

致密气田地面集输工艺优化及建议

王通通（森诺科技有限公司，山东 东营 257000）

摘要：以山西吕梁地区某致密气田为例，结合其开发生产特点结合目前该气田典型地面集输系统的现状分析其存在的问题，进而提出对致密气田地面集输工艺的优化思路和几点建议，希望能够对国内类似致密气田地面集输系统的前期规划和设计提供参考和借鉴。

关键词：致密气；地面工程；集输工艺；管线积液；增压工程；段塞流

中图分类号：TE866 **文献标识码：**A **文章编号：**1674-5167（2025）014-0124-03

Optimization and Suggestions for the Surface Gathering and Transportation Process of Tight Gas Fields

Wang Tongtong (Sennuo Technology Co., Ltd., Dongying Shandong 257000, China)

Abstract: Taking a tight gas field in Luliang area of Shanxi Province as an example, combining the characteristics of its development and production with the current situation of the typical surface gathering and transportation system of the gas field, the existing problems were analyzed, and then the optimization ideas and suggestions for the surface gathering and transportation process of the tight gas field were put forward, hoping to provide references for the preliminary planning and design of the surface gathering and transportation system of similar tight gas fields in China.

Key words: tight gas ground engineering gathering and transportation process Pipeline fluid accumulation Supercharging engineering slug flow

致密气全称为致密砂岩气。一般指赋存于孔隙度低（<10%）、渗透率低（<0.5mD 或 <0.1mD）砂岩储层中的天然气，一般含气饱和度低（<60%）、含水饱和度高（>40%）。与常规天然气藏相比，致密砂岩气藏具有低压、低产、低渗、低饱和度的“四低”特点，有效开发难度大^[1]。

目前我国已形成了鄂尔多斯盆地、四川盆地、塔里木盆地三大致密气产区，已成为增储上产的重要接替领域。本文以山西吕梁地区某致密气田为例，该气田位于鄂尔多斯盆地，所在地属黄土高原地貌，地形以残塬沟壑为主，地势起伏较大，地面集输管网建设条件差。

1 气田开发预测数据

开发预测数据是气田地面工程设计的重要基础数据，以下是该气田单井产量和压力预测数据（图1）。

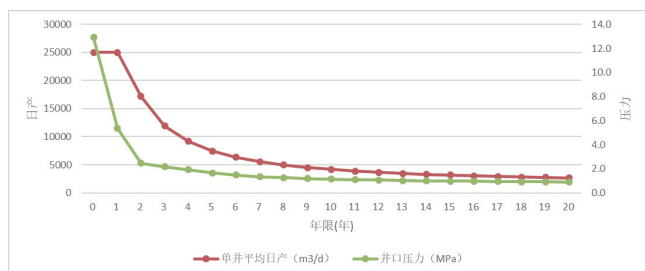


图1 单井平均日产及逐年压力预测曲线

根据开发预测，井口压力在投产第一年最高，达到 13MPa，第二年迅速衰减至 2.0MPa 以下，之后井

口压力基本维持在 1MPa 左右。单井平均日产第一年最高，在 25000 方 / 天，第二年到第三年产量迅速衰减至 10000 方 / 天，之后平均单井日产维持在 3000 方 / 天左右。气井产水量为每万方气 1 方水，含少量凝析油。

通过以上数据分析，该气田呈现压力、产量递减快、高含水的特点，致密气井压力及平均单井日产都具有前期衰减较快，集中在投产后的前两年，这也是典型的致密气井的压力和产量特性。

从目前该气田实际开发情况看，该气田产能分布很不均匀，在气田各区块内均先后发现甜点区，部署了多口高产井。高产井呈现井口初期压力高（部分井达 20MPa），产量及压力递减速度慢，产水少的特点，目前气田高产井均采用大井台丛式井模式开发。且高产井产量较初期预测配产相差数倍，投产初期单井产量达到 10 万方 / 天。产能的分布不均，也导致已建集输管网存在瓶颈短，从而影响产能的有效释放。

2 气田集输工艺现状

2.1 井场工艺

井场采用标准化建设，井口设置节流阀、计量橇。井口气经节流、计量后直接进入采气管网，经采气干线混输至集气站。

2.2 集气工艺

为充分利用初期井口压力，简化井场及集输工艺，采用中低压集气，井间串接，气液混输的集气工艺。

目前该气田采气半径约 10km ~ 12km, 井场间距约 2km。

2.3 集气站工艺

集气站负责接收所需井场采集气管线来气, 进站设置段塞流捕集分离器及分子筛脱水, 并预留集气站增压接口及场地。集气站按照 $90 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 标准化建站, 整体按照四级站进行设计, 配置消防供水系统。

