

南翼山油田注水井酸化酸液体系优化

杜全庆¹, 关健², 张童³, 谢莹寰¹, 董娟娟¹

- 1. 中国石油青海油田分公司第四采油厂 甘肃敦煌 736202
- 2. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司油气井测试分公司 河北廊坊 065007
- 3. 中国石油青海油田分公司勘探开发研究院 甘肃敦煌 736202

通讯作者: Email: 635755267@qq.com

引用: 杜全庆, 关健, 张童, 等. 南翼山油田注水井酸化酸液体系优化[J]. 油气井测试, 2020, 29(4): 45-50.

Cite: DU Quanning, GUAN Jian, ZHANG Tong, et al. Optimization of acid system for acidizing of water injection wells in Nanyishan Oilfield [J]. Well Testing, 2020, 29(4): 45-50.

摘要 南翼山油田Ⅲ+Ⅳ油藏岩性复杂, 非均质性强, 层间差异大, 且注水井措施较少, 吸水剖面不均匀、单层突进现象突出, 常规的酸化配方无法有效解决储层污染问题。利用室内岩心实验方法, 对主体酸液体系及酸液添加剂进行研究, 确定了适合该油藏的酸液体系, 优化酸化工艺参数, 规范注水井酸化选井选层方法, 探索出工艺可行、成本低廉的酸化解堵技术。现场实施5口井, 酸化解堵有效率100%, 平均单井日增注17.9 m³、降压3.2 MPa, 平均视吸水指数提高0.012 3 m³/(d·MPa·m), 取得了良好的降压增注效果。注水井酸化酸液体系优化研究, 建立了完善的效果评价体系, 对同类油藏的开发具有很好的指导意义。

关键词 南翼山油田; 储层改造; 酸液体系; 选井选层; 注水井; 室内试验; 现场应用

中图分类号: TE357 **文献标识码:** B **DOI:** 10.19680/j.cnki.1004-4388.2020.04.008

Optimization of acid system for acidizing of water injection wells in Nanyishan Oilfield

DU Quanning¹, GUAN Jian², ZHANG Tong³, XIE Yinghuan¹, DONG Juanjuan¹

- 1. The Fourth Oil Production Plant, PetroChina Qinghai Oilfield Branch, Dunhuang, Gansu 736202, China
- 2. Oil and Gas Well Testing Branch, CNPC Bohai Drilling and Engineering Co., Ltd., Langfang, Hebei 065007, China
- 3. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Qinghai Oilfield Branch, Dunhuang, Gansu 736202, China

Abstract: The lithology of Ⅲ+Ⅳ reservoir in Nanyishan Oilfield is complex, heterogeneity is strong, and interlayer differences are large. Furthermore, there are few stimulations for water injection wells, the water absorption profile is uneven, and single-layer intrusion is obvious. Conventional acidizing formulations cannot effectively solve the problem of reservoir pollution. By means of laboratory core experiment, the main acid system and acid additive are studied, the acid system suitable for this reservoir is determined, the acidizing process parameters are optimized, the acidizing and selecting method of injection wells is standardized, and the feasible acidizing plugging removal technology with low cost is explored. The acidizing system was implemented in five wells on site, and the effective rate of acidizing plugging removal was 100%. The average daily injection rate of a single well was increased by 17.9 m³, the pressure decreased by 3.2 MPa, and the average apparent water absorption index increased by 0.012 3 m³/(d·MPa·m), achieving a good effect of reducing pressure reduction and increasing injection. The research on the optimization of acid system for acidizing of water injection wells and the establishment of a complete effect evaluation system have a good guiding significance for the development of similar oil reservoirs.

