



深部煤炭地下气化制氢碳排放核算及碳减排潜力分析

刘淑琴 刘欢 纪雨彤 郭巍

引用本文：

刘淑琴, 刘欢, 纪雨彤, 等. 深部煤炭地下气化制氢碳排放核算及碳减排潜力分析[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(1): 531–541.
LIU Shuqin, LIU Huan, JI Yutong. Carbon emission accounting and carbon reduction analysis for deep coal underground gasification to hydrogen[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(1): 531–541.

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.13199/j.cnki.est.2022-1638>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

煤炭地下气化现场试验进展与启示

Progresses and revelation of underground coal gasification field test

煤炭科学技术. 2022, 50(2): 213–222 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/78dec04a-d080-43ab-a74c-56d378096010>

煤炭地下气化面临的挑战与技术对策

Challenges faced by underground coal gasification and technical countermeasures

煤炭科学技术. 2022, 50(1): 265–274 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/2ca13fca-2375-4214-9a36-e53a54370a26>

井工煤矿甲烷排放精准监测与核算

Accurate monitoring and accounting of methane emission in underground coal mine

煤炭科学技术. 2024, 52(4): 119–130 <https://doi.org/10.12438/cst.2023-1992>

燃煤烟气微藻固碳减排技术现状与展望

Current status and prospect of carbon fixation and emission reduction technology for coal-fired flue gas by microalgae

煤炭科学技术. 2020, 48(1) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/547ffcaf-2cc7-4592-a138-1c78ad338485>

热力耦合作用下煤炭地下气化地表沉陷预测方法

Prediction method of surface subsidence due to underground coal gasification under thermal coupling

煤炭科学技术. 2023, 51(10): 242–251 <https://doi.org/10.12438/cst.2023-0986>

水煤浆气化细灰碳灰分布特性及其分离试验研究

Distribution characteristics and separation experiment of carbon ash from coal water slurry gasification fine ash

煤炭科学技术. 2021, 49(4): 82–89 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.est.2021.04.010>



关注微信公众号，获得更多资讯信息



移动扫码阅读

刘淑琴, 刘欢, 纪雨彤, 等. 深部煤炭地下气化制氢碳排放核算及碳减排潜力分析[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(1): 531-541.

LIU Shuqin, LIU Huan, JI Yutong, et al. Carbon emission accounting and carbon reduction analysis for deep coal underground gasification to hydrogen[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(1): 531-541.

深部煤炭地下气化制氢碳排放核算及碳减排潜力分析

刘淑琴, 刘欢, 纪雨彤, 郭巍

(中国矿业大学(北京) 化学与环境工程学院, 北京 100083)

摘要: 创新煤炭开发利用技术以降低煤炭从生产到利用全生命周期内的碳排放, 是符合我国能源禀赋特点的煤基清洁能源路线。地下气化是深部煤炭原位开采的潜力方式之一, 耦合 CCS/CCUS(碳捕集与封存/碳捕集、利用及封存)的深部煤炭地下气化制氢技术路线不仅可以利用丰富的深部煤炭资源, 而且有望成为一种理想的煤基低成本制氢路线。基于世界上唯一的千米级深部煤炭地下气化试验数据, 结合 Aspen Plus 过程模拟, 开展了深部煤炭地下气化制氢碳排放核算及碳减排潜力分析。与商业化的 Lurgi 煤炭地面气化制氢路线作对比, 利用生命周期评价方法建立了 2 种工艺的全生命周期碳排放计算模型, 比较 2 种制氢路线的生命周期碳排放。评估了深部煤炭地下气化制氢的 CCS/CCUS 路径及碳减排潜力。研究结果表明, 在氢气生产能力为 12 亿 Nm^3/a 情形下, 深部煤炭地下气化制氢和 Lurgi 煤炭地面气化制氢生命周期内的碳排放分别为 $3.29 \times 10^6 \text{ t CO}_2\text{-eq}$ (当量二氧化碳) 和 $3.93 \times 10^6 \text{ t CO}_2\text{-eq}$, 其中以废气形式直接排放进入大气的二氧化碳量分别为 $2.09 \times 10^6 \text{ t}$ 和 $2.24 \times 10^6 \text{ t}$ 。在氢气生产阶段的主要碳排放源为废气, 包括酸性气体脱除单元排出的废气和甲烷重整单元排出的烟气。深部煤炭地下气化制氢工艺所带来的高甲烷含量特征导致生产 1 kg 氢气时, 甲烷重整单元烟气贡献的 CO_2 排放量达到 8.84 kg。间接排放方面, 由于深部煤炭地下气化直接采用液态水作为气化剂而不需要消耗外界蒸汽, 因此蒸汽消耗带来的碳排放低于地面气化。Lurgi 煤炭地面气化上游包含煤炭采选及煤炭运输阶段, 尽管这两阶段的碳排放占比只有 6.7%, 但仍然会带来 $2.63 \times 10^5 \text{ t CO}_2\text{-eq}$ 的碳排放。若深部煤炭地下气化空腔在地质安全风险评估的前提下用于 CO_2 地质储存, 储存量可以达到 CO_2 排放总量的 61.8%, 若再配套 47 万 t/a 的尿素装置, 即可有效利用其余的 CO_2 , 形成近零排放的深部煤炭地下气化制氢及尿素联产技术路线。研究结果为深部煤炭地下气化制氢提供了碳排放定量评价的科学依据。

关键词: 煤炭地下气化; Lurgi 气化; 氢气生产; 碳减排; 碳排放核算

中图分类号: TD841 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-2336(2023)01-0531-11

Carbon emission accounting and carbon reduction analysis for deep coal underground gasification to hydrogen

LIU Shuqin, LIU Huan, JI Yutong, GUO Wei

(School of Chemical & Environment Engineering, China University of Mining and Technology-Beijing, Beijing 100083, China)

Abstract: Innovating coal development and utilization technology to reduce carbon emissions during the whole life cycle of coal from production to utilization is a coal-based clean energy route that meets the characteristics of China's energy endowments. Underground gasification is one of the potential methods of deep coal in-situ mining, coupled with CCS/CCUS (Carbon Capture and Storage/Carbon Capture, Utilization and Storage) deep coal underground gasification hydrogen production technology route can not only utilize the rich deep coal resources, but also is expected to become an ideal of coal-based low-cost hydrogen production route. Based on the world's only kilometer-level deep coal underground gasification test data, combined with Aspen Plus process simulation, the carbon emission accounting and car-

收稿日期: 2022-10-08 责任编辑: 黄小雨 DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2022-1638

基金项目: 国家自然科学基金面上资助项目(51476185); 北京市科学技术委员会能源与材料领域应用技术协同创新资助项目(Z201100004520012)

作者简介: 刘淑琴(1972—), 女, 山西吕梁人, 教授, 博士生导师, 博士。E-mail: 13910526026@163.com

bon emission reduction potential analysis of deep coal underground gasification hydrogen production were carried out. Compared with the commercial ground Lurgi fixed bed pressurized gasification hydrogen production route, the life cycle assessment method is used to establish the whole life cycle carbon emission calculation model of the two processes, compared the life cycle carbon emissions of the two hydrogen production routes. The CCS/CCUS path and carbon emission reduction potential of the underground gasification of deep coal are further evaluated. The results show that the carbon emissions during the life cycle of underground gasification of deep coal and ground gasification of Lurgi coal are 3.29×10^9 t CO₂-eq and 3.93×10^6 t CO₂-eq in the case of hydrogen production capacity of 1.2 billion Nm³/a, respectively, and the carbon dioxide directly emitted into the atmosphere in the form of exhaust gas is 2.09×10^6 t and 2.24×10^6 t, respectively. The main carbon emitters in the hydrogen production phase are exhaust gases, including exhaust gases from acid gas removal units and flue gases from methane reforming units. The high methane content characteristics brought about by the underground gasification process of deep coal lead to the CO₂ emissions contributed by the flue gas of the methane reforming unit to 8.84 kg when producing 1 kg of hydrogen. In terms of indirect emissions, deep coal underground gasification directly uses liquid water as a gasifier without consuming external steam, so the carbon emissions caused by steam consumption are lower than that of ground gasification. The upstream of Lurgi coal surface gasification includes the coal mining and processing and coal transportation stages, and although the carbon emissions in these two phases are only 6.7%, but still bring 2.63×10^5 t CO₂-eq. If the deep coal underground gasification cavity is used for CO₂ geological storage under the premise of geological safety risk assessment, the storage capacity can reach 61.8% of the total carbon emissions, and if the urea device is supported by 470,000 tons / year, the remaining CO₂ can be effectively used, to form a near-zero emission deep coal underground gasification hydrogen production and urea co-production technical route. The research results provide a scientific basis for quantitative evaluation of carbon emissions for hydrogen production from deep coal underground gasification.

