

作为当前成本最低、技术最成熟的可靠氢源，煤制氢优势明显。但同时，生产过程排放大量二氧化碳又让其竞争力大打折扣——

煤制氢如何撕下“高碳”标签

■本报记者 朱妍

究竟该不该大规模发展煤制氢？日前在“能源中国—中国未来五年”会议上，工信部原部长、中国工业经济联合会会长李毅中提出，二氧化碳减排重在煤炭清洁高效利用。采用煤制氢路线，每生产1公斤氢伴生11公斤二氧化碳。在当前技术条件下，应防止盲目发展煤制氢，避免引发生态破坏、气候变暖的风险。

从氢源出发，世界能源理事会将氢能划分为灰氢、蓝氢与绿氢，分别指碳基能源制氢、化石燃料制氢加碳捕集、封存路线，利用可再生能源电解制氢的方式。“灰氢不可取，蓝氢可以用，废氢可回收，绿氢是方向。”李毅中称。

兼具原料丰富、成本较低、技术成熟等特性，煤制氢的优势被广泛认可。不少煤炭企业更是将其作为转型方向之一，纷纷加大投入。面对高碳排放的“弱点”，煤制氢能否扬长避短？

当前成本最低的制氢方式

由中国氢能联盟发布的《中国氢能及燃料电池产业白皮书（2019版）》（下称《白皮书》）显示，我国已是世界最大的制氢国，初步预测工业制氢产能为2500万吨/年。其中，“煤制氢技术路线成熟高效，可大规模稳定制备，是当前成本最低的制氢方式”，以煤气化制氢技术为例，按照600元/吨的煤价计算，制氢成本约为8.85元/公斤。

“煤制氢最大优势就在于成本。根据不同煤种折算，规模化制氢成本可控制在每立方米0.8元左右，有的项目甚至低至0.4—0.5元/立方米。相比天然气、电解水等

方式，煤制氢经济性突出。”中国工程院院士彭苏萍表示。

从能效水平来看，煤制氢也有一定竞争力。石油和化学工业规划院能源化工处副总工程师韩红梅介绍，煤制氢的能源利用效率在50%—60%，而电解水的效率目前只有30%左右。

此外，煤制氢具备规模潜力。“氢源基础丰富，正是我国发展氢能的优势之一。”彭苏萍称，我国煤炭资源保有量约1.95万亿吨，假设10%用于煤气化制氢，制氢潜力约为243.8亿吨。而据《白皮书》预测，到2050年，我国氢气需求量接近6000万吨。

据中国氢能标准化技术委员会统计，在我国氢源结构中，煤炭占到62%，天然气、电解水及烃、醇类各占19%、1%、18%。“从全球平均水平看，煤制氢占比约18%；在氢能强国日本，只有6%左右的氢能来自煤炭。”中国宏观经济研究院能源研究所助理研究员符冠云表示，目前，我国氢源结构仍以煤为主。

高碳排放问题不可回避

煤制氢优势突出，但在李毅中看来，该方式伴生的二氧化碳排放问题却“不能容忍”。特别是在碳减排的迫切需求下，煤炭制备1公斤氢气约产生11公斤二氧化碳。只有将二氧化碳捕集、封存起来，“灰氢”变成“蓝氢”才可使用。

对此，中国科学院院士李灿也持“不提倡”的态度。他认为，氢能产业尚处发展初期，现阶段需少量化石能源制氢作为带动。但一窝蜂上马煤制氢的行为既不理智，也不

是正确方向。“发展氢能的初衷之一是减排污染物和二氧化碳。从煤制氢生产、储运、利用的全过程来看，并没有减少碳排放，只是将排放由末端转移到前端。同时，从优化利用角度，煤炭作为宝贵的原料资源，用于制备更重要的化学品及材料才更合理。”

有无法解决上述矛盾？《白皮书》认为，二氧化碳捕集与封存技术（CCS）是有可能实现化石能源大规模低碳利用的新技术。当前，我国CCS技术成本在350—400元/吨，到2030年、2050年，有望控制在210元/吨和150元/吨左右。结合煤制氢路线单位氢气生成二氧化碳的平均比例，配合CCS技术，制氢成本增至15.85元/公斤左右。不过，由于技术尚处探索和示范阶段，还需通过进一步开发推动成本及能耗下降。

