

我国深部煤层气规模效益开发前景广阔

■本报记者 梁沛然

自然资源部近日发布消息称,今年以来,我国围绕新一轮找矿突破战略行动“十四五”实施方案,通过增加政策供给、加大资金投入、加强科技支撑、优化项目部署以及积极拓展区块来源等多项措施,高效推进找矿突破战略行动,取得积极进展。在油气矿产方面也取得重要突破,今年前三季度,我国发现两个千亿级储量规模的深部煤层气田,对保障国家能源安全具有重要意义。

“2019年以来,鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气重大突破,促使煤层气产业再次处于发展史上最有利的时期。此时,提出适宜的发展战略目标和对策尤为重要。”煤层气开发利用国家工程研究中心技术委员会副主任徐凤银日前在煤炭学报主办的“深部煤层气(煤层气)勘探开发理论技术体系与战略管理大讲堂”上表示,目前形成的深部煤层气勘探开发新局面被称为“深部煤层气革命”,从资源条件、安全环保和开发效益多方面综合考虑,深部煤层气开发前景有望超过页岩气,将与页岩气共同成为缓解我国天然气供应紧张局面的重要天然气资源。

■ 油气开采“新星”

深部煤层气一般指埋藏深度大于1500米的煤层中赋存的烃类气体,是重要的天然气潜在资源,已成为我国继致密油气、页岩油气之后的又一非常规油气勘探开发新热点。

五年多来,我国深部煤层气勘探开发取得突破性进展,煤层气年产量再次提速。数据显示,截至2023年底,煤层气储量大幅增加,新增储量约3200亿立方米,创历史纪录,其中深部煤层气增储占比约77%。从中长期发展看,预计到2035年,深部煤层气将保持大幅增储态势,加上中浅层煤层气增储,年均新增探明地质储量约2500亿立方米,合计新增储量约3万亿立方米。

“2019年以来,中国石油煤层气公司和煤层气开发利用国家工程研究中心就率先在鄂尔多斯盆地东缘大一吉区块,针对深部煤层气地质特征和勘探开发技术

难题,系统开展地质评价与工程技术试验,累计提交2112亿立方米深部煤层气探明地质储量,实施开发先导示范项目,建成国内首个百万吨级油气当量深部煤层气田。”徐凤银透露,“2023年生产深部煤层气15亿立方米,带动开展4个国家深部煤层气开发示范项目。”

“按照一体化、立体化、双循环思路,深部煤层气先后历经两个开发先导试验阶段,实现了思想观念转变、资源认识深化、技术迭代升级,实现多点开花,持续突破。”徐凤银介绍,“2023年,‘三桶油’均将深部煤层气列为油气勘探重大发现,如果考虑近年来取得重大突破的深部煤层气,煤层气资源量规模更大。总体上煤层气勘探依然处于初期阶段,勘探增储资源潜力大。”

■ 增储资源潜力大

深部煤层气重大突破,促使煤层气产业再次处于发展史上最有利的时期。

徐凤银表示,“双碳”目标下,煤层气考虑的不要不要发展,而是如何发展、发展多大规模的问题。“相对其他产业,煤层气产业提出适宜的发展战略目标不易,而对策更难,也更重要。”

勘探开发技术创新与装备研发提高了勘探成功率和储量有效动用程度,实现了探明储量持续高位增长和产量持续快速增长。非常规资源地质理论、勘探开发技术重大突破与进展,开辟出油气增储上的新领域和新阵地。

多位业内人士表示,截至目前,全国煤层气资源探明率总体较低,具备持续高位增储的资源潜力,且探明储量开发动用程度较低,具有加快产能建设和上产增供的储量基础。页岩气、煤层气等非常规资源勘探开发利用率较低,增储上产潜力大。

中国海油集团能源经济研究院预计,从中长期发展看,国产气生产供应能力大幅提升,2035年常规气、页岩气、煤层气产量合计有望达到3650亿立方米,建成四川盆地、鄂尔多斯盆地两个产量千亿级超大型产气区,新疆地区和海上实现产量显



著增加。“煤层气国产气资源潜力大,中长期增储上产前景可期。”徐凤银表示。

深部煤层气增储上产,离不开扎实的理论认知、技术创新以及政策支持。“随着油气企业及有关高校和科研单位多年的共同努力,目前已形成一系列深部煤层气勘探评价与高效开发理论技术,为国内外深部煤层气资源动用积累了宝贵经验和有益借鉴。”徐凤银进一步解释。

