

遍布23个产煤省区、合计产能约占全国煤炭总产能的近40%

复杂难采煤层如何实现精采细采？

■ 本报实习记者 杨沐岩

近年来,随着煤炭资源的深度开发,煤炭行业面临资源接续日趋紧张、多重灾害耦合叠加、地质构造复杂带来的一系列复杂难采问题。《中国能源报》记者日前在全国煤矿复杂难采煤层开采现场会上了解到,我国复杂难采煤层开采的灾害超前治理持续加强,一批代表企业灾害防治能力显著提升,新技术新工艺落地生根。伴随煤炭开采不断走深,多个煤矿转变思路,开始从地面治理井下灾害。

■ 复杂难采成“必修课”

复杂难采煤层主要指赋存不稳定、构造复杂或有特殊灾害威胁,在当前条件下开采困难、安全生产受限,需要采取特殊安全技术措施才能实现开采的煤层。据不完全统计,目前我国涉及复杂难采的煤矿约有1500处,合计产能约20亿吨,占全国煤炭总产能的近40%,遍布所有23个产煤省区。

“从开采特点看,开采时间越长、开采越深,难采程度相对越高,由此导致开采成本高、安全风险高、机械化程度低、劳动效

率低、经济效益低。去年全行业亏损面为36%,这些企业都涉及复杂难采。”中国煤炭工业协会副会长刘峰指出,复杂难采也有有利的一面,例如煤质相对较好、资源回收率较高,薄煤层的矿压小,相对安全,开采对地表扰动也较小。

灾害严重、复合性强、治理难度大,是复杂难采煤层开采需要面对的首要问题。中国工程院院士康红普表示,复杂难采煤层赋存状态复杂,煤层厚度和倾角变化大、分布不稳定。同时,顶底板条件差、陷落柱发育和火成岩侵入煤层、高应力环境等多重挑战造成开采条件恶劣。

康红普指出,复杂难采煤层安全高效开采需要从地质、支护、回采等多方面发力。“通过地质构造与条件精准探测、复杂困难巷围岩控制、回采工艺与装备及工作面矿压控制等一系列关键技术,优化开采方案、确保巷道稳定畅通并提高开采效率。”

■ 新技术落地生根

复杂难采煤层开采的灾害超前治理持

续加强,防治能力不断提升。伴随灾害治理“三零”目标管理理念不断深入,以“一规程四细则”为基础的法规标准体系日渐完善,一批代表企业灾害防治能力显著提升。

中国煤科开发出基于工业以太网+现场总线的新一代煤矿安全监控系统,实现煤矿井下多系统融合和瓦斯灾害预警;山东能源集团提出“布局合理、生产有序、支护可靠、监控有效、卸压到位”治灾方针,建成灾害综合监管平台;陕煤彬长矿业取得冲击地压防治重大成果。

国家能源集团乌海能源公司副总经理司建军介绍,该公司乌达矿区的主要可采煤层是9号和10号煤层,属自燃煤层,煤尘均具有爆炸性。此外,10号煤层开采还受到顶板破碎、采空区再生顶板、采动压相互影响、上部采空区瓦斯水害等诸多问题困扰。“对此,矿区优化工作面布置,避开煤柱应力集中区,同时合理编排区内工作面采掘接续,选择科学有效的支护工艺及设备,并积极开展瓦斯治理与应用。”

据川煤集团科创中心主任唐锋介绍,该集团煤与瓦斯突出和高瓦斯矿井占比达90%,倾斜和急倾斜煤层占比为73.3%。川

煤集团在复杂地质条件下的综合机械化开采技术基础上,在条件较好的近水平煤层开展智能化工作面建设,对倾斜煤层进行智能化开采研究,对大倾角、急倾斜煤层进行智能化开采攻关。目前已投入使用15个薄煤层、大倾角、急倾斜智能化工作面,有力推动相关煤矿的增产减人、智能化控制和安全生产。

■ 井下灾害地上治理

伴随开采逐渐走深,井下多种灾害耦合叠加,地面治理是重要手段。

“当前普遍采用的瓦斯治理手段、技术和管理方法还没有达到深部开采的要求。这是矿井实现生产安全高效、减人提效的最大挑战。”淮河能源控股集团潘二煤矿矿长姜自亮告诉《中国能源报》记者,“我们正采取上下协同区域瓦斯治理措施,实现井下治理和井上治理并重。最终要实现地面治理为主,井下治理为辅的瓦斯治理模式。”

