

# 中国石油（601857.SH）

## 煤岩气成为天然气增产新动能

优于大市

## ◆ 公司研究 · 公司快评

## ◆ 石油石化 · 炼化及贸易

## ◆ 投资评级：优于大市（维持）

证券分析师：	杨林	010-88005379	yanglin6@guosen.com.cn	执证编码：S0980520120002
证券分析师：	薛聪	010-88005107	xuecong@guosen.com.cn	执证编码：S0980520120001
证券分析师：	董丙旭	0755-81982570	dongbingxu@guosen.com.cn	执证编码：S0980524090002

### 事项：

中石油宣布煤层气公司全年生产煤岩气 19.6 亿立方米，同比增长 90.4%。该公司全年总产量达到 41.2 亿立方米，同比增长 20.96%。

### 国信化工观点：

1) **煤岩气是不同于煤层气的新类型非常规天然气**：“十四五”之前我国煤层气勘探开发主要集中在 1200m 以浅煤层。“十四五”以来我国开始进入深层煤层气规模开发新阶段。在深层煤层气开发过程中，发现此类天然气与传统煤层气相比差异较大。1500 米以深煤层的渗透率低、孔隙度低，长期被认为是煤层气开发的禁区。随着埋深增加，煤层温度、压力增加，而煤层对煤层气吸附的高温解吸效应超过压力增加对吸附的增强效应，会使其游离气比例随埋深的增加而逐渐增加。当埋深大于此煤层的“临界深度”后，游离甲烷气含量可能逐渐增加到总含气量 50% 以上。2003 年专家将煤岩自身生成或其他气源运移而赋存于煤岩中，游离态和吸附态并存，游离气含量高，通过储层改造可快速产气并能获得工业化开采的烃类气体定义为煤岩气。

2) **煤岩气具备多种非常规天然气特点**：煤岩气在储层类型上与煤层气相似，在天然气赋存特征上与页岩气相似，在开发方式上与页岩气、致密气相似。相较传统的煤层气，因煤岩储层埋深更深、保存条件更好，埋深超过 2000m 的煤岩气具有“高压、高温、高含气、高饱和、高游离”的 5 高特征。煤岩气地质特征的特殊性，决定了其在开发上与煤层气不同。以吸附态为主的煤层气被范德华力束缚，在地下水的压力封闭作用下，需通过长期规模排水降压，将储层压力降低至吸附气临界解吸压力以下，才可实现有效开发；而煤岩气游离气占比高，通过人工改善储层连通性，游离气在弹性势能作用下产出，储层压力降低后吸附气解吸形成接替，实现长期有效开发。

3) **煤岩气资源量大，开发潜力足，是公司天然气增产新动能**：我国 2000m 以浅的煤层气地质资源量约为 30.05 万亿立方米，其中 1500~2000m 占 31.5%。我国尚未系统开展国家层面 2000m 以深煤岩气资源量评价，但据中国矿业大学研究成果，我国 2000m 以深煤岩气资源量非常丰富，29 个主要盆地（群）埋深大于 2000m 煤岩气资源量为 40.71 万亿立方米，远大于我国 2000m 以浅煤层气资源量。大吉煤岩气是中石油煤层气开发重点领域，以 2000 m 以深的 8#煤层为主力开发层，探明深部煤层气储量区 2 个，共提交探明储量 1121.62 亿立方米，目前正加速推进区内其它 4 个井区储量评价工作，煤层气资源量有望成倍跃增。

4) **我国天然气市场化不断深化，天然气市场空间较为广阔**。2023 年以来，国内天然气顺价工作提速，天然气市场活力进一步释放。2024 年我国天然气表观消费量 4261 亿立方米，同比增长 8%，2025 年天然气消费有望继续维持中高速增长。据中石化经济技术研究院预测，我国天然气消费平台为 6200 亿立方米，中长期维度我国天然气市场空间较为广阔。

投资建议：我们维持对公司 2024-2026 年归母净利润 1735/1863/2029 亿元的预测，摊薄 EPS 分别为 0.95/1.02/1.11 元，对于当前 A 股 PE 为 8.49/7.91/7.27x，对于 H 股 PE 为 5.91/5.51/5.06x，维持“优于大市”评级。

评论：

煤岩气是一种新类型非常规天然气

煤层气开发过程中，科研界及工业界不断向深层探索。“十四五”之前我国煤层气勘探开发主要集中在 1200m 以浅煤层。但是随着水平井多段压裂技术突破，页岩气获得有效开发。工业界将该技术尝试应用于煤层储层内深层非常规天然气勘探开发。2005—2016 年，中国石油新疆油田公司在准噶尔盆地侏罗系煤岩储层（埋深 2560~2620m）部署了彩 504 和彩 512 等多口直井，压裂测试获日产天然气（0.15~0.73）万立方米，这种深层煤岩储层内的非常规天然气引起重视。2019 年，中石油煤层气有限责任公司在鄂尔多斯盆地二叠系 8#煤（埋深 2200 m）部署了大吉 3-7 向 2 直井，压裂测试获日产气 0.6 万立方米，并率先启动了大吉区块开发先导试验。“十四五”以来我国开始进入深层煤层气规模开发新阶段。

