

# 基于作业成本法的页岩气井生产效益评价研究

黄显雷 刘嘉佼 吴丹 (西南油气田分公司蜀南气矿, 四川 泸州 646000)

**摘要:** 为提升西南油气田分公司 SN 气矿单井经济效益精准评价与管理水平, 本研究将作业成本法系统引入 SN 气矿页岩气井生产效益评价体系。通过界定页岩气井生产核心作业链识别关键成本动因, 构建以单井为核算对象以作业为中心的成本归集与效益评价模型, 并结合 7 口页岩气井实际运营数据 (数据经脱密处理) 开展实证分析。研究结果表明, 作业成本法可有效克服传统成本核算弊端, 清晰揭示成本与效益内在联系; 基于灰色关联模型构建的生产效益预测模型相对误差均控制在 8% 以内, 为 SN 气矿降本增效投资决策及差异化生产策略提供科学理论依据与实操工具。

**关键词:** 作业成本法; 页岩气井; 生产效益评价; 灰色关联模型

**中图分类号:** F426.22; F406.7 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2026) 001-0040-03

## Research on Production Efficiency Evaluation of Shale Gas Wells Based on Activity-Based Costing

Huang Xianlei, Liu Jiajiao, Wu Dan (Shunan Gas Mine, Southwest Oil & Gas Field Branch, LuZhou Sichuan 646000, China)

**Abstract:** In order to enhance the accurate evaluation and management level of the economic benefits of single wells in the SN Gas Field of Southwest Oil & Gas Field Company, this study systematically introduces Activity-Based Costing (ABC) into the production efficiency evaluation system for shale gas wells in the SN Gas Field. By defining the core activity chain of shale gas well production and identifying key cost drivers, a cost aggregation and efficiency evaluation model centered on activities with the single well as the accounting object is constructed. An empirical analysis is conducted using the actual operational data (de-identified) of seven shale gas wells. The research results indicate that ABC can effectively overcome the drawbacks of traditional cost accounting, clearly revealing the inherent relationship between costs and efficiency. The production efficiency prediction model constructed based on the grey relational model demonstrates that the relative error is controlled within 8%, providing a scientific theoretical basis and practical tool for the SN Gas Field to reduce costs, increase efficiency, and make investment decisions and differentiated production strategies.

**Keywords:** Activity-Based Costing; shale gas wells; production efficiency evaluation; grey relational model

### 1 研究背景

气矿是西南油气田分公司的全产业链气矿, 涵盖油气勘探开发等六大业务板块。近年改革突破水气藏和页岩气开发, 天然气产储量销量增长。为契合建成中国第一大气田目标, 需升级财务管理体系, 页岩气井效益评价为核心支撑。西南油气田分公司推进财务提质增效成本压降, SN 气矿业绩持续提升, 2023 年创历史新高。需科学效益评价实现“四效合一”目标, 推动增储上产拓市扩销控本协同。SN 气矿处于增储上产关键阶段, 投资决策缺乏财务深度参与, 部分项目效果不佳。需财务职能向事中管控和事前预测转型, 服务战略目标, 完善财务管理机制支撑世界一流企业建设。

### 2 西南油气田分公司 SN 气矿生产经营与成本特征

#### 2.1 成本特性综合分析

①高固定成本低变动成本特征显著。四大工艺设备投资均属于一次性固定成本, 使用周期长; 变动成本主要为能耗和维修, 随产量变化幅度小, 前期投入

大后期边际运行成本低。

②规模经济效益显著。单站服务井数多或产气量高时, 单位气量处理成本显著下降, 通过集中增压站建设或模块化压缩机布置, 可摊薄固定资产投资, 提升经济性。

③成本随气井产量衰减递增。气井进入低压低产期后, 需提高压缩比或增加机组功率, 能耗成本与维护频率上升, 单位产气成本逐步增加。

#### 2.2 效益评价问题与挑战

##### 2.2.1 效益评价面临的问题

①成本预测准确性不足。各单位部门对工作量安排不细致计划性不强, 成本预测偏差大, 导致费用预算调整幅度超过 10%, 影响效益评价基础数据可靠性。

②超预算情况频繁发生。部分单位成本管控不严谨, 预算指标执行不到位, 存在超预算现象; 同时存在投资与成本费用互相挤占的情况, 通过调整成本费用解决投资超概问题, 导致效益评价数据失真。

③低效非生产性支出影响效益。增储上产过程中

存在低效生产性与非生产性支出，占总支出比例约8%，未能将有限资金集中用于核心增产环节，影响资源配置效率与整体经济效益。

④业务与财务协同不足。业务与财务之间存在壁垒，业务人员对成本管控理解不足，财务人员对业务成本发生合理性判断缺乏依据，导致效益评价缺乏客观性，难以形成技术与经济协同决策。