“站在技术层面，采用CCS没有问题。尤其煤化工项目，通过成熟的低温甲醇洗工艺，已可以收集98%以上的二氧化碳。关键是捕集之后二氧化碳没地方去，目前暂无理想的封存条件。”中国科学院大连化物所节能与环境研究部部长王树东认为，要拓展二氧化碳封存、利用渠道，并兼顾技术经济性，未来还有较长的路要走。

减碳是提升竞争力的关键

“真正的‘绿氢’，一定要通过可再生能源获得。用风、光、核产生的电能，把水电解变成氢的过程只排放氢气，不产生二氧化碳。因此从碳排放角度出发，不建议使用煤炭等化石能源制氢。”中国科学院院士包信和进一步称。

但同时，包信和表示，煤制氢是目前制备氢气的重要途径，技术相对成熟，成本相对较低，现阶段不可能不用。“全世界一年使用氢气5000亿立方米左右，96%来自化石能源，其中很大一部分来自于煤转化。未来随着清洁能源成本降低，电解水逐渐有了优势，才具备与化石能源制氢的可比性。”

既然如此，能不能用好煤制氢？符冠云认为，在能源转型要求下，氢源选择有四个主要依据，即适用性、经济性、环境效益及能源效率——依据资源禀赋，供应与需求的数量、质量相互匹配；成本有效性是否可普及的最主要因素；实现全生命周期的污染物及二氧化碳减排；尽可能提高能源投入产出效率。

“由此判断，煤制气是当前最可靠的氢能供应方式。近中期立足存量，可满足大规模工业氢气需求；中长期来看，重点是按照‘煤制氢+CCS’路线，通过技术研发进一步降低成本、提效率。”符冠云称。

另据中国氢能联盟预测，到2030年左右，煤制氢配合CCS技术，可再生能源电解水制氢将成为供应主体。到2050年左右，我国将从以化石能源为主转向可再生能源为主体的多元结构。届时，可再生能源制氢成为主力，“煤制氢+CCS技术”、生物制氢等技术将共同作为有效补充。

“当下，在用氢需求没有上来之前，煤炭企业应保持审慎态度，做好氢能供应和需求的研判对接，不宜大规模发展。”王树东提醒，由于电解水制氢等方式不产生碳排放，不会因碳约束而增加成本。做好CCS等低碳技术储备，降低减排成本及能效损失，对于提升煤制氢的竞争力更关键。

临涣选煤厂：检测设备有了“听诊器”



图片新闻

7月8日，淮北矿业临涣选煤厂机电车间技术人员通过智能手持点检仪对振动筛减速机进行“把脉问诊”。为提高设备故障分析判断准确性，该厂运用生产厂房工业以太环网，投入四台智能手持点检仪对高温季节和特殊时期的设备检修。智能手持点检仪通过接收器可在线实时监测设备温度、振动频率、轴承转速等数据传输上传，同时对设备故障进行拍照上传至责任单位，保障设备安全运行。李付峰/摄

煤炭地下气化：天然气规模上产新途径

一家之言

■邹才能

随着科技革命的到来，世界能源正在形成煤炭清洁化革命、非常规油气革命、新能源革命与智能化革命等多种能源革命跨界发展的新浪潮。人类利用能源也正在从高碳向低碳、非碳化发展。而“煤炭地下气化”有可能成为这次浪潮的新生力量。

煤炭地下气化可有效避免因采煤引起的安全和生态环境问题，提高资源利用效率，变物理采煤为化学采气，有效缓解“富煤”和“气不足”之间的矛盾。如果该技术取得成功，将引领中国“天然气革命”，实现天然气产量跨越增长。

主要目的层为中深层

目前，煤炭地下气化技术已基本成熟，但受工艺技术本身及市场、安全环保等外部环境的影响，产业化步伐进展缓慢。中深层和产业化融合将是未来煤炭地下气化的发展方向。

不考虑煤阶、地表条件等因素，初步匡算，中国埋深1000—3000米的可气化煤炭折合天然气资源量为(272—332)×1012立方米，

是常规天然气资源量的3倍，与非常规天然气资源量的总和相当，开发潜力巨大。

国内外的现场试验表明，浅层煤炭地下气化技术基本成熟，但受地质选区过程中论证不充分、地下气化技术和工艺对地质、工程、地面要求非常高且技术本身仍需完善和绝大部分浅层试验项目受外部环境影响大等因素影响，并没有取得规模产业化发展。