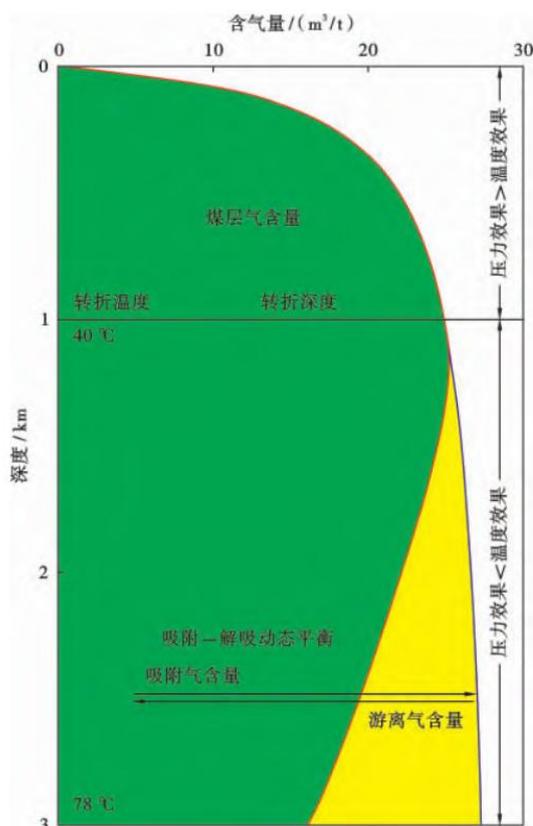
图1：中国煤层气勘探开发阶段划分与产量增长图



资料来源：我国“十四五”煤层气勘探开发新进展与前景展望，国信证券经济研究所整理

在深层煤层气开发过程中，发现此类天然气与传统煤层气相比差异较大。1500 米以深煤层的渗透率低、孔隙度低，长期被认为是煤层气开发的禁区。随着埋深增加，煤层温度、压力增加，而煤层对煤层气吸附的高温解吸效应超过压力增加对吸附的增强效应，会使其游离气比例随埋深的增加而逐渐增加。当埋深大于此煤层的“临界深度”后，游离甲烷气含量可能逐渐增加到总含气量 50% 以上。中国深部煤层气的“临界深度”为“1500-1700m，一般压力较高、含气量也高（15-30 m<sup>3</sup>/t），游离甲烷气含量大于 7-15m<sup>3</sup>/t，使其能适用于现有非常规天然气开发理论与技术，用水平井压裂或水平井体积压裂等方法有效开采。2020—2023 年，中国石油新疆油田公司在准噶尔盆地部署的彩探 1H 井，长庆油田公司、冀东油田公司和辽河油田公司等分别在鄂尔多斯盆地部署的纳林 1H、佳南 1H 和米 172H 等井，水平井压裂测试获日产气（5~10）万立方米；中联煤层气有限责任公司在鄂尔多斯盆地临兴区块部署的 LX-62-CH1 井，水平井压裂测试获日产气 6 万立方米；中国石化华东油气分公司在四川盆地渝东南地区部署阳 1 和阳 2 等直井，压裂获日产气（0.6~1.2）万立方米，华北油气分公司在鄂尔多斯盆地大牛地气田部署阳煤 1HF 水平井，压裂测试获日产气 10.4 万立方米。

图2：深部煤层气的游离气与吸附气平衡比例



资料来源：中国建立千亿立方米级煤层气大产业的理论与技术基础，国信证券经济研究所整理

**2023 年该类非常规天然气被命名为煤岩气。**该类天然气具有游离气占比高、存在微距运移、生产初期以游离气为主、吸附气接替等特征。2023 年 4 月 22 日，中国石油召开“深层煤岩气勘探开发技术研讨会”，通过广泛研讨初步达成了将这种新类型非常规天然气称为煤岩气的共识。2023 年 5 月 23 日，在《鄂东大吉区块深层煤层气国家级开发示范区建设方案》评估中，专家组“建议深层煤层气也称深地煤岩气或深层煤层致密气”。目前煤岩气的学术定义为：**煤岩自身生成或其他气源运移而赋存于煤岩中，游离态和吸附态并存，游离气含量高，通过储层改造可快速产气并能获得工业化开采的烃类气体。**中国石油天然气股份有限公司（简称中国石油）制定了首部中长期业务发展规划及“十四五”后三年实施方案。截至 2023 年底，中国针对煤岩储层内新类型非常规天然气已钻井 70 口以上，探明地质储量 3246 万亿立方米，2023 年产量 12 万亿立方米。

## 煤岩气具备多种非常规天然气特点

煤岩气在储层类型上与煤层气相似，在天然气赋存特征上与页岩气相似，在开发方式上与页岩气、致密气相似。具体来看煤岩气有以下三个内涵：（1）游离气含量丰富，赋存状态与页岩气相似。在较大埋深，煤岩有机质生气量足以满足基质吸附或微观孔隙储存，部分气体以游离态形式保存在煤岩宏观孔缝中。鄂尔多斯、四川和准噶尔等盆地煤岩实测游离气占比 20%~50%。（2）游离气微距运移聚集，类似常规气。煤岩储层的宏观孔缝发育，是良好的油气运移通道与储集空间。在重力与浮力的作用下，游离气与可动水形成分异，游离气在大孔中通过微距运移聚集，符合达西定律。煤岩储层宏观孔缝以游离气为主，如鄂尔多斯盆地东缘煤岩储层实测含气饱和度 60%~90%，部分储层基本无可动水。（3）顶底板控制煤岩气富集。游离气聚集受保存条件影响，随着埋深增加地应力作用增强，储层的保存条件变好，煤岩气聚集条件更有利。鄂尔多斯盆地东缘埋深超过 2000 m 煤岩气发育“煤岩-灰岩、煤岩-泥岩、煤岩-砂岩”3 种聚散组合，前两种保存条件好；四川盆地埋深超过 2000m 的煤岩储层压力系数 1.1~1.5，顶底板封闭条件好。

