

新疆系列报告之二

新疆煤制油、煤制气登上舞台

- 在我们新疆系列报告的第一篇《向上游去-暨新疆煤化工发展前景分析》中，我们主要阐述了新疆作为煤炭保供基地发展煤化工的优势。在对企业的新疆项目规划统计中我们观察到现代煤化工中煤制油气、煤制烯烃及煤炭分级利用等项目是企业发展的方向。在此篇报告中我们将详细论述煤制油气在技术、基础配套上的发展，并对新疆煤制油气的经济性进行验证，并基于当前企业的项目规划判断——新疆或将迎来“煤制油气大发展”时代。
- 能源安全重要性日益加强，煤制油气建设加速。**面对“百年未有之大变局”，近年来我们可以感受到国家政策中能源安全的重要性愈发明显。2025年初，国家能源局发布《2025年能源工作指导意见》，文中提出大力提升能源安全保障能力，夯实能源安全保障基础，推进煤制油气重大项目建设。价格低廉的新疆煤作为煤炭运输时会受限于运输效率，而就地转化成油气，甲醇，化工品后，既有助于保障国家能源安全，降低能源进口依赖度，也有望凭借其成本优势，系统降低中国的能源和制造成本。
- 煤制油，凭借哈密低阶富油煤，经济性有望改写：**1) 资源禀赋：新疆哈密煤的含油量较高，哈密煤炭资源预测总资源量达5708亿吨，其中已探明富油煤资源量达640亿吨，平均含油率约10%~20%，明显超出普通煤炭产区的出油率。2) 技术：项目单耗持续优化，经过对煤制油项目单耗数据的不完全统计，技术逐步使得煤制油项目的单耗呈下降趋势；直接煤制油层面，经过十余年鄂尔多斯直接液化示范线的持续发展，二代技术已被计划用于新规划的煤制油项目。3) 基础设施：西部成品油管道设计运输能力1000万吨/年，投产以来一直处于低负荷运行情况，2021年管输量为467万吨。有足够的剩余输送能力支持新增成品油、氨醇等产品输送。4) 新疆煤制油项目经济性测算：在70美金油价场景下，新疆和内蒙市场煤价的单吨煤制油利润分别为1678/248元/吨，ROA分别为7.18%/1.06%。新疆低于200元/吨的坑口煤价下，间接煤制油收益可观，对应盈亏平衡点约为40美金/桶。5) 从历史煤炭主产区走入新疆。截至2025年初国内共投产运行8个煤制油项目，基本分布在内蒙古、山西等煤炭主产区。我们认为新疆有望凭借成本优势和成熟的基础设施走上舞台中心，截至2025年1月，国能哈密煤制油已经发布设计招标/中标相关新闻，项目有望进入建设快车道。
- 煤制气：打通运输瓶颈和商业模式，盈利性已凸显：**1) 技术：早期运行的各个项目均出现过因煤种和气化炉之间适应性不足运行状态不稳定等问题，经过多个项目试错，国内赛鼎设计院针对多种煤质提出有效的解决方案；2) 商业模式的改变：2019年国家能源管网集团成立，天然气输送侧的公平性得以提升，当前国家能源管网集团实行“X+1+X”模式，打破此前中石油中石化对管道运输和下游需求侧的垄断。煤制气企业可以自由根据下游需求选择买方，延长产业链收益环节，经济性得以明显改善；3) 基础设施：2024年9月29日，西气东输四线吐鲁番—中卫段建成投产，2024年底开启准东煤制气管道建设；4) 新疆煤制气项目经济性测算：在2021年杭州和北京的工业燃气市场价场景下，新疆外采煤/新疆自供煤/内蒙外采煤/的单方煤制气净利润分别为0.74/0.91/0.08元/方，项目ROA分别为9.5%/11.8%/1.1%。且新疆煤制气位于成本曲线偏左侧，即使在天然气价格未来回落的场景下，配套煤矿的煤制气的盈利仍有望维持；5) 新疆煤制气项目规划数量领先：当前国内实际投入运营的煤制气项目主要集中在内蒙古和新疆伊犁，总计已投运煤制气总计产能约为74亿方。国内企业在途煤制气项目规划数量总计为13个，从地域来看其中12个项目计划落地新疆。24年新疆天池能源、国家能源集团、新疆新业集团3个煤制天然气项目已获得国家发改委预审赋码。
- 我们认为，历经十余年的技术革新、基础设施建设以及模式探索，煤制油气等现代煤化工有望借助新疆这一煤价洼地重回舞台中心，开启新一轮投资周期。**建议从三条主线关注受益标的：**1) 受益于新疆煤化工资本开支的铲子股，包括了设计、总包和设备公司。建议关注：东华科技、中国化学、中石化炼化、三维化学、航天工程等；2) 服务于新疆煤化工运营和煤矿开采的卖水人，包括铁路物流和民爆矿服公司。建议关注：广东宏大、雪峰科技、易普力等；3) 在新疆投资建厂，有望通过低价煤炭获得长期成本优势的业主方。建议关注：宝丰能源、特变电工、广汇能源、湖北宜化、中基健康、新天然气等。
- 风险提示：**煤化工项目审批政策变化，煤价大幅下跌，新疆政策变化、统计和测算误差

推荐 (维持)

华创证券研究所

证券分析师：杨晖

邮箱：yanghui@hcyjs.com

执业编号：S0360522050001

联系人：陈俊新

邮箱：chenjunxin@hcyjs.com

行业基本数据

		占比%
股票家数(只)	486	0.06
总市值(亿元)	42,584.58	4.30
流通市值(亿元)	37,734.79	4.79

相对指数表现

	%	1M	6M	12M
绝对表现	-0.2%	1.2%	8.1%	
相对表现	-0.2%	4.5%	-1.8%	



相关研究报告

《能源周报(20250323-20250330)：美加大对委制裁，俄乌冲突前景不明，本周油价上行》

2025-03-31

《新疆周报(20250324-20250330)：东方希望准东煤电一体化项目开工》

2025-03-31

《化工行业新材料周报(20250324-20250330)：台积电2nm工艺有望于下半年量产；河南加大重型卡车氢燃料电池购买补贴》

2025-03-30

投资主题

报告亮点

本报告基于详实的数据，缜密的逻辑和专业的煤化工技术分析，系统性地说明新疆正在成为煤制油气战略基地的原因，提供的观点具有前瞻性，对煤制油气行业的分析完整而深刻，并提供煤制油气经济性的完整测算，为新疆煤制油气投资的景气度预判提供坚实的基础

投资逻辑

我们认为，历经十余年的技术革新、基础设施建设以及模式探索，煤制油气等现代煤化工行业的规模有望借助新疆这一煤价洼地重回舞台中心，开启新一轮投资周期。

建议从三条主线关注受益标的：

- 1) 受益于新疆煤化工资本开支的铲子股，包括了设计、总包和设备公司。建议关注：东华科技、中国化学、中石化炼化、三维化学、航天工程等；
- 2) 服务于新疆煤化工运营和煤矿开采的卖水人，包括铁路物流和民爆矿服公司。建议关注：广东宏大、雪峰科技、易普力等；
- 3) 在新疆投资建厂，有望通过低价煤炭获得长期成本优势的业主方。建议关注：宝丰能源、特变电工、广汇能源、湖北宜化、中基健康、新天然气等。

目 录

一、 新疆正在成为煤制油气核心发展基地.....	6
二、 煤制油：凭借哈密低阶富油煤，经济性有望改写.....	7
(一) 现状介绍.....	7
(二) 技术进步：直接液化已更新为二代技术，煤制油单耗持续优化.....	9
1、 工艺流程一：直接煤制油工艺.....	9
2、 工艺流程二：间接煤制油工艺.....	10
3、 工艺对比.....	11
4、 技术进步：单耗持续下降.....	12
(三) 基础设施建设：西部成品油管道负荷仍有余量.....	13
(四) 经济性测算：新疆市场煤价下间接煤制油的盈亏平衡点约为 40 美金.....	13
三、 煤制气：打通运输瓶颈和商业模式，盈利性已凸显.....	15
(一) 现状介绍.....	15
(二) 技术进步：煤种适应性不断优化，甲烷化催化剂开启国产替代.....	16
(三) 天然气商业模式打通.....	18
(四) 西气东输四线+准东煤制气管道，加强保障新疆煤制气管输能力.....	19
(五) 经济性测算：单方煤制气盈利有望接近 1 元.....	20
四、 煤炭分级综合利用：低阶煤未来的高效利用之路.....	22
(一) 现状介绍.....	23
(二) 技术介绍：煤热解是分级综合利用的基础.....	23
(三) 未来发展方向.....	24
五、 投资建议.....	27
(一) 铲子股：将受益于此轮资本开支的 EPC 总承包商和设备方.....	27
(二) 卖水人：为新疆煤炭-煤化工产业链提供服务的企业.....	28
(三) 业主方：新疆投资建厂，有望通过低价煤炭获得长期成本优势.....	29
六、 风险提示.....	31

图表目录

图表 1	新疆煤制油规划项目统计	6
图表 2	新疆煤制气规划项目统计	7
图表 3	新疆煤炭分级利用规划项目统计	7
图表 4	神华煤直接液化项目开工率不完全统计	8
图表 5	重点煤制油项目规划统计	8
图表 6	煤直接液化+间接液化项目统计	9
图表 7	直接液化煤制油工艺路线	10
图表 8	间接液化煤制油工艺路线（详细）	10
图表 9	伊泰合成油厂考核结论（2010年7月）	11
图表 10	煤制油技术石脑油馏分对比	12
图表 11	煤制油技术柴油馏分对比	12
图表 12	煤制油工艺对比	12
图表 13	煤制油项目单耗数据不完全统计	13
图表 14	伊泰新疆能源环评重要数据列示	14
图表 15	新疆煤价场景 VS 内蒙煤价场景下煤制油经济性对比	14
图表 16	现有煤制气项目统计	15
图表 17	规划煤制气项目统计	16
图表 18	“二步法”煤制天然气工艺流程示意	17
图表 19	“一步法”煤制天然气工艺流程示意	17
图表 20	不同气化工工艺合成天然气各装置能力比较	17
图表 21	煤制气气化和甲烷化环节下游技术分类	18
图表 22	西气东输管线走向示意图	20
图表 23	国内天然气供给成本曲线图	21
图表 24	不同区域新建 LNG 项目的项目盈亏平衡点	21
图表 25	煤制气项目环评关键数据列示	22
图表 26	煤制气成本及盈利能力测算（基于伊犁新天 20 亿方天然气项目环评）	22
图表 27	中温煤焦油开工率及价格走势	23
图表 28	中温煤焦油产能现有分布	23
图表 29	煤炭分级综合利用流程简化图	24
图表 30	不同地区低温煤焦油成分分析	24
图表 31	陕煤 1500 万吨年煤炭分质清洁高效转化示范项目	25
图表 32	烯烃深加工产业链	26
图表 33	芳烃深加工产业链	26

图表 34 其他支线下游产品26

在我们新疆系列的第一篇报告《向上游去-暨新疆煤化工发展前景分析》中，我们主要阐述了新疆作为煤炭保供基地发展煤化工的优势，判断新疆有望成为现代煤化工的掘金地。我们也很快注意到煤制油、煤制气以及煤炭分级利用等现代煤化工项目在新疆涌现，本文重点讨论这些现代煤化工的技术发展、项目规划以及经济性测算。在能源安全愈发重要的今日，历经十余年的技术革新、基础设施建设以及模式探索，煤制油、煤制气等现代煤化工有望借助新疆这一煤价洼地重回舞台中心。

一、新疆正在成为煤制油气核心发展基地

能源安全重要性日益加强，煤制油气建设加速。面对“百年未有之大变局”，国家政策中能源安全的重要性愈发明显。2025年初，国家能源局发布《2025年能源工作指导意见》，提出大力提升能源安全保障能力，夯实能源安全保障基础，《意见》的**基本原则的首条**为“坚持底线思维，持续增强能源安全保障能力”，**主要目标的首条**为“供应保障能力持续增强”，在大力提升能源安全保障能力章节中，提到“**推进煤炭供应保障基地建设，有序核准一批大型现代化煤矿**”、“加快大庆、胜利国家级页岩油示范区建设，持续提升油气储备能力”，“**推进煤制油气重大项目建设**”等能源保障措施。

价格低廉的新疆煤作为煤炭运输时会受限于运输效率，而就地转化成油气、甲醇、化工品后，既有助于保障国家能源安全，降低能源进口依赖度，也有望凭借其成本优势，系统降低中国的能源和制造成本。2024年以来，我们注意到新疆涌现不少煤制油气大型项目的投资规划。