姜自亮也提到,用于瓦斯治理的长钻孔也可用于注浆加固,实现“一孔多用”,减

少井下打钻带来的安全风险。

据了解,煤矿注浆是重要的地下工程支护技术,通过注入特定材料到地下空间中,实现固结、加固和防水等目的。“赵固一矿水文地质条件复杂,水害治理工程量大、时间紧,井下治理一度存在钻探、注浆与采掘活动交叉并行现象,争空间、抢时间矛盾突出。”河南能源焦煤公司赵固一矿地面注浆站工作人员表示,该矿正持续推进“井上为主、井下辅助”的水害治理模式,建成智能化地面注浆系统,采用新型的注浆设备和控制系统,提高了注浆的效率和精度,从而提升注浆作业质量。

“油箱、配液箱、供液泵……”赵固一矿地面净化中心的工作人员向《中国能源报》记者介绍:“整套乳化液保障系统设备被转移到地面,通过管线联通至工作面。这样一来,井下机电设备数量减少,减轻了维护量和维护难度。同时,井下的液架系统对防污染要求较高,特别是引入液架控制和智能化设备后,乳化液、乳化油的质量要求非常严格。井下的水满足不了配比要求,容易产生细菌和杂质,而地面净化设备过滤出来的水,基本可以达到饮用标准。”

我国首个深水油田二次开发项目投产

全类型深水油气装备设计、建造和安装能力达世界一流水平

本报讯 记者吴莉报道 9月19日从中国海油获悉,我国首个深水油田二次开发项目——流花11-1/4-1油田二次开发项目在珠江口盆地海域正式投产,标志我国成功开深深水油田经济高效开发全新模式,全类型深水油气装备的设计、建造和安装能力达到世界一流水平,对保障国家能源安全、加快培育海洋能源新质生产力具有重要意义。

当日上午10时许,在距离深圳东南约240公里的亚洲第一深水导管架平台“海基二号”上,随着投产指令发出,水下机器人缓缓开启300多米深的水下采油树,原油通过水下管汇进入生产处理系统,经“海基二号”预处理后输往2.5公里外的亚洲首艘圆筒型FPSO(浮式生产储卸油装置)“海葵一号”,火炬徐徐点燃。

流花11-1/4-1油田二次开发项目由流花11-1和流花4-1两个油田组成,平均水深约305米,主要生产设施包括1座深水导管架平台“海基二号”、1艘圆筒型FPSO“海葵一号”,计划投产开发井32口,高峰日产油约2700吨,油品性质为重质原油。

流花11-1油田是我国第一个深水油田,1996年3月建成投产,推动当年我国海上



图为亚洲首艘圆筒型FPSO“海葵一号”。中国海油/供图

原油产量首次突破1000万吨。近年来,随着礁灰岩油田开发技术持续突破,中国海油开展油田综合调整项目研究,推动油田群可采储量和采收率大幅提升,开采寿命延长30年。流花11-1油田与流花4-1油田联合开发,迎来了二次开发的机遇。

按照常规模式,深水油气田开发一般采用“水下生产系统+浮式生产装置”,但成本较高且技术难度大。“项目团队从技术、经济、国内产业链建设等多方面进行论证比选,采用干式开发技术代替水下开发方式,采用自研多点系泊系统代替单点系泊系统,开创‘深水导管架平台+圆筒型FPSO’开发模式,建成两大亚洲第一、世界领先的‘国之重器’。”中国海油深圳分公司副总经理袁玮介绍。

“海葵一号”总高度近90米,总重量约3.7万吨,最大储油量6万吨,每天可处理原油5600吨。作为原油处理、存储与外输的关键装备,“海葵一号”由60多个零部件构成,结构极其紧凑,按照南海百年一遇恶劣海况设计,可连续运行15年不回坞。“海葵一号”为全

