

天然气产业链寻踪系列（一）： 非常规天然气前景广阔

供给能力不断增强，非常规天然气将成增产主力

近十年，我国天然气表观消费量复合增速 11.8%，而国产天然气产量无法满足下游需求，导致我国天然气对外依存度逐年上升，近十年进口量复合增速 34.9%。国产气方面，我国积极推进各类气源开发，已经形成常规气稳步运行，大力发展非常规气的供给格局，目前常规气占国产气的比例为 89%，页岩气、煤层气占国产气的比例则分别为 6%、5%。我们判断，虽然常规气在我国天然气供给中占比较大，但非常规气有望成为行业增产主力。

页岩气：产业基地建设推动产量增长

我国页岩气可采资源量达到 30 万亿方以上，世界排名第一，但目前开采成本较高，地质探明率低。在经过十多年的研究和实践中，我国已建成涪陵等 5 个页岩气产业基地，探明页岩气地质储量 7643 亿方，其中涪陵页岩气田已经具备 100 亿方产能。2017 年，我国实现页岩气产量 91 亿立方米，根据页岩气“十三五”规划，2020 年我国页岩气产量有望达到 300 亿立方米，未来三年年均复合增速达到 48.8%。

煤层气：破局，行业迎来新时期

我国煤层气资源量 36.8 万亿方，全球排名第三，储量集中在九大盆地，目前以鄂尔多斯和沁水盆地开采为主。过去煤层气产业存在诸多问题，如矿权重叠、盈利性差、管道不足等，但伴随着矿权审批权试点下发、财政补贴提高等，行业已迎来新的发展时期。根据我国煤层气“十三五”规划，到 2020 年我国将新增煤层气探明地质储量 4200 亿立方米，建成 2-3 个煤层气产业化基地，地面煤层气产量从 17 年的 70 亿方提高至 100 亿方，复合增速 12.6%。

煤制气：发展缓慢，有望受益油价上涨

我国少气多煤，推动煤制气的发展，但煤制气的生产过程决定了其下游利用受限。在 2013 年油价高点时，我国多个煤制气项目获得发改委路条，《能源发展“十三五”规划》中也指出到 2020 年我国煤制气产能将达到 170 亿立方米，但目前产能建设严重脱节，仅有第一批的 4 个核准项目落地，总设计产能 131 亿方/年，实际建设产能仅有 51.1 亿方/年。我们认为，行业未来将会受益全球油价上涨，从而迎来新的发展机会。

看好煤层气发展前景，推荐蓝焰控股、亚美能源

煤层气作为我国重点发展的非常规气之一，我们十分看好其未来发展前景。山西作为煤层气发展的重点区域，具有资源储量大、生产成本低、政策扶持力度大等优势，我们尤其看好在当地具有资源布局的企业，强烈推荐**蓝焰控股**、**亚美能源**，两者均在山西省沁水盆地有布局，2017 年煤层气产量分别达到 14.33 亿方，6.30 亿立方米，同时未来产能存在进一步扩大的预期，是我们重点推荐的标的。

燃气 II

首次评级

买入

万伟, CFA

wanwei@csc.com.cn

021-68821626

执业证书编号：S1440514080001

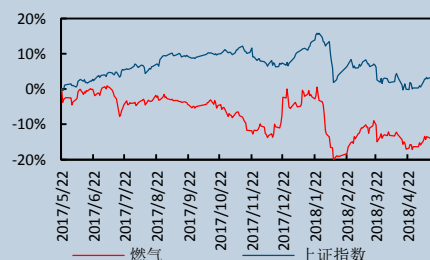
研究助理：高兴

gaoxing@csc.com.cn

021-68821600

发布日期：2018 年 05 月 21 日

市场表现



相关研究报告

目录

1.我国天然气供给格局：供给能力不断增强，长期看非常规气增产	1
1.1 消费量提升带动天然气供给能力不断增强.....	1
1.2 常规气储量丰富，生产较为平稳	3
1.3 非常规天然气潜力巨大	5
2.页岩气：产业基地相继建成，页岩气产量稳定增长.....	7
2.1 我国页岩气资源量丰富，开采成本高.....	7
2.2 在探索与实验中前进，页岩气产量稳定增加.....	9
2.3 页岩气相关上市公司情况	13
3.煤层气：破局，行业迎来新时期	14
3.1 我国煤层气资源丰富，产业基地初具规模.....	14
3.2 政策推动与技术进步破解行业困局	17
3.3 全国煤层气开发看山西	19
3.4 规模效应有望降低煤层气单位成本	20
3.5 煤层气相关上市公司情况	22
4.煤制气：发展缓慢，有望受益油价上涨	23
4.1 煤制气：国情推动煤制气发展	23
4.2 产能规划与实际建设严重脱节，煤制气发展搁浅.....	24
4.3 行业发展诸多问题，未来或受益于油价上涨.....	25
4.4 煤制气相关上市公司情况	27
5.看好煤层气未来前景，推荐蓝焰控股、亚美能源.....	28
5.1 蓝焰控股：A 股唯一煤层气开采公司.....	28
5.2 亚美能源：马必区块有望大规模投产，产能扩张空间大.....	29
附录：页岩气、煤层气开采技术	31
1.页岩气开采：你需要了解的水力压裂	31
2.煤层气该如何开发	32

图目录

图 1: 我国天然气供给能力稳步增长, 近 10 年复合增速 11.8% (单位: 亿立方米)	1
图 2: 天然气进口复合增速 34.9%, 对外依存度达到 39% (单位: 亿立方米)	2
图 3: 2015-2017 年, 国内天然气供给结构变化 (外环为 2017 年, 内环为 2015 年)	2
图 4: 2017 年我国自产天然气产量结构	3
图 5: 世界及部分国家天然气储采比	3
图 6: 部分国家天然气年度产量 (单位: 十亿立方米)	3
图 7: 部分国家探明储量 (单位: 万亿立方米)	3
图 8: 部分国家天然气年度消费量 (单位: 十亿立方米)	4
图 9: 世界各地天然气探明储量百分比	4
图 10: 各国人均天然气消费量 (单位: 吨油当量)	4
图 11: 部分国家页岩气技术可采量 (单位: 万亿立方米)	7
图 12: 中美页岩气开采对比	8
图 13: 我国页岩气开采阶段	10
图 14: 我国页岩气国家级示范区	12
图 15: 我国页岩气产量不断增长 (亿方)	12
图 16: 煤层气形成过程	14
图 17: 全球煤层气分布图 (万亿立方米)	15
图 18: 我国煤层气分布图 (万亿立方米)	15
图 19: 我国煤层气地质资源量区域分布	15
图 20: 我国煤层气资源总量按埋藏深度分类 (亿立方米)	15
图 21: 我国煤层气历年产量 (单位: 亿立方米)	16
图 22: 过去煤层气行业存在诸多发展障碍	17
图 23: 政策推动煤层气行业发展	18
图 24: 亚美能源潘庄区块单位经营成本变动	21
图 25: 亚美能源潘庄区块产销量情况	21
图 26: 煤制天然气主要生产环节	23
图 27: 煤制气的产业优势	24
图 28: 我国发展煤制气的动力	24
图 29: 我国煤制气长输管道规划及已建分布图	26
图 30: 2014-2017 年蓝焰控股煤层气产销情况 (单位: 亿立方米)	29
图 31: 2012-2017 年亚美能源煤层气产销情况 (单位: 亿立方米)	30
图 32: 我国煤制气长输管道规划及已建分布图	31
图 33: 美国巴肯页岩油井的采油曲线	32
图 34: 中国五峰组—龙马溪组页岩气单井生产曲线	32
图 35: 煤层气的排水解吸产出过程	33
图 36: 煤层气地面垂直井示意图	34
图 37: 煤层气丛式井示意图	34
图 38: 煤层气多分支水平井示意图	34
图 39: 煤层气 U 型井示意图	34

图 40: 压裂法提高煤层气产量	35
图 41: 注入二氧化碳提高煤层气产量	35

表目录

表 1: 我国十大气田 2016 年产量 (单位: 亿立方米)	5
表 2: 我国天然气储量分布情况 (单位: 万亿立方米)	5
表 3: 我国天然气各类气源上市公司一览表	6
表 4: 中美页岩气地质构造对比	8
表 5: 中美主要页岩气区带单井成本	9
表 6: 页岩气与常规天然气开采成本对比 (单位: 元/立方米)	9
表 7: 美国天然气及页岩气鼓励政策内容及作用	11
表 8: 我国天然气及页岩气行业的相关产业政策	11
表 9: 页岩气相关上市公司情况 (单位: 亿立方米)	13
表 10: 我国主要煤层气田生产情况	16
表 11: 煤层气“十三五”发展主要指标	18
表 12: 山西煤层气储采情况占全国比重	19
表 13: 2016 年以来山西省煤层气相关政策	19
表 14: 山西煤层气储采规划主要指标	20
表 15: 煤层气相关上市公司情况 (亿立方米)	22
表 16: 我国已核准和同意开展前期工作的煤制天然气项目统计表	24
表 17: 2017 年底我国已开始建设的煤制气项目的产能释放情况 (单位: 亿立方米)	25
表 18: 单位立方米煤制天然气的成本	25
表 19: 我国主要产煤区水资源情况表	26
表 20: 煤制气上市公司情况	27

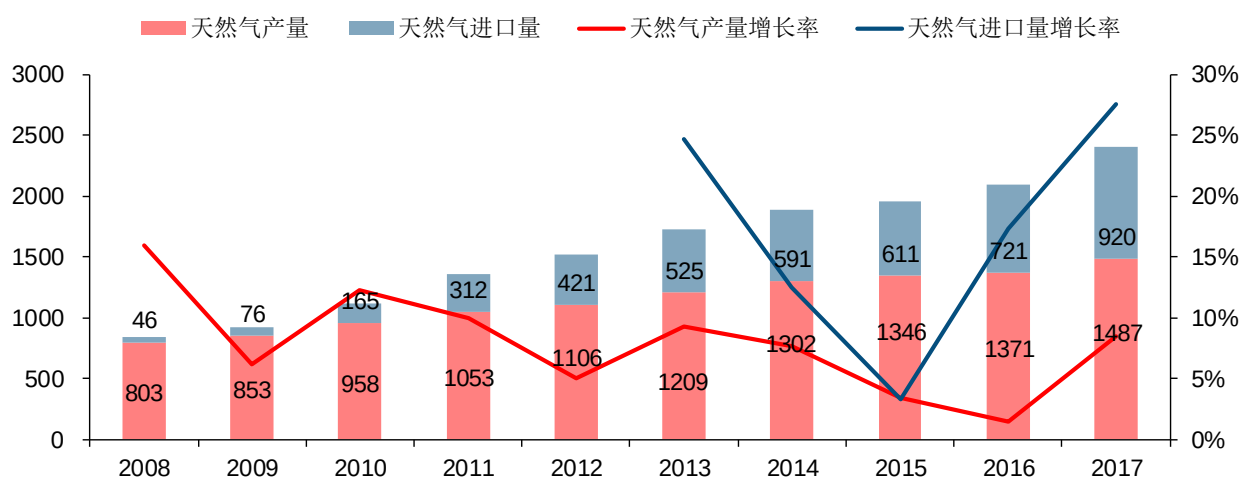
1.我国天然气供给格局：供给能力不断增强，长期看非常规气增产

1.1 消费量提升带动天然气供给能力不断增强

天然气的主要成分为烷烃，并且主要由甲烷构成。天然气不含硫、粉尘及其他有害物质，与煤、石油等其他一次能源相比具有清洁、高效、安全性能好的特点，因此受到全球各国的广泛关注。我国作为能源消费大国，也在着力发展天然气产业。根据发改委 2017 年 6 月颁发的《天然气“十三五”发展规划》，2020 年我国天然气产量规划达到 2070 亿立方米/年，年均增速 8.9%；气化人口达到 4.7 亿人，年均增速 10.3%；天然气占一次能源消费比例达到 8.3%-10%。在相关政策的带动下，2017 年以来我国天然气消费量迅猛增长，全年表观消费量达到 2358 亿方，同比增长 14.7%，近 10 年复合增速 11.8%。

受下游消费驱动，我国天然气供给能力稳步增长。我们以“国内产量+进口量”衡量我国天然气的总供给能力。2017 年，我国天然气产量为 1487 亿方，同比 8.5%，进口量为 920 亿立方米，同比增长 28%。除去 2008 年金融危机以及 2015 年宏观经济影响，我国历年天然气总供给能力增速都在 10%以上。

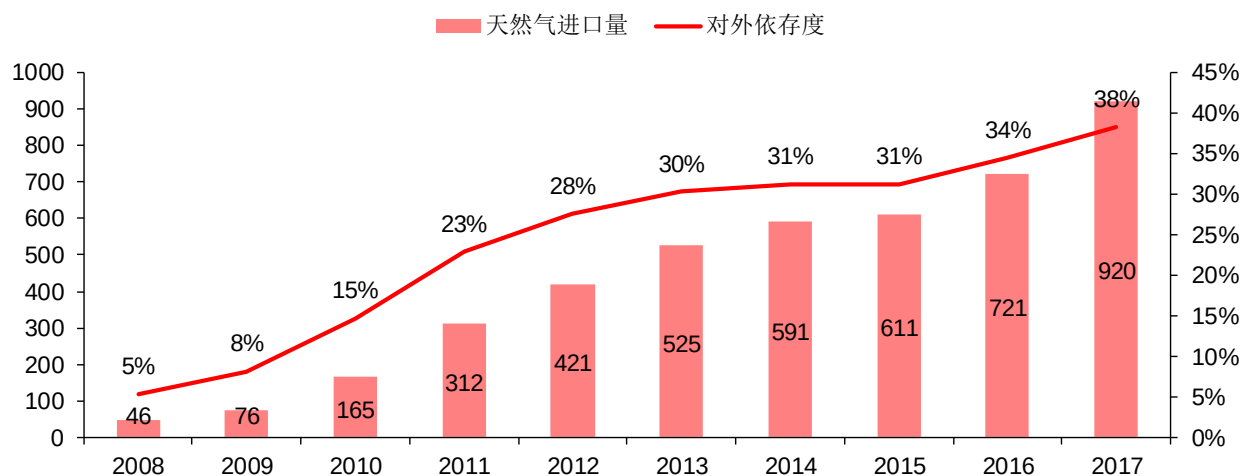
图 1：我国天然气供给能力稳步增长，近 10 年复合增速 11.8%（单位：亿立方米）



资料来源：国家统计局，中信建投证券研究发展部

天然气进口量大幅增加，对外依存度显著提高。由于国内天然气产量有限，为满足日益增长的天然气需求，我国天然气进口量迅速提高。从 2008 年进口 46 亿方到 2017 年进口 920 亿方，近 10 年复合增速 34.9%，远高于国内产量增速 7%。随着进口量的增加，我国对外依存度也从 2008 年的 5.9% 提高到 2017 年的 39%。

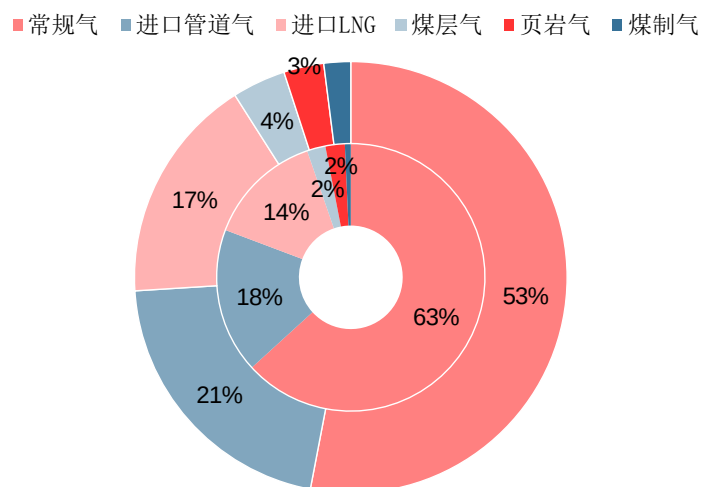
图 2：天然气进口复合增速 34.9%，对外依存度达到 39%（单位：亿立方米）



资料来源：Wind，中信建投证券研究发展部

供给多元化，国产气各类气源同步发展，进口气中 LNG 比重提高。在我国天然气消费量大幅增长的同時，保障天然气的安全供给，必然需要进行供给的多元化。国产气方面，目前依然为常规气（占总供给 53%）为主，重点推进页岩气（4%）、煤层气（3%）等非常规天然气产业发展，适时发展煤制气（2%）。进口气方面，我国已经形成天然气四大进口通道，其中西北、西南、东北以管道气为主，近年东南 LNG 进口量不断增加，2017 年 LNG 进口量 3813 万吨（合 507 亿方），占进口气比例达到 55%。与 2015 年相比，进口 LNG 的占比提升了 3 个百分点，而常规气的占比则下降了 10 个百分点，同时页岩气、煤层气等非常规气以及进口管道气占比也有小幅提升。

