

深部煤炭地下气化制氢先进能效分析

刘淑琴^{1,2}, 刘欢³, 郭巍⁴, 纪雨彤¹

(1. 中国矿业大学(北京) 化学与环境工程学院, 北京 100083; 2. 中国矿业大学(北京) 内蒙古研究院, 内蒙古 鄂尔多斯 017010; 3. 西安石油大学 化学化工学院, 陕西 西安 710065; 4. 太原学院 材料与化学工程系, 山西 太原 030032)

摘要: 深部煤炭地下气化制氢不仅可以利用我国丰富的深部煤炭资源, 将传统采煤方法难以开采或开采不经济的深部煤层转化为氢气, 而且有望成为一种理想的煤基低成本制氢路线。基于位于加拿大天鹅山的世界上唯一千米级深部煤炭地下气化试验数据, 结合 Aspen Plus 过程模拟, 以先进烟为先进能效指标, 对深部煤炭地下气化制氢能量利用情况进行分析。与商业化的 Lurgi 地面煤气化制氢路线作对比, 以产出单位质量氢气的积累烟消耗为指标, 比较了2种制氢路线的能量消耗水平。结果表明, 在氢气生产能力为 12 亿 Nm³/a 情形下, 深部煤炭地下气化制氢从原料到产品的总烟损失为 451.79 MW。先进烟分析可以有效量化气化过程可以避免的烟损失, 其中 39.9% 为不可避免烟损失。甲烷重整单元的内部可避免烟损 $E_{\text{dest},k}^{\text{AV,EN}}$ 和外部可避免烟损 $E_{\text{dest},k}^{\text{AV,EX}}$ 分别为 96.63 和 81.58 MW, 具有最大能效提升空间, 如能利用转化气、烟道气的热量副产蒸汽, 可将其内部可避免烟损失减少 38.5%。地下气化单元的 $E_{\text{dest},k}^{\text{AV,EN}}$ 和 $E_{\text{dest},k}^{\text{AV,EX}}$ 分别为 4.38 和 62.73 MW, 表明降低其烟损失的重点应放在提高其他单元的能量效率, 从而降低外部可避免烟损。其余单元改进空间均比较小可不予考虑。以积累烟消耗量为标准衡量能量消耗水平时, 产出 1 kg 氢气, 深部煤炭地下气化制氢的积累烟消耗为 376.1 MJ, 仅为 Lurgi 地面煤气化制氢的 83.6%, 表明深部煤炭地下气化制氢能够显著降低能量消耗水平。敏感性分析显示, 2 者积累烟消耗的差距随着生产规模的扩大而增加。研究结果可为深部煤炭地下气化制氢的过程优化及技术可行性定量化提供科学依据。

关键词: 煤炭地下气化; Lurgi 气化; 氢气生产; 先进烟分析; 积累烟消耗

中图分类号: TD84 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2024)02-1138-10

Advanced exergy analysis of deep UCG to hydrogen production

LIU Shuqin^{1,2}, LIU Huan³, GUO Wei⁴, JI Yutong¹

(1. School of Chemical and Environmental Engineering, China University of Mining and Technology-Beijing, Beijing 100083, China; 2. Inner Mongolia Research Institute, China University of Mining and Technology-Beijing, Ordos 017010, China; 3. College of Chemistry and Chemical Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China; 4. Department of Materials and Chemical Engineering, Taiyuan University, Taiyuan 030032, China)

Abstract: Deep underground coal gasification (UCG) for making hydrogen can not only utilize the rich deep coal resources in China and convert difficult-to-mine or uneconomical deep coal resources into hydrogen, but also is a potential low-cost hydrogen production route. Based on the world's only kilometer-scale deep UCG experimental data and combined with Aspen Plus process simulation, this study analyzes the energy utilization of hydrogen production through deep UCG using the advanced exergy analysis method. In comparison with the commercialized Lurgi surface coal gasification

收稿日期: 2023-11-03 修回日期: 2024-01-05 责任编辑: 钱小静 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2023.1437

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); 中国矿业大学(北京)越崎杰出学者项目资助(2020JCB02)

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

引用格式: 刘淑琴, 刘欢, 郭巍, 等. 深部煤炭地下气化制氢先进能效分析[J]. 煤炭学报, 2024, 49(2): 1138-1147.

LIU Shuqin, LIU Huan, GUO Wei, et al. Advanced exergy analysis of deep UCG to hydrogen production[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(2): 1138-1147.



移动阅读

route, the energy consumption levels of the two hydrogen production routes were compared using the cumulative exergy consumption per unit of hydrogen output as an indicator. The research results show that under the hydrogen production capacity of 1.2 billion Nm^3/a , the total exergy losses from raw materials to products in deep UCG for hydrogen production are 451.79 MW. Advanced exergy analysis can effectively quantify the exergy losses that can be avoided in the process, and the calculations indicate that 39.9% of these losses are unavoidable. The distribution of exergy destruction indicates that avoidable endogenous exergy destruction ($E_{\text{dest},k}^{\text{AV,EN}}$) and avoidable exogenous exergy destruction ($E_{\text{dest},k}^{\text{AV,EX}}$) of the methane reforming unit are 96.63 MW and 81.58 MW respectively, suggesting that the methane reforming unit has the greatest potential for energy efficiency improvement. By utilizing the heat from converted gas and flue gas as by-product steam, $E_{\text{dest},k}^{\text{AV,EN}}$ can be reduced by 38.5%. The $E_{\text{dest},k}^{\text{AV,EN}}$ and $E_{\text{dest},k}^{\text{AV,EX}}$ of the UCG unit are 4.38 MW and 62.73 MW respectively, indicating that the focus of reducing its exergy losses should be on improving the efficiency of other units to reduce avoidable exogenous exergy destruction. The remaining units have relatively small improvement potential and can be disregarded. When 1 kg of hydrogen is produced, the CExC of UCG- H_2 is 376.1 MJ, which is only 83.6% of that of SCG- H_2 (449.72 MJ). This indicates that the deep UCG for hydrogen production can significantly reduce the energy consumption level. Sensitivity analysis shows that the difference in CExC between the two routes increases with the expansion of production scale. The research results can provide a scientific basis for the process optimization and quantitative assessment of technical feasibility for hydrogen production with deep UCG.