煤制油方面，国家能源集团于哈密规划400万吨煤制油项目。2024年3月28日，国家能源集团哈密能源集成创新基地基础设施建设项目在哈密市巴里坤哈萨克自治县岔哈泉园区开工。该项目总投资1700亿元，是首个应用二代技术直接液化煤制油项目。项目在2024年10月已经完成项目电仪实验楼（第一标）钢结构主体施工，部分装置基础设计中标方统计如下：煤制合成气联合装置（五环）、空分装置（天辰）、低温甲醇洗装置（华陆）、污水处理场（东华）。此外，据煤化工客报道，原本规划于伊犁的伊泰100万吨煤制油项目，也正在计划重启，伊泰集团曾在新疆甘泉堡，新疆伊犁，内蒙古分别规划建设200万吨/100万吨/200万吨间接液化煤制油项目，其中新疆甘泉堡200万吨和内蒙古200万吨煤制油项目分别于2021年1月和2025年1月宣布停止推进。

图表 1 新疆煤制油规划项目统计

相关上市标的	负责企业	项目	具体地点	省市	投资额 (亿元)	产能 (万吨/亿立方米)
伊泰B股	伊泰伊犁能源	伊泰伊犁能源有限公司100万吨/年煤制油示范项目	察布查尔锡伯自治县伊泰伊犁工业园	伊犁	139	100
中国神华	国家能源集团	国能哈密二代技术直接液化煤制油项目	新疆哈密市巴里坤哈萨克自治县	哈密市	1700	400
总计					1839	500

资料来源：新疆维吾尔自治区察布查尔锡伯自治县人民政府网站、中阀企数据，华创证券

煤制气方面，经我们统计，新疆现有12个煤制气规划项目（表中未列示基本处于停滞的苏新能源项目），总产能达416亿方。2024年中，在新疆维吾尔自治区发展改革委积极推动下，准东煤制油气战略基地支撑项目新疆天池能源、国家能源集团、新疆新业集团3个煤制天然气项目全部通过国家发改委预审，其中国能准东煤制气已于2025年3月获得国家发展改革委核准。

图表 2 新疆煤制气规划项目统计

相关上市标的	负责企业	项目	具体地点	省市	投资额(亿元)	产能(亿立方米)
	新疆中亚化工	年产60亿立方米煤制天然气项目	准东开发区将穿庙	准东	400	60
陕西煤业	新疆中新建	煤基化工耦合绿氢清洁能源示范工程40亿立方米/年煤制天然气项目	淖毛湖经济技术开发区红山产业园	哈密市	300	40
中煤能源	中煤集团	中煤集团条湖40亿方/年煤制天然气项目	哈密巴里坤县三塘湖工业园	哈密市	320	40
	新疆能源(集团)有限责任公司	新疆能源(集团)有限责任公司年产40亿立方米煤制天然气项目	三塘湖工业园区	哈密市	305	40
	华能新疆能源开发有限公司	40亿Nm ³ /a(一期20亿Nm ³ /a)煤制天然气项目	准东经济技术开发区	准东	260	40
	国家能源集团新疆公司	国家能源集团准东40亿立方米/年煤制天然气项目	准东经济技术开发区西黑山产业园区	准东	250	40
特变电工	新疆天池能源公司	新疆天池能源有限责任公司40亿m ³ /a煤制天然气项目	准东经济技术开发区煤化工园区	准东	230	40
	新疆庆华能源集团	新疆庆华伊犁55亿m ³ /年煤制天然气项目二期工程	伊宁县伊东工业园区	伊犁	194	40
	新疆龙宇能源	新疆龙宇能源准东煤化工年产40亿立方米煤制天然气项目	准东经济技术开发区芨芨湖产业园	准东	200	40
	沃疆清洁能源	新疆新业国有资产经营(集团)准东20亿立方米/年煤制天然气项目	准东经济技术开发区芨芨湖产业园	准东	155	20
伊泰B股	伊泰伊犁能源有限公司	伊泰伊犁能源有限公司100万吨/年煤制油示范项目产品方案调整项目	伊犁察布查尔伊南工业园区	伊犁	139	16
		总计			2753	416

资料来源：新疆兵团第十三师、气化界、新疆石油及化工工业博览会、BHI 拟在建项目网、新疆维吾尔自治区察布查尔锡伯自治县人民政府网站、产经新闻、煤化工网、新疆维吾尔自治区发改委，华创证券

煤炭分级综合利用方面，新疆已规划项目总产能对应煤炭消耗量超过 5000 万吨，总投资额约 500 亿元，项目主要集中在哈密市和吐鲁番地区。其中重点项目进展如下：伊吾广汇 1500 万吨/年煤炭分质分级利用项目于 2025 年 2 月 7 日发布修建性详细规划项目招议标公告；新疆泰亨 1000 万吨/年低阶煤分质分级清洁高效综合利用示范项目，已确定中国天辰工程有限公司为总体设计、基础设计中标方，中标金额 660 万元；新疆慧能 1500 万吨/年煤炭清洁高效利用项目，由华西能源工业股份有限公司成功中标循环流化床热风炉的设备供应及安装工作，中标金额 2.65 亿元。

图表 3 新疆煤炭分级利用规划项目统计

负责企业	项目	省市	投资额(亿元)	产能(万吨)
新疆广汇新材料科技有限公司	伊吾广汇 1500 万吨/年煤炭分质分级利用示范项目	哈密市	165	150
新疆三昌环保能源有限公司	胡杨河40万吨/年煤焦油资源化利用项目	胡杨河	11	40
新疆泰亨能源化工	1000万吨/年煤炭分质分级综合利用示范项目	吐鲁番	100	100
哈密润达能源开发有限公司	300万吨/年低阶煤分质分级清洁高效综合利用项目技术升级改造项目	哈密市	12	20
新疆嘉国伟业新能源	年产600万吨低阶煤清洁高效综合利用项目和年产60万吨煤焦油加氢项目	哈密市	70	60
新疆慧能煤清洁高效利用有限公司	煤炭清洁高效利用有限公司年产1500万吨煤化工项目	哈密市	89	150
新疆龙都石油化工有限公司	吉木萨尔县40万吨/年煤基劣质物清洁综合利用项目	准东	18	40
新疆嘉信能源科技有限公司	托克逊洁净能源多联产项目(35万吨煤焦油加氢)	吐鲁番	29	35
鄯善万顺发新能源科技有限公司	鄯善30万吨/年煤焦油加氢(一期15万吨/年)装置扩能改造项目	吐鲁番	1.3	30
	总计		495	625

资料来源：伊吾县人民政府官网、吐鲁番人民政府网、煤化工网、天眼查、新疆维吾尔自治区生态环境厅、国务院国有资产监督管理委员会、中阀企数据、鄯善县发改委、化化网煤化工，华创证券

注：产能数值主要来自指最终生产出的煤焦油的数字；注其中新疆泰亨的煤焦油为按照 10% 的出油率的测算结果；

二、煤制油：凭借哈密低阶富油煤，经济性有望改写

此前国内煤制油项目多面临运行不稳定，经济性较差，直接液化的煤种适应性差等问题。据我们统计，截至 2024 年国内总共投产煤制油产能 923 万吨，多在 2018 年之前投产，2018 年-2023 年国内煤制油气项目发展缓慢。但经过多年的技术发展，凭借新疆坑口价不到 200 元/吨的低价煤，尤其是哈密独有的含油率 10%+ 的富油煤和日益完善的产业配套设施，新疆煤制油规模化发展迎来前所未有的契机。2024 年，国家能源集团于哈密规划 400 万吨煤制油项目，伊泰集团此前暂停的 100 万吨伊犁煤制油项目计划重启。

未来我们有望看到，新疆不足 200 元/吨的煤价支撑下煤制油的成本可对标 40 美金原油环境下的成品油，以 0.15 元每吨公里的运费，通过西部成品油管道流向全国，缓解我国高达 70% 的原油进口依赖度。

(一) 现状介绍

煤直接液化工艺当前仅一个在运行项目即神华鄂尔多斯 108 万吨煤直接液化项目。项目

于 2002 年获得原国家环境保护总局环评批复，2004 年动工，2008 年底投料试车，2011 年结束试生产后开始正式商业运营，是我国乃至世界第一个现代煤直接液化工艺的大型工业规模示范项目。据中国电力报报道，2011 年至 2018 年年间，项目累计生产油品 665 万吨，年均实现利税 9.2 亿元。根据鄂尔多斯能源局的数据，项目 2024 年开工率相较 22 年明显提升，逐步走向稳定商业化生产。

图表 4 神华煤直接液化项目开工率不完全统计（单位：万吨）

口径	油品产量	油品销量	年化开工率
2022年1-6月份	50.7	51.0	93.9%
2022年1-7月份	59.6	59.6	94.7%
2023年1-4月份	33.7	33.3	93.6%
2023年1-5月份	43.9	43.1	97.6%
2023年1-6月份	53.1	50.6	98.3%
2023年1-7月份	61.7	59.7	97.9%
2023年1-8月份	64.6	63.4	89.7%
2023年1-9月份	67.8	66.9	83.7%
2023年1-10月份	76.4	75.4	84.9%
2023年1-11月份	86.1	84.6	86.9%
2024年1月份	9.3	8.6	102.9%
2024年1-2月份	18.5	16.5	102.6%
2024年1-5月份	47.5	43.4	105.4%

资料来源：鄂尔多斯能源局数据，华创证券

煤间接液化路线当前总计 7 个在运行项目，且项目当前开工率均较高，运行状态良好。我国煤间接液化首次出现是在 2009 年，当时仍以小型装置（低于 20 万吨产能）为主；2015 年，兖矿未来能源牵头的首个大型 100 万吨煤间接液化项目投产，开启煤间接液化装置的大型化，2016 年国家能源集团宁煤 400 万吨间接煤制油投产，装置大型化再上台阶，历经 2020 年、2023 年两次大检修，该装置已实现高质量运行，连续三年产量突破 400 万吨大关。2023 年伊泰煤间接液化项目累计生产各类油品 19.79 万吨，同比减少 5.74%，开工率达 118%。

目前国内大型煤制油在途规划项目主要有四个，业主方主要为国家能源集团和陕西延长。规划项目总计产能将达 952 万吨，投资额约为 3351 亿元，其中国能集团充分发挥在直接液化技术上的优势，积极开展煤炭直接液化升级示范项目，分别在新疆哈密、内蒙古鄂尔多斯、陕西榆林规划布局。重点项目进度更新层面：截至 2025 年 1 月，国能哈密煤制油和国能榆林煤制油/项目已经发布设计招标/中标相关新闻，国能鄂尔多斯项目已经完成节能评估服务等前期手续的招标采购，陕西延长榆林煤制清洁燃料的可研报告报告论证会已经召开。

图表 5 重点煤制油项目规划统计

项目	投资额	业主	地区	产能	产能口径	工艺路线
榆林煤制清洁燃料升级示范项目	488	陕西延长榆能	靖边经济开发区能源化工园	120	油品	煤炭间接液化
榆林循环经济煤炭综合利用项目	798	国家能源集团	榆林经开区	216	油品	煤炭直接液化
哈密400万吨直接液化二代技术煤制油项目	1700	国家能源集团	哈密市巴里坤哈萨克自治县岔哈泉园区	400	油品	煤炭间接液化；煤炭直接液化
鄂尔多斯煤制油分公司煤制油煤直接液化升级示范项目	365	国家能源集团	鄂尔多斯市伊金霍洛旗乌兰木伦镇	216	油品	煤炭直接液化
总计	3351			952		

资料来源：太阳能光热联盟、中国石油和化工、石化前沿小兵、搜狐等，华创证券

注：兖矿 400 万吨煤制油项目因为 2023 年以来无动态更新所以此处剔除统计范畴；注，投资额单位为亿元，产能单位为万吨

图表 6 煤直接液化+间接液化项目统计

项目名称	产能 (万吨)	采用工艺	省份	相关项目投产时间
神华鄂尔多斯煤直接制油项目	108	直接煤制油	内蒙古	2008年已投产
神华鄂尔多斯煤间接制油项目	18	间接煤制油	内蒙古	未知
伊泰大路间接液化	16	间接煤制油	内蒙古	2009年已投产
伊泰抗锦旗间接液化	120	间接煤制油	内蒙古	2017年投产
兖矿未来能源间接液化	100	间接煤制油	陕西(榆林)	2015年已投产
国家能源集团宁夏煤业公司	400	间接煤制油	宁夏	2016年已投产
潞安煤基合成油示范项目	16	间接煤制油	山西	2009年已投产
潞安高硫煤清洁利用油化电热一体化示范项目	100	间接煤制油	山西	2017年已投产
延长油煤共炼	45	煤油共炼	陕西	2022年已投产
总计	923			

资料来源：国家能源局、鄂尔多斯碳中和研究院、煤焦油深加工及加氢技术协作组、宁夏煤业有限责任公司、中央人民政府网、中国共产党新闻网、中化新网、内蒙古日报、国家煤化工网、华创证券

