

新天然气深度报告

UCG技术解锁煤炭开发全新模式

投资评级：买入

刘海荣/费晨洪

中邮证券研究所 刘海荣团队

中邮证券

发布时间：2026-04-14

- **天然气产出接续放量，产量有望在5年内翻倍。**公司以天然气开采和城燃运营业务为核心，当前主要产气区块为山西潘庄和山西马必，年产气量约20亿方，折权益气约15亿方。近年来公司积极布局资源区块，连续实施马必北区扩产、山西紫金山致密气和煤层气区块项目、新疆喀什北常规天然气项目、贵州丹寨页岩气项目，未来3-5年公司权益产气量有望达到30-40亿方/年。同时，公司于2025年取得新疆三塘湖煤炭区块，为未来发展储备充足资源。公司已成为集常规油气、煤层气、致密气、页岩气、煤炭资源全要素的上有资源、中有管网、下有市场的全产业链化能源公司。
- **UCG项目落地在即，解锁煤炭开发全新模式。**煤炭地下气化（UCG）是将地下煤炭进行受控制燃烧，生产可燃气并体并利用，集建井、采煤、气化三大工艺为一体的新技术，可减大幅减固定资产投入，具有良好的经济效益和环保效益。公司已攻克深部煤制气“地质选址评价-气化稳定控制-碳封存”等关键技术，研发的气化剂注入装置与深部煤炭水平井点火装置已达到国际先进水平，可保障超1000米深部煤炭点火成功。目前全力推进庆阳深部煤炭清洁高效开发利用示范项目，并预计在2026年投产。该项目复制性强，为未来发展打开广阔空间。
- **投资建议：**我们预计2026-2028年归母净利润为12.18、17.19、21.52亿元，对应PE分别为12x、8x、7x。我们看好公司发展前景，给予“买入”评级。
- **风险提示：**潘庄、马必区块到期续期的不确定性；喀什北区块、紫金山区块提产进展的不确定性；UCG项目进度推进的不确定性。



目录

- 一 公司以天然气开采和运营业务为核心
- 二 区块资源有序接续，支撑开采量五年翻倍
- 三 UCG项目落地在即，解锁煤炭开发新模式
- 四 投资建议



公司以天然气开采和运营业务为核心

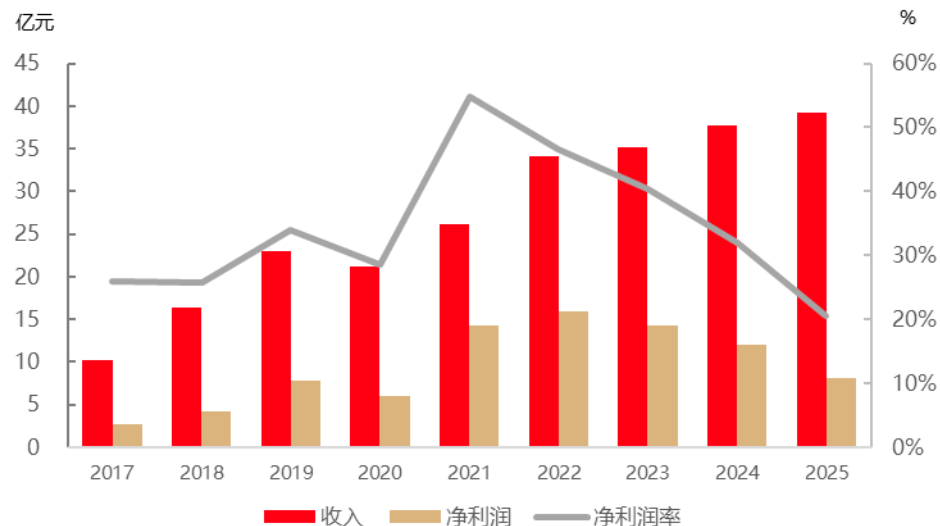
公司是以天然气开采核心，全产业链运营的能化企业

图表：新天然气开采现场



资料来源：公司官网，中邮证券研究所

图表：新天然气销售收入及归母净利润

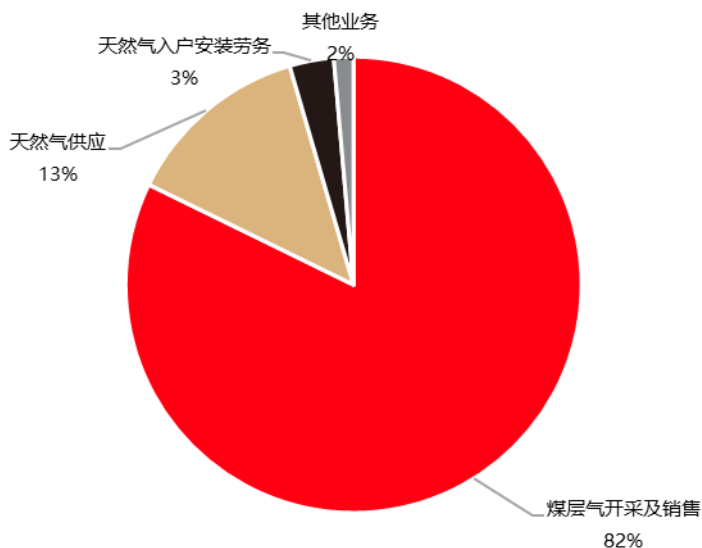


资料来源：iFind，中邮证券研究所

- 新疆鑫泰天然气股份有限公司成立于2000年3月，2016年9月在上交所主板挂牌上市，是一家以油气、煤炭资源勘探开发、投资运营一体的综合性清洁能源公司，在能源研究领域开展孵化性投资的高新科技企业。2024年公司实现销售收入37.77亿元，实现归母净利润11.85亿元。2025年公司实现销售收入39.23亿元，实现归母净利润8.07亿元。
- 公司历经二十余年的艰苦创业和多产业结构性发展，新天然气在新疆、四川、山西、河南、北京、贵州、甘肃、香港等地设有全资、控股、参股公司。并依此形成勘探开发、城市燃气、工程建设、LNG运营、产投金融、科技发展、物资采供七大事业部，**喀什北常规油气项目、三塘湖煤化工项目、地下煤制气项目**三大项目和山西聚源安通管道输配有限公司的平台式发展体系，**成为常规油气和煤层气、致密气、页岩气三大非常规天然气资源，及煤炭资源全要素的上有资源、中有管网、下有市场的全产业链化能源公司。**

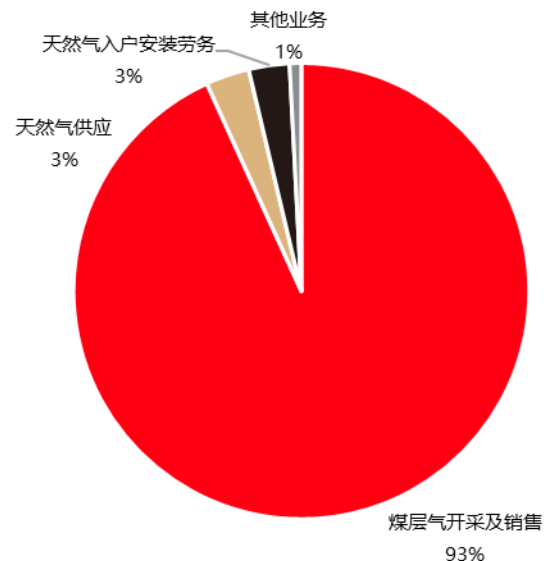
公司现有业务以煤层气开采为核心，城燃运营为补充

图表：2025新天然气收入构成



资料来源：iFind，中邮证券研究所

图表：2025新天然气毛利构成



资料来源：iFind，中邮证券研究所

- 2024年，公司实现营业收入37.77亿元，同比+7.40%，实现净利润约12.05亿元，实现归母净利润11.85亿元。其中，**煤层气开采及销售业务实现收入29.08亿元，约占总收入的77%，贡献毛利16.08亿元，约占总毛利的87%**。天然气供应业务实现收入6.45亿元，约占总收入的17%，实现毛利1.44亿元，约占总毛利的8%。2024年公司潘庄、马必煤层气总产量20.05亿立方米，较上年同期17.04亿立方米，同比增长17.66%。
- 2025年，公司实现营业收入39.23亿元，同比+3.89%，实现归母净利润8.07亿元，同比-31.92%。其中，**煤层气开采及销售业务实现收入30.51亿元，约占总收入的82%，贡献毛利14.20亿元，约占总毛利的93%**；天然气供应业务实现销售收入4.91亿元，约占总收入的13%，实现毛利0.47亿元，约占总毛利的3%。2025年，公司实现并表范围内全口径天然气总产量约24.13 亿立方米（含喀什北区块），较去年同期约21.91 亿立方米（不含喀什北区块），同比增长约9.98%。

发展历程：从城燃起步到上下游一体化+全要素资源接续

图表：新天然气发展历程及布局



资料来源：公司官网，中邮证券研究所

■ 2000-2016年：从城燃业务起步

- 2000年，明再远先生带领创业团队进军新疆，投资米泉市天然气城市输配工程项目。该公司为中国第一家全资民营性质的城燃公司。
- 2003年，以米泉市、乌鲁木齐市东山区、博湖县、库车市、阜康市、焉耆县6个天然气城市输配项目和乌鲁木齐市压缩天然气项目为基础，组建新疆鑫泰投资（集团）有限公司。随后相继在和硕县、五家渠市、乌鲁木齐市高新区投资开发城燃项目。
- 2013年1月16日，新疆鑫泰投资（集团）有限公司整体变更为新疆鑫泰天然气股份有限公司（新天然气），完成股份制企业改造。

■ 2024年至今：一体化+全要素资源布局

- 2024年1月22日，竞得贵州丹寨1和丹寨2两个页岩气区块的探矿权，成为煤层气、致密气、页岩气三大非常规天然气资源全要素的能源公司。
- 2024年4月16日，跨境收购**共创投资**控股集团有限公司，正式进军喀什北区块常规油气资源勘探开发项目。
- 2024年4月30日，通过跨境收购柏龙有限公司，取得香港上市公司中国能源开发控股有限公司控制权。
- 2024年11月18日，通过挂牌竞拍方式取得新疆巴里坤哈萨克自治县**三塘湖矿区**七号勘查区普查煤炭资源探矿权。

■ 2017-2023年：全面进军上游天然气开采

- 2017年1月1日，启动“天然气能源全产业链化、高新科技化、国际化、金融化”为核心战略发展目标的第二次创业十年规划。
- 2018年8月23日，出资25亿元收购在香港上市的公司亚美能源（02686.HK）51.5%的股份，成为**亚美能源**控股股东，获取潘庄、马必区块优质煤层气资源。
- 2020年，公司与中国石油下属公司昆仑燃气在城市天然气运营子公司股权层面开展深层次战略合作，进一步扩大市场规模。
- 2023年，控股**亚太石油有限公司**，获得深部煤层气、致密砂岩气两大非常规天然气资源的紫金山区块。重组博爱三峡益众新能源有限公司，更名为河南鑫泰新合清洁能源有限公司，形成上有资源、中有管道、下有市场的全产业链布局。
- 2023年7月12日，**私有化亚美能源**，亚美能源成为公司全资下属公司。

在手资源区块涵盖煤层气、致密气、页岩气和常规油气

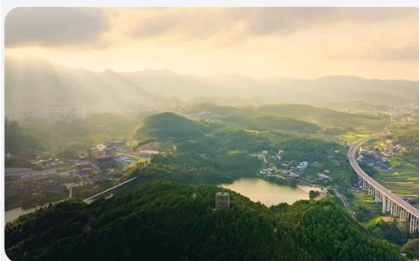
图表：新天然气主要资源区块

■ **潘庄项目（煤层气，开采期）**：由美中能源有限公司与中海油中联煤层气有限责任公司合作开发，是中国商业化程度最高的中外合作煤层气资产，是中国首个进入全面商业开发和生产的中外合作煤层气区块。

■ **马必项目（煤层气，开采期）**：由亚美大陆煤层气有限公司与中石油华北油田合作开发，是迄今为止国家发改委批复的建设产能最大的煤层气单体开发项目。

■ **紫金山项目（致密气，勘探期）**：由亚太石油有限公司与中石油煤层气有限责任公司合作开发，是公司在上游勘探开发领域继潘庄、马必两大存量资源之上取得的又一重要突破。