Key words: underground coal gasification; Lurgi surface coal gasification; hydrogen production; advanced exergy analysis; cumulative exergy consumption

我国目前的能源结构特征仍然是“富煤、少气、缺油”^[1],以煤为主的能源结构短期内难以发生根本改变^[2],在未来很长时间内煤炭仍将是我国最稳定、最可靠的基础能源,在我国能源供给体系中仍然发挥着基础和兜底保障性作用^[3]。

随着我国可开采的浅部煤炭资源逐年减少,中深部煤炭资源的开采成为未来煤炭开采的发展趋势。我国埋深超过 1 000 m 的深部煤炭储量高达 2.9 万亿 t,占全国预测煤炭资源储量的 51.3%^[4],但是由于地质构造复杂,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^[5-7],考虑开采技术、成本、安全及环境因素的综合影响,煤炭地下气化有望成为未来深部煤层(1 000 m 以深)原位开发利用的重要方式^[8]。谢和平等^[9-10]提出深部煤炭资源流态化开采理论及技术构想,赵阳升等^[11]提出原位改性流体化开采的理论。中深部原位煤气化也被列为国家《能源技术革命创新行动计划(2016—2030 年)》之煤炭无害化开采技术创新战略方向及国家“十四五”能源领域科技创新规划^[12]。

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。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^[13],亟需提高氢气供给能力。然而,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,在实际应用方面仍存在包括生产的规模化等一些

挑战^[14-17]。我国的能源禀赋也决定了以煤炭为原料规模化制取氢气并耦合碳捕集与封存(Carbon Capture & Sequestration, 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方式,同时实现产业链碳中和^[18-20]。然而,深部煤炭地下气化制氢路线的能量利用情况以及相比于商业化的 Lurgi 地面煤气化制氢路线在能量消耗水平方面的优劣仍有待明确。

基于热力学第一和第二定律的焓分析方法,能够对能量品质进行有效区分,是量化及分析能源化工转化过程能量利用情况最为有效的方法之一^[21]。之前的工作利用常规焓分析方法对拟在内蒙古地区开展的中深度煤炭地下气化制氢项目的能量利用情况进行了初步的分析^[22]。然而,该项目在气化条件、产气组分等方面与目前最先进的地下气化试验仍存在较大差距,并且所采用的常规焓分析尽管可以计算得到转化过程的焓损失,但受限于方法自身的限制,不能准确分析焓损失的来源和真正的能效改进空间^[23]。先进焓分析方法将焓损失划分为内部/外部与不可避免/可避免焓损失,有助于整个工艺过程的优化^[24],目前已被应用于煤制天然气^[25]、超临界/灰熔聚流化床气化^[26-27]和发电^[28-29]等诸多领域的能效分析。此外,由于没有用生命周期的观点来考察整个转化过程,常规焓分析下的焓效率无法作为不同过程的衡量指标,而积累焓分析可将生命周期思想与焓分析相结

合,考虑包括投资资源和操作资源在内的从原材料到产品的生产链中一次焓的累积,能够合理评价转化过程的能量消耗水平^[30],该方法已被用于分析生物质基航空燃料生产^[31]、农业生产^[32]和废弃物处理^[33]等过程。

笔者基于世界上唯一的千米级(加拿大天鹅山)深部煤炭地下气化试验数据,结合 Aspen Plus 过程模拟,采用先进焓分析方法对深部煤炭地下气化制氢(12亿 Nm³/a)过程的能量利用情况进行了分析,并以产出单位质量氢气的积累焓消耗为指标,从能量消耗水平角度与商业化的 Lurgi 地面煤气化制氢路线作对比,为深部煤炭地下气化制氢的过程优化与技术可行程度的定量化提供科学依据。

1 先进焓分析与积累焓消耗模型

1.1 先进焓分析

在先进焓分析中,第 k 单元(后文以 kth 表示)的内部焓损失(Endogenous exergy destruction, $E_{dest,k}^{EN}$)是指其他单元以理论状态运行时, kth 单元以实际状态运行时所产生的焓损失^[34];外部焓损失(Exogenous exergy destruction, $E_{dest,k}^{EX}$)是指由于其他单元而造成 kth 单元的焓损失^[35]。不可避免焓损失(Unavoidable exergy destruction, $E_{dest,k}^{UN}$)是指 kth 单元由于可行性或制造方法等技术限制无法进一步减少或消除的焓损失,而可避免焓损失(Avoidable exergy destruction, $E_{dest,k}^{AV}$)可以被减少或消除^[36]。结合 2 种焓损失划分方法,可将焓损失 $E_{dest,k}$ 划分为 4 部分,其关系如图 1 所示。

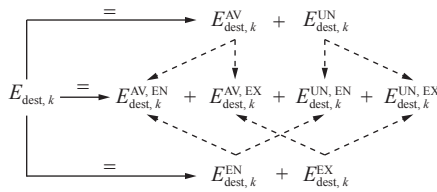


图 1 焓损失关系

Fig.1 Exergy destruction category

(1) 内部不可避免焓损失(Unavoidable endogenous exergy destruction, $E_{dest,k}^{UN,EN}$): 由于 kth 单元自身技术限制而无法减少的焓损失;

(2) 内部可避免焓损失(Avoidable endogenous exergy destruction, $E_{dest,k}^{AV,EN}$): 通过提高 kth 单元效率可以减少的焓损失;

(3) 外部不可避免焓损失(Unavoidable exogenous exergy destruction, $E_{dest,k}^{UN,EX}$): 由于其他单元技术限制的原因,造成 kth 单元无法减少的焓损失;

(4) 外部可避免焓损失(Avoidable exogenous exergy destruction, $E_{dest,k}^{AV,EX}$): 通过提高其他单元效率, kth 单元可以减少的焓损失。

每一部分焓损失的计算方法如式(1)~(6)所示,其中 $[E_{dest,k}/E_{pro,k}]^{UN}$ 为在最佳可能条件(即不可避免条件)下, kth 单元焓损失与产品焓之比^[37]。深部煤炭地下气化制氢所涉及单元在不可避免条件下的该比值均来自文献^[38-41],由于缺乏地下气化的不可避免条件,并且考虑到其反应过程特点与固定床气化高度相似,因此将 Lurgi 地面煤气化在不可避免条件下的单元焓损失与产品焓之比应用于地下气化。

$$E_{dest,k}^{UN} = E_{pro,k} \left(\frac{E_{dest,k}}{E_{pro,k}} \right)^{UN} \quad (1)$$

$$E_{dest,k}^{AV} = E_{dest,k} - E_{dest,k}^{UN} \quad (2)$$

$$E_{dest,k}^{UN,EN} = E_{pro,k}^{EN} \left(\frac{E_{dest,k}}{E_{pro,k}} \right)^{UN} \quad (3)$$

$$E_{dest,k}^{UN,EX} = E_{dest,k}^{UN} - E_{dest,k}^{UN,EN} \quad (4)$$

$$E_{dest,k}^{AV,EN} = E_{dest,k}^{EN} - E_{dest,k}^{UN,EN} \quad (5)$$

$$E_{dest,k}^{AV,EX} = E_{dest,k}^{EX} - E_{dest,k}^{UN,EX} \quad (6)$$

1.2 积累焓消耗

积累焓理论将自然资源所具有的焓定义为一次焓,则积累焓就是物质或能量从自然资源到当前形态的过程中消耗的一次焓的累积值。本文中深部煤炭地下气化制氢和 Lurgi 地面煤气化制氢路线生产氢气而产生的积累焓消耗(Cumulative exergy consumption, E^{cum})由包括物流和能流的操作资源的积累焓与投资资源,即设备建造过程中所消耗资源的积累焓构成,如式(7)所示:

$$E_{pro,hydro}^{cum} = \frac{E_{op}^{cum} + E_{con}^{cum}}{Y(H_2)} \quad (7)$$

其中, $E_{pro,hydro}^{cum}$ 、 E_{op}^{cum} 和 E_{con}^{cum} 分别为产品氢气、操作资源和建设资源的积累焓; $Y(H_2)$ 为氢气输出量。对于生产某种产品的各类方法,消耗的积累焓越小越好^[42],因此本文以产出单位质量即每千克氢气的积累焓消耗为指标衡量制氢路线的能量消耗水平。

