拓展天然气在中国的利用

中美联合研究报告

资助单位

美国国家环保署
中国国家发展计划委员会

完成单位

中国石油大学（北京）
美国太平洋西北国家实验室

2002 年 1 月

拓展天然气在中国的利用

主要作者

董秀成

中国石油大学（北京）

dongxiucheng@yahoo.com.cn

(8610)6974-4849

Jeffrey Logan

美国太平洋西北国家实验室

Jeffrey.Logan@pnl.gov

+1(301)314-6743

致　谢

本研究承蒙诸多个人和团体的帮助，在此表示衷心的感谢。特别要指出的有：美国国家环保署的保罗·史各文斯（Paul Schwengels），提出该项目并与中国同僚一起工作将其付诸实现；美国环保署的孔秋（Kong Chiu），协助解决了研究过程中遇到的大量问题；中国国家发展计划委员会的徐锭明和张玉清指导了中方研究工作。

感谢来自公共和私人部门的中国和其他国家的天然气专家为本报告起草提出的指导和建议。另外，美国对外商务服务北京办事处（U.S. Foreign Commercial Service in Beijing）的克瑞斯·亚当斯（Chris Adams）召集中美油气工业论坛的成员共同探讨中国的天然气问题。尽管本研究与中美油气工业论坛无直接关系，却也从中获得了很多宝贵的专家意见和指导。劳拉·哈德森（Laura Hudson）和安·韦克斯（Ann Weeks）在分析研讨中国如何提高天然气利用方面做出了重要贡献。斯各特·罗伯特（Scott Roberts）、陈常红（Chen Changhong）、欧文·沃德（Owen Ward）以及瑞吉·詹（Reggie Zhan）主动对研究工作和报告中的部分案例起草提供了大力支持。

在此，还要感谢以下诸位提供过帮助的中国专家：石油大学的罗维东和罗东坤两位教授，在研究报告的写作和修改过程中起到了积极作用。中国石油天然气股份有限公司的官员陈正惠和陈方红，就报告框架提出了宝贵意见。中国石化集团公司规划计划部的刘岩，为我们提供了有关中国天然气消费状况的关键数据。最后，还要感谢中国海洋石油总公司的林书新提出的建设性意见和建议。

最后，衷心感谢那些审阅研究报告初稿的个人，他们提供了建设性反馈意见，协助我们安排研讨会和会议。在吸取他们提出的建议的基础上，我们对研究报告做了较大改进。然而，文中仍难免存在某些纰漏，敬请批评指正。

前　言

(美国资助方)

我积极倡导这项研究，因为它对中国的环境保护和中美在环境方面的合作都具有重要意义。与煤炭和石油产品相比，天然气燃烧起来更为清洁，可以减少有害物质像二氧化硫、粉尘、氧化氮以及其他空气污染物的排放。同其他化石燃料相比，天然气燃烧后排放更少的二氧化碳——最主要的温室气体（GHG）。对中国而言，大量使用国产的和进口的天然气，以之代替高污染的煤，对于净化空气、减少对公众健康的损害以及减少温室气体的排放都有极大帮助。达成上述目标有利于实现中美的共同利益。这从 1999 年 4 月中国政府高级官员与美国环境保护署签订的关于环境合作的十项意向书里的一项中可以看出。与中国发展计划委员会主任签署的意向书，引发了中美专家合作研究关于在中国拓展天然气利用的机会和利用天然气可能带来的环境利益。

中国国家发展计划委员会指定石油大学（北京）整理中方的研究成果，与美国太平洋西北国家实验室合作完成研究。双方经过两年的艰苦努力，共同得出了一套高水准的研究报告。报告论证了在中国发展天然气产业的潜力和环境效益，阐述了其迅速发展所面临的主要障碍，并分析得出中美为达此目标进一步合作的机会。

在过去的十年里，市场改革和技术进步使世界许多地区都加大了天然气的利用。很多国家都发展了基于竞争的批发和零售天然气市场，为消费者提供了更低廉的价格和更便捷的服务，并通过实践积累了一些引导改革的有效措施。在地震成像、钻井、高温气体涡轮等领域的技术进步促进了天然气的可获得性和可担负性。而一些正在发展的技术，如燃料电池和气体液化技术正在进行开发并将进一步提高拓展天然气利用的潜力。

到目前为止，天然气在中国的能源政策中份量很轻，因此天然气在国际上的发展情况并未在中国出现。直到 1997 年，天然气只占到国家能源总需求的 2%，远远低于 25% 的国际平均水平。然而，由于以城市为代表的空气质量持续恶化，中国政府对拓展天然气利用的兴趣在过去几年里有所增加。很多计划纲要中天然气已被列为中国今后 20 年中一种重要的新能源。为实现这一目标，必须采取多种措施鼓励勘探开发、运输、分销，最重要的是要扩大天然气的市场需求。吸收美国及其他国家的先进技术和政策经验来支持中国的天然气发展是有着光明前景的。这篇报告旨在让政策制定者了解有关扩展天然气利用的一些重要问题，并勾画出在克服障碍、达成目标过程中可能出现的合作机会。我认为本报告在这些方面是有所贡献的，在中美促进清洁能源和清洁环境的合作中也迈出了重要的一步。

美国国家环保署
大气项目办公室主任
保罗 斯多普曼（Paul Stolpman）

前　言

（中国资助方）

中国国家发展计划委员会很高兴有机会与美国环保署合作，共同推进天然气在中国的利用。这项研究勾画了加速中国天然气工业发展的重要措施和中美双方在推动中国天然气工业发展应当采取的合作步骤。

目前中国天然气工业受到了普遍关注。中国政府正通过新政策的不断出台来推动天然气的利用，并以此激励天然气工业的发展。此项研究提出了发展天然气这样的洁净能源的手段，并描述出今后中美之间的合作机会。

石油大学（北京）和美国太平洋西北国家实验室的专家努力得出研究成果，以期对中国天然气工业的政策制定者有所帮助。同时，这项研究也可以增进中美在能源和环境合作问题上的相互信任。中国将继续实施市场改革，驱动中国的天然气利用。中国将充分利用国际人力资源来培训中国天然气工业的人才。中国也需要吸引国外投资以发展先进的技术，促进天然气工业的发展。

中国计划将天然气发展成为今后 20 年具有重要意义的新能源。为实现这一目标，必须采取新的措施来鼓励天然气的勘探开发、运输、分销，尽最大努力开发市场。这篇报告为政策制定者提供了一些实用信息，帮助其了解与拓展天然气使用相关的重要问题，并概述了解决问题过程中可能出现的合作机会。

国家发展计划委员会
基础产业发展司处长
张玉清

目　录

致谢……i
前言……ii
目录……iv
概要……01
第一章 中国能源状况……06
第二章 天然气与中国环境问题……09
　第一节 经济发展与污染物排放……09
　第二节 拓展天然气利用对环境的影响……12
　第三节 能源与发电的环境经济性……15
第三章 中国天然气管理体制……18
　第一节 管理机构和政策法规……18
　第二节 天然气价格管理……21
　第三节 投资与融资政策……22
第四章 上游——天然气供给问题……30
　第一节 国内天然气资源……36
　第二节 天然气进口潜力……40
第五章 中游—天然气运输和储存……45
　第一节 规划的天然气管道项目……46
　第二节 分销网络……52
第六章 下游—建设天然气市场……54
　第一节 天然气消费现状……54
　第二节 天然气需求预测……57
第七章 中美两国在拓展天然气应用方面的进一步合作……64
　第一节 人员培训……64
　第二节 技术转让……65
　第三节 激励外国投资……66
　第四节 政策开发……66
参考文献 ……68
单位换算 ……72

概　要

一、回顾与展望

长期发展缓慢的中国天然气工业即将进入迅速增长的阶段。扩大天然气作为替代能源的使用有助于解决空气污染问题，减少温室气体的排放。尽管在过去几年里，有关天然气的政策发生一些重大变化，但天然气市场中仍存在着很多发展障碍。本研究分析了这些障碍并提出通过中美合作克服障碍的方法。

中国已经显露出大力发展天然气，用以替代煤和传统石油产品的意图。中国天然气资源量不多的错误观念正在逐渐消失。最近两年，中国宣布在新疆和内蒙古发现了大的气田，成为 90 年代发现的相对丰富的天然气储量的补充。包括西气东输管线在内的天然气基础设施，目前正在建设之中。建成之后，可以方便的将天然气从边远地区向人口稠密区输送。在广东省建立第一个 LNG 进口接收终端的工作也在进行之中，预计将于 2005 年正式运行。中国的主要油气公司也正在市场化，减员增效，提高管理水平。这些变化将使天然气产业转变成为既支持经济增长，又有利于环保的具有活力的产业。但为实现这一点，还需要付出许多努力。

中国有关规划部门提高天然气使用的主要出发点是其相对的环境效益。过去的五十年里，过分依赖煤炭使中国成了大气污染最严重的国家之一。由于环境污染对人类健康、农业产量和基础设施造成的影响，国家每年都要损失上百亿元人民币。发展天然气产业是减少环境破坏的一个重要步骤，也可以大大减轻温室气体的排放。利用天然气还有以下几个优点：

1.平衡能源市场的供给与需求；

2.改善国家的能源安全状况，在石油进口量逐渐增加的今天，这一点尤其重要；

3.解决货运产业的瓶颈问题。

尽管在发展天然气的价值链上存在着许多积极因素，要想使天然气的利益最大化还需要更强有力的政府支持。发展从勘探到终端使用的天然气体系需要大量投资以及经济计划部门、地方政府、环境保护部门和能源企业的相互协调。整个链条上最薄弱的一环可能会钳制整个系统的运行。目前中国仍在由计划经济向市场经济转变，政府必须建立更加透明、更为宽松的框架，为以市场为导向的企业提供良好的营运环境。

中国的经济改革对国有工业企业，包括石油、天然气企业，已产生了深刻的影响。工业企业通过兼并重组提高了经济规模和效率。与过去相比，国有企业的预算更为紧张，从银行贷款获得的政策支持逐步减少。许多企业已将注意力从单纯的产量转移到利润上来，并开始在国内国际的股票市场上市，充分利用金融资源。当然，中央和地方主管部门之间的矛盾减缓了改革的步伐，由于下岗工人数量上升也增加了社会不稳定因素。

本研究概述了中国天然气产业的发展趋势，辨析了中国、美国以及潜在合作者所能克服的天然气工业高速发展所面临的障碍。但研究工作只是一个尝试，要真正发展天然气产业还需要大量后继的艰苦卓绝的工作。

报告的第一部分对中国近期的能源发展状况作了简短的回顾，描述了天然气工业所处的环境和背景。扩展天然气利用对环境的影响，包括其带来的地区性和全球性的污染减少在第二部分进行讨论。第三部分描述了最近中国天然气管理体系发生的变化。第四和第五部分中则集中探讨了天然气供给、运输、分销中存在的关键问题和面临的挑战，第六部分讨论的是下游，即终端需求。最后一段总结了中美和潜在合作者的潜在合作领域，通过合作克服困难，使中国天然气工业更加健康迅速的发展。

二、主要结论

下面概况了本研究报告各个部分的研究成果。

（一）环境

天然气作为煤的替代能源在保护环境和增进居民健康方面都有很高价值，这一点在居民使用领域最能得到体现，但天然气市场更可能在发电及其他工业部门首先得以发展。用 20 亿立方米的天然气替代煤，硫和二氧化碳排放量就分别减少 65 万吨和 1400 万吨。天然气在煤相对较贵的地区已经很具竞争力，考虑到环保成本时更是因其清洁性而有竞争优势。加大对现有环境法规的执行力度可以为天然气创造更大市场。

（二）管理和政策开发

为刺激天然气消费而制定的新措施包括天然气管道建设、液化天然气发展计划、旨在推动国有企业市场化的改革。发展天然气的市场定价机制势在必行，一切新增的天然气供给都应根据市场需求来分配。目前，天然气发展框架还不够全面，有待进一步完善。分清政策优先次序，理顺管理层次，加大执法力度都将促进天然气工业的发展，降低风险，优化资源配置。国内债券和股票市场在天然气勘探开发、运输、分销等环节的融资过程中起着重要作用。目前陆上天然气工业中只有少量外资，但如果采取新的措施提高透明度，加强法律监管，深入市场改革，外资规模将大大增加。外资的引入有助于改进技术，促进天然气的普及；继续推行市场改革也有助于降低天然气的最终价格。

（三）上游

尽管大多数资源位于远离需求中心的地带，中国天然气资源仍然有着乐观的前景，实际储量大于一直以来的估计值。最近发现的新疆和内蒙古大气田大大的拓展了 90 年代发现的相对丰富的储量，对西气东输工程也是有力的支持。虽然中国对加入国际天然气市场仍保持着谨慎态度，中国的第一家液化天然气进口接收终端却已经在广东筹建。从俄罗斯以及其他中亚国家引进天然气的进度放缓。新的钻井和成像技术可以提高天然气勘探开发的经济性和有效性，中国公司可以加大使用规模并从中受益。

（四）中游

西气东输工程是中国天然气产业中最重要的发展项目。这个项目将推动新的变革并为天然气产业引进外资作好铺垫。天然气有可能在中国未来的整体能源战略中占据重要地位，这将会带动运输和分销天然气的基础设施建设，从而需要大量资金。总投资额很大程度上取决于中国制定的政策成功与否。通过专家培训可以吸收最新的计划、监管和提高天然气管道运输的效率和运营安全的方法，这将使中国企业和地方财政大大受益。另外，目前天然气井口价格和最终用户价格差异很大，要缩小差距就需要采取有效措施，包括理顺政府管理职能和提高分销系统的效率。

（五）下游

保证新开发的天然气资源拥有足够的市场需求是目前开发商面临的最重要的问题。目前天然气的“计划内”井口价格被人为压低，远远低于“计划外”价格，这导致了市场的扭曲和低效，而且在一定程度上使天然气地质勘探造成困难。天然气的环境效益应被包括在能源价格机制之中，以拉平各种能源选择的起跑线。为了将天然气终端利用技术比如燃气轮机、燃料电池、液化装置带进市场，还需要更多的研究与开发。

三、关于加强进一步合作的建议

中国、美国和其他合作者为克服中国天然气工业的障碍将进一步合作，这种合作在许多领域中有光明的前景。为获得合作成功，合作者需要保持灵活性，并为共同的事业贡献力量。比较有前途的合作项目有以下几个：

（一）商业和金融培训

未来十年里，中国要想在天然气利用等领域内有所突破，需要培训上千个专业人员，尤其需要注重培养具有市场定位管理、财务分析和法规等知识、技能的专业人才。中国的天然气专业人员通常具有丰富的分析和技术技能，但缺少使企业成功运转所需要的商务策划能力和财务知识。

美国政府可以协助中国建立一个培训中心，集中培训市场定位和监管技能。适当的投资就可以帮助建立一个永久的培训中心，这个培训中心几年后就可以通过向学员收取适当费用的方式实现自我支持。由接受过国际培训的中国专家在中心任教，培训学员可以通过支付适当学费来参加培训。

除了提供商务技能的培训外，培训中心还可以通过提高其他领域的培训能力来促进中国天然气产业的发展。其中有三个重要领域，包括天然气安全、管道运营与维护、政策制定等。中国的监管者需要制定安全协议，防止新建天然气基础设施因违章挖掘和终端使用而出现事故。美国拥有大量经验，可以帮助中国设计、运营和维护天然气管道。中国的专业人员可以受邀参观美国的设施，了解这些设施的上述主要功能。当然，通过培训中心持续的努力可以带来更大的利益。最后，培训还可以帮助一些高级政府官员制定更为全面的政策框架，以保证天然气产业迅速、协调地发展。

（二）技术转让

中国的天然气公司和最终用户应该更多的采用新技术以降低成本。三维、四维地震成像、数据处理、钻井等技术的发展提高了发现可采油气资源的机会。在美国，专业服

务公司拥有这些技术并提供相应服务，而中国的企业尚不能享受这些新技术带来的好处。目前，中国研究者对燃气轮机、燃料电池、液化装置 (GTL)等终端技术有着浓厚的兴趣，但要使其在未来经济中发挥作用还需要有更大的投入。

要实现这些“硬”技术的转移，最有效的方法是通过建立合资企业和许可证协议。美国政府不会直接介入，因为它没有权力命令企业进行技术转让，也不太可能购买这些技术的专利权并将之转移。但美国政府可以起到桥梁作用，消除合资以及许可证协议中的分歧。还可以提供学术交流的机会，如通过国际访问学者项目（International Visitors Program）和汉佛莱基金项目（Humphrey Fellowships），让更多中国天然气工业的工作人员去美国接受先进培训。

（三）吸引外资

许多外国油气公司希望把他们的业务拓展到中国，但他们一直被现实存在的和想象中的障碍所制约。中国天然气工业近期的变化鼓励了这些厂商，但他们宣称假如有机会，他们将做的更多。虽然投资者有一定的获利，但是外资的大量流入将有助于中国解决在资金、管理和技术上的问题。

一些阻碍外国投资流入的壁垒对所有外国公司都是相同的，如它们抱怨缺乏透明度。其他一些是针对天然气的，例如一些公司感觉到中国政府提供给他们勘探的是一些风险很高、开发质量非常低的区块。

