

海上油田天然气外输回收技术研究

赵云峰 (中海油能源发展装备技术有限公司, 天津 300452)

摘要: 近些年随着我国能源领域对环境污染重视程度不断提升以及对能源浪费治理力度不断加大, 海上油田天然气外输回收已经成为海上油田开发重点关注的问题。本文以渤海某油田群为例重点论述了该油田群不同开发阶段所应用的天然气外输回收技术, 包括伴生气压缩机与调储罐处理回收技术、大回流和小回流技术、反输气与原油海管掺气外输技术、精细化治理回收零散放空空气技术等, 以期为海上油田开发天然气外输回收提供借鉴。

关键词: 海上油田; 天然气; 海管; 外输; 储罐

0 引言

在海上油田石油开发过程中会产生低压伴生气, 由于液化装置以及管道设备成本较高, 伴生气大多储量规模较小, 难以海底管线以及液化天然气处理的经济门槛, 加之回收技术缺乏经济性, 去对这些低压伴生气主要是通过放空系统直接排掉, 或者通过火炬系统进行燃烧。

上述处理方式不仅浪费了能源的消耗, 还会导致环境污染问题。近些年随着我国能源领域对环境污染重视程度不断提升以及对能源浪费治理力度不断加大, 海上油田天然气回收已经成为海上油田开发重点关注的问题。

1 伴生气压缩机与调储罐处理回收技术

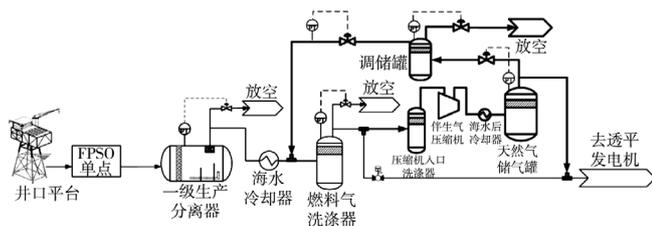


图1 某油田群FPSO伴生天然气回收利用示意图

在上世纪九十年代我国海上油田开发项目较少, 平台开发生产的油气经混输管道至FPSO进行分离处理, 该过程中会分离出低压天然气, 可以将其作为FPSO透平发电机组燃料气进行利用。

图1为渤海A油田FPSO伴生天然气回收利用示意图, 井口平台生产的液体输送至FPSO一级生产分离器进行伴生天然气分离, 分离之后的伴生天然气经海水冷却器之后输送至燃气洗涤器进行洗涤处理, 处理之后的伴生天然气便可以直接用于透平发电机进行发电。需要注意的是随着油田群不断开发, 平台等

开发设施增多, FPSO与平台之间混输海管逐步出现严重的段塞流问题, 生产分离器压力波动过大将可能导致透平发电机组停机, 给油田正常开发生产造成负面影响。因此为了避免透平发电机组停机, 在混输海管立管段塞流严重情况下透平发电机只能采用柴油进行发电, 这时大量的伴生天然气需要进行排空处理。

为了有效解决该问题, 可加设伴生气压缩机处理等装置, 一方面在充分利用伴生天然气同时可以有效保障透平发电机组运行的可靠性, 另一方面更好的助力油田滚动开发。加装伴生气压缩机设备后, 可以有效降低生产分离器面临的压力, 受此影响混输海管也随之降低。天然气成分经洗涤增压处理例, 重烃以及水等成分得以脱除, 可作为发电机组的燃料使用。

调储罐工艺流程配置之后, 可以显著缓解立管段塞流压力过大波动对压缩机稳定运行的影响, 保障压缩机运行稳定性和安全性。如果立管段塞流进气压力过高, 可以将部分富余的天然气转存到调储罐中; 如果立管段塞流进气压力过低, 可以将调储罐中存储的天然气进行回补, 从而有效保障了压缩机安全稳定运行, 为透平发电机组气源稳定供应提供了保障。将该技术应用于渤海某油田, 透平发电机组天然气使用率达到99%, 通过富余天然气进行发现成功实现减排目标。

2 大回流、小回流回收放空空气技术

随着该油田群B油田和C油田相继投产, 油田群火炬放空呈现新的问题。

一是C油田投产后其伴生天然气产量明显高于预期, 但是C油田中心处理平台与外输平台处理流程相互独立, 天然气经中心平台处理后不能经海底管网输送到外输天然气处理平台, 多余部分只能进行放空处理。其二, 中心处理平台天然气储罐压力大幅波动现

象时有出现,同时压缩机运行不稳定,导致两个油田透平发电机组频繁切油。三是B油田输送至外输天然气处理平台的伴生天然气中轻质油以及碳杂质含量较高,导致压缩机入口滤器压差快速上升,需要定期进行停机对入口滤器进行清洁,该期间伴生天然气放空。

