

煤炭地下气化腔 CO<sub>2</sub> 埋存的研究进展及发展趋势<sup>1)</sup>

李龙龙<sup>\*,†,2)</sup> 方惠军<sup>\*\*,††,2)</sup> 葛腾泽<sup>\*\*,††</sup> 刘曰武<sup>\*,†,3)</sup> 王 峰<sup>\*\*,††</sup>  
刘丹璐<sup>\*\*,††</sup> 丁玖阁<sup>\*</sup> 喻岳钰<sup>\*\*,††</sup>

<sup>\*</sup>(中国科学院力学研究所流固耦合系统力学重点实验室, 北京 100190)

<sup>†</sup>(中国科学院大学工程科学学院, 北京 100049)

<sup>\*\*</sup>(中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100090)

<sup>††</sup>(中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028)

**摘要** CO<sub>2</sub> 捕集与埋存 (CCS) 可助力碳达峰、碳中和战略目标实现, 是解决温室效应的重要手段. 在众多地质埋存空间中, 煤炭地下气化 (UCG) 后的气化腔近年来成为埋存研究的热点, 但与传统埋存方式相比, 相关工作仍处于理论探索阶段, 缺乏现场实施案例. 为推动该埋存方式的发展, 文章从以下 3 方面开展工作. (1) 介绍 UCG 和 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的国内外研究进展, 并将后者的发展划分为概念提出阶段、潜力评价和可行性分析阶段以及机理分析阶段, 目前尚处于理论探索阶段. (2) 从注入性、密闭性、经济性、储容量和 CO<sub>2</sub> 埋存机理等多个角度出发, 通过与其他埋存方式对比, 分析了气化腔埋存的特点与优势: 注入性良好; 密闭性与未开发煤层类似, 但更为复杂; 显著节约 CO<sub>2</sub> 运输成本; 埋存潜力巨大; 埋存机理非常复杂, 需要考虑气化腔形态、边壁性质以及超临界 CO<sub>2</sub> 与气化腔流体间复杂相互作用对注入和长期埋存过程的影响. (3) 阐明 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存所涉及的关键科学问题和工程问题, 并指出未来发展趋势. 在以上工作的基础上, 建议国家出台相关政策鼓励和支持 UCG 及后续的 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存, 丰富 CCS 体系, 推动煤炭资源的清洁化和低碳化利用.

**关键词** 煤炭地下气化, CO<sub>2</sub> 捕集与埋存, 气化腔, 综述, 关键问题, 未来发展趋势

中图分类号: O35 文献标识码: A doi: 10.6052/0459-1879-22-538

CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION IN UCG CAVITIES: RESEARCH PROGRESS AND FUTURE DEVELOPMENT TRENDS<sup>1)</sup>

Li Longlong<sup>\*,†,2)</sup> Fang Huijun<sup>\*\*,††,2)</sup> Ge Tengze<sup>\*\*,††</sup> Liu Yuewu<sup>\*,†,3)</sup> Wang Feng<sup>\*\*,††</sup>  
Liu Danlu<sup>\*\*,††</sup> Ding Jiuge<sup>\*</sup> Yu Yueyu<sup>\*\*,††</sup>

<sup>\*</sup>(Key Laboratory for Mechanics in Fluid Solid Coupling Systems, Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China)

<sup>†</sup>(School of Engineering Science, University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)

<sup>\*\*</sup>(National Engineering Research Center of Coalbed Methane Co., Ltd., Beijing 100090, China)

2022-11-14 收稿, 2023-01-14 录用, 2023-01-14 网络版发表.

1) 中石油科技重大专项资助项目 (2019E025-003).

2) 共同第一作者.

3) 通讯作者: 刘曰武, 研究员, 主要研究方向为渗流力学、岩土工程、非常规能源开发. Email: lywu@imech.ac.cn

引用格式: 李龙龙, 方惠军, 葛腾泽, 刘曰武, 王峰, 刘丹璐, 丁玖阁, 喻岳钰. 煤炭地下气化腔 CO<sub>2</sub> 埋存的研究进展及发展趋势. 力学学报, 2023, 55(3): 732-743

Li Longlong, Fang Huijun, Ge Tengze, Liu Yuewu, Wang Feng, Liu Danlu, Ding Jiuge, Yu Yueyu. CO<sub>2</sub> sequestration in UCG cavities: Research progress and future development trends. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2023, 55(3): 732-743

†† (PetroChina Coalbed Methane Co., Ltd., Beijing 100028, China)

**Abstract** Carbon capture and storage (CCS) could help a lot to achieve carbon peaking and carbon neutrality goals and is an effective way to deal with the Greenhouse effect. Among the geologic sequestration formations, the cavities resulting from deep underground coal gasification (UCG) become a hot topic in the research area of geologic CO<sub>2</sub> sequestration. However, compared with conventional sequestration methods, the related work is still in the theoretical exploration stage and lack of trial tests. To promote the development of UCG cavity sequestration, we have done the work as follows. First, we introduce the research progress of UCG and post UCG cavity sequestration, and divide the development of the latter one into three stages including the early stage of conception, stage of quantitative assessment and feasibility analysis, and stage of mechanism analysis. Currently, it is still in a stage of theory exploration. Second, we compare the UCG cavity sequestration with the conventional sequestration options in detail from the perspective of injectivity, sealing capacity, economy, storage capacity, and trapping mechanism. The results show that the UCG cavity sequestration holds an excellent injectivity, has a similar sealing capacity to the unmined coal seams but more complex, is capable to reduce transport cost a lot, has a great potential in storage capacity, and has complex trapping mechanisms, owing to the additional effects of cavity morphology, wall properties, and interactions between supercritical CO<sub>2</sub> and in-situ fluid on the injection and storage processes. Third, we point out the key scientific and engineering issues, and basic future development trends of the UCG cavity sequestration. Based on the above work, we suggest that the government introduces some policies to encourage and support the development of UCG and post cavity sequestration which could enrich the CCS family and promote the clean and low-carbon utilization of coal resources.

**Key words** underground coal gasification, carbon capture and storage, cavity, review, key issues, future development trends

## 引言

自 18 世纪 60 年代以来, 人类工业活动在显著提高生活质量的同时, 排放出大量工业废气, 使得大气中的 CO<sub>2</sub> 含量持续升高 (> 2 ppm/a), 已超过 408 pm。作为温室气体的主要成分, CO<sub>2</sub> 含量的变化导致全球气候变暖, 给人类生存环境和生物多样性带来破坏性影响。因此, CO<sub>2</sub> 减排已成为关系人类命运的重要问题, 继 1992 年《气候变化纲要公约》和 1997 年《京都议定书》之后, 2015 年 12 月《联合国气候变化框架公约》近 200 个缔约方在巴黎气候大会上达成《巴黎气候协定》, 对推进低碳经济和可持续发展具有里程碑意义。习近平总书记在第 75 届联合国大会一般性辩论上郑重宣布<sup>[1]</sup>, 中国 CO<sub>2</sub> 排放力争于 2030 年前达到峰值, 努力争取 2060 年前实现碳中和 (图 1), 展示了中国实现碳减排的决心。

在化石能源为主的背景下, 碳的捕集与埋存 (carbon capture and storage, CCS) 是碳减排的重要途径。国际能源署 (2010) 基于 2 °C 温升场景 (2 °C scenario, 2 DS) 的预测显示, CCS 可占截止 2050 年

的累计 CO<sub>2</sub> 减排量的 20%<sup>[2]</sup>。目前, CO<sub>2</sub> 的注入工艺相对成熟, 地质埋存方式主要包括油气藏埋存 (EOR/EGR)、深部未开发煤层埋存 (enhanced coal bed methane recovery, ECBM) 和深部咸水层埋存。近年来, 随着钻井式煤炭地下气化 (underground coal gasification, UCG) 的快速发展, UCG 所形成的气化腔逐渐成为 CO<sub>2</sub> 埋存研究的热点, 但由于 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的概念提出时间较晚, 相关研究较少, 且没有现场实施案例。为丰富 CCS 知识体系, 推动 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的发展, 本文拟调研国内外相关文献, 介绍

