

BZ油田注水井调剖酸化联作体系研究

刘平礼¹,张峰超¹,高尚²,陶卫东³,冉进喜¹,皇扶杉¹

(1.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都 610500;2.中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院,天津 300000;3.中国石油大港油田公司第四采油厂,天津 300000)

摘要:针对BZ油田注水井地层非均质性强,单一酸化、调剖无法同时满足增注和减小层间矛盾的问题,在室内开展了酸化、调剖联作体系研究。所用配套酸液体系为单步酸液体系,实验评价了其缓速、抑制二次沉淀、溶蚀和配伍性等性能,单岩心酸化后渗透率恢复效果良好。配套调剖剂体系主剂采用阴离子型聚合物,评价了其耐酸性能和岩心封堵能力。采用双岩心夹持流动实验装置模拟非均质地层,分析调剖和酸化的注液顺序对联作处理效果的影响。模拟实验结果显示,先调剖后酸化效果明显,低渗岩心渗透率改善倍比为1.52,高渗岩心得到封堵,渗透率改善倍比为0.29,实现了既缩小层间渗透率差异又启动低渗岩心的目标。

关键词:注水井;非均质;调剖;酸化;解堵;联作

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Study on combined system of profile control and acidification of injection wells in BZ oilfield

Liu PingLi¹, Zhang Fengchao¹, Gao Shang², Tao Weidong³, Ran Jinxi¹ and Huang Fushan²

(1.State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2.Bohai Petroleum Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC(China) CO., LTD., Tianjin 300000, China; 3.No.4 Oil Production Plant of Dagang Oilfield Company, CNPC, Tianjin 300000, China)

Abstract: Due to the heterogeneity of the formation of injection wells in BZ oilfield, the single acidification and profile adjustment were impossible to increase the injection and decrease the interlayer contradiction simultaneously. So we studied the combined acidification and profile control system indoors. The supporting acid solution system was one-step acid solution system, and its performance such as retarding speed, inhibiting secondary precipitation, dissolution and compatibility were evaluated experimentally. And then, we obtained that the permeability recovery was good after single core acidizing. The main agent of profile control agent system is anionic polymer, and its acid resistance and core plugging ability were evaluated. A double-core clamping flow test device was used to simulate the non-homogeneous layers and analyze the influence of the injection sequence of the profile control and acidizing on the combined treatment effect. The simulation results showed that the acidification effect after profile adjustment was obvious, the permeability improvement ratio of low permeability core was 1.52, the permeability improvement ratio of high permeability core was blocked, and the permeability improvement ratio was 0.29. The goal of starting low permeability core by reducing the permeability difference between layers was realized.

Key words: injection well, heterogeneous, profile control, acidification, plugging, combination process

在注水开发过程中,注水井地层的非均质性会导致注水能力下降,油井过早见水,储层能量不能得到有效释放。目前改善注水井注水剖面的措施主要有酸化和调剖两种^[1]。但单一酸化、调剖无法同时满

足增注和减小层间矛盾的要求,两种方法在实施过程中由于地层非均质性,工作液都会优先进入高渗层进行处理。结果就是调剖封堵高渗层,低渗层不能启动;酸化虽然可以解堵低渗层,但高渗层吸酸更

收稿日期:2018-06-15。

第一作者简介:刘平礼(1973—),男,教授,油气藏增产理论、数值模拟、新方法和技术研究。

多,进一步加剧层间矛盾。

针对BZ油田注水井地层非均质性强,渗透率相差大,层间压力差异大,层间层内矛盾突出等特点,通过室内实验研究了一套酸化、调剖配套联作工作液体系。配套调剖剂体系采用耐酸性阴离子型聚合物调剖体系,可以调堵地层高渗层,改善注水剖面。配套酸液采用了单步酸体系,简化了海上油田注水井酸化施工模式^[2-8]。配套酸液可以使调剖后的地层得到均质酸化,减小层间矛盾。通过双岩心酸化、调剖联作模拟实验,取得了很好的室内效果,为现场施工提供了重要的施工参数。

1 配套酸液体系确定及性能评价

1.1 酸液配方的确定

针对BZ油田堵塞机理,设计酸液配方主体液由HCl、ABF(含F⁻铵盐)和螯合剂组成。盐酸优选实验选取BZ34—1五个层位的岩粉,再配制6%、8%、10%、12%四种浓度的HCl溶液,按岩、酸比例1:10加入到各个烧杯中,70℃水浴加热2h后取出,用蒸

