

Energy and Environment Programme
中国-欧盟能源环境项目

中国煤层气生产可行性研究

(EuropeAid/120723/D/SV/CN)

中国石油大学（北京）

2008 年 3 月

项目名称：中国煤层气生产可行性研究

委托单位：中欧能源环境项目

项目经理：Bert Bekker　王升辉

承担单位：中国石油大学（北京）

项目负责人：罗东坤

关键专家：罗东坤 吴晓东 张宝生 李根生

其他专家：褚王涛 孙旭东 郝　洪 李伟超
彭贤强 夏良玉

参与研究人员：席长丰 陈勇光 李丽松 郭　轶
李长卓 史　进 郭建海 张凤喜
方　翔 佟　研 平　洋

研究起止时间：2007 年 6 月 25 日—2008 年 3 月 25 日

序　言

这是一份非常独特的报告，因为它向人们展示了针对中国煤层气目标区所进行的综合调查研究的结果。据我们所知，这份报告的研究内容的丰富程度是前所未有的，每个煤层气目标区的地质特征、生产的可能性、勘探和生产成本、煤层气开发技术的适用性、市场条件、开发经济性与社会效益都得到了研究。此外，报告对政府制定鼓励性的煤层气产业政策也提出了新的观点。

这份报告中最重要的成果是评价出中国最有利的煤层气目标区，这是综合考虑各种影响煤层气开发经济性因素后进行煤层气目标区排序的结果。报告还表明考虑到煤层气开发的社会效益，目前政府制定的补贴标准是合理的，而且还有一定的提高空间。

事实上，研究并不局限于中国，大量的工作用于分析世界主要煤层气生产国的煤层气产业发展经验，以供中国结合自身的条件加以借鉴。为了了解国外的成功经验，这些地区（可获得数据的）的地质特征、采用的钻井和生产技术、可利用的基础设施和政府（中央和地方）实施的旨在促进煤层气产业发展的财政政策得到了深入的研究，这是非常必要的工作。

鉴于上述工作，研究也对由不同煤层气钻井技术组成的煤层气开发方案进行了技术效果和经济效果的比较，并且分析了中国煤层气目标区开发曾经和现在仍然面临的瓶颈。

在市场经济中，煤层气开发是否可行由经济评价的结果决定。因此，基于相关参数，如投资、勘探生产成本、市场容量、基础设施状况和财税制度，研究对中国煤层气目标区进行了经济评价，并结合经济评价的结果和煤层气目标区资源量提出了中国煤层气目标区开发决策建议。

毫无疑问，报告主要针对中国政府和那些对开发中国煤层气感兴趣的油气公司，它们可以在开发中国煤层气目标区的决策过程中获得帮助。此外，报告也可供想更好地了解煤层气资源、煤层气开发以及影响煤层气开发经济性因素的人（学生、专家和煤层气开发管理人员）参考。

致　谢

中国煤层气生产可行性研究项目虽然由中国石油大学（北京）负责实施，但研究结果却是中国煤层气领域众多专家智慧和相关部门支持的结晶。在此，我们向他们表示感谢：

- 感谢开拓中国煤层气产业的先驱者们，我们在研究中借鉴和引用了他们的成果。尤其是值得一提的是接明训、李景明、赵贤正、刘显法、孙茂远、张新民、叶建平、赵庆波、秦勇、王红岩、张遂安、范志强、张福东等专家的工作和研究成果对该项目的完成产生了巨大作用。

- 感谢中欧能源环境项目天然气欧方经理 Bert Bekker 先生。他的友好、科学、认真、务实和勇于探索的作风与工作态度，不仅促进了该项目的成功完成，对我们将来的研究工作也产生了很大影响。

- 感谢中欧能源环境项目天然气中方经理王升辉先生。他以其优秀的职业素质、求真务实的工作作风，为该项目的顺利实施和结题做了大量细致入微的工作。

- 感谢中国国家发展和改革委员会能源局

- 感谢中国石油勘探开发研究院廊坊分院和中联煤层气有限责任公司

- 感谢中国石油大学（北京）的有关领导和职能部门

中国石油大学（北京）中国煤层气生产可行性研究项目组

2008 年 3 月

项目介绍

中国-欧盟能源环境项目

中国-欧盟能源环境项目（EEP）是根据中国政府与欧盟委员会的政府合作协议，为了加强双方在能源环境领域的合作而开展的一个国际合作项目。该项目于2003 年 5 月 24 日正式启动，总预算 4290 万欧元，其中欧方出资 2000 万欧元，中方及其他参与方提供配套 2290 万欧元，项目计划于 2009 年底结束。其总体目标是：随着中国经济社会水平不断发展，保障国家能源供应安全，促进能源的可持续利用，改善中国的环境质量和健康条件。

为了实现总体目标，项目对以下几个方面予以支持：

- 促进中欧工业界在中国能源市场的合作
- 加强中欧能源供应安全
- 保护全球环境，促进可持续发展

项目在以下 4 个方面开展相关活动：

- 综合能源政策
- 能源效率
- 可再生能源
- 天然气

项目的主要执行机构是国家发展和改革委员会、科学技术部、能源研究所以及中国石油天然气集团公司。

中国煤层气生产可行性研究

中国煤层气生产可行性研究是中国-欧盟能源环境项目第一批资助的10个大型招标项目之一，目的在于评价中国煤层气生产的技术经济可行性。欧盟将根据项目结论决定是否继续投资于中国的煤层气先导性试验。该招标项目于 2007 年 6 月 25 日启动，于 2008 年 2 月 15 日结束，总预算 43.3 万欧元。该招标项目的中标和执行单位为中国石油大学（北京）。

研究背景

中国经济快速发展拉动了能源消费的大幅度增长。自 1993 年成为原油纯进

口国以来，中国对世界石油市场的依赖度不断上升，2007 年已达到 47%左右。对世界石油市场的依赖使中国经济发展面对两方面的严峻挑战：一是油价剧烈波动影响经济健康发展；二是突发事件导致石油供应中断。这两方面的挑战都是影响中国命运的问题，是关乎经济安全、乃至政治安全的战略问题。经济不断发展，能源需求不断增加，国内原油供应不足，对国际能源市场的依赖又有潜在的安全问题，这就迫使中国在各行业大量采用石油的替代能源。替代能源有煤炭和天然气、核能、水能、风能、太阳能、沼气等清洁能源。其中，天然气资源丰富，勘探程度低，有发展的物质基础，未来可望有较大的发展；核能发展在起步阶段，建设时间长且需要巨大投资和技术支撑，短期内难以发挥大的作用；水电虽然清洁，但建设水电一方面建设周期长、投资大，另一方面也会造成环境影响；风能、太阳能、沼气能占比例很少，只能作为有限补充。这样，为了支撑起经济发展，很自然的煤炭就成为中国能源的主角，形成了中国以煤炭为主的能源消费结构。

实际上，中国既是能源消费大国，也是以煤炭为主的能源生产大国，年生产煤炭超过 20 亿吨。中国有巨大的煤炭储量，仅从能源这个角度来看完全可以满足经济发展所需。然而，煤炭工业的快速发展和煤炭资源的大量开采却带来了社会和环境问题。其一，煤炭的成分非常复杂，在燃烧过程中不仅会大量产生 CO_2 也产生 SO_2 等有害气体，对空气形成严重污染；其二，煤炭的热利用率低，满足同样能源需求会有更多的 CO_2 排出，加速了全球变暖的生态灾难；其三，煤炭在生产、运输和使用中会产生大量粉尘，既造成了污染也浪费了资源；其四，煤炭开采区，容易造成地面开裂、房屋倒坍、山体滑坡等问题；其五，开采煤炭过程中会产生大量瓦斯，或对煤矿安全生产造成严重威胁，或逸散到空气中对臭氧层造成严重破坏。所以，中国能源应该在保障能源安全的基础上以发展清洁能源、改善能源结构作为长期战略，逐步减少煤炭所占比重。

煤炭作为中国主要的能源虽然有很多问题，但与煤炭共存的且在长期的煤炭生产中作为有害物质的煤层气，却随着技术进步而成为清洁能源和宝贵的资源，尤其是煤层气通过地面钻井抽放的商业开采在美国获得成功之后，开发煤层气资源已成为煤炭大国能源战略的重要构成部分。大规模开采煤层气将会产生巨大的社会经济效益：一是，煤层气的主要成份为 CH_4，其对臭氧层的破坏远甚于 CO_2，通过抽采利用减少 CH_4 的排放就可减少对臭氧层的破坏，减缓地球变暖趋势；二是，煤层气是优质清洁能源，通过开采利用可以减少非清洁能源煤炭和需进口

能源石油的依赖度，改善能源消费结构；三是，通过地面抽采降低了煤层的瓦斯含量，减少了开采煤炭过程中由瓦斯造成的矿难，提高了煤矿生产的安全程度；四是，煤层气的开采利用会提高居民生活水平和城市空气质量。此外，煤层气的大规模开采，也有利于促进就业和拉动经济。

中国有非常丰富的煤炭资源，也有丰富的煤层气资源。作为赋存于煤层中的一种非常规天然气资源，2000m 以浅的煤层气资源约有 $35\times10^{12}m^3$，这为中国发展煤层气产业奠定了雄厚的物质基础。开采煤层气资源，主要有矿井抽采和地面钻井开采两种方式。在中国，煤矿井下瓦斯抽采始于上个世纪 50 年代初，现在已由最初为保障煤矿安全生产发展到安全能源环保综合开发型抽采；煤层气地面试验开发始于上个世纪 70 年代末，由于当时井位选择和技术、设备的限制试验未达到预期的效果，90 年代随着美国技术的引入，煤层气地面开发才进入新的时期，经过十余年的勘探和开发试验，地面开发正在逐步取得突破。

煤层气的开发受资源条件、工艺技术、政府政策、能源价格以及开采煤层气的经济性等因素影响。虽然我国在煤层气产业领域已经进行了大量投资，但总的来看这些投资尚属于探索性的，煤层气商业开发尚处于起步阶段。尽管如此，这些探索试验在技术上已为中国煤层气产业发展奠定了基础，在经济上已为商业化开采煤层气资源进行了先导性试验，中国大规模开采煤层气资源的时代即将到来。为此，中欧能源环境项目在中国政府的支持下将中国煤层气开发可行性研究列入重点项目，并通过招标方式在中国和欧盟寻求项目承担单位。中欧能源环境项目是根据我国与欧盟在 2002 年 4 月 3 号签署的双边赠款协定发起，旨在进一步加强中欧双方在能源领域的交流与合作，并通过探索具有良好经济、社会和环境效益的能源供应途径，促进中国环境质量和居民健康条件的不断改善。煤层气可行性研究项目是中欧能源环境项目中的重大子项目，主要任务是对中国煤层气勘探开发进行技术经济评价，研究结论将作为欧盟在中国境内参与开展先导性试验的依据。该项目是中欧能源环境项目中的首个公开招标的重大项目，经过两轮激烈竞争中国石油大学（北京）最终从国内外众多国家级的科研机构、大专院校和专业公司构成的竞争队伍中脱颖而出，于 2007 年 2 月中标，并于 2007 年 6 月底签署合同。

项目正式启动后，中国石油大学（北京）发挥学科齐全的优势，组成由 4 位教授作为关键专家、20 余人参加的跨院系、跨专业攻关队伍，在中联煤层气有

限责任公司和中国石油勘探开发研究院廊坊分院的支持下，开展了艰苦的攻关研究，并最终形成了由 7 部分构成的研究报告。

研究报告内容简介

第一部分，煤层气概述。该部分主要介绍煤层气的基本概念、形成过程、化学成分、成藏条件、主要类型、开发方式、废水处理、基本用途、中国开发煤层气资源的机遇等煤层气产业的基本问题。

第二部分，世界煤层气资源开发及经验。该部分主要是通过总结美国、加拿大和澳大利亚等世界上煤层气勘探开发最活跃国家的产业发展过程和经验教训，为中国煤层气产业发展在完善基础设施、结合煤储层和地质条件研究适用技术、财政支持、市场培育、法规建设等方面提供借鉴。

第三部分，中国煤层气资源。该部分在总结前人研究成果的基础上，论述了按煤层气大区、含气区、含气带、气田这四个级别进行中国煤层气资源分布区划的基本框架；收集整理了 56 个含气带的成煤时代、主要煤级、埋深、含气饱和度、气含量、资源密度、煤层气资源量等地质特征参数，选取资源密度、煤层气资源量、含气量这 3 个关键参数，采用加权平均综合评价方法对煤层气含气带进行了综合评价与排序，并根据资源富集程度、资源丰度以及资源规模的门限值，对含气带进行筛选；在此基础上，从地质背景、储层、资源以及开发基础等方面出发，选取煤级、埋深、渗透率、煤层厚度、含气面积、含气量、地面条件以及市场需求等参数指标，对 85 个目标矿区进行了综合评价与排序，给出了最优、次优、较优、一般四个矿区分级，为开展技术经济评价从资源方面提供了目标。

第四部分，中国煤层气技术。该部分根据世界煤层气技术发展与中国在煤层气勘探开发技术领域的研究，结合中国煤层气的地质特点对煤层气勘探技术、钻井技术、生产技术、增产技术进行了分析评价，总结了中国煤层气勘探开发比较成熟的技术系列和需要进一步研究的技术领域。同时，结合第三部分的地质选区，以现有可行技术为依托，以直井和多分支水平井井型为基本布井方案，利用软件对具有一定远景的目标区进行了产量预测，为经济评价和综合选区奠定了基础。

第五部分，中国煤层气开发经济评价。该部分是在资源评价排序和应用现有可行技术模拟不同井型产量规律的基础上，对各煤层气目标区进行经济评价。包括市场条件分析和各目标区需求预测、 煤层气目标区开发经济性的影响因素分

析与经济评价体系的建立、利用我们开发的经济评价方法和软件对中国煤层气主要目标区进行经济评价、对中国煤层气生产社会效益进行了量化分析、依据我们提出的分级方案对中国煤层气目标区进行了综合排序与优选。

第六部分，中国煤层气有利目标区介绍及先导性试验建议。该部分对经济评价效果和综合分级后认为优先开发的煤层气目标作了介绍，在可优先开发的目标，根据勘探开发活动情况、市场条件、资源条件、风险程度等因素，优选出具备条件的韩城目标区作为下一个煤层气开发先导试验区，并对韩城目标区进行煤层气先导性试验的基础条件进行了分析、提出了韩城目标区煤层气先导性试验方案的概念设计、估算了韩城目标区煤层气先导性试验的投资与成本。

第七部分，中国煤层气活动与产业发展。包括两方面内容，一是对中国煤层气勘探开发和利用活动进行总结；二是在分析中国煤层气产业现状及发展瓶颈的基础上，提出了促进煤层气产业健康发展的政策性建议。

目　录

序言 ····· I
致谢 ····· II
项目介绍 ····· III
执行摘要 ····· 1
第 1 章 煤层气概述 ····· 13
1.1. 煤层气的定义和基本特征 ····· 13
1.2. 煤层气生成 ····· 13
1.2.1. 煤层气成因类型及形成机理 ····· 13
1.2.2. 煤层气组分及影响因素 ····· 15
1.3. 煤层气藏及形成条件 ····· 16
1.3.1. 煤层气成藏的含义 ····· 16
1.3.2. 煤层气藏形成条件 ····· 16
1.3.3. 煤层气藏类型 ····· 17
1.4. 煤层气的开发和利用 ····· 17
1.4.1. 煤层气开发 ····· 17
1.4.2. 煤层气利用 ····· 19
1.5. 中国煤层气资源开发利用的机遇 ····· 20
第 2 章 世界煤层气资源开发及经验 ····· 23
2.1. 世界煤层气资源概况 ····· 23
2.2. 主要煤层气资源国资源概况 ····· 23
2.2.1. 欧盟国家煤层气资源 ····· 23
2.2.2. 加拿大煤层气资源 ····· 24
2.2.3. 澳大利亚煤层气资源 ····· 26
2.2.4. 美国煤层气资源 ····· 27
2.2.5. 俄罗斯煤层气资源 ····· 29
2.3. 主要煤层气资源国的煤层气勘探开发技术 ····· 30
2.3.1. 欧盟国家煤层气勘探开发技术 ····· 30
2.3.2. 加拿大主要的煤层气勘探开发技术 ····· 32
2.3.3. 澳大利亚的煤层气勘探开发技术 ····· 33
2.3.4. 美国煤层气勘探开发技术 ····· 34
2.3.5. 俄罗斯煤层气勘探开发技术 ····· 35
2.4. 主要煤层气资源国的煤层气产业发展 ····· 35
2.4.1. 英国煤层气产业发展 ····· 35
2.4.2. 德国煤层气产业发展 ····· 36

2.4.3. 加拿大煤层气产业发展……37
2.4.4. 美国煤层气产业发展……38
2.4.5. 澳大利亚煤层气产业发展……40
2.4.6. 俄罗斯煤层气产业发展……40
2.5. 主要产煤层气国家的鼓励支持政策……41
2.5.1. 英国煤层气产业鼓励政策……41
2.5.2. 美国煤层气产业鼓励政策……41
2.5.3. 澳大利亚煤层气产业鼓励政策……43
2.6. 国外煤层气产业发展的经验与启示……44
第 3 章 中国煤层气资源……49
3.1 中国煤层气资源分布区划……49
3.1.1. 煤层气分布区划基本原则……49
3.1.2. 中国煤层气资源分布区划方案……50
3.2. 中国煤层气资源总量与分布……53
3.2.1. 中国煤层气资源总量……53
3.2.2. 中国煤层气资源分布……54
3.3. 中国煤层气资源地质条件及特征……56
3.3.1. 中国煤层气成藏地质理论分析……56
3.3.2. 中国煤层气资源地质总体特征……57
3.3.3. 主要含气区地质特征描述……59
3.3.4. 中国煤层气主要含气带地质特征描述……61
3.4. 中国煤层气区带排序优选研究……61
3.4.1. 评价指标的选择及处理方法……61
3.4.2. 煤层气含气带综合排序结果……64
3.5. 中国煤层气目标区排序优选分析……66
3.5.1. 煤层气目标区排序基本标准和评价参数……67
3.5.2. 主要煤层气目标区参数及其处理……69
3.5.3. 中国煤层气目标区排序……70
3.6. 中国煤层气资源分析总结……73
3.6.1. 资源状况及地质特征……73
3.6.2. 中国煤层气资源分布区划……75
3.6.3. 煤层气开发有利选区……76
第 4 章 煤层气勘探开发技术……80
4.1. 地球物理探测技术展望与预测……80
4.1.1. 国内外煤层气地球物理技术的现状……80
4.1.2. 技术适应性分析分析……82

4.1.3. 技术需求以及关键技术发展方向……85
4.2. 国内外主要煤层气钻探技术发展现状……86
4.2.1. 国外主要钻探技术发展现状……86
4.2.2. 国内主要钻井技术发展现状……87
4.2.3. 国内主要钻进、取心、完井、固井技术适应性分析……88
4.2.4. 中国主要煤层气钻探技术的发展趋势……100
4.3. 煤层气开采技术……100
4.3.1. 煤层气开采技术现状……101
4.3.2. 主要开采技术应用情况分析……102
4.3.3. 技术发展趋势分析……107
4.3.4. 采出水处理……108
4.4. 增产技术的现状及前景……110
4.4.1. 国内外主要增产技术发展现状……110
4.4.2. 国内煤层气压裂、气体驱替、羽状多分支井技术应用情况分析……111
4.4.3. 国内主要增产技术存在的问题及发展方向……117
4.5. 煤层气储集区开发方案设计……118
4.5.1. 适宜的煤层气开发技术……118
4.5.2. 煤层气产能预测……120
第 5 章 中国煤层气开发经济评价……129
5.1. 中国煤层气开发环境分析和市场预测……129
5.1.1. 天然气需求对煤层气的带动作用……129
5.1.2. 相关产业发展对煤层气产业的影响……130
5.1.3. 煤层气利用潜力分析……133
5.1.4. 中国煤层气目标区市场需求预测……136
5.2. 煤层气目标区开发经济性的影响因素与经济评价体系……137
5.2.1. 影响煤层气目标区开发经济性的因素……137
5.2.2. 煤层气目标区经济评价体系……140
5.3. 中国煤层气主要目标区经济评价……148
5.3.1. 直井和多分支水平井两种井型经济性比较……148
5.3.2. 典型煤层气目标区经济评价……151
5.3.3. 其他煤层气目标区经济评价结果……152
5.4. 中国煤层气生产的社会效益评价……162
5.4.1. 中国煤层气生产对煤矿安全生产的贡献……162
5.4.2. 中国煤层气生产对环境保护的贡献……164
5.4.3. 中国煤层气生产对能源安全的贡献……166
5.5. 中国煤层气生产有利区域的选择……167

5.5.1. 主要经济指标及排序优选方法……167
5.5.2. 中国煤层气目标区排序与优选……169
第 6 章 中国煤层气有利目标区介绍及先导性试验建议……173
6.1. 中国煤层气有利目标区介绍……173
6.1.1. 华北地区煤层气有利目标区……173
6.1.2. 华东地区煤层气有利目标区……178
6.1.3. 东北地区煤层气有利目标区……179
6.1.4. 华中地区煤层气有利目标区……181
6.1.5. 西部地区煤层气有利目标区……182
6.2. 煤层气先导性试验建议……183
6.2.1. 韩城目标区进行煤层气先导性试验的基础条件……183
6.2.2. 韩城目标区煤层气先导性试验方案的概念设计……183
6.2.3. 韩城目标区煤层气先导性试验的投资与成本估算……184
第 7 章 中国煤层气活动与产业发展……186
7.1. 中国煤层气企业……186
7.1.1. 中国煤层气重点企业……186
7.1.2. 在华外国煤层气重点企业……190
7.2. 中国煤层气勘探开发与利用……193
7.2.1. 煤层气勘探开发……193
7.2.2. 中国煤层气利用……197
7.2.3. 国际对中国煤层气的援助活动……200
7.3. 中国煤层气产业发展现状分析……203
7.3.1. 中国煤层气产业发展阶段划分……203
7.3.2. 中国煤层气勘探现状分析……204
7.3.3. 中国煤层气开发现状分析……204
7.3.4. 中国煤层气利用现状分析……204
7.3.5. 中国煤层气基础设施现状分析……205
7.3.6. 中国煤层气产业政策和法律现状分析……206
7.4. 中国煤层气产业发展瓶颈……210
7.4.1. 替代能源挑战……210
7.4.2. 基础设施匮乏……210
7.4.3. 理论和技术创新不够……210
7.4.4. 煤层气产业相关法律法规有待完善……211
7.5. 中国煤层气政策法律制定建议……211
7.5.1. 政府直接投资的支持措施……211
7.5.2. 健全煤层气相关法律法规……212

7.5.3. 实施煤层气鼓励政策……212
7.5.4. 加强基础管网建设，实施管网准入制度……214
附录……217
附录Ⅰ 基础数据与参数表……217
附录Ⅱ 其他中国煤层气目标区经济评价结果综述……250

执行摘要

1993 年中国成为石油净进口国，随后对国外石油的依赖程度持续提高，2007 年达到 47%。对世界石油市场的依赖使中国经济发展面对两方面的严峻挑战：一是油价剧烈波动影响经济健康发展；二是突发事件导致石油供应中断。这两方面的挑战都是影响中国命运的问题，是关乎经济安全、乃至政治安全的战略问题。

对国际能源依赖程度的不断增长促使中国利用石油以外的能源，如，煤炭、天然气、核能、水能、风能、太阳能、煤层气等。天然气是中国除了煤炭以外最丰富资源，目前利用规模较小。作为一种清洁能源，中国天然气正处于快速发展阶段，但是短期内其在能源结构中的份额仍将有限。这样，为了支撑经济发展，煤炭仍然是中国能源的主角，中国以煤炭为主的能源消费结构在今后的一段时间内不会发生改变。

实际上，中国既是能源消费大国，也是以煤炭为主的能源生产大国，年生产煤炭超过 20 亿吨。中国有巨大的煤炭储量，仅从能源这个角度来看完全可以满足经济发展所需。然而，煤炭工业的快速发展和煤炭资源的大量开采却带来了社会和环境问题。其一，煤炭的成分非常复杂，在燃烧过程中不仅会大量产生 CO_2，也产生 SO_2 等有害气体，对空气形成严重污染；其二，煤炭的热利用率低，满足同样能源需求会有更多的 CO_2 排出，加速了全球变暖的生态灾难；其三，煤炭在生产、运输和使用中会产生大量粉尘，既造成了污染也浪费了资源；其四，煤炭开采区，容易造成地面开裂、房屋倒坍、山体滑坡等问题；其五，开采煤炭过程中会产生大量瓦斯，或对煤矿安全生产造成严重威胁，或逸散到空气中对臭氧层造成严重破坏。所以，中国能源应该在保障能源安全的基础上以发展清洁能源、改善能源结构作为长期战略，逐步减少煤炭所占比重。

煤炭作为中国主要的能源虽然有很多问题，但与煤炭共存的且在长期的煤炭生产中作为有害物质的煤层气，却随着技术进步而成为清洁能源和宝贵的资源，尤其是煤层气通过地面钻井抽放的商业开采在美国获得成功之后，开发煤层气资源已成为煤炭大国能源战略的重要构成部分。大规模开采煤层气将会产生巨大的社会经济效益：一是，煤层气的主要成份为 CH_4，其对臭氧层的破坏远甚于 CO_2，通过抽采利用减少 CH_4 的排放就可减少对臭氧层的破坏，减缓地球变暖趋势；二是，煤层气是优质清洁能源，通过开采利用可以减少非清洁能源煤炭和需进口

能源石油的依赖度，改善能源消费结构；三是，通过地面抽采降低了煤层的瓦斯含量，减少了开采煤炭过程中由瓦斯造成的矿难，提高了煤矿生产的安全程度；四是，煤层气的开采利用会提高居民生活水平和城市空气质量。此外，煤层气的大规模开采，也有利于促进就业和拉动经济。

中国有非常丰富的煤炭资源，也有丰富的煤层气资源。作为赋存于煤层中的一种非常规天然气资源，2000m 以浅的煤层气资源约有 $35\times10^{12}m^3$，这为中国发展煤层气产业奠定了雄厚的物质基础。开采煤层气资源，主要有矿井抽采和地面钻井开采两种方式。在中国，煤矿井下瓦斯抽采始于上个世纪 50 年代初，现在已由最初为保障煤矿安全生产发展到安全能源环保综合开发型抽采；煤层气地面试验开发始于上个世纪 70 年代末，由于当时井位选择和技术、设备的限制试验未达到预期的效果，90 年代随着美国技术的引入，煤层气地面开发才进入新的时期，经过十余年的勘探和开发试验，地面开发正在逐步取得突破。

煤层气的开发受资源条件、工艺技术、政府政策、能源价格以及开采煤层气的经济性等因素影响。虽然我国在煤层气产业领域已经进行了大量投资，但总的来看这些投资尚属于探索性的，煤层气商业开发尚处于起步阶段。尽管如此，这些探索试验在技术上已为中国煤层气产业发展奠定了基础。

为此，中欧能源环境项目在中国政府的支持下将中国煤层气开发可行性研究列入重点项目，并通过招标方式在中国和欧盟寻求项目承担单位。中国石油大学（北京）最终中标，并于 2007 年 6 月 25 日签署合同。

项目正式启动后，中国石油大学（北京）发挥学科齐全的优势，组成由 4 位教授作为关键专家、20 余人参加的跨院系、跨专业攻关队伍，在中联煤层气有限责任公司和中国石油勘探开发研究院廊坊分院的支持下，开展了艰苦的攻关研究。最终，历时 8 个月于 2008 年 3 月结题。

中国煤层气生产可行性研究是涉及众多专业的复杂系统工程，难度大，时间紧，加之研究人员水平所限，谬误之处在所难免，恳请该领域的专家同仁批评指正。

结论与建议

1. 世界煤层气产业发展的经验与启示

1.1. 丰富的资源是煤层气产业发展的物质基础

在美国率先取得地面开采煤层气的成功之后，煤层气开始被世界各国视为一种宝贵的资源。作为一种资源采掘产业，煤层气资源量的大小是煤层气产业发展的物质基础，只有具有丰富的煤层气资源，才能支撑大规模的商业化开发利用，从而形成煤层气产业。从主要煤层气生产国来看，美国、加拿大和澳大利亚均为世界上拥有煤层气资源最多的国家。

1.2. 不断增长的天然气需求是煤层气产业发展的市场保障

由于煤层气与常规天然气的主要成份相同，煤层气产业与常规天然气产业面向同样的市场。目前世界石油供应相对紧张，石油价格处于高位运行，以及世界各国对环境保护的重视，使得居民用户、发电业和加工业等对天然气的需求量迅速增加，天然气供需矛盾日益尖锐。从主要煤层气生产国来看，天然气消费量及其在能源消费结构中的比重均较大，开采出的煤层气不存在销售困难，这正是刺激煤层气开发，推动煤层气产业发展的重要原因之一。

1.3. 发达的基础设施及开放准入政策是煤层气产业发展的条件

通过长输管道进行外输是煤层气大规模商业化开发的必要条件，由于煤层气生产具有产量低、投资回收期长的特点，利用天然气管网设施比自建管网设施在经济上更为有利。从主要煤层气生产国来看，美国和加拿大均具有发达的天然气运输、储藏和利用设施，这为煤层气规模化开发利用提供了便利条件。此外，实施开放准入政策使得煤层气生产商能够以公平合理的条件利用天然气基础设施。以美国为例，在其完成天然气市场改革后，天然气基础设施的运营商不再从事天然气的购销业务，只能在政府的监管下为天然气生产商或者用户提供公平合理的基础设施服务，这一改革成果使得煤层气生产商能够以较低成本方便地建立自己的煤层气销售网络。

1.4. 理论研究和技术开发是煤层气产业发展的关键支撑

煤层气产业是技术密集型产业，而且煤层气的赋存、生产过程与常规天然气完全不同，研究有针对性的煤层气开发理论和技术对煤层气的开发至关重要。从主要煤层气生产国来看，美国已经形成了针对中低阶煤的钻井、完井、增产、生产方面的完整技术以及成熟的开发理论，使得美国成为世界上开发煤层气最成功的国家。加拿大根据本国煤层含气量低、致密、低压、低渗特点，发明了连续油管钻井和大排量氮气泡沫压裂等技术，并借鉴美国的多分支水平井技术，提高了煤层气产量，实现了煤层气产业的快速发展。澳大利亚则根据本国煤层高含气量、

低渗特点，开发了中短半径钻井技术、紧密半径钻井技术，提高了煤层渗透率从而增加了煤层气产量。得益于技术创新，澳大利亚煤层气产业发展迅速。

1.5. 鼓励政策是促进煤层气产业发展的引导力量

与常规天然气相比,煤层气单井产量低、生产周期长、初期投入大、投资风险高，在煤层气产业发展的早期，无法与常规天然气进行竞争。为鼓励企业投资煤层气产业，政府需要实施鼓励政策以增加企业投资煤层气所获得的效益，减少所承担的风险。鼓励政策的内容包括：对基础理论和关键技术研究以及勘探工作的财政支持、税费减免、直接财政补贴等。对理论和技术研究的扶持有利于快速地形成适合本国地质特点的煤层气开发理论和技术，从而提高产量，降低成本；对煤层气开发的财政支持可以提高煤层气的市场竞争力，改善煤层气开发项目经济性，这些鼓励政策的实施对于吸引企业投资煤层气产业能够发挥重要作用。

1.6. 健全的法律法规是煤层气产业发展的依托

煤层气具有与煤炭资源共生共存的特点，煤层气和煤炭的矿权取得容易发生冲突，需要得到有效的协调。此外，和天然气相同，煤层气产业也涉及到矿权、勘探、开发、管输、配送、基础设施建设、环保等多个方面。对此只有通过立法才能保证煤层气产业相关各方明确自己的权利和义务，从而实现对煤层气产业的有效规制以及对投资者合法权益的保障。主要煤层气生产国对煤层气勘探开发利用的管理以及对煤层气产业实行的鼓励政策主要以颁布法律法规的形式体现出来，效力层级较高，保证了执行的力度。

1.7. 日益严格的环保要求是煤层气产业发展的动力

煤层气的主要成分甲烷是一种温室气体，其对全球气候变暖的危害程度是CO_2的 21 倍；此外，甲烷对臭氧的破坏力是CO_2的 7 倍以上。1992 年 5 月 9 日在美国纽约通过的《联合国气候变化框架公约》规定世界上经济发达国家在减少温室气体排放方面承担责任和义务。煤炭开采时甲烷的直接排空是甲烷排放的主要途径之一，因此主要为发达国家的煤层气生产国均对煤层气的排放提出了严格的要求。1997 年 12 月 11 日在日本京都签署的《〈联合国气候变化框架公约〉京都议定书》进一步明确了经济发达国家的减排义务，增强了主要煤层气生产国开发利用煤层气的动力。

2. 中国煤层气资源

2.1. 资源状况及地质特征

煤层气资源。据煤层气资源评价，中国埋深 2000m 以浅煤层气主要分布在华北和西北地区。其中，华北地区、西北地区、南方地区和东北地区赋存的煤层气地质资源量分别占全国煤层气地质资源总量的 56.3%、28.1%、14.3%、1.3%。1000m 以浅、1000m~1500m 和 1500m~2000m 的煤层气地质资源量，分别占全国煤层气资源地质总量的 38.8%、28.8%和 32.4%。90%的煤层气资源储藏在早中侏罗纪、石炭纪和二叠纪的煤层中，其中早中侏罗世的资源量最大，占全国总量的 46.13%；石炭二叠纪次之，占全国总量的 43.52%。

煤层气盆地。全国含气量大于 $1\times10^{12}m^3$ 的有鄂尔多斯盆地东缘、沁水盆地、准噶尔盆地、滇东黔西盆地群、二连盆地、吐哈盆地、塔里木盆地、天山盆地群、海拉尔盆地。鄂尔多斯盆地东缘、沁水盆地的可采资源量在 $1\times10^{12}m^3$ 以上。中国最大的煤层气田是：内蒙和陕西的鄂尔多斯盆地，山西的沁水盆地、新疆的吐哈地区、贵州的六盘水地区。

地质构造。中国煤田地质构造复杂，部分含煤盆地后期改造较强，构造形态多样，煤层及煤层气资源赋存条件在鄂尔多斯等大中型盆地较为简单，在中小盆地较为复杂。通过探索煤层气藏成藏特点，中国探明了世界第一个高煤阶煤层气大气田和中国第一个中煤阶煤层气大气田。要进一步通过建立沁水、大宁中高煤阶成藏模式，寻找一大批这类有利勘探目标。

含气性。中国煤层大多含气量较高。据对全国 105 个煤矿区调查，平均含气量 $10m^3/t$ 以上的矿区 43 个，占 41%；平均含气量 $8m^3/t$~$10m^3/t$ 的矿区 29 个，占 28%；平均含气量 $6m^3/t$~$8m^3/t$ 的矿区 19 个，占 18%；平均含气量 $4m^3/t$~$6m^3/t$ 的矿区 14 个，占 13%。中国的煤层气浓度高，一般每吨煤炭的煤层气含量超过 $4m^3$。

储层压力。中国以欠压煤储层为主，部分煤储层压力较高，储层压力梯度最低为 2.24KPa/m，最高达 17.28 KPa/m。

煤层渗透率。中国煤层渗透率较低，平均在 $0.002\times10^{-3}\mu m^2$~$16.17\times10^{-3}\mu m^2$。其中，渗透率小于 $0.10\times10^{-3}\mu m^2$ 的占 35%；$0.1\times10^{-3}\mu m^2$~$1.0\times10^{-3}\mu m^2$ 的占 37%；大于 $1.0\times10^{-3}\mu m^2$ 的占 28%；大于 $10\times10^{-3}\mu m^2$ 的较少。

2.2. 中国煤层气资源分布区划及开发有利选区

按煤层气大区、含气区、含气带、气田这四个级别进行中国煤层气资源分布区划。全国共划分为 4 个大区，10 个含气区，56 个含气带以及上百个煤层气目

标区。

选择资源密度、煤层气资源量、含气量这三个参数作为煤层气带排序依据。在排序中首先对指标进行处理，然后采用加权平均法进行评价排序。排序前 20 位的含气带依次为沁水、鄂尔多斯盆地北部、霍西、六盘水、吐-哈、桌-贺、鄂尔多斯盆地东缘、豫东、太行山东麓、渭北、豫西、伊犁、冀中平原、大宁、湘南、淮南、塔里木东、京唐、川南黔北、湘中。

对于选择出的 85 个煤层气目标区排序，主要考虑煤级、埋深、渗透率、煤层厚度、含气面积、含气量、地面条件以及市场需求等作为具体指标，得出了排序结果。排序前 30 位的煤层气依次为三交北、鄂尔多斯盆地侏罗系、韩城、潞安、大青山、中梁山、晋城、乡宁、六盘水、吴堡、石嘴山、天府、松藻、古佛山、柳江、和顺-左权、兴隆、丰城、宣下、铁法、焦作、柳林、南桐、阳泉、呼鲁斯太、红阳、桌子山、宁武、府谷、宣威。

3. 中国煤层气技术

中国煤层气勘探开发技术是在常规油气勘探开发技术的基础上并借助国外煤层气勘探开发经验发展起来的，目前已形成了一套整体技术，包括地球物理技术、钻井技术、生产技术及增产技术等。

地球物理技术。包括地震技术和测井技术，主要采用油气产业的传统技术。

钻井技术。按井型有直井（包括丛式井）和多分支水平井钻井技术；按钻井方式主要有清水钻井技术、低固相或无固相钻液钻井技术、空气钻井技术等。煤层气多分支水平井单井产量高，具有直井不能替代的优势和潜力，适合低渗透煤层气开发，是煤层气高效开发方式的发展趋势，但目前受到钻井投资过大的制约，利用后经济效果欠佳，因此，目前中国钻采煤层气仍然以直井为主。欠平衡钻井属于负压钻井，机械钻速快，钻井成本低，能大大降低外来液侵入产层，从而达到减少储层伤害、保护储层的目的，是中国煤层气产业取得突破发展的重要技术。

取心技术。包括常规取心、井壁取心、绳索取心和保压取心等四种技术。其中绳索取心技术是中国主要的取心技术。

完井技术。包括裸眼完井、套管完井和裸眼洞穴完井等技术。由于中国煤层低压低渗的特点，98%的煤层气井需要进行大型水力压裂，所以套管射孔完井是中国主要的完井方法。

固井技术。包括空心微珠低密度水泥浆固井、控制水泥返高固井、分级注水

泥固井等技术。低密度泥浆固井技术如空心微珠低密度泥浆固井技术是目前中国主要采用的固井技术。

生产技术。包括有杆泵、螺杆泵和电潜泵等。另外，参照石油工业标准进行废水处理。

增产技术。包括水力压裂、注气（CO_2 和 N_2）等技术。中国主要采用水力压裂技术，包括活性水压裂、凝胶压裂液压裂及泡沫压裂。注气增产正在试验还未推广。

4. 中国煤层气开发经济评价

4.1. 中国煤层气市场潜力巨大

天然气需求的快速增长为煤层气产业提供了巨大的市场潜力，据预测，未来中国天然气需求将保持较高的增长速度，预计到 2010 年天然气需求将达到 $1000\times10^8m^3$，产量约 $920\times10^8m^3$，缺口达 $80\times10^8m^3$；到 2020 年天然气需求将达到 $2000\times10^8m^3$，近 50%的需求依赖天然气进口。煤层气资源的地缘优势以及其开发利用带来的显著社会效益将使得煤层气成为天然气的重要补充。

由于煤层气以煤炭为储层，两者会在能源市场中发生竞争。虽然煤炭在中国能源消费结构中仍然处于优势地位，但是煤炭燃烧对环境和健康产生的不利影响以及煤炭运输对交通造成的巨大压力使得煤层气在民用和发电领域具有明显的优势。因此，中国丰富的煤炭资源不会对煤层气的开发利用产生不利的影响。

4.2. 中国煤层气目标区开发经济评价与优选

煤层气资源具有潜在的经济价值，只有在合适的技术经济条件下将之探明并开发出来其价值才能得以实现。煤层气生产是复杂的投入产出过程，其技术经济条件是影响这一过程经济性的各种要素的状态。影响煤层气经济性的因素包括：地质因素、经济因素、政策因素、地理条件、资源条件和技术进步。本研究采用净现值法对中国煤层气目标区开发的经济效益进行计算，以上各种因素将通过影响煤层气开发的现金流入和流出而影响经济效益。

本研究基于煤层气目标区经济评价结果和煤层气储量分级建立了煤层气目标区综合分级方案，并根据该方案对中国煤层气目标区进行排序和优选。

在现有煤层气产业政策下，优先开发的中国煤层气目标区按净现值大小依次为：阳泉、晋城、和顺-左权、潞安、霍东、大城、淮南、韩城。

次优先开发的中国煤层气目标区按净现值大小依次为：淮北、蓟玉、宁武、

焦作、连邵、霍州、太原西山、宣下、丰城、鸡西、铁法、阜新、红阳、鹤岗、兴隆、双鸭山、白杨河、柳江、恩洪、大青山、安阳-鹤壁、灵山、开滦、临城、呼和湖凹陷、勃利。

需要技术研发的中国煤层气目标区按净现值大小依次为：峰峰、织那、六盘水。

处于经济边界，需要气价、市场等因素发生大幅有利变化的中国煤层气目标区按净现值大小依次为：红茂、府谷、贵阳、三交北、柳林。

暂不考虑开发的中国煤层气目标区按净现值大小依次为：汝箕沟、桌子山、呼鲁斯太、石嘴山、乐平、艾维尔沟、罗城、天府、圭山、沥鼻峡、合山、铜川、乡宁、松藻、霍林河、黔西北。

需要深入研究后决策的中国煤层气目标区包括：鄂尔多斯盆地侏罗系、宣威、兴义。

此外，在对煤层气开发社会效益评价的基础上，本研究认为中国政府仍然具有提高补贴的空间。在以社会效益为限加大财政补贴力度时，峰峰、织那、六盘水、红茂等煤层气目标区进入了开发序列。

5. 先导性开发试验建议

在有利目标区中选择先导性试验区需要遵循以下原则：目标区尚未进行过煤层气先导性试验；目标区已经进行过煤层气资源勘探评价工作具备进行先导性试验的条件；目标区具有较好的市场条件。通过对排序靠前的煤层气有利目标区的综合分析，目前晋城、阳泉、霍东、潞安、和顺-左权等目标区均位于山西省沁水盆地，已经存在多处先导性试验；大城和淮南目标区的煤层气资源勘探评价工作尚不能完全满足实施先导性试验的需要；排序第 8 的韩城目标区具备了相应基础条件，建议选择此目标区进行煤层气先导性试验。

韩城目标区是中国煤层气勘探活动开展较早的地区之一，从 20 世纪 80 年代中期开始，许多企业和研究机构对该地区的煤层气资源进行过勘探评价工作。通过大量的前期工作，初步明确了韩城目标区的煤层气地质特征、煤储层特征等地质参数，有的煤层气企业也已经获得了煤层气探明地质储量。此外，韩城目标区本地市场条件较好，完全可以满足煤层气销售的需要。大量的前期工作和良好的市场条件为韩城目标区进行煤层气先导性试验打下了坚实的基础。

6. 中国煤层气产业政策法律制定建议

6.1. 政府直接投资的支持措施

科研投入。中国储层条件复杂，开采难度大，煤层气抽采利用的技术支撑能力不足，从理论和技术方面都存在许多关键性难题。煤层气赋存形式、成藏过程与非均质性、煤层气高渗富集区控气因素等方面的基础理论研究还需要加强。除了基础理论研究外，还要重视对多分枝水平井、提高煤层气采收率等前沿技术的攻关。例如多分枝水平井技术适合中国很多地区煤层气储层条件，并且已经在试验中取得了良好的产能表现，但是由于需要利用国外的先进仪器设备使得钻井工程造价较高，难以为煤层气开发创造优于传统直井的经济效益，严重限制了多分枝水平井的应用。对此有必要加强对关键仪器设备的国产化研发，降低投资，推动多分枝水平井在中国的应用。国家应利用国家重大基础研究项目、国家五年攻关计划、自然科学基金重点项目，优先安排煤层气基础理论和关键技术研究课题，对制约中国煤层气发展的关键科学问题进行系统研究，加速中国煤层气产业形成和发展。

先导性试验投入。中国政府对煤层气先导性试验的投入已经产生积极效果，通过对煤层气地面开发全过程试验，获得了煤层气开发技术和管理的宝贵经验，为试验区煤层气大规模开发积累了资料，打下了基础。目前，政府支持的煤层气先导性试验区主要处在沁水盆地，由于各地区地质和地理条件的差异，限制了先导性试验的示范效果。因此，国家有必要在其他地质条件较好的有利区域加大煤层气勘探开发的投入，集中力量实现产量突破，进而带动本地区的煤层气大规模开发。

6.2. 健全煤层气相关法律法规

煤层气作为一个新矿种，在地质赋存条件和开发技术体系上既不同于煤炭，也不同于天然气，但由于它以煤炭为地质载体，同时又与天然气共用管道并且共享最终用户，使其与煤炭和天然气之间形成了既独立又依赖的独特关系。从发展产业的角度来说，煤层气特别需要一个协调一致的政策环境。此外，中国煤层气产业是一个新兴产业，针对它的法律法规体系尚不完善，随着煤层气产业的发展必然会出现无法可依的现象。鉴于煤层气和天然气的密切关系，政府可以制定一部针对煤层气和天然气，并且涵盖它们的整个产业链的法律，以引导煤层气产业健康发展。

6.3. 实施煤层气鼓励政策

由于技术、理论以及设备的不完善以及市场极不成熟，早期的煤层气产业建设应当首先以实现其在煤矿安全生产和温室气体减排上的社会效益为目标，作为能源利用上的经济效益应当是第二位的。煤层气企业要以经济效益来决定对煤层气开发的投入，中国煤层气开发产量低、投资回收期长的特点显然降低了煤层气企业的投资热情。政府有必要在煤层气开发早期制定优惠的产业政策，以平衡为全民共享的社会效益与具体企业回收其投资的经济效益之间的矛盾。

融资。煤层气产业发展必须要有可靠的融资体系作保障，除了直接投入外，政府需要为煤层气企业利用国内外的融资渠道提供支持。目前比较可行的融资渠道是国内贷款、具体项目融资、外商投资等。国内银行贷款成本低、周期快、灵活性强，但是与成熟的工业项目相比，煤层气项目在取得国内贷款方面不占优势；而且随着银行改革的深入，商业银行发放补贴贷款越来越受到限制。因此，国家需要提高政策性银行对煤层气产业的支持程度。项目融资在国际上相当流行，中国油气企业也经常采用项目融资这种方式。需要采用项目融资方式进行的项目规模庞大，一般由政府、企业、国内外银行、投资公司等联合融资建设。对于煤层气有利区域的重点项目，国家和地方政府需要积极协调相关融资各方建立合作机制、协助他们降低项目成本，引导他们能够集中力量完成项目。中国巨大的煤层气资源潜力和消费市场潜力是外商关注中国煤层气产业的基础，吸引外资必须提高煤层气开发实现经济效益的可能性。国家需要对外资关注的煤层气热点地区做好以下几个方面的配套，以高效引导外资利用：优惠税费政策；通讯、环保、交通、服务等基础设施建设；天然气管网建设；天然气储气工程；天然气利用工程建设。此外，适当降低合作者进入的门槛，拓宽合作范围（如井下瓦斯抽放），鼓励外方使用新技术（如水平井、定向井等），加大合作者的实物工作量的投入，相应减少签字费用、培训费和协助费；制定对外合作监管办法，健全并严格执行退出机制，对投资不足的合同及时终止执行。

税收和补贴。美国的煤层气产业政策之所以取得成功，关键在于以常规天然气为参照物，制定出更优惠的扶持政策，从而促进了煤层气产业的形成和快速发展。中国政府借鉴外国经验，已经出台了一系列优惠政策。从经济评价的结果看，减税和补贴在很大程度上提高了煤层气开发的经济性。经济效益对价格变化最为敏感，补贴对改善煤层气开发经济效益的作用最为明显。此外，煤层气开发减税的空间已经很小，补贴是政府进一步调控煤层气产业的最可行手段。从煤层气社

会效益评价的结果可以看出，每开发 1m^3 煤层气可在温室气体减排、煤矿安全生产、能源安全等三方面贡献 0.28 元的社会效益。建议国家据此实施差异性补贴，对峰峰、织那、六盘水、红茂等煤层气目标区的非发电用煤层气销售每 1m^3 补贴 0.28 元，促进这些边际目标区煤层气资源开发。

价格。从国外经验可以看出，价格政策对天然气产业的发展有着极大的影响。中国目前有许多城市居民仍然享受财政补贴，特别是煤矿区抽放的瓦斯作为职工福利，价格更低，这些不利于煤层气产业的发展。国家需要制定合理的天然气价格政策，地方政府有关部门应尽快放开天然气价格，保证煤层气与天然气、煤气、液化气在价格上的竞争能力，为煤层气产业创造良好的市场环境。

开展温室气体减排配额买卖安排。清洁发展机制（CDM）是 2005 年生效的《京都议定书》中规定的发达国家在境外实现部分减排承诺的一种履约机制。核心在于允许发达国家和发展中国家进行基于投资项目的“经证明的减排量（CERs）”的转让与获利。煤层气开发利用是实施清洁发展机制的重要领域，国家有必要加强对此机制的宣传服务工作，以为煤层气企业创造更多的获得资金和技术支持的机会。此外，国家有必要进一步严格环保法规，尽快建立甲烷排减基金，出台甲烷减排补贴政策和排放标准罚款制度，鼓励企业开发和利用煤层气。

6.4. 加强基础管网建设，实施管网准入制度

加强基础管网建设。通过对煤层气目标区市场需求的预测可以看出，煤层气本地需求难以满足大规模商业化开发的需要，通过管网外输是解决这一问题的主要途径。受到煤层气开发低经济效益的影响，煤层气企业自己建设长输管线，会加大煤层气开发的风险，降低企业开发煤层气的积极性。由于煤层气与天然气可以混输混用，两者具有共同的市场用户，并且煤层气资源分布与常规天然气资源的分布在地域上具有互补性，国家在规划天然气长输管线的建设时应充分考虑二者的可混输性及煤层气资源分布的地域特点，尽可能安排常规天然气长输管线靠近煤层气生产基地，并为未来区域煤层气管线并入预留足够容量，降低煤层气产业发展初期管线建设的投资。同样，煤层气长输管网建设应纳入国家基础建设规划，并有计划地投入适度的基本建设资金分期实施，逐步建成中国煤层气（天然气）长输管网。

实施管网准入制度。管网准入制度也称为第三方准入，是指第三方利用管网公司的运输能力和相关服务付费输送自己的煤层气的一种权利。管网包括天然气

长输管道和地方配送管网，对煤层气企业而言，需要利用的是天然气长输管道的运输能力。天然气长输管道运输实行第三方准入有着一定的条件：管道公司是独立的法人；拥有发达的市场，和富余的管道运输能力；有足够多的煤层气（天然气）生产商愿意使用这一条件，而不是自己建设管道；现有管道之间存在着实际连接的可能性。中国目前还不完全具备这样的条件，近期内难以强制实行第三方准入。随着煤层气和天然气行业的发展，在一条管道经过的线路上，将会有越来越多的生产商需要使用运输能力销售煤层气（天然气），所以作为过渡措施，可以考虑实行协商的第三方准入。由管道公司和托运人协商确定是否准入，政府需要要求运输商公布管道运输和相关服务的基本条件。在条件成熟时，实施第三方准入制度。

第 1 章 煤层气概述

作为一种非常规天然气资源，煤层气与天然气用途相同，但又具有与天然气截然不同的基础特征；作为一种产业，煤层气在能源安全、环境保护和煤矿生产安全等方面的作用受到了国家的关注，煤层气产业的形成正处于重要的历史机遇期。本章将对以上内容进行简要的阐述。

1.1. 煤层气的定义和基本特征

从矿产资源的角度讲，煤层气是以甲烷为主要成分的矿产，是在煤化作用过程中形成、储集在煤层及其临近岩层之中、可以利用开发技术将其从煤层中采出来并加以利用的非常规天然气。

对煤层气而言，煤层既是气源岩，又是储集岩。煤层具有一系列独特的物理、化学性质和特殊的岩石力学性质，因而使煤层气在贮气机理、孔渗性能、气井的产气机理和产量动态等方面与常规天然气有明显区别（详见表 1.1），表现出鲜明的特征。

1.2. 煤层气生成

1.2.1. 煤层气成因类型及形成机理

在从泥炭到不同变质程度煤的形成过程中，都有气体的生成。根据气体生成机理的不同，可以将煤层气的成因类型分为生物成因和热成因两类。生物成因气主要形成于煤化作用的未成熟期，而热成因气主要形成于煤化作用的成熟期和过成熟期[1~3]。

1.2.1.1. 生物成因气

生物成因气主要由甲烷组成，它是各种微生物的一系列复杂作用过程导致有机质发生降解作用而形成的。生物成因气又可以根据产生阶段的不同分为原生生物气和次生生物气。

（1）原生生物气

原生生物气是在煤化作用早期（R_0<0.5%），在较低的温度（一般低于50 ^{0}C）、煤层埋藏较浅（<400m）以及细菌的参与和作用等条件下，微生物对有机质发生分解作用而形成的以CH_4为主要成分的生物生成气。原生物生成气生成的具体途径和方式有两种，一种是由CO_2还原而成；另一种由甲基类发酵（一般为醋酸发酵）而成。生物气的形成应具备的主要条件是：缺氧环境、低硫酸盐浓度、低温、

丰富的有机质、高PH值、足够的空间。

表1.1 煤层气藏与常规天然气藏基本特征的对比

特征	煤层气	常规天然气
气藏类型	层状的沉积岩	局部圈闭
气源	自生	外源
储集层岩性	有机质高度富集的可燃有机岩，易受入井液、水泥等的伤害	几乎是100%的无机质岩石，不易受伤害
双重空隙结构	煤基质块中的孔隙是主要的孔隙，占总空隙体积的绝大部分；裂隙系统是天然裂隙，占总空隙体积的次要部分，它们基本上等间距分布，并使煤具有不连续性	主要发育于石灰岩、白云岩，页岩及砂岩中。天然裂隙（包括节理、裂隙、溶道、洞穴等）将粒间孔隙分割成一个个方块，裂隙是随机分布的
气体的贮存	气体的绝大部分被吸附在煤的内表面上，孔隙空间中很少或没有游离气	气体以游离态贮集在岩石的孔隙空间中
流动机理	在基质中的流动是由浓度梯度引起的扩散，然后由于压力梯度的作用在裂隙中引起渗滤	流动是由压力梯度引起的层流，并服从达西定律；在近井地带可出现紊流
产出机理	解吸-扩散-渗流	在气体自身的压力梯度作用下流动
气井生产状况	气产量随时间而增加，直至达最大值，然后下降。起初主要产水，气水值随时间而增大	气产量开始最大，然后随时间而降低。起初，很少或者没有水产出，但气水值随时间而减少
机械性能	由于煤具有脆性和裂隙较发育，因而是一种较弱的岩石，这使钻井的稳定性较差，并影响水力压裂的效果。在一定条件下，可采用特殊的洞穴完井技术。杨氏模量在700MPa范围内	岩石较坚硬，通常钻井的稳定性不成问题。杨氏模量在7000MPa范围内
储层性质	易被压缩，孔隙体积压缩系数在0.01MPa^{-1}范围内，因而孔隙度、渗透性对应力较敏感，在生产期间有明显的变化	压缩性很小，孔隙体积压缩系数在$10^{-4}MPa^{-1}$范围内，孔隙度、渗透性在生产期间的变化不明显

来源：张新民，2002.

（2）次生生物气

Rice（1981）和 Scott（1994）等人认为在地壳变动中，煤层被抬升，活跃的地下水系统和大气淡水形成了微生物活动的有利环境，在相对较低的温度下，微生物降解和代谢煤层中已经形成的湿气、甲烷和其他有机化合物，生成次生物成因气（主要是 CO_2 和 CH_4）。次生物成因气的地球化学组成与原生生物成因煤

层气相似，主要差别在于煤岩的热演化阶段。在次生生物气的形成阶段，R_0 值范围很宽，一般为 0.30%~1.50%，且煤层一般被抬升到浅部。次生生物气生成和储存的条件是：煤层埋藏并煤化到褐煤或较高煤级、区域隆起或抬升、适宜的渗透性、盆地边缘有流水回灌到煤层中、有细菌运移到煤层中、有高储层压力和圈闭条件。

1.2.1.2. 热成因气

随着煤变质程度不断加深，煤层由低阶向高阶演化。当煤化进入长焰煤阶段（R_0<0.5%），就开始了热生气阶段。随着煤化作用的不断加深，二氧化碳和水不断消耗，煤层生气量不断增加，一直到无烟煤Ⅱ、Ⅲ号阶段（即R_0<6.00%）为止。根据生成阶段的不同，热成因气又可具体划分为热降解气和热裂解气。

（1）热降解气

热降解生气阶段主要发生在煤化作用的长焰煤到瘦煤阶段（即R_0为0.5%~1.9%）。这一阶段发生的化学反应主要是在热力作用下（<250^{0}C）生成大量烃类物质，并且以生气为主，生油为辅。气态烃组成仍然以甲烷为主，同时重烃含量也逐渐增加。

（2）热裂解气

热裂解生气阶段主要发生在煤化作用的瘦煤到无烟煤初期阶段（即R_0>1.9%）。在高温条件下（>250^{0}C），残余的干酪根、液态烃和部分重烃发生裂解生气。这一阶段所生成的气体以甲烷为主，是重烃含气量较低的干气。

1.2.2. 煤层气组分及影响因素

1.2.2.1. 煤层气组分

煤层气主要由CH_4组成，还包括C_2H_6、C_3H_8、C_4H_{10} 等及部分CO、CO_2、N_2、H_2、H_2S等。根据Scott于1995年对美国1380口煤层气生产井气体成分的统计结果表明，煤层气的主要成分为：$CH_4$93%、$CO_2$3%[3]。

1.2.2.2. 煤层气组分影响因素

虽然煤层气的主要成分是甲烷，但是在不同盆地、不同煤级的储层、不同煤层气井之间，煤层气的组成经常会出现较大的差异。这是因为煤层气的形成是长期的煤化作用的结果，其形成时间比较长，且形成环境复杂特殊，其组分受到多种因素的影响。煤层气成分的主控因素包括：煤的显微组成、煤层气的成因类型、煤层气自身的解吸-扩散-运移、储层压力、煤阶、水文地质条件。

1.3. 煤层气藏及形成条件

1.3.1. 煤层气成藏的含义

煤层气藏是指在地层压力作用下保有一定数量气体的同一含煤地层的煤岩体，并具有独立的构造形态。它是在煤层热演化作用过程中形成的，而在后期构造运动中未被完全破坏，呈层状存在的气体。煤层气藏是进行煤层气勘探和开发的基本地质单元[1~3]。

煤层气以煤层为储集层，气源由煤层自身生成，主要以吸附态存在，它不像常规油气藏那样遵循重力分异原理。常规气藏在运移、聚集过程中，油、气、水不断分异，不论何种圈闭、何种形态，一般都聚集在位于储层相对较高处的由高气势面封闭构成的低气势区内；而煤层气则不必受由高气势面构成的三维封闭的低气势而形成的圈闭控制，只要有较好的盖层条件，能够维持相当的地层压力，使煤层能“吸附住”一定的气体，无论在储层（即煤层）的构造高部位还是低部位，都能形成气藏。

1.3.2. 煤层气藏形成条件

煤层气藏的形成条件包括储集和保存两个方面的条件。储集条件主要受煤层厚度和煤变质程度影响，而保存条件主要受盖层和地质构造作用的影响。另外，由于煤层的埋藏深度对煤层气成分、储层压力、煤储层的渗透性有重要影响，因而也是控制煤层气藏的一个重要因素[2]。

（1）煤层厚度

一定厚度的煤层是煤层气藏形成的基础，煤层越厚对煤层气藏形成越有利。

（2）煤变质程度

煤层的生气量和储气能力都受煤变质程度的控制，所以煤变质程度对煤层气藏的形成具有重要作用。其表现主要有两个方面：

①煤变质程度太低，不利于煤层气藏的形成

对于褐煤，由于处于生物化学生气阶段，热解气即将开始生成，煤层的含气量不高。同时，由于褐煤煤层透气性能良好，致使煤层气容易逸散。因此，褐煤不利于形成有价值的煤层气藏。但是，当煤层埋藏较深，厚度很大时，或者有良好的盖层时，褐煤也可以形成煤层气藏。

②煤变质程度太高，煤层已失去储气能力，不能形成煤层气藏

对于超高变质的超无烟煤，孔隙度很低，储气能力十分有限，不利于煤层气

藏的形成。

（3）煤层埋藏深度

煤层的埋藏深度是压力的主要来源，随着埋藏深度的增加，压力不断增大，煤层对甲烷的吸附能力也随之提高。具体表现为煤层含气量随着埋藏深度的增加而有规律的增长。此外，如果地质构造条件发生变化，使得煤层发生升降，就会改变压力，从而影响煤层气藏的保存。

（4）封盖条件

对于煤层气藏，气体主要以吸附态存在，气藏压力也比较低，因而它对盖层的要求不如天然气藏那样严格。良好的封盖条件对煤层气藏的形成仍然是一个重要条件，它能将不同煤系地层分隔成各自独立的系统，使吸附在煤层中的烃类气体以吸附状态较长时间地保存在煤层中，减少溶解气和游离气的散失。

（5）水文地质条件

封闭的水动力系统和水动力受阻形成的高压是煤层气吸附和富集的有利条件。如果封闭的水动力系统被打破，将破坏煤层的压力平衡，使得吸附气减少，溶解气和游离气发生散失。

1.3.3. 煤层气藏类型

目前，煤层气藏的类型划分尚未形成统一认识，主要为王红岩等提出的 8 种煤层气藏类型（见表 1.2）和赵庆波等提出的 4 种煤层气藏类型（见 3.3.1）[2]。

1.4. 煤层气的开发和利用

1.4.1. 煤层气开发

1.4.1.1. 煤层气开发方式

最常见的煤层气开发方式主要有两种，即：井下瓦斯抽放和地面钻井开采。

（1）井下抽放煤层气

井下抽放煤层气是从煤矿井下采掘巷道中打钻孔，在地面通过气泵来抽取煤层中的煤层气。这种开发方式的煤层气产量较小，甲烷浓度不高（20%~50%），而且容易受到煤矿采掘生产的影响，所以它多以煤矿安全生产为目的，煤层气的利用率较低。

（2）地面钻井开采煤层气

地面钻井开采煤层气是从地面钻井进入未开采煤层，通过排水降压解吸出煤层中的煤层气，再通过井筒流动到地面。这种开采方式的产气量大、产气时间长，

甲烷含量高（大于 90%），可以支撑大规模的商业化利用。这种开采方式使得人们看到煤层气可以通过井孔排采到地面，像常规天然气一样加以利用，从而真正把煤层气当作一种矿产看待，并被列入具有重要经济价值的矿产资源行列。为了保证煤层气的可采性，并且获得一定的经济效益，这种开发方式对煤层气资源量、煤层地质构造、含气量、渗透率、地理环境等都有较高的要求。

表 1.2 常见煤层气藏类型、特点及实例

类　型	特　点	实　例
水压单斜型煤层气藏	位于大型沉积盆地的边缘、构造稳定、断裂不发育，煤层分布稳定、范围广泛，煤层埋深<2,000m	鄂尔多斯盆地、沁水盆地
水压向斜型煤层气藏	位于老的中小型含煤盆地内，煤层最大埋深<2,500m，煤层分布广泛而稳定，断裂和构造活动相对不发育	圣胡安盆地（美国）、平顶山向斜煤盆地
气压向斜煤层气藏	位于年轻的小型－中型沉积盆地,煤层埋藏在 4,500m 以下、超压，构造相对稳定、断裂相对不发育，煤层分布广泛而稳定、低渗透、低产	开平向斜
断块型煤层气藏	位于中小型含煤盆地，煤层埋藏浅，一般<2,000m，断裂发育，构造活动强烈，水文地质相对简单	两淮、渭北、豫西
背斜型煤层气藏	一般位于中小型含煤盆地内，构造断裂中等，水文地质条件简单	湖南白沙矿梅田井田
地层-岩性型煤层气藏	位于中－小型含煤盆地中，以陆相含煤盆地最为发育，煤层分布范围小，不稳定，煤层埋藏深度<2,000m	准格尔、吐哈
岩体刺窜型煤层气藏	位于有岩浆侵入的各种类型煤盆地中，构造中等－复杂，断裂发育	东北的铁法煤田
复合类型富集区	存在于各种类型的煤盆地	

来源：王红岩等，2005.

1.4.1.2. 煤层气生产的特点

煤层气以游离状态、吸附状态和溶解状态三种形式赋存于煤层中，而其中以吸附态为主。要获得商业产量，首先必须使甲烷从煤的表面解吸，然后通过煤的基质和微孔隙进行扩散，最后在割理和裂缝中渗流达到井底。这就使得煤层气的产出存在三个连续的阶段：第一阶段，只产出水，降低井底压力；第二个阶段，随着压力进一步降低，有一定数量的甲烷从煤的表面解吸出来，形成孤立的气泡，出现非饱和单相流，气相不能流动，但阻碍水的流动，水的相对渗透率下降；第

三阶段，储层压力进一步下降，气量增加，形成连续的气相流动，出现气液两相流。煤层气的这种产出特点使得煤层气生产有别于常规油气生产：必须最大限度地降低井底压力；生产前一般需要先排水，需要进行气、水地面分离；由于地层压力较低，产出的煤层气需要压缩到输送压力；产出的水要进行处理；气井产量一般较低，但稳产周期相对较长。

1.4.1.3. 煤层气生产中的废水处理

煤层气在采出过程中伴随有大量的水产出。产出水一般具有高矿化度，含有大量的悬浮物，如果不对其进行处理，则会造成一定的环境问题。在采出水经过曝气池曝气沉淀除去煤渣、降低铁和有机物的含量后，再取清液通过除盐装置（反渗析膜、电渗析膜、蒸发池或离子交换法）处理达标后，按以下三种方法来处理：地面排放（将煤层气采出水直接排入附近河流或用于农田灌溉）、地面蒸发（利用地面蒸发池来处理煤层产出水）、回注地下（将煤层气采出水用注水井重新回注地下）。在干旱地区，煤层气采出水处理达标后可以用于农田灌溉；其他地区可地面排放或回注。

1.4.2. 煤层气利用

和常规天然气一样，煤层气也是燃烧值高而且洁净的燃料气，不仅可以用作燃料，也可以作为化工原料。

（1）民用燃料

煤层气的大规模利用，一直是以民用作为首要的市场目标。由于煤层气热值高且热值容易调整，不需要净化处理装置，不腐蚀、不堵塞输气设备，所以很适合作为民用燃料。

（2）工业燃料

煤层气作为工业燃料主要用于发电厂、加工厂和汽车工业。利用煤层气发电是煤层气的一个非常重要的用途，在世界范围内发展较快。不同型号的煤层气发电设备可以利用不同浓度的煤层气。

煤层气也可以用于加工玻璃和冶炼，替代煤炭，不仅热值高，而且有利于改善加工厂内部和周边环境，提高产品质量。

利用天然气作为燃料替代汽油的汽车已经在部分城市中普及，但是天然气供不应求的矛盾已经日益凸现。用煤层气代替部分天然气是一个重要的趋势，目前已经有一些煤矿和城市利用井下抽采的煤层气作为汽车燃料，取得了较好的经济

效益和社会效益。

（3）化工原料

煤层气中的甲烷是重要的化工原料，经过加工可以将甲烷加工成各种化工产品，如甲醇、甲醛、甲胺、合成氨和碳黑等，其中最有市场前景的产品是合成氨、合成醇或其他烃类。

1.5. 中国煤层气资源开发利用的机遇

中国具有丰富的煤层气资源，开发前景十分广阔。根据油气资源评价结果，中国埋深 2000 米以浅的煤层气地质资源量约 $35\times10^{12}m^3$。中国煤层气作为一种资源的勘探开发和利用历史较短，以煤层气作为目标的勘探活动远不如煤炭和天然气，煤层气开发生产也刚刚进入小规模商业化阶段，而美国 2004 年的煤层气产量已经达到 $500\times10^{8}m^3$。可以说，中国煤层气资源开发利用正在经历一个前所未有的机遇期。

（1）中国煤层气具有可靠的资源基础

中国煤层气资源量巨大，居世界第三。随着针对煤层气资源的勘探开发力度不断增大，中国煤层气的探明储量逐步增加，截至 2005 年 10 月份，中国国家储委已经审查批准了 4 个区块面积 $575.95km^2$，资源量为 $1023.08\times10^{8}m^3$ 的煤层气探明储量。从探明储量占煤层气资源量的比例可以看出，中国煤层气资源探明率较低，未来探明储量的增长空间巨大。根据煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划，2010 年中国煤层气探明储量将达到 $3000\times10^{8}m^3$，这将为中国煤层气开发利用提供可靠的资源保证。

（2）优质能源的市场需求旺盛

随着国民经济的快速发展，能源消费中对优质能源的需求大幅度增长，常规天然气的供需矛盾明显凸现出来。中国政府已经制定天然气利用政策，通过建立天然气利用次序，以保证供求关系协调。和天然气一样，煤层气是一种以甲烷为主要成分的洁净能源，可以作为常规天然气的重要战略补充。据预测，到 2010 年中国天然气供应缺口将达到 $80\times10^{8}m^3$[13~14]，根据煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划，届时仅中国地面开发煤层气的产量就将达到 $50\times10^{8}m^3$，这将有效的缓解常规天然气的供需矛盾。

（3）地面钻采和井下抽采煤层气是煤矿安全生产的需要

煤矿瓦斯爆炸是中国煤矿安全事故最主要的原因。根据国外经验，开发利用

煤层气是让煤层气变害为利，从根本上改善煤矿安全生产条件，遏止煤矿事故的主要手段。中国政府对煤矿生产安全高度重视，规定在高瓦斯含量地区进行煤炭开采，必须通过地面和井下抽采相结合的方式，将煤层瓦斯压力降到 0.74 兆帕以下，各项指标达到煤层无突出危险后方可生产。可以看出，开发利用煤层气资源对避免煤矿安全事故具有重要意义。

（4）节能减排的压力将推动煤层气开发利用

中国“十一五”规划纲要提出 2006~2010 年期间单位 GDP 能耗降低 20%左右、主要污染物排放总量减少 10%的约束性指标，其中，2006 年要达到单位国内生产总值能耗降低 4%左右、主要污染物排放总量减少 2%的目标。但是，根据统计，2006 年中国单位 GDP 能耗仅下降 1.2%，而化学需氧量和二氧化硫排放量仍在增长[15]，可以看到，中国目前的节能减排形式相当严峻。能源消费不合理是节能减排的阻力之一，中国目前以煤炭为主体的能源消费格局，使得能源利用效率难以达到较高水平，污染物的排放难以减少。煤层气是一种高热值的优质能源，同时煤层气中的甲烷也是仅次于二氧化碳的主要温室气体之一，加强煤层气的开发利用不仅可以发挥煤层气高效、清洁的特点，也可以大幅度减少温室气体排放。

（5）中国煤层气开发利用的政策环境趋好

随着中国煤层气活动的逐步开展，煤层气经营的法律、政策环境不断改善，中国政府先后建立了中国煤层气矿权管理、对外合作、财税等法律法规体系，指导和规范了煤层气的早期发展。近年来，随着煤层气勘探开发规模的扩大，新的问题又凸显出来，如煤层气与煤炭是共生的矿产资源，其矿业权容易出现重叠，造成采煤、采气不协调的局面；煤层气开发前期投入大，但煤层气产量较低，造成投资回收期长，不利于调动企业的积极性，这些是制约煤层气开发利用的关键问题。中国财政部和国土资源部于 2007 年分别发布《财政部关于煤层气（瓦斯）开发利用补贴的实施意见》和《关于加强煤炭和煤层气资源综合勘查开采管理的通知》，明确了中国煤层气矿权确定和销售补贴办法，这为中国煤层气开发利用创造了有利的政策环境。

把握机遇，发展中国煤层气产业需要借鉴国外主要煤层气生产国的产业发展经验，进行煤层气技术工艺评估，并通过对中国煤层气资源的地质选区和经济评价获得可供政府制定政策和企业投资决策的参考依据。

参考文献

[1] 宋岩,张新民等.煤层气成藏机制及经济开发理论基础.北京:科学出版社,2005.

[2] 王红岩,赵洪林,赵庆波等.煤层气富集成藏规律.北京:石油工业出版社,2005.3.

[3] 张新民,庄军,张遂安等.中国煤层气地质与资源评价.北京:科学出版社,2002,12.

[4] 戴金星等.中国天然气地质学[M].北京:石油工业出版社,1996.

[5] 孙茂远,黄盛初等.煤层气开发利用手册.北京:煤炭工业出版社,1998.

[6] 孙万禄.中国煤层气盆地.北京:地质出版社,2005.7.

[7] 秦勇.煤层甲烷储层评价及生产技术.北京:中国矿业大学出版社,1996.

[8] 苏现波.煤层气地质学与勘探开发.北京:科学出版社,2001.

[9] 秦勇. 国外煤层气成因与储层物性研究进展与分析[J].地学前缘,2005,(3).

[10] 陶明信.煤层气地球化学研究现状与发展趋势[J].自然科学进展,2005,(6).

[11] 朱志敏,杨春,沈冰等.煤层气及煤层气系统的概念和特征[J].新疆石油地质,2006,(6).

[12] 张小军,陶明信,王万春等.生物成因煤层气的生成及其资源意义[J].矿物岩石地球化学通报,2004,(2).

[13] 崔民选.2007 中国能源发展报告[M].北京:社会科学文献出版社,2007.

[14] 国家发改委.能源发展“十一五”规划[EB/OL]. http://www.sdpc.gov.cn/zjgx/P020070410516458967992.pdf/2007-04.

[15] 张晓松,赵晓辉,李兴文.节能减排形势严峻 中国不改十一五目标[EB/OL]. http://finance.sina.com.cn/g/20070304/23153374672.shtml/2007-03-04.

第 2 章 世界煤层气资源开发及经验

20 世纪 80 年代初，美国成功实现了地面开采煤层气，宣告了世界煤层气工业的开始。从此拥有丰富煤层气资源的国家都逐步认识到煤层气可以作为一种清洁能源加以开发利用。继美国之后，加拿大、澳大利亚、英国等国家也开始发展自己的煤层气产业，其中加拿大和澳大利亚已经实现煤层气的规模化开发利用。分析和总结它们在煤层气产业发展中的经验和教训将会为发展中国煤层气产业提供有益参考。

2.1. 世界煤层气资源概况

目前，世界上有 74 个国家富存煤层气资源，根据国际能源机构（IEA）估计，全世界煤层气资源量可达 $260\times10^{12}m^3$，其中俄罗斯、加拿大、中国、美国和澳大利亚等国的煤层气资源量均超过 $10\times10^{12}m^3$。主要产煤国的煤层气资源见表 2.1。

表 2.1 世界主要产煤国的煤层气资源

国家	煤层气资源量/（$10^{12}m^3$）		国家	煤层气资源量/（$10^{12}m^3$）
俄罗斯	17~113		波兰	3
加拿大	6~76		英国	2
中国	31.46		乌克兰	2
美国	21.19		哈萨克斯坦	1.1
澳大利亚	8~14		印度	0.8
德国	3		南非	0.8

来源：中联煤层气有限责任公司，2003；GTI.