而相对于浅层煤层，中深层煤炭地下气化有很多优点：一是气化炉远离地表及饮用水源，避免了直接环境污染；二是埋深增大有利于增加气化炉的密闭性，避免了大量裂隙导致的产出气泄漏；三是随着埋深增大温度提高，气化反应速度和热值也随之提高。

但随着埋深的增大，地层压力也随之加强，地层情况更为复杂，施工和监测控制技术难度增加，项目成本也随之上涨。为尽量避免可能的地下水污染以及避开与煤炭开采企业的业务范围重叠，煤炭地下气化未来一定是向中深层、深层甚至超深层发展。

发展面临多重挑战

中深层煤炭地下气化反应机理更为复杂，对工程工艺技术要求也更高，因此，中深层煤炭地下气化工业化试验仍面临诸多挑战。

受高温高压影响，中深层煤炭气化化学反应机理从简单的燃烧干馏反应为主变成甲

烷化反应为主，地下反应过程更为复杂，这也使其对地质选区标准的要求更高，对反应精准控制的工艺技术要求也随之增加。

环境影响也是挑战之一。煤炭地下气化对环境的影响主要包括地下水污染及大量二氧化碳的排放。地下水污染物包括苯及其衍生物、酚类化合物、多环芳烃、杂环化合物等有机污染物及氨氮、氰化物和金属元素等无机污染物。这些污染物可以有效防控，但无法低成本根除。

产出气中二氧化碳处理是煤炭地下气化规模化生产后必须面对的另一个环境问题。结合油气工业的开发实践，二氧化碳有三种处理途径：一是用于邻近低渗透油田的驱油并埋存，打造“煤炭地下气化—石化炼化”用气—二氧化碳提高原油采收率与埋存”石油石化净零排放示范工程；二是就近在合适地层中直接埋存；三是提纯后直接利用，一般用于食品行业，制成干冰用于制冷，以及开展二氧化碳超临界萃取等。

石油石化企业将是开发主力

由于煤炭地下气化的能量密度、产气速度和效率均远高于目前开发的非常规气，有望开辟中国特色的快速有效供气的战略新途径。

不过，煤炭地下燃烧和气化过程极其

复杂（包括一些可逆的化学反应），是多学科集成技术体系，对技术和工艺要求较高，涉及地质、钻井、装备制造、地面处理等与天然气产业相关的诸多技术。

对此，石油石化企业由于资源目标主体不同和长期积累，具有煤炭企业难以比拟的中深层地下（井下）技术、天然气管网、化工、市场以及融合发展的整体优势。

首先，石油石化企业的油气田勘探开发技术，对地下气化项目有重要的促进作用。特别是定向钻井和连续油管等技术的进步，推动了近年来煤炭地下气化技术由巷道式向无井式的跨越式发展。

其次，石油石化企业可通过油气开发配套技术引领中深层煤炭地下气化产业发展，有针对性地完善煤炭地下气化的选址、建炉、注气、点火、生产等关键环节。

最后，煤炭地下气化与石油石化企业现有油气产业链融合度高，不仅可因地制宜与天然气产业链、炼化业务、矿区用地替代、储气库业务、二氧化碳驱油与埋藏业务、氢能产业链实现协同发展，实现资源的立体综合开发及利用，更能拉动石油石化企业相关技术服务产业向新兴业务的横向扩张和高精尖技术的纵深发展，实现煤炭地下气化产业与油气产业的高度融合发展，发挥“1+1>2”的协同效应。

（作者系中国科学院院士）

国家煤矿安监局通报三起煤矿事故

本报讯 日前，国家煤矿安监局发布通报称，近期，陕西省孟村矿业有限公司、燎原煤业有限责任公司和安徽淮南矿业集团潘三矿连续发生3起伤亡事故，共造成9人死亡、6人受伤，损失严重，教训深刻。

