

中国可持续能源项目

大卫与露茜尔·派克德基金会
威廉与佛罗拉·休利特基金会
能 源 基 金 会

项目资助号：G-1105-14126



中国页岩气开发与未来监管框架研究

中国能源网研究中心

2012年5月

前言

页岩气开发已经成为全球能源领域的一场“革命”。据美国能源信息署（EIA）统计，2010年美国页岩气产量达到1379亿立方米，超过中国2010年常规天然气的年总产量967.6亿立方米。美国页岩气的成功开采不仅大大增强了美国在能源外交和应对气候变化等方面的主导权，而且也对全球天然气市场及能源供应格局产生了重要影响，引起全球对页岩气开发的关注与重视。目前，页岩气开发已经成为全球油气产业上游资源开发及投资的新亮点，而且也将带来下游市场应用的转变及新的商机。

中国页岩气资源丰富，开发潜力大。据国土资源部初步估算，中国页岩气地质资源潜力为134.42万亿立方米，可采资源潜力为25.08万亿立方米（不含青藏区）。加快页岩气开发及应用对保障国家能源供应安全、调整能源结构、应对气候变化、推进节能减排等具有重大战略意义。

然而目前，中国页岩气开发尚处于探索阶段初期，相关政策及开发工作正在启动，中央和地方政府、油气产业界和其他非油气行业市场主体也都十分关注和重视。2011年6月，为了全面了解国内外页岩气产业发展现状与市场发展潜力，美国能源基金会特委托中国能源网研究中心承担“中国页岩气开发与未来监管框架研究”课题，希望就美国页岩气开发现状和成功经验，中国页岩气开发的资源、政策、技术、市场基础和应用前景等展开深入研究，以期为美国能源基金会关注和推进页岩气产业高效、清洁化市场应用提供参考。

本项目启动后，中国能源网研究中心与相关专家、顾问成立了专门的课题研究小组，并积极组织调查研究和专家访谈，初步形成《中国页岩气开发与未来监管框架研究》报告。本项目研究分阶段进行，本研究报告系第一阶段研究成果，重点对国内外页岩气勘探开发现状，中国页岩气资源、技术、政策等基础条件进行研究，同时针对目前中国页岩气开发面临的挑战及问题，提出政策及监管建议。下一阶段，课题将在本研究报告的基础上，重点研究推动页岩气产业有序发展的监管框架顶层设计，页岩气开发与应用综合试验区的建立等相关问题，同时结合美国能源基金会与业内专家意见展开深入探讨。

本课题的研究工作得到了业内众多专家和企业的关注与支持。在此特别感谢国家电力监管委员会办公厅副主任俞燕山、国务院参事室特约研究员徐晓东、中石化石油勘探开发研究院咨询委员会副主任张抗、国土资源部油气资源战略研究中心副主任张大伟与车长波、美国能源基金会北京办事处电力与可再生能源项目主任王万兴、中石油煤层气有限责任公司总地质师李景明、中石油西南油气田公司勘探开发研究院页岩气研究室主任王兰生、中石油勘探开发研究院专家室副主任马家骥、中石油勘探开发研究院廊坊分院煤层气勘探开发研究所工程室主任鲍清英、中石油经济技术研究院市场所高级经济师徐博、中海油能源经济研究院首席研究员陈卫东、四川宏华石油设备有限公司董事长张弭、安东石油技术有限公司页岩气开发技术部总经理杨堃、中国地质大学（北京）水资源与环境学院教授陈鸿汉等专家学者给予的指导和帮助。

课题研究团队

课题总顾问:

韩晓平 中国能源网首席信息官

狄小平 中国能源网研究中心 秘书长

课题组成员:

陈 炯 北京中能网讯咨询有限公司 咨询总监

王新来 北京中能网讯咨询有限公司 副总经理

岳 芬 北京中能网讯咨询有限公司咨询部 研究员

李博抒 北京中能网讯咨询有限公司咨询部 研究员

张葵叶 北京中能网讯咨询有限公司咨询部 研究员

梁光临 北京中能网讯咨询有限公司咨询部 研究员

滕霄云 北京中能网讯咨询有限公司咨询部 研究员

卓琳飞 北京中能网讯咨询有限公司咨询部 助理研究员

目录

前言	1
课题研究团队	2
目录	3
图目录	6
表目录	7
1. 页岩气及全球资源状况	9
1.1. 什么是页岩气	9
1.2. 页岩气藏特征	9
1.3. 页岩气开采流程及关键技术	10
1.3.1. 页岩气开采流程	10
1.3.2. 页岩气开发关键技术	11
1.4. 全球页岩气资源量及其分布	11
1.4.1. 全球页岩气资源丰富	11
1.4.2. 全球页岩气资源分布广泛	14
2. 全球页岩气发展状况及趋势	14
2.1. 美国页岩气率先商业化开发	14
2.1.1. 美国页岩气资源及开发程度	14
2.1.2. 美国页岩气开发历程	16
2.1.3. 美国页岩气开采技术装备现状	17
2.1.4. 美国页岩气发展趋势	18
2.2. 美国页岩气的发展对全球能源格局产生影响	22
2.2.1. 影响全球天然气供应与 LNG 市场	22
2.2.2. 影响全球其他能源产品的供应及市场结构	23
2.2.3. 影响全球能源地缘政治	24
2.3. 页岩气成为全球能源开发热点	25
2.3.1. 页岩气资源国积极开发本国页岩气	25
2.3.2. 部分国家对开发页岩气存在争议及顾虑	26
3. 中国页岩气资源及其勘探开发	27
3.1. 中国页岩气资源情况	28
3.1.1. 中国页岩气资源丰富	28
3.1.2. 中国页岩气资源分布广泛	29
3.1.3. 中国页岩气资源特点	29
3.2. 典型盆地页岩气资源情况	31

3.2.1. 四川盆地 / 扬子板块	31
3.2.2. 塔里木盆地	33
3.2.3. 其他盆地	34
3.3. 中国页岩气资源勘探开发进程	35
3.3.1. 资源勘查进展	35
3.3.2. 未来资源勘查布局	35
3.3.3. 页岩气井实施状况	37
4. 中国开发页岩气的市场需求	37
4.1. 保障能源供应安全要求大力发展页岩气	37
4.1.1. 国内能源需求量不断攀升	37
4.1.2. 传统能源对外依存度逐年升高	39
4.2. 能源结构调整要求加快页岩气开发	39
4.2.1. 中国能源消费结构不尽合理	39
4.2.2. 增加天然气比重是能源结构调整的现实选择	40
4.3. 发展页岩气是缓解天然气市场供需矛盾的重要途径	41
4.4. 页岩气为发电市场带来影响与机遇	42
4.4.1. 煤电发展制约多	43
4.4.2. 核电发展不确定性增加	43
4.4.3. 可再生能源难以大规模开发并成为主力电源	43
4.4.4. 天然气（页岩气）发电是发展趋势	44
5. 中国开发页岩气的条件	44
5.1. 中国开发页岩气的技术条件	44
5.1.1. 中国具备加快页岩气开发的一定的技术装备能力	44
5.1.2. 中国拥有一批有资质或经验的油气企业或油气田技术服务企业	47
5.1.3. 国外油气设备及技术服务公司对参与中国页岩气开发有积极性	48
5.2. 中国开发页岩气的经济条件	50
5.2.1. 美国页岩气实现商业化开发	50
5.2.2. 中国页岩气开发成本预测	55
5.2.3. 中国开发页岩气经济可行性分析	57
5.3. 中国开发页岩气的政策条件	59
5.3.1. 常规油气勘探开发及市场利用的政策现状	59
5.3.2. 煤层气勘探开发及市场利用的政策现状	62
5.3.3. 中国政府重视页岩气勘探开发及矿业权管理	64
5.3.4. 油气产业界积极推进页岩气勘探开发试验与国际合作	67
5.3.5. 页岩气勘探开发及市场利用的政策趋势	68
6. 中国页岩气开发及应用亟待解决的问题	73

6.1. 资源调查与评价滞后，资源“家底”需进一步摸清	73
6.2. 成套技术不成熟，核心技术引进尚需“本地化”	74
6.3. 勘探开发成本居高，经济性开发存在制约	74
6.4. 缺乏有利于企业投入的政策支持	75
6.5. 管网及配套设施建设滞后，缺乏开放的第三方准入	75
6.6. 环境监管体系缺失，存在开发风险	75
6.7. 资源管理机制有待完善	76
7. 加快中国页岩气开发与监管思路的探讨	76
7.1. 中国煤层气开发与监管教训总结	76
7.1.1. 抽采地质条件复杂，关键技术不成熟	77
7.1.2. 煤层气和煤炭矿业权设置重叠及管理体制不健全	77
7.1.3. 相关法律法规尚不完善，缺乏实际操作依据	78
7.1.4. 煤层气矿业权过于集中，缺乏竞争及退出机制	78
7.1.5. 煤层气价格太低，致使企业勘探开发积极性受挫	78
7.2. 美国页岩气开发及监管经验借鉴	78
7.2.1. 关键核心技术的突破与成熟	78
7.2.2. 高度市场化的市场竞争环境	79
7.2.3. 政府资金及政策的支持	80
7.2.4. 完善的监管机制	80
7.2.5. 发达的天然气管网设施及第三方准入	80
7.3. 中国页岩气开发模式及监管思路的探讨	81
7.3.1. 要选择适合页岩气产业特点的开发模式	82
7.3.2. 需加大政策扶持力度，正确引导产业发展	83
7.3.3. 要掌握先进适用的配套技术	83
7.3.4. 应引入市场竞争机制，鼓励多元资本投入	84
7.3.5. 需完善页岩气矿业权管理制度，强化监管	84
7.3.6. 应建立健全有利于市场投资主体积极性的价格机制	85
7.3.7. 建立确保生产安全及环境保护的有效监管制度和执行体系	85
7.3.8. 先行试验，事半功倍	85
8. 结论	87
9. 参考文献	90
附件	92
附件 1. 美国《原油意外获利法》及其对非常规能源的补贴	92
附件 2. 《Gasland》纪录片引发美国国内关于页岩气开发环保的担忧	94
附件 3. 煤层气矿业权重叠问题	98
附件 4. 美国国家环境保护局（EPA）关于水力压裂的研究计划	99

图目录

图 1-1 页岩气气藏形成	9
图 1-2 页岩气开采流程	10
图 1-3 世界页岩气资源分布	14
图 2-1 美国本土 48 个州内分布的页岩气区	15
图 2-2 美国页岩气发展历程	17
图 2-3 压裂技术改善增产作业效果	18
图 2-4 美国 2000 年与 2010 年天然气消费结构比较	20
图 2-5 1990-2035 年美国天然气供应构成	22
图 3-1 页岩气资源盆地分布	29
图 3-2 中国页岩气发育区划分	30
图 3-3 四川盆地页岩气有利地带	33
图 4-1 2000 - 2010 年中国能源消费量及增长率（不包含香港和台湾）	38
图 4-2 2010 年全球能源消费量及比例（不包含香港和台湾）	38
图 4-3 2010 年中国一次能源消费结构（不包含香港和台湾）	40
图 4-4 2010 年世界一次能源消费结构	40
图 5-1 美国 Marcellus 页岩气区块儿钻井与完井成本变化趋势	51
图 5-2 美国各页岩气区块盈亏平衡气价	52
图 5-3 Southwestern Energy 公司的经济效益	54
图 5-4 1999-2011 年美国开发石油的钻机和开发天然气的钻机数量变化	55
图 5-5 美国页岩气开发学习曲线	57
图 5-6 中国能源网研究中心“页岩气开发及应用一体化示范工程”建议	72
图 6-1 页岩气项目风险分解图	73
图 7-1 美国天然气管网布局	81
图 7-2 成功的页岩气钻井模式	82

表目录

表 1-1 Rogner 对全球非常规天然气资源的地质储量估算	12
表 1-2 世界五大洲页岩气资源量评估 (除美国外)	13
表 2-1 不同情景下美国天然气总消费量预测	20
表 3-1 各机构对中国页岩气资源量的测算	28
表 3-2 中国页岩地层沉积相及分布地区	30
表 3-3 中美页岩特征对比	31
表 3-4 中国四川盆地与美国典型页岩气盆地页岩气资源条件对比一览	32
表 3-5 中国塔里木盆地与美国典型页岩气盆地页岩气资源条件对比一览	34
表 3-6 国土资源部关于页岩气勘查策略	36
表 3-7 国土资源部关于“优选页岩气富集有利目标区和勘探开发区”策略	36
表 4-1 2015 年天然气供需预测 (单位: 亿方)	42
表 4-2 2020 - 2030 年天然气供需预测 (单位: 亿方)	42
表 5-1 中国页岩气勘探开发技术及设备情况	45
表 5-2 设备及技术用于页岩气开发的企业	46
表 5-3 中国主要石油公司与油田工程技术服务公司	47
表 5-4 美国中小型页岩气开发公司及其业务优势	48
表 5-5 国际大石油公司及技术服务公司业务优势	49
表 5-6 2006 年美国不同页岩气区块收益情况	53
表 5-7 中美页岩气勘探开发成本构成比较	56
表 5-8 中国陆上常规天然气对外合作相关政策规定	60
表 5-9 常规天然气利用政策	61
表 5-10 常规油气及煤层气对外合作实施现状一览	64
表 5-11 首轮页岩气探矿权招标竞标情况	66
表 5-12 国土资源部新发现矿种公告	69

1. 页岩气及全球资源状况

1.1. 什么是页岩气

常规天然气藏是指烃源岩（富有机质页岩）中的烃在地质作用下，被排出、运移到渗透性岩层（如砂岩、碳酸盐岩）中聚集形成的气藏；而页岩气是指生烃源岩中尚未逸散出的烃形成的气藏，且这种烃多是以吸附或游离状态留存在暗色泥页岩或高碳泥页岩中。页岩气与煤层气、致密砂岩气、甲烷水合物（可燃冰）类似，均属于非常规天然气资源。

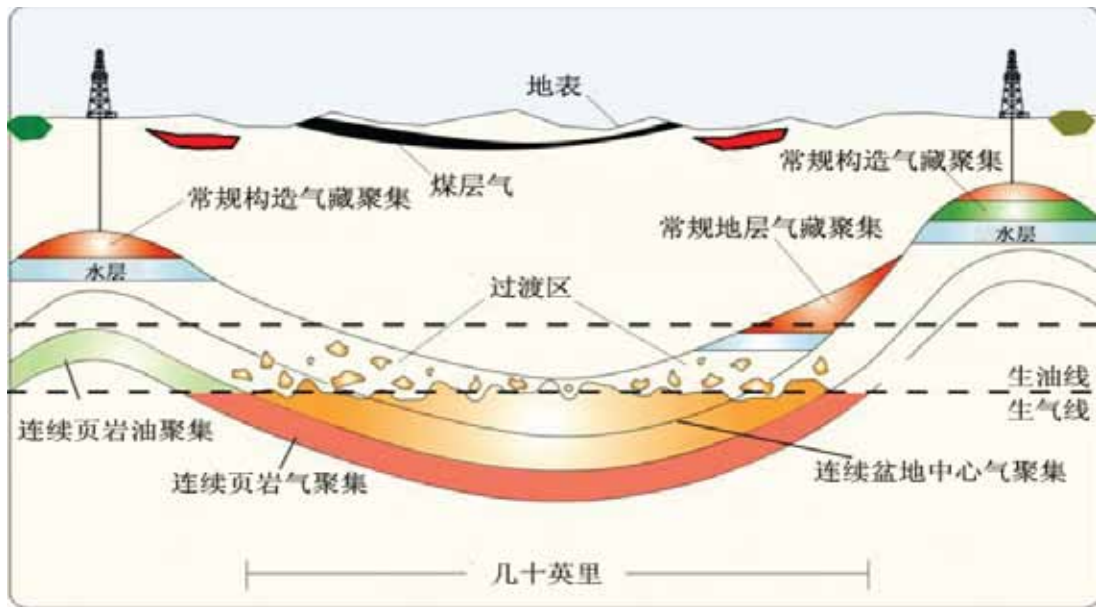


图 1-1 页岩气气藏形成

资料来源：江怀友，页岩气资源勘探开发现状（PPT），2011年6月。

1.2. 页岩气藏特征

页岩气是一种清洁、高效的非常规天然气资源，页岩气藏具有以下特征：

（1）含气面积广，有富集段：页岩气藏为连续型气藏，缺少明显的圈闭，也没有明显的气水界线，分布范围较广，一般为大面积区域含气，但存在富集段。

（2）储层致密：页岩气产自超低孔隙度和渗透率的黏土和粉砂级颗粒组成的页岩中，页岩储层孔隙度一般为4%–6%，渗透率小于 $1 \times 10^{-6} \mu\text{m}^2$ 。

（3）一般无自然产能：据美国早期页岩气井显示，40%的页岩气井初期裸眼测试无气流，55%的页岩气井初始无阻流量没有工业价值，所有井都需要实施储层压裂改造。

（4）生产周期长：页岩气开采单井经济寿命长，一般大概30–50年，甚至有关专家估计美国Barnett页岩气田的开采寿命可能达到80–100年。

（5）采收率变化较大：美国页岩气藏开发证实，页岩气藏采收率变化范围较大。一般埋藏

较浅、地层压力低、有机碳与吸附气含量低的页岩气藏采收率可能达到 60%，而埋藏较深、地层压力高、吸附气含量高的页岩气藏采收率仅有 25% 左右。

页岩气藏的上述特征决定其开发具有如下特点：即单井产量低、采收率低、投入高、早期产量递减快（之后产量较平稳）、生产周期长，这就使得页岩气的开发需要进行大规模压裂与水平钻井技术，而且需要钻大量的气井，通过接替生产以产生规模效应后才能形成稳定的投资回报，即页岩气开发需要进行连续的工厂化开发。

1.3. 页岩气开采流程及关键技术

1.3.1. 页岩气开采流程

页岩气开发在进行矿产权租赁、许可权申请、建设道路和车辆停放等步骤之后，还需要经过 5 个重要的工艺流程，包括：（1）钻垂直井到页岩层；（2）钻水平井进入页岩储气层；（3）向页岩气井中注入由水、砂及化学添加剂配比而成的高压混合液；（4）进行水力压裂，扩大岩层缝隙；（5）抽采页岩气到地表。

在上述过程中，需要向地下注入大量压裂液（一般水砂含量为 98%-99.5%，化学添加剂含量为 0.5%-2%），会消耗大量水资源。据美国能源部统计，一个典型的页岩气水平钻井在钻探和水力压裂过程中需使用约 0.379 万 - 1.514 万立方米水。

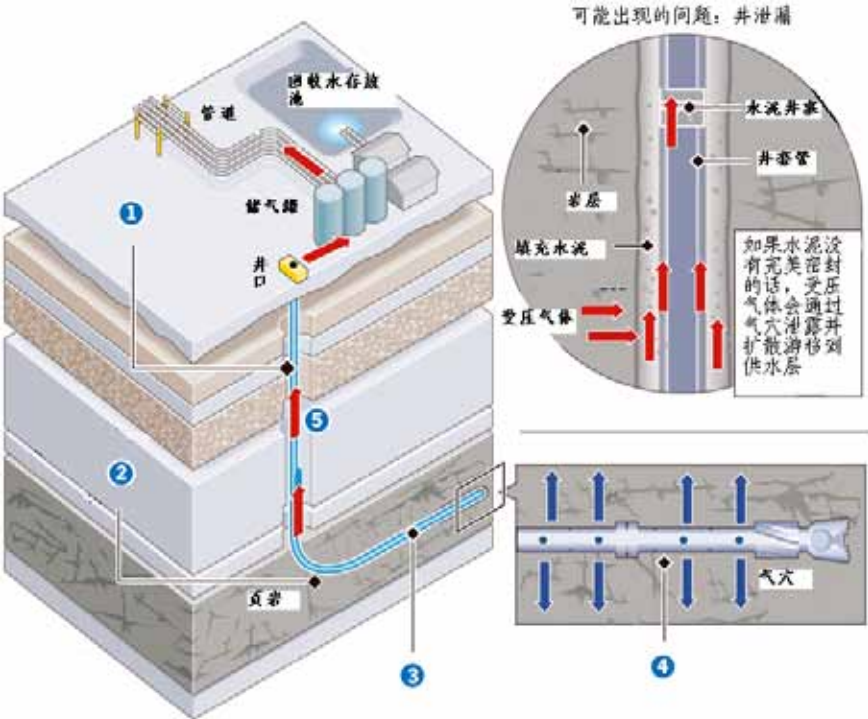


图 1-2 页岩气开采流程

资料来源：江怀友，页岩气资源勘探开发现状（PPT），2011 年 6 月。

1.3.2. 页岩气开发关键技术

结合页岩气藏的上述特征与页岩气开发的各项工艺流程，页岩气勘探开发涉及诸多技术，如微地震监测技术、水平井钻井技术、完井技术、重复压裂技术、多段压裂技术、多井方案，以及环境保护和安全的项目运营管理服务等，其中水平钻井技术与压裂增产技术是页岩气实现大规模开发的关键技术。

水平钻井技术作为页岩气开发的关键核心技术，其最大的优势是可以获得更大储集层段面积，提高单井产量。与传统的直井相比，虽然水平井成本为直井的 1.5-2.5 倍，但初始开采速度、控制储量和最终评价的可采储量是直井的 3-4 倍。

压裂增产技术能够很好地改善页岩层本身的渗透率，提高气体的渗滤通道，加快天然气的开采速度，提高单井采收率（单井压裂段已从 2005 年的 7 段发展到如今的 20 余段）。与直井相比，产量提高 10-15 倍，并使开发成本逐年下降。目前北美页岩气开发成熟区每亿立方米产能建设投资折合人民币 2.5-3 亿元。

目前，页岩气取得规模化开采主要是采取水平钻井与压裂增产技术相结合的综合应用方式，一方面可扩大页岩气渗入面积和开采深度，另一方面能够极大地改善页岩气井的生产动态与增产作业效果，使原本低产或无气流的页岩气井获得工业价值成为可能。

1.4. 全球页岩气资源量及其分布

1.4.1. 全球页岩气资源丰富

页岩气资源被认为是含油气盆地中最后一类走上开发舞台的油气资源，在含油气盆地中蕴藏量最丰富。但是，目前全球对页岩气资源尚没有进行全面的评估，大多是根据现有地质资料进行估算得出的资源量。

据 Rogner (1997 年) 早期的不完全估算，全球非常规天然气资源量约 923 万亿立方米。其中近半数页岩气资源，达到 456 万亿立方米，主要分布在北美、亚洲、拉美、俄罗斯等地区。据估算，全球页岩气资源量超过全球 436.1 万亿立方米的常规天然气资源量。

表 1-1 Rogner 对全球非常规天然气资源的地质储量估算

(单位: 万亿 m ³)	煤层气	页岩气	致密砂岩气	共计
北美	85	109	39	233
拉丁美洲	1	60	37	98
西欧	4	14	10	29
中欧及东欧	3	1	2	7
前苏联	112	18	26	155
中东及北非	0	72	23	95
撒哈拉以南非洲	1	8	22	31
中国*	34	100	10	144
太平洋地区(经合)	13	66	20	99
其它亚太地区	0	9	16	24
南亚	1	0	6	7
世界	256	456	210	923

注: * 包括亚洲其它中央计划经济国家。

资料来源: 美国能源信息署 (EIA), World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, 2011 年 4 月。

近年来, 随着物探、钻井、完井 (尤其是水平井钻井、连续油管射孔和水力压裂等) 技术的进步, 以及天然气价格高涨的推动下, 页岩气开发速度快速增长, 全球发现的页岩气的储存面积越来越广, 对页岩气资源的认识越来越高。2011 年 4 月美国能源信息署 (EIA) 发布 “World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States” 报告, 报告对除美国以外的 32 个国家 48 个页岩气盆地进行了资源评估。评估结果显示, 研究所覆盖的区域内, 页岩气资源总储量 623.42 万亿立方米, 技术可开发量 163.10 万亿立方米, 若将美国包括在内, 世界五大洲页岩气资源技术可开发量 187.51 万亿立方米, 与常规天然气资源开发潜力相当。

表 1-2 世界五大洲页岩气资源量评估（除美国外）

	区域 / 国家	资源总储量（风险评估结果）万亿立方米	技术可开发量（风险评估结果）万亿立方米
北美	加拿大	42.19	10.99
	墨西哥	67.00	19.28
	小计	109.19	30.27
南美	南美北部	3.40	0.85
	南美南部	125.98	33.84
	小计	129.38	34.69
欧洲	波兰	22.43	5.30
	东欧（除波兰）	8.21	1.84
	法国	20.39	5.10
	德国	0.93	0.23
	英国	2.75	0.57
	西欧其他地区	18.55	4.64
	小计	73.26	17.67
非洲	北非中部	60.26	15.77
	南非	51.93	13.73
	小计	112.19	29.51
亚洲	中国	144.45	36.10
	印度	8.21	1.78
	巴基斯坦	5.83	1.44
	土耳其	1.81	0.42
	小计	160.30	39.76
澳大利亚	澳大利亚	39.11	11.21
以上区域总计		623.43	163.11

资料来源：EIA, World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States 2011。

1.4.2. 全球页岩气资源分布广泛

全球页岩气资源广泛分布在世界各个地区，其中北美地区、南美地区、亚洲地区都有广泛的页岩盆地分布，资源总储量及技术可开发量都较高，如下图所示。

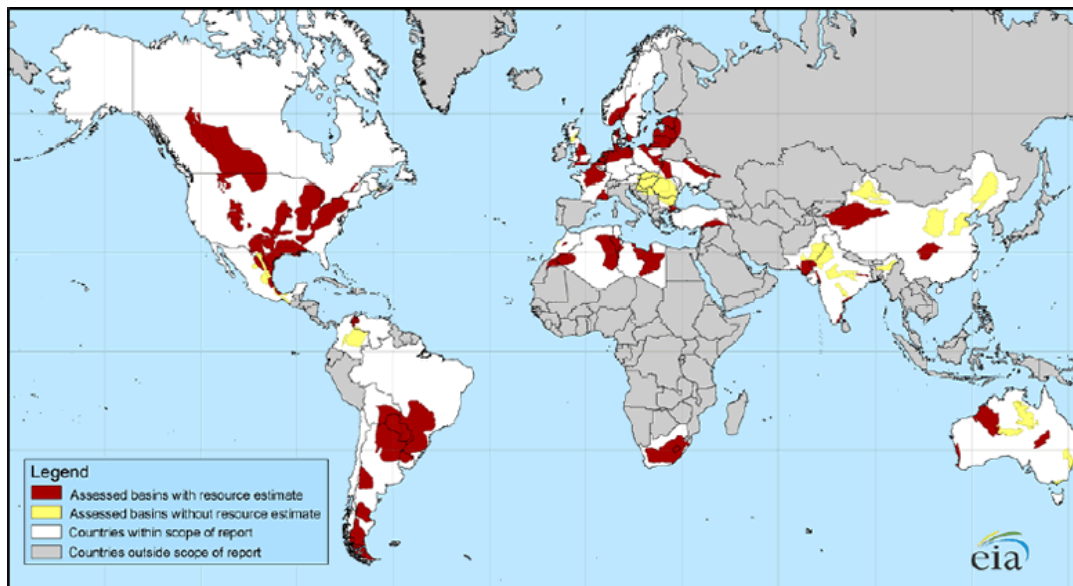


图 1-3 世界页岩气资源分布

资料来源：美国能源信息署，2012 年

就国家而言，美国、加拿大、波兰、印度、澳大利亚以及中国等国家页岩气资源量较为可观。其中，美国与加拿大开发利用页岩气较早，美国更是率先实现了页岩气的规模化开发与商业化利用，随着技术的突破及各国开发页岩气条件的成熟，页岩气的勘探开发热潮正在向全球蔓延。

2. 全球页岩气发展状况及趋势

2.1. 美国页岩气率先商业化开发

2.1.1. 美国页岩气资源及开发程度

美国页岩气资源非常丰富，本土 48 个州广泛发育暗色页岩。据美国能源信息署（EIA）统计，美国页岩气资源总储量约为 187.5 万亿立方米，技术可开发量超过 24.8 万亿立方米，是已探明的常规天然气储量（7.7 万亿立方米）的 3 倍。目前，美国是全球唯一实现页岩气商业化开发及规模化利用的国家，2011 年美国页岩气产量达到 1751 亿立方米¹，比 2010 年的 1379 亿立方米增长了 27%，且页岩气年产量占美国全年天然气总产量的 34%，成为美国天然气供应的重要组成部分。

¹ 数据来源：张大伟，页岩气：打开中国能源勘探开发新局面，2012 年 01 月 09 日，中国国土资源报。

美国页岩气资源成藏条件好，普遍具有埋藏深度适中（大部分在 180–2000 米）、单层厚度大（30–50 米）、总厚度超过 500 米、基质渗透率高（大于 100mD）、成熟度适中（ R_o 在 1.4%–3.5%）、有机碳含量大（大于 2%）、页岩脆性好（硅含量大于 35%）的特点，且页岩气丰富区大多分布在中部平原，地质构造简单，页岩大面积稳定分布，且远离沿海等经济发达以及人口居住集中地，利于修建公路、机动运输、打钻等系列开采活动的实施及大面积占地，方便开发商准入。

目前，美国已经发现并实施勘探开发的页岩气区块超过 30 多个，其中成功实现商业化开采的重点页岩区块主要包括德克萨斯州的 Barnett 区、阿巴拉契亚盆地的 Marcellus 区、阿肯色州的 Fayetteville 区、路易斯安那州的 Haynesville 区、俄克拉荷马州的 Woodford 区、密歇根州的 Antrim 区、德克萨斯州南部的 Eagle Ford 区，以及奥尔巴尼的 Loujer Huron 区等，来自这些区块的页岩气产量成为美国页岩气年度总产量的主要组成部分。例如，据 EIA 数据，Barnett 页岩气区块核心区带高峰期的页岩气产量每日约为 1.34 亿立方米。

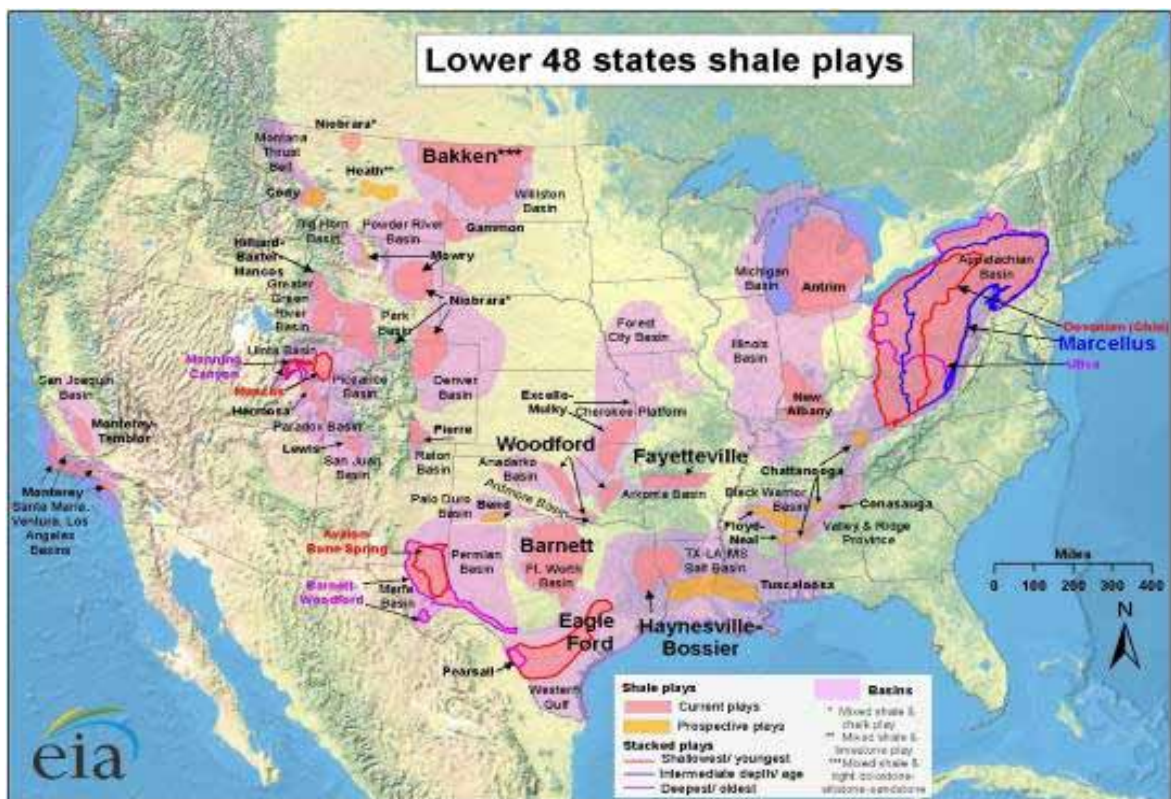


图 2-1 美国本土 48 个州内分布的页岩气区

资料来源：美国能源信息署（EIA），2011 年 5 月 9 日

2.1.2. 美国页岩气开发历程

美国页岩气的成功开发并不是一蹴而就的，而是经历了一个长期发展的过程。从页岩气发展历程来看，页岩气开发取得成功是技术进步、需求推动、政策支持、能源（天然气）价格上涨等多种因素综合作用的结果，尤其是水平钻井与水力压裂这两项关键核心技术的突破起到了重要的推动作用。

20 世纪 70 年代，石油禁运和石油危机使得美国政府及相关机构加快了油气资源的勘探开发进程，投入了大量资金用于页岩气的地质和地球化学探索研究和试验。1980 年，美国天然气研究所开始对东部页岩气资源进行系统研究，并在后期认识到页岩气的吸附作用机理，使得页岩气储量、产量得到提高。同年，美国政府还实施了《能源意外获利法》，对包括致密气在内的非常规天然气田实行税收减免，以推动非常规气开发，当年美国实现页岩气产量 13.5 亿立方米。

1997 年以后，随着水力压裂增产技术与重复压裂增产技术的逐渐成熟，页岩气井完井成本开始不断降低，页岩气井的高产期也得到延长，到 1999 年美国页岩气产量突破百亿立方米，为 108 亿立方米，是 1979 年页岩气产量的 7 倍。这一时期，虽然页岩气开采的成本有所下降，但是这与当时的石油、天然气以及煤炭的价格相比较，页岩气开发及利用在经济成本上并不具备市场竞争性，暂时难以实现规模化生产及利用。

