

超低渗油藏在线分流酸化增注技术研究与应用

邓志颖^{1,2}, 张随望^{1,2}, 宋昭杰^{1,2}, 王尔珍^{1,2}, 杨乾隆³, 吴文超⁴

(1. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018; 2. 中国石油 长庆油田分公司 油气工艺研究院, 陕西 西安 710018; 3. 中国石油 长庆油田分公司 第十采油厂, 甘肃 庆阳 745100; 4. 陕西明德石油科技有限公司, 陕西 西安 710018)

摘要:酸化是超低渗油藏最有效的增注措施之一,但由于储层物性差、非均质性强等问题,造成目前常规酸化措施普遍具有施工周期长、有效率低、有效作用距离短等不足,且酸化过程中存在指进现象和储层二次伤害。针对这一问题,选取鄂尔多斯盆地环江油田三叠系超低渗油藏为研究对象,提出了在线分流酸化技术,并配套研制了一种多元缓速螯合酸 COA-1S 和一种新型的水溶性分流剂 COA-1P。通过室内评价实验和在线分流酸化模拟实验,发现该技术在缓速性、配伍性、水溶性、螯合能力和暂堵功能等方面均显著优于常规酸化;现场先导性实验结果表明,酸化后剖面吸水均匀程度从 28.5% 上升至 50.9%,视吸水指数增加 2 倍左右,降压增注效果显著;同时,该技术还具有“不停井、不泄压、不动管柱、不返排”的特点,简化了常规分流酸化工序、降低了安全环保风险,是一种能够很好地适应超低渗油藏特征的酸化增注技术。

关键词:螯合酸;分流剂;降压增注;超低渗油藏;在线分流酸化

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Study and application of online diversion acidizing technology in injection wells in ultra-low permeability reservoirs

Deng Zhiying^{1,2}, Zhang Suiwang^{1,2}, Song Zhaojie^{1,2}, Wang Erzhen^{1,2}, Yang Qianlong³, Wu Wenchao⁴

(1. National Engineering Laboratory of Exporting and Development of Low-Permeability Oil/Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. Oil & Gas Technology Research Institute of Changqing Oilfield Branch Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 3. No. 10 Oil Production Plant of Changqing Oilfield Branch Company, Qingyang, Gansu 745100, China; 4. Shaanxi Mingde Petroleum Technology Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Abstract: Acidification is one of the most effective injection stimulation methods in the ultra-low permeability reservoirs. These reservoirs however, are usually characterized with poor physical property and high heterogeneity, leading to an unnecessarily long operation period, low efficiency, and insufficient effectively-operating distance for conventional acidification measures, as well as fluid fingering and secondary damage to the reservoir during the acidizing process. In this regard, we studied the Triassic ultra-low permeability reservoir in the Huanjiang oilfield, Ordos Basin, proposed the online diversion acidizing technology and developed COA-1S chelating acid system and COA-1P, a new water soluble diversion agent. After a large number of laboratory experiments, we found that, compared with the conventional acidizing method, this new technology is more retardant, compatible, water-soluble, and better at chelating and temporary blocking. In-situ pilot test has shown that the homogeneity of the water absorption profile has increased from 28.5% to 50.9%, that is, the water injectivity index doubled after the implementation of this technology. Meanwhile, its characteristics of “zero well shut-off and depressurization, zero impact on the tubing strings, and zero flow-back”, allows this technology to simplify the operation process of diversion and acidification, reduce the risks in security and environment protection, and thus can be recommended as a new acidification technology for stimulating injection of wells in the ultra-low permeability reservoirs.

Key words: chelating acid, diversion agent, depressurization and injection stimulation, ultra-low permeability reservoir, diversion acidification online

收稿日期:2018-03-12; 修订日期:2018-12-02。

第一作者简介:邓志颖(1987—),女,硕士研究生、工程师,油田注水工艺。E-mail: dengzyl_cq@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05023-005)。