Keywords: Nanyishan Oilfield; reservoir stimulation; acid system; well and layer selection; water injection well; laboratory experiment; field application

南翼山Ⅲ+Ⅳ油组岩性以碳酸盐岩类为主, 包括颗粒灰岩、颗粒云岩、泥晶灰岩、泥晶云岩, 胶结及压实作用较强, 孔隙类型为残余粒间孔, 晶间孔相对比例高, 次生溶孔发育较差, 孔隙度平均为14.6%, 渗透率平均为2.98 mD, 属于中低孔-特低

渗储层。储层污染机理主要包括: 黏土矿物水化、运移堵塞孔道; 储层中等程度的速敏, 强水敏、酸敏、碱敏性特征造成的潜在伤害^[1-2]; 注入水及杂质含量高造成储层堵塞等。孙林等^[3]针对油田注水井酸化效果差的原因, 开展了在线酸化工艺技术研

究,通过酸化工艺优化,实现了酸化后长期增注效果。李进等^[4]建立了注水井酸化效果灰色关联分析模型,并明确了影响酸化效果的主要因素。汪本武等^[5]为解决常规酸化作业时间长、协调难度大的问题,研发出高效酸液体系,并利用一步法酸化工艺,实现了酸化工作的高效开展。曾明友等^[6]分析了注水井产生伤害的主要机理,并利用实验手段研发了酸液体系。黄晶等^[7]首次利用物元分析法,综合考虑7种评价指标,建立了注水井酸化井层选择模型,通过十口井的现场应用,取得良好效果。李勇^[8]从酸化返排角度开展了提高酸化效果的尝试。杨乾龙等^[9]为解决长庆油田酸化工作量大的问题,研发了智能酸液体系,设计了注水井连续酸化技术,取得了良好酸化增注效果。孙洪国^[10]通过对砂岩油藏酸化解堵机理开展研究,设计了一套措施选井方法,在解决欠注井方面具有一定技术优势。张楷等^[11]综述了酸蚀蚓孔发育模型,简化了模型应用条件,具有较好的现场适应性。艾昆等^[12]针对碳酸盐岩储层普通酸化压裂工艺存在液量漏失大、反应速度快、作用距离短的问题,设计了新的酸化压裂工艺。李晓明等^[13]为解决低渗油藏吸水困难、地层能量补充不足的问题,现场应用了复合降压增注工艺,取得良好应用效果。曲占庆等^[14]对中低温VES-BAT自转向酸性能进行评价,在酸化过程中具有缓速、降滤、自转向功能。曲占庆等^[15]研发了非均质地层酸化处理新技术,具有对地层伤害小、缓速、降滤失等优点。赵增迎等^[16]系统论述了转向酸化技术的发展及应用情况。刘清华等^[17]通过对特低渗储层的敏感性开展实验,认为低渗透储层敏感性有其独特特点,为特低渗储层的工作液筛选提供了实验参考。林立民等^[18]利用注水井酸化工艺,对改善开发效果的酸化方式进行了探讨。李道品^[19]指出,低渗透油田受地质条件影响,需要通过措施改造才能有效提高吸水能力,酸化液的选择需要充分结合地质特征才能起到深穿透的效果。何春明等^[20]对深层碳酸盐质砾岩储层的酸化压裂技术进行了系统研究,对低渗透储层的酸化方式起到了探索作用。郑清远^[21]对酸化过程中的油层保护重要性进行了论述,并开展了储层保护酸化液的研究工作。但常规的酸化配方无法有效解决储层污染问题。因此,本文立足储层特征,开展了酸化液配方优化室内研究,成功研制出适合该油藏特征的酸化液体系。

1 主体酸液体系研究

采用不同的酸液成份组合,对南翼山Ⅲ+Ⅳ油组南浅1-04井(1486.0~1487.0 m井段)23#、25#、27#、29#岩心开展18组主体酸溶蚀实验,实验结果如图1所示。

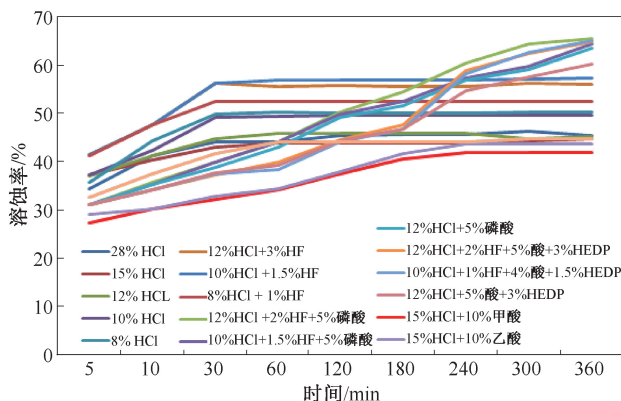


图1 不同类型及浓度的酸液在不同时间内的溶失率
Fig.1 The dissolution loss rate of different types and concentrations of acid in different time