■ **丹寨项目（页岩气，勘探期）**：由贵州鑫泰科技发展有限公司、贵州鑫泰清洁能源科技发展有限公司分别开发丹寨1、丹寨2区块。



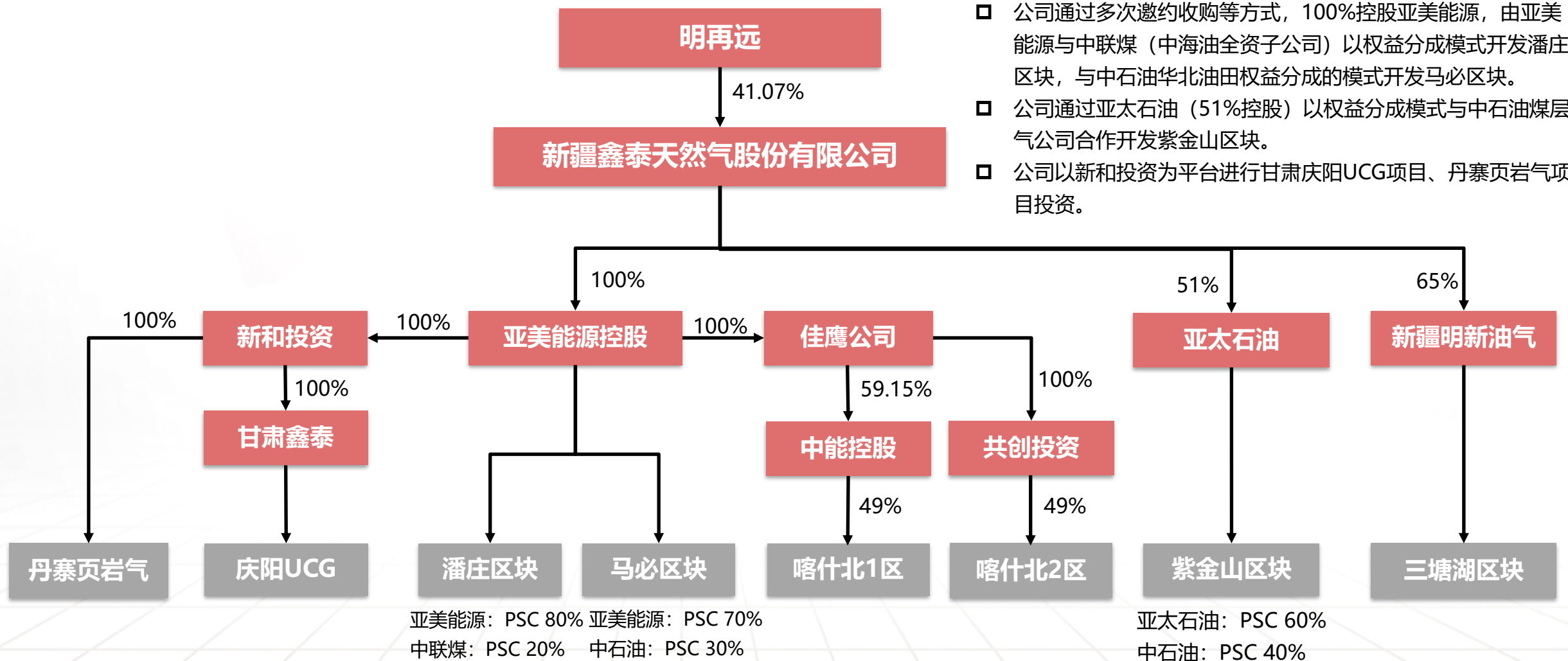
■ **喀什北项目（常规天然气，勘探/开发/生产期）**：由中国年代能源投资（香港）有限公司与中石油塔里木油田合作开发，是集勘探、开发、生产期三期并存的常规油气国际合作项目。目前已发现阿克莫木气田，探明天然气储量446亿方，设计年产能11.1亿方。2020年10月进入商业生产期，截至2024年，阿克莫木气田累计产量50.54亿，累计外输天然气44.24亿方。勘探方面，已落实的康苏、阿深、乌西3个圈闭，资源量规模大，勘探开发潜力大。

■ **煤炭开发及煤化工项目（勘探、报批中）**：新疆哈密三塘湖矿区七号煤炭资源项目主要为长焰煤，属低灰-中灰煤层、高-特高挥发分，以特高热-高热值煤为主，是优良的动力用煤和煤化工用煤。依托自有煤炭高油气含量的资源禀赋，通过对煤炭立体式的清洁、高效、低碳转化。

■ **地下煤制气项目（建设中）**：已在甘肃庆阳获取赤城、合水、上肖三区块探矿权，推动深部煤制气（UCG）快速发展。

公司股权结构清晰，通过多个平台实现资源布局

图表：公司股权结构及主要项目权益



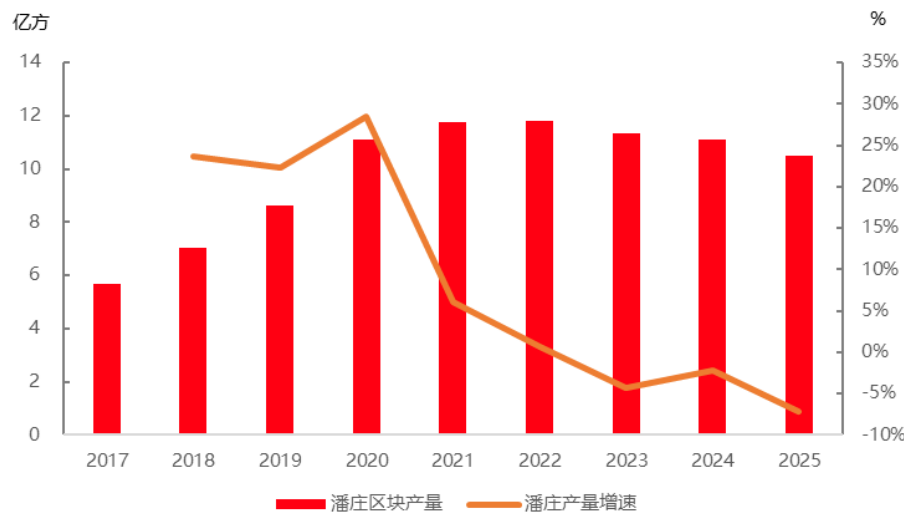
资料来源：公司公告、天眼查，中邮证券研究所

二

区块资源有序接续，支撑开采量五年翻倍

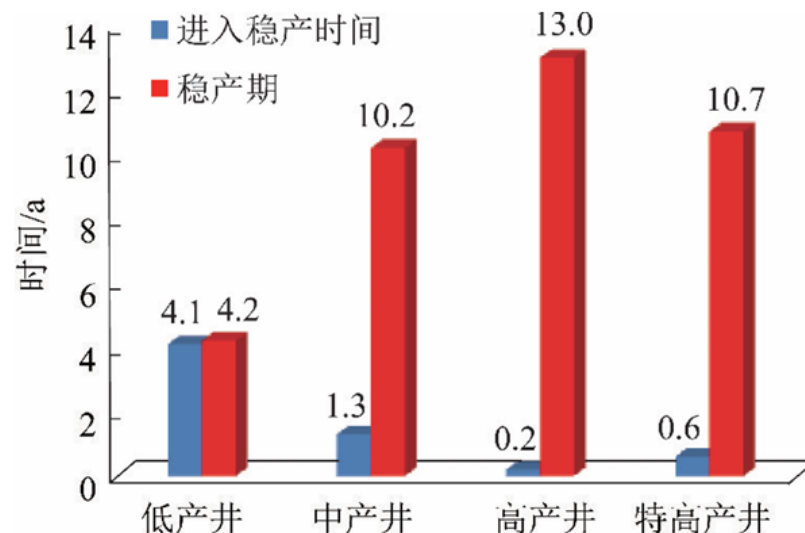
潘庄区块：成熟产区，有望稳产10亿方左右

图表：潘庄区块产量变化情况



资料来源：公司公告，中邮证券研究所

图表：潘庄气井平均稳产期早晚和持续时间对比

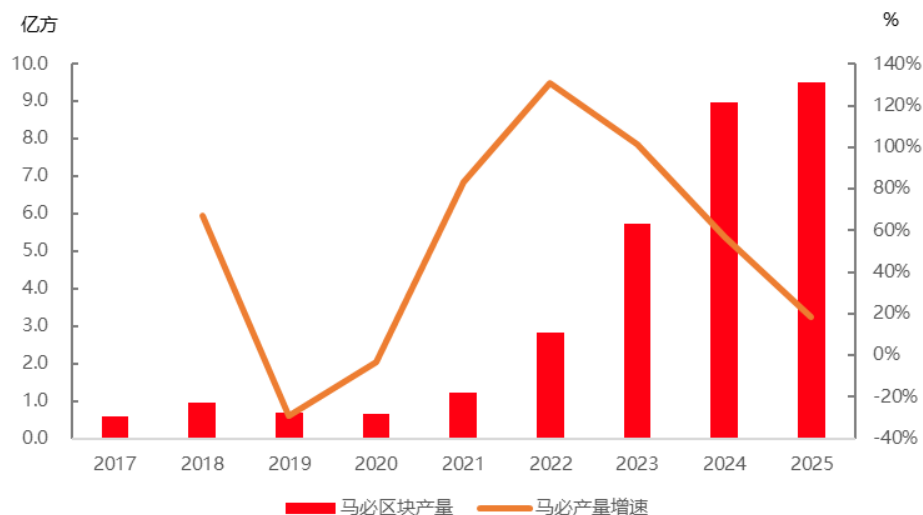


资料来源：《沁水潘庄煤层气井全生命周期产气规律与效果》李贵红，中邮证券研究所

- **潘庄区块是国内第一个国家发改委核准的中外合作煤层气商业化开发项目。**合作区域面积60余平方公里，探明地质储量约208亿方，通过技术经验的总结和创新，取得单井日产突破10万方，刷新并保持着亚洲煤层气单井日产最高纪录，并创造了煤层气年产超过10亿方的记录。截至2025年5月29日，累计产气量突破100亿方，成为国内煤层气首个达到百亿方级的中外合作煤层气项目。2025年区块产气量10.51亿方。
- **潘庄区块存量资源有望长期稳产10亿方。**潘庄区块属于成熟区块，自2006年煤层气开发以来，项目开发层系逐步拓展，从最初的3号煤层逐步推广至薄煤层。2024年实现开采11.08亿方，2025年上半年开采10.50亿方。根据最新的潜力评价，潘庄区块剩余潜力储量40亿方以上，其中33亿方为未动用区域。区块将通过薄煤层产量的释放，增加加密井以及实施以“低效井治理+负压抽采+潜力井挖潜”为核心的老井综合管理措施，维持当前的产量。
- **公司积极争取合作协议到期续约。**根据亚美能源及其子公司与中联煤层气及相关公司于2003年3月3日签署的《产品分成合同》及后续签署的修改及补充协议，潘庄区块产品分成合同的期限为合同开始执行之日起不超过25个连续合同年，即从2003年3月3日起至2028年3月3日止，公司正在积极争取签署续期。

马必区块：产量快速爬升至10亿方，远期产量有望翻倍

图表：马必区块产量变化情况

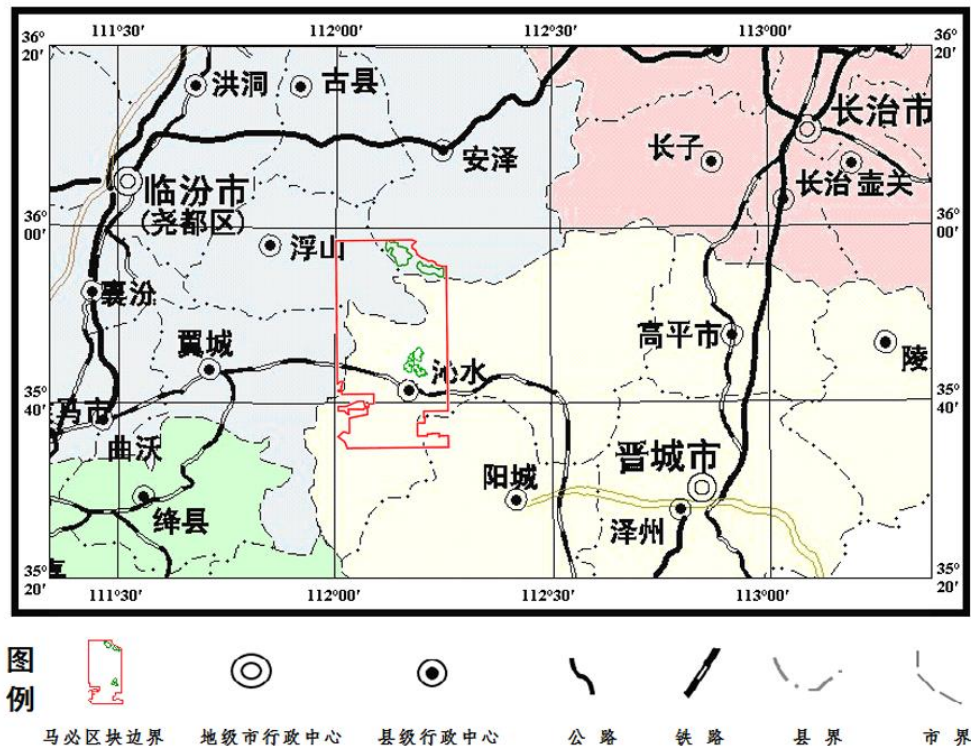


资料来源：公司公告，中邮证券研究所

- **马必区块是迄今国内建设产能最大的煤层气单体开发项目之一，产气量快速爬升至当前的10亿方/年。**区块中深部煤层气开采获得成功，探明煤层气储量面积424.6平方公里，探明煤层气地质储量约655亿方，是国内规模最大的煤层气对外合作区块之一。近年区块产量快速提升，从2022年的2.84亿方，快速提升至2023年的5.72亿方，以及2024年的8.97亿方，2025年产量9.51亿方，同比增长9.31%。
- **马必区块处于持续提升产量阶段，后续多措并举产量有望再翻倍到20亿方。**公司阶梯推进已探明矿区面积内开发方案调整、审批和编制，以及薄煤层储量报告的编制等工作，为产能建设接续及产量提升奠定基础，具体包括：（1）现有马必南区开发方案调整优化，增加部署井释放更多产量；（2）马必北区076井区，开发方案建设产能规模4.5亿方/年，设计动用面积68.76平方公里，动用储量约140亿方；（3）马必北区MB105井区和NS02井区方案初步设计产能规模4.8亿方/年，动用面积118平方公里，动用储量约164亿方，目前开发方案编制中，预计2026年底-2027年初完成审批。（4）马必区块薄煤层，目前处于勘探提储阶段，预计2027年、2028年分别完成薄煤层储量报告备案和开发方案审批工作，初步估算薄煤层拟探明地质储量40亿方；（5）未探明区有利区之MB127井区，储量报告已编制完成，预计2027年完成开发方案审批，初步估算，探明地质储量约34亿方。以上综合估算远期马必区块产量有望达20亿方。

