



# 国外煤层气的 开发利用状况及其技术水平\*

□ 中国石油天然气集团公司 严绪朝 郝鸿毅 等

**摘 要:** 全球煤层气资源量可能超过  $260 \times 10^{12} \text{m}^3$ , 其中 90% 分布在 12 个主要产煤国。从 20 世纪下半叶起, 美国、加拿大、澳大利亚等国先后涉足煤层气的开发利用问题, 无论是在成藏理论研究方面, 还是在勘探开发工艺技术开发方面都取得了一些重要成果, 积累了不少的经验, 特别是美国, 在这方面成就颇多, 规模开发、规模应用成效显著。

**关键词:** 煤层气 国外 开发 利用 技术

从 20 世纪 70 年代开始, 人们似乎由梦中突然醒来, 注意到了煤层气的开发利用问题。自此之后, 世界上一些主要产煤国家纷纷涉足这一领域, 在勘探开发理论与

开采应用技术方面进行了大量的研究与试验工作, 取得了突出的成就, 使这一产业得到快速发展。如今, 煤层气已经成为能源家族中的一位新的成员。

\* 本文是在中国石油天然气集团公司咨询中心“中国石油煤层气开发利用战略研究”报告的基础上摘编的一组文章, 这里刊登的是其中之二。

## 一、世界煤层气资源分布

根据国际能源署 (IEA) 的统计资料 and 我国煤层气资源评价结果, 全球煤层气资源量可能超过  $260 \times 10^{12} \text{m}^3$ , 90% 分布在 12 个主要产煤国, 其中俄罗斯、加拿大、中国、美国和澳大利亚的煤层气资源量均超过  $10 \times 10^{12} \text{m}^3$  (表 1)。

表 1 世界主要产煤国煤炭和煤层气资源量表

国 家	煤炭资源量 ( $10^9 \text{t}$ )	煤层气资源量 ( $10^{12} \text{m}^3$ )
俄罗斯	6.5	17~113
加拿大	7	17.9~76
中 国	5.95	36.8
美 国	3.97	21.2
澳大利亚	1.7	8~14
德 国	0.32	3
波 兰	0.16	3
英 国	0.19	2
乌克兰	0.117	2
哈萨克斯坦	0.17	1
印 度	0.16	0.8
南非 (包括南非、 津巴布韦、博茨瓦纳)	0.15	0.8
合 计	24.46	101.6~273.6

资料来源: IEA, 有修改; 中国新一轮油气资源评价, 2006。

## 二、国外煤层气开发利用现状

美国、加拿大、澳大利亚等国煤层气勘探开发比较活跃, 美国是世界上煤层气商业化开发最为成功、产量最高的国家。

### 1. 美国

美国煤层气资源近 85% 分布在西部落基山脉中、新生代含煤盆地, 其余 15% 分布在东部阿巴拉契亚和中部石炭纪含煤盆地。煤层气资源主要赋存在 1500m 以内的煤层。

美国煤层气工业起步于 20 世纪 70 年代, 大规模开发始于 80 年代。1984 年共有煤层气井 2840 口, 1990 年上升到 2982 口, 1995 年增至 7256 口井, 2000 年达到 13986 口, 生产井数几乎每 5 年翻一番。煤层气探明剩余可采储

量 1989 年仅有  $1041 \times 10^8 \text{m}^3$ , 1991 达到  $2312 \times 10^8 \text{m}^3$ , 1999 年突破  $4000 \times 10^8 \text{m}^3$ , 2005 年为  $5633 \times 10^8 \text{m}^3$  (图 1)。煤层气产量直线上升, 1989 年为  $26 \times 10^8 \text{m}^3$ , 2005 年达到  $491 \times 10^8 \text{m}^3$  (图 2), 占美国天然气产量的 9%。美国有完善的天然气管道系统, 生产的煤层气大部分进入天然气管网销售给燃气公司, 矿井抽放的煤层气有的直接供给坑口发电厂, 或与煤混合燃烧作为锅炉燃料。

