

非常规天然气行业专题

非常规天然气成为重要增量，龙头企业有望充分受益

优于大市

核心观点

中国天然气市场仍将维持较快增长，非常规天然气是重要增长极。天然气作为唯一的低碳化石能源是实现世界能源消费结构转型的关键。目前我国天然气在一次能源中占比较低，城市燃气和工业燃料为当下主要需求，未来天然气发电需求预期增长较快。预计天然气的消费峰值预计出现在2040年，约为7000亿立方米。目前天然气进口依赖度维持在40%以上，天然气保供压力较大。非常规天然气是近期我国天然气新增储量的主体，且探明率偏低，有较大增储空间。预期我国2035年非常规天然气产量占比达50%。

非常规天然气开发困难，我国技术进步显著：非常规天然气是指用传统技术无法获得自然工业产量、需用新技术才能经济开采的天然气，主要包括致密气、页岩气和煤层气。近年来，我国非常规地质理论引领非常规领域勘探取得突破，实现非常规气飞跃发展。政策端我国也通过补贴及降低税费等多种手段提高非常规天然气开发经济性，促进企业增产上气。

致密气：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。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，远景产量规模为700-800万亿立方米。

页岩气：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。目前我国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勘探开发和老区挖潜及提高采收率。2030年页岩气产量有望达到400亿立方米。

煤层气：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。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。

投资建议：看好龙头企业的资源及技术优势。我们认为，我国全力推动油气增储上产，非常规天然气是天然气产量的重要增长极。国内非常规天然气资源主要掌握在中石油及中海油手中，是未来增储上产的主力；并且非常规天然气开采有较高的资金、技术及人才壁垒，中国石油与中国海油子公司中联煤在非常规天然气资源深耕多年，有较强的技术优势，有望实现非常规天然气的大规模经济开发。**推荐油气龙头企业【中国石油】【中国海油】。**

风险提示：中国天然气需求增长不达预期风险；中国非常规天然气开发技术未能突破风险；中国非常规天然气行业政策出现转向风险；国际天然气价格大幅波动风险。

重点公司盈利预测及投资评级

公司代码	公司名称	投资评级	昨收盘(元)	总市值(百万元)	EPS		PE	
					2023E	2024E	2023E	2024E
600938.SH	中国海油	优于大市	29.15	1,407,000	2.60	3.15	8.1	9.3
601857.SH	中国石油	优于大市	9.77	1,829,500	0.88	0.95	8.0	10.3

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

行业研究 · 行业专题

石油石化

优于大市 · 维持

证券分析师：杨林

010-88005379

yanglin6@guosen.com.cn

S0980520120002

证券分析师：薛聪

010-88005107

xuecong@guosen.com.cn

S0980520120001

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

《油气行业2024年5月月报-OPEC+延长减产时间，国际油价有望反弹》——2024-06-04

《碳中和产业观察09期-日本将放弃在下一财年推出碳税的计划》——2022-11-17

《碳中和产业观察8期-市场监管总局等九部门联合印发《建立健全碳达峰碳中和标准计量体系实施方案》》——2022-11-11

《碳中和产业观察07期-光伏技术和氢能各有5项技术上榜国家能源局“十四五”能源领域科技创新规划》——2022-11-02

《碳中和产业观察06期-美国能源部发布“工业脱碳路线图”四个关键途径减少碳排放》——2022-09-22

内容目录

中国天然气需求维持较快增速	5
天然气为低碳化石能源，未来需求增长空间广阔.....	5
天然气保供压力凸显，非常规天然气有望成为重要增长极.....	7
非常规天然气开发困难，我国技术进步显著	9
非常规天然气性质特殊，开发难度大.....	9
我国非常规天然气相关理论与技术均取得突破.....	11
我国出台相关优惠政策，扶持非常规天然气发展.....	13
致密气	14
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.....	14
我国致密气开采稳步发展，形成系列关键技术.....	15
2030 年我国致密气产量可达 700-800 万亿立方米.....	16
页岩气	17
美国是页岩气开发先行者，成功实现能源独立.....	17
通过新区新领域勘探开发和老区挖潜，2030 年我国页岩气产量有望达到 400 亿立方米.....	20
煤层气	21
我国煤层气资源总量世界第三，目前开发重点在沁水盆地和鄂尔多斯盆地.....	21
我国进入深层煤层气规模开发新阶段.....	22
2030 年我国煤层气产量有望达到 300 亿立方米.....	23
相关标的	25
中国石油	25
中国海油	31
附表：重点公司盈利预测及估值	35
投资建议	36
风险提示	36

图表目录

图 1: 天然气二氧化碳排放较低.....	5
图 2: 中国一次能源占比.....	5
图 3: 天然气表观消费量及增速 (亿方)	6
图 4: 2023 年中国天然气消费结构.....	6
图 5: 2025 年中国天然气消费结构预测.....	6
图 6: 中国天然气产量 (亿方)	7
图 7: 中国天然气进口量及进口依赖度.....	7
图 8: 中国非常规天然气产量 (亿方)	8
图 9: 中国非常规天然气产量占比及增速.....	8
图 10: 中国新增探明石油天然气地质储量构成.....	8
图 11: 2023 年中国非天然气产量构成.....	9
图 12: 预测 2035 年中国非天然气产量构成.....	9
图 13: 油气流动特征.....	9
图 14: 非常规油气开采“L”型生产曲线图.....	10
图 15: 中国陆上主要非常规油气有利区分布图.....	11
图 16: 中国主要致密气田分布图.....	14
图 17: 长庆油田致密气水平井钻井情况图.....	15
图 18: 致密气立体式大井丛开发模式图.....	15
图 19: 中国历年新增天然气、致密气探明储量图.....	16
图 20: 美国页岩气发展历程.....	17
图 21: 中国主要页岩气储层分布图.....	18
图 22: 中国页岩气产业发展历程简图.....	18
图 23: 压裂工艺 2.0 技术实践历程.....	19
图 24: 中国煤层气资源有利分布区域.....	21
图 25: 中国煤层气产量及增速.....	22
图 26: 中国煤层气开发井型示意图.....	23
图 27: 地下煤气化示意图.....	24
图 28: 中国石油股权结构.....	25
图 29: 中国石油勘探与开采业务营收占比 (亿元)	26
图 30: 中国石油勘探与开采业务毛利占比 (亿元)	26
图 31: 公司可销售天然气产量及增速 (亿方)	26
图 32: 公司 2023 年天然气产量占国内总产量比例.....	26
图 33: 公司新增天然气探明储量组成.....	27
图 34: 公司非常规天然气产能建设情况.....	27
图 35: “十四五”公司致密气产量规划.....	27
图 36: “十四五”公司页岩气产量规划.....	27
图 37: 苏里格气田.....	28

图 38: 神木气田.....	28
图 39: 公司页岩气产量及增长率.....	29
图 40: 华北油田天然气产量及增速.....	30
图 41: 煤层气公司天然气产量及增速.....	30
图 42: 中国海油股权结构.....	31
图 43: 中国海油全球资产分布.....	31
图 44: 中国海油净证实储量及储量寿命.....	32
图 45: 中国海油净产量及增速.....	32
图 46: 中国海油分区域净产量及储量寿命.....	32
图 47: 中国海油分区域产量及增速.....	32
图 48: 中国海油在陆上证实净储量及增速.....	33
图 49: 中国海油在陆上净产量及增速.....	33
图 50: 公司陆上万亿立方米大气区主要勘探领域及技术方	33
图 51: 鄂尔多斯盆地东部和沁水盆地区块位置图.....	34

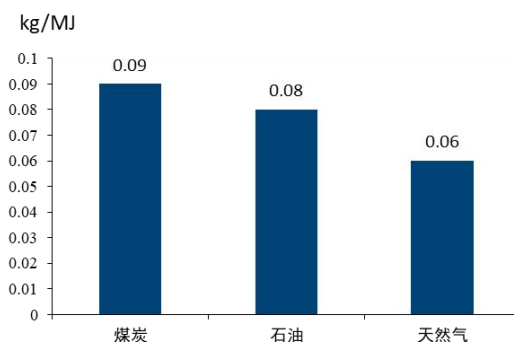
表 1: 部分机构预测 2050 年中国能源消耗量.....	7
表 2: 非常规与常规油气主要开发区别.....	11
表 3: 非常规天然气勘探开发技术成果.....	12
表 4: 非常规天然气相关产业政策.....	13
表 5: 非常规与常规油气主要开发区别.....	14
表 6: 国内外大井丛工厂化钻井关键技术对比.....	16
表 7: 中国与美国页岩气压裂工艺技术参数对比.....	19
表 8: 四川盆地及其邻区海相页岩气开发潜力 (2021 年数据)	20
表 9: 公司非常规天然气资源主要分布表.....	26

中国天然气需求维持较快增速

天然气为低碳化石能源，未来需求增长空间广阔

天然气是唯一的低碳化石能源。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。

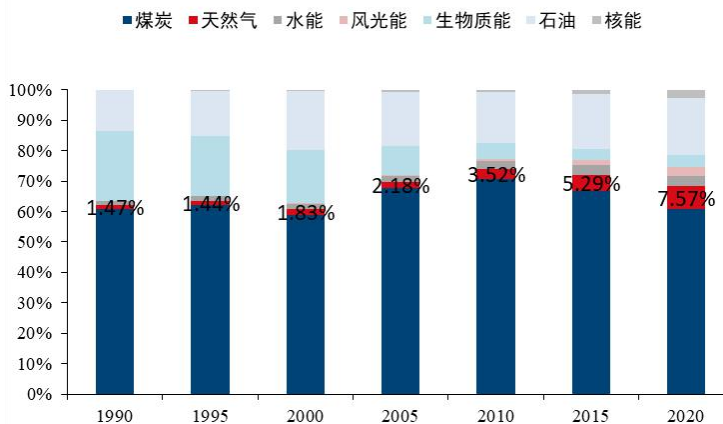
图1：天然气二氧化碳排放较低



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。

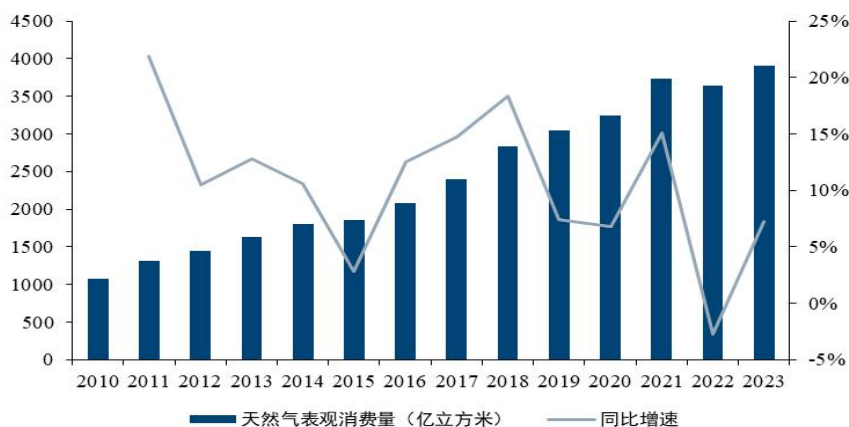
图2：中国一次能源占比



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 2.73%，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。