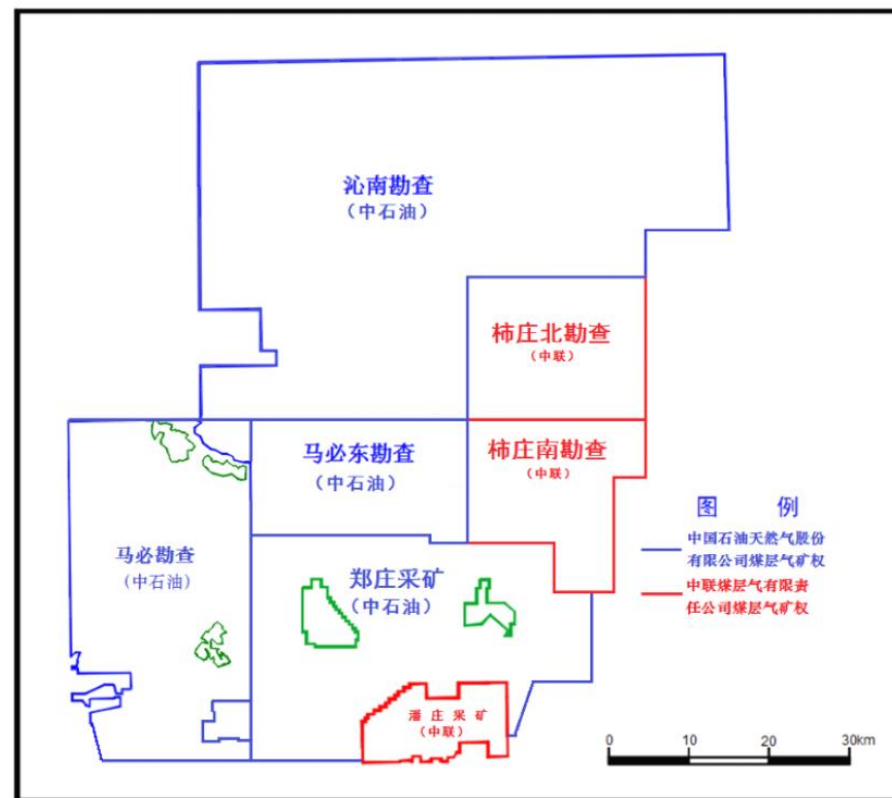
马必区块示意图

图表：马必区块区位示意图



资料来源：《山西沁水盆地马必合同区块煤层气勘查实施方案》，中邮证券研究所

图表：马必区块矿区四临关系图

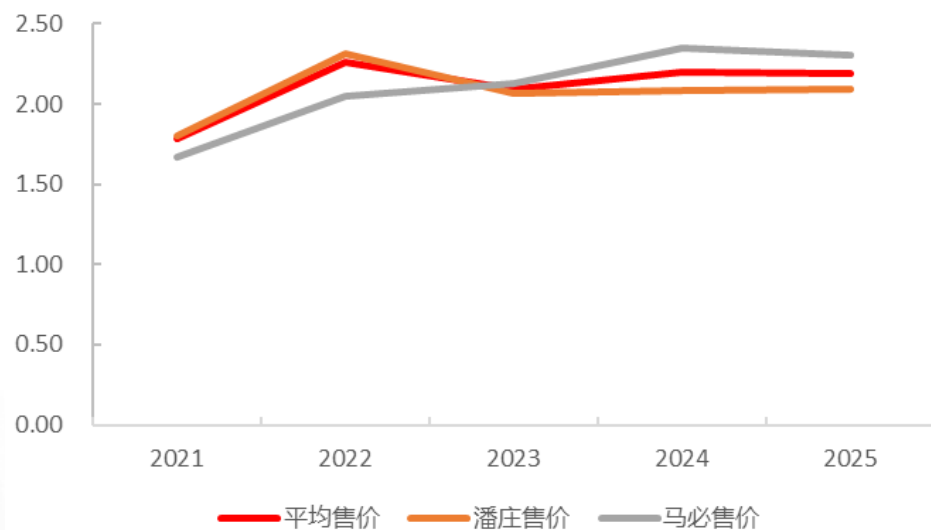


资料来源：《山西沁水盆地马必合同区块煤层气勘查实施方案》，中邮证券研究所

- 马必合同区块是2004年7月亚美大陆煤层气有限公司（外方）与中联煤层气有限公司（中方）签订的煤层气产品分成合同（PSC）区块，合作区面积1371.29平方千米，探矿权人为中联煤层气有限公司，作业方为亚美大陆煤层气有限公司，2009年马必区块矿权从原中联煤公司划转为中国石油天然气股份有限公司。

煤层气售价和盈利稳定，管道和LNG设施完善增厚效益

图表：亚美能源天然气销售价格变化



资料来源：公司公告，中邮证券研究所

图表：国内华东LNG价格变化



资料来源：隆众资讯，中邮证券研究所

- **煤层气售价和盈利水平保持稳定。**根据公司公告披露数据显示，2022-2025年，公司山西煤层气销售均价分别为2.26元、2.09元、2.20、2.19元每方，其中潘庄售价分别为2.31元、2.07元、2.08、2.09元/方，马必销售价分别为2.05、2.13、2.35、2.30元/方。气价和盈利整体保持较为稳定水平。
- **公司在山西-河南地区拥有完善销售配套管线和LNG设施。**公司山西通豫管道已于2025年5月恢复运营，通过连接西一线，将实现沁水盆地气源（含潘庄区块）“互联互通”，增强潘庄、马必区块资源优势互补，开辟“北上南下”更多元的销售通路。河南LNG运营业务作为衔接通豫管道末端和连接终端市场的LNG工厂，实现公司“上有资源、中有管道、下有市场”的天然气能源全产业链战略，有效解决产销平衡、季度调峰问题。通过管网和LNG站，可以充分受益于现货LNG上涨带来的效益增厚。

公司山西及河南地区的管道和LNG设施



□ 山西通豫煤层气输配有限公司

- 连接山西聚源安通管道，管线起于沁水县端氏镇，止于焦作市博爱县，系中国首条民营跨省高压长输煤层气管道。



□ 山西聚源安通管道输配有限公司

- 管线起于沁水县龙港镇小岭村马必清管站，止于沁水县嘉峰镇郭壁村山西通豫煤层气输配有限公司端氏首站，线路总长37.8km，年输气量8.5亿立方米。



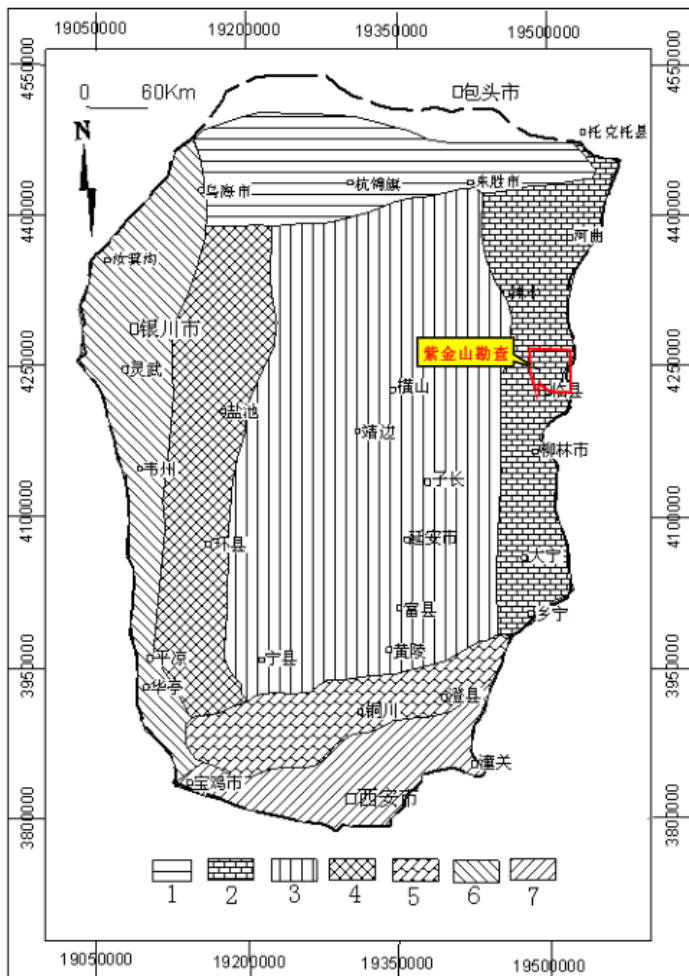
□ LNG运营

- 60万吨/年LNG工厂，开展天然气加工贸易和能源再利用等项目。负责国内和国际有条件地区的管道气贸易，LNG、CNG和零散气加工贸易业务。

资料来源：公司官网、中邮证券研究所

紫金山区块：致密气+煤层气“双气并举”开采

图表：紫金山项目区位示意图

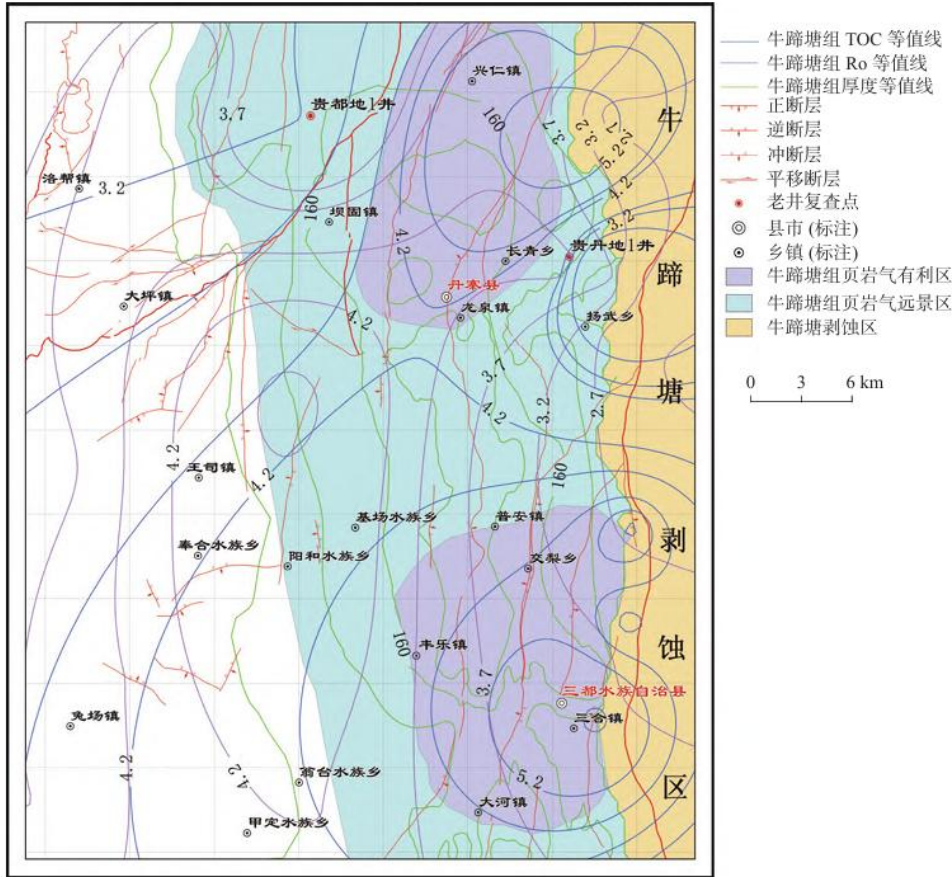


- 紫金山区块勘查面积约528平方公里，涉及深部煤层气、致密气两大非常规天然气资源。其中，预测深部煤层气资源量1200亿方，致密气资源量300亿方。公司按照“双气并举”，以深部煤层气勘探为主，兼探致密气思路，规划新增探明深部煤层气地质储量500亿方，致密气地质储200亿方，**建设产能15亿方/年，其中，深部煤层气10亿方/年、致密气5亿方/年。**
- 目前，确定的ZJS10井区致密砂岩气叠合探明含气面积43.71平方公里，探明储量约54亿方，并计划提交除ZJS10井区之外其他井区的致密气新增探明地质储量150亿立方米，及2026年底前完成累计提交深部煤层气探明储量500亿方。