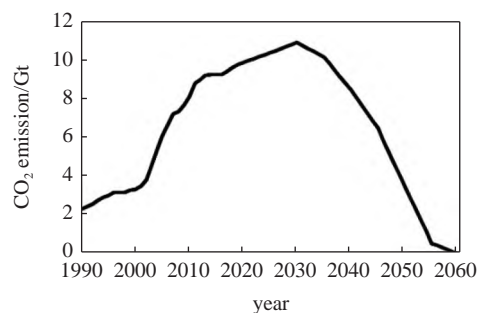


图 1 中国碳达峰、碳中和目标示意图

Fig. 1 The schematic of China's carbon peaking and carbon neutrality target

UCG 和气化腔埋存的研究进展,并结合其他埋存方式的研究成果和现场实施案例,指出  $\text{CO}_2$  气化腔埋存的特点、所涉及的关键问题和基本发展趋势。

## 1 UCG 和 $\text{CO}_2$ 气化腔埋存的研究进展

### 1.1 UCG 发展历史

UCG 是在地下对原煤进行燃烧,通过气化腔(反应炉)的压力、温度和气化剂含量控制热物理化学过程,进而产生可燃气体( $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  和  $\text{CH}_4$  等)。1868 年德国科学家威廉西蒙提出在地下建造煤气发生炉,将散煤转化为可燃气体的概念;1888 年俄罗斯科学家德米特里-门捷列夫提出将地层中的原煤直接转化为可燃气体的可能性;1912 年,英国化学家威廉·拉姆齐在英国东北部的达勒姆郡进行实验并取得成功,但进一步的研究被第一次世界大战所中断。直到 20 世纪 30 年代,前苏联在顿巴斯矿建立第一座矿井式地下气化站<sup>[3]</sup>,UCG 才得以应用于现场实际项目。此后从 20 世纪 40 年代开始,前苏联对 UCG 进行了商业化并取得良好经济效益。美国关于 UCG 的研究始于 20 世纪 40 年代,在 20 世纪 70 年代和 80 年代取得快速发展。其中,劳伦斯·利弗莫尔国家实验室提出了受控注入点后退气工艺(controlled retractable injection point, CRIP)<sup>[4-6]</sup>(图 2),对推动 UCG 发展具有十分重要的意义。此外,UCG 在加拿大、澳大利亚、南非和波兰等国家均取得一定进展。

与国外相比,中国 UCG 技术起步较晚,1958 年在大同胡家湾矿建成第一个巷道式气化炉并取得实验成功。此后,在国家大力支持和科学技术人员的长期探索下,我国 UCG 技术得到快速发展,建成 20 多个产业化试验场,独立发展了“长通道、大断面、两

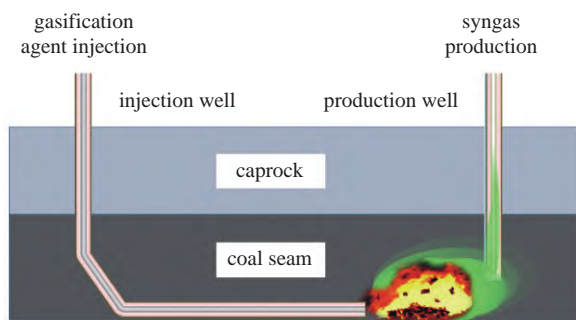


图 2 受控注入点后退气(CRIP)工艺示意图

Fig. 2 The schematic of CRIP technology

阶段”的工艺<sup>[7-11]</sup>。中国科学院院士邹才能等<sup>[12]</sup>指出,我国 UCG 产业化之路已经初现曙光,但仍存在很多不确定因素,需要通过开展相关室内研究和现场试验推动其快速发展。

总体而言,水平井钻井技术和 CRIP 技术的发展给深层 UCG 提供了技术保障。随着气化控制工艺的进一步完善,UCG 将得到快速发展,对推动深部煤层的大规模绿色高效开采和保障国家能源安全具有十分重要的战略意义。

### 1.2 $\text{CO}_2$ 气化腔埋存的提出及研究现状

随着 UCG 的快速发展和利用 CCS 缓解温室效应的日益迫切,煤炭气化所形成的气化腔开始成为  $\text{CO}_2$  埋存研究的热点。但由于缺少现场应用案例,相关研究工作仍处于理论探索阶段。本文经过大量文献调研,将  $\text{CO}_2$  气化腔埋存的研究划分为 3 个阶段,出于研究兴趣与研究目的的不同,阶段间存在一定重合。

#### (1) $\text{CO}_2$ 气化腔埋存的提出

2004 年 9 月,英国工贸部(department of trade and industry, DTI)在英国 UCG 可行性评价报告中提出  $\text{CO}_2$  气化腔埋存的可能性<sup>[13]</sup>。2005 年第 22 届国际匹兹堡煤炭会议上,Green 等<sup>[14]</sup>指出 UCG-CCS 可应用于英国煤炭资源的开采并具有很好的应用前景,在列举地质埋存空间时提到 UCG 气化腔。

此后,Upadhye 等<sup>[15]</sup>指出气化腔具有  $\text{CO}_2$  埋存潜力,但需综合考虑气化腔的温度和压力、地层水运移、地应力变换以及地化反应等的影响。Friedmann 等<sup>[16]</sup>在探讨 UCG 应用前景时指出 UCG-CCS 的重要性以及气化腔的埋存潜力,但由于热物理作用可能会破坏埋存空间的完整性,建议对气化腔埋存所涉及的科学问题进行详细研究。Shafirovich 等<sup>[17]</sup>以及 Imran 等<sup>[18]</sup>在评述 UCG 发展和所涉及的环境问题时,同样指出了  $\text{CO}_2$  气化腔埋存的重要性。在上述 UCG- $\text{CO}_2$  气化腔埋存概念的基础上,Prabu 等<sup>[19]</sup>提出一种新的模式:采用 UCG 粗煤气进行发电,捕捉燃烧所产生的  $\text{CO}_2$ ,将其中一部分作为气化剂注入正在运行的气化腔中进行循环利用,将剩余部分则注入 UCG 结束后的气化腔中进行地质埋存。

#### (2) $\text{CO}_2$ 气化腔埋存的潜力评价和可行性分析

2010 年英国纽卡斯尔大学的 Roddy 等<sup>[20]</sup>评述了 UCG, CCS 和  $\text{CO}_2$  气化腔埋存的发展,在定量分



析每种技术的潜力时指出, 气化腔的容积不足以封存 UCG 产生的所有 CO<sub>2</sub>, 为达到零排放效果需将 UCG 与 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存及其他埋存方式相结合. Rosen 等<sup>[21]</sup>指出, 如果将 UCG 所产生的 CO<sub>2</sub> 注回气化腔中, 可以节省 CO<sub>2</sub> 运输成本 (占常规 CCS 项目成本的 5%~15%) 和地质勘察与钻井成本 (占常规 CCS 项目成本的 10%~30%).

在可行性分析方面, Mudashiru 等<sup>[22]</sup>于 2009 年第 26 届国际匹兹堡煤炭会议上介绍了 Ramsay 项目, 该项目旨在研究在英格兰东北部建立世界上第一个商业化 UCG-CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的可行性, 结果表明: 之前对适合 UCG 的煤炭资源量的估计是保守的; UCG-CO<sub>2</sub> 气化腔埋存是可行的; 售卖 UCG 粗煤气并回收其产生的 CO<sub>2</sub> 进行气化腔埋存, 在经济上非常具有吸引力. Pei<sup>[23]</sup>以北达科他州 Fort Union 组煤层为例, 讨论了 UCG-IGCC(integrated gasification combined cycle)-CCS 模式的可行性, 虽然分析过程中以油气藏埋存为主, 但作者同时也给出了 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的建议. Nakaten 等<sup>[24-25]</sup>以保加利亚某石炭纪煤层为例, 建立 UCG-CCGT(combined-cycle gas turbine)-CCS 模式的技术经济模型, 详细讨论了该模式的可行性.

