

连续油管排水采气工艺技术分析与应用

蒋军

工程技术增产作业公司，天津 300452

DOI:10.61369/ME.2024080006

摘要：连续油管排水采气技术是一种高效的气井增产措施，该技术主要是针对低压与低渗透气藏中气井的积液问题。该技术的运用，通过在原生产管柱内下入连续油管，用较小直径管柱提高气流的流通速率，来增加气井的携液能力，减少井筒积液延长气井的生产周期。研究显示，通过优化连续油管的直径、选择合适的下入深度、使用泡沫剂与气举等辅助手段，可以提升气井的产气量与经济效益。

关键词：连续油管；排水采气工艺；积液；产量

Analysis and Application of Continuous Tubing Drainage Gas Production Technology

Jiang Jun

Engineering Technology Production Increase Operation Company, Tianjin 300452

Abstract：Continuous tubing drainage gas production technology is an efficient measure for increasing gas well production. This technology is mainly aimed at the problem of liquid accumulation in gas wells in low-pressure and low-permeability gas reservoirs. The application of this technology increases the liquid carrying capacity of gas wells, reduces wellbore fluid accumulation, and prolongs the production cycle of gas wells by inserting continuous tubing into the original production string and increasing the flow rate of gas with a smaller diameter string. The research shows that gas production and economic benefits of gas wells can be improved by optimizing the diameter of coiled tubing, selecting proper running depth, using foam agent and gas lift and other auxiliary means.

Keywords：continuous tubing; drainage and gas production process; fluid accumulation; production

当采气开发进入中后期，气井普遍面临携液能力下降和井筒积液增加的问题，这严重影响到气井的正常生产以及气藏的开发效率。传统的排水方法在面对低压地产气井的时候，往往力不从心。因此连续油管排水技术诞生。这一项技术使用的创新之处在于技术十分灵活，能够适应不同的井况，通过最小化对气井进行进入性操作保持气藏压力等，同时通过连续油管的特殊作业能力来解决，如井下泵送、注入泡沫剂等。文章阐述该技术在施工中运用的优势，阐述传统开采方法的局限性，概述该技术的关键要点。

一、连续油管排水采气工艺技术运用优势

（一）提高携液能力减少停井时间

连续油管排水采气工艺技术的使用能够优化临界携液流速、缩短停井时间。在作业的过程中通过下入小直径连续油管（通常规格为 $\Phi 38.1\text{mm}$ 或 $\Phi 50.8\text{mm}$ ），主要为减少气流截面积提升井筒内的气体流速，能够有效降低临界携液流量。如 A 气田使用 $\Phi 38.1\text{mm}$ 连续油管后，气流速度提升 40% 以上，携液能力增强，油套压差减少了 1.82MPa，积液的排出效率得到了显著提高。针对下倾型页岩气井水平井（如涪陵页岩气田），连续油管下到水平段中部后，解决积液的堆积问题，让气井的连续携液气量降低

15%~30%，滑脱损失减少从而延长气井的稳产周期。使用该工艺后无需压井作业，连续油管可直接在原生产管柱内下入，避免压井液伤害储层或者是油管段落增加风险。在作业后，气井 24 小时内恢复生产，和传统的生产方式（更换管柱）相比，缩短停井时间 70%。同时还可以快速响应积液问题，如 GA2 井在运用后，自喷周期延长 3 倍以上，减少了因为积液所导致的非计划性停产。

（二）施工效率高、作业成本低、兼具环境与经济效益

连续油管作业机集成度高，施工时间仅需 24h 甚至更短，而且单次下管的深度能够达到数千米，适合在深井和水平井中运用。通过多功能一体化技术同步完成注泡沫剂、气举、酸化等作业，在 SD3 井中使用了“连续油管+泡排”的复合工艺，

单次的作业效率提升50%。在作业过程中具备显著的经济效益与社会效益，作业成本降低30%，因为该工艺的运用中不需要更换管柱，这在一定程度上减少设备租赁与人力的投入。比如在DND气田G井区中运用后，单井节省费用达到30万元。在A气田中运用达到了增产效益，气田日产量从 $0.286 \times 10^4 \text{m}^3$ 增至 $0.391 \times 10^4 \text{m}^3$ ，增幅达到37%，投资的回收期低于6个月。在工艺运用中环境友好性体现在减少压井液的使用，避免了化学剂污染地层的同时实现地下水资源的保护。在使用过程中能够结合CNG灌装气举工艺，排放量比常规的压缩机减少20%。

