

相国寺地下储气库采出气脱水方案的选择

李明¹ 温冬云² 吴艳¹ 魏志强¹

1. 中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司, 四川 成都 610017

2. 中国石油西南油气田分公司天然气研究院, 四川 成都 610213

摘要:

中石油计划在2011~2015年修建10座储气库,分布在气源所在地和消费中心,以及大型骨干管网周边。其中相国寺储气库作为西南地区首个储气库,与拟建的中卫—贵阳线和已经形成的川渝管网连接。相国寺储气库在满足中卫—贵阳线和川渝管网的部分调峰需要上起到关键作用。就相国寺储气库采出气脱水方案的特点及流程进行了简要阐述,主要对J-T阀节流制冷脱水和三甘醇脱水两种脱水方案与配套的集输方案就工程量、能耗、投资、占地面积等进行了详细比较。结合相国寺储气库工程实例对相国寺储气库采出气脱水方案的选择进行了介绍。

关键词:

相国寺;储气库;脱水;脱水方案选择

文献标识码:B

文章编号:1006-5539(2011)04-0032-05

0 引言

受气候条件、用户种类和用量等因素影响,天然气的用量存在极大的不均衡性,这就需要对天然气的供需平衡进行调节。地下储气库作为一种储存天然气的方法,主要用于调节城市用气过程中的不均衡性,以保证用气高峰的用气量,也可作为供气设施在发生紧急情况时的应急储备和国家对天然气的战略储备,具有储气量大、安全系数高,不易引发火灾及爆炸,经济效益好等优点。根据统计,全世界已建成640座各类地下储气库^[1],总容量达 $5\,015.87 \times 10^8 \text{ m}^3$,占天然气储存设施的90%以上。2015年,我国储气规模预计将达到天然气总销量的8%~10%。

相国寺储气库作为西南地区首个储气库,与拟建的中卫—贵阳线(以下简称中—贵线)和已经形成的川渝管网连接。其中拟建的中贵线管道是一条将我国

三大气区连通,并把国内多条东西走向的干线管道相互联网,形成全国和区域不同层次的大型环状管网,提高管网调配灵活性,保障供气安全的输气联络线管道。结合相国寺地下储气库的采气运行期和气藏特点,相国寺地下储气库定位为季节调峰兼事故应急供气型地下储气库,不参与小时调峰和日调峰,小时调峰和日调峰主要由城市调峰设施解决。功能定位为满足中—贵线和川渝管网的部分调峰需要。因此储气库调峰规模及配套采出气脱水装置建设规模应根据季节调峰规模及应急规模合理确定^[1]。

1 相国寺储气库采出气脱水装置

1.1 采出天然气性质及流程^[1]

相国寺石炭系气藏各井历次气质分析资料表明该气藏气质纯,天然气组分以甲烷为主,其含量介

收稿日期:

2010-09-26

基金项目:

中国石油天然气集团公司重点工程资助项目(S2010-12D)

作者简介:

李明(1973-),男,四川成都人,高级工程师,学士,长期从事油气加工工艺设计工作。

于 97.05 %~98.14 % 之间,非烃含量低,不含或微含硫化氢,二氧化碳含量只有 0.1 %~0.36 % (2.67~5.27 g/m³); 气体相对密度为 0.562~0.568,临界压力为 4.588 MPa~4.634 MPa,临界温度为 190.5~191.4 K。

根据气藏工程研究结论,采出天然气组分与注入气组分相同,见表 1,采出天然气总工艺流程见图 1。

表 1 采出气天然气组分(与注入气一致)

组分	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄
x/(%)	92.546 9	3.958 2	0.335 3	0.115 8	0.086 3
组分	iC ₅	CO ₂	N ₂	H ₂ S	
x/(%)	0.221	1.890 9	0.845 5	0.000 1	

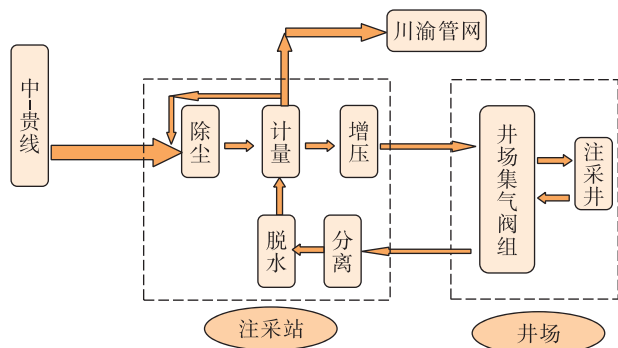


图 1 总工艺流程图

储气库注气集输管网和采气集输管网分开,从井口至注采站形成两个完全独立的系统(注气系统和采气系统),注采站北侧与南侧均各建 1 条注气管线和 1 条采气管线。

1.2 原料气及产品气参数

1.2.1 原料气

温度:17~32 ℃; 压力:12.5~7.42 MPa·g; 流量:879×10⁴ m³/d(最小),1 600×10⁴ m³/d(正常最大)。

1.2.2 产品气

经脱水装置处理后产品气输出条件为:

