

# 前置酸加砂压裂技术在碳酸盐岩油藏中的应用

王建宁, 曾大勇, 邱有鑫

(中国石化 西北油田分公司 石油工程监督中心, 新疆 轮台 841604)

**摘要:**塔河油田碳酸盐岩油藏属于陆上海相油气藏类型,油藏埋深在5 000 m以下,地层具有高温高压的特性,储层类型为裂缝和孔洞型,因此新井在进行完井的过程中大部分要进行储层改造以达到建产的目的,但由于碳酸盐岩的高闭合压力,进行普通酸压完井的油井往往投产一段时间又要进行酸化解堵甚至要重复酸压。近年来塔河油田在酸压过程中采用阶段加砂的方式来提高裂缝的导流能力,但由于碳酸盐岩储层改造在加砂时常常压力过高,对酸压施工造成不安全隐患,成功率不高,经过多年探索研究,采用注入前置酸的方式可提高加砂作业的成功率。

**关键词:**前置酸;加砂;酸压;碳酸盐岩油藏;塔河油田

**中图分类号:**TE344

**文献标识码:**A

## Application of acid and sand fracturing in carbonate reservoirs

Wang Jianning, Zeng Dayong, Qiu Youxin

(Engineering Supervision Center, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

**Abstract:** The Tahe carbonate reservoirs are marine facies reservoirs on land buried over 5 000 m deep. The formations are featured by high pressure and high temperature, and the reservoirs are fractured and vuggy ones. Most wells only produce after acid fracturing. But some wells achieve productivity by acid refracturing not long after completion due to high closure pressure. In recent years, Tahe oilfield improved fracture conductivity by sand-adding acid fracturing. But the high pressure during sand-adding may cause dangers, and the success ratio of sand-adding is low. By research and exploration, injecting pre-acid during sand-adding acid fracturing achieved good effects.

**Key words:** pre-acid; sand-adding; acid fracturing; carbonate reservoirs; Tahe Oil Field

塔河油田海相碳酸盐岩油藏主力产层位于奥陶系(5 400~6 900 m),储集空间以裂缝溶洞为主,油藏具有超深、高温和高压的特点<sup>[1]</sup>。由于碳酸盐岩储层非均质性严重,单一储集体之间连通性差,因此70%以上油井完钻后自然产能低或无自然产能,需要进行储层改造。

目前塔河油田储层改造应用最普遍的是泵注前置压裂液+酸的方式,泵注大液量的前置压裂液开地层并稳定造缝,最大限度地沟通远距离储集体,而且前置压裂液对地层可以起到降温的作用,延缓酸与地层的反应速度,增长酸液的有效作用距离,从而提高裂缝的导流能力。但是由于常规酸压的造缝能力及裂缝的导流能力有限,很多井在常规酸压后不久近井地带就发生堵塞造成产能下降,然后又要采用酸洗甚至重复酸压的方式重新建产。为了获得油井连续的高产能,近年来前置液加砂的酸压技术陆续在塔河油田

得到应用,但是加砂过程中往往压力过高而中途停止,加砂成功率不高,经过探索和改进,发展出注入前置酸加砂压裂技术。

## 1 前置酸加砂压裂工艺特点

### 1.1 工艺现状

目前前置酸加砂压裂技术主要针对深层致密储层进行改造,通过加砂明显提高了裂缝内的连通性,有利于油井的连续产液。国内各大油田均开展了前置酸加砂压裂技术的研究和应用,尤以长庆油田和大庆油田为主,但是上述2大油田储层多以砂岩油层为主,在施工工艺及参数上与碳酸盐岩的储层改造有较大差异。国内对碳酸盐岩的前置酸加砂压裂改造主要集中在塔里木盆地和川东北的一些海相油气田,特别是近年来在塔河油田进行的前置酸加砂压裂工作,和常规加砂压裂对比,加砂成功率明显提高,储层改造效果显著<sup>[2]</sup>。

## 1.2 技术难点

(1) 前置酸加砂压裂泵注液量大,且在压裂工程中为保证压开裂缝的连续性,供液应连续。动用压裂设备车辆比较多,工作量大,因此技术成本较高。

(2) 塔河油田碳酸盐岩深井地层通常具有高温高压的特性,前期压开地层压力较高,一般在 60 MPa 以上,加砂过程中容易发生砂堵现象造成压力突增的风险。再加上深井本身井深结构复杂,井下管柱工具多的特点,加砂过程容易因压力过高而损坏井下管柱工具,这是造成碳酸盐岩储层加砂压裂改造失败的重要原因。大约 40%加砂失败的油井都存在井下套管破裂和井下工具损坏的现象。

