



关于我们

本会介绍

领导机构

专业委员会

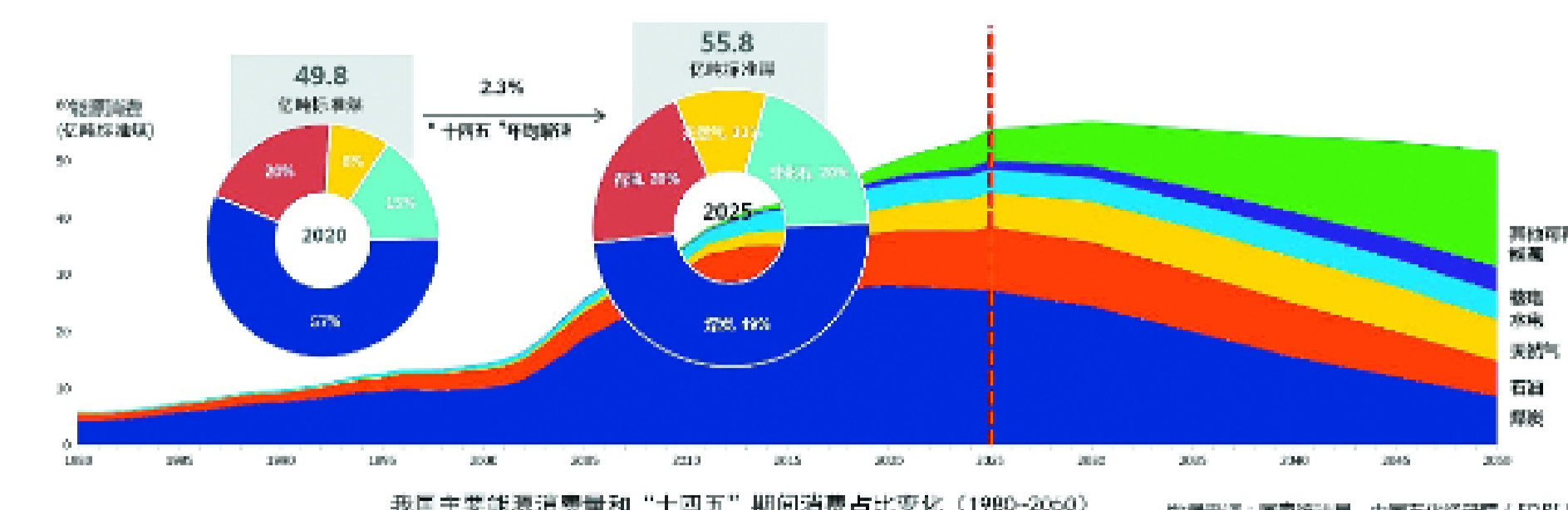
会员单位

专家论坛

推动能源行业走上更加绿色的发展之路 (图)

2023/11/28 关键字: 来源: [互联网]

[中国石化报?2023-11-27]



阅读提示

随着光伏、风能、新能源汽车等相关战略性新兴产业迅速发展,全球能源结构正经历巨大转型,因此,要推进新能源和传统能源融合发展,统筹好能源“促转型”与“保安全”的关系。探寻中国式油气与新能源发展的模式是深度开发我国油气资源的必然选择,更是促进新时代能源高质量发展的必然之路。

近日,第十三届亚太页岩油气暨非常规能源大会(ECF2023)在上海召开。大会以“创新、可持续发展和效益开发”为主题,重点围绕创新技术和解决方案、页岩油气和非常规能源最新趋势、产业发展整合与协作展开研讨,共同探寻中国式油气和新能源融合发展的新模式,推动我国能源行业走上更加绿色更可持续的发展之路。



□本报记者马玲

近年来,在国家“双碳”战略驱动下,我国能源生产结构不断升级。2023年初,国家能源局印发了《加快油气勘探开发与新能源融合发展的行动方案》,强调要统筹推进油气供应安全和绿色发展,在稳油增气的基礎上,加快行业的绿色低碳转型。

随着光伏、风能、新能源汽车等相关战略性新兴产业迅速发展,全球能源结构正经历巨大转型,因此,要推进新能源和传统能源融合发展,统筹好能源“促转型”与“保安全”的关系,这对能源企业提出了更大考验。

