



破解能源“不可能三角” 推动低碳转型与效益提升

——油气行业与新能源融合发展的生动实践

□本报记者 秦紫函

南海文昌油气田群与海油观澜号浮式风电融合,年发电2200万千瓦时、替代天然气1000万立方米、减排二氧化碳22万吨;涠洲油田群采用“油气+风电+光伏+储能”模式,解决岛屿用电峰谷差难题;胜利油田利用采出水余热+光伏发电,年节约天然气458万立方米、减排二氧化碳1.3万吨;华北油田将废弃井改造为地热井,实现270万平方米清洁供暖;中国石化在新疆库车建成万吨级光伏绿氢示范工程,绿氢直接供炼化装置替代化石原料,推动“源网荷储氢”一体化……油气行业作为能源安全的核心支撑,正通过与风光、地热、氢能等新能源融合,破解“安全-低碳-经济”的“不可能三角”,实现低碳转型与效益提升。

油气田成为CCUS产业发展的核心力量

CCUS是化石能源低碳化关键技术及实现碳中和“托底”手段,我国正处于工业化示范阶段,通过产业积极布局,发展前景广阔

CCUS(二氧化碳捕集、利用与封存)作为化石能源低碳化利用的关键技术,被明确为实现碳中和的战略性“托底”手段。

中国工程院院士袁士义介绍,当前,全球CCUS产业已进入快速发展期,截至2023年底,全球商业项目达392个,年捕集二氧化碳3.6亿吨,其中71.4%的二氧化碳用于提高石油采收率(EOR)。美国凭借成熟的全产业链技术(近1万公里二氧化碳管道、井口二氧化碳价格约150元/吨),2020年通过CCUS-EOR产油1365万吨。

我国CCUS产业虽发展迅速,但仍处于工业化示范阶段,存在低浓度碳捕集成本高(300~700元/吨)、跨领域协同不足、标准体系待完善等问题。

油气田企业具有发展CCUS/CCS产业的优势,是CCUS发展的核心力量:全国主要盆地深部咸水层潜力数万亿吨,可满足“托底”需求;油气井多面广、地面设施完备,具有注入通道优势,再利用后可有效支撑CCUS/CCS产业的发展;拥有较完善的CCUS-EOR技术、标准体系和全产业链工程示范,中国石化建成国家级CCUS-EOR全产业链示范工程,累计注入二氧化碳超900万吨;松辽、鄂尔多斯、准噶尔、渤海湾等盆地主力油区周边二氧化碳源汇匹配度高,可作为大规模实施CCUS-EOR首选区域;二氧化碳驱油封存潜力巨大,发展前景广阔,初步评价全国有140亿吨以上原油地质储量适合二氧化碳驱油封存,预计可增加原油可采储量20亿吨以上、封存二氧化碳60亿吨以上。

截至目前,中国石化累计注入二氧化碳占全国已注入量65%以上,陆相油藏驱油封存技术全球领先;在吉林油田建成我国首个CCUS-EOR国家级示范区,主要设备实现国产化;拥有国内最大的油气藏地下空间(占全国50%以上)和丰富的地下探测资料。

中国石化发展计划部副总经理刘应红介绍,中国石化巩固拓展CCUS源汇匹配区位优势、CCUS全产业链技术领先优势、科研创新和人才优势,强化CCUS示范引领。打造全链条示范工程,全力攻关CCUS关键核心技术,率先建成我国首个百万吨级CCUS全链条示范项目,配套建设国内首条百公里级二氧化碳长输管道,为推进CCUS规模化发展提供可复制、可推广的应用案例;打造碳产业技术平台,成立中石化碳产业科技股份有限公司,聚焦二氧化碳资源化利用和碳资产价值挖掘,着力打造以科技创新支撑和引领碳产业发展的高科技企业。

