

典型区块煤层气地面开发项目经济性分析及国内煤层气可持续发展政策探讨

孔令峰¹ 栾向阳¹ 杜敏² 尚树林³ 孔梓拯⁴

1. 中国石油天然气集团公司 2. 中国石油规划总院 3. 中国石油华北油田公司 4. 中石油煤层气有限责任公司

摘 要 我国煤层气赋存条件和资源品质差、开发难度较大、单井产量偏低，同时销售价格偏低、开发效益较差，加上企业资本成本高、对外合作管理不到位等不利因素的影响，两个五年计划的煤层气规划产量目标接连落空，企业在煤层气地面开发方面的投资意愿已经明显降低。为此，选用合理的经济评价方法和参数，结合煤层气开发生产的特点，模拟分析了平均埋深 800 m 的典型区块煤层气开发项目的技术经济性，并以此为案例，以期更好地厘清煤层气资源品位、技术水平、销售价格、财税扶持政策等因素与投资经济性的关系，有助于制订客观合理的煤层气攻关方向和产量目标。进而针对目前我国煤层气产业发展所面临的困难，提出建议：①相关部门尽快出台更进一步的产业扶持政策，解决对外合作区块开发滞后问题，促进优质煤层气资源的开发；②将财政补贴标准提高到 0.6 元/m³，同时免征企业所得税；③进一步加大中央财政对煤层气科技攻关专项的投入力度；④对深层煤层气和战略选区勘探项目直接给予 20% 的中央投资支持。这些扶持政策如果能够长期施行，将有助于实现 2020 年国内煤层气地面开发产量达 100×10⁸ m³、2030 年达 200×10⁸ m³ 的规划目标。

关键词 中国 煤层气 地面开发 技术经济 对外合作 扶持政策 财政补贴 所得税 中央投资

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2017.03.016

Economic analysis of CBM ground development projects of typical exploration blocks and discussion on support policies for CBM sustainable development in China

Kong Lingfeng¹, Luan Xiangyang¹, Du Min², Shang Shulin³ & Kong Zizheng⁴

(1. China National Petroleum Corporation, Beijing 100007, China; 2. PetroChina Planning and Engineering Institute, Beijing 100083, China; 3. PetroChina Huabei Oilfield Company, Rengqiu, Hebei 062552, China; 4. PetroChina Co-labeled Methane Company Limited, Beijing 100028, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 37, ISSUE 3, pp.116-126, 3/25/2017. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Suffering from the poor resources quality, difficulty of development, lower single well production, lower well-head price, lower profitability and that aggravated by the enterprises' high capital cost and weak control of foreign cooperation blocks, domestic coalbed methane (CBM) annual production have failed to reach the previous two Five-Year Plan targets over the last decade, consequently the enterprises' investment willingness in CBM ground development has being obviously depressed for the last 3 years. In view of this, a techno-economic analysis is made of CBM ground development and production projects in typical exploration blocks with an average burial depth of 800 m. This case of economical evaluation can not only help understand the specific contribution of resources quality, technical level, well-head price, fiscal and taxation support policies, etc., to the investment profitability of CBM ground development projects, but help government draw up the 13th Five-year Plan of domestic CBM development, especially the CBM production target of year 2020. In order to promote the quality and efficiency of sustainable development of the CBM industry, it is also recommended that (1) relevant authorities enhance the on-going support policies, including the quick stipulation of specific laws and regulations to solve the nonfeasance and delay of foreign cooperation blocks exploration and development operation, and to simplify the overall development plan examination and approval procedures hastening high-quality CBM resources to be delivered to development and production; (2) the government further raise the fiscal subsidy up to CNY0.6 yuan/m³, and impose no income tax on CBM mining enterprises; (3) more central government investment be added in major CBM-related scientific and technological projects; and (4) the direct support of central government investment be up to 20% of the total input in deep CBM and strategic area exploration projects. If the above-mentioned supporting policies are implemented continuously well, the domestic CBM production will probably be increased up to 100×10⁸ m³ by year 2020, and even to 200×10⁸ m³ by year 2030.

Keywords: China; Coalbed methane; Ground development; Techno-economic; Economic evaluation; Foreign cooperation; 13th Five-year Plan; Support policies; Fiscal subsidy; Income tax; Central government investment

作者简介: 孔令峰, 1977年生, 高级工程师; 主要从事国内外石油天然气勘探开发、新能源、发展战略与规划、对外合作、经济评价、投资项目后评价、能源政策等方面的研究工作。地址: (100007) 北京市东城区东直门北大街9号。ORCID: 0000-0003-2487-5170。E-mail: lfkong@petrochina.com.cn

我国煤层气资源蕴藏丰富,地面开发试验已经有 20 多年的历史,特别是近 10 年来,在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘地区等少数区块成功进行了规模开发。虽然相关部门陆续出台了煤层气开发利用的一系列财税扶持政策,有力地推动了煤层气产业的起步,但“十一五”和“十二五”规划产量目标接连落空。2016 年 12 月 2 日,中华人民共和国国家能源局(以下简称国家能源局)正式对外发布《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十三五”规划》(以下简称《规划》),提出“十三五”期间,新增煤层气探明地质储量 $4\,200 \times 10^8 \text{ m}^3$,建成 2~3 个煤层气产业化基地。然而从多年开发实践经验来看,我国煤层气产业发展面临资源赋存条件和品质偏差、开发难度较大、气井产量偏低、煤层气价格偏低、投资经济性较差、企业资本成本较高、天然气价格预期继续走低等诸多困难,近年来相关企业对煤层气地面开发的投资意愿明显降低。为此,笔者对我国典型煤层气地面开发项目开展技术经济分析,探索合理的项目经济评价方法与参数,厘清制约煤层气产业发展的各种不利因素,进而提出有针对性的可持续发展财税扶持政策建议。

1 我国煤层气勘探开发现状

我国自 20 世纪 80 年代末期就开始借鉴美国煤层气商业开发经验,开展了一系列煤层气地面勘探开发探索工作,初步证实了山西省晋城和柳林矿区煤层气开发利用的可能性^[1]。1996 年 5 月,国家组建了专门的煤层气勘探开发公司,并出台了一系列吸引外商投资的政策法规,到 2009 年底共签订了 30 个煤层气产品分成合同,合同区面积约 $3.9 \times 10^4 \text{ km}^2$,约占当时全国登记煤层气勘探区块总面积的 65%^[2]。2006 年以来,在一系列财税扶持政策^[3]、国家科技专项、天然气涨价预期等因素的激励下,以中石油、中联煤层气有限责任公司、山西晋城无烟煤矿业集团有限责任公司为主要代表的多家开采企业加大投资力度,促进了煤层气地面开发的快速起步。截至 2015 年底,全国累计完成煤层气地面勘探开发投资超过 650 亿元,累计探明煤层气地质储量约 $6\,300 \times 10^8 \text{ m}^3$,地面开发产能主要集中在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘地区^[4-6]。2015 年中国实现煤层气地面开发产量约 $44 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[7],利用量为 $38 \times 10^8 \text{ m}^3$,主要来自樊庄、潘庄、保德、潘河、寺河等煤层气田。