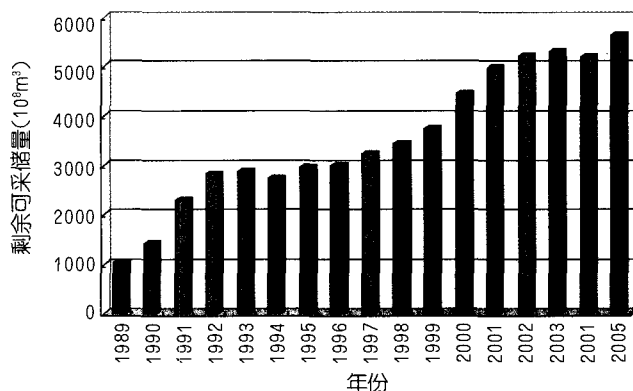


图 1 1989—2005 年美国煤层气剩余可采储量  
(美国能源信息署)

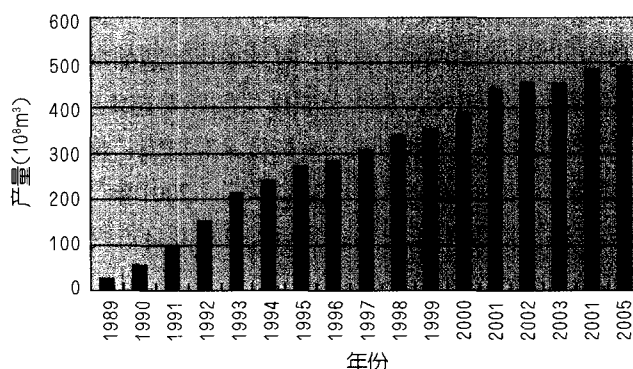


图 2 1989—2005 年美国煤层气产量  
(美国能源信息署)

### 2. 澳大利亚

澳大利亚煤炭资源量为  $1.7 \times 10^{12} \text{t}$ , 煤层平均含气量为  $0.8 \sim 16.8 \text{m}^3/\text{t}$ , 煤层埋深普遍小于 1000m, 渗透率多在  $1 \sim 10 \text{mD}$ , 煤层气资源量为  $(8 \sim 14) \times 10^{12} \text{m}^3$ , 主要分布在东部悉尼、鲍恩和苏拉特 3 个含煤盆地 (图 3)。

澳大利亚煤层气的勘探始于 1976 年。20 世纪末, 充分吸收美国煤层气资源评价和勘探、测试方面的成功经验, 针对本国煤层含气量高、含水饱和度变化大、原地应力高等地质特点, 成功开发和应用水平井高压水射流

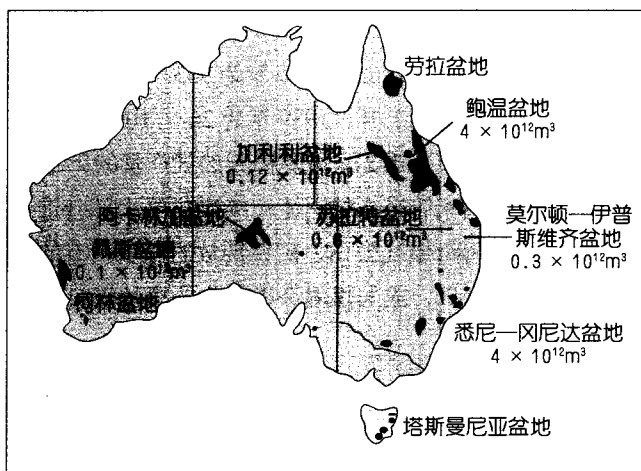


图3 澳大利亚含煤盆地及煤层气资源分布

改造技术,使鲍恩盆地煤层气勘探开发取得了重大突破。澳大利亚的一些矿井已广泛应用水平钻孔、斜交钻孔和地面采空区垂直钻孔抽放技术。1998年澳大利亚煤层气产量只有 $0.56 \times 10^8 \text{m}^3$ ,而到2006年底就达到 $18 \times 10^8 \text{m}^3$ ,现已进入商业化开发阶段。

