

# 油井回压异常影响因素分析及解决措施

杨文凤

(胜利油田东胜精攻石油开发有限公司)

**摘要:** 根据油田稀油井的实际生产特点建立抽油井回压与泵效关系的理论计算模型。模型主要考虑了井口回压变化对冲程损失及漏失量的影响,进而对抽油泵泵效的影响。在敏感性分析中主要分析了气液比、泵挂深度、动液面深度、抽油泵间隙以及含水率对泵效的影响。同时进行回压类型分类,提出地面解决措施。

**关键词:** 抽油井;回压;泵效关系;地面改造

## 1 回压高井状况分析

目前以下两个问题是这一领域的关注重点:(1)井口回压对泵效影响的具体数量范围;

(2)井口回压对泵效影响比较显著的条件或工况类型。研究认为:泵效与井口回压基本成线性关系,井口回压越大,泵效越低,井口回压增加 1 MPa,泵效降低 1%~2%。长江大学王海斌等人通过胜利油田的实例研究了回压变化对泵效及能耗的影响。本文在前人工作的基础上,针对上述第二个问题,完善相关的计算模型,对回压泵效关系中敏感性相关因素如气液比、泵挂深度、动液面深度、抽油泵间隙以及含水率的影响进行了深入的计算分析,并确定了回压对泵效关系影响比较显著的几类工况。研究地区经过近年地面集输系统改造,共计 96 口,平均回油压力为 4.6 MPa。这部分井由于回压高不能正常生产,影响了原油产量,同时增加了生产成本和员工工作量。

### 1.1 泵深敏感性分析

固定沉没度下的一组泵深,回压取值范围:0.5~3.5 MPa。计算结果分析看出:回压在 0.5~3.5 MPa 之间变化时,泵挂深度为 1600m,动液面在 1200m 的组合,漏失量和冲程损失最大,漏失量在 0.25~0.37 m<sup>3</sup>/d 之间,冲程损失在 0.16~0.25 m,并随着泵挂深度的降低漏失量和冲程损失也呈递减趋势。主要原因为:排除气液比的影响,影响漏失量的主要因素为柱塞两端压差,由于沉没度不变,所以,柱塞下部压力不变,所以由于泵挂深度的增大导致柱塞上部压力增大,进而使柱塞两端压差增大,由于漏失量和冲程损失与柱塞两端压差呈线性关系,因此漏失量和冲程的损失也相应增大。

### 1.2 动液面敏感性分析

动液面分析采用了固定泵挂深度下的敏感性分析,回压取值范围:0.5~3.5 MPa;其它数回压取值范围:0.5~3.5 MPa;计算结果分析看出,回压在 0.5~3.5 MPa 之间变化时,泵挂深度为 1200m,动液面在 1000m 的组合,漏失量和冲程损失最大,漏失量在 0.22~0.32 m<sup>3</sup>/d 之间,冲程损失在 0.12~0.19 m 之间,并随着动液面深度的降低漏失量和冲程损失也呈递减趋势。主要原因为:由于气液比与冲程冲次固定不变,所以影响柱塞上部压力的因素不变,而随着动液面深度的降低,沉没度增加,柱塞下部压力也相应增加,柱塞两端压差相对减小。由于漏失量和冲程损失与柱塞两端压差呈线性关系,因此漏失量和冲程损失随着动液面的增加相应增大。

## 2 回压高压井原因分类

### 2.1 集输半径长

通过统计回压高井的集输半径,发现这部分回压高井集输半径均大于 3 km,有的集输半径高达 9 km,同时计量间掺水压力低,加上管线沿程压降损失较大,造成油井回压上升。

### 2.2 管径细,井数多,产液量少

集油流程的首端井一般采用  $\phi 60 \times 3.0$  m 管线,根据油井产量的高低,末端井到计量间的管线一般采用  $\phi 60 \times 3.0$  m、 $\phi 76 \times 4.0$  m 和  $\phi 89 \times 4.0$  m 三种规格管线,以保证油井来液有足够的流动空间。但是计量间内与汇管连通的集油管线都是  $\phi 60 \times 3.0$  m 管线,因此  $\phi 76 \times 4.0$  m 和  $\phi 89 \times 4.0$  m 管线在计量间外不得不收口到  $\phi 60 \times 3.0$  m 管线。