促进外国投资的最直接的方式之一是中国政府给外国公司提供更多的勘探区块和产量分成合同，特别是在中国陆上地区。另外一个是正式拓展外国公司在所有天然气管道和下游项目的投资和所有权。一个最终较为直接的方法是中国政府允许更多的天然气以市场价格出售，放松对特殊行业的天然气配置。

其他吸引外资的方式不太直接，且都与中国的整个经济改革相联系。根据合同加强法律执行力度、公布有关最终决策者的信息、阐明政策的优先级别，都有助于降低潜在外国投资者所认为的市场风险。美国可以帮助中国制定政策或制度，以加速这些惯例的推广。

（四）政策和法规开发

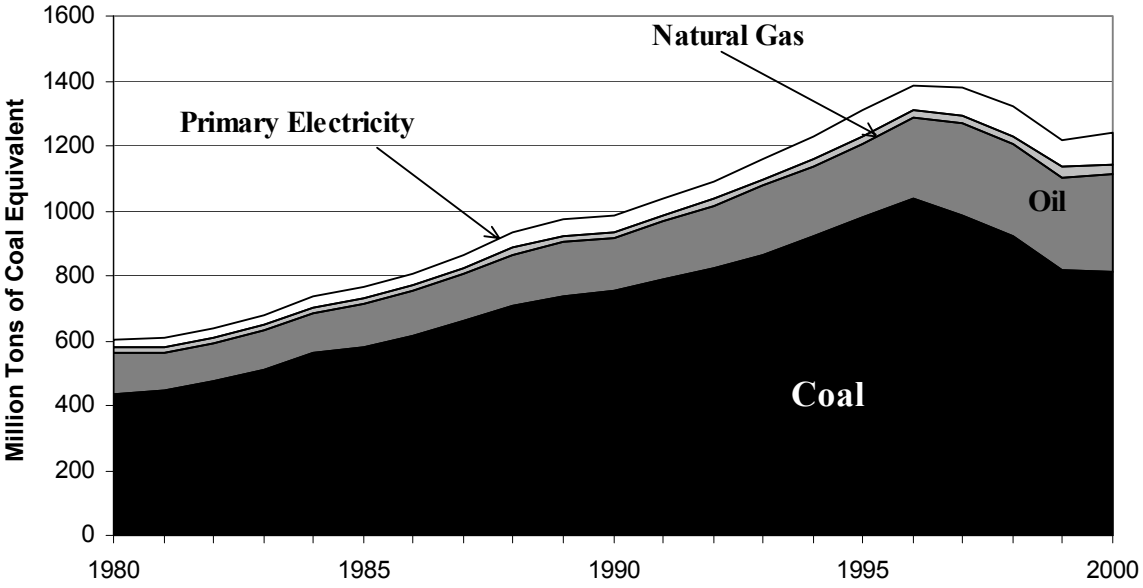
自从开始向市场经济转变，中国已经进行了大量各种各样的改革试验。美国可以在关于天然气工业拓展的政策改革中帮助中国，但不是简单地告诉中国应该如何改革。如果中国选择更深一步向市场经济发展，美国专家将在相关政策、制度和法规开发上提出建议。现存的中美油气工业论坛已在考虑这些问题并将给决策者提供建议。

中国主要的天然气和煤层气储量图

第一章 中国能源状况

在过去几年中，中国能源状况发生了重大变化，从集中计划经济到市场经济的转换推动了能源产业的一系列变革。旨在适应新的能源和环境目标的一些特殊政策也对能源产业产生了一定影响。据有关资料显示，2000 年煤的消费量约占中国能源消费总量的 65%，比起 1996 年的 75%而言大幅下降（见图 1-1）。石油、天然气和一次电力（水电和核电）分别占据余下的 24%、3% 和 8%。即使能源统计不十分准确，这也表明中国煤炭消费总量已经比 1996 年的高峰期降低了许多。

图 1-1 中国主要商品能源消费量



资料来源：《2000 年中国统计年鉴》

一、煤炭：生产和利用正在复兴

从 1996 年到 2000 年，尽管官方统计的国内生产总值增长了 35%，中国煤的使用量却下降了近 20%。由于统计数据的缺乏，煤炭使用量骤减的原因尚不清楚，但可以肯定的是，一批规模小、效率低的小煤矿的关闭，以及煤炭质量的提高确实在一定程度上导致了煤炭使用量的下降。然而，由于部分新关闭的煤矿已经开始非法重新运转，一些实际发生的煤炭生产和消费并未被包含在统计数据当中。其他因素例如经济结构的变化对煤炭使用量的减少也起到了一定作用。中国煤矿在向机械化和规模化方向发展的过程中，需要雇佣成百万的民工。政府试图控制从农村到城市的移民数量，这将减缓煤炭领

域的改革。随着煤炭使用量的减少，二氧化硫、粉尘、二氧化碳和其他有害物的排放量也已相应大大地降低。2001 年前期统计数据表明煤的使用有反弹迹象。

二、石油：进口激增

2000 年，进口原油占中国石油需求的近三分之一，与基本自足的 1996 年相比大大增加。1995-2000 年之间，原油产量平均每年增长 1.9%，而需求增长率每年超过 5.3%。1998 年中国改革了石油管理体制和一些相应法规。中国国内的许多现有石油生产基地正在老化，而中国西部前景良好的新资源还尚未开发。为了提高能源安全，中国从上世纪 90 年代初就开始投资海外石油生产，希望到 2005 年从这些地方输送 1500-2500 万吨的石油回国。2000-2001 年，中国主要的石油公司成功地从香港和纽约股票市场募集了超过 70 亿美元的资金，外国直接投资也数目可观。国内股票投资市场也正成为中国国内的石油企业新的资金来源。这些投资都有助于促进中国的国有石油公司提高效率和增加透明度。

三、电力：快速增长的恢复

尽管电力系统的改革滞后，但一直保持强劲的增长势头。2001 年初，装机容量达到了 3.2 亿千瓦，大约相当于美国的 40%，但是人均耗电量依然较低。由于总体经济发展放缓， 从 1997 年和 1998 年开始，中国许多地区出现了电力过剩状况。2000 年，虽然一些地区电力依然过剩，但电力消费总体来看大幅回升，平均增长了 10%。煤炭发电量占总电能的四分之三强，其余大部分属于水力发电。由于成本较高和融资困难，大力发展核能发电的计划已经搁浅。除了三峡工程，中国政府正在修建和准备修建更多的大型水力发电厂。在随后几年里，中国将继续在一些地区尝试将竞争机制引入发电领域，但由于在中国国内和其它地区（例如加里弗尼亚）建设运转良好的市场比较困难，这些尝试已经放缓。

四、天然气：供应增长，需求不明

因为环境保护等原因，中国天然气工业正在复兴。中国政府希望到 2020 年，天然气消费量将至少占商品能源需求总量的 10%，而目前这个比例只有 3%。为了探明前景良好的天然气资源，建设运输和分销基础设施，特别是创建天然气应用市场，需要进行重大的市场改革、制定相应政策并大量投资。在过去几年中，中国西部和沿海地带发现了几处大的气田。这些新的发现为修建新疆-上海天然气运输管线提供了依据。其他几条向北京和上海输气的管线最近已经完成。虽然还需要解决一些区域性问题才能进行管

道建设融资，但中国已经表示了从俄罗斯和中亚进口天然气的兴趣。中国还在按计划加紧在广东建设第一个 LNG 进口接收终端。中国天然气价值链上的大部分环节都在向外国资本开放。

五、能源节约与能源效率

在节约能源方面，中国取得了前所未有的成绩。与大多数发展中国家不同的是，中国改革后的经济发展速度超过了能源利用的增长速度。节能手段的采用大大减少了煤的燃烧量，因而避免了环境的进一步恶化。中国的“十五”计划继续把提高能源效率列为国家能源政策的重点。加速向市场经济转变为节约能源提供了新的机会，尤其是那些以盈利为目的的能源服务公司。

六、可再生能源

中国在风能、太阳能以及小型水力发电方面有巨大潜力。然而相对较高的价格和市场的扭曲制约了其总体发展。不久的将来，有望在某些地区实现加速增长，但如果没有重大的改革或者技术突破，这些可再生能源的供应量仍将相对有限。

第二章 天然气与中国环境问题

本章重点讨论“加大天然气作为煤炭的替代能源的利用对中国环境有何影响”这一问题。首先简单总结了中国最近的环境问题，主要是大气污染问题，接着探讨了天然气用于发电的环境经济性。

第一节 经济发展与污染物排放

二十世纪九十年代以来，中国在解决与能源有关的环境问题上取得了一定进展，但二十一世纪中国在这方面依然面临着重大挑战。煤的燃烧是破坏大气的两大污染物（粉尘和二氧化硫）的主要来源。排放到大气中的粉尘危害人类健康，其排放量比起早期的高峰有所下降，这主要归功于废气处理装置的大量使用（见图 2-1）。二氧化硫的排放量近年来也降低了，但这种下降更可能是由于煤的使用量减少，而不是实施特殊政策或采用专门技术的结果。其他污染物，例如氮的氧化物、碳氢化合物和一氧化碳将可能由于中国公路上的汽车数量的增多而成为比较严重的问题。中国的二氧化碳排放量在世界上位居第二，仅次于美国[1]。尽管人均排放量仍将保持在较低水平，但是煤炭使用的再度快速增长将使中国在 2040 年到 2050 年左右成为世界上二氧化碳排放量最大的国家。

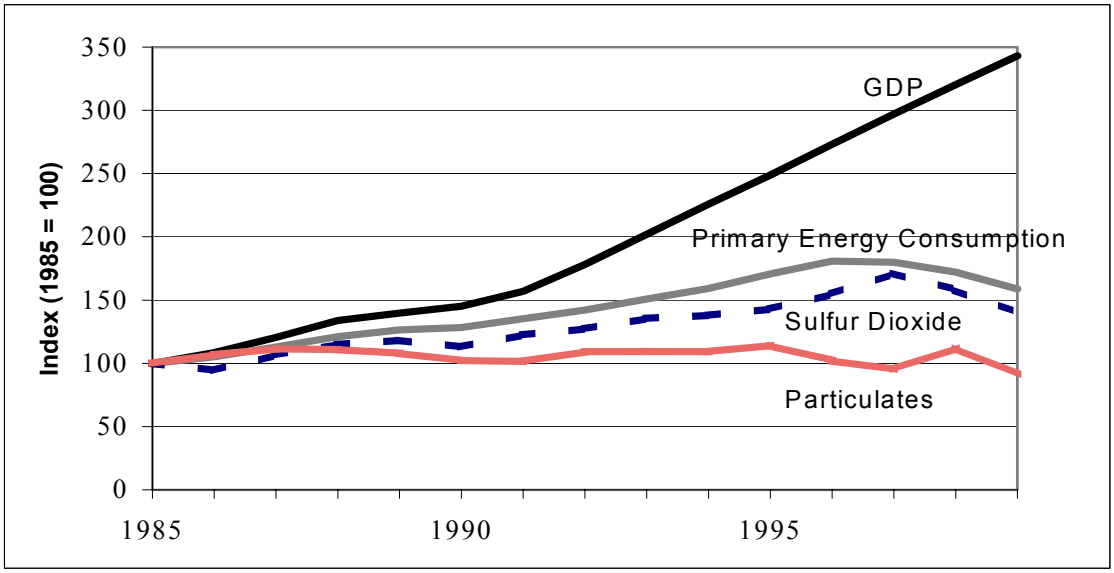
由于社会和经济对环境污染的反响日益强烈，中国政府近年来注重解决区域性空气污染问题。中国大约有百分之三十的国土现正遭受酸性沉积物的侵害。据中国国家环境保护总局估计，由于排放出来的硫会减少农作物的产量，腐蚀基础设施，并损害人类健康，仅此一项就使国内生产总值损失了近百分之二。(SEPA.1998)

虽然肺病的病因常不能确诊，但人们普遍认为在中国有许多肺部疾病是由劣质的市内和户内空气引起的。1997 年的世界银行报告中估计如果中国达到它自己制定的二级环境空气质量标准，那么中国每年将有近 30 万人免于死亡。（世界银行，1997）。这份报告还估计，1995 年环境破坏可能导致了中国 540 亿美元的经济损失，大致相当于 8% 的国内生产总值。其它研究报告甚至得出了更高的估计值。（Smil, 1997）

---

[1]根据 2000 年中国统计摘要的数据显示，由于煤炭使用量的减少，1999 年 CO_2 的排放量下降到 7.25 亿吨。相比之下，美国 1999 年 CO_2 的排放量估计在 15.17 亿吨左右（EIA,2000）。然而，考虑到未上报的煤炭使用量，中国每年 CO_2 的实际排放量可能达到 8 亿吨甚至更多。

图 2-1 中国经济、能源和代表性污染物的排放量，1985-1999



资料来源：(SSB, 2000) , (Sinton, 1996) , (Nyard,2000)

在中国，大部分煤被直接燃烧，很少甚至根本没有环境控制。例如，许多工业锅炉规模很小，缺少粉尘收集系统和对排硫量的控制，导致了地区环境的恶化。在破坏最严重的地区，这种锅炉所排放的二氧化硫占到总排放量的三分之一（见表 2-1)。尽管许多地方政府已经开始实施燃料转换计划，但大部分家庭仍然依靠燃煤来做饭和取暖。中国还成功地在农村引入了煤球炉和节能炉。由于缺乏污染控制设备，而且使用者经常与排放物直接接触，在居民区内用煤对人体健康危害极大。所幸的是，目前这种小工业和居民直接用煤的状况正在发生改变。

表 2-1 中国二氧化硫高含量区各排放源的排放份额，1998

来　　源	占总排放量的百分比（%）
多用途锅炉	35
工业用锅炉	34
工业用窑炉	11
民用煤炉	12
其　　它	8

资料来源：SEPA, 1999.

现在，煤更多的被转换成其它形式的能源而不是被直接使用。1980 年中国 64%的煤被直接用于工业和居民生活。而到了 1999 年，这个趋势已经完全扭转。64%的煤用于能源转换，例如发电、生产煤气，供地方居民取暖和做饭。（Sinton and Fridley 2000）

中国政府现正制定新的战略来控制环境污染，尝试通过调整市场政策来控制酸雨。将污染严重的地区化为酸雨控制区，在这些区域内限制或禁止使用高硫煤，并在一些情况下强制使用环境控制技术。中国还修改了排污收费系统，提高了排放超标的企业所需缴纳的费用。（Wang，2000）这些新的改革举措是否能很好地贯彻执行还有待观察，因为要使其落到实处需要长期的努力。中国在美国环境保护署的协助下，正在尝试二氧化硫贸易项目。这种以市场为基础的项目能极大地降低达到环境目标所需的成本。

与其它化石燃料相比，天然气的环境效益十分明显。天然气在充分燃烧时基本上不产生二氧化硫和粉尘。大量排放氧化氮容易引起城市烟雾和其它一些环境问题。通常来讲，天然气燃烧时产生的氧化氮只有煤的一半，尽管采取不同的技术措施可能会较大地影响这个比率。另外，在获得能量相同的情况下，燃烧天然气所产生的 CO_2 仅是烧煤所产生 CO_2 的 60%。在发电领域，由于联合循环电厂的效率较高，天然气发电厂的二氧化碳排放量是同等规模煤电厂的 40%。（见表 2-2）

使用天然气以后，工业锅炉、熔炉和窑炉都比使用煤时更高效，产生的污染更少。中国有近 50 万的燃煤锅炉，即使只将其中一部分改造转换为使用天然气的燃气炉，就可以极大的减少有害物质的排放；并且，由于天然气较高的燃烧效率，可以减少能源消费量。[2]

表 2-2 中国新建电厂的标准排放量（克/千瓦时）

燃　料	$SO_2$①	NOx	TSP②	CO_2
粉　煤（PC）	11	3	0.2	857
PCw/湿法脱硫烟气	1	3	0.2	893
整体气化联合循环	0.5	0.3	0.05	755
重质燃料油	16	1.5	1.0	714
天然气联合循环	~0	1.0	~0	336

①设硫含量为 1.2%;

②对于煤炉而言，假设飞灰分离效率为 99%，每千瓦时要产生 74 克的固体废物。

注：TSP 指总悬浮微粒。

资料来源：摘自 PNNL

[2]在中国标准燃煤锅炉的效率比在工业化国家低 15%。大型燃气锅炉比燃煤锅炉效率要高 5-10%，而小型的能高到 25%甚至更多。（BECon, 1995, 第 4 页）

在居民使用方面，煤炉和取暖炉会产生危险的粉尘、一氧化碳和有毒排放物的混合物，对人类健康产生极大危害。传统燃煤炉的热效率只为 10-15%，改良后也只达到 30%。如果像对待工业锅炉那样，将其改造为燃气炉，将会降低有害物的排放量，并由于天然气较高的燃烧效率而减少能量消耗。一般来说，实施煤气转换的装置规模越小，环境受益就越大。

当然，大量使用天然气也会带来一定环境问题和安全隐患。首先，在天然气田，如果天然气输出量迅速增加，排放出来的硫化氢就会引起环境问题。钻井装置和输气管道的泄漏也是个值得关注的问题，这不仅是安全问题，它还会全面引起甲烷气的泄漏，而甲烷对大气的影响力几乎是二氧化碳的 20 倍。还有，如果没有适当的防范措施，压缩天然气的储存也可能成为威胁公众安全的问题。由于越来越多的家庭转而使用天然气，中国政府需要制定更严格的安全规程和安全标准以防止意外的发生。

第二节 拓展天然气利用对环境的影响

如果中国政府通过成功变革，为拓展天然气的利用提供支持，那么到 2020 年，天然气将占到全国能源总量的 10%以上。表 2-3 给出了对 2000 年以后化石燃料的使用量的预测，这是根据中美关于中国气候变化国别研究报告（1999）中给出的各种燃料的增长率得出的。这个预测的前提是，与 1997 年出现的趋势不同，煤炭消费量将重新适度增长。如果天然气消费量到 2020 年达到 2000 亿立方米，它将占到能源需求总量的 12%。更多的使用天然气来代替燃煤能够极大地减少氧化硫、氧化氮、一氧化碳、粉尘和二氧化碳的排放。

表 2-3 中国化石燃料使用状况和预测

年份	总能源(MTCE)	煤(MTCE)%	天然气（BCM）%	石油（MT）%
1985	767	581 (76)	11 (2)	87 (17)
1990	987	752 (76)	14 (2)	111 (17)
1995	1312	979 (75)	16 (2)	156 (18)
2000	1230	805 (65)	33 (3)	203（24）
2010	1783	1103 (62)	100（7）	295（24）
2020	2273	1345 (59)	200（12）	367（24）

表 2-3 括号里的数据是各种能源占商品能源总量的百分比（CSIN，2000）。2010 年和 2020 年的预测则建立在 CCCS（1999）提供的增长率的基础上。

资料来源：SSB,2000.