此外,经过多年研究,综合考虑储层、构造、保存及工程改造等条件,已初步建立起深部煤层气地质—工程“双甜点”有利区评价指标体系。

“2021年,我们大胆提出煤层气产业2030年10年两步走的发展战略,并提出相应的对策。第一步到2025年,理论与技术上实现新突破,实现‘十四五’100亿立方米目标,坚定产业发展信心;第二步到2030年,形成针对大部分地质条件的适用性技术,达到300亿立方米目标,在天然气总量中占重要地位。深部煤层气规模效益开发也将迎来更大突破。”徐凤银说,“从目前情况看,我们有信心。”

■ 发展仍需“补课”

经过多年探索,深部煤层气勘探开发已取得显著成就,并呈现出良好发展态势,但徐凤银也指出,深部煤层气勘探开发也面临更大、更多挑战。“随着勘探开发推进,理论技术难题不断增多,产业发展仍需‘补课’。”

一方面,深部煤层气增产稳产机理认识还不够,对深部煤层气赋存特点和增产机理认识还不充分;另一方面,目前尚未形成针对不同地区深部煤层地质条件的适用性技术体系。“在构造煤、多层煤、低阶煤、煤层气复杂地质条件下煤层气增产改造仍然存在重大技术瓶颈,在鄂尔多斯东缘创新或成功应用的技术难以移植到其他区块;常规水力压裂面临起裂压力高、闭合应力大、支撑剂高效嵌入难等难题。”徐凤银坦言。

对于如何推动深部煤层气产业全面升级,徐凤银表示,应将技术与管理融为一体,提出“八统一”体系,包括勘探开发、地质工程、理论技术、地下地上、产学研用、投资效

益、大数据人工智能、战略策略等。“既要攻克与复杂多变地质条件相适应的理论技术难题,又要从思想上正确认识开发煤层气的综合效益和多维价值,行动上上之以恒强化以技术创新为主体,以资源、技术、人才、政策和投资五位一体、协同创新的配套管理”。

“深部煤层气勘探开发投资大,需要政府和企业共同推动和支持。”徐凤银建议,“针对深部煤层气勘探开发技术难题,企业应加大研发投入,推动技术创新与突破。还要加强国内外合作,引进和研发先进的勘探开发技术装备和实验设备,不断提高开采效率。据了解,‘三桶油’目前正不断优化地面工程系统布局,提高集输和处理能力,降低运营成本。推动数字化管理手段,提高管理效率和决策科学性,同时引进国内外优秀人才和团队,专业人员素质和技能水平不断提高也必不可少。”

“随着持续优化技术与战略管理体系,不断推动产业全面升级发展,我国煤层气大产业、大发展的‘梦想’将很快得以实现,为保障我国能源安全和实现‘双碳’目标作出更大贡献。”徐凤银说。

电力装备制造数字化转型有了“施工图”

■本报记者 李玲

工信部日前发布的《电力装备制造业数字化转型实施方案》(以下简称《方案》)指出,以新一代信息技术与电力装备制造业深度融合为主线,以智能制造为主攻方向,分类、分级推进数字化转型工作,形成场景、工厂、产业链和产业集团立体式数字化发展路径,以数字化转型提升电力装备产业基础能力和产业链现代化水平,不断推进电力装备高质量发展。

在业内看来,《方案》明确了电力装备制造业数字化转型的目标和任务,这一“施工图”将进一步加快推进电力装备制造产业链数字化转型进程。

■ 锁定目标任务

《方案》提出,到2027年,电力装备制造业数字化转型取得明显成效——数字化水平明显提升,标杆引领作用持续增强、支撑服务能力不断完善;到2030年,电力装备制造业规模以上企业在研发设计、生产制造、运维服务等环节完成深度数字化改造,人工智能赋能效果明显,达到世界先进水平。

在具体举措方面,《方案》明确三大重点任务——加快研发设计、生产制造、质量管理、供应链管理关键环节数字化转型;通过健全标准体系、强化评估诊断、夯实网络数据基础等手段夯实数字化转型基础;通过加快链式转型、推动集群转型、培育优质服务商等方式构建数字化协同转型生态。