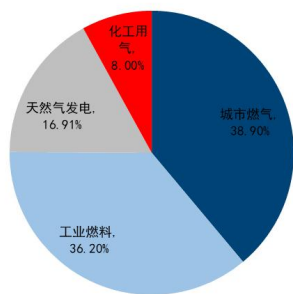
图3: 天然气表观消费量及增速（亿方）



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

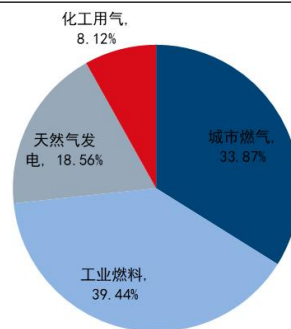
城市燃气和工业燃料为主要需求，预测天然气发电增长较快。据中国能源网报道，2023 年我国天然气绝对消费量达 3773 亿立方米，同比增加 223 亿立方米，增幅 6.3%。城镇燃气总用气量 1468 亿立方米，同比增长 147 亿立方米；工业燃料用气量 1366 亿立方米，同比增长 18 亿立方米；天然气发电用气量 638 亿立方米，同比增长 51 亿立方米；化工用气量 302 亿立方米，同比增长 9 亿立方米。预测至 2025 年我国城市燃料领域居民燃气、取暖用气、交通领域平衡发展；工业燃料领域天然气增速放缓；天然气发电调峰需求提升，维持较快发展；化工用气由于氢能产业发展也有所提升，预期 2025 年四者占比分别达到 34%、39%、19%、8%。

图4: 2023 年中国天然气消费结构



资料来源: 国家统计局, 国信证券经济研究所整理

图5: 2025 年中国天然气消费结构预测



资料来源: 国家统计局, 国信证券经济研究所整理和预测

预期我国天然气消费量于 2040 年达峰，约 6500-7000 亿立方米。近年来，多家中国权威机构发布了“双碳”目标下能源及油气需求预测研究成果。天然气需求将于 2030-2040 年达峰，集中于 2040 年左右，峰值为 4220 亿~7510 亿立方米，集中于 6500 亿~7000 亿立方米，天然气需求达峰前增量空间较大，且差异也较大，增量 1000 亿~4200 亿立方米，相差约 4 倍，充分反映了对未来天然气持续较快发展的共识，但对发展前景存在较大分歧。“十四五”期间，对天然气发展产生制约的最大因素是天然气的气源开发问题，当前，煤炭资源的清洁利用及可再生能源的不断发展仍然是天然气行业发展的竞争者。

表1: 部分机构预测 2050 年中国能源消耗量

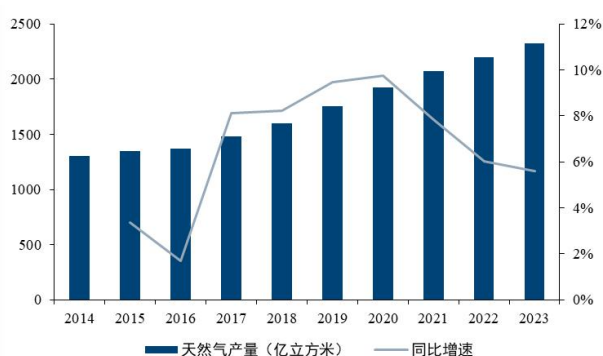
能源消费	2.0°C情景		2060 年碳中和情景		强化行动情景 世界资源研究所	电气化加速情景 国网能源研究院	快速转型情景 英国 BP
	清华大学气候变化与可持续发展研究院	清华大学能源环境经济研究所	清华大学能源环境经济研究所	清华大学能源环境经济研究所			
能源消费峰值/10 ⁹ tce	2030 年 58.0	2060 年 57.0	2060 年 57.0	2060 年 57.0	持续缓慢增加	2030 年 57.7	2030 年 53.0
煤炭占比	13.0%	7.0%	7.0%	7.0%	28.0%	8.1%	7.0%
石油占比	5.0%	8.0%	8.0%	8.0%	12.0%	7.1%	9.1%
天然气占比	11.0%	4.0%	4.0%	4.0%	11.0%	10.7%	13.3%
非化石能源占比	72.0%	81.0%	81.0%	81.0%	59.0%	74.1%	70.7%
天然气消耗/10 ⁶ m ³	4800	-	-	-	-	4642	5300

资料来源：《碳中和背景下中国“十四五”天然气行业发展》[4]，国信证券经济研究所整理

天然气保供压力凸显，非常规天然气有望成为重要增长极

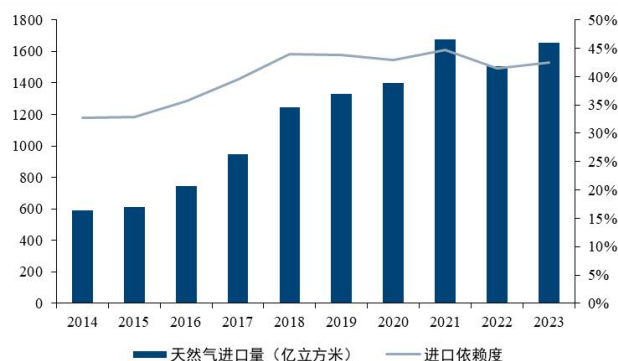
天然气进口依赖度维持高位，天然气保供压力凸显。随着“增储上产七年行动计划”的持续推进，全国天然气产量快速增长，但是近几年由于受到疫情影响，国内产量增速有所放缓。2023 年全国天然气产量达到 2297 亿方，同比增长 9.9%。天然气对外依存度在 2021 年达到最高点 44.76%，国内天然气市场长期高比例依赖进口的状态一直持续，天然气在能源安全中压力依然很大。未来我国将继续立足国内保障供应安全，推进天然气持续稳步增长，国家能源局预计我国天然气产量在 2025 年将达到 2300 亿立方米以上，2040 年以及以后较长时期稳定在 3000 亿立方米以上水平。

图6: 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

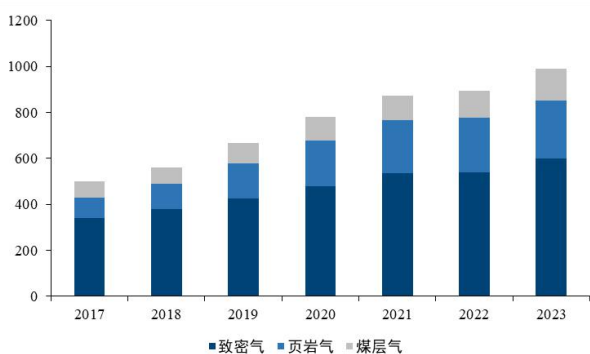
图7: 中国天然气进口量及进口依赖度



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

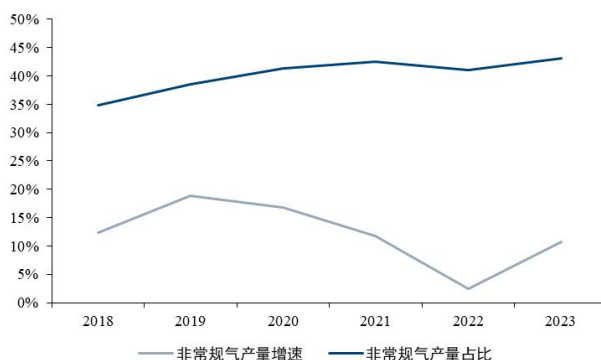
非常规天然气产量占比快速提升。2016 年开始，受低油价冲击，国内油气勘探开发投资持续下降，天然气对外依存度快速攀升，国家能源安全隐患加剧。2019 年，国家能源局正式实施油气行业增储上产“七年行动计划”，国内石油企业加大勘探开发资金和科技投入力度，上游勘探成果密集显现。天然气方面，我国煤层气、页岩气等非常规天然气资源非常丰富，具有很好的勘探开发前景。2018-2023 年，非常规天然气产量快速增长，非常规天然气（致密气、页岩气、煤层气）产量占全国天然气总产量的比例由不足 35%提升到约 43%，成为天然气产量重要增长极。未来，随着勘探开发不断拓展和工程技术进步，非常规天然气的产量和经济性有望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

图8：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

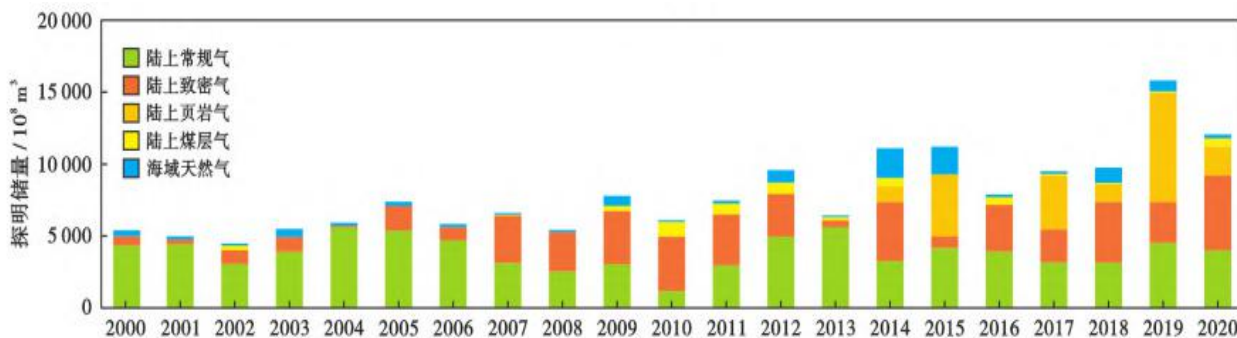
图9：中国非常规天然气产量占比及增速



资料来源：国家统计局，国信证券经济研究所整理

非常规天然气是近期我国天然气新增储量的主体，且探明率明显偏低，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，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。

