

国内最大煤层气对外合作区块量产在即

政策加油 技术清障 煤层气产业将爆发

□本报记者 汪珺

令人生畏的“瓦斯”将华丽转身,成为“清洁中国”的重要力量,在“十三五”开启产业链的黄金时代。

提起瓦斯,许多人并不陌生,但它的另一个名字——煤层气,却未必为大多数人所熟知。通俗来讲,“瓦斯”其实就是储存在煤层中的天然气。数据显示,我国煤层气资源量达36.8万亿立方米,居世界第三,可采资源量约10万亿立方米。2015年中国天然气供需缺口预计达693.06亿立方米,而可采煤层气产量约230.10亿立方米,若煤层气得以有效利用,可弥补天然气缺口近三分之一。

然而,现实情况并不如意。据国家能源局数据,2014年我国煤层气(瓦斯)抽采量170亿立方米,而利用量只有77亿立方米。《煤层气开发利用“十二五”规划》提出,到2015年国内煤层气产量达到300亿立方米。若按照当前开采速度,目标“放空”并不惊讶。

造成我国煤层气资源量巨大但开发利用不足的主要原因在于:一是政策扶持不够到位,二是技术攻关还需加强。“我国煤层气已由商业开发初期阶段迈向正常商业化开发阶段。在这个历史特殊时期,尤其需要‘加油清障’。”“加油”即营造更好的政策环境,“清障”即加强科技攻关,破除技术障碍。”中联煤层气公司原董事长孙茂远如是指出。

业内人士透露,当前各方对加强煤层气勘探开发空前重视,煤层气补贴标准由0.2元/方提高至0.4-0.6元/方的预期强烈。在业界多番呼吁下,煤层气开发相关审批程序有望进一步简化。

另据中国证券报记者了解,位于山西、陕西境内的三交项目有望近期取得国家能源局ODP批准,成为我国第二个正式进入商业化开发的中外合作煤层气项目。该项目具备开发5亿方/年生产规模的资源条件,将为我国煤层气商业开发积累经验、树立典范。

业内人士认为,在政策力度加大、技术攻关加快、示范项目效应等多重因素催化下,煤层气产业投资热情有望被再次点燃。不少上市公司已纷纷宣布涉足或转型煤层气开发。开采环节投资增速将拉动煤层气上游产业链发展,产量增长后将带动下游储运分销市场进一步发展。



工作人员在煤层气中心集输站进行检查。新华社图片

补贴提高预期强烈

一个月前,国家发改委网站公布《2015年循环经济推进计划》,提到组织实施《煤层气勘探行动计划》,2015年煤层气抽采量达到179亿立方米,利用量达到83亿立方米。煤层气投资再次受到业界关注。

实际上,支持煤层气发展的政策从未间断。从《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十二五”规划》到《煤层气产业政策》,再到《煤层气勘探行动计划》等,据中国证券报记者不完全统计,仅“十二五”期间,有关煤层气开发的政策几乎“一年一公布”。

经梳理发现,对煤层气开发的优惠政策主要包括:对煤层气抽采企业的增值税实行先征后返政策。先征后返税款由企业专项用

于煤层气技术的研究和扩大再生产,不征收企业所得税;勘探开发煤层气进口必要的设备、材料免征进口关税和进口环节税;不征收资源税;煤层气市场定价;煤层气开采矿区实行使用费优惠、系列探矿权与采矿权管理费减免等优惠制度。

“煤层气扶持政策频频,充分体现了政府对行业的高度重视。但对企业而言,最直接、最实在的利好还是来自于补贴标准的提高。”一位煤层气业内人士对中国证券报记者指出。

2007年4月,财政部颁布《关于煤层气开发利用补贴的实施意见》,中央财政按照0.2元/方的标准对煤层气开采企业进行补

贴。但上述业内人士告诉中国证券报记者,目前我国煤层气的抽采成本大约在2元/方,出厂价约为1.6-1.7元/方,0.2元/方的补贴相对于高昂的煤层气开发成本显得“杯水车薪”,严重影响了企业对煤层气勘探开采利用的积极性。

据孙茂远介绍,美国煤层气补贴额通常相当于气价的51%,并随通胀系数变化而调整,使煤层气企业的内部收益率一般高于24%。美国这一补贴政策从1980年实行,延期3次,1992年以前打的煤层气生产井可享财政补贴至2002年。因为煤层气与常规天然气同质同价,不能为煤层气单独提价,只有政府补贴才能使煤层气企业降低成本,使开

采煤层气与常规气相比具有竞争力。

“我国的煤层气地质条件远逊于美国,采取与其类似的补贴额度应是合理的最低限。我一直建议中央财政提高补贴至0.6元/方,执行期10年。”孙茂远指出,按照我国煤层气田当前1.6元/方左右的出厂价,如算上减免的13%增值税,加上财政补贴0.6元/方,总额度0.8元/方左右,约占气价的1/2。