从图1可以看出,盐酸的反应速度过快,达不到深部解堵目的;土酸反应速度过快,溶失量过高,容易出现氟化钙、硅酸盐等沉淀物,并造成地层出砂及井壁坍塌,出现严重堵塞储层的后果。所以,引入新配制的活性低伤害缓速酸,组成不同类型的复合酸进行溶蚀实验。复合酸液Ⅰ(12% HCl+2% HF+5% 磷酸、10% HCl+1.5% HF+5% 磷酸、12% HCl+5% 磷酸)、复合酸液Ⅱ(12% HCl+2% HF+5% 磷酸+3% HEDP、10% HCl+1% HF+4% 磷酸+1.5% HEDP、12% HCl+5% 磷酸+3% HEDP)有一定的缓速效果,但酸液总体溶失量过高,易产生井壁坍塌,掩埋储层,以及颗粒运移等问题;复合酸液Ⅲ(15% HCl+10% 甲酸、15% HCl+10% 乙酸、15% HCl+5% 甲酸、15% HCl+5% 乙酸)的总溶失量较低,缓速效果相对较好,尤其是15% HCl+10% 甲酸酸液最为明显,最终溶失率为30%~40%,反应产生微粒少。从油气藏保护方面考虑,将主酸液定为盐酸+甲酸。

在主体酸液初步筛选的基础上,采用混合正交法优化HCl+甲酸配比,了解不同配比下HCl+甲酸酸液的溶失率及缓速效果,以此确定主酸液的最佳配比。正交水平分别为:盐酸比例设定8%、10%、12%、15%、28%;甲酸比例设定2.5%、5.0%、7.5%、10.0%。实验结果如图2所示。

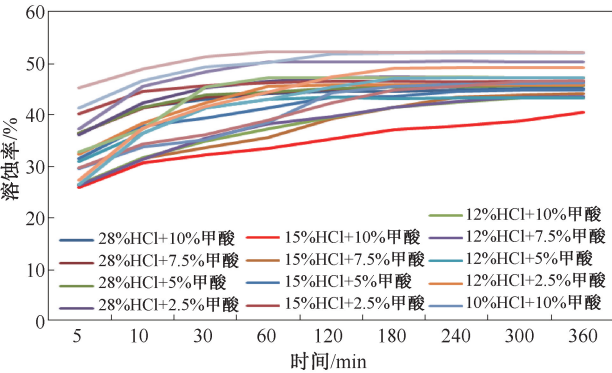


图 2 不同配比下 HCl+甲酸在不同时间内的溶失率 (70 °C)
Fig. 2 The dissolution loss rate of HCl+ formic acid in different time under different ratios (70 °C)

从图 2 可看出,15% HCl+10% 甲酸酸液经过反应后溶失率最低 (30% ~ 40%),缓速效果优于其它酸液组合,故将主体酸液定为 15% HCl+10% 甲酸。

2 酸液添加剂确定

酸化液的确定需要论证优选酸液添加剂。通过试验对比,最终确定了酸液添加剂。

2.1 防水锁添加剂

储层孔喉细小,外来流体会增加含水饱和度,在毛管力作用下容易出现水锁、贾敏效应,造成水驱油阻力剧增。降低油水界面张力是解除水锁、贾敏效应的主要技术手段。实验筛选了几种常见表面活性剂与主体酸液进行复配 (表 1)。

表 1 几种活性剂在酸液中的表面张力
Table 1 Surface tensions of several active agents in acids

酸液体系	表面张力/ (mN·m ⁻¹)	表面张力 降低/%	主要成份
酸液	49.8	—	—
酸液+2%SF-9605	28.2	43.4	含氟聚醚季铵盐
酸液+2%NP-30	27.7	44.4	壬基酚聚氧乙烯醚
酸液+2%JH	22.3	55.2	复合式烷基酚聚氧乙烯醚
酸液+2%KS-96	28.5	42.8	聚醚季铵盐

从表 1 可以看出,JH 可以大大降低酸液的表面张力,将其作为酸液体系防水锁剂。

为确定最优 JH 添加量,利用吊环法 (ZC-3),采用 Scientific American 全自动表面张力测定仪,开展不同含量下复配体系界面张力实验,结果如图 3 所示。