2002 年以后，受国际大宗能源商品价格急剧飙升，以及美国天然气平均井口价格大幅上涨的影响，为了寻求更多替代能源，一些中小型油气企业才开始加大对页岩气这一高成本能源资源的勘探开发。据 EIA 统计，2002 年时美国天然气平均井口价仅有 2.95 美元 / 千立方英尺，到 2003 年就上升至 4.88 美元 / 千立方英尺，2005 年达到 7.33 美元 / 千立方英尺，之后天然气价格基本保持在 6 美元 / 千立方英尺以上，到 2008 年达到峰值 7.97 美元 / 千立方英尺。包括天然气在内的国际能源价格的大幅上涨使得页岩气的开发变得有利可图，也刺激了美国一大批中小企业介入页岩气产业，不断增加勘探开发实践及经验积累，带来页岩气勘探开发关键核心技术的突破与综合应用。

到 2006 年，美国成功实现水平井技术与水力分段压裂技术的综合成熟应用与推广，使得页岩气商业开发规模不断扩大，此后美国页岩气产量大幅上升。据 EIA 统计，2007 年美国实现页岩气产量 366.2 亿立方米；2008 年美国页岩气产量同比增长近一倍，达到 600 亿立方米；2010 年美国页岩气产量更是突破千亿，达到 1379 亿立方米，占到美国同期天然气总产量的 23%；2011 年美国页岩气产量继续攀升，年产量达到 1800 亿立方米，同比增长 30.5%，页岩气产量占美国全年天然气总产量的 34%，成为美国天然气供应的重要组成部分。

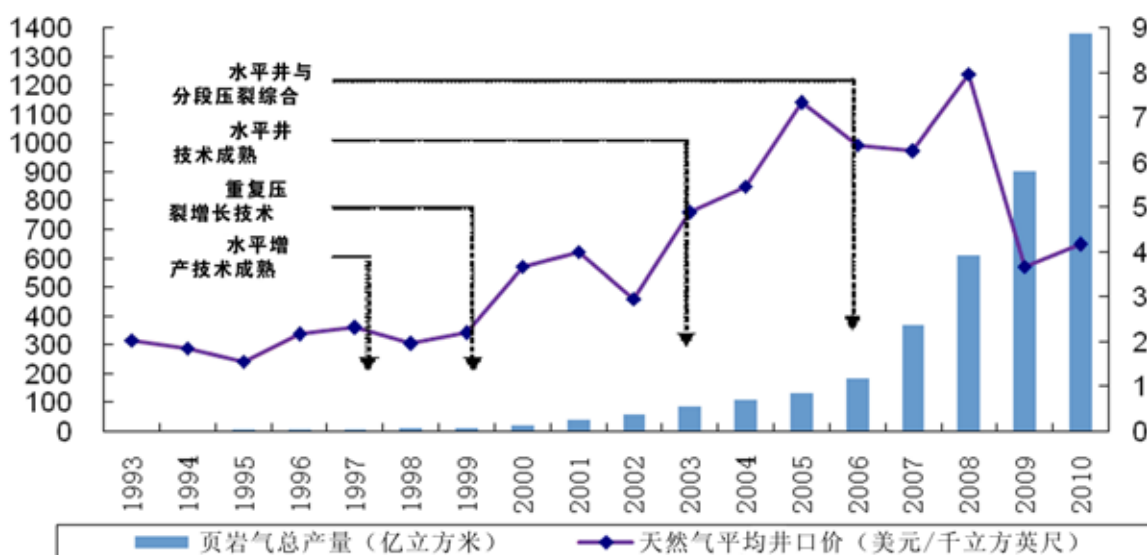


图 2-2 美国页岩气发展历程

资料来源：中国能源网研究中心据美国能源信息署（EIA），the Railroad Commission of Texas 的数据信息整理，2011 年 5 月 9 日。

2.1.3. 美国页岩气开采技术装备现状

页岩气开采的关键技术包括水平钻井、分段压裂、随钻测井、地质导向钻井、微地震检测等，其中大部分技术的突破与率先应用都源于美国。目前，美国已经掌握了从气藏分析、数据收集和地层评价、钻井、压裂到完井和生产的系统集成技术，也产生了一批国际领先的专业服务公司，如哈里伯顿、斯伦贝谢、贝克休斯等。围绕页岩气开采，美国形成了一个技术创新特征明显的新兴产业，带动了就业和税收，并已开始向全球进行技术和装备输出。

(1) 水平井钻井技术及压裂增产技术

美国获悉页岩气层的存在已久，只是由于较低的自然气价格以及开采技术的缺乏，使得页岩气开采困难且没有经济性，因而在很长一段时期内处于停滞状态。20 世纪 90 年代以来，水平打钻以及压裂增产技术等相关勘探开发技术得到加速研发和成功应用，逐渐形成一套较为成熟的页岩气勘探开发技术体系，使页岩气的商业化生产变得可行，其中水平钻井技术与压裂增产技术对页岩气的商业开采起到了决定性的作用。

水平钻井技术包括多分枝水平井、地质导向多方向多层位水平井以及与之相联系的固井、测试技术。该技术能够从单一井口集中更大储集层段面积的气，提高单井产量。虽然水平井成本为直井的 1.5-2.5 倍，但与传统直井相比，水平钻井技术的初始开采速度、控制储量和最终评价可采储量约是直井的 3-4 倍。

压裂增产技术改善页岩层本身渗透率，提高气体的渗滤通道，加快天然气的开采速度，提高单井采收率（单井压裂段已从 2005 年的 7 段发展到如今的 20 段）。与传统直井相比，产量

提高 10-15 倍，并使开发成本逐年下降。目前北美开发成熟区亿立方米产能建设投资折合人民币 2.5-3 亿元。

目前美国页岩气开采主要采取水平钻井与压裂增产技术相结合的综合应用方式，一方面可扩大页岩气渗入面积和开采深度；另一方面能够改善页岩气井的生产动态与增产作业效果，使原本低产或无气流的页岩气井获得工业价值成为可能。

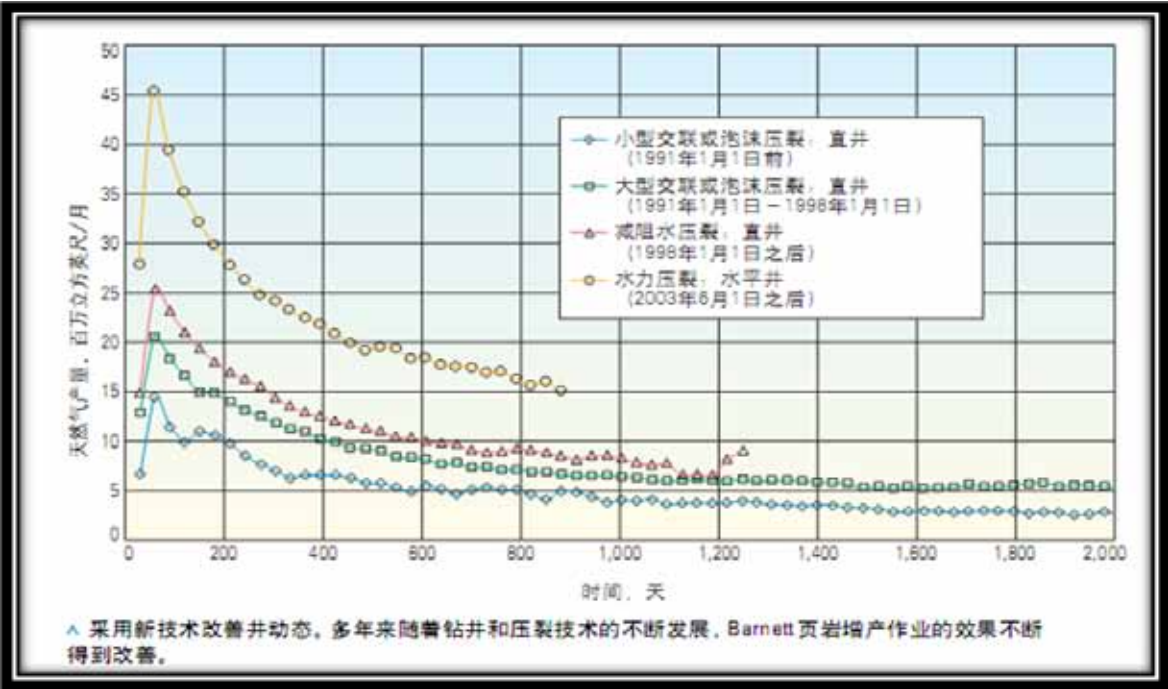


图 2-3 压裂技术改善增产作业效果

资料来源：Charles Boyer 等，页岩气藏的开采，《油田新技术》，2006 年

(2) 其他相关技术

三维地震解释技术等模拟、检测、评价技术也发挥了重要作用，如由于采用三维地震解释技术，作业者将 Barnett 页岩钻井活动扩展到了那些原来一直被误认为没有产能、含水且位于页岩下方的喀斯特白云岩区域。同时，利用该技术可以更好地设计水平井轨迹，提高钻井效率。

微地震描述技术能够帮助经营者直接而及时地认识天然裂缝和断层对水力压裂裂缝的延伸及储层产能和开采的影响。2005 年，美国 Chesapeake 能源公司将微地震描述技术运用于一口垂直监测井上，准确地确定了 Newark East 气田一口水平井进行的 4 段清水压裂的裂缝高度、长度、方位角及其复杂性，改善了对压裂效果的评价。

2.1.4. 美国页岩气发展趋势

美国页岩气资源的商业化开发及规模化利用对美国能源安全和国家利益来说有诸多好处。例如，页岩气的规模化量产在很大程度上减少美国对价格昂贵的 LNG 的进口需求，减少美国在能源相关贸易上的赤字，进而加强美国经济；页岩气还将降低美国向清洁能源转型，减少温室

气体排放的成本。同时，美国页岩气开发也面临环境和水资源利用方面的调整和争议。但从总的趋势来看，美国不会停滞对页岩气的开发及利用。

（1）页岩气成功开发对美国能源及经济带来积极影响

美国页岩气的成功开发及商业化利用使得美国大大受益。主要体现在以下几个方面：

一是改变了美国能源供应结构，促使美国从境外进口油气资源的预期不断降低，油气资源对外依存度有望降至 20 世纪 80 年代以来的最低水平。

二是缓解了美国电力企业的压力。2009 年美国通过《清洁能源与气候法案》之后，摆在该国发电企业面前的一个问题就是采用什么清洁能源来代替传统的煤炭发电，这一问题恰好在页岩气开发取得突破后得以解决。此外，美国页岩气的大规模开发及利用也使美国能源密集型产业的高成本压力得到缓解²。

三是降低了北美的石化产业成本。美国页岩气的成功开发，为石化生产商提供了充足的原料供应和相对低廉的天然气价格，奠定了北美石化生产商强有力的竞争地位，使北美成为除中东之外最具原料优势的石化生产地区³。

四是带来了更多的就业机会、税收收入以及一定程度的区域经济增长。如 2008 年 Marcellus 页岩气的发展给宾夕法尼亚州带来了 23 亿美元的经济收入，创造了 29000 个就业机会，给州政府和联邦政府带来了 2.4 亿美元的税收。

五是增加美国燃气电力供应量，积极应对全球气候变暖。目前，美国天然气的消费主体主要有七大类，分别是发电、工业、居民、商业、租赁服务及现场施工、管道及分布式应用，以及交通领域等。随着美国页岩气的成功开发及应用，页岩气用于发电成为一个主要市场。在美国页岩气大发展的十多年中，美国天然气消费结构中，用于发电的天然气比例在不断上升，由 2000 年的 22.31% 上升至 2010 年的 30.57%；据 EIA 预测，在页岩气开发程度较高的情况下（即第四种情况和第五种情况），到 2035 年用于发电的天然气消费量将占到天然气消费总量的 31.45% 和 32.43%，即便是在页岩气开发程度相对较低时（即第一种情况和第二种情况），天然气发电将在天然气消费结构中也分别占到 26.56% 和 27.95%。

² 赵旭，页岩气催化全球油气格局，中国石油石化半月刊，2010 年第 18 期。

³ 安林红，页岩气开发现状及对全球天然气和石化市场的影响，《当代石油石化》，2010 年第 8 期。

⁴ 租赁服务及现场施工：是指在井址、野外、租赁设备及服务等方面需要将天然气作为燃料实现运作或开采（如作为钻井施工、加热器、脱水器、以及现场压缩机的燃料），同时也可以用作天然气加工厂的燃料。

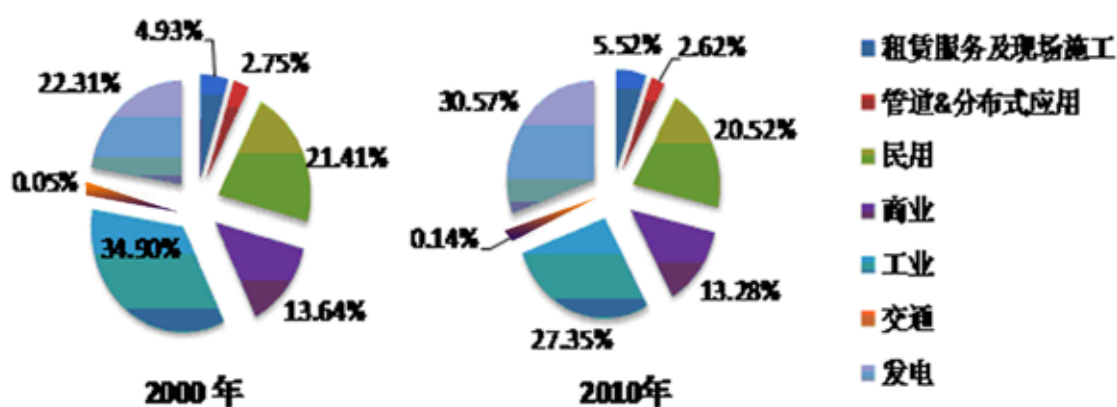


图 2-4 美国 2000 年与 2010 年天然气消费结构比较

资料来源：美国能源信息署网站数据，http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_cons_sum_dc_u_nus_m.htm

表 2-1 不同情景下美国天然气总消费量预测

预测	第一种：低页岩气 EUR ⁵	第二种：低页岩气开采量 ⁶	第三种：参照值	第四种：高页岩气开采量	第五种：高页岩气 EUR
	24.1	25.4	26.6	28.3	29.6
电力	6.4	7.1	7.9	8.9	9.6
居民	4.6	4.7	4.8	4.9	4.9
商业	3.6	3.7	3.8	3.9	4.1
工业	7.5	7.8	8.0	8.4	8.7
其它	2.0	2.1	2.1	2.2	2.3

资料来源：美国能源信息署（EIA），Annual Energy Outlook 2011 with projections to 2035, 2011。

⁵ EUR 全称“Estimated Ultimate Recovery”，即“估算最终页岩气可采量”。可以适用于任何一个或一组油气聚集（发现的或未发现的）、用来定义在给定日期和特定技术及商业条件下，潜在可采油气估算量加上已产出量（可采资源的总量）。总可采量或最终可采量（EUR）可以称为盆地潜力。

⁶ 页岩气开采量是一个用来评估页岩气区块中包含了多少可开采页岩气的采收因素。

（2）美国页岩气开发正面临环境与水资源利用方面的挑战

随着页岩气的规模化开发，水平钻井和水力压裂等带来的水资源消耗与环境污染问题已经引发了包括美国政府、研究机构、开发商、居民等的广泛关注与争论。2010年以来，美国一部名为《Gas land》的纪录片，报道了居民的饮用水井遭污染、水龙头可以被点燃、动物与居民生病的现象，反映页岩气开采带来的饮用水污染、道路破坏、生态环境破坏等环境问题。页岩气开采是否会带来严重的环境问题在美国引起激烈争论。

反对开采方认为页岩气开采会消耗大量的淡水资源（每口井需耗费 1.512 万升水才能使页岩断裂），可能会威胁到当地和区域的水资源可持续利用；钻井和水力压裂也会产生大量废水，压力液化学添加剂对地下水会造成污染；同时，页岩气开发的大型水力压裂还可能带来大量甲烷气体的泄露等。

支持开采方则强调页岩气的开采不会引入新的环境问题，没有证据证明水力压裂的化学用品会污染地下水；而且页岩气开发与常规油气相比，并未带来新的环境问题，早期开发中由于技术装备不成熟、操作不规范或监管不到位的确会引发一些环境问题，但随着技术进步和加强监管，这些问题都可以解决。

目前，美国对页岩气开发可能给环境带来的影响及其程度尚无定论，对环境的影响还需要进一步观察和研究。美国能源部已经就页岩气水力压裂的增产措施制定安全和环境方面的法律，以实现奥巴马总统的未来能源安全计划；同时，美国环保署已出资 600 万美元开展一项持续两年的研究，将首次深度研究页岩气压裂开采法对环境可能造成的影响，哈里伯顿公司同意向奥巴马政府提交有关水力压裂法的数据以配合美国环保署的研究，而美国环保署希望能在 2014 年公布研究结果。

（3）美国页岩气开发还将面临天然气价格下降带来的挑战

除了环境污染和水资源利用问题以外，目前美国页岩气开发还面临天然气价格下降带来的调整。天然气价格的变化能够直接影响页岩气勘探开发的收益，在一定程度上引导页岩气开发市场。

自 2008 年 8 月以来，美国天然气价格持续走低（主要在 3-5 美元 / 千立方英尺），挑战了部分页岩气区块开发成本的底线，并已经引发了页岩气勘探开发市场上的一系列重新布局和动作。例如，较低的天然气市场价格已经难以平衡部分页岩区块的开发收益，甚至难以维持生产的高成本支出，导致开创页岩气开发的独立公司开始寻求合作伙伴，并与跨国能源公司开展联营。又如，天然气价格的不断下降也导致包括 Barnett 区块在内的多数页岩区块中开采页岩气的钻机数量在减少，这些钻机转而开发企业更具成本经济优势的油页岩等。可见，美国低迷的天然气价格已经打击了页岩气开发商投资及开发的积极性，页岩气开发正面临天然气价格方面的挑战。

（4）美国不会停滞页岩气勘探开发及利用

综上所述，虽然目前美国页岩气开发正在面临环境污染与水资源利用，以及天然气价格下降等方面的挑战，但综合页岩气开发及利用对美国能源经济乃至能源外交带来的积极影响，

以及当前美国政府层面所采取的一些应对措施及办法，可以预见：短到中期内，美国对页岩气的环境监管趋严，可能会影响到页岩气的投资；从长远来看，美国不会停滞对页岩气的开发及利用，美国更可能采取严格环境监管下的有序快速开发，积极推动技术进步与页岩气产业的进一步规范。

从长远来看，页岩气环境监管的严格与天然气价格的下降则会刺激新技术在页岩气开采中的应用，如更环保的新型压力液已经面世。未来美国页岩气会以一种环境可持续和更加注重安全的方式实现快速发展。据美国能源信息署（EIA）发布的《世界能源展望 2011》估计，到 2035 年美国页岩气产量将占其天然气年产量的 46%，成为天然气供应的最重要组成部分。

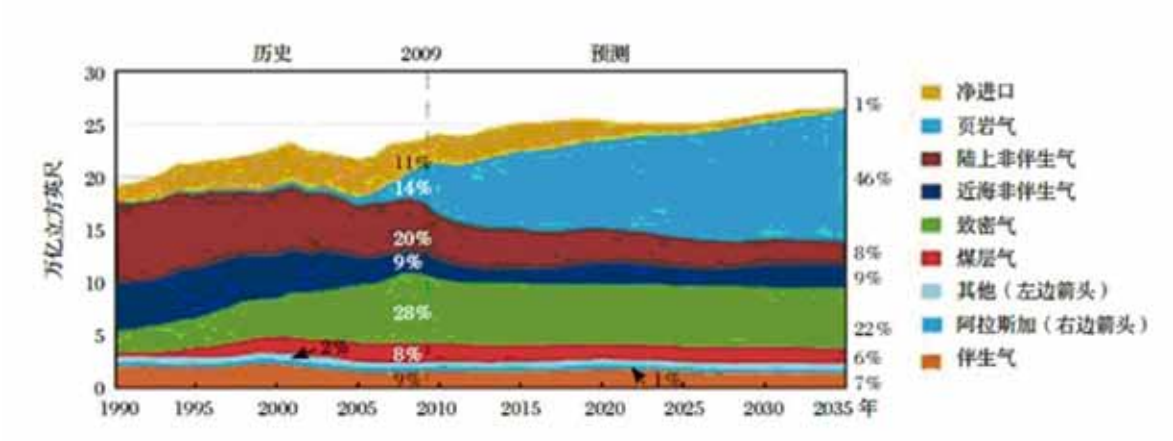


图 2-5 1990-2035 年美国天然气供应构成

资料来源：美国能源信息署：《年度能源展望 2011》

2.2. 美国页岩气的发展对全球能源格局产生影响

2.2.1. 影响全球天然气供应与 LNG 市场

美国页岩气的成功开采对全球天然气供应格局、LNG 市场，以及天然气现货价格等都将产生重要影响。

(1) 美国页岩气的成功开发已经改变了全球天然气供应格局

得益于页岩气开发技术的突破，美国天然气供应大幅增加，其在全球天然气供应的排名也在不断提高。据《Oil & Gas Journal》2010 年统计，2009 年美国天然气产量以 6238.8 亿立方米首次超过俄罗斯的 5153.69 亿立方米成为世界第一大天然气生产国；据《Oil & Journal》2011 年最新统计，2010 年美国天然气产量为 6389.45 亿立方米，仍然超过俄罗斯 6246.73 亿立方米的天然气产量，美国继续保持了其在全球天然气供应第一大国的地位⁷。

⁷ Oil & Gas Journal, 2011.03.07,2010.12.20.

全球各国天然气产量地位的更替使美国天然气消费长期依赖进口的局面逐渐逆转，也意味着美国凭借资源主导优势在能源外交和巩固政治霸权方面有了更多的话语权。同时，全球范围内天然气供大于求的局面进一步加剧，原本低迷的天然气价格短期内更难抬头。

（2）美国页岩气的成功开发正在促使国际 LNG 贸易市场发生转移

早些年，世界范围内大规模建设 LNG 接收终端和运输船，旨在将 LNG 直接输往天然气匮乏的美国。但近年美国非常规天然气产量迅速提高，使得天然气市场处于供过于求的高库存状态，迫使一些 LNG 出口商将出口目标从美国转移到欧洲和亚太市场，如原本面向美国市场的卡塔尔 LNG 项目 Qatargas 3 和 Qatargas 4，年总产能约 7700 万吨，现在不得不另寻买家。

同时，美国的近邻特立尼达和多巴哥也不得不开始向欧洲和南美洲出口部分 LNG，使得欧洲天然气消费单一依赖俄罗斯的局面发生改变。此外，国际市场大量过剩的 LNG 转销欧洲，造成欧洲 LNG 供应过剩，也必将影响天然气市场消费价格。

（3）美国页岩气的规模化量产促使国际天然气价格下降

2009 年 7 月，卡塔尔 LNG 在英国的价格最低跌至 75 美元 / 千立方米，而相比之下，俄罗斯天然气工业公司与欧盟国家的长期交易价为 210-220 美元 / 千立方米，为了防止因价格因素而导致的俄罗斯天然气在欧洲的市场份额进一步降低，俄罗斯转变了起初拒绝向欧洲购买商提供价格优惠的强硬态度，提出可以有 15% 的天然气按照现货市场价出售。

2.2.2. 影响全球其他能源产品的供应及市场结构

（1）将增大天然气在一次能源消费结构中的比重

页岩气的主要成分是甲烷，这和石油、煤炭等传统能源相比较，具有高效、清洁、低碳等优势，且更符合当前全球对节能环保和应对气候变化的要求。例如，在供暖及工业应用领域，同热值的页岩气的 CO₂ 排放要比石油少 25%-30%，比煤炭少 40%-50%；在发电领域，页岩气发电的 CO₂ 排放比煤炭发电的 CO₂ 排放少 60%。

页岩气的规模化量产将使得天然气的供应量及消费量大幅上升，未来天然气在全球能源消费结构中的地位将日益重要，世界能源消费将全速进入“能源气体化”时代。据 EIA 估计，到 2030 年全球天然气消费在一次能源消费结构中所占的比重将从当前的 23.8% 提高到 28%，天然气将超过石油成为世界第一大能源；如果亚太地区，尤其是中国的页岩气开发能够快速实现规模化生产，则天然气成为世界第一大能源的地位将更早实现。

（2）将削弱油气价格联动机制

在国际能源市场上，2010 年以来，原油价格节节上升的同时，天然气价格却一路下跌。自 2009 年初至 2010 年 3 月 1 日，原油价格已上涨了 73%，而美国天然气价格却下降了 15%。页岩气开发导致的天然气交易价格过低，已经给生产商带来了苦恼。曾经供不应求的国际天然气市场已呈现了买方主导局面。在各种天然气中，页岩气等非常规气无疑是对边际价格影响最为敏感的部分，如果价格到了影响其盈利的临界状态，必然抑制这一产业的发展。

（3）将提高全球电力供应中气电的比重

目前，全球电力供应主要还是以煤电为主，天然气发电比重不大，尤其是在中国，其中一个主要原因就是天然气供应不足且相对价格较高。如果同一热量单位基础上的天然气价格低于或相当于煤价格，那么发电企业就会更加侧重于选择天然气进行发电。

未来页岩气的规模化开发及低成本利用将使得发电企业采用天然气进行发电来代替煤炭发电成为可能，尤其是在中国。据国际能源机构（IEA）《世界能源展望（2010）》预测，全球天然气需求量将从2008年的3.1万亿立方米增长到2035年的4.5万亿立方米，年均增长1.4%，其中天然气需求增长的45%将来自于燃气发电；在未来几年里，全球范围内将通过增加页岩气生产满足燃气发电需求的增长。

（4）将挑战可再生能源发电领域的投资

由于风能和太阳能等再生资源具有随机性、间歇性等不可控特征，除了发展分布式可再生能源用电外，目前国际上大规模的集中式可再生能源发电正面临并网、输送等方面的挑战，尤其是在中国，大型风电基地建设面临的外送及调峰问题尤为突出。

页岩气作为非常规天然气的一种，页岩气发电与天然气发电具有相同优势。未来页岩气的规模化量产带来的低廉天然气价格和不断增加的天然气供应量，都将刺激发电企业调整电源结构，增加气电领域投资比重。相应的，风电、太阳能光伏等可再生能源发电领域的投资将可能会受到挑战。

事实上，美国页岩气的成功开发已经对本国风电产业带来极大的影响。据统计，美国风电产业在经历2005-2008年的强劲增长之后，到2009年开始停滞不前，2010年美国风电更是遭受重大挫折，新增装机容量比2009年下降了40%，其中一个主要原因就是页岩气实现商业化开发及规模化利用后带来的天然气发电的经济优势，建设风电场还是建设天然气电站成为发电企业亟需考虑的战略性问题。

2.2.3. 影响全球能源地缘政治

美国页岩气的成功正在一步步催化世界油气地缘政治格局发生结构性调整。

首先，美国页岩气的成功及进一步快速发展已经对俄罗斯作为全球天然气出口大国中的地位产生了重大影响，而且随着时间的推移，还将进一步削弱俄罗斯在欧洲天然气市场中的地位。美国通过争夺天然气贸易伙伴达到打破俄罗斯在亚欧大陆天然气供应垄断的目的已经初见成效，未来的油气地缘竞争依然是美国主导的大国博弈，只是大国势力结构已经并将继续发生变化。

其次，一直以来，欧洲的天然气进口主要来自俄罗斯、北非和中东，其经济发展也面临一系列的能源安全困局。但是，美国页岩气的成功及天然气供应的大幅增加，使得欧洲天然气购买者将有充分的选择余地，这就间接使得欧洲对俄罗斯天然气供应的依赖程度在急剧下降。据统计，2009年，由于欧洲天然气消费量减少，俄罗斯的天然气出口量已经减少了11.4%，如果波兰预测蕴藏的1.36万亿立方米的页岩气资源得以商业化生产，则势必会削弱俄罗斯天然气对欧洲能源市场的控制，欧洲国家天然气消费单一依赖俄罗斯的局面将改变，其长期以来一直试图寻找的天然气来源多元化的目标又多了一种重要的来源地。

同时，欧洲对俄罗斯天然气的依赖性下降，将削弱俄罗斯对欧洲政治的影响力，也使得俄罗斯对欧洲大陆使用“能源武器”或者影响欧洲政治走向的能力将大为下降，这还将改变俄罗斯和欧盟之间的权力平衡，让欧洲在影响俄罗斯对欧洲周边国家的外交政策上处于更强硬的位置。

最后，受益于美国页岩气的成功开发，亚太地区的天然气供应也将呈现多元格局，这将会使原本复杂的亚太地区油气地缘竞争更加扑朔迷离。

目前，中国的能源消费大国地位和现阶段相对良好的经济环境，使得全球天然气供应商普遍认为中国会是未来管输气和 LNG 进口潜力最大的国家。俄罗斯在失去美国天然气市场与欧洲天然气市场的份额被进一步挤占的情况下，不得不积极寻求其在亚太地区的天然气出口市场，尤其是中国天然气市场。未来俄罗斯对中国天然气市场的重视程度会进一步增加，而俄罗斯天然气价格的松动可能使中国在中俄天然气价格谈判过程中拥有更多的议价空间。

不仅如此，美国凭借其页岩气成功开发的主导优势在能源外交和巩固政治霸权方面有了更多的话语权，还将可能通过争夺天然气贸易伙伴达到排挤俄罗斯在亚太，尤其是中国的天然气市场，美国、俄罗斯等资源国可能会将中国确定为出口资源与技术的重要目标，与中国合作的意愿会进一步加强。因此，未来一段时间内，中国面临的油气地缘竞争压力将会减弱，来自资源国的能源合作愿望将会增强。

2.3. 页岩气成为全球能源开发热点

受美国页岩气开发对全球能源经济与地缘政治产生的影响，加快页岩气开发已经成为全球页岩气资源国的共同选择。例如，加拿大、澳大利亚、波兰、德国、乌克兰、印度、法国、中国以及南非等国家都开始积极关注本国页岩气勘探及开发，部分国家已经开展了基础研究与勘探开发实践。但是，目前鉴于页岩气开发的环境和水资源利用等问题，世界各国对待页岩气开发的态度也有所区别，一些页岩气资源国积极着手开发本国页岩气资源，一些国家对页岩气开发相对还持比较谨慎或反对态度。

2.3.1. 页岩气资源国积极开发本国页岩气

目前，除美国外，积极着手开发本国页岩气资源的国家主要有加拿大、波兰、乌克兰、印度、中国等，这些国家政府都明确表示大力开发页岩气，并实际上已经发放或准备发放页岩气区块勘探权。

(1) 加拿大

页岩气的大规模商业性开采有待实现。目前许多公司投入大量资金，应用先进技术来勘探阿尔伯特、不列颠哥伦比亚、萨斯喀彻温省、魁北克、安大略、新斯科舍等地区的页岩气资源，其中 Horn River 盆地和 Montney 深盆地为最重要盆地。从目前形势来看，加拿大将继续积极开发页岩气，页岩气有望成为加拿大重要的天然气资源之一⁸。

(2) 波兰

美国能源部 2011 年 4 月的数据显示，波兰页岩气储量达到 5.3 万亿立方米，相当于波兰

⁸ 安晓璇、江怀友等，页岩气资源分布、开发现状及展望，《资源与产业》2010 年第 2 期。

本国 300 年的消费量。目前，波兰每年所需天然气的 70% 都来自俄罗斯，波兰政府认为开采页岩气是减少对俄罗斯天然气依赖、实现能源安全的重要战略，并积极创造条件使页岩气得到最大限度的开发。2008 年和 2009 年波兰政府已经对外颁发波兰 Chelm 地区和 Werkowice 地区页岩气的勘探权，合作协议有效期为 5 年，法国道达尔公司与埃克森美孚公司达成协议共同在这两个地区寻找页岩气；2010 年，雪佛龙也获得波兰页岩气勘探权；此外，波兰政府还向多个国际能源巨头颁发勘探牌照，包括意大利最大的石油天然气公司埃尼集团、美国大陆菲利普斯公司和马拉松石油公司。

（3）乌克兰

有专家估计，乌克兰是世界上拥有最大页岩气潜力的 3 个国家之一，2010 年底乌克兰环境保护部表示将吸引外国投资者来开发和生产本国页岩气资源，并已提出几个适合外国石油公司投资的页岩气田。乌克兰政府也计划于 2011 年年中举行页岩气开采首次招标，招标的两处矿床分别是科沃夫州 6.3 平方公里的奥列斯卡亚矿床和哈尔科夫和顿涅茨克州交界处 8 平方公里的尤左夫斯卡亚矿床，邀请的公司包括壳牌、雪佛龙等。

（4）印度

在印度，油气上游监管机构 Directorate General of Hydrocarbons (DGH) 已经确定 Assam Arakan、Cambay basin、Krishna Godavari basin、Vindhyas 地区为潜在的页岩气勘探区，同时，DGH 将页岩气开发的第一轮招标的准备工作划分为三个阶段：目前第一阶段的资源评估已经完成；第二阶段相关工作正在进行，包括对开发进行技术经济分析、对环境的影响进行评估、对产品分成合同及监管框架进行准备等；第三阶段对页岩气区块进行招标，并将于 2012 年 6 月正式开始。实际上在 2010 年 9 月，印度国有石油天然气公司（ONGC）已正式开始钻探国内页岩气资源，在印度西孟加拉邦 Damodar 流域开钻了第一口页岩气井 RNSG-1 井，并已于 2012 年 3 月前在该地区钻取 3 口以上的探井。

（5）中国

近年来，中国政府也积极支持页岩气开发，且页岩气勘探开发的相关政府及企业工作已经开始启动，国土资源部已经明确页岩气为新的独立矿种，并且成功组织了首轮页岩气探矿权招标。同时，中国油气企业也积极开展页岩气勘探开发的试验、示范，以及国际合作，国内已经有 30 多页岩气钻井，且多口钻井获得页岩气工业气流。

2.3.2. 部分国家对开发页岩气存在争议及顾虑

在全球主要页岩气资源国普遍关注页岩气开发的同时，考虑到页岩气开采可能带来的环境污染与水资源利用问题，以及其他一些国际政治经济利益问题，国际上还有一些国家对页岩气开发持比较谨慎或反对态度，如英国、法国和俄罗斯等国家。

⁹ 张大伟，我国页岩气资源战略调查和勘探开发战略构想，2010 年 01 月 29 日。http://www.gov.cn/gzdt/2010-01/29/content_1522372.htm。

