

中国工程院院士康玉柱: 我国古生界油气资源勘探潜力巨大



□本报记者 刘丹

“我国古生界战略油气资源量,可能是现在油气资源量360亿吨的2倍左右。”近日,在接受《科学时报》专访时,中国工程院院士康玉柱指出,近年来在古生界油气勘探取得重大突破的实践证明,我国古生界油气资源勘探和开采潜力极大,是当前和今后我国油气勘探的主要领域之一。

海相油气的重大突破

几十年来,我国古生代海相成油一直是国内外专家学者十分关注的大问题。1922年美国斯坦福大学某教授在一篇题为《中国和西伯利亚的石油资源》的论文中强调:“中国石油属于三个地质条件:中、新生代没有海相沉积;古生代大部分地层不能生成石油;除西部和西北部某些地区外,几乎所有地质时代的岩石遭受强烈的褶皱、断裂,并受到火成岩不同程度的侵入,中国更无海相石油。”

中国古生代海相到底有没有石油?海相石油在哪里?这两个问题是摆在石油地

质学家和石油勘探家面前必须回答的重大问题。“我们的回答是:中国古生代海相不但有石油,而且含有丰富的石油和天然气。”康玉柱说,我国古生界海相沉积分布十分广泛,以华北、华南、塔里木、准噶尔等地发育最佳。

1969年,著名地质学家李四光指出:我们现在找出来的油田都是中、新生代的,难道我们的古生代就没有油吗?美国有一半大油田在古生代,苏联的第二巴库也是泥盆系的,非洲的阿尔及利亚、利比亚的大油田也是古生代的。我们要在古生代盖层平缓、褶皱缓和的地区集中力量试验一下……从战略上讲,我们要选一个地方,早一点打开一个缺口。

按照李四光先生的预见,1970年,康玉柱等来到塔里木盆地进行油气前景评价,首次提出石炭—二叠系是塔里木盆地重要的生储油岩系。1978年又提出寒武—奥陶系是该盆地重要生储油岩系。并于1984年在塔北沙雅隆起雅克拉构造上部署了沙参2井,并于1984年9月22日钻到5391.18m奥陶系白云岩时,发现强烈井喷,喜获高产油气流,日产油1000方,天然气200万方,实现了我国古生代海相油气首次重大突破,拉开塔里木油气勘探大会战的序幕。

很多专家认为,沙参2井是我国石油天然气勘探史上的重要里程碑。当时的国务委员康世恩说:沙参2井是我国最深的发现,是一个重大的突破,也是我国勘探的一口高产油气井。之后,在塔里木盆地连续找到了多个古生界油气田,1990—1997年,又发现了我国第一个深层古生代大油田——塔河大油田。

“中国自此甩掉了中国古生代海相无油的帽子。”康玉柱说。

据介绍,自1984年以来,国内在古生代海相共发现几十个油气田,其中大型油气田14个。

“1992年我国首次建立了古生代海

相成油理论,这些年来进一步丰富了古生代海相成油理论以及建立和完善了勘探技术体系。”康玉柱告诉《科学时报》,“我国近期油气发现呈现出古生界海相油气好于中生界陆相油气,天然气增长快于石油增长的特点。”

我国古生界油气资源潜力巨大

“我国经过3次油气资源评价所提出的全国石油资源总量1086亿吨、天然气56万亿方的资源量只是在现阶段研究程度和油气勘探程度相对较低的情况下计算的结果,对当前油气勘探工作起了重要的指导作用。”康玉柱说,“但从战略上讲,它不能代表我国实际的油气资源状况。”

从我国3次油气资源评价情况看,由于油气勘探工作的不断深入,许多盆地油气资源量一次高于一次。如塔里木盆地油气资源量第一次(1985年)为60亿吨油当量,第二次(1995年)为120亿吨油当量,第三次(2005年)提升到150亿吨油当量。另外四川盆地、鄂尔多斯盆地等也有相似的进展。

康玉柱认为,自1984年塔里木沙参2井实现古生界海相油气首次重大突破后,在国内出现连锁反应,发现14个大型油气田。但这是刚刚起步。目前阶段性油气资源评价为360亿吨油当量,其资源转化率仅10%左右,同时尚有广大地区对古生界基本上未开展勘探工作。“由此认为,古生界海相油气勘探是今后我国主要的勘探领域之一,也是众多大油气田发现的主要领域。”康玉柱说。