由图 3 可知,随着 JH 含量的增加,油水界面张力逐渐减小。当含量为 1.5% ~ 2.0% 时,油水界面张力为 0.5 ~ 1.0 mN/m;含量继续增大,界面张力下降幅度减少,基本维持恒定。综合考虑,JH 含量以

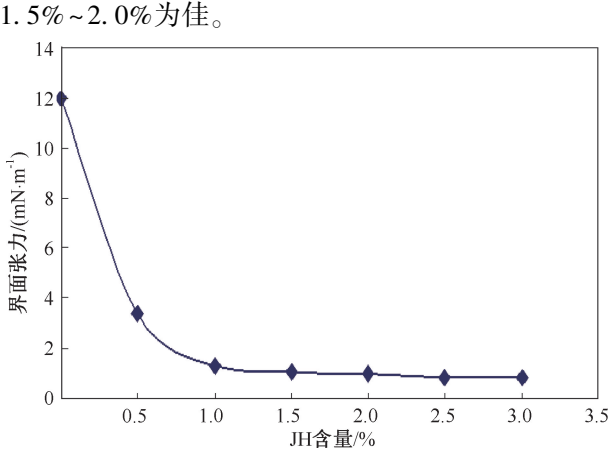


图 3 JH 含量与复配体系界面张力关系图
Fig. 3 Relationship between JH content and interfacial tension of compound system

2.2 酸化缓蚀剂

实验参考 SY/T5405-1996 标准,进行了新型缓蚀剂性能评价。

室内动态实验表明,1.0% 浓度缓蚀剂平均岩心渗透率的损害率小于 2%;1.5% 浓度缓蚀剂平均岩心渗透率的损害率小于 4%,有较好的保护储层作用 (表 2)。

表 2 缓蚀剂 XL-1 和 XY-1 腐蚀速度性能实验
Table 2 Corrosion rate performance test of corrosion inhibitor XL-1 and XY-1

产品 型号	酸液 类型	缓蚀剂 浓度/%	配伍性	实验 温度/℃	腐蚀速率/ (g·(m·h) ⁻¹)	缓蚀率/ %
XL-1	15% HCl+ 10% 甲酸	0.4	好	70	25.265 1	—
		0.5	好	70	0.847 1	99.90
		0.8	好	70	1.086 6	99.87
		1.0	好	70	1.053 7	99.87
		1.5	好	70	1.035 1	99.87
		2.0	好	70	0.794 8	99.90
XY-1	15% HCl+ 10% 甲酸	0.4	好	70	32.961 3	—
		0.5	好	70	5.305 0	99.35
		0.8	好	70	2.957 5	99.64
		1.0	好	70	2.872 9	99.65
		1.5	好	70	1.639 0	99.80
		2.0	好	70	2.651 9	99.68

从表 2 可以看出,研制的 XL-1 和 XY-1 缓蚀剂和研制的低伤害缓速酸复配,腐蚀速度低于相应的行业标准,XL-1 酸化缓蚀剂尤为突出,以 0.5% ~ 0.8% 浓度为佳。

2.3 黏土稳定剂

参考 SY/T5971-94 标准进行了防膨性能评价方法,利用 CYW-II 高温高压页岩稳定性评价装置,对 12 种黏土稳定剂防膨效果开展评价,发现 XN-1 黏土防膨效果最为明显 (表 3)。

表 3 黏土稳定剂防膨稳定实验

Table 3 Anti-swelling stability experiment of clay stabilizer

产品 型号	产品 类型	实验 浓度/%	配伍性	防膨率/ %	主要成份
ZP-1#	无机	8	好	73.75	NH4Cl 复配
ZP-2#	无机	4	好	64.38	NH4Cl 复配
ZP-3#	无机	8	好	58.13	KCl 复配
ZP-4#	无机	4	好	64.38	KCl 复配
ZP-5#	无机	4	好	55.00	1227 复配
ZP-6#	无机	4	好	83.13	KCl、NH4Cl 复配
XY-1	无机	2	好	64.38	KCl 复配
XN-1	有机	2	好	86.25	含季铵盐阳离子 基团的高分子聚合物
RB-1#	有机	2	好	73.75	有机硅
RB-2#	无机	2	好	64.38	KCl 复配
W-3	有机	2	好	64.38	羟基铝
JS-FP	无机	2	好	76.88	KCl、NH4Cl 复配