“电力装备制造业数字化转型不仅是电力装备制造业本身高质量发展的必然要求,更是为加快推进电力行业设备数字化、智能化、绿色化运行转型的前提条件和支撑保障。”中国电力设备管理协会秘书长刘斯颖在接受《中国能源报》记者采访时指出,《方案》站位高远,内容务实、目标明确、定位精准、举措有力,将对全国电力装备制造产业链数字化转型产生积极的推动作用。

东方锅炉数字化技术研发部副部长彭雷告诉《中国能源报》记者,“《方案》明确了电力装备制造业数字化建设的现状,并为制造企业下一步的数字化转型指明方向,相关的规划安排较为系统、详实,对电力设备制造业相关企业而言,后续可以按照《方案》制定工作计划。”

值得注意的是,《方案》还提出较具体的数字化目标,例如关键工序数控化率要超过75%,数字化研发设计工具普及率要达到90%以上。

“这些都是衡量企业数字化水平的指标。通过实现这些指标,不仅会大大提升企业的生产效率和产品质量,还将促进产业链上下游之间的协同合作,形成更加紧密高效的产业生态系统。”刘斯颖表示,此外建设国家级智能工厂和数字领航企业等措施也将树立标杆作用,激励更多企业投身数字化转型大潮。

■ 仍存诸多不足

近年来,在相关政策推动下,我国电力装备制造业数字化转型成效显著,数字基础设施建设持续优化,数字技术支撑持续加强,数字赋能水平持续提升,基本实现从研发到工艺、从生产到服务的数字化覆盖和贯通。

“首先是行业对数字化认识有明显提高,不管是系统层面的意识还是实际层面的推进。具体来讲,一是智能制造、智能制造方面的进步较大,各地都有一些标杆工程在申请或已经建好;另外,设备生产制造环节之外,包括前期的设计规划和后期的运维服务,都在积极推进数字化转型工作。”彭雷介绍,企业目前的数字化转型主要围绕数字化管理、智能制造以及数字化产品三方面展开。“其中数字化管理、智能制造主要是内部的,包括信息化和智慧车间建设等。数字化产品主要偏向于产品和后续的服务,一方面是给用户提提供运维优化指导和安全性分析等数字化增值服务,另外数字化设计也在开展相应工作。”

不过,多位受访者也坦言,当前我国在电力装备制造业数字化转型过程中,还有诸多短板。

“不同领域、区域和企业转型进度存在差异,产业链上下游协同有待加强,数字化转型基础有待夯实,数字化转型水平有待提升,这在一定程度上制约电力装备制造数字化转型的全面推进和深化优化,需要相关政策驱动和全产业链合力协同。”刘斯颖指出。

彭雷认为,当前电力装备制造业数字化转型在全产业链的系统规划和有效实施方面仍有不足,其中包括数字化赋能在

全产业链相关的理论、系统、架构管理,以及对于工业软件的理解和实施应用等方面。“制造型企业也在开发一些数字化产品,但目前也存在工业软件定位、研发等方面的问题或不足,这方面还处于探索起步阶段。”

■ 产用合力协同推进

在刘斯颖看来,电力装备制造业数字化转型不仅包括电力装备制造厂家自身采用数字化手段,提高制造效率、工艺质量和成本控制,还应包含通过数字化转型,生产出具备数字化功能、性能的设备产品,以适应和满足电力设备产品用户构建新型电力系统对数字化设备技术的需求。

“能源转型加速推进,新型电力系统加快构建,都对电力装备制造提出更高要求,也将为电力装备制造业数字化转型带来巨大市场机遇。例如,新能源发电、储能等领域设备需求将大幅增长,都将借助电力装备数字化技术实现转型升级,提升电力设备的运行效率,保障电力系统的安全、高效、可持续运行。”刘斯颖指出。

对于接下来数字化转型如何发力,彭雷指出:“首先要对数字化转型有更深的认识,比如数字化产品的价值如何体现,对数字化产品、数字化服务等数字化转型方面的期待和规划。”另外,还有数字化管理和技术两方面的融合,一是技术本身的融合,比如工业过程和信息化的融合,以前的很多专业壁垒要打破;二是管理和技术、市场等之间的融合,比如综合性人才以及对应的管理和推广体系方面,这些对我们来说有挑战,需要进一步发力。”

刘斯颖建议:“一是加强技术集成与数据互通。鼓励电力装备制造企业积极采用新一代信息技术实现新旧系统的无缝集成和数据互通;二是提升数据管理与网络安全水平。建立完善的数据管理体系,加强数据分类、分级保护和风险评估等工作;三是加强人才培养与引进。可与高校、科研机构等合作,共同培养具备数字化转型所需专业知识的人才;四是优化成本与收益平衡。鼓励电力装备制造企业制定清晰的数字化转型战略和商业计划,明确数字化转型的目标、路径和预期收益;五是发挥政府与行业组织作用。”

