

煤炭地下气化试验综述与产业化发展建议

东振 陈艳鹏 孔令峰 王峰 陈浩 薛俊杰 张梦媛 陈姗姗 赵宇峰 喻岳钰 龚万兴 孙宏亮 王兴刚

引用本文:

东振, 陈艳鹏, 孔令峰, 等. 煤炭地下气化试验综述与产业化发展建议[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 180–196.

DONG Zhen, CHEN Yanpeng, KONG Lingfeng, et al. Underground coal gasification: Overview of field tests and suggestions for industrialization[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 180–196.

在线阅读 View online: <https://dx.doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.09.0562>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

煤炭地下气化炉选址的地质影响因素

Geological consideration for site selection of underground coal gasifier

煤田地质与勘探. 2019, 47(2): 44–50 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2019.02.008>

天津静海含煤区无井式煤炭地下气化选址地质评价模型

Geological evaluation model for site selection of underground coal gasification without well in Jinghai coal-bearing area, Tianjin, China

煤田地质与勘探. 2019, 47(3): 41–48 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2019.03.008>

华亭烟煤地下气化污染物分布及富集规律

Distribution and enrichment of pollutants from underground gasification of bituminous coal in Huating Mining Area

煤田地质与勘探. 2021, 49(3): 18–25 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.03.003>

废弃矿井地下空间旅游资源开发利用模式研究

Study on exploitation and utilization mode of tourism resources of the underground space in abandoned mines

煤田地质与勘探. 2021, 49(4): 79–85 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.04.010>

我国煤矿井下智能化钻探技术装备发展与展望

Development and prospect of intelligent drilling technology and equipment for underground coal mines in China

煤田地质与勘探. 2021, 49(6): 265–272 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.06.032>

煤矿井下随采地震探测技术发展综述

The development of seismic-while-mining detection technology in underground coal mines

煤田地质与勘探. 2019, 47(3): 1–9 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2019.03.001>



移动阅读

东振, 陈艳鹏, 孔令峰, 等. 煤炭地下气化试验综述与产业化发展建议[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 180–196. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.09.0562

DONG Zhen, CHEN Yanpeng, KONG Lingfeng, et al. Underground coal gasification: Overview of field tests and suggestions for industrialization[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 180–196. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.09.0562

煤炭地下气化试验综述与产业化发展建议

东 振¹, 陈艳鹏¹, 孔令峰^{2,3}, 王 峰⁴, 陈 浩^{1,*}, 薛俊杰¹, 张梦媛¹, 陈姗姗¹,
赵宇峰¹, 喻岳钰⁴, 龚万兴⁵, 孙宏亮⁵, 王兴刚⁵

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油天然气集团有限公司, 北京 100024;
3. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 4. 中国石油煤层气有限责任公司,
北京 100028; 5. 中国石油吐哈油田分公司, 新疆哈密 839000)

摘要: 在实现碳达峰碳中和(“双碳”)目标和保障国家能源安全的双重需求驱动下, 我国煤炭地下气化(UCG)迎来了新的历史发展机遇期。为科学制定技术攻关路线、加快产业化发展, 按时间顺序梳理了煤炭地下气化试验历程, 将其分为矿井式气化、直井/定向井气化、水平井气化 3 个发展阶段, 探究了不同阶段推动气化技术革新的底层逻辑, 从技术和非技术 2 个方面分析了未能产业化的原因并提出产业化发展建议。研究表明: (1) 水平井+可控注入点后退气化工序不仅能够有效规避浅层气化在地表沉降、淡水污染方面的风险, 而且在扩大煤炭纵向开发范围、提高单井控煤量、提升粗煤气品质、保障连续气化方面具有优势, 是当前和今后一个时期的主流技术路线。(2) 我国是现场试验时间最长的国家, 长期处于矿井式气化阶段, 虽然我国中深层煤炭地下气化攻关试验刚起步, 但是由于该技术攻关难度大、技术成熟度低, 主要富煤国家在技术研发上基本属于同一起跑线, 有希望成为我国钻井式气化技术弯道超车的新赛道。(3) 技术适用性不强是造成矿井式、直井式气化产业化困难的主要技术原因, 技术成熟度较低是制约水平井气化产业化的主要技术原因, 长期稳产高产问题尚未得到彻底解决。(4) 常规天然气低成本开发和页岩气革命的冲击, 民众对浅层气化诱发环境污染的担忧, 政府对煤炭地下气化的政策转向, 是导致国外试验终止的主要非技术原因; 发展规划长期空白、科研试验主体相对单一、科研投入不足、产业扶持政策未出台、联合创新机制未建立是阻碍我国气化产业化的非技术原因。提出我国 UCG 产业化建议: 新时期要充分认识到煤炭地下气化技术的复杂性和挑战性, 按照“干成”“干好”两个维度, 破解“长期稳产”和“高产优产”两个核心问题, 通过同步推进科研攻关和现场试验不断提高技术成熟度, 在生产端采用“先物理采气后化学气化”的梯级开发方式避免与煤层气开发竞争, 在利用端积极探索与油气、新能源、煤化工融合发展模式以提高经济效益。作为一种“人造气藏”的颠覆性开发方式, 煤炭地下气化攻关成功后能为其他矿产资源的流态化开发提供技术借鉴, 助推我国化石能源非常规开发技术实现新跨越。

关键词: 煤炭地下气化; 中深层煤; 钻井式气化; 产业化; 技术原因; 产业政策; 发展建议

中图分类号: TD84 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-1986(2024)02-0180-17

Underground coal gasification: Overview of field tests and suggestions for industrialization

DONG Zhen¹, CHEN Yanpeng¹, KONG Lingfeng^{2,3}, WANG Feng⁴, CHEN Hao^{1,*}, XUE Junjie¹, ZHANG Mengyuan¹,
CHEN Shanshan¹, ZHAO Yufeng¹, YU Yueyu⁴, GONG Wanxing⁵, SUN Hongliang⁵, WANG Xinggang⁵

收稿日期: 2023-09-18; 接收日期: 2024-01-10

基金项目: 中石油“煤炭地下气化关键技术研究与先导试验”基础性前瞻性项目(2019E-25); 中石油“低碳能源生态圈战略研究”项目(中油研 20230118-4)

第一作者: 东振, 1988 年生, 男, 山东曲阜人, 博士, 高级工程师, 从事煤炭原位清洁转化地质评价、运行控制等方面的研究。

E-mail: dongzhen69@petrochina.com.cn

*通信作者: 陈浩, 1985 年生, 男, 湖北荆州人, 博士, 高级工程师, 从事煤炭地下气化地质评价、实验技术研发、战略规划等方面的研究。

E-mail: chenhao69@petrochina.com.cn

- (1. *Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China*; 2. *China National Petroleum Corporation, Beijing 100024, China*; 3. *School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(East China), Qingdao 266580, China*; 4. *PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China*; 5. *PetroChina Tuha Oilfield Company, Hami 839000, China*)

Abstract: Driven by the dual demands for achieving the goals of peak carbon dioxide emissions and carbon neutrality and for ensuring national energy security, underground coal gasification (UCG) in China is embracing a new historical development opportunity. To scientifically formulate a route for making technological breakthroughs in UCG and accelerate its industrialization, this study analyzed the history of UCG field tests, dividing UCG into three stages: UCG based on coal mines, vertical/directional wells, and horizontal wells. By exploring the underlying logic that propelled innovations in UCG technologies in different stages, this study delved into the technical and non-technical reasons for the failure of UCG industrialization and finally proposed suggestions. Key findings are as follows: (1) The UCG technology combining horizontal wells with the controlled retracting injection point (CRIP) process can effectively avoid the risks of surface subsidence and freshwater pollution caused by shallow gasification. Furthermore, this technology enjoys advantages in terms of expanding the vertical coal mining range, increasing single-well-controlled coals, improving the quality of raw gas, and ensuring continuous gasification. Hence, this technology serves as a mainstream technical route currently and in the future. (2) After the longest field test period, China has remained long in the stage of UGS based on coal mines. Although China is still in the initial stage of tests for breakthroughs in moderately deep UCG, it roughly keeps the same pace with other major coal-rich countries in terms of technical research and development due to the challenging technology research and low technological maturity. Therefore, China is expected to overtake these countries in the technology for UCG based on drilled wells. (3) Regarding technical reasons, limited technology applicability poses challenges in the industrialization of UCG based on coal mines and vertical wells, while low technological maturity predominantly restricts the industrialization of UGS based on horizontal wells. Consequently, long-term stable and high gas production is yet to be achieved. (4) Concerning non-technical reasons, the termination of UCG tests abroad is primarily caused by low-cost production of conventional natural gas, the influence of the shale gas revolution, public concerns about environmental pollution caused by shallow gasification, and governments' UCG policy shift. In contrast, China's UCG industrialization is principally hindered by a prolonged gap in development planning, relatively limited entities engaging in scientific research and tests, insufficient investment in scientific research, a lack of industrial support policies, and the absence of joint innovation mechanisms. This study proposed suggestions for China's UCG industrialization. In the new era, it is necessary to thoroughly identify the complexity and challenges of UCG technology. Then, great efforts should be made to achieve long-term stable production with considerably high quality. It is recommended that the technological maturity should be constantly improved through synchronous scientific research and field tests. The cascade production mode featuring physical gas extraction followed by chemical gasification should be employed to avoid competition with coalbed methane production. Meanwhile, it is necessary to actively explore the utilization mode that integrates oil and gas, new energy, and coal chemical industry for elevated economic benefits. As a revolutionary production technology for artificially created gas reservoirs, UCG, after successful achievement, can provide a technical reference for the fluidization exploitation of other mineral resources and push China's unconventional technology for fossil energy development to a new level.

Keywords: underground coal gasification (UCG); moderately deep coal; gasification based on coal mines; industrialization; technical reason; industrial policy; development suggestion

2022 年我国能源消费总量达到 54.1×10^8 t 标准煤, 相比 2021 年增长 2.9%, 其中, 煤炭消费量占能源消费总量的 56.2%, 相比 2021 年提高 0.3%^[1], 2022 年石油和天然气对外依存度分别为 71.5% 和 41.2%^[2], 国家能源安全形势依然严峻, 党的二十大报告要求: “深入推进能源革命, 加强煤炭清洁高效利用, 加大油气资源勘探开发和增储上产力度”。煤炭地下气化(Underground Coal Gasification, UCG)实现了物理采煤到化学采气的转变^[3-4], 能够有效缓解我国“富煤”和“气不足”之间的矛盾, 特别是在油气企业攻关推动下, 有望成为

国内非常规天然气开发的新领域^[5-6]。

美国、澳大利亚、加拿大、苏联等主要发达国家和中国都已经开展了不同程度的 UCG 现场试验, 虽然未能实现产业化, 但是积累了丰硕的理论成果和宝贵实践经验。在我国能源转型的时代背景下, 近年来 UCG 再次成为研究热点, G. Perkins^[7-8]、A. W. Bhutto^[9]、E. Shafirovich^[10]、M. M. Khan^[11]、邹才能^[3]、孔令峰^[4-5,12]、韩军^[13]、秦勇^[14-16]、梁杰^[17-19]、柳少波^[20]、刘淑琴^[21-23]、许浩^[24] 等国内外专家学者综述了 UCG 基础理论与现场试验进展, 分析了该技术对我国能源发展转型的战略