图 3：2015-2017 年，国内天然气供给结构变化（外环为 2017 年，内环为 2015 年）

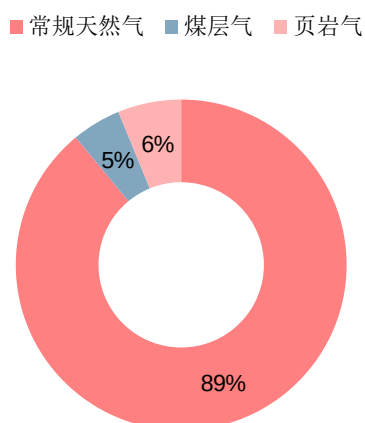


资料来源：公开资料，中信建投证券研究发展部

1.2 常规气储量丰富，生产较为平稳

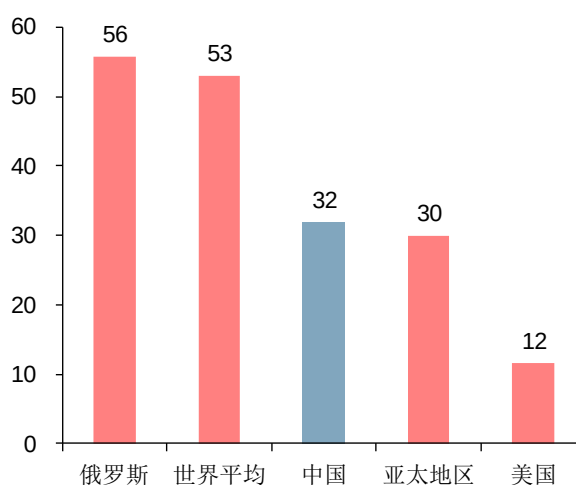
我国常规气储量较丰富，储采比为 31.9。2017 年我国天然气产量 1474.2 亿方中，有 89% 是常规天然气，煤层气产量 70.2 亿立方米，占比 4.8%，页岩气产量 91.5 亿立方米，占比 6.2%，非常规天然气产量占比合计 11.0%，未来发展空间很大。根据国土资源部统计数据，截止到 2016 年底，全国累计探明天然气地质储量 13.74 万亿立方米，剩余技术可采储量 5.44 万亿立方米，剩余经济可采储量 3.93 万亿立方米，储采比 31.9（我国原油储采比仅为 12.7），略高于亚太地区平均水平。

图 4：2017 年我国自产天然气产量结构



资料来源：国土资源部等，中信建投证券研究发展部

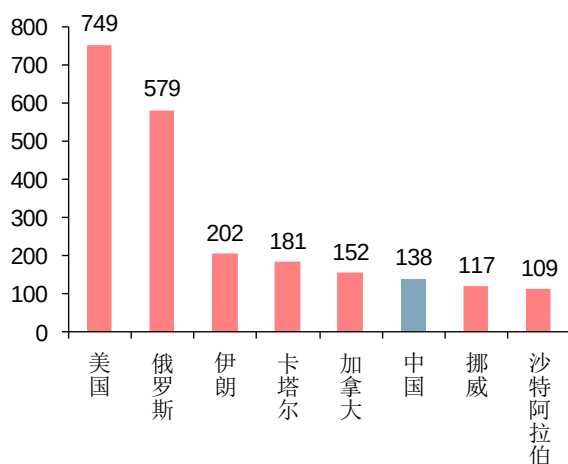
图 5：世界及部分国家天然气储采比



资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

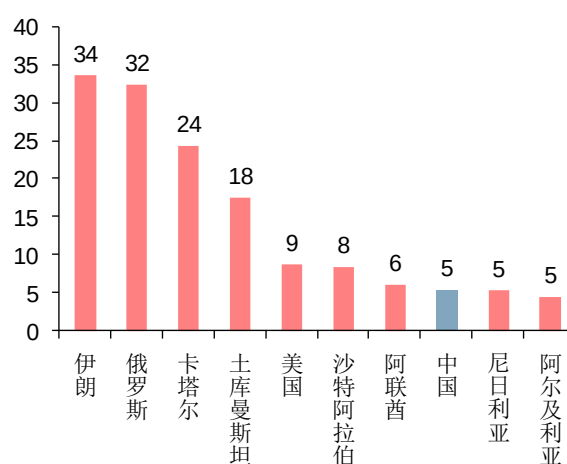
中东地区是世界上天然气储量最丰富的地区。我国天然气产量，储量，消费量均在世界前列，但人均消费量低于世界平均水平。

图 6：部分国家天然气年度产量（单位：十亿立方米）



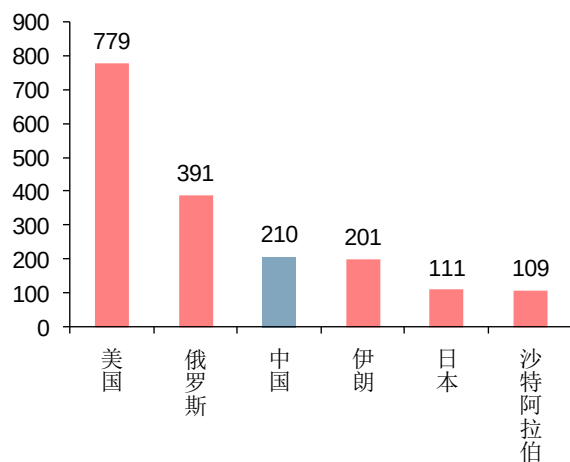
资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

图 7：部分国家探明储量（单位：万亿立方米）



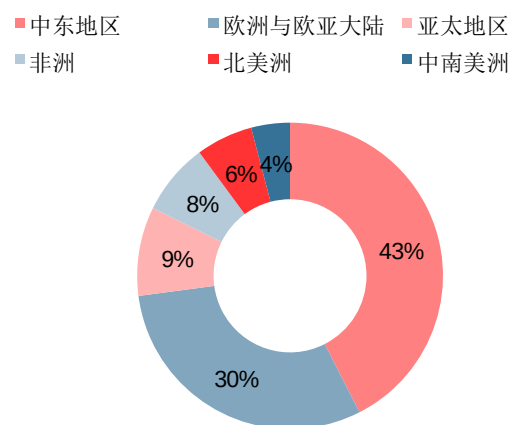
资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

图 8：部分国家天然气年度消费量（单位：十亿立方米）



资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

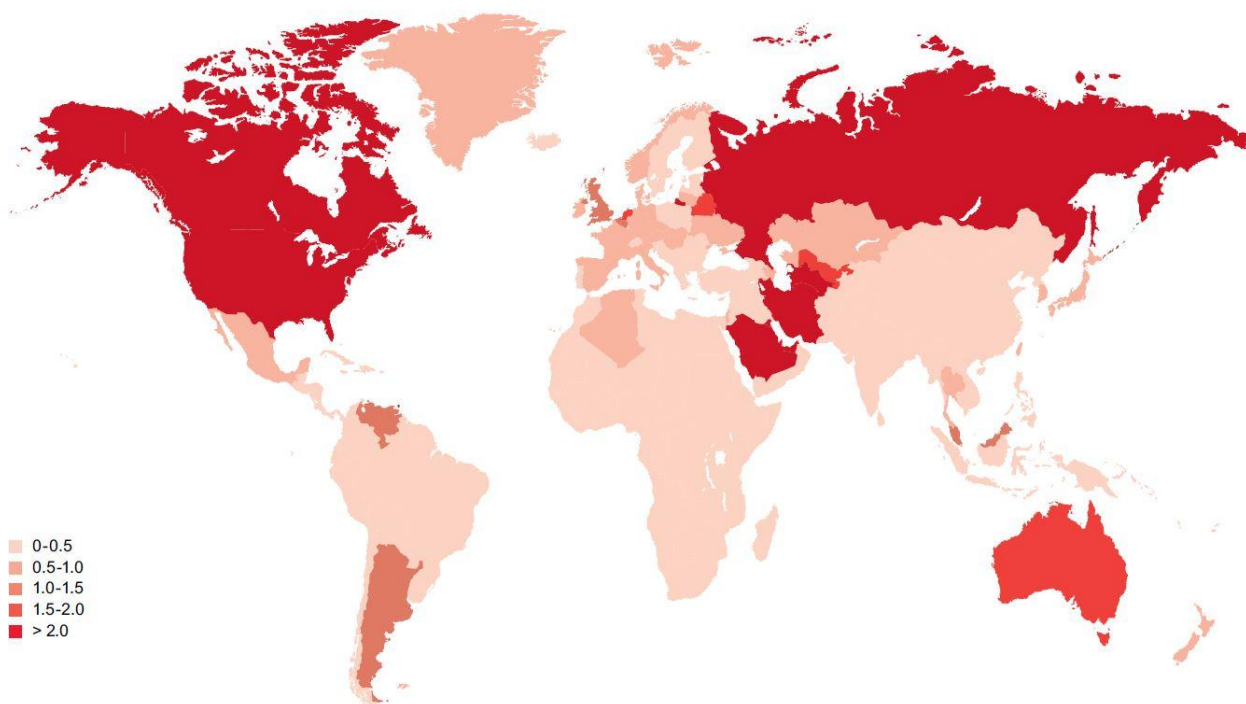
图 9：世界各地区天然气探明储量百分比



资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

图 10：各国人均天然气消费量（单位：吨油当量）

天然气：2016 年人均消费量
(单位：吨油当量)



资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

主力气田短期内生产平稳。当前我国主力气田生产顺利，产量大于 30 亿立方米的盆地有鄂尔多斯、塔里木、四川、柴达木、松辽和珠江口盆地，2016 年合计生产天然气 1086 亿立方米，占当年产量的 79.2%。

表 1：我国十大气田 2016 年产量（单位：亿立方米）

气田名称	气田归属	天然气产量	备注
中石油苏里格气田	中石油长庆油田	227	中国首个探明储量超万亿立方米大气田，是目前中国产气量最大的整装气田。
中石油龙王庙组气藏	中石油西南油气田	83	我国单体规模最大的海相碳酸盐岩整装气藏，年产能 110 亿方。
中石化普光气田	中石化中原油田	80	国内规模最大、丰度最高的海相高含硫气田，年产能 110 亿方。
中石油靖边气田	中石油长庆油田	80	长庆油田天然气开发的发祥地，也是西气东输的“先锋气”源头，年产能 85 亿方。
中石油克拉 2 气田	中石油塔里木油田	60+	克拉 2 气田也是国家“西气东输”的主要气源地，是“西气东输”的源头。
中石化涪陵页岩气田	中石化江汉油田	50	我国首个进入商业开发的页岩气田，年产能 100 亿方。
中石油迪那 2 气田	中石油塔里木油田	45	是我国目前最大的凝析气田，2009 年 6 月 28 日投产以来，一直保持高产稳产态势。
中石油克深气田	中石油塔里木油田	43	目前国内单套处理能力最大的气田，2015 年建成年产 50 亿立方米配套产能，是西气东输供气的又一优质气源。
中石化大牛地气田	中石化华北石油局	36	天然气资源量 8237 亿立方米，年产能 35 亿方左右。
中石化元坝气田	中石化西南油气田	24	我国首个超深高含硫生物礁大气田，是我国第二大酸性气田，已探明天然气储量 2194 亿立方米，产能 40 亿方。

资料来源：亿慧能源，中信建投证券研究发展部

1.3 非常规天然气潜力巨大

非常规天然气储量丰富。根据国土资源部最新数据，我国天然气已探明地质储量为 5.44 万亿立方米，其中常规天然气 4.4 万亿立方米，页岩气 1224 亿立方米，煤层气 3344 亿立方米。资源潜力方面，我国天然气地质资源量 90 万亿立方米，可采资源量 50 万亿立方米；页岩气埋深 4500 米以浅地质资源量 122 万亿立方米，可采资源量 22 万亿立方米；煤层气埋深 2000 米以浅地质资源量 30 万亿立方米，可采资源量 12.5 万亿立方米。

表 2：我国天然气储量分布情况（单位：万亿立方米）

	已探明地质储量	地质资源量	可采资源量
常规天然气	4.4	-	-
页岩气	0.76	122	22
煤层气	0.27	30	12.5
总量	5.44	90	50

资料来源：国家统计局，中信建投证券研究发展部

长期来看，非常规天然气将成为增产主力。2017 年全年，我国天然气产量为 1474.2 亿立方米，其中常规天然气 1312.5 亿立方米，页岩气 91.5 亿立方米，煤层气 70.2 亿立方米，煤制气 22 亿立方米。天然气十三五规划提出，到 2020 年天然气国内年产量要达到 2070 亿立方米，复合增速 8.9%，而页岩气年产量要达到 300 亿立方

米，复合增速 45%，煤层气年产量达到 100 亿立方米，复合增速 18%，非常规天然气产量占全国产量的比重提高到 19.3%。另外，根据中石油经济技术研究院预测，我国非常规气将成为未来我国天然气增产主力，其中页岩气产量到 2030 年达到 700 亿立方米，到 2050 年达到 1000 亿立方米，煤层气产量到 2050 年将达到 350 亿立方米。

表 3：我国天然气各类气源上市公司一览表

公司名称	上市地点	股票代码	探明储量（亿方）	产能（亿方）	产量（亿方）
常规气					
中国石油	中国大陆	601857.SH	10995	-	1033（2017）
中国石化	中国大陆	600028.SH	1475（不含页岩气）	-	257（2017）
中国海洋石油	中国香港	0883.HK	1655	-	67（2016）
页岩气					
中国石油	中国大陆	601857.SH	1635	50	30（2017 年）
中国石化	中国大陆	600028.SH	6008	100	60（2017 年）
煤层气					
中国石油	中国大陆	601857.SH	2155	22.5	9（2017）
蓝焰控股	中国大陆	000968.SZ	-	15	14.3（2017）
中海油（中联煤）	中国香港	0883.HK	2000	20	10（部分）
亚美能源	中国香港	2686.HK	198	15	6.3（2017）
中国煤层气	中国香港	8270.HK	522	-	0.66（2017）
煤制气					
广汇能源	中国大陆	600256.SH	-	5 40（待建）	6.5（2017）
新奥股份	中国大陆	600803.SH	-	2（在建）	-
陕西黑猫	中国大陆	601015.SH	-	3.5 2.9（在建）	1.86（2017）

资料来源：Wind，中信建投证券研究发展部

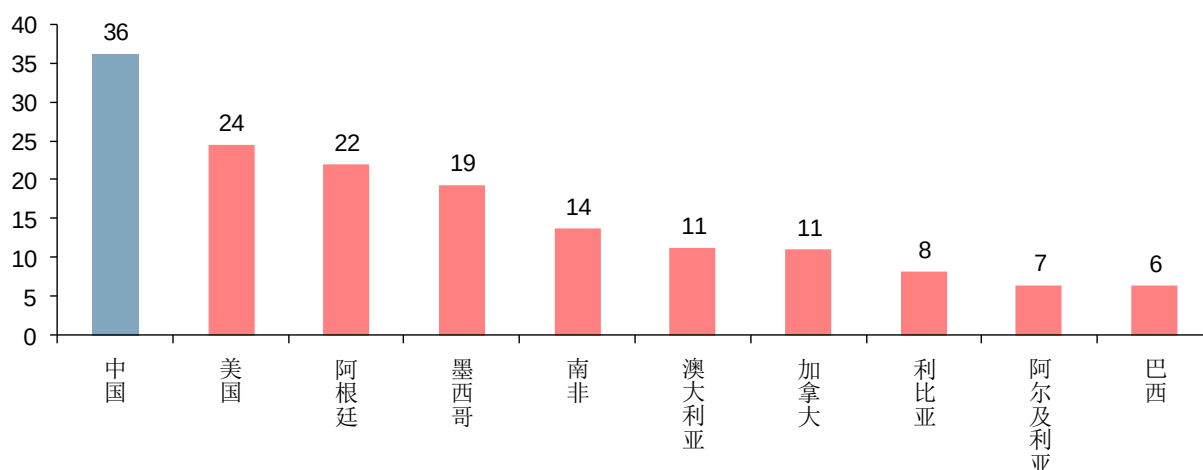
2.页岩气：产业基地相继建成，页岩气产量稳定增长

2.1 我国页岩气资源量丰富，开采成本高

页岩气是指赋存于富有机质泥岩及其夹层中，以吸附和游离状态为主要存在方式的非常规天然气，成分是甲烷。压裂技术是页岩气开采的关键技术，压裂费用一般占页岩气开采费用的 30%，是页岩气能够实现低成本开发以及产量的关键环节。水力压裂是页岩气开采的重要推力，也是美国页岩气革命的重要功臣，但是水力压裂法产量下降快，容易引起环境问题。