用天然气代替煤对中国和世界的环境质量都有影响，但影响程度与这种转换在哪里发生有着很大关系。天然气应该优先用于民用领域，因为煤的燃烧严重的破坏了环境并威胁了人类健康。然而，大多数天然气可能首先被用于发电，因为电力工业是天然气工业发展初期的最佳目标市场。

表 2-5 展示了用 600 亿立方米天然气代替煤所减少的排放量(这些天然气有一半用于发电，其余的平均分配于工业和民用领域)。这些数值大致体现了成功实现天然气发展计划后和"一切照旧"情况下可预测的排放量之间的差距。表 2-4 提供了计算中假定的效率值。

表 2-4 用于排放量计算的效率假设（%）

部门	天然气的平均效率	煤的平均效率
电力	55	37
工业	90	80
居民	50	35

资料来源：刘峰，1993；BECon,1995

每 600 亿立方米天然气代替煤所带来的粉尘、二氧化硫、碳排放量的减少，分别是 100 万吨、200 万吨和 4100 万吨。可以少燃烧 1.24 多亿吨煤，减少 2500 万吨固体废物的产生。这些计算所基于的假设相对保守，因此实际减少的数值可能更大。

表 2-5 600 亿立方米天然气替代煤对环境的影响

部门	用于代替煤的天然气数量（BCM）	被替代的煤的数量（Mt）	SO_2 的减少量（$ktSO_2$）	TSP 的减少量（kt）	固体废物的减少量（Mt）	CO_2 的减少量（MtC）
电力	30	53.8	862	14	18.8	16.7
工业	15	31.0	496	465	4.3	8.6
居民	15	39.4	709	551	2.2	16.1
总计	60	124.2	2067	1020	25.3	41.4

注:煤中硫的含量估计为 1%,发电、工业、民用的粉尘捕捉率估计分别为 99.5%、70%和 30%。煤灰除去民用的是 10%以外，估计为 25%。其中底灰大约为 80%，飞灰约为 20%。BCM:10 亿立方米；Mt：公吨；Kt：千吨; MtC:百万吨炭。

中国的大城市像北京、上海、广州等地方政府正在促进天然气汽车的使用，以此来改善地区环境状况。在未来几十年内，中国迅速发展的交通业会带来大量的天然气消费。目前，交通运输业每年消费天然气 5 亿立方米左右，约占全国用气总量的 2%。使用天然气汽车对环境的益处远远超过传统的使用汽油的汽车。与传统汽油汽车相比，燃气汽车基本上不排放硫化物，可减少排放 90%的一氧化碳、70%的碳氢化合物以及 40%的氧化氮[3]。在交通领域，天然气使用的增长速度还依赖于以下几个因素，如系统改造成本、燃料供应状况、安全性预期和 NGV 技术的可靠性。中国燃料电池汽车市场的发展也对天然气基础设施建设有一定影响。

案例 2-1：

拓展天然气在上海的使用：减少污染和增进健康

美国环保署一直与上海环境科学院和上海医科大学合作，致力于研究在上海增加天然气使用对环境产生的影响。研究主要集中于用天然气代替煤所带来的减少环境污染和增进人类健康等好处。分析者采用了 MARKAL 模型，一个为上海经济量身定做的技术模型，来模拟增加天然气使用所导致的排放量的变化。研究排放量变化可以转化为研究城市内污染浓度的变化。浓度反应函数用于估计空气质量变化给健康带来的益处。

模型首先设计了一种基本模块，假设到 2020 年上海天然气的使用量保持不变。接着设计了一个高使用模块，模拟天然气使用量从现今每年 4.25 亿立方米到 2020 年的每年 100 亿立方米的增长过程。高使用模块得出的对健康的影响如下：

到 2020 年增加天然气的使用对健康所产生的影响（可减少病例数）

早亡	3,680
慢性支气管炎	7,454
急性支气管炎	278,200

到 2020 年减少健康损害所产生的经济效益（百万美元）

早亡	644
慢性支气管炎	238

在研究中计算经济效益使用的是“自愿支付”方法。另一种基于人力资本的方法也经常在这类研究中使用，得出的由于降低死亡率而带来的利益则小的多。虽然对健

[3] Lan, Q. and Paik, K., 1997.“中国天然气报告”，新华社、皇家国际事务研究所，伦敦，第 50 页

康价值的估计是有争议的，但是这些方法都在全球范围内被越来越多的人所接受，用于制定环境政策。

资料来源："拓展上海的天然气使用对减少污染和增进健康的意义"初稿，2001，陈常宏，Q. Fu, M. Chen, B. Chen, H. Kan, and C. Green。欲知详情请与 Collin Green 联系：collin_green@nrel.gov.

■ **使用天然气带来的甲烷排放**

天然气的大量使用可能会导致甲烷气的大量排放。虽然修建天然气管道可以减少油气田里的天然气燃烧，但也会带来更多的管道、阀门、储罐泄漏问题。因使用天然气而排放的甲烷可能会部分抵消其减少排放二氧化碳给环境带来的益处。然而，即使与大多数国家相比，中国的天然气基础设施损耗严重（中国为 2%而其他国家不到 1%），甲烷排放量的增加也只抵消掉减少 CO_2 所带来的环境收益的 10%。所幸中国的大部分天然气基础设施建设都将从零开始，只要制定合理的计划并采用现代技术就可以使泄漏达到最小。

第三节 能源与发电的环境经济性

中国的发电选择根据技术、燃料和地点的不同可分为多种类型。一个简单的定性表格概括了各类发电选择的成本构成，其中包括它们对环境的影响。（见表 2-6）

表 2-6 中国电力产业燃料选择

燃料种类	污染成本	碳成本	工艺成本	燃料成本	总成本
煤	高	高	中	中	偏高
清洁煤	偏低	高	高	低	偏高
天然气	低	中	低	高	中
水力	不确定	极低	高	无	中
核能	不确定	无	极高	低	高
再生能源	低	极低	高	无	中

注：工艺成本是指最初建设成本，清洁煤是指整体气化联合循环或加压流化床燃烧。

资料来源：引自 Battelle,1998，第 81 页

对燃煤电厂和燃气电厂做定量比较是很有意义的。图 2-2 将两种电厂的经济性作为燃料成本的函数进行比较。斜线上的点表示联合循环电厂[4]和燃煤电厂的成本相等。对于给定的天然气价格，如果煤的价格高于图中水平虚线与纵轴交点的值，则燃气电厂就是相对便宜的。需要说明的是，中国目前还无法将燃气轮机应用于现代化的联合循环系统，还需要依赖进口设备直至国内具有其生产能力。

举例来说，如果中国某地的天然气价格为每千兆焦 3.5 美元（1.1 元人民币/立方米）或更高，那么，每吨煤至多 37 美元才能使燃煤比燃气发电更便宜。（见“标准粉煤”线）对于使用脱硫烟气的煤电厂，如果煤的价格超过每吨 26 美元，天然气发电就相对便宜。（见 FGD 线）再举个例子，如果将某些环境外部性（忽略对人类健康、农业、基础设施的损坏）的估计值算入发电成本，煤的价格至多为每吨 27 美元才可能比天然气更经济。这里我们将每吨二氧化硫、氧化氮、粉尘[5]的成本估算为 500 美元。（见环境外部性“EE”线）在中国许多重污染地区煤的价格还更高。

发展天然气工业对改善地区环境质量的意义并不仅仅在于减少二氧化碳的排放。如果通过国际谈判能够为减少二氧化碳排放制定一套信贷体系，中国将加大在天然气方面的投资。中国已经表现出对吸引外资以减少二氧化碳排放量的兴趣。投资国和东道国需要在定义排放量基线和分享碳的信贷额度方面达成共识。

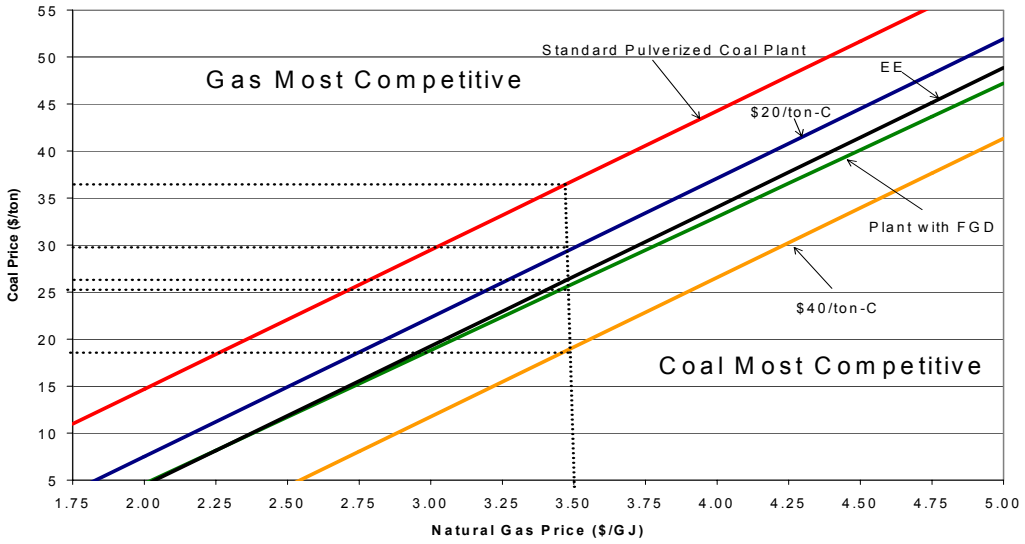
图 2-2 中还包含着两个碳交易价格的例子。如果一吨碳的排放许可权价值 20 美元，则煤与气经济性相同的盈亏平衡点由每吨煤 37 美元降到 29 美元/吨。（见“20 美元/吨-碳”线）当碳的排放许可权价值升至 40 美元/吨时，平衡点将降至每吨煤 18 美元。需要注意的是，这里始终假设天然气价格为 3.5 美元/GJ；显然中国各地区的价格是不同的。在这个价格范围内碳的排放许可权对潜在国际投资者是有吸引力的，但中国的其他交易成本可能会加大所需支付的实际价格。比如说，排放许可权的价格每上升 20 美元/吨-碳，发电价格就将上升大约 0.005 美元/千瓦时。

---

[4] 联合循环电厂同时使用气体和蒸汽涡轮以使效率最大,而普通的燃煤发电厂只使用后者。

[5] 有关中国发电领域环境外部性的估计值，详见 Zhou, et. al. (2000)

图 2-2 存在多种选择条件下煤电与天然气发电的经济性（1999）



说明：给定天然气价格（3.5 美元/GJ），引一条垂线与斜线交于一点，过这点作水平线，与纵轴的交点为煤的相关价格（37 美元/吨）。如果煤的实际价格高于（低于）这个基准价，则用天然气发电比用煤的成本低（高）。

假设：煤电厂使用高功率静电除尘器，效率为 37%，联合循环燃气电厂的效率为 55%。燃气电厂和燃煤电厂的投资成本分别是 500 美元/千瓦和 700 美元/千瓦。排放 SO_2、氧化氮、粉尘的外部环境成本均为 500 美元/吨。

注：FGD 指脱硫烟气或湿式洗涤器；EE 指外部环境成本；美元/吨-碳指中国排碳许可证的假定价格。其他交易成本均可能极大改变这些成本值。

本章小结：重要的环境问题

1.天然气作为煤和石油的替代燃料能够极大减少局部地区污染物的排放。虽然输气管线的泄露会使甲烷排放增加，天然气的使用仍能大大减少温室气体的净排放量。

2.在煤炭价格较高的地区，天然气在经济上已极具吸引力。考虑到健康和环境的成本，天然气是最为廉价的发电能源。

3.在拓展天然气利用的过程中，需要加强安全协议和法规以最大限度的降低天然气爆炸和泄露的风险。

4.有力地贯彻执行现有环境法规和新措施有利于天然气与其它能源的公平竞争。

5.如果减少碳排放量有利可图，国际投资者对中国能源转换项目的兴趣将会增加。

第三章 中国天然气管理体制

本章将介绍中国天然气行业近期的管理体制改革，主要内容有天然气行业管理机构和国有石油天然气企业的重组，天然气价格政策改革，以及国内外企业投融资政策。其中，涉及到天然气价格政策的讨论对中国油气勘探开发公司和最终用户都有十分重要的意义。作者在本章也探讨了国内外企业投资和融资政策问题。

第一节 管理机构和政策法规

对中国天然气工业负有领导职权的主要有国家发展计划委员和国家经济贸易委员会。在国务院领导下国家发展计划委员会为中国天然气工业发展制定长期计划和发展目标、制定标准并履行相应监管职能。而国家经济贸易委员会则负责具体项目的标准制定和有关监管工作。在实际运作中，承担大部分职责的是国家发展计划委员会，它需要为中国天然气工业制定勘探开发规划，协调天然气各相关组织的工作，分配各工业用户的天然气用量，以及制定天然气价格。

对中国天然气工业发展具有影响作用的管理机构还有全国人民代表大会、国家环境保护局和国家科学技术部。与前述部门相比，这些部门对天然气工业的影响较为间接，但在某些情况下也起到不可忽视的作用。全国人民代表大会是中国的立法机构，对法律法规执行情况进行宏观监控。随着市场经济逐步深化，中国制定的法律法规数量不断增多，但执行依旧缺乏力度。国家环境保护局及其地方分支机构，负责废气排放政策的起草和执行，加大执行力度将会促进天然气在中国的使用。国家科学技术部主要提供技术支持，在其指导下进行的对燃气轮机、燃料电池和液化装置等方面的研究，可以拓展天然气的应用规模和范围。

1998 年，中国石油天然气行业各公司实行重大改革，在部门结构和政策法规上都发生了重大变化。首先，对中国两大国有石油公司，中国石油天然气总公司和中国石油化工总公司，实行所有权与管理权的分离。此后，两大公司主要致力于商业运营，尽量消除与管理机构之间的利益摩擦。原来的政府管理职能被打碎并转移到国家经济贸易委员会所属的有关单位中。其次，对原中国石油天然气总公司和石油化工总公司进行重组，成立两大完全一体化的集团公司。（见案例 3-1）

中国石油天然气行业的政策法规发展缓慢，滞后于行业的发展变化。与电力行业不

同，目前还没有一部天然气法或石油法来规范引导行业的整体发展。也不存在一个明确而透明的政策框架来规范发展目标，分清目标的优先层次。

国家发展计划委员会负责承担中国天然气政策的制定和实施，同时许多其他机构也有不同程度的介入，这导致了中国石油天然气政策法规的多源性。在中国，没有一份文献全面的介绍有关天然气的政策法规。与之相反，全国人民代表大会通过的决议、国务院下达的命令、国务院成员或部长的讲话、国家发展计划委员会或其他类别委员会发布的规范，以及地方政府制定的条文等等，都是可能的政策法规来源。

理清中国的天然气政策，划分领导层次将有助于整个天然气工业的发展。尤其是在天然气应用方面，目前政策混乱，管理部门冲突较多。由于建设基础设施投资巨大，这些问题增加了公司投资盈利的不确定性，给公司带来不必要的风险。只有制定透明的政策，明确战略层次，确立目标标准，才能帮助企业实现效率最大化。

不过最近，中国在这些方面取得了进展，特别令外国投资者感到振奋。中国天然气行业中的大部分领域都将对外资开放，这至少已经在政策文件中得到了落实。最近几年，中国允许外国投资者投资运营输气管线和分销网络，尽管这一政策所涉及的范围还不确定，却已为他们提供了更多的机会。一些国外投资者还应邀竞标陆上勘探开发项目，但目前这种做法尚未普及。