由表 3 可知,XN-1 两种产品的黏土防膨效果最为明显,浓度 2% 时,防膨率达到 86.25%,确定 XN-1 添加剂浓度为 2%。

2.4 铁离子控制剂

采用经筛选的高效铁离子稳定剂(由柠檬酸、乙二胺四乙酸复配而成),在浓度 1.0% 时,与 15% 盐酸对比,测定体系中 Fe^{3+} 稳定性。在酸液中加入等量的 Fe^{3+} 及过量的反应物,在 70 ℃ 温度下,观察并记录出现氢氧化铁沉淀的时间,结果见表 4。

表 4 酸液淤渣生成对比实验(实验温度 70 ℃)

Table 4 Comparison experiment of acid sludge generation (With experimental temperature of 70 ℃)

酸液名称	$\text{Fe}^{3+}/(\text{mg}\cdot\text{L}^{-1})$	时间/min	淤渣
复合酸主体液	800	1 440	无沉淀
15% HCl	800	20	沉淀

从表 4 可以看出,复合酸的主体液 24 h 无氢氧化铁沉淀;而 15% 盐酸在 20 min 内开始沉淀,证明筛选的高效铁离子稳定剂具有较好的稳定 Fe^{3+} 能力,可以较好地控制了铁致淤渣的生产,减少对地层的二次伤害。

2.5 动态综合性能评价实验

实验准备:岩心流动实验仪为智能岩心梯度仪,采用南翼山Ⅲ+Ⅳ油组南浅 1-04 井(1 486.0~1 487.0 m 井段)23#、25#、27#和 29#天然岩心,15% 盐酸与 15% HCl+10% 甲酸复合酸溶液。

实验方案:用配比好的酸液正向驱替岩心 2 PV,观察其渗透率值变化情况(实验温度为地层温度)。

实验步骤:

(1)将处理好的岩心放入烘箱中,在 65 ℃ 的环境下烘干 24 h,称重;

(2)将烘干的岩心装入岩心饱和装置,在压力 10 MPa 条件下用 8% NH_4Cl 盐水饱和 70 h,称重;

(3)计算其孔隙度;

(4)用 8% NH_4Cl 盐水正向驱替岩心,至渗透率稳定;

(5)用配比好的酸液正向驱替 2 PV,反应 4 h;

(6)用 8% NH_4Cl 盐水正向驱替岩心,至渗透率稳定,测其渗透率,观测其变化曲线。

实验结果如图 4 所示。

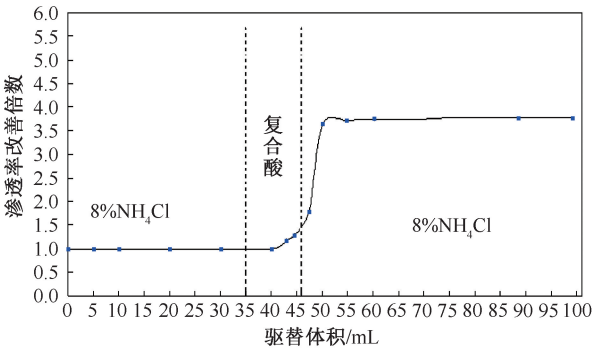


图 4 复合酸岩心流动实验曲线

Fig. 4 Curve of core flow experiment of composite acid liquor

由图 4 可知,复合酸在初期同样可提高渗透率。随着反应进行,渗透率升高后基本不下降,最终渗透率改善倍数为 3.77,说明复合酸酸敏感性弱,适合酸敏低渗透地层酸化,能达到改善地层渗透率的目的。

3 现场应用情况

南翼山Ⅲ+Ⅳ油藏岩性复杂,非均质性强、层间差异大,且注水井措施较少,导致吸水剖面不均匀、单层突进现象突出。调整纵向吸水结构、改善吸水剖面,逐步提高水驱储量动用程度是南翼山Ⅲ+Ⅳ油层组注水开发的重要目标。