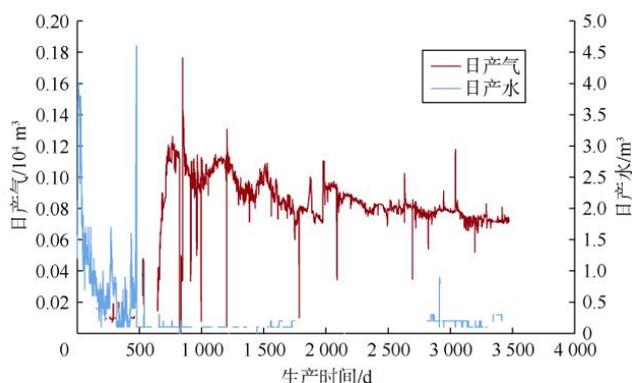
表1：不同类型非常规天然气特征对比

类型	定义	储层类型	赋存特征	聚集类型	开发方式	主体技术	生产特征
煤岩气	以煤岩自身生成的或其他气源运移而赋存于煤岩中，游离态和吸附态并存，游离气含量高，通过储层改造可快速产气并能获得工业化开采的烃类气体	煤层，微观孔隙与宏观裂隙发育	宏观孔隙体系内存在大量游离气，但不同地区游离气占比差异较大（20%~50%）；吸附气在游离气压力下吸附于微观孔隙，吸附气含气饱和度超过100%；部分储层存在超压，压力系数可达1.5	自生自储为主并可有他源运移聚集	水平井多段压裂、直井/丛井大规模压裂	水平井多段压裂、直井/丛井压裂、多分支水平井、压裂	开井即见气，初期产量高，生产周期长 排水1~2年后产气达峰值，稳产2~5年
煤层气	赋存在煤层中，原始赋存状态以吸附在煤基质颗粒表面为主，以游离于煤割理、裂隙和孔隙中或溶解于煤层水中为辅，并以甲烷为主要成分的烃类气体	煤层，微观孔隙与宏观裂隙发育	煤层气储层宏观孔隙体系通常被地下水充填，吸附气占比近100%；吸附气为主，游离气占比极低或无，吸附气含气饱和度通常小于100%；储层常压和欠压为主，压力系数通常小于1	自生自储式滞留聚集	排水降压开采	水平井、多分支水平井、压裂	初期产量高，递减快，前3年约采出EUR的50%
页岩气	是指以游离态、吸附态为主，赋存于富含有机质页岩层段中的天然气	富含有机质页岩，微观孔隙发育	微观孔隙为主，孔隙直径150~400 nm；游离气占比50%~80%；部分储层存在超压，压力系数最高可达2.0以上	自生自储式滞留聚集	衰竭开采	水平井多段压裂	初期产量高，递减快，前3年约采出EUR的50%
致密气	覆压基质渗透率小于或等于0.1×10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> 的砂岩类气层，单井一般无自然产能或自然产能低于工业气流下限，但在一定经济条件和技术措施下可获得工业天然气产量	致密砂岩，宏观孔隙为主	宏观孔隙为主，孔隙半径0.1~1.0 μm，游离气为主；气水关系复杂、并非严格受构造控制，通常存在气水关系倒置现象	近源成藏	衰竭开采	直井压裂、水平井多段压裂	初期产量高，递减快，前3年约采出EUR的40%

资料来源：煤岩气：概念、内涵与分类标准，国信证券经济研究所整理

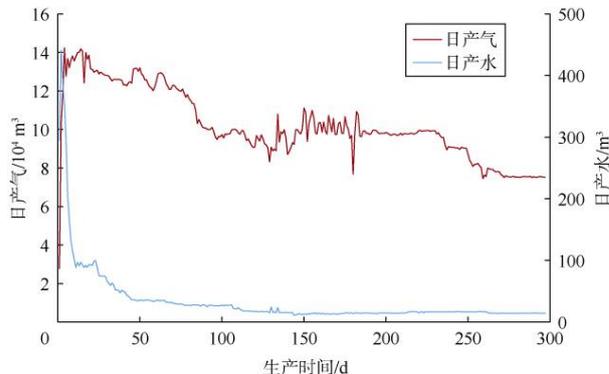
**煤岩气具有可依靠地层自然能量开采及长周期产气的优点。**相较传统的煤层气，因煤岩储层埋深更深、保存条件更好，埋深超过2000m的煤岩气具有“高压、高温、高含气、高饱和、高游离”的5高特征。煤岩气地质特征的特殊性，决定了其在开发上与煤层气不同。煤岩气和煤层气赋存与聚集差异性决定了开发机理不同。以吸附态为主的煤层气被范德华力束缚，在地下水的压力封闭作用下，需通过长期规模排水降压，将储层压力降低至吸附气临界解吸压力以下，才可实现有效开发；而煤岩气游离气占比高，通过人工改善储层连通性，游离气在弹性势能作用下产出，储层压力降低后吸附气解吸形成接替，实现长期有效开发；不同煤阶煤岩储层的生烃量、孔缝结构、渗透率和力学性质等特征不同决定其开发方式不同。针对鄂尔多斯盆地东缘高煤阶煤岩煤体结构好、脆性指数高、顶底板遮挡性强，逐步探索形成了“超大排量+超大液量+超高砂量+快速返排”的“三超一快”水平井多段压裂工艺模式，有效改善了储层的连通性，最大程度控制储量规模，气井依靠地层能量衰竭开采；通常情况下，煤层气井需先排水1~2年才可达产，达产后稳产2~5年，直井稳产期产量800~1500 m<sup>3</sup>/d，水平井稳产期产量5000~10000 m<sup>3</sup>/d。煤岩气水平井多段压裂过程中，大量压裂液注入储层，返排初期天然气即可快速产出。目前看，水平井生产的初期套压与累产气量呈现典型的线性关系，煤岩气井达产气峰值后呈“三段式”特征，游离气产出后，吸附气形成接替，游离气与吸附气同产出，推测中后期规模降压，大量吸附气产出，生产周期长。

