

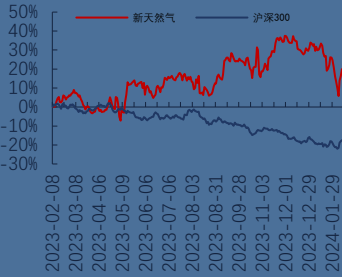


Research and  
Development Center

新天然气：国内稀缺的煤层气标的，马必、紫金山放量助力高成长

公用事业行业

2024年3月14日

**证券研究报告**
**公司研究**
**公司首次覆盖报告**
**新天然气(600886.SH)**
**投资评级**      **买入**
**上次评级**


资料来源: iFind, 信达证券研发中心

**公司主要数据**

收盘价(元)	28.97
52周内股价	32.63-20.80
波动区间(元)	
最近一月涨跌幅(%)	3.9%
总股本(亿股)	4.24
流通A股比例(%)	88.70%
总市值(亿元)	122.8

资料来源: iFind, 信达证券研发中心

左前明能源行业首席分析师

执业编号: S1500518070001

联系电话: 010-83326712

邮箱: zuoqianming@cindasc.com

李春驰电力公用联席首席分析师

执业编号: S1500522070001

联系电话: 010-83326723

邮箱: lichunchi@cindasc.com

信达证券股份有限公司

CINDASECURITIESCO.,LTD

北京市西城区闹市口大街9号院1号楼

邮编: 100031

# 新天然气: 国内稀缺的煤层气标的, 马必、紫金山放量助力高成长

2024年3月14日

**本期内容提要:**

- **新疆城燃起家, 收购亚美能源获取国内优质、稀缺煤层气资源。**公司最初在新疆经营城燃业务, 截至2023H1在新疆8个市(区、县)拥有城市燃气特许经营权。2018年8月公司收购港股亚美能源50.5%的股权, 获得潘庄、马必两处优质煤层气资产, 主营业务由中游的城市燃气拓展到上游煤层气开采领域, 成为国内稀缺的拥有上游煤层气资源的民营企业。2023年7月公司成功完成亚美能源港股私有化, 目前100%控股亚美能源, 煤层气开采销售成为公司盈利的主要来源。目前公司共拥有3个煤层气区块, 均通过产品分成合同参与生产经营: 1) **潘庄区块:** 国内资源禀赋最好的煤层气区块之一; 亚美能源产品分成80%, 合同2028年到期; 设计产能10亿方/年, 2022年产量11.82亿方; 截至2022年剩余2P储量45.9亿方, 剩余可采年限4-5年。2) **马必区块:** 可开发总面积829.1平方千米, 截至2022年南区剩余2P储量178亿方。亚美能源产品分成70%, 合同2034年到期; 马必南区设计产能10亿方/年, 北区5亿方/年项目ODP正在审批中; 2020-2021年大面积压裂技术在中深部煤层气开采中的应用取得突破, 马必区块得以放量, 2020-2022年产量分别为0.67、1.23、2.84亿方。3) **紫金山项目:** 2023年公司新获取吕梁紫金山项目, 与中石油合作开发, 产品分成比例60%, 项目总面积700多平方千米, 煤层气及致密砂岩资源储量合计2000亿方以上, 目前处于勘探试采阶段, 公司预计紫金山区块有望于2024年底或2025年起释放产量。此外, 公司也在全国其他地区积极参与矿权竞拍, 获取新资源。2024年1月公司全资子公司新合投资竞得贵州丹寨1区块、2区块页岩气勘查探矿权, 公司保守估计两区块页岩气资源量合计500-1000亿方, 助力公司进一步增加上游资源储量。
- **技术进步、政策支持推动我国煤层气产业快速发展, 中深部煤层气开发突破助力产量再上新台阶。**中长期来看, 我国天然气消费有较大增长空间。国家强调保障能源安全, 政策要求天然气增储上产, 在常规气增产乏力的背景下, 非常规天然气日益成为产量的重要增长点。我国煤层气地质储量丰富, 约30万亿方, 世界排名第三。然而受技术限制、经济性较差导致投资积极性不足等问题的制约“十一五”至“十三五”我国煤层气产量完成情况均不及预期。2021年中深部煤层气技术取得突破叠加国内外气价上行、天然气市场化改革推进, 煤层气产量迎来新一轮增长, 2023年我国煤层气总产量达到139.4亿方, 同比增长20.7%。政策方面, 2020年以后我国对煤层气开采的补贴由每立方米固定补贴变为“多增多补”、“冬增冬补”, 以激励煤层气企业增产。技术方面, 随着中深部煤层气开采、多气合采等技术的进步, 未来煤层气产量有望持续突破。
- **潘庄为国内资源禀赋最好的煤层气区块之一, 具备高产量、低成本双优势, 2024年通豫管线有望恢复通气, 带来盈利修复。**潘庄区块是中国最早一批开发的、资源条件最优、经济效益最好的煤层气区块之一。区块单井产量高, 采收率高, 成本优势强。2022年潘庄区块开采成本为0.61元/方(公司披露口径, 含折旧), 对比我国煤层气普遍开采成本具有较强的成本优势。2022年潘庄区块约有30%的煤层气产量经通豫管线销往河南, 2023年通豫管线受阻导致潘庄区块产量及售价均受到一定的影响, 通豫管道目前已维修完毕, 正在等待政府复产审批, 公司预计2024年可以恢复使用, 届时潘庄区块产量、售价有望迎来修复, 盈利有望改善。
- **马必产量快速爬坡, 紫金山未来增产潜力大, 公司煤层气区块产量释放有望带来业绩高成长。**24-28年潘庄产量有望维持10亿方/年, 马必、紫金山快速放量提供资源接续。**马必:** 区块面积大, 中深部煤层气储量丰富。

产能方面，马必南区 10 亿方/年项目建成在产，二期 076 井区产能 5 亿方/年，公司预计 24 年开始生产，三期北区产能 8-10 亿方/年待建，四期规划中，未来整个马必项目总产能预期在 25 亿方以上。产量方面，自 20-21 年中深部煤层气开采技术取得进展，公司加大开发力度，马必区块产量增长显著，2023 年 1-9 月马必产量 3.93 亿方，同比增长 107%。公司未来将继续加大马必区块资本开支，公司预计每年投资 16 亿左右（公司单方面投资 11 亿），我们预计 2023-2025 年马必区块产量分别为 5.5-6/8/10 亿方，中长期气量预期在 20 亿方以上。成本方面，随着产量的爬坡，单方开采成本有望平稳下降。销售方面，马必自 2023 年接通西气东输一线，产销比及售价均有所上升，2023 年 1-10 月销售均价上升至 2.1 元/方，较 22 年上升 2.4%。未来随着马必区块产量的不断释放，以及公司争取更有利的销售策略，马必区块的经济效益有望提升。**紫金山：**项目总面积 700 多平方千米，煤层气及致密砂岩资源储量合计 2000 亿方以上。致密气具有开采难度小、出气放量快、衰减快的特点，公司预计紫金山区块有望于 2024 年底或 2025 年起贡献产量。马必以及紫金山区块开发的加速推进，为公司资源接续和业务的持续增长提供坚实保障，我们预计 24-27 年公司的煤层气产量有望保持 10% 以上的增速。

- **盈利预测与投资评级：**新天然气为国内稀缺的拥有上游丰富、优质煤层气资源的标的。全资子公司亚美能源旗下潘庄区块为全国最优质的煤层气区块之一，有望在未来 4-5 年内维持稳产；近年来中深部煤层气技术得到发展，公司加大马必区块投资推动区块快速上产，为公司注入业绩增长动力；新获取的紫金山区块资源储量丰富，未来开采潜力大。在我国能源转型、天然气行业增储上产以及天然气市场化改革政策的驱动下，伴随煤层气开采技术的持续进步，公司煤层气板块业绩有望迎来高增长。同时，公司城燃业务也有望迎来毛差和气量的修复，从而实现业绩改善。我们预测新天然气 2023-2025 年的归母净利润分别为 12.4 亿元、17.4 亿元、19.1 亿元，EPS 分别为 2.92 元、4.12 元、4.50 元；对应 3 月 13 日收盘价的 PE 分别为 9.92X、7.04X、6.44X，首次覆盖给予“买入”评级。其中，公司 2023 年归母净利润中亚美能源净利润为分段合并，资产购买日（2023 年 7 月 12 日）之前按 56.95% 合并报表，购买日后 100% 并表。
- **风险因素：**国内外气价大幅下降；新区块增产情况不及预期；煤层气行业补贴政策变化。

重要财务指标	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入(百万元)	2,617	3,416	3,607	3,885	4,279
增长率 YoY%	23.9%	30.5%	5.6%	7.7%	10.1%
归属母公司净利润(百万元)	1,028	923	1,238	1,745	1,907
增长率 YoY%	186.5%	-10.2%	34.1%	41.0%	9.3%
毛利率%	49.9%	53.1%	54.5%	55.6%	55.3%
净资产收益率 ROE%	22.7%	17.8%	17.4%	21.9%	21.3%
EPS(摊薄)(元)	2.43	2.18	2.92	4.12	4.50
市盈率 P/E(倍)	11.94	13.30	9.92	7.04	6.44
市净率 P/B(倍)	2.71	2.36	1.73	1.54	1.37

资料来源：万得，信达证券研发中心预测；股价为 2024 年 3 月 13 日收盘价



投资聚焦	7
一、新疆城燃起家，收购亚美能源获取优质稀缺煤层气资源	8
1.1 两次收购完成亚美能源私有化，进军煤层气开采上游领域	8
1.2 收购亚美能源显著增厚利润，量价齐升推动盈利高速增长	9
1.3 城市燃气：在新疆拥有 8 处特许经营权，2024 年盈利有望修复	11
1.4 煤层气开采：亚美能源潘庄稳产、马必爬坡，新获紫金山项目资源储量大	12
二、我国天然气消费增长空间大，煤层气技术突破下开发提速可期	15
2.1 近年来我国天然气供需总体维持紧平衡态势，未来消费增长空间大	15
2.2 我国煤层气资源丰富，技术进步有望推动产业高速发展	17
三、潘庄资源优质稀缺，马必、紫金山储量丰富开发前景广阔	21
3.1 潘庄：稀缺优质煤层气区块，具备高产量、低成本双优势	21
3.2 马必：中深部煤层气储量丰富，技术突破推动产量快速爬坡，开发前景广	23
3.3 紫金山：致密气、煤层气合采，未来增产潜力大	25
四、盈利预测与估值	26
风险因素	28

## 表目录

表 1：潘庄、马必产品分成合同（PSC）内容	13
表 2：中国天然气供需平衡表	16
表 3：“十一五”至“十三五”我国煤层气产量（地面开采量）目标及完成情况（亿方）	18
表 4：我国煤层气补贴政策演变历程	19
表 5：影响煤层气开采效果的地质因素	20
表 6：分板块盈利预测及假设（百万元）	27
表 7：可比公司估值表（百万元）	27

## 图目录

图 1：公司发展历程	8
图 2：公司股权结构图	9
图 3：2015-2023Q3 新天然气归母净利润、扣非归母及增速（亿元）	9
图 4：2015-2022 亚美能源归母净利润及增速（亿元）	9
图 5：2015-2022 新天然气毛利结构（亿元）	10
图 6：2015-2023Q3 新天然气 ROA 及 ROE	10
图 7：2015-2023Q3 新天然气资产负债率	10
图 8：2015-2023Q3 新天然气销售及管理费用率	10
图 9：2015-2023Q3 新天然气现金流及净现比（亿元）	11
图 10：新天然气及子公司亚美能源自由现金流（亿元）	11
图 11：2015-2022 年公司城燃业务毛利润及毛利率情况（亿元）	12
图 12：公司潘庄、马必区块及周边基础设施情况	13
图 13：2015-2022 年亚美能源剩余探明可采储量（2P，亿方）	14
图 14：2015-2022 年亚美能源煤层气产量（亿方）	14
图 15：2015-2022 年潘庄、马必产销比	14
图 16：2016-2023M9（10）潘庄、马必煤层气售价（元/方）	15
图 17：2016-2023Q1 蓝焰控股煤层气售价（元/方）	15
图 18：2011-2023 年我国天然气供应结构及对外依存度（亿方）	15
图 19：中国天然气消费量及预测（亿方）	16
图 20：2022 年我国天然气产量结构	17
图 21：我国煤层气资源分布图（万亿方）	17
图 22：2012-2023 年煤层气产量情况（亿方）	18
图 23：中国煤层气分省份产量结构	19
图 24：大气田开发全生命周期相关指标变化示意图	20
图 25：浅/深部煤层气单井产量爬坡及衰减规律示意图	20
图 26：含煤岩系三气合采产量曲线示意图	21
图 27：潘庄区块典型气井最终采出率对比	22
图 28：潘庄气井平均稳产期早晚和持续时间对比	22
图 29：2015-2022 年潘庄产量、净销量（亿方）及单位经营成本（元/方）	22
图 30：2015-2023M9 潘庄煤层气产量（亿方）	23
图 31：2015-2022 年潘庄区块剩余探明储量（2p，亿方）	23
图 32：2015-2022 年潘庄区块煤层气售价（元/方）	23
图 33：马必区块位置及面积示意图	24
图 34：2015-2022 年潘庄、马必区块平均单井产量（亿方）	24

