

Technical Study on Acidification and Augmentation in High Pressure under Injection Well in Chang 8 Reservoir of Jiyuan Oilfield

Weihua Wang¹, Qun Shuai^{2,3}, Wenlai Zhang¹, Honggang Zhang¹, Haiyan Li¹, Mingzhao Zhu¹, Huan Yang²

¹No.3 Oil Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Yinchuan Ningxia

²School of Chemistry and Environmental Engineering, Yangtze University, Jingzhou Hubei

³Periodical Agency of Yangtze University, Jinzhou Hubei

Email: shuai_qun@126.com

Received: Mar. 30th, 2016; accepted: Jun. 7th, 2016; published: Sep. 15th, 2016

Copyright © 2016 by authors, Yangtze University and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

Abstract

Due to poor reservoir physical property, serious scaling, blockage of pore throat, pollution occurring in reservoir reconstruction at the early stage, under injection was induced in Chang 8 Reservoir of Jiyuan Oilfield. A retarding acid DSP-106 system for block removal and deep penetration in water injection wells was researched, the corrosion ability of the system could reach the corrosion ability for fluorine boric acid and hydrogen fluoride acid, by which the core permeability was effectively improved without core damage and rock cuttings fall off, the rock skeleton would not be destroyed. In April 2016, the technology of pressure reduction and augmentation is used in Well C2X, daily augmentation is 11 m³, water injection pressure reduction is 2.9 MPa, the apparent water absorption index increases by 3.17 times, the operation effect is obvious, and it can fully meet the requirements of allocation of water injection after acidification.

Keywords

Pressure Reduction and Augmentation, Deep Penetrating and Retarding Acid, Acidification Fluidity, Low Permeability

姬塬油田长8层高压欠注井酸化增注技术研究

王伟华¹, 帅群^{2,3}, 张文来¹, 张红岗¹, 李海燕¹, 朱明昭¹, 杨欢²

¹中石油长庆油田分公司第三采油厂, 宁夏 银川

²长江大学化学与环境工程学院, 湖北 荆州

³长江大学期刊社, 湖北 荆州

作者简介: 王伟华(1983-), 男, 工程师, 现主要从事油气田应用化学方向的研究与管理工作; 通信作者: 帅群。

Email: shuai_qun@126.com

收稿日期: 2016年3月30日; 录用日期: 2016年6月7日; 发布日期: 2016年9月15日

摘要

姬塬油田长8层由于注水井储层物性较差, 结垢较严重, 孔喉堵塞, 前期储层改造污染, 造成注水井高压欠注。研究注水井的解堵深穿透缓速酸DSP-106体系, 该酸液体系溶蚀能力能达到氟硼酸、氢氟酸的溶蚀能力, 具有较好的缓蚀性能, 有效地改善了岩心的渗透率, 且没有出现岩心破损、岩屑脱落现象, 不会破坏岩石骨架。2016年4月在池2X井实施降压增注工艺, 日增注 11 m^3 , 注水压力下降 2.9 MPa , 视吸水指数平均提高3.17倍, 降压增注效果明显, 酸化后完全达到配注要求。

关键词

降压增注, 深穿透缓速酸, 酸化流动性, 低渗透

1. 引言

姬塬油田长8层注水井储层物性较差, 均为致密长石砂岩, 孔隙喉道小; 储层渗透率主要分布在 $0.09\sim 0.95\text{ mD}$ 的范围, 渗透率级差在 $1.07\sim 13.57$ 之间, 储层属于低孔-超低渗储层, 泥质绝对含量介于 $9.03\%\sim 20.93\%$, 泥质含量高[1] [2]。笔者以姬塬油田长8层为研究对象, 通过分析造成目标油藏注水高压的原因, 研究注水井的解堵深穿透缓速酸DSP-106体系和适合于目标油藏的降压增注工艺, 以达到较长时间实现降压增注的目的, 通过矿场试验验证降压增注工艺的降压增注效果。