（三）精准控制作业深度与注入量

在作业过程中通过井下定位工具（如陀螺仪）以及地面控制软件，可以精确下管道水平段的目标位置，误差低于0.5米，这说明该工艺的精准控制与精准控制优势显著。在运用的过程中可以根据井口压力和温度传感器数据优化注氮的排量。如致密砂岩气井注氮量经过泡沫流热阻力模型修正之后，单井药剂用量能够减少25%，避免井底出现堵塞情况。在注入水气的时候，可实现注入量的精准匹配，比如在使用中根据水气比差异定制管径，若水气比 $< 1.5 \text{m}^3/10^4 \text{m}^3$ 时用 $\Phi 50.8 \text{mm}$ 管， $< 1 \text{m}^3/10^4 \text{m}^3$ 时用 $\Phi 38.1 \text{mm}$ 管，根据井况匹配管径，实现排量与气井产能之间的有效平衡。新时期智能化技术也进入到该领域内，主要体现在助剂智能化，通过TRIMP负荷模型和RPE量表监测疲劳阈值，再根据预警动态调整泡沫剂加注量实现稳产高产。

（四）融合创新技术使用不同的气井需求

该技术在运用过程中融合创新各项先进技术，如复合工艺“泡排+连续油管”能够在低产井注入液氮激活排采，增产效果能够提升40%。复合工艺中的“气举+连续油管”通过全通径井使用CNG灌装气举，能够每日排量提升3倍以上。常规井使用移动压缩机气举，更具效益与特性。目前使用的前沿技术有超声雾化技术——通过在页岩气井中雾化积液为微滴，携液率可提升60%，这适合运用在水平段积液；智能监控技术通过GPS定位和物联网传感器实时分析井筒的气液部分，预警积液的风险，比如HRV $< 70 \text{ms}$ 的时候自动调整参数进行控制。对于特殊井，可针对性制定对应施工方案，下倾型水平井在作业中，连续油管下深到水平段的最低端，配合节流器控制流量来解决积液的滞留问题。在致密砂岩气井当中，通过优化泡排介入时机，产量降至携液流量的时候启动辅助措施，从而延长气井的稳产期。

二、传统气井开采作业的局限与不足

（一）储层与地质因素的限制

传统自喷开采依赖地层压力，当压力下降到临界携液流速以下的时候，气流流速不足，井筒的积液加剧很容易导致气井停喷。比如XX盆地致密砂岩气井开发的中后期，60%的气井由于压力不足而需要人工举升，但由于常规机设备在渗透率 $< 1 \text{mD}$ 的储层中效率骤然下降30%。传统工艺的水侵控制能力相对薄弱，边底水活跃气藏中，水侵路径预测误差 $> 30\%$ ，过度排水易诱发水锥突进，封堵气孔从而形成死气区，采收率降低到40%~60%，

纯气驱气藏可能达到90%。传统工艺技术使用中监测技术是短板，由于缺乏实时水情动态监测技术，导致排水方案落后，不利于气井的生产^[1]。

（二）井筒流动与举升技术的瓶颈

携液能力不足是气田生产受限的主要原因，气液两相流在传统的工艺中，若油管管径为 $\Phi 73 \text{mm}$ ，产量 $< 5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 时，气体流速 $<$ 临界携液流速，液滴沉降形成段塞流，加剧了在井底积液压差的形成。这种情况比较典型的案例如CQ采气井，据资料显示30%的气井由于积液导致年产降低为20%，而且频繁停井，复产之后的产能恢复只能达到70%。传统工艺中举升工艺成本高，而且局限诸多。气举通常适用于气液比 $> 500 \text{m}^3/\text{m}^3$ 的气田，能耗高，同时能耗高（单井日耗电 $> 200 \text{kWh}$ ），压缩机故障率 $> 25\%$ ；若使用常规机抽低产液量 $< 50 \text{m}^3/\text{d}$ ，长时间使用下来抽油杆严重磨损，至少每半年内都要对设备进行维修检查。电潜泵适用于大排量气田中（ $> 100 \text{m}^3/\text{d}$ ），这种井下有高含硫特性（HS $> 5\%$ ），井中腐蚀速率 $> 0.5 \text{mm}/\text{年}$ ，局限非常多不利于气田生产提效。