面对能源行业发展的新形势、新要求,探寻中国式油气与新能源发展的模式成为深度开发我国油气资源的必然选择,更是促进新时代能源高质量发展的必然之路。

非常规气是我国天然气重要接替资源

“十三五”期间,我国非常规油气勘探开发取得革命性突破,成为我国稳油增气最现实的接替资源。中国工程院院士康玉柱表示,我国天然气市场已进入高速增长期,未来还将有10~15年的稳健发展阶段,由高速增长转至中高速增长。我国非常规气资源十分丰富,开发利用的技术日趋成熟,是天然气的重要接替资源。

康玉柱表示,近年来,全球能源低碳转型步伐加快,在碳中和背景下,全球能源消费结构将产生“双超越、双平台”的深刻变化。天然气将超越煤炭成为第二大能源,需求增长主要来自工业和取暖,集中在亚太和中东地区;非化石能源成为能源增长主力,本世纪中期预计贡献能源需求增量的近六成,主要推动力是亚太地区的能源迅速发展;近几年,煤炭进入消费平台期并开始下降,中国减量调控、欧洲弃煤减煤、北美天然气替代是主要原因;石油消费增速放缓、占比下降,但仍是主导能源,平台期将在2025~2026年到来。

康玉柱认为,我国能源转型已走上高质量发展道路,未来将实现“两达峰、双赶超”。在能源消费方面,将在2030年前达峰,年均增速从“十三五”的3%降至“十四五”以来的2.3%;碳排放量将在2030年前达峰,煤炭消费占比或降至50%以下,能源消费强度下降15%;“十四五”期间,非化石能源消费量在能源总消费量的占比,对内将赶超石油,对外将超过世界平均水平。预计到本世纪中期,非化石能源消费增量将占能源总消费增量60%以上。

“天然气是我国能源转型的必然选择,而非非常规气是我国天然气的重要接替资源。”康玉柱介绍,天然气按类型可分为常规天然气、致密气、页岩气、煤层气等,其中,我国页岩气资源量占比过半。2022年,我国天然气产量2178亿立方米,其中页岩气产量240亿立方米,占全国天然气总产量的10.9%,具有较大上产潜力。

康玉柱建议持续加大补贴、科技攻关力度,发挥各行各业的技术优势,加快提升页岩气勘探开发能力,推动我国页岩气产业高质量发展。

打造“中国版页岩革命”

我国非常规油气资源潜力巨大:陆上中高热页岩气资源量283亿吨、页岩气地质资源量105.72万亿立方米,其中海相页岩气资源量70万亿立方米。美国致密/页岩油和页岩气可采资源量分别为106亿吨和33万亿立方米,我国致密/页岩油和页岩气可采资源量分别为55亿吨和21.8万亿立方米。页岩气成为我国近几年的上产重点。

2022年,我国页岩气产量达到240亿立方米,占全国天然气总产量的10.9%,页岩油产量达到338万吨,占全国原油总产量的1.7%。长宁—威远、昭通、涪陵3个页岩气国家级示范区,陇东、吉木萨尔、古龙、济阳4个页岩油国家级示范区,展示出强劲的发展势头。

在当前国际地缘冲突和贸易摩擦不断扩大的背景下,页岩气资源的开发具有重大意义,推动更高水平的“中国页岩革命”、加快页岩气资源勘探开发,成为改善我国能源结构、确保能源安全的必然选择。

21世纪初,北美成功进行了页岩气规模化商业开发。北美页岩革命成功的关键在于大量中小科技型私营企业在不同领域开展技术研究,在不断的实践中取得技术突破,同时在成熟的技术交易中有大量风险资本涌入和成熟的资本市场加持,以及传统大中型油气公司后续积极参与投入。

相比北美,我国页岩气开发仍处于早中期阶段。上海达伯能源科技股份有限公司董事长李季认为,技术创新和制度变革是实现“中国版页岩革命”的必然选择。他建议推进技术革命,通过核心技术突破带动产业升级,鼓励和引导有技术开发能力的民营企业共同参与核心技术的攻关;深入推进市场开放,降低市场准入门槛,积极鼓励民营企业深度参与页岩气的投资和开发;以产业政策、税收政策、资本市场退出制度变革为突破口,通过推动中小型企业技术创新、税收和资本助力,大步推进产业协同互动发展,走可持续发展之路。