1.1 煤层气开发热潮快速降温

2009—2013 年,国内出现了一波煤层气开发热潮,其主要推动因素是煤炭和原油价格高企、国内天然气涨价预期^[8]等,这次热潮也导致了相关部门和行业层面对煤层气规划产量目标的过高预期。从统计数据来看,全国煤层气井施工主要集中在 2009—2013 年,2014 年以后急剧下降^[9-10]。2015—2016 年每年仅新增几百口开发井,仅为高峰期每年数千口井的十分之一,期间也没有新增整装开发区块,短暂的开发热潮已经快速降温。

1.2 “十一五”和“十二五”煤层气产量目标接连落空

截至 2010 年底,全国共施工地面煤层气井 5 407 口,投产煤层气井 3 090 口,投产率为 57%;2010 年地面井产量为 $15 \times 10^8 \text{ m}^3$,而《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十一五”规划》提出 2010 年全国煤层气地面开发产量目标为 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$,目标实现率仅为 30%。在此情况下提出的《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十二五”规划》中,2015 年全国煤层气地面开发产量则目标高达 $160 \times 10^8 \text{ m}^3$,比 2010 年实际产量增加近 10 倍。虽然 2015 年地面开发煤层气产量比 2010 年增加了将近 2 倍,但“十二五”规划产量目标实现率进一步降低到了 27.5%。

1.3 煤层气井产气比例低、单井产量低、排采期较长

据不完全统计,2015 年底全国完钻各类煤层气井超过 1.7 万口,除去未能投入排采的、正在排采但不产气的,在产气井约 1.1 万口,占总井数比例为 64.7%,在产气井中还有一部分产量低于工业气流下限。大部分气井投入排采后见气时间为 0.5~2.0 年,达到稳产还要 1.0~3.0 年,排采期(上产期)长达 1.5~5.0 年,与开发方案预计的排采期 0.5~1.5 年有较大差异。截至 2015 年底,全国在产煤层气井平均日产量约 $1\,100 \text{ m}^3$,其中绝大多数为直井,在产直井平均日产量仅约 $1\,000 \text{ m}^3$;在完钻的多分支水平井中,仅有不足 10% 的产量较高。其中,中石油在产煤层气井数量约为全国总井数的 30%,日产量约占全国的 40%,平均单井日产量接近 $1\,400 \text{ m}^3$,明显超过全国平均水平,但与开发方案设计指标 $2\,000 \sim 2\,500 \text{ m}^3/\text{d}$ 相比差距仍然较大,仅有少数气井能够达到设计日产水平。在沁水盆地最早投入开发的樊庄区块,部分煤层气井连续稳定生产 5~6 年后,产量已经开始明显递减^[11],区块最高产量仅为设计产能的 72%,产能实现情况和稳产期均低于开发方案预期。

1.4 埋深 800 m 以深的煤层气地面开发技术尚不成熟

目前国内针对主体埋深 800 m 以浅的高阶和中低阶煤层气,均已经形成了一系列比较成熟的勘探开发技术,其成功代表是 3 个年产量规模超过 $5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的煤层气田,即沁水盆地的樊庄气田、潘庄气田和鄂尔多斯盆地东缘的保德煤层气田,其平均埋深在 600 m 以浅。但是,目前在技术上比较成功的整装开发区块比例不到 50%,郑庄、韩城、柿庄南等投入整装开发的区块产量表现仍远低于预期。埋深 800 m 以深的煤层气地面开发技术则尚不成熟^[6],主要表现在煤层气井产量偏低,经过多年连续排采后,仍有很大一部分井没有商业产量。总体上看,美国煤层气开发主体技术在国内应用情况很不理想,国内仍需继续探索经济适用的煤层气开发主体技术。

1.5 对外合作区块开发进展滞后、产量贡献率低

从全国实际完成的煤层气勘探开发投资来看,国内主要油气企业在自营区块的投入基本能够按规划执行,产量目标实现率也相对较高。截至 2015 年年底,煤层气对外合作区块矿权面积占比仍在 50% 以上,但产量仅约为全国总产量的 10%,产量贡献率明显偏低。中石油在“十二五”期间已全部完成规划产能任务和投资,2015 年在自营区块实现煤层气产量 $17.4 \times 10^8 \text{ m}^3$,与自营区块规划产量目标 $27.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 相比,目标实现率为 63%,远超全国水平。但在上报总体开发方案的 3 个对外合作区块中,仅有三交一磧口 1 个区块直到 2015 年 10 月才获得国家核准,成为国内第二个投入开发的煤层气对外合作区块,对外合作区块规划产量目标 $12.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 几乎全部落空。对外合作区块通常由外方合同者担任项目作业者,投入不足、开发工作滞后问题非常突出。合作区块的开发往往受到煤层气产品分成合同缺陷、政府审批程序繁杂、部分外资企业的资金和技术实力不足等因素的影响^[2,12-13],中方企业层面管控手段有限,政府层面管控缺少相应法规支持,“十三五”期间对外合作区块勘探开发进展仍难以预测。

2 煤层气开发项目投资经济性分析

虽然国家出台了一系列税收减免和财政补贴政策加以扶持,但国内煤层气地面开发投资大、排采期长、达产率低、销售气价低,大多数项目仍普遍处于低效或亏损状态。2013 年以后,行业投资的积极性明显下降,2014 年 6 月国际原油价格开始大幅

下挫并保持低位运行,2015 年 11 月份国内大幅下调了各省天然气门站价格,煤层气销售价格预期大幅走低。截至 2016 年年底,国内煤层气勘探开发投资形势仍未见好转,2016 年全国煤层气地面开采产量 $45 \times 10^8 \text{ m}^3$,仅比 2015 年增长 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$,“十三五”开局不利。

2.1 煤层气开发项目经济评价方法

煤层气属于非常规天然气资源,开发生产特点与常规天然气差异较大,煤层气开发项目经济评价方法与参数需要进行针对性的调整 and 选择。

2.1.1 开发生产特点

煤层气是以游离或吸附状态赋存于煤岩中的以甲烷为主的气体,通常采用直井丛式井组或多分支井开发,但多分支井仅在个别区块“甜点区”得到成功应用。直井通常要进行水力压裂,通过连续排水降压将煤层气解析出来,形成“人造气藏”。煤层气开发机理与常规天然气不同,最显著的开发特征是排水降压、单井产量低、井口压力低、达产期较长。在投资经济性上的特点是初期投入大、钻井数量多、排采时间长、短期见效难。由于井口压力很低,煤层气多是低压集气、低压外输、就近销售。

从沁水盆地和鄂东地区多个区块煤层气开发实践经验来看,不同区块煤层埋深、渗透率、含气量、压裂改造效果、水文地质条件差异很大;不同区块之间,甚至同一区块内的单井排采时间、产量差异均较大,衰减规律各不相同,维持高产、稳产时间的差异也较大。但总体上看,煤层气开发项目建设期(钻完井和地面工程建设)通常为 1~2 年(前期勘探及评估也应计入项目建设周期中);单井投产后通常有 1~3 年排采期才能达到高峰产量,同批次投产的丛式井平台或区块达到高峰产量时间通常在投产 3~5 年后,维持高产稳产时间为 5~6 年;产量递减也较快,生产后期通常在 20% 以上^[14]。这与早期估计长达十几年甚至二十多年的稳产期相比有较大出入。从投入排采算起,到日产量降至废弃产量以下时弃井,单井生产期为 10~15 年。

