中国煤层气产业战略效益影响因素分析

秦 勇[1],袁 亮[1,2],程远平[1]

1. 中国矿业大学资源与地球科学学院,江苏徐州 221116
2. 煤矿瓦斯治理国家工程研究中心,安徽淮南 232001

摘要 煤层气产业战略效益是指煤层气产业发展对经济社会的整体贡献，本文从国家能源供需趋势和煤层气产业自身发展条件两个方面对其影响因素进行了讨论。影响中国煤层气产业发展及其战略效益的宏观因素包括经济状况、煤炭生产、洁净能源生产和环境保护三大方面,未来的经济状况是一个不确定因素,未来能源需求注定持续增长,发展新能源和低碳技术将刺激天然气(含煤层气)生产和消费大幅度增长。就细观层次而言,煤层气产量是产业战略效益的核心考量,受到煤层气资源条件及其探明程度、抽采方式与抽采技术、资金投入等因素的影响。中国的煤层气资源非常丰富,但资源探明程度低,煤层气地质条件复杂,既有战略效益释放的巨大空间,又对开发技术创新提出了更高的要求。抽采技术发展水平决定着煤层气产业战略效益可实现的程度,研发重点在于围绕提高煤层气地面单井产量和矿井抽采率两个核心,发展适用于各类地质条件的开发技术。煤层气开发前期投资大,投资风险高,资金回收期长,需从国家层面完善鼓励政策,构建多元化投融资平台。

关键词 煤层气产业;战略效益;影响因素

中图分类号 P618.11　　**文献标识码** A　　**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2012.34.013

Factors Affecting the Strategic Benefits of CBM Industry in China

QIN Yong[1], YUAN Liang[1,2], CHENG Yuanping[1]

1. *School of Mineral Resouces and Geoscience, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, Jiangsu Province, China*
2. *National Engineering Research Center for Coal Gas Control, Huainan 232001, Anhui Province, China*

Abstract The strategic benefits of the coal bed methane (CBM) industry involve the overall contribution of the CBM industry development to the economy and thr community in general, and the factors influencing the benefits are discussed in the lights of the national energy supply-demand tendency and the conditions for the CBM industry development. Macroeconomic factors affecting the development and its strategic benefits of CBM industry in China include the economic situation, the coal production, the clean energy production and the environmental protection The future economic situation is uncertain, the future energy demand is in a continued growth, and the development of new energy and low-carbon technologies will stimulate the substantial growth of the natural gas (including CBM) production and consumption. As far as the micro-level is concerned, the CBM production is a key for the assessment of the industry strategic benefits, which is affected by the CBM resources and its proven degree, the CBM-extracting method and the technology, the capital investment and so on. The CBM resources in China are very rich but the proven resources are at a low level and in complex geological conditions, indicating a huge potential of the strategic benefit release and the high requirements for the innovation of CBM extracting technologies. The level of the technological development determines the degree of the strategic benefit realization of the CBM industry, the technological research and development should focus on the improvements of both the CBM production of the surface wells and the mine drainage in order to develop CBM-extracting technologies applicable to various types of geological conditions. The CBM development requires a high upfront investment and involves a high investment risk, and a long payback period, which requires a diversified investment and financing platform supported by the national policies.

Keywords coalbed methane industry; strategic benefits; influencing factors

收稿日期: 2012-08-21;修回日期:2012-09-20
基金项目: 中国工程院重大战略咨询课题(2011ZD19-2);国家科技重大专项项目(2011ZX05034)
作者简介: 秦勇(中国科协所属全国学会个人会员登记号:E381010241S),教授,研究方向为煤层气地质与勘探,电子信箱:yongqin@cumt.edu.cn

战略效益系指一个行业或部门发展对经济社会发展的整体贡献,涉及对经济社会长远发展的综合推动作用,是战略研究追求的主要目标,具有预测与规划的特征[1-2]。战略效益具有不确定性、动态性、社会性等特点,必须可测度和可量化度,受诸多因素的影响。煤层气作为中国着力发展的新兴产业,具有能源、安全、环境三重战略效益。鉴于此,本文依托中国工程院"中国煤层气开发利用战略研究"重大咨询课题,立足于国际背景和中国客观情况,分析了中国煤层气产业战略的影响因素,期望为制定产业发展战略提供参考。

