

地热资源开发不能止于炒作

国土资源部的一组数据掀起了地热资源开发的新一轮高潮。近日国土资源部发布的官方数据表明,中国大陆3000米至1万米深处干热岩资源总计相当于860万亿吨标准煤,是中国目前年度能源消耗总量的26万倍。资本市场立即对此作出反应:十一长假过后的连续两个交易日,地热能概念股呈现出集体爆发的态势,6只概念股全部涨停,与跌幅甚大的其他个股形成鲜明对比。甚至有迹象表明,在页岩气概念股中反复活跃的资金有移师地热能概念股的动向。对于在过去30年里陷入近乎停滞状态的地热能开发

而言,资本市场的关注显然是一个好的开始。今年以来,国际上有关地热能的消息接连不断。日本、美国、英国等许多国家都加大了地热能的发展力度。与之相比,我国的地热能利用则显得有些“另类”。资本的青睐与进入无疑对于提升其开发的热度颇有助益。然而,笔者认为,目前资本市场的热情更多是出于“炒作”,要想切实推进地热能开发的进展,绝不能止步于此。地热能开发所面临的现实挑战,除了认识水平、政策支持外,还有一些技术上的瓶颈亟待突破。只有在基础做起,切实作好技术上的储备,完成一些示范工程的建设,地热能开发的春天才能真正到来。

开闸不“放水” 煤制油严控未松

■本报记者 陈欢欢

自2008年8月国家发展改革委紧急叫停以来,全国煤制油项目基本处于冻结状态,但最近却出现松动迹象。

据报道,神华集团宁夏400万吨及潞安集团540万吨煤制油项目已获批,伊泰集团200万吨项目也有望近期获得路条。此外,神华集团将正式进入成品油零售行业。而一向对煤制油不感冒的中石化,9月28日也成立了全资子公司正式进军煤制油。

种种迹象表明,煤制油或将再掀热潮。不过,长期参与国家相关规划制定的石油和化工规划院院长顾宗勤10月9日在接受《中国科学报》记者采访时,明确否认了国家开始松动煤制油项目审批的说法,认为发展煤化工仍须谨慎前行。

审批松绑?

2006年以来,国家发展改革委连发多道禁令限制煤制油项目,2008年8月收回煤制油项目地方审批权,除神华鄂尔多斯项目之外,其他项目审批一律停止。

而目前,不仅宁夏项目获批,神华还计划对鄂尔多斯直接煤制油项目进一步扩容,将来建设规模为年产油品500万吨;潞安集团规划今年完成第一个300万吨/年产业化煤制油工厂的建设,到“十二五”末建设完成第二个300万吨/年产业化工厂;伊泰集团则计划到2020年产能达到1000万吨/年,届时煤制油业务将超越煤炭,成为股份公司最大的收入来源。此外,壳牌集团也在谋求重启煤制油,希望在2020年前将项目扩建至1000万吨/年。

据悉,《煤炭深加工示范项目规划》以及《煤炭深加工产业发展政策》已经通过国务院领导圈阅,其中涉及的一期15个煤化工的升级示范项目将持续获批。

国家发展改革委2008年收回审批权时曾明确指出:“煤制油替代产品的发展要待试点示范项目取得成功之后,才能逐步展开。”现在,由于神华鄂尔多斯、潞安和伊泰3个示范项目运转良好,而且近期煤炭价格持续滑落,业内人士向记者分析指出,煤制油项目可以获得可观的利润,有序开展新项目也顺理成章。

煤制油包括直接液化和间接液化两条技术路线。中国石油和化学工业联合会副秘书长胡廷林告诉《中国科学报》记者,此次15个项目还

是以间接液化为主,表明国家政策下一步的示范重点还是间接液化,而在直接制油方面,则会继续完善神华鄂尔多斯装置。“间接液化相对争议较小,从技术成熟性到产品灵活性都更有优势。”胡廷林说。

不过,对于是否会放松新的项目审批,顾宗勤表示:“政策层面没有对煤制油项目审批放松的说法。”

油价助推

国家的严控来源于对煤制油产业化前景的争议。

胡廷林指出:“对煤化工的质疑来源于环境、水资源、能源转换效率、经济性等方面,煤制油也是如此。”

通常情况下,生产1吨煤制油需要三四吨煤,而煤本身也是一种不可再生资源。而且,用煤制油替代石油无论在技术上、经济上以及碳减排上均有难度。资料显示,100万吨/年的煤制油项目需投资100亿元,每年消耗500万吨煤、1000万吨水。能源、水资源和高额投资都是中国煤制油产业不得不面对的制约。