Key words: underground coal gasification; Lurgi gasification; hydrogen production; carbon emissions; carbon emission accounting

0 引言

中国政府于2020年做出碳达峰和碳中和的承诺,二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,努力争取2060年前实现碳中和。然而受资源禀赋、发展阶段和能源安全等因素的制约,在当前乃至将来一段时期内煤炭仍将在我国能源结构中占据主要地位,因此降低煤炭从生产到利用全生命周期内的碳排放对于我国如期实现碳达峰、碳中和的目标至关重要^[1]。

煤炭地下气化(Underground Coal Gasification, UCG)是在地下煤层中创造高温、高压条件,将煤炭原位转化为氢气、一氧化碳和甲烷等可燃气体直接输出到地面的过程,是一种煤炭化学开采方式^[2]。相比于煤炭地面气化(Surface Coal Gasification, SCG),煤炭地下气化可以消除煤炭开采和运输环节引起的碳排放,且深部煤炭地下气化有望与碳捕集与封存(Carbon Capture & Sequestration, CCS)耦合,实现产业链碳中和。我国深部煤炭资源储量丰富,埋深2 000 m以内的煤炭资源总量约5.57万亿t^[3],其中埋深超过1 000 m的煤炭资源量达2.86万亿t^[4],深部煤炭机械开采面临煤与瓦斯突出、矿井热害防治等一系列技术难题^[5],而深部煤炭原位气化开采无疑是最理想的开采方式之一。

氢气具有单位质量热值高和零污染零碳排放的优点,是21世纪最理想的能源^[6]。随着我国将氢能

发展提升到国家战略高度,氢气的需求必将大幅度增加,预计到2050年产能缺口会扩大至约2 500万t^[7],因此提高氢气供给能力以满足日益增长的氢气需求极其迫切。尽管基于可再生能源的制氢路线,如采用太阳能、风能等作为电力来源电解水制氢,相比基于化石能源的制氢路线更加清洁和低碳^[8-10],但在实际应用方面仍存在一些挑战,其中最显著的就是氢气生产的规模化^[11-14]。目前全球氢气产量的95%以上来自于化石能源制氢,利用可再生能源生产的氢气还非常有限^[15]。欧美国家大多以天然气为原料制取氢气,而我国的能源禀赋决定了以煤炭为原料规模化制取氢气并耦合CCS是符合我国现实的制氢路线。

耦合CCS的深部煤炭地下气化制氢技术路线不仅可以利用丰富的深部煤炭资源,而且有望成为一种理想的煤基低成本制氢路线。深部煤炭原位转化为富氢气体输出到地面,经组分调控及分离后,最终产品为氢气和二氧化碳。研究表明适于开展煤炭地下气化场所的地质条件往往符合二氧化碳封存的要求,因此基于深部煤炭地下气化的氢气生产便于与CCS、CCUS(Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS)技术集成。捕集的二氧化碳不仅可以通过已有的注采井注入气化空腔进行地质封存^[16-18],还可以用于邻近油气田提高原油采收率(Enhanced Oil Recovery, EOR)或驱替煤层气(Enhanced Coalbed Methane Recovery, ECBM)实现地质封存,也可以作

为化工原料, 实现二氧化碳的资源化利用。

笔者基于世界上唯一的千米级深部煤炭地下气化试验数据, 结合 Aspen Plus 过程模拟, 对深部煤炭地下气化制氢(年产 12 亿 Nm³)进行了全生命周期碳排放核算, 并与商业化的地面 Lurgi 固定床加压气化制氢路线作对比分析。评估了采用不同 CCS 及 CCUS 途径下的碳减排潜力, 为深部煤炭地下气化制氢提供定量评价的科学依据。

1 生命周期碳排放核算方法

1.1 系统边界

碳排放可以分为直接排放和间接排放 2 部分, 直接排放包括氢气生产阶段以废气形式直接排放至大气中的二氧化碳, 以及生命周期内各个阶段因使用过程能源造成的排放, 而间接排放则是被消耗的过程能源在其上游生产过程中造成的排放。由于深部煤炭地下气化制氢(UCG-based hydrogen production, UCG-H₂)的原位转化特性, 为准确评价其相对于 Lurgi 地面气化制氢(SCG-based hydrogen production, SCG-H₂)的碳排放优劣, 研究的边界确定为从原料煤炭的开采到最终产品氢气产出的整个生命周期, 且过程能源的生产与利用也被纳入此范围。所研究的系统边界如图 1 所示。

深部煤炭地下气化制氢和 Lurgi 地面气化制氢的生命周期都涉及多个阶段, 对于深部煤炭地下气化制氢, 系统边界包含 2 个阶段: ①UCG 模块建设(S1); ②基于深部煤炭地下气化的氢气生产(S2), 其中氢气生产包括煤炭地下气化制氢以及后续的煤气净化、变换、氢气分离等工艺过程, 氢气产品以 99.99% 为基准进行计算和比较。而 Lurgi 煤炭地面气化制氢, 系统边界涵盖 3 个阶段: ①煤炭采选(S1); ②煤炭运输(S2); ③基于 Lurgi 地面气化工艺的氢气生产(S3)。

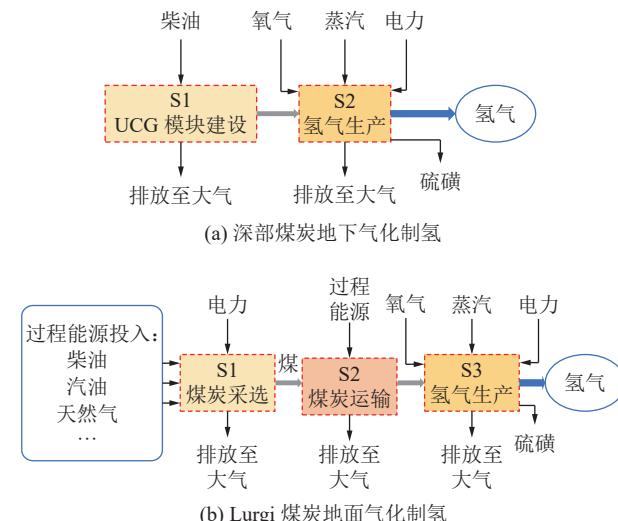


图 1 深部煤炭地下气化制氢和 Lurgi 煤炭地面气化制氢系统边界

Fig.1 System boundaries of UCG-H₂ and SCG-H₂

1.2 计算模型

碳排放考虑的计算对象包括 CO₂、CH₄ 和 N₂O, 其排放量的计算如下所示:

$$EM_{CO_2} = EM_{CO_2,direct} + EM_{CO_2,indirect} = \\ EM_{waste,CO_2} + \sum_{s=1}^3 \sum_{j=1}^7 EC_{s,j} (EF_{D,CO_2,j} + EF_{I,CO_2,j}) \quad (1)$$

$$EM_{CH_4} = EM_{CH_4,direct} + EM_{CH_4,indirect} = \\ \sum_{s=1}^3 \sum_{j=1}^7 EC_{s,j} (EF_{D,CH_4,j} + EF_{I,CH_4,j}) \quad (2)$$

$$EM_{N_2O} = EM_{N_2O,direct} + EM_{N_2O,indirect} = \\ \sum_{s=1}^3 \sum_{j=1}^7 EC_{s,j} (EF_{D,N_2O,j} + EF_{I,N_2O,j}) \quad (3)$$

