

含硫天然气脱水装置技术改造及效果分析

文绍牧 胡攀峰 沈萍 李明国

(中国石油西南油气田分公司重庆气矿)

文绍牧等.含硫天然气脱水装置技术改造及效果分析.天然气工业,2004;24(12):127~131

摘要 中国石油西南油气田分公司重庆气矿目前共有脱水站19座、脱水装置26套,对24个气田的来气进行脱水处理,实现了干含硫天然气输送。从第一套脱水装置开始运行至今,各套脱水装置运行状况基本良好;但由于设计流程不够优化、设备选型不尽合理等,致使出现了脱水装置运行成本上升、脱水运行不稳定等问题。文章简述了重庆气矿天然气脱水装置的分布特点、主要设计参数、工艺流程、运行现状,指出了脱水装置运行过程中存在的各种问题,并对其原因进行了分析;进而重点阐述了针对这些问题所实施的技术改造及其效果;最后就如何确保脱水装置正常运行从技术管理的角度提出了建议。

关键词 含硫气体 脱水 装置 技术改造 效果 分析 建议 重庆气矿

为确保输送含硫天然气管线安全运行,提高管输效率,输气干线宜采用干气输送。中国石油西南油气田分公司重庆气矿所辖三大原料气输气干线(讲—渡线、沙—卧线、万—卧线)沿线共建19座(含在建)脱水站共26套脱水装置,设计日处理能力达 $2310 \times 10^4 \text{ m}^3$,采用三甘醇作脱水剂对24个气田(或含气构造)生产的湿含硫天然气进行脱水处理,以实现干气输送。干气经除尘、计量、流量调节后分别进入渡舟、渠县、卧龙河地区的天然气净化厂进行净化处理。

根据现场实际情况,为减少占地和方便生产管理,大天池地面集输工程的脱水站采用与集气站合并的方式进行建设;沙—卧线、万—卧线脱水站则考虑在原集气站上扩建;脱水装置的规模由气田产能确定,形成了设计处理量分别为 20×10^4 、 50×10^4 、 80×10^4 、 100×10^4 、 150×10^4 、 $200 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的系列脱水装置。其中讲—渡沿线有11套脱水装置,累计处理能力共计 $1100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;沙—卧沿线10套脱水装置,累计处理能力共计 $850 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;万—卧沿线5套脱水装置,累计处理能力共计 $360 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。26套脱水装置中,从加拿大Maloney公司全套引进了4套,主体部分从加拿大Propak公司引进了10套,其余的12套则由国内设计制造。

作者简介:文绍牧,1972年生,工程师;1995年毕业于西南石油学院采油工程专业;长期从事气田开发生产技术管理工作,现任重庆气矿气田开发部副部长。地址:(400021)重庆江北区大石坝大庆村。电话:(023)53339288,13608380195。E-mail:leibinismd@163.com

一、主要设计参数及工艺流程简介

26套脱水装置主要工艺流程均一致,由于设计、制造、安装的阶段不一样,存在着橇装和非橇装相结合,全套引进、主体设备引进和国内设计制造相结合的区别。其差别主要在机泵、阀门选型、甘醇换热流程、尾气处理系统等方面。装置采用三甘醇作为脱水剂,进口DX-5、TX-10电动柱塞泵或KIMRAY泵作为甘醇循环泵,装置自耗气采用固体脱硫剂脱硫或从净化气管线来的净化气,装置气动仪表用风采用滑片式(柱塞式、螺杆式)空气压缩机提供的压缩空气经冷冻式干燥机(无热再生吸附式干燥器、薄膜干燥器)干燥后供给,采用PLC或DCS系统对装置运行状况进行在线监控和现场数据的自动采集,采用露点分析仪对干气水含量进行在线监测。

典型脱水装置设计参数见表1。典型脱水装置流程见图1。

通过几年的运行,无论是国产还是引进的脱水装置,其单体设备运行状况基本良好,主要技术指标均达到或接近了设计要求;但运行过程中,装置仍存在着过滤分离器使用效果差、甘醇流量难调节、甘醇泵缓冲包使用效果差、精馏柱、缓冲罐内换热盘管腐蚀穿孔、再生尾气处理系统存在严重安全、环保隐患等问题,造成脱水装置不能连续正常运行。