（三）井下工具与装备的局限

井口与管柱的密封性失效十分严重，在 CO_2/HS 气井当中，闸阀阀门密封面因硫化物的存在产生应力腐蚀开裂的情况，寿命缩减为常规气井的三分之一，年泄露事故率 $> 10\%$ 。高温高压状态下传统作业的适应性非常差，如深井超过4500m的，井口装置在温度 $> 150^\circ\text{C}$ 、压力 $> 70 \text{MPa}$ 状态下作业，渗漏风险会大幅度增加。在复杂井况下，修井的难度增加，套管损伤等限制了作业的进行，如含硫的气田内，套管腐蚀速率达 $0.1 \sim 0.3 \text{mm}/\text{年}$ ，带压作业中管柱遇卡概率 $> 35\%$ ，打捞成功率低于50%。井下的排水采气工艺受到诸多工艺的制约，高矿化度地层水中，矿化度 $> 200 \text{g/L}$ 情况下起泡剂失效，当过量注入会导致井筒堵塞。柱塞气举状态维护成本增加30%。在作业过程中，带压作业风险较大，高压气井：压力 $> 35 \text{MPa}$ 的时候，管柱防喷系统容易失效，含硫环境下容易引发 H_2S 泄漏，导致安全管控成本增加，成本约占作业总费用的40%。气田的储层保护难度增加，压井液进入低渗储层后，液相锁闭伤害率达到35%，复产的周期达到3~6个月^[2]。

三、连续油管排水采气工艺技术应用

（一）携液能力的提升与稳产增效

连续油管排水采气工艺技术的应用中，尤其是在低压常规气藏中运用，可达到携液能力的提升，实现稳产增效目标。如A气井，在使用该工艺的基础上，对管径进行优化，在 $\Phi 73 \text{mm}$ 原管柱内下入 $\Phi 38.1 \text{mm}$ 连续油管，气流速度的提升达到40%，油套压差降低到1.82MPa，提升量达到37%。在气田中结合泡排剂注入，单井作业的效率能够提升50%，积液排出的周期大幅度缩短。在该技术当中，针对水平井段优化管径的选择，确保气流速 $>$ 临界携液流速（ $3 \sim 5 \text{m/s}$ ）。低压常规气藏中还可使用复合工艺，如连续油管+泡沫剂/气举来解决低产井的积液滞留问题。

（二）积液靶向清除

以LY-X井为例，可以在井下通过将连续油管下到水平段中

部,让携液气量降低到15%~30%,从而延长稳产的周期。在作业中通过实时监测,可降低陀螺仪的定位误差,再结合井温/压力传感器对参数进行动态调整。在气田内可以使用超声雾化技术,雾化井底的积液为微滴,携液效率能够提升60%,这适用于矿化度>200g/L的高盐地层中。同时低产井注液氮助排能提升40%的增产效果。

(三) 特殊结构井的适应性改造

对于油套不联通和传统泡排/气举无法进行的大位移水平井,使用Φ50.8mm连续油管作为独立生产通道,建立起循环通道进行生产,可保证气田的稳产率。在高含硫境内,通过使用抗硫合金连续油管(如825镍基合金),将腐蚀速率降低到<0.1mm/年,避免HS的泄漏风险。在TLM超深井中,使用多级气举阀连续油管作业^[3]。由此可见该技术可以针对气田情况进行改进与优化,让其适合不同的地质条件。

四、连续油管排水采气工艺技术应用优化途径

(一) 引入智能监测技术

连续油管排水采气工艺技术在当下的运用已经比较成熟,新时期可通过引进智能监测技术,实现对井下的实时预警以及动态调控。在井下部署光纤传感器与分布式声波传感技术,再结合华为油气智能系统来实时监测井筒内的气液变化。在井下自动预警积液的风险,在动态调整注氮排量。在井下作业中,连续油管底部集成温度与压力传感器,如陀螺仪定位误差<0.5m的时候,技术人员通过控制地面软件来修正携液流速模型,从而优化管径的选择。目前智能决策支持平台可以很好监测连续油管的作业过程,如通过TRIMP负荷模型与REP量表监测疲劳阈值,自动匹配泡排剂加注量来防止过量导致泡沫堵塞。目前也可在技术使用中加入数字孪生模拟系统,如构建“管柱-储层-设备”的一体化数字模型,再模拟不同工况下的积液动态情况,预判最佳的排水时机。