图3：樊庄区块煤层气典型直井生产曲线



资料来源：煤岩气：概念、内涵与分类标准，国信证券经济研究所整理

图4：大吉区块煤岩气典型水平井生产曲线

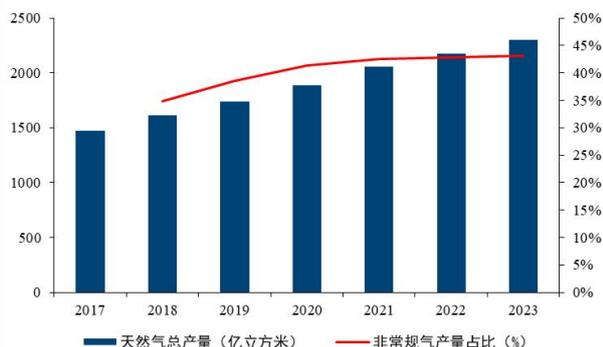


资料来源：煤岩气：概念、内涵与分类标准，国信证券经济研究所整理

## 煤岩气资源量大，开发潜力足

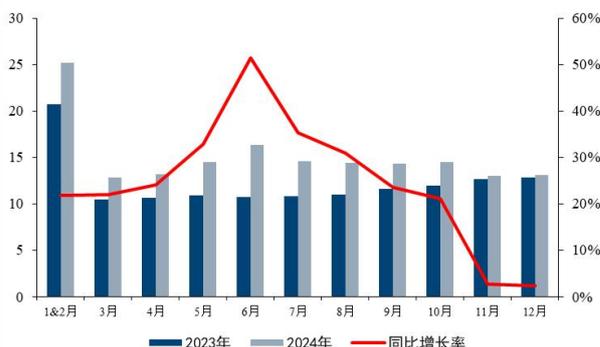
非常规气是国产天然气的重要增长级，煤层气增长趋缓条件下煤岩气战略意义更加突出。非常规天然气主要包括致密气、页岩气和煤层气，2023年非常规天然气产量突破960亿立方米。2018-2023年，非常规天然气产量占全国天然气总产量的比例由不足35%提升到约43%，成为国产天然气产量重要增长极。煤层气做为非常规气的重要组成部分，产量增速回落。从月度产量数据看，2024年6月，煤层气产量同比增速最高，为51.49%，随后煤层气产量增速下降，2024年11月及12月，煤层气产量与去年同期几乎持平。在全国天然气需求维持较高增速的背景下，加大国产天然气生产，提高天然气自给率意义重大，开发煤岩气具有十分重要的战略意义。

图5：我国天然气产量及非常规气占比



资料来源：国家统计局，国信证券经济研究所整理

图6：2023年及2024年逐月煤层气产量及增速



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

煤岩气资源量超40万亿立方米，远大于现有煤层气资源量。我国2000m以浅的煤层气地质资源量约为 $30.05 \times 10^{12} m^3$ ，其中1500~2000m占31.5%。我国尚未系统开展国家层面2000m以深煤岩气资源量评价，但据中国矿业大学研究成果，我国2000m以深煤岩气资源量非常丰富，29个主要盆地（群）埋深大于2000m煤岩气资源量为 $40.71 \times 10^{12} m^3$ ，远大于我国2000m以浅煤层气资源量。我国大于2000m深层煤层气资源量主要集中在准噶尔、鄂尔多斯和吐哈—三塘湖三大盆地，分别占总量的37%、32%和27%。据中国石油勘探开发研究院估计，全国埋深2000~3000m的煤层气资源量约 $18.47 \times 10^{12} m^3$ 。近两年，我国先后在鄂尔多斯盆地的大宁—吉县区块和神府区块发现了两个千亿立方米级的煤岩气气田，在准噶尔、四川等盆地也取得勘探突破。上述表明我国深层煤层气具有良好的勘探开发前景。

表2：我国不同深度煤层气资源量评价（估算）结果统计表

序号	煤层深度（米）	资源量（万亿立方米）	数据来源
1	<1000	11.18	自然资源部油气资源战略研究中心
2	1000-2000	9.40	
3	1500-2000	9.47	
4	2000-3000	18.47	中国石油勘探开发研究院 中国矿业大学
5	>2000	40.71	

资料来源：我国“十四五”煤层气勘探开发新进展与前景展望，国信证券经济研究所整理

“十四五”以来，煤岩气地质理论，储层改造技术相关攻关取得了重大突破。一是地质理论认识更加深入。煤岩气储层中甲烷赋存状态明显有别于经典煤层气吸附理论，由于深层地层温度较高，导致煤层对甲烷的吸附能力降低，一部分气体转变为游离状态。随着煤岩气勘探突破，对煤岩气资源认识也不断深化，如成藏特点由“连续成藏”转变为“差异化富集”，提出“煤层气向斜富集论”，认识到深煤储层中张性裂隙、剪性裂隙、割理广泛发育等，这些新认识为推动煤岩气勘探开发提供了理论指导。二是钻完井工艺快速进化。井型由“十三五”期间以直井、定向井为主正在转向以L形水平井为主；形成了成熟的低成本钻完井技术体系，解决了煤储层易垮塌、工艺效率低等难题，具备井眼稳定、低成本、可改造增产、可作业恢

