

迎峰度冬期间加大供应甘青宁川渝力度,首次以保供价入湘 “疆煤外送保供圈”持续扩大

今年前三季度煤炭外运量同比增1.08倍

■本报记者 朱妍

装载着3300吨煤炭的列车,由新疆哈密新铁石油力源铁路站驶出,直抵广铁集团柳州桥口岸,接收人是华润电力湖南有限公司。近日,来自新疆的煤炭首次以保供价格进入湖南,帮助当地缓解冬季电煤供应紧张之势,引发多方关注。

作为煤炭调入大省,湖南用煤主要由晋陕两地供应。此轮疆煤入湘,拟在年底前分别为柳州、娄底带来40万吨、20万吨的保供量。到2023年,疆煤调入量力争达到500万吨。

作为我国重要的煤炭资源接续区和战略性储备区,新疆煤炭储量丰富、种类齐全,但长期以来,绝大多数产量为本地消化,远距离外送困难重重。记者了解到,今年迎峰度冬期间,疆煤外送连接取得突破,加大批量运往甘肃、青海、宁夏及川渝等地,为保障国家能源安全作出了积极贡献。

生产与运输环节齐发力

“围绕生产端、运输端、市场端三个关键环节,我们制定了哈密市2022年煤炭外运工作方案,成立煤炭外运工作组,通过开拓外部市场、协调运力支持、定期调度等措施,加强疆煤外运工作力度。1-10月,全市煤炭外运量达到4996万吨,同比增长133%。”在接受记者采访时,哈密市发改委副主任张吉明的语气中透着喜悦。

4996万吨是什么概念?记者拿到的一份数据显示,2017年之前,新疆煤炭年调出量基本保持在1000万-1500万吨,直至近三年,增幅才有了递增。2021年,全疆铁路、公路运输量共计4000万吨左右。而据自治区统计局统计,今年前三季度,疆煤外运已达5833.10万吨,同比增长了1.08倍。

外送增长的背后,是生产能力的支撑。张吉明表示,作为疆煤外送主战场,哈密最大限度释放优质产能,1-10月煤炭产量同比增长54.9%。“按照自治区人民政府每日产煤不低于34万吨的工作安排,鼓励各生产企业在保证安全、环保的前提下,开足马力组织生产。截至11月,年度煤炭产量首次突破1亿吨,标志着哈密迈入亿吨级煤炭生产基地行列。11月以来,平均日产量更是达到40万吨以上。”

地处新疆大型煤炭基地淖毛湖矿区西北部的疆纳矿业,是当地一家主力煤炭生产企业,截至10月底,疆纳兴盛露天煤矿累计生产原煤2900万吨。“针对资源储量管理滞后、人员设备监管不到位等难题,我们将数字技术与智能化露天煤矿场景快速融合,推进智能矿山一体化建设全生命周期服务,一期工程已于今年7月完成,极大保障了煤炭生产增产、提效、减人、节能。”该矿相关负责人称。

运输经济性是主要瓶颈

从辐射西北、西南地区,扩展至江浙等地的沿海沿江电厂,疆煤“保供圈”持续扩大。多位人士向记者证实,特别是去年下半年以来,南方部分电厂用煤告急、煤价居高,纷纷将采购计划瞄准价格相对较低的疆煤。

“新疆煤炭探明可采储量居全国第四,大多是整装待开发煤田,地质构造相对简单、开采条件不错且开采成本较低。全疆现已形成吐哈、准噶尔、伊犁、库拜四大煤田,近两年原煤产量增速明显高于全国水平,变得越来越‘惹眼’。”

新疆煤炭交易中心相关人士告诉记者,目前疆煤外运基地是以哈密为主,准东为辅,运输方式以铁路为主,公路为辅。

既然占据优势,为何到现在才加速外运? “主要是运输距离的原因。新疆地处西北,距离经济发达的需求腹地运距长,且缺乏配套输运系统。”上述新疆煤炭交易中心人士坦言,“严格来说,2021年之前,疆煤在煤炭大市场中的存在感较弱,价格也脱离其他主产区之外,供应主要面向本地。随着供应缺口加大,在晋陕蒙煤炭供给难以完全满足需求的情况下,疆煤适时打破了地域限制。目前,主要流向为甘青宁川渝等地,触角还伸向了华中、华南等区域,另有少量疆煤经跨省、跨省的长距离物流新链条,抵达曹妃甸港,首次铺就‘疆煤入海’通道。”

