过程中,大量的外来液体进入储层后会造成黏土吸水膨胀、颗粒分散运移,压

裂液残渣或与地层不配伍生成的不溶物等造成孔喉道堵塞，导致储层渗透率下降，对储层造成无法修复的伤害[11-14]。研究分析了目标区块的压裂水源、储层岩石的黏土矿物含量、岩粉的水化膨胀特性，并通过岩心渗透率恢复值评价了JHFR滑溜水对玛湖致密油藏储层的伤害情况。

2.3.1　配液水质和蒙脱石含量

玛湖1井区4种压裂配液水的矿化度均较低，其中返排水的矿化度最低，仅为800 mg/L，地层水的矿化度最高，约为11.9 g/L。

蒙脱石含量可以表征黏土矿物的水化膨胀程度。实验测得1#～6#黏土样品的蒙脱石含量分别为48.83%、27.64%、7.37%、8.75%、2.53%、2.75%。两种膨润土的蒙脱石含量远高于天然岩粉；4种天然岩粉中的蒙脱石含量均小于9%，3#和4#天然岩粉的蒙脱石含量明显高于5#和6#，即上乌尔禾组P_3W砂砾岩的水敏性强于百口泉组T_1b砂砾岩。

2.3.2　黏土膨胀情况

黏土样品在不同水质中的膨胀体积如表4所示，黏土样品在不同水质配制的JHFR滑溜水压裂液中的膨胀体积如表5所示。由表4可见，6种黏土样品在不同水质中的膨胀体积与其蒙脱石含量呈正相关；两种膨润土在去离子水中的膨胀体积分别为8.5 mL和4.4 mL，远高于天然岩粉；4种天然岩粉的膨胀体积均小于1 mL，水化膨胀程度很低。2种膨润土的膨胀体积与水样的矿化度之间呈负相关，即水样的矿化度越高，则膨润土的膨胀体积越小，但4种天然岩粉的膨胀体积与水样矿化度之间无明显关系。这是由于在矿化度较高的水样中，一价、二价阳离子含量较高，阳离子与膨润土表面的阳离子交换多，稳定了黏土晶体结构，因而其防膨效果越显著。

由表5可见，用去离子水和油田水样配制的JHFR滑溜水的黏土膨胀体积都很小。两种膨润土在去离子水配制的滑溜水中的膨胀体积分别为2.6 mL和2.2 mL，在其他水样配制的滑溜水中，膨润土的膨胀体积与配制滑溜水的矿化度之间仍然呈负相关。

在滑溜水体系中，通常会加入一定量的黏土稳定剂来降低储层中黏土水化膨胀的程度。黏土稳定剂的加量则根据室内实验评价结果确定。对于黏土矿物含量不同的储层，其使用黏土稳定剂的加量有所不同；对于矿化度不同的压裂水源，其使用黏土稳定剂的加量亦有所不同。储层黏土的膨胀程度除了与自身矿物含量有关之外，水质的矿化度也影响黏土的膨胀程度。对同一种黏土而言，水质的矿化度越高，则黏土的膨胀越不明显。因此，在不易膨胀的目标储层中，应使用具有一定矿化度的现场水源，即使不添加黏土稳定剂也能达到技术要求。滑溜水体系中黏土稳定剂的加量应根据目标区块的储层特性来确定。

表4　黏土在不同水质中的膨胀体积

水样	黏土膨胀体积/mL					
	1#	2#	3#	4#	5#	6#
去离子水	8.50	4.40	0.50	0.55	0.50	0.50
地层水	1.50	1.20	0.50	0.50	0.50	0.50
返排水	8.50	4.50	0.50	0.50	0.50	0.50
净化水-1	1.65	1.45	0.50	0.50	0.50	0.50
净化水-2	1.95	1.55	0.50	0.50	0.50	0.50
2% KCl	1.20	1.10	0.50	0.50	0.50	0.50
5% KCl	0.80	0.80	0.50	0.50	0.50	0.50

表5　黏土在不同水质配制的滑溜水中的膨胀体积

水样	黏土膨胀体积/mL					
	1#	2#	3#	4#	5#	6#
去离子水	2.60	2.20	0.50	0.55	0.50	0.50
地层水	1.80	1.40	0.50	0.50	0.50	0.50
返排水	2.40	2.00	0.50	0.50	0.50	0.50
净化水-1	1.50	1.20	0.50	0.50	0.50	0.50
净化水-2	1.50	1.20	0.50	0.50	0.50	0.50

2.3.3　对储层的伤害评价

由表6可见，JHFR滑溜水压裂液对玛湖1井区天然岩心的渗透率损害率为17.80%和18.34%，低于石油天然气行业标准SY/T 6376—2008《压裂液通用技术条件》中对水基压裂液（30%）的要求。JHFR滑溜水压裂液对玛湖1井区储层的伤害率较低，适用于该井区的水力压裂施工。

表6　滑溜水对天然岩心的渗透率损害率

岩心孔隙度/%	原始渗透率/（10^{-6} μm^2）	伤害后渗透率/（10^{-6} μm^2）	渗透率伤害率/%
11.45	2.87	2.36	17.80
12.43	7.87	6.43	18.34

3 结论

JHFR滑溜水体系性能优良，满足玛湖致密油藏的压裂施工。该体系对储层渗透率的伤害小，减阻率可达到75%以上，能有效降低表面张力和油水界面张力，防膨性能优良。减阻剂JHFR在较短时间(15 s)内完全溶解，可实现油田现场的免配直混工艺。