针对这些问题,应用调储罐存储调节原理进行技术改造。技术改造主要分为部分,大回流内循环保稳定以及小回流进行余量增压外输,经改造处理后,C油田中心处理平台与外输天然气处理平台之间处理流程实现了统一互通,在此基础上增设精处理过滤器对天然气中的轻质油以及杂质进行有效处理,降低入口滤器压差。

对于C油田来说,当中心平台储气罐压力较低时,采取的处理措施是将外输平台的干气输送至中心平台,以此保证机组的安全性能。此外,其余处理措施可以是将气回补至一级生产分离器,以期保证压缩机设备的抗波动性能。在C油田中心处理平台天然气储气罐压力较高时,将富余量输送至外输天然气处理平台,实现富余天然气的回收外输。

大回流、小回流技术应用之后,日放空天然气减少12万方。同时在压缩机入口处配置双联精处理过滤器之后,入口滤器清洗频次从原来的1次/3d降至1次/30d,减少了大量伴生天然气排空。

3 节能减排反输气与原油海管掺气外输技术

随着该油田群不断开发,D、E、F、G和H油田相继投产,相互之间逐步构建了外输天然气管网,回收的天然气除了用于平台发电等用途外,富余部分外输处理。该处理思路多用于新油田建设,应用天然气进行机组发电能够较好的降低燃油消耗,此外富余伴生天然气回收有助于实现节能减排。为了实现上述目的,该油田群通过合理利用外输供气管网以及外输原油管网进行提前布局。

3.1 供气海管反输

在D油田和F油田试生产过程中,透平发电机组多采用柴油作为发电燃料。当D、F中心处理平台与C外输处理平台之间的天然气海管铺设作业完成后,便可以通过这两条正输气海管进行临时天然气反输,即将C油田外输天然气处理平台处理后的干气输送至D油田和F油田进行发电,降低燃油消耗。为了实现供气海管反输,需要对正输气海管进行改造,主要包括如下几个方面:

一是调换外输管道单流阀、压力阀的安装方向。

二是调整旁通球阀、截止阀安装位置。三是调整旁通截止阀安装方向。四是重新设置压力调节阀PID正反作用。

通过对正输气海管进行改造,D油田和F油田在试生产的3个月期间内基本上完全采用从C油田外输天然气处理平台输送过来的伴生天然气进行发电,实现了节能减排目标。

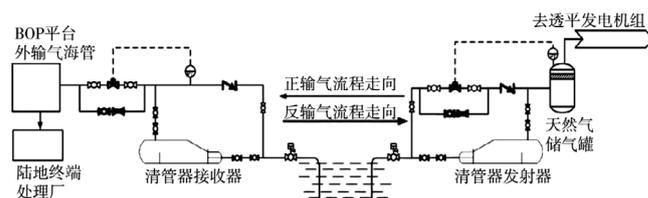


图2 对正输气海管进行反输改造示意图

3.2 原油海管掺气外输回收放空气

H油田试生茶过程中,外输管道施工建设缓慢,导致难以进行天然气外输作业,期间放空的伴生天然气达到了5万方/天。为此对其进行有效的回收,结合海上油田开发施工现状,适度优化调整海管掺气外输技术方案。正式改造作业前,对该管进行水力、热力校核,结果显示现有工艺条件以及腐蚀裕量能够支撑外输标准,符合技术改造要求。

具体改造方案如下:于储气罐顶增设伴生气输送流程,此外设计ESD关断保护逻辑,保证天然气经流量调节阀后可以顺利输送至海管入口,其中伴生天然气也随之到达下游中心处理平台进行分离处理。上述方案经实施后,经100天试生产共回收天然气470万方,应用效果喜人。

4 精细化治理回收零散放空气技术

在油田开发进程中,电力组网陆续进行运行状态,基于EMS系统调度,油田群发电机组均稳定运行,与此同时伴生天然气得到充分回收利用。其中放空天然气主要构成为二级生产分离器、斜板除油器等装置的低压放空气,为了对这两个方面的放空气进行有效回收,需要考虑伴生天然气零散特点以及不同油田伴生天然气处理流程情况,开展伴生天然气回收精细化治理。

4.1 射流器回收低压放空气

整体来说经过多年发展低压缩压缩机伴生天然气回收技术已经非常成熟和完善,并且在实际应用中取得了显著成效。但是对于已经服役多年的生产平台来说,该项技术改造工作量较大,平台甲板面积有限,同时

后期需要较高的操作维护成本,因此低压压缩机伴生天然气回收技术适用性较差。射流器回收低压放空气技术是一种全新的伴生天然气回收技术,对于服役多年生产平台具有良好适用性,因此在B、C、F油田进行技术应用。