1 国际背景下的国家能源供需趋势

从全球背景分析,影响中国煤层气产业发展及战略效益的宏观因素包括经济状况、煤炭生产、洁净能源生产和环境保护三大方面。

在国际上,GDP 每增长 1%, 能源需求增加 0.5%—0.6%, 经济状况是影响全球能源需求增长速率的关键。中国外向型经济不断扩大,经济发展不可避免地会受到全球经济状况的强烈影响。美国诺贝尔经济学奖获得者罗伯特·福格尔 2010 年在《外交政策》杂志上发文预测,中国 2040 年 GDP 将达到 123 万亿元,是美国的 2 倍,是世界的 1/4[3]。然而,未来的经济状况是一个不确定因素,需要考虑经济高增长、正常增长和低增长 3 种情景。

未来能源需求注定持续增长, 在 2010—2030 年期间,天然气在全球能源消费结构中所占份额年均增幅将达 2.1%, 2030 年全球天然气消费量将比 2010 年增长 50%以上[4]。其中,中国天然气需求将以年均 7.6%的增幅迅速增长,2030 年消费量将达 430 亿 ft^3/d(约合 4870 亿 m^3/a),接近欧盟当前水平(470 亿 ft^3/d);中国天然气产量预计每年增长 6%,煤层气和页岩气可能占该增长的 41%,但天然气进口需求仍将大幅度上升;2030 年, 天然气在中国能源结构中的份额将从目前的 4%上升至 9%,中国对煤的需求将不再继续上升。

化石能源资源储量不断减少,需要提高能源利用效率来节约一次能源,或并寻求新的能源来补充一次能源供应的缺口。客观条件的限制,使得中国石油和天然气 2030 年的生产远远满足不了消费增长的需求,石油和天然气的对外依存度可能分别达到约 75%和 40%[4], 对煤炭和煤层气的依赖必将大幅提高。同时,需要发展煤炭高碳能源低碳化利用技术,以减轻中国乃至全球碳排放造成的大气环境污染问题。为此,提高能效、发展新能源和低碳技术,一方面将限制中国煤炭、石油等高碳能源的消费,另一方面天然气生产和消费在技术进步和政策鼓励下会得到大幅度增长,而且在洁净化利用前提下的煤炭生产仍将持续增长。

煤炭一直在中国快速经济增长中发挥着核心作用。据预测,中国 2010 年煤炭消费量占全球煤炭消费量的 47%,2030 年可能上升到 53%;1990—2010 年期间, 中国煤炭消费需求增长量占全球煤炭需求增长量的 80%,预计 2020 年后,中国的煤炭消费快速增长阶段将会结束, 煤炭消费量将渐趋平稳,但 2030 年煤炭消费增长量仍占全球煤炭消费需求增长的约 77%;环境制约因素和煤炭资源与生产成本的上升,将在一定程度遏制中国煤炭工业的发展[4]。

关于中国今后 20 年期间煤层气生产的发展趋势,尽管目前没有科学预测,但有关专家或企业均有观点不同的经验估计,总体上十分乐观。基于国家“十二五”煤层气产业发展规划,2015 年中国煤层气产量将达 300 亿 m^3, 包括地面井原位抽采 160 亿 m^3、矿井抽采 140 亿 m^3。类比美国煤层气产业相似发展阶段的经验, 中国 2020 年煤层气年产量有可能达到 500 亿 m^3。如果开发技术持续进步,2020 年后全国煤层气生产规模还会进一步加大。

2 煤层气产业自身发展条件

煤层气产业自身发展条件属于影响战略效益的细观层次。在这一层面上,煤层气产量是产业战略效益的核心考量,受到煤层气资源条件及探明程度、抽采方式与抽采技术、资金投入等因素的影响。认识这些因素的影响方式、影响方向和影响程度,是客观分析产业战略效益的重要依据。

