



深部煤层气勘探开发项目经济评价及投资决策流程

代由进 徐凤银 王峰 马鹏飞 杨贇 云箭 许洁 孙潇逸 程珊 李宇新

引用本文:

代由进, 徐凤银, 王峰, 等. 深部煤层气勘探开发项目经济评价及投资决策流程[J]. 煤炭科学技术, 2025, 53(3): 47–59.
DAI Youjin, XU Fengyin, WANG Feng. Economic evaluation and investment decision-making process of deep coalbed methane exploration and development projects[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 47–59.

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.12438/cst.2025-0028>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

煤与煤层气资源开发全过程阶段划分及其开发效果评价

Stage division and development effect evaluation of whole process of coal and coalbed methane resources development
煤炭科学技术. 2023, 51(3): 137–147 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2021-0677>

煤层气开发井网密度和井距优化研究

Study on well pattern density and well spacing of coalbed methane development: taking Hanchengbei Block as an example
煤炭科学技术. 2023, 51(3): 148–157 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-0477>

大倾角地质耦合条件下煤层气开发效果与地质评价

Coalbed methane development effect and geological evaluation under large inclination angle geological coupling condition
煤炭科学技术. 2020, 48(8): 191–199 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/102b5679-12c2-43f2-bff0-0b0505e98480>

基于层次分析灰色定权聚类的煤层气开发甜点预测方法

A prediction method for coalbed methane development sweet spots based on hierarchical analysis and grey fixed-weight clustering: taking Shizhuangbei block as an example
煤炭科学技术. 2024, 52(5): 166–175 <https://doi.org/10.12438/cst.2023-0708>

沁水盆地深部煤层气开发井完井技术进展

Progress in completion technology of deep coalbed methane development wells in Qinshui Basin
煤炭科学技术. 2025, 53(2): 252–262 <https://doi.org/10.12438/cst.2024-0202>

鄂尔多斯盆地深部煤层气差异富集的地质控制

Geological control of differential enrichment of deep coalbed methane in the Ordos Basin
煤炭科学技术. 2025, 53(1): 203–215 <https://doi.org/10.12438/cst.2024-1144>



关注微信公众号, 获得更多资讯信息



移动扫码阅读

代由进, 徐凤银, 王 峰, 等. 深部煤层气勘探开发项目经济评价及投资决策流程[J]. 煤炭科学技术, 2025, 53(3): 47–59.

DAI Youjin, XU Fengyin, WANG Feng, *et al.* Economic evaluation and investment decision-making process of deep coalbed methane exploration and development projects[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 47–59.

深部煤层气勘探开发项目经济评价及投资决策流程

代由进¹, 徐凤银^{2,3,4}, 王 峰^{1,4}, 马鹏飞⁵, 杨 赞⁴, 云 箭⁶, 许 洁⁷, 孙潇逸⁴, 程 珊¹, 李宇新⁴

(1. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028; 2. 成都理工大学 能源学院(页岩气现代产业学院), 四川 成都 610059; 3. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川 成都 610059; 4. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095;
5. 中国石油冀东油田公司, 河北 唐山 063000; 6. 中国石油集团安全环保技术研究院有限公司, 北京 102206;
7. 中国石油西南油气田安全环保与技术监督研究院, 四川 成都 610059)

摘 要: 深部煤层气是近年来勘探开发进展迅速且前景极为广阔的一种优质天然气资源, 高效开发深部煤层气对于中国成功实现能源转型发展和助力“双碳”目标具有重要战略及现实意义。勘探开发项目经济性的科学合理评价及项目投资决策是实现深部煤层气效益开发中的 2 个重要而紧迫的难题。结合深部煤层气勘探开发项目及经济评价特点, 构建了基于折现现金流方法的评价方法与指标, 并将该方法应用于鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块典型模拟开发项目 A。结果表明: 该方法具有较强的可操作性, 可满足深部煤层气项目投资决策需要; 在当前技术经济条件下, 鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块开发模拟项目 A 具有较好的经济效益, 具备技术经济可行性。通过单因素敏感性分析表明, 价格、产量、投资及成本是影响项目经济性的关键因素; 通过双因素、三因素及四因素不同组合情景下的压力测试分析结果表明, 项目 A 具有较强的多因素抗风险能力; 聚焦价格及产量 2 个重点风险因素, 通过典型情景分析结果表明, 灵活的市场价格政策、适度的差异化财政补贴政策、加强基础理论创新、加强工程技术创新对于应对项目重点风险至关重要, 是现阶段我国深部煤层气全面快速发展不可或缺的支撑要素。同时, 结合近年深部煤层气开发实践, 借鉴北美及国内页岩气勘探开发经验, 将深部煤层气勘探开发程序划分为选区评价、勘探评价、先导试验和开发生产 4 个阶段, 明确了各阶段主要任务及目标、决策点、对应项目及经济评价方法及项目决策流程, 为规范化、高效实施深部煤层气勘探开发项目并积极推动我国深部煤层气产业高质量发展提供有力借鉴。

关键词: 深部煤层气; 勘探开发; 经济评价; 净现值; 风险分析; 项目阶段; 投资决策流程

中图分类号: TE37;P618.13 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-2336(2025)03-0047-13

Economic evaluation and investment decision-making process of deep coalbed methane exploration and development projects

DAI Youjin¹, XU Fengyin^{2,3,4}, WANG Feng^{1,4}, MA Pengfei⁵, YANG Yun⁴, YUN Jian⁶,
XU Jie⁷, SUN Xiaoyi⁴, CHENG Shan¹, LI Yuxin⁴

(1. PetroChina Coalbed Methane Co., Ltd., Beijing 100028, China; 2. College of Energy (College of Modern Shale Gas Industry), Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China; 3. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China; 4. China United Coalbed Methane National Engineering Research Center, Beijing 100095, China; 5. Petrochina Jidong Oilfield Company, Tangshan 063000, China; 6. CNPC Research Institute of Safety and Environment Technology Co., Ltd., Beijing 102206, China; 7. Safety, Environment and Technology Supervision Research Institute of PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu 610059, China)

Abstract: Deep coalbed methane is a high-quality natural gas resource that has seen rapid exploration and development progress in recent

收稿日期: 2025-01-06 策划编辑: 常 琛 责任编辑: 黄小雨 DOI: 10.12438/cst.2025-0028

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(4227020403)

作者简介: 代由进(1984—), 男, 湖北咸宁人, 高级经济师, 博士。E-mail: daiyoujin@qq.com

通讯作者: 徐凤银(1964—), 男, 陕西佳县人, 教授, 博士。E-mail: xufy518@sina.com.cn

years and holds an extremely promising future. The efficient development of deep coalbed methane has significant strategic and practical importance for China to successfully achieve energy transformation and development and support the “dual carbon” goals. The scientific and reasonable economic evaluation of exploration and development projects and investment decision-making are two crucial and urgent challenges in achieving the efficient development of deep coalbed methane. In light of the characteristics of deep coalbed methane resource development and economic evaluation, an evaluation method and indicators based on the discounted cash flow method are constructed and applied to the typical simulated development project A in Daning-Jixian block on the eastern margin of the Ordos Basin. The research results show that: This method is highly operational and can meet the investment decision-making needs of deep coalbed methane projects. Under the current technical and economic conditions, the simulated development project A in the Daning-Jixian block on the eastern margin of the Ordos Basin has good economic benefits and is technically and economically feasible. The single-factor sensitivity analysis indicates that price, output, investment and cost are the key factors influencing the economic viability of the project. The stress test analysis results under different combinations of two, three and four factors show that Project A has a strong multi-factor risk resistance capacity. Focusing on the two key risk factors of price and output, the typical scenario analysis results indicate that flexible market price policies, moderate differentiated fiscal subsidy policies, strengthening basic theoretical innovation and engineering technological innovation are crucial for addressing the key risks of the project and are indispensable supporting elements for the comprehensive and rapid development of deep coalbed methane in China at the present stage. At the same time, based on the practical experience of deep coalbed methane development in recent years and drawing on the exploration and development experience of shale gas in North America and China, the exploration and development process of deep coalbed methane is divided into four stages: area selection and evaluation, exploration evaluation, pilot test and development. The main tasks and goals, decision points, corresponding projects, economic evaluation methods and project decision-making processes of each stage are clearly defined. This provides a strong reference for the standardized and efficient implementation of deep coalbed methane exploration and development projects and the promotion of high-quality development of China's deep coalbed methane industry.