UCG 过程中所释放的热量会导致地层温度升高, 进而对气化腔埋存的可行性产生影响. 对此, Younger<sup>[26]</sup>指出 UCG 过程中生产井的井筒温度非常高 (高达 400 °C, 短时间内甚至达到 900 °C), 容易破坏井筒的完整性, 从而成为 CO<sub>2</sub> 泄漏通道, 建议选择原 UCG 气化剂注入井作为 CO<sub>2</sub> 注入井. 由于 UCG 结束后气化腔温度非常高, 不宜直接用于 CO<sub>2</sub> 埋存, Sarhosis 等<sup>[27]</sup>采用数值模拟方法研究了自然降温和水冲刷降温过程, 结果表明后者的降温速度更快, 且降温时间随着水流速度的增大而缩短. Yang 等<sup>[28]</sup>在回顾 UCG 和 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存发展时指出: CO<sub>2</sub> 在上移过程中为自由表面流, 且注入压力和温度会改变地应力分布, 因此 THMC (温度-水流-应力-化学) 多场耦合是理解埋存过程和说服公众认可的关键; 必须通过现场试验来测试 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的可行性, 并收集数据用于深入研究.

我国关于 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的研究稍晚于国外. 毛伟志等<sup>[29]</sup>在分析 UCG 过程中 CO<sub>2</sub> 含量的影响因素时, 在理论上探讨了 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的可行性. 成闪闪<sup>[30]</sup>通过数值模拟方法研究 UCG 过程中的温度

分布、气化腔扩展、上覆岩层及地表的沉降, 结果表明 UCG 所引起地表沉降符合《建筑地基基础设计规范 GB50007\_2002》规定容许值, 且 CO<sub>2</sub> 在气化腔中的充填可减小沉降幅度, 有利于地表建筑地基的稳定.

### (3) CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的机理分析

在经过概念提出、潜力评价和可行性分析之后, 必须深入探讨 CO<sub>2</sub> 在气化腔中长期埋存的机理, 才能说服大众和投资人, 进一步推动 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的发展. Sheng 等<sup>[31]</sup>针对保加利亚某区块建立地质模型、热地应力模型、水文地质模型以及环境可持续性计算模型, 在此基础上进行了一系列研究: 根据 UCG 开发经验和地质构造的深入分析, 选取适合 UCG-CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的煤层; 通过热应力模型分析气化腔稳定性, 结果表明气化腔 (埋深 1500 m, 煤层厚度 10 m) 比较稳定并且可以忽略地面沉降, 但建议通道间以及通道与断层间的距离大于 150 m; 通过水文地质模型分析 UCG 污染物 (主要考虑苯) 随气化腔中地层水的运移, 结果表明 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存对地下水质量的影响非常有限, 不会在附近水体引起难以接受的环境问题; 新提出的环境可持续性指数表明了该区域 UCG-CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的可行性.

为研究 CO<sub>2</sub> 注入气化腔后的运移规律和赋存机理, Jiang 等<sup>[32]</sup>建立简化地质模型 (图 3, 地质模型

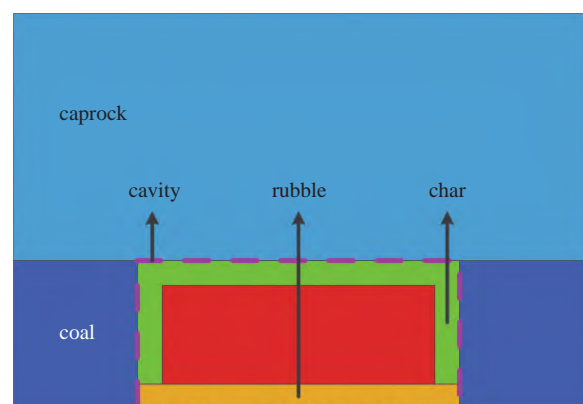


图 3 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的简化地质模型, 红色区域为空腔, Jiang 等<sup>[32]</sup>将其假设为高渗透区域 (渗透率 50000 mD, 是原煤的 5000 倍)(修自文献 [32], 对于实际案例, 底部可能为灰渣、残留煤焦、垮落覆岩等)

Fig. 3 A simplified geological model for CO<sub>2</sub> sequestration in UCG cavity. Jiang et al.<sup>[32]</sup> assume that the red zone which represents the void is a highly permeable porous medium. The permeability of the red zone is 50000 mD that is 5000 times of the coal permeability (modified from Ref. [32])

900 m × 105 m × 44 m, 气化腔 500 m × 35 m × 14 m), 并采用 CMG 软件模拟多孔介质中的多相多组分渗流, 研究表明: 长期埋存过程中 CO<sub>2</sub> 运移和赋存的主要控制因素, 早期以浮力为主, 之后以扩散和吸附为主; 低渗透上覆岩层 (渗透率 0.001 mD, 是原煤渗透率的 0.0001 倍) 可以阻止 CO<sub>2</sub> 沿纵向逃逸; 煤吸附 CO<sub>2</sub> 会发生膨胀和渗透率降低, 限制 CO<sub>2</sub> 沿横向运移; 焦化层 (渗透率 30 000 mD, 是原煤渗透率的 3000 倍) 难以有效阻挡 CO<sub>2</sub> 运移。

王双明等<sup>[33]</sup>指出 CO<sub>2</sub> 在气化腔中的埋存机理包括化学埋存和物理埋存两种, 前者主要指 CO<sub>2</sub>-地层水-灰渣碱金属氧化物发生化学反应生成碳酸盐, 后者主要指利用可观的气化腔空间对 CO<sub>2</sub> 进行长期埋存。

## 2 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存与其他 CO<sub>2</sub> 地质埋存方式的对比

目前 CO<sub>2</sub> 地质埋存空间主要包括油气藏、深部咸水层以及深部未开发煤层, 其基本概念如下。

(1) 油气藏埋存: 将 CO<sub>2</sub> 注入正在开发的油气藏中, 通过 CO<sub>2</sub> 驱替地层中难以有效动用的原油或天然气, 在提高油气采收率的同时将 CO<sub>2</sub> 埋存在储层中。此外, 废弃油气藏也是 CO<sub>2</sub> 埋存的理想场所。

(2) 深部未开发煤层: 将 CO<sub>2</sub> 注入深部未开发煤层, 利用 CO<sub>2</sub> 与 CH<sub>4</sub> 在煤层中的竞争吸附以及 CO<sub>2</sub> 对煤层中游离气的驱替作用, 达到提高煤层气产量和埋存 CO<sub>2</sub> 的双重效果。

(3) 深部咸水层: 将 CO<sub>2</sub> 注入封闭性较好的深部

咸水层中进行地质埋存。

本节将 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存与传统 CO<sub>2</sub> 地质埋存方式进行对比, 从注入性、密闭性、经济性、储容量以及 CO<sub>2</sub> 埋存机理等多个角度出发, 深入分析 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的特点和优势。

### 2.1 注入性

影响 CO<sub>2</sub> 注入性的因素主要包括储层渗透率、厚度、压力及温度等, 其中渗透率在注入性评价中尤为重要。本文调研了部分油气藏、未开发煤层和咸水层的 CO<sub>2</sub> 埋存项目, 其渗透率如下。

#### (1) CO<sub>2</sub> 油气藏埋存

目前我国的 EOR 项目主要包括草舍低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 混相驱先导试验 (24.77 mD)、胜利高 89-1 异常高压特低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 近混相驱先导试验 (4.7 mD)、腰英台特低渗透裂缝性油藏 CO<sub>2</sub> 非混相驱先导试验 (1.9 mD) 以及濮城沙一下特高含水油藏水气交替驱先导试验 (690 mD)<sup>[34-37]</sup>。国外开展 EOR 的油田/项目包括加拿大 Weyburn 油田 (15 mD)<sup>[38-40]</sup>、美国 Aneth 油田 Pennsylvanian Paradox 组 Desert Creek 段和 Ismay 段 (20 mD)<sup>[41]</sup>、美国 Yates 油田 (210 mD)<sup>[42]</sup>、美国 South Slattery 油田 (23.34 mD)<sup>[43]</sup>、卡塔尔 Al Shaheen 油田 KharaiB 碳酸盐岩油藏 (1 ~ 10 mD)<sup>[44-46]</sup> 等。以上项目的汇总信息见表 1, 其中大多数为低渗透油藏, 主要原因是低渗透油藏的储量难以有效动用, CO<sub>2</sub> 的特殊驱油机理有助于提高原油采收率。此外, 许多研究结果表明, CO<sub>2</sub> 也可用于提高页岩油气藏的采收率<sup>[47-48]</sup>。