2.1 煤层气资源条件与探明程度

中国十分丰富的煤层气资源是煤层气产业发展的天然基础。但是,煤层气资源探明程度和开发程度均极低,煤层气地质条件较为复杂, 一方面昭示出中国煤层气产业战略效益释放的巨大空间, 另一方面对开发技术创新提出了更高的要求。

2.1.1 中国煤层气资源条件

据全国新一轮油气资源评价结果, 中国陆地埋深 2000m 以浅的煤层气地质资源总量为 36.81 万亿 m^3[5]。据初步估算, 全国陆地 2000m 以深的煤层气地质资源量达 18 万亿—20 万亿 m^3(赵庆波,私人通信,2010)。也就是说,中国大陆地区煤层气地质资源量总量在 55 万亿—60 万亿 m^3。

中国煤层气地质条件变化极大。但是, 除新生代盆地以外,普遍适应于矿井抽采,多数地区具有可观的地面原位抽采前景,在华北中—西部石炭二叠系发育地区建成了中国目前最重要的煤层气地面生产基地,在东北中生代盆地、新生代盆地以及西南上二叠统分布区实现了地面小规模商业性开发或取得单井试验突破。

据估计, 中国通过煤炭开采和煤层气抽采消耗的煤层气资源仅约 0.45 万亿 m^3,包括矿井抽采 440 亿 m^3、矿井风排 4000 亿 m^3、地面抽采 35 亿 m^3,消耗量仅占全国煤层气地质资源总量的 1.2%。同时,中国目前已经建成的煤层气地面规模性开发基地, 基本上局限于华北中—西部的沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘, 全国可供煤层气开发基地布局的空间巨大。

2.1.2 中国煤层气资源探明程度

资源探明程度和探明数量, 是支撑一个矿产行业生产效

益的关键条件，既要保证生产规模并达到经济效益最大化，又要保证该行业的可持续发展，反映两者关系的关键参数即储采比。储采比是指年初剩余可采储量与当年开采量的比值，受资源赋存与开采地质条件、经济技术条件、产业化程度和开发阶段的影响。储采比高，预示该产业生产量有增长的潜力，反之可能表明保有储量不能满足产量目标的需求。

天然气勘探开发一般分4个阶段：在快速增长阶段，储采比一般大于20，多在20—60；在稳产阶段，储采比降到一定之后保持平稳，多在15—30；在产量递减阶段，储采比小于15。天然气资源丰富的国家储采比水平很高，如2008年俄罗斯的储采比维持在70左右，伊朗和卡塔尔更高达255和332；经济发达和工业化程度高的国家储采比较低，如2008年，处于稳产阶段的美国其天然气储采比为11.6，处于递减阶段的英国只有4.9[6]。

就北美两国来看，美国煤层气产量在经历了近30余年的持续增长之后，从2009年开始进入稳产阶段，2005—2009年的储采比波动在10.30—12.37，且具有进一步下降的趋势[7]；加拿大煤层气矿井抽采开始于20世纪50年代，21世纪初实现了地面井煤层气商业化生产，1999年以来的探明储量服务年限一直维持在10年左右。

中国煤层气产量近年来快速增长，2011年为115亿 m^3，包括矿井抽采92亿 m^3，地面井抽采23亿 m^3，产业进入了快速发展的初期阶段。截至2010年底，全国煤层气累计探明地质储量2902亿 m^3，包括探明可采储量1440亿 m^3，几乎全部分布在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘。因此，中国2011年的煤层气储采比为12.5(考虑总抽采量)或62.6(仅考虑地面原位抽采量)，与目前地面井产量需求基本平衡，但探明资源分布地域局限，与产量快速增长期要求有较大缺口。另一方面，尽管全国2011年底煤层气探明地质储量增至4156亿 m^3，但资源探明率只有1.13%，与全国常规天然气目前15%的探明率之间差距甚大。