2.2. 主要煤层气资源国资源概况

美国是世界上最早进行煤层气开采的国家，其煤层气工业起步于 20 世纪 70 年代，并于上世纪 80 年代初在黑勇士盆地成功实现了煤层气商业开采。美国成功地进行煤层气商业开发之后，世界各国逐渐认识到煤层气是一种宝贵的资源，加拿大、澳大利亚、中国、英国、俄罗斯、印度等一批煤层气资源丰富的国家纷纷开展煤层气勘探开发工作，并取得了不同程度的进展。

2.2.1. 欧盟国家煤层气资源

2.2.1.1. 英国煤层气资源

英国煤炭资源比较丰富，勘探程度较高。英国煤炭总可采储量为 25×10^8t，

占世界总储量的 0.2%。英国根据石炭纪煤田分布，分南区、中区、北区和苏格兰区[9]，煤层气总资源量为 $2\times10^{12}m^3$。南部地区的主要煤田是南威尔士煤田，含有的煤层较多，但煤田受断层和褶皱干扰大。中部地区的主要煤田是约克郡-诺丁汉郡盆地，主要是烟煤，矿区构造相对简单。北部地区以达勒姆盆地为主[10]。苏格兰地区 2.0 煤层主要是高挥发烟煤，包含有约 $0.560\times10^{12}m^3$ 的煤层气，区内断层较多[11]。

2.2.1.2. 德国煤层气资源

德国煤炭资源主要分布在西部的鲁尔、萨尔地区、亚琛与伊本比伦，这 4 个煤田的煤层气平均含量为 $10m^3/t$~$24m^3/t$（最高达 $60m^3/t$），煤层气资源总量为 $3\times10^{12}m^3$。

2.2.1.3. 法国煤层气资源

法国煤层气资源主要分布在 Lorraine 盆地、Alea 盆地以及 Limagne 盆地[11]。

2.2.1.4. 其他欧盟国家煤层气资源

波兰是世界第四大硬煤产地。波兰的下西里西亚、上西里西亚和芦布林盆地富含煤层气[7]，其资源量约为 $3\times10^{12}m^3$，主要集中在上西里西亚盆地[10]。

比利时煤层气储量较少，南部的 Campine 盆地为其煤层气的主要产地。区间内断层分布较多，为排水采气和钻井造成一定的困难。

2.2.2. 加拿大煤层气资源

加拿大煤层气开发起步于 20 世纪 80 年代，多年来政府一直非常支持煤层气工业的发展。加拿大煤层气资源总量约为 6×10^{12}~$76\times10^{12}m^3$，主要分布在加拿大西部的沉积盆地中。盆地属于落基山前陆盆地的一部分，地理上主要位于阿尔伯达省，少量位于不列颠哥伦比亚省。盆地面积达到 $13\times10^4km^2$，含煤炭在 $1\times10^{12}t$ 以上，煤层厚度最大达到 10m。盆地最西部由于埋藏深度大，煤变质程度最大，镜煤反射率达到 2.0%，盆地东部变质程度低。煤级从褐煤到高变质烟煤。阿尔伯达平原和丘陵地区蕴含的煤层气估计为 $2.82\times10^{12}m^3$~$15.6\times10^{12}m^3$，主要集中在四个含煤地带。其中位于平原地区的阿德莱煤层（Ardley Coal Zone）尚处于生产试验阶段，勘探开发活动主要集中在 Pembina area；位于阿尔伯达中南部地区的马蹄谷组（Horseshoe Canyon Formation coals）是第一个实现了规模化商业生产的地区；BellyRiver Group 虽然与马蹄谷组在地理位置和煤质上相近，但是该地区的资源潜力并不明确；位于较深层的曼恩维尔群（Mannville Coals）是阿尔

伯达地区煤层气含量最高的地区，但是相对于其他三个煤层来讲，埋藏较深，渗透率较低[1~5]。

2.2.2.1. 马蹄谷组

马蹄谷组（Horseshoe Canyon Formation）煤层气高产走廊区位于卡尔加里和埃德蒙顿之间，东西长100km，南北长300km，煤层气资源量超过$2\times10^{12}m^3$。马蹄谷组包含三个主要的含煤带，最下部的Drumheller Coal Zone，the Daly-Weaver Coal Zone，以及最上部的Carbon-Thompaon Coal Zone。马蹄谷组煤为上白垩统，呈紫色；煤层埋藏浅，200m~700m，煤层多达30层，累计厚度30m，单层厚度0.1m~3.0m。Drumheller Coal Zone是马蹄谷组净煤厚度最大的含煤带，局部厚度最大为18m，煤层平均厚度为8m。马蹄谷组煤阶从浅层的褐煤B到中部平原地区大部分煤层的煤阶为高挥发性C烟煤，煤阶西向和北向逐渐增加，可达到高挥发性B烟煤。马蹄谷组含气量为$1m^3/t$ ~5 m^3/t，随着煤阶的增加，含气量逐渐增高。煤镜反射率为0.4%~1.5%；煤层气资源丰度为$1.5\times10^8m^3/km^2$。

由于马蹄谷煤层组不产水，不需排采，深度适中，成本较低，它是目前加拿大煤层气开发最活跃的目的层。马蹄谷组单井产量一般在$2260m^3/d$~$4000m^3/d$，平均$2830m^3/d$，在高产走廊区，平均单井产量$3500m^3/d$，中部地区产量最高，达到$1.2\times10^4m^3/d$~$1.5\times10^4m^3/d$。

2.2.2.2. 曼恩维尔组

曼恩维尔组(Mannville Formation)为下白垩统地层，包含几个重要煤层，区域上分为上、中、下三段，其中上段包含阿尔伯达平原地区2~4个亚含煤带，资源量最大约$9.06\times10^{12}m^3$。曼恩维尔组的埋藏深度一般大于800m，仅在阿尔伯达省的北部地区临近地表；煤阶从Firebag 地区的褐煤到平原地区埋藏2000m以浅的高挥发性烟煤；煤层最厚部分位于Red Deer 地区，为6m~12m。在深层盆地以及向西的丘陵地区，净煤层厚度可以超过16m，但一般为2m~6m之间。Forebag Coal Zone的煤层薄且浅，净煤层厚度在短距离内可由1m增加到11m；曼恩维尔组的含气量较位于浅地层的阿德莱煤层（Ardley Coal Zone）高，从平原地区的小于$3m^3/t$到丘陵地区的$20m^3/t$，变化显著。例如，西北平原地区800m~1000m内的煤层含气量为$4m^3/t$~$8m^3/t$，平原中部1000m~1400m范围内煤层含气量为$8m^3/t$~$10m^3/t$，而省内西部边缘地区低煤阶浅煤层部分含气量有显著降低；实验结果表明曼恩维尔组煤层渗透率较低，在中部平原地区，渗透率仅为

$0.1\times10^{-3}\mu m^2$~$0.2\times10^{-3}\mu m^2$，平原东部地区渗透率稍有上升$1\times10^{-3}\mu m^2$~$4\times10^{-3}\mu m^2$，东北部平原地区的渗透率甚至比中部还要低（$<0.1\times10^{-3}\mu m^2$）。但是近期的实验表明，在中部平原地区距离原试验地点500m处的渗透率可达到$1\times10^{-3}\mu m^2$~$3\times10^{-3}\mu m^2$，这充分说明了曼恩维尔组煤层渗透率在阿尔伯达省内有较大的变化。曼恩维尔组目前已经有几个先导性开发试验项目，煤层气开发在初始阶段产生大量的咸水，但是随着生产时间的推移（几个月）产气量明显上升。

2.2.2.3. 阿德莱煤层

阿德莱煤层（Ardley Formation）位于Scollard 组，它包含四个独立煤层（每个煤层形成一个亚含煤带），所有的这四个煤层都处于阿尔伯达平原地区的西部和中部，且四个煤层横向连续。阿德莱煤层的平均厚度从出露处的14m到平原西部边远地区的超过200m，煤层的数量也从出露的4个增加到最西部的18个；阿德莱煤层的煤阶从出露处的褐煤到最深部分的高挥发性B烟煤；该煤层大部分的镜质反射率为0.5%~0.65%（高挥发性C烟煤级）；阿德莱煤层的净煤厚度最大可达到20m，这是西加拿大平原地区最厚的煤层。目前，阿德莱煤层产量主要分布在$0.4\times10^3m^3/d$ ~$2.8\times10^3m^3/d$，平均为$1.0\times10^3m^3/d$。

2.2.3. 澳大利亚煤层气资源

澳大利亚煤炭可采储量为 399×10^8t，平均甲烷含量为 $0.8m^3/t$~$16.8m^3/t$。煤层埋深普遍小于 1000m，渗透率多分布在 $1\times10^{-3}\mu m^2$~$10\times10^{-3}\mu m^2$。澳大利亚煤层气资源量为 $8\times10^{12}m^3$~$14\times10^{12}m^3$，是世界上除美国之外煤层气开发最活跃的国家。澳大利亚煤层气勘探开发活动主要集中在东部的几个二叠纪-三叠纪含煤盆地，包括悉尼、冈尼达、博恩、加利利盆地[1, 2, 6, 7]。

2.2.3.1. 悉尼盆地

悉尼盆地位于澳大利亚新南威尔士州，是一个二叠纪弧后盆地。盆地的煤层包括上二叠统Illawarra 煤系和下二叠系Greta 煤系。这套层系的总厚度从北部的85m减至南部的9m，平均为30m。其中，Greta 煤系沿盆地北缘分布，延伸190km，厚度约15m，向盆地中心减薄到不足3m。悉尼盆地含煤面积为$4.9\times10^4km^2$，盆地内埋深小于1800m的烟煤储量约$1.2\times10^{12}t$，其中约50%的煤分布于900m深度以上，估计煤层气资源量为$3.68\times10^{12}m^3$ ；悉尼盆地煤层含气量最高可达$18m^3/t$，但在盆地内变化较大。煤层多为高至低挥发煤系，R_0为0.7%~1.9%，以褐煤为主；煤层渗透率较低，为$0.05\times10^{-3}\mu m^2$~$5\times10^{-3}\mu m^2$变化不等。含煤孔隙度随着煤组分

和煤阶的上升而降低，直径从>50nm(macro-pores)到<2nm(micro-pores)。

2.2.3.2. 冈尼达盆地

冈尼达盆地位于新威尔士州南部，在悉尼盆地以北博恩盆地以南延伸约1500km，构成澳大利亚东部前陆盆地的中心部分。盆地二叠系地层含煤量超过5000×10^8t，其中280×10^8t具有开采潜力。煤阶属于高挥发性烟煤，镜质体反射率在0.56%~1.1%之间；冈尼达盆地目前有两个主要的含煤目的层：早二叠系的Leard and Maules Creek Formations和晚二叠系的Black Jack Group。在冈尼达盆地北部早二叠系部分，煤层饱和且渗透率较高，煤层含气量高，平均洁净煤含气量为14.8m^3/t，干燥无灰煤含气量为16.9m^3/t。在冈尼达盆地南部的ACMY，Black Jack Group平均洁净煤含气量为8.9m^3/t，干燥无灰煤含气量为15.4m^3/t。

2.2.3.3. 博恩盆地

博恩盆地位于昆士兰州东部，主体二叠系煤层包括 Reids Dome、Collinsville、Moranbah 和 Rangal 层；博恩盆地的煤层气资源量很大，估计为 $4\times10^{12}m^3$，目前已探明储量超过 $283.2\times10^8m^3$ ；在博恩盆地，被 Surat 盆地叠覆的地区煤层埋深较大，大都超过 2200m，仅在 Taroom 槽地的东缘和西缘地区埋藏较浅；盆地中的煤阶向东逐渐上升，可达半无烟-无烟煤，平均含气量为 10m^3/t。煤层气开采的主要障碍是煤层渗透率低、局部地区的煤层富含 CO_2。

2.2.3.4. 加利利盆地

加利利盆地位于昆士兰州中部，是一个克拉通内断盆地，面积 $23.4\times10^4km^2$。煤层主要分布在早二叠系 Aramac 煤系和晚二叠系 Betts Creek 组地层中。Aramac 煤层主要分布在盆地东部的部分地区，煤层总厚度达 54m，形成于河沼环境；etts Creek 组在盆地中的分布更广泛，煤层沉积于大型进积三角洲或冲积扇环境，单层厚度 1.5m~9m。加利利盆地煤层埋藏较浅，整个东部约 4800km^2 的地区煤层深度均在有利的煤层气钻探范围内。但煤层含气量比较低，平均为 2.6m^3/t（钻井测量结果），局部地区可达 4m^3/t。煤层的煤阶较低，为高挥发烟煤；渗透率变化较大，为$<0.1\times10^{-3}\mu m^2$~$200\times10^{-3}\mu m^2$。

2.2.4. 美国煤层气资源

美国煤层气资源分布广泛，GTI（2000 年）最新估算全美煤层气资源量为$21.19\times10^{12}m^3$。美国煤层气主要集中在西部的落基山脉中-新生代含煤盆地中，包括拉顿盆地、圣胡安盆地、粉河盆地、尤因塔盆地等，其煤层气资源量占美国煤

层气资源总量的 80%以上。其余的主要分布于东部的阿巴拉契亚含煤盆地（北阿巴拉契亚、中阿巴拉契亚、黑勇士等盆地）和中部的石炭纪含煤盆地（伊利诺斯、阿科马、佛瑞特等盆地）中。目前已有 15 个含煤盆地进行煤层气商业开发，已经形成产量规模的盆地有 6 个，即黑勇士、圣胡安、粉河、尤因塔、拉顿和中阿巴拉契亚等盆地[1, 2, 8]。美国主要煤层气盆地特征见表 2.2。

表 2.2 美国主要煤层气盆地的特征

盆地/特征	Black Warrior	San Juan	Powder River	Raton
区域	AL,MS	NM,CO	WY,MT	NM,CO
深度 m ft	 1200 4000	 1980 6500	 750 2500	 1200 4000
煤层气厚度 m ft	 6~9 20~30	 2.4~4.6 8~15	 1~30 3~100	 0.5~2 2~5
渗透率 $\times10^{-3}\mu m^2$	<30	<50	<1D	<10
估计资源量 $\times10^{12}m^3$	0.57	2.38	1.1	0.28
估计可采储量 $\times10^{8}m^3$	1231.05	3273.46	2640.11	988.52
含气量 m^3/t scf/t	 1.0 350	 13.4 430	 0.9 30	 9.0 300

来源：GTI Canada, MGV Energy Inc, Geological Survey of Canada.

2.2.4.1. 黑勇士盆地

黑勇士盆地是一个晚古生代前陆盆地，位于Appalachian and Ouachita 造山带的交汇处，含煤面积$1.55\times10^{4}km^2$；煤层气资源量约$0.57\times10^{12}m^3$，其中约$0.28\times10^{12}m^3$为可采储量，其中具有经济价值的煤层气资源主要位于早宾夕法尼亚系（Early Pennsylvanian age）的波特茨维尔地层（Pottsville Formation），地层埋藏深度由北到南为600m~1400m。黑勇士盆地煤层单层最大厚度为2.4m，单井最大总煤层厚度为7.6m。煤阶分地域而不同，盆地南部为高挥发性烟煤，到盆地东南边缘为低挥发性烟煤，盆地中东部的煤阶最高，镜质体反射率约为0.7%。黑勇士盆地煤层渗透率为$0.1\times10^{-3}\mu m^2$~$20\times10^{-3}\mu m^2$，一般为$1\times10^{-3}\mu m^2$~$5\times10^{-3}\mu m^2$，含气量一般为$20m^3/t$。

2.2.4.2. 圣胡安盆地

圣胡安盆地位于美国新墨西哥州北部，科罗拉多州西南，是拉腊米运动构造

坳陷，该盆地南北长约 161 公里，东西宽 145 公里，面积约为 $1.9\times10^{4}km^{2}$。圣胡安盆地地质上的特点主要表现为煤层厚而广，中-高的煤阶、适度的煤层渗透率、中-高的水产量、煤层超高压、煤层上下岩层的封闭性好等，因此圣胡安盆地被认为是世界上最具有生产能力的含煤层气盆地。Fruitland Formation 是圣胡安盆地的煤层气主要生产层位，Fruitland Formation 出露于盆地的西部、南部和部分东部边缘，大部分被 Kirtland shale 上覆，煤层气资源量为 $1.42\times10^{12}m^{3}$。Fruitland Formation 煤层煤阶由南到北逐渐降低，亚烟煤-中挥发性烟煤-低挥发性烟煤，由于受到圣胡安火山岩的热变质作用，科罗拉多边缘的煤阶较高，为高挥发性烟煤。煤层最大埋深约为 2200m，单煤层厚度最大达 9m，煤层总厚一般为 11m~34m，含气量 $9m^{3}/t\sim17m^{3}/t$，煤层渗透率一般 $3\times10^{-3}\mu m^{2}\sim25\times10^{-3}\mu m^{2}$。

2.2.4.3. 粉河盆地

粉河盆地位于怀俄明州东北部和蒙它拿州东南部，位于落基山北部，面积 $6.68\times10^{4}km^{2}$，资源量约 $1.1\times10^{12}m^{3}$。盆地为一个南北走向，西陡东缓的不对称向斜盆地，构造简单，无大型褶皱和断层。粉河盆地煤层累计厚度为 115.9m~137.3m，煤变质程度较低，为褐煤、长焰煤，镜质体反射率为 0.28%~0.45%，煤层含气量小于 $2m^{3}/t$，渗透率很大 $500\times10^{-3}\mu m^{2}\sim1000\times10^{-3}\mu m^{2}$。

主煤层为 Fort Union 组，煤层总厚 24.4m~45.8m，深埋 76.3m~457.5m，以及 Wasatch 组，煤层总厚 91.5m，单层厚度一般 30.5m，深埋 305m~610m。累计厚度 115.9m~137.3m。煤变质程度较低，为褐煤、长焰煤。含气量小于 $2m^{3}/t$，渗透率 $500\times10^{-3}\mu m^{2}\sim1000\times10^{-3}\mu m^{2}$，渗透率很大。

2.2.4.4. 拉顿盆地

拉顿盆地位于科罗拉多州东南部和新墨西哥州东北部，为一个南北走向不对称的向斜盆地，南北长约 128km，东西宽约 80km。盆地总面积为 $5700km^{2}$，煤层气资源量约 $0.28\times10^{12}m^{3}$。拉顿盆地最深埋藏 3810m，煤层为上白垩统和下第三系的 Vermejo 和 Raton 组，发育 4~10 层煤，单层厚度一般 0.6m~1.5m，最大为 3.6m，累计厚度 6m~12m。受岩浆热变质作用的影响，煤变质程度较高，为长焰煤、气煤、肥煤、焦煤。含气量 $7.1m^{3}/t\sim16.1m^{3}/t$，渗透率 $10\times10^{-3}\mu m^{2}\sim50\times10^{-3}\mu m^{2}$，渗透率大。

2.2.5. 俄罗斯煤层气资源

俄罗斯煤炭储量世界第二，煤层气储量世界第一。其境内的库兹涅茨克煤田

（又称库兹巴斯煤田）和伯朝拉煤田是其主要煤田。据全俄天然气和瓦斯技术科研所估计，两块煤田的储量分别为 $13.1\times10^{12}m^3$ 和 $1.9\times10^{12}m^3$[27]。随着煤矿开采量的增长，每年排出大量的煤层气，仅俄最大的煤田库兹巴斯煤田每年就向大气排放约 $10\times10^8\ m^3$~$20\times10^8m^3$ 煤层气。

2.3. 主要煤层气资源国的煤层气勘探开发技术

2.3.1. 欧盟国家煤层气勘探开发技术

2.3.1.1 英国煤层气勘探开发技术

在英国应用最多的是穿层钻孔抽放法，主要采用图 2.1 所示三种方式抽取煤层气。钻孔是以一定的角度向上打，在某些情况下也可向下钻到采过的煤层中（采空区）[12]。英国 16 个进行瓦斯抽放的煤矿中有 13 个采用这种方法，陶尔煤矿就采用穿层钻孔抽放。

英国进行地球物理井下测量时使用电力线录井服务；使用清水或泡沫钻井，但其在易碎的岩层中钻井效果不好；在英国连续柔管钻井已得到普遍应用，作为小井眼和穿孔钻井方法；使用清洁钻井技术优化未采区煤层气的回收。

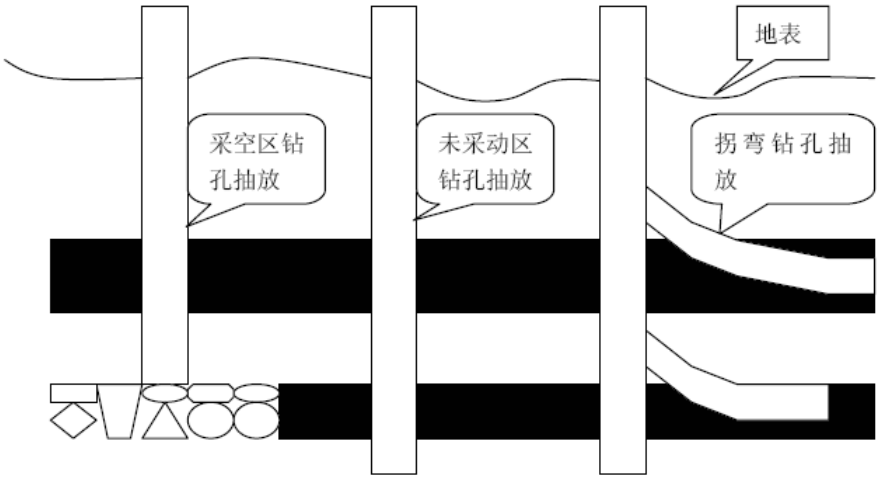


图 2.1 地面钻孔抽放瓦斯示意图（来源：胡千庭，2003.）

英国天然气公司已经利用多驱动定向钻机研究出了新的钻井和完井技术。该项技术可以以 30°或 45°角从一个地面进入点钻大量孔，因而减少了钻井费用。

英国的煤层渗透率低，所以英国主要研究如何开发低渗透率的煤层，因而分支井开发煤层效果很好。1996 年，英国石油公司开发出一种用于多分支井的井控技术。提出了一套计算最大允许井涌量和井口最大允许压力等井控参数的计算公式，编制出分支井井控设计书，指出了分支井井控与常规直井、定向井和水平

井的不同及应该注意的问题[13]。英国也采用注入 CO_2 将煤层气驱替出来的技术以提高采收率，但是因为其煤层渗透率低，效果并不好。

2.3.1.2. 德国煤层气的勘探开发技术

德国煤层气勘探开发活动主要在鲁尔煤田和萨尔煤田。鲁尔煤田主要是低变质到高变质的烟煤；萨尔煤田地质上属于萨尔-洛林煤田，针对苏尔兹巴赫含煤地层进行开发。

在鲁尔煤田，一次水力压裂前在井筒内进行了压入试验，试验表明所测区域透气性比较低，因此，未进行水力压裂，工作终止[14]。

在萨尔煤田，萨尔煤炭公司和萨尔远程煤气公司打了两口试验井，试验井最深深度 1900m。煤层采用水力压裂来改善其透气性，其中一口井效果较好，日产气 6000m^3[14]。

2.3.1.3. 法国的煤层气勘探开发技术

法国煤层气资源主要分布在 Lorraine 盆地、Alea 盆地以及 Limagne 盆地[11]。凯特能源公司在中央高原煤田打了 2 口试验井，都采用凝胶压裂，阿勒斯 1 号由于套管被煤粉严重堵塞，产气很少。阿勒斯 2 号压裂 6 段总共 25m 厚煤层，效果比较好。

分支井在法国应用的比较好，但是煤层破碎性严重，钻井困难。法国 ELF 公司开发出一种井下分支装置，主要部件是一个三孔分眼器（根据需要可以是双孔或多孔），每个孔眼直径 63.5mm，该分眼器随 244.5mm 技术套管一起下到气层上方某一深度，注水泥时技术套管与其一起固封。再将一种专用连通工具下到分眼器上，对准分支孔眼后，用 139.7mm 立管柱将分眼器与地面连通，钻具通过 139.7mm 立管柱下入，钻成 63.5mm 井眼。然后通过分眼器上方的引导键将连通工具和立管柱转到其他孔眼上，钻成第二个和第三个分支井眼。然后，下入 50.8mm 割缝尾管完井，尾管悬挂在 244.5mm 技术套管内的分眼器上。该装置成功应用在 Alsace 地区的 Escha 煤田钻成一口三分支井。其成本是周围井的 2 倍，产量却比周围的井增长了 5 倍[13]。

2.3.1.4. 其他欧盟国家的煤层气勘探开发技术

除上述欧盟国家外，波兰、比利时等国家都正在尝试着进行煤层气的开采。目前波兰采用综合方法最大限度地回收煤层气，该方法包括开采前、开采中和开采后用地面钻井和井下钻孔方法回收煤层气，其抽出效率可达 80%~90%[11]。波

兰的大部分井都要进行水力压裂，而且煤的透气性变化很大，所有钻井都需抽水。此外，麦肯波兰煤层气公司也打了几口勘探试验钻井，进行了几次水力压裂试验。

比利时采用滚动钻头在 Campine 盆地打井，然后进行了几次水力压裂。压裂时多采用凝胶压裂液和氮气泡沫压裂[14]。目前通过 100 口煤层气井进行地面开采，每年只可抽吸 11%的煤层气，占目前比利时天然气量的 10%[10]。

2.3.2. 加拿大主要的煤层气勘探开发技术

加拿大煤层气产业的迅速发展，除了国家政策、经济方面的原因，主要是由于技术的创新。

加拿大的煤炭资源主要是低变质煤，具有含气量低、致密、低压、低渗的特点，一般都需经过压裂后才能获得有商业价值的产量。初期，采用常规压裂方法，包括水力压裂（无支撑剂）、氮气泡沫压裂、液态 CO_2 压裂（无支撑剂），结果压裂液返排很少，几乎没有气体产出。后来，根据该国煤层的实际条件并借鉴在浅层气开发中的成功经验，发明了连续油管钻井和大排量氮气泡沫压裂等技术，并成功应用于煤层气开发。同时，借鉴美国的多分支羽状水平井技术，降低了煤层气的开采成本，提高了煤层气的产量。

（1）连续油管钻井技术

连续油管最初用于常规油气井钻进与作业，采用连续油管（CT）钻井，具有下列优越性：能够降低钻井作业成本；减少环境污染，减少钻井事故，节省钻井液循环时间；适用于高压储层和欠平衡压力钻井，适用于钻小井眼井[20]；能提高油气采收率[21]；比较适合于浅层储层。煤层气储层埋深一般较浅，且容易被伤害，运用连续油管钻井技术，不但降低了储层伤害，而且大大降低了钻井成本。

（2）大排量氮气泡沫压裂技术

泡沫压裂工艺技术是低压、低渗、水敏性地层增产增注以及完井投产的有效的措施，具有地层伤害小、含液量小、滤失低、返排迅速等优点。加拿大煤层气氮气泡沫压裂技术的最大特点是：排量大，达到 $500m^3/min$~$1000m^3/min$；不用砂做支撑剂，只用氮气；效率高，从钻井到排采一般只需 4 天时间，钻井 1 天，完井 2 天，压裂 1 天。氮气泡沫压裂不但可以避免水基压裂液对储层的伤害，还可以促进 CH_4 的解吸，提高煤层气的采收率。

（3）多分支羽状水平井技术

加拿大多分支井技术借鉴于美国，由于有泄气面积大、能增加地层渗透率、

单井产量高、单位成本低、占地面积少等优点，在煤层气开发中的作用越来越大。

2.3.3. 澳大利亚的煤层气勘探开发技术

澳大利亚煤层的物性比美国的煤层物性要差，美国的煤层气勘探开发技术不能适应其煤层气的开发，所以，必须开发新的技术来促进煤层气工业的发展。

第一，在选区方面，进行煤层原地应力研究。澳大利亚的煤含气量高，渗透率偏低，如何预测高渗透率地区以优选靶区就成为该国煤层气勘探开发的关键。经过多年研究，提出在原地应力测量基础上的数值应力分析（模拟）方法来寻找低应力高渗透性地段。另外，澳大利亚有健全的煤层数据库，更有利于评价选区[11, 23]。

第二，开发中短半径钻井技术（MRD: Medium Radius Drilling）和紧密半径钻井系统（TRD: Tight Radius Drilling）。它们与 CDX 公司的钻井技术很相似。MRD 技术是于 2002 年由澳大利亚甲烷（CH_4）公司在 Moranbah 试验成功。它是先施工垂直井，然后施工定向井。MRD 技术相对成熟，成本要比相似的 CDX 技术低很多，与直井钻井成本差不多，其适用深度为 500m ~700m，最多可打 20 个分支，钻进速度很快，200m 进尺 4 个小时即可完成分支井作业。但也有不足之处，主要是侧向水平井段最长钻进长度仅可达 200m~500m，而 CDX 技术可以达到 1200m。TRD 技术于 2001 年由澳大利亚采矿技术与设备中心（CMTE: Centre for Mining Technology and Equipment）开发成功。它也是先钻垂直井，然后沿着煤层向任意方向钻多级侧向水平井眼，分支水平井在 180m 左右。如果垂直井眼有多层煤，在这些煤层中均可钻侧向水平井段，水平井眼增大了煤层的渗透率，有利于增加煤层气的产量[24]。

第三，强调压裂效果的煤层气压裂技术。重点研究煤层应力来进行压裂设计模拟，压前先进行定向割槽，定向射孔，使应力得到释放，一周以后利用清水进行压裂作业，确保压裂裂缝与面割理联通。强调压裂效果，而不是像其他压裂那样重视压裂规模。

第四，开发低成本排采工艺技术。采用天然气发动机来驱动井口动力装置以进行排水降压，从而实现煤层气井的连续生产；利用太阳能进行数据传输，这样可以降低煤层气试采成本。

第五，应用低成本钻机。由于受煤层气单井产能制约，需要降低煤层气单井成本，为此引进 LF90 钻机，采用小顶驱技术，最大钻井深度 1000m，钻机成本

约 30 万美元，现场仅需两个人操作，600m 深垂直井钻井综合成本约 12 万美元。

2.3.4. 美国煤层气勘探开发技术

美国无论是在煤层气开采技术水平和产业化方面均居世界前列，因此，美国煤层气工业的发展现状，基本上代表了国外煤层气开发的新进展。美国煤层气开采主要技术如下：

（1）常规钻井射孔压裂-大面积井组长期排水降压。实践表明，该方法是有效提高单井煤层气产量的经济可行方法之一。美国圣胡安盆地单井日产气量仅有上百立方米，17 口井大井组抽排 3 年后单井日产气上升到 5000m^3~7000m^3。尤因塔盆地 3 口井一个井组，单井日产气量 1000m^3 左右，23 口井一个井组，抽排三年后单井日产气量达到 4000m^3~10000m^3。

（2）压裂增产技术。经水力压裂后的煤层，能够产生众多且延伸很远的裂缝，其产量较压裂前增加 5~20 倍，效果是非常显著的。CO_2 泡沫压裂技术具有施工液量小，滤失量小，造缝能力强，对煤层伤害小等特点。美国斯伦贝谢公司的 CO_2 泡沫压裂技术在国外煤层气开采压裂施工中取得了较好的效果。美国哈里伯顿公司采用的聚合物压裂技术具有以下优点：胶量少，携砂能力强，对储层伤害程度小，易破胶，滤失量小；采用树脂镀膜支撑剂，固砂能力强，减少返排过程中砂的回流。

（3）定向羽状水平井技术。定向羽状水平井技术[16]是美国 CDX 公司的专利技术，美国钢铁公司在美国西弗吉尼亚州的一个低渗透煤层气开发项目中应用了此技术，取得了显著效果。

（4）空气钻井技术。空气钻井可以有效减少对煤层的污染、保护煤层，降低钻井成本，缩短钻井周期。美国煤层气开发井通常采用空气和气雾、充气泥浆或地层水做钻井液以欠平衡方式钻开煤层，然后采用裸眼完井。空气钻井加快了美国生产井数变化趋势，这是煤层气产量增长的基础。

（5）裸眼洞穴完井技术。裸眼洞穴完井技术主要适合高渗透煤区，裸眼洞穴完井煤层气产量可达射孔完井后水力压裂的 3~20 倍，且成本低于大型水力压裂。但是，裸眼洞穴完井对渗透率低的煤层增产效果不明显，实践表明，必须是煤层渗透率大于 $5\times10^{-3}\mu m^2$ 才有效果。美国圣胡安盆地 4000 多口煤层气井，三分之一采用裸眼完井，且裸眼洞穴完井累计产气量占整个盆地产量的 76%。

（6）注气增产技术。煤岩体对不同气体的吸附能力和吸附量不同，通过注

入不同气体（例如 CO_2 和 N_2），降低 CH_4 的气体分压和吸附量，可以达到提高煤层气甲烷采收率的效果[21]。美国 Amoco，Meridian 等公司开发了注入 CO_2 和 N_2 来提高煤层气采收率的新技术，经过 Amoco 公司的现场试验，低产井被成功改造为高产井。

（7）开发先进的储层数值模拟软件。与常规砂岩储层相似，煤层气储层数值模拟技术是煤层气勘探开发试验中常用的一种技术。它主要通过单井或井网日产气、日产水、累计产气、累计产水、产气高峰、合理井距、井网布局等模拟结果，为煤层储层试采和开发方案设计、开发方案动态预测、开发效果经济评价提供科学依据。美国煤层气专业软件主要有 COMET-3D 和 COALGAS 软件。

2.3.5. 俄罗斯煤层气勘探开发技术

在库兹巴斯煤田，最初通过从主巷道打本煤层和穿层钻孔抽放开采层以抽放煤层气，但抽放效率较低，一般不超过 20%。当采用地面井来抽采煤层气后，抽放效率大大提高，可达 60%~80%[27]。

俄罗斯对煤层气的开采现在主要是利用打垂直井技术。1998 年，俄罗斯在库兹巴斯煤田打了 2 口煤层气地面试验井，井深为 1350m。实验结果表明，当地煤层气开发前景很好。2003 年，俄罗斯天然气工业股份公司又在该地区打了 4 口试验井，对煤层气在该地区的生产作了进一步的技术准备，而且效果亦不错。随即计划在该地区进行大面积的商业开发。

对煤层气的增产措施，俄罗斯主要采取水力压裂技术。但由于其压裂过程中受各种因素影响，可能使某些产层受损或污染。为此，俄罗斯开发了一种新的压裂技术：电热蒸汽压裂地层增产技术[28]。

总的来说，虽然俄罗斯已着手煤层气的商业开采，但俄罗斯的煤层气地面开采工作目前尚处于起步阶段，还远未达到工业化阶段。随着俄罗斯吸引外资政策的放宽以及新技术的不断应用，俄罗斯煤层气勘探开发进程正逐步加快。政府对煤层气的开发利用也越来越重视，市场在不断地被开发出来。

2.4. 主要煤层气资源国的煤层气产业发展

2.4.1. 英国煤层气产业发展

英国对煤层气的利用较早，早在 20 世纪 70 年代，一些煤炭企业就开始将井下抽采出的煤层气进行发电或者供应周边居民使用。英国地面开采煤层气较晚，20 世纪 90 年代初，英国政府和企业认识到煤层气是一种重要的资源，从此煤层

气勘探开始得到重视。1991 年~1992 年间英国政府向一些企业颁发了煤层气开采许可证，允许他们在未动用的煤田进行地面煤层气勘探开发活动。1993 年第一批煤层气经济可采储量在 Airth 地区被证实，1996 年从 Airth 煤层气田生产的煤层气开始用于发电。更多的煤层气评价工作正在英国的其他盆地进行[29]。

20 世纪 90 年代中期，英国煤层气产业遇到了发展瓶颈。这些瓶颈包括：煤层气产业法律法规不健全；煤储层的低渗透特点造成单井产量较低；天然气价格较低；利用油气工业的钻井技术和设备的投资较大。在这种情况下，煤层气开发投资的风险较大，影响了煤层气开发企业的投资热情[29]。

20 世纪 90 年代末，随着对能源安全和环境保护的重视，英国政府开始认识到应该鼓励煤层气的开发活动，以提高煤层气在能源供应中的比重和减少温室气体排放。除了发放更多的煤层气开采许可证以外，英国政府制定了一些优惠政策，通过减免税收降低了开发煤层气的成本。英国政府加强了对温室气体排放的限制，促使煤层气利用率不断提高。此外，煤层气企业针对英国煤储层的特点，选用有针对性的技术进行开采，其中水平钻井技术很好地解决了由于煤储层渗透率低造成的单井产量低的问题[29]。在这些有利条件的推动下，英国煤层气产业得到快速发展。

从英国煤层气产业发展历程可以看出，丰富的煤层气资源量、政府的鼓励政策、严格的环保要求和有针对性的煤层气开发技术是英国煤层气产业快速发展的主要原因。

2.4.2. 德国煤层气产业发展

早在 20 世纪 70 年代，德国已经开始利用井下抽采出的煤层气，但是利用范围主要是在煤矿区，而且利用规模发展缓慢。井下抽采煤层气利用的主要途径是发电，德国的煤层气发电技术比较成熟，但是由于上网价格较低，使得煤层气发电的经济效益较差，这是煤层气难以实现规模化利用的重要原因[30]。

2000 年德国煤层气产业的政策环境发生了有利改变，德国政府在这一年制定了《可再生能源法》和“国家气候保护计划”。前者规定了符合条件的煤层气发电利用可以获得政府补贴，后者制定了温室气体减排的目标。受到有利政策的激励，德国煤层气产业开始快速发展起来，煤层气企业和煤层气生产基地的数量大幅增加[30]。

由于煤层气主要用于发电，德国非常重视对煤层气发电技术和设备的开发，

目前比较成熟的技术和设备分别是模块化燃气发电机组和供电-供热耦合机组BHKW 设备。目前这些技术和设备已经在德国得到了大规模的应用[30]。

除了利用井下抽采煤层气，德国也非常重视对废弃矿井中煤层气的利用。北威州是德国重要的煤产区，拥有众多废弃矿井，矿井中蕴藏的煤层气资源量很大。北威州政府专门制定了利用废弃矿井中煤层气的计划，并且投入资金进行资源评估和相关技术开发[30]。从此，北威州的废弃矿井煤层气发电大规模发展起来。

从德国煤层气产业发展历程可以看出，德国煤层气的开发利用主要是利用井下抽采和地面采空区抽采出的煤层气进行发电，对发电上网进行补贴和开发煤层气发电技术设备是德国煤层气产业快速发展的主要原因。

2.4.3. 加拿大煤层气产业发展

加拿大的煤层气勘探活动开始较早，早在 20 世纪 70 年代，Algas Resources 公司就在阿尔伯塔的丘陵地带实施了一个钻探计划，对煤储层的渗透率进行了测试。1981 年 Canadian Hunter 勘探公司在 Elmworth 地区进行勘探工作以评价该地区的潜在煤层气储量。20 世纪 80 年代末和 90 年代初，受到美国黑勇士盆地煤层气成功开发的启示，加拿大开始在阿尔伯塔地区的平原和丘陵地带进行煤层气资源的评价活动。但是由于在这一时期天然价格始终处于低位运行，煤层气产业的发展缓慢。

直到进入 2000 年以后，由于常规天然气储量和产量下降，国内外能源需求增加，天然气价格不断上涨，煤层气的勘探开发才又一次引起投资者的兴趣。2002 年 1 月，加拿大第一个商业性的煤层气项目由 MGV/Encana 公司成功建立，自此，加拿大煤层气的勘探开发进入一个快速发展的时期。2003 年，阿尔伯达省共钻探 1015 口煤层气井，煤层气年产量约为 $5.1\times10^8m^3$，其中，80%的井目的层是马蹄谷煤层，14%的井目的层是曼恩维尔煤层，只有 6%的井目的层为阿德莱煤层。在这 1015 口煤层气井中，有 780 口井只在煤层完井，有 80 口井在煤层和砂层合采，另有 155 口井是在已有的天然气井中进行的二次完井。截至 2005 年底，马蹄谷煤层的煤层气井数约为 7377 口，曼恩维尔煤层的井数为 288 口，阿德莱煤层的井数约 62 口，苦尼煤层的井数约为 37 口，煤层气井数总计约 7764 口。截至 2006 年底，加拿大阿尔伯达省每天生产煤层气约 $1400\times10^4m^3$~$1500\times10^4m^3$，每年生产约 $51\times10^8m^3$~$55\times10^8m^3$，大约 60%的煤层气产量产自马蹄谷煤层，大约 30%产自马蹄谷煤层与其上下围岩形成的煤系地层中，大约 10%产自曼恩维尔煤

层中，不足 1%产自最浅部的阿德莱煤层中。2005 年，阿尔伯塔省的煤层气井数就已经达到 7700 多口，2006 年又新增井数 2943 口；截至到 2006 年 12 月 31 日，阿尔伯塔省的煤层气井数总量达到 10723 口[3~5]（见表 2.3）。

表 2.3 截止到 2006 年 12 月 31 日阿尔伯塔省的煤层气井数

煤层(Coal zone/formation)	总井数(Total wells)
马蹄谷和 Belly 河(Horseshoe Canyon and Belly River)	9,762
曼恩维尔(Mannville)	822
阿德莱(Ardley)	100
苦尼(Kootenay)	39
总计(Total)	10,723

来源：2006 Alberta Coalbed Methane Activity Summary and Well Locations，EUB，2007.

加拿大自马蹄谷煤层的煤层气成功商业性开发以来，各个开发企业正在致力于利用水平井技术进行煤层气开发。水平井在渗透率较低的曼恩维尔煤层中取得了成功，水平井水平段长度最高可达 2500m，日产量最高可达 $5.6\times10^4m^3$。

根据加拿大国家能源委员会预测，到 2010 年，加拿大煤层气年产量将达到 $140\times10^8m^3$，2020 年，将达到 $280\times10^8m^3$，最高估计可达到 $390\times10^8m^3$，届时，约占加拿大总天然气产量的 15%[5]。

加拿大煤层气产业快速发展的原因主要有以下几个方面：一是天然气价格上涨，使能源形势更加紧张，为煤层气产业的发展带来了机遇；二是针对本国低变质煤的特点，开发利用多分支水平羽状井、连续油管钻井等技术，降低了煤层气开发成本。

2.4.4. 美国煤层气产业发展

美国煤层气产业发展大致经历了 3 个阶段：20 世纪 70 年代到 80 年代初，评价试验阶段；80 年代到 90 年代中期，煤层气产业兴起阶段，煤层气年产量从 1983 年的 $1.7\times10^8m^3$ 猛增到 1995 年的 $250\times10^8m^3$；从 90 年代中期至今，煤层气产业稳定发展阶段，2003 年产量超过 $450\times10^8m^3$，2004 年产量达到 $500\times10^8m^3$ 左右[8, 29]。

2.4.4.1. 评价试验阶段

1971 年美国矿务局在 Oak Grove 煤矿布置了五点式井网，采用压裂技术开采煤层气，其目的在于对煤层气进行测试，并评价其对采矿活动的影响。之后，美国矿业局和美国钢铁公司合作开发该区煤层气，1977 至 1978 年在黑勇士盆地

的奥克格罗夫气田钻井 27 口，标志着美国煤层气工业的开端，也标志着现代煤层气工业的诞生。黑勇士盆地煤层气工业发展与采煤密切相关。圣胡安盆地煤层气商业化开发也是从 70 年代后期起步，1976 年获得商业气流，1977 年投入开发。与黑勇士盆地不同的是圣胡安盆地的开发与石油工业密切相关，1980 年《能源意外获利法》的第 29 条税收补贴政策出台规定，在 1979 至 1993 年所钻煤层气井，每采出 1m^3 煤层气，税收补贴 0.23 美元。在这种政策激励下，以 Amoco、Philips 等为代表的石油公司，积极制定煤层气勘探计划，投入煤层气开发，推动了圣胡安盆地煤层气工业的发展。至 80 年代后期，基本完成了全国煤层气资源调查，初步确定美国煤层气资源量在 $2.02\times10^{12}m^3$~$24.35\times10^{12}m^3$ 之间，同时，认识到煤层气在煤颗粒表面以吸附状态存在，煤层气在大量产出之前煤储层的压力必须降低，煤层是含水层，煤层气通常与水一起产出。这些理论形成了美国乃至其他国家进行煤层气勘探开发的基础理论。

2.4.4.2. 煤层气产业兴起阶段

在该阶段，美国政府先后投资 4 亿美元，启动了全国范围的煤层气成藏与开发条件研究，得出煤层气产能（可采性）取决于煤级、含气量、渗透性、水动力条件、构造背景、沉积体系等六大因素的研究成果，形成了煤层气产出遵循“排水-降压-解吸-扩散-渗流”的开发理论，这是美国煤层气产业化启动和得以快速发展的必要条件。同时，美国由于受到能源危机的影响，政府通过《能源意外获利法》大力鼓励非常规能源的开发，以稳定国内能源的供应，煤层气产业是这项鼓励政策的最大受益者。自 1981 年美国黑勇士和圣胡安两大盆地开始煤层气商业性生产以后至 1995 年美国煤层气年产量突破 $250\times10^8m^3$，是美国煤层气产业化发展过程的关键转折点。从此，美国煤层气产业进入稳步发展时期。

2.4.4.3. 煤层气产业稳定发展阶段

黑勇士盆地和圣胡安盆的煤层气得以商业化开发以后，新技术和新理论带动了其他含煤盆地的煤层气勘探开发。90 年代开始，商业化开发的盆地不断增加，产量所占的比重逐步上升。中阿巴拉契亚盆地成为第三大产气盆地，粉河盆地、尤因塔盆地、拉顿盆地已成为商业化开发的 3 个新区。低煤阶、低含气量、厚煤层、高饱和气藏的开发，以及洞穴完井、定向羽状水平井等技术的应用，是美国煤层气工业稳定发展的重要原因。这一阶段黑勇士、圣胡安盆地等老区稳产、高产，但占全美产量的比重下降；新区发展迅速，产量比重迅速上升。

2.4.5. 澳大利亚煤层气产业发展

澳大利亚是目前除美国外煤层气商业化开发最成功的国家。由于东部沿海地区人口密集、工业发达，具有潜在的巨大天然气市场，所以澳大利亚的煤层气活动主要集中在东部沿海地区的昆士兰州和新南威尔士州。其中新南威尔士州是澳大利亚东部的第二大天然气消费市场，但天然气气源却位于距悉尼 1400 公里以外的穆巴气田（Moonba Gas Field），煤层气的市场前景很好[29]。但是由于澳大利亚煤储层低渗透率和低饱和度的特点[33]，煤层气单井产量较低，限制了煤层气产业的发展。

澳大利亚的煤层气企业认识到应对煤层气单井产能较低的问题必须降低煤层气单井成本。近 10 年来，随着新技术逐步在澳大利亚的广泛应用，煤层气的开发投资和成本已经大幅度降低。其中 BHBP 公司的低成本钻井技术、SydneyGas 公司的高效压裂技术与低成本排采工艺是降低成本最为成功的工艺技术[4]。技术的进步使得澳大利亚的煤层气开发活动已经取得了很大的发展，1998 年澳大利亚的煤层气产量为 $0.56\times10^8m^3$，而到 2004 年煤层气产量已经增长到 $11.8\times10^8m^3$；1996~2004 年间澳大利亚已经累计生产煤层气为 $46\times10^8m^3$。昆士兰州和新南威尔士州是澳大利亚煤层气生产增长最快的地区，2004 年昆士兰州煤层气产量约为 $9.27\times10^8m^3$，新南威尔士州产量约 $2.57\times10^8m^3$。

澳大利亚煤层气产业快速发展的原因主要有：天然气需求量上涨导致供给不足，价格上涨；应用新技术降低开发煤层气的投资和成本；加大投入，详细调查国内煤层的特征，形成比较全面详细的资料，为煤层气的开发利用打下基础；澳大利亚是《京都议定书》的签约国，承担着温室气体减排的义务，因此政府制定了各种措施鼓励煤层气的开发利用。

2.4.6. 俄罗斯煤层气产业发展

俄罗斯煤矿瓦斯的抽放开始于 20 世纪 50 年代，其目的在于保证煤矿开采的安全，其方式采用井下通风和地面小井眼抽放，后者的抽放效率可到达 30%~70%，甲烷浓度平均为 30%~50%。俄罗斯煤层气的开发利用主要集中于库兹巴斯煤田和伯朝拉煤田。库兹巴斯煤田在 1951 年首次采用抽放法来降低煤层含气量，伯朝拉煤田自 1956 年开始商业性抽放煤层气，近年来每年抽放约 $2\times10^8m^3$ 的煤矿瓦斯，利用量 $3000\times10^4m^3$~$5000\times10^4m^3$。1975 年，沃尔库塔煤炭公司所属煤矿开始抽放煤层气作为蒸汽锅炉燃料。2000 年，库兹巴斯煤田的别

洛沃煤矿建成了俄罗斯唯一的利用煤层气的设施，该煤矿目前每分钟可以压缩 5 m^3~6m^3 从矿井中抽出的煤层气，并用其发电。库兹巴斯煤田目前每年排放约 $10\times10^8m^3$~$20\times10^8m^3$ 煤层气，其中 $1\times10^8m^3$~$2\times10^8m^3$ 是通过抽气管道排出矿井的。俄罗斯正在尝试对这些煤层气进行回收利用，将其用于发电，工业生产，居民取暖等[29, 31]。

俄罗斯常规天然气资源十分丰富，天然气基础设施发达，完全可以满足国内的能源需求，阻碍了煤层气的规模化开发利用。但是俄罗斯已经加入《京都议定书》，承担了温室气体减排的义务，这成为煤矿企业重视煤层气抽采技术，强煤层气利用的主要推动力[29, 31]。

2.5. 主要产煤层气国家的鼓励支持政策

2.5.1. 英国煤层气产业鼓励政策

英国政府对煤层气产业进行的鼓励行为包括：为煤层气产业提供宽松的矿权发放政策；对煤层气产业的投资者实施税收优惠政策。由于认识到煤层气是一种宝贵的清洁能源，英国政府开始向更多的企业发放煤层气开采许可证，以增加对煤层气产业的投资力度。为了使煤层气的开发具有和常规石油天然气一样的竞争力，英国政府认定煤层气产业为“合格产业”，使得煤层气产业的投资者可以享受《企业投资管理办法》中的税收优惠。如果向煤层气产业投资，投资额的 20% 可以通过减免所得税而得以回收。此外，《企业投资管理办法》规定投资者至少投资 5 年才能享受税收优惠，鼓励投资者对煤层气产业长期投资[29]。

2.5.2. 美国煤层气产业鼓励政策

美国之所以取得煤层气商业开发的成功，除了具有良好的煤层气资源条件外，在很大程度上得益于美国政府的鼓励行为，包括：提供给技术研发和开采试验的财政支持、《原油意外获利法》第 29 条、联邦能源管理委员会第 636 号法令以及其他一些环境政策和投资政策[29, 31]。

2.5.2.1. 提供给技术研发和开采试验的财政支持

煤层气作为一种新兴能源，其产业形成和发展需要大量的理论技术研究和先导性试验。在这一时期美国政府给予了大量的财政支持，以美国能源部、美国天然气研究所等为代表的政府机构，组织美国有关研究机构和技术咨询公司开展了大量的研究和试验工作，包括：全美煤层气资源评价与预测、开发技术研究、开发试验、主要煤层气盆地的储层模拟等，很快形成了有效指导煤层气勘探开发的

理论基础、工艺技术并培养了一大批从事煤层气勘探开发的人才。

2.5.2.2.《原油意外获利法》第 29 条税收补贴政策

《原油意外获利法》第 29 条税收补贴政策对于美国煤层气产业的形成和发展起到了决定性的作用，黑勇士盆地和圣胡安盆地正是在这种条件下得以快速发展，实现了大规模商业生产。下面对其制定背景、内容和特点作简要论述。

（1）《原油意外获利法》第 29 条税收补贴政策的制定背景

在整个20世纪70年代，美国大部分原油和炼制石油产品的价格是受到管制的。1979年4月，卡特总统宣布他计划到1981年9月30日前逐步取消对石油的价格控制。美国众议院赋税委员提供的报告认为，取消石油价格控制后石油生产者会在油品销售中获得更大的利益，并称之为“意外获利”。美国拥有巨大的替代能源储量和开发这些替代能源的技术储备，但是由于缺少研究和试验以及开发这些替代能源的市场竞争力较差，使得替代能源的开发始终处于停滞状态。美国认识到如果对原油“意外获利”进行征税，并投入到支持替代能源的研究和开发中，将会促进这些能源的有效开发利用，从而减少能源进口，改善能源安全。基于这种背景，美国制定了《原油意外获利法》，其第29条税收优惠政策的目的在于，通过减少替代能源的生产成本使其具有一定的市场竞争能力，从而鼓励替代能源的生产和利用。

（2）《原油意外获利法》第29条税收补贴政策有关煤层气的内容

最初的《原油意外获利法》第29条规定，煤层气税收优惠政策适用期为10年，即1980年1月1日到1989年底。为保障煤层气产业的迅速发展，1988年美国政府把该项优惠政策截止日期延迟到1990年底。后来美国政府又第二次把截止日期推迟到1992年底，即在1980年1月1日至1992年12月31日间钻成煤层气井生产出的煤层气都有可能享受到第29条税收政策规定补贴。税款补贴率与煤层气产量、石油价格以及年度通货膨胀率有关，并随着煤层气产量和通货膨胀率变化而调整。

（3）《原油意外获利法》第29条税收补贴政策的特点

美国的第 29 条税收补贴政策能够对煤层气产业形成与发展发挥重要作用的原因在于：具有阶段性，主要针对美国煤层气产业发展初期进行扶持，促进煤层气产业快速形成和发展；以提高煤层气商品的市场竞争力为导向，通过直接的税收补贴使煤层气商品能够与常规天然气商品进行竞争，并且通过调整税收补贴数额使煤层气商品在优惠期内始终保持这种市场竞争力。

2.5.2.3. 美国联邦能源管理委员会 636 号法令

美国联邦能源管理委员会发现，提供天然气销售与运输捆绑服务的管道商具有反竞争的性质，限制了开放准入服务和解除井口管制所产生的利益。因此，1992年5月委员会颁布第636号命令，要求管道商将天然气的销售同其运输服务相分离，不论发运人是从它们管道购买天然气还是从其他天然气销售商购买天然气，均向所有发运人提供具有可比性的运输服务。通过委员会和国家在开放准入及取消捆绑方面所做出的努力，天然气市场的效率和竞争性得以提高。天然气生产公司可以向管道公司购买管道运输容量，向用户直接供气。636号法令对煤层气生产商产生下列影响：通过管道运输，煤层气可以进入更多的市场；提高了煤层气生产的灵活性。

2.5.2.4. 信贷政策

1996 年 3 月美国环保局发布《美国联邦政府对煤层气项目资助指南》，下列部门能够提供贷款或者援助：

（1）农业部援助项目

农业部农村企业和合作开发局为农村企业提供贷款、贷款担保和援助资金，其主要对象是农村地区新技术应用项目，或微利项目。由于许多高瓦斯矿井处于农村地区，比较容易从本地农村信贷部门获得煤层气项目贷款，贷款限额为 15 万美元。

（2）商业部援助项目

商业部经济发展局援助对象主要是长期经济困难地区。1992 至 1994 年提供援助资金总额为 4610 万美元。煤层气发电、管道输气销售或居民用气项目都有资格获得援助。

（3）小企业管理局援助项目

小企业管理局（SBA）运作着一个资本线计划（CAPLines program），该计划能够帮助小企业获得贷款从事能源科技和能源效率的改进。煤层气利用项目一般都符合条件，特别是煤层气提纯、生产甲醇或瓦斯汽车燃料都是优先考虑项目。

美国环保局、能源部等政府机构和组织也可以为煤层气项目提供援助。另外，在美国政府的政策导向下，许多私人金融机构和银行也愿意为煤层气开发提供资金支持。

2.5.3. 澳大利亚煤层气产业鼓励政策

澳大利亚政府为煤层气产业进行的鼓励行为包括：出台规定维护煤层气产业投资者的合法权益；天然气管道私有化促进了天然气管道投资的大幅增加，煤层气产业可以利用的天然气管网得到了进一步完善；制定强制性措施保证煤层气的开发和利用[29]。

（1）煤层气矿权管理

1997 年，澳大利亚昆士兰州政府针对煤层气矿权管理出台了一系列规定，主要包括：煤层气的开采权和所有权受到法律保护；允许投资者进入现有石油、煤炭矿权区域内勘探开采煤层气，并通过垂向划分矿权以避免矿权冲突。

（2）天然气管道私有化

1993 年以来澳大利亚天然气管道逐步实现了私有化，吸引了巨大的投资进行天然气管道建设。不断完善的天然气管网满足了煤层气外输销售的需要。

（3）强制性的煤层气开发利用措施

澳大利亚政府也非常重视对煤层气产业发展的引导。政府规定了煤炭开采时的强制性瓦斯含量标准，煤矿企业只有通过先采气将瓦斯含量降低到标准之下，才能获得开采煤炭的权利；有的地方政府规定了煤层气发电量在总发电量中的强制性比例，促使企业通过燃烧发电利用煤层气。

2.6. 国外煤层气产业发展的经验与启示

（1）丰富的资源是煤层气产业发展的物质基础

在美国率先取得地面开采煤层气的成功之后，煤层气开始被世界各国视为一种宝贵的资源。作为一种资源采掘产业，煤层气资源量的大小是煤层气产业发展的物质基础，只有具有丰富的煤层气资源，才能支撑大规模的商业化开发利用，从而形成煤层气产业。从主要煤层气生产国来看，美国、加拿大和澳大利亚均为世界上拥有煤层气资源最多的国家。

（2）不断增长的天然气需求是煤层气产业发展的市场保障

由于煤层气与常规天然气的主要成份相同，煤层气产业与常规天然气产业面向同样的市场。目前世界石油供应相对紧张，石油价格处于高位运行，以及世界各国对环境保护的重视，使得居民用户、发电业和加工业等对天然气的需求量迅速增加，天然气供需矛盾日益尖锐。从主要煤层气生产国来看，天然气消费量及其在能源消费结构中的比重均较大，开采出的煤层气不存在销售困难，这正是刺激煤层气开发，推动煤层气产业发展的重要原因之一。

（3）发达的基础设施及开放准入政策是煤层气产业发展的条件

通过长输管道进行外输是煤层气大规模商业化开发的必要条件，由于煤层气生产具有产量低、投资回收期长的特点，利用天然气管网设施比自建管网设施在经济上更为有利。从主要煤层气生产国来看，美国和加拿大均具有发达的天然气运输、储藏和利用设施，这为煤层气规模化开发利用提供了便利条件。此外，实施开放准入政策使得煤层气生产商能够以公平合理的条件利用天然气基础设施。以美国为例，在其完成天然气市场改革后，天然气基础设施的运营商不再从事天然气的购销业务，只能在政府的监管下为天然气生产商或者用户提供公平合理的基础设施服务，这一改革成果使得煤层气生产商能够以较低成本方便地建立自己的煤层气销售网络。

（4）理论研究和技术开发是煤层气产业发展的关键支撑

煤层气产业是技术密集型产业，而且煤层气的赋存、生产过程与常规天然气完全不同，研究有针对性的煤层气开发理论和技术对煤层气的开发至关重要。从主要煤层气生产国来看，美国已经形成了针对中低阶煤的钻井、完井、增产、生产方面的完整技术以及成熟的开发理论，使得美国成为世界上开发煤层气最成功的国家。加拿大根据本国煤层含气量低、致密、低压、低渗特点，发明了连续油管钻井和大排量氮气泡沫压裂等技术，并借鉴美国的多分支水平井技术，提高了煤层气产量，实现了煤层气产业的快速发展。澳大利亚则根据本国煤层高含气量、低渗特点，开发了中短半径钻井技术、紧密半径钻井技术，提高了煤层渗透率从而增加了煤层气产量。得益于技术创新，澳大利亚煤层气产业发展迅速。

（5）鼓励政策是促进煤层气产业发展的引导力量

与常规天然气相比,煤层气单井产量低、生产周期长、初期投入大、投资风险高，在煤层气产业发展的早期，无法与常规天然气进行竞争。为鼓励企业投资煤层气产业，政府需要实施鼓励政策以增加企业投资煤层气所获得的效益，减少所承担的风险。鼓励政策的内容包括：对基础理论和关键技术研究以及勘探工作的财政支持、税费减免、直接财政补贴等。对理论和技术研究的扶持有利于快速地形成适合本国地质特点的煤层气开发理论和技术，从而提高产量，降低成本；对煤层气开发的财政支持可以提高煤层气的市场竞争力，改善煤层气开发项目经济性，这些鼓励政策的实施对于吸引企业投资煤层气产业能够发挥重要作用。

（6）健全的法律法规是煤层气产业发展的依托

煤层气具有与煤炭资源共生共存的特点，煤层气和煤炭的矿权取得容易发生冲突，需要得到有效的协调。此外，和天然气相同，煤层气产业也涉及到矿权、勘探、开发、管输、配送、基础设施建设、环保等多个方面。对此只有通过立法才能保证煤层气产业相关各方明确自己的权利和义务，从而实现对煤层气产业的有效规制以及对投资者合法权益的保障。主要煤层气生产国对煤层气勘探开发利用的管理以及对煤层气产业实行的鼓励政策主要以颁布法律法规的形式体现出来，效力层级较高，保证了执行的力度。

（7）日益严格的环保要求是煤层气产业发展的动力

煤层气的主要成分甲烷是一种温室气体，其对全球气候变暖的危害程度是CO_2的21倍；此外，甲烷对臭氧的破坏力是CO_2的7倍以上。1992年5月9日在美国纽约通过的《联合国气候变化框架公约》规定世界上经济发达国家在减少温室气体排放方面承担责任和义务。煤炭开采时甲烷的直接排空是甲烷排放的主要途径之一，因此主要为发达国家的煤层气生产国均对煤层气的排放提出了严格的要求。1997 年 12 月 11 日在日本京都签署的《〈联合国气候变化框架公约〉京都议定书》进一步明确了经济发达国家的减排义务，增强了主要煤层气生产国开发利用煤层气的动力。

参考文献

[1] 赵庆波, 刘兵, 姚超. 世界煤层气工业发展现状[M]. 北京:地质出版社, 1998.

[2] 孙茂远. 中国煤层气开发利用与对外合作[M]. 北京:煤炭工业出版社, 2000.

[3] C.W. Langenberg, A. Beaton and H. Berhane. Regional evaluation of the coalbed methane potential of the Foothills/Mountains of Alberta, Canada[J]. International Journal of Coal Geology, 2006,(1).

[4] Andrew Beaton, Willem Langenberg, Cristina Pana. Coalbed methane resources and reservoir characteristics from the Alberta Plains, Canada[J]. International Journal of Coal Geology, 2006,(1).

[5] 叶剑平, 范志强.加拿大煤层气工业高速发展及其启示[EB/OL]. http://www.ccs-cbm.org.cn/pfile/200602/20062610850642.pdf.

[6] 宋玉春. 澳大利亚能源开发向“气”倾斜[J]. 中国石油和化工经济分析, 2006, (13).

[7] M. Faiz, A. Saghafi, N. Sherwood and I. Wang. The influence of petrological properties and burial history on coal seam methane reservoir characterization, Sydney Basin, Australia[J]. International Journal of Coal Geology, 2007,(4).

[8] 李文阳,王慎言,赵庆波.中国煤层气勘探与开发[M].中国矿业大学出版,2003.8.

[9] 李鸿业.世界主要产煤国煤层气资源开发前景[J].中国煤层气,1995,(12).

[10] 李在民.世界煤层气开发现状[J].天然气工业,1994,(92).

[11] 李旭.世界煤层气开发利用现状[J].煤炭加工与综合利用,2006,(6).

[12] 胡千庭．“先抽后采”是确保煤矿安全高效生产的重要条件．淮南瓦斯治理“十二字方针”技术成果交流会专题技术报告[R].2003,11.

[13] 席长丰.煤层气田多分支井优化设计研究[D].北京:中国石油大学博士论文,2007.

[14] 赵文忠译.欧洲煤层气开发现状[J].中国煤炭,1997,(6).

[15] 宫诚.国外煤层气发展现状[J].中国煤炭,2005,3(31).

[16] ALBERTA ENERGY AND UTILITIES BOARD．ST98-2007: Alberta’s Energy Reserves 2006 and Supply/Demand Outlook 2007-2016[R].ISSN 1910-4235, 2007.6.

[17] Energy and Utilities Board.Coalbed Methane in Alberta: History, Geology, Production and Current Activity [J]. 2004.12.

[18] Peter Howard, Govinda Timilsina, Janna Poliakov, etc.. Socio-Economic Impact of Horseshoe Canyon Coalbed Methane Development in Alberta[R]．Canadian Energy Research Institute & Canadian Society for Unconventional Gas, 2006.11.

[19] 2006 Alberta Coalbed Methane Activity Summary and Well Locations[EB].http://www.eub.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_0_201_0_0_35/http%3B/extContent/publishedcontent/publish/eub_home/industry_zone/rules__regulations__requirements/bulletins/bulletin_2007_05.aspx, 2007-05.

[20] 张连山.加拿大新型连续油管钻井装置[J].石油机械,2001,29(11).

[21] 张小鹏,燕亚娟.连续油管钻井技术提高了北海 Gannet 油田的原油采收率[J].国外油田工程,2006,22(9).

[22] Alberta Energy and Utilities Board．Alberta’s Energy Reserves 2006 and Supply/Demand Outlook 2007-2016[R].2007.6．

[23] 彭格林,赵志忠.澳大利亚煤层气勘探开发中的关键——原地应力研究[J].煤田地质与勘探,1998,26(3).

[24] Safe, Cheap & Green: Gas Extraction Method Wins Award[EB].http://www. ausindustry.gov.au/content/content.cfm?ObjectID=D12611BB-8305-4D23-96C804AF63536625&L3Keyword=news.2001-5-16．

[25] Logan T L, Schwoebel J J. Application of Horizontal Drainhole Drilling Technology for Coalbed Methane Recovery, SPE/DOE 16409.

[26] Scott H Stevens. Enhanced Coalbed Methane Recovery Using CO2 Injection: Worldwise Resource and CO2 Sequestration Potential, SPE48881, 1998, 489.

[27] 奥雷格•泰拉科夫.独联体国家煤层气开发利用现状[J].中国煤层气,1999,(2).
[28] 鄢泰宁等.俄罗斯电热能钻井、固井和地层压裂方法的使用[J].国外油田工程,2003,(2).
[29] 孙茂远.中国煤层气产业政策研究[M].北京:煤炭工业出版社,2002.
[30] 刘向.政策法规推动德国煤层气开发跳跃式发展[EB/OL].http://news3.xinhuanet.com/st/2005-01/11/content_2445886_1.htm,2005-01-11.
[31] 魏忠杰.俄库兹巴斯煤田尝试回收利用煤层气[EB/OL].http://news3.xinhuanet.com/st/2005-01/11/content_2445886_1.htm,2005-01-11.
[32] 石渊.国外煤层气开发现状扫描[J].创新科技,2005,(02).
[33] 杨立雄.美国煤层气产业成功发展浅析[J].中国煤炭,2003,(10).
[34] 崔荣国.国内外煤层气利用开发现状[J].资源形势,2005,(11).
[35] 冯三利,胡爱梅,霍永忠等.美国低阶煤煤层气资源勘探开发新进展[J].天然气工业,2003,(2).
[36] 窦庆峰,黄盛初.赴英国和荷兰技术考察报告[J].世界煤炭,1999,(04).
[37] 王联,潘真.国内外煤层气利用现状之比较[J].煤矿现代化,2006,(05).
[38] 孙茂远,朱超.国外煤层气开发的特点及鼓励政策[J].中国煤炭,2001,(01).
[39] 孙茂远.中国煤层气勘探开发现状、问题及其建议[J].中国能源,2002,(11).
[40] 刘贻军.中国与美国煤层气开发潜力比较研究[J].中国煤层气,2004,(1).

第 3 章 中国煤层气资源

煤层气资源是煤层气产业发展的基础，评价煤层气生产可行性需要对中国煤层气资源状况进行分析。因此，本章将讨论中国煤层气分布区划，分析资源总量及其特征，并将根据资源条件对各煤层气区带和目标矿区进行评估排序。

3.1 中国煤层气资源分布区划

对中国煤层气资源分布进行合理区划，是研究煤层气勘探开发机会、指导将来煤层气勘探开发工作的基础。以下就中国煤层气资源分布区划的基本原则进行探讨，并给出相应的区划方案。

3.1.1. 煤层气分布区划基本原则

（1）相关研究成果借鉴

中国煤炭地质工作者根据中国聚煤作用和煤炭资源分布的实际情况，对中国赋煤单元开展了系统区划研究，提出了不同的单元级别划分意见（见表 3.1）。

表 3.1 煤炭聚集单元代表性划分方案

作者/年份	划分方案	划分目的
中国煤田地质总局/1986	聚煤区、含煤区、预测区	资源预测与评价
钱大都等/1996	聚煤区、含煤区、煤盆地（煤田），煤矿区	资源预测与评价
中国煤田地质总局/1997	赋煤区、含煤区、煤田或煤产地，勘探区（井田）或预测区	资源预测与评价
中国煤田地质总局/2001	聚煤域、聚煤盆地	聚煤作用与聚煤规律研究

来源：赵靖舟，时保宏，2005.

经过近 20 年的地质研究和勘探实践，国内外在煤层气地质研究方面已取得了较大进展，初步形成了一套煤层气富集地质理论和选区评价技术。归纳起来，煤层气地质单元的划分主要存在表 3.2 所示的几种意见[3]。

（2）区划应考虑的主要因素

参考以上相关研究成果，在进行中国煤层气资源分布进行区划时，应考虑以下各方面的因素。

①SN-NNE 向深层构造陡变带

根据区域地球物理资料，中国大陆自西向东，深层结构有明显阶梯式分带现象，主要的 SN-NNE 向深层构造陡变带有 3 条，自西向东依次为贺兰山-龙门山陡变带、大兴安岭-武陵山陡变带和中国东部陆缘陡变带。它们对中国煤层气资

源分布及勘探开发工作具有广泛而又深刻的影响。在此将它们作为煤层气区划一级单元的边界。

②大地构造分区边界

在 SN 向分带的基础上，按板块边界和稳定区（陆块）与活动区（褶皱带）的界线进行东西向分块，主要有塔里木-华北陆块与天山-赤峰活动带的界限、塔里木-华北板块与华南板块的界限，以及扬子陆块与松潘-甘孜活动带的界限。这些边界对中国煤田的形成和分布具有重要控制作用，是划分二级单元的依据。

③区域构造和聚煤特征

中国石炭二叠纪、晚二叠世、早中侏罗世和早白垩世这 4 个重要聚煤期的煤层各有特定的主要聚集范围，所遭受的后期变形改造也各不相同。这些特征决定了三级单元的划分。

④含气性

这里所说的含气性，既指煤层气含量，也包括煤层厚度和赋存面积的大小。部分偏远地区的煤层，或因煤层气含量很低，或因煤层赋存面积小，或因构造十分复杂等原因，可暂不列入本次煤层气资源区划范围。

⑤地域因素

在进行区划时，要考虑到行政区划的人为因素，这样便于区划命名和煤层气资源的统计与决策。

表 3.2 煤层气聚集单元主要代表性划分方案

作者/年份	划分方案	划分目的
美国/1995	Region, Province, Basin, Play, Cell	资源评价
赵庆波等/1996	大区，区块，目标	勘探选区评价
叶建平等/1998	聚气区，聚气带，目标区	资源评价
张建博/2000	大区，盆地，区块	资源评价
刘洪林，等/2001	聚气大区，聚气带，评价区块	资源评价
张新民/2002	煤层气大区，含气区，含气带，气田	资源评价
赵庆波等/2002	大区评价，区带评价，目标评价，区块评价	勘探选区评价

来源：赵靖舟，时保宏，2005.

3.1.2. 中国煤层气资源分布区划方案

根据以上区划原则，并考虑实际资料与实际勘探开发活动程度，按煤层气大

区、含气区、含气带、气田这四个级别进行中国煤层气资源分布区划（见图 3.1）。

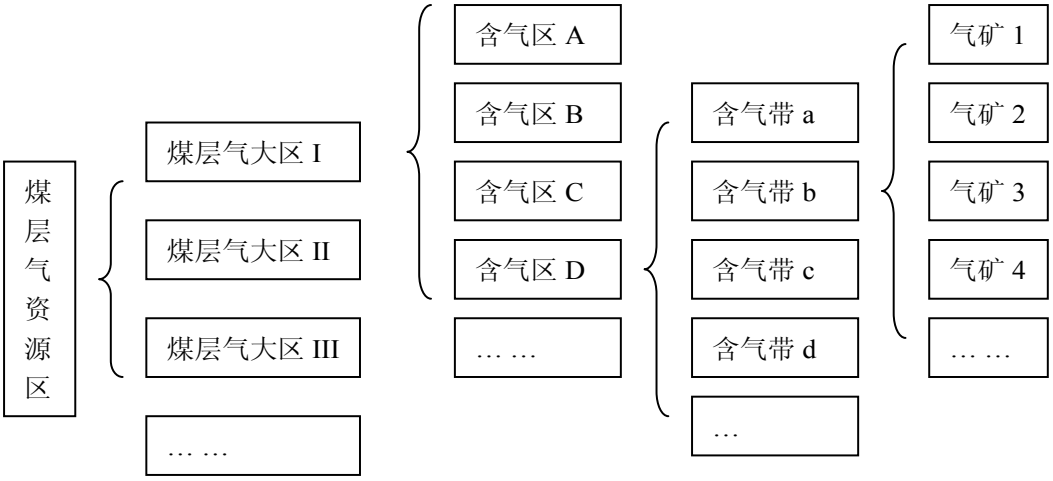


图 3.1 煤层气资源区划方案

按照该思路，本研究将全国煤层气资源共划分为 4 个大区、10 个含气区、56 个含气带和超过 85 个代表性矿区（目标区），见表 3.3~表 3.5。

表 3.3 中国东部区煤层气资源区划表

大区	含气区	含气带	目标区
东部区	黑吉辽 I（东北地区）	三江-穆棱河 I_{01}	双鸭山、勃利、鹤岗、鸡西
		延边 I_{02}	延边
		浑江-辽阳 I_{03}	红阳
		抚顺 I_{04}	抚顺
		辽西 I_{05}	阜新、铁法
		松辽盆地东部 I_{06}	呼和湖凹陷、霍林河
		松辽盆地西南 I_{07}	
	冀鲁豫皖 II（华北、华东地区）	冀北东部 II_{01}	
		京唐 II_{02}	大青山、宣下、兴隆、蓟玉、开滦、柳江、灵山
		太行山东麓 II_{03}	峰峰、焦作、临城、安阳-鹤壁
		冀中平原 II_{04}	大城
		豫北鲁西北 II_{05}	豫北
		豫西 II_{08}	豫西
		豫东 II_{09}	豫东
		徐淮 II_{10}	淮北
		淮南 II_{11}	淮南

续表.3.3

东部区	华南 III	鄂东南赣北 III_{01}	赣北
		长江下游 III_{02}	
		苏浙皖边 III_{03}	
		赣浙边 III_{04}	赣东
		萍乐 III_{05}	萍乡、乐平、丰城、杨桥-袁村
		湘中 III_{06}	连邵
		湘南 III_{07}	湘南
		桂中北 III_{08}	红茂、罗城、合山

表 3.4 中国中部区煤层气资源区划表

大区	含气区	含气带	目标区
中部区	内蒙古东部 IV	未划分	
	晋陕蒙 V (华北、西北地区）	冀北西部 V_{01}	
		大宁 V_{02}	宁武
		沁水 V_{03}	阳泉、和顺-左权、潞安、晋城、霍东、太原西山
		霍西 V_{04}	霍州
		鄂尔多斯盆地东缘 V_{05}	乡宁、吴堡、柳林、府谷、三交北
		渭北 V_{06}	韩城、澄合、蒲白、铜川
		鄂尔多斯盆地北部 V_{07}	鄂尔多斯盆地北部
		鄂尔多斯盆地西部 V_{08}	鄂尔多斯盆地西部
		桌-贺 V_{09}	石嘴山、桌子山、汝箕沟、韦州、马莲滩、呼鲁斯太
		陕北 V_{10}	陕北
		黄陇 V_{11}	黄陇
	云贵川渝 VI (西南地区)	华蓥山 VI_{01}	赫天祠、中山、华蓥山北段、华蓥山中段、天府、中梁山、沥鼻峡、西山、南桐、南武、松藻、
		永荣 VI_{02}	螺观山、青山岭、古佛山、古叙、芙蓉、筠连、镇雄
		雅乐 VI_{03}	峨眉山
		川南黔北 VI_{04}	黔西北、黔北

续表 3.4

中部区	云贵川渝 VI (西南地区)	贵阳 VI_{05}	贵阳
		六盘水 VI_{06}	圭山、恩洪、宣威、六盘水、兴义、织纳
		渡口楚雄 VI_{07}	渡口

表 3.5 中国西部区和海域区煤层气资源区划表

大区	含气区	含气带	目标区
西部区	北疆 VII	吐-哈 VII_{01}	艾维尔沟
		三唐-淖毛湖 VII_{02}	三唐-淖毛湖
		准噶尔南 VII_{03}	白杨河
		准格尔东 VII_{04}	
		准噶尔北 VII_{05}	准噶尔北
		伊犁 VII_{06}	伊犁
		尤尔都斯 VII_{07}	尤尔都斯
		焉耆 VII_{08}	焉耆
	南疆-甘青 VIII	蒙甘宁边 $VIII_{01}$	
		西宁-兰州 $VIII_{02}$	
		河西走廊 $VIII_{03}$	
		柴达木北 $VIII_{04}$	
		塔里木东 $VIII_{05}$	
	滇藏 IX	无资料 VIIII	
海域区	台湾 X	台湾 X	

3.2. 中国煤层气资源总量与分布

3.2.1. 中国煤层气资源总量

从20世纪80年代开始中国有关部门和专家对中国煤层气资源量进行了多次计算，虽然结果存在很大差异，但是仍然可以预见中国煤层气资源量巨大。历次计算结果见表 3.6。

据国土资源部油气资源评价结果，中国 2000m 以浅的煤层气资源量约 $35\times10^{12}m^3$，这部分资源可以利用现有技术在未来 20 年内得到开发利用，其中埋深在 300m~1500m 范围内的优质煤层气资源是短期内勘探开发的重点。此外，还

有大约 $50\times10^{12}m^3$ 的 2000m~4000m 深度范围内的煤层气资源随着技术的进步也可以得到有效地开发利用。

表 3.6 中国煤层气资源历次评价结果

组织或专家	资源量（$10^{12}m^3$）	计算范围
焦作矿业学院（1987）	31.92	全国所有可采煤层
李明潮等（1990）	32.15	全国所有可采煤层
地矿部石油地质研究所（1990）	10.6~25.23	
西安分院（1991）	30~35	未包括褐煤和藏、粤、闽、台地区以及 C1、P1 煤层
中国统配煤矿总公司（1992）	24.75	全国所有可采煤层中可回收煤层气量
段俊琥（1992）	36.30	
关德师（1992）	25-50	
张新民等（1995）	32.68	未包括褐煤和藏、粤、闽、台地区以及 C1、P1 煤层
叶建平等（1998）	14.34	未包括浅部煤层气含量小于 4m3/t 区域
中联公司（2000）	31.46	未包括褐煤和藏、粤、闽、台地区以及 P1 煤层
王红岩等（2005）	27.3	
国土资源部（2005）	35	

来源：张新民，2002；王红岩，2005.

对于中国煤层气可采资源量，根据美国成熟地区煤层气采收率估计，一般煤层气资源的可采系数在 10%~50%左右，中值为 30%，据此推算中国煤层气可采资源量超过为 $10\times10^{12}m^3$。

3.2.2. 中国煤层气资源分布

由于国土资源部尚未公布新一轮油气资源评价的详细数据，本研究将采用张新民等（2000 年）的研究结果，以说明中国煤层气资源的分布特征。

（1）煤层气大区资源分布

中国目前陆上埋深 300m~2000m 的煤层气资源量为 $31.46\times10^{12}m^3$，除海域气区外，三个煤层气大区的煤层气资源分布见表 3.7。可见，中国陆上煤层气资源主要集中在中、西部大气区。

（2）煤层气含气区资源分布

在 10 个含气区中，晋陕蒙含气区的资源量最大，为 $17.25\times10^{12}m^3$，占全国

煤层气总资源量的54.83%;其次是北疆区,为$6.88\times10^{12}m^3$,占全国总量的21.86%;华南区最少，只有$0.16\times10^{12}m^3$，仅占全国总量的0.50%。

表3.7 三个煤层气大区的煤层气资源量分布

地区	资源量（10^8m^3）	百分比（%）	煤级	主要地质时代
中部	200776.08	63.81	中、高	C、P
			低	J_{1-2}
西部	79901.80	25.40	低、中	J_{1-2}
东部	33934.62	10.7	中、低	K_1
总计	314612.5	100.0		

来源：张新民，2002.

（3）煤层气含气带及不同地质时代的资源分布

各含气带的煤层气资源量相差很大。资源量最多的含气带是鄂盆北部含气带和沁水含气带，资源量最少的是延边含气带，只有$13.25\times10^8m^3$，只有鄂盆北部含气带的万分之二。全国56个含气带中，煤层气资源量大于$1\times10^{12}m^3$的含气带有9个（见表3.8），这些含气带都位于中部区的晋陕蒙、云贵川含气区和西部区的北疆含气区。

表3.8 煤层气资源量大于$10000\times10^8m^3$的9个含气带情况表

含气带	成煤时代	总资源量（10^8m^3）	资源密度（$10^8m^3/km^2$）
鄂盆北部	C-P、J_{1-2}	55825.61	1.09
沁水	C-P	55157.77	2.01
吐-哈	J_{1-2}	26258.98	1.51
鄂盆东缘	C-P	19962.27	1.22
六盘水	P_2	15094.34	1.70
准东	J_{1-2}	14532.17	0.74
鄂盆西部	J_{1-2}	12732.06	0.63
伊犁	J_{1-2}	12191.91	1.21
川南黔北	P_2	10381.79	0.33

来源：张新民，2002.

从表3.8还可看出不同地质时代煤层气资源分布：90%的煤层气资源储藏在早中侏罗纪、石炭纪和二叠纪的煤层中，其中早中侏罗世的资源量最大，占总量

的 46.13%；石炭二叠纪次之，占总量的 43.52%。这些时代的煤层最厚并分布稳定，煤质、煤阶和渗透率适合于煤层气的生成、储存和开发。

（4）不同埋深煤层气资源分布

根据国外煤层气的开发经验，煤层气井的深度不宜过深，否则将失去开采价值。在中国现有的技术经济条件下，300m~1500m 埋深的煤层气资源比较适合近期开发，1500m~2000m 埋深的煤层气资源可以作为将来的接替资源。中国煤层气不同埋深的资源量分布见表 3.9，可见适合近期开发的煤层气资源占到了总资源的 60%，这对煤层气的勘探开发非常有利。

表 3.9 不同埋藏深度煤层气资源分布

埋深（m）	资源量（10^8m^3）	百分比（%）
300~1500	190816.16	60.65
1500~2000	123796.32	39.35
总计	314612.48	100

来源：张新民，2002.

（5）不同煤阶煤层气资源分布

不同煤阶煤层气资源分布见表 3.10。

表 3.10 不同煤阶煤层气资源分布

煤阶	长焰煤	不沾煤弱粘煤	气煤	肥煤	焦煤	瘦煤	贫煤	无烟煤	合计
资源量（$10^{12}m^3$）	6.65	8.78	3.01	1.55	0.86	0.83	0.88	2.44	25
资源比例（%）	26.6	35.2	12.1	6.2	3.3	3.3	3.5	9.8	

来源：张新民，2002.

