

文章编号: 1008-2336 (2022) 01-0049-06

渤海超高温碳酸盐岩储层酸化技术

崔 波, 冯浦涌, 荣新明, 张 强, 陈 军, 潘定成

(中海油田服务股份有限公司油田生产事业部, 天津 300450)

摘 要: 潜山碳酸盐岩储层是当前渤海油气勘探开发的重点领域, 而酸化则是碳酸盐岩油气藏增产改造的关键措施。在研究渤海潜山超高温碳酸盐岩油气藏勘探开发的过程中, 针对其超高温、埋藏深、物性差、非均质性强、测试层段长、含硫化氢等特点, 通过相应的基础理论研究和技术研发配套, 创新性地提出“非酸螯合+高温缓速缓蚀”相结合的方式。通过非酸螯合体系降温缓速、深部溶蚀, 结合高温缓速缓蚀酸液激活天然裂缝、增大改造范围, 形成了针对渤海潜山超高温碳酸盐岩储层的酸化技术。该技术在现场成功应用, 探井 A 酸化后测试产气量增加 55 倍, 增产效果显著。

关键词: 超高温; 碳酸盐岩; 酸化; 非酸螯合; 缓速缓蚀

中图分类号: TE357.2

文献标识码: A

DOI:10.3969/j.issn.1008-2336.2022.01.049

Acidizing Technique for Carbonate Reservoirs with Super-high Temperature in Bohai Sea

CUI Bo, FENG Puyong, RONG Xinming, ZHANG Qiang, CHEN Jun, PAN Dingcheng

(COSL Production Optimization Department, Tianjin 300450, China)

Abstract: Buried hill carbonate reservoirs are the key areas of oil and gas exploration and development in Bohai Sea, while acidification is essential for exploration and development of carbonate reservoirs. In the process of studying the exploration and development of Buried hill carbonate reservoirs with super-high temperature in Bohai Sea, a new acidizing technique "non-acid chelating + high temperature retarded acid" was developed for super-high temperature carbonate reservoirs based on the characteristics of super-high temperature, deep burial, poor physical property, strong heterogeneous, long testing layer and containing hydrogen sulfide with combination of the corresponding fundamental research and technological supporting research. The non-acid chelating system can reduce the formation temperature and reaction rate, achieve the deep penetration. The high temperature retarded acid can activate the natural fracture and distribute the acid uniformly. Then the acidizing technique for carbonate reservoirs with super-high temperature in Bohai Sea has been formed. This technique has been successfully applied in Well A. The stimulation effect was remarkable, and the test production rate of gas increased by 55 times.

Keywords: super-high temperature; carbonate reservoir; acidizing; non-acid chelating; retarded acid

渤海古生界潜山碳酸盐岩油气藏分布广泛, 勘探开发潜力巨大。目前渤中 21-22 构造已开钻数口探井, 在马家沟组发现潜山超高温裂缝型碳酸盐岩气藏, 储量达 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[1]。在渤海潜山超高温碳酸盐岩油气藏勘探开发的过程中, 由于钻井液滤失及固相颗粒的堵塞, 导致储层受到伤害,

测试产量降低。需要采用酸化措施来解除储层伤害, 改善地层渗流通道, 沟通地层原始缝洞孔道, 达到认识和评价储层的目的^[2-3]。该区块探井具有超高温 (>180 ℃)、埋藏深 (>5 000 m)、物性差 (低孔低渗)、非均质性强 (渗透率极差 > 100)、测试层段长 (> 300 m)、含硫化氢 (硫

收稿日期: 2021-04-29; 改回日期: 2021-06-08

基金项目: 国家科技重大专项 (2016ZX05030005), 中海油科研项目 (YSB19YF010)

第一作者简介: 崔波, 男, 1986 年生, 硕士, 高级工程师, 2010 年毕业于中国石油大学 (北京) 应用化学专业, 主要从事储层改造技术研究。E-mail: cuibo2@cosl.com.cn。

