长江证券 CHANGJIANG SECURITIES

丨证券研究报告丨



公司研究丨深度报告丨首华燃气（300483.SZ）

首华燃气系列深度（二）——乘深层煤层气行业变革，绘公司成长新曲线

请阅读最后评级说明和重要声明

报告要点

“十五五”期间，国产气增量将更多依赖非常规气，煤层气受益于奖补系数提升和深层资源突破，政策地位持续上升。深层煤层气已进入规模放量初期，鄂尔多斯盆地东部区域是核心增产主战场。首华燃气依托石楼西区块资源储量，产量快速增长；同时受益于新井投资下降、数智化提效、规模费用摊薄及财务费用压降，单位成本持续下行。全球气价淡季偏强、库存偏低，旺季补库预期有望进一步释放公司量价成本共振的盈利弹性。

分析师及联系人



魏凯

SAC：S0490520080009

SFC：BUT964



王岭峰

SAC：S0490521080001

SFC：BWF918



詹林星

首华燃气（300483.SZ）

首华燃气系列深度（二）——乘深层煤层气行业变革，绘公司成长新曲线

顶层设计加速完善，深层煤层气政策加码

近期油气相关政策密集发布，且一个明显变化是“非常规气”与“（深层）煤层气”在规划中的权重持续抬升。基于这一变化，我们认为，非常规气，尤其是煤层气和深层煤层气，已由过去的边际补充资源升级为“十五五”国产气增储上产的核心主战场。本文将据此进一步展开分析，重点探讨行业红利的释放，以及红利之下公司的成长兑现。

从非常规气到深层煤层气，国产气增产主力明确

非常规气支持力度在“十五五”阶段继续加码，且煤层气权重明显提升。十四五以来非常规气已成为国产气增产主力，“十五五”管网、储气及 LNG 接收能力建设持续推进，非常规气开发将进一步从“有资源、有技术”走向“能外输、能消纳”。补贴方面，从固定单价补贴转向 “多增多补、冬增冬补” 的资金池分配机制，煤层气在新办法中的计入系数提升至 1.5 倍，较此前 1.2 倍进一步提高，页岩气保持稳定支持，致密气则逐步退坡。

深层煤层气是煤层气内部核心增产主力，鄂尔多斯盆地东缘区域则是“十五五”期间的深层煤层气增产主战场。深层煤层气已从技术突破进入规模放量阶段，资源基础、工程技术和政策目标都在同步完善。国家能源局明确提出到 2030 年鄂东区域煤层气产量达到 180 亿方，其中深层煤层气 160 亿方以上，说明行业成长逻辑正由资源发现转向产能建设和业绩兑现，深层煤层气有望成为国产气增量的关键抓手。**首华燃气核心资产石楼西区块就位于鄂尔多斯盆地东缘**，临近大吉气田，煤层气资源禀赋优异，支撑公司中长期增储上产，2026 年上半年公司业绩高增，背后是量增、降本、价升三重因素共振的结果。

再看首华：深层煤层气为核，量增+降本+价升共振放大弹性

（1）**量增：资源+管道支撑上产，补贴打开利润弹性。**2025 年公司天然气产量 9.26 亿方、同比接近翻倍，2026H1 产量 5.88 亿方、同比+39%，全年有望达到 12 亿方。叠加煤层气奖补权重提升及中海沃邦持股比例由约 67.5%升至约 78.8%，产量增长向归母利润传导效率增强。

（2）**降本方面：技术降本+规模效应+财务优化放大盈利弹性。**2025 年单位自产气成本由 1.81 元/方降至 1.36 元/方，新井单方投资降至约 0.53 元/方，数智化和工艺创新进一步降低直接费用，规模效应摊薄三费，转债赎回后财务费用显著下降。

（3）**价升：气价淡季不淡，**旺季可期。美伊冲突以来，霍尔木兹海峡及中东 LNG 供应扰动显著抬升全球气价。全球气价淡季偏强、旺季可期，有望继续放大公司自产气盈利弹性。

投资建议：行业红利与自身成长形成共振

量价齐升叠加降本逻辑持续兑现。预计公司 2026-2028 年 EPS 分别为 1.89 元、2.72 元和 3.67 元。对应 2026 年 9 月 7 日收盘价的 PE 分别为 13.40X、9.30X 和 6.89X，维持“买入”评级。

风险提示

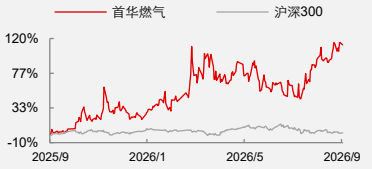
1、国际油气价格大幅波动；2、项目投产进度不及预期；3、自然灾害、恶劣天气等自然因素带来的风险；4、安全生产风险；5、盈利预测假设不成立或不及预期的风险。

公司基础数据

当前股价(元)	25.28
总股本(万股)	38,511
流通A股/B股(万股)	38,453/0
每股净资产(元)	10.11
近12月最高/最低价(元)	26.90/11.78

注：股价为 2026 年 9 月 7 日收盘价

市场表现对比图(近 12 个月)



资料来源：Wind

相关研究

- 《盈利大幅跃升，量价股权共振，未来成长空间可期》2026-09-02
- 《气价接近今年前高，量价齐升成长空间巨大》2026-07-28
- 《业绩延续高增态势，量价齐升逻辑持续兑现》2026-04-26

更多研报请访问
长江研究小程序

目录

顶层设计加速完善，深层煤层气政策加码.....6
从非常规气到深层煤层气，国产气增产主力明确.....7
天然气增产继续，“十五五”承担更大边际责任.....7
非常规气：政策多方护航，支持力度气种分化.....8
煤层气：“十五五”定位升级，国内核心接替气源.....10
深层煤层气：从规模突破到效益提升，成长正当时.....13
再看首华：深层煤层气为核，量增+降本+价升共振放大弹性.....19
量增：资源+管道支撑上产，补贴打开利润弹性.....19
降本：技术降本+规模效应+财务优化放大盈利弹性.....21
价升：气价淡季不淡，旺季可期.....24
投资建议：行业红利与自身成长形成共振.....27
风险提示.....28

图表目录

图 1：管网制约并影响天然气产量.....9
图 2：“十四五”天然气供应增量贡献占比.....11
图 3：“十五五”天然气供应增量贡献占比预测.....11
图 4：深层煤层气水平压裂示意图.....13
图 5：中国煤层（岩）气产业发展关键节点及典型区块开发历程图.....14
图 6：深层煤岩气和浅层煤层气游离气与吸附气平衡比例（左）与赋存——产出模式图（右）.....14
图 7：中石油深层煤岩气钻井数量与水平段长.....15
图 8：鄂尔多斯盆地深层煤岩气历年平均钻井周期.....15
图 9：石楼西区块地理位置示意图.....17
图 10：公司营业收入变化.....18
图 11：公司归母净利润变化.....18
图 12：公司毛利率变化.....18
图 13：2025-2026 年首华燃气天然气产量将迎来快速放量.....19
图 14：非常规气计算开采气量规则系数对比.....20
图 15：中海沃邦持股比例变化.....20
图 16：天然气代输增压业务.....21
图 17：公司管输业务输气量(亿方）.....21
图 18：公司降本增效三大路线.....21
图 19：公司单方自产气成本分拆.....22
图 20：天然气气井单方折耗水平.....23
图 21：公司三费水平变动趋势（其中 2026E 以 2026 半年报数据年化）.....23
图 22：公司财务费用变化.....24
图 23：公司有息负债变化.....24
图 24：公司负债率变化.....24

图 25：2026 年布伦特原油与主要天然气相对价格走势对比（2026.02.28 为 100）.....25
图 26：2026 年荷兰 TTF 天然气价格走势（单位：美元/百万英热）.....25
图 27：2026 年亚洲 JKM 天然气价格走势（单位：美元/百万英热）.....25
图 28：欧洲天然气库容率降至历史低位（单位：%）.....26
图 29：国际主要天然气价格长周期走势：气价仍存较大上行空间（单位：美元/百万英热）.....26

表 1：近期密集出台的规划&方案中非常规气、煤层气相关表述.....6
表 2：油气行业“十四五”规划与“十五五”规划对比.....7
表 3：油气行业“十四五”规划与“十五五”规划对比.....8
表 4：非常规气补贴政策变化.....9
表 5：天然气增产地方政策.....10
表 6：煤层气行业“十四五”发展概况与“十五五”规划（单位：亿方）.....10
表 7：《清洁能源发展专项资金管理办法》解读.....11
表 8：《鄂尔多斯盆地东部区域煤层气增储上产行动方案（2026-2030 年）》核心内容（单位：亿方）.....15
表 9：石楼西各区块信息统计（单位：亿方）.....17
表 10：公司收入和利润的敏感性分析（单位：百万元）.....28

顶层设计加速完善，深层煤层气政策加码

近期油气相关政策密集发布，“非常规气”与“煤层气”在规划中的权重明显持续抬升。我们对比梳理发现，十三五/十四五时期，政策更多是将非常规气作为天然气增量的重要补充，而进入“十五五”后，相关表述明显增多、目标也更加具体：以关键词统计看，“十四五”规划中“非常规”出现 2 次、“煤层气”出现 3 次，“深层煤层气”未出现；而“十五五”相关规划中“非常规”出现 4 次、“煤层气”出现 6 次，“深层煤层气”出现 3 次，不仅提及频次提升，且从原则性表述进一步走向区域目标、全国目标和管网配套目标的系统部署。**近期连续发布的鄂东专项行动方案、煤炭工业“十五五”配套方案及油气“十五五”规划，均直接涉及非常规气、深层煤层气和煤层气上载管网等关键环节，表明政策重心正由“补充支持”转向“重点加码”。**

基于这一变化，我们认为，非常规气，尤其是煤层气和深层煤层气，已由过去的边际补充资源升级为“十五五”国产气增储上产的重要抓手。

表 1：近期密集出台的规划&方案中非常规气、煤层气相关表述

发布时间	相关规划&方案	政策涉及	具体表述/目标
2026/7/7	鄂尔多斯盆地东部区域煤层气增储上产行动方案（2026—2030 年）	区域深层煤层气目标	到 2030 年，鄂东区域煤层气产量 180 亿方，其中深层煤层气 160 亿方以上；探明地质储量较“十四五”末增加 6000 亿方以上
2026/8/10	煤炭工业“十五五”规划配套方案-煤层气（煤矿瓦斯）开发利用方案	量化煤层气产量目标	到 2030 年，煤层气产量 260 亿立方米，瓦斯利用量 65 亿立方米
2026/8/17	石油天然气发展“十五五”规划	非常规气、深层煤层气	推动非常规油气突破，加快储量动用和开发建产，实现页岩油、页岩气和深层煤层气的规模效益开发
		深层煤层气	推动深层煤层气在鄂尔多斯盆地持续增储，准噶尔盆地加快突破
		天然气、煤制气、煤层气	支持天然气及煤制气、煤层气上载国家干线管网

资料来源：国家能源局，中国政府网等，长江证券研究所

从非常规气到深层煤层气，国产气增产主力明确

天然气增产继续，“十五五”承担更大边际责任

“十五五”期间油气增量并未结束，而是国内油气供给从高速增长转向稳产增产。《石油天然气发展“十五五”规划》提出，到 2030 年国内油气供应量达到 4.4 亿吨油当量，国内油气总产量持续增加；而国家能源局《中国油气勘探开发发展报告（2026）》披露，2025 年我国油气产量当量已达到 4.2 亿吨，原油产量 2.16 亿吨、天然气产量 2621 亿立方米。由此看，2025-2030 年仍有约 0.2 亿吨油当量增量空间。**考虑到原油产量已处历史高位，后续更多强调稳中有升，天然气持续上产更可能承担新增油气当量的主要部分。**