目前关于各类操作资源的积累焓已经有学者采用顺序法(过程分析法)或矩阵法(积累焓平衡方程)进行了相关的研究,笔者参考相关研究成果,采用文献中给出的数据^[30, 42-44]。建设资源的积累焓通过引入焓成本因子间接获得,如式(8)^[42]所示:

$$E_{\text{con}}^{\text{cum}} = \frac{\psi}{K} \sum_k I_k \quad (8)$$

式中, ψ 和 K 为设备投资的折旧系数与焓成本因子, 分别取 0.125 与 0.460 元/MJ^[42, 45]; I_k 为 k th 单元的设备投资, 本文采用装置能力指数法进行估算, 详细的估算依据见文献^[46-47]。

2 深部煤炭地下气化制氢焓分析

2.1 工艺流程与过程参数

深部煤炭地下气化制氢是以地下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。其工艺流程由多个单元构成, 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 所示, 详细的流程说明见文献^[19]。地下煤气化单元是整个工艺流程中最核心的单元, 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组分来源于加拿大天鹅山 1 400 m 深部煤炭地下气化项目的试验结果^[48], 其所用原料煤的工业分析和元素分析, 以及煤气组分见表 1。

在天鹅山气化试验中, 单个地下气化模块的尺寸为 1 600 m(长度)×80 m(宽度)×8 m(厚度), 气化速率为 118 t/d, 粗煤气产量为 8 227 Nm³/h, 所气化煤层的密度为 1 300 kg/m³, 根据相关文献, 设定商业化 UCG 采矿区的煤炭利用率为 44%^[49]。

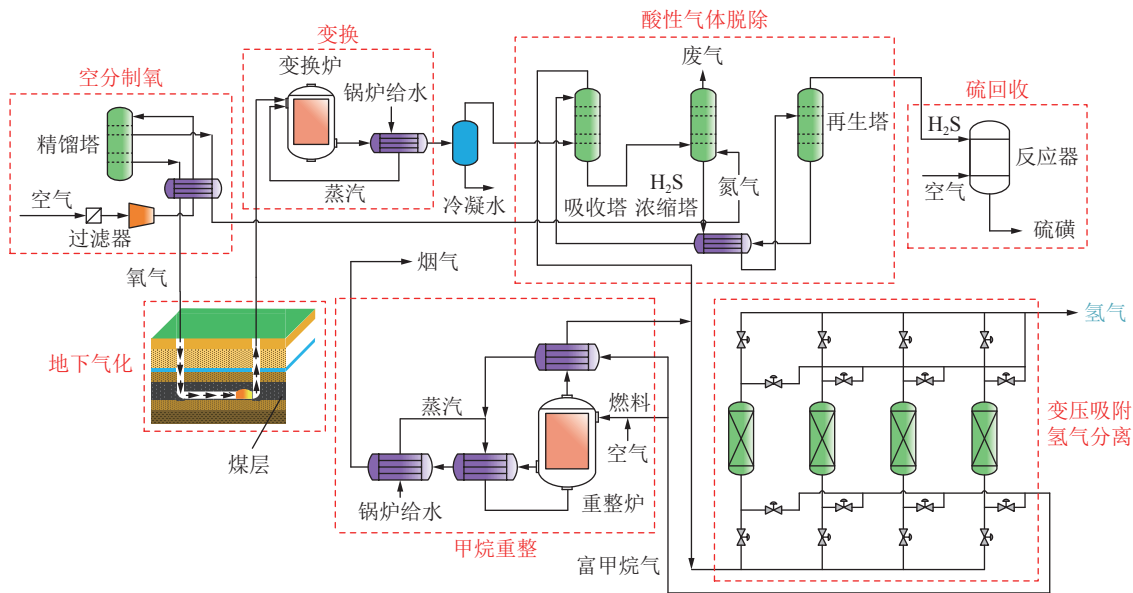


图 2 深部煤炭地下气化制氢工艺流程

Fig.2 Process flowsheet of UCG-H₂

表 1 深部煤炭地下气化原料煤性质与煤气组分^[50]

Table 1 Feedstock coal property and crude gas composition of UCG^[50]

工业分析(收到基)/%				发热量/(MJ · kg ⁻¹)	元素分析(收到基)/%					干煤气组分体积分数/%			
水分	灰分	挥发分	固定碳		碳	氢	氮	硫	氧	CO	H ₂	CO ₂	CH ₄
4.7	9.3	30.5	55.5	28.8	70.9	3.4	1.1	0.4	10.3	5.10	15.32	41.63	37.76

2.2 先进焓分析计算及分析

根据常规焓分析中各类流股焓的计算方法^[51], 以及由模拟获得的焓、熵以及流量等数据, 计算得出深部煤炭地下气化制氢各单元进出流股的焓并绘制从原料开采开始到氢气产品产出的生命周期焓流, 如图 3 所示。此外, 在焓平衡方程的基础上确定了焓损失在各单元的分布情况, 并且针对焓损失占总损失比例较高的单元(甲烷重整单元)分析了焓损失在其

内部发生的环节, 如图 4 所示。根据计算结果, 深部煤炭地下制氢在年产 12 亿 Nm³ 时的总焓损失为 451.79 MW。

从图 3 可以看到, 空分制氧、地下气化、变换、酸性气体脱除、硫回收, 以及甲烷重整和变压吸附氢气分离的单元焓效率(η_{ex}) 分别为 35.5%、78.5%、97.5%、96.4%、63.2%、75.6% 和 97.4%。单元焓效率可以作为衡量其过程完善程度的指标, 因此可以认为变换单