馏水10倍稀释反应液,过滤、冲洗、烘干、称量,计算溶蚀率,得到盐酸优选浓度区间为8%~10%。

ABF的优选实验,向浓度为8%的HCl溶液中,分别加入3%、4%、5%、6%的ABF,再对BZ34—1的五个层位岩粉进行溶蚀实验,绘制溶蚀率曲线(图1),得到ABF的优选浓度区间为3%~4%。

确定配套酸液体系配方为:8%盐酸+3%ABF+3%螯合剂+1%缓速剂+1%缓蚀剂+其他添加剂(铁稳剂、防膨剂、破乳剂等)。

1.2 酸液体系缓速性能

参照SY—T 5886—2015标准,量取50 mL配套酸液、HCl溶液,分别向其中滴加1 mol/L的NaOH溶液,用PHS—3C型高精度pH计、ECS—304高分子pH电极测定两种酸液体系的酸度曲线(图2)。再分别移取50 mL酸液体系、土酸和多氢酸,分别加入10 g岩粉(岩粉反应量足够),70℃水浴加热,测定不同时刻酸液中的H⁺浓度,绘制酸岩反应有效作用时间曲线(图2)。结果表明:配套酸液的酸岩反应有效作用时间长于土酸和多氢酸,其酸度曲线缓慢上升,随H⁺的消耗后,溶液中还会有H⁺逐渐电离以达到电离平

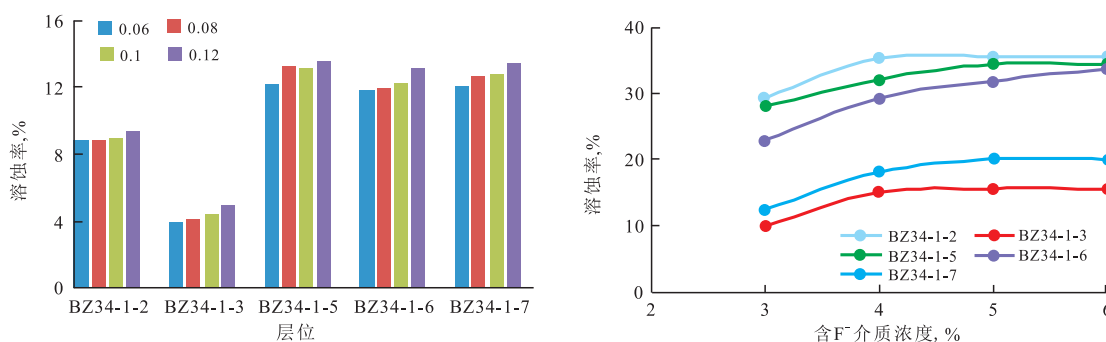


图1 酸液溶蚀曲线

Fig. 1 Corrosion curve of acid

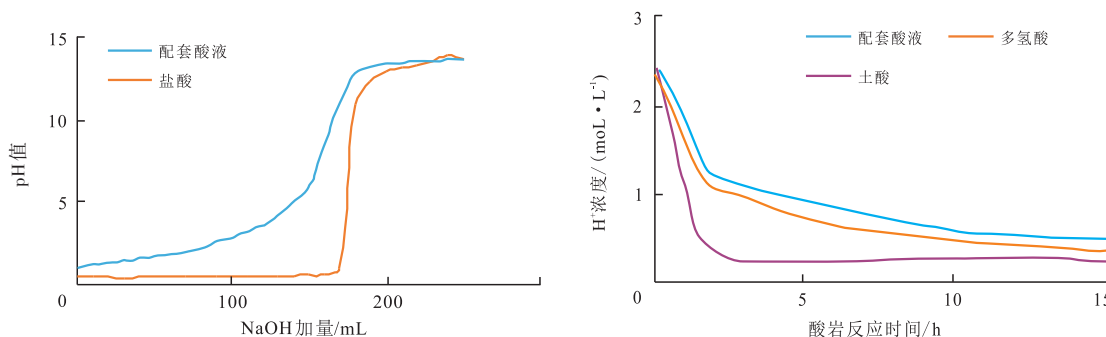


图2 酸液酸度曲线和有效作用时间曲线

Fig. 2 Curves of acidity and effective action time

衡,说明解堵液具有缓速和深穿透效果。

1.3 酸液体系螯合性能

配套酸液中螯合剂采用的是氨基酸类新型螯合剂。根据GB T21884-2008标准,进行配套酸液和土酸(12% HCl+2% HF)对钙、镁和铁离子的螯合能力评价实验。结果表明:土酸体系基本不具备螯合能力;配套酸液对钙、镁、铁离子螯合能力分别为520 mg/g、190.15 mg/g、470.5 mg/g,可以有效抑制二、三次沉淀的产生。配套酸液在pH值较高时,仍然对钙、镁、铁离子具有较强的螯合能力,可以防止在酸液返排时产生沉淀(表1)。