关于煤层气补贴标准提高的呼吁已近两年,却迟迟未能落地。“发改委、能源局都持支持态度。目前看,地面补贴没有问题,但井下抽采部分如何计算还存在争议。但可以确定的是,当前国家对于如何加快煤层气开发速度空前重视。”孙茂远称。

三重障碍逐步清除

在政策环境不断完善的同时,制约煤层气发展的一系列障碍也在逐步清除。

矿权重叠是制约煤层气发展的一大“心病”。我国煤层气资源采取一元管理体制,主要由国土资源部进行探矿权的审批。而煤炭则采取二元管理体制,120万吨以下的煤矿由各省级主管部门批准和发证,120吨以上煤矿则由国土资源部批准。国家在发放某区块的气权时,地方可能已经在同一区块发放了矿权,造成在同一个空间内煤炭矿权与煤层气矿权的重叠,煤企、气企“打架”的情况因此频频见诸报端。

孙茂远介绍,在近年来国家出台一系列“先气后煤”政策引导下,如今煤企和气企之间通常会签订协议、共同开发,矿权重叠矛盾实际已大为缓和。

申银万国研究报告也指出,调研发现,在煤层气资源丰富的山西、河南两省,煤炭与煤层气重合区域低,而且2006年之后主要重合区域的争端已经通过政府指导或协商方式得到解决,煤层气开采两权分离制度阻力较小,已非制约煤层气开发的主要因素。

煤层气输送管道建设也初具规模。根据中国煤炭学会煤层气专业委员会的资料,目前中国已建成5条煤层气专用管线,年输送能力102亿方;在建3条,年输送能力34亿方。在煤层气主要产区山西省,山西省天然气公司、山西省燃气产业集团、山西国际能源集团三大公司担纲了山西省内长输管道的运营,目前三者已建立起丰富的省内管网,煤层气入网不存在障碍。

海通证券研究报告指出,通过管网销售煤层气没有障碍。以中国油气控股管输为例,其煤层气开采区块三交地区有3条煤层气输送专线,2014年,公司通过工业用管道销售煤层气占89.7%,民用管道销售占10.1%,两者合计达99.8%。

相比矿权重叠和基础设施问题,技术突破更被视为推动煤层气产业发展的关键。曾有业内人士抱怨,一些煤炭企业不掌握适宜技术,打了多口井都出不了气,只能干着急。“即使在同一个区块,中石油、中海油都可能就技术的选择产生分歧。煤层气开发技术需要因地制宜,更加细化,也更具颠覆性。”孙茂远称。

煤层气开发技术主要包括三方面:勘探技术、打井排采技术以及增产技术。技术的

成熟性主要反映在单井采气能力以及衰减周期上。尽管技术障碍仍存,但近年来我国煤层气勘探开发技术已取得了长足进步。

据孙茂远介绍,目前我国已掌握常规煤层气钻、完井、压裂、排采技术,一些关键技术也获得多项自主知识产权。比如“山西沁水南部煤层气开发利用国家示范工程”最早获得成功,200口煤层气井平均单产3700立方米,与美国黑勇士盆地单产水平相当。

另据申银万国研究报告,在煤层气商业化采气较为成熟的沁水盆地和鄂尔多斯盆地中,直井、水平井和U型井的联合使用提升采气量,煤层气勘探水平也大幅提升,三个主要煤层气开采公司已经取得稳定的盈利。

合作项目量产在即

如果说积极的政策支持以及矿权、技术等障碍的突破,为我国煤层气产业发展从顶层设计到行业环境创造了良好条件,那么煤层气示范项目的成功建设,则从实际操作层面为煤层气商业化开发树立起典范。

2011年11月,中联煤层气开发项目取得国家发改委ODP(总体开发方案)批准,成为我国煤层气对外合作第一个获准开发项目。2014年预计年产量2.8亿立方米,目前已经取得良好经济效益。

时隔四年,又一个中外合作煤层气项目——三交-磧口煤层气区块开发项目(简称“三交项目”)有望于近期取得国家能源局批准,成为继潘庄项目之后,第二个正式进入商业化开发的中外合作煤层气项目。

三交项目由中石油集团与中国油气控股全资控股公司奥瑞安能源国际有限公司以产品分成模式进行开发,中方权益30%,外方权益70%,合同期限30年,奥瑞安公司作为主体作业者。

据业内人士介绍,与潘庄项目相比,三交项目具有以下优势:

一是拥有更广阔的区块优势,三交项目区块面积达383平方公里,比潘庄项目(150平方公里)多了200多平方公里;二是项目位于山西和陕西境内、鄂尔多斯盆地东缘,距离主干输气管网近,外送管网输送能力大,煤层气运输、销售均有保障;三是与中国其他煤层气区块相比,三交区块煤层气含气饱和度高于85%,渗透率达3md,目的层含