中国石油勘探开发研究院副院长董群认为,储层改造是实现中国“页岩油气革命”的核心技术,是撬动低品位资源的杠杆,是践行“创新是第一动力”的原动力。

地热能开发利用是传统油气转型升级突破口

日前,国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》,提出“积极推进地热能供热制冷,在具备高温地热资源条件的地区有序开展地热能发电示范”。

地热能是非碳基能源,是一种绿色低碳、可循环利用的再生能源,未来可减少我国25%的二氧化碳排放量,是新型能源体系的重要组成部分。作为一种可再生清洁能源,地热能的能源利用系数达73%,远高于太阳能和风能等清洁能源,资源潜力巨大,且不受季节、气候、昼夜变化等外界因素干扰,稳定性极强。

地热能总热量约为全球煤炭储量的1.7亿倍,包括浅层地热能、水热型中深层地热能 and 干热岩地热能。我国浅层地热能开发利用规模位居世界首位。

地热能和油气资源相比,共同点是都储存于以热成因为主的高渗透和致密储层,需要盖层、运移通道、保存条件;区别是油气资源一般存在于沉积岩中,温度低于200摄氏度,单位时间油气产量低、单井生产周期短,地热能储存于硬的花岗岩、变质岩或火山岩中,温度多高于200摄氏度,单位时间产水量高,单井生产周期长达50年。

地热能和页岩气相比,地热能主要形成于岩浆和火山活动,主要分布在断裂或岩浆活动带;页岩气主要通过生物降解、有机质热裂解形成,主要分布在盆地中心。

从地热能及其开发利用情况来看,我国中低温地热能十分丰富,且大部分分布在沉积盆地,尤其是含油气盆地内的地热能是我国中低温地热能资源的主体。地热与油气同属资源和能源行业,开采技术具有相似性。传统油气企业在矿权区内积累了大量地质、钻井等资料,拥有成熟的人才、技术和装备,以及研究评价地热能资源、有效开发利用中深层地热能资源的综合优势,可以将废弃油气井作为地热能重新开发利用。

在国家推进能源革命和低碳转型的宏观背景下,传统油气企业加快地热资源的开发利用,能带来显著的经济、环境和社会效益,不仅能助推传统油气企业实现节能减排、绿色开发的目标,而且能盘活固定资产,降低开发成本,收到可观的经济效益,提升传统油气企业的品牌和社会形象。自然资源部咨询研究中心研究员张大伟认为,传统油气企业转型升级的突破口是地热能开发利用,应加大资金、人力、物力等投入力度,组建工作专班或队伍,以独立或合作的方式获取地热能矿业权。

采出水余热变废为宝

□杨敬

11月18日,在中原油田煤三联站余热利用车间,值班人员正在对热泵系统进行调节,仪表显示,经过处理后用于原油加热的采出水温度为74摄氏度。采出水携带的热能被重新定义,中原油田采用余热利用工艺技术将其“变废为宝”,为原油外输及井场作业提供热源。

在油气生产过程中,中原油田主要采用注水开发方式,油气从地下被驱替出来时带有大量的热能。中原油田在各采油厂开展余热利用项目,采用“电动压缩式热泵+直燃型吸收式热泵+板式换热器”吸热换热技术,从采出水中提取热量,替换站内原有的加热炉对外输原油等进行加热,服务油气生产的同时,实现节能环保。

煤三联站项目实施后,预计年消耗天然气36.7万立方米、消耗电量137万千瓦时,比原方式每年节约天然气160万立方米、减排二氧化碳3497.6吨。

“中原油田坚持新能源与油气生产融合发展,加快新能源产业多元化布局,实现与油气主业协同增效,强化氢能产业区域‘龙头’定位,扩大‘风光电储’自发自用规模,加快余热等多能互补利用。”该油田生产运行管理部副经理张诚说。

无论是各采油厂联合站(中转站)的余热利用项目,还是“碎、散、小”的光伏电站分布,都紧紧围绕油气主业提供最优服务。

截至今年10月底,中原油田已建成光伏项目近53兆瓦,投产光伏电站94座,光伏发电量超3200万千瓦时。

发展光伏发电,中原油田摸索出自己的“路子”——从办公屋顶、井场、池滩等闲置土地和屋顶资源这类“边角料”场地入手,在与土地利用、生态保护等相协调的基础上,采取统一规划、集中连片、分步实施的方式,打造“光伏+环境治理”发电模式,以实现光伏效益规模化发展,降低吨油气生产成本,为油田新能源产业深度融入油气主业打牢基础。