Key words: deep coalbed methane; exploration and development; economic evaluation; net present value; risk analysis; project stages; investment decision-making process

0 引 言

深部煤层气一般是指埋藏深度大于 1 500 m 煤储层或煤夹矸中赋存的以甲烷为主的天然气^[1]。自从鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县深部煤层气取得“颠覆性”重大突破以来,针对深部煤层气勘探开发理论研究成果层出不穷。徐凤银等^[2-3]针对深部煤储层埋藏深、渗透率低、应力环境复杂等开发难题,总结鄂东缘大宁—吉县深部煤层气区块近 5 a 勘探开发取得成果,明确了资源富集条件、有效改造体积、水平段长、良好储盖组合条件是气井高产关键因素,并在“人造气藏”开发理论指导下建立了地质—工程一体化背景下的深部煤层气高效开发技术体系。熊先钺等^[4]、聂志宏等^[5]以鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块为例,提出决定深部煤层气开发效果的关键要素并对这些关键要素在深部煤层气开发中的耦合控制机理进行了剖析。秦勇等^[6]、闫霞等^[7]、申建^[8]初步揭示了煤层气成藏“深度效应”,提出了不同于浅层开发机理“排水诱导解吸”,深部煤层气是“产气诱导解吸”,认为深层煤层的致密性是制约深部资源能否开采出来的最关键因素,预测了我国主要盆地深部煤层气资源量。巢海燕等^[9]揭示了压裂干扰作用机理及关键影响因素。由于深部煤层气

在多个方面与中浅层煤层气表现不同,具有“高含气、高饱和、高游离”特征、“原生结构煤优势和特低渗透劣势”等特点,需要大规模压裂改造才能获得高产量^[10],不少学者称之为“深层煤岩气”或“煤岩气”^[11-12]。作为煤炭资源大国,我国煤层气资源丰富,在各大含油气盆地均有分布,且高煤阶、中煤阶、低煤阶煤层气资源结构完整。据自然资源部 2022 年统计数据,我国埋深 2 000 m 以浅的煤层气地质资源量约为 30.05 万亿 m^3 ,初步评估 2 000 m 以深的煤层气地质资源量为 40.71 万亿 m^3 ^[8]。近年来,我们深部煤层气资源开发展现出了良好的发展势头和广阔的发展前景,预计将成为我国天然气增储上产主力和重要战略接替资源。国外煤层气开发取得规模化商业成功的主要国家是美国加拿大和澳大利亚,但开发领域主要集中在中浅层煤层气,针对深部煤层气勘探开发项目经济评价方法的公开研究成果较少。国内针对常规石油天然气及浅层煤层气资源及开发项目的经济评价方法研究较多,但由于深部煤层气勘探开发经济评价研究尚处于起步阶段,针对深部煤层气开发生产特征及投入产出规律的项目经济方法与模型较少。总体而言,国内外结合深部煤层气开发生产特征及投入产出规律,且满足勘探开发项目投资决策需求的经济评价方法与模型研究成果及应用案

例较少。准确评价深部煤层气勘探开发项目的经济性、科学实施项目投资决策对于规避项目投资风险、提升勘探开发项目效益、优化企业资源配置、合理制定产业支持政策、促进产业高质量发展具有十分重要的意义,也是推动深部煤层气资源规模高效开发亟需研究的重要课题。

1 中国深部煤层气勘探开发进展

开发利用深部煤层气具有保障国家能源安全、增加优质天然气能源供应、减少二氧化碳等温室气体排放、助力实现“双碳”目标等多重效益,其规模效益开发具有重要战略价值及现实意义。党的二十大提出,“要加大油气资源勘探开发和增储上产力度”。近年来,国家部委及相关油气企业与各方面共同努力,推动煤层气产业发展取得重要进展和突破。

“十四五”以来,我国煤层气探明储量年均增长 2 200 亿 m^3 ,产量年均增长 14.3 亿 m^3 ,产业发展势头强劲,2022—2023 年在鄂尔多斯盆地发现神府、大吉、纳林河 3 个千亿立方米大气田,截至 2023 年底,煤层气储量大幅增加,新增储量约 3 200 亿 m^3 ,其中深部煤层气增储占比约 77%^[13]。2023 年,我国煤层气产量达到 117.7 亿 m^3 ,比上年增长 20%,深部煤层气占比超 15%,成为天然气储量、产量的新增长点^[14]。2024 年,我国煤层气产量达到 138 亿 m^3 ^[15]。据预计,2025 年中国深部煤层气产量 170 亿 m^3 。到 2035 年,全国有望探明深部煤层气地质储量 5 万亿 m^3 ,实现年产量规模 400 亿~500 亿 m^3 ^[16]。从长远来看,中国煤层气产业将逐步实现年产 1 000 亿 m^3 的产业战略^[17]。

1)《能源法》出台实施助力深部煤层气高质量发展。《能源法》已于 2025 年 1 月 1 日起正式施行,它是我国能源领域基础性、统领性的重要法律,其强调要提升能源供给能力,保障能源安全、稳定、可靠、有效供给,它对于推动能源高质量发展、保障国家能源安全具有深远影响。其中第二十九条明确提出,国家采取多种措施,加大石油、天然气资源勘探开发力度,增强石油、天然气国内供应保障能力,鼓励规模化开发致密油气、页岩油、页岩气、煤层气等非常规油气资源。

2)国家部委不断完善配套政策并推动示范项目建设。中央财政持续安排专项补贴资金支持煤层气等非常规天然气开发利用。持续实施增值税先征后返、所得税优惠税率等优惠政策。自然资源部进一步完善矿权管理,支持煤层气与其他矿产资源兼探

兼采。国家能源局为充分发挥技术示范引领带动作用,提升煤层气开发利用的资源、安全、生态多重效益,组织开展了煤层气勘探开发示范项目申报和评选工作,将中国石油鄂东大宁—吉县深部煤层气勘探开发等 4 个项目纳入首批深部煤层气勘探开发示范项目,并要求有关单位要加快推进项目建设,扎实开展先进技术装备工艺的研发应用,确保技术示范取得预期效果,预计 2025 年深部煤层气示范项目产量超过 25 亿 m^3 。

3)“三桶油”公司正在掀起深部煤层气(煤岩气)开发热潮。以“三桶油”为代表的重点企业加大勘探开发投入,2023 年,全国煤层气勘探投资超 30 亿元,新增探明地质储量约 2 900 亿 m^3 ,全国煤层气开发投资超过 100 亿元,新建产能超过 30 亿 m^3/a 。中国石油 2021 年由中石油煤层气有限责任公司提交了国内首个埋深大于 2 000 m 的深部煤层气探明储量(自然资源部备案为 762 亿 m^3)^[18]。在储量区先后实施 2 个先导试验项目(2021—2022 年)和 10 亿 m^3/a 产能建设项目(2023 年)^[10],截至 2024 年底建成了中国首个百万吨油气当量深部煤层气田,成为目前中国探明储量规模最大、生产规模最大的深部煤层气田。中国石化 2023 年在大牛地气田部署实施的水平井阳煤 1HF 井压裂测试获日产 10.4 万 m^3 ,持续稳定高产 1 a,平均日产 6.3 万 m^3 ,大牛地气田提交预测储量 1 227 亿 m^3 ^[14]。中国海油于 2021 年初适时提出建设陆上万亿立方米天然气增储的勘探发展战略,即陆上万亿立方米大气区建设规划,制定了中国海油陆上万亿立方米大气区的主要勘探领域及技术方案,将深部煤层气领域作为重要攻关方向,并全力开展地质规律的深化认识和关键技术的试验攻关和推广^[19]。2023 年 10 月,中国海油在鄂尔多斯盆地东缘 2 000 m 地层发现神府深煤层大气田,探明地质储量超 1 100 亿 m^3 。

2 深部煤层气开发项目经济评价

2.1 地质及开发生产特征

基于鄂尔多斯盆地东缘典型区块深部煤层气开发实践,深部煤层气成藏特点为吸附气、游离气共存。地质上表现为煤层大面积稳定分布,含气性好且富含游离气,太原组 8 号煤煤层厚度为 4~12 m,平均为 7.8 m;含气量为 19.3~30 m^3/t ,平均为 24.3 m^3/t ,含气饱和度为 86.8%~100%,平均为 93.6%。游离气含量占比在 13%~23%,平均可达到 20% 以上。煤层煤体结构以原生结构煤为主,煤的弹性模量