其中, EM_x 为 CO₂、CH₄ 和 N₂O 的排放量; EM_{waste} 为以废气形式排放至大气中的二氧化碳量; EF_D 和 EF_I 分别为过程能源 j 的 CO₂、CH₄ 和 N₂O 直接与间接排放因子, 本文采用的过程能源直接和间接排放因子见表 1。下标 indirect 为间接排放; s 为制氢系统

表 1 过程能源的直接和间接排放因子^[10, 20-23]

Table 1 Direct and indirect emission factors of process energy^[10, 20-23]

能源种类	直接排放因子			间接排放因子		
	CO ₂ 排放系数/(g·MJ ⁻¹)	CH ₄ 排放系数/(g·MJ ⁻¹)	N ₂ O排放系数/(mg·MJ ⁻¹)	CO ₂ 排放系数/(g·MJ ⁻¹)	CH ₄ 排放系数/(g·MJ ⁻¹)	N ₂ O排放系数/(mg·MJ ⁻¹)
煤炭	81.642	0.001	0.001	5.73	0.43	0.17
天然气	55.612	0.001	0.001	16.58	0.05	0.12
汽油	67.914	0.08	0.002	28.83	0.09	0.47
柴油	72.585	0.004	0.028	27.87	0.08	0.44
电力	0	0	0	248.02	2.16	0.62
蒸汽	0	0	0	113.87	0.29	1.79
燃料油	75.819	0.002	0	25.33	0.07	0.41

边界涵盖的阶段; j 为本研究涉及的过程能源种类; EC_{sj} 为制氢路线阶段 s 消耗过程能源 j 的量。在计算得到的 CO_2 、 CH_4 和 N_2O 排放量的基础上, 采用联合国政府间气候变化专门委员会(Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)推荐的 100 a 全球变暖潜能(Global Warming Potential, GWP)模型计算碳排放量, 如式(4)所示^[19]:

$$EC = EM_{\text{CO}_2} + 23EM_{\text{CH}_4} + 296EM_{\text{N}_2\text{O}} \quad (4)$$

式中: EC 为碳排放量, 以 CO_2 当量排放表示, 即在辐射强度上与某种温室气体质量相当的二氧化碳量, 23 和 296 分别为 CH_4 和 N_2O 相对于 CO_2 的全球变暖潜能值。

2 深部煤炭地下气化制氢碳排放分析

2.1 工艺流程与过程参数

深部煤炭地下气化制氢和 Lurgi 煤炭地面气化制氢都是以煤气化为源头生产粗煤气, 经过一氧化碳变换和甲烷重整得到富氢气体, 然后通过分离、净化得到符合纯度要求的氢气产品。其工艺流程均由多个过程单元构成, 包括空分制氧、气化、变换、重整、酸性气体脱除和变压吸附氢气分离等, 如图 2 和图 3 所示。气化单元是整个工艺流程中最核心的过程单元, 产出煤气的组分会在很大程度上影响后端生产过程。深部煤炭地下气化制氢气化单元的煤气

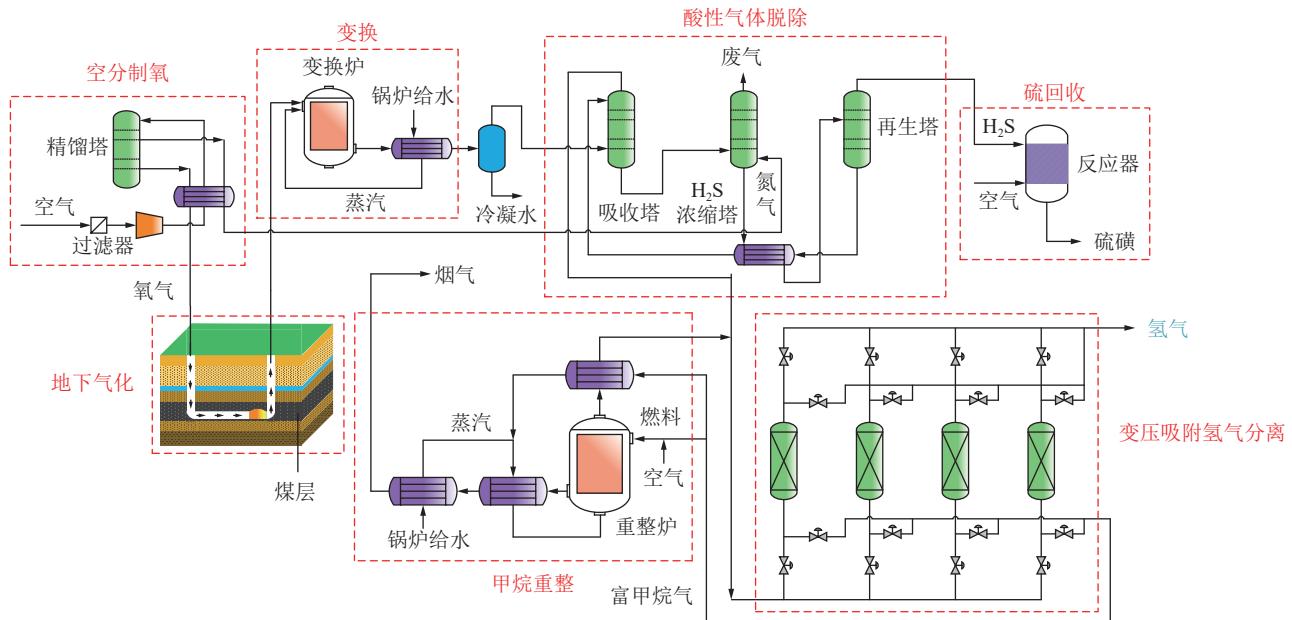


图 2 深部煤炭地下气化制氢工艺流程

Fig.2 Process flowsheet of UCG-H₂

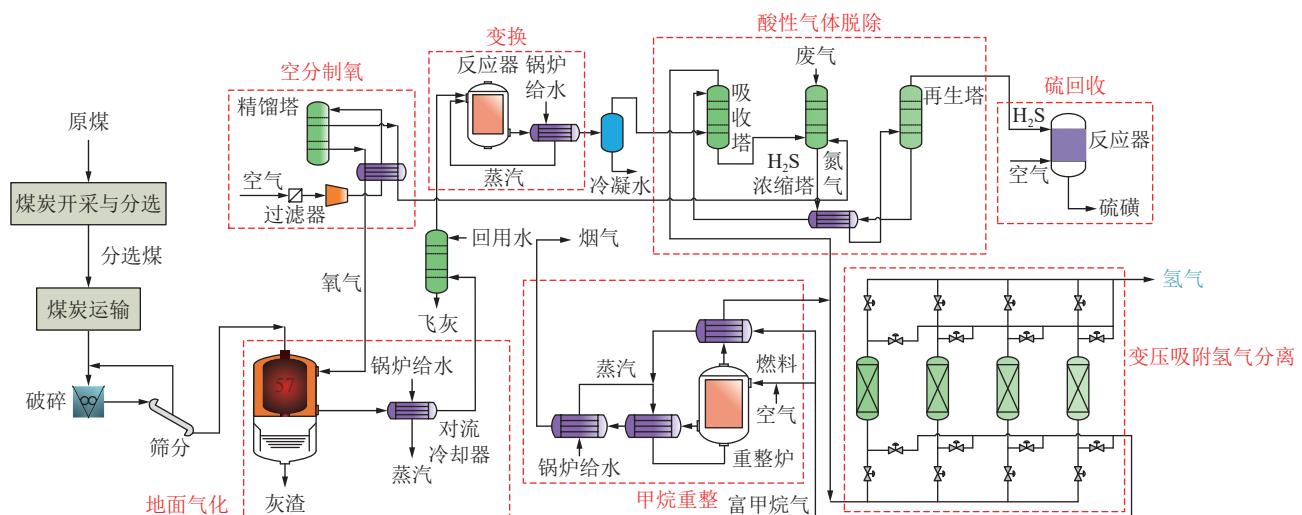


图 3 Lurgi 煤炭地面气化制氢工艺流程

Fig.3 Process flowsheet of SCG-H₂

组分基于加拿大天鹅山 1 400 m 深部煤炭地下气化项目的试验结果, Lurgi 煤炭地面气化制氢气化单元的煤气组分来自大唐克旗煤制天然气项目, 为方便进行对比采用收到基作为基准, 二者所用原料煤的工业分析和元素分析, 以及煤气组分分别见表 2 和表 3。