化氢浓度 >20 mg/L) 等特点。储层的改造难度大, 常规措施无法满足测试需要。亟待开展针对性研究, 提出针对渤海潜山超高温碳酸盐岩的储层改造措施。

1 油藏基本地质特征

渤中 21-22 构造区位于渤中凹陷南部, 整体具有凹中隆的构造背景。构造区基底潜山整体发育太古界、古生界和中生界。古生界奥陶系马家沟组是一套浅海台地相碳酸盐岩沉积, 储层发育于长期不整合面之下, 与古风化壳之间有非渗透性地层相隔, 具有埋深大的特点^[4]。

渤中 21-22 构造钻探潜山古生界碳酸盐岩的岩性主要为白云岩、灰岩、云灰岩、灰云岩和泥岩等, 其中白云岩的储集物性普遍好于灰岩; 储集空间类型主要为孔隙、溶洞和裂缝 3 种; 储层类型整体以溶洞型储层为主, 纵向上大致分为 3 段; 其中, 古生界上段和下段主要发育溶洞型储层, 中段以溶洞-裂缝型储层为主, 且储层发育程度主要受沉积相类型、岩溶作用和构造破裂作用控制。

探井 A 目的层岩性以泥晶灰岩、泥晶白云岩为主, 碳酸盐岩含量 77.6%~96.4%, 各井段矿物成分含量见图 1。

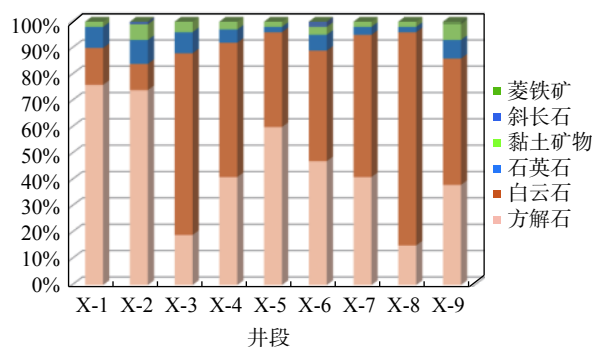


图 1 不同井段储层矿物成分含量

Fig. 1 Mineral composition of reservoirs in different well sections

探井 A 碳酸盐岩储层储集空间类型以孔隙、裂缝为主, 微裂缝发育, 岩心微观结构见图 2。孔隙结构: $(2 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 孔隙不均匀分布。孔隙度 0.1%~9.7%, 平均孔隙度 2.8%; 渗透率 $(0.1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均渗透率 $1.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属低孔-低渗储层, 各井段孔隙度渗透率分布见图 3。

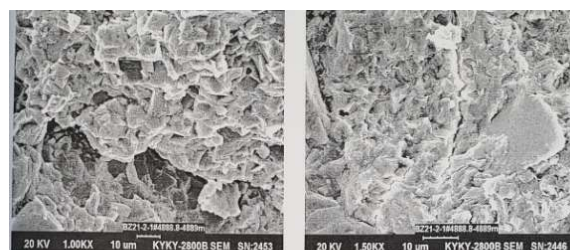


图 1

图 2

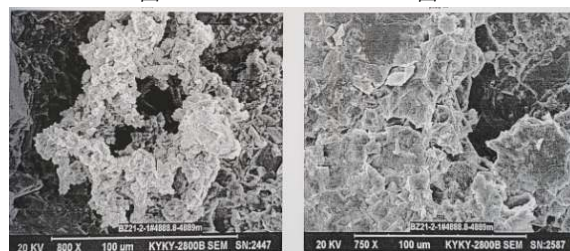


图 2 探井 A 潜山碳酸盐岩储集空间

Fig. 2 Carbonate reservoir space in Buried hill of Well A

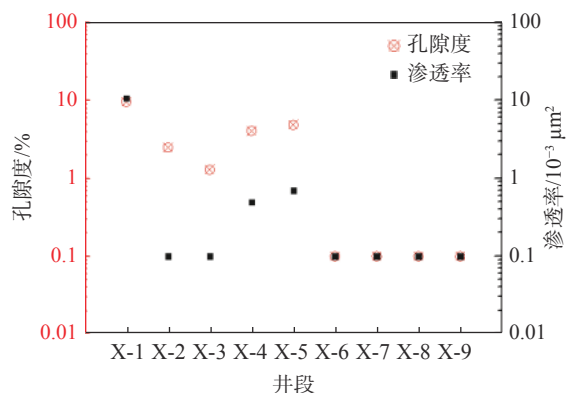


图 3 探井 A 潜山碳酸盐岩孔隙度渗透率分布

Fig. 3 Porosity and permeability distribution in Buried hill carbonate reservoirs of Well A