图 35: 2015-2023M9 马必区块产量及增速 (亿方) .....	24
图 36: 2015-2022 马必各井型数量及增速 (口) .....	24
图 37: 2017-2022 年马必区块单位经营成本 (元/方) 及产量 (亿方) .....	25
图 38: 山西紫金山区块地理位置图 .....	25
图 39: 吕梁市十四五能源规划天然气增储上产开发重点项目 .....	26

## 投资聚焦

- 1) **公司收购亚美能源获取国内优质、稀缺煤层气资源，私有化带来煤层气贡献的归母净利润增长。**公司最初在新疆经营城市燃气业务，2018年8月收购亚美能源50.5%的股权，进军煤层气开采领域，煤层气开采销售成为公司主要盈利来源。**2023年7月公司完成亚美能源私有化，煤层气对公司的权益贡献比例提升带来的归母净利润增长有望于2024年体现。**目前公司主要通过产品分成合同参与生产的煤层气区块为在产区块潘庄、马必，以及处于勘探阶段的紫金山项目，煤层气储量丰富，开发前景广阔。此外公司也在全国其他地区积极参与矿权竞拍，2024年1月获得贵州丹寨1区块、2区块页岩气勘查探矿权，助力公司进一步增加上游资源储量。
- 2) **潘庄为国内资源禀赋最好的煤层气区块之一，具备高产量、低成本双优势，通豫管线有望于2024年恢复通气，带来盈利修复。**潘庄区块是中国最早一批开发的、资源条件最优、经济效益最好的煤层气区块之一。潘庄区块单井产量高，采收率高，成本优势强。2023年通豫管线受阻导致潘庄区块产量及售价均受到一定的影响，公司预计2024年通豫管线可恢复使用，届时潘庄区块的产量、售价有望迎来修复，盈利情况有望改善。
- 3) **马必产量快速爬坡，紫金山未来增产潜力大，公司煤层气区块产量释放有望带来高成长性。**马必区块开发面积大，中深部煤层气储量丰富，南区10亿方/年项目建成在产，二期076井区产能5亿方/年，公司预计24年开始生产，未来整个马必项目总产能预期在25亿方/年以上。自20-21年中深部煤层气开采技术取得进展，马必区块产量增长显著，公司未来将继续加大马必区块资本开支，我们预计2023-2025年马必区块产量分别为5.5-6/8/10亿方，中长期气量在20亿方以上。紫金山项目总面积700多平方千米，煤层气及致密砂岩资源储量合计2000亿方以上，公司预计紫金山区块有望于2024年底或2025年起贡献产量。

## 一、新疆城燃起家，收购亚美能源获取优质稀缺煤层气资源

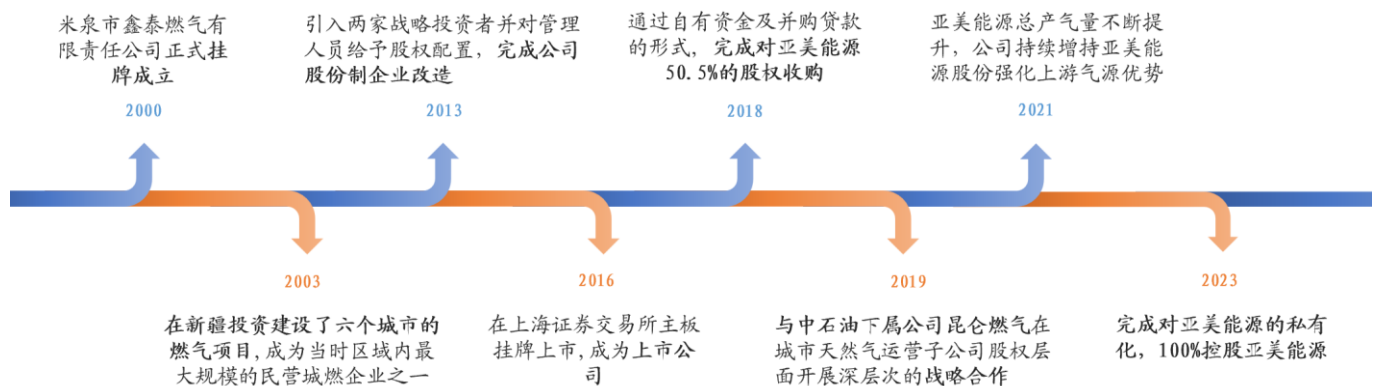
### 1.1 两次收购完成亚美能源私有化，进军煤层气开采上游领域

新疆鑫泰天然气股份有限公司（新天然气）成立于2000年3月，在新疆省内从事城市天然气输配销售与安装业务。2018年8月，公司依照天然气行业全产业链化经营战略，要约收购煤层气开采标的亚美能源50.5%的股份，主营业务由中游的城市燃气拓展到上游煤层气开采行业，成为国内稀缺的拥有上游煤层气业务的民营企业；2023年7月，公司完成亚美能源港股私有化，100%全资控股亚美能源。目前公司盈利的主要来源为煤层气开采及销售，2022年占毛利比重为92.2%，天然气供应及入户安装劳务占比7.6%，其他业务占比0.2%。

**公司城燃发展历程：**2000-2003年公司在新疆先后投资建设了6个城市燃气项目；2020年10月，公司与昆仑燃气签署《股权收购合同》，合计以5.12亿元对价将持有的米泉鑫泰、乌市鑫泰、阜康鑫泰、五家渠鑫泰、鑫泰长通5家公司各51%股权转让给昆仑燃气，并合计以1.7亿元的对价将持有的库车鑫泰、焉耆鑫泰、博湖鑫泰、和硕鑫泰、压缩天然气5家公司各49%股权转让给昆仑燃气。截至2023H1，公司在新疆8个市（区、县）拥有城市燃气特许经营权，经营较稳定。

**公司收购亚美能源的历程：**1) 2018年8月30日，新天然气发布公告完成对亚美能源50.5%股权的要约收购，要约价格1.75港元/股（溢价率27.7%，对应PE 25.0，PB 0.98）；2) 2023年7月25日，新天然气发布公告，完成收购亚美能源43.05%的股权，交易价格1.85港元/股（溢价率10.12%，对应PE 3.94，PB 0.73）。自此，新天然气实现对亚美能源的私有化，亚美能源成为上市公司的全资子公司。

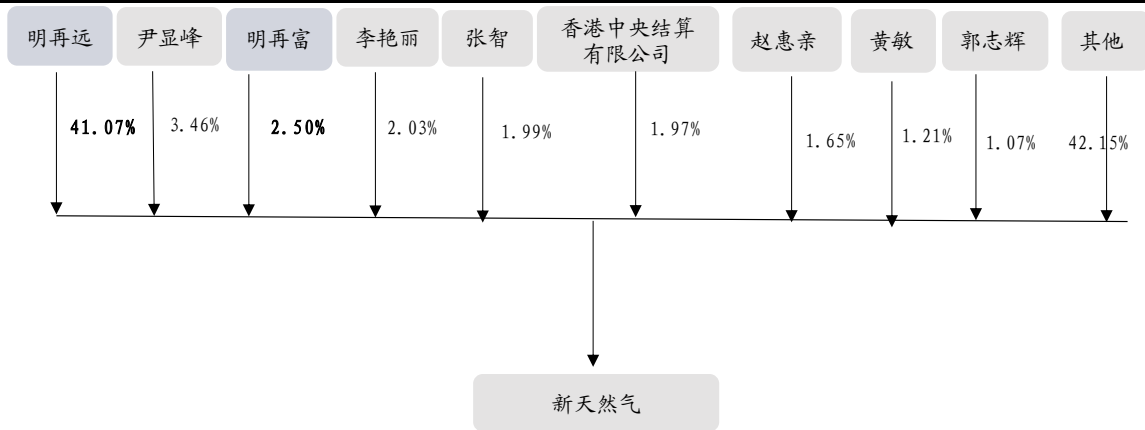
图 1：公司发展历程



资料来源：公司官网，信达证券研发中心

截止 2023 年三季报，公司实控人及一致行动人合计持股 43.57%。公司实际控制人明再远持股 41.07%，一致行动人明再富持股 2.50%。

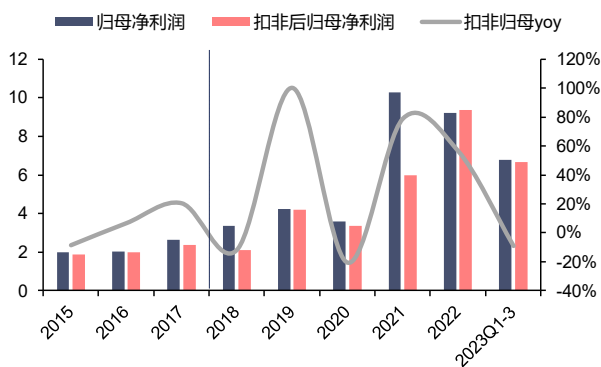


**图 2: 公司股权结构图 (截至 2023 年三季度)**


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

### 1.2 收购亚美能源显著增厚利润, 量价齐升推动盈利高速增长

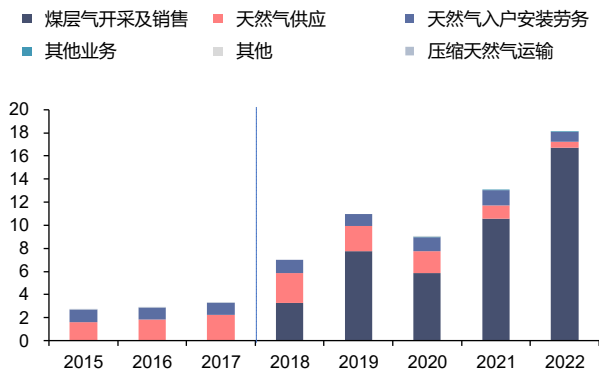
煤层气权益产量快速增长推动公司归母净利润呈上行趋势。2018 年收购亚美能源后, 公司主要业务由城燃逐渐转向煤层气开采与销售, 煤层气开采及销售业务毛利迅速增长, 2018-2022 年的 CAGR 达 50%, 毛利占比由 2018 年的 47.1% 提升至 2022 年的 92.2%, 成为公司主要的盈利来源与增长点, 推动公司业绩站上新台阶。2018-2022 年公司归母净利润 CAGR 达 28.9%, 其中 2020 年受疫情下经济疲软、低气价等影响, 公司盈利出现下滑; 2021 年深部煤层气开采技术取得显著进展, 公司马必区块产量快速爬坡, 叠加气价大涨, 2021/2022 年公司归母净利润(扣非)增速分别为 79%/56.5%。2023 年国内外气价大幅回落叠加潘庄区块外运通道通豫管线受阻, 公司煤层气销量、售价受到一定影响, 2023 年前三季度, 公司实现归母净利润(扣非) 6.68 亿元, 同比下滑 9.05%。

**图 3: 2015-2023Q3 新天然气归母净利润、扣非归母及增速 (亿元)**


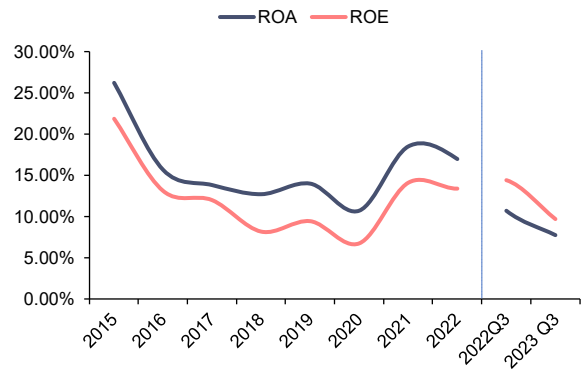
资料来源: iFinD, 信达证券研发中心 注: 2021 年公司的非经常损益金额较大, 主要是由于出售部分城燃子公司的股权给昆仑燃气导致的非经常损益增加。

**图 4: 2015-2022 亚美能源归母净利润及增速 (亿元)**


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

**图 5: 2015-2022 新天然气毛利结构 (亿元)**


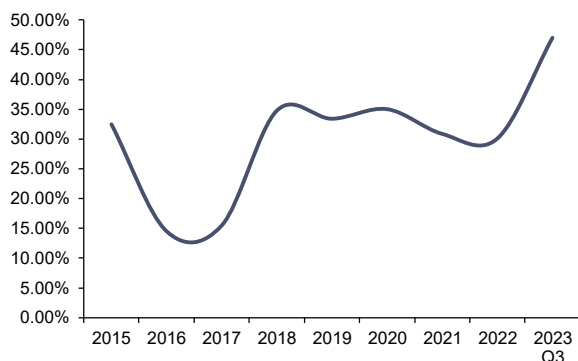
资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