陕西省渭南市韩城市燎原煤业有限责任公司“6·10”煤与瓦斯突出事故，造成7人死亡。初步分析，事故原因是该矿综合防突措施落实到位，瓦斯抽采时间不够，没有消除事故地点突出危险性，综掘机割煤过程中发生了煤与瓦斯突出。

陕西煤业化工集团有限责任公司彬长矿业公司孟村矿业有限公司“5·24”冲击地压事故，造成6人受伤。初步分析，事故原因是该矿中央大巷构造应力集中，具有强冲击危险性；冲击地压防治措施不落实，扩修施工巷道时诱发冲击地压。

安徽淮南矿业集团潘三矿“6·26”顶板事故，造成19人被困，经全力救援，被困19人安全升井，但施救过程中又造成2人死亡。事故原因待进一步调查分析。（林轩）

国内在产千万吨级煤矿已达52处

本报讯 据中国煤炭工业协会调查统计，截至目前，我国已建成千万吨级煤矿52处，核定生产能力8.21亿吨/年，约占全国生产煤矿总产能的1/5。

从地域分布看，52处千万吨矿井分布在7个省（自治区），14个地市（州）。从省区看，内蒙古自治区21处，产能3.91亿吨/年；陕西省15处，产能2.10亿吨/年；山西省8处，产能1.33亿吨/年；新疆维吾尔自治区3处，产能3000万吨/年；宁夏回族自治区2处，产能2400万吨/年；安徽省2处，产能2330万吨/年；云南省1处，产能1000万吨/年。从地市看，榆林市15处，产能2.10亿吨/年；鄂尔多斯市11处，产能2.06亿吨/年；朔州市6处，产能9200万吨/年。

从矿井类型和规模看，52处千万吨矿井中，井工矿33处，产能4.67亿吨/年；露天煤矿19处，产能3.54亿吨/年。

从煤企分布看，中央企业有千万吨煤矿36处，省属及地方国有企业13处，民营企业3处。（杨军）

四川发文加强汛期煤矿安全生产

本报讯 为进一步加强汛期煤矿安全生产，压实汛期煤矿企业和监管部门安全责任，坚决防范重特大事故发生，四川省应急管理厅近日制定《汛期煤矿安全防范应对基本要求》（以下简称《基本要求》）。

《基本要求》规定，通过建立省、市、县煤矿汛期预警信息工作群和汛期煤矿应急共享通讯联络畅通预警信息通道，省、市、县煤矿安全监管部门须每日准确收集气象信息和异常天气预警信息，会同有关部门会商后及时发出预警信息和工作要求。出现突发异常天气时，要立即进行研判，发出监管指令；各煤企要每日收集本区域相关的天气信息，并进行分析研判，制定防范措施。

在井下作业准入方面，《基本要求》列出负面清单，严格井下作业准入。明确了各级煤矿安全监管、行业管理部门禁止审批井下作业的9种情形。同时，还规定各煤企必须严格执行停产撤人避险制度，明确煤矿企业立即停产、撤人、转移人员等9种情形。（杜丽）

安徽规范在建与生产矿山生态修复管理

本报讯 安徽省自然资源厅日前印发的《安徽省在建与生产矿山生态修复管理暂行办法》（以下简称《办法》）提出，矿山生态保护与修复按照“谁破坏、谁治理”和“宜农则农、宜水则水、宜林则林、宜建则建”的原则，实施山水林田湖草系统修复和综合治理。

《办法》指出，矿山企业是在建与生产矿山生态保护与修复的责任主体。因政策性关闭的矿山，所在地市、县人民政府应明确矿山生态保护与修复责任主体并确定治理时限。矿山生态保护与修复应当与矿产资源生产活动同步进行。验收未通过的生态保护与修复工程，矿山企业应按整改要求，在规定的期限内完成整改，直至验收通过。

根据《办法》，矿山修复后的国有建设用地可采取弹性年期出让、长期租赁、先租后让、租让结合的方式供应。在符合有关要求并不改变土地使用权的前提下，经依法批准并按市场价补缴土地出让金后，矿山企业可将依法取得的国有建设用地修复后用于工业、商业、服务业等经营性用途。（宣久林）