

深部煤层气开发与压裂技术应用经济效益研究

侯晓明 (山西宁武大运华盛南沟煤业有限公司, 山西 忻州 036700)

摘要: 深部煤层气作为我国非常规天然气的重要接替资源, 其开发前景广阔但经济性评价体系尚不成熟。压裂技术是解锁深部煤层气产能的关键手段, 然而高温高压地层条件带来的施工难度与成本攀升对项目经济效益构成显著制约。本文从深部煤层气开发的经济特性出发, 系统分析资源禀赋、成本结构对开发效益的影响机制, 围绕压裂技术参数优化、施工效率提升、资源综合利用三条路径探讨经济性改善方案, 并在全生命周期成本测算的基础上引入净现值与内部收益率模型, 结合敏感性分析与区域差异化策略, 为深部煤层气项目的投资决策提供量化参考依据。

关键词: 深部煤层气; 压裂技术; 经济效益; 全生命周期成本; 敏感性分析

中图分类号: F426.2 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2026) 011-0059-03

Economic Benefits of Deep Coalbed Methane Development and Fracturing Technology Application

Hou Xiaoming (Shanxi Ningwu Dayun Huasheng Nanguo Coal Industry Co., Ltd., Xinzhou Shanxi 036700, China)

Abstract: Deep coalbed methane, as a crucial unconventional natural gas resource in China, holds vast development prospects but lacks a mature economic evaluation system. Fracturing technology serves as a key method to unlock its production capacity, yet the operational challenges and rising costs under high-temperature, high-pressure formation conditions significantly constrain project profitability. This study begins with the economic characteristics of deep coalbed methane development, systematically analyzing the impact mechanisms of resource endowment and cost structure on development efficiency. It explores economic improvement solutions along three pathways: fracturing parameter optimization, operational efficiency enhancement, and comprehensive resource utilization. Based on lifecycle cost calculations, the study introduces net present value and internal rate of return models, incorporating sensitivity analysis and regional differentiation strategies to provide quantitative references for investment decision-making in deep coalbed methane projects.

Keywords: deep coalbed methane; fracturing technology; economic benefits; life cycle cost; Sensitivity analysis

我国煤层气资源总量位居世界前列, 但开发重心长期集中于中浅层(埋深1500m以内), 深部煤层气(埋深超过1500m)的勘探开发尚处于起步阶段。随着中浅层优质区块逐步进入产量递减期, 向深部煤层拓展已成为保障国家天然气供应安全的战略选择。深部煤层气储量规模可观, 据初步估算, 埋深1500-3000m区间的煤层气地质资源量超过20万亿 m^3 , 占全国煤层气总资源量的半数以上。在气价波动频繁、补贴政策调整的市场背景下, 如何科学评估深部煤层气项目的经济效益、优化压裂技术的经济性, 成为产业界亟需回答的现实问题。

1 深部煤层气开发经济特性分析

1.1 资源禀赋与开发难度

深部煤层气储层在地质特征上与中浅层存在本质差异, 这些差异直接决定了开发的技术路线与经济门槛。埋深超过1500m后, 储层温度通常在45℃以上, 部分区块甚至超过80℃, 地层压力梯度明显升高, 原始储层压力可达20-35MPa。高压条件虽有利于气体吸附量的增加——深部煤层的含气量往往高于浅层,

单位体积资源丰度具有优势——但同时也意味着钻井、完井、压裂各环节面临更为苛刻的工程要求^[1]。渗透率方面, 深部煤层受强压实作用影响, 基质渗透率普遍低于0.1md, 天然裂缝在高围压下趋于闭合, 储层的自然产气能力极为有限, 必须依赖大规模压裂改造才能建立有效的渗流通道。高温高压环境对井筒完整性提出严格要求, 套管设计需承受更大的外挤与内压载荷, 井下工具的耐高温耐压等级也须相应提升, 任何环节的失误都可能引发井控风险, 导致工程报废与经济损失。正是资源禀赋的“高丰度”与开发条件的“高难度”并存, 使得深部煤层气项目的经济评价必须充分考虑技术风险溢价。

