J-T 阀节流降温脱水装置在海洋石油平台的优化设计

孙新勃（中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司，天津 300452）

摘 要：天然气干化主要方法为低温分离法、溶剂吸收法、固体吸附法、高速分离法等[1]，海洋石油采油平台空间狭小，设备布置紧凑，平台桩腿承重能力受限，吊车起重能力偏小，因此海洋石油平台天然气干化装置需要满足体积小、重量轻、操作维护简单的特点。本文深入分析了平台现有的条件，对比当前比较成熟的天然气干化技术，选择了一种比较适用的干化装置，满足了海洋石油生产平台伴生天然气干化外输的需要，为资源回收利用和节能减排做出了贡献。

关键词：海洋石油生产平台；伴生气；J-T 阀节流降温

1 背景介绍

某油田原油气油比较高，有较多伴生气需要回收利用，最初伴生气通过天然气压缩机压缩后作为湿气输入到外输管网。因生产条件发生变化，有其他气源接入到外输管网，该气源含有较多二氧化碳，且产气量比较大，如果继续进行湿气外输，湿气中的水与二氧化碳混合后产生酸性气体，会对管网输送管线和设备产生腐蚀，因此需要进行湿气干化处理。

2 优化设计工作准备

某海洋石油生产平台原来的伴生气通过天然气压缩后作为湿气外输，外输海管压力为 4MPa，外输温度为 46.8℃，外输量约为 $14\times10^4Sm^3/d$。为了对天然气干化装置进行优化设计，需要重点考虑几个方面：对干化后的天然气品质要求进行明确，对天然气组分进行取样分析，对设备安装空间进行规划，对平台桩腿的承重能力进行校核。

通过数据录取与分析，下游天然气干化后的品质要求为：无游离水，水合物生成最低温度比海管泥温低 5℃以上（不大于 -10℃），水露点＜ -6℃ @6200kPaG，含水量＜ $32mg/Sm^3$。考虑安全余量，该生产平台干化脱水装置外输露点控制在：≯ -15℃ @4000kPaG；根据平台现有的空间条件估算，新增干化装置在平台的安装尺寸为长 12m，宽 7m；对平台天然气取样进行组分分析为（体积百分比）：二氧化碳 1.57%，氮气 0.57%，甲烷 89.77%，乙烷 4.90%，丙烷 1.83%，C_4^+ 以上烷烃为 1.34%。

3 优化设计方案选择

3.1 丙烷制冷工艺

丙烷制冷工艺主要包括丙烷制冷系统、天然气脱水系统及附属管线仪表，其中丙烷制冷系统包括丙烷压缩机组、滑油分离器、滑油冷却器、丙烷冷却器、丙烷缓冲罐、丙烷经济器、丙烷蒸发器；天然气脱水系统包括低温换热器、预冷分离器、低温分离器。其中丙烷制冷系统预计操作总重 31.2t，天然气脱水系统预计操作总重为 15.6t，附属结构和管线、电仪设备改造预计增加重量为 29t，整个撬块操作总重为 75.8t。丙烷制冷脱水装置采用二层布置，占地面积约 48 ㎡。

3.2 三甘醇脱水系统

三甘醇脱水系统包括海水冷却器、脱烃装置和三甘醇脱水设备，装置入口温度必须小于 40℃，夏季天然气经海水冷却后温度在 40~45℃波动，外输气露点不达标；经模拟计算，三甘醇脱水后外输气最低露点为 -10℃，接近管网露点要求，如果气量发生波动，容易造成外输露点不达标。装置操作总重量约 35t、撬块尺寸长宽高约 16m*4.5m*10m。该装置适用于气量较大、空间尺寸及高度空间较大的场合。

3.3 分子筛吸附脱水

通常分子筛脱水装置入口温度不能大于 35℃，夏季该装置入口天然气温度约 52℃，经海水冷却后温度在 40℃波动，导致重烃无法全部脱除，容易造成分子筛中毒、粉碎、吸附能力差、再生频率高、寿命缩短。该方案新增设备撬操作重量约 53t，尺寸长宽高为 7.5m*4.5m*5m。