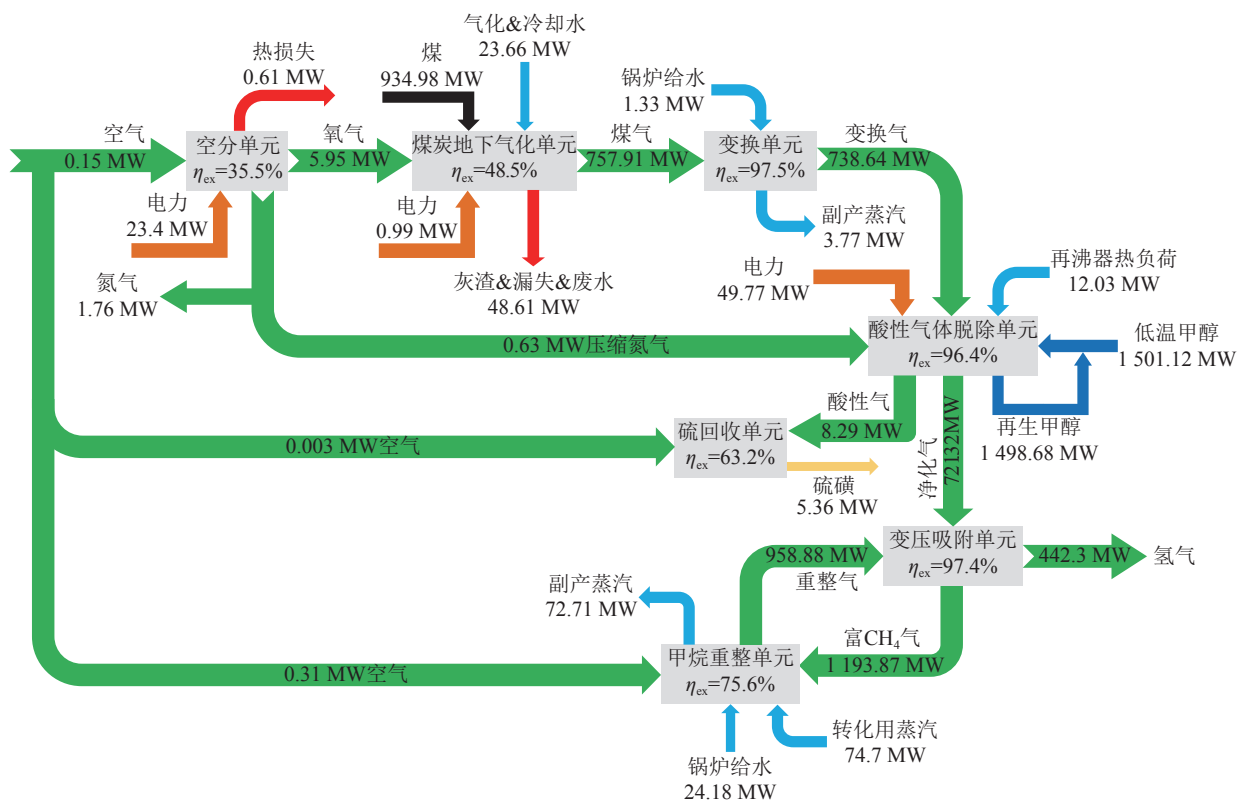


图 3 深部煤炭地下气化制氢焓流
Fig.3 Exergy flow diagram of UCG-H₂

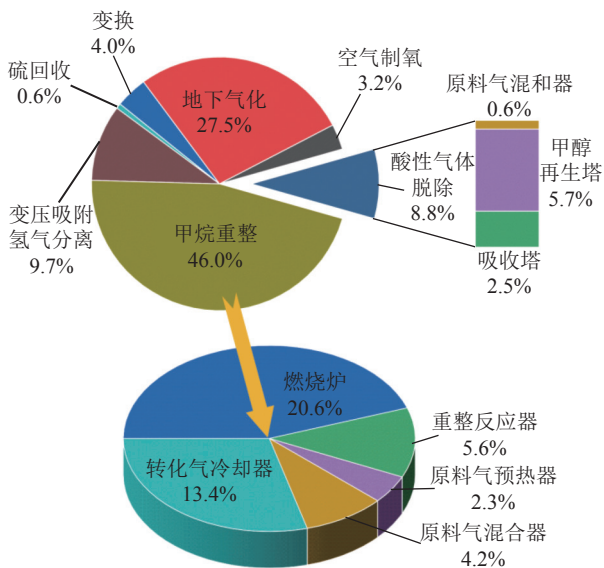


图 4 深部煤炭地下气化制氢单元焓损失占比与分布
Fig.4 Ratio and distribution of exergy destruction

元反应完善程度很高,图 4 中变换单元焓损失仅占总损失的 4% 也证明了这一结论。完善程度高得益于 2 个因素:一是煤气经分离冷凝液后气相中的水依然可以满足 H₂O/CO 为 2 的要求,不需要额外蒸汽,降低了输入的耗费焓;二是可以自发进行的变换反应使得参与反应的 CO 比例很高。

与此类似,甲醇在低温下吸收酸性气体也是一个

自发进行的过程,酸性气体脱除单元的完善程度也很高,焓损失只有 39.97 MW,但是甲醇再生塔需要外界热量输入满足塔底再沸器的热负荷导致了较大的焓损失,占到了 5.7%,如图 4 所示。尽管空分制氧的单元焓效率是最低的,仅有 35.5%,但是由于总输入焓也只有 23.55 MW,14.6 MW 的焓损失只占总损失的 3.2%,几乎可以忽略不计。对于甲烷重整单元,尽管其焓效率达到较高的 75.6%,但是 207.87 MW 的焓损失占总焓损失的比例仍然是最高,达 46%,图 4 显示该单元内焓损失占比较大的部位包括燃烧炉(20.6%)以及转化气冷却器(13.4%),另外通过烟道气和热损失带走的焓也达到 23.8 MW 和 59.32 MW。

根据先进焓分析模型,计算得出深部煤炭地下气化制氢各单元焓损失,结果见表 2。

内部/外部焓损失分布来看,整个深部煤炭地下气化制氢的焓损失主要是内部焓损失,不同单元的内部焓损失所占比例不同。变压吸附氢气分离是整个过程的最后一个单元,其损失不受其他单元的影响,因而焓损失都是内部焓损失。地下气化单元有 69.7% 的焓损失都是外部焓损失,说明其他单元和整个工艺流程布置对其性能有重要影响。此外,各单元和整个过程的外部焓损失都是正值,表明如果想提高任何一个单元的效率,可以通过改进其他单元来实现。