资料来源：《紫金山合同区块煤层气勘察实施方案》，中邮证券研究所

丹寨区块：目前处于勘探阶段，公司首个页岩气区块

图表：黔南坳陷丹寨页岩气有利区

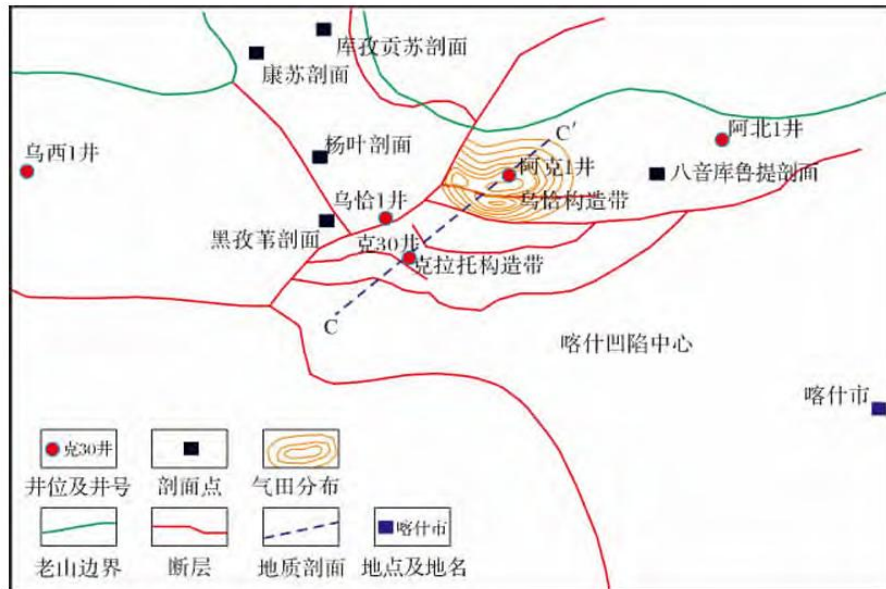


- 贵州丹寨1、丹寨2 勘查面积合计约300 平方公里，蕴含页岩气资源，预测页岩气资源量达450亿方，具备年产2-3 亿方以上的规模开发潜力。
- 目前，勘探工作进展顺利，已完成二维地震勘探、页岩气选区评价、井位论证及钻井地质工程设计、工程商务招标、钻前工程等工作，DZ2-1 井也已于2025 年9月28 日开钻。如果勘探结果符合预期，根据规划，预计2026-2027 年会有少量试采产量、2028 年开始形成一定规模产量，2029-2030 年进入上产期。

资料来源：《黔南坳陷丹寨页岩气有利区地质条件与地球化学特征》刘浩杰，中邮证券研究所

喀什北区块：一期提产中，二期初勘资源储量可观

图表：阿克莫木气田区域构造位置



资料来源：《喀什凹陷北缘阿克莫木气田气源探讨》刘伟，中邮证券研究所

图表：气化南疆官网示意图



资料来源：塔里木油田，中邮证券研究所

- 喀什北区块是集勘探、开发、生产期三期并存的常规油气项目。**第一指定区即阿克莫木气田已进入生产期，矿区面积约110余平方公里，探明天然气储量446亿方，年设计产能11.1亿方，2020年10月进入商业生产期，截至2024年，阿克莫木气田累计产量50.54亿方。第二指定区处于勘探期，已落实的阿深、康苏2个圈闭，预测合计资源量天然气超千亿方，石油亿吨以上。
- 第一指定区的目标尽快扭转产量下滑、实现设计产量。**关于第一指定区即阿克莫木气田，2025年上半年实现产量2.09亿方。公司计划通过完善调整开发技术，在现有井网基础上部署10口新井提高气藏采出率，扭转阿克莫木气田产量下跌的趋势，并逐步提升产量到预设产能。目前，该优化增产方案已进入报批阶段。
- 第二指定区储量预期较为乐观。**关于第二指定区，公司目前部署实施的阿深1等钻井，已钻深近5000米，预计2026年初进入目的层。如果勘探结果符合预期，会陆续进行新钻评价井和开发井等，预计2026年即会有一些气量表现。

公司天然气产量保守估计3-4年内翻倍

图表：新天然气主要资源区块现状及产量增长预估

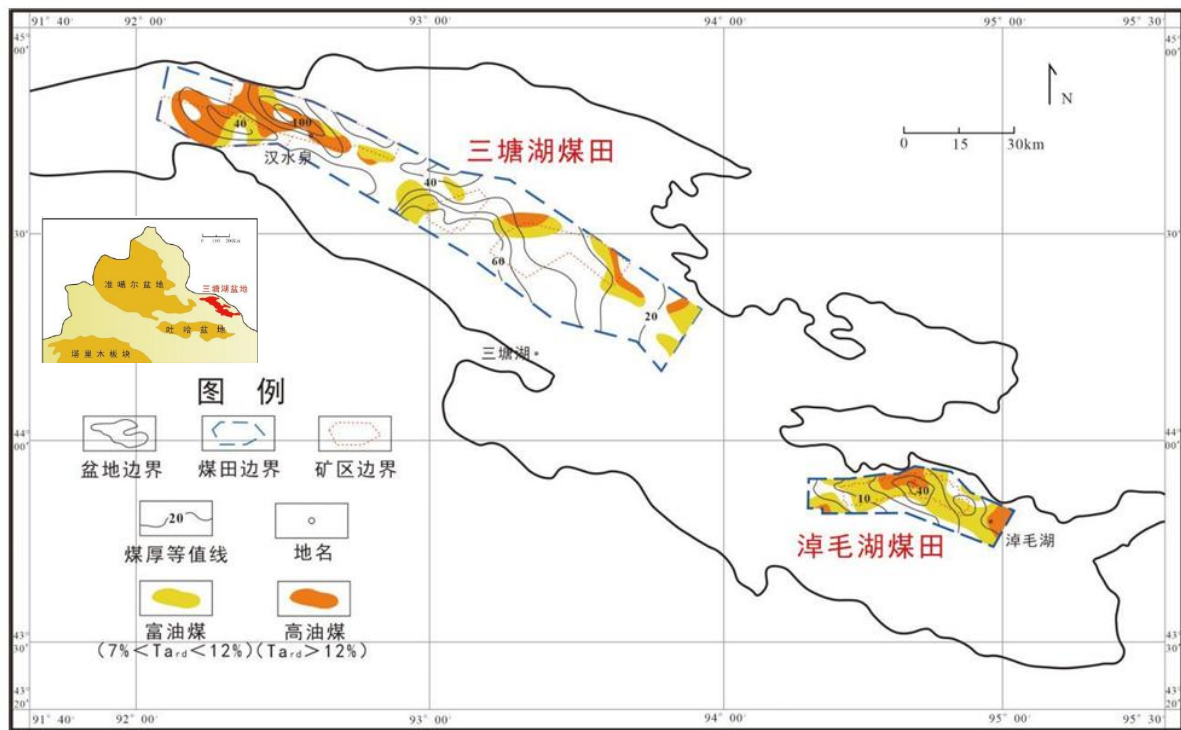
序号	区块	资源类型	开发阶段	投资/控股主体	合作对象	权益	到期时间	当前开采量	中远期开采量 (3-4年)	中远期权益产量	权益系数
1	山西潘庄	煤层气	生产期	亚美能源	中联煤（中海油）	PSC 80%	2028年	10亿方	8亿方	6.4亿方	80%
2	山西马必	煤层气	生产期	亚美能源	中石油华北油田	PSC 70%	2034年	10亿方	15-20亿方	10.5-14亿方	70%
3	山西紫金山	致密气+煤层气	勘探+试产	亚太石油	中石油煤层气公司	持有亚太石油51%， 亚太石油PSC：60%	2038	少量	10-20亿方	3.1-6.1亿方	31%
4	喀什北1区	常规天然气	生产	佳鹰公司/中能控股	中石油塔里木油田	持有中能控股59.15% 中能控股权益：49%	2039年	5亿方	11.1亿方	3.2亿方	29%
5	喀什北2区	常规天然气	勘探	佳鹰公司/共创投资	中石油塔里木油田	持有共创投资100% 共创投资权益：49%	2039年	少量	15-20亿方	7.5-10亿方	49%
6	贵州丹寨	页岩气	勘探	新和投资	无	股权100%	-	-	2-3亿方	2-3亿方	100%
7	甘肃庆阳	煤制气UCG项目	建设	新和投资	无	股权100%	-	-	-	-	100%
8	三塘湖	煤炭资源	勘探	新疆明新油气	新疆克拉玛依城投公司	股权65%	-	-	-	-	
	合计							权益量： 16亿方		权益量：32.7- 42.7亿方	

资料来源：公司公告、中邮证券研究所

- 公司2025年煤层气+新疆常规油气权益产量约16亿方，根据当前马必、紫金山、喀什北1区、喀什北2区等区块等开发规划，我们预计2029年前后公司权益气产量有望达到32.7-42.7亿方，约为2025年的2.0-2.6倍。若潘庄续期不成功，则在2029年产气量预计在26.3-36.3亿方，为2025年的1.6-2.2倍。

三塘湖盆地是稀缺的富油煤区块

图表：三塘湖盆地富油煤分布特征



资料来源：《新疆三塘湖煤田富油煤成因机理及提质利用方案优选》惠一凡，中邮证券研究所

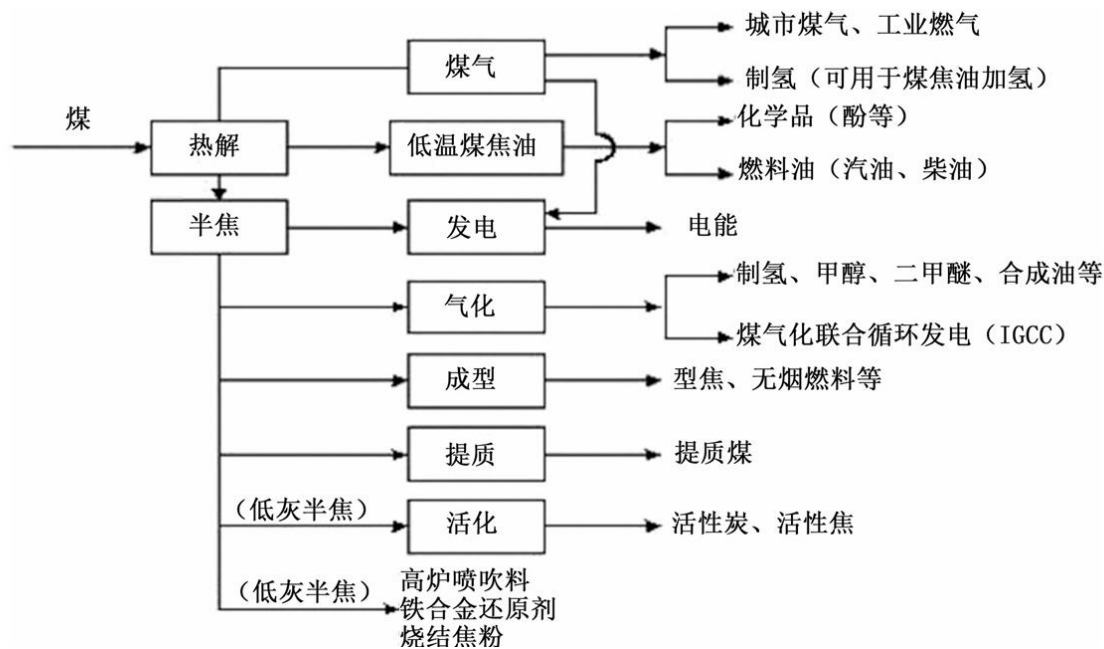
- 区内富油煤资源主要分布在西北部汉水泉-库木苏地区及淖毛湖凹陷一带，大致呈现出越靠近盆地边缘煤焦油产率越高的趋势。盆地中部石头梅、条湖一带也发育富油煤资源，但连片性相对较差、富集程度较低，以含油煤居多。其中库木苏西缘、汉水泉中部以及白石湖北缘、英格库勒东缘富油煤资源发育最佳，煤焦油产率达10%~23%，平均约16%；库木苏东缘、汉水泉北缘、条湖东缘及白石湖英格库勒南部地区富油煤资源发育较佳，焦油产率可达7%~12%，平均约10%；而石头梅以及条湖中西部区域富油煤发育一般，焦油产率3%~10%，多为含油煤，富油煤零星分布，平均煤焦油产率约5%。

- 三塘湖矿区是新疆大型煤炭基地吐哈煤田的主力矿区之一**，位于新疆哈密市巴里坤哈萨克自治县境内的三塘湖盆地。矿区修编后面积约2239平方公里，预测及查明煤炭资源量超1000亿吨，规划建设总规模为每年1.36亿吨，是“疆煤东运”和“疆电东送”战略的重点开发区域。该矿区总体规划于2012年获国务院批准。2023年，国家发展改革委批复了矿区总体规划（修编），规划共划分19个井（矿）田和8个勘查区。矿区生产的煤炭主要作为哈密现代能源与化工产业示范区的电力、化工用煤，以煤炭深加工和“疆电外送”为主。