鄂尔多斯盆地环江油田主要开发层系为三叠系延长组,以铁方解石胶结相和长石溶蚀相为主,储层砂岩粒度细、矿物组成复杂、填隙物含量高,非均质性强;平均孔隙度 10.9%,平均渗透率 $0.43 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为典型的超低渗岩性油藏^[1-2]。受储层物性及注入水水质等影响,注水井吸水不均现象和欠注问题日益严重,造成油井产量递减快。近年来,围绕该区块欠注问题投入了一系列酸化增注措施,取得了一定效果,但仍存在措施有效期短(平均 79 d)、有效率低(平均 73.0%)和多次增注无效等问题,主要原因是:①欠注井多次重复酸化,伤害半径越来越大,同时常规酸液体系因其螯合金属离子能力较差,在地层酸化后,产生二、三次沉淀,造成储层伤害;②储层非均质性强,指进现象严重,常规酸化技术不能有效改善吸水剖面,导致酸化效果差,对应油井受效率低^[3];③常规酸化工艺复杂,占井周期长,动回迁难度大。因此,本文结合目标油田储层特征^[4],针对以上问题,研究提出了一种不停井、不动管柱、连续注入酸液和分流剂的在线分流酸化增注技术,配套研制了一种多元缓速螯合酸 COA-1S 和一种新型的水溶性分流剂 COA-1P,通过室内实验和现场应用证明该技术能在解决注水井欠注问题并有效改善吸水剖面,同时还能实现注水井不停注和将螯合酸原液及分流剂同注入水一起注入井筒的“一步施工”,具有较好的现场推广应用前景^[5-6]。

1 在线分流酸化机理和适应性

1.1 分流酸化原理

酸液线性流过产层小段时符合达西定律,而要让酸液均匀进入每一小层(或小段),达到均匀解堵的目的,就必须满足各小层(或小段)单位面积上注酸速度相同^[7],即满足下列关系:

$$\frac{K_1 \Delta p_1}{\mu_1 L_1} = \frac{K_2 \Delta p_2}{\mu_2 L_2} = \dots = \frac{K_i \Delta p_i}{\mu_i L_i} = \dots = \frac{K_N \Delta p_N}{\mu_N L_N}$$

式中: K_1, K_2, K_i, K_N 为介质(各产层岩心)渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; $\Delta p_1, \Delta p_2, \Delta p_i, \Delta p_N$ 为介质(各层)压差, MPa; $\mu_1, \mu_2, \mu_i, \mu_N$ 为液体粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; L_1, L_2, L_i, L_N

为施加压差的距离, m; N 为总层数, 无量纲。

由于各小层(段)物性受天然裂缝发育程度、伤害程度、所含流体的压缩性、流体粘度等的影响而各不相同^[8],上式在仅采用常规酸化时不能成立,因此应考虑采用暂堵或分流技术。

在线分流酸化是施工过程中不起下管柱,在注酸的同时注入分流剂的工艺。酸液与分流剂随注入水到达地层,由于液体流动遵循最小阻力原理,酸液和分流剂首先进入高渗层,进而对高渗层进行封堵,迫使酸液流向低渗层,对低渗层进行有效溶蚀改造,逐步改变进入各小层的酸量,达到各层均匀改造的目的^[9-10],从而有效消减指进现象,实现有效注水。

1.2 螯合酸性能评价

螯合酸 COA-1S 是一种多元弱酸,其在溶液中 H^+ 逐级电离,为了保持水解平衡,将在地层中不断地生成螯合酸,从而减缓了酸岩反应速率,延长了有效作用时间,从而达到深部穿透目的。螯合酸 COA-1S 具有能同金属配合的 24 个 O^{2-} , 12 个 OH^- 和 6 个 PO_3^{3-} , 以及电负性较大的 N, O 等未共用电子对的杂原子,其易与属于硬酸的 $\text{Na}^+, \text{Ca}^{2+}, \text{Ba}^{2+}, \text{Sr}^{2+}, \text{Fe}^{3+}$ 等金属阳离子生成稳定的络合物,且络合物在广泛 pH 值范围内皆具有极强稳定性^[11]。

通过酸液对 $\text{Ba}^{2+}, \text{Ca}^{2+}, \text{Fe}^{3+}, \text{Al}^{3+}$ 离子的螯合性能对比分析,从表 1 可以看出,螯合酸 COA-1S 较土酸和多氢酸沉淀抑制更强,螯合金属阳离子的性能更好;同时,随溶液 pH 值升高,COA-1S 对 Ba^{2+} 的沉淀抑制率增加,说明随着酸液消耗,酸液的减少和 pH 值的改变不会降低其螯合能力,产生的络合物稳定性极强,螯合酸 COA-1S 直至酸液消耗殆尽都能有效防止二、三次沉淀的产生,为在线分流现场酸化不返排施工提供了有力保障。