中国铁路经济规划研究院研究员李华算了一笔账:从新疆主要矿区淖毛湖、三塘湖至川渝地区,运距约2600-2800公里,较鄂尔多斯、陕北矿区调出的距离多出900-1200公里,吨煤运费大约高出200-230元。“全物流成本影响着疆煤外运的增量空间,另外由于远离消费市场,一趟车的回空距离可能长达2000-3000公里,同时考验铁路长途调运能力。”

按需合理规划外运布局

根据新疆维吾尔自治区人民政府今年5月印发的《加快新疆大型煤炭供应保障基地建设服务国家能源安全的实施方案》,“十四五”时期,自治区将全面加快推进国家给予新疆的新增产能1.6亿吨/年煤矿项目建设,发展目标为实现煤炭产能4.6亿吨/年以上,产量4亿吨以上。

在产量兜底的同时,政策进一步夯实。近期印发的《自治区2023年电煤中长期合同签订履约工作指引》已明确,除了疆内所有燃煤发电、供热用煤企业及承担地方政府煤炭储备任务的企业,电煤中长期合同还将覆盖国家统一安排的重点省市区市发电、供热企业。要求供需企业充分考虑电煤销售和铁路运输的合理区域半径,疆煤优先西北本地,兼顾西南地区。

“当前,主产区晋陕蒙的煤炭调出量约占跨大区间调出总量的80%,疆煤仅发挥了区域性的补充作用。不过,这些核心区与疆煤市场有不同的供求特征,二者并不冲突。”李华认为,根据规划,疆煤调运增量仍将集中在淖毛湖等现有矿区,到达地区格局不会发生重大变化。“最大的困惑在于,外运量大增,究竟是保供阶段的市场短期反应,还是将来疆煤可以提升与核心区一样的地位?运输要提前适应相关政策的方向性调整,合理规划外运布局。”

上述新疆煤炭交易中心人士认为,“十四五”期间,随着疆煤产能完全释放,其在全国煤炭市场的地位将进一步增强。基于此,未来通道建设更重要。“疆煤前景一看市场供需,二看通道建设,三看产业布局。应多方面考虑成本、运费、市场端同类产品的竞争等因素,规避相对劣势市场,确保外运疆煤到达市场端后仍有竞争优势。在充分调研的基础上,确定外运消费市场及需求量。合理规划外运通道的路线与方向,既要对接既有铁路通道进行加强和完善,也要考虑重新规划建设煤炭运输专线。”

“研究古龙页岩油的任何一样东西都是创新,我们每走一小步,科学上就是一大步,很多东西都在颠覆石油地质学理论。古龙页岩油是世界上独一无二的全新领域,因此也面临很多世界级重大技术难题。但相信,通过理论和技术不断突破和创新,古龙页岩油将告别‘非常规’是‘非常贵’的代名词这一概念,未来值得期待。”在11月30日举行的古龙页岩油高端论坛上,与会院士和专家对大庆油田古龙页岩油(以下简称“古龙页岩油”)作出评价、提出希望。

据记者了解,古龙页岩油的勘探突破不仅带来了勘探思路的新变化,展现了我国陆相页岩油巨大的发展空间和潜力,而且对国内同类资源开发具有示范指导意义,为保障国家能源安全增加持续稳产的后劲。

打破老油田资源接续窘境

近年来,大庆油田与国内诸多老油田一样,面临着接替资源不足的窘境,在积极探索下终于迎来新突破。

古龙页岩油具有优越的地质条件和巨量的资源基础,勘探开发前景广阔,是大庆油田可持续发展的重点接替领域。通过近年来的集中研究和攻关,初步取得关键性的理论认识进展和技术突破。2020年,古龙页岩油勘探实现重大战略突破,2021年国家能源局批复设立国家级示范区,开启了大庆油田资源接续的新篇章。

记者了解到,古龙页岩油有利区范围1.46万平方千米,是大庆主力油田的5倍多,实现了“大庆底下找大庆”的梦想,有望根本性改善整体处于后油藏开发阶段的老油田储量递减和产能接替不足的矛盾。

而且,古龙页岩油突破了页岩高黏土含量不能高产的桎梏,突破了松辽盆地低气油比的传统认知,发现了水敏矿物蒙脱石“消亡线”,发现了页岩储层较其中的砂岩,碳酸盐岩具有更高孔渗性,实现了从陆相页岩“生”油到陆相页岩“产”油的历史性跨越。

中国工程院院士孙龙德指出,古龙页岩油是一种全新的资源类型,在储集性、含油性、流动性和可压性方面均具有鲜明特征,世界范围内尚无规模化商业开发先例。面对全新的领域,更要坚持按照“实践、认识、再实践、再认识”的认识发展规律,从发现并解决科学问题入手,不断通过技术创新来解决工程难题。