3.4 J-T 阀节流制冷脱水工艺

J-T 阀节流降温脱水工艺主要包括预冷换热器、海水冷却器、低温分离器、高压分离器和电加热器。该装置利用平台压力能节流制冷脱水，所有设备集成在一个撬内，装置工艺性能满足夏季天然气 7MPaG、85℃进气要求；轻烃、重烃分离后返回生产流程；利用平台现有甲醇注入系统进行防冻堵抑制剂注入，整撬空重 26t，操作重 30t，尺寸 7m*3.2m*3.8m。

鉴于分子筛天然气脱水、三甘醇天然气脱水方案脱水效果难以稳定达标，而丙烷冷却天然气脱水方案重量、外观尺寸较大，施工难度较大，因此选择 J-T 阀节流降温工艺，该方案适合平台现有工况条件，技术比较成熟，改造后桩基承载力安全系数最小为 2.009，桩腿承重满足要求。

4 现场试验与应用效果评价

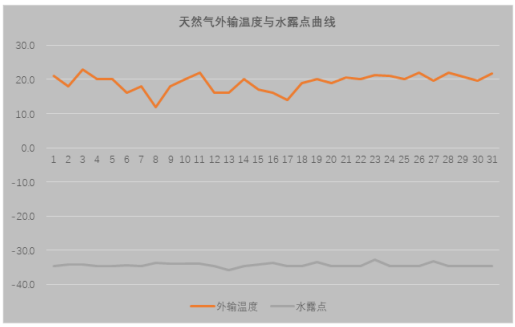

图 1 天然气外输温度与水露点曲线

为了掌握 J-T 阀装置的低温脱水效果，平台利用工艺流程现有的压力调节阀进行了节流降温的测试，从数据来看，PV-3585 阀前压力为 4200kPa，温度为 42℃，阀后压力为 2800kPa，温度为 24℃，阀门开度为 30%；PV-3533 阀前压力为 4450kPa，温度为 44℃，阀后压力为 4200kPa，温度为 42℃，阀门开度为 70%。从数据来看阀门下游的温度变化比较明显，具体温度降低的程度跟阀门的节流程度有关，因此节流降温脱水是可行的。

将平台现有天然气压缩机的二级出口压力由当前的

5000kPa 调整到 7000kPa，夏季二级空冷器出口温度确保在 80℃以下，达到节流减压撬入口压力和温度要求；7.0MPa、80℃以下的湿气进入节流制冷脱水装置进行干化，在海水冷却器内冷却至 40℃，进入预冷换热器降温至 –5~–10℃，再进入 J–T 阀将温度降低至 –25~–18℃，复热到 35℃外输。节流制冷分离出来的低温液体复热后进入生产流程。海水用量为 25~30t/h，平台甲醇储罐 3 方，甲醇注入泵出口压力为 8MPa，满足甲醇注入要求，周转天数为 7 天。

设备投运后运行平稳，运行处理量在 $13\times10^4Sm^3/d$ 时，天然气露点可以稳定在 –30℃ @5.2MPa 以下，处理效果良好，相当于每天节能 173t 标准煤，减少碳排放 281t。此外，天然气冷却分离出的重组份全部回收处理，按照额定处理量 $15\times10^4Sm^3/d$ 计算，重组分处理量为 $4800Nm^3/d$，C_3 夹带量为 5.2t/d，C_4^+ 夹带量为 5.4t/d，根据设备投用后的实际运行情况来估算，每天可回收轻烃组分约 6 方 /d。

5 结论

①“J–T 阀”节流制冷脱水装置占用甲板面积小，操作重量轻，安装施工简单，成本低，满足海洋石油平台天然气干化外输的需求；②该项目充分利用了现有设备资源，节省了投资成本；③该套装置运行稳定，处理后的天然气完全满足干气外输的质量要求。

参考文献：

[1]《天然气脱水》编写组编 . 天然气脱水 [M]. 北京 : 石油工业出版社 ,2017(11).