### 3. 加拿大

据估计,加拿大17个盆地和含煤区煤层气资源量为 $(17.9 \sim 76) \times 10^{12} \text{m}^3$ ,其中,阿尔伯达省是加拿大最主要的煤层气资源区。加拿大的煤层气开发起步比较晚,2000年以前由于市场价格、生产技术等原因,曾把煤层气列为无经济开采价值的资源。1987—2001年,加拿大仅有250口煤层气生产井,其中4口单井日产气量达到2000~3000 $\text{m}^3$ 。

2000年以后,在加拿大政府的支持下,一些研究机构根据本国以低变质煤为主的特点,开展了一系列的技术研究工作,多分支水平井、连续油管压裂等技术取得了重大进展,降低了煤层气开采成本,加上前两年北美地区常规天然气储量和产量下降,供应形势日趋紧张,天然气价格不断上升给煤层气的发展带来的机遇,使一些公司有了积极性。2003年Encana和MGV公司合作,钻了1015口煤层气井,试采气 $5.1 \times 10^8 \text{m}^3$ ,2006年煤层气井超过7700口,产量 $55 \times 10^8 \text{m}^3$ 。加拿大规划到2010年煤层气产量达到 $140 \times 10^8 \text{m}^3$ ,2020年达到 $(280 \sim 390) \times 10^8 \text{m}^3$ ,煤层气产量将占天然气产量的15%左右,形成与美国规模相近的煤层气产业。

德国、英国、波兰、印度、俄罗斯等国家也在进行煤

层气资源的评价和勘探,但到目前为止,除美国、澳大利亚和加拿大等国之外,其他国家都还没有形成大规模的商业化开发。造成这种局面的原因可能有三点:一是煤层气作为一种非常规天然气,其前期工作需要大量的资金投入,如果没有优惠的税收政策支持,很难吸引资金;二是未能彻底解决各自存在的关键技术问题;三是运作时间长。由于煤层气本身的特殊性,从地质评价到工业开采一般需要相当长的时间,大量投资在短期内难以得到回报。

## 三、国外煤层气勘探开发、利用的理论与技术

### 1. 勘探开发理论研究

20世纪80年代初,美国启动了西部落基山造山带和东部阿帕拉契亚造山带相关的13个含煤盆地群煤层气成藏条件探索研究,取得了煤层气“排水—降压—解吸—扩散—渗流”产出过程的认识突破,最后选择圣胡安盆地和黑勇士盆地为基础进行试验,并在1984年使地面垂直井开发的煤层气年产量达到近 $3 \times 10^8 \text{m}^3$ ,得出了美国许多地区具有煤层气生产可能性的重要推论。以此为依据,将勘探逐步扩大到皮申斯、尤因塔等6个含煤盆地,经过理论与勘探开发实践的多轮相互反馈,提出了北美西部落基山造山带高产走廊的煤层气成藏模式,形成了以煤储层双孔隙导流、中煤阶煤生储优势与成藏优势、低渗极限与高煤阶煤产气缺陷、多井干扰、煤储层数值模拟等为核心的煤层气勘探开发理论体系,并于1995年将地面垂直井煤层气年产量提升至 $275 \times 10^8 \text{m}^3$ 。90年代后期,美国又提出“生物型或次生煤层气成藏”理论(Scott, 1993),实现了自身煤层气地质理论突破,1998年在低煤阶煤的粉河盆地成功地实现了煤层气商业性开发。

美国煤层气商业性开发的成功,带动了加、澳、德、英、波、印、俄等20余个重要产煤国家煤层气的研究与开发。然而,在直接引用美国相关理论和技术的过程中,除加拿大由于与北美大陆地质条件具有一致性而进一步证实了美国煤层气理论的适用性以外,只有澳大利亚结合本国煤储层的低渗特点发展了地应力评价理论,并在开发出水平井高压喷射改造技术后获得产气突破,其余