为 3.1 ~ 5.1 GPa, 泊松比为 0.22 ~ 0.28, 脆性指数为 35% ~ 46%。8 号煤及顶底板岩性组合一般为灰岩-煤层-泥岩组合, 顶板灰岩厚度为 8 ~ 14 m, 裂缝不发育, 不含水, 底板泥岩厚度为 4 ~ 15 m, 顶底板封盖性好。长水平段水平井极限体积压裂技术是深部煤层气效益开发的主体技术。与中浅层相比, 深部煤层气具有 2 个显著特征, 一是无明显排水降压期, 初期自喷生产, 不需要人工举升, 这是与中浅层存在的根本差异, 深部煤层气水平井返排后快速见气, 一般返排 20 d 左右可接入管网生产, 平均生产 8 d 左右产气量达到峰值, 以较高产气量维持较长时间稳定生产, 而中浅层煤层气井上产期长达 1 ~ 3 a; 二是初期产气量高, 首年平均产气量大于 5 万 m³/d^[5,20], 产水特征为初期日产液量较高, 最高可达 500 m³/d 以上, 3 个月以后产液量可降至 20 m³/d 以下^[21]。

2.2 经济评价特点

深部煤层气属于典型的非常规天然气资源, 其地质条件及开发工艺技术复杂, 储量经济有效性较常规油气有较大差异, 效益开发难度大, 科学决策对于煤层气项目效益开发具有重要支撑作用。深部煤层气开发需采用独特的工艺技术进行开发, 成本费用高, EUR(最终可采储量)差异大, 产量递减快, 投资见效慢, 其投入产出具有独特规律。深部煤层气赋存状态特殊, 地质条件复杂, 开采机理独特, 先进适用的工程技术及配套工艺技术尚不够完善, 投资及成本控制难度大, 天然气市场环境复杂多变, 扶持政策力度及时限面临不确定性等因素都会给煤层气效益开发带来不同程度的风险。

鉴于深部煤层气开发项目具有科学决策作用大、投入产出规律独特、风险水平较高的特点, 其经济评

价相较于常规油气项目经济评价应更加注重以下 3 个方面:

1) 更加注重项目开发方案技术经济双向优化。项目决策阶段是投资控制的重中之重, 占投资控制的 75% 以上。为实现源头控制投资, 以项目预期效益标准为目标倒算单井经济极限投资, 以单井经济极限投资倒逼地质气藏、工程技术方案优化^[22], 进而实现投资控制目标, 实现“经济指标倒逼技术方案优化、技术方案优化促进经济指标提升”的技术与经济双向优化, 促进项目开发方案整体优化及效益提升(图 1)。

2) 更加重视合理识别和估算项目的费用和效益。由于深部煤层气开发项目投资构成、成本因素、税费政策、产出规律等投入产出要素均有别于常规油气, 因此必须结合其项目特点, 采用“有无对比法”正确识别并合理估算项目范围的“增量投资和增量效益”。同时, 应综合考虑成本的各种影响因素, 合理估算深部煤层气开发的成本费用。

3) 更加重视项目的风险分析。相对于常规油气, 深部煤层气属于新型非常规天然气资源, 国内外目前均无成熟经验可照搬, 其勘探开发本身存在着较大风险和不确定性, 因此, 要采用合理的方法加强项目整体风险水平、效益影响关键因素的风险评价与分析。

2.3 评价方法与评价模型

2.3.1 国际煤层气经济评价研究进展

从国外早期煤层气项目经济评价研究进展来看, 其研究对象和评价方法主要针对中浅层煤层气。DICKEHUTH 等^[23]对美国阿巴拉契亚煤层气田的煤层气开采经济性进行了研究并着重分析了煤层气项

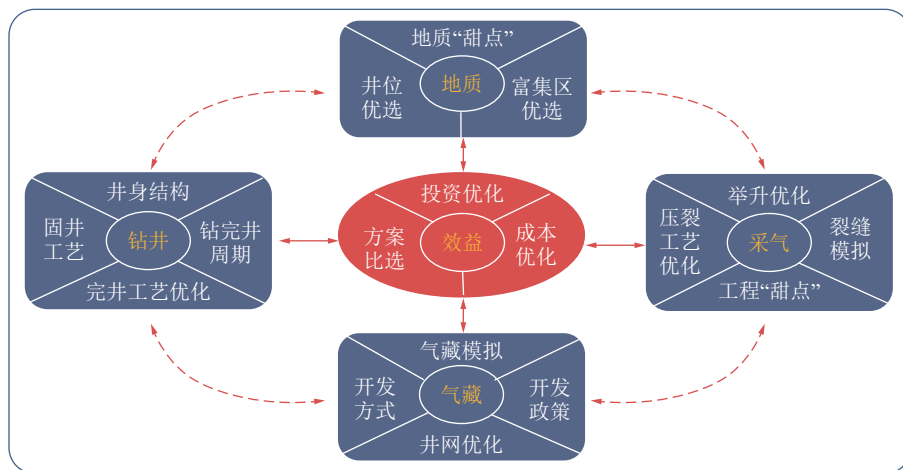


图 1 方案技术经济双向优化示意

Fig.1 Schematic diagram of technical and economic bidirectional optimization

目规模、集输管网建设成本及期望合同气价对煤层气项目经济性的影响。DUNN^[24] 在分析美国黑勇士盆地 53 口煤层气常规直井生产数据的基础上对煤层气开采的商业可行性进行了研究。MASTERLERZ 等^[25] 从技术、环境影响及经济评价 3 个方面对煤层气产业进行了较系统的研究, 其中对煤层气勘探开发经济评价的研究主要从费用效益分析展开。GOEROLD 等^[26-27] 针对美国粉河盆地煤层气生产实践情况提出了基于折现现金流理论的经济评价模型。BANK 等^[28] 根据美国粉河盆地煤层气生产的实际情况建立了相应的技术经济评价指标并依此对该地区的煤层气生产进行了经济分析。GENTZIS^[29] 针对加拿大山区的煤层具有含气量大、原始储量规模大及渗透率低的特点, 从开发新型钻完井技术及开展综合地质研究的角度提出了实现煤层气经济开发的方法。

目前, 国外开展煤层气开发的盆地主要包括美国的皮申思、圣胡安、粉河盆地, 澳大利亚的苏拉特、库玻盆地, 加拿大的阿尔伯塔盆地^[30]。美国煤层气开发以浅层为主, 2002 年在皮申思盆地东北部白河凸起进行了 65 口深部煤层气钻探, 井深在 1 615 ~ 2 560 m, 平均单井日产量约 1.44 万 m³^[31]。此后, 在美国各个地区进行了深部煤层气试验测试, 包括温塔盆地、大绿河盆地、汉纳盆地^[32]。随着美国“页岩革命”的突破, 能源战略逐步转向页岩油气领域, 煤层气投资和工作量锐减, 年产量稳定下降至 2022 年的 200 亿 m³ 左右。受资源禀赋条件限制, 澳大利亚主要聚焦中浅层低阶煤层气开发, 仅在库玻盆地开展深层煤层气试验。加拿大煤层气主要产区为阿尔伯塔盆地, 2002 年后加拿大参照美国在阿尔伯塔盆地开展了部煤层气试验测试。总体而言, 美国、澳大利亚、加拿大尚未实现深部煤层气大规模商业开发^[33], 针对深部煤层气勘探开发项目经济评价方法的公开研究成果较少。

2.3.2 国内煤层气经济评价研究进展

目前, 国内针对常规石油天然气及浅层煤层气资源及开发项目的经济评价方法研究较多。罗东坤等^[34-35] 针对中浅层煤层气资源目标区在项目信息不完整的情况下提出了适用评价方法, 同时, 针对中国煤层气生产经济可行性及相关政策工具组合建议, 采用折现现金流方法进行了分析^[36-38]; 蒋满裕等^[39]、代由进等^[40] 构建了基于长期边际成本的煤层气开发井型优选经济评价方法与评价指标, 并建立了相应的决策准则; 孔令峰等^[41] 开展了典型区块煤层气地

面开发项目经济性分析及国内煤层气可持续发展政策探讨; 杨永国等^[42] 在系统梳理国内外煤层气项目经济评价研究历程的基础上, 分析了贴现现金流法、实物期权法、定量与定性相结合法等方法的优缺点及各个方法在不同场景下的应用均特点和局限性, 并基于中国知网(CNKI)期刊库数据, 探讨了煤层气项目经济评价领域知识图谱的结构与演进趋势, 并提出了深化研究建议。由于中国深部煤层气产业发展时间较短, 深部煤层气勘探开发经济评价研究尚处于起步阶段, 针对深部煤层气开发生产特征及投入产出规律的项目经济方法与模型较少。

2.3.3 深部煤层气经济评价模型及方法

在石油天然气行业, 国内外油气项目经济评价过程中广泛采用的经济评价方法是折现现金流量法(DCF 法), 主要评价指标是净现值(Net Present Value, NPV)、内部收益率(Internal Revenue Rate, IRR)、投资回收期(Payback Period)^[43-47]。其中, NPV 是应用最广泛的指标, 它是指一个项目按照按行业基准折现率或其他设定的折现率预期实现的现金流入的现值与实施该项计划的现金支出的现值的差额^[48], 具体计算公式如下:

$$V_{NP} = \sum_{t=1}^n (I_C - O_C)_t (1 + i_c)^{-t} \quad (1)$$

式中: V_{NP} 为净现值; n 为整个项目的建设期和运营期总年数; t 为年份; I_C 为项目现金流入量, 万元; O_C 为项目现金流出量, 万元; i_c 为行业基准的收益率或设定的折现率, %。