2 渤海超高温碳酸盐岩储层酸化难点及对策

2.1 渤海超高温碳酸盐岩储层酸化难点

渤中 21-22 探井具有超高温、埋藏深、物性差、非均质性强、测试层段长、含硫化氢等特点。这些储层改造的难点对常规酸化技术提出了挑战。

(1) 超高温: 目的层温度 >180 $^{\circ}\text{C}$, 超高温对酸液体系提出了很高的缓速缓蚀要求, 需要考虑处理液体系耐高温及缓速缓蚀性能。

(2) 埋藏深: 埋深 $>5\ 000$ m, 施工管柱长, 摩阻大。

(3) 储层物性差: 低孔低渗, 致密气藏易发生水锁伤害。

(4) 非均质性强: 渗透率级差 >100 , 裸眼测

试层段长>300 m, 无法确保储层均匀改造。

(5) 储层含硫化氢: 邻井测试返排含硫化氢 (26~29 mg/L), 需要考虑防硫化氢。

2.2 渤海超高温碳酸盐岩储层酸化对策

针对渤海潜山超高温碳酸盐岩储层酸化难题,

通过基础理论研究和技术研发, 创新性地提出了“非酸螯合+高温缓速缓蚀”相结合的方式, 形成了针对渤海潜山超高温碳酸盐岩储层酸化技术。渤海潜山超高温碳酸盐岩储层改造酸化难点及对策见表 1。

表 1 潜山超高温碳酸盐岩储层酸化难点及对策

Table 1 Difficulty and countermeasure for acidification of Buried hill carbonate reservoirs with super-high temperature

措施难点	应对策略
超高温 (>180 ℃), 需要考虑处理液体系耐高温及缓速缓蚀性能	非酸螯合+高温缓速缓蚀体系。非酸螯合体系: 在180 ℃条件下, 对管柱基本不会造成腐蚀。降温缓速, 深部溶蚀。高温缓速缓蚀体系: 在180 ℃条件下, 对管柱腐蚀能满足达到一级指标。激活天然裂缝, 增大改造范围。
埋藏深 (>5 000 m), 施工管柱长, 摩阻大	选择低摩阻酸液体系, 降低井口泵注压力, 确保作业顺利进行。
储层物性差: 低孔低渗, 致密气藏易发生水锁伤害	加入润湿反转剂, 解除水锁伤害。 柴油顶替, 连续油管+膜制氮诱喷, 快速返排残酸。
非均质性强: 渗透率极差>100, 裸眼测试层段长>300 m, 无法确保储层均匀改造	黏弹性表面活性剂实现自转向, 达到储层均匀改造目的。
储层含硫化氢	选取抗硫化氢测试管柱, 现场配备硫化氢监测设备。

3 液体体系选择及储层改造工艺优化

由于超高温对酸液的耐温缓速性能要求高, 同时为了降低酸液对施工管柱的腐蚀, 首先采用非酸螯合体系降温缓速, 深部溶蚀; 然后采用高温缓速缓蚀体系激活天然裂缝, 增大改造范围。采用“非酸螯合+高温缓速缓蚀体系”增产工艺不仅可以解除钻井过程中的近井地带污染, 又可以实现储层深部改造。

3.1 酸液体系选择

3.1.1 非酸螯合体系

非酸螯合体系与钙镁离子形成稳定的五元环螯合物, 可有效地对碳酸盐岩储层进行深部溶蚀, 兼具有腐蚀速率低、抑制黏土膨胀等特点。相比与传统酸液体系, 非酸螯合体系有着良好的缓速和缓蚀性能。在碳酸盐岩储层改造中, 不仅可以避免管柱受腐蚀的影响, 又可以沟通远井溶洞孔隙和微裂缝, 实现深部解堵。

非酸螯合体系配方: 50% 螯合剂+0.6% 润湿反转剂+淡水

非酸螯合体系特点如下:

1) 溶垢效率高: 180 ℃ 条件下, 4 h 对碳酸

- 盐岩溶解率>99%;
- 2) 反应温和: 180 ℃ 条件下, 与碳酸盐岩反应速率为盐酸反应速率的 0.4%;
- 3) 低腐蚀性: 180 ℃ 条件下, 腐蚀速率<2.1 g/(m²·h);
- 4) 绿色环保: 产品 pH 值为 7~8, 对人和设备不会造成损害。

3.1.2 高温缓速缓蚀体系

高温缓速缓蚀体系具有耐高温腐蚀及低摩阻性能。通过体系增黏, 降低酸岩反应速度和液体滤失速度, 实现储层的深部处理。

高温缓速缓蚀酸体系配方: 15%HCl+8% 黏弹性表面活性剂+4% 高温缓蚀剂+2% 铁稳剂+1% 破乳剂+0.6% 润湿反转剂+0.1% 降阻剂

黏弹性表面活性剂: 酸液注入进地层时, 优先进入高渗透层, 随酸液的消耗, pH 值升高, 同时酸岩反应产生游离的二价金属阳离子 (Ca²⁺、Mg²⁺)。在 pH 值和金属阳离子的共同作用下, 黏弹性表面活性剂的结构发生变化, 使体系黏度剧增, 酸液在高渗透层的阻力增大, 迫使后续酸液进入低渗透层, 从而实现对酸液的分流转向作用和储层的均匀处理^[5-11]。

高温缓蚀剂: 以甲醛, 苯乙酮, N-甲基苯胺

为原料,经缩合反应生成曼尼希碱,向生成的曼尼希碱中加入氯乙酸进行季铵化反应,最终得到具有优良的酸溶性的曼尼希碱季铵盐。曼尼希碱季铵盐通过降低指前因子及增加腐蚀反应的活化能抑制腐蚀速率。将曼尼希碱季铵盐与丙炔醇复配后,可适用于 180 ℃ 储层的酸化施工。

高温缓速缓蚀体系特点如下:

- 1) 低腐蚀性: 180 ℃ 条件下, 腐蚀速率 < 70.48 g/(m²·h);
- 2) 低摩阻: 约为清水的 30%~35%;
- 3) 低表界面张力: 25 ℃ 条件下, 表面张力 < 24 mN/m, 界面张力 < 1 mN/m;
- 4) 低反应速率: 缓速率大于 90%。

3.2 处理液规模优化

储层流体径向流入井内时, 80%~90% 的压力损耗发生在井筒周围 10 m 的范围内。酸化可使天然裂缝重新打开, 并在井筒附近产生高渗流通道的酸蚀孔洞, 碳酸盐岩酸化常使表皮系数变为负值, 在相同的生产压差下可大幅度增加单井产量^[6]。根据径向流达西渗流公式:

$$p - p_{wf} = \frac{q\mu B}{2\pi Kh} \left(\ln \frac{r}{r_w} + S \right) \quad (1)$$

式中: p 为地层压力, MPa; p_{wf} 为井底流动压力, MPa; q 为产量, m³/d; μ 为原油黏度, mPa·s; B 为原油体积系数; K 为储层渗透率, 10⁻³ μm²; h 为储层厚度, m; r 为泄油半径, m; r_w 为井筒半径, m; S 为表皮系数。

假设处理区域内的渗透率为无限大, 则有:

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} = -\ln \frac{r_s}{r_w} \quad (2)$$

式中: K 为储层渗透率, 10⁻³ μm²; K_s 为酸化后储层渗透率, 10⁻³ μm²; r_s 为酸化半径, m; r_w 为井筒半径, m。

通过式 (2) 可知处理半径越大对应的表皮系数越低。由于海上钻井平台空间受限, 总处理液量设计为 150 m³ (50 m³ 非酸螯合体系+100 m³ 高温缓速缓蚀体系)。