表 1 部分 CO<sub>2</sub>-EOR 项目

Table 1 Part of CO<sub>2</sub>-EOR projects

Country	Field/Project	Permeability/mD
China	miscible CO <sub>2</sub> flooding in Caoshe oil reservoir	24.77
China	near miscible CO <sub>2</sub> flooding in Gao 89-1 block	4.7
China	immiscible CO <sub>2</sub> flooding in Yaoyingtai region	1.9
China	water alternating gas in Shayixia reservoir	690
Canada	Weyburn oil field	15
USA	Pennsylvanian Paradox group in Aneth oil field	20
USA	Yates oil field	210
USA	South Slattery oil field	23.34
Qatar	KharaiB reservoir in Al Shaheen field	1 ~ 10

### (2) CO<sub>2</sub> 未开发煤层埋存

目前的 ECBM 项目主要包括美国 San Juan 盆地 Fruitland 组 (Pump Canyon 项目包含 3 个煤层, 顶层和 中层 146 mD, 底层 582 mD<sup>[49]</sup>; Allison 单元 30 ~ 150 mD<sup>[50-51]</sup>)、美国伊利诺伊州 Tanquary Farms 项目 (钻杆测试,  $K_e$  2 ~ 7 mD)<sup>[52]</sup>、美国北达科他州 Fort Union 群 (< 1 mD)<sup>[53]</sup>、加拿大阿尔伯特的 Medicine River 煤层 (FBV 4 A 井关井测试,  $K_e$

3.65 mD)<sup>[54]</sup>、波兰 Upper Silesian Coal 盆地 (第一层和 第二层渗透率较高, 0.4 ~ 1.5 mD)<sup>[55]</sup>、中国沁水盆地山西组 3 号煤层 (0.13 ~ 0.76 mD)<sup>[56]</sup> 等。以上项目的 汇总信息见表 2, 除部分美国 ECBM 项目为高渗透 煤层外, 主要以低渗透煤层为主。此外, 煤吸附 CO<sub>2</sub> 后 体积发生膨胀且渗透率显著降低<sup>[57-58]</sup>, 极大的降低 CO<sub>2</sub> 注入性, 不利于 ECBM 项目的长期有效 实施。

表 2 部分 ECBM 项目

Table 2 Part of ECBM projects

Country	Field/Project	Permeability/mD
USA	Pump Canyon Site in the San Juan Basin	146 ~ 582
USA	Allison unit pilot in the San Juan Basin	30 ~ 150
USA	Tanquary Farms Site in southeast Illinois	2 ~ 7 ( $K_e$ )
USA	Fort Union Group in North Dakota	<1
Canada	Medicine River coal seam in Alberta	3.65 ( $K_e$ )
Poland	Upper Silesian Coal Basin	0.4 ~ 1.5
China	No. 3 coal seam in Shanxi Group, Qinshui Basin	0.13 ~ 0.76

### (3) CO<sub>2</sub> 咸水层埋存

目前的 CO<sub>2</sub> 咸水层埋存项目/区域主要包括挪威 Sleipner 项目 (Utsira 砂岩储层 1000 ~ 5000 mD)<sup>[59]</sup>、德国北部沉积岩盆地 (Brandenburg 东 北部 Bunter 砂岩组 0.8 ~ 590 mD)<sup>[60]</sup>、澳大利亚 South West Hub 项目 (Wonnerup 段 10 ~ 4000 mD, Yalgorup 段 4 ~ 10000 mD)<sup>[61]</sup> 以及中国神华 CCS 项目 (2367.4 m 以浅 1.25 ~ 7.19 mD)<sup>[62]</sup>。

关于气化腔的渗透性, 目前主要有两种模型: 气 化后遗留的腔体为空腔或大部分空间为空腔; 气 化后遗留的腔体为多孔介质, 渗透率非常高 (几十 达西)<sup>[32, 63]</sup>。与以上 3 种传统地质埋存方式相比, CO<sub>2</sub> 气 化腔埋存在渗透性方面具有显著优势, 注入性良好。

## 2.2 密闭性

埋存空间的密闭性主要与上覆岩层的完整性和 渗透性以及目标储层中是否存在高渗透通道有关, 是 CO<sub>2</sub> 能否长期安全埋存的关键。泄漏通道的存在 不仅会导致 CO<sub>2</sub> 埋存失败, 还有可能污染地下水, 甚 至逸出地表危及地表生物的安全。各种地质埋存方 式的密闭性如下。

### (1) CO<sub>2</sub> 油气藏埋存

良好的地质圈闭和储盖层结合是油气成藏的重 要条件, 因此大部分油气藏上覆岩层的完整性和渗 透性符合 CO<sub>2</sub> 地质埋存要求<sup>[64]</sup>。但沉积环境可能导 致目标储层存在高渗透通道, 开发过程的提高采收 率措施 (压裂、酸化) 可能会破坏上覆岩层的完整性和 低渗透特性, 从而形成 CO<sub>2</sub> 运移和泄漏通道。油气 藏埋存的优势在于, 勘探开发过程中已经掌握地质 构造和储盖层物性, 可以充分评价埋存空间的密闭性。

### (2) CO<sub>2</sub> 未开发煤层埋存

煤的成藏过程没有严格的地质圈闭要求, 因此 在上覆岩层完整性和渗透性方面不如油气藏, 埋存 空间的密闭性相较于油气藏没有优势<sup>[65]</sup>。此外, CO<sub>2</sub> 吸附会引起煤的膨胀进而引起应力场变化, 可能会 破坏埋存空间的密闭性。

### (3) CO<sub>2</sub> 咸水层埋存

与未开发煤层类似, 咸水层没有严格的地质圈 闭要求, 总体而言, 埋存空间的密闭性不如油气藏<sup>[65]</sup>。 但由于咸水层在数量上远大于油气藏, 依然可以通 过合理筛选确定大量的密闭性良好的咸水层。

除地质圈闭外, CO<sub>2</sub> 溶于地层水会导致地层流 体呈弱酸性, 大时间尺度下 CO<sub>2</sub>-地层水-岩石的化

学反应也可能会影响密闭性. Alemu 等<sup>[66]</sup>的研究表明, 超临界 CO<sub>2</sub>-咸水-富含碳酸盐页岩的化学反应比超临界 CO<sub>2</sub>-咸水-富含黏土页岩的化学反应快; Zhang 等<sup>[67]</sup>的研究表明, 超临界 CO<sub>2</sub>-水-粉砂质泥岩的化学反应容易导致裂缝发育, 从而降低泥岩的隔挡作用, 不利于 CO<sub>2</sub> 长期埋存. Al-Khdheawi 等<sup>[68]</sup>研究了上覆岩层岩石类型对地化反应的影响, 结果表明反应速率为粉砂岩 > 页岩 > 砂岩, 其中, 砂岩的渗透率增加程度最大. 因此, 对所有地质埋存方式而言, CO<sub>2</sub>-地层水-岩石的化学反应会在大时间尺度下溶蚀岩石, 增加上覆岩层的渗透率并降低其力学性质, 从而增加 CO<sub>2</sub> 泄漏风险.