从评价理论和实践角度看, 深部煤层气开发项目经济评价方法可以采用折现现金流方法, 但其投入产出规律较常规油气及浅层煤层气项目差异较大, 导致深部煤层气投入产出关键评价参数选择和确定方法较常规油气及浅层煤层气项目均存在较大差异。项目建设投资、产量剖面、出厂气价、递减率、评价期、折旧、操作成本、弃置产量和弃置成本等关键评价参数需要结合实际项目技术经济特征和现行产业政策进行综合确定和校验, 逐步优化完善评价模型。

3 典型项目经济评价方法

鄂尔多斯盆地石炭系—二叠系广泛发育厚层煤层, 主力煤层二叠系山西组 5 号、石炭系本溪组 8 号煤生烃能力强, 热演化程度高, 为煤层气形成奠定了丰富的资源基础; 通过体积法对鄂尔多斯盆地煤层气资源量进行了初步评价, 估算结果为 22.38×10^{12} m³, 其中 8 号煤层煤层气资源量为 17.47×10^{12} m³, 5 号煤

层煤层气资源量为 $4.92 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。鄂尔多斯盆地煤层中的天然气勘探始于 20 世纪 90 年代,自盆地东缘浅层扩展到盆地内部深层。2019 年以来,随着地质认识及工程技术的快速突破,深部煤层气逐步进入了规模勘探开发阶段,目前已经成为新的天然气规模储量、产量增长区^[49]。

鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块是典型的深部煤层气区块,整体为宽缓的西倾单斜,开发区构造相对简单,断层不发育,地层倾角小于 2° ,微幅构造发育,幅度多小于 5 m。8 号煤层具有大面积连续分布、厚度大等特点,平均厚度介于 6~8 m,总体呈现为东厚西薄、东浅西深的展布格局。笔者综合该区块已实施的若干先导试验及开发项目投产井组开发生产特征,模拟建立深部煤层气典型新建产能开发项目 A,作为深部煤层气经济评价模拟案例。A 项目位于探明储量区,动用面积超 100 km^2 ,动用探明地质储量近 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$,开发层系为二叠系太原组 8 号煤,煤层平均埋深 2 100 m,平均含气量为 $23 \text{ m}^3/\text{t}$,煤层平均厚度为 8 m。采用衰竭式开发方式,以水平井套管完井分段压裂为主体工艺,部署水平井 266 口。项目评价期 21 a,其中建产期 2 a,稳产期 10 a,递减期 9 a。

3.1 项目投资估算方法

项目总投资估算包括开发井工程投资、地面工程投资、建设期利息和流动资金。开发井工程投资估算根据地质气藏和钻完井工程设计,考虑学习曲线效应,采用工程量法进行估算,主要包括钻井工程费用、压裂工程费用、采气工程费用、其他费用和不可预见费。地面工程投资根据地面工程设计,采用工程量法进行估算,主要包括集输工程投资、处理及外输工程投资、供水系统工程投资、供电系统工程投资等。

$$I = \sum_{t=1}^n (I_{Wt} + I_{St} + I_{Lt} + I_{Ot}) \quad (2)$$

式中: $I_{Wt} = (I_{Dt} + I_{Ft} + I_{Pt})L_t + I_{Qwt} + I_{Uwt}$; $I_{St} = I_{Jt} + I_{Ct} + I_{St} + I_{Et} + I_{Qst} + I_{Ust}$; I 为项目总投资,万元; n 为整个项目的建设期和运营期总年数; t 为年份; I_{Wt} 为开发井工程投资,万元; I_{St} 为地面工程投资,万元; I_{Lt} 为建设期利息,万元; I_{Ot} 为流动资金,万元; I_{Dt} 为钻井工程投资,万元; I_{Ft} 为压裂工程投资,万元; I_{Pt} 为采气工程投资,万元; L_t 为学习效应因子,%; I_{Qwt} 为开发井工程其他费用,万元; I_{Uwt} 为开发井工程不可预见费,万元; I_{Jt} 为集输工程投资; I_{Ct} 为处理及外输工程投资,万元; I_{St} 为供水工程投资,万元; I_{Et} 为供电工程投资,万元; I_{Qst} 为地面工

程其他费用,万元; I_{Ust} 为地面工程不可预见费,万元。A 项目总投资 110 亿元,单井综合投资约 4 100 万元。

3.2 项目成本费用估算方法

项目总成本包括操作成本、折旧折耗、期间费用、营业税金及附加。操作成本是煤层气开发总成本的核心组成部分,是估算成本费用的关键。深部煤层气生产操作成本主要由直接材料费、直接燃料费、直接动力费、直接人员费、井下作业费、天然气净化费、排采费、采出水处理费、维护及修理费、其他辅助作业费和厂矿管理费等构成。考虑深部煤层气开发生产特点和方案设计工作量,操作成本按照相关因素法进行估算。相关因素法是指根据驱动各项操作成本的因素以及相应的费用定额估算操作成本。成本动因包括采气井数、总生产井数、采气量及采水量等,费用定额的取定参考同类区块或相似区块的操作成本数据并综合考虑开发区块的地理位置、开采方式、地面工艺流程、煤层气物性和单井产量等因素^[50]。折旧折耗采用产量折旧法估算,期间费用、营业税金及附加按照经济评价相关规定及税费参数进行估算。

$$C = \sum_{t=1}^n (C_{Ot} + C_{Dt} + C_{Gt} + C_{Tt}) \quad (3)$$

其中, C 为项目总成本,万元; n 为整个项目的建设期和运营期总年数; t 为年份; C_{Ot} 为操作成本,万元; C_{Dt} 为折旧折耗,万元; C_{Gt} 为期间费用,万元; C_{Tt} 为营业税金及附加,万元。A 项目总成本 159.99 亿元。从 A 项目全生命周期单位总成本分年柱状图可以看出(图 2),单位总成本曲线呈现碗状形态,具有随时间先降低后提升的规律性。从成本构成来看,单位折旧平均占比最高为 68.51%,并且随时间逐步降低;单位操作成本平均占比为 23.86%,并且随时间逐步提高;单位期间费用平均占比为 4.79%,并且随时间逐步提高、下降并再次提高;单位营业费用及附加

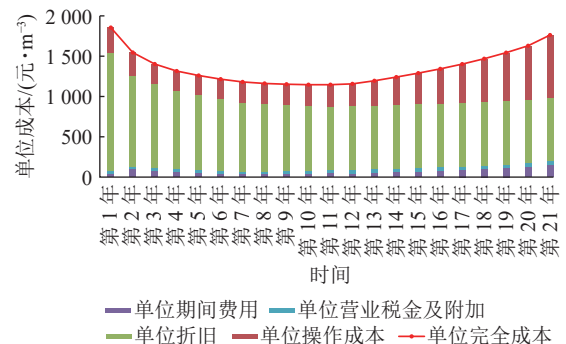


图 2 A 项目全生命周期完全成本分年柱状图
Fig.2 Annual bar chart of the full life cycle total cost for Project A

平均占比为 2.84%，随时间基本保持稳定。

3.3 产量及收入预测

分段压裂水平井是该区块深部煤层气开发的主要井型，水平井平均井段长 1 261 m，水平井首月平均单井日产气量为 $8.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，15 口井累计产气量超过 $2\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，6 口单井累计产气量超过 $3\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，单井最高累计产气量超过 $4\,500 \times 10^4 \text{ m}^3$ 并仍持续稳产^[10]。根据该区块已投产井控压生产特征，预计 A 项目典型井平均生产期为 20 a，投产排采首年单井日产达到最高产量为 $3.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，之后逐渐开始递减，单井生产到第 20 年末废弃（图 3）。预计 A 项目评价期内累积产量为 134.56 亿 m^3 ，单井平均累计产量约为 $5\,059 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

2020 年 3 月国家发改委发布的《中央定价目录》（国家发展和改革委员会令〔第 31 号〕）移除了天然气门站价格，明确了煤层气属于非管制气，其门站价格由市场形成。项目所在周边及山西省内外天然气需求保持快速增长^[51]，预计项目能实现产销平衡。为合理控制项目风险，综合考虑历史实现价格、项目所在地市场需求情况、项目未来产能情况及宏观政策等影响因素，A 项目天然气销售价格按照山西省煤层气出厂价格 1.770 元/ m^3 （含税）进行计取，商品率根据实际情况按 95.5% 计取。A 项目预计总销售收入 209 亿元，年均收入 10 亿元。