表 1 典型脱水装置设计操作参数表

项 目	100×10 ⁴ m ³ /d 脱水装置
处理能力(10 ⁴ m ³ /d)	75~125
原料气压力(MPa)	6.4~8.0
进站温度(℃)	10~30
甘醇循环量(m ³ /d)	690 L/h(脱 1 kg 水甘醇循环量为 25~60 L)
甘醇再生温度(℃)	190~204 ℃
贫液浓度(%)	98~99.5
富液浓度(%)	93~97
贫液入泵温度(℃)	<60 ℃(最佳)
闪蒸罐压力(MPa)	0.4~0.5
仪表风压力(MPa)	0.3~0.7
过滤元件压差(MPa)	<0.015
吸收塔压差(MPa)	<0.02
干气露点(℃)	<-5 ℃(管输条件下)
重沸器燃料气压力(MPa)	0.03~0.05

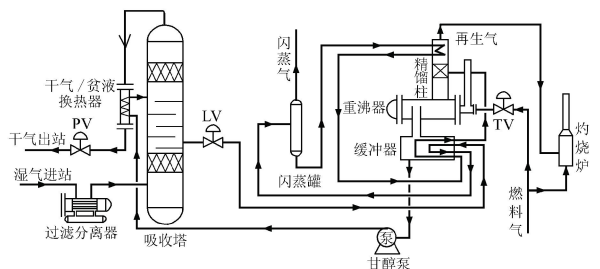


图 1 典型脱水装置工艺流程图

二、存在问题及原因分析

1. 进脱水装置天然气过滤分离系统存在问题

(1) 天然气短路污染甘醇

保证入口过滤分离器的使用效果是保证天然气气质、确保脱水装置正常运行非常重要的一环。设计要求：滤芯本身和端面密封所能承受的最大工作压力差为 0.015 MPa，对大于 5 μm 的颗粒除去率达 99%。大天池进口脱水装置过滤分离器滤芯端面单根密封，材质为聚丙烯毡，虽致密，但因无金属加强内衬，抗压差、耐冲刷能力差，检修时发现部分滤芯已被压破，造成天然气短路。国产脱水装置过滤分离器滤芯采用多层滤布加纤维，并带有金属内衬，其抗压差能力稍强，但耐冲刷能力差；过滤管端面密封是靠一个压盖将整个过滤段滤芯端面密封垫片进行压紧实现密封。检修时发现，滤芯支承杆为 Z 型腹板，易弯曲变形，加上滤芯加工精度问题，存在着长短不一的现象，压盖密封就失去了意义，造成天然气短路。且过滤段两端压差使用的是差压计，精度太低，几乎无法显示差压，导致无法判断过滤芯何时需

要更换。

(2) 天然气中携带的增压机润滑油等杂质进入吸收塔污染甘醇

张家场、福成寨脱水装置来气是经增压后，进入气液分离器初分离后直接进入吸收塔。检修时发现分离器和排污管线内有大量泡沫、油泥，不溶于水，堵塞管线，容易被带入下游造成甘醇污染。2003 年福成寨脱水装置就存在由于甘醇较脏出现重沸器温度不稳定，干气露点不合格的现象。

2. 甘醇循环再生系统存在问题

(1) 贫甘醇进泵温度偏高，甘醇泵故障频率增加

根据设计，引进的和国产的第一批脱水装置，再生后贫甘醇(200 ℃左右)经缓冲罐或再经大气冷却器换热后直接进入甘醇泵。由于缓冲罐内贫液利用富液换热盘管进行传质换热效果差；大气冷却器锈蚀严重，冷却效果受大气温度影响大，气温高时，使用效果差，甘醇进泵温度在 95 ℃以上，远高于设计值(80 ℃以下)。国产隔膜计量泵根本无法承受，膜片由于不耐高温而经常被击穿导致不能上液；引进甘醇泵运行最高温度要求不能超过 93.5 ℃，在高温下活塞盘根、“O”型密封圈使用寿命大大降低(基本上两个月换一次盘根)，泵的故障频率增加，严重威胁着脱水装置正常运行。