在国家发展改革委的严控之下,国内煤制油产业还处于示范阶段,已经投产的总产能不到150万吨。

但目前看来,现有示范项目几乎都能盈利。据业内测算,50美元/桶的原油价格可以支撑煤制油项目在煤价为300元/吨的水平下盈利。而近期国际原油价格重返110美元/桶高位,与此同时,我国西部地区煤的坑口价格滑落到300元/吨以内,比去年同期下降15%-30%。按此计算,目前煤制油的利润甚至超过100%。

神华煤制油化工有限公司副总裁、总工程师舒歌平称,以国际原油价格为参照,煤制油项目的盈亏点远低于炼油厂。据悉,神华煤制油项目今年上半年实现利润2.7亿元。

不过,一位业内人士也告诉《中国科学报》记者,由于我国煤制油设备大多为进口或初次使用,如果计人前期投入,现在说挣钱还为时尚早。

而炼油业巨头中石化的中石化日前也成立了专业化公司,全面启动煤化工业务。作为煤制油最早的反对者,中石化此次出手可谓颇有胆识。

对此,胡廷林表示,煤化工是最能发挥中国资源特色的技术方向,是大势所趋。“在新能源成熟之前的几十年,我国必须寻找过渡能源,缺少少气的资源禀赋决定了中国必须发展煤化工。”顾宗勤则表示,石油紧缺使得石化企业转变



发展煤化工仍须谨慎前行。

CFP供图

立场,开始寻求煤炭加工,但他们的态度只能代表企业的利益驱动,难以同国家政策导向挂钩。

开闸不“放水”

由于煤制油技术尚处在工业化试验和示范阶段,还存在一定的放大风险,大多数国家只是把它作为战略技术储备。我国部分专家也持此态度。

已经涉足煤制甲醇的新奥能源化工集团首席执行官赵永峰曾对媒体表示,煤制油投资动辄百亿,每年单是技改投资就达亿元以上,“作为民营企业,我们对涉足煤制油领域仍持谨慎态度”。

尤其是“十一五”期间,地方冲动导致煤化工产能过剩以及开工率严重不足。从2006年到2011年,国家几乎每年都要出台一个关于煤化工的指导文件,试图通过提高门槛、加强管理使煤化工走上正轨。

而今年以来,相关产业政策的制定给煤化工行业赢得了政策曙光。同时,市场对油品的高度

渴求也使得煤制油产品供不应求。

但开闸并不意味着“放水”。胡廷林表示,“十二五”期间,国家并不希望煤化工行业急于扩大规模,而是把重点放在升级示范。

就技术而言,目前的技术路线虽然还面临考验,但胡廷林和顾宗勤都指出,自主技术经过几年的摸索已经证明运行得不错,没有太大风险。不过,胡廷林也强调,即使在油价下,煤制油项目能否赢利也要具体项目具体分析,与煤价、水资源、工艺、运行成本和产品销售等都有很大关系,同样的技术在不同的地方可能收益差距会较大。

顾宗勤也认为:“神华的成功不一定能推而广之,需要煤、水、技术等各环节的配合,发展煤制油还是要谨慎前行。”

“煤化工是一种过渡技术,几十年后可能会被淘汰,因此要理性发展,要特别强调技术进步。”胡廷林说,“相信在经历了‘十一五’的热潮之后,‘十二五’期间煤制油的发展会更理智、慎重。”

参与俄远东开发能得到什么

林伯强

普京上台之后的种种措施都表明了俄罗斯开发远东的决心,而且明确表示要借重中国。近年来,中国同俄远东地区交往明显增多,尤其能源贸易似乎潜力无限。

普京强调,俄方有能力并且愿意在确保亚太地区能源供应方面发挥关键作用。俄罗斯承诺加大对东部地区天然气、石油及其他矿物资源的开发,发展远东地区的能源产业及相关基础设施,那么,参与俄远东开发,我们可以得到什么?