1.2 开发成本结构分解

深部煤层气单井开发成本的构成可以分解为三大板块, 每个板块在总投资中的占比因区块地质条件不同而有所波动。第一板块是钻井与压裂的直接施工成本, 通常占单井总投资的60%至70%, 其中钻井费用随井深近似线性增长, 而压裂费用则受施工规模、液体用量、支撑剂类型等因素影响呈现更大的弹性

空间——同一区内，不同压裂方案的成本差距可达30%以上。第二板块是设备折旧与运维费用，深部开发对钻机、压裂泵组、井下监测仪器的性能要求更高，设备购置或租赁费用显著高于浅层项目，且深井作业周期长、设备磨损快，维修保养支出不容忽视。第三板块是环境治理与安全投入，包括压裂返排液的无害化处理、井场生态恢复、应急预案与安全培训等，虽然在总成本中所占比例相对较小（通常不超过10%），但随着环保法规日趋严格，该板块的支出呈逐年上升趋势。清晰地掌握成本结构是开展经济效益分析的前提，也是寻找降本空间的起点。

2 压裂技术经济性优化路径

2.1 技术参数与成本关联性

压裂液体系的选择对施工成本的影响往往被低估。深部高温储层中，常规瓜胶压裂液的耐温性能受限，需要额外添加高温稳定剂，配液成本随之上升；滑溜水压裂液虽然单方成本较低，但其携砂能力弱，在深部高闭合应力条件下难以有效支撑裂缝，可能导致产量不达预期，间接拉低投资回报^[2]。近年来发展的耐高温清洁压裂液在破胶性能与储层保护方面表现出优势，虽然材料单价高于传统体系，但因其对储层伤害小、返排效率高，综合经济性反而更优。压裂液体系的选型需要在材料成本、施工效率、产能贡献三者之间寻找最优解，而非单纯追求最低材料支出。

水平井段长度是影响深部煤层气单井产量的核心参数之一，但并非越长越好。水平段延伸意味着钻井进尺增加、套管用量增长、摩阻升高导致泵注压力加大，施工风险也随井段加长而累积。当水平段超过一定阈值后，远端压裂段的改造效果会因压力损失而显著衰减，增产贡献递减而成本仍线性增长，边际效益逐步为负。国内鄂尔多斯盆地部分先导试验井的数据表明，水平段长度在800-1200m区间时，单位进尺产气量与钻完井成本的比值达到峰值，超过1500m后经济性明显下降。合理确定水平段长度需要结合储层展布范围、地应力方向、压裂段数等因素综合优化。

多级压裂技术是深部煤层气增产的主流方案，而暂堵转向压裂作为近年来兴起的新工艺，在经济效益方面展现出差异化优势。传统多级压裂依靠桥塞分隔各段独立施工，段数越多则桥塞及配套工具费用越高，施工周期也相应拉长。暂堵转向压裂利用暂堵球或暂堵颗粒封堵已压裂缝，迫使后续液体开启新裂缝，在减少桥塞用量的同时实现缝网复杂度的提升。从已有矿场实践来看，暂堵转向工艺的单段施工成本较常规桥塞分段降低约15%至20%，且裂缝扩展方向更为多元，有利于沟通更大范围的含气区域。但暂堵转向的工艺窗口相对狭

窄，对暂堵剂粒径匹配、泵注排量控制的要求较高，若参数失当可能导致转向失败，反而增加无效成本。

2.2 施工效率提升策略

智能压裂装备的引入正在改变深部煤层气施工的效率格局。连续油管压裂技术省去了反复起下钻杆的步骤，施工连续性强，单井作业周期可缩短20%至30%，对深井尤为显著——钻杆起下次数减少意味着井控风险降低、设备磨损放缓，综合成本节省效果可观。智能完井系统在井下安装可远程操控的滑套或流量控制装置，使运营阶段各层段的产出贡献可以被独立监测与调节，避免高产层段对低产层段的干扰，延长了单井经济寿命，提升了采收率。装备智能化带来的效率红利在多井同步开发的规模化项目中尤为突出，设备调度与人力资源的利用率大幅提高。