3.3. 中国煤层气资源地质条件及特征

3.3.1. 中国煤层气成藏地质理论分析

经过前期中国在煤层气勘探方面的实践和研究，初步总结出中国煤层气地质理论，指导中国煤层气勘探取得好的效果[5]，主要认识如下：

（1）4种煤层气气藏类型：压力封闭、承压水封堵、顶板水网络状微渗滤封堵、构造圈闭。其中顶板水网络状微渗滤封堵气藏开采中水大气少，构造圈闭气藏开采中水少气难以解吸，而压力和承压水封闭气藏含气饱和度高，高产富集条

件优越。

（2）由盆地边缘到腹部存在4种成因分布带：甲烷风化带、生物降解带、饱和吸附带、低解吸带。甲烷风化带以含N_2，CO_2为主，生物降解带煤层气$\delta^{13}C_1$轻为-50‰至-65‰，开采中水大气少；低解吸带往往煤层埋藏深，$\delta^{13}C_1$重<-45‰，煤储层物性差，开采中可解吸气量少，产量低；而饱和吸附带含气量高，含气饱和度高，高产富集条件优越，$\delta^{13}C_1$为-30‰至-50‰，是煤层气主要勘探目标。

（3）煤层气成藏中往往受5种改造作用控制：水动力洗刷、煤层矿化、构造粉煤、成岩压实、构造变形差异聚集作用。水动力洗刷作用使原气藏被开启，含气量低，含气饱和度低，气井产量低；煤层矿化作用使煤层被方解石脉充填物性变差（煤层在早期被开启）；构造粉煤作用使煤层在构造应力作用下改变颗粒结构煤层呈粉状或糜棱状，气井产量低；成岩压实随煤层埋深加大物性变差，气井产量很低；构造变形差聚集作用往往令盆地抬升煤层变浅，构造作用使煤层次生割理发育物性变好，下倾部位有充足气源供给，上倾承压水封堵，含气量高，含气饱和度高，物性好，煤层气高产富集条件优越，是寻找煤层气高产富集区的有利构造部位[6]。

3.3.2. 中国煤层气资源地质总体特征

中国煤田地质构造复杂，部分含煤盆地后期改造较强，构造形态多样，煤层及煤层气资源赋存条件在鄂尔多斯等大中型盆地较简单，在中小盆地较复杂。

（1）含煤盆地及成藏条件

中国大陆含煤盆地集中分布在塔里木-华北板块、华南板块及准噶尔-兴安活动带的构造活动相对稳定的陆块或地块上，形成时代主要为石炭-二叠纪、晚三叠世-早白垩世和第三纪[8]。依据所处大地构造域的位置及沉积构造特征，大体分为板内克拉通型与陆内断陷、坳陷型。含煤盆地中形成煤层气藏受下列条件控制：①古气候、古植物、古地理、古构造以及沉积环境控制了煤的形成、分布及品质；②构造变形直接控制了盆地的整体封存条件，影响了盆地中煤的埋深及煤储层的渗滤性；③煤岩变质程度一是影响生气量，二是影响煤岩的渗滤性；④封盖层和水动力条件决定煤层气藏的保存状态。

（2）中国煤层气资源的特殊性

①资源量丰富，但在分布上既分散又集中

中国陆上埋深2000m以浅的煤层气资源量广泛分布在不同的含煤盆地中，其

中具有优势开发潜力的资源又相对集中在华北地区的中东部(62%)，该区既是常规气的发育盲区，又是洁净能源的消费旺区。开发该地区的煤层气资源对于缓解该区天然气供需矛盾、减轻煤炭运输压力、降低对煤炭的严重依赖具有重要的现实意义[8]。

②储层不均一性强烈，华北地区相对优越

中国地壳运动具有多旋回性和复杂性，造成煤层及煤层气分布在区域、地质时代上的不均一性，特别是由于成煤构造背景不同、后期构造破坏的强度和范围不同、区域的热史影响不同，使得煤层气储层条件产生了区域地质和微观结构组成上强烈不均一性。但华北地区构造基底相对稳定，后期构造破坏在华北地区中部相对简单，特别是燕山后期快速区域热变质作用使该区煤储层条件相对有利。

③高阶煤和低阶煤占主导，高阶煤可产气

中国煤层气主要赋存在低阶煤和高阶煤中（占总资源量的85.56%）。根据美国煤层气理论，中阶煤是最有利的煤层气开发目标区，但中国勘探实践表明，为美国理论所否定的高阶煤区恰恰是目前最活跃的勘探区，并取得了产气突破。低阶煤煤层气资源在中国占的比例最大，但按现有的理论和技术，其开发难度也大。

④煤体结构破坏严重，低渗、低压、低饱和现象突出

由于成煤后构造破坏严重，许多煤层的煤体结构遭到了破坏，特别是南方含气区，在加里东褶皱带或过度带上发育起来的煤盆地又经受了印支运动、燕山运动和喜山运动的多期破坏，形成了大面积的构造煤。低渗、低压、低饱和是中国煤层气藏的又一个较为显著的特征，为煤层气资源的开发带来了很大的难度。

（3）煤层气富集区地质与成藏特征

相关研究认为[9, 10]，目前中国全国范围内有十大煤层气富集区。这十大煤层气富集区的资源总量占全国资源量的三分之一，煤的演变程度高低不等，煤层气资源受控因素和条件不同，而且含气量等诸多特征都有各自特点（见表 3.11）。

①低压、低渗、低饱和现象突出。有些地区表现为特低压、特低渗和特低饱和。这些特征使得中国的煤层气藏在按照当前的理论和利用现有技术开发时存在相当程度的先天不足。

②成煤后期构造破坏严重，造成部分地区构造煤发育，构造煤的发育使得储层改造这一影响煤层气井产能的激励过程无法实现。

③大部分中阶煤储层具有强烈的不均一性，严重限制了煤层气井的产能开

发，同时为规模开发煤层气藏带来了很大的困难。

④高阶煤和低阶煤煤层气在资源总量中占2/3以上，按照现有的理论，这些煤储层不具备产气优势。但是在一些区域高阶煤和低阶煤中获得了高产气流，说明高阶煤和低阶煤并非全都是煤层气开发的禁区。

表 3.11 中国煤层气富集区的地藏特征

煤层气富集区	煤层时代	层数 厚度（*m*）	含气量（m^3/t）	含气饱和度（%）	资源量（亿 m^3）	直接盖层岩性 厚度（*m*）	基底类型
鄂尔多斯盆地中部	J	$\frac{3\sim5}{10\sim20}$	2~8	65~80	10700	$\frac{泥岩}{4\sim8}$	稳定地台区
鄂尔多斯盆地东部	C-P	$\frac{2}{10\sim35}$	12~25	75~90	59262	$\frac{泥岩}{5\sim22}$	稳定地台区
沁水盆地	C-P	$\frac{2}{9\sim15}$	13~34	81~100	39668	$\frac{灰岩}{1\sim12}$	稳定地台区
豫西向斜	C-P	$\frac{3}{10\sim12}$	17~25	70~95	5727	$\frac{泥岩}{12\sim28}$	地台与褶皱过渡区
鲁西-濮阳斜坡带	C-P	$\frac{2\sim3}{10\sim14}$	15~20	80~85	1755	$\frac{泥岩}{3\sim9}$	地台与褶皱过渡区
冀中-冀东斜坡带	C-P	$\frac{3\sim5}{12\sim22}$	12~23	60~80	2257	$\frac{泥岩}{2\sim13}$	稳定地台区
淮南-淮北复向斜	C-P	$\frac{3\sim5}{15\sim26}$	11~22	77~92	4000	$\frac{泥岩}{3\sim5}$	地台与褶皱过渡区
六盘水煤田	P_2	$\frac{5\sim7}{20\sim45}$	17~32	73~96	17064	$\frac{泥岩}{12\sim16}$	稳定地台区
天山山前	J	$\frac{10\sim20}{45\sim150}$	2~6	62~85	2086	$\frac{沙泥岩互层}{38\sim190}$	中间地块区
松辽-辽西	J_3-K_1	$\frac{3}{22\sim220}$	3~7	55~75	324	$\frac{沙泥岩互层}{14\sim170}$	中间地块区

来源：张新民，2002.

3.3.3. 主要含气区地质特征描述

下面主要对 10 个含气区中 7 个主要含气区进行介绍。

（1）黑吉辽含气区

黑吉辽含气区北、东起国境线，南至阴山-燕山褶皱带东段，西至大兴安岭构造带。区内含煤地层主要为下白垩统和第三系，其次为石炭二叠系。早白垩世含煤盆地发育，含气性较好；第三系仅抚顺盆地煤级较高，为长焰煤、气煤，含气性好，其他盆地均为褐煤，含气量小，未作评价；石炭二叠纪煤层仅分布在含气区南部，煤层稳定，含气性相对较好。煤层气资源主要集中于黑龙江和辽宁两省，其中，三江-穆棱河、浑江-辽阳、辽西含气带较为丰富。

本区是中国最早开展煤层气资源勘探开发活动的地方。煤层气勘探活动主要

集中在南部辽宁省沈阳市周围地区，在北部鹤岗盆地的勘探结果表明，情况较差；煤层气开发活动为矿井瓦斯抽放，在抚顺、铁法、鹤岗、鸡西等矿区已产生明显的经济效益和社会效益。

（2）冀鲁豫皖含气区

冀鲁豫皖含气区的地理分布范围为华北聚煤区的太行山以东地区，大致相当于华北陆块东部。西起太行山构造带，东至郯庐断裂带，北起黑吉辽含气区南界，南至秦岭-大别山褶皱带东段。含煤地层以石炭二叠系为主，有少量下、中侏罗统。石炭二叠纪含煤地层沉积范围广，煤层稳定，含煤性好。本区内分布有较多的煤层气勘探开发前景有利的区块，是中国目前煤层气勘探比较活跃的地区，其中以开滦、大城、淮北、淮南矿区进展比较明显。

（3）华南含气区

华南含气区位于秦岭-大别山褶皱带以南、武陵山构造带以东的陆地地区，包括中国大部分东南和华南地区。区内主要发育晚二叠世含煤地层。由于受华夏和新华夏系构造的影响，晚二叠世煤田仅局部保存较好，煤层较稳定，含气性好。本区煤层气资源主要集中于江西和湖南两省，其中以萍乐和湘中含气带煤层气资源较为丰富，煤层气勘探活动在丰城、冷水江矿区进行，以丰城矿区的效果较好。

（4）晋陕蒙含气区

晋陕蒙含气区是中国煤层气资源最为丰富的地区之一，地理分布范围包括华北聚煤区的太行山以西地区，西起贺兰山-六盘山断裂带，东至冀鲁豫皖含气区西界，北起阴山-燕山褶皱带西段，南至秦岭-大别山褶皱带西段。该区含煤地层有石炭二叠系，下、中侏罗统，含煤性好，煤层大面积内发育稳定。其中沁水、霍西含气带的含气性好，陕北、黄陇含气带的含气性比较差，其他含气带的含气性居中。该含气区是中国目前煤层气勘探开发活动最为活跃的地区，特别是沁水盆地的晋城以及河东煤田的柳林等地已取得小型试验性开发的成功，展现出良好的开发前景。

（5）云贵川渝含气区

云贵川渝含气区的地理分布范围为华南赋煤区的西部，西起龙门山-哀牢山断裂带，东至华南含气区西界，北起晋陕蒙含气区南界，南至国境线。区内主要发育二叠纪含煤地层，沉积范围广，煤层稳定，含煤性好，含气性也好。其中，六盘水含气带煤层气资源最为丰富，煤层气资源丰度也最高；其次为华蓥山、永

荣、川南黔北和贵阳含气带；而雅乐、渡口楚雄含气带煤层气资源较为贫乏。只有宝鼎煤田攀枝花矿区，为晚三叠世煤层，煤层气资源丰度较高，但规模小，煤层厚度变化很大。受地形条件限制，本区煤层气勘探活动较其他含气区相对滞后。区内矿井瓦斯抽放工作十分活跃，尤以重庆地区的松藻、南桐、中梁山等矿区闻名全国；另外四川的芙蓉，贵州的六枝、盘江、水城、林东等矿区的抽放工作成效也十分显著。

（6）北疆含气区

北疆含气区的地理分布范围为新疆的天山褶皱带及其以北地区。区内发育众多早中侏罗世含煤盆地，主要有准噶尔、吐哈、伊犁等。煤层较稳定，厚度大，含煤性好；但是，煤级低，多为长焰煤。煤层含气性一般比较低，仅在局部地段由于受到高异常古地热场的叠加影响而使煤级增高，从而煤层含气性相对变好。

（7）南疆-甘青含气区

南疆-甘青含气区的地理分布范围为西北聚煤区的天山以南地区，北起天山-阴山褶皱带西段，南至昆仑-秦岭裙皱带西段，西起国境线，东至晋陕蒙含气区西界。区内有早中侏罗世含煤盆地和石炭二叠纪含煤盆地。本区早侏罗世煤层煤级低，多为长焰煤，煤层含气性比较差。而石炭二叠纪煤层的煤级普遍较高，但含煤地区分布局限，煤层气资源贫乏，至今还是中国煤层气勘探开发的空白区。

3.3.4. 中国煤层气主要含气带地质特征描述

本研究收集了 56 个含气带的成煤时代、主要煤级、埋深、含气饱和度、气含量、资源密度、煤层气资源量等 7 个地质参数，详见附表 1。为说明起见，下面列出了其中几个煤层气含气带的主要参数（如表 3.12）。

3.4. 中国煤层气区带排序优选研究

本节将对前面煤层气区划给出的 56 个煤层气区带进行综合评价排序。基本过程是：根据地质情况和评价目的选取评价参数，并应用相应的数据处理方法对参数进行处理；依据专家意见确定各指标权重，通过加权平均的方法得到各区带排序结果。

3.4.1. 评价指标的选择及处理方法

按照定量分析原则，以反映煤层气资源质量最直接、最有效的指标作为排序依据。在排序分析中，首先对指标进行预处理，然后采用适当方法进行无量纲化，考虑到煤层气资源评价中专家意见的重要性，指标权重依据专家评价意见确定。

从评价资源的富裕程度出发，并考虑定量分析原则的要求，可以认为，区带的资源密度、煤层气资源量、含气量这三个参数是反映煤层气区带总体条件的最直接、最有效的指标，故选择此三个参数作为排序依据。

表 3.12 部分煤层气含气带地质特征参数

序号	含气带	成煤时代	主要煤级	埋深 m	含气饱和度%	气含量 m^3/t	资源密度 $10^8m^3/km^2$	煤层气资源量 10^8m^3
1	三江-穆棱河 I_{01}	K1		<1000		3.46	0.24	2243.47
		K1	FM/JM	1000-1500		8.28		
				1500-2000		9.98		
2	抚顺 I_{04}	R3		<1000		9.23	0.07	44.58
		R3	CY	1000-1500		9.23		
				1500-2000	85	8.26		
3	沁水 V_{03}	C-P		<1000		16.13	2.01	55157.77
		C-P	SM/PM/WY	1000-1500	95	21.39		
				1500-2000	95	22.06		
4	霍西 V_{04}	C-P		<1000		16.13	1.83	7355.45
		C-P	FM/JM/SM	1000-1500	95	21.39		
				1500-2000	95	22.06		
5	渭北 V_{06}	C-P		<1000		7.87	0.94	7011.02
		C-P	SM/PM/WY	1000-1500	85	18.31		
				1500-2000	85	18.84		
	…	…	…	…	…	…	…	…

一般情况下，指标按性质可分为正指标、逆指标和中性指标。在进行评价时，必须对逆指标和中性指标进行正向化处理。而又由于不同指标之间的量纲不一样，因而也必须对指标数据进行无量纲化处理。指标的正向化与无量纲化可同时进行，我们根据指标性质分别为三种类型指标设计了集正向化与无量纲化为一体的指标处理函数。

对于正指标，只需要进行无量纲化处理，指标处理函数为：

$$u_{ij}=\frac{x_{ij}}{\max\limits_{i}\{x_{ij}\}},\quad i=1,2,\cdots,n;\ j=1,2,\cdots,m$$

式中，x_{ij} 为具体指标值，u_{ij} 为标准化指标值（下同）。

对于逆指标，既要进行正向化处理，也要进行无量纲化处理，指标处理函数为：

$$u_{ij}=\begin{cases}\dfrac{\min\limits_{i}\{x_{ij}\}}{x_{ij}} & x_{ij}\neq 0\\ 1 & x_{ij}=0\end{cases},\quad i=1,2,\cdots,n;\ j=1,2,\cdots,m$$

对于中性指标，同样也要进行正向化和无量纲化处理，指标处理函数为：

$$u_{ij}=\begin{cases}\dfrac{\max\limits_{i}\{x_{ij}\}-x_{ij}}{\max\limits_{i}\{x_{ij}\}-v_j} & x_{ij}>v_j\\ \dfrac{x_{ij}-\min\limits_{i}\{x_{ij}\}}{v_j-\min\limits_{i}\{x_{ij}\}} & x_{ij}<v_j\\ 1 & x_{ij}=v_j\end{cases},\quad i=1,2,\cdots,n;\ j=1,2,\cdots,m$$

式中，v_j为中性指标的中值（即理想值，下同）。

此外，考虑到资源评价中对指标的最低要求和优选目标，采用门限值约束的方法优选目标区。其中，方法一是直接根据门限值选择符合筛选要求的目标区；方法二是，对于极大指标和极小指标确定指标的上限下限，当某指标值大于最大界限值时视为等同于最高值（或最好值），当某指标值小于最小界限值时视为等同于最低值（或最差值）。此方法的特点主要是对最优值和最差值为一隶属区间，而非单一值。

对于正指标，指标处理函数为：

$$u_{ij}=\begin{cases}1, & (x_{ij}\geq u_j)\\ 0, & (x_{ij}\leq d_j)\\ \dfrac{x_{ij}-d_j}{u_j-d_j}, & (d_j<x_{ij}<u_j)\end{cases},\quad i=1,2,\cdots,n;\ j=1,2,\cdots,m$$

式中，u_j为最大界限值，d_j为最小界限值（下同）。

对于逆指标，指标处理函数为：

$$u_{ij}=\begin{cases}0, & (x_{ij}\geq u_j)\\ 1, & (x_{ij}\leq d_j)\\ \dfrac{u_j-x_{ij}}{u_j-d_j}, & (d_j<x_{ij}<u_j)\end{cases},\quad i=1,2,\cdots,n;\ j=1,2,\cdots,m$$

对于中性指标，指标处理函数为：

$$u_{ij}=\begin{cases}0, & (x_{ij}\geq u_j;\ x_{ij}\leq d_j)\\ 1, & (zd_j\leq x_{ij}\leq zu_j)\\ \dfrac{x_{ij}-d_j}{zd_j-d_j}, & (d_j<x_{ij}<zd_j)\\ \dfrac{u_j-x_{ij}}{u_j-zu_j}, & (zu_j<x_{ij}<u_j)\end{cases},\quad i=1,2,\cdots,n;\ j=1,2,\cdots,m$$

式中，zd_j为指标的中值区间（即理想值区间）下限，zu_j 为指标的中值区间（即理想值区间）上限。

3.4.2. 煤层气含气带综合排序结果

在排序时，所选三个指标皆为正向指标，所以可以直接采用上述无量纲化方法进行。指标权重是在对相关专家调查分析基础上确定的（见表 3.13）。经过处理可以得到各个含气带得分并按从大到小对煤层气含气带进行排序，如表 3.14 所示。

表 3.13 煤层气含气带排序参数权重专家分值

评价参数	资源密度	资源量	含气量
权重	0.3	0.4	0.3

表 3.14 煤层气含气带资源富集程度排序

含气带	资源密度	资源量	含气量	总得分	排序
沁水 V_{03}	1.000	0.988	0.956	0.982	1
鄂尔多斯盆地北部 V_{07}	0.542	1.000	0.287	0.649	2
霍西 V_{04}	0.910	0.132	0.956	0.613	3
六盘水 VI_{06}	0.846	0.270	0.519	0.518	4
吐-哈 VII_{01}	0.751	0.470	0.284	0.499	5
桌-贺 V_{09}	0.891	0.140	0.474	0.466	6
鄂尔多斯盆地东缘 V_{05}	0.607	0.358	0.467	0.465	7
豫东 II_{09}	0.572	0.072	0.721	0.417	8
太行山东麓 II_{03}	0.587	0.079	0.669	0.409	9
渭北 V_{06}	0.468	0.126	0.722	0.407	10
豫西 II_{08}	0.652	0.100	0.523	0.392	11
伊犁 VII_{06}	0.602	0.218	0.307	0.360	12

续表 3.14

含气带	资源密度	资源量	含气量	总得分	排序
冀中平原 II_{04}	0.572	0.077	0.520	0.358	13
大宁 V_{02}	0.687	0.048	0.412	0.349	14
湘南 III_{07}	0.104	0.007	1.000	0.334	15
淮南 II_{11}	0.667	0.062	0.358	0.332	16
塔里木东 $VIII_{05}$	0.667	0.093	0.300	0.327	17
京唐 II_{02}	0.572	0.020	0.396	0.298	18
川南黔北 VI_{04}	0.164	0.186	0.561	0.292	19
湘中 III_{06}	0.149	0.008	0.782	0.282	20
鄂尔多斯盆地西部 V_{08}	0.313	0.228	0.246	0.259	21
浑江-辽阳 I_{03}	0.219	0.013	0.553	0.237	22
鄂东南赣北 III_{01}	0.030	0.001	0.728	0.228	23
贵阳 VI_{05}	0.085	0.017	0.604	0.213	24
萍乐 III_{05}	0.050	0.005	0.615	0.201	25
华蓥山 VI_{01}	0.124	0.011	0.530	0.201	26
河西走廊 $VIII_{03}$	0.234	0.034	0.346	0.188	27
准噶尔南 VII_{03}	0.264	0.062	0.271	0.185	28
雅乐 VI_{03}	0.030	0.004	0.579	0.184	29
蒙甘宁边 $VIII_{01}$	0.284	0.016	0.291	0.179	30
长江下游 III_{02}	0.055	0.002	0.518	0.173	31
焉耆 VII_{08}	0.149	0.062	0.334	0.170	32
陕北 V_{10}	0.164	0.067	0.303	0.167	33
永荣 VI_{02}	0.119	0.014	0.394	0.160	34
三江-穆棱河 I_{01}	0.119	0.040	0.349	0.156	35
三唐-淖毛湖 VII_{02}	0.154	0.060	0.285	0.156	36
准噶尔北 VII_{05}	0.114	0.090	0.279	0.154	37
赣浙边 III_{04}	0.025	0.001	0.484	0.153	38
豫北鲁西北 II_{05}	0.129	0.045	0.310	0.150	39
黄陇 V_{11}	0.030	0.003	0.458	0.147	40
抚顺 I_{04}	0.035	0.001	0.444	0.144	41

续表 3.14

含气带	资源密度	资源量	含气量	总得分	排序
柴达木北 $VIII_{04}$	0.164	0.010	0.292	0.141	42
桂中北 III_{08}	0.075	0.002	0.391	0.141	43
徐淮 II_{10}	0.025	0.061	0.358	0.139	44
苏浙皖边 III_{03}	0.050	0.003	0.376	0.129	45
辽西 I_{05}	0.075	0.007	0.311	0.119	46
西宁-兰州 $VIII_{02}$	0.090	0.002	0.291	0.115	47
尤尔都斯 VII_{07}	0.050	0.009	0.304	0.110	48
冀北东部 II_{01}	0.060	0.001	0.296	0.107	49
渡口楚雄 VI_{07}	0.050	0.005	0.285	0.102	50
冀北西部 V_{01}	0.045	0.002	0.260	0.092	51
松辽盆地东部 I_{06}	0.010	0.001	0.177	0.056	52
松辽盆地西南 I_{07}	0.010	0	0.167	0.053	53
延边 I_{02}	0.010	0	0.167	0.053	54
无资料 VIIII	0	0	0	0	55
台湾 X	0	0	0	0	56

排序前 20 位的含气带依次为沁水、鄂尔多斯盆地北部、霍西、六盘水、吐-哈、桌-贺、鄂尔多斯盆地东缘、豫东、太行山东麓、渭北、豫西、伊犁、冀中平原、大宁、湘南、淮南、塔里木东、京唐、川南黔北、湘中。

此外，考虑资源富集程度、资源丰度以及资源规模的门限值，对指标符合资源密度大于 $0.5\times10^8 m^3/km^2$、含气量大于 $8\times m^3/t$、煤层气资源量大于 $500\times10^8 m^3$ 的目标区进行筛选，结果基本与上述评价排序结果吻合，见表 3.15。

考虑到煤层气区带选择原则，综合起来，我们选择沁水、六盘水、鄂尔多斯盆地东缘、桌-贺、霍西、渭北、豫西、太行山东麓、冀中平原、大宁、淮南、豫东、吐哈、川南黔北、辽西、湘南含气区带可以作为的煤层区带重点区域。根据资源状况排序分析可知，最好的资源基本分布在冀鲁豫皖和晋陕蒙含气区内。

3.5. 中国煤层气目标区排序优选分析

评价过程中结合煤层气目标区地质参数表，根据地质情况和评价目的选取评价参数，同时采用合适的方法给对各参数进行标准化处理；参数权重则在对相关

专家调查分析基础上确定。

表 3.15 煤层气重点区带筛选结果

序号	含气带	资源密度（$10^8m^3/km^2$）	资源量（10^8m^3）	含气量（m^3/t）	总得分	原排序
1	沁水 V_{03}	2.01	55157.77	19.86	0.982	1
2	鄂尔多斯盆地北部 V_{07}	1.09	55825.61	5.9625	0.649	2
3	霍西 V_{04}	1.83	7355.45	19.86	0.613	3
4	六盘水 VI_{06}	1.7	15094.34	10.78	0.518	4
5	吐-哈 VII_{01}	1.51	26258.98	5.9	0.499	5
6	桌-贺 V_{09}	1.79	7829.13	9.85	0.466	6
7	鄂尔多斯盆地东缘 V_{05}	1.22	19962.27	9.69	0.465	7
8	豫东 II_{09}	1.15	4002.34	14.97	0.417	8
9	太行山东麓 II_{03}	1.18	4428.09	13.89	0.409	9
10	渭北 V_{06}	0.94	7011.02	15	0.407	10
11	豫西 II_{08}	1.31	5598.41	10.85	0.392	11
12	伊犁 VII_{06}	1.21	12191.91	6.38	0.360	12
13	冀中平原 II_{04}	1.15	4308.02	10.79	0.358	13
14	大宁 V_{02}	1.38	2653.03	8.55	0.349	14
15	淮南 II_{11}	1.34	3485.72	7.43	0.332	16
16	塔里木东 $VIII_{05}$	1.34	5217.65	6.227	0.327	17
17	京唐 II_{02}	1.15	1092.13	8.23	0.298	18
18	鄂尔多斯盆地西部 V_{08}	0.63	12732.06	5.1	0.259	21
19	准噶尔南 VII_{03}	0.53	3472.49	5.637	0.185	28
20	蒙甘宁边 $VIII_{01}$	0.57	903.81	6.05	0.179	30

3.5.1. 煤层气目标区排序基本标准和评价参数

国内相关部门制定了不同的煤层气目标区评价标准，综合起来有以下几项关键内容：具有分布广泛的、厚的煤层，单层厚度不小于 0.6m，累计厚度大于 10m；热演化成熟度适中；煤层埋深适中，一般为 300~1500m；煤层天然裂隙系统发育，渗透率大于 $1\times10^{-3}\mu m^2$；水文地质条件位于承压水或滞留水区，易降压；选择盆地斜坡或煤层埋藏适中的向斜区为勘探区，选择高地应力背景下的相对低地应力（一般小于 10MPa）区为重点勘探区；勘探区煤层气远景资源量应大于 $100\times10^8m^3$，煤层分布面积大,主力煤层分布稳定；煤层含气量大于 $8m^3/t$，煤岩镜质组含量一般应大于 70%；煤层割理密度大于 500 条/m，用单项注入/压降法

测得的原始渗透率大于 $0.5\times10^{-3}\mu m^2$；要避开强水循环甲烷风化带和低解吸率的煤层低渗透带；区域性岩浆作用热变质区煤阶高、含气量大且割理发育是有利勘探区；处于承压水区的水压封闭气藏和压力封闭的高压气藏为最佳勘探目标。

煤层气的可采性首先受煤层气地质特征控制，主要包括煤阶、埋深、吸附特征、渗透率和气含量等。此外，煤层气目标区的地面条件和市场条件也是煤层气资源优选时需要考虑的因素。根据上述标准和基本分析，在煤层气目标区的筛选中，考虑影响煤层气储量及开发因素的主要方面的主要参数，从地质背景、储层因素、资源因素、开发基础因素四个方面进行评价，同时分别选取煤级、埋深、渗透率、煤层厚度、含气面积、含气量、地面条件以及市场需求等参数作为具体参数。有关参数解释如下：

（1）煤阶和含气面积

总生气量取决于煤层发育程度，煤阶越高，厚度约大，平面分布面积大，则总生气量越大。作为不同演化程度选区评价标准，拟将高、中、低煤阶划分如下：

①低煤阶：Ro≤0.7%，包括褐煤、长焰煤；

②中煤阶：0.7% < Ro≤1.7%，包括气、肥、焦、瘦煤；

③高煤阶：1.7% < Ro≤4.0%，包括贫煤、无烟煤III号。

焦煤和瘦煤是煤层气目标区评价中最有利的煤阶。所以从定量化考虑，中煤阶焦、瘦煤为 3；气、肥、贫煤、无烟煤III号为 2；褐煤、长焰煤为 1。

（2）埋深

考虑到煤层气开发难易程度，对于埋深<500m 或者>2000m，得分为 1；对于 500m<埋深<1000m，得分 3；对于 1000m<埋深<1500m，得分 4；对于 1500m<埋深<2000m，得分 2；

（3）含气量和渗透率

对于成藏的影响因素来说，无论地质因素有多么复杂，煤储层的含气量大小和渗透性的高低是最为重要的因素。前者是煤层气富集的体现，后者则是煤层气高产的前提，其他所有因素实质上都对这两个因素起着程度不等的控制作用，并通过这两个因素的具体特征而加以体现。一般认为含气量达到 $10m^3/t$ 且渗透率大于 $2\times10^{-3}\mu m^2$ 的煤层分布区即达到煤层气有利勘探区的标准。统计资料表明：中国较高产煤层气井，煤层渗透率范围为 $0.5\times10^{-3}\mu m^2$~$5.0\times10^{-3}\mu m^2$。含气量对生产能力的影响是显而易见的，含气量大于 $15m^3/t$ 的预测区具有高产条件，

$8m^3/t$~$15m^3/t$，具有中产条件，小于 $8m^3/t$ 低产甚至无产能。

（4）厚度

煤层厚度是煤层气高产富集的前提，是煤层气赋存的场所，煤层越发育，其勘探前景就愈广阔。根据国外经验和国内实践认识到，单层煤厚大于 3m，将具有高产可能。从资源潜力而言，总厚度应大于 10m。

（5）地面条件。地面条件决定了地面工程投资以及开发难易程度，对于开发具有一定的影响。平原为 8 分，丘陵为 6 分，山地为 4 分，沟壑 1 分。

（6）市场需求。因为煤层气的应用区域相近于传统天然气，所以可以借鉴天然气需求进行煤层气目标区市场需求估算（详见本报告第 5 章）。

3.5.2. 主要煤层气目标区参数及其处理

对 85 个目标目标区的含煤地层、煤级、埋深、渗透率、煤层压力、孔隙度、煤层厚度、含气面积、含气饱和度、含气量等参数数据进行收集，主要数据见附表 2。为说明起见，选出部分目标区列于表 3.16。煤层气目标区地面条件按照所处地理位置确定；煤层气目标区市场需求估算结果见附表 5。

表 3.16 中国煤层气目标区地质参数表

序号	目标区	含气面积（km^2）	煤级	埋深(m)	煤层压力（MPa）	煤层厚度（m）	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	含气量（m^3/t）	孔隙度（%）
1	大青山	32.6	QM-SM	500~1500	5~15	10	0.07	16.4	5.65
2	宣下	298	CY-JM	500~1500	5~10	10	0.07	15	4.9
3	兴隆	68.2	QM-WM	500~1500	5~22	8.65	0.07	15	5.16
23	三交北	1921	QM-FM	500~1200	4	8~17.5	0.15~11.6	8.7	4.6
25	韩城	4310	PM-WY	300~900	7.6~8.5	8.93	1.93~3.01	11.8	1.67~4.81
58	阜新	600	CY-QM	800	6.7	60~80	0.3~0.6	4.9	0.2~0.4
59	铁法	513	CY-QM	850	4	30~40	0.1~1.51	6.5	0.1~0.4

其中煤级、埋深及地面条件按照前面确定的原则给出分数。根据专家意见，权重主要分四个层次，考虑到渗透率和含气量为最主要影响因素因而列为第一层次，煤层厚度和含气面积对总气量有重要影响列为第二层次，市场需求与煤级列为第三层次，其他因素列为第四层次。由此目标区排序分值按照以下给定权重（见表 3.17）。

表 3.17 煤层气目标区排序参数权重专家分值

参数重要性	很重要		重要		较重要		一般	
具体参数	渗透率	含气量	煤层厚度	含气面积	市场需求	煤级	地面条件	埋深
权重	0.2	0.2	0.15	0.15	0.1	0.1	0.05	0.05

3.5.3. 中国煤层气目标区排序

采用加权平均法，对中国煤层气目标区进行排序，结果见表 3.18。

表 3.18 中国煤层气目标区排序表

序号	目标区	煤级	埋深	渗透率	煤层厚度	含气面积	含气量）	地形地貌	市场需求	总分
1	三交北	1.000	0.875	1.000	0.433	0.036	0.470	0.563	0.199	0.583
2	鄂尔多斯盆地侏罗系	0.500	0.750	0.667	0.267	1.000	0.432	0.625	0.045	0.572
3	韩城	0.667	0.750	0.833	0.298	0.080	0.638	0.563	0.429	0.547
4	潞安	0.833	1.000	0.328	0.500	0.061	0.730	0.625	0.111	0.533
5	大青山	1.000	0.875	0.012	0.333	0.001	0.886	1.000	0.529	0.512
6	中梁山	1.000	0.750	0.004	0.364	0.005	0.919	0.750	0.688	0.507
7	晋城	0.667	1.000	0.417	0.283	0.025	0.762	0.563	0.111	0.503
8	乡宁	0.833	0.875	1.000	0.340	0.089	0.270	0.563	0.107	0.501
9	六盘水	0.833	0.625	0.005	0.667	0.085	0.811	0.500	0.145	0.497
10	吴堡	1.000	0.875	0.333	0.333	0.039	0.649	0.563	0.084	0.489
11	石嘴山	1.000	0.750	0.667	0.450	0.001	0.330	0.875	0.118	0.481
12	天府	1.000	0.750	0.002	0.265	0.004	0.843	0.750	0.688	0.469
13	松藻	0.667	0.750	0.050	0.267	0.005	0.924	0.688	0.688	0.467
14	古佛山	0.833	0.750	0.002	0.133	0.008	0.957	0.688	0.712	0.464
15	柳江	0.833	0.750	0.042	0.333	0.001	0.811	0.813	0.101	0.463
16	和顺-左权	0.833	1.000	0.167	0.433	0.086	0.655	0.375	0.140	0.460
17	兴隆	0.833	0.875	0.012	0.288	0.001	0.811	0.875	0.410	0.460
18	丰城	0.667	0.750	0.002	0.150	0.013	0.968	0.750	0.105	0.457
19	宣下	0.667	0.875	0.012	0.333	0.006	0.811	0.938	0.529	0.454
20	铁法	0.500	0.500	0.017	0.667	0.010	0.811	0.563	0.046	0.451
21	焦作	0.667	0.875	0.493	0.213	0.014	0.546	0.813	0.133	0.448

续表 3.18

序号	目标区	煤级	埋深	渗透率	煤层厚度	含气面积	含气量	地形地貌	市场需求	总分
22	柳林	1.000	0.750	0.188	0.333	0.062	0.615	0.563	0.199	0.447
23	南桐	0.833	0.750	0.075	0.167	0.003	0.811	0.750	0.688	0.442
24	阳泉	0.667	1.000	0.033	0.433	0.101	0.719	0.375	0.140	0.438
25	呼鲁斯太	0.833	0.750	0.083	0.827	0.001	0.432	0.875	0.118	0.435
26	红阳	0.833	0.500	0.027	0.333	0.003	0.757	0.875	0.293	0.435
27	桌子山	1.000	0.750	0.667	0.293	0.001	0.303	0.563	0.036	0.434
28	宁武	1.000	0.875	0.333	0.633	0.016	0.324	0.563	0.192	0.433
29	府谷	1.000	0.750	0.528	0.500	0.057	0.270	0.500	0.084	0.433
30	宣威	1.000	0.625	0.046	0.601	0.157	0.524	0.375	0.150	0.430
31	汝箕沟	0.667	0.750	0.050	0.363	0.000	0.724	0.875	0.118	0.430
32	开滦	0.833	0.750	0.042	0.583	0.000	0.551	0.875	0.410	0.426
33	恩洪	1.000	0.625	0.046	0.601	0.013	0.497	0.875	0.150	0.425
34	螺观山	1.000	0.750	0.002	0.100	0.006	0.784	0.688	0.991	0.423
35	萍乡	0.833	0.750	0.045	0.083	0.000	0.811	0.688	0.136	0.420
36	大城	0.833	1.000	0.025	0.633	0.062	0.432	0.938	0.512	0.419
37	安阳-鹤壁	0.833	0.625	0.008	0.183	0.011	0.778	0.750	0.142	0.416
38	芙蓉	0.667	0.750	0.012	0.150	0.017	0.827	0.563	0.089	0.408
39	阜新	0.500	0.500	0.050	1.000	0.011	0.432	0.563	0.041	0.395
40	韦州	0.833	0.750	0.500	0.150	0.011	0.314	0.875	0.122	0.383
41	合山	0.667	0.500	0.005	0.200	0.003	0.795	0.375	0.184	0.380
42	灵山	0.833	0.625	0.053	0.400	0.001	0.541	0.625	0.116	0.379
43	连邵	0.833	0.750	0.008	0.433	0.007	0.519	0.688	0.081	0.379
44	西山	0.833	0.750	0.002	0.217	0.003	0.622	0.750	0.803	0.378
45	罗城	0.667	0.500	0.005	0.200	0.001	0.757	0.563	0.089	0.378
46	圭山	0.833	0.625	0.046	0.601	0.002	0.416	0.750	0.150	0.377
47	华蓥山中段	0.833	0.750	0.058	0.120	0.008	0.659	0.313	1.000	0.365
48	织纳	0.667	0.625	0.005	0.267	0.081	0.649	0.375	0.145	0.364
49	峰峰	0.833	0.625	0.298	0.133	0.012	0.432	0.688	0.154	0.360

续表 3.18

序号	目标区	煤级	埋深	渗透率)	煤层厚度	含气面积	含气量	地形地貌	市场需求	总分
50	南武	0.833	0.750	0.062	0.167	0.001	0.541	0.750	0.688	0.358
51	沥鼻峡	0.833	0.750	0.002	0.317	0.004	0.508	0.688	0.803	0.356
52	艾维尔沟	0.833	0.625	0.083	0.900	0.001	0.167	0.750	0.000	0.354
53	杨桥-袁村	0.667	0.750	0.008	0.083	0.004	0.665	0.688	0.105	0.353
54	淮北	0.500	0.500	0.083	1.000	0.042	0.243	0.625	0.687	0.352
55	霍州	0.833	0.750	0.165	0.500	0.032	0.270	0.750	0.055	0.352
56	临城	0.833	0.625	0.053	0.400	0.002	0.432	0.688	0.154	0.350
57	华蓥山北段	1.000	0.750	0.058	0.120	0.003	0.551	0.313	1.000	0.349
58	呼和湖凹陷	0.667	0.625	0.003	0.883	0.003	0.243	0.875	0.050	0.348
59	黔北	0.833	0.750	0.062	0.267	0.211	0.378	0.563	0.417	0.346
60	蒲白	1.000	0.875	0.050	0.200	0.029	0.432	0.563	0.418	0.346
61	红茂	0.667	0.500	0.005	0.200	0.002	0.649	0.500	0.080	0.343
62	马莲滩	0.667	0.750	0.083	0.150	0.004	0.508	0.875	0.118	0.340
63	镇雄	0.667	0.750	0.062	0.167	0.054	0.541	0.563	0.089	0.340
64	鸡西	0.833	0.625	0.033	0.133	0.042	0.486	0.875	0.077	0.337
65	乐平	0.667	0.750	0.045	0.067	0.001	0.578	0.750	0.071	0.334
66	蓟玉	0.833	0.750	0.042	0.500	0.026	0.270	0.875	0.410	0.333
67	太原西山	0.833	0.750	0.165	0.367	0.021	0.308	0.563	0.067	0.332
68	澄合	0.833	0.750	0.080	0.167	0.036	0.454	0.563	0.429	0.332
69	筠连	0.667	0.750	0.062	0.167	0.018	0.578	0.250	0.089	0.330
70	古叙	0.667	0.750	0.062	0.167	0.017	0.524	0.563	0.346	0.329
71	淮南	0.500	0.500	0.002	1.000	0.029	0.216	0.625	0.661	0.326
72	黔西北	0.833	0.750	0.017	0.267	0.010	0.432	0.563	0.417	0.323
73	铜川	0.833	0.750	0.032	0.230	0.004	0.432	0.563	0.407	0.320
74	青山岭	0.833	0.750	0.002	0.140	0.004	0.465	0.688	0.991	0.317
75	贵阳	0.833	0.500	0.005	0.200	0.059	0.432	0.750	0.090	0.315
76	白杨河	0.667	0.625	0.003	0.464	0.003	0.335	0.875	0.000	0.313
77	霍东	0.833	0.750	0.165	0.367	0.122	0.232	0.313	0.087	0.312

续表 3.18

序号	目标区	煤级	埋深	渗透率	煤层厚度	含气面积	含气量	地形地貌	市场需求	总分
78	中山	0.833	0.750	0.002	0.100	0.002	0.470	0.563	0.851	0.306
79	峨眉山	0.833	0.750	0.002	0.093	0.002	0.465	0.563	0.776	0.303
80	霍林河	0.333	0.625	0.333	0.509	0.007	0.135	0.875	0.031	0.293
81	赫天祠	0.833	0.750	0.002	0.067	0.001	0.438	0.563	0.868	0.291
82	双鸭山	0.667	0.625	0.192	0.400	0.004	0.135	0.875	0.073	0.281
83	勃利	0.667	0.500	0.192	0.400	0.028	0.108	0.875	0.077	0.270
84	兴义	0.667	0.625	0.005	0.267	0.047	0.351	0.250	0.145	0.264
85	鹤岗	0.833	0.750	0.017	0.133	0.008	0.162	0.875	0.223	0.238

在此基础上，采用关键指标筛选排除法，考虑到煤层气控制面积、含气性、影响技术开发的地面状况以及当地经济发展程度，指标选级如下：经济发展程度，较发达以上；含气面积，200km^2 以上；含气量，6m^3/t 以上；地形地貌，山地以上。经过筛选可以得到 25 个重点目标区筛选结果（见表 3.19）。

根据综合评分排序结果和重点目标区筛选结果，给出如下煤层气目标区分级，结果如表 3.20 所示。

3.6. 中国煤层气资源分析总结

3.6.1. 资源状况及地质特征

（1）煤层气资源

据煤层气资源评价，中国埋深 2000m 以浅煤层气地质资源量约 35×10^{12}m^3，主要分布在华北和西北地区。其中，华北地区、西北地区、南方地区和东北地区赋存的煤层气地质资源量分别占全国煤层气地质资源总量的 56.3%、28.1%、14.3%、1.3%。1000m 以浅、1000m~1500m 和 1500m~2000m 的煤层气地质资源量，分别占全国煤层气资源地质总量的 38.8%、28.8%和 32.4%。90%的煤层气资源储藏在早中侏罗纪、石炭纪和二叠纪的煤层中，其中早中侏罗世的资源量最大，占全国总量的 46.13%；石炭二叠纪次之，占全国总量的 43.52%。

（2）煤层气盆地

全国含气量大于 1×10^{12}m^3 的有鄂尔多斯盆地东缘、沁水盆地、准噶尔盆地、滇东黔西盆地群、二连盆地、吐哈盆地、塔里木盆地、天山盆地群、海拉尔盆地。

鄂尔多斯盆地东缘、沁水盆地的可采资源量在 $1\times10^{12}m^3$ 以上。中国最大的煤层气田是：内蒙和陕西的鄂尔多斯盆地，山西的沁水盆地、新疆的吐哈地区、贵州的六盘水地区。

表 3.19 中国重点煤层气目标区筛选结果表

含气带	目标区	含气量（m^3/t）	含气面积（km^2）	地形地貌	经济发展程度
华北北缘	宣下	15	297.81	平原	发达地区
冀中	大城	8	3333.55	平原	发达地区
太行山东麓	焦作	20.1	750.45	以平原为主，有山区、丘陵	中等发达
太行山东麓	安阳-鹤壁	14.4	607.53	丘陵	中等发达
太行山东麓	峰峰	8	665.76	低山丘陵	中等发达
沁水	潞安	9.9	3265.27	山地地形	中等发达
沁水	晋城	14.1	1348.44	山地	中等发达
大同-宁武	宁武	6	849.5	大部分为山地	中等发达
鄂尔多斯东缘	柳林	9.7	3338.2	黄土丘陵地形破碎，沟谷走向	中等发达
鄂尔多斯东缘	三交北	8.7	1920.57	山地	中等发达
鄂尔多斯东缘	吴堡	9	2117.95	黄土丘陵区	中等发达
渭北	韩城	11.8	4309.85	山地	中等发达
渭北	澄合	8.4	1941.22	山区	中等发达
渭北	蒲白	6	1571.48	山地	中等发达
渭北	铜川	6	234.34	山地	中等发达
湘中-赣中	丰城	17.9	722	丘陵地	较发达
湘中-赣中	杨桥-袁村	12.3	221.3	低山丘陵地	较发达
湘中-赣中	连邵	9.6	389.15	低山丘陵地	较发达
川东	天府	15.6	220.42	丘陵	发达
川东	中梁山	17	255.95	丘陵	发达
川东	沥鼻峡	9.4	222.68	低山、丘陵、	较发达
川东	螺观山	18.5	340.92	丘陵、山区	较发达
川东	青山岭	8.6	223.94	丘陵、山区	较发达
川东	古佛山	17.7	417.48	丘陵、山区	较发达
川南-黔北	松藻	27.1	293.94	多山、丘陵	发达
川南-黔北	古叙	9.7	916.06	地处山区，地形复杂	较发达

表 3.20 中国重点煤层气目标区资源排序分级

最优目标区：排序 1-10	三交北、鄂尔多斯盆地侏罗系、韩城、潞安、大青山、中梁山、晋城、乡宁、六盘水、吴堡
次优目标区：排序 11-20	石嘴山、天府、松藻、古佛山、柳江、和顺-左权、兴隆、丰城、宣下、铁法
较优目标区：排序 21-30	焦作、柳林、南桐、阳泉、呼鲁斯太、红阳、桌子山、宁武、府谷、宣威
一般目标区：排序 30 后	汝箕沟、开滦、恩洪、螺观山、萍乡、大城、芙蓉、阜新、华蓥山中段、蒲白、澄合、淮南、铜川等

（3）地质构造

中国煤田地质构造复杂，部分含煤盆地后期改造较强，构造形态多样，煤层及煤层气资源赋存条件在鄂尔多斯等大中型盆地较为简单，在中小盆地较为复杂。通过探索煤层气藏成藏特点，中国探明了世界第一个高煤阶煤层气大气田和中国第一个中煤阶煤层气大气田。要进一步通过建立沁水、大宁中高煤阶成藏模式，寻找一大批这类有利勘探目标。

（4）含气性

中国煤层大多含气量较高。据对全国 105 个煤矿区调查，平均含气量 $10m^3/t$ 以上的矿区 43 个，占 41%；平均含气量 $8m^3/t$~$10m^3/t$ 的矿区 29 个，占 28%；平均含气量 $6m^3/t$~$8m^3/t$ 的矿区 19 个，占 18%；平均含气量 $4m^3/t$~$6m^3/t$ 的矿区 14 个，占 13%。中国的煤层气浓度高，一般每吨煤炭的煤层气含量超过 $4m^3$。

（5）储层压力

中国以欠压煤储层为主，部分煤储层压力较高，储层压力梯度最低为 2.24kPa/m，最高达 17.28 kPa/m。

（6）煤层渗透率

中国煤层渗透率较低，平均在 $0.002\times10^{-3}\mu m^2$~$16.17\times10^{-3}\mu m^2$。其中，渗透率小于 $0.1\times10^{-3}\mu m^2$ 的占 35%；$0.1\times10^{-3}\mu m^2$~$1\times10^{-3}\mu m^2$ 的占 37%；大于 $1\times10^{-3}\mu m^2$ 的占 28%；大于 $10\times10^{-3}\mu m^2$ 的较少。

（7）聚气带规模

中国煤层气聚气带规模相差很大，小到几十平方公里，大到上万平方公里，资源丰度为 $0.15\times10^8m^3/km^2$~$7.22\times10^8m^3/km^2$。

3.6.2. 中国煤层气资源分布区划

按煤层气大区、含气区、含气带、气田这四个级别进行中国煤层气资源分布

区划。全国共划分为 4 个大区，10 个含气区，56 个含气带。

（1）中国陆上煤层气资源主要集中在中、西部大气区。中部资源量 $20.077608\times10^{12}m^3$，占 63.81%，西部 25.40%，东部 10.7%。

（2）在 10 个含气区中，晋陕蒙含气区的资源量最大，为 $17.25\times10^{12}m^3$，占全国煤层气总资源量的 54.83%；其次是北疆区，为 $6.88\times10^{12}m^3$，占全国总量的 21.86%。

（3）各含气带的煤层气资源量相差很大。资源量最多的含气带是鄂盆北部含气带和沁水含气带，全国 56 个含气带中，煤层气资源量大于 $1\times10^{12}m^3$ 的含气带有 9 个，这些含气带都位于中部区的晋陕蒙和云贵川含气区和西部区的北疆含气区。

（4）冀鲁豫皖含气区内分布有较多煤层气勘探开发前景有利的区块，如开深、大城、焦作、安阳、平顶山、淮北、淮南等煤矿区。有许多煤层气勘探开发前景最有利区块分布于晋陕蒙含气区，如韩城、阳泉、寿阳、游安、临兴、屯留、晋城、柳林、三交等。该含气区是中国目前煤层气勘探开发活动最为活跃的地区，展现出良好的开发前景。

3.6.3. 煤层气开发有利选区

选择资源密度、煤层气资源量、含气量这三个参数作为煤层气带排序依据。在排序中首先对指标进行处理，然后采用加权平均法进行评价排序。排序前 20 位的含气带依次为沁水、鄂尔多斯盆地北部、霍西、六盘水、吐-哈、桌-贺、鄂尔多斯盆地东缘、豫东、太行山东麓、渭北、豫西、伊犁、冀中平原、大宁、湘南、淮南、塔里木东、京唐、川南黔北、湘中。

对于煤层气区块排序，主要考虑煤级、埋深、渗透率、煤层厚度、含气面积、含气量、地面条件以及市场需求等指标作为具体指标，得出了 85 个目标区的排序结果。通过进一步分析，给出了最优目标区、次优目标区、较优目标区以及一般目标区的基本划分建议。

参考文献

[1] 晋城市煤层气利用工程项目情况介绍[EB/OL]. http://www.jccq.cn/html/jjfz/zdgc/513/2005-5/6/083048902.htm.

[2] 赵靖舟, 时保宏. 中国煤层气富集单元序列划分初探[J]. 天然气工业, 2005, (1).

[3] 赵靖舟, 时保宏. 中国煤层气聚集单元研究现状[J]. 新疆石油地质, 2004, (10).

[4] 张新民,庄军,张遂安.中国煤层气地质与资源评价[M].北京:科学出版社,2002.

[5] 赵庆波,张建博,李五忠.中国煤层气资源前景及产业化发展的关键问题.

[6] 赵庆波等.煤层气地质与勘探技术[M].石油工业出版社,1999.3.

[7] 孙万禄,陈召佑,陈霞,王树华,付晓云.中国煤层气盆地地质特征与资源前景[J].石油与天然气地质,2005,9.

[8] 孙茂远,杨陆武,吕宣文.开发中国煤层气资源的地质可能性与技术可行性[J].煤炭科学技术,2001,11.

[9] 孙斌,赵庆波,李五忠.中国煤层气资源及勘探策略[J].天然气地球科学,1998,9,(6).

[10] 刘贻军,娄建青.中国煤层气储层特征及开发技术探讨[J].天然气工业,2004,(1).

[11] 开发中国的天然气市场（能源政策的挑战）[M].北京:地质出版社,2005.

[12] 国家发改委.煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划[EB/OL]. http://www.ccpua.com/NewInfoContent_123864.htm,2006-09-14.

[13] 马财林,王前平,李燕,等.韩城-合阳地区煤层气成藏条件分析[J].煤层气勘探开发的理论与实践,2007,9.

[14] 孙斌,赵庆波,邵龙义等.大宁-韩城地区煤层气勘探目标评价研究[J].煤层气勘探开发的理论与实践,2007,9.

[15] 韩俊,邓光明,朱长生等.重庆松藻矿区煤层气资源评价[J].煤层气勘探开发的理论与实践,2007,9.

[16] 马财林,陈岩,权海奇.大宁-吉县区块煤层气勘探开发潜力评价[C].北京:地质出版社.2006.9.

[17] 王生维,陈钟惠,张明,等.大宁-吉县煤区煤层气开发需要解决的几个基本问题[J]. 天然气地球科学,2005,16(6).

[18] 郑学涛.丰城矿区煤层气开发利用前景[J].中国煤层气,1995,12,(2).

[19] 王涛,黄文涛.江西省丰城矿区煤层气储层特征.江西地质[J].2001,15,(2).

[20] 郑学涛.丰城矿区煤层气开发前景及试验的效果与思考[J].地学前缘(中国地质大学,北京),1999,6,(5).

[21] 裴俊彦.沁水盆地和顺区煤层气开发前景分析[J].科技情报开发与经济,2002,12(7).

[22] 孙越英,卢耀东,王佩钰等.焦作煤田煤层气资源特征及开发利用研究[J].河南理工大学学报（自然科学版）,2007,26(1).

[23] 卢社香,谷德敏,章秉辰.焦作煤田煤层气地质特征及勘查开发方案初探[J].中国煤田地质,2006,18(6).

[24] 阎纯忠.焦作煤田山西组煤层气资源及其开发浅议[J].中国煤田地质,2003,15(1).

[25] 郝吉生,魏国营,刘其轩.河南焦作地区煤质及地球化学特征[J].河南理工大学学报:自然科学版,2005,24(3).

[26] 叶遐龄，王保玉，徐会军. 晋城矿区煤层气资源及开发利用前景[J]. 中国煤层气，1999，12(2).

[27] 饶孟余，钟建华，王夕宾. 铁法盆地煤层气资源条件及控气地质因素分析[J]. 辽宁工程技术大学学报，2003，22(6).

[28] 张慧，郑玉柱，席先武. 铁法盆地煤变质作用及煤层气生成特征[J]. 煤田地质与勘探，1999，8(27).

[29] 李小彦，李静，杨利军，等. 铁法煤田煤储层渗透性预测[J]. 煤田地质与勘探，1998，(26).

[30] 彭金宁，傅雪海. 铁法矿区煤层气保存条件研究[J]. 天然气工业，2006，26(12).

[31] 宋文宁，吴堡地区煤层气开发评价[J]. 天然气工业，2000，20(6).

[32] 宋文宁，吴堡地区煤层气开采评价[J]. 中国煤层气，1999，(2).

[33] 张力，田晋生. 阳泉矿区 3 煤煤层气解吸特性的研究[J]. 煤田地质与勘探，2002，30(1).

[34] 焦希颖，王一. 阳泉矿区煤成气控制因素浅析[J]. 河北煤炭，2002，(2).

[35] 焦希颖，王一. 阳泉矿区聚煤作用分析[J]. 河北煤炭，2001，(1).

[36] 张建，张力. 阳泉矿区 3 煤层煤层气放散特性的实验研究[J]. 江苏煤炭，2000，(3).

[37] 张延庆，焦岩. 山西省河东煤田三交矿区地质特征与煤层甲烷赋存规律的探讨[J]. 中国煤田地质，1996，8，(2).

[38] 李宝芳. 华北石炭、二叠系高分辨层序地层分析[J]. 地学前沿，1999，(6).

[39] 白敢. 山西省河东煤田三交矿区煤层瓦斯赋存规律的初步探讨[J]. 山西能源与节能，2006，(2).

[40] 张雄华，章泽军. 赣西北修水、武宁地区中新生代“红盆”地质时代和沉积相研究[J]. 沉积与特提斯地质，2003，23，(4).

[41] 万敏，胡敏毅等. 宁武盆地煤储层评价[J]. 内蒙古石油化工，2006，(4).

[42] 袁爱华. 山西宁武陆相二叠系、三叠系界线剖面的磁化率研究[J]. 地质科技情报，2003，22，(3).

[43] 陈传诗. 潞安矿区石炭二叠纪断块运动的特征[J]. 中国煤田与地质，2003，(7).

[44] 叶建平. 潞安目标区煤层气赋存和生产的地质因素分析[J]. 煤田地质与勘探，2005，33，(3).

[45] 成国清，李广昌. 潞安、晋城矿区煤层气采收率分析[J]. 中国煤田与地质，2001，13，(4).

[46] 赵黔荣. 贵州六盘水地区煤层气选区及勘探部署[J]. 贵州地质，2003，(20).

[47] 桂宝林. 六盘水地区煤层气地质特征及富集高产控制因素[J]. 石油学报，1999，(5).

[48] 易同生，李新民. 贵州省六盘水煤田盘关向斜煤层气开发地质评价[J]. 中国煤田地质，2006，(4).

[49] 吴东平，岳晓燕等. 柳林杨家坪试验区煤层气地质储量的计算[J]. 天然气勘探与开

发,1999,(3).
[50] 钱凯,吴世祥等.华北煤成气成藏条件与勘探目标预测[J].天然气地球科学,1999,(10).
[51] 要惠芳,阴翠珍.山西河东煤田柳林杨家坪煤层气储层地质特征[J].山西省自然科学基金项目,2005,(7).
[52] 田保安.霍州矿区岩溶水对下组煤开采的威胁及构造控水研究[J].中国煤田地质,2006,18,(2).
[53] 李先贵.霍州矿区区域地质构造应力、应变场解析[J].山东科技大学学报,2003,22,(3).
[54] 申民新.河北省炼焦煤资源分布与利用[J].河北煤炭,2000,(11).
[55] 郝延绵等.峰峰矿区不同开采条件下地表沉陷规律[J].煤炭安全,2007,(2).
[56] 张书敏.峰峰煤田煤质分布变化规律的研究[J].选煤技术,2005,(4).
[57] 冯国良.河北大城煤层甲烷地质特征与开发实验[J].天然气工业,1999,15,(5).
[58] 张玉江.鹤壁、安阳矿区二 1 煤层煤类分布特征及变质作用类型分析[J].中国煤田地质,2000,5,(1).
[59] 盛建海,李西安.河南省山西组煤层气储层渗透性的初步评价[J].中国煤田地质,1997,(9).

第 4 章 煤层气勘探开发技术

中国煤层气地质研究始于20世纪80年代，近20年探索历程大致可以分为三个阶段：技术引进阶段、勘探评价阶段、开发试验及探索研究阶段。目前，制约煤层气商业开发的瓶颈技术问题在于寻找煤层气富集高渗区、提高煤层气产能的开发工艺技术。本章在介绍国外煤层勘探开发技术的同时将着重分析中国在煤层气勘探开发技术方面的研究进展，这主要包括煤层气地球物理技术、钻探技术、开采技术、增产技术等等。同时，以现有可行技术为基础对目标区不同井型的产量进行模拟预测。

4.1. 地球物理探测技术展望与预测

煤层气地球物理探测技术主要分为煤层气测井技术和地震勘探技术。煤层气测井主要解决地层划分、岩性判别，划分和确定煤层和夹矸的深度、厚度，进一步可以计算煤层的固定碳、灰分和水分，估算煤层的挥发分和含气量；进行流体分析，含水性、渗透性分析。地震勘探技术主要是探测煤层赋存状态、构造形态、断层发育特征，定性、半定量地解释煤层厚度[1]。

4.1.1. 国内外煤层气地球物理技术的现状

4.1.1.1. 煤层气测井勘探技术

（1）煤层气测井方法

煤层气测井方法有许多种，每一种测井方法都是针对煤层某一特性的测井响应。煤层气测井深度一般小于 2000m，在 2000m 以下煤层常处于低解吸带，不利于煤层气的勘探。

美国在勘探开发黑勇士煤层气田中使用了密度测井(高分辨率密度测井、岩性密度测井)、井径测井、双侧向测井、微电极测井、电阻率测井、自然电位测井、中子测井、声波全波测井及 FMS 等方法。

中国对于煤层气测井技术的研究也做了许多工作：研制开发出的煤层气测井系列和评价软件取得了不错的效果；利用神经网络方法计算煤层的灰分，进而计算煤层含气量，能定性地指示煤层渗透性好坏；通过测井资料与岩心分析资料的对比，重新建立了晋城、吴堡、大宁-吉县三地区煤层含气量解释模型，煤层含气量绝对误差为 1.36m^3/t~2.24m^3/t，提高了测井解释的精度。

通过对中国所采用的煤层气测井方法进行分类[2]（如表 4.1 所示），大体可

反映目前所采用的煤层气测井方法。

表 4.1 煤层气测井方法

煤层气测井方法	基本测井	岩性测井	自然电位测井
			自然伽玛测井
			井径测井
		饱和度测井	双侧向-微球形聚焦电阻率测井
			双感应-八侧向测井
		孔隙度测井	补偿密度
			中子孔隙度测井
			声波时差测井
			微电极测井
	辅助测井	地层倾角	
		声波全波列测井	
		自然伽玛能谱测井	
		声波变密度测井	
		密度测井	
		中子测井	
		声波测井	
		中子能谱测井	
		井斜测井	

来源：王敦则，2003.

既能降低成本，又能解决实际问题的测井方法通常有 8 种，即：补偿中子测井、补偿密度测井、补偿声波测井、深侧向测井、浅测向测井、自然伽马测井、自然电位测井、井径测井。但是，为了解决一些特殊的地质问题，通常还要加测一些项目，如核磁共振测井、井周声波成像测井、微电阻率扫描测井、多极阵列声波测井、自然伽马能谱测井、地层倾角测井等。不过，值得注意的是，有单位在对煤层气测井方法选择、煤层气测井数据采集解释和相关方法及利用测井资料评价煤岩煤质和计算煤层含气量进行了较有成效的研究之后，认为煤层所使用的最佳测井系列应为密度测井、声波时差测井、自然伽马测井、电阻率测井(LLD，LLS)和井径测量(CAL1，CAL2)5 种测井方法，其他辅助性测井包括自然电位测井和温度测井[3]。

（2）煤层气储层测井评价技术

煤层气储层测井评价技术，具有分辨率高、识别效果好、快速直观、费用低

廉等特点。国内外在煤层气储层测井评价技术及其理论方面开展了不少研究工作。美国等西方国家在测井方法评价煤层气储层参数方面建立了物理模型和经验公式，作了大量的实际工作。针对中国的地质情况和煤层储集层的特征，国内也展开了一些研究：开展了有关煤层气测井数据采集解释和相关方法的研究；进行了利用神经网络、模糊模式识别、多元统计、灰色系统理论、裂缝性储层评价理论等进行煤层气识别、孔隙度和含气量等储层参数的计算方法研究[4]。

综合分析已有的研究工作，可将煤层气储层测井评价技术分为四种，即基于常规天然气储层评价的定性识别方法、基于体积模型的储层评价方法、基于概率统计模型的储层评价方法和基于神经网络模型的储层评价方法等四类[5]，如表4.2 所示。

国内外煤层气储层测井评价技术研究工作虽然取得了一定效果，但还没有形成系统且实用的煤层气测井评价技术体系，因此，有必要全面系统地研究储层测井评价技术及相关理论。

4.1.1.2. 煤层气地震勘探技术

地震勘探就是利用人工方法激发的弹性波，来定位矿藏（包括油气、矿石、水、地热资源等），获得工程地质信息。地震勘探所获得的资料，与其他地球物理资料、钻井资料及地质资料联合使用，并根据相应的物理与地质概念，能够得到有关构造的信息[6]。

煤层气地震勘探，可分为煤层气地震数据采集、地震资料处理、地震资料解释三个阶段。而每个阶段又有各自具体内容要求[7]，见表 4.3 所示。

近几年来，煤层气地震勘探技术得到了很大的发展[8]，PC 计算机群大规模投入使用，可视化、虚拟现实、网络技术飞速发展，高分辨率地震、3D 地震、三维地震勘探 AVO 技术，地震属性技术、4D 地震，井间地震 CT 测试技术，多波多分量地震（三维三分量方法），使发展前沿的地震勘探技术正跃上新台阶，为煤层气的勘探开发提供了重要的技术支撑。

4.1.2. 技术适应性分析分析

4.1.2.1. 煤层气测井技术适应性分析

在煤层气开发过程中，使用测井方法可以建立煤系地层岩性剖面、确定煤层含气量、煤层体积和孔隙度、煤储层渗透性评价、煤储层裂缝、煤层厚度、煤层机械特性参数等。

中国煤系地层主要岩性是砂岩、泥岩和煤，个别地区还有较厚的碳酸盐岩地层。在煤层气井的钻进过程中，首先通过岩心、岩屑及气测等录井手段确定岩性剖面，然后用电性资料对已建立的地质剖面进行岩性归位。

表 4.2 煤层气评价技术一览表

评价方法	主要原理	适应性评述
基于常规天然气储层评价思想的定性识别方法	类似于常规天然气储层的测井响应模式(例如，高阻、声波时差增大、低密度和高中子孔隙度等)，基于已知煤储层上单条或几条测井曲线及其变换信息的变化规律，通过对这种规律的大量分析总结，提出其定性识别准则。	只能作储层定性识别；且当某种(些)测井资料受到干扰时，其判别结果极有可能出错。
基于体积模型的储层评价方法	研究思想类似于传统的体积模型，同时也适当考虑了煤层气储层的若干特点。在煤层气储层的测井体积模型基础上，建立测井响应(声波、密度和电阻率等)与储层参数(孔隙度、含气饱和度等)之间的线性或非线性关系式，进而求取有关的储层参数。	应用前提是假设煤储层结构具有均质性和各向同性，这显然与实际储层结构不符，因此该类方法计算结果还普遍存在一定误差
基于概率统计模型的储层评价方法	把储层参数、定性识别结果和测井响应信息等都当作是随机变量，从概率统计理论的角度出发，对这些变量进行统计分析，从大量已知的实际资料统计分析中得到有关的储层评价数学表达式，从而实现储层评价的目的。	应用前提是假设储层参数和测井信息服从某种概率统计分布，且储层评价结果与测井响应信息之间存在某种(线性或非线性)关系。如果条件不能满足，其计算结果难于满足储层评价的精度要求
基于神经网络模型的储层评价方法	基于现代非线性储层评价方法可用于煤层气储层评价的全过程，即储层定性识别、储层参数的定量计算、储层的综合评价分析。神经网络煤储层评价方法，不用考虑具体的数学模型，神经网络就能所谓“隐式”表达出煤储层评价结果与测井响应信息之间的复杂关系，从而达到储层评价的目的。目前，人们已提出了近百种神经网络模型。	普遍认为，以 BP(误差反向传播)神经网络和自组织神经网络(无教师指导网络)方法理论较为完善、应用较为成熟。虽 BP 神经网络方法从目前来讲是应用效果较好的方法之一，但它仍然存在迭代速度慢和存在局部极小点等不足。

来源：候俊胜，1998.

表 4.3 煤层气地震勘探阶段划分

地震数据采集	有效波和干扰波判定	
	观测系统设计	二维地震
		三维地震
	观测系统主要参数	垂向分辨率
		覆盖次数分析
		采样率分析
		最大炮检距分析
		检波器及组合分析
地震资料处理	精确的静校正计算	
	剔除坏炮坏道和不正常正振幅值	
	选择合适的反褶积参数	
	精确速度分析与多次迭代求取剩余静校正量	
	精细叠后处理和精确偏移归位	
地震资料解释	解释方法	
	层位特征及波组特征	
	速度研究和制图方法	
	地震资料构造解释	常规构造解释
		特殊构造－陷落柱解释

煤层含气量的测定常用方法包括：利用体积模型概念分析、纵横波时差值法定性确定煤层含气量，利用密度测井计算法、兰格缪尔公式计算法定量确定煤层含气量。

对于煤层孔隙体积和孔隙度，核磁共振测井是目前确定煤层有效孔隙度最直接，也是最有效的一种方法，但应考虑其误差的影响。

煤储层渗透性评价的测井系列有微电阻率测井、微电极测井、自然电位测井、地层微电阻率扫描测井、声波测井等，其中前两种最为常用。要定量评价煤储层渗透性，目前用双侧向测井（LLD）计算煤层裂隙，并用交绘图技术得出相关方程，进而评价煤储层裂缝渗透率。

研究煤储层裂缝的测井方法主要有微侧向、双侧向和成像测井等。微侧向的数值受钻井液的导电性能影响较大。如果煤层电阻率比较高，发育垂直裂缝，在双侧向上会出现正幅度差，差异大小取决于钻井液滤液电阻率与地层水电阻率的大小以及裂缝发育程度。井周成像仪器分辨率越高，对割理切缝造成的非均质性

越能够分辨。

煤层厚度划分，即利用测井资料准确地划分出煤层与顶底板层的界面深度。煤层密度测井的截止值，可以确定出煤层的边界，进而确定出煤层的深度和厚度。对煤层有密切响应的测井如自然伽马测井、体积密度测井和电阻率测井等都可用来有效地确定煤层厚度。

对于煤层机械特性参数评价，中国于 1997 年后开始使用多极阵列声波测井，多极阵列声波可以精确地确定地层的纵、横波参数。应用密度测井、纵波时差、横波时差，就可以提供杨氏模量、体积模量、切变模量，最大、最小水平应力、上覆地层压力、钻井液压力、周向应力、径向应力、破裂压力、坍塌压力，泊松比，摩擦角，斯仑贝谢比，裂缝指数等十几项参数。利用这些岩石机械特性参数可以进行煤层与顶底板层机械特性的测井解释、地应力测井解释、顶底板层的封隔性测井解释、井眼稳定性测井分析、地层强度测井解释、压裂设计、水力压裂缝高度预测等，以便为煤层气开采提供参考数据。

4.1.2.2. 煤层气地震勘探方法适应性分析

三维地震勘探 AVO 技术是一项直接探测煤层气的地震勘探技术。其主要原理是利用地震波振幅随偏移距（入射角）的变化，预测气体富集的部位。目前公开报道中，美国较为成功，属较前沿技术。国内学者对利用 AVO 技术预测煤层气富集特征进行了有益的探索：研究了煤层厚度对 AVO 异常特征的影响；在实验室测定了围压下构造煤的波速特征；在矿区以 AVO 技术探测瓦斯富集为重点进行系统研究，并取得了初步效果。

多分量勘探技术作为纵波处理技术的延伸在转换波的处理上有着良好的作用，但还不是很成熟。在多分量勘探技术发展中，各向异性介质转换波的成像技术是近几年研究开发的重点，是解决复杂地质、构造成像等问题的关键所在。

井间地震声波层析成像技术（井间 CT 方法）是通过改变震源和接受器的位置进行发射和接收，使尽可能多的地震射线穿透井间剖面的全部区域。利用井间 CT 方法，可以描述煤层赋存状态（厚度、形态、深度等），可以对煤层压裂后形成的裂缝进行平面、垂向分布以及断裂构造分布特征进行研究。

4.1.3. 技术需求以及关键技术发展方向

4.1.3.1. 煤层气测井所存在的问题及展望

煤储层的自身特点决定其物性的非均质性和各向异性，这给测井资料解释造

成很大的困难，暴露的问题主要有：

（1）利用测井方法直接计算煤储层含气量仍是难点，虽然有学者研究出了估算煤层含气量的模型，但存在地区限制与不能直接计算等问题；

（2）煤层储层孔隙度、渗透率计算难度大，采用前人估算公式来计算，存在较大误差；

（3）尚无一套较普遍适用的定量计算煤储层裂隙参数和评价煤储层渗透性的方法，成为制约测井技术推广应用的“瓶颈”；

（4）许多测井方法及评价技术由国外借鉴，但其是否适用于中国煤层地质特点有待进一步检验。

针对上述问题，应在以下三个方面加强攻关：加强煤层气测井基础理论研究；研制、引进新的测井方法，并加强应用研究；加强对煤层气储层测井处理解释与评价软件系统的研制开发。

4.1.3.2. 煤层气地震勘探技术及展望

随着煤层气勘探开发的深入，地球物理正从一种勘探工具向储层描述和监测工具过渡。大量的地面信息(主要为地震数据)与越来越多的地下信息(VSP、测井、钻井、测试、生产等)紧密结合，使我们能够从地面数据中挖掘越来越多的地下信息。对于煤层气地震勘探技术，主要在以下三个方面需要注意：地震资料反演由叠后走向叠前；将地震属性技术正确应用于真 3D 地震解释、储层特征参数描述、煤田瓦斯灾害预防等领域，具有重要的现实意义；三维三分量地震资料处理技术作为纵波处理技术完善和延伸，需要我们借鉴前人研究成果基础上，针对煤层气的研究特点，在研究思路、研究方法上有所创新，推动三维三分量地震资料处理技术向前发展[2]。

4.2. 国内外主要煤层气钻探技术发展现状

4.2.1. 国外主要钻探技术发展现状

世界煤层气开发技术发展迅速，其中技术比较成熟的为美国、加拿大和澳大利亚。由于各国煤层地质条件、开发环境不尽相同，其勘探开发技术也各有特点。

世界上，美国的钻井技术最为成熟和先进。美国现有煤层地质条件普遍较好，通常采用空气和气雾、充气泥浆或地层水做钻井液以欠平衡方式钻开煤层，然后进行裸眼完井。欠平衡钻井技术在美国煤层气开采中起到了关键性作用，美国有近 90%的煤层气井采用该技术。美国最突出的钻井技术是 CDX 公司的多分支井

技术（见图 4.1），该技术更加适用于有发育良好、连通的割理系统的煤层，对于低渗薄煤层效果更加显著。到 2006 年 8 月，CDX 公司已成功施工 170 口以上的煤层气多分支羽状水平井[9, 10]。另外，美国的裸眼洞穴完井技术也对该国的煤层气开发起到重要作用。裸眼洞穴完井技术主要适合高渗透煤区，但对渗透率低的煤层增产效果不明显。

加拿大根据本国以低变质煤为主的特点，也重点研究了多分支井技术，取得了很大进展；运用连续油管钻井技术，不但降低了储层伤害，而且大大降低了钻井成本。

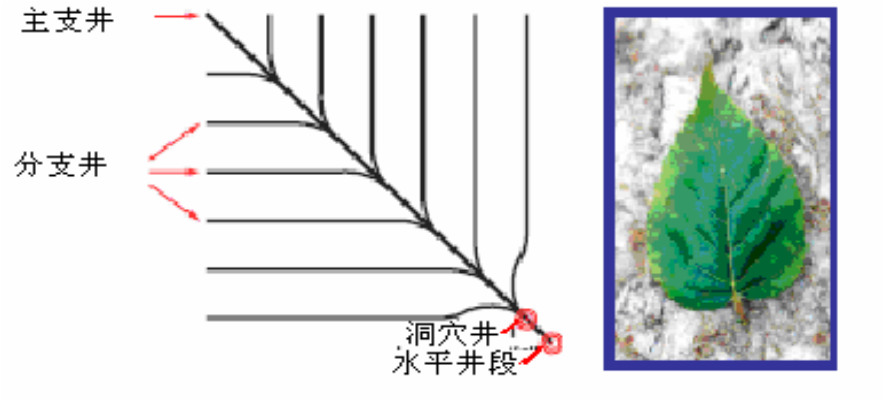


图 4.1 CDX 公司的多分支羽状水平井示意图（据 Maurice Smith，2003）

4.2.2. 国内主要钻井技术发展现状

中国煤层气地面钻井技术起步较晚，很多技术是借鉴国外的经验并结合中国煤层实际情况开发出来的。

目前，中国煤层气井井型主要有垂直井（包括丛式井）和多分支水平井两种：在目前的煤层气开发方式中，垂直井技术最为成熟，费用较低，操作简单，是国内煤层气开发活动中普遍采用的方式。另外，在中国沁南盆地首次运用了丛式井开发煤层气，丛式井对地形条件的要求较低，对丘陵地区的适应性强；多分支井控制面积大，采出程度高达 85%，产量高，但国内多分支水平井技术刚起步不久，目前还存在一定的技术风险，国内成功率仅 50%左右。

就钻进方式而言，主要有近平衡钻井与欠平衡钻井，即用清水钻井、优质低固相泥浆或无固相钻井液钻井和空气钻井，以减少和避免对煤储层的伤害，提高单井产量。

在取心方面，中国通常采用绳索取心技术，其优点是：取心内外桶分别为两个独立结构，取心后不需要起钻内桶总成便可以从钻进具内提到井口，出心速度

快，取心收获率高，不仅大大缩短了起钻时间，而且可做到连续取心不起钻，适应于煤层气取心的特殊作业要求。

至于完井技术，由于目前国内大部分煤层气井为直井，所以为了满足后续作业的要求，大多采用套管射孔完井方式。该技术成熟且配套，操作也相对简单。常规裸眼完井技术在中国进行了尝试，目前没有大力推广。洞穴完井技术在山西寿阳、三交、柳林和江西丰城地区进行了试验，但是没有取得很好的效果。另外，在沈北矿区对褐煤进行小型洞穴完井技术试验，取得了初步成果。

固井技术也是煤层气开发中的关键技术之一。为了减少水泥浆正压差对地层的污染，又要保证水泥环的强度，中国主要采用低密度泥浆固井、控制泥浆返高等技术，并用声辐测井和变密度测井检查固井质量。

4.2.3. 国内主要钻进、取心、完井、固井技术适应性分析

4.2.3.1. 国内主要钻进技术适应性分析

钻进过程中煤储层容易受到伤害，为减少或防止煤层气储层伤害，可以对钻井液进行改进：首先，降低钻井液密度或使用空气泡沫钻井，实现近平衡或欠平衡钻进；第二，控制钻井液中的固相及高分子化合物的含量，防止固相颗粒对煤层裂缝的堵塞；第三，选择与煤层配伍的钻井液体系，严格控制钻井液失水，防止水化膨胀及水锁伤害的产生，防止发生各类敏感性反应而形成不溶性沉淀物，尽量加快煤层段钻进速度，缩短煤层段浸泡时间[11]。另外，鉴于直井单井产量较低，应考虑选用其他井型。多分支水平井能解决这个问题，该项技术正在中国煤层气项目中进行探索与应用。

（1）清水钻井技术

煤层压力一般比较低，高的泥浆液柱压力会造成对储层的伤害，因此不宜采用密度较高的泥浆在煤层段进行钻进。应采用与地层配伍的清水作为钻井液钻进，不但可以减少对地层的伤害，而且还能减少钻井成本。

清水钻进时对煤、岩屑的携带能力差，井壁稳定性差，所以要控制好钻井液的密度，以实现近平衡压力钻进，同时加强钻井液循环，以确保能有效地携带煤、岩屑，稳定和保护井壁。清水钻井采用常规泥浆钻机，例如ZJ-15钻机和TSJ-2000钻机，而且一般都要配备固控设备以除去有害固相。在沁南地区，有近600口的煤层气井采用了清水钻井技术，都取得了良好的效果。

（2）低固相或无固相钻井液钻井技术

通过对国内煤层气试验区几年的钻探实践分析研究认为[12],低固相或无固相钻井液钻井技术是减小钻井对煤储层伤害的重要方法。这种钻井液主要由无机盐、聚合物和暂堵剂配成，是国内煤层气井中广泛采用的钻井液类型之一，适用于地层中存在异常压力值或井壁稳定性差的煤层。以晋试1井为例，在砂泥岩剖面，主要采用膨润土泥浆钻井液；二开至煤层顶部段采用低密度低固相聚合物钻井液；进入煤层直至钻井完井换为KCl低密度无固相钻井液体系。在施工过程中注意钻井液与地层的配伍性，严格控制钻井液密度以减少储层伤害，加快钻井速度以减少钻井液对煤储层的浸泡时间。

（3）空气钻井

空气钻井主要采用空气泡沫作为循环介质、潜孔锤冲击钻井工艺。除了常规钻井设备外，还需要井口旋转控制头、空气压缩机、增压机、泡沫泵、钻柱止回阀等。

空气钻井属于负压钻井，机械钻速快；钻进过程中失水很少，钻压低，能大大降低外来液侵入产层，从而达到保护储层的目的；泡沫结构对微小裂缝具有封堵作用，可用于保护微小裂缝；另外，由于钻速快、钻井周期短，从而提高了钻井效率，降低了综合钻井成本。

