

关闭矿井变身绿色能源宝库

煤矿不再一关了之，进行再利用，实现全生命周期低碳发展

■本报记者 朱妍

根据《国家发展改革委办公厅关于对曹庄煤炭有限责任公司等8座煤矿关闭退出情况的复函》，大唐集团近日对顺兴煤矿退出情况进行了公示，拟退出时间为2023年5月31日；作为今年第一批退出煤矿，贵州省6座矿井将实施优化重组关闭，按照公告要求12月底前完成物理封闭；山西省能源局日前公布最新数据称，全省煤矿数量已由1078座减至890座，去产能力度规模全国第一……

由于煤炭资源枯竭、服务年限到期、不能满足安全生产要求等因素，关闭矿井数量与日俱增。矿停了、井关了，剩下残存资源、设施设备、巷道岩壁等还在，怎么办？记者了解到，在“双碳”目标下，全行业越来越注重煤矿全生命周期的绿色低碳发展，对再利用也有了新认识，向关闭矿井再要清洁能源渐成趋势。

■关闭矿井不等于彻底遗弃

据中国工程院重大咨询项目研究项目统计，截至2020年，全国约有1.2万处关闭/废弃矿井，到2030年预计达到1.5万处。除了数量可观，矿井关停后形成了巨大地下空间，赋存着大量可利用资源。

“粗略估算，我国待开发利用的关闭矿井有万余处，其中赋存煤炭资源高达420

亿吨、非常规天然气近5000亿立方米，矿井水、地热等资源也很丰富，每矿平均还有约60万立方米的地下空间资源。”中国工程院院士袁亮表示，直接关停会造成资源浪费，还有可能诱发安全、环境等问题，做好整合利用这篇大文章迫在眉睫。

淮河能源集团瓦斯治理与利用标准研究所所长陈本良向记者举例，关闭矿井就像一个特大的瓦斯库，并持续伴随着瓦斯外溢，如果一关了之，将时刻威胁着临近矿井的安全生产和地面居民的生活安全。瓦斯排空产生的温室效应是二氧化碳的21倍，而通过合理开发可作为清洁能源使用。“以淮南矿区2019年关停的潘一矿为例，初步估算采空区可抽采瓦斯量达到1.2亿立方米，用好了兼具环保与经济效益。”

矿井不再一关了之，更多用途有待探索。中国工程院院士、深圳大学深地科学与绿色能源研究院院长谢和平进一步称，目前已有及未来预计新增的采煤沉陷区面积超6万平方公里，可为燃煤发电和风光发电深度耦合提供土地资源；煤矿井巷落差大，以此建设抽水蓄能电站，为可再生能源调峰；煤矿井下温度较高且稳定，可考虑地热开发利用。“过去很多年，煤炭企业缺乏动力和决心，开发新能源基础薄弱，如今‘双碳’目标倒逼

企业主动发展。”

■多项现实难题仍有待攻克

有了资源，关键是采得出、用得好。但据记者了解，关闭矿井虽具有优势，做起来却非易事。

以建设抽蓄电站为例，袁亮表示，利用废弃矿洞的空间资源、水资源，可为电站规划选址提供有益补充，缩短建设周期，但技术经济性、安全性、工艺及装备、与之相匹配的智能电网等问题也摆在面前。“换句话说，先要回答是否适合建、能不能建、怎样建设、建好怎么用等一系列问题。比如，关闭矿井地下环境复杂，需配套施工及抽蓄作业相关的特殊装备，并能适应井下应用，以解决施工、运行及修缮过程中可能遇到的难题。在井下建电站，其监控还应具备上下水地地质活动感知、矿井与电站关键设备健康状态评估与预警等功能，这些都是需要加强研究的。”

类似情况也存在干地热开发中。中国矿业大学教授浦海表示，地热能长期面临投资成本大、利用规模小、风险高，且易引发水体污染等环境问题，利用关闭矿井进行开发，恰恰能够克服上述难题。“地下空间作为采矿作业副产品，无需钻井成本即可转化为地热井，而且

已有较完整的水文与地质数据。然而，我国关闭矿井数量多，不同矿井条件各异，难以照搬国外模式。”

浦海认为，利用关闭矿井进行地热能开发取决于政策、技术、需求等多重因素。“例如，既要评估关闭矿井的热源潜力，以此确定再利用规模，也要选择合适的开采系统，结合矿井具体特征、热能需求等。此外，还要考虑用户规模与需求，这决定了设计规模、投资成本及经济效益。”