根据公式:  $S = \pi R^2$

$\phi 60 \times 3.0$  m 管线过流面积为 2290.2 m<sup>2</sup>,  $\phi 76 \times 4.0$  m 管线过流面积为 3631.7 m<sup>2</sup>,  $\phi 89 \times 4.0$  m 管线过流面积为 5153 m<sup>2</sup>。集油管线在进入计量间前收口,  $\phi 76 \times 4.0$  m 管线过流面积

减少 1314.5 m<sup>2</sup>),  $\phi 89 \times 4.0$  m 管线过流面积减少 2862.8 m<sup>2</sup>。当井组井数多或产液量多的情况下很容易造成集油管网回压高堵干线。

### 2.3 原油物性

部分油井原油具有粘度大、胶质沥青含量高特点,集油管线中油流速度慢,原油在集输过程中温降幅度大,粘度增大,原油流动性变差,管输时易结蜡,导致管线憋压,回压增大。因此堵环凝环现象最为严重。

### 2.4 管材内防腐脱落

管线使用年限长,不少管线内的防腐层发生脱落,随原油一起进入输油管线中,堵塞管道,导致流通面积变小,回压升高。

### 2.5 其他原因

研究区域属北方寒冷地区,原油到地面能量损耗大,温度降低快,容易造成凝固。另外,有的管线埋深不足,或者井口没有保温立管,或是管道保温效果不好,管线散热量大,加之个别井易受破坏,停井后立管部分易冻堵。通过对高回压井的生产动态现状进行分析,以降低回油压力为中心,结合现场实际情况,确定了集输半径长、管径细是产生回压高的主要原因,从原油性质和集输技术两方面进行,提出了合理的高回压井治理措施。

## 3 下步治理对策

### 3.1 针对集输半径长的回压高井

由于集油间距离转油站较远,集输半径较大,到间掺水压力较低,从而导致油井回压高,建议改造措施:在计量间增设混输泵 1 台,将该间产出液混输至转油站,同时对站掺水泵进行增容,从而降低整个系统压力。

### 3.2 针对管径细,产液量多的井组

①通过增加集油管线,即增大管道过流面积;②增加掺水管线,将串井改为环井;③优化集油管网,摒弃不合理管线,重新铺设新的管线。

### 3.3 其它治理对策

对于管道及井口保温效果不好的高回压井,可采用安装井口管道瞬通器的保温方式维持生产,改用保温效果好的黄夹克保温管,加装井口保温立管,保证油井正常生产。对于油稠的井组要做好清防蜡工作,及时清蜡。通过室内和现场相结合,优选破乳剂、清防蜡剂和降粘剂,确定有效的加药措施和浓度,力求达到破乳、清防蜡和降回压三重功效。对于管内防腐脱落的情况,建议更换管线。

## 4 结论与认识

①通过对回压高井产生原因进行分析总结,认识到导致研究地区高回压采油井井数所占比例大的原因主要是:集输半径长和管径细但产液量大这两方面。②治理上主要从原油性质和集输技术两方面进行。原油物性:在井场安装加热器提高原油温度,降低原油粘度,改善了原油的流动性。集输技术:在现有集油流程上,通过新增并联回油管线,优化整合以降低井口回压。③通过治理,使停井恢复正常生产,创造了经济效益,同时减少管线解堵的次数,节约了生产成本,减轻员工劳动强度,提高了油井管理水平,达到了节能增效的目的。

### 参考文献:

- [1] 李北某区块冷输高回压井治理方法研究[D]. 裴媛. 东北石油大学 2017
- [2] 张文等. 井口回压对抽油井泵效影响规律研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 21(8): 5800~5802.