由于空气不能携带井眼稳定添加剂，所以不能直接用空气钻穿不稳定层。当钻遇饱和水层时，粉尘会变成段塞。液体在环空的出现会润湿水敏性页岩，湿页岩会粘附在一起在钻杆外壁上形成泥饼环，不能被空气从环空中带上来。当填充环空时，阻止了空气流动，这可能会导致井塌卡钻，而且随着这些间歇的空气大段塞沿着井眼向上运移，会产生井壁不稳定性效应。因此，在钻进过程中一定要注意保持井壁的稳定性。另外，由于空气钻进时，井内无液体，钻头在井底工作时与地层摩擦会产生大量的热，热量过高时会导致牙轮钻头的轴承密封失效，对金刚石钻头则会烧坏牙齿，需要注意充分冷却钻头。

空气钻井技术适用于目的层浅、煤层压力低、地质年代老、地层比较硬及裂缝发育的地层。

（4）多分支井技术

①多分支井的优点及其适应条件

多分支井是由一个主井眼和两个或两个以上的分支井眼所组成。从井眼轨迹划分为栈式双分支井、栈式三分支井、音叉式分支井、鸦爪状三分支井、鸥翅式

分支井、鱼骨式分支井等6种类型（图4.2）。从平面分布还可分为平面多分支井和空间多分支井（多底井）。

煤层气分支井一般在煤层厚度适中、含气饱和度较高、煤层稳定、无破碎带、煤层内无过多的砂泥岩夹层，而且煤层横向分布连续稳定，基本无断层或煤层尖灭的煤储层中钻探效果较好，对于低渗透、非均质性强、各向异性的高含气区效果更好。

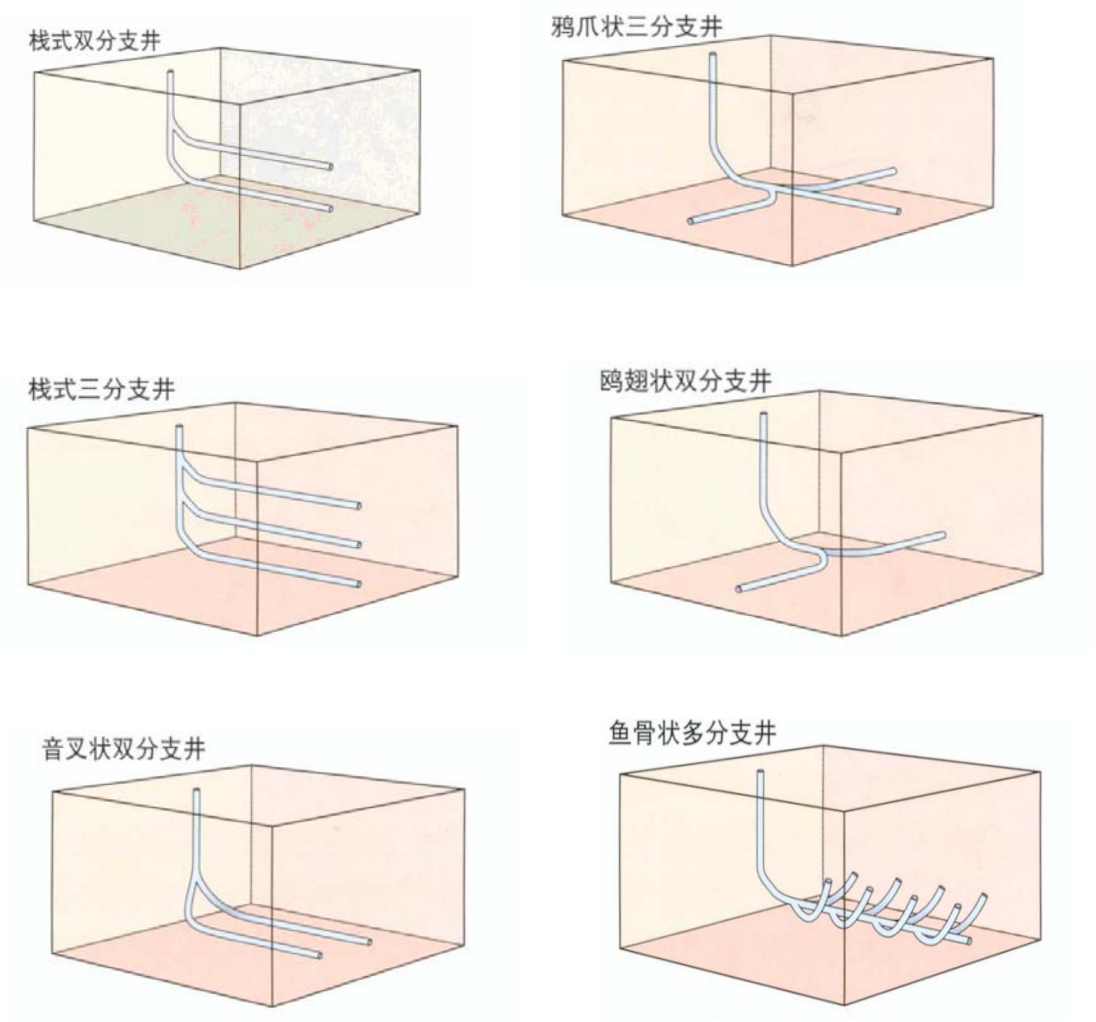


图4.2 各种类型的多分支水平井

与常规直井技术相比，多分支水平井技术的优点主要有：泄气范围更大；提高了导流能力；减少了对煤层的伤害；单井产量高；具有广阔的应用前景。

②国内多分支井应用概况

国内开展煤层气多分支井技术研究起步较晚。中联煤、中石油、华北油田与CDX、长庆、辽河、远东能源等国内外企业都已启动了羽状水平井开发煤层气的

项目。最近几年，先后钻了多口多分支井。

2004 年在山西沁水盆地完成了国内第一口煤层气多分支井——DNP02 井。该井钻遇率达到 90%，全井最大井斜达 101.47°，应用了欠平衡钻井技术和 LWD 技术，实现了预期工艺和产能的双重突破（图 4.3，表 4.4）。该井的成功在中国煤层气开发史上具有里程碑意义。

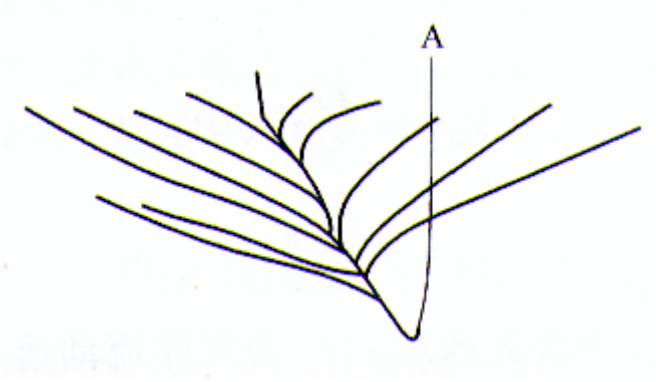


图 4.3 DNP02 井实际井身轨迹图（据张亚蒲，2005.）

表 4.4 DNP02 井主要指标

开钻日期	07/10/2004
投产日期	28/11/2004
水平井眼直径（mm）	150
目的垂深（m）	195
主井眼水平位移	1256
分支井数（个）	12
水平总进尺（m）	7687
总进尺（m）	8018

2005 年 10 月中石油在山西沁水盆地钻完武 M1-1 井（图 4.4）。武 M1-1 井组是一种双井筒结构，采用了煤层造洞穴技术、两井对接、随钻地质导向、水平多分支、充气欠平衡钻进等多项先进钻井技术，按设计完成中煤阶煤层钻探任务，全井组进尺 7993m，各项技术指标均达到了设计要求。

2006 年 2 月，中联煤公司完成了 DS－01 井的钻井施工。累计完成进尺 6526m，其中煤层段进尺为 5430m[13]。

2007 年 1 月 27 日山西晋城潘庄煤层气区块内的水平井组完工，该井组由 6 口 3 套井组成（见图 4.5），率先在国内以井组的方式有效地改进和集中了丛式

井和多分支水平井技术特点，第一次在中国实现了自同一水平井主眼完成从地面向煤层两个方向定向水平钻进 。采用单井多筒方式布井，单井煤层进尺 3000m ~5000m，钻遇率达 95%以上。现在 6 口井都投入了排采，已经实现了单井平均日产超过 5 万方的高产气流，部分单井日产能已经突破 $8\times10^4m^3$，而且仍在持续上升中。潘庄水平井组的成功实施表明该多分支井技术开始逐步走向成熟，对开发目标区煤层气资源具有良好的适应性，对全国煤层气资源的个性化技术开发方案的组织和实施具有重要的意义[14]。

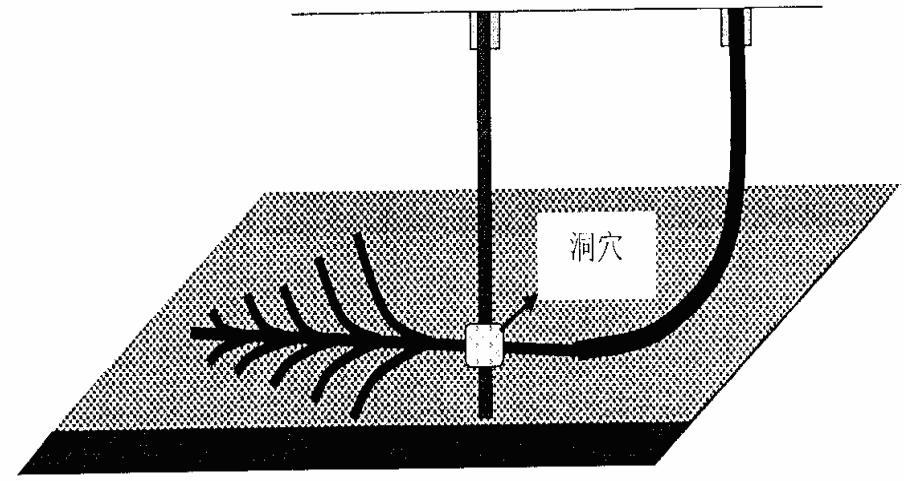


图 4.4 武 M1-1 井身结构图

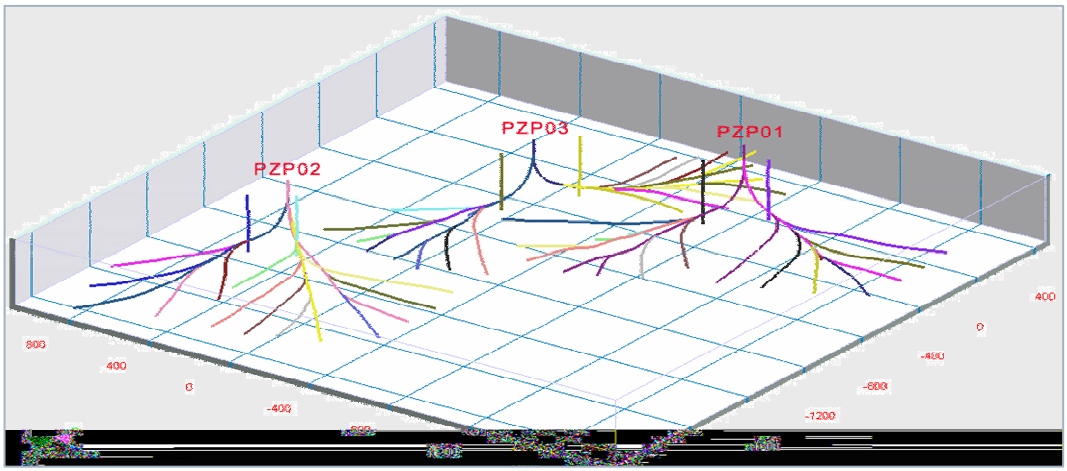


图 4.5 多分支水平井组井眼轨迹三维图 （来源：第二届煤层气学术会议，2007.）

③国内多分支井钻井的关键技术及解决方案。

从目前多分支井的开发经验来看，工程井和采气井连通技术、井眼轨迹控制技术以及井壁稳定控制技术是影响多分支井钻进成功与否的关键技术[15~22]。

工程井和采气井连通技术。多分支井一般选择在各项异性较强、煤层厚度较

大且相对稳定的煤层，先钻直井，然后造洞穴，以便使水平井眼穿过。但是由于直井轨迹的漂移、裸眼洞穴直径的限制以及主井眼造斜段随钻监测精度的影响，两井连通是一个比较大的难题。目前的主要解决方法是：首先，对直井进行多点测量或陀螺测量，确切搞清裸眼洞穴点的坐标和井深位置；然后在裸眼洞穴以下井段打水泥塞，将裸眼洞穴下部井眼封住，再进行连通工作，这样就可以使钻头通过裸眼洞穴时就不会因重力而进入下部井眼（见图 4.6）。

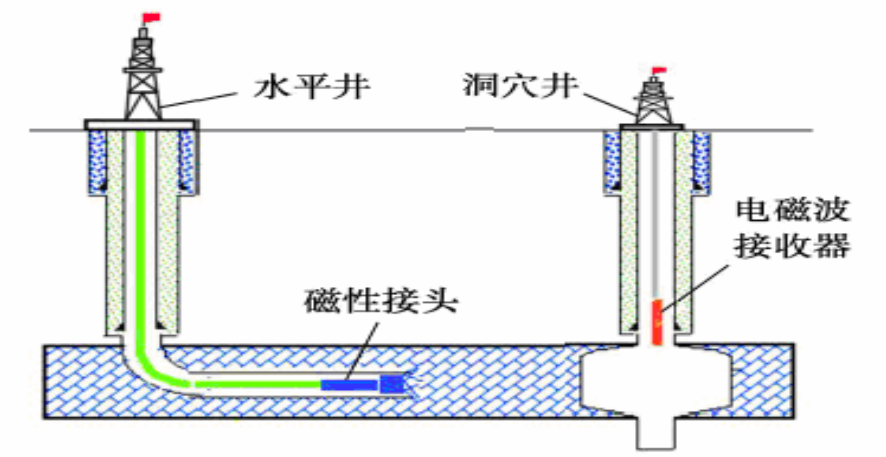


图 4.6 两井连通示意图 （来源：乔磊等，2007.）

井眼轨迹控制技术。煤层气多分支水平井井眼轨迹控制难度较大，钻井过程中较易出现小台肩现象，还容易发生井下坍塌、起钻困难、键槽卡钻等问题。主水平井眼造斜段一般使用“导向马达+随钻测斜仪”的常用定向钻具组合。煤层段的主水平井眼采用 PDC 钻头，使用 LWD 随钻监测地层自然伽玛值和电阻率值来判断钻头是否在煤层中钻进。实际施工过程采用滑动连续钻进方式并实时控制，以提高井眼轨迹控制的精度。保持井眼轨迹圆滑，避免井眼轨迹出现较大的曲率波动。钻井中尽量避免大幅度变动下部钻具组合结构、尺寸和钻井参数，并控制机械钻速，而且为了便于分支井眼侧钻和井下安全，主水平井眼应控制在煤层上部运行。对于分支井眼，目前，石油钻井中常用的侧钻技术有 3 种：一是打水泥塞进行侧钻；二是使用可回收式裸眼封隔器/斜向器进行侧钻；三是悬空侧钻。根据国外经验，钻分支井眼时一般采用可回收式裸眼封隔器/斜向器进行侧钻。采用这种技术进行侧钻，成功率高，但施工程序较多，需要特殊的工具。目前，国内还没有可回收式裸眼封隔器/斜向器，需从国外引进或进行研制。悬空侧钻是近年来钻井施工中使用的一种侧钻技术，采用这种技术进行各分支井眼侧钻，施工工艺比较简单，易于实现。目前国内在沁水盆地所钻的多分支水平井中

主要是采用悬空侧钻技术来进行各分支井眼侧钻，定向井工程师根据马达压差、测斜数据、钻井参数的变化等，就可及时判断侧钻是否成功。侧钻后，轨迹控制方法和主水平井眼在煤层中钻进时的类似。利用该技术，奥瑞安能源国际公司在沁水盆地所钻的多分支水平井，煤层钻遇率均达到 90%以上。

井壁稳定控制技术。井壁稳定技术是多分支水平井成功的关键，它主要从优化井身结构设计、合理控制钻井液密度以及采取其他稳定井眼的工程技术措施来实现。优化井身结构设计：技术套管不能下到煤层中，防止固井时将煤层压裂，导致后续钻进过程中的井壁坍塌；水平井的技术套管不能下到造斜段中，应下到造斜点以上部分，以便于后续的裸眼侧钻；主井眼和分支井眼要处于煤层的中上部位，以利于安全钻进。选择合理钻井液体系：钻井液密度对煤层井壁稳定性有较大的影响，若钻井液密度过低，因煤岩抗拉强度和弹性模量较低，会引起构造应力释放，使煤层沿节理和裂缝崩裂和坍塌；若钻井液密度过高，在压差作用下钻井液进入煤层，不仅会将煤层中裂缝撑开使煤层结构破裂，而且会对煤层造成伤害，直接影响到煤层气的解吸、扩散、运移及后期排采。钻井液还应有良好的润滑性、抑制性、携岩性和防塌性能，严格控制失水和滤液化学性质，适当提高滤液粘度，减少或削弱毛细管效应，降低泥饼的渗透率。稳定井眼的其他工程技术措施：造斜点以下地层和煤层段钻井采用动力钻具，钻柱不旋转相对而言比较平稳，有利于保持煤层井壁的稳定；尽量采用结构简单的钻具组合以减小煤层井壁碰撞和起下钻时挂拉；尽量缩短水平井段的钻井周期，减少钻井液对煤层的浸泡时间。

国内煤层气多分支水平井技术虽然有成功的例子，但仍有许多技术难题需要解决和完善，具有一定的风险性。由于煤层气多分支水平井适合于低渗透煤层气开发，单井产量高，具有直井不能替代的优势和潜力，技术成熟后将会成为开发煤层气的主要技术手段之一。

4.2.3.2. 国内主要取心技术适应性分析

煤层物性比常规油气储层差，另外煤层气井不仅需要通过取心确定煤岩的结构、煤阶、渗透率、孔隙度、割理属性等参数，而且还需要在现场测定含气量、解析压力、吸附等温曲线等，要求取到的煤心尽可能保持原来的状态，这些使得煤层气取心技术有别于常规油气取心技术。

一般来说，煤层气井的取心方法有四种，即常规取心、井壁取心、绳索取心

和保压取心。常规取心需要提钻，所需时间较长，气体逸散的时间也长，测得的含气量不准；井壁取心难以取得完整煤样，而且样品尺寸也小，过小的煤样会使得测得的含气量偏低；保压取心测得的含气量是最准的，但是费用昂贵；绳索取心技术取心速度快，收获率高，不需要起钻，并可连续取心，测得的含气量值也比较准确，是中国目前广泛采用的取心技术[23]。

绳索取心工具一般由取心钻头、外管总成、内管总成、半合式岩心管、悬挂机构、弹卡定位机构、割卡心机构、单动机构、报警装置、差动机构、内外管扶正器、打捞器及绳索提升系统等组成[24]，如图 4.7 所示。

绳索取心工具的一般工作原理是：取心钻进前从井口钻杆内投入内筒总成，内管的悬挂环坐到外管的座环，内筒到位后开始取心钻进。当取心终止，停泵上提割心后不用起钻，而是采用带绳索的打捞器从钻杆中把取心内筒提出地面，在此之前全封闭式拦簧片完全缝住内管底部，阻止煤心及碎块的下漏。卸开内管中间连接丝扣后，抽出岩心容纳管，则煤心自然裸露。把煤心取出后，上好内筒总成，又可在井口从钻杆中把它放入井底，重复上述步骤继续取心钻进。值得注意的是取心过程中应保持“四低”，即低钻压、低转速、低排量、低泵压。

中国煤层气绳索取心技术发展较快，国内比较有代表性的煤层气绳索取心工具有 MS-215、MS-215B、SQX-178、SQM-Ⅰ以及 S95 等[24~28]。

早在 90 年代初，MS-215 型绳索取心工具就在柳林试验区使用获得成功。该工具取心直径可达 70mm，采用双作用隐蔽岩心爪和阶梯超前取心钻头，提高了煤心采取率，平均煤心采取率达 90%以上；采用半合式内筒，不但使岩心出筒速度快（5min~10min），而且松散的煤心不易错位，可较好地保持煤心的原始状态，提钻时间短（8min~10min）；另外还具有到位和堵心报警功能。基本满足了煤层气取心的全面要求[25]。后来又通过改进得到 MS-215B 型工具，取心收获率、取心钻进效率更高，煤心质量更好[26]。

1997 年，SQX-178 绳索取心工具在山西晋试 1 井组成功应用。平均岩心收获率为 90%左右，SQX-178 绳索取心工具已获国家专利[30]。

2000 年，适用于石油钻机装备特点和常规钻杆的 SQM-Ⅰ型绳索式取煤心工具及配套设备问世。SQM-Ⅰ型绳索取心工具经数口井的试验和应用，取得成功。累计取心 179 筒次，取心总进尺 243.16m，取出心长 219.55m，岩心总平均收获率 91.1%；其中煤层进尺 112.08m，煤心收获率 87.7%，绳索提出煤心出筒及装

罐时间 8min~20min，半合管出心煤心原始形态保持好；取心和正常钻进采用同一套钻杆，满足了各种条件下煤层气井取心作业的要求[27]。

另外，S95 型型煤层取心工具在云贵高原地区也有广泛应用。S95 绳索取心钻具组合直径较小，煤心直径为 64mm，能满足煤层气分析测试的需要，而且由于整个钻机设备都要比庞大的石油钻机小许多，它特别适合于在地形和交通条件较差的高原山区进行煤层气勘探作业[28, 29]。

煤层气取心是获得详细的地层特性的最直接、最可靠的方法，是获取煤层气开发设计基础数据的主要手段，在煤层气勘探开发中占有重要地位。中国结合本国实际情况开发的这一系列煤层气绳索取心技术基本满足了国内煤层气勘探开发的要求。

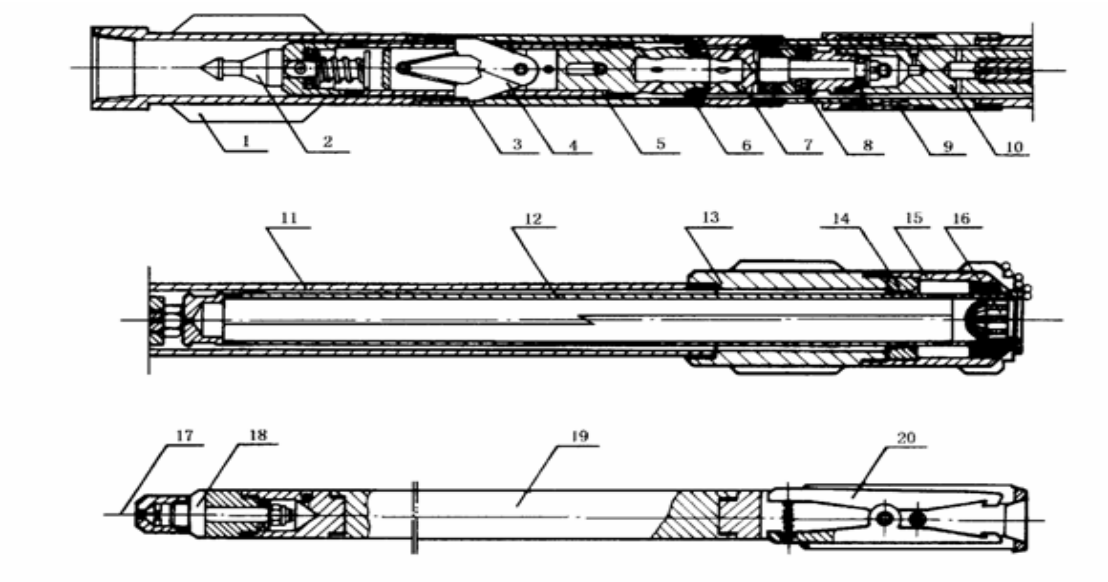


图 4.7 绳索取心工具结构图（据赵庆波，1999）

1、13、14-扶正器；2-打捞矛头；3-弹卡室；4-弹卡；5-收卡管；6-悬挂环；7-分水接头；8-单动机构；9-内外八方套；10-内管上接头；11-外管；12-内管；15-钻头；16-全封式拦卡簧；17-钢丝绳；18-绳卡接头；19-加重杆；20-打捞钩

4.2.3.3. 国内主要完井技术适应性分析

煤层钻开后，随着压力的降低，甲烷开始从煤的表面解吸扩散，通过割理和裂缝流到井底。如果煤层的孔隙和裂缝受到损害，其损害结果将比常规油气层严重得多，不仅使气体渗流通道受损，而且还会影响甲烷气的解吸效果。煤层气井完井不仅要使井筒与煤裂隙系统相连通，降低井底污染，以及防止井壁坍塌，还要考虑到后续的强化措施和成本降低。因此，煤层气井常常需要独特的完井技术。

跟其他钻井技术一样，煤层气井完井技术也是在常规油气井完井技术的基础上发展演化而来。为满足各种不同储层物性煤层气经济有效开发的需要，中国试验了多种完井方法，主要有裸眼完井、套管完井和裸眼洞穴完井三种完井方法[30, 31]。

（1）裸眼完井

裸眼完井是钻到煤层上方地层后再下套管，然后钻开生产层段的煤层，产气煤层保持裸眼或用砾石充填。裸眼完井是一种最基本、最简单、费用最低的完井方式。裸眼井底井壁稳定性较差，在强化作业时，井控条件降低，煤层坍塌会导致事故，不利于强化作业；若用砾石充填以确保井筒稳定，又容易被细煤粉堵塞。为此，又开发出一种更为有效的煤层裸眼完井技术，即在裸眼井段下入带孔的衬管（筛管）以防止煤粉进入井筒，取得了良好效果。不过，此种完井方式一般只适宜用于单厚煤层或者距离相近的单一煤组，而且渗透率比较高时才能获得商业产量，在中国还没得到广泛应用。

（2）套管完井

套管完井是将套管下入到产气煤层中，然后射孔或割缝实现地层进入的一种完井方式。该技术能保持井筒稳定，有利于隔离煤层和后续的强化作业。在进行套管完井之前首先要预测气、水产出量，选用抽水设备，再决定套管尺寸。这种技术适应性很广，特别是对于多煤层井及需要强化作业的井，能避免很多裸眼完井时出现的问题。套管完井方法技术成熟、易于实施，是中国目前煤层气勘探开发活动中所采用的最主要的完井方式。

（3）裸眼洞穴完井。

裸眼洞穴完井是人为地使裸眼井段煤层坍塌，造成一个大洞穴。基本程序是先加压注入气体或气体与水的混合物憋压，维持一定高压力值一段时间，然后突然卸压，排出破碎的煤粒，再重复以上步骤，直到达到完井目的。在造洞穴时，由于煤层受到张裂破坏与剪切破坏，增加了煤层内的孔隙；另外，由于井径的扩大，污染带不再存在或者只存在很少一部分，这就降低了钻井液和固井液对储层的伤害[32]，见图 4.8。中国在江西、山西、河北及河南等地区进行过裸眼洞穴完井试验，但效果都不理想。

江西省丰城煤矿的曲试 1 井，完井井深 1037.89m，煤层埋深为 962.95m~966.4m，煤层厚度为 3.45m，倾角为 13°，口袋深度为 79.49m，洞穴最大半径 2.39m。由于煤层之上为砂、泥岩破碎带，容易垮塌，造洞穴用了 221 天。

煤层物性差，注入－压降法测得的渗透率为 $0.04\times10^{-3}\mu m^2$，表皮系数为 0.31。该完井试验尽管消除了煤层污染，但产气量很低，稳定产量最高还不到 $200m^3/d$。河北的唐 5 井以及河南的焦作 $13^{\#}$井效果也不明显[33]。

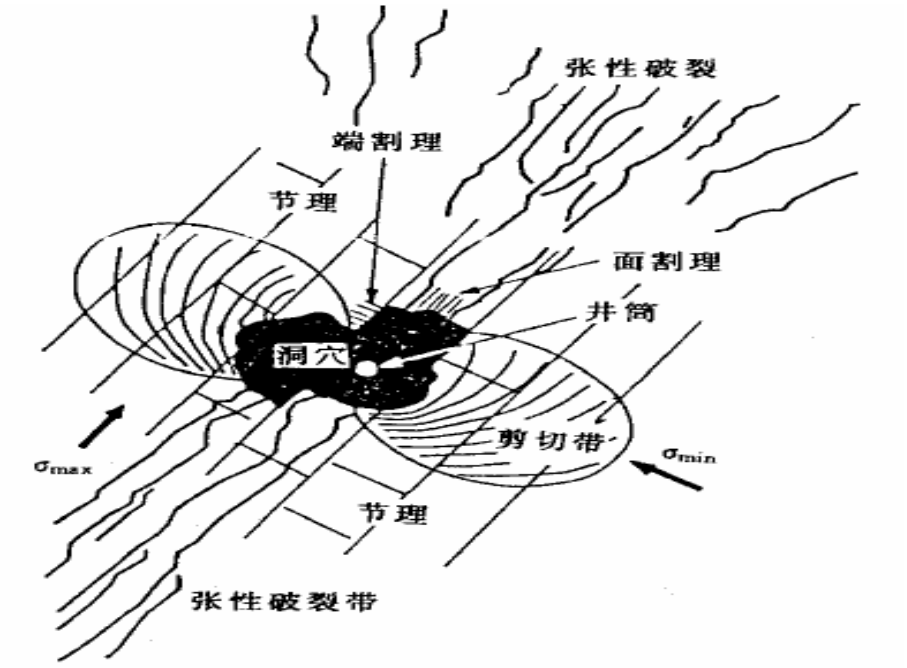


图 4.8 洞穴完井井筒周围诱发裂缝与自然裂缝连通性的概念模型（据张志刚等，1999.）

山西省三交地区 Sg-3 井，在太原组 485m~488m 井段中洞穴完井，初期日产气 $2\times10^4m^3$，日产水 $40m^3$，煤层渗透率为 $32\times10^{-3}\mu m^2$，由于煤层顶板封盖条件差，气产量递减严重，后期水多气少，分析原因为顶、底板砂岩水进入井筒[30]。

根据中国洞穴完井试验效果，借鉴国外经验我们获得以下认识：洞穴完井仅适合于封盖条件好、煤层物性好、含气量大、含气饱和度高的高压、高渗透率地区，对于低渗透煤层，煤层封盖条件差，顶、底板泥页岩盖层薄、对水层封盖条件差的煤层以及薄煤层不适宜裸眼洞穴完井。中国大部分地区煤层渗透率低，这种完井方法不适应，只有在多分支井开发时有所应用。

从以上分析可以看出，由于中国煤层低渗、低压的特点，其他完井方法都受到限制，只有套管完井在目前比较适用。当煤层气井是水平井或羽状水平井时，直井段一般用套管完井，水平段则采用裸眼完井方式[34~37]。

4.2.3.4. 国内主要固井技术适应性分析

煤层气井固井不仅关系到井的寿命和后续作业能否顺利进行，而且直接影响到煤层气的产量。煤层气井井深较浅，一般为 300m~1500m，地温和地层压力都

比较低，煤层胶结强度低、松散，在煤层段易发生井漏、井壁坍塌。这些特点使得钻进过程中煤层段可能发生严重剥落或坍塌导致井径扩大，固井时易漏失，水泥水化反应和强度发展缓慢，浆体不稳定而且固井液容易对储层造成伤害等。根据中国煤层气的生产实践和国外经验，煤层气井在保证固井质量的前提下，可以尽量控制水泥浆密度和水泥返高等措施，实现近平衡压力、降低对煤层的伤害。为达到此目的，可选用以下固井技术[36~42]：

（1）空心微珠低密度水泥浆固井技术

低密度水泥浆（约1.34g/cm^3）是指密度低于常规油气井水泥浆的密度（1.85g/cm^3），旨在降低水泥浆液柱对储层的压力。低密度水泥浆固井技术的关键是水泥降重材料和水泥浆配方的选择。根据不同的降密度材料，可分为空心微珠水泥浆、粉煤灰水泥浆、泡沫水泥浆、充气水泥浆等。前两种低密度水泥浆是在水泥浆配制时加入固体降重材料，后两种低密度水泥浆则加入发泡剂或空气。两种方法相比，前者水泥浆强度更高，施工工艺更简单，成本更低。

空心微珠低密度水泥浆是在普通水泥中加入空心微珠、降失水剂、调凝剂和增强剂等配制出来的。空心微珠是一种密闭、细粒、轻质、壁薄的空心球体，加入到水泥浆中能使其密度降到1.20g/cm^3~1.50g/cm^3。

（2）控制水泥返高固井技术

为降低水泥柱的静水压力，减少对储层的损害，严格控制水泥返高是一种有效的方法。一般使水泥浆液柱压力与储层压力大致相等来实现。控制水泥浆返高实际上就是要合理选择水泥浆的密度。这种固井技术具有普遍的适应性。

（3）分级注水泥固井技术

分级注水泥固井是将固井水泥浆产生的液柱压力部分分解到已凝固的常规固井水泥上，从而降低其对煤层的压力，实现近平衡压力固井。它可分两级或多级泵入水泥，通过封隔器或分级注水泥工具完成。

（4）绕煤层固井技术

绕煤层固井是消除固井作业对煤层伤害最有效的固井技术，其基本思路是在套管串中主力煤层部位安装绕煤层固井工具，注水泥时，水泥浆到达煤层底部时经绕煤层固井工具进入导流管并从煤层顶部进入环空。绕煤层固井时，水泥浆不与煤层接触，避免了固井水泥浆对煤层的伤害。另外，由于在绕煤层段套管与煤层间无水泥环，这就减少了射孔阻力，增加了射孔弹穿透深度，有利于后期作业。

中国煤层气开发活动中主要应用前三种技术，其中空心微珠低密度水泥浆固井技术在中国的煤层气勘探开发活动中应用最多，取得了较好的效果。绕煤层固井技术在国外有报道，但在国内还没有采用。

4.2.4. 中国主要煤层气钻探技术的发展趋势

中国煤层气钻探技术是在常规油气钻探技术的基础上发展起来的。立足于本国煤田的实际情况，借鉴国外经验，开展煤层气勘探开发活动。经过近 20 多年的努力，已形成了一套技术上比较成熟、经济上比较合理的钻探技术。

第一，当前中国煤层气钻井主要采用直井，用空气、清水、低固相或无固相钻井液进行钻探，减少地层伤害。也尝试其他的钻井方式，如产能较高，但风险性较大的多分支井钻井技术和地面条件适应性很好的丛式井钻井技术。尽管这些技术的应用范围还很窄，应用于煤层气开发时间较短，成井较少，技术上有待进一步探索完善，但由于其优势突出，当技术成熟后，可在适合于这些技术开发的地区推广运用。另外，中国煤层特征与澳大利亚相似，未来可以尝试应用中短半径钻井技术和紧密半径钻井系统。

第二，煤层气取心技术以绳索取心技术为主，其他技术应用较少。该技术已经很成熟，而且经济和可靠，基本能够满足目前煤层气工业发展的要求。但是，若能降低费用，则还应大力发展保压取心技术以及煤层气快速解吸测试技术。

第三，经过多年的实践证明，套管完井技术是目前最适合中国煤层开发需要的完井技术。该技术成熟可靠，又适合后续的增产作业的要求，符合目前中国煤层气开发的实际情况，已成为中国的主导完井技术。在多分支水平井完井时，中国主要采用的方法是，直井段用套管完井，非直井段用裸眼完井。当多分支井技术发展起来后，裸眼完井技术也将得到广泛应用。应该继续探索裸眼洞穴完井技术，研究多煤层复合完井技术。

第四，煤层气固井要在保证固井质量的前提下尽量减少对煤层的伤害。中国目前主要是采用低密度水泥浆固井技术，控制泥浆返高固井以及分级注水泥固井，其应用效果也较好，但是对固井效果更好的绕煤层固井技术还没有应用，这是以后发展的方向。

4.3. 煤层气开采技术

煤层气的开采有其自身的特点，研究和掌握煤层气的开采技术将为高效、持续的开发煤层气资源打下坚实的基础。

4.3.1. 煤层气开采技术现状

煤层气的开采主要有两种方式：井下抽采和地面钻采。井下抽采就是借助煤炭开采工作面和巷道，通过煤矿井下抽采、采动区抽采、废弃矿井抽采等方法来开采煤层气。目前世界上对煤层甲烷的资源化开发利用程度较高的国家主要采用地面钻井开采[43]，即利用垂直井或定向井技术来开采原始储层中的煤层气资源。能否利用地面钻采方式开采煤层气取决于煤层气是否能降压解吸[44]。

4.3.1.1. 排水采气工艺现状

煤层气储层流体的地下流动历经三个阶段：单相流动阶段，如图 4.9 的阶段 1；非饱和单相流动阶段，如图 4.9 的阶段 2 发生在井筒附近，井筒稍远些的地方出现阶段 1；两相流动阶段，见图 4.9 的阶段 3[45]。

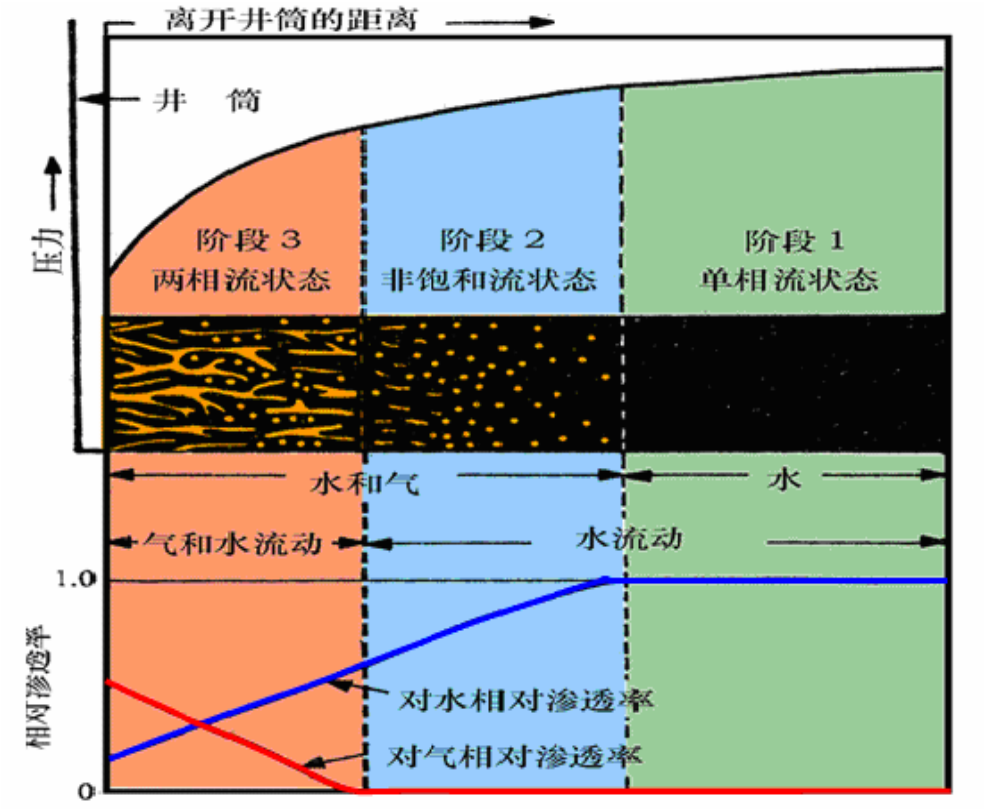


图 4.9 煤层气地下流动规律（据许卫，2001.）

煤层气的生产机理决定了煤层气排采时必须最大限度地进行排水作业，这样不仅降低储层压力，也降低储层含水饱和度，增加气体的相对渗透率，从而增加解吸气体通过煤层裂隙系统向井筒运移的能力，进而增加井孔的煤层气生产量。煤层气井排采的气、水产量变化可分出三个阶段：排水降压阶段；稳定生产阶段；气产量下降阶段[46]。

煤层气与水的产出规律如图 4.10 所示，煤层气产出的全过程都需要进行排水作业，其产量则由小至大，再由大至小，这与常规天然气的产出有很大的区别。

煤层气排采生产概括来说是使用油管抽水利用套管产气，其地面生产工艺是石油行业抽油机有杆抽油和低压天然气井生产工艺的结合，只是不能将常规油气的生产方式完全照搬于煤层气开采，需要有所改进，以适应煤储层特殊性[47]。

目前，国内外煤层气排水开采的方法主要有有杆泵法、电潜泵法、螺杆泵法、气举法、水力喷射泵法、泡沫法、优选管柱法等。选用哪种泵更经济有效，要考虑煤层的产能、井深、井深结构、产水量、地层出砂、气体影响等因素，并结合各种排采设备的能力来确定。在考虑技术、工艺、经济和社会等诸多因素的基础上，我们认为较适用于中国煤层气排采的举升方式依次是有杆泵和螺杆泵。

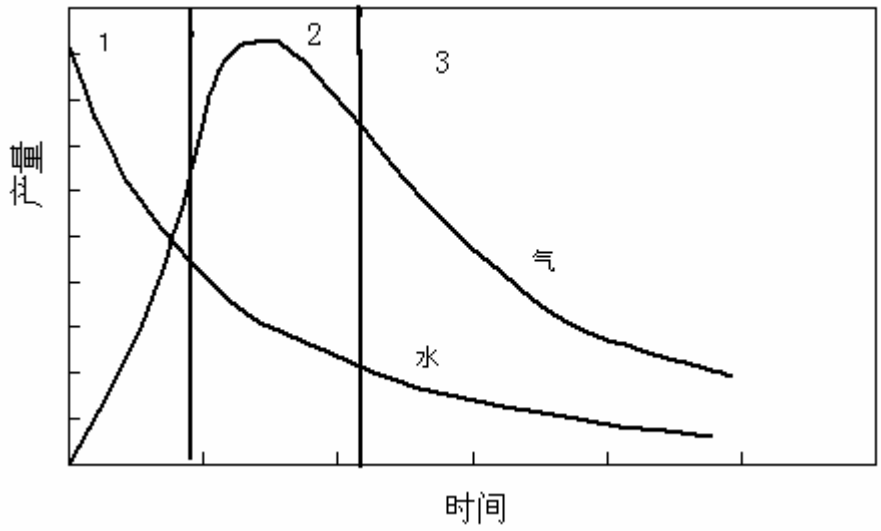


图 4.10 煤层气与水产量变化规律（据许卫，2001.）

4.3.1.2. 羽状水平井开采现状

定向羽状水平井是在常规水平井和分支井的基础上结合煤层实际地层特征发展起来的一种新技术，集钻井、完井和增产措施于一体。具体来说就是由地面垂直向下钻至造斜点后以中、小曲率半径侧斜钻进目的煤层主水平井, 再从主井两侧不同位置水平侧钻分支井作为泄气通道，进而形成像羽毛状的多分支水平井。为了降低成本和满足不同需要，有时在一个井场朝对称的 3 或 4 个方向各布一组水平井眼，如图 4.11（a）（b）所示。有时还利用上下 2 套分支同时开发 2 层煤层[48]，如图 4.2 中的栈式双分支井。另外，该技术还解决了低井底压力问题，提高了煤层气的最终采收率，也使羽状水平井的技术优势更为充分地得以发挥。

4.3.2. 主要开采技术应用情况分析

4.3.2.1. 排水采气应用情况分析

煤层气排水采气有以下几个特点和要求：排液速度快，不怕井间干扰；降低井底流压，排水设备的吸液口一般都要求下到煤层以下；要求有可靠的防煤屑、煤粉危害的措施。现针对排水采气的各种方法及其应用状况进行逐个分析介绍。

（1）有杆泵

有杆泵技术在煤层气排采中也是一种非常成熟的技术。地面部分为抽油机，井下部分是管式泵。煤层气开采的整套设备是在游梁式抽油机的往复运转下，通过抽油杆带动井底活塞在泵筒内来回抽吸，而其中的凡尔控制液体只能向井筒上方运动。从油管抽出的水通过管线进高架罐，由罐车拉走地层污水或通过管线进入统一水处理系统。

①抽油机的选择

抽油机选择要在一定冲程、冲次和在最大降液深度下，保证满足最大可能的排水量，同时抽油机悬点最大载荷及减速箱输出轴的扭矩又不超过它的额定值。斜直井抽油机技术不够成熟，且价格是普通抽油机的 2.7 倍，通过调研长庆油田、华北油田及大庆油田丛式井的排采发现，均采用常规抽油机。因此，对于直井和丛式煤层气井，均应用常规抽油机排采，建议选用异型游梁式抽油机。煤层气排采要求抽油机工作参数随时调整，以适应连续、匀速稳定降液的要求。为防止在上下冲程中对煤层的激动，应尽量选用长冲程抽油机，靠长冲程代替大冲次。

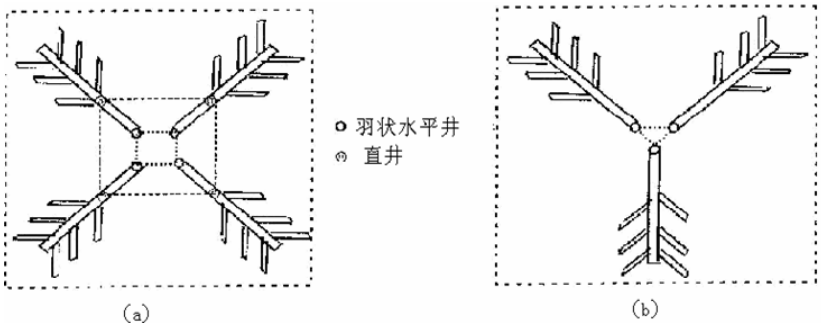


图 4.11 煤层气定向羽状水平井布井方式（据张娜，2007.）

②管式泵的选择

管式泵易受气体和地层出砂的影响，使泵磨损严重，泵效降低；气体除降低泵效外，严重时形成气锁抽不出液体。在生产的初期因压裂砂、煤粉、煤颗粒及井斜的影响，检泵周期较短，常见的检泵原因是抽油杆断脱、柱塞下行遇阻或柱塞被卡死。管式泵适合于产水量在 100m^3/d 以下，井斜不严重，出砂、煤粉较少

的井上使用。对于产气量极高或大量出砂的井，需要进行特殊的井下设计。一种耐磨蚀、能够置于油管内且位于最下部产层或低于最下部产层均可的环状活塞泵，已被证明经济有效[49]。

③抽油机排采井诊断技术

常见液井诊断技术包括：a.液体化验：分析原液组分(氯根)、含水、含砂、含气等情况；b.测静液面：了解地层静压变化；c.测动液面：了解在抽油机正常抽吸时，地层供液情况；d.测示功图：当抽油机正常抽吸时，测抽油机在上下冲程过程中的光杆负荷，来分析地层出砂、出煤粉、储集层供液及抽油泵工作情况。

（2）螺杆泵与电潜泵

螺杆泵也是一种有杆泵，通过旋转杆驱动，由地面驱动装置、抽油杆和井下泵所组成。螺杆泵的最大优点是地面设备结构简单，占地面积小，非常适应中国各煤层区块的复杂地形，但如果后期地层供液能力不足，会发生“烧泵”现象，同时目前的技术手段还不能对螺杆泵井进行环空测试。鉴于螺杆泵在中国煤层气开采中较少应用，在此不作赘述。

电潜泵适应性较强，排量大，特别适于大水量的低压产水井强排水需要，主要用在井的斜度大、水量大等无法采用其他方法的场合。井下电机和泵的速度通过附在油管上电缆由地面控制设备调节。电潜泵经济适用范围井深在1800m，排量在100m^3以上。当流体进入离心泵时，穿过电机，起到冷却作用，因而，电潜泵必须安装在射孔井段以上，并要求有50m以上沉没度，否则就会烧泵。电潜泵具有较大的可变速范围，而且经过改进它还能较好地进行气液分离、处理固体颗粒，地层出砂对电潜泵的影响相对较小。电潜泵主要缺点是成本高、修井费用大。

（3）气举

在中国，至今还没有气举排采煤层气的报道。在国外，如黑勇士盆地和圣胡安盆地，气举虽不如抽油机、螺杆泵、电潜泵应用普遍，但在没有电力和电力费用较高的地方，却是一种很受欢迎的人工举升方法。

气举系统由一系列安装于油管上的工作筒或气举阀构成。有两种气举方法可以采用，一是通过油管注气，由套管产出水和气；二是由套管注气，通过油管采出煤层气和水，这是最常用的方法。

气举地面设备少，井下管柱相对简单，但在技术上要求很高。一般将压缩煤层气作为气源用于气举，气举的最大特点是能够处理固体颗粒，不受出砂的影响，

机械方面的影响较小。同时，气举能适应开采初期的大排量排水。根据美国黑勇士盆地的经验，在采气的初期，对于井组面积降压、大量排水时使用气举比泵抽更经济有效。到后期，随着产水量的降低可以更换小型的泵抽装置。

（4）排采主要地面设备

地面主要设备包括气体真空泵、气体分离器、安全阀、智能流量表、气体压缩机、加药包、避雷针。另有注入增产流程（ECBM 流程）、瓦斯浓度检测设备。

（5）排水采气工艺选择

为了使煤层气开采获得较高经济效益，应根据区域水文地质条件，预测产水量，然后优化选择排水采气方法及设备。选择要求：气井产水量变化大，早期大量产水，随着生产时间的延长产水量相对减少，因此所选用的排水采气方法应兼顾前后期变化，适用范围较大；必须满足在最小井底压力下采出最大水量的要求，以保证在尽可能短的时间里，将储层压力降到解吸压力以下，使气井尽早产气。

对给定的一口产水气井，究竟选择何种排水采气工艺应在对气井压力、产量及产水情况进行分析的基础上，对不同排水采气方式进行比较后决定。如果不注意地质、开采及环境的敏感性，就会降低排水采气装置的效率和寿命。因此，除了井的动态参数外，其他开采条件如产出流体性质、出砂、结垢等，也是考虑的重要因素。此外，设计排水采气装置时，还需要考虑电力供给、高压气源、井场环境等。目前国内外形成的各种排水采气工艺对比[50]见表 4.5。

（6）排采工作制度及控制

中国各主要煤层气商业开采区块或先导试验区采用的排采工作制度主要有定压排采和定产排采两种。

为减少排采过程中对储层的伤害，实行排采初期控制排采强度，控制井底压力降速的原则。每天进行动液面测试，了解压力下降情况，及时调整工作制度。为确保煤层气生产井能够稳定、持续高产，在煤层气排采的早期采用定压排采作为正常生产的工作制度。定压排采关键性工艺技术是有效控制井底流动压力与储层压力之间的压差，适度控制井筒附近的流体流动速率，以保证煤粉等固相颗粒物、水、气的正常产出。在排采过程中主要通过调整产水量和井口套管压力来控制井底流动压力和井底与储层的压差。

当煤层气生产井达到产气高峰期时，为了有效控制煤层气产量，可以采用定产排采进行正常的生产。

在排采初期返排压裂液及降液阶段，排采强度不宜过大，排液应连续平稳，保持动液面平稳下降。降液方式以阶梯降液为主，严禁排量大起大落造成生产压差上下波动，使得储层激动，吐砂、吐粉。临界产气阶段，由于井筒附近及井筒内流相的改变，液面波动较大。此时要加密液面测量，并根据实际情况采取相应的控制措施。储层产气后，应采用定井底压力的方式进行排采，在取得产量-压力曲线后，根据排采的实际情况可实行定产排采。

表 4.5 各种排水采气工艺对比

项目		优选管柱	泡沫排水	气举	游梁抽油机	电潜泵	射流泵
最大排液量（$m^3 \cdot d^{-1}$）		100	120	400	70	500	300
最大井深/m		2700	3500	3000	2200	2700	2800
斜井		较适应	适宜	适宜	受限	受限	受限
地面及环境条件		适宜	装置小，适宜	适宜	装置大且重，一般适宜	装置小，适宜高压电源	动力源可远离井口，适宜
开采条件	高气液比	很适宜	很适宜	适宜	气液分离较适宜	较敏感一般适宜	较敏感一般适宜
	含砂	适宜	适宜	适宜	较差	<0.5%	无运动件很适宜
	结垢	化防，较好	有洗井功能，适宜	化防，较好	化防，较差	化防，较好	化防，较好
	腐蚀性	缓蚀，适宜	缓蚀，较适宜	适宜	高含 H_2S 受限，较差	较差	适宜
设计难易		简单	简单	较易	较易	较复杂	较复杂
维修管理		很方便	方便	方便	较方便	方便	方便
投资成本		低	低	较低	较低	较高	较高

来源：胡辉，2004.

4.3.2.2. 定向羽状水平井技术应用分析

定向羽状水平井开采煤层气的主要机理可总结为：增加有效供给范围；提高导流能力；减少对煤层的伤害。

羽状水平井开发煤层气，其产能受多个参数影响，而在特定的煤层，各个参数是互相联系的，不同的地质条件造就不同的煤层参数的组合。一般说来，热演化程度越低，煤阶越低，煤层物性特征就越有利。

煤层气体吸附时间常数是决定基质中的吸附气解吸快慢的主要因素，由不同的 Langmuir 常数决定的不同的等温吸附线形态，则决定着基质中含气的饱满程度，它们共同决定了气体供应源的性质，对产量的变化特性有着重要影响；另一方面，地层本身性质，如地层压力和地层渗透率，以及地层流体的流动性质，如气、水相渗曲线，决定了煤层气体传输的特性，也决定了气产量的高低和变化特点。以上各参数对羽状水平井煤层气产量变化的影响，需要定量计算分析。此外，羽状水平井分支长度、分支角度、所适应的煤层厚度等，都是需要考虑的因素。

4.3.3. 技术发展趋势分析

4.3.3.1. 排水采气技术发展趋势展望

煤层气地面开采具有煤层浅、载荷轻、前后期产液量变化大等特点。展望煤层气排水采气技术，在以下几个方面有待进一步改进：第一，抽油机作为地面开采的动力传动装置在煤层气开采中发挥了较大的作用，并得到了普遍使用，但在应用中存在着操作不便和能源消耗大的情况。为了合理利用能源和节电，有必要对抽油机在前后期的操作使用制定规范化要求。相信随着抽油机在煤层气开采中的进一步推广应用，会逐步形成系列化标准体系。第二，螺杆泵在防砂卡和抗磨性上有待进一步改进。第三，如何突破电潜泵高成本及降低修井费用也是值得深入研究的。

对于煤层气排采流程，国内至今没有统一的标准，基本上沿用常规自喷油气井流程或在常规油气井流程基础上改制的流程。各煤层气开采企业使用的流程结构各异，功能与作用也不尽相同，这也是排采技术下一步需要解决的问题。

4.3.3.2. 羽状分支水平井发展趋势分析

羽状水平井开采特征可归纳为：羽状水平井是双井系统，泄流面积大；脱水的同时即可开始采气，而且几乎可立即达到峰值产量；在一个储层可持续采气 2~4 年；在多套煤层中应用该技术无需再进行水力压裂，对环境影响很小，有利于保护煤储层和环境，符合当代社会重点强调环境保护的要求。

适于用羽状井进行开采的储层可大体分为：较厚且分布稳定、结构完整的煤层，且需要煤阶较高、煤质较硬的地质条件；对缺乏背斜等顶部构造、山区煤层或渗透率较低等不适于直井方式开采的煤层，开采效果较好；不适用于孔隙度较大的高渗透煤层和夹有灰岩层或砂岩层的较薄煤层。

由于中国煤层一般具有低渗透的特点，而利用常规直井开发，井筒影响的范

围非常有限。目前针对煤层气的羽状水平井开发技术还没有完全成熟，只有通过对国内现有的定向井、分支井、水平井钻井技术，井眼轨迹精确控制技术和煤储层保护技术进行整合，吸收国外的先进技术和管理经验，并进行实际工程研究和试验，将各种技术进行优化组合，逐步积累经验，不断地完善，最终才能形成一整套适合于中国煤层气地质特征的多分支羽状水平井技术[51]。

4.3.4. 采出水处理

煤层气的开采会带来一系列环境问题，其中最显著的是采出水的排放问题，所以应高度重视煤层气采出水的处理及综合利用[52]。由于煤层气开发的地区不同，采出水的性质不同，含有污染物的种类和数量也不同，可采取的处理方法也有多种[53]。

（1）含悬浮物的污水处理方法

混凝、沉淀、过滤是含悬浮物污水净化过程中必不可少的单元过程。典型的去除悬浮物处理工艺流程见图4.12。

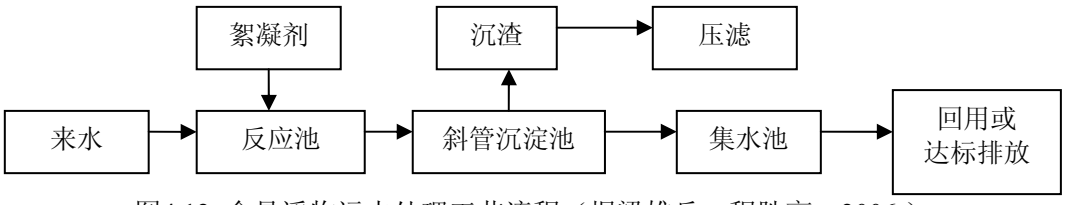


图4.12 含悬浮物污水处理工艺流程（据梁雄兵，程胜高，2006.）

在以上处理流程中，混凝剂的选择是比较重要的，目前大多数采用聚合铝做混凝剂，也可将聚丙烯酰胺絮凝剂配合混凝剂投放。美国亚拉巴马州将煤层气开采过程产出水中总矿化度低于2000mg/L的部分进行沉淀、过滤处理后排入附近河流，大部分排放进入黑勇士河及其支流，该河流域覆盖了几乎整个煤层气田。黑勇士盆地建立和维护了240km长的连续水质监控系统，排放时进行连续监测，保证污染物不超过排放标准。监测资料的分析表明，只要经过必要的处理，产出水的排放对河水质量和生物体没有很大影响。

（2）高矿化度和高氯离子污水

大量的高矿化度和高氯离子污水排放会造成对地表水体环境质量的影响，也会造成土壤的板结和盐渍化等不良效果。因此，高矿化度和高氯离子污水不能直接排放。常用的处理方法如下：

①反渗透处理

反渗透处理适用于含盐量高、永久硬度大的水处理，脱盐率 90%以上，脱硬率 95%以上。该处理方法设备体积小，可连续操作，出水水质稳定，流程如图 4.12 所示。

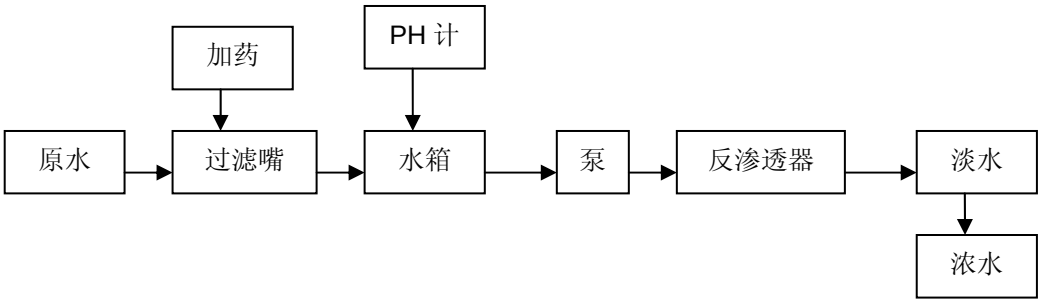


图4.13 反渗透处理含盐水流程简图（据梁雄兵，程胜高，2006.）

②地面蒸发

由于降低水中矿化度的方法，如反渗透、蒸馏等，运行成本较高，许多单位采用地面蒸发的方法处理高矿化度和高氯离子污水。采用蒸发方法很可能对周围环境产生一定污染，如硫化氢挥发、渗漏等，需慎重考虑建造蒸发池问题，并要征得当地环保和土地管理部门的允许。美国圣胡安盆地的一部分采出水采用此方法处理。

③回注地下

回注地下适用于矿化度较高的采出水的处理。用注水井将产出水重新回注地下，回注地层一般以砂岩为好。加拿大艾伯塔省的煤层气开采主要采用与油气井采出水大致相同的处理回注工艺。

（3）含有氟化物的采出水

含氟化物的煤层气采出水，主要的处理方法有：石灰乳沉淀法、铝盐凝聚法、离子交换法、电凝聚法。

（4）含其他污染物的采出水

除前述污染物外，采出水还会有重金属、苯并吡、放射物等污染物，它们一般吸附在颗粒物上，且浓度较低，通过一般的混凝过滤方法可以去除。

（5）中国煤层气采出水处理

中国采气过程中排出水的主要特征是高矿化度、高盐度[54]。对煤层气采出水的处理若达到《农田灌溉水质标准》，可用于农田灌溉；当排放的采出水量远远小于河流流量时，处理后可以利用河流水体稀释法，将采出水排放到这些受纳水

体中。若回注层位具备足够的空间、较高的渗透率、封闭性好、耐压等条件，也可进行地下回灌。中国煤层气资源主要分布在华北、西北、华南、东北和滇藏五个地区。华北和西北属于干旱型地区，煤层气采出水处理达标后可以用于农田灌溉；其他地区可地面排放或回注。

4.4. 增产技术的现状及前景

煤层气藏具有以下特点：煤层的弹性模量比砂岩或石灰岩储层低、压缩系数高、气水共存、气藏压力低、气层易损害、天然裂缝发育。如果仅仅使用常规方法开采，效果不够理想，需要利用一些增产措施进行开采。目前世界上常用于煤层气增产的技术有压裂技术、注气技术和多分支井技术。采用最多的是压裂技术，尤其是水力压裂技术。在一些特殊煤层中，采取水力压裂技术无法达到预期的开发效果，还需采用注气技术或者利用多分支井特别是羽状水平井开采煤层气。

4.4.1. 国内外主要增产技术发展现状

4.4.1.1. 国外主要增产技术发展现状

由常规油气储层压裂技术演化来的煤层气压裂技术，在世界各地煤层气勘探开发活动中得到了广泛应用，取得了显著的增产效果[55]。对于水力压裂技术，美国研究的最早，技术也比较成熟。在美国有 90%以上的煤层是通过水力压裂改造的。经水力压裂后的煤层，能够产生众多且延伸很远的裂缝，其产量较压裂前增加 5~20 倍，效果非常显著。加拿大主要是低变质煤，具有含气量低、致密、低压、低渗的特点，采用常规压裂效果很差[56]，加拿大根据自身煤层的实际条件并借鉴在浅层气开发中的成功经验，发明了大排量氮气泡沫压裂技术。澳大利亚重点研究煤层应力来进行压裂设计模拟，压前先进行定向割槽，定向射孔，使应力得到释放，确保压裂裂缝与面割理联通。对于注气技术，美国最早应用了注入 CO_2 和 N_2 的技术来提高煤层气采收率，在其他国家应用的很少。多分支井技术也是在美国应用最早也最为成熟[57]，此技术可大幅度提高煤层气的采收率。

4.4.1.2. 国内主要增产技术发展现状

中国煤层气藏与美国相比煤储层渗透率要低 3~4 个数量级，低渗无法形成以抽采井为半径的大范围的解吸-扩散-渗流圈[58]。同时，中国煤层气非均质性强，部分中阶煤层气藏均具有非均质性，使得井筒影响范围特别小，从而使井网整体降压的作用难以发挥。此外，中国的高煤阶煤层气资源占总资源的 27.6%以上，在理论上，这些煤层不具有产气的能力，但实际上在沁水盆地的无烟煤中取得了

单井和小型开发试验区的产气突破，已证明高煤阶也是一个重要的煤层气开发目标。但高煤阶气具有低渗和难脱附的特点，限制了目前常规开采技术的应用。

压裂是目前国内最主要的增产措施，中国绝大部分煤层气井都需经过压裂。经验表明，应选择煤层稳定、单层厚度大于 0.6m、煤层埋藏浅、煤层物性好、裂隙发育、含气量高（烟煤或半烟煤）的井进行压裂。采用压裂措施时使用何种压裂液取决于煤层温度、压力和煤层物性，中国煤层气井大部分采用水基压裂液施工，少数井进行了线性胶和交联冻胶试验。冻胶压裂适合高渗透煤层，清水压裂适合低渗透煤层。冻胶压裂与稀井网结合，清水压裂与密井网结合。泡沫压裂技术可以有效地减少滤失，具有利于诱生裂缝排液、不会滞留未破胶的压裂液、对煤层伤害轻的优点，正在被越来越广泛地应用于生产中。

注气技术在渗透率较高、煤层压力较大、厚度适中、温度较低的地区应用效果较好。注气法目前在中国应用的不广，主要是因为技术还不够成熟，气源问题也没有得到解决。

多分支井技术目前被认为是一种效果较好且成本较低的煤层气开采改造新技术，但这项技术涉及钻井、生产和储层改造等许多方面，成本高，只能在一些比较好的煤层气产区应用。多分支井技术在低煤阶煤层效果很好，而目前中国开发的主要是中高阶煤层，应用并不广泛。

4.4.2. 国内煤层气压裂、气体驱替、羽状多分支井技术应用情况分析

4.4.2.1. 国内主要压裂应用情况分析

煤层的原始渗透性一般较差，必须经过后期改造才能形成一定产能，而压裂是行之有效的增产措施之一。压裂方式主要有水力压裂和高能气体压裂。

（1）水力压裂

煤层压裂的特殊性：煤层与常规储层的机械性质不同。与常规储层相比，煤层杨氏模量低，泊松比高，且具有特殊的双孔隙结构，割理发育，具有更大的各向异性和不均质性；煤层气的形成、储集、迁移、产出机理与常规油气亦存在较大差异；煤层气主要以吸附方式储存在煤岩的基质孔隙内表面上，它的产出是一个降压解吸-扩散-渗流的过程。

煤层压裂与油层压裂的不同点：煤是易碎物质，压裂时由于压裂液的磨损及剪切作用，将会产生大量煤粉。煤粉的副作用是增加压裂施工压力、堵塞渗流通道降低压裂效果、增加后期排液作业难度，而且煤层渗透率一般较低，压裂液易

对其造成伤害。因此作业应该注意尽量减少煤粉的产生，同时要求压裂液残渣少，破胶、返排性能好。

煤层压裂主要存在的问题是：缺乏对煤层破裂机理、煤层发育特点及裂缝延伸特性等的研究；如何针对煤层微裂隙发育、吸附性强、易污染以及要求造缝长等特点，采取低伤害的压裂材料及防滤失的措施满足造长缝、宽缝的需要，还处于探索阶段；对煤层复杂裂缝的模拟与诊断还处于探索阶段，已有油气藏模拟软件用于煤层，如何进行修正还需要做许多工作；有待于建立一套完善压裂增产措施前后的评估手段和技术方法。

压裂液的选择：因为煤层的特殊性，对于煤层压裂液要求有良好的携砂和造缝能力、有良好的抗滤失性、容易“破胶”和返排、对储层的损害小。目前用到的压裂液一般有凝胶、活性水或清水、泡沫等。凝胶压裂液又分为两种，线性凝胶和交联凝胶。交联凝胶应对滤失量大的煤层特别有效，交联凝胶在中国应用比线性凝胶广泛[59]；活性水或清水压裂液有许多优点，如单位成本低、对地层渗透率伤害小、配制方便等，在美国受到很大的重视，在中国煤层气田压裂中也经常使用；泡沫压裂液是 N_2 或 CO_2 以气泡形式分散于酸液、聚合物等液相中而形成的一种两相混合体系。由于其具有对储层伤害小、返排能力强、滤失小、压裂液效率高、粘度高、携砂能力强等特点，特别适合低压、低渗、特低渗、水敏性储层的开采。各种压裂液的特点各不相同，适用于不同的地层。但每种压裂液的目的都是携带支撑剂进入煤层，形成较高的导流能力、降低井底伤害，最终提高煤层气产量。

压裂液添加剂的选择：添加剂一般包括稠化剂、交联剂、PH 值调节剂等。稠化剂能够减少煤层污染，保护煤层[60]；交联剂的作用是使稠化剂溶液中的稠化剂分子迅速形成长链，提高液体的造缝和携砂能力；PH 值调节剂的作用是为了保证压裂液与煤层配伍，降低对煤层的伤害，提高压裂液的携砂能力。

支撑剂的选择：压裂时支撑剂的选择也非常重要，它是提高裂缝导流能力的重要环节。支撑剂的选择主要考虑其强度和成本，还要考虑到回流问题，是否能深侵地层问题。理想的支撑剂应当具备密度小，强度大，圆球度高，在高温水中呈化学惰性等特点。目前常用的支撑剂有石英砂和树脂包层砂等，常用石英砂规格有 40~70 目粉砂、20~40 目中砂和 12~20 目粗砂。压裂加砂组合方式有 4 种：粉砂+中砂+粗砂；粉砂+粗砂；中砂+粗砂；粗砂。有的压裂不加砂，不加砂具

有成本低、可避免支撑剂回流等特点，适用于现场应力相对较低（如：浅煤层）和诱生裂缝能在自支撑作用下保持敞开状态的地区，且压裂效果相当好[61]。各种水力压裂方法之间的优缺点见表 4.6。

表4.6 各种水力压裂方法的比较

压裂方法	成本	地层伤害程度	支撑剂充填效果	支撑长度
清水压裂	低	低	差	短
线性凝胶压裂	中等	高	一般	一般
交联凝胶压裂	中等	高	最好	最长
泡沫压裂	高	低	好	长

来源：赵庆波，1998.