陈本良也称，关闭矿井瓦斯抽采是一个新课题，与常规开采相比有其自身特点，如何在确保安全、经济可行的前提下采出来，对于大部分矿井来说仍是考验。

■需从政策、标准层面予以完善

值得关注的是，部分项目实践已提上日程。据袁亮透露，位于辽宁抚顺的西露天矿抽水蓄能资源综合利用项目近期将启动立项，阜新海州露天矿抽水蓄能工程也在推进中。

“之前缺经验、吃过亏，一度以为矿井关了就关了，结果后续遇到很多问题。因此早在潘一矿关停前，我们就提早规划闭坑后的瓦斯治理和综合利用，原有抽采系统设备、排水系统设备及发电机组都保留下来，避免后期重复投入。”陈本良介绍，自关停

至今，该矿瓦斯日产量已稳定在4万方以上，日均发电量可达10万千瓦时。

不过，陈本良同时坦言，尽管山西、贵州等地也在探索类似模式，但真正能够实现经济效益的目前只有极少数。“关闭矿井瓦斯抽采利用还有大量工作要做。除了资源量评价、关键技术攻关等基础研究，配套的标准制定、规划评估、管理制度等也待完善。”

多位业内人士纷纷关注到政策层面的问题。“这些年，我们对退出矿井的处置基本仍是一关了之，开发利用处于滞后状态。一个重要原因就是，目前尚无正式的资源利用标准，很多工作无从可依，按照关井要求直接停掉最方便，对企业来说成本相对较小。”一位不愿具名的企业人士告诉记者。

“我国煤炭开采监管严格，必须遵守管理监督机构制定的相关政策条例。这些内容涵盖了行业勘探、生产、关闭等多方面，与关闭矿井相关的政策法规却不够完善。即便已有内容，更多也是面向矿井处理本身，提出填埋、封堵等要求，并没有为重新利用提供有效方针和指导。以利用关闭矿井进行地热能开发为例，其研究与推广仍缺乏支持性政策，不仅会阻碍技术的广泛采用，还可能影响企业及投资，对此亟需研究拓展。”浦海呼吁。

关注

国开行发放超4000亿元贷款推动能源转型

本报讯 国家开发银行日前透露，今年前三季度，开发银行持续加大对清洁能源、能源保供、煤炭清洁高效利用等能源重点领域发展支持力度，发放能源贷款4069亿元，同比增长26%。其中，发放清洁能源产业贷款2480亿元，新增贷款余额1230亿元，显著高于全行各项贷款增速，有力支持了能源绿色低碳转型。

据介绍，今年以来，随着大型清洁能源基地和核电建设稳步推进，我国清洁能源发电较快增长。开发银行聚焦服务能源基础设施建设，以沙漠、戈壁、荒漠地区大型风电光伏基地及国家规划的大型清洁能源基地等为重点，加大中长期投融资支持力度，用好人民银行碳减排支持工具等专项政策，积极提供综合金融服务，探索运用补贴确权贷款等创新融资模式，为推动能源结构转型作出积极贡献。

在大力支持新能源发展的同时，开发银行扎实做好能源保供金融服务，支持煤炭清洁高效利用。自2021年9月设立能源保供专项贷款以来，截至今年9月末，已累计发放2143亿元，其中2022年发放1387亿元，为支持煤炭增产增供和保障煤电企业采购电煤发挥了重要作用。同时，用好人民银行煤炭清洁高效利用专项再贷款政策，建立配套机制，加大调研推动力度，强化考核激励，2021年11月专项再贷款设立以来已累计对符合再贷款支持的重点领域发放贷款365亿元，其中2022年发放贷款323亿元。（王雷 王璋）

新政加强油气开发项目备案管理

本报讯 10月12日，国家能源局发布《关于进一步做好油气开发项目备案填报工作的通知》。

油气开发项目备案填报内容一是油气产能建设，包括动用储量情况、建成产能、开发投资、经济评价指标、主要开发指标等。对于原油产能大于20万吨/年，天然气产能大于5亿立方米/年的重点项目，油气开发企业在项目开工前线下报送开发方案。二是油气产能建设配套，包括油气田开发过程中配套的绿色低碳、节能改造、智能化升级、减碳驱油（碳捕集、利用与封存）等项目，备案内容主要为占地面积、建设内容及规模、投资等。

据悉，《通知》自发布之日起施行，有效期五年。《国家能源局关于简化和规范国内自营开发油气区块产能建设项目及油气田废弃处置预备方案备案程序有关事项的通知》（国能油气〔2014〕409号）同时废止。（陈碧华）

