

涪陵页岩气田多井型气举参数精细调控与开发效益评价

高 宏 (中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采油气工程技术服务中心, 湖北 潜江 433124)

严 莉 (中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂, 湖北 利川 445400)

摘要: 为解决涪陵页岩气田多井型气举作业成本过高和效率低下难题, 研究采用全因子试验结合方差分析方法, 确定注气速率与射孔孔径为关键控制参数, 构建相应回归预测模型和层次化评价体系。构建“监测-分析-决策-实施-反馈”闭环动态调控机制, 实现作业参数实时优化调整。应用效果显示该技术显著提高气举作业效率, 大幅降低注气消耗从而中等产量气井经济效益明显提升, 使投资回收期显著缩短, 此研究为页岩气田经济高效开发提供重要技术支撑。

关键词: 页岩气田; 气举工艺; 参数优化; 动态调控; 成本效益

中图分类号: TE37 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2026) 007-0055-03

Fine control of multi-well gas lift parameters and evaluation of development benefit in Fuling shale gas field

Gao Hong (China Petrochemical Co., Ltd. Jiangnan Oilfield Branch Oil and Gas Engineering Technology Service Center, Qianjiang Hubei 433124, China)

Yan Li (No.1 Gas Production Plant of Jiangnan Oilfield Branch of China Petrochemical Company, Lichuan Hubei 445400, China)

Abstract: To solve the problems of high cost and low efficiency of multi-well gas lift operation in Fuling shale gas field, the full factor combined with variance analysis method was used to determine that the gas injection rate and shot hole diameter were the key control parameters, and the corresponding regression prediction model and hierarchical evaluation system were. It is a closed-loop dynamic regulation mechanism that builds a “monitoring-analysis-decision-making-implementation-feedback” to realize the real-time optimization adjustment of operation parameters. The application results show that the technology has significantly improved the efficiency of gas lift operation, greatly reduced the gas injection consumption, thus the economic benefit of medium- gas wells has been significantly improved, and the payback period of investment has been significantly shortened. This study provides an important technical support for the economic and efficient development of shale gas.

Keywords: Shale gas field; Gas lift technology; Parameter optimization; Dynamic regulation; Cost-benefit

涪陵页岩气田是国内首个实现商业化开采的页岩气田, 在持续开发进程中井筒积液现象日益突出, 严重阻碍了气井的稳产工作。气举工艺作为排水采气的核心手段, 却普遍存在参数设置粗放的情况, 还存在能量利用效率不高与经济成本偏高等问题。因为各类井型的积液规律有着明显区别, 所以以往采用统一参数的方式无法满足复杂多变的井况需求, 导致举升效率不理想甚至造成资源浪费。鉴于这样的状况, 本研究结合涪陵气田的实际生产状况, 深入探讨气举参数的优化策略及其经济效益评估, 目的是为类似气田的高效开发提供参考依据。

1 多井型气举流动机理与调控需求分析

1.1 气液两相流动规律与参数敏感性

涪陵页岩气田井筒积液问题受井型结构、钻井深度和井斜角度等多种因素综合影响, 使流体流动状态变化过程变得比较复杂, 垂直井里气体和液体相对流

速较大, 容易形成对液体携带排出有利的环状雾流状态, 水平井中液体容易积聚在管道低洼部位, 形成增加流体流动阻力的间歇性段塞流态。Turner 理论模型建立了临界携液流速的数学计算关:

$$u_{cr} = 3.1 \left[\frac{\sigma g (\rho_l \cdot \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{0.25} \quad (1)$$

式中:

u_{cr} 为临界携液流速, m/s;

σ 为表面张力, N/m;

g 为重力加速度, 9.8 m/s^2 ;

ρ_l 、 ρ_g 分别为液相和气相密度, kg/m^3 。

全因子实验的结果明确显示注气流速与射孔孔径是影响效果的关键参数, 它们方差分析的 F 值分别达到 625.19 和 453.48, 显著高于分布方式的 0.04, 当新钻井地层压力处于 17.77MPa 时, 需要 19.5MPa 的注气压力才能够实现有效举升, 间歇生产井尽管启动压

力相对较低但举升效果会逐渐减弱,对于压裂返排井而言,当液柱高度达到 1792m 的时候,必须采用大流量注气并结合泡沫排水剂^[1]。如图 1 所示,当注气流速小于 5m/s 时举升效率会显著下降,超过 10m/s 后气体窜流损失会加剧,最佳工作范围应当控制在 5-10m/s 之间。