(二) 引进复合工艺进行生产

目前复合工艺在不同的气田场景内得到了运用,比如“连续油管+超声雾化”复合工艺在页岩气水平段积液中的运用,将积液雾化为微滴,携液效率提升60%。“连续油管+CNG气举”能够降低碳排放量和能耗成本,通常运用在全通径低压气井内。“连续油管+纳米泡排”工艺使用在高矿化度地层水中,通过生物降解型泡排剂替代化学剂,能够降低25%的药剂成本,在FL气田中

运用植物基起泡剂成功运用,降低了生产成本的同时保证了气田的生产。在该工艺的运用过程中连续油管能够根据井型的特殊性制定对应的方案,比如下倾型水平井内可以配合节流器来控制流量,降低滑脱损失^[4]。在超深含硫井内,运用多级气举阀+抗硫合金灌注来进行作业,从而保证作业的速度与效率。

(三) 研发新型材料

考虑到井下作业对设备性能等的高度要求,新时期应该积极研发耐蚀耐温和轻量化的材料,研发高性能管材运用于连续管作业中。如825镍基合金连续油管在含硫气田内作业可以延长寿命3倍,耐150℃高温陶瓷涂层的运用,能突破超深井>4500的瓶颈。非金属复合材料的使用也会在将来成为趋势,如碳纤维-PEEK复合管,以Magma Global的M管为例,该材质具备轻量化与抗腐蚀性能,适用于海洋养殖网箱及超深井的作业中,重量与普通的材质降低减轻40%,安装的成本降低50%。目前环保药剂创新也很关键,比如低成本纳米泡排剂,以植物基表面活性剂为例,该材料替代传统的化学剂能够降低对地层的污染^[5]。无水压裂配套材料的运用,通过连续油管输送纳米堵水剂,减少高氯根 $\text{Cl}^- > 10^5 \text{mg/L}$ 的存在,减少废水处理成本的投入。

(四) 进行全生命周期管理

在连续油管排水采气技术的使用过程中,引进全生命周期管理十分重要。在设计阶段通过BIM技术模拟管柱的受力,优化连续油管下入深度与悬挂方式,减少作业的成本。低碳工艺的集成也是设计阶段需关注的重点,如结合地热驱动来提升系统的效率,全生命周期碳排放和传统工艺相比可降低20%。运维阶段通过物联网平台来实时分析管道应力,预警井下管道腐蚀的风险,可以自动生成维修计划减少非计划停井率。在各项作业中经济效益追踪备受重视,通过建立起单井投入产出模型、动态评估投资回收周期,实现全过程的生产管理。

五、结束语

综上所述,连续油管排水采气技术在新时期十分重要,文章系统论述该技术在运用中的优势与特征,简述传统的气田作业的局限,讨论在连续油管作业中的控制措施。理论上连续油管排水采气技术的优化要围绕现代技术展开,尤其是以现代化智能技术等运用,只有同技术迭代与系统整合,才可以实现气田开发效益与可持续的双赢。

参考文献

- [1] 沈金才,郑瑞波.连续油管电缆超声雾化排水采气技术初探[J].江汉石油职工大学学报,2023,38(01):53-55+58.
- [2] 陈小刚,李晓玲,侯建伟,等.天然气开采中排水采气技术的应用研究[J].能源与节能,2023,(10):91-94+111.
- [3] 佟羽齐,常有青,邬东辉,等.连续油管气举阀工艺在克拉2气田的适应性分析[J].化学工程与装备,2023,(08):44-48.
- [4] 张洪涛.水平气井积液预测及旋流排水采气理论与方法研究[D].东北石油大学,2023.
- [5] 宋岩.低压低产气井排水采气工艺[J].化学工程与装备,2023,(10):106-108.