(1) 英国

目前，英国政府出于对公共健康和环境影响的担忧，英国国内对是否开发页岩气也存在较大的争议：一方面是英国廷德尔气候变化研究中心认为英国政府应在完全弄清页岩气环境影响后再进行开发；另一方面，英国能源与气候变化部（DECC）则认为目前还没有证据表明符合规范的页岩气钻井开采会造成地下水含水层的污染，并且该机构呼吁政府抵制暂缓页岩气开发的提议，建议英国政府大力开发本国页岩气资源以减少对进口能源的依赖。事实上，英国政府已经开始了页岩气的开发，首次页岩气试验压裂也已经于2011年3月在兰开夏郡动工，英国能源与气候变化部还计划在全国境内发放更多压裂许可证。

(2) 法国

法国政府出于公众对环境问题的容忍度越来越小的考虑，2011年6月法国议会通过了禁止应用水力压裂法的法案，旨在禁止运用水力压裂法来开采页岩气和石油。值得注意的是，法国并不是完全禁止页岩气开采，而是禁止采用“水力压裂技术”进行油气开采，这就促使一些油气开采商寻求其他的非水力压裂的技术来开采页岩气。

(3) 俄罗斯

考虑到页岩气开发的经济成本与常规天然气开发经济利益，俄罗斯暂不打算开发本国页岩气资源，当前开发常规天然气要比页岩气更具有吸引力。

可见，由于各国国情不同，加上环境问题的争议，世界各国对页岩气开采的态度不一，但总的来说，大多数页岩气资源丰富的国家都开始积极开发页岩气，并认为页岩气在未来本国能源供应中具有重要的地位。实际上，欧洲各国也正在密切关注美国有关页岩气开采项目减少环境污染的做法。随着全球资源的减少和减排压力的增大，加快页岩气开发已经成为世界主要页岩气资源国的共同选择⁹。

3. 中国页岩气资源及其勘探开发

目前中国页岩气资源“家底”尚未真正摸清。目前，国内外学者对页岩气资源潜力的初步估算，所依据的基础资料是对常规油气勘探开发中对烃源岩（暗色页岩）的研究，缺乏第一手页岩气井实际勘察资料。因此，即使有多家机构对中国页岩气资源潜力进行了估算，但各机构对页岩气的地质认识、规范和标准都存在差异，其对页岩气资源潜力的估算结果也有较大的区别。但不同机构的估算结果都表明，中国页岩气资源丰富、类型多、分布广、潜力大，勘探开发前景很好，具有加快勘探开发的巨大资源基础。

¹⁰ World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States

3.1. 中国页岩气资源情况

3.1.1. 中国页岩气资源丰富

截止目前，有多家机构对中国页岩气资源量进行了估算：按照类比法，中石油勘探开发研究院廊坊分院估测的中国页岩气资源量为 21.5-45 万亿立方米；中国地质大学（北京）张金川等 2008 年通过各种方法估算的中国主要盆地和地区页岩气资源量约为 15-30 万亿立方米；在此基础上 2009 年又采用统计法、类比法以及特尔菲法等估算得出，中国页岩气可采资源量约为 26 万亿立方米；国土资源部在 2010 年的“中国重点地区页岩气资源潜力及有利区带优选”国家专项中估算，中国页岩气可采资源潜力为 25-35 万亿立方米。相比较而言，美国机构及专家对中国页岩气资源量的评价则更为乐观，据美国能源信息署（EIA）2011 年 4 月对全球 32 个国家 48 个页岩气盆地进行资源评估的初始结果¹⁰显示，中国页岩气资源量 100 万亿立方米，可采资源量 36 万亿立方米，具有较大的开发潜力。直到 2012 年 3 月，国土资源部公布“全国页岩气资源潜力调查评价和有利区优选成果”，中国陆域页岩气地质资源潜力为 134.42 万亿立方米，可采资源潜力为 25.08 万亿立方米（不含青藏区）。

表 3-1 各机构对中国页岩气资源量的测算

时间	机构	测算潜力
2008 年	中国地质大学（张金川教授等）	15-30 万亿立方米
2009 年	中国地质大学（张金川教授等）	26 万亿立方米
2009 年	国土资源部	25-35 万亿立方米
2010 年 9 月	中石油勘探开发研究院廊坊分院	21.5-45 万亿立方米
2011 年 4 月	美国能源信息署（EIA）	资源量：144 万亿立方米；可开采资源量：36 万亿立方米
2012 年 3 月	国土资源部	地质资源潜力：134.42 万亿立方米；可采资源潜力 25.08 万亿立方米（不含青藏区）

¹¹ 数据来源：张金川、姜生玲、唐玄等，中国页岩气富集类型及资源特点，《天然气工业》，2009 年 12 月

¹² 古生界、中生界、中生界泛指年代地层单位：古生界即古生代形成的地层，分为寒武系、奥陶系、志留系；中生界即中生代时期所形成的地层，分为三叠系、侏罗系、白垩系；中生界即中生代形成的地层。

3.1.2. 中国页岩气资源分布广泛

目前，中国国土资源部主要将页岩气藏的目标区域划分为南方（即扬子沿线：川渝、湘鄂、滇黔桂一带等）、华北、东北（松辽平原）、西北（包括吐哈盆地和鄂尔多斯盆地等）和青藏五大区域。据估算，南方地区和西北地区是页岩气成藏条件最有利的区域，其可采资源量分别占 46.8% 和 43%，而北方（包括华北和东北）和青藏地区仅占 8.9% 和 1.3%¹¹。据中石油西南油气田公司介绍，中石油在四川的试验井威 201 井初始产量达到 1.1 万立方米/日，好于预期。



3.1.3. 中国页岩气资源特点

从中国页岩地层的发育情况来看，各地质历史时期发育良好，并形成了海相、海陆交互相，以及陆相多种类型富有机质页岩层系，沉积分布面积多达 600 万平方千米，具有富含有机质页岩的地质条件。海相富有机质页岩，主要分布在中国南方，以扬子地区为主；海陆交互相富有机质页岩主要分布在中国北方，以华北、西北地区为主；湖相富有机质页岩，主要分布在大中型含油气盆地，以松辽、渤海湾、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为主。

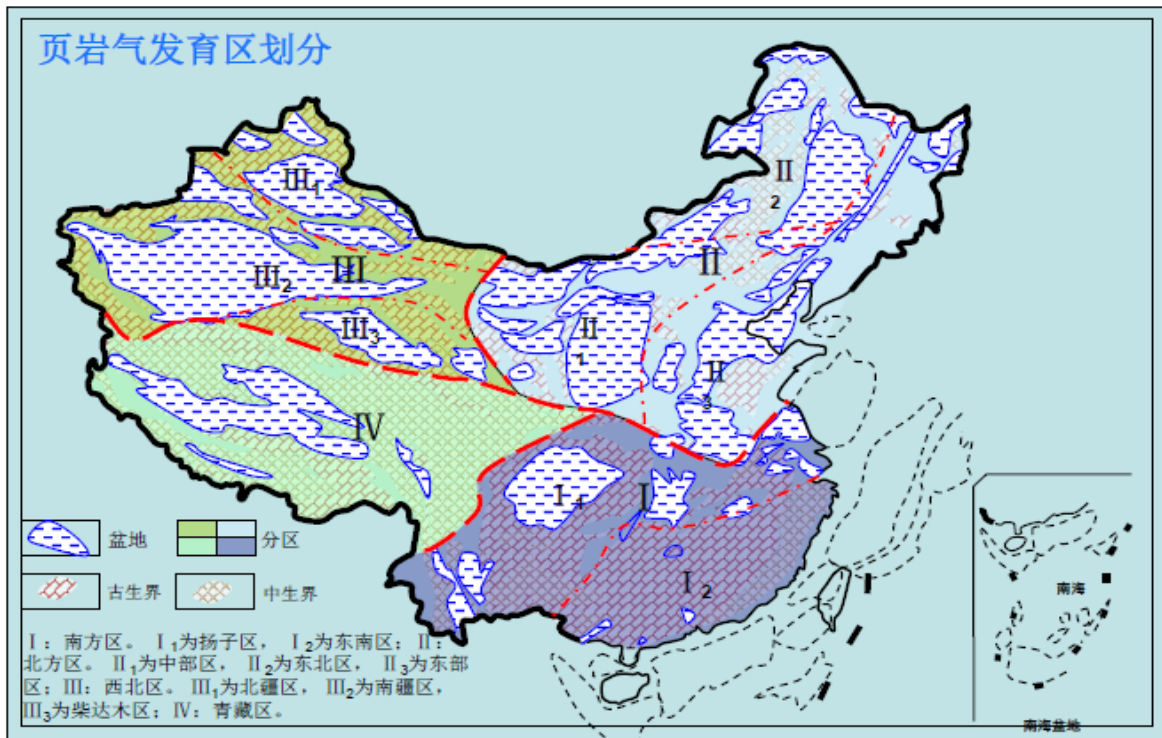


图 3-2 中国页岩气发育区划分

资料来源: 国土资源部, 张大伟, 2010 年

表 3-2 中国页岩地层沉积相及分布地区

沉积页岩	分布地区
海相 ¹³	南方, 以扬子地区为主
海陆交互相	北方, 以华北、西北地区为主
湖相	大中型含油气盆地, 以松辽、渤海湾、鄂尔多斯、准噶尔等为主。

海相页岩具有“一老二杂三高”的特点, 主要表现在时代老、经历的构造运动复杂、热史复杂、有机碳含量高、成熟度高、演化程度高等, 以产天然气为主; 陆相页岩具有“一新一深二低”, 主要表现在时代新、埋藏深、成熟度低、脆性矿物含量低, 油气兼产等。

美国页岩气盆地多以海相页岩为主, 与美国的页岩气盆地相比, 中国的页岩气盆地地质条件较为复杂, 作业难度相对较大。以四川盆地页岩埋藏深度为例, 美国的页岩气层埋藏深度多

¹³ 海相是海洋环境中形成的沉积相的总称, 陆相是大陆环境所形成的沉积相的总称。

为 200-2000 米，中国四川盆地的页岩气层埋藏深度多为 1500-4000 米；美国页岩气富存区域地广人稀，地势平坦，地表条件优越，便于公路修建，以及压裂机组等的进入与停泊，而中国页岩气多分布于人口稠密，地势高差大，地质灾害多发等区域，这些客观地质条件无疑给中国页岩气的规模开发增加了难度。

表 3-3 中美页岩特征对比

对比系列	美国	中国
构造运动	简单，定型早，后期改造弱	复杂，定型晚，多期次构造叠加
页岩沉积类型	海相	海相 + 陆相
海相页岩时代	较新，晚古生代为主	较老，早古生代为主
热演化史	简单	复杂
成熟度	一般小于 2%	海相一般大于 2%，陆相一般小于 2%
页岩成熟时间	较晚	较早，且后期夺旗叠加
油气类型	油气兼有，以气为主	海相以气为主，陆相以油为主
埋藏深度	较浅	变化较大，普遍较深
保存条件	好	差，保存和破坏的分区性比较明显
技术工艺	比较成熟	刚刚起步
地表条件	简单	复杂

3.2. 典型盆地页岩气资源情况

目前，国内外专业机构并未对各个盆地的资源情况做具体的系统的资源评价，有的只是一些针对具体地区的某一盆地的页岩地质情况的相关研究，如美国能源信息署（EIA）在 2011 年四月发布的《World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States》中对中国两大富含页岩气的盆地（四川盆地与塔里木盆地）资源量等情况进行了评价，认为这两个盆地资源开发潜力最大。

3.2.1. 四川盆地 / 扬子板块

四川盆地总面积有 21 万 km²，是天然气生产的重要盆地，位于扬子板块中，包含四川、云南、贵州、湖北、湖南西部等五个省。此地区页岩地质发育良好（如下表），尤其是志留系及寒武系时期的页岩层有机质丰度高，其中：

志留系龙马溪组位于四川盆地的南部与东部，是开发页岩气最好的地区。根据中石油集团的初步估算，此地区页岩气资源量为 7.14 万亿 -14.6 万亿立方米。此地区页岩地层的厚度在 100m-500m 之间，平均 170 米，埋深有 2400m-4100m 之间，平均 3250 米。中石油在其开发的 7 口常规油气井中已经有页岩气显示。

寒武系筇竹寺组贯穿了整个四川盆地，根据中石油集团的初步估算，此地区的页岩气资源量为 2 万亿 -4 万亿立方米。威远气田中寒武系地层厚度在 230m-400m 之间，有机质页岩埋深在 120m-2800m 之间，1996 年中石油在埋深 2800m 的地层中发现了页岩气流。

现有数据表明这两个历史时期的页岩层泥土黏着性低，有利于水力压裂，但同时此地区页岩地层结构复杂，页岩气的开采生产有一定的风险。

表 3-4 中国四川盆地与美国典型页岩气盆地页岩气资源条件对比一览

国家	盆地	页岩	地层	埋深 (m)	厚度 (m)	TOC (%)	Ro (%)
中国	四川	龙马溪组	志留系	2408-4115	91-488	0.8-11.3	1.95-4.12
		筇竹寺组	寒武系	2591-4572	61-427	0.6-22	2.04-4.5
美国	Fort Worth	Barnett 组	密西西比系	1981-2591	15-60	1-12	0.6-1.6
	Appalachian	Ohio 组	泥盆系	610-1524	9-31	1-4.5	0.4-1.3
	Michigan	Antrim 组	泥盆系	183-730	21-37	1-20	0.4-0.6
	Illinois	New Albany 组	泥盆系	183-1491	15-30	1-25	0.4-1.0
	San Juan	Lewis 组	白垩系	914-1829	61-91	1-2.5	1.6-1.9

备注：TOC 指总有机质含量，Ro 指有机质的成熟度。

根据壳牌公司，页岩气赋存的有利地质条件是：（1）烃源岩具有相对高的 TOC，理想值 >3%（还原值），（2）厚度最少 30m，理想值 >50m，（3）气成熟度平均 Ro>1.2，（4）页岩段具有气显示和测试气流，（5）3-8% 的孔隙度范围和典型的渗透率。

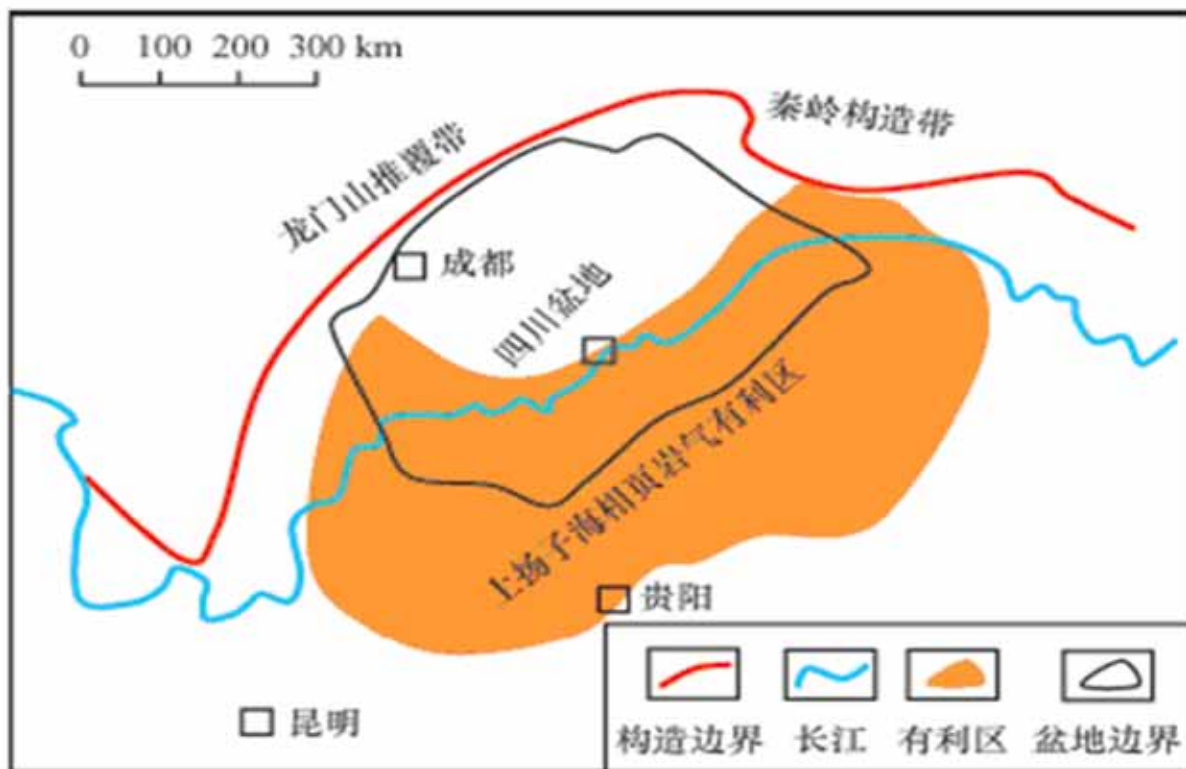


图 3-3 四川盆地页岩气有利地带

四川盆地目前已有很大多的油气开发企业进入，如中石油、壳牌、雪佛龙、康菲公司、EOG 能源公司等。其中康菲未来在四川盆地有面积为 3000km² 区块的一资源评估合同，但目前此合同还未签订；其他石油公司在四川都已签订了致密气或者页岩气的相关勘探开发或者资源评价合同。

3.2.2. 塔里木盆地

塔里木盆地位于中国西北部的新疆，是世界上最大的石油沉积盆地之一，面积为 59 万 km²。塔里木盆地包含页岩气潜力的页岩地层年代为奥陶系及寒武系。

奥陶系的黑页岩是重要的油气资源地层，根据美国能源信息署（EIA）的测算，奥陶系的页岩气资源量为 6.3 万亿立方米，页岩地层厚度在 0m-1600m 之间，埋深在 2000m-6000m 之间。

寒武系页岩的有机质丰度比奥陶系高，含有页岩气的潜力更大。根据美国能源信息署（EIA）的测算，页岩气资源量为 10.2 万亿立方米，地层厚度在 0-450m 之间，埋深在 2200m-6400m 之间。

与美国相比，塔里木盆地的页岩地层厚度较高，埋藏较深，地质结构相对复杂，勘探开发具有一定的难度。

表 3-5 中国塔里木盆地与美国典型页岩气盆地页岩气资源条件对比一览

国家	盆地	页岩	地层	埋深 (m)	厚度 (m)	TOC (%)	Ro (%)
中 国	塔里木盆地	O1/O2/O3 页岩	奥陶系	1981-6000	0-1585	0.3-2.5	0.6-0.7
		寒武系页岩	寒武系	2286-6400	0-457	1.2-3.3	2.5
美 国	Fort Worth 盆地	Barnett 组	密西西比系	1981-2591	15-60	1-12	0.6-1.6
	Appalachian 盆地	Ohio 组	泥盆系	610-1524	9-31	1-4.5	0.4-1.3
	Michigan 盆地	Antrim 组	泥盆系	183-730	21-37	1-20	0.4-0.6
	Illinois 盆地	New Albany 组	泥盆系	183-1491	15-30	1-25	0.4-1.0
	San Juan 盆地	Lewis 组	白垩系	914-1829	61-91	1-2.5	1.6-1.9

目前塔里木盆地还未进行页岩气的相应勘探开发工作，2011年8月中石油勘探开发研究院无锡石油地质研究院已开始针塔里木盆地页岩气资源量进行初步预测与优选。

3.2.3. 其他盆地

中国还有其他五个页岩沉积盆地，相比四川盆地与塔里木盆地，其页岩生成条件相对不成熟，资源开发潜力相对较低，目前尚无专业机构对这些盆地的页岩气资源量进行测算。

(1) 鄂尔多斯盆地

鄂尔多斯盆地，位于中国的中北部，包含陕西、山西、宁夏、内蒙古等省份，盆地内石油、煤、煤层气及天然气资源丰富。此盆地中页岩存在于三叠系、石炭系和二叠系页岩地层中。在铜川地区的三叠系页岩地层是页岩气的资源潜力地带，页岩沉积环境主要为河流或湖泊。资源质量较好的页岩地层有石炭系和二叠系，但此部分地层与煤层有些重合，目前掌握的气位数据可能来自于煤层而不是页岩层。

(2) 准格尔盆地

准格尔盆地位于中国新疆的西部，面积 13 万 km²，页岩地层的主要沉积环境为湖泊和河流。页岩地层主要为侏罗纪时代。

(3) 华北盆地

华北盆地是一个传统的石油和天然气生产地区，有中国第二大油田 - 胜利油田。华北盆地覆盖河北部分、河南和相邻省份，包含了完整的石炭系、二叠系烃源岩，页岩层位类似于鄂尔多斯盆地，二叠系太原地区富含与页岩沉积相联系的煤层。

华北盆地页岩地质结构复杂，地震活动活跃，页岩气的勘探开发具有一定的风险。

(4) 吐哈盆地

吐哈盆地位于中国西部的新疆，与塔里木盆地、准格尔盆地相邻。此盆地主要含有古生代到中生代的页岩地层。此地区页岩发育不成熟，据测算，页岩气资源潜力较差。

(5) 松辽盆地

松辽盆地面积有 15 万平方公里，位于中国东北部，临近中国最大的含油气盆地即大庆油田，包含黑龙江和吉林两省，页岩地层主要有沙河子组和下白垩统。这些页岩形成于湖泊中，没有受海洋明显的影响。但此地区的页岩地层发育相对不成熟，不利于页岩气的形成，资源潜力较差。

3.3. 中国页岩气资源勘探开发进程

3.3.1. 资源勘查进展

虽然目前中国对页岩气资源“家底”尚未摸清，但国家相关部门正在积极推进资源勘查与评价的工作：

国土资源部油气资源战略研究中心与中国地质大学（北京），从 2004 年起就开始跟踪国外页岩气发展动态，重点研究中国页岩气地质条件和富有机质页岩发育情况。2008 年初步提出扬子地区为中国页岩气富集远景区。2009 年启动并实施了“中国重点地区页岩气资源潜力及有利区带优选”项目。2010 年设置了川渝黔鄂页岩气资源战略调查先导试验区。同时，在苏浙皖地区和北方部分地区开展页岩气资源前期调查研究，初步掌握了中国部分有利区富有机质页岩分布，确定了主力层系，初步形成了页岩气资源潜力评价方法和有利区优选标准框架，优选出了一批页岩气富集远景区。2011 年，国土资源部在全国油气资源战略选区项目中，设置了“全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选”项目，将全国陆域分为上扬子及滇黔桂区、中下扬子及东南区、华北及东北区、西北区、青藏区 5 个大区，在全国范围内，对中国页岩气资源潜力进行总体评价，并于 2012 年初步公布评价结果，但进一步的资源情况及赋存地质条件等仍需摸底。

3.3.2. 未来资源勘查布局

中国国土资源部在其页岩气“十二五”规划中，确定近期勘查的重点集中在川南、川东南、黔北、渝东南、渝东北、川东、渝东鄂西等地区（表 3-6），并确定南方海相页岩地层，尤其是四川盆地及其周缘的下寒武统、下志留统、二叠系等页岩地层为战略突破区，海陆交互相和湖相页岩地层为战略准备区（表 3-7）。

另外，首轮页岩气探矿权招标中，国土资源部竞争出让的区块是渝黔南川页岩气勘查、贵

州绥阳页岩气勘查、贵州凤冈页岩气勘查、渝黔湘秀山页岩气勘查等 4 个区块，由此也可以看出中国页岩气资源近期勘查的重点仍在四川、贵州、重庆、湖南等南方页岩气富集地区。

表 3-6 国土资源部关于页岩气勘查策略

定位	区域选择	策略
主要领域	南方海相页岩地层、北方湖相页岩地层和广泛分布的海陆交互相地层等。	把落实资源并实现储量稳步增加放在首位；加大勘探力度，加快勘探步伐，争取获得重大进展，提交页岩气储量，发现大气田。
主要对象	四川、鄂尔多斯、渤海湾、松辽等盆地；含油气盆地之外广泛分布的页岩。	
近期勘察重点	川南、川东南、黔北、渝东南、渝东北、川东、渝东鄂西。	

资料来源：张大伟，《中国页岩气资源战略调查和勘探开发战略构想》，国土资源部，2010 年

表 3-7 国土资源部关于“优选页岩气富集有利目标区和勘探开发区”策略

定位	区域选择	策略
战略突破区	重点选择南方海相页岩地层，特别是上扬子地区。	针对四川盆地及其周缘的下寒武统、下志留统、二叠系等页岩地层，开展页岩气地质和富集条件调查，力争率先实现重大突破。
战略准备区	海陆交互相和湖相页岩地层。	针对滇黔桂下扬子和华北海陆交互相、松辽盆地下白垩统、渤海湾盆地古近系、鄂尔多斯盆地上三叠统等湖相泥页岩地层，开展页岩气地质综合调查和资源前景分析，力争实现新发现。

3.3.3. 页岩气井实施状况

目前，中国页岩气勘探开发主要集中在四川盆地及其周缘、鄂尔多斯盆地、辽河东部凹陷等地。中石油在川南、滇黔北地区优选了威远、长宁、昭通和富顺—永川4个有利区块，完钻10余口探井。其中7口井获得工业气流，完钻井压裂水平井1口，在钻、完钻水平井多口。中石化优选了彭水、建南、黄平等有利区块，在黔东南、渝东南、鄂西、川东北、泌阳、江汉、皖南等地完钻10余口探井。其中6口井获得工业气流，完钻井压裂水平井1口。中海油在皖浙等地区开展了页岩气勘探前期工作。延长石油在陕西延安地区5口钻井取得陆相页岩气重大发现。中联煤在山西沁水盆地提出了寿阳、沁源和晋城3个页岩气有利区。

截止目前，中国页岩气井已经取得初步显著成果，已完钻的近30口页岩气探井中，18口井压裂获工业气流。中石油已经完成多口井的钻井与压裂，其中威201井已经获得日产1.1万立方米的页岩气；隆32井日产气已达1948立方米；阳63井经酸化日产气3500立方米。中石化多口井也取得了重要进展，其中方深1井是中国第一口进入压裂施工阶段的页岩气井；元坝9井目前已获日产量1.15万立方米；建111井已获工业气流；黄页1井初步测试获日产气176立方米。可见，尽管中国页岩气勘探开发较晚，但初期效果显著。

4. 中国开发页岩气的市场需求

随着中国经济的较快发展和工业化、城镇化进程的加快，能源需求不断增长，一次能源对外依存度比例快速攀升，节能减排面临巨大压力，中国现阶段以煤为主的能源结构面临重大挑战。立足国内，加快页岩气勘探开发和利用，是缓解能源供应短缺、改善能源结构以及保障能源安全的需要，同时，也是推进气电一体化发展、满足日益增长的电力需求的重要条件。

4.1. 保障能源供应安全要求大力发展页岩气

4.1.1. 国内能源需求量不断攀升

从2003年到2006年之间，中国能源消耗量以惊人的速度在增加，每年的增长率在10%左右；2007年到2009年因金融危机，中国能源消费增速逐年放缓；2010年中国能源消费量比2009年上升11.2%，超过美国，成为全球第一大能源消费国。2010年中国能源消费量24.32亿吨油，相当于34.74亿吨标准煤，占世界能源消耗总量的五分之一（20.3%），略多于美国（19%），远远超过俄罗斯（5.8%）和印度（4.4%）¹⁴。清华大学能源环境经济研究所在2011年基于中国的经济发展状况和国家制定的“十二五”规划的约束性指标，预测2015年中国的能源消费需求将达到43.7亿吨标准煤。

¹⁴ BP 世界能源统计年鉴，2011年6月

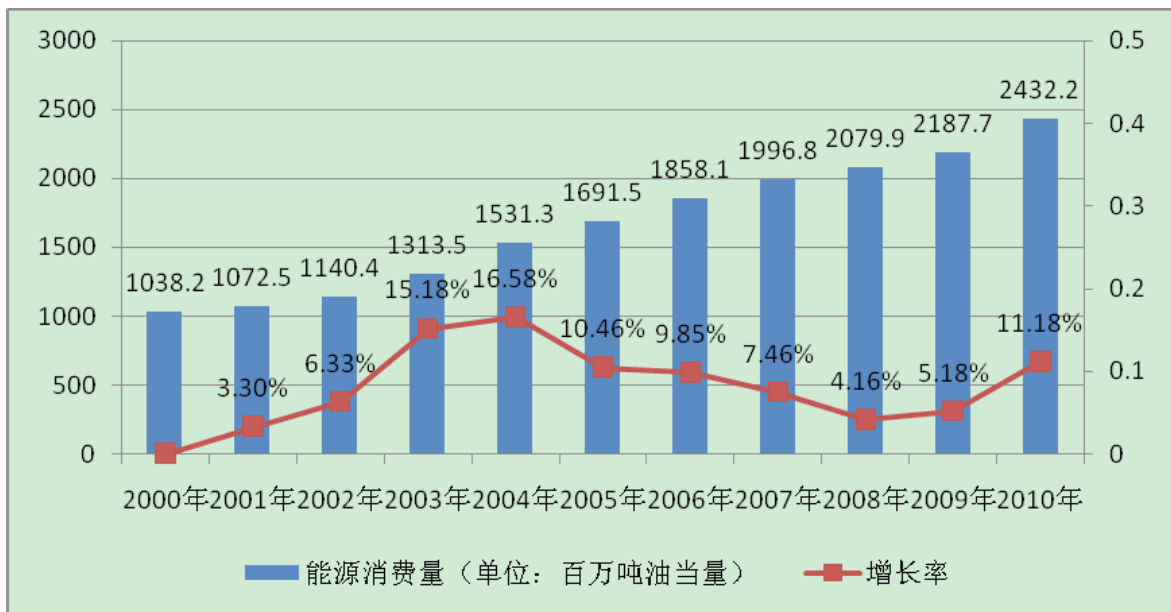


图 4-1 2000 - 2010 年中国能源消费量及增长率（不包含香港和台湾）

资料来源：BP 世界能源统计年鉴，2011 年 6 月

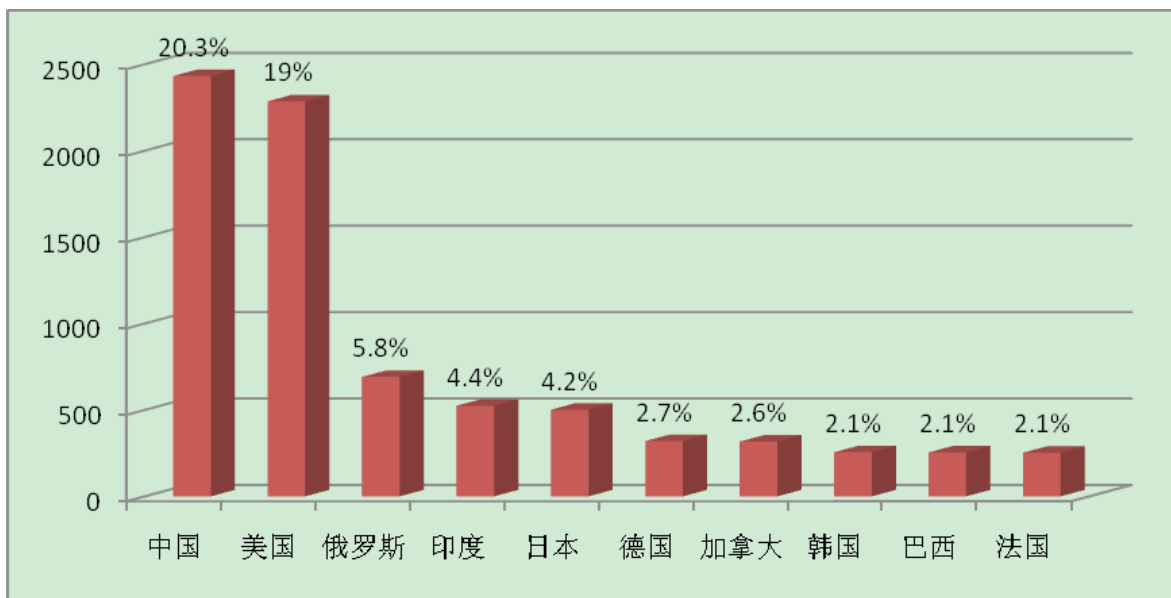


图 4-2 2010 年全球能源消费量及比例（不包含香港和台湾）

资料来源：BP 世界能源统计年鉴，2011 年 6 月

4.1.2. 传统能源对外依存度逐年升高

近年来中国的传统能源对外依存度比例越来越大。据工信部统计，2011年1月-5月，中国石油表观消费量（产量加上净进口量）达1.98亿吨，同比增长10.3%，增速比1月-3月小幅回落1.6个百分点，继续保持快速增长态势。其中，原油表观消费量为1.91亿吨，增长8.5%，对外依存度达55.2%，已超越美国（53.5%）。国家发改委研究员认为到2015年中国原油对外依存度预计将达到65%，日进口量达740万桶；中国国内天然气资源相对不足，2006年中国已成为天然气净进口国，且进口数量快速增长，对外依存度不断提高。2010年中国天然气对外依存度高达16.6%¹⁵。据有关专家预计，到2020年，中国天然气对外依存度或能达到50%；而在一次能源消费比重最大的煤炭方面，中国继2009年首次成为煤炭净进口国之后，2010年又净进口煤炭约1.46亿吨，同比增长近41%。中国煤炭对外依存度约为10%。中国煤炭工业协会预测，2011至2015年间，中国煤炭的进口量每年增长将接近10%。

中国能源对外依存度的持续增加将加剧中国社会的政治经济风险，主要体现在以下三个方面：第一，加剧通货膨胀预期。高油价、气价、煤价将带动的输入型通胀预期使得真实经济在长期可能遭受更大的负面冲击；第二，减缓经济增长速度。随着石油、天然气、煤炭进口成本加大，推动生产资料及消费品价格走高，造成消费者压力加大，企业竞争力下降；第三，存在能源安全隐患。一旦发生战争等意外事件，面临能源供应断裂等安全问题。

综上，随着中国经济继续快速增长，能源需求将继续增加，同时也不可能大量依靠进口能源，中国能源供应形势严峻。页岩气作为天然气的重要补充，加快实现页岩气的规模化开采，提高天然气产量以及提高在能源消费结构中的比重成为保障能源安全供应最重要和最现实的途径之一。

4.2. 能源结构调整要求加快页岩气开发

4.2.1. 中国能源消费结构不尽合理

中国以煤为主的能源消费结构导致温室气体和其他各种污染排放不断增加，致使中国面临着巨大的国际压力和国内挑战。与国际能源结构的平均情况相比，中国是世界煤炭消费量最多的国家，煤炭在中国一次能源消费结构中占70.45%以上，高于世界平均水平（29.63%）40个百分点，而中国天然气消费比重仅为4.03%，低于世界平均水平（23.81%）将近20个百分点，石油的比重也低于世界平均水平将近16个百分点。