公司三塘湖煤炭区块为未来发展奠定坚实资源基础

- 公司三塘湖区块探矿权面积约109 平方公里，煤炭资源量1,000 米以浅估算资源量20.93 亿吨，主要为长焰煤，属低灰-中灰煤层、高-特高挥发分，以特高热-高热值煤为主，是优良的动力用煤和煤化工用煤。
- 公司于2025年2月18日正式取得三塘湖区块探矿权证，5月12日完成二维地震成果验收，5月15日完成详查报告初稿的编写，8月12 日完成详查报告专家评审。同时，得益于勘探工作的迅速开展，详查进度超常规推进，公司及时抓住修编时机，在地方政府初评规定时限内完成了初评，**为三塘湖及时进入“十四五”总规修编内，进而未来列入“十五五”地方煤矿开发时序奠定了基础。**三塘湖煤炭资源优渥，主力可采煤层储量达18亿吨以上。目前，已通过勘探报告的专家评审。
- 公司拟通过对煤炭立体式的清洁、高效、低碳转化，为下一步探转采、煤炭资源的分级分质综合利用、煤制气等产业布局奠定坚实的基础。可考虑的利用方向包括且不限于：煤炭开采、煤炭分级分质利用、煤制天然气等煤化工项目。

图表：热解多联产工艺



资料来源：《三塘湖煤田富油煤分质利用技术研究》孙振兴，中邮证券研究所



三

UCG项目落地在即，解锁煤炭开发新模式

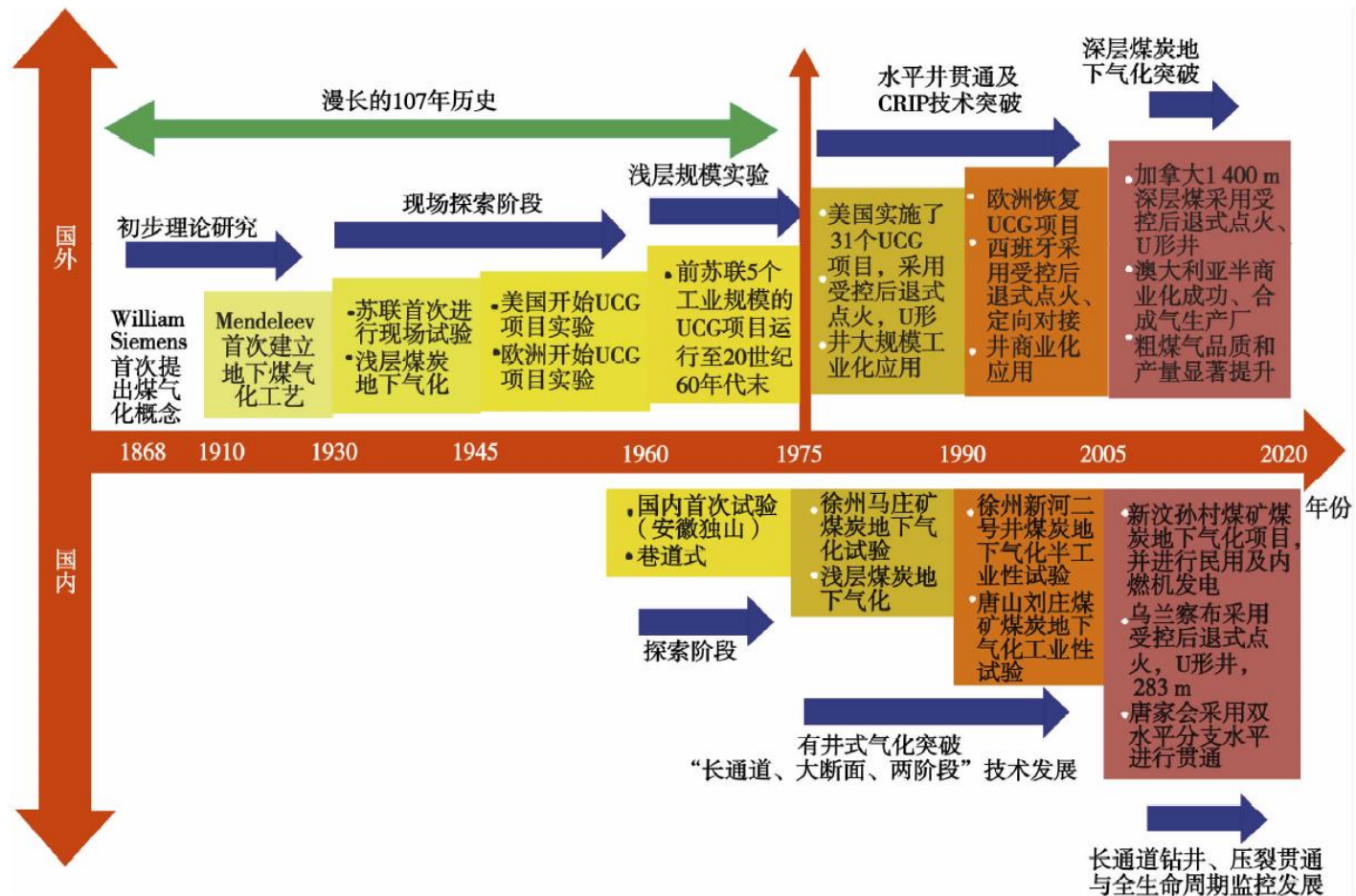
UCG集煤炭开采与气化于一体，具备革命性意义

图表：国内外UCG技术开发的发展历程

□ **煤炭地下气化(UCG)** 是将地下煤炭进行有控制地燃烧，通过煤的热作用及化学作用产生可燃气体，将固体煤炭流态化开采的技术。

□ **UCG 的工业化应用具备以下显著优势：**

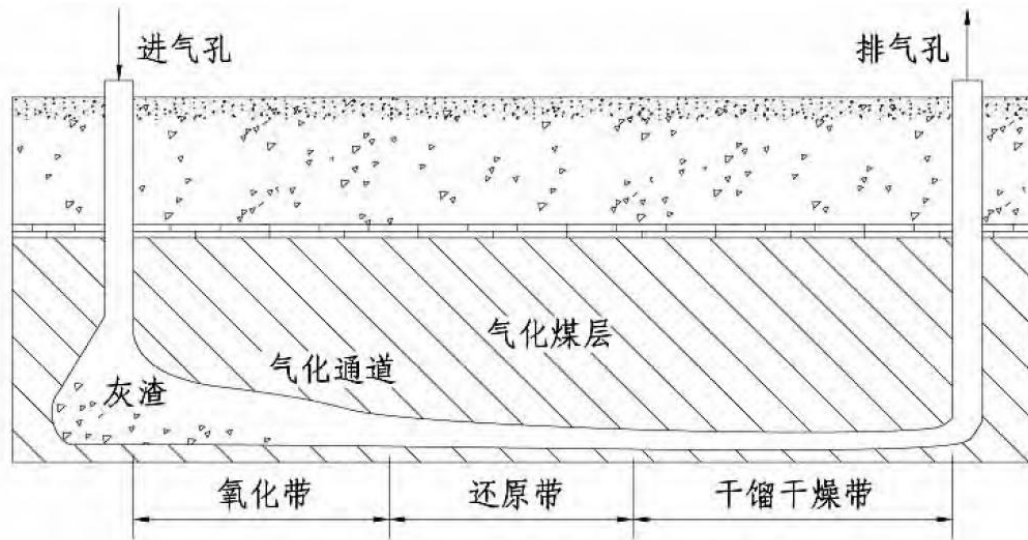
- ✓ (1) UCG技术集建井、采煤、气化三大工艺为一体，将传统物理采煤变化学采煤，大大减少了财力投入，具有良好的经济效益；
- ✓ (2) UCG 技术可用于难以井工开采的深部煤层、经济和安全性较差的薄煤层、“三下”压煤及高硫—高灰—高瓦斯煤层，还可以回收矿井遗弃煤炭资源，能大大提高煤炭资源利用率；
- ✓ (3) 地下气化合成气不仅可以作为燃气直接民用和发电，还可以用于提取纯氢或作为合成甲醇、二甲醚、氨、油的原料气；
- ✓ (4) UCG 技术能够实现井下无人生产，从根本上避免因各种矿难事故的发生而导致的人员伤亡；
- ✓ (5) 地下气化燃烧后的灰渣留在地下，减少了地表下沉，无固体物质排出，合成气可集中净化，大大减少了煤炭开采和使用过程中对环境的破坏。



资料来源：《国内外煤炭地下气化试验及其对新疆煤炭地下气化的启示》韦波，中邮证券研究所

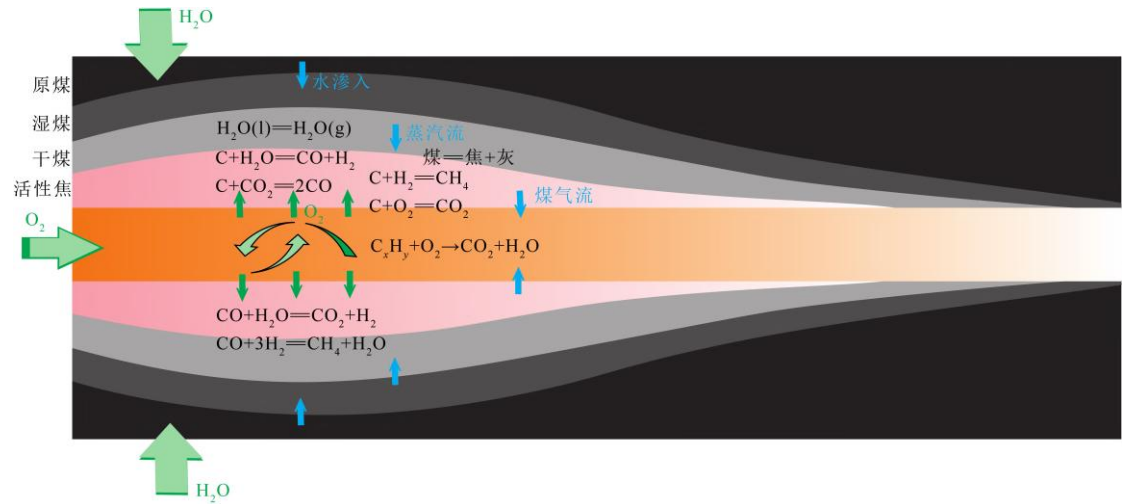
地下煤气化反应和工艺机理

图表：地下煤气化工艺流程图



资料来源：《煤炭地下气化技术进展与工程科技》梁杰，中邮证券研究所

图表：煤层地下气化机理



资料来源：《煤炭地下气化制氢技术路径》刘淑琴，中邮证券研究所

- 煤炭地下气化（UCG）是将地下煤层进行有控制的热作用及化学作用，将煤炭原位转化为以H₂、CO、CH₄为主要成分的一种特殊的工艺过程。现代煤炭地下气化基本单元由**注入井（进气孔）**和**生产井（排气孔）**构成，从地面分别向煤层钻进定向钻孔，将注入井与生产井在煤层底部连通，形成**气化通道**。
- 在气化通道点燃煤层后，从地面注入的含氧气化剂与通道两侧煤层发生燃烧反应放热，所放出的热量一部分通过热对流作用沿气化通道轴向扩散；另一部分经热传导与辐射向煤层壁面内传递，该过程温度可达1000℃以上，主要产生CO₂和H₂O(g)。轴向：根据氧气浓度的分布及化学反应的区别，气化通道内的反应区域分为**氧化区**、**还原区**和**干馏干燥区**。径向：远端湿润的煤壁受热干燥释放出水分并转化为水蒸气，汽化过程压力膨胀，水蒸气向通道方向扩散；在温度超过350℃的煤壁区域内，煤炭发生热解反应，主要产生包含H₂、CO、CH₄、CO₂的热解气；热解气中的水蒸气、CO₂与高温半焦发生水蒸气气化反应与二氧化碳气化反应，生成H₂和CO热解煤气与气化煤气混后形成产品气体。

