

低渗透油藏注表面活性剂协同酸化解堵 降压增注研究

雷金华¹, 曾云², 梅光远³, 吴豹¹

- (1. 长江大学石油工程学院, 湖北武汉 430100;
2. 荆州水务集团有限公司, 湖北荆州 434000;
3. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司, 天津 300457)

摘要: 针对低渗透油藏注水井注水压力高、注不进的问题, 提出采用注表面活性剂协同酸化解堵降压增注的措施。通过岩屑酸蚀实验, 优选出酸化效果较好、酸蚀速率较低的 6# 酸液: 8% HCl +2%冰乙酸+3% HF +4% HBF_4 +3% HEDP 。进而通过岩心驱替实验对表面活性剂种类、浓度及段塞大小进行了优化, 选择可以形成界面张力低至 10^{-2}mN/m 的 SATRO 型表面活性剂, 确定段塞大小为 6~10PV, 采用的浓度为 4‰。对比措施实施前后的水驱压力变化, 可知酸化解堵后注表面活性剂可以降低 38% 左右的注水压力, 且高效期长达 45PV, 证明采用该方法比常规单一酸化或注表面活性剂有效。

关键词: 低渗透; 降压增注; 酸化; 解堵; 表面活性剂

中图分类号: TE35

文献标识码: A

文章编号: 1674-4969(2016)06-0593-05

引言

低渗透油藏具有低孔低渗、黏土含量高的特点, 易产生水化膨胀、注入水结垢、细菌腐蚀, 且油层改造作业中易造成二次污染。其注水井普遍存在“注水压力过高、注不进”的问题^[1-3], 导致油井产液量低、产液量递减速度快、开采效果差。因此, 急需开展降压增注技术研究, 以提高低渗透油田注水开发的效果^[4]。

目前, 酸化解堵和注入活性水溶液是使用较为广泛的降压增注措施。常规酸化措施存在作用距离有限, 有效期短, 成功率低的问题^[5]; 表面活性剂能够降低残余油饱和度, 增加两相渗流有效半径, 降低注水压力^[6], 但需根据油藏条件进行选择。本文在研制一种反应速度缓慢、酸化深度大且对储层污染小的有机缓速酸的基础上, 优

选出可以与地层油水相形成低界面张力的表面活性剂体系。通过注入低界面张力的活性水溶液来降低油水界面张力, 结合酸化解堵措施, 达到降低渗流阻力、增加渗透能力、减小注水压力、提高注水量的目的。

1 酸化体系研究

1.1 酸液选择

要想获得较好的酸化解堵效果, 要求所选用的酸液应具有较强的孔隙溶蚀能力, 可以进入地层深部作用; 此外, 酸液应具有弱敏感性, 不会形成酸渣沉淀, 利于返排, 不会形成二次污染^[7-8]。

根据要求配制的酸液配方见表 1。

1.2 岩心溶蚀实验

选择符合要求的酸液对陕北某低渗透油藏岩

表 1 酸液名称及配方

酸液名称	酸液配方
1#	13%HCl+2%HF+1%冰乙酸
2#	10%HCl+2%HF+1%冰乙酸 +1% HBF_4 +0.5%柠檬酸
3#	10%HCl+2%HF+2% HBF_4 +3%HEDP
4#	10%HCl+3%HF+1% HBF_4 +3%HEDP
5#	10%HCl+3%HF+4% HBF_4 +3%HEDP
6#	8%HCl+2%冰乙酸 +3%HF+4% HBF_4 +3%HEDP

屑进行酸溶实验，研究不同成分酸液对岩屑的溶蚀效果，初选有较好酸化效果的酸液。结果表明，初选的酸液都有较好的酸溶效果，其中 6#酸效果最好，溶蚀率可达 36.88%，2#酸效果最差，溶蚀率为 31.32%。随后，进一步研究了酸液对岩屑的溶蚀率随时间的变化关系（见图 1），选择酸化效果较优、反应速度较慢的 5#、6#酸液进行酸化解堵效果评价。