表 2：油气行业“十四五”规划与“十五五”规划对比

维度	“十四五”（2025 目标）	2025 实际	“十五五”（2030 目标）
国内油气供应	-	-	-
原油	稳定 2 亿吨	2.16 亿吨（十三五末 1.95 亿吨）	未拆分，原油产量稳中有升
隐含增量/增量	-	0.21 亿吨	-
天然气	**≥2300 亿 m³**	**2621 亿方（十三五末 1925 亿方）**	**未拆分，天然气持续上产**
隐含增量/增量	**-**	**696 亿方**	**-**
油气当量	-	4.2 亿吨（十三五末约 3.5 亿吨）	4.4 亿吨
隐含增量/增量	-	约 0.7 亿吨	0.2 亿吨
长输管网	**21 万公里**	**-**	**22 万公里**
隐含新增/新增	**-**	**-**	**1 万公里**
天然气储备能力	550 亿～600 亿立方米	储气规模实现翻番	未披露
占消费比重	约 13%	12.6%（十三五末 7.2%）	超过 13%
LNG 接收站能力	未设置目标	1.7 亿吨/年	2 亿吨 / 年
隐含新增/新增	-	0.78 亿吨/年	0.3 亿吨/年
陆上管道进口气能力	未设置目标	1030 亿 m³/ 年	1140 亿 m³/ 年
新增	-	320 亿 m³/ 年	110 亿 m³/ 年
CCUS/CCS	提出加大二氧化碳驱油技术推广应用，但未设全国年度注入量硬指标	-	年 CO_2注入量 1000 万吨
储量接替率	-	-	-
石油	≥1.1	-	保持≥1
天然气	≥2.2	-	**天然气力争更高**
海洋油气	实施海洋油气高效勘探开发科技创新示范工程	-	实施海洋油气再提升工程
产量当量	-	约 9000 万吨（十三五末 6530 万吨）	达亿吨级规模
隐含新增/新增	-	约 2470 万吨	1000 万吨
原油	-	超 6600 万吨（十三五末 5164 万吨）	未拆分
隐含新增/新增	-	约 1436 万吨	-
天然气	-	约 300 亿立方米（十三五末 186 亿方）	未拆分
隐含新增/新增	-	约 114 亿方	-

资料来源：国家能源局，中国政府网等，长江证券研究所

“十四五”期间，天然气已成为国内油气增储上产的主要增量来源，十五五这一趋势有望延续。按 2020 年油气产量当量约 3.5 亿吨、2025 年约 4.2 亿吨测算，十四五期间油气当量增量约 0.7 亿吨；其中天然气产量由 1925 亿方提升至 2621 亿方，增加约 696 亿方，折合约 0.49 亿吨油当量，贡献约 70%。展望十五五，规划提出 2030 年国内油气供应量达到 4.4 亿吨油当量，较 2025 年仍有约 0.2 亿吨增量。**考虑到原油产量已处 2.16 亿吨高位，后续更强调稳中有升，若假设十五五增量中 80%来自天然气，则对应天然气增量约 0.16 亿吨油当量，折合约 201 亿方。**

表 3：油气行业“十四五”规划与“十五五”规划对比

时期	“十四五”		“十五五”规划	
油气当量增量（亿吨）	0.7		0.2	
原油增量（亿吨）	0.21	0.06	0.04	0.02
占比	30%	30%	20%	10%
天然气增量当量（亿吨）	0.49	0.14	0.16	0.18
占比	70%	70%	80%	90%
天然气增量（亿方）	696	176	201	226

资料来源：国家能源局，中国政府网等，长江证券研究所

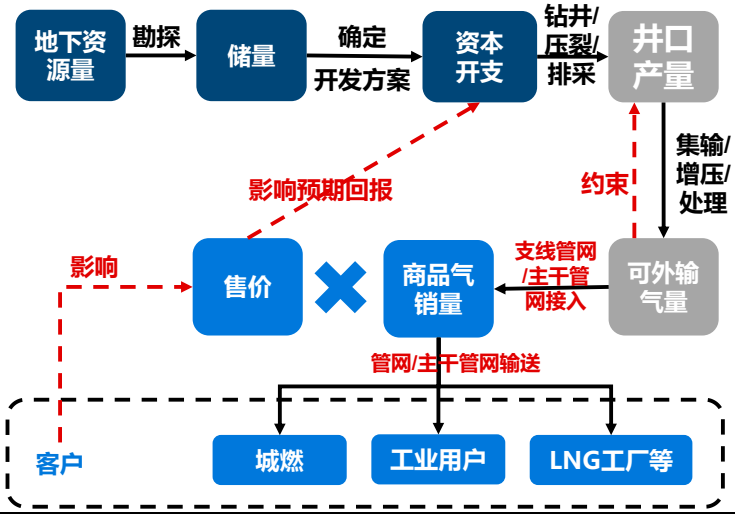
非常规气：政策多方护航，支持力度气种分化

基础设施补短板，打开产量释放空间

“十五五”期间，管网建设的重要性将进一步提升，非常规气开发将从“有资源、有技术”走向“能外输、能消纳”。规划提出，到 2030 年全国油气长输管网规模达到约 22 万公里，并提升储气、LNG 接收和陆上管道进口能力，体现“产供储销”体系建设仍是油气安全保障的重要抓手。随着管网体系完善，非常规气从资源端到消费端的连接效率有望提高，国产气增储上产的现实约束也将逐步缓解。

管网决定资源量能否转化为商品量。非常规气开发的关键，不只是地下有没有气，更在于气能否以合理成本进入市场。煤层气、致密气等非常规气资源分布相对分散，单井产量和压力条件差异较大，通常需要井场集输、增压、处理和主干管网接入共同支撑。若外输管网不足，井口产量难以及时转化为销售气量，企业新增投资回收周期被拉长，甚至会抑制后续钻井和压裂节奏。因此，管网建设本质上是在扩大非常规气资源的商业化半径，使更多地下资源量转化为可销售的商品气量。

图 1：管网制约并影响天然气产量



资料来源：长江证券研究所

除了产量瓶颈突破外，管网完善还会改变非常规气的售价和盈利能力。在管网接入不足的地区，非常规气往往依赖本地消纳，销售半径有限，价格容易受区域供需和单一客户议价影响；而接入主干管网后，气源可进入更广阔的跨区域市场，参与城燃、工业和冬季保供等多元需求，价格发现更充分。对开发企业而言，外输能力提升不仅意味着更多气量能够销售，也意味着优质气源有机会获得更合理的市场化定价，进而改善项目现金流和资本开支意愿。

中央资金补贴继续，提升增量补贴权重

非常规气补贴已从“按量给钱”转向“按增量、保供和气种权重分配资金池”。早期煤层气、页岩气更多采用固定单价补贴，企业实际开采利用多少气，就按对应标准获得补贴；2019 年后，财政支持机制转向“多增多补、冬增冬补”，2020-2024 年进一步纳入清洁能源发展专项资金暂行办法，2025-2029 年新办法继续实行中央资金池、先预拨后清算、按奖补气量占比分配。也就是说，企业最终补贴弹性不只取决于产量绝对值，还取决于气种权重、全年增产幅度、采暖季增量和年度资金池规模。

表 4：非常规气补贴政策变化

适用时间	气种范围	阶段	补贴方式	核心规则	政策含义
2007 年-2015 年	煤层气（煤矿瓦斯）	煤层气固定单价补贴阶段	按利用量固定单价补贴	中央财政按 0.2 元/立方米煤层气（折纯）标准补贴；补贴额度=（销售量+自用量-用于发电量）×补贴标准	鼓励煤层气抽采利用，重点服务煤矿安全、瓦斯治理和资源利用
2007 年-2025 年 10 月		煤层气增值税返还补贴	增值税先征后退	对煤层气抽采企业的增值税一般纳税人抽采销售煤层气实行增值税先征后退；退税款专项用于煤层气技术研究和扩大再生产，不征企业所得税	
2016-2020 年		煤层气固定单价提高阶段	按利用量固定单价补贴	煤层气（瓦斯）开采利用中央财政补贴标准由 0.2 元/立方米提高到 0.3 元/立方米	仍是“从量补贴”，但补贴强度提高，支持煤层气产业化

2012-2015 年	页岩气	页岩气固定单价补贴阶段	按开采利用量固定单价补贴	2012-2015 年页岩气补贴 0.4 元/立方米	支持页岩气产业起步和商业化突破
2016-2020 年		页岩气固定单价退坡阶段	按开采利用量固定单价补贴	2016-2018 年补贴 0.3 元/立方米；2019-2020 年补贴 0.2 元/立方米	页岩气从培育期（增量支持）进入退坡期，补贴强度逐步下降
2020-2024 年	煤层气（煤矿瓦斯）、页岩气、致密气等	2020-2024 年清洁能源专项资金暂行办法阶段	中央资金池+奖补气量占比分配	专项资金实施期限为 2020-2024 年；非常规天然气奖补按“多增多补”原则，超过上年开采利用量给予梯级奖补，未达上年扣减，取暖季增量按“冬增冬补”奖补	形成制度化资金池，不再是简单每方固定单价；企业补助金额取决于奖补气量占全国奖补气量比例
2025-2029 年		2025 -2029 年新办法阶段	中央资金池+气种权重重构+致密气退坡	煤层气权重提高至 1.5，页岩气为 1，致密气按退坡系数计入，2025-2029 年由 0.6 逐步降至 0.2	政策更明显转向“煤层气优先、页岩气稳定支持、致密气逐步市场化”

资料来源：财政部，长江证券研究所

除中央专项资金补助外，部分地方政策可放大非常规气项目经济性。例如新疆自治区明确，对增产天然气按 0.1 元/立方米给予奖补，对增产煤层气、页岩气、致密气按 0.2 元/立方米给予奖补，年度增产气量 100 万立方米及以上企业方可申报，实施期暂定 2023-2025 年。

表 5：天然气增产地方政策

省份	补贴对象	地方气量补贴标准（元/方）	适用条件/备注
贵州	地面抽采煤层气	0.3	实际利用气量，存量、增量均可享受
	井下煤矿瓦斯利用	0.2	煤矿井下抽采瓦斯利用部分
新疆（2026-2029）	常规天然气（增产）	0.1	增产≥100 万 m^3申报，仅增量
	煤层气/页岩气/致密气（增产）	0.2	一般企业增产≥100 万 m^3；煤矿瓦斯无规模门槛，仅增量

资料来源：中国政府网，贵州省能源局，长江证券研究所

煤层气：“十五五”定位升级，国内核心接替气源

煤层气的产业定位正在升级，由安全治理附属资源走向天然气增储上产核心接替资源。从“十三五”到“十五五”，我国煤层气的官方定位发生关键性跃迁。“十三五”时期，煤层气被定义为天然气重要补充气源，产业以普惠补贴托底，作为国内天然气的增量补充力量起步发展。进入“十四五”，定位调整为国内天然气重要补充供应，政策告别普惠补贴，转向“多增多补、冬增多补”的增量奖励机制，重在撬动产量提升。到“十五五（2026-2030）”，煤层气定位升级为国内天然气核心接替气源，同时叠加保供、煤矿安全、甲烷控排三重价值。定位的升级，反映国内天然气保供压力下，煤层气的战略权重显著抬升。政策层面延续增产激励思路，通过提高分配系数、配套地方差异化补贴，推动煤层气从过去的补充角色，成长为国产天然气增产的关键接替力量。