表 2 深部煤炭地下气化制氢过程先进焓分析结果
Table 2 Advanced exergy analysis results of UCG-H₂

单元	$E_{\text{dest},k}$	$E_{\text{dest},k}^{\text{UN}}$	$E_{\text{dest},k}^{\text{AV}}$	$E_{\text{dest},k}^{\text{EN}}$	$E_{\text{dest},k}^{\text{EX}}$	$E_{\text{dest},k}^{\text{UN,EN}}$	$E_{\text{dest},k}^{\text{AV,EN}}$	$E_{\text{dest},k}^{\text{UN,EX}}$	$E_{\text{dest},k}^{\text{AV,EX}}$
空分	14.6	10.21 (69.9)	4.39 (30.1)	8.27 (56.6)	6.33 (43.4)	3.99 (27.3)	4.28 (29.3)	6.22 (42.6)	0.11 (0.8)
地下气化	124.15	57.05 (46)	67.10 (54.0)	37.67 (30.3)	86.48 (69.7)	33.29 (26.8)	4.38 (3.5)	23.76 (19.2)	62.73 (50.5)
变换	18.23	15.07 (82.7)	3.15 (17.3)	10.50 (57.6)	7.73 (42.4)	9.03 (49.5)	1.47 (8.1)	6.05 (33.2)	1.68 (9.2)
酸性气体脱除	39.97	33.81 (84.6)	6.16 (15.4)	29.64 (74.2)	10.33 (25.8)	29.56 (74.0)	0.08 (0.20)	4.25 (10.6)	6.08 (15.2)
硫回收	2.94	0.95 (32.3)	1.99 (67.7)	2.73 (92.8)	0.21 (7.2)	0.83 (28.2)	1.90 (64.6)	0.12 (4.1)	0.09 (3.1)
甲烷重整	207.87	29.66 (14.3)	178.21 (85.7)	117.66 (56.6)	90.21 (43.4)	21.03 (10.1)	96.63 (46.5)	8.63 (4.2)	81.58 (39.2)
变压吸附	44.03	33.39 (75.8)	10.64 (24.2)	44.03 (100)	— (—)	33.39 (75.8)	10.64 (24.2)	— (—)	— (—)
总计	451.79	180.14 (39.9)	271.64 (60.1)	250.50 (55.4)	201.29 (44.6)	131.12 (29.0)	119.38 (26.4)	49.03 (10.9)	152.27 (33.7)

注: 括号内为焓损失占比, %; 焓损失的单位为 MW。

从不可避免/可避免焓损失计算结果可以看出,各单元和整个深部煤炭地下气化制氢过程的不可避免焓损失都大于 0,说明常规焓分析得到的各单元和整个过程焓损失不能准确反映该单元或过程真正能够改进的空间,而先进焓分析可以。通过分析比较,甲烷重整和地下气化单元的可避免焓损失分别占其总焓损失的 85.7% 和 54.0%,具有很大的改进空间。硫回收单元的可避免焓损失尽管占到其总焓损失的 67.7%,但是由于其总焓损失只有 2.94 MW,因此可暂时不予考虑。

对于甲烷重整单元,尽管在燃烧炉内发生了不可逆的燃料气燃烧反应,受自身条件限制导致的内部不可避免焓损失只有 21.03 MW,但是内部和外部可避免焓损失分别为 96.63 MW 和 81.58 MW。因此在改进该单元的热力学性能时,除了不断提高其自身的效率之外,也可以通过改进其他单元或改善过程结构进一步降低后者。若是利用转化气、烟道气的热量副产蒸汽,可以使甲烷重整单元的内部可避免焓损失减少 38.5%。对于地下气化单元,其内部可避免焓损失只有 4.38 MW,而外部可避免焓损失占比达到了 50.5%,为 62.73 MW,表明降低其焓损失的重点应放在提高其他单元的效率。变压吸附单元外部焓损失为零,因此提升其热力学性能只能依靠提高自身效率,然而内

部焓损失中 75.8% 为不可避免焓损失,说明能效改进空间相对有限。对于酸性气体脱除,其焓损失在很大程度上受单元自身条件所限,外部焓损失只有 10.33 MW,内部焓损失中不可避免焓损失为 29.56 MW,表明该单元的改进空间也很有限。

深部煤炭地下气化制氢过程各类焓损失分布汇总如图 5 所示,可以看出:先进焓分析可以有效量化过程真正可以避免的焓损失。常规焓分析只是发现深部煤炭地下气化制氢过程的焓损失为 457.79 MW,却无法判断这些焓损失有多少可以避免。根据先进焓分析中 $E_{\text{dest},k}^{\text{UN}}$ 和 $E_{\text{dest},k}^{\text{AV}}$ 两部分的结果,可以看出 39.9% 的焓损失是不可以避免的;先进焓分析可以准确判断过程内部各单元之间的结构关系。从 $E_{\text{dest},k}^{\text{EN}}$ 和 $E_{\text{dest},k}^{\text{EX}}$ 两部分的结果来看,有 44.6% 的焓损失是由于各单元之间结构关系造成的;先进焓分析可以甄别各单元或设备真正的改进空间以及指明改进方向。内部可避免 ($E_{\text{dest},k}^{\text{AV,EN}}$) 以及外部可避免 ($E_{\text{dest},k}^{\text{AV,EX}}$) 焓损失不但可以反映各单元的能效提升和改进空间,同时也指明了能效改进的方向。甲烷重整具有最大改进空间,其次是地下气化,在后续的过程中应当优先改进;其余单元改进空间均比较小,可暂时不予考虑。

2.3 积累焓消耗分析

根据前文所述的积累焓消耗模型以及模拟数据,

计算并获得了深部煤炭地下气化制氢和 Lurgi 地面煤气化制氢在年产量 12 亿 Nm^3 情形下的积累焓消耗以及分布情况,如图 6 所示。需要说明的是,根据积累焓的定义, Lurgi 地面煤气化制氢路线中原料煤的积累焓已经包含了其从地下的自然资源状态到目前的物质形态所经历的一系列簇状过程消耗的一次焓,因

此在积累焓消耗计算中不再考虑煤炭的获取过程。而对于深部煤炭地下气化制氢所用的原料煤,由于其本身就处于自然资源的状态,因此积累焓就是其焓。另外,深部煤炭地下气化制氢路线中设备的积累焓同时考虑了初始的气化炉和后续每年额外建造的气化炉,以及钻井消耗的柴油。