意义,指出了面临的技术挑战以及发展前景,推动了国内学界和能源企业对该技术的关注与重新审视。经过近一个世纪的试验探索,UCG 的技术内涵不断丰富,由于人们对 UCG 的认知普遍停留在某个历史时期、某个气化工艺或几个典型试验的层面,存在着对 UCG 发展进程认识不够全面,对技术革新底层逻辑理解不够深刻的问题,特别是由于缺少对未能产业化原因的系统分析,导致部分企业、学者对 UCG 的技术可行性、环保性、经济性始终存在疑虑,很大程度上阻碍了技术的发展。为了打破人们对 UCG 的传统认知,科学制定技术攻关路线,系统分析 UCG 试验历程和经验启示,阐明了不同发展阶段制约产业化的主要原因,以产业化为导向提出 4 条产业化发展建议,以期早日实现煤炭地下气化从现场试验向规模开发的里程碑式跨越。

1 煤炭地下气化技术试验历程与启示

1.1 世界煤炭地下气化试验历程

1868 年,德国 William Siemens 首次提出 UCG 构想,19 世纪末苏联科学家 Dmitri Mendeleev 提出 UCG 工艺^[3],20 世纪 30 年代苏联拉开了现场试验的序幕,近百年间全球实施了 74 次主要现场试验,按照建炉方式不同分为矿井式和钻井式两类,其中矿井式气化试验 36 项^[15,25],钻井式气化试验 38 项^[7,25],虽然二者数量相近,但在国家分布特点上差异显著。矿井式气化试验主要分布在苏联、中国、波兰,中国是试验次数最多的国家(占比 69%)(图 1a),也是矿井式气化技术的主要实践者和推动者。钻井式气化试验的国家分布更加广泛,主要富煤发达国家都以钻井式气化试验为主,美国是试验次数最多的国家(占比 42%)(图 1b),对推动钻井式气化技术发展起到积极作用。煤炭资源禀赋和赋存特点、

国家能源需求、政府政策导向、工程技术与装备发展水平,都会影响 UCG 的攻关方向和发展阶段,根据全球 UCG 技术发展历程,可分为矿井式气化阶段、直井/定向井气化阶段、水平井气化阶段。

1.1.1 矿井式气化阶段(20 世纪 30 年代—90 年代)

1910 年美国工程师 Anson Betts 提交的 UCG 发明专利中同时提到了竖井和钻孔两种建炉方式^[26],由于当时人们对地下采煤工况更加熟悉,因此矿井式气化成为早期试验首选。苏联最初采用“预处理法”(腔室法)进行试验,在试验前或过程中通过炸药爆破改善煤层渗透性,不仅井下人工作业过程复杂而且增渗效果可控性差,难以生产稳定优质粗煤气,不具备大规模推广的技术基础。1933 年 Donetsk 煤化学研究所创新提出了气流法工艺,利用巷道作为气化通道,根据巷道连通方式可以构建 U 型炉和山型炉,从而达到连续气化倾斜、水平煤层的目的^[27]。1935 年 Gorlovskaya 试验证实气流法能够连续气化煤层,1935—1941 年苏联共实施了 9 次气流法试验^[28],取得较好试验效果的同时发现浅部煤层能够形成高渗气流通通道,如果利用直井替代竖井、利用煤层中的人工增渗通道代替巷道,可以有效减少井下人工作业量、进一步提高煤炭利用率和生产效率,在实践中逐渐形成了矿井式向直井气化转变的思想雏形。受苏联气化试验成功的鼓舞,1958 年我国在山西大同胡家湾煤矿实施了首个矿井式气化试验,随后在吉林蛟河、黑龙江鹤岗兴山、皖西独山也完成了试验^[15],但空气作为气化剂导致粗煤气热值普遍偏低(3.8~5.5 MJ/m³,标准状态,下同)。20 世纪 80—90 年代余力等^[29]学者针对气流法单炉气化煤量小、单炉日产气量低、粗煤气热值低等问题,提出了有井和无井混合的长通道(大于 100 m)大断面(4 m² 左右)两阶段(先空气/富氧空气,后

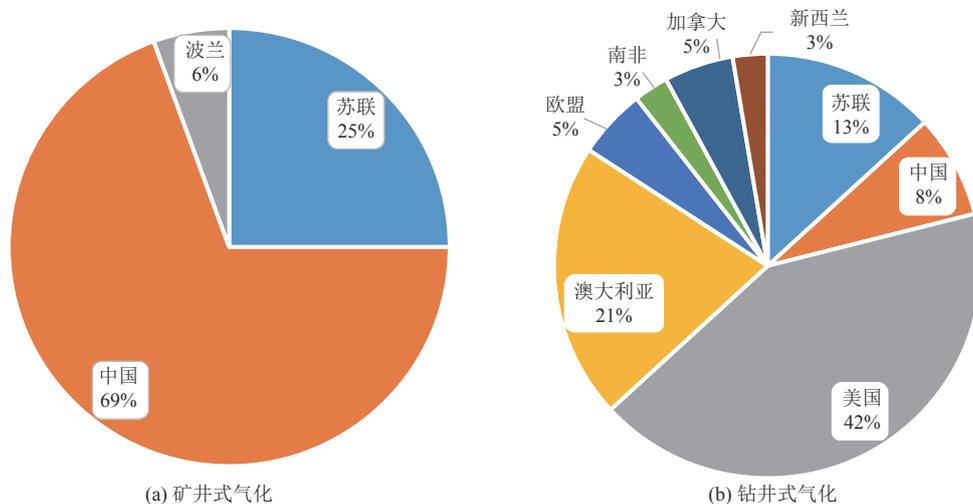


图 1 世界各国煤炭地下气化现场试验次数占比
Fig.1 Proportions of underground coal gasification field tests of various countries around the world

水蒸气)气化工艺,丰富气流法技术内涵的同时赋予矿井式气化新的生命力,新工艺应用于江苏徐州新河、河北唐山刘庄、山东肥城曹庄、山东新汶孙村等现场试验,空气作为气化剂时粗煤气热值能达到 8.3 MJ/m^3 ,富氧空气作为气化剂时单炉产气量能达到 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[29]。波兰是除苏联、中国外,近期唯一开展矿井式气化试验的国家,2010—2014 年间以制氢为目标(HUGE、HUGE2),利用竖井巷道分别在波兰 Barbara 和 Wieczorek 实施了埋深 30 m 和 465 m 的气化试验,采用空气、富氧空气作为气化剂试验了直线型和 V 字形 2 种气化通道类型,氢气最高体积分数达到 40%^[30-31]。

1.1.2 直井/定向井气化阶段(20 世纪 40 年代—1987 年)

二战后期苏联转而以钻井式试验为主,在倾斜和水平煤层中研发了不同的气化工工艺,在 Lisichanskaya 和 Yuzhno-Abinskaya 的大倾角煤层中,通过直井、定向井代替竖井、巷道,直井作为点火井,煤层底板内钻进的定向井作为注气井,煤层钻进的定向井作为产气井,该工艺奠定了倾斜煤层气化工工艺的基础。在 Podmoskovnaya 和 Shatskaya 的近水平煤层中,建立了连通直井注气—产气工艺(图 2a),依靠煤层反向燃烧形成的通道正向气化,通过分批增加新钻直井扩大生产规模,Podmoskovnaya 项目从 1947 年开始,20 多年间连续生产了 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 粗煤气。1953 年 Angren 项目开始建设,由于煤层渗透性比 Podmoskovnaya 项目低,因此反向燃烧建立气流通道的效率很低(每天推进 0.5 m,直井间距 25 m),压缩机耗电量大(注气井的井口压力为 3.5~4.0 MPa),所以从 6 号气化炉开始通过钻探长度 250~300 m 的水平井与直井连通,1991—1999 年间平均每年生产 $5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 粗煤气送至附近电站,Angren 项目持续运行时间超过半个世纪^[26]。

20 世纪 70 年代能源危机使美国 UCG 试验蓬勃兴起,1973—1979 年的现场试验(Hanna 系列、Rocky Hill、Pricetown、Hoe Creek II)主要通过煤层反向燃烧实现两口直井连通^[32],试验证实次烟煤和非膨胀烟煤能被顺利气化,而高膨胀性烟煤气化困难^[33]。1979—1987 年的现场试验(Hoe Creek III、Rawlins、Rocky Mountain 1)开始使用定向井建立注气井和产气井之间通道,Hoe Creek III 试验开创了扩展连通直井气化工工艺(图 2b),通过水平产气井连通不同垂直注气井,当注气井下部气化腔扩展至顶板或粗煤气品质持续下降时,切换到下一口注气井重新气化,注气井切换后粗煤气品质显著提高,该现象为提出可控注入点后退气化工工艺(Controlled Retracting Injection Point, CRIP)起到重要启示作用^[34]。Rawlins 试验省掉了苏联倾斜煤层气化工工艺中的点火直井,仅通过两口定向井实现了急倾斜煤层气化(图 2c)。

欧洲约 80% 的煤炭资源埋深超过 500 m,一方面是石油天然气难以自给需要大量进口,另一方面是大量煤炭因埋深大难以通过常规地下采矿技术经济开采,UCG 技术成为欧洲国家不断探索的解决方案之一。1940—1960 年,摩洛哥、比利时、英国通过直井反向燃烧、电力贯通,倾斜煤层定向钻井连通工艺在浅部薄煤层(1~1.1 m)开展了气化试验,气化剂以空气为主,整体试验结果不理想,因此开始探索中深层气化可行性。1978—1988 年德国、比利时实施了世界最大埋深的直井气化试验,Thulin 试验的目标煤层埋深 860 m^[35],由于煤层渗透率低($(0.003 \sim 0.1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),因此反向燃烧和水力压裂连通试验均以失败告终,最终通过小半径定向井配合水力压裂才完成直井连通,实践说明煤层埋深较大时定向井连通比反向燃烧连通方式更具适应性,试验完成了 18 套气化工工艺参数的产气测试,产气结果表明气化压力超过 10 MPa、氧气/水作为气化剂时 CH_4 在粗煤气中占比能够达到 24.2%~29.5%^[26]。

南非 Majuba 和澳大利亚 Chinchilla 1 都采用了 $\epsilon(\text{UCG})^{\text{TM}}$ 工艺,Majuba 项目由定向井和垂直井组成,目标煤层埋深为 280~300 m、厚度为 3.0~4.5 m,2007 年 1 月至 2011 年 9 月满负荷运行期间共消耗了 $5 \times 10^4 \text{ t}$ 煤炭,是苏联以外运行时间最长的 UCG 项目(超过 4.5 a)。Chinchilla 1 项目由 9 口直井组成,目标煤层埋深为 132 m、厚度为 10 m,2 个项目均由加拿大 Ergo Exergy 公司采用反向燃烧工艺连通,项目结束后经评估都未造成环境污染^[7]。

1.1.3 水平井气化阶段(1988 年至今)

美国奠定了水平井气化的技术基础,在总结 Hanna、Hoe Creek III 试验经验的基础上,劳伦斯利弗莫尔国家实验室在 1981 年美国第七届 UCG 研讨会上正式公开了 CRIP 工艺^[36],1981—1983 年为了验证 CRIP 工艺,在华盛顿州 Centralia 组织实施了大块煤试验 LBK-1 和部分煤层气化试验,1987—1988 年实施的 Rocky Mountain 1 试验,是世界首个真正意义的水平井气化试验,完成 3 次注入点后退操作,93 d 连续运行期间共气化 $1 \times 10^4 \text{ t}$ 煤,粗煤气热值高达 11.3 MJ/m^3 ,CRIP 模块在粗煤气热值、气化效率方面的指标都明显优于 ELW 模块^[7,37-38],Rocky Mountain 1 是世界 UCG 技术发展的重要里程碑,此后水平井气化试验基本遵循了该试验的技术思路。1991—1999 年,在西班牙 EI Tremedal 实施了水平井气化试验,在埋深 580 m、煤厚 2 m 的煤层连续运行 12 d 并形成 2 个气化腔,气化压力达到 5.3 MPa,粗煤气平均热值 11 MJ/m^3 ,其中 CH_4 、 H_2 、 CO 、 CO_2 、 H_2S 的体积分数分别为 14.3%、24.9%、8.7%、43.4% 和 8.3%^[39-40]。