能源转型离不开煤炭与新能源的优化组合、融合发展。伴随可再生能源发电装机不断增长,煤电调峰任务艰巨,助力新能源消纳的同时,发电成本和排放也同步提高,如何算清这笔账仍是待解之题。此外,当前煤与新能源的深度耦合利用正处于探索阶段,煤电与新能源发电协同发展,以及产炭不排碳、无煤煤化工等新尝试也在不断涌现。

■ 主体能源并未改变

中国工程院院士王双明指出,我国新能源资源类型齐全、理论总量丰富,但产能利用率不高。2023年,全国6000千瓦及以上电厂光伏设备利用1286小时;1—11月全国风电设备平均利用2029小时。“相比之下,全国6000千瓦及以上电厂设备累计平均利用3592小时,可见风光发电利用时长并未达到平均水平。”

据《中国能源报》记者了解,多重因素导致新能源现阶段消费贡献较少。“尽管非化石能源在我国一次能源消费中的占比逐年上升,但2023年仅占17.6%。若按2011年到2021年新能源在在一次能源消费中的占比增速推算,约40年后,非化石能源的消费占比才能达到50%以上。”王双明表示。

“规模大、产出低、贡献少”是新能源当前的特征。从全球范围看,新能源间歇性、波动性问题在技术上仍难以解决。”王双明指出,2021年,化石能源在全球能源消费中的占比仍超80%,煤电依然是全球电力的主力军。“煤油气”发电占总发电量比重大于60%,其中煤炭大于36%,煤炭依然是世界主体能源。”

中国工程院院士王国法表示,能源可靠稳定供给是能源转型的前提,煤炭是可以实现安全高效开采与清洁低碳利用的最安全、最经济的能源,能源转型需适应煤炭与新能源的优化组合、融合发展要求。

王国法指出,当前新能源规模发展正面临诸多技术和经济局限,其增加了电力系统对灵活调节资源的需求,煤电调峰作用更凸显。

不过王双明也表示,煤电调峰任务的加强,也带来能耗和成本难题。“以一座60万千瓦煤电机组为例,若将功率调到30万千瓦,空出其余30万千瓦消纳新能源发电,那么机组度电损耗就要从约300克增至320克。如果功率调至20万千瓦,煤耗则会进一步增至360克左右。一边是消纳新能源,另一边是发电成本和排放增加,是损是益,这笔账目前很难算清。”

■ 持续探索耦合发展

王国法认为,当前煤炭与新能源协同耦合更多体现在电力方面。“深度耦合利用技术仍处于探索阶段,化学转化、电力、热力等形式亟待开展,新能源制氢与煤转化过程耦合、生物质能与煤共转化等多项深度耦合技术仍需攻关。”

近年来,多家煤炭企业持续探索煤与电、煤电与新能源协同耦合发展。山东能源集团副总经理张若祥介绍:“山东能源集团新产业三年间从无到有,现运、在建、筹备装机容量已达1211万千瓦。在山东主导开发渤海海上风电资源,一期90万千瓦A风场成为我国‘十四五’五大海上风电基地最大规模全容量并网项目。”

围绕煤电化氢耦合发展,中国中煤集团副总经理、总工程师马志忠表示,“两个联营”机制带动下,我国新型能源供应体系正在形成。“通过煤、电联营,破解煤电博弈,对冲煤炭煤电市场周期性波动风险;通过煤电与可再生能源联营,以及煤电化氢多元耦合模式,形成碳排放对冲机制。”

“现有煤化工主要工序分为气化、变换、合成三个步骤,少煤化工主要解决变换过程中氢的来源问题。通过新能源制氢,补充取代高排放的煤制氢,使煤化工实现二氧化碳近零排放,提高煤炭使用效率。无煤煤化工则是通过二氧化碳捕集与生物质等碳源提取,取代煤炭中的碳元素,与新能源制氢合成化工产品。”马志忠表示,近年一批重大示范工程落地内蒙古鄂尔多斯和山西朔州的现代煤化工基地,一条产炭不排碳、无煤煤化工的路径逐渐明晰。

新能源多元耦合探索加快

■本报实习记者 杨沐岩