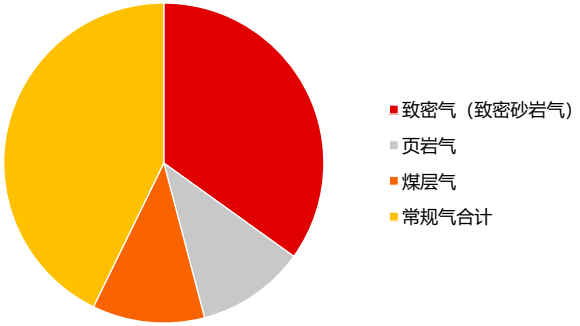
表 6：煤层气行业“十四五”发展概况与“十五五”规划（单位：亿方）

“十四五”概况	
2020 全国煤层气产量	102.3

2025 全国煤层气产量	181.3
产量增量	79
增幅	44%
CAGR	12%
其中：鄂尔多斯盆地东部区域	-
2025 煤层气产量	约 70（占全国产量约 40%）
2025 深层煤层气产量	42（占全国煤层气产量约 23%，鄂东煤层气产量约 60%）
深层煤层气新增探明储量	超 1 万亿，超过历史上浅层煤层气累计探明地质储量总和
“十四五”规划	
全国规划	**煤层气（煤矿瓦斯）开发利用方案**
“十五五”煤层气产量目标	260
目标隐含增量	78.7
增幅	30%
CAGR	7%
瓦斯利用量	65

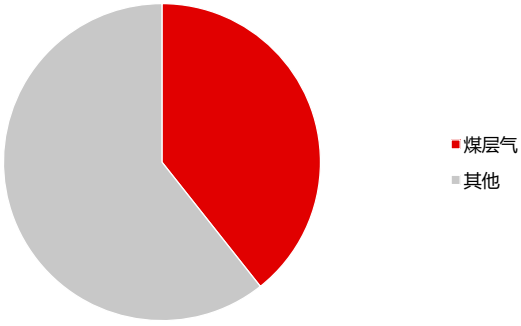
资料来源：国家能源局，iFinD 等，长江证券研究所

图 2：“十四五”天然气供应增量贡献占比



资料来源：国家能源局，iFinD 等，长江证券研究所

图 3：“十五五”天然气供应增量贡献占比预测



资料来源：国家能源局，iFinD 等，长江证券研究所

2025 版新办法提高分配中煤层气相对权重，体现支持力度。2020-2024 年旧办法中，煤层气按 1.2 倍计入，页岩气按 1 倍计入，致密气主要计入较 2017 年的增量；2025-2029 年新办法中，煤层气按 1.5 倍计入，页岩气仍按 1 倍计入，致密气按退坡系数计入。奖补气量计算仍保留“上年开采利用量+全年增量加权+采暖季增量加权”的框架，增产时系数放大奖励，减产时系数放大扣减，采暖季增量额外加权体现冬季保供导向。**同等产量下，煤层气在中央资金池中的相对收益权重明显提升。**

表 7：《清洁能源发展专项资金管理办法》解读

机制		具体规则	规则解读
1.计算非常规天然气开采利用量采利用量	2020-2024 规则	非常规天然气开采利用量=页岩气开采利用量+煤层气开采利用量×1.2+致密气开采利用量较 2017 年的增量部分	-
	2025-2029 规则	**非常规天然气开采利用量=煤层气×1.5+页岩气×1+致密气×退坡系数（2025 年 0.6→2029 年 0.2）**	财政奖补在非常规气内部不是“一视同仁”，而是明显向煤层气倾斜

	煤层气	2025-2029	1.5	鼓励方向，最新规则系数由 1.2 提升至 1.5
	页岩气	2025-2029	1	稳定支持方向，规则系数保持不变
	致密气	2025	0.6	逐步退坡方向
		2026-2027	0.4	
		2028-2029	0.2	
2.计算某省（中央企业）当年奖补气量	**=上年开采利用量+(当年开采利用量-上年开采利用量)*对应的分配系数+(当年取暖季开采利用量-上年取暖季开采利用量)*1.5**			**“从量补到效补”：保基础、奖增量、再额外奖励采暖季增量，**补贴逻辑从过去主要看“产了多少气”（存量气），转向现在更看 1.有没有增产（增量气） 2.增产幅度（不同幅度对应分配系数） 3.有没有冬季保供（取暖季更高分配系数） 4.是不是政策更鼓励的气种、有没有带来安全和减排价值（在计算开采利用量时，不同气种的系数）
	取暖季为每年 1—2 月、11—12 月			
	某省（中央企业）当年奖补气量≤0 时，按 0 计算			
	增幅/降幅		**分配系数**	
	0-5%（含）		1.25	
	5%-10%（含）		1.5	
	10%-20%（含）		1.75	
	20%+		2	
3.计算奖补资金	财政部每年预算安排，总量固定。先预拨、后清算			每年 8 月 20 日前，各省财政部门和中央企业审核汇总相关项目的当年和下年预计开采利用量等数据一并上报财政部、国家能源局。每年 9 月 20 日前，国家能源局按职责分工对各省财政部门和中央企业的申报数据进行审核，并将审核结果函告财政部。财政部依据国家能源局提供的审核结果等有关材料安排下一年度奖补资金预算，并按规定做好预算下达工作
	全国资金池	2024 年	46.53 亿元（已清算）	
		2025 年	45.51 亿元（已清算）	
		2026 年	41.08 亿元（拟预拨）	
	省/央企奖补资金		=（本省奖补气量÷全国奖补气量汇总）×全国资金池	
	企业奖补资金		=（本企业奖补气量÷全省奖补气量汇总）×省资金池	

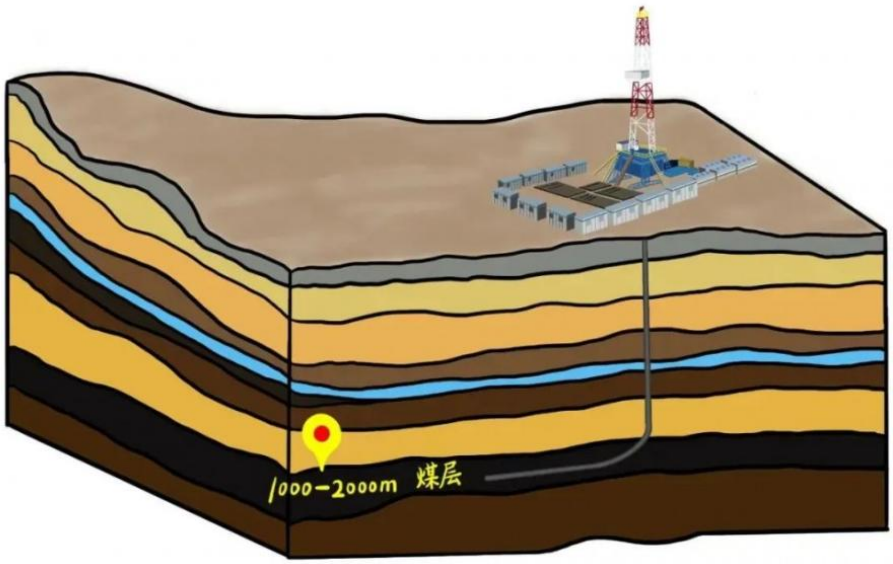
资料来源：财政部，长江证券研究所

深层煤层气：从规模突破到效益提升，成长正当时

深层煤层气进入规模突破+效益开发新阶段

深层煤层气（又称深部煤层气、煤岩气）：行业通用界定为煤层埋藏深度≥1500m、赋存于深部煤储层中的甲烷类非常规天然气，是当前我国天然气增储上产的核心接替资源，典型开发区块为山西鄂尔多斯盆地东缘大吉气田。深层煤层气游离气占比高，小幅压降即可快速产气，排采周期短、上产速度快；必须采用水平井+大规模体积压裂人工构建裂缝网络改善储层渗透性，地层产水量小，无需长年高强度排水，单井初期产能更高、经济效益更好。

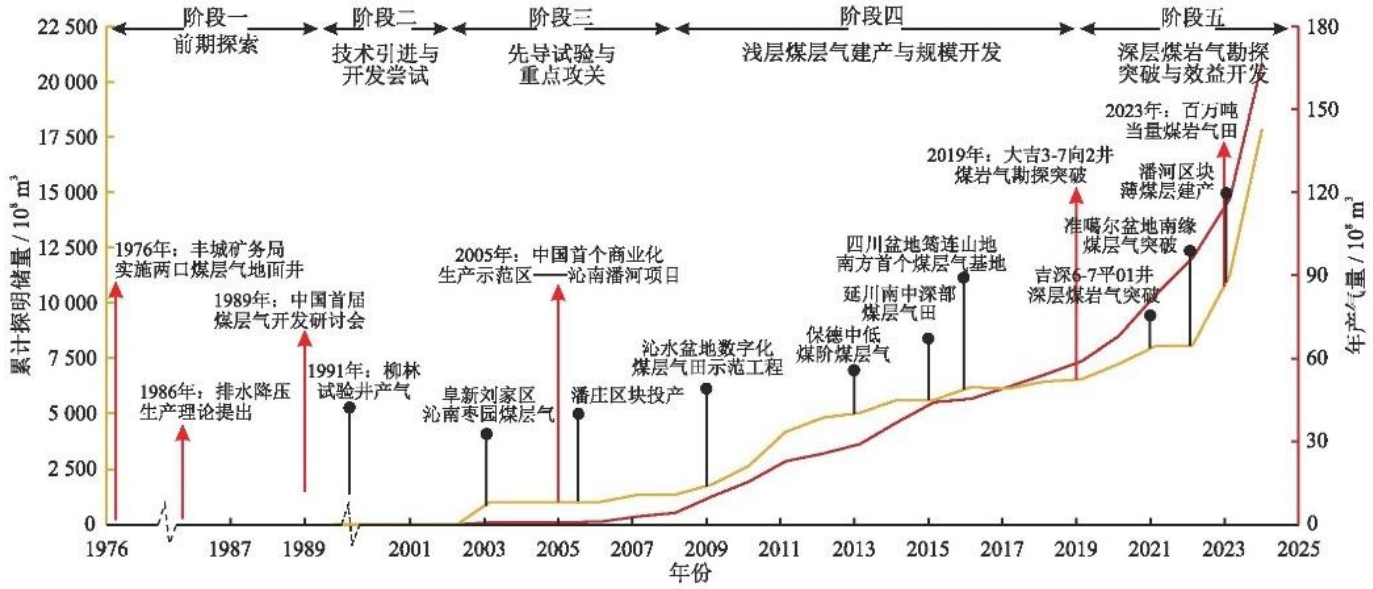
图 4：深层煤层气水平压裂示意图



资料来源：能源界，长江证券研究所

“十四五”以来，我国开始进入深层煤层气勘探突破与效益开发阶段。1989 年前，以煤矿井下瓦斯抽采为主，地面开发仅零星探索；1989—2002 年，开展煤层气资源初步评价，引进国外技术尝试开发；2003—2008 年进入先导性试验阶段，国家设煤层气开发示范工程专项，推动技术攻关；2009—2019 年步入产业化初级阶段，勘探开发规模扩大，技术装备体系完善，政策与市场化加速，形成沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘两大产业基地；**2019 年至今，进入深层煤岩气勘探突破与效益开发阶段**，实现“二元富集”“大规模体积压裂”等勘探开发理论技术突破，为产业革命性发展筑牢根基。深层煤层气因储量大、分布广、开发潜力突出，正成为我国天然气产量增长的关键接替资源。