**图 6: 2015-2023Q3 新天然气 ROA 及 ROE**


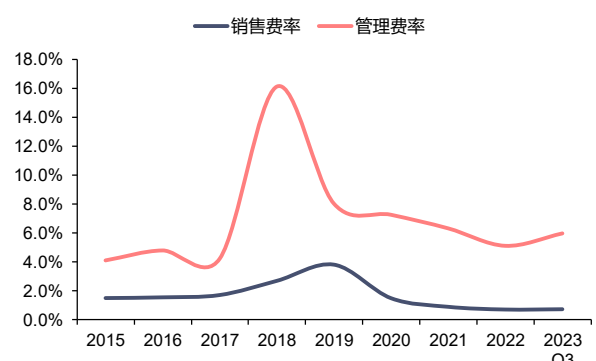
资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

公司现金流充裕，资产负债率维持较低水平，费用管控能力较强。公司现金流充裕，2023 前三季度公司实现经营活动现金流量净额 13.06 亿，同比上升 16.13%，净现比 125.3%。负债率方面，2018-2022 年公司资产负债率保持在 30%-35% 区间内，由于筹备资金用于收购亚美能源股权，2023Q3 资产负债率上升至 46.95%，但仍旧保持在行业内较低水平。费用率方面，公司收购亚美能源后，对其进行一系列精细化管理，2018-2022 年公司管理及销售费用率总体呈下降态势，2023Q3 公司销售费用率降至 0.7%，管理费用率降至 6.0%。

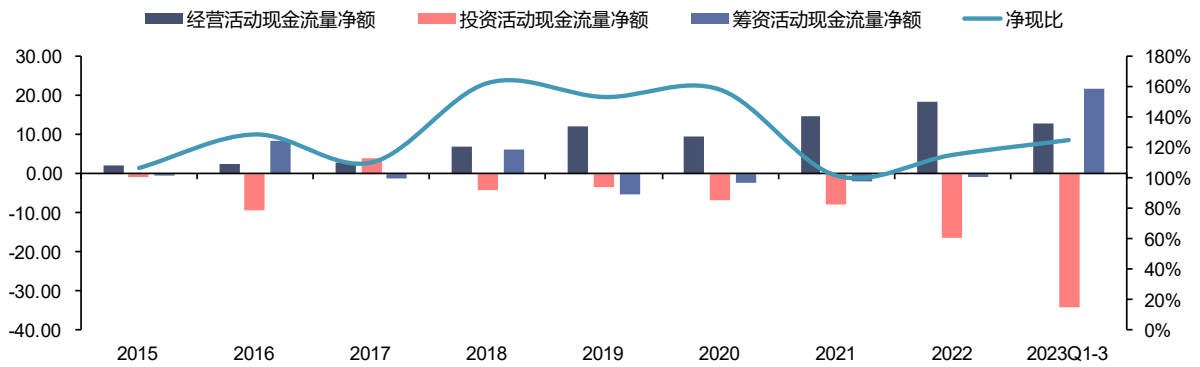
2018 年潘庄区块进入量产阶段后，公司自由现金流转正，并随产量释放而呈增长趋势。展望后续，资本开支方面，短期滚动开发资本开支可控，长期或带来融资需求。1) 潘庄区块的开发已进入成熟阶段，后续资本开支较少，我们预计 24-26 年潘庄区块每年资本开支 1 亿元左右，公司单方面投资约 8000 万元。2) 马必区块加快钻井上产，2023 年资本开支 16 亿元左右，公司单方面投资约 11 亿元；我们预计 24-26 年马必区块每年资本开支在 8-10 亿元左右。3) 紫金山区块目前处于勘探阶段，资本投入较少，24 年下半年进入开发阶段，公司预计资本开支需求增加。综上，我们预计 24-26 年公司资本开支约为 12-16 亿元（逐年增加），并随新区块的加速开发有所上升。经营性净现金流方面，潘庄稳产贡献稳定现金流量，马必快速上产提供现金流增量，我们预计 23-26 年公司经营性净现金流量约 16-24 亿元（逐年增加）。在有序开发的前提下，未来公司经营性现金流可覆盖投资所需现金流，长期视开发进展或存在融资需求。

**图 7: 2015-2023Q3 新天然气资产负债率**


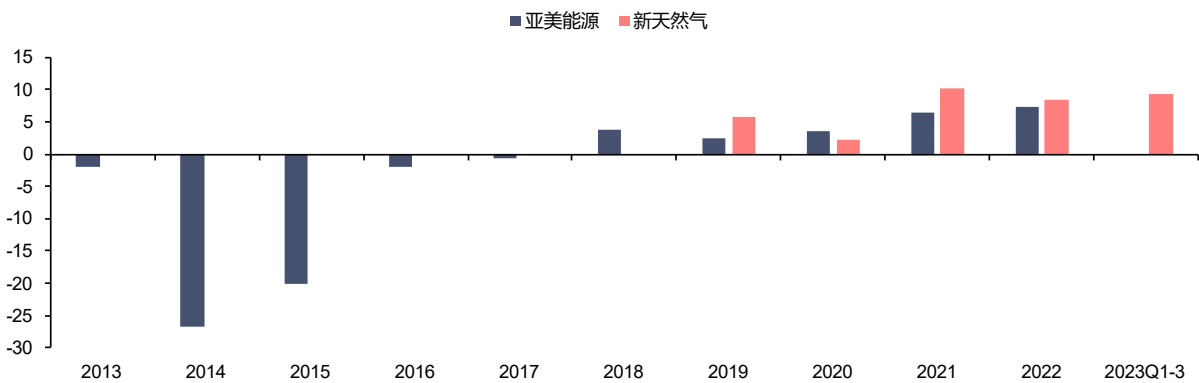
资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

**图 8: 2015-2023Q3 新天然气销售及管理费用率**


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

**图 9: 2015-2023Q3 新天然气现金流及净现比 (亿元)**


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

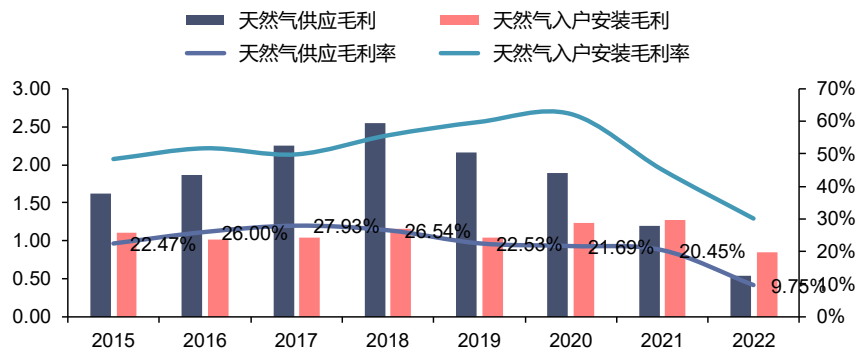
**图 10: 2013-2023Q3 新天然气及子公司亚美能源自由现金流 (亿元)**


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

### 1.3 城市燃气: 在新疆拥有 8 处特许经营权, 2024 年盈利有望修复

公司在新疆地区经营城燃业务, 已取得乌鲁木齐市米东区和高新区(新市区)、阜康市、五家渠市、库车市、焉耆县、博湖县及和硕县等八个市(区、县)天然气市场的长期经营权。气源方面, 公司绝大部分天然气均直接采购自中石油及中石化, 少量采购自新业能源的煤制气和国盛汇东的煤层气。公司各子公司通常每年与供气方签订为期一年的供气合同, 合同中对采购天然气价格、供气或供气量确定方式、计量方式、质量要求、结算方式等事项进行约定。下游销售方面, 公司城市燃气业务的经营区域在新疆省内, 用户类型为居民用户、商业用户、工业用户及 CNG 汽车用户等。

2021-2022 年上游气价大涨, 公司城燃业务毛利润及毛利率均出现大幅下降, 2022 年公司城燃业务毛利润 1.38 亿元, 同比下滑 44%, 天然气供应毛利率 9.75%, 同比下滑 10.7pct。我们预计 2024 年随着天然气消费量的复苏以及顺价的持续推进, 公司城燃业务盈利有望好转。

**图 11: 2015-2022 年公司城燃业务毛利润及毛利率情况 (亿元)**


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

#### 1.4 煤层气开采: 亚美能源潘庄稳产、马必爬坡, 新获紫金山项目资源储量

新天然气旗下的亚美能源为国内领先的、拥有丰富煤层气开采技术经验的公司。主要运营山西省沁水盆地西南部的潘庄、马必项目。

##### 1) 潘庄项目概况

- **储量产量:** 可开发总面积 62.6 平方千米, 截至 2022 年剩余 2P 储量 45.9 亿方; 设计产能 10 亿方/年, 2022 年产量 11.82 亿方;
- **产量分成合同 (PSC):** 2003 年与中联煤层气签订, 2028 年到期, 公司产品分成比例为 80%, 拥有自主销售权。

##### 2) 马必项目概况

- **储量产量:** 可开发总面积 829.1 平方千米, 已探明资源量合计 530 多亿方, 截至 2022 年南区剩余探明储量 (2P) 178 亿方; 马必南区设计产能 10 亿方/年, 北区 5 亿方/年项目**总体开发方案 (ODP)** 审批中, 2022 年南区产量 2.84 亿方;
- **产量分成合同 (PSC):** 2004 年与中石油签订, 2034 年到期, 公司产品分成比例 70%, 产品由中石油统一销售结算。

除亚美能源的潘庄、马必区块外, 2023 年公司新获取吕梁**紫金山项目**, 与中石油合作开发, 产品分成比例为 60%, 项目可开发总面积 528.3 平方千米, **煤层气及致密砂岩资源储量合计 2000 亿方以上**, 目前处于勘探试采阶段, 公司预计紫金山区块有望于 2024 年底或 2025 年起释放产量。

此外, 公司也在全国其他地区积极参与矿权竞拍, 获取新资源。2024 年 1 月 24 日, 公司发布《关于竞拍页岩气资源探矿权出让成交确认的公告》, 公司全资子公司新合投资以 1311 万元的价格竞得贵州丹寨 1 区块、2 区块页岩气勘查探矿权。贵州丹寨 1 区块页岩气勘查面积 198.65 平方公里、贵州丹寨 2 区块页岩气勘查面积 101.59 平方公里, 公司保守估计两区块页岩气资源量合计 500-1000 亿方, 进一步增加公司上游资源储量。

**图 12: 公司潘庄、马必区块及周边基础设施情况**


资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

**表 1: 潘庄、马必产品分成合同 (PSC) 内容**

项目	潘庄产品分成合同	马必产品分成合同	紫金山产品分成合同
订立日期	2003 年 3 月 3 日	2004 年 7 月 15 日	2007 年
期限	25 年	30 年	30 年
产品分成合同项下的状态	生产阶段	生产阶段(南区)	勘探阶段
到期时间	2028 年	2034 年	2037 年
合同约定可开发的总面积	62.56 平方公里	829.14 平方公里	528.3 平方公里
可分成权益	80%	70%	60%

资料来源: 公司公告, 新华社, 信达证券研发中心

### 公司主要煤层气在产区块产量迅速增长, 剩余探明可采储量丰富

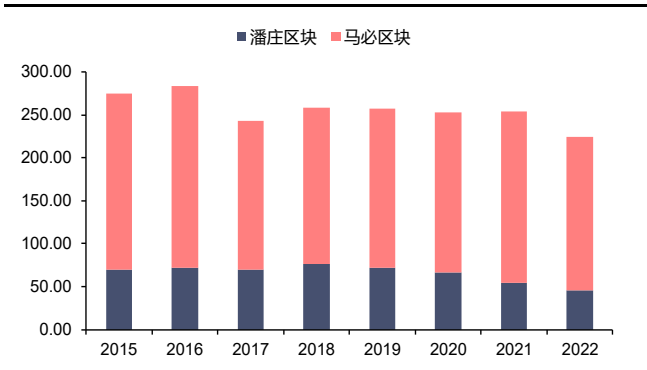
2015-2021 年潘庄产量由 4.88 亿方增长至 11.75 亿方, CAGR 达 15.8%, 2022 年稳产 11.82 亿方; 2023 年 1-9 月潘庄外输通道受阻, 公司调整销售渠道, 将近一半的气量销往当地 LNG 液厂, 实现煤层气产量 8.37 亿方, 同比下降 4.3%; 公司预计未来 4-5 年内将通过老井挖潜、持续打新井等措施将潘庄区块的煤层气产量稳定在 10 亿方/年左右。

马必区块属中深部煤层气, 开采难度大, 前期产量较低, 2021 年中深部煤层气开采技术取得突破后公司加大钻井投入, 区块产量显著增长, 2022 年 10 月马必产量突破 100 万方/天, 2023 年 11 月产量突破 200 万方/天 (年化产量约 7 亿方)。2022 年马必产量达 2.84 亿方, 同比增长 130.9%, 2023 年 1-9 月马必产量 3.93 亿方, 同比增长 107%, 公司预计 2023 年区块产量有望达到 5.5-6 亿方。2024 年马必计划日产量达到 300-350 万方/天, 并于 1-2 年

