下载日志已记录，仅供内部参考

东吴证券 SOOCHOW SECURITIES

公用事业行业深度报告

深层煤层气行业深度：技术破壁，成本下行，气量爆发

2026 年 09 月 10 日

增持（维持）

证券分析师 袁理
执业证书：S0600511080001
021-60199782
yuanl@dwzq.com.cn
证券分析师 任逸轩
执业证书：S0600522030002
renyx@dwzq.com.cn

投资要点

- **政策、资源、技术兼备，深层煤层气进入规模开发阶段。1）政策支持：顶层设计上，**非常规天然气（煤层气、致密气、页岩气等）已经整体被纳入国家能源安全体系，2026 年 7 月，国家能源局统一定义“深层煤层气”，并将气源地位提升至“十五五”期间增储上产的主攻方向。**补贴层面，**补贴已从定额补贴转向增产激励，煤层气是权重唯一上调的气源。有增产的煤层气区块有望获得更高比例的补贴支持。**2）资源丰富：**中国深层煤层气资源量合计约 50 万亿立方米，占全国煤层气资源量的 70%，深层煤层气是煤层气资源的绝对主体。**3）技术突破：**“十四五”期间深层煤层气开发链条已跑通，核心深层煤层气区块已实现规模生产突破，井型转变水平井、体积压裂技术突破、精准控压成熟等开发技术的进步推动深层煤层气迎来规模化开发。**2025 年中国煤层气产量约 180 亿方（浅层煤 138 亿方+深层煤 42 亿方），我们预计 2030 年中国煤层气产量突破 260 亿方（深层煤有望超过 160 亿方）。**
- **自产天然气保障中国能源安全，深层煤层气兼具增产弹性与气价弹性。**2019 至 2025 年中国天然气表观消费量由 3043 亿方增至 4332 亿方，2025 年天然气对外依存度下降至 40.6%，自产气比例提升。自产气结构来看，非常规天然气占**全国**天然气产量比例已经从 2015 年 35%提升至 2024 年 45%，非常规天然气成为护航中国天然气能源安全的重要增量。深层煤层气将成为“十五五”期间的最大增量（“十五五”增量来看，我们预计致密气 37 亿方、页岩气 70 亿方、深层煤层气超 100 亿方）。美伊冲突改变全球 LNG 供给结构，中东新投产延后，受损设施修复仍需时间。我们预计 2026-2027 年新增供给与受损供给恢复仍然有限，国际气价仍处于紧平衡。高位国际气价逐步传导到国内，国产气源受益气价弹性。
- **成本正下行，深层煤层气竞争力提升，单井投资收益率上行。**相较于浅层煤层气，深层煤层气气量爬坡快，释放集中在全生命周期前期，成本回收节奏更快。基于测算模型，按照单井投资 2900 万，单井 EUR5500 万方测算，单方完全成本 0.93 元（折耗 0.53 元），参考中性气价 1.8 元/方，单井 IRR 可达 28%+。无论从单方成本（已非常接近中国常规天然气开采成本）还是从项目收益率角度，深层煤层气经济性突出。**经济性驱动深层煤层气加速开发，优质深层煤层气区块价值持续提升。**
- **投资建议：关注掌握深层煤层气核心区块开发与多元气源布局的标的。**重点推荐**首华燃气**：深层煤层气开发核心标的，石楼西区块深层煤层气进入气量加速释放期，成本下行趋势明确。建议关注**新天然气**：紫金山区块是公司深层煤层气的储备资源，浅层煤、常规气、煤制气多元布局。
- **风险提示：**气量增速不及预期、政策支持力度不及预期、天然气价格波动、降本进度不及预期等。

行业走势



相关研究

《欧美气价周环比上行，亚洲现货及中国 LNG 到岸价上涨；重视资源端弹性与长协成本优势》

2026-09-08

《国家能源局部署新型电网建设工作，会议预计“十五五”中国电力需求年均增长 5%》

2026-09-08

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

内容目录

1. 深层煤层气：国内天然气增储上产核心增量，储量丰富成本下行 4
1.1. 1500 米划界重塑赛道，深层因游离气共存更具开采价值 4
1.2. “西多东少、深部富集”，深层煤层气探明仅起步、增储空间广阔 5
1.3. 天然气供给安全和需求赛跑，增产压力将非常规气推向舞台中央 7
1.4. 海外供给扰动放大进口气价波动，国产深煤气成本优势凸显 9
1.4.1. 海峡封锁导致短期供给冲击，产线遇袭扰乱全球扩产节奏 9
1.4.2. 扩产推迟引发市场担忧，进口成本上行体现国产深煤气成本优势 11
2. 技术链条打通、单井经济性突出，深层煤层气进入规模开发窗口 13
2.1. 含气量 2.5 倍、峰值产量近 10 倍，深层具备天然开采优势 13
2.2. 开采技术：关键开发链条已打通，核心区块由单井突破迈向规模复制 13
2.2.1. 顺应开发模式转变，技术变革使得水平井控制面积和质量提升 13
2.2.2. 体积压裂技术突破：由“形成裂缝”转向“构建复杂人工缝网” 15
2.2.3. 精准控压动态调整：确保高产态势均衡可控 15
2.2.4. 技术突破带来产量量级提升 16
2.3. 单井 IRR 收益率突出，降本是回报中枢上移的关键变量 17
3. 深层煤层气升格为增产主攻方向，补贴由普惠转向增产择优 19
3.1. 非常规气从“给定位”到“保要素”，深层煤层气升格为主攻方向 19
3.2. 补贴政策：由定额补贴转向增产激励，煤层气是权重唯一上调的气种 20
4. 投资建议：关注核心深层煤层气区块与多元布局气源公司 21
4.1. 深层煤层气区块开发提速，多盆地资源储备打开长期增产空间 21
4.2. 关注核心深层煤层气区块与多元布局气源公司 22
4.2.1. 首华燃气：深层煤层气核心标的，量增摊薄成本驱动盈利弹性释放 22
4.2.2. 新天然气：煤层气存量稳健，深部勘探与多元布局打开第二增长曲线 23
5. 风险提示 25



请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

图表目录

图 1： 深浅层成藏模式及赋存特征差异示意图.....4
图 2： 我国煤层气分布地理格局.....5
图 3： 中国深层煤层气分布地理格局.....5
图 4： 不同深度煤层气占比.....6
图 5： 我国深浅层煤层气开发历史产量.....7
图 6： 我国天然气供需缺口大.....7
图 7： 中国天然气进口依存度居高不下.....7
图 8： 我国 LNG 进口来源.....8
图 9： 中国管道气进口来源.....8
图 10： 非常规气源成为增产的重要气源.....8
图 11： 在非常规气源中深层煤层气是重要增量.....9
图 12： 冲突爆发以来，霍尔木兹海峡通行严重受阻.....10
图 13： 2026 年 3-6 月，全球 LNG 供应同比净减少 80 亿立方米.....10
图 14： 2026-2030 年全球 LNG 产能扩展结构.....10
图 15： 2026-2030 全球 LNG 供需 YOY.....11
图 16： 2026 年我国 LNG 进口价格有抬头趋势（元/吨）.....11
图 17： 2026 年中国管道气进口价格波动（元/吨）.....11
图 18： 国内外 LNG 价格对比.....12
图 19： 我国天然气供给成本曲线.....12
图 20： 不同深度煤层气 EUR 周期曲线.....14
图 21： 深层煤层气井相对于浅层有数量级的提升.....17
图 22： 煤层气政策补贴运行机制图.....21
图 23： 首华燃气石楼西区块地理位置.....23
图 24： 首华燃气气量梳理.....23
图 25： 首华燃气天然气储量（截至 2025 年底）.....23
图 26： 公司紫金山区块地理位置.....24
图 27： 新天然气产气量梳理.....24
图 28： 新天然气深层、中浅层天然气储量（截至 2026/6/30）.....24

表 1： 中浅层煤层气、深层煤层气、页岩气、致密气.....5
表 2： 深层煤层气有着多重开采优势.....13
表 3： 水平井钻探技术突破情况.....15
表 4： 压裂技术进化有效提升缝网质量.....15
表 5： 控压排采制度优化效果.....16
表 6： 项目经济性测算假设和结果.....17
表 7： 典型深层项目现金流形态相比于浅层有优势.....18
表 8： 成本下行带来的折旧摊薄和 IRR 上升.....18
表 9： 煤层气支持政策盘点.....19
表 10： 煤层气补贴政策盘点.....20
表 11： 主要深层区块开发状况盘点.....22

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

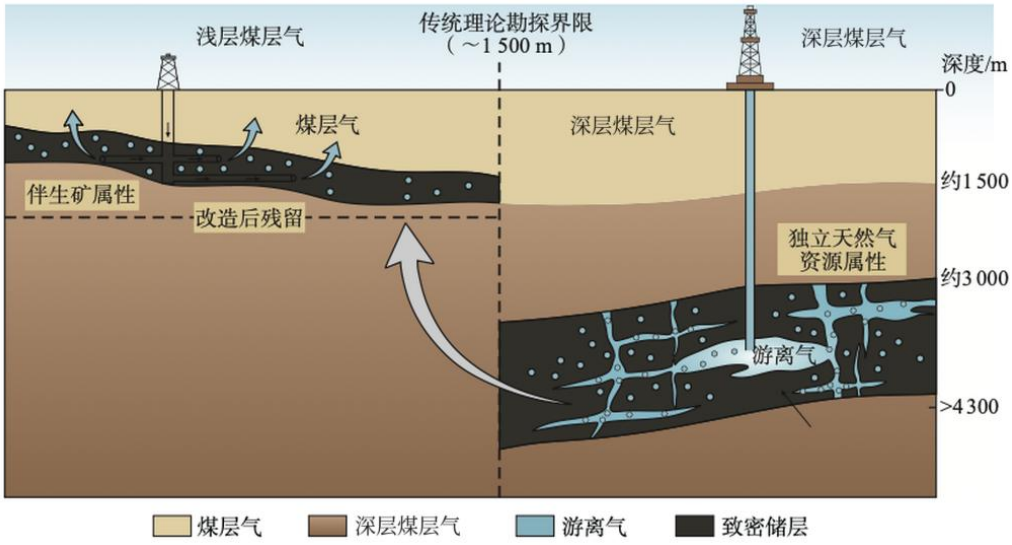
1. 深层煤层气：国内天然气增储上产核心增量，储量丰富成本下行

1.1. 1500 米划界重塑赛道，深层因游离气共存更具开采价值

煤层气与页岩气同属“自生自储”型非常规气——煤层既是气源岩也是储集层，这与致密气“储集层与烃源岩分离”存在本质区别。煤层气是煤化作用生成、赋存于煤层及煤系地层的烃类气体，主成分为高纯度甲烷，热值与常规天然气相当，可混输混用、燃烧后产生废气少。2026 年 7 月，国家能源局召开深层煤层气勘探开发专题会议，统一“煤岩气”等非标准表述为“深层煤层气”，并明确以 1500 米埋深为界，赛道定义首次被规范。