中国海油稳妥推进CCS/CCUS重点项目布局。中国海油新能源部副总经理李海波介绍,恩平15-1、乐东15-1平台CCS示范工程累计回注二氧化碳超11万吨,我国海上首个自产膜脱碳CCS项目惠州32-6示范项目投用,推动打造渤海和海南两个CCUS基地,积极推进大亚湾、

阅读提示

当前,全球化石能源低碳化、新能源规模化、能源管理智慧化“三化提速”同步进行,全球能源形成煤、油、气、新能源“四分天下”格局,煤炭发展进入转型期、石油发展步入稳定期、天然气发展迈入鼎盛期、新能源发展跨入黄金期。

在“双碳”目标驱动下,能源系统正经历深刻变革,低碳技术创新与多能融合发展成为核心方向。我国正站在经济发展的历史新起点,处于由大向强、速度换挡、结构优化、动力转型发展的转型关键期,面临着战略机遇和风险挑战。在日前召开的2025中国油气与新能源融合发展大会上,与会专家介绍了我

国油气行业绿色低碳发展、高效构建新质生产力的生动实践。



胜利油田员工在注汽技术服务中心二氧化碳5号注入站巡检设备。

王国章 陈倩倩 摄影报道

长三角海上CCS/CCUS示范项目。

袁士义介绍了中央企业CCUS创新联合体建设进展。2024年5月,国务院国资委批准中国石化、中国华能牵头组建中央企业CCUS创新联合体,联合28所高校和科研院所优势力量进行技术攻关和产业化应用。实现了中低浓度二氧化碳高效捕集(目标成本不高于220元/吨)、400公里超临界管输、300万吨级驱油封存等关键技术突破;推进全球最大燃煤电厂CCUS装置华能正宁电厂150万吨/年碳捕集、陇东百万吨级驱油封存等项目示范工程落地;推动产业协同构建,形成“捕集-运输-利用-封存”全产业链标准体系,推动政策落地与市场化推广。

我国CCUS规模产业化发展前景广阔。预计2035年,我国CCUS-EOR年注入二氧化碳规模将达3000万吨级,年产油规模将达1000万吨级,相当于新建了一个辽河油田,同时可消纳10~20座大型炼化厂的年碳排放量;预计2050年,二氧化碳驱油封存CCUS-EOR和咸水层封存CCS协同发展年注入二氧化碳规模可达亿吨级以上。同时,可形成数千万吨级大型CCUS产业化基地和产业集群,预计经济规模将



胜利油田埕东油区油井周边的闲置土地被改造为光伏电站。

吴木水 邢 娜 摄影报道

达万亿元级,新型碳产业发展前景十分广阔。

全球正进入“氢2.0”时代

氢(泛氢)能源被视为能源革命关键,全球超60个国家布局氢能产业发展,规模化、绿色化、低成本的氢(泛氢)能源制备技术可有效支撑国家能源安全保障与国际能源竞争力提升

氢作为“零碳能源载体”,被视为21世纪能源革命的关键,全球已有超60个国家发布氢能战略。中国工程院院士彭苏萍指出,氢(泛氢)能源是全球能源技术革命的重要方向,目前,全球正进入“氢2.0”时代,氢能产业向绿氢、绿色甲醇等“泛氢”能源方向发展。

全球氢能产业正从“战略规划”转向“落地实施”:美国计划2030年清洁氢需求达1000万吨,日本目标2040年氢供应量达1200万吨,德国聚焦可再生氢与工业脱碳融合。美国、日本、阿联酋、澳大利亚等国已将“氢”纳入政府能源战略,2030年日本的发电用燃料中氢和氨将各占10%。“甲醇经济”是能源革命的重要组成部分,消纳吸收二氧化碳,耦合可再生能源与化工,构建绿色化工体系。

我国氢能发展分三个阶段目标:2030年初步建立泛氢产业体系,2040年可再生氢成为增量主体,2060年形成绿色化、多元化的泛氢经济。

氢(泛氢)能源品类既涉及供给侧传统化石能源与可再生能源高效开发利用,又涉及大型终端用能化工部门的氢、醇制备。氢(泛氢)能源制备技术是泛氢能源应用和大规模商业化推广的重要前提,随着全球脱碳进程与能源革命提速,规模化、绿色化、低成本的氢(泛氢)能源制备技