(2) 甘醇柱塞泵缓冲包缓冲气囊效果差，甘醇管路震动大，计量仪表损坏严重

原脱水装置甘醇泵后缓冲包，结构为在其内安装的缓冲胶囊(或带“O”型密封圈的活塞)与缓冲包外壳形成的密闭空间，定期向胶囊内(活塞腔)注入 1/3~2/3 倍泵工作压力的氮气，以实现甘醇泵脉冲波的缓冲。但由于缓冲包体积小(仅为 1~2 L)，缓冲效果差；且由于长期受交变应力的影响，胶囊或“O”型密封圈使用寿命短(大概 6 个月)，泵脉冲引起的震动导致泵出口甘醇流量计、压力表损坏(使用期大概 1 年)。

(3) 甘醇流量调节困难，造成活塞磨损严重和电的浪费

引进的 Union 电动柱塞泵本身无流量调节功能，为适应工况条件的变化，只能依靠泵出口甘醇回流旁通管路上的阀门进行手动调节。由于管路震动，调整好的甘醇循环量不能保持稳定。且无论将甘醇循环量调整到多大，泵的排量不变(为额定排量 1.8 m³/h)，电机转速及消耗的电能不变，泵活塞磨损严重、浪费电能。

(4) 甘醇泵密封件损坏，泵的使用寿命短

甘醇泵能否正常运行的关键是甘醇介质是否干净。而设计上仅在甘醇进泵前设置“Y”型过滤器,由于“Y”型过滤器通径与甘醇管路一样,一旦有异物堵塞,将造成流通不畅,影响甘醇循环;而且,该过滤器采用孔眼为 1 mm 的金属过滤网无法脱除甘醇再生过程中生成的降解产物、无机盐微小颗粒及杂质随甘醇进入甘醇泵,造成泵密封件损坏而无法正常工作。

(5)引进装置缓冲罐、精馏柱换热盘管普遍腐蚀穿孔

仅运行 1 年多,引进装置缓冲罐、精馏柱换热盘管由于材质问题相继发生腐蚀穿孔。根据资料反映,盘管材质为 304SS,相当于 1 Cr18 Ni9 普通不锈钢,易发生晶间腐蚀。经对檀木脱水站精馏柱盘管进行取样分析,其成分相当于普通碳钢(表 2),盘管的腐蚀产物主要为 FeS ,证明腐蚀主要由硫化氢造成,且从腐蚀状况看,主要是由电化学腐蚀导致的壁厚减薄穿孔。2003 年对巴营、福成寨、石河、七桥站($50\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 装置)4 套装置甘醇贫富液进行取样分析,结果见表 3。从表中可看出,甘醇 pH 值很低,腐蚀性强,再加上 Cl^- 的作用,设备腐蚀严重,从甘醇中铁离子的浓度和总硫含量即可看出。

表 2 檀木站精馏柱盘管材质化学成分表

化学成分	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Cu	V
质量(%)	0.10	0.21	0.41	0.005	0.006	0.04	0.03	0.005	0.04	0.0009

表 3 三甘醇分析检测结果表

检测项目	福成寨		巴营站		石河站		七桥站	
	富液	贫液	富液	贫液	富液	贫液	富液	贫液
Cl^- (ppm)	11.5	6.2	7.7	5.1	9.8	6.7	7.3	6.0
SO_4^{2-} (ppm)	17.4	10.0	16.5	18.3	17.6	10.9	15.4	10.0
$\text{S}^{2-}(\text{H}_2\text{S})$ (mg/L)	774	<2	426	<2	780.1	<2	402	<2
总硫(mg/L)	1174	421	1077	487	1109	427	1054	418
CO_3^{2-} (mg/L)	23.4	17.6	22.3	14.8	213.6	17.6	230	18.2
Fe^{3+} (ppm)	1.9	1.5	15	15	1.5	1.8	1.6	1.6
总铁(ppm)	2.4	2.0	16	16	2.4	2.1	2.0	2.0
pH 值	5.3	5.5	3.4	3.3	5.2	4.6	5.4	4.9