2. 试验药品与仪器

1) 试验药品 HCl、HF、 HBF_4 、丙酮、无水乙醇, 化学纯; 深穿透缓速酸 DSP-106, 缓蚀剂 SA1-3B, 工业品。

2) 试验仪器 降压增注驱替装置(创新石油科技有限公司), 扫描电子显微镜(日本岛津)。

3. 试验方法

3.1. 溶蚀性能评价方法

首先按照质量分数配制好酸液并编号, 烘干滤纸并称滤纸质量 m_p ; 其次称量等质量为 m_1 的岩粉放入对应的酸液中并将其一起放入水浴锅中, 2 h 后取出、过滤; 再将过滤后的岩粉与滤纸一起烘干并称其

质量 m_2 ；最后计算每种酸液对应的溶蚀率。

3.2. 缓蚀性能评价方法

参照标准 SY/T 5405-1996 “酸化缓蚀剂评价指标和实验方法”。首先用石油醚清洗 N80 钢片，在无水乙醇中浸泡 1 min 后取出用冷风吹干，放入干燥器 20 min 后称重，测量其尺寸；再将配好的酸液倒入放置在水浴锅的烧杯中，N80 钢片悬挂在烧杯中，保证全部浸泡在酸液中；4 h 后取出钢片，立即用蒸馏水冲洗，再用软刷刷洗；最后用丙酮、无水乙醇清洗，并将其放在滤纸上，称重。

3.3. 酸化流动试验方法

取处理好的岩心放入夹持器中施加相应围压，开启恒流泵，驱替基液储罐活塞，排除管线中的空气，根据岩心渗透率大小选定驱替压力[3]。在一定的压差下测定基液通过岩心流动时的渗透率；流量稳定后，注入酸液，观察岩心渗透率变化，注入处理液达到要求的 PV 数；驱替稳定后，注入基液，确定酸化返排后地层渗透率的改善情况。基液测定渗透率为基准渗透率 K_0 ，酸液测得的渗透率为 K_i ，作出 K_i/K_0 -PV_i 关系曲线，即可分析该注酸顺序下酸化效果。

4. 试验结果与讨论

4.1. 溶蚀性能

对比 4 种酸的溶蚀性。盐酸体系：① 8% HCl，② 10% HCl，③ 12% HCl；土酸体系：④ 12% HCl+2% HF，⑤ 12% HCl+3% HF；氟硼酸体系：⑥ 8% HCl + 6% HBF₄，⑦ 8% HCl + 8% HBF₄，⑧ 8% HCl + 10% HBF₄；深穿透缓速酸 DSP-106 体系：⑨ 50% DSP-106，⑩ 40% DSP-106，⑪ 33% DSP-106，⑫ 28% DSP-106，⑬ 25% DSP-106(配方中的百分数为质量分数)。溶蚀率结果如图 1 所示。

4 种酸液体系对岩石的溶蚀率均是随着酸液浓度的增加而增加。盐酸体系对砂岩的溶蚀率是随着质量分数的增加，其增长幅度不大。

土酸体系中随着 HF 质量分数的增加，其溶蚀率明显增大，12% HCl + 2% HF 溶蚀率明显大于 12% HCl 体系；其中 12% HCl + 3% HF 的溶蚀率达到了 28.49%，存在过度溶蚀岩石骨架的风险。氟硼酸随着 HBF₄ 质量分数的增大，溶蚀率明显增大，当 HBF₄ 质量分数达到 10% 时，氟硼酸的溶蚀率为 15.73%。深穿透缓速酸 DSP-106 体系的溶蚀率随着 DSP-106 质量分数的增大明显增加；深穿透缓速酸 25% DSP-106 的溶蚀率达到了 14.53%，与 8% HCl + 10% HBF₄ 溶蚀率相当。