（2）高能气体压裂

从煤层气开发的发展趋势来看，为了提高单井产量，除了研究适用于煤层的水力压裂技术和在煤层中打水平井以外，就是要寻求成本低、施工简便的有效增产方法。中国用于油气井高能气体压裂技术的研究与应用已达 10 多年之久，其中裸眼压裂弹、有壳弹、无壳弹、深穿透复合射孔技术等已广泛应用，液体药爆炸松动等技术也已成熟。此方法主要适用于解除井筒附近的阻塞，存在处理半径小的缺点。因此，基于煤层气井的特点，必须对用于油气井的高能气体压裂工艺进行有针对性的改进，以适应煤层气增产的需要。

（3）裂缝评价技术

煤层气井压裂效果评价与常规油气井不同，煤层气井只有通过对压后裂缝半长、导流能力的测定，来分析压裂效果。大地电位法、井温法、微地震法、放射性示踪法的综合裂缝监测，将获得较好的评价效果。中联公司在沁南FZ001、FZ005、FZ008井进行了上述 4 种方法的综合压裂裂缝监测试验，效果良好[62]。

（4）二级加砂工艺

二级加砂工艺技术是在加砂量达到一定数量后，人为地将施工砂比提高到发生砂堵的极限，然后停砂继续注前置液造缝再加砂，当砂量达到一定数量后，再将施工砂比人为地提高到发生砂堵的极限上。按此工艺可以进行多级加砂，加砂量应适用于具体的压裂层。该技术措施能够更多地沟通天然割理系统，提高煤层的渗透性，增加煤层气产量。东北煤田在11个煤层的压裂中有九个采用了二级加砂工艺，产量大幅度提高[63]。

（5）压裂现场实际应用分析

沁南煤层气田潘河项目一期38口生产井中，36口采用活性水加砂压裂技术，2口（PH1和PH1-006）采用氮气泡沫压裂技术，氮气泡沫压裂技术效果良好，PH1井产气量稳定在2000 m^3/d ~2300 m^3/d之间，PH1-006井产气量从2300 m^3/d升到3950 m^3/d。与周围井相比，产量提高了三倍以上，因此氮气泡沫压裂井产量明显好于活性水加砂压裂井[64]。

通过对中国煤层气压裂施工的总结得出以下经验：

第一，水力压裂施工一般以大排量为主。不过，排量也不可过大。压裂施工中排量越大，裂缝的缝高也越大，但排量过大很容易造成裂缝冲破煤顶盖层和煤底板，使裂缝不能够在煤层中延伸，从而缩短缝长影响压后效果。对滤失量大，地质复杂，压力存在异常现象的地层，施工中采用适当提高排量降低砂比，以防止了脱砂现象和采取防滤失措施；

第二，对于浅的单层煤层，使用清水压裂的效果较好。多个薄煤层的作业压力通常低于压裂单煤层时的压力，最好使用延迟交联压裂液或者泡沫压裂液。在厚煤层中，要形成多条复合裂缝体系，需要用高的注入速度，来克服高的滤矢量，使用延迟交联压裂液效果较好。

第三，不同的压裂液应该选择不同的支撑剂，凝胶、泡沫可以携带较多砂，而水的携砂能力比较弱。不加砂清水压裂适合于浅井，其压裂裂缝能够保持敞开状态，具有成本低、二次污染小的优点。

4.4.2.2. 注气技术应用情况分析

注气技术是向储层注入 N_2、CO_2 等气体，其实质是向煤层注入能量，改变压力传导特性和增大扩散速率，从而提高单井产量和采收率。煤是一种具有较高剩余表面自由能的多孔介质，其剩余表面自由能总量（吸附空位）一定，当混合气体达到吸附平衡后，每一组分的吸附量都小于其在相同分压下单独吸附时的吸附量。注气后，竞争吸附置换，必然使一部分吸附的甲烷解吸扩散，从而引起扩散速率、渗流速度和回收率提高。不同气体组分的吸附能力不同，主要是由于气体分子和煤之间作用力的不同引起的。对于 CO_2、CH_4 、N_2 来说，其吸附能力依次降低。

注入 N_2 与 CO_2 的机理不同，由图 4.14 可以看出，CO_2 可以很好的将 CH_4 驱替出来。与注入 N_2 相比，CO_2 具有许多潜在的优点。CO_2 与 N_2 相比是一种成

本低的注入剂，而且 CO_2 的穿透力比 N_2 更平缓，可以利用注 CO_2 技术开发深部低渗透性煤层中的煤层气。

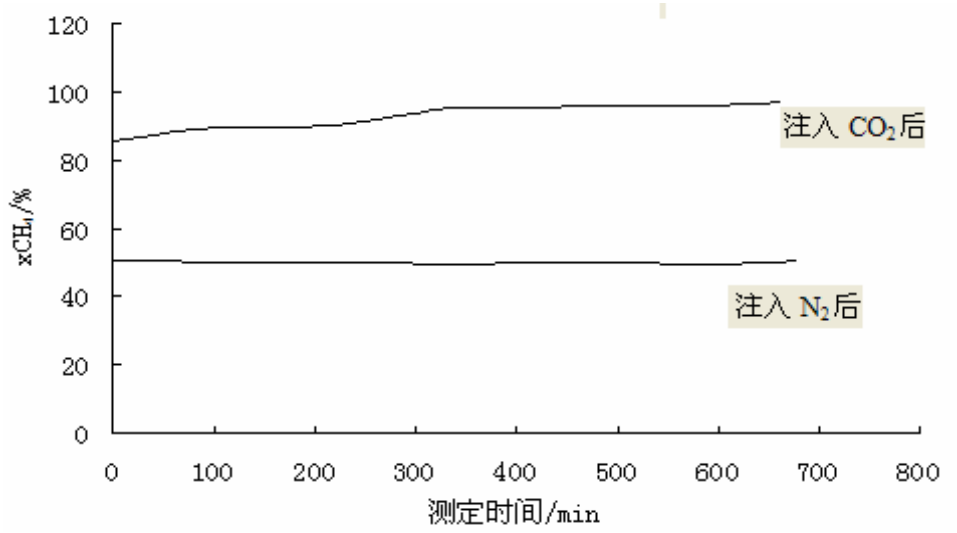


图 4.14 等容状态下注入 CO_2 或 N_2 驱替提取 CH_4 实验曲线比较图（据马志宏，2001.）

由于煤对 N_2 的吸附能力比其对 CH_4 的吸附能力弱，N_2 是不能与 CH_4 进行竞争吸附的，即 N_2 不能从煤的基质孔隙中把 CH_4 “挤”出来，但 N_2 注入煤层后，在等压条件下通过降低 CH_4 的有效分压，同样也可以将 CH_4 驱替出来[65]（见图 4.15）。

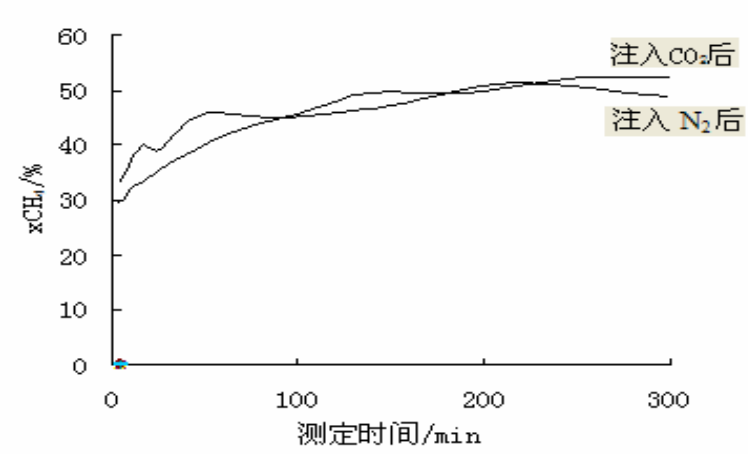


图 4.15 等压状态下注入 CO_2 或 N_2 驱替提取 CH_4 实验曲线比较图（据郭勇义，2001.）

Amoco 公司在进行这两种气体实验时把 N_2 驱替法比作是“耙子”，而把 CO_2 驱替法则比作是“扫帚”，前者只采出一部分，而后者则可将煤层气采尽。

在中国煤层气注气增产方面，中联煤层气公司在加拿大专家的协作下，进行

了单井注入、单井产出的注 CO_2 采气试验。试验选在山西沁水盆地南部枣园井组的 TL-003 井作为试验井，经注入、关井(使 CO_2 充分地置换 CH_4)、排采和气体组分监测，实现了单井注入/产出试验，产气量达到了 1200m^3/d，取得了预期成果[66]。图 4.16 是 TL-003 井注 CO_2 前后气水产量历史曲线，由此可以看出注入 CO_2 前后 TL-003 井产气产水量的变化情况。

综合国内外的经验可以看出，注气驱替技术在渗透率比较高，煤层压力较大，厚度适中，温度较低的地区应用效果比较好。

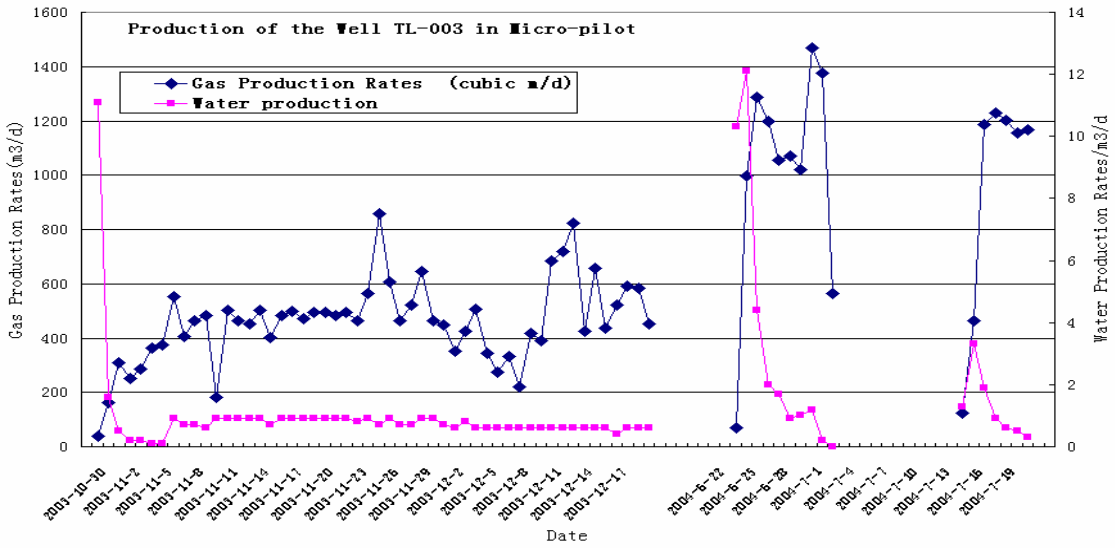


图 4.16 TL-003 井注 CO_2 前后气水产量历史曲线（据叶建平，2007.）

4.4.2.3. 多分支井技术应用情况分析

多分支井的分支井筒能够穿越较多的煤层裂缝系统，在煤层形成相互连通的网络，最大限度地沟通裂隙通道（见图4.17），增加泄气面积和地层渗透率，从而提高单井产量，还可以减少对煤层的伤害。理论与实践也证明，在煤层中钻水平井的产量可以达到直井的3~10倍，可大大减少常规钻井的井数，还可以减少占地面积、节约管线[67]。

多分支井开采时地层压力的下降是以整个分支井为源头向外逐步扩散的，从平面上看，整个水平井筒都可看作地层压力下降的“源”，所以多分支井开采不会出现直井中所谓的压降漏斗，几乎整个煤层区域同时得到动用，使煤层的开采潜力得到了充分的发挥。

2004 年 11 月，奥瑞安国际能源公司于在山西沁水盆地完成国内第一口煤层

气多分支井——DNP02 井。气体产量达到 15000m^3/d，排采 135 天后煤层气稳定产量达到 20000m^3/d 左右，较同区块内常规煤层气开采垂直井产量提升了 20 倍。2007 年，中联公司对外合作项目山西晋城潘庄煤层气区块内开发了一组由 6 口 3 套井组成的多分支井。现在 6 口井都投入了排采，已经实现了单井平均日产超过 $5\times10^4m^3$ 的高产气流，部分单井日产能已经突破 $8\times10^4m^3$，而且仍在持续上升中。

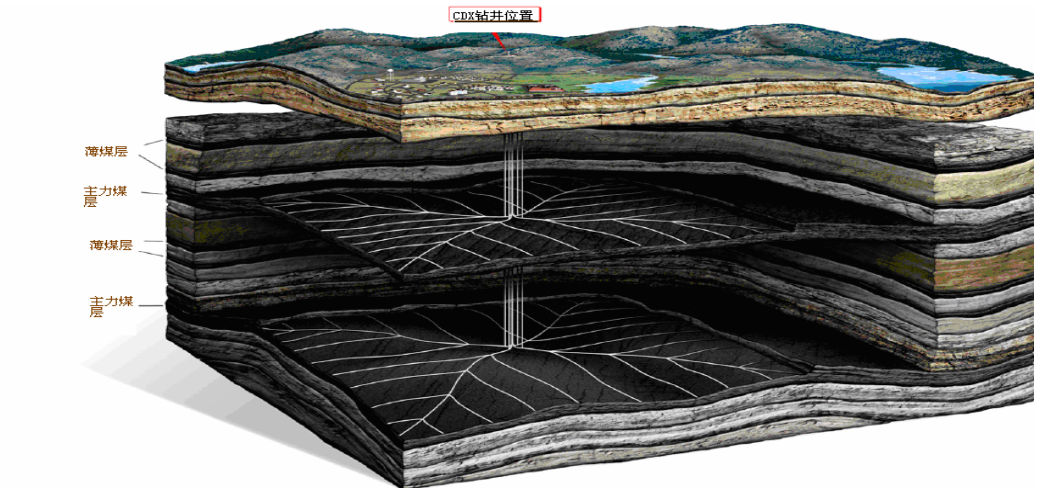


图4.17 多分支井技术

通过对中国煤层气开发中多分支井的研究发现，不是所有的地层钻多分支水平井都能收到良好的效果，煤层气分支井一般在煤层厚度适中，含气饱和度较高，煤层气机械性能稳定，无破碎带，煤层内无过多的砂泥岩夹层，而且煤层横向分布连续稳定，基本无断层或煤层尖灭的煤储层中钻探效果较好，特别是对于低渗透含气区效果更好。

4.4.3. 国内主要增产技术存在的问题及发展方向

煤层气增产措施在煤层气开发利用中起到了十分重要的作用，通过对国内煤层气增产技术的研究发现：

压裂还是目前使用最广泛的增产手段，但因为煤易碎、质软、钻孔易被煤粉堵塞，支撑剂易嵌入煤层，裂缝系统复杂，加之压裂液在煤层滤失量大，不易返排等问题，都使煤层气井压裂变得复杂化。清水或者活性水加砂压裂以其成本低，对储层伤害小的特点成为主流技术，并被广泛应用，氮气或二氧化碳泡沫压裂，也正在被越来越多地应用于生产中。在压裂方面，今后的攻关方向是：加强对煤层破裂机理研究；研究适合于煤层且对煤层伤害小的压裂液支撑剂及防滤失措施；进一步探索利用水力裂缝模拟软件来进行煤层气压裂设计，完善煤层气井的

压前和压后评估技术；研究适合于煤层特点的拟三维、全三维压裂设计软件，进行单井优化设计，进而进行区块总体优化设计。

在多元气体驱替方面，目前对其机理研究还不是很透彻，而且气源问题也是目前困扰注气法提高采收率的一大难题。以后需要通过吸附-解吸实验，深入研究多元气体在煤中的竞争吸附解吸效应与替代机理，确定不同气体对甲烷吸附-解吸的影响，替换速率与吸附平衡压力、各组分气体分压的关系，根据上述分析开发煤层气注气开发的模拟软件。注入混合气的驱替也是未来的发展方向。

多分支水平井技术是一项新兴技术，在中国已经成功打了几口多分支水平井，增产效果显著。以后应加强其增产的机理和产量模拟技术研究，同时要加强研究分支侧钻的轨迹控制和煤层井壁稳定技术。还应该加强对于多分支水平井适应性的研究，钻多分支水平井将成为未来开发煤层气非常好的选择。

4.5. 煤层气储集区开发方案设计

4.5.1. 适宜的煤层气开发技术

通过本章前面几节的论述及分析，并结合我国现有煤层气田开发生产的实践，总结出一套适合我国煤层气田开发的配套技术。

4.5.1.1. 钻井技术

（1）井型选择

在井型选择方面，考虑到技术成熟性等多方面的因素，应以直井为主。目前，多分支水平井仍然存在较大的技术风险，不建议在煤层气规模开发中使用。

（2）钻井液选择

为了在钻井过程中最大限度地减少泥浆对煤层的污染，达到保护煤储层的目的，建议使用两种钻井技术：清水钻井技术和空气钻井技术，即分别采用空气泡沫或清水作为钻井循环介质，实现欠平衡和近平衡钻井。

（3）取心方式选择

在取心技术方面，应以绳索取心为主，该技术取心速度快，收获率高，不需要起钻，并可连续取心，测得的含气量值也比较准确。

（4）完井方式选择

在完井方式选择方面，煤层气直井宜采用套管水泥完井和射孔压裂方式完井。

（5）固井方式选择

在固井方面，煤层气井在保证固井质量的前提下，可以通过尽量控制水泥浆密度和水泥返高等措施，实现近平衡压力，降低对煤层的伤害。根据我国煤层气的生产实践，推荐以空心微珠低密度水泥浆固井技术为主。

4.5.1.2. 排采技术

（1）排采设备

排采设备的选择主要取决于井深、井底压力、水量、水的流速以及气的流速等因素。在我国煤层气的开发活动中，一般应选择梁式泵、螺杆泵及电潜泵三种排采设备。

（2）排采制度

我国通常采用的排采工作制度有定压排采和定产排采两种。

①定压排采

为确保煤层气生产井能够稳定、持续高产，在煤层气排采的早期宜采用定压排采制度。根据我国煤层气开发区块的排采经验可以总结出一套缓慢稳定降压的排采生产制度，实行定压生产。排采强度控制原则是：排采初期，储层含水相对较高。每天测量液面深度，根据液面下降速度及时进行排量调整；产气以后，储层内形成气、水两相流，随着产气量增加，产水量降低。根据气量和水量变化，适当降低排采强度。

②定产排采

当煤层气生产井达到产气高峰期时，为了有效地控制煤层气产量，可以采用定产排采进行正常的生产。

4.5.1.3. 增产技术

（1）增产方式选择

在压裂、注汽、多分支井等技术中，压裂是目前我国最主要的增产措施，并取得了非常好的效果。经验表明：应选择煤层稳定、单层厚度大、煤层埋藏浅、煤层物性好的井进行压裂。

（2）压裂液的选择

使用何种压裂液取决于煤层的温度、压力和煤层物性。根据我国煤层物性特点，宜采用水基压裂液。此外，泡沫压裂技术可以有效的减少滤失，有利于诱导裂缝排液，不会滞留未破胶的压裂液，对煤层伤害轻，也可以在适当的条件下应用于生产中。

4.5.2. 煤层气产能预测

对煤层气区块进行产能预测，是制定合理开发方案的基础。基于对中国煤层气配套技术适用性的分析，本次预测采用地面直井开采技术，运用软件对地质优选得出的煤层气储集区进行产能预测，其结果将作为煤层气目标区经济评价的产量数据。

本研究在地质优选出的有利煤层气目标区中选出 5 个煤储层条件比较适宜布置多分支水平井的地区进行多分支水平井下的产量预测，用以比较多分支水平井和直井在目前技术条件下的经济性。

（1）基础数据

不同目标区产能模拟所需要的基础数据见附表 2。对于数据不全的区块以煤阶为主要标准，采取类比方法（见图 4.18）通过参考相邻区块的物性参数获得。

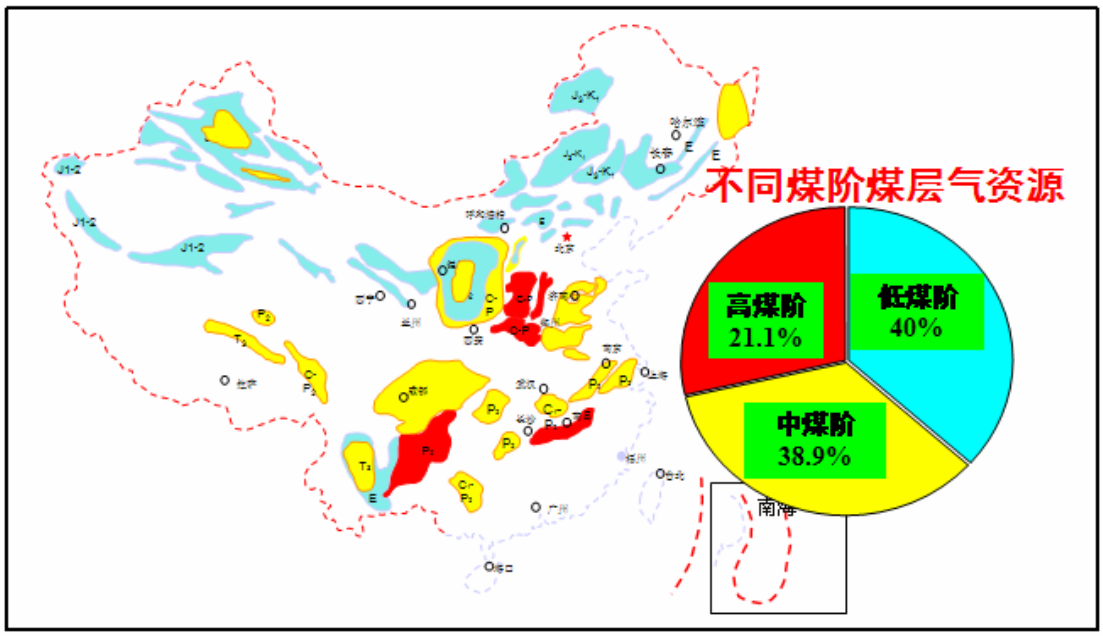


图 4.18 我国煤田煤阶分布（据赵庆波，2007）

（2）井网方式

合理的井网布置方式不仅可以大幅度地提高煤层气井的产量，而且会降低开发成本。煤层气井井网布置方式通常有：不规则井网、矩形井网、五点式井网等。其中矩形井网要求沿主渗透和垂直主渗透两个方向垂直布井，且相邻的四口井呈一矩形。矩形井网规整性好，布置方便，是煤层气开发中常用的布井方式。本次模拟中选择矩形井网作为煤层气开发的布井方式。

（3）井距设计

直井开采煤层气时，井间距的确定主要有两种方法，一是地质类比法，二是储层数值模拟法。本次工作采用数值模拟法并结合我国已开发煤层气田的实际经验确定合理的井距。设计 400m×350m、350m×300m、300m×300m、300m×250m、250m×200m 五种井间距，采用沁水盆地实际的储层物性参数进行数值模拟预测产量，以寻求最优的井距。根据产能预测结果：井间距越小，排采初期产量越高，达到高峰产量的时间越短，产能稳定期维持时间也越短；井间距越大，排采后期的产气量越高，产能稳定期维持时间长，累计产气量越高。综合考虑各种因素，选取 350m×300m 井距作为各区块的合理井距，布井方式见图 4.19。

对于多分支井，采用一个主支，八个分支的井型，主支每侧各四个分支，分支与主支夹角为 45°，相邻分支间距 150m，呈对称分布的形式。主支长 800m，分支长依次为：500m、400m、300m 和 200m，多分支井见图 4.20 所示。

（4）煤层气产出量的函数表示

煤层气的产出量可以用函数表示为[68]：

$$Q = f(M_0，\ A，\ B，\ p，\ h)$$

式中：

Q—总产气量

M_0—原煤含气量

A—煤层气的压力吸附系数

B—兰氏压力

p—产气区域内某点的压力值

h—煤层厚度

$$p = \phi(r_w，\ r，\ R')$$

式中：

r_w—井眼半径；

r—产气区域内任意一点的半径；

R'—定义为压力曲线特征值。

$$R' = \sqrt{\frac{kt}{\phi C_t \mu}}$$

式中：k—每层渗透率；

t—排采时间；

ϕ—煤层的孔隙度；

C_t—煤层流体的压缩系数。

μ—流体粘度。

$R = CR^{'}$（C 为常数）

式中：

R—控气半径。

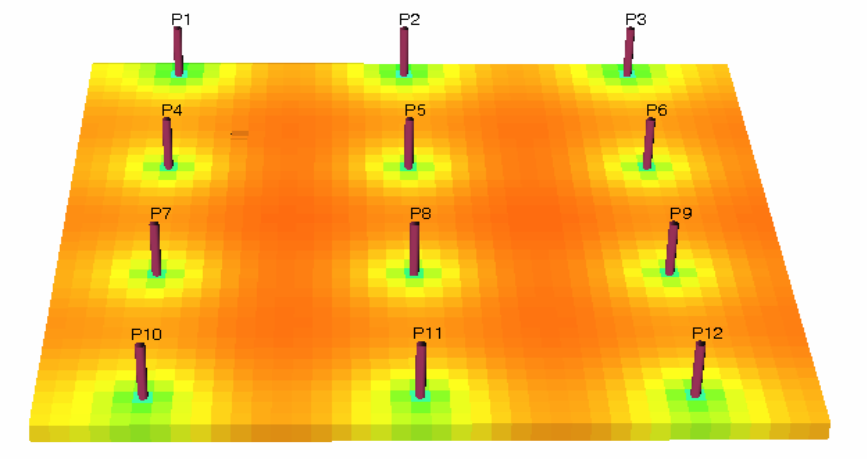


图 4.19 煤层气产能预测直井布井方式

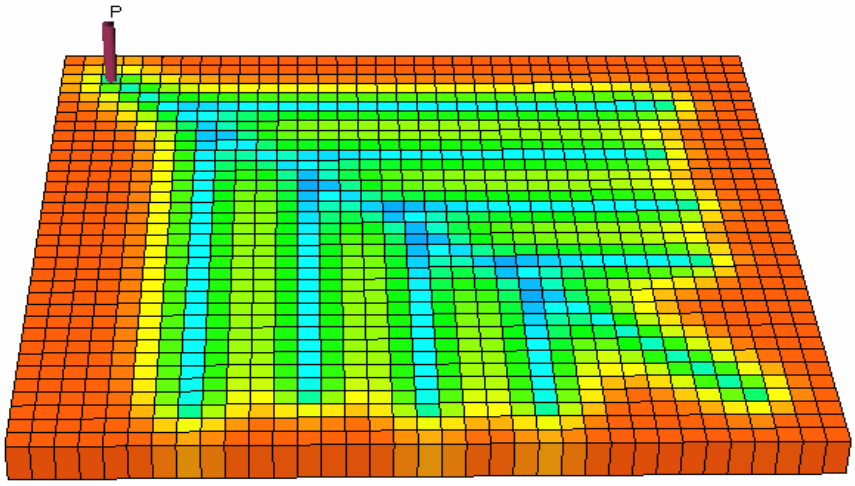


图 4.20 多分支井布置形式

典型的煤层气直井的生产曲线见图 4.21。

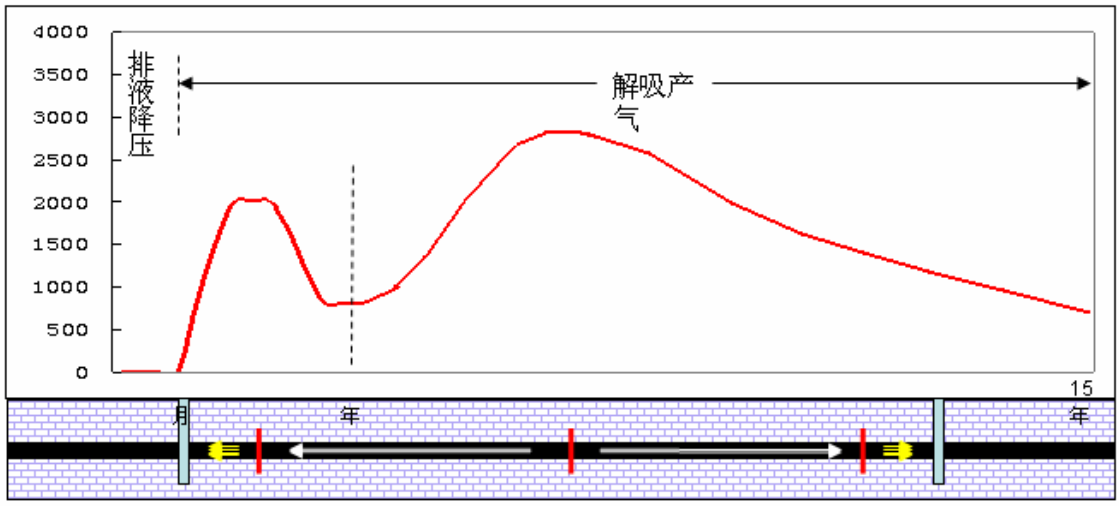
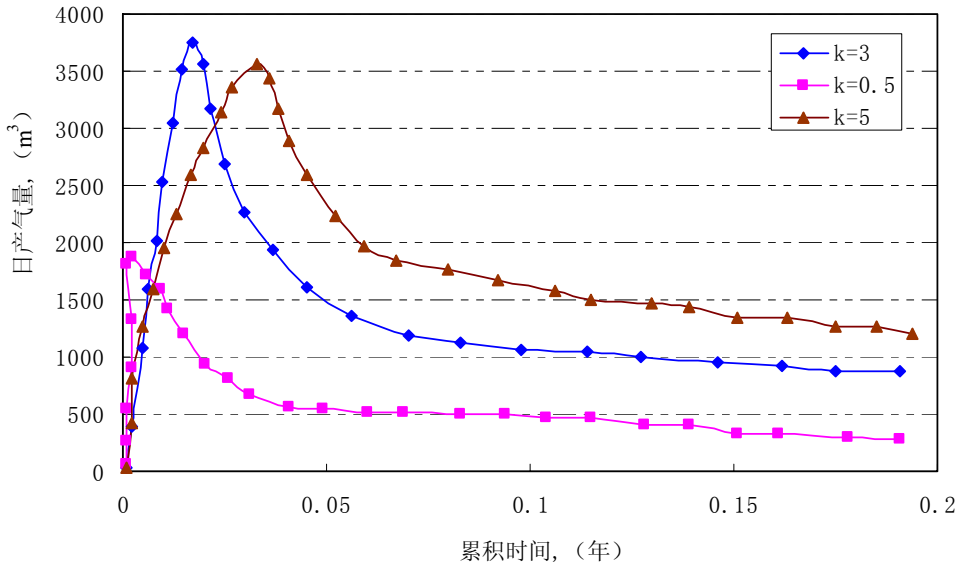


图4.21 直井排采规律曲线

（5）煤层气井产能影响因素分析

①渗透率对煤层气产量的影响

中国除少数已钻探地区煤层气渗透率在$1\times10^{-3}\mu m^2$以上外，其余均小于$1\times10^{-3}\mu m^2$，这种低渗透条件使产气指数很小，再加上煤层渗透率的压力敏感效应，产气能力一般较低。生产过程中直井一般都须要压裂，典型的渗透率对直井产能的影响情况见图4.22。



（渗透率单位：×10-3μm2，L=400m，Lf=30m）

图 4.22 不同渗透率值日产气量对比曲线（据刘洪林，2007.）

②吸附时间对煤层气产量的影响

在煤层气产出过程中，吸附时间是决定供应源解吸快慢的主要因素，对产量变化有着重要影响。吸附时间一般从解吸实验直接得出。图 4.23 是在其他条件

均相同，只改变吸附时间来进行的对比计算。由图可知，吸附时间越短，扩散速度就越快；达到高峰期时间越短，高峰期产量一般越高，高峰过后产量下降也越快。但过短的吸附时间可能使煤层开采不久就进入下降期，有时会出现稳产产量及总产量低于吸附时间较长煤层的产量。因此，并不能仅凭吸附时间的长短来判断采出程度和产量，吸附时间越短并不一定对煤层开采越有利。

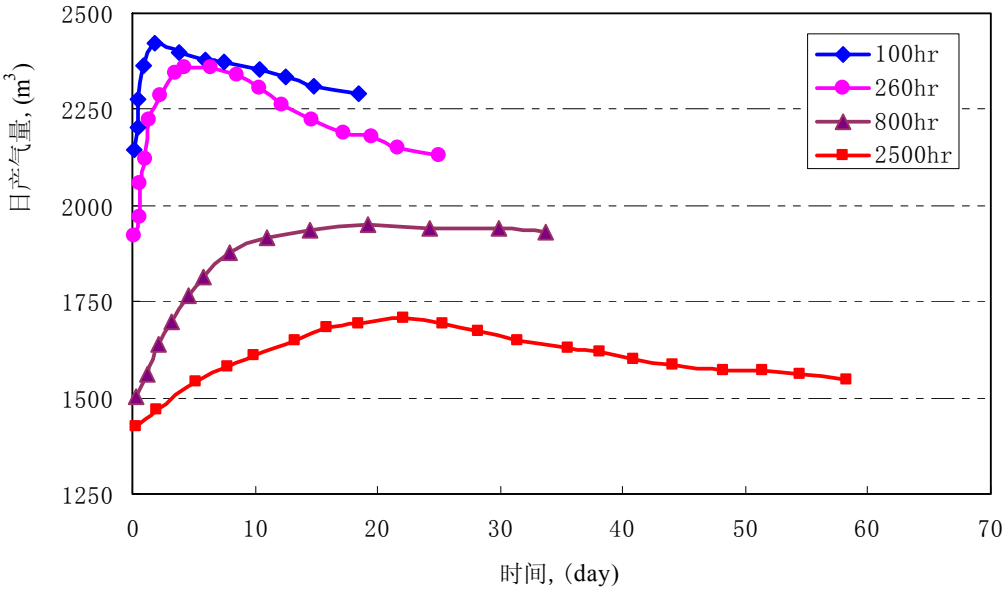


图 4.23 不同吸附时间日产气量对比曲线（据刘洪林，2007.）

③吸附气饱和度对煤层气产量的影响

图 4.24 所示的是不同临界解吸压力下，分别代表超饱和、饱和、欠饱和三种类型煤层，在其他参数相同的条件下产能的变化情况。

对于超饱和煤层，由于地层中有部分游离气存在，所有区域只要一有气体解吸出来，都可以流动和产出，使得这种煤层气产量相对较高。

对饱和煤层，气体一经开采整个区域都处于解吸状态，但并不是整个区域都能够产出，因为远离井筒部分的含气饱和度仍小于残余气饱和度，不能自由流动。

未饱和煤层在压力低于临界解吸压力的区域没有解吸，浪费了部分压降能，同时由于含气量本身较低，高峰期及其过后产量都会大幅下降。饱和程度越低，产量越低。

（6）产量预测

在合理的生产制度下，以 20 年为预测期限，采用上述模型对煤层气目标区进行产能预测。根据产量预测的结果，剔除明显不具有开发价值的煤层气目标区

24 个，其余 61 个煤层气目标区的产量预测结果见附表 3 和附表 4。

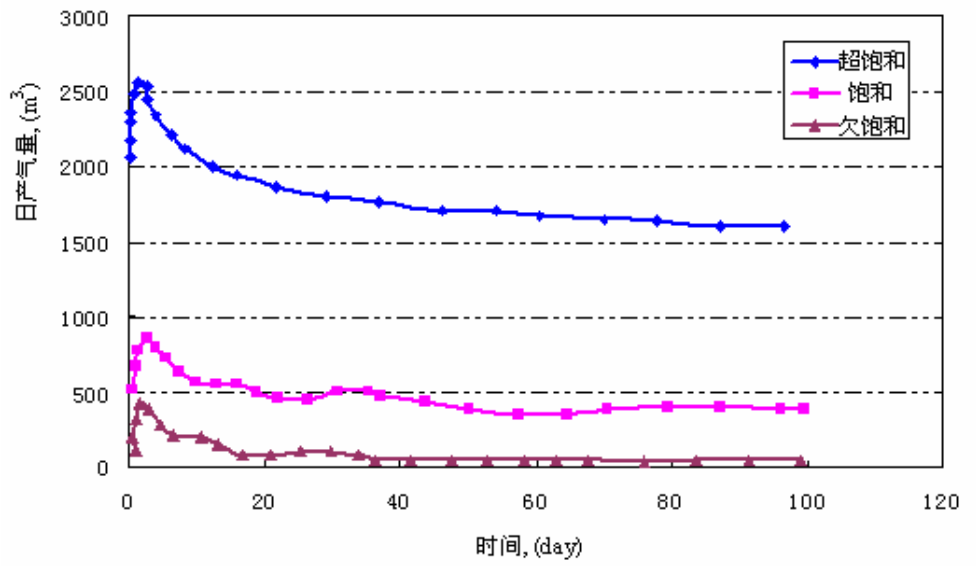


图 4.24　不同饱和度下日产气量对比曲线（据刘洪林，2007.）

参考文献

[1] 冯三利,叶建平.中国煤层气勘探开发技术[J]．中国煤田地质,2003,15(6):21.

[2] 宋岩,张新民等.煤层气成藏机制及经济开采理论基础[M].北京:科学出版社,2005.1:242.

[3] 王敦则,蔚远江,覃世银等．煤层气地球物理测井技术发展综述[J]．地球学报,2003,24(4):385-390.

[4] 赵庆波等.煤层气地质与勘探开发技术[M]．北京:石油工业出版社,2006,12:100.

[5] 候俊胜．煤层气储层评价的地球物理测井技术[J]．现代地质,1998,12(1):131.

[6]（美）R.E.谢里夫.勘探地质学[M].北京:石油工业出版社,1999.1.

[7] 高瑞祺,赵政璋．中国油气新区勘探(第七卷),中国煤层气勘探[M]．北京:石油工业出版社,2001,9:175.

[8] 杨勤勇,徐丽萍．地震勘探技术新进展[J]．勘探地球物理进展,2002,25(1):5-7.

[9] Kurt Talbot．The Value TCW Sees in CDX Gas [R]．A & D Strategies & Opportunities，2006.8:10-22.

[10] Maurice Smith．Chasing Unconventional Gas Unconventionally [R]．New Technology Magazine,2003:2.

[11] 高瑞祺,赵政璋.中国油气新区勘探(第七卷),中国煤层气勘探[M].北京:石油工业出版社,2001.9:142.

[12] 赵庆波.煤层气地质与勘探技术[M]．石油工业出版社,1999.3:81-94.

[13] 煤炭信息研究院，煤层气时事与通讯[EB]．2006.2,(1).

[14] 张舜,张韶华.发生在地球深处的一场技术革命.http://jjckb.xinhuanet.com/sq/2007-08/07/ content_61113.htm, 2007-08-07.

[15] 鲜保安,高德利,李安启等.煤层气定向羽状水平井开采机理与应用分析[J].天然气工业,2005,25(1):114-116.

[16] 鲍清英,鲜保安.中国煤层气多分支井钻井技术可行性研究[J].天然气工业,2004,24(5):54-56.

[17] 黄洪春,卢明,申瑞臣.煤层气定向羽状水平井钻井技术研究[J].天然气工业,2004,24(5):76-78.

[18] 李克付,李琪,王益山等.鱼骨型分支水平井钻井技术开发煤层气技术难点分析及技术对策[J].钻采工艺,2006,29(2):1-4.

[19] 饶孟余,杨陆武,梁乙伟等.煤层气多分支水平井钻井关键技术研究[J]. 天然气工业,2007.7,27(7):52-55.

[20] 乔磊,申瑞臣,黄洪春等. 煤层气多分支水平井钻井工艺研究[J]. 石油学报,2007.5,28(3):112-115.

[21] 乔磊,申瑞臣,黄洪春等.武M1-1煤层气多分支水平井钻井工艺初探[J].煤田地质与勘探,2007.2,35(1):33-35.

[22] 郭丙政.定向羽状水平井在晋南沁水盆地煤层气开发应用中存在的问题[J].地质通报,2006.10,25（9-10）:1194-1195.

[23] 苏现波.煤层气地质学与勘探开发[M].北京：科学出版社,2001:107-111.

[24] 赵庆波.煤层气地质与勘探技术[M].北京：石油工业出版社,1999.3:94-98.

[25] 郑锋辉,张发安,常兴浩.煤层气取心技术及取心实践[J].中国煤层气,1996,(2):123-125.

[26] 邓红琳.煤层气井取心工具的改进及应用[J].西部探矿工程, 2006,(5): 174-176.

[27] 黄洪春,王玺,郑毅.煤层气绳索取心技术研究与应用[J].钻采工艺,2001,24(3):80-83.

[28] 郭秀钦,桂宝林,董树昆等.煤层气勘探开发钻井技术研发与应用[J].云南地质,2004,23(4):457-464.

[29] 郭秀钦,桂宝林,董树昆.S95 煤层气井绳索取心工具[J].煤田地质与勘探,2005.4,33(2):76-78.

[30] 赵庆波.煤层气地质与勘探技术[M].北京:石油工业出版社,1999.3:77-78.

[31] 苏现波.煤层气地质学与勘探开发[M].北京:科学出版社,2001: 134-148.

[32] 张志刚,崔立平,王磊.煤层气裸眼洞穴完井工艺技术与实践[J].断块油气田,1999,6(6):63-67.

[33] 郑毅,黄洪春.中国煤层气井钻井完井技术发展现状及发展方向[J].石油学报,2002.5,23(3):81-87.

[34] 鲜保安,王玺.裸眼洞穴完井技术及作用机理分析[J].中国煤层气,1995.12,(2):68-70.

[35] 张志刚,崔立平,王磊.煤层气裸眼洞穴完井工艺技术与实践[J].断块油气田,1999,6(6):63-67.

[36] 齐奉忠,申瑞臣.煤层气井完井技术探讨[J] .西部探矿工程,2005,(12):79-81.

[37] 齐奉忠.浅谈煤层气井固井技术[J] .钻采工艺,2000,23(1):13-16.

[38] 宋生印.新集煤层气示范开发工程钻井、固井技术研究[J].煤田地质与勘探,2001.8,29(4):22-24.

[39] 齐奉中,刘爱萍.煤层气井固井技术研究与实践[J].天然气工业,2001,21(1):75-78.

[40] 齐奉中,刘爱萍.保护煤储层固井技术的探讨[J].钻井液与完井液,2001,18(1):21-24.

[41] 刘爱萍,邓金根,鲜保安.保护煤储层的煤层气井固井技术[J].石油钻采工艺,2006.4,28(2):35-39.

[42] 苏现波.煤层气地质学与勘探开发[M].北京:科学出版社,2001:138-139.

[43] 周德昶,焦先军.地面钻井抽采瓦斯技术的发展方向[J].矿业安全与环保,2006,12,33(6):77-79.

[44] 倪小明,王延斌,接铭训等.煤层气开采模式探讨[J].煤矿安全,2007,(3):45-48.

[45] 许卫,崔庆田等.煤层甲烷气勘探开发工艺技术进展[M].北京:石油工业出版社,2001:153-157.

[46] 任源峰.煤层气排采中的技术管理[J].油气井测试,2003.10,12(5) :66-68.

[47] 程林峰.煤层气排采井的生产管理[J].中国煤层气,2005.11,2(4):39-42.

[48] 张娜,喻高明,于能文等.煤层气开采技术综述[J].内蒙古石油化工,2007,(5):68.

[49] 吴佩芳.煤层气开发的理论与实践[M].北京:地质工业出版社,2000.5:65.

[50] 胡辉,谭永生,谭清洁.洛带气田蓬莱镇组气藏排水采气工艺技术初探[J].钻采工艺,2004,27(2):100-104.

[51] 郭丙政.定向羽状水平井在晋南沁水盆地煤层气开发应用中存在的问题[J].地质通报,2006 .10 ,25(9-10):1194-1195.

[52] 潘红磊,吴东平.可供借鉴的煤层气采出水处理方法[J].天然气工业,1998.3,18(2):84-85.

[53] 潘红磊.煤层气采出水的处理方法[A].煤层气成藏机制及经济开采理论基础[C].北京:科学出版社,2005.1:305-308.

[54] 梁雄兵,程胜高,宋立军.煤层气勘探开发中的水污染分析及防治对策[J].环境科学与技术,2006.1,29(1):50-51.

[55] 章梦涛,潘一山,梁冰等.煤岩流体力学[M].北京:科学出版社,1995.

[56] Logan T L, Schwoebel J J. Application of Horizontal Drainhole Drilling Technology for Coalbed Methane Recovery[J]. SPE/DOE 16409.1987.

[57] 张亚蒲,杨正明,鲜保安.煤层气增产技术[J].特种油气藏,2006.2.

[58] 郑秀华.煤层气井压裂液的研究[J].西部钻探工程,1995,(1):67-71.

[59] 梁利丛,连铸,卢拥军.煤层气井用压裂液研究及应用.钻井液与完井液,2001,18(2):23-26.

[60] 修书志.煤层压裂工艺初探[J].油气井测试,1999,8,(1):45-52.

[61] 冯三利,叶建平.中国煤层气勘探开发技术研究进展[J].中国煤田地质,2003.

[62] 王红霞,戴凤春.钟寿鹤.煤层气井压裂工艺技术研究与应用[J].油气井测试,2004(11):15-17.

[63] 丛连铸,吴庆红.C02 泡沫压裂技木在煤层气开发中的应用前景[J].中国煤层气,2003.12.

[64] 张娜,喻高明.煤层气开采技术综述[J].内蒙古石油化工,2007.5:67-68.

[65] 马志宏,郭勇义.注入二氧化碳及氮气驱替煤层气[J].太原理工大学学报,2001,7.

[66] 宋岩,张新民.中国煤层气基础研究和勘探开发技术新进展[J].天然气工业,2005,25(1):2.

[67] 卢长生. 煤层气产出量的影响因素[J].中国煤层气, 2007,114(13):12.

第 5 章 中国煤层气开发经济评价

中国幅员辽阔，煤层气目标区众多，为了保证国家和企业对煤层气产业投资的科学性和合理性，必须评价煤层气目标区开发的经济性并确定开发的顺序。基于前面对中国煤层气目标区地质选区和产量模拟的结果，本章将对地质优选出的有利煤层气目标区进行经济评价，从而得出对各目标区的开发决策建议。本章还将对煤层气开发的社会效益进行估算，以评估财政补贴的力度，并据此提出对边际煤层气目标区进一步实施财政补贴的建议。

5.1. 中国煤层气开发环境分析和市场预测

5.1.1. 天然气需求对煤层气的带动作用

中国天然气因具有资源量丰富、清洁而利于环境保护、热值大且能量利用效率高、单位热值价格低等优点，逐渐受到重视，发展迅速。煤层气的物理、化学特性以及主要用途基本与常规天然气相同，因此可以作为常规天然气的重要补充。根据预测，到 2020 年天然气的需求量将达 $2000\times10^8 m^3$[1]。影响天然气需求量的因素主要有国民经济发展速度、人口增长率、环境保护和产业结构调整等。随着中国天然气需求总量的增长，需求结构也将发生变化，天然气用于城市燃气的比例将大幅度上升，而发电和化工用气比例将有不同程度的降低。

（1）民用及商业燃料

城市传统燃料以煤炭、燃油为主，燃煤造成大气中 90%的污染物和 80%的烟尘污染，以天然气替代燃煤可以减少氮氧化物排放量 80%~90%，可减少二氧化碳排放量 52%，比燃油减少 26%。与燃煤或油相比，形成酸雨和温室效应情况将大大减少，同时天然气燃烧无烟尘，对大气污染很小。目前城市燃料则是包含煤炭、煤气、液化气和天然气的多样化能源。与天然气相比，人工煤气制气成本高，每年需要政府大量财政补贴，而液化石油气管道气化率低，使用不方便，且安全性差[2~3]。随着中国经济的快速发展，民用及商用对天然气的需求大幅增长，2007 年 08 月 30 日国家发改委已经出台《天然气利用政策》，鼓励天然气作为民用和商业燃料。

（2）工业和运输燃料

建材、机电、轻纺、石化、冶金等工业领域中可以使用天然气作燃料，是天然气消费利用的主要市场之一。天然气在各工业部门的利用不仅可以增加热效

率，而且可以减轻劳动强度，减少燃煤和燃油的环境污染，缓解这些燃料的运输压力[2~3]。天然气作为工业燃料，可替代当前的煤炭和燃料油，作为普通加热燃料和特殊产品制造或生产工艺加热燃料。《天然气利用政策》中允许建材、机电、轻纺、石化、冶金等工业领域实施天然气代煤、气代油项目。

（3）化工原料和发电

由于天然气价格相对较低，天然气化工发展较快，加工产品主要有合成氨、甲醇、乙烯、氢气、乙炔等[2]。天然气发电经济高效，随着中国电力需求增长，发电对天然气的需求日益旺盛。但是《天然气利用政策》规定了对天然气化工和天然气发电将实施限制或禁止的产业政策，化工和发电对天然气的需求将得到严格控制。根据预测，未来中国天然气需求将保持较高的增长速度，预计到2010年天然气需求将达到$1000\times10^8m^3$，产量约$920\times10^8m^3$，缺口达$80\times10^8m^3$；到2020年天然气需求将达到$2000\times10^8m^3$，近50%的需求依赖天然气进口[1, 4]。为了满足天然气市场需求，中国采取的首要战略是“以国内天然气资源为基础，不仅加快发展国产常规天然气，同时，大力支持煤层气发展，充分发挥煤层气的补充和替代作用”。

5.1.2. 相关产业发展对煤层气产业的影响

煤层气作为一种不可再生资源，与其构成市场竞争的主要有煤炭、天然气等。任何一个产业的形成以及其产业政策和配套法律法规的出台，都会对其他产业产生互补或互为消长的影响。

5.1.2.1. 煤炭产业发展及对煤层气产业的影响

中国是世界上最大的煤炭生产国和消费国。2003年煤产量达16.67×10^8t，占世界煤炭总产量的33.5%，占中国一次能源产量的74.2%，煤炭在中国经济社会发展中占有重要地位。2003年，78%的发电能源、60%的化工原料、36%的民用商品能源是煤炭提供的[5]。2003年后中国煤炭产业进入发展最快时期，2007年煤产量达到了25.32×10^8t，比2003年增长了51.9%。国家将在“十一五”期间，对煤炭行业的工业结构进行调整，大力整合、改造、关闭小煤矿，同时适度加快大型煤炭基地的建设，开工一批现代化大型煤矿、置换落后的生产能力[6]。考虑到2006~2008年关闭煤矿产能0.97×10^8t，预计2008~2010年中国煤炭产量分别为26.83×10^8t、29.25×10^8t和30.99×10^8t，同比分别增长7.87%、8.99%和5.96%。总体上看，当前中国煤炭市场供求基本平衡，但是受到资源需求旺盛、生产潜力不足、

交通运输制约、安全生产治理等因素的影响，局部地区或部分煤种会出现供不应求的局面。

中国煤炭行业发展历史较长，煤炭市场成熟，所占份额较大，价格低廉，此外，煤层气以煤为储层，煤层气的气源地也是煤炭的主要产区，这必将对煤层气产业造成影响，妨碍煤层气市场的拓展。由于中国能源缺乏，而市场需求巨大，在未来二十年内，煤炭仍将在中国基础能源中占据主要地位，煤炭行业和煤层气行业的竞争将长期存在。煤炭产业在能源产业中的长期主体地位已经给中国带来了许多不利影响，如：环境恶化、农作物减产、林木伤害以及对公路铁路运输造成的巨大压力。和煤炭相比，煤层气是一种热值较高的清洁能源，其运输主要依靠管道，这些特点使得煤层气在民用和工业燃料利用中具有竞争优势[3]。此外，煤层气产业发展对改善煤炭产业的安全生产条件能够发挥重要作用。在煤矿开采过程中，煤层气会不断涌入矿井，煤炭行业称之为“瓦斯”。瓦斯轻者能使井下工人窒息，重者导致煤矿瓦斯爆炸。煤矿瓦斯事故是煤矿安全生产的最大威胁之一，堪称四大灾害之首。通过地面开采、井下抽放等方式开发和利用煤层气资源，可以大大改善煤矿安全生产条件，减少瓦斯事故灾害，提高生产效率。因此，可以判断煤炭产业对煤层气产业发展的影响较小。

5.1.2.2. 天然气产业发展状况及对煤层气产业的影响

近年来中国天然气产业取得了长足的进步，储量大幅度增长，产量稳步上升，全国性输配管网逐步建立。20 世纪 90 年代以来，中国不断加大天然气勘探力度，天然气资源量大幅增长，每年新增探明地质储量 $1000\times10^8m^3$~$4000\times10^8m^3$，年均增加可采储量 $1500\times10^8m^3$，剩余可采储量由 1990 年的 $2416\times10^8m^3$ 增长到 2005 年的 $26757\times10^8m^3$，探明储量储采比达到 44。天然气产量稳步增长，产量由 1990 年的 $135\times10^8m^3$ 上升到 2006 年的 $585.5\times10^8m^3$，基本形成了四川、鄂尔多斯、塔里木和海域四大主力产气区。管输能力大幅增加，全国骨干网络已具雏形，初步形成了“西气东输”、“海气登陆”、“就近外供”的输气格局；储气库从无到有，安全平稳供气水平不断提高。随着管网的规模建设，消费市场也在发生根本性变化，实现了由产地到跨区域消费的转变，东部沿海经济发达地区的消费比重逐渐上升，基本形成了东北地区、渤海湾、长江三角洲、东南沿海、中部、西南部、中西部、西部等八大区域市场[7]。

无论从资源类型还是从开采出来的产品，煤层气产业类似于天然气产业，容

易产生激烈的竞争关系。根据目前天然气产业的发展状况分析，煤层气产业受到了一定程度的来自天然气产业的挑战。原因在于：“西气东输”工程的实施使得来自新疆和境外的天然气抢占了东部的天然气市场，例如，沁水盆地等煤层气田的煤层气利用市场受到了这种先入为主的威胁；煤层气与常规天然气相比，具有单井产量低、生产成本高、投资回收期长、经济效益差等劣势，而开发天然气具有见效快、经济效益好等特点，从而更受企业青睐。

当然，中国煤层气产业同样也拥有竞争优势：第一，作为天然气的重要补充。国民经济的持续发展以及天然气清洁高效的特性，促进了对天然气需求的快速增长，天然气供需矛盾十分突出。因此，煤层气可以作为天然气的重要补充。第二，地缘优势。中国常规天然气资源分布呈现严重的不均衡状态，主要集中在塔里木、鄂尔多斯、柴达木、四川、莺歌海、琼东海、东海等 7 大盆地，而很多煤层气丰富的地区，常规天然气却十分缺乏，这为开发煤层气创造了市场空间。

5.1.2.3. 其他产业发展状况及对煤层气产业的影响

化工产业。首先，经济全球化、金融国际化、管理信息化的进程加快，为石油和化学工业发展提供了新的发展机遇。其次，国民经济的持续、快速发展，对石油和化学工业发展提供了更大的市场空间。随着市场经济的发展，石油化工对农业、汽车工业、建筑业、机械电子行业的影响越来越大。预计未来十年，国内石化产品的市场需求仍将保持 6%~8%的增长率，远高于世界平均水平。化工产品的市场需求会保持增长，但是中国化工产品的自给率相对较低，国民经济发展要求化工产业不断改善市场结构、提升技术含量以适应国民经济发展对化工产品的广泛需求。这一方面会促进化工行业保持持续稳定的增长态势，另一方面化工产业的原料需求也将快速增长。高浓度的纯净煤层气可用作原料气生产一系列化工产品。甲醇用途最为广泛，不仅是重要的化工原料，又是廉价的汽车燃料。另外甲醇又可制成甲醇电池，应用于其他基础行业。化工行业的快速增长和原料油价格的持续高位，必将促进煤层气在工业领域的利用。

汽车燃料产业。常规车用燃料（汽油、柴油）主要来自石油，已面世或开拓中的新型汽车代用燃料主要有：压缩天然气、液化石油气、醇类（甲醇和乙醇）、生物柴油、二甲醚、天然气合成油（GTL）、以及燃料电池用氢气、甲醇和清洁汽油。从发展前途看，技术进步和日益严格的环保要求将不断扩大替代燃料的应用，这是世界车用燃料发展的总趋势。利用天然气（煤层气）作燃料代替汽油的

汽车已在部分大中城市推广。一些煤矿已经利用井下抽放的煤层气作为汽车燃料代替了矿区交通运输车辆用油，取得了非常可观的经济效益。

5.1.3. 煤层气利用潜力分析

5.1.3.1. 概述

中国煤层气(煤矿瓦斯)利用进展缓慢（见表 5.1）。2005 年，全国利用量约 $10\times10^8m^3$。煤矿瓦斯利用主要集中在抽采量高的国有重点矿区。地面钻井抽采利用，主要集中在山西沁水枣园井组、辽宁阜新刘家井组、晋城潘庄、山西沁南潘河项目等，采取槽车运输销售，供周边地区使用。目前，煤层气主要用于民用和工业用燃料、发电、汽车燃料、生产炭黑等。其中，瓦斯发电发展较快，至 2005 年底，全国瓦斯发电装机容量约 20×10^4KW。

根据中国煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划，在此期间，煤层气开发将以市场为导向，以技术进步为手段，实现跨越发展（见表 5.2、表 5.3），2010 年，全国建成煤层气生产能力 $70\times10^8m^3$，产量达到 $50\times10^8m^3$；煤层气抽采量在 2010 年达到 $50\times10^8m^3$ 以上，抽采率 40%以上，瓦斯利用量达到 $30\times10^8m^3$ 以上，利用率 60%以上。

表 5.1 2000-2005 年中国重点煤矿瓦斯抽放与利用

年份	2000	2001	2002	2003	2004
瓦斯抽放量（$\times10^8m^3$）	8.7	9.8	11.5	15.2	18.66
比上年增长（%）	10.13	12.64	17.35	32.17	22.76
瓦斯利用量（$\times10^8m^3$）	3.184	4.5828	4.5567	6.2921	7
瓦斯利用率（%）	36.60	46.76	39.62	41.40	37.51

来源：煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划.

表 5.2 “十一五”煤层气地面开发利用规划（$\times10^8m^3$）

年份	2006	2007	2008	2009	2010
产量	2.5	9	29	36.1	50.2

来源：煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划.

表 5.3 “十一五”煤层气抽采利用规划（$\times10^8m^3$）

年份	2006		2007		2008		2009		2010	
	抽采	利用	抽采	利用	抽采	利用	抽采	利用	抽采	利用
产量	26.16	10.03	34.66	17.59	38.70	22.05	45.82	25.77	52.84	32.01

来源：煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划.

5.1.3.2. 中国煤层气利用潜力

煤层气中甲烷的浓度对煤层气利用有着重要的影响，甲烷含量较低的中热值煤层气主要用于民用和商用，少量用于工业锅炉和发电。甲烷含量较高的高热值煤层气除了上述用途外，还可以用于化工、发电和汽车燃料。煤层气利用方案流程和天然气比较相似。在不同的矿区煤层气的利用方案是不同的，这是由气体的数量和质量以及当地的能源市场所决定的。但是受到中国天然气管网不完善的制约，煤层气生产地十分靠近潜在的工业和民用用户，煤层气就近利用非常适合中国国情。目前中国煤层气主要利用方案见图5.1。

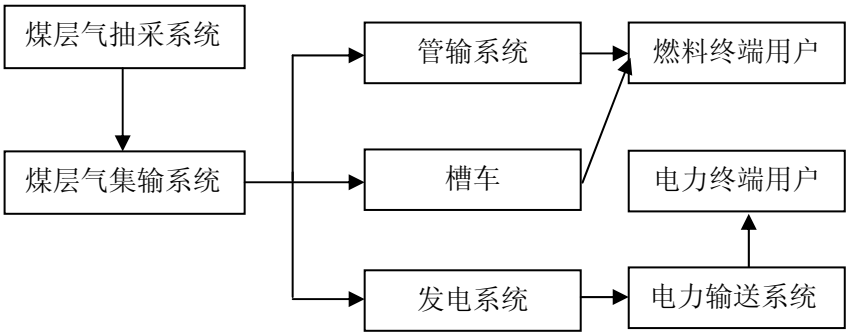


图 5.1 中国煤层气主要利用方案

（1）中国煤层气发电潜力分析

在煤层气气源地进行煤层气发电项目具有良好的市场潜力，煤矿区、煤层气矿区的生产生活需要大量电力，就地利用煤层气发电不仅可以解决自用电，富余的电力也可以进入当地电网销售。以目前发电项目常用的井下抽采煤层气计算，根据中国煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划，预计到 2010 年煤层气抽采量可达 $50\times10^8m^3$，利用量可达 $30\times10^8m^3$，按照每立方米发电 3KW·h，电价 0.5 元/ KW·h 计算，预计最大市场总价值约为 45 亿元。此外，煤层气发电投资较小，由于省去煤的洗选、运输、粉碎、消烟、除尘、排渣等投资费用，燃气火力发电厂比燃煤火力发电厂投资少 1/5 到 1/3。

（2）中国煤层气民用燃料利用潜力分析

煤层气无论是矿井抽放，还是地面钻井开发，应把民用放在首要位置。由于煤层气热值可根据需要调整，不含煤炭干馏物质，不需庞大的净化处理装置，不腐蚀、不堵塞输气设备，很适于用作民用燃料。井下抽放系统回收的煤层气可直接供给矿区居民用户以及食堂、医院、学校等用户；而地面井开采的煤层气可通

过管道供给附近城市，也可注入现有的天然气管道。

煤层气民用具有以下优点：可以减轻居民家庭燃煤的劳动强度和劳动量，提高居民生活质量；解决居民家庭分散燃煤造成的废渣、烟尘污染，并可大大减少二氧化碳和二氧化硫的排放量，对当地和区域环境将会有很大改善。

（3）中国煤层气化肥及化工原料利用潜力分析

煤层气的化学利用主要是将煤层甲烷通过转化合成原料气，再经反应合成各种化工产品，其中最有市场前景的产品是合成氨、合成醇或烃类[2]。

合成氨及其相关产品。煤层气通过采用甲烷、水蒸气重整或部分氧化制合成气可取代现有合成氨工业中的煤造气过程。这不仅可以大幅降低建厂总投资，而且还减少煤造气过程对环境的污染，具有良好的社会效益和经济效益。

合成甲醇下游产品。由甲烷合成甲醇是少数几个最成熟的工艺之一。甲醇的直接及间接利用几乎可囊括整个有机化工领域。因此，以甲醇为原料合成甲醇下游产品就成了间接利用甲烷的有效途径。

合成油及其有机化学品。甲烷经热聚或氧化二聚可合成乙烯、乙烷；经氧化等反应过程可合成甲醇、甲醛、硫酸二甲酯、卤代烷等；经水蒸气重整或部分氧化可制成合成气。这3种方法与相应的反应相配置，均可合成燃料油及其他化工产品。

（4）中国煤层气工业和运输燃料利用潜力分析

煤层气可用作工业炉燃料。工业炉若以煤层气为燃料，可以增加传热效率，提高工业炉的生产率。中国各矿务局都装备有大、中型机修厂，广泛使用着各种金属加工工业炉。用煤层气代替煤炭作燃料，不仅能提高热效率、节约能源，而且能提高产品质量、改善劳动条件，可大幅提高经济效益。随着中国煤炭工业多种经营的不断发展，硅酸盐窑炉数量也迅速增加。硅酸盐工业炉一般都离不开高温燃烧，从而消耗大量能源。硅酸盐工业炉若能以煤层气代替煤作燃料，就能提高产品质量。

汽车是造成大气污染主要污染源之一，排放出大量一氧化碳、碳氢化合物和氮氧化合物。目前，压缩天然气和液化天然气是汽车理想的清洁燃料，与燃油相比，可以减少一氧化碳、烟尘排放，不排放二氧化硫、氮氧化合物、汞、砷、铅等有害物质。煤层气与天然气主要成分相同，燃烧机理相同，十分适合生产作为汽车燃料的压缩天然气和液化天然气。

5.1.4. 中国煤层气目标区市场需求预测

5.1.4.1. 中国煤层气目标区市场需求估算方法

煤层气市场需求是评估目标区初期开发规模和产能接替的基础，准确预测各目标区的市场潜力是评价其经济性的条件。鉴于中国缺少全国性的管网体系，煤层气目标区多处于缺乏天然气田、缺少全国性的管网体系以及煤层气与天然气具有相互替代的特点，本研究对市场需求的预测将以目标区和周边地区城镇为主要对象，以供需基本平衡的省市的天然气消费现状为基准，结合目标区的社会经济现状预测现时需求。同时，根据目标市场的城市化进程预测未来需求的增长。考虑到煤层气地面开采系统和城市配气管网等设施的寿命，本研究将市场预测和目标区经济评价的期限设为 31 年。

部分中国煤层气目标区具备较好的管网条件，根据中国煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划，西气东输管线和陕京管线为煤层气外输利用提供了有利的条件。其中，西气东输管线经过新疆塔北煤田、准南煤田、鄂尔多斯盆地、沁水盆地、豫西煤田和两淮矿区等 6 个主要煤层气富集区、在山西八角、河南郑州、安徽两淮留有分输口；陕京管线从北部经过了山西河东煤田、沁水盆地北侧，在柳林留有分输口。随着支线管道建设的推进和天然气管线利用规则的形成，一些紧邻天然气管网的煤层气目标区可以利用天然气管道进行外输销售，这将进一步增加煤层气目标区市场需求。

5.1.4.2. 中国煤层气目标区市场需求估算基础参数

（1）供需基本平衡的省市的天然气消费现状

北京、重庆和四川等三个省市的天然气供需基本平衡，它们的天然气消费现状如表 5.4 所示。

表 5.4 煤层气需求系数估算（基准年为 2005 年）

省市	省市天然气消费量（10^8m^3）	省市城镇人口（万人）	人均天然气消费量（m^3）
北京	32.04	1284	250
重庆	35.5	1264	281
四川	89.52	2709	330
平均			287

来源：2006 年中国能源统计年鉴，中国国家统计局网站.

（2）煤层气目标区和周边城市的城镇人口数

本研究选择公路交通条件便捷、距离适合煤层气运输的大中型城市作为目标市场；城市的城镇人口数参照城市政府网站公布数字。

（3）城市化发展速度

中国主要省份城市化发展速度见表 5.5。

表 5.5 中国主要省份的城市化发展速度

省市	河　北	山　西	内蒙古	辽　宁	黑龙江	安　徽
城市化速度	0.68%	0.50%	0.64%	0.45%	0.29%	0.86%
省市	江　苏	河　南	湖　南	湖　北	广　西	重　庆
城市化速度	1.69%	0.63%	0.89%	1.11%	1.06%	0.86%
省市	四　川	贵　州	云　南	陕　西	甘　肃	青　海
城市化速度	0.86%	0.26%	0.56%	0.65%	0.34%	0.29%

来源：赵群毅，周一星，王茂军，2005.

5.1.4.3. 中国煤层气目标区市场需求估算结果

根据以上基础参数，可以估算出中国煤层气目标区的现实需求，见附表 5。

5.2. 煤层气目标区开发经济性的影响因素与经济评价体系

5.2.1. 影响煤层气目标区开发经济性的因素

煤层气资源具有潜在的经济价值，只有在合适的技术经济条件下将之探明并开发出来其价值才能得以实现。煤层气生产是复杂的投入产出过程，其技术经济条件是影响这一过程经济性的各种要素的状态。影响煤层气开发经济性的因素包括：地质因素、经济因素、地理条件、资源条件和技术进步。尤其是地质条件，决定了工程技术方案、设备的选择，具有非常重要的意义。

5.2.1.1. 地质因素

煤层气高产富集区是获得理想煤层气生产指标的必要条件。它取决于地下煤层面积、煤层厚度、埋藏深度、煤层含气量、含气饱和度、渗透率、储层压力、临界解吸压力等。这些参数又决定了开采区煤层气原始地质储量、可采储量丰度、产能建设投入和资源开发效率。

（1）煤层气资源量

煤层气开发取得效益必须有一定规模的远景资源量和地质储量，如果地质储量少，就达不到滚动勘探开发的目的，生产期短，难以回收投资。也就是说，煤

层气田无工业性开采效益。决定煤层气资源量的因素包括含煤面积、储层厚度和含气量。

含煤面积在一定程度上决定了煤层气资源量，在同等条件下，含煤面积越大，目标区资源量也越大；煤层气资源量越大，其开发规模和开采年限就会越长，经济效益也会越好。

一定厚度的煤层是煤层气藏形成的基础，煤层越厚对气藏越有利。国外获得商业性煤层气气流的地区，单井煤层气总厚度均大于 10m；薄煤层（总厚度小于 5m）分布区的煤层气一般没有商业开采价值；中等厚度煤层（总厚度为 5m~10m）分布区稳产期短，开采价值不高。煤层单层厚度要大于 0.6m 才可以与上下煤层分层压裂开采。

煤层含气量是煤层气经济评价的重要指标，根据中国煤层气资源状况，将煤层含气量划分为贫气（<4m^3/t）、含气（4m^3/t~8m^3/t）和富气（>8m^3/t）三个品级。富气还可以进一步分为富气（8m^3/t~12m^3/t）和极富气（>12m^3/t）。

（2）煤储层物性条件

煤储层物性条件主要包括渗透率、煤储层压力和临界解吸压力。煤储层渗透率的大小对煤层气井产量的动态变化、采收率有着重要的影响，是评价煤层气开发经济性的重要指标。它对产气量的影响表现在气产量峰值的高低和出现的时间。渗透率较大的煤储层，排水降压快，压力传导范围大，气体解吸速度快，解吸的气体多，气产量及采出程度相对较高。临界解吸压力与储层压力之比称为临储压力比，它决定了煤层气开采中排水降压的难易程度，在含气量和等温吸附曲线确定的条件下，临储压力比越大，解吸越容易，产量越高。

（3）煤层埋藏深度

埋藏深度对煤层气藏的作用表现在两个方面：其一，煤层中的气体组分和含量表现出垂向分带性；其二，煤层对应力的反应很敏感，随着上覆地层静压力（深度）的增加，煤层的孔隙体积、渗透率发生显著变化。考虑到煤层气开发技术的发展和经济合理性，目前一般将可开采的煤层气埋藏深度的最大值确定为 1500m。此外，埋藏深度增加会造成钻井投资和操作成本的上升，从而影响煤层气开采的经济效果。

（4）构造条件

构造条件（包括断层、节理、褶皱）影响着煤层气井的分布和气水产量，是

制定现场开发规划的关键。不同的断块具有各自相异的产量特征，同时，煤层中的节理也影响着煤层气的抽排。煤层中的节理和割理系统具有较好的水力联系，在煤层气的抽排中对煤储层减压起着重要作用。构造也会影响钻井压裂费用和水处理费用以及钻井成功率。在构造复杂区，往往由于难以对各种构造进行合理评价而使得钻井成功率低，从而增加投资。构造虽然可造成一些割理系统从而增加煤层的渗透率，过多地下水又会使水处理费用增加，影响煤层气开发经济性。构造类型的差异也会导致投资的变化，在背斜区煤层气井不需要压裂措施，且只产出少量水，钻井投资成本低；而向斜区的水产量则相对较高，投资和成本也大[9]。

（5）煤层中地下水文条件

地下水在煤层气开发中具有重要意义，这不仅仅是因为地下水和煤层气同属流体范畴，而且还因为地下水和煤层气可以伴生，煤层气的形成、运移、富集以及资源评价、开采等各个方面都与地下水及水文地质条件息息相关。在煤层气项目经济评价中，地下水的影响作用主要表现为水处理费用的增减。当煤层为含水层时，水处理费用也要相应增加，从而增加投资成本。当然，含水量的影响大小还得取决于含水层的水量、水质、水温等特征以及与煤层气的联系程度、方式、范围等各种因素。在许多缺乏重力水的非含水层的煤层中，这种关系尤为明显。煤层水分的增加往往使得煤层所吸附的甲烷减少，这时会由于产气量小，钻井压裂费用增加，而不利于煤层气的经济开发[9]。

5.2.1.2. 经济因素

从经济角度来看，影响煤层气开发的因素包括勘探投资、开发工程投资、经营成本、销售收入、利润和税费。其中，勘探投资由钻井、测井、试采、综合研究及配套工程构成；开发工程投资由地面系统工程和钻井工程投资构成；销售收入由煤层气产量、商品率和售价决定，并随资源开发的稳产期和递减期变动。

5.2.1.3. 政策因素

和天然气不同，煤层气产业在早期发展的主要动力来自于其良好的环境效益，世界主要煤层气生产国都为早期的煤层气产业制定了有利的政策法律，以推动其快速发展。对煤层气开发经济效益具有直接影响的政策来自于政府补贴，政府补贴使得煤层气开发对能源安全、煤矿安全和环境保护的效益得到经济上的补偿。中国政府已经为除供应发电以外的煤层气销售制定了财政补贴办法，这在经济评价中必须予以考虑。

5.2.1.4. 地理因素

煤层气行业是资源采掘行业，其经济效益受到地理条件的制约。煤层气矿所在的地理位置，对勘探开发工程投资和开采成本都有很大影响，从而对煤层气开采的经济性也具有直接影响。影响煤层气生产经济性的地理因素主要有：自然地理条件、气候条件、地理位置、基础条件、社会条件等，其影响主要表现为地面系统工程建设投资、管线投资、处理工农关系的费用、作业风险等。

5.2.1.5. 资源条件

在甲烷风化带和生物降解带，往往 N_2、CO_2 含量很高；在深层，往往 H_2S 含量较高，这些都容易给煤层气开发下游工程带来困难，造成投资大，效益低。因此，在经济评价中，要考虑煤层气的性质，甲烷含量越高越好。

5.2.1.6. 技术进步

煤层气行业是技术密集型行业，科技进步在煤层气勘探开发中的作用可表现为提高作业效率、降低生产成本、提高采气速度、提高最终采收率、使无效储量变成可采储量、延长煤层气藏的经济寿命等。不管表现形式如何，在经济上都表现为投入的减少或收益的增加。

5.2.2. 煤层气目标区经济评价体系

目前，煤层气开发主要有三种方案，即井下抽放、采空区抽放以及地面钻井抽放。井下抽放方案主要是为煤矿安全生产服务，煤层气产量有限，抽放率低。采空区抽放产量较高，但是衰减很快，服务年限仅为 3~5 年。地面钻井抽放方案可以大大提高抽放效率，而且煤层气井的服务年限长达 15~20 年。因此，利用地面钻井回收煤层气是中国实现煤层气商业化开发的主要途径，也是在本次经济评价中所确定的开发方式。这一部分主要根据目前中国煤层气主要有利区域的资源条件和正在进行（或完成）煤层气项目的投入与产出情况，参照中国石油工业建设项目经济评价方法与参数确定方法，在煤层气资源地质选区和产量预测的基础上，对中国煤层气目标区进行投资估算、采气成本预测、销售收入与税金预测，并评价其经济性。

5.2.2.1. 煤层气目标区经济评价方法

经济评价的方法众多，其中净现值法作为一种动态评价方法，既可以较好地反映资金时间价值，又具有相对更好的合理性和可操作性。因此，净现值法将作为中国煤层气目标区经济评价的方法。

（1）净现值法的基本公式

净现值法的基本公式为：

$$NPV=\sum_{t=0}^{n}\left(C_I-C_o\right)_t\left(1+i_0\right)^{-t}$$

式中，NPV 为煤层气目标区在评价期内的经济效益；C_I 为评价期内开发煤层气资源的现金流入；C_O 为评价期内开发煤层气资源的现金流出；t 为评价期，t=1，2……，30 年；i_0 为基准折现率；（1+i_0）$^{-t}$ 为第 t 年的折现系数。

（2）基于净现值法的经济评价模型

本研究中煤层气目标区经济评价的基本思路为基于对各煤层气目标区产量预测的结果和市场条件，预测各煤层气目标区在 30 年评价期内的产能情况，并根据当地单位面积产能建设投资、单位成本以及中国煤层气产业适用的财税制度与补贴政策，估算各煤层气目标区在评价期内的开发效益。

煤层气目标区的产能由资源条件和市场条件共同决定。对于首次建设产能，在煤层气资源充足的情况下，它取决于煤层气目标区市场需求；反之，首次建设产能的设计需要考虑在充分利用煤层气资源的情况下保证煤层气目标区在评价期内的稳产。随着排采时间的延长，煤层气井达到产期高峰后，产量会逐渐下降，因此必须在适当的时间，增加新的煤层气生产井以弥补产量的降低，保证煤层气开发的产能规模，这也称为产能接替。当煤层气资源充足时，设计产能需要随着市场的变化而调整，并在接替建设时体现出来。煤层气市场增长后，设计产能随之增加。

在煤层气目标区产能接替时，接替后新老井的总产量在新的稳产期内不低于新的设计产能也不能高于新设计产能的 1.2 倍，接替规模由此确定。建设时间一般为总产量低于设计产能年份的前一年，但如果不能满足产能的限制，则再提前一年。在评价期内，接替会发生多次，均可按照以上原则确定建设时间和建设规模。由于煤层气产能和投入开发的面积成正比，可以根据接替规模和单位面积产能确定接替时利用的煤层气目标区面积。首次建设产能利用的煤层气目标区面积也可按照这个办法确定。

计算煤层气开发项目的净现值，要求确定项目的现金流入和现金流出。现金流入包括销售收入、回收流动资金、固定资产残值，现金流出包括建设投资、流动资金、经营成本、税费。设 t 为时间变量，首次开发主力面积为 A_d，接替面积

为 A_{c1}、A_{c2}……，单位面积的煤层气产量为 $q(t)$，产量分别为 $q_d(t)=q(t)\times A_d$，$q_{c1}(t)=q(t)\times A_{c1}$，$q_{c2}(t)=q(t)\times A_{c2}$……，建设投资分别为 $I_d(t)$，$I_{c1}(t)$，$I_{c2}(t)$……，评价期内年产量为 $Q(t)=q_d(t)+q_{c1}(t)+q_{c2}(t)+$……，首站价格为 p_w，商品率为 f_s，生产年初投入流动资金为 C_l，设 c_j 为平均单位产量经营成本，则经营成本为 $C_j(t)=Q(t)\times c_j$，税费为 $T_x(t)$，基准折现率为 i_0。

$$NPV=\sum_{t=2}^{31}Q(t)\times P_w\times f_s\times(1+i_0)^{-t}+C_l(1+i_0)^{-31}-$$

$$\sum_{t=\text{产能建设时间}}(I_d(t)+I_{c1}(t)+I_{c2}(t))\times(1+i_0)^{-t}-$$

$$\sum_{t=2}^{31}C_j(t)(1+i_0)^{-t}-C_l(1+i_0)^{-1}-\sum_{t=2}^{31}(T_x)_t(1+i_0)^{-t}$$

5.2.2.2. 煤层气目标区经济评价参数

煤层气资源经济评价的参数估算包括直接费用估算和直接效益估算。直接费用为投资、生产成本和费用、税金及生产期投资支出，直接效益为生产经营的销售收入。

（1）投资

煤层气开发投资包括煤层气开发建设投资、建设期贷款利息、流动资金和固定资产投资方向调节税。

煤层气开发建设投资由固定资产投资、无形资产、递延资产和预备费构成，其中固定资产投资可以分为钻井工程费用、地面工程费用和固定资产其他费用。

（2）生产成本和费用

煤层气开发生产成本是指煤层气生产过程中发生的支出，包括操作成本和折旧、折耗。操作成本也称作作业成本，包括为生产运行所发生的材料、燃料、动力和人员费用等。

期间费用包括管理费用、财务费用和销售费用，分别是在行政管理和组织生产、筹集资金、销售产品中所发生的费用。管理费用又包括无形资产和递延资产摊销费、矿产资源补偿费、其他管理费用。财务费用主要为利息支出，此外，还包括汇兑损失、手续费等费用。

（3）税金

根据中国的税法和煤层气产业优惠政策，煤层气开发应交纳的税费包括：城

市维护建设税、教育费附加、所得税以及其他一些地方税种。

（4）收入

通过销售煤层气商品取得的收入包括两部分：一是销售收入，二是补贴收入。销售收入是指销售煤层气商品所取得的收入，涉及到的参数有年煤层气产量、煤层气商品率和销售价格。补贴收入是指销售煤层气商品给除发电以外用户所获得的国家补贴，涉及到的参数有煤层气产量、煤层气商品率和煤层气补贴费率。

5.2.2.3. **煤层气目标区经济评价参数估算方法**

（1）投资估算

参照《中国石油天然气股份有限公司建设项目经济评价方法与参数》，中国煤层气开发投资计算的主要公式如下：

煤层气开发总投资=建设投资+建设期贷款利息+流动资金

+固定资产投资方向调节税

建设投资=固定资产投资+无形资产+递延资产+预备费

固定资产投资=工程费用+固定资产其他费用

工程费用=钻井工程投资+地面建设工程投资

①钻井工程投资

中国煤层气开发主要采用两种钻井方案，一是地面垂直钻井方案，二是多分支水平井方案。目前，地面垂直钻井技术比较成熟，风险较小，应用较多，而多分支水平井仍然处于试验阶段，风险较大，应用较少，但它适合中国煤层气储层低渗的特点，是未来发展的方向。因此，现阶段中国煤层气开发钻井工程投资主要由地面垂直钻井工程投资和多分支水平井钻井工程投资组成。根据用途的不同，煤层气井可以划分为参数井、生产试验井和生产井，每种类型井的投资也有所不同，但是鉴于不考虑井的类型仍然可以满足煤层气资源评价对精确度的要求，在估算钻井工程投资时，不考虑井的类型。此外，在煤层气开发投资中，有的支出随钻井深度发生明显变化，而有的支出在目前的井深范围内，无明显变化，可以据此划分为可变支出和固定支出。其中，地面垂直钻井工程的固定支出包括钻前工程投资、测井工程投资、压裂工程投资和排采设备投资等；可变支出主要指钻井本身的支出；多分支水平井钻井工程的固定支出包括钻前工程投资、工程井投资、测井工程投资和排采设备投资等，可变支出主要指钻井本身的支出。据此，煤层气开发钻井工程投资按照以下公式进行估算：

$$C_z = (h_1 \times c_{v1} + c_{f1}) \times \omega_1 + (h_2 \times c_{v2} + c_{f2}) \times \omega_2 \quad (1)$$

式（1）中，C_z 表示煤层气开发钻井工程投资总额；h_1 表示地面垂直钻井的平均深度；c_{v1} 表示地面垂直钻井的单位综合可变成本；c_{f1} 表示地面垂直钻井的综合固定成本；ω_1 地面垂直钻井的总井数；h_2 表示多分支水平井的平均深度；c_{v2} 表示多分支水平井的单位综合可变成本；c_{f2} 表示多分支水平井的综合固定成本；ω_2 多分支水平井的总井数。

②地面建设工程投资

地面建设工程投资包括地面工程设计、调度控制中心、输气管网、集气站、压气站、集输管网、供电工程、供水工程、自控系统和末站等支出。除了地面工程设计和调度控制中心与煤层气井规模没有明显关系之外，其他几项支出都可以与煤层气井数建立线性关系。根据某试验区的煤层气开发地面建设工程设计方案，每 10 口垂直井汇入 1 个集气站，每 6 个集气站和 2 口多分支水平井汇入 1 个压气站，最终全部汇入末站。煤层气生产经验表明，多分支水平井的产量是垂直井的 10~15 倍，这里取 10 倍，因此，每 1 个压气站最多可以处理 8 个集气站，共 80 口垂直井的产气。据此，煤层气开发地面建设工程投资由以下公式估算：

$$C_d = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8 \quad (2)$$

$$= S_1 + m_2 \times n_2 + m_3 \times n_3 + m_4 \times n_4 + m_5 \times n_5 + m_6 \times n_6 + m_7 \times n_7 + (m_{81} \times n_{81} + m_{82} \times n_{82}) \quad (3)$$

其中，$n_2 = \omega_1/10$; $n_3 = (\omega_1+10\omega_2)/80$; $n_4 = n_5 = n_3$; $n_6 = n_2$; $n_7 = n_3 + 1$; $n_{81} = \omega_1 + \omega_2$, $n_{81} = n_3 + 1$。

式（2）中，C_d 表示地面建设工程投资总额；S_1 表示地面工程设计、调度控制中心投资总额；S_2 表示集气站投资总额；S_3 表示压气站投资总额；S_4 表示末站投资总额；S_5 表示输气管网投资总额；S_6 表示集输管网投资总额；S_7 表示自控系统投资总额；S_8 表示供电工程、供水工程投资总额。

式（3）中，m_2 表示 1 个集气站的投资定额；n_2 表示集气站个数；m_3 表示 1 个压气站的投资定额；n_3 表示压气站个数；m_4 表示匹配 1 个压气站的末站投资定额；n_4 表示匹配压气站个数；m_5 表示匹配 1 个压气站的输气管网投资定额；n_5 表示匹配压气站个数；m_6 表示匹配 1 个集气站的集输管网投资定额；n_6 表示匹配集气站个数；m_7 表示匹配 1 个压气站（或末站）的自控系统投资定额；n_7 表示匹配压气站和末站的总个数；m_{81} 表示匹配 1 口垂直井（或多分支水平井）

的供电、供水工程投资定额；n_{81} 表示垂直井和多分支水平井的总数；m_{82} 表示匹配 1 个压气站（或末站）供电、供水工程投资定额；n_{82} 表示匹配压气站和末站的总个数。

③固定资产其他费用

煤层气开发的固定资产其他费用主要为土地征用补偿费，其可以通过以下公式估算：

$$C_o = C_v \times \omega_1 + C_H \times \omega_2 \tag{4}$$

式（4）中，C_v 表示一口地面垂直井产生的土地征用补偿费定额；C_H 表示一口多分支水平井产生的土地征用补偿费定额。

④无形资产

通过对煤层气开发项目经济评价实践的调研，无形资产暂不计算。

⑤递延资产

煤层气开发项目的递延资产主要为：生产准备费和办公家具购置费。递延资产估算方法主要有两种：一是根据目前已开发试验区的递延资产费用结合被评价地区物价水平测算；二是根据以下公式估算

$$C_{dy} = I_f \times r_d \tag{5}$$

式（5）中，I_{dy} 表示递延资产；I_f 表示固定资产投资；r_d 表示递延资产率。

⑥预备费

预备费包括基本预备费和价差预备费，其中价差预备费不予计算。基本预备费可以根据以下公式估算：

$$C_y = (I_f + C_d) \times r_y \tag{6}$$

式（6）中，C_y 表示基本预备费；I_f 表示固定资产投资；C_d 表示递延资产；r_y 表示基本预备费率。

⑦固定资产投资方向调节税和建设期借款利息

固定资产调节税目前暂停征收；由于本研究中不考虑借款的情况，建设期借款利息不予考虑。

⑧流动资金

在煤层气开发可行性研究阶段对流动资金的估算可以采用扩大指标估算法，

其估算公式如下：

$$C_l = C_j \times r_l \quad (7)$$

或 $$C_I = R_s \times r_l \quad (8)$$

式（7）中，C_l 表示流动资金；C_j 表示正常年份经营成本；r_l 表示流动资金占正常年份经营成本的比例。

式（8）中，C_l 表示流动资金；R_s 表示销售收入；r_l 表示流动资金占销售收入的比例。

（2）成本费用估算

煤层气生产成本和费用包括煤层气生产成本、管理费用、财务费用和销售费用四部分。在煤层气开发可行性研究阶段，煤层气操作成本、其他管理费用、财务费用和销售费用可以根据单位产量的综合费用定额进行估算。由于在本次可行性研究中，不考虑财务费用，从而以上综合成本等同于煤层气开发经营成本费用；此外，无形资产也不考虑。因此，煤层气生产成本和费用可以按照以下公式计算：

煤层气生产成本费用=煤层气开发经营成本费用+折旧+折耗+递延资产摊销

①煤层气开发经营成本费用

煤层气开发经营成本费用可以按照以下公式估算：

$$C_j(t) = c_j \times q(t) \quad (9)$$

式（9）中，$C_j(t)$表示煤层气生产期第 t 年的经营成本费用；c_j 表示单位煤层气产量的经营成本费用定额；p(t)表示煤层气生产期第 t 年的产量。

②折旧

按照财政部和国家税务总局发布《关于加快煤层气抽采有关税收政策问题的通知》的规定，煤层气抽采允许采用加速折旧，方法为双倍余额递减法或年数总合法。在本次可行性研究中，将统一采用年数总合法。折旧计算方法如下：

年折旧率=（1-预计净残值率）×年度折旧因子

年度折旧因子 $= t / \sum_{t=1}^{N_1+N_2} t$ 其中 t=1,2,……,N_1+N_2

年折旧额=固定资产×年折旧率

煤层气开发结束时会发生拆卸、恢复和废弃井的成本，为简化计算，在本研究中，认为煤层气开发结束时的残值完全用来弥补以上成本。因此，年折旧额可

以按照以下公式计算：

$$C_D(t) = I_f \times (t / \sum_{t=1}^{N_1+N_2} t) \quad \text{其中 } i=1,2,\ldots\ldots,N_1+N_2 \tag{10}$$

式（10）中，$C_D(t)$表示第 t 年折旧额；I_f表示固定资产投资总额；N_1表示煤层气生产稳产年限；N_2表示煤层气生产递减年限。

③递延资产摊销

递延资产自投产之日起，按照五年的期限平均摊销。

（3）税费估算

①增值税

按照财政部和国家税务总局发布《关于加快煤层气抽采有关税收政策问题的通知》规定，煤层气开发增值税实行先征后退, 因此增值税是否参加计算并不影响煤层气开发经济效果，但是应交增值税额要作为其他税费的计算依据，所以仍然需要对煤层气开发增值税进行计算。煤层气开发增值税将按照销售收入的比例进行估算，这一比例将根据目前煤层气实验区的税赋水平确定。其估算公式如下：

$$T_v(t) = R_s(t) \times r_v \tag{11}$$

式（11）中，$T_v(t)$表示第 t 年应纳增值税税额；$R_s(t)$表示第 t 年销售收入；r_v表示增值税占销售收入的比例。

②城市维护建设税、教育费附加、其他地方税种

这三种税费均以增值税为计税基础，其总额按照以下公式估算：

$$T_c(t) = T_v(t) \times r_c \tag{12}$$

式（12）中，$T_c(t)$表示第 t 年应纳城市维护建设税、教育费附加、其他地方税种总额； $T_v(t)$表示第 t 年应纳增值税税额；r_c表示这三种税费的计算费率。