(二) 技术进步：直接液化已更新为二代技术，煤制油单耗持续优化

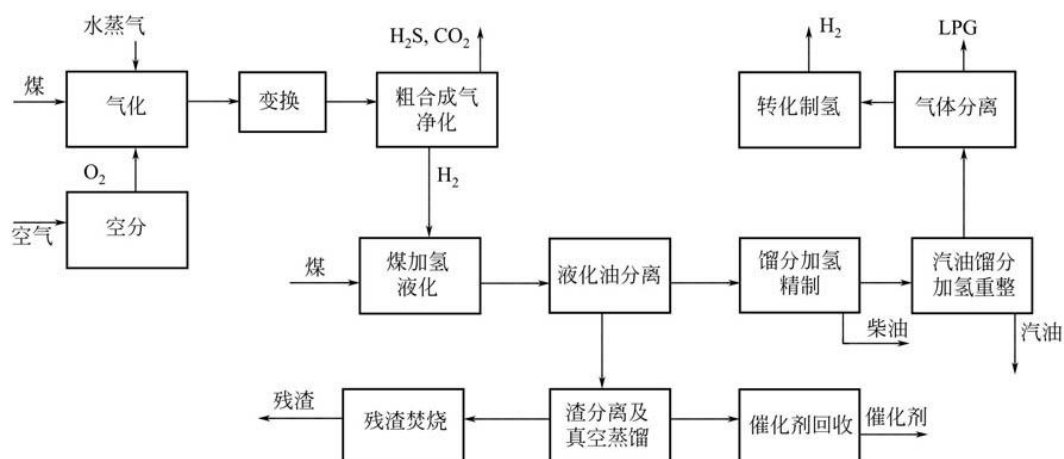
1、工艺流程一：直接煤制油工艺

直接煤制油工艺是将合适的煤磨成细粉，在高温高压条件下，通过催化加氢反应使煤液化，直接转化成液体燃料。

具体步骤：1) 煤粉制备：将原料煤破碎至 0.2mm 以下，经过干燥，与溶剂、催化剂一起制备成煤浆；2) 制氢：通过煤气化（包换变换和净化）制成氢气；3) 加氢反应：在高温(400~450℃)高压(20~30MPa)条件下，在催化剂的促进下进行加氢反应，得到粗液化油；4) 粗油分离：将反应生成的粗液化油、气态物和残渣进行固液气分离，重油作为溶剂循环使用；5) 产品精制：在高温(380~390℃)和高压(15~18MPa)条件下，将液化油分馏制成各种油品。

煤耗：单纯从原料化学计量的角度，1t 无水无灰煤能转化成 0.5t 以上的液化油，加上制氢用煤，约 2.5~3.0t 原料标煤可产 1t 成品油，进一步考虑能量用煤，吨油标煤耗约为 3.5t 左右(折成常规 5000cal 煤约为 4.9t)。

图表 7 直接液化煤制油工艺路线



资料来源：《现代煤化工新技术（第二版）》唐宏青，华创证券

2、工艺流程二：间接煤制油工艺

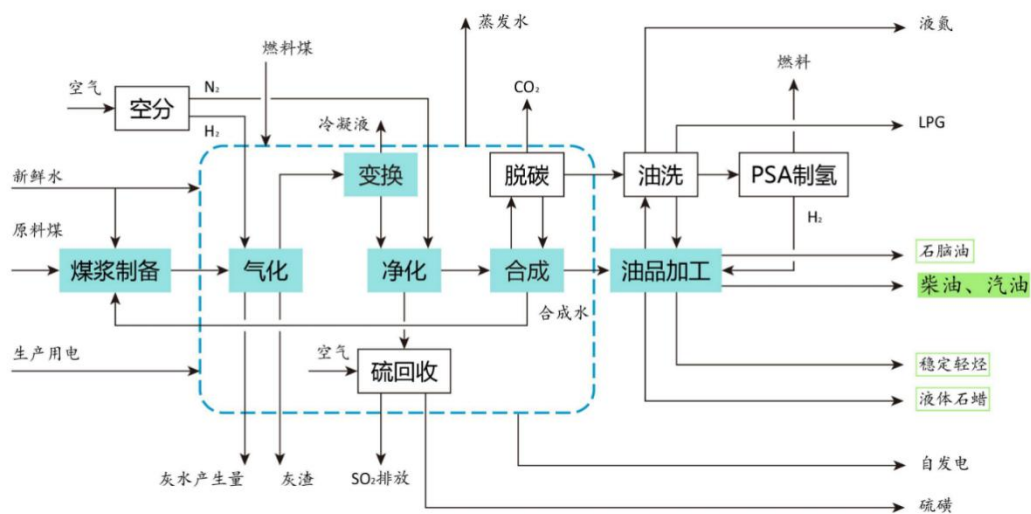
间接煤制油工艺首先将煤炭气化转化为合成气（一氧化碳和氢气），然后在催化剂作用下利用费托工艺合成液体燃料。

具体步骤：1. 煤气化：将煤炭在高温下气化，生成合成气（CO 和 H₂）。2. 净化：对合成气进行净化，去除杂质，调整 H₂/CO 的比例。3. 费托合成：在催化剂作用下，利用费托合成工艺将合成气转化为液体燃料（汽油、柴油和航空燃料）和化工原料。费托合成是煤间接液化的核心工艺，费托（Fischer-Tropsch）工艺包括一系列的生成多种烃类的化学反应，其中生产烷烃的用途较广，其反应方程式如下所示，其中烷烃用通式 C_nH_{2n+2} 表示：



其中的 n 通常是 10-20，生成的烷烃大多数倾向于成直链，因此适合作为柴油燃料。除了烷烃以外，还会有少量的烯烃、醇类和其它含氧烃作为副产物生成。

图表 8 间接液化煤制油工艺路线（详细）



资料来源：《煤制油气产业竞争力分析》陈子瞻，华创证券

图表 9 伊泰合成油厂考核结论（2010 年 7 月）

项目	考核数据
总标煤耗 (以每吨油品计)/(t/t)	3.48
水耗 (以每吨油品计)/(t/t)	13.45
电耗 (以每吨油品计)/(kW · h/t)	794.67
综合能耗 (以每吨油品计)/(GJ/t)	109.86
全系统能量转化效率 /%	40.53
产油率 (每吨催化剂产油数量)/(t/t)	1200~1500

资料来源：唐宏青《现代煤化工新技术第二版》，华创证券

3、工艺对比

直接煤制油和间接煤制油最核心的区别是煤直接液化只是部分地改变煤的分子结构，而煤间接液化是完全改变煤的分子结构。此外，两种煤制油技术在原料煤的要求、产品的质量和物理特点、投资强度等方面也具有显著区别。

原料煤要求：直接液化对煤质要求更高：1.原料煤的哈氏可磨指数需大于 50 以上，选择易磨或中等难磨的煤作原料；2.选择氢含量越高、氧含量越低的煤，氢含量越高，加氢工艺阶段外供加氢量就越少，氧含量低，废水生成量也较少，一般选择 H/C 比例大于 0.8 的煤；3.硫、氮等杂质含量要求低，以减少后续油品加工提质费用；4.煤的灰度小于 5%，较高的矿物质含量可能会导致结垢沉积降低反应的传热效果。通常原煤难达到此指标，所以要求煤的洗选性能好。间接液化与直接液化中制氢的原料煤质量要求基本相同。

反应条件：间接液化反应条件更为温和。从操作条件来看，间接液化的操作压力只有直接液化的 1/5 到 1/8，而操作温度低近两百摄氏度。

投资强度：间接液化煤制油项目单位投资强度（以油品为基准）约为 1.6 万元/吨（参考伊泰杭锦旗、国家能源宁煤以及兖矿未来能源间接液化的投资额和产能测算结果）；直接煤制油项目单位投资强度约为 1.7 万元/吨（主要基于 2024 年新规划神华煤制油煤直接液化升级示范项目，项目总投资 365 亿元，拟新建一条 216 万吨/年煤直接液化生产线测算）。

产品物理特点：直接煤制油和间接煤制油的产品从物理组分上存在一定互补性。直接煤制油的产品以柴油为主，且相较间接煤制油调节空间较小。间接煤制油的产品分为两种状况，低温费托合成工艺产品种类相对单一，产品以柴油为主，占 75%左右，其余为石脑油、液化气；高温费托合成工艺产品种类更为多样化，其产品中不但有汽油、柴油、溶剂油，还有烯烃、烷烃、含氧化合物等，其中烯烃含量达到 40%左右，且大部分是直链烯烃。

下游应用市场：与石油炼制产品相比，大多数煤基油品硫化物等有害物质含量低、清洁性好，但其反应后的组分的单一性一定程度上限制煤基油品的应用。1) 汽油：煤基油品汽油馏分大多数辛烷值不达标，间接煤制油产的汽油烯烃含量超标，不是理想的 VIB 车用汽油调和组分；2) 航煤：煤基油品的煤油馏分中只有间接煤制油油品的组成和性质能够满足国家标准，可以在成品航煤中掺入高达 50%的比例；直接液化油品的馏分密度超标，尚不能用作航空煤油组分；3) 柴油：间接煤制油的柴油产品性能优异，是非常好的柴油调和组分。

图表 10 煤制油技术石脑油馏分对比

性质	直接液化石脑油	间接液化石脑油
密度, kg/m ³	757	~670
芳烃, %	10.24	0
烯烃, %	6.31	32
环烷烃, %	53.67	0
链烷烃, %	29.78	60
辛烷值, RON	80.3	~35

资料来源: 曹然《煤制油技术竞争力分析》、华创证券

图表 11 煤制油技术柴油馏分对比

性质	直接液化柴油馏分	间接液化柴油馏分
密度, kg/m ³	930.8	~770
芳烃, %	57.7	0
烯烃, %	-	25
链烷烃, %	-	65
十六烷值	25.2	~75
凝点, °C	-14	-8

资料来源: 曹然《煤制油技术竞争力分析》、华创证券

图表 12 煤制油工艺对比

	煤直接液化	煤间接液化	煤炭分质综合利用
煤的分子结构	部分改变	完全改变	不改变
原料煤的要求	要求更高, 要求煤的洗选性能好	可以使用各种煤种, 适应性更强	要求较低, 可采用低阶煤
产品的质量和物理特点	产品以柴油为主, 且相较间接煤制油调节空间较小, 产出的油品芳烃含量高, 硫氮等杂质需要经过后续深度加氢精制	低温费托合成工艺产品以柴油为主; 高温费托合成工艺产品种类更为多样化	与常规石油基原料相比, 低温煤焦油中氧含量高, 且多以低级酚类物质(占比约 20wt%~45wt%)为主
投资额	单位投资强度约为 1.7 万元/吨	单位投资强度(以油品为基准)约为 1.6 万元/吨	部分民营企业的单吨投资额(以煤焦油产量为基准)仅为 0.8 万元/吨, 单个项目投资额多在百亿以下

资料来源: 郭连方《煤直接液化和间接液化的比较》、胡聪《关于煤直接液化和间接液化的比较分析》, 华创证券(注, 煤炭分质利用即煤干馏同样可以作为部分煤制油的来源, 我们在后文单独介绍),

4、技术进步: 单耗持续下降

直接煤制油经过十余年鄂尔多斯直接液化示范线的持续发展, 二代技术已被计划用于新规划的煤制油项目, 二代直接液化技术主要从以下方面进行优化:

- 1) 人工合成超细水合氧化铁 (FeOOH) 作为液化催化剂;
- 2) 溶剂全部采用预加氢的供氢性溶剂, 在煤浆预热和换热过程中, 能通过“高速”提供活性氢给自由基, 阻止煤热分解过程中自由基碎片的缩合, 防止结焦;
- 3) 反应器采用内循环悬浮床;
- 4) 固液分离采用减压蒸馏;
- 5) 溶剂加氢采用强制循环悬浮床反应器, 基于此催化剂可以在线更新, 避免使用固定床反应器从而产生催化剂积炭压差增大的风险。

经过对煤制油项目单耗数据的不完全统计, 技术进步使得煤制油项目的单耗呈下降趋势。神华鄂尔多斯直接液化的水耗从设计之初的 10 吨下降为 2014 年口径的 7 吨, 2017 年口径已经下降至 5.8 吨。

间接煤制油, 早期投产的伊泰鄂尔多斯大路 16 万吨煤制油项目, 因规模较小单位油品水耗约为 13 吨, 兖矿间接液化 2017 年口径约实现单位油品水耗 7 吨, 伊泰杭锦旗 120 万吨间接液化 2022 年实现水耗 5 吨。

图表 13 煤制油项目单耗数据不完全统计

项目	单位产品煤耗 (吨标煤)	单位产品水耗 (吨)	能源转化效率	具体口径
神华鄂尔多斯直接液化		7		2014
神华鄂尔多斯直接液化		6		2017
伊泰鄂尔多斯16万吨		13		2014
伊泰杭锦旗间接液化	3.5	5	43.85%	2022
兖矿间接液化	3.6	7	45.90%	2017
国能宁煤间接液化	3.4	6	43.57%	2022