术可有效支撑国家能源安全保障与国际能源竞争力提升。

在供给侧,应发展适应规模化可再生能源开发的绿色氢能制备技术,提升能源综合利用效率。以氢能打造可再生能源-电力系统与氢能网络-工业产线的能源循环,提高我国能源大系统的综合利用效率、降低整体能源应用成本。

在需求侧,应建设新型绿色氢醇化工制备体系,实现传统化工原料绿色替代与产业升级。氢能与泛氢能源制备技术将由以化石能源为主原料转换为以可再生能源为主原料,以氢、氨、醇为重点的绿色能源与传统工业耦合发展成为终端用能绿色转型升级的重要抓手。

但是,我国氢能关键技术和零部件自主化仍面临诸多挑战。对此,彭苏萍建议,加强氢(泛氢)能源领域关键技术攻关,推动氢(泛氢)能源发展与新型电力系统构建深入融合,加强氢(泛氢)能源基础设施建设。

当前,地方氢能政策体系不断完善,氢能被广泛列入各省碳达峰碳中和方案、“十四五”规划和能源专项发展规划,规划内容多以燃料电池汽车及配套产业建设为核心,在能源、船舶、化工等领域的应用成为各地新关注点。

地热产业正向“深部化、多元化”迈进

我国地热资源丰富,中低温直接利用居全球首位,干热岩利用获突破,形成了成熟开发模式与技术体系、全链条高能级创新平台,推动我国地热产业快速发展

地热作为稳定可靠的非碳基可再生能源,在能源转型中占据重要地位。我国地热资源丰富,是保障能源安全与绿色低碳转型发展的独特资源,总量约占全球的1/6,其中中深层水热型地热资源量约125万吨标准煤,3000~5000米埋深的深层地热资源量达150万吨标准煤,是化石能源的80倍,开发潜力巨大。

中国石化新星公司总经理范传宏介绍,我国地热现代利用(发电)起源于20世纪70年代。21世纪以来,结合我国地热资源禀赋和国情需求,主要发展方向转变为中低温地热供暖/制冷等直接利用方式,直接利用量连年稳居世界首位。干热岩高效利用取得了突破性进展,中国石化实施了我国首个深层干热岩地热科学探索工程福深热1井,完钻深度5200米,实测5131米处温度188.71摄氏度。该井成功探索了深层地热形成与富集机理,探测了深层地热资源潜力,试验和验证了探测评价关键技术。

中国工程院院士孙焕泉介绍,我国已形成成熟的开发模式和技术体系。在中深层水热型开发技术方面,促进地热能快速规模化发展,包括地热能系统形成机制研究、资源选区评价技术(确立储层类型、深度、温度等六因素评价标准)、热储精细描述技术(建立构造、岩相、温度场等五维模型)等。在雄安新区,基于我国华北地热资源禀赋,研究形成了“上山”找水的勘探思路;明确聚焦隆起、凸起区寻找优质地热资源,埋藏浅、裂缝发育程度高的优质碳酸盐岩热储是重点方向,以此为指导成功开发了渤海湾盆地内雄县、献县等优质碳酸盐岩地热资源。

全链条高能级创新平台推动我国地热产业快速发展。深层地热全国重点实验室、国家地热中心等一批国家和省部级高能级创新平台,支撑地热产业高质量发展。2024年,我国启动了一批地热领域科技重大专项,涉及重点地区深部地热能探测评价、深部高温地热能探测评价及开发利用示范。作为“地球深部探测计划”重点领域,深层热储因温度高、压力大,成为国际技术前沿。2025年,中国石化联合中国地质大学(武汉)、中国石油大学(北京)获批新建深层地热富