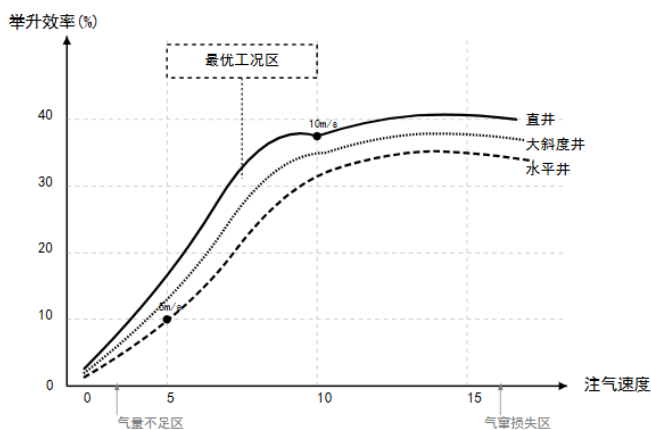


图 1 气举系统效率与压力梯度关系

1.2 气举成本构成与调控优化需求

气举作业的开支主要是由固定投资(设备购置、井口改造、管网铺设)和可变支出(注气介质、运维、电力、人工)构成。以某平台的同步回转设备作为例子,其初始投资达到 280 万元,能够同时支持 6 口井进行生产,某井累计注入气体达到 4832m³,却没能成功举升液体,这导致直接经济损失超过 1.5 万元,反映出关键参数配置不合理造成了资源浪费。调控优化的必要性源自三个层面的矛盾,在技术层面存在启动压力与设备承压能力、排量需求与能量利用效率之间的冲突,在经济层面需要平衡较高投入与效益最大化之间的博弈,在管理层面面临复杂工艺流程与操作便捷性之间的张力。

涪陵工区的实际运行数据表明,投资额每降低 10% 内部收益率可提高 1.7%,气举效率从 23.4% 提升至 27.9%,在实现注气量节约 20% 的同时构建起成本限制条件下多参数协同优化的技术体系,这成为当前亟待解决的关键课题。

2 成本约束下的气举参数精细调控方法

2.1 多井型参数优化实验设计与测试

采用全因子试验方法来分析三个因素对携液效果的作用,这三个因素分别是炮眼直径(等径 11mm 与变径 11-21-31mm)、分布形式(竖直排布与螺旋排布)以及注气速率(1m/s 和 10m/s)。实验测量了 Y=26m、16m、6m 三个截面的出液量(R1、R2、R3),结果显示变径高速方案在 26m 位置出液量达到

32.97L/s,相比等径低速方案的 1.81L/s 提高了约 17 倍,对自起泡剂性能进行评估表明其密度介于 1.95~2.03g/cm³,临界胶束浓度为 1200mg/L,在 1% 浓度下持液率为 6.56% 且泡沫高度可达液柱高度的 1.2 倍。在 XS5-1HF 井中实施复合工艺后累计天然气增产达到 56.35 万 m³,排液效率提升超过 30%^[2]。

2.2 主控参数识别与协同调控模型

在运用层次分析法来构建综合评价体系的时候,涉及到的指标包含技术类指标(其中产气量权重为 0.25、产水量权重为 0.15)、经济类指标(成本权重是 0.25、周期权重为 0.15、投资回收期权重为 0.10)以及管理类指标(灵活性权重为 0.05、流程复杂度权重为 0.03、管理难度权重为 0.02)。方差分析的结果表明,注气速度的 F 值处于 387.52 至 887.19 这个区间之内,炮眼直径的 F 值范围是 28.68 至 453.48,而两者交互作用的 F 值在 38.52 到 276.52 之间,携液能力的回归预测模型为 $R_2=10.7+6.11A+8.5C+4.77A \times C$,其拟合优度 R^2 达到了 0.9973,这显示出该模型具有较强的预测能力。由于炮眼布置方式对结果的影响比较小,所以在工程实践中有必要优先保证施工的便捷性,把核心技术与资源集中起来用于优化注气速度与炮眼直径之间的协调配合^[3]。

2.3 成本-产量平衡的动态调控策略

如图 2 所示,构建“监测-分析-决策-执行-反馈”全流程闭环管理机制。在数据采集这个环节系统按每分钟一次的频率实时获取油压套压以及产气产水量等关键参数,分析环节运用温压耦合模型通过迭代计算求解各项物性参数,决策环节核心是设定以提升气举效率作为目标的函数。

$$\eta = \frac{[(P_t \cdot 9.8\rho_w H)Q_l]}{(P_g Q_g)} \quad (2)$$

式中:

η 为气举效率, %;

P_t 为井口压力, MPa;

ρ_w 为水密度, kg/m³;

H 为举升高度, m;

Q_l 为产液量, m³/d;

P_g 为注气压力, MPa;

Q_g 为注气量, m³/d^[4]。

某平台投入使用之后,注气速度从原先固定的 8m/s 调整成 5.5 至 7.5m/s 可变速范围,运行效率从原来的 23.4% 提升到了 27.9%,同时注气量节省了 18% 并且成本降低了 12%。当油压从 5.16MPa 下降至 4.2MPa 的时候,系统能够自动增压 1.5MPa,在 72h 内让产量回升到每天 25000m³ 以上。