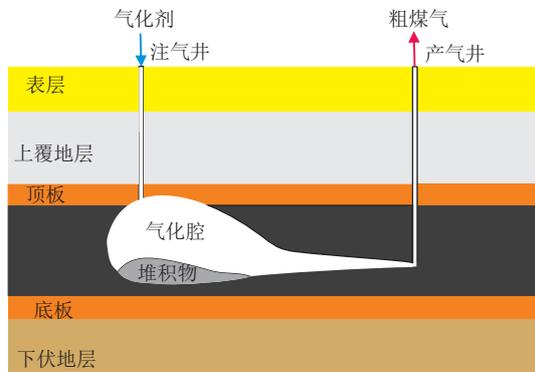
澳大利亚代表了浅层水平井气化的最高水平,也是最接近产业化开发的国家。以 Linc Energy、Carbon Energy、Cougar Energy 为代表的民企是推动试验的主力,在昆士兰州实施了不同气化工艺(L-CRIP、P-CRIP)和 气化剂类型(空气、富氧空气、纯氧/水蒸气)的现场试验^[7,9,11],探索了粗煤气液化制油、粗煤气制氨、粗煤气发电等产品利用模式。1999—2014 年 Linc Energy 在 Chinchilla 实施了 5 次试验,Chinchilla 1 和 Chinchilla 2 通过反向燃烧连通,Chinchilla 3 通过定向井实现直井连通,首次成功将粗煤气转化为液体燃料;Chinchilla 4 采用 P-CRIP 工艺,Chinchilla 5 采用改进的 L-CRIP 工艺^[41-42],氧气作为气化剂时粗煤气热值为 10.2 MJ/m³,该试验至今仍是注入点后退次数(12 次)最多、运行时间(730 d)最长的水平井气化试验。Carbon Energy 在 Bloodwood Creek 进行了 2 次试验,两个气化炉间隔 60 m,气化炉由 2 个间隔 30 m 的水平井组成^[43],通过水平井趾部直井点燃煤层后连续后退气化,2 号试验共运行 577 d,气化煤炭 1.3×10⁴ t,平均产气量 2 500 m³/h。

2009—2011 年加拿大 Swan Hills 试验是世界埋深最大的试验,目标煤层埋深为 1 400 m,煤层倾角为 0.2°,厚度为 7~8 m,渗透率小于 0.7×10⁻³ μm²,试验采用

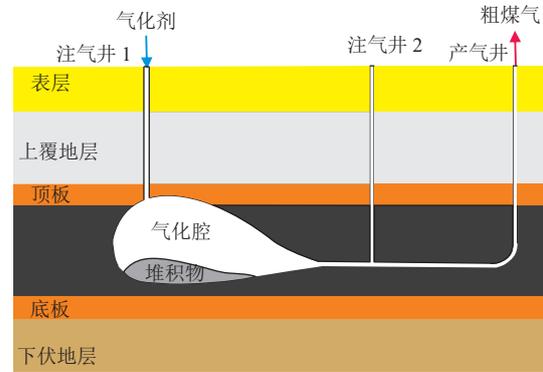
L-CRIP 工艺,注气井水平段长度为 1 600 m^[44],同心连续油管由直径 60.325 mm 的外管和直径 12.7 mm 的内管组成,内管和外管分别输送点火剂、主燃料和氧气实现化学点火,连续油管 and 套管之间的环空用以输送水。煤层点燃后,控制水、氧质量比为 2 : 1~3 : 1 进行气化运行,注入点后退 3 次共形成 4 个气化腔^[45],产气井通过喷淋装置喷水将粗煤气温度降至 300~350℃。高压(10~12 MPa)的气化环境有利于甲烷化反应进行,CH₄在粗煤气中的占比高达 37%^[46],试验通过化学点火技术实现气化腔重复点火,通过注气井注氮与产气井喷淋技术保障了井筒完整性,同时验证了热电偶和微地震技术可以实现气化腔温度和形态监测,取得成果为后续中深层煤炭地下气化试验提供了技术借鉴。目前除了 L-CRIP(U 型)和 P-CRIP(楔形)2 种主要水平井炉型外(图 2d,图 2e),还有将 2 种炉型结合的斜梯形水平井气化工艺^[47](图 2f)。

1.2 中国煤炭地下气化试验历程

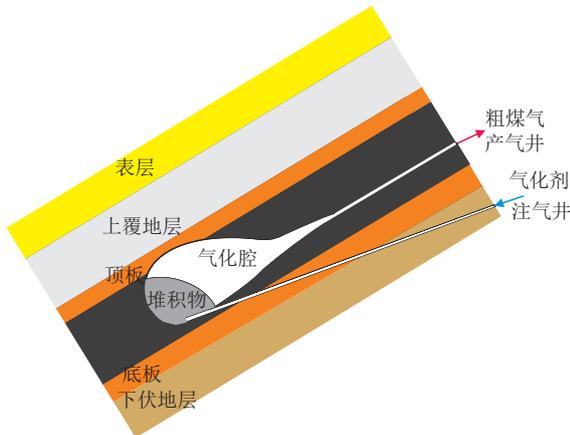
我国是世界上现场试验时间最长和试验地点最多的国家,从技术发展阶段分析,国外经过矿井式气化短暂过渡后都以钻井式气化作为攻关方向,矿井式气化在世界实践中存在时间较短。反观我国,1963—1989 年我国因历史原因长期未开展试验研究,与美国钻井式气



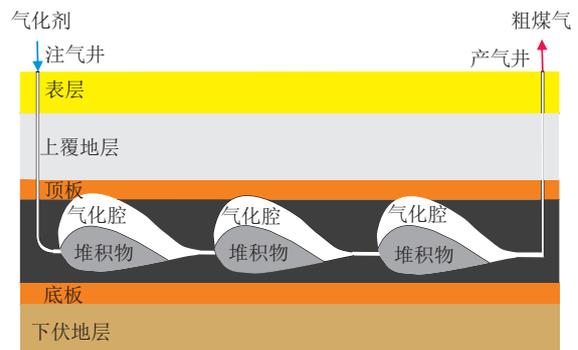
(a) 连通直井注气-产气系统(LVW)



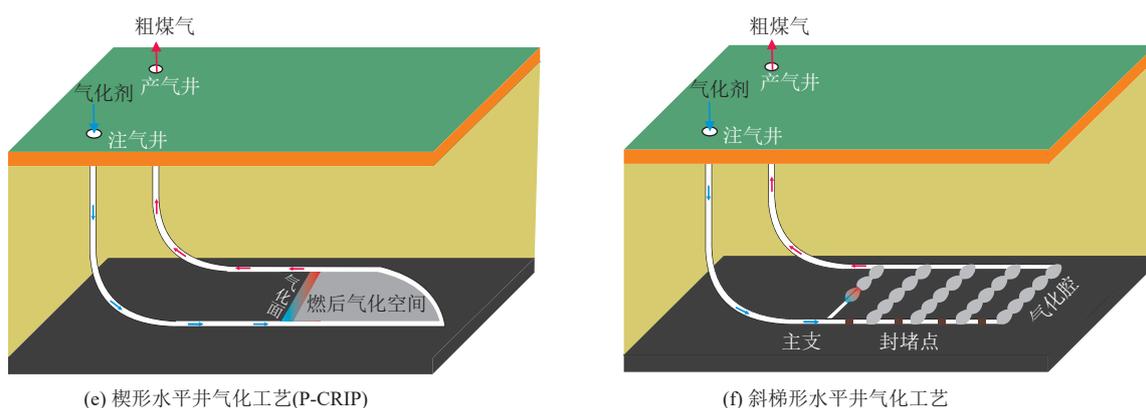
(b) 扩展连通直井气化工艺(ELW)



(c) 急倾斜煤层定向井气化工艺(SDB)



(d) U 型水平井气化工艺(L-CRIP)



(e) 楔形水平井气化工艺(P-CRIP)

(f) 斜梯形水平井气化工艺

图 2 钻井式煤炭地下气化主要炉型

Fig.2 Major furnace types of underground coal gasification based on drilled wells

化技术创新黄金期失之交臂^[15], 导致我国长期以矿井式气化试验为主, 2007 年新奥集团实施了我国首个钻井式气化试验, 相比苏联 Angren 项目落后 50 多年, 2019 年中为能源实施了我国第一个楔形水平井气化试验, 相比美国 Rocky Mountain 1 试验落后 30 多年(图 3)。从试验数量分析, 全球重要钻井式试验有 30 多次, 我国公开文献可查的钻井式气化试验仅有 3 次(不包括处于

可研、设计、施工阶段的试验), 钻井式气化试验数量远少于美国和澳大利亚(图 1b)。由此可见, 虽然我国现场试验起步较早、试验时间最长, 但长期处于矿井式气化阶段, 浅层水平井气化试验取得了积极进展, 但在 800 m 以深仍属于试验“无人区”, 我国钻井式气化技术整体处于跟跑水平。



图 3 中国与其他国家的煤炭地下气化发展历程对比

Fig.3 Comparison of the development histories of underground coal gasification between China and other countries

国内学者已对我国矿井式气化试验开展了详细综述^[15,18,29], 本节仅分析我国钻井式气化试验历程。2003 年中国石油天然气集团有限公司提出利用 UCG 补充我国西气东输沿线天然气缺口的设想, 2005 年辽河石油勘探局编制完成了小龙湾地区中深层(本文特指 800~

1 500 m)UCG 试验方案^[5,48]。2007—2014 年, 新奥集团在乌兰察布实施了埋深 285 m 的钻井式气化试验, 完成了 L 型炉、V 型炉、单元面采炉等不同气化炉型及 CRIP 工艺试验, 实现了以空气/富氧空气为气化剂、1.5 MPa 气化压力下的连续生产, 单炉日产粗煤气 15×

10⁴ m³, 粗煤气热值 3.3~4.0 MJ/m³, 形成了包括地下气化炉构建技术、地下气化炉点火技术、测控技术、工艺运行与稳定技术的技术系列^[13,49], 填补了我国钻井式气化试验的空白。2018 年国利衡公司在新疆鄯善县库木塔格沙尔湖煤田实施了埋深 450 m 的钻井式气化试验^[50]。2019 年中为能源在内蒙古唐家会实施了埋深 522 m 的水平井气化试验^[47], 这是目前我国最深的试验项目, 以上 3 个试验充分借鉴了苏联、澳大利亚相对成熟的气化工艺和经验。此外, 新疆维吾尔自治区煤田地质局提出在新疆克拉玛依百口泉实施钻井式气化试验的计划, 贵州省煤田地质局正在贵州六枝化处开展钻井式气化试验施工。