资料来源：内蒙古日报、经济日报、能源智库、21世纪经济、中科合成油、华创证券

（三）基础设施建设：西部成品油管道负荷仍有余量

西部成品油管道目前是新疆成品油主要的外送通道，剩余运力相较当前产能充裕。2007年西部成品油管道投产，干线管道为乌鲁木齐—兰州段，除干线外，还设有乌石化成品油支线、玉门石化进油支线、哈密分输支线等7条分输支线，全线采用常温密闭顺序输送工艺，主要输送90#、93#汽油和0#~10#柴油等成品油。管道设计运输能力1000万吨/年，投产以来一直处于低负荷运行情况。管输油源来自乌鲁木齐石化、克拉玛依石化、独山子石化和玉门炼油厂，2021年管输量为467万吨，并且近年来还在持续下行。

低成本的管道运输进一步扩大煤制油的经济性。新疆煤制油相较疆外地区的核心优势本质来源于物流成本的节省：1）煤炭从哈密运至秦皇岛运费约为600元/吨，煤制油后外运一吨油相当于外运4~5吨煤炭，可节省3~4吨煤炭运费；2）管道运输方式下，外运一吨油的成本比外运一吨煤更低，根据西部成品油管道的运输价格（0.142元/吨公里，2019年数据）测算得到乌鲁木齐—兰州（1841公里）的单吨运费为262元/吨，而乌鲁木齐—兰州的单吨褐煤铁路运费约为284元/吨。

（四）经济性测算：新疆市场煤价下间接煤制油的盈亏平衡点约为40美金

煤直接液化工艺路线：煤直接液化当前仅神华鄂尔多斯108万吨一个在运行项目，且项目本身公开信息较少，无法依据环评信息做详细的经济性测算。据中国能源报的相关信息，国家能源集团测算结果显示煤直接液化的油价盈亏平衡点约为55美金，其工业化的核心瓶颈更多在于对原料煤的要求较高，而哈密稀缺的富油煤种能够很好地满足直接液化对煤质的需求。目前，据新疆日报报道哈密煤炭资源预测总资源量达5708亿吨，其中已探明富油煤资源量达640亿吨，平均含油率超过10%，最高接近20%。

煤间接液化工艺路线：以伊泰甘泉堡200万吨/年煤制油示范项目为例，重要单耗数据为：生产1吨柴油需消耗5.95吨原料煤（4700cal）和1.60吨燃料煤（4500cal），耗水12.5立方米，耗电0.18万千瓦时，同时可获得0.36吨石脑油、0.12吨液化石油气（LPG）等主要副产品。基于部分核心假设：人均工资为10万元，维修费用率为2%（以单年折旧费用为基准），折旧费用采用年限平均法，年限为15年，销售费用/管理费用/财务费用率分别为0.5%/3.6%/0.4%。同时我们对新疆/内蒙不同坑口煤价场景进行了对比，测算结果显示在70美金油价场景下，基于新疆和内蒙市场煤价的单吨煤制油利润分别为1678/248元/吨，ROA分别为7.18%/1.06%。**新疆200元/吨以下的坑口煤价下，间接煤制油收益可观。在油价40美金情况下，基本处于盈亏平衡状态。若考虑近年来技术进步带来的单耗下降，则盈利仍有改善空间。**

图表 14 伊泰新疆能源环评重要数据列示

主要单位：万吨，万元		单位	伊泰新疆能源有限公司伊泰甘泉堡 200万吨/年煤制油示范项目
项目投资	总投资	万元	3200788
	环保投资	万元	50658
	单吨柴油投资	元/吨	23387
主要原材料	原料煤	万吨	813.74
	原料煤柴油比	吨/吨柴油	5.95
主要能耗	燃料煤	万吨	219.52
	燃料煤柴油比	吨/吨柴油	1.60
	新鲜水	万立方米	1364
	新鲜水柴油比	吨/吨柴油	10.0
	电	亿千瓦时	24.49
	电力柴油比	千瓦时/吨	1789
人工费用	全厂定员	万元	16320.0
产品	柴油	万吨	136.86
	石脑油		49.6
	液化石油气 (LPG)		16.6
	硫磺		3.2
	混醇		5.4
	硫胺		6.7
单耗数据	柴油	吨/吨柴油	1.00
	石脑油联产单耗		0.36
	LPG 联产单耗		0.12
	硫磺联产单耗		0.02

资料来源：《伊泰新疆能源有限公司伊泰甘泉堡 200 万吨/年煤制油示范项目》环评，华创证券

图表 15 新疆煤价场景 VS 内蒙煤价场景下煤制油经济性对比

主要单位：元/吨	项目	单位	新疆煤价场景	内蒙煤价场景
项目投资	折旧成本	元/吨	1559	1559
	其中环保-折旧	元/吨	25	25
主要原材料	原料煤成本	元/吨	1189	2741
主要能耗	燃料煤	元/吨	160	579
	新鲜水	元/吨	100	30
	电	元/吨	608	734
人工费用	人工费用	元/吨	119	119
其他费用	维修费用	元/吨	31	31
	销售费用	元/吨	29	29
	管理费用	元/吨	206	206
	财务费用	元/吨	20	20
核心税费	柴油消费税	元/吨	1411	1411
总计	煤制油成本总计 (元/吨)	元/吨	5434	7460
副产物收益	石脑油	元/吨	1448	1448
	液化石油气 (LPG)	元/吨	493	493
总计	煤制油实际成本 (元/吨)	元/吨	3492	5519
核心变量	原煤价格	元/吨	200	461
	煤制油现金流成本	元/吨	1933	3959
	燃煤价格	元/吨	100	361
	水费	元/方	10	3
	电费	元/kwh	0.34	0.41
产品价格	柴油 (2021年, 70美元油价)	元/吨	5766	5766
运输费	成品油管输费, 2000km	元/吨	300	0
盈利能力	净利润 (元/吨)	元/吨	1678	248
	ROA		7.18%	1.06%

资料来源：《伊泰新疆能源有限公司伊泰甘泉堡 200 万吨/年煤制油示范项目》环评，华创证券测算

三、煤制气：打通运输瓶颈和商业模式，盈利性已凸显

与煤制油项目类似，早期的煤制气项目同样面临经济性不佳，技术不成熟等问题，但更重要的是煤制气盈利能力还受到运输环节和商业模式的制约。随着 2019 年国家管网集团成立带来油气管网运营机制改革，新疆天然气外送管道及基础配套的完善以及新疆低煤价这一核心资源禀赋的强化，新疆煤制天然气产业有望依托国家能源战略布局，加速形成规模化产业。

截至 2024 年，国内已投产的煤制天然气产能仅为 74 亿方，而 2024 年我国的天然气表观消费量为 4260 亿方，其中进口 1656 亿方，进口海气/管道气的平均单价分别为 3.2/2.1 元。我们测算新疆 200 元/吨的坑口煤所产煤制气的成本仅约 1 元/方。2024 年西气东输四线 300 亿方的增量运输能力投产，2024 年年底准东煤制气管道开建，产业资本闻声而动，新疆现有 12 个煤制气规划项目，总产能规划达 416 亿方，其中新疆天池能源、国家能源集团、新疆新业集团 3 个煤制天然气项目已通过国家发改委预审。

“便宜且自主可控”的新疆煤制气普惠全国，系统性降低能源成本的畅想，正在变为现实。

（一）现状介绍

目前国内实际投入运营的煤制气项目集中在内蒙古和新疆伊犁：大唐克旗煤制气项目，汇能鄂尔多斯煤制气项目，浙能伊犁新天煤制气项目，庆华伊犁煤制气项目。总计已投运煤制气总计产能约为 74 亿方，单方天然气的投资额接近 13 元。4 个项目中 3 个项目均选择鲁奇固定床煤气化技术，仅有汇能项目选择水煤浆气流床技术。甲烷化技术的选择主要集中在鲁奇甲烷化/TREMP 甲烷化/戴维甲烷化工艺。值得注意的是，汇能鄂尔多斯和大唐克旗分别选择在 2021/2023 年投产二期项目。

图表 16 现有煤制气项目统计

项目名称	投资额 (亿元)	产能 (亿立方米)	采用工艺	后端处理	相关项目投产时间
大唐克旗一期	330	13.3	鲁奇固定床加压气化 戴维甲烷化工艺	管道输送至北京	2013年已投产
大唐克旗二期	115.3	13.3	鲁奇固定床加压气化	管道输送至北京	2023年10月核心装置已投产
汇能鄂尔多斯一期	70	4	Texaco水煤浆气化 TREMP甲烷化技术	液化LNG	2014年已投产
汇能鄂尔多斯二期	120	10.2	Texaco水煤浆气化 TREMP甲烷化技术	液化LNG	2021年已投产
庆华伊犁煤制天然气示范项目	125	13.75	鲁奇固定床加压气化 TREMP甲烷化技术	液化LNG	2014年已投产
浙能新天伊犁煤制天然气示范项目	176	20	鲁奇固定床加压气化 戴维甲烷化技术	管道输送至浙江	2017年已投产
总计	936.3	74.55	亿立方米		

资料来源：中国大唐集团公司、化盟网、我的钢铁网、汇能集团、国家能源局、煤炭深加工现代煤化工、中新网、中国证券报、化化网煤化工，华创证券

目前国内企业在途煤制气项目规划数量总计为 13 个，从地域来看其中 12 个项目计划落地新疆，仅华星新能源计划落地内蒙古；从项目规模来看，多为 40 亿方煤制天然气规划，单方煤制天然气的投资规模下降至 6.5 元；从项目动态来看，除苏新能源和丰示范项目 2023 年后动态更新停滞外，其余项目均在推进中；从核准数量来看，共有 5 个项目（特变电工天池能源、国家能源准东、新疆新业、苏新能源示范、内蒙古华星新能源）获得核准或国家发改委预审赋码通过。

图表 17 规划煤制气项目统计

负责企业	项目	省市	投资额 (亿元)	产能 (亿立方米)	是否核准	核准相关进展
华星新能源	内蒙古华星新能源有限公司40亿Nm ³ /a煤制天然气项目一期	鄂尔多斯	251	40	是	2022年4月初, 国家发改委核准
沃疆清洁能源	新疆新业国有资产经营(集团)准东20亿立方米/年煤制天然气项目	准东	155	20	是	国家发改委预审通过
国家能源集团新疆公司	国家能源集团准东40亿立方米/年煤制天然气项目	准东	250	40	是	国家发改委预审通过
华能新疆能源开发有限公司	40亿Nm ³ /a(一期20亿Nm ³ /a)煤制天然气项目	准东	260	40		
新疆中新建	煤基化工耦合绿氢清洁能源示范工程40亿立方米/年煤制天然气项目	哈密市	370	40		
中煤集团	中煤集团条湖40亿方/年煤制天然气项目	哈密市	320	40		
新疆天池能源公司	新疆天池能源有限责任公司40亿m ³ /a煤制天然气项目	准东	230	40	是	国家发改委预审通过
新疆庆华能源集团	新疆庆华伊犁55亿m ³ /年煤制天然气项目二期工程	伊犁	200	40		
新疆其亚化工	年产60亿立方米煤制天然气项目	准东	160	60		
新疆龙宇能源	新疆龙宇能源准东煤化工年产40亿立方米煤制天然气项目	准东	200	40		
伊泰伊犁能源有限公司	伊泰伊犁能源有限公司100万吨/年煤制油示范项目产品方案调整项目	伊犁	139	16		
新疆能源(集团)有限责任公司	新疆能源(集团)有限责任公司年产40亿立方米煤制天然气项目	哈密市	305	40		
江苏省国资委主导	苏新能源和丰示范项目	塔城	410	40	是	获国家发改委延期批准
	总计		3250	496		

资料来源: 煤化工信息网, 新疆维吾尔自治区发改委, CACPE, 气化界, 新疆兵团十三师政务门户网站, BHI 拟在建项目网, 中环长青, 超级石化, 新疆察布查尔县发改委, 流程工业网, CPCIF, 产经新闻, 华创证券

(二) 技术进步: 煤种适应性不断优化, 甲烷化催化剂开启国产替代

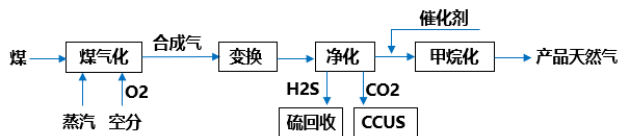
工艺流程一: 传统“二步法”工艺。“二步法”工艺是指煤炭经过气化反应生产合成气, 合成气经过变换、净化后, 在催化剂作用下进行甲烷化反应, 生产出热值符合规定的替代天然气产品, 同时副产硫磺、石脑油、焦油、粗酚、液氨等。