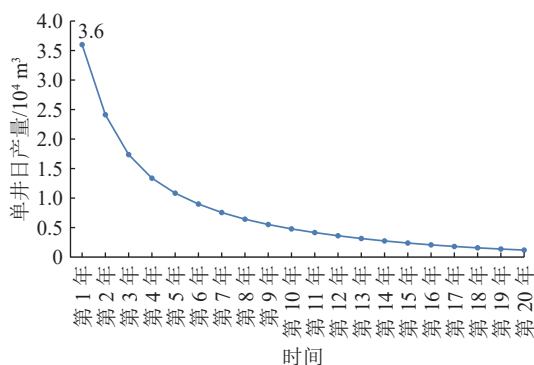


图 3 A 项目典型井单井日产分年产量剖面图

Fig.3 Annual production profile chart of typical well daily output for Project A

3.4 财政补贴及税率参数

根据针对煤层气进行中央财政补贴的政策文件，结合近 3 a 补贴实际情况，A 项目在经济分析过程中，财政补贴取 0.15 元/ m^3 进行测算。根据针对煤层气抽采企业的增值税一般纳税人抽采销售煤层气实行增值税先征后退政策，A 项目考虑增值税退还收入。深部煤层气销售增值税税率为 9%，山西煤层气资源税税率为 2%。城市维护建设税税率为 5%，教育附

加费率为 5%，企业所得税税率为 25%。

3.5 评价结果分析

在前述投入产出估算及税费参数基础上，采用折现现金流量法计算，A 项目所得税后内部收益率为 9.86%，财务净现值为 14.11 亿元，投资回收期为 9.79 年，财务盈利能力达到了所属企业的基准收益要求。由此可见，在目前的技术经济背景及财税支撑政策下，深部煤层气开发 A 项目具备较好的经济可行性。

3.6 不确定性分析与风险分析

3.6.1 单因素敏感性分析

为测算 A 项目可能承受的不确定性风险并找出影响经济效益的敏感因素，对 A 项目经济评价指标税后内部收益率 (IRR) 进行单因素敏感性分析，结果如图 4 所示。

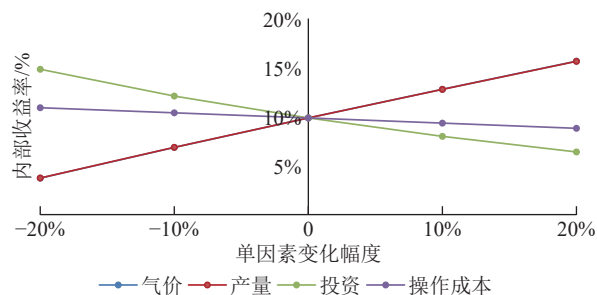


图 4 A 项目税后内部收益率敏感性分析

Fig.4 Sensitivity analysis chart of post-tax internal rate of return for Project A

气价、产量、建设投资和操作成本 4 项敏感因素中，对财务内部收益率影响程度最大的为气价、其次为产量、再次为建设投资、操作成本影响较小（表 1）。气价、产量、建设投资和操作成本的敏感度系数分别为 3.02、3.00、2.11、0.53；临界点分别为 -12.6%、-12.8%、22.6%、70.5%；临界值分别为 1.547 元/ m^3 、117 亿 m^3 、127 亿元、0.521 元/ m^3 。A 项目具有较强的单因素抗风险能力。

表 1 项目敏感性分析

Table 1 Project sensitivity analysis

参数	平均敏感度系数	临界点	决策临界值
气价/(元·m ⁻³)	3.02	-12.6%	1.547
产量/亿m ³	3.00	-12.8%	117
建设投资/亿元	2.11	22.6%	127
操作成本/(元·m ⁻³)	0.53	70.5%	0.521

3.6.2 多因素压力测试

为使项目风险分析更贴近实际，通常在单因素敏感性分析基础上开展多因素压力测试，即同时改

变 2 个或多个相互独立的因素来对 A 项目经济分析指标进行分析,分析多个主要影响因素同时发生负面变化时对项目经济分析指标的影响。

多因素压力测试结果表明(表 2),在价格及产量下降 5% 等 4 种典型负面双因素情景下,项目内部收益率分别为 6.93%、4.05%、7.44%、7.45%;在价格及煤层气产量下降 3%、投资上升 5% 等 4 种典型负面三因素情景下,项目内部收益率分别为 7.18%、6.06%、4.65%、4.66%;在价格及产量均下降 3%,投资及成本均上升 5% 等 4 种典型负面四因素情景下,项目内部收益率分别为 6.93%、6.67%、4.38%、4.39%。能达到基准收益率要求。A 项目具有较强的多因素抗风险能力。

表 2 压力测试评价结果汇总
Table 2 Summary of stress test evaluation results

情景	序号	情景方案	内部收益率/%
双因素情景	情景1	价格及产量下降5%	6.93
	情景2	价格及产量下降10%	4.05
	情景3	价格下降5%、投资上升5%	7.44
	情景4	产量下降5%、投资上升5%	7.45
三因素情景	情景1	价格及煤层气产量下降3%、投资上升5%	7.18
	情景2	价格及煤层气产量下降5%、投资上升5%	6.06
	情景3	价格下降10%、产量下降5%、投资上升5%	4.65
	情景4	价格下降5%、产量下降10%、投资上升5%	4.66
四因素情景	情景1	价格及产量均下降3%,投资及成本均上升5%	6.93
	情景2	价格及产量下降3%,投资上升5%,成本上升10%	6.67
	情景3	价格下降10%,产量下降5%,投资及成本上升5%	4.38
	情景4	价格下降5%,产量下降10%,投资及成本上升5%	4.39

3.7 重点风险应对措施

3.7.1 价格风险应对

价格是影响 A 项目经济效益的最敏感因素。按照开发区周边市场合同价及未来市场情况,A 项目销售气价按照山西省门站价 1.770 元/m³ 预估,A 项目内部收益率测算为 9.86%,收益指标可达企业基准收益要求(表 3)。但如果,考虑未来深部煤层气在四川省、陕西省及新疆维吾尔自治区规模开发的可能性,按照四川省门站价 1.530 元/m³ 预估,项目内部收益率测算为 5.76%;按照陕西省门站价 1.220 元/m³ 预估测算,方案内部收益率仅为-0.12%;按照新疆维

吾尔自治区门站价 1.030 元/m³ 预估测算,方案内部收益率仅为-27.9%。上述三省区价格情景下,A 项目收益指标无法达到企业基准收益要求,分别需要提升价格或者获得财政补贴 0.17 元/m³、0.47 元/m³、0.66 元/m³ 才能使 A 项目具备经济可行性。因此,在应对价格风险方面,企业应着眼天然气高端需求市场,积极开拓市场并争取适度的差异化财政补贴,以良好的价格水平保障深部煤层气项目实现高效开发。

表 3 不同区域销售价格情景分析
Table 3 Scenario analysis of sales prices in different regions

参数	价格	IRR/%
山西门站价/(元·m ⁻³)	1.770	9.86
陕西省门站价/(元·m ⁻³)	1.220	-0.12
四川省门站价/(元·m ⁻³)	1.530	5.76
新疆门站价/(元·m ⁻³)	1.030	-27.9

3.7.2 产量风险应对

产量是影响 A 项目经济效益的次敏感因素。按照该区域生产井产量数据设置 4 种典型首年单井每日配产数据,首年单井配产按照 3.6 万 m³/d 预估,项目内部收益率测算为 9.86%;首年单井配产按照 3.3 万 m³/d 预估,项目内部收益率测算为 7.40%(表 4)。上述 2 种产量情景下,A 项目收益指标可达企业基准收益要求。但如果,首年单井配产按照 3.0 万 m³/d 预估测算,方案内部收益率仅为 4.77%;首年单井配产按照 2.5 万 m³/d 预估测算,方案内部收益率仅为 0.08%。上述 2 种产量情景下,A 项目收益指标无法达到企业基准收益要求,分别需要提升价格或者获得财政补贴 0.23 元/m³、0.60 元/m³ 才能使 A 项目具备经济可行性。因此,在应对产量风险方面,企业一方面应加强理论创新,构建煤层气基础理论体系,开展煤层气富集成藏和高效开发 2 项基础理论攻关,摸清成藏地质规律,明确开发渗流机理。另一方面,企业应加强工程技术创新,打造一整套涵盖地质、物探、测井、钻井、压裂、采气、地面等方面的先进适

表 4 不同首年单井配产情景分析
Table 4 Scenario analysis of different first-year single well production allocation

