

# 中国石油（601857.SH）

## 非常规天然气业务将迎来快速发展

买入

## ◆ 公司研究 · 公司快评

## ◆ 石油石化 · 炼化及贸易

## ◆ 投资评级：买入（维持评级）

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

### 事项：

近日，中国石油西南油气田非常规天然气勘探获得新进展，该油气田梓潼区块 SXM 组水平井文浅 4 井测试获日产致密气 80 多万方，无阻流量超 200 万方。

### 国信化工观点：

1) **中长期角度我国天然气需求维持较快增长，非常规天然气成为增产重要力量**：2023 年我国天然气需求呈现恢复性增长，全年天然气消费量为 3900 亿立方米，同比增长 7.2%。按照十四五现代能源体系规划，2025 年天然气消费量将达到 4200-4600 亿立方米，复合增速达到 7% 左右，天然气的消费峰值预计出现在 2040 年，约为 7000 亿立方米。非常规天然气占全国天然气产量比例自 2018 年的 35% 上升至 43%，成为天然气产量重要增长力量。目前我国非常规天然气处于勘探中早期，探明率明显偏低，是未来增储上产的主力。

2) **非常规天然气主要包括致密气、页岩气和煤层气，我国均实现了商业化开采**：非常规天然气是指用传统技术无法获得自然工业产量、需用新技术改善储集层渗透率或流体黏度等手段才能经济开采的天然气，主要包括致密气、页岩气、煤层气等。我国致密气勘探处于早中期，致密气具有储量落实程度高、储层认识相对清楚、已形成适用的开发技术体系、开发风险相对较低的优势，鄂尔多斯盆地是致密气开发重点，远景产量规模为 700-800 万亿立方米。中国页岩气开发处于起步阶段，目前页岩气开采技术实现了独立自主，未来勘探开发重点为新区新领域的勘探开发和老区挖潜及提高采收率，新区带、新层系及新类型领域发展空间广阔，2030 年页岩气产量有望达到 400 亿立方米。我国煤层气目前在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘成功建立了两大煤层气产业基地，未来发展方向为中浅层新区域开发及深层煤层气规模化开发，规划 2030 年实现煤层气产量达 300 亿立方米，长远时期逐步实现 1000 亿立方米年产量。

3) **公司非常规天然气业务规划明确，增产前景广阔**：公司矿权区页岩气、致密气及煤层气资源量分别为 46.7 万亿立方米、19.96 万亿立方米、13.4 万亿立方米。公司“十四五”期间天然气增量部分主要来自非常规资源，预计非常规天然气产量比“十三五”末增长 3 倍。公司致密气在鄂尔多斯等区新增探明储量 1.4 万亿立方米，新建产能 655 亿立方米/年，2025 年产量达到 400-450 亿立方米；页岩气预计在川南中-深层 3500-4000m 探明或基本探明储量 4 万亿立方米，新建产能 350 亿立方米/年，2025 年产量达到 270-300 亿立方米；煤层气新增探明储量 1100 亿立方米，2025 年产量达到 30 亿立方米。

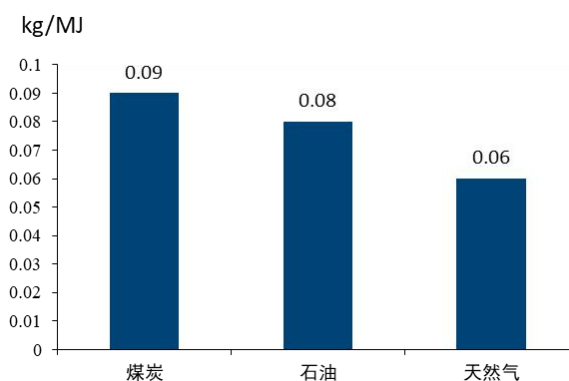
4) **投资建议**：我们维持对公司 2024-2026 年归母净利润 1735/1863/2029 亿元的预测，摊薄 EPS 分别为 0.95/1.02/1.11 元，对于当前 A 股 PE 为 10.6/9.9/9.1x，对于 H 股 PE 为 7.5/7.0/6.4x，维持“买入”评级。

评论：

中国天然气需求维持较快增速

天然气是低碳化石能源。中国进入增量与存量替代并存的能源发展阶段，天然气肩负安全供给与绿色低碳双重使命。天然气主要成分是烷烃，甲烷含量 95%以上，具有清洁低碳属性，是化石能源中相对低碳品种，天然气标准热值与石油接近，远高于煤炭。在等热值情况下，燃烧天然气排放二氧化碳、氮氧化物、二氧化硫和粉尘量远低于石油和煤炭，是实现世界能源消费结构转型的关键。

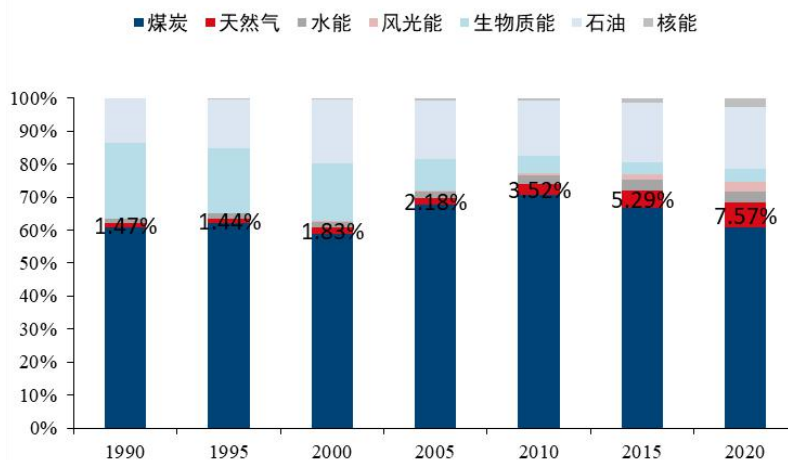
图1：天然气二氧化碳排放较低



资料来源：何东博，贾成业，位云生等，《世界天然气产业形势与发展趋势》，天然气工业，2022. 42(11)：1-12.，国信证券经济研究所整理

由于资源禀赋限制，我国天然气在一次能源中占比较低，但增长空间巨大。煤炭一直是我国最大的主体能源，但地位在逐步下降，消费占比由 2010 年超 70%的最高峰降低为 2020 年的 60.69%。石油在一次能源中消费占比稳定在 20%左右。天然气在三种化石能源中占比最小，但发展速度很快，在一次能源中占比由 1990 年的 1.47%增长至 2020 年的 7.57%。与世界平均水平相比，我国天然气在一次能源中占比较低，未来天然气在我国有着广阔的发展空间。

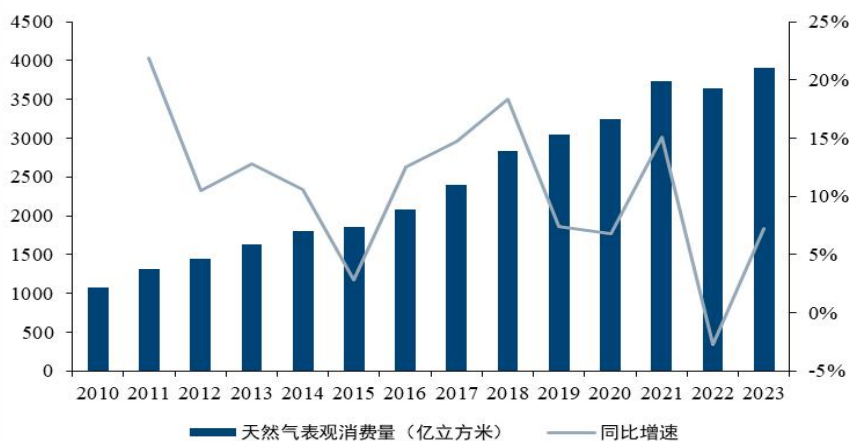
图2：中国一次能源占比



资料来源：IEA，国信证券经济研究所整理

我国天然气需求预期维持高增。典型天然气市场发展历程基本都包含启动期、发展期和成熟期。从典型国家天然气发展历程可以发现，积极的政策、丰富的资源、完善的基础设施及合理的价格是天然气快速增长的主要驱动力。典型国家从启动期到成熟期通常要半个世纪以上，快速发展期一般经历 30 年左右。目前中国天然气市场仍处在快速发展期。从 2001 年开始，中国的天然气进入新时代，开始进入快速发展期，建成以鄂尔多斯、塔里木、四川和南海 4 大生产基地为代表的工业格局。2010 年中国天然气消费量突破 1000 亿立方米，2022 年受疫情影响，天然气表观消费量为 3638 亿方，同比下滑 2.7%，为近 20 年来首次出现负增长。2023 年我国天然气需求呈现恢复性增长，全年天然气消费量为 3900 亿立方米，同比增长 7.2%。按照十四五现代能源体系规划，2025 年天然气消费量将达到 4200-4600 亿立方米，复合增速达到 7% 左右，天然气的消费峰值预计出现在 2040 年，约为 7000 亿立方米。

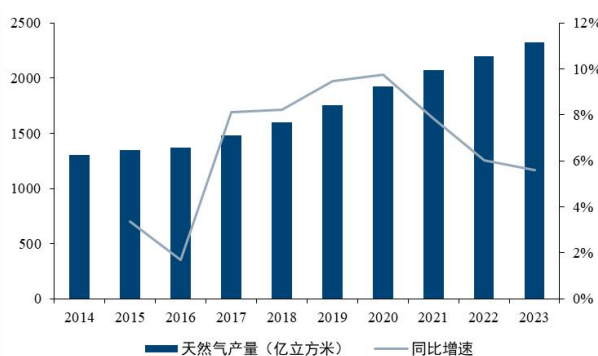
图3: 天然气表观消费量及增速 (亿方)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

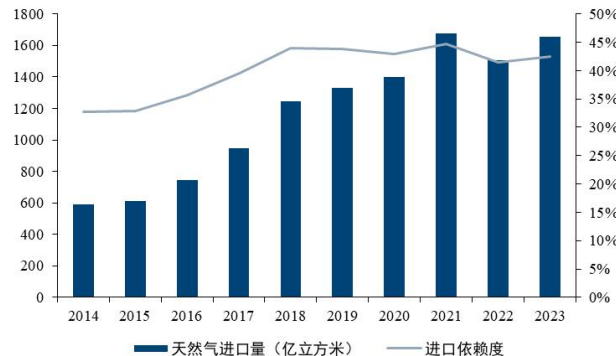
自产气产量增速不及消费增速，天然气保供压力凸显。随着“增储上产七年行动计划”的持续推进，全国天然气产量快速增长，但是近几年由于受到疫情影响，国内产量增速有所放缓。2022 年全国天然气产量达到 2178 亿方，同比增长 6%。未来我国将继续立足国内保障供应安全，推进天然气持续稳步增长，国家能源局预计我国天然气产量在 2025 年将达到 2300 亿立方米以上，2040 年以及以后较长时期稳定在 3000 亿立方米以上水平。天然气对外依存度在 2021 年达到最高点 44.76%。国内市场长期高比例依赖进口的状态将一直持续，天然气在能源安全中压力依然很大，保供压力凸显。