在 60 °C 条件下,参考 SY/T 5405—1996《酸化用缓蚀剂性能试验方法及评价指标》测定浓度为 50% 的螯合酸 COA-1S 对 N80 钢片和管柱涂层脱落的挂片的腐蚀率,测得腐蚀速率分别为 $0.2895 \text{ g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ 和 $0.3675 \text{ g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$,仅为行业一级标准 [$3.0 \text{ g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$]

表 1 螯合酸 COA-1S 与其他酸液螯合性能评价

Table 1 Chelating performance evaluation of chelating acid COA-1S and other acid fluids

序号	样品名称	硫酸钡阻垢率/%				氟化钙抑制率/%	氢氧化铁抑制率/%	氟铝酸盐抑制率/%
		pH = 3	pH = 5	pH = 6	pH = 7			
1	土酸	0.73	0.76	0.79	0.68	—	—	—
2	多氢酸	3.41	5.58	7.39	9.38	60.72	36.26	31.45
3	COA-1S	15.62	64.37	78.69	89.37	98.81	96.62	96.72

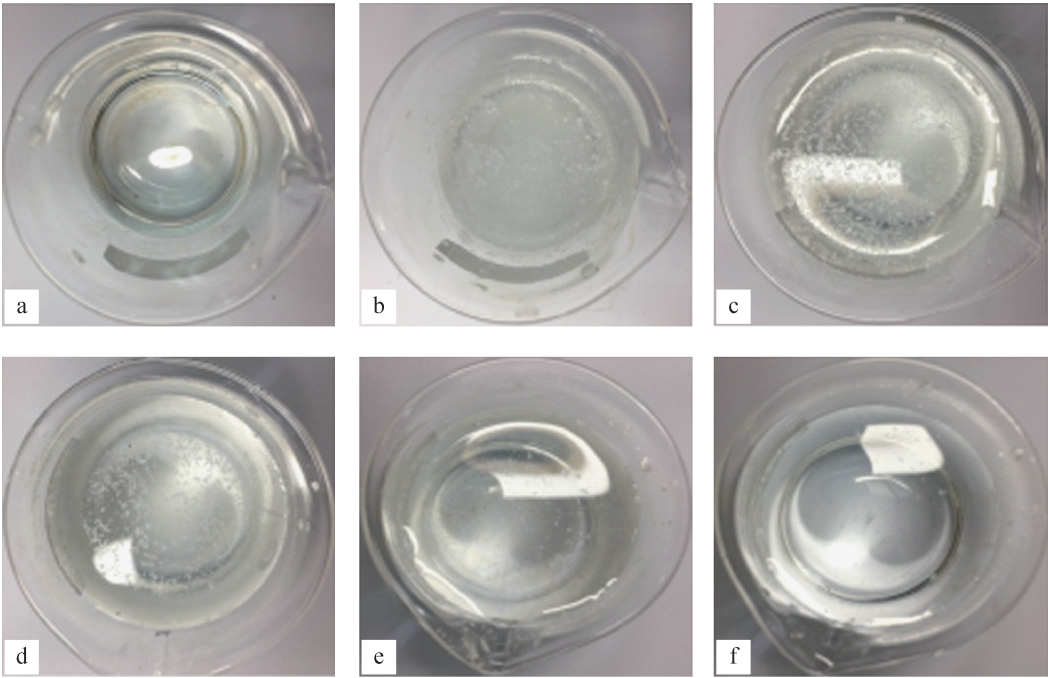


图 1 水溶性白色微粒溶解情况与 pH 值关系

Fig. 1 Solubility of water-soluble white particles vs. pH values

a. 分流剂 + 自来水;b. 分流剂 + 10 mL 螯合酸 COA - 1S;c. 第一次加 100 mL 淡水,pH 值小于 1;d. 第二次加 300 mL 淡水,pH 值等于 4;
e. 第三次加 500 mL 淡水,pH 值等于 5;f. 第四次加 1 000 mL 淡水,pH 等于 7