我国页岩气资源量丰富。目前包括美国能源署和中国国土资源部等对我国页岩气资源进行评估，其中 EIA 在全球页岩气资源评估中的数据显示，中国页岩气可采储量世界第一，达到了 36 万亿立方米以上，之后国土资源部油气中心采用成因法、统计法、类比法和特尔菲法进行估算，我国的页岩气可采储量大约 31 万亿立方米，与美国能源署相差不多。

图 11：部分国家页岩气技术可采量（单位：万亿立方米）



资料来源：EIA，中信建投证券研究发展部

目前我国页岩气探明地质储量尚低。探明地质储量是指在油气藏评价阶段，评价钻探证实油气藏（田）可提供开采并能获得经济效益后，估算求得的、确定性很大的地质储量，对短期开发有重要意义。目前国家划出的页岩气重点产能区域为涪陵、长宁、威远、昭通、富顺-永川五个页岩气勘探开发区，但目前实际上规模开发的只有 2 个示范区，其中重庆涪陵累计探明地质储量 6008 亿方，四川长宁-威远 1635 亿方，合计 7643 亿方。天然气十三五规划提出，十三五期间我国页岩气新增探明地质储量 1 万亿方，到 2020 年累计探明地质储量超过 1.5 亿方。

我国页岩气区地质条件复杂。美国页岩气地层主要分布在上古生界和中生界，以海相地层为主，地质构造相对稳定，分布较为集中，海相地层的特征使页岩气开采具有充足的水源。国内页岩气多为陆相或者海陆交互地层，地势多分布于山地、丘陵，地质构造相对活跃，页岩气开采技术难度较高，且页岩气资源分布较为分散，而陆相地层水源获取较为困难。

表 4：中美页岩气地质构造对比

		中国	美国
地质条件	构造	复杂，多次改造，断裂发育	简单，一次抬升，断裂较少
	沉积类型	发育 3 大类，海相有效范围保存少	单一，主要为海相页岩
	有机碳含量	中等—好，以 1%~5% 为主	丰富，以 5%-10% 为主
	含气量	偏低（平均 1-3 立方米/吨）	高（平均 3-6 立方米/吨）
	热演化程度	变化大，海相偏高，陆相偏低	普遍为成气高峰阶段
开发条件	埋深	偏大，>3500m 埋深为主	较浅，以 1500-3500 米为主
	地表条件	复杂，南方多高山，北方少水	平原或丘陵，水源好
	油气管网	总体不够匹配，部分地区无管网	发达，遍及全网

资料来源：《中美页岩气成藏条件、分布特征差异研究与启示》，中信建投证券研究发展部

水资源不足也是页岩气开发的重要障碍。页岩气开发需要大量用水，以美国为例，在巴涅特、费耶特维尔、海恩斯维尔和马塞勒斯四大页岩气产区中，单井压裂用水从 1 万到 1.5 万立方米不等，是开采常规天然气的 10 倍。但我国页岩气与水资源分布不均，世界资源研究所公布的研究报告显示，中国页岩油气资源中有 3/5 以上位于水资源匮乏的地区，面临较高的水资源压力或干旱环境。尤其中国西北地区等页岩气富集区缺水，导致在水力压裂时往往不能够提供足够的水资源，这在很大程度上限制了中国页岩油气资源开发。

图 12：中美页岩气开采对比


资料来源：MOLBASE，中信建投证券研究发展部

页岩气开发成本高。正因为我国页岩气目前仍处于前期的探索阶段，开发时间较短，地质、地表条件复杂，相关技术不成熟，关键设备依赖进口，我国页岩气开发的成本较高，单井投入一般在 5000-7000 万人民币，而美国 8 个主要页岩气区带的单井开发成本多在 300-900 万美元，具有良好的投资回报率。从最终的产气成本来看，美国页岩气生产成本约为 1.5 元/立方米，而我国目前页岩气生产成本约为 2.5-4.5 元/立方米，远高于我国常规气田的生产成本。

表 5：中美主要页岩气区带单井成本

序号	区带	井深/m	成本/万美元
1	Marcellus	2000	300~400
2	New Albany	800	80~100
3	Antrim	400	30~50
4	Haynesville	3600	600~700/700~900
5	Fayetteville	1200	290
6	Woodford	1500~2800	600~700/460~800
7	Barnett	2200	200~300 (核心区) / 160~370 (南部、西部)
8	Barnett-Woodford	3000	650
9	涪陵气田	2885	800-1000

资料来源：《中美页岩气开发现状的对比与思考》，中信建投证券研究发展部

表 6：页岩气与常规天然气开采成本对比（单位：元/立方米）

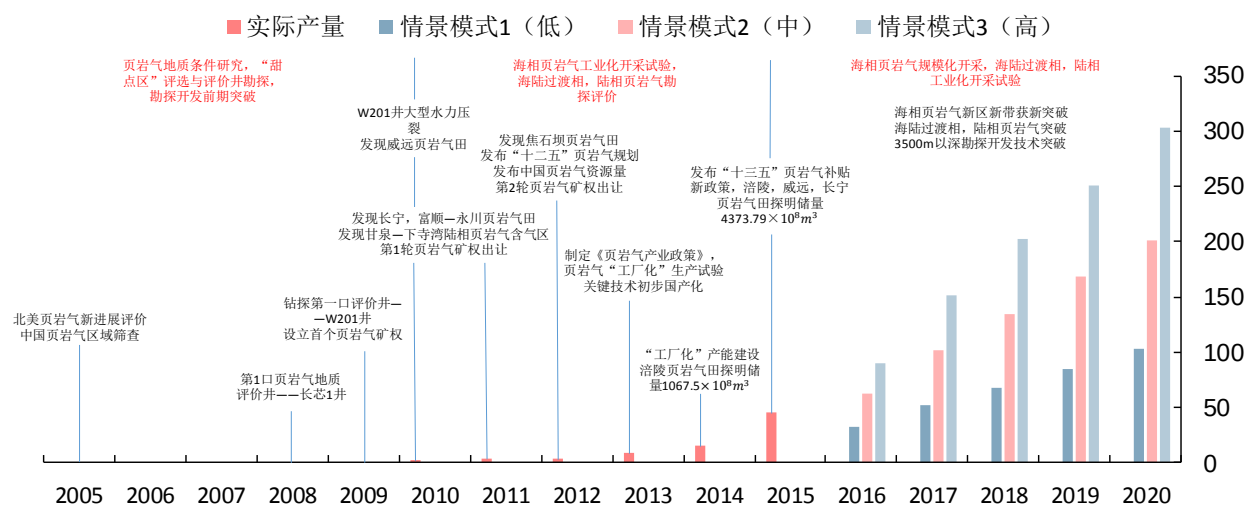
油气田名称	预估平均开采成本
美国典型页岩气	1.5
四川页岩气（开采早期）	2.5~4.5
四川页岩气（开采成熟期）	1.5~2.5
川渝气田	0.63
长庆气田	0.65
青海气田	0.60
新疆气田（不含西气东输气田）	0.51
其他（大港、辽河、中原等）	0.60

资料来源：MOLBASE，中信建投证券研究发展部

2.2 在探索与实验中前进，页岩气产量稳定增加

我国页岩气开采已经有 10 多年历史。2005 年我国开始了页岩气的相关勘探，历经了从页岩气地质条件研究、“甜点区”评选与评价井钻探及勘探开发前期准备，到海相页岩气工业化开采试验、海陆过渡相与陆相页岩气勘探评价两大发展阶段，评价优选了四川盆地及邻区，鄂尔多斯盆地为中国页岩气勘探开发有利区。锁定了涪陵、长宁、威远、昭通、富顺-永川等一批页岩气开发优质气田。

图 13：我国页岩气开采阶段



资料来源：《中国页岩气特征-挑战及前景》，中信建投证券研究发展部

页岩气开采技术处于技术储备和合作学习阶段。页岩气的开采技术主要包括页岩气资源评价技术、开发技术和工厂化技术，美国依靠 30 多年的页岩气开采，已经成为世界上页岩气开发技术最成熟的国家。我国目前在页岩气勘探方面经验不足，但基本能够满足需求，但开发和开采技术仍然需要技术突破，在工厂化技术仍然处于非常落后的地位。

从产业政策的角度来看，美国政府对页岩气开发给予了一定的政策支持。在价格层面上，美国政府出台了多项政策以实现页岩气价格市场化，如《1989 天然气井口价格解除管制法》中要求从 1993 年 1 月 1 日起解除所有天然气价格管制，实行市场定价；在税费减免层面上，美国政府采取了一些税收优惠以及矿权费减免等措施，以鼓励非常规油气的发展。

借鉴美国页岩气发展的历史，我国政府也出台了多项关于页岩气行业的政策。从税收减免上来看，《页岩气开发利用补贴政策》，政策提出 2012-2015 年，中央财政按 0.4 元/立方米的标准对页岩气开采企业给予补贴。2015 年，财政部与国家能源局将补贴政策延长至 2020 年，但补贴标准调整为前三年 0.3 元/立方米、后两年 0.2 元/立方米。随后，2017 年 3 月财政部、税务总局出台的《关于对页岩气减征资源税的通知》中要求将页岩气资源税（按 6% 的规定税率）减征 30%。从产量规划上来看，《天然气“十三五”规划》中提出 2020 年力争实现页岩气产量 300 亿立方米，较 2015 年增长 255 亿立方米，同时规划还指出到 2030 年我国将实现页岩气产量 800-1000 亿立方米。但是，在页岩气下游定价市场化方面，相关政策还存在一定缺失，因此这方面的配套政策仍需进一步完善。

表 7：美国天然气及页岩气鼓励政策内容及作用

类型	法规	内容	作用
实行价格市场化	《1938 天然气法》	联邦动力委员会只监管天然气输送管道价格，井口价格和州内输气、配送价格由各州公用事业委员会负责监督。	虽然促进天然气贸易，但管道输送环节被管道公司垄断。
	《1954 菲利普斯决议》	对天然气洲际管道和井口价格实行监管，并由国会授权联邦动力委员会设定洲际井口价格。	由于联邦动力委员会所设定的价格显著低于天然气价值，导致对天然气需求大量增加，价格下降使生产商减少对天然气生产。
	《1989 天然气井口价格解除管制法》	要求 1993 年 1 月 1 日前解除所有天然气价格管制，实行市场定价。	美国彻底解除了对天然气的价格管制，由市场供求决定天然气的井口价格。
推行税收优惠政策	《1980 原油暴利税法案》	要求对致密砂岩气、页岩气、煤层气等非常规天然气进行不同程度减税。	促进非常规油气的开发，提高生产商的生产积极性，保障国家的能源供应。
	《1992 能源法案》	对独立石油天然气生产商实行百分率折耗和提高无形钻井成本费用化比例。	通过减免税费，推动国内对石油天然气的勘探。
	《2004 年美国创造就业机会法》	对天然气减税 0.5 美元/kft ³ ，对阿拉斯加天然气处理厂建设减税 15%。	对非常规能源开发实施税收抵免，促进非常规油气行业开发从而带动就业增加。
矿权费减免	《2005 能源政策法案》	基于资源的市场价格对墨西哥湾浅水区天然气、深水区的石油和天然气勘探开发实行矿权费减免。	通过政策刺激石油和天然气的生产，降低石油进口，但收效甚微。

资料来源：《中美页岩气发展现状比较及其启示》，中信建投证券研究发展部

表 8：我国天然气及页岩气行业的相关产业政策

时期	文件	颁布时间	颁布部门	内容
“十二五”期间	《关于发展天然气分布式能源的指导意见》	2011.1	国家能源局	建设 1000 个左右天然气分布式能源项目；建设 10 个左右各类典型特征的分布式能源示范区域
	《页岩气发展规划（2011-2015 年）》	2012.3	发改委、财政部，国土资源部，能源局	2015 年页岩气产量目标 65m ³ ；2020 年页岩气产量目标 600-1000 亿 m ³ ；建立 19 个页岩气勘探开发区
	《页岩气开发利用补贴政策》	2012.11	财政部，国家能源局	中央财政对页岩气开采企业给予补贴，2012 年—2015 年的补贴标准为 0.4 元/立方米
“十三五”期间	《关于建立保障天然气稳定供应长效机制的若干意见》	2014.4	发改委	2020 年天然气供应达到 4000 亿 m ³ 力争 4200 亿 m ³
	《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》	2014.6	国务院办公厅	2020 年国产常规气达到 1850 亿 m ³ 页岩气产量力争超过 300 亿 m ³
	《关于页岩气开发利用财政补贴政策的通知》	2015.4	财政部，国家能源局	2016-2018 年的补贴标准为 0.3 元/m ³ ；2019-2020 年补贴标准为 0.2 元/m ³

《页岩气发展规划
(2016-2020 年)》

2016.9

国家能源局

完善成熟 3500 米以浅海相页岩气勘探开发技术，突破 3500 米以深海相页岩气、陆相和海陆过渡相页岩气勘探开发技术；在政策支持到位和市场开拓顺利情况下，2020 年力争实现页岩气产量 300 亿立方米。

《关于对页岩气减征资源税的通知》

2018.4

财政部，税务总局

我国对页岩气资源税减征 30%

资料来源：《中美页岩气发展现状比较及其启示》，中信建投证券研究发展部

示范基地初见成效，页岩气产量快速增长。中国页岩气的主要产区，主要集中在四川盆地周围的四川、重庆、云南区域内，目前国家划出的页岩气重点产能区域为涪陵、长宁、威远、昭通、富顺-永川五个页岩气勘探开发区。其中涪陵勘探开发区归中石化所有，其他都为中石油所有。目前涪陵页岩气已具备 100 亿方产能，2017 年产量 60.04 亿方，成为我国页岩气最主要产区。其他产区中，威远 2017 年天然气产量分别为 24.73 亿立方米，昭通则超过了 5 亿立方米。

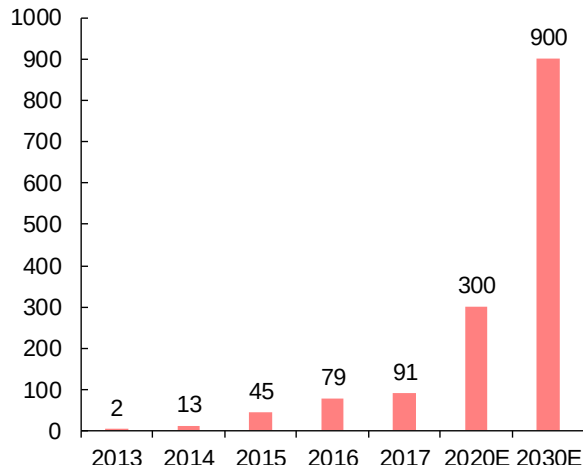
根据国土资源部的数据，我国 2017 年全年实现页岩气产量约 91 亿立方米，同比 15.2%，若 2020 年我国页岩气产量实现 300 亿立方米的规划目标，则未来三年年均复合增速将达到 48.8%。

图 14：我国页岩气国家级示范区



资料来源：国土资源部，中信建投证券研究发展部

图 15：我国页岩气产量不断增长（亿方）



资料来源：国土资源部，中信建投证券研究发展部

2.3 页岩气相关上市公司情况

目前国内页岩气开采主要被中国石油与中国石化两家巨头垄断，两家上市公司的页岩气业务具体情况如下：

1) 中国石油 (601857.SH)：中国石油目前拥有长宁、威远、昭通、富顺-永川四个页岩气勘探开发区，其中长宁与威远开发区组成了长宁-威远国家级页岩气示范区，实现规模开发，其余均未实现规模开发，单井钻井成本从初期最高的 1.3 亿元降至 5000 万元。中国石油页岩气探明地质储量达到 1635 亿立方米，长宁—威远、昭通两大国家级页岩气示范区产能合计为 30 亿立方米，2016 年产量超过 28 亿立方米，2020 年产能有望达到 30 亿立方米。

2) 中国石化 (600028.SH)：中国石化目前拥有涪陵页岩气田，并于 2014 年 3 月率先取得页岩气勘探开发重大突破，涪陵页岩气田提前进入商业开发，成为我国页岩气主力产区。中石化目前探明地质储量 6008 亿立方米，2017 年底拥有 100 亿立方米产能，2017 产量为 60 亿立方米，2020 年产能有望达到 150 亿立方米。

表 9：页岩气相关上市公司情况（单位：亿立方米）

公司	拥有区块	探明地质储量	产能	产量	2020 年产能目标
中国石油 (601857.SH)	长宁、威远、昭通、 富顺-永川	1635	30	28	130
中国石化 (600028.SH)	涪陵页岩气	6008	100	60	150