复等优势；基于地质工程一体化思路实施水平井轨迹设计和导向，显著提高了深层煤层气开发储层钻遇率；平均建井周期大幅缩短，大宁—吉县地区缩短了30%以上。三是压裂理念与工艺实现进化。压裂是调控煤层气解吸和扩散的主要手段，煤块切割得越小，煤层气逸出速度越快。压裂规模由常规压裂技术30~70m<sup>3</sup>/段、排量为7~12m<sup>3</sup>/min)为主转变为超大规模极限体积压裂技术(砂量为300~450m<sup>3</sup>/段、排量为14~18m<sup>3</sup>/min)。通过大液量、大砂量、大排量及优化支撑剂粒径组合等方式，实现超密体积缝网改造、长裂缝扩展和有效支撑，合理井网与体积压裂相结合有助于实现煤层气极限开发，颠覆了常规煤层气储层改造方式，为煤岩气效益开发提供了技术路径。

**表3: 煤层气与煤岩气开发主要理论与技术对比表**

	“十三五”	“十四五”
重点领域	以中-浅层煤层气(500~1200m)为主	以深层煤层气(>1500m)为主
地质认识	成藏特点:以甲烷吸附气为主,占90%以上,游离气极少; 含气量:平均12.4m <sup>3</sup> /t; 甜点识别:以录井、测井、二维地震资料为主开展研究,三维地震资料少。	成藏特点:吸附气、游离气共存,游离气占20%-40%; 含气量:平均为25.2m <sup>3</sup> /t; 甜点识别:以三维地震、录井、测井资料为主开展研究,三维地震资料多。
钻井工程	完钻井型:直井、定向井为主,水平井较少; 井身结构:三开; 建井周期:水平井在两个月左右。 压裂理念:常规压裂为主;	完钻井型:“L”形水平井为主,直井、定向井较少; 井身结构:二开; 建井周期:较前期减少30%以上。 压裂理念:超大规模极限体积压裂为主;
压裂工艺	施工规模:中-小排量(7-12m <sup>3</sup> /min)、中-小液量(<10000m <sup>3</sup> /口)、中-小砂量(30-70m <sup>3</sup> /段)	施工规模:大排量(14~18m <sup>3</sup> /min)、大液量(>20000m <sup>3</sup> /口)、大砂量(300-450m <sup>3</sup> /段)。
排采管理	排采理念:初期闷井、缓慢、长期; 排采技术:双控制逐级排采区域降压技术; 排采设备:以抽油机有杆泵为主。	排采理念:初期快速返排压裂液,中后期稳液面促解吸; 排采技术:全生命周期排采模式; 排采设备:以电潜螺杆泵等无杆泵为主。
产气效果	产气量低,直井、定向井日产气量多在300~2000m <sup>3</sup> ; 水平井日产气量多在3000-10000m <sup>3</sup> 。	产气量高,直井、定向井日产气量多在3000~20000m <sup>3</sup> ; 水平井日产气量多在30000~100000m <sup>3</sup> 。

资料来源:我国“十四五”煤层气勘探开发新进展与前景展望,国信证券经济研究所整理

**煤岩气(深层煤层气)开发实现了快速发展。**国家能源局批准的4个国家级“深部煤层气开发示范项目”正在组织实施,深层煤层气成为勘探新热点和规模增储新领域,有望成为非常规天然气增储上产新的增长极。目前,鄂尔多斯盆地深层煤层气勘探开发效果最佳,延川南、大牛地、大宁—吉县和临兴—神府等地区取得了一系列重大突破,新增探明地质储量超过4000万亿立方米,新建产能超15万亿立方米。中国石化在延川南万宝山区块采用有效支撑压裂工艺,提出“优快降压、高效解吸”排采理念,石炭系山西组2#煤层实现由单点突破到规模效益应用,太原组10#煤层新层系评价取得重要进展,单井日产气量高至6.7×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,连续6年保持年产气量3.5万亿立方米以上稳产水平。在大牛地区块,创新深层煤层气赋存和富集认识,应用大规模体积压裂工艺,直井日产气量超过2×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,水平井日产气量超过10×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,实现深度2800m深层煤层气勘探重大突破,新增预测储量1227万亿立方米。在南川区块,针对薄煤层特征精细刻画,采用稳压控缝有效支撑压裂,试获峰值日产气量1.8×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,投产1年累产气量380×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,初步落实南川煤层气资源量504万亿立方米。中国石油在大宁—吉县和纳林河—米脂北地区实施的JS6-7P01井和NL1H井等试获高产,提交探明储量超过3000万亿立方米,新建产能超过10万亿立方米。中国海油提出致密气与煤层气“互补式”和“立体式”勘探理念,加强储层改造和排采工艺研究,在鄂尔多斯盆地东缘发现神府深层煤层气田,单井最高日产气量达2.9×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,探明地质储量超过1100×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。

**表4: 全球煤岩气(深层煤层气)典型井生产情况**

盆地	主要目的层系	典型井生产情况
鄂尔多斯盆地	石炭系-二叠系	延川南区块 Y3-P11 井,埋深 1140m,峰值日产气量 6.7 万立方米
		大吉区块 JS6-7P01 井,埋深 2200m,峰值日产气量 10.1 万立方米
		榆林地区 NL1H 井,埋深 3 222m,峰值日产气量 5.4 万立方米
		大牛地区块 YM1HF 井,埋深 2 880 m,峰值日产气量 10.4 万立方米
四川盆地	二叠系	南川区块 Y2 井,埋深 1976 m,峰值日产气量 1.8 万立方米
准噶尔盆地	侏罗系	五彩湾地区 CT1H 井,埋深 2385 m,峰值日产气量 5.7 万立方米