2.2 煤层气抽采方式与抽采技术

抽采方式和抽采技术涉及煤层气开发技术的适应性，直接影响到煤层气的地面单井抽采率和矿井抽采率。因而，抽采技术发展水平决定着煤层气产业战略效益可实现的程度。

2.2.1 煤层气抽采方式

煤层气抽采有三种基本方式：一是地面原位开采(CBM)，从尚未受到采煤扰动的煤层中抽采煤层气，其经济可行性极大地取决于煤层埋深、煤层物性、地貌复杂性等条件；二是矿井开采(CMM)，在采煤过程中抽采煤层气，可通过矿井钻孔方式抽采，也可在采煤扰动区通过地面钻孔抽采，但抽采气甲烷浓度往往较低；三是在废弃矿井中抽采在采煤过程中经解吸运移后被圈闭在矿井“三带”影响区域的煤层气(AMM)，但其资源量及规模性开发前景目前难以确定。

地面井原位抽采煤层气产量取决于单井产量、钻井总数、投产井比例、资源赋存条件等。

(1) 美国煤层气生产主要在6个盆地，2001年全国产量401亿 m^3，单井日均产气量约7450 m^3/d，在圣胡安盆地和犹他盆地超过10000 m^3/d，其他低煤级盆地超过5500 m^3/d，中煤级盆地约2300 m^3/d[8-9]；2010年，煤层气井总数约5万口，抽采量490亿 m^3，投产率约90%，单井日均产气量约3600 m^3/d。加拿大煤层气生产几乎全部局限于阿尔伯塔盆地白垩纪含煤地层，贫水或少水，影响了单井产量的有效提高和煤层气产业规模的快速扩展，2009年产量90亿 m^3，生产井14100口，单井日均产气量1950 m^3/d。

(2) 中国截至2010年底共施工地面煤层气井5407口，投产3090口，投产率57.15%，单井日均产气量为1558 m^3/d，煤层气地面商业性生产量主要来自沁水盆地南部和鄂尔多斯盆地东南缘的中-高煤级地区。与北美两个国家对比，中国煤层气单井产量明显较低。低煤级地区目前尚无煤层气商业性开发的突破，彬长、二连、依兰等盆地的单井产气突破也不超过1000—1500 m^3/d，低于加拿大阿尔伯塔盆地单井产量，只有美国低煤级盆地单井产量的1/5—1/10。中—高煤级盆地单井平均产气量，只有美国同煤级盆地的70%。

(3) 分析上述状况，促进中国煤层气地面开发规模快速扩大的气井因素在于三个方面：其一，大幅度提升单井产气量，需要开发技术创新的显著突破加以强力支撑；其二，加强煤层气钻井的力度，快速增多煤层气井的数量和投产率，加大风险投资的力度；其三，突破目前煤层气规模性生产基地“两盆之见”的局限性，通过技术创新、激励机制和风险投入，推动低煤级煤盆地煤层气规模性开发的进展，加强其他中—高煤级盆地的煤层气勘探与开发试验活动。

就矿井抽采方式分析，约束中国煤层气抽采量进一步提高的主要因素包括原煤产量、抽采率和吨煤抽采量。

(4) 中国是世界上排行第一的煤炭生产与消费大国，2010年煤炭生产量占全球生产总量的48.3%，消费量占全球消费总量的48.2%；到2030年，中国在全球煤炭消费量中的比例将会上升到53%[4]。也就是说，煤炭将是中国长期依赖的主体能源。

(5) 在没有新增煤炭产量或新增产量地区缺乏煤层气矿井抽采价值的情况下，提高矿井煤层气抽采率是增大矿井抽采规模的唯一途径，即煤层气抽采率是影响全国矿井煤层气抽采量的最为敏感的指标。国家安全生产行业标准《煤矿瓦斯抽采基本指标(AQ 1026—2006)》规定：对根据标准应该实施抽采的煤矿，基于绝对瓦斯涌出量的不同，采煤工作面煤层气抽采率须大于20%—70%，矿井抽采率须大于25%—60%。据统计，中国近年来生产1t煤平均风排甲烷(VAM)8 m^3 左右[10]。2010年，中国原煤产量32.5亿t，矿井煤层气抽采73.5亿 m^3，采煤活动排入大气的煤层气约260亿 m^3，矿井平均抽采率约25%，总体上处于较低水平。