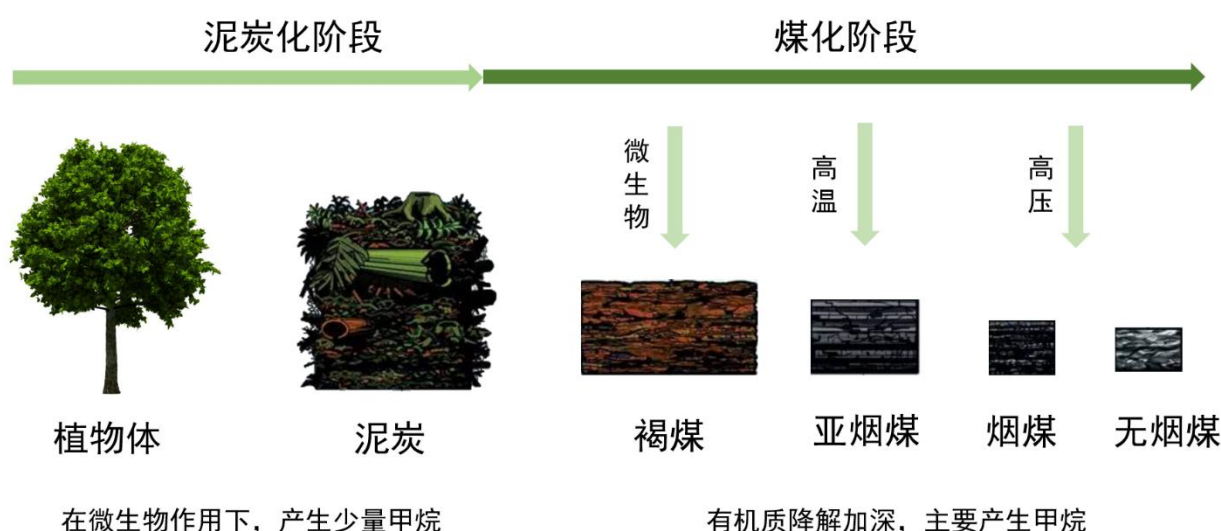
资料来源：公司公告，中信建投证券研究发展部

3.煤层气：破局，行业迎来新时期

3.1 我国煤层气资源丰富，产业基地初具规模

煤层气主要成分是甲烷，是煤的伴生矿产资源。在煤炭形成过程中，需要经历泥炭化和煤化二个阶段。在泥炭化阶段，由于细菌的作用，可以生成少量甲烷；在煤化阶段，有机质热降解作用已经开始并且逐步加深，热降解产物主要是甲烷等。煤层形成后，形成的甲烷又经历扩散、迁移等多种过程，最终在煤层中形成以甲烷为主要成分（一般占比 93%-97%）、以吸附在煤基质颗粒表面为主、部分游离于煤孔隙中或溶解于煤层水中的烃类气体，称为煤层气。

图 16：煤层气形成过程

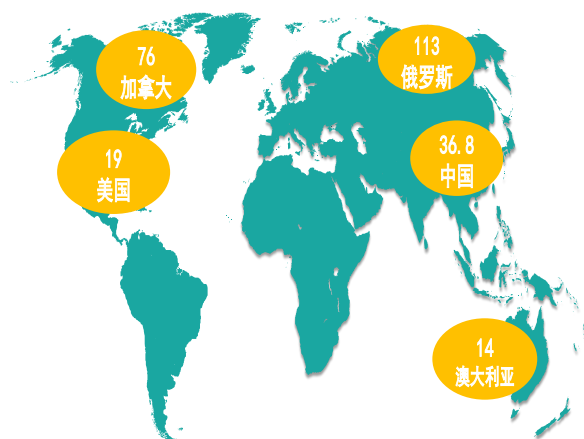


煤层形成后，形成的甲烷又经历扩散、迁移等种过程，最终在煤层中形成以甲烷为主要成分、以吸附在煤基质颗粒表面为主、部分游离于煤孔隙中或溶解于煤层水中的烃类气体，称为煤层气

资料来源：蓝焰控股公司公告，中信建投证券研究发展部

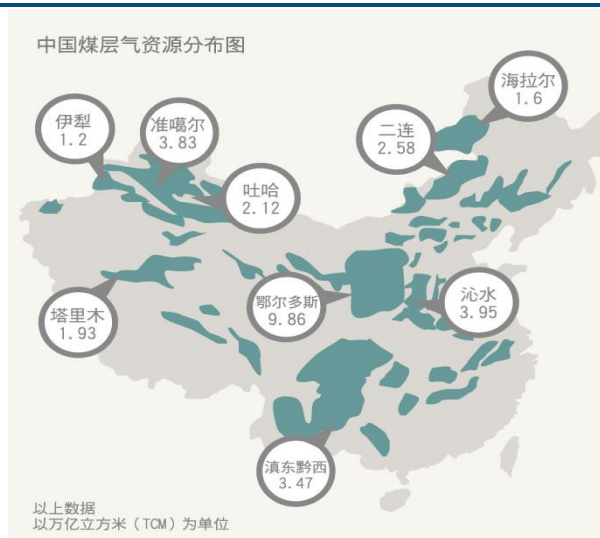
我国煤层气资源丰富。据国际能源机构（IEA）估计，全世界煤层气资源量达 260 万亿立方米，其中 90% 的煤层气资源量分布在俄罗斯、加拿大、中国等 12 个主要产煤国。中国煤层气资源量达 36.8 万亿立方米，居世界第三位。全国大于 5000 亿立方米的含煤层气盆地共有 14 个，其中含气量在 5000-10000 亿立方米的有川南、黔北、豫西、川渝、三塘湖、徐淮等 5 个盆地，含气量大于 10000 亿立方米的盆地有 9 个：依次为鄂尔多斯、沁水、淮格尔、滇黔贵、吐哈、二连、塔里木、海拉尔、伊犁盆地，9 大盆地煤层气资源量占全国煤层气资源量的 83%。

图 17：全球煤层气分布图（万亿立方米）



资料来源：IEA，中信建投证券研究发展部

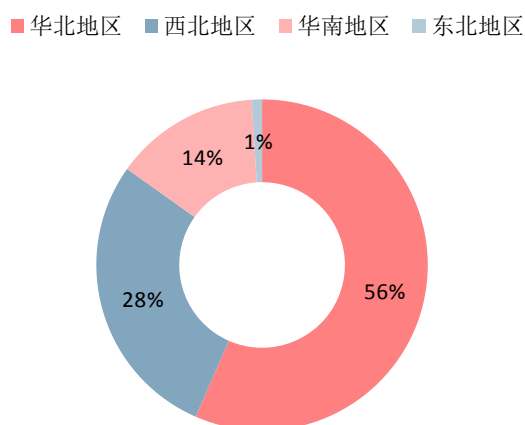
图 18：我国煤层气分布图（万亿立方米）



资料来源：中国油气控股公司官网，中信建投证券研究发展部

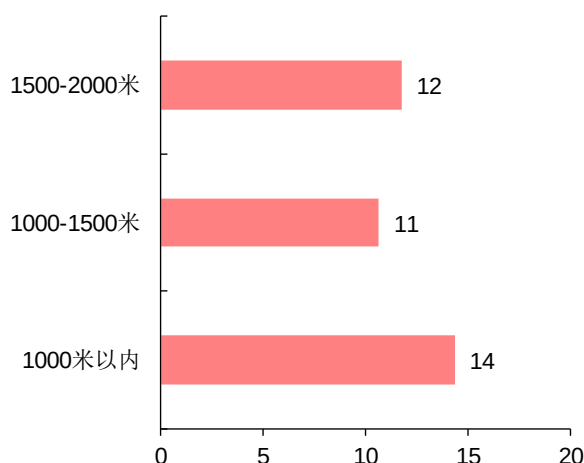
我国煤层气的储量相对集中。我国埋深 2000 米以内浅煤层气主要分布在华北和西北地区，其中华北地区、西北地区、华南地区和东北地区赋存的煤层气地质资源量分别占全国煤层气地质资源总量的 56.3%、28.1%、14.3%、1.3%。煤层气区域性的集中有利于煤层气的集中开采，按埋藏深度划分，1000 米以浅、1000 米-1500 米和 1500 米-2000 米的煤层气地质资源量，分别占全国煤层气资源总量(2000 米以内)的 38.8%、28.8%和 32.4%。煤层气的气藏量会受到埋藏深度的影响，深度太浅一般会出现溢散，储量不足，深度太深会增加开采难度，一般认为 2000 米以内是煤层气开采的有利深度。

图 19：我国煤层气地质资源量区域分布



资料来源：《中国煤层气开发利用现状及技术进展》，中信建投证券研究发展部

图 20：我国煤层气资源总量按埋藏深度分类（亿立方米）



资料来源：《中国煤层气开发利用现状及技术进展》，中信建投证券研究发展部

主要煤层气产地初具规模，成为短期煤层气发展的重要基础。目前，我国已建成煤层气开发项目 10 个，产能 57 亿立方米。已建成包括潘庄、潘河、樊庄—郑庄、枣园、柿庄南、寺河—成庄、韩城南、保德、阜新、延川南、筠连在内的多个煤层气田，这些煤层气田整体生产情况较好。从生产基地来看，目前主要煤层气生产项目集中于沁水盆地南部，其已成为我国重要的煤层气生产基地。沁水盆地拥有全国 1/10 的煤层气资源，拥有 1/5 的煤层气矿权登记面积，拥有 75% 的探明地质储量，现有产气量占全国煤层气产量的 78%。

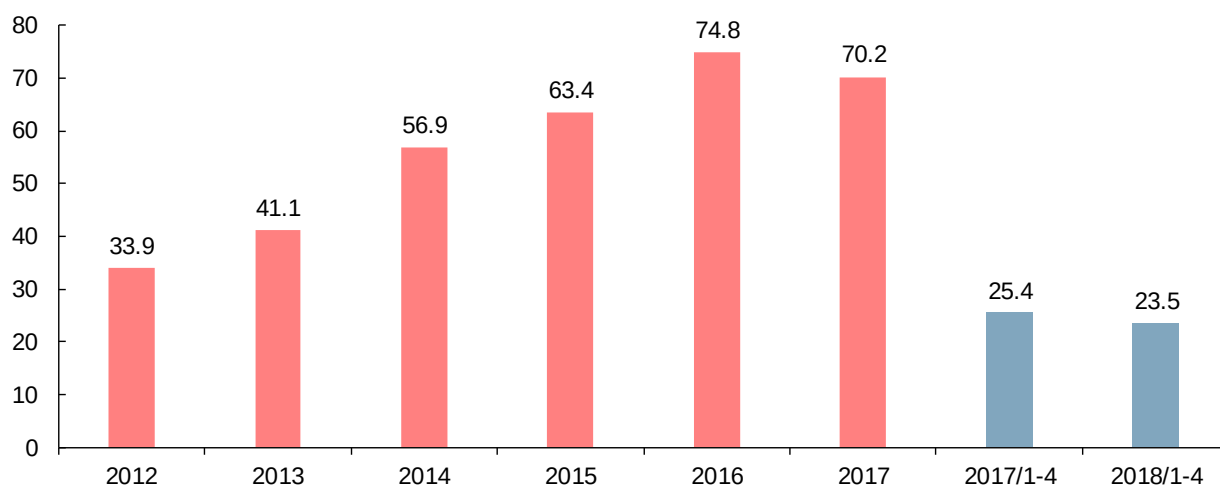
表 10：我国主要煤层气田生产情况

					平均单井日产量
	项目	投产井口数	年产能（亿方）	年产量（亿方）	（立方米/天）
沁水盆地	沁南寺河成庄	5000	—	14.3	784
	沁南樊庄郑庄	2680	17.5	7.9	800
	沁南潘庄	490	5	4.3	2400
	沁南潘河	226	2.6	2.6	3152
	沁南柿庄南	987	9	2.3	638
	山西保德	916	7.7	3.6	1077
	陕西韩城南	833	2.5	1.6	526
	陕西延川南	928	5	1	295
	四川筠连	275	—	0.5	498
	辽宁阜新	41	—	0.3	2005

资料来源：《我国煤层气产业发展现状和技术进展》，中信建投证券研究发展部

我国煤层气产量稳步增长。截至 2016 年底，全国施工煤层气井 1.7 万余口，探明煤层气地质储量将近 7000 亿立方米，初步建成了沁水盆地和鄂尔多斯营地东缘产业化基地，为煤层气产量提高提供了基础。根据国家统计局的数据，2017 年我国共实现煤层气产量 70.2 亿立方米，2012-2017 年年均复合增长率为 15.7%，同时今年前四个月累计产量为 23.5 亿立方米，同比增速为 8%（可能由于统计口径问题，实际数据较 2017 年略有下降）。

图 21：我国煤层气历年产量（单位：亿立方米）



资料来源：国家统计局，中信建投证券研究发展部

3.2 政策推动与技术进步破解行业困局

过去我国煤层气产业发展存在诸多问题。我国煤层气开发利用长期存在以下困难：1) 矿权重叠问题是煤层气产业开发的重要问题，煤层气气权属于国家一级审批，煤炭矿权属于省级二级审批，易造成两权重叠。2) 煤层气投资大，排采期较长，项目盈利性差。通常情况下，建设 1 亿立方米煤层气产能需 4.5 亿元，而常规气约需 1 亿元。另一方面，煤层气排采期较长，上产缓慢，前期单井产量较低，因此平均成本高，盈利性较差，如亚美能源潘庄区块 2011 年开发方案获批后，2012 年其煤层气产量仅为 1 亿立方米，平均价格为 1.37 元/立方米，而单位经营成本则达到 1.74 元/立方米，项目盈利较差。3) 煤层气田质量较差，出气不稳定，利用率较低。4) 管道基础设施不足，煤层气与下游消费脱节。

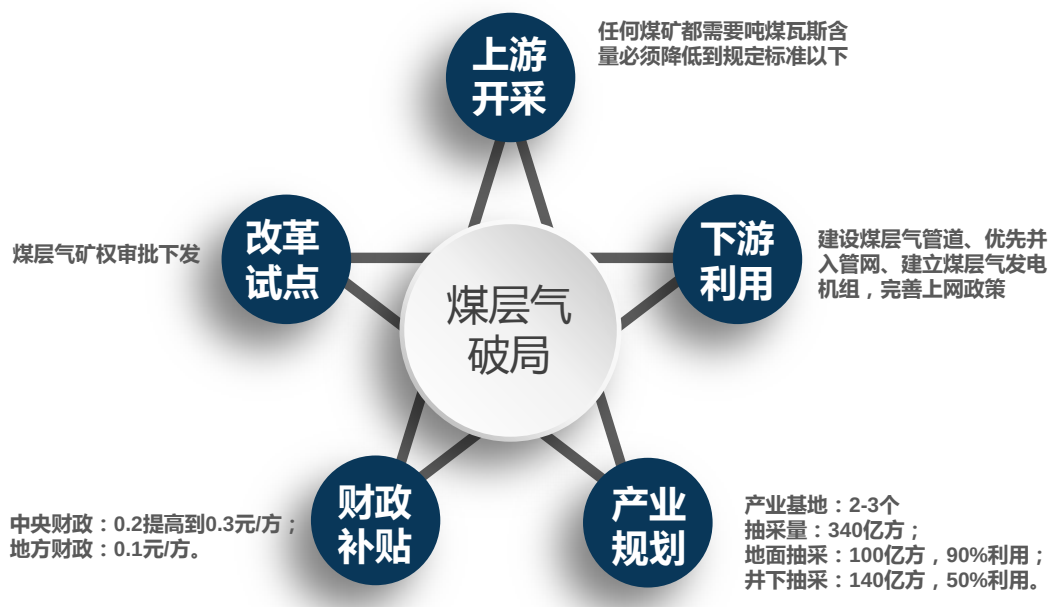
图 22：过去煤层气行业存在诸多发展障碍



资料来源：国家能源局等，中信建投证券研究发展部

政策推动是煤层气产业发展的重要基础。我们总结政策对于煤层气行业发展的影响主要有以下几个方面：1) **煤层气的开采**，比如任何煤矿都需要吨煤瓦斯含量降低到规定标准以下，方可实施煤炭开采等；2) **煤层气的利用**，包括优先并入天然气管网、建立煤层气发电机组，完善上网政策等；3) **产业规划**，目前我国煤层气的规划是到 2020 年，建成 2-3 个煤层气产业化基地，煤层气抽采量力争达到 400 亿立方米，利用率达到 60%；4) **改革试点**，包括煤层气矿权审批下发，矿权重叠问题改革试点等；5) **财政补贴**，目前中央财政按 0.3 元/立方米煤层气（折纯，销售口径）标准进行补贴，同时山西省财政按 0.1 元/立方米补贴，并执行增值税先征后退政策。