3.3 施工排量优化

注入排量是井筒温度降低的主导因素之一, 随着注入排量的增大, 井筒温度降低得越快 (图 4)。这是因为排量越大, 对流换热作用越强

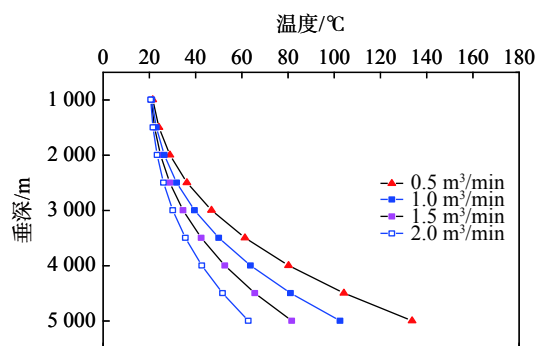


图 4 井筒温度随排量的变化 (注入时间 30min)

Fig. 4 Variation of wellbore temperature with displacement rate (injection time 30min)

烈, 对井筒冷却作用更加迅速。

采用碳酸盐岩储层酸化酸压数值模拟软件模拟计算 (模拟地层温度 180 ℃, 地层压力 53 MPa, 注酸强度 1 m³/m), 可得到不同注入速度下的二维径向溶解孔隙度 (图 5)。模拟结果可知注入速度对溶解形态影响很大。当注入速度较大时 (图 5(d)), 形成均一溶蚀, 虽然大部分区域都被溶蚀, 但是无法得到足够大的渗透率; 当注入速度较小时 (图 5(a)), 形成面溶蚀, 溶蚀所需酸量大; 当注入速度适当时 (图 5(b)、图 5(c)), 形成蚓孔结果与 Frick 等所得实验结果相吻合。蚓孔突破标志着注入酸穿透了污染区域, 使井筒与未污染的地层相连, 蚓孔成为高渗透通道, 当蚓孔穿透伤害带时, 认为地层伤害完全得到解除。因此, 对于酸化层位, 存在一个最优的注酸排量, 使得在最小的用酸量条件下达到酸液深部穿透的目的, 从而解除伤害带污染, 恢复产能。根据模拟结果优选注酸排量 1~2 m³/min。

3.4 残酸返排

探井目的储层为古生界潜山碳酸盐岩, 储层压力系数约为 1.06, 由于残酸密度大 (1.075 g/cm³), 且低孔低渗气层易水锁。为了保护油气层, 并提高作业效率, 采用 0.86 g/cm³ 柴油作为顶替液, 酸化作业结束后采用连续油管+膜制氮设备进行残酸返排, 尽快将残酸返排干净, 避免储层二次伤害。