2.1.2 经济评价方法

煤层气地面开发项目经济评价基本模式可以沿用常规气田开发项目经济评价方法,但关键评价参数选择和确定存在很大差异。

煤层气井投产以后需要经过一段时间排水降压,即使部分气井较早见气,通常也要等到套压达到一定数值时才能开井生产。在单井串接集气模式下,低

压低产井的产能也会受到一定抑制。项目投产后在较长一段时间内,部分气井没有产量或产量较低,发生的排采费用仍需要计入投资。煤层气开发项目多以区块为单位实施,其产量曲线和现金流曲线特征与常规气田开发有所不同,折旧计提需要采用产量法。单井产量递减受到面积降压实现情况影响较大,同一丛式井组单井产量往往差异很大,单井、平台和区块累积产量预测难度均较大。

煤层气开发项目评价期由建产期、排采期和生长期等 3 个阶段组成,操作成本结构与常规天然气开发相比也有较大差异。项目建设投资、产量、出厂气价、递减率、评价期、排采费、操作成本、弃置产量和弃置成本等关键评价参数需要结合实际案例和现行产业政策进行综合确定和校验,逐步优化完善评价模型。煤层气开发项目可以按照单个平台开展经济评价^[15],而在实际操作过程中,多以区块为单位开展经济评价。

2.2 典型煤层气开发区块经济评价案例

国内规模开发煤层气历史相对较短,目前仅有少数试采井组生长期达到 15 年以上,但规模较小,代表性不强。樊庄、潘庄等少数几个区块的早期批次投产气井连续生产 10 年以上,其单井和区块投产、排采、产量增长和递减规律已基本清晰。笔者综合樊庄、潘庄、郑庄、柿庄南、韩城和保德等区块早期投产井组开发生产特征,模拟“十三五”期间拟新建的 $5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 煤层气产能典型项目 A,作为经济评价模拟案例。

2.2.1 项目评价范围及投资估算

A 项目位于 2015 年底以前探明储量区,主体埋深处于 650 ~ 950 m 之间,平均埋深 800 m。该区块构造条件相对优越,煤层厚度平均约为 5 m,吨煤瓦斯含量平均在 15 m^3 以上,煤层基质渗透率 0.1 ~ 0.5 mD,裂缝比较发育,地质储量丰度平均为 $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,总体属于探明未动用储量中的优质储量^[16]。该项目主要采用直井丛式井组开发,设计井数 1 000 口,井距以 300 m 为主,设计单井平均高峰日产量为 $1 500 \text{ m}^3$ 。以产气井比例 90% 计算,产气井平均高峰日产量为 $1 667 \text{ m}^3$,该日产水平比 2015 年全国在产直井平均日产水平有大幅提高,主要是考虑了技术进步因素,并在井位部署方面尽可能避免无效井,产气井比例从全国平均不到 65% 大幅提高到 90%。同时,由于储量丰度比已投入开发储量的平均丰度 $1.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 有所下降,设计单井产量也进行了相

应修正,更加接近实际水平。项目建设期按照 2 年考虑,排采期 3 年,生长期 15 年,总评价期为 20 年。预计动用煤层气地质储量 $109.1 \times 10^8 \text{ m}^3$,预计生长期末累积产量为 $48.2 \times 10^8 \text{ m}^3$,期末地质储量采出程度为 44.2%。

估算单井建设投资为 180 万元,包括钻前、钻完井、采气工程和单井地面投资,钻采工程总投资为 18 亿元。地面建设 3 座集气站,单站设计规模为 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,集气站作为销售交接点,出站压力为 3 MPa;配套供配电、采出水处理等设施。估算地面工程建设投资为 4.5 亿元,包括集气管线、集气站、集气干线、集气总站、水处理设施和井场工程。参照现场实际情况,估算需计入投资的排采费每年 10 万元/口,但仅考虑前 3 年的排采费,第一年覆盖 100% 的气井,第二年覆盖 50% 的气井,第三年覆盖 20% 的气井,计入投资的总排采费 1.7 亿元。总投资为 24.2 亿元,折算每 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能投资为 4.89 亿元,与目前业内实际水平基本一致^[17]。

2.2.2 煤层气产量预测

预计 A 项目单井平均排采期为 3 年,大部分井投入排采第 2 年开始见气,排采第 5 年达到最高产量 $4.95 \times 10^8 \text{ m}^3$,总体保持 $4 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 以上高产 5 ~ 6 年后开始递减,后期递减率加大(图 1)。单井预计生产到第 15 年末,日产气水平低于 300 m^3 后弃井。预计 A 项目评价期内累积产量为 $48.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

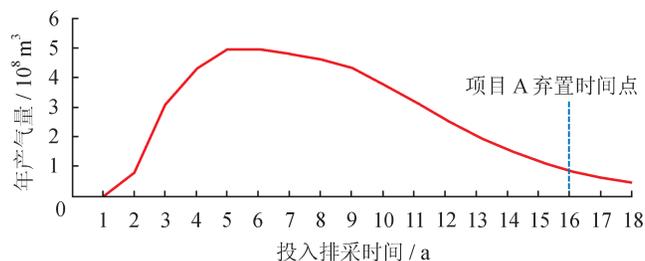


图 1 A 项目产量曲线示意图

后期递减加快的主要原因是煤层气解析速率下降,而且低产井寿命短,弃井时间早。从沁水盆地现有煤层气井生产情况来看,超过 20% 的气井产量在 $300 \text{ m}^3/\text{d}$ 以下,约 50% 的气井稳定产量在 $1 000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以下,达到预期稳定产量 $2 500 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气井比例不到 20%^[18]。

2.2.3 成本费用测算

1) 单位操作成本的确定。煤层气开发单位操作成本受产量影响较大,投产初期产量较低,排采工作

量大，单位操作成本较高；稳产阶段产量较高，排采工作量减少，单位操作成本相对较低；生产后期产量开始递减，高成本的低产井陆续关井，排采工作基本结束，剩下的高产井生产管理相对简单，单位操作成本增加不多。因此，A 项目单位操作成本取值参照沁水盆地主要煤层气区块 2015 年的实际操作成本，按照整个生产期单位操作成本不变考虑，不考虑通胀因素。

2) 资产折耗计提方式的确定。A 项目生产曲线呈现出三段式特征，即产量增长阶段、稳产阶段和递减阶段，为能够及时、足额计提折耗，应采用产量法计提折耗。但煤层气区块可采储量难以计算，为简化操作，并保证能够在 10 年时间内实现足额计提，暂以开发方案预计投产后第 2 年至第 11 年（即前 10 年）的累积产量作为折旧计提基础，A 项目前 10 年累积产量约为生产期预计累积产量的 80%。这与同是非常规天然气的致密气开发项目折耗计提方式总体一致^[8,15]。

3) 弃置费用计提标准。煤层气井数量多，弃置要求较为严格。为了不影响煤炭开采，下入煤层的套管需要移除，大量井场、集气管线和水处理设施等弃置工作量较大，按照建设投资的 10% 考虑总弃置费用。

2.2.4 财政补贴及税率参数

中央财政一直对煤层气开采利用给予补贴，“十三五”期间补贴标准^[19]为 0.3 元/m³，A 项目考虑“十三五”以后继续执行补贴标准 0.3 元/m³。煤

层气开发项目从价计征 1% 的资源税，增值税施行先征后退政策，A 项目暂按所属地方增值税部分退税能够全部到位，增值税可以实现 100% 退税考虑，不考虑获得地方财政补贴。城市维护建设税、教育费附加、所得税等其他税费税率与常规气田开发项目一致。