温度:≤30 ℃; 压力:8.87~5.7 MPa·g; 流量:879×10⁴ m³/d(最小),1 600×10⁴ m³/d(正常最大); 水露点:≤-5 ℃(在天然气交接点的压力和温度条件下)。

按管输要求,正常工况输往中—贵线的天然气水露点应与中—贵线输送的中亚气一致,为≤-5 ℃(在天然气交接点的压力和温度条件下); 应急供气时天然气水露点≤0 ℃(在天然气交接点的压力和温度条件下); 输往川渝管网天然气水露点≤0 ℃(在天然气交接点的压力和温度条件下),即可满足要求。

2 相国寺储气库采出气脱水工艺方案的选择

储气库采出天然气气质组分及温度、压力参数受

储气库本身影响较大,采气具有周期性、流量大且变化快、进装置压力是逐渐变化的特点。因此储气库采出天然气脱水的工艺方案需与采出天然气的特点相适应^[2]。

目前国内外用于储气库采出天然气脱水的工艺方法主要有三甘醇(TEG)脱水,J-T 阀节流制冷和分子筛脱水等方法。上述工艺方法均可满足本工程对水露点的要求,如仅为了脱除天然气中所含的部分饱和水,则三甘醇脱水法工艺成熟可靠、投资低,应为首选;但若有足够的压力能可利用时,也可选择 J-T 阀节流制冷进行脱水处理,该法要求原料气至少有 2~3 MPa 的压力降,同时可取消进站的水套炉,而采用注入乙二醇(EG)的方法抑制在制冷过程中形成水合物。由于分子筛法脱水的设备投资和操作费用均较高,且常用于深度脱水的过程,不适用于本工程,所以只对 J-T 阀节流制冷和三甘醇脱水两种方案进行比较^[3]。

2.1 工艺方案描述

2.1.1 三甘醇脱水工艺

三甘醇脱水主要是利用贫三甘醇吸收天然气中的部分饱和水。原料气(采出气)自集气汇管来,先经原料气分离器分离游离水后进入三甘醇吸收塔下部,与塔上部进入的三甘醇贫液在塔内逆流接触,天然气中的大部分饱和水被脱除。脱水后的产品气从塔顶流出,进入外输干线。三甘醇脱水工艺流程见图 2^[4]。

三甘醇脱水工艺特点:

- 装置压降低;
- 控制流程较简单,重沸器采用直接火管加热;
- 工艺成熟、可靠,操作、检修方便。自 1973 年中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司设计的国内第一套装置投产后,至今在全国油气田已建有数百套三甘醇脱水装置^[5]。

2.1.2 J-T 阀节流制冷工艺

J-T 阀节流制冷工艺利用高压天然气的压力能,高压天然气通过 J-T 阀时,产生 J-T 效应,使天然气降温,经分离后脱除部分水和液烃。为防止降温形成水合物,须在 J-T 阀前加入水合物抑制剂。原料气先分离出游离水和井口注入的醇液,再进入装置,工艺流程见图 3。收集的乙二醇富液需再生提浓,循环使用,工艺流程见图 4。

J-T 阀节流制冷工艺特点:

- 适用于有足够压力能可利用的气田天然气处理,脱水同时脱出部分烃液。可控制水、烃露点。
- 如果没有足够的压力降可利用,则产品气须采

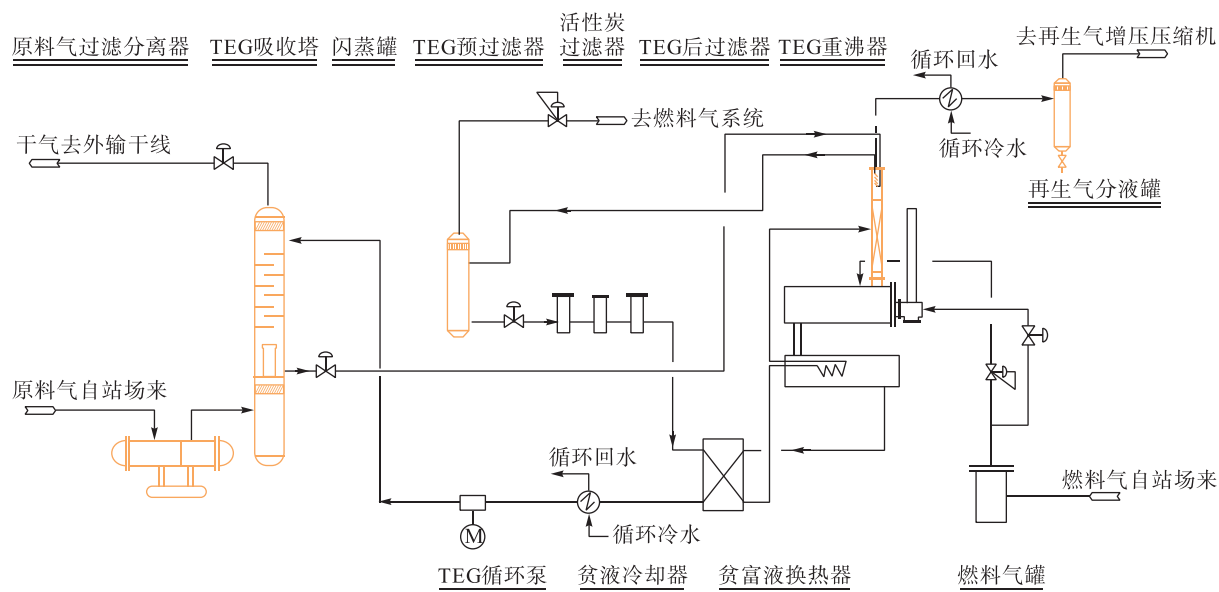


图 2 三甘醇脱水工艺流程图

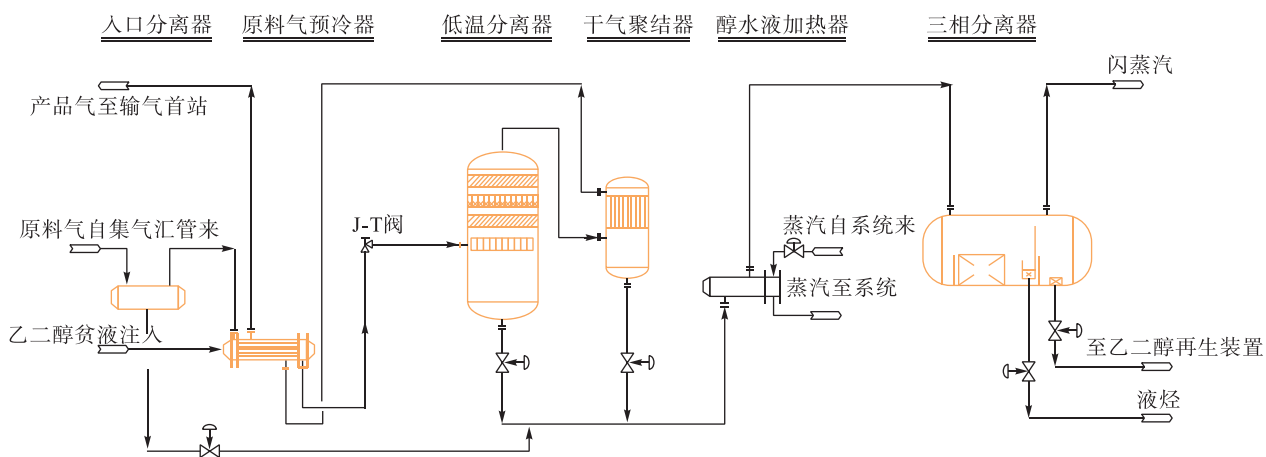


图 3 J-T 阀节流脱水工艺流程图

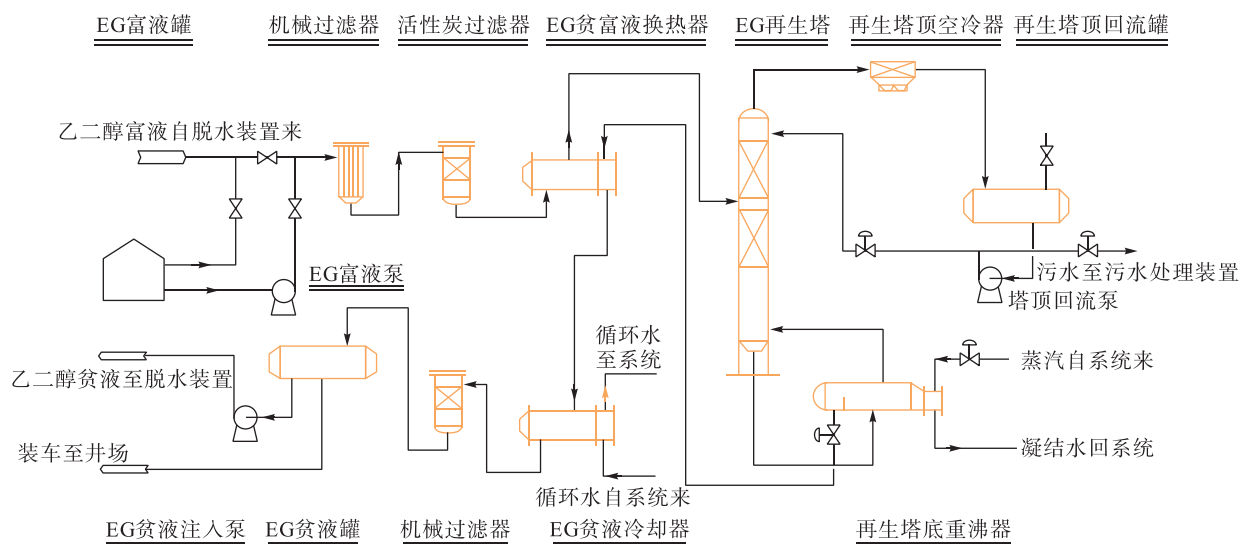


图 4 乙二醇再生工艺流程

用增压外输,装置的投资和运行费用将会较高。

自 1968 年中国石油集团工程设计责任有限公司西南分公司设计的国内第一套 J-T 阀节流制冷装置在川东卧 3 井投产后,CPE 西南分公司已在国外设计有数十套 J-T 阀节流制冷装置。

结合川渝管网分析结论及相国寺注采站至旱土站配套干线设计压力,J-T 阀脱水方案节流后的压力可满足川渝管网调峰的管输要求^[6]。

2.2 脱水工艺方案对比

以下将基于集输系统采用注采异管方案,对三甘醇脱水工艺和 J-T 阀节流制冷工艺的工程量、能耗、投资、占地面积进行比较。由于两种脱水方案的集输方案不同,因此,集输系统的工程量、能耗、投资、占地面积对比需一同考虑。集输方案对比见表 2,脱水方案对比见表 3,综合投资对比见表 4。

表2 采用不同的脱水方案时集输方案对比表

项目名称		注采异管		
		基于 J-T 阀 方案	基于 TEG 方案	
工 程 量	线 路 部 分	$\Phi 219.1 \times 10/\text{km}$	4.2	—