数字化监控技术为压裂施工的动态调整提供数据支撑。井下微地震监测可以实时追踪裂缝扩展的方位与长度，地面压力-流量曲线的智能分析算法能够在施工过程中识别异常信号（如近井筒堵塞、裂缝穿层等），操作人员据此即时修正泵注参数，将低效甚至无效施工时段降至最低^[3]。相较于传统“先施工、后评估”模式，数字化监控下实时优化使每一方压裂液、每一吨支撑剂的效用得到更充分发挥，单位投入的产气贡献随之提升。监控数据的积累还可以反哺后续井的设计优化，形成“施工—数据—改进”的闭环迭代。

2.3 资源综合利用增值

深部煤层气开发过程中往往伴生其他可利用资源，合理开发能够拓宽收入来源、分摊固定成本。部分深部煤系地层中煤层气与页岩气共存于相邻层段，采用同一口水平井分层压裂同时开采两种气源，可以在钻井成本几乎不增加的前提下显著提高单井气产量，“煤层气-页岩气”合采模式在沁水盆地深部试验中已初步验证了其技术可行性。此外，煤层中富集的锗、镓等稀缺元素虽然目前尚处于伴生开发的早期探索阶段，但随着关键矿产供应链安全受到重视，其潜在经济价值不容忽视。

压裂返排液的资源化处理是降低环保支出、创造附加价值的另一条路径。深部压裂作业的返排液量大、矿化度高，若直接外运处置则费用高昂。采用膜分离、蒸发结晶等工艺对返排液进行分级处理，回收的清水可循环配制压裂液，减少新鲜水用量；结晶析出的无机盐经检测达标后可作为工业原料外售。国内部分油田服务企业已在现场部署撬装式返排液处理装置，实现了70%以上的水回用率，单井液体处理费用下降约40%。将环保支出转化为资源收益，是提升深部煤层气项目整体经济效益的重要思路。

3 经济效益综合评估模型

3.1 成本效益分析框架

全生命周期成本测算 (LifeCycleCost, LCC) 为深部煤层气项目提供了系统化的经济分析视角, 其核心在于将勘探、钻完井、压裂、采气、废弃封井各阶段的支纳入统一的时间框架进行折现累加, 避免因忽略某一阶段的隐性成本而高估项目盈利能力。LCC 模型的输出结果可以与单井累计产气量相结合, 计算单位气量的全周期成本, 从而与市场气价直接对标, 快速判断项目的盈亏临界点。在 LCC 的基础上, 净现值 (NPV) 与内部收益率 (IRR) 模型进一步将项目的收入端纳入评价。NPV 的基本表达式为:

$$NPV = \sum [(R_t - C_t) / (1+r)^t] - I_0$$

式中, R_t 为第 t 年的销售收入, C_t 为第 t 年的运营成本, r 为折现率, I_0 为初始投资, 求和范围覆盖项目全生产周期。当 NPV 大于零时, 项目在设定折现率下具备投资价值; IRR 则是使 NPV 恰好为零时的折现率, 反映了项目自身的资金回报水平。对于深部煤层气项目, 由于单井初期产量爬坡较慢、投资回收期较长, 折现率的选取对 NPV 结果影响极为敏感, 通常建议采用 8% 至 12% 的行业基准折现率进行计算, 并辅以多情景对比。