¹⁵ 美国能源信息署官方网站数据库整理计算

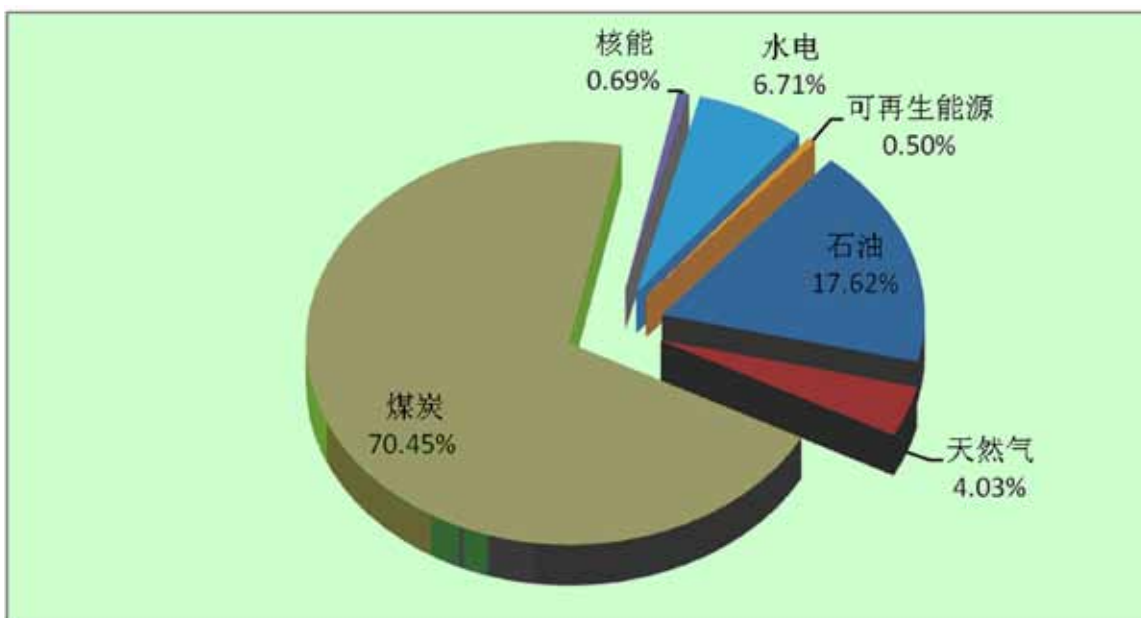


图 4-3 2010 年中国一次能源消费结构（不包含香港和台湾）

资料来源：BP 世界能源统计年鉴，2011 年 6 月

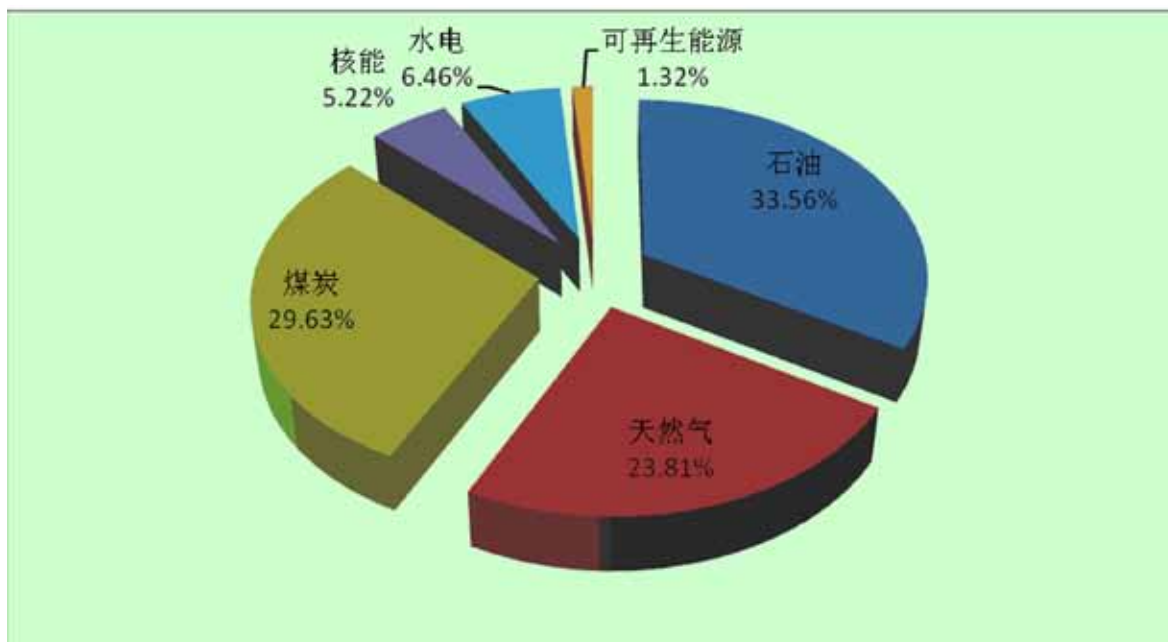


图 4-4 2010 年世界一次能源消费结构

资料来源：BP 世界能源统计年鉴，2011 年 6 月

4.2.2. 增加天然气比重是能源结构调整的现实选择

气候变化对中国以煤为主的能源结构提出挑战。目前按照单位热当量燃烧后排放的二氧化碳计算，煤炭是石油的 1.3 倍，是天然气的 1.7 倍，水电、核电和其他可再生能源是低排放或者零排放。欲实现到 2020 年中国单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 40%-45% 的承诺，只有通过能源结构调整，减少煤炭比重，增加天然气等可再生能源的应用，才能达到节能减排目标。但当前水电、风能、太阳能、核能等低碳、清洁能源面临着各种瓶颈与质疑，短期内对于缓解中国电力紧张以及碳减排压力的作用将受到限制。中国最现实的选择就是加快开发页岩气等非常规天然气资源，增加天然气在能源供应中的比重。

4.3. 发展页岩气是缓解天然气市场供需矛盾的重要途径

《中国国民经济和社会发展十二五规划》提出，到 2015 年，天然气占一次能源消费比重由 4% 上升至 8.3%，即到 2015 年天然气消费需求量为 2500 亿立方米。

中国天然气供应主要来源于常规气，包括气层气和溶解气（石油伴生气）。2009 年中国气层气产量为 765 亿立方米，若到 2015 年的 6 年间分别以 9.5% 和 10% 的年增长率增加，则分别可达 1318 亿立方米和 1355 亿立方米，井口生产量转换为终端消费量的比率为 95%，因此，2015 年终端可使用气层气量为 1253-1287 亿立方米。目前，中国溶解气产量呈下降趋势，假设“十二五”期间溶解气产量年增长率为 -1.3%，其 2015 年产量也只能达 70 亿立方米。按照 85% 溶解气商品率比例计算，可供用户消费的溶解气也仅约为 60 亿立方米。

煤层气从上世纪 80 年代末期开始勘探开发，但进展并不顺利。2009 年中国探明煤层气可采储量不足 300 亿立方米，产量仅为 6900 万立方米。预计 2015 年可供使用的煤层气为 60-80 亿立方米。同时，预测页岩气在 2015 年将产出 30 亿立方米。此外，煤制气、焦炉气以及沼气等其他预计在 2015 年可提供 60-90 亿立方米。

进口天然气主要是通过管道进口和进口 LNG（液化天然气）。目前，只有从土库曼斯坦的中亚管线正式投产运行，2011 年向中国供气 170 亿立方米，预计 2015 年输气能力可达 300 亿立方米。中俄与中缅输气管道在 2015 年前无法实现大规模输气。中国已建成 3 项 LNG 接收站（广东大鹏湾、福建莆田、上海洋山港），已动工 8 项 LNG 接收站，预计这 11 项 LNG 接收站一期可以实现进口 410 亿立方米。只有再马不停蹄开始二期工程，才有望使 2015 年 700 亿立方米的 LNG 进口目标得以实现，满足 2015 年的天然气需求量¹⁶。

¹⁶ 数据来源：2015 年天然气供需预测及对策，张抗，中国石化石油勘探开发研究院，2010 年 12 月 31 日

表 4-1 2015 年天然气供需预测（单位：亿方）

		中石化	中石油
天然气需求量	-	2500	2400
天然气供应量 其中：	-	2160-2565	2220-2400
	常规天然气	1300-1350	1300
	非常规天然气	90-110	100
	其它气体	60-90	100
	进口管道气	300	400-500
	进口 LNG	410-715	320-400

资料来源：中国石化石油勘探开发研究院，2015 年天然气供需预测及对策，2010 年 12 月 31 日；中国石油规划总院，中国天然气市场发展现状及前瞻，2010 年 11 月。

表 4-2 2020 - 2030 年天然气供需预测（单位：亿方）

		2020	2025	2030
天然气需求量	-	4200	5050	5900
天然气供给量	-	3710	4260	4810
供需缺口 其中：	-	490	790	1090
	国产常规气	2000	2250	2500
	非常规气	250	400	500
	进口 LNG	510	510	510
	进口管道气	950	1100	1300

资料来源：TRI-ZEN International

十二五期间及以后的一个时期，解决严峻的供需矛盾主要通过进口以及加大力度开发非常规天然气。若通过进口缓解天然气供需矛盾，那需要日以继夜的建设 LNG 接收站以及输气管道，大量进口天然气，则 2015 年天然气的对外依存度将达到 40% 左右，2020 年对外依存度达到 46% 以上，2025 年达到 47.5%，2030 年将近 50%。过高比例的依赖进口，从能源供应安全性和经济性考虑，此方法不是长远之计。所以，积极增加非常规气产量才能从根本上解决问题。加大页岩气勘探开发及利用是缓解天然气供需矛盾的重要途径。

4. 4. 页岩气为发电市场带来影响与机遇

随着城市化、工业化进程的加快，中国对电力需求量也必将快速增长。据中电联预测，到 2020 年，中国全社会用电量将达到 7 万亿千瓦时，发电总装机容量将达到 17 亿千瓦；到 2030 年，中国全社会用电量将超过 10 万亿千瓦时，发电总装机容量将超过 23 亿千瓦，是 2010 年的两

倍多。但因煤电的环境污染、供应安全及经济性等因素使其发展空间受到限制，核电的安全性、可再生能源间歇性、低容量系数、成本高等特点严重制约核电、可再生能源的发展。天然气作为一种优质、清洁、高效的能源，是今后相当长一个时期内最有开发潜力、最具发展前途的发电能源。

4.4.1. 煤电发展制约多

中国电力供应结构中，以煤为主要燃料的火力发电继续扮演主角。截至2010年底，中国的发电装机容量已达到9.62亿千瓦，其中火电发电装机容量为7.07亿千瓦，占装机总量的73.4%。从电力消费情况来看，2010年4.2万千瓦时的电力总消费中，以燃烧煤炭为主的火力发电量所占比例高达83%¹⁷。随着环境保护和应对气候变化的要求不断提高，加之能源供应、运输瓶颈、碳税等因素影响，虽然煤电机组的主导地位在一段时间内不会改变，但是煤电的发展将受到严重限制。

首先，煤炭供应安全存在问题。2010年，中国原煤产量完成32.4亿吨，同比增长8.9%，如果按照当期增长速度继续发展下去，中国当前的煤炭产量将只能维持38年。其次，发电成本增加，煤电企业全行业亏损。2003年以来，中国煤炭价格持续上涨，具有代表性的秦皇岛山西优混5500大卡煤炭价格，从2003年底的275元/吨上涨到2011年6月底的840元/吨以上，累计上涨幅度超过200%，而上网电价涨幅还不到40%。2008年五大发电集团亏损331亿元，继而五大集团火电企业连亏四年，预计到2011年底累计亏损近1000亿元。最后，环境减排压力，煤炭污染成为中国环境污染的重要因素。为实现在哥本哈根全球气候大会上的承诺，中国“十二五”期间煤电比例须下降6个百分点。

4.4.2. 核电发展不确定性增加

日本福岛核事故进一步凸显了核安全的极端重要性，对全球核电事业发展带来了严重影响。德国、瑞士、意大利等国家明确表示放弃发展核电。同时，中国也做出了快速而谨慎的决定，出台“国四条”要求暂停审批新上核电项目，核电发展放缓。同时，因核电安全极端重要的原因，核电将受到更加严格的安全规管，导致核电投资成本及经营管理成本增加，核电经济性优势减弱。

4.4.3. 可再生能源难以大规模开发并成为主力电源

第一，水电资源受气候和水资源情况的影响较大，并且存在季节波动性。2011年，中国湖南、广西、贵州、重庆等地遭遇严重干旱，水电出力大幅下降。此外，水电也面临着移民、环境等相关问题。因此，在未来可以预见的时期内，水电在保障中国电力需求增量的贡献度将逐步降低。

第二，风电和太阳能发电等可再生能源发电普遍具有随机性、间歇性、低容量系数的特点，有效供应能力大大低于传统能源发电。风电的不稳定性和并网接入的技术性障碍等制约风电的发展，同时，高成本的投入也是影响太阳能发电发展的重要原因。据美国核能经济计算，太阳能发电每度电的成本大约是气电的二倍。这些因素决定可再生能源在短期内难以大规模开发并成为主力电源。

¹⁷ 2011年中国电力供需分析报告，国网能源研究所

4.4.4. 天然气（页岩气）发电是发展趋势

第一，页岩气发电具有三大优势。首先，页岩气发电有助于促进电力节能减排。哥本哈根全球气候大会中中国已承诺到 2020 年单位 GDP 碳排放强度比 2005 年降低 40%-45%。国家“十二五”规划纲要也明确了今后五年碳排放强度下降 17% 的发展目标，这对电力工业节能减排提出了更高的要求。页岩气是清洁的优质能源，燃烧产物几乎不含二氧化硫、粉尘和其他有害物质，二氧化碳排放量仅为等量热值煤炭的 56%、石油的 70%。相对于燃煤发电，页岩气发电在节能减排方面具有独特的优势。其次，可以作为调峰电源，提高其他发电方式的利用效率。为了规模化发展具有间歇性的可再生能源，解决这些发电能源上网难等问题，天然气发电以其发电启动迅速、运行灵活、可利用率高等特点，满足调峰需求，成为提高电网运行质量的有力手段之一。最后，可以减轻电网输电和电网建设的压力。由于燃气电站对厂址外部条件的要求相对宽松，在占地面积、用水量、环保等方面均比其他电站小得多，这就使得在负荷中心建设电厂，实现就近供电成为可能。这样可减轻电网输电和电网建设的压力，提高电网运行的稳定性。

第二，页岩气可实现分布式开采和就近利用，发展分布式发电，具有很大的市场前景。中国页岩气资源分布较为广泛，靠近需求负荷中心，适于发展节能、高效的分布式能源利用。例如，华北页岩气资源位于或靠近北京、山东、河南、河北、山西等，扬子板块位于或靠近四川、湖北、湖南、上海、江浙等地，这些地区经济需求高，具备就近建立分布式供能系统的市场潜力。同时，中国鼓励大力发展分布式发电，计划“十二五”期间建成 1000 个天然气分布式能源项目；到 2020 年在大城市推广使用分布式能源系统，装机容量达到 5000 万千瓦。

第三，页岩气发电具有一定经济价值和社会价值。页岩气发展分布式就近利用、梯级利用，则能避免大规模、远距离输能造成的不经济、环保效益低等情况。

最后，华电集团、华能集团、国电集团、法国电力集团等发电企业都在积极开展页岩气开发及应用方面的研究及咨询，以期择机介入页岩气的开发和利用。对于燃料资源控制力相对较弱的发电企业而言，参与页岩气上游开发及发电市场应用为拓展企业市场领域、抢占天然气发电先机等都带来了新的机遇。

综上，加快发展页岩气发电，是增强电力有效供给、优化电力运行方式、促进电力节能减排的需要，是增强发电能力，保障能源安全的现实选择。

5. 中国开发页岩气的条件

中国“十二五”规划的其中一个目标是大幅提高天然气在一次能源消费中的比重，在未来几年，中国将面临实现这一目标的巨大挑战。到 2015 年，国内天然气需求量将达到 2500 亿方左右。为满足这一需求量，必须调用所有的供应源，包括国内生产供应，进口液化天然气以及进口管道天然气，而在不过度依赖进口的情况下，加大非常规能源开发力度尤其重要。而现阶段，中国是否具备大规模开发页岩气的条件，需从技术层面、经济层面以及政策层面深入分析。

5.1. 中国开发页岩气的技术条件

5.1.1. 中国具备加快页岩气开发的一定的技术装备能力

页岩气与常规油气开采所采用的装备与技术原理相近。页岩气开采主要采取的水平井和多级压裂技术在常规油气开采中已经得到成熟应用。中国对常规天然气资源勘探开发的认识以及

所拥有的技术装备和经验，可以通过创新、借鉴等方式应用到页岩气勘探开发利用上，而且在政策指导和经济利益驱动下企业也将会有自主研发的积极性和无限的创造力，可以说尽管目前中国尚未形成成熟的页岩气勘探开发技术体系，但在页岩气开采技术及生产装备方面已经具备一定的基础。

表 5-1 中国页岩气勘探开发技术及设备情况

环节	关键技术	关键技术介绍	关键设备厂商
探井	微地震监测技术	微地震监测技术在油气藏勘探开发方面的主要应用包括储层压裂监测、油藏动态监测等，可缩短和降低储层监测的周期与费用。	中国尚待从设备和工艺两方面大力推进。
钻井测井	水平钻井	通过该技术，可以获得更大储集层段面积，提高单井产量。	钻机及 PDC 钻头：宝鸡石油机械、宏华集团、南阳石油机械； 顶部驱动钻井系统：北京石油机械厂、辽宁天意实业公司、天津瑞灵石油设备公司。
	随钻测井	在油气田勘探、开发过程中，钻井之后必须进行测井，以便了解地层的特性和含油气情况。	
	地质导向系统	该技术是用近钻头地质、工程参数测量和随钻控制手段来保证实际井眼穿过储层并取得最佳位置。	
井下作业	水力压裂	该技术的作用是改善储层本身渗透率，提高流体的渗滤通道，加快油气的开采速度，提高单井采收率。	压裂机组：江汉四机厂、烟台杰瑞石油服务公司、大港油田集团中成机械制造； 井下工具：川庆钻探、渤海钻探工程、西部钻探工程有限公司。
	压裂液等化学剂配方	水力压裂的关键在于压裂液需针对地层和流体特点加入一些特殊的添加剂和支撑物并形成有特色的工艺体系，以降低储层损害，改善页岩气层本身超低的渗透率，提高导流性。	
采气	-	-	气动机：济南柴油机股份有限公司、胜动集团； 抽油机（可抽气）：渤海装备、玉门油田机械厂、大庆装备制造集团、胜利油田、孚瑞特石油装备公司。

资料来源：中国能源网研究中心据专家访谈资料整理。

改革开放以来，中国油气装备制造业取得了快速发展，油气钻采装备不但满足了本国油气勘探开发的需要，而且还大量出口到美国、欧洲及中亚国家。在页岩气市场具有竞争力的油气设备制造企业有江汉四机厂、四川宏华石油设备公司、烟台杰瑞、宝鸡石油机械厂等，其中一些企业的部分设备及压裂机组已经成功应用到国内页岩气试验井与北美页岩气开发中。

据国土资源部官员介绍，今后中国页岩气资源勘探开发将逐步引入市场竞争机制，鼓励民间资本及多种市场主体联合竞标页岩气区块。因此，具备雄厚资金实力或页岩气市场应用方面优势的企业可与国内油气装备制造企业及技术公司开展合作，联合竞标页岩气区块，这种优势整合能够降低企业投入新兴产业时面临的高风险，同时也是推动页岩气技术快速发展的有效途径。

表 5-2 设备及技术用于页岩气开发的企业

企业名称	主营业务	优势技术 / 设备	备注
烟台杰瑞石油服务集团股份有限公司	油气开发设备	微地震监测技术在油气藏勘探开发方面的主要应用包括储层压裂监测、油藏动态监测等，可缩短和降低储层监测的周期与费用。	中国尚待从设备和工艺两方面大力推进。
江汉石油管理局第四石油机械厂	钻井工程设备 采油及井下作业设备 海洋石油钻采设备 高压流体控制元件及组合管汇	快移快装钻机，低温石油装备，自动混浆水泥车，大功率压裂机组研制。	中石化旗下企业，承担国际上功率最大的压裂机组重大科技项目，获国家专利 100 多项，拥有 200 多个规格的产品群。
江汉石油钻头股份有限公司	油用钻头 石油器械装备	油用牙轮钻头，油用金刚石钻头。	上市公司，亚洲最大的石油钻头制造商。10 年石油钻头国内市场占有率超过 80%，国际市场占有率达到 15%。
四川宏华石油设备有限公司	陆上钻机业务 部件及配件服务 钻探支持服务	数控变频电动陆地钻机，常规陆地钻机。	上市公司，国内领先的陆地钻机技术开发者，钻机已成功用于北美页岩气开发。
宝鸡石油机械有限责任公司	常规陆地钻机 极地钻机和海洋成套钻机 海上钻采平台设备 特种车辆 钻采配套产品	1000-12000 米常规陆地钻机，海洋钻机，井架系列，500-3000 马力各系列钻井泵。	中石油旗下企业，2010 年底已为国内提供 4000 米以上陆地钻机 900 多台（套），占国内油田陆上在用钻机总数的 50% 以上；海洋平台钻机 30 余台（套），占“十一五”期间国内新增海洋钻机 70% 以上；出口钻机超过 100 台。
北京石油机械厂	石油钻采装备制造和服务	顶部驱动钻井装置，钻井随钻仪器，螺杆钻具，地面防喷器控制装置。	隶属于中石油的石油钻采装备专业制造厂；拥有自营进出口权。
上海神开石油化工装备股份有限公司	井场测控设备 石油钻探井控设备 采油井口设备 石油产品规格分析仪器	综合录井仪，无线随钻测斜仪，钻井参数仪。	综合录井仪市场占有率处于行业龙头地位，搜集分析数据的速度仅为 30 秒。

5.1.2. 中国拥有一批有资质或经验的油气企业或油气田技术服务企业

目前，中国常规油气资源矿业权基本上为国有石油公司所有，中国页岩气资源条件较好的区块也大都与几大国有石油公司已登记的常规油气区块重叠，因此，现阶段国有石油公司是页岩气勘探开发的主力。这些拥有多年勘探开发资质的企业如中石油、中石化、中海油、延长石油管理局，既具备强大的经济实力，同时在技术研发、设备制造、技术服务等多环节积累了相当丰富的运营与管理经验，具备通过国外技术转让、技术合作等方式迅速实现页岩气勘探开发突破的实力和基础。事实上，目前取得进展的勘探试验井也多为几大国有公司所投入或主导。

“十二五”期间，一旦多种资本介入页岩气勘探开发成为现实，将不可避免的出现民营企业、外资等以与国有石油公司合作、股权投资等多种方式介入页岩气产业的局面。民营企业可借机直接获取井口页岩气资源，投资期间学习页岩气勘探开发技术，培养相关人才队伍，为中国页岩气产业市场化提供支撑；而外资可与国内石油公司建立长久的合作关系，同时可进一步拓展自身业务在中国的市场。

表 5-3 中国主要石油公司与油田工程技术服务公司

企业名称	主营业务	优势技术 / 设备	备注
中石油集团	大型中央企业，拥有中国陆上天然气 70% 以上的探矿权与采矿权。		
中石化	国内最大的综合国有石油公司，拥有中国陆上天然气探矿权与采矿权。		
中海油	国内海上最大的综合石油。		
延长石油管理局	地方国有石油公司。		
中国石油东方地球物理公司 (东方物探)	陆地、浅海地震勘探及物化勘探，采集与处理 勘探技术与装备研发技术工程承包	地震采集 数据处理 资料解释 物探装备	中石油旗下、国内最大的专门从事地球物理勘探的工程技术服务公司，职责是寻找油气资源。
中国石油长城钻探工程分公司 (长城钻探)	地质勘探 钻井、测井、录井 井下作业	多分支钻完井 水平井 / 完井 三维精细地震采集 录井信息综合应用	中石油直属专业化石油工程技术服务公司，拥有外经贸权和对外经济技术经营权，有钻探工程总承包一级施工资质，具备工程技术服务总承包能力。
中国石油渤海钻探工程公司	钻井、录井等工程服务 石油工程技术研究 油气田合作开发	水平井钻井 大位移井钻井 超深井钻井 精良钻井装备	中石油全资子公司；为中石油 - 壳牌合作的阳 101 井提供欠平衡钻井服务。

中海油田服务股份有限公司	物探勘察服务 钻井服务 油田技术服务 船舶服务	钻井一体化总承包 地震数据处理 船舶作业 运输服务	中国海上最大的油田服务上市公司，能完成技术含量较高的水平井钻、完井总包以及测井总包。
北京托普威尔石油技术服务有限公司	修井、完井设备及技术服务提供	不压井修井、完井技术服务 欠平衡钻井服务 不压井作业机、修井机	参与中石油页岩气井宁 201 井的服务和作业。对四川、华北、大庆、中原等油田的近百口油气井进行了不压井作业技术服务。

5.1.3. 国外油气设备及技术服务公司对参与中国页岩气开发有积极性

目前，中国国有石油公司正式与 BP、壳牌、雪佛龙、康菲、美国新田、贝克休斯、哈里伯顿等国外石油公司和技术服务公司开展页岩气开发方面的技术合作。国际大石油公司与油气田技术服务公司在页岩气勘探开发的最主要的优势是单项核心技术与管理经验，且国际石油公司与技术服务公司对参与中国页岩气开发非常积极。除了国际大石油公司外，目前美国页岩气开发开采技术多数掌握在中小型私营企业手中，如果国内页岩气开发市场启动且具有足够的吸引力，那么美国这些中小型页岩气开发与技术企业一定具有参与中国页岩气开发的积极性。

另外，国内具备资金实力与本土大型国有企业优势的能源公司如华电集团等，也在积极寻求与国外油气公司及技术服务公司在页岩气开发领域的合资及合作。通过综合考虑国际大型石油公司与美国中小型技术服务公司的优势，取长补短，择机进入页岩气上游资源区块及勘探开发，已经成为越来越多的本土能源企业甚至地方政府的愿望或诉求。

表 5-4 美国中小型页岩气开发公司及其业务优势

公司	业务优势	在页岩气领域的动态
切萨匹克能源公司 Chesapeake Energy Corporation	天然气生产，原油和天然气的液化。	向挪威国家石油海德罗公司出售部分页岩气资产，向 BP 出售页岩气资产，向中海油出售页岩气资源。
德文能源公司 Devon Energy	常规和非常规天然气的生产，石油的生产，天然气液化。	以 22 亿美元向中国石油化工集团（其所属全资子公司国际石油勘探开发有限公司）出售其在美国内布拉斯加奈厄布拉勒、密西西比、尤蒂卡俄亥俄、尤蒂卡密歇根和塔斯卡卢萨 5 个页岩油气资产权益的三分之一。
Quicksilver Resources incorporated	页岩气、煤层气及致密气的生产，天然气的液化，原油及其冷凝等。	-
San Leon Energy	天然气及石油开发及生产。	在波兰波罗的海盆地完成第一口页岩气探井。

西南能源公司 Southwestern Energy company	石油天然气的勘探开发。	-
塔里斯曼能源公司 Talisman Energy Company	石油天然气的上游开发。	南非能源和化工企业沙索集团布与加拿大塔里斯曼能源公司签署协议，收购塔里斯曼位于加拿大不列颠哥伦比亚省 Montney 页岩盆地 Farrell Creek 页岩气资产 50% 股份。
极豪石油公司 Ultra Petroleum Corporation	石油天然气的生产，非常规能源的开发等。	-

表 5-5 国际大石油公司及技术服务公司业务优势

公司	业务优势	已介入或即将介入的中国页岩气项目
BP	油气勘探开发，天然气、LNG、电力的生产、输配、销售，原油的运输等相关服务。	初选贵州凯里 2000 平方千米、江苏黄桥 1000 平方千米，与中石化合作。
壳牌	石油勘探和生产，天然气的开采和输送，石油化工产品生产。	四川富顺—永川区块，与中石油合作。
道达尔	油气勘探与生产，天然气与电力，贸易与运输，炼油与销售。	鄂尔多斯盆地苏里格南气田与中石油合作。
埃克森美孚	原油和天然气的生产，油气产品的运输销售等。	川西南五指山—美姑区东部页岩气研究，与中石化合作。
美国新田石油	油气勘探，生产。	四川威远地区页岩气研究，与中石油合作。
雪佛龙	油气勘探，生产，发电。	贵州黔南州龙里县页岩气二维地震勘探，与中石化合作。
康菲	天然气开发与销售，石油的开发与炼制。	正在洽谈，拟勘探一个成都和重庆之间约 3000 平方公里的区块，与中石油合作。
挪威国家石油公司	天然气供应商，石油勘探开发、冶炼、运输和销售。	正在洽谈，拟对中国离岸油气资源做调研，与中石化合作。

斯伦贝谢	钻井电缆及其咨询服务, 钻井、测量、完井、测试服务, 数据和咨询服务, 信息解决方案, 陆上及海上地震测量服务等。	为威远地区威 201-H1 井测井服务, 与中石油签署 2010-2012 测井服务合作协议。
贝克休斯(Baker Hughes)	钻井和地层评价, 完井服务, 生产管理, 企业解决方案。	2010 年 6 月与中石油签署了一项为期两年的涉及塔里木油田服务的战略框架协议。
哈里伯顿能源公司 Halliburton Energy	钻井服务, 液化服务, 绕线和射孔服务, 钻头和服务提供, 软件及其服务提供, 测试及海上服务等, 其他钻井设备及工具等。	得益于北美页岩气开发热潮等原因, 公司 2010 年利润翻了一番, 目前正在寻找新的业务增长点。公司尝试将非传统油气开发技术出口到国际市场, 目前业务涉及法国、阿根廷, 波兰, 中国等国。
Calfrac 井服务 Calfrac Well Services Ltd.	优化钻井服务, 技术服务, 压裂设计及其优化方案。	-
canyon service group	水力压裂服务, 泡沫压裂服务, 氮化服务, 线圈油管操作, 化学刺激服务, 粘合服务。	-
Trican Well services	连续油管服务, 压裂服务, 化学服务, 氮化服务, 物理服务等。	-

5.2. 中国开发页岩气的经济条件

目前, 中国页岩气尚未进入商业化开发, 已产气的页岩气井多为以勘探为目的的资料井, 其开发成本与商业化开发成本有较大差异。美国是全球唯一实现页岩气规模化勘探开发及商业化利用的国家, 通过对美国页岩气开发成本及变化趋势的剖析与研究, 同时考虑中国页岩气开发的特点及影响因素, 可对中国未来页岩气开发的经济可行性作出一定判断。

5.2.1. 美国页岩气实现商业化开发

(1) 美国页岩气勘探开发成本及变化趋势

美国页岩气开发从最初的试验及探索到实现目前的商业化开发利用, 其中一个主要的因素就是在相关核心技术及装备不断创新及应用的情况下, 页岩气勘探开发成本实现大幅下降。

据对美国 Marcellus 页岩气区块钻井与完井成本变化趋势的研究，2007 年至 2010 年间，美国 Marcellus 区块页岩气钻井与完井成本下降了大约 45%，这直接带来钻井数量的大幅增加。其中促使页岩气勘探开发成本下降的主要因素是数据采集设备、多井钻井垫，以及完井技术等装备及技术的突破及综合利用。

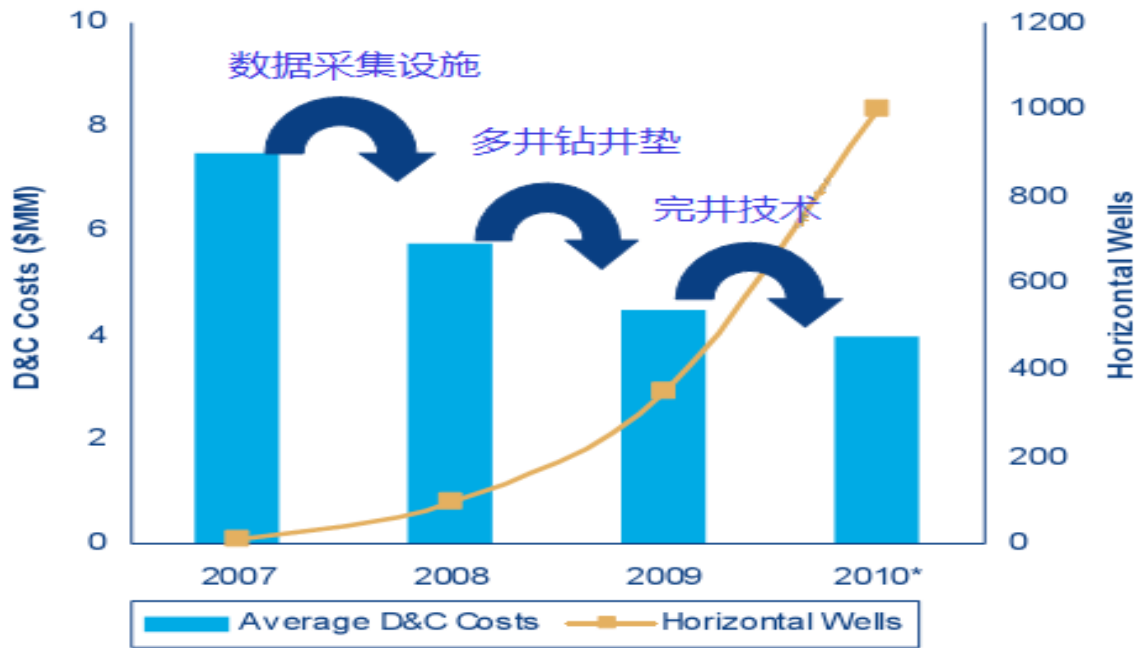


图 5-1 美国 Marcellus 页岩气区块儿钻井与完井成本变化趋势¹⁸

资料来源：Jen Snyder, North America Gas Research, Wood Mackenzie. North American gas: the new big picture.2010 Summer seminar。

