

稠油吞吐井注烟道气提高采收率技术试验

李峰 张凤山 丁建民 毕文亮 兰艾芳 张义萍

(中国石油辽河油田分公司锦州采油厂, 辽宁锦县 121209)

摘要 针对锦州采油厂稠油吞吐效果逐渐变差、经济效益逐年下降的严峻形势,开展了烟道气与蒸汽混注吞吐试验。介绍了该技术的机理,重点阐述了现场试验情况、试验效果、存在的问题以及今后的发展方向。从试验效果看,该技术具有明显的经济效益和社会效益。

主题词 稠油 蒸汽吞吐 烟道气 提高 采收率

作者简介 李峰,1973年生。1995年毕业于江汉石油学院开发系,现从事采油工艺技术与推广工作。张凤山,1960年生。1980年毕业于辽河石油学校,现任厂长,高级工程师。丁建民,1954年生。现任总工程师,高级工程师。毕文亮,1962年生。1982年毕业于华东石油大学,现任工艺研究所所长,高级工程师。

辽河油田锦州采油厂稠油产量占原油总产量的72.7%,在生产中具有举足轻重的地位,目前主要采用蒸汽吞吐方式开采。其主力区块锦45、欢17、锦25、锦7等,平均年吞吐次数高达8.9轮次,已进入吞吐末期,地层压力水平低(平均4.0MPa)、层间矛盾日益突出,地下水水关系复杂,油井平均含水为76.8%,油气比已降到0.49,自然递减率高达46%,经济效益日益变差。根据国内外同类型油田成功经验,在油田蒸汽吞吐进入中后期,转汽驱是实现产量接替的重要手段,但由于锦州采油厂以稠油为主,批量转汽驱会导致一二年内出现产量较大波动,影响企业经济效益,而且目前已失去了转汽驱的最佳时机。因此,在未来的几年里,要保证该厂原油产量持续稳定增长,必须转换开发方式。在调研国内外相关油田开发实践的基础上,筛选出烟道气-蒸汽混注吞吐方法,利用烟道气自身具有的扩散、膨胀、降低界面张力等特点提高稠油采收率。

一、混注吞吐提高采收率机理分析

1. 烟道气中以氮气为主,并含少量 CO_2 、 O_2 、 SO_2 等气体(以天然气为燃料, CO_2 占12.4%, O_2 占3.6%;以油为燃料, SO_2 含量为 $391.4\text{mg}/\text{m}^3$,氮氧化物 $863.4\text{mg}/\text{m}^3$, O_2 为8%体积含量), 100°C 时 N_2 的导热系数为 $2.791\text{W}/(\text{m}\cdot^\circ\text{C})$, CO_2 的导热系数为 $2.221\text{W}/(\text{m}\cdot^\circ\text{C})$, SO_2 的导热系数 $1.198\text{W}/(\text{m}\cdot^\circ\text{C})$, O_2 的导热系数为 $3.035\text{W}/(\text{m}\cdot^\circ\text{C})$,均远小于 100°C 水的导热系数 $68.3\text{W}/(\text{m}\cdot^\circ\text{C})$ 。因此,当油套环空中充满烟道气时,可起到保护套管、减少热损失的作

用。

2. 向地层中注入烟道气、蒸汽,为起泡剂发泡提供气相,形成烟道气泡沫,由于气泡的贾敏效应,增大了高渗透带的流动阻力,迫使蒸汽进入中、低渗透层高含油饱和带,提高蒸汽波及系数。

3. 烟道气含有大量氮气,氮气的压缩系数较大(0.291),高压下注入的烟道气在油井降压开采过程中迅速膨胀,为油井生产提供了驱油动力。

4. 烟道气中含有一定量的 CO_2 ,在地层条件下生成碳酸,可与地层油混溶,降低原油粘度,增大了原油的流动性。

二、现场试验

1. 试验工艺流程 利用注汽站原有的管网,对锅炉排出的废气进行降温、气水分离等简单处理后,用油管注蒸汽,环空注烟道气和起泡剂。

2. 注入方式 为了节省隔热管和调整吸汽剖面,先从套管注入一定量的烟道气和起泡剂,待烟道气充满整个井筒并在地层中形成一定的封堵能力时,再从油管注蒸汽,实现烟道气与蒸汽混注。

3. 工艺参数

(1) 蒸汽与烟道气混注比例介于1:20~1:50之间;

(2) 注气、汽温度:蒸汽 300°C 以上,烟道气 40°C 以上。

4. 试验效果评价 先后在锦45断块、锦7断块试验6井次,累计注入烟道气 $599\,448\text{m}^3$,注入起泡剂30t,节省蒸汽 4179m^3 ,增油1200t,取得显著经济

效益和社会效益。主要表现在:

(1)保护套管,隔热效果良好。根据45-13-12井和7-049-35井的高温4参数测试结果,喇叭口处套管温度分别为128.099℃和185.166℃,远小于预应力完井套管允许温升(287℃),45-13-12井井底蒸汽干度为58.8%,温度为297℃,隔热效果良好。

(2)节省作业材料费。采用注采一次管柱泵,并用烟道气隔热,因此井中不下隔热管,节省了材料周转费,且在下一次注汽过程中不用作业即可实现注采一次完成,节省了油井作业费用,经济效益显著。

(3)与上周期相比,注汽压力升高,调剖见到一定效果。从现场试验数据看,试验井的注汽压力均有一定程度的上升,并且通过选取7-049-360与7-049-35井的吸汽剖面测试资料做对比,发现7-049-360井3个高渗透层中,最上层吸汽量占84.66%,下面2个层吸汽量少甚至不吸汽。而7-049-35井5个层均不同程度吸汽,并且3个高渗透层排除油层厚度和孔隙度的影响后,吸汽比较均匀,分别占全井总吸汽量的26.07%、55.71%和10.36%,起到了一定的调剖作用。

(4)焖井时间延长,压力扩散缓慢。以第1口井45-13-12为例,在焖井第4d,套压为5MPa,第6d接近4MPa,到下泵的第8d,套压仍在3MPa左右。为保证油井及时投产,采取了放压挂抽。这一现象说明本次热采没有像往常一样,压力迅速降低,热量大量地损耗在近井地带,而是在一定的压力下向油层纵深传导,扩大了油层加热半径,增加了蒸汽波及体积。

(5)烟道气膨胀,增强了油流向井底的动力。45-13-12井投产初期,日产液高达71m³,而该井下入的Ø70mm空心环流泵的最大理论排量为57m³/d,分析是由于高压下注入的烟道气在降压开采时迅速膨胀增加了地层油流向井底的动力,增大了生产压差,形成连抽带喷的生产状况。

(6)同期对比,排水期缩短,日产量上升。分析45-13-12和7-049-35两口井生产情况发现,经烟道气-蒸汽混注吞吐后,2口井排水期均比上一轮吞吐时间短,并且最高日产油量也比上一轮高。45-13-12井上一轮吞吐时排水期42d,峰值日产油16t,本轮排水期21d,峰值日产油43t。7-049-35井上一轮吞吐时排水期35d,峰值日产油18t,本轮排水期8d,峰值日产油27t。并且45-13-12井上一轮吞吐周期耗时8个月,累计产油726t,而本轮生产159d,累计产

油已达1545t,增油819t,目前该井仍继续正常生产。

(7)周期回采水率有明显提高。从6口试验井的情况看,周期回采水率均有明显的提高,其中45-13-12井回采水率由上轮的42%提高到104%。45-12-12井由47%提高到75%,7-014-145井由68%提高到101%。

三、存在的问题

1.几口井起出的管柱内外腐蚀均较严重,主要由于热注站锅炉在烧天然气、油气混烧或烧油的情况下,产生的烟道气中含SO₂、NO、CO₂、H₂S等酸性腐蚀性气体(现场测试pH值为3~5),并且由于烟道气含有一定量的氧气,在高温高压催化作用下加速了对油、套管的腐蚀。

2.油管采用弹性扶正器,内加隔热环,起出发现部分已开焊断裂,并且注汽后弹力降低。

3.试验过程中采用的注采一次管柱泵,由于注汽结垢、烟道气腐蚀及本身质量的原因,成功率较低。

4.本次试验用的烟道气采用车载式空气压缩机注入,整套设备污染严重,设备损耗大,耗油多。

四、结论及下步设想

1.烟道气-蒸汽混注吞吐采油技术是适用于常规吞吐进入末期后的生产接替技术,在稠油区块具有广泛的应用前景。

2.烟道气具有隔热效果,与以前下隔热管的井测试结果相似,因此在今后的注汽中完全可以用烟道气取代隔热管。

3.烟道气与起泡剂形成的烟道气泡沫可以起到调整吸汽剖面的作用。

4.高压下注入的烟道气在降压开采过程中迅速膨胀,为已缺乏天然能量的地层中的原油提供了向井底流动的动力,增产作用十分明显。

5.由资料和现场情况发现:当温度升高时,CO₂、H₂S的腐蚀速度加快,温度每增加10℃,H₂S的腐蚀速度增加2~4倍。因此掌握不同燃烧介质下的腐蚀机理和腐蚀程度,寻找相应的防腐措施,是决定试验规模能否继续扩大的一个决定性因素。

6.引进并建造1座专业富集烟道气注入站,提高系统注入效率,减少环境污染。

参考文献

- 1 凌建军.实用稠油热采工程.北京:石油工业出版社
(修改稿收到日期 2000-12-20)

[编辑 付丽霞]