2.2.5 收入计算

煤层气为低压气，适宜在集气站就近销售或短距离中低压管道外输销售。虽然可以按照市场定价原则进行销售，但实际受到当地天然气价格行情影响较大。沁水盆地和鄂东地区目前实际能够实现的煤层气出厂价格仅约 1.25 元/m³（含增值税，下同），前提是以国际原油（布伦特）价格 60 美元/桶挂靠现有的天然气门站价格定价公式^[8,20]测算的山西省天然气门站价格 1.91 元/m³。为简化起见，A 项目煤层气出厂价格按照长期不变价格 1.25 元/m³考虑。考虑到煤层气井排采不确定性较大，商品率参照现场实际取值为 92%。补贴收入按照中央财政补贴标准和煤层气商品量计算。

2.2.6 财务分析结果

1) 测算结果。在上述前提下，测算 A 项目全部投资税后内部收益率仅为 2.9%，远低于 8% 的行业基准收益要求，而且投资回收期长达 12 年，项目现金流量图（图 2）能够非常清晰地说明此结果。即考虑长期给予 0.3 元/m³ 补贴等条件下，开发平均 800 m 埋深煤层气仅能实现微弱盈利，投资收益水平大幅低于企业资本成本水平。

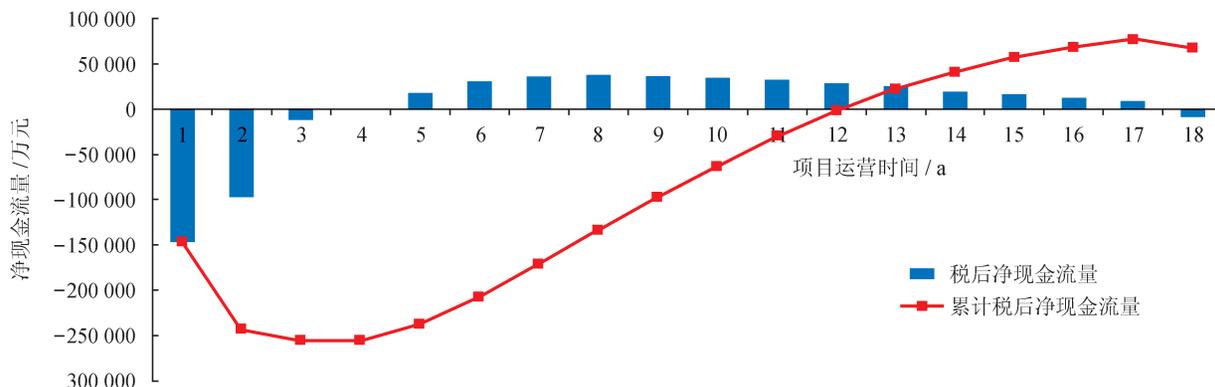


图 2 A 项目现金流量图

虽然 A 项目累计税后净现金流量为正，但由于排采期较长，上产缓慢，贷款利息负担重，投入排采第 3 年才能实现年度净现金流，对内部收益率数值影响较大，投资回收期也相应延长。如果以长期国

际油价 40 美元/桶挂靠现有的天然气门站价格定价公式，则山西省天然气门站价格将降至 1.46 元/m³，沁水盆地煤层气出厂价格将低于 1 元/m³，A 项目将陷入巨额亏损。由此可见，在目前的技术经济背景下，

“十三五”期间沁水盆地高阶煤层气地面开发项目对企业缺乏吸引力。政府曾经给予“十二五”期间煤层气开发项目少量投资贴息支持，但额度太低，对项目效益改善作用极其有限。

2) 敏感性分析。影响 A 项目内部收益率指标的主要参数是出厂气价、单井产量、建设投资、操作成本、财政补贴、所得税等。从 A 项目敏感性分析图(图 3)可以看出,对效益指标最为敏感的是出厂气价,其次是产量。建设投资估算采用的是目前实际的市场化招标结果,进一步下降的空间不大。A 项目操作成本选取樊庄、郑庄、保德、韩城等区块稳产

期平均操作成本作为参考,已经是控制到较低水平,基本没有下降空间。设计产气井平均高峰日产量为 1 667 m³。从国内已开发煤层气区块来看,随着煤层埋深加大,煤层渗透率快速降低^[21-22],在平均埋深 800 m 的条件下,煤层基质渗透率已经很低,在埋深 950 m 的地方甚至低于 0.01 mD,如果裂缝发育情况较差,几乎无法开采。A 项目依靠直井开采和现行水力压裂技术,难以大幅提高单井产量。要通过提高单井产量来实现 8% 基准收益率,单井产量需要提高 50% 以上,平均达到 2 500 m³/d,在没有重大技术突破的情况下,可能性极小。

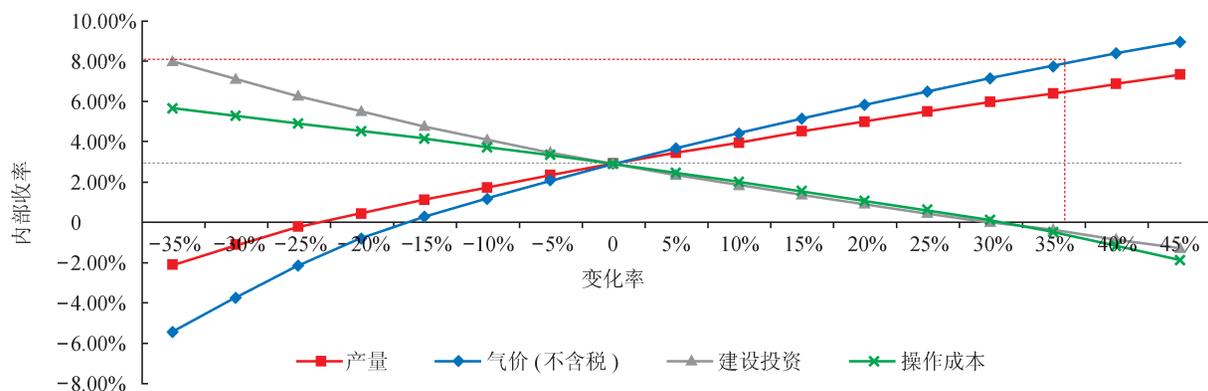


图 3 A 项目敏感性分析图

目前国内油气开采企业的加权资本成本水平依然较高,国有资本收益和经济责任考核压力较大,政府将煤层气、致密气等非常规天然气开发项目基准收益率设定为 8%,已经属于较低水平,对企业吸引力很小^[8]。A 项目要达到 8% 的基准收益率要求,在免征资源税、增值税先征后退等政策基础上,只能通过提高出厂气价、提高补贴标准或免征所得税等手段实现。如果保持补贴标准 0.3 元/m³ 不变,则出厂气价需要增加 37% 达到 1.71 元/m³,才能实现 8% 的基准收益率要求。虽然 1.71 元/m³ 的价格水平在 2014 年末到 2015 年曾经短暂实现,但 2015 年 11 月随着天然气门站价格的大幅下调,2016 年煤层气销售价格已经回落到 1.25 元/m³。