表1 酸液螯合能力
Table 1 Chelating ability of acid

pH	配套酸液螯合能力/(mg·g ⁻¹)			土酸螯合能力/(mg·g ⁻¹)		
	Ca	Mg	Fe	Ca	Mg	Fe
1	521	185	460			
3	544	188	463			
5	560	190	440	0.25	0.13	0.30
7	582	180	470			
9	585	184	460			

1.4 酸液对油田垢样的溶蚀能力

取配套酸液、10%盐酸、土酸(12% HCl+1% HF)、多氢酸各50 mL,各加入3 g油田垢样,70℃水浴加热2 h,过滤、冲洗、烘干、称量,计算溶蚀率。溶蚀率对应分别为55.3%、39.63%、53.72%、51.38%,配套酸液溶蚀率跟土酸溶蚀率相近,对目标垢样有较强的溶蚀能力。

1.5 岩心酸化实验

岩心:现场岩心和人造岩心两种,人造岩心用BZ34—1岩屑和10%油田垢样构成。用恒压泵向岩

心分别泵入3% NH₄Cl溶液—配套酸液体系—3% NH₄Cl溶液;通过测定流出流量V_i和取样时间Δt_i观察不同时刻下岩心渗透率K_i变化情况;绘制K_i/K₀~PV关系曲线(图3)。

实验结果显示,现场岩心在经过酸化后,岩心渗透率升为原始渗透率的1.39倍;人造岩心渗透率升为原始渗透率的3.20倍;酸化后岩心端面没有出现岩心破损、岩屑脱落现象,改善效果良好。

2 配套调剖剂配方及性能

2.1 调剖剂配方及成胶性能

调剖剂和其形成的凝胶耐酸是否是调剖、酸化联作的关键点,配套调剖剂主剂是部分水解聚丙烯酰胺,属于阴离子型聚合物,具有很好的耐酸性。体系配方:主剂SA—P(部分水解聚丙烯酰胺)+助剂(酚醛类交联剂、助凝剂、酸性催化剂)。

经过浓度优选实验确定调剖剂配方为:0.5% SA—P(分子量1 800万)+0.01%交联剂+0.15%助剂+0.1%催化剂CAT—1。

调剖剂成胶时间在5~6 h左右。凝胶静态黏度过万,凝胶稳定性好,抗剪切性能强。凝胶在一定浓度的降解剂作用下可以有效降解。

2.2 调剖剂凝胶耐酸和耐盐性能

配制SA—P调剖剂体系,形成凝胶;将解堵液、15 000 ppm的NaCl溶液与凝胶分别按1:1的比例混合,70℃恒温水浴加热,观察凝胶溶解或收缩现象。结果(图4)表明:SA—P体系凝胶后与解堵液、NaCl溶液配伍性能好,没有破胶现象;盐溶液中,随着时间的增长凝胶大小没有发生收缩;酸溶液中,随着时间的增长凝胶有逐渐收缩的趋势,6 h以内不明显,而24 h