图4: 中国天然气产量 (亿方)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

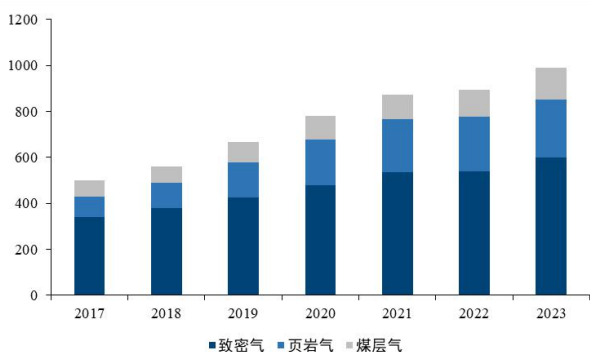
图5: 中国天然气进口量及进口依赖度



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

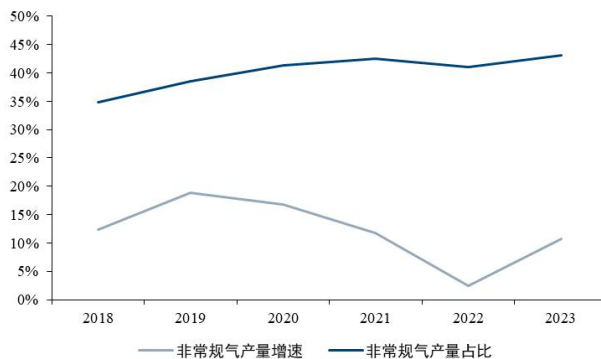
**非常规天然气成为天然气产量重要增长极。**2016年开始，受低油价冲击，国内油气勘探开发投资持续下降，天然气对外依存度快速攀升，国家能源安全隐患加剧。2019年，国家能源局正式实施油气行业增储上产“七年行动计划”，国内石油企业加大勘探开发资金和科技投入力度，上游勘探成果密集显现。天然气方面，我国煤层气、页岩气等非常规天然气资源非常丰富，具有很好的勘探开发前景。2018-2023年，非常规天然气产量快速增长，非常规天然气（致密气、页岩气、煤层气）产量占全国天然气总产量的比例由不足35%提升到约43%，成为天然气产量重要增长极。未来，随着勘探开发不断拓展和工程技术进步，非常规天然气的产量和经济性有望继续提升，有望成为未来我国天然气供应的重要组成部分。

图6：中国非常规天然气产量（亿方）



资料来源：国家统计局，国信证券经济研究所整理

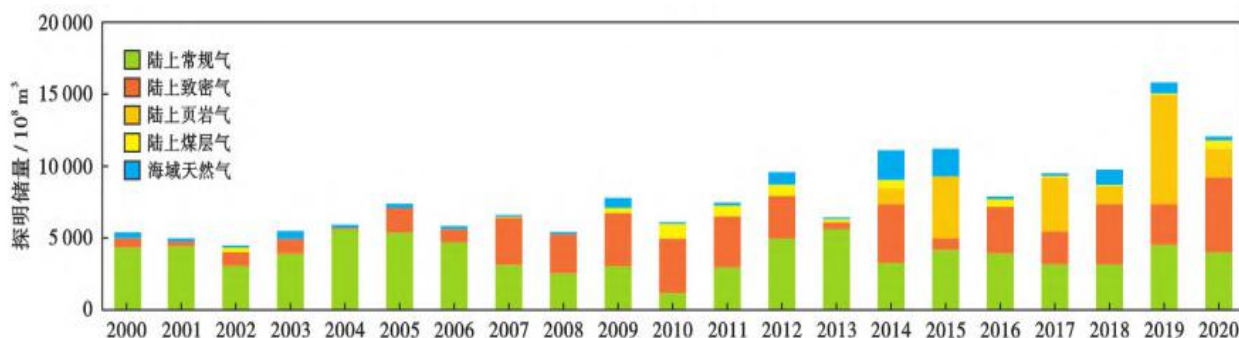
图7：中国非常规天然气产量占比及增速



资料来源：国家统计局，国信证券经济研究所整理

**我国以页岩气为代表的非常规天然气探明率明显偏低，有较大增储空间。**随着勘探程度的不断提高，天然气优质储量发现难度越来越大，低渗透致密气、页岩气等非常规天然气成为新增储量的主体。“十五”期间非常规天然气新增储量占比为72%，“十二五”时增长到92%，2019年为100%，预计至2030年占比将持续超95%。截至2020年底，全国累计探明天然气地质储量19.61万亿立方米，探明率仅7.00%。其中常规天然气和致密气探明地质储量为16.88万亿立方米，探明率为11.48%；页岩气探明地质储量为2.00万亿立方米，探明率为1.91%；煤层气探明地质储量为0.73万亿立方米，探明率为2.61%。中国致密气、页岩气、煤层气均处于勘探的早中期，是未来天然气增储上产的主力。

图8：中国新增探明石油天然气地质储量构成

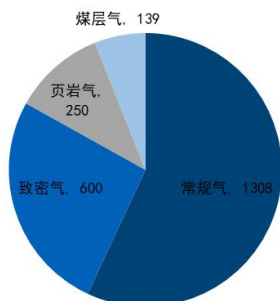


资料来源：贾承造，《中国石油工业上游前景与未来理论技术五大挑战》，石油学报，2024，45(01)：1-14，国信证券经济研究所整理

**中国非常规天然气产量预计2035年占比达50%。**中国已经成为世界第4大天然气生产国与第3大天然气消费国。随着勘探开发程度的加深，目前勘探开发区域已拓展至全国大部分区域，主要包括四川、鄂尔多斯、塔里木、准格尔、柴达木、松辽、渤海湾等盆地。在中国天然气开发过程中，陆上常规气构成了天然气产量的主体，产量占比近60%。2023年中国天然气产量2297亿立方米，其中常规气1308亿立方米、致密气600亿立方米、页岩气250亿立方米、煤层气139亿立方米。预测到2035年中国的天然气产量将在3000

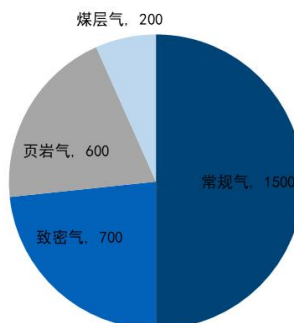
亿立方米水平稳产，其中，常规气产量为 1500 亿立方米、致密气产量为 700 亿立方米、页岩气产量为 600 亿立方米、煤层气产量为 200 亿立方米。中国非常规天然气资源十分丰富，未来产量的占比将有望超过 50%。

图9：2023 年中国非天然气产量构成



资料来源：国家统计局，国信证券经济研究所整理

图10：预测 2035 年中国非天然气产量构成

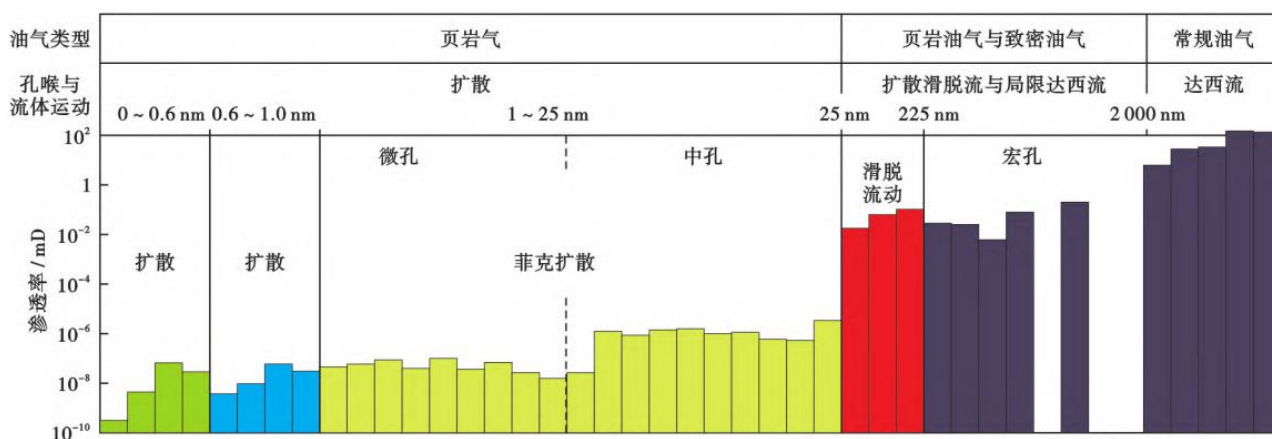


资料来源：贾承造，《中国石油工业上游前景与未来理论技术五大挑战》，石油学报，2024，45(01)：1-14，国信证券经济研究所整理

## 中国非常规天然气是未来增储上产重要方向

非常规油气是指用传统技术无法获得自然工业产量、需用新技术改善储集层渗透率或流体黏度等手段才能经济开采的油气，非常规油气包括油砂、油页岩、致密油气、页岩油气、煤层气、天然气水合物等多种类型。非常规油气有两个关键标志（1）油气大面积连续分布，圈闭界限不明显；（2）无自然工业稳定产量，达西渗流不明显。非常规油气在流动方式上与常规油气十分不同。总的来说，开发过程中油气在储层中的流动可以分为达西流动、局限达西流动、滑脱流动、扩散 4 种流动模式。对于致密油气与页岩油气来说，其在开发过程中主要体现为局限达西流动。渗流机理上的差异直接导致了常规油气与非常规油气开发思路的不同。

图11：油气流动特征

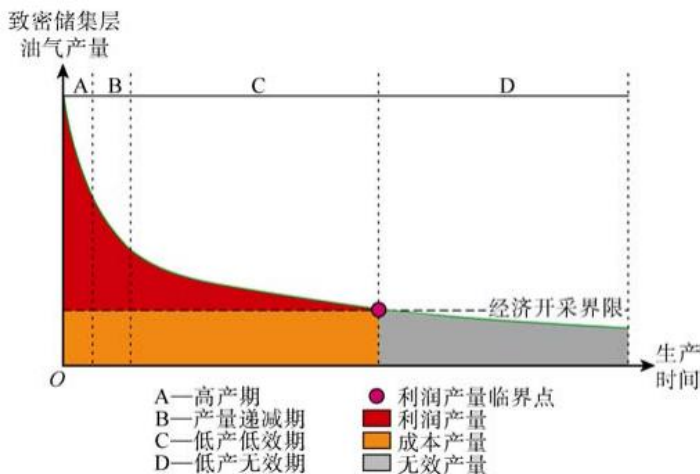


资料来源：贾承造，《中国石油工业上游前景与未来理论技术五大挑战》，石油学报，2024，45(01)：1-14，国信证券经济研究所整理

**非常规油气开采困难，需通过井间接替实现稳产增产。**非常规油气储集层致密，一般无自然工业产量，需采用人工改造、大量钻井、多分支井或水平井等针对性的开采技术提高产能，主要具有 8 大开采特征：（1）油气连续性区域分布，局部发育“甜点”；（2）无统一油气水界面，产量有高有低；（3）开发方案编制主要基于油气外边界确定和资源预测；（4）典型的“L”型生产曲线，第 1 年递减率超 50%，长期低产稳产；