南浅 1-1 井位于南翼山Ⅲ+Ⅳ油组,岩性主要以碳酸盐岩类为主,储层岩性为颗粒灰岩、颗粒云岩、泥晶灰岩、泥晶云岩。藻灰岩、泥质灰岩类储层的溶蚀孔、粒间孔较发育,少量裂缝。孔隙度主要分布范围 10%~18%,平均为 14.6%,属中孔隙度;渗透率主要分布范围 0.01~10.00 mD,平均为 2.98 mD,储层具有中低孔、特低渗特性。该井于 2008 年 11 月 22 日投产生产,初期日产油 2.35 t,日产水 2.36 m³。2011 年 5 月 1 日进行补孔压裂,2012 年 7 月 28 日转注,初期日注水 16 m³,月注水 372 m³。为解决欠注问题,清除近井地带污染,改善产层的渗

透率,连通油水通道,以期达到水井增注的目的,利用研究成果进行酸化。酸化设计参数见表 5。

表 5 南浅 1-1 井拟分层酸化数据表
Table 5 Acidizing data of pseudo-layered in Well Nanqian 1-1

层号	井段/m	厚度/m	酸化层段	备注
Ⅲ-58	1 216.0~1 220.0	4.0	Ⅱ	南浅 1-1 井
Ⅳ-4	1 242.4~1 244.1	1.7		酸化液处理半径
Ⅳ-5	1 246.7~1 250.0	3.3		2 m。酸化液
Ⅳ-10	1 287.0~1 291.0	4.0		用量 30 m ³
Ⅳ-17	1 336.7~1 338.0	1.3	不酸化	/
Ⅳ-18	1 338.9~1 341.7	2.8		
Ⅳ-25	1 372.6~1 374.6	2.0		
Ⅳ-28	1 394.3~1 395.7	1.4		
Ⅳ-30	1 407.3~1 409.8	2.5		
Ⅳ-40	1 473.0~1 474.5	1.5		
Ⅳ-47	1 521.0~1 523.0	2.0	Ⅰ	南浅 1-1 井酸化液
Ⅳ-49	1 537.0~1 538.5	1.5		处理半径按 2.5 m。酸化液用量 15 m ³

2019 年 8 月 30 日进行酸化,整个施工过程安

表 6 南翼山Ⅲ+Ⅳ油组酸化效果统计表
Table 6 Statistics of acidizing effect of Nanyishan Ⅲ+Ⅳ oil group

井号	时间	油压/ MPa			日注水/ (m ³ ·d ⁻¹)			视吸水指数/ (m ³ ·(d·MPa·m) ⁻¹)		配注/ (m ³ ·d ⁻¹)	累计 增注/m ³
		酸前	酸后	目前	酸前	酸后	目前	酸前	酸后		
南浅 1-1	8.30	18	14.0	14	7.4	18.0	18	0.027	0.061 7	18	777
南浅 21-13	9.25	18.0	16	16	0.0	13.0	25	0.000	0.029 7	24	1 473
南浅 21-15	9.25	18.0	16	14	0.0	9.0	16	0.000	0.063 8	16	892
南浅 4-07	10.10	17.0	13	13	0.0	25.8	26	0.000	0.052 5	25	1 525
南浅 23-15	10.10	16.0	14	14	0.0	12.0	12	0.000	0.031 2	12	732

4 结论

(1)南翼山Ⅲ+Ⅳ油层岩性复杂,非均质性强、层间差异大,且注水井措施较少,导致吸水剖面不均匀,单层突进现象突出。调整纵向吸水结构,改善吸水剖面,逐步提高水驱储量动用程度是南翼山Ⅲ+Ⅳ油层组注水开发的重要目标。

(2)2019 年,利用研究成果现场施工 5 井次,工艺成功率 100%,措施有效率 100%,取得了良好的降压增注效果。

(3)储层的酸液配方、分层酸化工艺已有成熟的技术,但低渗、特低渗油藏措施效果评价参数的确定和完整评价体系尚未形成,同时南翼山浅Ⅲ+Ⅳ油藏尚无成熟有效、成本低廉的增注措施,开展适合本区域泥灰质砂岩、粉砂岩储层油藏的措施研究,并建立完善的效果评价体系对同类油藏的开发具有很好的指导意义。