决定深浅层开发差异的核心变量是游离气占比，它同时决定了产气节奏与技术路线。浅层以吸附态为主、游离气占比极低，必须先排水降压使甲烷解吸后才能产出，“慢”由机理决定；深层则游离气与吸附气共存，随埋深增加游离气占比显著提升，压后可直接自喷投产，生产上呈“初期高产、前期快衰、后期长尾”的特征。正因如此，深层煤层气的开发是在页岩气成熟技术基础上发展而来，两者主力开发层位同处 2000—4500 米、生产特征基本一致。

图1：深浅层成藏模式及赋存特征差异示意图



数据来源：《煤岩气成藏机理、资源潜力及其对中国天然气产业的战略意义》，东吴证券研究所

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

表1：中浅层煤层气、深层煤层气、页岩气、致密气

维度	中浅层煤层气	深层煤层气	页岩气	致密气
埋深与储存	<1500m；游离气<10% 以吸附气为主	>1500m；游离气>10% 游离气与吸附气共存	2000–4500m	2000-4500m
开发方式	排水降压、解吸、扩散、渗流	平台水平井+体积压裂+全生命周期控压		
见气与日产量	排水≥3 个月；单井 1–2 万方/日	见气快，压后即产；部分井约 7 万方/日	初期快、递减较快；均测井约 10→24 万方/日	直井：1–2 万方/日 优质井：≥2 万方/日
单井投资和 EUR	水平井投资约 1600 万元； 采收率 40%–50%	投资 2900–3500 万元； 采收率约 30%；前两年产出 EUR 约 30%–40%	小于 3500m：投资 5000 万元，EUR：0.9–1.5 亿 m^3 3500–4500m：投资 7000–9000 万元 EUR：1.0–1.3 亿 m^3	水平井：1600-1900 万 直井投资：800 万
产量与定位	2025 年 138 亿方；存量尽可能稳产	2025 年 42 亿方；2030 年 160 亿方以上；承担增储上产	全国 2024 年>250 亿方、2025 年>270 亿方；川南为主力增量区	2025 年产量 713 亿方，占全国天然气产量 27.7%，产量贡献最大

数据来源：《石油勘探与开发》、中国能源报、国家能源局，东吴证券研究所

1.2. “西多东少、深部富集”，深层煤层气探明仅起步、增储空间广阔

我国煤层气资源丰富，位居世界前列。据中国石油勘探开发研究院“十四五”资源评价，全国埋深 3000 米以浅煤层气原地资源量约 39.88 万亿立方米，技术可采资源量约 16.61 万亿立方米，总体技术可采率约 42%，是我国天然气增储上产的重要接替领域。

资源分布高度集中，鄂尔多斯、沁水两大盆地合计占比近六成。其中鄂尔多斯盆地原地资源量 19.52 万亿立方米、占全国近 49%，为绝对主力；沁水盆地 3.83 万亿立方米、占比约 9.6%，居其次；其余盆地资源量多在 1~2 万亿立方米、占比 3%~6%，呈多点分布。分区域看，资源整体呈“西多东少、北多南少”格局，主力集中于以鄂尔多斯、沁水为核心的华北地区，山西亦由此成为全国煤层气产量最大的省份，产量占比约 80%。

图2：我国煤层气分布地理格局



数据来源：《中国深层煤岩气成藏特征与发展前景展望》，东吴证券研究所

图3：中国深层煤层气分布地理格局



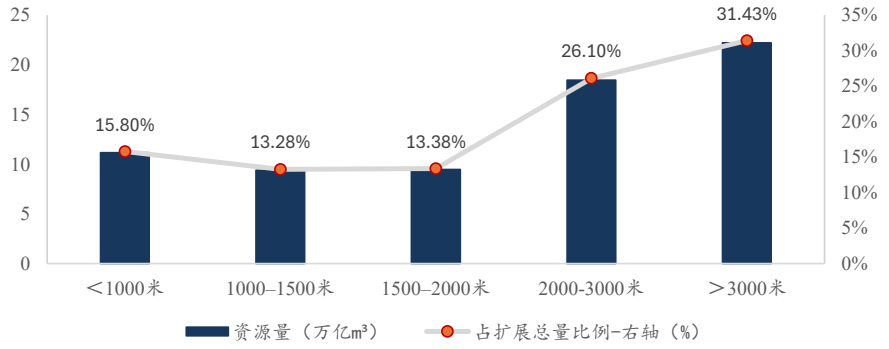
数据来源：《中国深层煤岩气成藏特征与发展前景展望》，东吴证券研究所

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

从埋深结构看，我国煤层气资源显著向深部富集。据自然资源部油气资源战略研究中心与中国石油勘探开发研究院评价，埋深 1500 米以深的深层资源量合计约 50 万亿立方米，占全国煤层气资源总量逾七成，构成资源的绝对主体，且呈“埋藏越深、资源越富集”的特征

图4：不同深度煤层气占比



数据来源：自然资源部油气资源战略研究中心、中国石油勘探开发研究院，东吴证券研究所

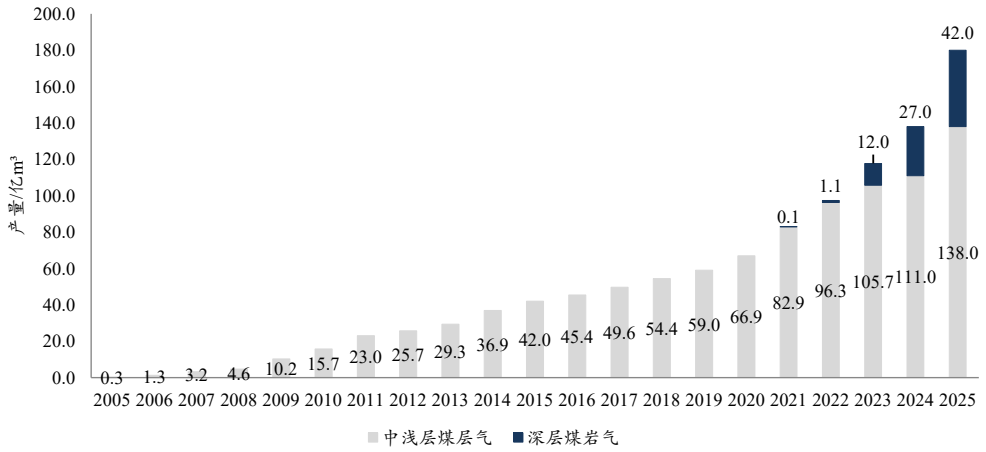
从探明进度看，深层煤层气正处于储量加速释放的早期阶段。截至 2025 年底，全国煤层气累计探明地质储量约 1.42 万亿立方米，其中深层煤层气约 6000 亿立方米、占比约 42%；对照其逾七成的资源占比，深层的探明程度仍明显偏低，增储空间广阔。按规划，“十五五”期间全国拟新增煤层气探明地质储量不低于 1.2 万亿立方米，其中深层占比不低于 70%，对应新增深层探明储量约 8400 亿立方米；到 2030 年，全国煤层气累计探明地质储量目标约 2.5 万亿立方米，深层占比有望超过 50%。从空间分布看，深层煤层气的探明储量进一步向少数盆地与重点区块富集，集中度高于煤层气整体。其中，鄂尔多斯盆地东缘与沁水盆地是探明储量最为集中的区域，“十五五”两者合计拟新增探明储量 7500 亿立方米以上；四川盆地、新疆与渤海湾也具备较大的增产潜力。

回看近三十年四个发展阶段可见，深层规模开发是 2021 年体积压裂突破后才刚刚打开的新阶段，行业仍处早期。我国煤层气开发历经近三十年、四个阶段：1995 年前为前期探索，以井下瓦斯抽采为主、地面开发零星试验；1996—2005 年为技术试验攻关，以中联煤层气公司成立为制度起点、引进“直井+压裂+排采”模式；2006—2020 年为中—浅层商业开发，形成沁水南部与鄂尔多斯东缘两大千亿方基地，但深度以 1200 米以浅为主,"十三五"仅完成规划目标的 57.7%，面临单井产量低、储量增长慢的瓶颈；2021 年起进入深层规模开发，随大规模体积压裂突破，深层、薄煤层等难采资源取得重大进展，全国煤层气年产量由 2015 年 42 亿方增至 2025 年 180 亿方、深层占比超 10%，2026 年 7 月经国家能源局专题会议正式定为煤层气增储上产的主攻方向、“煤岩气”统一规范为“深层煤层气”。