与钠膨润土相比，玛湖1井区百口泉组和上乌尔禾组的砂砾岩岩粉的蒙脱石含量(<10%)低，水化膨胀性弱，砂砾岩岩粉的膨胀体积(<1 mL)小。水化膨胀程度与蒙脱石含量之间呈正相关，与水样的矿化度之间呈负相关。

黏土稳定剂应结合目标区块储层的岩样分析进行应用。目标区块的压裂水源有一定的矿化度，具有良好的防膨效果，且目标区块的储层岩石水化膨胀性弱。综合性能、成本和环境考虑，建议玛湖1井区百口泉组水力压裂时少加或不添加黏土稳定剂。

参考文献：

[1] 许江文，李建民，邬元月，等. 玛湖致密砂砾岩油藏水平井体积压裂技术探索与实践[J]. 中国石油勘探，2019，24(2)：241-249.

[2] 李建民，吴宝成，赵海燕，等. 玛湖致密砾岩油藏水平井体积压裂技术适应性分析[J]. 中国石油勘探，2019，24(2)：250-259.

[3] 王静仪. 适用于页岩气开发的高效滑溜水压裂液体系研究[J]. 能源化工，2019，40(2)：51-55.

[4] 袁旭，许冬进，陈世海，等. 压裂液侵入对页岩储层导流能力伤害[J]. 科学技术与工程，2020，20(9)：3591-3597.

[5] 王家骅. 粘土矿物的结构及其层间膨胀[J]. 安庆师范学院学报(自然科学版)，1995，1(4)：14-16.

[6] 刘光法，苗锡庆. 黏土矿物水化膨胀影响因素分析[J]. 石油钻探技术，2009，37(5)：81-84.

[7] 赵福麟. 油田化学：第2版[M]. 东营：中国石油大学出版社，2010：13.

[8] CARMAN P S，LANT K S. Making the case for shale clay stabilization[C]//SPE Eastern Regional Meeting. West Virginia，USA，2010：1-8.

[9] 孟磊，周福建，刘晓瑞，等. 滑溜水用减阻剂室内性能测试与现场摩阻预测[J]. 钻井液与完井液，2017，34(3)：105-110.

[10] WHITE C M，MUNGAL M G. Mechanics and prediction of turbulent drag reduction polymer additives[J]. Annu Rev Fluid Mech，2008，40(1)：235-256.

[11] 邵立民，靳宝军，李爱山，等. 非常规油气藏滑溜水压裂液的研究与应用[J]. 吐哈油气，2012，17(4)：383-387.

[12] ZHANG S F，SHENG J J，SHEN Z Q. Effect of hydration on fractures and permeabilities in Mancos，Eagleford，Barnette and Marcellus shale cores under compressive stress conditions[J]. J Pet Sci Eng，2017，156：917-926.

[13] 杨柳，石富坤，赵逸清，等. 页岩储层黏土矿物对裂缝导流能力伤害的影响[J]. 科学技术与工程，2020，20(1)：153-158.

[14] LIU X J，ZENG W，LIANG L X，et al. Experimental study on hydration damage mechanism of shale from the Longmaxi formation in Southern Sichuan Basin，China[J]. Petroleum，2016，2(1)：54-60.

Performance Evaluation of Low-damage Slick Water Fracturing Fluid in Mahu Well Area

ZHANG Ying[1]，ZHOU Dongkui[1]，YU Weichu[1]，ZHANG Fengjuan[2]，DONG Jingfeng[2]，WANG Muqun[2]，ZHANG Lei[3]

(*1. College of Chemical and Environmental Engineering，Yangtze University，Jingzhou，Hubei 434000，P R of China；2. Research Institute of Engineering and Technology，Xinjiang Oilfield Branch Company，PetroChina，Karamay，Xinjiang 834000，P R of China；3. School of Earth Resources，China University of Geoscinces，Wuhan，Hubei 430000，P R of China*)

Abstract: The Baikouquan formation in the Mahu 1# well area is a typical tight oil reservoir with low porosity and permeability. Large-scale hydraulic fracturing in this well area faces three major problems，such as poor drag reduction effect of fracturing fluid，great damage to reservoir，scarce water resource and difficult treatment of oilfield sewage. Furthermore，the remaining oil distributes between fractures，and the recovery rate needs to be improved. In response to these problems，the drag reducer(JHFR) was prepared by dispersion polymerization using hydroxymethyl styrene，vinyl acetate，acrylamide，polyvinyl benzyl trimethyl ammonium chloride，etc. Then JHFR was compounded with the multifunctional additive (JHFD) to obtain a slick water fracturing fluid. The effects of fracturing water source and the clay mineral content of reservoir rock in target block on the hydration and swelling performance of clay in slick water were studied. And the damage of slick water to the Mahu tight oil reservoir was evaluated. The results showed that the dissolution time (15 s) of drag reducer JHFR was short，and direct mixing could be realized without mixing. The slick water composed of 0.1% JHFR and 0.2% JHFD had the characteristics of high drag reduction (76.9% drag reduction rate)，low oil-water interfacial tension (0.89 mN/m)，good anti-swelling effect (81.12% anti-swelling rate)，etc. The system had good compatibility with the formation water and flowback fluid in the Mahu 1# well area，and had low damage to the core permeability. It was suitable for the large-scale continuous fracturing in this well area.

Keywords: *tight oil*；*fracturing fluid*；*slick water*；*drag reducer*；*formation damage*