案例 3-1：

最近几年中国石油天然气部门的重组

最近几年，中国国有石油天然气公司进行了重大组织变革。出现了由国有资产创建的两大上下游一体化的石油天然气公司主导中国国内市场的格局。重组前，原中国石油天然气总公司（CNPC）主要负责石油天然气的勘探开发，原中国石油化工总公司(Sinopec)主要负责炼制和销售。

1998 年，中国政府发布命令，对原中国石油天然气总公司和中国石油化工总公司的上下游机构进行交叉重组。至此形成了两个以地区为分界的大型石油石化公司，由中国石油天然气集团公司控制西部和北部，中国石化集团公司开发南部。中国海洋石油总公司（CNOOC），仍保留对海域大部分石油天然气的生产控制权。国有石油天然气公司中国新星石油公司，于 1997 年 1 月成立，1999 年 11 月被并入中国石油化工集团公司，独立经营时期十分短暂。1996 年，中国联合煤层气公司（CUCBMC）成立，独立承担煤层气的一切业务，包括勘探、开发、生产和对外合作等工作。对中国煤层气的所有外国投资必须通过中国联合煤层气公司进行。

改革重组的主要目的在于使这些国有企业成为上下游产业一体化的公司实体。为了减少亏损，并为加入世界贸易组织做好准备，在这个进程中，物业管理、文教卫生等非盈利性产业被剥离出来，同时还为了上市实施了大规模的裁员。

资料来源：引自“ 中国国家分析概要”，能源情报局，美国能源部，2001

改革促进了中国国有能源企业效率的提高。20 世纪 90 年代后期的改革促进了小型国有企业的合并，从而提高了效率，拓展了资金来源。（见表 3-1）有关天然气行业内企业合并的确切数字，现在还无法得到。但是可以想象，规模扩大也意味着提高生产的重大压力。同时，越来越多的非国有和民营公司也出现在天然气销售市场。

表 3-1 中国国有企业数量

	1995	1996	1997	1998
小型	569,069	554,876	510,417	141,672
中型	16,591	16,862	16,751	15,850
大型	6416	7052	7199	7558

资料来源：中国统计年鉴，1996-1999

要缩小井口价和用户终端价格之间的差距，中国天然气输送和分销公司需要进一步提高效率。比如说，在许多城市，天然气定价为每平方米 0.65 元（约为 2 美元/千兆焦），但由于市政和天然气输送公司所加的税费和提成，用户实际支付的是将近三倍的价格。这种现象的产生，一部分是因为这个行业还处在发展初期，另一部分则是由于中国商业运作的成本太高。许多城市的分销商和零售商不得不通过裁减冗员和加强管理来降低成本。

第二节 天然气价格管理

行业观察人士认为，天然气的价格太低导致了中国天然气的发展缓慢。价格太低，中国天然气勘探和开发企业缺乏寻找和开发新资源的动力。然而，由于加工、运输和分销费用相对较高，虽然井口价格偏低，最终用户所付的价格却十分高昂，两者形成鲜明对比。

对天然气定价的管理一直处在变化之中，至少在一些市场就是如此。目前国家发展计划委员会和省级相关定价机构对天然气价格仍有控制权，但允许一些生产厂家将一部分天然气以高于计划价格的价格卖出。对于新的天然气项目，为保证得到合理的利润，将以成本加成方法来进行定价。为天然气制定一个合理的价格，这个问题至关重要。因为，如果价格太低，厂商就缺乏寻找和开发新气田的动力；但如果价格太高，就会抑制天然气的利用，进而减缓天然气市场的建立速度。长期低廉的煤炭价格已经使得中国消费者对能源的价格相当敏感。

天然气的价格低廉一直是阻碍中国天然气行业发展的严重问题，直到最近价格才有所上升。20 世纪 80 年代以来，中国对国内天然气的分配价格做了不下十次的调整。但是，相对于其他可选能源，天然气的价格还是偏低。典型的 0.65 元每平方米的井口价格不足以激励更多的天然气勘探开发，不利于发挥天然气的环保优势。

四川正在试行价格双轨制，厂家可以在配额外以高于计划的价格进行销售。然而能够高价销售的只占全部产量的 10%，而且市场价格被控制在计划价格上下较小的浮动范围之内（CERA,2000）。虽然在 20 世纪八、九十年代，中国很多其他商品同样经历过从双轨制到自由价格转变的历程，但是对于天然气来说，这个进程还有多远，目前并不明朗。

价格管制是与天然气配给制度结合在一起的。中国天然气主要用于化肥生产和油田再生产，为了使千百万农民买得起化肥，政府压低向化肥工业提供的天然气价格。但是随着市场改革的深入，中国政府也在考虑怎样利用市场经济使中国天然气发挥更大效用。可以进口国外便宜的化肥，把对天然气的补贴转移到其他项目上。尽管如此，2001 年 7 月中旬，中国政府宣布，即使在中国进入世界贸易组织之后，天然气价格仍将在政府管制之下。

美国在调节天然气价格方面取得了一些经验，案例 3-2 中将列出相关内容。尽管由于两国情况不同，在中国的环境下很难直接应用，但这些经验还是值得借鉴的。

第三节 投资与融资问题

中国天然气基础设施的建立，意味着中国的石油公司和政府要在今后几十年内，筹集上百亿美元的资金。过去，这类资金的主要来源是国内和国外贷款。随着中国市场化程度的加深，新的融资渠道，例如债券、股票以及国外直接投资等已开始出现，并将随着改革的继续深入而对资金运营发挥更为重要的作用。

一、融资渠道

中国天然气行业中，内源资金约占整个资金来源的 70%，其余 30%外源资金则以国内贷款为主。毫无疑问，中国的天然气行业，特别是上游部分，资金来源有限。不过目前融资渠道有拓宽的趋势。

案例 3-2：

美国天然气管制历史带来的启示

中国与美国的社会环境和经济环境大不相同，一般说来两者比较的余地不大。但在这两个国家，天然气运输的效率都倍受关注，因为两国市场上都存在生产与消费相分离、油气资源长距离运输的问题。美国在天然气管制方面的经验，能为中国发展天然气运输网络提供很有价值的帮助。

美国对天然气运输的管制开始于 20 世纪 40 年代，但到 20 世纪 70 年代，由于对井口价格管制太严，一度出现天然气的短缺。天然气价格管制使天然气的州际供应大幅减少，需求量则不断增加。到 70 年代后期，政府终于意识到过度管制带来的问题，并实施了放松管制的措施，在生产和供应过程中引入竞争机制。这些措施包括允许天然气生产厂家自由建设管线，自由进入地方市场，允许天然气运输厂家收取入线费等；进一步的措施则为取消天然气市场的准入限制。市场有效率的重要意义在于达到供需平衡，降低交易成本。而且，大量合同的出现分散并降低了供给和价格的风险。

从美国的经验中学到的最重要的启示是，天然气各个领域内的市场竞争和这些领域之间的相互协调共同提高了天然气管道的运营效率。另一个重要问题在于放开批发价格提高了天然气各个领域的参与度。引入竞争以及考虑机会成本的定价机制使天然气工业的所有参与者都从中受益。最终，消费者也将享受到更低的实际价格，并将有更多的服务商供其选择。

美国在 20 世纪 90 年代放松管制的实践从长期来看也为中国树立了典范。比如说，建设现货市场有利于天然气以市场价格持续交易；创建天然气金融市场，进行期权、期货交易则有利于降低现货市场上价格变动的风险。最近，美国通过电子交易系统将交易商与各地区天然气市场以及电力市场联系起来，大大提高了市场效率。尽管取得了这些进步，从 1999 底到 2001 年初，由于气温过低，需求强劲，天然气的市场价格大幅上扬，一度造成了市场扭曲。

资料来源：引自 Juris, Andrej.“ 美国竞争性天然气市场的发展历程”，世界银行，1998 年 4 月

1.内源资金

内源资金的好处在于资金使用方便，没有偿还问题，企业的资产负债率可以保持稳定，为企业进一步融资提供良好基础。但内源资金也有很大弊端，资金来源不稳定，容易发生大幅波动。

2.国内外贷款

1984 年开始，中国政府将石油天然气行业预算内拨款改为贷款形式，以此为开端，中国天然气行业开始使用国内外贷款，包括国内外银行贷款、国外政府贷款和国际金融组织贷款。在过去几年里，中国银行业改革进一步深化，补贴贷款发放受到越来越多的限制。国内银行贷款的好处在于成本低、周期快、灵活性强，但问题是国内贷款不能完全满足企业的需要。

中国对外开放，特别是加入世界贸易组织，使得国外商业银行越来越多地进入中国市场。同国内银行相比，国际商业银行的贷款要求更为苛刻。中国的企业，如果具有透明度、有效率、有赢利能力，将有可能从国外商业银行获得贷款。

3.国际出口信贷

在建设天然气管道和进口大型设备时，中国企业可以采取国际出口信贷融资的方式。该方式的利率一般比市场利率要低，而且偿付期长。但为了保证偿付，一般需要国家担保，这在中国相当困难，甚至是不可能的。

4.市场融资

中国国有企业从 20 世纪 90 年代初期开始在国内外股票市场上发行股票。但仅在最近几年，才从国内外两个市场上筹集到了较大数额的资金。要成为上市公司，特别是能在国外上市，必须达到股票市场的一定要求，如效率高、透明度强、具有现代管理体制等等。事实上，很少有企业能像它们在报告中显示的那样精彩。但是，为了能够上市，许多中国公司确实已经进行了改革，裁减冗员，采用更严格的会计标准，引进先进管理方法。尽管这些措施实施起来难度很大，但很多公司已经达到了标准，并从股票市场上筹到了可观的资金。

90 年代以来，中国政府对天然气行业的预算内投资所占的比重一直呈下降趋势。

从中国石油天然气集团公司提供的数据来看，在 1997 年和 1998 年，直接来自国家拨款的投资所占比重分别只有 0.8%和 0.9% ,远远低于同期政府对基础建设的投资所占的比重 6.4%和 8.8%。

1999 年，为在国际金融市场上筹集资金，中国石油天然气集团公司开始内部重组。2000 年 4 月，中国石油天然气股份有限公司（中国石油天然气集团公司下属公司）在香港和美国上市，总计发行 175 亿多股，为总股本的 10%，成功融资 33 亿美元。2000 年 11 月，中国石油化工集团公司首次在海外发行股票，成功融资 35 亿美元。2001 年 2 月，中国海洋石油总公司以相同方式筹集了资金 12.5 亿美元。中国石油、中国石化、中国海洋股票的成功发行，充分显示出这一融资途径具有广阔的前景。

5.项目融资

项目融资在国际上相当流行，在中国也不例外，中国油气田企业经常采用项目融资这种方式。由于多数项目规模庞大，并且需要巨额前期成本，单一企业很难独立完成，一般由多家公司联合融资投产。

6.外商直接投资

从总体上说，外商直接投资占中国天然气企业总投资额的比例很小。外商直接投资的好处在于融资方便，同时，可以更直接地引进国外天然气行业的先进技术和管理技能。但是，采用外商直接投资方式，谈判时总是困难重重，双方经常会就项目如何具体实施和外国投资者如何收取回报等问题争执不下。

1982 年中国海洋石油总公司成立后，海上油气田勘探开发领域对外商开放并开始大规模引进外资。到 1997 年底，中国海洋石油总公司已同 18 个国家的 68 家公司签订了 132 个石油合同与协议，直接利用外资达 57.2 亿美元，占海上勘探开发总投资的 56%以上。

1985 年以后，中国陆上油气田开始向国外开放，中国政府鼓励油气田企业用各种方式引进外资，但直到最近几年，才开始有些进展。

二、中国对外国和中外合资合作油气勘探企业的优惠政策

自从 70 年代末改革开放以来，中国石油天然气行业在吸引外资方面取得了很大进

展，但是真正投入使用的资金量一直不大。与石油行业相比，天然气行业所使用的外国投资很少。中国天然气行业的外国投资，主要集中在海上勘探与开发方面，直到现在，外资仍被排斥在天然气中游和下游的经营活动之外。陆上的投资也有所增加，但仅限于少数的几家公司。

中国为国外天然气企业制定了一系列优惠政策，但由于整个行业还未全部对外资开放，这些优惠政策所提供的利益也是有限的。

1.对外国独资企业和中外合资合作企业的优惠政策

1994 年，中国政府为在中国进行油气勘探和开发的国外独资企业或中外合资合作企业，专门制定了优惠政策。在 18 个税种中，只对其征收 10 个税种，而且，在部分征收的税种中，也有不同程度的优惠和特殊待遇。值得外国投资者注意的是，合资企业的中国伙伴享有相同的优惠政策，至少目前是这样。

2.增值税

中外合资合作油气勘探开发公司支付的增值税税率为 5%，而国内同类公司增值税率石油为 17%，天然气为 13%。

3.矿产资源补偿税

中外合资合作油气田勘探开发企业，若缴纳了矿区使用费，则不必缴纳矿产资源补偿税。

4.所得税

一般企业交纳的所得税税率为 33%，而优惠税率为 15%。

5.其它优惠政策

中外合资合作企业或外商独资企业为勘探开采天然气资源而进口的设备，免征进口环节的关税和国内税费。

6.中国对煤层气开发的优惠政策

中外合作勘探开发煤层气资源，增值税率为 5%，进口物资设备免交进口关税和进口环节税，而且，煤层气价格实行市场经济原则，国家不限制价格。

7.西气东输工程的相关优惠政策

中国政府已经声明，鼓励外商全面投资于中国天然气西气东输工程。外国公司不但可以投资于上游天然气的勘探开发，而且还可以投资于管线建设，城市管网和天然气应用项目等，许多都是外资首次被允许进入的领域。

城市管网将在西气东输工程中起到重要作用，为了加速城市管网的建设和改造，中国政府允许外资以合作的方式参与西气东输管线沿途城市的管网建设。

应该采用各种形式的国际合作方式。可以建立资本合资企业和合同合资企业，并且允许外资持有股份超过 50%。外国投资者和中国伙伴可以通过谈判，协商达成使双方满意的最适合的合作方式。

三、鼓励更多外国投资

国外天然气企业对于中国天然气行业的发展，特别是对陆上优质天然气勘探和开发，能够起到很大的促进作用。中国天然气行业最近发生的变化，也极大促进了外商投资的积极性。尤其对于允许外商广泛投资于西气东输工程和广东 LNG 终端项目的决策，他们表示热烈欢迎。

然而，许多潜在投资者认为，中国天然气行业仍然存在重大阻碍。下面是 2001 年初对以总部设在美国为主的各跨国公司非正式调查的结果。调查未受任何公司的资助，其结果可以反映大多数外国潜在投资者的想法。

对于从事上游和管道建设活动的外国公司来说，最大的障碍是：

- 投资政策不透明；
- 允许外商勘探开发投资的地区，通常地质条件差，勘探开发风险高；
- 天然气基础设施薄弱影响投资；
- 获得政府批准的难度较大；
- 最终用户可预见价格昂贵，导致市场需求有限；
- 政府制定的井口价格低，挫伤上游投资者的积极性；
- 天然气不按市场需求分配；
- 环境保护规则没有得到实施。

对于从事下游业务的外国公司，最大的障碍是：

- 最终消费者的可预期天然气价格昂贵；
- 项目融资的困难；
- 环境保护法规不完善或没有强制实施；
- 基础设施匮乏；
- 对上游开发者的低价格；
- 政策不够透明；
- 需要一个最高政策协调部门。

这些障碍的排除对促进中国天然气引进外商投资具有重要意义。外商投资的扩大不但能够为天然气勘探开发和基础设施建设提供资金，还能引入国际先进的科学技术和管理方法，使中国公司步入世界一流公司的行列。

本章小结：管理与政策问题

1.中国已经为促进天然气事业的发展采取了很多积极步骤。包括建设新的运输销售网络，修建第一个 LNG 进口终端的计划，以及为使国有石油天然气企业进一步市场化所采取的各种措施。对天然气的发展而言，上市是个非常有效的筹资手段。但要更好的通过这种机制进行融资，还需要加强政策的透明度并提高运营效率。

2.天然气行业重要政策的进一步透明化将对中国本土公司和外国公司有极大帮助。颁布一部统一规范的天然气法，囊括全部的天然气发展目标及其优先次序将对中国天然气发展起很大促进作用。

3.多头管理经常带来混乱，使得政策法规之间相互矛盾，延缓了天然气项目的进展。

4.推动天然气以市场价格销售，将会对天然气勘探开发起到鼓励作用，但还需要采取措施降低最终用户所支付的价格。市场经济改革将促使分销和零售公司降低成本，提高效率。

5.目前中国将“老”天然气统一调配给具体工业部门的机制，不能最有效的利用天

然气的有限资源。中国的研究者正在对利用国内陆上天然气资源生产化肥和直接进口化肥进行比较研究。

6.中国国有石油公司的市场化改革，提高了他们吸引外资的能力。但还要做更多的工作，来完善相关法律并提高政策法规的透明度。中方对合同的履行，特别是对照付不议条款的执行力度，将会极大地影响到未来投资的风险。