2.4 增压站工艺

增压站负责接收区域内各集气站来气, 进站经过滤、增压及露点控制后外输至下游用户及外输气管网。

3 存在问题及分析

目前该气田地面工程已基本完成建设并投入使用, 根据现场实际生产情况, 从前端井场、集输管网到集气站各个环节进行问题梳理和分析, 以便对整个集输系统提出优化思路。

①气田内产量分配不均, 高产井单点集中上产。该气田在各开发区块陆续发现了多个甜点区, 且甜点区采用大井台丛式井开发导致产量集中, 高产井台投产致使用已建集输管网无法满足产量集输需求, 只能采取降产、关井及建设复线等方式满足高产期的生产需要。同时, 气田集输采取井间串接的方式, 由于高产井投产后接入已建采气支干线, 使其管网运行压力升高, 部分气井井口回压超过其井底流压, 气井无法正常生产。②部分气井出砂严重, 未设置除砂器。投产初期气井有出砂情况, 部分气井出砂量大且出砂持续时间长, 井场标准化建设时单井未考虑设置或预留除砂器, 导致井口管线磨损严重, 出现管线穿孔情况; 井口产气含砂导致计量橇内流量计频繁损坏, 失去计量功能; 砂进入下游干线管网, 不利于干线清管作业; 同时细小的砂粒随气液进入集气站内, 增加站内过滤设备的更换频次。③部分高产井生产井口压力高, 衰减慢。该气田部分高产气井井口压力接近 20MPa, 且压力及产量衰减较慢, 在井口标准化流程中未考虑预留加热装置接口, 井口长时间采用注水合物抑制剂的方式防止冻堵及水合物形成, 导致井口节流后进入地面管网系统的天然气温度过低, 部分气井节流后生产温度接近 -50°C , 已远低于常规碳钢管材允许工作的温度下限, 存在安全隐患。同时, 井口采用抑制剂方式虽解决了冻堵和水合物问题, 但大量节流后的低温天然气进入采气管网支干线导致站外管线运行温度偏低, 管道内天然气中原饱和状态的水和烃大量析出, 使得管网持液量增加, 加剧管道积液, 频繁引发大液量段塞, 影响管网和集气站的正常运行。④部分气井气量低, 产水量大。气田部分气井存在产气量低, 产水量大的情况, 使得气井无法连续生产, 现场采取气

井间开、泡排等采气措施, 提高了气井的生产时率, 但间开和泡排井作业后将大量井底液携带进入下游管网, 加剧管线的积液, 将会进一步提高井口的回压, 不利于气井连续生产。⑤气田开发区域地形起伏大, 集输半径长, 已建地面管网减少及清除管线积液的措施不完善。该气田位于山西吕梁山区, 属黄土高原地貌, 地形以残塬沟壑为主, 地势起伏较大, 沿线起伏最大处接近 300m, 气田采气半径较长, 约 10km ~ 12km。在大高差、长采气半径、湿气输送的条件下在低点积液严重, 形成液封, 频繁发生段塞流现象, 严重影响气井及下游管网、站场的正常生产; 同时, 在井口、采集气支干线管道的沿线均未设置或预留分液设施, 采气支线也未设置清管设施, 仅在采气干线的末端井场设置了清管器发送设施, 可实现干线清管的功能。⑥集气站进站段塞流捕集能力未充分考虑区块滚动开发以及产气含液量变化的情况, 导致实际生产存在捕集能力不足的问题。

4 集气工艺优化思路

根据以上对该气田集输系统存在问题的梳理及分析, 结合实际生产中对系统的优化效果, 对该致密气田整体集气工艺提出几点优化思路。

4.1 井场工艺优化

针对气井出砂严重的情况, 考虑在井场标准化流程中增设管道式除砂器管段, 同时井口计量橇内流量计前增设管道过滤器, 实现井口除砂及出砂情况的监控, 消除井口出砂对下游管网及设施的影响, 同时便于实际生产管理。针对部分气井压力高的问题, 在井场标准化流程中增设加热节流设施预留口, 便于生产加热, 保障节流后的温度满足下游管材及设备的安全生产需求。

4.2 集气工艺优化

采用湿气集输的工艺管网积液是必然存在的问题, 在集输管网中合理考虑延缓或减少积液的措施对气井正常生产以及产能释放有非常积极的意义。针对该气田管网积液的情况, 考虑以下几个优化建议: 第一, 从积液产生的源头考虑措施。对一些产水量大的气井以及采取泡排、间开的措施井, 在井口或井场设置临时分水等设施, 减少游离水进入下游管网, 可有效减少下游管网积液量, 提高管输效率。第二, 从干线管网中易形成积液的节点考虑措施。该气田集输管网采取井间串接的方式, 集输半径较长, 且山区地形起伏较大, 在穿越冲沟等低点时管道极易形成积液, 考虑在进入低点前的井场设置干线清管分水点, 一方面可有效减缓低点的积液速度, 另一方面可减小干线清管对气井的影响, 提高管输效率。第三, 从改善采

