

# 含硫气田水处置探讨

童富良, 张永红

(中国石油工程设计有限公司西南分公司, 四川 成都 610017)

**摘 要:** 随着对高含硫天然气开采力度的加大, 针对高含硫气田采出水, 利用工程实例, 根据项目所在地的具体情况, 通过脱硫及输送工艺方案及技术经济比较, 将天然气开采过程中产生的高含硫气田水进行了有效处理, 达到安全生产、保护环境的目的。

**关键词:** 高含硫气田水; 闪蒸; 闪蒸罐; 气水混输

**文章编号:** 1006-5539(2008)01-0061-03 **文献标识码:** B

## 0 引言

随着我国国民经济提高, 对能源的需求量日益加大, 为满足国家对能源的需求, 近年来中石油加大了对天然气的开发和利用力度, 为此, 中石油西南油气田分公司为满足川渝地区和西气东输下游用户的用气需求, 已将重庆及四川东部气田的飞仙关组高含硫 ( $H_2S$ ) 气藏作为重要资源基础进行开发。对于含硫气田水的输送方案, 是去除水中  $H_2S$  后再行输送, 还是与  $H_2S$  混合输送, 本文以某已建项目为例进行简单探讨。

## 1 项目背景

该项目所涉及天然气井产高含硫天然气约  $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  (其  $H_2S$  含量为  $7.43 \text{ mol}\%$ ), 含硫气田采出水约  $500 \text{ m}^3/\text{d}$ 。根据采集数据, 经软件模拟计算, 自分离器 (操作压力  $7.0 \text{ MPa}$ ) 分离出的含硫气田水, 其  $H_2S$  浓度高达  $10.5 \sim 12.0 \text{ g/L}$ 。在距该井约  $15 \text{ km}$  处有一已建回注站, 站内已建成有高含硫气田水脱硫、处理和回注, 以及硫磺回收装置, 根据现场状况和建设单位要求, 拟将上述气井所产气田水转输至该回注站进行处置。

## 2 气田水中 $H_2S$ 处置方案比较

该工程根据气田水中  $H_2S$  含量, 采用双相流体模拟软件 HYSYS 对  $H_2S$  含量  $7.43 \text{ mol}\%$  的天然气, 自分离器以  $7.0 \text{ MPa}$  的操作压力分离出来的气田水进行了计算, 得出在不同温度和不同压力条件下各组分含量, 见表 1。

从表 1 可以看出, 在常温常压下, 气田水中  $H_2S$  含量为  $2.56 \text{ g/L}$ 。当压力升高到  $0.8 \text{ MPa}$  水中  $H_2S$  含量上升为  $10.564 \text{ g/L}$ 。如果压力和温度继续升高, 水中  $H_2S$  含量却不再增加。根据气田水含硫情况, 现可采取以下方法处置气田水及水中  $H_2S$ 。

**方法一:** 经分离器分离出的气田水进入闪蒸罐, 利用燃料气进行吹脱常压闪蒸, 闪蒸出的  $H_2S$  进入放空火炬焚烧, 转化成  $SO_2$  排入大气。拟建项目地  $SO_2$  执行 GB 16297《大气污染物综合排放标准》中二级排放标准, 其排放指标见表 2<sup>[1]</sup>。

经计算需排放的  $H_2S$  约  $4000 \text{ kg/d}$ 。经焚烧后  $SO_2$  排放量高达  $350 \text{ kg/h}$ 。即使在该集气站新建 2 座高度为  $100 \text{ m}$  的燃烧火炬, 也不能满足环保排放要求, 故该方法不可取。

**方法二:** 经分离器分离出的气田水进入闪蒸罐, 采用燃料气进行吹脱常压闪蒸, 闪蒸出的  $H_2S$  采用硫磺回收装置就地进行硫磺回收, 但此方法因  $H_2S$  量小、投资太高, 不宜采取。

收稿日期: 2007-10-24

作者简介: 童富良 (1969-), 男, 四川内江人, 工程师, 学士, 1994年毕业于合肥工业大学给排水专业。主要从事油气田工业给水及污水处理工作。电话: (028) 86014467

©1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. <http://www.cnki.net>

表 1 气田水组分一览表

工 况	温度 / $^{\circ}\text{C}$	26	26	40	60	80
	压力 / $\text{kPa}$	105	800	1 200	1 700	2 150
组 分 含 量	甲烷 / $\text{m}^3\%$	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0
	乙烷 / $\text{m}^3\%$	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0
	丙烷 / $\text{m}^3\%$	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0
	正丁烷 / $\text{m}^3\%$	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0
	异丁烷 / $\text{m}^3\%$	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0
	硫化氢 / $\text{m}^3\%$	0 001 4	0 005 6	0 005 6	0 005 6	0 005 6
	硫化氢 / $\text{g}\cdot\text{L}^{-1}$	2 56	10 564	10 564	10 564	10 564
	水 / $\text{m}^3\%$	0 998 5	0 993 4	0 993 4	0 993 4	0 993 4
	氢气 / $\text{m}^3\%$	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0
	氮气 / $\text{m}^3\%$	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0	0 000 0
	二氧化碳 / $\text{m}^3\%$	0 000 1	0 001 0	0 001 0	0 001 0	0 001 0