(6)火管传热效率降低,火管过热穿孔

2001 年 3 月,沙坪场气田二期工程投产,天东 90 井投产不久就产出大量富含无机盐的地层水($45\text{ m}^3/\text{d}$),由于天然气携带的水呈泡沫状,过滤分离器分离效果差,造成大量地层水进入脱水装置,在再生系统提浓;水分蒸发后,无机盐呈晶体或盐垢析出并

附着在重沸器火管上造成火管热传递效率下降,并堵塞甘醇管路。2002 年天东 29 井引进脱水装置重沸器火管就因盐垢造成过热和腐蚀而穿孔。

3.尾气处理系统存在安全和环保问题

目前脱水装置尾气处理有 2 种流程:一种是从重沸器和精馏柱顶出来的再生气经过加有保温层的管线进入再生气分液罐,部分水蒸气和携带的少量甘醇冷凝出来,排放到污水池,剩余的气体进入灼烧炉被燃烧掉;另一种是再生气通过加有电伴热带和保温层的管线直接进入灼烧炉燃烧,燃烧后的废气都直接排入大气。

(1)再生气和冷凝液排向外部,造成环境污染,且易引发安全事故

第一种流程:通过对天东 29 井引进装置再生气及讲治脱水站再生气冷凝液取样分析,详见表 4、5。从分析数据可以看出,再生气中二氧化碳含量占 34.20%, $629.418\text{ g}/\text{m}^3$,硫化氢含量占 5.49%, $78.367\text{ g}/\text{m}^3$ 。富含硫化氢的再生气和含硫化氢、甘醇降解产物的冷凝液直接排入污水池,散发出难闻的气味,对人体伤害很大,天东 29 井进口脱水装置 2003 年就因再生气污染问题被迫停产整改。

表 4 天东 29 井再生气组分分析表

天然气脱水生产相关数据					
进站天然气 H ₂ S 含量 (%)		0.1100	进站天然气 CO ₂ 含量 (%)		1.7090
再生气组分分析结果					
组分名称	摩尔分数 (%)	组分名称	摩尔分数 (%)	组分名称	摩尔分数 (%)
甲 烷	58.66	异戊烷	0.01	氮	0.16
乙 烷	1.07	正戊烷	0.01	氢	0.01
丙 烷	0.31	碳六	0.03	氢	<0.001
异丁烷	0.02	二氧化碳	34.20	硫化氢	78.367 g/m ³
正丁烷	0.05	硫化氢	5.49	二氧化碳	629.418 g/m ³

注:2003-03-27 取样。

表 5 讲治站再生气冷凝液成分分析表

再生气分液罐冷凝液		冷凝液排放池内液体	
组分名称	分析结果(mg/L)	组分名称	分析结果(mg/L)
HCO_3^-	61	HCO_3^-	108
Cl^-	11	Cl^-	16
SO_4^{2-}	34	SO_4^{2-}	91
H_2S	535	H_2S	959
pH 值	5.52	pH 值	6.03

注:2003-04-26 取样。

(2) 国产灼烧炉内保温材料垮塌, 烟囱腐蚀穿孔

对于第二种流程: ①灼烧炉为国产装置, 根据国产灼烧炉结构, 下部主火配风为集中配风孔配风, 闪蒸气及再生气入口距主火进气口 4700 mm, 由于再生气及闪蒸气距主火火焰太远, 难以保证闪蒸气和再生气中 H_2S 、烃类气体的燃烧; ②反应室衬里材料为 100 mm 厚的耐火混凝土, 太薄, 隔热效果差; ③根据设计要求, 灼烧炉烘炉时间为 180 h, 且对升温速度、恒温时间均有严格要求, 而投产时未严格按此执行, 衬里材料烘干不够。较多水蒸气在灼烧炉内上升的过程中冷凝在灼烧炉, 浸泡炉体内衬材料引起保温层的脱落(如大竹站、福成寨站)。由表 4 可知, 再生气中含有大量的酸性气体, 在灼烧过程中产生的二氧化硫和未反应的硫化氢和二氧化碳在水的作用下, 造成内衬材料垮塌部位的腐蚀。

