

某平台闪蒸气回收系统工艺优化

陈华

中海石油(中国)有限公司上海分公司 225001

DOI: 10.12238/jpm.v6i3.7825

[摘要] 某气田通过创新性流程改造,将井口天然气引入凝析油稳定系统,以满足原闲置凝析油闪蒸气压缩机组运行要求,实现闪蒸气压缩机组启机回收闪蒸气,以及井口生产井降压增产,在运行期间出现闪蒸气回收率低、火炬放空量大、黑烟严重的现象。笔者通过对气田凝析油系统闪蒸气放空量及组分进行分析,发现放空天然气主要源自二、三级分离器,主要原因为二级分离器闪蒸气及凝析油系统闪蒸气中的 $C_3\sim C_5$ 组分无法回收,通过实施气田工艺系统整体降压生产和压缩机凝液回收两项工艺优化措施,提高闪蒸气回收效果,使气田火炬放空量大幅减小,冒黑烟现象明显改善。

[关键词] 闪蒸气 轻烃 回收

Process optimization of the flash vapor recovery system of a certain platform

Chen Hua

Cnooc (China) Limited, Shanghai Branch 225001

[Abstract] a gas field introduced the wellhead gas into the condensate stability system to meet the operation requirements of the original idle condensate flash steam compressor unit, realize the flash steam recovery of flash steam compressor unit, and the wellhead production well, low recovery of flash steam, large torch emptying and serious black smoke occurs during the operation. By analyzing the amount of flash steam venting and components of gas field condensate system, it is found that the emptying natural gas is mainly derived from secondary and tertiary separator, mainly because the $C_3\sim C_5$ components of flash steam and condensate system cannot be recovered. Through the optimization measures of the whole antihypertensive production and compressor condensate recovery, the gas field torch venting is greatly reduced, and the black smoke phenomenon is improved significantly.

[Key words] flash vapor and light hydrocarbon recovery

一、背景

1. 闪蒸气回收流程简介

某平台凝析油稳定系统有三级分离器,上游平台的物流经段塞流捕集器三相分离后,油相物流与井口生产井的凝析油汇合,进入凝析油稳定系统。油品经三级稳定后通过油海管外输。三级分离器闪蒸气经低压压缩机压缩(低压压缩机故障停用),与二级分离器闪蒸气汇合进入闪蒸气压缩机一级入口,一级分离

器闪蒸气进入闪蒸气压缩机三级入口,经增压后与上游平台的天然气汇合进入天然气脱水系统处理,脱水后的天然气经干气压机压缩后,经天然气海管外输至陆岸终端。闪蒸气压缩机四级入/出口漆气罐凝液分别进入凝析油汇管和一级分离器,三级入口漆气罐凝液进入二级分离器处理,一二级入口漆气罐的凝液进入三级分离器处理。

表1 凝析油系统放空天然气数据表

组分	二级分离器	三级分离器	各组分在	二级分离器	三级分离器
	组分占比	组分占比	总放空量占比	占放空量	占放空总量
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
闪蒸气	100	100	100.00	70.7	29.3
氮气	0	0.04	0.01		
二氧化碳	4.71	4.21	4.56		
甲烷	67.4	28.01	55.86		
乙烷	14.5	25.12	17.61		
丙烷	8.6	36.2	16.69		
异丁烷	2.4	0.23	1.76		
正丁烷	1.5	4.52	2.38		
异戊烷	0.8	1.3	0.95		
正戊烷	0.08	0.31	0.15		
正己烷	0.01	0.06	0.03		

2. 闪蒸气回收问题简述

该平台凝析油系统由于凝析油产量较少，闪蒸气量远达不到闪蒸气压缩机运行流量要求，闪蒸气无法回收；同时平台生产井进入开发中后期，产量逐年递减，亟需找到合理增压增产的途径。通过降压生产流程改造，将生产分离器天然气切入一级分离器，弥补了闪蒸气量的不足，成功启动闪蒸气压缩机，实现了井口生产井增压增产和闪蒸气的初步回收。在闪蒸气压缩机运行过程中，发现闪蒸气回收效果差，火炬放空量大，火炬冒黑烟严重的现象。