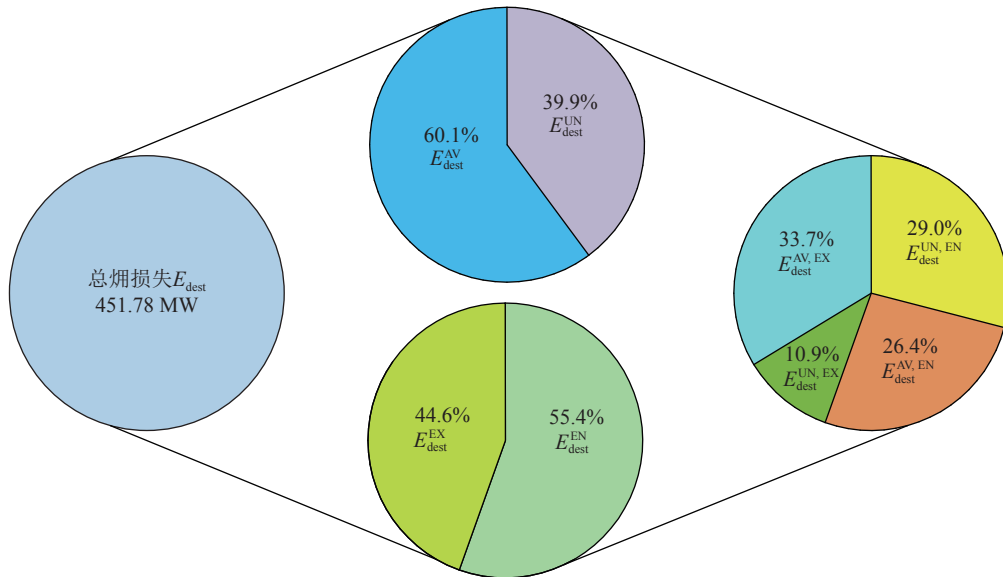


图 5 深部煤炭地下气化制氢过程各类焓损失

Fig.5 Exergy destruction division of UCG-H₂

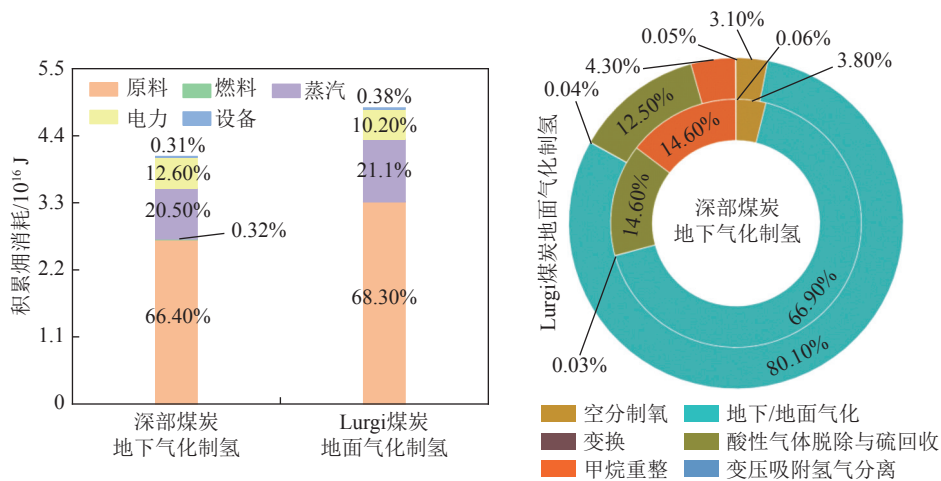


图 6 制氢路线积累焓消耗分布与单元占比

Fig.6 Cumulative exergy consumption distribution and unit proportion of UCG-H₂ and SCG-H₂

根据计算结果,深部煤炭地下气化制氢和 Lurgi 地面煤气化制氢在年产 12 亿 Nm^3 氢气时的积累焓消耗分别为 4.06×10^{16} 、 4.86×10^{16} MJ, 产出单位质量氢气的积累焓消耗分别为 376.1、449.7 MJ/kg, Lurgi 地面煤气化制氢路线的积累焓消耗明显高于深部煤炭地下气化制氢路线 (图 6)。由于煤炭本身作为不可再生的能源,其勘探、开采和运输过程耗资巨大,因此在积累焓消耗中的占比最高,分别占总积累焓消耗的

66.4% 和 68.3%, 同时也使得地下/地面气化成为积累焓消耗占比最高的单元。由于地面气化还需要投入蒸汽作为气化剂,导致 Lurgi 地面煤气化制氢积累焓消耗中气化单元占比达到 80.1%, 远高于深部煤炭地下气化制氢的 66.9%。酸性气体脱除单元由于电力消耗也在制氢路线的积累焓消耗中占据较高的比例。甲烷重整单元中,由于粗煤气中更高的 CH_4 含量带来的高蒸汽消耗量,其在深部煤炭地下气化制氢路线积

累焓消耗中的占比达到了 14.6%, 远高于 Lurgi 地面煤气化制氢的 4.3%。从图 6 还可以看到, 设备制造过程所消耗的建设资源积累焓在总积累焓消耗中所占的比例非常低, 比如对于深部煤炭地下气化制氢, 设备的积累焓加上钻井用柴油的积累焓也只占总积累焓消耗的 0.63%, 在 Lurgi 地面煤气化制氢路线中只有 0.38%, 对于总积累焓消耗结果影响很小。

图 7 展示了在不同的氢气生产规模下, 深部煤炭地下气化制氢和 Lurgi 地面煤气化制氢积累焓消耗的变化情况。根据目前已有的制氢装置情况, 氢气生产规模变化范围的下限选择典型的 5 万 Nm^3/h , 上限则选择目前已投产装置所能达到的最大规模, 即 20 万 Nm^3/h , 因此氢气生产规模的变化范围选择 4 亿~16 亿 Nm^3/a 。通过模型计算, 积累焓消耗受规模因素的

影响非常显著。总积累焓消耗中来自原料的积累焓占据了相当大的比例, 如图 6 所示, 而原料的消耗量正是由生产规模所确定的。因此, 随着生产规模的扩大, 积累焓消耗呈现近乎线性的增加, 产出单位质量氢气的积累焓消耗呈现下降趋势。在生产规模变化范围内, 深部煤炭地下气化制氢的积累焓消耗由 1.7×10^{16} J 增加至 5.3×10^{16} J, Lurgi 地面煤气化制氢的积累焓消耗由 1.94×10^{16} J 增加至 6.39×10^{16} J。产出 1 kg 氢气时, 深部煤炭地下气化制氢和 Lurgi 地面煤气化制氢的积累焓消耗分别由 471.4 MJ 和 537.9 MJ 下降至 368.1 MJ 和 443.8 MJ, 二者积累焓消耗曲线的差距随着规模的增加而进一步扩大, 表明规模效应下, 深部煤炭地下气化制氢更能显示出其在降低能量消耗水平方面的优势。

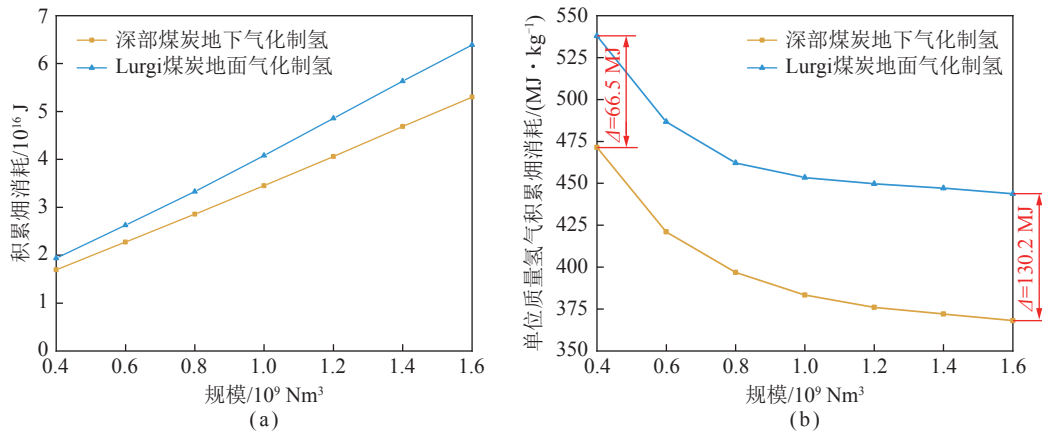


图 7 积累焓消耗与生产规模关系

Fig.7 CExC varying with capacity.