UCG技术经过百年发展，工业化有望在中国落地

图表：主要煤炭地下气化现场试验统计表

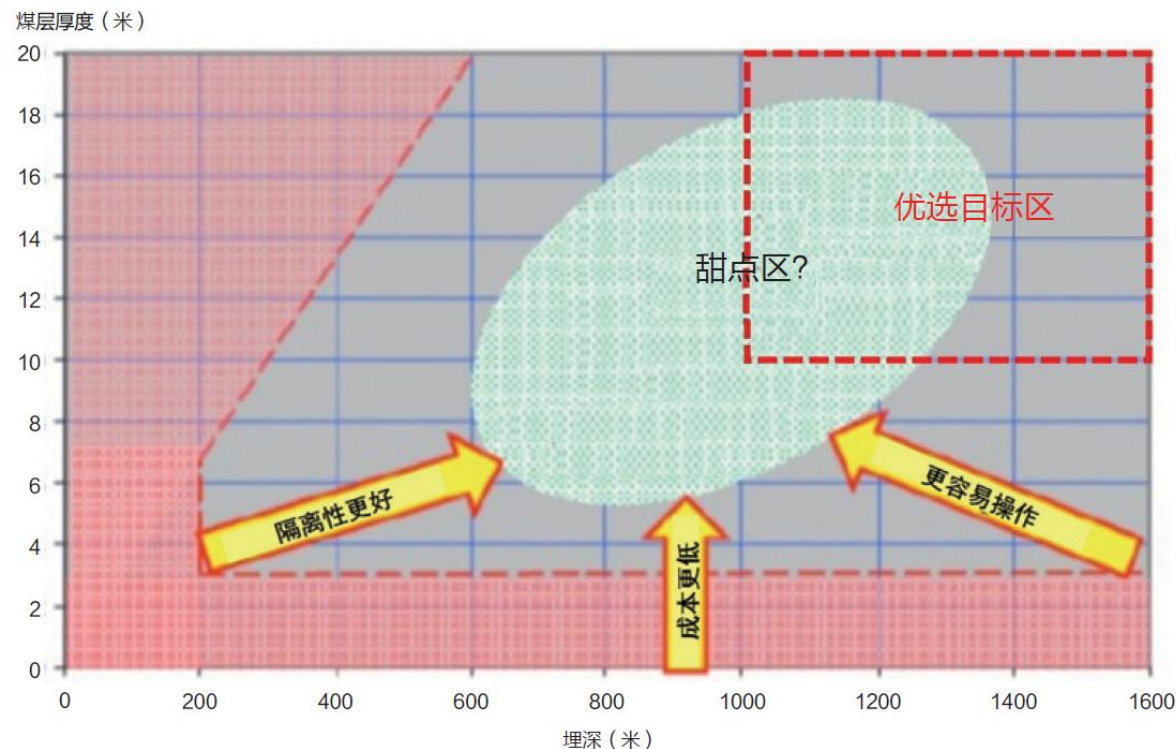
类型	国家	年份	项目地点	埋深深度/m	煤阶	煤层厚度/m	特点分析
矿井式	苏联	1932—1965	Lisichask. Yuzno-Abinsk, Podmoskova, Shatskaya	20~40	次烟煤、褐煤	0.4~2.0	用于发电或生产工业燃料, 由于石油、天然气资源大量发现, 大多数项目在 20 世纪 60 年代末停运
		1961—	Angrenskaja	110~126	褐煤	9.0	工艺简单, 技术成熟, 目前生产的合成气供电站使用
	中国	1958—2010	新汶鄂庄、徐州新河、唐山刘庄、甘肃华亭等	80~200	气肥煤、气煤、不黏煤	1.2~9.0	气化规模小, 产出气热值低
钻井式	苏联	1955—1991	Yuzhno-Abinsk	43~53	烟煤	9.2~9.8	煤层倾角 70°, 采用急倾煤层方式气化 (SDB), 由于地表沉降, 苏联解体等原因停运
		1973—1979	Hanna	84~114	高挥发分烟煤 C 级	9.0	O ₂ 、CO ₂ 腐蚀生产井管柱, 导致失败
	美国	1976—1979	Hoe Creek	40	高挥发分烟煤 C 级	8.0	为解决冒顶、漏气和水流入等问题, 开发出受控注入点后退气化工工艺 (CRIP)
		1987—1988	Rocky Mountain I	110	次烟煤	7.0	美国规模最大试验, 提高了生产能力和热值, 加大了炉型, 降低了成本, 因地表下陷和浅层水污染, 项目停止
	法国	1979—1981	Bruayen Artois	1170	烟煤	1.2~1.5	采用水力压裂后反向燃烧的方式贯通, 因连通效果差, 试验失败
	比利时	1979—1988	Thulin	860	烟煤	6.0	反向燃烧贯通工艺失败, 后改用定向钻井成功贯通
	中国	1987	徐州马庄	82	气肥煤	1.2	煤层薄, 试验了无井气化, 产出气热值低
	西班牙	1991—1999	Tremedal	500~700	次烟煤	2.0	证实中深层 UCG 可行性, 因地质论证不完善, 水涌入气化腔, 导致燃烧失败
	南非	2007—2011	Majuba	250~380	次烟煤	3.5	进行小规模试验, 产出气热值低; 受国家政策影响, 没有开展后续商业化项目
	加拿大	2007—2012	Swan Hills	1400	高挥发分烟煤	4.5	验证了随压力增大甲烷含量增高的理论, 连续管燃烧事故导致项目停止
	澳大利亚	2011—2013	Chinchilla 5	130	次烟煤	5.5	气化距离 300 m, 稳定运行 24 个月, 因环保政策停止
	中国	2007—2012	乌兰察布 5	285	褐煤	6.0	前期取得阶段性成果, 后期因连续管技术运行故障、可燃气转化率低, 导致项目停止

资料来源：《煤炭地下气化和地面化工协同发展探索》解政鼎，中邮证券研究所

- 全球UCG现场试验经历了三大阶段，技术进步得益于1910年美国工程师Anson发明的UCG技术方案、前苏联20世纪30—40年代形成的UCG工程技术，以及美国Lawrence Livermore国家实验室上世纪70年代发明的CRIP控制工艺三个关键节点。目前，除了中国及乌兹别克斯坦之外，其他国家均无UCG现场活动。
- 前苏联最早开展了多个UCG工程，掌握了不同地质条件下适宜UCG技术，最早开发了废弃矿井预留煤柱有井式地下气化；乌兹别克斯坦安格连采用无井式技术进行了UCG工程，实现将100万m³/d的合成气供给安格连电站；此外前苏联在UCG试验中陆续开发了逆向注入燃烧、水力压裂及定向钻井等技术，实现了进气口与出气口的贯通，整体上提高了气化煤层的渗透性。
- 我国UCG现场试验始于20世纪50年代末，截至2019年，先后实施过20余个UCG试验工程。目前我国UCG技术在完成现场试验、半工业化试验和工业化试验基础上，正逐步迈向工业化应用。**新奥集团内蒙古乌兰察布建成我国首个无井式地下气化示范工程，空气连续气化生产煤气量达30万方/天，富氧连续气化生产煤气量15万方/天，合成气有效组分大于50%；**该项目开发了气化通道贯通技术及移动单元气化技术，完成了我国迄今为止运行时间最长的富氧气化试验。

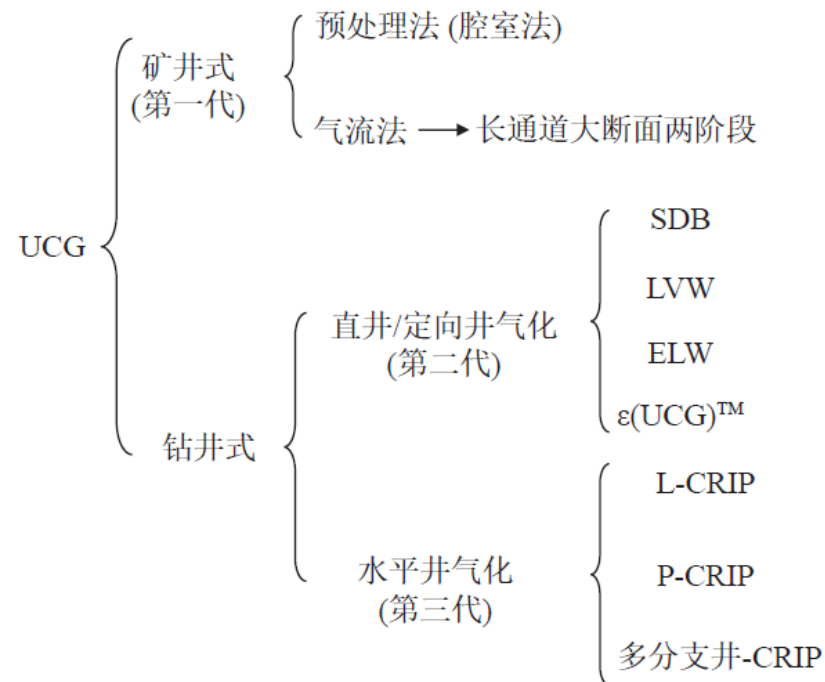
UCG项目优选1000-1600米埋深煤层开发

图表：UCG项目适宜开采的煤炭资源层分布



资料来源：《深层煤炭地下气化技术与中国天然气自给能力分析》孔令峰，中邮证券研究所

图表：世界煤炭地下气化技术发展路线



资料来源：《煤炭地下气化试验综述与产业化发展建议》东振，中邮证券研究所

- 深层煤炭地下气化项目低成本优势显著，综合经济效益可观。欧盟相关研究推荐深层煤炭地下气化项目煤层“甜点区”筛选条件主要是依据埋深、厚度、操控容易程度和运行成本等因素。理论上，气化通道侧向扩展距离以不超过煤层厚度的6倍为限，侧向扩展距离越远，气化剂越不容易及时到达，气化速率也会下降。设计上优先推荐侧向扩展距离为煤层厚度的3倍。从投资经济性考虑，为了保证单个地下气化炉能够控制足够多的煤炭资源，对煤层厚度要求就会提高，以求尽量降低单位产气量地下工程投资。以现有石油工程和装备工具能力来看，优选埋深1000~1600米、有效厚度10~20米的煤层，可实现较大单炉控制煤炭储量，有效降低地下建炉投资，从而降低单位CH₄产量的开发成本，而且不会与煤炭井工开采争抢资源。

UCG气体组分与煤气化组分接近

图表：UCG产品气组分与典型煤气化、焦化、天然气组分比较

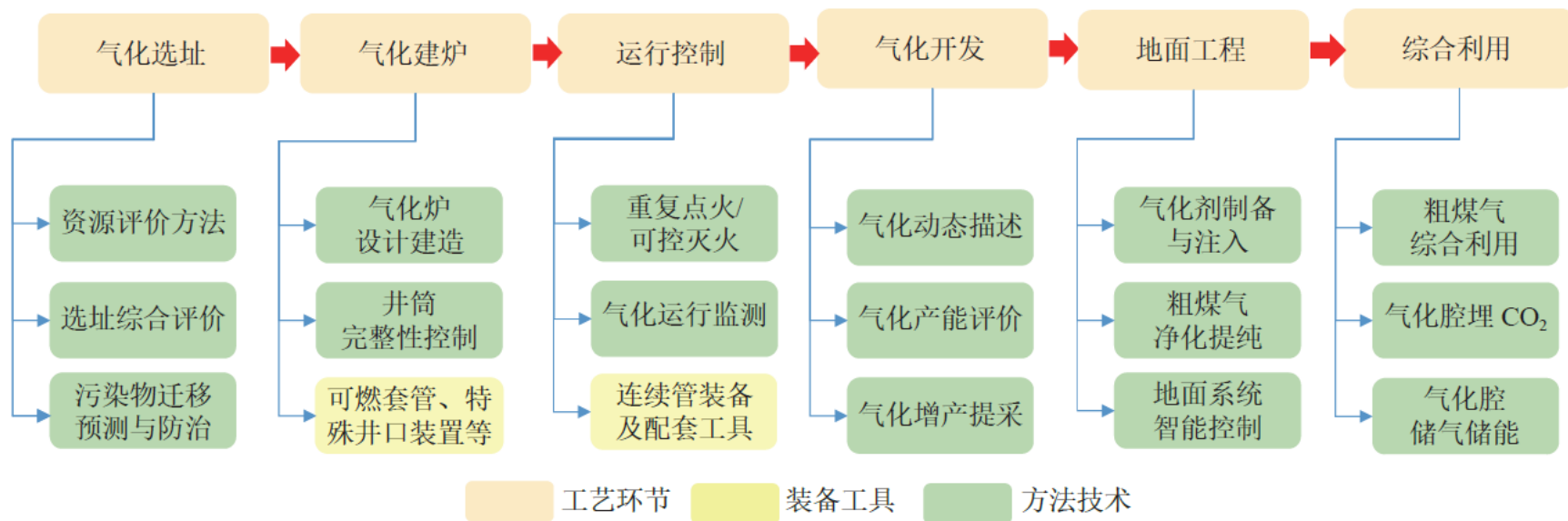
	$\varphi(\text{CH}_4)/\%$	$\varphi(\text{H}_2)/\%$	$\varphi(\text{CO})/\%$	$\varphi(\text{CO}_2)/\%$	$\varphi(\text{C}_2+)/\%$	$\varphi(\text{NH}_3)/\%$	$\varphi(\text{N}_2)/\%$	$\varphi(\text{H}_2\text{S})/\%$	$\varphi(\text{O}_2)/\%$	压力/MPa(G)
浅层煤炭地下气化	8	37	5	—	—	—	—	—	—	1.5
中层煤炭地下气化	24	17.5	12.6	43.7	2.1	—	0.01	—	—	5.1
中深层煤炭地下气化	37	15	5	41	2	—	0	—	—	9.1
碎煤加压固定床气化	10.23	39.45	16.79	31.85	0.73	0.2	0.25	0.5	—	3.05
典型焦炉煤气	24~26	55~59	6.0~8.5	1.5~2.5	2.0~2.5	—	3.0~3.5	—	0.3~0.8	常压
常规油田伴生气(长庆)	54.79	—	—	0.17	41.87	—	3.17	—	—	—
常规天然气(中坝须二气藏)	91.02	—	—	0.475	8.204	—	0.301	—	—	—
III类天然气	~65	—	—	~26	—	—	—	—	—	—

