

关闭煤矿剩余煤层气抽采将依法启航

采空区煤层气能否成增产新支点

■本报记者 渠沛然

山西省不仅是煤层气资源大省、产业大省,同时还肩负着能源革命综合改革试点的国家使命。近年来,山西一直在探索能源革命和能源改革的新路,先后出台了煤层气增储上产三年行动计划、矿业权规范管理、试采许可延期等,探寻煤层气产业取得重大“突破”的路径。

山西省自然资源厅日前发布消息称,2020年底在全国首次挂牌出让的3个煤炭废弃矿井煤层气抽采试验区已成功出让,太原南峪区块由自贡华气科技股份有限公司以40.5万元竞得,晋城古书院区块、晋城王台铺区块由山西蓝焰煤层气集团有限责任公司(下称“山西蓝焰”)分别以10万元、8.3万元竞得,竞得人也已签订出让合同。



自2020年1月首次发文开展煤炭采空区煤层气抽采试验后,山西用一年时间迈出落实能源革命综合改革试点部署、推进关闭煤矿剩余资源再利用的第一步。煤炭采空区煤层气资源量实际情况如何?抽采量能否成为煤层气产量增产的支撑点?煤层气资源优势又该如何转化为产业优势再次引发业内关注。

前景广阔但仍处起步阶段

长期以来,煤炭为我国能源供应提供了有力保障,但煤矿因资源枯竭被废弃后没有及时回填而形成了大面积采空区。数据显示,山西有开发价值的采空区面积约2052平方公里,预测剩余煤层气资源量约726亿立方米。西山、阳泉、武乡、潞安、晋城、霍东、离柳等7个瓦斯含量较高的区内,采空区面积约870平方公里,预测煤层气资源量303亿立方米。

某煤层气资深人士表示,不论从促进关闭煤矿剩余资源、地上地下空间再利用还是消除煤炭采空区瓦斯溢出安全隐患来看,采空区前景较为广阔。其中一部分采空区资源相对富集,抽采效果很好,但部分资源相对分散,资源丰度较低,一些废弃矿井地质资料不完整,不少采空区边界与现有煤炭矿业权范围交错。加之煤矿封闭工作不到位,抽采受到一定影响。就资源有效转化率来看,要想成为煤层气增产新支点,短期内有难度,开采有一定风险,还需要时间探索。

上述资深人士进一步指出,目前煤炭采空区煤层气抽采也缺乏

行业标准,资源量测算标准有待完善,规范性有待提高。连片开发、持续稳定利用面临诸多不确定性,导致这部分资源未被充分利用。

中国石油大学(北京)煤层气研究中心主任张遂安认为,采空区与较大面积实体煤层重叠进行常规抽采,无形中设立了准入门槛,多数外采和中小企业不仅面临技术水土不服和技术攻关等难题,与此同时还可能面临较难解决的矿权问题。“虽然采空区煤层气抽采面临诸多问题,但从环保、安全、资源多角度考量仍值得积极探索。“试点”作用尤为重要,要先有成功案例后才适宜全国大面积铺开。”

据了解,此前贵州也曾计划将采空区变为采气区,但由于技术和经验不足打井效果并不理想。记者致电山西蓝焰了解煤层气采空区进展情况,对方表示正与相关部门商讨方案可行性并进行技术攻关。“煤炭采空区煤层气抽采虽然不是新事物,但在国内刚刚起步,技术难题的攻关尤为重要,年后若有新进展将对外公布。”对方解释称。

利用率低挫伤开发积极性

目前,国外煤层气勘探开发趋于煤系气、致密砂岩气、页岩气共探共采,低浓度瓦斯发电、热电联产等成为煤矿区瓦斯利用的发展方向。

受访人士一致认为,目前采空区煤层气抽采利用境况有些尴尬,要先解决“采出气来如何用”的问题。

上述资深人士表示,目前发达国家采空区煤层气抽采主要用于瓦斯发电,但国内瓦斯发电上网电价缺乏吸引力且没有补贴,电网企业按照火电价格结算,且不断下调上网电价,瓦斯发电成本下不来,企业积极性受挫。

整个行业来看,煤矿瓦斯抽采与矿井生产较难实现分别核算,导致部分企业未享受增值税优惠政策,瓦斯抽采积极性不高。

“煤矿瓦斯发电上网电价与企业外购电价相比优惠微不足道,且瓦斯发电的不稳定性,对电网系统稳定存在冲击风险,电网企业支持力度不大,因此部分煤矿瓦斯发电企业只能自发自用。”上述资深人士表示。“这其实凸显了整个煤层气市场价格机

制不完善的问题。尽管国家出台政策放宽煤层气价格管制,但因煤层气在天然气市场的份额占比较小‘话语权弱’,销售遇到价格‘天花板’,民用瓦斯因受地方物价部门制约,价格严重背离成本。由于产量规模不大,上产速度慢、供气条件差的特点,同质量的煤层气价格往往低于当地一般天然气价格。”上述资深从业人员补充说。