表 2 原料煤工业分析和元素分析

Table 2 Proximate and ultimate analysis of feedstock coal

制氢方式	UCG-H ₂	SCG-H ₂	制氢方式	UCG-H ₂	SCG-H ₂
<i>M_{ar}</i>	4.7	35.4	<i>w(C)</i>	70.9	35.0
工业分析	<i>A_{ar}</i>	9.3	<i>w(H)</i>	3.4	2.2
(收到基)%	<i>V_{ar}</i>	30.5	<i>w(N)</i>	1.1	0.6
	<i>FC_{ar}</i>	55.5	<i>w(S)</i>	0.4	0.8
	<i>Q_{net,ar}/</i> (MJ·kg ⁻¹)	28.8	<i>w(O)</i>	10.3	10.2

表 3 深部煤炭地下气化和 Lurgi 煤炭地面气化煤气组分(干煤气)

Table 3 Composition of crude gas of UCG and SCG (dry coal gas)

组分	各组分气体体积分数/%	
	深部煤炭地下气化	Lurgi煤炭地面气化
CO	5.1	13.0
H ₂	15.3	36.8
CO ₂	41.6	34.8
CH ₄	37.8	13.6

深部煤炭地下气化制氢工艺过程, 由空分单元产出的纯度为 95% 的 O₂ 被压缩至 20 MPa 后送至煤炭地下气化单元, 和液态水一起作为气化剂通过注入井注入至待气化的深部煤层中, 现场试验的气化压力约为 12 MPa, 产出的煤气在通过生产井输送至地面的过程中被冷却降温至 300 °C, 到达地面后被进一步冷却至约 230 °C 并分离出冷凝水。根据 Aspen Plus 模拟结果^[24], 基于加拿大天鹅山深部地下气化试验, 深部煤炭地下气化制氢规模为年产 12 亿 Nm³ 时, 需要消耗煤炭量 84 万 t/a。单个 UCG 模块的气化速率为 118 t/d, 因此需要多个 UCG 模块同时运行。气化模块通过集中的注入管线连接注入井以分配来自空分单元的氧气, 生产管线用以连接生产井以收集产生的粗煤气, UCG 模块的布置如图 4 所示。

分离冷凝水后的煤气被送入变换单元, 在 H₂O(g)/CO(体积比)为 2 的条件下将 CO 转化为 H₂,

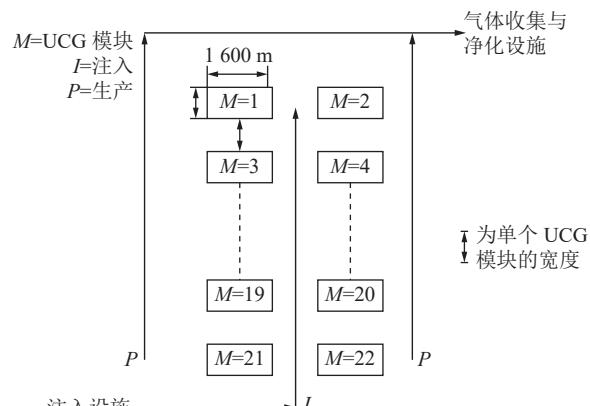


图 4 UCG 单元布局示意

Fig.4 Schematic diagram of UCG modules layout

高温的变换气通过换热器回收热量并副产低压蒸汽, 之后被送至酸性气体脱除单元, 采用低温甲醇吸收其中的 H₂S 和 CO₂ 至其浓度分别低于 0.1×10⁻⁶ 和 0.5%, 脱除酸性气体后的富氢气体被送至变压吸附单元获得纯度为 99.9% 的产品氢气。由于微量硫化物的存在会造成蒸汽重整催化剂中毒失活^[25], 因此需要在脱除硫化物后再将甲烷进行转化。甲烷重整单元的原料为变压吸附单元的富甲烷解吸气, 在补充额外蒸汽满足 H₂O(g)/CH₄(体积比)为 3.5 的情形下将甲烷转化为 CO 和 H₂ 为主的转化气并送入变压吸附单元分离出氢气。对于 Lurgi 煤炭地面气化制氢, 根据表 3 中 Lurgi 煤炭地面气化的煤气组分和工艺参数^[26], 再通过模拟计算得到年产 12 亿 Nm³ 氢气时需要消耗煤炭 194 万 t, 煤气通过回收热量副产中压蒸汽的形式间接冷却至 177 °C 后同样被送入变换单元, 后续过程与深部煤炭地下气化制氢相同。深部煤炭地下气化制氢和 Lurgi 煤炭地面气化制氢在氢气生产阶段的质量流图, 如图 5 和图 6 所示。

2.2 清单分析

2.2.1 煤炭采选

根据《中国能源统计年鉴 2018》中的相关数据可知^[27], 在煤炭采选阶段获取 1 t 煤炭总计需要消耗 1.53 GJ 的各类过程能源, 相应的过程能源消耗结构如图 7 所示, 再结合 Lurgi 煤炭地面气化制氢的原料煤消耗量和表 1 中所列过程能源的直接和间接排放因子即可计算得到该阶段的碳排放量。

2.2.2 煤炭运输

煤炭运输阶段过程能源消耗量的计算如式(5)所示:

$$EC_t = \sum_{k=1}^3 m_{coal} r_k ET_k L_k \quad (5)$$

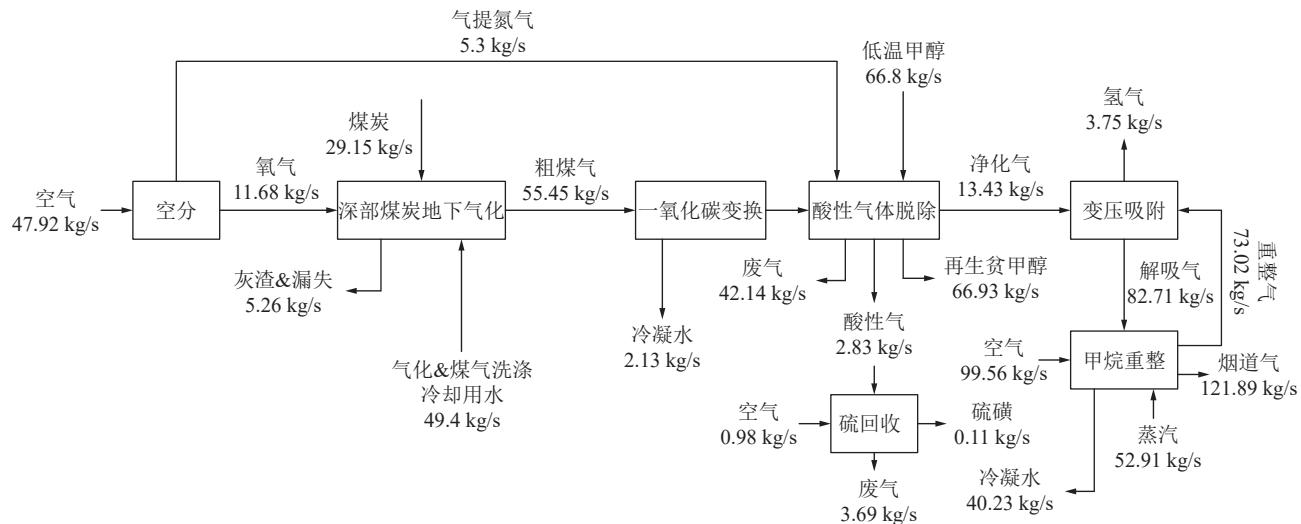


图 5 深部煤炭地下气化制氢在氢气生产阶段的质量流图

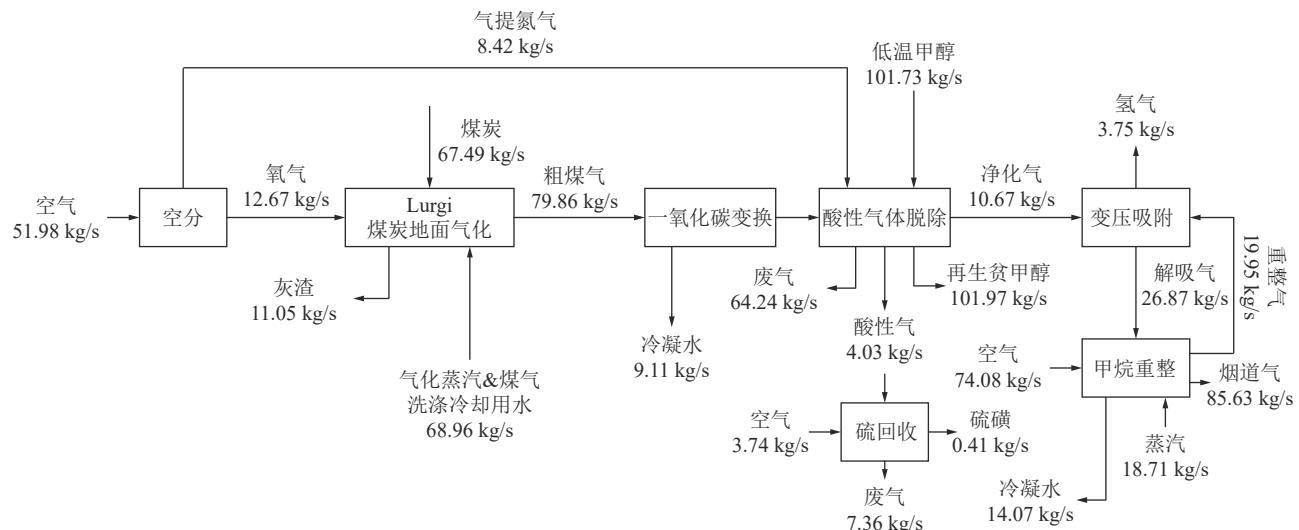
Fig.5 Mass flow diagram in hydrogen production stage of UCG-H₂

图 6 Lurgi 煤炭地面气化制氢在氢气生产阶段的质量流图

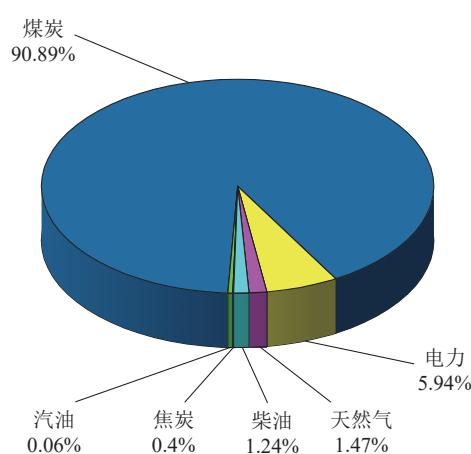
Fig.6 Mass flow diagram in hydrogen production stage of SCG-H₂

图 7 煤炭采选阶段过程能源消耗结构

Fig.7 Process energy consumption structure of coal mining and washing stage

式中: EC_t 为煤炭运输阶段的过程能源消耗量; k 为煤炭运输阶段所涉及到的运输方式, 考虑的煤炭运输方式包括铁路、公路和水运; m_{coal} 为运输煤炭的质量; r_k 则代表煤炭运输阶段不同运输方式所占的比例; ET_k 表示每种运输方式的能源消耗强度; L_k 为每种运输方式的平均运程。煤炭运输阶段每种运输方式所占的比例和平均运程数据, 以及各运输方式的能源消耗强度和过程能源消耗结构数据见表 4, 均由文献 [28-32] 获取。

2.2.3 UCG 模块建设

实施煤炭地下气化需要通过钻井建立向煤层注入气化剂的注入井、收集并输送煤气的生产井, 以及连接注入井和生产井的气化反应通道。钻井设备采用柴油驱动, 注产井使用垂直钻井技术构建, 水平定

表4 煤炭运输阶段相关数据

Table 4 Coal transportation stage related data

运输方式	能耗强度	平均运 程/km	占比/%
铁路	240 kJ/(t·km), 柴油(55%)和电力(45%)	659	70
公路	1 200 kJ/(t·km), 柴油(68%)和汽油(32%)	310	10
水运	148 kJ/(t·km), 燃料油(100%)	1 410	20

注: 百分比为不同运输方式中, 过程能源所占的比例。

向钻井技术用于建设连接注采井的反应通道, 柴油的消耗量计算方法如式(6)—式(9)所示^[33-34], 如:

$$EC_{d,v} = (EC_{d,v,low} + EC_{d,v,high})/2 \quad (6)$$

$$EC_{d,v,low} = 128.765nH \times \exp(0.469H/1000) \quad (7)$$

$$EC_{d,v,high} = 366.707nH \times \exp(0.399H/1000) \quad (8)$$

$$EC_{d,h} = n(0.0094x^2 + 1.8472x + 10.332) \quad (9)$$

式中: H 为钻井的深度, m; $EC_{d,v,low}$ 和 $EC_{d,v,high}$ 为代表低强度和高强度条件下垂直钻井的柴油消耗, MJ。本文取二者的平均值作为建设注入井和生产井的柴油消耗; $EC_{d,h}$ 为水平定向钻井的柴油消耗强度, 单位为 kg/m; x 为钻井时间, 取 16.63 min/m; n 为煤炭地下气化模块数量。

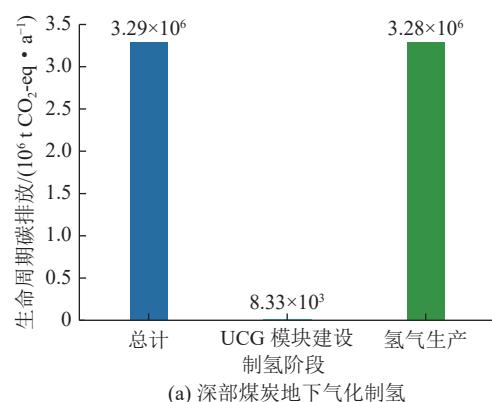
2.2.4 氢气生产

氢气生产阶段相关的过程能源消耗和排放数据来自 Aspen Plus 模拟结果, 该阶段的直接碳排放是以废气形式排放至大气中的二氧化碳, 包括酸性气体脱除单元经气提后排放的废气、甲烷重整单元燃料气燃烧后的烟气以及硫回收单元的尾气, 间接碳排放包括过程中利用的蒸汽和电。酸性气体脱除单元排放的废气和甲烷重整单元的烟气中主要包括 CO_2 , 几乎不含 CH_4 和 N_2O 。

