

煤层气田集输工艺优化方法

李 喆 (中石化华东油气分公司工程技术研究院, 江苏 南京 210000)

摘 要: 目前我国煤层气集输系统多采用采气平台→集气站→集气中心脱水站的二级布站模式, 集气管网多采用“枝上枝”串联的布网模式。煤层气特性有低压、低渗、低饱和度的“三低”特性, 且煤层气携液、携煤粉对管网集输效率有较大影响。在传统的集输布局模式下, 老井压力在排采中逐渐递减, 扩建产能新井在串接入已有集输管网后会引发井间、平台间压力相互干扰, 导致管网末端回压升高, 抑制低压老井产能释放, 上述问题亟需解决。本文就延川南煤层气田集输系统实际情况提出煤层气集输工艺优化方法, 为相似煤层气田开发地面集输系统建设提供借鉴经验。

关键词: 煤层气低压集输; 地面工艺; 增压集输工艺; 经验

0 引言

我国非常规天然气储量丰富, 因其清洁特性被认为是常规能源的替代者, 我国初步掌握了适合煤层气、页岩气和致密气特点的集输工艺集输, 但仍有一系列非常规气田集输问题亟需解决。目前我国煤层气集输系统多采用采气平台→集气站→集气中心脱水站的二级布站模式, 集气管网多采用“枝上枝”串联的布网模式。煤层气特性有低压、低渗、低饱和度的“三低”特性, 在传统的集输布局模式下, 老井压力在排采中逐渐递减, 随着气田滚动开发部署, 扩建产能新井在串接入已有集输管网后会引发井间、平台间压力相互干扰, 导致管网末端回压升高, 导致地面集输管网压力系统复杂, 气井产能无法充分释放。因此在地面集输系统设计时, 既要考虑充分利用高压井较高的产气压力, 还需使煤层气井和低压井能够持续低压生产, 如何使地面集输管网和集输设备能够充分利用, 形成一体化集输技术, 是实现多气高效合采的关键。目前国内外普遍采用以下几种方法解决多井型多压力系统地面集输问题:

①同井同时合采: 如果煤储层与其他储层直接接触、多产层互层叠置, 可以通过储层有效沟通改造, 实现多气同井同时合采; ②同井同时分压合采: 如果储层满足产气(液)量要求、压力体系满足特定条件, 则可通过构造不同压力体系, 实现同井多产层多压力体系同时开采; ③同井产层接替合采: 先对某种最具有开发价值的储层进行开发, 待该储层产能下降或逐步枯竭, 再调整开发储层进行多层同时合采或接替合采, 实现同井筒内多种气藏立体开发; ④通过末端增压、区域增压等集输工艺改造, 降低管网末端回压, 释放平台、区域产能, 该生产工艺已逐渐于各煤层气

田应用, 且应用效果良好; ⑤集输管网高低压分输, 在老区块部署较多新井时, 通过新铺设复线的方式实现老井、新井高低压分输, 确保压力系统互不干扰, 投资较大; ⑥同平台高低压井引射流输送: 煤层气平台各井通过井场汇管集中外输, 选择高低压压差较大的两口井, 通过安装引射器减少同平台高低压井进入同一汇管的压力影响。因煤层气井本身“三低”特性, 该方法应用效果不佳。综上所述, 推荐通过煤层气增压解决“大半径”集输带来的诸多问题。

1 煤层气增压压缩机选型优选

为满足气藏增压开采需要, 对增压机组类型选择需考虑以下原则:

①机组变工况能力强, 能满足增压开采多种工况下的开采; ②操作灵活, 可调范围宽, 调节控制简单; ③运转效率高, 单位能耗低; ④机组制造质量好, 性能可靠, 价格合理; ⑤机组能满足增压站气井连续增压的特点, 能满足增压气体具有微量含水特点以及增压机组设备满足防火防爆功能。

根据煤层气现场使用的适应性对比压缩机组现场的压力和输气量要求, 具体说明如下:

压缩机组的工况要求: 增压站进气工况压力范围为 0.01MPa~0.2MPa, 要求压缩机进气压力的适应范围大, 排气工况压力范围为 0.3MPa~0.7MPa (煤层气集气支线压力多选用 PE100 SDR11 PN0.7MPa 集气管线)。

