

# 煤炭开采

## 十年顺周期，能源安全下天然气作业服务行业进入“黄金时代”

进口依赖度与需求渗透率增长的矛盾，油气“增储上产”战略意义凸显。2017 年国家能源局发布《加快推进天然气利用的意见》，提出“逐步将天然气培育成为我国现代清洁能源体系的主体能源之一，到 2030 年，力争将天然气在一次能源消费中的占比提高到 15% 左右”。2022 年，我国天然气在一次能源消费中的占比仅为 8.5%，国内天然气仍有较高的渗透率增长空间。但与高速增长的需求量不匹配的是我国天然气高进口依赖度的矛盾，2022 年，我国天然气对外依存度高达 41.8%，考虑到进口依赖度控制在 50% 以内的目标，实现天然气渗透率增长的同时，需要匹配的是我国天然气自主率的大幅提升，油气“增储上产”战略意义凸显。

**政策持续推进，国有油气公司实现目标需要“加速度”。**2019 年 5 月，国家能源局主持召开“大力提升油气勘探开发力度工作推进会”，会上提出“石油企业要落实增储上产主体责任，完成 2019~2025 七年行动方案”的工作要求，即“油气增储上产七年行动计划”。计划提出之后，石油企业纷纷调整各自的油气勘探开发部署计划，持续加大上游工作推进力度，中国石油西南油气田公司“十四五”天然气锚定高质量上产 500 亿方目标，2022 年，西南油气田公司全年天然气产量 376 亿方，距离实现 500 亿目标还有两年半时间，增储上产需要“加速度”。

**资源现状压力与“增储上产”目标现矛盾。**中国非常规气占比较大，根据我国 2035 年天然气产量构成预测，页岩气、致密气及煤层气产量预计增长迅速，非常规气产量占比或将超过 50%。非常规气主要困难在于探明率低，递减效率高，且开采成本高（2017 年 III 类致密气开发综合成本为 1.2~1.5 元/m<sup>3</sup>，页岩气为 0.9~1.2 元/m<sup>3</sup>，煤层气为 1.5~2.2 元/m<sup>3</sup>）。因此为了解决资源现状瓶颈，“增储上产”需要实现两步走，一是加快油气资源勘探开发，技术与设备需同步发展助力天然气产量快速贡献；二是低压低效井和零散气的高效利用，随着非常规气占比增长，解决存量并低效率生产和利用问题，相较持续开发新油气资源更有经济意义。综上，油气生产设备、技术行业，服务低压低效井、零散井回收等油气作业服务行业迎来顺周期的黄金时代。

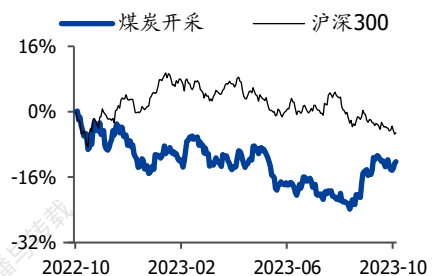
**井上&井下联合并举，油气田增产服务全面开花。**井上方面，主要通过零散井回收、净化等方式助力油气增产、环保高效。主要包含“油气密闭输送、天然气处理就地外销”等几个方面，逐步提高油气产能利用率，降低碳排放，实现“增储上产、环保高效”的目标。井下方面，即对低压低效井提供可以提高油气采收率技术和设备，辅助油气开采全生命周期管理。目前，我国油田主要采用注水开发方式，同时探索化学驱、气驱、稠油开采等多种提高油气采收率技术，因技术的成熟程度、适用的油气田地质条件、储层和流体性质存在明显不同，因此需要专业的油气田增产服务辅助油气开采商因地制宜、综合能力要求很高，进而实现低成本高效率“增储上产”。

**投资建议：**我们认为，在国家能源安全和增储上产政策下，国内天然气产量逐渐提升和天然气开采成本增长、气井衰减速度加快已构成明显矛盾，因此为了解决资源现状瓶颈并“实现 2030 年天然气在一次能源消费中的占比提高到 15% 左右”、“油气增储上产七年行动计划”等目标。天然气开采行业需要实现两步走，一是加快油气资源勘探开发，技术与设备需同步发展助力天然气产量快速贡献；二是低压低效井和零散气的高效利用，随着非常规气占比增长，解决存量并低效率生产和利用问题，相较持续开发新油气资源更有经济意义。综上，油气生产设备、技术行业，服务低压低效井、零散井回收等油气作业服务行业迎来顺周期的黄金时代。**重点关注合作河南中能，全新开拓天然气辅助排采技术服务、井上深耕西南地区主要气田的九丰能源；主营天然气液化、储运及终端全产业链装备制造和一站式运维服务的富瑞特装；全球领先油气田成套装备制造商的杰瑞股份；A 股唯一一家专门从事煤层气开发利用的上市公司蓝焰控股；以及拓展“井口天然气试采回收项目”和“年产 5 万吨高性能油田助剂项目”的四川美丰。**

**风险提示：**天然气需求不及预期，天然气价格大幅波动，天然气作业服务市场需求不及预期。

增持（维持）

### 行业走势



### 作者

分析师 张津铭

执业证书编号：S0680520070001

邮箱：zhangjinming@gszq.com

研究助理 刘力钰

执业证书编号：S0680122080010

邮箱：liuliyu@gszq.com

### 相关研究

- 1、《煤炭开采：海外扰动不断，煤市短暂调整后预期再度走强》2023-10-15
- 2、《煤炭开采：海外煤、油、气价格共振上行，供应扰动下能源价格打开上行空间》2023-10-15
- 3、《煤炭开采：煤炭行业 Q3 业绩前瞻：Q3 煤价触底反弹，高股息资产获青睐》2023-10-10

### 重点标的

股票代码	股票名称	投资评级	EPS (元)				PE			
			2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E
605090.SH	九丰能源	买入	1.74	2.16	2.67	3.34	13.83	11.14	9.01	7.21
002353.SZ	杰瑞股份	增持	2.30	2.72	3.29		13.52	11.43	9.45	
300228.SZ	富瑞特装									
000968.SZ	蓝焰控股									
000731.SZ	四川美丰									

资料来源：Wind，国盛证券研究所（杰瑞股份、蓝焰控股、四川美丰盈利预测来自 wind 一致性预期）

请仔细阅读本报告末页声明



## 内容目录

1. “双碳”战略持续推进，天然气快速发展阶段已至 .....	4
1.1. 天然气在能源结构优化转型中迎来重要发展机会 .....	4
1.2. 政策优势凸显，中国天然气需求预期将迎来新阶段 .....	7
2. 进口依赖度较高，能源安全战略下，天然气供应端矛盾已现 .....	9
2.1. 中国天然气进口依赖度较高 .....	9
2.2. 俄乌战争加剧能源供应不稳定性 .....	9
3. “增储上产”全面推进，天然气勘探生产迎来“全面开花”的新阶段 .....	13
3.1. “少气”为中国基础国情 .....	13
3.2. “增储上产”政策全面推进自产气勘探生产快速发展 .....	15
3.3. 增储上产成效已现，中国天然气产量逐渐增长 .....	17
4. “增储上产”中长期资源、技术瓶颈仍待突破，油气田服务市场预期迎来新阶段 .....	19
4.1. 中国非常规气占比较大，探明率低，递减效率高 .....	19
4.2. 非常规气占比逐渐增强，助力油气田增“采收率”服务几何式增长 .....	20
4.3. 气源品质持续下降，开发成本现压力，老井增产上储提上日程 .....	21
4.4. 上游资本开支逐渐增强，油气田技术服务行业快速发展阶段已至 .....	21
4.5. 井上&井下联合并举，油气田增产服务全面开花 .....	22
5. 个股梳理及投资建议 .....	23
5.1. 个股梳理 .....	23
5.1.1. 九丰能源 .....	23
5.1.2. 四川美丰 .....	23
5.1.3. 富瑞特装 .....	24
5.1.4. 杰瑞股份 .....	24
5.1.5. 蓝焰控股 .....	25
5.2. 投资策略 .....	25
风险提示 .....	26

## 图表目录

图表 1: 中国碳排放量趋势变化及占比 (单位: $10^8 t$ ) .....	5
图表 2: 2022 年全球各国碳排放量前二十 (单位: $10^8 t$ ) .....	5
图表 3: 2022 年中国和世界一次能源结构对比 (单位: EJ) .....	6
图表 4: 世界能源消费结构发展趋势 .....	6
图表 5: 国家及地方政府天然气清洁能源相关政策 .....	7
图表 6: 我国天然气表观消费量 (亿立方米) .....	8
图表 7: 我国天然气产量、进口、消费及对外依存度 (左轴: 亿立方米) .....	9
图表 8: 2021 年管道气进口结构 .....	10
图表 9: 2021 年 LNG 进口结构 .....	10
图表 10: 2022 年管道气进口结构 .....	10
图表 11: 2022 年 LNG 进口结构 .....	10
图表 12: 2018-2022 年中国 LNG 进口情况 (亿立方米) .....	11
图表 13: 2018-2022 年中国管道天然气进口情况 (亿立方米) .....	11
图表 14: 布伦特原油期货结算价 (美元/桶) .....	12
图表 15: 荷兰 TTF 天然气期货结算价 (欧元/兆瓦时) .....	12
图表 16: 东北亚 LNG 现货到岸价 (美元/百万英热) .....	12

图表 17: 中国 LNG 到岸价 (美元/百万英热) .....	12
图表 18: 天然气分类 .....	13
图表 19: 全球天然气储量分布情况 (2022, 万亿立方米) .....	14
图表 20: 中国天然气资源现状 (万亿立方米) .....	14
图表 21: 我国主要能源矿产储量 .....	14
图表 22: 我国天然气资源分布 .....	15
图表 23: 国家及地方油气“增储上产政策” .....	15
图表 24: 2011—2021 年中国地质勘查投资变化趋势 (亿元) .....	17
图表 25: 中国天然气产量趋势 (亿立方米) .....	17
图表 26: 2022 年中国天然气前十大油气田 (亿立方米) .....	18
图表 27: 常规油气和非常规油气对比 .....	19
图表 28: 2035 年天然气产量构成预测 .....	20
图表 29: 中国主要气藏类型地质储量和采收率数据表 ( $10^8\text{m}^3$ ) .....	20
图表 30: 中国石油、中国石化、中海油服固定资产投资扩张率趋势 (%) .....	21
图表 31: 提高油气田采收率技术特点对比 .....	22
图表 32: 油气开采及油气服务行业主要上市公司梳理 .....	26