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

图5：我国深浅层煤层气开发历史产量

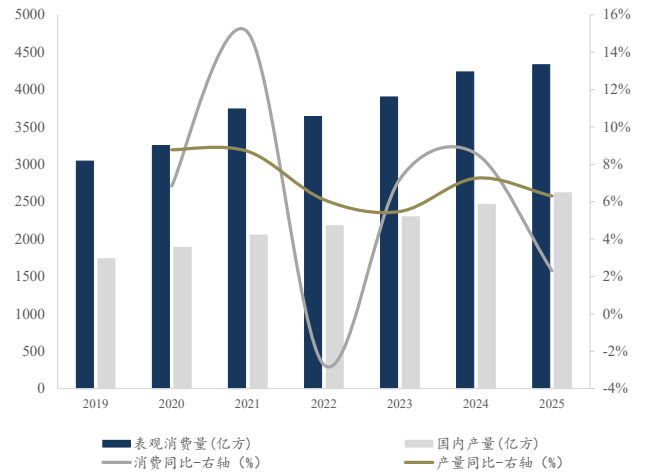


数据来源：自然资源部油气资源战略研究中心、中国石油勘探开发研究院，东吴证券研究所

1.3. 天然气供给安全和需求赛跑，增产压力将非常规气推向舞台中央

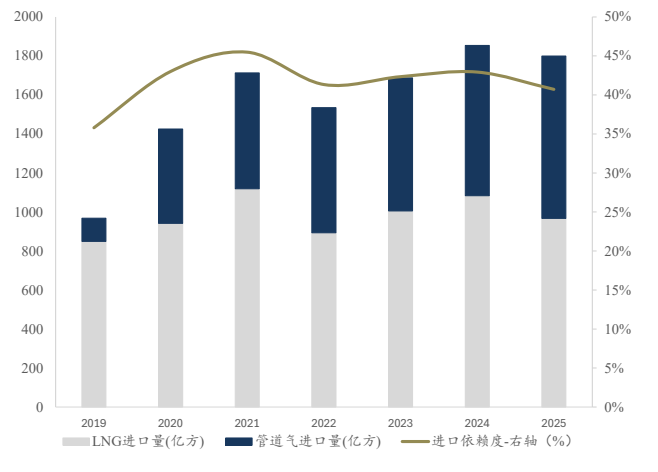
国内增产难以跟上需求增量进口依赖度维持高位，2020 至 2025 年国内增产仅覆盖同期需求增量的 67.5%。2019 至 2025 年，我国天然气表观消费量由 3043 亿方增至 4332 亿方，CAGR 约 6.1%，国内产量由 1736 亿方增至 2619 亿方，CAGR 约 7.1%。虽然国内产量增速略高于消费增速，但 2020-2025 年国内增产仅覆盖同期需求增量的 67.5%，其余新增需求仍需依靠进口满足，2025 年进口依赖度仍达 40.6%。与此同时，我国天然气消费已处于 4300 亿方以上的高基数，即使未来需求仅保持 2%-3%的年增长，每年仍将新增约 87-130 亿方消费量；而 LNG 进口易受国际气价和地缘政治影响，管道气进口同样存在来源集中风险。

图6：我国天然气供需缺口大



数据来源：Wind，东吴证券研究所

图7：中国天然气进口依存度居高不下



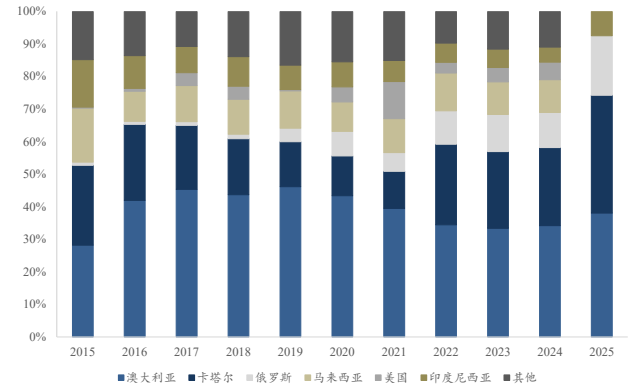
数据来源：Wind，东吴证券研究所

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

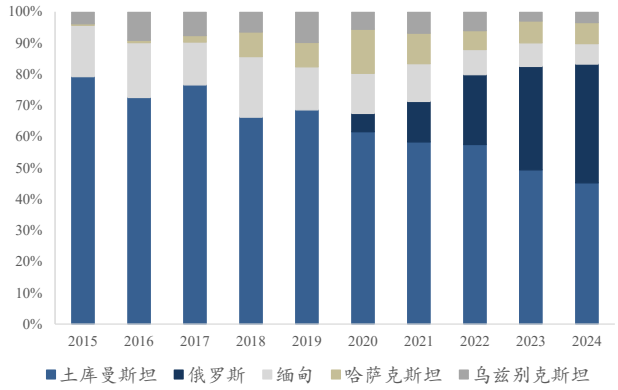
我国天然气进口呈现“LNG 来源分散、管道气来源集中”的特征。LNG 能够通过全球市场实现资源配置，但价格波动和地缘政治风险较高；管道气具有价格相对稳定、运输成本较低的优势，但供应高度依赖少数资源国，来源集中度较高。两类进口方式分别面临价格风险和供应风险，难以从根本上解决天然气长期供应安全问题。在此背景下，提升自产气供给能力成为保障供应安全的根本路径。

图8：我国 LNG 进口来源



数据来源：Wind，东吴证券研究所

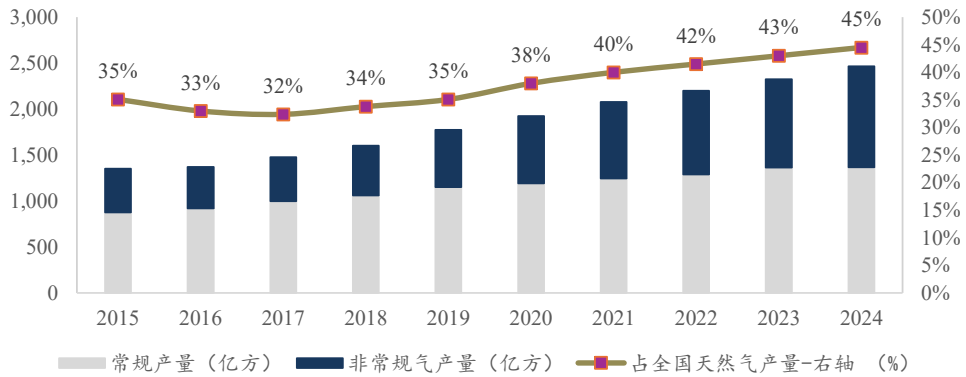
图9：中国管道气进口来源



数据来源：Wind，东吴证券研究所

国内自产气维持高增产是保障能源安全的重要路径，非常规天然气重要性突出。自产气结构上，我国天然气正向“常规气稳产、非常规气增量”转变。2015 至 2024 年，非常规天然气产量持续增长，占全国天然气总产量的比重由约 35%提升至 45%，已成为天然气增储上产的核心贡献来源。在常规气资源进入成熟开发阶段、增产空间趋于收窄的背景下，非常规天然气承担了新增产量的主要来源。其中，页岩气和致密气已进入规模开发阶段，而深层煤层气随着资源认识深化和工程技术突破，正由示范开发迈向规模开发，有望成为我国天然气长期增量的重要接续气源。

图10：非常规气源成为增产的重要气源



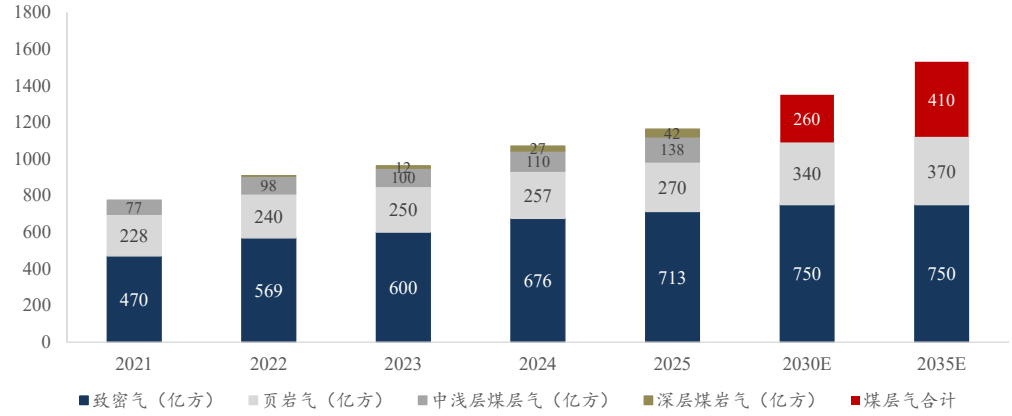
数据来源：《煤岩气成藏机理、资源潜力及其对中国天然气产业的战略意义》，东吴证券研究所

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

深层煤层气是非常规增量中弹性最大的部分。分气种看，致密气规模最大但增速趋缓，2025—2035 年产量基本稳定在 700-750 亿方左右，页岩气维持温和增长，中浅层煤层气经过多年开发已进入成熟阶段、产量趋稳甚至小幅回落，三者共同构成非常规气的存量基本盘。政策目标上，2030 年全国煤层气产量目标为 260 亿方，其中鄂东区域目标为 180 亿方、深层煤层气 160 亿方以上。考虑沁水、新疆、准噶尔等区域潜在增量，全国深层煤层气实际产量有望进一步高于 160 亿方，是各气种中增速最快、弹性最大的品种，其在非常规天然气新增产量中的占比持续提升。资源禀赋与政策导向共同决定了这一结构：深层占煤层气资源主体、又被明确为“十五五”增储上产的主攻方向，使其成为非常规气乃至全国天然气长期增量的核心接续力量。

图11：在非常规气源中深层煤层气是重要增量



数据来源：《煤岩气成藏机理、资源潜力及其对中国天然气产业的战略意义》，《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用方案》，东吴证券研究所

注：十五五规划到 2030 年深层+浅层煤层气合计 260 亿方，其中鄂东地区深层煤层气 160 亿方以上

1.4. 海外供给扰动放大进口气价波动，国产深煤气成本优势凸显

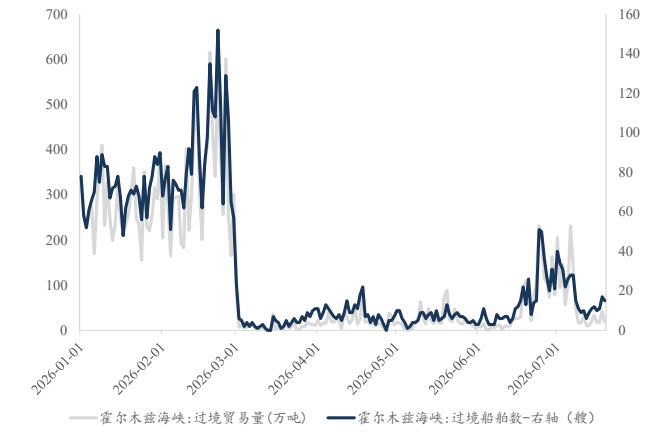
1.4.1. 海峡封锁导致短期供给冲击，产线遇袭扰乱全球扩产节奏

国际地缘冲突导致霍尔木兹海峡封锁，LNG 运输受到严重阻碍。战前经海峡运输的 LNG 约占全球供应的 20%。2026 年 3-6 月，卡塔尔和阿联酋 LNG 装船量同比减少约 350 亿立方米；尽管北美、非洲等非海湾产区增产约 270 亿立方米、对冲了约四分之三的缺口，全球 LNG 供应量仍同比下降约 80 亿立方米、降幅约 4%。IEA 预计，2026 年卡塔尔和阿联酋 LNG 供应合计将同比下降约 540 亿立方米、降幅约 45%，但其他地区新增供应可能使全年全球 LNG 供应大致持平。