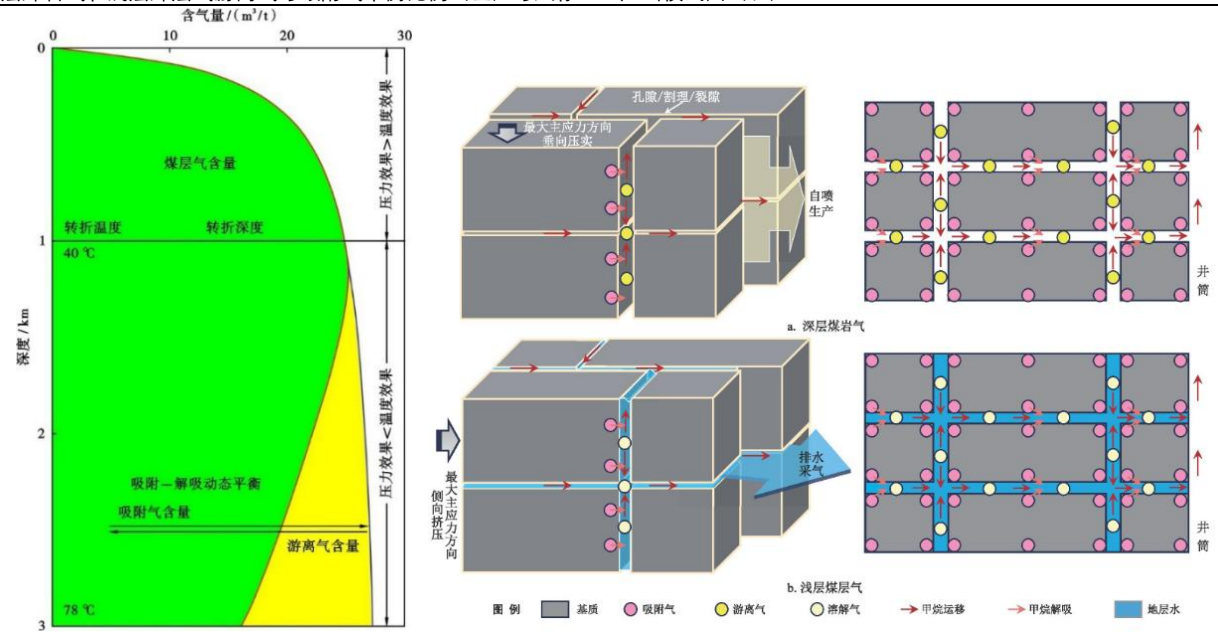
图 5：中国煤层（岩）气产业发展关键节点及典型区块开发历程图



资料来源：《深层煤层（岩）气革命性突破及关键理论与技术》周立宏等（2025），长江证券研究所

深层煤岩气和浅层煤层气赋存与产出模式存在差异。浅层煤层气地层封闭条件较差，地下水径流活跃、储层含水量高，煤层吸附饱和度偏低，气体主要以吸附态赋存，几乎不含游离气，开发上需要长期持续排水降压使甲烷缓慢解吸才能逐步产气，排采周期长、产气爬坡慢，一般仅配套小型压裂疏通渗流通道。而深层煤层气地层封闭性好，地下水滞留且矿化度高，呈现干煤特征，煤层吸附饱和度可达 95%以上，吸附点位趋于饱和，多余甲烷以游离气储存在孔隙裂隙中，**采用水平井加大规模体积压裂改造致密煤储层后，游离气可快速产出，排采周期短、上产速度快，后期依靠吸附气解吸维持稳产。**

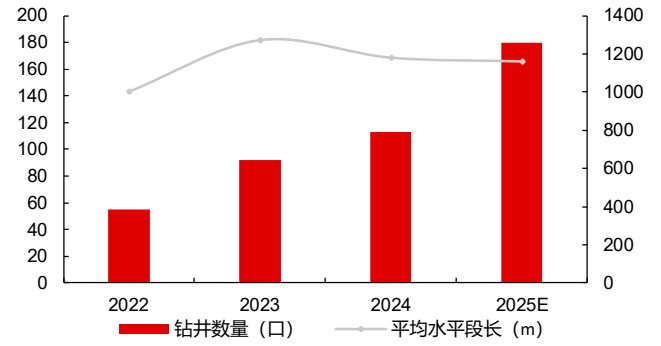
图 6：深层煤岩气和浅层煤层气游离气与吸附气平衡比例（左）与赋存——产出模式图（右）



资料来源：《深层煤层（岩）气革命性突破及关键理论与技术》周立宏等（2025），《中国建立千亿立方米级煤层气大产业的理论与技术基础》罗平亚等（2023），长江证券研究所

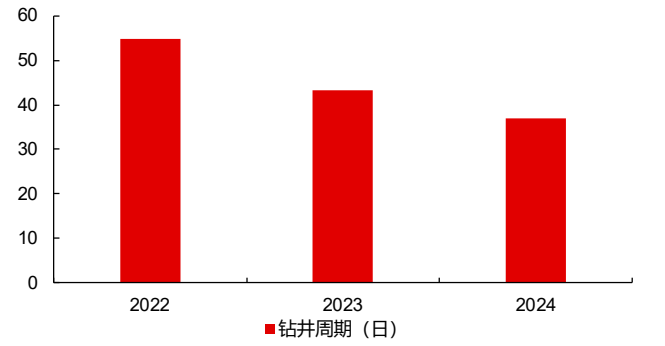
深层煤岩气开发呈现“规模扩张+技术提效”双重突破。以中石油为例，2022-2024 年中石油深层煤岩气水平井钻井数量从 55 口猛增至 113 口，预计 2025 年将增加至 180 口。平均水平段长期维持千米级，展现开发规模的快速扩张；同时，钻井装备、工艺的迭代升级，超长水平段钻进、高效压裂技术突破使得鄂尔多斯盆地深层煤岩气钻井周期从 54.83 天逐年降至 36.87 天。

图 7：中石油深层煤岩气钻井数量与水平段长



资料来源：《深层煤岩气水平井钻完井技术新进展及发展建议》佘朝毅等（2025），长江证券研究所

图 8：鄂尔多斯盆地深层煤岩气历年平均钻井周期



资料来源：《深层煤岩气水平井钻完井技术新进展及发展建议》佘朝毅等（2025），长江证券研究所

未来伴随重点盆地甜点评价、工程适配能力和全生命周期采气体系持续完善，深层煤层气与煤岩气在中国非常规天然气结构中的战略地位有望进一步提升。据测算中国 2km 以深煤层气资源量约 40.71×10^12m^3，其中 2–3km 深度段达 18.47×10^12m^3，深层资源已具备支撑后续规模开发的物质基础。同时，开发逻辑正在发生变化，深层煤岩气突破并非单纯向深部拓展，而是依托地质工程一体化、井网优化、水平井钻完井及体积压裂等技术进步，逐步突破深部煤层在压裂改造、缝网连通和稳产开发方面的约束。**以鄂尔多斯盆地大宁—吉县、首华燃气石楼西等区块为代表的效益开发案例，表明深层煤层气/煤岩气正由资源潜力逐步走向产业现实。**

鄂尔多斯盆地东部，“十五五”增产主战场

深层煤层气已经进入国家专项行动方案和量化目标阶段，鄂东区域是核心主战场。国家能源局《鄂尔多斯盆地东部区域煤层气增储上产行动方案（2026-2030 年）》明确提出，到 2030 年，鄂东区域煤层气探明地质储量较十四五末增加 6000 亿立方米以上，煤层气产量达到 180 亿立方米，其中深层煤层气产量 160 亿立方米以上。相较 2025 年全国深层煤层气约 40 亿方量级、鄂东区域煤层气总产量接近 70 亿方的现状，“十五五”期间深层煤层气仍处于产量爬坡初期。大宁-吉县、大吉、神府、纳林河等区块有望成为鄂东深层煤层气放量的核心样本。

表 8：《鄂尔多斯盆地东部区域煤层气增储上产行动方案（2026-2030 年）》核心内容（单位：亿方）

鄂尔多斯盆地东部区域	鄂尔多斯盆地东部区域煤层气增储上产行动方案（2026—2030 年）
煤层气	
2025 年产量	约 70
“十五五”产量目标	180
产量增量	约 110
增幅	57%

CAGR	9%
其中：深层煤层气（煤岩气）	
2025 年产量	42
其中：大吉气田产能	突破 40
2025 大吉产量	30.5
占比	73%
“十五五”产量目标	≥160
产量增量	约 120
增幅	186%
CAGR	23%
新增探明地质储量	≥6000 亿

资料来源：国家能源局，iFinD 等，长江证券研究所

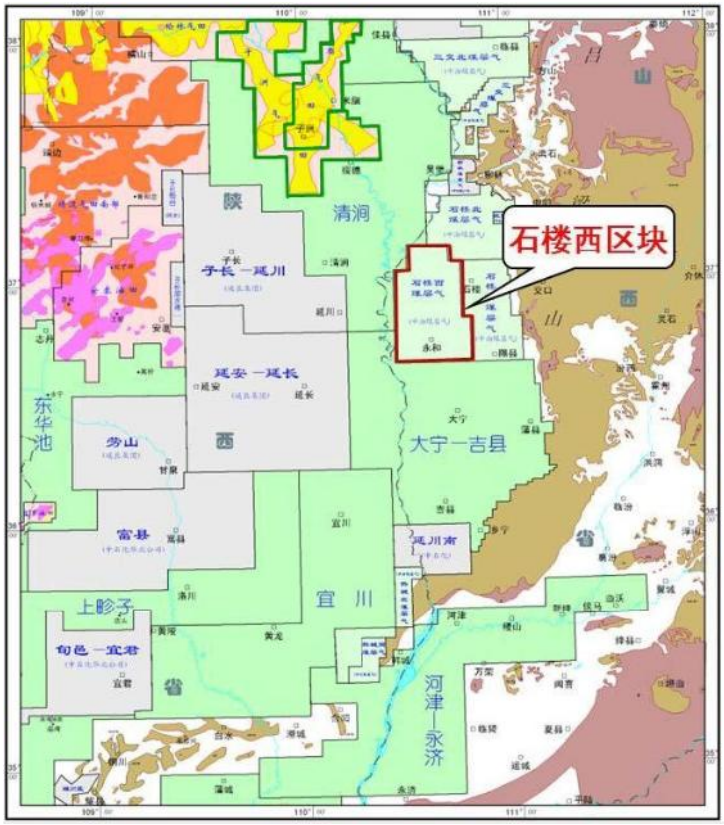
其中，大吉气田是鄂尔多斯盆地东缘深层煤层气规模化开发的重要战场。大吉气田是中国首个实现商业化开发的深层煤岩气田，煤岩气探明地质储量 3000 亿方。深层煤层气单井产量是中浅层煤层气井的 5-10 倍，大吉气田验证了深层煤岩气经济开采价值。此外，大吉气田通过创新“吸附-游离双相赋存”理论，攻关“水平井极限体积压裂”“一趟钻”等核心技术，高产井群效应显著，开发成本较初期下降 40%以上。技术突破驱动产气量飙升，大吉气田 2025 年全年煤岩气实际产量 30.5 亿立方米，占全国深层煤岩气总产量（42 亿立方米）比重超 73%，是我国深层煤岩气最核心产气区。随着国家能源局提出到 2030 年鄂东区域煤层气产量达到 180 亿立方米、其中深层煤层气达到 160 亿立方米以上，大吉气田有望继续承担技术验证、产能复制和规模放量的重要作用。