用户702857424于2024-02-06日下载，仅供本人内部使用，不可传播与转载

### 十年顺周期，能源安全下天然气作业服务行业进入“黄金时代”：

- **进口依赖度与需求渗透率增长的矛盾，油气“增储上产”战略意义凸显。**2017 年国家能源局发布《加快推进天然气利用的意见》，提出“逐步将天然气培育成为我国现代清洁能源体系的主体能源之一，到 2030 年，力争将天然气在一次能源消费中的占比提高到 15% 左右”。2022 年，我国天然气在一次能源消费中的占比仅为 8.5%，国内天然气仍有较高的渗透率增长空间。但与高速增长的需求量不匹配的是我国天然气高进口依赖度的矛盾，2022 年，我国天然气对外依存度高达 41.8%，考虑到进口依赖度控制在 50% 以内的目标，实现天然气渗透率增长的同时，需要匹配的是我国天然气自主率的大幅提升，油气“增储上产”战略意义凸显。
- **政策持续推进，国有油气公司实现目标需要“加速度”**2019 年 5 月，国家能源局主持召开“大力提升油气勘探开发力度工作推进会”，会上提出“石油企业要落实增储上产主体责任，完成 2019~2025 七年行动方案”的工作要求，即“油气增储上产七年行动计划”。计划提出之后，石油企业纷纷调整各自的油气勘探开发部署计划，持续加大上游工作推进力度，中国石油西南油气田公司“十四五”天然气锚定高质量上产 500 亿方目标，2022 年，西南油气田公司全年天然气产量 376 亿方，距离实现 500 亿目标还有两年半时间，增储上产需要“加速度”。
- **资源现状压力与“增储上产”目标现矛盾。**中国非常规气占比较大，根据我国 2035 年天然气产量构成预测，页岩气、致密气及煤层气产量预计增长迅速，非常规气产量占比或将超过 50%。非常规气主要困难在于探明率低，递减效率高，且开采成本高（2017 年Ⅲ类致密气开发综合成本为 1.2~1.5 元/m<sup>3</sup>，页岩气为 0.9~1.2 元/m<sup>3</sup>，煤层气为 1.5~2.2 元/m<sup>3</sup>）。因此为了解决资源现状瓶颈，“增储上产”需要实现两步走，一是加快油气资源勘探开发，技术与设备需同步发展助力天然气产量快速贡献；二是低压低效井和零散气的高效利用，随着非常规气占比增长，解决存量井低效率生产和利用问题，相较持续开发新油气资源更有经济意义。综上，油气生产设备、技术行业，服务低压低效井、零散井回收等油气作业服务行业迎来顺周期的黄金时代。

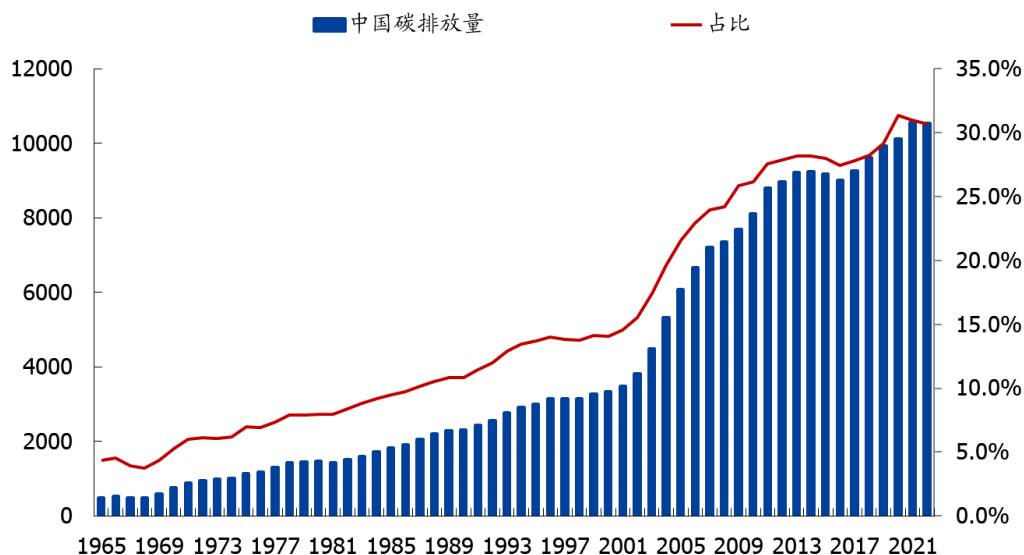
## 1. “双碳”战略持续推进，天然气快速发展阶段已至

### 1.1. 天然气在能源结构优化转型中迎来重要发展机会

中国双碳战略的发展背景是应对全球气候变化和可持续发展的重要需求。作为全球最大的碳排放国家之一，2021 年、2022 年中国（不包括台湾省、香港特别行政区）能源方面碳排放总量分别为  $105.6 \times 10^8$  t、 $105.50 \times 10^8$  t，中国已成为世界上碳排放量最大的国家。中国双碳战略的目标主要包括两个方面：

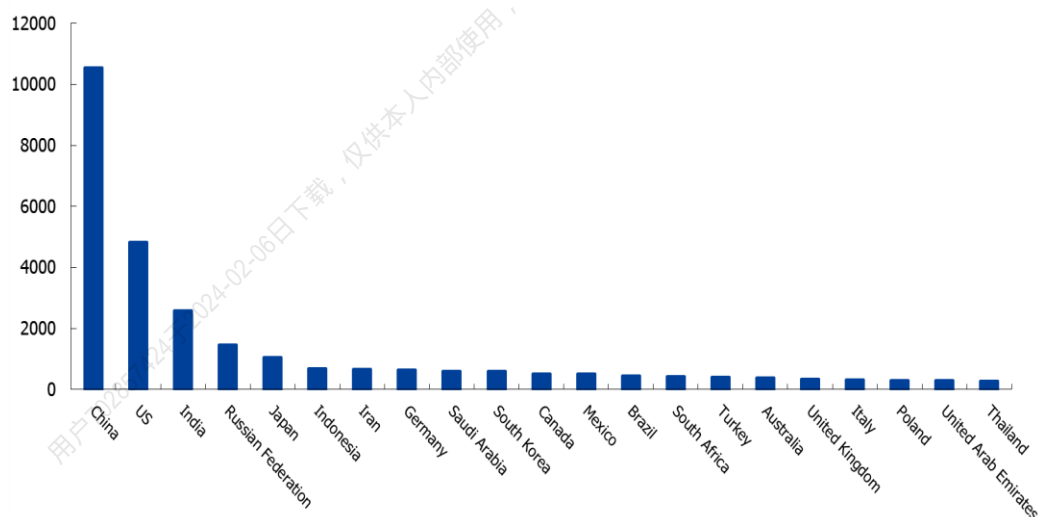
- **碳达峰目标：**中国将努力实现早日碳达峰，即将二氧化碳排放量控制在一个峰值之上，然后逐步降低。这意味着中国将尽快达到碳排放的最高点，然后通过控制和减排等措施来降低碳排放。
- **碳中和目标：**中国将争取在 2050 年前后实现碳中和，即使所有温室气体排放总量与吸收总量平衡，达到碳排放净零增长的状态。这需要通过推动清洁能源发展、能源结构转型、改善能源利用效率、推广低碳技术创新等手段来实现。

图表 1: 中国碳排放量趋势变化及占比 (单位:  $10^6 t$ )



资料来源: BP, 国盛证券研究所

图表 2: 2022 年全球各国碳排放量前二十 (单位:  $10^6 t$ )



资料来源: BP, 国盛证券研究所

能源是人类社会发展的重要物质基础,也是“双碳”战略实现的重要根基。2022 年中国 (不包括台湾省、香港特别行政区) 一次能源消费总计 159.39EJ, 分能源结构来看, 2022 年中国石油消费量 28.16EJ, 占比 17.7%; 天然气消费量 13.53EJ, 占比 8.5%; 煤炭消费量 88.41EJ, 占比 55.5%; 核能和可再生能源消费量合计 29.3EJ, 占比 18.4%。2022 年全球能源消费结构中, 石油、天然气、煤炭、核能和可再生能源分别占比 31.6%、23.5%、26.7%和 18.2%。可见, 中国一次能源结构中的石油消费与世界一次能源消费结构中石油消费的占比相比偏低, 天然气消费占一次能源消费比例明显较低, 煤炭消费占比明显较高, 核能和可再生能源消费占比基本一致。因此, 我们认为能源消费结构的优化是影响碳排放量的重要因素之一。



图表 3: 2022 年中国和世界一次能源结构对比 (单位: EJ)

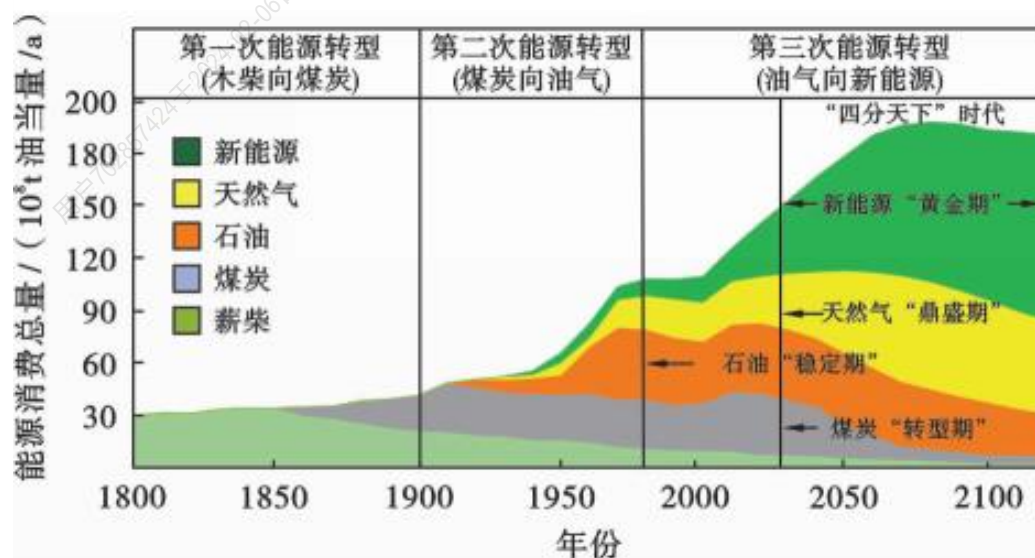
	Oil	Natural Gas	Coal	Nuclear energy	Hydro electric	Renew-ables	Total
中国	28.16	13.53	88.41	3.76	12.23	13.30	159.39
占比	17.7%	8.5%	55.5%	2.4%	7.7%	8.3%	
全球	190.69	141.89	161.47	24.13	40.68	45.18	604.04
占比	31.6%	23.5%	26.7%	4.0%	6.7%	7.5%	