7.通过解决下列问题，中国可以获得更多的外商投资：(1)政策透明化；(2)天然气定价和分配；(3)加强环境保护；(4)为国外公司勘探开发提供更优质的资源区块。

第四章 上游——天然气供给

本章将阐述中国天然气供给的发展以及对其未来趋势的预测。主要讨论国内天然气资源、进口液化天然气和进口管输天然气。国内天然气资源规模对天然气基础设施的建设速度和天然气的进口决策都具有重要影响。下面列出了对中国天然气储量的评估结果。但由于天然气的勘探开发一直动力不足，这些只能算是初步的评估。

第一节 国内天然气资源

据估算，中国天然气总资源量为 38 万亿立方米（TCM），占目前世界已知资源量的 9%[6]。其中陆上天然气资源量占 80%，其余的资源分布在广阔的海岸线上。根据已知地质条件及中国目前的技术水平，最终探明地质储量约为 13 万亿立方米，占总资源量的三分之一。

中国油气资源评估中仅测算了常规天然气，而非常规天然气如煤层气、低层渗透气和水溶气等未包括在内。中国煤层气和水溶气资源丰富，而低层渗透气的资源状况目前尚不清楚。据预测，2000 米以浅的煤层气资源达 32 万亿立方米。水溶气有更为丰富的潜在资源，尽管目前经济可采储量尚不能确定。

从本质上讲，经济可采资源储量是动态的。科技进步、地质理论的发展、能源政策以及经济状况都影响着可采储量水平。最近几年，经济可采储量水平一直在提高，而且，在经济可采资源储量的评估过程中，天然气价格起到了至关重要的作用。价格上升时，更多的气田被列入可采范围。目前的经济可采资源大约有 2.1 万亿立方米。中国境内的经济可采资源储量有多少一直是激烈争论的焦点，最为精确的数字必须在上述各种因素都很确定的前提下才能得到。尽管存在这些障碍，过去五年里已探明储量获得了迅猛的

---

[6] 一万亿立方米天气包含约 38 焦耳热量，相当于 90 年代末期中国商品能源消费总量。

增长。

根据中国独特的地质构造特征和供需状况，可以将中国分为五个油气大区。约有80%的已知资源量位于中部、西部和近海地区。（见表 4-1）

表 4-1 中国天然气资源的地区分布

地区	地质储量 （万亿立方米）	比重(%)
东部	4.36	11.5
西部	10.74	28.2
中部	11.52	30.3
南方	3.28	8.6
海域	8.14	21.4
全国	38.04	100

东部：黑龙江、吉林、辽宁、山东、上海、江苏、浙江、福建、广东。西部：新疆、青海、宁夏、西藏、甘肃。中部：河北、河南、内蒙古、陕西、山西、湖北、四川、安徽。南部：广西、江西、湖南、云南。

大部分已知天然气资源高度集中在部分地区。在进行天然气资源评估的 150 个盆地和地区中，有 13 个盆地和地区的资源量总计达 33.8 万亿立方米，占到全国总资源量的近 90%。（见表 4-2 和地图）

表 4-2 中国天然气资源在各盆地的分布

盆地	位置	地质储量 (亿方)	比例 (%)
松辽	黑龙江	987	2.6
渤海湾	北京以东海域	2118	5.5
塔里木	新疆	8390	21.9
准葛尔	新疆西北部	1229	3.2
柴达木	青海	900	2.4

吐鲁番-哈密	新疆	365	1.2
鄂尔多斯[7]	陕西、宁夏、甘肃交界处	4180	11.0
四川	四川	7358	19.4
长江近海口	上海以北	651	1.7
东海	上海以东	2480	6.5
琼东南	海南沿海	1625	4.2
莺歌海	海南沿海	2239	5.9
珠江口	广东东南	1299	3.4
总计		33821	88.9

注:由于四舍五入，总计与各项和稍有出入。

资料来源：《中国天然气报告》，新华社和皇家国际事务研究所, 1998.

中国天然气资源分布与经济发展不相协调。经济发达、人口稠密的东部地区拥有的天然气资源量不到全国的五分之一，而经济欠发达、人口稀少的中、西部地区，拥有丰富的天然气资源，而且大部分剩余资源分布在自然条件较差的边远地区。

中国天然气资源大多数开发困难。按照地质条件的优劣程度加以分类，中国有 40% 的陆上资源（12.5 万亿立方米）属于较优越的I 类资源；实现程度较差的II 类资源量约占 30%（8.6 万亿立方米）；余下的 30%（8.8 万亿立方米），属于实现程度很低的资源。

另外，中国陆上天然气资源量中，大约有三分之一分布在埋深 3500 米到 4500 米的地层中，有四分之一分布在埋深超过 4500 米的地层中。这些深层气有一半具有渗透率低或者极低的地质特点。

虽然地理分布不均，且地质条件复杂，但是中国天然气资源仍然有乐观的前景，可能会有大量新的资源被发现并开发利用。在第二轮中国油气资源评估中，只有略多于一

[7]该盆地也常被称为陕甘宁，因为它跨陕西、甘肃、宁夏三省。为北京提供天然气的长庆气田就位于此。

半的全国总沉积岩面积获得了评估。参与评估的150个盆地和地区总计342万平方公里，另有48%的沉积岩面积未作评价。目前尚未评估的广阔地区还有很大的资源潜力。

全国已探明天然气储量的一半集中在四川盆地和鄂尔多斯盆地。塔里木盆地的已探明储量目前占到全国的8%，且增长势头强劲，而东部溶解气的探明储量占到全国溶解气探明储量的70%。

1.四川

四川盆地从1953年开始进行大规模的地质普查和勘探开发工作。四川盆地是中国气层气的主要产区，是中国最大的天然气工业基地，拥有发达的天然气输气管网。到1998年底，四川盆地累计探明天然气地质储量5546亿方，年产气75亿立方米，占全国总产量的三分之一。

2.鄂尔多斯盆地

自90年代实施“油气并举”以来，天然气勘探取得重大突破。探明我国当时最大气田——长庆和苏里格（Sulige）。鄂尔多斯盆地天然气地质储量313亿立方米，其中可采储量179亿立方米，已形成近20亿立方米的生产规模。但买方市场不足，长庆的多数气井没有按配产连续生产。苏里格（Sulige）气田最近刚刚开发，但预计与长庆的可采储量相当。

3.东部地区

东部地区目前以产油过程中伴生的溶解气开发为主导。由于东部地区松辽盆地、渤海湾盆地是中国主要石油产区，其溶解气产量仍将在今后一段时期内占有相当重要的地位。1998年，大庆油田（松辽盆地）的产量超过了23亿立方米，而辽河油田（渤海湾盆地）大约为16亿立方米。目前，为了开发此地区的气层气，更多的工作正在深入开展。

4.西部地区

目前，西部地区天然气开发程度较低，但今后将会倍受瞩目。西部部分地区的石油生产发展迅速，溶解气年产量刚过 20 亿立方米，主要用于工业生产。截止到 1999 年 4 月，在塔里木盆地已探明天然气储量达 5680 亿立方米，成为中国最大的天然气气田，为中国西气东输的实施奠定了资源基础。

5.近海

近海天然气开采发展较快，在琼-莺盆地，90 年代已建成从崖城 13-1 天然气田到海南和香港的输气管线，目前运作正常。沿海的另一条新修管线，从东海至上海的输气管线最近也已投入使用。在渤海湾盆地，锦州 20-2 气田已投入全面开发，渤海湾东部、中部和南部气田群的联合开发也在进行之中。

6.中国煤层气资源

中国有丰富的煤层气资源，并积极组织开发。中国政府对此高度重视，已将其列入十五规划中的能源发展部分。美国煤层气资源量约占天然气产量的 6%，可参照得出煤层气在中国所能占到的重要地位。

根据 1996 年的数字，中国埋深 2000 米以浅的煤层气资源总量约为 32-35 万亿立方米，与常规天然气资源量相近。中国煤层气资源总量占世界总供应量的 25%。据估算，1000 米以浅的煤层气资源量达 11 万亿立方米。但对煤层气资源的评价，主要是以煤炭资源量和煤层含气量为指标，没有考虑对开采技术的特殊要求。因此，预计总量中实际开采量和开采状况如何，目前还是个未知数。

埋深在 2000 米以浅的煤层气资源，主要分布在北部、西北和南方地区。东北地区所占份额最少，不到 8%。（见表 4-4）地质条件优越，有良好开发前景的煤层气资源主要分布在常规天然气贫乏的中部和东部地区。这种互补性结构有利于中国天然气工业的

整体发展。

表 4-4 中国煤层气资源（埋深 2000 米以浅）分布特征

地区	东北	北部	西北	南部	总量
资源量(万亿立方米)	2.48	20.13	5.06	4.97	32.64
比例 (%)	7.6	61.7	15.5	15.2	100

位于华北地区山西省的沁水盆地和河东煤田，是煤层气资源丰富的地区，资源量分别占全国资源总量的六分之一和十分之一，为煤层气的大规模开发和扩大生产消费奠定了坚实的基础。

中国煤矿抽放利用煤层气已有 50 年的历史，而到目前为止瓦斯抽放量仍旧很低。截止到 2000 年底，中国矿区已经建立了 184 个地下矿井排气系统，全国总瓦斯抽放量达到 8.4 亿立方米。自 90 年代初以来，中国开始试验地面钻井开发煤层气，到 2000 年底，已有 200 余个地面井，其中 30 个井已经产生经济效益。

自 70 年代末中国开始利用煤层气源，到 2000 年，共有 60 个煤层气利用工程，总用气量约为 5 亿立方米。

煤层气开发上的国际合作发展迅速。中国联合煤层气有限公司在 1998 年到 2001 年之间与外国公司签订了 11 个生产合作合同。据估计，在中国与外国合作开发的 11 个矿区共计 2 万平方公里的区域内，总资源量达到 2 万亿立方米。

山西省的沁水盆地和河东盆地，是中国煤层气资源最丰富的地区。沁水盆地资源量估计达 5.5 万亿立方米，预计年产量可以超过 30 亿立方米。河东盆地约有资源量 2 万亿立方米，年产量可达 20 亿立方米。

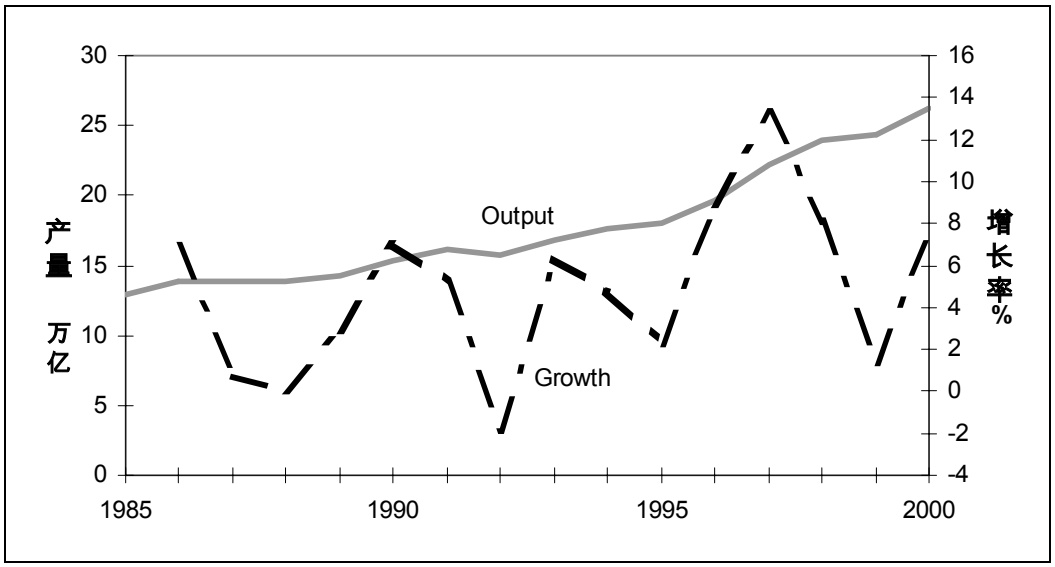
最近，中国煤层气的预计年产量又有一定增长。到 2010 年，中国联合煤层气有限公司的预计年产量将达 100 亿立方米，这一目标既有挑战性，也有实现的可能；到 2020

年，估计年产量将提高到 150 亿立方米。

二、天然气生产情况与预测

天然气产量在过去五十年内一直稳步增长。1949 年中国天然气产量只有 1000 万立方米（MCM），1979 年突破了 100 亿立方米。到 2000 年，年产量超过 260 亿立方米。（见图 4-1）在 90 年代，天然气产量以每年 4.7%的速度递增。

图 4-1 中国天然气产量及其增长率



资料来源：中国统计年鉴，2000

尽管天然气生产一直稳步增长，中国天然气使用量仍远远小于大多数国家。目前，中国产气量仅占世界产气量的 1%，由于中国人口众多，人均天然气消费量甚至更低。世界人均用气量平均为 405 立方米，而中国仅为 18 立方米。

鉴于经济、能源和环境政策的飞速变化，以及新技术的发展，很难预测中国未来的天然气产量。然而，如果持续加大勘探开发的力度，到 2020 年，中国天然气产量有可能达到 1100 亿立方米。要达到这个产量，年增长率需要在 7%左右，同时还需要进口天

然气的补充。如采取适当的激励措施，年产量还会更高。表 4-5 列出未来国内天然气产量的分类细目。

表 4-5 中国天然气产量预测量（亿立方米）

年份	天然气		煤层气	总量
	气层气	溶解气		
2010	620	90	100	810
2020	850	100	150	1100

三、上游生产技术评价

由于许多障碍的存在，中国天然气行业一直发展缓慢。1990 年前发现的气田大多规模较小，进行开发和管网建设都意义不大。当时的天然气勘探集中在被认为资源丰富的少数地区。多头领导以及管理混乱导致了效率低下，而技术落后阻碍了天然气系统的正常发展。中国目前的上游技术水平将在下面加以评价。

20 世纪 90 年代以来，世界石油和天然气技术迅猛进步，在勘探、开发、钻井、地面工程、化工等方面提高了效率，降低了成本。一些新理论、新技术，特别是交叉学科的发展，带来了世界范围内的油气增产。中国天然气工业发展迅速，但总体技术水平仍落后于工业化国家。

1.勘探技术

油气勘探技术由地震成像、测井、钻井和测试四部分组成。

（1）地震技术

中国油气企业通过引进采用国外先进技术，在三维地震成像技术方面取得了进步。通过这些技术，勘探者可以更准确和有效地绘制地下资源图，为钻井提供更准确的信息。目前中国国内已可以批量生产 480 道地震仪，通过进口先进软件可以运行更为复杂的地

震仪器。油藏地球物理技术正在得到应用和发展。但从总体上看，中国地震技术与国外还有相当差距。

（2）测井技术

中国油气企业正在引进数控测井技术以提高天然气田勘探开发的经济效益。国内成像测井技术目前仍是天然气勘探过程中的薄弱环节，已引起了研究者的极大兴趣。

在测井资料的处理和解释方面，中国的技术与国外水平相差不大，但某些关键技术还有待进一步发展。射孔技术与国际水平相近，但井壁取心技术仍处于落后状态。

（3）钻井技术

中国企业已经发展了长中半径水平钻井技术，但使用规模还很小。小井眼钻井、水平钻井、大位移钻井等技术正在开发应用；分支井、地质导向工具、欠平衡压力钻井、连续柔管技术等正在开发，但与国外差距较大。其它用于复杂地质条件的深井钻井技术也在继续攻关。国内钻机近年来有较大进步，然而仍相对落后。许多技术仍未完全掌握，将从国外的帮助中受益。总的来说，中国的钻井技术与国际先进水平相比，还有 5-10 年的差距。

（4）测试技术

中国在油气井的测试技术方面与国外相比还不成熟。尤其是高压、高温深井、高压气层、水平井的测试技术还有待进一步提高。

2.油气田开发

中国油气企业使用的油气田开发技术主要有以下几种：

（1）注水开发技术

中国油气工业已充分掌握了注水技术，尤其是分层注水和综合动态检测技术。但在不稳定注水技术方面，与国外仍有一定的差距。

（2）低渗油藏开发技术

中国油气企业对注压抽配套技术有着广泛而深刻的研究。注水精细过滤，保持储层技术得到了成功应用，目前正在研究开发水平压裂和水平井相关技术。由于受气源和地质条件的限制，天然气的注水开采技术没有太大进展。

（3）气藏开采技术

中国目前采用了气藏开发和凝析气藏循环注气技术，排水采气技术发展迅速。煤层气开发技术已在研究，但还落后于国际水平。

（4）油藏模拟技术

中国的水层对比、油砂体研究在世界范围内处于领先水平，精确描述油藏的技术也属一流。但地震和测井的资料处理能力还显不足，用于三维地震成像和整合分析的软件也相对落后。

（5）数据模拟技术

中国油气企业模拟软件水平与国外相当，但大型软件创新能力不强，中国最近进口了 10 个并行计算机，运行速度在每秒 20 亿到 50 亿次之间。

3.天然气处理与加工

中国天然气加工主要集中在处理液化天然气上，最主要的设备是井口三相分离器，其次是低温节流装置。天然气加工主要是“轻烃萃取”，中国大量引进了包括低温膨胀机在内的各种设备。