“非常”潜力获多方肯定

中国工程院院士郭旭升表示,古龙页岩油基础研究进展很大、关键技术进步很快、生产效果提升也很快。

记者从会议上了解到,截至目前,古龙页岩

大庆底下找大庆 将成现实

■本报记者 渠沛然

油水平井累计日产油气当量463.9吨,单井产量是大庆油田平均产量的7倍。同时,古龙页岩油共实施6轮井,平均钻井周期23天,12口井实现三开“一趟钻”,闯出最短钻井周期12.49天的纪录,形成古龙页岩油钻井技术模板3.0。

古龙页岩油的“非常”潜力,得到了更多院士的肯定。

“储集空间油层物理特征、地下流体相态/原油赋存状态及可流动性、原油流动启动机制、流态与流动规律等基础研究取得了突破性的认识,为制定科学合理生产技术政策,打下了基础。”中国工程院院士袁士义说。

“古龙页岩油可动烃富集区资源潜力大,可支撑有规模的建产和上产,是我国陆相页岩油最有希望实现规模突破的类型,值得期待。”中国科学院院士赵文智说。

“砂泥间互夹层型、纯页岩型两种资源类型均应作为下一步增储上产的重点,应做好分区分段的经济评价,期盼未来千万吨级大场面。”中国科学院院士金之钧表示。

攻克难题仍需多维度创新

今年10月,中国石油出台的《关于加强页岩油气勘探开发的指导意见》强调,要加强鄂尔多斯盆地长7、松辽盆地古龙、柴达木盆地英雄岭页岩油等勘探力度。“十四五”末页岩油探明地质储量14.5亿吨。同时,页岩油以建设国家级示范区为引领,力争“十四五”末页岩油年产量650万吨。

中国石油学会石油地质专业委员会主任匡立春教授表示,虽然页岩油成为大庆油田百年建设的重要资源全新领域,但地质开发等还面临世界级难题以及原创性、引领性攻关,工程技术需要继续升级,仍需在实践中不断创新理论、发展技术,支撑其快速高效发展。

孙龙德表示,与国外海相页岩油相比,古龙页岩在岩石结构、物性、含油性以及页岩油流动性方面都有很大不同,其资源禀赋条件和储集层特征都具有特殊性,学习借鉴北美成功的经验的同时,最根本的还是提升自主创新能力,实现古龙页岩油理论与科技创新已成为当前最紧迫的任务。“我们已突破了出油关,下一步要加快技术管理的升级迭代,关注生产过程中出现的问题,做好压裂主体技术的攻关与完善工作。古龙页岩油效益开发道阻且长,未来可期。”中国工程院院士刘合补充说。“应优选评价参数,完善评价体系,合理安排勘探开发步骤。”中国工程院院士谢玉洪进一步建议。

中国石油副总经理焦方正建议,要强化基础研究,扎实抓好现场试验,以及抓紧探明储量落实,筛选最优区域。“同时,组织抓好开发方案编制,力争钻井和压裂成本不断下降。”

我国东部首个千亿方凝析气田I期项目开钻



图片新闻

中国海油天津分公司12月1日透露,渤海油田渤中19-6凝析气田I期开发项目首批次开发井正式开钻。

渤中19-6凝析气田是我国东部首个大型、整装、高产、特高含凝析油的千亿方凝析气田,开发项目是国家天然气产供储销体系建设重点项目,承担着千亿方油气资源保供、保生产的能源战略使命。2020年,试验区项目开发取得成功,1期开发项目便加速推进。图为渤中19-6凝析气田I期开发项目。

渤海油田/图

关注

中亚天然气管道今年向我国输气超400亿方

新华社电 国家管网集团西部管道公司11月28日发布消息称,最新统计数据,我国首条跨国输气管道——中亚天然气管道今年已向我国输送天然气超400亿立方米,日输气量约为1.2亿立方米,为国内天然气保供提供坚强保障。

中亚天然气管道西起土库曼斯坦和乌兹别克斯坦边境,穿越乌兹别克斯坦中部和哈萨克斯坦南部,经我国新疆霍尔果斯口岸入境,目前实现ABC三线并行,入境后通过霍尔果斯压气首站与西气东输二、三线管道相连,全长1833公里,总设计输气能力为每年600亿立方米。