资料来源: BP, 国盛证券研究所

### 天然气在能源结构优化转型中迎来重要发展机会。

- **天然气更加清洁高效。**根据 IPCC (联合国政府间气候变化专门委员会) 发布的《国家温室气体清单指南》数据, 天然气燃烧产生单位热值的二氧化碳排放量约为原油、无烟煤的 76.5% 和 57.1%, 因此, 在实施双碳战略的过程中, 天然气可以作为煤炭替代能源, 帮助降低能源消耗中的碳排放。
- **天然气在能源转型中具有重要的衔接作用。**随着可再生能源如太阳能和风能的快速发展, 天然气可以作为可再生能源的备用能源, 弥补其不稳定性和间歇性的特点。同时, 天然气也可以与可再生能源进行协同发展, 如利用天然气发电来平衡电网负荷, 提供可靠的供电保障。同时, 还可以推动天然气与其他能源形式的混合利用, 如生物天然气、合成天然气等新型能源的开发应用。
- **天然气应用领域广泛, 包括工业燃料、城市燃气、交通燃料等。**在实施双碳战略的过程中, 天然气的利用可以帮助替代传统的高碳能源, 并推动相关行业向低碳发展转型。例如, 通过替代柴油和汽油, 天然气在交通领域的应用可以显著减少尾气排放, 改善空气质量。

图表 4: 世界能源消费结构发展趋势



资料来源: 《世界能源转型内涵、路径及其对碳中和的意义》, 国盛证券研究所

## 1.2.政策优势凸显，中国天然气需求预期将迎来新阶段

中国天然气行业具备快速发展的政策优势，以快速释放其需求的增量空间。2021 年 10 月，中共中央、国务院发布《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，国务院发布《2030 年前碳达峰行动方案》等文件，2022 年 4 月，国家发展和改革委员会、国家能源局发布《“十四五”现代能源体系规划》等。此外，地方各级政府也相继出台了鼓励使用天然气等清洁能源的相关政策，主要包括“对新上工业项目优先使用天然气等清洁能源”；“在重点用能领域（如居民用能、工商业用能等）实施“煤改气”，用天然气替代煤、重油等高污染燃料”；“在交通燃料领域，推广液化天然气重型货运车辆发展，开展沿海、内河液化天然气动力船舶应用”；“加快构建以绿色能源为主体的新型电力系统的同时，因地制宜建设天然气调峰电站等”。

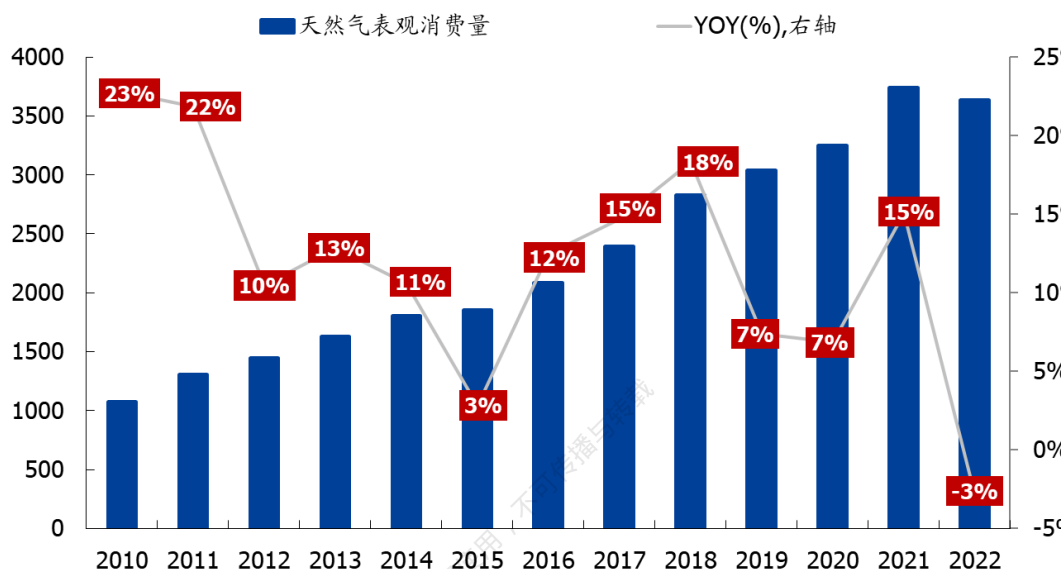
图表 5：国家及地方各级政府天然气清洁能源相关政策

发布时间	发布部门	政策	主要内容
2021.10	国务院	《2030 年前碳达峰行动方案》	合理调控油气消费。有序引导天然气消费，优化利用结构，优先保障民生用气，大力推动天然气与多种能源融合发展，因地制宜建设天然气调峰电站，合理引导工业用气和化工原料用气。支持车船使用液化天然气作为燃料。
2022.04	中共中央国务院	《关于加快建设全国统一大市场的意见》	建设全国统一的能源市场。稳妥推进天然气市场化改革，加快建立统一的天然气能量计量计价体系。
2022.03	国家发展和改革委员会、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，原油年产量回升并稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上；中游方面，全国油气管网规模达到 21 万公里左右；全国集约布局的储气能力达到 550 亿至 600 亿立方米，占天然气消费量的比重约 13%。；下游终端方面，强化居民用气保障力度，优化天然气使用方向，新增天然气优先保障居民生活需要和北方地区冬季清洁供暖。
2023.01	国家能源局	《2023 年能源监管工作要点》	深化油气管网设施公平开放监管。指导做好 LNG 接收站等设施高质量公平开放，服务天然气保供稳价。加快出台天然气管网设施托运商准入规则，指导管网运营企业优化完善管网设施容量分配相关操作办法。开展典型省市天然气用气结构专项核查。
2022.12	北京市城市管理委员会	《北京市“十四五”时期燃气发展规划》	到 2025 年，天然气年消费量控制在 200 亿立方米以内，增速明显降低；液化石油气年消费量控制在 15 万吨以内，资源保障主要依托市场资源调配解决。
2023.05	福州市发改委	《福州市管道天然气价格联动机制（征求意见稿）》	价格主管部门要对城镇燃气企业天然气价格政策执行情况监管，对价格违法行为，提交相关部门依法进行查处。

资料来源：国务院，国家能源局，福州市发改委，北京市城市管理委员会，国盛证券研究所

**我国天然气需求预期将迎来新阶段。**随着能源转型战略逐渐深化，及行业利好政策不断细化，我国天然气需求呈现高速增长的趋势。2010 年-2022 年天然气表观消费量复合增长率达 10.7%。2022 年，受国内天然气价格高企，叠加宏观大环境影响下国内需求疲软等因素影响，全国天然气表观消费量为 3638 亿立方米，同比下降 3%。

图表 6: 我国天然气表观消费量 (亿立方米)



资料来源: wind, 国盛证券研究所



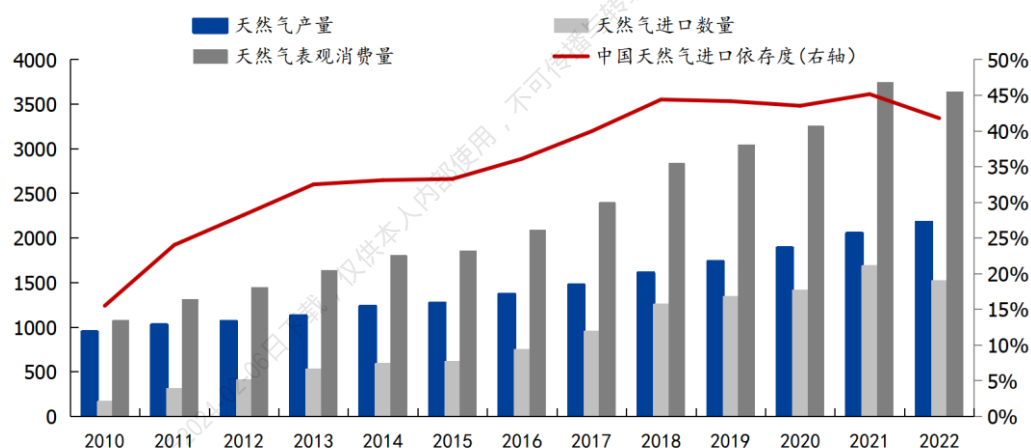
## 2.进口依赖度较高，能源安全战略下，天然气供应端矛盾已现

### 2.1.中国天然气进口依赖度较高

**天然气进口依赖度较高，进口市场建设预期迎来新阶段。**受制于我国“富煤、缺油、少气”的能源国情，国产天然气规模长期不能满足消费需求增长，需求缺口持续扩大，对外依存度持续攀升，从 2010 年的 15.5% 快速上升至 2021 年的 45%；2022 年，受海气价格持续高企及进口 LNG 规模下降影响，我国天然气对外依存度为 41.8%。

我国天然气主要通过海上液化天然气（LNG）和管道天然气（PNG）两种方式进口，其中 LNG 是目前我国主要的天然气进口方式。根据 wind 数据，2022 年我国 LNG 进口量 6344 万吨，同比-19.6%，CAGR<sub>2019-2022</sub>=1.7%，占我国天然气总进口量的 58%；2022 年我国管道气 PNG 进口量 4581 万吨，同比+8.0%，CAGR<sub>2019-2022</sub>=8.0%，占我国天然气总进口量的 42%。

图表 7：我国天然气产量、进口、消费及对外依存度（左轴：亿立方米）



资料来源：wind，国盛证券研究所

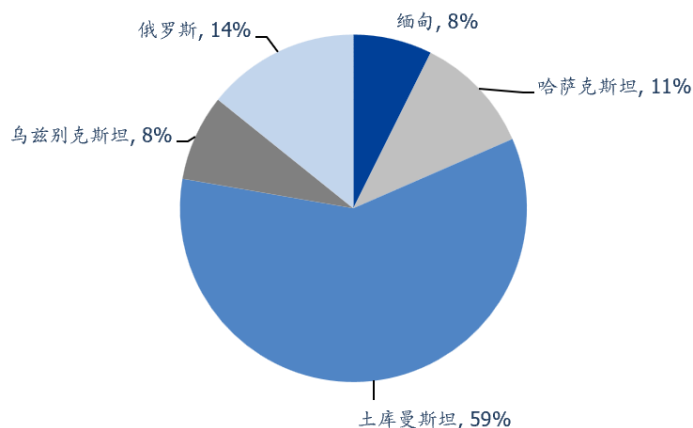
### 2.2.俄乌战争加剧能源供应不稳定性

**俄乌战争之后，我国天然气进口结构面临贸易重塑。**从供应来源角度，澳大利亚、卡塔尔和马来西亚是中国 LNG 进口的三大来源国。澳大利亚的 LNG 进口量最大，但占比呈逐年下降，卡塔尔的 LNG 进口量逐年上升，成为中国第二大 LNG 进口来源国，马来西亚的 LNG 进口量近年来有所波动，但 2022 年的进口量仍居第三位，俄罗斯进口 LNG 占比快速增长。管道气进口方面，俄罗斯逐渐成为我国管道气进口主力，土库曼斯坦仍是我国管道气进口主要来源。