近期国家能源局、煤炭大省相继出台政策规划鼓励 UCG 技术攻关, 2021 年地下原位煤气化作为油气安全保障供应技术纳入《“十四五”能源领域科技创新规划》, 要求在“十四五”期间开展集中攻关, 并为先导试验奠定基础; 2021 年贵州省“十四五”科技创新规划中, 鼓励开展 UCG 与煤制氢技术、UCG 发电并网关键技术的科技攻关; 2023 年新疆维吾尔自治区启动“新疆难开采煤炭煤层气资源高效开发技术”重大科技专项, 集中攻关 UCG 开发的重难点技术, 并计划实施现场试验。中国石油天然气集团有限公司制定了 UCG 中长期发展规划, 2021 年成立 UCG 技术研发中心, 目前已经完成 UCG 科技专项第一阶段的攻关, 基于研究成果编制完成了三塘湖盆地矿场试验方案。2020 年中国石油化工集团有限公司与鄂尔多斯国投集团、中为能源签订《煤炭地下气化技术产业化项目合作框架协议》, 设立“中深层煤炭地下气化资源评价与目标优选”基础前瞻专项。目前国内高校与科研机构、油气企业、能源民企、煤田地质局正在积极开展钻井式气化技术的科研攻关, 新一轮钻井式气化试验热潮正在我国兴起。

1.3 煤炭地下气化试验主要启示

基于国内外 UCG 试验历程分析, 总结以下 5 点启示。

(1) UCG 呈现矿井式向钻井式、浅层向中深层、粗煤气单一利用向综合利用发展的趋势。UCG 历经“矿井式气化→直井/定向井气化→水平井气化”三代技术革新(图 4), “水平井+CRIP”气化技术成为目前的主流技术路线。在气流法的基础上, 中国和苏联分别发展形成了长通道大断面两阶段气化和直井/定向井气化工艺, 苏联实现了计划经济下的直井气化商业开发, 目前直井气化的技术成熟度最高。美国在总结直井气化试验经验的基础上, 提出了 CRIP 工艺, 通过不断后退改变注气点位置突破了直井之间固定煤量的限制, 增加了单井控煤量和气化可控性, 具备了连续造腔、稳定气

化的技术基础, 水平井解决了气化通道长距离连通和通道长期保持畅通的难题, 美国、澳大利亚、中国、西班牙、加拿大的水平井气化试验表明浅层的“水平井+CRIP”气化技术基本成熟, 但中深层“水平井+CRIP”气化技术仍需攻关。煤层埋深增加有利于提高气化反应压力、促进甲烷化反应, 同时降低浅层淡水污染、地表沉降的安全风险, 美国 Rocky Mountain 1(110 m)、西班牙 EI Tremedal(580 m)、加拿大 Swan Hills(1 400 m)的试验历程, 以及中国内蒙古乌兰察布(285 m)、新疆鄯善(450 m)、内蒙古唐家会(522 m)的试验历程, 都呈现出煤层埋深增大的趋势。粗煤气的利用方式由发电为主向着多元能源供给和现代煤化工的方向发展, 未来粗煤气中的 CO₂ 将主要被资源化利用或者通过地下空间埋存。

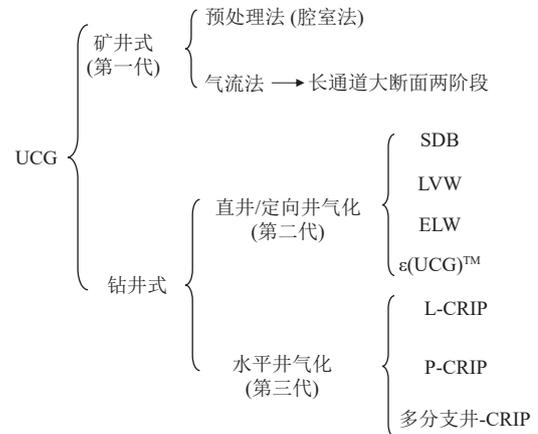


图 4 世界煤炭地下气化技术发展路线
Fig.4 Technological routes for underground coal gasification in the world

(2) UCG 具备长期运行和生产高热值粗煤气的的能力。苏联 Gorlovskaya 试验通过气流法证实原始煤层能被连续气化, 坚定了试验早期人们对新技术的信心。Angren 与 Majuba 项目证实直井气化不仅能够长期运行, 而且对多条断层和火山岩侵入的复杂煤层同样适用。Rocky Mountain 1 和 Chinchilla 5 试验证实了“水平井+CRIP”的技术可行性, 注入点后退造腔的方式能够实现煤层连续气化。EI Tremedal 试验证实水平井气化技术在埋深超过 500 m 的煤层仍然适用, Swan Hills 试验发现增大气化压力能显著提高 CH₄ 在粗煤气中的占比^[7], 干粗煤气热值高达 16 MJ/m³(所有试验中粗煤气热值最大值)。

(3) 不同气化技术在适用埋深上存在差异, 水平井气化技术具有更大的深度适用范围。矿井式气化和直井气化技术仅适用于浅层气化, 水平井气化技术同时适用于浅层和中深层气化, 表 1 是直井与水平井气化的主要技术要点对比结果。美国试验表明采用空气和氧气/蒸汽作为气化剂时, 粗煤气热值分别为 4.3~7.4 MJ/m³

和 8.4~12.5 MJ/m³[26], 氧气/蒸汽逐步成为浅层气化的气化剂首选; 中深层气化时, 纯氧/水是最适合的气化剂类型。现场试验表明气化过程中 10%~20% 的粗煤气发生泄漏, 为了避免粗煤气对含水层造成污染, 应控制

气化压力低于煤层静水压力, 苏联试验表明大部分污染物以凝析液形式被高温气体带出地面, 气化结束后通过“清洁洞穴”技术能够最大程度降低地下水污染风险[26]。

表 1 直井气化与水平井气化技术要点对比

Table 1 Comparison of technical essentials between underground coal gasification based on vertical and horizontal wells

序号	技术要点	直井气化	水平井气化
1	最大煤层埋深	860 m	1 400 m
2	注气点位置	固定	受控后退
3	井间连通方式	反向燃烧/煤层钻井	煤层钻井
4	井间距离	30 m	300~1 600 m
5	气化可控性	较差	较好
6	气化剂类型	空气、富氧空气、氧气、氧气+蒸汽	氧气+蒸汽/氧气+水
7	粗煤气热值	3.2~9.0 MJ/m ³	10.9~16.0 MJ/m ³
8	技术成熟度	基本成熟	不成熟
9	注产井组钻探成本	较低	较高
10	规模开发时井数	数量多	数量少
11	水污染与地表沉降	浅层风险较大	中深层风险较小

(4) 气化技术不断向产业化开发的方向进步。第一代向第二代气化技术革新的驱动力, 是试图解决气化建炉过程中工程作业量大、生产效率低的问题; 第二代向第三代气化技术革新的驱动力, 是试图解决直井气化控煤量少、注采井连通困难、粗煤气生产不稳定的问题, 可以预测下一代气化技术解决的是如何提高日产气量、实现长期高品质生产的问题。工艺技术可复制、生产规模易扩大、粗煤气综合利用有经济效益, 是 UCG 技术实现产业化前必须突破的技术关和经济关。

(5) 石油工程技术的进步对气化技术发展产生积极推动作用。定向井钻完井技术的进步, 推动了矿井式气化向钻井式气化的转变; 水平井地质导向和“穿针引线”技术的进步, 保障了水平井与直井、平行水平井的精准对接, 一方面能够省掉点火直井从而简化气化炉结构, 另一方面使得构建复杂结构炉型成为可能; 连续油管、多功能燃烧器等井下装备工具的进步, 为高温高压工况下应用 CRIP 工艺提供了硬件条件, 目前气化煤层埋深已下探至 1 400 m; 美国石油协会(American Petroleum Institute, API) 标准套管、油管、井口等装备工具也有助于 UCG 的大规模工业化推广。

2 煤炭地下气化未能产业化原因

UCG 包括气化选址、钻完井工程、气化运行控制与监测、粗煤气集输处理、粗煤气与地下空间综合利用等环节(图 5), 全球主要发达国家参与、历时近一个世纪的试验历程足以证明技术难度之大, 任何一项能源技

术的产业化前景, 都取决于国家需求、资源潜力、技术成熟度、保障措施的适配程度, 将 UCG 未能产业化的原因归纳为技术原因(资源潜力、技术成熟度)和非技术原因(国家需求、保障措施)。

2.1 技术原因

UCG 属于技术密集型产业, 不同发展阶段导致试验失败和产业化困难的技术原因不尽相同(表 2), 分析认为技术适用性不强是造成矿井式、直井式气化产业化困难的主要原因, 技术成熟度较低是制约水平井气化产业化的主要原因, 目前长期稳产高产问题尚未得到彻底解决。

2.1.1 矿井式气化与直井气化

矿井式气化和直井气化主要是开发浅层煤炭资源, 技术适用性不强集中体现在 3 个方面: 一是气化技术决定了煤炭资源的动用能力, 浅层气化在开发对象上与煤炭地下开采、煤层气开发存在交集, 前者在煤炭采出率和生产效率方面不具备竞争力; 二是直井在控制煤量方面受限, 小井距规模开发需要钻探大量直井, 矿井式气化需要大量井下挖掘作业, 前期大量资金与工程量的投入制约了产业化推广; 三是淡水污染、地表沉降、气体泄漏都对浅层气化的可持续性产生不利影响, 政府与民众对环保风险的担忧与质疑将长期存在。

矿井式气化的目标煤层一般埋深浅、煤厚小, 发生地表沉降、淡水污染和气体逸散的风险比较大; 由于气化压力低且气化剂多以空气、富氧空气为主, 因此粗煤气热值和气化效率也比较低, 粗煤气利用方式以燃气锅

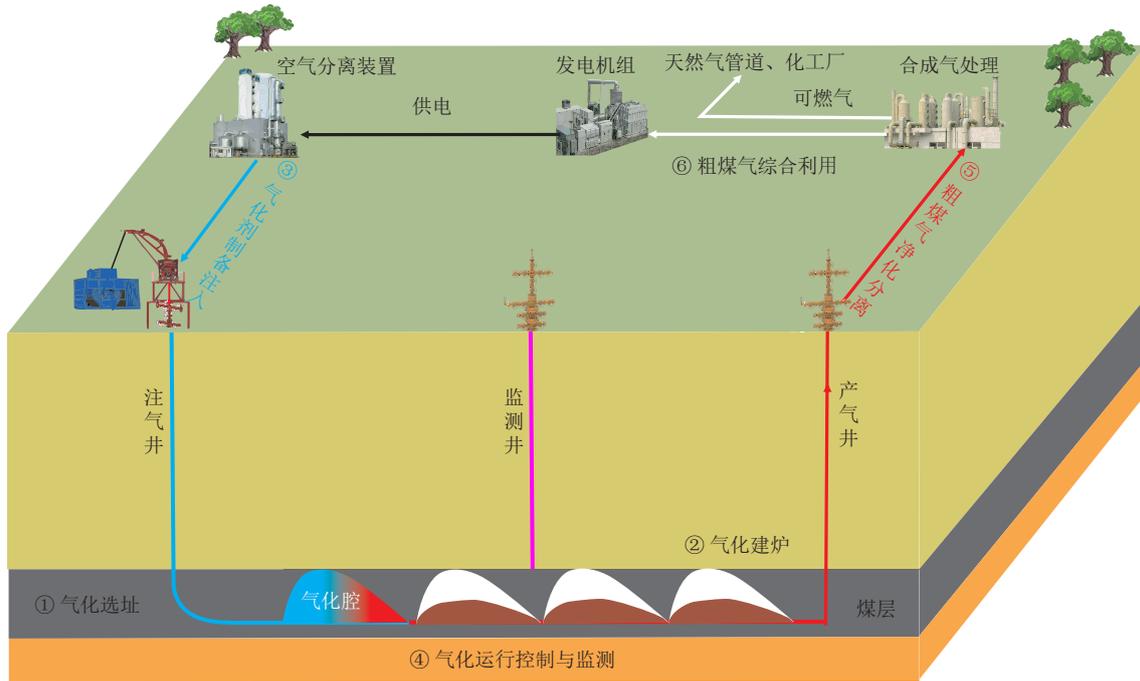


图 5 钻井式煤炭地下气化工艺流程

Fig.5 Process of underground coal gasification based on drilled wells

表 2 典型煤炭地下气化试验的技术问题

Table 2 Technical problems of typical underground coal gasification tests

建炉方式	国家	典型项目	气化工艺	埋深/m	煤厚/m	技术问题
矿井式	苏联	Lisichansk	预处理法 (腔室法)	30	1.0	爆炸增渗可控性差、产气质量不可控，人工挖掘巷道工作量大， 气化条件受限导致粗煤气热值较低
		Hoe Creek II	LVW	40	8.0	存在地表沉降、气体逸散、淡水污染问题，反向燃烧作业复杂、 裂缝扩展路径控制困难
	美国	Rocky Mountain I	ELW	110	7.0	井间控煤量固定，规模开发需大量钻井；套管下入位置 不合理导致快速发生氧短路
钻井式		Rawlins	SDB	113~155	18.0	高倾角(63°)导致粗煤气沿煤层逸散出地面
	澳大利亚	Chinchilla 5	L-CRIP	132	5.5	运行压力过高造成粗煤气泄漏出地表
	西班牙	EI Tremedal	L-CRIP	580	2.0	顶板强度低、渗透率高造成气化腔涌水和气体泄漏
	加拿大	Swan Hills	L-CRIP	1 400	4.5	井筒堵塞导致粗煤气回流、管材腐蚀和井下爆炸