国家管网集团西部管道公司霍尔果斯作业区党支部书记金耀辉介绍,该公司加强供需形势监测和需求峰值预测,通过霍尔果斯首站前端气质精准计量和压缩机等设备设施高质量管理,不断提升管网平稳运行水平,全力做好天然气保供各项工作,确保每日1亿多方天然气安全平稳输送到全国各地。

中亚天然气管道自2009年12月投产以来,实现累计安全平稳运行4730天,单日最高输量曾超1.63亿立方米。中亚天然气管道天然气主要气源来自土库曼斯坦和乌兹别克斯坦,2017年又开拓了哈萨克斯坦气源。西部管道霍尔果斯压气首站是中亚天然气进入国内的第一站,来自中亚的天然气从霍尔果斯一路向东,有力保障了下游管道沿线27个省市区和香港特别行政区5亿多居民的用气。(顾煜 周生斌)

国家电投内蒙古公司“三改联动”助力保供

本报讯 供电煤耗降低33.05克/千瓦时,供热能力增加4700万平方米,年可消纳新能源电量2.3亿千瓦时……这组数字是国家电投内蒙古公司(以下简称“内蒙古公司”)“三改联动”改出新成效、铆劲助保供的最有力说明。

眼下正值能源保供关键期,在霍林河坑口发电公司主控室,值班长赵连生认真查看机组运行参数,大屏幕上2号机组运行数据实时可见——二氧化硫排放值为28mg/Nm³,氮氧化物排放值为35mg/Nm³。

“我们先后完成两台机组超低排放改造、汽轮机通流改造等10余项改造任务,供电煤耗降低14.5克/千瓦时,机组整体清

洁性显著提高。”霍林河坑口发电公司总经理程明介绍,公司率先应用国家电投首例混沌反应器-微气泡氧化技术取得成功,改造后2号机组实现PM2.5去除率高达80%以上,总电耗较改造前降低约2000kw/h,年节约成本300余万元。

兼顾能源保供与低碳减排,内蒙古公司完成6台机组汽轮机通流改造和5台机组节能一体化改造,深入应用变频和永磁等技术,所属29台机组累计实现供电煤耗较设计值降低33.05克/千瓦时,在中电联能效对标优胜机组评比中,10台机组获奖。

进入四季度,供暖是老百姓最关心的事。作为赤峰市最大的热源单位,赤峰新

城热电公司提前采用“前置凝汽器+增汽机加热器+尖峰热网加热器”三级加热的供热方案,对2号机组实施空冷汽改造,投运后立刻以5.2796万吉焦的成绩刷新该公司单日供热量最高纪录。

“该项目实现供热能力增量128MW,增加供热面积337万平方米,同时降低发电煤耗10.03克/千瓦时,年节约标煤量约3.2万吨。”赤峰新城热电公司生技部主任金卫东介绍。

为保障广大群众温暖过冬,内蒙古公司深入开展供热挖潜,通过实施纯凝机组打孔抽气、供热机组增容、热泵机组等供热改造项目,供热能力年增加4700万平方米,增幅达104%,保障所承担的通辽、赤

峰、霍林河等区域供热需求,同时满足“十四五”期间供热负荷增长需要。

11月,在霍林河循环经济产业园开展的火电灵活性改造促进市场化消纳新能源试点项目中,内蒙古公司电力分公司9、10号机组20%深度调峰改造顺利完成,各项指标及运行参数均达到既定目标,为清洁能源消纳做出示范。数据显示,通过灵活性改造,促进局域电网新能源装机达到1050MW,新能源消纳占比27.6%,每年可多输送清洁能源约14.07亿千瓦时,节约标煤约43.94万吨,减少二氧化碳排放量约134.76万吨。

早在2018年,作为国家能源局选定的“提升火电灵活性改造”试点项目之一,国

内首个600MW机组深度调峰及全负荷脱硝一体化工程——通辽第二发电有限责任公司5号机组灵活性改造工程项目成功投运,标志着我国火电机组灵活性技术实现重大突破,为全国电力系统后续开展机组灵活性改造和深度调峰提供了重要参考。聚焦推广应用与技术革新,内蒙古公司加快推动以新能源为主体的新型电力系统建设,推进存量火电机组开展灵活性改造,提高机组深度调峰能力,今年4台火电机组灵活性改造任务,45万千瓦新能源项目建成投产后,可提高该公司清洁能源装机占比14.3%。

下一步,内蒙古公司将统筹能源安全与节能降碳,兼顾传统能源兜底与新能源转型发展,全力做好“三改联动”必答题,推进火电清洁、高效、灵活、低碳高质量发展,保障能源安全稳定供应。

(唐崇哲 高世明)