(5) 需打成百上千口井，没有真正“干井”；(6) 采收率较低，一次开采为主，靠井间接替；(7) 以水平井体积压裂与平台式工厂化生产为主；(8) 没有地质风险，但效益有高低。一般非常规致密储集层水平井体积压裂后，全生命周期油气生产可分为4个阶段，可分为高产期，产量递减期、低产低效期、低产无效期。独特的开采特征，决定了非常规油气开采追求累计产量、实现全生命周期的经济效益最大化、生产区油气产量稳定或增长主要通过井间接替实现。

图12: 非常规油气开采“L”型生产曲线图



资料来源：邹才能，张国生，杨智，等，《非常规油气概念、特征、潜力及技术—兼论非常规油气地质学》，石油勘探与开发，2013，40(04):385-399+454.，国信证券经济研究所整理

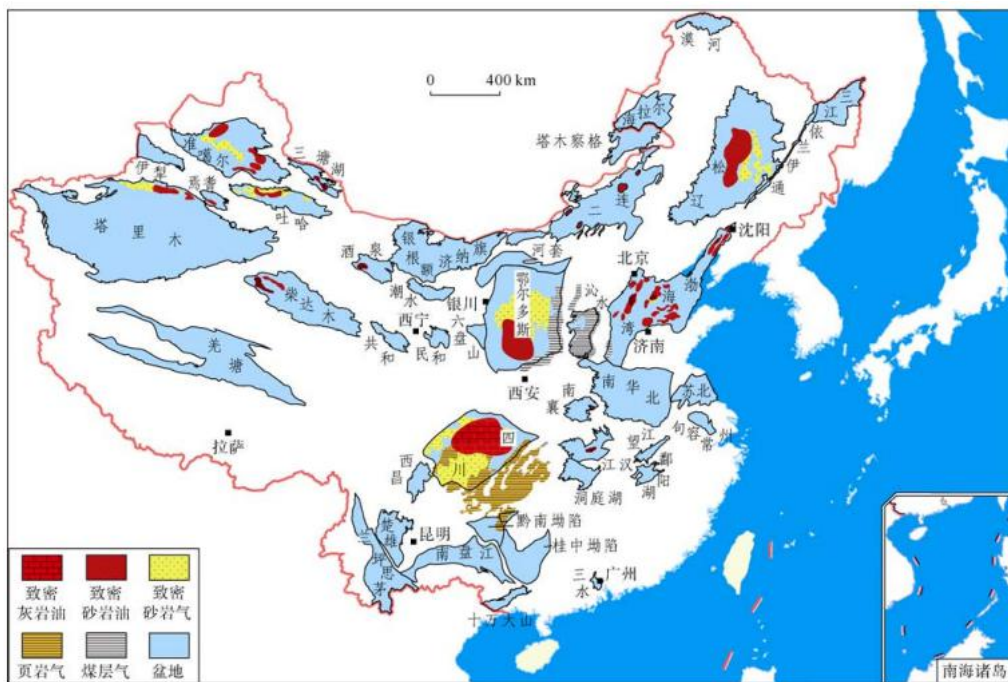
表1: 非常规与常规油气主要开发区别

油气类型	地质研究内容	技术攻关	勘探方法	开发方式	开采模式	关键图表
常规油气	优选圈闭	地震目标预测	获得发现	产能目标建设	单井高产稳产	圈闭平面构造分布图; 油气藏剖面图; 圈闭要素表
非常规油气	优选核心区; 确定富集甜点	水平井体积压裂; 纳米技术提高采收率	突破“甜点; 肯定平台式“工厂化生产试验区建设”; 降低成成本工艺	单井累产; 井间接替	单井累产; 井间接替	成熟烃源岩厚度平面分布图; 储集层厚度平面分布图; 储集层顶面构造图; 核心区评价表

资料来源：邹才能，张国生，杨智，等，《非常规油气概念、特征、潜力及技术—兼论非常规油气地质学》，石油勘探与开发，2013，40(04):385-399+454.，国信证券经济研究所整理

近年来，非常规地质理论引领非常规领域勘探开发突破，实现非常规气飞跃式发展。中国非常规天然气产业已形成重要战略格局，是中国天然气增储上产战略接替领域和主力军，页岩气取得重大突破，致密气高速增长发展，煤层气（煤岩气）取得重大进展。近年来我国非常规天然气领域取得立一系列成果：**致密气方面**：创新大型致密砂岩气“集群式”富集规律理论认识，揭示了重点盆地致密气成藏规律，致密气累计探明地质储量近6万亿立方米；创新形成了低渗一致密天然气开发理论与有效开发关键技术，突破水平井桥塞分段多簇压裂等规模效益开发瓶颈；**页岩气方面**：创新形成“沉积成岩控储、保存条件控藏、优质储层控产”的“三控”页岩气富集理论，实现了页岩气新领域勘探突破。截至2022年底，全国页岩气累计探明地质储量2.89万亿立方米，发现涪陵、威远、长宁、昭通、泸州、威荣、永川、綦江8个气田，建成涪陵、长宁-威远、昭通3个国家级产业示范区；**煤层气方面**：创立中低阶煤层气（煤岩气）“多源成藏”富集、中深层煤层气（煤岩气）与煤系气“同源叠置”立体成藏等理论认识突破形成低成本勘探重大技术，创新高效开发重大技术，建成沁水盆地南部和鄂尔多斯盆地东缘国家级煤层气（煤岩气）产业基地。推动了从中浅层向深层开发拓展，在沁水盆地和鄂尔多斯盆地等建设7项煤层气（煤岩气）示范工程。

图13: 中国陆上主要非常规油气有利区分布图



资料来源: 邹才能, 张国生, 杨智, 等,《非常规油气概念、特征、潜力及技术—兼论非常规油气地质学》, 石油勘探与开发, 2013, 40(04):385-399+454., 国信证券经济研究所整理

表2: 非常规天然气勘探开发技术成果

技术创新领域	管家核心技术	应用成效
<b>致密气勘探开发 重大技术</b>	甜产区识别与预测技术 储层精细描述与地质建模技术 有效开发与提高采收率技术 高效开采增产工艺技术 富集区与甜产区预测技术	①揭示三类重点盆地致密气成藏规律; ②夯实资源潜力, 支持储量目标实现; ③已开发区持续上和长期稳产。
<b>页岩气勘探开发 重大技术</b>	长井段水平井钻完井工艺技术 储层体积改造和压裂装备技术 复杂山地条件的页岩气工厂化作业技术 开采环境评价及保护技术 地质综合评价与有利区预测技术	①实现新领域勘探突破; ②创新页岩气开发理论技术装备 ③支撑页岩气商业化开发。
<b>煤层气(煤岩气低成本勘探开 发 重大技术</b>	地震一测井采集、精细处理与解释评价技术 多分支水平井技术 钻井工程技术 完井及高效增产技术 排采工艺和低压集输技术	①支撑鄂尔多斯盆地东缘整体开发与“三气合采”示范工程; ②首次在福煤区实现工业产量; 突破 2000 m 以深煤层压裂改造技术瓶颈; ④开辟万亿立方米规模低阶煤层气(煤岩气)勘探新领域

资料来源: 邹才能, 林敏捷, 马锋, 等,《碳中和目标下中国天然气工业进展、挑战及对策》, 石油勘探与开发, 2024, 51(02): 418-435, 国信证券经济研究所整理

我国致密气勘探处于早中期, 鄂尔多斯盆地是致密气开发重点。致密气为覆压基质渗透率不高于 0.1mD 的砂岩类气藏, 相比常规天然气, 致密气储层非均质性强、有效砂体小、孔隙度和渗透率低, 规模效益开发难度大。我国致密气广泛分布, 各大盆地中均有发育。根据中国石油第四次油气资源评价结果, 我国陆上致密气总资源量 21.85 万亿立方米, 其中, 鄂尔多斯盆地上古生界 13.32 万亿立方米, 占总资源量的 60% 以上, 四川、松辽、塔里木盆地均超过 1 万亿立方米, 其他盆地零星分布。截至 2020 年底, 我国陆上致

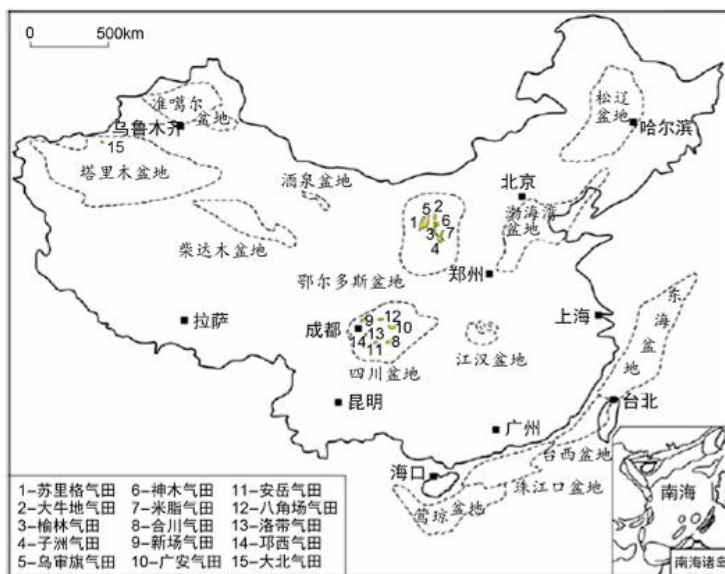
密气探明地质储量 5.49 万亿立方米，探明率仅为 25.1%，仍处于勘探早中期，探明储量具备进一步增加的潜力。鄂尔多斯盆地致密气产量超过全国致密气总产量的 90%，是我国当前致密气开发的核心区，未来也将是致密气开发的主力。相对于非常规天然气中的煤层气和页岩气，致密砂岩气具有储量落实程度高、储层认识相对清楚、已形成适用的开发技术体系、开发风险相对较低的优势，勘探开发潜力巨大。