请务必阅读正文之后的免责声明部分

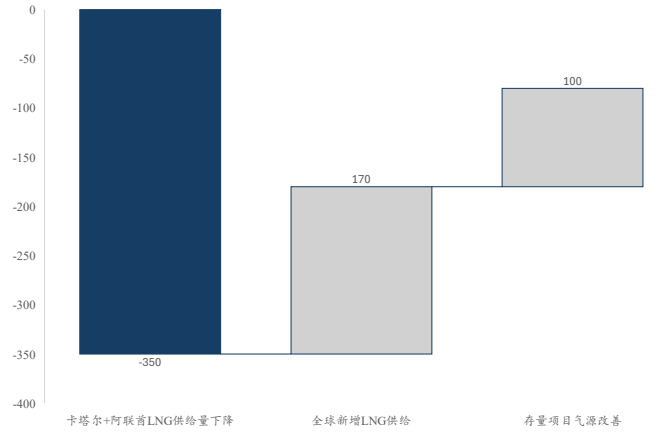
下载日志已记录，仅供内部参考

图12：冲突爆发以来，霍尔木兹海峡通行严重受阻



数据来源：Wind，东吴证券研究所

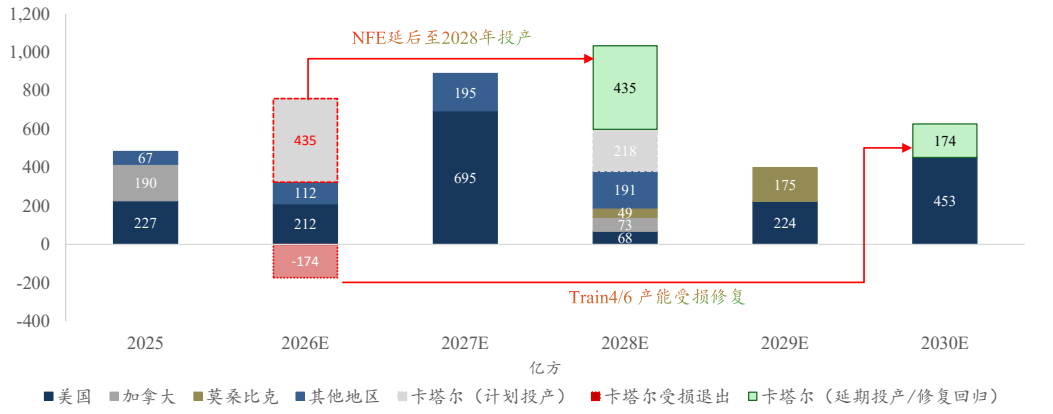
图13：2026 年 3-6 月，全球 LNG 供应同比净减少 80 亿立方米



数据来源：IEA，东吴证券研究所

中长期看，卡塔尔液化基地受损通过产能直接损失与项目延期改变全球 LNG 新增供给节奏。2026 年 3 月 18 日，卡塔尔拉斯拉凡工业城遭导弹袭击，部分 LNG 产线受损，Train4/6 受损涉及液化产能 174 亿方/年，预计需至 2030 年修复回归；同时，我们预计 NorthFieldEast（NFE）435 亿方/年扩产项目延期至 2028 年投产。受此影响，2026 年全球 LNG 净新增液化产能仅约 150 亿方/年。当年新增产能增速从战争前的 10.5%，下降到 2.1%，供给侧收紧。从节奏来看，2027 年恢复程度有限，预计全球 LNG 供给 2026-2027 年依然维持紧平衡。

图14：2026-2030 年全球 LNG 产能扩展结构

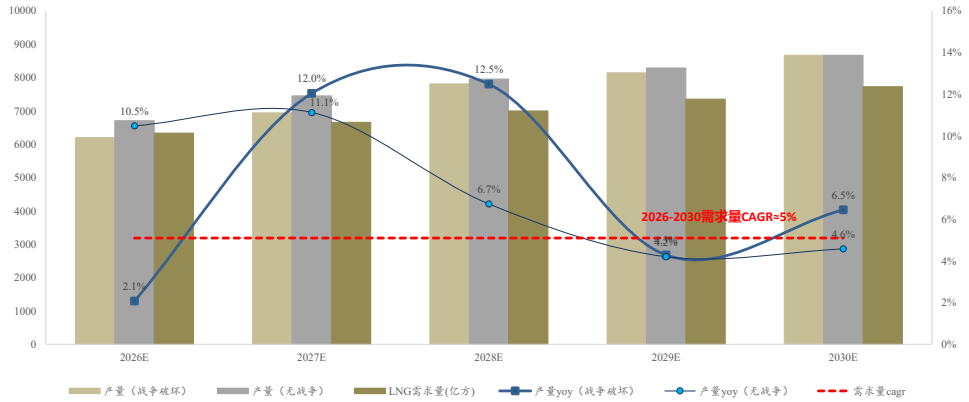


数据来源：IEA，东吴证券研究所

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

图15：2026-2030 全球 LNG 供需 YOY

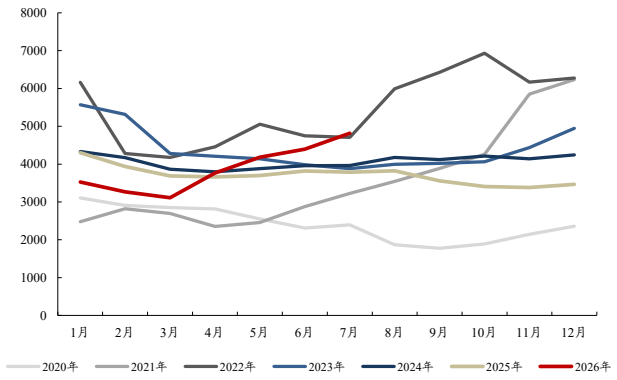


数据来源：IGU，BNEF，东吴证券研究所

1.4.2. 扩产推迟引发市场担忧，进口成本上行体现国产深煤气成本优势

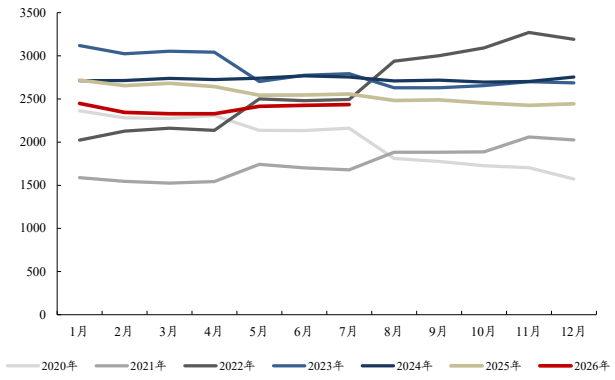
进口价与国内售价长期倒挂，气价一旦上行，进口环节的结构性亏损立刻显现。我国天然气对外依存度约 40%，进口成本受国际气价、油价及地缘政治影响，而国内售价调整受保供、价格管制等因素制约，存在滞后，导致价格倒挂。国际气价快速上涨时，进口 LNG 结构性亏损尤为突出，进口商及城燃企业采购成本压力较大。2022 年以来，国际天然气价格有明显的回落趋势。但是 2 月 27 日以来美伊冲突爆发后，市场对霍尔木兹海峡运输中断及中东 LNG 供应受损的担忧推升气价，我国进口 LNG 价格随之大幅抬升。2026 年 6 月，国内液态天然气进口均价 4241 元/吨，环比+35.2%，同比+11.1%。