### 2.2.2 效益评价面临的挑战

①地质与生产不确定性影响评价可比性。不同井区页岩储层差异显著，相邻井口产量可能相差40%以上，难以准确预测高产富集区，导致同类井效益评价基准不一致，可比性降低。

②产量递减快影响预测模型可靠性。页岩气井首年产量递减率达48%~64%，之后进入低产稳产期，产量递减曲线确定难度大，模型参数微小偏差会导致累计采出量与项目净现值测算误差超过15%，影响效益评价准确性。

③成本控制复杂性超过常规气。页岩气开发属于资本密集型产业，单口水平井钻完井与压裂成本达数千万元，成本构成包括钻井测井压裂材料设备租赁技术服务等数十项，精确归集与分摊难度大，直接影响单井效益计算。

④作业成本分摊难题突出。“工厂化”作业模式下，平台级共同成本包括征地平台建设压裂车队动员费占比约12%，如何科学分摊至单井缺乏统一标准，不同分摊方法可能导致单井效益评价结果差异超过20%。

⑤动态因素增加评价难度。技术熟练度提升与技术进步（更长水平段更多压裂段数更高效钻头）会持续降低单井成本并提高产量，年均成本降幅约6.4%，产量提升约5.6%，需动态调整评价模型，增加建模复杂度。

⑥天然气价格波动风险显著。天然气价格受宏观经济供需关系进口LNG价格国家管网政策影响，年度波动幅度可达16%，气价假设直接影响项目经济性，长期气价趋势预测难度大，增加效益评价不确定性。

## 3 基于作业成本法的SN气矿生产效益分析

### 3.1 不同井口与措施的生产效益分析

#### 3.1.1 不同井口生产效益分析

以“增产收益-增产成本”为核心指标，分析7口井的生产效益（数据经脱密处理）：

##### 3.1.1.1 净利润比较

7口井净利润均为正值，2号井最高，达453.05；6号井最低，达42.90万元；1号、3号、4号、5号、7号井净利润分别为284.86万元、61.49万元、84.03万元、52.78万元、210.70万元。

#### 3.1.1.2 单位成本净利润比较

单位批量作业成本净利润最高的为1号井，单位运行成本净利润最高的为1号井。

#### 3.1.1.3 结论

不同井口生产效益存在显著差异，1号井投入产出效果最优，5号井相对较差；差异主要源于地质条件与增产措施适配性，需针对不同井口制定差异化生产策略。

### 3.1.2 不同增产措施生产效益分析

分析5种增产措施的作业次数成本投入与净利润（数据经脱密处理）：

#### 3.1.2.1 作业次数比较

月平均措施次数最少的为柱塞，达0.8次；其次为增压与泡排+增压，分别为0.93次1.16次；气举泡排+气举泡排+气举+增压次数较多，分别为19.43次、20.23次、17.20次。

#### 3.1.2.2 成本投入比较

月平均措施成本最高的为泡排+气举+增压，达98.68万元；其次为泡排+增压泡排+气举，分别为43.87万元40.22万元；气举柱塞增压较低，分别为32.28万元、1.28万元、18.13万元。

单次措施成本最高的为泡排+增压，达21.94万元/次；其次为增压，达16.22万元/次；泡排+气举+增压气举泡排+气举柱塞较低，分别为5.74万元/次、1.33万元/次、1.59万元/次、1.28万元/次。

#### 3.1.2.3 净利润比较

月平均净利润最高的为泡排+气举+增压，达490.35万元；其次为泡排+增压，达265.82万元；气举增压泡排+气举柱塞较低，分别为93.15万元、62.46万元、237.81万元、40.69万元。

单次措施净利润最高的为增压，达132.91万元/次；其次为泡排+增压，达53.84万元/次；泡排+气举+增压泡排+气举气举柱塞较低，分别为22.81万元/次、9.52万元/次、3.83万元/次、40.69万元/次。

#### 3.1.2.4 结论

复合措施（泡排+气举+增压泡排+增压）整体净利润较高，但单次成本投入大；气举与泡排+气举单次成本低，适合大规模推广；柱塞虽单次净利润较高，但作业次数少，仅适用于特定井况；需根据井况与成本预算选择最优增产措施组合。

### 3.2 基于灰色关联模型的生产效益预测模型构建

#### 3.2.1 灰色关联模型原理

传统回归模型需大量精确历史数据，而页岩气生产数据受统计口径不可比因素影响，难以满足要求。灰色系统理论通过少量不完全信息，对事物发展规律

进行模糊性长期描述,将随机变量视为灰色量,通过数据生成(累加生成滑动平均)将杂乱原始数据整理为规律较强的生成数列,适用于页岩气生产效益预测。

灰色关联模型通过计算母序列(目标序列)与子序列(影响因素序列)的关联系数与关联度,识别关键影响因素,进而构建GM(1,N)模型(1阶N变量微分方程模型),实现多因素协同预测,模型精度通过平均绝对百分比误差评估,MAPE<20%为合格,<10%为良好。