(6) 煤矿瓦斯抽采率的另外一种类似表述形式是吨煤瓦斯抽采量，全国矿井煤层气抽采量近年来的大幅度上升主要

来源于吨煤抽采量的显著提高(表1)。然而,吨煤抽采量和矿井抽采率的增幅自2007年来呈下降趋势。究其原因,可能在于两个方面:一是这几年相当一部分新增煤炭产量来自内蒙和陕北地区,这些地区煤层埋藏浅,多属低煤级煤,煤层含气量低,多数不需要矿井瓦斯抽采即能达到安全生产标准,一部分煤矿为露天开采而无须瓦斯抽采;另一方面,需要实现新的技术创新大幅度提高矿井瓦斯抽采率。

综合分析上述状况,进一步考查如下因素。其一,煤炭作为中国长期的主体能源,原煤产量增长趋势不可避免,但新增产能和产量主要来自煤层含气量低、矿井瓦斯涌出量小的低煤级煤(褐煤和长焰煤)地区,煤炭开发"战略西移"更强化了这一状况,今后若干年新增原煤产量对矿井抽采量的贡献值得考虑。其二,中国矿井煤层气抽采率提升空间极大,这是预测今后若干年中国煤层气产量需要考虑的一个重要因素,但需要矿井抽采工艺与技术创新的强力支撑。其三,矿井瓦斯抽采增量可能存在一个"天花板",理论上的吨煤抽采量"天花板"应是地面预抽后煤层残余含气量,矿井抽采率应是100%,但实际上不可能达到,因此煤矿瓦斯安全标准约束下的地面预抽采程度及抽采时效问题必须加以考虑。

2.2.2　煤层气抽采技术

中国能源结构以煤为主,煤层气开发必须坚持矿井、地面抽采"两条腿"走路的方针。20世纪80年代以来,中国煤层气抽采技术与工艺发展经历了三个阶段,每一阶段的技术进步都显著推动了产业的跨越式发展(图1)。

表1　2004年以来全国矿井煤层气抽采情况统计

Table 1　Statistics of CBM mine extraction since 2004

年份	抽采量/10^8m^3		地面井数	煤炭产量/10^8t	吨煤抽采量/($m^3 \cdot t^{-1}$)	矿井抽采率/%
	地面原位	矿井抽采				
2004	0.1	16.95	59	16.67	1.02	11.28
2005	0.3	23	270	21.13	1.09	11.98
2006	1	32.4	796	23.25	1.39	14.84
2007	3.3	44	1081	25.23	1.74	18.43
2008	5	55	2800	27.16	2.03	21.53
2009	10.17	61.7	3600	29.73	2.08	22.91
2010	14.5	73.5	5400	32.4	2.27	24.49