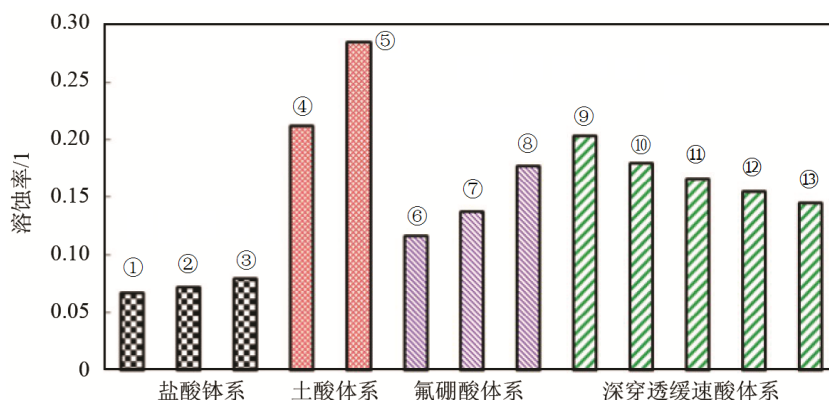


Figure 1. Dissolution rate of different acid systems

图 1. 不同酸液体系的溶蚀率

显然，深穿透缓速酸 DSP-106 体系可以达到现有的土酸、氟硼酸体系对砂岩岩石的溶蚀率，这是因为 DPS-106 的主要成分为多环螯合剂+有机磷酸。评价了多环螯合剂和不同质量分数的有机磷酸缓速性能，试验结果如图 2 所示，7%多环螯合剂+5%有机磷酸缓速性能最优。深穿透缓速酸 DSP-106 体系具有能同金属配合的 28 个 O，10 个 OH⁻ 和 8 个 PO³⁻，属于多齿螯合剂，易形成多个螯合环，且络合物在广泛 pH 值范围内皆具有极强稳定性；DPS-106 水解平衡常数仅为 1.5×10^{-6} ，水解反应速度很慢，故可以在酸化中达到深穿透的目的；DPS-106 分子中还含有 N、O 等杂原子，杂原子上有的未共用电子对能与金属缺电子 d 轨道反馈成键，与金属元素形成络合物，从而兼顾防垢性能[4]。

4.2. 酸液缓蚀性能

模拟地层温度 60℃，进行酸液对 N80 钢片的腐蚀试验，根据钢片腐蚀前后质量变化，分析酸液缓蚀性能。评价结果如表 1 所示，60℃下深穿透缓速酸 DSP-106 腐蚀速率最小，只有 0.8533 g/(m²·h)。腐蚀前后形态对比如图 3 所示，钢片腐蚀均匀，没有出现点蚀、坑蚀现象；说明深穿透缓速酸具有较好的缓蚀性能。参考 SY/T 5405—1996 行业标准，深穿透缓速酸 DSP-106 体系达到行业一级要求。

4.3. 岩心酸化流动性

4.3.1. 土酸酸化流动效果

土酸体系酸化效果曲线如图 4 所示，注入土酸后渗透率开始降低，可能是酸液与储层岩石接触后形成 CaF₂、MgF₂ 等沉淀，从而造成孔隙堵塞，随着注酸量的增多，渗透率降低更加显著，酸化效果很差。从土酸流过岩心端面 SEM 照片(图 5)可以看出，土酸对岩心端面不仅有着较强溶蚀性，还导致骨架剥离，从而使得黏土颗粒发生了运移，造成了二次伤害[5]。