球首个集成海洋一体化监测、船体运动与系泊数字孪生、三维可视化管理等近10套数字化系统于一身的圆筒型FPSO,可在台风期间实现远程遥控生产。

“海基二号”总高度达428米,总重量超5万吨,是亚洲最高最重的海上原油生产平台。平台搭载原油工艺和外输系统、生产水处理系统及电力供应系统等300余套设备,可实现远程水下井口控制、智能油气开采、台风远程生产等功能。为更好应对深海极端恶劣环境,平台还针对性设计配备了深水导管架数字孪生健康管理系统,可全方位监测导管架的环境载荷和结构响应,显著提升深水油气生产的安全性和稳定性。

中国海油总经理周心怀表示:“该项目是亚洲首个采用‘深水导管架平台+圆筒型FPSO’开发模式的油田,公司成功攻克多项关键核心技术,在推动亿吨级深水油田焕发新生的同时,大幅降低工程建设和生产成本,为高效开发类似深水油气田贡献了中国方案。”



图为亚洲第一深水导管架平台“海基二号”。中国海油/供图

关注

新疆“绿电”首次进京

中新社电 近日,新疆送北京9月绿色电力交易在“e-交易”平台发布结果,标志着新疆首笔“绿电”进京交易顺利达成,“绿电”外送实现新突破。

为保障“绿电”进京交易顺利组织实施,新疆电力交易中心有限公司持续加强与首都电力交易中心有限公司沟通对接,创新“绿电”交易组织模式,优化交易流程,在送电曲线优化、输电通道计划等方面精心安排。此次交易共有11家售电公司、129家电厂参与,交易总成交量5476兆瓦时。其中,风电占48%,太阳能发电占52%。

本次新疆“绿电”进京交易的成功达成,一方面有助于满足北京绿色用能需求,推动北京市能源结构不断优化,促进当地绿色发展。另一方面也为新疆新能源电量的消纳提供了新的渠道,促进新能源产业健康发展。

新疆作为我国重要的综合能源基地之一,拥有丰富的太阳能、风能资源,近年来在新能源发电方面取得了显著成效。为积极贯彻落实国家“双碳”目标,推动构建新型电力系统,促进绿色能源生产消费的市场体系不断完善,新疆统筹推进省内、省间两级市场,依托全国统一电力市场,将新疆富余绿色电力资源不断送出。今年截至目前,新疆“绿电”交易规模达42.94亿千瓦时,其中省内“绿电”交易电量达到11.74亿千瓦时,是去年全年“绿电”交易电量的2.7倍;省间外送“绿电”达到31.2亿千瓦时,是2023年全年“绿电”交易电量的3倍。

下一步,新疆电力交易中心将不断完善省内、省间“绿电”交易机制,积极拓展交易品种的范围,为构建以新能源为主体的新型电力系统,不断扩大新疆“绿电”“绿证”交易规模。(李长峰 张怡)

四川“十四五”首个燃气电站全面投产

新华社电 9月16日,在位于成渝地区双城经济圈中心的四川省资阳市,四川省投资集团有限责任公司资阳燃气电站新建工程项目2号机组一次通过168小时试运行,标志着四川省“十四五”首个燃气电站实现全面投产。

据介绍,该项目一期工程建设2台740MW燃气—蒸汽联合循环发电机组,采用业内技术领先的M701J型燃气轮机,联合循环效率达到63.7%。作为四川电网骨干调峰电源,该电站投产后年发电量35亿千瓦时,将有力增强调峰兜底电力保供能力,进一步优化四川电源结构,提升电网可靠性和安全性,也标志着四川省燃气发电调峰电源项目装机规模和发电能力较“十四五”初期翻了两番。

资阳燃气电站的投运是四川省“全力以赴拼经济搞建设”的缩影:自2022年9月开工,两年时间实现“双机”投产,其中1号、2号机组均创造了“厂用电受电、锅炉水压、汽机扣盖、化学清洗、燃机启动和锅炉冲管、燃机冲转定速、发电机并网、168小时试运”八个“一次成功”。

今年夏季,四川省连续出现高温天气,作为重要电源支撑点,资阳燃气电站1号机组自6月投产以来保持顶峰发电能力,在电力保供形势最严峻的8月实现单次连运17天;2号机组并网后边调试边保供。截至9月16日,该电站已累计发电约7.3亿千瓦时。(萧宇航)