“风光互补”模式赋能油气生产

□徐博超

截至10月底,江苏油田新能源今年累计发电量突破8000万千瓦时,可为油区1800多台抽油机提供一年用电量。近年来,江苏油田积极构建“风光互补+油气生产”发展模式,加快推进新能源建设与勘探开发融合发展。截至目前,油田已建成投产风电机组11台(套)、光伏电站134座,形成装机容量64.5兆瓦、年发电能力1.3亿千瓦时的新能源规模。

江苏油田井场、站库大部分坐落于田野,风力、日照资源丰富。油田充分发挥自身优势,坚持分散式与规模化并举,“见缝插针”开展项目建设,有效盘活土地资源。

在真110井场,江苏油田建设了风电机组、铺设了光伏板,形成了“风光互补”的发电模式;在永安安场,项目组员工在波光粼粼的水面上架设光伏板,上可发电、下可养鱼,形成“渔光互补”模式;在联盟庄集输站,首个分布式屋顶光伏电站建成,光伏电站从地面向屋顶拓展。

今年,真110、花3-5、徐30等风光一体化项目全容量并网后,平均每年为油区电网提供绿电2300万千瓦时。

但风力时强时弱、天气阴晴不定,这些客观因素对于需要稳定的电网来说并不“友好”。为了让“看天吃饭”的风能、太阳能转化成可用的能源,江苏油田利用曹庄储能电站存储绿电,在满功率情况下,4小时可充满2万千瓦时电能,可保障150多台抽油机运行24小时。它就像一个“充电宝”,有效提高了绿电消纳能力。需要发电时,生产运行人员无论身在何处,只需在手机上操作APP,便可让储能电站开始工作。

同时,油田积极推进电网改造和互联互通建设,将余电输送给新能源未辐射地区。今年3月,陈二线联合线建设完成,截至目前,已输送绿电602万千瓦时。“接下来,油田计划对崔庄—高集—范庄线路进行改造,让绿电辐射周边、全区共享。”江苏油田工程管理部新能源室副主任蒋晓军说。

新能源助力效益生产

□本报记者常换芳

截至11月20日,河南油田9月底投运的最大光伏发电项目已生产绿电12.7万千瓦时,部分供应给魏岗区域的4条油井线路,为油气生产单位节约电费8万多元,有效助力效益生产。

河南油田既是产能大户,又是耗能大户,依靠油气资源“一条龙”走路,步履维艰。他们紧紧围绕企业“稳油降本提效”目标,首先从机制建设入手,建立新能源与油气产能建设同部署、同设计、同实施的融合发展机制,重构企业绿色低碳发展的新模式,全力以赴助力企业可持续效益生产。

河南油田结合生产实际需求,关注风光、余热、地热等资源,构建地上下新能源资源共用、风光电热齐发力的绿色能源体系,为油井生产、燃气锅炉、集输管线等源源不断地提供低成本绿色动能,努力打造“零碳”井区和联合站和集输站。

2020年初,河南油田依托自身丰富的风能、太阳能和余热资源,利用闲置土地、闲置场站等,持续扩大新能源项目规模。截至目前,河南油田已安排实施包括光伏、风能、余热、地热等项目在内的新能源项目31个,绿电装机规模达到河南油田规划装机规模的90%以上,每年可生产绿电1亿千瓦时,节约天然气700万立方米、降低生产成本4500万元、减碳7.4万吨。

与此同时,河南油田从新能源项目的设计、投资开始,本着低成本原则,坚持一体化组织,形成设计、施工全过程一体化管理模式,降低工程造价,提高投资回报率,实现新能源项目投资成本低、建设速度快、投入效果好的多赢目标。

今年以来,河南油田又加大“借智”“借力”力度,和国家电投合作建设光伏、风能等新能源项目,与政府能源主管部门建立常态化沟通机制,争取土地使用优惠和税费优惠等政策,从投资、管理、运维、税费等方面多角度降低新能源项目的投资成本。

友情链接

中国民生新闻网 民生频道网