首年配产情景	产量	IRR/%
情景1/(万m ³ ·d ⁻¹)	3.6	9.86
情景2/(万m ³ ·d ⁻¹)	3.3	7.40
情景3/(万m ³ ·d ⁻¹)	3.0	4.80
情景4/(万m ³ ·d ⁻¹)	2.5	0.08

用工程技术体系,利用基础理论和工程技术的突破来全面保障项目产量目标实现。

4 勘探开发阶段划分及项目投资决策流程

结合近年深部煤层气开发实践,参考北美及国内页岩气勘探开发经验,深部煤层气勘探开发程序可划分为选区评价、勘探评价、先导试验和开发生产等 4 个阶段^[50,52-54]。选区评价阶段项目深部煤层气资源不确定性很大,但因工作量及相应投资相对较少,所承担的项目投资决策风险也相应较小。如果项目进入勘探评价阶段后,随着地质资料的积累和认识的提升,深部煤层气资源不确定性将逐渐降低。然而,因该阶段所投入的工作量及相应投资也将有所增加,项目投资决策风险也将有所上升。由于深部煤层气勘探开发项目具有技术密集、资本密集、风险程度高的特点,为规避勘探风险,减少投资损失,企业必须严格遵循勘探开发程序及项目投资决策流程。在进入每一阶段之前,针对相应决策点,都要开展科学的评价与论证,以决定是否进入下一阶段。在进入开发阶段之后,项目才有可能实现项目的投资回收并获取效益回报。深部煤层气勘探开发项目各阶段的工作步骤可以加快,但程序不可逾越,各阶段所需完成的目标和任务如下:

4.1 选区评价阶段

在实施深部煤层气勘探开发计划之前,首先要开展的工作是评估深部煤层气潜力区块的资源勘探前景,并论证深部煤层气勘探项目的可行性。通过区域地质调查与资源评价,查明评价区含油气系统的基本地质特征及资源勘探潜力,最终优选出勘探有利区。该阶段围绕深部煤层是否具有广泛形成油气资源富集所必需的成藏条件这一评价目标,开展对煤系的区域地质特征、煤储层分布特征以及深部煤层气资源潜力评价。

4.2 勘探评价阶段

勘探评价阶段的主要目标是在上一阶段优选出的深部煤层气有利区内,部署探井和评价井井位,实施相关的钻井和压裂改造施工,完成有利区内煤储层质量与完井质量评价,进一步落实深部煤层气资源规模,验证煤储层的产气能力。在完成上述任务之后,需要针对该评价区是否进入到下一阶段进行决策。如果评价区具备勘探开发的经济价值,则项目进入到先导试验阶段。

4.3 先导试验阶段

由于深部煤层气项目进入规模开发生产阶段后

需要开展大批量钻完井施工、地面设施及配套系统建设,投资金额巨大,为提高项目成功率并降低投资决策风险,通常需要通过小规模先导试验,验证平台井工厂化作业模式及钻井、压裂、采气、集输处理、安全环保等工艺技术,制定适宜的深部煤层气开发技术政策,确定经济开发模式,为高质量编制深部煤层气开发方案并实现深部煤层气规模效益开发奠定基础。

4.4 开发生产阶段

按照先导试验阶段确定的技术政策及开发模式,编制科学合理的开发方案,科学有序地实施深部煤层气开发。通过精细地质研究、完善工艺技术方案,逐步提高深部煤层气采收率和单井 EUR,同时通过建立钻井压裂施工学习曲线,缩短钻井周期,优化压裂改造规模,创新管理模式并实现市场化竞价等手段实现单井成本费用持续降低。在上一阶段基础上,采用试验成熟的钻完井配套技术和装备,集中部署一批工艺技术相似的平台水平井,以工厂化作业形式开展批量施工,从而实现提高深部煤层气单井 EUR 以及规模效益开发目的。

4.5 项目经济评价与投资决策流程

项目投资决策贯穿深部煤层气资源勘探开发项目全过程,项目各阶段均有不同目标与任务。经济评价是支撑深部煤层气资源勘探开发项目科学投资决策的重要手段,项目全过程均应根据各阶段项目特点及决策点,遵循阶段性评价与全过程评价相结合、静态的实物量评价与动态的效益评价相结合、定量分析与风险分析相结合的原则,选择适用的经济评价方法与相应流程(表 5、图 5)。经济评价内容是各阶段项目方案的重要内容和投资决策依据。

选区评价阶段主要任务及目标为初步开展地质评价、确定勘探潜力、提交远景资源量及其分布。该阶段决策点为资源规模,对应项目为区探/预探项目,经济评价方法为概略评价法,条件具备的采用折现现金流量法。该阶段经济评价主要任务是通过计算资源储量规模、发现成本、地震和钻井成本等实物量指标,结合指标经济界限值或者指标评价标准,初步评价选区评价项目的可行性及经济性。项目决策流程为编制勘探项目方案→审查审批→下达投资计划→项目实施。

勘探评价阶段主要任务及目标为开展取心钻探并了解储层特征、评估资源潜力并确定潜在气田区域分布范围、提交储量(预测/控制/探明)、编制气田开发规划方案或开发概念设计。该阶段决策点为储

表 5 深部煤层气勘探开发运行阶段及主要任务目标

Table 5 Operational phases and primary objective targets for deep coalbed methane exploration and developmen

阶段	主要任务及目标	决策点	对应项目及经济评价方法
选区评价阶段	初步开展地质评价；确定勘探潜力；提交远景资源量及其分布	资源规模	区探/预探项目：概略评价法
勘探评价阶段	开展取心钻探并了解储层特征；评估资源潜力并确定潜在气田区域分布范围；提交储量(控制/探明)；编制气田开发规划方案或开发概念设计	储量规模及产气能力	气藏评价项目：折现现金流评价法
先导试验阶段	深化认识地质特征和开发特征；试验和筛选开发主体工艺技术；确定合理的开发指标；论证气藏开发技术经济可行性	技术经济可行性	开发项目：折现现金流评价法
开发生产阶段	科学编制开发方案；实施深部煤层气规模高效开发；获取天然气产量并实现投资回报	规模开发技术经济可行性	开发项目：折现现金流评价法

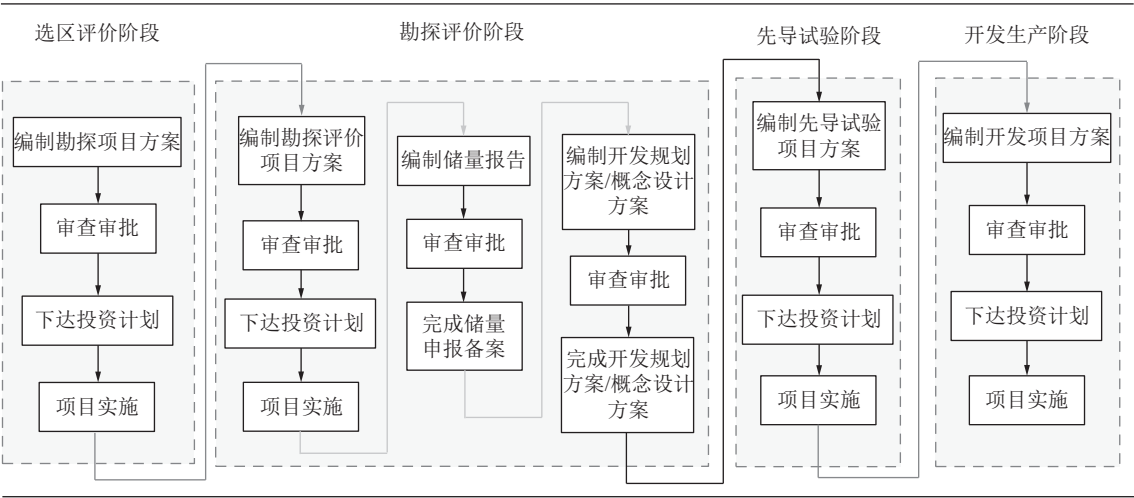


图 5 深部煤层气勘探开发运行阶段项目决策流程

Fig.5 Flowchart of project decision-making process for different operational phases of deep coalbed methane exploration and development

量规模及产气能力,对应项目为气藏评价项目,经济评价方法为折现现金流评价法。该阶段经济评价主要任务是在勘探方案和模拟开发方案基础上开展价值量分析,评价地质储量经济性。该阶段项目决策流程主要有编制勘探评价项目方案→审查审批→下达投资计划→项目实施;编制储量报告→审查审批→完成储量申报备案;编制开发规划方案/概念设计方案→审查审批→完成开发规划方案/概念设计方案。