(3) 前置酸加砂压裂工程中泵注工作液排量较大,容易造成压开裂缝在纵向上的延伸,因此在选择压裂的井段层位时,应避免上下有水层且隔层障蔽性差的层位。

## 2 前置酸加砂压裂可行性研究

### 2.1 前置酸溶蚀工艺

通过技术调研和理论研究,将碳酸盐岩酸化和加砂压裂结合起来,通过注入前置酸溶蚀近井地带孔隙中的填隙物,在一定程度上恢复和扩大了井底与近井地带的连通性,为后续注入压裂液造缝提供了通道,降低了压裂前期压力高的风险。

### 2.2 工作液体系

经过多年的现场实践和实验研究,塔河油田发展出了一套适合碳酸盐岩储层改造的工作液体系,并对其性能进行了评估。

(1) 压裂液体系评价与优化。通过实验研究,前置酸加砂压裂液根据作用分为两部分:滑溜水和压裂液。滑溜水采用清水+0.35% JXG-T 瓜胶+0.025% pH 值调节剂+0.1% GX-3 杀菌剂+0.6% OB-YS 有机硼交联剂配制。滑溜水主要是作为顶替液和携砂液来使用,前期注入一定量的滑溜水,一是将井筒内的液体顶入地层中;二是起到冷却地层的作用,延缓后面注入的前置酸在地层中的反应时间;三是滑溜水有良好的悬浮能力并且摩阻较低,携砂进入裂缝时不易发生砂堵现象。冻胶压裂液采用清水+0.45% JXG-T 瓜胶+0.02% pH 值调节剂+1.0% ZH-5 助排剂+1.0% HS-308 破乳剂+0.5% SRD-Y 温度稳定剂+0.1% GX-3 杀菌剂+0.6% OB-YS 有机硼交联剂配制,黏度达到 60 mPa·s,在 80~150 °C 下性能稳定,可以在加砂前期压开地层并稳定造缝。

(2) 酸液的选择与评估。在酸压作业中,酸液

和酸液添加剂的性能直接影响着酸化的效果,对低渗、高温的深井尤为突出<sup>[3]</sup>。在酸液中加入性能稳定的胶凝剂使酸液具有很高的黏度,一方面有效降低了酸液的滤失性,尤其在碳酸盐岩中酸液滤失严重;另一方面是延缓了酸液的反应速度,使得酸液在裂缝中反应的距离增长,提高了酸液的利用率。经过试验和现场研究,前置酸加砂压裂作业中采用高温胶凝酸液体系。

高温胶凝酸由清水+20% HCl (31%) +1.0% 酸液高温胶凝剂+2.0% 高温缓蚀剂+1.0% 助排剂+1.0% 铁离子稳定剂+1.0% 破乳剂配制而成,在 150 °C、170 S<sup>-1</sup> 条件下剪切 1 min 黏度保持在 57~60 mPa·s,高温条件下性能稳定,滤失量小,保证了前置酸对近井地层中堵塞物的酸溶酸洗作用。由于其具有良好的黏度,在酸洗过程中还可以向前压开地层稳定造缝,形成高渗透率的支撑裂缝。加砂后期注入高温胶凝酸,酸液进入支撑裂缝对裂缝进行清洗和刻蚀,有效提高了裂缝的渗透率,实验分析渗透率提高率 33%。残酸在返排过程中会破坏胍胶与交联剂形成的高分子网状结构,有助于残存压裂液及压裂液滤饼的排出,从而减轻了压裂过程中对地层的污染。

(3) 酸压工艺及参数的优化。采用多级交替注入的工艺方式,前期注入前置液可以在裂缝面上形成一层滤饼,从而有效降低了后续注入液体的滤失量,另一方面可以降低地层温度,增长酸岩作用时间<sup>[4-5]</sup>。加砂过程也采用分段注入的方式,并且每段注入砂浓度不同,砂浓度一级一级升高,这样可以保证将上一级注入的支撑剂均匀送入裂缝,避免其沉降发生砂堵。逐级增加砂浓度可以在施工过程中及时察觉压力异常情况,从而控制加砂量,避免砂堵地层的风险。

## 3 现场应用

2014 年 7 月经过多方研究和准备,决定在 TH12272 井储层改造过程中应用前置酸加砂压裂技术。TH12272 井井深 6 396 m,酸压层段为奥陶系鹰山组 6 316~6 396 m,岩性为黄灰色泥晶灰岩、砂屑泥晶灰岩。该区域压力系数为 1.11,地层温度梯度为 2.26 °C/hm,施工井段地层温度为 143.66 °C,邻井储层原油为高黏度、高含蜡、高含硫的超重质原油。