图16：2026 年我国 LNG 进口价格有抬头趋势（元/吨）



数据来源：Wind，东吴证券研究所

图17：2026 年中国管道气进口价格波动（元/吨）

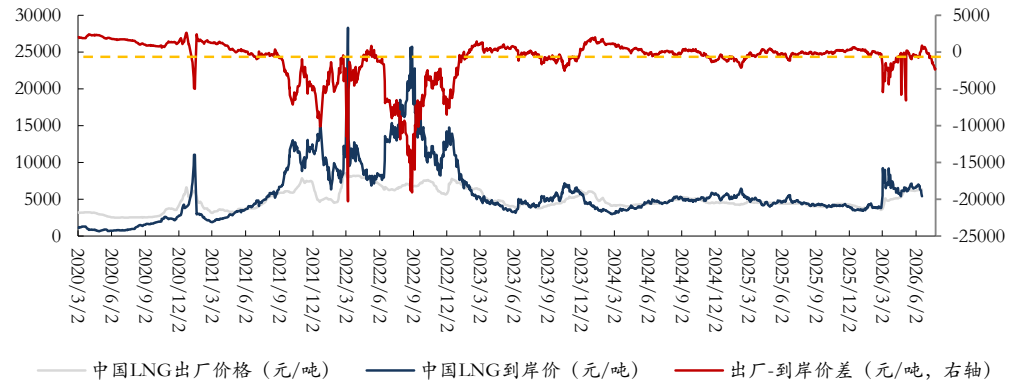


数据来源：Wind，东吴证券研究所

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

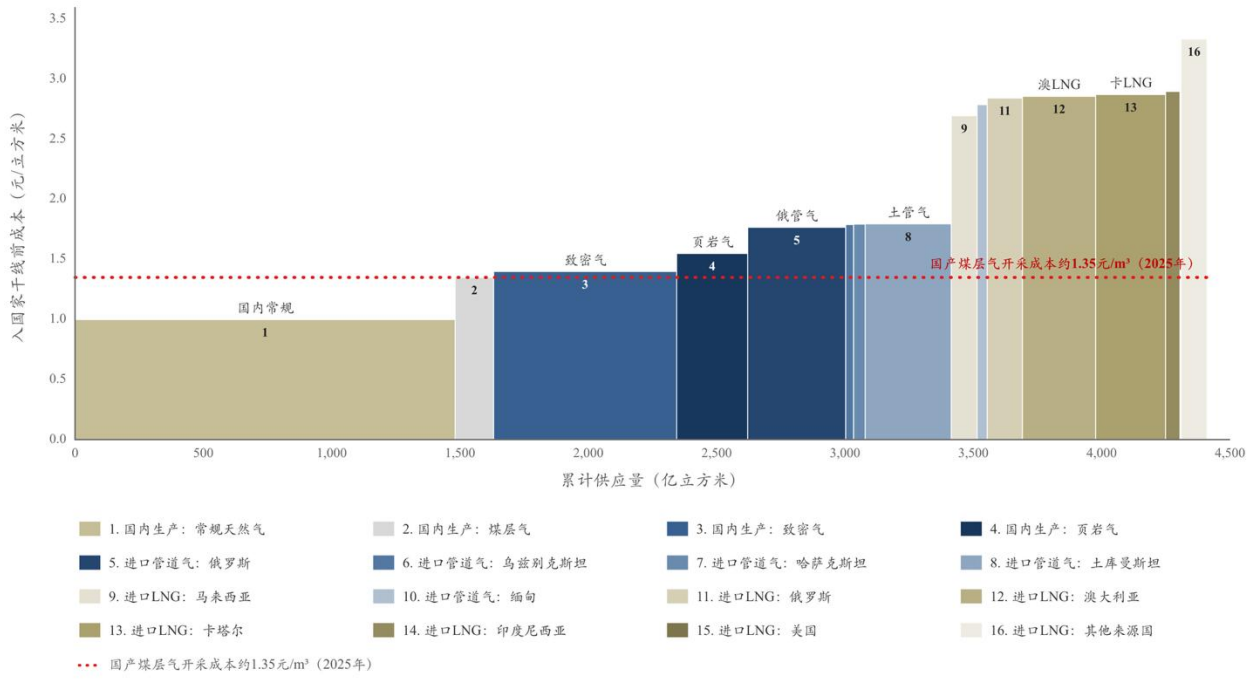
图18：国内外 LNG 价格对比



数据来源：上海石油天然气交易中心，金联创，东吴证券研究所

截至 2025 年，国产煤层气的开采成本约为 1.35 元/立方米，技术进步成本有望进一步下行。相较进口 LNG 受国际气价、汇率和运输成本扰动更小，有助于增强国产天然气供应的经济性和成本稳定性。

图19：我国天然气供给成本曲线



数据来源：国家能源局、统计局、中国海关，东吴证券研究所（产量、价格数据均截至 2025 年底）

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

2. 技术链条打通、单井经济性突出，深层煤层气进入规模开发窗口

2.1. 含气量 2.5 倍、峰值产量近 10 倍，深层具备天然开采优势

深层煤层气在资源禀赋、产量释放速度和单井开发指标等方面均表现出较为明显的优势。资源端，深层煤层气煤层平均厚度大和采收率较高，总含气量代表值 18-30 立方米/吨，显著优于浅层，为长水平井扩大单井控制储量和规模化部署提供了较好的资源基础。生产端，深层煤层气中游离气占比较高，压裂返排后通常不存在明显的独立单相排水阶段，而浅层煤层气平均需经历约 90 天的单相排采；深层煤层气见气后约 20 天即可达到峰值，明显快于浅层的约 240 天。受益于较高含气量、储层压力以及水平井体积压裂改造，深层煤层气平均峰值日产量和首年平均日产量分别达到 6.60 万和 5.28 万立方米，约为浅层煤层气的 10 倍；单井 EUR5000 万立方米以上，前 3 年 EUR 采出程度可以达到 60%，显著加速开采成本回收节奏。

表2：深层煤层气有着多重开采优势

指标	深层煤层气	浅层煤层气	优势体现
煤层厚度（m）	5-12	3-8	单井纵向可动用储量更大
采收率（%）	30-40	7-13	具备连片规模化部署基础
总含气量（m^3/t）	18-30	12-20	储层资源丰度显著占优
单相排采阶段（d）	0	90	无排水降压，压后返排即可投产
见气后达峰时间（d）	20	240	产能释放节奏大幅前置
峰值平均日产量（万 m^3/d）	6.6	0.63	单井产能量级差异
首年平均日产量（万 m^3/d）	5.28	0.52	首年即形成规模现金流
单井 EUR（万 m^3）	4500-6500	1000-3900	单井全生命周期产出更高
前 3 年 EUR 采出程度（%）	60	24	现金回流前置、回本更快

数据来源：《中国非常规天然气地质特征、开发技术与发展前景》，东吴证券研究所

2.2. 开采技术：关键开发链条已打通，核心区块由单井突破迈向规模复制

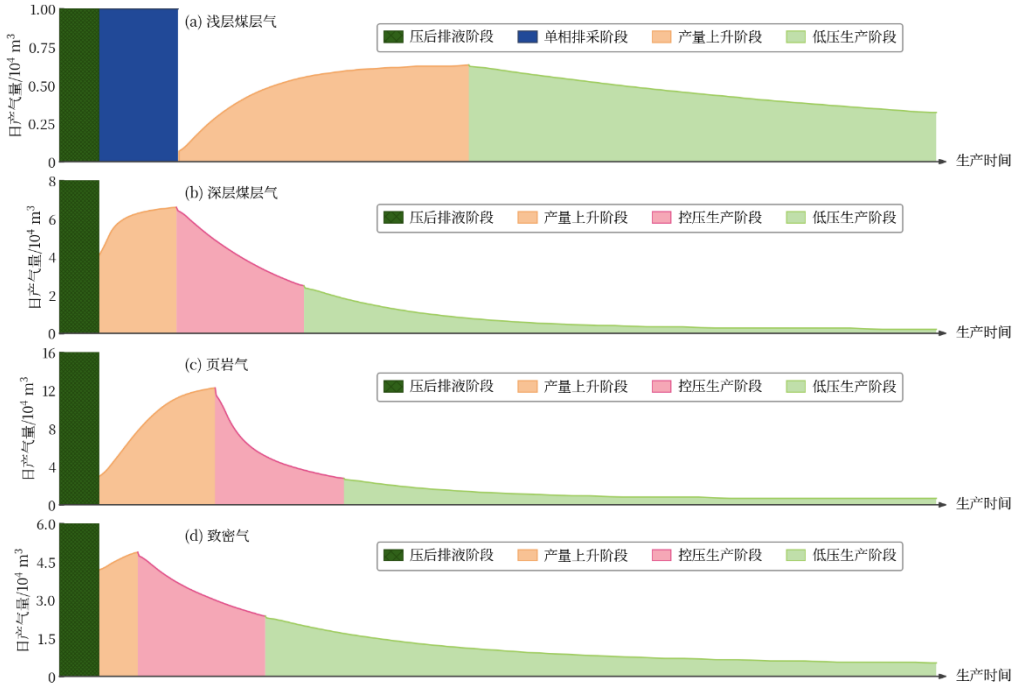
2.2.1. 顺应开发模式转变，技术变革使得水平井控制面积和质量提升

游离气占比高，决定了深层必须走"水平井＋体积压裂"而非排水降压的开发路线。深层煤层气压后排液阶段、单相排采阶段持续时间短，正式产气时间相比浅层更为前置，见气速度快。游离气不依赖长期解吸过程，产气节奏快，产期峰值高。

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

图20：不同深度煤层气 EUR 周期曲线



数据来源：《中国非常规天然气地质特征、开发技术与发展前景》，东吴证券研究所

井型转变可以适应地质条件，提升单井产量和储层动用。早期深层煤层气开发主要依赖直井或定向井，由于井筒与储层接触面积有限，单井控制范围较小，产量释放速度较慢。深层煤层气资源埋藏更深、煤层厚度更大且横向展布范围更广，更适合采用长水平井开发模式，通过延长井筒在有效煤层中的穿行距离，提高了单井控制储量和储层动用程度。

钻井端已形成“地质模型＋导向测井＋随钻测量＋轨迹实时优化”的精准体系。针对于水平井钻探过程中煤层储藏条件复杂、井壁稳定性低、轨迹控制难度高的问题，目前形成了以地质模型、导向测井、随钻测量和轨迹实时优化为核心的精准钻井体系。通过建立三维地质模型预测煤层展布特征，结合随钻测井实时获取地层信息，根据实际钻遇情况动态调整井眼轨迹，使水平段尽可能保持在优质煤层内部。同时，通过优化井身结构、钻具组合和钻井液体系，提高深部水平井施工效率并降低储层伤害。神府深层煤层气区块已形成“地质模型+导向测井+轨迹优化+随钻实时决策”的技术组合，并将传统三开水平井优化为二开井身结构，实现了深部煤层长水平段精准钻遇和储层保护。

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

表3：水平井钻探技术突破情况

技术突破方向	技术突破前	技术突破后	提升效果
开发井型升级	直井开发，单井泄流范围有限	L 型长水平井+分段压裂	单井日产 2 万 m³/d→10 万 m³/d，提升约 5 倍
水平井规模提升	普通水平井	大位移长水平井	水平段进尺提高约 1 倍，井组控制面积提高近 1 倍
水平段精准钻遇	依靠设计轨迹钻井	地质模型+随钻导向+轨迹实时优化	提高有效煤层钻遇率

数据来源：《深层煤层（岩）气革命性突破及关键理论与技术》《深层煤岩气效益开发关键技术与实践——以鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块为例》《“十三五”期间我国煤层气勘探开发进展及下一步勘探方向》，东吴证券研究所

2.2.2. 体积压裂技术突破：由“形成裂缝”转向“构建复杂人工缝网”

深层煤层气储层通常具有低渗、强非均质和应力敏感等特点，仅依靠天然裂缝难以实现大规模气体流动，需要通过人工压裂扩大储层改造范围，提高煤层动用程度。早期直井开发阶段，压裂主要依靠水力携砂压裂，形成单一裂缝。水平井开发可以接触更多的煤层，体积压裂的技术带动可用煤层气储量。

目前深层煤层气已形成以“长水平井+密切割分段+大规模体积压裂”为核心的改造模式。大排量的压裂液体让裂缝的扩产有了足够的动力支撑，提升煤层整体动用程度。同时压裂网络设计更为考究，缩短段距、密切割的压裂方式扩大了有限空间内煤层利用程度。在注入压裂液体方面，低黏液体容易形成复杂裂缝网络，但携砂能力不足；高黏液体携砂能力强，但容易形成单一主裂缝。变黏滑溜水通过阶段性改变黏度，实现既扩大裂缝体积，又保证裂缝长期导流。

表4：压裂技术进化有效提升缝网质量

指标	优化前	优化后	提升影响
SRV（万 m³）	524	735	改造体积扩大、煤层动用程度提升
裂缝长度	基准	增加 27%	泄气半径扩大，单段控制储量提升
段间重复改造率	基准	降低 11%	压裂资源无效损耗减少