内达产 10 亿方/年。

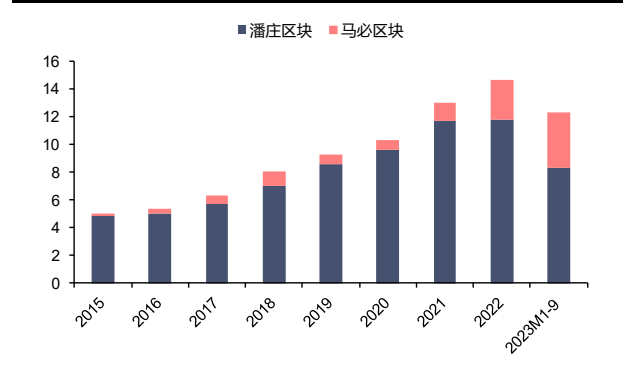
与此同时，公司的勘探工作也在持续推进，截至 2022 年，公司剩余 2P 可采储量达 224 亿方，其中潘庄剩余可采储量 45.9 亿方，马必剩余可采储量 178 亿方。

图 13: 2015-2022 年亚美能源剩余探明可采储量 (2P, 亿方)



资料来源: 亚美能源公告, 信达证券研发中心

图 14: 2015-2023M9 亚美能源煤层气产量 (亿方)



资料来源: 亚美能源公告, 信达证券研发中心

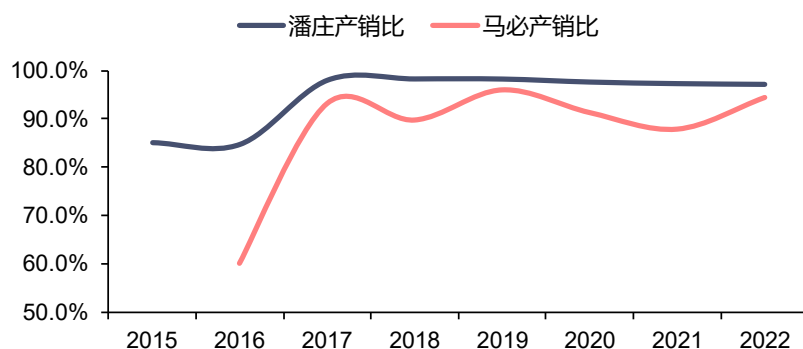
### 潘庄、马必区块产销比及售价均呈上升趋势

公司在潘庄区块拥有自主销售权，2022 年潘庄煤层气产量 30%左右在当地销售，30%左右经通豫管道销往河南，其余销售给 LNG 液厂；马必区块煤层气由中石油华北油田统购统销，经西一线运往省外市场。

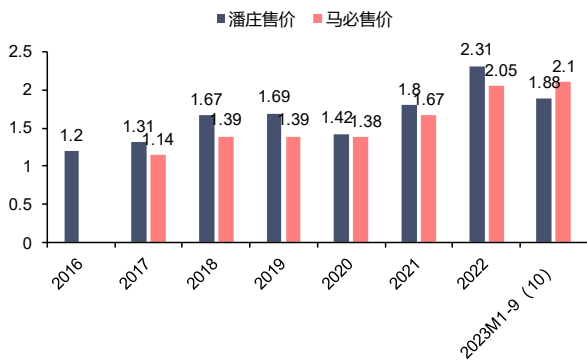
随着输气管线等基础设施的建设以及下游用户的拓展，2017 年后潘庄、马必产销比显著上升。2017-2022 年潘庄产销比稳定在 97%以上；2017-2022 年马必受到销售通路较少的影响，产销比在 88%-94%，低于潘庄，2023 年马必区块煤层气接入西气东输一线，产销比提升至 98%以上。

受益于天然气价格市场化改革、能源转型及产能周期影响下国内气价上涨，公司两区块煤层气售价均呈上升趋势。由于下游销售相对灵活，潘庄的平均售价较马必以及同一经营区域内的可比公司蓝焰控股高，2022 年售价更是达到 2.31 元/方，同比增长 28.3%，2023 年通豫管线受阻，叠加市场气价有所回落，潘庄售价受到一定影响，2023 年 1-9 月潘庄售价降至 1.88 元/方，较 22 年下降 18.6%，公司预计 2024 年通豫管线有望恢复通气，届时潘庄售价有望恢复。2017-2022 年马必受到销售通路较少的影响，产销比维持在 88%-94%，低于潘庄；2023 年马必接入西气东输一线后，售价有所上升，1-10 月销售均价上升至 2.1 元/方，较 22 年上升 2.4%。

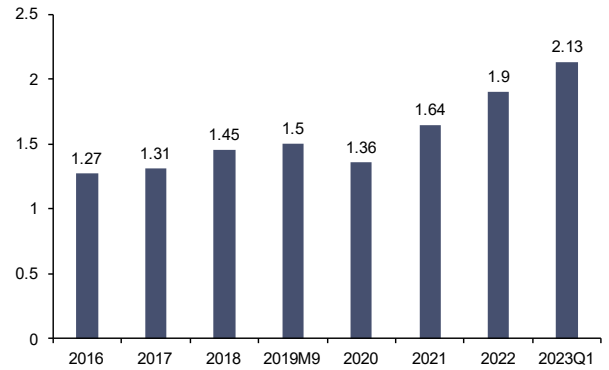
图 15: 2015-2022 年潘庄、马必产销比



资料来源: 亚美能源公告, 信达证券研发中心

**图 16: 2016-2023M9 (10) 潘庄、马必煤层气售价 (元/方)**


资料来源: 亚美能源公告, 信达证券研发中心 注: 潘庄售价为 2023 年 1-9 月均价, 马必售价为 2023 年 1-10 月均价

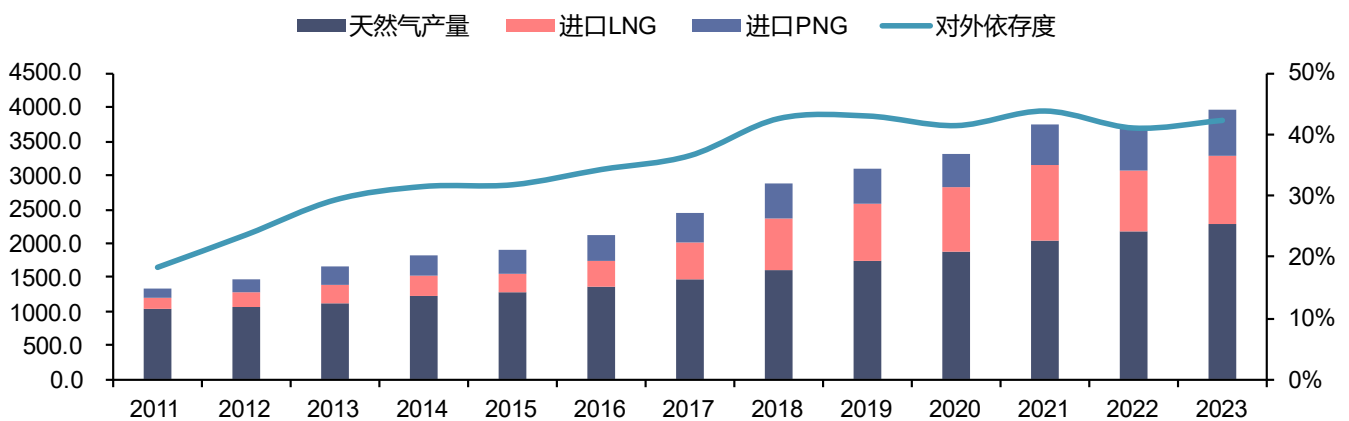
**图 17: 2016-2023Q1 蓝焰控股煤层气售价 (元/方)**


资料来源: 蓝焰控股公告, 信达证券研发中心

## 二、我国天然气消费增长空间大，煤层气技术突破下开发提速可期

### 2.1 近年来我国天然气供需总体维持紧平衡态势，未来消费增长空间大

2023 年经济复苏&气价回落拉动天然气消费量恢复性增长，长期消费增长空间大。近年来在经济发展及能源结构转型等因素的影响下，我国天然气表观消费量迅速增长，近 10 年 CAGR 达 8.9%。2022 年在国内经济承压、需求疲软、国际气价高位震荡等因素的影响下，我国天然气表观消费量同比下降 1.7%。2023 年以来国内经济复苏、国际气价逐渐回归正常，国内天然气表观消费量 3945.3 亿方，同比增长 7.6%。

**图 18: 2011-2023 年我国天然气供应结构及对外依存度 (亿方)**


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

短期天然气供需维持紧平衡态势，长期消费量增长空间大。我们预计国内天然气供需短期内保持紧平衡态势。供应方面，国产气保持稳健增长，假设 2024-2025 年国产气量增速 5.5%/5%；2024-2025 年中俄东线管道产能爬坡期，假设 50 亿方/年增量；中亚管道气供应量下降 10 亿方/年；LNG 进口量在经历 2022 年大幅下降后，我们预计有望逐年恢复正常增长，2024-2025 年进口量增速 8%/6%；需求方面，天然气消费量稳步增长，预计 2024-2025 年国内天然气消费量保持 6%左右的增速。

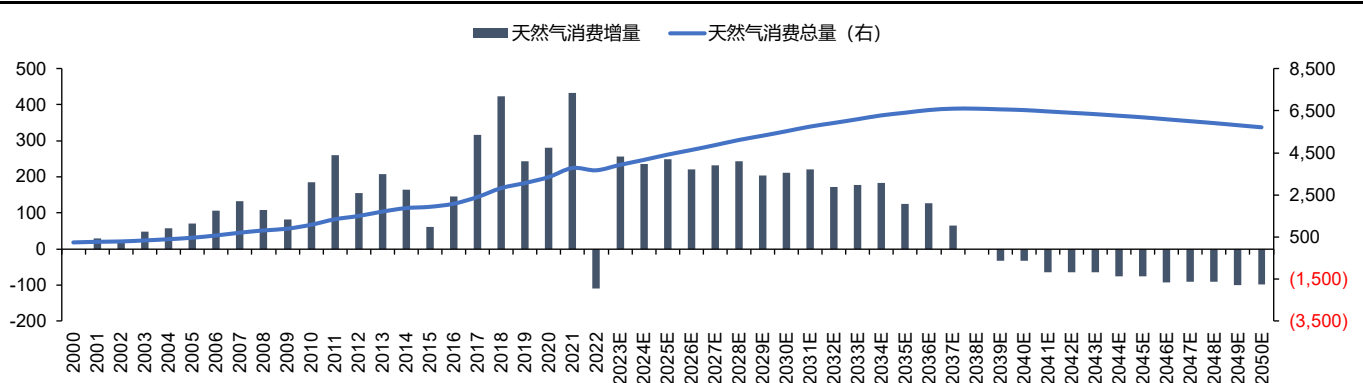
长期来看，双碳背景下，天然气作为三大化石能源中的单位碳排最低品种，是能源转型过程中重要的过渡能源，消费量仍有较广阔的提升空间。随着我国大气污染防治政策推动下工业领域气代煤、北方地区清洁供暖的持续推进，以及天然气重卡销量增长带来新消费增长点，结合国家能源局等权威机构的预测，我们认为未来几年中国天然气消费量仍将保持中高增速，2023-2025年预计CAGR为5.5-7%，2025-2030年CAGR为5-6%，2040年左右达峰，消费峰值预计约6500亿方左右，之后进入平台期，未来10年国内天然气消费增长空间较大。

表 2: 中国天然气供需平衡表

	2020年	2021年	2022年	2023年	2024E	2025E
供给端:						
国产气产量(亿方)	1889	2053	2178	2297	2423	2545
增量(亿方)		164	125	119	126	121
yoy		8.2%	6.4%	5.8%	5.5%	5.0%
进口管道气(亿方)	483	594	641	680	720	760
增量(亿方)		111	48	38	40	40
yoy		22.9%	8.0%	6.0%	5.9%	5.6%
进口 LNG(亿方)	940	1,105	888	998	1,078	1,143
增量(亿方)		165	-217	110	80	65
yoy		18%	-20%	12%	8%	6%
合计(亿方)	3,312	3,752	3,708	3,975	4,222	4,448
yoy		13.3%	-1.2%	7.2%	6.2%	5.4%
需求端:						
天然气消费量(亿方)	3306	3726	3663	3945	4182	4433
yoy		12.7%	-1.7%	7.6%	6%	6%
增量(亿方)		420	-63	282	237	251

资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

图 19: 中国天然气消费量及预测(亿方)

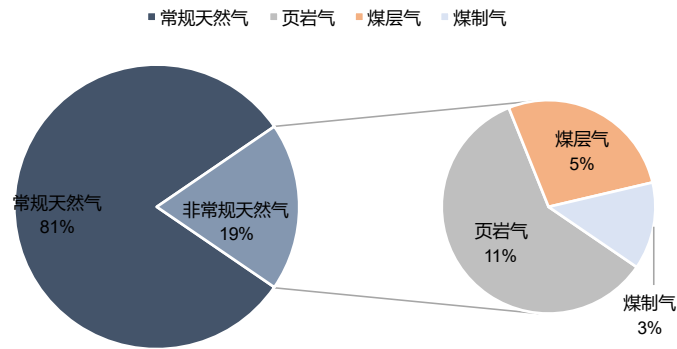


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

### 国家强调天然气增储上产，常规气增产乏力，非常规天然气日益成为产量重要增长点

随着我国天然气消费量快速增长，进口依存度持续攀升，能源安全问题日益凸显。2019年国家能源局正式实施油气行业增储上产“七年行动计划”，国产气量稳步增长，2019-2022年CAGR达7.9%。2023年我国天然气产量2297.1亿方，同比增长5.8%，产量以常规天然气为主，占比约58%，近年来随着我国高品位资源的开采消耗，常规天然气产量增速显著放缓，2022年常规气产量同比增长3.6%；与此同时，非常规天然气开发提速，2023年我国页岩气产量增速4.2%，煤层气产量增速达到20.5%，非常规气源日益成为我国天然气产量的重要增长点。