矿山事故调查处理将出新规

本报讯 10月11日，国家矿山安全监察局发布关于公开征求《矿山生产安全事故报告和调查处理办法（征求意见稿）》意见的函，向社会公开征求意见。

征求意见稿指出，本办法适用于矿山生产安全事故的报告和调查处理。本办法所称矿山生产安全事故，是指各类矿山（包括井口以下区域、露天矿场、工业广场内与矿山生产直接相关的地面生产系统、矿山企业附属的尾矿库、排土场、洗选厂、矸石山等设施，不包括石油天然气企业）在生产经营活动中，发生的造成人员伤亡或直接经济损失的生产安全事故。

根据事故造成的人员伤亡或者直接经济损失，矿山事故分为以下等级：特别重大事故，是指造成30人以上死亡，或者100人以上重伤（包括急性工业中毒，下同），或者1亿元以上直接经济损失的事故；重大事故，是指造成10人以上30人以下死亡，或者50人以上100人以下重伤，或者5000万元以上1亿元以下直接经济损失的事故；较大事故，是指造成3人以上10人以下死亡，或者10人以上50人以下重伤，或者1000万元以上5000万元以下直接经济损失的事故；一般事故，是指造成3人以下死亡，或者10人以下重伤，或者100万元以上1000万元以下直接经济损失的事故。（冯军轩）

《全球油气勘探开发形势及油公司动态(2022年)》报告出炉 深水领域成为全球油气勘探发现主战场

■本报记者 渠沛然

日前，国家油气战略研究中心和中国石油勘探开发研究院在北京发布《全球油气勘探开发形势及油公司动态(2022年)》报告(以下简称《报告》)。

《报告》指出，2021年全球油气勘探投资和工作量跌至近12年来新低，但未来随着疫情减弱、地缘冲突的深远影响，油气公司将更加注重新勘探布局，投资意愿持续增强，全球油气勘探将触底反弹。深水领域已经成为全球油气勘探发现的主战场，风险共担、合作共赢是全球深水油气项目运作的方向。

▶勘探投资创12年新低

《报告》显示，自2010年以来，全球油气勘探投资额最高的年份为2013年，投资额达1001亿美元，此后逐年下降。2016年，全球油气勘探投资跌至400亿美元区间；2020年，勘探投资额跌至300亿美元左右。2021年，全球油气勘探投资持续下降，同比降幅达三到四成。

与此同时，2021年，全球油气地震勘探工作量跌至自2010年来的最低。当年共完成二维地震采集5.6万平方公里，同比下降42%，共完成三维地震采集17.5万平方公里，同比下降31%。同期，油气勘探钻井工作量大幅减缓。全球海上探井数量及占比略降。2021年，全球完成探井和评价井共计1235口，同比减少39口，其中，海上探井和评价井为381口，减少37口。

受到疫情影响，油气公司对海上投资更加审慎。但通过提高地质认识和储层识别能力，去年海上勘探成功率创新高，达46.4%，近三年呈现连续上升的态势。这也是自上一轮高油价以来，首次超过陆上探井成功率。

▶深水领域获青睐

《报告》指出，全球深水油气资源丰富、探明率低，是勘探开发业务最具潜力的发展方向。近10年，深水油气项目已成为全球油气增产上产的核心领域，新发现的101个大型油气田中，深水油气田数量占比67%、储量占比68%。深水油气产量不断攀升，2021年全球

深水油气产量为5.0亿吨油当量，占全球油气总产量的6.3%。

“当下，深水和超深水油气田发现延续上涨势头。去年共发现20个深水大中型油气田，上一年仅为5个；可采储量为10.9亿吨油当量，略高于上一年的10.5亿吨。”中国石油勘探开发研究院油气资源勘探研究所高级工程师刘小兵给出上述数据。

“海域仍然是各大油气公司勘探开发主战场，勘探成功率自上一轮高油价以来首次超过陆上。中-南大西洋两岸、墨西哥湾、北海、南里海、北极等热点领域引领全球油气储量发现。预计未来各大油气公司将更加注重勘探布局，投资意愿增强。”刘小兵表示。

“虽然深水油气勘探开发项目投资大、风险高、技术复杂、运作难度大，但经过几十年的摸索，勘探开发、工程技术与装备能力都日趋成熟，业界也已经积累了大量的研究成果与丰富的案例。”《报告》认为，不同层级的参与者，资源国、国际石油公司、独立石油公司乃至油服公司，秉承合作共赢理念，均能在深水领域大展身手，获得回报。

▶把握勘探机遇

国家油气战略研究中心主任马新华表示，我国是

全球最大的能源消费国，也是未来一段时期全球能源消费增长最主要的国家。在油气对外依存度居高不下的严峻挑战下，如何持续提升油气自主控制能力，如何合理有效的利用国际市场保障国内油气供给平衡，是当下亟待解决的问题。