3 结 论

(1) 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从原料开采开始到氢气产品产出的总焓损失为 451.19 MW, 煤炭地下气化单元和甲烷重整单元的占比分别为 27.5% 和 46.0%。先进焓分析显示深部煤炭地下气化制氢过程总焓损失中有 44.6% 是由于其工艺流程各单元之间关系造成的, 不可避免焓损失的占比为 39.9%。其中甲烷重整和地下气化单元具有很大的能效提升和改进空间, 相应的内部和外部可避免焓损失分别为 96.63、81.58 MW, 以及 4.38、62.73 MW。降低地下气化单元焓损失的重点应放在提高其他单元的效率。变压吸附氢气分离单元的外部焓损失为零, 而内部焓损失中 75.8% 为不可避免焓损失, 说明改进空间相对有限。酸性气体脱除单元外部焓损失只有 10.33 MW, 内部焓损失中不可避免焓损失占比高达 99.7%, 改进空间也非常有限。

(2) 以积累焓消耗量为标准衡量能量消耗水平, 在

产出 1 kg 氢气时, 深部煤炭地下气化制氢的积累焓消耗为 376.1 MJ, 仅为 Lurgi 地面煤气化制氢积累焓消耗 (449.7 MJ) 的 83.6%, 表明该路线能够显著降低能量消耗水平, 是更加高效的制氢路线。原料的积累焓在积累焓消耗中的占比最高, 在深部煤炭地下气化制氢中, 原料煤炭由于处于自然资源状态, 其占比为 66.4%, 低于 Lurgi 地面煤气化制氢的 68.3%。

(3) 敏感性分析显示, 制氢路线积累焓消耗随着生产规模的扩大, 由 4 亿 Nm^3 增加至 16 亿 Nm^3 的情形下, 呈现近乎线性的增加, 而产出单位质量氢气的积累焓消耗呈现下降趋势。二者积累焓消耗的差距随着规模的增加而进一步扩大, 表明在规模效应下, 深部煤炭地下气化制氢更能显示出其在降低能量消耗水平方面的优势。

参考文献(References):

- [1] 国家统计局能源统计司. 中国能源统计年鉴 [M]. 北京: 中国统计出版社, 2021.

- [2] 鲍珂宇. 成熟型煤炭城市环境承载力综合评价及仿真预测研究 [D]. 淮南: 安徽理工大学, 2021.
BAO Keyu. Comprehensive evaluation and simulation prediction of environmental carrying capacity of mature coal cities [D]. Huainan: Anhui University of Science and Technology, 2021.
- [3] 柳建华. “双碳”背景下煤炭洗选行业发展趋势探索——基于煤炭生产企业视角[J]. 煤炭加工与综合利用, 2022(6): 7–10.
LIU Jianhua. Exploration on the development trend of coal washing industry under the background of double carbon: From the perspective of coal production[J]. Coal Processing & Comprehensive Utilization, 2022(6): 7–10.
- [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] 陈程. 煤矿“三下”压煤开采的生产与设计研究[J]. 内蒙古煤炭经济, 2015(2): 28–29.
CHEN Cheng. Research on the production and design of coal mine “three down” pressed coal mining[J]. Inner Mongolia Coal Economy, 2015(2): 28–29.
- [6] 赵国喜. 三下压煤充填采煤技术发展现状及展望[J]. 能源与节能, 2016(7): 129–130.
ZHAO Guoxi. Development status and prospect of filling mining technology in “three unders” pressed coal[J]. Energy and Energy Conservation, 2016(7): 129–130.
- [7] 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.
- [8] 王志勇. 无井式双通道煤炭地下气化岩层移动规律模拟研究 [D]. 徐州: 中国矿业大学, 2019.
WANG Zhiyong. Simulation study on strata movement regular in P-CRIP UCG without shaft style [D]. Xuzhou: China University of Mining & Technology, 2019.
- [9] 谢和平, 鞠杨, 高明忠, 等. 煤炭深部原位流态化开采的理论与技术体系[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.
- [10] 谢和平, 高峰, 鞠杨, 等. 深地煤炭资源流态化开采理论与技术构想[J]. 煤炭学报, 2017, 42(3): 547–556.
XIE Heping, GAO Feng, JU Yang, et al. Theoretical and technological conception of the fluidization mining for deep coal resources[J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(3): 547–556.
- [11] 赵阳升, 梁卫国, 冯子军, 等. 原位改性流体化采矿科学、技术与工程[J]. 煤炭学报, 2021, 46(1): 25–35.
ZHAO Yangsheng, LIANG Weiguo, FENG Zijun, et al. Science, technology and engineering of in-situ modified mining by fluidization[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(1): 25–35.
- [12] 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.
- [13] 中国氢能联盟. 中国氢能及燃料电池产业白皮书 [R]. 北京, 2019.
- [14] GRIGORIEV S A, FATEEV V N, BESSARABOV D G, et al. Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology[J]. *Int J Hydrog Energy*, 2020, 45(49): 26036–26058.
- [15] DAHIYA S, CHATTERJEE S, SARKAR O, et al. Renewable hydrogen production by dark-fermentation: Current status, challenges and perspectives[J]. *Bioresour Technol*, 2021, 321: 124354.
- [16] 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]. *Int J Hydrog Energy*, 2020, 45(36): 18160–18185.
- [17] 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.
- [18] LIU H, LIU S. Life cycle energy consumption and GHG emissions of hydrogen production from underground coal gasification in comparison with surface coal gasification[J]. *Int J Hydrog Energy*, 2021, 46(14): 9630–9643.
- [19] 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.
- [20] 刘淑琴, 戚川, 纪雨彤, 等. 煤炭地下气化制氢技术路径[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(8): 1–10.
LIU Shuqin, QI Chuan, JI Yutong, et al. Research on hydrogen production pathway by underground coal gasification[J]. Clean Coal Technology, 2023, 29(8): 1–10.
- [21] 杨庆春. 油页岩炼制过程基础模型、过程开发与集成优化 [D]. 广州: 华南理工大学, 2017.
YANG Qingchun. Simulation, development and optimization of the oil shale refinery process [D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2017.
- [22] LIU H, LIU S. Exergy analysis in the assessment of hydrogen production from UCG[J]. *Int J Hydrog Energy*, 2020, 45(51): 26890–26904.
- [23] WANG L, YANG Y, MOROSUK T, et al. Advanced thermodynamic analysis and evaluation of a supercritical power plant[J]. *Energies*, 2012, 5(6): 1850–1863.
- [24] KELLY S, TSATSARONIS G, MOROSUK T. Advanced exergetic analysis: Approaches for splitting the exergy destruction into endogenous and exogenous parts[J]. *Energy*, 2009, 34(3): 384–391.
- [25] WU J, WANG N. Life cycle environmental impact of system irreversibility based on advanced exergy analysis: A case study[J]. *J En-*