先导试验阶段主要任务及目标为深化认识地质特征和开发特征、试验和筛选开发主体工艺技术、确定合理的开发指标、论证气藏开发技术经济可行性。该阶段决策点为技术经济可行性,对应项目为开发项目,经济评价方法为折现现金流评价法,该阶段经济评价主要任务是评价小规模先导试验项目经济可行性。项目决策流程为编制先导试验项目方案→审查审批→下达投资计划→项目实施。

开发生产阶段主要任务及目标为科学编制开发方案、实施深部煤层气规模高效开发、获取天然气产量并实现投资回报。该阶段决策点为规模开发技术

经济可行性,对应项目为开发项目,经济评价方法为折现现金流评价法,该阶段经济评价主要任务是评价规模开发项目经济可行性。项目决策流程为编制开发项目方案→审查审批→下达投资计划→项目实施。

5 结 论

1)我国深部煤层气资源丰富,高效开发深部煤层气对于中国天然气产业高质量发展及“双碳”目标具有重要战略及现实意义。国内外煤层气勘探开发实践表明,科学合理评价煤层气勘探开发项目经济性是支撑项目投资决策的重要手段。通过结合深部煤层气勘探开发项目及经济评价特点,构建了基于折现现金流方法的评价方法与指标。

2)针对鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块典型模拟项目 A,采用基于折现现金流的评价方法进行了研究,结果表明:基于折现现金流方法的评价方法与指标具有较强的可操作性,可满足深部煤层气资源勘探开发项目投资决策需要;在当前技术经济条件及产业政策下,我国鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉

县区块开发模拟项目 A 具有较好的经济效益, 具备规模开发的技术经济可行性; 通过单因素敏感性分析表明, 价格、产量、投资及成本是影响项目经济性的关键因素; 通过双因素、三因素及四因素不同组合情景下的压力测试分析结果表明, 项目 A 具有较强的多因素抗风险能力; 聚焦价格及产量 2 个重点风险因素, 通过典型情景分析结果表明, 灵活的市场价格政策、适度的差异化财政补贴政策、加强基础理论创新、加强工程技术创新对于应对项目重点风险至关重要, 是现阶段我国深部煤层气全面快速发展不可或缺的支撑要素。

3) 规范统一的投资决策流程是助力深部煤层气产业发展的重要因素。结合近年深部煤层气开发实践, 参考北美及国内页岩气勘探开发经验, 将深部煤层气勘探开发程序划分为选区评价、勘探评价、先导试验和开发生产等 4 个阶段, 明确了各阶段主要任务及目标、决策点、对应项目及经济评价方法及项目决策流程, 为规范化、高效实施深部煤层气勘探开发项目并积极推动我国深部煤层气产业高质量发展提供有力借鉴。

参考文献(References):

- [1] 徐凤银, 王成旺, 熊先钺, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气成藏演化规律与勘探开发实践[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1764–1780.
XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyu, et al. Evolution of deep coalbed methane reservoir in the eastern margin of Ordos Basin and its exploration and development practice[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1764–1780.
- [2] 徐凤银, 聂志宏, 孙伟, 等. 大宁—吉县区块深部煤层气高效开发理论技术体系[J]. 煤炭学报, 2023; 1–7 [2025–02–12]. <https://doi.org/10.13225/j.cnki.jccs.YH23.1290>.
XU Fengyin, NIE Zhihong, SUN Wei, et al. Theoretical and technical system of efficient development of deep coal and rock gas in Daning-Jixian Block [J/OL]. Journal of China Coal Society, 2023; 1–7 [2025–02–12]. <https://doi.org/10.13225/j.cnki.jccs.YH23.1290>.
- [3] 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): 115–130.
XU Fengyin, YAN Xia, LI Shuguang, et al. Theoretical and technological difficulties and countermeasures of deep CBM exploration and development in the eastern edge of Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(1): 115–130.
- [4] 熊先钺, 闫霞, 徐凤银, 等. 深部煤层气多要素耦合控制机理、解吸规律与开发效果剖析[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1812–1826, 1853.
XIONG Xianyu, YAN Xia, XU Fengyin, et al. Analysis of multi-factor coupling control mechanism, desorption rule and development effect of deep coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 44(11): 1812–1826, 1853.
- [5] 聂志宏, 徐凤银, 时小松, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气开发先导试验效果与启示[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 1–12.
NIE Zhihong, XU Fengyin, SHI Xiaosong, et al. Outcomes and implications of pilot tests for deep coalbed methane production on the eastern margin of the Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 1–12.
- [6] 秦勇. 中国深部煤层气地质研究进展[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1791–1811.
QIN Yong. Progress on geological research of deep coalbed methane in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1791–1811.
- [7] 闫霞, 徐凤银, 聂志宏, 等. 深部微构造特征及其对煤层气高产“甜点区”的控制: 以鄂尔多斯盆地东缘大吉地区为例[J]. 煤炭学报, 2021, 46(8): 2426–2439.
YAN Xia, XU Fengyin, NIE Zhihong, et al. Microstructure characteristics of Daji area in east Ordos Basin and its control over the high yield dessert of CBM[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(8): 2426–2439.
- [8] 申建. 我国主要盆地深部煤层气资源量预测[R]. 徐州: 中国矿业大学, 2021.
- [9] 巢海燕, 李泽, 甄怀宾, 等. 大宁—吉县区块深部煤层气水平井压裂干扰行为及其机理[J/OL]. 煤炭科学技术, 2024; 1–16 [2024–12–06]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2402.TD.20241206.1017.002.html>.
CHAO Haiyan, LI Ze, ZHEN Huaibin, et al. Fracturing interference behavior and mechanism of deep CBM horizontal Wells in Daning-Jixian block [J/OL]. Coal Science and Technology, 2024; 1–16 [2024–12–06]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2402.TD.20241206.1017.002.html>.
- [10] 闫霞, 熊先钺, 李曙光, 等. 深层煤岩气水平井各段产出贡献及其主控因素[J]. 天然气工业, 2024, 44(10): 80–92.
YAN Xia, XIONG Xianyu, LI Shuguang, et al. Production contributions of deep CBM horizontal well sections and their controlling factors: A case study of Daning-Jixian area, eastern Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(10): 80–92.
- [11] 李国欣, 张水昌, 何海清, 等. 煤岩气: 概念、内涵与分类标准[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 783–795.
LI Guoxin, ZHANG Shuichang, HE Haiqing, et al. Coal-rock gas: Concept, connotation and classification criteria[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 783–795.
- [12] 傅雪海, 康俊强, 陈义林, 等. 煤层气有关术语辨析[J]. 中国矿业大学学报, 2025, 54(1): 26–33.
FU Xuehai, KANG Junqiang, CHEN Yilin, et al. Analysis of terms related to coalbed methane[J]. Journal of China University of Mining and Technology, 2025, 54(1): 26–33.
- [13] 渠沛然. 我国深部煤层气规模效益开发前景广阔[N]. 中国能源报, 2024–11–04(08).
- [14] 马玲, 季佳歆. 中国石化加速攻关深层煤层气[N]. 中国石化报, 2024–08–26(05).
- [15] 唐大麟, 胡玮斐. 矢志投身新时代煤层气勘探开发的生动实践[J]. 中国石油企业, 2025(2): 13–16.
TANG Dalin, HU Weifei. Committed to the vivid practice of coalbed gas exploration and development in the new era[J].