炉发电为主；长通道对地面鼓风能力提出更高要求，特别是在气化后期，地面鼓风能力难以保证气化剂与新鲜煤充分接触，导致粗煤气热值不可控降低；建炉时需要实施大量井下巷道挖掘作业，降低了生产效率，很多时候矿井式气化作为煤矿开采后剩余煤炭资源回收利用的一种手段，资源量限制了大规模开发的可能性。

直井气化同样面临淡水污染、地表沉降对规模开发的困扰^[51](图 6)，反向燃烧连通工艺的作业过程复杂，连通速度受煤本身物性影响大，燃烧形成的高渗气流通容易沿着煤层顶部延展，连通效果的不可控性和作业工序复杂性限制了技术推广；通过定向井能够提高直井连通效率，但是注气井与产气井的位置在气化期间固定不变，苏联、美国实践表明直井井距一般小于 30 m，仅为煤层气直井井距的 1/6~1/3^[52]，单井控煤量少、气化



图 6 美国 Hoe Creek III 试验地表沉降^[51]

Fig.6 Surface subsidence during the Hoe Creek III test in the United States^[51]

可控性弱、井距小导致规模钻井成本高是直井气化技术的“硬伤”。

2.1.2 水平井气化

水平井气化技术将煤炭资源开采范围从浅层扩展

到中深层,煤炭资源不再是制约产业化的原因,我国陆上 1 000~3 000 m 的气化天然气资源量为 $(272\sim 332)\times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[3],具备支撑产业发展的资源基础。美国、澳大利亚在浅层水平井气化试验中出现了气体泄漏、地层水污染等问题,说明浅层水平井气化在地质体密闭性评价、气化运行控制方面技术仍不成熟。Swan Hills 试验是世界唯一埋深超过 1 000 m 的气化试验,虽未发现淡水污染、地表沉降,但是却发生了粗煤气回流、井喷等严重安全事故,说明相比浅层气化,中深层水平井气化在理论技术方面的挑战更大。随着煤层埋深增大,高地应力下煤物性变差,井筒堵塞风险增大,高温高压工况对井下工具抗腐蚀性和可靠性提出更高要求。中深层气化基础理论与产气规律认识不清楚、关键技术与配套装备不成熟成为制约产业化最主要的原因。

(1) 中深层 UCG 的基础理论和产气规律认识不清楚。UCG 是目前已知温度最高(>1 200℃)的化石能源非常规开发方式,产气过程涉及热-流-固-化多场耦合,气化机理与产气规律十分复杂。在物理模拟方面,全球只有波兰中央矿业学院具有开展大型高温高压气化实验的能力(图 7),装置最高气化压力为 5 MPa,而 Swan Hills 试验的气化压力已经超过 10 MPa,物理模拟能力严重滞后于试验工况,导致室内试验难以有效指导现场实践,物理模拟能力受限成为制约中深层气化机理认识的瓶颈之一。在数值模拟方面,全球尚未研发形成针对 UCG 的数值模拟商业软件,气化腔与煤层、顶底板在传热传质方式上显著不同,气化过程难以选用单一连续介质模型描述,需要通过不同模块分别描述化学反应、气化腔扩展、空间与多孔介质内流体流动、空间热量传递等过程,然后系统调用不同模块实现气化过程准确描述,美国劳伦斯利弗莫尔国家实验室先后研发了 CAVSIM 和 UCG-SIM 3D 两款二维、三维数值模拟软件,但都因为试验项目终止而停止研发^[33]。需要说明的是,专业模块开发的背后是对其数理过程的准确认知,以气化腔



图 7 波兰中央矿业学院大型物理模拟装置^[26]

Fig.7 Large-scale device for gasification physical simulations at Poland's Central Mining Institute in^[26]

扩展为例,煤体热剥落主控因素及影响规律、气化腔壁煤块剥落条件判别、气化腔发育形态预测方法的研究程度都会影响模块输出结果的准确性,目前这些问题还都停留在理想模型假设阶段。在产气规律认识方面,气化过程在限温限压变空间的环境中进行,注入端与产出端始终处于动态变化过程中,运行控制参数(注气压力、注氧量、水氧比、注水时机等)与产气参数(日产气量、粗煤气组分/热值、气化效率等)的数学关系尚未建立。

(2) 中深层 UCG 的关键技术与配套装备不成熟。UCG 在地下高温高压的密闭变空间中进行,涉及技术环节众多(图 8),不同环节的技术成熟度并不一致,目前钻完井技术、气化剂制备与粗煤气集输处理技术的成熟度相对较高,气化地质评价、井筒完整性控制、重复化学点火、气化运行控制与监测的技术成熟度相对较低,任何一个环节出现问题都会导致试验失败。EI Tremedal 和 Swan Hills 试验是国外 2 个埋深超过 500 m 的水平井气化试验,二者的共同点是运行时间都比较短, EI Tremedal 试验由于缺少气化腔密闭性评价,运行 12 d 后气化腔内大量涌水导致试验终止; Swan Hills 试验因水平井筒堵塞导致井下压力迅速增大造成粗煤气回流,连续油管在高压下被氧、水混合物腐蚀,粗煤气与氧气混合是爆炸发生的诱因^[46],该试验连续运行时

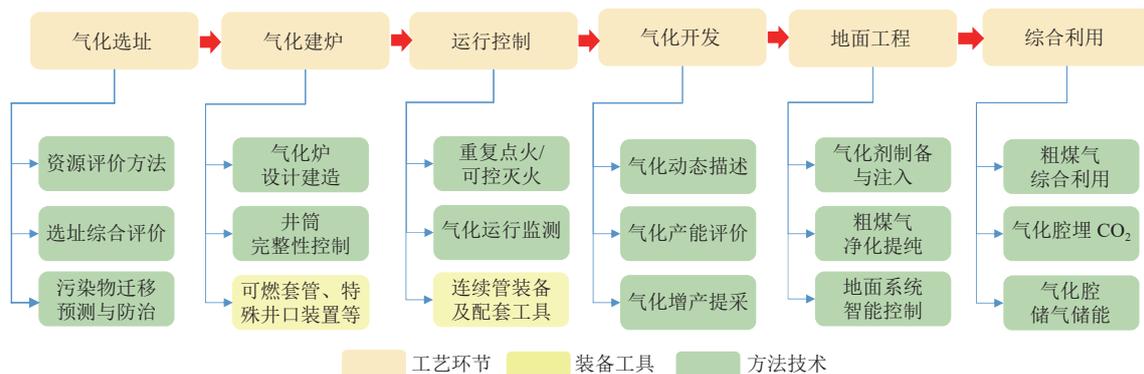


图 8 中深层煤炭地下气化的主要技术环节与关键技术

Fig.8 Major technical links and critical technologies for underground coal gasification in moderately deep coal seams

间仅为 6 个月。由此可见,实现 UCG 产业化首先需要解决的问题是变工况条件下粗煤气的长期稳产,这对精准监测和运行控制提出了很高要求,此外,Chinchilla 试验作为因环境污染风险而终止的案例,突显了气化炉全周期密闭性评价和地下污染监测防治方案对实现长期稳产的重要性。Rocky Mountain 1 试验产气结果表明,后退造腔气化过程中粗煤气品质呈下降趋势^[7],Thulin 试验也表明不同的气化剂类型、水氧比、注气量会直接影响粗煤气的品质,目前国内外公开资料很少涉及气化腔部署设计、粗煤气经济开发极限水平段长度、气化运行制度优化、产气动态评价方面的研究,实现 UCG 产业化的第二个目标是解决高产优产问题,需在长期稳产的基础上,进一步提升粗煤气的“量”与“质”,如何最大程度提高粗煤气日产量和粗煤气品质、提高最终可采储量(Estimated Ultimate Recovery, EUR)、提高采收率(Enhanced Oil Recovery, EOR)是 UCG 产业化进程中必须破除的关键技术瓶颈。我国中深层 UCG 处于 0 到 1 的起步阶段,配套技术体系尚未完全建立,特别是在产能评价、气化开发方案编制、储层改造、催化提产、水平井加密提采、气化腔综合利用等方面尚属技术空白;可燃套管、多通道连续油管、多功能燃烧器、多通道注气井口、耐高温产气井口、喷淋降温装置的可靠性和性能有待验证提升。

2.2 非技术原因

国家和社会需求是技术发展的内在推动力,政策环境决定了技术发展方向,UCG 产业化过程中除面对其他能源开发方式(常规天然气、煤层气、页岩气)的竞争外,更重要的是要能彻底打消政府及民众对引发环境污染、地质灾害的担忧,苏联、美国、澳大利亚等国家都是因为非技术原因而彻底终止了试验研究。

油气能源短缺或者价格攀升时,UCG 被认为是应对能源危机、补充油气供给的重要手段,苏联、美国、欧盟的政府职能部门、科研机构主导了 2000 年以前的现场试验,目标是验证技术可行性、改进气化工艺,在此期间集中开展了大量现场试验,虽然部分试验出现了淡水污染、地表沉降等问题,但是气化工艺得到极大发展,奠定了 UCG 的主要技术路线。鉴于苏联拥有丰富且能低成本开发的天然气资源,1964 年苏联部长会议认为 UCG 相比天然气开发技术过于复杂,通过了停止在苏联发展 UCG 的决议^[26]。美国在发展 UCG 技术的同时也在探索试验其他化石能源开发技术,20 世纪 90 年代末开启的页岩气革命,改变美国能源市场格局的同时助推美国基本实现能源独立,UCG 缺失了内在发展动力,成为一项战略储备技术。以德国、法国为代表的油气能源贫瘠型国家,同样希望通过 UCG 增加天然气