**图 20：2022 年我国天然气产量结构**


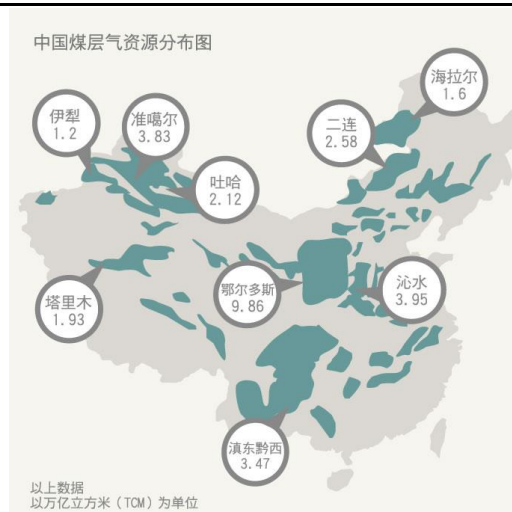
资料来源：中国石化新闻网，信达证券研发中心

## 2.2 我国煤层气资源丰富，技术进步有望推动产业高速发展

我国煤层气地质储量丰富，约 30 万亿方，世界排名第三，主要分布在含煤盆地。

- 按照地理位置分，鄂尔多斯盆地（9.86 万亿方）、沁水盆地（3.95 万亿方）、准噶尔盆地（3.83 万亿方）和滇东黔西盆地（3.47 万亿方）为我国煤层气主要聚集盆地。
- 按埋深分，300-1000 米[浅层]，1000-1500 米[中层]、1500 米以深[深层]。我国浅层煤层气资源量较少，占比约 30%，中深部煤层气储量合计占比 70%；
- 按变质程度分，煤层气分为高煤阶（ $R_o \geq 1.9\%$ ）、中煤阶（ $0.7\% \leq R_o \leq 1.9\%$ ）和低煤阶煤层气（ $R_o \leq 0.7\%$ ），其中  $R_o$  为镜质体反射率。低煤阶煤层气含气量低，但煤体结构完整、含气饱和度高、渗透率大，约占我国煤层气总资源量的 36.7%；中煤阶煤层气约占总资源量的 34.8%；高煤阶煤层气含气量较高，但渗透率低，约占总资源量的 28.5%。

受制于地质条件、资源结构以及经济性等因素，我国煤层气探明率较低，仅为 2.29%。我国成煤期多，煤层地质条件复杂，无法照搬国外成熟技术，产业尚处于起步阶段，前期技术发展慢；从资源结构上来看，我国煤层气资源大多数是中深部煤层气（占比约 70%），开发难度大，易开发的浅层煤层气占比小；此外，煤层气开采具有高投入、高风险、单井产量低、投资回收期长的特点，经济性相对较差，导致前些年的投资积极性不足。

**图 21：我国煤层气资源分布图(万亿方)**


资料来源：中国油气官网，信达证券研发中心

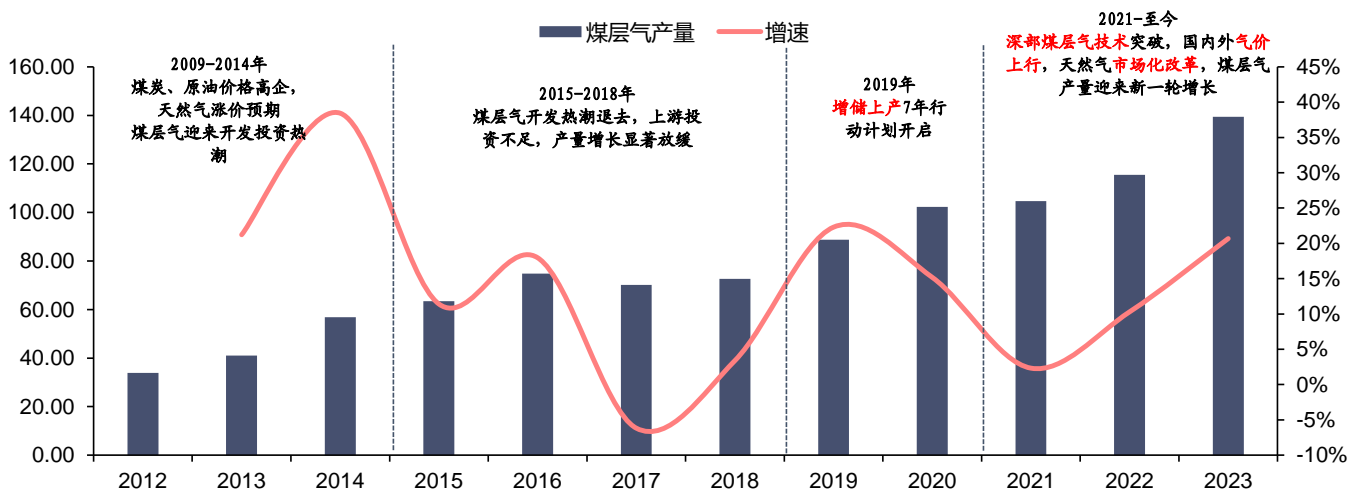
### 我国煤层气产业发展较慢，中深部煤层气开采技术突破驱动产量进入新一轮增长期

我国煤层气地面开发试采研究始于 20 世纪 80 年代左右；1996 年国家组建了专门从事煤层气勘探开发的公司——中联煤层气，并出台了一系列吸引外商投资的政策。在财税扶持政策、国家科技专项、天然气涨价预期等因素的激励下，中石油、中联煤层气等多家开采企业加大投资力度，促进我国煤层气开发的快速起步。

2009-2014 年上游煤炭、原油价格高企，下游天然气市场化改革带来涨价预期，煤层气迎来一轮开发热潮，煤层气产量快速增长；2015-2018 年气价下降，煤层气开发热潮退去，上游投资不足，产量增长显著放缓，“十一五”至“十三五”我国煤层气产量完成情况均不及预期。2021 年中深部煤层气技术取得突破叠加国内外气价上行、天然气市场化改革推进，煤层气产量迎来新一轮增长，22、23 年产量增速显著上升，2022 年煤层气总产量达到 115.5 亿方，同比增长 10.3%；2023 年煤层气总产量达到 139.4 亿方，同比增长 20.7%。其中，由于山西省沁水盆地、鄂尔多斯盆地煤层气资源丰富以及省内煤层气开发起步早、产业相对成熟，其煤层气产量占到全国总产量的 81%，处于领先地位。

在“双碳”政策的驱动以及技术进步的催化下，未来煤层气产量有望迎来快速增长。中联煤层气国家工程研究中心徐凤银教授等人在《中国煤层气产业现状与发展战略》中提出，中国煤层气产业应按照近期和长远“两步走”发展战略。1) 2030 年之前为近期，可分为两个阶段：到 2025 年，实现理论与技术的新突破，完成国家“十四五”规划年产煤层气 100 亿方的目标；2025-2030 年，形成针对大部分地质条件的适用性技术，进一步扩大产业规模，年产达到 300 亿方。2) 2030 年之后的长远时期，逐步实现 1000 亿方大产业战略。

图 22：2012-2023 年煤层气产量情况（亿方）

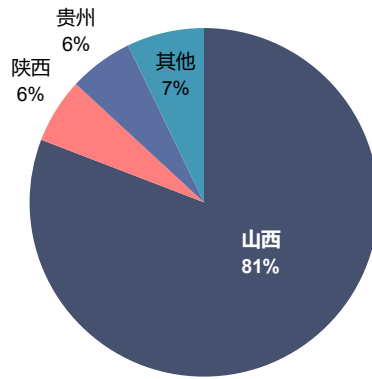


资料来源：iFinD，信达证券研发中心

表 3：“十一五”至“十三五”我国煤层气产量（地面开采量）目标及完成情况（亿方）

	规划目标	实际情况	完成比例
十一五	50	15	30.0%
十二五	160	44	27.5%
十三五	100	67	67.0%

资料来源：徐凤银等《中国煤层气产业现状与发展战略》，信达证券研发中心

**图 23：2023 年中国煤层气分省份产量结构**


资料来源：iFinD，信达证券研发中心

### 国内煤层气开发以三大油为主，外资、民企多通过签订或收购 PSC 合同参与开发

我国参与煤层气开发的企业以三大油的子公司为主，主要有中石油煤层气及华北油田、中海油旗下中联煤层气、中石化华东油气等；此外还有部分地方性国有企业，如晋煤集团旗下的蓝焰控股，以及少数外资及民企，如亚美能源，参与国内煤层气的开发。外资参与国内煤层气开发建设始于 20 世纪 90 年代，正值国内煤层气发展的起步阶段，中央政府鼓励引进外资以满足煤层气开采所需的大量资金投入和先进的开采技术，遂采用订立产品分成合同的方式进行中外合作开发。目前我国煤层气资源条件较好的气权大多掌握在三大油手中，外资、民企多通过产品分成合同（PSC）参与气田开发建设，享有煤层气产量分成。

变煤层气每立方米固定补贴为“多增多补”，政策激励煤层气企业增产。我国对煤层气开采的补贴始于 2007 年，2007-2015 年中央财政按 0.2 元/立方米煤层气对煤层气开采企业进行补贴；“十三五”期间国家将补贴标准从 0.2 元/立方米提高到 0.3 元/立方米，进一步提升煤层气企业开发的积极性；2020 年以后，配合天然气行业增储上产 7 年行动计划，为激励煤层气企业增产，国家将补贴原则由煤层气每立方米固定补贴变为“多增多补”、“冬增冬补”，超出上年产量的按照超额程度给予梯级奖补，取暖季生产的非常规天然气增量部分给予奖补。我国鼓励天然气增产，煤层气开发成本仍较高，我们预计煤层气开发补贴有望延续。

此外，部分煤层气资源大省对省内煤层气开发还有额外补贴，如新疆 2023-2025 年对增产煤层气按 0.2 元/方给予奖补，贵州在 2021-2025 年对煤层气开发按 0.2 元/方进行补贴。

**表 4：我国煤层气补贴政策演变历程**

政策发布时间	政策实施时间	政策名称	补贴政策明细
2007 年 5 月	2007-2015 年	《财政部关于煤层气（瓦斯）开发利用补贴的实施意见》	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适当补贴，具体标准和补贴办法由地方财政部门自主确定。
2016 年 2 月	2016-2020 年	《关于“十三五”期间煤层气（瓦斯）开发利用补贴标准的通知》	煤层气（瓦斯）开采利用中央财政补贴标准从 0.2 元/立方米提高到 0.3 元/立方米，同时，根据产业发展、抽采利用成本和市场销售价格变化等，财政部将适时调整补贴政策。
2020 年 6 月	2020-2024 年	《清洁能源发展专项资金管理暂行办法》	使用专项资金对煤层气（煤矿瓦斯）、页岩气、致密气等非常规天然气开采利用给予奖补，按照“多增多补”的原则分配。超过上年开采利用量的，按照超额程度给予梯级奖补；未达到上年开采利用量的，按照未达标程度扣减奖补资金；对取暖季生产的非常规天然气增量部分，按照“冬增冬补”原则给予奖补。

资料来源：财政部，信达证券研发中心

决定煤层气富集高产的最基本条件有两个——煤层的含气性和渗透率。资源丰度与煤层厚度和含气量有关，表示煤层气的富集程度。煤层的渗透率关系着富集的煤层气是否容易从煤层表面解吸出来并运移至井筒中，即代表着煤层气的有效产出量。资源丰度是决定煤层气高产的物质基础，渗透率是决定煤层气井高产的生产因素。此外，影响煤层气富集并高产的基本地质因素还有煤层含气饱和度、煤层埋深、临界解吸压力、储层压力、构造和水文地质条件等。

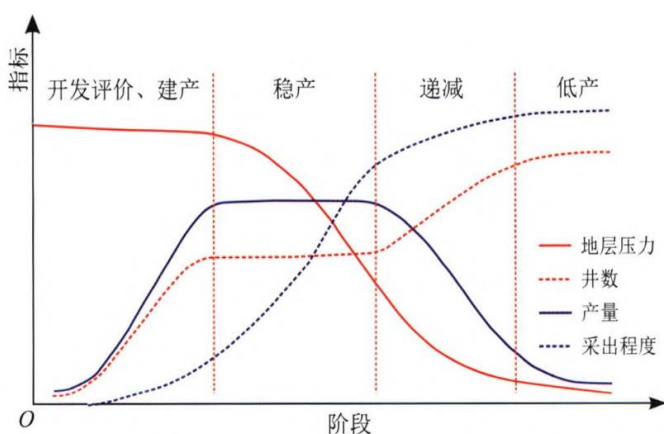
相较常规天然气，煤层气普遍稳产期较短、衰减较快，深部煤层气爬坡速度快。常规气井建成后产量爬坡通常需要 2-3 年，稳产期超过 10 年，然后进入缓慢递减阶段，持续 10-20 年，气井生命周期较长。相较之下，煤层气气井生命周期较短，目前已实现规模开发的浅层煤层气在产气前有 1-3 年排采期（只产水不产气），爬坡 3-5 年，稳产 6-8 年，之后产量快速衰减；深部煤层气在开采之初会产出部分游离气，爬坡速度快，产量达峰后平缓递减。