4 现场施工效果分析

采用 50 m³ 非酸螯合体系+100 m³ 高温缓速缓蚀体系+16 m³ 柴油顶替液对探井 A 碳酸盐岩储层实施酸化, 现场施工曲线见图 6。

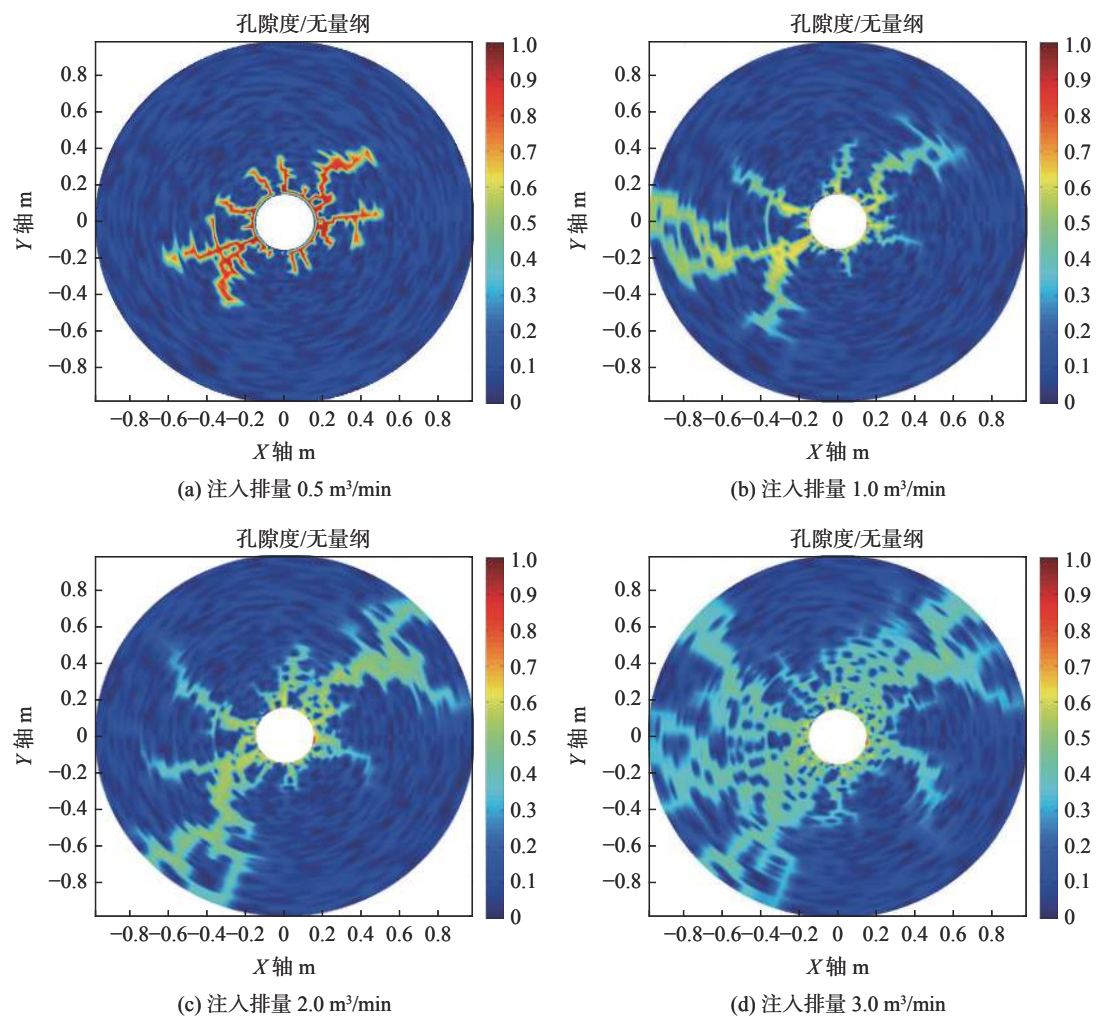


图 5 不同注入排量下酸蚀溶解孔隙度

Fig. 5 Acid dissolution porosity at different injection rates

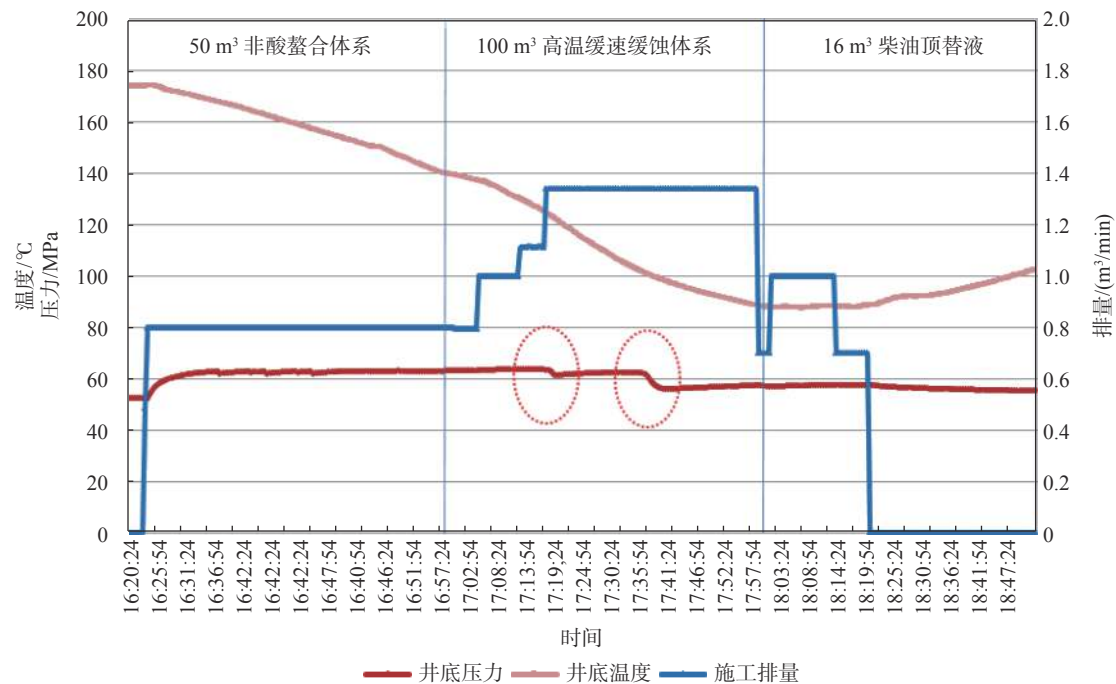


图 6 探井 A 储层改造施工曲线

Fig. 6 Reservoir acidizing curve of Well A

从现场曲线可以看出:当排量提升至 $1.3 \text{ m}^3/\text{min}$ 后,井底压力出现了两次较大幅度的降低(从 63.7 MPa 降低至 61.4 MPa)和(从 62.6 MPa 降低至 56.1 MPa),两次压力下降中间有一个明显的压力增加(从 61.4 MPa 增加至 62.6 MPa)。井底压力变化表明:随着酸液的推进,酸液首先沟通了井筒附近的天然缝洞,使流体渗流阻力降低,井底压力下降。随着酸岩反应的持续,黏弹性表面活性剂黏度增加,酸液在高渗透层的阻力增大,迫使后续酸液进入低渗透层,从而实现对酸液的转向作用和储层的均匀处理。随后井底压力大幅降低,表明酸液体系沟通了远处的缝洞系统,极大改善了地层的渗流通道。

根据施工后井下温度数据回放可知,处理液进入地层后,井底温度从 180°C 降至 90°C 。冷却效果与施工前数模结果接近,表明非酸螯合体系起到了良好的降温缓蚀缓速效果。

探井 A 措施前产气量较少,且不稳定。采用“非酸螯合+高温缓速缓蚀”技术进行施工后,产气量增加 55 倍,增产效果显著。

5 结论

(1) 通过非酸螯合体系降温缓速、深部溶蚀,结合高温缓速缓蚀酸液激活天然裂缝、增大改造范围,适应渤海潜山超高温碳酸盐岩储层酸化改造。

(2) 探井 A 井采用“非酸螯合+高温缓速缓蚀”技术进行施工后产气量增加 55 倍,增产效果

显著。该井的成功实施可为后续类似高温深层碳酸盐岩储层改造施工提供借鉴,同时也可拓展应用到海上深层其他岩性的储层改造,如太古界变质岩等。