天然气处理主要是控制酸性和含硫量。中国开发成功了具有节能效果的天然气选择性吸收脱硫工艺，并引进了其它的硫回收和脱水技术。

第二节 天然气进口潜力

到 2001 年中期，中国还没有天然气进口，但已经开始规划建设跨国天然气输气管道和 LNG 进口接收终端。目前正在讨论建设至少三条跨国界向中国输送天然气的管道，进口能力至少为 500 亿立方米。对 LNG 进口接收终端的进口能力也作了规划，到 2010 年和 2020 年分别达到 100 亿和 200 亿立方米。

进口天然气有几个主要益处，正如在前面第二章提到的，进口天然气可以补充国内资源，以提高环境质量、改善能源结构、均衡能源供需、保证能源供应安全、缓解运输瓶颈问题。而且，有时进口天然气的成本比开发国内资源还要低，可以获得更好的经济效益。

一、管输天然气进口潜力

西西伯利亚是目前俄罗斯天然气资源最丰富的地区，多达 40 万亿立方米，约占世界剩余可采储量的三分之一。它是一个地台型盆地，面积为 320 万平方公里，现已发现 8 个储量在 1 万亿立方米以上的巨型气田，资源储备充足，单井产能高，是理想的供气基地，已经建设了 8 条大口径输气管线，5 条输至欧洲，3 条供应俄罗斯国内。

中国正在研究从西西伯利亚到中国东海岸输送天然气。西西伯利亚到上海输气管道的输气源之一为西西伯利亚油气区扎波里扬巨型气田。此气田在 1965 年被发现，可采储量为 2.6 万亿立方米。此管道可每年向中国供气 300 亿立方米，稳定供气至少 25 年。

俄罗斯东部大陆架的萨哈林岛，天然气资源丰富，也可向中国输气。它的探明储量约为 1.4 万亿立方米。中国正在进行从萨哈林到中国东北 2400 公里输气管道的可行性研究。管道的三分之一在俄罗斯境内，到达黑龙江省哈尔滨市后，分为两路，一路向西到达中国的老石油基地大庆，一路向南到达辽宁省会沈阳。输气能力可达 100 亿立方米

/年。

在东西伯利亚有一个规模相对较小，发现较早的天然气区，其下属各区的已探明储量都不少于 1 万亿立方米。东西伯利亚有三大油气区，雅库特、伊尔库茨克和克拉斯诺雅尔克斯克。其初步探明储量和生产能力如表 4-6 所示：

表 4-6 东西伯利亚油气勘探开发远景预测

油气区	探明储量(十亿立方米)	年生产能力(十亿立方米)
雅库特	5000	150
伊尔库茨克	5410 (可采储量)	42-110
克拉斯诺雅尔克斯克	10000	200
总计	20410	392-460

数据来源：石油大学（北京）

管道建设的速度最主要取决于双边或多边协调一致建设和运作输气管道的能力。有关因素包括：1）开发稳定的天然气需求市场的能力；2）已探明的国内储量以及投入市场的成本；3）进口 LNG 的成本变化。

二、LNG 进口潜力

当管网建设不可行或成本过于昂贵时，通过加压降温使天然气液化是直接输送天然气的一种有效替代。从理论上讲，当陆上运输距离超过 5000 公里，或者海上距离超过 1000 公里时，使用液化天然气会使成本降低。当然各地不同的具体状况对最终成本-效益分析也会有影响。

中国幅员辽阔，人口分布不均，地形复杂，要建立全国统一的输气管网耗资巨大，LNG 进口将有助于这个问题的解决。LNG 不需要长距离管网就可以把气送到最需要的地方。中国东南沿海，天然气需求量大，只依靠海上天然气资源不能满足，而此地区的

沿海航运相对便利，进口 LNG 可以成为对管输天然气的补充。

中国东南部 LNG 的进口价格可由日本和韩国的相应价格估算得出。中国劳动力价格较低，可以享有较低的 LNG 到岸价格。中国和国际的学者已经通过技术经济分析论证了东南沿海地区进口 LNG 的可行性[8]。

1. LNG 的供应商选择

出口 LNG 的国家数量在 90 年代末期有显著增长。到 2000 年底，共有 12 个 LNG 生产和出口国（见表 4-7）。印度尼西亚是最大的 LNG 生产国和出口国，占世界贸易总量的 25%。不久的将来埃及、伊朗和也门也很可能成为 LNG 出口国。由于投资规模大，为满足贷款方的要求，世界上大部分 LNG 供应合同都是长期的。90 年代末的亚洲经济危机造成了 LNG 供应暂时过剩，增加了签订短期合同的机会。

表 4-7　2000 年全球 LNG 贸易（10 亿立方米）

进口国 出口国	美国	西欧	日本	韩国	台湾	总出口
美国			1.7			1.7
特立尼达岛&多巴哥岛	2.7	0.8				3.5
阿尔及利亚	1.3	25.1				26.4
利比亚		0.8				0.8
尼日利亚	0.6	5.0				5.6
阿曼	0.2	0.1	0.1	2.2		2.6
卡塔尔	1.3	0.5	7.9	4.4		14.1
阿联酋		0.3	6.3	0.3		6.9
澳大利亚	0.2		9.8	0.1		10.1
文莱			7.7	1.1		8.8

[8]参见“中国电力抉择：经济和环境成本分析”，Battelle Memorial Institute。

印尼			24.3	8.4	3.1	35.8
马来西亚		0.2	14.8	3.3	2.8	21.1
进口总额	6.3	32.8	72.6	19.8	5.9	137.0

资料来源：BP 公司世界能源统计回顾 2001。

注：由于四舍五入，总计与单项数据的加总可能不一致。

2.LNG 进口终端规划

中国计划在珠江三角洲的深圳（紧邻香港特别行政区）建设进口 LNG 接收终端，预计将于 2005 年投入运营，最初的运营能力为 300 万吨/年。该终端也将用于处理南海天然气。而这两种天然气将提供给珠江三角洲各城市的燃气电厂、联合循环电厂和城市供气系统。设计处理能力为每年 300 万吨，其中 200 万吨供深圳 2.6GW 发电厂使用，余下的供居民和工业使用。

在取得操作接收终端的经验后，中国计划扩展终端能力，并建立其它终端以满足市场需求。今后可能建设的进口终端包括厦门、浙江和上海。由于风险较高，中国将会谨慎规划与实施 LNG 进口计划。资金筹集中的困难、LNG 与输气管道的竞争、价格的稳定性及供给的安全性将是影响进口 LNG 的规模和进程的因素。

本章小结：天然气上游

1.中国拥有的天然气资源比原来预想的要多。内蒙古和新疆地区最近又有新的发现，这对人们担心的西气东输的气源问题，起到一定缓解作用。然而，开发成本仍是一个重要问题。

2.在广东，中国第一个 LNG 进口终端工程正在进行之中。中国对这项工程一直持谨慎态度，如果这个项目能达到预期效果，其它类似项目将会很快启动。

3.从俄罗斯和哈萨克斯坦进口天然气的研究工作正在进行之中。由于复杂程度高，风险大，研究工作进展缓慢。

4.外商对中国陆上天然气项目的投资目前出现了新的机会。如果能获得与中国公司相同的优先次序，外商投资陆上天然气会更迅速的发展。

5. 中国天然气上游技术不如大多数工业化国家的技术先进。中国天然气工业可以通过专业的天然气服务公司，将先进的科学技术和管理经验有效结合，并从中受益。

第五章 中游—天然气运输和储存

修建自西向东的天然气运输管道也许是迄今为止中国天然气工业最重要的建设项目。国际经验表明，只有在运输管道、配送网络、地下储气库建成后，天然气才能得到大规模的开发。本章将阐述这些重要内容。

■ 天然气管道现存问题

中国的天然气管道基础设施尚处于发展的初级阶段，要在全国范围内建成广泛的天然气管网还有很长一段路要走。目前，海南—香港的海底管道、利用现代技术建造的陕西—北京管道以及海上—上海的海底管道已经建成。对中国而言，这三条管线仅是在全国范围引进国际先进管道技术的开端。为了实现四川省的管网更新，中国计划自 2002 年起修建重庆—武汉的管线。从鄂尔多斯盆地向北京输气的管线也处在计划阶段。目前中国的其它管线均是短距离、窄口径的管线。有关中国天然气管道的现存问题将在下面讨论。

一、分布不均、未成系统

中国 40%的主干管道位于四川省和重庆市，长约 1500 公里且环绕盆地形成了一个环型网络。其它管线大部分分布在东北和华北地区。相比之下，在西部即将投产的地区仅有四条较短的管线：鄯善—乌鲁木齐、塔中—轮南、彩南—克拉玛依、涩北—葛尔木。与西部丰富的气藏相比，目前的运输能力是极其有限的。除四川省，生产商只能通过单一气源对单一用户方式将产出天然气送到指定最终用户手中。

二、管线老化、技术落后

中国现存的管线大部分是上世纪六十年代和七十年代建成的。这些管线已超出设计使用年限，需要大量维护工作，导致了高额运输成本。1994 年以来世界银行一直在资助四川省进行老化管网更新的工程。

三、储气设施较差

大部分最终用户只拥有单一供气源，又没有储气设施对高峰用量进行调节。这带来了两难问题，一方面，由于个体用户消费量存在波动性，管道的输送能力不能得到充分利用；另一方面，管道维修和某些小口径管道会影响供气的稳定性。

第一节 规划的天然气管道项目

自上个世纪九十年代起，中国逐步增加天然气产量，在管道建设方面也有较大发展。近几年建成的管道有：靖边（陕西）—北京和西安、崖城（南海）—香港、平湖（东海）—上海。四川—武汉、新疆—上海的管道还处于计划阶段。

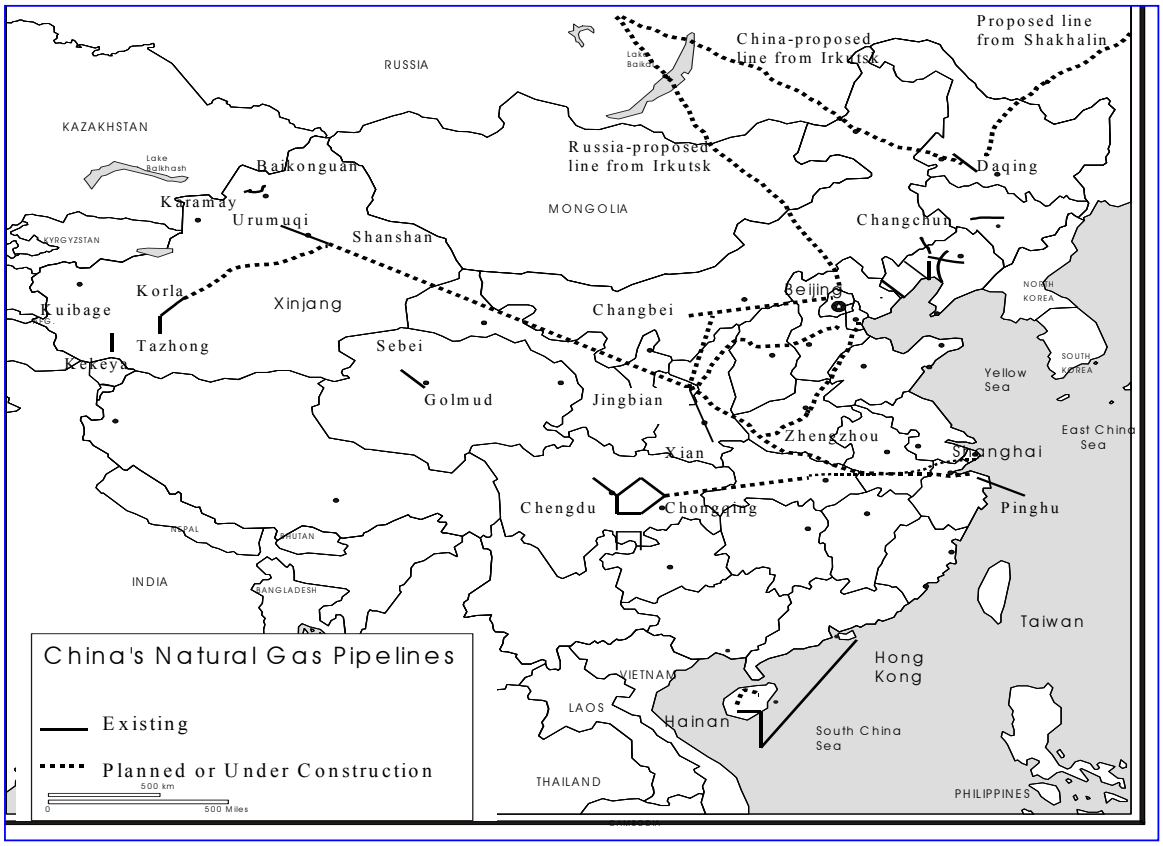
目前许多省份和城市都在计划使用天然气作为能源，这意味着如果采用适当政策，中国天然气工业将迅速发展。但是，在中国，天然气资源主要集中在西部，消费市场集中在东部，所以必须进行大规模天然气运输。天然气西气东输工程有望解决供需的不平衡问题。

■ 西气东输工程

西气东输工程将依据天然气的供应状况和市场行情分地域逐步铺设、分阶段逐步投入使用。整个工程有两个主要部分组成：

东半部——这是工程的起始阶段，将长庆气田（陕西省靖边附近）与上海用户联系起来；

图 5-1 中国现存和计划建设的管道



西半部——这部分管道将新疆塔里木盆地的气运往陕西境内，与东半部管道的起始处相衔接。

该项目的预可行性研究和可行性研究已于 2000 年完成。目前，国家发展计划委员会正在作项目规划，拓展天然气的需求。2001 年上半年，中国石油天然气股份有限公司已与 33 家企业签订了供应天然气的意向书，具体包括 20 个城市用气项目、9 个天然气发电项目、2 个工业燃料项目、4 个化学燃料项目[9]。造价 48 亿美元、长约 4200 公里的管道预计于 2001 年下半年破土动工。2003 年可以首次向上海通气，除此之外，该管

[9]“中国石油签署第一批天然气供货合同”，中国在线，2001 年 3 月 8 日

道还将为河南、江苏、浙江和安徽供气。

2002 年，西气东输工程的塔里木—靖边段将动工。2003 年，靖边—上海段竣工，届时将有 20 亿立方米的天然气由长庆气田输往上海和杭州。（见图 5-2）主干道将于 2004 年完成，到时塔里木的天然气可直接输往长江三角洲。2005 年，年供气能力将达到 120 亿立方米。

初步计划预想的是管道由塔里木盆地的轮南开始，自西向东，途经新疆、甘肃、宁夏、陕西、山西、河南、安徽、江苏，最后抵达上海。主干道先后跨越长江、黄河等大江大河六次、中等河流 500 余次、主要公路 500 余次、主干铁路 46 次。主干道还将穿越六级及六级以下地震地区 2500 公里、七级震区 800 公里、八级震区 700 公里。

图 5-2　西气东输项目工程一览图

■ 预计利润

初步分析显示只需 8—10 年就可回收 400 亿人民币的投资，投资回报率为 12%。计算数字表明当输送量达到 85 亿立方米时该工程即开始赢利，为使风险最小，工程设计达到 125 亿立方米的运送能力。工程成功的关键在于开发天然气市场的最终用户。通往北京的第一条管道建成后，由于需求未能达到预期量而使该工程遭受损失（见案例 5-1），此次的设计者需从中吸取教训。

中国正在研究从俄罗斯进口天然气的可能性。除了第四章提到的管道，中国还有可能从俄罗斯伊尔库斯克地区进口天然气到中国东北城市和渤海湾地区。目前，中国倾向于使用不经过第三国—蒙古的管道。其余可能的选择包括从萨哈林或哈萨克斯坦进口天然气。

单一的融资者很难独立完成大规模、复杂的跨国管道工程，这需要多方共同合作。跨国工程往往分成几个子工程，分包给不同的承包者，各承担其预定风险。玻利维亚和巴西克服种种困难在两国之间新近建成一条管道。（见案例 5-2）

案例 5-1：

长庆-北京天然气管道建设工程的经验教训

制度问题以及市场需求不足如何延缓天然气项目的进展，靖边—北京管道在这方面提供了明证。这个长约 853 公里、将鄂尔多斯盆地的天然气输往北京、天津用户的管道于 1997 年开始供气。但是，直到 2000 年底该管道的平均气流量仍远低于设计流量。原因主要是制度方面的，尤其是管道的主要经营者中国石油天然气集团公司和天然气用户北京市政府之间的利益纷争。

中国天然气工业是在许多部门利益相互竞争的特殊背景下发展起来的。首先，涉及到的众多部门如计划部门、环境部门、市政部门及国有控股的能源公司都努力使项目按自己的愿望发展进行。中国特有的组织结构问题冲淡了中央集权，使矛盾更加复杂化。政府部门本应对其所在的垂