致谢:本文的研究工作受到了魏明军高工的大力支持,得到了青海油田采油四厂注水室全体同事的鼎力帮助,在此表示感谢。

全顺利。该井施工压力 19~20 MPa,排量 0.3~0.4 m³/min,共计用酸 58.5 m³,顶替液 4.5 m³。第Ⅰ层酸化用酸 19.5 m³,顶替液 1.5 m³,施工泵压 20 MPa,排量 0.3~0.4 m³/min;第Ⅱ层酸化用酸 39 m³,顶替液 3 m³,施工泵压由 20 MPa 下降至 19 MPa,排量 0.3~0.4 m³/min。

酸化前,在油压 18 MPa 情况下日注 7.4 m³;酸化后,在平均油压 14.0 MPa 下日注 18.0 m³,平均视吸水指数由实施前的 0.027 m³/[(d·MPa·m)]提高至 0.061 7 m³/[(d·MPa·m)],在配注不减的情况下,平均降压 2.5 MPa。截止 2019 年 12 月 31 日,累计增注 777.0 m³,继续有效。

2019 年,利用酸液配方在现场施工 5 井次,平均单井日增注 17.9 m³,累计增注 5 399.0 m³,平均单井降压 3.2 MPa,平均视吸水指数提高 0.012 3 m³/[(d·MPa·m)],工艺成功率 100%,措施有效率 100%,取得了良好的降压增注效果(表 6)。

参考文献

[1] 杨敏,龙喜彬,潜欢欢,等. 塔河缝洞型油藏试井曲线特征及储集体识别[J]. 油气井测试,2020,29(3):64-70.
YANG Min, LONG Xibin, QIAN Huanhuan, et al. Well test curve characteristics and reservoir identification of fractured carbonate reservoir in Tahe Oilfield [J]. Well Testing, 2020,29(3):64-70.

[2] 张宏友,陈晓祺,王美楠,等. 海上特低渗碳酸盐岩油藏酸化效果分析[J]. 油气井测试,2019,28(1):67-71.
ZHANG Hongyou, CHEN Xiaoqi, WANG Meinan, et al. Acidification effect of offshore ultra-low permeability carbonate reservoir [J]. Well Testing, 2019,28(1):67-71.

[3] 孙林,孟向丽,蒋林宏,等. 渤海油田注水井酸化低效对策研究[J]. 特种油气藏,2016,23(3):144-147.
SUN Lin, MENG Xiangli, JIANG Linhong, et al. Countermeasures of inefficient acidification in water injection wells of Bohai Oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016,23(3):144-147.

[4] 李进,王昆剑,韩耀图,等. 渤海油田注水井酸化效果预测评价方法[J]. 钻井液与完井液,2019,36(4):506-511.
LI Jin, WANG Kunjian, HAN Yaotu, et al. Methods of predicting and evaluating effect of acidizing job of water