气化腔的密闭性与未开发煤层类似, 但是除了考虑地质圈闭和 CO<sub>2</sub>-地层水-岩石化学反应外, 还有以下几点需要通过实验和数值模拟方法进一步研究确定:

(1) UCG 过程中的热物理化学作用可能会导致裂缝发育, 成为 CO<sub>2</sub> 逃逸通道<sup>[69]</sup>, 从而破坏埋存空间的完整性;

(2) 空腔的存在会改变应力场分布, 可能引起地质沉降;

(3) 煤层的顶板一般分为伪顶、直接顶、基本顶, UCG 过程中可能会发生垮落 (由于埋存较深, 是否发生垮落以及垮落程度尚需进一步研究), 从而破坏埋存空间的完整性;

(4) 长期埋存过程中, CO<sub>2</sub> 对顶底板的协同力学作用、围岩变形以及裂隙发育等均可能影响埋存空间的完整性<sup>[70]</sup>, 需要通过实验和数值模拟方法进一步研究确定.

### 2.3 经济性

从经济性的角度可以将 CO<sub>2</sub> 地质埋存分为以下两种.

#### (1) 有附加值埋存

CO<sub>2</sub> 注入正在开发的油气藏可以提高油气采收率, CO<sub>2</sub> 注入未开发煤层可以提高煤层气采收率, 以上两种埋存方式均可带来附加值, 具有良好的经济性.

#### (2) 无附加值埋存

将 CO<sub>2</sub> 埋存进废弃油气藏、咸水层和气化腔的过程中没有有价值的物质产出, 因此以上埋存方式不具有经济性特点. 但由于气化腔埋存可以将 UCG 粗煤气中的 CO<sub>2</sub> 和发电燃烧后产生的 CO<sub>2</sub> 直接注入气化腔中, 在 CO<sub>2</sub> 运输成本 (占常规 CCS 成本的 5%~15%) 方面具有明显优势<sup>[21, 71]</sup>.

### 2.4 储容量

CO<sub>2</sub> 地质埋存能否缓解温室效应的关键在于储容量, 只有 CO<sub>2</sub> 埋存量达到一定规模才能有效减少碳排放量, 促进 2 °C 温升场景<sup>[2]</sup> 目标的实现. 表 3 为各种埋存方式的 CO<sub>2</sub> 储容量估计<sup>[72]</sup>, 由于 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存尚未得到现场实例验证, 统计时未予以考虑.

表 3 各种埋存方式的 CO<sub>2</sub> 储容量 (修自文献 [72])

Table 3 The storage capacity of different sequestration options (modified from Ref. [72])

Sequestration options	Lower estimate/Gt	Upper estimate/Gt
oil and gas reservoirs	675	900
unminable coal seams	3~15	200
deep saline aquifers	1000	uncertain, possibly 10000

Note: the storage capacity of oil and gas reservoirs would increase by 25% if undiscovered fields were included

根据我国煤炭储量丰富的现状做以下估计: 埋深 1000 ~ 3000 m 的难动用煤炭资源量为 3770 Gt<sup>[12]</sup>, 以 1/3 的煤层适合地下气化、煤炭密度 1300 kg/m<sup>3</sup>、气化腔固体充填率 30%、地层深度 1500 m 折算 (CO<sub>2</sub> 处于超临界状态, 密度取 700 kg/m<sup>3</sup>), 气化腔中超临界 CO<sub>2</sub> 储容量为 463 Gt. 计算方法: 储容量 = 煤炭资源量 × 适合地下气化的煤炭比例 / 煤炭密度 × (1-固体充填率) × 地层深度

CO<sub>2</sub> 密度.

### 2.5 CO<sub>2</sub> 埋存机理

针对油气藏、未开发煤层和咸水层埋存的大量研究表明<sup>[72-74]</sup>, CO<sub>2</sub> 的埋存机理主要包括物理捕获和地球化学捕获两大类, 具体描述如下.

#### (1) 物理捕获

① 结构捕获: 低渗透的上覆岩层和另一侧为不

渗透岩层的断层可以对 CO<sub>2</sub> 运移产生阻挡作用, 有助于形成良好的埋存空间。

② 水动力捕获: CO<sub>2</sub> 的运移动力主要包括 CO<sub>2</sub> 与地层水/原油密度差导致的上浮力以及 CO<sub>2</sub> 浓度差导致的扩散。埋存初期上浮力作用明显, CO<sub>2</sub> 以向上运移为主, 当 CO<sub>2</sub> 运移至渗透率极低的上覆岩层后, 扩散作用开始占主导地位, 此时的运移以横向为主, 直到 CO<sub>2</sub> 在毛管力和表面张力作用下<sup>[75]</sup> 以残余气的形式被捕获。

## (2) 地球化学捕获

① 溶解捕获: CO<sub>2</sub> 在地层水中的溶解会降低 CO<sub>2</sub> 自由相含量, 实现对 CO<sub>2</sub> 的捕获。此外, CO<sub>2</sub> 与地层原油间容易发生混相<sup>[76]</sup>, 混相流体的流动性明显小于气相, 同样有助于捕获 CO<sub>2</sub>。

② 矿化捕获: CO<sub>2</sub>-地层水-岩石会发生一系列化学反应, 最终将 CO<sub>2</sub> 转换为碳酸盐矿物<sup>[77]</sup>, 达到永久埋存目的。该过程非常缓慢, 需要上千年甚至更久的时间<sup>[78]</sup>。

③ 吸附捕获: 在地层温度和压力相对稳定的情况下, 煤的强 CO<sub>2</sub> 吸附能力可以长期稳定的捕获大量 CO<sub>2</sub>。然而由于煤吸附 CO<sub>2</sub> 后会膨胀和渗透率降低, 进而影响注入性和长期埋存过程的地质稳定性, 使得吸附捕获成为 CCS 的一把双刃剑, 需要综合考虑多种因素评价它在 CCS 中的作用。

CO<sub>2</sub> 气化腔埋存基本涵盖以上机理, 但由于 UCG 过程的热物理化学作用对储层的改造极大, 需要注意以下 3 点: ① 上覆岩层中可能发育裂缝, 破坏其完整性, 降低构造和地层捕获作用; ② 气化腔为空腔或渗透率非常高的多孔介质, CO<sub>2</sub> 上浮作用更加明显; ③ 超临界 CO<sub>2</sub> 与气化腔流体 (包含粗煤气残余、气化剂残余和地层水) 的相互作用对注入过程和长期埋存过程的影响尚不清楚。

## 2.6 气化腔埋存特点及优势总结

综上, UCG 不仅是一种新兴的清洁能源技术, 气化后遗留的气化腔更是在 CO<sub>2</sub> 埋存方面具有以下特点和优势。

(1) 从注入性角度考虑: 气化腔的渗透率非常高 (几十个达西), 且洞穴间连通性好。与其他地质埋存方式相比, CO<sub>2</sub> 气化腔埋存在注入性方面具有明显优势。

(2) 从密闭性角度考虑: 与未开发煤层类似, 受成藏环境影响, 上覆岩层完整性和渗透性不如油气

藏, 需根据具体地质情况分析密闭性; UCG 过程的热物理化学作用和空腔导致的应力场变化可能会破坏埋存空间的完整性。

(3) 从经济性角度考虑: 虽然与油气藏埋存和深部未开发煤层埋存相比, CO<sub>2</sub> 气化腔埋存难以带来经济效益, 但 UCG-CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的闭环体系一旦建成, 可以显著降低 CO<sub>2</sub> 运输成本, 对深部难动用煤炭资源的零排放/低碳化利用具有十分重要的意义。

(4) 从储存量大小角度考虑: 气化腔的埋存空间巨大, 且由于埋深较深, CO<sub>2</sub> 在地层条件下处于超临界状态, 密度接近液体, 进一步提高了 CO<sub>2</sub> 埋存量; 我国深部煤炭地下气化后约可埋存 463 Gt CO<sub>2</sub>。

(5) 从 CO<sub>2</sub> 埋存机理角度考虑: CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的流动和赋存机理非常复杂, 除传统埋存方式所共有的埋存机理外, 还需要考虑气化腔形态、边壁性质以及超临界 CO<sub>2</sub> 与气化腔流体间复杂相互作用对注入和长期埋存过程的影响。