¹⁸ 图中数据基于对 Marcellus 区块 9 个页岩气开采商的勘探开发成本综合汇总。

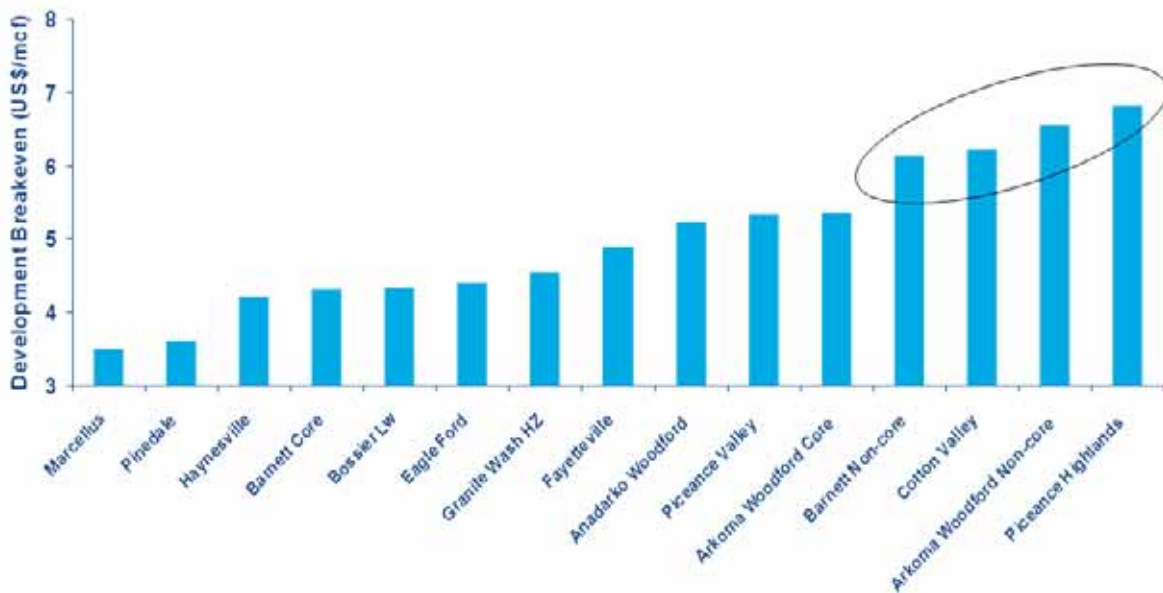


图 5-2 美国各页岩气区块盈亏平衡气价

资料来源：Jen Snyder, North America Gas Research, Wood Mackenzie. North American gas: the new big picture. 2010 Summer seminar。

(2) 美国页岩气区块收益情况及经济性

美国处在页岩气规模化开发的初始阶段时，也面临开发成本高的问题。2006年，当天然气价格为 1.67 元/立方米时，Barnett 区块、Fayetteville 区块以及 Woodford 区块中的页岩气开发都能获益；当天然气价格为 1.24 元/立方米时，虽然大部分区带均能获益，但 Barnett 非中心区带的页岩气开发处于亏损状态，表明 1.24 元/立方米的天然气价格已经不足以平衡所有页岩气开发商的利益。

表 5-6 2006 年美国不同页岩气区块收益情况¹⁹

(2006 年平均美元汇率： 1 美元 = 7.8136 元)	参考情景	低情景
		Henry Hub 1.67 元 / 立方米 (6 美元 / 百万英热单位) 税后收益
Barnett 中心区带	131%	57%
Barnett 区带 1	59%	8%
Barnett 非中心区带	32%	-10%
Fayetteville	51%	7%
Woodfood	61%	13%

资料来源：Schlumberger, AN INVESTOR' S GUIDE TO SHALE GAS, 2007

(3) 美国页岩气开发经济性

美国页岩气勘探开发成本的下降使得页岩气开采商的开发效益得到快速提升。据 Southwestern Energy 公司在 Marcellus 区块的页岩气项目经济效益显示，得益于页岩气勘探开发成本的大幅下降，该公司 2007 年第四季度页岩气项目的内部收益率要比在相同天然气价格条件下 2006 年第四季度的内部收益率高。同时，受页岩气勘探开发成本持续下降影响，页岩气开发的经济效益更加明显，该公司 2009 年第四季度页岩气项目的内部收益率比 2006 年和 2007 年高出至少 10%。

¹⁹ 表中的值在每一个区带中随着地理位置的不同变化较大。由于 2006 年，美国已基本停止对页岩气的一些补贴政策（美国 1980 年通过的《原油意外获利法》只对 1979 年和 1993 年之间钻探的非常规油气（和 2003 年之前生产和销售的页岩气实施税收减免（页岩气为 3.5 美分 / 立方米），因此，这个时期的天然气价格以及开发商的盈利状态基本能反映页岩气的开发成本及效益。

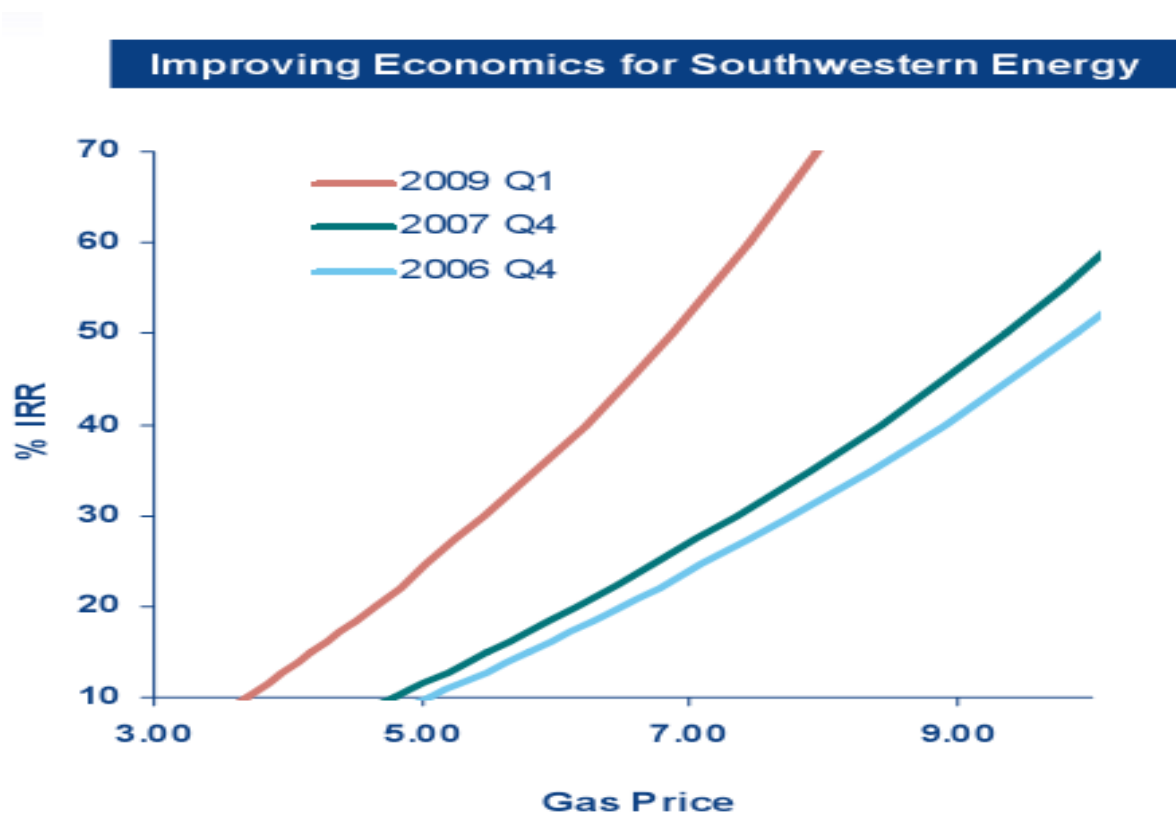


图 5-3 Southwestern Energy 公司的经济效益

资料来源: Schlumberger, AN INVESTOR'S GUIDE TO SHALE GAS, 2007。

然而，目前美国页岩气开发也面临天然气价格下降带来的挑战。2008年8月以来，美国天然气价格持续走低（主要在3-5美元/千立方英尺），已经开始挑战部分页岩气区块开发成本的底线，并正在逐步引发一系列页岩气开发市场的重新布局。

例如，一些开采商将页岩气开发边际成本设置为约4-6美元/千立方英尺，而一些开采商认为页岩气开发的边际成本至少为7-8美元/千立方英尺，这就使得低水平的天然气价格难以平衡部分区块的开发收益，甚至无法维持生产的高成本支出，于是开创页岩气开发的独立公司开始寻求合作伙伴，并与跨国能源公司开展联营。

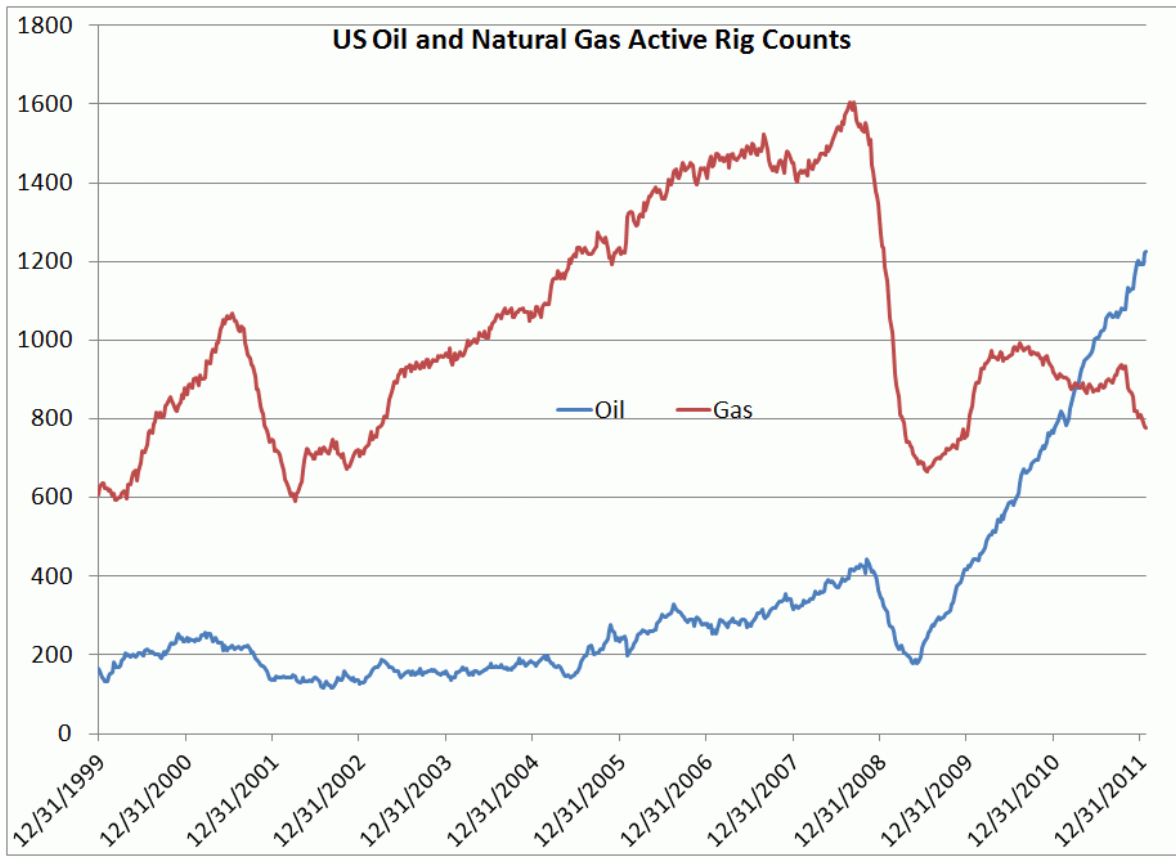


图 5-4 1999-2011 年美国开发石油的钻机和开发天然气的钻机数量变化

资料来源: Bloomberg, 2012。

此外，天然气价格的下降也导致用于开采页岩气的钻机数量减少（如 Barnett 区块），用于开采页岩气的钻机转而开采油页岩进行石油生产，使得油页岩区块钻机数量不断增多（Eagle Ford 区块最为活跃）。美国低迷的天然气价格已经打击了开发商投资及开发页岩气的积极性。

5.2.2. 中国页岩气开发成本预测

中国页岩气开采的技术设备已有一定基础，在钻机、压裂车组、井下设备等装备制造方面已具有较强的技术和生产能力，国内公司的钻井设备已批量出口美国用于页岩气开发。例如，四川宏华集团的钻机，现在已经出口美国大约 60 套钻机，其中大部分钻机是用来页岩气开发的。但是中国在定向随井测量、压裂、水平钻井等关键技术方面尚不能成熟掌握，需要加强研究或从国外引进。

据四川宏华集团分析研究，在美国页岩气勘探开发过程中消耗件 / 租赁 / 运输、压裂增产、完井服务及其他关键技术与服务的成本占总开发成本的 60% 以上。在中国，关键技术及服务的成本所占比重更大，而且基本集中在压裂、完井、水平井、定向随井测量等方面。可见，目前降低中国页岩气开发成本的关键在技术。

表 5-7 中美页岩气勘探开发成本构成比较

排序	美 国	占 比	中 国	占 比
1	消耗件 / 租赁 / 运输	20.70%	压裂增产	23.20%
2	压裂增产	20.70%	完井服务及其他	15.20%
3	完井服务及其他	10.40%	消耗件 / 租赁 / 运输	12.20%
4	流体控制	9.50%	水平钻井	10.40%
5	套管	7.30%	定向随井测量服务	9.50%
6	水平钻井	6.20%	垂直钻井	8.80%
7	井口设备及生产设施	5.60%	套管	5.40%
8	定向随井测量服务	5.20%	场地建设	3.60%
9	场地建设	4.30%	流体控制	3.60%
10	垂直钻井	4.10%	井口设备及生产设施	3.60%
11	测井及射孔	3.70%	测井及射孔	3.00%
12	安装及拆卸	2.10%	安装及拆卸	1.70%
	合计	99.8%		100.2%

资料来源：多元发展中国页岩气 开创中国能源新天地，宏华集团，2011 年

同时，依据美国页岩气开发经验，中国页岩气开发的成本下降空间也较大。根据学习曲线，Barnett 用了 5 年实现商业化开发，其他区块通过学习经验，复制并调整开发技术，也相继实现商业化开采，且学习周期越来越短。其中，Marcellus 用了 2 年，Eagle Ford 用了不到 10 个月。中国在引进、学习美国先进技术与管理经验的基础上实现开发技术的快速突破，凭借中国相对廉价的土地、人工以及国产化设备等，中国开发页岩气的成本将是相当乐观。

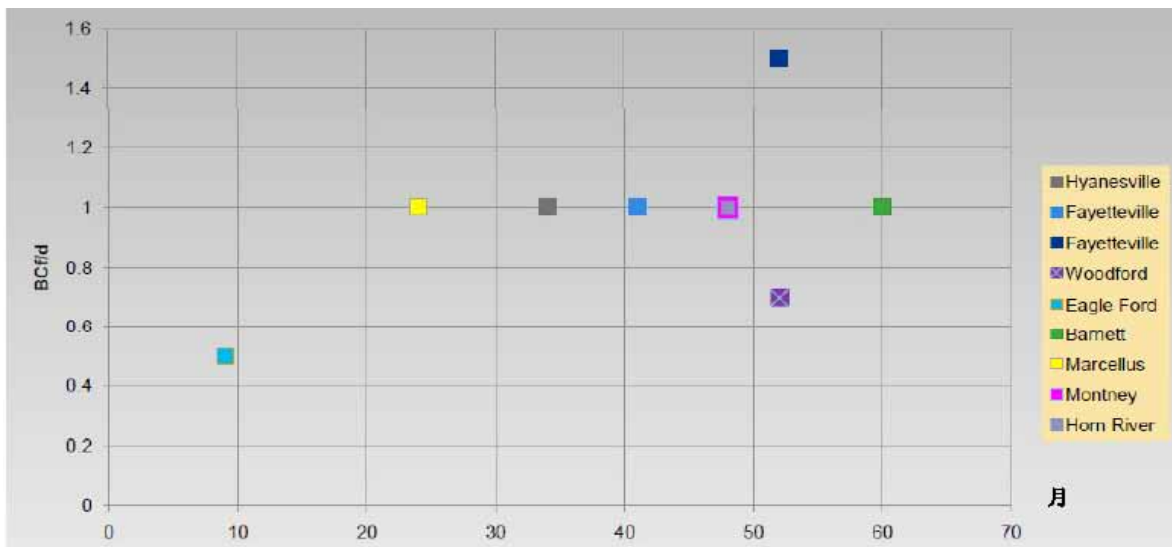


图 5-5 美国页岩气开发学习曲线

资料来源：多元发展中国页岩气 开创中国能源新天地，宏华集团，2011 年

5.2.3. 中国开发页岩气经济可行性分析

尽管未来中国页岩气开发成本下降空间较大，但现在页岩气开发及应用尚未启动。现阶段，中国页岩气资源的地质条件、国内天然气价格、页岩气勘探开发技术水平、政府补贴及税收优惠政策，以及环境监管等都将对页岩气勘探开发成本与市场化应用带来不同程度的影响。

(1) 市场需求对页岩气开发经济性的影响

市场需求与页岩气开发的收益成正比，需求越大收益就越高。“十二五”能源规划提出到 2015 年，天然气占一次能源消费比重上升至 8.3%。根据规划的 8.3% 比例预测，则 2015 年天然气消费需求为 2500 亿立方米。到那时，中国常规气开采量可达到 1300 亿立方米，只有通过非常规气以及进口天然气来解决 1200 亿立方米的天然气缺口。然而，大量进口天然气存在很大的政治、经济以及供应风险，因此，只有通过大力发展页岩气等非常规气，才可以满足天然气市场需求，同时提高开发收益。

(2) 财政补贴和税收优惠对页岩气开发经济性的影响

为了鼓励更多的企业投资开发页岩气，初期国家对页岩气开发实施补贴与优惠，是刺激开发商在开发成本较高时介入开发和加快页岩气发展以及降低开发成本的重要手段。目前，国土资源部内部以及业界专家基本认同将煤层气的补贴与优惠借鉴到页岩气上，且由于页岩气比煤层气开发难度大，财政部甚至提出可能会给页岩气更高的补贴，如每立方米产气补贴 0.4 元。对于煤层气开发，中央财政按 0.2 元 / 立方米产气 (折纯) 标准对开采企业进行补贴，并实行税收优惠，总体优惠约为 0.33 元 / 立方米。以中石油 2010 年煤层气 3 亿产量计算，2010 年中石油获得中央财政直接补贴达 6000 万元，若将税收优惠考虑在内，2010 年中石油共获得 9900 万。由此可见，财政补贴及税收优惠对煤层气的收益具有直接的巨大影响。一旦中国页岩气财政补贴及税收优惠成为现实，必将提升市场信心，由此推动页岩气快速实现产量开发，提高页岩气的投资收益率。

（3）地质条件对页岩气开发经济性的影响

一般来讲，油气资源开发成本受地质因素影响较大，因区块不同，或者同一区块的不同埋深、不同地质构造，各气田开采成本存在差异。如2006年，美国Barnett区块核心地带与非核心地带的收益就相差2-3倍。另外，中国页岩气资源赋存的地质条件更为复杂，开发难度较大，在一定程度上会推高中国页岩气开发成本。

（4）突破核心关键技术对页岩气开发经济性的影响

技术突破能够直接降低勘探开发成本，影响页岩气市场收益。页岩气开发的关键技术是水力压裂技术和水平井技术。以美国为例，1997年水力压裂技术成熟，1999年大型压裂技术成熟，2003年水平井及多级压裂技术成熟，这些技术的进步逐步提高了单井产量、降低了单位开发成本，从而影响了页岩气市场收益。

目前，中国能源企业积极采取对外合作的方式来掌握关键技术，对外合作的方式主要是：第一，与国外企业合作共同开发中国页岩气区块，2007年中石油与美国新田石油公司（Newfield）签署了《威远地区页岩气联合研究》，2009年中石油又与壳牌公司在重庆富顺—永川区块启动合作勘探开发项目；第二，花钱买技术合作，引进美国技术并支付技术服务费用，如中国石油公司主要是引进美国斯伦贝谢与贝克休斯公司的技术与服务团队；第三，资源换技术，目前在中国四川永川区块，中国石油与壳牌联合调查资源，实施勘探开发，若成功后形成产能，壳牌拿开采资源的49%，中方拿开采资源的51%，就是利益分成；最后，还直接投资美国页岩气开发项目，2010年10月11日，中海油宣布，其全资子公司中国海洋石油国际有限公司将购入美国切萨皮克公司鹰滩页岩油气项目33.3%的权益。掌握关键技术，则成本下降空间将很广阔。

（5）常规天然气定价机制及市场应用价格的变化

据美国页岩气开发经验，天然气价格的变化能够在很大程度上引导页岩气开发市场，进而影响页岩气开发的成本变化与商业化进程。

目前，中国天然气价格尚处于较低水平，不具备刺激页岩气产业快速启动的条件，如果中国的天然气定价机制得到改善，或者国家从政策层面允许页岩气开采及市场应用采取有利于页岩气产业发展的定价机制，则能够借助市场的力量吸引更多主体资金介入页岩气的开发，在尽可能短的时期内实现技术突破，降低生产成本，推动规模应用。

（6）规模化开发程度对页岩气开发经济性的影响

页岩气连续密集型工厂化开发的特点有利于成本节约。在开发初期，页岩气井产气量较高，1-2年后快速递减，递减率高达60%-70%，之后一直维持低产，是真正意义上的“多井低产”，开采及生产的产业构建模式需要打很多口井以形成规模化生产与供应。在面积约12000平方公里的美国Barnett地区，2008年钻井数量已达12125口（不含因产量下降关闭的井），每千平方公里打井数达1000口，形成了连续密集型工厂化开发模式，方便进行集中反排水处理，共享车辆停放处，共用道路、管线等，进而节约成本。

(7) 环境监管对页岩气开发经济性的影响

环境以及国家层面对页岩气开发的环境监管影响开发投入，进而影响开发成本。目前，美国页岩气开发在环境方面存在诸多争议，联邦及州政府监管趋于严格，要求开发商使用更清洁环保的材料、新技术等，如采用高强度的超声波、过滤器或其他环保化学用品。新技术或新方案的实施在短期内可能会加大开发商的投入，提高开发成本，影响开发积极性。

5.3. 中国开发页岩气的政策条件

页岩气作为新兴的能源产业，中国页岩气开发尚处于探索起步阶段，有关页岩气勘探开发及市场利用的相关法律政策也还处于研究、探讨及逐步细化阶段。其中，部分法律政策已经明确下来，例如对页岩气独立矿种地位与对外合作方式的界定；部分产业政策及实施细则还处于进一步论证及探讨阶段，例如对页岩气矿业权管理权限与税收和补贴等产业发展优惠政策的制定等；部分试验及实践工作也在有序推进过程中，例如2011年国土资源部成功开展了首轮页岩气探矿权出让招标，完成了中国油气矿业权的首次市场化探索，向油气矿业权市场化改革迈出了重要一步。当然，在中国页岩气勘探开发相关政策的研究制定过程中，中国常规油气与煤层气产业发展的相关法律政策与管理经验及教训都为页岩气产业相关法律政策的制定提供了一定的借鉴及参考价值。

5.3.1. 常规油气勘探开发及市场利用的政策现状

(1) 常规油气矿业权管理及勘探开发政策

目前，中国常规油气资源的矿业权实施的是申请登记、行政审批的授予方式。根据《中华人民共和国矿产资源法》、《矿产资源勘查区块登记管理办法》、《矿产资源开采登记管理办法》，以及国土资源部《关于规范勘查许可证采矿许可证权限有关问题的通知》等法律规定及条例，中国石油和烃类天然气矿产资源的探矿权和采矿权都是由国务院地质矿产主管部门直接审批登记，且石油和烃类天然气矿产的勘查许可证与采矿许可证均由国土资源部颁发，实施的是国家一级管理。

按照上述石油和烃类天然气的矿业权管理制度，目前中国油气已登记勘探开发区域主要集中在中石油、中石化、中海油以及延长石油这四大石油公司，且国内尚未登记油气矿业权的空白区块其资源基础及条件并不被看好。目前，中国油气矿业权过于集中使得其他能源企业及民间资本难以进入油气产业上游，且现有矿业权主体难以集中力量同时对诸多油气区块实施深入的勘探开发，往往是对已经登记矿权的油气区块搁置多年，又不投入登记区块所约定的“义务”工作量，其结果就是严重制约了中国油气产业勘探开发的正常发展。

现有油气矿业权管理体制下，中国油气资源的生产、运输及管理，甚至销售仍是国有石油公司主导的，没有实现垂直分离管理。同时，中国油气上游资源及中游管网等基础设施几乎全部集中在几大国有石油公司，并没有实行独立的第三方准入，这种格局在很大程度上不仅分割了油气资源开发的上游市场，而且也制约了油气资源勘探开发市场的培育和完美，不利于充分地发挥市场竞争机制的作用，促进油气资源的发现及技术创新。

(2) 常规天然气开发对外合作政策及现状

据2011年底，国家发展改革委员会与商务部联合颁布的《外商投资产业指导目录（2011年修订）》，中国陆上常规天然气开发对外合作继续沿用《外商投资产业指导目录（2007年修订）》

与《中华人民共和国对外合作开采陆上石油资源条例》的相关规定。按照政策规定，目前中国陆上常规天然气对外合作只有中石油与中石化拥有对外合作专营权。合作方式为“通过招标或者谈判，与外国企业签订合作开采陆上石油资源合同，该合同经商务部批准后，方才成立；也可与外国企业签订除前款规定以外的其他合作合同，该合同必须向商务部备案”。一般多为产品分成合同，且外资企业所占股份不得超过49%。中外合作天然气项目的产品销售主要是“国外石油公司在中国境内拥有的权益天然气除由中方石油公司收购外，可以采取合同双方约定的其他方式销售”。

目前，中国共有29家外资公司在中国执行61个油气勘探开发项目，其陆上合作区域主要集中在东北、西北和西南地区。国外合作主体主要集中在国际大型能源企业，包括壳牌、道达尔、雪佛龙、艾芬豪能源、三菱瓦斯化学、盛业石油集团、中国年代集团等。具体合作方式主要是签订“产品分成合同”²⁰，并由双方约定权益比例。对于外方在合作项目中所获得的产品销售方式多数情况下，外方直接销售给中方合作伙伴。目前，正在合作中的陆上常规天然气项目主要有长北天然气田、苏里格南区块、川东北高含硫气田、四川梓潼区块、迪那1区块、喀什北区块、吐孜区块、金秋区块等。

表 5-8 中国陆上常规天然气对外合作相关政策规定

类别	内容
合作主体	中国石油天然气总公司、 中国石油化工集团公司
合作领域	(1) 限于合资、合作的有：石油、天然气的风险勘探、开发，低渗透油气藏（田）的开发； (2) 限于合作的有：物探、钻井、测井、录井、井下作业等石油勘探开发新技术的开发与应用，油页岩、油砂、重油、超重油等非常规石油资源勘探、开发。
合作方式	通过招标或者谈判，与外国企业签订合作开采陆上石油资源合同。该合同经商务部批准后，方为成立；也可与外国企业签订除前款规定以外的其他合作合同，该合同必须向商务部备案。
销售方式	国外石油公司在中国境内拥有的权益天然气除由中方石油公司收购外，可以采取合同双方约定的其他方式销售。

²⁰ 产品分成合同实质上就是一个合作协议，同普通合作协议的显著区别在于：双方不是直接分配货币形式的利润，而是约定将开发出来的产品依照双方在合作协议中约定的比例进行分配，作为投资或者提供合作条件应获得的实物报偿。至于，产品是否销售出去，销售后能否收回成本、获得利润，均由合作各方自己负责。

(3) 常规天然气市场利用政策

据 2007 年国家发改委颁布的《天然气利用政策》，中国天然气优先利用的市场主要包括城镇居民炊事、生活热水等用气；公共服务设施用气；天然气汽车；分布式热电联产与热电冷联产等。允许利用的市场主要包括集中式采暖用气（指中心城区的中心地带）；分户式采暖用气；重要用电负荷中心且天然气供应充足的地区，建设利用天然气调峰发电项目。

同时，2011 年 10 月，据国家发改委、财政部、住建部和能源局四部委联合发布的《关于发展天然气分布式能源的指导意见》（发改能源[2011]2196 号）文件，“十二五”期间中国将建设 1000 个左右天然气分布式能源项目，并拟建设 10 个左右各类型特征的分布式能源示范区域；未来 5-10 年内在分布式能源装备核心能力和产品研制应用方面取得实质性突破，初步形成具有自主知识产权的分布式能源装备产业体系。同时，《意见》提出：中央相关部门将研究制定天然气分布式能源专项规划，并研究制定天然气分布式能源电网接入、并网运行、设计等技术标准和规范；中央财政还将对天然气分布式能源发展给予投资奖励、贴息、税收优惠等适当支持和优惠政策；国家价格主管部门也将会同相关部门研究天然气分布式能源上网电价形成机制及运行机制等体制问题。可见，未来中国常规天然气市场利用将大力开展分布式利用。

表 5-9 常规天然气利用政策

等级	类型	用途
优先类	城市燃气	1、城镇（尤其是大中城市）居民炊事、生活热水等用气； 2、公共服务设施（机场、政府机关、职工食堂、幼儿园、学校、宾馆、酒店、餐饮业、商场、写字楼等）用气； 3、天然气汽车（尤其是双燃料汽车）； 4、分布式热电联产、热电冷联产用户。
允许类	城市燃气	1、集中式采暖用气（指中心城区的中心地带）； 2、分户式采暖用气； 3、中央空调。
	工业燃料	4、建材、机电、轻纺、石化、冶金等工业领域中以天然气代油、液化石油气项目； 5、建材、机电、轻纺、石化、冶金等工业领域中环境效益和经济效益较好的以天然气。
	代煤气项目	6、建材、机电、轻纺、石化、冶金等工业领域中可中断的用户。
	天然气发电	7、重要用电负荷中心且天然气供应充足的地区，建设利用天然气调峰发电项目。
	天然气化工	8、对用气量不大、经济效益较好的天然气制氢项目； 9、以不宜外输或上述一、二类用户无法消纳的天然气生产氮肥项目。

限制类	天然气发电	1、非重要用电负荷中心建设利用天然气发电项目。
	天然气化工	2、已建的合成氨厂以天然气为原料的扩建项目、合成氨厂煤改气项目； 3、以甲烷为原料，一次产品包括乙炔、氯甲烷等的碳一化工项目； 4、除第二类第9项以外的新建以天然气为原料的合成氨项目。
禁止类	天然气发电	1、陕、蒙、晋、皖等十三个大型煤炭基地所在地区建设基荷燃气发电项目。
	天然气化工	2、新建或扩建天然气制甲醇项目； 3、以天然气代煤制甲醇项目。

资料来源：国家发展改革委员会，《天然气利用政策》（2007）。

5.3.2. 煤层气勘探开发及市场利用的政策现状

（1）煤层气矿业权管理及勘探开发政策

根据《中华人民共和国矿产资源法》、《矿产资源勘查区块登记管理办法》、《矿产资源开采登记管理办法》，以及国土资源部《关于规范勘查许可证采矿许可证权限有关问题的通知》等法律规定及条例的相关规定，中国煤层气矿业权管理属于国家一级管理矿种，且由国土资源部统一管理并颁发勘查许可证与采矿许可证。

基于上述煤层气矿业权管理体制，中国煤层气的勘探开发实质上只有中联煤、中石油、中石化、河南煤层气公司这四家企业拥有煤层气探矿权和对外合作权，且煤层气开发主要集中在少数国企。例如，煤层气资源丰富的山西省，共设置煤层气探矿权 29 个，总面积约 25539 平方公里，其中中联煤、中石油、中石化就拥有 27 个，面积约 25175 平方公里，几乎全部由中央企业控制，并覆盖了全省绝大部分的煤炭规划矿区。中国高度掌控煤层气矿业权控制与集中限制了民间资本的进入，不利于煤层气快速开发及形成规模。

（2）煤层气市场利用政策

为了促进和鼓励煤层气开发，实现“十一五”目标，中国对煤层气产业给予了相当优惠的税收和补贴的产业扶持政策。例如，一是对地面直接从事煤层气勘查开采的企业，2020 年前可按国家有关规定申请减免探矿权使用费和采矿权使用费。二是对煤层气勘探开发作业的设备、仪器、零配件、专用工具，免征进口关税和进口环节增值税（财关税〔2006〕13号）。三是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；对独立核算的煤层气抽采企业购进的抽采泵、钻机、监测装置、发电机组等专用设备，实行加速折旧；技术改造项目国产设备投资的 40% 可从企业所得税中抵免；研究开发新技术、新工艺发生的技术开发费，在按规定实行 100% 扣除基础上，允许再按当年实际发生额的 50% 在企业所得税税前加计扣除（财税〔

2006] 16号)。四是对地面抽采煤层气暂不征收资源税(财税[2007] 16号)。五是对煤层气民用、化工等燃气进行适当补贴,中央财政按0.2元/立方米煤层气(折纯)标准对煤层气开采企业进行补贴;在此基础上,地方财政可根据当地煤层气开发利用情况对煤层气开发利用给予补贴(财建[2006] 114号)。六是对煤矿企业利用煤层气发电,允许自发自用;多余电量需要上网的,由电网企业优先安排上网销售,不参与市场竞争;上网电价比照生物质发电电价政策(发改能源[2006] 721号)。七是对民用煤层气出厂价格由供需双方协商确定;已经纳入地方政府管理价格范围的,要积极创造条件尽快放开价格;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内的民用煤层气销售价格,按照与天然气等可替代燃料保持等热值合理比价关系的原则确定(发改价格[2006] 826号)。八是“坚持采气采煤一体化,依法清理并妥善解决煤层气和煤炭资源矿业权交叉问题”(国办发[2006] 47号)。

尽管中国产业政策积极扶持煤层气产业发展,但由于煤层气和煤炭矿权重叠,以及国内天然气价格偏低等问题的影响,中国煤层气产业发展比较缓慢,煤层气产量较低,“十一五”煤层气产业发展规划目标远未实现。

(3) 煤层气开发的对外合作政策及现状

中国煤层气对外合作也已经建立了相应的法律政策,主要包括:2007年国务院出台的《关于修改〈中华人民共和国对外合作开采陆上石油资源条例〉的决定》,以及商务部等四部委联合下发的《关于进一步扩大煤层气开采对外合作有关事项的通知》(商资函[2007]第94号),据此中国早期只有中联煤拥有煤层气开发的对外合作专营权;2009年国资委发文批准将中联煤部分煤层气区块和资产有偿转让给中石油,变相给予了中石油煤层气的对外合作专营权;2010年,商务部与发改委等宣布进一步扩大煤层气开采对外合作,明确新增中石油、中石化和河南煤层气公司三家企业的煤层气对外合作权利。目前,中国对煤层气开发的对外合作方式与产品销售方式并没有明确的法律政策规定,一般参照常规油气的相关政策,基本上也是产品分成模式。此外,为了促进煤层气开发对外合作,中国财政部财税字[1992]62号文件明确规定“对中外合作开采煤层气的企业所得税实行二免三减半”的优惠政策。