的 10%,说明 COA - 1S 对管柱腐蚀影响性极小,这为在线分流酸化现场施工时不动管柱提供了依据。

1.3 分流剂性能评价

分流剂 COA - 1P 是一种盐类物质,为无色透明液体,密度为 1.07 g/cm³。通过对分流剂溶解性评价,结果如图 1 所示,分流剂 COA - 1P 与自来水混合后呈澄清透明状态,与螯合酸 COA - 1S 混合后产生均匀分布的白色细小微粒;随着混合溶液中自来水的增加,溶液 pH 值逐渐升高,白色微粒逐渐溶解;至 pH = 7 时,微粒完全溶解。该现象说明分流剂 COA - 1P 分散性较好,与常规暂堵酸化相比,其酸化施工结束后分流剂无需返排,可指导现场工艺流程。现场施工时应首先向地层注入螯合酸 COA - 1S 解除近井地带污染,再加入分流剂,两者产生化学微粒暂时封堵高渗层,迫使酸液

流向低渗层,进而改善注水井纵向吸水剖面,最后恢复正常注水,解除分流剂对高渗层的堵塞。

为了充分了解分流剂 COA - 1P 在酸液中的微粒分布情况,采用激光粒度仪分别对不同浓度螯合酸 COA - 1S 和不同浓度分流剂 COA - 1P 的混合溶液的粒径分布进行检测(表 2),由结果可知,所产生的白色微粒粒径主要分布在 10 ~ 100 μm,目标油藏孔喉主要分布在 0.22 ~ 33.82 μm,因此可以通过调节酸液和分流剂浓度来实现粒径的大小控制,达到桥架暂堵的效果。

1.4 配伍性评价

分别在 20 ℃ 和 60 ℃ 条件下,将研制的螯合酸 COA - 1S 和分流剂 COA - 1P 与注入水、地层水进行配伍性试验。结果表明,在不同温度下,两种液体与注入水、地层水配伍性较好,无沉淀、无悬浮物、液体清澈透明。

通过上面 3 类评价实验可知,与以往酸化工艺相比,针对环江油田超低渗透储层,在线分流酸化增注技术有以下优势:① 该油田三叠系延长组粘土矿物中绿泥石的含量高达 40% 以上,绿泥石是一种富含铁的粘土矿物,其遇酸后溶解并释放出铁,当常规酸消耗尽时,易形成氢氧化铁的沉淀^[12],而螯合酸 COA - 1S 对氢氧化铁的抑制能力强,防止氢氧化铁的生成;② 环江油田注入水矿化度在 4.0 ~ 5.1 g/L,其中 SO₄²⁻ 根离

表 2 粒径分布测定情况

Table 2 Measurement of particle size distribution

组别	COA - 1P 浓度/%	COA - 1S 浓度/%	pH 值	粒径/μm		
				d ₁₀	d ₅₀	d ₉₀
第一组	5	5	<1	13.88	41.48	107.00
第二组	10	10	<1	15.73	42.43	110.12
第三组	10	—	3	11.16	38.34	102.36
第四组	10	—	5	10.54	38.24	100.45

子含量大于 2 000 mg/L,而地层水富含 Ca^{2+} 、 Sr^{2+} 、 Ba^{2+} 等金属离子,两者混合易形成难溶解的钡锶垢,因此,该油田酸化时应采用螯合钡锶离子能力强的酸液体系,避免酸化过程中结垢堵塞孔隙喉道;③对于多层且非均质性严重的超低渗油藏,常规笼统酸化工艺针对性较差,存在酸液绝大部分进入高渗层而低渗层进酸量较少的现象,从而使得注水指进现象得不到有效改善。在线分流酸化增注技术是一种简便、有效、可操作性强的分流酸化工艺,可实现酸液在目的层的合理分流,从而改善指进现象,提高酸化效果,且酸化后随着累计注水量增加,分流剂逐渐溶于注入水中,解除对高渗带的桥架暂堵。

2 在线分流酸化模拟实验

为进一步验证该技术的可行性,从目标区块选取两块不同渗透率的岩心进行并联岩心流动实验^[13-14],研究分流酸化的可行性。实验装置采用自行研制的多功能分流酸化实验仪,实验温度模拟地层温度 60 ℃。实验结果见图 2 和表 3。