数据来源：《深层煤层气体积压裂关键技术及实践应用—以大宁−吉县区块为例》，东吴证券研究所

2.2.3. 精准控压动态调整：确保高产态势均衡可控

排采环节的核心矛盾是压降过快导致煤粉堵塞渗流通道，精准控压通过实时监测与动态调参把"能高产"变成"能持续高产"。针对煤层气压后排液阶段和开采初期快速开采导致煤层压力骤降，煤层破碎，煤粉堵塞渗流通道的问题。通过井下传感器和软件动态监测，软硬件结合的方式精准控制压力、阀门开度，延长高产周期。在后期低压阶段，

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

深层煤层气开发由“控制递减”转向“提高剩余气动用效率”。精细控压系统通过实时监测井口压力、井底流压、产气量和产水量，动态优化节流制度和举升方式，在避免过度降压造成储层进一步损伤的同时，降低井底流压、改善气液运移条件，提高剩余储量采出程度，延长气井经济生产周期。从表 5 可以看出，精准控压技术应用后，返排阶段压降速率由 1.17MPa/d 降至 0.51MPa/d，返排率由 20%提高至 30%，实现了缓慢降压与高效排液的协同。投产首月压降速率降低 40.0%，高效携液时间由 21d 延长至 30d，首月末日产液量由 60.4m³/d 提高至 90.0m³/d，表明气水两相流动更加稳定，地层能量和井筒携液能力得到有效保持。在实验室实验条件下，逐级降压还使煤层气采收率由 41.60%提高至 80.70%。总体来看，精准控压能够减少储层伤害和井筒积液，延长高产稳产周期，提高资源动用程度。

表5：控压排采制度优化效果

技术突破方向	技术突破前	技术突破后	提升效果
返排阶段压降速率（MPa/天）	1.17	0.51	降低 56.4%，减缓储层损伤
返排率（%）	20.00%	30.10%	提高 10.1 个百分点，排液更加充分
投产首月压降速率（MPa/天）	0.20	0.12	降低 40.0%，有效保持地层能量
高效携液时间（天）	21	30	延长 9 天，提升 42.9%，降低积液风险
首月末日产液量（m³/d）	60.4	90.0	提高 29.6m³/d，提升 49.0%，增强持续排液能力
煤层气采收率（实验室室内）	41.60%	80.70%	提高 39.1 个百分点，资源动用更加充分

数据来源：《深部煤层气压后焖井及控压排采机理与实践》，东吴证券研究所

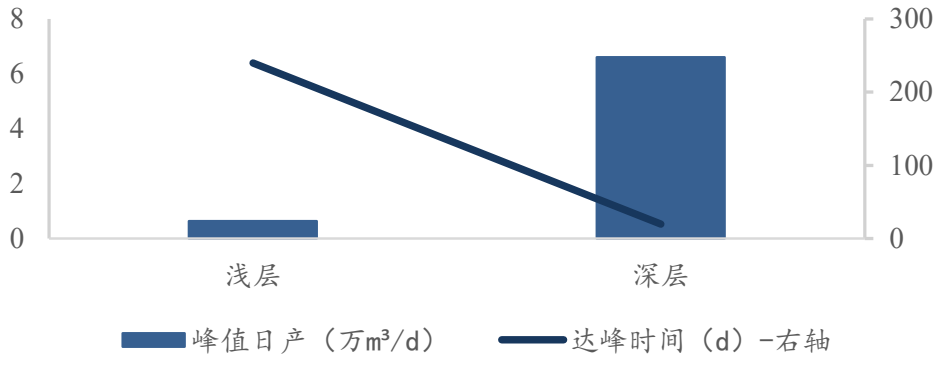
2.2.4. 技术突破带来产量量级提升

四项技术闭环叠加，使深层煤层气由传统低速释放转向快速建产——单井初期日产由约 2 万方提升至 10 万方以上，储层改造体积提升约 40%。在井型方面，直井向长水平井升级有效提高了单井控制范围和产气能力。大宁—吉县区块实践显示，直井日产气量约 2 万 m³/d，大吉区块实验井采用 L 型水平井后单井初期日产气量突破 10 万 m³/d，**产能提升约 5 倍**；同时，大位移水平井水平段进尺提高约 1 倍，井组控制面积提高近 1 倍。**在储层改造方面，**压裂技术由传统形成单一裂缝转向构建复杂人工缝网，通过密切割、大排量、大砂量等体积压裂技术扩大储层改造范围。目前部分区块采用 15～20m³/min 压裂排量、200～500m³单段加砂量，储层改造体积（SRV）由约 524 万 m³提升至 735 万 m³，提升约 40%，裂缝长度提升约 27%，有效提高煤层动用程度。**在生产阶段把控上，**精细控压与全生命周期排采技术进一步提升了长期采收效率。通过控制压降速度、优化生产制度，降低裂缝闭合和煤粉影响，提高单井 EUR。综合来看，技术体系升级后，深层煤层气典型水平井峰值日产量达到约 6.60 万 m³/d，首年平均日产约 5.28 万 m³/d，达到峰值时间缩短至约 20 天，单井 EUR 达到约 5500 万 m³，显著提升了深层煤层气规模化开发能力。

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

图21：深层煤层气井相对于浅层有数量级的提升



数据来源：《深层煤层（岩）气革命性突破及关键理论与技术》，东吴证券研究所

2.3. 单井 IRR 收益率突出，降本是回报中枢上移的关键变量

单井层面已跨过商业开发门槛，但回报对投资强度高度敏感。在售气均价 1.80 元/方、现金操作成本 0.40 元/方的假设下，对应单井 IRR 约 20%-28%，按 10%折现的投资回收期 3.3 至 5.0 年。投资端的成本曲线是决定回报中枢的首要变量，单井投资由 3500 万元降至 2900 万元，单井 IRR 可由 20%提升至 28%，回报中枢上移约 8 个百分点。从投资构成看，降本空间主要集中在钻井与压裂两个环节。单井投资中钻井约占 55%、大规模体积压裂约占 27%—28%、地面集输与处理配套约占 15%。随着长水平井工艺定型、钻井周期缩短与压裂材料国产化推进，以及场地内施工基础设施的摊薄，占比超过八成的钻完井环节具备持续压降空间，这也是行业内单井投资由 3500 万元向 2900 万元收敛的主要驱动力。

表6：项目经济性测算假设和结果

项目	数值
单井投资（万元/口）	2900-3500
单井 EUR（万方/口）	5500
生产周期（年）	15
首年产量（万方/口）	约 1170
前三年累产占 EUR（%）	约 42
售气均价（不含税）（元/方）	1.80
现金成本（元/方）	0.40
单方现金毛利（元/方）	1.40
单井 IRR（%）	20 ~ 28
投资回收期（r = 10%）	3.3 ~ 5.0

数据来源：首华燃气公告、首华燃气定期报告，东吴证券研究所测算

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

现金回流高度前置是深层煤层气区别于中浅层的关键财务特征。深层煤层气单井首年产量约 1170 万方、占 EUR 比重约 21%，前三年累计采出约 42%、前五年约 57%。深层煤层气以游离气与吸附气共存，投产即产气、无需长周期排水降压，首年即可形成规模现金流；相较之下中浅层煤层气普遍需要 1—2 年排水期才进入稳产。这一差异部分对冲了较高的单井投资，使深层项目在同等资源禀赋下仍具备较优的资本回收效率。

表7：典型深层项目现金流形态相比于浅层有优势

关键指标	深层煤层气(鄂东)	浅层水平井(沁水)
单井 EUR（万方）	5500	2000
单井投资（万元）	2900	1000
首年产量（万方）	1174	160
首年平均日产（万方/天）	5.28	0.44
峰值年均日产（万方/天）	6.60	0.48
全生命期单方成本（元/方）	0.93	1.2005
税前 IRR（%）	28.2%	12.5%
投资回收期（年）	2-3	5

数据来源：《中国非常规天然气地质特征、开发技术与发展前景》《沁水盆地南部高煤阶煤层气高效开发对策与实践》、蓝焰控股官网、煤炭学报 2023，东吴证券研究所

规模化爬坡带来的单方成本下行，是毛利率扩张的主要来源。其机理在于折旧的产量法摊薄与单井投资的同步下行。建产初期新井占比高、单位折旧负担重；随着存量井池扩大、新井占比下降，加权折旧被自然摊薄，同时新增井的单井投资由 3500 万元降至 2900 万元，对应新井单方折旧由 0.64 元/方降至 0.53 元/方，形成第二重压降。

表8：成本下行带来的折旧摊薄和 IRR 上升

单井投资(万元)	新井折耗(元/方)	单方完全成本(元/方)	税前 IRR	投资回收期(年)
3500	0.64	1.04	20.3%	5.0
3300	0.60	1.00	22.6%	4.4
3100	0.56	0.97	25.2%	3.8
2900	0.53	0.93	28.2%	3.3
2800	0.51	0.91	29.9%	3.1
2700	0.49	0.89	31.7%	2.9
2600	0.47	0.87	33.6%	2.7

数据来源：首华燃气公告、首华燃气定期报告，东吴证券研究所

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

3. 深层煤层气升格为增产主攻方向，补贴由普惠转向增产择优

3.1. 非常规气从“给定位”到“保要素”，深层煤层气升格为主攻方向

我国非常规天然气的支持类政策沿“定方向—保要素—落区块”三步推进，深层煤层气已由煤层气的一个细分品类，升格为“十五五”增储上产的主攻方向。

顶层定位上，非常规气整体被纳入国家能源安全体系，煤层气的战略权重逐步抬升。2015 年《煤层气勘探开发行动计划》首次明确沁水、鄂东为核心开发区域，确立了产业的空间抓手；2022 年《“十四五”现代能源体系规划》进一步提升煤层气战略地位，将其与页岩气、致密气共同列为常规气之外的增产接续来源。在常规气进入成熟开发阶段的背景下，非常规气承担新增产量主要来源的政策定位由此确立。**要素保障上，制约行业多年的矿权与流程问题在 2019—2023 年的矿产资源管理改革中得到实质性缓解。**改革缓解了煤炭与煤层气矿业权重叠这一长期痛点，并缩短了勘探转开发的审批流程，使区块从探明到建产的周期明显压缩。矿权归属清晰化对煤层气的意义尤为突出，煤层气与煤炭赋存于同一层系，权属交叉曾直接导致大量区块无法推进开发。