资料来源：《煤炭地下气化和地面化工协同发展探索》解政鼎，中邮证券研究所

- ❑ UCG通过对煤的热作用及化学作用产生可燃气体，它以氧、空气、水蒸气作为气化剂，将固体燃料转化为以CO、H₂、CH₄为主要成分的气体燃料。不同于焦化，UCG在脱挥发分过程中生成的挥发分和煤焦，均可进一步转化为气态产物，直至剩下灰烬；不同于燃烧，UCG是不完全燃烧的过程，其目标产物是CO、H₂、CH₄，而不是CO₂和H₂O。UCG和典型煤气化、焦化、天然气组成的对比数据可见，**UCG与地面煤气化组分种类相同，部分组分含量相近**，含有CH₄和少量C₂+组分，这一特点与碎煤加压固定床气化组分类似。
- ❑ UCG压力主要取决于煤层深度，深度1500 m 以内，气化压力1.5MPa~10MPa；地面各类煤气化技术中，固定床气化压力通常不超过4MPa，干煤粉气化一般是4.0 MPa，最高可达6.5MPa，水煤浆气化可达到8.7 MPa，基本覆盖了UCG的压力范围。因此，**UCG的粗煤气后续处理利用工艺可以借鉴地面煤化工的技术路线。**

UCG开发的技术难点

图表：中深层煤炭地下企划主要技术环节与关键技术

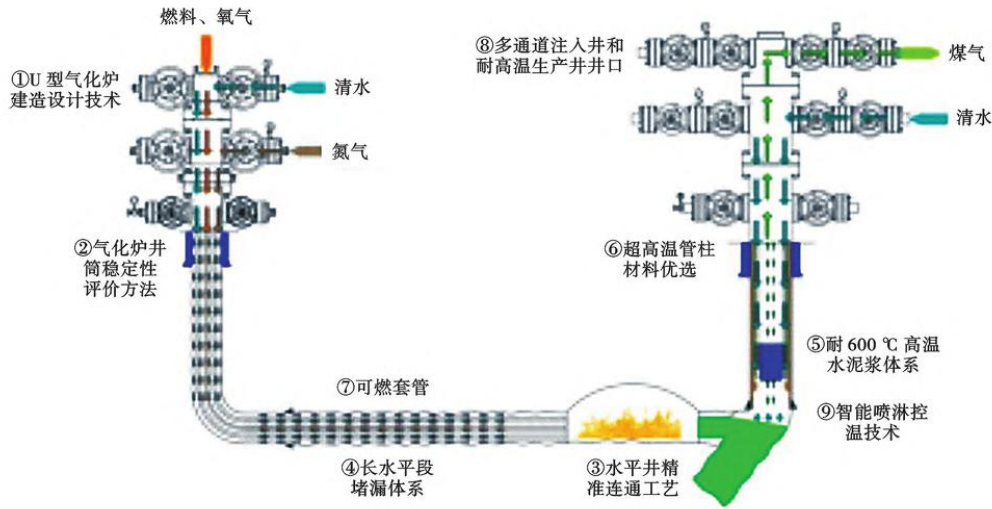


资料来源：《煤炭地下气化试验综述与产业化发展建议》东振，中邮证券研究所

- 国内外UCG试验项目失败或终止的主要技术问题是**气化炉密闭性破坏、地下水涌入和气化炉地质环境失稳**。UCG选址地质评价是UCG决策的基本依据，对气化炉构建和稳定运行至关重要。UCG包括气化选址、钻完井工程、气化运行控制与监测、粗煤气集输处理、粗煤气与地下空间综合利用等环节，全球主要发达国家参与、历时近一个世纪的试验历程足以证明技术难度之大。

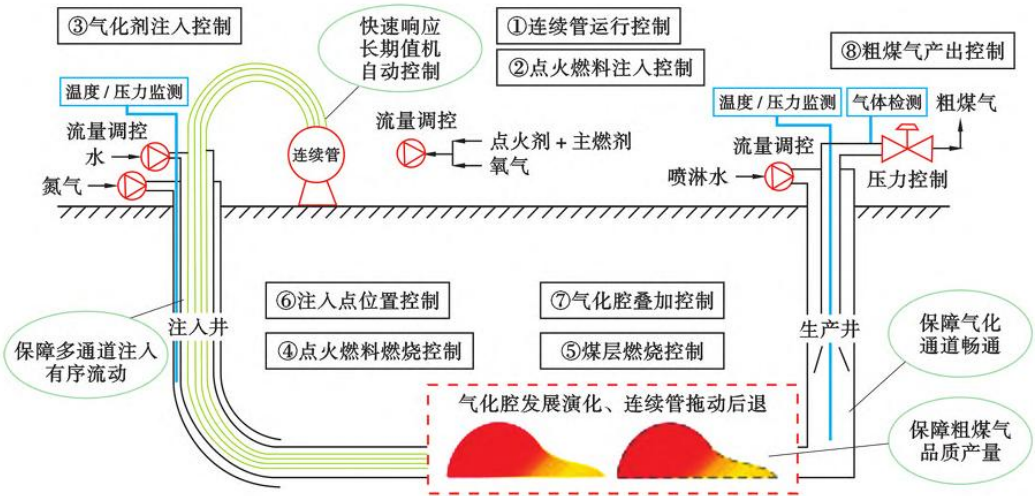
UCG开发的技术难点

图表：气化炉建造关键技术



资料来源：《中国石油中—深层煤炭地下气化理论与技术研究进展》王峰，中邮证券研究所

图表：可控燃烧技术要点



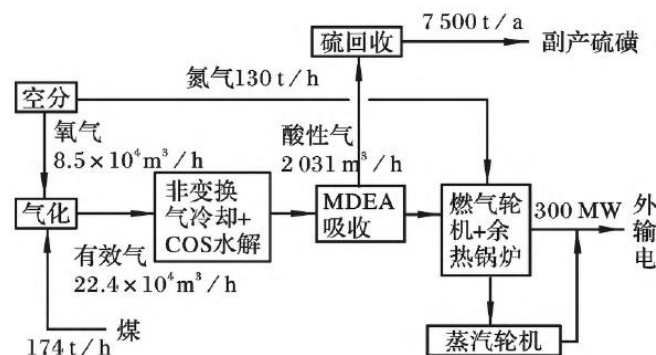
资料来源：《中国石油中—深层煤炭地下气化理论与技术研究进展》王峰，中邮证券研究所

CRIP气化工艺控制关键技术要点：

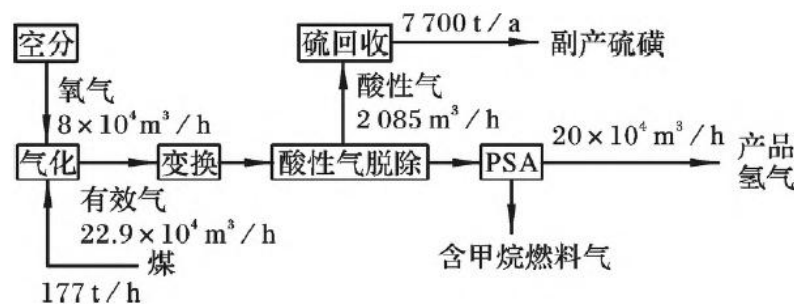
- ✓ 在地质评价与开发方面，主要挑战是实现建炉地质可行、气化生产易控、气化过程安全、开发生产经济等全过程地质风险控制；
- ✓ 在气化炉建造方面，主要挑战在于多通道高温高压注采、超高温多种腐蚀介质等复杂工况下,保障气化炉全生命周期可靠性；
- ✓ 在气化运行控制方面，主要挑战在于实现气化运行稳定控制，保障粗煤气稳产和气化效率

UCG配套利用四大方向：发电、制氢、甲醇、天然气

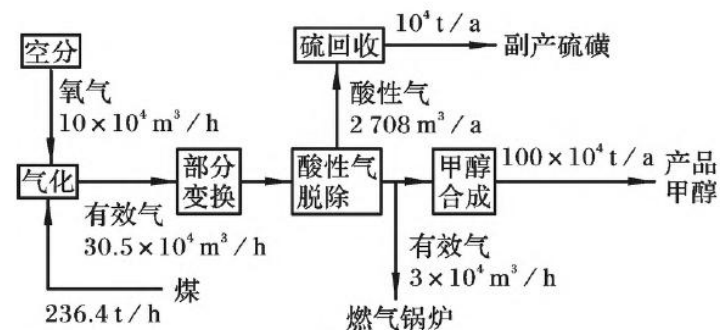
图表：UCG气化下游配套利用技术方案



(1) UCG-发电



(2) UCG制氢



(3) UCG制甲醇

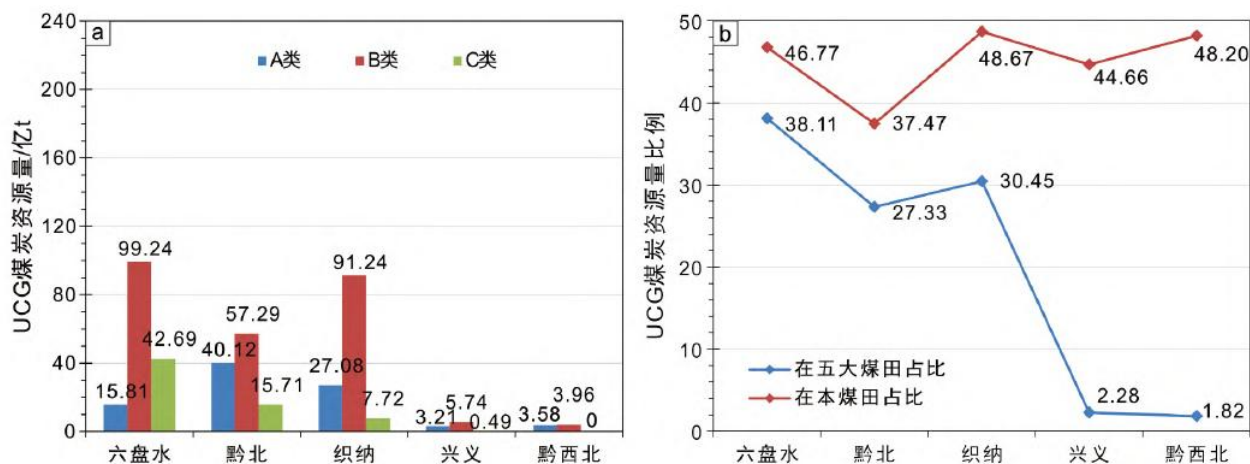
资料来源：《深层地下煤气化技术及其产品方案研究》詹媛媛，中邮证券研究所

□ 地下煤气化产生的合成气，既可以作为燃气，也可以生产氢气、化工产品、化工原料等，还可以通过燃气轮机发电。

- ✓ **地下煤气化燃气发电：**产出的粗煤气经净化制成洁净燃料气，燃料气进入燃气轮机做功，燃气轮机排气进入余热锅炉。余热锅炉蒸汽进入汽轮机做功，构成煤气化联合循环发电（IGCC），与常规的煤电相比，发电效率提高，环保效果良好。可使 CO_2 排放减少40%， SO_x 、 NO_x 、CO和颗粒物排放减少80%。
- ✓ **地下煤气化制氢：**采用深度变换工艺，经过酸性气体脱除后的气体主要成分为 H_2 ，还有少量或微量的CO、 CH_4 、 CO_2 、（ $\text{N}_2 + \text{Ar}$ ）。
- ✓ **工业甲醇：**是由 $\text{CO} + \text{H}_2$ 在一定的温度、压力及催化剂的作用下化合而成。主要工段有合成气压缩、甲醇合成、甲醇精馏等，分别实现原料气/循环气增压、甲醇合成和产品精制的主工艺过程。甲醇是以煤替代石油生产乙烯、丙烯等产品的核心技术中间产物。
- ✓ **煤制天然气：**主要通过高温甲烷化来实现，将净化气中的CO和 H_2 生成甲烷以生产符合天然气产品标准的合成天然气。SNG在高温甲烷化之前的工艺配置与甲醇合成基本相同，差别主要在变换后的合成气氢碳比不同，SNG的合成气氢碳比更高。高温甲烷化产生的合成天然气还要经过压缩、干燥脱水后方能用于居民或工业燃气。

潜在可气化煤炭量巨大，超40%煤炭资源有望实现UCG

图表：贵州探获煤炭资源UCG可气化资源量煤田分布



资料来源：《“富矿精开”背景下煤炭资源开发关键技术体系及综合利用方向》周泽，中邮证券研究所

- **UCG被视为保障国家能源安全的长远战略措施。**近年来，宁夏、贵州、新疆和河北等地启动了区域性UCG地质条件评价与选区工作。其中，2022-2024年，贵州实施系列UCG资源评价及现场试验选址。以“建炉可行性、过程易控性、气化安全性、开发经济性”认识为基础的地质-工程相结合的地下气化资源评价模型，对大区域的UCG量化选址选层。
- 根据评价结果，将贵州UCG煤炭资源划分为4类，其中，A类、B类和C类为UCG可气化资源，D类被认为是目前UCG技术不可气化的煤炭资源。省内有427个勘查区（含52个预查区）UCG资源在C类及其以上，可气化煤炭资源总量413.88亿吨，占探获原始煤炭资源量的44.27%。查明可气化资源量364.09亿吨（含煤矿可气化煤炭资源储量164.13亿吨），潜在（预查）可气化资源49.79亿吨。**各煤田UCG可气化煤量在探获煤炭资源量中比例变化不大，分布在37.47%~48.67%之间，多数超过40%。**