直管理系统负责，但目前只对其所在的省、市、地方政府负责。为适应目前的结构改革，国内能源公司仍需要同时对管理层和股东负责。长期以来，中国天然气工业在项目执行的过程中，始终存在着权限相互交叉、权力混乱而分散的问题。

靖边项目的主要参与者都有着各自的如意算盘。北京市政府希望借此来改善当地空气质量，并从该项目所吸引的中央拨款中获利。国家发展计划委员会欲将其作为天然气工业发展的框架项目和天然气定价政策的新的尝试。中国石油天然气集团公司希望能借管道打开东部天然气市场。因此，九十年代初，支持该工程的呼声很高，于 1994 年初获国务院批准，成为九五规划中的重点项目。

在中央政府的支持下，中国石油天然气集团公司与北京市政府共同组建了一个管道运营公司，中国石油天然气集团公司持有 5 亿资本中的 60%。中国石油天然气集团公司与北京市天然气市政部门签订了“照付不议”供气合同，是中国首批该类合同之一。中国石油天然气集团公司加快其气田开发和管道铺设，提前完成管道工程。同时，北京市政府开始建造市内分销管线，改造现存管网为原定的 1997 年首次供气做准备。

根据协议的最初条文，经过一个供气量逐步上升阶段后，该管道工程将向北京供气 30 亿立方米。但事实上，首次供气的时间推迟了近三个月，首次供气量也远低于合同的规定流量。由于气田产量偏低及脱硫装置的老化，流量增加的速度出人意料的缓慢。合同签订一年后，即 1998 年 9 月，管道流量达到每年 3 亿立方米，第二年末上升到每年 5.9 亿立方米。

另一方面，在北京，仅有一部分工业用户是自愿改用天然气，大部分是被迫由烧煤改为烧气。由于管网建设严重延迟，成本超出预算，居民需求量的增长也没有实现。以鼓励使用天然气为目的的环境法规实施缓慢，且在实施过程中大打折扣。北京市政府不能消化合同规定的供气量，以支付条件不合理为由废除了合同中的“照付不议”条款。

最终，中国石油天然气集团公司与中央部门安排了一系列讨论会，研究解决问题的方法。中央政府增加对北京的拨付款；经重新协商下调管输税；为工程建设制定新的日程。这样，在初次供气的三年之后，即 2000 年底，管道供气量终于接近了最初的设计能力。

靖边—北京管道工程留给中国能源公司的教训是：下游市场开发必须比上游提前、或与其同期进行。再者，与大用户签订“照付不议”合同是比较困难的。幸运的是，政府计划部门和法规制订部门已经认识到了上述关键问题。对于修建天然气分销管线等基础设施所需的时间和成本，市政府也有了更深的认识。尽管这次经历可能会有利于中国天然气市场未来的发展，但如果仍不能实现权力的有效集中，一些地方政府注定将重蹈覆辙。

资料来源：剑桥能源研究所，北京

案例 5-2：

巴西—玻利维亚天然气管道项目

新近竣工的巴西—玻利维亚天然气管输工程显示出两国是如何融资以确保初始投资，以及如何致力于开发竞争性的天然气市场。玻利维亚的天然气供给过剩，邻国巴西的能源需求日益增加，但天然气资源匮乏。然而，建设管道的资金单靠各国公共事业部门不能解决，所以，两国在石油行业具有垄断地位的 Petrobras（巴西）和 Ypfb（玻利维亚）联手从私有部门和多边借贷机构融资。

Petrobras 以让出部分市场定价的下游市场为代价，与英国石油、Tenneco（现在的 El Paso Energy）以及 Broken Hill 的经营者共同出资组建了跨国财团从事输气管线建设。玻利维亚的 YPFB 与壳牌、安然以及玻利维亚养老基金组建了一个类似的联盟。然而，由于存在宏观经济风险和国家管制风险及玻利维亚天然气供应程度的不确定性，最初各方均不敢贸然投资。

世界银行认识到在两国石油部门内推行私有化和增加竞争的重要性，并注意到了财务融资面临的障碍，于 1997 年 12 月，在评价了工程的经济可行性和环保问题后，同意给予巴西管道 1.3 亿美元的贷款，并为管输财团提供 1.8 亿的信贷担保。最终，该跨国工程出资结构为：世行提供 40%、Petrobras 通过双边借款筹到 40%、以股本投资方式解决 20%。玻利维亚政府不愿意提供政府担保，而且私人融资仅能解决所需资金的 20%。Petrobras 提出为某部分玻利维亚管线提供融资以填补这一真空，条件是免除未来的管输税并提前购买一部分上游生产能力。

值得一题的是，Petrobras 认识到满足巴西日益增长的能源需求的潜在回报以及该工程的限制因素就在于最初的投资。于是，巴西石油认为冒巨大风险投资巴西和玻利维亚两地的管道是有必要和可行的。巴西石油所承担的风险在于天然气需求发育能力的不确定性以及能否在高硫油主导着燃料方面的市场和基础设施的情况下建设一个天然气分销网络。具体地说，根据合同规定，巴西石油有义务支付运输费用，承担两项工程的建造风险。同时，世界银行与巴西政府达成协议，防止巴西石油长期垄断巴西的石油行业。这需要分阶段的取消燃料价格补贴、放宽石油产品价格限制以及收取基于运程的管输税。

资料来源：引自 Law, P. and N. de Franco. 1998.“ 国际天然气贸易——玻利维亚-巴西天然气管道”，国家政策私营部分 No.144，华盛顿特区：世界银行

第二节 分销网络

许多市政部门也正在考虑新建天然气管网设施或对原煤气管网进行改扩建。一些大城市拥有部分煤气管网，只要稍加改造即可改输天然气。然而，大部分城市几乎从零开始建造他们的分销管网。无论哪种情况，都需要储气设施和分销设施。要使天然气成为中国城镇居民一种重要能源，市政部门需要投入大量资金建设分销管网。市政基金、基建公司的股票收入以及国外的投资都将是最主要的资金来源。

市政部门也需努力开发人力资源以有效运行其分销网络。铺设和经营安全有效的管网需要法规、技术管理和财务分析的专业知识，只有少许城市拥有这样的市场经验。有关天然气安全的法规是至关重要的，必须严格执行。我们相信，为获得这些知识和技能，进行国际合作可能是最可行的办法，也最有可能取得成功（详见第八章）。

虽然中国在政府管理和经济中的许多方面都在实行分权让利，但为了保证分销设施的顺利建成，需要有中央政府强有力的权威。一些市政部门和大的乡镇机关设法通过提高公用事业（如发电）的税费来增加财政收入，天然气工业也很可能成为征收对象，这将阻碍市场需求。根据中国《价格法》修正案，任何公用事业收费的变更都需举行价格听证会，这将有助于提高透明度，最大限度的减少额外费用[10]。

本章小结：天然气中游

1.普遍认为，西气东输工程是迄今为止加快中国天然气工业发展的最重要的举措。

[10] “国家发展计划委员会要求垄断工业举行定价听证会”，中国在线，2001 年 7 月 19 日

2.无论管输还是分销工程都将允许外资进入，但目前仍不能确定外资可以进入的具体地域和工程类型。

3.为最大限度获得天然气给环境和人类健康带来的利益，建设城市分销系统是关键。下游市场开发必须早于管道建设、或与之同时进行。

4.积极开发人力资源以规划、铺设、维护安全有效的分销网络是至关重要的。国际合作是加强培训的首选方案。

第六章 下游—建设天然气市场

这一章将讨论天然气最终消费市场问题。开拓天然气市场有可能是中国天然气工业发展最难克服的障碍。烧了几十年廉价煤的最终用户认为天然气是一种奢侈品。所以，要平衡不同能源的消费地位、鼓励天然气消费，仍有许多工作要做。

第一节 天然气消费现状

在中国，天然气消费由于供应有限、分配体制僵化以及遍布全国管网的缺位而受到限制。多年来，天然气消费只占全国能源需求总量的 2%或者更少。这几年，由于煤的使用量下降，天然气消费比例有所上升。2000 年，天然气消费比例上升至全国总能源消费的 3.1%，仍远低于 25%—30%的世界平均水平。

一、地区分布

由于缺乏全国范围的天然气管网，大部分天然气都是在生产地就近消费。只是在近几年，随着陕甘宁气田和南海气田的开发，才开始长距离的输气到北京和香港。表 6-1 显示出中国天然气消费的地域分布。

表 6-1 中国天然气消费的地域分布（十亿立方米）

年份	长江三角洲	东北	珠江三角洲	西南	西北	合计
1991	3.4	4.1	0	6.7	0.7	14.9
1992	3.5	4.1	0	6.5	0.8	15.0
1994	3.7	4.6	0	7.4	1.1	16.8
1996	3.1	4.4	0.3	8.0	1.3	17.1
1997	3.7	4.4	3.6	8.3	1.3	21.3
1998						20.5
1999*						22
2000*						25

注释：*表示预计数字。

二、部门消费概况

在中国，国家发展计划委员会每年将产出的天然气直接分配给大用户和省计划委员会，再由省计划委员会分配给地方用户。最大的用户是化肥厂，其次是油田和居民用户。（见表 6-2）

表 6-2 中国天然气在各消费部门的分布（%）

年份	工业部门	运输部门	商品部门	民用	其它
1997	86.80	0.50	0.94	10.70	1.06
1998	84.40	3.10	0.80	10.90	0.80

38%以上的天然气用作化肥原料，油田生产用气占天然气消费总量的 25%以上。这样，可供销售的天然气就十分有限了，居民用气仅占消费总量的 10%左右。然而，从健康角度考虑，居民以气代煤是最值得大力提倡的，因为燃煤会在室内产生的有毒有害的气体污染物。

1998 年，仅有约 13%的天然气被用于发电。煤电、水电、气电和核电分别占全国发电量的 76%、18%、4%和 1%。值得注意的是，近年来天然气损耗率一直保持在 8%—10%。炼油过程中产出的气大部分被烧掉，尤其在夏天。随着管网的铺设，这种浪费有望减少。

在中国城市里，燃气机动车的数量在迅速增加。许多大城市（如北京）有相当一部分公共运输汽车采用天然气作为燃料。有 12 个城市被提名作为机动车燃烧天然气和液化石油气的试点示范城市。表 6-3 列示了福特公司对中国燃气机动车的发展预计。另外，

地方立法部门（如北京、上海和四川）也制订了有关政策以支持燃气机动车的发展。

表 6-3 运输部门燃气机动车数量预计

省/市	燃气机动车的数量		加气站的数量		注释
	2000 年	2010 年	2000 年	2010 年	
北京	3000	100,000	40	500	至 2001 年，所有公共汽车改烧 CNG。
重庆	10,000	90,000	66	450	
四川	20,000	100,000	70	300	
上海	500	50,000	32	300	至 2005 年，共有 5400 辆在用公车。
西安	1,000	20,000	15	100	
乌鲁木齐	1,000	5,000	5	20	
长春	1,000	10,000	11	40	
天津	2,000	40,000	15	300	
海南	5,000	35,000	25	100	
合计	43,500	450,000	299	2110	

资料来源：福特汽车内部资料，2001.6.11

几十年来，大城市致力于将原柴油驱动的公共汽车改烧天然气，以最大程度地降低机动车尾气排放量。在北京，到 2001 年末，所有的公共汽车必须改烧压缩天然气（CNG），所有的出租车和其它车辆必须在随后两年完成改造，燃烧 CNG。上海的出租车必须在 2005 年前完成改造。这样，在未来的十年内，中国各大城市以柴油为驱动的公共汽车将逐步退出历史舞台，多数出租车改烧 CNG。尽管目前多数燃气机动车是由原燃汽、燃柴机动车改造的，但已有厂家开始提供以 CNG 为驱动的客车。

第二节 天然气需求预测

本节就发电、化工生产、工业及民用的天然气需求做出预测，但不包括上游生产如石油生产用气。

未来十年对中国来说是关键的十年。中国将努力提高国有企业的效益，保持较高的就业率，健全社会保障系统，以全面实现战略发展目标。国民经济预计继续以每年7%-8%的名义增长率保持快速增长，直至 2010 年。经济的快速增长会带来对能源的更大需求，当然未必是 1 比 1 的比例。以天然气为例，如果天然气的需求以每年 7%-8%的速度递增，那么到 2010 年中国天然气的年需求量将达到 1000-1200 亿立方米。这样，天然气在能源供给总量中的比例将上升至 8%-9%。

根据中国的市场调查，天然气将主要用于发电，其次用于化工原料、工业燃料以及居民取暖、烹饪所用。用户主要位于东北地区、环渤海湾、长江三角洲及东南沿海省市。下文给出了对上述部门未来需求量的预测，但必须谨慎对待，因为中国还不存在真正的天然气市场。比这些预测数字更重要的是中国政府将要采取的政策框架，这些政策的实施将影响成本，最终影响用户所支付的价格。

一、发电用气

发电部门有助于稳固天然气新兴市场，也有利于推动天然气管道的建设。尽管从环境的角度考虑，应首先更换燃料的并不是发电部门，但在开发商投巨资进行市场开发和基础设施建设前，发电用气是最简易的确保需求的方法。电力产业为天然气基础设施发展奠定了市场基础，这对今后民用和小型工业用气的发展产生了积极的影响，这两部分

改用天然气在环境保护方面会更有成效。

中国的东部地区是发电用气的主要地区。目前，仅有香港和少数油田拥有天然气发电厂，还有一些正在建设之中。1997 年，共有 37 亿立方米的天然气被用于发电。但必须注意到，这个数字受到了有效供给的限制，并不能体现真实的需求。到 2010 年，如果预计新增发电量有 10%是通过使用天然气实现的，那么将需要大约 270 亿立方米的天然气。详见表 6-4。

表 6-4 2010 年中国东部的天然气需求（十亿立方米）

地区		发电	化工	工业	民用
长江三角洲	上海	4.5	1.5	0.3	1.5
	江苏	4.0	/	0.67	1.0
	浙江	7.2	/	0.98	0.84
	小计	15.7	1.5	1.95	3.34
环渤海湾	北京	/	—	0.7	0.65
	天津	/	—	3.93	0.58
	河北	3.0	1.2	/	0.55
	山东	2.7	2.74	2.7	0.80
	小计	5.7	3.94	7.33	2.58
东北	黑龙江	0.8	1.77	3.44	0.72
	吉林	1.8	2.19	1.8	0.89
	辽宁	3.1	1.07	2.27	1.31
	小计	5.7	5.03	7.51	2.92
合计		27.0	10.47	16.79	8.84

资料来源：石油大学（北京）

到 2010 年，中国东南沿海地区发电需求用气量将增加 163 亿立方米。其中，约 2/3 将被用于珠江三角洲。

要通过中国的电力产业有效促进天然气的稳定发展，就需要制定新的政策来克服与长期购电协议相关的一些问题。

二、化工用气

目前，化工用气主要集中于化肥生产。尽管中国生产的天然气有 44%用于化工生产，但在全部化工生产原料中，天然气只占 6%-7%。在中国，煤仍在化工领域扮演举足轻重的作用。中国利用天然气生产的首要产品是合成氨，其次是少量的甲醇和乙炔。

1.合成氨

合成氨主要用于化肥生产，比其他化学生产所用的天然气要多。中国国内 17%的合成氨是以天然气为原料生产的，而世界平均的比例是 80%。2000 年底，中国合成氨年生产能力达到近 3600 万吨，需要 90 亿立方米天然气。2010 年，合成氨年生产能力将增加 500 万吨，所增产量将全部采用天然气为原料，这样，天然气边际需求约增加 140-150 亿立方米。若烧煤、烧石油的装置改烧天然气亦可创造额外的天然气需求。这样做的好处是降低资金成本、缩短建设周期。如果天然气价格具有吸引力、供给有保障，天然气的需求将有望增加。然而随着中国经济逐渐市场化，将会有更多的因素刺激生产者将稀缺的天然气用于化肥生产之外的诸多生产加工过程。改革者会发现进口化肥可能更便宜，而将有限的国内天然气用在能产生最大经济效益的地方。

从地区来讲，中国东北是化学品生产商中天然气需求量最高的，其次是环渤海湾地区。（见表 6-4）

2.甲醇和乙炔

中国甲醇的生产和消费增长迅速。1990-2000 年，产量增加至原来的四倍以上，从

64 万吨增加到近 280 万吨。到 2010 年，产量预计再次翻倍至 420 万吨。目前，甲醇生产中 82%是用煤和原油作原料，只有 18%用天然气作原料。市场暂时受挫，但未来十年中会有较大发展。中国正在天然气生产地积极建造甲醇生产厂。

目前，乙炔生产出现一种新的原料碳化钙。但碳化钙的大量使用会导致高耗电量、低效率和环境恶化。以天然气为原料的乙炔生产工业正处在初级阶段，若给予适当的政策会有较大发展。

三、工业用气

中国预测显示，到 2010 年工业和交通运输天然气需求量将占到天然气总产量的 1/5，超过 230 亿立方米。从地区角度看，中国工业天然气消费量最大的是东北和环渤海湾地区。（见表 6-4）

煤、煤气以及燃料油是中国目前炼油、冶金、建材生产、电子、玻璃、纺织和食品加工部门的主要燃料。中国政府已决定用天然气至少部分取代这些燃料。与煤和燃料油相比，天然气在有效生产方面具有竞争力，但煤的低价格会给替换带来一定困难。