表3: 非常规与常规油气主要开发区别

层次	盆地	勘探区带或领域	地质资源量 (万亿立方米)	2020 年累计探明地质 储量 (万亿立方米)	2022 年探明率	2020 年产量
主体区	鄂尔多斯	上古生界	13.32	4.06	30.5%	430
接替区	四川	侏罗系沙溪庙组、三 叠系须家河组	3.98	1.36	34.2%	35
		白垩系营城组、登娄 库组、沙河子组	2.24	0.06	2.7%	5
突破区	塔里木	库车坳陷侏罗系	1.23	-	0	-
	准格尔	南缘深层侏罗系	0.15	-	0	-
远景区	吐哈	台北凹陷深层、北部 山前带	0.51	0.01	2.0%	-
	渤海湾	东部断陷群	0.42	-	0	-
			21.85	5.49	25.1%	470

资料来源: 贾爱林, 位云生, 郭智 等,《中国致密砂岩气开发现状与前景展望》, 天然气工业, 2022, 42(01): 83-92., 国信证券经济研究所整理

图14: 中国主要致密气田分布图



资料来源: 贾爱林, 位云生, 郭智 等,《中国致密砂岩气开发现状与前景展望》, 天然气工业, 2022, 42(01): 83-92., 国信证券经济研究所整理

我国致密气勘探开发经历了 4 个阶段: (1) 探索起步阶段 (1971-1995 年): 1971 年在四川盆地首次发现中坝致密气田, 随后发现多个小型致密气田, 当时按照低渗、特低渗气藏的开发方式进行勘探开发, 但进程较为缓慢; (2) 资源规模发现阶段 (1996-2005 年): 在鄂尔多斯盆地上古生界的勘探获得重大突破, 集中发现了苏里格、大牛地、米脂等致密气藏, 但受当时技术、投资等制约, 产量增长速度缓慢; (3) 产量快速上升阶段 (2006-2014 年): 随着储层优选、钻完井技术等主体开发技术的进步, 以及管理和体制的创新, 促进了以苏里格气田为代表的致密气藏开发进入大发展阶段; (4) 稳步发展阶段 (2015 年至今): 致密气开发持续承受天然气价格低位影响, 但随着工程技术新装备、新工艺的不断研发和推广应用, 致密气



勘探开发保持稳步发展。

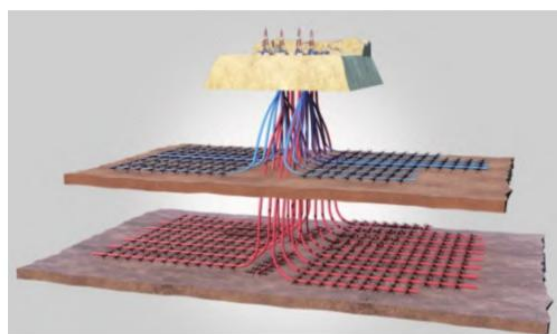
**我国形成了致密气规模效益开发系列关键技术。**在致密气钻完井技术方面，我国科研工作者围绕致密气效益开发、剩余资源挖潜等方向，通过持续攻关，创新形成大井丛工厂化钻井提速提效技术、长水平段水平井快速钻井技术、小井眼钻完井技术、侧钻井技术、气体钻井技术等，使我国致密气水平井迈入 5000 米水平段新台阶，钻井时效、单井产量稳步提高，有效提升了致密气开发效益。针对鄂尔多斯盆地致密气形成致密气长水平段水平井优快钻井技术 2010-2020 年间，长庆油田致密气水平井平均单井水平段长由 1064 米提高到 1271 米，钻井周期由 94.35 天缩短至 45.1 天，钻井效率大大提高。“十三五”期间，通过开展大平台整体设计、大井丛防碰绕障、多钻机联合作业、钻井液循环利用等技术攻关试验与应用，持续推广工厂化作业模式的应用并升级完善钻井配套技术，形成“多层系、立体式、多井型、大井丛”的致密气开发模式。以上技术都有效提高了致密气的开发效率。

图15: 长庆油田致密气水平井钻井情况图



资料来源：汪海阁，周波，《致密砂岩气钻完井技术进展及展望》，天然气工业，2022，42(01):159-169.，国信证券经济研究所整理

图16: 致密气立体式大井丛开发模式图



资料来源：汪海阁，周波，《致密砂岩气钻完井技术进展及展望》，天然气工业，2022，42(01):159-169.，国信证券经济研究所整理

**我国致密气开采技术对标北美仍有较大提升空间。**以水平井钻井技术指标对比看，我国钻井周期目前需 45 天，而北美仅需 7-10 天。国内平均水平段长度为 1200-1500 米，而北美则可达 1500-3000 米。我国钻机转速也仅为北美的 1/3-1/2。国外大井丛工厂化钻井技术已形成标准化、规模化的应用模式。目前，国外单平台可钻超过 30 口水平井，致密油气双分支井分段压裂数量超过 80 段，建井周期较常规模式缩短达到 63.3%，我国在此方面仍有较大提升空间。

表4: 国内外大井丛工厂化钻井关键技术对比

名称	国内	国外
钻机及配套	液压滑轨式、步进式钻机平移技术；形式单一、模块化、工厂化钻机配备了整机移动系统，可实现井间快速移动，部分工厂化	实现了每班 3 名员工操作
大型丛式平台	单平台钻丛式水平井 5~30 口。国内建井周期减少 56%	单平台超过 30 口水平井。美国建井周期缩短 63.3%，规模应用
储集层识别及甜点预测	通过模拟三维砂体预测和地震叠前反演技术，可识别 5~80%。“甜点”预测准确率为 50%~85%	通过高精度三维地震技术可以识别出 5m 以上的薄砂体。将大数据云计算、虚拟现实等技术应用到地质建模中，“甜点”预测成功率介于 65%~95%
随钻精细评价技术	国内随钻地震、侧向电阻率样机。随钻方位电阻率、随钻声波起步	随钻地震 1000~1500 m、方位电阻率 3~10m、侧向电阻率 5~10 m、随钻声波 10~30 m

资料来源：汪海阁，周波，《致密砂岩气钻完井技术进展及展望》，天然气工业，2022，42(01):159-169.，国信证券经济研究所整理

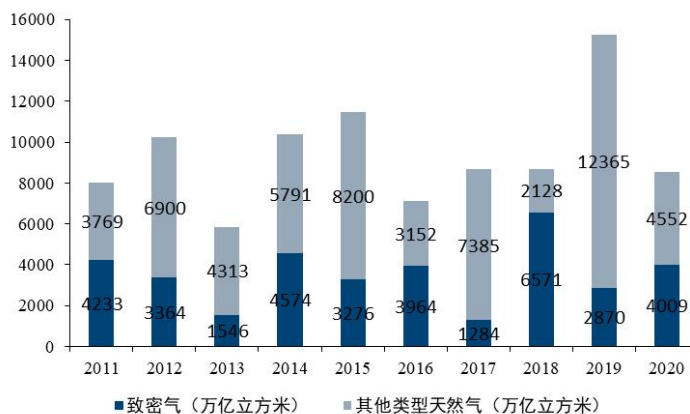
**我国致密气远景产量规模可达 700-800 万亿立方米。**截至 2020 年底，我国天然气累计探明地质储量 17.2 万亿立方米，其中致密气探明储量 5.49 万亿立方米，占总探明储量的 32%。近 10 年来，致密气占天然气总探明储量的比例不断增加，但与致密气资源量相比探明率仍然偏低，仍具有较大的增长潜力与空间。

截至 2020 年底，我国开发已动用的探明致密气储量 2.39 万亿立方米，剩余未动用储量 3.10 万亿立方米，探明已动用储量按照采收率 50% 计算，则可采储量规模为 1.20 万亿立方米，目前已采出 0.44 万亿立方米，探明已动用剩余可采储量为 0.76 万亿立方米；探明未动用储量 3.1 万亿立方米，按采收率 35%-40% 计算，探明未动用可采储量 1.09-1.24 万亿立方米。致密气已探明剩余可采储量共计 1.86-2.00 万亿立方米，

具备 2030-2035 年上产至 800 亿立方米并稳产 10 年以上的资源基础。

根据中国石油第四次资源评价结果，我国致密气探明率处于偏低水平（仅为 25.1%），与成熟探区 50.0% 左右的探明率相比具有进一步提升的空间。预测未来我国致密气的可新增探明储量 5 万亿立方米，主要集中在鄂尔多斯盆地和四川盆地。未来新增探明储量是确保我国致密气进一步稳产的资源基础，按采收率 30%-35% 计算，新增探明部分的天然气可采储量介于 1.50-1.75 万亿立方米，可支撑我国致密气 700-800 万亿立方米年产规模，并持续稳产至 2050—2060 年。

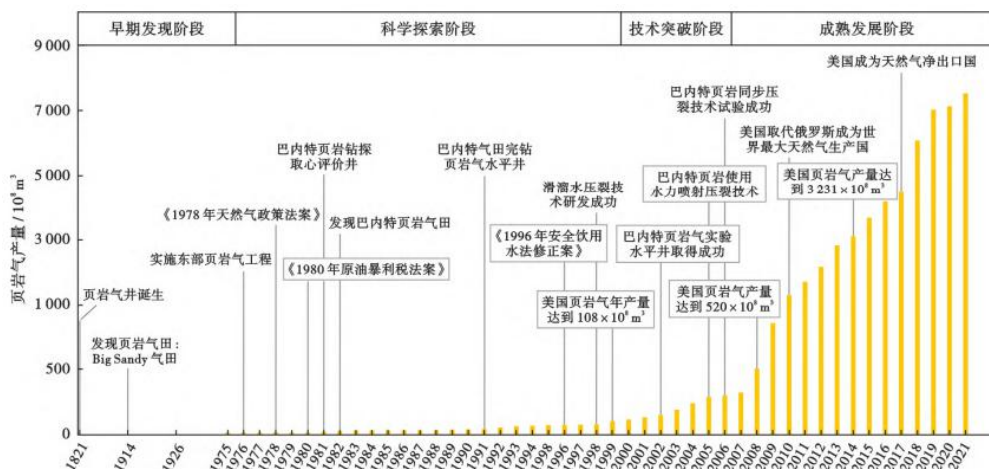
图17: 中国历年新增天然气、致密气探明储量图



资料来源：汪海阁，周波，《致密砂岩气钻完井技术进展及展望》，天然气工业，2022，42(01):159-169.，国信证券经济研究所整理

**美国是最早进行页岩气研究的国家，并通过页岩气实现了能源独立。**页岩气赋存于富含有机质的泥页岩层段中，以吸附气、游离气和溶解气的状态储藏，主体上可形成自生自储的连续性气藏。页岩气需要借助人工水力压裂等特殊工艺将页岩层段压裂开，形成网状体积裂缝才能有效生产。作为油气资源的一个新领域，页岩气的勘探开发和利用得到世界各国越来越多的重视。美国是最早进行页岩气研究的国家，也是全球成功实现页岩气商业开发的国家之一。2000 年以来，美国依靠科技研发和管理创新掀起了“页岩气革命”，使其由天然气进口大国转变为出口大国，深刻地改变了世界能源的供给格局。