气量最高达1.54亿/平方公里,两个产气层的煤层厚度共约9米。评估认为,三交区块具备开发5亿立方米/年生产规模的资源条件,是中国最好的整装煤层气田之一。

值得注意的是,在矿权重叠问题上,三交项目首创了“三交模式”。项目所在地山西临县与中石油煤层气公司签署了合作框架协议,成立了以县长挂帅的煤层气开发领导小组,从项目准备、申报、临时用地等方面积极协调与涉煤企业的合作关系,理顺了三交地区矿权重叠利益之间的头绪。这种将争端转换为合作的矿权重叠解决方案得到国家认可。

在煤层气开发技术上,三交项目也取得重大突破,打出中国第一口新型多分支水平井,四个主水平分支全下玻璃钢管筛管,总

长度近3000米。该井具有投资少、产气量高、产量稳定、生产期限长的优点。

上述人士透露,该项目未来计划分两期开发:一期开发规模3亿立方米/年,开发期两年;二期开发规模2亿立方米/年,开发期两年。将争取用3-4年时间达到年产5亿方的产量目标,预计内部收益率将超过20%。

“三交项目是国家煤层气‘十二五’规划重点建设项目,是中石油公司实现煤层气‘十二五’规划目标的重要项目,同时也是鄂尔多斯盆地东缘第一个进入总体开发方案阶段的对外合作项目,项目的加快实施对于落实煤层气开发利用规划和带动该地区对外合作项目的快速发展具有重要的示范意义。”一位煤层气业内人士点评道。

上市公司投资暗涌

或是看到了煤层气产业的广阔前景,中国证券报记者注意到,近年来不少A股或H股上市公司纷纷公告涉足或转型煤层气开发,以期提前布局。

煤企“兼顾”煤层气,属于意料之中。在煤价持续下跌、业绩下滑的背景下,阳泉煤业(600348)2015年初收购煤层气发电厂51%股权,借用自身的资源禀赋,开启向煤层气业务方向的拓展。安源煤业(600397)亦是如此,公司2014年投资设立江西煤层气开发利用有限公司,拟整合江西省内资源,并拓展云贵等省外区域,转型综合能源。

油服公司收购煤层气区块,意在全面布局天然气产业链。惠博普(002554)2013年

7月公告,以自有资金约人民币1.3亿元收购DartEnergy(FLG)Pte.Ltd100%股权,从而获得柳林地区煤层气资源开采产品分成合同25%的权益,向上游资源领域延伸。此外,恒泰艾普(300157)、准油股份(002207)等也均曾公告涉足煤层气领域。

房企瞄上煤层气,意在转型。在房地产领域陷入经营困境的中房股份(600890),2014年4月发布定增方案,拟通过收购江苏国盛股权进军煤层气领域,在沁水盆地与中联公司进行煤层气项目合作开发,谋求突围转型。

H股市场上也不乏专注煤层气领域的公司。上述三交项目的外方作业方——奥

瑞安能源国际有限公司就是由H股上市公司中国油气控股(0702.HK)全资控股。2014年,公司煤层气销售增长强劲,年内销售4.424万立方米,按年增45%,产销比例达94%。煤层气业务已成为中国油气控股的核心业务,截至2014年6月底,归属于煤层气业务的资产总额已达36.2亿港元,占总资产85%。

“页岩气开发对技术、装备要求较高,在中国可能大企业更合适。而煤层气技术差别大,需要更细化,一些中小公司具有优势。”孙茂远告诉中国证券报记者,过去许多外国大公司在中国进行煤层气勘探开发曾遭遇技术的“水土不服”,目前外资合作

比例已由最高时期的85%降至目前的30%-35%。近年来,一些中小民营公司却凭借独特的技术优势异军突起,如北京奥瑞安能源技术开发有限公司、山西省沁水程远机械工程有限公司、泛亚大陆公司、陕西国昊公司、河南贞元集团等。

但他亦指出,煤层气开发光有技术还不行,融资渠道也很重要。煤层气进入商业开发阶段后投入会很大。一般而言,一口煤层气直井成本在250-300万元之间,水平井约1200-1700万元,更复杂的多分支水平井则要四五千万。“过去一些外国公司就是因为后续资金跟不上,只好放弃了,因此煤层气开发一定要走市场化道路。”孙茂远强调道。

重点公司点评

国新能源 煤层气管输占比提升

国新能源(600617)2014年完成资产重大重组,主营业务由贸易、房地产开发等转向天然气长输管道及城市燃气管网的建设运营。控股股东山西省国新能源发展集团有限公司拥有全省100亿立方米天然气独家经营权及200亿立方米混合燃气资源主导运营权,是气化山西主力军。