通过岩心注酸和分流剂的实验压力变化曲线(图 2)可以看出,两块岩心在注 50% 的 COA-1S 酸液后,1#岩心压力变化较小,2#岩心压力下降明显,表明酸液主要进入了 2#岩心;在注入 6% 的分流剂 COA-1P 后,两块岩心的压力波动较大,且随着分流剂和酸液注入量的增加而继续上升,表明 COA-1P 起到了暂堵的作用;过酸后注地层水,压力迅速下降,说明起到封堵效果的 COA-1P 分流剂被水溶解,COA-1P 具有较好水溶性,正常注水时分流剂不堵塞地层。

通过分流酸化实验前后渗透率对比结果可见(表 3),1#岩心和 2#岩心酸化后渗透率分别增加了 10.5 倍和 3.1 倍,说明分流剂有效封堵了 2#岩心,且两块岩心均得到了充分酸化。因此,在线分流酸化技术在环江油田进行降压增注施工是可行的。

3 现场应用实例

3.1 选井原则

- ① 固井质量好、套管完好、可测吸水剖面的水井;
- ② 笼统注水井或者最大水嘴大于 8 mm 的分注井;
- ③ 层间或者小层吸水不均,且各措施层距离小于 15 m 的注水井;
- ④ 注采关系良好,注水井周围对应的生产井组含水低于 80% 或者含水上升较慢的生产井组;
- ⑤ 油藏孔喉主要分布在 1~100 μm 的注水井。

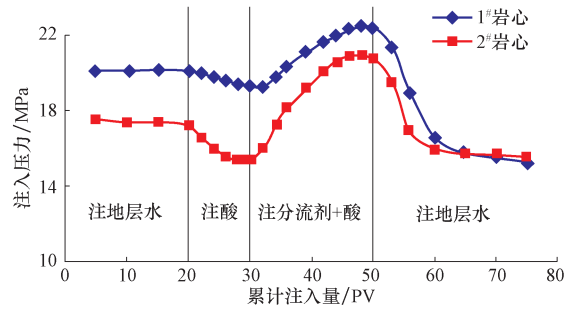


图 2 H2 井岩心注酸压力变化曲线

Fig. 2 The plot showing the pressure fluctuation with acid injection into the core of Well H2

表 3 H2 岩心分流酸化实验结果

Table 3 Experimental results of diversion acidification in Well H2 core

岩心编号	深度/m	初始渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	分流酸化后渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	渗透率 增加倍数
1	2 631.4	0.12	1.26	10.5
2	2 640.3	0.64	1.98	3.1

3.2 现场施工基本情况及分析

环江油田虎 2 区 H5 井主要开发长 6³ 层,该井平均孔隙度 10.6%,平均渗透率 $0.20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,射孔段为深度 2 625~2 636 m 和 2 640~2 644 m 两段;该井于 2015 年 10 月射孔酸化投注,采用笼统注水,注水初期油压 15.8 MPa,套压 15.6 MPa,日配注 20 m^3/d ,日注水 20 m^3/d ,随注水时间延长,注水压力逐渐上升;2017 年初油套压分别达到 19.1 MPa 和 19.0 MPa,吸水剖面显示该井呈正韵律吸水,以油层底部高渗带吸水为主。2017 年 10 月 15 日,对环江油田 H5 井进行了在线分流酸化现场施工(图 3)。施工步骤如下:①试压挤注。②注第一段酸液,正替酸+挤酸,清除地层堵塞,降低注水压力,施工排量 1.0~3.0 m^3/h ,酸水配比为 1:1.5,累计注液量 12 m^3 ,其中 4.8 m^3 酸液从水井测试阀门挤入,7.2 m^3 水从正常流程注