二、原因分析

为找出影响凝析油处理系统闪蒸气回收效果的因素，结合生产情况，重点开展闪蒸气放空情况排查，对凝析油处理系统二级分离器和三级分离器闪蒸气放空量及组分分析（具体见表1）。

由表1可以看出：

- 二级分离器和三级分离器放空的闪蒸气中 $C_3\sim C_5$ 组分占比高， $C_3\sim C_5$ 组分的放空量占放空总量的 21.93%。
- 二级分离器闪蒸气全部泄放至火炬燃烧，放空量占凝析油系统放空总量的 70.7%。

表2 闪蒸气组分在工艺系统相态表

组分	一级分离器	二级分离器	三级分离器	压缩机 一二级入口	压缩机 三级入口	压缩机 四级入口	压缩机 四级出口
甲烷	气体	气体	气体	气体	气体	气体	气体
乙烷	气体	气体	气体	气体	气体	气体	气体
丙烷	液体	气体	气体	液体	液体	液体	液体
丁烷	液体	液体	气体	液体	液体	液体	液体
异丁烷	液体	液体	气体	液体	液体	液体	液体
正戊烷	液体	液体	液体	液体	液体	液体	液体
异戊烷	液体	液体	气体	液体	液体	液体	液体
正己烷	液体	液体	液体	液体	液体	液体	液体

表3 闪蒸气压缩机运行期间各设备参数表

设备 时间	干气压缩机入口 (KPa)	一级分离器 (KPa)	二级分离器 (KPa)	闪蒸气压缩机入口 (KPa)
闪蒸气回收期间	4300	2200	780	1150

三、解决措施

(一) 闪蒸气压缩机 $C_3\sim C_5$ 组分凝液回收

闪蒸气中的 $C_3\sim C_5$ 组分易冷凝液化^[2]，利用闪蒸气压缩机回收困难，根据平台工艺流程的特点，经过分析制定了两个回收方案：

方案一：作为燃料气利用，为平台热介质炉提供燃气。由于闪蒸气重组分多，无法满足燃气设备对燃料的要求，燃气设备存在积碳的风险，无法实施。

方案二：作为凝液回收。压缩机凝液经增压泵增压后进入天然气海管，输送至天然气处理厂处理。

1. 凝液回收方案分析：

(1) 外输天然气质量分析：外输天然气只有水露点 ($< -7^\circ\text{C}$, 5000KPa) 一项质量指标，对烃露点没有明确要求，凝液回收不会影响外输天然气质量。

海管运行影响分析：通过软件模拟，在满足天然气处理厂对海管上岸压力的要求条件下，凝液回收，海管滞液量为 124.5m^3 ，小于天然气处理厂段塞流捕集器容积，凝液回收对天然气外输海管通球工况无影响。

综合以上分析，闪蒸压缩机凝液回收至天然气外输海管，

通过对工艺系统压力分析和闪蒸气各组分的相态分析（具体数据见表2，表3），发现平台凝析油系统闪蒸气回收效果不佳主要有以下两个原因：

1. 凝析油系统闪蒸气中的 $C_3\sim C_5$ 组分经闪蒸气压缩机入口冷却器冷却后冷凝液化，

通过压缩机各级漆气罐液相流程重新回到凝析油系统闪蒸，部分在系统中循环，部分在二、三级分离器放空。 $C_3\sim C_5$ 组分未能有效回收，导致火炬冒黑烟^[1]。