近年来,中国煤层气开发对外合作也取得了一定的进展,并在对外合作主体选择与合作方式方面积累了一定的经验。目前,涉及对外合作的煤层气探矿权约24个,总面积25298平方公里。其中,中联煤持有对外合作区块14个,总面积15915平方公里;中石油拥有沁水和鄂尔多斯两个盆地2万多平方公里的对外合作区块。主要的外方合作者包括雪佛龙德士古石油公司、远东能源公司、康菲石油中国有限公司、格瑞克能源(国际)公司、中加能源公司、亚加能源公司、特拉维斯特能源公司等。合作方式也大多参考陆上油气合作模式,签订“产品分成”合同,由双方约定权益比例,但外方不得超过49%。

表 5-10 常规油气及煤层气对外合作实施现状一览

		常规油气	煤层气
合作现状		29 家外资公司，61 个油气勘探开发项目，陆上主要集中在东北、西北、西南地区。	24 个涉外煤层气探矿权，总面积 25298 平方公里。
合作主体	国内	中石油，中石化。	中联煤（中海油），中石油，中石化，河南煤层气公司。
	国外	壳牌，道达尔，雪佛龙，艾芬豪能源、三菱瓦斯化学，盛业石油集团等。	雪佛龙德士古石油公司、远东能源公司及康菲石油中国公司、格瑞克能源（国际）公司、中加能源公司、亚加能源公司、特拉维斯特能源公司等。
合作模式		“产品分成”合同（PSC），双方约定权益比例，但外方不得超过 49%。	参照陆上油气合作方式。

资料来源：中国能源网研究中心。

5.3.3. 中国政府重视页岩气勘探开发及矿业权管理

近年来，中国政府高度重视页岩气勘探开发工作，政府和油气产业界都均多次组织召开页岩气产业发展的研究、研讨以及国际交流与合作，政府相关职能部门也在积极推进页岩气资源评估与勘探开发利用的管理工作，同时，中国地方政府也在积极筹备页岩气勘探开发。

（1）中央政府高度重视页岩气勘探开发，积极开展国际交流与合作

中央政府高度重视页岩气资源战略调查和勘探开发。2009 年 11 月，美国总统奥巴马来中国访问期间，中美双方签署了《中美关于在页岩气领域开展合作的谅解备忘录》，多次开展政府间交流，将两国在页岩气领域的合作提升到国家层面。在上述谅解备忘录的基础上，2010 年 5 月中美两国政府又制定并签署了《美国国务院和中国国家能源局关于中美页岩气资源工作行动计划》，提出运用美方开发非常规天然气方面的经验，在符合中国有关法律法规的前提下，就页岩气资源评价、勘探开发技术及政策等方面开展合作。同时，2011 年 3 月中国政府公布的《国民经济和社会发展规划“十二五”规划纲要》中明确提出“推进煤层气、页岩气等非常规油气资源开发利用”。2011 年 5 月，在第三轮中美战略与经济对话上，加强页岩气领域国际合作再次成为重点之一。据国土资源部相关专家介绍，目前中国正在制定的《科学发展的 2030 年国家能源战略》也将页岩气放在重要位置给予重视。

（2）国土资源部积极开展页岩气资源评估及矿业权管理相关工作

目前，国土资源部围绕页岩气产业发展开展的重点工作是跟踪调研中国主要地区页岩气资源潜力，开展重点地区页岩气资源潜力评价及有利区带优选项目，开展页岩气探矿权竞争性出让，制定页岩气勘探开发规划等。据国土资源部预计，中国页岩气资源潜力评估将可能在2013年完成。

从2004年起，国土资源部油气资源战略研究中心（以下简称“国土部油气中心”）就开始跟踪调研中国页岩气资源状况和世界页岩气资源发展动态。

2009年国土资源部就开始逐步推进页岩气资源“摸家底”工作，在全国油气资源战略选区专项中设立“中国重点地区页岩气资源潜力及有利区带优选”项目；同年8月该项目在重庆市彭水县连湖乡实施了全国首个页岩气取样井，标志着继美国和加拿大之后，中国正式开始对页岩气这一新兴能源进行勘探。

2010年国土资源部将页岩气资源评估与优选工作又分3个梯次展开，启动川南、川东南、黔北、渝东南，以及渝东北5个重点目标区的先导性实验工作，共优选出20个页岩气富集有利区，估计地质资源量为8.5-14.72万亿立方米。在5大重点目标区先导试验工作基础上，2011至2013年国土资源部将开展“全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选”项目，将全国划分为上扬子及滇黔桂区、中下扬子东南地区、华北及东北区、西北区、青藏区5个大区，在全国范围内，对中国页岩气资源潜力进行总体评价，查明中国页岩气资源量及其分布，优选页岩气富集有利区。

2011年3月底，国土资源部召开“全国油气资源战略选区调查与评价项目2010年度成果报告评审会”，上报的综合研究项目全部通过审查。这些项目覆盖川东南、渝东南、渝东北、鄂西、上中下扬子、滇黔桂、黔北、华北、东北、西北、青藏等区域，标志着中国对页岩气勘探开发研究工作已进入新的历史阶段。同年4月，国土资源部出资500多万元建设的第一口超千米的深页岩气勘探钻井“岑页1井”开钻。

2011年6月，国土资源部组织了中国首次页岩气探矿权招标，首次出让的页岩气探矿权区块共有4个，分别为渝黔南川页岩气勘查、贵州绥阳页岩气勘查、贵州凤冈页岩气勘查、渝黔湘秀山页岩气勘查，面积共约1.1万平方公里。本次招标国土资源部共邀请了中石油、中石化、中海油、延长油矿管理局、中联煤层气和河南煤层气六家企业参与竞标，要求接受邀请的公司最多可投标2个区块，且要求中标者需于每平方公里投资最少2万元人民币。据招标投标情况显示，4个页岩气区块共收到6家企业合格的标书9套，其中“贵州绥阳页岩气勘查”和“贵州凤冈页岩气勘查”两个区块由于投标企业不足3家，未达到法定要求，不予开标而流标；“渝黔南川页岩气勘查”和“渝黔湘秀山页岩气勘查”两个区块各有3家投标，符合《招标法》和招标文件的有关规定，进入开标及后续程序。这两个区块页岩气探矿权竞标结果是：中石化中标“渝黔南川页岩气勘查”区块，面积2197.9平方公里；河南煤层气公司中标“渝黔湘秀山页岩气勘查”区块。

据国土资源部消息，中国第二轮页岩气探矿权招标工作也将于2012年下半年组织进行，且国土资源部表示，第二轮页岩气探矿权招标将会邀请更多符合条件且具备一定实力的民营企业参与页岩气矿业权竞标，未来中国非常规油气开发的一个思路就是要逐步放开，引入更多竞争主体参与油气上游勘探开发。

表 5-11 首轮页岩气探矿权招标竞标情况

区块	中标候选人	排名	勘查总投入 (万元)	参数井和 预探井 (口)	其中: 水平井
渝黔南川 页岩气勘查	中国石油化工股份有限公司	第一	59109.82	11	-
	中联煤层气有限责任公司	第二	21884.40	5	1
	中石油天然气股份有限公司	第三	15000.00	11	1
渝黔湘秀山 页岩气勘查	河南煤层气开发利用公司	第一	24756.04	10 (2、8)	-
	中联煤层气有限责任公司	第二	16492.26	6	1
	延长油矿管理局	第三	19285.00	5	-

资料来源：国土资源部页岩气探矿权出让招标项目评标结果公示，2011年7月1日。²¹

(3) 国家发改委和能源局积极推进页岩气勘探开发及市场利用的相关政策制定

国家发展改革委员会与国家能源局从 2009 年 9 月正式开始研究制定关于鼓励页岩气勘探开发利用的相关政策，现该政策正在征求意见和修改完善中。2010 年 8 月，中国首个页岩气研究机构—国家能源页岩气（实验）研发中心也在国家能源局的委托下，正式在中国石油勘探开发研究院廊坊分院成立。

2011 年 12 月底，国家发展改革委员会与商务部联合颁布《外商投资产业指导目录（2011 年修订）》，并在鼓励外商投资产业目录中明确页岩气资源勘探、开发领域引进外资的主要思想是“合资、合作”。

2012 年 3 月，国家发展改革委员会，财政部，国土资源部，国家能源局联合发布《页岩气发展规划（2011-2015）》，提出“十二五”期间，①要完成全国页岩气资源潜力调查与评价，

²¹ http://www.mlr.gov.cn/zwgk/zytz/201107/t20110707_895942.htm。

初步掌握全国页岩气资源量及其分布，优选 30-50 个页岩气远景区和 50-80 个有利目标区；②探明页岩气地质储量 6000 亿立方米，可采储量 2000 亿立方米。2015 年页岩气产量 65 亿立方米；③形成适合我国地质条件的页岩气地质调查与资源评价技术方法，页岩气勘探开发关键技术及配套装备；④形成我国页岩气调查与评价、资源储量、试验分析与测试、勘探开发、环境保护等多个领域的技术标准和规范。

目前环保、财政、水利等部门也开始积极推进页岩气开发的相关监管与财政税收政策等研究。

（4）地方政府积极筹备页岩气勘探开发

目前，中国地方政府也在积极筹备本地区页岩气资源的勘探开发，尤其是页岩气资源丰富地区的地方政府对快速启动本地区页岩气产业具有极高的热情与积极性，并开始筹备页岩气开发的相关基础工作，其中四川、重庆、贵州、湖南、陕西、河南等地方政府非常重视。

例如，在四川，为加快四川省丰富的页岩气资源开发，四川省政府已经组建成立了“四川省能源投资集团”，其主要业务之一就是投资开发四川省页岩气；同时，四川省一些页岩气富集区的市县级政府，如宜宾、泸州等也都在积极跟踪页岩气的开发与研究，并开始筹备编制本地区页岩气发展规划等。在重庆，重庆特区政府也特别重视页岩气的勘探与开发，将发展页岩气作为一项重大战略项目来推进，并已经有初步的标志性的作为。2011 年 10 月重庆地质矿产研究院与河南省煤层气开发利用有限公司联合成立重庆豫顺新能源开发利用有限公司（河南省煤层气公司控股，占 70% 股份，重庆地质矿产研究院占 30% 股份），将对渝黔湘片区约 5000 亿立方米的页岩气进行勘探并开发，可望在国内率先实现页岩气开发产业化。在河南，2011 年 6 月，河南省煤层气公司中标国土部组织的“首批页岩气探矿权出让招标”的渝黔湘秀山页岩气勘查招标区块，对此，河南省政府对河南省煤层气公司参与页岩气勘查开发高度重视，制定出台了一系列强有力的措施，从政策、资金、技术、人才等多方面给予全方位支持，为圆满完成勘查任务提供坚强的组织保证。在陕西，陕西省政府对延长石油集团投入页岩气勘探开发的工作实践非常重视，并对 2011 年 6 月延长石油集团成功开钻的中国第一口陆相页岩气井给予高度评价，目前该井已成功压裂产气；此外，陕西省政府还积极支持延长集团参与全国矿产资源综合利用示范基地建设，并在专项资金、资源配置和矿业用地等方面积极支持延长石油集团开展的“陕西延长页岩气高效开发示范基地”，快速推进页岩气产业化发展，并大幅提升矿区内石油、天然气、煤和煤层气等多种矿产资源的立体化勘探开发及综合利用水平。

5.3.4. 油气产业界积极推进页岩气勘探开发试验与国际合作

（1）石油公司积极开展页岩气勘探开发试验

近年来，中国石油公司在积极调整企业能源业务结构，已逐步将页岩气勘探开发提升为非常规油气开发业务的主要组成部分，现有页岩气勘探工作主要集中在四川盆地及其周缘，鄂尔多斯盆地、辽河东部凹陷等。例如，中石油在川南、滇北地区优选了威远、长宁、昭通和富顺 - 永川 4 个有利区块，完钻 11 口评价井，其中 4 口直井获得工业气流；中石化明确由华东油田分公司负责包括页岩气在内的非常规油气的勘探，在黔东、皖南、川东北完钻 5 口评价井，其中 2 口井获得工业气流，优选了建南和黄平等有利区块；中海油在皖浙等地区开展了页岩气勘探前期工作；延长石油在陕西延安地区 3 口井获得陆相页岩气发现。

（2）页岩气勘探开发对外合作政策及现状

页岩气是新兴能源产业，中国已经明确出台针对外资投资页岩气开发的产业指导政策。据2011年底国家发展改革委员会与商务部联合最新颁布的《外商投资产业指导目录（2011年修订）》，其中鼓励外商投资产业类别比2007年修订的《外商投资产业指导目录（2007年修订）》新增页岩气资源勘探、开发对外合作的政策指导，其总的指导思想是“合资、合作”。

事实上，在该政策出台前，中国石油企业在页岩气试验勘探开发领域已经开展了多起技术服务对外合作项目。2007年中石油与美国新田石油公司（Newfield）签署了《威远地区页岩气联合研究》协议，研究内容是四川威远地区页岩气资源勘探开发前景综合评价，这是中国页岩气开发对外合作签署的第一个协议。2009年中石油与壳牌公司在重庆签署面积达4000平方公里的富顺-永川区块页岩气联合评价协议，共同开发四川富顺区块页岩气。2011年初，中石化宣布与英国石油公司（BP）在贵州凯里、苏北黄桥等地着手合作开采页岩气等。同时，中国石油企业还与挪威石油、康菲、BP、雪弗龙、埃克森美孚等公司建立联合研究合作意向，且已经有石油公司收购了部分国外页岩油气区块权益。此外，中国石油企业还曾多次邀请国外页岩气开发的技术服务公司如斯伦贝谢等，来中国进行技术交流和培训。

上述页岩气勘探开发的对外合作项目中，在合作模式上，大多参考常规天然气与煤层气领域的中外合作模式，即签订产品分成合同，主要包括两种方式：一种是技术合作，即“花钱买技术服务”。目前中国就页岩气开发的压裂液中水与砂石配比比例掌握得还不够好，需要引进美国技术并支付技术服务费用，如中国石油公司主要是引进美国斯伦贝谢与贝克休斯公司的技术与服务团队。另一种是利益分成，即“资源换技术”。目前在中国四川永川区块，中国石油与壳牌联合调查资源，实施勘探开发，若成功后形成产能，壳牌拿49%，中方拿51%，就是利益分成。

近年来，石油企业通过与国际石油公司合作或者自主钻探，在参数井、老井试气、预探井等页岩气勘探工作上已经取得重大进展，一些页岩气井已经获得较好的页岩气显示，压裂测试气量较高。例如，中石油集团已经成功完成威201与宁201两口勘探井的钻井和压裂工作，威201井经压裂获得初始产量1.1万立方米/日，好于预期。

5.3.5. 页岩气勘探开发及市场利用的政策趋势

结合中国常规天然气及煤层气勘探开发与市场利用的政策环境，以及中国页岩气产业发展的现有政策环境，预计未来中国页岩气产业发展的政策趋势将是：上游勘探开发政策预期形成宽松的市场竞争环境，且积极引导外资以合资与合作的方式介入；下游市场应用政策预期支持分布式利用；页岩气开发的补贴税收政策预期参考煤层气开发的相关政策；国家还拟将建设页岩气勘探开发及市场应用的综合试验区。

（1）上游勘探开发政策预期形成宽松的市场竞争环境

中国政府非常重视页岩气产业发展，未来中国页岩气资源上游勘探开发的政策趋势将是引入市场竞争机制，鼓励有实力的多种资本、多种市场主体参与页岩气开发。届时，民营资本、社会资本、非油气行业企业等均具有参与页岩气勘探开发的机会，即政策上鼓励页岩气开发的投资主体与有资质的专业技术服务主体相分离。中国有关页岩气探矿权与勘探开发政策的变化及趋势为各类投资主体进入页岩气上游资源及勘探开发创造了政策条件。

主要表现在以下几个方面:

1) 页岩气独立新矿种地位已经明确

在近年来开展的页岩气资源调查评价和研究的基础上,通过与天然气、煤层气对比,2011年中国开展了页岩气新矿种论证、申报工作,2011年底国务院已经批准页岩气为新的独立矿种,国土资源部也将按独立矿种制定投资政策,进行页岩气资源管理。

表 5-12 国土资源部新发现矿种公告

矿种名称	发现单位	发现时间	主要用途	产地名称	产地地理坐标	
					经度	纬度
页岩气	国土资源部油气资源战略研究中心、重庆市国土资源和房屋管理局、中国地质大学(北京)、重庆地质矿产研究院	2009年11月	民用和工业燃料,化工和发电	彭水县	108°24'30"	29°41'42"

资料来源:国土资源部官方网站。

2) 第二次页岩气探矿权招标将引入多种市场主体

经过首轮页岩气探矿权招标后,国土资源部表示中国将尽快启动第二次页岩气区块招标,届时将继续扩大页岩气的招标范围,或将邀请达到资质的民营企业共同参与竞标,其基本思路是逐步放开页岩气矿业权,鼓励多种资本投入。

上述举措可以看作是今后中国政府在页岩气领域拟打破常规天然气领域矿权与勘探开发垄断模式的一种进步,以及国家拟创新页岩气矿业权管理体制,引入市场竞争体系的决心;也是国家对页岩气上游资源开发相关政策放宽的一个信号,未来中国将在页岩气上游矿权区块及勘探开发环节创造更为竞争的市场环境。

3) 相关政策及政府观点支持页岩气上游勘探开发形成市场竞争

2010年5月,国务院发布的《关于鼓励和引导民间投资健康发展的若干意见》(新36条)文件明确指出:“支持民间资本进入油气勘探开发领域,与国有石油企业合作开展油气勘探开发。支持民间资本参股建设原油、天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络”。页岩气作为新兴能源产业,尚处于起步阶段初期,需要更多市场主体的资金投入来快速启动产业发展。

同时,2011年国土资源部第25次部长办公会审议了《页岩气资源管理工作方案》等文件,披露了国土资源部拟对页岩气矿业权实行一级管理的意向。近期国土资源部官员也明确表示²²,

²² 车长波,中国非常规气情况,2011年9月13日。

未来中国页岩气产业上游资源开发管理的政策趋势是“页岩气勘查开发由国土资源部一级登记，并由国土资源部颁发页岩气的勘查许可证和采矿许可证；采取竞争性出让的方式，对页岩气矿权实施合同管理；鼓励多种投资主体进入页岩气勘探开发领域，无气体资源勘查资质但资金实力雄厚的企业也可以通过与有资质的单位合资、合作的方式进入页岩气勘探开发”。

此外，据国土资源部油气资源战略研究中心副主任张大伟介绍，国土资源部下一步将本着独立矿种、一级发证、资质准入、合同管理、稳步开放、有效监管 6 项方针，着手制定页岩气专项发展规划及相关政策。

（2）页岩气开发的补贴税收政策预期参考煤层气开发的相关政策

国家能源局网站公开表示：中国将制定页岩气产业政策，明确行业准入门槛和标准，形成有序竞争的页岩气发展格局；加大政策支持力度，推进页岩气产业快速发展。据悉，目前中国页岩气补贴政策已经基本成型，即比照煤层气补贴政策执行，即“煤层气补贴上，开采每立方米煤层气财政部补贴 0.2 元，地方财政补贴 0.05 元（山西）；税收政策上，煤层气开采作业的相关设备免征进口关税和进口环节增值税，增值税先征后退”。目前，国土资源部、商务部、能源局、财政部基本通过页岩气补贴方案，相关文件也已经上报国务院。

综上所述，未来中国将会在页岩气产业发展政策上给予补贴及税收等方面的优惠，以确保页岩气产业尽快在国内启动，并实现有效开发与利用。

（3）下游市场应用政策预期支持分布式利用

在页岩气利用方面，中国还没有出台相关的法律政策，但是鉴于页岩气在物理化学性质上基本与常规天然气相同，且页岩气作为天然气利用产品的一种，未来页岩气市场应用很可能参照常规天然气利用政策，并将享有天然气分布式能源方面的扶持与优惠政策。

据前述《关于发展天然气分布式能源的指导意见》（发改能源[2011]2196号）文件，未来中国常规天然气市场利用将大力开展分布式利用。目前，中国页岩气产业才刚刚起步，尚处于探索阶段初期，这在当前国内天然气管网设施欠发达、管网使用第三方准入受限的情况下，《意见》的颁布及后续相关行政政策的陆续出台，将为页岩气的分布式利用创造了良好的政策环境，预计短期内中国页岩气开发利用还将以分布式利用方式为主。

事实上，中国页岩气资源的分布特点也有利于开展区域分布式供能及就近利用。中国页岩气资源蕴藏丰富，并且大量页岩气资源分布在南方等能源负荷重区，这与中国电力负荷非常匹配。同时，中国电网分布已经相当密集，并且据上述政策国家已经开始研究制定天然气分布式发电的电网接入和上网电价政策，所以如果采用分布式能源技术，利用页岩气就近发电，将页岩气直接转换成二次能源 - 电力，就近送入电网，则页岩气市场应用将在成本、效率、环保等方面均具有无可比拟的优势。

（4）加强国际合作是未来页岩气勘探开发的发展趋势

目前，美国已经形成了页岩气开发的系统性成套技术，培育了一大批在页岩气领域拥有先进开采技术的能源服务公司，如壳牌、BP、贝克休斯、雪佛龙、哈利伯顿等。与此相比，中国页岩气资源的开发刚刚起步，尚缺乏系统的成套技术，亟需展开国际合作与交流，以实现页岩气的快速发展。

据《外商投资产业指导目录（2011年修订）》，中国鼓励外商以“合资、合作”的方式参与国内页岩气资源的勘探、开发。同时，国土资源部等政府机构也提出要加强页岩气国际合作与交流，引进先进理念和开发技术，与国外有实力公司的合作开发，甚至可以考虑直接邀请外方承担勘探开发调查的具体工作。目前，中国石油公司已经开始实施页岩气开发的对外合作，未来中国石油企业还将继续加大页岩气开发的对外合作。可见，未来中外合作开发页岩气将可能成为中国页岩气产业发展的必然趋势。

（5）国家拟将建设页岩气勘探开发及市场应用的综合试验区

中国国土资源部“十二五”期间推进页岩气产业发展的目标之一就是建成一批“页岩气调查先导区”。同时，中国能源界资深专家、油气企业及相关研究机构也正在积极推动国家开展“页岩气综合试验区”、“页岩气开发特区”等构想。例如，有关专家提出“针对中国页岩气产业发展，国家可以借鉴当年设立经济特区的办法，在有潜力的地区划出几个‘页岩气开发特区’来，把权力和收益多交给地方政府和投资者一些，少一些垄断，多一些竞争”²³，来快速启动中国页岩气开发。

目前，中国能源网研究中心作为国内独立的第三方咨询机构，也已经向国家提出组织开展页岩气综合试验区的建议。通过综合试验区的实践，摸索探讨、研究解决页岩气试验井的开采、工程承包、开发区域管网建设及利用、页岩气应用及销售服务等一系列项目管理的规则和方法，并且编制页岩气勘探开发的技术标准、运营管理条例（招标、投资、服务）等，不仅为推动中国页岩气开采技术、设备应用等提供实战考核的场所，优先培养和锻炼中国自己的页岩气开发的技术人才和系统服务队伍，同时还有一层重要作用是，为完善中国相关法律法规和管理体制提供实践场所，形成有利于中国页岩气产业健康可持续发展的产业政策和监管体系。试点先行，事半功倍。

中国能源网研究中心建议页岩气开发及应用综合试验区需考虑以下几个方面：

1) 试点项目区的选址

需要考虑地质条件、气藏条件、水源情况，以及市场应用条件及需求等因素来确定综合试验区的具体区块和地理位置；可以多选取几个具备基础条件的区域，结合地方经济及区域特征，并开展综合试验。

2) 技术创新试点

从国家层面加强页岩气开发的单项核心技术攻关，并在试验区的特定地质环境条件下，自主创新试点页岩气开发的单项核心技术与压裂技术实施的压裂液配方等；同时，积极利用中美能源合作机制，通过合作或并购等方式尽早掌握美国技术，并在此基础上力争实现技术反超、再主导。

3) 开发模式试点

需要综合考虑大型石油公司、专业技术服务公司、地方政府、民营企业，以及国外公司及资本等因素，试点多种投资模式。如以现有的中央国有石油公司为主导，以页岩气的产业化与技术开发为核心的集中开发模式；以地方政府为主导，鼓励地方国有企业、民营企业，以及外资等多种市场主体共同合作，参与竞争。

²³ 陈卫东，在有潜力的地区建立页岩气开发特区，《能源思考》，2011年8月。

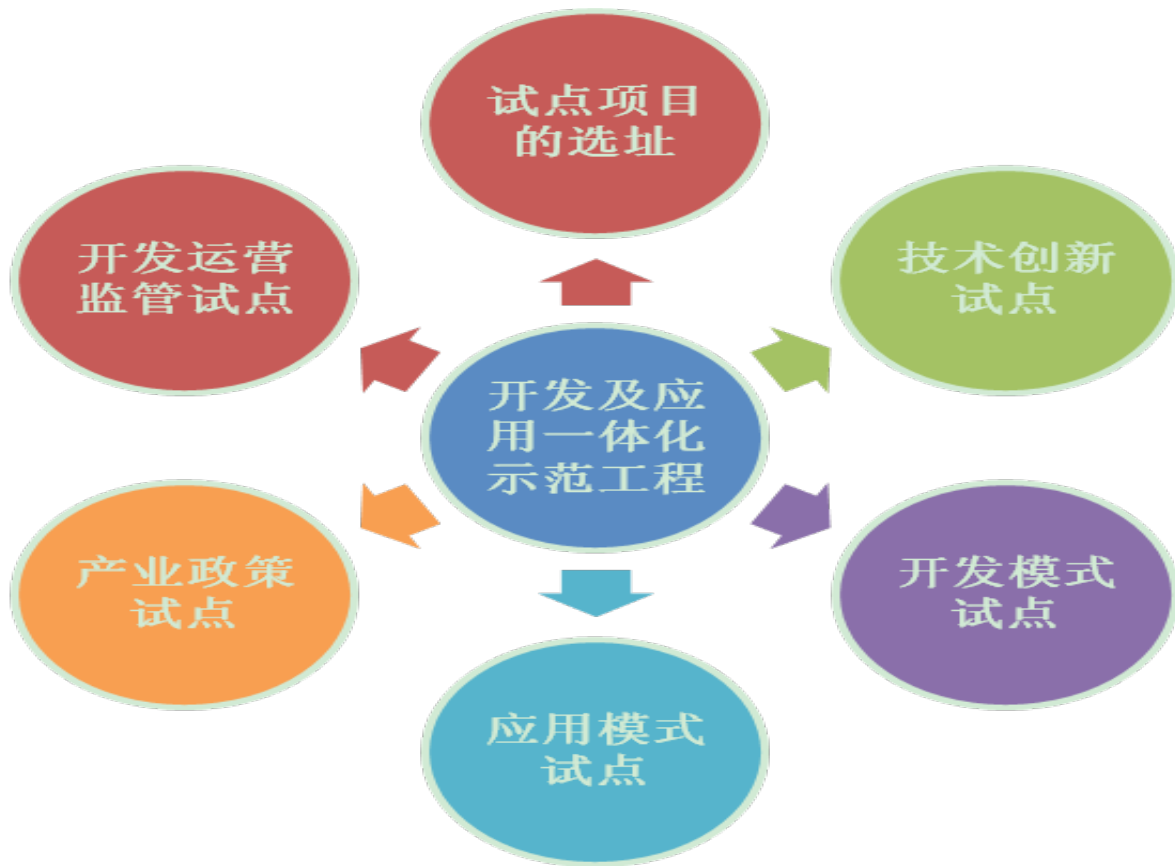


图 5-6 中国能源网研究中心“页岩气开发及应用综合试验区”建议

4) 应用模式试点

页岩气应用可以是集中进入管网,或采用分布式就近利用。采取集中进入管网应用的这种模式,中国必须逐步推进管网开放,或放开区域及省级管网准入,包括允许多种资本进入和参与天然气中游管网建设等。同时,中国还需要结合产气地区实际,立足分布式开发就近利用,探索就地发电、区域供气、就地发展天然气化工、分布式供能、作为交通燃料等多种应用模式,将页岩气开发与当地经济,解决地方特别是山区农村能源供应等结合起来,实现能源综合利用,充分提高能源利用效率和获得优化的生态环境发展。

5) 产业政策试点

中国页岩气产业发展尚处于探索阶段,勘探开发成本较高,开展试点综合试验区需国家给予一定的特殊批示与政策扶持,可以考虑将国家对煤层气的支持政策沿用到页岩气领域,重点研究确定有利于鼓励企业投资勘探开采,以及进行设备投资和技术研发等的资源税、增值税、所得税等减免税政策。

6) 开发运营监管试点

综合试验区需对页岩气从生产到应用各环节的监管框架及体系做综合考虑,其中监管框架的设计首要明确国家对页岩气开发的组织结构性质与监管目标,监管体系的设置需对监管主体、监

管内容、监管权限的约束与制衡等问题明确下来。例如，页岩气生产环节的水资源利用与污染物排放的监管，应覆盖采前、采中和采后多环节，即应该是全方位的监管制度。

6. 中国页岩气开发及应用亟待解决的问题

尽管页岩气开发已受到国家和业界的高度重视，但不容忽视的事实是中国页岩气开发仍面临资源勘查、技术装备、经济可行性、管网设施利用、产业支持政策、矿业权管理体制及监管等方面的系统性制约因素。如果这些问题不尽快解决，将难以满足推动页岩气快速发展填补天然气市场缺口的需求，甚至难以达到“十二五”规划提出的“到 2015 年中国页岩气达到 65 亿立方米”的产量目标。

6.1. 资源调查与评价滞后，资源“家底”需进一步摸清

尽管中国在页岩气地质理论、潜力评价和有利区优选等方面进行了初步探索，取得了一定的进展，但中国页岩气赋存规律和含气页岩基本参数主要来自油气勘探中对烃源岩的研究，有些样品采自地表，缺少对页岩含气性评价的第一手资料。因而尚难以对页岩气资源潜力进行系统评价，“家底”不清使得页岩气开发面临一定的资源不确定性风险。

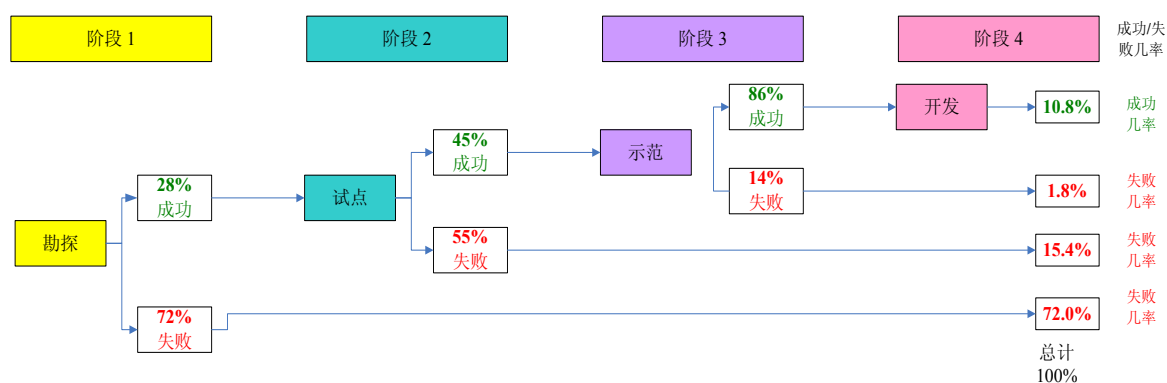


图 6-1 页岩气项目风险分解图

资料来源：哈丁歇尔顿能源咨询有限公司（北京），2009年5月

另外，地下矿产资源勘探本身就是一项高风险、高投入的经济活动。中国常规油气钻探出现干井或是不具经济开发价值的油气井非常多，早期油气钻探的失败率高达 40%，勘探开发埋藏更深的页岩气风险更高。根据哈丁歇尔顿能源咨询有限公司的评估，一个页岩气开发项目成功的几率只有 10.8%。

一个完整的页岩气项目需要几千口井，而最初的 2-20 口井仅用来验证当地是否具备页岩气开发的商业可行性，前期高昂的成本投入以及低效率产出极有可能令开发商中途放弃甚至一开始就望而却步。

6.2. 成套技术不成熟，核心技术引进尚需“本地化”

如前面章节所述，中国在页岩气勘探开发技术装备方面已经具备一定的基础，但尚未形成页岩气开发的系统性配套技术。尤其是针对不同地质条件且能够实现经济开发的关键技术，如水平井钻井、完井、测试、分段压裂改造，以及压裂液配方等，还需进一步攻关和完善。

中国在传统油气领域勘探开发的现有技术水平虽可作为页岩气开发的借鉴，但尚难以完全满足国内页岩气勘探开发的要求，如系统的勘探开发参数测试的实验技术和仪器装备尚不完备，部分核心技术亟需进行重大科技攻关和试验或通过国际合作和自主创新实现突破；中国在旋转导向技术、随钻测井技术、压裂隔离部件等井下技术工艺及设备方面尚存在薄弱环节或缺失，亟需不断提升与完善；特别是页岩气勘探开采过程中涉及到的模拟软件、分析软件、监测工具等软科学类技术还需研发和配套。

同时，由于中国缺乏对页岩气资源勘查、评价、开发及生产等一系列作业活动的深入分析和研究，对如何将现有传统油气领域的水平井及压裂技术有针对性地应用于不同页岩气区块的经验尚不足，也需尽快组织开展大量的研究、测试以及实践工作，才可以为“页岩气”所用。

此外，由于中国与美国地藏情况不同，中国的地藏情况是海相、湖相、以及海陆交互相均有大量页岩气赋存，且页岩气普遍埋藏较深，地质条件复杂，后期破坏严重，开发难度较大，所以美国页岩气开发的成功技术并不能完全照搬到国内，引进技术也将不可避免地存在美国成功技术在国内地质条件下的“本土化”适应问题，需要在勘探开发实践中探索、总结。

6.3. 勘探开发成本居高，经济性开发存在制约

(1) 勘探开发页岩气需要高投入

页岩气开发的经济性与常规油气田截然不同。一方面，页岩气由于初始产量较高，所以页岩气井的前期投入能够很快收回，但是为了维持产量，需要不断建造新井，这就需要投资主体及开发主体有持续且稳定的资金投入与支持。另一方面，由于页岩气深埋地下数千米，不同区块甚至同一区块的埋深都会不同，而埋深增加带来的勘探开发成本增加是呈指数级别增长的，这就对页岩气开采商的持续资金实力提出挑战。