在天然气价格市场化改革的背景下,煤层气销售虽然享受市场定价政策,但实际销售价格依然取决于区域天然气市场价格,政府只能规定煤层气销售价格不低于天然气。如果出厂气价长期维持在 1.25 元/m³ 不变,则补贴标准需要提高到 0.77 元/m³ 才能达到基准收益率的要求,估计这一补贴额度难以实现。如果将财政补贴标准提高到 0.6 元/m³ 并长期施行,并给予免征所得税政策,测算 A 项目内部收益

率为 8.02%,能够实现 8% 的基准收益率要求。

3) 财税扶持政策投入产出对比分析。国内实践已经证实煤层气地面开发是降低煤层瓦斯含量、解决煤矿安全问题的有效途径^[23],同时也是增加国内自产清洁能源供应,降低天然气对外依存度的有效措施。以单位煤层气产量估算,如果相关部门将煤层气财政补贴提高到 0.6 元/m³,免征(先征后退)生产环节资源税、增值税和所得税合计约 0.26 元/m³,合计财政支出约 0.86 元/m³。但与替代进口天然气对比,不仅可以节约外汇 2.4 元/m³,同时在投资建设和储运环节还可以带来增量税费收入约 0.17 元/m³,合计产出 2.57 元/m³,财政支出投入产出比为 1:3,能够很好地发挥财政资金“四两拨千斤”的效果。煤层气规模开发带来的安全效益、环境效益和社会效益更是不可估量。

3 煤层气地面开发“十三五”规划产量目标探讨

与美国相比,我国煤层气产业仍处于发展初期,煤层气资源条件与美国相比有很大差距^[22]。美国煤

层气开发主要在圣胡安盆地和粉河盆地取得成功,煤层多为低阶煤,渗透率高、煤层压力高、甲烷吸附势弱,单井容易获得高产^[24-25]。美国曾对包括煤层气在内非常规天然气施行了长达20多年的税费减免政策^[8],最高减免额曾达到井口气价的62%^[26]。国内现行各项扶持政策落实到位,扶持力度约为0.44元/m³,与美国相比并不高^[27]。国内煤层气地质条件总体上比美国更为复杂,在相同的开发技术条件下单井产量相对较低。业内曾于2013年预测2015年国内煤层气地面开发产量,认为最可能出现的是最低产量 $64 \times 10^8 \text{ m}^3$,结果仅实现 $44 \times 10^8 \text{ m}^3$,产气井平均单井产量仍然不到 $1\,500 \text{ m}^3/\text{d}$,产气井比例也低于80%,与国家规划和业界期望相距甚远^[28]。近年来,国家大力扶持风电和太阳能光伏发电产业发展,目前对风力发电的财政补贴标准是0.2元/kW·h,对太阳能光伏发电的财政补贴标准是0.6元/kW·h,而对煤层气(煤矿瓦斯)发电财政补贴仅标准为0.25元/kW·h,对于安全和环保意义更为重大的煤层气来说并不高。用于发电的煤层气主要是井下抽采的低甲烷含量的煤矿瓦斯,地面开采的高甲烷含量的煤层气很少用于发电,即使用于发电,也仅能够享受发电环节0.25元/kW·h补贴标准,在开采环节不再享受补贴。按照等热值计价原则,以每立方米地面开采煤层气保守发电量3kW·h计算,上网电价补贴0.25元/kW·h折算到开采阶段应为0.75元/m³,开采阶段现行0.3元/m³补贴标准明显偏低。

基于上述国内煤层气地面开发技术经济分析,可以预测“十三五”期间,在现有天然气价格和补贴水平下,煤层气地面开发仍将继续面临“价格倒挂”问题^[29],开采企业将无力继续大规模开发动用800m以深的高阶煤层气资源。可喜的是,2012年以来,在中低阶煤层气地面开发方面,鄂东地区保德区块北部 $5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能建设项目取得成功,直井连续排采3年后,见套压井比例达到95%,产气井比例达到86%,产气井平均日产接近 $2\,700 \text{ m}^3$,达到了开发方案设计指标^[30]。这使得业内在反思沁水盆地高阶煤层气地面开发经验教训的过程中^[18,31],重新树立了中低阶煤层气的开发信心。预计“十三五”期间,企业可能更倾向于同时加强对高阶和中低阶煤层气“甜点区”的评价试采,强化资源认识和技术攻关,采用“化整为零”的方式开展有利区产能建设。“十三五”剩余的4年时间太短,不足以完成大量评价试采、大规模产能建设和排采上产过程,对2020年的产量贡献也不大。此外,2014—2016年新钻煤层气井数

量太少,将在2018—2020年的产量增长曲线上形成一个缺口。国家能源局发布的《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十三五”规划》提出2020年全国煤层气地面开发产量目标为 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$,但企业的积极性仍未见明显提高,该目标仍存在巨大挑战。

基于目前阶段的低气价水平,如果政府在现行煤层气财税扶持政策基础上,将财政补贴标准提高到0.6元/m³,并对煤层气开采企业免征企业所得税,将对煤层气开采起到较强激励作用,长期未投入实质性开发的对外合作区块也有望盘活。加快中低阶煤层气开发也有望将直井单井日产水平整体提高到2000m³甚至2500m³,开发井成功率整体提升到90%以上。可以预计在未来的10年,在国际原油价格保持在50~60美元/桶水平情形下,以沁水盆地和鄂东地区埋深1200m以浅超过 $5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的煤层气资源量^[6,32-35],足以支撑年均 $40 \times 10^8 \sim 50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 持续产能建设,带动年均勘探开发投资200亿元以上。如果2017年开始大规模产能建设,到2020年国内煤层气地面开发产量仍有希望增长到 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$,2025年则有望实现 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

4 进一步完善煤层气产业扶持政策的建议

目前我国煤层气产业仍整体处于早期发展阶段,发展水平总体较低。纵观美国近30年的煤层气规模开发历程,补贴政策对2002年以前的煤层气产业快速发展起到关键作用,天然气价格过低也对2008年以后的煤层气储量产量起到明显的抑制作用(图4)。随着国内对资源认识程度的不断加深、勘探开发技术的持续进步、生产管理经验的逐步积累和天然气市场需求量的快速增长,我国煤层气产业进入快速发展阶段的资源和市场条件已经基本具备,但受到资源品质差、投资经济性差、对外合作区块开发滞后等因素制约,开发工作基本陷入了停滞状态,亟需更进一步的财税扶持政策来激励煤层气产业实现有质量、有效益、可持续发展。

4.1 尽快解决对外合作区块开发滞后问题

对外合作区块开发滞后、外方作业者不作为是我国煤层气产业发展的最大掣肘。对外合作区块矿权面积占半数以上,并占据着大多数的埋深800m以浅的优质未动用资源。我国煤层气对外合作初期外方合作者进入技术和资金门槛过低,合同条款过于

