

煤层气与煤炭地下气化耦合发展路径及经济性探讨

仲 劼¹ 胡振鹏² 史永祥³ 邢冬勇¹

1.新疆亚新煤层气投资开发(集团)有限责任公司 新疆维吾尔自治区 830000

2.新疆亚新煤层气资源技术研究公司 新疆维吾尔自治区 830000

3.新疆亚新煤层气勘探开发有限责任公司 新疆维吾尔自治区 830000

【摘要】: 新疆煤层气资源储量居全国首位, 煤炭地下气化技术可实现难动用煤炭资源的清洁利用, 二者耦合发展是推动新疆煤炭资源清洁高效开发、保障能源安全的重要路径。本文结合新疆地区资源禀赋与产业发展现状, 分析煤层气与煤炭地下气化耦合发展的可行性与核心优势, 构建适配新疆地质条件的耦合发展路径, 从成本、收益、政策支撑三个维度开展经济性分析, 识别发展过程中存在的问题并提出优化建议, 为新疆地区相关产业高质量发展提供理论参考与实践指引。

【关键词】: 新疆; 煤层气; 煤炭地下气化; 耦合发展; 经济性

DOI:10.12417/2811-0722.26.05.019

1 引言

当前, 新疆煤层气开发仍面临储层条件复杂、单井产量偏低、基础设施不完善等问题, 煤炭地下气化技术则处于中试与产业化推广过渡期, 二者独立发展均存在瓶颈。耦合发展模式可实现资源互补、技术协同, 通过煤层气预抽降低煤炭地下气化过程中的瓦斯安全风险, 利用煤炭地下气化的热作用促进煤层气解吸增产, 形成“资源梯级利用、效益双向提升”的良性循环。

2 新疆地区煤层气与煤炭地下气化发展现状

2.1 煤层气发展现状

新疆煤层气资源主要集中在准噶尔盆地南缘、塔里木盆地北缘等区域, 其中淮南、库拜煤田赋煤面积大、煤层分布稳定, 具备规模开发基础。目前, 新疆已在阜康市、吉木萨尔县、乌鲁木齐市米东区、拜城县实施煤层气开发, 年产煤层气近1亿立方米, 形成了一定的开发规模。现有开发模式以地面抽采为主, 部分区域结合煤矿井下抽采, 主要应用直井、水平井等钻井技术。但受地质条件影响, 新疆部分煤层渗透率偏低, 导致单井产量不高, 开发成本相对较高。同时, 新疆煤层气基础设施建设滞后, 管网覆盖范围有限, 部分产区的煤层气无法实现高效外输, 只能就地利用或放空, 资源浪费严重。此外, 产业发展仍依赖政策扶持, 市场化程度不高, 企业开发积极性有待进一步提升。

2.2 煤炭地下气化发展现状

新疆煤炭地下气化技术研发与试验起步较早, 目前已在鄯善县沙尔湖、克拉玛依市乌尔禾区等区域开展中试试验, 其中沙尔湖试验项目稳定运行350天, 验证了技术可行性, 乌尔禾区45万吨/年煤炭地下气化综合利用项目正在推进, 预计日产混合气200万立方米。新疆煤炭地下气化技术主要聚焦于难动用煤炭资源开发, 可有效解决深层、薄煤层、高瓦斯煤层等常规开采难以触及的资源利用问题, 且地面无固体废弃物排放,

环保优势突出。但目前该技术仍存在一些短板, 如气化过程控制难度大、产气成分不稳定、井下密封技术有待完善等。

3 新疆地区煤层气与煤炭地下气化耦合发展路径

3.1 预处理阶段煤层气预抽与地质优化

该阶段核心是降低煤炭地下气化区域的煤层气含量, 消除安全隐患, 同时优化地质条件, 为后续气化作业奠定基础。针对新疆不同区域地质差异, 采用差异化预抽方案: 准噶尔盆地南缘高渗区域, 采用直井或丛式井抽采, 降低预抽成本; 低渗区域, 采用大位移水平井+体积压裂技术, 提升煤层气抽采效率。预抽过程中, 同步开展地质勘察, 明确煤层厚度、含气量、渗透率等参数, 优化气化井布置方案, 避免气化过程中出现煤层坍塌、气体泄漏等问题。