2.3 碳排放计算结果

根据计算结果, 图 8 给出了生命周期内各阶段的碳排放情况。计算表明, 在氢气年生产规模为 12 亿 Nm^3 的情形下, 深部煤炭地下气化制氢和 Lurgi 煤炭地面气化制氢在其生命周期内的碳排放分别为 3.29×10^6 t CO_2 -eq 和 3.93×10^6 t CO_2 -eq, 折合到每生产 1 kg 氢气时的碳排放分别为 30.46 kg CO_2 -eq 和 36.41 kg CO_2 -eq, 如果用深部煤炭地下气化替代 Lurgi 煤炭地面气化完成相同规模氢气生产目标, 则每年可实现 6.43×10^5 t CO_2 -eq 的减排效果。深部煤炭地下气化制氢和 Lurgi 煤炭地面气化制氢的碳排放均集中于氢气生产阶段, 此处所述的氢气生产阶段包含气化单元、变换单元、甲烷重整单元以及酸性

气体脱除单元。深部煤炭地下气化制氢 UCG 模块建设阶段的碳排放量很小, 且均为间接排放, 只有 8.33×10^3 t CO_2 -eq, 相对于总碳排放量几乎可以忽略不计, 而地下气化制氢阶段的碳排放量占总排放量的比例达到 99.7%, 远高于 Lurgi 煤炭地面气化制氢的占比 93.3%。Lurgi 煤炭地面气化上游煤炭采选及煤炭运输阶段, 尽管这两阶段的碳排放占比较低, 只有 6.7%, 但仍然会带来 2.63×10^5 t CO_2 -eq 的碳排放, 而深部煤炭地下气化制氢可以消除此阶段的碳排放。



(a) 深部煤炭地下气化制氢

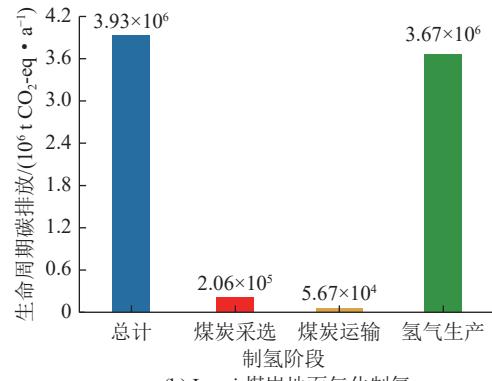


图 8 深部煤炭地下气化制氢和 Lurgi 煤炭地面气化制氢生命周期子阶段碳排放分布

Fig.8 Distribution of carbon emissions in life cycle sub-stages of UCG-H₂ and SCG-H₂

图 9 给出了 2 种制氢路线在氢气生产阶段各碳排放源的贡献程度, 图 10 将气化制氢阶段主要碳排放单元数据进行了对照分析。可以看出, 其中以废气形式直接进入大气的二氧化碳排放量分别为 2.09×10^6 t 和 2.24×10^6 t, 可见该阶段碳排放的主要物质为直接排放的二氧化碳。进一步分析深部地下气化制氢阶段的碳排放来源可得, 废气是该阶段碳排放的主要来源, 包括酸性气体脱除单元排出的废气和甲烷重整单元排出的烟气。由于深部煤炭地下气化制氢工艺所带来的高甲烷含量特征, 意味着在重

整单元需要燃烧更多的过程单元原料气以满足重整反应的热量需求,导致以烟气形式排放的二氧化碳排放量达到 9.54×10^5 t,是Lurgi煤炭地面气化制氢 5.34×10^5 t的1.79倍,折合到生产1 kg氢气时,甲烷重整单元烟气贡献的CO₂排放量达到8.84 kg。深部煤炭地下气化制氢工艺中酸性气体脱除单元排放的二氧化碳为 1.06×10^6 t,占总碳排放量的32.2%,低于Lurgi煤炭地面气化制氢工艺中的 1.6×10^6 t和43.7%,这是由于深部地下气化所带来的高甲烷含量特征,在考虑甲烷转化且生产规模相同的情形下,原料煤的消耗量远低于Lurgi煤炭地面气化制氢,折合到生产1 kg氢气时,酸性气体脱除单元废气贡献的CO₂排放量为9.78 kg。氢气生产阶段的第二大碳排放来源是蒸汽消耗带来的间接碳排放,分别为 7.19×10^5 t CO₂-eq和 9.73×10^5 t CO₂-eq,由蒸汽消耗带来的碳排放差异主要是由于深部煤炭地下气化直接采用液态水作为气化剂而不需要消耗外界蒸汽。电力消耗带来的间接碳排放对该阶段碳排放的贡献程度最低,仅占到该阶段碳排放量的14.4%和12.5%,

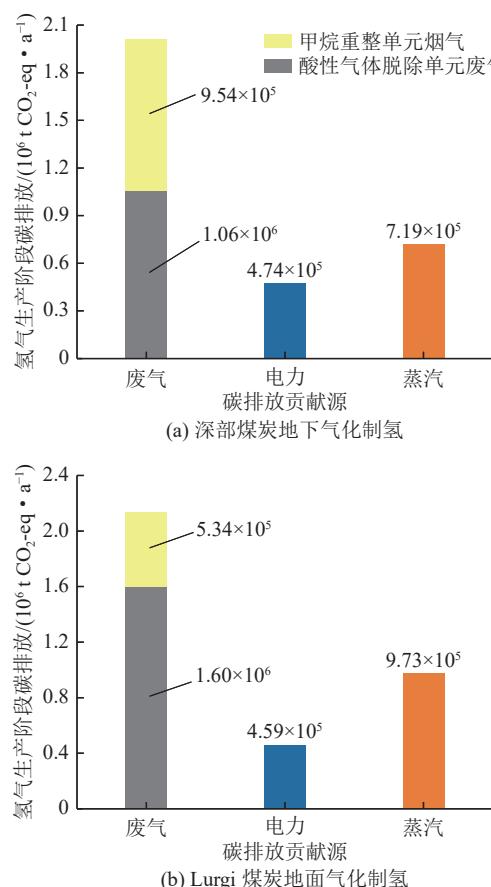


图9 氢气生产阶段深部煤炭地下气化制氢和Lurgi煤炭地面气化制氢碳排放源

Fig.9 Sources of carbon emissions contribution in hydrogen production stage of UCG-H₂ and SCG-H₂

538

深部煤炭地下气化制氢在该阶段因电力消耗引起的 1.45×10^4 t CO₂-eq的碳排放增量主要由于注气井氧气压缩功耗,通过系统优化联产电力减少对外界电力的需求将有助于降低该阶段电力消耗对碳排放的贡献度。制氢阶段各单元排放分析表明,酸性气体脱除单元和甲烷重整单元的废气排放是主要碳排放源,地面气化单元中蒸汽为主要碳排放源,因深部煤炭地下气化过程中直接采用液态水作为气化剂不需要消耗外界蒸汽所以地下气化单元的碳排放远低于地面气化单元,2种工艺在空分制氧单元中由电力产生的间接碳排放相当,具体数据对比如图9所示。

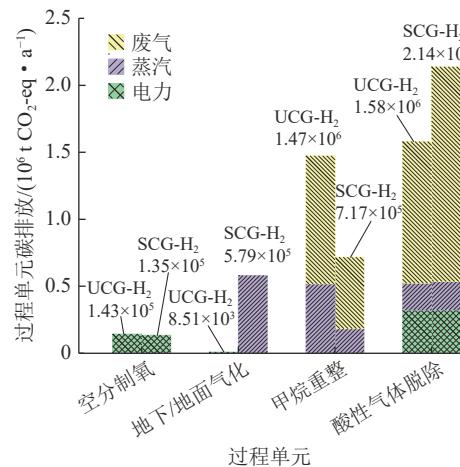


图10 深部煤炭地下气化制氢和Lurgi煤炭地面气化制氢过程主要单元碳排放对比

Fig.10 Comparison of carbon emissions of process units of UCG-H₂ and SCG-H₂

2.4 深部煤炭地下气化制氢耦合CCS/CCUS的减排路径及潜力探索

碳排放核算表明,深部煤炭地下气化制氢的直接二氧化碳排放强度,即主要由于废气排放引起的碳排放可达到19.33 t/(每生产1 t氢气),不容忽视。而深部煤炭气化采空后会形成多个地下空腔,这些空腔在地质条件及安全风险综合评估的基础上,有望用于封存二氧化碳。因此结合模拟所获得的直接二氧化碳排放量数据,对深部煤炭地下气化制氢耦合CCS/CCUS的技术路径及碳减排潜力进行了估算。