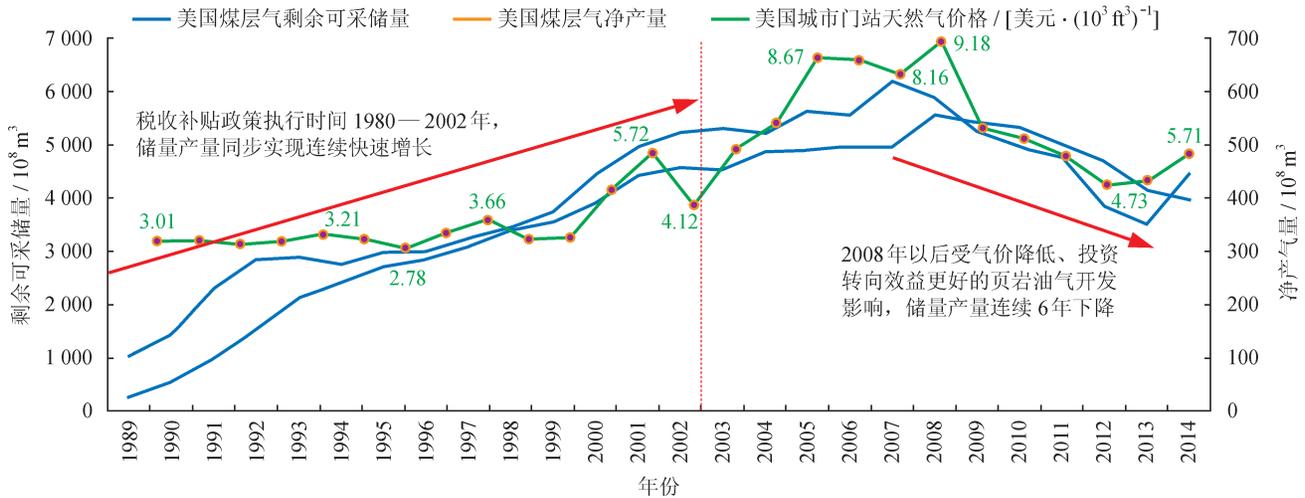


图 4 美国 1989—2014 年煤层气产量储量示意图

注：1 ft=0.304 8 m

宽泛，义务工作量要求低，违约制约机制欠缺，由此产生了部分历史遗留问题^[2,34]。2013年9月，国务院办公厅发布了《关于进一步加快煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用的意见》，明确规定“对不按合同实施勘查开发的对外合作项目，依法终止合同”，但截至发稿日期，国家仍未出台具体的、可操作的法规。建议相关部门尽快修改煤层气（陆上石油天然气）对外合作开采条例，完善合同终止机制，并配套相关管理制度，明确对长期不投入、投入严重不足的区块不予延长勘探期，或到期立即终止合同，尽快释放优质煤层气资源矿权。同时，尽可能简化煤层气勘探开发对外合作区块总体开发方案审批（核准或备案）程序，缩短审批（核准或备案）周期^[3]，也可以授权相应的中央企业组织审批，报国务院投资主管部门备案。

4.2 进一步提高财政补贴标准

“十一五”以来，煤层气主要开采企业为响应国家规划，积极大规模投入煤层气产业，在企业内部给予较大力度的价格补贴^[36]，补贴力度达到煤层气出厂价格的50%。但从长期看此举不具备可持续性。如果“十三五”期间国际原油价格在60美元/桶以下持续低迷，按照现有的天然气门站价格定价公式，山西省天然气门站价格或将继续下降，煤层气能实现的出厂价格也将降至1.25元/ m^3 以下，对煤层气地面开发产业将造成毁灭性打击，“十三五”规划产量目标势必再一次落空。建议政府尽快将煤层气财政补贴标准提高到0.6元/ m^3 ，同时免征煤层气开采企业所得税，激励企业加快动用埋藏800m以深的煤层气资源，这样同时也能够盘活对外合作区块。该补贴水平也低于风电和太阳能光伏发电的现行补贴水平，

国家财政也可以根据煤层气出厂价格有效回升情况，适时合理调减补贴水平，既能够保障开采企业最低投资收益水平，也可以减轻中央财政负担。

4.3 进一步加大中央财政对煤层气科技攻关的投入力度

煤层气开发技术创新和进步是煤层气产业发展的根本动力^[5]。在“十一五”和“十二五”期间，国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”投入中央财政资金数十亿元支持国内煤层气勘探开发业务，通过重点技术攻关和示范基地建设，为国内煤层气产业的顺利起步提供了有力的支撑。但对于发展初期的煤层气产业来说，科研资金投入力度仍显不足，仅约为煤层气产业总投资的10%。建议继续加大中央财政对煤层气科技攻关投入力度，针对不同地区的不同地质条件研发使用不同的新技术^[37]，尤其是经济适用的钻完井和增产改造技术研发和试验，不断探索提高单井产量的有效措施。

4.4 对深层煤层气和战略选区勘探项目给予20%中央预算内投资支持

全国“十二五”期间新增探明煤层气地质储量约 $4\ 300 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，仅为规划目标任务 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的43%，其中2015年几乎没有新增储量，其他盆地战略选区评价工作也几乎停滞。截至2015年底，全国埋深1500m以浅的煤层气资源探明率仅为4%，勘探程度很低，深层煤层气和战略选区勘探评价工作也严重滞后^[38]，不利于煤层气产业可持续发展。对于企业来说，煤层气勘探评价投入大、周期长、风险高，吸引力远不如常规天然气，甚至不如致密气和

页岩气。在企业经营困难、资金成本居高不下的背景下,所有投资项目都按照投资效益和风险水平排序,深层煤层气和战略选区勘探项目难以获得立项。预计“十三五”期间,国内煤层气勘探开发将逐步涉及埋藏1 000 m以深的煤层气资源,也是常规技术无法有效开采的领域^[38]。以中央企业为例,实施埋藏1 000 m以深的煤层气资源勘探、评价和试采项目至少历时5年时间,以自有资金和贷款各50%、国资委考核指标自有资金成本5.5%、5年期贷款利息4.5%测算,项目要担负的资金成本超过建设投资的20%,负担过重。建议政府直接给予深层煤层气和战略选区勘探项目投资20%以上的中央预算内投资支持,合理减轻企业负担。

5 结论

过去10年,我国煤层气产业发展效果远低于预期,近3年来主要开采企业因为生产经营压力均已大幅降低了投资力度。通过对平均埋深800 m的典型煤层气开发项目进行技术经济分析,结合煤层气开发生产特点选用合理的经济评价方法和参数,科学客观地进行煤层气地面开发项目财务评价,能够更好地厘清煤层气资源品位、技术水平、销售价格、财税扶持政策等因素与投资经济性的关系,从长期视角审视煤层气地面开发业务可持续发展的问题,为研究制订更进一步的产业扶持政策和科学合理的规划目标提供支撑。由于国内煤层气产业主要面临资源品质差、排采期长、技术能力不足、出厂气价低等困难,为了激励企业加大勘探开发投入,促进煤层气产业有质量有效益可持续发展,笔者提出建议如下。

1) 建议相关部门尽快出台更进一步的财税扶持政策,包括出台具体法规解决对外合作区块开发滞后问题,释放优质煤层气资源,同时简化煤层气开发对外合作项目总体开发方案审批程序。

2) 进一步将财政补贴提高到0.6元/m³,同时免征企业所得税,保障开采企业能够获得最低投资收益水平。

3) 进一步加大中央财政对科技攻关的投入力度。

4) 对深层煤层气和战略选区勘探项目直接给予20%的中央投资支持。

以上扶持政策如果能够落实,与替代进口天然气相比,财政收支可以实现投入产出比1:3;而且能够激励企业加强资源勘探评价和试采,加强技术研发和试验,加快中低阶煤层气开发,尤其是探明未