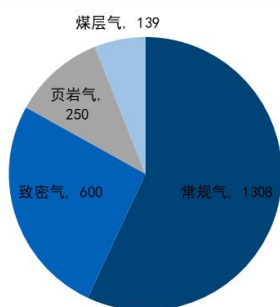
图10：中国新增探明石油天然气地质储量构成



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

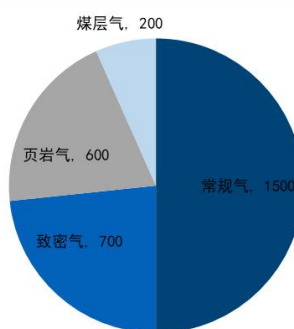
中国非常规天然气产量预计 2035 年占比达 50%。中国已经成为世界第 4 大天然气生产国与第 3 大天然气消费国。随着勘探开发程度的加深，目前勘探开发区域已拓展至全国大部分区域，主要包括四川、鄂尔多斯、塔里木、准格尔、柴达木、松辽、渤海湾等盆地。在中国天然气开发过程中，陆上常规气构成了天然气产量的主体，产量占比近 60%。2023 年中国天然气产量 2297 亿立方米，其中常规气 1308 亿立方米、致密气 600 亿立方米、页岩气 250 亿立方米、煤层气 139 亿立方米。预测到 2035 年中国的天然气产量将在 3000 亿立方米水平稳产，其中，常规气产量为 1500 亿立方米、致密气产量为 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11：2023 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12：预测 2035 年中国非天然气产量构成



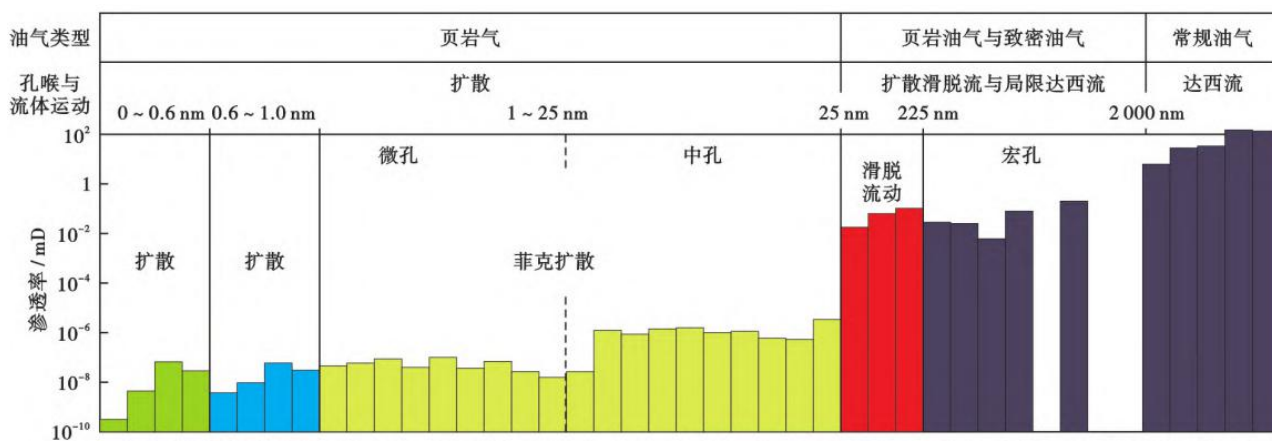
资料来源：贾承造，《中国石油工业上游前景与未来理论技术五大挑战》，石油学报，2024，45(01)：1-14，国信证券经济研究所整理

非常规天然气开发困难，我国技术进步显著

非常规天然气性质特殊，开发难度大

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。

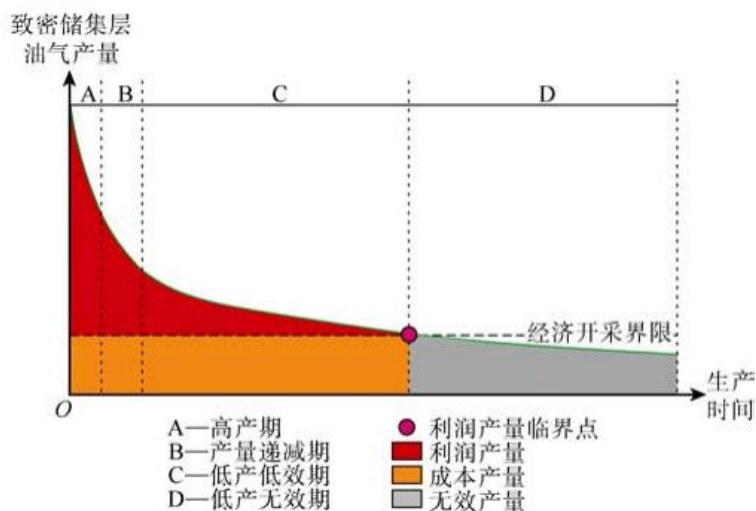
图13：油气流动特征



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14: 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2: 非常规与常规油气主要开发区别

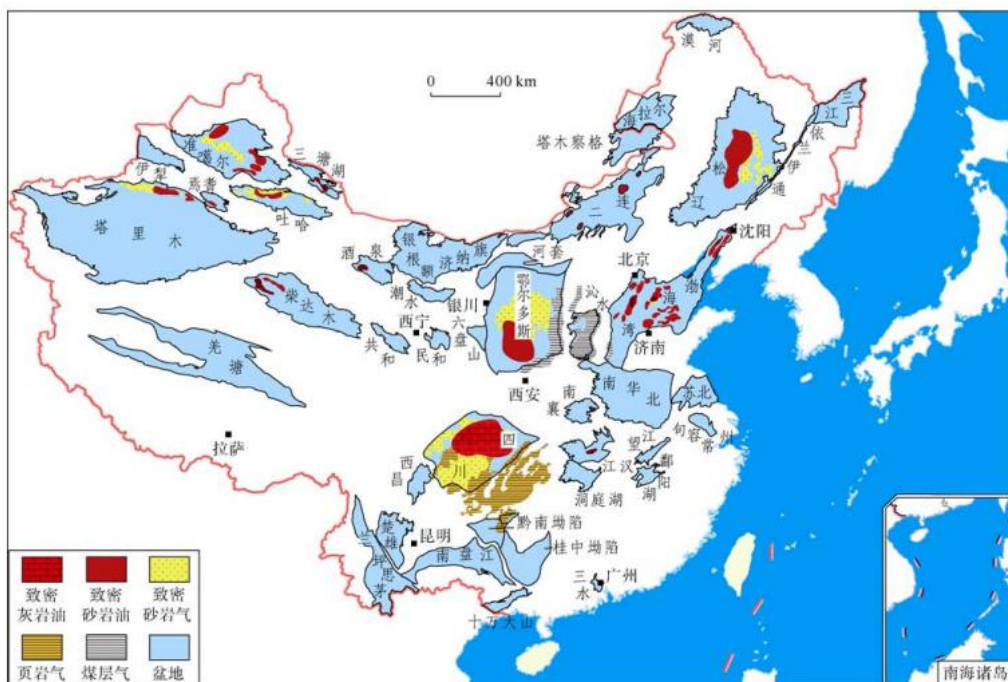
油气类型	地质研究内容	技术攻关	勘探方法	开发方式	开采模式	关键图表
常规油气	优选圈闭	地震目标预测	获得发现	产能目标建设	单井高产稳产	圈闭平面构造分布图; 油气藏剖面图; 圈闭要素表
非常规油气	优选核心区; 确定富集甜点	水平井体积压裂; 纳米技术提高采收率	突破“甜点; 肯定连续性油气区边界	平台式“工厂化生产试验区建设”; 降低低成本工艺	单井累产; 井间接替	成熟烃源岩厚度平面分布图; 储集层厚度平面分布图; 储集层顶面构造图; 核心区评价表

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

我国非常规天然气相关理论与技术均取得突破

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，致密气高速增量发展，煤层气取得重大进展。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—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项煤层气示范工程。

图15: 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3: 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
致密气勘探开发 重大技术	甜水区识别与预测技术 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 富集区与甜水区预测技术	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已开发区持续上产和长期稳产。
页岩气勘探开发 重大技术	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。
煤层气(煤岩气低成本勘探开 发 重大技术	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2000m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

我国出台相关优惠政策，扶持非常规天然气发展

非常规天然气补贴方式为以增量考核的梯级奖励方式，促进相关企业增产。非常规天然气在资源禀赋、开采技术和开发成本等方面较常规天然气劣势明显，需要一定的政策来保证非常规天然气勘探开发的有序进行。2019年6月，财政部印发了《关于〈可再生能源发展专项资金管理暂行办法〉的补充通知》，对非常规天然气补贴政策进行了重大调整，按照“多增多补、冬增冬补”的原则，将非常规天然气补贴方式从据实补贴转为以增量考核的梯级奖励方式，以结果为导向，鼓励地方和企业增产上气。煤层气开采利用量的比例系数是页岩气和致密气（相比2017年的增量部分）的1.2倍。补贴政策调整后，中央财政对于页岩气、煤层气、致密气不再确定定额补贴标准，而是根据地方和中央企业当年奖补气量占全国的比重，切块下达奖补资金，由地方和中央企业根据自身情况，按照有利于非常规天然气开采的原则统筹分配。

国家减征资源税，降低企业成本。2018年3月财政部、国家税务总局发布通知，称为促进页岩气开发利用，有效增加供给，对页岩气资源税（按6%的规定税率）减征30%。2023年9月公告，在2027年12月31日之前，继续对页岩气资源税（按6%的规定税率）减征30%。

国家部委相关文件多次提到加快非常规油气的规模化开发。2024年国务院印发的《2024-2025年节能降碳行动方案》指出，优化油气消费结构，合理调控石油消费，推广先进生物液体燃料、可持续航空燃料。加快页岩油（气）、煤层气、致密油（气）等非常规油气资源规模化开发。