各国都还没有获得地面垂直井商业性开发成功的案例。

目前国外煤层气理论研究和勘探取得的认识,主要有以下几个方面:

一是利用有机地球化学手段(主要是同位素研究),开展了煤层气成因和来源分析,依据分析研究结果认为,加拿大和美国阿拉斯加州的煤盆地内煤层气的成因有3种来源:早期生物气、中期热裂解气和晚期次生生物气;同一盆地不同部位,有时是一种成因占主导地位,有时是两种成因共存,有时甚至是三种成因混合。

二是受岩浆岩影响的煤储层具典型的微孔结构和裂隙,且生气量大,含气量高,甲烷浓度也高,达95%。这一理论认识是对澳大利亚冈尼达(Gunnedah)盆地进行的地质研究得出来的。

三是褐煤和低煤化烟煤的煤层气勘探开发深度已突破1500m。如,美国阿拉斯加州的煤盆地内勘探开发深度已达1981m。

四是开展了地质构造对煤储层割理、煤层气含量以及煤层气、水产能影响的研究。

五是运用核磁共振技术(GMI)研究甲烷气体分子在煤孔隙中的流动。

六是储层测试分析和数值模拟技术日趋完善。发明了瞬变流法甲烷扩散系数测试技术,开展了煤储层渗透率与压应力、孔隙压力关系实验,修正了相对渗透率实验,尤其是广泛开展了同相多组分(二氧化碳、甲烷、氮气)定成分膨胀或定体积压缩吸附/解吸实验,讨论了二氧化碳、氮气不同注入速度和不同注入期对甲烷生产的影响,并在煤层气排采试验中进行了大量应用。在数值模拟方面发展了平衡吸附模型和非平衡吸附模型,开发了煤层气产能模拟新的模型和软件。

## 2. 煤层气开发技术

随着国外煤层气产业化发展以及开发领域的逐渐扩大,开发技术也不断完善和提高,尤其是美国,煤层气开发从最初在圣胡安、黑勇士盆地的中煤阶气肥煤,逐步发展到低煤阶褐煤和高煤阶贫煤、无烟煤,并针对不同地质条件下煤层渗透性、力学性质、井壁稳定性,形成了一套煤层气开发技术系列,主要包括:

——压裂开采技术。

压裂技术是煤层气开发过程中的关键技术。其重要

性在于对产层进行改造,以提高生产层的产量。目前国外针对不同储层采用的压裂技术主要有交联凝胶压裂、加砂水力压裂、不加砂水力压裂和氮气泡沫压裂,各项技术均已过关。此外,在生产实践中采用了多次压裂。

在美国煤层气开发早期,大井组直井压裂技术曾广泛应用于圣胡安、黑勇士中煤阶含煤盆地的煤层气开发之中。该技术主要适合于中煤阶区,其技术关键在于钻大井组压裂后长期、连续抽排,大面积降压后煤层吸附的甲烷气大量解吸而产出。

在美国尤因他盆地,最初3口井压裂后排采一年多时间,单井日产气一般在1000m<sup>3</sup>左右,随后井组逐渐扩大到23口,连续排采4年以上,单井日产气量逐渐增加到5000m<sup>3</sup>以上,在大规模生产阶段,单井日产气超过2×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>;在圣胡安盆地早期的开发试验也证实了相同的产气规律。这说明煤层气开采中实现煤层大面积降压对单井产气量具有决定性作用。

——裸眼/洞穴完井开采技术。

针对低煤阶、高渗、厚煤层钻井易坍塌和煤层污染问题,采用了煤层段裸眼下筛管完井或洞穴完井方式,以增加煤层裸露面积,提高单井产量。该项技术主要应用在圣胡安、粉河盆地。

