

试论天然气集输工艺与处理措施

崔云龙 盛文奇 刘智 郭磊

(中国石油长庆油田分公司第五采气厂, 内蒙古 鄂尔多斯 017300)

摘要: 天然气集输过程应以实际需求为导向, 以安全高效的运输为导向。在工艺配置中, 必须充分考虑天然气输送过程中的各种指标, 进行压实和各种安全保障建立天然气长期输送机制。天然气集输过程应与当前天然气开采工艺完美匹配, 符合输送和能源利用指标并能准确计算天然气压力, 保证输送压力和输送需求之间的科学平衡。

关键词: 天然气; 集输工艺; 处理措施

0 前言

天然气集输过程可以有效地提高天然气的运输效率, 是目前较为完善的能源输送解决方案, 在实现天然气集输过程的过程中技术人员必须对过程本身进行论证, 以保证过程的各个环节都能得到有效的保护。在实际工作中, 建立更加科学有效的集装箱运输监控机制, 可以有效提高整体工作的安全性和可靠性, 确保运输过程的各个环节都能得到有效控制避免监控问题。

1 天然气集输工艺过程中的缺点

由于天然气集输过程完全合理, 符合气田开发的有关要求, 符合井网的实际配置。经过科学规划, 逐步提高系统的自动化水平和能力, 降低其安全风险保证集输质量和实用性。收集和运输过程应与销售相匹配, 以避免安全问题防止天然气泄漏。泵机组在实际运行中, 其实际工作条件和额定参数会有所不同, 当差异较大时会导致负荷转速较低, 泵机组无法在经济区内有效运行, 从而导致使用效率低下。其主要原因是发动机的工作功率大于实际工作条件远大于此, 泵的额定功率也与实际工作状态分离, 而由于发动机功率因数低远低于标准要求, 电网无功部分增大, 无功损耗增加了地面远距离输送系统的节能缺陷。天然气输送系统造成的节能缺陷的原因包括设备管道质量、预施工质量 and 后续运行管理等多种因素, 特别是泄漏点较多, 如配气站增压站、阀室、天然气处理装置等天然气泄漏损失严重。

2 天然气集输工艺

第一, 气体输送技术是首选由于井场与集气站距离较短, 多数为 3-5km, 采用气液混合技术的钻井过程简单, 施工投资比气液分离技术更经济, 操作简便

无人驾驶, 适用于沙漠环境的室内气田, 因此建议采气系统采用气液混合工艺。目前, 国内外凝析油田的收集和运输主要有两种方式, 即气液混合和分离对于地层能量较高的气田, 内部集气系统通常采用气液混合工艺, 以降低后续运行和管理成本但是对于碳酸盐气田来说, 在开发初期, 单井的布置压力产量、气液比等相关参数都不能完全确定, 必须对气液混合的适应性进行检验以获得类似的碳酸盐岩开发经验, 混合试验单元, 结果表明管道随着储层地形的变化而形成堵塞和气顶的现象, 导致储层容量较差, 操作压力较高特别是在运输量较小时, 容易冻结堵塞或固化, 基本上无法交付。因此, 后续开发建议采用气液分离工艺可行性研究阶段采用网络技术, 由于碳酸盐矿藏粘结性差、衰减速度快等特点。提出了集群井平台连续管网地面铺设技术, 即在同一井段钻探多口井, 将油气混合到集气站进行油气分离然后将气液输送到净化站进行脱水和天然气净化。考虑到单井碳酸盐岩快速衰减的特点, 从单井到集水站的管道铺设在地面上, 单井设备满载单井故障后, 设备和管道可转移到下一井继续使用, 提高管道和设备的再利用率使用节省了大量投资, 满足了碳酸盐岩开发的需要。

第二, 脱水工艺在现有设计流程中, 原料气通过分段流捕集器进行预分离, 然后进入气液分离器进行重新分离。根据先前研究的结果石蜡基团根据类似溶解的原理, 通过分段捕集器的管道流分流时溶解在液体冷凝器中。但是对于凝析油田来说原料气中的水含量为饱和水, 在没有温差的情况下气液分离器不能分离饱和水, 这是从气液分离器的液相流量模拟中保持为零, 而气液分离器现场的实际液位没有变化, 可以验证气液分离器没有达到分离饱和水的设计