资料来源:中国深层煤层气地质特征与勘探实践,国信证券经济研究所整理

**煤岩气(深层煤层气)增储上产仍需持续攻关。**深层煤层气已实现单井战略突破,但是总体尚处于探索阶段。我国深层煤层气类型多样,地质条件复杂,资源禀赋差异大,富集高产机理尚不明确;勘探开发工程

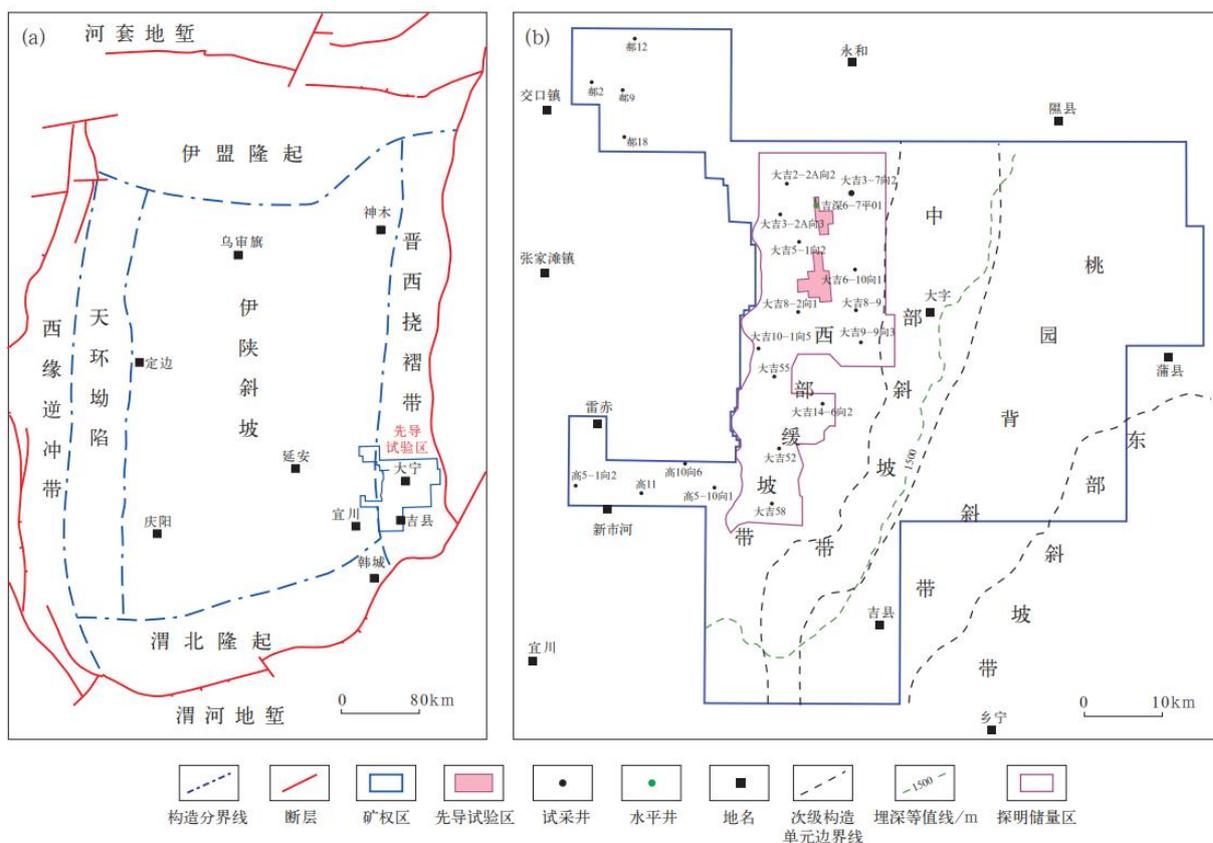
关键技术尚不成熟，投资回报率低，效益开发难度大；深层煤层气勘探程度低，矿权少，增扩矿权面临挑战。为推进深层煤层气的增储上产，需进一步加强以下几方面的持续攻关：一是加大新区新层系新领域勘探开发力度。我国深层低、中、高阶煤层气资源量相当，但以准噶尔、吐哈、海拉尔等盆地为代表的低阶深层煤层气尚未实现规模开发，是未来发展的重要方向。二是加强深层煤层气富集理论与“双甜点”区优选研究，加强水平井优快钻完井技术与压裂改造降本增效技术攻关，强化排采规律研究，促进深层煤层气高效开发。三是聚焦深层煤层气勘探开发中关键问题和卡脖子技术，推进“中-中”深层煤层气合作，加强深层煤层气研讨交流，联合攻关不同地区不同煤阶富集高产机理研究和钻完井、压裂等关键技术。

## 中国石油煤岩气开发效果显著，是未来天然气发展重要看点

2005年，中国石油新疆油田在准噶尔盆地白家海地区常规油气直井，开展深层（超过2000米）煤岩层段试气，获日产气7000立方米。但由于当时的开采技术不足、经济成本较高，深层煤层气（煤岩气）并未持续开发下去。2021年，中国石油煤层气公司在鄂尔多斯盆地东缘大吉区块部署的一口水平井，压裂后获日产气10万立方米，宣告了煤岩气具有商业化开发的潜力。2022年，中石油在鄂尔多斯盆地部署的纳林1H、佳南1H和米172H等风险探井获日产气5万立方米至10万立方米，拉开了煤岩气规模勘探开发序幕。

**大吉煤岩气是中石油煤层气开发重点领域。**大宁—吉县区块位于鄂尔多斯盆地东缘晋西挠褶带的南端、伊陕斜坡的东南部。区块东西构造分带明显，由东至西依次划分为东部斜坡带、桃园背斜带、中部陡坡带和西部缓坡带，断层不发育、构造平缓，地层倾角一般小于 $2^{\circ}$ 。目前开发主力煤层为太原组8号煤，开发区处于区块的西部缓坡带，埋深主要为2000~2520m，煤层平均厚度7.8m，含气量 $18\sim 26\text{ m}^3/\text{t}$ ，平均 $25.2\text{ m}^3/\text{t}$ ，割理较发育。