2. 井口平台生产井切入一级分离器降压生产后，闪蒸气压缩机进气分子量降低，

机组运行工况发生变化，致使二级分离器的压力低于闪蒸气压缩机的入口压力的运行要求，只能通过一级分离器为闪蒸气压缩机一二级进行补气，而二级分离器闪蒸气无法通过压缩机回收。闪蒸气压缩机已无调整空间，只能通过平台工艺系统整体降压来实现。

二级分离器闪蒸气和闪蒸气中的 $C_3\sim C_5$ 组分，因工艺的限制未能有效回收，若能回收将大幅提高闪蒸气回收率，增加气田产量，减少火炬放空量和碳排放，具有良好的经济效益和社会效益。

可以增加处理厂液烃产量^[3-7]，对海管运行无不利影响，具有良好的经济效益，方案可行性高。

2. 凝液回收流程改造

通过增加一台轻烃泵，将压缩机各级漆气罐的液相流程串联连接轻烃增压泵，轻烃增压泵出口流程接入天然气外输海管。各级漆气罐液相流程出口设置手阀，凝液回收时，通过手阀切换。

(二) 工艺系统整体降压

1. 制约系统降压的因素：

(1) 干气压缩机入口已降至最低操作压力，压缩机的降压能力有待进一步探索。

(2) 工艺系统整体降压，燃料气存在供应不足的风险。

燃料气取气点在干气压缩机入口流程上，当系统整体降压时，燃料气的进气压力同步下降，燃气的供应能力也随之下降；同时干气压缩机压比上升，机组功耗增加，燃气消耗量也随之增大；在二者共同的作用下，燃料气存在供应不足的风险。如果供应不足，将直接影响干气压缩机、闪蒸气压缩机等设备的运行。

2. 应对措施

(1) 干气压缩机降压能力测试

干气压缩机入口已降至最低操作压力,为探究机组的降压能力,开展降压试验,为工艺系统整体降压生产提供依据。试验分为两步:

①摸索在当前输量下的干气压缩机降压能力。

②在可变输量的工况下,模拟双机运行工况,探明干气压缩机最低操作压力。

1) 固定输量模式下,干气压缩机降压能力测试

在现有的输量条件下,逐步降低干气压缩机入口压力。压缩机入口压力从 4100KPa 逐渐下降,燃气透平(NGP)及动力透平(NPT)转速、T5 温度均波动上升,其中动力透平(NPT)转速上升幅度较大。入口压力下探至 3650KPa 时,动力透平转速趋近 97%,干气压缩机接近满负荷运转。

2) 可变输量工况下,干气压缩机降压能力测试(模拟双机运行降压工况)

通过调节段塞流捕集器入口阀门的开度,控制海管来气量,模拟双机运行时的降压工况。在降压能力测试的同时,摸清不同操作压力对应的最大输量。干气压缩机入口压力由 3550KPa 降至 3000KPa 过程中,由于压比的变化,压缩机自发进行工况优化调节,燃气透平(NGP)及动力透平(NPT)转速、T5 温度均波动上升,其中动力透平(NPT)转速上升幅度较大,最高达到 99.96%,已达到压缩机自我调节极限。燃料气进气阀开度已至 100%。

3) 降压试验结论

本次降压试验,探明了干气压缩机的降压能力,摸清了不同操作压力下压缩机的

对应的输量,满足工艺系统整体降压的要求。在双机降压工况下,燃料气进气阀开度 100%,燃料气供应不足。

(2) 燃料气系统流程优化

为了保障工艺系统整体降压生产时的燃料气供应,对燃料气系统进行优化,提高燃料气供应能力:重新选择取气点,将燃料气取气点由干气压缩机入口流程改为出口流程,提高燃料气进气压力,加大燃料气供应能力,同时进气压力不再受系统压力波动的影响。

四、效果分析

经过流程改造,实现了闪蒸气压缩机凝液回收,解决了降压工况下燃料气供应瓶颈,实现了干气压缩机双机运行,整个工艺系统运行压力由 4300KPa 下降至 3050KPa。