- 2021 年我国管道气进口国主要有土库曼斯坦（316 亿立方米，占比 59.2%）、俄罗斯（76 亿立方米，占比 14.2%）、哈萨克斯坦（59 亿立方米，占比 11.1%），LNG 进口国主要有澳大利亚（429 亿立方米，占比 39.5%）、卡塔尔（124 亿立方米，占比 11.4%）、美国（124 亿立方米，占比 11.4%）、马来西亚（114 亿立方米，占比 10.4%）、印度尼西亚（71 亿立方米，占比 6.5%）。
- 2022 年我国管道气进口国主要有土库曼斯坦（329 亿立方米，占比 56.3%）、俄罗斯（147 亿立方米，占比 25.1%）、哈萨克斯坦（44 亿立方米，占比 7.5%），LNG

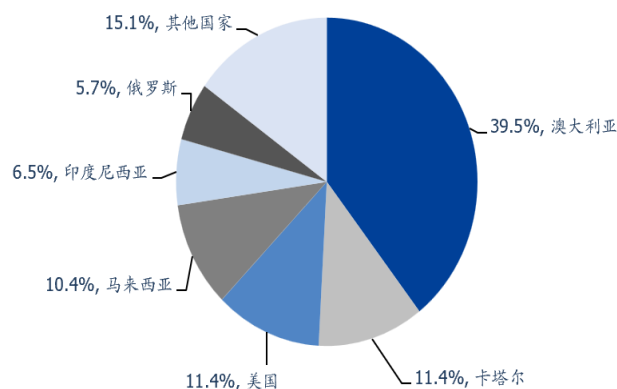
进口国主要有澳大利亚（302 亿立方米，占比 34.5%）、卡塔尔（217 亿立方米，占比 24.7%）、马来西亚（102 亿立方米，占比 11.6%）、俄罗斯（90 亿立方米，占比 10.3%）、印度尼西亚（52 亿立方米，占比 5.9%）。

图表 8: 2021 年管道气进口结构



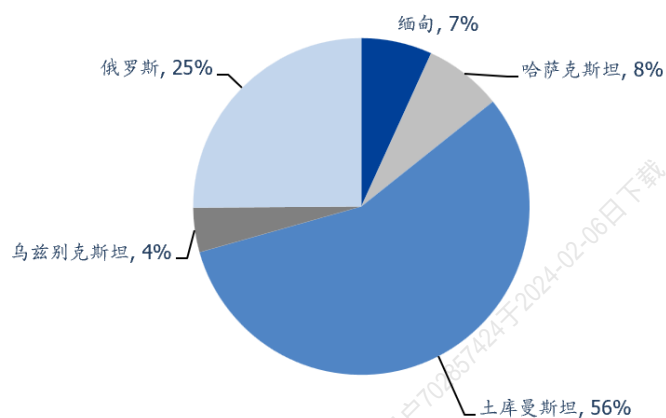
资料来源: BP、国盛证券研究所

图表 9: 2021 年 LNG 进口结构



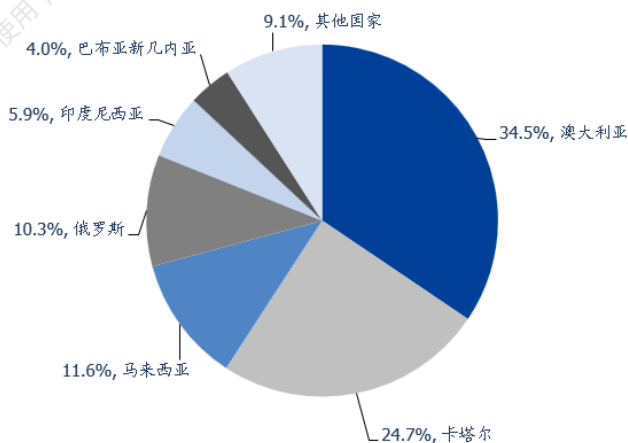
资料来源: 2018—2022 年中国油气进出口状况分析, 国盛证券研究所

图表 10: 2022 年管道气进口结构



资料来源: BP、国盛证券研究所

图表 11: 2022 年 LNG 进口结构



资料来源: 2018—2022 年中国油气进出口状况分析, 国盛证券研究所

图表 12: 2018-2022 年中国 LNG 进口情况 (亿立方米)

进口来源	2018	2019	2020	2021	2022	5 年间变 异系数	2022 年所 占比例
澳大利亚	323.7	383.2	399.2	429.2	301.6	13.0%	34.5%
卡塔尔	127.5	114.8	112.4	123.9	216.6	28.2%	24.7%
马来西亚	79.6	95.0	83.1	113.6	101.7	13.1%	11.6%
俄罗斯	10.1	34.6	69.7	62.4	89.8	52.4%	10.3%
印度尼西亚	67.5	62.4	70.7	70.5	51.7	11.0%	5.9%
巴布亚新几内亚	34.0	40.2	41.3	43.7	34.8	9.7%	4.0%
美国	29.7	3.6	42.8	123.9	28.9	89.8%	3.3%
阿曼	6.9	15.0	14.7	22.4	13.2	34.1%	1.5%
尼日利亚	15.2	26.1	33.3	21.0	6.1	45.7%	0.7%
特立尼达和多巴哥	5.2	10.0	3.6	5.9	5.6	34.8%	0.6%
埃及	2.5	2.6	0.9	18.1	4.8	108.9%	0.6%
赤道几内亚	8.5	7.4	1.8	6.4	4.7	40.6%	0.5%
文莱	2.8	8.2	9.8	8.7	4.4	39.5%	0.5%
秘鲁	0.9	8.8	14.3	2.7	3.0	83.1%	0.3%
法国	4.6	3.5	1.0	0.9	1.8	61.8%	0.2%
阿联酋	0.0	1.7	4.1	9.8	1.7	99.9%	0.2%
新加坡	2.2	1.0	1.0	1.9	1.4	31.7%	0.2%
喀麦隆	2.4	7.4	5.3	7.4	1.0	55.3%	0.1%
比利时	2.7	0.9	1.0	0.9	1.0	54.1%	0.1%
阿尔及利亚	0.9	0.9	1.7	3.4	0.9	61.3%	0.1%
荷兰	3.7	0.0	1.9	0.9	0.8	85.5%	0.1%
挪威	2.6	1.0	0.0	0.0	0.0	142.5%	0.0%
安哥拉	7.1	1.8	7.0	7.8	0.0	67.7%	0.0%
英国	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	200.0%	0.0%
其他国家	0.0	1.0	0.1	1.9	0.1	-93.7%	0.0%
总量	741.2	830.6	920.4	1087.3	875.5	12.9%	100.0%

资料来源: 2018—2022 年中国油气进出口状况分析, 国盛证券研究所

图表 13: 2018-2022 年中国管道天然气进口情况 (亿立方米)

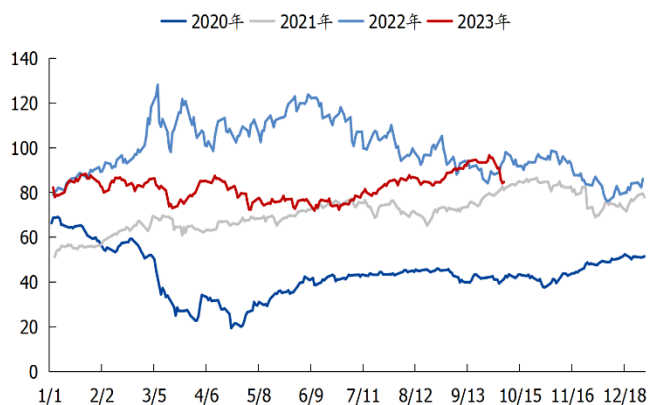
进口来源	2018	2019	2020	2021	2022	2022 同比
缅甸	30.6	47.2	41.9	39.1	39.8	1.6%
哈萨克斯坦	58.8	70.8	73.5	59.2	43.7	-26.1%
土库曼斯坦	349.6	332.1	285.7	315.5	328.9	4.3%
乌兹别克斯坦	66.2	51.0	34.5	42.8	24.9	-41.8%
俄罗斯	0.0	0.1	40.9	75.8	146.7	93.4%
合计	505.2	501.1	476.5	532.4	584.0	9.7%

资料来源: 2018—2022 年中国油气进出口状况分析, BP, 国盛证券研究所 (注: 其中 2021-2022 年数据来源为 BP)

**2022 年俄乌战争推升全球能源价格进入非理性阶段。**2022 年布伦特原油期货均价为 99.04 美元/桶，同比增长 39.6%；东北亚 LNG 现货到岸均价为 34.2 美元/百万英热单位，荷兰 TTF 天然气期货结算价均价为 131.7 欧元/兆瓦时，同比增长 179.3%；国内 LNG 均价为 33.98 元/吨，同比上涨 81.9%，创造了历史最高纪录。

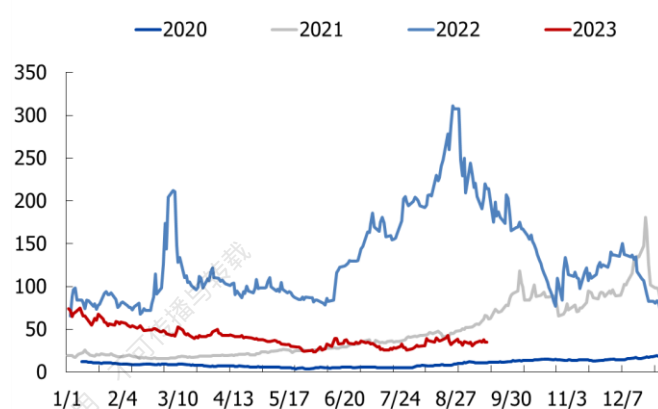
进口依赖度较高，进口气价的大幅波动会放大中国能源成本的风险敞口，影响中下游行业利润，同时被动减少天然气需求量，故提高天然气自主率，“增储上产”战略重要性意义凸显。

图表 14: 布伦特原油期货结算价 (美元/桶)



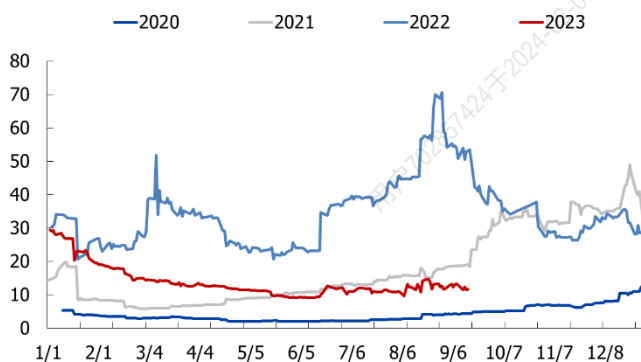
资料来源: wind, 国盛证券研究所

图表 15: 荷兰 TTF 天然气期货结算价 (欧元/兆瓦时)