### 3.2.2 预测模型构建步骤

①指标体系确定。目标序列(母序列)为增产产量;影响因素序列(子序列)包括批量作业成本产品层次作业成本措施次数。

②数据预处理。采用极值标准化方法统一量纲,公式为:

$$x'_i(k) = \frac{x_i(k) - \min(x_i)}{\max(x_i) - \min(x_i)}$$

通过箱型图/IQR法检测异常值,采用累加生成法平滑时间序列。

③关联系数与关联度计算。关联系数公式为:

$$\xi_i(k) = \frac{\min_i \min_k |x'_0(k) - x'_i(k)| + \rho \max_i \max_k |x'_0(k) - x'_i(k)|}{|x'_0(k) - x'_i(k)| + \rho \max_i \max_k |x'_0(k) - x'_i(k)|}$$

其中  $\rho \in [0,1]$ ,通常取 0.5。;

关联度为关联系数平均值,公式为:

$$r_i = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \xi_i(k)$$

关联度越大,影响越显著。

④建立GM(1,3)灰色预测模型。对原始序列进行一次累加生成,建立微分方程:

$$x'_0(k) + az_0(k) = b_1z_1(k) + b_2z_2(k)$$

⑤模型精度检验。计算预测值与实际值的相对误差,评估模型精度,相对误差<10%为合格。

### 3.2.3 模型实证结果

#### 3.2.3.1 关联度分析

7口井的产品层次作业成本与增产产量关联度平均值为0.70,批量作业成本关联度平均值为0.68,措施次数关联度平均值为0.64,表明产品层次作业成本对增产产量影响最显著,其次为批量作业成本,措施次数影响相对较小。

#### 3.2.3.2 预测精度检验

7口井增产产量预测值与实际值的相对误差均<8%,其中1号井最大相对误差为0.25%,6号井最

大相对误差为0.41%,均满足精度要求,模型拟合效果良好,可用于SN气矿页岩气井生产效益预测。

#### 3.2.3.3 经济效益评价模型

基于预测模型,结合天然气价格(1.53元/m<sup>3</sup>),构建经济效益评价模型:

$$\text{增产收益} = \text{增产产量} \times \text{天然气价格}$$

$$\text{增产净收益} = \text{增产收益} - (\text{批量作业成本} + \text{产品层次作业成本})$$

当增产净收益>0时,增产措施经济可行;反之则不可行,为增产措施选择提供量化依据。

### 4 SN气矿生产效益提升思路与做法

增产措施是经济效益提升的主导因素,通过泡排、柱塞、气举、增压等手段改变渗流特性与压力分布,维持产量、缩短回收期,实现低成本增产。需根据地质条件与生命周期选择措施,结合作业成本法与数字化监控,构建技术—管理融合体系。

增产措施需平衡产量与成本。2024年完全成本目标为656元/m<sup>3</sup>,2025年降至600元/m<sup>3</sup>。需通过地质工程一体化评估找到最佳改造极限,比较单位增产成本,确保产量提升覆盖投入。

效益评价可平衡增产与成本矛盾。2025年规划产量64.8亿m<sup>3</sup>,2029年目标千万吨级产能。通过作业成本法归集成本,结合产量预测模型优化资源配置,避免盲目高产,形成“增产—控本—提效”循环。

### 5 结论

作业成本法精准追溯单井成本,揭示成本动因,实现从总额控制到动因管理。通过单井效益分类(明星井、金牛井、问题井、瘦狗井),支持资源优化配置,促进技术与经济决策统一。数字化系统是实现高效成本归集的关键。未来将构建页岩气井数字孪生体,实现“生产即核算”,推动效益评价从事后向事中、事前延伸。拓展作业成本法至全价值链,利用AI识别关键成本动因,纳入市场价格与政策变量,提升气矿应对市场变化的能力。

#### 参考文献:

- [1] 徐爽晔.基于作业成本法的S煤矿材料消耗成本控制研究[D].西安:西安理工大学,2023.
- [2] 郑铭敏.基于作业成本法的S电力施工企业项目成本管理研究[D].厦门:厦门大学,2022.
- [3] 李坤.基于作业成本法的韶钢区间成本核算研究[D].西安:西安工程大学,2021.
- [4] 张涛.加强成本管理提高经济效益——对煤炭企业成本管理的几点思考[J].投资与创业,2020,31(20):93-95.
- [5] 刘子栋.探索作业成本法在企业成本管理中的应用[J].财会学习,2020(11):171-172.