粉河盆地含煤地层为第三系,低煤阶褐煤—长焰煤,埋深50~3300m,煤层气远景资源量1.1×10<sup>12</sup>m<sup>3</sup>。开发区煤层埋深76~300m,煤层厚24~460m,含气量2~5m<sup>3</sup>/t,煤层渗透率35~450mD,已钻井2.3万口,单井日产3700~28000m<sup>3</sup>,平均4500m<sup>3</sup>,单井日产水32~79m<sup>3</sup>,2004年产气95×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>。

——羽状分支水平井开发技术。

在煤层内钻羽状分支水平井,每个羽状分支井由1口分支水平井,1口洞穴排采直井组成,水平井主水平井眼长1500m以上,主水平井眼两侧钻8~14个分支,分支井眼长200~800m。每个羽状井组由4个多分支水平井组成,总进尺3.2×10<sup>4</sup>m,一个井组控制4.8km<sup>2</sup>(相当于16口直井的开采面积)。该项技术主要适用于中、高煤阶低渗透含煤区,通过增加煤层裸露面积,沟通天然割理、裂隙,提高单井产量和采收率,解决低渗区单井产量低、经济效益差的问题:高含气薄煤层也可采用这一技术。



美国西弗吉尼亚阿巴拉契亚盆地,含煤层为石炭系,中—高煤阶,焦煤,镜质组反射率为1.5%,煤厚1.22~2m,含气量8.5~15.6 m<sup>3</sup>/t,渗透率3~4mD,应用多分支水平井,单井日产气 $(3.4\sim 5.6) \times 10^4 \text{m}^3$ ,产量比水力压裂提高20倍以上(直井压裂开采日产气只有1700m<sup>3</sup>),6年采出可采储量85%。

#### ——沿煤层钻井和一体化抽采技术。

这种技术特别适用于地层倾角较陡的煤层。通过地面钻井到达煤层后,沿煤层钻进500m以上,只要煤层稳定性许可,也可钻进更长的进尺,煤层段采用裸眼完井。该技术还可以在煤矿区附近应用,结合巷道抽采,实现采煤采气一体化,既利用了资源,又解决了煤矿生产安全。该项技术是澳大利亚开发煤层气时采用的一种技术。

#### ——注氮气、二氧化碳增产技术。

煤基质表面对气体分子的吸附能力是一定的,向煤层中注入氮气、二氧化碳气,其气体分子会在一定程度上置换甲烷分子,使甲烷分子脱离煤基质束缚而进入游离状态,混入流动的气流中,从而达到提高煤层气产量的目的。美国、加拿大等国根据这一原理,将电厂等排出的烟道气回收处理后注入煤层。试验证明可以提高煤层气产量和采收率,同时还可以减少温室气体排放。目前美、加两国已有16家公司采用这一技术。

#### ——试井技术。

在实际应用中较为成功的测试方法包括:常规中途测试技术、密闭中途测试技术、段塞实验和注入/降压实验。选择试井类型时既要考虑井的状况,同时要求对煤层及相邻的非煤层进行测试,以了解周围岩层对流体的传导率和能否成功地实施增产作业。

#### ——排采技术。

煤层气的生产是通过排水采气实现的,常用的技术主要是气举方法和管式泵磕头机等。磕头机的动力源在电网发达区用电动机,电网不能到达地区用气井生产的煤层气带动小型燃气动力装置。其水温、气体埋深、排水量、日产气量、累计产气量,全部由自动化仪表记录。

#### ——煤层气开发与采煤一体化。

浅层煤炭开采之前要先进行瓦斯抽放,实现煤层气开发与采煤一体化很容易。开采深层煤炭资源难度大、成本高,但对高瓦斯深层煤炭采用煤层气与采煤一体化技

术,还是有相当经济效益的。这项技术主要是利用钻头喷嘴的水射流在煤层段斜穿孔冲洗,循环出水煤浆和煤层气,在地面进行“固液气”三相分离,即可采出煤和煤层气,分离出来的水还可继续注入井内重复利用。这种技术特别适用于煤层气含量高、厚度大、强度低、不含夹层的粉煤;如果煤层含水量较大,与制水煤浆技术结合,其经济效益更高。