总的来说，深层煤层气行业成长逻辑正在由资源发现转向产能建设和业绩兑现。在鄂尔多斯盆地东部区域增储上产目标明确、深层煤层气开发技术持续成熟的背景下，拥有优质区块、储量基础、工程开发能力和管输配套的企业，有望率先将资源潜力转化为实际产量。

从首华燃气拐点，看深层煤层气红利兑现

首华燃气核心资产石楼西区块就位于鄂尔多斯盆地东缘，临近大吉气田，煤层气资源禀赋优异。石楼西区块是公司的核心开发区域，与我国规模最大的煤岩气田大吉气田地理相邻。石楼西区块与大吉气田具有高度相似性，煤层资源具备厚度大、吨煤含气量高的显著优势。石楼西区块资源禀赋优秀，为资源开发奠定了坚实的地质基础。大吉区块的深层煤层气矿化度指标平均在 10 万 mg/L 以上，但石楼西区块 8 号煤矿化度高达 30mg/L 以上，吨煤含气量平均大于 30 立方米，总体表明石楼西区块 8 号煤保存条件非常好，资源禀赋高，开发潜力大。

图 9：石楼西区块地理位置示意图



资料来源：公司公告，长江证券研究所

公司天然气资源储量丰富，煤层气开发潜力与空间大。2024-2025 年石楼西区块新增探明煤层气储量 887 亿方，天然气储量充足，为公司未来长期发展奠定了充足的资源基础。截至 2026H1，公司核心资产石楼西区块累计经自然资源部门备案天然气含煤层气地质储量 2163 亿方。深层煤层气开发依托水平井、压裂和地面配套推进，资源基础决定公司具备中长期产量爬坡空间。

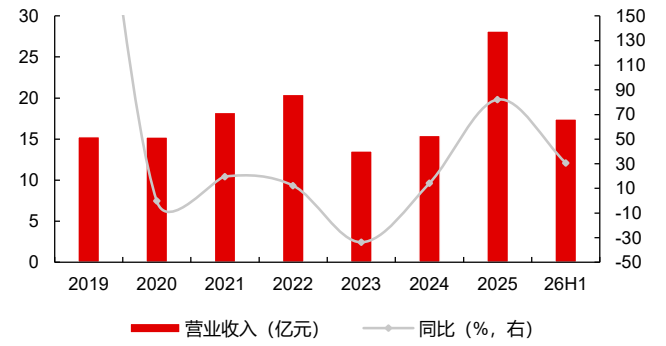
表 9：石楼西各区块信息统计（单位：亿方）

	石楼西区块	中石油煤分成比例	公司分成比例	备案批复时间	面积（万方）	天然气储量	技术可开采储量	经济可采储量
致密气	永和 18 井区	24%	76%	2014-06	114	157	77	46
	永和 45 井区			2017-06	468	635	302	211
	永和 30 井区	13%	87%	2016-03	346	484	231	186
	合计				928	**1276**	**610**	**443**
煤层气	永和 45 - 34 井区	12%	88%	2024-04	231	682	341	265
	永和 45 - 34 井区西区			2025-03	70	206	103	77
	合计				300	**887**	**444**	**342**
	总计					**2163**	**1054**	**785**

资料来源：公司公告，长江证券研究所

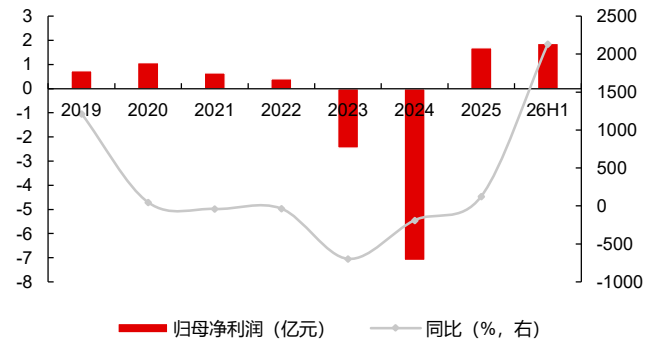
2026 年上半年公司业绩高增，经营拐点已至。公司实现营业收入 17.47 亿元，同比增长 30.5%；归母净利润 1.87 亿元，同比增长 2132%；扣非归母净利润 1.84 亿元，同比增长 2940%，其中二季度归母净利润约 1.3 亿元，环比增长约 150%。2026 年上半年毛利率 25.32%，同比大幅提升 11.72pct，显著高于 Q1 的 19.99%，二季度单季盈利能力进一步跃升。

图 10：公司营业收入变化



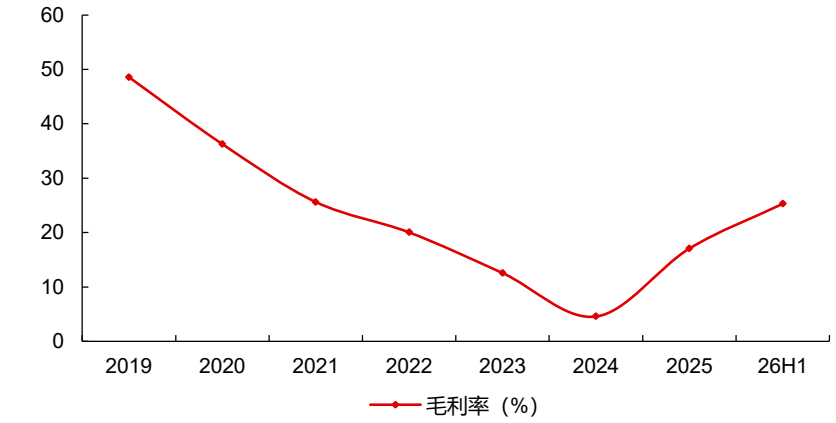
资料来源：iFinD，长江证券研究所

图 11：公司归母净利润变化



资料来源：iFinD，长江证券研究所

图 12：公司毛利率变化



资料来源：公司公告，长江证券研究所

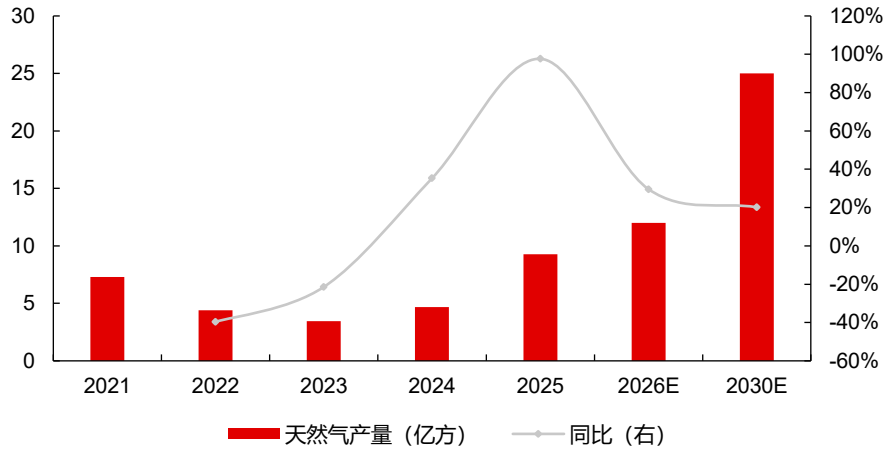
公司业绩高增背后，是量增、降本、价升三重因素共振的结果。量增决定成长空间，降本决定利润率弹性，价升则提升单位盈利水平，三者共同推动公司经营拐点从预期走向兑现。下文将围绕产量放量、成本优化和价格改善三条主线，进一步详细拆解。

再看首华：深层煤层气为核，量增+降本+价升共振放大弹性

量增：资源+管道支撑上产，补贴打开利润弹性

公司加快煤层气开发进度，天然气产量快速放量，远期产量仍有翻倍增长空间。2025 年公司天然气产量 9.26 亿立方米，较上年同期增长 98%，接近翻倍增长。2026 年上半年，公司围绕完钻 24 口，投产 20 口，产量 5.88 亿立方米，同比增长 39%，2026 年全年预计产量进一步增长 30%左右至 12 亿方左右。若以年均 2-3 亿方增量，远期（2030）公司产量预计可达 25 亿方，较 2025 年产量实现翻倍以上增长。

图 13：2025-2026 年首华燃气天然气产量将迎来快速放量



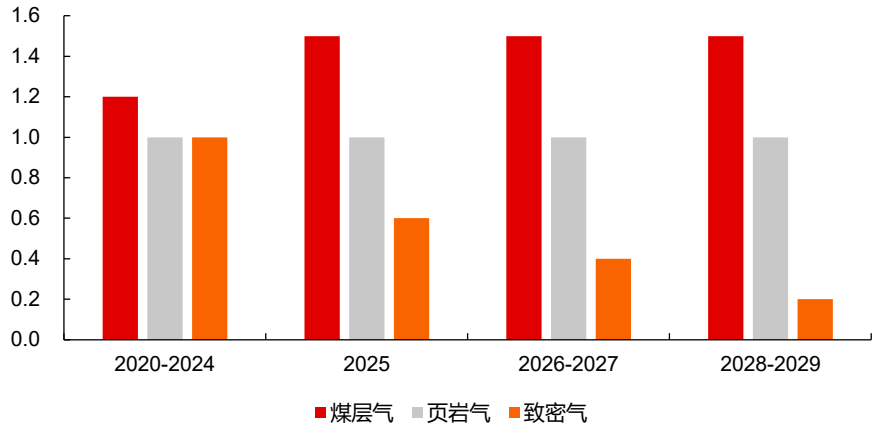
资料来源：公司公告，iFinD，长江证券研究所

清洁能源专项资金已对公司盈利形成实际增厚。中海沃邦 2025 年计入当期损益的政府补助约 1.59 亿元。按 2025 年产量 9.26 亿方测算，表观单方补贴约 0.17 元/方；若考虑 PSC 合同分成比例，实际单方补贴接近 0.20 元/方。

展望未来，十五五期间煤层气奖补权重提升，有利于提高公司在中央专项资金池中的相对分配份额。2025-2029 年清洁能源专项资金新办法下，煤层气按 1.5 倍计入奖补气量，较此前 1.2 倍的计入系数提高 25%。页岩气按 1 倍计入，致密气则采用逐步退坡的计入系数。由于公司未来产量增量主要来自深层煤层气，公司在产量持续增长、煤层气占比提升的情况下，其奖补气量增速可能高于实际产量增速。如果全国资金池规模保持稳定、其他企业增产速度没有明显超过公司，公司获得的补贴总额和单位产量对应的补贴水平有望进一步改善。