（上接第 33 页）采用双壳设计，以在碰撞或着陆时为液货舱密闭性的完整性提供最佳保护。有两种传统的 LNG 容器设计：球形（MOSS）设计和膜设计。

在运载工具上，LNG 在大气压下存储在罐中，而蒸发气体可用于补充液体燃料以进行推进，或被液化并送回罐中。对于 MOSS 运载工具，船体中包含四个或五个球形储罐，每个储罐的很大一部分位于露天甲板上方。膜设计也可以有四个或五个储罐，但每个储罐的较大部分位于露天甲板以下。液化天然气运输也有出色的安全记录。在过去的 40 年中，液化天然气已安全运输到世界各地的海洋中。到那时，已有超过 40000 艘，覆盖了超过 9000 万英里，而港口或海上没有任何生命损失。没有碰撞，起火，爆炸或船体失灵导致密闭性破坏的记录，没有 LNG 运载工具在海上丢失。截至 2004 年底，世界船队中约有 176 艘 LNG 船，订购的还有 112 艘。液化天然气运输船经常访问交通密度高的地区和港口，例如日本的东京湾和大阪湾。平均而言，一艘液化天然气运输船每 20h 便安全无事故地进入东京湾。LNG 船的良好安全记录主要归功于其双船体设计和与货运运营相关的多重保护，以及该行业对运营，维护和船员培训安全的关注。

3 结语

基于以上分析可以发现，天然气分输站的压力能可以利用压差液化天然气工艺对其进行回收和利用，实现最大限度减少能源的浪费，提高能源利用率。本文对天然气管网压力能的利用来生产液化天然气进行了分析，列出了大概的流程，过程比较复杂需要多加注意，为我国创建节约型社会贡献一份力量。

参考文献：

[1] 杜雄飞 . 天然气管网压力能发电制冰技术的开发及应用 [J]. 科技视界 ,2018(14):25-26.

[2] 许杰 . 基于天然气管网压力能生产 LNG 技术要点 [J]. 智能城市 ,2018,4(02):29-30.

[3] 刘世通 . 运用天然气管网压力能生产 LNG 技术分析 [J]. 石化技术 ,2017,24(09):35.

[4] 杨跃 , 杨强 . 利用天然气管网压力能生产 LNG 技术研究 [J]. 中小企业管理与科技 ,2017(07):191-192.

[5] 任钊震 , 范迎宁 , 吴家莉 . 运用天然气管网压力能生产 LNG 技术分析 [J]. 石化技术 ,2017,24(06):24.

（上接第 32 页）风险进行排查，从而更好地了解管道的运行状态，保证其运行的安全性。但是在实际工作中，很多企业对工艺管道的排查工作重视度不足，这也使得其安全风险大大提升。为了更好地降低工艺管道的安全风险，就需要对管道进行安全排查。相关企业要设立专门的部门进行管道的安全排查工作。工作人员应该定期对管道的安全隐患进行排查，一旦发现问题，要及时采取科学的措施，从而降低工艺管道的安全风险。

3.3 强化防腐蚀技术

工艺管道的防腐蚀工作是其安全风险管理的关键环节。在管道运行的过程中，腐蚀是对工艺管道运行危害最大的问题之一。因此相关企业必须给予足够的重视。管道一旦发生腐蚀问题就会对管道的性能产生非常大的影响，甚至导致管道破裂，穿孔。因此，相关企业要积极组织防腐蚀方面的专业人员，对工艺管道的运行环境进行科学的分析和研究，从中找出能够导致管道腐蚀的因素，进而采取相应的措施和先进的防腐蚀技术，从而减少工艺管道的腐蚀。在不断提升防腐蚀技术的同时，还要加强对管道的检查和维护工作。相关工作人员如果在检查过程中发现腐蚀痕迹，就需要采取相应的措施，及时对管道进行维护，避免腐蚀面积的扩大。只有这样才能更好地保证工艺管道的正常运行，避免管道因腐蚀而发生安全风险。

4 结束语

成品油站场的工艺管道的安全性对于整个站场的正常运行有着非常重要的作用，因此就需要相关企业加强对工艺管道的安全风险研究，在进行科学的研究基础上，采取有效的措施，提升其安全风险管理工作，只有这样才能保障成品油站场的安全运行，才能更好地实现成品油的生产和运输。

参考文献：

[1] 姜绪彪 . 输油站场内压力管道穿越道路段风险防范措施 [J]. 中国特种设备安全 ,2020,36(06):76-81.

[2] 赵磊 . 输油站场工艺管线完整性管理研究 [J]. 中国石油石化 ,2017(12):53-54.

[3] 黄亮亮 . 成品油输油站场风险评价技术研究 [D]. 成都 : 西南石油大学 ,2015.

[4] SY/T6830-2011, 输油站场管道和储罐泄漏的风险管理 [S]. 国家能源局 ,2011.