

抓住机遇,加快中国煤层气产业的发展

翟光明(中国工程院院士) 何文渊

(中国石油天然气集团公司咨询中心)

翟光明等. 抓住机遇,加快中国煤层气产业的发展. 天然气工业, 2008, 28(3): 1-4.

摘 要 针对中国能源需求和煤层气勘探开发现状,首先介绍了美国、澳大利亚、加拿大等国煤层气勘探开发的成功经验,归纳了其给中国煤层气产业所带来的启示;然后客观剖析了当前国内煤层气勘探开发所面临的有利条件和机遇,同时对不利条件和风险也做了分析。在此基础上,提出了进一步促进中国煤层气产业发展的建议:①实施比常规石油天然气更为优惠的经济政策;②实施奖励与惩罚相结合的强制性“先采气、后采煤”政策;③制定煤层气资源保护和产业监管法规。希望能抓住大好发展时机,力争在“十一五”末中国的煤层气产业化能初见端倪。

主题词 中国 煤层气 勘探开发 资源保护 政策 法规 产业化

一、国外煤层气产业发展的启示

2006年,全球煤层气产量达到了 $614 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。美国、澳大利亚、加拿大等国煤层气勘探开发比较活跃,其中美国是目前世界上煤层气商业化开发最为成功、煤层气产量最高的国家。

1. 美国、澳大利亚、加拿大等国的煤层气勘探开发简况

美国煤层气主要赋存在1500 m以浅的煤层,近85%分布在西部落基山脉中生代和新生代含煤盆地,其余15%分布在东部阿巴拉契亚含煤盆地和中部石炭纪含煤盆地。美国煤层气工业起步于20世纪70年代,大规模开发始于20世纪80年代。1984年有煤层气井2840口,1990年上升到2982口,1995年为7256口井,2000年为13986口,2006年则达到30000口(图1),生产井数几乎每5年翻一番。煤层

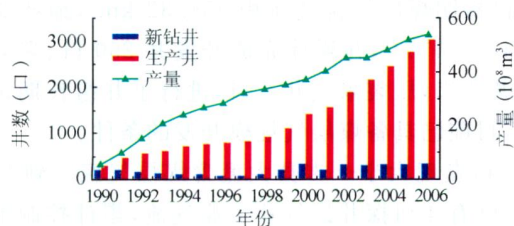


图1 美国煤层气产量及钻井情况图

气探明剩余可采储量1989年仅有的 $1041 \times 10^8 \text{ m}^3$, 1991年达到 $2312 \times 10^8 \text{ m}^3$, 1999年突破 $4000 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2005年为 $5633 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。煤层气产量也直线上升,1989年为 $26 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2005年为 $491 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2006年达到 $540 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图1), 占美国天然气年总产量的10%。美国有完善的天然气管道系统,所生产的煤层气大部分进入天然气管网销售给燃气公司,矿井抽放煤层气有的直接供给坑口发电厂,有的则与煤混合燃烧作为锅炉燃料。

澳大利亚的煤炭资源量为 $1.7 \times 10^{12} \text{ t}$, 煤层平均含气量为 $0.8 \sim 16.8 \text{ m}^3/\text{t}$, 煤层埋深普遍小于1000 m, 渗透率多为 $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 煤层气资源量为 $8 \times 10^{12} \sim 14 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 主要分布在东部悉尼、鲍恩和苏拉特3个含煤盆地。澳大利亚煤层气勘探始于1976年,20世纪末以来,由于充分吸收美国煤层气资源评价和勘探、测试方面的成功经验,针对本国煤层含气量高、含水饱和度变化大、原地应力高等地质特点,成功开发和应用了水平井高压水射流改造技术,使鲍恩盆地煤层气勘探开发取得了重大突破。澳大利亚的一些矿井已广泛应用水平钻孔、斜交钻孔和地面采空区垂直钻孔抽放等技术。1998年澳大利亚煤层气产量只有 $0.56 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2006年钻井1100口,产量达 $18 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图2),已进入商业化开发阶段。

作者简介:翟光明,1926年生,中国工程院院士,石油地质学家;1950年毕业于北京大学地质系,历任原石油工业部地质勘探司总地质师、司长,中国石油天然气总公司石油勘探开发科学研究院院长,第十五届世界石油大会秘书长,全国油气资源评价首席科学家等职,现任中国石油天然气集团公司咨询中心专家委员会副主任;长期从事石油地质、油气勘探、资源战略等方面的研究工作。地址:(100724)北京市六铺炕。E-mail:zhaigm@cae.cn