陕西首座抽水蓄能电站首台机组投产发电

本报讯 日前,陕西省镇安抽水蓄能电站首台机组成功并网发电,年内将实现全部机组投产发电。该项目是陕西省首座、西北地区第二座并网的抽水蓄能电站,投产后将发挥电网调峰填谷作用,为陕西负荷中心提供有力的电源支撑作用。

镇安抽水蓄能电站位于商洛市镇安县月河镇,总投资88.5亿元,装机容量140万千瓦,安装4台35万千瓦可逆式水泵水轮发电机组,以330千伏电压接入陕西电网,今年年底项目全容量建成投产后,每年可促进消纳富余新能源12亿千瓦时,年均节约标煤约11.7万吨,减排二氧化碳约30.5万吨、二氧化硫约0.28万吨。

近年来,陕西省加快推进抽水蓄能项目高质量建设发展,2023年核准曹坪、山阳、佛坪、沙河四座抽水蓄能电站,总装机规模540万千瓦,目前部分项目已完成前置手续办理并进入开工筹备阶段。紧抓抽水蓄能中长期规划调整窗口期,策划上报全省2024—2028年抽水蓄能中长期规划布局项目10个,总装机规模1510万千瓦,其中争取新增纳规、调规项目5个,总装机规模830万千瓦。

下一步,陕西省发改委将加快协调已核准抽水蓄能项目的前置要件办理工作,确保年内山阳、佛坪、沙河3座抽水蓄能电站正式开工。加强与国家能源局的沟通协调,争取尽快获得陕西省纳规调整项目批复,实现年内核准曹坪大庄里抽水蓄能项目的既定目标。(单希)

我国启动可持续航空燃料应用试点

本报讯 9月18日,国家发改委、中国民航局在北京举行可持续航空燃料(以下简称“SAF”)应用试点启动仪式。根据试点工作安排,9月19日起,国航、东航、南航从北京大兴、成都双流、郑州新郑、宁波栎社机场起飞的12个航班将正式加注SAF。

航空业是全球温室气体排放的重要来源之一,减少航空业对环境的不良影响,推动SAF研发和应用是应对气候变化挑战的重要途径。SAF燃烧时产生的二氧化碳可以与其生产过程中吸收的二氧化碳实现中和,因此增加大气中二氧化碳的总量,进而减少碳排放。

作为以可再生资源或废弃物为原料制成的航空燃料,SAF全生命周期减排效果显著,可与现有航空器和民航基础设施良好兼容。此次试点分两阶段实施,将围绕供油保障、油品质量监控、效果评估、机制标准建设等关键领域,同步开展研究探

索。第一阶段为2024年9—12月,主要参与单位为国航、东航、南航以及北京大兴机场、成都双流机场、郑州新郑机场、宁波栎社机场;第二阶段为2025年全年,参与单位将逐步增加。为确保安全,试点期间所用可持续航空燃料均已获得民航局适航认证,民航局指导中国航油严格油品质量管控。

公开信息显示,民航业约99%的碳排放来自航空飞行活动的航油消耗。控制减少航油消耗,积极推动航油脱碳是民航全面推进绿色低碳转型的主攻方向。在传统技术和管理手段减排潜力有限的情况下,可持续航空燃料具有兼容既有设施设备、全生命周期降碳效果显著等优势。

中国民航局介绍,发展可持续航空燃料是当前民航积极落实国家“双碳”战略部署、全面实现绿色转型的现实路径,也是未来民航增强发展后劲、赢得发展主动的战

略手段。发展可持续航空燃料具有涉及领域广、产业链条长,高技术属性突出等特点,能够催生新产业、新模式、新动能,是民航延伸产业链条、培育发展新质生产力的重要抓手。目前,我国发展可持续航空燃料的基础正不断夯实,但要实现产业化发展,规模化应用,还需要通过推进各项试点工作,努力构建一条符合国情的可持续航空燃料发展路径。

据了解,截至目前,我国运输机队机龄保持在9年左右;机场场内新能源车辆占比超过27%,大兴、天府等新建机场占比接近80%;大中型机场近机位飞机APU替代设备安装率、使用率稳定在95%以上;机场光伏项目年均发电超过6000万千瓦时;运输机队和运输机场的碳强度进一步降低,分别达到每吨公里0.276千克和每客0.869千克,在主要航空大国中处于前列。

(宗和)