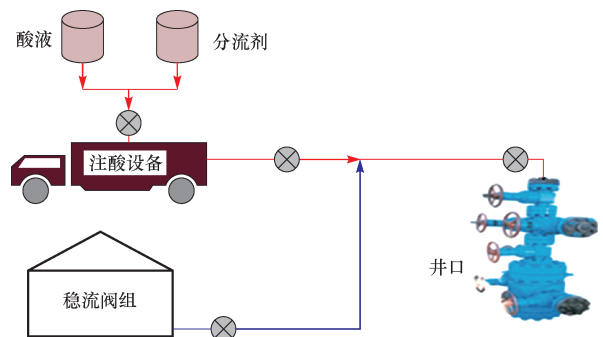


图 3 在线分流酸化施工流程

Fig. 3 Flowchart of diversion acidizing treatment online

入。③注第二段塞,正挤分流剂+酸,分流剂 2 m^3 ,施工排量为 $1.0\text{ m}^3/\text{h}$;酸液 2.4 m^3 ,施工排量 $1.2\text{ m}^3/\text{h}$ 。④注第三段塞,正挤酸液:施工排量 $1.2\sim 3.0\text{ m}^3/\text{h}$,酸水配比为 $1:1$,其中 10.2 m^3 酸液从油管挤入, 10.2 m^3 水从阀组间向套管注入。⑤恢复注水流程,注水压力为 16.5 MPa ,瞬时流量为 $1.0\text{ m}^3/\text{h}$ 。

由施工曲线(图4)可以看出:

1) 在注酸+分流剂段塞时,地层压力从 15.3 MPa 上升到 17.3 MPa ,说明分流剂起到了有效堵塞高渗透层的作用。

2) 酸化结束时停泵压力为 16.5 MPa ,恢复注水流程后,注水压力从 17.3 MPa 下降到 16.5 MPa ,目前注水压力 14.9 MPa ,对比措施前注水压力下降 4.2 MPa ,说明酸液解堵效果明显。

3) 酸化施工中无泄压、无起下管柱、换酸液和返排步骤,大大简化了常规分流酸化工序,缩短施工周期,降低安全环保风险,同时,在酸化过程中可边注酸边注水,施工不停注,不影响注水井的正常注水作业。

3.3 剖面调整情况

通过对在线分流酸化前后吸水剖面的测试对比(图5),可以看出,措施前该井呈正韵律吸水,上段(深度 $2\ 628\sim 2\ 638\text{ m}$)严重弱吸水,下段高渗带(深度 $2\ 638\sim 2\ 643\text{ m}$)指进吸水特征明显,最大吸水强度 $3.47\text{ m}^3/\text{m}\cdot\text{d}$,吸水程度仅为 28.5% ;在线分流酸化后 H5 井上、下段吸水均匀,平均吸水强度 $1.42\text{ m}^3/\text{m}\cdot\text{d}$,吸水程度为 50.9% ;由此说明在线分流酸化实现了纵向的均匀布酸,改善了纵向吸水剖面,解决了油层纵向的非均质问题。

3.4 增注效果

由在线分流酸化前后注水曲线(图6)可以看出,酸化前油压 19.1 MPa ,日配注 $25\text{ m}^3/\text{d}$,日注水 $15\text{ m}^3/\text{d}$,酸化后油压 14.9 MPa ,日配注 $25\text{ m}^3/\text{d}$,日注水 $25\text{ m}^3/\text{d}$,吸水指数增加了约 2 倍,降压增注效果显著。