## 3 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存所涉及的关键问题及发展趋势

### 3.1 关键问题

CO<sub>2</sub> 气化腔埋存本质上是多相多组分流体在复杂非均匀介质中的流动, 需考虑热-流-固-化多场耦合效应, 关键科学问题如下。

(1) UCG 过程非常复杂, 涉及热-流-固-化多场耦合效应, 必须充分认识 UCG 过程, 并建立准确有效的物理和数学模型, 才能更好的了解气化腔形态 (大小和尺寸) 和边壁性质 (渗透性、裂隙发育程度和上覆岩层完整性), 开展后续埋存研究。关于 UCG 数值模拟方法, 第一个数值模型为一维槽道反应流模型, 由美国利物莫尔实验室在上世纪 70 年代提出, 目前仍得到广泛应用; 之后随着数值模拟技术的进步, 逐渐扩展到二维和三维。然而, 由于 UCG 机理认识不清, 数学模型有待进一步完善, 且受限于目前的数值计算方法和计算水平, 已有的多物理场数学模型并不能全面应用于数值模拟<sup>[79]</sup>。

(2) 气化腔的空腔-多孔介质特点以及边壁性质使得流体流动介质发生巨大变化, 如何表征流体在复杂非均匀介质中的流动规律是一个挑战。目前, 地面煤炭气化过程中煤炭性质的变化已有比较深入的研究, 但是在地下煤炭气化过程中, 气化腔边壁处煤



炭性质(如孔隙度、渗透率、微裂缝发育程度)随时间和空间的变化规律认识不清,需要进一步研究.关于 CO<sub>2</sub> 在长期埋存过程中的运移规律,目前主要基于多孔介质渗流模型进行研究<sup>[32]</sup>,未考虑气化腔的空腔-多孔介质特点,亟需建立多相多组分自由流-渗流耦合模型,进行深入研究.

(3) CO<sub>2</sub> 在地层条件下处于超临界状态,需要建立准确的热力学模型,表征超临界 CO<sub>2</sub> 与地层流体混溶过程的复杂相态行为.目前,关于超临界 CO<sub>2</sub> 与腔内流体的混溶性研究非常少,但两者的混溶速度和混合流体物性对 CO<sub>2</sub> 进腔过程有重要影响.

(4) 煤吸附 CO<sub>2</sub> 后发生膨胀和渗透率降低、CO<sub>2</sub>-地层水-岩石化学反应、应力场变化等,使得 CO<sub>2</sub> 进入气化腔过程(注入阶段)和逸散出气化腔过程(长期埋存阶段)趋于复杂,需要建立热-流-固-化多场耦合模型对其进行描述.目前,气化腔 CO<sub>2</sub> 埋存数模研究仅限于流动场,尚未考虑其他场对埋存过程的影响.

关键工程问题如下:

(1) 煤炭性质、气化剂组成、气化剂注入速度以及地层温度和压力等均对气化腔扩展产生重要影响,如何确定合理的 UCG 开发方案,确保气化腔适用于后续的 CO<sub>2</sub> 埋存;

(2) 目前缺乏有效手段确定气化腔形态(大小和尺寸)和边壁性质(渗透性、裂隙发育程度和上覆岩层完整性),给埋存方案设计以及储容性和密闭性评价带来很大挑战;

(3) 受 UCG 技术成熟较晚的影响,CO<sub>2</sub> 气化腔埋存尚处于理论探索阶段,缺乏现场实施案例,亟需寻找某 UCG 区块进行实际 CO<sub>2</sub> 埋存测试,并收集数据用于深入研究.

### 3.2 发展趋势

通过文献调研与分析可知,气化腔拥有巨大的 CO<sub>2</sub> 埋存潜力,但 CO<sub>2</sub> 流动和赋存机理不明与现场实施案例空白限制了 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的进一步发展.借鉴传统 CO<sub>2</sub> 地质埋存方式的发展规律,CO<sub>2</sub> 气化腔埋存未来的基本发展趋势如下.

(1) 深化埋存机理认识:开展一系列岩心尺度和微观尺度的室内实验,掌握超临界 CO<sub>2</sub> 在非均匀介质中的流动规律,进一步揭示 CO<sub>2</sub> 在气化腔中埋存的机理;基于实验数据建立准确有效的物理模型和

数学模型,通过数值模拟方法研究 CO<sub>2</sub> 在注入和长期埋存过程中的运移规律和影响因素,阐明 CO<sub>2</sub> 流动和赋存机理.

(2) 先导性试验:选择合适的煤层,在 UCG 结束后注入 CO<sub>2</sub> 进行测试,记录注入过程的动态数据用于后续研究;针对长期埋存过程,通过多种手段(压力动态监测、示踪剂、地层水分析、测井、三维地震成像和地表 CO<sub>2</sub> 浓度监测等<sup>[72]</sup>)分析 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的实际效果.

(3) 规模化应用:建立 UCG 和 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的闭环体系,大力推广 UCG-IGCC-CCS 模式和 UCG-CCGT-CCS 模式.

(4) 将 CO<sub>2</sub> 作为气化剂注入正在运行的气化腔中,参与还原反应,用以提高 CO<sub>2</sub> 的利用率和经济效益.

## 4 结论及建议

(1) 通过调研大量国内外相关文献,将 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存的发展划分为概念提出阶段、潜力评价和可行性分析阶段以及机理分析阶段,总体上处于理论探索阶段,目前缺少现场实际案例.

(2) 从注入性、密闭性、经济性、储容量和 CO<sub>2</sub> 埋存机理等多个角度出发,通过与其他埋存方式对比,指出气化腔埋存的特点与优势:良好的注入性;密闭性与未开发煤层类似,但更为复杂,需根据具体地质情况进行分析;显著节约 CO<sub>2</sub> 运输成本;巨大的埋存潜力,估算我国深部煤炭地下气化后约可埋存 463 Gt CO<sub>2</sub>;埋存机理非常复杂.

(3) 阐明 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存所涉及的关键科学问题和工程问题,并指出了未来发展趋势,建议国家出台相关政策鼓励和支持 UCG 及后续的 CO<sub>2</sub> 气化腔埋存.

## 参 考 文 献

- 1 习近平. 在第 75 届联合国大会一般性辩论上的讲话. 中华人民共和国国务院公报, 2020, 28: 3 (Xi Jinping. A speech at the general debate of the 75th session of the united nations general assembly. *Zhonghua Renmin Gongheguo Guowuyuan Gongbao*, 2020, 28: 3 (in Chinese))
- 2 International Energy Agency. *Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System*. Paris: OECD Publishing, 2012
- 3 Bhutto AW, Bazmi AA, Zahedi G. Underground coal gasification: From fundamentals to applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2013, 39(1): 189-214
- 4 Thorsness CB, Hill RW, Britten JA. Execution and performance of