		$\Phi 219.1 \times 8/\text{km}$	—	4.2
		$\Phi 323.9 \times 14/\text{km}$	7.0	—
		$\Phi 323.9 \times 12.5/\text{km}$	—	7.0
		$\Phi 508 \times 15/\text{km}$	8.2	—
		$\Phi 508 \times 12.5/\text{km}$	—	8.2
		$\Phi 88.9 \times 4.0/\text{km}$	—	19.4
	站 场 部 分	水套加热炉 / 套	—	10
		加注泵 / 台	10	—
		自用气橇 / 套	—	10
		清管发送装置 / 套		
		PN10MPa DN500	—	1
		PN10MPa DN300	—	2
		PN12MPa DN500	2	—
		PN12MPa DN300	2	—
		清管接收装置 / 套		
		PN10MPa DN500	—	1
		PN10MPa DN300	—	2
		PN12MPa DN500	2	—
		PN12MPa DN300	2	—
		乙二醇耗量 / $\text{t} \cdot \text{a}^{-1}$	21.7	—
		燃料气耗量 / $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1}$	—	64.2
对比投资 / 万元		5 118	5 511	
年运行成本 / 万元		18	159	
20 年运行成本折现 / 万元		138	1 184	
投资 +20 年运行成本折现 / 万元		5 256	6 695	