直到 1994 年，中国才开始天然气发动机车的研究和发展。尽管目前处在实验阶段，但这一部门具有很大的增长潜力。1997 年，中国石油天然气集团公司预测到 2000 年将有 30000 辆天然气发动机车上路，目前只有 6000 辆左右。福特汽车公司在最近的预测中声称，到 2000 年，将有超过 43500 辆机车采用天然气作为燃料。（见表 6-3）现今，天然气发动机车每年消耗天然气约 5 亿立方米。若 2010 年规划得以实现，中国 100000 辆天然气机动车每年将消耗 10 亿立方米的天然气。

四、居民用气

居民用气包括家庭和公共事业单位的使用。公共事业单位包括各种服务部门如幼儿园、宾馆、医院。目前，煤和罐装液化石油气（LPG）在国内居民用气中扮演重要角色。管道天然气较为稀少，仅有 25 个城市供应，占天然气消费总量的 7.2%。

城市居民对天然气有很大的潜在需求，尽管较高的成本可能使实际需求大打折扣。政府已经制定了“优先使用天然气、限制使用煤气、规范使用 LPG”的政策。北京、天津、上海、南京、长春、沈阳、济南和青岛等城市，目前正积极拓建管道设施，以完成由煤气到天然气的转变。这些城市现有煤气管网，只要稍加改造就可实现目标。其余城市需要从零开始修建分销网络。

2010 年，中国人口将达到 14 亿，其中 40%居住在城市。假设气化率达到 80%、其中一半使用天然气，则城市居民天然气需求量将达到 350 亿立方米。加上郊区 100 亿的需求量，2010 年居民需求量将达到 450 亿立方米。富裕的长江三角洲可能是居民需求量最高的地区。（见表 6-4）

五、总需求预测

中国研究人员还提供至 2015 年的天然气总需求预测。预测结果见表 6-5。预测数值的上下浮动范围是 15%。

表 6-5 天然气平均需求预测（十亿立方米）

年份	2005	2010	2015

下限	49.1	81.0	125.7
基准	57.7	95.3	147.8
上限	66.4	109.6	170.0

资料来源：国家发展计划委员会、石油大学（北京），1999

未来的 15 年，国内天然气的供需缺口将迅速增加。欲弥补缺口需要进口管道天然气和液化天然气。（见表 6-6）

表 6-6 天然气供需预测（十亿立方米）

年份	**2005**	**2010**	**2015**
产量	52.6	79.2	107.9
需求	57.7	95.3	147.8
差额	5.1	16.1	39.9

六、下游技术评价

1.化工

60 年代，中国首次进口设备生产合成氨，以后又引进技术生产甲醇、乙炔和炭黑。中国自创这些工艺的能力较弱，因此参与技术合作会受益菲浅。

2.气体涡轮机

中国可以制造小型的气体涡轮机，且已经与外商合资来生产大型装置。对用于联合发电厂的高效、大型气体涡轮机，中国目前还缺少独立制造的能力。

3.天然气机车

在天然气机车和天然气加气站方面，中国开发了自己的技术，并通过与外国公司合

作 ,使这些技术进一步完善。至少已有一家美国公司与中国企业合作开发天然气机动车。中国也正在研究开发使用高甲烷气的燃料电池机车，但在应用方面还比较落后。

4.液化技术

中国正在积极从事天然气液化技术的开发 ,因为液化技术可以提升小型偏远油气田的商业价值。中国公司希望能与美国伙伴合作以加强对这项技术的理解。

本章小结：天然气下游

1.目前很难准确预测中国的天然气需求，因为天然气市场尚未真正存在，且天然气工业发展框架也未完全建立。

2.将天然气用于化肥生产未必是最经济、有效的使用方式。

3.大型联合循环发电厂对天然气的需求稳定，能迅速启动天然气市场。然而通过使用天然气，在环境、健康方面受益最大的是民用部门。另外，由于长期购电合同的不确定性，投资中国的发电业风险较高。

4.缺乏天然气市场需求，新的管道工程将会受挫。创建“无煤区”是启动天然气市场的有效方式，当然仍需要其它一些刺激因素。提高污染排放费用或加强征收力度都有助于平衡各种能源的利用。

5.须加大最终用户技术的研发投入，如气体涡轮机、液化技术、燃料电池。

6.严格执行现存的环境法规，或制定减少空气污染的新的激励机制，都有助于刺激天然气的需求。

第七章 中美两国在拓展天然气应用方面的进一步合作

这一章概括描述了双方潜在的合作领域，合作并不仅限于中美双方，也包括多国银行，其他国家和非官方组织。根据 2001 年 9 月在北京召开的研讨会上的讨论，培训和能力培养是最佳的合作领域之一。

第一节 人员培训

■ 中国石油天然气企业目前的人力资源状况

人力资源是中国石油天然气企业面临的挑战之一。大多数企业人员严重过剩，从而导致效率低下。人均利润率远远低于其他国家相同企业。目前大多数工人的专业知识面较窄，但通过专业培训这一状况将得到改善。高级技工、管理者，特别是具有市场经济知识的人才匮乏。中国石油天然气企业已经建立了许多教育和培训中心，大多拥有自己的培训人员。现在他们将培训重点定为更新知识和提高管理技能，通过采用先进的培训方法，拓展雇员们的专业知识。

一些中国企业已经在减员增效方面取得了进展。例如，为在香港和纽约上市，中国石油天然气股份有限公司同意裁员 10%以上。中国广泛的经济改革已开始对企业人员臃肿问题产生影响，这将有助于增强企业的效率和灵活性。

中美两国要在能力培养方面进行合作，可以选择商务培训这个发展前景良好的领域，集中在培养市场开发和财务分析的技能上。尽管许多中国员工具有丰富的技能，他们在从指令经济向市场经济转换的过程中还是遇到不少麻烦。这个培训计划将为中国培养更多的管理人才，使他们在新兴的市场体系中发挥作用。他们需要学习最新的天然气

技术、财务管理及企业管理理念。这项合作将为中外双方提供宝贵经验，促进中国市场向更加透明和顺畅的方向发展。

许多天然气项目面临的基本障碍是制定商业策划技能的缺乏。这些计划在任何一个市场经济的国家都是重要的。而在中国，由于风险高、宏观经济问题普遍、具有商务策划和项目融资方面经验的管理者稀缺，制定这种计划尤为重要。学习包括会计、市场分析和财务在内的制定商务策划所需的知识和技能，不仅有利于中国的管理者吸引更多投资，而且增加了项目成功的机会。

可以制定这样的计划：先期投入适量的资金，之后每年为几百人提供培训。受训人包括企业家、天然气市政管理人员、中央政府政策制定者和分析家。这个培训中心几年后就可以通过向学员适当收费的方式实现自我支持。其他重要培训项目包括天然气管道的设计、运营和维护，以及安全问题。培训中心日后还可以根据实际需要把业务拓展到其他领域。

第二节 技术转让

技术落后和运营成本高制约了中国天然气工业的发展。本报告的第四章和第六章分别对上游和下游所需的技术做了评估。

要实现“硬”技术的转移，与外商合资或签立许可协议可能是最佳选择。美国政府不大可能直接干预，因为他们无法命令私人企业转让技术。美国政府也不可能购买某一技术的专利权并将之转让给中国。然而美国可以帮助双方找出合资和许可协议签立过程中存在的障碍，并协助双方商议解决。美国政府还可以推动学术交流活动的开展，以便于两国分享天然气领域的研究成果和技术进步。例如，可以为中国的研究人员提供机会，

参观美国致力于天然气技术发展的公共基金组织。

第三节 激励外国投资

许多外国油气公司愿意将其业务拓展到中国，但一直被现实存在的和想象中的障碍所制约。中国天然气工业近期的变化鼓励了这些厂商，但他们宣称假如有机会，他们将做的更多。尽管必须为投资者留出一定获利空间，但外资的大量流入将有助于中国解决资金、管理和技术上的问题。

某些阻碍外资流入的壁垒对所有外国公司都是存在的，比如说缺乏透明度。其他一些是天然气行业所特有的，例如一些外国公司感觉到，中国政府允许他们勘探的都是一些风险高、开发质量低的气田。

促进外国投资最直接的方式之一是给外国公司提供更多的勘探区块并签订产量分成合同，特别是在陆上部分。另外一个是正式在天然气管道和下游的项目中全面拓展外商的投资权和所有权。还有一个较为直接的方法是允许更多的天然气以市场价格出售，放松对特殊行业的天然气配置。

其他方式较为间接，且与中国的整体经济改革相联系。依照合同严格执法，公布有关最终决策者的信息，阐明政策的优先顺序，促进机构内部交流，这些都有助于降低潜在外国投资者所预期的市场风险。

第四节 政策开发

中国政府积极制定各项政策，以加速天然气价值链的发展。主要是促进一些大项目

的开展，如西气东输天然气管道建设、广东 LNG 进口终端建设和长庆—北京管线建设。

如果能够将官方政策集中到一份权威性的文献法典当中，并广泛发放，吸引外资工作将会取得更大的成绩。对天然气的目标进行优先分类，有利于国内外的公司降低风险和明确努力的重点。

自从向市场经济转变以来，中国已进行了各种各样的改革尝试。美国可能愿意协助中国深化政策改革以拓展天然气工业，但不是简单的告诉中国应该如何改革。只有中国能够决定自己的事务。如果中国选择进一步发展市场经济，美国专家将在相关政策、制度和法规方面提出建议。已经存在的中美石油和天然气论坛----来自两国官方和非官方的专家的集会，旨在研讨开发探明储量和经济储量的油气资源，论坛自 1998 年以来一直举行，已经讨论过上述的一些问题，并可能为政府提供建议。如果中国能够有一个讨论政策和法规的更为宽松的环境，政府将会得到更多的建议和意见。

参考文献

1.Andrews-Speed, P. and S. Dow. 1999.“ 经济转型中能源管制：中国部分 ,” University of Dundee.

2.Battelle Memorial Institute，中国能源研究协会，北京能源效率中心，1998 ,“ 中国电力能源选择：经济、环境成本分析” 华盛顿特区：太平洋西北国家实验室

3.北京能源效率中心(BECon),1995.“ 中国能源效率的机会 :工业装备及小企业联合”，太平洋西北国家实验室，华盛顿特区，2 月。

4.BP-阿莫科世界能源统计回顾，1999，英国石油。详见http://www.bpamoco.com

5.剑桥能源研究协会（CERA）.2000.中国陆上石油的机会：新时代就要来临吗？剑桥，麻萨诸赛：CERA

6.中国能源研究所，1996。“ 中国天然气供需分析”，北京：国家发展计划委员会

7.中国海洋石油总公司，1999。“ 中国海洋天然气勘探、开发与生产”,“ 中国东南部液化石油气的规划及使用”，北京：中国海洋石油总公司。

8.中国石油天然气总公司，1998。“ 促进中国陆上石油工业发展的投融资政策研究”，石油天然气总公司文件

9.戴金星，1999。“ 中国天然气资源与勘探”，北京：中国石油天然气总公司勘探开发研究协会，No.1

10.戴林，1998。“ 亚太地区天然气发展趋势及中国的机会”，国家发展计划委员会，能源研究所，世界石油经济，No.3

11.付智成,“ 科技对石油工业发展的作用”，北京：石油工业出版社

12.葛加励，等，1996。“ 中国能源战略的改革复兴”，北京：石油大学（北京）

13.Intergovernmental Panel on Climate Change, 1996. Climate Change 1995: The Science of Climate Change. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 1996. p. 121.

14.Juris, A. 1998.“ 美国竞争性天然气市场的发展，” 公共政策私营部分 No.141，华盛顿特区：世界银行

15.Lan, Quan and Keun-Wook Paik. 1998.“ 中国天然气报告”，伦敦，皇家国际事务研究所.

16.Laughbaum, Graydon, 1998。“ 发展中国天然气市场”，中美第一次石油天然气论坛，北京，11 月

17.Law, P. and N. de Franco. 1998.“ 国际天然气贸易——玻利维亚-巴西输气管道”，公共政策私营部分，No.144，华盛顿特区：世界银行

18.李旁明，方向休，1999“ 21 世纪天然气发展趋势”，四川：四川盆地勘探局

19.李伟英，方胜，1997“ 中国天然气利用和发展的战略研究”，北京：中国国际能源咨询公司

20.Liu, F. 1993.“ 中国民用和 Commercial 能源使用和保护：模式、问题与前景”，Berkeley, CA: Lawrence Berkeley Laboratory，7 月

21.Logan, J. and W. Chandler. 1998.“ 中国天然气行业引进外资的必要激励”，油气杂志，Pennwell,8 月 10 日

22.马富才，1999。“ 中国天然气工业发展前经”，中国-IEA 天然气工业会议

23.马新华，2000。“ 中国陆上天然气资源发展趋势与前景”，中国石油勘探开发院廊坊分院。

24.苗承武，1999。“ 中国天然气工业的发展与预测”，第二届中美石油天然气论坛，6

月 21 日，休斯敦。

25.Nygard, Jostein. 2000.“ 中国布朗议程”。2000 年 8 月 31 日世界银行关于中国环境改革研讨会，华盛顿特区：世界银行

26.彭庆，1998。“ 对中国石油工业投融资的政策研究”，北京：北京石油管理学院。

27.Pietz, David.2000。“ 中国天然气工业出现巨大进展”，油气杂志，6 月 5 日

28.中国气候变化研究组，1999“ 中国气候变化研究，” 北京，清华大学出版社

29.Soligo, Ronald and Amy Jaffe. 1999.“ 中国持续增长的能源依赖：能源替代的成本和政策含义”,James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University ,休斯顿，4 月

30.国家统计局，1999。中国统计年鉴 1998，中国统计出版社

31.国家统计局，2000。中国统计摘要 2000。北京：中国统计出版社

32.Sinton, Jonathan (ed.), 1996.“ 中国能源信息手册”，Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory.

33.Sinton, Jonathan and Mark D. Levine. 1998. “ 中国能源效率：成就和挑战”，能源政策，Netherlands: Elsevier

34.Sandison, Gordon. 1999.“ 液化天然气价值链的经济回顾”，第二届中美石油天然气论坛，休斯敦，德克萨斯，7 月 21 日

35.国家发展计划委员会，石油大学（北京），1999。“ 中国石油天然气工业的投融资政策”，国家发展计划委员会投资研究院，北京：中国

36.Stevens, S. 1999. “ 煤层气发展达到转折点”，油气杂志，Pennwell,2 月 25 日

37.孙茂源， 1999. “ 中国煤层气工业发展战略和目标”，北京：中国煤层气有限公司。

38.孙茂源，方志强，2000“ 中国煤层气工业发展可从美国获得借鉴”，油气杂志，Tulsa,

OK: Pennwell, , 6 月 5 日

39.孙志平，吴真权。1998。“ 中国天然气勘探开发的现状和发展趋势”，北京：天然气工业，No.2

40.田春荣，1999。“ 中国石油进出口贸易条件分析”，中国石油化工总公司信息中心，国际石油经济，No.3

41.王进南，2000。“ 中国污染收费体系改革”，中国环境改革研讨会，华盛顿特区：世界银行，8 月 31 日

42.世界银行，1997。“ 亚洲及中东的天然气贸易”，Occasional Paper No.8，华盛顿特区，世界银行

43.世界银行，1997。“ 清水蓝天：新世纪中国环境问题”，华盛顿特区：世界银行

44. 世界银行污染管制研究会，“ 中国污染 Indicators and Status”，详见 http://www.worldbank.org/nipr/data/china/status.htm.

45.吴邈成，1998。“ 中国天然气市场的发展和壮大”，中国石油天然气总公司发展计划文件

46.新华社，1998，“ 中国：酸雨造成经济损失超过 132.5 亿美元”，北京：新华，3 月 3 日。

47.张千波，1996。“ 全球天然气工业发展趋势及中国的机会”，北京：国际石油经济，No.4

48.周大地，等，2000。“ 发展中国家与全球气候变化：中国的发电选择”。华盛顿特区：Pew Center for Global Climate Change.

49.周凤岐，1998。“ 中国和国际石油天然气工业展望：2010 年和 2020 年供需预测”，北京：国家发展计划委员会

单位换算

1 千兆焦=$1*10^9$ 焦耳

1 千兆兆焦=$1*10^{18}$ 焦耳

1 千兆兆焦=0.95quadrillion British thermal units (Btu)

= 34.1 million tons of standard coal equivalent (Mtce)

= 47.8 million tons of Chinese average raw coal

= 23.9 million tons of Chinese average crude oil

= 26.5 billion cubic meters of standard natural ga

= 25.6 billion cubic meters of Chinese average natural gas

= 19.2 million tons liquid natural gas (LNG)

= 84.4 billion Kwh of electricity

= 59-71 million tons of air-dried firewood

= 62-83 million tons of air-dried crop residues

1 千瓦（Kw）=$1*10^3$ 瓦特

1 兆瓦（Mw）=$1*10^6$ 瓦特

1 千兆瓦（Gw）=$1*10^9$ 瓦特

1 太瓦时（TWh）=$1*10^{12}$ 瓦特时 或 $1*10^9$ 千瓦时