(一) 改造效果分析

①燃料气进气压力由 4300KPa 上升至 5500KPa,燃料气供应能力增强;

②燃料气取气点由干气压缩机入口流程改至出口流程,使得燃料气系统进气压力

与系统压力不再关联,只与海管压力相关,提高燃料气供应的稳定性。

③通过流程改造,实现闪蒸气压缩机凝液回收,有效回收闪蒸气中 C₃~C₅ 组分,火炬黑烟现象明显改善。

④避免了 C₃~C₅ 组分在闪蒸气压缩机/凝析油系统中循环,提高了闪蒸气压缩机的

运行效率。

(二) 降压生产效果分析

1. 单机降压,回收二级分离器闪蒸气

干气压缩机单机运行,入口压力降压 3700KPa,在保证闪蒸气压缩机运行稳定,远离喘振工况的前提下,将闪蒸气压缩机一/二级入口压力逐渐下探至 730KPa,二级分离器压力调整到 780KPa。在上游来油稳定的前提下,二级分离器放空阀开度为 0%,二级分离器闪蒸气全部回收。

2. 双机降压,闪蒸气深度回收

干气压缩机双机运行与闪蒸气压缩机联合降压,干气压缩机入口压力降压 3050KPa,再次下探闪蒸气压缩机进、出口压力,将一级分离器压力下调至 1250KPa,二级分离器压力降至 570KPa,提高凝析油系统闪蒸能力,降压幅度达 28%,实现凝析油系统闪蒸气深度回收。三级分离器放空阀开度明显减小,由 36%降至 16%,火炬放空量明显减小。

五、结论与建议

本次闪蒸气回收系统工艺优化,通过开展干气压缩机降压试验,探明了干气压缩机的降压生产能力;通过燃料气系统流程优化,提高燃料气供应能力,解决了系统整体降压的瓶颈问题。通过实施闪蒸气压缩机凝液回收和工艺系统整体降压,将二级分离器闪蒸气和闪蒸气中 C₃~C₅ 组分回收,提高了闪蒸气回收效果,并在此基础上系统深度降压,提高闪蒸气回收率。火炬放空量大幅降低、冒黑烟的现象明显改善,取得了良好的经济效益和社会效益。

1. 结论

(1) 工艺系统整体降压可以提高凝析油闪蒸气的回收效果,同时为上游平台生产井降压生产创造有利条件。

(2) 离心式压缩机在一定条件下,具备超设计范围的降压能力。

(3) 回收凝析油系统中的闪蒸气,尤其是对 C₃~C₅ 组分的回收,是火炬黑烟治理的有

效途径。

(4) 将闪蒸气压缩机液烃回收至天然气海管,是有效回收 C₃~C₅ 组分的途径之一。

2. 建议

(1) 建议加快新增低压压缩机调试,回收三级分离器闪蒸气。

(2) 优化轻烃回收流程,实现轻烃回收自动化。

[参考文献]

[1]周建.海上海油田伴生气凝液回收工艺研究[J].石油和化工设备,2019,v.22;No.194(08):118-121.

[2]唐晓东,诸林,杨世琰,等.提高油气田轻烃回收率的途径探讨[J].石油与天然气化工,1999(04):272-276.

[3]陈焜彬,安海重.海上气田凝析油闪蒸气的回收处理方案[J].石油和化工设备,2016,45(01):95-100.

[4]陈宾,武志坤,赵方生,等.海上油气田压缩机系统凝析液回收工艺[J].盐科学与化工,2020,v.49;No.293(02):56-58.

[5]刘向东,周晓红,荆延妮,等.海上平台闪蒸气回收利用研究[J].油气田地面工程,2017,036(003):6-10.

[6]蔡广远.海上油气田伴生气回收流程的优化[J].石化技术,2016(11):62-63.

[7]郭欣,刘向东,杨天宇,等.海上油田液烃回收利用综述[J].石油和化工设备,2018,v.21;No.178(04):95-98.