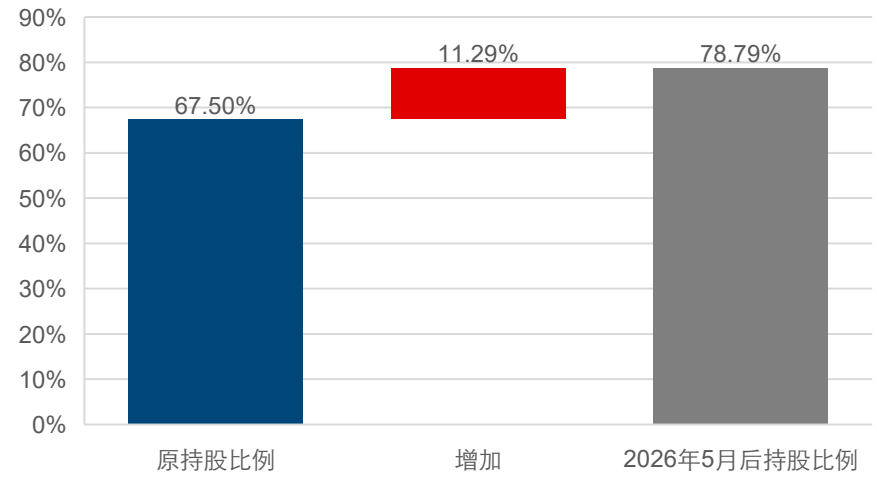
图 14：非常规气计算开采气量规则系数对比



资料来源：财政部，长江证券研究所

此外，除产量增长之外，上市公司收购中海沃邦少数股权，强化核心资产控制权，盈利有望持续增厚。中海沃邦是首华燃气天然气开发业务的核心利润主体，2026 年上半年，公司完成对中海沃邦剩余部分少数股权的收购，持股比例由约 67.5%提升至约 78.8%。

图 15：中海沃邦持股比例变化



资料来源：公司公告，长江证券研究所

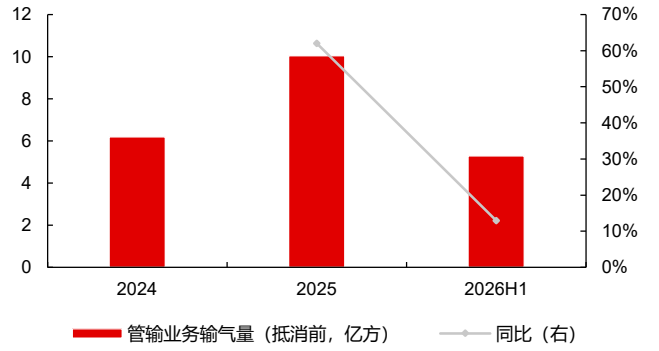
永和伟润运营的永西连接线连接上游大吉气田与西气东输一线，是公司承接鄂东深层煤层气增量的重要外输通道。永和伟润所属永西连接线 2026 年上半年完成输气量 5.29 亿立方米，同比增长 13%，目前永西连接线输气能力约 300 万方/日。公司已经着手对永西连接线桑壁站进行扩建，以进一步提升上载能力，为上游产量持续释放提供输配保障，规划提升至 400 万方/日。同时，黄河水引入等生产用水工程也有望改善压裂和新井投产条件。随着管网、站场和供水设施逐步完善，过去制约行业产量释放的“气井能生产、但气送不出去”以及“井位已部署、但压裂受水资源约束”等问题有望缓解，进而形成基础设施改善、产能释放、管输量提升和单位成本下降的正向循环。

图 16：天然气代输增压业务



资料来源：公司官网，长江证券研究所

图 17：公司管输业务输气量(亿方)

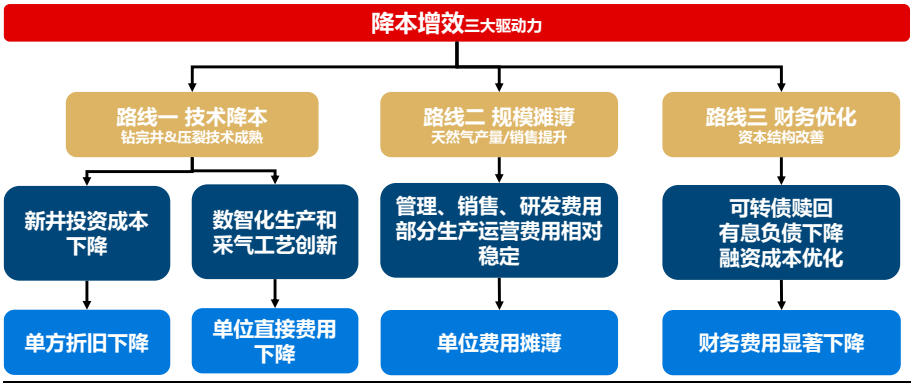


资料来源：公司官网，长江证券研究所

降本：技术降本+规模效应+财务优化放大盈利弹性

公司降本增效主要来自三条路线。第一，钻井、完井和压裂技术成熟，新井单方投资成本下降，数智化生产和采气工艺创新等持续推进，共同推动长期单位折旧及直接费用水平下降；第二，天然气产量和销量提升后，管理、销售、研发以及部分生产运营费用被更多气量摊薄；第三，可转债赎回、有息负债下降和融资成本优化，使财务费用明显减少。

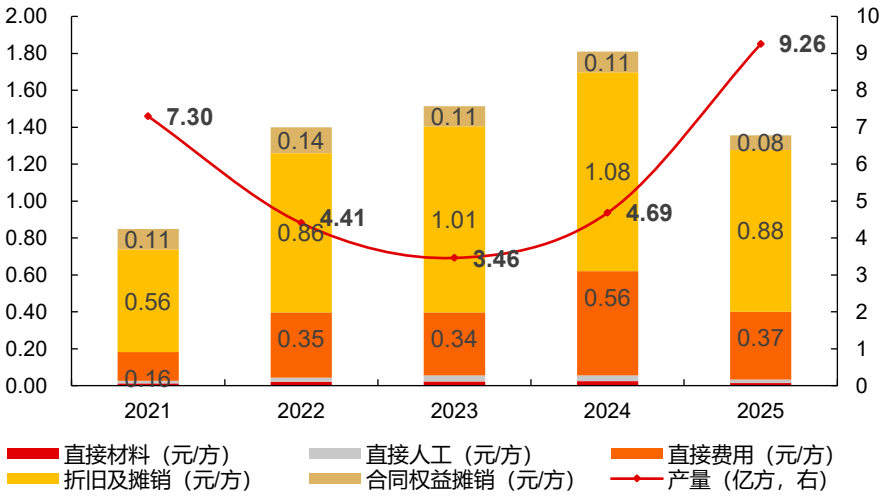
图 18：公司降本增效三大路线



资料来源：公司公告，长江证券研究所

生产端看，2025 年公司天然气单位成本明显下降，主要由直接费用和折旧摊销下降共同驱动。单位成本由 2024 年的 1.81 元/方下降至 2025 年的 1.36 元/方，下降约 0.45 元/方，降幅约 25%。其中单位直接费用由约 0.56 元/方降至 0.37 元/方，下降约 0.19 元/方；**单位折旧及摊销由约 1.08 元/方降至 0.88 元/方，下降约 0.20 元/方，是单位成本下降的最主要驱动力。**

图 19：公司单方自产气成本分拆



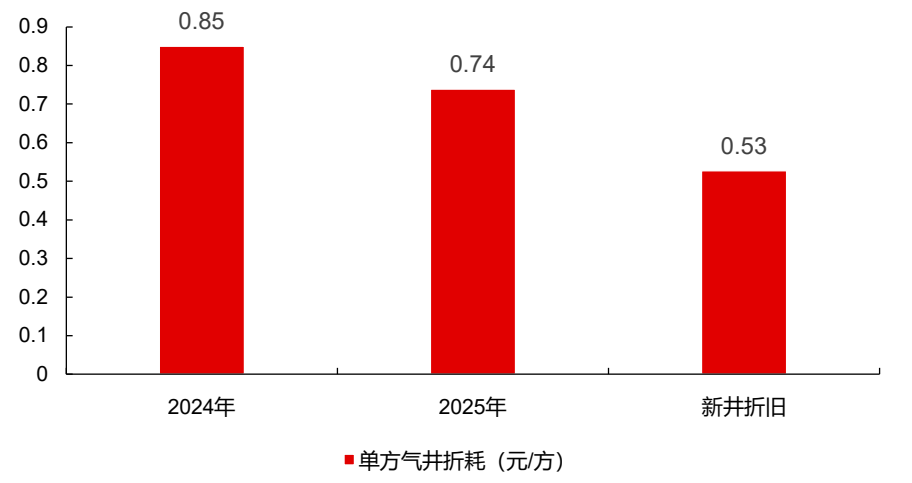
资料来源：公司公告，长江证券研究所

公司与中油煤合作持续深化，技术降本持续推进。2024 年公司钻井周期及水平段长度相比 2023 年均有较大提高，2025 年也得到进一步提升。优化采取“聚能体积压裂”改造工艺，在大幅度降低产建成本的同时，产能获得明显提升。在投资成本方面，公司煤层气水平井单井造价从 4000 万下降到 2900 万左右（不含税），单井生命期累产（EUR）约 5500 万方，折算新井单方投资成本（折耗）约 0.53 元，未来仍有进一步下降空间。

数智化生产和采气工艺创新显著减少直接费用，有望成为公司长期降本增效的重要补充。公司持续推进数字智能化生产技改，目前已完成 45 个平台、120 口重点致密气井数智化监控体系建设，具备远程监测、异常预警和智能间开等自动化管控能力，**有助于减少人工巡检频次，提高气井运行效率和精细化开发水平。**针对深层煤层气井煤粉、出砂导致产层堵塞和产能衰减的问题，公司联合科研机构创新应用气动力管柱新工艺，5 口试验井日产气量提升 20%-46%，举升耗气量降低 17%-33%；同时，**通过推广“单设备双井联用”模式，设备租赁成本压降约 50%。数智化和工艺创新的价值不仅可以直接节省人工、设备和能耗成本，还可以提高单井有效产能、延缓老井递减、降低维护频率，从而改善全生命周期单方成本和单井经济性。**

随着深层开发技术的规模应用，单方折耗已显著下降。据测算 2024 年公司油气资产单方折耗约为 0.85 元/方，2025 年下降至约 0.74 元/方；与此同时，新井单方投资成本已经降至约 0.53 元/方。随着低成本新井占比提升，新增资产的边际折耗水平将低于存量资产，进而推动公司整体单方折耗逐步下行，是公司中长期单方折耗和完全成本下行的核心驱动。

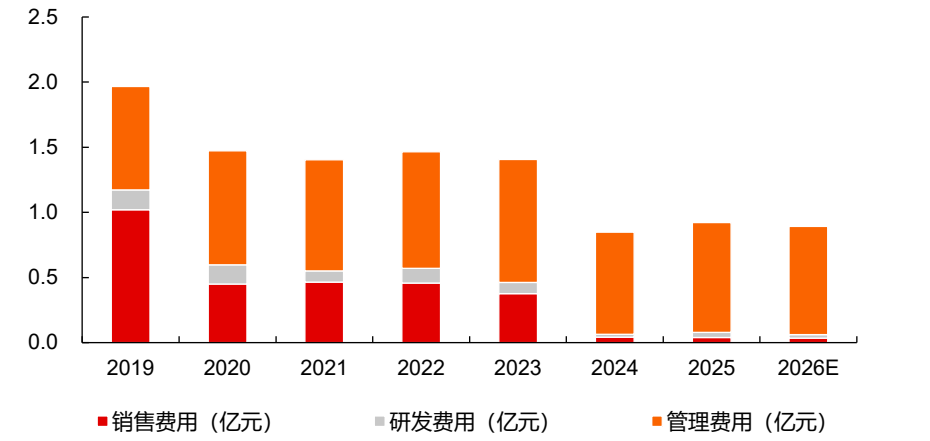
图 20：天然气气井单方折耗水平



资料来源：iFinD，长江证券研究所

费用端，产量增长释放经营杠杆。公司销售、管理和研发费用中，包含较多与组织架构、人员配置、办公管理、上市公司运营以及技术体系建设相关的支出，这些费用在短期内通常不会随着产量同比例上升。公司产量快速增长，而销售、管理和研发费用相对稳定，可被新增气量有效摊薄。