3.2 敏感性分析与风险量化

气价波动是影响深部煤层气项目经济效益的首要外部变量。以国内某深部煤层气先导试验区的数据为参照, 当管道天然气门站价格在每立方米 1.5 至 2.5 元区间波动时, 单井 NPV 的变化幅度超过 60%, 气价每下降 0.1 元, 项目投资回收期延长约 1.2 年。投资成本的敏感性同样突出, 钻完井费用若因地质意外增加 20%, 项目 IRR 可能从 12% 降至 7% 以下, 逼近甚至跌破行业最低可接受收益率。敏感性分析的结果为投资决策划定了“安全边界”, 即在哪些参数范围内项目仍能保持盈利。

风险对冲策略有助于平抑关键变量波动对项目收益的冲击。在气价风险方面, 开发企业可以利用天然气期货或远期合约锁定未来一定时期内的销售价格, 将价格下行风险转移至金融市场; 部分企业还采用“照付不议”长期供气协议, 以让渡部分价格上涨收益为代价换取稳定的现金流预期^[4]。在工程风险方面, 针对深井钻遇复杂地质的不确定性, 可以投保钻井工程一切险, 将超预算支出的部分损失转移给保险公司。多元化的风险管理工具组合能够降低项目整体的收益波动率, 提升投资者对深部煤层气板块的信心。

3.3 区域差异化开发策略

我国深部煤层气资源分布广泛, 但不同盆地、不

同区块的地质条件差异显著, “一刀切”的开发模式难以保证经济性。鄂尔多斯盆地东缘深部煤层构造相对简单、煤体结构保存较好, 适合采用水平井分段压裂的规模化开发方案, 单井投资虽高但产量回报稳定; 沁水盆地南部深部区块断裂发育、煤层厚度变化大, 更适合先以直井或定向井进行试采评价, 待摸清储层非均质性后再决定是否升级为水平井开发, 避免盲目投入。技术方案必须因地制宜, 地质认识的深度决定了经济决策的精度。

政策导向与市场需求的变化同样影响区域开发策略的选择。国家对煤层气开发实施的财政补贴标准 (目前为 0.2 元 / m^3) 是许多深部项目跨越盈亏线的关键推力, 补贴政策若出现调整, 部分边际区块的开发计划将需要重新评估。在市场端, 冬季调峰用气需求旺盛的北方地区, 深部煤层气项目可以获得季节性溢价, 提升全年平均售气价格; 而南方地区管网覆盖不足的区块则面临气源外输困难, 就地消纳能力成为制约开发经济性的瓶颈。将政策红利、市场结构、地质条件三者叠加分析, 才能为每一个具体区块量身定制最具经济效益的开发路径^[5]。

4 结束语

深部煤层气开发正处于技术攻关与商业化探索的关键窗口期, 压裂技术的经济性优化是撬动整个产业链提质增效的核心杠杆。从材料选型、施工参数精细化调控到资源综合利用, 每一个环节的降本增效都将直接传导至项目的投资回报指标。在全生命周期经济评估框架的指导下, 结合敏感性分析识别关键风险变量, 因地制宜制定差异化开发策略, 深部煤层气产业有望在技术进步与市场培育的双重驱动下逐步迈向规模化盈利, 为我国能源结构转型贡献重要的非常规气源增量。

参考文献:

- [1] 热合曼·克依木. 深部煤层气压裂技术与应用 [J]. 中文科技期刊数据库 (文摘版) 工程技术, 2024(02).
- [2] 徐凤银, 闫霞, 李曙光, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部 (层) 煤层气勘探开发理论技术难点与对策 [J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(1): 16.
- [3] 陈忠辉. 深部煤层气井压裂工艺研究及应用 [J]. 石化技术, 2024, 31(6): 257-259.
- [4] 李树国, 唱永磊, 汪大林, 等. 深层煤层气开发压裂返排液处理工艺技术研究 [J]. 给水排水, 2025, 51(2): 87-91.
- [5] 黄中伟, 李国富, 杨睿月, 李根生. 我国煤层气开发技术现状与发展趋势 [J]. 煤炭学报, 2022, 47(9): 3212-3238.