- China Petroleum Enterprises, 2025(2): 13–16.
- [16] 齐 慧. 煤岩气成天然气增产新亮点 [N]. 经济日报, 2025–02–07(6).
- [17] 徐凤银, 侯伟, 熊先钺, 等. 中国煤层气产业现状与发展战略 [J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 669–682.
- XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(4): 669–682.
- [18] 门相勇, 娄钰, 王一兵, 等. 中国煤层气产业“十三五”以来发展成效与建议 [J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 173–178.
- MEN Xiangyong, LOU Yu, WANG Yibing, et al. Development achievements of China's CBM industry since the 13th Five-Year Plan and suggestions [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(6): 173–178.
- [19] 徐长贵, 朱光辉, 季洪泉, 等. 中国海油陆上天然气勘探进展及增储发展战略 [J]. 中国石油勘探, 2024, 29(1): 32–46.
- XU Changgui, ZHU Guanghui, JI Hongquan, et al. Exploration progress and reserve increase strategy of onshore natural gas of CNOOC [J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(1): 32–46.
- [20] 吴裕根, 门相勇, 娄钰. 我国“十四五”煤层气勘探开发新进展与前景展望 [J]. 中国石油勘探, 2024, 29(1): 1–13.
- WU Yugen, MEN Xiangyong, LOU Yu. New progress and prospect of coalbed methane exploration and development in China during the 14th Five-Year Plan period [J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(1): 1–13.
- [21] 王登海, 刘军, 刘银春, 等. 深层煤岩气开发地面工程面临的挑战及对策建议 [J]. 天然气工业, 2024, 44(10): 209–217.
- WANG Denghai, LIU Jun, LIU Yinchun, et al. Surface engineering of deep coal-rock gas development: Challenges and solutions [J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(10): 209–217.
- [22] 李兴科, 孙超, 许建国. 大井丛集约化效益建产开发方案优化与技术应用 [J]. 特种油气藏, 2018, 25(2): 169–174.
- LI Xingke, SUN Chao, XU Jianguo. Development program optimization and technology application in multi-well cluster intensification benefit production [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(2): 169–174.
- [23] DICKEHUTH D A, ADAMS M A, HAYOZ F P. Recovery economics of coalbed methane and cost implications of pipeline hookup [C]//SPE Eastern Regional Meeting. SPE, 1982: 1–6.
- [24] DUNN B W. The commercial production of coalbed methane: A review of 53 wells in the black warrior basin [C]//SPE Eastern Regional Meeting. SPE, 1984: 1–9.
- [25] MASTERILERZ M G M., GOLDING, S. D. Coalbed methane: Scientific, environmental and economic evaluation [M]. New York: Kluwer Academic, 1999: 55–60.
- [26] GOEROLD T. Revised Powder River Basin coal bed methane financial model [R]. USA, Colorado, Lookout Mountain Analysis, 2002.
- [27] GOEROLD W. Powder River Basin coalbed methane financial model [C]//University of Colorado's (CU) Natural Resources Law Center Coalbed Methane Conference. Boulder, Colorado, 2002.
- [28] BANK G, KUUSKRAA V. The economics of Powder River Basin coalbed methane development [R]. Houston, 2006.
- [29] GENTZIS T. Economic coalbed methane production in the Canadian foothills: Solving the puzzle [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2006, 65(1–2): 79–92.
- [30] 秦勇, 申建, 史锐. 中国煤系气大产业建设战略价值与战略选择 [J]. 煤炭学报, 2022, 47(1): 371–387.
- QIN Yong, SHEN Jian, SHI Rui. Strategic value and choice on construction of large CMG industry in China [J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(1): 371–387.
- [31] 郭广山, 柳迎红, 吕玉民. 中国深部煤层气勘探开发前景初探 [J]. 洁净煤技术, 2015, 21(1): 125–128.
- GUO Guangshan, LIU Yinghong, LYU Yumin. Preliminary exploration and development prospects on deep coalbed methane in China [J]. *Clean Coal Technology*, 2015, 21(1): 125–128.
- [32] LI S, QIN Y, TANG D Z, et al. A comprehensive review of deep coalbed methane and recent developments in China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2023, 279: 104369.
- [33] 张嘉琪, 刘曾勤, 申宝剑, 等. 国内外深层煤层气勘探开发进展与启示 [J]. 石油实验地质, 2025, 47(1): 1–8.
- ZHANG Jiaqi, LIU Zengqin, SHEN Baojian, et al. Progress and insights from worldwide deep coalbed methane exploration and development [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2025, 47(1): 1–8.
- [34] 罗东坤, 夏良玉. 煤层气目标区资源经济评价方法 [J]. 大庆石油学院学报, 2009, 33(4): 115–119.
- LUO Dongkun, XIA Liangyu. Resource economic evaluation method of coalbed methane target area [J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2009, 33(4): 115–119.
- [35] 罗东坤, 褚王涛, 吴晓东, 等. 煤层气钻井技术的经济性分析 [J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 403–407.
- LUO Dongkun, CHU Wangtao, WU Xiaodong, et al. Analysis on economic benefits of coalbed methane drilling technologies [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(3): 403–407.
- [36] LUO D K, DAI Y J, XIA L Y. Economic evaluation based policy analysis for coalbed methane industry in China [J]. *Energy*, 2011, 36(1): 360–368.
- [37] DAI Youjin, LUO Dongkun, XIA Liangyu. Cash flow analysis assesses China's CBM viability [J]. *Oil & Gas Journal*, 2010, 184(24): 45–49.
- [38] LUO D K, DAI Y J. Economic evaluation of coalbed methane production in China [J]. *Energy Policy*, 2009, 37(10): 3883–3889.
- [39] 蒋满裕, 赵益康. 浅析单位技术成本及其在油气项目投资决策中的辅助应用 [J]. 国际石油经济, 2014, 22(4): 72–77.
- JIANG Manyu, ZHAO Yikang. Analysis on unit technology cost and its auxiliary application in oil and gas project investment decision [J]. *International Petroleum Economics*, 2014, 22(4): 72–77.
- [40] 代由进, 李世群, 夏良玉, 等. 基于长期边际成本的煤层气开发井型优选方法 [J]. 天然气工业, 2018, 38(7): 113–119.
- DAI Youjin, LI Shiqun, XIA Liangyu, et al. An optimization method of coalbed methane development well type based on long-term marginal cost [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(7): 113–119.

- [41] 孔令峰, 栾向阳, 杜敏, 等. 典型区块煤层气地面开发项目经济性分析及国内煤层气可持续发展政策探讨[J]. [天然气工业](#), 2017, 37(3): 116–126.
- KONG Lingfeng, LUAN Xiangyang, DU Min, et al. Economic analysis of CBM ground development projects of typical exploration blocks and discussion on support policies for CBM sustainable development in China[J]. [Natural Gas Industry](#), 2017, 37(3): 116–126.
- [42] 杨永国, 李映洁, 秦勇. 煤层气项目经济评价理论与方法研究进展[J]. [天然气工业](#), 2022, 42(6): 186–192.
- YANG Yongguo, LI Yingjie, QIN Yong. Research progress in economic evaluation theories and methods of CBM projects[J]. [Natural Gas Industry](#), 2022, 42(6): 186–192.
- [43] CAMPBELL J M. Analysis and management of petroleum investments: Risk, taxes and time[R]. Huston: Pennwell Corp, 1991: 122–135.
- [44] 《油气项目经济学与决策分析》翻译组译. 油气项目经济学与决策分析[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005: 189–199.
- [45] 曲德斌, 王小林, 兰丽凤, 等. 油气上游业务资源优化理论及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2018: 133–139.
- [46] 邓子渊, 王睿智, 朱倩, 等. 美国非常规油气投资决策经济评价主要方法及应用[J]. [国际石油经济](#), 2020, 28(7): 63–69.
- DENG Ziyuan, WANG Ruizhi, ZHU Qian, et al. Main economic evaluation methods and applications of unconventional oil and gas investment decisions in the United States[J]. [International Petroleum Economics](#), 2020, 28(7): 63–69.
- [47] 胡青, 张宝娟, 陈程, 等. 非常规油气开发经济评价方法研究与应用[J]. [中国石油勘探](#), 2025, 30(1): 178–190.
- HU Qing, ZHANG Baojuan, CHEN Cheng, et al. Research and application of economic evaluation methods for unconventional oil and gas development[J]. [China Petroleum Exploration](#), 2025, 30(1): 178–190.
- [48] 傅家骥, 全允桓. 工业技术经济学[M]. 3 版. 北京: 清华大学出版社, 1996: 83–99.
- [49] 牛小兵, 范立勇, 闫小雄, 等. 鄂尔多斯盆地煤岩气富集条件及资源潜力[J]. [石油勘探与开发](#), 2024, 51(5): 972–985.
- NIU Xiaobing, FAN Liyong, YAN Xiaoxiong, et al. Enrichment conditions and resource potential of coal-rock gas in Ordos Basin, NW China[J]. [Petroleum Exploration and Development](#), 2024, 51(5): 972–985.
- [50] 中国石油天然气股份有限公司油气勘探开发项目经济评价方法[R]. 北京: 中国石油天然气股份有限公司, 2017.
- [51] 赵国瑞. 山西省煤层气消纳利用现状与前景分析[J]. [能源与节能](#), 2024(8): 22–25.
- ZHAO Guorui. Current situation and prospects of coalbed methane consumption and utilization in Shanxi Province[J]. [Energy and Energy Conservation](#), 2024(8): 22–25.
- [52] 王书彦, 李瑞, 王世谦. 页岩气勘探开发基本特征与程序[J]. [天然气工业](#), 2015, 35(6): 124–130.
- WANG Shuyan, LI Rui, WANG Shiqian. Basic characteristics and sequential process of shale gas exploration and development[J]. [Natural Gas Industry](#), 2015, 35(6): 124–130.
- [53] 中国石油天然气股份有限公司天然气开发管理纲要[R]. 北京: 中国石油天然气股份有限公司, 2021.
- [54] Canadian Society for Unconventional Resources (CSUR). Unconventional resources technology creating opportunities and challenges. [C]//Asia Canada Unconventional Resources Forum. Calgary, Canada, 2012.