动用储量的规模开发,盘活大量的对外合作区块优质资源,2020年国内煤层气地面开发产量仍有希望达到100×10⁸m³,2030年则有望实现200×10⁸m³。

参 考 文 献

- [1] 孙茂远,范志强.美国煤层气产业的发展及其对中国的影响与启示[J].中国软科学,1999(10):121-124.
Sun Maoyuan & Fan Zhiqiang. The development of the U.S. coal-bed methane industry and its inspiration on China[J]. China Soft Science, 1999(10): 121-124.
- [2] 孙茂远.对外合作开采煤层气的昨天、今天和明天——论我国煤层气产业发展之三[N].中国能源报,2014-01-06(15).
Sun Maoyuan. Foreign cooperation of coal-bed methane exploration and development: Yesterday, today and tomorrow, the 3rd part of the discussion on the development of China's coal-bed methane industry[N]. China Energy News, 2014-01-06(15).
- [3] 宋晓丹,孔令峰,洪保民,孙万军,李华启.我国煤层气产业发展政策现状分析与发展建议[J].天然气工业,2013,33(2):1-6.
Song Xiaodan, Kong Lingfeng, Hong Baomin, Sun Wanjun & Li Huaqi. The status quo of policies and the proposals for the development of coalbed methane gas industry in China[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(2): 1-6.
- [4] 赵贤正,朱庆忠,孙粉锦,杨延辉,王勃,左银卿,等.沁水盆地高阶煤层气勘探开发实践与思考[J].煤炭学报,2015,40(9):2131-2136.
Zhao Xianzheng, Zhu Qingzhong, Sun Fenjin, Yang Yanhui, Wang Bo, Zuo Yinqing, et al. Practice and thought of coalbed methane exploration and development in Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2015, 40(9): 2131-2136.
- [5] 叶建平,陆小霞.我国煤层气产业发展现状和技术进展[J].煤炭科学技术,2016,44(1):24-28.
Ye Jianping & Lu Xiaoxia. Development status and technical progress of China coalbed methane industry[J]. Coal Science and Technology, 2016, 44(1): 24-28.
- [6] 雷怀玉,孙粉锦,陈艳鹏.中国煤层气产业发展现状与展望——兼析《煤层气产业政策》的出台和影响[J].国际石油经济,2013,21(4):11-16.
Lei Huaiyu, Sun Fenjin & Chen Yanpeng. Status and prospects of China's CBM industry—impact of the government's CBM industry policy[J]. International Petroleum Economics, 2013, 21(4): 11-16.
- [7] 黄晓芳.我国矿产资源“家底”更厚实[N].经济日报,2016-04-07(5).
Huang Xiaofang. China is much more rich in mineral resources reserves than ever[N]. Economic Daily, 2016-04-07(5).
- [8] 杨震,孔令峰,杜敏,赵晨晖.国内致密砂岩气开发项目经济评价和财税扶持政策研究[J].天然气工业,2016,36(7):98-109.
Yang Zhen, Kong Lingfeng, Du Min & Zhao Chenhui. Economic evaluation on tight sandstone gas development projects in China and recommendation on fiscal and taxation support policies[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(7): 98-109.
- [9] 白振瑞,张抗.中国煤层气现状分析及对策探讨[J].中国石油

- 勘探, 2015, 20(5): 73-80.
- Bai Zhenrui & Zhang Kang. Analysis of China's CBM conditions[J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20(5): 73-80.
- [10] 穆福元, 仲伟志, 赵先良, 车长波, 陈艳鹏, 朱杰, 等. 中国煤层气产业发展战略思考 [J]. 天然气工业, 2015, 35(6): 110-116.
- Mu Fuyuan, Zhong Weizhi, Zhao Xianliang, Che Changbo, Chen Yanpeng, Zhu Jie, et al. Strategies for the development of CBM gas industry in China[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6): 110-116.
- [11] 苗耀, 左银卿, 周毅, 邹学学, 张俊杰, 唐新毅. 沁水煤层气田开发直井全生命周期产量预测方法 [J]. 中国煤层气, 2015, 12(6): 19-22.
- Miao Yao, Zuo Yinqing, Zhou Rui, Zou Xuexue, Zhang Junjie & Tang Xinyi. A prediction method on CBM production of vertical wells of whole cycle in Qinshui CBM field[J]. China Coalbed Methane, 2015, 12(6): 19-22.
- [12] 仲伟志, 郝江帆, 马克, 巩奎兴. 瞻前顾后的煤层气对外合作 [J]. 中国矿业, 2014, 23(6): 1-3.
- Zhong Weizhi, Hao Jiangfan, Ma Ke & Gong Kuixing. Foreign cooperation in the exploration of coalbed methane[J]. China Mining Magazine, 2014, 23(6): 1-3.
- [13] 刘小丽, 张有生, 姜鑫民, 杨光. 关于加快中国非常规天然气对外合作的建议 [J]. 天然气工业, 2011, 31(10): 1-5.
- Liu Xiaoli, Zhang Yousheng, Jiang Xinmin & Yang Guang. Proposals for speeding up the foreign cooperation in unconventional natural gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(10): 1-5.
- [14] 苗耀, 牛绪海, 左银卿. 沁水盆地樊庄区块煤层气高产井递减特征及采收率预测 [J]. 煤炭技术, 2014, 33(9): 318-320.
- Miao Yao, Niu Xuhai & Zuo Yinqing. Production decline characteristics and recovery rate forecasting for coalbed methane well of high production in Fanzhuang block Qinshui Basin[J]. Coal Technology, 2014, 33(9): 318-320.
- [15] 孔令峰, 李凌, 孙春芬. 中国页岩气开发经济评价方法探索 [J]. 国际石油经济, 2015, 23(9): 94-99.
- Kong Lingfeng, Li Ling & Sun Chunfen. Appraisal methodology for shale gas projects in China[J]. International Petroleum Economics, 2015, 23(9): 94-99.
- [16] 中国石油勘探开发研究院廊坊分院. 中国石油煤层气发展战略及规划研究 [R]. 廊坊: 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 2015.
- Research Institute of Petroleum Exploration and Development -Langfang. Research on PetroChina coalbed methane business development strategy and the 13th Five-Year development plan[R]. Langfang: Research Institute of Petroleum Exploration and Development - Langfang, 2015.
- [17] 张遂安. 煤层气产业“十三五”规划战略思考 [N]. 中国电力报, 2015-06-13(1).
- Zhang Sui'an. Research on the 13th Five-year Plan of coalbed methane industry strategic development[N]. China Electric Power News, 2015-06-13(1).
- [18] 田炜, 王会涛. 沁水盆地高阶煤煤层气开发再认识 [J]. 天然气工业, 2015, 35(6): 117-123.
- Tian Wei & Wang Huitao. Latest understandings of the CBM development from high-rank coals in the Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6): 117-123.
- [19] 中华人民共和国财政部. 关于“十三五”期间煤层气(瓦斯)开发利用补贴标准的通知 [EB/OL]. (2016-02-14)[2016-02-26]. http://jjs.mof.gov.cn/zhengwuxinxi/zhengcefaui/201602/t20160226_1787180.html.
- Ministry of Finance of the People's Republic of China. Notice on the fiscal subsidy level to coal-bed methane (coal gas) production during the year 2016-2020[EB/OL]. (2016-02-14)[2016-02-26]. http://jjs.mof.gov.cn/zhengwuxinxi/zhengcefaui/201602/t20160226_1787180.html.
- [20] 胡奥林, 董清. 中国天然气价格改革刍议 [J]. 天然气工业, 2015, 35(4): 99-106.
- Hu Aolin & Dong Qing. On natural gas pricing reform in China[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(4): 99-106.
- [21] 申建, 秦勇, 傅雪海, 陈刚, 陈润. 深部煤层气成藏条件特殊性及其临界深度探讨 [J]. 天然气地球科学, 2014, 25(9): 1470-1476.
- Shen Jian, Qin Yong, Fu Xuehai, Chen Gang & Chen Run. Properties of deep coalbed methane reservoir-forming conditions and critical depth discussion[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(9): 1470-1476.
- [22] 叶建平, 张守仁, 凌标灿, 郑贵强, 吴见, 李丹琼. 煤层气物性参数随埋深变化规律研究 [J]. 煤炭科学技术, 2014, 42(6): 35-39.
- Ye Jianping, Zhang Shouren, Ling Biaocan, Zheng Guiqiang, Wu Jian & Li Danqiong. Study on variation law of coalbed methane physical property parameters with seam depth[J]. Coal Science and Technology, 2014, 42(6): 35-39.
- [23] 李国富, 李贵红, 刘刚. 晋城矿区典型区煤层气地面抽采效果分析 [J]. 煤炭学报, 2014, 39(9): 1932-1937.
- Li Guofu, Li Guihong & Liu Gang. Analysis on the ground extraction effect of coal-bed methane at typical area in Jincheng, China[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(9): 1932-1937.
- [24] 龙胜祥, 李辛子, 叶丽琴, 陈纯芳. 国内外煤层气地质对比及其启示 [J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(5): 696-703.
- Long Shengxiang, Li Xinzi, Ye Liqin & Chen Chunfang. Comparison and enlightenment of coalbed methane geology at home and abroad[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(5): 696-703.
- [25] 张传平, 高伟, 吴建光, 李忠诚, 熊德华, 张平. 基于 ANP—SWOT 模型的中国煤层气产业发展战略研究 [J]. 资源科学, 2015, 37(6): 1207-1217.
- Zhang Chuanping, Gao Wei, Wu Jianguang, Li Zhongcheng, Xiong Dehua & Zhang Ping. Strategy of China's CBM industry based on ANP-SWOT model[J]. Resources Science, 2015, 37(6): 1207-1217.
- [26] 曹艳, 龙胜祥, 李辛子, 胡小虎, 王传刚, 王烽. 国内外煤层气开发状况对比研究的启示 [J]. 新疆石油地质, 2014, 35(1): 109-113.
- Cao Yan, Long Shengxiang, Li Xinzi, Hu Xiaohu, Wang Chuan-gang & Wang Feng. the enlightenment from comparative studies of the coalbed methane (CBM) development at home and