刘小兵表示，在能源转型背景下，我国油气企业仍需把握机会，大力获取有利勘探区块，形成资源有效储备，通过“一个转变、三个加强”，即实现深水领域“非作业者”逐步向“作业者”转变，加强勘探、合作与探索，逐步实现“走出去”向“走上去”的跨越。

《报告》指出，未来五年，全球油气勘探开发投资前景看好，将恢复并超越疫情前的水平，年均投资由2015-2021年3997亿美元增长至2022-2026年的5480亿美元。勘探钻井投资也将迈上新台阶，由2014年低油价以来的年均217亿美元增长至2022-2026年的273亿美元。

“国际石油公司的境外勘探以深水为主，目前共有1625个境外深水区块，占境外区块总数的49%。中国石油公司要与各类公司开展合作，取长补短，合作共赢；与服务公司合作，形成战略联盟。”刘小兵建议，“我们在超前布局、战略跟随、自主勘探等方面大有可为，通过不断深化认识、优化技术、强化合作，必将获得丰厚回报。”

辽宁加快三大核电基地梯次布局

■本报记者 朱学蕊

多基地核电大省继续北扩，这次是辽宁。辽宁省人民政府办公厅日前印发的《辽宁省加快推进清洁能源强省建设实施方案》指出，严格按照国家核电中长期发展规划布局，统筹海洋生态保护与核电项目开发建设，在确保绝对安全前提下，稳步推进三大核电基地建设。

三大核电基地都有“谁”？《方案》透露——红沿河核电基地、徐大堡核电基地、庄河核电基地。《方案》提到，红沿河核电6号机组投入商运，加快徐大堡核电3、4号机组建设，争取徐大堡核电1、2号机组和庄河核电一期尽快核准开工建设。积极推动核能在清洁供暖、工业供热、海水淡化等领域的综合利用，加快推进红沿河核电厂核能供暖国家试点示范工程建设。

《方案》明确，到2025年，辽宁省清洁能源装机占比达到55%、发电量占比达到48%以上，核电发电量占比达到22%以上；到2030年，核电装机达到1400万千瓦，发电量占比达到30%以上，为全省清洁能源发电量占比达到70%奠定坚实基础。中国核能行业协会今年9月发布的数据显示，截至今年8月底，我国商运核电机组53台，总装机容量5559万千瓦，在建核电机组23台，总装机容量2419

万千瓦，在建规模世界领先。核电发电量在当前我国电力结构中的占比达到5%左右，较十年前的约2%有了大幅提升。

对比5%的全国水平，2025年辽宁核电发电量占比22%，2030年增至30%，装机1400万千瓦，相当于十几台百万千瓦级核电机组齐发力，无疑是名副其实的核电大省。

辽宁省这三大核电基地，从开发进度和状态看，呈现出商运、在建、待核准的梯次性开发格局。

作为东北“首核”、东北最大电力能源投资项目，位于辽宁大连的红沿河核电站总装机671万千瓦，是“十一五”期间我国首个批准建设的核电项目。

今年6月23日，红沿河核电站6号机组正式具备商运条件，红沿河核电站一期和二期工程合计6台机组全面投产，国内在运装机容量最大的核电站由此诞生。数据显示，这6台核电机组年度发电量可达480亿千瓦时，约占辽宁省全社会用电量的1/5。

除了发电，红沿河核电站目前已经进入核能供热“倒计时”。

今年3月，红沿河核能有限公司与国家电投东北公司签署《核能供暖示范项目建设运维合作协议》，东

北首个核能供暖项目进入实质性推进阶段。4月6日，核能供暖项目工程正式开工，计划于今冬供暖期实现对周边红沿河镇供暖，先期规划设计供暖面积24.24万平方米。

徐大堡核电站位于辽宁葫芦岛市兴城市，规划建设6台百万千瓦级压水堆核电机组。其中，采用VVER-1200三代核电技术的3、4号机组项目率先开工，是“十四五”期间辽宁省投资建设的最大清洁能源项目，两台机组当前均处于在建状态。此外，1、2号机组目前处于待核准状态。

相比红沿河核电站和徐大堡核电站，庄河核电站鲜有官方公开信息，却因控股开发方大唐集团十多年的筹备而备受关注。

2019年11月，在国内核电开启复苏之际，大唐集团成立辽宁庄河核电有限公司，负责庄河核电项目的开发和前期工作。公开信息显示，辽宁庄河核电有限公司由大唐电力控股，持股比例为46%；庄河核电项目一次规划6台百万千瓦级核电机组，分期建设，目前处于筹备待核准状态。

目前，我国在运在建核电机组（不含台湾地区）分布在沿海8个省区，其中广东、福建、浙江、山东、辽宁5省均有两个及以上在运在建核电基地。