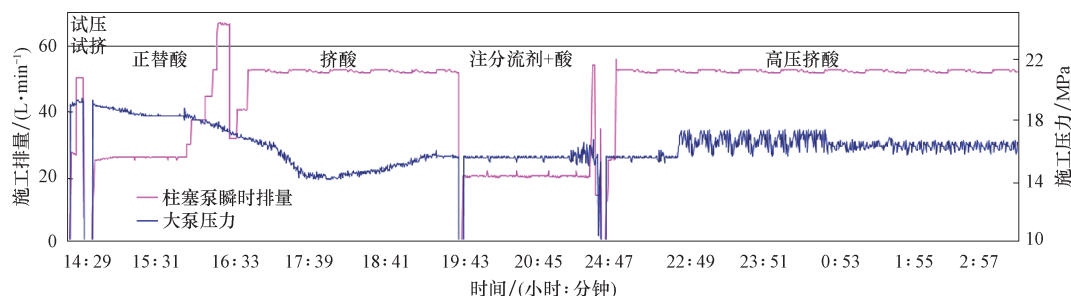


图4 H5井在线分流酸化施工曲线

Fig. 4 The plot displaying the diversion acidizing online treatment of Well H5

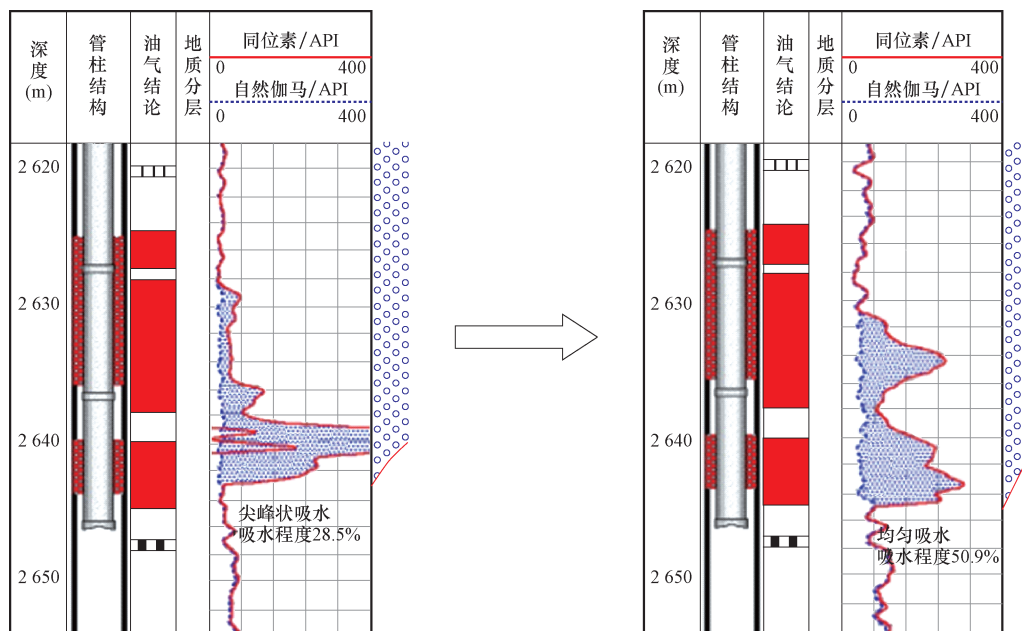


图5 H5井吸水剖面图

Fig. 5 Water injection profile of Well H5

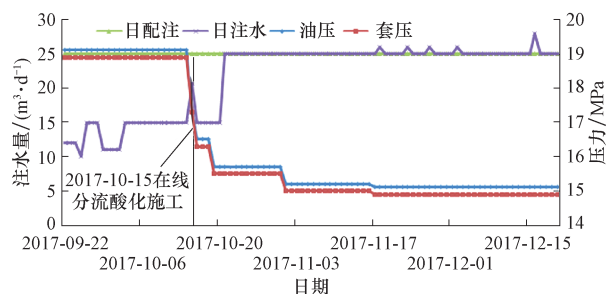


图6 H5井在线分流酸化前后注水曲线

Fig. 6 Water injection plot of Well H5 before and after online diversion acidification

4 结论

1) 在线分流酸化增注技术施工简便,效率高,大大简化了常规分流酸化工序,缩短施工周期,降低安全风险。

2) 通过对比实验得出螯合酸 COA-1S 具有较好的缓蚀性、缓速性及螯合能力,可减缓酸岩反应速率,延长酸化距离,达到深穿透的目的,同时能对金属离子具有较好的螯合能力,可降低酸化后的二次沉淀的产生,达到在线酸化工艺的要求。

3) 研制的水溶性分流剂 COA-1P 与酸液接触能产生直径在 $10 \sim 100 \mu\text{m}$ 化学微粒,能实现对高渗带的堵塞,迫使酸液流向低渗带,从而改善注水井纵向吸水剖面,同时该分流剂能在地层水、注入水中完全溶解,不会对地层造成二次堵塞。