康玉柱分析了我国东北地区石炭—二叠系,西北、华北、青藏等地区的古生界,中国南方的下古生界以及我国海域的中古生界等等,作出“上述地区的古生界发育有较好的烃源岩,油气资源十分丰富”的判断。

康玉柱认为,我国东部老油田古生

界、西部中新世前陆盆地、海域油气、陆上中小型盆地和火山岩领域均有不同潜力尚未勘探。此外,“非常规油气领域,如煤层气、油砂、页岩气、天然气水合物、幔源气等领域,以往对这些领域基本未开展工作,近两年来才开始起步,这些领域资源较为丰富,勘探潜力较大,是不可忽视的油气资源领域。”康玉柱说。

“三海三一”勘探战略

“世界油气增长仍处于高峰期,我国油气储量增长也已进入高峰期。这一高峰期,可能延续到2050年左右。”康玉柱预测,“2050年我国将产油2亿—2.5亿吨,产天然气5000亿方左右。”

在今年4月份国家能源委员会组织召开的一次研讨会上,康玉柱提出未来油气勘探的“三个海(海相、海洋、海外)三个一(东部、西部、非常规)”的发展战略。

康玉柱认为,我国应建立起油气资源勘探的战略突破区、战略准备区与战略评价区。

战略突破区包括“塔里木盆地新区、新疆和深层、四川盆地古生界,特别是川东北、川东南、川西深部、川中下古生界等;中扬子下古生界;鄂尔多斯盆地古生界;滇黔桂地区古生界”。战略准备区包括“南华北古生界;下扬子古生界;南黄海古生界;准噶尔上古生界”。战略评价区则包括“青藏地区古生界;柴达木—走廓古生界;东北地区古生界;准噶尔盆地古生界;海域中—古生界”。

“将来我国油气勘探的发展趋势,应从中生界向古生界转,从中国东部向西部转、从陆地海洋洋转、从石油向天然气(含煤层气)转、从中浅层向中深层转、从区带向全盆地转。同时应快速发展非常规油气领域,加强开发利用国外油气资源。”康玉柱说。

中国煤层气开发升温

规天然气,是常规天然气的重要补充。煤层气是近年来新崛起的洁净、优质能源和化工原料。据了解,其开采方式一般有两种,一是地面钻井开采,二是井下瓦斯抽放系统抽采。

业内人士分析,煤层气作为一种优质高效的清洁能源,具有良好的安全效益、环保效益和经济效益。当前,在全球应对气候变化提倡节能减排的大背景下,煤层气的大规模开发利用前景十分广阔。政府也采取相关激励扶持政策,推进煤层气抽采利用。而天然气短缺的长期存在也将促使煤层气开发升温。

黄盛初表示,中国煤层气资源非常丰富,根据国土资源部2008年8月最新的煤层气资源评价,全国埋深2000米以上的煤层气地质资源量为36.8万亿立方米,相当于国内目前常规天然气的地质资源量(35万亿立方米),是仅次于俄罗斯、加拿大的世界第三大煤层气储藏国。

黄盛初透露,我国煤层气抽采量逐年增加。据统计,2009年,我国地面煤层气抽采量达到10.15亿立方米;井下瓦斯抽采量达到了61.7亿立方米,其中山西、辽宁、黑龙江、安徽、河南、贵州、重庆7个省(市)的煤矿井下瓦斯抽采量超过2亿立方米,山西抽采量达到26.11亿立方米,占全国抽采量的36.3%。

黄盛初介绍说,为鼓励煤层气及煤矿瓦斯的开发利用,目前政府每年提供30亿元煤矿安全专项资金,其中大部分用于瓦斯抽采项目,并给予了每立方米抽采量

0.2元的中央财政补贴。此外,2020年前可申请减免探矿权使用费、采矿权使用费,暂不征收资源税。

另外,黄盛初指出,目前我国瓦斯抽采存在预抽量较低、瓦斯利用率低等问题,瓦斯利用率仅有30%左右,原因有二:第一,我国大部分煤矿区煤层渗透率低,采用井下钻空负压抽采,抽采出来的瓦斯浓度较低,大部分低于20%;第二,一些煤矿抽采规模较小,没有建立瓦斯利用项目。他强调,提高瓦斯利用率关键是要改进钻孔抽采技术,提高抽采瓦斯浓度,另外还要增加投资,扩大瓦斯抽采和利用规模。