- abroad[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(1): 109-113.
- [27] 郑德志, 马云鹏, 杨玉娟, 赵迪斐. 能源革命背景下我国煤层气产业政策研究 [J]. 煤炭经济研究, 2015, 35(12): 36-40.
Zheng Dezhi, Ma Yunpeng, Yang Yujuan & Zhao Difei. Study on China coal bed methane industrial policy under background of energy revolution[J]. Coal Economic Research, 2015, 35(12): 36-40.
- [28] 秦勇, 袁亮, 程远平, 孟建兵, 申建. 中国煤层气地面井中长期生产规模的情景预测 [J]. 石油学报, 2013, 34(3): 489-495.
Qin Yong, Yuan Liang, Cheng Yuanping, Meng Jianbing & Shen Jian. Scenario predication for the mid-term and long-term coalbed methane production scale of surface drilling wells in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(3): 489-495.
- [29] 吕梦琦. “价格倒挂” 让我国煤层气产业开发难提速 [N]. 中国工业报, 2014-11-03(A02).
Lü Mengqi. The problem of price inversion restricts the acceleration of China's coalbed methane development[N]. China Industry News, 2014-11-03(A02).
- [30] 中石油煤层气有限责任公司. 鄂东煤层气田保德区块北部5亿方煤层气项目后评价报告 [R]. 北京: 中石油煤层气有限责任公司, 2016.
PetroChina Coalbed Methane Company Limited. Report of post-evaluation on the CBM gas project of the northern Baode block with the annual capacity of 500 million cubic meters in the eastern Ordos Basin. Beijing: PetroChina Coalbed Methane Company Limited, 2016.
- [31] 朱庆忠, 左银卿, 杨延辉. 如何破解我国煤层气开发的技术难题——以沁水盆地南部煤层气藏为例 [J]. 天然气工业, 2015, 35(2): 106-109.
Zhu Qingzhong, Zuo Yinqing & Yang Yanhui. How to solve the technical problems in the CBM development: A case study of a CMB gas reservoir in the southern Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(2): 106-109.
- [32] 刘成林, 朱杰, 车长波, 杨虎林, 樊明珠. 新一轮全国煤层气资源评价方法与结果 [J]. 天然气工业, 2009, 29(11): 130-132.
Liu Chenglin, Zhu Jie, Che Changbo, Yang Hulin & Fan Mingzhu. Methodologies and results of the latest assessment of coalbed methane resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(11): 130-132.
- [33] 秦勇, 申建. 论深部煤层气基本地质问题 [J]. 石油学报, 2016, 37(1): 125-136.
Qin Yong & Shen Jian. On the fundamental issues of deep coalbed methane geology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(1): 125-136.
- [34] 中国石油集团工程咨询有限责任公司. 中国石油煤层气勘探开发示范基地专题调研报告 [R]. 北京: 中国石油集团工程咨询有限责任公司, 2014.
PetroChina Consultant Company Limited. Survey report on demonstrative bases construction of PetroChina's coalbed methane exploration and development[R]. Beijing: PetroChina Consultant Company Limited, 2014.
- [35] 国家能源局. 煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十二五”规划 [G]. 北京: 国家能源局, 2011.
National Energy Administration. The Twelfth Five Year Plan (2011-2015) of coal-bed methane exploration and development and utilization[G]. Beijing: NEA, 2011.
- [36] 中国石油集团工程咨询有限责任公司. 沁水盆地樊庄区块6亿方/年煤层气产能建设项目独立后评价报告 [R]. 北京: 中国石油集团工程咨询有限责任公司, 2010.
PetroChina Consultant Company Limited. Report of post-evaluation on the independent CBM construction project of the Fanzhuang block with the annual capacity of 600 million cubic meters in the Qinshui Basin. Beijing: PetroChina Consultant Company Limited, 2010.
- [37] 孔祥文, 赵庆波, 孙粉锦, 李贵中, 马财林. 煤层气高产富集规律及开采特征研究新进展 [J]. 天然气地球科学, 2011, 22(4): 738-746.
Kong Xiangwen, Zhao Qingbo, Sun Fenjin, Li Guizhong & Ma Cailin. New advances of productive & enriching patterns and production characteristics of coalbed methane in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(4): 738-746.
- [38] 中石油煤层气有限责任公司. 关于推进中国石油煤层气业务可持续发展的思考与建议 [R]. 北京: 中石油煤层气有限责任公司, 2015.
PetroChina Coalbed Methane Company Limited. Consideration and suggestions for promoting the sustainable development of PetroChina's coalbed methane business[R]. Beijing: PetroChina Coalbed Methane Company Limited, 2015.

(修改回稿日期 2017-02-07 编辑 陈嵩)