图 23：政策推动煤层气行业发展



资料来源：国家能源局等，中信建投证券研究发展部

煤层气产量有望迎来爆发，增量主要是地面煤层气。尽管行业发展还存在一些问题，但随着国家补贴的进行，以及各种问题的改善，我们认为煤层气的产能建设和实际产量都将迎来快速增长期，且抽采资源的利用率也将进一步提高。根据国家能源局发布的《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十三五”规划》，到 2020 年，新增煤层气探明地质储量 4200 亿立方米，建成 2-3 个煤层气产业化基地。煤层气抽采量达到 240 亿立方米，其中地面煤层气产量 100 亿立方米，利用率 90%以上；煤矿瓦斯抽采 140 亿立方米，利用率 50%以上。从煤层气的计划增量来看，国家将重点发展地面煤层气的开采，2020 年规划年产量为 100 亿方，“十三五”期间平均增速 17.8%；而对井下煤层气，国家将主要提高其现有抽采量的利用率，2020 年规划将达到 50%，与 2015 年相比提高 14.7 个百分点。

表 11：煤层气“十三五”发展主要指标

	2020 年规划	2015 年完成情况	十三五年均增速	2010 年完成情况	十二五年均增速
新增探明地质储量（亿方）	4200	3504	3.7%	1980	12.1%
地面煤层气产量（亿方）	100	44	17.8%	15	24.0%
地面煤层气利用量（亿方）	90	38	18.8%	12	25.9%
地面煤层气利用率（%）	90	86.4	3.6	80	6.4
煤矿瓦斯抽采量（亿方）	140	136	0.58%	76	12.3%
煤矿瓦斯利用量（亿方）	70	48	7.8%	24	14.9%
煤矿瓦斯利用率（%）	50	35.3	14.7	31.6	3.7

资料来源：国家能源局等，中信建投证券研究发展部

3.3 全国煤层气开发看山西

山西是煤层气储采的重要区域。我国山西地区煤炭资源丰富，同时煤层气资源也非常丰富。根据《山西省煤层气资源勘查开发规划（2016—2020 年）》，2015 年山西省累计探明煤层气地质储量 5784 亿立方米，约占全国的 88.0%，煤层气的年抽采量和年利用量占全国的 56.1%、66.4%，其中地面抽采煤层气量达到 41.8 亿立方米、利用量 34.8 亿立方米，分别占全国的 94.9%、91.5%，煤矿瓦斯抽采量 60.2 亿立方米、利用量 22.3 亿立方米，分别占全国的 41.7%、46.5%，利用率为 37%。

表 12：山西煤层气储采情况占全国比重

科目	全国（亿方）	山西（亿方）	山西占比
累计探明煤层气地质储量	6573	5784	88%
煤层气的年抽采量	180	102	56%
煤层气的年利用量	86	57	66%
地面抽采煤层气量	44	42	95%
地面抽采煤层利用量	38	35	92%
煤矿瓦斯抽采量	136	60	44%
煤矿瓦斯抽利用量	48	22	46%

资料来源：《山西省煤层气资源勘查开发规划(2016—2020 年)》，中信建投证券研究发展部

近期山西省出台多项煤层气发展政策。自从 2016 年 3 月，国土资源部在山西省进行煤层气审批试点，将煤层气的矿权审批权力下放，山西省出台了多项煤层气产业发展政策，煤层气产业地位进一步提升，行业发展进入快车道。2015 年山西省政府已经出台相关政策，要求所有未开发煤矿必须在降低瓦斯浓度后才可以开采，从而正式确定了煤层气的产业规模，明确了煤层气开发在煤矿利用过程中的重要地位。在山西省出台的四项政策中，对煤层气的产业用地、矿权审批、试采审批和矿权争议进行了规范，这将有力解决煤层气行业发展过程中所遇到的行政审批和矿权纠纷问题，从而有利于促进山西煤层气产业的发展。

表 13：2016 年以来山西省煤层气相关政策

时间	政策文件	主要内容
2016.09	《关于加大用地政策支持力度促进煤层气产业发展的通知》	在土地利用总体规划中统筹安排煤层气产业用地，在土地利用年度计划中应保尽保。
2016.10	《关于煤层气矿业权审批和监管的实施意见》	协调煤层气、煤炭开发时序，推进采煤采气一体化。竞争出让煤层气矿业权，煤层气矿业权主要以招标方式出让，逐步采取拍卖、挂牌方式出让，单个矿区面积原则上不超过 300 平方公里。鼓励和支持具有煤层气勘查开采资质的企业与煤炭企业在签署合作协议后，在煤炭矿业权矿区内申请勘查开发煤层气。对煤层气重大开发项目给予一定贴息支持。
2016.10	《关于完善煤层气试采审批管理工作的通知》	支持探矿权人持续勘查，加快提交探明储量和转采步伐，提高回收气商品转化率，促进煤层气资源开发利用。实行试采许可延期制度，保障探矿权人持续勘查评价资源。支持在试采阶段开展专项评价，缩短探矿权转采矿权周期。支持探矿人销

2016.10 《关于印发山西省煤层气和煤炭矿业权重叠区争议解决办法（试行）的通知》

2017.08 《山西省煤层气资源勘查开发规划（2016—2020 年）》

售试采回收气，提高资源利用效率。

煤层气矿业权人应根据煤炭矿业权人提供的上述信息，细化勘查开采进度安排，优先部署煤炭生产区、准备区的煤层气勘探与开采活动，按照“先采气、后采煤”原则与煤炭矿业权人协调落实具体措施。鼓励当事人结合煤炭开采进度合作开发利用煤层气。

到 2020 年，力争煤层气新增探明地质储量 5000~8000 亿立方米，累计超过 1 万亿立方米、达到 1.1~1.4 万亿立方米。地面开采煤层气年产量新增 130 亿立方米，新增产能 230~330 亿立方米/年，其中煤炭采空区煤层气产能新增 1~2 亿立方米/年。煤层气勘探、抽采、运输、转化全产业链条产值达到 1000 亿元左右，在全省能源结构中占据重要位置。

资料来源：山西省政府网站等，中信建投证券研究发展部

山西煤层气产业目标千亿产值。根据《山西省煤层气勘查开发规划（2016 年~2020 年）》，到 2020 年，山西地面开采煤层气年产量新增 130 亿立方米，新增产能 230~330 亿立方米/年，其中煤炭采空区煤层气产能新增 1~2 亿立方米/年。此外，山西省还要建成一批高标准煤矿瓦斯抽采示范工程，煤矿瓦斯年抽采量达到 115~133 亿立方米，利用量达到 65~85 亿立方米。到 2020 年，山西省力争煤层气抽采量达到 200 亿立方米，地面开采产能建设达到 300~400 亿立方米/年，煤层气勘探、抽采、运输、转化全产业链条产值达到 1000 亿元左右，在全省能源结构中占据重要位置。

表 14：山西煤层气储采规划主要指标

科目	2015	2020	复合增长率
累计探明煤层气地质储量（亿方）	5784	11000-14000	13.7%-19.3%
地面抽采产能（亿方/年）	70	300-400	33.8%-41.7%
地面抽采煤层抽采量（亿方/年）	41.8	135-150	26.4%-29.1%
地面抽采煤层利用率	83.2%	90.0%	-
煤矿瓦斯抽采量（亿方/年）	60.2	115-163	13.8%-22.0%
煤矿瓦斯利用量（亿方/年）	22.3	65-85	23.9%-30.7%
煤矿瓦斯利用率	37.0%	50.0%	-

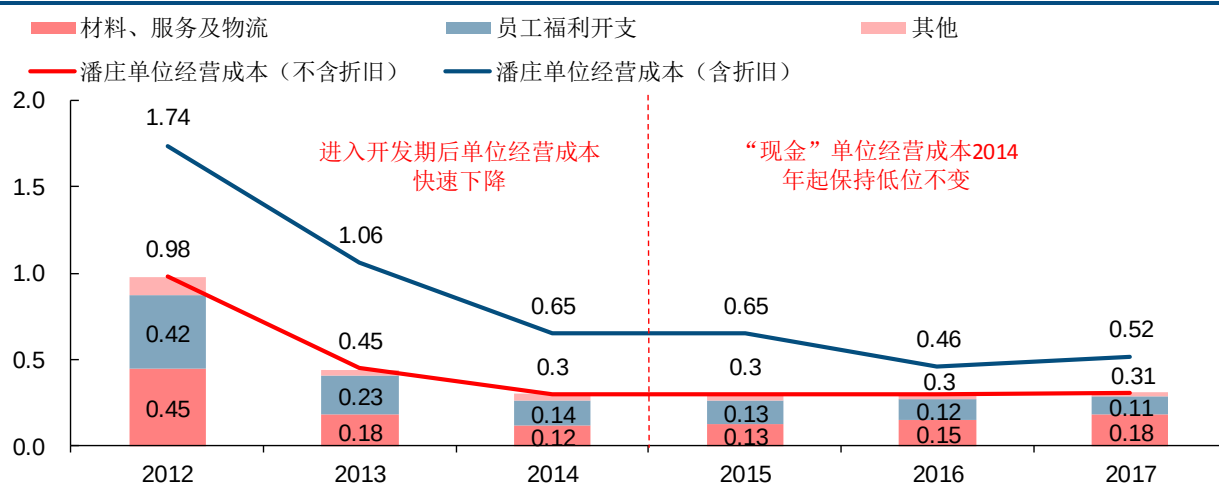
资料来源：《山西省煤层气资源勘查开发规划(2016—2020 年)》，中信建投证券研究发展部

3.4 规模效应有望降低煤层气单位成本

规模生产能够有效降低煤层气开发的单位经营成本。一般来说，煤层气井投产以后需要经过一段时间的排水降压，即使部分气井较早见气，通常也要等到套压达到一定数值时才能开井生产。在项目投产后的一段较长时间内，部分气井没有产量或产量较低，此时单井产量较低，还未实现规模化生产，而这一时间段排采工作量较大，因此单位经营成本较高。进入规模生产后，排采工作量减少，单位操作成本就会大幅降低。

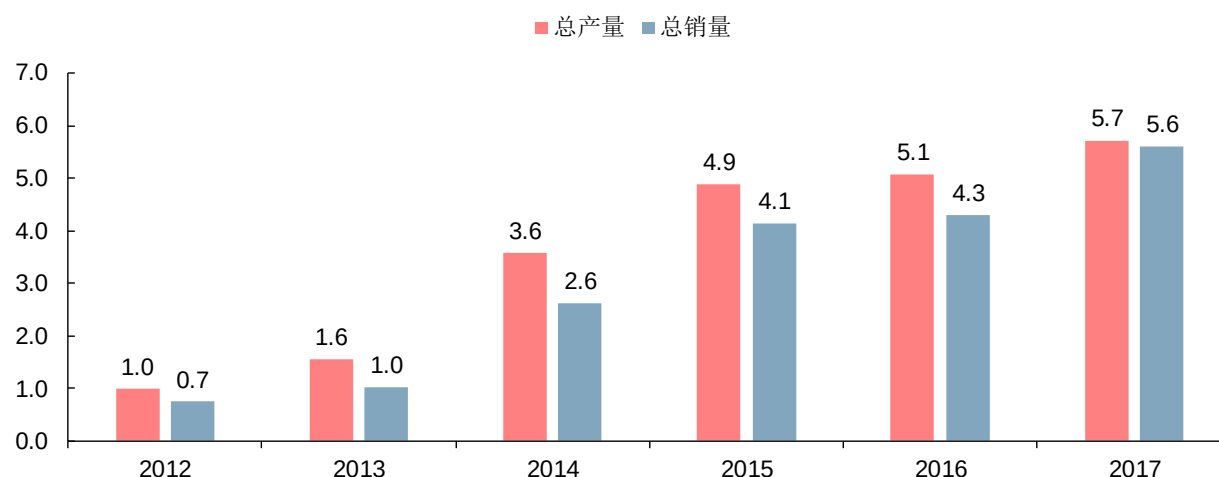
我们以亚美能源潘庄区块为例对这一关系进行分析。2011 年，亚美能源潘庄区块总体开发方案获批，并于 2012 年进入开发期。2012-2014 年，潘庄区块的煤层气产量由 1 亿立方米增长至 3.6 亿立方米，单位净经营成本（不含折旧）则由 0.98 元/立方米降至 0.3 元/立方米。之后，公司总产量基本达到规划总产能，逐步实现规模化生产，“现金”单位经营成本自 2014 年起基本不变。另一方面，由于公司新投入的气井单井产量逐步提高，产能利用率提升，其平均折旧成本也发生了显著下降。

图 24：亚美能源潘庄区块单位经营成本变动



资料来源：公司官网，中信建投证券研究发展部

图 25：亚美能源潘庄区块产销量情况



资料来源：国家能源局等，中信建投证券研究发展部

单井产量低是长期以来造成我国煤层气行业盈利低的最重要因素。我国煤层气单井产量普遍偏低，主要原因在于：1）我国煤层气地质条件差，开采较为困难；2）我国煤层气公司大多采用美国的煤层气开采技术，但是由于地质条件等存在差异，美国的开采技术在我国并不能完全适用。虽然沁水盆地等地区由于自然条件优越，生产成本仅为 0.3 元/立方米左右，但单井产量低造成我国煤层气行业难以实现规模化生产，因此企业平均成本较高，大部分企业只有井口价达到 1.3-1.5 元才能盈利。

政策扶持以及技术进步推动行业实现规模化生产，盈利有望改善。从政策层面来看，在“十三五”规划以及各项补贴政策的推动下，煤层气企业开发初期过程由于低产量造成的较高成本压力将有所缓解。从技术层面来看，大量煤层气企业积极研发，逐渐找到了适合当地地质条件的技术，如蓝焰控股开发的远端对接水平井技术、新型高效的钻完井液体体系、工厂化钻井作业模式。运用这些技术施工的 U 型井组产气量相当于传统直井产气量的 5-8 倍，从而能够实现规模化生产，有效降低单位经营成本。

3.5 煤层气相关上市公司情况

目前国内地面煤层气开发规模较大的企业主要有：中联煤层气公司、中石油华北油田山西煤层气分公司、中石油煤层气公司、中石化华东石油分公司、晋城煤业集团蓝焰煤层气公司、中国煤层气集团有限公司（港）、山西煤层气有限责任公司、河南煤层气开发利用有限公司等。中石油，蓝焰煤层气和中联煤是中国煤层气开采量最大的三家公司。

1) 中国石油（601857.SH）：中石油是中国煤层气开采量最大的三家公司之一，其煤层气开采业务主要集中在华北油田煤层气成庄作业分公司。截至 2015 年 2 月，公司累计完成了 17 亿立方米产能建设，建成了一座煤层气处理中心，11 座集气站，累计外输煤层气 33.7 亿立方米。2016 年全年完成商品气量 8.4 亿立方米，截至 2017 年 1 月，分公司日增气量 1.5 万立方米，为产量上升提供有效动力。

2) 中国海洋石油（0883.HK）：中联煤层气是中海油旗下专门负责煤层气业务的全资子公司，其煤层气勘探项目遍布全国 15 个省（自治区），在中国第一家获得国家批准的煤层气探明储量，并建成了我国第一个煤层气地面开发示范工程。沁水盆地南部日产量达到 17000 立方米，探明储量达 754 亿方的大型整装煤层气田，年产量将达 8 亿方。根据规划，沁南地区将建成年产 30-40 亿方的煤层气生产基地。

3) 蓝焰控股（000968.SZ）：蓝焰控股主营煤矿瓦斯治理及煤层气勘探、开采与利用，位于国内两大煤层气产业发展基地之一的沁水盆地。目前，公司在山西沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘建成了 15 亿立方米/年的煤层气生产规模，同时逐步展开瓦斯治理服务，形成了管网、压缩相结合的输配体系，开辟了山西及周边地区稳定的城市燃气、工业用气等用户市场。2017 年，公司地面煤层气抽采总量为 14.33 亿立方米，利用量 10.90 亿立方米，生产规模领跑全国。

4) 亚美能源（2686.HK）：亚美能源是中国主要的三家外资煤层气生产商之一，目前拥有潘庄、马必两大区块的，合同参与权益分别为 80%和 70%。潘庄、马必区块两者设计总产能分别为 5 亿立方米/年、10 亿立方米/年，2017 年煤层气产量分别为 5.72 亿立方米和 5828 万立方米。马必区块于 2016 年 11 月 1 日正式进入生产期，一期总体开发方案所有相关批复已经获得，未来产量有望进一步增长。

5) 中国煤层气（8270.HK）：中国煤层气集团有限公司于 2002 年在开曼群岛注册成立，通过其在中国经营的山西沁水顺泰能源发展有限公司进行液化煤层气生产及销售业务。截至 2017 年底，中国煤层气已累计完成 274 口煤层气井的地面施工及打井，其中已投产 225 口。其现有的气井平均单井出气量可达煤炭 800 立方米。