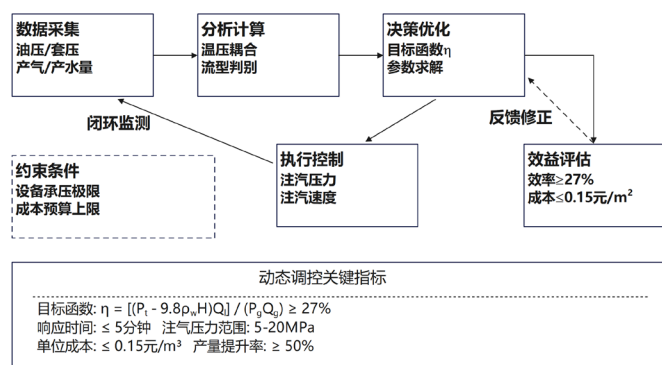


图2 气举参数优化与成本效益动态调控逻辑框架图

3 现场应用与成本效益综合评估

3.1 分井型精细调控方案设计

不同的井筒积液状况会决定气举参数的个性化配置方案。新钻井液面深度达到了1792m且地层压力为17.77MPa，需要注入19.5MPa高压气体开展反举作业且持续4至6h，间歇生产井套压维持在10.8至15.3MPa区间，完成反举工艺之后要转换为正举模式，压裂返排液井因流体粘度高达50MPa·s，必须添加泡排剂把界面张力降低到35mN/m并配合8至12m/s注气速度，针对水淹井应采用低压加载策略且初始压力设定为地层压力的1.1至1.2倍。在完井设计方面直井采用单点等径11mm射孔方案且注气速度控制在5至7m/s，水平井采用多点变径（11-21-31mm）结构且射孔间距呈递减布置（9-6-4m），注气速度需提升到7至10m/s，对于最大井斜达91.36°的大斜度井，在1079m、1090m和1097m深度设置11mm射孔点，通过将注气速度从8m/s优化到6.5m/s使气举效率从19.8%显著提升至26.3%。

3.2 涪陵气田现场实施与动态优化

涪陵焦石坝区块总共完成气举施工达到127口且涵盖三种核心井型。通过代表性井实际应用以及智能调控体系搭建，充分检验参数优化策略可行性之余显著降低因技术革新产生费用（如表1所示）。

现场实践实实在在地展示出该技术体系综合效能，通过多层合采井以及水平井的实例应用，有力证实复合工艺和变径炮眼技术组合有效性，不仅让产量得到显著提高而且延长了稳定生产周期。构建的参数与产量对应数据库可为不同井况方案选择提供参考依据，同时利用油压与套压比值这一临界指标能够精确把控最佳作业时机，智能调控体系的引入大幅减少了人工操作次数使系统响应效率提高约七倍，确保气举作业持续可靠运行。技术革新带来的成本降低为经济效益提供有力支撑让整体成本降低近30%，为该技术应用广泛铺平道路^[5]。

4 结语

本研究针对涪陵页岩气田多样化气举工艺提出基于方差分析主控参数识别新方法，确定注气速度与炮眼直径协同优化方案并搭建闭环动态调控系统。现场实测显示，气举效率提高至27.9%且中产井达到基准收益率实现盈利，该成果适用于3500m以内页岩气井但超深井及复杂地质条件适用性需进一步验证。未来应加强多井协同优化算法研究丰富不同地质条件参数数据库结合人工智能技术实现自适应调控，助力页岩气田向智能化与低成本方向迈进。

参考文献：

- [1] 王浩儒, 鲁光亮, 黄芷源, 等. 高效自起泡-气举复合排水采气工艺研究及实践[J]. 钻采工艺, 2025, 48(06): 98-105.
- [2] 黄霖, 何宇, 何天宝, 等. 深层页岩气水平井连续气举工艺优选方法[J]. 石化技术, 2025, 32(11): 362-364.
- [3] 张晟源, 汪洋, 徐艳霞, 等. 致密气排水采气工艺优选模型构建及经济评价方法研究[J]. 天然气技术与经济, 2024, 18(04): 80-86.
- [4] 赵俊杰. 基于炮眼方式的半闭式管柱气举参数优化研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2024.
- [5] 高维治. 海上气举井智能诊断分析与井组气举优化研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2024.

表1 涪陵气田现场应用关键指标优化前后对比

评价项目	优化前	优化后	变化幅度
XS5-1HF井累计增产($\times 10^4 \text{m}^3$)	0	56.35	新增 56.35
XS5-1HF井投入产出比	-	1 : 62	成本 1.8 万 / 产值 112 万
CX618-1井产气量(Nm^3/d)	8000	28014	↑ 250%
CX618-1井稳产周期(天)	45	180	↑ 300%
人工调参频次	12次/天	2次/周	↓ 98.8%
调控响应时间	2h	15min	↓ 87.5%
单井钻完井投资(万元)	8000	6400	↓ 20%
完全成本(元/ m^3)	1.555	1.093	↓ 29.7%

注：数据时间跨度2014-2016年，XS5-1HF井为多层合采井，CX618-1井为水平井。