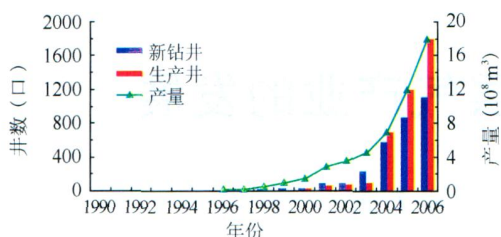


图2 澳大利亚煤层气产量及钻井情况图

据估计,加拿大17个盆地和含煤区煤层气资源量为 $17.9 \times 10^{12} \sim 76 \times 10^{12} \text{ m}^3$,其中阿尔伯达省是加拿大最主要的煤层气资源区。加拿大煤层气开发起步比较晚,2000年以前由于市场价格、生产技术等原因,煤层气被列为无经济开采价值的资源。1987~2001年,加拿大仅有250口煤层生产井,其中4口单井日产气量达到 $2000 \sim 3000 \text{ m}^3$ 。2000年以来,在加拿大政府的支持下,一些研究机构根据本国以低变质煤为主的特点,开展了一系列技术研究工作,多分支水平井、连续油管压裂等技术取得了重大进展,降低了煤层气开采成本;加上前两年北美地区常规天然气储量和产量下降,供应形势日趋紧张,天然气价格不断上升,给煤层的发展带来了机遇。2003年,Encana和MGV公司合作,钻井1015口,试采气 $5.1 \times 10^8 \text{ m}^3$,2006年,钻井超过3000口,煤层气井累计超过6500口,产量达 $55 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图3)。加拿大规划到2010年煤层气产量达到 $140 \times 10^8 \text{ m}^3$,2020年达到 $280 \times 10^8 \sim 390 \times 10^8 \text{ m}^3$,煤层气产量将占其天然气总产量的15%左右,形成与美国规模相近的煤层气产业。

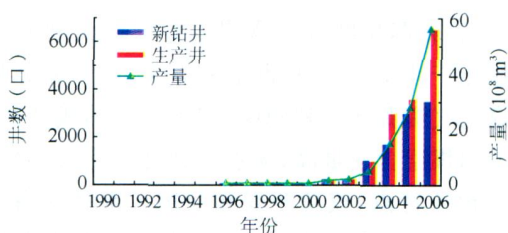


图3 加拿大煤层气产量及钻井情况图

德国、英国、波兰、印度、俄罗斯等国家也在进行煤层气资源的评价和勘探工作,但截至目前,除美国、澳大利亚和加拿大外,其他国家都还没有形成大规模的商业化开发。造成这种局面的原因可能有3个:①煤层气作为一种非常规天然气,其前期工作需要大量的资金投入,如果没有优惠的税收政策支持,很难吸引资金;②未能彻底解决各自存在的关键技术问题;③由于煤层气本身的特殊性,从地质评价到

工业开采一般需要相当长的时间。

2. 国外煤层气勘探开发的经验与启示

美、澳、加等国煤层气产业发展的实践证明,煤层气勘探开发一旦取得突破,形成规模生产,便可获得明显的经济和社会效益:①勘探费用低、获利大、风险小;②生产成本低,生产周期长;③煤层气资源的勘探和开发,对缓解能源紧缺、保障煤矿安全生产和防治环境污染意义重大,具有良好的社会效益。

美国等国家发展煤层气产业的经验,可以给我们4点启示:①煤层气开发利用在进入规模化之前的起步阶段,政府给予强有力的政策和法律支持是至关重要的;②发展煤层气产业需要石油公司的积极参与,石油公司的积极介入提供了技术与资金的保证;③大力推进科技创新,形成适合本国煤层气地质条件的先进、适用和配套的煤层气勘探开发技术,是煤层气产业发展的关键;④天然气管网等基础设施和销售渠道的建设与建立,直接影响着煤层气产业的发展。

二、当前国内煤层气勘探开发的有利条件和机遇

1. 中国煤层气勘探开发的资源准备已基本就绪

我国煤层气勘探开发开始于20世纪70年代末,目前资源准备已经基本就绪。

(1)最新资源评价结果表明:我国42个主要含煤盆地埋深2000m以浅煤层气资源量为 $36.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$,1500m以浅的可采资源量为 $10.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

(2)截至2006年底,相关各公司已经登记煤层气区块56个,总面积 $6.58 \times 10^4 \text{ km}^2$,该面积内平均钻井密度为1口/230 km^2 。其中,国家储委认定的探明面积为576 km^2 ,探明储量 $1023.08 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

(3)探明沁水南部大型煤层气田。中国石油在该区已探明煤层气含气面积256.32 km^2 ,地质储量 $459.47 \times 10^8 \text{ m}^3$,并累计完成开发井250口、多分支水平井3口,压裂采气井3口,进行了井组长期试采实验,目前已具备煤层气规模开发的条件。