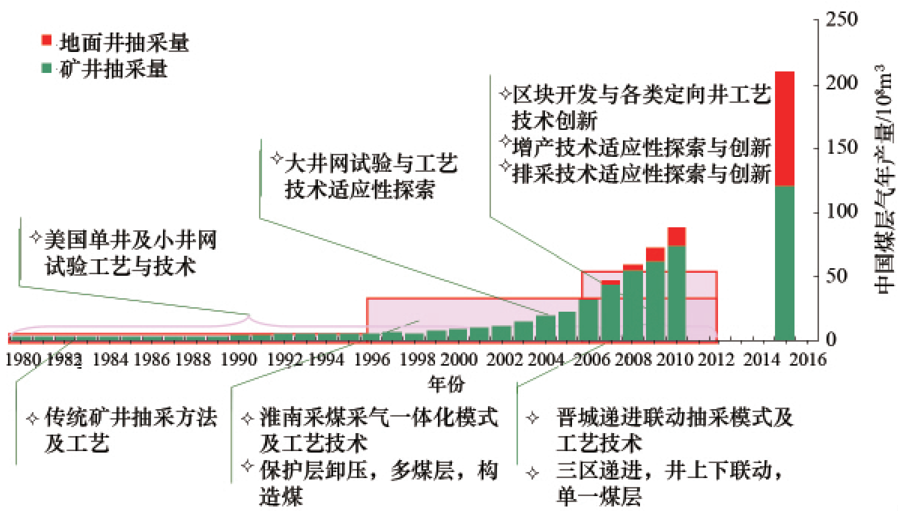

图1　中国煤层气抽采技术与工艺的发展阶段

Fig. 1　Development stages of CBM technologies in China

1) 矿井抽采技术

(1) 第一阶段为1996年以前,采用传统抽采技术与方法,通过本层短距离密集钻孔实施未卸压区岩巷揭煤、煤巷掘进预抽采以及卸压区边掘边抽、边采边抽,同时在开采层工作面推过后利用穿层钻孔抽采上、下邻近煤层,以及利用井下插管、井下钻孔和地面钻孔开展采空区抽采。

(2) 第二阶段起始于1996年,以淮南煤业集团为代表,针对其自身地质条件,创立了不同距离保护层(解放层)卸压的采煤采气一体化模式及其配套工艺技术,开展了井下钻孔微爆破增渗等新技术试验,基本上解决了多煤层、构造煤发育地区煤层气矿井抽采的技术难题[11-12]。

(3) 第三阶段大致起始于21世纪初,以晋城煤业集团为

代表,针对单一煤层煤炭开采、含气量及涌出量极高、地面抽采与瓦斯治理严重脱节、抽采效率低而成本高、区域抽采不能达标等问题,创立了三区联动煤层气(瓦斯)立体递进抽采模式,实现了关键技术、配套工艺的创新以及矿井大面积精确高效抽采[13-15]。

2) 地面井原位抽采技术

(1) 中国该方面尝试可追溯至20世纪70年代,原抚顺煤炭研究所在湖南有关矿区进行过地面直井煤层水力压裂试验,但未达理想效果。80年代末期至2002年,中国引进美国煤层气直井抽采技术,先后在国内40余个地区开展煤层气勘探与开发试验,施工数个小型井网,少数地区获得单井工业性气流,尽管未获商业性开发的突破,为后来的技术创新积累了经验。

(2) 2003年,晋城煤业集团施工了由30口井组成的大井网试验,亚美大陆公司在晋城大宁施工成功第一口多分支水平井,通过对钻井工艺与技术、不同完井方式对比试验,认识了各类增产技术对沁水盆地南部地质条件的适用性,成功地实现了地面井煤层气的商业性开发。

(3) 2006年以来,中联公司实施"沁南煤层气高技术产业化示范工程"项目,有关大型企业启动国家科技重大专项3个煤层气地面开发示范工程项目,对地面井煤层气开发技术与工艺开展全面的探索和集成创新,形成了适用于沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东部地质条件的中—高煤级煤层气开发技术系列。

中国煤层气抽采技术研究的显著进展,推动和支撑了规模性开发时代的到来,但依然面临诸多"瓶颈"需要突破。例如,如何有效提高地面单井产量以及构建构造煤、低含气量高丰度煤层的高效经济地面井抽采;如何实现含煤地层各类天然气的联合抽采,深部煤层气能否高效经济抽采;煤炭与煤层气协同开采技术如何进一步完善;矿井抽采率与抽采效率如何有效提高;如何优化矿井区域式及立体式抽采技术并降低工程成本,等等。

2.3 煤层气工程投资规模

煤层气开发具有前期投资大、风险大以及资金回收期长但赢利期也长的特点。在沁水盆地和鄂尔多斯盆地,煤层气直井工程产能建设成本一般为4亿—5亿元/亿 m^3。在内部收益率20%—25%的情况下,煤层气项目动态投资回收期一般在6—9年[16-18]。如果采用水平羽状井技术,投资回收期可缩短至3—5年,但投资风险更大[16,19]。在西北的吐哈盆地,按单井日产气1700 m^3/d 估算,产能建设成本3.92亿元/亿 m^3,煤层气项目投资回收期为6—7年[20]。