表 15：煤层气相关上市公司情况（亿立方米）

公司名称	探明储量	产能	2017 年产量
中国石油（601857.SH）	2155	22.5	9
蓝焰控股（000968.SZ）	-	15	14.3
中海油（0883.HK）	2000	20	10（部分）
亚美能源(2686.HK)	198	15	6.3
中国煤层气(8270.HK)	522	-	0.66

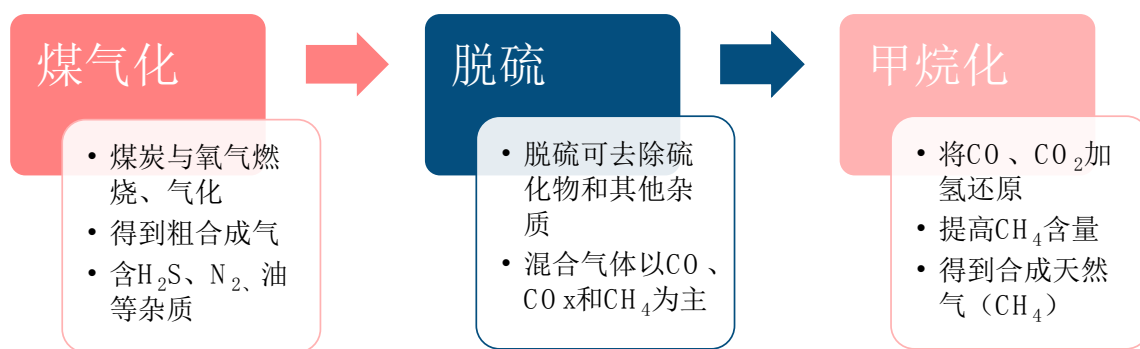
资料来源：公司公告，中信建投证券研究发展部

4.煤制气：发展缓慢，有望受益油价上涨

4.1 煤制气：国情推动煤制气发展

煤制天然气（以下简称煤制气）是以煤为原料经过加压气化、脱硫提纯、甲烷化等工艺制得的含有可燃组分的气体，其主要成分为甲烷。煤气化得到的粗合成气以 H_2 、 CO 、 CO_2 、 CH_4 ，以及 H_2S 、 N_2 等，在进行脱硫后得到 CO_x 、 CH_4 混合物，其中 CO 体积含量约为 30%~40%， CH_4 体积含量约为 10%~15%，均不符合我国城市燃气的使用标准，需要将 CO 、 CO_2 加氢还原进行甲烷化处理，以降低 CO_x 含量，提高 CH_4 含量，最终得到 CH_4 含量在 95% 以上的替代天然气。

图 26：煤制天然气主要生产环节

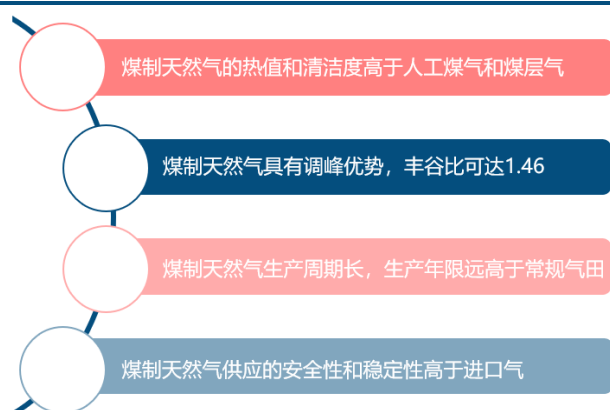


资料来源：《我国煤制天然气行业热点透视及未来展望》，中信建投证券研究发展部

煤制气的下游利用受限。煤制气的生产工艺决定了相对于其他天然气来说，煤制气的下游利用受限，尤其是在化工方面几乎没有应用，原因在于从煤制气的生产过程来看，它主要是先将煤分解为一氧化碳和氢气，再制备甲烷，而化工用气则是将甲烷分解为一氧化碳和氢气再加以利用，这是煤制气的逆过程，考虑到这一过程中有大量不必要的工艺以及能源的浪费，因此煤制气在化工领域的用途很少。此外，煤制气也很少用于发电，因为没有必要将一氧化碳和氢气制成甲烷后再进入燃气轮机，这是能源浪费的反复过程，实质是降低了能源转化效率。

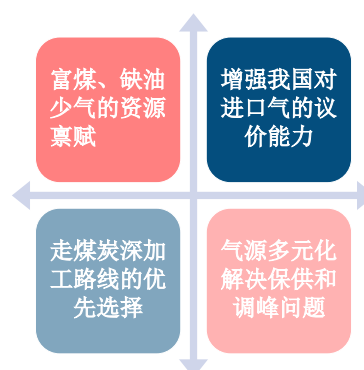
煤制气发展有着独特的产业优势。煤制气的生产具有以下几个优势：1) 甲烷含量高，热值高于人工煤气和煤层气；2) 相对于气田开采具有调峰功能；3) 生产周期长，设施使用时间一般为 70 年，高于常规气田的 20-30 年；4) 安全性和稳定性相较于进口气更高，受国际关系、地缘政治、恐怖主义活动、海盗、港口管制、气象以及海况等多种因素的影响，进口气的安全性和稳定性不高。

图 27：煤制气的产业优势



资料来源：《流程工业》，中信建投证券研究发展部

图 28：我国发展煤制气的动力



资料来源：《流程工业》，中信建投证券研究发展部

国情推动煤制气的发展。我国富煤少油贫气的国情推动着煤制气行业的发展，煤炭始终是我国最丰富、经济、可靠的能源资源，可满足煤制天然气发展的原料需求，也是确保我国油气供应安全的重要技术储备。同时，发展煤制天然气有利于增强我国对进口气的议价能力。而对于煤炭生产地来说，单纯的输出原煤不利于当地经济发展，因此要走煤炭深加工路线，变单纯的资源输出为高附加值产品输出，煤制天然气则是一个优先选择。

4.2 产能规划与实际建设严重脱节，煤制气发展搁浅

政策支持力度大，2020 年煤制气产能规划达到 170 亿立方米。2009 年以来发改委曾连发多个文件，上收审批权，并为煤制气行业设置了严格的项目准入制度。2013 年全球油价高点，我国决定发展煤化工，其中许多煤制气项目通过了发改委的路条文件。2016 年 12 月，我国颁布了《能源发展“十三五”规划》，文件中要求 2020 年我国煤制气产能达到 170 亿立方米左右。

表 16：我国已核准和同意开展前期工作的煤制天然气项目统计表

项目地点	项目概况	
	已核准项目	同意开展前期工作项目
内蒙古	1) 大唐内蒙古克旗 40 亿方项目，其中一期产能 13.75 亿方（已建成）已于 2013 年底投产，配套建设赤峰至北京密云共 381km 天然气管道 2) 汇能内蒙古伊金霍洛旗 16 亿方项目，已开工（已建成 4 亿方）	1) 中海油、北京控股、河北建投内蒙古鄂尔多斯准格尔旗大路新区各 40 亿方项目 2) 新蒙能源鄂尔多斯杭锦旗 40 亿方项目 3) 国电内蒙古兴安盟 40 亿方项目
新疆	3) 新疆庆华伊犁 55 亿方项目，其中一期产能 13.75 亿方（已建成）已于 2013 年底投产	4) 中电投新疆霍城 60 亿方项目 5) 新天煤化工有限公司新疆伊犁 20 亿方项目（已建成） 6) 新疆准东 300 亿方示范项目
辽宁	4) 大唐阜新 40 亿方项目，其中一期产能 13 亿方，配套建设至沈阳及周边城市的 334km 管线，计划 2014 年投产	
山西		7) 同煤集团与中海油大同 40 亿方项目
合计	14 个项目总计 691 亿方	已建成 51.1 亿方

资料来源：《从市场供需看我国煤制天然气发展前景》，中信建投证券研究发展部

产能建设严重脱节，至今只有 4 个项目开始建设。目前 80 多个已核准的煤制天然气项目中，仅有 4 个项目开工建设并且只投产了部分产能，分别为大唐内蒙古克旗、内蒙古汇能、新疆庆华、伊犁新天，规划产能分别为 40 亿立方米/年、16 亿立方米/年、55 亿立方米/年和 20 亿立方米/年，合计规划产能 131 亿立方米/年。

受困资金约束，产能释放进度缓慢。在实际建设过程中，受制于资金、资源、技术等多方面因素，项目多为一次设计、分期建设，产能也是逐步释放。例如大唐克旗、内蒙古汇能和新疆庆华三个项目目前只建成投产了一期工程，产能分别为 13.3 亿立方米、4 亿立方米和 13.75 亿立方米，仅为规划产能的三分之一；只有伊犁新天项目一步到位，一次建成 20 亿立方米规划产能。但前期动力、环保工程等基础设施已先于主体工程建成，项目总投资的 2/3 已经发生，前期高额投入显然难以回收，资金约束又将制约项目二期和三期工程的建设。

表 17：2017 年底我国已开始建设的煤制气项目的产能释放情况（单位：亿立方米）

项目	规划产能	建成产能	产量
大唐内蒙古克旗	40	13.35	10
内蒙古汇能	16	4	3.2
新疆庆华	55	13.75	11
伊犁新天	20	20	3.1
总计	131	51.1	27.3

资料来源：百川资讯，中信建投证券研究发展部

4.3 行业发展诸多问题，未来或受益于油价上涨

煤制气经济性并不明显。以规模为 40 亿立方米/年的煤制天然气项目为例，建设成本大约为 200 亿元，煤价格为 220 元/吨，催化剂为 55 元/千立方米，水耗 9 吨/千立方米，水费 5 元/吨，另外考虑到人员工资、修理费、借款费用等成本，扣除焦油、石脑油等副产品的收益，最终计算煤制天然气的生产成本为 1.33 元/立方米。如果加上管输费用和相关税费，煤制气的经济性并不明显。

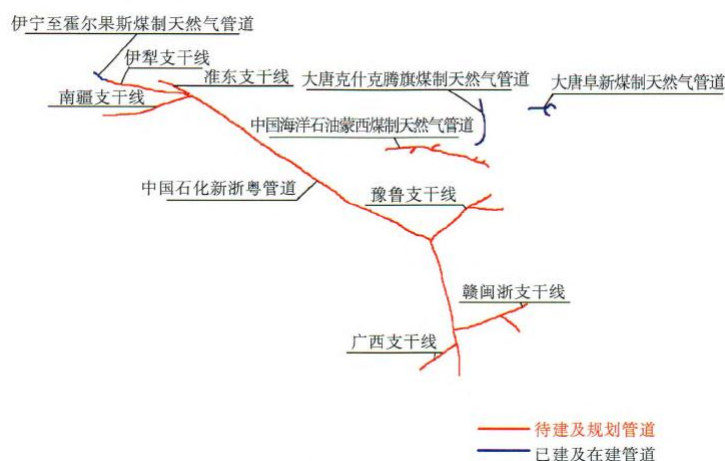
表 18：单位立方米煤制天然气的成本

成本项目	单位用量（千克）	单价（元/千克）	成本（元）	比例（%）
原料和动力成本				
原料煤	3.3	0.22	0.73	45
燃料煤	0.7	0.22	0.15	9
催化剂			0.055	3
水	9	0.005	0.045	3
制造费用				
折旧费	-	-	0.32	20
修理费	-	-	0.15	9
人工费	-	-	0.03	2
利息支出	-	-	0.12	7
其他费用	-	-	0.03	2
小计			1.63	100
减：副产品价值			0.30	
单位生产成本			1.33	

资料来源：《煤制天然气成本与竞争力分析》等，中信建投证券研究发展部

基础管道建设不完善。管道的完善对于煤制气产业发展有着重要的作用，但我国煤制气管道与产能一样，都是规划多，建成少。目前煤制气的管道仅有两条线路，即伊宁至霍尔果斯煤制气管道与大唐克旗煤制气管道，总长度约 500 公里左右，而规划建设的煤制气管道长达 1.4 万公里，由于许多煤制气产能建设遥遥无期，相关管道建设也都基本处于停滞的状态。

图 29：我国煤制气长输管道规划及已建分布图



资料来源：《中国煤制天然气长输管道建设现状》，中信建投证券研究发展部

我国煤炭与水资源分布存在结构性差异。煤制气需要大量用水，在煤化工项目中，水主要用作反应原料和冷却水，一部分水作为原料被消耗掉，大部分的水是用于冷却。据估计一个 20 亿立方米的煤制气工程年用水量可达到 900 万吨，煤制气和煤层气开采一样，都需要在煤炭矿区或附近进行生产，而我国煤炭资源和水资源分布的结构性差异，也使得许多煤制气项目因无法获得足够水资源而难以获得审批。

表 19：我国主要产煤区水资源情况表

省区	水资源量 亿立方米	人均水资源量 立方米	黄河水取水指标 亿立方米/年	地表水取水量 亿立方米/年
陕西	304.4	809.6	38.0	33.4
内蒙古	412.1	1710.3	58.6	75.5
山西	87.4	256.9	43.1	24.0
新疆	815.6	2859.9	—	—
甘肃	295.0	1150.0	30.4	41.2
宁夏	9.2	149.8	40.0	68.8
全国	28000	2300	—	—

资料来源：《从市场供需看我国煤制天然气发展前景》，中信建投证券研究发展部

煤制气可能导致能源利用效率低和二氧化碳高排放等环境问题。在能源利用效率上，以发电为例，同样发一度电，煤制气要比直接燃煤多消耗近三分之一的煤炭资源，而且将煤炭转换成煤制气再进行利用，会产生较大的能源损耗，能源利用效率较低。据估算，将煤炭转换成天然气再进行发电，比直接燃煤发电多排放 40%-50% 二氧化碳。另外，煤制气生产过程中还会排放氮氧化物和粉尘，这也是雾霾形成的主要污染物。

准入要求高，煤制气发展限制仍然较大。目前我国对煤制气实行严格的产业准入要求，并且禁止建设年产

20 亿立方米及以下规模的煤制天然气项目。因此天然气“十三五”规划中，对煤制天然气的地位进行了弱化，更多地优先发展煤层气和页岩气等非常规天然气。总体来看，我国当期的天然气开发仍然以常规气稳步生产，非常规气优先发展为大格局。

油价上涨带动天然气价格走高，煤制气经济性或将转好。根据国际专业石油咨询机构 McDaniels、Sproule 和 GLJ 的预测，国际油价在 2017 年之后会逐步走高。2018-2020 年，国际油价的平均预测价格分别为 58.57 美元、65.08 美元和 67.66 美元，而 2018 年一季度 WTI 原油平均价格为 62.41 美元/桶，比 17 年同期上涨 19.58%，上涨趋势已经出现。我们认为，随着油价不断上涨，进口天然气的价格也必然水涨船高，煤制气的相关经济性提高，其开发前景将有一定改善。

4.4 煤制气相关上市公司情况

目前国内具有煤制气制备业务的上市公司主要包括：

1) 广汇能源 (600256.SH)：广汇能源立足新疆本土及中亚丰富的石油、天然气和煤炭资源，确立以能源产业为经营中心的产业发展格局。公司已形成以煤炭、LNG、醇醚、煤焦油、石油为核心产品，以能源物流为支撑的天然气液化、煤炭开采、煤化工转换、油气勘探开发四大业务板块，成为国内唯一一家同时具有煤、油、气三种资源的民营企业。广汇能源煤炭勘探储量累计超过 180 亿吨，2017 年煤制 LNG 产量 10.8 亿方米，另外新疆广汇准东喀木斯特 40 亿方/年煤制天然气项目目前已取得批复文件，投产后公司煤制气产能将大幅提高。

2) 新奥股份 (600803.SH)：新奥股份是河北省第一家上市公司，拥有集 LNG、煤炭、煤基化工、生物制药和能源技术工程集成服务五大业务板块。公司正在快速推动业务转型，该发展规划的实施包括国内投资建设 LNG 工厂、煤制气技术产业化、海外天然气战略投资等。沁水新奥以中联煤的煤层气为原料制 LNG，其中一期日处理 15 万方、二期 30 万方，合计日产平均 45 万方。

3) 陕西黑猫 (601016.SH)：陕西黑猫是以循环经济产业链为经营模式的煤化工企业，主营业务为煤焦化及化工产品的生产和销售。公司生产的 LNG 是利用煤焦化产生的焦炉煤气制 LNG，实现资源循环利用，有别于传统的煤制天然气工艺。公司位于韩城，毗邻山西省，原材料供应充足，成本较低。子公司龙门煤化建设了“400 万吨/年焦化技改项目”，即利用焦炉煤气制 LNG 联产甲醇。

表 20：煤制气上市公司情况

公司名称	产能	2017 年产量
广汇能源 (600256.SH)	5	6.5
	40 (待建)	
新奥股份 (600803.SH)	2 (在建)	-
	3.5	
陕西黑猫 (601016.SH)	2.9 (在建)	1.86