(4)发现大宁—吉县大型含煤层气区。到2006年末,已有4口探井试气获工业气流,累计控制加预测煤层气含气面积1030 km^2 、储量 $803 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

(5)优选昌吉、韩城2个近期重点勘探目标。前者位于准噶尔盆地南缘,煤层埋深300~1500m,勘探面积7010 km^2 ,资源量达 $7460 \times 10^8 \text{ m}^3$;后者位于鄂尔多斯盆地东南缘,勘探面积630 km^2 ,资源量约 $1000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2. 初步形成了规模化勘探开发的技术能力

(1) 获得煤层气成藏和富集规律的地质认识,形成了煤层气资源综合评价技术,建立煤层气有利勘探目标区优选方法体系,提出并试验适应不同煤阶和不同类型煤层气藏的煤层气开发配套技术,并获得了良好的实施效果。其中多分支水平井欠平衡钻井技术和保护煤层的完井技术已达到国际先进水平。

(2) 需要特别指出的是,发达国家煤层气地面开发,主要是借助石油天然气钻井、测井、完井、固井和压裂等技术来实现的。因此我国石油企业在应用和根据需求改进这些技术方面,无疑具有独特的优势。

(3) 制约煤层气外输和销售的“瓶颈”基本打通。2004年我国抽采瓦斯平均利用率仅18.5%,远低于世界其他主要产煤国。制约煤层气开发利用的主要“瓶颈”之一就是相关集输管网建设严重滞后。由于煤层气完全可以与天然气混输混用,近年来建设的西气东输和陕京天然气长输管道及其网络线,以及天然气下游利用市场的成功开发,已经为大规模开发利用煤层气,打通了外输和销售的约束“瓶颈”。

如前所述,西气东输管道从源头涉及的塔北煤田、淮南煤田开始,向东经过鄂尔多斯盆地、沁水盆地、豫西煤田,一直到两淮矿区,所跨越的6个国内煤层气富集区,煤层气资源量近 $10 \times 10^{12} \text{ m}^3$;陕京管道从北部经过山西河东煤田和沁水盆地北侧,所穿越的多个大型煤层气田,是近10年来我国煤层气勘探开发的集中试验区。而且西气东输管道在山西八角、河南郑州、安徽两淮,陕京管道在山西柳林,都预留了分输口。当前煤层气的有利勘探区带,几乎都处在这2条管道的覆盖范围内,这是发展我国煤层气产业又一个得天独厚的有利条件。

3. 国家高度重视和支持煤层气开发利用

温家宝总理明确指出:“开发和利用煤层气既可治理瓦斯,又可利用能源,一举两得,应该加大科研、勘探、开发的力度”。为加快推进煤层气的勘探开发和综合利用,国家已将大型油气田和煤层气开发纳入16个重大科技专项之一,下发了《关于加快煤层气(煤矿瓦斯)抽采利用的若干意见》等一系列文件,出台了鼓励煤层气开发利用的许多优惠政策。

(1) 增值税:中外合作开采陆上煤层气按实物征收5%的增值税,不抵扣进项税款;自营开采陆上煤层气实行增值税先征后返,即按13%的税率征收,返还8个百分点。

(2) 企业所得税:对中外合作开采煤层气的企

业,实行所得税“二免三减半”,即从开始获利年度起,第1年和第2年免征,第3年至第5年减半征收。

(3) 进口关税:对包括煤层气开发利用在内的国家鼓励发展的国内投资项目和外商投资项目进口设备,在规定范围内免征关税和进口环节增值税。

(4) 价格:煤层气销售价格按照市场经济原则,由供、需双方协商确定,国家不限价。

(5) 矿权使用费:对从事地面煤层气勘探开采的企业,2020年前可按国家有关规定申请减免矿权使用费。其中,探矿权使用费第1个勘查年度免缴,第2、第3个勘查年度减缴50%,第4至第7个勘查年度减缴25%;采矿权使用费在矿山基建期和矿山投产第1年免缴,投产第2、第3个勘查年度减缴50%,第4至第7个勘查年度减缴25%,采矿结束当年也免缴。

(6) 矿区使用费:按气田计算,年度煤层气产量不超过 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$,免征矿区使用费;年产 $10 \times 10^8 \sim 25 \times 10^8 \text{ m}^3$,征收1%矿区使用费;年产 $25 \times 10^8 \sim 50 \times 10^8 \text{ m}^3$,征收2%矿区使用费;产年超过 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$,征收3%矿区使用费。