4. 仪表风供给系统存在问题

目前使用的空压机主要有上海康普艾压缩机有限公司生产的滑片式空压机、中山复盛机电有限公司生产的螺杆式空压机、广西柳州生产的柱塞式空压机、引进的 EAGLE 柱塞式空压机等。实际使用结果表明, 滑片式空压机故障率最低、节能、噪音小、维护简单。空压机运行方式: 一种为自动空载、带负荷(空压机不停), 另一种通过电—气转换器来驱动气动薄膜调节阀使空压机自动启停。第二种方式节能效果好, 空压机运行故障率低。另外, 配套的空气干燥器采用无热再生式干燥器、薄膜干燥器、冷干机三种, 冷干机使用效果最好, 无热再生式干燥器由于其干燥剂再生频繁, 且要靠干燥后仪表风, 导致仪表风损失大, 空压机一直不能停下, 造成能量损失。

5. 部分引进设备易损备件进货周期长、价格高

由于脱水装置关键设备, 如工艺设备、机泵、自控仪表、阀门等均从国外进口, 易损备件进货程序复杂、周期长、价格昂贵, 一般供货周期为 75 d, 很多备件供货周期超过 3 mon。不仅严重影响了脱水装置的正常运行, 而且还增大了装置运行成本。

三、技术改造措施和效果评价

1. 过滤分离系统整改

过滤分离器滤芯改用设计工作压力为 0.015 MPa、5~10 μm 级、带金属内衬、多层纤维和滤布的过滤管, 增加滤芯致密性和抗压差能力。该滤芯端面密封为单管密封, 避免了天然气短路, 防止了装置

内甘醇被污染。

2. 甘醇循环再生系统改造

(1) 贫甘醇进泵前增设水浴冷却器

针对贫甘醇进泵温度高, 每套脱水装置的进泵前甘醇管路上增设带旁通的水浴冷却器, 即在进泵前甘醇管路上增加甘醇换热盘管、水浴冷却箱、低位水池、高位水池、循环水泵及相应水循环管路, 用工业循环水对甘醇进行强制冷却, 并用换热盘管旁通阀控制、调节甘醇进泵温度。从现场效果看, 甘醇进泵温度大大降低(在 50~70) $^{\circ}C$, 甘醇泵运行故障率大为降低。盘管结垢时, 采用除垢剂除去盘管表面垢块, 恢复其换热效果。

(2) 去掉泵出口缓冲包, 增设缓冲罐

根据大港油田脱水站设计经验, 取消泵现有出口缓冲包, 在泵出口甘醇管路上增加一个与吸收塔相同压力等级的容积更大(0.1~0.2 m^3) 的缓冲罐。由于甘醇泵排量小, 泵出甘醇所造成的脉冲压力波通过缓冲罐内气压力及甘醇液面的微小起伏被大大缓冲, 保证了甘醇流量稳定。从现场使用效果看, 甘醇管路振动基本消除。

(3) 电动甘醇循环泵加变频系统

异步交流电动机的转速 $n=60 f/p$, 其中 f 为加在电动机上电源的频率, p 为电动机的极对数。电机制造好以后, 其极对数是不变的, 只能通过加装变频器改变电机电源的频率。要实现对电机转速的连续调节, 从而达到调节甘醇流量的目的。目前大竹等 8 套脱水装置上使用变频器具有以下优点: ①大大降低了 UNION 电动柱塞泵的运转噪音, 减小盘根机械磨损, 降低了泵柱塞盘根机械漏失量, 泵故障率大大降低, 其启动转矩大, 启动电流小, 对电源冲击小; ②变频器与站控计算机组成的 PID 控制回路, 使员工能够根据脱水装置不同工况要求, 平稳、准确地调节甘醇循环量, 无需进行频繁地现场操作; ③有效降低能耗。根据现场实际情况, 1 台 DX-5 电动柱塞泵功率为 5.5 kW, 甘醇循环量按额定的 0.6 倍计算, 泵实际耗电仅为原来的 0.216 倍, 一年(按 330 天计算)可节电 3.415×10^4 kW·h, 所以加装变频器是经济合理的。