3.2 协同开发阶段双气耦合与过程调控

该阶段是耦合发展的核心, 实现煤层气抽采与煤炭地下气化的同步推进、双向赋能, 结合新疆倾斜煤层发育特点, 采用四种适配路径, 可根据区域地质条件灵活选择。

路径一: 直井+顺煤层倾向井“先抽后烧”模式。适用于倾斜煤层中低渗区域, 先通过直井预抽煤层气, 待煤层气含量达标后, 在顺煤层倾向布置气化井, 开展煤炭地下气化作业。气化过程中, 利用热作用促进残余煤层气解吸, 通过预留的抽采井进行二次抽采, 提升煤层气回收率。

路径二: 顺煤层倾向井组合“边抽边烧”模式。适用于煤层厚度均匀、渗透率中等的区域, 将气化井与煤层气抽采井交替布置, 气化作业与煤层气抽采同步进行。一方面, 抽采井持续抽采煤层气, 保障气化安全; 另一方面, 气化产生的热能持续作用于煤层, 促进煤层气解吸, 实现双向提升。

路径三: 定向L型煤层气井+顺煤层倾向气化井“边烧边抽”模式。适用于深层倾斜煤层区域, 定向L型井可实现煤层气精准抽采, 顺煤层倾向气化井确保气化均匀, 二者同步作业,

既能保障气化过程安全稳定，又能最大化回收煤层气资源。

路径四：“井工厂式”复杂井型耦合模式。适用于资源丰富、地质条件复杂的规模化开发区域，采用多井同台作业，将煤层气抽采井、气化井、监测井集中布置，实现规模化、集约化开发，降低单井建设成本，提升开发效率。

协同开发过程中，加强过程调控，优化气化剂配方、注气工艺及抽采参数，确保气化产气稳定、煤层气抽采高效，同时利用声发射定位技术开展动态监控，及时发现并解决气化过程中的岩层移动、气体泄漏等问题。

3.3 梯级利用与尾端治理阶段资源最大化与环保达标

耦合开发产生的气体分为两部分，预抽及二次抽采的煤层气、煤炭地下气化产生的粗煤气。采用梯级利用模式，实现资源最大化利用：煤层气经净化处理后，优先接入城市燃气管网用于民生用气，剩余部分用于发电或工业燃料；粗煤气经提纯后，分离出甲烷、氢气、一氧化碳等组分，甲烷用于天然气补充，氢气用于汽车加氢或化工原料，一氧化碳用于合成氨、甲醇等化工产品，剩余含热值尾气用于发电。针对气化过程中产生的废水、废气、废渣进行综合治理。废水经处理后循环利用，用于气化剂制备或绿化灌溉；废气中的二氧化碳经捕获后，可用于油田驱油或封存，实现碳减排；气化残余废渣留在地下，采用耐高温回填材料进行填充，减少地表沉降，保护生态环境，契合新疆生态环境保护要求。

4 新疆地区耦合发展的经济性分析

以新疆准噶尔盆地南缘某耦合开发项目为案例，结合当地资源条件、技术水平及政策环境，从成本、收益、盈亏平衡三个维度开展经济性分析，项目规划周期20年，设计产能为年抽采煤层气1亿立方米、年气化煤炭100万吨，产出粗煤气40亿立方米。