以美国最大的马塞勒斯页岩气田为例，该页岩气田由于泥质岩层巨厚，有 8-80 米，埋藏深度 700-3000 米。为开发该气田，页岩气开采商需要钻探 10-22 万口井，每口井的价值大概在 300 万到 400 万美元之间，这样仅用于钻井的投资至少为 3000 亿美元，即每开采 1000 立方米的页岩气就需要向钻井投资 197 美元。

而依目前数据及信息来看，中国页岩气地质条件可能比美国更加复杂，且目前国内已有的页岩气井也大都为参数井，与商业产气井的成本构成差别较大，因此目前页岩气勘探开发成本构成还不明朗。

(2) 页岩气市场应用价格受管制

目前，中国页岩气还没有形成量产，国家也没有出台页岩气市场应用的定价机制，预计参考中国常规天然气定价机制。在中国常规天然气领域，天然气井口气价非常复杂，且天然气井口气价与城市燃气价格由中央政府和地方政府严格管控，不仅造成中国工商业用气价格偏高，民用气价

格严重偏低，还出现相同热值情况下，天然气价格远低于煤炭价格的现象。目前受管制的天然气价格根本没有体现出天然气作为清洁能源的价值以及天然气规模化应用后的市场竞价优势。

国际油气、煤炭等其他能源价格的变化及波动，也会影响页岩气开发经济性，带来投资风险。例如，在美国，受页岩气规模化量产带来的本土天然气价格下降，已经使得一些页岩气开采商的勘探开发活动变得无利可图，甚至出现亏损的情况，许多开发商纷纷转而开发利润更高的页岩油。这就是市场条件下，价格的杠杆作用。

6.4. 缺乏有利于企业投入的政策支持

美国页岩气开发成功在很大程度上得益于美国政府在页岩气产业发展不同阶段实施不同的产业支持或扶持政策。中国页岩气勘探开发尚处于探索阶段初期，产业发展具有风险大、成本高的特点，亟需政府在相关产业政策方面给予一定的政策支持。

但是目前，中国页岩气勘探开发及市场应用的相关法律法规，以及页岩气产业发展规划及战略需求还没有明确下来。虽然国土资源部部分官员已经表示未来中国页岩气资源勘探开发管理的政策趋势是“采取竞争性出让的方式分配探矿权与采矿权，并实施合同管理；鼓励多种投资主体进入页岩气勘探开发领域”，且首轮页岩气探矿权的政策突破已经实现，但是，页岩气产业发展具体操作层面，如矿业权管理、市场准入条件及标准，以及相关税收和补贴政策等问题都还没有解决，同时还缺乏法律层面的确认与政策依据。在当前国内页岩气勘探开发成本较高、市场应用条件尚不完善的情况下，相关政策的不确定性必将加剧投资风险，同时将无法起到消除壁垒，引导产业健康发展的作用。

6.5. 管网及配套设施建设滞后，缺乏开放的第三方准入

目前，虽然中国已经初步形成跨区域的天然气管网干线，但已有的天然气输配管网尚未形成网络化结构，尤其是与国外天然气成熟市场相比，中国天然气管网及其配套基础设施建设与需求相比还严重滞后与缺失。据统计，截止 2010 年底，中国天然气管道总长度约 4.5 万公里，同期美国本土 48 个州天然气的管线长度就达到 49 万公里，中国远远落后于美国发达的天然气管网体系。中国天然气管网等基础设施的滞后和缺失将严重影响并制约未来页岩气的规模化市场应用，增加页岩气利用的成本与难度。

中国天然气管网设施在准入和市场开放等方面也存在诸多问题。如在管道运营、第三方准入、管输费用和服务等方面尚未建立起市场化运作的法规政策和监管机制。目前，中国主要天然气管网设施基本上是由中石油、中石化等石油公司掌控，且各石油公司的管网设施基本上各自为政、互不开放。第三方准入的独立运营的管理机制的缺失不利于天然气中游基础设施建设规模的快速扩大和有效利用，难以满足页岩气开发对管网及配套设施的需求，必然导致三大石油公司以外的油气企业进行页岩气商业输送时受到不公平竞争的制约，影响整个页岩气产业的长远发展。

6.6. 环境监管体系缺失，存在开发风险

近年来，油气资源开发的环境问题已经引起人们的重视，尤其是继 BP 墨西哥湾漏油、日本福岛核泄漏，以及中海油与康菲公司合作的蓬莱 19-3 油田溢油事故之后，国际上更加谨慎对待油气开发的环境问题。

目前页岩气开发的环境影响已经引起社会的广泛关注，如大量使用地下水和地表水对饮用水资源量和水质的影响，压裂液中的化学添加剂是否影响水资源及能否缓解，水力压裂产生的废水废物如何处理，开采过程中甲烷（注：页岩气主要成分是甲烷）气体泄漏对大气的影 响等。美国一部名为《Gas land》的纪录片，报道了页岩气井周边居民的饮用水井遭污染、水龙头可以被点燃、动物与居民生病的现象，反映了页岩气开采带来的饮用水污染、道路破坏、生态环境破坏等的风险或问题。目前，美国政府、研究机构、开采商、环境保护主义者、以及居民等各方主体已经就页岩气开采是否会带来严重的环境问题展开争论，联邦政府也正试图通过修正部分法律来对页岩气开发实施更加严格的环境和生产监管，并要求页岩气开采商加强环保投资，提出更多风险规避及问题解决方案。

与美国相比，中国页岩气埋藏深度较深，有些资源丰富区还处在人口稠密、地质灾害多发地区，进行大规模压裂，将面临比美国更大的安全与环境风险。现阶段，页岩气开发环节的环境监管体系尚未建立起来，尤其是针对地下水资源和压裂液污染防治，返排水的回收利用，以及地质灾害防范等的监管机制缺失；同时，中国现有的油气管理体制也不足以解决页岩气快速开发可能带来的环境问题。因此，在环境监管缺失的情况下，页岩气开发存在较大的环境风险及隐患。

6.7. 资源管理机制有待完善

2011年12月底，国土资源部官网发布新发现矿种公告，页岩气被正式列为新发现矿种，将对页岩气按单独矿种进行投资管理，这对页岩气引入多种资本来说是个积极的信号。但页岩气资源矿业权管理机制还有待进一步完善，还需要进一步制定页岩气资源勘探开发准入资质和门槛，建立健全考核及退出机制，明确中国页岩气勘探开发的投资主体及开发模式等，以期实现投资主体的多元化，促进页岩气勘探开发和产业的健康发展。

7. 加快中国页岩气开发与监管思路的探讨

新兴产业在崛起与发展过程中都会遭遇各种各样的问题与障碍，煤层气、页岩气作为新兴能源产业也不例外。美国页岩气开发带来的环境污染与土地占用等现象已经引起广泛争议，美国各界也积极采取多种措施改善或解决这些问题。

中国的天然气市场还不成熟，如何能在产业初期，借鉴美国经验（正面案例），避免走煤层气的老路（反面案例），实现页岩气的规模化开发与应用，还亟需在产业政策、核心技术、价格机制、成本及经济性，以及监管等方面寻求尽快突破。

7.1. 中国煤层气开发与监管教训总结

据新一轮全国油气资源评价显示，中国煤层气地质资源量为36.81万亿立方米²⁴，勘探开发潜力巨大。中国《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划》对煤层气发展提出的目标是：“2010年全国煤层气（煤矿瓦斯）产量达100亿立方米，其中，地面抽采煤层气50亿立方米，利用率100%；井下抽采瓦斯50亿立方米，利用率60%以上。新增煤层气探明地质储量3000亿立方米，逐步建立煤层气和煤矿瓦斯开发利用产业体系”。

²⁴ 孙茂远，关于煤层气产业发展的若干问题及对策，国土资源网，2009年09月

为了促进和鼓励煤层气开发,实现“十一五”目标,中国对煤层气产业给予了相当优惠的扶持政策,如:中央财政按0.2元/立方米煤层气(折纯)标准对煤层气开采企业进行补贴,对煤层气发电上网电价比照燃煤发电1度电补助0.25元;煤层气探矿权和采矿权使用费减免;煤层气开采引进技术配套的进口设备关税减免;允许一切符合条件的企业申请煤层气矿业权的宽松矿业权政策等。

然而,相关政策相当优惠,但中国煤层气的开发进程却相当缓慢,尤其是与美国相比,中国煤层气开发严重滞后。据统计,2010年美国煤层气产量约为500亿立方米,占天然气总产量的8%,而且这一比例已经稳定了数年,已成为美国天然气工业的重要组成部分。中国煤层气发展已历时二十多年,到2010年底中国累计完成煤层气抽采量仅88亿立方米,其中地面抽采14.5亿立方米,井下抽采73.5亿立方米,煤层气实际利用量仅有36亿立方米²⁵;到2010年底,列入中国油气储量数据的煤层气(地面抽采)量仅5.17亿立方米,剩余经济可采储量仅1040亿立方米。可见,中国煤层气抽采和利用率不仅远低于美国水平,而且与“十一五”规划设定的目标也相差甚远。

中国煤层气从探索开发到产业化比美国多花了十几年时间,依目前发展速度来看,中国煤层气从开始进入商业化开发到形成一定产业规模所用的时间依然要比美国长得多。造成中国煤层气开发缓慢、滞后的原因是多方面的,究其根本,主要体现在以下方面。

7.1.1. 抽采地质条件复杂,关键技术不成熟

中国煤层气赋存条件区域性差异大,多数地区呈低压力、低渗透、低饱和特点,除沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘外,其他地区实现规模化、产业化开发的难度较大。高瓦斯矿井以及煤与瓦斯突出矿井多,随着开采深度加大,地应力和瓦斯压力进一步增加,井下抽采难度增大。

现有煤层气勘探开发技术不能适应复杂地质条件,钻井、压裂等技术装备水平较低,低阶煤和高应力区煤层气开发等关键技术尚未研发成熟。煤与瓦斯突出机理仍未完全掌握,深部低透气性煤层瓦斯抽采关键技术装备水平较差,严重影响煤层气的开采。

7.1.2. 煤层气和煤炭矿业权设置重叠及管理体制不健全

中国煤层气是作为独立矿种进行开发的,但是对煤层气与煤炭的矿业权管理问题一直没有得到很好的解决。按照国务院1998年颁布的《矿产资源勘查区块登记管理办法》与国土资源部2005年颁布的《关于规范勘查许可证采矿许可证权限有关问题的通知》的相关规定,煤层气属于国家一级管理矿种,且由国土资源部统一管理并颁发勘查许可证与采矿许可证。

中国煤矿的勘查与开采则根据勘查区块面积的大小与煤田储量规模由国土资源部或省级有关部门分别颁发勘查许可证与采矿许可证²⁶,即二元管理体制。但是由于煤层气和煤炭是赋存于同一储层的伴生矿产资源,分属两种不同的管理体制就导致在具体开采过程中,造成煤层气开发与煤炭开采相脱节,或越界勘探开发引发矿业权争议与侵权,且管理部门之间难以协调等问题。

2006年中国颁发《关于加快煤层气(煤矿瓦斯)抽采利用的若干意见》,严格要求“先采气、后采煤”,但是各地方在具体执行时并未制订严格的规章制度以及按章执行,致使煤炭与煤层气开发利用部署无法有效衔接和推进,影响煤层气的开发进程。

²⁵ 煤层气“十二五”规划或7月发布,新华网,2011年4月。

7.1.3. 相关法律法规尚不完善，缺乏实际操作依据

目前煤层气开采没有专门的法律进行规范，多是法律效力较小的部门规章制度。且许多意见规定也未明确哪些部门执行实施、监督管理等；另外对于煤层气具体的优惠政策，实际操作层面，相关部门职责不清，并未得到很好地贯彻落实。以煤层气发电上网为例，尽管国家明确煤层气发电上网享有一定的优惠，但由于部门利益、行业保护等，目前煤层气发电上网仍困难重重。

7.1.4. 煤层气矿业权过于集中，缺乏竞争及退出机制

现有的中国煤层气矿业权的管理办法，偏于严格，只有中联煤、中石油、中石化、河南煤层气公司这四家企业拥有煤层气探矿权和对外合作权，煤层气的开发处于被少数国企垄断的状态。以山西省为例，山西省共设置煤层气探矿权 29 个，总面积约 25539 平方公里，其中中联煤、中石油、中石化就拥有 27 个，占地达到 25175 平方公里，几乎全部由中央企业垄断，并覆盖了全省绝大部分的煤炭规划矿区。

另外，国家规定的最低勘探投入标准较低，且退出机制不完善，探矿权人投资积极性不高，用于煤层气基础勘探资金较少，煤层气矿业权的高度垄断与集中限制了民间资本的进入，滞缓了煤层气的快速开发及规模产出。

7.1.5. 煤层气价格太低，致使企业勘探开发积极性受挫

一直以来，中国并未制定专门针对煤层气的价格机制，其市场价格一般是比照常规天然气价格。中国天然气价格受到政府管制，且一直偏低，远低于同热值的其他燃料的价格（据专家估算中国天然气价格相当于同热量油价的 30%），虽然国家对煤层气有一定的补贴，但在燃料市场上煤层气价格仍偏低，缺乏合理的经济性，不能激发起企业勘探开发煤层气的积极性，这也是煤层气产业发展缓慢落后的主要因素之一。

综上，针对页岩气的开发利用，要吸取煤层气开发缓慢的教训，除了加大勘探开发投入，提升技术研发水平，建立健全页岩气法律法规及相关优惠政策外，更重要的是在其开发过程中，引入市场竞争机制，建立页岩气价格机制，鼓励多种资本投入，合力加速页岩气的开发进程。

7.2. 美国页岩气开发及监管经验借鉴

美国页岩气的成功得益于美国页岩气开发高度市场化的竞争环境、页岩气开发技术的不断成熟、各种市场资本的公平参与、美国政府对页岩气开发给予的各项优惠政策，以及美国拥有发达的天然气管网设施与实施管网第三方准入条款等多种因素。美国页岩气发展的成功经验值得借鉴，尤其是美国支持页岩气成功发展的能源监管政策与页岩气开采模式，对中国页岩气产业的发展有一定的启示作用。

7.2.1. 关键核心技术的突破与成熟

美国获悉页岩气层的存在已久，只是由于较低的天然气价格以及开采技术的缺乏，使得页岩

²⁶ 煤矿勘查与开采管理，具体来讲是：大于 30 平方公里（含）的勘查项目由国土资源部颁发勘查许可证，其余授权省级人民政府国土资源主管部门颁发勘查许可证；煤井田储量 1 亿吨及以上，其中焦煤井田储量 5000 万吨及以上由国土资源部颁发采矿许可证，其余授权省级人民政府国土资源主管部门颁发采矿许可证。

气开采困难且没有经济性，因而在很长一段时期内处于停滞状态。20 世纪 90 年代以来，水平钻井以及压裂增产技术等相关勘探开发技术得到加速研发和成功应用，逐渐形成一套较为成熟的页岩气勘探开发技术体系，使页岩气的商业化生产变得可行，其中水平钻井技术与压裂增产技术对页岩气的商业开采起到了决定性的作用。

美国主要页岩气开采技术都源自中小能源和技术公司，一项技术从研发到商业化甚至经历了数个公司间的更替。例如 Michell 能源公司从 1981 年就开始研究页岩气开采技术，并在德克萨斯州北部 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩地区完钻了第一口取心评价井，进行了氮气泡沫压裂改造；1986 年该公司完成了下 Barnett 组的地层剖面的数据提取，并对其孔隙度、渗透率、有机质含量和裂缝方向进行了详细的研究；90 年代末，Michell 能源公司开始实施其它新的增产试验等，如此十几年坚持不懈，但待到快成功时该公司因实力不济，于 1998 年被 Devon 能源公司收购；Devon 能源公司在 2002 年 7 月页岩气试验水平井取得巨大成功，此后，业界开始大力推广水平钻井，从此水平井技术在页岩气开采中实现了商业化，推动了美国页岩气产业的突破性发展。

7.2.2. 高度市场化的市场竞争环境

美国充分鼓励页岩气勘探开发领域的竞争，注重发挥中小企业的作用，在页岩气开发上形成了中小企业与大企业有机接替、专业化分工与协作的有机结合、产业链各环节资本高效流动的市场竞争环境。

首先，中小公司推动页岩气的技术创新和商业化。页岩气在开发初期经济性和成长性不明朗，而技术驱动性强。大公司不愿介入，然而中小公司创新意识强、敢于承担风险，在发现新机会和技术革新行动上更为快捷。目前，美国 85% 的页岩气由中小公司生产，多数区块被中小能源公司和各类基金控制，这些中小能源公司依靠传统的油田服务公司提供服务和技术支持。这些中小公司主要包括：Devon Energy、XTO Energy、Chesapeake、EOG Resources、Encana Oil & Gas (USA)、Burlington Resources 等。政府对非常规能源在税收方面的减免，加上油价的上升，使得页岩气开发利润增大，促使中小型独立油气开发商在低回报、高成本的压力下，勇于投资页岩气开发，迅速实现技术革新，扩大产业收益。

其次，大公司通过并购或者与中小公司合资合作的方式介入页岩气领域，推动页岩气向规模化发展。实际上在页岩气开发早期，大型油气公司并没有重视对页岩气的开发，而更多的是将注意力集中在墨西哥湾的深水油气开发，也低估了页岩气的潜力。当然，那时大型油气公司也没有精力与诸多土地持有者进行旷日持久的矿业权获取谈判，几乎没有早期介入页岩气的开发。然而，随着墨西哥湾深水油气产量的下滑，大型油气公司难以找到比较大的储量增长点来保证储量接替率，因此大型油气公司凭借其在产业长期性和投资能力上的优势纷纷转向日益成熟的页岩气开发市场。近几年来，以美国为主的页岩气资产交易非常活跃，一些大型油气公司开始通过并购拥有页岩区块或开采技术或开发经验的中小公司，或与中小公司合资合作等方式介入页岩气开发。据《环球》统计，2009 年 1 月至 2010 年 4 月，美国页岩气产业资产的收购兼并交易达到 73.33 亿美元，这还不包括埃克森美孚公司于 2009 年 12 月以 410 亿美元全面收购 XTO 能源公司的常规天然气和非常规天然气资源的交易。

第三，在页岩气开发产业链的各个环节引进各类专业的技术服务公司，专业分工协作，促使资本高效流动，刺激了技术服务和商业模式的创新，使其商业化进程健康有序地不断向前发展。

美国页岩气开发在各个环节引进专业的服务公司进行作业，如专门的地震公司、钻井公司、软件公司等，是非常普遍的做法。专业公司在完成本环节相应服务后即可退出，下一环节的工作由另一专业服务公司接替。通过分工协作，可提高效率，缩短生产周期，分散开发风险，减少单一主体投资支出，并且专业公司也能在短时间内积累大量开发经验，有利于技术再创新。

7.2.3. 政府资金及政策的支持

美国政府将页岩气开发作为实现能源自立的重要突破口，重点支持页岩气技术研发，并在初期对上游开发实施税收优惠。首先，美国能源部等政府机构牵头组织技术和地质研究。20世纪70、80年代期间，美国能源部及能源研究和开发署(ERDA)联合了美国国家地质调查局、州级地质调查所、大学以及工业团体，发起并实施了针对页岩气研究与开发(R&D)的东部页岩气工程，目的就是加强对页岩气地质、地球化学、开发工程等方面的研究，摸清页岩气分布规律并进行资源潜力评价，研发过程中产生了一批科研成果，其中最重要的进展是认识到页岩气的吸附作用机理。该项认识对促使页岩气进入实质性开采起了至关重要的作用。

其次，投入大量资金或设立专门的研究基金资助页岩气前期技术研发和勘探研究。据估计，从20世纪80年代初至今，美国政府先后投入了60多亿美元进行非常规气的勘探开发活动，其中用于培训与研究的费用近20亿美元。美国政府对页岩气开发的重视为页岩气发展提供了强劲动力，带来了技术进步与突破，使得页岩气产业迅速获得长足发展，产量持续上升。

第三，政府对页岩气的上游开发实施税收减免及优惠，有利地扶持和促进了页岩气的勘探开发。例如，美国政府于1980年通过的《原油意外获利法》对1979年和1993年之间钻探的非常规油气与2003年之前生产和销售的页岩气均实施税收减免。同时，美国政府将对传统油气上游开发的税收优惠政策也移植到页岩气开发领域，对油气行业实施的五种税收优惠也适用于页岩气，包括无形钻探费用扣除、有形钻探费用扣除、租赁费用的扣除、工作权益视为主动收入、小生产商的耗竭补贴等。

7.2.4. 完善的监管机制

在页岩气发展初期，美国政府并未对页岩气采取特殊的监管政策，而是将常规天然气的监管框架自然而然地引入到页岩气的监管上来，即美国对传统油气上游勘探及生产、中游管网设施利用、下游分销商，以及相关环境保护方面的监管等都适用于页岩气开发。目前，页岩气监管框架实施以州为主、联邦调控的原则。政府对跨州能源营业活动的监管权分属联邦和州两级。在两者规定冲突的情况下，以联邦法规优先；当联邦标准低于州标准时，则同时实施两套规定。在页岩气监管上，联邦政府通过环境和跨州管道准入监管进行有限介入，何处开采、何时开采、气井标准等实际监管权则下放至各州。未来，对页岩气环境的监管是重点。针对页岩气开发带来的环境争议，美国对页岩气开发的监管趋于严格。

7.2.5. 发达的天然气管网设施及第三方准入

美国页岩气实现商业化开发与应用得益于发达的天然气管网。目前，美国本土48个州管线长度达49万公里，其中，州际管道34.9万公里，州内管道14.1万公里²⁷。

²⁷ 数据来源：美国能源信息署(EIA)

同时，美国页岩气市场应用取得成功的一个主要因素是美国天然气管网设施实行第三方准入，在页岩气开发初期最大限度地降低应用成本。美国自 1993 年起实现了天然气开发和运输的全面分离，对开发商和管道运输商进行不同的政策监管，在监管管输费的同时放开天然气价格，保证天然气生产商和用户对管道拥有无歧视准入，大大减少了页岩气在开发利用环节的前期投入，降低了市场风险。依托发达的天然气输送通道，油气生产商几乎可以为 48 个州的任何地区输送天然气或从其输出天然气，而且许多页岩气的开发地区紧邻常规油气田，现成的基础管网设施，方便页岩气被大规模开采出来并经过处理之后直接进入管网。

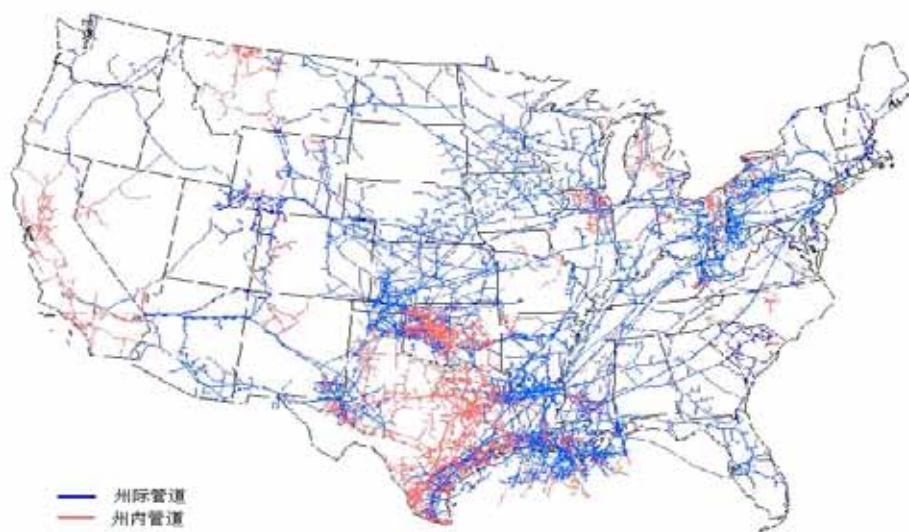


图 7-1 美国天然气管网布局

资料来源：美国能源信息署（EIA）

7.3. 中国页岩气开发模式及监管思路的探讨

虽然中国页岩气勘探开发起步较晚，与美国差距很大，存在诸多不利因素，但开局良好，呈现出了积极的发展态势。同时中国具有加快发展页岩气的有利条件，如果措施得当，可以大大缩短页岩气开发利用的发展过程，实现跨越式发展。根据国土资源部预测，到 2020 年页岩气产量将超过 1000 亿立方米，达到中国目前常规天然气生产水平，并持续保持强劲增长势头。2030 年产量有望与常规天然气相当，与美国接近。

要推动中国页岩气开发利用实现跨越式发展，需打破常规多措并举，尽快探索并形成具有中国特色的页岩气勘探开发及监管体系。

7.3.1. 要选择适合页岩气产业特点的开发模式

页岩气的资源特征决定了其不同于常规天然气的开发模式。页岩气资源呈大面积连续分布状态，资源丰度低、非均质性强，往往仅局部有“甜点”，具有“三低一高一快一长”的开发特点（即气层压力相对低、单井产量低、采收率低、投入高、产量递减快、生产周期长），总体上属于“低品位”的油气资源。

页岩气的这种资源属性要求开发商不仅在“找”气阶段要打一定数量的井，最大限度地准确评价当地资源是否具备商业开发潜力，在“产”气阶段也要打大量的井，通过接替生产产生规模效应后形成稳定的投资回报。因此，成功的页岩气开发模式被认为是：

少量勘探井 + 许多评价井 + 大量开发井 = 成百上千口页岩气井

这种开发模式要求：（1）不能沿用传统油气开发体制中几家国有油气公司独大的开发模式，否则，一方面这些公司将承担巨大的投资风险，另一方面将严重滞缓页岩气的开发进程；（2）要尽可能的鼓励多种资本参与勘探开发。这样，一方面可分散各环节的投资风险，另一方面有助于培养竞争，快速实现技术突破与经验积累。

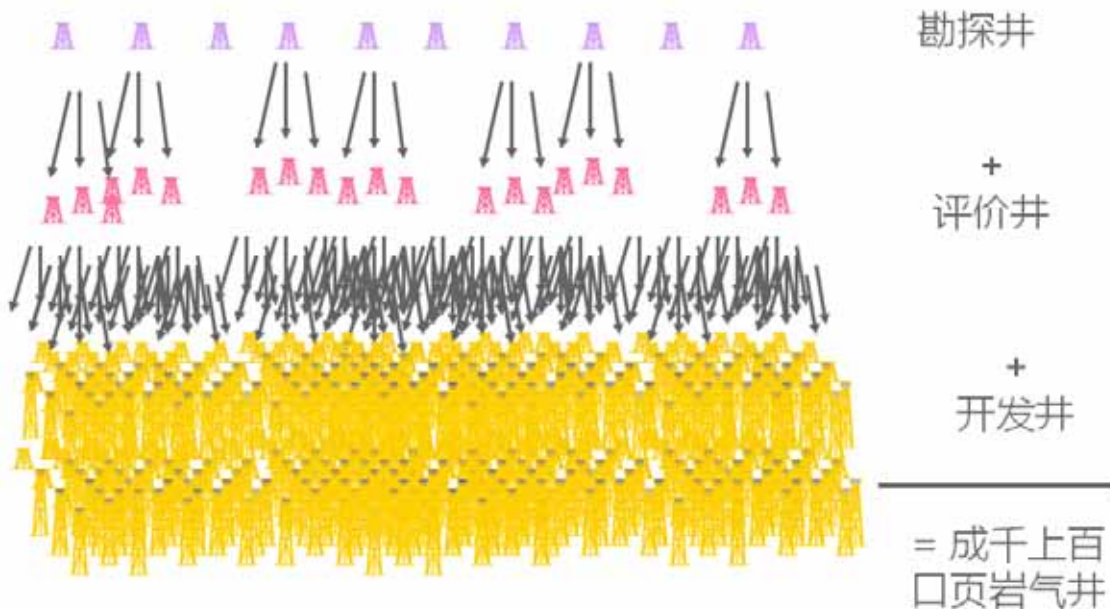


图 7-2 成功的页岩气钻井模式

资料来源：壳牌中国，技术对页岩气项目成功与否的作用，2012年2月26日

另外，由于页岩气藏储层具有“低孔低渗”特征，且页岩气主要以吸附状态存在，因此为了将更多的页岩气从储层中萃取出来，需要采取“打水平井，多段压裂”的方法，而这种钻探方式可能会导致诸多问题，包括占用土地过多，用水量大，海量用水影响生态环境，大量压裂液返排与污染，作业过程中烃类气体逸散等。政府及相关机构应明确页岩气不同于常规油气的监管重点，制定适用于页岩气开发模式的监督管理机制。

7.3.2. 需加大政策扶持力度，正确引导产业发展

由于页岩气是不同于常规油气的新兴能源产业，因此在产业初期，政府的引导作用至关重要。

首先是资源调查评价方面。政府应出面，在全国范围内深入开展页岩气资源基础研究和调查评价；加大财政投入，产学研相结合，全面调查评价中国页岩气资源潜力，优选勘探开发靶区；开展中国页岩气生成机理、富集条件、分布特征与开发技术研究，总结中国页岩气成藏条件和富集规律，形成页岩气基础地质和勘探开发理论体系。

其次是管网建设方面。政府及相关部门应积极推动天然气基础设施特别是管网建设，继续加快天然气输送主干网、联络管网和地方区域管网等建设，逐步建成覆盖全国的天然气骨干网和能够满足地方需要的管网。具体操作层面上，可借鉴电力体制改革经验，成立独立运行的天然气管网公司，实现上、中、下游的垂直分离；可根据页岩气发展趋势调整完善管网规划，允许地方和企业自建局域管网；鼓励发展 LNG 设施和页岩气就地利用等。

最后是财税等扶持政策方面。在对美国等国家鼓励页岩油气发展政策进行调研的基础上，结合中国实际，参照国内煤层气勘探开发优惠政策，制定页岩油气勘探开发的鼓励政策实行页岩气市场定价、自主销售，减免资源税、资源补偿费、矿业权使用费，减免关键技术装备进口关税等税费，实施财政补贴，用地保障等扶持政策，以引导和推动页岩油气产业化发展。另外，相关部门应尽快制定能源规划特别是页岩气中长期发展规划，为相关宏观决策以及资源管理提供依据。

7.3.3. 要掌握先进适用的配套技术

美国依靠持续的技术研发及创新，最终实现了水平钻井及水力压裂等核心技术的突破，迅速提升了页岩气的产量，由此达到商业化开发及应用，并开始向外输出技术。

中国进入页岩气领域较晚，尚未形成页岩气开发的系统性成套技术，如核心技术不够成熟，尤其是针对不同地质条件的页岩气勘探开发技术需要攻关和完善，可通过加强页岩气国际合作与交流，积极引进国外页岩气开发先进技术，同时继续跟踪美国页岩气勘探开发技术进展等快速实现技术突破。

具体操作层面，可在页岩气勘探开发初期，鼓励与国外有经验的公司合作，引进实验测试、水平钻井、测井、固井和压裂等技术；建立和加强政府间页岩气合作与交流机制，搭建企业、科研院所国际合作平台，建设科技攻关联盟；通过技术引进、联合攻关、引进人才和委托培养等多种方式，快速提高中国页岩气技术水平。

与美国相比，中国页岩气普遍埋藏较深，大多气藏条件并不同于美国，引进国外技术和经验必然面临“本土化”问题，绝不能靠完全照搬。因此，在与国际开展技术合作的同时，要立足于自主创新，调动多方力量，加快构建具有自主发展能力的页岩气技术开发队伍。

具体操作层面上，可组织全国优势科技力量联合攻关，重点突破水平井钻完井、储层多段压

裂改造、页岩气含气量及储层物性分析测试等技术瓶颈。重点支持和建设若干个国家级页岩气重点实验室和技术研发中心，提高中国页岩气技术自主创新能力和水平，同时鼓励企业研发并推广应用成熟新技术、新工艺，为页岩气的勘探开发和跨越式发展提供有效的理论和技术支撑，不断提高资源开发效率。

7.3.4. 应引入市场竞争机制，鼓励多元资本投入

制定适用于页岩气的开发管理机制（即顶层设计）的核心是要在页岩气开发环节引入市场竞争机制，消除多种资本市场主体进入页岩气开发上游的政策壁垒，给予各类市场主体平等进入页岩气开发投资的机会和市场地位。

具体操作层面，可以在政策上适当放宽页岩气开发的市场准入，通过设置一定的市场准入条件，并严格按照《招标法》筛选有能力、或技术、或资本等达到准入标准的各类市场主体参与页岩气的投资和开发。

各方市场主体包括地方政府、地方国有企业、能源相关行业龙头企业，以及各种民营企业等，这些资本市场主体可以通过合资、参股、合作、联合竞标等多种方式积极参与页岩气勘探开发，且部分有资质及条件的大企业亦可独立投资、直接从事页岩气勘探开发。

值得注意的是，在吸引外资投资方面，中国页岩气开发还需要吸取煤层气开发的经验教训，要处理好本地企业与外资企业的关系，在最大限度地用好外来资本与技术的同时，也要考虑外资产的经济收益，以期保持合作的稳定性和长期性。

7.3.5. 需完善页岩气矿业权管理制度，强化监管

页岩气独立矿种属性已经明确，在此基础上，国家还需要尽快建立专门的页岩气矿业权管理制度，完善页岩气开发准入与矿业权退出机制及区块收回制度。

具体操作层面上，可以借鉴煤层气矿业权管理经验，建立专门的页岩气区块登记制度，暂时实行国家一级管理，矿业权出让采取竞争性出让方式。同时，在有条件的地区选取一些地方省市试点页岩气矿业权二级管理，发挥地方政府积极性。通过试点及实践，总结经验，探寻适合中国国情且能够调动一切积极因素的矿业权管理新思路。

在矿业权退出监管机制和区块收回制度建设方面，需要吸取中国现有常规油气开发矿业权退出实际执行不到位的教训，强化矿业权依法退出机制，对拥有矿业权但投资达不到要求，或在规定期限内达不到产出的，要强制退出，可以通过设立具体的考核指标来引导市场主体的勘探开发投入，规避矿业权倒卖投资行为。例如可以按照2年或3年为限设置页岩气的矿业权退出监管机制与区块收回制度，对届时没有完成最低工作量或勘查投入、或者没有页岩气或油气发现的、或者没有实质性的勘探开发成果的矿业权及区块，要强制依法退出或收回，重新招标配置页岩气矿业权与矿产区块。