表 2 二氧化硫大气二级排放限值表

排气筒高度 / $\text{m}$	20	30	40	50	60	70	80	90	100
排放限值 / $\text{kg}\cdot\text{h}^{-1}$	4 3	15	25	39	55	77	110	130	170

方法三:经分离器分离出的气田水进入闪蒸罐进行吹脱常压闪蒸,闪蒸出的  $\text{H}_2\text{S}$  经压缩机加压进入原料气管道,但原料气管输压力太高(约 6.0 MPa),且  $\text{H}_2\text{S}$  量过少,无法选择直接对  $\text{H}_2\text{S}$  加压的压缩机,故该方法不可取。

方法四:根据  $\text{H}_2\text{S}$  在水中的溶解特性,可维持一定压力,将气田水和  $\text{H}_2\text{S}$  混合管输至回注站,再利用回注站已有的气田水脱硫和硫磺回收设施,对气田水进行脱硫,并对分离出的  $\text{H}_2\text{S}$  进行有效处置,以及将经脱硫后的气田水进行处理和回注。

综上所述,该项目采用方法四处置气田水中  $\text{H}_2\text{S}$

### 3 含硫气田水转输方案比较

采用  $\text{H}_2\text{S}$  与气田水混合管输有以下两个处理方案可供选择。

方案一:考虑自天然气井口分离器分离出的高压含硫气田水,通过密闭的气田水输送管道系统,在维持足够管输压力条件下,直接输送至回注站进行脱硫、处理和回注。该方案的主要特点是工艺流程和仪表控制系统较为简单。但此方案存在如下问题:<sup>a</sup>溶解在高压含硫气田水中的少量烃类等气体,

由于未能通过降压闪蒸将其分离出来,在输送过程中,将在管道高点聚集,形成气堵而影响气田水的正常输送;<sup>b</sup>高压气田水在井口分离器停留的时间较短,一旦井口分离器液位控制仪表失灵,井口天然气便有可能串至气田水输送管道而影响输水。因此,该方案存在输送风险,不宜考虑。

方案二:考虑将井口分离器分出的高压含硫气田水先就地进行降压闪蒸分离脱烃后,再管输至回注站进行脱硫、处理和回注。

另外,经模拟计算结果表明,当闪蒸罐操作压力控制在 0.8 MPa 以上时,闪蒸气中  $\text{H}_2\text{S}$  含量在 5 kg/h 以下,闪蒸后气田水中  $\text{H}_2\text{S}$  含量变化不大(仍为 10.5 g/L 左右)。闪蒸气经火炬焚烧后  $\text{SO}_2$  排放量 < 10 kg/h 能满足国家对大气污染物排放的要求。该方案的主要优点是,可保证气田水在输送过程中只有溶解在水的  $\text{H}_2\text{S}$  在满足一定输送压力条件下不会形成气堵,提高了输送的安全性,且操作控制较灵活。缺点是,与方案一相比,工艺流程和仪表控制系统较复杂,且气田水在输送过程中不能充分利用井口高压分离器的压力能,需设置气田水转输泵,因而增加了气田水输送的能耗。

综合分析上述两种方案,结合现场实际情况,该项目选择方案二。

## 4 安全措施

为保证管道系统安全平稳运行,与一般气田水输送管道不同,该系统在设计时考虑如下必要的安全措施:

a 为防止闪蒸罐因水位下降造成压力降低,引入燃料气进行补气。超压时系统可自动泄压,泄压时放空废气接至放空火炬燃烧;

b 闪蒸罐设置压力调节、报警系统,使其闪蒸压力维持稳定;

c 闪蒸罐设置液位控制报警系统,且其液位与泵进行连锁;

d 由于该管道输送介质高含  $H_2S$  对管道及设备具有较强腐蚀性,故管材、管配件及阀门等均采用 316L 不锈钢 (00C17Ni14M2),且管道壁厚留有足够富裕量。另外,该管道在敷设时采取加大埋深、提高防护等级、危险区域增设套管等措施,以提高其安全性;

e 工程竣工试运或事故抢修时,先使用清水将

全线管道中的所有空气赶出,待所有设备及管道都充满清水后,才能进行含硫气田水输送;

f 应加强转输站设备操作管理及管道定时巡线管理,站场值班或巡线时必须配带  $H_2S$  检测仪和空气呼吸器。

## 5 结束语

随着对高含硫天然气开发力度的不断加大,对其含硫气田采出水及水中  $H_2S$  的有效处置便成了急待解决的问题,本文利用上述工程实例,为含硫 ( $H_2S$ ) 气田采出水 (特别是高含硫、高产水量情况) 中  $H_2S$  的处置提供了一种解决问题的思路,但在工程中尚需根据具体情况、具体地理位置和依托条件等进行具体考虑,以寻求既安全、又经济的解决办法。

参考文献:

[1] GB 16297-1996 大气污染物综合排放标准 [S].