供应,但是埋深大且煤层较薄的煤炭赋存特点增大了气化难度,所以转向可再生能源的研发为主。2000 年以后,以澳大利亚 Linc Energy、Carbon Energy,加拿大 Swan Hills Synfuels 为代表的民营企业成为推动技术进步的主力,开展现场试验的目标是实现 UCG 商业开发。由于气化压力控制不当,Chinchilla 试验出现了气体泄漏、淡水污染等问题,加之 UCG 与煤层气开发在浅层煤炭资源上存在矿权重叠,2016 年 4 月澳大利亚昆士兰政府正式颁布行政法令禁止一切 UCG 试验和开发活动^[15]。

根据我国 60 多年的 UCG 试验历程,总结了 5 条阻碍我国 UCG 产业化的非技术原因。一是缺少国家层面顶层设计。我国 UCG 发展规划长期处于空白状态,虽然地下原位煤气化技术攻关列入“十四五”能源领域科技创新规划,但是仍然缺少中长期的科技创新和产业发展规划作为指引,UCG 产业融合发展路径仍不明确,发展规划不清晰导致部分企业缺乏信心;UCG 涉及煤炭、石油、天然气三种主要化石能源领域,不同职能部门之间统筹协调难度大,政府归口监管机构不明确。二是具有地下油气勘探开发技术优势的油气企业没有参与攻关研究。过去 60 年国内 UCG 的技术研发和试验主力都以矿业类高校和煤炭企业、民营能源企业为主,具备油气勘探开发技术优势的油气国企并没有主导或直接参与 UCG 技术创新和试验中,仅是提供了相关工程服务,比如中石油为乌兰察布和唐家会试验提供了钻井和连续油管服务,油气企业的技术装备优势没有得到充分发挥。三是科研投入不足,缺少连续的科研项目支持。与苏联、美国这些前期以政府资助为主的国家相比,我国对 UCG 前期科研投入力度明显不足,2014 年国家高技术研究发展计划(863 计划)项目“煤炭地下气化产业化关键技术”验收后国家停止了后续科研投入,国家层面组织的科研攻关出现了断档,2019 年前中深层 UCG 关键技术与装备研发基本处于停滞状态,内蒙古唐家会试验的技术服务团队并非来自中国,主要由 Linc Energy、Carbon Energy 等公司的工程师和高校教授组成。四是政府审批制度不完善、缺少产业扶持政策。目前政府对 UCG 现场试验实行“一事一议”的审批监管制度,从矿权登记、环评许可到备案审批的流程没有打通,大大降低了现场试验实施效率;UCG 是资金密集型产业,具有前期投资风险高、融资难度高、技术门槛高的特点,没有形成包括政府扶持性基金、风险投资公司、证券投资的多元化投资体制;煤层气开采初期的中央财政补贴标准为 0.3 元/m³(2019 年起不再按定额标准进行补贴),UCG 试验示范的激励机制和产业政策保障体系尚未形成,UCG 对企业的吸引力远不及煤层气。五是缺少科技创新交流平台,没有形成产学研

用联合创新机制。20 世纪 70 年代开始,美国通过定期举办 UCG 研讨会极大促进了学术交流和技术发展,我国 UCG 研究团队相对分散,没有形成全国范围的学术团体或固定学术交流平台,不利于形成合力共同推动技术进步。1956—1962 年间苏联顿涅茨克工业学院培养了 500 多名专业的 UCG 工程师,为苏联输送了大批专业人才,我国从事 UCG 科研活动的人员多为煤化工、煤层气勘探开发、油气勘探开发专业转行的工程师或高校教师,没有经过 UCG 系统性培养且人才流动性大,目前没有设立国家或省部级的 UCG 重点实验室,产学研用一体化的联合创新模式没有建立。

3 煤炭地下气化产业化发展建议

基于 UCG 试验历程和未能产业化原因分析,在推动产业化发展方面提出 4 点建议。

3.1 瞄准中深层 UCG 弯道超车新赛道,油气勘探开发技术助力关键技术攻关

相比浅层煤炭气化,中深层气化具有五点技术优势。一是避免了与地下采煤在浅层煤炭资源开发上的竞争;二是降低了淡水污染和地表沉降风险;三是气化压力随

埋深增大相应提高,高压下更有利于甲烷化反应进行,粗煤气中 CH_4 占比和热值更高;四是气化后形成的气化腔是宝贵的地下存储空间,可用于储存 CH_4 、 CO_2 或压缩空气;五是高压粗煤气省去地面加压能耗,进入管道运输更方便。中深层气化的技术成熟度比较低,虽然加拿大实施了埋深 1 400 m 的试验,但没有实现安全运行;相比苏联、南非在直井气化领域积累的丰富实践经验,世界主要富煤国家在中深层气化技术研发上基本属于同一起跑线,我国唐家会试验埋深排名全球第四,试验的成功为后续实施更深的现场试验提振了信心,中深层 UCG 有望成为我国气化技术由跟跑到并跑乃至实现领跑的弯道超车新赛道。

煤系精细地质评价、水平井远距离对接、复杂工况井筒完整性控制、连续油管精准导控、气化剂连续制备和高压注入等,都是决定中深层 UCG 试验成败的关键技术环节。油气企业在地质勘探评价、油气开发方案编制、钻完井工程、井下工程作业、地面工程、工具装备研发方面具有领先技术优势,而且在煤层气勘探开发^[53]、稠油火驱开发^[54] 领域积累了宝贵经验,这些将极大助力中深层 UCG 技术攻关和原始创新(表 3)。

表 3 改进后可用于煤炭地下气化的石油工程技术及装备
Table 3 Improved petroleum engineering technologies and equipment applicable to underground coal gasification

工艺环节	石油工程技术	煤炭地下气化技术
地质评价	含煤地层地质评价技术	气化地质综合评价技术
	地球物理勘探测井技术	气化区密闭性评价技术
井下工程	复杂结构井钻完井技术	气化建炉技术
	稠油火驱工程配套技术	井筒完整性控制技术
	储气库造腔监测技术	地下气化可控燃烧技术
	连续管装备及配套工具	耐高温水泥浆体系、耐高温井口
运行开发	油气开发技术	气化腔动态监测技术
		多通道连续管装备、燃烧器
		产气数值模拟技术
		运行采气控制技术
地面工程	油气集输配套技术	气化产能评价技术
	地面氮、氧分离技术	气化增产提采技术
		粗煤气净化提纯技术
		氧化剂制备及泵注技术

3.2 同步推进科研攻关和现场试验,不断提高技术成熟度,构建煤炭油气转化新学科

UCG“超高温、变空间、多场耦合”的特点决定了基础理论与关键技术攻关难度大,要以“长期稳产”和“高产优产”为目标,分步破除技术桎梏,加快大型物理模拟技术和全过程数值模拟软件研发,提高配套装备工具性能,填补国内 UCG 领域的标准规范空白。

(1) 气化机理方面,UCG 三传一反(热量传递、质量传递、动量传递、化学反应)的理论认识长期以定性为主,定量数学模型没有建立,气化反应的表现动力学与化学增产机理认识不清楚,化学增效剂研发尚属空白,亟需深化 UCG 化学反应与增产增效机理认识。气化腔扩展的本质是煤块气化剥落,煤块剥落行为受温度场、应力场、化学场耦合作用,煤块剥落的主控因素不明确,

气化腔扩展特征不清楚,亟需深化煤块剥落与气化腔扩展机理认识。气化腔扩展过程中腔体内部自然对流特征,腔壁多孔介质中的气、水渗流规律,以及气化剂在堆积物中渗流规律均不清楚,亟需深化气化腔变空间流体流动扩散机理认识。生产过程中燃烧气化区与产气井的距离不断变化,变温工况下井筒中水、焦油、干粗煤气的相态变化判据未建立,不同相态的流动规律、温压动态变化特征不明确,亟需深化井筒中多相流体流动机理认识。

(2) 气化选址方面,UCG 是典型的“人造气藏”,地质条件和气化工艺共同决定了气化资源量,UCG 的资源评价方法不成系统,亟需突破室内气化实验技术,建立不同工艺参数下的产气预测图版,完善技术可采资源量评价方法、填补经济开采资源量评价方法空白。国外研究表明低阶煤—烟煤都被气化开发,目前国内研究主要聚焦于低阶煤,中阶煤、高阶煤的选区评价指标体系尚未形成,为指导有利目标区优选,亟需构建全煤阶气化选区指标体系和评价方法。气化区密闭性优劣对甜点区优选具有“一票否决权”,煤层具有非均质性强的特点,为确保选址安全性,亟需揭示高倾角、厚煤层、不同井型的气化区密闭机理,建立气化区密闭性评价技术、气化水文地质评价方法和厚煤层气化甜点段优选方法。为降低气化后污染物的环境污染风险,亟需查明气化污染物动态迁移规律与主控因素,形成气化污染物迁移模拟与防治技术。

(3) 工程建炉方面,超高温高压、高腐蚀的复杂生产工况,对气化炉的长期完整性提出了要求,前期研究主要聚焦于 U 形气化炉,楔形气化炉、多分支气化炉的设计方法缺失,变温条件下多组分粗煤气对管材腐蚀规律不清楚,楔形、多分支气化炉的井筒完整性控制方法尚未建立,可燃套管完井方法、超高温井筒完井技术不完善。为了适应不同地质条件对高质量建炉的要求,亟需解决复杂炉型设计建造、超高温腐蚀介质井筒完整性控制、气化通道长期稳定性等问题。

(4) 运行采气方面,煤层点火是气化采气的前提,目前已研制了“长期值机、快速响应间歇拖动”的专用连续管装备,由于缺少试验经验和地面实验手段,目前尚未完全掌握高背压点火方法、煤层燃烧控制方法、多通道长管道非定向流场控制方法,煤层可控燃烧机理和控制技术亟待深入研究。气化剂注入与粗煤气产出的动态数学模型尚未建立,为实现精准控制和高效采气,亟需攻关气化运行—采气一体化控制技术,形成“人造气藏”的气化井型井网优化方法、产能评价方法、经济性评价方法和采收率提高技术。

(5) 在地下空间利用方面,气化腔是宝贵的地下空

间,UCG 生产的 CO_2 可回注到气化腔并以超临界状态原位埋存,UCG-CCS 的研究处于基础理论研究阶段,全球尚未开展现场试验。为支撑地下空间有效利用,亟需查明气化腔长期封存超临界 CO_2 机理、交变载荷作用下气化腔密闭性机理,形成气化腔埋存 CO_2 地质评价与库容设计方法。

UCG 技术的系统性和复杂性决定了必须同步推进理论技术攻关与现场试验,通过“室内研发—现场应用—问题反馈—研发升级”的良性循环可以快速提高技术成熟度。目前我国 800 m 以深的试验尚属空白,吐哈—三塘湖盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、海拉尔盆地、二连盆地、辽河探区是我国中深层 UCG 的主战场,应借鉴美国在组织 CRIP 工艺试验的经验,建议按照小步快跑、以点带面的方式逐步扩大试验规模,通过矿场试验提升装备工具可靠性、关键技术适用性;通过先导试验深化产气规律认识、提升关键技术成熟度,解决长期安全稳定产气问题;通过示范工程提高粗煤气产量和品质,探索形成与油气、新能源融合发展模式。

谋划煤炭地下油气化新学科,构建煤炭原位流态化开发技术体系。煤炭地下油气化包括煤炭地下干馏、煤炭地下气化和深层煤超临界水气化三个技术方向,根据煤层赋存条件和煤质条件的差异,通过原位煤制油、原位煤制气、原位煤制氢的方式实现流态化开发^[55]。煤炭地下干馏以富油煤(焦油产率大于 7%)开发为主^[56],技术难度和安全风险最低,2023 年陕西煤田地质集团在神木市的国内首个现场试验,成功提取地下原应热解煤焦油。深层煤超临界水气化目前处于实验室研究阶段,技术成熟度最低。三个技术方向在基础理论、关键技术、装备工具方面存在交集,学科建设能够科学制定技术攻关路线、促进学科交叉、提升攻关水平,对于产业发展起到方向引领和推动作用。