- injectors in Bohai Oilfield[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019,36(4):506-511.
- [5] 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.
WANG Benwu, LIU Pingli, ZHANG Lu, et al. Research and application of a single step online acidification acid system [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2015,44(3):79-83.
- [6] 曾明友,杜娟,刘凤和. 注水井酸液体系的研究[J]. 石油与天然气化工,2013,42(2):177-180.
ZENG Mingyou, DU Juan, LIU Fenghe. Research on acid fluid system of water injection well [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2013,42(2):177-180.
- [7] 黄晶,李年银,刘平礼,等. 基于模糊物元的注水井酸化井层选择[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2013,35(8):133-138.
HUANG Jing, LI Nianyin, LIU Pingli, et al. Selection of acidified well layers for water injection wells based on fuzzy matter element [J]. Journal of Oil and Gas Technology (J. JPI), 2013,35(8):133-138.
- [8] 李勇. 油水井酸化作业返排液处理技术[J]. 石油与天然气化工,2019,48(1):109-114.
LI Yong. Treatment technology of flowback fluid from the acidizing in oil well and injection well [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2019,48(1):109-114.
- [9] 杨乾龙,李年银,张随望,等. 砂岩油藏注水井连续注入酸化技术[J]. 特种油气藏,2015,22(6):137-140.
YANG Qianlong, LI Nianyin, ZHANG Suiwang, et al. Continuous injection acidizing technique for water injector of sandstone reservoir [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2015,22(6):137-140.
- [10] 孙洪国. 大庆油田三元复合驱油层动用技术界限研究[J]. 特种油气藏,2016,23(2):105-107,111.
SUN Hongguo. Reservoir producing technical limits of ASP flooding in Daqing Oilfield [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2016,23(2):105-107,111.
- [11] 张楷,刘平礼,谭晓华,等. 酸蚀蚓孔发育模型综述[J]. 石油与天然气化工,2015,44(2):96-100.
ZHANG Kai, LIU Pingli, TAN Xiaohua, et al. Review of wormhole propagation model [J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2015,44(2):96-100.
- [12] 艾昆,贾光亮,张会师,等. 水平井分段转向酸化压裂技术[J]. 特种油气藏,2014,21(3):148-150.
AI Kun, JIA Guangliang, ZHANG Huishi, et al. Staged diverting acid fracturing in horizontal wells [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2014,21(3):148-150.
- [13] 李晓明,田育红,朱名昭,等. ZFJ05 复合降压增注技术研究及应用[J]. 石油化工应用,2012,31(4):52-55.
LI Xiaoming, TIAN Yuhong, ZHU Mingzhao, et al. Research and application of ZFJ05 multiple technology of depressurization and stimulation [J]. Petrochemical Industry Application, 2012,31(4):52-55.
- [14] 曲占庆,曲冠政,齐宁,等. 中低温 VES-BAT 自转向酸性性能评价[J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(2):130-135.
- QU Zhanqing, QU Guanzheng, Qining, et al. Evaluation of the performances of medium and low-temperature ves-bat self-diverting acid [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2013,32(2):130-135.
- [15] 曲占庆,曲冠政,齐宁,等. 粘弹性表面活性剂自转向酸液体系研究进展[J]. 油气地质与采收率,2011,18(5):89-92,96.
QU Zhanqing, QU Guanzheng, Qining, et al. Research advances of viscoelastic surfactant based self-diverting acid system [J]. Petroleum Geology & Recovery Efficiency, 2011,18(5):89-92,96.
- [16] 赵增迎,杨贤友,周福建,等. 转向酸化技术现状与发展趋势[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(2):68-71.
ZHAO Zengying, YANG Xianyou, ZHOU Fujian, et al. The present situation and the future of steering acidization technique [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006,25(2):68-71.
- [17] 刘清华,吴亚红,赵仁保,等. 特低渗储层敏感性实验研究[J]. 大庆石油地质与开发,2009,28(4):76-79.
LIU Qinghua, WU Yahong, ZHAO Renbao, et al. Experimental study on sensitivity of extra-low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2009,28(4):76-79.
- [18] 林立民,李君珍,张淑坤. 利用注水井酸化工艺提高油田开发效果[J]. 油气田地面工程,2005,24(7):21-22.
LIN Limin, LI Junzhen, ZHANG Shukun. Improving the effect of oilfield development using water injection well acidification process [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2005,24(7):21-22.
- [19] 李道品. 低渗透油田开发概论[J]. 大庆石油地质与开发,1997,16(3):33-37.
LI Daopin. Brief introduction to low-permeability oilfield development [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1997,16(3):33-37.
- [20] 何春明,郭建春,刘超. 深层碳酸盐质砾岩储层酸压技术[J]. 大庆石油地质与开发,2013,32(2):145-149.
HE CHUNming, Guo JIANchun, LIUCHao. Acidizing-fracturing technology for deep carbonate conglomerate reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2013,32(2):145-149.
- [21] 郑清远. 注水井酸化过程中的油层保护[J]. 大庆石油地质与开发,1997,16(2):52-53.
ZHENG Qingyuan. Reservoir protection in acidizing of water injection well [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1997,16(2):52-53.

编辑 刘振庆

第一作者简介:杜全庆,男,1984年出生,硕士,工程师,2012年毕业于东北石油大学油气井工程专业,现主要从事油田注水开发工作。电话:0937-8911146,18993717008;Email:635755267@qq.com。通信地址:甘肃省敦煌市七里镇青海油田分公司第四采油厂,邮政编码:736202。