资料来源：公司公告，中信建投证券研究发展部

5.看好煤层气未来前景，推荐蓝焰控股、亚美能源

非常规天然气将为长期增产主力。正如我们之前所分析的，在国内“煤改气”政策的带动下，我国天然气消费量已迎来爆发式增长。进口气方面，由于国产气量不足，我国天然气进口量逐年攀升，我国天然气行业的外依存度也从 2008 年的 5.9% 提高到 2017 年的 39%。国产气方面，常规天然气虽然占比较大，是主要组成部分，但长期来看，由于受到政策支持，页岩气、煤层气等非常规气有望成为国产天然气的增产主力。

煤层气将步入行业发展快车道，推荐蓝焰控股、亚美能源。从政策层面来看，《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十三五”规划》以及多项补贴政策的出台，从宏观层面为煤层气企业的发展提供了保障，能够充分带动相关企业的生产积极性。从技术层面来看，我国企业研发出多项适合我国地质条件的煤层气开采技术，有望提高煤层气单井产量，实现规模化生产，企业盈利性有望改善。再加上矿权重叠等其他问题的逐步化解，长期制约我国煤层气行业发展的障碍将从根本上得到解决。

山西作为我国煤层气开采的重要区域，煤层气储量非常丰富，位于山西省东南部的沁水盆地拥有极为优质的煤层气资源，开采成本极低。同时，山西省政府也出台了多项政策，以鼓励当地煤层气企业的发展。因此，我们认为在当地拥有煤层气布局的企业将优先享受到煤层气行业快速发展的红利，推荐蓝焰控股（000968.SZ）、亚美能源（2686.HK）。

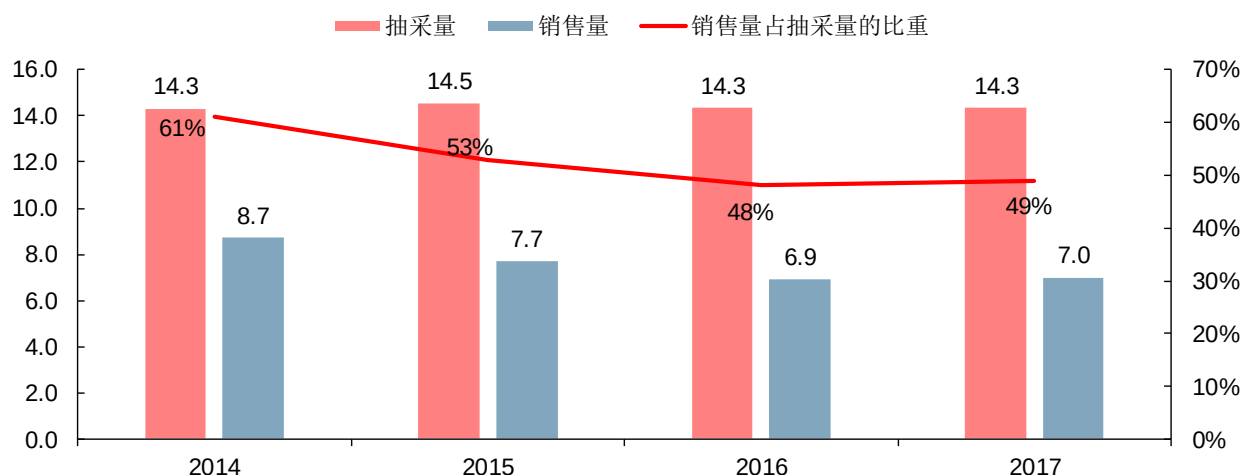
5.1 蓝焰控股：A 股唯一煤层气开采公司

成功借壳上市，股东背景雄厚。蓝焰控股成立于 2003 年，并于 2016 年公司实施重大资产重组后成功借壳上市，从此成为 A 股唯一一家经营煤层气开采的公司。同时，蓝焰控股也是山西省国资委下属（国资委持股 62.57%）晋煤集团（晋煤集团持股 40.05%）旗下唯一一家上市公司，股东背景雄厚。2017 年煤层气销售收入 11 亿元，占比 58.89%，煤层气抽采量 14.33 亿方，销售量 7 亿方，单位煤层气销售均价 1.60 元/立方米，销售毛利 0.58 元/立方米，毛利率达到 36%，2017 年全年营业总收入达到 19.04 亿元，归母净利润 4.89 亿元。

深耕煤层气行业，已形成完善业务体系。经历了十余年的发展，公司目前已经在煤层气行业实现了全产业链布局。1) 上游：公司拥有沁水盆地和鄂尔多斯盆地两大气源基地，煤层气产能为 14-15 亿方米/年。同时公司又于 17 年获得 4 处探矿权，矿区面积增至 616 平方千米，为公司相关业务的开展提供了更为坚实的基础。2) 中游：管输能力方面，目前公司已经拥有 130 万方/日的输气管线外送能力，另外，公司未来还将新增 90 万方/日的可支配管输能力，中游管输能力有望进一步增强。3) 下游：下游天然气销售按“就地利用、余气外输”的原则优先满足当地用气需求，富余气量可通过管道、CNG、LNG 方式外输。随着“煤改气”政策的逐步推进，下游需求持续旺盛，公司的煤层气销量或将大幅增长。

大股东主导山西燃气行业整合，公司有望充分受益。公司目前存在两大问题：一是排空率较高，2017 年公司煤层气销量占抽采量的比重为 49%，与亚美能源的 98% 相比还有很大差距。未来随着中游管输能力的进一步提高，公司排空率有望大幅下降；二是煤炭采矿权与煤层气采矿权重叠问题，公司作为煤层气领域的龙头，根据国家和省里的相关文件，未来矿权重叠的问题有望解决，公司的资源量将得到大幅提升。此外，公司的控股股东晋煤集团将出资设立山西燃气集团有限公司，该公司将主导山西省燃气产业整合重组工作，而蓝焰控股作为晋煤集团旗下的专业煤层气开采公司，一方面能够通过这一平台进一步加强其与中下游企业之间的联系，降低中游管输及下游配送对燃气销售的限制，另一方面也可以为公司提供进一步扩充其煤层气储量的机会。因此，公司未来将充分受益于山西燃气行业整合带来的红利。

图 30：2014-2017 年蓝焰控股煤层气产销情况（单位：亿立方米）



资料来源：公司公告，中信建投证券研究发展部

维持买入评级。蓝焰控股作为 A 股唯一一家煤层气开采公司，拥有全产业链布局的优势。我们判断，随着我国煤层气行业发展逐渐步入正轨，下游需求将迎来爆发式增长。同时，公司中游管输能力改善预期强烈，上游资源量也有可能进一步增长，因此公司成长性较大。我们预计，2018-2020 年公司将分别实现营业收入 21.42 亿元、23.57 亿元和 25.76 亿元，归母净利润 6.71 亿元、8.25 亿元和 9.61 亿元，对应 EPS 分别为 0.69 元、0.85 元和 0.99 元，维持买入评级。

5.2 亚美能源：马必区块有望大规模投产，产能扩张空间大

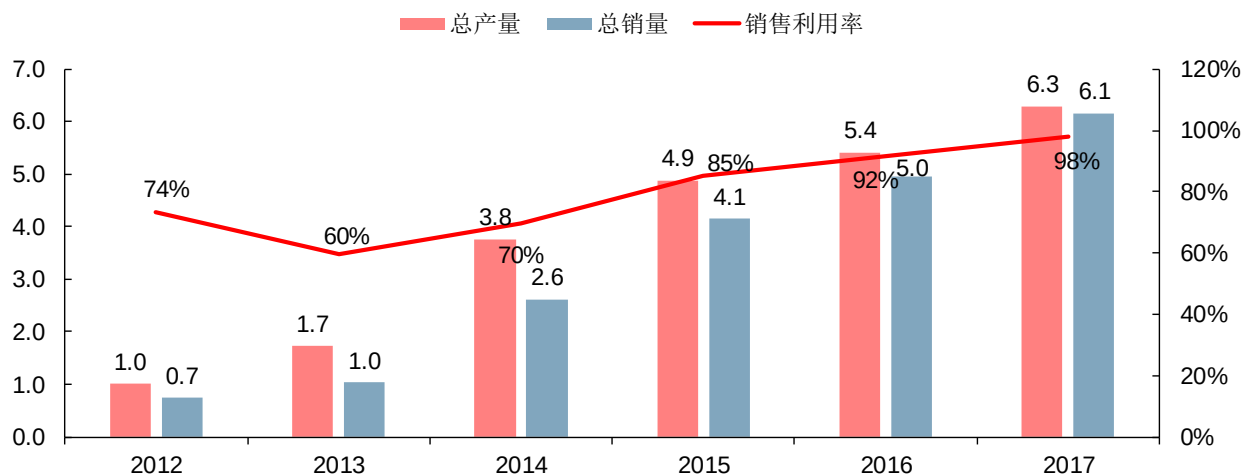
坐拥优质资源，专注煤层气开采业务。亚美能源是中国煤层气勘探开发领域处于领先地位的国际能源公司，其目前拥有的潘庄、马必两大区块位于山西省沁水盆地西南部。沁水盆地的煤层气储量居中国盆地之首，具有天然的资源优势，截至 2017 年底，亚美能源的已探明储量为 43 亿立方米。根据公司规模，潘庄区块的年设计产能为 5 亿立方米，马必区块一期年设计产能为 10 亿立方米。2017 年，潘庄、马必区块煤层气产量分别为 5.72 亿立方米、5830 万立方米，总销量分别为 5.60 亿立方米、5360 亿立方米。

马必区块即将进入规模化生产，产能扩张空间巨大。2017 年，马必区块致力于提高先导性开发井的产量，控制成本和为一期总开发方案成功备案后进入商业化开发做好准备，其去年全年实现先导性开发总产量同比 2016 年增长 67%至 5830 亿立方米，超过了 5690 万立方米的原定目标。同时，亚美能源于去年 7 月与中石油签订了马必区块的产品分成合同，公司权益比例 70%，合同到期日为 2034 年 7 月。从目前马必区块的开发进度来看，所有的预审批已经完成，正在等待发改委 2018 年上半年对备案制的具体规定。按目前进度来看，3-4 年后马必区块产能将完全释放，届时公司的煤层气总产能将达到 15 亿立方米，几乎是当前水平的 3 倍。

成本优势明显，未来还有进一步下降的空间。潘庄区块 2017 年煤层气平均售价为 1.31 元/立方米，单位经营成本（含折旧）为 0.52 元/立方米，毛利率达到 60%，处于行业较高水平。往后看，潘庄区块由于已经实现了规模化生产，因此单位“现金”成本基本不变，但 2015 年之后该区块已经逐渐由高成本的 MLD 井型转变为低成本的 SLH 井型，钻井成本有所下降。另一方面，马必区块 2017 年单位经营成本（含折旧）为 1.68 元/立方米，明显高于潘庄区块。我们认为，随着未来马必区块正式投入商业化生产，其单位经营成本也将迅速下降，并且

极有可能与潘庄区块平均成本较为接近。

图 31：2012-2017 年亚美能源煤层气产销情况（单位：亿立方米）



资料来源：公司公告，中信建投证券研究发展部

给予买入评级。亚美能源位于沁水盆地，拥有潘庄区块与马必区块两大煤层气生产基地，资源禀赋优越，目前拥有煤层气产能 5-6 亿立方米，总规划产能 15 亿立方米。随着马必区块逐渐实现规模化生产以及单位经营成本的不断下降，我们认为亚美能源未来业绩将迎来爆发式增长。我们预计亚美能源 2018-2020 年将分别实现营业收入 8.45 亿元、11.13 亿元和 14.21 亿元，归母净利润分别为 3.28 亿元、4.30 亿元和 5.36 元，对应 EPS 分别为 0.10 元、0.13 元和 0.16 元。

附录：页岩气、煤层气开采技术

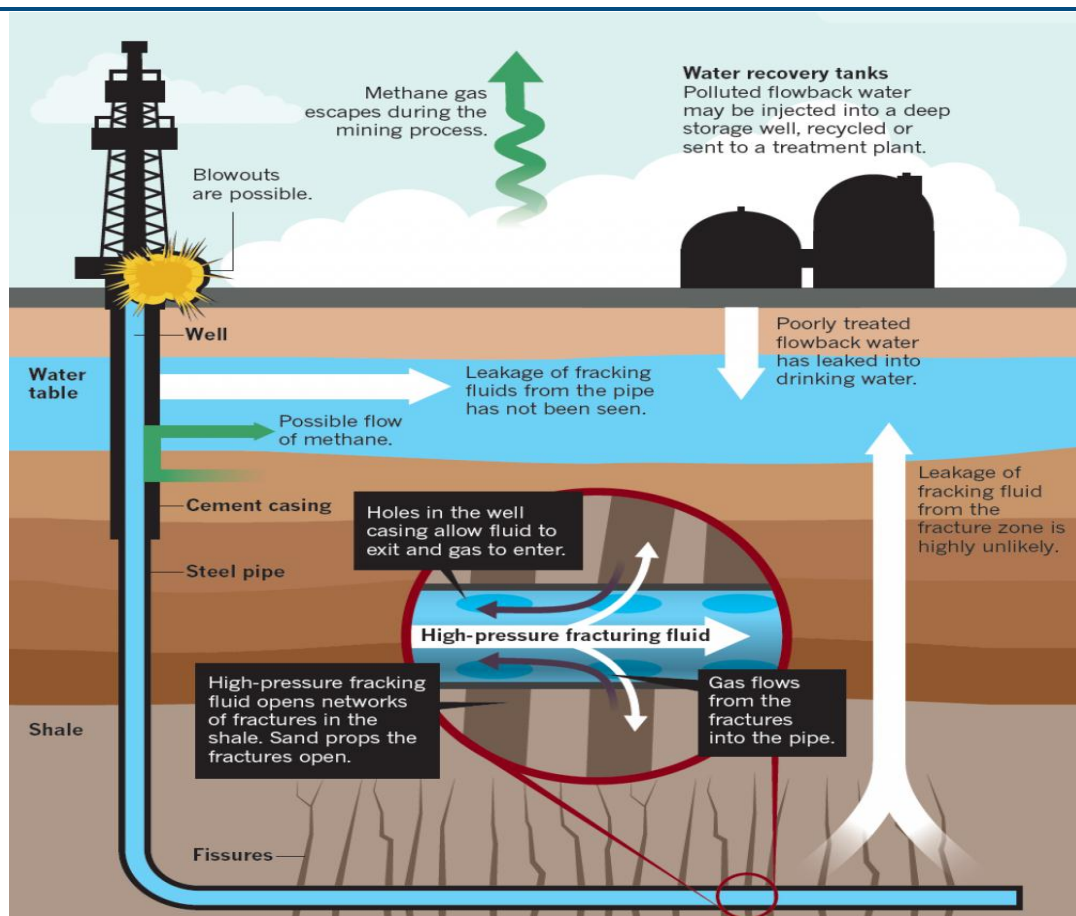
1.页岩气开采：你需要了解的水力压裂

页岩气是指赋存于富有机质泥页岩及其夹层中，以吸附和游离状态为主要存在方式的非常规天然气，成分是甲烷。页岩气的形成和富集有着自身独特的特点，往往分布在盆地内厚度较大、分布广的页岩烃源岩地层中。较常规天然气相比，页岩气开发具有开采寿命长和生产周期长的优点，大部分产气页岩分布范围广、厚度大，且普遍含气，这使得页岩气井能够长期地以稳定的速率产气。

压裂技术是页岩气开采的关键技术。压裂费用一般占页岩气开采费用的 30%，是页岩气能够实现低成本开发以及产量的关键环节。压裂技术一般以岩石力学理论为基础，分为水力压裂、氮气泡沫压裂、同步压裂等多种压裂方式，其中水力压裂适用性广，对储层和地质构造没有太大要求，成为美国页岩气开采的重要手段。

水力压裂是页岩气开采的重要推力。使用水力压裂开发页岩气，需要用钻井先打到页岩层，然后改打 2 公里左右的水平井，再注入超高压水，把一大段岩层压裂出一系列的裂缝，才能开始采收。水力压裂主要目标是令油气井增产，利用地面高压泵，将大量化学物质掺杂水、沙子、石子制成压裂液，再灌进岩石深处并压裂岩石，最终释放出石油或天然气。