选取C油田作为代表进行阐述,其天然气出口压力可达5.8MPa。在压力驱动下,天然气进入混合腔装置,经扩压管、射流器后进入洗涤器装置,经多重处理后经由压缩机回收。在应用射流器回收低压放空气时,为了避免高压端的天然气成分泄漏,可酌加设ESD单元关断保护逻辑,并管线入口、出口处加设SD压力变送器等设备,确保二级生产分离器所放空的低压伴生天然气能够顺利回收。此外还需要在高压管线入口处加设压力调节阀,针对二级生产分离器的压力情况进行合理调节。目前该技术已经成功在B油田、C油田以及F油田中心处理平台得到成功应用,日回收二级生产分离器放空气约1万方。

4.2 螺杆压缩机回收低压放空气

螺杆压缩机相比活塞压缩机占地面积小、零部件少,同时对湿行程不敏感,因此其对于二级生产分离器放空的湿度相对较大的伴生天然气在回收方面具有显著优势。结合油田实际情况,E、G油田在基建阶段考虑将变频湿式低压螺杆压缩机应用其中。选取E油田作为代表进行阐述,放空气经冷却器降温处理,在此基础上由变频湿式低压螺杆压缩机增压处理,再经气液分离器分离处理后,进入天然气洗涤器,最后再次进入变频湿式低压螺杆压缩机进行循环。变频湿式低压螺杆压缩机可以基于二级生产分离器压力在30~59Hz范围内进行变频调节,在二级生产分离器压力较高情况下变频湿式低压螺杆压缩机可以适当增加输出功率,在二级生产分离器压力较低情况下变频湿式低压螺杆压缩机可以适当减小输出功率。出于安全考虑,在变频湿式低压螺杆压缩机设置ESD关断保护逻辑。E、G油田应用结果显示,该改造技术应用后,低压伴生天然气回收效率达到了0.8万方/天。

4.3 低压螺杆压缩机回收放空低压力

在完成二级生产分离器低压放空气回收之后,部分油田水源井脱气罐、斜板除油器等装置也会产生一定量的伴生天然气,其中G油田斜板除油器日放空气量达到了0.7万方。

针对这一问题,开展水源井伴生气利用回收改造,基于低压螺杆压缩机设备回收放空气,与此同时开展

增压外输处理。该方法应用到G油田,应用结果显示有效解决了水源井脱气罐以及斜板除油器放空气的回收问题。

5 结语

综上所述,天然气是重要的清洁能源,在海上油田开发中伴生天然气放空或者燃烧,不仅造成能源浪费,还可能造成环境污染。因此如何采取有效措施实现伴生天然气回收利用一直是海上油田开发重点关注的问题。需要注意的是,海上油田天然气回收是一项系统工程,需要持续进行优化完善,并结合油田实际选择合适的天然气回收方案,以期更好达到节能减排目的。

参考文献:

- [1] 隋宁波,王霞.零散天然气回收技术的推广应用[J].石油石化节能,2023,13(06):39-42.
- [2] 呼晓昌.海上油气田燃气透平机组烟气余热回收技术应用探讨[J].石油和化工节能,2019,20(1):17-21
- [3] 李宏君,张兴龙,罗杰,等.压缩机泄压放空天然气部分回收工艺设计研究[J].石化技术,2022,29(11):59-61.
- [4] 余俊雄,杨轶.两种海上油气田低压天然气回收技术应用分析[J].资源节约与环保,2021(02):1-2.
- [5] 杨涛,张伟宁.低压天然气回收项目在海上平台的应用分析[J].石油和化工设备,2018,21(02):43-47.
- [6] 李娟娟.边际海上油田零散天然气回收技术研究[J].天然气与石油,2012,30(01):23-25+100.
- [7] 刘祖仁,邵智生,谢协民.文昌13-1/2油田放空天然气回收技术的应用[J].节能与环保,2010(2):36-38
- [8] 郑晓鹏,王春升,陈国龙.天然气液化技术在海上油田伴生气回收中的应用[J].中国造船,2010,51(A02):586-591.
- [9] 黄啸,徐善良.海上油气田天然气射流回收技术应用效果评价[J].中国石油和化工标准与质量,2021(24):141.
- [10] 安东雨,吕梦芸,陈锐莹,等.液化天然气接收站零气态外输的新型蒸发气回收方案[J].石油化工设备,2023,52(4):7-11.
- [11] 李鹏宇.两种海上油气田低压天然气回收技术应用分析[J].石油石化物资采购,2022(2):99-101.
- [12] 张绍谦,刘荣,汪本武,等.渤海油田低压天然气射流技术回收研究与应用效益[J].天津科技,2019,46(4):4.