(4) 甘醇进泵前增设高效过滤器

这样做可以充分去除甘醇中的杂质, 保证甘醇清洁, 降低甘醇泵的故障率, 延长泵的使用寿命。

(5) 更换换热盘管材质

在缓冲罐、精馏柱顶甘醇富液换热盘管增设旁通流程。目前使用的盘管材质有3种316SS(相当于0 Cr18 Ni9Ti)、304SS(相当于1 Cr18 Ni)、20[#]钢,经咨询有关专家,当Cl⁻浓度大于25 ppm时,单相不锈钢将发生应力腐蚀开裂,且304SS由于不含Ti,在Cl⁻的作用下容易产生晶间腐蚀。实践证明,材质为316SS和20[#]钢的盘管使用效果良好。在每套脱水装置缓冲罐、精馏柱顶甘醇富液换热盘管上增设旁通流程,可在盘管堵塞、穿孔时短暂维持生产,又可实现温度的手动调节。

(6)加强上游管线清管和分离排污

及时对重沸器火管进行清洗除垢。为吸取天东29井的教训,加强了上游分离器的排污和气田内部集气管线的清管,避免大量游离水进入脱水装置。另外,根据重沸器燃料气消耗指标,加强对火管传热效率的分析,相同工况下,燃料气消耗比正常值大5%,就及时对火管进行清洗除垢,截至目前未发生重沸器火管穿孔现象。

3.尾气处理系统的改进

对第一种流程,取消再生气分液罐,将再生气直接接入灼烧炉进行灼烧。对第二种流程,参照进口灼烧炉的结构将国产灼烧炉闪蒸气入口下调,使闪蒸气同主火一起对再生气灼烧,使再生气燃烧更加充分。从天东29、凉风站实施的改造看,效果良好,炉壁外部温度降低了,减少了灼烧炉内外腐蚀,避免了再生气和冷凝液造成的环境污染。

4.使用运行效果良好的空压机和干燥器,改造空压机运行方式,降低了仪表供风系统的故障,改善了仪表风质量,节约了电能

更换使用效果差的无油润滑空压机为滑片式空压机,更换无热再生式干燥器为冷干机,将螺杆式空

压机的运行方式由原来的自动空载、带负荷(空压机不停)改为通过电—气转换器来驱动气动薄膜调节阀使空压机自动启停。空压机运行故障率大为降低,仪表风质量得到保证,节约了空压机长时间不停运转造成的电能损失。

四、建议

(1)把好脱水装置设计关,充分吸取目前技术改造成功的经验,避免犯重复性错误。

(2)设计上统筹考虑脱水装置上下游(从井口到输气管道)各个环节,充分结合生产现场实际,优化、完善工艺流程,优选设备,采取装置关键设备如机泵、关键截断阀门、调节阀、自控系统等从国外引进、其他设施尽量采用国内配套的原则,是节约投资、保证天然气脱水装置正常运行的关键。

(3)继续加强和规范脱水装置的日常维护和生产管理,作好脱水装置干气含水量等主要参数的分析、监控,及时发现和处理装置运行中出现的问

题。

(4)注重引进的先进技术消化吸收工作,并做好引进设备易损备件的国产化工作。

成文中参考了赵昌会、文绍牧、沈萍等译,《如何提高甘醇脱水效率》,内部资料。

参 考 文 献

- 1 文绍牧,沈萍,冷一奎等.引进天然气橇装脱水装置运行分析.天然气工业,2000;20(2)
- 2 文绍牧等编.川东气田含硫天然气脱水技术应用分析.见:油气集输及处理工艺技术座谈会文集.北京:石油工业出版社,2003

(修改回稿日期 2004-10-18 编辑 居维清)