3.3 正确认识 UCG 与煤层气发展关系,探索与油气、新能源和煤化工融合发展途径

煤层气通过排水降压开采煤层吸附气、游离气,UCG 通过煤热解和半焦气化的方式将煤炭能量的 50%~80% 转化为粗煤气,虽然二者的开发对象都是煤层,但在开发原理上并不相同,通过“先物理采气后化学气化”的梯级开发方式能够避免在煤炭资源利用上的冲突。《加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案(2023—2025 年)》要求推动油气勘探开发与新能源融合高质量跃升发展。“双碳”目标下煤的主要用途逐步由燃料转向原料,近年来我国聚乙烯、聚丙烯的需求量快速增加,合成气与绿氢耦合后可为煤化工制烯烃提供原料, CO_2 通过“液态阳光”技术或气体驱油实现碳减排(图 9),空气分离装置收集的氮气与绿氢耦合后可为制氢提供原

料。粗煤气通过固体燃料电池/燃气发电机发电后可为新型电力提供调峰电源, 1 m^3 粗煤气热值为 $4\sim 16 \text{ MJ}$, 按照发电效率 50%、粗煤气平均热值 10 MJ/m^3 、气化炉日产粗煤气 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 计算, 单座气化炉可日发电 $14 \times$

$10^4 \text{ kW}\cdot\text{h}$, 按照调峰电量占比 20% 测算, 10 座 U 型气化炉可为装机容量 1.4 GW 的新型电力系统提供发电 5 h 的调峰能力, 多产业融合是提高 UCG 经济性的有效途径, 也是产业化发展的必然趋势。

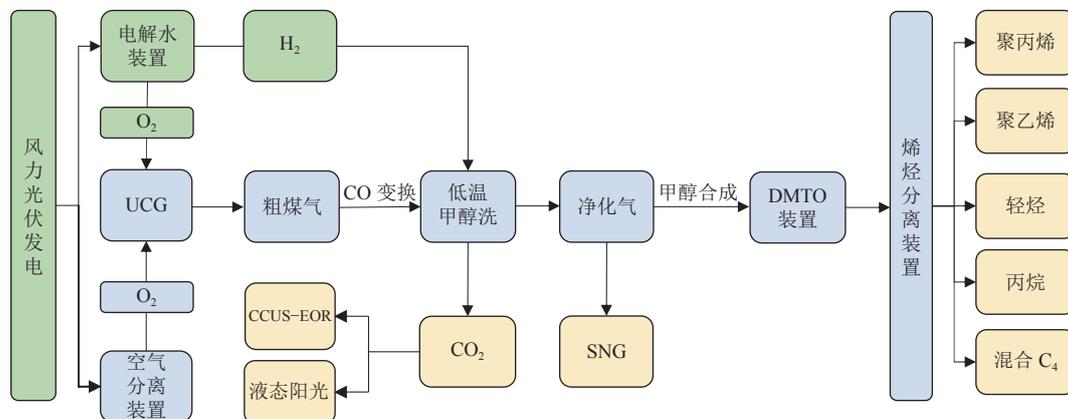


图 9 绿氢-UCG-煤化工-碳捕集利用与封存的融合发展路径

Fig.9 Development path integrating green hydrogens, underground coal gasification, coal chemical industry, and carbon capture, utilization, and storage

3.4 制定中长期发展规划并出台产业扶持政策, 构建产学研用创新联合体

新时期我国 UCG 发展要以实现产业化效益开发为目标, 及时扭转过去在同一领域长期重复攻关和寄希望引进国外气化技术短期实现产业化的思想, 建议国家从保障国家能源安全、天然气战略接替、煤炭清洁利用的多重角度对 UCG 重新定位, 在技术研发、产业化示范推广、国际交流合作、人才培养等方面制定系统的中长期发展规划, 彻底解决产业发展需求迫切与顶层设计缺失之间的矛盾。针对面临的技术挑战, 建议在国家科技研发计划、国家自然科学基金中设立 UCG、煤炭地下干馏、深层煤超临界水气化基础性前瞻性科研项目, 通过“揭榜挂帅”“赛马制”等方式选聘项目负责人, 油气企业应在钻井式 UCG 科技创新中发挥主力军作用。在试验示范阶段, 建议政府在市场准入办理、矿权登记、环评许可、备案审批、资源配置、风险融资、财税优惠等方面给予政策支持, 鼓励有技术优势的科研单位和企业先试先行, 破除行业壁垒限制、鼓励多产业融合发展; 建议参照煤层气补贴标准出台相关激励机制及法规保障, 充分调动企业积极性。此外还应借鉴美国、苏联在科研攻关组织方式上的经验, 建立以油气企业和煤炭企业为主体, 高校、科研机构共同参与的创新联合体, 搭建 UCG 科技创新平台和专业人才培养基地, 谋划煤炭地下油气化新学科建设, 在非常规油气专业委员会增设“煤炭地下油气化”学组和标准委员会, 定期举办学术交流会促进学术交流。

4 结论

a. 发展形式研判方面, 虽然我国从 1958 年以来开展了大量试验探索, 但是长期处于矿井式气化阶段, 水平井气化从时间上落后美国 30 年, UCG 技术整体处于跟跑阶段。近期国家能源局和煤炭大省相继出台政策文件鼓励 UCG 技术攻关, 由中国引领的新一轮钻井式 UCG 攻关热潮正在兴起, 作为目前已知温度最高的非常规能源开发方式, 要保持接受短期失败的宽容度和久久为功的定力, 一旦技术成熟后将有望掀起一场中国式原位煤制气革命。

b. 技术发展历程方面, UCG 历经三代技术革新, 气化工艺不断进步的同时, 对运行控制精度的要求也在不断提高。浅层直井气化是目前技术成熟度最高的气化技术, 但会长期面对政府严格环保监管和民众对淡水污染、地表沉降的担忧。水平井气化在煤层开发深度、单井控煤量、粗煤气品质、连续生产方面具有优势, 是当前和今后一个时期的主流技术路线, CRIP 工艺的控制难度大, 目前技术成熟度仍然较低, 特别是中深层水平井气化技术还需要攻关试验。

c. 未能产业化原因分析方面, UCG 必须同时突破政策关、技术关和经济关才能实现产业化。矿井式气化、直井气化主要针对浅层煤炭资源开发, 在资源潜力、环境污染、规模化推广方面存在一定技术“硬伤”, 技术成熟度低是限制水平井气化产业化的主要原因。常规天然气低成本开发和页岩气革命的冲击, 国家或地方政府能源政策转向是导致国外试验研究终止的非技术

原因; UCG 发展规划长期空白、科研试验主体相对单一、科研投入不足、产业扶持政策未出台、联合创新机制未建立等是阻碍我国 UCG 产业化的非技术原因。

d. 推动产业化发展方面, 瞄准中深层 UCG 这一有望实现弯道超车的新赛道, 充分发挥油气企业的技术装备、融合发展优势, 在推进钻井式 UCG 技术革新中发挥主力军作用。按照“干成”“干好”两个发展维度, 破解“长期稳产”和“高产优产”两个核心问题, 在消化吸收国内外气化技术基础上开展中国式创新, 同步推进科研攻关与现场试验不断提升技术成熟度, 在生产端通过“先物理采气后化学气化”的梯级开发方式避免与煤层气开发竞争, 在利用端积极探索与油气、新能源、现代煤化工融合发展模式以提高经济效益。建议政府相关部门制定 UCG 中长期发展规划并出台产业扶持政策, 加快构建产学研用一体化联合创新机制。

参考文献(References)

- [1] 国家统计局. 中华人民共和国 2022 年国民经济和社会发展统计公报 [EB/OL]. (2023-02-28) [2023-07-07]. https://www.gov.cn/xinwen/2023-02/28/content_5743623.htm.
- [2] 中国石油集团经济技术研究院. 2022 年国内外油气行业发展报告[R]. 北京: 中国石油集团经济技术研究院, 2023.
- [3] 邹才能, 陈艳鹏, 孔令峰, 等. 煤炭地下气化及对中国天然气发展的战略意义[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(2): 195–204. ZOU Caineng, CHEN Yanpeng, KONG Lingfeng, et al. Underground coal gasification and its strategic significance to the development of natural gas industry in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(2): 195–204.
- [4] 孔令峰, 东振, 陈艳鹏, 等. 基于中深层煤原位清洁转化技术构建低碳能源生态圈[J]. *天然气工业*, 2022, 42(9): 166–175. KONG Lingfeng, DONG Zhen, CHEN Yanpeng, et al. Construction of low-carbon energy ecosystem based on in-situ clean conversion technology of medium-deep coal[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(9): 166–175.
- [5] 孔令峰, 朱兴珊, 展恩强, 等. 深层煤炭地下气化技术与中国天然气自给能力分析[J]. *国际石油经济*, 2018, 26(6): 85–94. KONG Lingfeng, ZHU Xingshan, ZHAN Enqiang, et al. Suggestions on China's natural gas self-sufficiency by deep coal underground gasification technology[J]. *International Petroleum Economics*, 2018, 26(6): 85–94.
- [6] 杨震, 孔令峰, 孙万军, 等. 油气开采企业开展深层煤炭地下气化业务的前景分析[J]. *天然气工业*, 2015, 35(8): 99–105. YANG Zhen, KONG Lingfeng, SUN Wanjuan, et al. Prospects of underground deep-zone coal gasification performed by oil and gas production enterprises[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(8): 99–105.
- [7] PERKINS G. Underground coal gasification—Part I: Field demonstrations and process performance[J]. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2018, 67: 158–187.
- [8] PERKINS G. Underground coal gasification—Part II: Fundamental phenomena and modeling[J]. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2018, 67: 234–274.
- [9] BHUTTO A W, BAZMI A A, ZAHEDI G. Underground coal gasification: From fundamentals to applications[J]. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2013, 39(1): 189–214.
- [10] SHAFIROVICH E, VARMA A. Underground coal gasification: A brief review of current status[J]. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2009, 48(17): 7865–7875.
- [11] KHAN M M, MMBAGA J P, SHIRAZI A S, et al. Modelling underground coal gasification: A review[J]. *Energies*, 2015, 8(11): 12603–12668.
- [12] 孔令峰, 赵忠勋, 赵炳刚, 等. 利用深层煤炭地下气化技术建设煤穴储气库的可行性研究[J]. *天然气工业*, 2016, 36(3): 99–107. KONG Lingfeng, ZHAO Zhongxun, ZHAO Binggang, et al. Feasibility analysis on rebuilding coal-mine gas storage by using underground coal gasification (UCG) technology[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(3): 99–107.
- [13] 韩军, 方惠军, 喻岳钰, 等. 煤炭地下气化产业与技术发展的主要问题及对策[J]. *石油科技论坛*, 2020, 39(3): 50–59. HAN Jun, FANG Huijun, YU Yueyu, et al. Main problems and countermeasures of underground coal gasification industrial and technological development[J]. *Oil Forum*, 2020, 39(3): 50–59.
- [14] 秦勇, 易同生, 汪凌霞, 等. 面向项目风险控制的煤炭地下气化地质条件分析[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(1): 290–306. QIN Yong, YI Tongsheng, WANG Lingxia, et al. Analysis of geological conditions for risk control of UCG project[J]. *Journal of China Coal Society*, 2023, 48(1): 290–306.
- [15] 秦勇, 易同生, 杨磊, 等. 中国煤炭地下气化现场试验探索历程与前景展望[J]. *煤田地质与勘探*, 2023, 51(7): 17–25. QIN Yong, YI Tongsheng, YANG Lei, et al. Underground coal gasification field tests in China: History and prospects[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 51(7): 17–25.
- [16] 秦勇, 易同生, 周永锋, 等. 煤炭地下气化产业政策建设困境与破局对策[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(6): 2498–2505. QIN Yong, YI Tongsheng, ZHOU Yongfeng, et al. Dilemma and countermeasure of policy construction of UCG industry[J]. *Journal of China Coal Society*, 2023, 48(6): 2498–2505.
- [17] 梁杰, 王喆, 梁鲲, 等. 煤炭地下气化技术进展与工程科技[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(1): 393–402. LIANG Jie, WANG Zhe, LIANG Kun, et al. Progress and technology of underground coal gasification[J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(1): 393–402.
- [18] 梁杰. 煤炭地下气化技术进展[J]. *煤炭工程*, 2017, 49(8): 1–4. LIANG Jie. Development overview of underground coal gasification technology[J]. *Coal Engineering*, 2017, 49(8): 1–4.
- [19] 梁杰, 崔勇, 王张卿, 等. 煤炭地下气化炉型及工艺[J]. *煤炭科学技术*, 2013, 41(5): 10–15. LIANG Jie, CUI Yong, WANG Zhangqing, et al. Gasifier type and technique of underground coal gasification[J]. *Coal Science and Technology*, 2013, 41(5): 10–15.
- [20] 柳少波, 洪峰, 梁杰. 煤炭地下气化技术及其应用前景[J]. *天然气工业*, 2005, 25(8): 119–122. LIU Shaobo, HONG Feng, LIANG Jie. Technology and application prospect of underground coal gasification[J]. *Natural Gas In-*