具体步骤: 1. 气化: 在一定压力 (3~4 MPa) 和温度 (1000~1300℃) 下, 煤与氧气和过热水蒸气的混合物发生气化反应, 生成富含 H₂ 和 CO 的煤气。2. 变换冷却: 煤气通过部分变换反应将 H₂ 和 CO 体积比调整为 3:1, 所用催化剂为耐硫的钴钼催化剂, 操作温度为 200~500℃, 然后将高温变换气冷却至约 40℃。3. 净化: 通过低温甲醇洗净化工艺, 去除煤气中的杂质。4. 甲烷化: 在催化剂作用下, 合成气中的 CO 和 H₂ 发生甲烷化反应, 生成甲烷 (CH₄) 和水 (H₂O)。5. 副产物处理: 净化过程中生成的 H₂S 气体经过硫回收装置得到单质硫, CO₂ 气体经过 CCUS 技术处理后化工利用或地质封存。

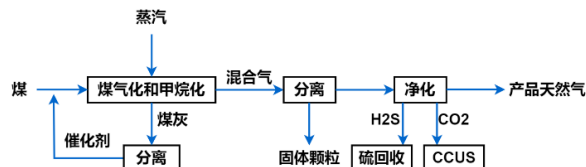
工艺流程二: 蓝气“一步法”工艺。“一步法”工艺是指在同一反应器中, 煤粉颗粒、催化剂 (如碳酸钾、碱过渡金属氧化物或碱土) 与蒸汽同时发生煤气化和甲烷化反应。甲烷化反应释放的热量可为煤气化反应提供部分所需热量, 从而降低能耗。

具体步骤: 1. 混合反应: 煤粉和催化剂充分混合后送入反应器, 与水蒸气在一个反应器中同时发生气化和甲烷化反应。2. 气化与甲烷化: 气化反应所需的热量由甲烷化反应所放出的热量提供, 生成 CH₄ 和 CO₂ 混合气。3. 分离与净化: 生成的 CH₄ 和 CO₂ 混合气从反应器顶部离开, 进入旋风分离器, 分离出混合气中夹带的固体颗粒, 然后进入气体净化器, 脱除其中的硫, 最后分离出 CO₂, 得到煤制合成天然气 (SNG)。4. 催化剂循环: 煤灰由反应器下部流出, 在专门设备中与催化剂进行分离, 分离的催化剂返回煤仓继续循环使用。

图表 18 “二步法”煤制天然气工艺流程示意



图表 19 “一步法”煤制天然气工艺流程示意



资料来源：黄格省《煤制天然气发展现状分析及问题思考》，华创证券

资料来源：黄格省《煤制天然气发展现状分析及问题思考》，华创证券

二步法煤制天然气为当前主流商业化生产工艺。美国 Great Plains 公司于 1984 年在北达科塔州建成全球首座年产 14 亿方煤制天然气项目，原料利用当地高水分（30%）褐煤，工艺采用 Lurgi 公司的纯氧干排灰压力气化技术、耐硫耐油变换和低温甲醇洗净化技术以及甲烷化技术（2.4MPa 高压），主要采用“二步法”工艺。当前国内商业化运行项目也基本采用“二步法”工艺，其技术发展主要集中于煤气化、甲烷化工艺以及污水回收净化工艺的创新。

煤气化技术发展：主要集中在对固定床（以鲁奇炉、赛鼎炉为代表）的持续优化改进。

固定床气化技术的成本优势决定其在煤制天然气产业的领先地位。固定床气化技术是最早的煤气化技术，分为常压和加压两种方式。该技术主要以块煤和小颗粒煤为原料制取合成气，对于煤制天然气项目而言，固定床气化技术有其天然的优势：反应温度为中高温（较常规气化炉温度较低），兼具干馏功能，可分解出甲烷、焦油等副产品，**其产出的合成气本身甲烷含量较高。固定床煤气化粗煤气中的 CH4 可达产品天然气中甲烷的 40%~50%，**减小下游变换、低温甲醇洗等装置规模，有效节省投资。

但固定床气化存在以下局限性：只能使用块煤和小颗粒煤，原料适应性差，部分煤制天然气企业为达到块煤-粉煤平衡，利用剩余的沫煤新建氨醇等煤化工项目；中低温的操作温度使之甲烷含量较高的同时，也更难分解煤中杂质，气化出口气体中的焦油和酚的含量很高，用水洗涤以后的污水处理难度高。但经过多年的研发投入，赛鼎的碎煤加压气化技术已经实现与酚氨污水处理系统的成功耦合。

图表 20 不同气化工艺合成天然气各装置能力比较

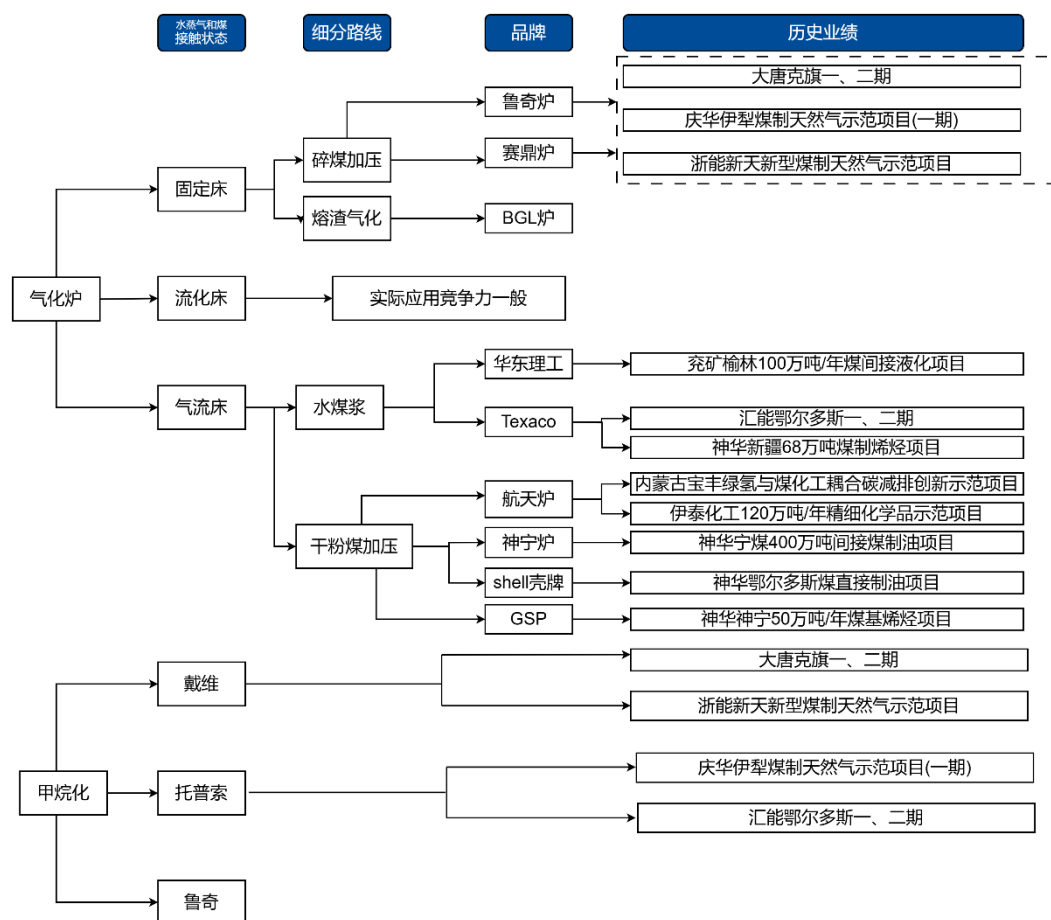
气化工艺	装置能力	入炉煤（收到基）		氧气量（99.6%）/m ³ ·h ⁻¹	气化粗煤气量（千）/m ³ ·h ⁻¹	出变换的气量（千）/m ³ ·h ⁻¹	出甲醇洗合成气量（千）/m ³ ·h ⁻¹	合成天然气量（千）/m ³ ·h ⁻¹
		粒径/mm	用量/t·h ⁻¹					
固定床干排渣气化（4MPa）	装置能力	5~50	533	14×10 ⁴	91.9×10 ⁴	93.8×10 ⁴	67.5×10 ⁴	250000
固定床液态排渣气化（4MPa）	装置能力	5~50	513	15×10 ⁴	86.8×10 ⁴	120.1×10 ⁴	82.1×10 ⁴	250000
水煤浆气流床气化（6MPa）	装置能力	<0.02	643	41×10 ⁴	121×10 ⁴	153×10 ⁴	99×10 ⁴	250000
干粉煤浆气流床气化（4MPa）	装置能力	0.01~0.09	554	32.8×10 ⁴	105×10 ⁴	151×10 ⁴	99×10 ⁴	250000

资料来源：石油化工设备管理网，华创证券

甲烷化技术发展：国内大型煤制天然气项目多采用英国戴维和丹麦托普索两家公司的工艺包和催化剂。但近年来国产催化剂已逐步实现对海外的部分替代：大唐克旗 2021 年 7

月全部换装大唐化工技术院自主研发的 SNG 催化剂，西南院中标新疆庆华能源集团有限公司 13.75 亿标方/年煤制天然气甲烷化装置甲烷化催化剂

图表 21 煤制气化和甲烷化环节下游技术分类



资料来源：生态环境部、新疆生态环境厅、中国化工报、中国能源报、澎湃新闻、鄂尔多斯人民政府等，华创证券整理

煤种适应性提升：早期运行的各个项目均出现过不同程度的技术问题。如在大唐项目初期，气化炉曾因对褐煤煤质适应度低导致内壁腐蚀，项目在投运入网仅一个月左右的时间里停产，停产的主要原因可能在于之前没做好试烧试验，气化炉对煤质不适应，导致气化炉内壁腐蚀及内夹套减薄等问题出现，赛鼎工程对气化炉夹套减薄（泄露）部位堆焊 3-5mm 特殊材料，顺利使得项目连续运行后未出现减薄问题；新疆庆华原料因煤质热稳定性相对较差从而进气化炉原料煤粒度下限超标，赛鼎针对原料煤输送系统进行大量技改优化同样顺利解决该问题。在早期的示范性项目中出现技术问题而短暂停产是发展新产业的正常现象，是所有产业而非煤制油气行业的独有问题，而出现的问题也将逐步转化为产业宝贵的经验。

（三）天然气商业模式打通

大唐克旗是国内投产的首个煤制天然气项目，其初期略显艰难的发展历程是国内煤制气项目逐步迈向商业化的缩影。反映出早期煤制天然气消纳受限和定价机制两大痛点。

下游消纳受限。据第一财经报道，按照最初计划，大唐克旗煤制气及其配套输气管线项目由大唐国际所属子公司大唐能源化工负责建设，煤制气配套输送管线途经内蒙古赤峰、

锡林郭勒盟、河北省承德至北京密云，全程 359 公里，最后并入北京燃气管网。不过由于北京与中石油签有天然气供应战略协议，管线方案最终修改为由中石油北京天然气管道有限公司承建北京段 115 公里输气管线，最终大唐克旗煤制气项目产出的天然气也需先卖给中石油，由中石油输送天然气至下游。

定价机制不明。2013 年 12 月，大唐集团公告称：大唐克旗煤制气项目年产 13.3 亿立方米一期工程投产在即，公司已与中石油签署 2.75 元/立方米的煤制天然气供销协议。但公司本身并不掌握实际的议价权，项目产气后中石油的门站结算价多次调整，含税价格从 2.72 元/立方米一路降至 1.77 元/立方米（2018 年报道口径）。

历经十年的变革与发展，煤制天然气商业化运行的核心问题逐步解决。2019 年国家能源管网集团成立，天然气输送侧的公平性得以提升，当前国家能源管网集团实行“X+1+X”模式，天然气供给侧可以是任何具备气源的供给方，终端消费者则可以是和上游达成协议的任何企业，双方在交易过程中仅需要提供所需管输费（国家管网集团定价），打破此前中石油中石化对运输管线和下游需求侧的垄断。煤制气企业可以自由根据下游需求选择买方，打破“只能售给中石化中石油”的被动局面，延长产业链收益环节，经济性明显改善。

