

# 红柳油田化学降粘冷采体系的应用与效益评价

朱翠端

(中石化胜利油田孤东采油厂采油管理五区 山东东营 257237)

**摘要:** 目前稠油区块呈现流量与综合含水两极分化严重的问题,单元稳产难度越来越大,经历了多年的开发,稠油开发已进入高含水阶段,产量递减加大,措施效果越来越差。针对目前稠油多轮次井吞吐效果变差、含水上升、注汽高压井多的开发现状,加大高效措施实施,提高增油效果,降低措施成本。通过历史数据分析,氮气调剖调整吸汽剖面、二氧化碳复合吞吐增量成本偏高,降粘剂+CO<sub>2</sub>等冷采技术增量投入低增油效果较好。

**关键词:** 化学冷采降粘;微乳增产剂;CO<sub>2</sub>冷采;效益评价

结合采油厂稠油优化选井、效益开发的主题,对本单位所辖稠油区块进行综合分析,结合化学降粘冷采增油原理,优化选井,2022年以来对所辖区块内采出程度低,原油黏度较大的油井实施下新型冷采技术,提高单井产量。

## 1 基本概况

红柳油田位于孤东油田东南部黄河入海口自然保护区内,主要油藏类型属于边底水常规稠油油藏,主要含油层系是上第三系中新统馆陶组,含油面积 9.0km<sup>2</sup>,地质储量 1779 × 10<sup>4</sup>t。油藏渗透率高,胶结疏松,出砂严重,地面原油粘度 6134 ~ 8610mPa·s。稠油具有粘度大、流动性差的特点,成本高、开采难度较大。主要开发方式是蒸汽驱和吞吐转周,少部分井采用 CO<sub>2</sub>伴注降粘剂冷采。

红柳油田稠油具有粘度大、流动性差的特点,成本高、开采难度较大,工艺上主要采用蒸汽吞吐和蒸汽驱开发方式,注汽质量的好坏直接关系着措施增油效果,影响注汽质量的因素很多,主要是油层发育状况、井筒热损、采出程度等因素。目前各区块主要受边底水、地层亏空、吞吐轮次多采出程度高、吞吐压力高干度低等直接影响了开发效果,稠油递减加大,部分区块综合含水已达到 96%以上,吞吐轮次平均 7.3 次,注汽后排水周期长,效果变差,注汽占用周期长、见效时间短、效果差或因套管、固井质量问题等原因无法注汽,这部分井液量低、含水低、采出程度低,影响了开发效果。我们研究的课题建议对低含水井采取注 CO<sub>2</sub>+降粘剂的方式,补充能量,降低稠油粘度从而提高单井产能。

在目前形势下油田开发靠规模扩张、高投入拉动的生产经营模式难以为继,需改变思路,以降本增效为依据,加大高效措施的实施,降低增量成本,才能实现效益开发。

## 2 CO<sub>2</sub>冷采选井及现场应用

针对性地针对上述红柳油田稠油开采现状,加强地质分析,针对各单元、单井开发中存在的矛盾和问题,有分析讨论,对地层发育状况、剩余油分布、稠油含水上升的原因、历次措施效果及问题做深入的了解,再运用三线四区模型,探索实施了新型 CO<sub>2</sub>冷采技术,加强稠油低效井治理,实现稠油长效开发。

### 2.1 选井原则

针对部分稠油井受完井方式、井筒情况和注汽能力限制,无法实现注汽吞吐增效,地层能量低,导致油井长期低效生产的状况,加大 CO<sub>2</sub>冷采工艺应用力度。该措施可以不动管柱实施,投入少,占井时间短。

HLKD53 井生产 NG62 层,砂厚/效厚 7.3m,累产油 1568t,累产水 3799t,粘度 6508mPa·s。2016 年 12 月 28 日供液差间开间停关,关井前产量 3.2/0.3/90.6%/1160m。该井投产为探井,水泥返高 1741m,

在油层以下,无法注汽。井区地层能量低、原油粘度高,长期供液差低效生产。通过分析,该井累产少,采出程度低,具备扶井潜力。油藏上配套冷采降粘、CO<sub>2</sub>,降低原油粘度、补充地层能量,地面上配套小排量螺杆泵慢抽解决稠油举升。

### 2.2 现场实施

2022 年 10 月 19 日-20 日施工,共挤微乳增产剂 22t,CO<sub>2</sub>量 60t。

接水车采用井筒内油套环空反注的方式,反挤油田产出水 30m<sup>3</sup>,泵压 8.0Mpa,排量 220L/min。油管注入增产剂 6t,泵压由 3.0Mpa ↑ 9.5Mpa,排量 220L/min,注入 CO<sub>2</sub>量 30t,泵压 9 ↑ 12.0Mpa,排量 15t/h,正挤增产剂 9t 配 8%溶液 100m<sup>3</sup>,泵压 12 ↑ 18Mpa,排量 180L/min、关井稳压,注 CO<sub>2</sub>量 30t,泵压 14.0Mpa,排量 18t/h,正挤增产剂 7t 配 4%溶液 150m<sup>3</sup>,泵压 12 ↑ 18Mpa,排量 180L/min。正挤高温油田产出水 30m<sup>3</sup>,泵压 18Mpa,排量 180L/min,关井稳压,焖井 10 天开井。

### 2.3 实施效果及效益评价

采油管理五区紧盯低成本发展,突出创新驱动,实现稠油冷采技术的新突破。降粘剂冷采在不动管柱的情况下,不用动用作业设备,节约了紧张的作业成本。

HLKD53 井生产 NG6<sup>2</sup>层,关井前产量 3.2/0.3/90.6%/1160m。2022 年 10 月 29 日检换绕冷采挤降粘剂+CO<sub>2</sub>下 190 螺杆泵开,峰值产量 6.1/4.5/25.6%/1088m,已累增油 272 吨,预计增油 500t,按原油不含税价格 4407 元/吨计算,预计产出费用 220.35 万元。该井投入费用 25.78 万元(微乳增产剂 22.3 万元,CO<sub>2</sub>费用 3.48 万元),预计投入产出比 1: 8.55,增油效果显著。

## 3 结论与认识

3.1 稠油区块因边底水侵入,含水上升快,符合常规注汽条件的井越来越少。

3.2 从经济角度分析:氮气调剖注汽和 CO<sub>2</sub>复合吞吐工艺,作业+注汽+氮气调剖费用需 90 万元,按周期增油量 800t 计算,增量投入产出比为 1: 2.0,故下 CO<sub>2</sub>冷采经济效益较好。

3.3 二氧化碳冷采可以在不动管柱的情况下实施,不用动用作业设备,节约了紧张的作业成本。稠油区块制定优化上产措施提供了强有力的支持,为今后的开发提供依据。

### 参考文献:

- [1]盖平原 《胜利油田稠油粘度与其组分性质的关系研究》.油田化学,2011,3
- [2]朱静,李传宪,杨飞,辛培刚 《稠油降粘新技术的研究进展》.西安石油大学学报(自然科学版),2012,1