#### ——集气与储运技术。

由于美国的天然气管网非常发达,因此煤层气的集气与储运工程仅限于井田内部。井田内部集输储气分三大块:一是井口装置(气水分离、计量仪表)、管线(常压、欠压区用PVC管)和加压站(若干台压缩机组成、进行二次气水分离),其中关键问题是管线的优化设计和设备选型,在管理上采用的是无线电数据传输和自动化管理,井场和加压站只是巡回检查,不设专人管理。采出的煤层气离开井田便进入管网。

#### ——环保技术。

与煤层气开发相关的环保问题,主要是对采出的地层水进行处理的问题。根据地层水的化学组分,美国目前选择的水处理方法,一是地面排放,即,采出水经处理后符合地面排放标准的,就地排放;二是深井注入,一口3000m深的注入井可以同时处理10~20口生产井采出的水,但费用较高,一般是地面排放的15倍以上;三是反渗透、蒸发和结晶处理。反渗透处理成本为0.5美元/bbl,蒸发法处理成本为0.5美元/bbl以下,结晶法为1美元/bbl。

除上述10个方面的煤层气开发技术之外,美、加、澳三国还分别开发了保护煤层的空气、泡沫钻井和煤层钻井液、煤层绳索取心、煤层气实验室分析化验技术等。

#### 3. 煤层气利用技术

煤层气的主要成分是甲烷,这使得煤层气可以作为优质民用燃料、工业燃料、化工原料、液化天然气燃料和合成油原料。

#### ——民用燃料。

煤层气作为民用燃料,和煤炭比较具有热值高、污染小、使用安全等特点,不需庞大的净化处理装置,不腐蚀、不堵塞输气设备。在美国,则是将开采的煤层气经加压后输入天然气管道,然后输向全国各地。煤层气允

许进入天然气管道的条件是甲烷浓度要高于95%。

#### ——工业燃料。

煤层气作为工业燃料主要用于发电厂、加工业和汽车工业。

**煤层气发电：**天然气发电一直是许多国家在天然气利用方面的主要途径之一。这主要是天然气发电具有效率高、污染少、占地少、启动快、调度灵活等优点，发电效率比煤高10%以上；每千瓦投资为煤的70%。煤层气的成分和天然气的成分相似，所以也可以用来进行发电。不同型号的煤层气发电机设备可以利用不同浓度的煤层气。煤层气发电可以使用直接燃用煤层气的往复式发动机和燃气轮机，也可用煤层气作为锅炉燃料，利用蒸汽发电。欧洲的很多国家，在多年前就已经应用煤矿抽取的瓦斯进行发电。煤层气富集的地区煤炭资源都十分丰富，附近大都有一些火力发电厂，电网发达，应用煤层气发电可以直接输入电网。

**加工业燃料：**煤层气可以作为玻璃厂和冶炼厂的洁净燃料。目前玻璃厂熔炉主要还是以煤炭作燃料，用煤

层气作燃料不仅成本低，热值高，而且有利于改善厂区环境，提高产品质量，大幅度提高玻璃厂、冶炼厂的经济效益。

**汽车燃料：**汽车用压缩天然气的技术指标为甲烷浓度必须达到90%~100%，乙烷以上的烷烃含量不超过6.5%。煤层气中甲烷成分占绝对优势，浓缩后甲烷浓度可达95%以上，乙烷以上的烷烃含量极少，因此，煤层气非常适合于生产汽车用压缩天然气，还可以与柴油混合制成车用混合燃料。

#### ——化工原料。

甲烷是一种重要的化工原料，可以用来合成多种化学产品，如合成氨、XOX系列产品、甲醇、乙炔、硝基甲烷、氢气等，大约有20多种，加上二次加工后的五六十种产品，合计近百种化工产品，涉及国民经济的许多领域。