4) 在线分流酸化增注技术在环江油田先导性试验取得成功,证明该技术对此类油藏具有较好的适用性。

参 考 文 献

- [1] 钟大康. 致密油储层微观特征及其形成机理——以鄂尔多斯盆地长6—长7段为例[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(1): 49-61.
Zhong Dakang. Micro petrology pore throat characteristics and genetic mechanism of tight oil reservoirs—A case from the 6th and 7th members of Triassic Yanchang formation in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(1): 49-61.
- [2] 王香增, 张丽霞, 李宗田, 等. 鄂尔多斯盆地延长组陆相页岩孔隙类型划分方案及其油气地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 1-7.
Wang Xiangzeng, Zhang Lixia, Li Zongtian, et al. Pore type classification scheme for continental Yanchang shale in Ordos Basin and its geological significance[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 1-7.
- [3] 陈文, 袁学芳, 郭建春, 等. 多氢酸深部分流酸化技术在东河油田的应用研究和效果评价[J]. 石油与天然气化工, 2011, 40(3): 285-288.

- Chen Wen, Yuan Xuefang, Guo Jianchun, et al. Application and evaluation on multi-hydro acid deep diversion acidizing technology in Donghe oil-field[J]. Chemical Engineering Oil & Gas, 2011, 40(3): 285-288.
- [4] 周军良, 胡勇, 李超, 等. 渤海 A 油田扇三角洲相低渗储层特征及物性控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(1): 71-78.
Zhou Junliang, Hu Yong, Li Chao, et al. Characteristics and controlling factors of fan delta facies low permeability reservoirs in Bohai A oilfield, the Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(1): 71-78.
- [5] 刘欣, 赵立强, 杨寨, 等. 不动管柱酸化工艺在渤海油田的应用[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(5): 47-49.
Liu Xin, Zhao liqiang, Yang Zhai, et al. Application of acidizing technology with original production string in Bohai oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004, 26(5): 47-49.
- [6] Fan Y, Economides M J. Fracturing fluid leak off and net pressure behavior in fracture stimulation[J]. SPE29988, 1995.
- [7] 高鹏宇, 刘平礼, 刘晖, 等. 水溶性化学微粒分流剂 SA-2 的实验研究[J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(3): 67-70.
Gao Pengyu, Liu Pingli, Liu Hui, et al. Research on water soluble micro-particle diverting agent SA-2[J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2012, 29(3): 67-70.
- [8] 刘平礼, 刘义刚, 赵立强, 等. 渤海高渗高孔油田酸化分流技术研究及应用[J]. 西南石油学院学报, 2005, 27(1): 52-56.
Liu Pingli, Liu Yigang, Zhao Liqiang, et al. Study and application on acidizing high permeability & high porosity reservoir in Bohai bay Oil-field[J]. Journal of Southwest petroleum institute, 2005, 27(1): 52-56.
- [9] Water N, Jairo L, Ataur M, et al. Multilayered reservoir stimulation: Case study of effective acid diversion achieved using the associative polymer treatment diverting agent in Khuff carbonate reservoir wells in Saudi Arabia's Ghawar field[J]. SPE123442, 2009.
- [10] 刘平礼, 李凤, 兰夕堂, 等. 海上砂岩储层新型自转向酸液体系研究[J]. 钻采工艺, 2017, 40(3): 90-93.
Liu Pingli, Li Feng, Lan Xitang, et al. Development of new self-diverting acid for sandstone reservoirs offshore[J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(3): 90-93.
- [11] Liu M, Zhang S, Mou J, et al. Diverting mechanism of viscoelastic surfactant based self-diverting acid and its simulation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 105: 91-99.
- [12] 马丽萍, 张涛, 杨立华, 等. 自转向酸酸化体系的室内研究及现场应用[J]. 海洋石油, 2017, 40(3): 90-93.
Ma Liping, Zhang Tao, Yang Lihua, et al. The laboratory research on self-diverting acidizing and its application in oil field[J]. Offshore Oil, 2017, 4(3): 90-93.
- [13] Taylor D, Kumar P S, Fu D, et al. Viscoelastic surfactant based self-diverting acid for enhanced stimulation in carbonate reservoirs[J]. SPE82263, 2003.
- [14] 王世彬, 王浩儒, 郭建春, 等. 砂岩储层酸化自转向酸研究与应用[J]. 油田化学, 2015, 32(4): 490-493.
Wang Shibin, Wang Haoru, Guo Jianchun, et al. Research and application of self-diverting mud acid in sandstone reservoir acidizing[J]. Oilfield Chemistry, 2015, 32(4): 490-493.

(编辑 张亚雄)