- dusty, 2005, 25(8): 119–122.
- [21] 刘淑琴, 张尚军, 牛茂斐, 等. 煤炭地下气化技术及其应用前景[J]. 地学前缘, 2016, 23(3): 97–102.
LIU Shuqin, ZHANG Shangjun, NIU Maofei, et al. Technology process and application prospect of underground coal gasification[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(3): 97–102.
- [22] 刘淑琴, 梅霞, 郭巍, 等. 煤炭地下气化理论与技术研究进展[J]. 煤炭科学技术, 2020, 48(1): 90–99.
LIU Shuqin, MEI Xia, GUO Wei, et al. Progress of underground coal gasification theory and technology[J]. *Coal Science and Technology*, 2020, 48(1): 90–99.
- [23] 刘淑琴, 畅志兵, 刘金昌. 深部煤炭原位气化开采关键技术及发展前景[J]. 矿业科学学报, 2021, 6(3): 261–270.
LIU Shuqin, CHANG Zhibing, LIU Jinchang. Key technologies and prospect for in-situ gasification mining of deep coal resources[J]. *Journal of Mining Science and Technology*, 2021, 6(3): 261–270.
- [24] 许浩, 陈艳鹏, 幸福东, 等. 煤炭地下气化面临的挑战与技术对策[J]. 煤炭科学技术, 2022, 50(1): 265–274.
XU Hao, CHEN Yanpeng, XIN Fudong, et al. Challenges faced by underground coal gasification and technical countermeasures[J]. *Coal Science and Technology*, 2022, 50(1): 265–274.
- [25] 葛世荣. 深部煤炭化学开采技术[J]. 中国矿业大学学报, 2017, 46(4): 679–691.
GE Shirong. Chemical mining technology for deep coal resources[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2017, 46(4): 679–691.
- [26] BLINDERMAN M S, KLIMENKO A Y. Underground coal gasification and combustion[M]. Duxford: Woodhead Publishing, 2018.
- [27] GREGG D W, EDGAR T F. Underground coal gasification[J]. *The American Institute of Chemical Engineers*, 1978, 24(5): 753–781.
- [28] LAZARENKO S N, KREININ E V. Underground coal gasification in Kuzbass: Present and future; institute of coal[R]. Kemerovo: Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 1994.
- [29] 余力, 刘淑琴. 关于煤炭地下气化新工艺 LLTS-UCG 实现商业化应用的思考[J]. 科技导报, 2003(2): 51–54.
YU Li, LIU Shuqin. Thoughts on commercialization of new technique LLTS-UCG[J]. *Science and Technology Review*, 2003(2): 51–54.
- [30] WIATOWSKI M, KAPUSTA K, SWIADROWSKI J, et al. Technological aspects of underground coal gasification in the experimental Barbara mine[J]. *Fuel*, 2015, 159: 454–462.
- [31] MOCEK P, PIESZCZEK M, SWIADROWSKI J, et al. Pilot-scale underground coal gasification (UCG) experiment in an operating mine “Wieczorek” in Poland[J]. *Energy*, 2016, 111: 313–321.
- [32] JIANG Liangliang, CHEN Zhangxin, ALI S M F. Modelling of reverse combustion linking in underground coal gasification[J]. *Fuel*, 2017, 207: 302–311.
- [33] BURTON E, RIEDMANN J, UPADHYE R. Best practices in underground coal gasification[R]. San Francisco: Lawrence Livermore National Laboratory, 2006.
- [34] CAMP D W. A review of underground coal gasification research and development in the United States[R]. San Francisco: Lawrence Livermore National Laboratory, 2017.
- [35] YANG Dongmin, KOUKOUZAS N, GREEN M, et al. Recent development on underground coal gasification and subsequent CO₂ storage[J]. *Journal of the Energy Institute*, 2016, 89(4): 469–484.
- [36] HILL R W, SHANNON M J. Controlled retracting injection point (CRIP) system: A modified-stream method for in situ coal gasification[R]. Berkeley: Lawrence Livermore National Laboratory, 1981.
- [37] RANADE V, MAHAJANI S, SAMDANI G. Computational modeling of underground coal gasification[M]. Boca Raton: CRC Press, 2019.
- [38] STEVE DENNIS D. Rocky Mountain 1 underground coal gasification test project Hanna, Wyoming[R]. Washington: Washington Group International, 2006.
- [39] GREEN M B. Underground coal gasifications: A joint European trial in Spain[R]. London: Department of Trade and Industry Technology (DTI), 1999.
- [40] PIRARD J P, BRASSEUR A, COEME A, et al. Results of the tracer tests during the El Tremedal underground coal gasification at great depth[J]. *Fuel*, 2000, 79(5): 471–478.
- [41] GREEN M. Recent developments and current position of underground coal gasification[J]. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part A. Journal of Power and Energy*, 2018, 232(1): 39–46.
- [42] 张金华, 张梦媛, 陈艳鹏, 等. 煤炭地下气化现场试验进展与启示[J]. 煤炭科学技术, 2022, 50(2): 213–222.
ZHANG Jinhua, ZHANG Mengyuan, CHEN Yanpeng, et al. Progresses and revelation of underground coal gasification field test[J]. *Coal Science and Technology*, 2022, 50(2): 213–222.
- [43] MALLETT C W. Environmental controls for underground coal gasification[J]. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 2018, 232(1): 47–55.
- [44] Alberta Energy Regulator. AER investigation report: Swan Hills synfuels ltd well blowout October 10, 2011[R]. Calgary: Alberta Energy Regulator, 2014.
- [45] KASANI H A, CHALATURNYK R J. Coupled reservoir and geomechanical simulation for a deep underground coal gasification project[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 37: 487–501.
- [46] INNOVATES A. Final report of Swan Hills underground coal gasification technology research and development project[R]. Calgary: Alberta Innovates, 2012.
- [47] 孔令峰, 张军贤, 李华启, 等. 我国中深层煤炭地下气化商业化路径[J]. 天然气工业, 2020, 40(4): 156–165.
KONG Lingfeng, ZHANG Junxian, LI Huaqi, et al. Commercialization path of medium-deep underground coal gasification in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(4): 156–165.
- [48] 东振, 任博, 陈艳鹏, 等. 中深层煤炭地下气化的气化腔安全宽度计算方法[J/OL]. 煤炭科学技术, 2023: 1–13 [2023-07-23]. DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2023-0444.
DONG Zhen, REN Bo, CHEN Yanpeng, et al. Calculation method of safe width of gasification cavity for medium-deep under-

- ground coal gasification[J/OL]. *Coal Science and Technology*, 2023; 1–13 [2023-07-23]. DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2023-0444.
- [49] 张明, 王世鹏. 国内外煤炭地下气化技术现状及新奥攻关进展[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2010, 37(10): 14–16.
ZHANG Ming, WANG Shipeng. Technical situation of underground coal gasification in China and abroad and the study progress of ENN[J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2010, 37(10): 14–16.
- [50] 韦波, 李鑫, 田继军, 等. 国内外煤炭地下气化试验及其对新疆煤炭地下气化的启示[J]. *煤炭科技*, 2022, 43(4): 27–35.
WEI Bo, LI Xin, TIAN Jijun, et al. Underground coal gasification trials at home and abroad and its enlightenment to Xinjiang underground coal gasification[J]. *Coal Science & Technology Magazine*, 2022, 43(4): 27–35.
- [51] CAMP D W, WHITE J A. *Underground coal gasification: An overview of groundwater contamination hazards and mitigation strategies*[R]. San Francisco: Lawrence Livermore National Laboratory, 2015.
- [52] 黄赞, 周瑞琦, 杨焦生, 等. 煤层气开发井网样式和井距优化研究: 以鄂尔多斯盆地大宁区块为例[J/OL]. *煤炭科学技术*, 2023; 1–14 [2023-07-21]. <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-1568>.
HUANG Zan, ZHOU Ruiqi, YANG Jiaosheng, et al. Study on optimization of well pattern and well spacing for CBM development: Taking Daning Block as an example[J/OL]. *Coal Science and Technology*, 2023; 1–14 [2023-07-21]. <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-1568>.
- [53] 朱庆忠, 李志军, 李宗源, 等. 复杂地质条件下煤层气高效开发实践与认识: 以沁水盆地郑庄区块为例[J]. *煤田地质与勘探*, 2023, 51(1): 131–138.
ZHU Qingzhong, LI Zhijun, LI Zongyuan, et al. Practice and cognition of efficient CBM development under complex geological conditions: A case study of Zhengzhuang Block, Qinshui Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 51(1): 131–138.
- [54] 孙焕泉, 刘慧卿, 王海涛, 等. 中国稠油热采开发技术与发展方向[J]. *石油学报*, 2022, 43(11): 1664–1674.
SUN Huanquan, LIU Huiqing, WANG Haitao, et al. Development technology and direction of thermal recovery of heavy oil in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(11): 1664–1674.
- [55] 谢和平, 鞠杨, 高明忠, 等. 煤炭深部原位流态化开采的理论和技术体系[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(5): 1210–1219.
XIE Heping, JU Yang, GAO Mingzhong, et al. Theories and technologies for in-situ fluidized mining of deep underground coal resources[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(5): 1210–1219.
- [56] 东振, 张梦媛, 陈艳鹏, 等. 三塘湖-吐哈盆地富油煤赋存特征与资源潜力分析[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(10): 3789–3805.
DONG Zhen, ZHANG Mengyuan, CHEN Yanpeng, et al. Analysis on the occurrence characteristics and resource potential of tar-rich coal in Santanghu and Turpan-Hami Basins[J]. *Journal of China Coal Society*, 2023, 48(10): 3789–3805.

(责任编辑 范章群)