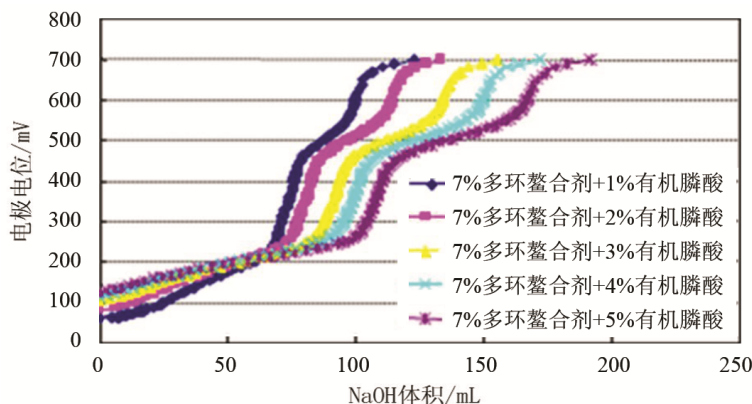


Figure 2. Retarding performance of polycyclic chelating agent and organic phosphate

图 2. 多环螯合剂和有机磷酸缓速性能

Table 1. Evaluation of corrosion performance of acid solution system

表 1. 酸液体系腐蚀性能评价

酸液	缓蚀剂质量分数/%	钢片尺寸(长 × 宽 × 厚)/mm	腐蚀前质量/g	腐蚀后质量/g	腐蚀速率/(g·(m ² ·h) ⁻¹)
土酸	1	49.82 × 9.92 × 2.98	10.7565	10.7436	2.5036
氟硼酸	1	50.00 × 9.97 × 3.08	10.6945	10.6879	1.2594
深穿透缓速酸	1	49.89 × 9.90 × 2.99	10.7607	10.7563	0.8533

注：土酸配方为 12% HCl + 2% HF；氟硼酸配方为 8% HCl + 8% HBF₄；深穿透缓速酸配方为 50% DSP-106；试验缓蚀剂为 SA1-3B。

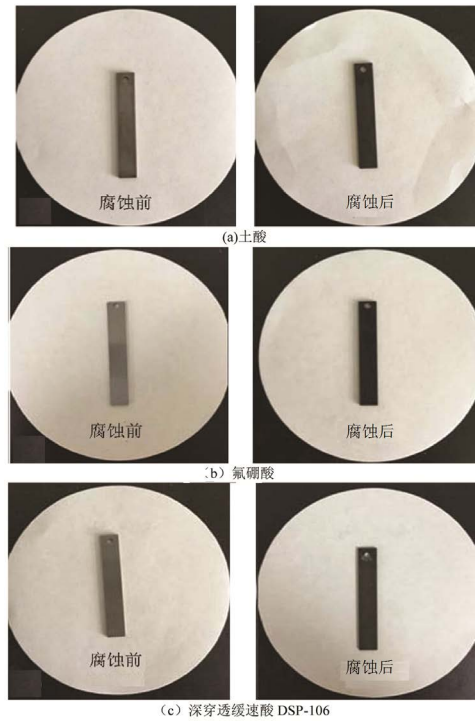


Figure 3. Morphology comparison of the steel corrosion at 60°C
图 3. 60°C 钢片腐蚀前后形态对比