表 5：影响煤层气开采效果的地质因素

指标	含义及影响
资源量	影响煤层气的勘探程度、技术适应性、投资回报率和开发规模等。一定的资源量是进行煤层气开采的基础，一定的含气量、煤层厚度、资源丰度是一定资源量的保证。
含气性	一方面煤储层压力和含气饱和度控制煤层含气量分布；另一方面煤储层压力直接决定着煤层对甲烷等气体的吸附能力和解吸能力。游离气含量也会随着压力的增加而增加，两者基本上呈线性关系：在气井排采时，煤储层压力越高，越容易降压排采，越有利于煤层气/页岩气开发。
渗透率及解吸能力	煤储层的渗流能力是煤层中气体导流能力的反映，它关系到甲烷气体在煤中的赋存状态和开采抽放的难易程度。煤中惰质组含量越高、灰分越低，其渗透率越高。解吸能力的大小将直接影响煤层气的开采难易程度及采收率。饱和度越大，煤层气的运移潜势就越大，煤层气的排采潜势就越高。吸附时间越长，对煤层气的解吸越不利。煤层气是靠降压解吸的，临/储压力比越高，越不利于煤层气的解吸。
煤体结构	煤体结构越破碎，井壁稳定性越差，且造成抽采孔钻屑量和储层污染范围也越大。其中原生煤和碎裂煤的煤层裂隙较为发育，其渗透性、连通性较好，有利于煤层气的开发利用。

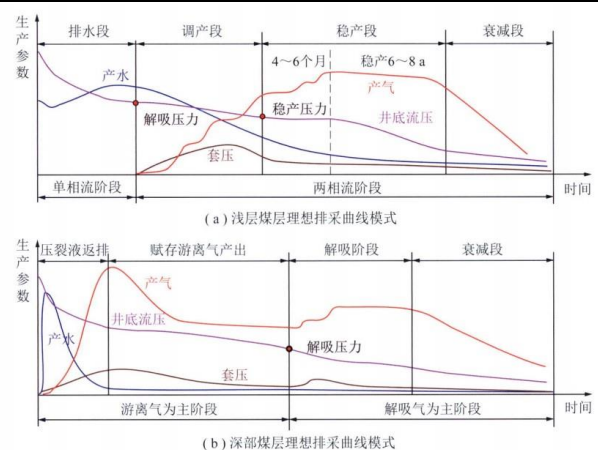
资料来源：倪小明等《煤层气开采模式探讨》，冯立杰等《煤层气开采关键地质影响因素》，孟召平等《煤层气、页岩气开发地质条件及其对比分析》，信达证券研发中心

图 24：大气田开发全生命周期相关指标变化示意图



资料来源：邹才能等《中国大气田科学开发的内涵》，信达证券研发中心

图 25：浅/深部煤层气单井产量爬坡及衰减规律示意图



资料来源：闫霞等《深部微构造特征及其对煤层气高产“甜点区”的控制——以鄂尔多斯盆地东缘大吉地区为例》，信达证券研发中心

### 中深部煤层气+多气合采，技术进步推动未来煤层气产量持续突破

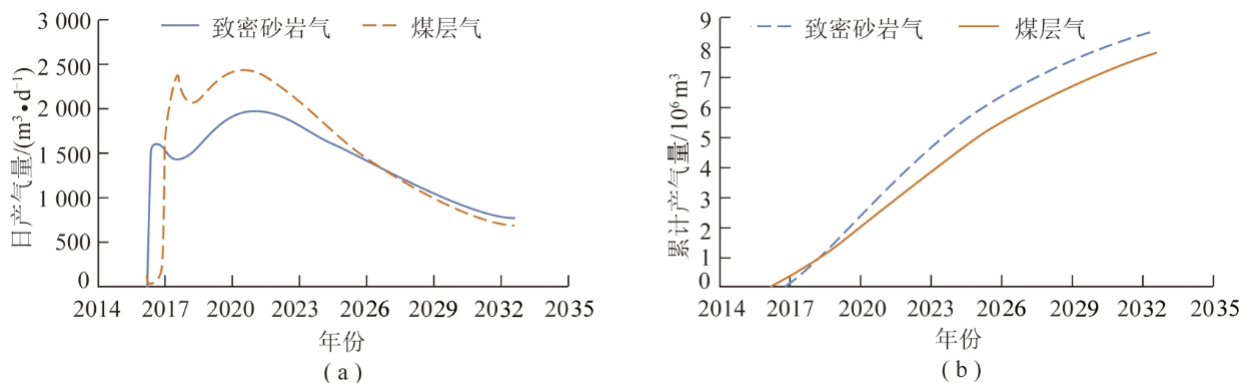
目前我国煤层气开采技术有两大重点发展方向：1) 中深部煤层气开采技术进步，继续突破

上产；2) 探索页岩气、致密气、煤层气多气合采模式，区域综合开发提升经济效益。

深部煤层气开采方面，我国深部煤层气发展经历了 2005-2015 年前期探索阶段、2016-2020 年技术攻关阶段，2021 年后开始突破上产。代表区块之一为中石油煤层气公司鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块，2022 年 10 月，大吉区块投产的两口深层煤层气水平井获高产工业气流，标志着国内首个深层煤层气开发试验区率先在 2000 米以深煤层气新领域取得了重大突破；2023 年 10 月，大吉区块吉平 2H 投产后日产气量达到最高 6.7 万方，标志着鄂尔多斯盆地深 5 煤的勘探开发技术取得新的突破。**我国中深部煤层气储量丰富，全国 2000m 以深的煤层气资源量约 40 万亿方，资源潜力大。未来随着技术进步，深部煤层气有望快速上产，为煤层气产业规模快速发展提供新动能。**自然资源部油气资源战略研究中心处长李登华预计，在鄂尔多斯、四川和准噶尔盆地深部煤层气均实现效益开发的情境下，2025 年深部煤层气产量可达 30 亿方，煤层气产量合计可达 100 亿方，2030 年煤层气产量可达 228 亿方，2035 年产量将突破 470 亿方。

多气合采方面，我国目前以单一气藏勘探开发为主，**煤系气共探合采尚处于探索阶段。**针对含煤岩系纵向上多层叠置，横向上连续成藏的厚层状复合型天然气产层，可采用同井接替合采技术；致密气、页岩气产量爬坡速度快，衰减速度快，煤层气产量爬坡慢，衰减速度相对慢，**通过多种气源合采，可缩短煤层气达产时间，延长气井经济生产时间。**

图 26: 含煤岩系双气合采日产及累计产量曲线示意图



资料来源: 李勇等《煤系气合采产出数值模拟研究》，信达证券研发中心

### 三、潘庄资源优质稀缺，马必、紫金山储量丰富开发前景广阔

#### 3.1 潘庄：稀缺优质煤层气区块，具备高产量、低成本双优势

潘庄区块是中国最早一批开发的、资源条件最优、经济效益最好的煤层气区块之一。区块单井产量高，采收率高，成本优势强。

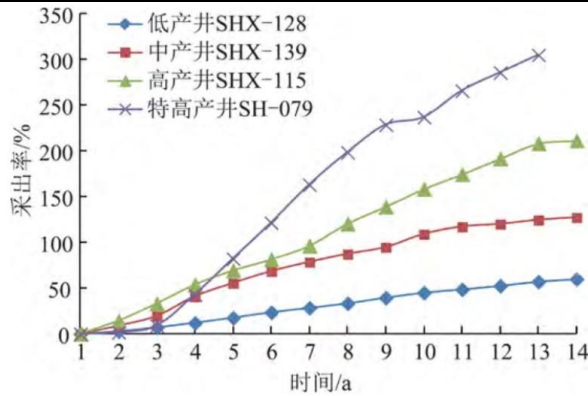
潘庄区块自身资源禀赋十分优越，含气量大，含气饱和度高，埋深浅，开采难度小。潘庄区块有早二叠世地层的 3 号煤层及晚石炭世地层的 15 号煤层。3 号煤层的平均深度为 472 米，平均厚度为 5.7 米，含气饱和度 100%，平均含气量为 18.0 克立方厘米。15 号煤层的平均深度为 568 米，平均厚度为 2.7 米，含气饱和度为 100%，而平均含气量为 20.9 克立方厘米。此外，潘庄区块地质构造简单且处于地下水滞留区，气体保存条件优越；煤体结构以原生和碎裂结构为主，裂隙发育，气体容易产出。

区块气井产量高、达产期早，持续时间长，最终采收率高。中煤科工集团西安研究院的李贵红等人通过研究潘庄 146 口井 06-19 年的生产数据发现，区块低产井占比仅为 8%，中、

高及特高产井占比 92%；气井平均 1 年左右实现稳产，稳产期平均 11 年，年平均采气速度 17%，平均最终采收率高达 214%。

单位开采成本低，成本优势强。2020 年潘庄区块达产，单位经营成本（经营开支/净销量计算）降至 0.66 元/方，2021/2022 年打井数量增多下折旧摊销费用小幅上升，经营成本小幅提升至 0.75 元/方（公司披露开采成本 0.61 元/方）。潘庄的开采成本对比我国煤层气普遍开采成本具有较强的成本优势。

图 27：潘庄区块典型气井最终采出率对比



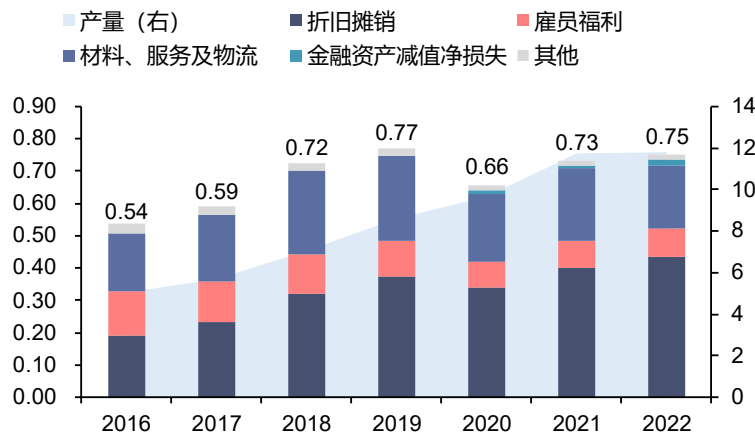
资料来源：李贵红等《沁水潘庄煤层气井全生命周期产气规律与效果》注：气井统计数据为潘庄寺河矿西二和东五盘区 146 口煤层气井 2006—2019 年生产数据；平均日产气量 2000m<sup>3</sup>/d 以下为低产井、2000~4000m<sup>3</sup>/d 为中产井、4000~6000m<sup>3</sup>/d 为高产井、大于 6000m<sup>3</sup>/d 为特高产井，信达证券研发中心

图 28：潘庄气井平均稳产期早晚和持续时间对比



资料来源：李贵红等《沁水潘庄煤层气井全生命周期产气规律与效果》注：气井统计数据为潘庄寺河矿西二和东五盘区 146 口煤层气井 2006—2019 年生产数据；平均日产气量 2000m<sup>3</sup>/d 以下为低产井、2000~4000m<sup>3</sup>/d 为中产井、4000~6000m<sup>3</sup>/d 为高产井、大于 6000m<sup>3</sup>/d 为特高产井，信达证券研发中心

图 29：2015-2022 年潘庄产量、净销量（亿方）及单位经营成本（元/方）



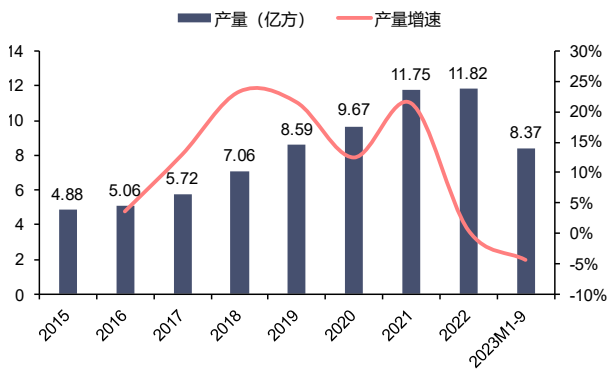
资料来源：亚美能源公告，信达证券研发中心 注：单位经营成本（计算口径）为亚美能源披露的区块经营开支/净销量（含销售费用等）