- the CRIP process during the rocky mountain 1 UCG field test. U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information, 1988
- 5 Oliver RL, Mason GM, Spackman LK. Field and laboratory results from the TONO I (CRIP) UCG cavity excavation project, widco mine site, centralia, washington. *Liquid Fuels Technology*, 1989, 7(8): 1059-1120
- 6 Cena RJ, Britten JA, Thorsness CB. Excavation of the partial seam CRIP underground coal gasification test site. U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information, 1987
- 7 余力, 张维廉, 梁洁. 煤炭地下气化在我国的发展前景. 煤炭转化, 1994(1): 39-45 (Yu Li, Zhang Weilian, Liang Jie. The development future underground coal gasification in China. *Coal Conversion*, 1994(1): 39-45 (in Chinese))
- 8 杨兰和, 梁杰, 余力. 煤炭地下气化新工艺的试验研究. 东南大学学报, 1999, 2: 126-130 (Yang Lanhe, Liang Jie, Yu Li. Test study on the new technique of the underground coal gasification. *Journal of Southeast University*, 1999, 2: 126-130 (in Chinese))
- 9 杨兰和. 多点两阶段煤炭地下气化方法. 重庆大学学报, 2001, 2: 111-114 (Yang Lanhe. Method of multi-point two-stage underground coal gasification (TSUCG). *Journal of Chongqing University*, 2001, 2: 111-114 (in Chinese))
- 10 梁杰, 余力. “长通道、大断面”煤炭地下气化新工艺. 中国煤炭, 2002, 12: 8-10, 13 (Liang Jie, Yu Li. Underground coal gasification by the new technique of “long passage with large cross section”. *China Coal*, 2002, 12: 8-10, 13 (in Chinese))
- 11 余力. 两阶段煤炭地下气化工艺的应用. 煤炭学报, 2009, 34(7): 1 (Yu Li. The application of two-stage underground coal gasification technology. *Journal of China Coal Society*, 2009, 34(7): 1 (in Chinese))
- 12 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. 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. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(2): 195-204 (in Chinese))
- 13 DTI Report. Review of the feasibility of underground coal gasification in the UK. UK: The Department of Trade and Industry, 2004
- 14 Green MB, Rippon B, Smart PSB, et al. Underground coal gasification in deep coal seams with carbon capture and storage//22nd Pittsburgh Coal Conference, 2005
- 15 Upadhye R, Burton E, Friedmann J. Science and technology gaps in underground coal gasification. U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information, 2006
- 16 Friedmann SJ, Upadhye R, Kong FM. Prospects for underground coal gasification in carbon-constrained world. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 4551-4557
- 17 Shafirovich E, Varma A. Underground coal gasification: a brief review of current status. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2009, 48(17): 7865-7875
- 18 Imran M, Kumar D, Kumar N, et al. Environmental concerns of underground coal gasification. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2014, 31: 600-610
- 19 Prabu V, Geeta K. CO<sub>2</sub> enhanced in-situ oxy-coal gasification based carbon-neutral conventional power generating systems. *Energy*, 2015, 84: 672-683
- 20 Roddy DJ, Younger PL. Underground coal gasification with CCS: a pathway to decarbonising industry. *Energy & Environmental Science*, 2010, 3(4): 400-407
- 21 Rosen MA, Reddy BV, Self SJ. Underground Coal Gasification (UCG) Modeling and Analysis. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 2018: 329-362
- 22 Mudashiru LK, Roddy D, Mudashiru KL, et al. Project ramsay: potential for underground coal gasification with carbon capture and storage (UCG-CCS) in north east England, UK//26th Annual International Pittsburgh Coal Conference. Newcastle University, 2009
- 23 Pei P. Study on underground coal gasification combined cycle coupled with on-site carbon capture and storage. [PhD Thesis]. The University of North Dakota, 2012
- 24 Nakaten N, Schlüter R, Azzam R, et al. Development of a techno-economic model for dynamic calculation of cost of electricity, energy demand and CO<sub>2</sub> emissions of an integrated UCG-CCS process. *Energy*, 2014, 66: 779-790
- 25 Nakaten N, Azzam R, Kempka T. Sensitivity analysis on UCG-CCS economics. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, 26: 51-60
- 26 Younger PL. Hydrogeological and geomechanical aspects of underground coal gasification and its direct coupling to carbon capture and storage. *Mine Water and the Environment*, 2011, 30(2): 127-140
- 27 Sarhosis V, Yang D, Sheng Y, et al. Coupled hydro-thermal analysis of underground coal gasification reactor cool down for subsequent CO<sub>2</sub> storage. *Energy Procedia*, 2013, 40(1): 428-436
- 28 Yang D, Koukouzas N, Green M, et al. Recent development on underground coal gasification and subsequent CO<sub>2</sub> storage. *Journal of the Energy Institute*, 2016, 89: 469-484
- 29 毛伟志, 梁杰, 彭丰成等. 煤炭地下气化过程中 CO<sub>2</sub> 回填减排工艺探讨. 煤矿安全, 2008, 1: 72-74 (Mao Weizhi, Liang Jie, Peng Fengcheng, et al. The discussion of technology of injecting CO<sub>2</sub> back to reduce carbon emission during underground coal gasification. *Safety in Coal Mines*, 2008, 1: 72-74 (in Chinese))
- 30 成闪闪. 超临界二氧化碳改造建材和在煤炭地下气化填埋中应用的研究. [硕士学位论文]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2011 (Cheng Shanshan. Study of supercritical carbon dioxide on transforming building materials and carbon sequestration of underground coal gasification. [Master Thesis]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2011 (in Chinese))
- 31 Sheng Y, Benderev A, Bukolska D, et al. Interdisciplinary studies on the technical and economic feasibility of deep underground coal gasification with CO<sub>2</sub> storage in bulgaria. *Mitigation & Adaptation Strategies for Global Change*, 2016, 21(4): 595-627
- 32 Jiang L, Chen Z, Ali S. Feasibility of carbon dioxide storage in post-burn underground coal gasification cavities. *Applied Energy*, 2019, 252: 113479
- 33 王双明, 申艳军, 孙强等. “双碳”目标下煤炭开采扰动空间 CO<sub>2</sub> 地下封存途径与技术难题探索. 煤炭学报, 2022, 47(1): 45-60 (Wang Shuangming, Shen Yanjun, Sun Qiang, et al. Underground CO<sub>2</sub> storage and technical problems in coal mining area under the “dual carbon” target. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(1): 45-60 (in Chinese))
- 34 李阳. 低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱提高采收率技术进展及展望. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 1-10 (Li Yang. Technical advancement and prospect for CO<sub>2</sub> flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(1): 1-10 (in Chinese))