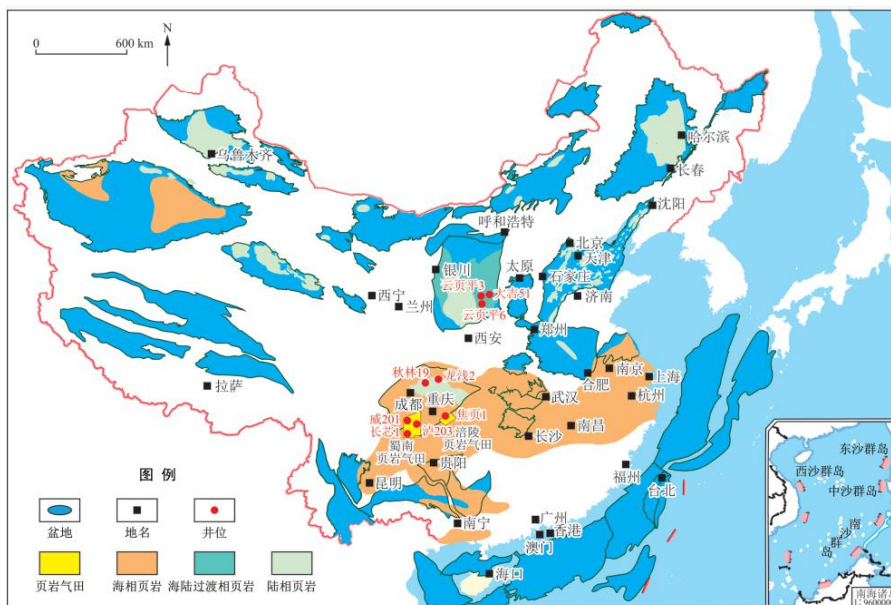
图18: 美国页岩气发展历程



资料来源：张君峰，周志，宋腾 等，《中美页岩气勘探开发历程、地质特征和开发利用条件对比及启示》，石油学报，2022，43(12):1687-1701.，国信证券经济研究所整理

中国页岩气开发处于起步阶段，新区带、新层系及新类型领域发展空间广阔。中国发育海相、海-陆过渡相和陆相 3 类富有机质页岩，页岩气地质资源量 105.7 万亿立方米，分布在前寒武系—新生界的 10 余套地层中。目前除四川盆地五峰组-龙马溪组外，随着页岩气地质理论认识的深化与勘探评价技术的进步以及页岩气规模效益开发经验的不断积累和成熟，中国页岩气勘探不断在四川、鄂尔多斯等盆地，湖北宜昌、贵州安场等地区的“三新”领域中取得突破，初步形成了“海-陆并举、盆山并进”的页岩气勘探新格局。中国页岩气勘探领域广、资源潜力大，正逐渐凸显出良好发展前景。至 2023 年底在四川盆地及周缘五峰组-龙马溪组探明 8 个大型页岩气田及 1 个小型页岩气田，探明页岩气地质储量 2.96 万亿立方米，建成页岩气产能 450 亿立方米/年，年产页岩气 250 亿立方米。

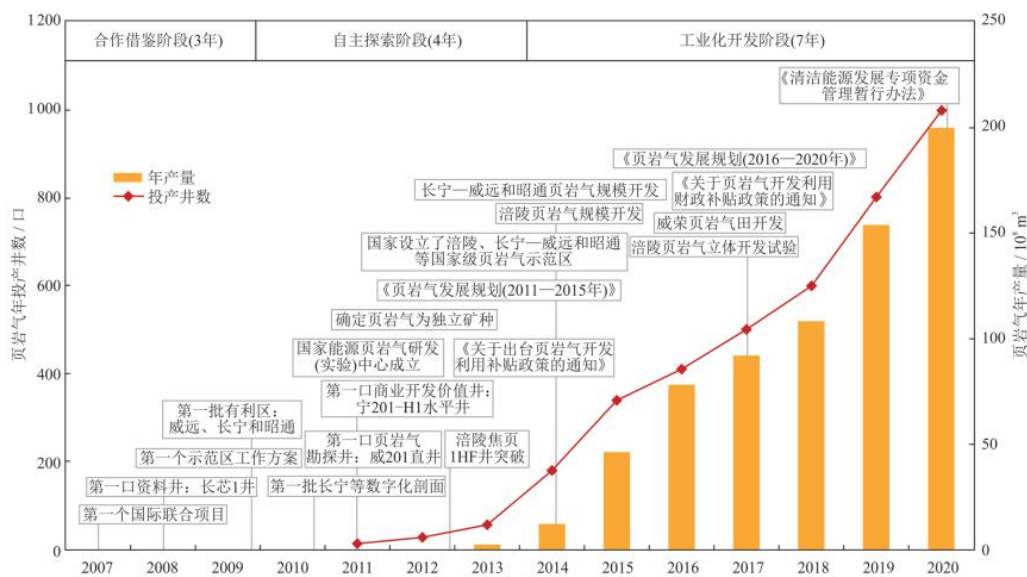
图19：中国主要页岩气储层分布图



资料来源：邹才能，赵群，丛连铸，《中国页岩气开发进展潜力及前景》，天然气工业，2021，41(01):1-14.，国信证券经济研究所整理

将中国页岩气勘探开发大概分为三个阶段：(1) 合作借鉴阶段（2007—2009 年）：此阶段国内学者引入美国页岩气概念，在地质评价的基础上，明确了四川盆地上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组和下寒武统筇竹寺组两套页岩是中国页岩气的工作重点，找到了长宁、威远和昭通页岩气有利区，并启动了产业化示范区建设。(2) 自主探索结算（2010-2013 年）：明确了四川盆地海相五峰组-龙马溪组页岩气的开发价值，发现了蜀南和涪陵两大页岩气区，是中国页岩气产业的发展突破阶段。(3) 工业化开发阶段（2014 年以来）：此阶段中国页岩气有效开发技术逐渐趋于成熟，埋深 3500 米以浅页岩气资源实现了有效开发，埋深 3500 米以深页岩气开发取得了突破进展。

图20: 中国页岩气产业发展历程简图



资料来源: 邹才能, 赵群, 丛连铸, 《中国页岩气开发进展潜力及前景》, 天然气工业, 2021, 41(01):1-14., 国信证券经济研究所整理

中国在页岩气压裂技术方面实现了独立自主。页岩气藏属于“人造气藏”，由于具有低孔隙度、低渗透率特性，页岩气井基本无自然产能，需要采用“水平井+体积压裂”技术构建地层中的三维流动体才能实现其有效开发。自涪陵页岩气田投入商业开发以来，历经 10 余年的艰苦攻关与反复实践，中国已经成为全球第二个全面掌握页岩气开发核心技术的国家，实现了页岩气储层改造理论与技术从无到有、从引进来到自主化的跨越式发展；在基础理论研究、压裂材料、人工裂缝监测、压裂工艺技术等方面，创新形成了与我国地质条件相匹配的页岩气储层改造理论与技术体系。其中压裂工艺国内从最初的技术引进到技术国产化，形成体积压裂 1.0 工艺技术版本，再到目前以体积压裂 2.0 工艺技术为统领，初步建立了与我国地质特征相匹配的页岩气压裂技术体系。

表5: 中国与美国页岩气压裂工艺技术参数对比

对比项目	Haynesville(美国)	长宁	威远	泸州	涪陵
压裂段长/m	40-50	60-90	60-130	70-80	60-80
簇间距/m	5-8	6-12	6-16	7-10	8-12
单段簇数	6-9	6-12	5-15	6-11	5-10
每簇射孔数	5-6	4-16	4-16	6-8	4-8
施工排量 (m <sup>3</sup> /min)	12-14	15-18	12-15	14-18	12-16
加砂强度 (t/m)	4.5-5.5	1.9-3.0	2.1-2.9	2.2-4.0	1.8-2.5
用液强度 (m <sup>3</sup> /m)	40-45	21-34	20-31	24-35	20-25
压裂液及其比例	低黏滑溜水 > 70%	低黏滑溜水 > 95%	低黏滑溜水 > 95%	低黏滑溜水 + 高黏胶液	变黏滑溜水
支撑剂及其比例	石英砂, 70/140 目; 40/70 目 = 7: 3 (8: 2)	石英砂, 70/140 目; 陶粒 40/70 目 = 8: 2	陶石英砂, 70/140 目; 陶粒 40/70 目 = 8: 2	陶粒 石英砂, 70/140 目; 陶粒 40/70 目 = 7: 3	石英砂, 70/140 目; 40/70 目: 30/50 目 = 6: 2: 2

资料来源: 聂海宽, 党伟, 张珂 等, 《中国页岩气研究与发展 20 年》, 天然气工业, 2024, 44(03):20-52., 国信证券经济研究所整理

中国页岩气压裂技术与开采技术仍有较大提升空间，将带动页岩气产量上升。新一代页岩气压裂技术将会以技术精细化、智能化为创新发展方向，通过工艺改造和材料定制化、裂缝控制与表征精细化、压裂设计与实施智能化发展，着力开发体积压裂 3.0 工艺，支撑页岩气储量高质量开发。借助于地下光纤监测、人工智能大数据和数字化井场等新技术，页岩气开发成本有望继续降低。页岩中吸附态甲烷占比为 40%-60%，由于 CO<sub>2</sub> 在页岩中的吸附能力是甲烷的 2-20 倍，向页岩气藏中注入 CO<sub>2</sub> 在置换甲烷、大幅度提高页岩气采收率的同时，还能封存 CO<sub>2</sub>、减缓温室效应。据估算，页岩气储层可以封存的 CO<sub>2</sub> 量为页岩气储量的 2-5 倍。

这一技术在可以提高页岩气采收率的同时还有突出的环境效益，有广阔的发展空间和 application 前景。

图21：压裂工艺 2.0 技术实践历程



资料来源：李彦超，王一萱，张庆等，《体积压裂工艺 2.0 技术与实践-以威远页岩气为例》，中国石油学会天然气专业委员会. 第 33 届全国天然气学术年会（2023）论文集（03 非常规气藏），2023：9，国信证券经济研究所整理