按每亿 m^3 产能建设成本3亿元、4亿元、5亿元及产能投产率70%测算,中国煤层气地面井产量在2015年达到160亿 m^3,需要建设产能230亿 m^3,总投资分别为690、920、1150亿元。中国目前已建产能50亿 m^3 左右,扣除这一前期投资,达到2015年上述产量和产能的投资仍需要540亿元、720亿元和900亿元。按产能建设成本4亿元/亿 m^3 及产能投产率80%测算,如果2020年和2025年全国地面井煤层气产量分别达到300亿 m^3 和500亿 m^3,需建设产能375亿 m^3 和625亿 m^3,新增产能建设需要投资928亿元和1000亿元。

实现煤层气大规模开发,所需投资是巨大的。按照国家"十二五"煤层气发展规划,中国将投入604亿元用于煤层气的地面开发,在现有两大产业基地形成产能157亿 m^3、产量154亿 m^3;投资68亿元,新增煤层气探明地质储量10000亿 m^3;投资562亿元,矿井抽采量达到140亿 m^3。就目前情况看,达到与国家"十二五"规划目标相匹配的建设资金还有较大的缺口。

目前,国家和各级政府难以过多投入煤层气产能建设和开发工程,为此今后的若干年间,大型油气企业的投入量,相关大型煤炭企业投资参与煤层气地面开发或采煤采气一体化的积极性,民间融资机构和外企资金投入的参与程度等,需从国家层面完善鼓励政策,构建多元化投融资平台。

3 结论

煤层气战略效益是指煤层气产业发展对经济社会的整体贡献,受资源条件、抽采方式、抽采技术、资金投入等诸多因素的影响。

(1) 在宏观层次上,影响中国煤层气产业发展及战略效益的因素包括经济状况、煤炭生产、洁净能源生产和环境保护三大方面。未来的经济状况是一个不确定因素,未来能源需求注定持续增长,发展新能源和低碳技术将刺激天然气(含煤层气)生产和消费大幅度增长。

(2) 就煤层气产业自身发展条件的细观层次而言,煤层气产量是产业战略效益的核心考量,受到煤层气资源条件及探明程度、抽采方式与抽采技术、资金投入等因素的影响,认识这些因素的影响方式、影响方向和影响程度,是客观分析产业战略效益的重要依据。

(3) 中国煤层气资源丰富,构成了产业发展的天然基础。但是,全国煤层气资源探明程度和开发程度均极低,煤层气地质条件较为复杂,一方面昭示出中国煤层气产业战略效益释放的巨大空间,另一方面对开发技术创新提出了更高的要求。煤炭是中国长期的主体能源,中国煤层气开发必须坚持矿井、地面抽采"两条腿"走路的方针。

(4) 抽采技术发展水平决定着煤层气产业战略效益可实现的程度。今后的重点,在于围绕提高煤层气地面单井产量和矿井抽采率两个核心问题,发展适用于各类地质条件的开发技术,如深部、低含气量高丰度、构造煤地区的煤层气高效经济地面井抽采,含煤地层各类天然气的联合抽采,煤炭与煤层气协同开采等。

(5) 煤层气开发前期投资大,投资风险大,资金回收期长。期望国家和各级政府大量投入煤层气开发工程不符合市场规律,需要从国家层面完善鼓励政策,构建多元化投融资平台。

参考文献(References)

[1] 李成勋. 应该确立"战略效益"这个新概念[J]. 理论前沿, 1998(4): 21.
Li Chengxun. *Theory Frontiers*, 1998(4): 21.

[2] 杨壬飞, 全允桓. 企业技术评估中的战略效益辨识 [J]. 科技管理研究, 2004(3): 29-31.
Yang Renfei, Quan Yunhuan. *Science and Technology Management Research*, 2004(3): 29-31.

[3] 知识天地. 美国诺贝尔经济学奖得主称 2040 年中国 GDP 占世界 40% [EB/OL]. [2010-01-04]. http://blog.people.com.cn/open/articleFine.do?articleId=1318334309847.
ZXHM. US Nobel laureate in economics, said in 2040 China´s GDP accounted for 40 percent of the world[EB/OL]. [2010-01-04]. http://blog.people.com.cn/open/articleFine.do?articleId=1318334309847.

[4] Rühl C. BP Statistical review of world energy 2011[EB/OL]. London: BP, [2011-06-08]. http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=98&contentId=7069428.