表4: 非常规天然气相关产业政策

发布时间	政策名称	发布单位	相关内容
2016.09	页岩气发展规划（2016-2020）	能源局	到2020年完善成熟3500米以浅海相页岩气勘探开发技术，突破3500米以深海相页岩气、陆相和海陆过渡相页岩气勘探开发技术；在政策支持到位和市场开拓顺利情况下，2020年力争实现页岩气产量300亿立方米。到2030年实现页岩气产量800-1000亿立方米。
2018.08	国务院关于促进天然气协调稳定发展的若干意见	国务院	严格执行油气勘查区块退出机制，全面实行区块竞争性出让，鼓励以市场化方式转让矿业权，完善矿业权转让、储量及价值评估等规则。建立完善油气地质资料公开和共享机制。建立已探明未动用储量加快动用机制，综合利用区块企业内部流转、参照产品分成等模式与各类主体合资合作开发、矿业权企业间流转和竞争性出让等手段，多措并举盘活储量存量。
2019.12	自然资源部关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见（试行）	自然资源部	将油气探矿权由2年延续一次调整为5年延续一次，探矿权每5年延续时退减25%的面积，积极推进“净矿”出让，加快天然气增储上产。
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	财政部	按照“多增多补”的原则，对超过上年开采利用量的，按照超额程度给予梯级奖补；相应，对未达到上年开采利用量的，按照未达标程度扣减奖补资金。同时，对取暖季生产的非常规天然气增量部分，给予超额系数折算，体现“冬增冬补”。
2020.06	关于做好2020年能源安全保障工作的指导意见	发改委、能源局	加快页岩油气、致密气、煤层气等非常规油气资源勘探开发力度，保障持续稳产增产。
2022.04	“十四五”现代能源体系规划	发改委、能源局	增强油气供应能力。加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础；加快能源领域关键核心技术和装备攻关，推动绿色低碳技术重大突破，加快能源全产业链数字化智能化升级，统筹推进补短板 and 锻长板，加快构筑支撑能源转型变革的先发优势。
2023.09	关于继续实施页岩气减征资源税优惠政策的公告	财政部	为促进页岩气开发利用，有效增加天然气供给，在2027年12月31日之前，继续对页岩气资源税（按6%的规定税率）减征30%。
2024.05	2024-2025年节能降碳行动方案	国务院	加快页岩油（气）、煤层气、致密油（气）等非常规油气资源规模化开发。

资料来源：政府官网，国信证券经济研究所整理

我国致密气开采稳步发展，形成系列关键技术

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。

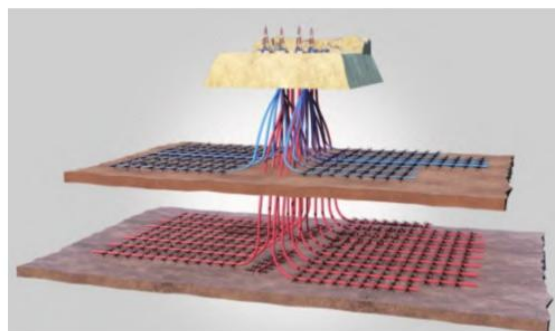
我国形成了致密气规模效益开发系列关键技术。在致密气钻完井技术方面，我国科研工作者围绕致密气效益开发、剩余资源挖潜等方向，通过持续攻关，创新形成大井丛工厂化钻井提速提效技术、长水平段水平井快速钻井技术、小井眼钻完井技术、侧钻井技术、气体钻井技术等，使我国致密气水平井迈上5000米水平段新台阶，钻井时效、单井产量稳步提高，有效提升了致密气开发效益。针对鄂尔多斯盆地致密气形成致密气长水平段水平井优快钻井技术2010-2020年间，长庆油田致密气水平井平均单井水平段长由1064米提高到1271米，钻井周期由94.35天缩短至45.1天，钻井效率大大提高。“十三五”期间，通过开展大平台整体设计、大井丛防碰绕障、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17：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18：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6: 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，实现了每班3名部分工厂化	可实现井间快速移动，实现了每班3名员工操作
大型丛式平台	单平台丛式水平井 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 5 m 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	技术成熟工具配套；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

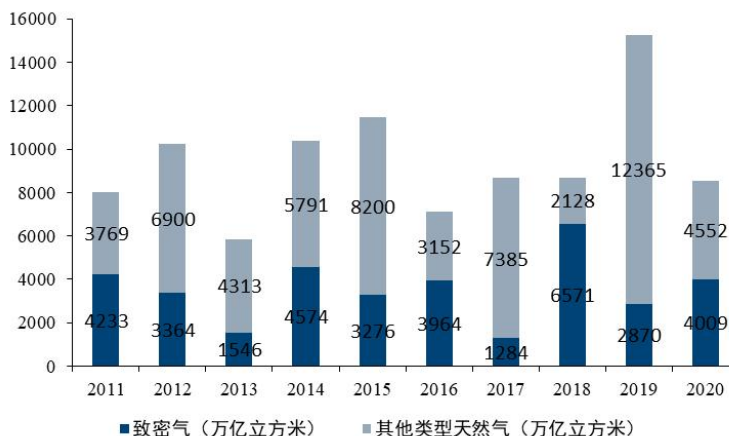
2030 年我国致密气产量可达 700-800 万亿立方米

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 万亿立方米年产量规模，并持续稳产至 2050-2060 年。

图19: 中国历年新增天然气、致密气探明储量图



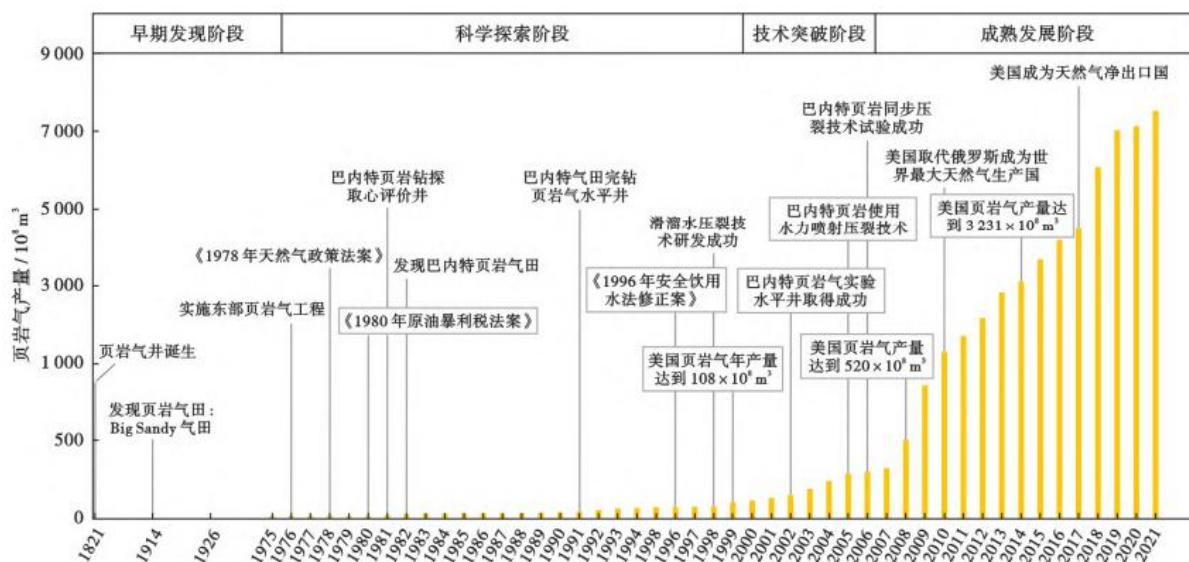
资料来源：汪海阁，周波，《致密砂岩气钻完井技术进展及展望》，天然气工业，2022，42(01):159-169.，国信证券经济研究所整理

页岩气

美国是页岩气开发先行者，成功实现能源独立

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20: 美国页岩气发展历程

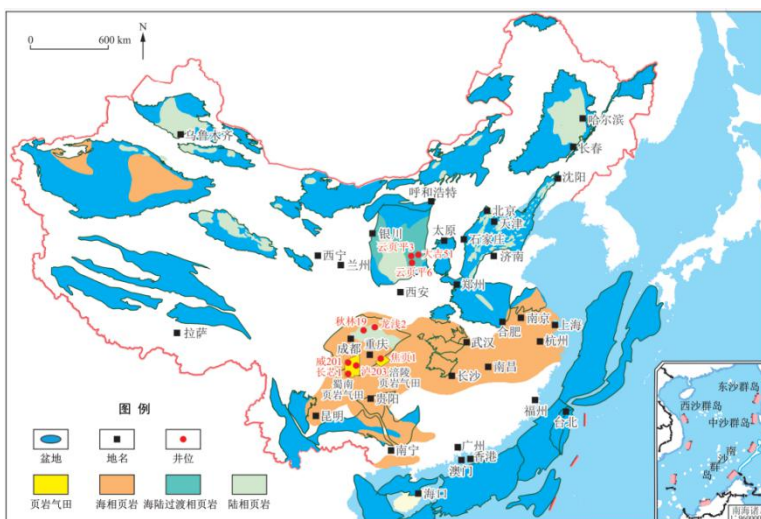


资料来源: 张君峰, 周志, 宋腾 等, 《中美页岩气勘探开发历程、地质特征和开发利用条件对比及启示》, 石油学报, 2022, 43(12): 1687-1701., 国信证券经济研究所整理