市场决定价格

针对受到关注的煤层气定价问题,中联煤层气有限责任公司国际合作部主任傅小康表示,中国煤层气目前采用市场价,随着天然气的提高,煤层气价格也将不断上升。未来,煤层气价格可能由现在的1元多/立方米上升至2元/立方米左右。

傅小康表示,这一涨价幅度主要还将由市场作出决定,国家指导性价格起到一定的参考作用,但主要由企业和用户直接谈判制定煤层气的价格。

傅小康举例说明,在煤层气资源比较充足的山西晋城,煤层气价格比较低,但在煤层气比较缺乏的地区,煤层气价格就相对较高。

目前中国天然气价格以政府定价为

主。距离最近的一次调价是:自2010年6月1日零时起,中国国产陆上天然气出厂基准价格由每千立方米925元提高到1155元,每立方米提高0.23元,提价幅度为24.9%。

积极寻求对外合作

近年来,美国非常规天然气迅速增长,不仅改变了本国能源生产与消费结构,而且在全球范围内掀起了一场非常规天然气的开发热潮。

据介绍,近年来我国煤层气发展迅速,煤层气的国际合作也明显增加。多煤层采采和采煤技术、页岩气和煤层气采采技术、连续油管压裂技术、地面自动化采采等技术的引进与技术合作都是中国企业与世界接轨的成果。

傅小康表示,矿权重叠以及采气采煤一体化使得煤层气企业更加重视煤矿区煤层气的开采,同时,深煤层(大于1000米)煤层气的开采技术等方面的合作是未来发展的趋势,因为深煤层资源占到总资源的一半以上,唐山等地就有大量的深煤层。

此外,傅小康还表示,目前煤层气的国际合作也存在诸多问题,比如,价格低廉、矿权重叠、个别公司或者项目资金不足、审批时间过长等问题。他表示,针对种种问题,业内正在寻求解决办法,据他透露,有关部门正在编制《煤层气对外合作条例》,目前初稿已经完成。

我国石油对外依存度不宜超过60%

米—3000米水深建立我们的作业队伍,争取在深海建立5000万吨的能力。”

油砂是油、水和沙的混合物,埋深浅,一般在1000米之内。是未来油气资源的重要接替资源之一。目前,世界油砂地质资源量4483亿吨,可采资源量1035亿吨,相当于石油可采资源的33%。

据中海油副总地质师邓运华介绍,按照我国的油砂规划,2015年产能将达到50万吨,2020年将达到100万吨,2030年将达到500万吨。

油气上游国际合作形势看好

“根据我的预计,2015年我国石油对外依存度将达到60%,2020年达到65%。”童晓光指出,石油上游对外合作是保证中国石油安全的重要途径。

我国油气企业实施“走出去”战略之后成就斐然,三大石油公司都提出要成立国际化公司。童晓光认为,现在国外的收益远大于国内收益,石油上游对外合作是中国石油企业自身发展的需要。

在对未来我国有望获得的合作机会进行分析时,童晓光指出,2009年发布了全球石油勘探进展,陆地部分的最大发现就是伊朗和伊拉克。

伊拉克是世界产石油的第三大国,由于长期战乱,石油市场直到2009年才重新对外开放。在随后进行的招标中,中石油和中海油都成功获得了合作的油田。童晓光认为:“这给今后提供了非常好的合作机会。”

这几处深海勘探进展最大的三大地区是巴西深海、墨西哥湾深海和澳大利亚西北大陆架。我国在深海油气勘探的国际合作方面也取得重大进展,其合作的密切程度正如童晓光所言:“中国经济一旦停滞,澳大利亚的股票马上下跌。”

巴西的深水勘探近几年非常成功,年产量逐年上升,对全球合作影响深远。巴西政府宣布到2014年日产量要达到390万桶,年产量将近1亿吨对外出口。这也使得它成为国际合作的热门地区。

童晓光认为,重油和油砂将成为未来石油工业的重要支撑点。油砂资源主要集中在加拿大,资源量占世界的73%。预计到2015年加拿大油砂的日产量将达到300万桶,即1.5亿吨。