表3 脱水方案对比表

项目名称	J-T 阀节流制冷方案	三甘醇脱水方案	
可比工程量	主体工艺装置: J-T 阀 8 台,原料气预冷器 4 套,低温分离器 4 台,三相分离器 4 台,醇烃加热器 4 台,干气聚结器 4 台 防止水合物生成部分: EG 再生塔 1 台,EG 贫富液换热器 1 台,再生塔顶空冷器 1 台,EG 贫液冷却器 1 台,再生塔顶回流罐 1 台,再生塔底重沸器 1 台,EG 富液罐 1 台,EG 补充冲罐 1 台,EG 贫液罐 2 台,EG 富液泵 1 台,塔顶回流泵 2 台,EG 贫液注入泵 4 台,EG 富液活性炭过滤器 1 台,EG 富液机械过滤器 1 台,EG 贫液机械过滤器 1 台 辅助设施: 蒸汽锅炉 /1 套	主体工艺装置: 吸收塔 4 台,三甘醇重沸器 4 台,三甘醇贫液冷却器 4 台,贫富液换热器 4 台,再生气冷却器 4 台,再生气后冷器 1 台,原料气分离器 4 台,干气分离器 4 台,三甘醇活性炭过滤器 4 台,三甘醇机械过滤器 8 台,三甘醇闪蒸罐 4 台,三甘醇补充罐 2 台,再生气分液罐 4 台,燃料气罐 4 台,三甘醇储罐 2 台,三甘醇循环泵 8 台,三甘醇液下泵 2 台,三甘醇回收泵 2 台,再生气压缩机 2 台	
	可比投资 / 万元	12 129	9 789
	脱水装置电耗量 / 10 ⁴ kW·a ⁻¹	13.1	71.112
	循环水耗量 / 10 ⁴ m ³ ·a ⁻¹	1.22	14.83
	净化空气耗量 / 10 ⁴ m ³ ·a ⁻¹	34.56	28
脱水装置燃料气耗量 /10 ⁴ m ³ ·a ⁻¹	28.22	62.56	
三甘醇或 EG 耗量 /t·a ⁻¹	30	35	
年运行成本 / 万元	104	255	
20 年运行成本折现 / 万元	777	1 906	
投资 +20 年运行成本折现 / 万元	12 906	11 696	
占地面积	总占地面积 4 258 m ²	总占地面积 5 000 m ²	
优点	方便管理维护;可同时控制水、烃露点;水、电、气耗量少,符合节能减排政策;运行费用低	溶剂稳定,吸湿性高,露点降较高;进出装置的压降较小	
缺点	进出装置的压降大;一次性投资较高	管理维护工程量较大;操作能耗较高;当有轻质烃液存在时有一定的轻度发泡倾向,须加入阻泡剂	

表4 综合投资对比表

项目名称	J-T 阀节流制冷方案 (脱水+集输)	三甘醇脱水方案(脱 水+集输)
可比投资 / 万元	17247(12 129+5 118)	15 300(9789+5 511)
年运行成本 / 万元	122(104+18)	414(255+159)
20 年运行成本 折现 / 万元	915(777+138)	3 090(1 906+1 184)
投资 +20 年运行 成本折现 / 万元	18 162(12 906+ 5 256)	18 391(11 696+ 6 695)

3 结论

由以上三个对比表可以看出,注入气为外输产品气,储气库天然气不含重烃,不必对烃露点进行控制,故 J-T 阀节流制冷工艺和三甘醇脱水工艺均能满足本工程原料气脱水要求。

J-T 阀方案一次性投资比 TEG 方案高 1 947 万元,但综合 20 年运行成本折现,J-T 阀方案总投资比 TEG 方案低 229 万元。

两种方案总投资相当,但从节能降耗降低运行费用及方便生产维护管理考虑,最终推荐采用 J-T 阀节流制冷脱水方案。

参考文献:

[1] 中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司. 相国寺地下储气库工程可行性研究报告 地面工程[R]. 成都:中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司,2010.

[2] 吴洪波,何 洋,周 勇,等. 天然气调峰方式的对比与选择[J]. 天然气与石油,2009,27(5):5-9

[3] 坎贝尔 J M. 天然气预处理和加工 第二卷[M]. 北京:石油工业出版社,1991.

[4] SY/T 0076-2003,天然气脱水设计规范[S].

[5] 李 明,温冬云. 新型板式换热器在三甘醇脱水装置中的应用[J]. 石油与天然气化工,2004,33(6):419-423.

[6] 丁国生,李晓波. “西气东输”二线调峰应急问题探讨[J]. 天然气工业,2008,28(12):92-94.