进入“十五五”，政策由行业层面下沉到具体区块，可执行性显著增强。2026 年 7 月，国家能源局召开深层煤层气勘探开发专题会议，统一“深层煤层气”表述并确立其为增储上产主攻方向；随后的鄂东增储上产行动方案将目标落到区域——2030 年鄂东新增探明 6000 亿方、产量 180 亿方（其中深层 160 亿方以上），并同步配套矿权、管输及用地用水用电保障。煤炭工业十五五规划明确 2030 年煤层气产量 260 亿立方米，推动深层煤层气快速上产，点名重点区块。至此，深层煤层气获得了明确的产量目标、责任主体与要素支持，政策支持从表述层面转化为可考核的建产任务。

表9：煤层气支持政策盘点

时间	政策文件	核心内容	对煤层气开采企业的影响
2015/02	《煤层气勘探开发行动计划》	重点建设沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘产业基地，推进石楼、临兴等区块勘探，支持深部煤层气技术突破。	明确核心开发区域，推动煤层气产业化基地、管网和示范项目建设。
2022/03	《“十四五”现代能源体系规划》	提出扩大非常规油气勘探开发、加快煤层气开发，重点推进沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘等区域。	提升煤层气在国产天然气增产体系中的战略地位。
2019-2023	矿产资源管理改革系列文件	简化矿业权登记程序，完善油气探采合一制度，推动煤炭与煤层气综合勘查，明确采煤采气开发时序。	缩短勘探转开发流程，缓解煤炭矿权与煤层气矿权重叠问题。
2026/07	国家能源局深层煤层气勘探开发专题会议	贯彻党中央、国务院决策部署，将“煤岩气”等非标准表述统一规范为“深层煤层气”；部署印发“十五五”煤层气开发利用方案、优化采矿权/用地/用水审批、修订统计制度、健全标准体系、建立央地协同机制——确立深层煤层气为今后一段时期增储上产的主攻方向。	打造十五五战略方针

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

2026/07	《鄂尔多斯盆地东部区域煤层气增储上产行动方案（2026—2030年）》	到2030年，鄂东区域新增探明地质储量6000亿立方米以上，煤层气产量180亿立方米，其中深层煤层气160亿立方米以上。	支持重点进一步落实到深层煤层气、重点区块、管输设施及用地用水用电等要素保障。
2026/08	《煤炭工业发展"十五五"规划》	明确2030年煤层气产量260亿立方米、瓦斯利用量65亿立方米。稳定浅层、中层成熟区块产量，推动深层煤层气区块快速上产；点名鄂东石楼西、大吉等重点区块，同步部署深层技术攻关与煤层气外输管网建设。	煤层气首次以专项方案写入煤炭工业五年规划，产量目标、区块清单、外输管网同步落地，持有点名区块的企业获政策确认与要素保障，管网建设缓解放量后的外输瓶颈。
2026/08	《石油天然气发展“十五五”规划》	推动鄂尔多斯盆地深层煤层气持续增储、准噶尔盆地加快突破，实现深层煤层气规模效益开发。支持煤层气上载国家干线管网，并持续推进非常规天然气开发利用支持政策。	明确深层煤层气增储上产和规模化开发方向，重点区块有望获得勘探开发、技术攻关及管网接入支持，提升产能释放与资源外输能力。

数据来源：政府网站，东吴证券研究所

3.2. 补贴政策：由定额补贴转向增产激励，煤层气是权重唯一上调的气种

财政补贴的逻辑已由“按方定额、普惠发放”转为“按增量竞争性分配”，煤层气是本轮调整中折算权重唯一上调的气种。补贴不再是覆盖开采成本的普惠性支持，而是对增量能力的定价，这直接改变了不同企业获取政策资源的能力差异。

从演变路径看，补贴经历了“固定单价—统一奖补—增量考核”三个阶段。补贴起步于0.20元/立方米的固定单价，“十三五”期间提高至0.30元/立方米；2019年起固定单价退出，煤层气、页岩气、致密气三气统一纳入非常规天然气奖补体系，考核导向转为“多增多补、冬增多补”；2025—2029年新办法延续增量考核，并将煤层气折算系数提至1.5倍、致密气权重逐步退坡，资源分配进一步向煤层气增产倾斜。

表10：煤层气补贴政策盘点

时间	政策文件	核心内容	对煤层气开采企业的影响
2016/02	《关于“十三五”期间煤层气（瓦斯）开发利用补贴标准的通知》	将中央财政补贴标准由0.20元/立方米提高至0.30元/立方米。	直接增加煤层气开采利用收入，改善项目经济性。
2019/06	《关于〈可再生能源发展专项资金管理暂行办法〉的补充通知》	取消固定0.30元/立方米补贴，转为“多增多补、冬增冬补”；煤层气按1.2倍折算；增产或减产分档系数为1.25—2.00。	补贴从按存量产量发放转向奖励增产，高增长企业获得更高奖补权重。
2025/03	《清洁能源发展专项资金管理办法》	实施期为2025—2029年；延续“多增多补、冬增多补”；煤层气按1.5倍折算；致密气权重2025年0.6、2026—2027年0.4、2028—2029年0.2。	提高煤层气相对页岩气、致密气的奖补权重，引导资本开支向煤层气增产项目倾斜。

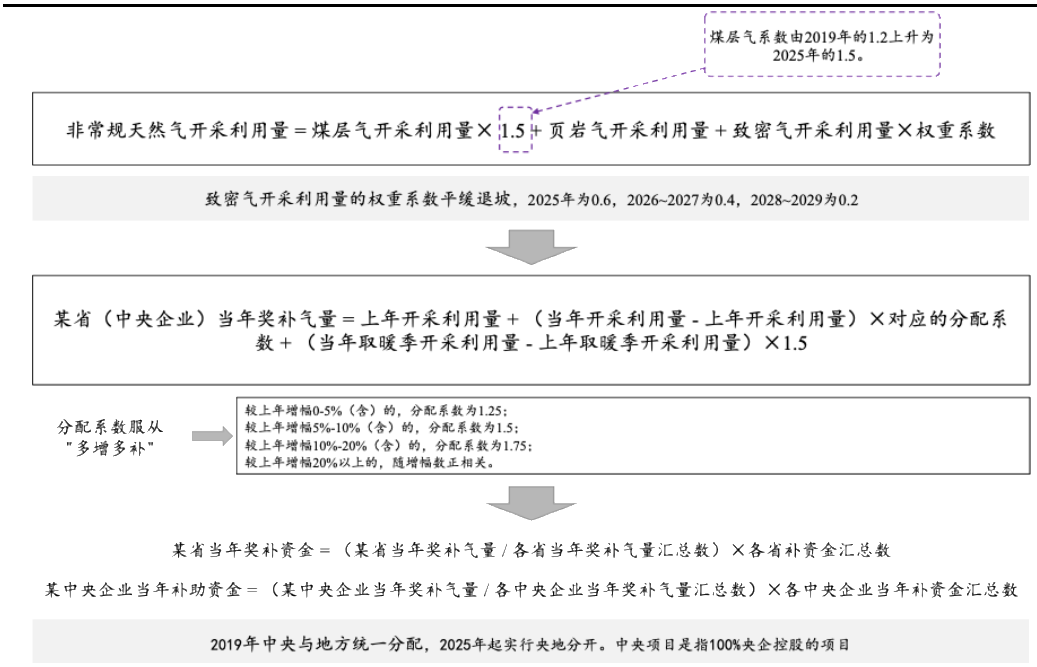
数据来源：政府网站，东吴证券研究所

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

现行煤层气奖补依据财建〔2025〕35 号执行。中央财政不再规定统一的每立方米补贴，而是根据煤层气折算产量、同比增减幅度、取暖季增量和全国资金规模进行竞争性分配。核算方法如下：

图22：煤层气政策补贴运行机制图



数据来源:财政部官网，东吴证券研究所

由于奖补采取竞争性分配、不再设统一单价，单个企业最终获得的资金取决于其奖补气量在全国或全省总量中所占的份额，难以按固定单价预估。但从机制设计看，政策倾斜方向十分明确。煤层气按 1.5 倍折算，核算基数高于页岩气和逐步退坡的致密气；增量部分按分配系数放大，增产越多、奖补气量越高；取暖季增量还可获得额外加成，而产量下降则会被相应扣减。总体来看，增长越快、深层占比越高的企业在这一机制下受益越明显，稳产或减产的存量企业则相对处于劣势。

4. 投资建议：关注核心深层煤层气区块与多元布局气源公司

4.1. 深层煤层气区块开发提速，多盆地资源储备打开长期增产空间

鄂尔多斯盆地东缘是“十五五”期间全国深层煤层气增储上产的核心区域之一，到 2030 年，鄂尔多斯盆地东缘探明储量目标为增加 6000 亿立方米，煤层气产量 180 亿立方米，其中深层煤层气产量 160 亿立方米以上。

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

表11：主要深层区块开发状况盘点

区域	核心区块	开发阶段与关键进展	主要参与方
鄂尔多斯盆地东缘	大吉	深层规模开发示范；2026 年产能约 40 亿方/年，2030 年产量目标约 50 亿方，探明储量 5000 亿方	中国石油
	石楼西	深层煤层气与致密气放量；2025 年产量约 9 亿方，2030 年产量有望达到 20 亿方以上，设计产能规模居鄂东深层区块前列	中国石油持矿权，中海沃邦作业
	神府、临兴	深层煤层气规模建产；披露片区产能约 13.7 亿方/年	中国海油、中联煤层气
沁水盆地	紫金山	深部勘探储备；2025 年完成钻井 28 口，预计储量 500 亿方，远期规划产能 15 亿方/年	亚美能源与中国石油合作
准噶尔盆地	东道海子、白家海、西山窑	深层储量约 1.5 万亿方	中国石油

数据来源：中国石油、国家能源局、《石油学报》、首华燃气公告、东吴证券研究所

4.2. 关注核心深层煤层气区块与多元布局气源公司

4.2.1. 首华燃气：深层煤层气核心标的，量增摊薄成本驱动盈利弹性释放

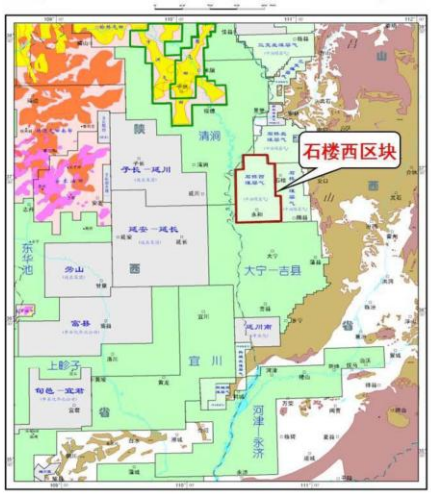
首华燃气是 A 股核心深层煤层气标的，石楼西区块已完成储量备案并进入产量释放期。公司通过控股子公司中海沃邦持有石楼西区块权益，截至 2025 年末持股 67.5%，2026 年 3 月拟进一步收购 11.29%少数股权至 78.79%。区块位于鄂尔多斯盆地东缘晋西挠褶带，勘探面积 1524 平方公里，主力开发层系为太原组 8 号煤层，与国内深层煤层气规模开发示范区大宁—吉县区块一致；探矿权、采矿权持有人为中国石油，中海沃邦于 2009 年 8 月签订《合作合同》取得该区块 30 年勘探开发生产经营权并担任作业者，所产天然气由双方共同销售、各自分成。石楼西与大吉气田地理相邻、层系相同，具备直接借鉴其成熟钻完井与压裂排采工艺、缩短开发曲线的先天条件。