4.1 成本分析

耦合开发项目成本主要包括前期投入成本、运营成本及尾端治理成本，具体明细如下表所示。

表1 具体明细

成本类型	具体构成	年成本(万元)	占比(%)
前期投入成本(均摊)	钻井工程、设备购置、管网建设、地质勘察	8200	32.8
运营成本	原材料、人工、电费、设备维护、技术服务	13500	54.0
尾端治理成本	废水处理、废气净化、废渣回填、环保监测	3300	13.2
合计	—	25000	100.0

前期投入成本主要集中在钻井工程与管网建设，新疆部分

区域地形复杂，钻井难度大，导致前期投入相对较高，均摊至20年周期后，年均成本8200万元。运营成本中，电费与原材料占比最高，尤其是气化过程中需消耗大量电力，若接入低价工业电，可有效降低运营成本。尾端治理成本占比相对较低，主要用于环保投入，符合新疆生态环境保护要求。

■ 前期投入成本(均摊) ■ 运营成本 ■ 尾端治理成本

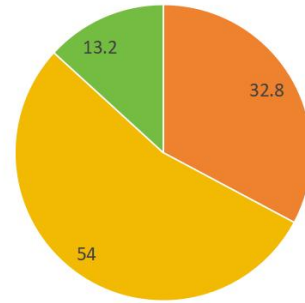


图1 成本类型占比

4.2 收益分析

耦合开发项目收益主要包括产品销售收入、政策补贴收益及碳减排收益，具体明细如下表所示。

表2 收益分析

收益类型	具体产品/补贴	年收益(万元)	占比(%)
产品销售收入	煤层气、提纯甲烷、氢气、发电收入	38500	89.5
政策补贴收益	煤层气开发奖补、清洁能源补贴	3200	7.4
碳减排收益	甲烷减排 CCER 交易、二氧化碳封存收益	1300	3.1
合计	—	43000	100.0

产品销售收入是主要收益来源，其中煤层气与提纯甲烷销售收入占比最高，依托新疆本地能源需求，接入城市燃气管网或供应工业园区，可保障稳定收益。政策补贴方面，新疆自治区对煤层气开发给予0.2元/立方米的奖补，中央财政补贴0.3元/立方米，有效提升项目收益。碳减排收益目前占比较低，但随着全国碳市场甲烷减排机制完善，未来收益潜力较大。

4.3 盈亏平衡与敏感性分析

盈亏平衡分析显示，该项目年固定成本12000万元，单位变动成本0.38元/立方米(按总产气量折算)，综合气价按2.8元/立方米计算，盈亏平衡点产气量为5217万立方米，占设计总产气量的12.4%，盈亏平衡年限为4.8年，项目盈利能力较强。

敏感性分析聚焦气价、运营成本、政策补贴三个核心因素，

结果显示：气价每上涨10%，项目年收益增加8.7%；运营成本每下降10%，年收益增加3.1%；政策补贴取消后，项目年收益下降7.4%，仍可实现盈利。由此可见，项目收益对气价敏感度最高，对政策补贴依赖度较低，具备较强的抗风险能力。

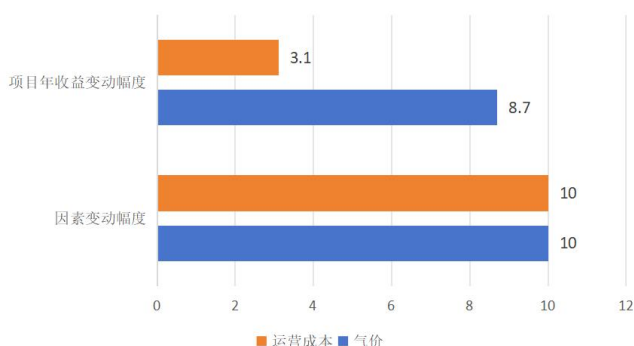


图2 敏感性分析聚焦气价、运营成本占比

与单一煤层气开发或煤炭地下气化项目相比，耦合项目成本利润率提升15%-20%，主要得益于资源梯级利用提升了产品附加值，同时技术协同降低了单项目运营成本，经济效益显著优于单一开发模式。