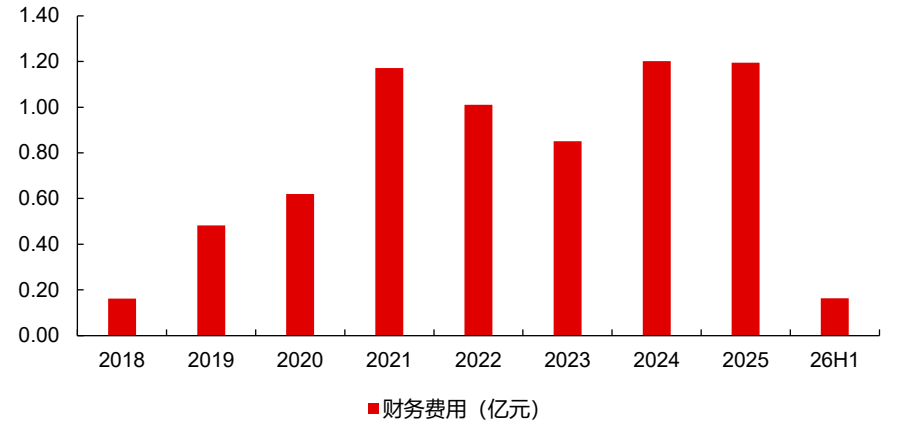
图 21：公司三费水平变动趋势（其中 2026E 以 2026 半年报数据年化）



资料来源：iFinD，长江证券研究所

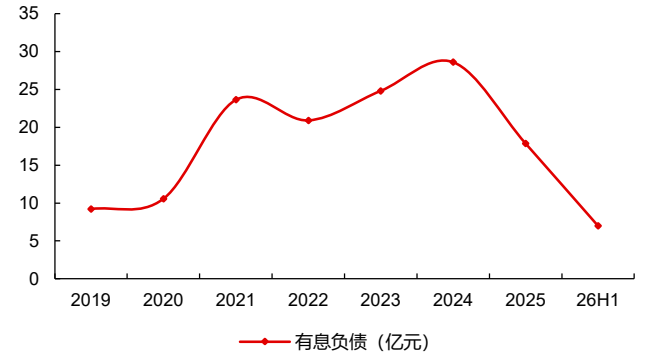
财务端显著减负，转债赎回落地叠加负债规模下行，直接增厚公司归母净利润。2026 年上半年，公司财务费用 1,640.26 万元，同比大幅下降 72%；继 2025 年有息负债大幅去化后，公司有息负债规模由 18 亿元进一步回落至 7 亿元，有息资产负债率自 2025 年 21%降至 8%。有息负债的大幅下降主要是由于 2021 年发行的“首华转债”已完成提前赎回并于深交所摘牌。与此同时，公司持续拓宽多元融资渠道，新增融资成本较存量融资实现明显下行，融资结构持续优化。

图 22：公司财务费用变化



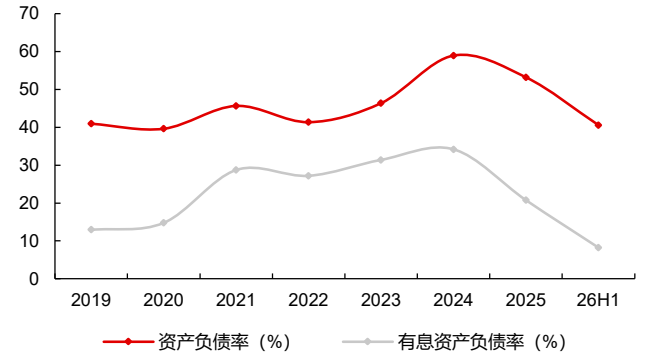
资料来源：iFinD，长江证券研究所

图 23：公司有息负债变化



资料来源：iFinD，长江证券研究所

图 24：公司负债率变化

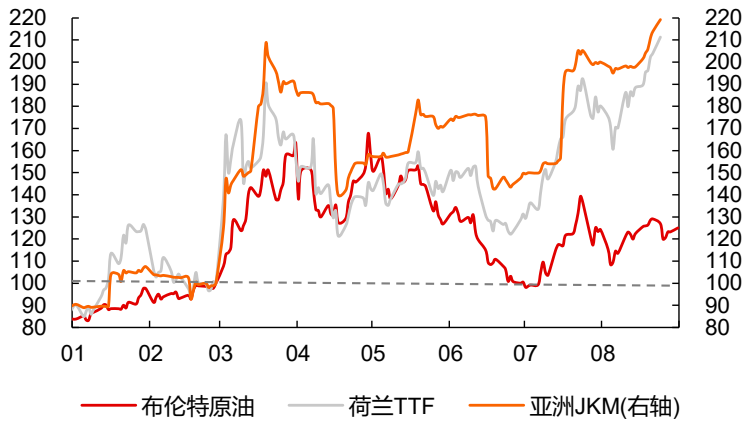


资料来源：iFinD，长江证券研究所

价升：气价淡季不淡，旺季可期

美伊冲突以来，气价展现高弹性、强韧性，并已再创新高。2026 年 2 月底美伊冲突爆发，霍尔木兹海峡封锁，全球约 20%LNG 供应停摆。本轮地缘冲突下，和原油价格相比，天然气不仅价格上涨幅度更大，地缘反复下的回撤过程中亦展现明显强于原油的抗跌韧性。

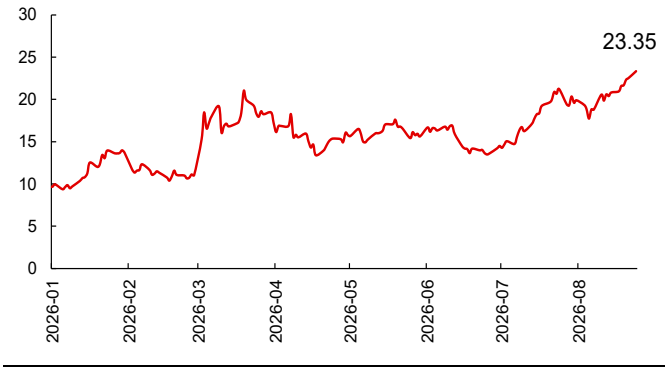
图 25：2026 年布伦特原油与主要天然气相对价格走势对比（2026.02.28 为 100）



资料来源：卓创资讯，iFinD，长江证券研究所

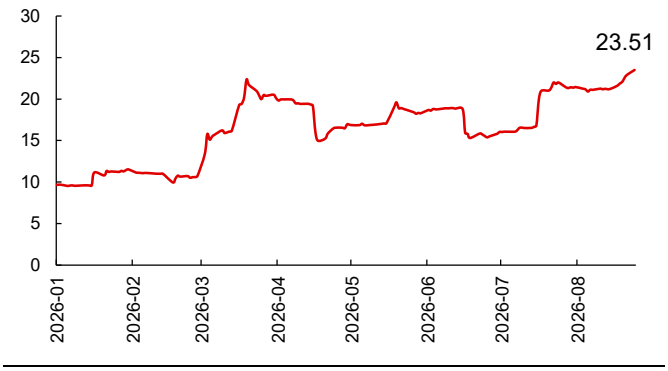
截至 8 月 24 日，欧亚气价创冲突爆发来新高。亚洲 JKM 现货价格报 23.5 美元/百万英热，环比上周上涨 8.8%；欧洲荷兰 TTF 价格报 23.4 美元/百万英热，环比上周上涨 11.4%，两大基准价格均处于年内新高位置。

图 26：2026 年荷兰 TTF 天然气价格走势（单位：美元/百万英热）



资料来源：卓创资讯，长江证券研究所

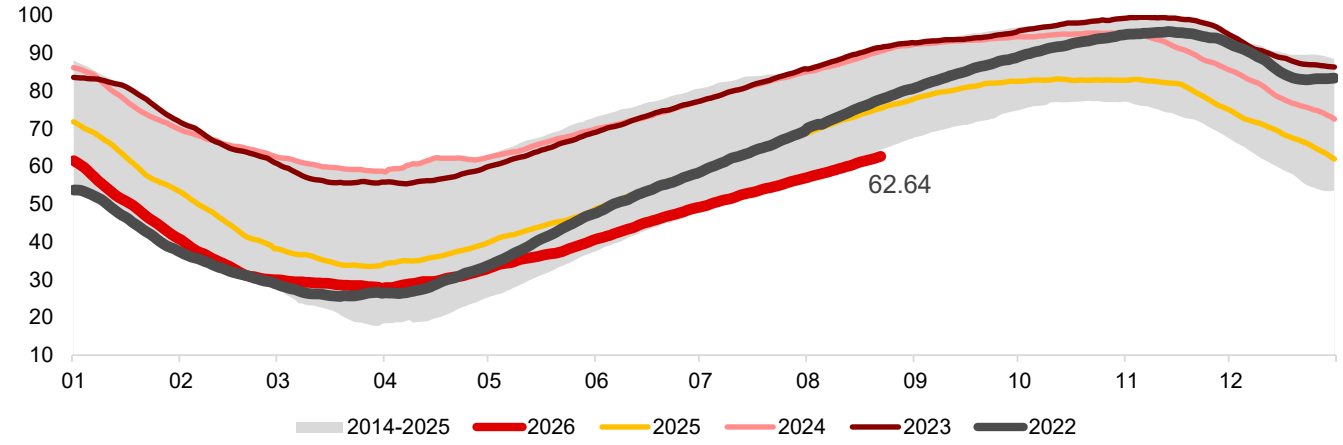
图 27：2026 年亚洲 JKM 天然气价格走势（单位：美元/百万英热）



资料来源：卓创资讯，长江证券研究所

本轮淡季气价偏强，与欧洲天然气库存处于低位密切相关。夏季通常是欧洲进行战略性补库、为冬季储备安全边际的窗口期。但截至 8 月 22 日，欧洲天然气库容率仅为 62.64%，处于历史同期偏低水平，较过去 5 年同期均值低 17.25 个百分点。这意味着今年淡季累库进度相对滞后，市场"蓄水池"功能尚未充分发挥。欧洲作为全球重要的 LNG 进口市场，其库存水平对全球天然气定价具有重要影响；当库存处于偏低位置时，市场对供需变化的敏感度上升，供应端扰动或需求端超预期均可能放大价格波动，这也是近期气价在淡季维持强势的重要背景。