③所得税

所得税计算公式如下：

$$T_i(t) = I_T(t) \times r_i \tag{13}$$

式（13）中，$T_i(t)$表示第 t 年应纳所得税额；$I_T(t)$表示第 t 年应纳税所得额；r_i表示所得税税率。

（4）收入估算

①销售收入

煤层气销售收入计算公式如下：

$$Rs(t) = q(t) \times fs \times p_w \tag{14}$$

式（14）中，Rs(t)表示第 t 年煤层气销售收入；q(t)表示第 t 年煤层气产量；fs 表示煤层气商品率；p_w 表示首站价格。

②补贴收入

煤层气补贴收入计算公式如下：

$$R_b(t) = q(t) \times fs \times r_b \tag{15}$$

式（15）中，$R_b(t)$表示第 t 年煤层气补贴收入；q(t)表示第 t 年煤层气产量；fs 表示煤层气商品率；r_b 表示煤层气补贴费率。

5.2.2.4. 煤层气目标区经济评价基础数据

（1）沁水盆地煤层气开发基础数据

中国煤层气地面勘探开发活动主要集中在沁水盆地，可以以沁水盆地的煤层气开发基础数据作为基准。通过对沁水盆地部分试验区经济参数的分析，综合不同企业的投资成本差异，得出沁水盆地煤层气开发基础数据表，见表 5.6。

（2）其他地区煤层气开发基础数据类比办法

煤层气目标区所在区域的地表条件、气候条件、基础条件、社会条件对其地面建设投资、经营成本有着直接的影响，可以通过类比确定地面建设投资和经营成本。类比系数根据各煤层气含气带所在（或邻近）油气田的地面建设投资、经营成本的统计数据得出，见表 5.7。

5.3. 中国煤层气主要目标区经济评价

中国煤层气主要目标区经济评价将按照煤层气目标区地质优选的顺序进行。基于对各煤层气标区的产量预测以及经济参数估算，采用净现值法对各目标区开发的经济效果进行计算，并进行敏感性分析。

5.3.1. 直井和多分支水平井两种井型经济性比较

利用多分支水平井开采煤层气正处于小规模试验阶段，可供借鉴的经验较少。因此，本研究仅对地质条件较为优越的目标区进行两种井型下的经济评价，并与全直井方案的开发效益进行比较，见表 5.8。

表 5.6 沁水盆地煤层气开发基础数据

序号	参数	
一	**投资类参数**	
（一）	**直井**	
1	单井可变支出	50 万元/口(井深 450m)，±800 元/±1m
2	单井固定支出	88 万元/口
（二）	**多分支水平井**	
1	单井可变支出	80 万元/口（井深 500m），±800 元/±1m
2	单井固定支出	1700 万元/口
（三）	**地面工程**	
1	固定支出	1500 万元
2	方案 1*：新建单位面积支出	280 万元/ km^2
3	方案 1：接替单位面积支出	52 万元/km^2
4	方案 2**：新建单位面积支出	310 万元/km^2
5	方案 2：接替单位面积支出	42 万元/km^2
（四）	**其他资产**	2%的固定资产投资（扣除土地征用费）
（五）	**基本准备费**	2%的固定资产投资
（六）	**流动资金**	2%的固定资产投资
二	**成本费用类参数**	
（一）	**折旧**	年数综合法
（二）	**经营成本**	0.32 元/m^3
三	**收入类参数**	
（一）	**首站价格**	1 元/m^3（含增值税）
（二）	**政府补贴**	0.2 元/m^3 （非发电利用）
（三）	**商品率**	95%
四	**税金类参数**	
（一）	**城市维护建设税**	按应纳增值税额的 10%
（二）	**教育费附加**	
（三）	**地方税种**	
（四）	**所得税**	25%
五	**建设和生产期**	1 年；30 年
六	**基准收益率**	8%；10%；12%

说明：* 方案 1 为全部直井，单井控气面积 0.1km^2，最小建设面积为 0.1km^2；
**方案 2 为 20%面积部署多分枝水平井，多分枝水平井单井控气面积 0.5km^2，最小建设面积为 2.5km^2。

表 5.7 中国煤层气含气带开发数据类比系数

地面建设投资	经营成本	煤层气含气带
1	0.90	川东、川南
1	1.00	沁水、霍西、大同-宁武、两淮
1	1.10	华北北缘、京唐、冀中、湘中-赣中
1.3	1.10	浑江-辽阳、辽西
1.4	1.10	三江-穆棱河
1.9	1.10	淮南
2.4	1.10	海拉尔
2.8	1.10	二连盆地、太行山东麓、
3.6	1.20	鄂尔多斯盆地东缘、鄂尔多斯、渭北、卓贺地区
3.8	1.20	黔北、滇东-织纳、黔桂
3.9	1.20	土哈

表 5.8 两种井型下的经济评价结果及与全直井方案开发效益的比较

目标区	NPV（折现率为 12%，万元）		ΔNPV（万元）
	两种井型方案	全直井方案	
韩城	29,696.65	45,628.12	-15,931.47
宁武	132,311.52	139,574.52	-7,263
晋城	246,925.53	260,321.21	-13,395.68
蓟玉	141,421.79	163,570.08	-22,148.29
大城	169,165.11	194,396.20	-25,231.08

说明：两种井型方案指直井和多分支水平井的控气面积比为 4：1 的开发方案

在美国煤层气的开发中，水平井的成功应用使得煤层气产量大幅提高，促进了煤层气产业的快速发展。中国的煤储层普遍存在低压、低渗和低饱和的特点，使得利用直井开采煤层气的经济效益较低，制约着中国煤层气产业的发展。但是从比较结果可以看到，目前在中国利用多分枝水平井开采煤层气尚达不到直井方案下的经济效益，难以进一步推广。造成这种现象的原因在于：多分支水平井的设备和关键技术本地化程度不足，需要利用国外的仪器设备和人员服务，造成钻井投资较高，从而影响了多分支水平井的开发效益。因此，本研究只计算全直井下煤层气目标区开发的经济效益。

5.3.2. 典型煤层气目标区经济评价

韩城目标区是中国煤层气活动的热点区域之一，下面以韩城目标区为例，对煤层气开发经济评价的流程进行示范。煤层气开发经济评价的流程包括：基础数据分析-产量预测-市场需求预测-设计概念开发方案-参数估算-经济指标计算。

（1）基础数据分析

根据已获得的勘探数据，韩城目标区共有含煤层气面积 4309.85km^2，煤层埋深在 300m~900m 之间，其余地质参数见附表 2。

（2）产量预测

根据韩城目标区地质参数，采用软件中的煤层气模块进行模拟，得出单井连续 20 年的平均日产量，具体数据见附表 3。通过对产量的分析，并参考沁水盆地煤层气开发的经验，确定单井的寿命期为 15 年。

（3）市场需求预测

韩城目标区面向的煤层气市场包括向韩城市、西安市、渭南市等邻近市场销售，现实市场容量约为 17.3×10^{8}m^3。

（4）概念开发方案设计

韩城目标区煤层气资源量巨大，完全可以满足市场的需求，确定首次建设产能为 17.3×10^{8}m^3。一年内煤层气井的工作天数为 330 天，单井设计稳产产能为 670×10^{4}m^3。据此，确定首次建设面积为 254km^2。

在接替时，由于该目标区煤层气资源量充足，设计产能需要随市场需求的增加而提高。韩城目标区地处陕西省，城市化发展速度为 0.65%；接替时间分别为第 5、8、11、15、19、21 年，对应的煤层气市场容量分别为 17.9×10^{8}m^3、18.2×10^{8}m^3、18.6×10^{8}m^3、19.1×10^{8}m^3、19.6×10^{8}m^3、19.8×10^{8}m^3，接替时新的设计产能也以此确定，从而接替时利用面积分别为 74km^2、55km^2、54km^2、162km^2、68km^2、74km^2。根据动用面积与单井的历年产量，可以得出评价期内各年的总产量，见附表 6。

（5）参数估算

根据韩城目标区对应的类比系数，该地区新建产能地面建设的单位投资为 1008 万元/km^2，煤层气生产中经营成本为 0.384 元/m^3。在接替时，针对原设计产能的地面设备仍然可以使用，在充分利用原有地面设备条件下，地面建设的单位投资为 187.2 万元/km^2。该目标区设计井深为 908m，单井投资约为 175 万元。根据设计的概念开发方案，可以计算出评价期内各年的投资总额，见附表 8。

（6）经济指标计算

将评价期历年产量、历年投资总额、经营成本输入煤层气经济评价软件，可以得到对韩城目标区的经济评价结果：当基准折现率为 8%时，财务净现值为 309,375.51 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 159,922.73 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 45,628.12 万元，可见此目标区的开发具较好的经济效益。

对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.9。分析认为，气价为最敏感因素，对财务净现值的影响最大。其次为产量和经营成本。在煤层气开发经济评价中，这一敏感性分析结论具有普遍性。

表 5.9 韩城目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-216,056.66	-81,941.85	45,628.12	173,197.95	300,767.8
NPV（产量）	-125547.89	-38,903.32	45,628.12	130,159.57	214,691.05
NPV（经营成本）	131,704.91	88,666.52	45,628.12	2,589.72	-40,448.68

5.3.3. 其他煤层气目标区经济评价结果

各煤层气目标区的直井产量数据以及市场、投资和成本等参数见附表。采用与韩城目标区相同的经济评价流程，中国主要煤层气目标区经济评价结果如下，其余煤层气目标区经济评价结果见附录Ⅱ：

（1）宣下

通过对宣下目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 196,187.67 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 141,673.02 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 99,921.059 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.10。

表 5.10 宣下目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-1,422.86	49,249.08	99,921.04	150,593.02	201,264.98
NPV（产量）	29,918.45	64,919.74	99,921.05	134,922.36	169,923.67
NPV（经营成本）	131,262.36	115,591.70	99,921.05	84,250.38	68,579.73

（2）兴隆

通过对兴隆目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 63,443.35 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 47,472.78 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 35,352.65 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.11。

表 5.11 兴隆目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	8,674.79	22,013.72	35,352.64	48,691.57	62,030.50
NPV（产量）	16,925.11	26,138.88	35,352.64	44,566.42	53,780.19
NPV（经营成本）	43,602.96	39,477.80	35,352.64	31,227.49	27,102.33

（3）蓟玉

通过对蓟玉目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 317,824.57 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 229,891.40 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 163,570.08 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.12。

表 5.12 蓟玉目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	28,350.85	95,960.46	163,570.08	231,179.69	298,789.33
NPV（产量）	70,168.36	116,869.21	163,570.08	210,270.98	256,971.86
NPV（经营成本）	205,387.58	184,478.83	163,570.08	142,661.33	121,752.58

（4）柳江

通过对柳江目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 63,336.29 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 44,580.06 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 30,288.45 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.13。

表 5.13 柳江目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-1,134.41	14,577.02	30,288.45	45,999.88	61,711.31
NPV（产量）	8,583.33	19,435.88	30,288.45	41,141.00	51,993.57
NPV（经营成本）	40,006.19	35,147.32	30,288.45	25,429.57	20,570.71

（5）大城

通过对大城目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 376,618.83 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 273,085.32 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 194,396.20 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.14。

表 5.14 大城目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	35,944.80	115,707.21	194,396.20	273,085.18	351,774.15
NPV（产量）	85,688.47	140,042.30	194,396.20	248750.08	303,103.94
NPV（经营成本）	243,066.43	218,731.32	194,396.20	170,061.09	145,725.96

（6）焦作

通过对焦作目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 314,891.38 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 213,703.10 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 136,160.91 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.15。

表 5.15 焦作目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-16794.73	60,170.53	136,160.91	212,151.28	288141.66
NPV（产量）	30,993.19	83,671.07	136,160.91	188,650.74	241,140.55
NPV（经营成本）	183,162.01	159,661.46	136,160.91	112,660.36	89,159.79

（7）安阳-鹤壁

通过对安阳-鹤壁目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 168,277.83 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 78,443.49 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 10,245.62 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.16。

表 5.16 安阳-鹤壁目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-152,044.59	-69,910.86	10,245.92	90,402.10	288,141.66
NPV（产量）	-101,128.33	-45,121.92	10,245.92	65,613.17	120,980.70
NPV（经营成本）	59,823.54	35,034.57	10,245.92	-14,543.34	-39,332.29

（8）阳泉

通过对阳泉目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 526,490.64 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 405,837.12 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 314,384.03 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.17。

表 5.17 阳泉目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	94,247.06	204,315.54	314,384.03	424,452.54	53,4521.05
NPV（产量）	156,137.00	235,260.50	314,384.03	393,507.63	472,631.13
NPV（经营成本）	376,273.99	345,329.03	314,384.03	283,439.07	252,494.11

（9）和顺-左权

通过对和顺-左权目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 453,245.05 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 325,302.28 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 228,286.08 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.18。

表 5.18 和顺-左权目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	6,939.50	117,612.81	228,286.08	338,959.43	449,632.68
NPV（产量）	69,169.51	148,727.79	228,286.08	307,844.43	387,402.73
NPV（经营成本）	290,516.10	259,401.08	228,286.08	197,171.11	166,056.09

（10）潞安

通过对潞安目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 374,554.42 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 274,004.10 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 198,094.10 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.19。

表 5.19 潞安目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	31,694.42	114,894.26	198,094.10	281,293.96	364,493.82
NPV（产量）	78,476.50	138,285.29	198,094.10	257,902.95	317,711.79
NPV（经营成本）	244,876.19	221,485.15	198,094.10	174,703.09	151,312.04

（11）晋城

通过对晋城目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 446,409.43 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 340,819.46 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 260,321.21 万元。基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.20。

表 5.20 晋城目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	87,568.34	173,944.77	260,321.21	346,697.65	433,074.07
NPV（产量）	136,136.57	198,228.87	260,321.21	322,413.56	384,505.86
NPV（经营成本）	308,889.43	284,605.33	260,321.21	236,037.11	211,752.99

（12）霍东

通过对霍东目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 344,443.64 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 259,873.86 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 195,393.89 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.21。

表 5.21 霍东目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	123450.20	267805.38	412160.56	556515.69	700870.88
NPV（产量）	204619.03	308389.78	412160.56	515931.34	619702.13
NPV（经营成本）	493329.41	452744.97	412160.56	371576.16	330991.72

（13）太原西山

通过对太原西山目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 223,614.27 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 158,640.67 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 109,515.87 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.22。

表 5.22 太原西山目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	12,766.28	61,141.08	109,515.87	157,890.67	206,265.45
NPV（产量）	39,966.74	74,741.29	109,515.87	144,290.45	179,065.02
NPV（经营成本）	136,716.33	123,116.11	109,515.87	95,915.65	82,315.43

（14）霍州

通过对霍州目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 198,614.62 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 150,363.98 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 112,948.40 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.23。

表 5.23 霍州目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	26,233.18	69595.85	112,948.40	156,300.94	199,653.48
NPV（产量）	50,619.82	81,784.10	112,948.40	144,112.70	175,276.97
NPV（经营成本）	137,324.90	125,136.65	112,948.40	100,760.14	88,571.89

（15）宁武

通过对宁武目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 238,107.60 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 182,144.40 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 139,574.52 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.24。

表 5.24 宁武目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	58,533.75	99,054.14	139,574.52	180,094.91	220,615.29
NPV（产量）	81,317.78	110,446.14	139,574.52	168,702.89	197,831.28
NPV（经营成本）	162,358.55	150,966.54	139,574.52	128,182.51	116,790.49

（16）丰城

通过对丰城目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 245,110.03 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 141,524.41 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 62,765.15 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.25。

表 5.25 丰城目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-105,849.30	-20,449.25	62,765.15	145,979.55	229,193.92
NPV（产量）	-52,244.89	5,285.39	62,765.15	120,244.94	177,724.70
NPV（经营成本）	114,234.44	88,499.80	62,765.15	37030.53	11295.89

（17）连邵

通过对连邵目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 24,7261.73 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 173,906.98 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 118,983.95 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.26。

表 5.26 连邵目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	1,398.11	60,191.03	118,983.95	177,776.88	236,569.82
NPV（产量）	37,762.36	78,373.14	118,983.95	159,594.75	200,205.58
NPV（经营成本）	155,348.22	137,166.08	118,983.95	100,801.83	82,619.71

（18）恩洪

通过对恩洪目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 139,838.31 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 69,818.68 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 16,945.20 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.27。

表 5.27 恩洪目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-112,182.51	-46,688.91	16,945.20	80,239.27	143,533.28
NPV（产量）	-67,753.77	-24,995.26	16,945.20	58,885.69	100,826.15
NPV（经营成本）	59,652.41	38,298.80	16,945.20	-4,408.39	-25,761.97

（19）白杨河

通过对白杨河目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 84,712.02 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 55,735.57 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 33,740.11 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.28。

表 5.28 白杨河目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-17,540.00	8,316.45	33,740.11	59,163.78	84,587.43
NPV（产量）	-1,382.32	16,178.89	33,740.11	51,301.34	68,862.55
NPV（经营成本）	49,465.00	41,602.56	33,740.11	25,877.66	18,015.22

（20）呼和湖凹陷

通过对呼和湖凹陷目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 78,867.10 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 35,156.27 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 2,341.67 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.29。

表 5.29 呼和湖凹陷目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-10,563.62	-4,876.60	806.86	6,426.39	12,045.91
NPV（产量）	-7,040.99	-3,075.35	806.86	4,688.51	8,570.16
NPV（经营成本）	4,282.62	2,544.74	806.86	-931.01	-2,668.89

（21）鹤岗

通过对鹤岗目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 92,794.39 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 60,997.50 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 36,733.27 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.30。

表 5.30 鹤岗目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-21,908.41	7,411.92	36,732.26	66,052.60	95,372.94
NPV（产量）	-3,773.37	6,479.44	36,732.26	56,985.08	77,237.91
NPV（经营成本）	54,867.30	45,799.78	36,732.26	27,664.74	18,597.22

（22）鸡西

通过对鸡西目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 118,505.94 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 82,395.70 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 54,990.91 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.31。

表 5.31 鸡西目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-7,540.38	23,725.26	54,990.91	86,256.55	117,522.19
NPV（产量）	11,797.86	33,394.38	54,990.91	76,587.44	98,183.98
NPV（经营成本）	74,329.15	64,660.03	54,990.91	45,321.79	35,652.66

（23）双鸭山

通过对双鸭山目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 86,040.13 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 57,148.47 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 35,182.30 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.32。

表 5.32 双鸭山目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-16,750.54	9,215.87	35,182.30	61,148.71	87,115.12
NPV（产量）	-689.95	17,246.16	35,182.30	53,118.42	71,054.53
NPV（经营成本）	51,242.88	43,212.59	35,182.30	27,152.00	19,121.70

（24）勃利

通过对勃利目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 45,685.10 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 19,637.18 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 107.67 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.33。

表 5.33 勃利目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-62,903.94	-31,396.68	107.67	31,605.07	63,102.47
NPV（产量）	-43,416.25	-21,652.85	107.67	21,864.29	43,620.91
NPV（经营成本）	19,589.26	9,848.47	107.67	-9,633.26	-19,377.10

（25）红阳

通过对红阳目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 84,267.01 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 59,624.90 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 40,819.86 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.34。

表 5.34 红阳目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-2.50	20,613.35	40,819.86	61,026.37	81,232.88
NPV（产量）	12,878.33	26,862.35	40,819.86	54,777.37	68,734.88
NPV（经营成本）	53,317.87	47,068.87	40,819.86	34,570.86	28,321.85

（26）阜新

通过对阜新目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 85,905.72 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 63,964.30 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 47,375.09 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.35。

表 5.35 阜新目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	13,157.54	30,266.32	47,375.09	64,483.87	81,592.64
NPV（产量）	23,739.56	35,557.32	47,375.09	59,192.86	71,010.63
NPV（经营成本）	57,957.11	52,666.10	47,375.09	42,084.08	36,793.07

（27）铁法

通过对铁法目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 89,760.03 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 65,889.91 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 47,831.77 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.36

表 5.36 铁法目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	9,371.81	28,601.79	47,831.77	67,061.75	86,291.72
NPV（产量）	21,265.83	34,548.79	47,831.77	61,114.74	74,397.72
NPV（经营成本）	59,725.78	53,778.77	47,831.77	41,884.76	35,937.76

（28）淮南

通过对淮南目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 256,680.87 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 194,090.85 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 146,458.76 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.37。

表 5.37 淮南目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	52,739.67	99,599.23	146,458.76	193,318.31	240,177.84
NPV（产量）	79,088.13	112,773.43	146,458.76	180,144.09	213,829.42
NPV（经营成本）	172,807.22	159,632.98	146,458.76	133,284.54	120,110.32

（29）淮北

通过对淮北目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 336,305.40 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 247,602.39 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 180,245.71 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见表 5.38。

表 5.38 淮北目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	14,764.66	97,505.19	180,245.71	262,986.23	345,726.76
NPV（产量）	61,288.47	120,767.08	180,245.71	239,724.33	299,202.99
NPV（经营成本）	226,769.51	203,507.61	180,245.71	156,983.80	133,721.89

5.4. 中国煤层气生产的社会效益评价

开发利用煤层气对能源安全、温室气体减排和煤矿安全生产产生贡献，即社会效益。煤层气生产社会效益的评价结果可以作为评估财政补贴力度的依据，从而为中国政府制定财政补贴政策提供参考。

5.4.1. 中国煤层气生产对煤矿安全生产的贡献

5.4.1.1. 煤层气生产对降低瓦斯煤矿事故的作用

煤层气是煤矿开采的最大隐患，容易造成巨大的生产安全事故。中国煤炭消耗占能源消耗的比重很大，随着煤炭产量的增加，煤矿瓦斯造成的危害也越来越大。根据中国国家安全生产监督管理总局公布的数据，2005 年全国煤矿瓦斯事故死亡 2,171 人，占全部煤矿事故死亡人数的 36.6%，在特大煤矿事故中，瓦斯事故起数占 71%；2006 年瓦斯事故死亡人数占煤矿事故死亡人数的比例，较 2005 年有了一定程度的下降，但仍然高达 27.8%。因此，减少瓦斯事故是提高煤矿开采安全性的关键问题之一。

煤层气开发利用对降低煤矿事故的作用主要体现在降低瓦斯爆炸事故上。瓦斯爆炸所具备的条件为：一定浓度的瓦斯、高温火源的存在和充足的氧气。空气中瓦斯遇火后能引起爆炸的浓度范围为瓦斯爆炸界限，瓦斯爆炸界限为 5%~16%。当瓦斯浓度低于 5%时，遇火不爆炸，但能在火焰外围形成燃烧层；当瓦斯浓度为 9.5%时，其爆炸威力最大；瓦斯浓度在 16%以上时，失去其爆炸性，但在空气中遇火仍会燃烧。因此，如果煤层气开发利用后，煤矿内瓦斯浓度降低到安全范围内，就可降低安全事故发生的频率。

5.4.1.2. 中国煤层气生产对煤矿安全生产贡献的估算

（1）估算办法

煤炭中的瓦斯是瓦斯事故的起因，通过开采煤层气降低煤炭中的瓦斯含量，可以有效减少瓦斯事故的发生，从而避免造成事故损失。煤层气开采对促进煤矿安全生产的贡献主要体现为其所能够避免的事故损失。据此，中国煤层气开采中单位煤层气产量对煤矿安全生产的贡献由以下公式估算：

$$B_1 = E/C \tag{16}$$

式（16）中，B_1 表示开采每立方米煤层气对煤矿安全生产的贡献；E 表示统计年煤矿瓦斯事故造成的损失；C 表示统计年生产煤炭中所含的煤层气数量。

（2）参数估算

①煤矿瓦斯事故损失估算

根据《企业职工伤亡事故经济损失统计标准》（GB6441-86）的规定，伤亡事故的经济损失包括直接经济损失和间接经济损失两部分。其中，直接经济损失具体包括：人身伤亡后所支出的费用；善后处理费用；财产损失费用。

直接经济损失将作为对采煤安全贡献的估算基础。根据 2004 年到 2006 年中 6 起特别重大瓦斯事故统计数据，直接经济总损失为 17,007.6 万元，死亡总人数为 439 人，平均死亡 1 人的直接经济损失约为 38.75 万元。根据中国国家安全生产监督管理总局发布的数据，2004 年、2005 年和 2006 年中国煤矿瓦斯事故的年死亡总人数分别为 2185 人、2171 人和 1319 人。据此可以推测中国在这三年的煤矿瓦斯事故年直接经济损失分别约为 8.3 亿元、8.2 亿元和 5 亿元，平均为 7.2 亿元（见表 5.39）。

②生产煤炭中煤层气含量估算

煤炭生产中的煤层气包括得到利用和排空两部分。根据《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用十一五规划》，2005 年煤层气的排空量约为 $150\times10^8 m^3$，抽采利用量为 $9.2\times10^8 m^3$，2005 年生产煤炭中煤层气含量约为 $159.2\times10^8 m^3$。2005 年煤炭产量为 $21.1\times10^8 t$，计算得出平均吨煤煤层气含量为 $7.5 m^3/t$。2004 年和 2006 年中国煤炭产量分别为 $19.97\times10^8 t$ 和 $23.25\times10^8 t$，计算得出这两年生产煤炭中的煤层气含量分别为 $149.78\times10^8 m^3$ 和 $174.38\times10^8 m^3$。2004 年、2005 年和 2006 年生产煤炭中的平均煤层气含量为 $161.12\times10^8 m^3$（见表 5.39）。

表 5.39 中国煤矿瓦斯事故直接损失和煤层气含量数据

年份	2004	2005	2006	平均
瓦斯事故死亡人数	2185	2171	1319	1892
直接经济损失（亿元）	8.3	8.2	5	7.2
煤炭产量（10^8t）	19.97	21.1	23.25	21.44
煤层气含量（10^8m^3）	149.78	159.2	174.38	160.8

（3）效益估算结果

根据表 5.39 中的直接经济损失平均值和煤层气含量平均值，可以得到开采煤层气对煤矿安全生产的贡献约为 0.05 元/m^3。

5.4.2. 中国煤层气生产对环境保护的贡献

5.4.2.1. 煤层气生产对减少温室气体排放的作用

2006 年 10 月 30 日英国政府公布了“斯特恩报告”，该报告提供的科学依据显示，气温升高 2 摄氏度会使世界 15%到 40%的物种灭绝；升高 3 摄氏度将使数百万人遭受洪水危害；升高 4 摄氏度会严重影响世界粮食产量。气温升高还将导致海平面上升，2 亿人无家可归，沦为“环境难民”。如果升温趋势不变，全球温度将在 50 年后升高 2 到 3 摄氏度。

温室效应带来的危害已经成为世界各国的共识，早在 2005 年 2 月 16 日，旨在限制并减少全球温室气体排放的《京都议定书》正式生效。按照《京都议定书》规定，各缔约国需要控制 6 中温室气体：二氧化碳（CO_2）、甲烷（CH_4）、氧化亚氮（NO_2）、氢氟碳化物（HFCS）、全氟化碳（PFCS）、六氟化硫（SF_6）。《京都议定书》规定，到 2010 年，所有发达国家排放的 CO_2 等 6 种温室气体数量要比 1990 年减少 5.2%，发展中国家没有减排义务。

目前，二氧化碳是最大的温室气体，其排放量占世界温室气体排放总量的 60%以上。和二氧化碳相比，甲烷是仅次于它的重要温室气体，虽然目前在大气中的浓度较小，但是增长率则大得多。此外，在对温室效应的贡献上，甲烷的综合温热势（GWP）是二氧化碳的 21 倍，可见甲烷对温室效应的影响程度。因此，控制甲烷的排放量，对抑制温室效应的作用非常重要。

煤炭开采利用是甲烷排放的主要活动之一，在开采、地面处理、选煤、运输以及终端利用的全过程中，煤中吸附的甲烷将会排放到大气中。煤层气开发利用对甲烷减排的作用主要体现在减少甲烷在煤炭地下采掘时的排放。

5.4.2.2. 中国煤层气生产对环境保护贡献的估算

（1）估算办法

根据清洁发展机制，开采单位煤层气产量的减排效益可以采用以下公式估算：

$$B_2 = Q \times C_J \times \rho_J \times E_{J\text{-}E} \times E_{E\text{-}T} \times P_T \times R \times 10^{-3} \quad (18)$$

式（18）中，B_2 表示煤层气开采对温室气体减排的效益，单位为元；Q 表示煤层气产量，单位为 m^3；C_J 表示煤层气中甲烷的平均含量；ρ_J 表示标准状态下甲烷的密度，单位为克/升；$E_{J\text{-}E}$ 表示造成同等温室效应下甲烷与二氧化碳的质量折算系数；$E_{E\text{-}T}$ 表示二氧化碳与其所含碳的质量折算系数；P_T 表示目前国际市场碳指标的价格，单位为美元/吨；R 表示美元对人民币的基准汇率，单位为人民币/美元。

（2）参数估算

①甲烷含量。地面开采的煤层气中含有其他杂质，需要提纯才能出售；一般情况下，煤层气的商品率为 95%。据此，甲烷含量以 93%计算。

②甲烷密度。甲烷密度以标准状态下甲烷密度计算，为 0.717 克/升。

③甲烷与二氧化碳的质量折算系数。煤层气通过地面钻井采出后，主要作为民用和工业用的燃料加以利用。煤层气燃烧后将产生二氧化碳，这部分二氧化碳在目前的条件下将被直接排空，估算甲烷与二氧化碳的质量折算系数时要排除这部分的二氧化碳。在不燃烧的情况下，同等温室效应的甲烷和二氧化碳的质量折算系数为 21。在燃烧的情况下，生成二氧化碳的质量可以通过甲烷质量乘以 44/16 获得，44/16 为二氧化碳和甲烷的分子质量之比。据此，在目前煤层气开发利用的方式下，甲烷和二氧化碳的质量折算系数为 18.25。

④二氧化碳与碳的质量折算系数。碳质量可以将二氧化碳质量乘以 12/44 即可，12/44 为碳对二氧化碳的分子质量之比。

⑤碳指标价格。目前国家碳指标价格为每吨为 5~10 美元，取平均值为每吨 7.5 美元。

⑥汇率。在本研究中，按合同要求美元对人民币的汇率采用 7.9 人民币/美元。

（3）效益估算结果

根据式（17）和参数估算结果，以 Q=1 计算，可以得出开发利用煤层气对

温室气体减排的效益约为 0.2 元/m^3。

5.4.3. 中国煤层气生产对能源安全的贡献

5.4.3.1. 煤层气生产对中国能源安全的作用

随着国民经济的发展，中国正在进入油气消费的快速增长阶段。2006 年，我国进口原油为 290 万桶/天，成品油近 100 万桶/天，石油净进口几乎占我国石油消费的一半。“十一五”期间，中国的石油供应将由以国内为主转变为以国外为主，过高的石油对外依存度意味着石油安全面临严峻挑战。为应对国际石油市场剧烈波动，提高应对突发事件的能力，保障国家石油安全，战略石油储备建设是必然选择。

煤层气用途与天然气基本相同，可以在一部分领域替代石油的功用，是石油的替代能源之一。得益于中国成熟的石油天然气工业，煤层气开发技术储备齐全，其中直井开采技术已经规范化和系统化。因此，煤层气是一种近期内最为现实的气源，具有巨大的开发潜力，可以可靠地缓解石油短缺的局面。煤层气开发利用对中国能源安全的作用主要体现在替代石油从而减少相应的战略石油储备上。

5.4.3.2. 煤层气生产对中国能源安全贡献的估算

（1）估算办法

煤层气长期稳定开发最直接的效益是可以缩减相应的战略石油储备规模，降低储备成本。因此，煤层气生产对中国能源安全的贡献由以下公式估算：

$$B_3 = Q \times C_s \times R \times E_{t\text{-}b}/E_{o\text{-}g} \quad (19)$$

式（19）中，B_3 表示煤层气开采对能源安全贡献的效益，单位元；Q 表示煤层气产量，单位 m^3；C_s 表示石油储备成本，单位美元/桶；R 表示美元对人民币的基准汇率，单位人民币/美元；$E_{t\text{-}d}$ 表示原油度量单位换算系数，桶/吨；$E_{o\text{-}g}$ 表示石油天然气当量换算系数，单位 m^3/吨。

（2）参数估算

①石油储备成本

石油储备成本主要包括基建成本、经营和管理成本、充油/再充油成本和抽油成本。中国石油储备处于起步阶段，缺乏相关的储备成本数据，以 PB-KBB 公司公布的亚太地区石油储备成本数据为基础计算。目前我国建设石油储备库为地上储罐类型，根据 PB-KBB 公司 1998 年公布的数据估算该类型石油储备成本。PB-KBB 公司设计模型的储备能力 1 亿桶，年限 40 年，基建成本 15.68 美元/桶，

经营与管理成本为 0.16 美元/桶/年，充油与再充油成本为 0.05 美元/桶，抽油成本为 0.07 美元/桶。如果某煤层气区块供气按照油气当量折算成石油，年产能为 1 亿桶，稳定生产 40 年，那么就可以节约一座同等规模的石油储备库，可计算每桶每年的平均基建成本为（15.68÷40）美元/桶/年，经营管理成本为 0.16 美元/桶/年，注入和采出成本年均额很小忽略不计，因此年均石油储备成本为（（15.68÷40）+0.16）美元/桶/年[20]。根据美国 1998 年~2006 年通货膨胀率，石油储备成本调整到 2006 年为 0.69 美元/桶/年。

②其他参数

美元对人民币的汇率采用 7.9 人民币/美元；吨桶换算单位按照国际平均标准 1 吨=7.3 桶；油气当量为 1225m^3/吨。

（3）效益估算结果

根据式（19）和参数估算结果，以 Q=1 计算，可以得出开发利用煤层气对能源安全贡献的效益约为 0.03 元/m^3。

5.5. 中国煤层气生产有利区域的选择

煤层气目标区的优选既要突出煤层气开发的经济价值，又要考虑到其作为资源的战略价值，选取净现值和煤层含气面积作为中国煤层气目标区优选的经济指标。基于全直井方案下的煤层气目标区经济评价结果和目标区的含气面积参数，选择经济效果好、资源潜力大的目标区作为中国煤层气生产的有利区域。通过进一步分析优选出的有利区域，选择其中的一个有利区域作为煤层气先导性试验的实施地点。

5.5.1. 主要经济指标及排序优选方法

5.5.1.1. 主要经济指标

（1）净现值

净现值是煤层气目标区优选的基本指标，它是指评价期内每年发生的净现金流量按一定的折现率折现到期初的现值累加值，反映了煤层气开发的经济价值。当 NPV>0 时，此目标区的开发可以获得超额收益；当 NPV=0 时，此目标区的开发只能获得最低期望的收益；当 NPV<0 时，此目标区开发不能获得理想的收益。

（2）地质储量

煤层气的地质条件和市场条件已经在净现值指标中得到体现，煤层气的资源条件可以由地质储量体现。煤层地质储量的大小，不仅决定了煤层气可以开发的

规模，也反映了煤层气资源的战略价值。

5.5.1.2. 中国煤层气目标区排序和优选方法

（1）中国煤层气目标区排序方法

由于不考虑资金的约束，按照 NPV 的大小排列优先顺序，可以保证获得最大的经济效益。首先排列基准折现率为 12%时 NPV>0 的目标区，然后排列基准折现率为 12%时 NPV<0 且基准折现率为 10%时 NPV>0 的目标区，再次排列基准折现率为 10%时 NPV<0 且基准折现率为 8%时 NPV>0 的目标区，最后排列基准折现率为 8%时 NPV<0 的目标区。

在根据 NPV 进行排序的基础上还要按照目标区煤层气地质储量的大小进行调整，需要根据地质储量的等级分组。根据《煤层气资源/储量规范》中对煤层气储量、储量丰度规模划分的标准，把煤层气目标区的煤层气储量规模划分如下，见表 5.40。

5.40 中国煤层气地质储量规模分类表

地质储量（10^8m^3）	等级
≥3000	特大型
300~3000	大型
30~300	中型
<30	小型

（2）中国煤层气目标区优选方法

①煤层气目标区综合分级方案

根据煤层气目标区的地质储量规模和经济评价结果，将煤层气目标区划分为优先开发、次优先开发、需要技术研发、可开发但效益处于经济边界、暂不开发和需要进一步研究等 6 个等级，具体分级见表 5.41。

②需要进一步财政支持的煤层气目标区的选择

煤层气开发具有社会效益显著和产业发展初期经济效益比较低下的特点，因此需要国家提供有利政策促进煤层气产业的形成和发展。目前中国煤层气开发已经享受了非常优惠的税收政策和一定的政府补贴，这在净现值的计算中已经得到体现。对于税收已经很难再有减免的空间，需要对政府补贴的力度进行分析。通过对煤层气生产社会效益的估算，其对煤矿安全生产、温室气体减排和能源安全的贡献已达 0.28 元/m^3。我们将以此为依据，分析增加 0.08 元政府补贴对煤层气

目标区经济评价结果的影响，找出需要政府财政支持开发的区块。

表 5.41 煤层气目标区综合分级方案

分级	开发决策	财务净现值	地质储量（10^8m^3）
A	优先开发	NPV（i=12%）≥0	≥3000
B	次优先开发	NPV（i=12%）≥0	<3000
C	技术研发	NPV（i=12%）<0，NPV（i=10%）≥0	≥300
D	处于经济边界	NPV（i=12%）<0，NPV（i=10%）≥0	<300
		NPV（i=10%）<0，NPV（i=8%）≥0	≥300
E	暂不开发	NPV（i=10%）<0	<300
		NPV（i=8%）<0	300~3000
F	需要进一步研究	NPV（i=8%）<0	≥3000

5.5.2. 中国煤层气目标区排序与优选

5.5.2.1. 中国煤层气目标区排序

根据煤层气地质储量分级和煤层气目标区净现值，各级煤层气目标区按净现值排序结果分别见表 5.42，表 5.43，表 5.44。

表 5.42 特大型煤层气目标区按净现值排序

序号	1	2	3	4	5	6
目标区	阳泉	晋城	和顺-左权	潞安	霍东	大城
序号	7	8	9	10	11	12
目标区	淮南	韩城	织那	六盘水	府谷	贵阳
序号	13	14	15		16	17
目标区	三交北	柳林	鄂尔多斯盆地侏罗系		宣威	兴义

表 5.43 大型煤层气目标区按净现值排序

序号	1	2	3	4	5	6
目标区	淮北	蓟玉	宁武	焦作	连邵	霍州
序号	7	8	9	10	11	12
目标区	太原西山	宣下	丰城	鸡西	红阳	双鸭山
序号	13	14	15	16	17	18
目标区	白杨河	恩洪	安阳-鹤壁	呼和湖凹陷	勃利	峰峰
序号	19	20	21	22	23	24
目标区	天府	铜川	乡宁	松藻	霍林河	黔西北

表 5.44 中型煤层气目标区按净现值排序

序号	1	2	3	4	5	6
目标区	铁法	阜新	鹤岗	兴隆	柳江	大青山
序号	7	8	9	10	11	12
目标区	灵山	开滦	临城	红茂	汝箕沟	桌子山
序号	13	14	15	16	17	18
目标区	呼鲁斯太	石嘴山	乐平	艾维尔沟	罗城	圭山
序号	19	20				
目标区	沥鼻峡	合山				

5.5.2.2. 中国煤层气目标区分级优选

（1）煤层气目标区综合分级结果

根据煤层气目标区综合分级方案，中国煤层气目标区综合分级结果见表 5.45。

表 5.45 中国煤层气目标区综合分级结果

分级	开发决策	煤层气目标区
A	优先开发	阳泉、晋城、和顺-左权、潞安、霍东、大城、淮南、韩城
B	次优先开发	淮北、蓟玉、宁武、焦作、连邵、霍州、太原西山、宣下、丰城、鸡西、铁法、阜新、红阳、鹤岗、兴隆、双鸭山、白杨河、柳江、恩洪、大青山、安阳-鹤壁、灵山、开滦、临城、呼和湖凹陷、勃利
C	需要技术研发	峰峰、织那、六盘水
D	处于经济边界，需要气价、市场等因素发生大幅度有利变化才可以考虑开发	红茂、府谷、贵阳、三交北、柳林
E	暂不考虑开发	汝箕沟、桌子山、呼鲁斯太、石嘴山、乐平、艾维尔沟、罗城、天府、圭山、沥鼻峡、合山、铜川、乡宁、松藻、霍林河、黔西北
F	需要进一步研究	鄂尔多斯盆地侏罗系、宣威、兴义

（2）需要进一步财政支持的煤层气目标区

在增加政府财政补贴 0.08 元的情况下，表 5.45 种所示的中国煤层气目标区由不具有经济效益转变为具有一定的经济效益。

图 5.45 需要进一步财政支持的煤层气目标区

目标区	现有产业政策		增加 0.08 元补贴后		ΔNPV（万元）
	NPV（i=12%）（万元）	分级	NPV（i=12%）（万元）	分级	
峰峰	-23875.08	C	33986.16	B	57861.24
六盘水	-35688.58	C	9586.75	A	45275.33
织那	-34007.23	C	11318.82	A	45326.05
红茂	-5038.76	D	8480.03	B	13518.80

参考文献

[1] 崔民选.2007 中国能源发展报告[M].北京:社会科学文献出版社,2007.

[2] 李文阳,王慎言,赵庆波.中国煤层气勘探与开发[M].中国矿业大学出版,2003.8.

[3] 张遂安.一次能源消费市场中煤层气竞争力的分析[J].中国煤层气,2006,3(3).

[4] 国家发改委.能源发展“十一五”规划[EB/OL]. http://www.sdpc.gov.cn/zjgx/P020070410516458967992.pdf/2007-04.

[5] 王庆一.中国能源现状与前景[J].中国煤炭,2005,(02).

[6] 吴道荣.煤炭经济形势“十五”回顾与“十一五”展望[J].中国煤炭,2005,31(12).

[7] 蔡廷永.攻克复杂气藏开发技术难关[EB/OL]. http://www.sinopecnews.com.cn/editor/2006-08/10/content_398766.htm/2006-08-10.

[8] 李艳红,张遂安,王辉.煤层气开发项目经济评价中地质条件影响分析[J].中国煤层地质,2000,12(2).

[9] 丁良堂. 吐哈盆地煤层气勘探经济评价探讨[J].吐哈油气,2007,(2).

[10] 周晓梅,徐龙君,鲜学福等. 煤层气开发利用的经济效益分析[J]. 重庆大学学报(自然科学版),2006,(11).

[11] 慕庆国.煤层气开发与利用中经济评价研究[J].中国矿业,2006,(8).

[12] 范文科,王一兵,鲜保安等.沁水煤层气田开发可行性研究[J].天然气工业,2006,(4).

[13] 王平利,刘启浩,朱才斌.基于外部性内部化的煤层气项目综合经济评价模型[J].天然气工业,2006,(3).

[14] 黄盛初,周心权.煤矿瓦斯抽采利用项目经济评价模型[J].中国煤炭,2005,(8).

[15] 王宪花,卢霞,蒋卫东等.沁水煤层气田樊庄区块煤层气开发经济评价[J].天然气工业,2004,(5).

[16] 张遂安,王竹平,李艳红.煤层气开发项目经济评价方法与预测模型[J].中国矿业大学

学报,2004,(3).
[17] 杨永国,秦勇.煤层气项目经济评价系统模型及应用研究[J].煤炭学报,2004,(2).
[18] 袁正赟,张晓军.对煤层气开发利用的经济评价分析[J].煤炭经济研究,2004,(4).
[19] 杨永国,王桂梁,秦勇等.煤层气项目经济评价方法及应用研究[J].中国矿业大学学报(自然科学版),2001,(2).
[20] 张新安.战略石油储备的成本-效益分析[J].国土资源情报,2000,(3).

第 6 章 中国煤层气有利目标区介绍及先导性试验建议

在经济优选中，结论为优先开发和次优先开发的煤层气目标区是经济上有利，值得进一步开展工作的地区。在这些煤层气目标区中选择勘探认识程度高、煤层气地质条件与市场条件好，而且没有进行过先导性试验的目标区作为推荐地区，进一步的先导性试验将为当地煤层气的规模化开发积累宝贵的地质、生产数据，提供有益的开发经验。

6.1. 中国煤层气有利目标区介绍

6.1.1. 华北地区煤层气有利目标区

6.1.1.1. 华北地区阳泉目标区

阳泉目标区位于山西省阳泉市，处于太原市和石家庄市的中间位置。区内属暖温带半湿润大陆性季风气候，四季分明，日照充足，昼夜温差大。区内交通十分便利，铁路、公路发达。

阳泉目标区煤层气市场条件较好，其邻近的太原市和石家庄市经济发达，人口稠密，对清洁能源的需求强劲。“西气东输”天然气管线和陕京天然气管线为阳泉目标区的规模化商业开发创造了良好的煤层气运输条件。

在对阳泉目标区的经济评价中，当气价为 1.0 元/m^3、补贴为 0.2 元/m^3、基准折现率为 12%、评价期为 31 年（以下目标区均使用此条件）、稳产期单井产能为 2718m^3/d、针对阳泉、太原、晋中市销售时，该目标区开发的财务净现值为 314,384.03 万元。

6.1.1.2. 华北地区晋城目标区

晋城目标区位于山西省沁水盆地南部，主体属于丘陵山地，海拔多在 600m~1000m 之间，大陆性气候，昼夜温差较大，年平均气温 11.7℃，霜冻期为 11 月~次年 3 月，冻土层最大厚度 42cm[1]。区内交通十分便利，铁路、公路发达。

晋城目标区的煤层气市场条件较好，其所在地山西省和邻近的河南省、河北省都是天然气供求缺口较大的地区。从本地的实际销售情况看，晋煤集团在本目标区开采的煤层气已经向山西省的晋城、长治、太原以及河南省的郑州、焦作、开封等城市销售[2]。此外，“西气东输”天然气管线和陕京天然气管线以及中联公司正在建设的“端氏-晋城-博爱”煤层气管线为晋城目标区的规模化商业开发创造了良好的运输条件。

在对晋城目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2278m^3/d、针对晋城、长治、焦作、郑州市销售，该目标区开发的财务净现值为 260,321.21 万元。

晋城目标区是目前中国煤层气地质条件最好、活动最集中的地区，大量勘探和小规模商业开发的实践也表明，晋城目标区是目前中国煤层气勘探开发的最有利地区之一。

6.1.1.3. 华北地区和顺-左权目标区

和顺-左权目标区位于山西省中部的和顺县和左权县。区内交通以公路为主，阳泉至黎城干线公路途经目标区，乡镇大都有简易公路相连，但部分山区交通不发达。

和顺-左权目标区的煤层气市场条件较好，其所在地山西省和邻近的河南省、河北省都是天然气供求缺口较大的地区。“西气东输”天然气管线和陕京天然气管线为和顺-左权目标区规模化商业开发创造了良好的煤层气运输条件。

在对和顺-左权目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 1385m^3/d、针对阳泉、太原、晋中市销售时，该目标区开发的财务净现值为 228,286.08 万元。

和顺-左权目标区与阳泉目标区的目标市场重叠，且在综合排序中，位置靠后。因此，在进行开发决策时，需要考虑阳泉目标区对市场的占用情况。当阳泉目标区已经占用目标市场时，该目标区开发的经济效益将低于本研究中的经济评价结果，应积极开拓市场，以提高经济效益。

6.1.1.4. 华北地区潞安目标区

潞安目标区位于山西省沁水盆地东部，属丘陵山地地形。区内属大陆性气候，昼夜温差大。区内交通十分便利，铁路、公路发达。

潞安目标区的煤层气市场条件较好，其所在地山西省和邻近的河南省、河北省都是天然气供求缺口较大的地区。“西气东输”天然气管线和陕京天然气管线为潞安目标区的规模化商业开发创造了良好的煤层气运输条件。

在对潞安目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2129m^3/d、针对长治市、晋城、焦作、郑州市销售时，该目标区开发的财务净现值为 198,094.1 万元。

潞安目标区与晋城目标区的目标市场重叠，且在综合排序中，位置靠后。因此，在本地和邻近市场需求不足时，应积极考虑通过管道外输，以提高经济效益。

6.1.1.5. 华北地区霍东目标区

霍东目标区位于山西省中南部的霍山东麓，地跨平遥县、长治市沁源县、临

汾地区古县、安泽县，地势北高南低，沟谷纵横，地形复杂。区内交通以公路为主，乡镇间均有简易公路相连。

霍东目标区的煤层气市场条件较好，其所在地山西省和邻近的河南省、河北省都是天然气供求缺口较大的地区。“西气东输”天然气管线和陕京天然气管线为霍东目标区的规模化商业开发提供了良好的煤层气运输条件。

在对霍东目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2114m^3/d、当针对临汾市、太原市销售时，该目标区开发的财务净现值为 195,393.88 万元。

太原市同为霍东目标区和阳泉、和顺-左权目标区的目标市场，当后者已经占用太原市场时，应在充分利用临汾市场的基础上，考虑通过管道外输，提高经济效益。

6.1.1.6. 华北地区大城目标区

大城目标区处于华北平原腹地，东距天津70公里，北距北京160公里。区内交通十分便利，廊坊-泊头公路、天津-保定公路穿过目标区，县乡公路四通八达。

大城目标区经济发达，人口稠密，对煤层气需求量极大。此外，陕京天然气管线为大城目标区的规模化商业开发创造了良好的煤层气运输条件。

在对大城目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2275m^3/d、针对唐山、廊坊市销售时，该目标区开发的财务净现值为 194,396.2 万元。

6.1.1.7. 华北地区韩城目标区

韩城目标区位于陕西省渭南市，属低山、丘陵地形。区内地势北高南低、西高东低，地面条件较好。韩城目标区内交通十分便利，铁路、公路发达。

韩城目标区尚未实现煤层气的商业化销售，但其区内的韩城市、邻近的西安市具有很大的煤层气消费潜力。此外，“西气东输”天然气管线可以为韩城目标区的规模化商业开发创造良好的煤层气运输条件。

在对韩城目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2029m^3/d、针对韩城、西安、渭南市销售时，该目标区开发的财务净现值为 45,628.12 万元。

6.1.1.8. 华北地区蓟玉目标区

蓟玉目标区地跨河北省唐山市和天津市，地势北高南低。区内属南温带亚干旱气候，夏季炎热多雨，冬季寒冷干燥。区内交通十分便捷，京山、京秦铁路贯穿目标区，公路四通八达。

蓟玉目标区经济发达，人口稠密，对煤层气需求量极大。此外，陕京天然气

管线可以为蓟玉目标区的规模化商业开发提供良好的煤层气运输条件。

在对蓟玉目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 1913m^3/d、针对唐山市销售时，该目标区开发的财务净现值为 163,570.08 万元。

唐山市也是大城目标区的目标区市场之一，且蓟玉目标区较大城目标区排序靠后。因此，开发该目标区时，应充分利用本地区社会经济发达的优势，进一步开拓本地市场，提高经济效益。

6.1.1.9. 华北地区宁武目标区

宁武盆地在行政区划上隶属山西省宁忻州市宁武县、原平县、神池县、静乐县、娄烦县、岚县地区，属山间构造小盆地[2]。区内属于温带大陆性气候，冬季漫长而寒冷，春季干旱少雨，夏季温和无酷暑，凉爽多雨。宁武盆地内交通比较便利，铁路、公路比较发达。忻州距太原仅 75 公里，是太原的郊区卫星城市，交通十分便利，京原、北同蒲铁路干线、108 国道穿越全境。目前中国石油正在宁武盆地南部地区进行煤层气的勘探工作。

宁武目标区尚未实现煤层气的商业化销售，但其地处忻州市，邻近大同、塑州市，对清洁能源的需求强烈，煤层气市场潜力很大。此外，该目标区的煤层气也可以利用陕京管线外输。

在对宁武目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2464m^3/d、针对大同、塑州市销售时，该目标区开发的财务净现值为 139,574.52 万元。

6.1.1.10. 华北地区焦作目标区

焦作目标区位于河南省太行山麓含煤区南部焦作市内。区内属于暖温带半湿润半干旱气候，气候温和，日照充足，降水丰沛。焦作有便利的交通条件，境内有焦作-枝城、焦作-太原、焦作-新乡、月山-侯马四条铁路线，和焦作-郑州、焦作-晋城两条高速。目前，河南省已经成立河南省煤层气开发利用有限公司对焦作的煤层气开展勘探开发工作。

焦作目标区尚未实现煤层气的商业化销售，但其地处焦作市，邻近郑州市和山西省，对清洁能源的需求强烈，市场潜力很大。此外，该目标区的煤层气也可以利用“西气东输”管线外输。

在对焦作目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2154m^3/d、针对焦作、郑州、晋城市销售时，该目标区开发的财务净现值为 136,160.91 万元。

焦作目标区与晋城、潞安目标区的目标市场重叠，且在综合排序中位置靠后。

因此，开发该目标区时，应发挥地理位置优势，充分利用焦作市场，并考虑通过管道外输，提高经济效益。

6.1.1.11. 华北地区霍州目标区

霍州目标区位于山西省中南部，地跨霍州、汾西、洪桐、浦县四县市，地势北高南低，以低山和丘陵地形为主。区内交通便利，南同浦铁路和 108 国道贯穿目标区。

霍州目标区的煤层气市场条件较好，其所在地山西省和邻近的河南省、河北省都是天然气供求缺口较大的地区。此外，陕京天然气管线为霍州目标区的规模化商业开发创造了良好的煤层气运输条件。

在对霍州目标区经济评价中，在稳产期单井产能为 2108m^3/d、针对霍州、临汾、晋中市销售时，该目标区开发的财务净现值为 112,948.4 万元。

临汾、晋中市也是一些在综合排序中位置较霍州目标区位置靠前的其他煤层气目标区的目标市场。因此，开发该目标区时，应发挥地理位置优势，充分利用霍州市场，并考虑通过管道外输，开拓其他市场。

6.1.1.12. 华北地区太原西山目标区

太原西山目标区位于山西省中部吕梁山东麓、太原盆地西侧。太原西山目标区内交通十分便利，铁路、公路发达。

太原西山目标区尚未实现煤层气的商业化销售，但其紧邻太原等大型城市以及“西气东输”管线和陕京管线，因此市场条件较好。

在对太原西山目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2108m^3/d、针对太原市销售时，该目标区开发的财务净现值为 109,515.87 万元。

太原市也是阳泉、晋城等目标区的目标市场，且后者在综合排序中位置靠前。因此，开发该目标区时，应考虑利用管道外输，以提高经济效益。

6.1.1.13. 华北地区宣下目标区

宣下目标区地处张家口市，区域地形复杂，山峦起伏，丘陵与河谷盆地相间分布。区内属大陆性气候，四季分明，雨热同季，昼夜温差大，冬季寒冷，夏季凉爽。张家口市交通便捷，北京-包头、大同-秦皇岛铁路从城市南部横贯东西；110、112、207 国道穿过市区。

宣下目标区尚未实现煤层气商业化开发，但其地处张家口市，对清洁能源需求强烈，煤层气市场潜力很大。

在对宣下目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2168m^3/d、针对张家口、唐山市销售时，该目标区开发的财务净现值为 99,921.05 万元。

唐山市也是大城目标区的目标市场之一，且在综合排序中大城目标区位置靠前。因此，当唐山市场需求不足时，应发挥地理位置优势，充分利用张家口市场，并积极开拓其他市场。

6.1.1.14. 华北地区兴隆目标区

兴隆目标区位于承德市，处于华北和东北两个地区的连接过渡地带。区内属于寒温带、半干旱向半湿润过度的大陆性季风型气候，具有四季分明、雨热同期、昼夜温差大的特点。承德是连接华北、东北、西北的区域性中心城市，交通便利，公路、铁路发达。

兴隆目标区尚未实现煤层气的商业化开发，但其地处京津塘地区，紧邻唐山、秦皇岛、张家口等城市，对清洁能源的需求强烈，煤层气市场潜力很大。

在对兴隆目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2615m^3/d、针对唐山市销售时，该目标区开发的财务净现值为 35,352.64 万元。

兴隆目标区在综合排序中排名靠后，其目标市场也与大城、蓟玉等目标区的目标市场重叠。因此，当唐山市场需求不足时，应充分利用本地区社会经济发达的优势，开拓新市场，以保证经济效益。

6.1.1.15. 华北地区柳江目标区

柳江目标区位于秦皇岛北部的柳江盆地，地势北高南低。区内属暖温带半湿润大陆性季风气候，气候比较温和。区内交通便利，京沈、京秦、大秦铁路和 102、105 国道贯通秦皇岛全境，以秦皇岛为中心的公路非常发达。

柳江目标区尚未实现煤层气的商业化销售，但其地处京津塘地区，人口稠密经济发达，能源供应紧张，对清洁能源的需求强烈，因此可以判断煤层气市场潜力很大。

在对柳江目标区的经济评价中，当气稳产期单井产能为 1998m^3/d、针对秦皇岛市销售时，该目标区开发的财务净现值为 30,288.45 万元。

6.1.2. 华东地区煤层气有利目标区

6.1.2.1. 华东地区淮南目标区

淮南目标区位于安徽省中部，主要属丘陵地形。区内气候温和、四季分明、雨量充沛。区内交通便利，公路、铁路发达。

淮南目标区尚未实现煤层气的商业化销售，但淮南地区地理位置十分优越，经济发达，人口稠密，对清洁能源的需求强烈，市场潜力很大。

在对淮南目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2182m^3/d、针对淮南、蚌埠市销售时，该目标区开发的财务净现值为 146,458.76 万元。

6.1.2.2. 华东地区淮北目标区

淮北目标区位于安徽省北部，北与江苏省徐州市相邻，西与河南省永城相邻。区内交通十分便利，陇海铁路、京沪铁路、京九铁路、徐阜铁路穿过目标区，公路发达。目前淮北矿业集团已经实现利用井下抽采煤层气进行发电，并正在进行地面钻井抽采和采动区钻井抽采的实验活动。

淮北目标区尚未实现煤层气的商业化销售，但淮北地区地理位置十分优越，经济发达，人口稠密，对清洁能源的需求强烈，市场潜力很大。

在对淮北目标区的经济评价中，稳产期单井产能为2299m^3/d、针对淮北、徐州、宿州市销售时，该目标区开发的财务净现值为180,245.71万元。

6.1.3. 东北地区煤层气有利目标区

6.1.3.1. 东北地区鸡西目标区

鸡西目标区位于黑龙江省东南部。区内交通便捷，公路比较发达。目前龙煤矿业集团鸡西分公司正在进行井下抽采煤层气的综合利用活动；鸡西矿业集团正在利用井下抽采的煤层气发电。

鸡西目标区具有良好的煤层气利用市场潜力，其覆盖的鸡西、七台河市主要以煤炭为主要燃料，对清洁能源的需求十分强烈。

在对鸡西目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2029m^3/d、针对七台河、鸡西市销售时，该目标区开发的财务净现值为 54,990.91 万元。

6.1.3.2. 东北地区铁法目标区

铁法目标区位于铁法市。区内属北温带半湿润季风大陆性气候，夏热多雨、日照充足、春多大风、寒冷期长。区内交通便利，铁路、公路十分发达。铁煤集团在区内进行的井下煤层气抽放已经实现商业化销售。

铁法目标区地理位置非常优越，本地的铁岭、铁法市对煤层气的需求十分强烈，煤层气市场条件很好。

在对铁法目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2506m^3/d、针对铁岭、铁法市销售时，该目标区开发的财务净现值为 47,831.77 万元。

6.1.3.3. 东北地区阜新目标区

阜新目标区位于辽宁省阜新盆地，地处阜新市，介于沈阳、锦州之间。区内属北温带大陆性季风气候，光照充足，四季分明，寒暑宜人。区内交通非常便利，高等级公路纵横交错，阜新-沈阳、阜新-锦州高速公路把阜新和沈阳、锦州连在一起。阜新目标区煤层气勘探工作开展较早，目前阜矿集团已经实现井下抽采煤层气和小规模地面井网抽采煤层气的商业化生产。

阜新市对清洁能源的需求旺盛，政府业已制定出煤层气的利用规划，以满足居民和工业用户对煤层气的需求。利用规划逐步实施后，阜新目标区煤层气可以实现全部销售。

在对阜新目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2619m^3/d、针对阜新市销售、基准折现率为 12%时，该目标区开发的财务净现值为 47,375.09 万元。

6.1.3.4. 东北地区红阳目标区

红阳目标区位于沈阳市南 20km，属山地、丘陵地带。区内属于温带半湿润大陆性气候，降水集中，温差较大，四季分明。沈阳是东北地区的交通中枢，公路、铁路十分发达。

红阳目标区尚未实现煤层气的商业化开发，但其紧邻沈阳等大中城市，人口稠密，交通发达，对清洁能源的需求强烈，市场潜力很大。

在对红阳目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2048m^3/d、针对沈阳、辽阳市销售年时，该目标区开发的财务净现值为 40,819.86 万元。

6.1.3.5. 东北地区鹤岗目标区

鹤岗目标区位于黑龙江省鹤岗市，地处小兴安岭向三江平原过渡地带，北隔黑龙江与俄罗斯相望，东南临松花江与佳木斯接壤，西屏小兴安岭与伊春为邻。区内气候为温带大陆性季风气候，光照充足，四季分明，寒暑宜人。区内交通比较便捷，鹤岗-伊春公路、鹤岗-佳木斯公路、鹤岗-萝北公路连接鹤岗与周边城市，铁路运输也可以直达哈尔滨、大连等城市。目前鹤岗矿业集团有限责任公司聚源煤层气有限责任公司、龙煤矿业集团鹤岗分公司正在此目标区进行井下抽采煤层气的商业化利用活动。

鹤岗目标区煤层气开发具有十分理想的市场条件，仅鹤岗、佳木斯两市就具有很大的煤层气需求潜力。

在对鹤岗目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 1929m^3/d、针对鹤岗、

佳木斯销售时，该目标区开发的财务净现值为 36,733.27 万元。

6.1.3.6. 东北地区双鸭山目标区

双鸭山目标区位于黑龙江省东北部完达山脉北部安邦河畔的双鸭山市。区内地处中高纬度，属寒温带大陆性季风气候，冬季长、寒冷干燥，夏季短、温热多雨。双鸭山市交通比较便捷，铁路、公路比较发达。

双鸭山目标区煤层气开发具有理想的市场条件，其所在的双鸭山市具有较大的煤层气需求潜力。

在对双鸭山目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 1936m^3/d、针对双鸭山、佳木斯市销售年时，该目标区开发的财务净现值为 35,182.3 万元。

佳木斯市也是鹤岗目标区的目标市场之一，且双鸭山目标区较鹤岗目标区在综合排序中的位置靠后。考虑到鹤岗目标区对佳木斯市场的占用，开发双鸭山目标区的经济效益会低于本研究中的经济评价结果。因此，应在充分利用双鸭山市场的基础上，积极开拓新市场，提高经济效益。

6.1.4. 华中地区煤层气有利目标区

6.1.4.1. 华中地区连邵目标区

连邵目标区位于湘中地区，半山半丘陵地形。区内属中亚热带大陆性季风湿润气候，光照充足，温度适宜，四季分明，夏少酷热，东少严寒。区内交通比较便利，湘黔铁路、207 国道、320 国道在此穿过，省道、县道也十分发达。

连邵目标区位于湖南省中部，人口密集，经济比较发达，煤层气市场可以覆盖长沙、娄底、邵阳等大中型城市，煤层气市场潜力较大。

在对连邵目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 1957m^3/d、针对娄底、邵阳、长沙市销售时，该目标区开发的财务净现值为 118,983.95 万元。

6.1.4.2. 华中地区丰城目标区

丰城目标区地处赣江中下游鄱阳湖盆地的丰城市，属丘岗地、平原地形。区内属于亚热带湿润气候，四季分明，气候温和，雨量充沛，日照充足。该目标区地理位置优越，交通十分便捷。

丰城目标区尚未实现煤层气的商业化销售，但丰城市及周边的南昌、新余、宜春等城市，人口稠密，经济发达，对清洁能源的需求强烈，市场潜力很大。

在对丰城目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 1584m^3/d、针对丰城、南昌、新余、宜春市销售时，该目标区开发的财务净现值为 62,765.15 万元。

6.1.5. 西部地区煤层气有利目标区

6.1.5.1. 西北地区白杨河目标区

白杨河目标区位于乌鲁木齐市东北，乌鲁木齐河与白杨河之间。目标区内属丘陵地带，地势南高北低、东高西低。区内自西向东发育有乌鲁木齐河、水磨沟、铁厂沟及白杨河等小河流，河水平日水量不大，但春季融雪期及夏季暴雨季节会有洪水[1]。区内属中温带大陆性干旱气候，春秋两季较短，冬夏两季较长，昼夜温差大，降水较少。区内交通便利，兰州-新疆铁路以及其西延部分由目标区西面通过，以乌鲁木齐为中心的公路非常发达[1]。目前中国石油正在此目标区进行勘探工作。

新疆地区经济相对落后，而且煤炭、石油、天然气非常丰富，本地对煤层气的需求较小。但是该目标区邻近西气东输管线，可以作为传统天然气的替代气源，因此具备了良好的外输条件。

在对白杨河目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2028m^3/d、通过“西气东输”管线外输时，该目标区煤层气开发的财务净现值为 33,740.11 万元。

6.1.5.2. 西南地区恩洪目标区

恩洪目标区位于云南省曲靖市麒麟区和富源县境内，属高原山区。区内气候属北亚热带季风气候，夏无酷暑，冬无严寒，干湿季节分明，时有干旱、洪涝、冰雹、霜冻、低温冷害、龙卷风等灾害性天气出现。区内交通较为便利，有公路与邻近市县相通。2002 年中联公司与美国远东能源公司开始在目标区合作进行勘探工作。

云南省目前主要利用煤炭资源和水力资源，油气资源非常缺乏，成品油全部依靠省外调入，对清洁能源的需求强烈[4]。恩洪目标区邻近昆明、玉溪、曲靖等大中型城市，人口稠密，经济发达，是云南省的经济中心，也是能源消费中心，煤层气需求潜力巨大[5]。

在对恩洪目标区的经济评价中，稳产期单井产能为 2059m^3/d、针对昆明、曲靖、六盘水市销售时，该目标区开发的财务净现值为 16,945.2 万元。

在上面介绍的有利煤层气目标区中，除宣下、红阳、白杨河和兴隆等目标区在评价期内充分利用了自身赋存的煤层气资源以外，其他目标区在评价期结束后还具有一定数量的煤层气资源，特别是阳泉、晋城、韩城等特大型目标区，评价期后剩余的煤层气资源量仍然巨大。因此，在开发这些有利目标区时，应积极拓

展市场，以实现更大的经济效益。

6.2. 煤层气先导性试验建议

在有利目标区中选择先导性试验区需要遵循以下原则：目标区尚未进行过煤层气先导性试验；目标区已经进行过煤层气资源勘探评价工作具备进行先导性试验的条件；目标区具有较好的市场条件。通过对排序靠前的煤层气有利目标区的综合分析，目前晋城、阳泉、霍东、潞安、和顺-左权等目标区均位于山西省沁水盆地，已经存在多处先导性试验；大城和淮南目标区的煤层气资源勘探评价工作尚不能完全满足实施先导性试验的需要；排序第 8 的韩城目标区具备了相应基础条件，建议选择此目标区进行煤层气先导性试验。

6.2.1. 韩城目标区进行煤层气先导性试验的基础条件

韩城目标区是中国煤层气勘探活动开展较早的地区之一，从 20 世纪 80 年代中期开始，许多企业和研究机构对该地区的煤层气资源进行过勘探评价工作。通过大量的前期工作，初步明确了韩城目标区的煤层气地质特征、煤储层特征等地质参数，有的煤层气企业也已经获得了煤层气探明地质储量。此外，韩城目标区本地市场条件较好，可以满足煤层气销售的需要。大量的前期工作和良好的市场条件为韩城目标区进行煤层气先导性试验打下了坚实的基础。

6.2.2. 韩城目标区煤层气先导性试验方案的概念设计

在先导性试验方案的概念设计中，将基于韩城目标区的煤层气地质特征、煤储层特征等因素，结合中国煤层气现有的技术条件和韩城目标区的市场条件，确定先导性试验方案。

6.2.2.1. 开发目的层位

韩城地区发育有三个主要的可采煤层，即山西组的 3 号煤、太原组的 5 号和 11 号煤，它们也是煤层气开发的主要目的煤层。煤层埋藏深度为 300m~900m，煤层间距在 20m~40m。

6.2.2.2. 钻井工程方案

（1）钻井类型

目前，中国煤层气活动中可见的钻井类型有直井、丛式井和水平井。根据该地区的煤层气地质条件以及不同钻井类型的经济性，认为地面垂直钻井比较适合该地区的煤层气先导性试验。

（2）钻井技术

根据目前中国煤层气钻井技术的适用性和成熟程度以及该地区的煤层气地质条件，认为地面垂直钻井以清水钻井为主、空气钻井为辅；固井采用低密度水泥浆固井；增产以水力携沙压裂、氮气泡沫压裂为主。

（3）开发井网

该地区地质构造比较简单，地层平缓，煤层气埋藏浅且稳定，地表以低山丘陵为主，借鉴沁水盆地煤层气开发的经验认为矩形井网比较适合该地区的煤层气先导性试验。通过经济分析，确定采用 300m×350m 的井间距。

6.2.2.3. 地面工程方案

（1）地面集输

根据煤层气井的井间距小、单井产量低、井口压力低等特点，煤层气集输多采用低压集气、单井简易计量、多井单管串接、集中脱水处理的地面集输工艺技术，采用“井口-采气管线-集气站-集中处理厂”的集输工艺流程。煤层气首先从井口通过采气管线，靠自身压力输送到集气站，在集气站进行分离、增压等处理，然后通过集气管线输送到集中处理厂，进行深度脱水、增压等处理，为外输提供合格的煤层气。

（2）外输

目前该目标区尚无地区性煤层气输送管线，也没有支线管道与西气东输管线相连，所以外输仍然以槽车运输为主。根据煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划，如果该地区煤层气先导性试验进展顺利，中国政府可能会支持建设输气能力为 $5\times10^8 m^3$ 的“韩城-侯马-临汾”煤层气专用长输管道。

6.2.2.4. 开发周期

根据产量数值模拟的结果，考虑到该区煤层含气性、含气饱和度、煤层厚度等方面的实际情况，确定该区煤层气单井生产年限为 15 年。根据先导性试验的规模不同，建设期可以设计为 1 年或 2 年；不考虑接替的情况下，生产期设计为 15 年，据此整个先导性试验的周期为 16 年或 17 年。

6.2.3. 韩城目标区煤层气先导性试验的投资与成本估算

煤层气先导性试验的规模、地面工艺优化等因素会对投资与成本产生影响，但是由于中国煤层气成功的开发生产活动较少，无法量化以上因素对投资与成本的影响，所以暂不考虑以上因素的影响。

6.2.3.1. 投资估算

根据与沁水盆地煤层气开发基础数据的类比，该地区地面垂直钻井的单位投资约为 173 万元/口，首次建设地面工程的单位投资约为 1009.8 万元/km^2。其他投资（含流动资金）可以按照固定资产投资的 6%估算。在煤层气先导性试验规模为 100 口井并且全部以自有资金建设的情况下，建设总投资约为 2.9 亿元。

6.2.3.2. 成本估算

根据与沁水盆地煤层气开发基础数据的类比，该地区煤层气开发中的单位经营成本约为 0.384 元/m^3。

参考文献

[1] 王红岩,刘洪林,赵庆波等.煤层气富集成藏规律[M].北京：石油工业出版社,2005.3.

[2] 叶建平,范志强.中国煤层气勘探开发利用技术进展[C].北京:地质出版社,2006.9.

[3] 张新民,庄军,张遂安.中国煤层气地质与资源评价[M].北京:科学出版社,2002.

[4] 聂俊丽,邓明国.恩洪矿区煤层气资源评价及开发利用前景[J].贵州科学,2007,25(S).

[5] 赵有洲,桂宝林,罗启亮. 恩洪煤田南部煤层气勘探项目总结[J].云南地质,2004,23(4).