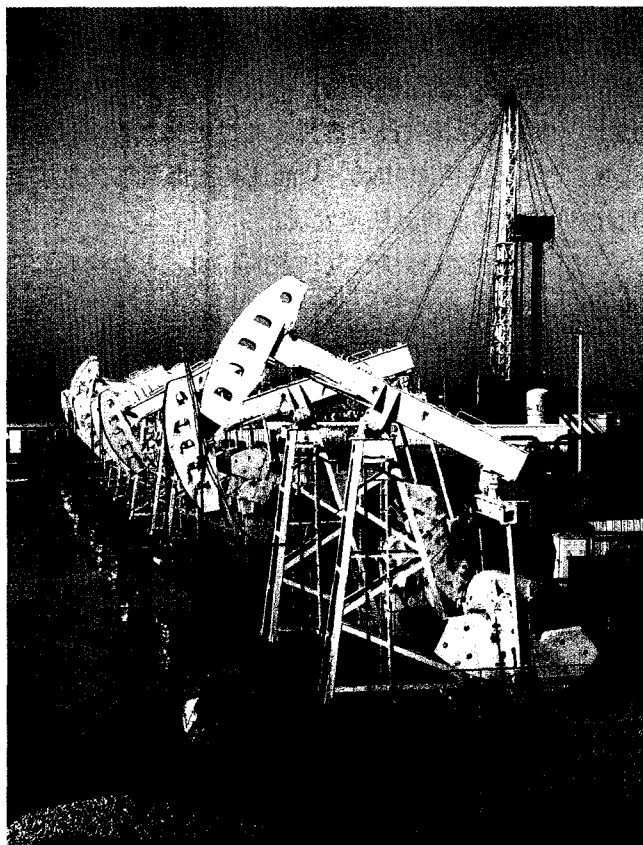
合成氨和甲醇是甲烷化工最重要的两种产品。目前，世界合成氨总的生产能力已经达到 $1.6 \times 10^8 \text{t/a}$ （其中以天然气为原料的占76%），我国总生产能力为 $3000 \times 10^4 \text{t/a}$ （其中以天然气为原料的占25%）。甲醇是一种重要的有机化工原料，在我国是除乙烯、丙烯、苯之后的第四大化工原料，在化工、医药、轻工、纺织等行业具有广泛的用途，仅衍生物就有100多种。煤层气都可以作为它们的原料。

#### ——液化气燃料（LNG）。

煤层气与天然气一样，其主要成分是甲烷，因此，天然气的许多用途都可以拿煤层气替代。天然气液化后比压缩天然气更安全，更经济。低温条件天然气的液化（LNG）是一项重大的先进技术，已被许多国家广泛采用。天然气液化后，其体积只有同量气态天然气的1/625，从而大大方便了天然气的储存、运输乃至使用，单位体积的燃烧值相应大大提高，可用以代替汽油作为汽车等交通工具的燃料，而价格比汽油更便宜，污染更小，还可为地下储气库供气。

#### ——合成油（GTL）。

天然气制合成油（GTL）正成为天然气高效利用的途径，煤层气与天然气相比成分更为简单，GTL技术完全适用于煤层气。GTL技术由合成气、费—托合成和产品精制三部分组成。通过费—托工艺将天然气转化合成



油的柴油燃料含硫小于  $1\mu\text{g/g}$ , 芳香烃小于 1% (体积百分比), 十六烷值大于 70, 为生产清洁燃料开辟了一条新途径。经过改进的费-托法合成技术, 采用新型钴催化剂和先进的淤浆床反应器, 使 GTL 装置投资和操作费用大大降低, GTL 的生产成本已可与  $18\sim 22$  美元/bbl 的原油价格相竞争, 为建设天然气炼油厂注入新的活力, 同时为天然气资源尤其是偏远地区天然气田的开发利用提供了有效途径。

#### 四、国外煤层气开发利用的经验与启示

美、加、澳等国煤层气产业发展的实践证明, 煤层气勘探开发一旦取得突破, 形成规模生产, 可获得明显的经济效益。一是勘探费用低, 获利大, 风险小; 二是生产成本低, 生产周期长; 三是有利于缓解能源紧缺、保障煤矿安全生产和防治环境污染。国外煤层气能够发展为商业化开发、规模化生产, 与政府在起步阶段对煤层气开发利用提供强有力的政策和法律支持密不可分。