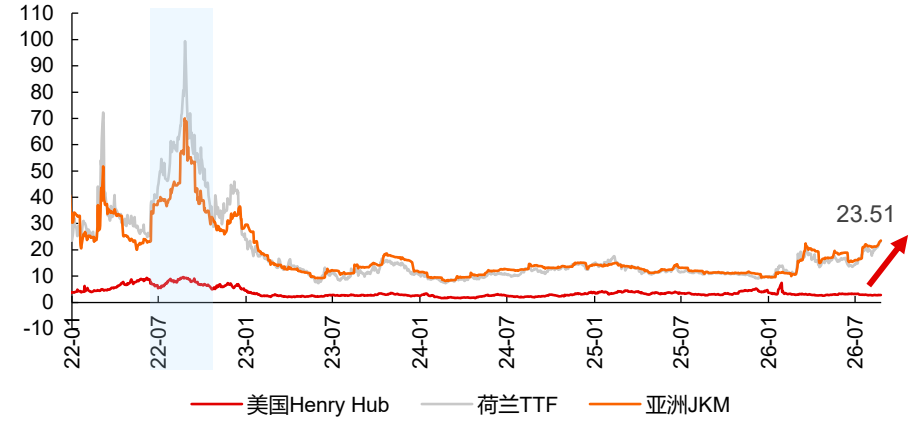
图 28：欧洲天然气库容率降至历史低位（单位：%）



资料来源：卓创资讯，长江证券研究所

展望后市，当前偏低的库存基数意味着冬季旺季前仍面临一定的补库压力，气价旺季可期。若按正常季节性节奏，欧洲需在入冬前将库容率提升至相对安全的水平，从当前库存水平起步，未来数月的补库需求仍能对全球 LNG 现货市场形成支撑。若四季度进入冬季消费高峰，低库存叠加季节性需求回升，天然气市场的供需关系可能进一步趋紧，价格或仍具备较大上行空间。

图 29：国际主要天然气价格长周期走势：气价仍存较大上行空间（单位：美元/百万英热）



资料来源：卓创资讯，长江证券研究所

投资建议：行业红利与自身成长形成共振

首华燃气作为国内稀缺的煤层气自主开采标的，自产气源成本随着规模化效应及技术进步而下降，同时充分受益于天然气价格高景气，量价齐升叠加降本逻辑持续兑现。另外，国内煤层气开发政策持续支持，管网互联互通推进，公司气源可通过西气东输干线辐射全国，下游需求保障充足，行业红利与自身成长形成共振。预计公司 2026-2028 年 EPS 分别为 1.89 元、2.72 元和 3.67 元。对应 2026 年 9 月 7 日收盘价的 PE 分别为 13.40X、9.30X 和 6.89X，维持“买入”评级。

风险提示

1、**国际油气价大幅波动。**原油和天然气作为大宗商品，其价格受到全球经济增长率、地缘、政治、金融、供需等诸多因素影响，表现出较强的周期性和波动性。

2、**项目投产进度不及预期。**石楼西区块高效开发推动产量快速增长是支撑公司业绩快速成长的重要增长极，若产量不及预期将导致公司营业收入和利润受到较大影响。

3、**自然灾害、恶劣天气等自然因素带来的风险。**诸如台风频发等难以预测的自然灾害或恶劣天气可能给公司的生产经营，带来较大不利影响和不可预知的风险。

4、**安全生产风险。**公司核心主业为天然气相关业务，各环节均对安全有较高要求。如果公司在生产及运营服务环节中操作不当、管理不到位，则会形成安全隐患。

5、**盈利预测假设不成立或不及预期的风险。**在对公司进行盈利预测及投资价值分析时，我们基于行业情况及公司公开信息作了一系列假设。我们预计公司 2026 年产量高速增长，带动 2026 年业绩提升。预计公司 2026、2027 年营收 39.40、43.91 亿元，增速 39.99%、11.44%；归母净利润 7.27、10.47 亿元，增速 329%、44%。

若上述假设不成立或者不及预期则我们的盈利预测及估值结果可能出现偏差，具体影响包括但不限于公司业绩不及我们预期、估值结果偏高等。极端悲观假设下，若公司销售量不及预期，或公司产量提升低预期，则公司未来收入/业绩可能会有所下滑，假设极端悲观情况下，2026、2027 年公司营业收入同比增速分别降低至 35.3%、9.2%；毛利率对应 28.2%、30.1%，则对应测算归母净利润同比增速将分别为 299%、43%。

表 10：公司收入和利润的敏感性分析（单位：百万元）

	基准情形			悲观情形		
	2025A	2026E	2027E	2025A	2026E	2027E
营业收入	2,815	3,940	4,391	2,815	3,808	4,158
——YOY	82.06%	39.99%	11.44%	82.06%	35.30%	9.20%
毛利率	17.09%	30.51%	33.75%	17.09%	28.20%	30.10%
归母净利	169	727	1,047	169	675	968
——YOY	124%	329%	44%	124%	299%	43%

资料来源：Wind，长江证券研究所

财务报表及预测指标

利润表（百万元）

	2025A	2026E	2027E	2028E
营业总收入	**2815**	**3940**	**4391**	**4957**
营业成本	2333	2738	2909	3040
毛利	**481**	**1202**	**1482**	**1917**
%营业收入	17%	31%	34%	39%
营业税金及附加	62	99	110	124
%营业收入	2%	3%	3%	3%
销售费用	4	6	6	6
%营业收入	0%	0%	0%	0%
管理费用	84	118	119	124
%营业收入	3%	3%	3%	3%
研发费用	4	4	4	5
%营业收入	0%	0%	0%	0%
财务费用	119	44	16	11
%营业收入	4%	1%	0%	0%
加：资产减值损失	0	0	0	0
信用减值损失	7	0	0	0
公允价值变动收益	-2	0	0	0
投资收益	11	16	18	20
营业利润	**386**	**1144**	**1455**	**1896**
%营业收入	14%	29%	33%	38%
营业外收支	-6	-4	-6	-5
利润总额	**379**	**1140**	**1450**	**1890**
%营业收入	13%	29%	33%	38%
所得税费用	77	171	217	284
净利润	303	969	1232	1607
归属于母公司所有者的净利润	**169**	**727**	**1047**	**1414**
少数股东损益	134	242	185	193
EPS（元）	**0.62**	**1.89**	**2.72**	**3.67**

现金流量表（百万元）

	2025A	2026E	2027E	2028E
经营活动现金流净额	**1769**	**1955**	**2021**	**2470**
取得投资收益收回现金	20	16	18	20
长期股权投资	0	0	0	0
资本性支出	-1202	-1134	-1136	-1135
其他	931	-200	0	0
投资活动现金流净额	**-251**	**-1319**	**-1118**	**-1116**
债券融资	0	-3	0	0
股权融资	22	3	0	0
银行贷款增加（减少）	719	200	150	100
筹资成本	-134	-64	-46	-53
其他	-1571	0	0	0
筹资活动现金流净额	**-965**	**136**	**104**	**47**
现金净流量（不含汇率变动影响）	**553**	**773**	**1007**	**1401**

资产负债表（百万元）

	2025A	2026E	2027E	2028E
货币资金	1507	2280	3287	4688
交易性金融资产	0	200	200	200
应收账款	24	38	43	48
存货	19	30	32	34
预付账款	68	80	85	89
其他流动资产	51	53	54	56
流动资产合计	**1671**	**2683**	**3701**	**5115**
长期股权投资	11	11	11	11
投资性房地产	0	0	0	0
固定资产合计	952	1327	1631	1869
无形资产	1557	1492	1428	1365
商誉	236	236	236	236
递延所得税资产	46	46	46	46
其他非流动资产	4123	4343	4592	4854
资产总计	**8596**	**10138**	**11646**	**13497**
短期贷款	0	0	0	0
应付款项	156	190	202	211
预收账款	0	0	0	0
应付职工薪酬	15	18	19	20
应交税费	71	79	88	99
其他流动负债	2419	2747	2851	2974
流动负债合计	**2661**	**3034**	**3160**	**3304**
长期借款	480	680	830	930
应付债券	1122	0	0	0
递延所得税负债	248	248	248	248
其他非流动负债	63	63	63	63
负债合计	**4574**	**4025**	**4301**	**4545**
归属于母公司所有者权益	2456	4304	5351	6765
少数股东权益	1567	1809	1994	2186
股东权益	**4023**	**6113**	**7345**	**8952**
负债及股东权益	**8596**	**10138**	**11646**	**13497**

基本指标

	2025A	2026E	2027E	2028E
每股收益	0.62	1.89	2.72	3.67
每股经营现金流	6.09	5.08	5.25	6.41
市盈率	22.87	13.40	9.30	6.89
市净率	1.68	2.26	1.82	1.44
EV/EBITDA	3.15	4.66	3.54	2.38
总资产收益率	3.6%	10.3%	11.3%	12.8%
净资产收益率	6.9%	16.9%	19.6%	20.9%
净利率	6.0%	18.4%	23.9%	28.5%
资产负债率	53.2%	39.7%	36.9%	33.7%
总资产周转率	0.33	0.42	0.40	0.39

资料来源：公司公告，长江证券研究所

投资评级说明

行业评级	报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：	
	看　　好：	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
	中　　性：	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
	看　　淡：	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数
公司评级	报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：	
	买　　入：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 10%
	增　　持：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5%～10%之间
	中　　性：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%～5%之间
	减　　持：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%
	无投资评级：	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

相关证券市场代表性指数说明：A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以恒生指数为基准。

办公地址

上海
Add /虹口区新建路 200 号国华金融中心 B 栋 22、23 层
P.C /（200080）

武汉
Add /武汉市江汉区淮海路 88 号长江证券大厦 37 楼
P.C /（430023）

北京
Add /朝阳区景辉街 16 号院 1 号楼泰康集团大厦 23 层
P.C /（100020）

深圳
Add /深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 3 期 36 楼
P.C /（518048）

分析师声明

本报告署名分析师以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与，不与，也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。

法律主体声明

本报告由长江证券股份有限公司及/或其附属机构（以下简称「长江证券」或「本公司」）制作，由长江证券股份有限公司在中华人民共和国大陆地区发行。长江证券股份有限公司具有中国证监会许可的投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号为：10060000。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格书编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

在遵守适用的法律法规情况下，本报告亦可能由长江证券经纪（香港）有限公司在香港地区发行。长江证券经纪（香港）有限公司具有香港证券及期货事务监察委员会核准的“就证券提供意见”业务资格（第四类牌照的受监管活动），中央编号为：AXY608。本报告作者所持香港证监会牌照的中央编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

其他声明

本报告并非针对或意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许该报告发送、发布的人员。本公司不会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公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本报告内容的全部或部分均不构成投资建议。本报告所包含的观点、建议并未考虑报告接收人在财务状况、投资目的、风险偏好等方面的具体情况，报告接收者应当独立评估本报告所含信息，基于自身投资目标、需求、市场机会、风险及其他因素自主做出决策并自行承担投资风险。本公司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，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。本研究报告并不构成本公司对购入、购买或认购证券的邀请或要约。本公司有可能会与本报告涉及的公司进行投资银行业务或投资服务等其他业务(例如:配售代理、牵头经办人、保荐人、承销商或自营投资)。

本报告所包含的观点及建议不适用于所有投资者，且并未考虑个别客户的特殊情况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。投资者不应以本报告取代其独立判断或仅依据本报告做出决策，并在需要时咨询专业意见。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。本公司及作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有，本报告仅供意向收件人使用。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布给其他机构及/或人士（无论整份和部分）。如引用须注明出处为本公司研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。本公司不为转发人及/或其客户因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

本公司保留一切权利。