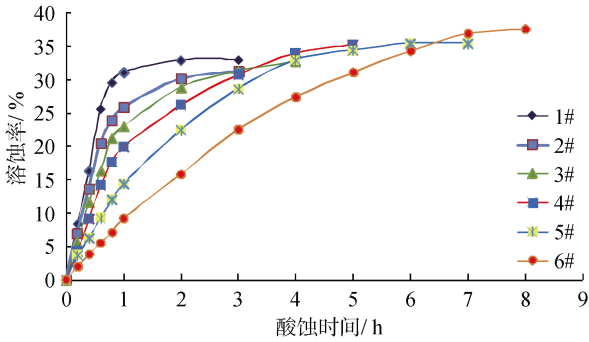


图 1 酸液溶蚀率随时间变化关系图

1.3 酸化解堵效果评价

为了评价酸化解堵效果，实验选用现场岩心，采用岩心流动实验测定酸液与岩心反应前后的渗透率。通过研究不同酸化时间的解堵率（酸化后的渗透率 k_i 与采用注入水测定的渗透率 k_0 的比值）确定酸液解堵能力，实验结果见图 2 所示。从图中两种酸液的解堵率可以看出，两种酸液均表现出解堵效果随酸蚀时间增加而增加的趋势，但是 5#酸液在 2h 前解堵率较大，酸蚀速度较快，不利于进入地层深部作用，因此，选择酸化速率更加均匀、解堵效果更好的 6#酸液作为酸化体系，

其解堵率可达 21.32%。

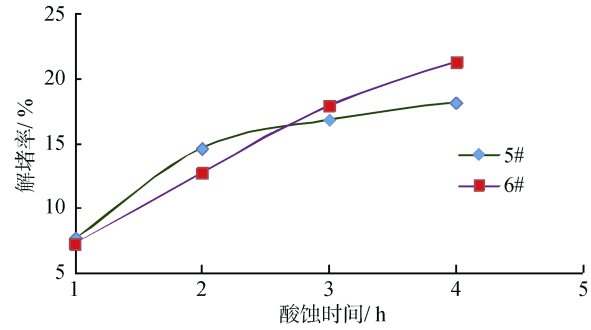


图 2 酸液不同反应时间的解堵率

2 低界面张力的表面活性剂研究

由于酸化解堵效果有限，因此优选可与地层条件形成低界面张力的表面活性剂，通过降低油、水及岩石间的界面张力，改善两相渗流能力，提高水井注水能力。所选表面活性剂需要具备如下特性：在较宽的浓度范围与地层油水样形成低界面张力体系；与地层岩石流体配伍；来源广，价廉；有效期长。^[9-10]

初步筛选的表面活性剂名称及其类型见表 2。

表 2 表面活性剂名称及类型

表面活性剂名称	类型
FY-4903	有机硅非离子表面活性剂
FY-F501	全氟烷基聚氧乙烯醚非离子表面活性剂
FC-03	氟碳表面活性剂
JT202	氟碳表面活性剂
SATRO	氟碳表面活性剂+非离子表面活性剂+两性季连表面活性剂

2.1 低界面张力表活剂的优选

用现场地层水、表面活性剂配备不同溶度的活性水溶液，将所配备的活性水溶液加入到 TX-500C 型界面张力测定仪中，再注入现场脱水脱气原油，在恒温 50、旋转角速度为 $5000\text{r} \cdot \text{s}^{-1}$ 的设备条件下，待界面张力稳定后测定平衡界面张力，实验结果见图 3 所示。从图中可以看出，随着表面活性剂浓度的增加，界面张力均呈降低趋势，并逐渐趋于平缓。其中 SATRO 型表面活性剂在浓度为 4‰时，表面张力达到 10^{-2}mN/m 数量

级的低值范围,可以有效地降低注入水的毛管阻力,改变油层润湿性,使岩心由亲水转向亲油,提高注水能力,因此选择 SATRO 型表面活性剂作为备选降压增注剂,浓度范围在 4‰~6‰。

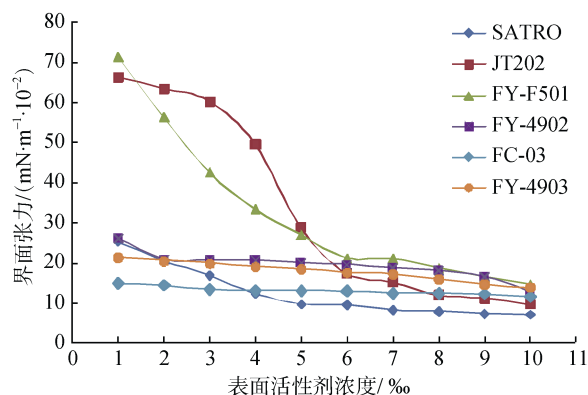


图3 界面张力随浓度变化关系图

2.2 浓度优选及注入量优化

通过岩心驱替实验,对表面活性剂的浓度和注入量进行优化。选取 6 块渗透率接近的岩心进行不同浓度的 SATRO 活性水驱平行实验:首先采用注入水驱至压力稳定(一次水驱),继而改驱 10PV 表面活性剂体系,最后转注水(二次水驱),记录两次水驱压力变化^[11]。实验结果见表 3 和图 4。可以看出,随着 SATRO 表活剂浓度的增加,体系降压率呈线性增加,当浓度达到 4‰后增幅变缓,趋于稳定。当浓度为 4‰时,降压率可以达到 19.12%,表现出较好的降压性能。结合经济因素,考虑选择表面活性剂 SATRO 的浓度为 4‰。