通豫管线有望于 2024 年恢复通气，带来盈利修复。2022 年潘庄区块约有 30% 的煤层气产量经通豫管线销往河南，河南天然气销售价格相较山西更高，价差更为丰厚。2022 年 5 月 30 日通豫管道发生爆炸事故后停运，2023 年通豫管线受阻，潘庄区块产量及售价均受到一定的影响，2023 年 1-9 月潘庄产量 8.37 亿方，同比下降 4.3%；1-9 月销售均价降至 1.88 元/方，较 22 年下降 18.6%。通豫管线的修整工作接近尾声，正在等待政府复工复产审批，公司预计 2024 年可以恢复使用，届时潘庄区块产量、售价有望迎来修复，盈利有望改善。

24-28 年潘庄产量有望维持 10 亿方/年，马必、紫金山放量提供资源接续。截至 2022 年，潘庄区块剩余 2P 探明储量 45.9 亿方，3P 探明储量 56 亿方，年产量按设计产能 10 亿方/年

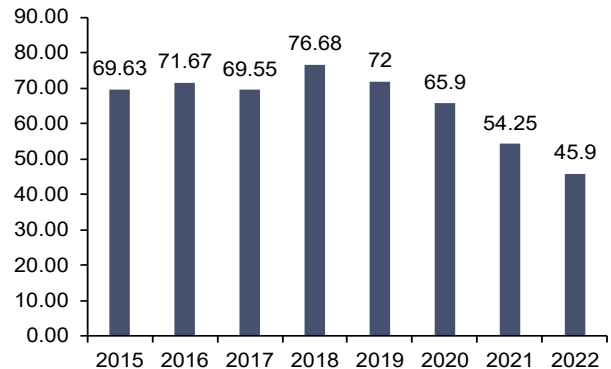
计算，剩余可采年限还有 4-5 年，区块面临资源衰竭问题。公司未来将通过在潘庄打加密井、继续勘探开发等措施，将潘庄未来 4-5 年的产量维持 10 亿方/年左右；此外，公司马必区块正在快速上产，紫金山项目储量丰富，为公司后续气量提供保障。

图 30: 2015-2023M9 潘庄煤层气产量 (亿方)



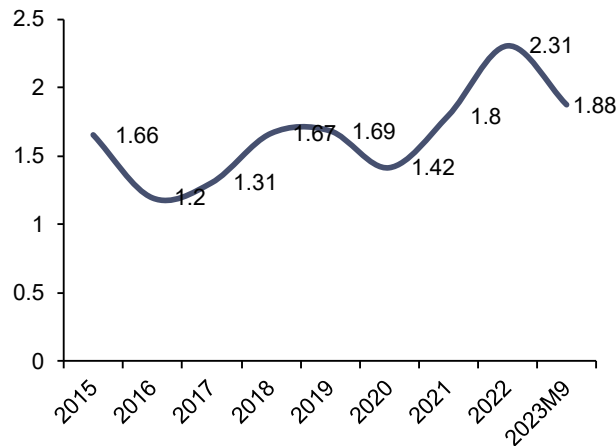
资料来源: 亚美能源公告, 信达证券研发中心

图 31: 2015-2022 年潘庄区块剩余探明储量 (2p, 亿方)



资料来源: 亚美能源公告, 信达证券研发中心

图 32: 2015-2022 年潘庄区块煤层气售价 (元/方)



资料来源: 亚美能源公告, 信达证券研发中心

### 3.2 马必: 中深部煤层气储量丰富, 技术突破推动产量快速爬坡, 开发前景广

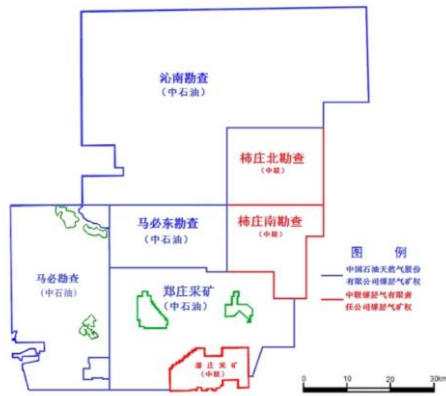
马必区块面积大, 煤层气资源丰富, 探明储量约为潘庄的 4 倍。马必区块面积共 800 多平方公里, 目前一期南区 10 亿方/年项目目前仅动用 140 平方公里。已探明资源量合计 530 多亿方, 已探明+未勘探资源量合计 1000 亿方以上。

中深部煤层气, 含气饱和度及含气量较高, 但资源条件较潘庄有差距; 开采难度较大, 但产量爬坡较快。马必区块两大煤层也为早二叠世地层的 3 号煤层及晚石炭世地层的 15 号煤层。3 号煤层的平均深度为 712 米, 平均厚度为 3.2 米, 最佳估计平均含气饱和度 85%, 最佳估计含气量为 11.8 克立方厘米; 15 号煤层的平均深度为 803 米, 平均厚度为 3.4 米, 最佳估计含气饱和度 75%, 最佳估计含气量为 12.2 克立方厘米; 区块煤层气资源埋藏较深, 含气饱和度及含气量较高, 但与潘庄有差距。且中深部煤层气渗透率低, 开采前需经压裂改造, 开采难度较大; 但与此同时, 中深部煤层有部分游离气, 压裂结束后可立刻释放, 产量爬坡速度较快。

区块平均单井产量较低, 随着新井气量爬坡, 单井产量有望提升。马必资源条件相较潘庄差, 单井产量低于潘庄, 2021 年深部煤层气技术突破后单井产量有所提升, 2022 年单井产

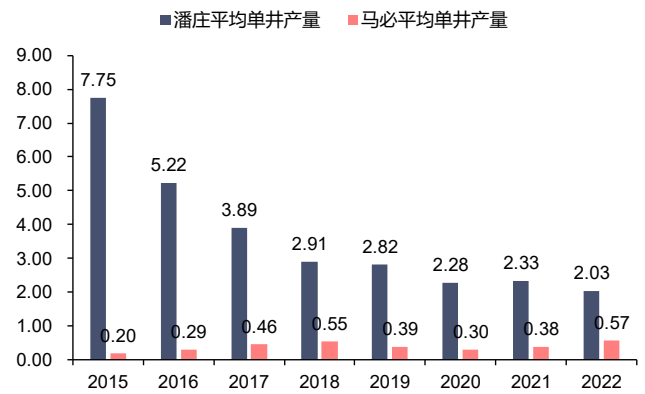
量达到 0.57 百万方/口，未来随着新井气量爬坡，单井产量有望继续提升。

图 33: 马必区块位置及面积示意图



资料来源: 山西省自然资源厅, 信达证券研发中心

图 34: 2015-2022 年潘庄、马必区块平均单井产量 (亿方)

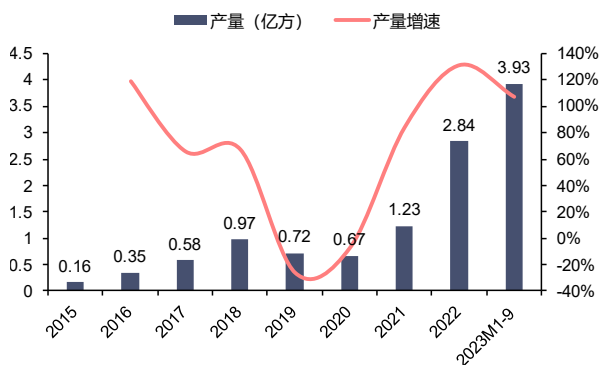


资料来源: 亚美能源公告, 信达证券研发中心

马必南区 10 亿方/年项目在产, 13-15 亿方/年产能在建, 总产能预计可达 25 亿方/年以上。马必南区 10 亿方/年项目建成在产; 二期 076 井区产能 5 亿方/年, ODP 已编好正在走中石油审批流程, 公司预计 2024 年开始生产; 三期北区产能 8-10 亿方/年待建; 四期规划中, 待探明的 340 平方公里区域, 公司计划于 2025-2027 年做完所有勘探工作, 未来整个马必项目总产能预期在 25 亿方以上。

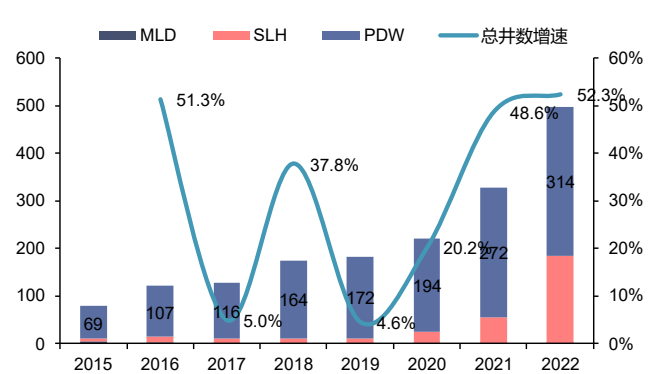
2021 年以来公司在马必区块加大资本投入, 钻井数量迅速提升, 产量迅速爬坡。2022 年马必区块总钻井数量达到 498 口, 同比增长 52.3%; 钻井数量提升推动区块产量迅速增长, 2022 年马必产量达 2.84 亿方, 同比增长 130.9%, 2023 年 1-9 月马必产量 3.93 亿方, 同比增长 107%。公司未来将继续加大马必区块资本开支, 公司预计每年投资 16 亿左右 (公司单方面投资 11 亿), 我们预计 2023-2025 年马必区块产量分别为 5.5-6/8/10 亿方, 中长期气量预期在 20 亿方以上。

图 35: 2015-2023M9 马必区块产量及增速 (亿方)



资料来源: 亚美能源公告, 信达证券研发中心

图 36: 2015-2022 马必各井型数量及增速 (口)



资料来源: 亚美能源公告, 信达证券研发中心

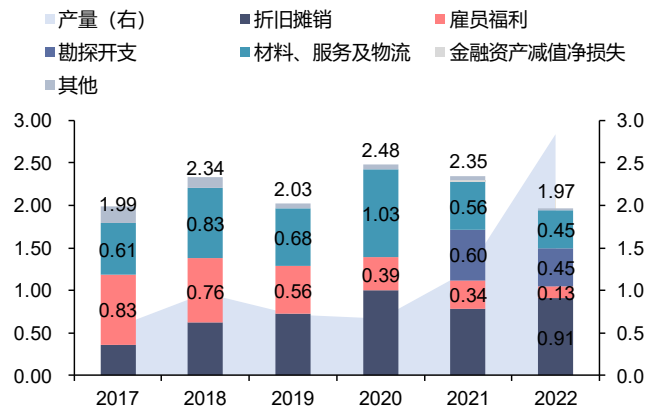
由于开发起步晚、前期产量低、开发难度大等原因, 马必区块单位开采成本较高。2022 年马必区块计算口径的单位经营成本为 1.97 元 (公司披露开采成本为 1.18 元/方), 其中勘探开支 0.91 元, 雇员福利 0.13 元, 材料服务及物流 0.45 元, 勘探开支 0.45 元。勘探开发、折旧成本及运营成本均显著高于潘庄。

2021 年来随着马必产量的快速释放, 单位经营成本显著下降, 我们预计未来有望进一步摊



薄。2021 年以来，随着马必区块产量的迅速爬坡，区块单位经营成本中的雇员福利、材料服务及物流费用等运营成本逐年摊薄，我们预计未来随着区块上产，运营成本有望进一步摊薄，推动马必区块单位经营成本稳步下降。

图 37：2017-2022 年马必区块单位经营成本（元/方）及产量（亿方）



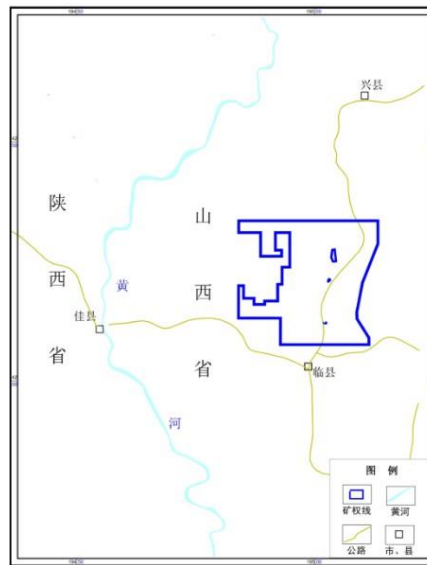
资料来源：亚美能源公告，信达证券研发中心 注：单位经营成本（计算口径）为亚美能源披露的区块经营开支/净销量（含销售费用等）

### 3.3 紫金山：致密气、煤层气合采，未来增产潜力大

紫金山区块位于鄂尔多斯盆地东缘的临兴气田，隶属山西省吕梁市的临县和兴县。紫金山区块面积 700 多平方公里，多套煤层和砂岩储层叠置共生，有致密砂岩气及中深部煤层气两种资源，其中致密气资源量 1300 多亿方，中深部煤层气资源量 1000 多亿方，区块未来开采潜力巨大。

地质条件方面，区内煤层埋深较大，主力煤种深度在 1000~2100m，煤层气开采难度较大。区块煤层埋深整体中部深、东西部浅；主力煤层裂隙系统发育，渗透率较高；勘查区西北部 4+5 号煤层含气量较高，介于 5.84-12.93 立方米/吨之间；区块中部煤层气保存条件好，区块西部、东部断层沟通水层，气体保存条件较差。