- 35 李阳, 黄文欢, 金勇等. 双碳愿景下中国石化不同油藏类型 CO<sub>2</sub> 驱提高采收率技术发展与应用. 油气藏评价与开发, 2021, 11(6): 793-804, 790 (Li Yang, Huang Wenhuan, Jin Yong, et al. Different reservoir types of CO<sub>2</sub> flooding in Sinopec EOR technology development and application under "dual carbon" vision. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(6): 793-804, 790 (in Chinese))
- 36 杨勇. 胜利油田特低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱技术研究与实践. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 11-19 (Yang Yong. Research and application of CO<sub>2</sub> flooding technology in extra-low permeability reservoirs of Shengli oilfield. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(1): 11-19 (in Chinese))
- 37 李中超, 聂法健, 杜利等. 特高含水期油藏 CO<sub>2</sub>/水交替驱实验研究: 以濮城沙一下油藏为例. 断块油气田, 2015, 22(5): 627-632 (Li Zhongchao, Nie Fajian, Du Li, et al. Experiment of carbon dioxide and water alternating flooding in high temperature, high salt and high water cut reservoir: Taking Es1 reservoir of Pucheng Oilfield as an example. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2015, 22(5): 627-632 (in Chinese))
- 38 Emberley S, Hutcheon I, Shevalier M, et al. Monitoring of fluid-rock interaction and CO<sub>2</sub> storage through produced fluid sampling at the Weyburn CO<sub>2</sub>-injection enhanced oil recovery site, Saskatchewan, Canada. *Applied Geochemistry*, 2005, 20(6): 1131-1157
- 39 Preston C, Monea M, Jazrawi W, et al. IEA GHG weyburn CO<sub>2</sub> monitoring and storage project. *Fuel Processing Technology*, 2005, 86: 1547-1568
- 40 Whittaker S, Rostron B, Hawkes C, et al. A decade of CO<sub>2</sub> injection into depleting oil fields: monitoring and research activities of the IEA GHG Weyburn-Midale CO<sub>2</sub> monitoring and storage project. *Energy Procedia*, 2011, 4: 6069-6076
- 41 Esser R, Levey R, McPherson B, et al. Preparing for a carbon constrained world; overview of the United States regional carbon sequestration partnerships programme and its southwest regional partnership. Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series. *Geological Society of London*, 2010, 7(1): 1189-1195
- 42 Christiansen RL. Gasflooding experiments for the east side of the Yates field unit. *SPE Reservoir Engineering*, 1990, 5(1): 14-18
- 43 Gao P, Towler BF, Jiang H. Feasibility investigation of CO<sub>2</sub> miscible flooding in south slattery minnelusa reservoir, Wyoming//SPE Western Regional Meeting, 2013
- 44 Mogensen K, Frank S, Noman R. Successful implementation of a gas injection trial in a low-permeability carbonate reservoir, offshore Qatar//IPTC 2009: International Petroleum Technology Conference. European Association of Geoscientists & Engineers, 2009
- 45 Alsheyab MAT. Qatar's effort for the deployment of carbon capture and storage. *Global NEST Journal*, 2017, 19: 453-457
- 46 Liu Z, Liang Y, Wang Q, et al. Status and progress of worldwide EOR field applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 193: 107449
- 47 刘合, 陶嘉平, 孟思炜等. 页岩油藏 CO<sub>2</sub> 提高采收率技术现状及展望. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 127-134 (Liu He, Tao Jiaping, Meng Siwei, et al. Application and prospects of CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery technology in shale oil reservoir. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(1): 127-134 (in Chinese))
- 48 Sun H, Yao J, Gao S, et al. Numerical study of CO<sub>2</sub> enhanced natural gas recovery and sequestration in shale gas reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, 19: 406-419
- 49 Oudinot AY, Koperna GJ, Philip ZG, et al. CO<sub>2</sub> injection performance in the Fruitland coal fairway, San Juan Basin: results of a field pilot. *SPE Journal*, 2011, 16(4): 864-879
- 50 Reeves S, Taillefert A, Pekot L, et al. The Allison unit CO<sub>2</sub>-ECBM pilot: a reservoir modeling study. Topical Report, US Department of Energy. DE-FC26-0 NT40924, 2003
- 51 Pan Z, Ye J, Zhou F, et al. CO<sub>2</sub> storage in coal to enhance coalbed methane recovery: a review of field experiments in China. *International Geology Review*, 2018, 60(5-6): 754-776
- 52 Frailey SM, Finley RJ. Overview of the Illinois Basin's sequestration pilots//SPE Symposium on Improved Oil Recovery. OnePetro, 2008
- 53 Botnen LS, Fisher DW, Dobroskok AA, et al. Field test of CO<sub>2</sub> injection and storage in lignite coal seam in North Dakota. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 2013-2019
- 54 Mavor MJ, Gunter WD, Robinson JR. Alberta multiwell micro-pilot testing for CBM properties, enhanced methane recovery and CO<sub>2</sub> storage potential//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro, 2004
- 55 van Bergen F, Krzysiolik P, van Wageningen N, et al. Production of gas from coal seams in the upper silesian coal basin in Poland in the post-injection period of an ECBM pilot site. *International Journal of Coal Geology*, 2009, 77(1-2): 175-187
- 56 王明星. 注 CO<sub>2</sub> 驱替深部煤层气与封存效果的数值模拟研究. [硕士学位论文]. 北京: 中国地质大学, 2018 (Wang Mingxing. Numerical Simulation of CO<sub>2</sub> Injection displacing coalbed methane and sequestration in the deep coal seam. [Master Thesis]. Beijing: China University of Geosciences, 2018 (in Chinese))
- 57 Srivastava M, Harpalani S. Permeability Variations with CO<sub>2</sub> Injection in Coalgas Reservoirs and its Impact on Methane Production//3th Annual Conference on Carbon Capture & Sequestration, 2004: 3-6
- 58 Godec M, Koperna G, Gale J. CO<sub>2</sub>-ECBM: a review of its status and global potential. *Energy Procedia*, 2014, 63: 5858-5869
- 59 Zhang G, Lu P, Zhu C. Model predictions via history matching of CO<sub>2</sub> plume migration at the sleipner project, Norwegian North Sea. *Energy Procedia*, 2014, 63: 3000-3011
- 60 Mitiku AB, Li D, Bauer S, et al. Geochemical modelling of CO<sub>2</sub>-water-rock interactions in a potential storage formation of the North German sedimentary basin. *Applied Geochemistry*, 2013, 36: 168-186
- 61 Sharma S, van Gent D, Burke M, et al. The Australian South West Hub project: developing a storage project in unconventional geology. *Energy Procedia*, 2017, 114: 4524-4536
- 62 Zhang K, Xie J, Li C, et al. A full chain CCS demonstration project in northeast Ordos Basin, China: operational experience and challenges. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 50: 218-230
- 63 Younger PL, Banwart SA, Hedin RS. Mine water: hydrology, pollution, remediation. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, 2002: 464
- 64 Paluszny A, Graham CC, Daniels KA, et al. Caprock integrity and public perception studies of carbon storage in depleted hydrocarbon reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2020, 98: 103057
- 65 Shukla R, Ranjith P, Haque A, et al. A review of studies on CO<sub>2</sub> sequestration and caprock integrity. *Fuel*, 2010, 89(10): 2651-2664

- 66 Alemu BL, Aagaard P, Munz IA, et al. Caprock interaction with CO<sub>2</sub>: A laboratory study of reactivity of shale with supercritical CO<sub>2</sub> and brine. *Applied Geochemistry*, 2011, 26(12): 1975-1989
- 67 Zhang K, Sang S, Zhou X, et al. Influence of supercritical CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O-caprock interactions on the sealing capability of deep coal seam caprocks related to CO<sub>2</sub> geological storage: A case study of the silty mudstone caprock of coal seam no.3 in the Qinshui Basin, China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 106: 103282
- 68 Al-Khdheawi EA, Mahdi DS, Ali M, et al. Impact of caprock type on geochemical reactivity and mineral trapping efficiency of CO<sub>2</sub>//Offshore Technology Conference Asia. OnePetro, 2020
- 69 徐友友. 煤炭地下气化耦合二氧化碳封存围岩变形与裂隙发育模拟研究. [硕士学位论文]. 北京: 中国矿业大学, 2020 (Xu Youyou. Surrounding rock deformation and fracture developing numerical simulation study for underground coal gasification coupling carbon dioxide storage. [Master Thesis]. Beijing: China University of Mining and Technology, 2020 (in Chinese))
- 70 Koperna GJ, Oudinot AY, McColpin GR, et al. CO<sub>2</sub>-ECBM/storage activities at the San Juan Basin's pump Canyon test site//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro, 2009
- 71 Roddy D, Gonzalez G. Underground coal gasification (UCG) with carbon capture and storage (CCS)//Environmental Science and Technology, Hester RE, Harrison RM, edn. Cambridge: Royal Society of Chemistry, 2010: 102-125
- 72 Metz B, Davidson O, De Coninck HC, et al. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Cambridge: Cambridge University Press, 2005
- 73 许志刚, 陈代钊, 曾荣树等. CO<sub>2</sub> 地下地质埋存原理和条件. 西南石油大学学报 (自然科学版), 2009, 31(1): 91-97, 192-193 (Xu Zhigang, Chen Daizhao, Zeng Rongshu, et al. The theory and conditions of geological storage of CO<sub>2</sub>. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2009, 31(1): 91-97, 192-193 (in Chinese))
- 74 Aydin G, Karakurt I, Aydiner K. Evaluation of geologic storage options of CO<sub>2</sub>: Applicability, cost, storage capacity and safety. *Energy Policy*, 2010, 38(9): 5072-5080
- 75 Chen C, Chai Z, Shen W, et al. Effects of impurities on CO<sub>2</sub> sequestration in saline aquifers: Perspective of interfacial tension and wettability. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2018, 57(1): 371-379
- 76 Orr FM. Theory of Gas Injection Processes. Tie-Line Publications, 2007
- 77 Luo S, Xu R, Jiang P. Effect of reactive surface area of minerals on mineralization trapping of CO<sub>2</sub> in saline aquifers. *Petroleum Science*, 2012, 9(3): 400-407
- 78 Postma TJW, Bandilla KW, Celia MA. Implications of CO<sub>2</sub> mass transport dynamics for large-scale CCS in basalt formations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2022, 121: 103779
- 79 刘曰武, 方惠军, 李龙龙等. 煤炭地下气化关键力学问题的数值研究进展. 力学学报, 2023, 55(3): 669-685 (Liu Yuewu, Fang Huijun, Li Longlong, et al. Recent progress on numerical research of key mechanical problems during underground coal gasification. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2023, 55(3): 669-685 (in Chinese))