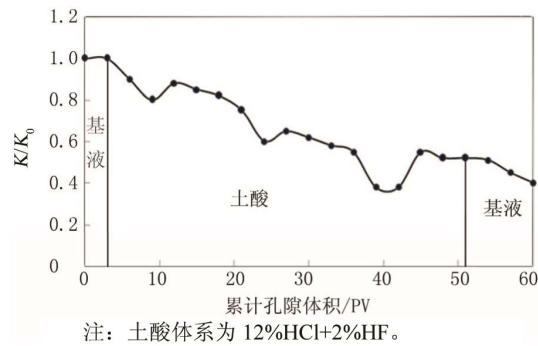


Figure 4. Acidification effect of mud acid
图 4. 土酸酸化效果曲线

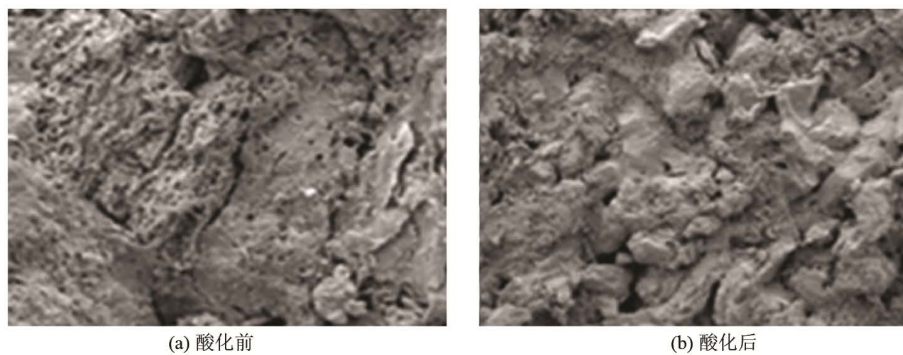


Figure 5. SEM photos of mud acid flowing through the core ($\times 500$ times)
图 5. 土酸流过岩心端面 SEM 照片($\times 500$ 倍)

4.3.2. 深穿透缓速酸 DSP-106 酸化流动效果

试验选用深穿透缓速酸 DSP-106(质量分数 50%)酸化效果曲线如图 6 所示,酸驱替后渗透率逐渐降低幅度较大,之后渗透率逐步升高,最终渗透率提高 3.65 倍,酸化改造效果显著。说明深穿透缓速酸 DSP-106 体系可以作为连续注入酸化酸液体系。从 DSP-106 流过岩心端面 SEM 照片(图 7)可以看出,由于 DSP-106 具有较低的酸液反应速率,使得酸液对岩心端面的溶蚀较均匀,且明显改善了岩心的渗流通道。

5. 现场试验

池 2X 井于 2012 年 9 月投注,截至 2015 年 12 月已累计注水 20,478 m³;该井自 2015 年 1 月以来,因井口压力高,未能按照配注要求注水,油压 18.0 MPa,日欠注 4 m³,2015 年 6 月对该井进行酸化,油压下降至 15.6 MPa,但有效期较短,后该井油压上升至 19.0 MPa,日均欠注 12 m³,要求再次对该井实施酸化降压增注措施。

2016 年 4 月 16 日深穿透缓速酸 DSP-106 体系连接酸化管线、泵车。8:40 试压 25 MPa 不刺不漏;8:50 开始对池 2X 井连续注入酸化作业,施工开始时以 600 L/h 的速度正挤酸液 3.5 m³,压力为 19.5 MPa;16:50 为了使酸液快速注入目标储层,先把 DSP-106 酸液体系与水按质量比 1:1.8 配制好,关闭注水阀门,然后以 1200 L/h 的速度正挤酸液;17:30 左右酸液到达地层,压力从 22.5 MPa 逐渐下降到 20.8 MPa,酸岩发生了反应,之后压力出现先缓慢上升后逐渐下降的过程,最后达到 15.1 MPa;18:50 又恢复到 1200 L/h 的注酸速度,直到酸化结束。

该井酸化前注水压力 18.0 MPa,实注 1 m³/d,日配注 15 m³。酸化结束后,注水压力 15.1 MPa,压力下降 2.9 MPa,实注 12 m³/d,远高于措施前的注水,酸化解堵有效(表 2)。