1) 基于UCG空腔的二氧化碳地质封存潜力。

依据本研究中假定的UCG模块参数,见表5。单个UCG模块覆盖的煤层体积为 1.02×10^6 m³,而受煤炭气化的开采方式影响,商业化UCG采矿区的煤炭利用率为44%^[35],因此单个UCG模块可以形成的、在理想条件下可用于储存二氧化碳的空腔体积为 4.51×10^5 m³。二氧化碳地质储存的密度介于860~872 kg/m³^[36],若按照二氧化碳密度为860 kg/m³计算,

则单个 UCG 模块的储存能力为 3.87×10^5 t 二氧化碳。假定深部煤炭地下气化制氢装置运行时间为 25 a, 考虑 UCG 模块的接续建设, 运行期内共需要建设 36 个 UCG 模块, 所形成的气化空腔的储存能力可达 1.39×10^7 t 的二氧化碳。因此, 在年产氢气 12 亿 Nm^3 的情形下, 深部地下气化制氢形成的空腔可以储存运行期内捕集 CO_2 总量的 61.8%, 减排潜力可以达到约 1 395 万 t, 能够在一定程度缓解碳排放的压力。

2) 基于 CCS/CCUS 的二氧化碳综合减排路径及潜力。氢气生产过程中, 空分单元在产出 95% 纯度氧气的同时也产出纯度为 99.9% 的氮气, 除一部分氮气被用于酸性气体脱除单元作为介质气提二氧化碳外, 余下的氮气可以与氢气反应生产合成氨, 在耦合碳捕集的情况下还可以获得高纯度的二氧化碳,

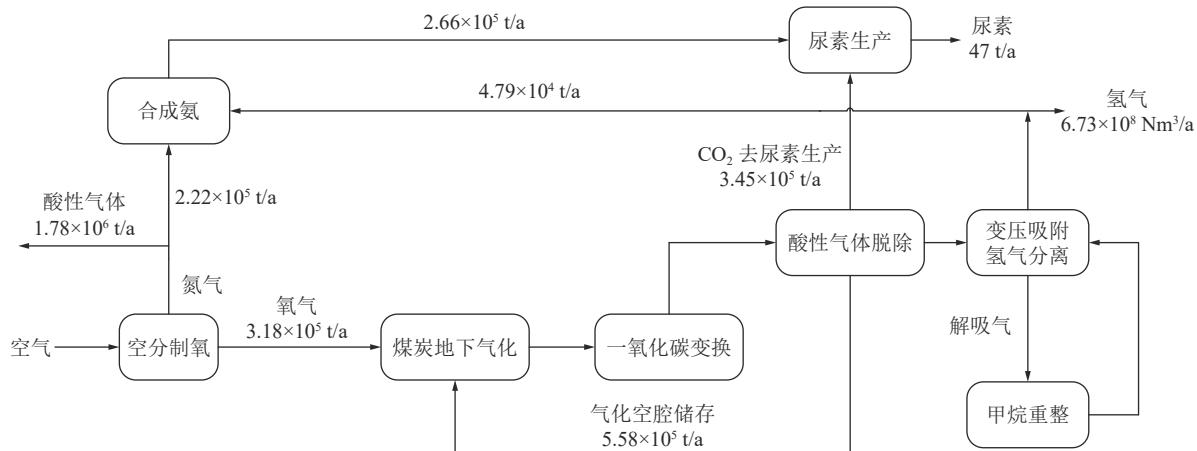


图 11 深部煤炭地下气化氯气-尿素联产质量流图

Fig.11 Mass flow diagram of hydrogen-urea co-production based on deep UCG with zero emission

由 UCG 空腔二氧化碳封存潜力分析可知, 深部煤炭地下气化制氢耦合 CCS 在 25 a 寿命期内仍然会排放有 8.62×10^6 t 二氧化碳, 即平均每年排放 3.45×10^5 t 的二氧化碳。按照 CO₂ 到尿素的转化率为 99.8% 计算^[37], 基于质量流图, 若再配套生产规模为 47 万 t/a 的尿素装置, 即可实现剩余二氧化碳的完全利用。尿素装置需要消耗 4.79×10^4 t 和 2.22×10^5 t 的氢气与氮气, 分别占其总产出量的 44.4% 和 11.1%, 剩余氮气中有 1.52×10^5 t 进入酸性气体脱除单元作为 H₂S 浓缩塔的气提介质。在这种情形下, 每年可输出 6.73×10^8 Nm³ 氢气与 47 万 t 尿素, 而被捕集的 CO₂ 则可以实现原位的储存与利用, 形成近零排放的深部煤炭地下气化制氢技术路线。

3 结 论

1) 在氢气年生产规模为 12 亿 Nm^3 的情形下, 深

与合成氨进一步反应可以生产尿素。该氢气-尿素技术路线不仅可有效利用煤炭中的碳资源,还是一种有效的化学减碳手段,为此计算了深部煤炭地下气化氢气-尿素联产质量流图,如图 11 所示,对氢气-尿素联产工艺的碳减排潜力进行了估算。

表 5 二氧化碳地质封存潜力估算基本参数

Table 5 Main parameters of carbon dioxide geological storage

主要参数	数值
单个模块尺寸/(m×m)	1 600×80
煤层厚度/m	8
单个模块可以构造的煤层体积/m ³	1.02×10 ⁶
可用于储存的空腔体积/m ³	4.51×10 ⁵
CO ₂ 密度/(kg·m ⁻³)	860
煤炭密度/(kg·m ⁻³)	1 300

This diagram illustrates the quality flow of a gas-urea joint production system. It shows the flow of materials and energy between various units:

- 尿素生产 (Urea Production):** Produces 47 t/a of urea.
- CO₂ 去尿素生产 (CO₂ Removal for Urea Production):** Removes 3.45×10⁵ t/a of CO₂.
- 酸性气体脱除 (Acid Gas Removal):** Removes acid gases from the system.
- 变压吸附氢气分离 (Pressure Swing Adsorption Hydrogen Separation):** Separates hydrogen gas at a rate of 6.73×10⁸ Nm³/a.
- 甲烷重整 (Methane Reforming):** Provides hydrogen gas to the separation unit.
- 解吸气 (Desorption Gas):** A stream from the separation unit.
- 二氧化碳变换 (CO₂ Transformation):** Converts CO₂ into a storage form.
- 空腔储存 (Cavity Storage):** Stores 3×10⁵ t/a of CO₂.