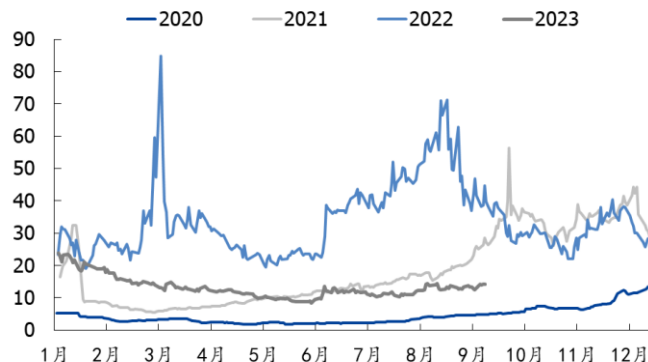
资料来源: 彭博, 国盛证券研究所

图表 16: 东北亚 LNG 现货到岸价 (美元/百万英热)



资料来源: 彭博, 国盛证券研究所

图表 17: 中国 LNG 到岸价 (美元/百万英热)



资料来源: wind, 国盛证券研究所

### 3. “增储上产”全面推进，天然气勘探生产迎来“全面开花”的新阶段

#### 3.1. “少气”为中国基础国情

天然气主要分为常规气和非常规气。常规气一般指的是存在于传统油气田中的天然气，它主要以天然气形式存在于孔隙和裂缝中，常规气采集相对较容易；非常规气则指的是存在于致密岩层、煤层和页岩等非常规储层中的天然气，这些储藏层对气体的渗透性较低，需要通过水平钻井和压裂技术来释放气体，非常规气的开采相对复杂。

- 油田天然气：油田中的天然气称为油田天然气，它与石油储层中的石油结合存在。在勘探和开采石油时，会同时获得油田天然气。
- 非油田天然气：非油田天然气是独立于石油储层的天然气资源。这些天然气的形成过程与石油无关，通常储存在地下盆地或煤层中。
- 生物天然气：生物天然气也被称为沼气或生物甲烷，它是由有机废物如粪便、农作物残渣、食物废料等通过生物发酵产生的天然气。
- 页岩气：页岩气是从页岩岩石中释放出来的天然气。通过水力压裂技术（水力破碎岩石）和水平钻井，可以释放出嵌藏在页岩中的天然气。
- 酸性气田气：酸性气田气主要由二氧化碳（CO<sub>2</sub>）组成，含有高浓度的硫化氢（H<sub>2</sub>S）等酸性成分。这种气体需要进行特殊处理才能使用。
- 海底天然气：海底天然气是指位于海底沉积物中的天然气资源。这些天然气通常通过海洋钻井平台开采。

图表 18：天然气分类

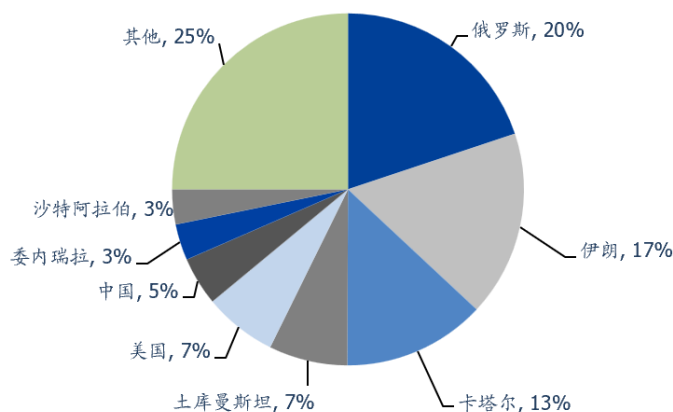
分类依据	类型	种类	特征
储层类型	致密砂岩	致密砂岩油气	储层为致密砂岩，油气为近源生储
	致密碳酸盐岩	致密碳酸盐岩油气	储层为致密碳酸盐岩，油气为近源生储
	页岩	页岩气	储层为页岩，油气为自生自储
	煤层	煤层气	储层为煤层，天然气为自生自储
相态	气态	致密气、煤层气、页岩气	非常规天然气
	液态	致密油、重油	非常规油
	固态	油砂	非常规油气
油气分布或圈闭类型	连续型	煤层气、页岩气、气水合物	油气藏呈连续分布，多属于自生自储类型，储层物性差
	准连续型	致密油气	油气藏呈准连续分布，储层为致密砂岩或碳酸盐岩，主要为近源储集型
	不连续型	大部分油砂、稠油	油气藏非连续分布，储层为常规储层，部分致密层亦属此类，油气多为远源储集型

资料来源：精准油田开发，国盛证券研究所



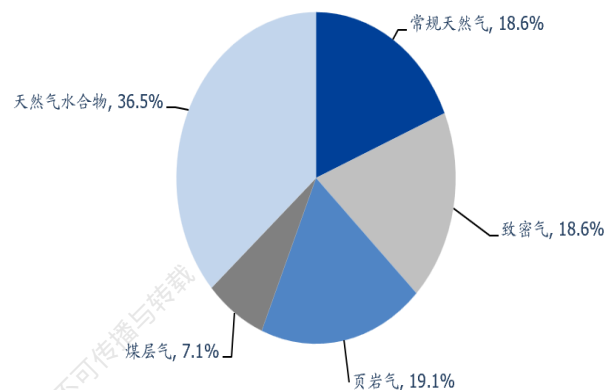
中国天然气资源基础一般，“少气”为基础国情。据《bp 世界能源统计年鉴 2023》，中国天然气剩余探明技术可采储量为 8.4 万亿立方米，仅占全球探明技术可采储量的 4.5%。根据中国石油第四次油气资源评价，我国常规天然气地质资源量为  $78 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，陆上占 52%，海域占 48%，探明率整体较低。致密气地质资源量为  $78 \times 10^{12} \text{ m}^3$ （致密气评价范围不包括济阳、东濮、南襄、苏北等），页岩气地质资源量为  $80.21 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，煤层气地质资源量为  $29.82 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，天然气水合物地质资源量为  $153.06 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。我国常规天然气富气盆地主要分布在中部（克通盆地和前陆盆地）、西部（四川、鄂尔多斯和塔里木等盆地）和海域（莺歌海、琼东南等盆地）。

图表 19: 全球天然气储量分布情况（2022，万亿立方米）



资料来源: BP, 国盛证券研究所

图表 20: 中国天然气资源现状（万亿立方米）



资料来源: 《2022 年中国油气勘探形势及 2023 年展望》，国盛证券研究所

图表 21: 我国主要能源矿产储量

序号	矿产	单位	储量
1	煤炭	亿吨	2078.9
2	石油	亿吨	36.9
3	天然气	亿立方米	63392.7
4	煤层气	亿立方米	3659.7
5	页岩气	亿立方米	5440.6

资料来源: 中国矿产资源报告（2022），国盛证券研究所

图表 22: 我国天然气资源分布



资料来源：《2022 年中国油气勘探形势及 2023 年展望》，国盛证券研究所

### 3.2. “增储上产”政策全面推进自产气勘探生产快速发展

**“增储上产”政策全面推进。**天然气作为清洁能源的后起之秀，大力勘探、开发天然气资源，成为保障国家能源安全、实现“双碳”目标的重要途径。同时，2023年是中国“十四五”计划的第三年，在全球能源供应、贸易扰动不确定性增强，及国家能源安全战略的驱动下，中国将进一步提升油气勘探开发力度，推动油气增储上产，国家和地方政府持续推进利好政策，不断提升油气资源供应的质量和安全保障能力。

图表 23: 国家及地方油气“增储上产政策”

文件	时间	机构	相关内容
自治区天然气（煤层气）勘探开发激励政策	2023 年 7 月	新疆自治区发改委、财政厅	对在疆注册且进行天然气、煤层气（页岩气、致密气）勘探开发的企业增产气量进行差异化奖励。
2023 年能源工作指导意见	2023 年 4 月	国家能源局	坚持把能源保供稳价放在首位，强化忧患意识和底线思维，加强国内能源资源勘探开发和增储上产，原油稳产增产，天然气较快上产，积极推动玛湖、富满、巴彦及渤海等原油产能项目上产，加快建设陕北、川南、博孜一大北等重要天然气产能项目，抓紧抓实“五油三气”重点盆地及海域的油气增产上产，推动老油田保持产量稳定，力争在陆地深层、页岩油气勘探开发等方面取得新突破。
关于加快推进能源数字化智能化发展的若干意见	2023 年 3 月	国家能源局	以数字化智能化技术助力油气绿色低碳开发利用，加快油气勘探开发专业软件研发，推进智能钻井、智能化压裂系统部署及远程控制作业，推动数字技术与能源产业发展深度融合，加强传统能源与数字化智能化技术相融合的新型基础设施建设，有效提升能源

			数字化智能化发展水平，促进能源数字经济和绿色低碳循环经济发展，构建清洁低碳、安全高效的能源体系。
关于加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案（2023-2025 年）	2023 年 2 月	国家能源局	随着油气上产提速和油气资本开支的持续增长，油气装备及油气田技术服务的总体需求将呈持续扩大态势，行业景气度有望进一步提升。
十四五”现代能源体系规划	2022 年 1 月	国家发改委	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。积极扩大非常规资源勘探开发，加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度。天然气产量快速增长，力争 2025 年达到 2300 亿立方米以上。
关于加快推进天然气储备能力建设的实施意见	2020 年 4 月	国家发改委	鼓励现有 LNG 接收站扩大储罐规模。优化储气设施建设用地审批和规划许可、环评安评等相关审批流程，提高审批效率。。
增储上产“七年行动计划”	2019 年 5 月	国家能源局	石油企业要落实增储上产主体责任，随后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。

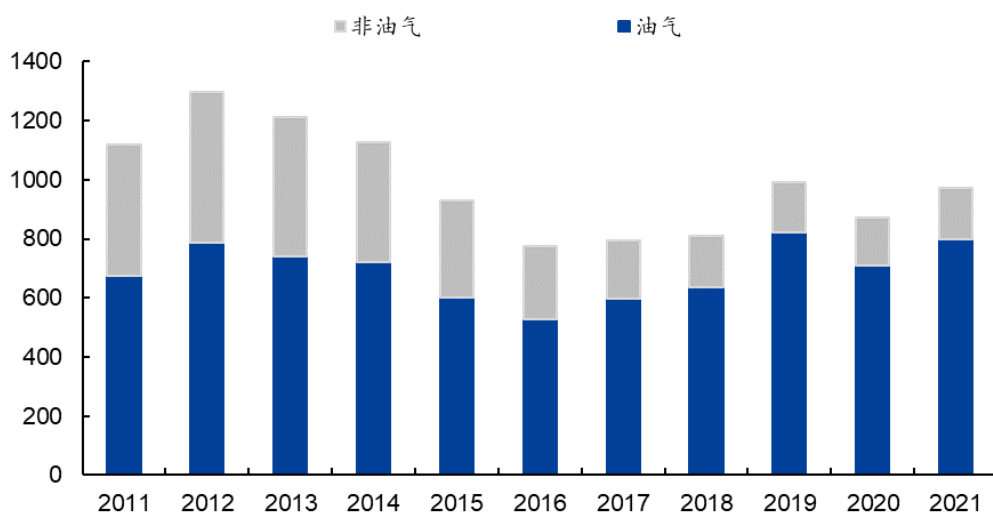
资料来源：杰瑞股份 2022 年年度报告，国家发改委，国家能源局，新疆维吾尔自治区发改委，新疆财政厅，中国石化，国盛证券研究所