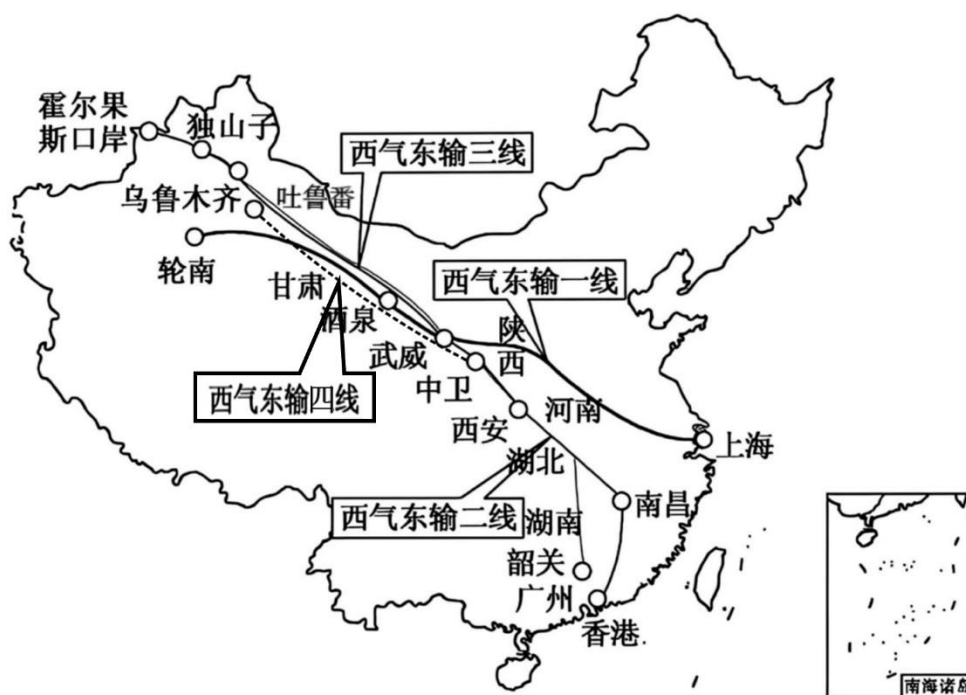
（四）西气东输四线+准东煤制气管道，加强保障新疆煤制气管输能力

2024 年 9 月 29 日，国家“十四五”石油天然气发展规划重点项目西气东输四线(吐鲁番—中卫)新疆段建成投产。西气东输四线(吐鲁番—中卫)是继西气东输一线、二线、三线管道之后又一条东西走向的能源战略通道，全长 1745 公里，管径 1219 毫米，设计压力 12 兆帕，年设计输气能力 150 亿立方米，增输改造后可达 300 亿立方米。其中新疆段管道长度 583 公里，起自新疆吐鲁番压气站，终至烟墩压气站。

据新疆日报报道，配合此项目，国家管网集团西部管道公司 24 年底在准东启动煤制气管道建设，在准东规划的煤制气管道工程包括一条主干线和两条支线。主干线长 260 公里，从将军庙修建到西气东输管线联络处，两条支线分别从将军庙到芨芨湖和西黑山，两条支线总长 110 公里。2024 年启动支线建设工程，预计到 2027 年干线和支线全部建成。

与煤制油类似，天然气的管道运输方式同样通过节省煤炭外运运费带来成本优势。每方天然气所需要的煤炭消耗量（原料煤+燃料煤）约为 0.003 吨，根据《国家发展改革委关于核定跨省天然气管道运输价格的通知》中对四大地区的管道运输价格粗略计算从乌鲁木齐到深圳的天然气管道运输费，约为 0.9 元/方，折单吨煤炭运费约为 300 元/吨，而同样路径下运输煤炭的成本高达为 1024 元/吨。

图表 22 西气东输管线走向示意图



资料来源：搜狐网，华创证券，西气东输四线暂显示已投产的吐鲁番-中卫段

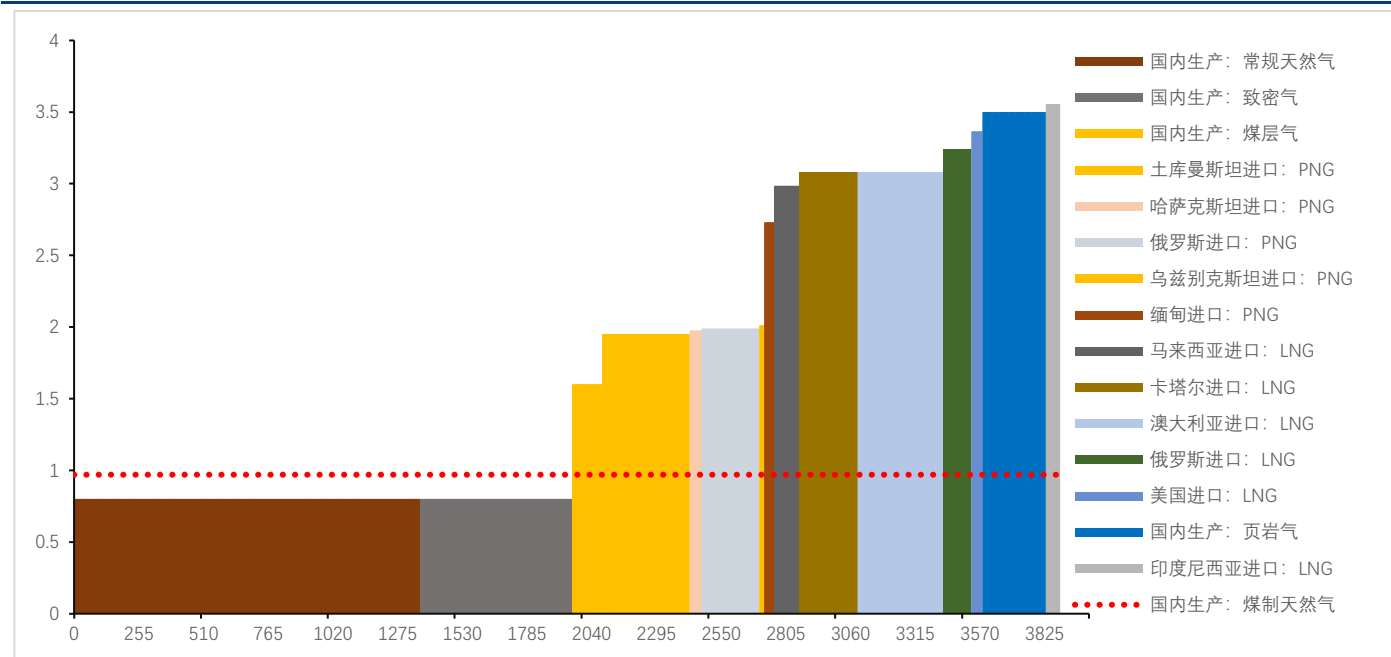
(五) 经济性测算：单方煤制气盈利有望接近 1 元

以伊犁新天 20 亿方煤制气项目为例，生产每万方天然气约需消耗 20 吨原料煤和 10 吨燃料煤，耗水 60 立方米，耗电 100 千瓦时，同时可获得 0.5 吨焦油、0.4 吨中油、0.2 吨石脑油等主要副产品。基于部分核心假设：人均工资为 12 万元，维修费用率为 2%（以单年折旧费用为基准），折旧费用采用年限平均法，年限为 15 年，销售费用/管理费用/财务费用率分别为 0.5%/3.6%/0.4%，我们对新疆/内蒙不同坑口煤价场景进行了对比，测算结果显示在 2021 年杭州和北京的工业燃气市场价场景下，新疆外采煤/新疆自供煤/内蒙外采煤/的单方煤制气净利润分别为 0.74/0.91/0.08 元/方，项目 ROA 分别为 9.5%/11.8%/1.1%。

新疆煤制气所产天然气成本位于成本曲线偏左侧。对国内天然气 2023 年的供给来源进行拆解：2023 年国内天然气主要的供给来源有 1364 亿方的常规天然气，250 亿方页岩气，600 亿方致密气，118 亿方煤层气，进口自土库曼斯坦 PNG345 亿方，进口自澳大利亚 LNG 折 336 亿方，进口自卡塔尔 LNG 折 232 亿方，进口自俄罗斯 PNG227 亿方+LNG 折 112 亿方。对主要供给来源的成本进行分析，其中成本最高的是进口自印度尼西亚的海上 LNG，折单方 3.56 元，成本最低的是国内常规天然气，平均成本约 0.8 元/方。我们测算在投资和工艺优化之后的新疆自备煤矿的煤制天然气成本有望达到 1 元/方，位于成本曲线偏左侧，即使在进口气成本下降的背景下，仍具备成本优势。

进一步对 PNG 或海上 LNG 成本进行拆解可以发现：基于 Oxford Institute for Energy Studies 的研究，从成本端而言，中国海上 LNG 主力供给端澳大利亚的底部成本在 9 美元/百万英热即 2.3 元/方，即使未来由于接卸站的增加导致全球天然气价格降低，在澳洲 LNG 陷入盈亏平衡边缘的极端假设状态下，新疆煤制气（自供煤条件下）仍能保持约 0.1-0.5 元/方的净利（主要考虑燃气公司和煤制气供应方的内部分配）。

图表 23 国内天然气供给成本曲线图

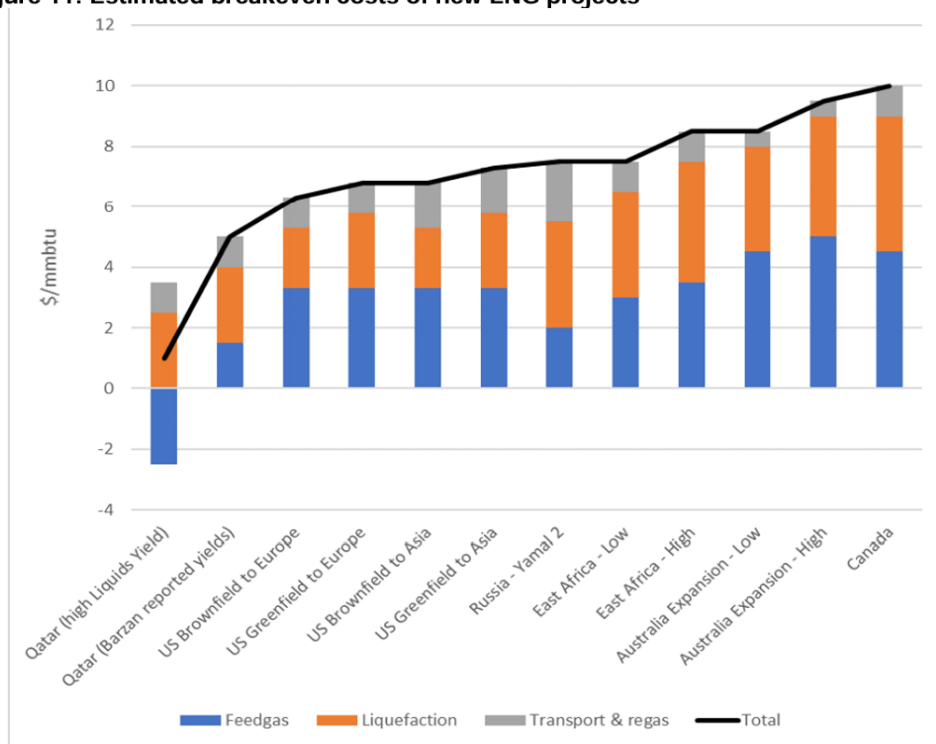


资料来源: Wind, 国家能源局《中国天然气发展报告》, 聚汇数据, 陈海涛等《我国页岩油气行业发展趋势及其对能源安全的影响》, 海关总署, 华创证券

注: 竖轴为天然气价格, 单位为元/方; 横轴为天然气产量 (单位为亿方)

图表 24 不同区域新建 LNG 项目的项目盈亏平衡点

Figure 11: Estimated breakeven costs of new LNG projects



资料来源: Jonathan Stern, OIES, 转引自 Oxford Institute for Energy Studies 《The LNG Shipping Forecast: costs rebounding, outlook uncertain》, 测算基于的假设为 积极降低上游和液化成本以及当时主流观点下的液化天然气运输成本

图表 25 煤制气项目环评关键数据列示

主要单位：亿方，万元		单位	伊犁新天20亿方煤制天然气项目
项目投资	总投资	万元	1550000
	环保投资	万元	243960
	单方天然气投资	元/立方米	8
主要原材料	原料煤	万吨	465
	原料煤吨/方天然气	吨/方	0.002
主要能耗	燃料煤	万吨	180.5
	燃料煤吨/方天然气	吨/立方米	0.001
	新鲜水	万立方米	1243
	新鲜水吨/方天然气	吨/立方米	0.006
	电	万千瓦时	2074
	电力天然气比	千瓦时/方	0.01
人工费用	全厂定员	万元	17424.0
主要产品	天然气	亿方	20
	焦油	万吨	10
	中油	万吨	8.8
	石脑油	万吨	3.1
单耗数据	天然气	立方米	1.00
	焦油联产单耗	吨/立方米	0.00005
	中油联产单耗	吨/立方米	0.00004
	石脑油联产单耗	吨/立方米	0.00002

资料来源：伊犁新天煤制气项目环评，华创证券

图表 26 煤制气成本及盈利能力测算（基于伊犁新天 20 亿方天然气项目环评）

主要单位：元/吨	项目	单位	新疆外购煤-浙江场景	新疆自用煤-浙江场景	内蒙外购煤-北京场景
项目投资	折旧成本	元/方	0.52	0.52	0.52
	其中环保-折旧	元/方	0.08	0.08	0.08
主要原材料	原料煤成本	元/方	0.47	0.23	1.24
	燃料煤	元/方	0.09	0.09	0.39
主要能耗	新鲜水	元/方	0.06	0.06	0.02
	电	元/方	0.002	0.002	0.002
	人工费用	元/方	0.09	0.09	0.09
其他费用	维修费用	元/方	0.01	0.01	0.01
	销售费用	元/方	0.02	0.02	0.02
	管理费用	元/方	0.12	0.12	0.11
	财务费用	元/方	0.01	0.01	0.01
总计	煤制气成本总计	元/方	1.38	1.15	2.41
副产物收益	焦油	元/方	0.13	0.13	0.13
	中油	元/方	0.18	0.18	0.18
	石脑油	元/方	0.06	0.06	0.06
总计	煤制气实际成本	元/方	1.02	0.78	2.04
核心变量	原煤价格	元/吨	200	100	535
	煤制气现金流成本	元/方	0.50	0.27	1.52
	燃煤价格	元/吨	100	100	435
	水费	元/吨	10.00	10.00	3.00
	电费	元/kwh	0.34	0.34	0.41
产品价格	天然气（工业气市场价）	元/方	3.40	3.40	3.14
中间费	燃气公司毛差	元/方	0.50	0.50	0.50
运输费	天然气管输费	元/方	0.90	0.90	0.50
盈利能力	净利润	元/方	0.74	0.91	0.08
	ROA		9.53%	11.78%	1.08%