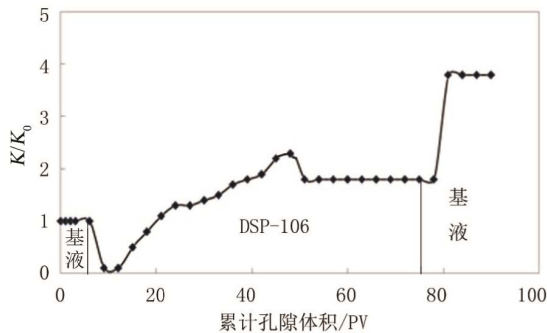


Figure 6. Curve of acidification effect of DSP-106 system

图 6. 深穿透缓速酸 DSP-106 酸化效果曲线

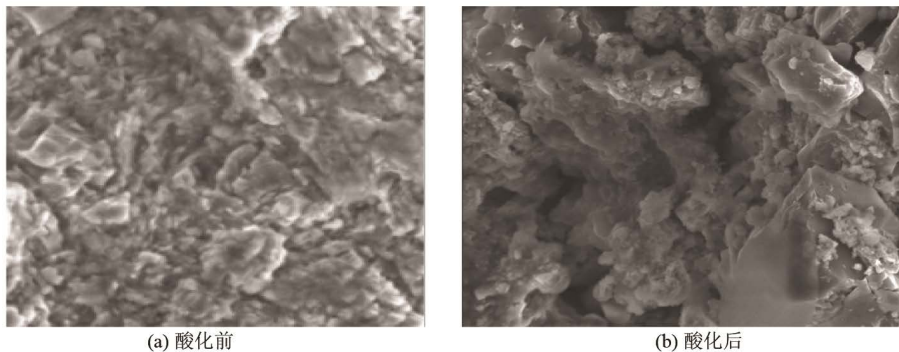


Figure 7. SEM photos of DSP-106 flowing through the core end (×500 times)

图 7. 深穿透缓速酸 DSP-106 流过岩心端面 SEM 照片(×500 倍)

Table 2. Comparison of the measures of Chi 2X well
表 2. 池 2X 井措施前后指标对比

现场施工	油压/MPa	套压/MPa	日配注量/m ³	日注入量/m ³	视吸水指数/(m ³ ·(d·MPa) ⁻¹)
措施前	18.0	18.0	15	1	0.2645
措施后	15.1	15.1	10	12	0.8380

6. 结论

1) 深穿透缓速酸 DSP-106 体系的溶蚀能力能达到氟硼酸、氢氟酸的溶蚀能力, 可以完全代替目前常用的酸化工作液。

2) 通过对 3 种酸液体系进行缓蚀性能评价, 深穿透缓速酸 DSP-106 对 N80 钢片的平均腐蚀速率只有 0.8533 g/m²·h, 均小于其他酸液体系对钢片的腐蚀速率, 且腐蚀过后钢片表面依然具有金属光泽, 说明深穿透缓速酸 DSP-106 具有较好的缓蚀性能。

3) 深穿透缓速酸 DSP-106 岩心流动酸化后渗透率提高 3.65 倍, 有效地改善了岩心的渗透率, 且没有出现岩心破损、岩屑脱落现象, 不会破坏岩石骨架。

4) 池 2X 井酸化施工后日增注 11 m³, 注水压力下降 2.9 MPa, 视吸水指数平均提高 3.17 倍, 降压增注效果明显, 酸化后完全达到配注要求。

基金项目

湖北省自然科学基金项目(2015CFB504)。

参考文献 (References)

- [1] Bryant, S.L. (1991) An Improved Model of Mud Acid/Sandstone Chemistry. SPE22855-MS.
- [2] 杨欢, 罗跃, 姚斌, 等. 镇北油田注水井欠注原因分析及治理对策[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2013, 35(11): 129-131.
- [3] 薛建强, 覃孝平, 赖南君, 等. 超低渗透油田降压增注体系的研究与应用[J]. 岩性油气藏, 2013, 25(6): 107-111.
- [4] 冯岸洲, 张建强, 蒋平, 等. 低渗透油藏高浓度表面活性剂体系降压增注试验研究[J]. 油田化学, 2011, 28(1): 69-73.
- [5] 杨建华, 宋运武, 郭喜霞, 等. 低渗油藏降压增注技术[J]. 油气藏评价与开发, 2011, 1(4): 51-55.

期刊投稿者将享受如下服务:

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网网络覆盖式推广您的研究

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: jogt@hanspub.org