目前页岩气勘探开发重点为新区新领域勘探开发和老区挖潜及提高采收率。新区勘探：新区新领域主要指的是尚未获得大规模商业开发的页岩气藏，四川盆地侏罗系自流井组 and 凉高山组、寒武系筇竹寺组以及二叠系龙潭组、吴家坪组和大隆组等均已获得页岩气流，下一步需要加强对富集高产层段和高产区的试验攻关。在四川盆地三叠系须家河组，鄂尔多斯盆地三叠系延长组和奥陶系乌拉力克组，塔里木盆地寒武系玉尔吐斯组、奥陶系萨尔干组和黑土凹组、石炭系卡拉沙依组，南华北盆地石炭系-二叠系山西组-太原组等页岩层系也获得了良好的气显示或气流，下一步需要开展井组试验，明确高产层段、高产区，探索发展有针对性的工程工艺和开发技术。老区挖潜：截至 2023 年底，在四川盆地及其周缘提交了 2.96 万亿立方米页岩气探明储量，而根据已有井产量计算的采收率约为 20%，考虑到目前页岩气井主要穿行在五峰组至龙马溪组底部 10-15 米的层段，纵向上尚有大段未动用，井网布置、压裂方案和采气工艺等尚有进一步优化的空间。因此可以通过平面上加密井、纵向上加密层段等手段强提高页岩气采收率。

2030 年我国页岩气产量有望达到 400 亿立方米。我国已在松辽盆地建成东部“陆上石油大庆”、鄂尔多斯盆地建成西部“常规-非常规油气大庆”，未来将在四川盆地建成“常规-非常规天然气大庆”，简称“川渝天然气大庆”。2019 年四川盆地天然气总产量为 504 亿立方米，其中页岩气占 51%。预计 2025 年全国页岩气产量 300 亿立方米，将主要来自四川盆地，占其天然气总产量的 43%。海相深层页岩气产量具备再建设产能 300 亿立方米以上的条件。“十四五”期间，埋深介于 3500-4000 米的海相页岩气开发技术将基本过关，考虑 20 年稳产的要求可以上产 100 亿立方米每年，以支撑 2025 年全国页岩气产量达到 300 亿立方米。若埋深介于 4000-4500m 海相页岩气开发技术获得突破，2030 年全国海相页岩气产量有望达到 400 亿立方米。海相超深层和低压低丰度页岩气开发突破以后，既可以弥补中浅层和部分深层的页岩气产量递减，又可以作为海相页岩气长期稳产的“接替者”。

表6：四川盆地及其邻区海相页岩气开发潜力（2021 年数据）

埋深（米）	类别	有利区面积 （万平方千米）	可探明面积 （平方千米）	已探明储量 （亿立方米）	还可探明储量 （亿立方米）	估算可采储量 （亿立方米）	可建年产气规模 （亿立方米）
2500-3500	中浅层	1.3	2700	16853	5000	5940	200
3500-4000	深层	0.5	1000	1247	8000	3000	100
4000-4500	深层	1.1	2000	-	16000	6000	200
>4500	超深层	0.4	800	-	6400	2400	80
<3500	低压低丰度	2.0	2000	-	8000	2000-3000	60-100

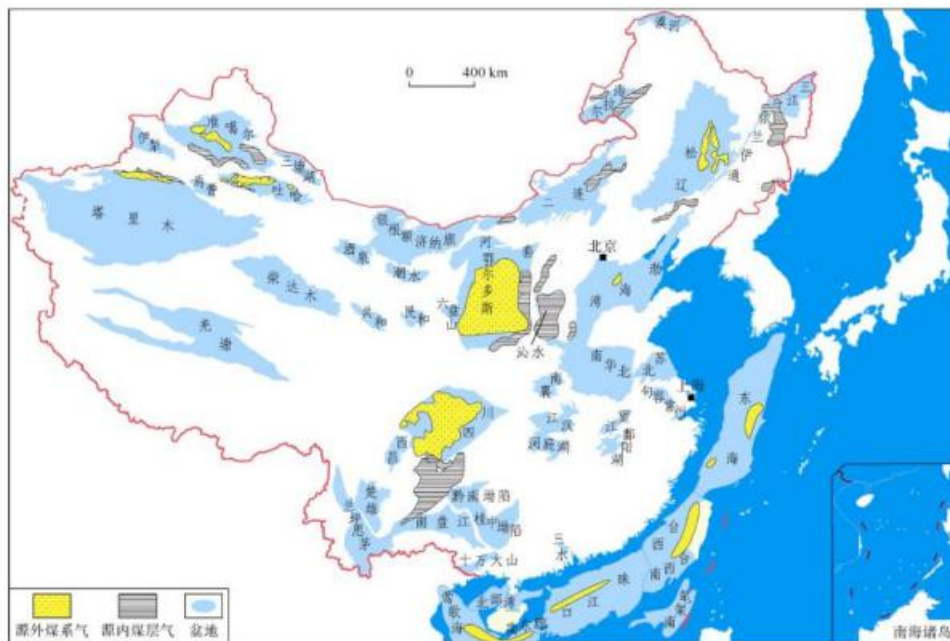
资料来源：邹才能，赵群，丛连铸等，《中国页岩气开发进展、潜力及前景》，天然气工业，2021，41（01）：1-14.，国信证券经济研究所整

理

煤层气是指在成煤过程中有机质经过生物化学热解作用、以吸附、溶解和游离状态赋存与煤层之中的天然气。煤层气空气浓度达到 5%-16%时，遇明火爆炸，是煤矿瓦斯爆炸事故的根源。在采煤之前如果先开采煤层气，煤矿瓦斯爆炸率将降低 70%-85%。因此开发利用煤层气，可以变害为利，保障煤矿的安全生产，整体改善煤炭生产的经济效益。

我国煤层气资源丰富，分布范围广。我国 2000m 以浅煤层气资源储量为 30.05 万亿立方米，资源总量位居世界第三。中国共有 42 个主要聚煤盆地，其中煤层气地质资源量超万亿立方米以上的有 10 个，按资源量大小排名分别是鄂尔多斯盆地、沁水盆地、滇东黔西盆地、准噶尔盆地、天山盆地、川南黔北盆地、塔里木盆地、海拉尔盆地、二连盆地以及吐哈盆地。从全国范围看，这 10 个盆地煤层气地质及可采资源总量占比均超过 80%，地质资源总量近 26 万亿立方米，可采资源总量达 11 万亿立方米。地质资源量及可采资源量排名全国前三的依次为鄂尔多斯盆地、沁水盆地和滇东黔西盆地。煤层气在煤层厚度较大、资源丰富的地区，煤层气的储量较大，开发潜力也较大。我国煤层气产业经过 30 多年的探索攻关在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘成功建立了两大煤层气产业基地，煤层气产业初具规模。

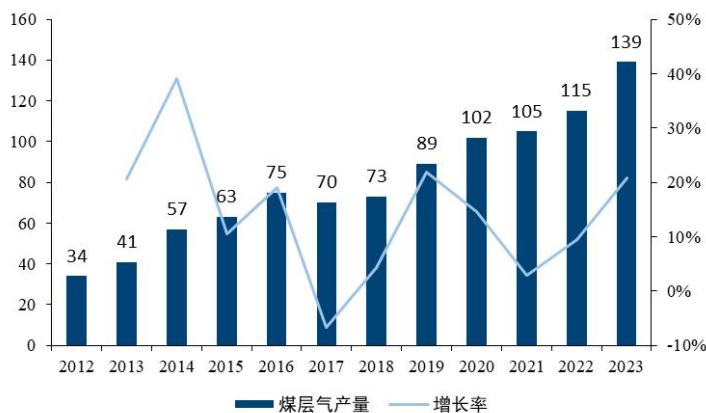
图22: 中国煤层气资源有利分布区域



资料来源：李小刚，杨长鑫，杨兆中等，《我国煤层气增产技术进展与发展方向》，中国石油学会天然气专业委员会. 第 33 届全国天然气学术年会（2023）论文集，2023:17，国信证券经济研究所整理

我国煤层气开发主要分为 3 个阶段：（1）“十一五”期间（2006 年-2010 年）：主要发展钻完井技术和水平井分段压裂改造技术，提高钻井速率、完井质量以及压裂增产效果，研究欠平衡钻井技术、高效排水采气技术与煤层气测井技术。截止 2010 年，国内建成煤层气勘探区 48 个、开采与试采区 6 个，施工煤层气井约 5400 口，加快沁水盆地和鄂尔多斯盆地煤层气产业化基地建设。（2）“十二五”期间（2011 年-2015 年）：开发增产技术与设备研发，强化开发过程中排采安全监控与管理。截止 2015 年，国内新增煤层气井约 11300 口，新增煤层气探明地质储量 3504 亿立方米，形成沁水盆地和鄂尔多斯盆地煤层气商业化开发中心。（3）“十三五”期间（2016 年-2020 年）：煤层气开发迈向低阶煤储层评价与深部煤层增产改造，针对国内煤层纵向多层叠置特征研究多煤层分压合采技术，结合互联网、人工智能等技术发展智能化压裂和排采技术，降低开发过程中对环境的影响。

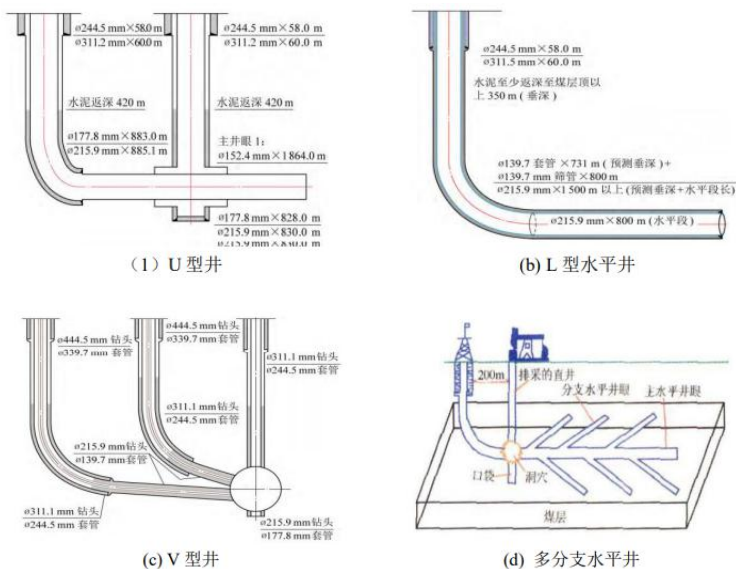
图23: 中国煤层气产量及增速



资料来源: 中国统计局, 国信证券经济研究所整理

国内煤层气增长技术在钻完井、压裂改造、排水采气等方面取得重要突破。我国科研工作者通过借鉴、引进和研发, 掌握了一套煤层气开发技术。我国煤层气勘探开发经历了借鉴常规油气资源开发技术、引进国外煤层气勘探开发技术和研究与国内煤层特征相适应的勘探开发技术三个阶段, 在不断地探索与试验中, 逐渐形成了适合我国煤层气效益开发的增产技术。由早期的直井裸眼洞穴完井、活性水/泡沫压裂、简单机械抽采, 逐渐发展到可实现煤层气有效增产的以水平井、U型井和多分支水平井为核心的钻完井技术, 以水平井分段压裂、直井水力波及压裂、直井分层压裂、转向重复压裂为主的压裂技术、以负压排采、平衡排采、合层排采为核心的排采技术, 促进国内煤层气产业发展。