(7) 煤层气利用:对煤层气、煤矿瓦斯抽采利用项目,固定资产投资方向调节税实行零税率;对以煤层气资源作主要原料生产的产品所得,自生产经营之日起,免征所得税5a。

三、不利条件和风险分析

(1) 我国煤层气成藏条件复杂,基础理论研究和技术开发相对滞后。我国主要煤层气富集区一般都在石炭—二叠系含煤区,煤阶偏高,渗透率很低,构造条件复杂。国外以中低煤阶为主的煤层气成藏理论和开发工艺技术,也不能完全照搬到我国煤层气勘探开发工作中来。目前,国内煤层气基础理论和技术研发尚处于模仿和借鉴国外理论和技术阶段,缺乏适合我国地质条件的成熟煤层气地质理论和拥有自主知识产权的煤层气勘探开发配套技术。这是制约我国煤层气产业发展的主要矛盾之一。

(2) 煤层气开采生产成本低,投资回收期长,起步阶段又缺乏国家政策的有力支持,经营风险较大。我国煤层气藏具有低孔、低渗、低压、低产的特点,普通直井单井日产量一般不超过 3000 m^3 ,且要有较长的排水降压时间;煤层气开发需要小井距、密井网,开发井多,开发投资较大;煤层气井采用降压生产,气层压力很低,从气井到长输管网必须敷设管道并

进行多级增压,输送费用也高。加上国内煤层与天然气基本同价且价格偏低,这使得煤层气开发投资回收期普遍长于常规天然气(一般需要8 a以上),对投资者缺乏吸引力。而国家已出台的鼓励煤层气开发利用政策,迄今都偏重于规模化生产后的政策优惠,缺乏煤层气发展起步阶段鼓励前期投入、吸引投资融资的扶持政策。这是发展我国煤层气产业的一个不利因素。

(3) 煤炭生产与煤层气开采企业之间存在利益冲突,且缺乏有效的协调机制。在煤炭和煤层气矿权分别由地方政府和国土资源部管理的情况下,由于矿权重叠和利益冲突,经常会出现煤炭优先,“以煤压气”或排斥和侵犯煤层气探矿权、采矿权设置等问题。尽管国家明确规定实行“先采气、后采煤”的方针,但这只是原则性的规定,缺乏强制性措施,难以落到实处。煤炭生产与煤层气开采企业之间缺乏的协调机制,也将直接影响我国煤层气产业发展的进程。

四、加快煤层气产业发展的建议

根据我国当前煤层气勘探开发的实际情况,建议借鉴美国等煤层气发展较早国家的经验,加大对起步阶段煤层气开发利用的政策扶持力度。国内各企业要完善内部结算价格、管输价格、成本核算、业绩考核等经营政策,实现煤层气产业跨越式发展。具体建议如下:

1. 实施比常规石油天然气行业更为优惠的经济政策

国家向煤层气开发企业提供政策性贴息贷款,优先安排该类企业利用国际间政府贴息贷款等。在产量达到一定规模之前对企业实行退(免)税扶持:

①对煤层气生产企业实行增值税先征收、后全退的政策,即先按13%税率征收,再全额返还;②对煤层气生产企业免征企业所得税;③对煤层气企业开采煤层气资源,免缴探矿权使用费、采矿权使用费和矿区使用费。

2. 实施奖励与惩罚相结合、强制性的“先采气、后采煤”政策

(1) 完善煤层气产业标准和政策法规体系。借

鉴国外经验,实行煤矿开采统一准许标准;在煤矿企业5 a以后的规划区内,新建矿井必须符合吨煤含气量 6 m^3 以下、巷道瓦斯浓度低于0.1%这2项标准才准许开采。将“先采气、后采煤”纳入国家环境保护和煤矿安全生产的法律法规,明确规定煤炭生产企业必须采取地面开采、矿井预抽等手段,达到上述2项标准,才能办理煤炭开采许可证;严格限制向大气排放瓦斯,对超标准排放煤层气的企业按瓦斯排放量征收高额罚金或瓦斯排放费,并追究法律责任。

(2) 尽快建立甲烷减排基金,实施甲烷减排补贴制度。将依法征收的瓦斯排放罚金和排放费,建立专项用于补贴煤层气开发利用的减排基金。对执行“先采气、后采煤”政策,开采利用煤矿瓦斯的煤层气开发企业和煤炭企业,按实际减排量(即抽采利用量)进行补贴,补贴率应随天然气价格变化及时调整。