图 38：山西紫金山区块地理位置图



资料来源：山西省自然资源厅，信达证券研发中心

紫金山项目仍处于勘探期，有望于 2024 年底或 2025 年起贡献产量。根据紫金山合同区块煤层气勘查实施方案，亚太石油已于 2018-2020 年在紫金山区块累计投入 5000 多万元，完

成 6 口井的钻井工作，并计划于 2020-2025 年优选出紫金山区块中部平缓构造带部署井位 15 口（12 口直井/定向井+3 口水平井），计划勘查投入 2.65 亿元。预期进一步落实本勘查区内煤成气地质条件、探索适合深层煤层气的勘探开发技术、查明煤系地层上下砂岩的发育和储层特征、通过试采，获取对各产层的产量及其递减的认识，掌握配产的基本规律和参数。

2023 年公司收购亚太石油 51% 股权，获得其在紫金山区块 60% 的产品分成。紫金山区块目前仍处于勘探期，公司预计 2024 年上半年紫金山区块 ODP 编写完成。致密气具有开采难度小、出气放量快、衰减快的特点，公司预计紫金山区块有望于 2024 年底或 2025 年起陆续释放产量。根据《吕梁市“十四五”能源革命及现代能源体系专项规划》，到 2025 年，紫金山区块总产能要达到 4.2 亿方/年，增产煤层气 3.52 亿方。

马必以及紫金山区块开发的加速推进，为公司资源接续和业务的持续增长提供坚实保障，我们预计 24-27 年公司的煤层气产量有望保持 10% 以上的增速。

图 39: 吕梁市十四五能源规划天然气增储上产开发重点项目

中联煤层气有限责任公司晋西分公司天然气勘探开发项目	项目建设地点位于兴县，项目主要建设内容为：天然气勘探开发配套系统和设施。
中联煤层气临兴中区块增储上产开发项目	项目位于兴县，主要新建设煤成气井 275 口，总产能达到 16.3 亿方，增产煤成气 31.2 亿方
中联煤层气临兴东区块增储上产开发项目	项目位于兴县，主要新建设煤成气井 213 口，总产能达到 3.05 亿方，增产煤成气 6.23 亿方
中石油煤层气三交北区块增储上产开发项目	项目位于临县，主要新建设煤成气井 88 口，总产能达到 6.28 亿方，增产煤成气 7.93 亿方
中石油煤层气三交区块增储上产开发项目	项目位于临县，主要新建设煤成气井 72 口，总产能达到 4.45 亿方，增产煤成气 4.94 亿方
中石油煤层气紫金山区块增储上产开发项目	项目位于临县，主要新建设煤成气井 55 口，总产能达到 4.2 亿方，增产煤成气 3.52 亿方
项目名称	项目概况
中联煤层气临兴西区块增储上产开发项目	项目位于临县，主要新建设煤成气井 238 口，总产能达到 11.1 亿方，增产煤成气 23.5 亿方
中联煤层气柳林区块增储上产开发项目	项目位于柳林县，主要新建设煤成气井 118 口，总产能达到 3 亿方，增产煤成气 4.51 亿方，
晋煤燃气集团柳林石西区块增储上产开发项目	项目位于柳林县，主要新建设煤成气井 5 口，总产能达到 3.06 亿方，增产煤成气 3.98 亿方
晋煤燃气集团吕梁区块增储上产开发项目	项目位于柳林县，主要新建设煤成气井 30 口，总产能达到 1.47 亿方，增产煤成气 1.43 亿方
中石油煤层气石楼西区块增储上产开发项目	项目位于石楼县，主要新建设煤成气井 34 口，总产能达到 9 亿方，增产煤成气 12.2 亿方
中石油煤层气石楼北-武家庄区块增储上产开发项目	项目位于石楼县，主要新建设煤成气井 100 口，总产能达到 5 亿方，增产煤成气 2.34 亿方

资料来源：吕梁市人民政府，信达证券研发中心

## 四、盈利预测与估值

新天然气为国内稀缺的拥有上游丰富、优质煤层气资源的标的。全资子公司亚美能源旗下潘庄区块为全国最优质的煤层气区块之一，有望在未来 4-5 年内维持稳产；近年来中深部煤层气技术得到发展，公司加大马必区块投资推动区块快速上产，为公司注入业绩增长动力；新获取的紫金山区块资源储量丰富，未来开采潜力大。在我国能源转型、天然气行业增储上产以及天然气市场化改革政策的驱动下，伴随煤层气开采技术的持续进步，公司煤

层气板块业绩有望迎来高增长。同时，公司城燃业务也有望迎来毛差和气量的修复，从而实现业绩改善。

我们预测新天然气 2023-2025 年的归母净利润分别为 12.4 亿元、17.4 亿元、19.1 亿元，EPS 分别为 2.92 元、4.12 元、4.50 元；对应 3 月 13 日收盘价的 PE 分别为 9.92X、7.04X、6.44X，首次覆盖给予“买入”评级。其中，公司 2023 年归母净利润中亚美能源净利润为分段合并，资产购买日（2023 年 7 月 12 日）之前按 56.95%合并报表，购买日后 100%并表。

**盈利预测核心假设：**1) **煤层气开采业务：**产量方面，23-25 年潘庄区块保持 10-11 亿方左右的产量；马必区块快速上产并于 25 年达产，23-25 年产量分别为 5.5/7.0/10.0 亿方；成本方面，潘庄经营相对成熟，开采成本保持稳定，随着马必快速上产，开采成本稳步下降；**售价方面**，24 年通豫管线恢复通气，潘庄区块售价有所回升，23 年起马必区块联通西气东输一线，售价提升；2) **城燃业务：**城燃业务经营稳定，随着顺价推进毛利率有所改善。

表 6: 分版块盈利预测及假设 (百万元)

百万元	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>一、煤层气业务</b>							
营业收入	1162.3	1038.5	1739.2	2568.1	2759.1	3037.3	3430.5
营业成本	386.3	453.7	684.7	897.1	937.6	1038.3	1225.9
毛利润	776.0	584.9	1054.6	1671.0	1821.5	1999.0	2204.7
<b>潘庄区块</b>							
营业收入	1064.0	973.5	1522.7	1918.2	1459.8	1499.7	1416.4
毛利润	597.8	529.4	926.0	1301.4	970.6	1012.3	941.9
净销量 (亿方)	6.1	6.8	8.2	8.2	7.8	7.5	7.1
产量 (亿方)	8.6	9.7	11.8	11.8	11.3	10.8	10.2
单方售价 (元/方)	1.69	1.42	1.80	2.31	1.88	2.00	2.00
单方成本 (元/方)				0.61	0.63	0.65	0.67
<b>马必区块</b>							
营业收入	97.2	65.0	176.9	471.5	873.7	1112.0	1588.6
毛利润	-18.4	-29.2	-19.8	60.1	420.2	556.0	832.1
净销量 (亿方)	0.6	0.4	0.8	2.1	4.2	5.3	7.6
产量 (亿方)	0.7	0.7	1.2	2.8	5.5	7.0	10.0
单方售价 (元/方)	1.39	1.38	1.67	2.05	2.10	2.10	2.10
单方成本 (元/方)				1.18	1.09	1.05	1.00
<b>二、城燃业务</b>							
营业收入	1134.0	1071.2	867.1	833.2	833.2	833.2	833.2
毛利润	315.6	312.7	246.8	138.4	141.6	158.3	158.3
毛利率	27.8%	29.2%	28.5%	16.6%	17.0%	19.0%	19.0%

资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

表 7: 可比公司估值表 (百万元)

股票代码	股票名称	收盘价 (元)	归母净利润 (百万元)				EPS (元/股)				PE			
			2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E
603393.SH	新天然气	28.97	923	1,238	1,745	1,907	2.18	2.92	4.12	4.50	13.30	9.92	7.04	6.44
000968.SZ	蓝焰控股	6.45	563.31	601.00	725.00	910	0.58	0.62	0.75	0.94	14.93	10.38	8.61	6.86

资料来源: iFinD, 信达证券研发中心 注: 股价为 2024/3/13 收盘价; 新天然气盈利预测来自信达能源团队; 蓝焰控股盈利预测数据来自 iFinD 机构一致预测

## 风险因素

---

- 1、国内外气价大幅下降；
- 2、新区块增产情况不及预期；
- 3、煤层气行业补贴政策变化。

资产负债表					
单位:百万元					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
流动资产	4,755	4,962	7,066	7,582	8,094
货币资金	2,960	3,114	4,860	5,318	5,474
应收票据	1	16	2	17	4
应收账款	683	636	730	717	882
预付账款	102	80	82	86	96
存货	26	27	26	29	33
其他	985	1,088	1,366	1,415	1,607
非流动资产	6,286	7,672	8,837	9,934	11,120
长期股权投资	787	776	776	776	776
固定资产(合计)	247	240	312	447	605
无形资产	33	33	33	33	33
其他	5,218	6,622	7,715	8,677	9,705
资产总计	11,041	12,634	15,903	17,516	19,215
流动负债	2,123	2,114	1,833	1,985	2,134
短期借款	100	180	180	180	180
应付票据	0	0	0	0	0
应付账款	902	1,288	991	1,117	1,220
其他	1,120	647	662	688	734
非流动负债	1,280	1,680	2,880	3,380	3,880
长期借款	397	1,068	2,268	2,768	3,268
其他	883	612	612	612	612
负债合计	3,402	3,794	4,713	5,365	6,014
少数股东权益	3,102	3,641	4,076	4,168	4,268
归属母公司股东权益	4,537	5,199	7,114	7,983	8,933
负债和股东权益	11,041	12,634	15,903	17,516	19,215

重要财务指标					
单位: 百万元					
主要财务指标	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入	2,617	3,416	3,607	3,885	4,279
同比(%)	23.9%	30.5%	5.6%	7.7%	10.1%
归属母公司净利润	1,028	923	1,238	1,745	1,907
同比(%)	186.5%	-10.2%	34.1%	41.0%	9.3%
毛利率(%)	49.9%	53.1%	54.5%	55.6%	55.3%
ROE(%)	22.7%	17.8%	17.4%	21.9%	21.3%
EPS(摊薄)	2.43	2.18	2.92	4.12	4.50
P/E	11.94	13.30	9.92	7.04	6.44
P/B	2.71	2.36	1.73	1.54	1.37
EV/EBITDA	4.91	3.10	3.92	3.64	3.47

利润表					
单位: 百万元					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入	2,617	3,416	3,607	3,885	4,279
营业成本	1,311	1,603	1,641	1,725	1,912
营业税金及附加	9	7	11	12	13
销售费用	23	23	25	27	30
管理费用	165	174	180	194	214
研发费用	0	0	0	0	0
财务费用	76	-79	20	23	35
减值损失合计	-3	0	-1	-1	-1
投资净收益	552	30	36	39	43
其他	231	305	342	371	411
营业利润	1,813	2,022	2,107	2,313	2,527
营业外收支	-2	-25	-4	-4	-4
利润总额	1,812	1,998	2,103	2,309	2,523
所得税	379	409	430	472	516
净利润	1,432	1,589	1,673	1,837	2,007
少数股东损益	404	666	435	92	100
归属母公司净利润	1,028	923	1,238	1,745	1,907
EBITDA	1,780	2,469	2,592	2,806	3,039
EPS(当年)(元)	2.68	2.18	2.92	4.12	4.50

现金流量表					
单位: 百万元					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
经营活动现金	1,461	1,837	1,474	2,461	2,356
净利润	1,432	1,589	1,673	1,837	2,007
折旧摊销	439	556	447	455	466
财务费用	99	77	76	110	130
投资损失	-552	-30	-36	-39	-43
营运资金变动	-7	-120	-717	66	-236
其它	51	-235	32	32	32
投资活动现金	-772	-1,625	-1,530	-1,517	-1,613
资本支出	-701	-1,092	-1,622	-1,562	-1,662
长期投资	-3	-284	53	3	3
其他	-68	-250	39	42	46
筹资活动现金	-198	-99	1,805	-483	-584
吸收投资	802	7	1,300	0	0
借款	803	1,150	1,200	500	500
支付利息或股	-438	-376	-695	-983	-1,084
现金净增加额	487	147	1,746	458	156

## 研究团队简介

左前明，中国矿业大学博士，注册咨询（投资）工程师，信达证券研发中心副总经理，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，中国价格协会煤炭价格专委会委员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，CPA，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，天津大学电气工程及其自动化专业学士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事电力行业研究。

程新航，澳洲国立大学金融学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭、煤化工行业的研究。

胡晓艺，中国社会科学院大学经济学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

刘奕麟，香港大学工学硕士，北京科技大学管理学学士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

唐婵玉，香港科技大学社会科学硕士，对外经济贸易大学金融学学士。2023年4月加入信达证券研发中心，从事天然气、电力行业研究。

刘波，北京科技大学管理学硕士，2023年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭行业研究。

## 分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

## 免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

## 评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	<b>买入</b> ：股价相对强于基准 20% 以上；	<b>看好</b> ：行业指数超越基准；
	<b>增持</b> ：股价相对强于基准 5%~20%；	<b>中性</b> ：行业指数与基准基本持平；
	<b>持有</b> ：股价相对基准波动在±5%之间；	<b>看淡</b> ：行业指数弱于基准。
	<b>卖出</b> ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

## 风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。