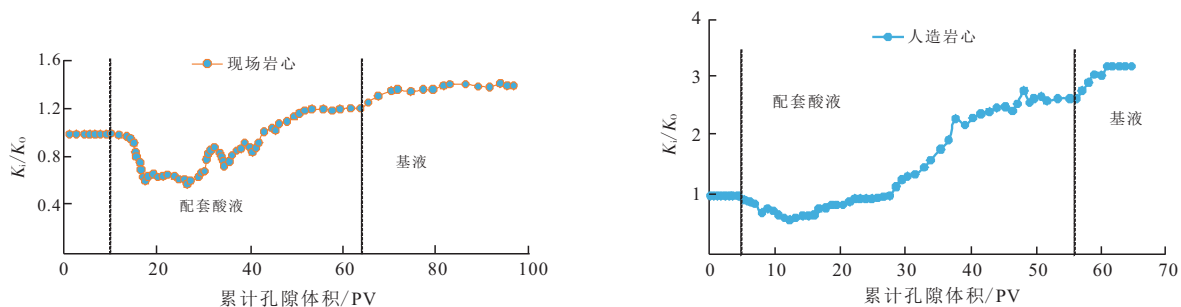


图3 岩心酸化渗透率变化曲线

Fig. 3 Permeability curve of acidification of core



图4 调剖剂凝胶耐酸

Fig. 4 Acid resistance property of profile control gel

以后凝胶收缩比较明显,可以满足联作施工时间要求。

2.3 调剖剂封堵岩心能力

参照SY/T 5590-2004标准,将岩心用3%的NH₄Cl溶液驱替岩心,再注入1.5 PV的调剖剂,70℃恒温静置7 h,保证调剖剂形成凝胶,再用3%的NH₄Cl溶液正向驱替,保持流量0.5 mL/min,记录注入压力随时间的变化。实验中测到突破压力为13.5 MPa,突破压力梯度为168 MPa/m,渗透率降低90%以上;达到突破压力后注入压力在减小一定幅度后基本保持不变,说明调剖剂形成的凝胶具有较强的耐冲刷性能,如表2所示。

表2 突破后注入压力随时间变化

Table 2 Injection pressure changes with time after breakthrough

时间/min	注入压力/MPa	时间/min	注入压力/MPa
0(突破)	13.5	35	10.8
5	12.6	40	10.2
10	11.3	45	9.8
15	11.1	50	9.9
20	10.4	55	10.1
25	10.3	60	10.2
30	10.6		

3 调剖—酸化联作模拟评价实验

3.1 实验装置

所设计的双岩心夹持流动装置(图5),主要由酸液注入系统、岩心夹持系统、数据采集系统组成;酸液注入系统有恒压泵、三个储液罐组成,通过控制阀门可以控制流入岩心的液体成分;岩心夹持系统可以加持两块渗透率不同的岩心,两岩心两端所加持的压力差相同,可以用来模拟非均质地层;数

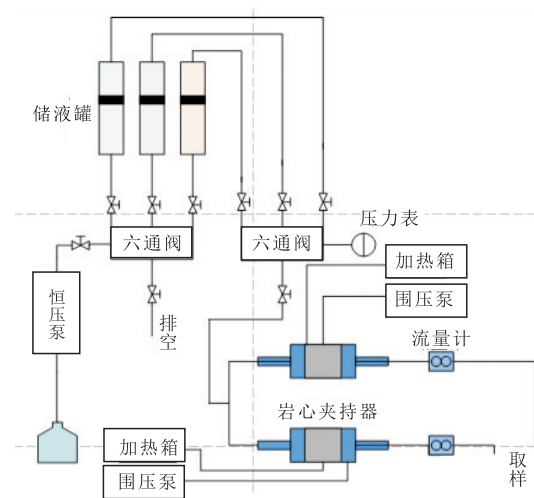


图5 双岩心流动实验装置示意图

Fig. 5 Flow test equipment of double cores

据采集系统可以采集岩心端压力、流出液体流量等数据。

3.2 实验方法

实验进行两种模拟联作流程,一种是先调剖后酸化,另一种是先酸化后调剖,分析注液顺序对岩心处理效果的影响。实验流体:3%的NH₄Cl溶液作基液、配套酸液、SA—P调剖剂体系;人造岩心四块,高渗岩心编号为1号和3号,低渗岩心编号为2号和4号,低渗岩心含垢样。

先调剖后酸化的注液顺序为基液—配套酸液—基液—调剖剂—关泵7 h—基液;先酸化后调剖注液顺序为基液—调剖剂—关泵7 h—基液—配套酸液—基液。用恒压泵向岩心依次注入流体,保持注入端压力不变,记录不同时刻液体流出两岩心的流量变化,绘制流量随时间变化图。

3.3 实验结果及分析

3.3.1 酸化—调剖结果分析

如图6和表3所示,实验流体会优先进入高渗岩心,酸液对高渗岩心渗透率改善效果明显,而低渗岩心渗透率改善效果较差,渗透率极差增加;调剖后,低渗岩心渗透率改善倍比为0.9,高渗岩心渗透率改善倍比为0.22。虽然调剖后能有效封堵高渗岩心,但是岩心间的渗透率极差并没有缩小,低渗岩心不能得到有效开发。

表3 岩心流动模拟实验参数
Table 3 Parameters of core flow simulation experiment

实验组	岩心编号	流速/(mL·s ⁻¹)					岩心改善倍比
		基液	酸液	基液	酸液	基液	
1组 调—解	1(高渗)	0.173	0.273	0.276		0.039	0.22
	2(低渗)	0.102	0.126	0.128	调堵	0.092	0.9
2组 解—调	3(高渗)	0.189		0.018	0.053	0.056	0.29
	4(低渗)	0.067	调堵	0.052	0.093	0.102	1.52