区块储量基础较好，多气种协同开发支撑逐年滚动增产。截至 2025 年底石楼西区块煤层气探明地质储量接近 900 亿方，叠加致密气后天然气地质储量合计约 2100 亿方；区块主力埋深约 2300—2500 米，主力开发层系为太原组 8 号煤层，煤层气井与致密气井合计已投产约 200 口，目前综合采收率约 35%—38%。到 2030 年，预计石楼西煤层气与致密气合计产量有望达到 20 亿方以上，设计产能规模居鄂东深层区块前列，累计探明地质储量仍有较大提升空间。

请务必阅读正文之后的免责声明部分

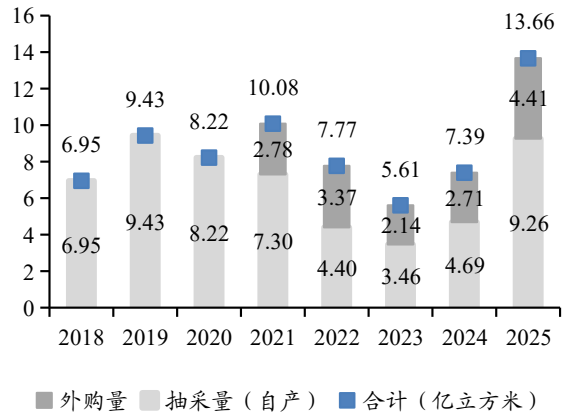
下载日志已记录，仅供内部参考

图23：首华燃气石楼西区块地理位置



数据来源：首华燃气公司公告，东吴证券研究所

图24：首华燃气气量梳理



数据来源：首华燃气公司公告，东吴证券研究所

图25：首华燃气天然气储量（截至 2025 年底）

天然气（致密气）

项目	备案批复时间	叠合含气面积（平方公里）	地质储量（亿立方米）	技术可采储量（亿立方米）	经济可采储量（亿立方米）
永和 18 井区	2014 年 6 月	114	157	77	46
永和 30 井区	2016 年 3 月	346	484	231	186
永和 45 井区	2017 年 6 月	468	635	302	211
合计	-	928	1,276	610	443

天然气（煤层气）

项目	备案批复时间	叠合含气面积（平方公里）	地质储量（亿立方米）	技术可采储量（亿立方米）	经济可采储量（亿立方米）
永和 45-34 井区	2024 年 4 月	230.50	681.90	340.95	264.96
永和 45-34 井区西区	2025 年 3 月	69.60	205.51	102.75	77.46
合计	-	300.10	887.41	443.70	342.42

数据来源：首华燃气公司公告，东吴证券研究所

4.2.2. 新天然气：煤层气存量稳健，深部勘探与多元布局打开第二增长曲线

新天然气的上游煤层气资产主要通过控股亚美能源持有，形成"存量稳产＋增量接续＋战略储备"的清晰生命周期梯队。旗下潘庄区块是国内首个达到百亿方级的中外合作煤层气项目，累计产气于 2025 年 5 月 29 日突破 100 亿方，单井日产曾突破 10 万方，代表了国内浅层煤层气开发的标杆水平。除煤层气外，公司 2025 年新增喀什北常规气项目全年并表，气源结构由单一煤层气向多元化拓展。

紫金山区块是公司深层煤层气的核心战略储备，勘查面积约 528 平方公里，预测深部煤层气资源量 1，200 亿方、致密气 300 亿方，按"双气并举、以深部煤层气勘探为主"的思路，规划新增探明深部煤层气地质储量 500 亿方、致密气 200 亿方，并明确 2026

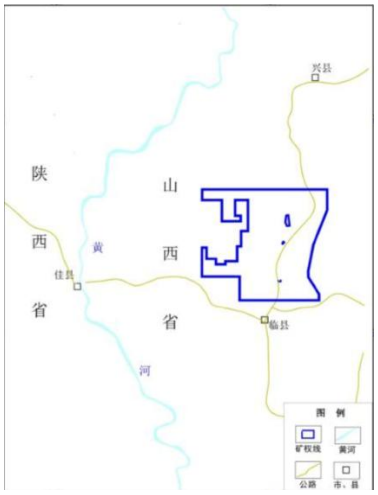
请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

年底前完成累计提交深部煤层气探明储量 500 亿方——这一规模相当于 2025 年底全国深层煤层气累计探明地质储量约 6000 亿方的 8.3%。目前致密气进展较快，ZJS10 井区已探明含气面积 43.71 平方公里、储量约 54 亿方；深部煤层气 2025 年完成钻井 28 口，勘探稳步推进。

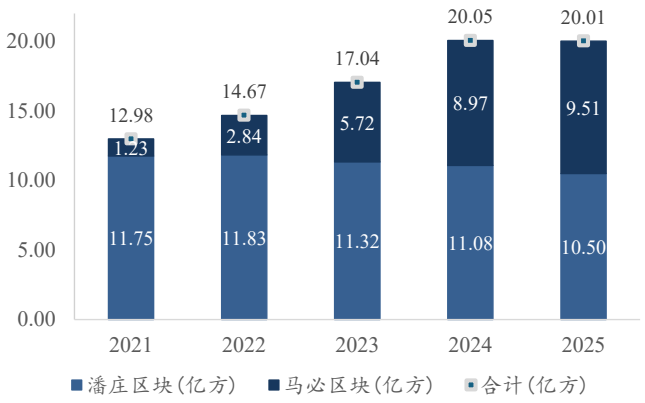
存量区块进入自然调整，增量区块快速放量，公司总产量维持增长。潘庄区块在连续四年稳产 10 亿方以上后，2025 年产量 10.50 亿方、同比微降 5.23%，公司正通过薄煤层释放、加密井部署及低效井综合治理维持产量与开发效益；马必区块产量由 2022 年 2.84 亿方快速增至 2025 年 9.51 亿方、三年复合增速约 50%，已成为当前主力增长引擎。2025 年公司全口径天然气产量 24.13 亿方、同比增长 9.98%，增量主要来自喀什北常规气全年并表贡献。后续产能储备充足：马必北区 076 井区（设计产能 4.5 亿方/年）、MB105 与 NS02 井区（合计 4.8 亿方/年）及薄煤层、MB127 井区储量提交将陆续接续，合计新增产能规划 9.3 亿方/年；紫金山远期规划建设产能 15 亿方/年，其中深部煤层气 10 亿方/年，相当于公司 2025 年煤层气产量的约 50%，是产量结构升级的重要潜在变量。

图26：公司紫金山区块地理位置



数据来源：新天然气官网，东吴证券研究所

图27：新天然气产气量梳理



数据来源：新天然气官网，东吴证券研究所

图28：新天然气深层、中浅层天然气储量（截至 2026/6/30）

煤层气

区块/井区	探明面积(km²)	地质储量(亿方)
潘庄区块	60.00	208.00
马必南区块	131.70	202.90
马必北区076区块	68.80	140.02
马必127区块	75.00	34.19
马必南区块（薄煤层）	104.00	40.00
紫金山区块（深层）	528.30	450.00

数据来源:新天然气定期报告、亚美能源定期报告，东吴证券研究所

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

5. 风险提示

1）气量不及预期

深层煤层气产量目标主要依托鄂尔多斯盆地东缘的新区块建产，若资源动用节奏、钻井投产数量或优质储层钻遇率低于预期，产量释放进度可能滞后。同时，新区块在煤层厚度、含气量与地应力等条件上与示范区块存在差异，单井产量与最终可采储量存在不及预期的风险。

2）政策不及预期

产量目标与要素保障均为规划性安排，实际执行进度存在不确定性。现行奖补已由定额补贴转为按增量竞争性分配，企业获得的资金取决于自身增量在全国的份额，存在低于预期的可能。此外，矿业权与用地用水审批、外输管网建设若滞后于规划，将推迟产量兑现节奏。

3）天然气价格波动

单井经济性对售气价格较为敏感，若国内气价因供需宽松或价格管制而下行，项目回报水平将受到压制。2027—2028 年全球 LNG 新增产能集中释放，叠加地缘局势变化，可能通过进口成本向国内价格传导。

4）降本进度不及预期

回报中枢上移有赖于单井投资的持续下行，而钻完井环节占单井投资的绝大部分。若压裂材料与钻井服务价格上行，或新区块埋深加大、地质条件复杂导致施工周期延长，单井投资的压降空间可能低于预期。

请务必阅读正文之后的免责声明部分

下载日志已记录，仅供内部参考

东吴证券 SOOCHOW SECURITIES

免责声明

东吴证券股份有限公司(以下简称“本公司”)经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供符合中国证监会《证券期货投资者适当性管理办法》规定的专业投资者使用，且接收人须为本公司认定并建立服务关系的专业机构投资者使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。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，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。本报告不面向普通投资者发布或传播。任何非专业机构投资者收到本报告后，应立即退回并销毁，不得依据本报告内容做出任何投资决策。

在法律许可的情况下，东吴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并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，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。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期（A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500 指数，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的），北交所基准指数为北证 50 指数），具体如下：

公司投资评级：

买入：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准在 15%以上；

增持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于 5%与 15%之间；

中性：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与 5%之间；

减持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级：

增持： 预期未来 6 个月内，行业指数相对强于基准 5%以上；

中性： 预期未来 6 个月内，行业指数相对基准-5%与 5%；

减持： 预期未来 6 个月内，行业指数相对弱于基准 5%以上。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议。投资者买入或者卖出证券的决定应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街 5 号
邮政编码：215021
传真：（0512）62938527
公司网址： http://www.dwzq.com.cn