2015年4月30日,国新能源与中联煤层气有限责任公司在京签订煤层气合作框架协议书。双方将推进形成煤层气供应、输送、市场开发相协调的上下游合作发展合力。

公司目前在山西管网占有率、资源占有率以及市场占有率均在95%以上,独享气化山西盛衰地位难以撼动。2014年公司归属于上市公司股东的净利润4.35亿元,较上年同期3.08亿元,同比增长41.07%。业绩增长主要受益于销量增长与煤层气占比提升对毛利的贡献。2015年公司煤层气占比有望继续提升。同时,公司打造的多元化下游需求逐渐释放,销量有望继续保持高速增长。

中房股份 定增募资进军煤层气

中房股份(600890)主营业务为房地产开发,但受房地产行业低迷影响,公司2014年营业收入1535.8万元,同比下滑75.86%,净利润更亏损1342.5万元。

公司2014年4月披露增发预案,拟募资不超过9.58亿元,收购江苏国盛90%股权。募集资金投资项目实施后,中房股份将进入煤层气的开发、生产和销售。资料显示,江苏国盛主要通过古交国盛从事古交煤层气开发项目。古交煤层气项目在山西省太原市西侧,位于沁水盆地北部的西山煤田。中联公司与古交国盛签订PSC合同,共同合作对古交煤层气项目进行滚动开发。预计项目煤层气总产量为56.72亿立方米,按商品率95%估算,项目累计销量预计为53.88亿立方米。

中房股份认为,此次非公开发行完成后,公司主营业务将变更为煤层气开发、生产与销售,后续将按照ODP方案完成古交煤层气项目建设投入,并在此基础上拓展其他煤层气开发及煤层气散气收集、加工及销售业务,以此改变现有窘境,完成转型。

阳泉煤业 煤层气资产盈利可期

受累于煤炭价格低迷,阳泉煤业(600348)主营业务业绩下滑。公司2014年归属于母公司所有者净利润7.92亿元,同比下滑15.34%。但公司正在借助自身的资源禀赋,积极开启向煤层气业务方向拓展的步伐。

公司去年年底公告,拟以所持国贸公司100%股权置换阳煤集团所持有的部分煤电资产,其中包括:阳煤杨德煤层气发电51%股权、煤层气发电分公司资产和煤层气开发利用分公司资产等。

中信证券认为,公司置换进入的煤层气资产远期盈利贡献可期。随着清洁能源利用政策的深入推广,预计中长期公司煤层气业务销售渠道(目前正逐步推广车用燃料CNG等)及开发利用规模都将有较大的发展空间,盈利改善可期。

新奥股份 天然气业务快速扩展

新奥股份(600803)2014年10月完成对山西沁水新奥燃气有限公司的收购。山西沁水现有LNG产能40x43:10Nm/d,对应产能约1.3亿标方/年(开工330天计)。山西沁水的煤层气供应来源是亚美能源。亚美能源潘庄区块2011年以来产量年均增长率达50%,2013年潘庄煤层气年产量约1.4亿立方米。2014年12月24日,潘庄区块日产量超过5000万立方英尺(141万立方米),预计2015年产量将达到5亿方/年。得益于气源供应的持续增长,2014年山西沁水LNG产量12.873.23万标方,同比增长84.27%,实现满产满销。营收实现3.44亿元,同比大增85.17%。

公司今年3月启动收购新地能源,并设立合资公司新能龙山建设运营焦炉煤气制LNG项目,预计未来还将采用非常规气开发或并购LNG项目的方式实现天然气业务快速扩展,实现由能源生产转型清洁能源产品供应和服务商。

中国油气控股 煤层气业务成公司核心

中国油气控股(0702.HK)的主要业务为天然气及石油勘探开采,旨在成为香港上市公司中领先的民营非常规天然气生产商。目前业务以煤层气为主,同时适当将业务向产业链中下游延伸。

公司2010年7月16日签订买卖协议,通过收购奥瑞安能源国际有限公司,在鄂尔多斯盆地从事煤层气勘探、开采及生产业务。奥瑞安在中国煤层气开发拥有深厚的技术和经验,在煤层气储量丰富的鄂尔多斯盆地三交地区461.74平方公里范围内享有30%的煤层气独家开采权。

2014年,公司煤层气销售增长强劲,年内销售4.424万立方米,按年增45%;产销比例达94%。截至2014年6月底,归属于煤层气业务的资产总额已达36.2亿港元。总资产85%,证明煤层气业务已成为公司的核心业务。公司业绩也实现扭亏为盈。

公司三交项目的总体开发方案(ODP)有望今年上半年内取得正式批文,量产工作如箭在弦。齐鲁国际预测,中国油气控股2015及2016财年的煤层气销量分别为6,000万、9,000万立方米,对应收入分别为1.88亿、2.93亿港元,将推动公司利润增厚。(汪珺)