公司甘肃庆阳UCG项目落地在即

- 近年来，公司一直在布局有关地下煤制气及与产业发展配置相关的前沿性技术创新。目前，公司已攻克深部煤制气“地质选址评价-气化稳定控制-碳封存”等关键技术，研发的气化剂注入装置与深部煤炭水平井点火装置已达到国际先进水平，可保障超1000米深部煤炭点火成功，气化效率超85%。
- 公司目前在大力推进庆阳深部煤炭清洁高效开发利用示范项目，核心工艺采用煤炭地下气化，通过对地下煤炭的可控燃烧与化学转化，将原位煤炭转化为富氢可燃气体（含CH₄、H₂等）。示范项目依托庆阳资源优势，解决常规深部采煤“高成本、高风险、低效率”的问题，可从源头消除矿井安全事故、地表固废堆积（矸石、灰渣等）及地表沉降问题，并产出高品质CH₄和H₂，缓解“气不足”困境，同时通过UCG-CCS（碳封存）技术助力“双碳”目标。该项目计划分三期推进，逐步实现“勘探示范-产业化-规模化”发展，以一期为例，规划年气化采煤80万吨，蓝氢3亿方，LNG约9万吨等。
- 目前，公司已完成六个区块的竞拍，勘探工作同步推进中，规划在2026年在示范工程实施过程中先期进行测试工程的建设、测试等，及2026年一期项目投产。庆阳项目成功后，该技术方案可进一步向公司三塘湖等资源区块复制拓展。

图表：公司UCG项目产品方案

产品名称	数量及规格	消纳路径
蓝氢	3亿方/年，纯度大于99.99% (按需生产)	双氧水、燃料电池、生物蛋白利用
LNG	9.28万吨/年，甲烷含量>98%，满足GB17820-2018一类气标准	外供
CO ₂	70万吨/年，纯度99.5%，12MPa管输	庆城县长庆油田矿区，用于致密油气、页岩油压裂和驱替
硫磺	1920吨/年，GB/T2449.1-2021 A级指标	外供

资料来源：新天然气UCG项目介绍，中邮证券研究所

四

投资建议

盈利预测和财务指标

项目\年度	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入(百万元)	3,924	4,477	5,817	6,592
增长率(%)	3.89	14.10	29.93	13.32
EBITDA(百万元)	2,902	1,884	2,671	3,369
归属母公司净利润(百万元)	807	1,218	1,719	2,152
增长率(%)	-31.92	50.90	41.18	25.22
EPS(元/股)	1.90	2.87	4.05	5.08
市盈率 (P/E)	17.78	11.79	8.35	6.67
市净率 (P/B)	1.57	1.38	1.23	1.08
EV/EBITDA	5.25	9.40	6.48	4.97

- 公司天然气产量有望在3-5年内翻倍，且UCG项目为公司未来发展打开广阔空间，我们预计2026-2028年归母净利润为12.18、17.19、21.52亿元，对应PE分别为12x、8x、7x。我们看好公司发展前景，给予“买入”评级。

- **潘庄、马必区块到期续期的不确定性。** 公司潘庄和马必区块根据PSC协议分别于2028年、2034年到期，若不能续期成功，对公司的经营产生一定影响。
- **喀什北区块、紫金山区块提产进展的不确定性。** 公司喀什北常规天然气、紫金山致密气和煤层气开采提产过程存在一定程度的工程技术上的不确定性。
- **UCG项目进度的不确定性。** UCG项目技术复杂度高，创新点多，成功点火及稳定运行存在一定的不确定性。

财务报表和主要财务比率

财务报表和主要财务比率

财务报表(百万元)	2025A	2026E	2027E	2028E	主要财务比率	2025A	2026E	2027E	2028E
利润表					成长能力				
营业收入	3,923.70	4,476.92	5,816.68	6,591.69	营业收入	3.89%	14.10%	29.93%	13.32%
营业成本	2,277.70	2,747.89	3,435.95	3,711.74	营业利润	-44.09%	75.48%	41.30%	25.28%
税金及附加	14.82	17.91	23.27	19.78	归属于母公司净利润	-31.92%	50.90%	41.18%	25.22%
销售费用	39.65	44.77	58.17	65.92	获利能力				
管理费用	284.58	313.38	407.17	395.50	毛利率	41.95%	38.62%	40.93%	43.69%
研发费用	0.00	0.00	0.00	0.00	净利率	20.56%	27.20%	29.55%	32.65%
财务费用	242.03	149.13	140.12	134.36	ROE	8.80%	11.73%	14.73%	16.21%
资产减值损失	-394.62	0.00	0.00	0.00	ROIC	4.81%	6.88%	8.85%	10.13%
营业利润	941.13	1,651.53	2,333.67	2,923.56	偿债能力				
营业外收入	103.12	10.00	10.00	10.00	资产负债率	48.37%	47.01%	45.94%	43.59%
营业外支出	2.53	5.00	5.00	5.00	流动比率	1.59	1.64	1.61	1.74
利润总额	1,041.71	1,656.53	2,338.67	2,928.56	营运能力				
所得税	466.88	414.13	584.67	732.14	应收账款周转率	4.88	5.14	5.47	5.46
净利润	574.84	1,242.40	1,754.00	2,196.42	存货周转率	38.78	43.10	40.01	37.39
归母净利润	806.88	1,217.55	1,718.92	2,152.49	总资产周转率	0.20	0.20	0.24	0.25
每股收益(元)	1.90	2.87	4.05	5.08	每股指标(元)				
资产负债表					每股收益	1.90	2.87	4.05	5.08
货币资金	3,273.62	3,874.02	4,257.84	4,814.54	每股净资产	21.63	24.48	27.52	31.33
交易性金融资产	11.27	21.27	31.27	41.27	估值比率				
应收票据及应收账款	763.59	1,032.18	1,179.49	1,336.65	PE	17.78	11.79	8.35	6.67
预付款项	144.23	123.66	154.62	167.03	PB	1.57	1.38	1.23	1.08
存货	51.19	76.33	95.44	103.10	现金流量表				
流动资产合计	5,525.48	6,566.39	7,536.09	8,507.67	净利润	574.84	1,242.40	1,754.00	2,196.42
固定资产	893.63	1,617.63	2,627.63	3,523.63	折旧和摊销	1,292.82	78.00	192.00	306.00
在建工程	1,438.94	1,438.94	1,438.94	1,438.94	营运资本变动	-265.23	107.32	86.55	-188.59
无形资产	105.88	105.88	105.88	105.88	其他	876.94	193.23	193.23	193.23
非流动资产合计	16,222.05	16,953.05	17,970.05	18,873.05	经营活动现金流净额	2,479.37	1,620.95	2,225.78	2,507.06
资产总计	21,747.53	23,519.44	25,506.14	27,380.72	资本开支	-3,706.23	-799.48	-1,200.82	-1,201.59
短期借款	28.62	28.62	28.62	28.62	其他	-793.31	-14.52	-13.18	-12.41
应付票据及应付账款	1,549.17	1,908.26	2,386.08	2,577.60	投资活动现金流净额	-4,499.53	-814.00	-1,214.00	-1,214.00
其他流动负债	1,889.97	2,068.71	2,253.32	2,278.09	股权融资	258.50	0.00	0.00	0.00
流动负债合计	3,467.76	4,005.59	4,668.02	4,884.30	债务融资	2,635.46	0.00	0.00	0.00
其他	7,050.73	7,050.73	7,050.73	7,050.73	其他	-294.79	-198.23	-627.96	-736.35
非流动负债合计	7,050.73	7,050.73	7,050.73	7,050.73	筹资活动现金流净额	2,599.17	-198.23	-627.96	-736.35
负债合计	10,518.48	11,056.31	11,718.74	11,935.03	现金及现金等价物净增加额	570.68	600.40	383.82	556.71
股本	423.92	423.92	423.92	423.92					
资本公积金	3,691.26	3,691.26	3,691.26	3,691.26					
未分配利润	5,015.47	6,042.06	7,073.41	8,364.91					
少数股东权益	2,061.62	2,086.47	2,121.55	2,165.48					
其他	36.78	219.41	477.25	800.13					
所有者权益合计	11,229.05	12,463.12	13,787.40	15,445.69					
负债和所有者权益总计	21,747.53	23,519.44	25,506.14	27,380.72					

分析师声明

撰写此报告的分析师（一人或多人）承诺本机构、本人以及财产利害关系人与所评价或推荐的证券无利害关系。

本报告所采用的数据均来自我们认为可靠的目前已公开的信息，并通过独立判断并得出结论，力求独立、客观、公平，报告结论不受本公司其他部门和人员以及证券发行人、上市公司、基金公司、证券资产管理公司、特定客户等利益相关方的干涉和影响，特此声明。

免责声明

中邮证券有限责任公司（以下简称“中邮证券”）具备经中国证监会批准的开展证券投资咨询业务的资格。

本报告信息均来源于公开资料或者我们认为可靠的资料，我们力求但不保证这些信息的准确性和完整性。报告内容仅供参考，报告中的信息或所表达观点不构成所涉证券买卖的出价或询价，中邮证券不对因使用本报告的内容而导致的损失承担任何责任。客户不应以本报告取代其独立判断或仅根据本报告做出决策。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，中邮证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

中邮证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或者计划提供投资银行、财务顾问或者其他金融产品等相关服务。

《证券期货投资者适当性管理办法》于2017年7月1日起正式实施，本报告仅供中邮证券签约客户使用，若您非中邮证券签约客户，为控制投资风险，请取消接收、订阅或使用本报告中的任何信息。本公司不会因接收人收到、阅读或关注本报告中的内容而视其为签约客户。

本报告版权归中邮证券所有，未经书面许可，任何机构或个人不得存在对本报告以任何形式进行翻版、修改、节选、复制、发布，或对本报告进行改编、汇编等侵犯知识产权的行为，亦不得存在其他有损中邮证券商业性权益的任何情形。如经中邮证券授权后引用发布，需注明出处为中邮证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节或修改。

中邮证券对于本申明具有最终解释权。

公司简介

中邮证券有限责任公司，2002年9月经中国证券监督管理委员会批准设立，是中国邮政集团有限公司绝对控股的证券类金融子公司。

公司经营范围包括:证券经纪，证券自营，证券投资咨询，证券资产管理，融资融券，证券投资基金销售，证券承销与保荐，代理销售金融产品，与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问等。

公司目前已经在北京、陕西、深圳、山东、江苏、四川、江西、湖北、湖南、福建、辽宁、吉林、黑龙江、广东、浙江、贵州、新疆、河南、山西、上海、云南、内蒙古、重庆、天津、河北等地设有分支机构，全国多家分支机构正在建设中。

中邮证券紧紧依托中国邮政集团有限公司雄厚的实力，坚持诚信经营，践行普惠服务，为社会大众提供全方位专业化的证券投、融资服务，帮助客户实现价值增长，努力成为客户认同、社会尊重、股东满意、员工自豪的优秀企业。

投资评级说明

投资评级标准	类型	评级	说明
报告中投资建议的评级标准： 报告发布日后的 6 个月内的相对市场表现，即报告发布日后的 6 个月内的公司股价（或行业指数、可转债价格）的涨跌幅相对同期相关证券市场基准指数的涨跌幅。 市场基准指数的选取：A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指为基准；可转债市场以中信标普可转债指数为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普 500 或纳斯达克综合指数为基准。	股票评级	买入	预期个股相对同期基准指数涨幅在 20%以上
		增持	预期个股相对同期基准指数涨幅在 10%与 20%之间
		中性	预期个股相对同期基准指数涨幅在-10%与 10%之间
		回避	预期个股相对同期基准指数涨幅在-10%以下
	行业评级	强于大市	预期行业相对同期基准指数涨幅在 10%以上
		中性	预期行业相对同期基准指数涨幅在-10%与 10%之间
		弱于大市	预期行业相对同期基准指数涨幅在-10%以下
	可转债评级	推荐	预期可转债相对同期基准指数涨幅在 10%以上
		谨慎推荐	预期可转债相对同期基准指数涨幅在 5%与 10%之间
		中性	预期可转债相对同期基准指数涨幅在-5%与 5%之间
		回避	预期可转债相对同期基准指数涨幅在-5%以下

中邮证券研究所

北京

邮箱: yanjiusuo@cnpsec.com

地址: 北京市东城区前门街道珠市口东大街17号

邮编: 100050

上海

邮箱: yanjiusuo@cnpsec.com

地址: 上海市虹口区东大名路1080号大厦3楼

邮编: 200000

深圳

邮箱: yanjiusuo@cnpsec.com

地址: 深圳市福田区滨河大道9023号国通大厦二楼

邮编: 518048

感谢您的信任与支持!

THANK YOU

刘海荣 (首席分析师)

SAC编号: S1340525120006

邮箱: liuhairong@cnpsec.com

费晨洪 (分析师)

SAC编号: S1340525120003

邮箱: feichenhong@cnpsec.com



中 邮 证 券

CHINA POST SECURITIES