集机理与高效开发全国重点实验室,聚焦高温成井、热储改造等关键技术,担当起深层地热领域国家战略科技力量的重任。

当前,地热产业正向“深部化、多元化”迈进。“地热+”产业亟待大力发展,应探索“地热+锂”“地热+氢”等矿产资源开发协同;创建“地热+”多能协同技术与应用场景,积极打造油气风光电热储多能互补的综合能源利用技术,加强“地热+”多能聚合智能运营,推动“源网荷储氢”一体化运营管控,实现资源最大化利用。

打造海洋多能融合利用新格局

我国海洋能源禀赋得天独厚,油气及风光地热等资源丰富,且油气开发设施为新能源利用提供了基础,目前已探索多种融合开发模式,未来需突破瓶颈、加强合作,实现经济效益与生态保护双赢

海洋油气资源与新能源的融合开发成为推动能源结构转型的关键方向。

南海作为战略要地,不仅是东北亚主要贸易通道(全球21%的贸易额经此流通),更蕴藏丰富的资源:海域油气地质资源总量占全国40%,近5年全国油气产量增量超60%来自海域。此外,南海地热、风能、太阳能资源丰富,具备“油气+风光+地热”多能融合开发的先天条件。

海洋油气开发设施也为新能源利用提供了基础:油气生产平台设计寿命25~30年,远超油气田高峰生产周期,其冗余的管网、动力网、通信网可改造为新能源输送和运维系统,大幅降低综合开发成本。

李海波介绍,目前我国已探索出多种海洋能源融合开发模式,实现了经济效益与减排效益的双赢:全海模式(油气+风电),文昌油气田群与“海油观澜号”浮式风电平台协同开发,装机容量725兆瓦,年均发电2200万千瓦时,满足油气田基本动力需求,每年节约天然气超1000万立方米、减排二氧化碳22万吨;半陆半海模式(油气+风能+光伏+储能),涠洲油田群构建多能互补系统,利用风光发电时段互补性,通过储能削峰填谷,解决涠洲岛居民用电峰谷差大的难题,同时为油气田生产供电;叠合模式(天然气+动能+地热),乐东气田采用“地热+双转子压差发电技术”,装机功率500千瓦,年发电量394.2万千瓦时,实现能源自给,减少天然气燃烧及二氧化碳排放,同时探索出无人平台供电新模式。

李海波表示,随着新能源业务,尤其是海上风电业务快速发展,融合发展有了新内涵。

一是海上风电与油气生产融合发展。海上风电规划场址与油气矿权高度重合,融合发展可促进海上风电与油气勘探开发高质量发展;海上油气平台利用岸电和海上风电实现绿电替代,并利用岸电向陆上输送绿电,海上风电与油气共享运维,一体化应急管理;海上CCS/CCUS为油气田生产减碳。

二是海上风电与海洋工程融合发展。深水油气工程技术可覆盖漂浮式风电70%以上的技术范畴,海上风电实质上就是“风电+海洋工程”。

三是海上风电与中下游产业融合发展。包括海上风电与天然气发电的融合发展、海上风电制氢醇、未来的氢氢醇贸易、多能互补、能源岛、CCS/CCUS为中下游减碳等。

中国石化高级专家冯勤表示,未来需突破技术瓶颈、强化国际合作,实现经济效益与生态保护双赢。应大力发展深远海与漂浮式技术,当前,全球正研发20兆瓦级大容量浮式风机,目标2030年实现深远海风电商业化。推动一体化建设,有利于统筹布局海上油、气、电处理设施,共享海上施工运维资源,提高设施装备的利用率。加强产业链协同创新,挪威国家石油、西门子能源等国际企业推动“油气+风电”技术共享。推动政策与标准统一,欧盟计划建立跨国海上电网,整合北海风电与油气田电力外送;我国推进海洋空间规划立法,优化海域使用权审批流程。海上风电与油气田融合发展是能源转型的必经路径,通过技术协同、资源共享和政策支持,降低碳排放,催生“风电、制氢”“风电+储能”等新业态。