结合煤层气田现场集输实际情况, 推荐选用螺杆式压缩机 (见表 1)。

1.1 增压机组动力选择

压缩机的驱动方式主要包括电驱和燃气驱动两种形式。电动机的供电要求为一级负荷, 受当地电网的制约, 选择电驱时需考虑当地电网供电能力, 外部电

网是否稳定可靠,电价是否经济等问题,并且要和当地供电部门做好沟通,签订用电协议,保证供电稳定,故电动机一般用于供电充足地区。

表1 三种压缩机优缺点对比表

参数	单级 压比	主要优点	主要缺点	适宜 范围
往复式	通常 < 4:1	①排气压力高,目前工业可达 320MPa;②排气压力稳定,几乎不受气量调节影响;可实现小气量、高压;③价格相对较低	①单机能处理的气量相对较小;②结构复杂,易损件多,检修周期短;③对湿行程敏感,有脉冲振动,运行平稳性差	①高压和超高压压缩时;②气田内部集输、输气管线
离心式	1.1:1 ~1.5:1	①流量大、功率大、利于节能;②结构紧凑,尺寸较小;③运行平稳,可靠性高;④气体不与润滑油接触,可适应任何气体	①不适用于流量大小及压比过高的场合;②排气压力会随着流量改变而改变;③因技术及加工设备等因素,价格较高;④低流量有喘振问题,高流量有堵塞问题	①排气压力为中、低压的情况;②大型输气管线
螺杆式	< 20:1	①零部件少、易损件少、可靠性高;②运行平稳、排气连续性好;③排气温度低,工况适应性强;④流量调节方便,可实现无级调节,无喘振	排气压力相对较低,目前国内应用一般 ≤ ④ 5MPa	工业制冷,煤层气增压集输

燃气轮机,不受外部条件的制约,仅需要一套供气设备和控制设备,依赖性较小,仅依靠管网供气就可以满足需求,但会排出 CO₂ 等温室气体,环保性较差,因此,燃气轮机一般用于供电薄弱且对环保无特殊要求的地区。

增压开采过程中由于产量不断发生变化要求的工况也不断发生变化,增压机组的动力工况也需满足机组工况的变化。一般燃气发动机及电动机均能满足要求,电动机作为压缩机的驱动设备,最突出的优点是效率高、噪音小、不污染环境、可靠性高。但要求厂址周边具备引接外电源条件,且电力供配系统要能满足

足增压站大负荷用电要求。涪陵页岩气田现有电网系统满足集气站增压为主的增压站供电需求。

燃驱机械效率在 30% ~36%,燃烧单位标方气产生的成本比相应能量的电费会低,运行费用较电驱低,但电驱一次投资低,建设周期短,维护简单;而相应的燃驱则一次投资高,建设周期长,维护麻烦,一般需要专业操作维护人员。同时燃驱机组对负载要求较高,一般要求大于 50%,不适应气田增压气量变化较大的工况。

综合比较,为适应工况变化、减小投资成本、提高压缩机运行稳定性,推荐煤层气田集输增压主要采用电驱螺杆式压缩机。

1.2 压缩机冷却方式选择

压缩机冷却方式主要有风冷、水冷等方式。

风冷主要是空气通过空气冷却器带走热量,主要用于年平均气温低于 25℃ 的地区以及无水或缺水地区,冷却后的气体温度高于环境温度 10℃ ~15℃,但是不适用于温度较高的湿热地区。

水冷主要采用循环水经水冷却器换热带走热量,冷却后的介质温度一般高于循环水进水温度 5℃ ~10℃,冷却效果好,但用水量较大,需要设置循环水冷却塔设备且定期清理。

考虑到采用水冷机组循环水的消耗量较大,对供水、供电等辅助设施要求高,空冷方式较水冷有无需冷却水、运行成本低等优点冷却方式采用空冷。

2 增压模式优选

2.1 采气平台增压

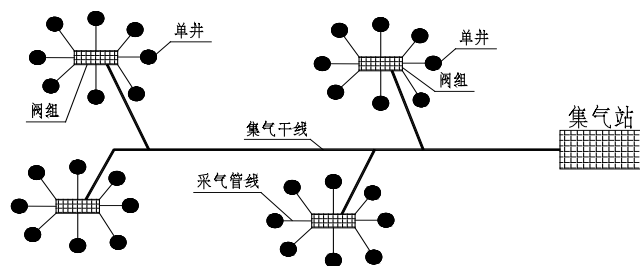


图1 煤层气“枝上枝”串联

煤层气田集气管网及平台多采用“枝上枝”串联,经过排采生产,各平台产气量会呈不均衡发展态势,部分老平台出口压力低至 0.1MPa 以下,但个别新平台产气量远超过产建方案中的产气量预测,部分新井产气回压将达到 0.3MPa 以上,新开发投产井陆续并入管网,致使部分集气支管线回压上升,严重制约了