表3 不同浓度 SATRO 降压率基础数据

实验编号	岩心渗透率 mD	表活剂浓度 (‰)	一次水驱 稳定压力 (MPa)	二次水驱 稳定压力 (MPa)	降压率 (%)
1	1.93	1	1.17	1.07	8.01
2	2.21	2	1.43	1.26	11.89
3	2.33	3	1.58	1.34	15.14
4	1.84	4	1.26	1.03	17.93
5	1.91	5	1.31	1.06	19.12
6	2.02	6	1.44	1.15	19.85

在此基础上采用同样的实验方法对浓度为

4‰的 SATRO 注入量进行优化,实验结果见图 5。从图 5 可以看出降压率曲线可以分为三段:第一段 0~6PV 降压率增幅较大,可以降压 16%左右;第二段 7~10PV,降压率增幅减缓,但是仍有一定效用;第三段 10PV 以上,随着活性水溶液的注入,降压率基本没有得到改善,原因可能是表面活性剂分子已经达到吸附饱和状态,因此后续注入不能形成有效吸附,起到减小油水界面张力的作用。综合考虑,推荐注入量在 6~10PV,降压率可高达 19%。

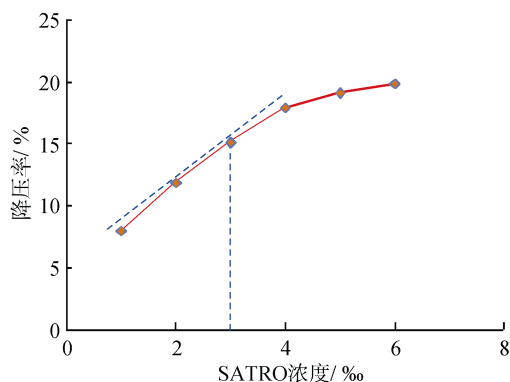


图4 不同浓度 SATRO 降压率变化曲线

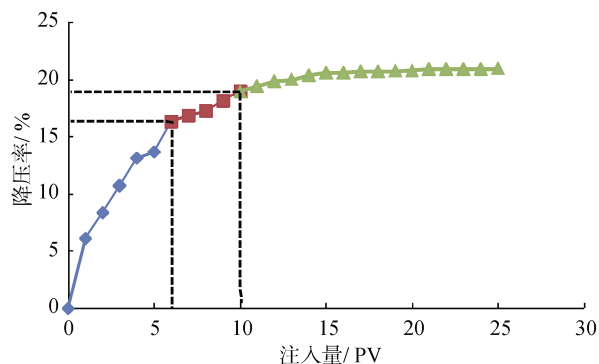


图5 降压率随 SATRO (浓度为 4‰) 注入量变化关系图

3 表活剂辅助酸化降压增注效果评价

考虑到酸化是通过酸蚀解堵来增加有效渗透率,而表面活性剂是通过改善油层界面张力增加注入水的流动能力,两者有着本质上的区别,本文提出采用注表面活性剂辅助酸化解堵降压增注的方案,并通过室内实验研究降压增注体系的降压效果和耐冲刷性能。

通过对纯水驱与采用 6#酸液酸化后、段塞 SATRO (8PV、浓度为 4‰) 转水驱的各阶段压力和渗透率进行对比研究的, 得到的实验结果如图 6 所示。从图中可以看出, 采用酸化解堵后注入表面活性剂可以降低注入压力, 增加渗透率最高可达 38%, 效果显著。二次水驱 45PV 后, 压力增加到 1.4MPa, 渗透率降低到 1.45mD 左右, 改善效果大约 10%, 降压效果变差。因此, 建议选择 45PV 为一个处理周期。