[5] 车长波, 杨虎林, 李富兵, 等. 我国煤层气资源勘探开发前景[J]. 中国矿业, 2008, 17(5): 1-4.
Che Changbo, Yang Hulin, Li Fubing, *et al*. *China Mining Magazine*, 2008, 17(5): 1-4.

[6] 赵素平, 陆家亮, 马惠芳, 等. 天然气开发不同阶段合理储采比探讨[J]. 中外能源, 2010, 15(7): 53-56.
Zhao Suping, Lu Jialiang, Ma Huifang, *et al*. *China Foreign Energy*, 2010, 15(7): 53-56.

[7] Energy Information Administration. Annual energy outlook 2011: With projections to 2035[R]. Washington DC: US Department of Energy, 2011.

[8] Creedy D P, Garner K, Holloway S, *et al*. A review of the worldwide status of coalbed methane extraction and utilization[R]. Report No COAL R210 DTI/Pub URN 01/1040, London: Corwn Press, 2001.

[9] Coalbed methane development-A vital part of the total energy mix[EB/OL]. Houston: Halliburton Service Center, [2009-06-01], http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Papers_and_Articles/web/A_through_P/h03493.pdf.

[10] 程远平. 我国煤矿区煤层气抽采技术的发展 [C]. 我国煤层气开发利用战略研讨会, 西安, 中国 2011-08-23.
Cheng Yuanping. Development of CBM extraction technology from coal mining areas in China [C]. China´s CBM Development and Utilization Strategy Seminar, Xi´an, China, Augest 23, 2011.

[11] 袁亮. 卸压开采抽采瓦斯理论及煤与瓦斯共采技术体系[J]. 煤炭学报, 2009, 34(1): 1-8.
Yuan Liang. *Journal of China Coal Society*, 2009, 34(1): 1-8.

[12] 袁亮. 我国煤层气开发利用的科学思考与对策[J]. 科技导报, 2011, 29(22): 3-3.
Yuan Liang. *Science & Technology Review*, 2011, 29(22): 3-3.

[13] 胡千庭. 预防煤矿瓦斯灾害新技术的研究[J]. 矿业安全与环保, 2006, 33(5): 1-7.
Hu Qianting. *Mining Safety & Environmental Protection*, 2006, 33(5): 1-7.

[14] 李海贵. 递进式瓦斯抽采技术的研究及应用[J]. 矿业安全与环保, 2009, 36(6): 58-60.
Li Haigui. *Mining Safety & Environmental Protection*, 2009, 36(6): 58-60.

[15] 武华太. 煤矿区瓦斯三区联动立体抽采技术的研究和实践[J]. 煤炭学报, 2011, 36(8): 1312-1316.
Wu Huatai. *Journal of China Coal Society*, 2011, 36(8): 1312-1316.

[16] 曹雯. 沁水煤层气田樊庄区块不同开采方式经济分析[J]. 天然气工业, 2005, 25(3): 174-176.
Cao Wen. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(3): 174-176.

[17] 杨文静. 煤层气开发项目经济评价研究[J]. 中国煤层气, 2008, 5(1): 38-40.
Yang Wenjing. *China Coalbed Methane*, 2008, 5(1): 38-40.

[18] 李贵红, 葛维宁, 张培河, 等. 晋城成庄煤层气探明储量估算及经济评价[J]. 煤田地质与勘探, 2010, 38(4): 21-24.
Li Guihong, Ge Weining, Zhang Peihe, *et al*. *Coal Geology & Exploration*, 2010, 38(4): 21-24.

[19] 罗东坤, 褚王涛, 吴晓东, 等. 煤层气钻井技术的经济性分析[J]. 石油勘探与开发, 2009(3): 403-407.
Luo Dongkun, Chu Wangtao, Wu Xiaodong, *et al*. *Coal Geology & Exploration*, 2009(3): 403-407.

[20] 丁良堂. 吐哈盆地煤层气勘探经济评价探讨 [J]. 吐哈油气, 2007, 12(2): 191-194.
Ding Liangtang. *Tuha Oil & Gas*, 2007, 12(2): 191-194.

(责任编辑　朱宇)