3. 尽快制定煤层气资源保护和产业监管法规

我国煤层气开发利用刚刚起步,由于缺乏统筹规划和有效监管以及政府部门多头管理、相互掣肘,已经出现了一些低水平重复勘探和无序开发的混乱现象。这对于国家和企业都不是好兆头。建议国家吸取小煤矿乱开滥采、破坏资源、危害安全 and 环境的教训,加紧制定保护煤层气资源和加强煤层气产业监管的法律法规,依法加强督察和监督,协调解决煤炭企业与煤层气企业的矿权设置问题,规范煤层气开发活动,保障煤层气产业的持续、健康、有序发展。

五、结束语

(1) 中国煤层气资源不仅数量大,而且含煤层系厚、含气量高,煤层气相对富集,勘探开发条件比较有利。

(2) 我国煤层气产业刚刚起步,目前正处在气产量达到一定规模之前的阶段,国家应对企业实行退(免)税政策扶持。

(3) 现在发展我国煤层气产业的资源、技术、政策等各方面条件均已具备,可以说“风好正是扬帆时”。希望能抓住大好时机,力争“十一五”末中国的煤层气产业化能初见端倪。

(收稿日期 2008-03-08 编辑 居维清 黄君权)

ABSTRACTS AND AUTHORS

OPPORTUNITIES AND CHALLENGES FOR CBM DEVELOPMENT IN CHINA

ZHAI Guang-ming (*Academician of Chinese Academy of Engineering*), HE Wen-yuan (CNPC Consulting Centre). *NATURAL GAS IND.* VOLUME 28, ISSUE 3, pp. 1-4, 3/ 25/ 2008. (ISSN 1000-0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: In light of energy demand and the status quo of CBM exploration and development in China, this paper firstly introduced what and how Chinese CBM industry could learn from many successful experiences from the U. S. A., Australia, and Canada, etc.; then analyzed in-depth both favorable opportunities and potent risks that CBM exploration and development in China had to face up with. Many suggestions were put forward as follows: (1) economic policy on CBM industry should be much more open than that on conventional oil and gas; (2) compulsive policy on "CBM gas extraction before coal in coal mines" should be performed by encouragement and punishment; (3) laws and regulations should be established on CBM resource protection and industry supervision. Chinese CBM industry will take this challenge to develop well in the eleventh Five-Year plan.

SUBJECT HEADINGS: China, CBM, exploration and development, resource protection, policy, regulation, industrialization

ZHAI Guang-ming (*Academician of Chinese Academy of Engineering*), born in 1926, graduated in geology from Beijing University in 1950. He is one of famous geologists in China and also a consultant at the 6th NGI Editorial Committee.

Add: CNPC Consulting Centre, Liupukang, Beijing 100724, P. R. China

E-mail: zhaigm@cae.cn

NEW PROGRESS IN COAL BED METHANE INDUSTRY OF CHINA

SUN Mao-yuan, LIU Yi-jun (China United Coalbed Methane Co., Ltd.). *NATURAL GAS IND.* VOLUME 28, ISSUE 3, pp. 5-9, 3/ 25/ 2008. (ISSN 1000-0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: Based on the latest statistics, CBM resource reserves in China, the top third country in the world, have been up to 36.81 TCM in total under the burial depth less than 2000 m, equivalent to the conventional natural gas resource on the land. After ten more years in exploiting CBM under the support by the government, CBM industry in China has achieved in many progresses including the basic theory research, E & P technology, commercial production, etc., which provide ground for CBM production in large scale. By the end of 2006, 1573 CBM gas wells had been drilled and completed. 80 % of the drilled CBM gas wells are distributed mainly in Shanxi, Shaanxi, and Mongolia Autonomous Region. At present 0.3 % of total CBM resource has been tapped to be 113.029 BCM as the explored CBM reserve, 86.165 BCM of which can be obtained by ground exploitation, and 26.864 BCM got by mining extraction. CBM industry has not only found its own way in exploration and development in recovery of coal bed methane, but also achieved good results by cooperating with other countries. The most important of all is that the CBM industry owns a set of technology and techniques on CBM geological assessment and conventional exploration and development.

SUBJECT HEADINGS: China, coalbed methane, resource reserve, reserve, exploration and development, status quo, prospect, supporting techniques

SUN Mao-yuan is CEO of the China United Coalbed Methane Co., Ltd.

Add: China United Coalbed Methane Co., Ltd., No. Jia 88, Andingmenwai Avenue, Dongcheng District, Beijing 100011, P. R. China

Tel: + 86-10-6429 8880 **E-mail:** lyjun98@vip.sina.com

INTEGRATED UTILIZATION OF COLD ENERGY FROM LARGE-SCALE LNG RECEIVING TERMINALS

HUA Ben (Research Center for Natural Gas, South China University of Technology). *NATURAL GAS*