**政策效果明显，中国油气勘探资金投入明显回暖。**2021 年，中国地质勘查投资 972.87 亿元，较上年增长 11.6%。其中，油气地质勘查投资 799.06 亿元，增长 12.5%；非油气矿产地地质勘查投资 173.81 亿元，增长 7.5%，较疫情前的 2019 年增长 1.0%，自 2013 年以来首次实现正增长。

**能源安全战略不断深入，油气田勘探成果显著。**根据《中国矿产资源报告 2022》，在鄂尔多斯、准噶尔、塔里木、四川和渤海湾等大型含油气盆地新层系、新类型、新区勘探获多项重大突破。

- **常规气方面**，鄂尔多斯盆地中东部首次在盆地盐下高压气藏获高产突破；准噶尔盆地东部阜康凹陷东环带多口探井获高产，展现出阜康凹陷多层系立体勘探潜力；塔里木盆地多口井获高产油气流，富满地区发现 3 条新富油气断裂带，实现塔北—塔中整体含油连片；四川盆地川中古隆起勘探大规模展开，有望形成万亿立方米规模大气区；渤海海域垦利 10-2 油气田建成我国海上首个浅层岩性亿吨级大油田；河套盆地兴隆构造带新落实亿吨级优质高效规模增储上产区。
- **非常规气方面**，四川盆地集中评价泸州区块页岩气，新增探明地质储量 5138 亿立方米、预测地质储量 7695 亿立方米，形成国内首个万亿立方米深层页岩气储量区；鄂尔多斯盆地庆城长 7 油层新增探明地质储量 5.5 亿吨；松辽盆地大庆古龙非常规油勘探取得重要新进展，新增预测地质储量 12.68 亿吨。

图表 24: 2011—2021 年中国地质勘查投资变化趋势 (亿元)

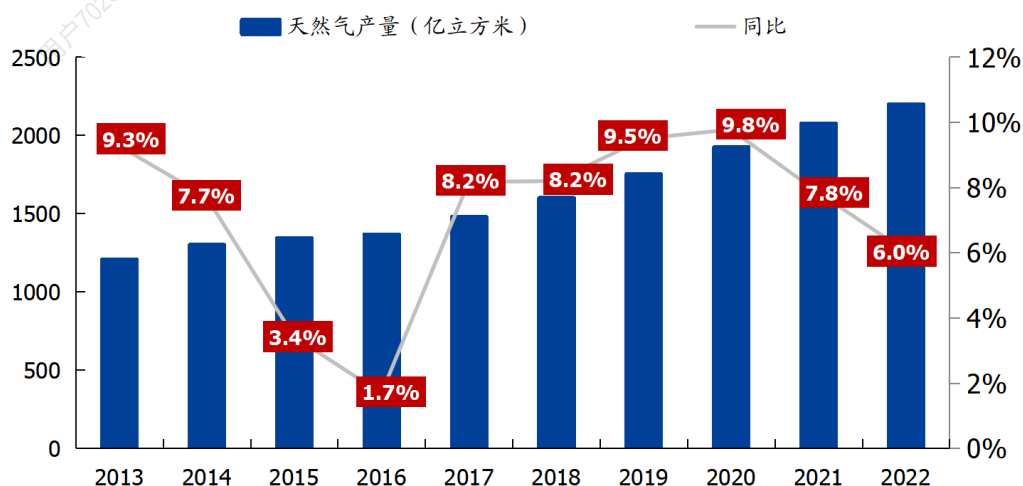


资料来源: 中国矿产资源报告 (2022), 国盛证券研究所

### 3.3. 增储上产成效已现, 中国天然气产量逐渐增长

随着增储上产政策逐渐推进, 中国天然气产量年增量已连续 6 年超过 100 亿立方米, 资源供应“压舱石”地位进一步巩固。2022 年常规天然气、页岩气、煤层气及煤制气等各类天然气产量合计 2201 亿立方米, 比上年增加 125 亿立方米, 增幅达 6.0%, 有力托底市场消费需求。从各气田产量看, 长庆油田产量最高达到 507 亿立方米; 西南油气田产量达到 376 亿立方米, 塔里木油田产量达到 323 亿立方米, 分列全国产量第 2 位和第 3 位。

图表 25: 中国天然气产量趋势 (亿立方米)



资料来源: 国家统计局, 国盛证券研究所

图表 26: 2022 年中国天然气前十大油气田 (亿立方米)

集团	油田	天然气产量 (亿立方米)	占比
中石油	长庆油田	507	23.0%
中石油	西南油气田	376	17.1%
中石油	塔里木油田	323	14.7%
中海油	南海西部油田	88	4.0%
中石化	西南石油局	84	3.8%
延长集团	延长石油	76	3.4%
中石化	江汉油田	73	3.3%
中海油	南海东部油田	68	3.1%
中石化	中原油田	60	2.7%
中石油	青海油田	60	2.7%

资料来源: 立方石油, 国盛证券研究所

用户702857424于2024-02-06日下载, 仅供本人内部使用, 不可传播与转载



## 4. “增储上产”中长期资源、技术瓶颈仍待突破，油气田服务市场预期迎来新阶段

### 4.1. 中国非常规气占比较大，探明率低，递减效率高

中国非常规气占比较大，其规气探明率低，且产量递减效率高，是中长期实现“增储上产”的突破重点。常规天然气进入勘探早—中期阶段，处于持续高位增长时期，开发上产潜力较大；页岩气、煤层气处于发展早期阶段，勘探开发潜力大，在油气增储上产中扮演越来越重要的角色。非常规油气特低渗、致密储层中油气产量取决于井筒和压裂技术，且初始产量较大，但产量递减较快，而我国非常规气产量占比约 40%，随着近几年及未来大量油气田的逐步开采，这部分气田都将逐步进入衰减周期，因此非常规气“增储上产”是未来行业高质量发展重心。

➤ 截至 2021 年底，全国天然气资源平均探明率为 19.5%，其中页岩气均分布在四川盆地及周缘海相地层（该地区平均探明率为 7.1%）；煤层气平均探明率为 3.3%。

图表 27：常规油气和非常规油气对比

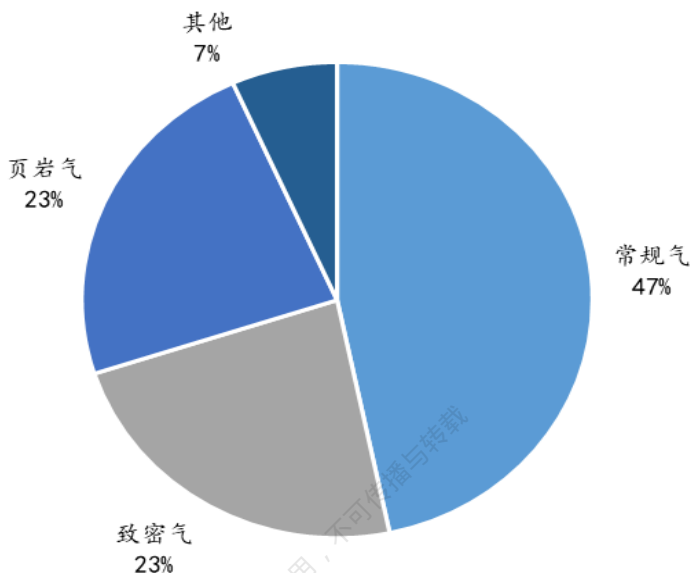
差异比较	常规油气	非常规油气
源储关系	来源多样性（原生或次生）；相隔相离	原生（或自生）来源；紧邻、互层或夹层
储层岩性	碳酸盐岩、碎屑岩或其他	通常为致密碳酸盐岩、致密砂岩、页岩
储层物性	储层基质渗透率一般 $> 1\text{mD}$ 以毫米孔为主要富集空间	储层基质渗透率很低（ $< 1\text{mD}$ ） 以微米和纳米孔为富集空间
圈闭	构造或地层岩性圈闭	无明显的圈闭和盖层
液体关系	有明确的油气水界面	无明确的油气水界面
富集分布	局部分布、受限于圈闭边界 局部高点范围内的高度富集	区域性分布、具有扩散性边界 大范围内低密度含油气
地层压力	正常、超压、负压均存在	通常具有异常地层压力
烃类 API	$> 20^\circ$	$< 20^\circ$
烃类流动性	经历一次和二次运移	无一次和二次运移
成藏环境	浮力作用下流体分异	颗粒表面吸附
开发环境	遵从重力和浮力原理；达西流动	不遵从牛顿和浮力原理；扩散作用
储量与采出率	资源量大、采收率较好	资源量巨大、采收率很低
生产井特征	油气井、水井、干井均存在	真正的干井很少
产物特征	一般有自由水伴生采出	产自由水很少（煤层气除外）
产量特征	初始产量大且产量递减速率慢	初始产量较大，但产量递减较快

资料来源：精准油田开发，国盛证券研究所

## 4.2. 非常规气占比逐渐增强，助力油气田增“采收率”服务几何式增长

非常规气产量占比或逐渐增强，或将长期稳产的压力。根据我国 2035 年天然气产量构成预测，页岩气、致密气及煤层气产量预计增长迅速。常规气预期以深层、超深层碳酸盐岩为主，还有较大潜力；非常规气资源丰富，产量占比或将超过 50%。

图表 28: 2035 年天然气产量构成预测



资料来源：中国石油石化，国盛证券研究所

**气田采收率压力不容小觑。**截至 2022 年 12 月，全国已发现气田 516 个，累计投入开发气田 450 个，目前经济技术条件下，主力气田采收率介于 20%~80%，平均采收率仅为 30.5%。其中，中国水驱气藏探明地质储量  $5.9 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，占常规气地质储量的 60%，目前采出程度为 21.6%；致密气、页岩气两类非常规气探明地质储量  $8.3 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，占非常规气地质储量的 90% 以上，目前采出程度不足 10%。同时，随着四川盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地等大型含油气盆地勘探程度不断加大和天然气资源探明程度不断增加，发现新后备优质资源的难度不断上升，叠加考虑到未来增产、开发气田多为非常规气，采收率平均下降且衰减速度增长。