中国实现了页岩气商业开采，开采技术仍有较大提升空间

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。

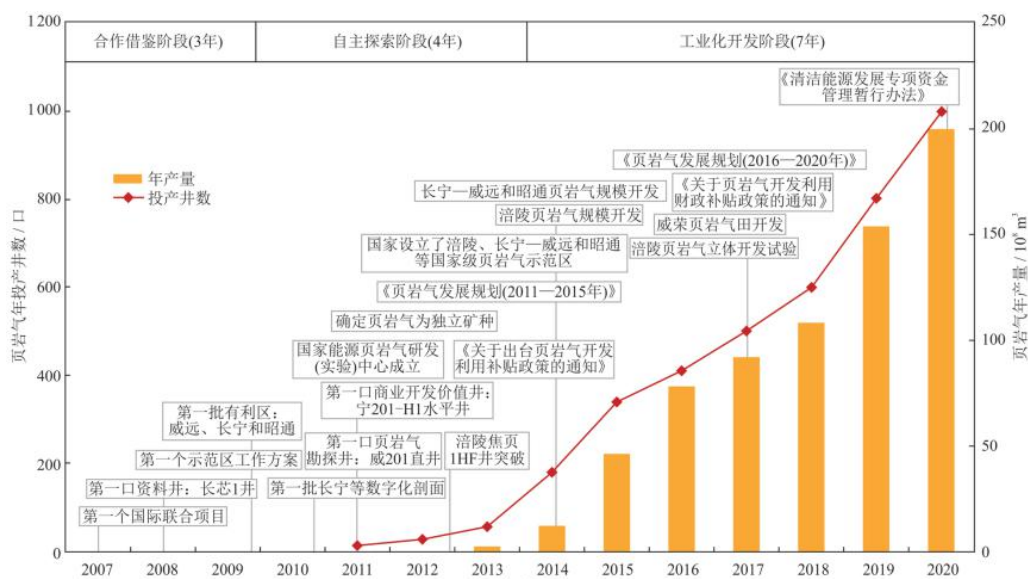
图21: 中国主要页岩气储层分布图



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）自主探索阶段（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22: 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7: 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 ³ /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 ³ /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 CO₂ 在页岩中的吸附能力是甲烷的 2-20 倍，向页岩气藏中注入 CO₂ 在置换甲烷、大幅度提高页岩气采收率的同时，还能封存 CO₂、减缓温室效应。据估算，页岩气储层可以封存的 CO₂ 量为页岩气储量的 2-5 倍。该技术在可以提高页岩气采收率的同时有突出的环境效益，有广阔的发展空间。

图23: 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

通过新区新领域勘探开发和老区挖潜，2030 年我国页岩气产量有望达到 400 亿立方米

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和凉高山组、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8: 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

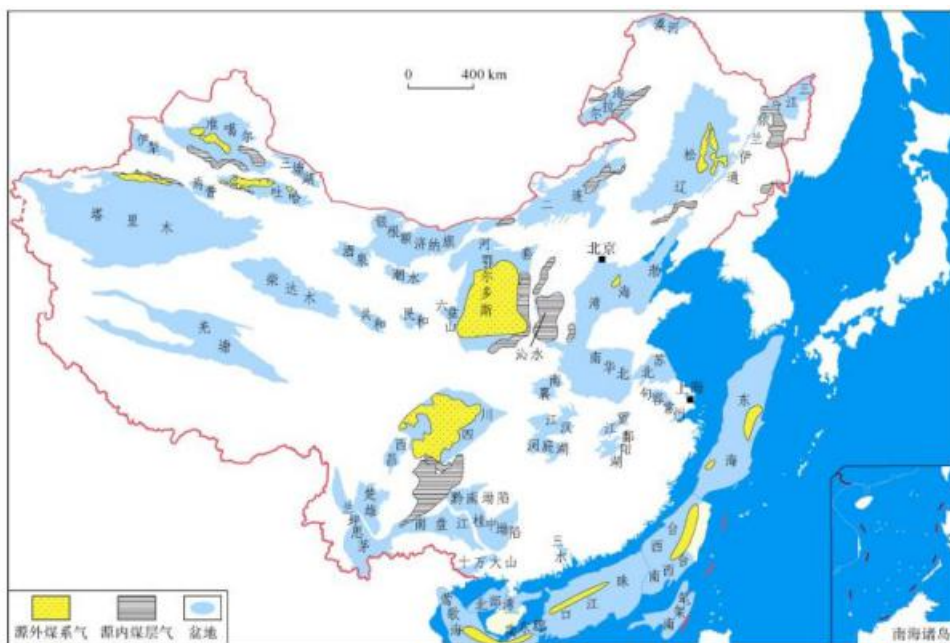
煤层气

我国煤层气资源总量世界第三，目前开发重点在沁水盆地和鄂尔多斯盆地

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24：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

我国进入深层煤层气规模开发新阶段

我国煤层气开发主要分为4个阶段：（1）前期探索阶段（1987-1995年）：以1987年我国对30多个煤层气目标区开展前期研究和技术探索为起点，在政府支持下，引进吸收国外煤层气理论和技术，于90年代初启动煤层气勘探。（2）技术试验攻关阶段（1996-2005年）：以中联煤层气有限责任公司成立为标志，我国煤层气产业开始走向专业化道路。这一阶段我国煤层气产业在借鉴国外煤层气开发经验基础上，煤层气地质理论研究、开采技术与生产试验取得较大进展，为后续煤层气规模开发奠定了基础。（3）中—浅层商业开发阶段（2006-2020年）：以樊庄、潘庄等一批煤层气产业示范项目成功实施为起点，中国石油、中国石化、山西蓝焰煤层气集团有限责任公司等企业先后加入煤层气勘探开发，高阶煤、中—低阶煤、煤系气综合开发等技术取得重大进展。该阶段形成沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘两大煤层气产业基地，规模开发深度以1200m以浅为主。（4）深层规模开发阶段（2021年至今）：2021年以来，随着大宁—吉县、神府气田等一批千亿立方米级深层煤层气规模储量提交和快速上产，标志着我国煤层气产业开始进入深层煤层气规模开发阶段。

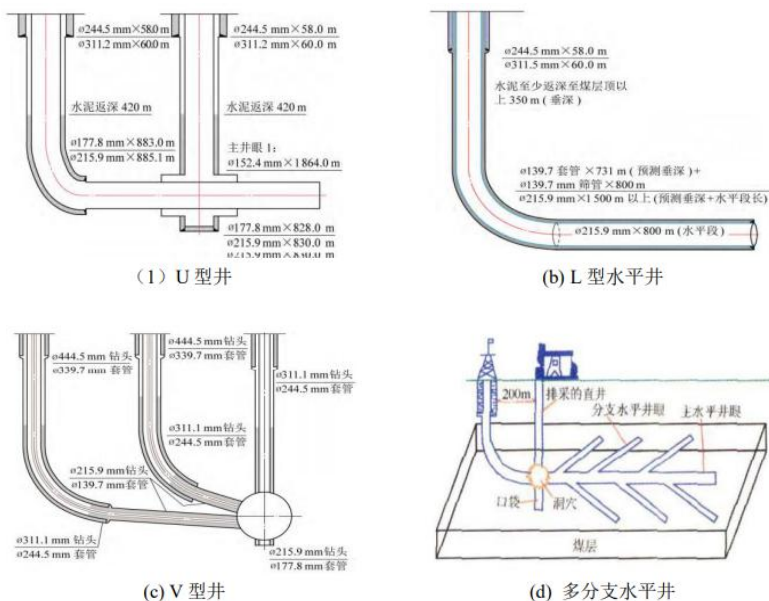
图25：中国煤层气产量及增速



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26: 中国煤层气开发井型示意图



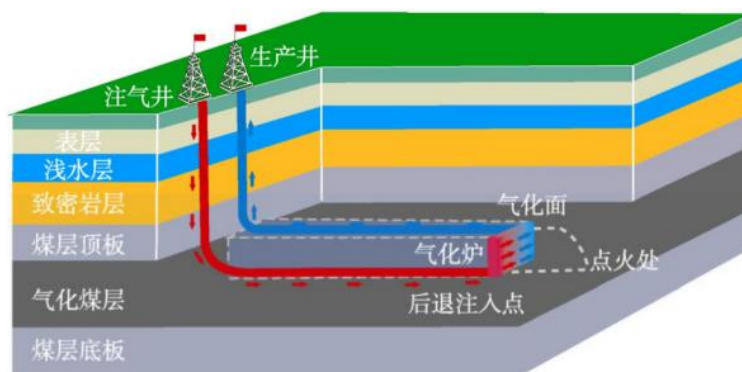
资料来源: 李小刚, 杨长鑫, 杨兆中 等, 《我国煤层气增产技术进展与发展方向》, 中国石油学会天然气专业委员会. 第 33 届全国天然气学术年会 (2023) 论文集, 2023:17, 国信证券经济研究所整理

2030 年我国煤层气产量有望达到 300 亿立方米

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27: 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

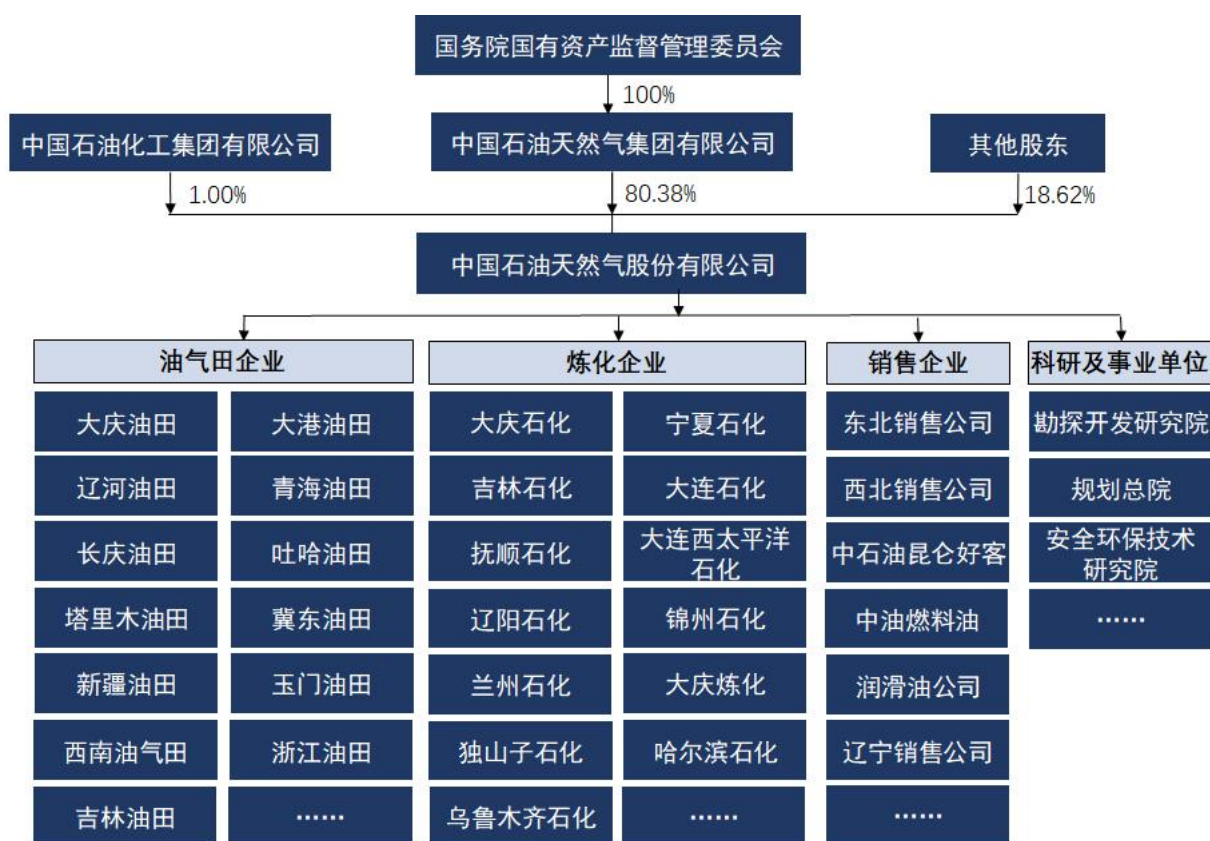
中国煤层气产业实施近期和长远“两步走”发展战略。第 1 步, 将 2030 年之前分为两个阶段, 第 1 阶段到 2025 年, 实现理论与技术的新突破, 完成国家“十四五”规划目标年产 100 亿立方米, 坚定产业发展信心; 第 2 阶段 2025 年到 2030 年, 形成针对大部分地质条件的适用性技术, 进一步扩大产业规模, 实现年产 300 亿立方米, 在天然气总产量中占有重要地位。第 2 步为 2030 年之后的长远时期, 逐步实现 1000 亿立方米大产业战略。