效果。为彻底解决因进站温度超过设计范围而限制装置处理规模的问题，在原料气脱水脱水装置前应将饱和水含量降至设计值针对饱和水提前脱水的问题试图在空气冷却器后加入原始气体分离器，并进行了模拟计算。计算出更适应性的高压冷凝水脱水标准工艺，入口原料气首先通过塞分段捕集器分离。有效地去除冷凝水中的凝析油和蜡组分气相由空气冷却器冷却，然后从原料分配器中除去进一步分离和提取部分饱和水，然后再回收利用预冷装置与标杆节流冷却阀，低温分离器和最终冷却。空气冷却器增加原料分配器的转化后进一步模拟分析乙醇注入和能耗，脱水装置节流后的分离温度低于 -25°C ，随着分离温度的降低，能耗显著增加。由于注浆泵的流量限制脱水脱气装置的分离温度限制在 -22°C 以上。丙烷回收率也受到限制模拟大规模脱水脱碳装置的脱水脱碳过程，建立多级分离过程如在气田天然气处理厂安装脱水脱碳装置，进行两级分离过程和一级改性分离过程大大降低了乙醇再生能耗，同时有助于提高脱氢脱氢的冷却效果，降低阀门和低温分离器、脱氢装置的分离温度，从而增加液化气的产量。

第三，砂岩气田脱蜡技术在天然气处理过程中，低温分离工艺是一种广泛使用的处理工艺，其工艺原理主要是利用天然气的压力能量，通过节流膨胀或低温分离冷却得到满足氢气露点要求的气体产品。在低温分离过程中容易发生冻结和结垢，导致压力下降，并可能引起爆炸严重威胁生产安全和人民生命。目前冷冻主要由两个因素组成水合物的形成和蜡基分析可以防止水合物的形成，通常通过添加水合物抑制剂，只能通过加热或加热来解决盐化问题使蜡的清洗过程停止，加热和加热与低温分离过程相矛盾，因而不能满足正常的生产需要传统的石蜡净化工艺必须停止。即在乙二醇形成水分离化合物的情况下当阀门的开启效果不起作用时，低温分离器内部的压力不断下降以确定堵塞，必须停止石蜡净化作业例如在油气田，脱水脱碳装置必须停止一次5-7天，存在频繁的石蜡净化同时低温分离器长时间暴露在温度变化的影响下，容易引起压力下复合板的疲劳腐蚀，威胁到安全生产。因此研究天然分离确保蜡的清洗过程和蜡的溶解过程。低温分离器内压降增大定义为喷雾塞，必须停止石蜡净化。脱水脱气装置应工作5-7天，停止石蜡净化存在频繁的石蜡净化，而低温分离器长时间耐受温差的影响，容易引起复合板应力腐蚀疲劳危及安全

生产，根据天然气中蜡组分的分布规律，发现天然气中的重碳氢化合物具有跳跃分布，分离器的液相组分是按段分布的，很容易认为相溶原理相似，溶剂蜡并不断去除天然气中的蜡组分成为天然气分离的理想过程。

第四，鉴于目前装置脱碳的基本工艺没有发生重大变化为解决耐火问题，节省投资，方便生产管理同时使生产装置尽快正常运行，使用溶剂是解决耐火问题的最佳方案。利用软件模拟在原料气分离器前空冷器位置优先填充石蜡溶剂，设计出石蜡溶剂的溶解过程从而解决石蜡化问题。井流中含有天然气凝析油和水，从井口输送到净化站时，可能会出现冻结和堵塞，需要采取适当的工艺措施。从开发方案中提供的凝析油特性可机组凝析油凝结点在 $-30^{\circ}\text{C} \sim 2^{\circ}\text{C}$ 之间，中古 43°C 凝析油凝结点在 $-30^{\circ}\text{C} \sim 10^{\circ}\text{C}$ 之间，为了防止天然气水合物的形成一般有注入加热两种方案，注入乙醇由于井流中存在凝析油，其凝固点高于地热温度，采用乙醇注入方案不降低凝析油凝固点运输温度低于 10°C 时凝析油凝固在将酒精注入井口后，水合物抑制剂与油水混合使其难以回收。单井水产率高乙醇增压程序中的液体过多，乙二醇回收装置的规模大投资和运营成本高，建议采用加热方案防止气田西部形成水合物的措施，根据提供的物流部件，保持原料气输送温度高于 20°C ，确保输送过程中不形成水合物。考虑到组装站达到 40°C 后加工站的入口，最低温度为 21°C 不会形成水合物，建议在每口井口安装加热炉节流放压后提高原料气温度，各分管和分管干线同时进行绝缘，确保介质在运输过程中不形成水合物冷凝液不冻结。

3 处理措施

管道材料的选择，根据管道的合理选择不仅影响工程质量、使用寿命、施工投资，而且影响气田安全稳定生产的关键因素，目前管道材料的选择主要考虑内部腐蚀。根据材料本身的防腐机理，集热器材料的选择主要考虑主要和非主要的防腐保护。实质性的防腐保护主要在于材料本身不与腐蚀介质发生反应或反应很慢，质性的防腐蚀保护主要是使用耐腐蚀材料，金属材料基本上是各种耐腐蚀合金，具有高强度高硬度、高耐腐蚀性，适用于酸性和各种高氯离子，在环境条件下易受腐蚀，由于在表面的拉伸和腐蚀可以提高材料的耐腐蚀性，延长材料的使用寿命非金属材料主要有各种改性树脂。