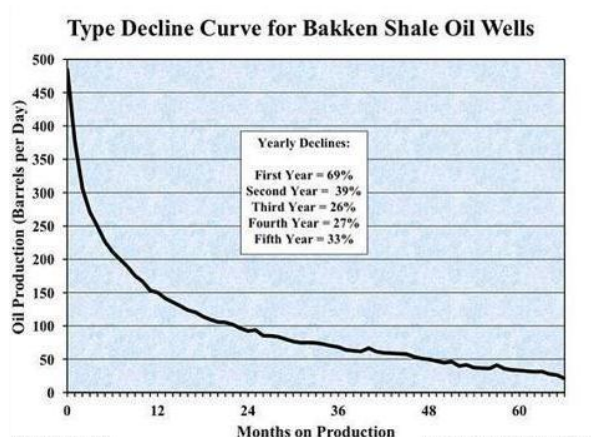
图 32：我国煤制气长输管道规划及已建分布图



资料来源：《中国煤制天然气长输管道建设现状》，中信建投证券研究发展部

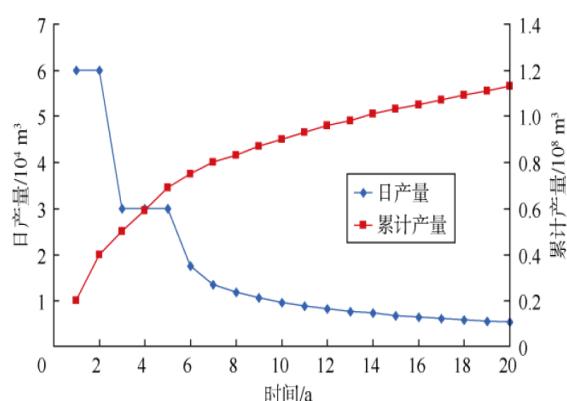
水力压裂法产量下降快，容易引起环境问题。一个油井开采 1 年后，它的产油速度就急剧下降，仅为刚开始的 30%，在美国，页岩气开采商不得不每年需要大量开发新油井以弥补旧油井产油速度下降的损失。此外，水力压裂法需要使用大量水资源，并且容易引起环境污染，因为灌输给地层的水中需要添加大量化学物质，而出油气的过程还将附带排出有害空气污染物。

图 33：美国巴肯页岩油井的采油曲线



资料来源：《流程工业》，中信建投证券研究发展部

图 34：中国五峰组—龙马溪组页岩气单井生产曲线



资料来源：《流程工业》，中信建投证券研究发展部

2.煤层气该如何开发

煤层气主要成分是甲烷，是煤的伴生矿产资源。在煤炭形成过程中，需要经历泥炭化和煤化二个阶段。在泥炭化阶段，由于细菌的作用，可以生成少量甲烷；在煤化阶段，有机质热降解作用已经开始并且逐步加深，热降解产物主要是甲烷等。煤层形成后，形成的甲烷又经历扩散、迁移等种过程，最终在煤层中形成以甲烷为主要成分（一般占比 93%-97%）、以吸附在煤基质颗粒表面为主、部分游离于煤孔隙中或溶解于煤层水中的烃类气体，称为煤层气。

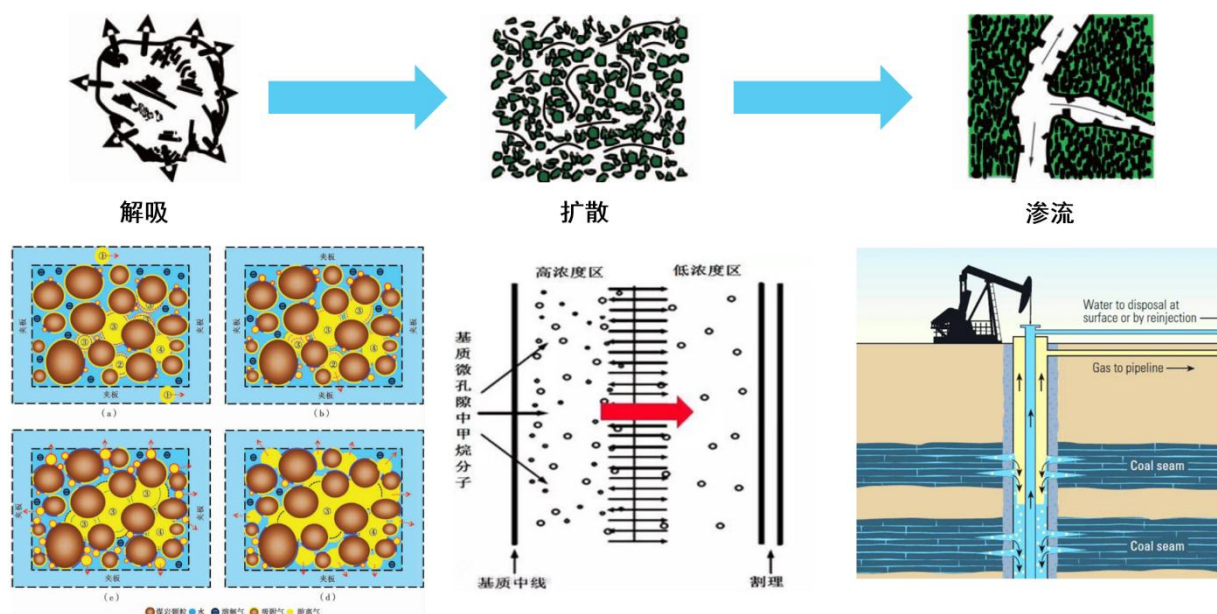
煤层气的开发核心的就是解决吸附问题。由于煤层气主要以吸附的状态存在，煤层气的开采首先就要进行排水解吸，利用排水作用让它从煤层中解吸出来。只有通过排水作用降低压力，使得煤层压力小于解吸压力，气体才能从基质表面解吸出来。

在煤层排水降压某一阶段时，圈闭气泡附近的吸附气解吸并进入气泡，致使圈闭气泡体积膨胀。对于基质内圈闭气而言，由于气泡无法克服孔道毛管阻力而无法运移，仅发生体积改变；但是煤层割理（煤中裂隙）孔隙尺度远大于基质孔隙，割理内游离气（图 16①，下同）首先产出。

当压力继续下降，圈闭气附近的吸附气进一步解吸，靠近割理的第一级圈闭气（②）膨胀并克服孔道阻力，运移至割理。基质内部的二级圈闭气（③）相互接近，并且聚并形成连续气相，同时逐步向割理靠近，部分被

小孔隙圈闭的游离气无法克服界面压降，最终形成永久圈闭气（④）。最终甲烷气体聚集，然后通过渗流向井筒产出。

图 35：煤层气的排水解吸产出过程



资料来源：《煤层气与页岩气吸附/解吸的理论再认识》，扑克投资家，中信建投证券研究发展部

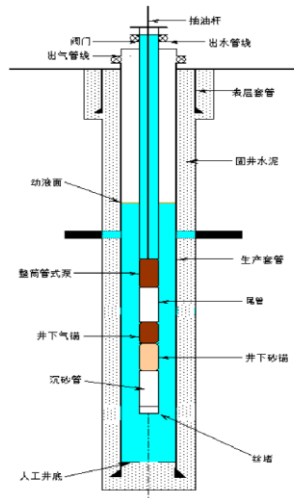
煤层气的开发方式主要包括井下抽采和地面钻采。井下抽采就是借助煤炭开采工作巷道，井下钻孔，在地面建立瓦斯泵站进行抽采的方式，地面钻采地面钻采就是从地面开始钻井，使用螺杆泵、磕头机等设备进行排水采气的方式，具体布井方案有地面垂直井、丛式井、水平井、多分支水平井和 U 型井等。

丛式井源自油气田开发，产量与地面垂直井差不多，节约土地资源、方便钻井和压裂作业、可以统一进行压裂及排采维护、地面建设费及管理成本较低，但井眼轨迹控制难度大、设备和技术要求高、钻井周期长。

多分支水平井就是在水平井的基础上增加分支，集钻井、完井和增产措施于一体，可以提高单井产量、加快采气速度、方便于后续的采煤，适用于低渗透煤储层开发，但开发成本较高。

U 型井又称对接井，可以最大限度沟通割理，实现水平井排水和直井采气同时进行，适用于中高煤阶、割理较发育、含水较高、具有一定倾角的厚煤层。

图 36：煤层气地面垂直井示意图



资料来源：蓝焰控股公司公告，中信建投证券研究发展部

图 37：煤层气丛式井示意图

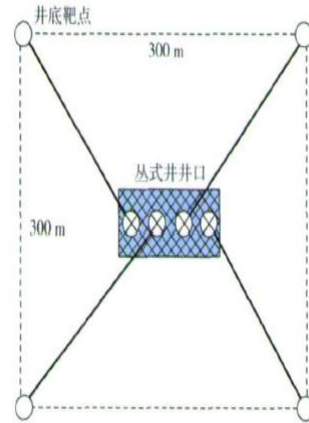
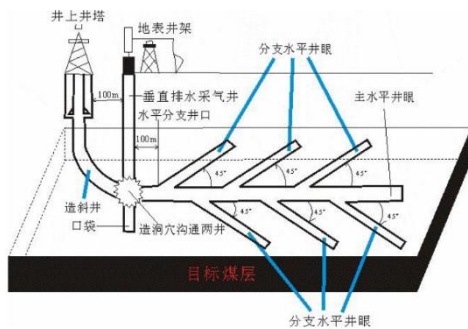


图 2 四井组丛式井布局示意图

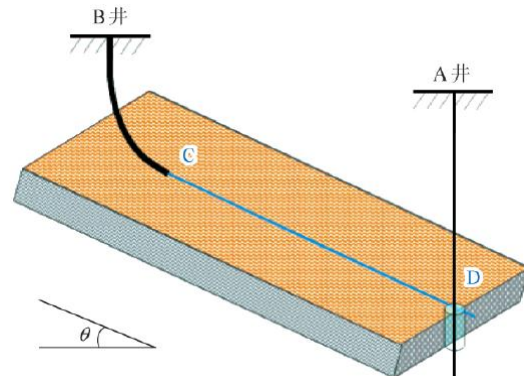
资料来源：《沁水盆地南部低成本煤层气钻井完井技术》，中信建投证券研究发展部

图 38：煤层气多分支水平井示意图



资料来源：蓝焰控股公司公告，中信建投证券研究发展部

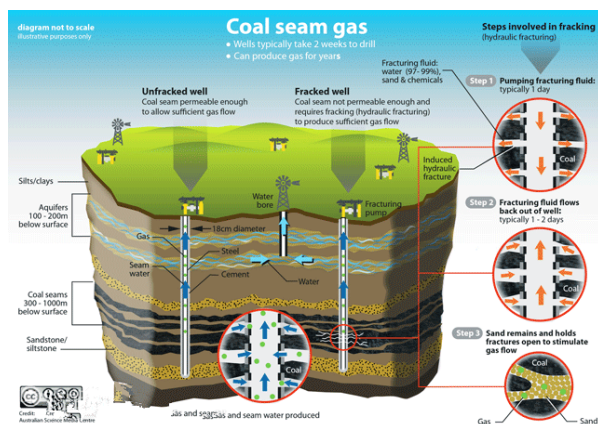
图 39：煤层气 U 型井示意图



资料来源：《中国煤层气钻井技术现状及发展趋势》，中信建投证券研究发展部

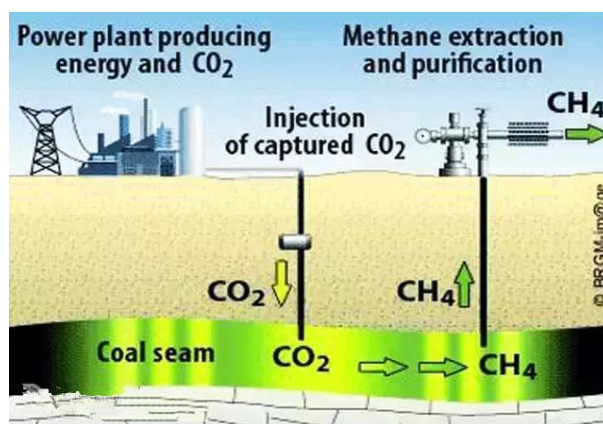
煤层气开采还要有效利用增产措施。压裂直井、水平井水力压裂是煤层气增产的首选方法，压裂就是利用高压泵将混合着支撑剂的液体加压注入井底，支撑剂填充裂缝，不让裂缝自然闭合，从而实现排水降压的效果，同时在降低井筒周围压力的同时增大了储层压力，实际数据表明，此时产量和压裂之前相比较，增加了 5 到 20 倍。其次，可以注入二氧化碳，因为二氧化碳对煤的吸附能力是甲烷的 4 倍，注入后可将甲烷置换出来，提高煤层气的采收率。此外，还可以利用微生物与活性菌的结合提高对煤的降解能力，利用声震法等进行增产。

图 40：压裂法提高煤层气产量



资料来源：《石油圈》，中信建投证券研究发展部

图 41：注入二氧化碳提高煤层气产量



资料来源：《石油圈》，中信建投证券研究发展部

分析师介绍

万炜, CFA: 公用事业与环保研究员, 华中科技大学经济学硕士, 2014 年加入中信建投证券研究所, 2015 年、2016 年新财富煤炭行业最佳分析师第二名团队成员, 2017 年新财富电力公用事业入围。

研究助理 高兴: 华中科技大学工学学士, 清华大学热能工程系硕士, 三年电力设备行业工作经验, 2017 年开始从事卖方研究工作。2018 年加入中信建投证券, 现任电力公用事业研究助理。

研究服务

社保基金销售经理

彭砚苹 010-85130892 pengyanping@csc.com.cn

姜东亚 010-85156405 jiangdongya@csc.com.cn

机构销售负责人

赵海兰 010-85130909 zhaohailan@csc.com.cn

保险组

张博 010-85130905 zhangbo@csc.com.cn

周瑞 010-85130749 zhourui@csc.com.cn

张勇 010-86451312 zhangyongzgs@csc.com.cn

北京公募组

黄玮 010-85130318 huangwei@csc.com.cn

朱燕 85156403 zhuyan@csc.com.cn

任师惠 010-8515-9274 renshihui@csc.com.cn

黄杉 010-85156350 huangshan@csc.com.cn

王健 010-65608249 wangjianyf@csc.com.cn

私募业务组

李静 010-85130595 lijing@csc.com.cn

赵倩 010-85159313 zhaoqian@csc.com.cn

上海地区销售经理

黄方禅 021-68821615 huangfangchan@csc.com.cn

戴悦放 021-68821617 daiyuefang@csc.com.cn

李祉瑶 010-85130464 lizhiyao@csc.com.cn

翁起帆 wengqifan@csc.com.cn

李星星 lixingxing@csc.com.cn

王罡 wanggangbj@csc.com.cn

范亚楠 fanyanan@csc.com.cn

李绮绮 liqiqi@csc.com.cn

深广地区销售经理

胡倩 0755-23953981 huqian@csc.com.cn

许舒枫 0755-23953843 xushufeng@csc.com.cn

程一天 chengyitian@csc.com.cn

曹莹 caoyingzgs@csc.com.cn

张苗苗 020-38381071 zhangmiaomiao@csc.com.cn

廖成涛 0755-22663051 liaochengtao@csc.com.cn

陈培楷 chenpeikai@csc.com.cn

评级说明

以上证指数或者深证综指的涨跌幅为基准。

买入：未来 6 个月内相对超出市场表现 15% 以上；

增持：未来 6 个月内相对超出市场表现 5—15%；

中性：未来 6 个月内相对市场表现在-5—5%之间；

减持：未来 6 个月内相对弱于市场表现 5—15%；

卖出：未来 6 个月内相对弱于市场表现 15% 以上。

重要声明

本报告仅供本公司的客户使用，本公司不会仅因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告的信息均来源于本公司认为可信的公开资料，但本公司及研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证本报告所包含的信息或建议在本报告发出后不会发生任何变更，且本报告中的资料、意见和预测均仅反映本报告发布时的资料、意见和预测，可能在随后会作出调整。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不构成投资者在投资、法律、会计或税务等方面的最终操作建议。本公司不就报告中的内容对投资者作出的最终操作建议做任何担保，没有任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，据本报告做出的任何决策与本公司和本报告作者无关。

在法律允许的情况下，本公司及其关联机构可能会持有本报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或类似的金融服务。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构和/或个人不得以任何形式翻版、复制和发布本报告。任何机构和个人如引用、刊发本报告，须同时注明出处为中信建投证券研究发展部，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和/或修改。

本公司具备证券投资咨询业务资格，且本文作者为在中国证券业协会登记注册的证券分析师，以勤勉尽责的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰地反映了作者的研究观点。本文作者不曾也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

股市有风险，入市需谨慎。

中信建投证券研究发展部

北京

东城区朝内大街 2 号凯恒中心 B
座 12 层（邮编：100010）
电话：(8610) 8513-0588
传真：(8610) 6560-8446

上海

浦东新区浦东南路 528 号上海证券大
厦北塔 22 楼 2201 室（邮编：200120）
电话：(8621) 6882-1612
传真：(8621) 6882-1622

深圳

福田区益田路 6003 号荣超商务中心
B 座 22 层（邮编：518035）
电话：(0755) 8252-1369
传真：(0755) 2395-3859