相关标的

中国石油

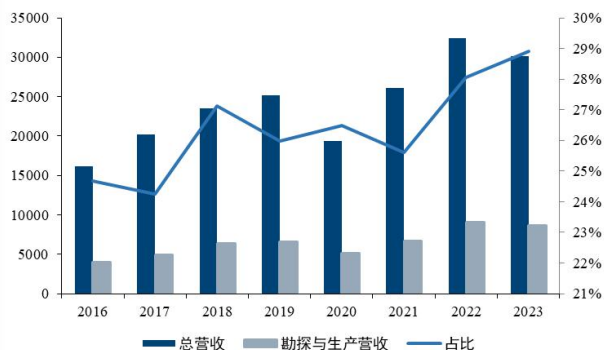
公司是中国油气行业占主导地位的最的大的油气生产和销售商，主要业务包括：原油及天然气的勘探、开发、输送、生产和销售及新能源业务；原油及石油产品的炼制，基本及衍生化工产品、其他化工产品的生产和销售及新材料业务；炼油产品和非油品的销售以及贸易业务；天然气的输送及销售。公司勘探与开采业务为公司重要经营板块，2023 年公司原油产量 937.1 百万桶，可销售天然气 193.4 十亿立方英尺，油气当量产量 195.7 百万桶。2023 年勘探与开采业务营收 8708.5 亿元占总营收的 28.92%；毛利 3145.18 亿元，占总毛利的 44.38%。

图28: 中国石油股权结构



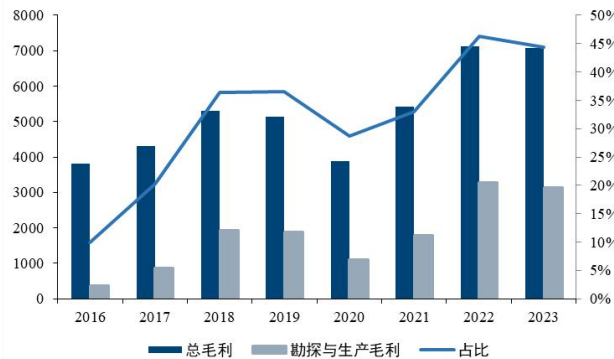
资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

图29: 中国石油勘探与开采业务营收占比 (亿元)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

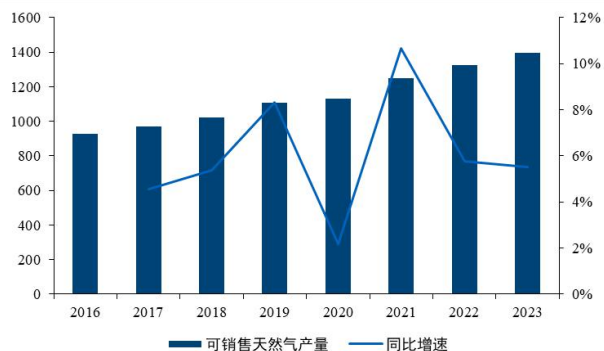
图30: 中国石油勘探与开采业务毛利占比 (亿元)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

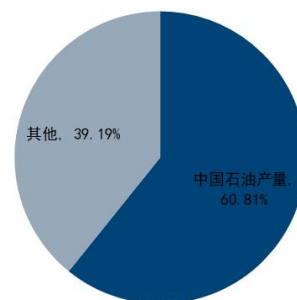
公司天然气产量在国内具有龙头地位。公司努力保障资源供应, 天然气产量维持较快增长, 且天然气产量占油气当量的比例持续提升。2023 年公司天然气产量达 1397 亿立方米, 较 2022 年增长 5.51%。公司天然气产量占国内天然气总产量的 60.81%, 是国内天然气生产的绝对龙头。

图31: 公司可销售天然气产量及增速 (亿方)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图32: 公司 2023 年天然气产量占国内总产量比例



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

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。

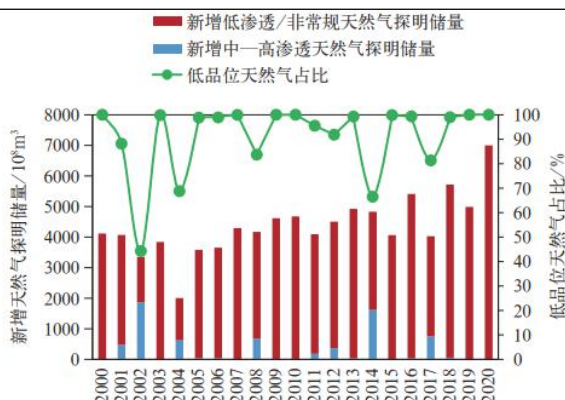
表9: 公司非常规天然气资源主要分布表

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

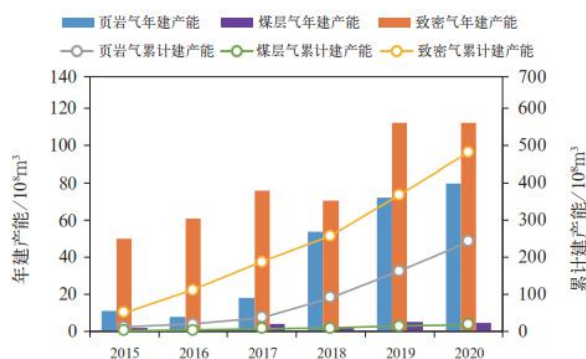
“十三五”期间，公司非常规天然气储量及产能快速增长。“十三五”期间，以非常规油气为代表的低品位资源逐渐成为公司勘探开发的主体，非常规天然气占新增油气探明储量的90%以上。截至2020年底，页岩气、致密气及煤层气产能建设分别达243亿立方米、481亿立方米和18.2亿立方米。公司非常规油气开发不仅伴随着“量”的增加，更是实现了“质”的提升。四川盆地古生界志留系—奥陶系页岩气采用“控压配产”理念，平均单井最终可采储量（EUR）由0.9亿立方米提升至1.2亿立方米。

图33: 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34: 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

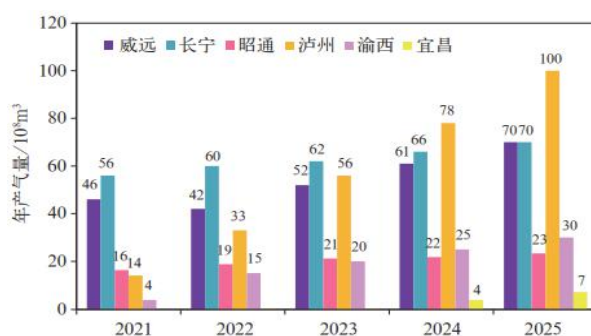
“十四五”期间公司非常规天然气预期由30%增长至50%。“十四五”期间公司天然气增量部分主要来自非常规资源，预计非常规天然气产量比“十三五”末增长3倍，增长量远超天然气总增量。“十四五”期间页岩气预计在川南中-深层3500-4000m探明或基本探明储量4万亿立方米，新建产能350亿立方米，完钻水平井2000余口，2025年产量达到270-300亿立方米，建成长宁、威远、昭通等页岩气开发国家级示范区；致密气在鄂尔多斯等区新增探明储量1.4万亿立方米，新建产能655亿立方米，钻井近7000口，2025年产量达到400-450亿立方米，建设苏里格、神木、庆阳、宜川-黄龙等重点产区。煤层气新增探明储量1100亿立方米，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35: “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36: “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

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37: 苏里格气田



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

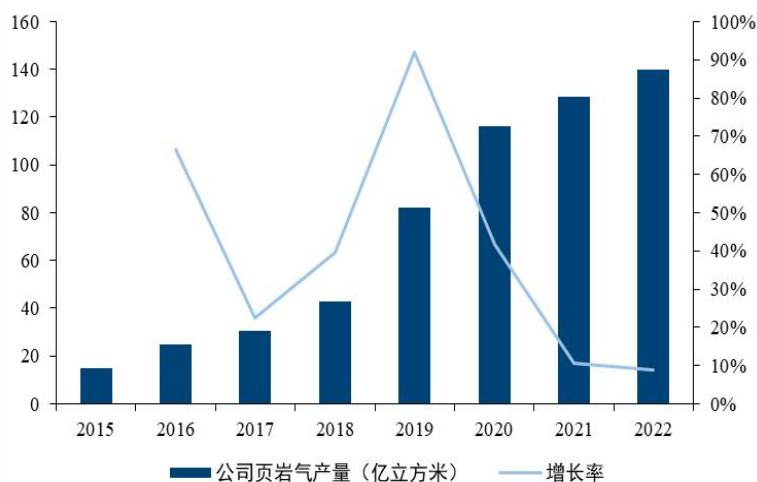
图38: 神木气田



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39：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