玻璃塑料改性橡胶和各种四氟乙烯制品,目前广泛使用的非金属管道等。虽然非金属材料在对抗内外腐蚀方面具有独特的优势,但由于集热器压力大管径大,流速快介质中存在固体杂质,高压天然气集热器的应用受到严重限制主要用于将液体输送到油田。在气田中通常使用耐腐蚀的金属材料可选的防腐保护。主要是添加物质或介质改变材料表面状态防止或减缓腐蚀的方法之一。初始投资相对较低但后续操作管理较为复杂和昂贵。

目前我国采用非基础防腐措施,如涂料电镀、化学涂料、电化学防护使用缓蚀剂等。一般要根据管道输送的环境条件、工程地质条件施工条件、运行条件和经验,对于埋地管道,必须充分考虑缓蚀剂的有效性。

应确保缓蚀剂通过实验室测试并在现场确定所需的抗腐蚀效率以便可以控制腐蚀速度,以达到其预期目的如果抑制剂的保护作用,可以有效减少能源浪费增加能源消耗。针对天然气集输系统存在的问题,需要不断改进和完善。依靠自有热能和高温收集天然气弥补因天然气出口压力下降和体积增大而造成的温度下降,优化输送过程中的相关参数,使天然气温度高于水合物形成的临界温度,有效降低压力能量损失。减少事故的发生在集输过程中利用其他有利因素,如在单井集输过程中充分利用气井地层压力。通过生产低压排水提高单井进高压系统的油压达到降低能耗、减少污染物排放的目的可调节排放的蒸汽实施隔离措施,可有效避免管道堵塞。减少天然气排放节约能源对于长距离地面输送系统,为了确定管道内气体的最佳压力必须考虑所有因素,从而降低管道内输气的阻力。

天然气收集和运输中的防火和防爆问题一直是主要问题。火灾和爆炸的防治主要集中在轻质碳氢化合物上这些碳氢化合物极易燃烧,具有很高的爆炸效果。如果天气变化例如暴风雨,以避免集热器设备内部产生火花,接地电阻不能超过 10 欧姆,并进行防静电处理。

天然气集输现场不能有明火辅助设备在检测和压力试验过程,应充分控制管道内的氧含量以减少脱气的可能性。对于进入工作状态的天然气,如果在集热器设备的维护,需要进行焊接等高风险操作则必须严格按照既定的工作顺序进行。操作前应将集热器内的气体全部排出在管道内用高压水蒸汽冲洗,清洗后应

进行抽样检查,样品数量应与总覆盖范围相匹配并进行爆炸安全试验。焊接消防设备应与整个集热器现场隔离,设置盲板绝缘。在发生火灾时由于操作失误还可有效控制火灾危险的范围和程度绝缘盲板。一般为钢绝缘板应具有较高的耐火性,其实际厚度也应符合应用要求可经受一定时间的火焰燃烧和高压冲击。

4 后期研究展望

由于碳酸盐气田气藏的典型特性,以及生产现场出现的远距离气液混合困难,低压井无法进入集水系统,压力水位系统不匹配处理工艺不适应等问题。单井碳酸盐油气田的特点是井间分化强,单井产量回归快,油气性质复杂,生命周期短。

集输干线采用气液分离技术气液分离技术比气田多,集输半径大采用集群井场,连接单井,管道地面铺设和安装钻机,提高管道和设备的再利用率,节省大量投资满足碳酸盐岩开发需求。建立了中压收集系统,充分利用高压生产井的压力能量降低了低压增压器的功率,节省了工程投资,降低了运行成本更好地适应碳酸盐气田的压力,生产的快速衰减单井的生命周期短的特点。标准化设计安装设备,模块化施工协调地土开发总体规划。

气田开发模式变化适应碳酸盐油气田开发需求,后续进一步结合气田特点目前正在进行高温高压气田,以提高轻油和液化气的回收速度,深冷膨胀机在乙烷回收过程,工艺研究形成优质天然气资源辅助技术,以获得更大的经济效益适合开发碳酸盐气田优化碳酸盐气田地面布局。

5 结束语

油气收集运输和加工工艺地面技术形成,固定碳酸盐气田开发实践的创新型地面技术模式为后续开发提供了参考。制定更有针对性的天然气集输方案,有效控制天然气输送流量提高集输过程的整体安全性控制,实施集输方案的相关建设成本进一步提高天然气技术,实际应用过程中的工程价值。

参考文献:

- [1] 张明立. 天然气集输工艺研究现状和主要问题分析 [J]. 内蒙古石油化工, 2019, 45(07): 26-27.
- [2] 林娇. 国内天然气集输工艺技术研究现状 [J]. 石化技术, 2019, 26(03): 177.
- [3] 赵琴. 国内天然气集输工艺技术研究现状 [J]. 中国石油石化, 2017(12): 13-14.