2009年12月,中石油成功收购加拿大两个油砂项目60%的开采权益。中海油研究院总工程师李志明指出,随着石油产品价格的上扬,加拿大石油生产将会进入黄金发展期,但由于加拿大油砂矿区的矿权基本被加拿大本地公司和世界其他大的石油公司登记,因此只能通过油砂项目的并购进入其油砂资源的开发和生产。他建议我国石油公司采取更积极主动的并购策略。

在南美,中海油、中石油、中石化都同委内瑞拉有合作项目。童晓光提醒说,委内瑞拉现在在合作范围只有2000平方公里,占总面积的4%,动用储量不到11%,预计到2014年达到产量200万桶,是很好的合作机会。

童晓光总结说:中东石油合作的规模大、成本低,但合同苛刻,项目类型以石油气田开发为主,伊拉克可能会有勘探合同出现;深海勘探开发的技术要求高、投资大,但合同条款较好,是油气发现的主要领域;其他地区仍有上游合作机会,但相对规模较小;加拿大油砂规模大、成本高,但合同条款较好;委内瑞拉重油规模大、成本低于加拿大油砂,合同较苛刻,非常规天然气可能会有大发现,要积极参与,但要做好项目评价,是进入美国合作的现实途径;俄罗斯石油公司私有化可入股,需要认真研究可行性。

专栏 赵刚观察

我国急需建立科学高效的能源通道和能源输送体系

我国的能源资源主要集中在西部、北部内陆地区,而经济发达、能源消费量大的却是东南沿海地区,形成了能源由北向南、由西向东输送的格局。从输送方式来看,水能、太阳能、风能必须转化成电能,通过电网输送;油气大多是通过管道进行远距离运输;而作为主要能源的煤炭则有所不同,既可以保持煤炭的形态通过铁路、公路和水路来运输,也可以转化为电能后通过电网输送。

相比之下,通过铁路、公路和水路输送与通过电网输送在成本上具有明显的差异性。例如,内蒙古自治区副主席赵双连指出,近期因煤炭运输导致京藏高速内蒙古至河北段大堵车,煤炭价格因运输成本而增加200元/吨;国家电网公司副总经理舒印彪也指出,由于输煤环节多、成本高等原因,东西部地区平均上网电价差已达到0.15元~0.2元/度。

目前我国发电厂大多远离煤矿,供应电厂的煤炭是不经加工的原煤,需要经过铁路、公路和水路的长距离运输。据悉,70%的煤炭要通过铁路进行运输,煤炭运量占全国铁路货运量40%以上,较高的运输费用增加了煤炭成本。同时,现有煤炭运输主要线路,如大秦线、石太线、陇海线等的利用率早已达到甚至超过饱和状态,铁路运力不足严重制约着煤炭运输和供给能力。从

“十二五”期间,铁路、公路和水路建设将有效提高煤炭基地的煤炭等资源的外运效率。以新疆为例,作为国家重点建设的14个大型煤炭基地之一,新疆拥有丰富的煤炭、天然气、风能、太阳能等能源。“十二五”期间,铁路、油气管线和电网建设将大幅提高新疆地区能源运输规模和效率。目前正在建设的哈密至甘肃安西县的750kV双回特高压电网,运行后将向陕西、甘肃等地输送300万千瓦的电力。未来几年,还将开工建设一条哈密至郑州的±800kV的线路,以及一条准东至重庆的±800kV的线路。根据相关规划,到2015年新疆电力装机规模将达到6000万千瓦,其中外送2600万千瓦,这将有效缓解部分地区的能源需求紧张状况,也将有利于新疆在西部大开发战略机遇下取得更快发展。

然而,需要注意的问题是,电网建设必须与入网的火电、风电、太阳能发电的总体规模相匹配。表现为发出的风能能的快速增长对电网的迫切需求。按照2007年国家《可再生能源中长期发展规划》,到2010年,全国风电总装机容量将达到500万千瓦,而2009年我国风电总装机容量就已累计达到2200万千瓦,远远超过预期目标。中节能甘肃(甘肃)风力发电有限公司苗青强就指出,输出电网的速度跟不上风电场建设速度已经是普遍情况。据统计,2009年风电装机容量占电力总装机容量的1.85%,但是上网风电却仅占总电量的0.75%。在内蒙古,为保证火电供热机组的正常工作,不得不采取风电弃风停机的措施,在造成经济损失的同时,也影响了社会资本投资风电的积极性。