第 7 章 中国煤层气活动与产业发展

随着对能源安全和环境保护意识的加强，中国煤层气产业已经步入快速发展时期，众多的国内外公司投入到中国煤层气勘探开发活动中，不仅取得了煤层气商业性生产突破，而且积累了宝贵的开发利用经验。目前，中国煤层气产业正处在跨入大规模商业化开发的关键时期，亟待政府制定有效的政策法律，引导其健康发展。

7.1. 中国煤层气企业

7.1.1. 中国煤层气重点企业

7.1.1.1. 中国石油

（1）企业概况

中国石油天然气集团公司（简称中国石油）是一家集油气勘探开发、炼油化工、油品销售、油气储运、石油贸易、工程技术服务和石油装备制造于一体的综合性能源公司，是中国最大的能源供应商。1994 年，中国石油成立了煤层气项目勘探经理部，开始国内范围内煤层气资源的勘探工作。中国石油拥有探矿权的煤层气资源占中国煤层气资源总量的一半以上，并且已经形成了煤层气勘探开发配套工艺技术。

（2）煤层气勘探成果

截至到 2006 年底，中国石油煤层气项目勘探经理部已经在鄂尔多斯、吐哈、沁水、宁武、冀中、湖南冷水江、江西丰城等 7 个盆地（含煤区）15 个区块进行了钻探工作，累计钻井 200 多口，完成二维地震 400 多公里，投资超过 6 亿元。截至到 2007 年 9 月，中国石油取得的重要勘探成果如下[1, 3, 4]：

①沁水盆地南部勘探成果。在沁水盆地南部郑庄区块，取得探明储量 $460\times10^8m^3$，控制 $804\times10^8m^3$，预计经过进一步精细勘探后可能达到 $1000\times10^8m^3$；

②鄂尔多斯盆地东部勘探成果。在鄂尔多斯盆地东部的大宁-吉县地区，取得控制储量 $790\times10^8m^3$，预计经过进一步勘探后可以达到 $1000\times10^8m^3$。

此外，在准格尔盆地东南缘、宁武盆地南部的煤层气勘探也取得了很大进展。

（3）煤层气发展战略与规划

在“十一五”期间，中国石油煤层气活动由勘探转向开发，预计在 2010 年形成 $30\times10^8m^3$ 的煤层气产能。为了实现这一目标，中国石油将对煤层气基础理

论研究、关键技术攻关等方面加大投入；根据中国煤层气资源特点与分布，选择有利、有代表性的区块，作为勘探开发的重点地区，预计建设沁水盆地高阶煤、鄂尔多斯盆地大宁-韩城中阶煤和准格尔盆地东南缘低阶煤等示范工程，带动当地煤层气开发；将煤层气管线建设纳入企业整体规划，加强基础设施建设[2, 4]。

（4）市场竞争能力分析

由于拥有丰富的煤层气资源储备、雄厚的技术实力和多年的资金投入，中国石油已经成为煤层气产业的领先者之一。在煤层气产业逐渐转向规模化开发后，拥有天然气管道的运营权是中石油最重要的竞争优势。中国石油拥有西气东输管线和陕京管线的运营权，这两条管线经过了众多煤层气富集区，为中国石油规模化开发煤层气提供了良好的外输条件。此外，中国石油具备较高的品牌知名度和盈利能力，这也为其将来的对外合作和应对巨额的开发投资创造了有利条件。

7.1.1.2. 中联煤层气有限责任公司

（1）企业概况

中联煤层气有限责任公司（简称中联公司）于 1996 年 3 月由国务院批准组建，是中国最重要的煤层气公司，享有对外合作开采煤层气资源的专营权。国务院明确规定中联公司的主要任务是进行煤层气的勘探、开发、运输、销售和利用以及组织对外合作项目的招标、谈判、签约和执行。

（2）煤层气勘探开发成果

中联公司通过自营项目和对外合作两种途径进行了大量的勘探和先导性试验工作，取得了许多勘探开发成果。其中最重要的成果包括：

①沁水盆地南部勘探成果。沁水盆地南部的潘庄和柿庄南区块勘探程度较高，均已获得国家批准的煤层气探明地质储量，具备了煤层气规模化开发的条件。目前这两个区块均已建立了小规模开发项目，开始商业化生产和销售。

②鄂尔多斯盆地勘探成果。中联公司在鄂尔多斯盆地韩城地区发现并探明了一个探明地质储量达 $50\times10^8m^3$ 的煤层气田，其中技术可采储量为 $25.05\times10^8m^3$，经济可采储量为 $22.55\times10^8m^3$。韩城煤层气田是继沁水盆地后又一个重要发现[5]。

（3）煤层气发展战略与规划

中联公司根据自身在煤层气资源、市场和政策方面的优势，确定了地面开采煤层气的规划，并提出了战略目标。

①规划区域和项目部署。以华北地区为重点，以山西沁水盆地南部煤层气项

目和陕西韩城项目为突破点，开展系统的可行性评价研究，实施分阶段的勘探和开发部署，有步骤地进行中国煤层气商业性生产基地的建设。为了保证煤层气勘探开发的连续性，在重点开展示范工程实施和建设的同时，继续在云南、黑龙江、辽宁、内蒙、安徽、江西等地区进行煤层气资源勘查工作，按计划提交煤层气探明储量。

②地面开采煤层气规划目标。中联公司煤层气地面开采的规划目标是：从2004 年开始，3~5 年完成煤层气示范工程目标，形成产能 $10\times10^8m^3$~$15\times10^8m^3$ 以上；到 2015 年建成 3~4 个煤层气生产基地，年产量达到 $50\times10^8m^3$~$100\times10^8m^3$ 以上；2020 年产能达到 $200\times10^8m^3$ 以上[6]。

（4）市场竞争能力分析

中联公司是中国煤层气产业中的领先者之一，其最重要的竞争优势在于拥有对外合作进行煤层气勘探、开发、生产的专营权。截至 2006 年底，中联公司已经和 16 家外国公司签订了 27 个煤层气资源开采产品分成合同。通过对外合作，中联公司引进了大量的国外资金、先进的技术和国际化的管理经验。仅 2006 年，中联公司共引进外资 7124 万美元，约合人民币 5.7 亿元[1]，这在很大程度上弥补了中联公司自有资金相对不足的问题。

7.1.1.3. 中国石化

（1）企业概况

中国石油化工集团公司（简称中国石化）是一家从事实业投资及投资管理；石油、天然气的勘探、开采、储运（含管道运输）、销售和综合利用；石油炼制；汽油、煤油、柴油的批发；石油化工及其他化工产品的生产、销售、储存、运输；石油石化工程的勘探设计、施工、建筑安装；石油石化设备检修维修；机电设备制造；技术及信息、替代能源产品的研究、开发、应用、咨询服务等业务的特大型石油石化企业集团，是中国第二大能源供应商。中国石化探矿权区块内煤层气资源十分丰富，分布在西北、华北、南方和东北四大聚煤区，总含气面积 9.89 万平方公里，煤层气资源总量达到 $11.26\times10^{12}m^3$[1]。

（2）煤层气选区成果

中国石化通过对其探矿权内的含煤区块进行资源评价，确定了 9 个煤层气勘探的重点地区，分别为：准格尔盆地的准南、准东、准北区块，天山盆地的伊宁区块，土哈盆地的哈密区块，鄂尔多斯盆地的杭锦旗、延川南区块，沁水盆地的

和顺区块，川南黔北的桐梓-安顺区块。其中，鄂尔多斯盆地的延川南区块和沁水盆地的和顺区块资源量共 $1824\times10^8m^3$，预计可获得探明储量 $1000\times10^8m^3$，目前针对这两个区块的开发工艺技术已经基本成熟，他们将成为中国石化近期实现储量增加和产量突破的重点目标[1]。

（3）煤层气发展战略与规划

中国石化煤层气活动规模较小，煤层气勘探开发也尚未成为中国石化资源发展战略中的内容。目前在煤层气选区方面，有专家提出了中国石化煤层气发展战略的建议[7]。

①加快中国石化煤层气资源储备的增长速度。在中国未登记和已退登记区块中，选择地质条件较好的区块，进行区块登记。在获得探矿权后，进行深入地评价选区研究，储备有利区块。在已登记的常规油气勘查区块中，对煤层气地质条件较好的地区开展常规油气和煤层气综合勘探，以节约成本，缩短评价周期。

②加大煤层气勘探开发资金的投入。通过增加投入，加快勘探评价、技术攻关和设备更新改造。

③设置专门煤层气管理机构。设置专门机构，整合科研和工程队伍，吸收相关人才，集中力量促进中国石化煤层气业务的快速发展。

（4）市场竞争能力分析

近年来，中国石化在煤层气勘探开发领域的投入相对较少，规模也较小，但是中国石化仍然具备很强的煤层气业务的市场竞争实力。中国石化的煤层气资源储备量较大，分布范围较广，部分重点勘探区的煤层气地质条件较好，为其煤层气业务的发展奠定了充足的物质基础。中国石化介入煤层气业务较早，已经形成了一套完整的煤层气勘探开发的技术系列，拥有一批煤层气相关专业人才，这是其煤层气业务发展的又一个有利条件[1]。此外，中国石化的品牌知名度和资金实力也是其煤层气业务发展的重要基础。

7.1.1.4. 晋城煤业集团

（1）企业概况

晋城煤业集团地处晋城矿区东部，是中国确认的全国 520 家重点企业之一，公司现有古书院、王台铺、凤凰山、成庄四对生产井矿和一个试投产的寺河矿井，设计年原煤生产能力为 1710×10^4t。拥有当今世界先进的采矿设备与现代化的洗选加工系统，技术力量雄厚，管理水平先进，是中国重要的无烟煤生产基地。

（2）煤层气开发利用成果

1992 年出于煤矿生产安全的需要，晋城煤业集团开始进行煤层气地面预抽采的试验工作，经过十多年的生产试验和技术研究，已经基本掌握了煤层气钻井、压裂、排采、集输等一整套针对无烟煤的地面抽采技术。2003 年晋城煤业集团开始进行规模化煤层气地面抽采，目前已经在沁水盆地南部的潘庄、成庄和郑庄地区形成共 600 口煤层气井的井组规模。随着煤层气井投产数量的增加，煤层气产量也在不断提高，目前，日产气量已经达到 $50\times10^4m^3$[1~2]。

晋城煤业集团也建立了比较完善的煤层气利用体系，其潘庄地区的煤层气已经通过压缩运输到周边城市，广泛应用于民用、工业、发电和汽车燃料等领域。目前，晋城煤业集团的外销煤层气已经达到 $29\times10^4m^3$~$38\times10^4m^3$，随着新的煤层气压缩站和煤层气运输管线建设工作的完成，晋城煤业集团抽采煤层气的利用率和外销量还将大幅增加。

（3）煤层气发展战略与规划

“十一五”期间，晋城煤业集团将继续针对生产矿井和待开发矿井开展规模化的地面煤层气预抽采工作。预计到“十一五”末，晋城煤业集团的地面抽采井规模将达到 2000 口，煤层气的年抽放量达到 $18\times10^8m^3$（含井下瓦斯抽放）[2]。

（4）市场竞争能力分析

作为一家地区性煤炭采掘企业，晋城煤业集团在山西省的煤层气勘探开发活动中具有较强的竞争优势。晋城煤业集团拥有煤炭探矿权内的煤层气资源条件较好，由于晋城矿区是中国政府规划的 13 个大型煤炭基地之一，根据国土资源部颁布实施的《关于加强煤炭和煤层气资源综合勘查开采管理的通知》，晋城煤业集团获得其煤炭探矿权内煤层气资源的勘查、开采权将会得到政府的支持。此外，晋城煤业集团针对本地区煤层地质条件的煤层气地面抽采技术已经基本成熟，煤层气利用体系也已初步建立，为煤层气的产业化经营创造了有利的条件。

7.1.2. 在华外国煤层气重点企业

自煤层气产业开展对外合作以来，外国能源公司不断加大对中国煤层气开采的投入。截至2007年6月已有美国、加拿大、英国、澳大利亚等国家的18家公司来华开采煤层气。这些外国能源公司包括美国的雪佛龙公司、远东能源公司，英国的瑞弗莱克公司，加拿大的维罗纳开发有限公司、特拉维斯特能源公司等。

7.1.2.1. 雪佛龙公司（Chevron）

雪佛龙公司是世界知名的跨国能源公司，其业务遍及全球180多个国家和地区。雪佛龙公司的历史可以追溯到1879年，在当年雪佛龙公司于洛杉矶北部的Pico 峡谷成功勘探到原油，这直接导致了太平洋海岸石油公司的成立， 然后又发展为洛杉矶加利福尼亚美孚石油公司，最终更名为雪佛龙公司。雪佛龙的另一个前身成立于1901年，位于得州的博蒙特，也就是得克萨斯燃料公司。得克萨斯燃料公司后来又成为德士古公司。2001年，前雪佛龙公司与德士古合并组成雪佛龙德士古公司。2005年雪佛龙德士古宣布更名为雪佛龙公司，以求在全球市场上以更统一的形式存在。同年，雪佛龙公司合并了加州联合油公司，这加强了雪佛龙作为全球能源领导者的地位，增加了在世界主要盆地的资产[8]。

1998年1月，当时的德士古公司成为第一家与中联煤层气有限责任公司签署在中国进行勘探和生产煤层气的外国公司。此后，雪佛龙公司又先后获得三交、三交北、临兴、准格尔、保德、神府等六个合作项目，并一直积极地在六个合同区块从事勘探工作[8]。

7.1.2.2. **美国远东能源公司**（Far East Energy Corporation）

美国远东能源公司于2001年12月31日开始营业。该公司早期的努力集中于对国内外开发天然气和煤层气等气体机会的评价上。在充分的调查及积极努力寻求开发煤层气机会的前提下，该公司于2002年1月25日和中国煤层气有限责任公司签署了两份产品分成合同。两个公司将联合起来在中国云南省的恩洪和老厂面积达1073km^2的区域上共同进行勘探、开发、生产和销售。据云南省煤炭地质总局估计，联合开发区域的煤层气总储量超过$1.50\times10^8m^3$。

在2003年6月17日，美国远东能源公司取得了显著的成果，与康菲公司签订了两项矿权转租协议，协议面积为4047km^2，位于中国北部的山西省。以康菲和云南煤炭地质局的预测为基础，远东能源公司在中国的项目区域的总的潜在煤层气储量为$5.18\times10^8m^3$~$7.05\times10^8m^3$。假设采收率为50%，可采煤层气资源量为$2.60\times10^8m^3$~$3.54\times10^8m^3$[9]。

7.1.2.3. **美国亚美大陆煤炭有限公司**（Asian American Coal Inc., AACI）

亚美大陆煤炭有限公司是由许多美国煤矿企业和金融机构组成的，其目的是在中国的煤炭生产、储备、销售及煤层气项目进行投资。该公司的控股公司在美国和世界各地主要投资于与能源相关的工程项目。这些投资包括煤炭、天然气生产及发电，他们在煤炭行业拥有累计超过250多年的丰富经验及非常可观的煤炭

产量。从1994年开始，该公司及其主要控股公司在中国山西省的煤矿和煤层气项目的投资额超过5000万美元。2004年7月16日亚美大陆煤炭有限公司与中联煤层气有限责任公司签署了合作开发山西省马壁区块煤层气资源的产品分成合同[10]。

7.1.2.4. 加拿大亚太中国能源有限公司（Pacific Asia China Energy Inc.,PACE）

加拿大亚太中国能源有限公司是第一个在中国进行煤层气勘探开发的加拿大公司。亚太中国能源有限公司是一个控股公司，它占有亚加能源有限公司及中国加拿大能源公司100%的股份。2005年9月20日加拿大亚加能源有限公司（Asia Canada Energy Corp.）与中联煤层气有限责任公司签署了合作开发贵州保田青山区块煤层气资源的产品分成合同，合同区面积约为947km^2，预测煤层气资源量约为1600×10^{8}m^3。在合同四年的勘探期内，亚加公司将承担所有的勘探风险，并采用先进的勘探技术探明合同区内的煤层气资源。在开发生产期内，中外双方共同投资，按投资比例分成所获得的煤层气产量。2003年10月，中国加拿大能源公司（China Canada Energy Corporation）和中联煤层气有限责任公司签订黄石地区煤层气资源开采和产品分成合同。合同期31年，其中勘探期2年，由外方投资进行风险勘探[11]。

7.1.2.5. 加拿大特拉维斯特能源公司（TerraWest Energy Corp.）

特拉维斯特能源公司是加拿大诺威斯特公司（Norwest Corporation）控股的公司，是专门为开发中国煤层气而组建的企业。诺威斯特公司成立于1979年，主要向能源、矿业和自然资源工业领域提供咨询和工程方面的服务，业务遍及全球各地，在美国、加拿大、澳大利亚、印度、印尼等国家都设有办事处。2004年5月，诺威斯特在中国成立了代表处，为中国能源矿产公司提供技术服务，特别是在黄金、煤炭、铜、油砂和煤层气领域。特拉维斯特能源公司（TWE）的总部设在卡尔加里，帮助中国企业寻找并开发煤层气资源。2005年12月30日加拿大特拉维斯特能源公司与中联煤层气有限责任公司签署了合作勘探新疆硫磺沟区块煤层气资源合同[12]。

7.1.2.6. 英国瑞弗莱克油气有限公司

瑞弗莱克油气有限公司（Reflection Oil & Gas Partners Ltd, 简称Reflection）是一家总部设在英国伦敦，专营天然气、煤层气勘探开发的国际能源公司。2006年2月22日瑞弗莱克油气有限公司与中联煤层气有限责任公司签署了一份开发山西吕梁石楼南区块煤层气的合同。合同规定，Reflection将承担勘探期内的经营

风险并投资至少人民币5000万元，勘探期从2006年年中开始。中联煤层气公司将承担开发和生产期内40%的投资额，而Reflection则将承担另外的60%[13]。

7.1.2.7. 英国格瑞克国际公司

格瑞克是一家上游气体能源生产公司。在中国，格瑞克专门从事煤层气资源的开发，是目前中国最大的煤层气资源开发作业者之一。格瑞克已与中联煤层气有限责任公司签署了五个区块的煤层气勘探与开采产品分成合同，其中三个区块位于山西省沁水盆地：柿庄南、柿庄北和沁源。另两个区块分别位于江西省（丰城区块）和安徽省（潘谢东区块）[14]。

7.2. 中国煤层气勘探开发与利用

7.2.1. 煤层气勘探开发

7.2.1.1. 煤层气地面勘探开发概况

煤层气地面开发始于上个世纪 70 年代末，原煤炭科学研究院抚顺研究所曾在抚顺、阳泉、焦作、白沙、包头等矿区，以解决煤矿瓦斯突出为主要目的，施工了 20 余口地面瓦斯抽排试验井。但由于当时井位选择和技术、设备等条件的限制，试验未达到预期的效果。20 世纪 90 年代，随着美国技术的引入，煤层气地面开发活动出现热潮，在不同地区开展了煤层气开发试验[15]。经过十余年的勘探和开发试验，中国煤层气地面开发已经取得了重大突破。

根据 2007 年第二次中国煤层气学术研讨会公开的数据，中国钻煤层气直井 1843 口，多分支水平井 25 口，投产 479 口，日产气量超过 $115\times10^4m^3$[1]（见表 7.1）。中国的煤层气勘探开发活动由自营项目和对外合作项目两部分构成，目前已经取得的重要成果包括：

（1）煤层气勘探。继山西沁水煤层气田后，在陕西韩城地区发现探明地质储量达 $50\times10^8m^3$ 的煤层气田。

（2）煤层气小规模商业开发[2, 16]。山西沁水盆地是近年来中国煤层气活动最集中的地区，实现小规模商业开发的煤层气项目也主要集中在这里。有代表的项目有沁水枣园井组煤层气开发试验项目、晋城潘庄煤层气地面开发项目、沁南潘河先导性试验项目和晋城煤业集团寺河矿煤层气地面预抽采项目。此外，在辽宁省阜新刘家地区刘家井组煤层气开发项目，也于 2003 年实现小规模商业售气。

（3）多分支水平井技术的应用[1~2]。多分支水平井技术对于高效开采煤层气，特别是对提高煤矿地面预抽煤层气效果有重要意义。2004 年 12 月在山西大宁煤

矿，中国第一个地面多分支水平井开发煤层气项目成功实施。目前，中国的 25 口水平井中大宁 6 口、端氏 11 口、寿阳 3 口、樊庄 3 口、宁武 1 口、午城 1 口。

表 7.1 中国煤层气钻井情况

单位	直井	水平井	所占比例, %
中国石油	580	5	31.32
中联煤层气有限责任公司	372	5	20.18
中国石化	15		0.8
晋煤集团	700		37.47
阜新矿业集团及辽河石油勘探局	32		1.71
中煤地质总局	25		1.34
格瑞克	24		1.28
亚美、美中能源		12	0.64
联合国开发署	12		0.64
其他	83	3	4.60
合计	1843	25	100

来源：赵庆波，2007.

7.2.1.2. 煤层气地面勘探开发国内自营项目

从表 7.1 可以看出，地面煤层气开发规模较大的国内企业主要是中国石油、中联煤层气有限责任公司、晋城煤业集团和阜新矿业集团等，比较成功的国内自营项目也主要由这四家企业运营。

①中国石油山西沁南樊庄煤层气开发项目。截至到 2006 年底该项目已钻井 200 口，计划到“十一五”期末建成年生产 $20\times10^8m^3$ 的煤层气生产基地。

②中联煤层气有限责任公司山西沁水枣园井组煤层气开发试验项目[2]。项目建有 15 口煤层气生产试验井、压缩能力为 $3.6\times10^4m^3$ 的小型 CNG 压缩站和日发电 400KW 的小型煤层气发电站。2003 年 4 月实现对外供气。

③中联煤层气有限责任公司山西潘河煤层气高新技术产业化示范项目[16]。项目计划施工 900 口煤层气生产试验井，共分为三期完成。项目一期工程投资 3.64 亿元，钻井 150 口，建成一个年产气 $1\times10^8m^3$ 的煤层气生产示范基地。其中 $3000\times10^4m^3$ 用压缩气车外运，供山西晋城、长治和河南林州等市城镇居民使用，其余 $7000\times10^4m^3$ 进入输气主干线，供山西临汾、运城等市工业使用。第二期计

划施工 400 口煤层气生产试验井，新增煤层气产能 $3\times10^8m^3$/年，使项目产能增加到 $4\times10^8m^3$/年；第三期计划施工 350 口煤层气生产试验井，新增煤层气产能 $3\times10^8m^3$/年，使项目产能增加到 $7\times10^8m^3$/年。

④中联煤层气有限责任公司山西端氏多分支水平井项目[2]。该项目属于中国国家油气战略选区示范工程项目，目的在于应用多分支水平井技术开发利用煤层气，同时解决高瓦斯煤矿的瓦斯灾害问题。项目地点位于山西省沁水县，起止时间为 2005 年~2008 年。项目计划施工 5 口多分支水平井，合计 17 个单分支水平井，建成 $1\times10^8m^3$ 年产能的煤层气生产基地。

⑤晋城煤业集团寺河矿煤层气地面预抽采项目[2]。该项目于 2003 年开始实施，于 2005 年年底在寺河矿区形成 150 口煤层气井的井组规模，年抽采能力达到 $1.2\times10^8m^3$。该项目已建成比较完备的集输管网、集气站和压缩站，目前正在供应晋城、长治、太原、郑州、焦作、开封等城市，以及矿区周边的农村居民。

⑥阜新矿业集团煤层气开发利用科技项目。阜新矿业集团开发利用煤层气的科技项目开始于 1992 年，到 1997 年 6 月，一期工程完工。1998 年下半年，开始煤层气开发利用的二期工程——用煤层气取代煤制气，让城区居民用上安全无害的洁净能源。到 2003 年 3 月，阜新市煤气公司正式向城区 7 万户居民供应煤层气，一年中最高日供气量可达到 $17\times10^4m^3$。2003 年开始三期工程，供气规模可达到日供气量 $21.64\times10^4m^3$。

7.2.1.3. 煤层气地面勘探开发对外合作项目

早在 20 世纪 90 年代末，一些外国公司已开始来华投资煤层气勘探与开发事业。截至 2007 年 6 月，中联煤层气有限责任公司共与 18 家外国公司签订了 28 个对外合作开采煤层气产品分成合同，合作区块遍布山西、陕西、内蒙古、新疆、贵州、云南、江西、安徽、湖北、宁夏等 10 个省（主要对外合作项目见表 7.2）。在煤层气商业生产示范工程的激励下，外方投资大幅增加：2006 年为 7600 万美元，2007 年前半年已投入为 1.2 亿美元。通过上述合作项目的开展，取得了大量的煤层气工程地质资料，基本摸清了上述合作区块的资源状况。同时通过合作，引进并学习到了外方先进的技术和管理经验，培训了大量的中方技术人员和管理人才，为中国煤层气资源的勘探开发奠定了良好的基础。

在众多的对外合作项目中，山西晋城潘庄项目和山西柿庄南项目已经取得了比较好的开发试验效果，是最可能实现规模化商业性开发的项目。这两个项目的

实施将与中联煤层气有限责任公司在同一地区自营潘河示范项目形成协同效应。

表 7.2 中国煤层气勘探开发主要对外合作项目统计

序号	项目名称	合同面积（km^2）	签署时间	外方合同者	累计投资（万美元）	备注
1	淮北	2662.6	98.1.8	德士古公司	1706.4	合同已终止
2	三交	448.2	98.6.29	雪佛龙-德士古公司	4622	
3	三交北	1125.7	98.6.29			
4	石楼	3601.7	98.6.29			合同已终止
5	临兴	3324.5	98.6.29		2700	
6	丰城	1540.5	99.8.13	格瑞克能源公司	326.9	
7	柳林	198.19	99.11.12	澳大利亚路伟尔公司	327.8	
8	淮格尔	2817	00.11.8	雪佛龙-德士古公司/BHP-必和必拓公司	1549.4	
9	保德	1079	00.11.8			
10	神府	3001	00.11.8			
11	横山堡	1708	01.1.10	美国威振公司	947	合同已终止
12	沁南	2317.4	02.4.16	远东能源公司/康菲石油公司	960.5	
13	寿阳	1962.8	02.4.16			
14	老厂、恩洪	1072.32	02.12.3	远东能源公司	561	
15	沁源	3664.5	03.1.18	格瑞克能源公司	33.7	
16	潘谢	583.78			26.4	
17	柿庄北	374.92			26.7	
18	柿庄南	455.29			269.4	
19	晋城	150.8	03.3.3	美中能源公司	3136	
20	黄石	304.583	03.10.10	中加能源公司	71.4	
21	马必	1371.29	04.7.16	亚美大陆公司	540	
22	贵州	947	05.9.20	亚加能源公司	20	
23	石楼北	1015	05.11.18	维罗纳开发公司		
24	硫磺沟	953	05.12.30	特拉维斯特公司		
总计		36679.1			17824	

（1）山西晋城潘庄煤层气资源产品分成合同项目

2003 年 3 月 3 日美国美中能源公司与中联煤层气有限责任公司签署了合作开发山西晋城煤层气资源的产品分成合同。该合同区块位于山西省晋城市沁水县境内，面积近 150.8km^2，煤层气探明储量 $204\times10^8m^3$。该合同区块的地理位置优

越，与山西省的太原、榆次、长治、晋城、高平、霍州以及河南省的林州等城市相距较近，同时该区块临近西气东输天然气管线，这将为煤层气的输送和销售提供便利条件。美中能源公司是最早进入中国进行煤层气勘探的外国公司之一，它于 2006 年初并入亚美大陆煤层气公司而成为其全资子公司。目前，国家发改委已经批准了该项目的前期建设工作，项目一期设计年产为 $5\times10^8m^3$。前期结束后，再上报开发方案，获得批准后可以正式开采煤层气。

（2）山西柿庄南煤层气资源产品分成合同项目

2003 年 1 月 18 日美国格瑞克能源（国际）公司和中联煤层气有限责任公司签署合作开发山西和安徽两省煤层气资源的 4 个产品分成合同。山西柿庄南煤层气资源产品分成合同项目是其中的一个，合同区总面积 $455.286km^2$，已探明煤层气地质储量 $137.87\times10^8m^3$，可采储量 $74.86\times10^8m^3$。目前，该区块已经建成发电站和 CNG 加气站，并向山西长治、晋城等周边城镇供气，实现了小规模商业化开发。

7.2.1.4. 瓦斯抽采

煤矿井下瓦斯抽采始于上个世纪 50 年代初。经过五十年的发展，煤矿井下瓦斯抽采，已由最初为保障煤矿安全生产到安全能源环保综合开发型抽采；抽采技术由早期的对高透气性煤层进行本煤层抽采和采空区抽采单一技术，逐渐发展到针对各类条件适合于不同开采方法的瓦斯综合抽采技术。

据煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划资料数据，截止 2005 年上半年，全国煤矿高瓦斯矿井 4462 处，煤与瓦斯突出矿井 911 处。在 615 对国有重点矿井中，煤与瓦斯突出矿井近 200 对，高瓦斯矿井 152 对，装备地面固定瓦斯抽采系统 308 套。2005 年，全国井下抽采煤矿瓦斯近 $23\times10^8m^3$，阳泉、晋城、淮南、松藻、盘江、水城、抚顺等 7 个矿区年抽采量超过 $1\times10^8m^3$。

7.2.2. 中国煤层气利用

中国煤层气利用尚处于小规模阶段，煤矿瓦斯利用主要集中在抽采量高的国有重点矿区，多是以提高煤矿区居民生活水平为主的居民燃气利用形式；地面钻井抽采利用，主要集中在山西沁水枣园井组、辽宁阜新刘家井组、晋城潘庄、山西沁南潘河项目等，采取槽车运输销售，供周边地区使用。近年来，随着环保意识的增强，煤层气作为一种能源得到更多的认可，因此，利用煤层气发电，用作工业燃气等项目得到大量开发。生产瓦斯燃气发电机组的国内主要生产厂家有：

山东胜利油田动力机械设备厂、济南柴油机厂、江苏南通宝驹集团等。工业瓦斯锅炉的国内生产厂家有：广东迪森、上海新业、青岛四方、太原绿威等[17]。

7.2.2.1. 煤层气发电

煤层气发电的气源主要来源于煤矿坑口煤层气，地面开采出的煤层气一般不用于煤层气发电。根据国家发改委颁布实施的《利用煤层气（煤矿瓦斯）发电工作的实施意见》，煤层气（煤矿瓦斯）发电量原则上应优先在本矿区内自发自用，富余电量可销售给电网企业。煤层气发电具有投资少、运行成本低、见效快的特点，因而在中国发展迅速。目前，中国主要的煤层气发电项目全部是由煤矿企业开展的：晋煤集团 12×10^4KW 煤层气发电项目、松藻煤电公司煤层气 2×10^4KW 发电项目、贵州水城煤层气发电项目、黑龙江鸡西煤矿瓦斯发电项目等[17]。

（1）晋城矿业集团煤层气发电项目

山西晋城矿业集团是中国利用煤层气发电最成功的企业之一，2005 年其寺河矿抽放瓦斯中有 $4985\times10^4m^3$ 为发电所用。2006 年山西晋城矿业集团利用亚洲开发银行贷款和企业资本金的 12×10^4KW 煤层气发电厂项目开始建设，第一期工程于 2006 年底完成，实现了寺河矿及附近矿井井下抽放瓦斯的全部利用，不足部分由地面回收的煤层气作为补充[2, 18]。

（2）松藻煤电公司煤层气发电工程 CDM 项目

松藻煤电有限责任公司 2004 年瓦斯抽放量达到 $1.2179\times10^8m^3$（甲烷纯量），年利用量仅为 $4000\times10^4m^3$，其余全部排空，极大地污染了大气环境，同时也浪费了资源。为此，松藻煤电有限责任公司于 2003 年逐步实施瓦斯综合利用项目。2005 年 11 月 8 日，松藻瓦斯发电工程 CDM 项目正式启动，该项目由重庆松藻煤电公司、日本三井株式会社和国家安全生产监督管理总局信息研究院（煤炭信息研究院）共同开发。按照规划，至 2008 年，松藻煤电公司瓦斯年抽放量将超过 $2\times10^8m^3$，总装机 2×10^4KW 的 40 台机组全部投入运行，年利用瓦斯 $4000\times10^4m^3$，年发电量 1.2×10^8KW·h。预计 2012 年松藻煤电公司瓦斯抽放利用量将达到 400×10^4t~500×10^4t，三井株式会社将全部购买[18]。

（3）贵州水城煤层气发电项目

贵州水城矿业（集团）公司大湾煤矿瓦斯发电项目建设了贵州省第一个瓦斯发电站，2003 年 11 月一期工程总装机容量为 3000KW 的瓦斯发电厂开始施工，并于 2004 年 1 月试运行。由于试运行产生了良好效益，贵州水城矿业（集团）

公司在二期工程中又建设了 16 台 500KW 瓦斯机组。二期工程投入运行后，瓦斯利用率达到了 80%以上，供应了矿区 70%以上的用电量。

（4）黑龙江鸡西煤矿瓦斯发电项目

2006 年 2 月 23 日，黑龙江省首座煤矿瓦斯发电厂在龙煤矿业集团鸡西分公司城子河煤矿投入运行，标志着黑龙江省在瓦斯防治上由单纯抽采向综合利用的重大转变。黑龙江鸡西矿区大部分矿井属于高瓦斯矿井，2005 年瓦斯抽采量约 $6300\times10^4m^3$。2005 年 10 月，鸡西分公司与山东胜动集团公司、济柴公司合作，投资 609 万元，在城子河矿筹建了黑龙江省第一座煤矿瓦斯发电厂。安装三台 500KW 发电机组，总装机容量 1500KW，全年可利用瓦斯 $330\times10^4m^3$，年发电量可达 1000×10^4 KW·h，实现产值 400 万元，利润 280 万元。鸡西分公司有瓦斯抽排站 5 座，抽采能力约 $1000m^3/m$，如全部利用发电，装机容量可达 2.5×10^4KW，年发电量可达 $1.4\times10^8KW\cdot h$。目前，鸡西分公司正在新建瓦斯发电站 3 座，总装机容量达到 1×10^4KW，年发电量可达 6000×10^4 KW·h，可以实现产值 2400 万元，利润 1680 万元[19]。

7.2.2.2. 工业利用

煤层气的工业利用主要是用作工业燃料和生产化工产品。早期主要是用于生产碳黑和甲醛，但经济性较差。目前的煤层气工业利用主要是作为工业燃料代替工业煤气、天然气、液化石油气或燃煤。国内的煤层气工业利用项目有：铁法煤层气供法库县陶瓷城项目、阳泉煤层气氧化铝焙烧项目[17]。

（1）铁法煤层气供法库县陶瓷城项目

该项目是铁法煤业（集团）有限责任公司（简称铁煤集团）与日本三井物产株式会社合作的煤层气CDM项目的一部分，总投资2亿元，奥德集团投资1.2亿元，铁煤集团配套工程8000万元。项目实施后，铁煤集团位于辽宁省调兵山市的煤层气通过压送设备压送到奥德$8\times10^4m^3$的储气罐，然后通过18KM长输管线输送到法库陶瓷城，供气能力为$20\times10^4m^3/d$[20]。

（2）阳泉煤层气在氧化铝焙烧炉利用项目

2006 年 11 月 CAMCO 国际有限公司与山西阳泉煤业集团达成协议，将以 CDM 项目合作为起点，逐步在煤层气、风能、太阳能等领域展开合作。煤层气氧化铝焙烧炉利用项目是最早合作的两个项目之一，项目将按照 CDM 机制运作。阳泉煤业集团计划建设一座年产 80 万吨的氧化铝厂，氧化铝厂的主要设备是一

个焙烧炉，燃烧煤层气以产生原料分离和加工所需的热量。一期工程设计规模年产 45 万吨，可实现每年减排 75 万吨二氧化碳[21]。

7.2.2.3. 民用

井下抽采的煤层气中 CH_4 浓度平均为 30~50%，可直接供给矿区居民用户以及食堂、医院和学校等用户。由于矿区居民较少，大规模民用必须面向城市。目前，国内的煤层气民用的主要项目有阜新矿区供阜新市煤层气项目、铁煤集团供调兵山市煤层气项目等[17]。

（1）阜新矿区供阜新市煤层气项目

阜新矿区供阜新市煤层气项目开始于 1998 年，至 2003 年 3 月 1 日，阜新市煤气公司正式向城区 7 万户居民供应煤层气，最高日供气量可达到 $17\times10^4m^3$。2003 年开始三期工程，供气规模可达日供气量 $21.64\times10^4m^3$，服务年限为 30 年。

（2）铁煤集团供铁法市煤层气项目

该项目是铁法煤业（集团）有限责任公司与日本三井物产株式会社合作的煤层气 CDM 项目的一部分，总投资 2.37 亿元，其中铁岭市政府提供 1.34 亿元，日本政府的绿色援助项目提供 6000 万元，铁煤集团配套 3300 万元。项目实施后，每天的供气能力可达到 $15\times10^4m^3/d$[20]。

7.2.3. 国际对中国煤层气的援助活动

20 世纪 80 年代以来，全球环境问题引起了各国关注，全球问题核心是温室气体排放引起的全球气候变暖。由于充分认识到开发和利用煤层气对于环境保护的重要意义，许多国际组织都积极支持中国煤层气项目，包括联合国开发计划署、欧盟、亚太经济合作组织、美国环保局等。

7.2.3.1. 中欧能源环境项目（EEP）

中国-欧盟能源环境项目(EEP)是根据中国政府与欧盟委员会的政府合作协议，为了加强双方在能源领域的合作而开展的一个国际合作项目。该项目执行期是 2003 年 5 月到 2008 年 5 月，目前已经延期到 2009 年。项目总投资 4290 万欧元，其中欧盟出资 2000 万欧元，中方和其他参与方提供配套 2290 万欧元。项目包括综合能源政策、能源效率、可再生能源和天然气四个部分，旨在改善环境质量，推动能源的可持续利用，提高能源利用效率，推动可再生能源的利用，培育发展天然气市场促进天然气利用。中国煤层气生产可行性研究是中欧能源环境项目资助的重大研究课题之一，目的在于评价中国煤层气生产的技术经济可行性。

欧盟将根据项目结论决定是否继续投资于中国的煤层气先导性试验。

7.2.3.2. 全球环境基金（GEF）项目

全球环境基金（Global Environmental Facility，简称 GEF）主要用于援助发展中国家保护环境，包括全球变暖、国际水域污染、生物多样化破坏和臭氧层破坏四个领域。GEF 项目由联合国开发计划署、联合国环境署和世界银行联合执行。1991 年，联合国开发计划署决定向中国提供援助项目改进煤炭利用效率和环境，该项目包括两个子项目，即中国煤层气资源开发和深层煤层气资源勘探。1992 年 6 月，中国煤层气资源开发项目转为 GEF 项目（CPR/92/G3），由 GEF 提供援助资金 1000 万美元。全球环境基金项目的实施不仅提高了中国独立进行煤层气商业开发的能力，而且推动国际组织、外国企业，特别是中国政府对煤层气开发在增加新能源、保证煤矿生产安全以及温室气体减排等方面关注[22]。

7.2.3.3. 联合国开发计划署（UNDP）项目

1993 年联合国通过开发计划署向中国提供了 130 万美元，资助华北石油地质局的中国深层煤层气勘探项目。该项目实施地点在山西省柳林县杨家坪，属河东煤田。在所规定的煤层气勘探开发试验区内，布置了 7 口井形成井网，进行排采试验，获得稳定的气产量。平均单井产气量为 1000m^3/d ~3000m^3/d，最高单井产气量为 7050m^3/d。勘探评价结果认为鄂尔多斯盆地河东、渭北含煤区是最有利的煤层气勘探开发区，该区现已成为中国煤层气勘探开发热点区域[22]。

7.2.3.4. 美国环保局（USEPA）项目

美国环保局为了鼓励中国煤矿加强回收和利用所抽排的井下通风气，减少温室气体排放，于 1994 年决定与中国原煤炭工业部建立煤层气信息中心。煤层气信息中心与美国环保局合作完成了《中国煤层气开发前景联合报告》，组织出版《煤层气开发利用手册》，并且负责《中国煤层气》杂志中、英文版出版等项工作。为了加快中国煤矿区煤层气的开发利用，1999 年美国环保局委托煤炭信息研究院执行为期 2 年的合作项目煤矿区煤层气市场开发。美国环保局项目的实施促进了中国煤矿区煤层气的国际合作和煤矿区煤层气项目的建立实施[22]。

7.2.3.5. 美国能源部（USDOE）项目

1994 年 11 月，美国能源部和中国国家科委达成合作协议，联合开展中国气候变化国家研究项目，评价气候变化造成的主要影响，并提出相应的对策建议。美国能源部在此项目基础上，支持温室气体减排技术评价与发展战略研究项目，

其中煤层气开发利用技术评价和发展战略研究是该课题的一个专题。该报告提出近期中国煤层气开发利用发展战略的重点应放在煤矿区，并展示了 3 个具有推广前景，及在各自领域内具有代表性和先进性的示范项目建议[22]。

7.2.3.6. 绿色援助计划（GAP）

绿色援助计划由日本政府在 1991 年提出，项目总投资 70 亿美元，实施年限为 1993~2000 年。绿色援助计划的援助对象为东南亚国家和中国，并以设备和技术的方式援助有关国家的环境保护项目、洁净煤利用和废气净化项目，煤层气开发利用是 GAP 援助的内容之一。铁法矿区煤层气回收利用示范项目是其中之一，该项目 1998 年 2 月正式立项，由铁法煤业（集团）有限责任公司承担，项目实施从 1999 年到 2002 年；项目实施后，井下抽采煤层气的利用率大幅提高[22]。

7.2.3.7. 清洁发展机制（CDM）项目

清洁发展机制是《京都议定书》下的三种灵活框架之一，其主要内容是允许《联合国气候变化框架公约》中附件 I 缔约方与非附件 I 缔约方联合开展二氧化碳、甲烷等温室气体减排项目，所产生的减排量可以被附件 I 缔约方用于完成其在《京都议定书》第三条下的承诺。清洁发展机制的核心是允许发达国家和发展中国家基于投资项目进行转让和获得“经认证的减排量（CERs）”。中国 2002 年核准了《京都议定书》，2003 年成立了 CDM 管理国家机构、2004 年又出台了《清洁发展机制项目运行管理暂行办法》。至 2006 年 6 月，中国有 15 个矿区正在或准备开展 CDM 项目，包括铁法、松藻、淮南、淮北、晋城、平顶山、阳泉、鹤岗、鹤壁、宁夏等等[22]。

7.2.3.8. 废弃矿井瓦斯（AMM）项目

报废矿井瓦斯抽放与利用项目由英国贸工部资助，英国诺丁汉大学、华杜公司、中国煤炭信息研究院、煤炭科学研究总院西安分院和中国矿业大学联合开展。项目期限为 2001 年 1 月到 2002 年 8 月。项目实施目的是研究分析中国报废矿井瓦斯抽放与利用前景，促进中英两国技术合作和中国报废矿井瓦斯开发与利用。中国大部分报废矿井均位于高瓦斯矿区，不仅储量丰富，而且多数已建井下抽放系统和地面输配系统。这样既能保证瓦斯的稳定供应，又大大缩减了基础投资。因此，中国报废矿井瓦斯抽放与利用前景十分可观[22]。

7.2.3.9. 亚洲开发银行（ADB）资助项目

亚洲开发银行积极支持中国的清洁燃料开发和温室气体减排，煤层气是能源

领域的支持重点之一。早在 20 世纪 90 年代初期，亚洲开发银行就开始为中国的煤层气勘探开发提供技术援助项目，包括：“中国煤层气开发调查”、“阳泉五矿煤层气示范项目可行性研究”和“阳泉（韩庄-寿阳）煤层气开发项目预可行性研究”[23]。2004 年亚洲开发银行通过了两笔贷款分别帮助中国政府开发辽宁省和山西省的煤矿甲烷综合开发利用项目，贷款额分别为 7000 万美元和 1.17 亿美元。辽宁项目将在阜新建设井下煤层气抽采和储存设施，对辽宁省 6 个城市的燃气和集中供暖系统进行改造，并关闭小型燃煤锅炉。该项目的实施可以通过收集和利用阜新地区的甲烷气，实现减少温室气体排放，并通过使用清洁能源改善当地的环境。山西项目包括晋煤集团煤层气开发利用项目、山西省能源产业集团有限公司长线管输气项目和晋城市煤层气综合利用工程项目。该项目的实施将大幅提高晋煤集团的煤层气利用率，并且以阳城和沁水部分煤矿、山西能源产业集团有限公司及晋煤集团的煤层气作为气源，建设晋城 6 县（市、区）城市煤气管网，供企业和居民使用。

7.3. 中国煤层气产业发展现状分析

7.3.1. 中国煤层气产业发展阶段划分

煤层气产业的发展不是一蹴而就的，具有成熟煤层气产业的国家都有着比较长的发展过程。煤层气产业的发展大概可以分为五个阶段：地质选区阶段、勘探评价阶段、小规模商业开发阶段、大规模商业开发阶段和成熟阶段。

在地质选区阶段，煤层气企业根据煤炭资源普查或者煤田地质勘探积累的煤资源和气资源资料进行综合研究，对盆地煤层气资源前景进行判断，选出有利的含煤盆地或者地区。煤层气企业会根据自己的判断选择继续持有或者放弃已有探矿权，也可以选择申请新的探矿权而进入新的地区。

在勘探阶段，煤层气企业在有利含煤盆地或者地区内进一步实施勘查工程，选出有利区块，并通过单井和/或小型井网开发试验获得煤层气探明储量，同时进行经济评价，确定是否进行规模化商业化开发。

在小规模商业开发阶段，受到煤层气基础设施匮乏的影响，采出的煤层气主要通过槽车运输供应本地或邻近地区，煤层气市场规模较小，只有少数的煤层气供应企业，法律和监管不健全，投资风险较大。

在大规模商业开发阶段，煤层气基础设施初步完善，采出的煤层气通过管网外输，煤层气市场规模快速增长，煤层气供应企业较多，法律和监管得到完善。

在发展成熟阶段，煤层气基础设施比较完善，煤层气市场参与者较多，出现贸易企业，煤层气基础设施运营企业不再从事煤层气购销业务而只能提供运输和储存等服务，供销领域竞争充分，法律和监管比较完善。

中国煤层气产业正在由小规模商业开发阶段向大规模商业开发阶段迈进，但是各个地区、各个煤层气企业的发展却是不均衡的。

7.3.2. 中国煤层气勘探现状分析

中国煤层气地面勘探工作已经持续了近 20 年，到目前为止已经在 12 个省、自治区登记了 64 个煤层气勘探区块，勘探区块总面积为 $8.2\times10^4 km^2$[24]。通过在煤层气区块内的勘探活动，有关企业已经初步明确了具有商业化开发前景的区块，并取得了一些煤层气探明地质储量。

煤层气勘探成果的数量和重要性与企业的投入具有直接的关系。中国石油和中联煤层气有限责任公司是目前在勘探项目中投入最大的企业，中国石油以自有资金支持煤层气勘探，历年总投资达 11.2 亿元；中联公司通过吸引外资进行勘探，以 2006 年为例，中联公司的 27 个国际合作项目共吸引外资 7124 万美元[2]，绝大多数都投入到合作区块的勘探活动中。这两家公司都已经在其探矿权区域内取得了重要的煤层气勘探进展。

7.3.3. 中国煤层气开发现状分析

中国煤层气地面开发经过十余年的实践，已经在山西沁水盆地南部和辽宁阜新刘家实现了小规模商业开发。这些项目的成功进行主要原因如下：

（1）煤层气地质条件好。煤层气地质条件决定了煤层气的产量、钻井投资和开采成本等，良好的地质条件可以保证较高的产量和投入产出比。沁水盆地南部和阜新刘家区块都具有煤层厚度大，煤层埋深浅，煤层渗透率好，含气饱和度高的特点，是中国地面开发煤层气最好的两个地区。

（2）市场条件好。这些项目都地处或者邻近城镇，民用市场潜力大。煤层气民用的效益要好于发电和燃烧利用，地面采出的煤层气不仅可以全部售出，而且可以获得良好的效益。

（3）地理条件好。在小规模商业开发阶段，煤层气主要通过槽车向外运输，良好的交通条件非常重要。这些项目与目标市场之间有着国道、省道等公路连接，极大地方便了煤层气的运输。

7.3.4. 中国煤层气利用现状分析

中国煤层气利用包括地面开采煤层气利用和井下抽采煤层气利用两部分。地面开采煤层气以盈利为目的，相关煤层企业都非常重视开拓和落实煤层气市场，因此地面开采煤层气的利用率很高。

井下抽采煤层气的主要目的还是解决矿井通风和安全生产，对于采出煤层气的商业利用发展较晚，利用程度较低。井下抽采煤层气由于受到甲烷浓度低的限制，主要以就地发电、燃烧和民用为主，发电是提高采出煤层气利用率的重要途径。晋煤集团寺河煤层气发电项目是成功提高井下抽采煤层气利用率的项目之一，其成功的原因如下：其一，充分利用外部资金。建设大规模煤层气电厂需要大量资金，尽管企业可以利用自有资金，但是仍然需要外部资金对项目提供支持。此项目申请到亚洲开发银行贷款，建成后将完全解决寺河矿及其邻近矿的井下抽采煤层气的利用问题。其二，积极利用 CDM 机制，提高项目收益率。煤层气发电受上网电价低的影响，效益不高，这是限制煤层气电厂规模的重要原因。该项目充分利用了 CDM 机制，通过出售减排量，提高了项目收益率。2004 年世界银行碳汇基金购买了该项目 450×10^4t 的减排量和 150×10^4t 的期权。2005 年日本碳基金（JCF）也购买了该项目的 240×10^4t 的减排量[2]。

7.3.5. 中国煤层气基础设施现状分析

煤层气基础设施是决定中国煤层气实现大规模商业开发的关键因素。由于煤层气可以和天然气混输，煤层气基础设施包括利用天然气管网和自建两部分。

在中国天然气快速发展的背景下，中国煤层气利用天然气管网具备了良好的机遇。随着西气东输、北气南下、海气登陆等天然气发展战略的实施，国家将加快天然气管网建设，旨在形成国产天然气管线、进口天然气管道和沿海气互相连通的管网，从而实现区域性乃至全国的天然气联网供应。这些天然气管网的建设，为煤层气的开发利用创造了良好的条件。如前所述，“西气东输”管道和陕京管线是最具有利用潜力的两条天然气管线。

西气东输管线。全长 3948km，西起新疆轮南，东至上海市白鹤镇，途经新疆、甘肃、宁夏、陕西、山西、河南、安徽、江苏、上海、浙江，供气范围覆盖中原、华东、长江三角洲地区，设计年输气 120×10^8m^3。

陕京输气管线。陕京输气管线包括陕京一线和陕京二线，由于陕京一线设计输气能力较小，本研究只考虑利用陕京二线。陕京二线输气管道途经陕西省、内蒙古自治区、山西省、河北省，东达北京市大兴区采育镇。管线经过毛乌素沙漠

东南边缘、晋陕黄土高原、吕梁山、太行山脉和华北平原，全线总长 935.4km，设计年输气量 $120\times10^8m^3$。

此外，考虑到地理位置和煤层气生产规模等因素，一些煤层气企业选择了自建管道。目前建成或在建的管道有晋煤集团的“李庄-晋城-矿区”煤层气输气管道和中联煤层气有限责任公司的“端氏-晋城-博爱”煤层气输气管道。山西省煤层气需求旺盛，这两条管道是以沁水盆地南部的煤层气为气源，供应周边的城镇。

7.3.6. 中国煤层气产业政策和法律现状分析

7.3.6.1. 煤层气资源管理法律法规

目前，中国煤层气产业上游领域法律，由一个法律框架、多个具体的法规组成。包括《矿产资源法》、《矿产资源法实施细则》、《矿产资源勘查区块登记管理办法》、《矿产资源开采管理办法》、《探矿权和采矿权转让管理办法》等法律法规。

《矿产资源法》是一个法律框架，1986年颁布实施，1996年修订。《矿产资源法》制定的目的在于发展矿产业，促进矿产资源的勘探、开发、利用和保护，保障国家对矿产资源的当前和长远需求。《矿产资源法》是中国有关矿产资源的第一部法律，该法明确煤层气是特定矿种。

《矿产资源法实施细则》、《矿产资源勘查区块登记管理办法》、《矿产资源开采管理办法》、《探矿权和采矿权转让管理办法》是作为组成部分的具体法规。《矿产资源法实施细则》于1994年颁布实施。制定《矿产资源法实施细则》的目的在于具体实施矿产资源法，加强对矿产勘查和开采的监管。《矿产资源法实施细则》首次规定了矿产资源勘查和开采权申请和审批的一套程序和规则，对各种违法行为规定了处罚办法。《矿产资源勘查区块登记管理办法》于1998年颁布实施，制定的目的在于加强对矿产资源勘查的管理，保护探矿权人的合法权益，维护矿产资源勘查秩序，促进矿业发展。《矿产资源勘查区块登记管理办法》充实和更新了有关勘探许可证方面的原有规定，使办理许可证的程序标准化和公开化，对包括外商在内的探矿业规定了新的财税制度，并附列了34种矿产资源。《矿产资源开采管理办法》于1998年颁布实施，制定目的在于加强矿产资源开采的管理，保护采矿权人的合法权益，维护矿产资源的开采秩序。《矿产资源开采管理办法》充实和更新了采矿权许可证管理方面的原有办法，使采矿权许可证申请程序标准化和公开化，对采矿业和外商规定了新的财税制度，并附列34种矿产资源。

《探矿权和采矿权转让管理办法》于1998年颁布实施，制定目的在于加强对探矿权和采矿权转让的管理，保护探矿权人和采矿权人的合法权益。《探矿权和采矿权转让管理办法》是中国第一次为许可证管理下的探矿权和采矿权的转让规定了一套申请、审批程序和规则。这些法律法规的主要内容包括：

（1）从事煤层气资源勘查开采必须经政府有关部门批准

《矿产资源法》规定：“从事矿产资源勘查和开采的，必须符合规定的资质条件。”依据上述法律规定，从事煤层气勘查开采的，无论是什么所有制的企业，都需要经政府有关部门批准，才能进入煤层气资源勘探开采领域。

（2）煤层气勘查开采实行国家一级管理

根据中国矿产资源法律法规规定，煤层气勘查开采实行国家一级登记管理，从事石油天然气勘查开采，只能向国土资源部提出申请，由国土资源部颁发油气勘查许可证和采矿许可证。

（3）从事煤层气勘查、开采活动必须取得勘查许可证或者开采许可证

根据矿产资源法律法规规定，符合资质条件的申请人必须向国土资源部提交探矿权登记申请书及有关文件（例如勘查实施方案、资金证明等），经严格审批取得勘查许可证后才能从事勘查作业。探矿权人经出资勘查取得煤层气储量并经国土资源部备案后，要向国土资源部提交采矿权申请登记书和其他材料（包括矿产资源开发利用方案、经矿产资源储量管理部门批准的储量报告及批准文件、开采矿产资源的环境影响评价报告及政府环保部门对环境评价报告的意见、资金证明文件等），提出采矿权申请。国土资源部经严格审查后准予登记并颁发采矿许可证后，煤层气企业才能成为采矿权人，从事油气开采活动。

（4）国土资源部与省级国土资源管理部门对煤层气勘查开采进行监督

《矿产资源法》规定，省、自治区、直辖市人民政府地质矿产主管部门主管本行政区域内矿产资源勘查、开采的监督管理工作。

（6）国土资源部有权对违法行为进行行政处罚

《矿产资源勘查区块登记管理办法》和《矿产资源开采登记管理办法》分别规定，国务院地质矿产主管部门依法对违反规定进行勘查或开采矿产资源的行为进行行政处罚。

（7）矿区使用费征收办法

煤层气开采的矿区使用费按陆上常规天然气对外合作规定交纳，即：年度煤层气产量不超过 $10\times10^8m^3$，免征矿区使用费；年度煤层气产量 $10\times10^8m^3$~$25\times10^8m^3$，交纳 1%的矿区使用费；年度煤层气产量 $25\times10^8m^3$~$50\times10^8m^3$，交纳 2%的矿区使用费；年度煤层气产量超过 $50\times10^8m^3$，交纳 3%的矿区使用费。

7.3.6.2. 煤层气税收政策

（1）增值税、资源税政策

国家财政部、国家税务总局发布的《关于加快煤层气抽采有关税收政策问题的通知》（财税[2007]16 号）规定：对煤层气抽采企业的增值税一般纳税人抽采销售煤层气实行增值税先征后退政策；对地面抽采煤层气暂不征收资源税。

（2）企业所得税

根据财政部规定（财税字[1996]62 号），从事合作开采石油资源的企业所得税问题的规定，均适用于开采中国陆上煤层气资源的企业；对中外合作开采煤层气的企业所得税实行二免三减半政策，即从开始获利年度起，第一年和第二年免征企业所得税，第三年至第五年减半征收企业所得税。

（3）关税

根据财政部、海关总署和国家税务总局发布的《关于煤层气勘探开发项目进口物资免征进口税收的规定》（财关税[2006]13 号），中联煤层气有限责任公司及其国内外合作者，在中国境内进行煤层气勘探开发项目，进口国内不能生产或国内产品性能不能满足要求，并直接用于勘探开发作业的设备、仪器、零件、专用工具，免征进口关税和进口环节增值税。

（4）资源补偿费

国务院颁布实施的《矿产资源补偿费征收管理规定》（国务院令第 150 号）规定，在中华人民共和国领域和其他管辖海域开采矿产资源，应当依照本规定缴纳矿产资源补偿费；法律、行政法规另有规定的，从其规定。煤层气的矿产资源补偿费率为 1%。

7.3.6.3. 煤层气价格政策

根据国家发改委下发的发改价格(2007)826 号通知，未进入城市公共配气管网的民用煤层气销售价格由供需双方协商确定；进入城市公共配气管网并纳入政府管理范围的民用煤层气销售价格，按照与天然气、煤气、液化气等可替代燃料

保持等热值合理比价关系的原则确定。

7.3.6.4. 煤层气对外合作政策

1996 年中国政府借鉴海洋石油的经验，批准成立中联煤层气有限责任公司（简称中联公司），并授予中联公司中外合作进行煤层气勘探、开发、生产的专营权。从此，中国煤层气开发对外合作实行了对外专营政策。为了适应加入 WTO 的要求，中国政府在 2001 年修改后的《中华人民共和国对外合作开采陆上石油天然气资源条例》中明确规定：对外合作开采煤层气资源由中联煤层气有限责任公司实施专营。2007 年 9 月中国政府再次修改《中华人民共和国对外合作开采陆上石油天然气资源条例》，允许国务院指定的其他公司对煤层气对外合作实施专营，对外合作专营权开始有限度地向其他公司开放。目前，国务院尚未指定其他享有煤层气对外合作专营权的公司。

《中华人民共和国矿产资源法》、《中华人民共和国对外合作开采陆上石油天然气资源条例》共同确定中国煤层气对外合作基本原则：资源为国家所有、开采活动及设施受资源国管辖、资源国的优先权、保护自然环境和保持生态平衡等。

7.3.6.5. 其他煤层气优惠政策

根据财政部下发的《财政部关于煤层气（瓦斯）开发利用补贴的实施意见》（财建[2007]114 号），中央财政将对中华人民共和国境内从事煤层气（含瓦斯）开采的企业按 0.2 元/立方米煤层气（折纯）标准进行补贴。

根据《国家发展改革委印发关于利用煤层气（煤矿瓦斯）发电工作实施意见的通知》（发改能源[2007]721 号），煤层气（煤矿瓦斯）电厂的富余电量由电网企业负责收购；电厂不参加市场竞争，不承担电网调峰任务；电厂上网电价，比照执行当地 2005 年脱硫燃煤机组标杆上网电价加补贴电价。

7.3.6.6. 煤层气开发与煤炭开采的协调政策

煤层气资源储集在煤层中，煤层气的开发存在与煤炭开采发生冲突的可能。2007 年 4 月 17 日国土资源部发布了《关于加强煤炭和煤层气资源综合勘查开采管理的通知》，提出了解决冲突的办法。国家划定并且公告设立特定的煤层气勘查开采区域，新设立的煤炭探矿权、采矿权不得进入；严格落实对未完全履行煤层气最低勘查投入的探矿权人的处罚；对已经发生的矿权重叠，探矿权双方采取协议合坐方式解决，协议不成，由国土资源管理部门进行调解，调解不成，则支持煤炭国家规划矿区内的煤炭生产企业综合勘查、开采煤层气资源。

7.4. 中国煤层气产业发展瓶颈

7.4.1. 替代能源挑战

煤层气作为一种非常规天然气体能源，其发展必然和常规能源形成竞争。在中国，与煤层气形成直接竞争的是煤和天然气。煤层气以煤炭作为储集层，煤层气高产富集的区域，煤炭资源也同样丰富，煤层气和煤炭的市场区域存在重合。此外，中国的煤炭具有市场成熟、市场规模大、价格较低等优点，这对煤层气市场开拓势必产生阻力。天然气目前在中国的开发利用程度还很低，其在一次能源消费中的比例还不足 3%。但是随着中国经济的发展，对能源安全和环境保护意识的加强，特别是西气东输工程的建成投产，天然气产业已经步入发展的快车道，占得市场先机。此外，天然气开发技术成熟，经济效益较好，因此更受到企业的青睐，这势必会对煤层气市场构成挑战。

7.4.2. 基础设施匮乏

和天然气一样，开发煤层气需要与输配管网建设、利用设施改造紧密结合。美国能在 10 年之内迅速发展煤层气产业，一个重要原因在于其发达的天然气管网和利用设施使得生产和利用实现紧密结合，减少了初期成本，快速实现了经济效益。目前，中国煤层气基础设施比较匮乏，输配管网尚不完善，只在部分地区有区域性的天然气输气管网。中国煤层气开发潜力较大的地区相对缺乏天然气管网设施，制约了煤层气的规模化商业开发，

7.4.3. 理论和技术创新不够

中国煤层气地质构造复杂，含煤层气的煤形成时代、煤变质作用类型和变质程度与国外多有不同：煤储层渗透率、含气饱和度、储层压力普遍较低；煤储层原生结构遭到严重破坏；低、高煤阶是中国煤储层的主要煤阶；煤储层的非均质性严重[43]。因此，不能完全照搬国外的经验。中国煤层气规模化开发刚刚开始，理论和技术方面都存在许多关键性难题[1]。煤层气产业具有高投入、高风险、高技术的特点，其发展依赖于前期的大量投入、适合的技术和设备。煤层气勘探开发理论和技术研究还缺乏足够的人才、基础设施和资金等必要支撑，一些基础理论、关键技术和设备有待提高。中国政府也非常重视煤层气勘探开发技术的研究工作，2007 年 9 月 26 日煤层气国家工程研究中心成立，国家中长期重大科技专项《大型油气田及煤层气开发》也即将启动[1]，这些工作将有助于解决目前技术创新不足的问题。

7.4.4. 煤层气产业相关法律法规有待完善

煤层气勘探开发利用作为独立的产业应该得到比较完善的法律法规的规制，从而明确煤层气产业参与各方的权利和义务，以促进煤层气产业的健康发展。现行中国煤层气法律法规存在法律层级低、约束性不强以及法律体系存在空白等问题。中国煤层气资源勘探、开发、生产、运输和销售整个产业链的管理主要以国务院条例和政府部门规章为主，这些条例和规章同属于第二级法律工具，由于缺少上位法支持，使得法律体系效力层级较低，容易造成执行不力。此外，中国煤层气产业中下游的许多重要领域都存在着法律空白，使得中国煤层气产业中下游缺乏长期稳定的投资和经营环境，增大了不确定性和投资风险，不利于该领域的发展。

7.5. 中国煤层气政策法律制定建议

7.5.1. 政府直接投资的支持措施

7.5.1.1. 科研投入

中国储层条件复杂，开采难度大，煤层气抽采利用的技术支撑能力不足，从理论和技术方面都存在许多关键性难题。煤层气赋存形式、成藏过程与非均质性、煤层气高渗富集区控气因素等方面的基础理论研究还需要加强。除了基础理论研究外，还要重视对多分枝水平井、提高煤层气采收率等前沿技术的攻关。例如多分枝水平井技术适合中国很多地区煤层气储层条件，并且已经在试验中取得了良好的产能表现，但是由于需要利用国外的先进仪器设备使得钻井工程造价较高，难以为煤层气开发创造优于传统直井的经济效益，严重限制了多分枝水平井的应用。对此有必要加强对关键仪器设备的国产化研发，降低投资，推动多分枝水平井在中国的应用。国家应利用国家重大基础研究项目、国家五年攻关计划、自然科学基金重点项目，优先安排煤层气基础理论和关键技术研究课题，对制约中国煤层气发展的关键科学问题进行系统研究，加速中国煤层气产业形成和发展。

7.5.1.2. 先导性试验投入

中国政府对煤层气先导性试验的投入已经产生积极效果，通过对煤层气地面开发全过程试验，获得了煤层气开发技术和管理的宝贵经验，为试验区煤层气大规模开发积累了资料，打下了基础。目前，政府支持的煤层气先导性试验区主要处在沁水盆地，由于各地区地质和地理条件的差异，限制了先导性试验的示范效

果。因此，国家有必要在其他地质条件较好的有利区域加大煤层气勘探开发的投入，集中力量实现产量突破，进而带动本地区的煤层气大规模开发。

7.5.2. 健全煤层气相关法律法规

煤层气作为一个新矿种，在地质赋存条件和开发技术体系上既不同于煤炭，也不同于天然气，但由于它以煤炭为地质载体，同时又与天然气共用管道并且共享最终用户，使其与煤炭和天然气之间形成了既独立又依赖的独特关系。从发展产业的角度来说，煤层气特别需要一个协调一致的政策环境。此外，中国煤层气产业是一个新兴产业，针对它的法律法规体系尚不完善，随着煤层气产业的发展必然会出现无法可依的现象。鉴于煤层气和天然气的密切关系，政府可以制定一部针对煤层气和天然气，并且涵盖它们的整个产业链的法律，以引导煤层气产业健康发展。

7.5.3. 实施煤层气鼓励政策

由于技术、理论以及设备的不完善以及市场极不成熟，早期的煤层气产业建设应当首先以实现其在煤矿安全生产和温室气体减排上的社会效益为目标，作为能源利用上的经济效益应当是第二位的。煤层气企业要以经济效益来决定对煤层气开发的投入，中国煤层气开发产量低、投资回收期长的特点显然降低了煤层气企业的投资热情。政府有必要在煤层气开发早期制定优惠的产业政策，以平衡为全民共享的社会效益与具体企业回收其投资的经济效益之间的矛盾。

7.5.3.1. 融资

煤层气产业发展必须要有可靠的融资体系作保障，除了直接投入外，政府需要为煤层气企业利用国内外的融资渠道提供支持。目前比较可行的融资渠道是国内贷款、具体项目融资、外商投资等。

（1）国内贷款

国内银行贷款成本低、周期快、灵活性强，但是与成熟的工业项目相比，煤层气项目在取得国内贷款方面不占优势；而且随着银行改革的深入，商业银行发放补贴贷款越来越受到限制。因此，国家需要提高政策性银行对煤层气产业的支持程度。

（2）具体项目融资

项目融资在国际上相当流行，中国油气企业也经常采用项目融资这种方式。需要采用项目融资方式进行的项目规模庞大，一般由政府、企业、国内外银行、

投资公司等联合融资建设。对于煤层气有利区域的重点项目，国家和地方政府需要积极协调相关融资各方建立合作机制、协助他们降低项目成本，引导他们能够集中力量完成项目。

（3）外商投资

中国巨大的煤层气资源潜力和消费市场潜力是外商关注中国煤层气产业的基础，吸引外资必须提高煤层气开发实现经济效益的可能性。国家需要对外资关注的煤层气热点地区做好以下几个方面的配套，以高效引导外资利用：优惠税费政策；通讯、环保、交通、服务等基础设施建设；天然气管网建设；天然气储气工程；天然气利用工程建设。此外，适当降低合作者进入的门槛，拓宽合作范围（如井下瓦斯抽放），鼓励外方使用新技术（如水平井、定向井等），加大合作者的实物工作量的投入，相应减少签字费用、培训费和协助费；制定对外合作监管办法，健全并严格执行退出机制，对投资不足的合同及时终止执行。

7.5.3.2. 税收和补贴

美国的煤层气产业政策之所以取得成功，关键在于以常规天然气为参照物，制定出更优惠的扶持政策，从而促进了煤层气产业的形成和快速发展。中国政府借鉴外国经验，已经出台了一系列优惠政策。从经济评价的结果看，减税和补贴在很大程度上提高了煤层气开发的经济性。经济效益对价格变化最为敏感，补贴对改善煤层气开发经济效益的作用最为明显。此外，煤层气开发减税的空间已经很小，补贴是政府进一步调控煤层气产业的最可行手段。从煤层气社会效益评价的结果可以看出，每开发 $1m^3$ 煤层气仅在温室气体减排、煤矿安全生产和能源安全三方面即可贡献 0.28 元的社会效益。建议国家据此实施差异性补贴，对峰峰、织那、六盘水、红茂等煤层气目标区的非发电用煤层气销售每 $1m^3$ 补贴 0.28 元，促进这些边际目标区煤层气资源的开发。

7.5.3.3. 价格

从国外经验可以看出，价格政策对天然气产业的发展有着极大的影响。中国目前有许多城市居民仍然享受财政补贴，特别是煤矿区抽放的瓦斯作为职工福利，价格更低，这些不利于煤层气产业的发展。国家需要制定合理的天然气价格政策，地方政府有关部门应尽快放开天然气价格，保证煤层气与天然气、煤气、液化气在价格上的竞争能力，为煤层气产业创造良好的市场环境。

7.5.3.4. 开展温室气体减排配额买卖安排

清洁发展机制（CDM）是2005年生效的《京都议定书》中规定的发达国家在境外实现部分减排承诺的一种履约机制。核心在于允许发达国家和发展中国家进行基于投资项目的“经证明的减排量（CERs）”的转让与获利。煤层气开发利用是实施清洁发展机制的重要领域，国家有必要加强对此机制的宣传和服务工作，以为煤层气企业创造更多的获得资金和技术支持的机会。此外，国家有必要进一步严格环保法规，尽快建立甲烷排减基金，出台甲烷减排补贴政策和排放标准罚款制度，鼓励企业开发和利用煤层气。

7.5.4. 加强基础管网建设，实施管网准入制度

7.5.4.1. 加强基础管网建设

通过对煤层气目标区市场需求的预测可以看出，煤层气本地需求难以满足大规模商业化开发的需要，通过管网外输是解决这一问题的主要途径。受到煤层气开发低经济效益的影响，煤层气企业自己建设长输管线，会加大煤层气开发的风险，降低企业开发煤层气的积极性。由于煤层气与天然气可以混输混用，两者具有共同的市场用户，并且煤层气资源分布与常规天然气资源的分布在地域上具有互补性，国家在规划天然气长输管线的建设时应充分考虑二者的可混输性及煤层气资源分布的地域特点，尽可能安排常规天然气长输管线靠近煤层气生产基地，并为未来区域煤层气管线并入预留足够容量，降低煤层气产业发展初期管线建设的投资。同样，煤层气长输管网建设应纳入国家基础建设规划，并有计划地投入适度的基本建设资金分期实施，逐步建成中国煤层气（天然气）长输管网。

7.5.4.2. 实施管网准入制度

管网准入制度也称为第三方准入，是指第三方利用管网公司的运输能力和相关服务付费输送自己的煤层气的一种权利。管网包括天然气长输管道和地方配送管网，对煤层气企业而言，需要利用的是天然气长输管道的运输能力。天然气长输管道运输实行第三方准入有着一定的条件：管道公司是独立的法人；拥有发达的市场，和富余的管道运输能力；有足够多的煤层气（天然气）生产商愿意使用这一条件，而不是自己建设管道；现有管道之间存在着实际连接的可能性。中国目前还不完全具备这样的条件，近期内难以强制实行第三方准入。随着煤层气和天然气行业的发展，在一条管道经过的线路上，将会有越来越多的生产商需要使用运输能力销售煤层气（天然气），所以作为过渡措施，可以考虑实行协商的第

三方准入。由管道公司和托运人协商确定是否准入，政府需要要求运输商公布管道运输和相关服务的基本条件。在条件成熟时，实施第三方准入制度。

参考文献

[1] 雷群,李景明,赵庆波. 煤层气勘探开发理论与实践[C].北京:石油工业出版社,2007.7.

[2] 叶建平,范志强.中国煤层气勘探开发利用技术进展[C].北京:地质出版社,2006.9.

[3] 李天星.肩负煤层气产业发展重任——访中国石油股份公司廊坊分院煤层气项目经理部经理赵庆波[J].中国石油企业.2006（06）.

[4] 路相宜.中石油煤层气头角渐显[J].中国石油石化.2007,(03).

[5] 蔡廷永.“国家队”成为煤层气研究生力军[EB/OL]. http://www.sinopecnews.com.cn/shzz/content/2008-01/04/content_468182.htm,2008-01-04.

[6] 孙茂远.煤层气资源开发利用的若干问题[J].中国煤炭,2005,(3).

[7] 李静.抓住机遇加快发展煤层气[EB/OL].http://chanye.finance.sina.com.cn/zy/2006-05-10/287260.shtml,2006-05-10.

[8] 雪佛龙公司.http://www.chevron.com/.

[9] 美国远东能源公司.http://www.fareastenergy.com/.

[10] 美国亚美大陆煤炭有限公司. http://www.asianamericancoal.com/en/index.asp.

[11] 加拿大亚太中国能源有限公司. http://www.pace-energy.com/s/Home.asp.

[12] 陈文仙.中加合作开发新疆煤层气资源[EB/OL]. http://chanye.finance.sina.com.cn/zy/2006-01-11/274270.shtml,2006-01-11.

[13] 英国瑞弗莱克油气有限公司.http://www.reflection-gas.com.cn/intro1.asp.

[14] 美国格瑞克能源公司. http://www.greka.com/.

[15] 李文阳,王慎言,赵庆波.中国煤层气勘探与开发[A].徐州:中国矿业大学出版社,2003

[16] 叶建平.中国煤层气勘探开发进展综述[J].地质通报,2006,25(9-10).

[17] 国家发改委.煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划[EB/OL]. http://www.ccpua.com/NewInfoContent_123864.htm,2006-09-14.

[18] 煤炭信息研究院.时事与通讯[Z].北京:中国煤层气信息中心,2002-02-28,2005-06-28.

[19] 国家发改委.煤矿瓦斯防治工作[EB/OL]. http://www.sdpc.gov.cn/nyjt/mkwsfzzl/mzyxx/t20060314_62960.htm,2006-01-05.

[20] 铁法煤业（集团）有限责任公司.CDM 项目介绍[EB/OL].http://fm.tfcoal.com/Article/ShowArticle.asp?ArticleID=115,2006-06-13.

[21] 煤炭信息研究院.时事与通讯[Z].北京:中国煤层气信息中心,2005-02-28.

[22] 孙茂远,黄盛初.煤层气开发利用手册[M].北京:煤炭工业出版社,1998.

[23] 窦庆峰,黄盛初.亚洲开发银行积极支持中国煤层气开发[EB/OL]. http://www.3jjj.com/

coal_new.asp?nid=60216&lid=57, 1998-03-02.

[24] 中联煤层气有限责任公司. 中国煤层气勘探开发技术研究[M]. 北京:石油工业出版社, 2007. 9.

[25] 中联煤层气有限责任公司. 21 世纪中国煤层气产业发展与展望[M]. 北京:煤炭工业出版社, 2003. 12.

[26] 孙茂远, 朱超. 国外煤层气开发的特点及鼓励政策[J]. 中国煤炭, 2001, (2).

[27] 李五忠, 王一兵, 孙斌, 鲜保安, 陈彩红, 王宪花. 中国煤层气资源分布及勘探前景[J]. 天然气工业, 2004, (5).

[28] 秦勇, 程爱国. 中国煤层气勘探开发的进展与趋势[J]. 中国煤田地质, 2007, (1).

[29] 孙茂远, 范志强. 中国煤层气开发利用现状及产业化战略选择[J]. 天然气工业, 2007, (3).

[30] 接铭训, 林建浩, 胡爱梅. 中国煤层气产业发展问题探讨及相关建议[J]. 中国煤层气, 2007, (1).

[31] 孙茂远. 中国煤层气产业化战略选择[J]. 中国石油企业, 2006, (11).

[32] 王许涛, 刘文斌, 张百良. 煤层气开发利用的制约因素及对策[J]. 洁净煤技术, 2006, (4).

[33] 李亚军, 郭慧. 加快发展煤层气产业[J]. 天然气工业, 2006, (2).

[34] 秦勇. 中国煤层气产业化面临的形势与挑战(Ⅱ)——关键科学技术问题[J]. 天然气工业, 2006, (2).

[35] 秦勇. 中国煤层气产业化面临的形势与挑战(Ⅰ)——当前所处的发展阶段[J]. 天然气工业, 2006, (1).

[36] 张国良, 孙茂远. 中国煤层气产业对外合作政策研究[J]. 中国煤层气, 2004, (2).

[37] 刘洪林, 刘洪建, 李贵中, 王红岩. 中国煤层气开发利用前景及其未来战略地位[J]. 中国矿业, 2004, (9).

[38] 孙欣, 王国文. 抚顺、铁法和晋城矿区煤层气开发利用[J]. 中国煤炭, 2003, (9).

[39] 孙茂远. 中国煤层气勘探开发现状、问题及其建议[J]. 中国能源, 2002, (11).

[40] 吴佩芳. 中国煤层气产业发展面临的机遇和挑战[J]. 断块油气田, 2002, (2).

[41] 陈晓东. 对中国煤层气勘探开发现状的思考与建议[J]. 天然气工业, 2002, (5).

[42] 李明宅, 冯三利, 胡爱梅, 潘军. 中国发展煤层气产业的几点思考[J]. 中国能源, 2001, (5).

[43] 刘贻军, 娄建青. 中国煤层气储层特征及开发技术探讨[J]. 天然气工业, 2004, (1).