图24: 中国煤层气开发井型示意图



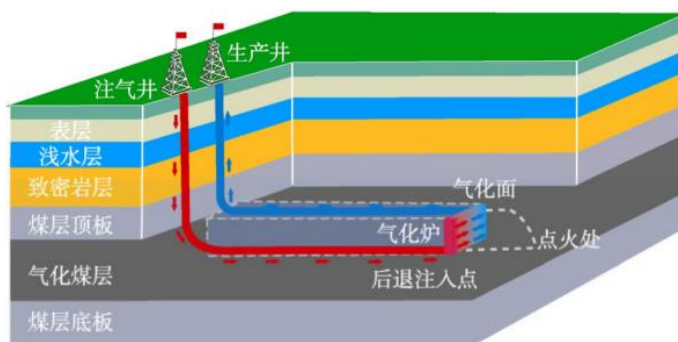
资料来源: 李小刚, 杨长鑫, 杨兆中等, 《我国煤层气增产技术进展与发展方向》, 中国石油学会天然气专业委员会. 第33届全国天然气学术年会(2023)论文集, 2023:17, 国信证券经济研究所整理

煤层气未来发展方向为中浅层新区域开发及深层煤层气规模化开发。中国煤层气地质资源量超过1万亿立方米的大型含煤层气盆地(群)共有10个, 包括鄂尔多斯、沁水、滇东黔西、准噶尔、天山、川南黔北、

塔里木、海拉尔、二连、吐哈等，总资源量 25.55 万亿立方米，占全国的 85%。目前已投入规模建产并实现有效开发的产业基地主体位于沁水盆地和鄂尔多斯盆地，其他 8 个盆地（群）虽未开发但具有实现规模有效开发的资源基础，发展前景广阔。鄂尔多斯盆地东缘（简称鄂东缘）大宁—吉县区块吉深 6-7 平 01 井在 2000 m 以深的深部（层）煤储集层获日产 10.1 万立方米高产工业气流，标志着深部（层）煤层气勘探开发的重大突破，中国煤层气总资源量有望成倍增加，为煤层气产业规模快速发展提供了新动能。

**地下煤气化合理协调了煤层气和煤炭开采，有望实现煤层气的增产。**煤炭地下气化是一种集煤炭和煤层气开发于一体的安全、环保、高效、经济的能源开采技术，该技术将煤层作为气化炉，通入气化剂并合理控制煤原位燃烧产生甲烷、氢气、一氧化碳等可燃合成气体。作为煤炭原位开采的新技术，地下煤气化具有开采环境封闭、污染排放小等优点，突破传统煤层气“排水-降压-解吸-扩散-渗流”开采模式，有效实现煤层气的增产。截止目前，国内在山东孙村煤矿、山东肥城曹庄煤矿、山东新汶鄂庄煤矿、甘肃安口煤矿、黑龙江省依兰煤矿等多个矿区开展煤炭地下气化试验研究，逐渐发展形成了长壁式气流法气化、渗透式煤炭地下气化和控制后退注气点煤炭地下气化等多种成熟的煤炭地下气化工艺。

图25：地下煤气化示意图



资料来源：李小刚，杨长鑫，杨兆中 等，《我国煤层气增产技术进展与发展方向》，中国石油学会天然气专业委员会. 第 33 届全国天然气学术年会（2023）论文集，2023:17，国信证券经济研究所整理

**中国煤层气产业实施近期和长远“两步走”发展战略。**第 1 步，将 2030 年之前分为两个阶段，第 1 阶段到 2025 年，实现理论与技术的新突破，完成国家“十四五”规划目标年产 100 亿立方米，坚定产业发展信心；第 2 阶段 2025 年到 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，实现年产 300 亿立方米，在天然气总产量中占有重要地位。第 2 步为 2030 年之后的长远时期，逐步实现 1000 亿立方米大产业战略。

## 公司非常规天然气开发进程稳步推进，规划明确

**公司非常规天然气资源丰富。**公司矿权区页岩气、致密气及煤层气资源量分别为 46.7 万亿立方米、19.96 万亿立方米、13.4 万亿立方米。经过持续探索攻关，公司在鄂尔多斯、四川、松辽、准噶尔、渤海湾、三塘湖、柴达木等盆地非常规油气获得突破。截至 2020 年底，公司累计探明页岩气地质储量 1.1 万亿立方米、致密气地质储量 2.7 万亿立方米、煤层气地质储量 0.7 万亿立方米。

表7：公司非常规天然气资源主要分布表

类型	准格尔盆地	三塘湖盆地	松辽盆地	柴达木盆地	四川盆地	鄂尔多斯盆地	渤海湾盆地
致密气（万亿方）	0.15	-	2.25	0.13	2.87	12.56	0.42
页岩气（万亿方）	-	-	-	-	37.07	5.2	-
煤层气（万亿方）	3.11	0.32	-	-	0.60	2.55	-
合计（万亿方）	3.26	0.32	2.25	0.13	40.54	20.31	0.42

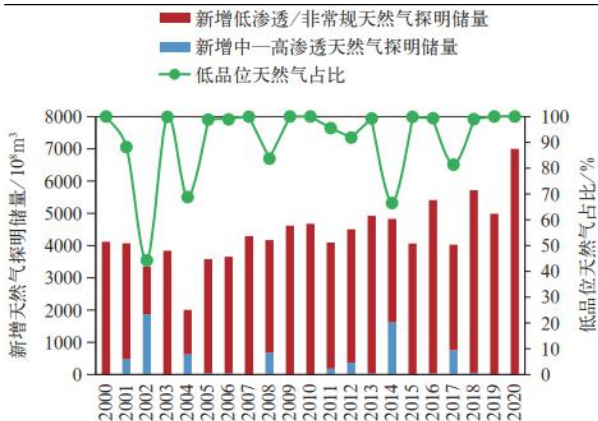
资料来源：李国欣，雷征东，董伟宏 等，《中国石油非常规油气开发进展、挑战与展望》，中国石油勘探，2022，27(01):1-11.，国信证券



经济研究所整理

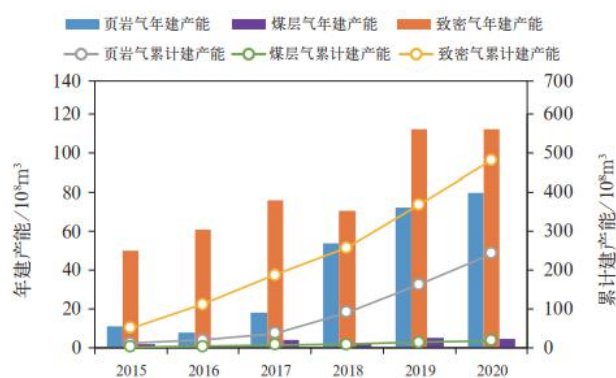
**公司非常规天然气储量及产能快速增长。**“十三五”期间，以非常规油气为代表的低品位资源逐渐成为公司勘探开发的主体，非常规天然气占新增油气探明储量的90%以上。截至2020年底，页岩气、致密气及煤层气产能建设分别达243亿立方米、481亿立方米和18.2亿立方米，主要分布在四川盆地古生界志留系-奥陶系、鄂尔多斯盆地上古生界。公司非常规油气开发不仅伴随着“量”的增加，更是实现了“质”的提升。重点项目推进顺利，四川盆地古生界志留系-奥陶系页岩气采用“控压配产”理念，平均单井最终可采储量（EUR）由0.9亿立方米提升至1.2亿立方米。

图26: 公司新增天然气探明储量组成



资料来源: 李国欣, 雷征东, 董伟宏 等,《中国石油非常规油气开发进展、挑战与展望》, 中国石油勘探, 2022, 27(01):1-11., 国信证券经济研究所整理

图27: 公司非常规天然气产能建设情况



资料来源: 李国欣, 雷征东, 董伟宏 等,《中国石油非常规油气开发进展、挑战与展望》, 中国石油勘探, 2022, 27(01):1-11., 国信证券经济研究所整理

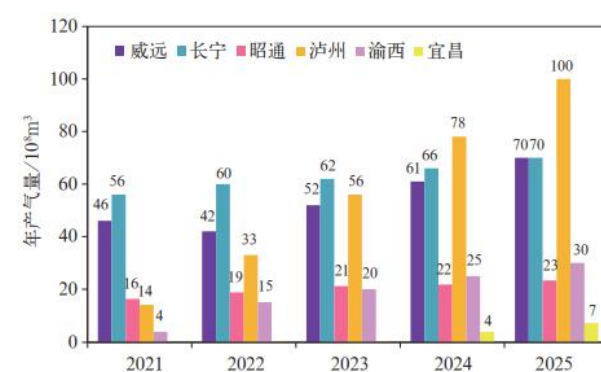
**“十四五”期间公司非常规天然气将由30%增长至50%。**“十四五”期间公司天然气增量部分主要来自非常规资源，预计非常规天然气产量比“十三五”末增长3倍，增长量远超天然气总增量。“十四五”期间页岩气预计在川南中-深层3500-4000m探明或基本探明储量4万亿立方米，新建产能350亿立方米，完钻水平井2000余口，2025年产量达到270-300亿立方米，建成长宁、威远、昭通等页岩气开发国家级示范区；致密气在鄂尔多斯等区新增探明储量1.4万亿立方米，新建产能655亿立方米，钻井近7000口，2025年产量达到400-450亿立方米，建设苏里格、神木、庆阳、宜川-黄龙等重点产区。煤层气新增探明储量1100亿立方米，新建产能21亿立方米，钻井近2000口，2025年产量达到30亿立方米。

图28: “十四五”公司致密气产量规划



资料来源: 李国欣, 雷征东, 董伟宏 等,《中国石油非常规油气开发进展、挑战与展望》, 中国石油勘探, 2022, 27(01):1-11., 国信证券经济研究所整理

图29: “十四五”公司页岩气产量规划



资料来源: 李国欣, 雷征东, 董伟宏 等,《中国石油非常规油气开发进展、挑战与展望》, 中国石油勘探, 2022, 27(01):1-11., 国信证券经济研究所整理

国信证券经济研究所整理

经济研究所整理

**长庆油田是公司生产致密气的主力单位。**长庆油田已陆续开发靖边、榆林、苏里格、青石峁等 14 个气田，气田属于“低渗、低压、低丰度”气藏。截至 2022 年底，长庆油田已投产气井 2.5 万余口，年天然气产量突破 500 亿立方米（致密气产量 385 亿立方米），长庆油田近年来在“钻井小井眼、压裂提产改造、一体化完井、智能气井、老井挖潜、新区新层系”等气田采气工艺方面技术攻关及开发实践取得的进步及新进展，为长庆气区的稳产及长远发展提供了较好的技术保障。按照长庆油田中长期远景规划，天然气产量将持续快速上产。