受访人士均表示,煤层气产业还面临管道建设和储气设施建设不足等问题,管网问题是实现销售目标的最关键瓶颈,效益是制约发展的重要因素。“赚钱季节在保供,淡季又卖不出去的困境。煤层气集输管网同步跟进不足且共享性差,导致煤层气井储层强化完井之后,集输管线建设却没跟上,不得已只能‘点火把’,造成资源的严重浪费。由于市场机制问题,气田上载管网通道存在问题,要么在上载管道铺设方面资源开发企业与管网企业甚至地方政府相互掣肘,要么运行不畅。同时,不同企业之间集输管线共享性差,使得已有的天然气管网也没有得到有效利用,一定程度上降低了开采利用效率。”张遂安指出。

环保贡献潜力大

煤层气发展虽然存在诸多难题,但也面临现实需求。随着环保政策约束力增强,国家提出2020年国内生产总值二氧化碳排放较2005年下降40%-45%和力争2030年二氧化碳排放达到峰值、争取2060年前实现碳中和的目标。

数据显示,2016—2019年,国内累计利用煤层气393.9亿立方米,相当于节约标准煤7000多万吨,减排二氧化碳5.9亿吨,实现“3060”目标煤层气减排潜力巨大。

“利用瓦斯进行发电是减少温室气体排放、有效利用低浓度瓦斯的重要手段。但目前煤层气发电机组未被纳入全国碳排放管理。因此煤层气要想持续实现环境、安全、社会效益,在重视自身发展的同时,也应呼吁国家重视煤层气矿业权设置面积不足、国家重大专项持续支持煤层气抽采利用关键技术装备攻关、扶持政策持续发力等影

响发展的重大问题。”张遂安说。

“最关键的还是要实现技术攻关。目前煤层气产业技术创新滞后于产业发展速度,这是因为我们没有原始创新的研究团队,研究机构没有特色和‘分工’,企业在研究基础理论,高校在解决现场生产难题,技术攻关同质化、重复研发问题严重。因此,加强勘探开发技术攻关,形成适合我国不同类型煤层气勘探开发核心技术及配套技术,同时开展废弃(关闭)矿井、采空区煤层气开发技术攻关,十分迫切且必要。”张遂安说。

业内人士表示,高产老区稳产上产、低产低效老区改造、低煤价、构造复杂区效益开发、深部及煤系气综合开发是中国煤层气持续发展的基础,预计2035年我国煤层气产量可达150亿-250亿立方米。“从资源以及积累的经验看,煤层气仍是天然气增储上产重要的非常规气源补充。”张遂安说。

江汉油田多措并举实现绿色生产



图片新闻

近年来,中国石化江汉油田加强建设项目管理,制修订16项环保管理、5项能源管理制度,积极推进绿色企业发展。

2020年全年油田生产天然气68.05亿方,同比增长5.63%。其中页岩气67.05亿方。全年销售天然气65.15亿方,同比增长5.68%。油田还加大新能源开发利用力度,在清河、坪北推广太阳能发电照明项目,在平台站场地及基地内外道路安装太阳能路灯共计190盏,年减少电能消耗5.8万千瓦时,节约费用5.7万元,减少温室气体排放28吨。图为工作人员在对比尾水处理前后水质。

黄慧 黄亮/图文

石化行业全面回暖

市场动态

个主要指标罕见出现同步大幅下降。中国石化和化学工业联合会信息和市场部主任祝昉表示,从行业生产和消费角度看,石油天然气生产和消费全年增速5.3%和6.1%,能源与化工产品的生产与消费均有增长,营收下降主要原因是产品价格下降导致。

利润方面,2019年石油天然气开采利润1533亿元,2020年跌至271亿元,净减少1262亿元,石油开采全年亏损49.4亿元。成本方面,2020年石油开采营业成本4517.5亿元,产量1.95亿吨,全年每桶营业成本317.35元,而上海期货交易所结算平均价为303.83元,每桶净亏损13.52元,原油对外依存度升至73.5%。

“由于成品油调价窗口与原油价格波动差10个工作日,行业从购买原油到成品油产出大约需要3个月周期,原油下跌

周期内,炼油行业要额外支付原有先进先出亏损的财务成本。”祝昉解释道。

傅向升表示,虽然2020年是各经济数据下滑幅度最大的一年,但行业仍不乏亮点和突破。自5月份开始,生产经营逐步改善并回升向好,至9月份全行业营业收入已接近正常年份每月1万亿元的水平,10月份全行业利润总额恢复到较好年份每月700亿元以上的水平。科技创新取得新突破,骨干企业“压舱石”作用更趋明显,园区规范化又有新进展。

傅向升指出,作为“十四五”开局之年,2021年将以高质量发展为主题,以深化供给侧结构性改革为主线,深入实施创新驱动和绿色发展战略,加快智能化数字化转型,加大传统产业升级改造力度,加大世界一流企业和现代石化产业集群培育力度,开好局、起好