在笔者看来,参与俄远东开发,我们可以获得大量相对便宜的能源供给,防范能源价格风险。从原油进口这一项来看,中国石油进口的增量大部分来自于中东地区,而中东地区长期持续的局势动荡,将导致国际油价大幅度波动,目前我们不得不忍受这种能源价格风险,比如说承受国际油价上扬给国内带来的通胀压力。

而俄罗斯和中国毗邻,而且政治局势稳定,从俄罗斯进口石油或许要比从中东、非洲、拉美等地进口便宜些,即使价格上不占便宜,地缘政治风险也比较小,可以减少风险溢价。澳大利亚一直以来都是中国最主要的煤炭进口来源,而地理距离上的邻近使得俄罗斯的煤炭比从澳大利亚进口的会便宜些。

参与俄远东开发,增加从俄罗斯进口能源,还能促进中国进口能源格局上地理来源和能源品种的多元化。如果我们能增加从俄远东地区进口煤炭,进而减少对澳大利亚煤炭的依赖性,那么我们一方面可以防范中断能源供给带来的冲击,另一方面也可以增强我国在能源市场上的议价能力。

现阶段,中国是世界上最大的能源增量市场,各个国家都想从中国快速增长的市场上获益,但是中国却缺乏对能源的议价能力。参与俄远东开发,中国可以通过促进能源进口多元化来增强手中的议价能力,在一定程度上防范能源价格风险,并且降低对某一地区的能源进口依赖性。

此外,俄罗斯的能源大部分储存在西伯利亚和远东地区,而且该地区的能源储量有储量大、品种丰富等特点。中国参与俄罗斯远东地区开发,可以获得多种能源供应,促进能源品种多元化。除了煤炭石油,中国还能从远东地区获得大量的天然气和水电等能源。

早在2005年左右,中国便和俄罗斯达成意向,计划在2015年以后年均向中国输送380亿千瓦时的电力,输送地区由东北地区延伸至华北地区。中国通过投资帮助远东滨海地区建设水电站,增加水电的输送,除了促进能源进口品种多元化,还有利于温室气体减排。

因此,地理上的毗邻和俄罗斯远东地区能源储量大的特点,可以提供稳定的能源供应,有效防范能源供应中断的风险。远东天然气预测储量为13.43万亿立方米,煤炭地质储量为5.5万亿吨,已探明储量298亿吨,占俄罗斯全国探明储量的40%。铁矿储量为25亿吨,贵金属储量占俄罗斯近一半。而且石油天然气也一直稳定输送给中国。此外,由于中国参与了俄罗斯远东开发,里面牵扯到两国的重大商业利益,我们便无须太过于担心能源会突然中断供应。

另一方面,俄罗斯只能部分解决我国的能源供应问题。无论今后两个国家的能源贸易发展有多大,和中国整体能源电力需求相比,都还是相对小的一部分。况且我们把俄罗斯当成一个新的能源进口来源,而不是唯一的来源,只是改变以往石油进口过于集中的状况。与防范俄罗斯突然中断能源供应的风险相比,现阶段能源进口渠道集中在动荡的中东地区的问题,更值得我们去担忧。

因此,中国参与俄罗斯远东地区开发,对我国的能源安全和保障能源供应,应该是利大于弊的。但是,和俄国人打过交道的人都知道很不容易,因此需要双方的努力和诚意。

(作者系新华都商学院副院长)

数字

2030年
风电将占
全国发电量

8.4%

近日,《中国风电发展报告2012》正式发布。报告显示,2011年

全年新增风电装机容量17.63吉瓦,排名全球风电装机量第一名。针对世界和中国风电未来的发展,全球风能理事会主席苏思樵评论说:“2011年,世界风电的发展稳中有升。其中,中国新增风电装机占全球新增市场的43%。作为全球风电领袖,预计2020年,中国风电的累积装机将在200吉瓦到300吉瓦之间,到2030年,风电将占全国发电量的8.4%,在电源结构中占约15%,中国风电仍然潜力无限。”

但纵观2011年,并网和消纳不畅问题已经成为制约中国风电健康、持续发展的重大挑战。其中,弃风问题尤其严峻。据不完全统计,2011年中国风电“弃风”比例超过12%,相当于330万吨标煤的损失。风电企业因限电“弃风”损失达50亿元以上,约占风电行业盈利水平的50%。(李准)

新疆
超大煤田
预测储量

810
亿吨

经过两年普查、详查,新疆维吾尔自治区地矿局的地质工作者近日在塔城地区发现一个超大型整装煤田——和什托洛盖煤田,目前预测储量已达810亿吨。按2011年中国原煤生产量计算,和什托洛盖煤田的煤炭将够全国开采20多年。