图7: 大宁—吉县区块构造位置图(a)和井位分布图



资料来源：大宁—吉县区块深层煤岩气特征与储量估算方法指标探讨，国信证券经济研究所整理

自 2019 年开始，大宁-吉县区块逐步迈入深部煤层气“规模勘探+先导试验”阶段，以 2000 m 以深 8#煤层为主力开发层，开展规模化勘探开发工作，探明深部煤层气储量区 2 个，共提交探明储量 1121.62 亿立方米，目前正加速推进区域内其它 4 个井区储量评价工作，煤层气资源量有望成倍跃增。2021 年，吉深 6-7 平 01 井（2000m 以深煤层）日产气量突破 10.1 万立方米，预计可采储量达到 4000-5000 万立方米，标志着深部煤层气开发获得战略性关键突破，为煤层气产业重新步入快车道发展注入新动能。截止 2024 年 2 月，投产开发井 82 口，初期日产气 10 万立方米以上井 11 口，5-10 万立方米井 59 口，其中有 6 口井单井累产气量达 3000 万立方米，最高突破 4000 万立方米。

2024 年，中石油在鄂尔多斯盆地落实煤岩气的三级地质储量近 2 万亿立方米，其中探明地质储量 5023 亿立方米。中石油煤层气公司全年生产煤岩气 19.6 亿立方米，同比增长 90.4%。全年总产量达到 41.2 亿立方米，同比增长 20.96%。中石油数据显示，公司深层煤岩气日产量已攀升至近 700 万立方米，占公司日产能的一半以上。

## 中国天然气市场化改革不断深化，中长期需求维持中高速增长

**天然气市场化不断推进，价格体系不断完善。**天然气定价方面，国内天然气定价机制长期以来是“计划”与“市场”交织。为保供居民端用气，城燃公司长期通过工商业用户补贴居民用户，导致天然气消费增长受到影响。2023 年以来，国内天然气顺价工作提速。2023 年 6 月国家发改委发布了《关于建立健全天然气上下游价格联动机制的指导意见》，并在 2024 年 1 月份发布补充文件，要求全国两千多个市、县在 2024 年 6 月份前完成一次调价，9 月底前全部建立价格联动机制（包括居民和非居民），天然气市场活力进一步释放。

**受天然气价格见底、经济复苏影响，2024 年天然气消费同比高增。**2024 我国全年 GDP 增速为 5.0%，国内经济呈现复苏向好的态势，带动了天然气需求的增长。国际市场上天然气供给扰动较少，供给较为平稳，天然气价格同比有所下降。2024 年我国天然气表观消费量 4261 亿立方米，同比增长 8%，国产天然气产量为 2464 亿立方米。据上海石油天然气交易中心数据，随着经济进一步恢复，2025 年国内天然气需求持续增长至约 4580 亿立方米，国产天然气量约 2620 亿立方米，产需两端有望继续维持中高增速。

图8：中国天然气消费量及同比增速



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

**中长期维度我国天然气消费维持中高速增长。**天然气作为能源转型的“桥梁”，在我国“先立后破”的能源转型过程中被寄予厚望。据中国石化集团经济技术研究院预测，近中期工业领域以气代煤和 LNG 重卡的爆发式增长将驱动天然气消费的主要增长，我国“十五五”期间天然气消费将再增 1100 多亿立方米；在工业替煤、交通替油、燃气发电等领域天然气消费存在极大潜力，2035-2040 年天然气消费将来到峰值平

台达 6200 亿立方米，我国天然气市场增长空间较为广阔。

◆ **投资建议：**我们维持对公司 2024-2026 年归母净利润 1735/1863/2029 亿元的预测，摊薄 EPS 分别为 0.95/1.02/1.11 元，对于当前 A 股 PE 为 8.49/7.91/7.27x，对于 H 股 PE 为 5.91/5.51/5.06x，维持“优于大市”评级。

表1: 可比公司估值表

公司代码	公司名称	投资评级	收盘价EPS (元)	收盘价EPS			PE			PB
				2023	2024E	2025E	2023	2024E	2025E	2024E
601857.SH	中国石油	优于大市	8.07	0.88	0.95	1.02	9.19	8.49	7.91	1.0
600938.SH	中国海油	优于大市	26.67	2.60	3.06	3.27	9.72	8.47	8.11	1.9

数据来源：Wind，国信证券经济研究所整理（注：数据截至 2025 年 2 月 19 日，可比公司数据均来自 Wind 一致预期）

#### ◆ 风险提示

原油价格大幅波动的风险；自然灾害频发的风险；新项目投产不及预期的风险；地缘政治风险；政策风险等。

#### 相关研究报告：

- 《中国石油（601857.SH）-国内油气实现高效稳产，海外资源版图不断扩张》——2024-12-05
- 《中国石油（601857.SH）-天然气盈利大幅增长，第三季度归母净利润环比增长 2.3%》——2024-10-29
- 《中国石油（601857.SH）-积极实施“走出去”战略，海外项目快速发展》——2024-09-10
- 《中国石油（601857.SH）-天然气盈利大幅增长，新能源新材料放量，化工业务实现盈利》——2024-08-27
- 《中国石油（601857.SH）-页岩油未来有望迎来快速上产期》——2024-07-10