步,为向石化强国目标跨越争取新的突破。

祝昉预测,2021年,宏观经济、供需环境、价格走势等行业经济指标将全面增长,营收增幅10%,利润总额10%或以上,进出口总额增幅将达8%。

“十三五”期间,石化行业进一步巩固世界第二石化大国和世界第一化工大国的地位,对世界石化市场的贡献一直稳居40%左右。“十四五”期间,石油和化工行业面临国际形势复杂严峻、国内形势稳定向好的发展局面,将围绕贯彻创新、协调、绿色、开放、共享五大新发展理念,以推动行业高质量发展为主题,以绿色、低碳、数字化转型为重点,以加快构建以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局为方向,提高行业企业核心竞争力。(渠沛然)

关注

青海油田 逆势奋进量效双丰收

本报讯 1月28日,中国石化青海油田原油日产量达到6351吨,天然气日产量保持在1809万立方米的水平高位运行。

入冬以来,青海油田克服低温、冰雪、风沙等恶劣天气,高质量组织冬季油气生产,把“熬冬”变成“冬训”,推进“战严寒、转观念、勇担当、上台阶”主题教育活动和提质增效专项行动,实现了产量效益双丰收。2020年,油田生产油气当量738.46万吨,全面完成年度生产任务。

油气勘探接连突破。大打资源勘探增效仗,深化勘探英雄岭、干柴沟地区浅层勘探取得重要发现,发现了新的高产、埋藏浅的效益勘探区带。集中勘探柴西北,翼评4井、风10井获得工业油流,风平1井、风3H1井初步实现效益开发。精细勘探柴西南,切探2井喜获工业油流,扩大了油藏规模。

油气产量持续增长。大打油气开发增效仗,全面优化产量结构,大幅缩减风险高、效益差的进攻性措施,原油最高日产量达6420吨,创近年来最高水平,完成原油产量228.5万吨,超计划1.5万吨,再创历史新高。气田开发实施“优方案、调结构、精管理、强攻关”四项举措,大力推行“五个一”提产模式、“123”气井管理和措施分类治理等工作方法,实现天然气产量由61亿立方米升至64亿立方米后连续4年保持稳产。

提质增效激发新动能。一体推进“战严寒、转观念、勇担当、上台阶”主题教育活动和提质增效专项行动,部署四个方面20项具体任务和九个方面38项具体措施,控制成本,在效益增长上做文章,大打效益进攻仗,全年实现提质增效8.45亿元。

安全环保平稳受控。扎实推进安全生产专项整治行动,实现全年安全环保“零事故、零污染、零损害”。针对油田地跨青甘两省三地、人员流动较多的实际情况,组建疫情防控工作领导小组和指挥部,建立完善网格化管理、单元化作战、精准化施策的常态化疫情防控机制,“零疫情、零感染”的防控成效,助力油田仅用28天就完成了139支钻修井队伍复工。(李凌波 暴海宏 李云)

长庆油田“六大战略” 绘就发展蓝图

本报讯 截至1月31日,中国石化长庆油田今年生产油气当量568.89万吨,其中生产天然气44.93亿立方米、原油210.88万吨,迎来开门红。

“十四五”大幕初启,年油气当量突破6000万吨的长庆油田立足新起点,谋篇布局,明确发展方向,大力实施资源保障、创新驱动、效益优先、绿色低碳、人才强企、品牌价值“六大战略”,乘势而上坚持“三步走”发展目标,持续保持公司储量、产量、效益在国内上游业务领先地位,争当保障国家能源安全的排头兵。

面对当前我国油气对外依存度高、国内油气消费保持增长的严峻形势,长庆油田坚持“常非并举、油气齐增、量效双提、持续发展”,持续增储上产,加快非常规资源经济有效开发。长庆油田提出“三步走”发展目标,确立了“十四五”及中长期高质量发展“六大战略”,到2035年油气产量当量突破7000万吨。

今年是长庆油田二次加快发展进入新阶段、阔步迈向“三步走”目标的第一年。在去年油气当量占集团公司30%、净利润占比接近30%的基础上,2021年,长庆油田以“起跑就是冲锋、开局就是决战”的信心和决心,打好打赢勘探评价进攻战、上产稳产持久战、经营创效攻坚战和市场开拓主动战,在新发展格局中彰显大油田的“大样子”。

为高质量完成油气产量目标任务,长庆油田整体统筹油田开发工作,分类精准管理油藏,高效开发低渗透油藏,精细开发超低渗透油藏,培养发展非常规油藏,强化两级管理力量,做好动态产量任务保障,突出抓好页岩油勘探开发评价一体化和重大开发试验7大类核心技术转化。在气田开发方面,坚持系统思维,精益生产管理,着力打造高度协同、运行高效的生产组织体系,突出抓好冬季高峰供气的有利时机。

按照计划,上半年天然气产量要完成52.5%以上,淡季日产量守住1.1亿立方米的底线。特别是面对元旦以来的极寒天气,长庆油田在保证安全的前提下,最大限度释放气井产能,发挥储气库调峰作用。这个日产水平将维持一个月以上,确保下游千家万户温暖过年。(徐佳)