资料来源：伊犁新天煤制气项目环评，华创证券

四、煤炭分级综合利用：低阶煤未来的高效利用之路

与直接燃烧或气化相比，煤炭分质利用具有资源高效利用的优势。直接燃烧是将煤的化学能全部转化为热能，只利用煤的热能，而气化是煤与水反应，将煤中的化学键断开，裂解生成基本的合成气 CO 和 H₂，煤炭原有的结构没有得到很好的利用。分质利用的第一步则是通过低温干馏打开桥键，把原煤中部分化学结构保存下来，尤其是一些轻质组

分可以直接经过加工得到油品或其他高附加值产品。与直接燃烧或气化相比，分质利用直接利用煤炭原有的部分结构，理论上将具备更高的能量利用效率。

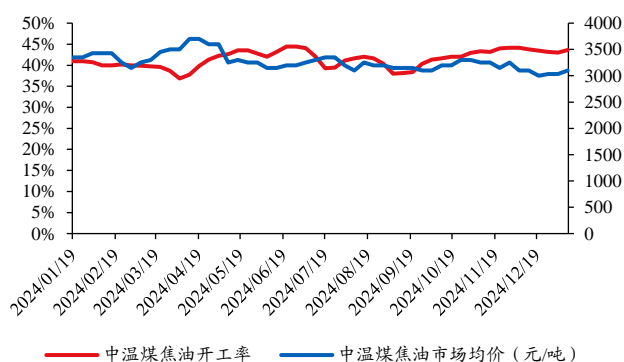
但现有的煤炭分级利用项目多止步于煤热解的步骤，对半焦的利用效率极低，但陕煤 1500 万吨煤炭分级利用项目有望为该路线提供一个全新的范本，新疆哈密独有的富油煤资源也有望为产业注入新的活力。

（一）现状介绍

煤炭分级综合利用项目可同时产出油品，气态组分，固体组分，是低阶煤实现“完全”利用的方式，通常在中低温（450-700°C）条件下进行。

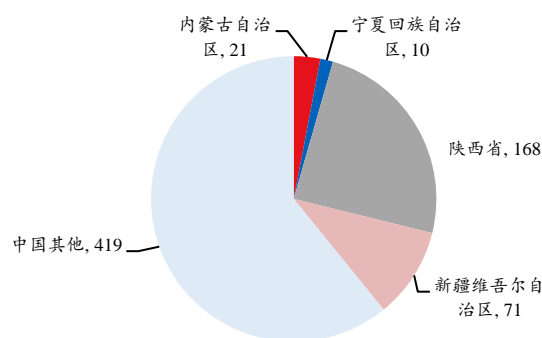
由于单个项目投资额较小，煤炭分级综合利用项目的前身煤热解项目目前在国内煤炭主产区已经有较为广泛的分布，企业端产能集中度较低。基于百川盈孚中温煤焦油的产能统计，2024 年全国中温煤焦油产能约 688 万吨，按 8% 的出油率约涉及到 8600 万吨煤炭用量，装置的中枢单位产能仅为 3-30 万吨，涉及企业数量众多，且多为民营企业；当前中温煤焦油产能的开工率较低，多数装置不足 50%。

图表 27 中温煤焦油开工率及价格走势



资料来源：百川盈孚，华创证券

图表 28 中温煤焦油产能现有分布（单位：万吨）

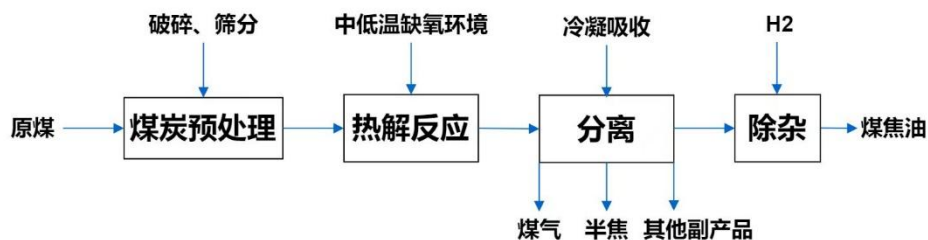


资料来源：百川盈孚，华创证券

（二）技术介绍：煤热解是分级综合利用的基础

煤（低温）热解是煤炭分级利用的基础，与高温热解（即焦化）相比，低温热解的焦油产率较高而荒煤气产率较低，一般半焦为 50%~70%，低温煤焦油 8%~25%，荒煤气 80~100m³/t(原料煤)，出来的荒煤气的气态产物主要成分为约 55%~60% 的氢气，23%~27% 的甲烷，5%~8% 的一氧化碳，2%~4% C₂ 以上不饱和烃等。

图表 29 煤炭分级综合利用流程简化图



资料来源：岳静春《低温煤焦油加氢精制清洁燃料油的研究》，华创证券

单耗：煤焦油加氢吨水耗暂时没有明确的数据，主要的耗水量发生在对固体降温过程中。不同的工艺吨水耗不同。比如，水熄焦工艺，需要水对反应后的固体进行降温；另一种工艺是干熄焦，干熄焦将氮气作为降温的介质，对水的消耗量就相对较小。煤热解通常的出油率较低，生产一吨油大约需要 10 吨煤。

对原料煤的要求：煤干馏对煤质要求较低，可采用低阶煤通过煤干馏的方式生产煤焦油的同时生产提质煤，其出油率主要由所选用煤种的含油量指标决定。

产品特性：煤炭分级综合利用因为仅是简单的煤热解工艺，所产煤焦油与汽柴油等偏离较多，需进一步加氢处理转换。与常规石油基原料相比，低温煤焦油中氧含量高，且多以低级酚类物质(占比约 20wt%~45wt%)为主。不同地区产出的煤焦油组分存在差异，如新疆相较其他区域芳烃占比较高，约为 46%。

投资强度：煤炭分级综合利用投资强度较低，我们统计的部分民营企业的单吨投资额(以煤焦油产量为基准)仅为 0.8 万元/吨，单个项目投资额多在百亿以下。

图表 30 不同地区低温煤焦油成分分析

成分 (%)	地区			
	山西	陕西	新疆	内蒙古
烷/烯烃	21.70	21.63	16.87	30.50
芳烃	19.48	22.29	46.23	19.58
酚类	23.37	19.95	27.84	17.32
其他	35.45	36.13	9.06	34.02

资料来源：岳静春《低温煤焦油加氢精制清洁燃料油的研究》，华创证券

(三) 未来发展方向

现有煤热解企业实际对产物的利用并不充分，三种产品分别的处理如下：煤焦油进行加氢处理，去除其中的氧、硫、氮等杂质，提高油品的品质；荒煤气可根据需求提取甲烷，或进一步生产甲醇/乙二醇等产品；副产品半焦可占到整个反应产物的 60%~90%(质量百分比)，现有的煤炭分级综合利用中，半焦多被直接出售，下游深加工程度有限，多做燃料或还原剂生产铁合金。

下游煤焦油加氢产业盈利情况较差。煤干馏产出的中低温煤焦油，仍需进一步加氢生成汽柴油组分。煤焦油加氢生成油品的加工利润主要受消费税收取影响，2023年6月，财政部发布公告《税务总局关于部分成品油消费税政策执行口径的公告》，其中明确对轻质煤焦油征收消费税，煤焦油加工行业的盈利因此受到一定影响。

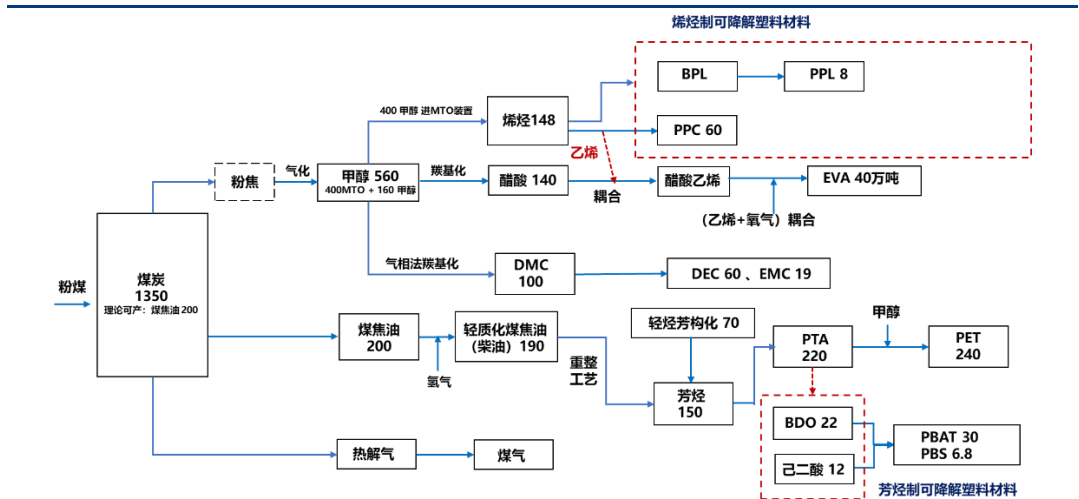
为提高煤炭分级综合利用项目整体的经济性和利用效率，目前存在两种优化路线，其一为提高煤焦油的收率，以哈密富油煤原料可将出油率由提升至10%以上；其二为构建完整的煤热解工程。

陕煤榆林1500万吨煤炭分级综合利用项目便构建了全面的利用计划：1) 其在热解阶段采用“煤热解-气化一体化”技术，将粉煤热解与半焦气化结合在一个反应器内，生产煤焦油和合成气两种基础化工原料；2) 合成气向下生成甲醇/烯烃等中间化工品；3) 采用加氢后的轻质化煤焦油经催化重整生成芳烃。

不止于此，基于烯烃和芳烃的产出，陕煤分级利用项目进一步向下游深加工，产业链之间原材料和产品形成互补：1) 烯烃制可降解材料：MTO装置产的乙烯与环氧乙烷(EO)和二氧化碳(CO)进行羰基化反应，能制备重要化学中间体B-丙内酯(BPL)，进而合成聚羟基脂肪酸酯(PHA)系列的可降解塑料聚3-羟基丙酸(PPL)；丙烯与环氧丙烷(PO)和二氧化碳(CO₂)共聚反应所制备出的脂肪族聚碳酸亚丙酯(PPC)可降解塑料；2) 芳烃链的异丁烷通过异丁烷正构化后做顺酐法BDO，利用芳烃系的苯生产己二酸，与己二酸和BDO生产二元酯二元醇共聚脂(PBS、PBAT)。

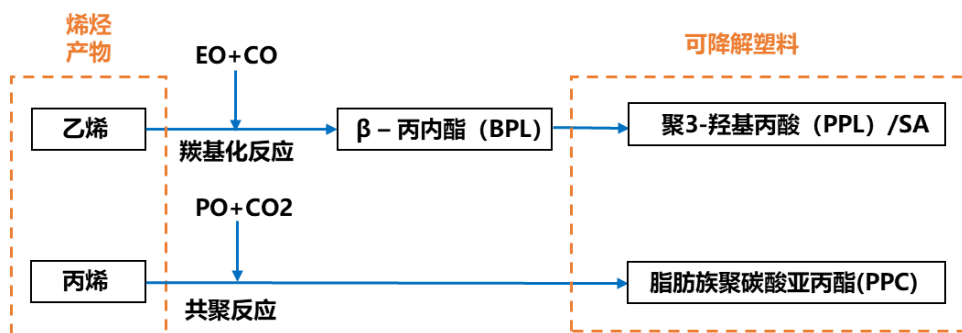
我们认为未来以新疆哈密富油煤、低阶煤和随之产生的高芳烃含量的煤焦油等资源为依托，新疆有望成为发展煤炭分级综合利用项目的核心区域。