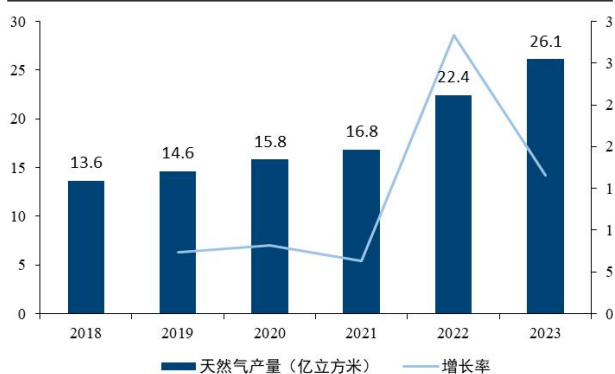
公司在页岩气理论技术、组织管理方面引领国内页岩气开发。公司已形成涵盖页岩油气地质评价、开发、工程的三大技术序列和以页岩油气平面甜点评价、地质体精细建模、地质工程一体化方案设计等为代表的十项关键技术，开发研制了系列自动化钻机、电驱压裂装备、连续管作业装备、旋转地质导向钻井系统等设备。在这些技术及装备支持下，公司页岩气勘探实现了飞跃。以井深方面为例，川渝页岩气井平均井深从2018年的4841米增长到2021年的5039米。公司深入推进页岩油气高效勘探效益开发，加快从“技术可行”向“经济可行”转变，创新形成了以“项目全生命周期管理，一体化统筹、专业化协同、市场化运作、社会化支持、数字化转型、绿色化发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

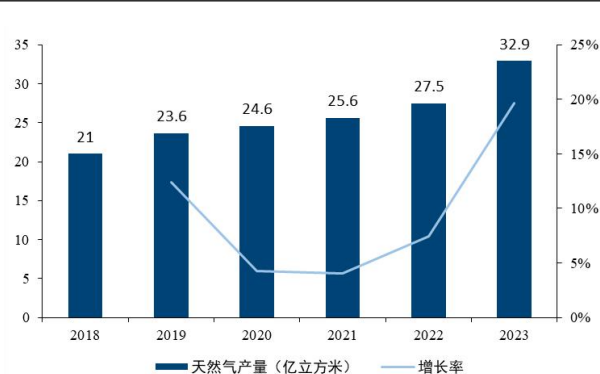
公司煤层气业务主要由华北油田分公司和煤层气公司开展。华北油田公司：依托沁水盆地丰富的煤层气资源，立足高水平科技自立自强，连续多年进行技术创新攻关，建成了中国石油煤层气领域的第一个开采先导试验基地，创建了高煤阶煤层气疏导开发方式，新建水平井单井日产量大幅提高，高产井比例达到 48%以上，产能到位率达到 95%以上。截至 2022 年 6 月，华北油田公司在山西沁水盆地的煤层气井口日产气量和日外输商品气量均突破 550 万立方米，年地面抽采能力超过 20 亿立方米，力争 2025 年将年地面抽采能力提升至 30 亿立方米。至此，华北油田将建成全国最大的煤层气田。**煤层气公司：**2021 年，煤层气公司的大-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40：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41：煤层气公司天然气产量及增速

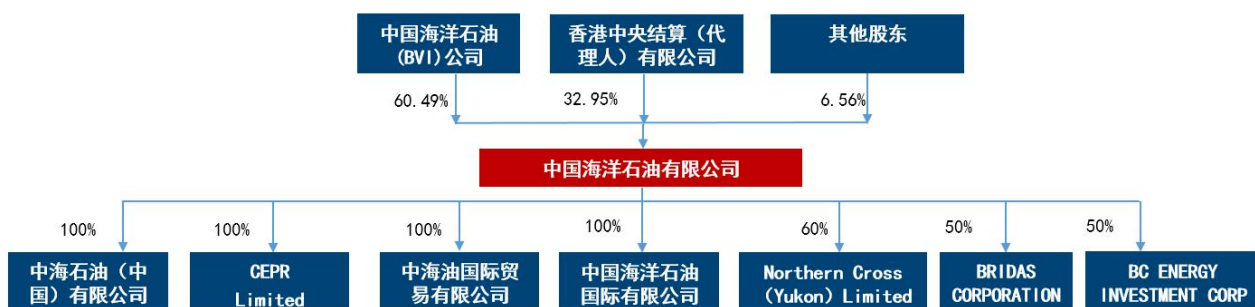


资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

中国海油

公司是中国最大的海上原油及天然气生产商。公司最大股东为中国海洋石油集团，实际控制人为国务院国资委。公司主要业务为勘探、开发、生产和销售原油和天然气。公司国内业务主要以中国海油国际贸易有限公司开展，海外业务以中国海洋石油国际有限公司开展，业务遍布全球。公司历经 20 多年的发展已经发展成中国最大的海上原油及天然气生产商，同时也是全球最大的独立油气勘探及生产集团之一。

图42: 中国海油股权结构



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

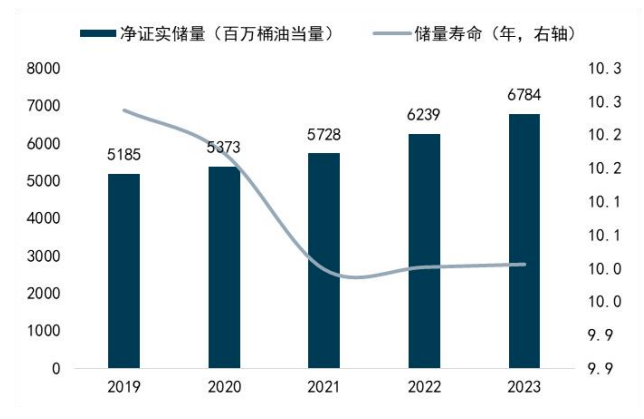
公司拥有丰厚的资源，截至 2023 年末，公司净证实储量约为 67.8 亿桶油当量（考虑权益法核算的净证实储量 3.8 亿桶油当量），同比增长 8.7%，其中国内净证实储量为 40.5 亿桶油当量，同比增长 12.6%，海外净证实储量为 23.5 亿桶油当量，同比增长 4.0%；2023 年，公司储量替代率达 180%，连续 7 年储量寿命持续维持在 10 年以上。2023 年，公司净产量达到 678.0 百万桶油当量，同比增长 8.7%。

图43: 中国海油全球资产分布



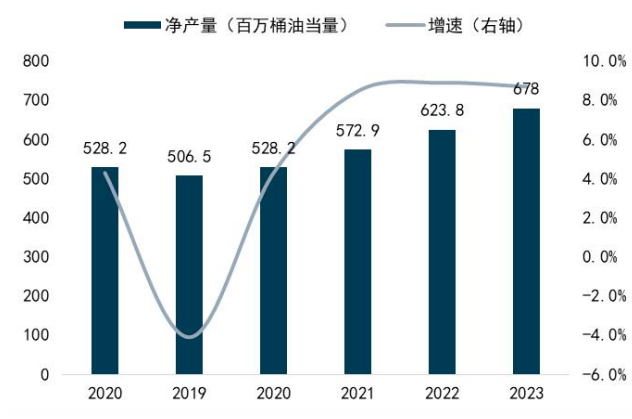
资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

图44: 中国海油净证实储量及储量寿命



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

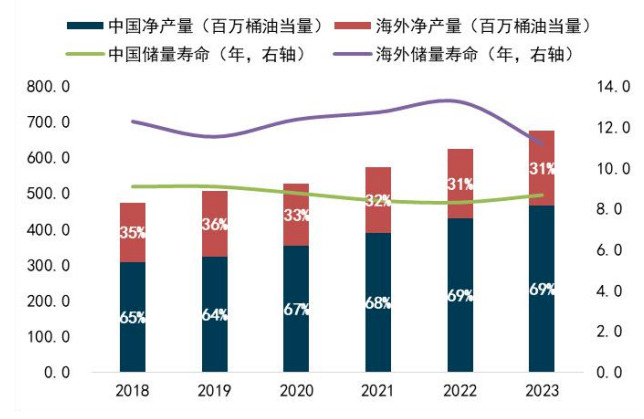
图45: 中国海油净产量及增速



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

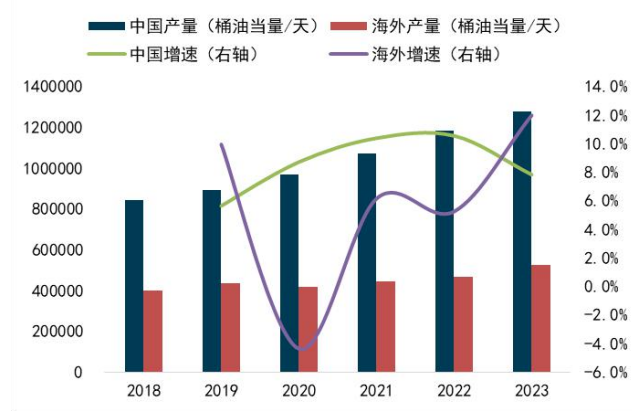
公司资产遍及世界二十多个国家和地区, 包括印度尼西亚、澳大利亚、尼日利亚、伊拉克、乌干达、阿根廷、美国、加拿大、英国、巴西、圭亚那、俄罗斯和阿联酋等。分区域来看, 2023年国内净产量占比69%, 海外净产量占比为31%。国内净产量127.8万桶油当量/天(合467.8百万桶油当量), 同比增长7.8%; 海外净产量52.4百万桶油当量/天(合210.2百万桶油当量), 同比增长12.0%。