- [viron Manage](#), 2021, 296: 113151.
- [26] MU R, LIU M, YAN J. Advanced exergy analysis on supercritical water gasification of coal compared with conventional O₂-H₂O and chemical looping coal gasification[J]. [Fuel Process Technol](#), 2023, 245: 107742.
- [27] LI G, LIU Z, LIU F, et al. Advanced exergy analysis of ash agglomerating fluidized bed gasification[J]. [Energy Conv Manag](#), 2019, 199: 111952.
- [28] MANESH M H K, JADIDI E. Conventional and advanced exergy, exergoeconomic and exergoenvironmental analysis of a biomass integrated gasification combined cycle plant [J]. [ENERGY Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects](#), 2020: 1–22.
- [29] SOLTANI S, YARI M, MAHMOUDI S M S, et al. Advanced exergy analysis applied to an externally-fired combined-cycle power plant integrated with a biomass gasification unit[J]. [Energy](#), 2013, 59: 775–780.
- [30] 汤元君, 池涌, 董隽, 等. 褐煤热解分级转化多联产系统环境与火用生命周期评价[J]. [煤炭学报](#), 2018, 43(12): 3510–3517.
TANG Yuanjun, CHI Yong, DONG Jun, et al. Environmental and exergetic life cycle assessment of lignite pyrolysis-based polygeneration system[J]. [Journal of China Coal Society](#), 2018, 43(12): 3510–3517.
- [31] ZHANG Q, XIAO J, HAO J. Cumulative exergy analysis of lignocellulosic biomass to bio-jet fuel through aqueous-phase conversion with different lignin conversion pathways[J]. [Energy](#), 2023, 265: 126301.
- [32] YILDIZHAN H, TAKI M. Assessment of tomato production process by cumulative exergy consumption approach in greenhouse and open field conditions: Case study of Turkey[J]. [Energy](#), 2018, 156: 401–408.
- [33] DEWULF J, Van LANGENHOVE H, DIRCKX J. Exergy analysis in the assessment of the sustainability of waste gas treatment systems[J]. [The Science of the Total Environment](#), 2001, 273(1–3): 41.
- [34] MOROSUK T, TSATSARONIS G. A new approach to the exergy analysis of absorption refrigeration machines[J]. [Energy](#), 2008, 33(6): 890–907.
- [35] GULLO P, ELMEGAARD B, CORTELLA G. Advanced exergy analysis of a R744 booster refrigeration system with parallel compression[J]. [Energy](#), 2016, 107: 562–571.
- [36] GHOLAMIAN E, HANAFIZADEH P, AHMADI P. Advanced exergy analysis of a carbon dioxide ammonia cascade refrigeration system[J]. [Applied Thermal Engineering](#), 2018, 137: 689–699.
- [37] GALINDO J, RUIZ S, DOLZ V, et al. Advanced exergy analysis for a bottoming organic rankine cycle coupled to an internal combustion engine[J]. [Energy Conv Manag](#), 2016, 126: 217–227.
- [38] HUANG H, XIAO H, YANG S. Carbon flow and energy flow analyses of a Lurgi coal-to-SNG process[J]. [Applied Thermal Engineering](#), 2017, 125: 891–903.
- [39] YANG Q, ZHANG D, ZHOU H, et al. Process simulation, analysis and optimization of a coal to ethylene glycol process[J]. [Energy](#), 2018, 155: 521–534.
- [40] YANG S, QIAN Y, MA D, et al. BGL gasifier for coal-to-SNG: A comparative techno-economic analysis[J]. [Energy](#), 2017, 133: 158–170.
- [41] YANG S, QIAN Y, LIU Y, et al. Modeling, simulation, and techno-economic analysis of Lurgi gasification and BGL gasification for coal-to-SNG[J]. [Chemical Engineering Research and Design](#), 2017, 117: 355–368.
- [42] 闵淑玲, 冯霄. 二种酒精生产工艺的积累焓分析[J]. [化学工程](#), 2006, 34(9): 67–70.
MIN Shuling, FENG Xiao. Analysis on cumulative exergy of two ethanol production processes[J]. [Chemical Engineering\(China\)](#), 2006, 34(9): 67–70.
- [43] SZARGUT J, MORRIS D R. Cumulative exergy consumption and cumulative degree of perfection of chemical processes[J]. [International Journal of Energy Research](#), 1987, 11(2): 245–261.
- [44] SUN B X, NIE Z R, GAO F. Cumulative exergy consumption (CExC) analysis of energy carriers in China[J]. [Int J Exergy](#), 2014, 15(2): 196–213.
- [45] LEI Y, FENG X, MIN S. Parameters optimization of hydrogen production from glucose gasified in supercritical water by equivalent cumulative exergy analysis[J]. [Applied Thermal Engineering](#), 2007, 27(13): 2324–2331.
- [46] LIU H, GUO W, LIU S. Comparative techno-economic performance analysis of underground coal gasification and surface coal gasification based coal-to-hydrogen process[J]. [Energy](#), 2022, 258: 125001.
- [47] LIU H, GUO W. Comparative study on life cycle energy consumption, carbon emissions and economic performance of various coke-oven gas utilization schemes[J]. [Fuel](#), 2023, 332: 125706.
- [48] PERKINS G. Underground coal gasification – Part I: Field demonstrations and process performance[J]. [Progress in Energy and Combustion Science](#), 2018, 67: 158–187.
- [49] 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.
- [50] SYNFUELS S H. Swan Hills in-situ coal gasification technology development final outcomes report [R]. 2012.
- [51] ZHOU L, DUAN M, YU Y. Exergy and economic analyses of indirect coal-to-liquid technology coupling carbon capture and storage[J]. [J Clean Prod](#), 2018, 174: 87–95.