和什托洛盖煤田位于克拉玛依市北部90公里,属和布克赛尔蒙古自治县、额敏县、托里县3县管辖,煤田东西长约300公里,南北宽10~40公里,总面积约9000平方公里,包括白杨河勘查区、和什托洛盖矿区和铁岭矿区三部分。

该煤田以长焰煤为主,局部为不粘煤,是良好的工业动力、民用煤和气化用煤,可以用作煤电、煤气、煤化工等行业,并且开采条件比较好,煤层一般有1~32层,单层厚度常在5~15米之间,最厚的单层煤层为20.6米,全煤层总厚近60米,相当于10层楼,非常适合机械化大量开采。(李准)

热点话题

煤层气发展提速凸显政策羁绊

■本报记者 原诗萌

随着我国能源需求的增长和节能减排压力的增大,天然气在能源结构调整中的地位越来越重要。这也让作为非常规天然气的煤层气迎来了发展良机。相关机构纷纷绘制煤层气的发展路线图,中石油、中石化和中海油也均加快了在煤层气领域的布局。

不过,在广阔的前景面前,我国煤层气发展中的政策羁绊也日益凸显。在日前召开的2012年中国非常规天然气峰会上,相关专家指出,诸如开采权和矿权分离、优惠政策难以兑现和补贴不到位等政策方面的问题,极大阻碍了我国煤层气的发展,因此亟待改善和破除。

前景广阔

无论是从长远预测还是从近期规划来看,我国煤层气的发展前景都很令人期待。

根据中国工程院编制的《我国煤矿瓦斯煤层气开发利用战略研究》,到2030年,我国煤层气产量有望达到900亿立方米。而从近期规划来看,根据国家能源局2011年12月31日正式发布的《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十二五”规划》,2015年中国煤层气(煤矿瓦斯)的目标产量为300亿立方米。业内分析人士称,这一调整或将催生600亿元的蛋糕。

“油价的高企催生了煤层气开发的投资热潮,天然气价格改革等政策有望提升煤层气行

业的盈利空间,矿产资源综合利用的发展趋势推动了煤层气的开发利用。”广发证券分析师黄勇如此描述煤层气的动因。

面对“诱人”前景,在传统化石能源领域掌握极大话语权的“三桶油”也纷纷加速了在煤层气领域的布局。

2010年底,中海油以12.03亿元入股中联煤层气公司(以下简称中联煤),占50%股份。今年8月6日,中海油又发布公告,称已与中联煤签署了一项合作期长达30年的协议,双方将在国内九省份合同区合作勘探、开发、生产和销售煤层气及煤层气产品。

中石化采取的策略是与山西国际能源集团合作,于2011年5月共同成立了山西国化能源有限责任公司,从事山西省境内煤层气的勘探开发、销售和综合利用。中石油则在2008年撤出了中联煤50%的股权,斥资10亿元成立了自己公司旗下的煤层气分公司——中石油煤层气责任有限公司。

据中石油集团公司发展战略处处长唐廷川在前述峰会上透露,中石油对非常规天然气非常重视,争取“十二五”末产量达到50亿方,其中煤层气占80%,为40亿方。

政策羁绊待解

在广阔的发展前景面前,煤层气发展所面

临的政策方面的问题也日益凸显。在本届峰会上,中联煤副总经济师、政策研究室主任李良就坦承,本企业在发展煤层气方面面临诸多政策上的羁绊。

首先是税收政策问题。根据煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十二五”规划,允许企业按当年实际发生的技术开发费用的150%抵扣当年应纳税所得额。

但李良表示,在执行过程中,税务部门却表示,若要享受上述优惠,需要先认定为高新技术企业,而根据国家关于高新技术企业的有关规定,煤层气企业又无法被认定为高新技术企业,结果导致了优惠政策无法兑现。

此外,2011年8月,财政部下发了关于“十二五”期间煤层气勘探开发项目进口物资免征进口税收的通知。但是,那些在国内生产、可替代进口产品的设备,却无法享受优惠。“为了扶持煤层气、页岩气技术的国产化,是否可以在某些领域、某些方面,对这些国内企业也减免税收?”李良在峰会上发出了这样的呼吁。

除了税收问题,煤层气开发的补贴也成为制约煤层气发展的关键因素。根据我国现行的煤层气补贴政策,每立方米煤层气财政补贴0.2元。但许多业内人士都认为补贴太少,不足以调动企业开采煤层气的积极性。比如,国家能源局煤炭司副司长魏鹏远就