图46: 中国海油分区域净产量及储量寿命



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图47: 中国海油分区域产量及增速

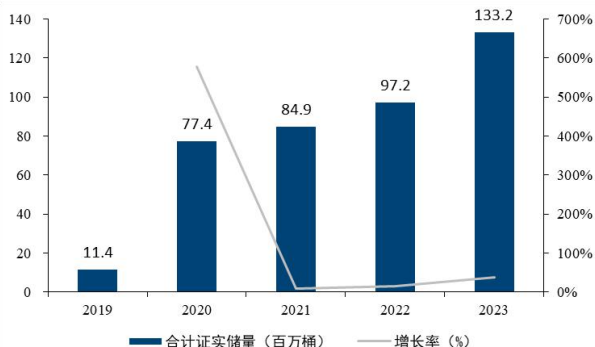


资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

全资子公司中联公司是煤层气开采的先行者与领导者。中联公司是1996年经国务院批准组建, 主要从事煤层气资源勘探、开发、输送、销售和利用的国家煤层气专业公司, 在国家计划中实行单列, 并享有对外合作进行煤层气勘探、开发、生产的专营权, 拥有国家气体勘察甲级资质。2010年, 中海油集团以增资扩股方式持有中联公司50%股权, 首次登陆并开始国内非常规天然气产业发展。2019年中联公司被全部注入上市平台。从2004年末开始, 中联公司在沁水盆地就开始建设首个国家级煤层气开发利用示范工程。经过多年建设, 中联公司实现了“空气钻井技术”“微珠低密度固井技术”“清水加砂压裂技术”“氮气泡沫压裂技术”“分片集输一级增压地面集输技术”“稳控精细排采技术”等8项技术创新。同时, 形成4项技术和安全规范、规程, 开创了我国煤层气重大建设项目的技术、工艺体系和规范化管理的先河。

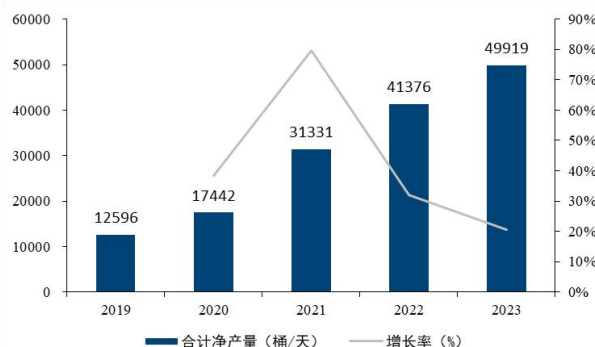
公司煤层气，储量、产量快速增长。中联公司积极布局煤层气等非常规油气资源的开发，已在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘建成神府、临兴和潘河三大生产基地。2023年，公司在鄂尔多斯盆地神府地区获得中国首个十亿方深层煤层气重大发现并实现成功评价；并且公司围绕气藏内部挖潜、低渗气藏压裂等开展技术攻关，推行精细化管理，采取排水、降压开采为主的措施，实现非常规天然气增产。截至2023年底公司陆上煤层气合计证实储量为133.2百万桶，同比增长37.04%，2023年公司陆上煤层气合计净产量为49919桶/天，同比增长20.65%。

图48: 中国海油在陆上证实净储量及增速



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

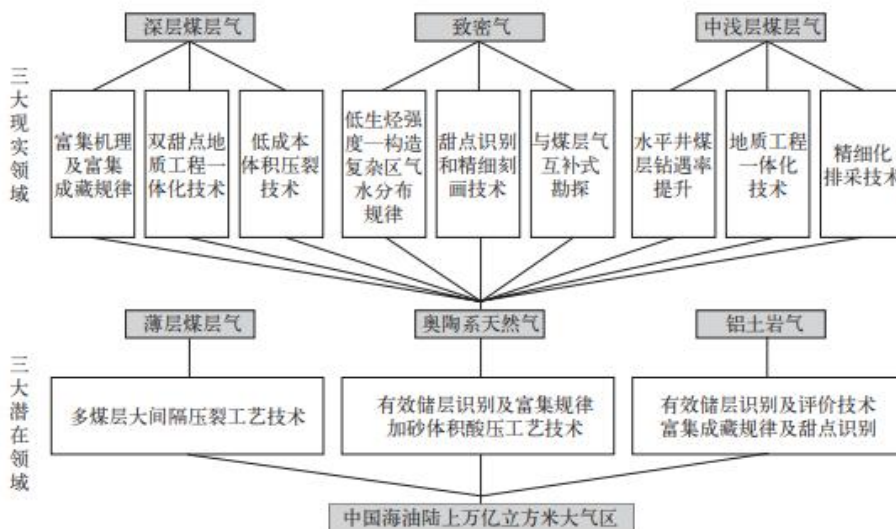
图49: 中国海油在陆上净产量及增速



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司陆上天然气增储方向明确。中国海油非常规天然气探明地质储量快速增长，资源高丰度区和构造简单区的资源量已经快速转化为储量。中国海油陆上万亿立方米大气区建设将在致密气、深层煤层气和中浅层煤层气3个现实增储方向进行重点攻关和储量落实。

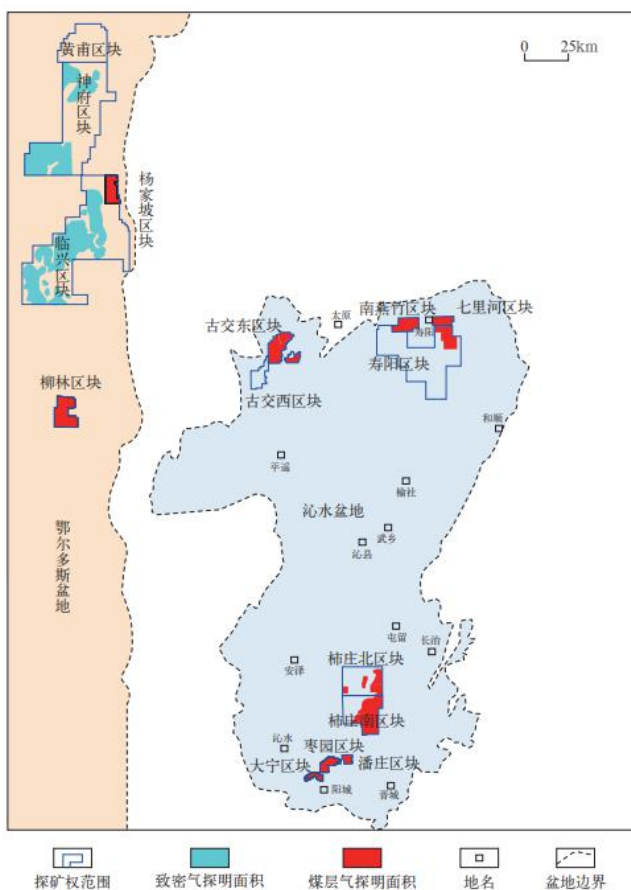
图50: 公司陆上万亿立方米大气区主要勘探领域及技术方案



资料来源：中国海油陆上天然气勘探进展及增储发展战略，国信证券经济研究所整理

鄂尔多斯盆地东缘是中国海油陆上的主要天然气探区。根据 2022 年最新资源评价结果，中国海油矿区内非常规天然气总资源量约 3.2 万亿方，具备建成万亿大气区的资源基础。其中，致密砂岩气地质资源量约 1 万亿方，主要分布于黄甫、神府、临兴中、临兴东和临兴西区块。煤层气地质资源量约 1.9 万亿方，其中，中浅层煤层气（煤层埋深 < 1500m）资源量 0.7 万亿方，主要分布在寿阳、柿庄北、柿庄南、焦作和潘庄等区块；深层煤层气（煤层埋深 ≥ 1500m）地质资源量约 1.2 万亿方，主要分布在临兴中、临兴西、临兴东、神府和黄甫 5 个区块。此外，鄂尔多斯盆地东缘还发育碳酸盐岩和铝土岩天然气藏，预测地质资源量约 0.3 万亿方。截至 2022 年底，中国海油已探明陆上非常规天然气地质储量约 5000 亿方。2023 年，公司加快深煤层气勘探节奏，大幅提升深煤层气钻井、压裂和排采工作量，新增探明地质储量超过 1000 亿方，获得神府深煤层超千亿方整装大气田的重大突破，进一步夯实了陆上万亿方大气区储量基础。预计 2026-2028 年将实现中国海油陆上鄂东-沁水万亿大气区建设目标。

图51：鄂尔多斯盆地东部和沁水盆地区块位置图



资料来源：中国海油陆上天然气勘探进展及增储发展战略，国信证券经济研究所整理

附表：重点公司盈利预测及估值

附表：重点公司盈利预测及估值

公司 代码	公司 名称	投资 评级	收盘价	EPS			PE			PB
				2023	2024E	2025E	2023	2024E	2025E	2024
600938.SH	中国海油	优于大市	29.15	2.60	3.15	3.29	8.1	9.3	8.9	2.0
601857.SH	中国石油	优于大市	9.77	0.88	0.95	1.02	8.0	10.3	9.6	1.2

数据来源：Wind、国信证券经济研究所预测（注：收盘价均为2024年6月5日）

投资建议

目前我国天然气在一次能源中占比较低，未来随着“煤改气”的进一步推进及天然气发电的快速发展，我国天然气需求将维持较快增长。我国天然气消费增速预计持续高于天然气产量增速，天然气进口依赖度将维持高位，天然气保供压力较大。非常规天然气是我国天然气新增储量的主体，有较大的增储上产空间。非常规天然气开发技术、资金及人才壁垒较高。近年来，我国非常规地质理论引领非常规领域勘探取得突破，实现了非常规气开发的快速发展。我国也通过补贴及降低资源税等多种手段促进非常规天然气的开发。

我们认为，我国全力推动油气增储上产，非常规天然气是天然气产量的重要增长极。一方面国内上游非常规天然气资源主要掌握在中石油及中海油手中，是未来增储上产的主力；另一方面非常规天然气开采有较高的资金、技术及人才壁垒，中国石油与中国海油子公司中联公司在非常规天然气资源深耕多年，有较强的技术优势，有望实现非常规天然气的大规模经济开发。**推荐油气龙头企业【中国石油】【中海油】。**

风险提示

中国天然气需求增长不达预期风险。我们预测中国天然气需求未来仍将维持较快增速，但是实际上天然气需求影响因素较多，可能存在由于经济发展、政策推动、经济性不足等各种因素的影响，导致天然气实际需求增长不达预期的可能。

非常规天然气产量增长不达预期风险。我们预测中国非常规天然气供给未来维持较快增速，但是实际上天然气供给影响因素较多，尤其受技术、资金、政策等影响较大。导致天然气实际供给增长不达预期的可能。

国际天然气价格大幅波动风险。由于国内天然气价格与国际天然气价格存在一定相关性，尤其是沿海 LNG 价格，受国际 LNG 价格影响较大，未来如果国际 LNG 价格涨幅过大，会导致进口成本的提升，影响企业利润。

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 ±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 ±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