周边低套压井、平台产气,这种发展态势还在不断扩大。

同平台内部署井产层不同,压力体系不同,但高、低压井均会进入同平台管汇流程,造成压力相互影响,高压气井抑制低压气井产气;不同平台间,随着新部署平台不断并入集输管网,且集输管网支线错综复杂,管网末端回压将不断增大也会抑制末端老平台产能释放。多压力系统地面集输工艺与气藏特点紧密相关,尤其需要与集输工艺进行紧密结合,制定合理的工艺流程,保证多种不同压力体系的井协调地进入统一的管网不仅最大限度地发挥每口井产能,而且协调地进行后期处理,最终实现有效外输、这样才能最大限度地实现整体开发效益最大化。对于因区域内部署少量新平台或新井造成管网末端回压高对少数老平台有压力影响的情况,推荐采用采气平台末端增压,于集气平台管汇流程处安装压缩机,进口压力设置为0.01MPa,确保低压力井口均可满足压缩机进气压力要求,有效释放老平台产能,出口压力根据管网内其他平台出口压力适配,确保增压平台经增压后不影响同一集输系统内其他平台产气外输。平台产气经增压至合适管输压力后输送至集气站。

2.2 采气区域增压

对于大规模部署新井的老采气区域,已建集输管网回压可能已无法满足气田产气正常输送要求,铺设复线采用高低压分输重复投入又过大,该情形可优选采气区域汇集节点部署压缩机组,统一对区域内所有平台进行“区域增压”或称“节点增压”,降低区域内管网回压。煤层气具有气量不大、产气量变化大的特点,区域增压点压缩机组因为负荷的变化需要多台压缩机组的并联运行,要求压缩机有很好的协调和可靠的维护^[1]。针对区域内部分边缘平台无法顾及的情况可将区域增压与平台增压相结合的集输模式,实现气田“三级增压”模式将产气输送至集气站,解决大半径低压集输瓶颈问题,平台设置过滤分离器来气进行初步处理。区域增压优点为:

①压缩机在集气站外设置,增大了集气半径,可以充分利用地层压力,延缓气田增压时间;②在增压站增压,加大了管网调度的灵活性^[2];③压缩机位置相对集气站而言靠近井口,入口压力高,减小集气站压缩机压缩比,减少集气站压缩机能耗。

3 除杂、除水工艺优选

煤层气高产井油管水中带气、套管气中携液、携

砂、携煤粉,高产井机抽与自喷生产并存,油管只出水、套管只产气、气中不见固液颗粒的生产特征已与现有高产井生产现状不符。随着产气流速增大,气携液、携砂、携煤粉能力大幅增强。水、砂、煤粉积存在管网中,致压缩机“水淹”、故障停机频繁,同时管网管输能力降低、回压升高,影响煤层气高效集输。解决产气携杂、携液问题可选用煤层气“四级”脱水、“三级”除杂模式,采气平台设置计量分离一体化撬,区域增压点设置过滤分离器,集输管线沿线于低洼处设置凝水缸,产气最终进入中心脱水站处理外销。

“三级除杂”:各井口流程设置篮式过滤器进行初步除杂,平台产气输至平台增压点经过滤分离器二次除杂后输至集气站,集气站设置过滤分离器进行三次除杂,可有效减少集气管网携煤粉、杂质。其中,过滤分离器选型需遵循 $1\mu\text{m}$ 以下粉尘过滤效率 $\geq 95\%$, $5\mu\text{m}$ 以上粉尘过滤效率 $\geq 99.9\%$, $5\mu\text{m}$ 液滴过滤效率 $\geq 99.9\%$ 的要求。

4 管材、管径优选

结合煤层气现场生产实际,考虑材料单价、吊运、施工难度、工期等因素,经对比,公称直径 $\text{DN} \leq 250\text{mm}$ 时采气管线采用规格为PE100 SDR11 PN 0.7MPa的燃气PE管,多用于集气支线当公称直径 $\text{DN} \geq 250\text{mm}$ 时推荐采气管线采用无缝钢管,管线设计压力1.6MPa,多用于集气干线。

5 结语

非常规天然气储量丰富,因其清洁特性被认为是常规能源的替代者,大力推动天然行业的快速发展是我国能源战略的必然趋势。随着产业不断扩大,煤层气集输过程中暴露的问题也逐渐增多,结合现场生产实际以发展的眼光对现有煤层气集输工艺优化改造释放气井产能对清洁能源高效开采具有重要意义。

参考文献:

- [1] 魏长吉.山西延川南煤层气田地面集输工艺实施[J].科学管理,2020,27(01):363+370.
- [2] 张廷廷.煤层气集输管网节点增压方案研究[D].西安:西安石油大学,2013.

作者简介:

李喆(1996-),男,汉族,山东东营人,本科,中石化华东油气分公司工程技术研究院,初级职称,研究方向是煤层气地面集输工艺。