本次施工采用滑溜水+前置酸+压裂液+滑溜水+高温胶凝酸压裂施工工艺。由于近井地带储层发育及油气显示一般,且井区定容特征明显,故

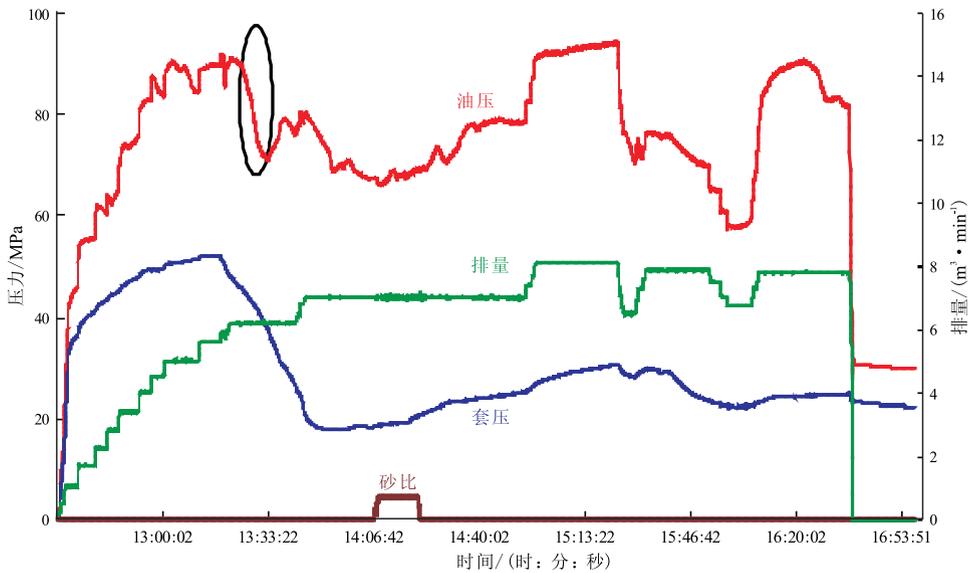


图 1 塔河油田 TH12272 井酸压施工曲线

Fig.1 Acid fracturing curves of well TH12272 in the Tahe Oil Field

酸压采用较大规模进行改造。施工前期注入一定量的高温胶凝酸酸化找缝,解除近井堵塞,采用压裂液冻胶造主缝并延伸裂缝,采用滑溜水加陶粒提高远端裂缝导流能力,扩大改造范围;后期提高排量注酸,并采用滑溜水尽可能将酸液顶入人工裂缝远端,对裂缝进行酸蚀酸刻,提高远井地带裂缝导流能力。最终形成高导流能力人工裂缝,沟通井筒远处的有利储集体。

施工前期注入滑溜水压力急剧升高,最高达到 90 MPa,注入 150 m<sup>3</sup> 前置酸过程中压力有明显下降趋势,最低时压力在 73 MPa(图 1),降低了施工风险,后续加砂时压力稳定,没有出现压力急剧升高的情况;后期注入胶凝酸刻蚀裂缝,压力出现明显的下降,证明地层裂缝与储集体之间有所沟通。停泵后测压降泵压由 30.7 MPa ↓ 29.8 MPa,套压由 23.2 MPa ↓ 22.2 MPa,用 5-6-8 mm 油嘴开井返排残液 745.5 m<sup>3</sup> 后含油 30%,至 2015 年 5 月该井已连续投产一年,最高日产油 34.6 t,最低日产油 11.17 t。对该井进行的储层改造施工效果显著,基本形成了沟通近井地带与远距离储集体的人工裂缝,达到了预期的目的。

## 4 认识与结论

(1) 对前置酸的性能和注入量应进一步优化,

前置酸的注入量过高会导致后续压力液滤失严重,从而起不到造缝的作用,对于注前置酸的排量也应该合理控制。

(2) 注入前置酸后应及时倒入冻胶压裂液,且冻胶压裂液注入量和排量应进一步加大,这样可以保证压裂液进入裂缝发生滤失后及时补充充填裂缝,稳定造缝。

(3) 加砂过程中携砂液的数量必须充足,至少在 1 000 m<sup>3</sup> 以上;供液设备在加砂时要确保运行正常,不能出现断液的现象,避免造成脱砂砂堵的现象。

(4) 合理优化加砂比,进一步优化加砂工艺,采用多级交替式的加砂工艺,使支撑剂以段塞的形式在裂缝中充填,防止砂堵的发生。

### 参考文献:

- [1] 李翔.复合酸压技术在塔河油田碳酸盐岩油藏中的应用[J].石油钻探技术,2008,36(2):72-73.
- [2] 赵海洋,林涛,陈朝刚.塔河油田碳酸盐岩油藏重复酸压可行性研究[J].石油钻采工艺,2009,31(1):113-114.
- [3] 龚蔚,蒲万芬,舒昌建,等.高温高黏胶凝酸 PDA 合成及性能评价[J].钻采工艺,2007,31(2):107-108.
- [4] 马淑芬.多级交替注入闭合酸压设计模拟与应用[D].成都:西南石油大学,2012:1-3.
- [5] 李富俊,张焯.复合酸压工艺技术技术在塔河油田的研究与应用[J].天然气勘探与开发,2010,33(4):73-75.

(编辑 徐文明)