## 财务预测与估值

资产负债表 (百万元)						利润表 (百万元)					
	2022	2023	2024E	2025E	2026E		2022	2023	2024E	2025E	2026E
现金及现金等价物	225049	269873	157768	161315	165604	营业收入	3239167	3011012	3105067	3198110	3295256
应收款项	116655	99802	102084	105143	108337	营业成本	2527935	2302385	2379404	2439531	2498769
存货净额	167751	180533	136180	139056	141883	营业税金及附加	276821	295015	279456	287830	296573
其他流动资产	100536	100908	93152	95943	98858	销售费用	68352	70260	68311	70358	72496
<b>流动资产合计</b>	<b>613867</b>	<b>658520</b>	<b>496588</b>	<b>508862</b>	<b>522086</b>	管理费用	50523	55023	51838	53280	54786
固定资产	659903	665611	712957	741951	755303	研发费用	20016	21957	21735	23986	26362
无形资产及其他	92960	92744	94034	95324	96615	财务费用	19614	18110	8117	4761	3203
投资性房地产	1037350	1054863	1054863	1054863	1054863	投资收益	(11140)	9554	10000	10000	10000
长期股权投资	269671	280972	283972	286972	289972	资产减值及公允价值变动	(39697)	(26948)	(27000)	(30000)	(30000)
<b>资产总计</b>	<b>2673751</b>	<b>2752710</b>	<b>2642414</b>	<b>2687972</b>	<b>2718839</b>	其他收入	(2521)	199	(21735)	(23986)	(26362)
短期借款及交易性金融负债	108936	156795	50000	50000	50000	营业利润	242564	253024	279205	298364	323067
应付款项	304747	309887	272359	278112	283767	营业外净收支	(29292)	(15566)	(20000)	(20000)	(20000)
其他流动负债	210580	222325	208137	212616	217035	<b>利润总额</b>	<b>213272</b>	<b>237458</b>	<b>259205</b>	<b>278364</b>	<b>303067</b>
<b>流动负债合计</b>	<b>624263</b>	<b>689007</b>	<b>530497</b>	<b>540728</b>	<b>550802</b>	所得税费用	49295	57167	64801	69591	75767
长期借款及应付债券	222478	143198	113198	83198	53198	少数股东损益	14602	19147	20901	22445	24437
其他长期负债	288907	289884	290384	290884	291384	<b>归属于母公司净利润</b>	<b>149375</b>	<b>161144</b>	<b>173503</b>	<b>186327</b>	<b>202863</b>
<b>长期负债合计</b>	<b>511385</b>	<b>433082</b>	<b>403582</b>	<b>374082</b>	<b>344582</b>	<b>现金流量表 (百万元)</b>					
<b>负债合计</b>	<b>1135648</b>	<b>1122089</b>	<b>934079</b>	<b>914810</b>	<b>895384</b>	净利润	149375	161144	173503	186327	202863
少数股东权益	168527	184211	192524	201452	211172	资产减值准备	9622	(8277)	2071	1420	677
股东权益	1369576	1446410	1515811	1571709	1612282	折旧摊销	200277	210347	177293	193296	209681
<b>负债和股东权益总计</b>	<b>2673751</b>	<b>2752710</b>	<b>2642414</b>	<b>2687972</b>	<b>2718839</b>	公允价值变动损失	39697	26948	27000	30000	30000
<b>关键财务与估值指标</b>						财务费用	19614	18110	8117	4761	3203
每股收益	0.82	0.88	0.95	1.02	1.11	营运资本变动	(14749)	(4229)	683	3425	2315
每股红利	0.42	0.58	0.57	0.71	0.89	其它	(2501)	14793	6242	7508	9043
每股净资产	7.48	7.90	8.28	8.59	8.81	<b>经营活动现金流</b>	<b>381721</b>	<b>400726</b>	<b>386792</b>	<b>421976</b>	<b>454579</b>
ROIC	14%	12%	14%	16%	17%	资本开支	0	(175695)	(255000)	(255000)	(255000)
ROE	11%	11%	11.4%	11.9%	12.6%	其它投资现金流	(3876)	(3528)	0	0	0
毛利率	22%	24%	23.37%	23.72%	24.17%	<b>投资活动现金流</b>	<b>(7663)</b>	<b>(190524)</b>	<b>(258000)</b>	<b>(258000)</b>	<b>(258000)</b>
EBIT Margin	9%	9%	10%	10%	11%	权益性融资	7317	4592	0	0	0
EBITDA Margin	15%	16%	16%	16%	17%	负债净变化	(28375)	(43465)	(30000)	(30000)	(30000)
收入增长	24%	-7%	3%	3%	3%	支付股利、利息	(76531)	(106304)	(104102)	(130429)	(162290)
净利润增长率	62%	8%	8%	7%	9%	其它融资现金流	(110050)	129568	(106795)	0	0
资产负债率	49%	47%	43%	42%	41%	<b>融资活动现金流</b>	<b>(312545)</b>	<b>(165378)</b>	<b>(240897)</b>	<b>(160429)</b>	<b>(192290)</b>
股息率	5.1%	7.1%	6.9%	8.7%	10.8%	<b>现金净变动</b>	<b>61513</b>	<b>44824</b>	<b>(112105)</b>	<b>3547</b>	<b>4289</b>
P/E	10.0	9.3	8.6	8.1	7.4	货币资金的期初余额	163536	225049	269873	157768	161315
P/B	1.1	1.0	1.0	1.0	0.9	货币资金的期末余额	225049	269873	157768	161315	165604
EV/EBITDA	5.3	5.5	5.1	4.7	4.3	企业自由现金流	0	232667	151217	184065	216698
						权益自由现金流	0	318770	8334	150494	184296

资料来源: Wind、国信证券经济研究所预测

# 免责声明

## 分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

## 国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的 6 到 12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A 股市场以沪深 300 指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普 500 指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票 投资评级	优于大市	股价表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数 10%以上
		无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
	行业 投资评级	优于大市	行业指数表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	行业指数表现弱于市场代表性指数 10%以上

## 重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所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或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中所提及的意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

## 证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

## 国信证券经济研究所

### 深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层  
邮编：518046 总机：0755-82130833

### 上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层  
邮编：200135

### 北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层  
邮编：100032