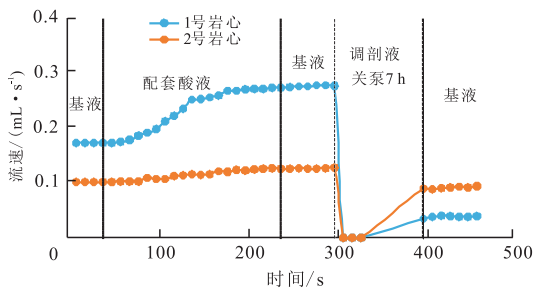


图6 酸化—调剖实验效果

Fig. 6 Experimental results of acidification and profile control

3.3.2 调剖—酸化结果分析

如图7和表3所示,调剖后高渗岩心渗透率低于低渗岩心,使酸液可以更多的进入低渗岩心,使低渗岩心得到启动;实验后低渗岩心渗透率改善倍比为1.52,高渗岩心渗透率改善倍比为0.29。达到了既能缩小岩心间渗透率极差,又能启动低渗岩心的目标。

无论是先调剖后酸化,还是先酸化后调剖,实验流体都会优先进入高渗岩心,高渗岩心都能被调剖剂有效封堵。双岩心流动实验表明先调剖后酸化比先酸化后调剖最终对非均质岩心的改善效果好。建议现场实施工艺先调剖,后酸化。

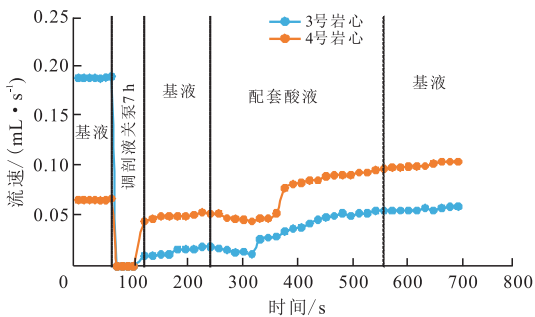


图7 调剖—酸化实验效果

Fig. 7 Experimental results of profile control and acidification

4 结论

1) 室内研究出了一套调剖剂和解堵酸液配套联作工作液体系,评价了配套酸液和调剖剂的性能,通过模拟实验明确了注液顺序对调剖酸化联作工艺的影响。

2) 配套酸液相比土酸缓速性好、螯合能力强,对垢样溶蚀能力强;调剖剂成胶性能好,成胶时间可控,凝胶耐酸性强。

3) 先调剖后酸化的注液顺序对非均质岩心的改善效果明显,既能缩小岩心间渗透率极差,又能启动低渗岩心。

参考文献

- 宋志宗. 岔河集油田注水井分层调剖酸化技术[J]. 油田化学, 2003, 20(4): 323-326.
- 汪本武, 刘平礼, 张璐, 等. 一种单步法在线酸化酸液体系研究及应用[J]. 石油与天然气化工, 2015, 44(3): 79-83.
- 刘平礼, 孙庚, 邢希金, 等. 砂岩储层酸化智能复合酸液体系研究及应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2015, 37(6): 138-143.
- 刘平礼, 兰夕堂, 王天慧, 等. 砂岩储层酸化的新型螯合酸液体系研制[J]. 天然气工业, 2014, 34(4): 72-75.
- Elkatatny S, Nasr-El-Din H A. Efficiency of removing filter cake of water-based drill-in fluid using chelating agents utilizing a CT method[C]// paper SPE-155426-MS presented at the SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, 20-21 June 2012, Galveston, Texas, USA.
- Nasr-El-Din H, Elkatatny S. Removal efficiency of water-based drill-in fluid filter cake using polylactic acid[C]// paper SPE-154192-MS SPE Europe/EAGE Annual Conference, 4-7 June 2012, Copenhagen, Denmark.
- Mahmoud M A, Nasr-El-Din H A, Wolf C D, et al. Optimum injection rate of a new chelate that can be used to stimulate carbonate reservoirs[J]. SPE Journal, 2010, 16(4): 968-980.
- Almubarak T, Ng J H, Nasr-El-Din H. Oilfield scale removal by chelating agents: An aminopolycarboxylic acids review[C]// paper SPE-185636-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, 23-27 April 2017, Bakersfield, California, USA.

(编辑 常燕)