针对短期内没有开采页岩气或者不打算进行实质上的页岩气勘探开采的，应该对已占有的区块（矿业权）进行出让（可以采取利益谈判），或者自觉退出；针对其他已占有油气矿业权的区块，如国有石油公司可以优先标得该区块的页岩气的矿业权，若自己无法或暂不投资勘探与开采页岩气的，就应该让出页岩气的开发权（亦可采取经济谈判方式），转给有能力的市场主体进行页岩气勘探开发，从而使页岩气的开发更具有活力和可持续性。对于短期投机行为或者仅依靠矿业权

进行交易的经济行为，要严格监管和惩治。

7.3.6. 应建立健全有利于市场投资主体积极性的价格机制

中国煤层气开发缓慢而落后的其中一个原因是天然气价格偏低，企业对勘探开发积极性不高。页岩气是一种新兴能源资源，它的开发具有投资周期长、风险大、成本高等特点，正确的途径是要依靠有效的市场价格机制予以引导。

目前，国家发改委正在广东省、广西壮族自治区开展天然气价格形成机制改革试点，探索建立反映市场供求和资源稀缺程度的价格动态调整机制，逐步理顺天然气与可替代能源比价关系，为在全国范围内推进天然气价格改革积累经验。价格改革的最终目标是由市场竞争形成出厂价格，政府只对管道运输价格进行管理。

试点改革的总体思路是：一是将现行以成本加成为主的定价方法改为按“市场净回值”方法定价。选取计价基准点和可替代能源品种，建立天然气与可替代能源价格挂钩机制。二是以计价基准点价格为基础，考虑天然气市场资源主体流向和管输费用，确定各省（区、市）天然气门站价格。三是天然气门站价格实行动态调整机制，根据可替代能源价格变化情况每年调整一次，并逐步过渡到每半年或者按季度调整。四是放开页岩气、煤层气、等非常规天然气出厂价格，实行市场调节。

实行天然气价格形成机制改革试点对页岩气产业发展来说，是一个积极信号。未来天然气价格放开，页岩气的开发将由市场主导，受需求调节，不仅能有效、合理分配社会资本，还能减少政府的投资和财税补贴。在价改初期，政府与相关机构应规范区域天然气管道和城市配气价格管理，严格控制天然气管网加价，降低偏高的配气价格，防止或最大限度地降低天然气涨价对居民生活的影响以及上下游一体化造成的价格垄断，同时继续推进天然气价格改革，并尽快推行至全国的其他省市地区。

7.3.7. 建立确保生产安全及环境保护的有效监管制度和执行体系

美国页岩气开发带来的环境问题已经引起全球的广泛讨论，中国相关部门有必要密切关注国际上相关研究动向和成果，引以为鉴，并结合国情加快研究制定包括地下水、地质、土壤、污染物排放、生态等多方面的基础立法及管理细则等，为建立健全页岩气开发多环节的全方位监管制度奠定基础。

具体操作层面上，可采取以下措施，如跟踪研究页岩气勘探开发对地下水的影响，建立地质环境影响评估制度、压裂混合液化学成分报告和披露制度；加强页岩气勘探开发矿区进行地质环境监测，对返排液处理实行严格的监督管理；开展页岩气开采前的环评和开采过程中的监管；严格执行中国现有的环境保护方面的法律法规等，要尽量避免走“边开发，边破坏”的老路，将开发初期可能带来的因环境监管不到位造成的环境破坏和经济损失降至最低。

7.3.8. 先行试验，事半功倍

创新中国页岩气开发管理体制，不应仅仅是停留在研究探讨阶段，还需尽早开展相关试点与实践。通过综合试验区的实践，摸索探讨、研究解决页岩气试验井的开采、工程承包、开发区域管网建设及利用、页岩气应用及销售服务等一系列项目管理的规则和方法，以及为编制页岩气勘探开发技术标准、运营管理条例（招标、投资、服务）积累数据和经验，这不仅为推动中国页岩气开采技术、设备应用等提供实战考核的场所，优先培养和锻炼中国自己的页岩气开发技术人才

和系统服务队伍，还能够为完善中国相关法律法规和管理体制提供实践的平台，形成有利于中国页岩气产业健康可持续发展的产业政策和监管体系。

具体操作层面上，可在国土资源部已建设的“川渝黔鄂”页岩气资源战略调查先导试验区基础上，选择川渝黔鄂湘、陕北、辽南等页岩气重点有利区，建设一批页岩气综合试验区，在评价与开发技术、管理体制、政策支持、利用模式和监管等方面先行先试，综合试验，率先突破，形成储量和产能。同时，制定科学合理的发展规划和试点工作方案，明确页岩气勘探开发利用综合试验区定位、试验目标、发展重点和保障措施，加强组织领导和统筹协调，不断总结经验，为推进全国页岩气勘探开发和利用提供借鉴。

结论

(一) 全球页岩气资源丰富, 加快页岩气勘探开发已成为全球主要页岩气资源大国的共同选择, 页岩气开发将带来全球能源领域的一场“革命”。

页岩气是优质、清洁、高效的非常规天然气资源, 也是未来最具有开发潜力和发展前途的清洁能源之一。据美国能源信息署(EIA)2011年最新估测, 全球页岩气资源技术可开发量约187万亿立方米, 并广泛分布在北美、南美以及亚洲地区。目前, 美国已经率先实现了页岩气的规模化开发与商业化利用, 2010年美国页岩气产量超过1379亿立方米, 占美国天然气年总产量6110亿立方米的近23%, 并超过了中国常规天然气2010年的总产量967.6亿立方米。

美国页岩气的成功开发不仅改变了美国国内能源结构, 增强了美国在能源外交和应对气候变化等方面的主导权, 也对全球天然气市场、能源供应格局以及地缘政治产生了重要影响。页岩气在非常规天然气中的异军突起已经引起全球普遍关注, 加拿大、澳大利亚、波兰、德国、乌克兰、印度、中国、南非等国家纷纷加快筹划本国页岩气的研究和勘探开发。

(二) 中国页岩气资源丰富、开发潜力大, 政府与油气产业界重视页岩气开发, 相关勘探开发工作进入重点地区评价和先导试验区勘探阶段。

据国土资源部初步估算中国页岩气可采资源潜力为25.08万亿立方米(不含青藏区), 且主要分布在南方(即扬子沿线: 川渝、湘鄂、滇黔桂一带等)、西北(包括吐哈盆地和鄂尔多斯盆地等)、华北、东北(松辽平原), 以及青藏五大区域。据中石油在四川威远地区勘探的试验井显示, 威201-H1井初始产量达到1.1万立方米/日, 表明中国页岩气具有一定的开发潜力。

目前, 中国页岩气尚处于探索阶段初期, 基础性资源战略调查才开始启动。但是中国政府及油气产业界十分重视页岩气的勘探开发, 并积极推进一系列基础准备及试验工作。例如, 2009年11月中国政府与美国正式签署《中美关于在页岩气领域开展合作的谅解备忘录》, 将两国在页岩气领域的合作提升到国家层面。近期, 国土资源部已成功完成页岩气探矿权首轮招标。页岩气“十二五”发展规划已经对外公布, 提出到2015年中国页岩气产量达到65亿立方米; 到2020年力争实现页岩气年产能600-1000亿立方米。同时, 中石油、中石化、中海油已在积极开展与国际石油公司和油气技术服务公司在页岩气领域的勘探开发试验及合作, 地方与非油气企业积极性颇高。

(三) 加快页岩气开发对保障中国能源供应安全、调整能源结构、推进节能减排, 以及增加清洁电力供应等都具有重要的战略意义, 页岩气开发及利用将对电力工业带来重大变革。

加快页岩气资源勘探开发及市场应用, 推进气电一体化发展是解决中国日益增长的能源需求的有效途径之一。近年来, 随着中国经济快速发展与工业化和城镇化进程的加快, 中国能源消费需求也在不断快速增长, 能源供不应求局势严峻, 尤其是对高效、清洁能源的需求。同时, 中国原油对外依存度逐年上升, 火电面临煤、电矛盾突出, 水电经济和技术可开发潜力面临电价、移民、建设环境等方面的问题, 核电公共安全隐患凸显, 风电、太阳能等非水电可再生能源受并网及外送影响短期内难以大规模开发并成为主力电源, 保障能源供应安全已经上升为中国国家安全问题,

中国亟需加快页岩气等非常规天然气资源的开发。

加快页岩气开发不仅有利于增强中国能源供应能力，增加中国清洁电力供给，优化能源消费及电源结构，缓解节能减排压力，而且一旦页岩气实现规模化开采，将有助于提高中国在能源外交和能源贸易谈判中的话语权。

(四) 推动页岩气产业发展已经具备了一定的基础及条件，包括资源、技术、政策趋势、经济性及对外合作模式等，但仍存在问题与挑战。

中国具备发展页岩气的资源基础与一定的技术装备能力，包括中国在钻机、压裂车组、井下设备等装备制造方面已有较强的技术和生产能力，部分钻机设备与压裂泵机组已批量出口美国用于页岩气开发，虽然中国在一些单项配套技术设备方面存在差距，但是这些技术差距能够通过开展加强技术研发与推进示范与应用实践，或组织国际技术合作与并购等方式快速缩小。

中国页岩气勘探开发及市场应用的相关政策趋于向更有利于页岩气产业发展的方向调整，包括：未来中国页岩气勘探开发的政策趋势是引入市场竞争机制，鼓励有实力的多种资本、多种市场主体参与，即政策上鼓励页岩气开发的投资主体与有资质的专业技术服务主体相分离；产业扶持政策方面将给予补贴及税收方面的优惠政策，可能的扶持政策是参考煤层气产业发展的相关补贴及税收政策执行；中国天然气市场应用政策已经在积极支持并引导分布式能源利用方式，页岩气具有分布广泛的分布特征，且受天然气管网准入限制，开展页岩气分布式利用将成为主要方向；同时，从现有页岩气对外合作开发情况来看，短期内加强国际技术合作是中国页岩气勘探开发的一个趋势。

此外，鉴于页岩气是新兴能源产业，且尚处于探索阶段初期，页岩气勘探开发及利用还亟需在管理体制、产业政策、核心技术、勘探开发成本及经济性、天然气价格机制，以及环境监管等方面寻求尽快突破，如果这些问题不尽快解决，将带来一定的投资风险，如资源及勘探风险、政策风险、技术合作风险、经济性风险，以及环保因素带来的风险等，必须引起重视。

(五) 总结美国成功开发页岩气的经验以及中国煤层气发展缓慢的原因，多措施并举尽快探索并形成具有中国特色的页岩气勘探开发思路与监管体系。

中国煤层气发展之所以缓慢，除了早期技术不成熟、气价低以及矿权重叠问题外，矿业权过于集中，缺乏竞争也是其中一个重要原因。而与之形成对比的是，美国页岩气的成功商业化开发，很大程度上得益于其在产业初期有大量中小企业参与页岩气开发及实现专业化分工与协作有机结合，保证了页岩气产业链各环节资本的高效流动和技术突破；到产业成熟期，由于大企业与中小企业资本形成的有效接替，加速了页岩气实现更大规模化开发及应用。

中国页岩气开发尚处于探索阶段初期，明确并遵循“资源特征决定开发模式”（即“大量打井，打水平井，多段压裂”）的开发与监管思路，有助于政府及相关机构推动并引导产业朝着正确的方向健康、有序的发展。具体措施如下：应加强国际合作与交流，积极引进国外先进开发技术与服务团队，同时组织全国优势科技力量联合攻关，提高自主创新能力；在现有明确页岩气矿种属性的基础上，借鉴煤层气矿业权管理经验，建立专门的页岩气矿业权管理登记制度，暂时实行国家一级管理，并选取有条件的地方省市积极试点二级管理，发挥地方政府积极性；需鼓励多元资本投入，消除多种市场主体进入页岩气开发上游的政策壁垒，引入市场竞争机制，给予各类市场主体平等进入页岩气开发的机会和市场地位；继续推进天然气价格改革试点工作，尽快将价

改推行至全国区域，同时做好管道价格监管工作，防止上下游一体化造成价格垄断；作为生产安全和环境保护部门需积极跟踪和了解美国页岩气环境监管方面最新进展，并尽快启动国内有关页岩气开发环境问题与法律监管体系建设的相关研究，建立健全的确保生产安全及环境保护的有效监管制度和执行体系；从国家层面，启动页岩气综合试验区建设，尽早开展相关试点与实践工作，通过综合试验区研究探索页岩气勘探开采及市场应用的模式、产业政策以及监管框架及体系等，为今后规模化产业发展积累经验。

参考文献:

- (1) 江怀友, 页岩气资源勘探开发现状 (会议发言稿) 2011 年 6 月。
- (2) 美国能源信息署 (EIA), *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*, 2011 年 4 月。
- (3) 美国能源信息署 (EIA), *the Railroad Commission of Texas*, 2011 年 5 月 9 日。
- (4) 美国能源信息署 (EIA), *Annual Energy Outlook 2011 with projections to 2035*, 2011。
- (5) 美国能源信息署网站 (EIA) 数据, http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_cons_sum_dcunus_m.htm
- (6) 美国能源信息署 (EIA) 网站数据 [.http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/ngpipelines_map.html](http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/ngpipelines_map.html)
- (7) 张金川, 页岩气勘探开发发展现状及思考 (PPT), 2011 年 8 月。
- (8) 赵旭, 页岩气催化全球油气格局, *中国石油石化半月刊*, 2010 年第 18 期。
- (9) 安林红, 页岩气开发现状及对全球天然气和石化市场的影响, 《当代石油石化》, 2010 年第 8 期。
- (10) 美国能源信息署 (EIA) http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/ngpipelines_map.html
- (11) 刘洪林, 中国石油页岩气概况, 2011 年 4 月 10 日。
- (12) 安晓璇、江怀友等, 页岩气资源分布、开发现状及展望, 《资源与产业》2010 年第 2 期。
- (13) 张大伟, 我国页岩气资源战略调查和勘探开发战略构想, 2010 年 01 月 29 日。
http://www.gov.cn/gzdt/2010-01/29/content_1522372.htm。
- (14) 国土资源部, 部页岩气探矿权出让招标项目评标结果公示, 2011 年 7 月 1 日。
http://www.mlr.gov.cn/zwgk/zytz/201107/t20110707_895942.htm。
- (15) 蒲明、马建国, 2010 年我国油气管道新进展, 《国际石油经济》, 2011 年第 3 期。
- (16) 赵连增, 中国天然气价格困局, 《国际石油经济》, 2011 年第 2 期。
- (17) 国家发展改革委员会, 国家发展改革委关于印发天然气利用政策的通知 (发改能源 [2007]2155 号), 2007 年 8 月 30 日。
http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2007tongzhit20070904_157244.htm
- (18) 陈卫东, 在有潜力的地区建立页岩气开发特区, 《能源思考》, 2011 年 8 月。

(19) Jen Snyder, North America Gas Research, Wood Mackenzie. North American gas: the new big picture.2010 Summer seminar。

(20) Schlumberger, AN INVESTOR' S GUIDE TO SHALE GAS, 2007。

(21)IHS CERA, 宏华集团, “多元发展中国页岩气, 开创中国能源新天地”, 2011年3月。

(22) 张大伟, 页岩气: 打开中国能源勘探开发新局面, 2012年01月09日, 中国国土资源报。

附件 1

美国《原油意外获利法》及其对非常规能源的补贴

早在 20 世纪 70 年代，美国大部分原油和炼制品油的价格是受政府限制，1979 年 4 月美国总统卡特宣布“到 1981 年 9 月 30 日石油价格将取消控制”。到 1980 年美国政府出台了《原油意外获利法》，其最初目的是要把从常规燃料上征收的税收用于促进非常规燃料的开发。该法律第 29 条是实施上述目的的主要工具，旨在通过降低可替代能源的生产成本来鼓励其生产和使用，使其在市场上变得具有竞争力。

可以说《原油意外获利法》是美国国会为了应对石油生产商因为石油价格管制放松而获得大量意外获利（即由某些事件造成的不受控制的意外利润）而设立的法律。直到 1988 年，美国出台《综合贸易和竞争法》，才废除了《原油意外获利法》。

1. 原油意外获利税

《原油意外获利法》规定从 1980 年 2 月 29 日开始对美国国内生产原油开征意外获利税，也就是针对生产者意外利润 30%–70% 的部分。《原油意外获利法》规定了三种类型的石油征税：第一类包含了那些没有明确的归属于第二层或第三层，或者可免征意外获利税的全部国产油；第二类是低产井油和海军石油储备；第三类是 1978 年以后发现的石油、重油以及三次采油增加的油量。

同时，美国国会打算从原油的意外获利税收中拿出相当一部分用于补贴替代能源，即依据《原油意外获利法》，美国国会为替代能源的生产者提供了沥青砂油当量每桶 3 美元的税收抵免。

表 原油意外获利法的结构

类型	税率	1980 年平均基础价格 (美元 / 桶)	1998 年第二季度平均 基础价格 (美元 / 桶)
第一类 (1979 年前大多数的国产油)	大部分为 70% 独立石油公司为 50%	12.81 12.81	19.54 19.54
第二类 (低产井油和海军石油储备)	大部分为 60% 独立石油公司为 30%	15.20 15.20	23.19 23.19
第三类 (重油、三次采油增加的油量以及新发现的石油)	重油、增量油的油量为 30% 新发现石油为 22.5%	16.55 16.55	22.92 22.92
注释: 第一类是指依据 EPCA75 的上限及下限油, 以及来自 Alaska North Slope(地名)的 Sadlerochit 油; 第二类及第三类是根据 EPCA75 规定不受控制的石油; 1981 年 ERTA 立法改变了税率结构: (1) 新成品油的税率逐渐降低, 但进一步削减于 1984 年终止, 使其固定在 22.5% 直到 1988 年; (2) 独立石油公司生产的低产井油免税; (3) 皇室业主因为石油生产数量有限而获得税收抵免。			

资料来源: 美国国内税收法典第 4986-4998 项, 1986 年; 商务结算中心, 1987 年; 内部收入服务研究部。

2. 煤层气税收补贴

美国对煤层气生产税收实行“先征后返”的政策, 即先按照联邦税法征税, 然后根据《原油意外获利法》第 29 条税收优惠政策再给予税收补贴。税收补贴值随着产量的增加而增加, 随着通货膨胀系数的变化而调整。例如, 自 1980 年该法规出台以后的 10 年内, 美国黑勇士盆地煤层气开采所获得的税收补贴约为 27 亿美元, 圣胡安盆地煤层气开采所获得的税收补贴为 8.6 亿美元。

煤层气成为美国政府鼓励和支持开发的非常规气体能源, 极大地增强了煤层气产业的竞争能力, 提高了企业投资煤层气开发的积极性, 对煤层气产业的发展起到了至关重要的推动作用。

附件 2

《Gasland》纪录片引发美国国内关于页岩气开发环保的担忧

2008年5月，Josh Fox收到一封来自一家天然气公司的来信，提出要提供给他10万美元，以获取在他们家后院土地上开采天然气的许可。Josh Fox没有像他的邻居一样在开采许可书上签字，而是拿起摄像机，跑遍美国24个州，对居住在进行压裂操作的油气场地附近的居民进行了采访，并制成记录片《Gasland》。该影片报道了居民的饮用水井遭污染、水龙头被点燃、动物毛发脱落或濒临死亡、居民出现皮肤病和偏头痛的现象等现象，反映了页岩气开采带来的包括饮用水污染、道路破坏、生态环境破坏等环境问题。《Gasland》这部记录片于2010年在美国犹他州帕克城的圣丹斯电影节首播，也在各大电影节上轮流播出，在美国引起很大轰动。

通过这部纪录片，Josh Fox接触到了一些科学家，政客，以及天然气公司的高级主管，并最终以小组委员会委员的身份出席了国会举办的关于讨论《压裂责任和化学物质的认识法案》，该法案是一项完善《安全饮用水法案》（Safe Drinking Water Act）以废除豁免压裂的议案，其中大型水力压裂早在2005年出台的《能源法案》中规定从《安全饮用水法案》被免除的。

目前人们对页岩气开发是否会造成污染以及造成多大程度的污染仍无统一定论，对可能引发的环境问题也在激烈争论中，同时也在积极寻求解决方案。

1. 关于甲烷泄漏问题的争论

竖井钻井固井不当和强力压裂破坏气盖层，会造成甲烷气体泄漏，影响地下水和大气。在美国引起轰动和争议的《Gasland》影片中的“水龙头点火”事件就是甲烷泄漏造成的。

（1）问题与争论

页岩气开发过程中实施的水力压裂破坏地质结构，加大裂隙，使天然气泄漏到大气中，加剧温室气体效应。2011年4月康奈尔大学的罗伯特·哈沃斯研究小组发布《Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations》报告称“页岩气的泄露对气候的影响可能比煤更甚”。

2011年5月，总部位于伦敦的全球变暖政策基金会（GWPF）发布《The Shale Gas Shock》报告为页岩气正名：“页岩气在开发过程中的甲烷泄漏与开发常规天然气时产生的甲烷泄露没什么两样，而且这一现象自然界中也是存在的，例如在北极地区就很普遍；页岩气对地下水造成极大污染的说法只是反对者们过分夸大其辞”。

（2）客观开发甲烷泄露问题

美国页岩气开发早期引起的环境污染问题在很大程度上也是因为技术不成熟或相关设备质量不过关或操作不规范等问题。如2009年10月在宾夕法尼亚的一个页岩气开采项目，由于压

缩机站设备降压不合理引起页岩气泄露。

甲烷泄露并不是新问题，常规油气开发也曾发生“水龙头点火”事件。例如，我国吉林油田由于操作不规范，钻井过程固井工作不到位，导致天然气泄漏到地下水层。类似的现象在我国重庆地区也出现过。例如，早前重庆江津地区曾经出现“河沟冒气、着火”的事情，引起当地群众不满，中石油公司最终的调研结果是自然界天然气自燃现象。

我国页岩气层埋深较深，基本上都在地下 1000 米以下，如四川盆地都是在 1500 米以下，压裂一般不会导致天然气泄漏到地下水层或大气中。同时，我国常规油气开发也有明确规定，不允许开发过程甲烷泄漏。

2. 关于水资源消耗及水回收利用问题的争论

(1) 问题与争论

页岩气压裂耗水远大于常规气压裂耗水，据美国能源部统计，一个典型的页岩气水平钻井在钻探和水力压裂过程中需使用约 100 万 -400 万加仑（约 0.379 万 -1.514 万立方米）水，耗水量达常规气压裂（数百立方）的 10 倍以上。

但是同时，美国能源部和地下水保护协会在 2009 年 4 月发布报告认为，尽管页岩气开采耗水量看起来很大，但与其他用水如农业、发电、市区用水等相比还是很小的，数据显示页岩气开发用水量占盆地总用水量低至 0.1%-0.8%。

页岩气开发使用的大型水力压裂技术带来的水资源消耗与水收利用问题已经在美国民众与舆论界引起广泛的关注和争议。

(2) 潜在解决方案

水力压裂不一定必须使用地下水，用水可来源于多个途径，如地表水、中水以及返排水循环利用（返排率：美国数据 30%-50%），以减少对地下水资源的影响。长期来看，页岩气开发的耗水量对水资源的影响更应值得关注。

3. 关于压裂液使用及其污染问题的争论

(1) 问题与质疑

压裂向地下注入的大量压裂液含有化学添加剂，压裂后返排回地面的废水，还可能含有地下的烃类化合物、重金属，以及高溶解固体（TDS），甚至放射性矿物质等污染物。一般来讲，由于页岩气层（如 -1000 米以下）和地下水层（如 -300 米）在不同的深度，页岩气开发不会污染地下水。

出现污染可能在三个环节：钻竖井阶段，会穿过地下水层，若固井不当，未将井和地下水层很好隔离，压裂液会泄露到地下水层。压裂阶段，由于页岩气气盖岩层的非均质性，若压裂层与地下水层太近，地址评价资料掌握不够，强力压裂可能破坏气盖岩层的压力平衡，增大裂缝或出现断层，使压裂液向上渗透到地下水层。废水返排阶段，未经处理排到地表，也可能会渗透到地下水。

美国发生污染的原因主要是技术不成熟和监管宽松。早期的页岩气压裂液配方中抗菌剂含有可致癌的戊二醛，压裂后的返排水可能污染到饮用水，对人体危害大。早期美国的许多页岩气田，时常发生由于压裂液存储池破裂、相关钻机压裂设备故障、钻井套管质量不过关、水泥泥浆密封不完全，以及人为错误操作等原因造成的含有有毒物质的液体或者甲烷泄露，经地面径流或地下水流入地表水体或渗透到地下土壤和含水层，带来环境污染和健康危害。早期页岩气开发的环境监管比较宽松，如著名的“哈利伯顿漏洞”将水力压裂的环境监管从油气产业中免除，阻止了环境保护局对水力压裂的监管及干预，认为压裂环节中向页岩层注入的化学剂对地下饮用水资源几乎不存在，甚至完全不存在危害。在页岩气产业发展初期，宽松的监管虽然在很大程度上刺激了页岩气开采，促进了整个页岩气产业的发展，并最终实现规模化商业化发展，但也引发了一系列对环境问题的争议。

（2）解决途径或思路

经过十几年的应用实践，页岩气技术装备和管理流程取得了很大改进，新的技术也在不断出现，有效减轻了环境危害。目前页岩气正规压裂都开始采取清水压裂法，其添加剂成分比常规压裂更简单环保，对饮用水的影响非常小，返排水经简单处理后即可再循环利用。

2011年4月，美国能源部的国家能源技术实验室（NETL）宣布“清洁水技术突破能减轻页岩气生产的环境造成的环境危害”。针对水力压裂中使用的杀菌剂可能引发环境污染的担忧，美国许多地方已经考虑采用高强度的超声波、过滤器或其他环保化学用品杀死水中的细菌。NETL的油气战略中心正在积极组织大量的页岩气研究项目，着手处理页岩气用水管理的问题。如其资助的 Altela Inc. 公司的 AltelaRain 4000 水脱盐系统，目前已经在印第安纳州 BLX, Inc. 公司的 Sleppy 井测试完成，结果显示该系统具备将页岩气产生的废水转换成蒸馏水的能力。在试验地区产生的所有处理后的清洁水都能被重新用开采，或直接排到地表河流湖泊中。美国联邦政府和国会针对页岩气开采引发的环境担忧，正试图通过修正部分法律来实施更加严格的监管。如在 2009 年，美国一项新法律“Fracturing Responsibility and Awareness of Chemicals (FRAC) 正式颁布生效，旨在关闭“哈里伯顿漏洞”，允许美国环保署（EPA）依据《安全饮用水法》监督油气活动，以便充分评估水力压裂对地下水的影响。

4. 关于占用土地问题的争论

（1）问题与质疑

1个页岩气开采水平井占地约0.02-0.04平方千米(包含道路,工地等),是竖直井的1-2倍。另外,页岩气开采特点是“地毯式钻井”,与常规油气开发相比,占地面积大且井口分布密度高。

土地交易出现“暴利”。在1-2年的时间里,美国路易斯安那州 Haynesville 页岩区块的土地从出售价格不足 3000 美元/英亩(情况好的)到仅租用价格就高达 2 万美元/英亩。目前正日益繁荣的 Eagleford 区块也在经历这一现象。以前, Eagleford 区块矿权租赁只需花费几百美元/英亩,在不到 10 年的时间里,由于压裂技术的突破,该区域矿权租赁费用高达 1 万美元/英亩甚至更高。土地价格的剧烈变化不仅使得土地拥有者无法对自己土地财产的价值做出正确评估,也给投机者创造了投机取巧的机会,引发了一些土地矿权重复倒卖的案件纠纷。

（2）解决方案或思路

整体来看，相对竖直井更节约土地。首先水平井地下接触面积是竖直井的4倍，地表干扰可以降低50%以上。据美国能源部预测，从一个打钻台打4个不同方向的水平井，能够替代16个竖直井，节约90%的土地。

5. 其他国家对页岩气开发及其环境问题的看法及态度

目前，国际上对页岩气开发的看法主要有三类：一些国家政府明确表示大力开发页岩气，并实际上开始发放或准备发放页岩气区块的勘探权，包括波兰、乌克兰和印度；一些国家鉴于环境或本国利益考虑反对页岩气开发，包括法国和俄罗斯；一些国家关于页岩气开发国家层面尚存在较大的争议。

实质上，欧洲各国也正在密切关注美国有关页岩气开采项目减少环境污染的做法。

附件 3

煤层气矿业权重叠问题

中国的《矿产资源法》规定，煤层气属于气体矿种，煤炭属于固体矿种，在矿业权管理上，煤层气矿业权属于国家一级发证，煤炭矿业权则由国家、省及以下政府两级或多级发证。

1998 年，政府机构改革，撤销煤炭工业部，成立国土资源部。国土资源部对煤炭探矿权仍实行二元管理体制（即按照法律规定，年产 120 万吨以下的煤矿由各省市批准登记发证，年产 120 万吨以上的煤矿由国土资源部批准登记发证）。

而对煤层气矿业权，需要重新登记，但在 1998 年以前拥有煤炭矿业权的企业由于经营困难或缺乏意识等原因并未去重新登记煤层气的矿业权，于是未登记的煤层气矿业权都被国土资源部收回，实行一级管理，由国土资源部审批。

于是就会出现同一区块，煤炭矿业权和煤层气矿业权分属于不同的企业，产生矿业权重叠问题。而煤层气主要吸附在煤层上，两者是伴生的关系，无论开采煤炭还是煤层气对彼此都会有影响，由此导致部门之间的不协调，在具体开采过程中造成煤层气开发与煤炭开采相脱节，或越界勘探开发引发矿业权争议与侵权，影响煤层气产业的发展。

据统计，截至 2007 年底全国 98 个煤层气探矿权中有 86 个涉及矿权重叠问题，86 个煤层气探矿权与 1406 个煤炭矿业权重叠，重叠总面积约 1.2534 万平方公里，其中煤炭探矿权重叠 242 个，重叠面积 9137 平方公里，煤炭采矿权重叠 1164 个，重叠面积 3397 平方公里。

以山西为例，2010 年底，山西境内煤层气共登记矿业权 35 个，其中探矿权 30 个、采矿权 5 个，面积 25577.906 平方公里。在 35 个煤层气矿业权，有 28 个与煤炭矿业权重叠，重叠率 80%，重叠面积 3447.58 平方公里，几乎覆盖了全省煤炭规划矿区。

附件 4

美国国家环境保护局（EPA）关于水力压裂的研究计划

目前，美国国家环境保护局（EPA）正在开展针对水力压裂对饮用水资源的潜在影响的研究，研究计划如下：

(1) 研究目的

目前，水力压裂法是否对饮用水造成污染引起争议，在 2010 年度拨款委员会会议报告中，美国国会指示国家环境保护局（EPA）使用最好的科学技术，利用独立的信息资源，透明的、专家互审的过程以及通过咨询民众（民意调查）的方式来研究水力压裂对饮用水资源的影响。

(2) 利益相关者关注的焦点

1. 对地下水和地表水的污染
2. 对空气的污染
3. 对生态系统的影响
4. 地震风险
5. 公共安全
6. 职业风险
7. 对经济的影响

(3) 研究问题

- 采水：大量地下水和地表水的使用对饮用水资源产生哪些影响？
 - 对水资源可利用量有哪些影响？
 - 对水质有哪些影响？
- 与化学剂的混合：水力压裂液释放对饮用水可能产生哪些影响？
 - 水力压裂液的组成成分是什么和哪些成分是有毒性作用？
 - 哪些因素可能使饮用水资源含有污染物？
 - 如何有效缓解水力压裂对饮用水资源产生的影响？
- 灌注页岩气井：在注射和压裂过程中对饮用水可能产生哪些影响？
 - 压裂液在压裂过程中和压裂后对气井的建设和运行起什么作用？
 - 人工或者自然对污染物转移产生哪些潜在的影响？
 - 哪些化学 / 物理 / 生物的过程将会影响到地下物质的传递与演变？
 - 天然物质的毒性作用是什么？
- 回流和采出水：回流和采出水的释放对饮用水可能产生哪些影响？

- 回流和采出水的成分和不确定性是什么？总量是多少？这些成分的毒性作用？
- 哪些因素可能使饮用水资源含有污染物？
- 如何有效缓解对饮用水资源产生的影响？
- 废水废物处理：水力压裂中产生废水的不充分处理对饮用水资源可能会产生哪些影响？
- 处理废水废物的方法的有效性如何？

研究问题

水在水力压裂操作中的作用

基本研究问题



(4) 研究计划

① 2012 年发布中期研究成果

其中包括：

- 分析现今的水质和水总量以及绘制地图
- 对压裂液，回流水和采水中所含化学剂的汇总
- 确定已知的水力压裂化学剂，与水力压裂相关的其他成分以及废水中的天然物质的毒性。
- 确定可能含有的化学指示剂和分析方法。
- 回顾表面化学溢出物的科学文献。
- 检测坏井和现存的地下通道。

- 评估水力压裂废水处理的现有数据。
- 确定水力压裂杀菌剂的化学成分。
- 评估饮用水设备的高氯离子浓度的潜在影响。
- 回顾性案例研究得出的结论。

② 2014 年发布终期研究成果

其中包括：

- — 取水总量产生的影响的评估。
- — 分析页岩气井的数据。
- — 液压油与目标层之间反应的研究。
- — 开发其他的分析方法。
- — 预测未知化学剂的毒性。
- — 为所关注的化学品的毒性制定临时的行业审查标准（pprtvs）
- — 前瞻性案例研究得出的结论。

(5) 研究方法

- ① 分析现有的数据
- ② 实验研究
- ③ 设计情景评估
- ④ 案例研究
- 回顾性研究
- 前瞻性研究

回顾性研究案例包括：

地层	地理位置
Bakken 页岩	Killdeer 与 Dunn 地区，北达科他州
Barnett 页岩	Wise 与 Denton 地区，德克萨斯州
Marcellus 页岩	Bradford 与 Susquehanna 地区，宾夕法尼亚州
Marcellus 页岩	Wetzel 地区，西维吉尼亚州； Green 与 Washington 地区，宾夕法尼亚州
Raton 盆地	Las animas 地区，科罗拉州

前瞻性研究案例包括：

地层	地理位置
Bakken 页岩	Berthold 印第安居留地, 北达科他州
Barnett 页岩	Flower 高地, 德克萨斯州
Marcellus 页岩	Green 地区, 宾夕法尼亚州; 或者 TBD
Niobrara 页岩	Laramie 地区, 怀俄明州

(6) 研究期待的结论

① 水力压裂是否会影响饮用水资源? 如果产生影响, 那么在什么样的条件下会产生什么程度的影响?

② 造成任何不良影响的驱动因素是什么?