5 耦合发展面临的问题与优化建议

5.1 面临的主要问题

一是技术层面，新疆部分区域煤层地质条件复杂，倾斜煤层气化过程中岩层移动卸压范围不明，缝网条件下气化热作用扩展范围不清，导致耦合开发过程控制难度较大；同时，井下密封技术与耐高温装备仍需突破，影响项目稳定性。

二是基础设施层面，新疆煤层气与煤炭地下气化项目主要分布在偏远区域，管网覆盖不足，气体外输成本较高；电力供应稳定性不足，部分区域电价偏高，增加运营成本。

三是产业层面，耦合开发涉及多领域技术融合，专业技术人才短缺；企业协同机制不完善，央企与地方企业合作深度不足，技术研发与产业化推广脱节。

四是政策层面，虽然现有政策给予一定补贴，但针对耦合发展的专项扶持政策不足，市场化激励机制不完善，企业长期

投资积极性有待提升。

5.2 优化建议

一是强化技术研发与试验，聚焦新疆倾斜煤层耦合开发关键技术，开展地质选址评价、气化过程控制、井下密封等技术攻关，建立先导性试验基地，推动技术成果转化；引进先进装备与技术，联合科研院所、企业组建研发团队，培养专业技术人才。

二是完善基础设施建设，加大新疆偏远区域管网建设投入，推动煤层气与天然气管网互联互通，降低气体外输成本；优化电力供应布局，推进新能源与耦合项目协同供电，降低运营成本；依托“县县通”天然气工程，提升项目接入公共管网比例。

三是健全产业协同机制，深化央地兵地合资合作，发挥央企龙头带动作用，推动技术、资金、资源整合；培育一批专业化耦合开发企业，完善产业链布局，推动耦合开发规模化、集约化发展。

四是优化政策扶持体系，出台耦合发展专项补贴政策，加大对技术研发、基础设施建设的扶持力度；完善市场化激励机制，推动碳减排收益市场化交易，提升项目盈利空间；落实税收优惠政策，降低企业投资成本。

6 结论

新疆地区煤层气与煤炭地下气化耦合发展具备良好的资源基础、技术条件与政策支撑，通过“预处理—协同开发—梯级利用—尾端治理”的全流程耦合路径，可实现资源互补、技术协同，有效解决单一开发模式存在的瓶颈，提升资源利用效率与经济效益。经济性分析表明，耦合开发项目盈亏平衡年限短、盈利能力强，抗风险能力较强，相比单一开发模式具有显著的经济优势，同时可实现碳减排，契合清洁低碳发展要求。针对当前面临的技术、基础设施、产业、政策等方面的问题，通过强化技术研发、完善基础设施、健全协同机制、优化政策扶持，可推动新疆地区煤层气与煤炭地下气化耦合发展实现产业化、规模化，为新疆能源产业高质量发展注入新动力，助力我国能源安全保障与“双碳”目标实现。

参考文献：

- [1] 薛俊杰,东振,卢海兵,等.煤炭地下气化与碳捕集利用技术的集成：实现碳中和的清洁能源路径[J].矿产保护与利用,2025,45(05):1-13.
- [2] 刘淑琴,王炜彬,刘岳明,等.深部煤炭地下气化产气机制及影响因素[J].煤炭学报,2025,50(08):3707-3719.
- [3] 尹大伟,苑啸天,周广磊,等.煤炭地下气化燃空区动态演变下多场演化特征[J].煤炭学报,2025,50(06):3100-3114.
- [4] 胡卓成,姚军,孙海,等.煤炭地下气化关键特性多尺度研究进展[J].煤炭学报,2025,50(08):3774-3796.
- [5] 王峰,喻岳钰,方惠军,等.中国石油中—深层煤炭地下气化理论与技术研究进展[J].石油学报,2024,45(12):1863-1876.