图表 29: 中国主要气藏类型地质储量和采收率数据表 ( $10^8 \text{m}^3$ )

气藏类型	典型气藏	探明地质储量或核实地质储量	累计产气量	地质储量采出程度	预测现有经济技术条件最终采收率
水驱气藏	克拉 2 气田中高渗透率碎屑岩气藏	2369	1336	56.4%	71.0%
	安岳气田龙王庙组碳酸盐岩气藏	2653	719	27.1%	58.0%
	涪陵气田多层疏松砂岩气藏	2879	911	31.6%	48.0%
	苏里格气田致密砂岩气藏	21678	3075	14.2%	35.0%
非常规气	长宁气田海相页岩气藏	4447	252	5.7%	22.0%

资料来源：《天然气提高采收率理论基础、技术方法与发展方向》，国盛证券研究所

综上，提高气田开发水平，提高复杂气藏特别是致密气、页岩气采收率，同步发展提高致密储层气藏采收率配套技术是能源安全战略下，天然气增储上产的重要任务。

### 4.3. 气源品质持续下降，开发成本现压力，老井增产上储提上日程

**气源品质持续下降，开发成本现压力。**根据《中国天然气勘探开发增储上产潜力及其政策建议》数据，1) 全国剩余天然气资源中超过 80% 属于低渗、深层、深水以及高含硫气田；2) 年新增探明储量中低渗—特低渗储量占 70% 以上；中低丰度储量占比超过 60%；中深层储量占比超过 40%；采收率持续下降，由 2003 年的 64% 下降至 2017 年的 56%，下降了约 8 个百分点；3) 天然气开发成本普遍偏高，页岩气、煤层气及部分致密气开发的经济性依然较差。据不完全统计，2017 年 III 类致密气开发综合成本为（1.2~1.5 元）/m<sup>3</sup>，页岩气为（0.9~1.2 元）/m<sup>3</sup>，煤层气为（1.5~2.2 元）/m<sup>3</sup>。

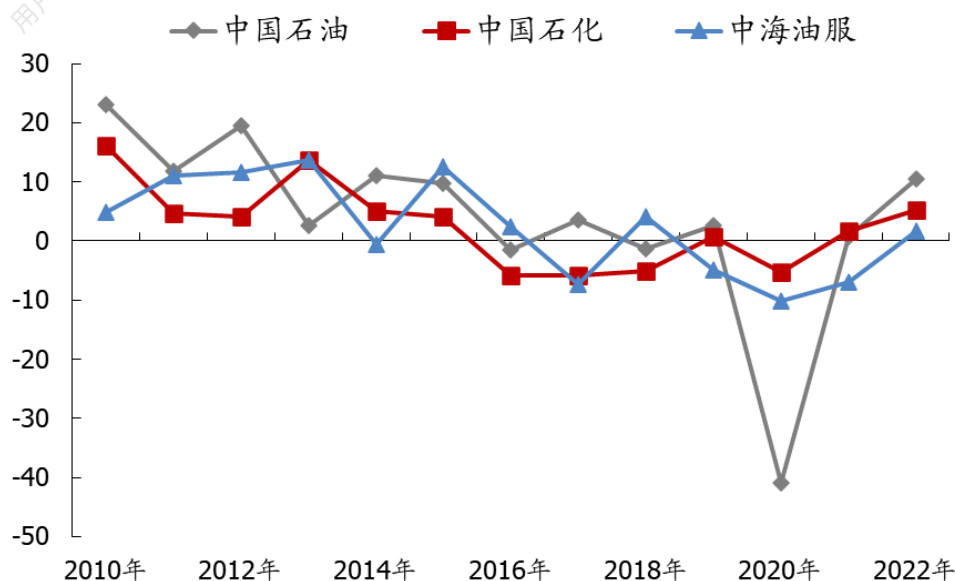
**老井综合服务，增产上储提上日程。**随着低成本天然气井开发殆尽，新开采的气井（多为非常规井）普遍存在难采、成本高的问题，老井的经济性得到凸显，老井的稳产增产提上日程，围绕老井、低效井提供全生命周期的增压增产及运营服务，助力国家能源安全战略的相关能源开采综合服务商及设备、技术服务龙头或将迎来广阔新机遇。

### 4.4. 上游资本开支逐渐增强，油气田技术服务行业快速发展阶段已至

**上游资本开支逐渐增强，有利于油气田技术服务行业的快速发展。**油气装备及油气田技术服务行业的主要上游为石油天然气开采，中国石油天然气开采领域的垄断性较强，主要被“三桶油”公司垄断，因此，下游服务、设备行业的议价能力也受到了一定程度上限制。即随着油气需求量的增加，“三桶油”等上游资本开支呈上升趋势，油气装备及油气田技术服务行业也将快速发展。

- 2022 年，中国石油、中国石化、中海油服固定资产投资扩张率分别为 10.6%、5.3%、1.7%，继 2020 年后扭亏为正，增速逐渐增长。

图表 30：中国石油、中国石化、中海油服固定资产投资扩张率趋势（%）



资料来源：wind，国盛证券研究所

#### 4.5.井上&井下联合并举，油气田增产服务全面开花

井上方面，主要通过零散井回收、净化等方式助力油气增产、环保高效。零散井主要因为偏远区块、其生产气源较难直接进国家管网，导致部分油气井存在天然气无序排放现象，安全环保风险大，且有效产能利用率较低，密闭生产影响油气产量。因此零散气回收、净化市场应运而生，其主要包含“油气密闭输送、天然气处理就地外销”等几个方面，逐步提高油气产能利用率，降低碳排放，实现“增储上产、环保高效”的目标。

- **油气密闭输送：**主要包括油气密闭混输，以及针对有掺水、就地分水回注的站库，采用高效分离撬、一体化水处理、模块化阀组等，以实现油气就地分离和天然气的进系统生产。
- **天然气处理就地外销：**针对距离市政燃气管网近的井口，采取天然气液化、净化等工艺，以满足进管网销售要求；针对偏远区块周边无已建燃气管网，且气量相对较小的井口，采用移动收气装置及 LNG 槽车等拉运销售；针对偏远区块周边无已建燃气管网，且气量相对较大或集中的区域，可通过管输至中心井场后，通过 CNG 或 LNG 槽车外销。

井下方面，即对低压低效井提供可以提高油气采收率技术和设备，辅助油气开采全生命周期管理。目前，我国油田主要采用注水开发方式，同时探索化学驱、气驱、稠油开采等多种提高油气田采收率技术，因技术的成熟程度、适用的油气田地质条件、储层和流体性质存在明显不同，因此需要专业的油气田增产服务辅助油气开采商因地制宜、综合能力要求很高，进而实现低成本高效率“增储上产”。

- 水驱技术：通过注入水来增加油气藏压力，从而推动原油/气向井口移动。
- 气驱技术：通过注入气体（氮气、烃类气体、二氧化碳等）来增加油气藏中的压力，推动原油/气向井口移动。
- 聚驱技术：通过注入聚合物来改变油气藏的流动特性，从而增加原油/气的采收率。

图表 31：提高油气田采收率技术特点对比

技术路线	主要流程	适用场景	相对优势	相对局限
水驱技术	通过注入水来增加油气藏压力，从而推动原油/气向井口移动	具有一定渗透率和较高孔隙度的油气藏	成本相对较低，操作简单，并且对环境的影响较小	在高温油藏或含有高盐度水的油气藏中效果不佳
气驱技术	通过注入气体（氮气、烃类气体、二氧化碳等）来增加油气藏中的压力，推动原油/气向井口移动	低渗透率和较高黏度的油气藏	提高采收率，减少水的使用量，同时还可以利用气体资源	成本较高，操作复杂，而且对环境的影响也比较大
聚驱技术	通过注入聚合物来改变油气藏的流动特性，从而增加原油/气的采收率	低渗透率和较高黏度的油气藏	能够改善油藏的流动性，提高采收率，并且可以在较短的时间内实现投产	成本较高，而且在一些油气藏中可能会出现聚合物降解和沉积的问题

资料来源：《油田采油中的水驱、气驱和聚驱技术比较研究》，国盛证券研究所



## 5. 个股梳理及投资建议

### 5.1. 个股梳理

#### 5.1.1. 九丰能源

公司传统业务主营 LNG、LPG 贸易，已经形成较为完整的清洁能源产业链业务体系，拥有完整的“码头仓储、加工生产、物流配送、终端销售”从产到销一体化业务链服务，致力于发展成为国内领先的大型清洁能源综合服务集团。

#### 公司新业务“能源服务”有望开拓公司二次成长曲线：

- 零散气回收业务：2023 年上半年，公司井口天然气回收利用配套服务作业量约 19 万吨，单吨服务收益保持基本稳定，发挥业绩“稳定器”作用。成长性来看，川西名山首期 20 万吨液化天然气清洁能源基地能服项目投建，已完成项目立项备案，后续将继续推进环评、审批等前期准备工作，力争早日建设、投产。随着新项目持续落地，我们预计公司井口天然气回收利用作业量有望早日实现“翻倍”。
- 低压低效天然气井增产业务：2023 年 8 月，公司完成对河南中能能源技术有限公司重组并取得其 70% 股权，河南中能及其关联企业主要从事天然气辅助排采及低压低效天然气井增产服务，业务涵盖西北、川渝、贵州等区域，其通过自研自产相关设备为中石油、中石化、中海油提供混输增压、循环气举、制氮气举、放空气回收回注、移动 LNG 等能源作业及运营服务，目前在运营超过 80 口天然气井（近 60 个作业平台）。国家增产上储战略推进下，我们预计公司气井全生命周期的增压增产服务业务迎来“黄金阶段”。

#### 能源服务业务持续推进，有望迎来“量价齐升”。

- “量”：主要来自于公司“井上”业务新项目落地，和“井下”业务市场空间巨大，国家战略要求下，项目进展有望加速；
- “价”：主要表现为毛利率的持续提升，2023 年上半年，公司能源作业服务毛利率为 20% 左右，主要是在井上能源作业服务板块。考虑到井下作业服务的毛利率高于井上作业服务，且投资回收期更短，我们认为未来能源服务业务的毛利率在今年下半年和明年会进一步提高。