以美国为例, 20 世纪 70 年代末期, 美国天然气供需缺口扩大, 每年需进口天然气  $(600\sim 800) \times 10^8 \text{m}^3$ ; 与此同时, 每年因采煤向大气排放大量煤矿瓦斯, 不仅污染环境, 而且要耗费大量劳动力和资金去进行处理, 在能源需求和环境保护的双重动力驱使下, 从 1980 年起政府先后颁布了《能源意外获利法》、《能源政策法》和《气候变化行动计划》等, 从政策和法律两个方面鼓励和支持煤层气的开发利用。

关于税收方面的补贴, 美国《能源意外获利法》第 29 条规定, 从 1980 年到 1992 年底前钻成的煤层气井, 在 2002 年 12 月 30 日以前均可享受税收补贴, 补贴率随通货膨胀指数进行调整。80 年代初, 补贴率为 2.82 美分/ $\text{m}^3$ , 致使开发煤层气的收益超过天然气。据统计, 从 1980 年到 1990 年的 10 年间, 美国黑勇士盆地和圣胡安盆地煤层气开发获得的税收补贴分别为 2.7 亿美元和 8.6 亿美元。

关于优惠贷款问题, 根据美国环保局 1996 年 3 月公布的《联邦政府对煤层气项目资助指南》规定, 农业部可为农村高瓦斯地区煤层气项目提供贷款, 限额为 15 万

美元; 商业部可为煤层气发电、管道输送和居民用气项目提供贷款, 仅 1992—1994 年贷款援助资金即达 4610 万美元; 小企业管理局可为以煤层气为原料的化工利用项目提供贷款资助, 1993—1995 年贷款援助金额达 215 亿美元等。

发电补贴, 美国国会通过的《1992 年能源政策法》1605 (b) 款规定, 电力部门若从烧煤转为烧煤层气、减少二氧化碳排放时, 可得到优惠贷款, 并能获得政府规定的补贴率为 0.02 美元/( $\text{kW} \cdot \text{h}$ ) 的能源补贴费。

关于补贴资金的来源问题, 可以从以下两个方面获得: 一是信托基金, 按《能源意外获利法》的规定, 因国际价格上涨而获得的常规油气意外收入必须拿来建立信托基金, 以支持新能源开发; 二是补贴基金, 对煤炭开采中排放的煤层气, 按排放量征收煤层气排放费, 以此建立补贴基金, 支持煤层气开发利用。

这些政策不但力度大, 而且涉及煤层气的科研、生产、管输、利用等各个方面, 既有鼓励和扶持, 又有限制和惩罚, 使煤层气开发利用相对于常规石油、天然气具有明显的吸引力, 有效地调动了石油公司介入煤层气勘探开发的积极性。德士古、雪佛龙等大型石油公司的介入, 不仅带来了雄厚的资金, 而且引入了油气勘探开发技术, 加快了煤层气技术进步, 通过天然气管网, 开拓了煤层气输送和销售市场, 从而使美国煤层气产业从 20 世纪 80 年代起便得到快速发展。

美国等国家发展煤层气产业的经验, 可以给我们四点启示:

第一, 煤层气的开发利用在进入规模化之前的起步阶段, 政府给予优惠政策支持是至关重要的。

第二, 发展煤层气产业需要石油公司的积极参与, 石油公司的积极介入有技术与资金保障。

第三, 研究开发并形成适合本国煤层气地质条件的先进适用和配套的煤层气勘探开发技术, 是煤层气产业发展的关键。因此, 必须加强技术创新, 大力推进煤层气工业的科技进步。

第四, 建设好管网系统和销售渠道。天然气管网等基础设施是否完善, 销售渠道是否畅通、发达, 直接影响着煤层气产业的发展。美国正是具备这样的优越条件, 才使煤层气产业的发展如日中天。