参考文献:

- [1] 邓吉锋,史浩,王保全,等. 渤中凹陷古生界碳酸盐岩潜山气藏储层特征及主控因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(4): 15-20.
- [2] 王永辉,李永平,程兴生,等. 高温深层碳酸盐岩储层酸化压裂改造技术[J]. 石油学报, 2012, 33(S2): 166-175.
- [3] 胥耘. 碳酸盐岩储层酸压工艺技术综述[J]. 油田化学, 1997, 14(2): 175-179,196.
- [4] 冯冲,王清斌,王晓刚,等. 渤海海域渤中21/22构造区古生界碳酸盐岩潜山储层特征及控制因素研究//第八届中国含油气系统与油气藏学术会议论文摘要汇编[C]. 杭州: 中国石油学会石油地质专业委员会, 2015: 122-123.
- [5] 李小刚,陈雨松,王怡亭,等. 新型清洁自转向酸性能室内实验研究[J]. 应用化工, 2017, 46(1): 25-28.
- [6] Economides M J, Nolte K G. Reservoir Stimulation[M]. 3rd ed. New York: Wiley, 2000: 542-544.
- [7] 张倩,李年银,李长燕,等. 中国海相碳酸盐岩储层酸化压裂改造技术现状及发展趋势[J]. 特种油气藏, 2020, 27(2): 1-7.
- [8] 王增宝,付敏杰,宋奇,等. 高温深部碳酸盐岩储层酸化压裂用交联酸体系制备及性能[J]. 油田化学, 2016, 33(4): 601-606.
- [9] 徐毓珠. 中低渗透稠油油藏清洁酸化增注技术研究[J]. 海洋石油, 2020, 40(4): 36-41,52.
- [10] 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, 2010, 30(3): 73-77.
- [11] 耿宇迪,周林波,王洋,等. 超深碳酸盐岩复合高导流酸压技术[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(6): 56-60.