2) 制氢阶段的主要碳排放源来自于氢气生产阶段,各碳排放源及各工艺单元碳排放数据分析表明,废气是制氢阶段的第一大碳排放源。其中以废气形式直接进入大气的二氧化碳是主要碳排放来源,排放量分别为 2.09×10^6 t 和 2.24×10^6 t, 包括酸性气体脱除单元排出的废气和甲烷重整单元排出的烟气。深部煤炭地下气化制氢工艺所带来的高甲烷含量特征导致甲烷重整单元烟气贡献的 CO₂ 排放量达到 8.84 kg(每产出 1 kg 氢气)。Lurgi 煤炭地面气化上游包含煤炭采选及煤炭运输阶段,尽管这两阶段的

碳排放占比只有6.7%，但仍然会带来 2.63×10^5 t CO₂-eq的碳排放。其次，氢气生产阶段的间接碳排放包括蒸汽消耗及电力消耗，深部煤炭地下气化直接采用液态水作为气化剂而不需要消耗外界蒸汽，蒸汽消耗带来的碳排放为 7.19×10^5 t CO₂-eq少于地面气化氢气生产阶段的 9.73×10^5 t CO₂-eq。

3)针对深部煤炭地下气化制氢耦合CCS/CCUS的技术路径及碳减排潜力的估算表明，深部地下气化制氢形成的空腔可以储存运行期内捕集CO₂总量的61.8%，能够在一定程度缓解碳排放的压力。针对深部煤炭地下气化制氢耦合尿素联产工艺的计算显示，在配套47万t/a的尿素装置的情形下，有望形成近零排放的深部煤炭地下气化制氢技术路线。

参考文献(References):

- [1] 樊大磊,李富兵,王宗礼,等.碳达峰、碳中和目标下中国能源矿产发展现状及前景展望[J].*中国矿业*,2021,30(6):1-8.
FAN Dalei, LI Fubing, WANG Zongli, et al. Development status and prospects of China's energy minerals under the target of carbon peak and carbon neutral[J]. *China Mining Magazine*, 2021, 30(6): 1-8.
- [2] 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.
- [3] 黄温钢,王作棠,辛林.从低碳经济看我国煤炭地下气化的前景[J].*矿业研究与开发*,2012,32(2):32-36.
HUANG Wengang, WANG Zuotang, XIN Lin. On the prospect of underground coal gasification in China from low-carbon economy[J]. *Mining Research and Development*, 2012, 32(2) : 32-36.
- [4] 蓝航,陈东科,毛德兵.我国煤矿深部开采现状及灾害防治分析[J].*煤炭科学技术*,2016,44(1):39-46.
LAN Hang, CHEN Dongke, MAO Debing. Current status of deep mining and disaster prevention in China[J]. *Coal Science and Technology*, 2016, 44(1): 39-46.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] 中国氢能联盟.中国氢能源及燃料电池产业白皮书[R].(2019-6-26)[2022-10-07]. https://www.xdyanbao.com/doc/twvrdzo34?bd_vid=12225329152158135648
- [8] CETINKAYA E, DINCER I, NATERER G F. Life cycle assessment of various hydrogen production methods[J]. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 2012, 37(3): 2071-2080.
- [9] SIDDIQUI O, DINCER I. A well to pump life cycle environmental impact assessment of some hydrogen production routes[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(12) : 5773-5786.
- [10] LI G, WANG Y, LIU Z, et al. Life cycle energy consumption and GHG emissions of biomass-to-hydrogen process in comparison with coal-to-hydrogen process[J]. *Energy*, 2020, 191: 116588.
- [11] DAHIYA S, CHATTERJEE S, SARKAR O, et al. Renewable hydrogen production by dark-fermentation: Current status, challenges and perspectives[J]. *Bioresour Technology*, 2021, 321: 124354.
- [12] AYODELE B V, ABDULLAH T A R B T, ALSAFFAR M A, et al. Recent advances in renewable hydrogen production by thermo-catalytic conversion of biomass-derived glycerol: Overview of prospects and challenges[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(36): 18160-18185.
- [13] GRIGORIEV S A, FATEEV V N, BESSARABOV D G, et al. Current status, research trends, and challenges in water electrolysis is science and technology[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(49): 26036-26058.
- [14] KADIER A, KALIL M S, ABDESHAHIAN P, et al. Recent advances and emerging challenges in microbial electrolysis cells (MECs) for microbial production of hydrogen and value-added chemicals[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 61: 501-525.
- [15] 伊文婧,梁琦,裴庆冰.氢能促进我国能源系统清洁低碳转型的应用及进展[J].*环境保护*,2018,46(2):30-34.
YI Wenjing, LIANG Qi, PEI Qingbing. Enhance the hydrogen application in China's energy system to accelerate the transition: status and progress[J]. *Environmental Protection*, 2018, 46(2) : 30-34.
- [16] FRIEDMANN S J, UPADHYE R, KONG F. MProspects for underground coal gasification in carbon-constrained world[J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 4551-4557.
- [17] SELF S J, REDDY B V, ROSEN M A. Review of underground coal gasification technologies and carbon capture[J]. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 2012, 3(1): 16.
- [18] KHADSE A, QAYYUMI M. MAHAJANI S, et alUnderground coal gasification: a new clean coal utilization technique for India[J]. *Energy*, 2007, 32(11): 2061-2071.
- [19] PACHAURI R K, REISINGER A. IPCC fourth assessment report [R]. IPCC, 2007.
- [20] OU Xunmin, YAN Xiaoyu, ZHANG Xiliang. Life-cycle energy consumption and greenhouse gas emissions for electricity generation and supply in China[J]. *Applied Energy*, 2011, 88(1) : 289-297.
- [21] DONG Xiang, YANG Siyu, LI Xiuxi, et al. Life cycle assessment of energy consumption and GHG emissions of olefins pro-

- duction from alternative resources in China[J]. *Energy Conversion and Management*, 2015, 90: 12–20.
- [22] XIANG D, QIAN Y, MAN Y, et al. Techno-economic analysis of the coal-to-olefins process in comparison with the oil-to-olefins process[J]. *Appl Energy*, 2014, 113: 639–647.
- [23] DONG Xiang, YANG Siyu, LIU Xia, et al. Techno-economic performance of the coal-to-olefins process with CCS[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2014, 240: 45–54.
- [24] LIU Huan, LIU Shuqin. Life cycle energy consumption and GHG emissions of hydrogen production from underground coal gasification in comparison with surface coal gasification[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, 46(14): 9630–9643.
- [25] 孙克宁, 陈 谦, 聂明明, 等. 重整催化剂的抗硫性能研究进展[J]. 化工学报, 2020, 71(9): 4131–4140.
- SUN Kening, CHEN Qian, NIE Mingming, et al. Progress in the sulfur resistance of reforming catalysts[J]. CIESC Journal, 2020, 71(9): 4131–4140.
- [26] 王玉忠. 利用褐煤鲁奇炉与BGL炉碎煤加压气化工艺模拟研究[J]. *化工管理*, 2018(6): 93–100.
- [27] 中华人民共和国国家统计局. 中国能源统计年鉴2018 [M]. 北京: 中国统计出版社, 2019.
- [28] 中国煤炭工业协会. 2014中国煤炭工业发展研究报告 [M]. 北京: 中国经济出版社, 2014.
- [29] 中国交通运输部. 2015中国交通运输统计年鉴 [M]. 北京: 人民交通出版社, 2015.
- [30] 中华人民共和国国家统计局. 中国统计年鉴2018 [M]. 北京: 中国统计出版社, 2018.
- [31] 冯 超. 基于HLCA的电动汽车规模化发展对能耗及环境影响研究 [D]. 北京: 中国矿业大学(北京), 2017.
- FENG Chao. Research on energy and environmental impact of electric vehicle based on HLCA[D]. Beijing: China University of Mining & Technology-Beijing, 2017.
- [32] 欧训民, 张希良. 中国车用能源技术路线全生命周期分析 [M]. 北京: 清华大学出版社, 2011.
- [33] VERMA Aman, KUMAR Amit. Life cycle assessment of hydrogen production from underground coal gasification[J]. *Applied Energy*, 2015, 147: 556–568.
- [34] 毛青霞. 钻井能耗数学模型的研究与应用 [J]. *石油石化节能*, 2015, 5(6): 3–5.
- [35] LIU Huan, LIU Shuqin. Exergy analysis in the assessment of hydrogen production from UCG[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(51): 26890–26904.
- [36] NAKATEN N, SCHLÜTER R, AZZAM R, et al. Development of a techno-economic model for dynamic calculation of cost of electricity, energy demand and CO₂ emissions of an integrated UCG–CCS process[J]. *Energy*, 2014, 66(2): 779–790.
- [37] 曹洪科. 天然气基化学链气化合成尿素过程设计与系统分析 [D]. 兰州: 兰州理工大学, 2021.
- CAO Hongke. Process design and analysis of urea synthesis based on natural gas chemical looping gasification [D]. Lanzhou: Lanzhou University of Technology, 2021.