**苏里格气田就是长庆油田最具代表性的“三低”气田。**技术方面：自 2006 年开发以来，苏里格气田逐步形成了适用于苏里格致密气田开发的 12 项特色技术，解决了低渗、低压、低丰度的“三低”致密气藏有效开发难题。针对苏里格气田致密气藏气井地层能量弱、开发递减速度快的难题，科研人员将致密气井全生命周期划分成投产初期段、连续生产段、措施连续生产段、间歇生产段以及废弃 5 个阶段，形成了致密气全生命周期技术。积累了开发经验和技术方案。近 10 年，长庆致密气采收率从 20% 提高到 35%，高效建成国内首个 30 亿立方米致密气水平井整体开发示范区；**管理方面：**按照中国石油“引入市场竞争机制，加快苏里格气田开发步伐”的重大决策，长庆油田将苏里格气田已探明的区域分成若干区块，在中国石油内部招标引入 5 个合作单位共同开发，分 3 期完成 20 个区块的合作开发，创新形成“5+1”模式。这一合作开发模式把合作纳入市场机制，打破了集团公司下属分公司划区经营的体制制约，使优质资源得到最大限度整合。预计苏里格气田预期能够以 300 亿立方米/年的规模实现长期稳产。

**神木气田是长庆油田向首都北京供气的主力气源地之一，也是长庆油田主要上产区。**这个气田属于鄂尔多斯盆地典型的“三低”气藏，经过多专业多领域联合攻关，精细刻画多层系气藏构造、地层、物性及有效储层展布规律，该气田探索形成以“立体式、大井丛、水平井、气煤同采”为主的地质开发技术，有效突破了多层系致密气藏效益开发的难题，单井丛辖井数 5.9 口，建成年产能规模 18.2 亿方的“气煤互让同采”创新示范区和米 7-24 水平井立体开发示范区，助推气田整体开发方式由“追求单井效果”向“追求气藏效果”转变，提质增效成果显著。2022 年神木气田具备了年产 50 亿方的产能。

图30: 苏里格气田



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

图31: 神木气田

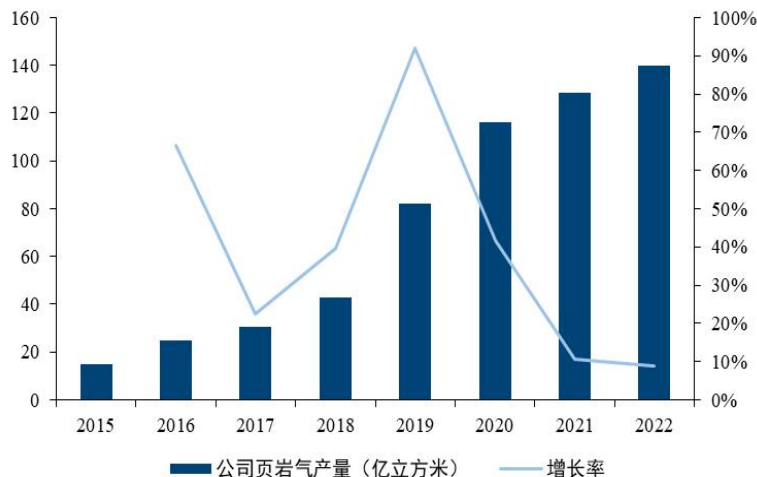


资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

**公司在页岩气储量产量位于全国第一。**2020 年至 2022 年公司新增天然气产量的 30% 为页岩气，页岩气已经成为公司油气增储上产的重要力量。**储量方面，**公司在中深层和深层形成两个万亿立方米页岩气大气区，为页岩气从非常规迈入常规化开发提供了先决条件。**生产方面，**2010 年中国第一口页岩气井-威 201 井由公司开发，并获得页岩气测试产量，助推页岩气在 2011 年被正式批准为我国第 172 个独立矿种。公司实现了川南地区五峰组—龙马溪组海相页岩气的有效开发。2014 年，中国石油启动了川南地区 26 亿立方米/

年页岩气产能建设，2015 年实现页岩气产量 13 亿立方米。“十三五”期间，中国石油加快页岩气开发步伐，以长宁、威远和昭通埋深 3500m 以浅页岩气资源为主实施产能建设工作，截至 2019 年底，累计探明页岩气地质储 1061 亿立方米，2019 年生产页岩气 80.3 亿立方米，2022 年公司生产页岩气 140 亿立方米。

图32: 公司页岩气产量及增长率



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

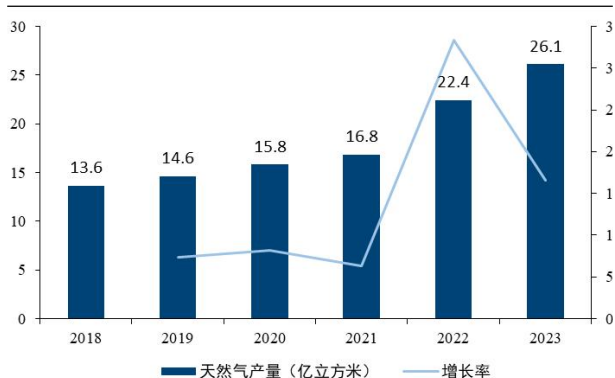
**公司在页岩气理论技术、组织管理方面引领国内页岩气开发。**公司已形成涵盖页岩油气地质评价、开发、工程的三大技术序列和以页岩油气平面甜点评价、地质体精细建模、地质工程一体化方案设计等为代表的十项关键技术，开发研制了系列自动化钻机、电驱压裂装备、连续管作业装备、旋转地质导向钻井系统等设备。在这些技术及装备支持下，公司页岩气勘探实现了飞跃。以井深方面为例，川渝页岩气井平均井深从2018年的4841米增长到2021年的5039米。公司深入推进页岩油气高效勘探效益开发，加快从“技术可行”向“经济可行”转变，创新形成了以“项目全生命周期管理，一体化统筹、专业化协同、市场化运作、社会化支持、数字化转型、绿色化发展”为内涵的“一全六化”管理模式，同时推进大井丛、平台化、工厂化作业模式和“一队多机”服务模式，助推页岩油气规模开发效益建产。

**公司西南油气田公司为已建成千万吨级页岩气产区，正加快建设第二个百亿立方米级气田。**2023年，中石油西南油气田公司页岩气产量达到128.7亿立方米，标志着公司建成千万吨级页岩气产区，西南油气田着力推动页岩气勘探开发“中深层长期稳产、深层加快建产、新层系战略增储”齐头并进，在中深层方面，西南油气田不断深化油公司模式，形成“三统一、全共享、创一流”“川南页岩气效益开发二十三条”管理新模式，发展完善川南3500米以浅页岩气勘探开发关键技术体系，高效建成国内首个“万亿储量百亿产量”页岩气田，夯实中深层稳产基础。在深层方面，西南油气田持续完善平台高产模式，聚焦深层钻井提速、压裂提产等方面，深化科技攻关，加大现场试验力度，着力推动技术迭代升级，“控复杂、提产量”先导试验取得良好成效，钻井提速、压裂和试油提产提效等工作稳步推进，为加快建设深层第二个百亿立方米气田提供了有力支撑。在新层系方面，西南油气田加快推动新层系页岩气勘探评价与开发先导试验，优选地质工程“双甜点”区，精细做好开发单元划分，形成有针对性的开发技术策略，有力保障页岩气勘探取得新突破。

**公司煤层气业务主要由华北油田分公司和煤层气公司开展。**华北油田公司：依托沁水盆地丰富的煤层气资源，立足高水平科技自立自强，连续多年进行技术创新攻关，建成了中国石油煤层气领域的第一个开采先导试验基地，创建了高煤阶煤层气疏导开发方式，新建水平井单井日产量大幅提高，高产井比例达到48%以上，产能到位率达到95%以上。截至2022年6月，华北油田公司在山西沁水盆地的煤层气井口日产气量和日外输商品气量均突破550万立方米，年地面抽采能力超过20亿立方米，力争2025年将年地面抽采

能力提升至 30 亿立方米。至此，华北油田将建成全国最大的煤层气田。**煤层气公司**：2021 年，煤层气公司的大-吉煤层气田提交 1122 亿方煤层气地质储量，成为国内首个煤层埋深大于 2000 米、储量超过千亿方、高丰度的整装大型煤层气田。2022 年，黄河东开展扩边评价、黄河西实施滚动勘探，继续落实规模增储有利目标，随着深部（层）煤层气产能建设启动，煤层气产量将呈现大幅度增长。2023 年 10 月，煤层气公司吉平 2H 投产后日产气量达到最高 6.7 万方，6 万方以上已稳产一周。标志着鄂尔多斯盆地陆相沉积深层 5 号煤岩气勘探获得重大突破。据初步评估，鄂尔多斯盆地深层 5 号煤岩气资源量约 10 万亿方，勘探开发前景广阔。

图33: 华北油田天然气产量及增速



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

图34: 煤层气公司天然气产量及增速



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

◆ 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 10.6/9.9/9.1x，对于 H 股 PE 为 7.5/7.0/6.4x，维持“买入”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)	EPS			PE			PB
				2023	2024E	2025E	2023	2024E	2025E	2024E
601857.SH	中国石油	买入	10.05	0.88	0.95	1.02	8.0	10.6	9.9	1.2
600938.SH	中国海油	买入	28.46	2.60	3.06	3.27	8.1	9.4	8.8	1.9

数据来源：Wind，国信证券经济研究所整理（注：数据截至 2024 年 5 月 22 日，各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）-油气产量稳步增长，化工业务实现盈利》——2024-04-30
- 《中国石油（601857.SH）-积极践行“分子炼油”，持续推进“减油增化”》——2024-04-18
- 《中国石油（601857.SH）-业绩再创历史新高，天然气推动长期增长》——2024-03-26
- 《中国石油（601857.SH）-原油价格持续上行，积极落实市值管理考核》——2024-02-23
- 《中国石油（601857.SH）-前三季度业绩再创历史新高，炼油化工环比改善》——2023-10-31

## 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	4.2%	5.8%	5.7%	7.1%	8.8%	<b>现金净变动</b>	<b>61513</b>	<b>44824</b>	<b>(112105)</b>	<b>3547</b>	<b>4289</b>
P/E	12.3	11.4	10.6	9.9	9.1	货币资金的期初余额	163536	225049	269873	157768	161315
P/B	1.3	1.3	1.2	1.2	1.1	货币资金的期末余额	225049	269873	157768	161315	165604
EV/EBITDA	6.0	6.2	5.8	5.3	4.9	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	买入	股价表现优于市场代表性指数 20%以上
		增持	股价表现优于市场代表性指数 10%-20%之间
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		卖出	股价表现弱于市场代表性指数 10%以上
	行业 投资评级	超配	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±10%之间
		低配	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