附　　录

附录Ⅰ 基础数据与参数表

附表 1 中国煤层气含气带地质参数表

序号	含气带	成煤时代	主要煤级	埋深（m）	含气饱和度（%）	气含量（m^3/t）	资源密度（$10^8m^3/km^2$）	煤层气资源量（10^8m^3）
1	三江-穆棱河 I_{01}	K1		<1000		3.46	0.24	2243.47
		K1	FM/JM	1000-1500		8.28		
				1500-2000		9.98		
2	延边 I_{02}	K1		<1000		3.46	0.02	13.25
3	浑江-辽阳 I_{03}	K1		<1000		3.46	0.44	703.33
		C-P				13.2		
		C-P	JM/SM/WY	1000-1500	85	14.31		
				1500-2000	85	15		
4	抚顺 I_{04}	R3		<1000		9.23	0.07	44.58
		R3	CY	1000-1500		9.23		
5	辽西 I_{05}	K1		<1000		5.4	0.15	412.41
		C-P				5.84		
		K1	CY/QM	1000-1500		5.62		
		C-P	FM/JM/PM	1500-2000	80	8.93		
6	松辽盆地东部 I_{06}	K1		<1000		3.46	0.02	35.21
		K1	CY	1000-1500		3.87		
7	松辽盆地西南 I_{07}	K1		<1000		3.46	0.02	26.92
8	冀北东部 I_{I01}	J1-2		<1000		4.36	0.12	80.14
		C-P				5.84		
		J3	QM	1000-1500		6.04		
				1500-2000		6.8		
		C-P	QM/FM/JM	1000-1500	80	7.66		
9	京唐 II_{02}	C-P		<1000		5.84	1.15	1092.13
		C-P	QM/WY	1000-1500	80	9.03		
				1500-2000	80	9.81		
10	太行山东麓 II_{03}	C-P		<1000		9.13	1.18	4428.09
			QM/FM/WY	1000-1500	85	15.98		
				1500-2000	85	16.55		

续附表 1

序号	含气带	成煤时代	主要煤级	埋深（m）	含气饱和度（%）	气含量（m^3/t）	资源密度（$10^8m^3/km^2$）	煤层气资源量（10^8m^3）
11	冀中平原 II_{04}	C-P		<1000			1.15	4308.02
		C-P	QM/FM	1000-1500		10.79		
				1500-2000		10.79		
12	豫北鲁西北 II_{05}	C-P		<1000			0.26	2500.7
		C-P	QM/WY	1000-1500	60	6.22		
				1500-2000	60	6.65		
13	豫西 II_{08}	C-P		<1000		5.44	1.31	5598.41
		C-P	JM/SM/PM	1000-1500	80	13.43		
				1500-2000	80	13.67		
14	豫东 II_{09}	C-P		<1000		6.85	1.15	4002.34
		C-P	SM/PM/WY	1000-1500	85	18.72		
				1500-2000	85	19.33		
15	徐淮 II_{10}	C-P		<1000		6.27	0.05	3399.06
		C-P	QM/FM/JM	1000-1500	85	7.76		
				1500-2000	85	8.26		
16	淮南 II_{11}	C-P		<1000		6.27	1.34	3485.72
		C-P	QM/JM/FM	1000-1500	85	7.76		
				1500-2000	85	8.26		
17	鄂东南赣北 III_{01}	P2		<1000		15.12	0.06	55.98
18	长江下游 III_{02}	P2		<1000		7.01	0.11	102.45
		P2	SM/PM/WY	1000-1500	75	14.5		
19	苏浙皖边 III_{03}	P2		<1000		7.01	0.1	181.45
		P2	FM/JM/PM	1000-1500	75	8.6		
20	赣浙边 III_{04}	P1		<1000		7.01	0.05	28.65
		P1	PM/WY	1000-1500	75	13.1		
21	萍乐 III_{05}	T3		<1000		7.96	0.1	258.93
		P2				15.12		
		P2	SM/PM/WY	1000-1500		15.22		
22	湘中 III_{06}	P2		<1000		13.79	0.3	423.85
		C1				17.51		
		P2	SM/PM/WY	1000-1500		12.18		
		C1	PM/WY	1000-1500		21.44		

续附表 1

序号	含气带	成煤时代	主要煤级	埋深（m）	含气饱和度（%）	气含量（m^3/t）	资源密度（$10^8m^3/km^2$）	煤层气资源量（10^8m^3）
23	湘南 III_{07}	P2		<1000		19.92	0.21	372.59
		P2	WY	1000-1500		21.61		
24	桂中北 III_{08}	P2		<1000		4.87	0.15	136.94
		C1				4.87		
		P2	JM/SM/PM	1000-1500	80	10		
		C1	JM/SM/PM	1000-1500	80	12.76		
25	生物气，未分			<1000				
26	冀北西部 V_{01}	J1-2		<1000		4.36	0.09	87.98
		J1-2	CY/QM	1000-1500		6.43		
27	大宁 V_{02}	C-P		<1000		5.87	1.38	2653.03
		C-P	QM/FM/JM	1000-1500	80	9.64		
				1500-2000	80	10.14		
28	沁水 V_{03}	C-P		<1000		16.13	2.01	55157.77
		C-P	SM/PM/WY	1000-1500	95	21.39		
				1500-2000	95	22.06		
29	霍西 V_{04}	C-P		<1000		16.13	1.83	7355.45
		C-P	FM/JM/SM	1000-1500	95	21.39		
				1500-2000	95	22.06		
30	鄂尔多斯盆地东缘 V_{05}	C-P		<1000		6.72	1.22	19962.27
		C-P	FM/JM/SM	1000-1500	85	10.96		
				1500-2000	85	11.4		
31	渭北 V_{06}	C-P		<1000		7.87	0.94	7011.02
		C-P	SM/PM/WY	1000-1500	85	18.31		
				1500-2000	85	18.84		
32	鄂尔多斯盆地北部 V_{07}			<1000			1.09	55825.61
		J1-2	CY/QM	1000-1500		5.4		
				1500-2000		8.1		
		C-P	CY/QM	1000-1500		4.14		
				1500-2000		6.21		
33	鄂尔多斯盆地西部 V_{08}	J1-2		<1000			0.63	12732.06
		J1-2	CY	1000-1500		4.88		
				1500-2000		5.32		

续附表 1

序号	含气带	成煤时代	主要煤级	埋深（m）	含气饱和度（%）	气含量（m^3/t）	资源密度（$10^8m^3/km^2$）	煤层气资源量（10^8m^3）
34	桌-贺 V_{09}	J1-2		<1000		10.4	1.79	7829.13
		C-P				4.67		
		C-P	JM/SM/PM	1000-1500	80	11.84		
				1500-2000	80	12.5		
35	陕北 V_{10}	J1-2		<1000			0.33	3732.81
		J1-2	CY/QM	1000-1500		6.29		
36	黄陇 V_{11}	J1-2		<1000			0.06	142.79
		J1-2	CY	1000-1500		4.14		
				1500-2000		4.97		
37	华蓥山 VI_{01}	T3		<1000		7.96	0.25	623.4
		P2				9.59		
		P2	JM/SM/PM	1000-1500	80	10.96		
38	永荣 VI_{02}	T3		<1000		7.96	0.24	772.99
		P2				9.59		
		P2	SM/WY	1000-1500	85	15.7		
39	雅乐 VI_{03}	P2		<1000		7.96	0.06	211.85
		P2	JM	1000-1500	70	8.41		
40	川南黔北 VI_{04}	T3		<1000		7.96	0.33	10381.79
		P2				12.43		
		T3	SM	1000-1500	70	10.3		
		P2	WY	1000-1500	75	13.5		
				1500-2000	80	15.96		
41	贵阳 VI_{05}	P2		<1000		5.17	0.17	940.49
		P2	SM/PM/WY	1000-1500	75	14.32		
				1500-2000	80	15.44		
42	六盘水 VI_{06}	P2		<1000		7.19	1.7	15094.34
		P2	JM/PM/WY	1000-1500		13.81		
				1500-2000		16.66		
43	渡口楚雄 VI_{07}	T3		<1000		7.96	0.1	261.3
		T3	SM/WY	1000-1500	75	13.6		
44	吐-哈 VII_{01}	J1-2		<1000		4.08	1.51	26258.98
		J1-2	CY/QM	1000-1500		5.98		

续附表 1

序号	含气带	成煤时代	主要煤级	埋深（m）	含气饱和度（%）	气含量（m^3/t）	资源密度（$10^8m^3/km^2$）	煤层气资源量（10^8m^3）
44	吐-哈 VII_{01}			1500-2000		7.68		
45	三唐-淖毛湖 VII_{02}	J1-2		<1000		4.08	0.31	3345.49
		J1-2	CY/FM	1000-1500		6.41		
				1500-2000		7.21		
46	准噶尔南 VII_{03}	J1-2		<1000		4.36	0.53	3472.49
		J1-2	CY/QM	1000-1500		5.86		
		J1-2	CY/QM	1500-2000		7.53		
47	准噶尔北 VII_{05}	J1-2		<1000		4.36	0.23	5030.15
		J1-2	CY/QM	1000-1500		5.49		
				1500-2000		7.06		
48	伊犁 VII_{06}	J1-2		<1000		4.08	1.21	12191.91
		J1-2	CY/QM	1000-1500		5.82		
				1500-2000		7.48		
49	尤尔都斯 VII_{07}	J1-2		<1000		4.36	0.1	476.34
		J1-2	QM	1000-1500		6.96		
				1500-2000		7.83		
50	焉耆 VII_{08}	J1-2		<1000		4.36	0.3	3455.54
		J1-2	QM	1000-1500		6.87		
				1500-2000		7.73		
51	蒙甘宁边 $VIII_{01}$	J1-2		<1000		3.44	0.57	903.81
		C-P				4.67		
		J1-2	CY/QM	1000-1500		5.83		
		C-P	SM/PM/WY	1000-1500	50	8.97		
				1500-2000	65	11.79		
52	西宁-兰州 $VIII_{02}$	J1-2		<1000		4.16	0.18	102
		J1-2	CY/FM	1000-1500		6.58		
				1500-2000		7.41		
53	河西走廊 $VIII_{03}$	J1-2		<1000		4.16	0.47	1919.13
		C-P				4.67		
		J1-2	PM/SM/WY	1000-1500	50	9.74		
				1500-2000	65	12.81		
		C-P	QM/JM	1000-1500	60	5.35		

续附表 1

序号	含气带	成煤时代	主要煤级	埋深（m）	含气饱和度（%）	气含量（m^3/t）	资源密度（$10^8m^3/km^2$）	煤层气资源量（10^8m^3）
53	河西走廊 $VIII_{03}$			1500-2000	65	6.35		
54	柴达木北 $VIII_{04}$	J1-2		<1000		4.16	0.33	544.57
		C-P				4.67		
		J1-2	CY/QM	1000-1500		5.22		
				1500-2000		6.71		
		C-P	JM	1000-1500	65	9.59		
55	塔里木东 $VIII_{05}$	J1-2		<1000		4.08	1.34	5217.65
		J1-2	QM	1000-1500		6.87		
		J1-2	QM	1500-2000		7.73		
56	无资料 VIIII	J1-2						
57	台湾 X			<1000				

附表 2 中国煤层气目标区地质参数表

序号	目标区	含气面积 km^2	煤级	煤层埋深（m）	煤层压力（MPa）	煤层厚度（m）	渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）	含气量（m^3/t）	孔隙度（%）
1	大青山	32.63	QM-SM		5~15	10		16.4	5.65
2	宣下	297.81	CY-JM		5~10	10		15	4.9
3	兴隆	68.18	QM-WY		5~22	8.65		15	5.16
4	开滦	12.25	JM-WY	700~950	5.82	15~20	0.03~0.25	10.2	0.5~2.5
5	蓟玉	1382.79	QM-WY	700~950	12	10~20	0.03~0.25	5	低孔隙度
6	柳江	63.94	QM-FM	700~950	16	10	0.03~0.25	15	低孔隙度
7	大成	3333.55	QM-WY	1120~1300	11.5	10~28	0.084	8	3.7
8	焦作	750.45	PM-WY	500~1500	0.88~11	0.36~12.69	1.776~2.96	20.1	7~12
9	安阳-鹤壁	607.53	SM-WY	1000~2000	6.04~9.14	3.49~22.2	0.178	14.4	9~14
10	峰峰	665.76	SM-WY	1000~2000	1.75~6.23	4.5~11.5	0.792~1.79	8	7~14
11	临城	121.47	WY	1000~2000		9~15	0.159~0.315	8	7~14
12	灵山	50.28	JM-PM	1000~2000		9~15	0.159~0.315	10	7~14
13	阳泉	5442.25	FM-WY	550~650	2.06~6.25	13	0.08~0.103	13.3	1.41~8.67
14	和顺-左权	4646.69	FM-JM	1309.35	3.84	5~17	0.5~0.987	10	1.15~7.69
15	潞安	3265.27	QM-JM	800~	1.54~4.53	15	1.97	9.9	2.88
16	晋城	1348.44	QM-JM	700	2.77~4.76	5~6	0.98	14.1	3.38~9.89
17	霍东	6568.24	QM-SM	674.37	3.84	5~17	0.987	4.3	1.15~7.69
18	太原西山	1123.65	QM-FM	674.37	3.84	5~17	0.987	5.7	1.15~7.69
19	霍州	1729.88	FM-WY	674.37	3.84	15	0.987	5	1.15~7.69
20	宁武	849.5	PM-WY	100~1500	8.7	14～24	0.3-2	6	8~15
21	府谷	3049.3	JM-PM	<1500		2~28.5	3.168	5	6.5
22	柳林	3338.2	CY-FM	366.98	3.7~4.5	5~15	1.0~1.13	9.7	5~6
23	三交北	1920.57	FM-JM	500~1200	4	8~17.5	0.15~11.6	8.7	4.6
24	乡宁	2117.95	FM-SM	600～1500	3	8.0~12.49	0.1~12	5	1.67~4.81
25	韩城	4784.29	JM-WY	300~900	7.6~8.5	8.93	1.93~3.01	11.8	5.4
26	铜川	4309.85	QM-WY	400~1400	7.5~8.5	6.89	0.141~0.859	6	3
27	鄂尔多斯盆地侏罗系	53888.1	QM-FM	200~700	5	8	0.5~8	3~14.2	8.32
28	桌子山	49.82	QM-WY	500~800		2.17~15.95	0.1~2.5	5.6	7.5~15
29	石嘴山	57.95	PM-WY	600~1300		13.5	1.49~16.29	6.1	1~3.6
30	呼鲁斯太	69.13	QM-WY			24.81	0.5	8	2.5~7.5

续附表 2

序号	目标区	含气面积 km^2	煤级	煤层埋深（m）	煤层压力（MPa）	煤层厚度（m）	渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）	含气量（m^3/t）	孔隙度（%）
31	汝箕沟	23.54	WY			20.9	0.5	13.4	4.06
32	乐平	38	WY	800~1200	8.485~8.867	2	0.044~3.34	10.7	12.95
33	丰城	722.3	QM-MY	965	3.40~8.87	2.4	2.45	17.9	1.7~8
34	连邵	389.15	FM-WY		2.16~6.9	9.19~15.3	0.73~1.28	9.6	1~5
35	天府	220.42	JM	1000	1~13.92	7.96	0.0013~0.35	15.6	
36	沥鼻峡	222.68	FM-JM			5.61~12.95		9.4	
37	松藻	293.94	WY			4.98~10.69	0.301	27.1	1~5
38	黔西北	529.52	JM-PM	<1500		27.1~34.7	<0.1	8	
39	圭山	86.74	FM-WY	200~1500	0.459~1.32	20~40	0.01~0.0275	7.7	1.4~2.6
40	恩洪	685.21	JM-SM	200~1500	2.9~5.9	18.04	渗透性好	9.2	1.4~2.6
41	宣威	8476.63	FM-JM	200~1500	0.459~1.32	20~40	0.01~0.0275	9.7	1.4~2.6
42	六盘水	4592.38	QM-WY	200~1500	0.459~1.32	20~40	0.01~0.0275	12	1.4~2.6
43	兴义	2550.25	WY	200~1500	0.459~1.33	20~41		6.5	1.4~2.6
44	织纳	4374.38	WY	200~1500	0.459~1.34	20~42		12	1.4~2.6
45	贵阳	3158.38	JM-PM					8	
46	红茂	133.21	WY					12	
47	罗城	46.78	WY					14	
49	白杨河	169.98	CY-FM	400~2000		139.2	较高渗率	6.2	高孔隙度
50	艾维尔沟	50.02	QM-SM					7	
51	呼和湖凹陷		CY-QM						
52	霍林河	380	HM-CY					2.5	
53	鹤岗	309.53	CY-QM	600~1000	2.24~5	2~10	0.04~0.4	7	1.6~6.8
54	鸡西	1841.56	QM-JM	700~900		2~10	0.2~1.4	6	1.6~6.8
55	双鸭山	239	CY-QM	600~900	4.1	9~34	1.15~7.18	9.4	1.6~6.8
56	勃利	537.72	QM-WY	800	4.4~9	9~43		6	
57	红阳	426.27	QM-WY	800	5.1	40~50	0.16	16.2	
58	阜新	139.87	CY-QM	800	6.7	60~80	0.3~0.6	4.9	3.6
59	铁法	84.61	CY-QM	850	4	30~40	0.1~1.507	6.5	1.6
60	淮南	1373.74	QM-SM	600~800	4.2~6	30~40	0.1~2.8	6.8	
61	淮北	450	QM-WY	600~900		30~40	0.5~3.2	7.5	
62	中梁山	255.95	JM			12	0.01~0.02	17	
63	吴堡	2117.95	FM-JM	1200~1500		5~15	0.06~0.07	9	

续附表 2

序号	目标区	含气面积 km^2	煤级	煤层埋深（m）	煤层压力（MPa）	煤层厚度（m）	渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）	含气量（m^3/t）	孔隙度（%）
64	古佛山	417.48	JM-WY					17.7	
65	南桐	146.24	FM-WY			0.5~9.93		15	
66	螺观山	340.92	JM-SM					18.5	
67	萍乡	9.99	JM-WY	800~1200		0.6~4.57	0.1~0.34	20	
68	芙蓉	908.91	WY			4.5		15.3	
69	华蓥山中段	421.07	FM-PM					12.2	
70	华蓥山北段	161.56	QM-JM					10.2	
71	杨桥-袁村	221.58	WY			0.6~4.57		12.3	
72	南武	45.59	JM-PM				0.01~0.37	10	
73	黔北	11372.54	SM-WY					7	
74	蒲白	1571.48	JM-SM	500~2000		5~7	0.064	6	
75	马莲滩	189.65	WY					9.4	
76	镇雄	2935.25	WY					10	
77	澄合	1941.22	SM-PM	500~700		2~8	0.1~0.9	8.4	
78	筠连	983.57	WY					10.7	
79	古叙	916.06	WY					9.7	
80	青山岭	223.94	JM-WY					8.6	
81	中山	131.75	QM-SM					8.7	
82	鹤天祠	71.71	JM-PM					8.1	
83	峨眉山	88.87	QM-JM					8.6	
84	西山	155.87	JM-WY					11.5	
85	韦州	578.43	QM-WY					5.8	

附表 3 中国煤层气目标区直井产量预测表

序号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
目标区	大青山	宣下	兴隆	开滦	蓟玉	柳江	大城	焦作	安阳-鹤壁	峰峰	临城	灵山	阳泉	和顺-左权	潞安	晋城
井深（m）	800	850	900	810	890	910	1140	1310	1510	1502	1010	1015	610	1010	810	710
1*	764.63	783.90	1140.32	1355.73	1787.02	1689.10	1660.24	2283.09	1720.35	981.01	2142.36	2680.05	2442.67	1477.24	1725.33	2108.07
2	2492.23	2433.72	3080.46	1989.41	2207.51	2287.41	2050.62	2540.16	2618.71	2420.31	2640.59	2892.09	3262.05	1663.34	2542.76	2698.02
3	2722.83	2602.29	3138.03	2354.83	2295.63	2398.03	2730.24	2584.97	2603.45	2434.23	2652.66	2871.34	3235.62	1591.12	2554.66	2733.26
4	2471.06	2335.74	2792.57	2411.08	2285.49	2275.07	2700.27	2573.73	2290.24	2236.22	2001.73	2309.44	2139.68	1476.77	1998.65	2474.27
5	2217.52	2086.62	2491.08	2309.42	2210.84	2093.90	2510.04	2535.61	2063.63	2007.92	1739.05	2046.32	1780	1361.71	1754.59	2232.37
6	1978.62	1854.29	2200.11	2210.25	2075.80	1928.32	2290.79	2477.27	1881.32	1751.46	1522.88	1816.71	1488.23	1256.21	1559.69	2016.95
7	1758.70	1642.28	1944.45	2140.57	1947.02	1783.08	2110.49	2407.41	1718.19	1577.55	1346.33	1618.46	1253.51	1159.49	1411.31	1738.30
8	1562.09	1454.80	1729.10	2030.48	1826.26	1650.56	1930.29	2330.21	1574.23	1430.45	1202.61	1448.82	1066.26	1072.53	1294.45	1542.37
9	1395.31	1296.76	1547.33	1900.24	1716.47	1532.19	1720.56	2248.60	1447.85	1305.82	1086.03	1305.22	918.27	995.01	1202.58	1371.87
10	1253.99	1163.31	1391.82	1780.42	1617.80	1426.45	1520.47	2164.16	1338.44	1201.61	991.35	1181.09	800.14	925.95	1131.61	1224.78
11	1134.14	1050.56	1258.91	1660.05	1528.50	1331.03	1400.24	2080.03	1242.18	1113.98	914.26	1076.55	705.05	864.81	1077.90	1091.78
12	1031.39	954.02	1146.44	1560.57	1448.95	1244.76	1280.86	1996.97	1158.82	1040.29	851.21	987.65	628.01	810.94	1037.53	975.64
13	942.44	870.60	1050.85	1480.02	1350.25	1166.83	1180.47	1913.56	1086.26	978.44	799.47	911.83	565.11	763.63	951.52	913.70
14	865.62	798.97	969.23	1370.45	1220.47	1098.90	1090.27	1832.37	1023.30	926.56	756.86	846.99	513.48	722.35	959.33	872.37
15	799.42	737.36	899.08	1270.68	1110.15	1038.45	1010.14	1753.66	968.06	883.14	721.54	791.41	470.63	686.41	916.35	839.33
16	742.17	684.20	838.24	1200.02	1010.04	1010.04	910.45	1676.74	920.38	846.97	692.11	743.70	435.08	655.24	872.34	792.11
17	692.70	638.15	785.14	1040.27	900.43	940.33	840.13	1601.94	878.89	817	667.43	702.96	405.71	628.29	847.20	766.39
18	649.07	598.08	738.66	950.54	820.75	880.56	770.24	1529.71	842.68	792.34	646.59	667.53	381.32	604.98	832.54	713.68
19	610.98	563	697.89	840.05	732.65	830.89	740.63	1460.28	810.98	772.14	628.82	636.80	360.84	584.99	811.24	711.24
20	577.36	532.07	662.02	770.32	615.59	750.61	700.01	1393.83	783.19	755.66	613.52	610.08	343.50	567.85	823.69	687.68

*数字表示年份；产量为控气面积为 350m×300m 直井当年平均日产量

续附表 3

序号	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
目标区	霍东	太原西山	霍州	宁武	府谷	柳林	三交北	乡宁	韩城	铜川	鄂尔多斯盆地侏罗系	桌子山	石嘴山	呼鲁斯太	汝箕沟	乐平
井深（m）	665	665	665	800	920	376	915	810	908	907	708	715	913	924	820	905
1*	1866.32	1483.85	1765.38	1242.37	676.34	667.20	843.15	1795.32	1290.27	1377.50	1247.83	652.61	891.83	316.71	589.78	759.79
2	2402.65	2462.35	2521.86	1868.36	2059.92	1663.43	2062.85	1737.92	2434.37	2200.94	2436.41	2041.24	2200.28	1434.26	2000.19	1543.93
3	2536.35	2529.80	2530.01	2705.23	2139.15	1697.69	2103.85	1418.94	2295.56	1916.79	2062.18	2111.23	2212.93	1987.53	2277.29	1467.14
4	2394.37	2341.39	2281.97	2957.04	1986.98	1575.99	1914.33	1259.86	2062.05	1670.04	1677.45	1962.46	2032.93	2062.68	2246.32	1325.18
5	2159.64	2107.13	2014.55	2924.89	1796.29	1433.11	1702.11	1163.53	1837.68	1460.60	1389.91	1777.42	1825.38	1979.62	2085.38	1189.63
6	1883.61	1886.22	1773.03	2615.24	1572.58	1298.89	1512.10	1106.49	1644.15	1276.07	1146.88	1561.24	1592.24	1860.77	1940.95	1075.95
7	1657.47	1690.65	1565.73	2326.33	1419.93	1156.76	1318.97	1069.96	1455.08	1118.39	1012.04	1414.45	1434.14	1734.36	1794.93	972
8	1473.07	1521.80	1393.01	2098.24	1289.43	1063.03	1194.13	1041.99	1338.91	983.62	912.46	1291.23	1300.41	1613.34	1661.30	912.83
9	1323.27	1379.60	1250.24	1837	1180.33	986.07	1090.42	1015.47	1247.99	869.41	840.27	1189.34	1187.11	1497.05	1539.28	870.53
10	1201.06	1259.13	1131.68	1678.65	1089.54	924.12	1004.87	986.94	1178.02	773.83	789.86	1106.20	1092.37	1389.39	1427.98	841.64
11	1099.91	1156.45	1032.52	1492.42	1014.18	875.28	934.32	955.27	1125.05	694.05	755.93	1039.19	1012.71	1293.10	1328.72	823.05
12	1015.03	1068.86	949.04	1351.04	952.34	837.30	876.24	921.16	1085.49	627.78	734.43	985.93	945.72	1207.10	1240.80	811.57
13	943.37	993.98	878.39	1262.50	901.90	808.28	828.55	887.77	1056.39	572.49	722.19	944.31	889.49	1129.33	1162.35	804.73
14	882.68	929.65	818.23	1196.34	861.25	786.54	789.50	852.52	1035.32	525.90	716.65	912.30	842.32	1059.42	1092.48	800.33
15	830.85	873.96	766.63	1118.27	828.92	770.61	757.78	815.13	1020.35	486.36	716.40	888.19	802.86	996.84	1030.35	796.66
16	786.10	825.51	721.79	1078.24	803.56	759.30	732.38	776.51	1009.74	454.49	719.68	870.59	769.98	941.19	975.20	792.49
17	747.22	783.25	682.54	1037.01	784.03	751.68	712.35	737.78	1002.13	427.42	725.36	858.39	742.72	891.50	926.15	787.02
18	713.36	746.36	647.92	1021.04	769.31	746.95	696.75	699.48	996.24	403.84	732.91	850.49	720.31	846.87	882.43	779.86
19	683.77	714.01	617.27	1001.78	758.58	744.33	684.81	661.96	991.15	383.28	741.39	845.95	701.95	806.73	843.48	770.80
20	657.74	685.47	590.10	920.55	751.16	743.21	675.91	625.48	986.25	365.20	750.20	844.09	686.97	770.55	808.73	759.88

*数字表示年份；产量为控气面积为 350m×300m 直井当年平均日产量

续附表 3

序号	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
目标区	丰城	连邵	天府	沥鼻峡	松藻	黔西北	圭山	恩洪	宣威	六盘水	兴义	织纳	贵阳	红茂	罗城	合山
井深（m）	970	815	1010	1010	1010	1210	800	900	700	1000	1100	950	700	850	850	900
1*	947.47	1010.34	1556.65	1030.47	1000.70	545.85	610.64	1082.10	554.59	757.99	675.23	820.43	673.34	749.84	569.13	537.94
2	1900.43	2301.91	2319.95	1774.39	1687.21	1463.05	1641.53	2453.29	1604.88	2118.56	1822.13	2097.06	1797.33	1971.39	1532.95	1698.83
3	1766.73	2348.15	1836.53	1619.29	1536.88	1509.37	1758.44	2471	1859.12	2411.04	2021.29	2328	2009.80	2260.13	1842.43	1825.96
4	1590.92	2218.31	1481.79	1410.73	1326.37	1384.71	1666.59	2293.93	1771.50	2289.81	1921.20	2194.32	1923.32	2183.95	1809.01	1643.14
5	1435.23	2007.02	1194.23	1194.63	1174.48	1253.68	1554.79	2091.44	1669.98	2209.83	1831.36	2025.04	1788.90	2046.67	1710.71	1468.97
6	1294.37	1841.32	980.52	1003.92	1024.37	1154.44	1396.71	1923.48	1535.39	2001.49	1648.27	1852.58	1640.05	1897.66	1593.43	1306.26
7	1220.77	1688.74	816.28	845.67	892.87	1082.78	1229.31	1756.25	1369.90	1777.89	1455.70	1688.10	1497.77	1773.34	1475.17	1157.81
8	1173.87	1548.83	687.95	716.58	781.33	1003.58	1068.22	1593.84	1209.09	1563.65	1268.63	1546.43	1378.44	1641.97	1360.59	1025.91
9	1146.26	1425.86	589.32	611.49	688.35	921.31	923.71	1445.31	1059.95	1363	1099.86	1417.07	1265.55	1509.35	1253.81	914.53
10	1131.39	1317.05	511.39	526.10	614.14	844.51	795.80	1311.82	927.35	1182.84	949.34	1297.96	1161.09	1386.85	1155.62	820.47
11	1122.93	1220.54	448.70	456.41	557.62	773.90	685.83	1191.95	805.59	1024	819.15	1190.29	1064.96	1275.37	1066.75	740.94
12	1116.63	1135.90	398.37	399.61	511.58	709.20	591.17	1084.85	698.31	886.55	706.71	1093.43	977.32	1173.47	986.94	672.91
13	1108.98	1061.73	357.95	352.97	472.53	650.60	511.27	989.54	605.01	767.38	610.01	1006.82	897.95	1080.57	915.56	614.13
14	1097.85	996.55	324.36	314.65	438.44	597.52	443.52	905.09	524.72	664.69	526.92	929.69	826.44	996.41	851.75	563.52
15	1082.19	939.37	296.99	282.62	407.57	549.97	385.55	830.64	456.01	576.05	455.35	861.27	762.15	919.75	794.86	519.97
16	1061.91	889.24	273.90	255.79	379.38	510.94	336.70	765.04	397.02	499.47	393.80	800.78	704.94	850.44	744.01	482.37
17	1037.49	845.29	254.60	233.11	353.74	475.10	295.02	707.12	346.49	433.47	340.98	747.66	653.06	787.91	698.49	449.94
18	1009.51	806.82	238.18	213.78	330.90	443.76	259.61	655.92	303.24	376.51	295.62	703.29	606.85	731.47	657.64	421.39
19	978.68	773.18	224.05	197.14	310.67	416.70	229.42	609.81	266.24	327.36	256.61	663.88	565.29	680.60	620.95	396.51
20	945.65	743.80	211.77	182.74	292.96	393.93	203.66	569.34	234.56	284.91	223.24	628.74	528.43	634.91	587.91	374.58

*数字表示年份；产量为控气面积为 350m×300m 直井当年平均日产量

续附表 3

序号	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61			
目标区	白杨河	艾维尔沟	呼和湖凹陷	霍林河	鹤岗	鸡西	双鸭山	勃利	红阳	阜新	铁法	淮南	淮北			
井深（m）	800	820	850	950	800	750	800	800	820	820	870	700	750			
1*	556.28	734.61	810.76	664.25	927.46	981.01	936.42	1361.82	1494.21	2424.28	2318.88	809.24	1023.12			
2	2035	1948.92	1983.67	1802.48	2269.14	2420.31	2310.30	2427.15	1845.56	3102.72	2967.82	2531.13	2758.46			
3	2434.38	2246.56	2124.67	1964.32	2314.23	2434.23	2323.58	2084.92	2457.22	3143.25	3006.59	2617.93	2709.12			
4	2312.20	2161.97	1968.50	1805.20	2105.77	2236.22	2134.57	1794.10	2430.24	2845.41	2721.70	2433.45	2260.93			
5	2114.70	2015.07	1796.62	1640.20	1872.32	2007.92	1916.65	1524.25	2259.04	2567.22	2455.60	2204	1930.08			
6	1915.52	1859.46	1642.62	1481.24	1663.31	1751.46	1671.85	1307.71	2061.71	2319.50	2218.65	1935.94	1652.86			
7	1726.17	1706.56	1502.37	1333.14	1450.87	1577.55	1505.84	1132.48	1899.44	1999.05	1912.14	1753.92	1420.53			
8	1550.54	1563.74	1369.27	1200.74	1313.55	1430.45	1365.43	986.85	1737.26	1773.72	1696.61	1601.13	1228.67			
9	1395.61	1437.81	1245.52	1085.43	1199.46	1305.82	1246.46	868.28	1548.51	1577.65	1509.06	1474.79	1074.35			
10	1262.21	1324.94	1132.78	985.67	1105.36	1201.61	1146.99	772.65	1368.42	1408.50	1347.26	1371.69	949.53			
11	1147.35	1221.26	1031.32	899.29	1027.75	1113.98	1063.34	694.69	1260.21	1255.55	1200.96	1288.59	848.16			
12	1048.39	1127.01	941.08	824.01	963.87	1040.29	993.01	630.15	1152.77	1121.98	1073.20	1222.55	764.22			
13	962.07	1041.98	860.88	758.31	911.40	978.44	933.97	575.95	1062.42	1050.75	1005.07	1170.95	693.80			
14	886.43	965.75	789.64	701.08	868.45	926.56	884.44	530.46	981.24	1003.22	959.60	1131.25	634.65			
15	820.51	897.57	726.36	651.17	833.56	883.14	843	492.14	909.12	965.23	923.26	1101.35	584.76			
16	763.02	836.63	670.03	607.49	805.62	846.97	808.48	459.75	819.41	910.93	871.32	1079.53	542.45			
17	712.80	785.07	620.19	569.21	783.59	817	779.86	432.15	756.11	881.35	843.03	1064.40	506.42			
18	668.76	739.55	576.09	535.53	766.43	792.34	756.33	408.46	693.22	820.74	785.05	1054.61	475.56			
19	629.96	698.73	536.84	505.73	753.30	772.14	737.04	387.89	666.57	817.92	782.36	1048.98	448.90			
20	595.60	662.08	502.56	479.24	743.50	755.66	721.32	369.93	630.01	790.83	756.45	1046.67	425.61			

*数字表示年份；产量为控气面积为 0.1km^2 时的当年平均日产量

附表 4 部分中国煤层气目标区多分支水平井产量预测表 （m^3/d）

目标区	韩城	宁武	晋城	安阳-鹤壁	蓟玉	大城
井深（m）	908	810	710	1510	820	1130
1*	19586.14	19834.46	21302.68	18511.91	15902.63	17468.492
2	25582.20	33402.54	26003.82	31567.43	21623.12	29028.131
3	25502.35	35512.47	31402.73	31625.63	29806.25	29922.739
4	23108.46	34501.78	32016.79	27741.14	30815.01	29359.472
5	19206.78	31611.07	26503.18	22612.08	26138.35	24203.56
6	15225.69	26172.64	24321.08	18389.67	18304.16	19612.51
7	10806.19	19402.45	18603.05	14412.72	14021.83	15712.64
8	9266.13	14525.57	14505.78	11315.42	9708.19	13301.36
9	8233.74	11300.49	11512.04	8248.05	6946.2	10711.07
10	7336.56	9043.48	9420.45	6812.54	5353.67	8905.26
11	6560.26	7538.79	8295.59	5924.36	4813.11	7812.74
12	5887.75	6809.64	7534.35	5201.42	4328.59	6423.05
13	5302.16	6161.08	6908.04	4942.45	4010.07	5321.07
14	4790.43	5584.91	6385.14	4846.95	3923.15	5211.38
15	4341.53	5071.71	5942.84	4421.45	3315.06	5236.42
16	3945.61	4614.16	5557.94	4234.87	3234.61	4915.51
17	3594.62	4204.85	5218.61	3721.45	3123.61	4628.92
18	3282.53	3838.85	4919.26	3312.04	2912.63	4607.53
19	3004.27	3510.09	4652.37	2921.45	2905.36	4500.35
20	2755.50	3214.28	4411.63	2721.57	2817.62	4483.26

*数字表示年份；产量为控气面积为 $0.5km^2$ 时的当年平均日产量

附表 5 中国煤层气目标区现时市场需求预测表 （10^8m^3）

序号	目标区	目标市场	现时需求	序号	目标区	目标市场	现时需求	序号	目标区	目标市场	现时需求
1	大青山	张家口、唐山	10.85	25	韩城	韩城、西安、渭南	17.3	49	白杨河	西气东输管道外输	
2	宣下	唐山、张家口	10.85	26	铜川	铜川、西安	16.4	50	艾维尔沟	西气东输管道外输	
3	兴隆	唐山	8.4	27	鄂尔多斯盆地侏罗系	鄂尔多斯、包头	4.6	51	呼和湖凹陷	呼伦贝尔	5.2
4	开滦	唐山	8.4	28	桌子山	乌海、石嘴山、巴彦淖尔	3.7	52	霍林河	包头、呼和浩特、乌兰察市	8.3
5	蓟玉	唐山	8.4	29	石嘴山	乌海、石嘴山、巴彦淖尔	3.7				
6	柳江	秦皇岛	2.1	30	呼鲁斯太	乌海、石嘴山、巴彦淖尔	3.7	53	鹤岗	鹤岗、佳木斯	4.4
7	大成	廊坊、唐山	10.5	31	汝箕沟	乌海、石嘴山、巴彦淖尔	3.7	54	鸡西	鸡西市、七台河市	4
8	焦作	焦作、晋城、郑州	9.8	32	乐平	乐平、南昌、景德镇、鹰潭	7.3	55	双鸭山	双鸭山、佳木斯	3.8
9	安阳-鹤壁	安阳、鹤壁	10.5	33	丰城	丰城、南昌、新余、宜春	10.9	56	勃利	七台河、鸡西	4
10	峰峰	邢台、邯郸、石家庄	11.4	34	连邵	娄底、邵阳、长沙	8.3	57	红阳	沈阳、辽阳	16
11	临城	邢台、邯郸、石家庄	11.4	35	天府	重庆	18.7	58	阜新	阜新	2.3
12	灵山	保定、石家庄	8.5	36	沥鼻峡	重庆	18.7	59	铁法	铁岭、铁法	2.5
13	阳泉	阳泉、太原、晋中	14.8	37	松藻	重庆	18.7	60	淮南	淮南、蚌埠	6.3
14	和顺-左权	阳泉、太原、晋中	14.8	38	黔西北	遵义、重庆、贵阳	26	61	淮北	淮北、徐州、宿州	11.1
15	潞安	长治、晋城、焦作、郑州	11.7	39	圭山	昆明、曲靖、六盘水	9.3				
16	晋城	长治、晋城、焦作、郑州	11.7	40	恩洪	昆明、曲靖、六盘水	9.3				
17	霍东	临汾、太原	9.2	41	宣威	昆明、曲靖、六盘水	9.3				
18	太原西山	太原	7.1	42	六盘水	六盘水、安顺、贵阳	9.1				
19	霍州	霍州、临汾、晋中	5.8	43	兴义	六盘水、安顺、贵阳	9.1				
20	宁武	大同、朔州	5.6	44	织纳	六盘水、安顺、贵阳	9.1				
21	府谷	榆林、吕梁	3.4	45	贵阳	贵阳	5.6				
22	柳林	吕梁、太原	8	46	红茂	百色、南宁	5				
23	三交北	吕梁、太原	8	47	罗城	河池、柳州、桂林	5.6				
24	乡宁	吕梁、临汾	4.3	48	合山	来宾、桂林、南宁、柳州	11.5				

附表 6 直井井型下中国煤层气目标区年产量预测表（10^4m^3）

年	1	2	3	4	5	6	7	8
	大青山	宣下	兴隆	开滦	蓟玉	柳江	大城	焦作
1								
2	3154.1	23540.5	7526.14	2147.47	78497.52	17454.24	76307.22	104102.5
3	10280.47	73084.64	20331.06	3151.22	96968.28	23636.84	94250.11	115824.5
4	11231.69	78146.86	20711.01	3730.06	100839.1	24779.85	125486.6	117867.5
5	10193.11	70142.14	18430.98	3819.15	100393.4	23509.3	124109	117355.1
6	10055.67	71715.12	18698.97	3658.13	97114.2	21637.21	115365.8	115617
7	11122.58	83793.8	20620.07	3501.04	91182.48	23905.69	105288.4	112956.6
8	10489.35	79374.22	19046.67	3390.67	85525.75	23814.55	120210.2	109771.4
9	9379.23	70665.43	19199.17	3216.28	101384.9	22705.8	117385.2	106251.4
10	9399.37	71320.19	21244.01	3636.32	101542.4	21192.87	117246.4	102530.1
11	10813.07	82051.37	19755.53	3739.3	98251.51	23652.94	107630.6	98679.8
12	10361.79	77996.81	19193.32	3717.44	94209.06	23686.51	121071.7	114107.8
13	9372.05	83827.84	19988.63	3585.86	89830.44	22713.44	117605.2	112489.3
14	10364.79	79578.06	18497.76	3411.31	108173.8	21306.27	119323.3	109064.4
15	10269.8	78531.64	20452.01	3191.93	106661	23389.37	112267.9	105267.2
16	10407.85	70328.46	19370	3538.57	101582	23362.04	131704.2	101356.5
17	9403.12	74258.73	18593.31	3626.71	95746.48	22730.13	131704.2	115196.3
18	9711.44	81462.98	18876.49	3458.2	113065.9	21240.11	114724	113204.9
19	10664.54	78793.37	21014	3283	104012.7	20809.85	109965.2	109610.4
20	10342.51	70453.24	19566.28	3202.6	103624.6	23644.35	117291.6	105668.1
21	9304.85	74176	18121.71	3819.16	100549.7	23639.94	111794.2	101627.7
22	8356.32	81805.1	20318.51	3819.16	95569.71	22358.97	111261.5	103855.8
23	6368.35	79146.72	18969.19	3819.16	111865.8	20680.65	134785	110147.5
24	5708.84	70953.55	18068.84	3819.16	111388.6	22679.55	123297	110154.4
25	5130.14	48438.08	21108.91	3739.36	106960.8	23447.94	128558.2	108502.1
26	4634.8	43203.65	19845.92	3539.7	113547	22774.25	122181.6	106060.3
27	2069.09	38558.08	16708.78	3335.34	113345.3	21332.88	112381.8	103043.1
28	1871.33	34495.95	15033.52	2718.16	108878.6	17744.24	91625.71	99714.48
29	1701.8	18401.07	13528.09	2540.34	103696.8	16499.93	83851.08	96189.68
30	1555.03	16507.38	9456.5	2365.76	97206.67	15443.9	77106.29	92576.23
31		14907.41	8520.05	2226.17	78569.01	14394.56	69297.37	88924.35

续附表 6

年	9	10	11	12	13	14	15	16
	安阳-鹤壁	峰峰	临城	灵山	阳泉	和顺-左权	潞安	晋城
1								
2	82462.08	54709.01	21209.39	11497.43	132225.3	154887.6	79976.21	103955.4
3	125523.6	134975.4	26141.83	12407.08	176579.9	174400.1	117867.8	133047.3
4	124792	135751.5	26261.37	12318.03	175148.9	166827.6	118419.5	134785.5
5	109778.5	124709.2	25472.93	13765.08	167046.5	154838.7	123275	122013.7
6	120475.5	126936.7	24187.72	12794.35	164758.8	169789.1	126473.5	135034.1
7	122994.2	134582.5	22079.53	11709.59	148410.6	162131.9	117650.3	131393.4
8	114984	125096.2	22148.12	13682.37	163349.9	150669.1	124043.8	118069.6
9	122483	113873.1	24388.84	12874.59	162653.8	168276.7	125258.4	132370.6
10	123155.1	119551.7	23505.93	11918.58	147977	161675.6	117699.6	128663.8
11	115463.3	133465.4	24583.31	13912.1	148657.8	151096.6	123035.5	119312.9
12	105468.8	126155.2	22755.3	13165.73	163449.6	159153.2	124065.8	129421.8
13	115579.9	123784.3	22523.9	12258.7	153454.8	169067.8	118078.7	124790.4
14	118145.3	125297.5	22853.72	12530.5	157461.5	160256.5	121145	117345.5
15	111856.4	116705.7	22451.11	12187.86	163269.7	148658.7	124077.5	116091.7
16	113911.6	135592.7	22771.19	11928.72	150199.5	166552.8	118135	123879.3
17	112450.8	120673.3	22401.44	12779.35	157882.5	162919.2	119055.4	118808.3
18	107339	116175	22824.18	13941.08	163583.3	152224.2	139887.1	137912.1
19	124340.4	124045.2	22188.61	13314.69	150638.3	165675.2	136104.7	125991.9
20	119424.2	139668.7	23377.33	12142.81	154484.4	161659.8	125033.2	117829.6
21	107715.2	117267.3	22208.78	13868.84	163012.7	151317	128079.8	138806
22	109202.6	124349.7	24032.73	13227.81	150989.4	165721.1	120412.9	126754.4
23	113375.2	139913.3	22805.1	12340.7	156565.8	171052.4	120299.8	118650.8
24	106908	131005.3	23633.54	13100.16	163838.7	161382	125269.2	138046.8
25	109671.1	119851.9	22297.9	12396.02	151301.6	149678.1	118911.8	126823.6
26	113648.3	129813.7	20465.76	11521.58	157445.8	162515.3	119739.7	118488.6
27	107319.3	121013.8	14723.22	9493.01	164616.5	160341.3	124296.9	106344.6
28	97974.98	105301.1	13052.06	7164.58	152004.3	150113.5	118467.2	75005.18
29	81043.54	96723.82	10842.1	6457.18	91011.83	115008	95931.97	67257.38
30	75010.39	88636.75	8374.23	5288.79	76342	106411.7	90111.75	59729.71
31	69718.53	59140.9	6188.93	3688.74	64547.03	98651.23	84019.33	41085.39

续附表 6

年	17	18	19	20	21	22	23	24
	霍东	太原西山	霍州	宁武	府谷	柳林	三交北	乡宁
1								
2	79934.96	49669.44	48685.43	32056.37	12801.63	37440.06	35438.01	19100.67
3	102906.2	82423.19	69547.74	50772.82	38989.53	93343.67	86702.78	44697.3
4	108632.7	84601.86	69772.47	64294.57	40489.09	95266.27	88425.92	43268.45
5	102551.3	78374.05	62931.99	67182.56	37608.95	88437.01	80460.43	43268.01
6	92498.04	70532.6	67728.6	64647.4	37255.59	80419.48	81314.31	49949.6
7	108696.9	78735.78	66283.54	56302.53	39681.74	83627.06	92210.49	46957.21
8	107064.1	82474.79	60622.81	59953.77	37173.79	91688.02	85061.92	44726.68
9	101173.4	77531.95	66829.53	60570.07	33971.16	86979.34	84319.99	45509.19
10	92625.64	70791.29	65255.6	59845.45	35765.51	80701.78	87282.12	43629.49
11	108348.9	78160.95	60131.07	57094.02	38477.63	97556.38	81298.99	43626.67
12	106908	81544.68	62991.11	57056.04	36478.75	82641.18	94837.44	45082.16
13	101630.8	77186.94	61473.13	57643.85	33904.59	81625	83805.71	43520.44
14	93930.7	71145.37	58869.84	57089.88	39356.2	83057.72	87664.18	52154.97
15	94801.74	84941.63	66665.33	60284.53	36864.68	87652.67	88745.73	45376.56
16	102738.7	79174.54	63666.78	59418.57	36703.6	95034.24	92949.45	43778.09
17	101592.4	77591.25	67743.96	57163.71	34030.96	92901.06	88154.31	46821.64
18	94353.29	71395.96	59064.28	59924.83	36321.75	88491.5	81666.53	46156.24
19	110727.4	84440.51	64540.25	61707.35	38769	81767.84	85377.65	43826.64
20	105320.5	91332.65	63285.89	61392.18	37300.77	93895.67	86999.08	44357.4
21	100713.5	77661.74	64485.51	57800.66	34348.17	84004.36	81984.05	45881.71
22	92481.86	71021.68	63912.35	56991.03	35905.84	81344.93	90569.58	43882.17
23	110727.4	83476.31	58997.28	62934.65	38599.36	86140.71	85701.07	44929.24
24	105103.6	84941.63	60274.1	66449.69	37068.33	86325.12	90715.62	46099.45
25	100899.6	77703.06	60151.25	64007.73	34321.86	93674.48	89192.88	44314.65
26	93047.19	71315.6	42891.79	60015.37	31616.74	87332.85	82913.22	41287.47
27	84525.7	64943.36	14833.97	53401.8	18958.88	82997.55	63386.76	25482.23
28	54006.41	59239.13	13095.64	40199.33	17354.69	76519.59	56343.44	24389.87
29	48284.76	37118.21	11525.63	35591.08	16003.35	69963.34	51042.78	23503.3
30	43576.26	33782.69	10178.07	31680.14	14883.39	40051.94	34529.63	12757.52
31	39703.7	30958.75	9055.29	28777.77	7271.536	36303.05	31600.88	12384.31

续附表 6

年	25	26	27	28	29	30	31	32
	韩城	铜川	鄂尔多斯盆地侏罗系	桌子山	石嘴山	呼鲁斯太	汝箕沟	乐平
1								
2	108374.9	25456.29	25700.65	2799.7	4708.87	1881.28	1362.39	2056
3	204471.8	40673.38	50180.94	8756.91	11617.48	8519.5	4620.45	4177.88
4	192812.4	35422.22	49392.66	9057.18	11684.28	11805.95	5260.54	3970.07
5	173199.5	36090.01	48059.48	9280.39	10733.86	12252.31	5189	3585.95
6	185942.9	35344.5	46981.42	10319.56	11256.68	12229.28	4817.24	3670.45
7	197697.8	36083.57	46433.43	9484.56	12400.52	13182.82	4483.59	3828.63
8	178418.7	35358.27	46906.02	8658.43	11588.71	13253.61	4535.54	3501.71
9	186271.8	42000	53895.73	8747.03	10555.9	12646.32	5157.73	4200
10	193825.9	35148.73	47207.84	9857.56	11052.52	12250.25	5058.76	3508.88
11	180701.4	36116.01	51752.97	9399.51	12288.08	12909.45	4781.21	3778.36
12	190242.9	35478.01	46774.01	8753	11601.4	12880.08	4445.7	3950.62
13	200273.6	35468.53	47310.8	8791.85	10707.98	12288.71	4536.54	3621.29
14	189647	36589.87	47451.51	9592.95	12511.74	11962.49	5189.8	3611.16
15	178611.8	35080.52	53123.06	9242.68	11144.68	12705.66	5123.09	4191.42
16	186509	35302.16	50022.91	10266.54	10776.8	12754.38	4878.6	4200
17	194231.2	35115.66	48171.84	9291.33	10782.86	12235.57	4571.53	3530.11
18	186489.6	40558.79	47846.45	9087	11172.81	12711.45	5075.9	3853.46
19	179475	36544.12	55375.47	9554.53	10546.84	11069.81	4643.84	3866.51
20	180772.6	35210.08	48330.88	10053.63	12444.73	12691.3	4869.63	3552.62
21	215034.9	35043.86	47034.1	9513.94	11757.43	12608.17	4702.1	4000.42
22	202968.2	37214.75	46665.54	8804.81	12347.73	12603.82	4569.83	3557.92
23	192876.8	35361.51	54990.01	8762.78	12392.37	12826.85	4742.7	3972.13
24	179235	37684.13	48273.1	8966.42	11569.33	13253.78	4940.25	3534.75
25	166642.8	25724	48215.74	9934.98	10608.04	12776.27	5021.48	4082.33
26	131777.4	22464.87	32100.22	9467.19	9696.93	12021.43	4944.08	3832.59
27	121931.5	16815.83	26721.26	8821.7	6321.31	10126.25	4688.05	3532.28
28	115658.6	14736.44	19251.76	7311.87	5774.21	9443.82	4366.22	3226.26
29	93017.17	7220.45	16768.18	6768	5312.84	8818.56	4078.37	2090.22
30	89326.44	6345.21	5611.915	6357.12	4089.55	8240.4	3226.91	1919.41
31	86526.02	1298.38	5059.714	4013.89	3802.55	6596.71	3009.76	1026.43

续附表 6

年	33	34	35	36	37	38	39	40
	丰城	连邵	天府	沥鼻峡	松藻	黔西北	圭山	恩洪
1								
2	64868.94	37414.97	17003.31	10541.66	16511.61	22516.36	4372.76	41987.35
3	130114.4	85244.44	25340.84	18151.99	27838.9	60350.65	11755	95192.37
4	120960.6	86956.68	24786.4	16565.3	25358.53	62261.43	12592.18	95879.48
5	108923.8	82148.4	23228.98	17730.26	25847.88	62270.97	11934.43	89008.6
6	114706.5	74324.21	23962.74	17900.88	26060.29	65522.52	11133.85	81151.67
7	121600.5	79475.22	23171.02	19558.47	29458.68	65648.7	11351.94	87656.07
8	114241.3	88253.58	21229.95	17924.79	24739.65	67872.53	12432.49	97667.57
9	123520.5	83589	24905.22	18407.33	25704.25	63689.65	11537.45	91578.6
10	134560.2	77584.63	23544.78	17914.71	24943.84	75842.38	12583.47	83684.58
11	128904.1	83736.07	23233.41	16863.59	25043.48	65401.44	11346.53	89887
12	124164.2	94343.46	22765.7	17942.57	27009.94	65438.2	11560.28	100725.2
13	120365.2	90078.29	23196.4	16380.54	24612.57	68129.44	10747.62	94783.29
14	117051.2	84156.8	21389.59	19558.47	29458.68	68038.9	11807.46	86869.47
15	114823.7	88824.64	23188.24	18411.61	24255.67	71922.62	12583.47	105926.7
16	112835.9	97596.73	22593.74	17916.98	28267.26	73103.69	11551.56	100898.6
17	126201.2	79365.76	24751.36	16508.05	25039.23	69272.58	12583.47	97757.69
18	139557.6	99575.35	21744.22	17945.21	29458.68	78926.67	12583.47	90024.41
19	135148.7	95774.09	23180.1	16444.25	25219.22	72640.16	11550.34	100585.2
20	129821.2	89433.88	21204.23	19882.38	27053.56	71527.01	10644.69	110296.2
21	143368.4	98250.29	23170.91	18208.32	26986.34	75836.79	11956.03	101045.7
22	122446.1	102893.6	22092.09	17901.29	24761.26	74429.06	12583.47	92625.34
23	133474	98497.92	23199.42	16339.34	27448.15	80396.68	11506.41	103926.5
24	143458.5	91766.52	22436.17	17903.26	24821.08	79464.17	10515.37	113959.8
25	134192.5	101623	23173.35	15514.89	28534	75626.61	11632.52	104515.2
26	108966.6	106490.1	22210.9	17937.18	26567.59	69476.07	10896.23	95861.84
27	102900.2	102191.7	23236.81	17262.73	27001.78	40214.09	10677.08	87276.43
28	98028.01	95396.18	14626.39	17941.72	17532.47	37148.82	9758.13	79845.13
29	80076.14	87760.57	11880.69	11814.22	15223.28	34480.53	8831.86	52406.88
30	78513.69	71632.23	5872.04	10102.93	5697.41	16459.64	4839.59	47614.14
31	77457.31	66378.46	4821.22	4178.82	4969.2	15110.46	4259.55	43276.54

续附表 6

年	41	42	43	44	45	46	47	48
	宣威	六盘水	兴义	织纳	贵阳	红茂	罗城	合山
1								
2	33485.17	32733.64	34019.86	37792.53	22451.97	9930.504	3512.12	6923.32
3	96900.64	91489.97	91803.65	92070.79	59930.32	26107.96	9459.82	21863.92
4	112251.2	104120.7	101837.8	102210.2	67014.83	29931.8	11369.62	23500.09
5	106960.7	98885.43	96794.83	96341.26	64131.17	28922.98	11163.4	21147.16
6	100831.5	95431.58	92268.35	88908.9	59649.35	27104.96	10556.78	21142.36
7	102885.7	94290.36	94027.68	91729.89	60178.46	25131.47	9833.04	23875.24
8	112174.1	98735.76	102981.1	100680.2	64602.74	26795.24	9929.64	22493.39
9	107131.9	92515.33	94970.03	97385.77	62357.03	30447.89	10622.04	20035.62
10	120856.8	92959.18	107648.3	90013.04	57887.39	29966.18	10412.45	23043.84
11	123671	102956.6	110972.4	93386.14	59378.49	28007.68	9758.03	21745.26
12	109774.6	111495.9	107952.5	103197.6	65092.55	28855.53	9874.44	22348.87
13	102891.2	104634.5	110235.9	99886.4	62925.25	31621.91	10579.31	20044.77
14	106301.3	108898.8	101842.8	92538.1	69212.01	30971.12	11340	21246.5
15	118142.4	100828.8	93969.92	107735	61432.43	28978.93	9803.64	23083.5
16	113404.3	93831.51	97628.48	98065.3	63373.44	33353.62	10571.23	22446.73
17	101215.2	95859.38	98109.45	100863.3	59623.37	30658.05	10147.56	20045.83
18	118447.9	98252.57	101792.9	100029.4	63310.91	32187.5	9513.33	22564.52
19	116238.6	94869.09	95672.59	101796.3	69732.4	30562.76	10090.71	22848.14
20	88298.82	97362.13	106319.7	109195.3	63778.48	31481.1	11560.67	23030.57
21	117016.5	98576.67	96563.51	110762	59549.82	34287.28	10382.98	20625.52
22	119120.2	107711.2	96047.25	108056.9	63619.2	33603.73	9816.5	20020.6
23	109610.1	97297.09	96625.02	100026.3	70773.19	31385.75	9148.94	16737.55
24	100802.9	97292.64	103827.1	104885	64617.22	35325.96	8483.33	16592.99
25	124075.4	100413.5	97086.53	106226.1	60363.24	34750.29	6648.77	14989.12
26	122996.2	113383	69663.43	103698.1	66811.62	32603.88	6150.48	13384.52
27	92381.39	108658.8	62646.73	96111.99	64660.15	26916.73	2772.17	4849.1
28	84476.4	83951.87	46211.21	88498.82	65168.7	24839.19	2555.08	4300.83
29	76125.55	76549.96	40314.49	57757.1	61155.06	23000.13	2358.58	3811.11
30	40865.13	67754.04	16435.79	52824.49	56534.81	21236.12	2182.12	3393.26
31	36068.12	45602.12	14249.27	48492.29	41945.38	12183.22	2024.31	603.59

续附表 6

年	49	50	51	52	53	54	55	56
	白杨河	艾维尔沟	呼和湖凹陷	霍林河	鹤岗	鸡西	双鸭山	勃利
1								
2	9362.22	4010.48	23461.33	28595.95	18317.87	19473.81	16169.08	27196.85
3	34249.01	9392.87	57402.29	77596.59	44816.6	48044.83	39891.54	48472.58
4	40970.67	9926.93	61482.48	84563.98	45707.29	48321.1	40120.91	41638.03
5	38914.27	9145.3	56963.23	77713.84	41589.92	44390.55	36857.37	46151.67
6	35590.48	8378.69	51989.34	70610.59	42406.8	45405.65	37826.89	48837.07
7	34863.36	8735.5	54616.44	73531.82	46130.16	48453.22	40543.14	41918.64
8	38654.58	9550.5	60805.24	83888.16	42198.27	45079.69	37743.91	46372.7
9	37583.37	9100.97	58185.62	80567.45	42724.45	41039.95	34364.14	49698.51
10	34399.32	8333.98	53240.27	76751.66	45554.56	43176.25	36335.47	49407.44
11	34618.45	8427.7	55139.96	76006.95	42689.52	48315.3	40902.45	42533.92
12	40773	8848.9	60498.69	88237.86	38911.53	45676.2	38691.96	49982.87
13	40652.18	9930	66798.93	76389.41	46385.21	42190.64	35733.08	48735.61
14	40800	9046.92	58420.52	77825.36	47073.36	49506.89	41595.42	41916.19
15	35277.55	9049.88	58078.88	79837.23	40045	50277.51	36354.9	50322.14
16	36529.3	8305.07	59156.11	88201.11	42058.84	42145.43	35146.41	49884.8
17	36453.74	8855.22	62756.32	92905.91	46444.8	44719.13	37397.8	46104.71
18	40214.62	9868.35	59516.67	88044.25	43551.45	49978.79	41950.77	50466.91
19	39161.93	8278.99	57508.18	84003.66	40460.94	46367.09	38828.8	43315.04
20	34711.77	8657.33	68487.92	83322.91	46298.12	43994.15	42162.62	43600.28
21	39543.73	9446.36	66501.34	83825	43795.86	50081.01	39344.95	51017.29
22	38926.64	9652.79	68649.31	91638.27	41563.7	46878.07	35703.69	43955.4
23	38048.08	8979.16	67225.61	83818.8	46820.5	43060.31	35600.42	44008.41
24	35285.44	9920.36	71199.34	82013.11	44274.37	41796.21	42585.87	51505.85
25	34332.13	8807.25	69165.86	85235.02	40338.84	49792.02	40614.57	48125.94
26	35050.64	8536.06	66773.03	85462.52	26979.18	47440.96	37439.66	51760.06
27	34621.27	7823.91	61258.75	82566.75	24491.38	43819.75	26125.28	44429.23
28	35061.45	7159.12	49837.38	64325.39	22185.45	30725.24	23423.65	28994.1
29	32442.35	5252.73	45468.57	58246.36	15354.22	27650.7	21454.52	24868.07
30	25457.35	4790.08	41493.91	52716.84	14193.06	25392.53	14950.89	21502.2
31	23072.46	4384.15	26717.62	39108.68	13236.79	18069.57	13775.58	9264.68

续附表 6

年	57	58	59	60	61			
	红阳	阜新	铁法	淮南	淮北			
1								
2	19723.60	18446.14	21962.08	23311.18	48681.85			
3	24361.41	23608.28	28108.21	72912.89	131252.14			
4	32435.30	23916.71	28475.41	75413.07	128904.51			
5	32079.23	24724.79	25777.19	70098.93	118988.68			
6	29819.32	23468.48	29113.59	63489.31	122598.53			
7	32145.45	26246.50	28508.36	63019.13	120267.78			
8	31162.94	24721.06	25703.26	73205.59	123567.38			
9	31040.63	25805.26	28799.03	69582.13	116663.88			
10	28460.10	24293.01	27989.69	64289.49	112197.90			
11	30448.86	26733.35	28885.06	64976.42	130092.59			
12	29528.82	25725.40	26825.28	72336.44	128455.14			
13	29593.60	23575.19	30304.41	69415.61	120585.19			
14	27776.73	27658.10	29866.18	65257.53	113383.02			
15	30448.15	27514.68	28014.72	65854.47	116724.56			
16	29410.19	26080.25	31594.49	71736.13	118227.55			
17	28397.48	26746.53	28490.34	69559.68	113405.39			
18	29737.62	25161.38	28775.88	66429.29	132143.10			
19	32288.55	25554.58	29587.29	63519.12	115085.10			
20	30597.12	29965.25	27852.09	72104.82	121590.87			
21	28336.62	28397.51	29324.82	76048.98	122686.64			
22	30540.74	26565.65	28546.63	63812.37	113268.00			
23	30287.89	30115.97	32299.32	65725.74	115263.87			
24	31383.01	29915.60	29189.62	73694.09	124932.35			
25	29408.67	27029.41	31520.60	69832.52	119211.42			
26	24017.97	24276.63	29100.81	65446.72	122645.34			
27	22028.86	20346.87	26707.30	51922.18	93946.44			
28	20248.62	18410.48	21994.00	47978.91	80296.53			
29	18611.52	16398.73	19770.51	45050.06	69458.32			
30	14141.28	12745.11	18000.75	42675.02	41269.44			
31	12773.88	11615.95	14067.36	33389.05	35810.29			

附表 7 两种井型下部分中国煤层气目标区年产量预测表 （10^4m^3）

年	韩城	宁武	晋城	蓟玉	大城
1					
2	123097.73	33446.32	95140.05	70570.90	72983.29
3	201412.11	52974.31	119875.47	89880.21	100877.64
4	193666.57	67082.35	129025.89	103470.91	121742.90
5	174509.75	70095.56	122181.19	104572.09	120068.28
6	194501.64	67450.49	134203.41	96141.12	107162.75
7	200401.03	58743.78	131633.86	96063.72	107113.98
8	175471.58	62553.34	117356.12	90610.18	114105.42
9	202794.61	63196.37	125891.06	92354.67	114046.41
10	193114.76	62440.32	117657.43	92868.81	107661.06
11	179129.53	59569.59	119477.28	93954.87	109602.72
12	195810.23	59529.97	117479.61	91478.74	108703.13
13	203565.49	60143.26	123028.69	98922.21	110500.30
14	181708.76	59565.28	119897.89	94337.36	108172.12
15	194960.24	62898.45	121753.95	97096.64	110431.03
16	201538.64	61994.93	118417.77	93836.64	114818.76
17	181619.59	59642.30	125802.87	99827.34	110197.73
18	201071.45	62523.15	118178.38	93807.16	111756.42
19	211702.29	64382.96	122004.04	93802.45	117293.31
20	194947.93	64054.12	119192.50	95908.87	118242.63
21	182551.99	60306.87	118067.02	93875.09	121429.67
22	184196.00	59462.13	118819.81	102656.49	112920.20
23	211812.05	65663.47	118711.11	97072.89	114713.85
24	200217.17	69330.92	118250.70	99372.46	116955.17
25	186104.50	66783.08	119009.32	95112.95	114071.87
26	146743.60	62617.61	119455.47	95786.65	114955.36
27	133872.00	55717.28	112226.54	82810.48	103964.99
28	120895.44	41942.36	91774.81	78460.74	87318.26
29	95202.57	37134.29	77390.40	71620.03	79349.23
30	78708.20	33053.78	64702.41	59424.30	71198.62
31	76232.42	30025.56	54854.76	53457.14	58379.19

说明：此表为同时采用直井和多分支水平井时的历年产量。直井和多分支水平井的控气面积比为 4：1。

附表 8 直井井型下中国煤层气目标区历年投资表 （万元）

年	1	2	3	4	5	6	7	8
	大青山	宣下	兴隆	开滦	蓟玉	柳江	大城	焦作
1	27521.25	180053	43534	12762.56	268282.6	66809.43	308496.5	396923.1
2								
3								
4								
5	6096.96	60676	10641.6					
6						14348.18		
7							83425.8	
8			10641.6		63843.35			
9	6774.4	55475.2						
10				2382.24		14348.18		
11			7094.4				77748.65	56269.18
12		91880.8						
13	12702				73003.61			
14			17736			12586.12		
15							18506.99	
16		76278.4		2041.92				52001.94
17	8468		10641.6		140223.5			
18						36499.76		
19							58120.86	
20		74544.8	10641.6	5785.44				
21								195673
22					67558.56		161526.4	
23			12769.92			20137.8		
24								
25					64772.66			
26								
27								
28								
29								
30								
31								

续附表 8

年	9	10	11	12	13	14	15	16
	安阳-鹤壁	峰峰	临城	灵山	阳泉	和顺-左权	潞安	晋城
1	440240.3	502286.4	82147	39085.7	396373.4	596471	456979.5	257927.1
2								
3								
4	89536.84		15649.76	6860.77	132577.6		153166.8	83211.44
5		106916.8				85620		
6								
7	76115.41		9781.1	7840.88	131036		115708.8	68428.24
8			9781.1			91328		
9		115396.7						
10			9781.1	7840.88	202109.3		93588	
11	76115.41					346247		366003.4
12		51823.78	27387.08					
13				3920.44	163409.6		81676.8	
14	44798.74		1956.22	9801.1				7659.9
15	0	192685.2	17605.98			142700		
16	179013.1			3920.44	161868		316440.1	145403.9
17			5868.66	7840.88				
18		122510	9781.1			131284		
19			9781.1		174200.8		127620	
20	89476.2			9801.1				44618.78
21		122190.6	15649.26			282271.7		
22					169712.9		132724.8	
23	89476.2		17605.98	7840.88				18219.22
24		93992.8						
25					169576	159824	148861.2	
26								
27								
28								
29								
30								
31								

续附表 8

年	17	18	19	20	21	22	23	24
	霍东	太原西山	霍州	宁武	府谷	柳林	三交北	乡宁
1	237700.8	186708.9	154490.5	234140	162328.9	397159.8	352453.3	205843.9
2								
3								
4								57656.49
5			33133.22		28010.63		88440.23	
6	72017.69	50420.52				72599.58		
7				60495.04				18155.65
8			28399.9				49329.2	
9					24191			
10	62899.12	44820.03				167776.5		86673.16
11			23680.2	52680.29			144649.5	
12								
13			71013.36		67752.39	50300.49	41540.38	
14	119740.4	94088.16						
15				44064.21		87522.86	77888.22	
16			28399.9					62555.41
17					45198.95			
18	84879.3	63845.53	28399.9				78166.39	
19						125751.2		37852.33
20			31239.89	110465.1				
21					38832.9		111639.8	
22	83363.6	61605.34				72432.71		31654.55
23			31239.89					
24						79864.21	59936.82	
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								

续附表 8

年	25	26	27	28	29	30	31	32
	韩城	铜川	鄂尔多斯盆地侏罗系	桌子山	石嘴山	呼鲁斯太	汝箕沟	乐平
1	701329	159366.4	166202.1	39682.9	49967.2	55609	24771.1	19949.2
2								
3			29516.01					
4		22031.01		7048.56				
5	143030.3		29516.01		10562.97	8682.03		3200.22
6		22031.01						
7			29516.01				3692.28	
8	105374.4	63219.42	25299.43	7048.56				9778.45
9			46421.72		9602.7	7717.36		
10		22988.88						3200.22
11	103186.9		32045.95					
12		32567.58	0	5286.42			3692.28	
13			50638.29		17284.86	7717.36		5867.07
14		26820.36						
15	74562.07	0	37949.15	12334.98				5155.91
16		57472.2			5761.62			
17			59071.44			21222.74	7384.56	4978.12
18		19157.4		8810.7	11907.35			
19	32812.33		25299.43					
20		38314.8						5333.7
21	258908.9		60758.07		10562.97	11576.04	1846.14	
22		28736.1		5286.42				4622.54
23		7662.86	25299.43	5286.42			3692.28	
24								5689.28
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								

续附表 8

年	33	34	35	36	37	38	39	40
	丰城	连邵	天府	沥鼻峡	松藻	黔西北	圭山	恩洪
1	439783.3	228434	72679	68290	108000	375725	65050.58	230922.4
2								
3			17129.48					
4				18060.43	22342.8	60601.31		
5	96395.83		19363.76					49790.07
6		58036.82		42637.51	65166.5	44294.41	12332.15	
7			40961.8					
8	91122.87			12847.11	18619			47066.49
9			22156.11			203821.1	27241.18	
10		64453.58		22715.18	36120.86			
11			24949.46					
12				39099.9	61442.7	93112.77		
13			31093.73				17854.01	
14		56967.36		13033.3				
15			26066.6		40961.8			
16	90297.59	97606.82		24577.08			22455.56	46640.22
17			24204.7		52133.2	181311		
18				36307.05				
19			28300.88		24390.89			
20	191637.7	83846.85		14150.44		116434.3	20799.01	98984.11
21			28114.69		40961.8			
22	102822.7			25135.65		104757.9		53109.66
23			26438.98		48409.4			
24		89194.15		29045.64			19326.51	
25			27742.31		27369.93			
26				19736.14				
27								
28								
29								
30								
31								

续附表 8

年	41	42	43	44	45	46	47	48
	宣威	六盘水	兴义	织纳	贵阳	红茂	罗城	合山
1	490901.5	386581.8	461335.5	406014.2	285645.6	118334.9	57670.77	114996.9
2								
3								
4								
5								24196.03
6	100200.9	63212.15	103314.1	76017.91	46063.71			
7						25913.72	8273.4	
8			72985.49					55881.31
9	237153.2	83284.16						
10			204586.4	78205.55	50872.95			
11		157463.3				22837.19	8085.38	
12								
13	105568.8				109385.5		19555.33	36102.02
14				163631.2				
15			133264.7			50432.51		
16	132726.2	96752.7						
17			68447.53	43140.45	67705.35			50504.42
18							12598.14	
19	176717.2	94629.17	144155.8	94455.25		23471.82		
20								
21		96374.59			72514.58			17282.88
22			82061.41			36507.78		3840.64
23	161790.6			94455.25				
24		93523.5						
25					91751.58			
26								
27								
28								
29								
30								
31								

续附表 8

年	49	50	51	52	53	54	55	56
	白杨河	艾维尔沟	呼和湖凹陷	霍林河	鹤岗	鸡西	双鸭山	勃利
1	115297	47431.75	220174.2	359918.3	128878.9	127808.9	113607.1	130956.5
2								
3								
4								37504.38
5					30404.88	28693.04	26257.27	
6	24897.16	7752.61	47973.41	86018.55				
7								38870.96
8					24975.44			51372.42
9				30358.05		30640.92	28445.36	
10	32209.61	5537.58	45401.32					
11				152806.3				51255.98
12		16058.98	84046.9		59926.1			
13	40914.91					55060.54	48240.19	
14				75895.11				53872.7
15			38581.54		30947.8			
16	24374.84	8675.54		75895.11		31135.02	28445.36	44496.61
17								
18			71122.35		35392.47		24069.14	
19	27856.96	7383.44		60716.09		33576.97		56372.98
20								
21		4614.65	45401.32	106253.2	33119.6			
22							39487.79	56998.07
23	20892.72	10152.23	64692.09			39798.28		
24				92090.25				42504.97
25	33080.14							
26								
27								
28								
29								
30								
31								

续附表 8

年	57	58	59	60	61			
	红阳	阜新	铁法	淮南	淮北			
1	84674	54682.7	67215.12	163759.5	275006.3			
2								
3								
4		6630.2			55907.14			
5			13510.58					
6	17253.2	9945.3		43831.79	55881.45			
7								
8		6630.2	13510.58		31666.15			
9								
10	17253.2	9945.3	6755.29	34534.11	149068.6			
11								
12			13510.58					
13		13260.4			55907.14			
14	17253.2			27144.97	37254.3			
15			13510.58					
16	34506.4	6630.2	13510.58		93161.44			
17		13260.4						
18		0	6755.29					
19		13260.4		68426.98	113677			
20			13510.58					
21	25879.8							
22		16575.5	13510.58	34412.13	93135.75			
23								
24			10132.94		55881.45			
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								

附表 9 两种井型下部分中国煤层气目标区历年投资表 （万元）

年	韩城	宁武	晋城	蓟玉	大城
1	663135.7	128372.4	260438.7	249775.2	281811.2
2					
3					
4					
5	162061.5		66392.99		
6				46002.02	44529.2
7		44647.62			44460.97
8	168299.3		54321.54	25680.93	
9				44929.66	
10			24142.91		44495.08
11	129452.6	35705.93	48285.81		51868.28
12			24142.91	38545.31	
13					
14	110302.3	31198.9	90535.9	47899.75	37070.71
15					37053.65
16			30194.52	38529.36	0
17	122996.4	32730.44			111195.1
18			63375.13	83474.99	
19					
20			24142.91		44495.08
21	246648	62500.57	42250.09	44961.55	
22			18107.18		44478.03
23			18123.07	41737.49	37053.65
24			48285.81		
25					
26					
27					
28					
29					
30					
31					

说明：此表为同时采用直井和多分支水平井时的历年投资。直井和多分支水平井的控气面积比为 4：1。

附录Ⅱ 其他中国煤层气目标区经济评价结果综述

其他 31 个中国煤层气目标区经济评价结果综述如下：

1、大青山

通过对大青山目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 25,445.45 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 18,259.63 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 12,656.22 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 10。分析认为，气价为最敏感因素，对财务净现值的影响最大。其次为产量和经营成本。在煤层气开发经济评价中，这一敏感性分析结论具有普遍性。

附表 10 大青山目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-792.89	5,931.67	12,656.22	19,380.78	26,105.33
NPV（产量）	3,366.35	8,011.28	12,656.22	17,301.16	21,946.1
NPV（经营成本）	16,815.45	14,735.84	12,656.22	10,576.61	8,496.99

2、开滦

通过对开滦目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 9,188.73 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 5,998.97 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 3,561.67 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 11。

附表 11 开滦目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-1,301	1,159.05	3,561.67	5,964.28	8,366.90
NPV（产量）	234.57	1,902.08	3,561.67	5,221.26	6,880.85
NPV（经营成本）	5,047.72	4,304.69	3,561.67	2,818.64	2,075.61

3、峰峰

通过对峰峰目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 137,589.07 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 45,789.31 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-23,875.08 万元。可见峰峰目标区开发处于盈利边际附近，当气价、经营成本发生有利变化时，可获得经济效益。对基准折现

率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 12。

附表 12 峰峰目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-202,737	-111,605	-23,875.10	62,916.87	149,708.8
NPV（产量）	-145,655	-83,826	-23,875.10	36,075.86	96,026.78
NPV（经营成本）	29,806.22	2,965.93	-23,875.10	-50,716.09	-77,557.13

4、临城

通过对临城目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 30,242.67 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 14,518.47 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 2,495.98 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 13。

附表 13 临城目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-29,875.51	-13,659.41	2,495.98	18,651.38	34,806.77
NPV（产量）	-19,822.46	-8,663.24	2,495.98	13,655.21	24,814.44
NPV（经营成本）	12,488.32	7,492.15	2,495.98	-2,500.19	-7,496.35

5、灵山

通过对灵山目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 26,005.56 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 16,402.03 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为 9,084.67 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 14。

附表 14 灵山目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-8137.80	473.43	9,084.67	17,695.91	26,307.14
NPV（产量）	-2811.63	3,136.52	9,084.67	15,032.82	20,980.98
NPV（经营成本）	14,410.84	11,747.75	9,084.67	64, 21.58	3,758.50

6、府谷

通过对府谷目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 21,171.29 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-3,829.74 万元；当基准

折现率为 12%时，财务净现值为-23,001.34 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 15。

附表 15 府谷目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-76,084.67	-48,798.36	-23,001.34	2251.49	27,468.46
NPV（产量）	-57,540.81	-39,877.05	-23,001.34	-6,255.82	10,453.52
NPV（经营成本）	-5,950.52	-14,458.00	-23,001.34	-31,843.02	-40,214.87

7、柳林

通过对柳林目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 7,827.21 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-46,763.97 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-88,179.78 万元，可见此目标区开发经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 16。当气价发生较大程度有利变化时，此目标区才可以实现一定经济效益。

附表 16 柳林目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-214,593.90	-149,620.64	-88,179.78	-27,517.03	32,409.40
NPV（产量）	-171,217.94	-129,206.08	-88,179.78	-47,734.47	-8,025.49
NPV（经营成本）	-47,008.55	-67,226.02	-88,179.78	-108,096.58	-130,026.23

8、三交北

通过对三交北目标区经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 17,347.63 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-35,138.42 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-74,867.40 万元，可见此目标区开发的经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 17。当气价或产量发生较大程度有利变化时，可以实现一定经济效益。

附表 17 三交北目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-197,309.02	-134,595.99	-74,867.40	-16,551.47	41,730.59
NPV（产量）	-154,487.73	-114,391.36	-74,867.40	-36,214.16	2,405.21
NPV（经营成本）	-35,508.13	-55,170.82	-74,867.40	-95,273.26	-115,168.07

9、乡宁

通过对乡宁目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为-11,149.26 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-41,298.78 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-64,092.26 万元，可见此目标区开发的经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 18。当气价发生较大程度有利变化时，才可以实现一定的经济效益。

附表 18 乡宁目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-131,531.19	-97,400.89	-64,092.26	-32,985.75	-2,518.18
NPV（产量）	-107,801.92	-85,891.94	-64,092.26	-43,407.88	-23,075.94
NPV（经营成本）	-43,025.04	-53,626.63	-64,092.26	-74,860.38	-86,332.32

10、铜川

通过对铜川目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为-34,492.64 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-50,785.94 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-63,158.34 万元，可见此目标区开发的经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 19。

附表 19 铜川目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-117,351.55	-89,206.27	-63,158.34	-38,683.72	-14,214.26
NPV（产量）	-97,242.64	-80,144.99	-63,158.34	-46,939	-30,724.85
NPV（经营成本）	-46,642.59	-54,899.79	-63,158.34	-71,629.34	-80,485.27

11、鄂尔多斯盆地侏罗系

通过对鄂尔多斯盆地侏罗系目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为-5,186.03 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-28,616.21 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-46,282.59 万元，可见此目标区开发的经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 20。当气价发生较大程度的有利变化时，此目标区才可以实现一定的经济效益。

附表 20 侏罗系目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-113,608.44	-79,033.81	-46,282.59	-13,534.57	19,211.26
NPV（产量）	-89,808.68	-67,984.49	-46,282.59	-24,582.07	-2,883.74
NPV（经营成本）	-24,185.40	-35,233.27	-46,282.59	-57,331.91	-68,381.23

12、桌子山

通过对桌子山目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 6,409.16 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 4,98.06 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-5,735.19 万元，可见此目标区的开发处于经济边界附近。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 21。当气价或产量发生有利变化时，此目标区的开发可以实现一定的经济效益。

附表 21 桌子山目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-18,881.14	-12,154.81	-5,735.19	562.02	6,859.23
NPV（产量）	-14,267.99	-10,004.78	-5,735.19	-1,562.48	2,610.23
NPV（经营成本）	-1,486.20	-3610.69	-5,735.19	-7,928.47	-10,086.25

13、石嘴山

通过对石嘴山目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 4,449.46 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-3,285.11 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-9,176.48 万元，可见此目标区的开发处于经济边界附近。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 22。当气价或产量发生有利变化时，此目标区的开发可以实现一定的经济效益。

附表 22 石嘴山目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-25,238.73	-17,140.57	-9,176.48	-1,476.66	6,223.15
NPV（产量）	-19,575.11	-14,363.18	-9,176.48	-4,074.35	1,027.76
NPV（经营成本）	-3,918.08	-6,578.78	-9,176.48	-11,816.21	-14,463.24

14、呼鲁斯太

通过对呼鲁斯太目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 8,846.19 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 901.29 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-8,310.41 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 23。

附表 23 呼鲁斯太目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-25,457.31	-16,591.30	-8,310.41	68.75	8,134.37
NPV（产量）	-19,399.46	-13,735.94	-8,310.41	-2,852.45	2,472.68
NPV（经营成本）	-2,747.56	-5,305.49	-8,310.41	-10,992.81	-13,849.10

15、汝箕沟

通过对汝箕沟目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 2,575.33 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-1,340.30 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-4,324.54 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 24。

附表 24 汝箕沟目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-11,139.68	-7,637.03	-4,324.54	-951.64	2,355.11
NPV（产量）	-8,792.45	-6,560.85	-4,324.54	-2,067.24	123.90
NPV（经营成本）	-2,027.19	-3,169.34	-4,324.54	-5,408.31	-6,517.99

16、乐平

通过对乐平目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为-7.681.22 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-9.176.84 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-10.289.01 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 25。

附表 25 乐平目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-16,263.56	-12,113.36	-10,289.01	-7,634.68	-5,036.47
NPV（产量）	-14,137.76	-12,175.53	-10,289.01	-8,449.86	-6,641.89
NPV（经营成本）	-8,640.25	-9,455.65	-10,289.01	-11,148.40	-11,991.75

17、天府

通过对天府目标区经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为-5,534.46 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-14,933.05 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-21,945.74 万元，可见此目标区开发经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 26。当气价或产量发生较大程度有利变化时，此目标区开发才可以实现一定经济效益。

附表 26 天府目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-54,248.63	-37,881.48	-21,945.74	-6,046.34	9,852.96
NPV（产量）	-45,817.51	-33,848.96	-21,945.74	-10,069.30	1,807.02
NPV（经营成本）	-13,899.68	-17,922.65	-22,945.74	-25,976.99	-30,009.50

18、沥鼻峡

通过对沥鼻峡目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为-29,956.56 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-35,038.1 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-38,726.02 万元，可见此目标区开发的经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 27。

附表 27 沥鼻峡目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-65,389.35	-51,412.41	-38,726.02	-26,435.95	-14,315.81
NPV（产量）	-58,013.77	-48,097.94	-38,726.02	-29,502.68	-20,449.29
NPV（经营成本）	-32,454.75	-35,589.91	-38,726.02	-41,863.01	-45,006.66

19、松藻

通过对松藻目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为-52,718.68 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-59,541.53 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-64,455.16 万元，可见此目标区开发的经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 28。

附表 28 松藻目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-104,949.35	-83,850.55	-64,455.16	-46,146.40	-28,151.59
NPV（产量）	-93,820.44	-78,862.57	-64,455.16	-50,758.53	-37,188.91
NPV（经营成本）	-55,169.02	-59,811	-64,455.16	-69,233.23	-74,153.42

20、黔西北

通过对黔西北目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为-182,599.28 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-211,407.14 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-232,633.83 万元，可见此目标区开发的经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 29。

附表 29 黔西北目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-345,878	-285,895.13	-232,633.83	-183,075.84	-135,363.21
NPV（产量）	-305,404.97	-267,075.66	-232,633.83	-201,262.95	-167,256.78
NPV（经营成本）	-200,609.92	-214,712.95	-232,633.83	-249,891.14	-267,786.81

21、圭山

通过对圭山目标区经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为-20,552.05 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-26,207.7 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-30,473.98 万元，可见此目标区开发经济性差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 30。

附表 30 圭山目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-48,993.45	-39,233	-30,473.98	-22,167.16	-14,061.07
NPV（产量）	-42,082.90	-36,016.19	-30,473.98	-24,917.82	-19,613.96
NPV（经营成本）	-24,810.75	-27,652.49	-30,473.98	-33,389.16	-36,136.34

22、宣威

通过对宣威目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为-36,499.46 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-99,964.20 万元；当基

准折现率为 12%时，财务净现值为-147,743.64 万元，可见此目标区开发的经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 31。

附表 31 宣威目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-305,195.73	-223,825.96	-147,743.64	-73,709.33	1,285.28
NPV（产量）	-248,925.90	-198,364.88	-147,743.64	-99,313.12	-49,024.85
NPV（经营成本）	-98,393.76	-122,629.43	-147,743.64	-173,650.54	-197,775.63

23、六盘水

通过对六盘水目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 80,131.48 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 14,144.44 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-35,688.58 万元，可见此目标区的开发处于经济边界附近。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 32。

附表 32 六盘水目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-174,642.47	-103,577.56	-35,688.58	31,938.33	98,992.93
NPV（产量）	-126,410.64	-80,427.53	-35,688.58	9,316.04	53,748.35
NPV（经营成本）	10,128.31	-12,493.98	-35,688.58	-59,095.07	-81,296.57

24、兴义

通过对兴义目标区经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为-63,585.83 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-117,630.50 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-158,573.17 万元，可见此目标区开发经济性差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 33。

附表 33 兴义目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-304,299.01	-228,829.01	-158,573.17	-91,973.51	-24,181.74
NPV（产量）	-252,864.93	-205,272.74	-158,573.17	-113,717.94	-69,592.79
NPV（经营成本）	-112,856.42	-135,413.24	-158,573.17	-181,579.15	-206,214.60

25、织那

通过对织那目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 93,302.35 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 20,817.54 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-34,007.23 万元，可见此目标区的开发处于经济边界附近。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 34。当气价或产量发生有利变化时，此目标区的开发可以实现一定的经济效益。

附表 34 织那目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-170,934.58	-101,978.63	-34,007.23	33,338.11	99,395.82
NPV（产量）	-123,501.13	-78,106.28	-34,007.23	11,052.13	54,823.89
NPV（经营成本）	11,852.34	-10,932.08	-34,007.23	-56,007.27	-78,986.53

26、贵阳

通过对贵阳目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 27,024.55 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-16,491.12 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-49,523.57 万元，可见此目标区开发的经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 35。当气价或产量发生较大程度的有利变化时，此目标区开发才可以实现一定经济效益。

附表 35 贵阳目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-139,941.79	-93,619.70	-49,523.57	-5,751.06	37,257.23
NPV（产量）	-108,898.72	-77,881.20	-49,523.57	-20,727.48	8,331.76
NPV（经营成本）	-20,189.73	-35,166.16	-49,523.57	-64,358.59	-78,477.93

27、红茂

通过对红茂目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 34,598.72 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为 12,005.50 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-5038.76 万元。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 36。

附表 36 红茂目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-45,612.86	-24,811.04	-5,038.76	15,061.80	34,807.08
NPV（产量）	-31,693.18	-18,334.82	-5,038.76	8,400.32	21,484.10
NPV（经营成本）	8,639.50	1,846.50	-5,038.76	-11,475.92	-18,590.27

28、罗城

通过对罗城目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为-5,048.1 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-11,965.62 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-17,324.39 万元，可见此目标区开发的经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 37。

附表 37 罗城目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-32,377.62	-24,687.85	-17,324.39	-10,400.88	-3,478.60
NPV（产量）	-27,155.83	-22,153.23	-17,324.39	-12,652.99	-8,275.61
NPV（经营成本）	-12,561	-14,900.67	-17,324.39	-19,724.85	-22,252.84

29、合山

通过对合山目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为-38,3584.52 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-48,571.36 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-56,331.44 万元，可见此目标区开发的经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 38。

附表 38 合山目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-90,938.47	-72,612.53	-56,331.44	-41,496.77	-26,601.40
NPV（产量）	-78,171.37	-67,182	-56,331.44	-46,261.84	-36,593.09
NPV（经营成本）	-46,064.25	-51,212.39	-56,331.44	-61,638.85	-67,403.11

30、艾维尔沟

通过对艾维尔沟目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现

值为-3,302.83 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-9,289.87 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-13,845.74 万元，可见此目标区开发的经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 39。

附表 39 艾维尔沟目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-27,272.13	-20,3232.42	-13,845.74	-7,632.24	-1,467.32
NPV（产量）	-22,571.82	-18,190.30	-13,845.74	-9,752.32	-5627.05
NPV（经营成本）	-9,674.75	-11,835.13	-13,845.74	-16,082.45	-18,276.39

31、霍林河

通过对霍林河目标区的经济评价，得出当基准折现率为 8%时，财务净现值为 9,105.62 万元；当基准折现率为 10%时，财务净现值为-42,606.25 万元；当基准折现率为 12%时，财务净现值为-81,499.15 万元，可见此目标区开发的经济性较差。对基准折现率为 12%时的气价、产量、经营成本等因素进行敏感性分析，见附表 40。当气价发生较大程度的有利变化时，此目标区的开发才具有一定的经济效益。

附表 40 霍林河目标区敏感性分析数据表 （万元）

因素变化率	-20%	-10%	0	10%	20%
NPV（气价）	-197,231.37	-136,410.21	-81,499.15	-25,805.23	28,605.50
NPV（产量）	-159,501.53	-119,770.97	-81,499.15	-42,632.14	-5,048.29
NPV（经营成本）	-46,625.96	-64,062.55	-81,499.15	-97,409.58	-115,354.05