风险提示：井上、井下项目进展不及预期，公司 LNG 业务波动较大。

#### 5.1.2. 四川美丰

公司传统业务为生产、销售和贸易农用尿素化肥类产品等，同时经营车用尿素产业及天然气领域业务。

#### 公司继续推进天然气业务产业链延伸：

- 1) 2023 年 1 月，公司拟通过控股子公司四川双瑞能源（公司持有四川双瑞能源有限公司股份 51%）投资建设“井口天然气试采回收项目”。此项目拟建设 5 套井口天然气试采回收装置，站场建设采气流程各 1 套，对应配套新建 3 套日处理 20 万方和 2 套日处理 10 万方天然气回收装置。新业务有利于增强公司原料天然气的保供能力，促进公司持续健康发展，同时井场所处区位临近成都、德阳、绵阳和乐山传统车用市场，运距优势明显，有望通过销售 LNG 增厚公司业绩。
- 2) 2023 年 1 月 6 日，公司决定通过绵阳和泽化工有限公司投资建设“年产 5 万吨高性能油田助剂项目”，此项目可生产 6 大类 20 余种高性能油田助剂产品，形成年产 5 万吨高性能油田助剂产能规模，是公司在精细化工产业领域迈出的重要步伐，有利于推动公司精细化工板块提档升级，截至 2023 年半年报，公司项目进展已完成 90%，有望 2023 年底前实现产量贡献。



风险提示：在建项目不及预期，公司化工业务波动较大。

### 5.1.3. 富瑞特装

公司专业从事天然气液化和 LNG 储存、运输、终端应用全产业链装备制造及提供一站式整体技术解决方案及运维服务、重型装备制造。

**逐渐发挥“偏远井口气资源”一体化服务优势：**公司控股子公司富瑞能服紧抓国家中西部地区大力开发利用偏远井口气资源的机遇，2022 年在中西部地区新建多个偏远井口 LNG 小型液化工厂，为中石油中石化的多家油田提供完善的 LNG 液化加工服务和代理销售，通过自身过硬的 LNG 液化工厂装备制造经验和完善的能源服务模式，打造“先进制造业+现代服务业”紧密结合的两业融合创新商业模式，实现业务转型升级。2022 年，富瑞能服获评国家“高新技术企业”。

截至 2022 年底公司已承接 LNG 液化项目 12 个，实现 LNG 日液化处理量 175 万方的能力，2022 年公司 LNG 销售及业务实现营收 5.9 亿元，同比+150%。此外，公司与四川德阳中江县人民政府达成战略合作，共同开发当地 LNG 资源，建设“天然气应用产业化项目”。**公司生产的 2-20 万方小型液化装置非常适合偏远井口气和零散放空天然气气井的液化生产，市场潜力很大**，公司采取灵活的产品销售模式，除了直接销售产品以外，还可以提供液化装置租赁、天然气回收加工服务、代运营管理等服务模式，从而充分发挥公司装备制造和工厂运营的优势，为客户提供整体天然气回收解决方案，也提升了自身的收益水平。

风险提示：公司 LNG 业务进展不及预期，LNG 重卡业务波动较大。

### 5.1.4. 杰瑞股份

公司主要业务是高端装备制造、应用于油气工程及油气田技术服务、环境治理、新能源领域。

**在天然气市场，公司主要销售设备和服务：**

- 设备端：压缩机组广泛应用于地下储气库注气和采气、天然气外输增压、天然气处理和加工、燃料气增压、酸气注气、生物质燃气、煤层气集输、CNG 母站、标准站、子站，LNG 液化工厂、制冷剂压缩以及化工等领域。
- 服务端：包括智慧油田解决方案、地质及油藏研究服务、钻完井一体化技术服务、**油气田增产技术服务、采油技术服务**、油气田运维管理服务。
- 服务模式：1) 为客户提供钻完井一体化服务，包括钻井、固井、完井、压裂、连续油管作业等一系列油气田技术服务；2) 为客户提供油气工程服务，如油气田地面工程、天然气液化工程、油气分离净化工程等。

**公司是油气设备龙头，公司天然气设备业务持续保持进口主机国内成橇市场占有率第一，在油气工程板块，公司 LNG 行业连续两年市场占有率排名第一。我们认为，在国家能源安全战略的驱动下，大力提升油气勘探开发力度，推动油气增储上产，不断提升油气资源供应的质量和安全保障能力是必然趋势，叠加油气价位于相对高位，油气公司资本开支较高，油气开采必备的钻完井设备的新增需求以及更新换代需求迎来新阶段。**

风险提示：公司设备销售不及预期，公司订单增速不及预期。

### 5.1.5. 蓝焰控股

公司主要业务为煤层气勘查、开发与利用及煤矿瓦斯治理，是目前我国唯一一家专门从事煤层气开发利用的 A 股上市公司，是全国最早的煤层气地面开发企业之一。主要产品为煤层气（煤矿瓦斯），通过管输、压缩、液化三种方式销往山西及周边地区，用于工业和民用领域。

**“增储上产”非常规气勘探开采迎来黄金阶段，公司有望受益于自身煤层气资源禀赋和行业高速发展：**

- 地域优势：公司煤层气开发区块主要位于沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘，是国家规划煤层气产业发展的重点地区。山西省煤层气勘探程度、探明储量均居全国首位，山西境内埋深 2000 米以浅的煤层气地质资源量约有 8.31 万亿立方米，占全国总量近三成，开发潜力巨大；
- 销售优势：山西省天然气（煤层气）管网已形成规模，全省天然气（煤层气）管道长度达 8900 公里，覆盖率超全国天然气管网密度平均水平；
- 资源优势：公司不断推进煤层气产业发展步伐，先后在晋城、长治、晋中、太原、吕梁等地进行煤层气地面抽采利用，在武乡南、和顺横岭等资源区块推进深部煤层气勘探试验。截至 2022 年底，公司已获取煤层气矿业权 23 宗，合计面积 2653 平方千米，累计探明地质储量 434 亿立方米。

公司有望借助地域优势实现煤层气产量快速增长，同时借助华新燃气集团全产业链平台优势，加快管网互联互通，拓宽销售渠道，提升市场占有率。

风险提示：公司煤层气开采不及预期，公司新增产能不及预期。

### 5.2. 投资策略

我们认为，在国家能源安全和增储上产政策下，国内天然气产量逐渐提升和天然气开采成本增长、气井衰减速度加快已构成明显矛盾，因此为了解决资源现状瓶颈并“实现 2030 年天然气在一次能源消费中的占比提高到 15% 左右”、“油气增储上产七年行动计划”等目标。天然气开采行业需要实现两步走，一是加快油气资源勘探开发，技术与设备需同步发展助力天然气产量快速贡献；二是低压低效井和零散气的高效利用，随着非常规气占比增长，解决存量井低效率生产和利用问题，相较持续开发新油气资源更有经济意义。综上，油气生产设备、技术行业，服务低压低效井、零散井回收等油气作业服务行业迎来顺周期的黄金时代。

重点关注合作河南中能，全新开拓天然气辅助排采技术服务、井上深耕西南地区主要气田的九丰能源；主营天然气液化、储运及终端全产业链装备制造和一站式运维服务的富瑞特装；全球领先油气田成套装备制造商的杰瑞股份；A 股唯一一家专门从事煤层气开发利用的上市公司蓝焰控股；以及拓展“井口天然气试采回收项目”和“年产 5 万吨高性能油田助剂项目”的四川美丰。

图表 32: 油气开采及油气服务行业主要上市公司梳理

公司	代码	油气开采及油气服务相关的主营项目
九丰能源	605090.SH	开拓井下能源作业服务，为低压低效的天然气井提供全生命周期的增压增产及运营服务。
四川美丰	000731.SZ	拓展“井口天然气试采回收项目”和“年产 5 万吨高性能油田助剂项目”，实现主营业务拓展及产业链延伸。
杰瑞股份	002353.SZ	全球领先油气田成套装备制造制造商，主营油田专用设备制造，及设备维修改造、配件销售和海上油田钻采平台工程作业服务等。
富瑞特装	300228.SZ	国内领先的车船用 LNG 供气系统供应商，主营天然气液化、储运及终端全产业链装备制造和一站式运维服务。
蓝焰控股	000968.SZ	公司主要业务为煤层气勘查、开发与利用及煤矿瓦斯治理，是目前我国唯一一家专门从事煤层气开发利用的 A 股上市公司，是全国最早的煤层气地面开发企业之一。

资料来源: wind, 国盛证券研究所

## 风险提示

### 天然气需求不及预期。

受宏观经济下滑影响，天然气需求下滑，天然气市场出现严重供过于求现象，造成天然气价格大幅下跌，天然气生产进口受到影响。

### 天然气价格大幅波动。

受海外天然气需求下滑，及海外能源政策、能源贸易冲突的影响，天然气价格或超预期波动，影响天然气进口和生产。

### 天然气作业服务市场需求不及预期。

受国家政策波动、以及上游油气开采行业资本开支等影响，天然气作业服务市场增速及空间有限不及预期。

### 免责声明

国盛证券有限责任公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司的客户使用。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，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告的信息均来源于本公司认为可信的公开资料，但本公司及其研究人员对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的资料、意见及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，可能会随时调整。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。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态，对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的资料、工具、意见、信息及推测只提供给客户作参考之用，不构成任何投资、法律、会计或税务的最终操作建议，本公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，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。

投资者应注意，在法律许可的情况下，本公司及其本公司的关联机构可能会持有本报告所涉及的公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司正在提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。

本报告版权归“国盛证券有限责任公司”所有。未经事先本公司书面授权，任何机构或个人不得对本报告进行任何形式的发布、复制。任何机构或个人如引用、刊发本报告，需注明出处为“国盛证券研究所”，且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。

### 分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的任何观点均精准地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法，结论不受任何第三方的授意或影响。我们所得报酬的任何部分无论是在过去、现在及将来均不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

### 投资评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
评级标准为报告发布日后的 6 个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的相对市场表现。其中 A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准，美股市场以标普 500 指数或纳斯达克综合指数为基准。	股票评级	买入	相对同期基准指数涨幅在 15%以上
		增持	相对同期基准指数涨幅在 5%~15%之间
		持有	相对同期基准指数涨幅在 -5%~+5%之间
		减持	相对同期基准指数跌幅在 5%以上
	行业评级	增持	相对同期基准指数涨幅在 10%以上
		中性	相对同期基准指数涨幅在 -10%~+10%之间
		减持	相对同期基准指数跌幅在 10%以上

### 国盛证券研究所

#### 北京

地址：北京市东城区永定门西滨河路 8 号院 7 楼中海地产广场东塔 7 层

邮编：100077

邮箱：gsresearch@gszq.com

#### 南昌

地址：南昌市红谷滩新区凤凰中大道 1115 号北京银行大厦

邮编：330038

传真：0791-86281485

邮箱：gsresearch@gszq.com

#### 上海

地址：上海市浦明路 868 号保利 One56 1 号楼 10 层

邮编：200120

电话：021-38124100

邮箱：gsresearch@gszq.com

#### 深圳

地址：深圳市福田区福华三路 100 号鼎和大厦 24 楼

邮编：518033

邮箱：gsresearch@gszq.com