集气管网集输压力角度考虑优化措施。该气田整体集输工艺设计时,为充分利用井口压力,考虑采用中低压集气的工艺。前期尽量依托井口压力,后期考虑干线或集气站增压。在实际生产中,随着气井产量的衰减,已建管网内天然气流速降低,当低于临界携液流速时,管线积液将进一步加重。从管网生产压力角度,可根据实施的生产跟踪,适时开展干线或集气站增压措施,降低管网运行压力,提高气体流速,保障管道内天然气合理的携液,从而减缓管网积液。实施干线或集气站增压,同时可有效的降低井口的输压,对保障气井连续生产有非常积极的意义。第四,从集气工艺整体考虑优化措施。该气田集输半径长,井场间距大,管网建设条件差。从整体集输工艺优化的角度,可考虑在前期规划设计阶段,进行综合的技术经济对比,优化缩短集输半径,可有效改善管网积液、井口输压高等问题。可有效提高气井的生产时率,保障气井产能进一步释放。

4.3 集气站工艺优化

目前该气田集输系统普遍存在段塞流的现象,且由于开发、生产的调整以及气井含液量的变化等因素,集气站内已有段塞流捕集设备无法满足大液量段塞进站的处理要求,尤其是在干线清管作业过程中,段塞液量远超初期设计值。针对该问题,建议可考虑以下优化措施。

第一,由于采气干线较长,管网积液量大,可考虑干线结合分水点的建设实现干线的分段清管作业,减少一次进站液量;第二,在集气站内设置清管分离器,通过实际的生产数据进行干线的清管作业动态模拟,合理确定清管分离器的规格尺寸;第三,根据管网的动态模拟结果,合理确定段塞液量及段塞流捕集器的排液管径,对段塞流捕集的设计要结合生产和经验合理考虑设计余量,尽可能的满足生产过程中的不确定工况带来的不利影响。

5 几点建议

根据对该气田开发数据、生产现状及存在问题的综合分析,结合以上优化措施,对致密气田开发生产、地面工程建设等提出几点建议。

①气井出砂主要有两大方面的原因,一方面是压裂气井在生产过程中天然气将井底的少量压裂砂带出地面,进入集输管网;另一方面是地质条件,气井持续的开采引起地层的内部结构失稳,同时地层岩石的本身硬度和强度也是诱发地层出砂的重要原因^[2]。因此,彻底解决气井出砂问题的根源还在于压裂技术及地质的研究,建议相关部门重视气井出砂的问题,加深研究,协调地面和生产从根源上解决出砂问题。②

在实际生产中,气田滚动开发受环境、工农关系等外界因素影响大,滚动开发气井的实施进度在很大程度上存在一定的不确定性,同时对气田内发现的甜点区实施大井台集中开发和上产等开发调整措施,给集输管网产生一系列不利影响。因此,对滚动开发气田,开发-地面-生产要进行全过程的跟踪,形成地下-地上各部门之间良好的沟通机制,实现开发调整、地面工程规划设计及生产调整的联动。既要满足气田开发需求,又要保障生产任务,同时要兼顾地面工程建设的合理性。比如对气田内甜点区的开发,是否可以考虑分散布置,尽可能的让产能均衡分布在已建集输管网的沿线,可很好的改善管网的条件,提高管网的集输效率。③针对该气田集输系统存在的积液等棘手问题,可考虑多渠道引进新技术、新设备等,多种措施并举实现集输系统积液的治理。根据气田的开发生产特点,可联合科研及高等院校等有能力的机构开展专题研究及新设备研发,尝试开展现场试验,筛选合理的工艺、设备及技术,来高效应对山区湿气输送管网建设及生产过程中的卡脖子问题,形成专有的工艺路线,指导未来开发生产。

6 结束语

随着天然气消费的日益增长以及国家能源安全的需求,非常规油气资源收到了越来越广泛的关注,而在国家相关政策的鼓励下,作为非常规气田的致密气的开发进入了快速发展时期。我国致密气分布广泛,已在四川、鄂尔多斯、吐哈等多地实现了规模开发,预计2030年前后,我国致密气产量将达到1000亿方,成为支撑我国天然气工业快速稳定发展的重要资源^[3]。但是作为新兴的能源产业,致密气田在勘探、开发及地面集输工艺等技术方面还存在很多问题和挑战。但随着气田开发不断深化,科技和技术的不断更新和完善,新工艺、新设备等的不断研发和应用,将助力致密气的开发走向成熟,并最终实现我国能源开发战略目标^[4]。

参考文献:

- [1] 汪氏,李金发,叶建良.页岩气知识读本[M].北京:科学出版社,2012.
- [2] 陈丽荣,李琼,张芳,何文凤.气井出砂原因及如何预防生产过程中的出砂现场[J].油田管理,2018(03):220-220.
- [3] 王静,赵修太,白英睿,董林燕,陈龙.我国致密气开发技术现状及未来发展定位[J].精细石油化工进展,2013,14(6):45-46.
- [4] 夏飞.浅谈我国致密气开发技术现状及未来发展潜力[J].2017(09):176.