综上所述,我国急需建立科学高效的能源通道和能源输送体系,要继续加强铁路、公路和水路建设,保障东南部地区经济发展对煤炭的需求;更为重要的是,要加强电网建设,形成包括火电、风电、太阳能发电在内的综合能源输送体系。

要保障能源通道与能源输送体系,需要做好以下几个方面的工作:第一,要提高坑口电站的发电技术,通过坑口电站,即在煤炭产地建设大型电站,利用高压电网输送,变运送煤炭为输出电力,既能保护矿区不受污染,同时又以较低成本将清洁能源输送给用户,达到高效率、低污染的目的。

国家相关的能源部门对此已有充分的认识,在进行新的规划时作了积极的引导和调整。例如,国家发改委能源局表示,从“十二五”开始,东部地区将以建设核电、天然气电站为主,煤电建设仅考虑支撑电源建设和消耗进口煤炭的电厂建设,西部和中部地区则根据水资源和环境承载能力,优化布局坑口大型电站。东部火电厂的减少、中西部坑口电站的增加必将减少煤炭的跨区域输送。环保部也提出,在“十二五”期间将对东部地区实施煤炭消费总量控制,将对环渤海、长江三角洲、珠江三角洲和东北的部分地区,严格控制煤电发展。

国家发改委能源局又指出,在“十二五”期间要加快推进水电、核电建设,积极有序做好风电、太阳能、生物质能等可再生能源的转化利用,预计到2015年我国常规水电、核电、风能等可再生能源的发展规模可分别达到2.5亿千瓦、3900万千瓦和1.1亿千瓦标准煤左右。与此同时,到2015年,我国天然气占一次能源消费比重将提高4.4%,水电和核电占一次能源比重将提高1.5%,风电、太阳能、生物质能等新能源占一次能源比重将提高1.8%。预计到2015年煤炭占一次能源消费比重可由2009年的70%以上下降为63%左右。从这个角度来看,新增的煤电势必要找到更大的市场。根据国家七大风电基地输电的规划,国家电网已对建设大基地、融入大电网,由近及远、分期建设的总体消纳思路,实现能源资源的经济和社会价值才能真正推动综合能源输送体系的发展和改善。

因此,我国主要依靠铁路、公路和水路的能源输送格局将发生变化,电网将成为另外一条非常重要的能源通道。国家电网已对此进行了规划,表示将转变电网发展方式,“十二五”期间,通过建



跟随者思绪
纵览中外低碳战略

赵刚观察

赵刚
中国科学院发展战略研究院研究员
国家自然科学基金委项目评审专家
能源和新能源国际合作计划



煤层气井喷气

□本报记者 刘丹

在11月30日于北京举行的亚洲非常规油气高峰论坛上,国家安全监管总局信息研究所所长黄盛初表示,我国煤层气抽采量逐年增加,“十二五”规划目标为年产200亿立方米。他同时建议,“十二五”期间应当出台更加优惠的鼓励政策以促进煤层气行业快速发展。

煤层气开发升温

煤层气又称煤层瓦斯,主要成分为甲烷。煤层气是煤的伴生矿产资源,属非常

(上接 B1 版)

周守为指出:“这是人类刚刚涉足的处女地,它有非常丰富的储量资源。”

目前人类已有2000米水深勘探平台,但BP墨西哥湾钻井平台爆炸事故对全世界的深水勘探开发格局产生了重要影响,首先,美国政府暂停了对新的深水油田的批准,后来又停止了在墨西哥湾33座深海勘探钻井平台的作业。

“今后技术标准肯定要提高,深海勘探开发的成本要进一步增加。”周守为分析说,深水勘探开发具有高风险、高科技、高投入的特点,如果在深海底部发生井喷,是世界级难题,没有成熟技术。

据悉,一些石油公司已经开始调整深海开发战略,如部分公司把深水资产销售出去。

在我国,南海北部大约有20万平方公里深水区域,以及南海的中、南部地区,总资源量达到500多亿吨。因此有人称之为第二个波斯湾。

中海油正在建设荔湾气田,预计在2013年中投产。这是中国首次在领海内发现深海气田,也是中国海域第一口深水探井。据悉,在70多万平方公里的深海,将拥有一个不亚于大庆规模产能的油气田。

作为中海油副总经理,周守为表示:“我们的目标到2020年能够在1500