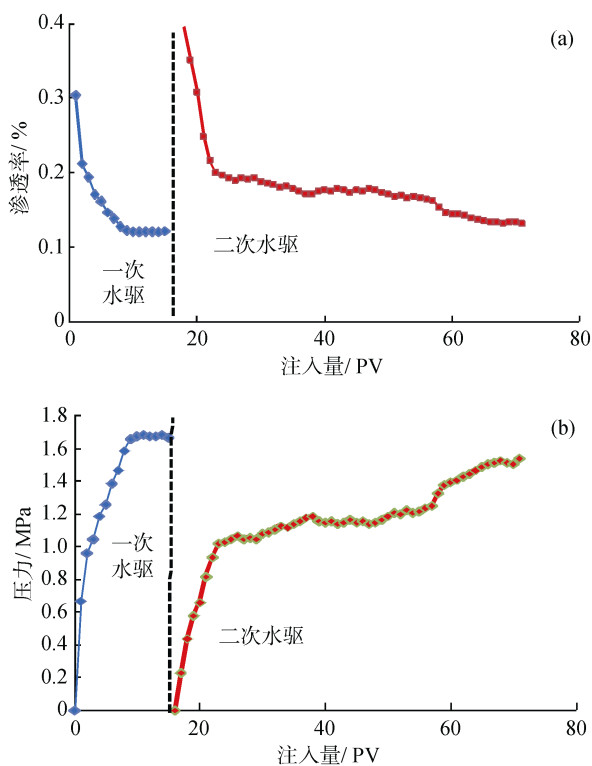


图 6 (a) 压力与注入量关系图; (b) 渗透率与注入量关系图

4 结论

针对低渗透油藏注水压力高、注不进的问题,

本文提出采用酸化解堵结合注表面活性剂体系降压增注的方法。通过酸蚀实验确定选用 6#酸液, (8% HCl +2%冰乙酸+3% HF +4% HBF_4 +3% HEDP) 酸化效果好, 可以进入地层深部作用。通过岩心驱替实验确定采用 SATRO 型表面活性剂, 优化后选用浓度 4‰, 段塞 6~10PV。采用注表面活性剂辅助酸化解堵, 降压率高达 38%, 降压效果较好, 高效期长达 45PV 的注水周期。该方案可以用于指导现场应用。

参考文献

- [1] 阎庆来. 低渗透油气藏勘探开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993.
- [2] 张朔, 蒋官澄, 郭海涛, 等. 表面活性剂降压增注机理及其在镇北油田的应用[J]. 特种油气藏, 2013, 20(2): 111-114.
- [3] 王金迪, 谢雪琴, 王惠清, 等. 层内生成二氧化碳增注技术在低渗油藏中的应用[J]. 新疆石油天然气, 2008, 4(2): 56-58.
- [4] 张星, 毕义泉, 汪庐山, 等. 低渗透油藏活性水增注技术探讨[J]. 石油地质与工程, 2009, 23(5): 121-123.
- [5] 李积祥, 侯洪涛, 张丽, 等. 低渗油藏注水井解堵增注技术研究[J]. 特种油气藏, 2011, 18(3): 106-108.
- [6] 王增宝, 王静, 全铭, 等. 低渗透油藏表面活性剂/有机碱降压增注体系研究[J]. 油田化学, 2014, 31(4): 573-577.
- [7] 蒋官澄, 黄贤斌, 贾欣鹏, 等. 新型酸化解堵剂与体系研究[J]. 钻采工艺, 2012, 35(6): 89-93.
- [8] 彭春洋, 周红艳, 张袁, 等. 双河油田注水井酸化解堵实验研究[J]. 油气地球物理, 2013(2): 68-71.
- [9] 缪云. 宝中高温高盐低渗油层表面活性剂增注技术研究[D]. 西南石油大学, 2007.
- [10] 梁玉纪, 海心科, 李玉明. 低渗透油田表面活性剂降压增注技术及应用[J]. 石油天然气学报, 2010(4): 353-355.
- [11] 王桂娟, 李爱芬, 王永政, 等. 低渗油藏表面活性剂降压增注性能评价研究[J]. 科学技术与工程, 2015(6): 69-73.

Study on Reducing Pressure and Increasing Injection of Surfactant in Low Permeability Reservoir

Lei Jinhua¹, Zeng Yun², Mei Guangyuan³, Wu Bao¹

(1. *Petroleum Engineering College of Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China;*

2. *Jingzhou Water Group Co., Ltd. Jingzhou, Hubei 434000, China;*

3. *China National Petroleum Corporation Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Tianjin 300457, China)*

Abstract: Aiming at the problem of high water injection pressure and insufficient water injection in low permeability reservoir, the cooperation between acidizing technology and surfactant injection is presented to reduce water injection pressure and increase water injection. Firstly, 8%HCl + 2%C₂H₄O₂ + 3%HF + 4%HB(F)(F)F + 3%HEDP is chosen as acidizing liquid system by acid corrosion experiment, which has an excellent acidification effect and the acid rock reaction rate is also low. Then through core displacement experiments, SATRO has been chosen as chemical decompression in augmented injection system with concentration of 4‰, which declined the interfacial tension between oil and water lower than 10⁻²mN/m, and obtained the best effect when the slug size is 6 to 10 pore volumes (PV). It is obviously that water drive pressure can be reduced about 38% after acidification of injected surfactant, and the efficient water injection cycle can be up to 45 PV. This method is proved to be more effective than conventional single acidification or inject surfactants.

Keywords: low permeability; injectivity enhancing ; acidification; plug removal; surfactant