图表 31 陕煤 1500 万吨年煤炭分质清洁高效转化示范项目



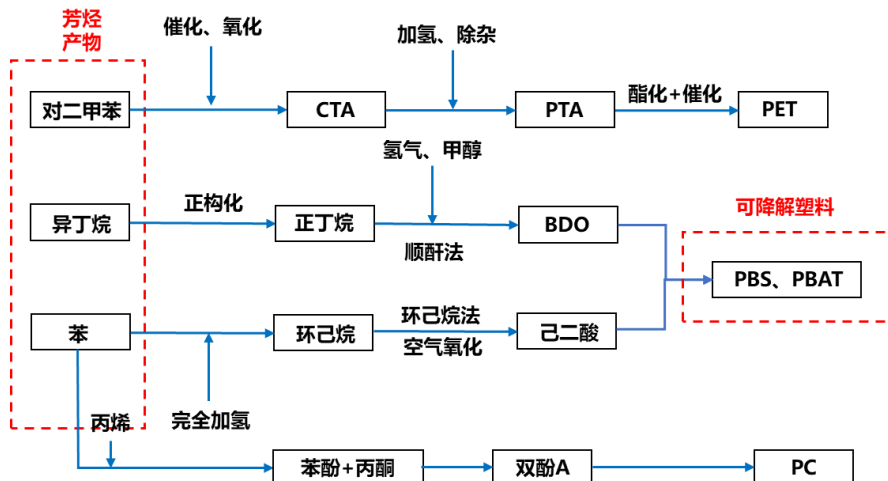
资料来源：《陕煤集团榆林化学有限责任公司1500万吨年煤炭分质清洁高效转化示范项目》环评，华创证券 框内数字备注为产能（单位：万吨）

图表 32 烯烃深加工产业链



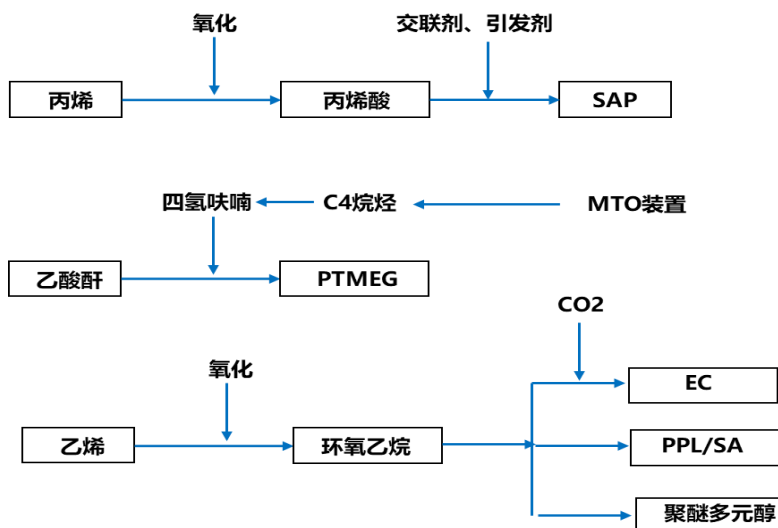
资料来源：《陕煤集团榆林化学有限责任公司 1500 万吨年煤炭分质清洁高效转化示范项目》环评，华创证券

图表 33 芳烃深加工产业链



资料来源：《陕煤集团榆林化学有限责任公司 1500 万吨年煤炭分质清洁高效转化示范项目》环评，华创证券

图表 34 其他支线下游产品



资料来源：《陕煤集团榆林化学有限责任公司 1500 万吨年煤炭分质清洁高效转化示范项目》环评，华创证券

五、投资建议

结合新疆煤制油、煤制气项目的推进进度，我们认为新疆煤化工在能源保障和经济性上的意义已被产业发掘。未来以煤制油、煤制气、煤制烯烃、煤炭分级利用为代表的现代煤化工有望在新疆开启新一轮投资周期，打造中国的能源保障和现代煤化工基地。基于此我们梳理出以下三条投资链条：

- 1) 受益于新疆煤化工资本开支的铲子股，包括了设计、总包和设备公司。建议关注：东华科技、中国化学、中石化炼化、三维化学、航天工程等；
- 2) 服务于新疆煤化工运营和煤矿开采的卖水人，包括铁路物流和民爆矿服公司。建议关注：广东宏大、雪峰科技、易普力等；
- 3) 在新疆投资建厂，有望通过低价煤炭获得长期成本优势的业主方。建议关注：宝丰能源、特变电工、广汇能源、湖北宜化、中基健康、新天然气等。

相关标的介绍：

（一）铲子股：将受益于本轮资本开支的 EPC 总承包商和设备方

1. 东华科技

公司是中国化学旗下唯一独立上市的化工业务 EPC 承包商。新疆历史业绩丰富：在伊犁新天年产 20 亿方煤制天然气项目里，公司承担空分装置、污水处理及回用装置的工程建设，合同金额 14.15 亿元；伊泰-华电甘泉堡 200 万吨/年煤制油项目中，公司中标项目净化、尾气制氢装置及部分公辅工程的 EPC 总承包合同，总额 42.4 亿元；神华新疆 68 万吨/年煤基新材料项目中，公司承担净化装置、空分空压站装置、碳四烯烃转化装置的 EPC 工程总承包，合同总额为 12.3 亿元。

此外，中国化学和陕西煤业化工集团分别作为东华科技的第一、第二大股东，预计将为公司的未来发展提供较高的确定性。全球单体投资最大的煤化工项目——陕煤集团榆林化学 1500 万吨/年煤炭分质清洁高效转化示范项目，已于 2024 年 9 月 29 日开工，在该项目中东华科技担任总体院和部分装置基础工程设计。

2. 中国化学

公司是现代煤化工领域一流的 EPC 承包企业，2024 年，公司新签合同额 3669 亿元，较上年同期增长 12.30%，其中建筑工程新签合同额 3507 亿元，占比 95.58%。下属子公司已深度参与新疆各煤化工项目的前期设计工作：天辰工程公司中标国能准东一期 20 亿立方米煤制气的净化装置总体设计、华陆公司负责哈密新能煤化工新材料项目总体院、总体设计全厂公辅、气化装置基础设计。

在新疆当前最大的煤制油项目，国能哈密 400 万吨项目一阶段煤制油工程中下属子公司华陆科技、天辰工程、东华科技分别中标哈密能源化工一阶段煤制油工程的低温甲醇洗装置和氢提纯装置基础设计与服务、空分装置基础设计与服务、污水处理场基础设计和技术服务。

3. 中石化炼化工程

公司是目前国内最大的能化工程建设企业之一，2024 年公司总收入 641.98 亿元，同比增长 13.9%，其中工程总承包收入 379.99 亿元，施工收入 272.75 亿元。截止 2024 年 12 月 31 日，公司全年新签合同额 1006.13 亿元，同比增长 25.4%。

在业务布局上，公司在炼油与石油化工业务经验丰富，2024 年公司炼油和石油化工业务收入 517.46 亿元。煤化工不是公司的传统优势领域，2024 年公司来自新型煤化工行业收入仅为 10.78 亿元，同比增长 93.7%，仅占总收入 1.68%，但伴随国内现代煤化工产业规模稳步提升，公司充分发挥全产业链优势，在新型煤化工领域实现增长，2024 年公司在新型煤化工领域实现合同总额 124.34 亿元，同比+3070%。

4. 三维化学

公司是国内最大的正丙醇生产企业和硫磺回收装置专利技术、EPC 业务的核心供应商。截至 2024 年 6 月 30 日，公司累计完成各类硫磺回收装置设计、总承包合计 237 套，装置总规模 1255 万吨/年。

公司历史业绩包括神华榆林循环经济煤炭综合利用项目硫磺回收装置基础设计和技术服务项目、宁夏宝丰能源集团股份有限公司第二套 50 万吨/年煤制烯烃项目配套甲醇工程硫磺回收装置工艺包及设计项目、陕煤集团榆林化学有限责任公司硫磺回收装置专利技术许可及技术服务项目等。公司近期中标国家能源集团准东 20 亿立方米/年煤制天然气项目、哈密能源集成创新基地项目（一阶段煤制油工程）、包头化工神华包头煤制烯烃升级示范项目等大型煤化工项目的硫磺回收装置技术许可或 EPC 承包服务。

5. 航天工程

公司隶属中国航天科技集团，是煤气化工程领域中既拥有核心专利技术，又拥有工程设计、设备成套供应及工程总承包能力的专业化工程公司。公司的核心竞争力源于自主研发的航天粉煤气化技术，适用于合成氨、煤制甲醇、煤制烯烃等煤化工流程。

气化炉是煤化工项目投资的核心环节。截至 2024 年 9 月，累计签约煤化工项目 71 个，销售航天炉 167 台套。2024 年公司新签靖远二期、新疆中能绿源化工有限公司资源清洁高效综合利用一体化项目气体装置（合同金额 16.1 亿元）、其亚 600 万吨甲醇项目（和航天晨光化机合作）等项目。

（二）卖水人：为新疆煤炭-煤化工产业链提供服务的企业

1. 广东宏大

爆破服务起家，控股雪峰科技后将打通爆破服务上下游产业链。公司服务链完整，并购雪峰后将形成硝酸铵-民爆产品-爆破服务-矿服一体化最全产业链。公司矿服目前在手订单充裕，总量超 300 亿（截至 2024 年 10 月数据），种类丰富稳定，不依赖单一行业，服务的矿种以金属矿为主，其次为煤炭、砂石骨料等。

并购积极，扩张迅速，过去 5 年间，公司积极寻求合并收购，合计并购数十家企业，合并报表层面炸药产能已达 70 万吨。**军民爆一体两翼。**公司军工有三大业务组，分别为国内军贸业务、黑索今生产和国外军贸业务。其中黑索今是 TNT 的下一代含能材料军用炸药。目前黑索今国内在产企业主要为中国兵器集团和广东宏大子公司江苏红光化工，2023 年江苏红光实现 1.6 亿营收，7782 万净利润。

2. 雪峰科技

新疆煤矿产量释放加速，有望受益于广东宏大产能注入。基于新疆煤炭铁路外运通道，疆电外送通道加速建设以及企业端煤化工项目规划，新疆煤炭产量有望延续高速增长。公司作为新疆区域核心的露天煤矿爆破服务商和炸药生产企业有望获取增量市场收益。2025 年初，广东宏大完成对雪峰 21% 股权的收购，炸药产能注入可期。根据公司未来为

解决同业竞争的方案，宏大承诺在 3 年内注入雪峰科技 15 万吨炸药产能，3-5 年内注入全部民爆资产至公司。广东宏大当前合并炸药层面产能为 58 万吨（不含雪峰），而公司产能仅约 12 万吨，成长空间值得期待。

子公司玉象胡杨是疆内唯一的硝酸铵生产企业，气头化工成本优势显著。未来随着新疆炸药产量增长，新疆当地硝酸铵需求将随之增长，考虑到公司当前 66 万吨的硝酸铵总产能，以及 2024 年 42 万吨的产销目标，产能利用率有望达到 63%，仍有提升空间；公司同时还以天然气制合成氨平台向下游延伸化工产业链，主要产品包括尿素，三聚氰胺，复合肥等。相较传统的化工企业，公司因地处新疆，凭借较低的原材料成本（外购天然气成本仅 1.6-1.9 元/m³），具备显著成本优势。

3. 易普力

新疆露天煤矿爆破服务市场核心玩家。截至 2024 年中，公司已陆续向新疆转移增加混装产能近 12 万吨。子公司易普力新疆爆破工程有限公司 2024 年上半年实现营收/净利润分别为 17.4 亿元/2.55 亿元，在新疆重点服务煤矿主要为：新疆宜化矿业有限公司五彩湾露天煤矿，国家能源集团新疆公司黑山露天矿，国能新疆矿业红沙泉二矿，天池能源将一/将二/南露天煤矿，哈密煤电有限公司大南湖二矿。2023 年 Q3，公司签订新疆兖矿其能煤业有限公司准东五彩湾矿区四号露天矿一期工程项目钻爆剥离工程 PC 总承包合同，总金额为 47.13 亿元，为 5 年期合同，根据兖矿能源接受调研时反馈，该项目预计于 2025 年上半年建成投产，公司 2025 年新疆营收增量可期。

（三）业主方：新疆投资建厂，有望通过低价煤炭获得长期成本优势

1. 宝丰能源

公司是国内煤制烯烃龙头企业，内蒙 300 万吨烯烃项目便是煤化工企业成功实现向上游去的示范性案例。公司烯烃一期和二期项目均立足于宁夏宁东化工基地，外购煤需从内蒙煤矿运至宁东厂区；内蒙项目落地后，公司外购煤有望由就近煤矿满足，单吨原料煤成本或节省 50~100 元运费从而实现烯烃成本下降。

随着新疆煤化工基地的进一步发展，我们认为公司或有望再次复制从宁东到内蒙的转移路径，实现又一次的成本优化。2024 年 7 月，根据新疆准东国家级经济技术开发区官网公开信息，新疆宝丰煤基新材料有限公司煤炭清洁高效转化耦合植入绿氢制低碳化学品和新材料示范项目环境影响评价公众参与第一次公示。建设内容包括 4×100 万吨/年甲醇制烯烃等项目。若以当前宁东基地 600 元/吨坑口煤价对应 2000 元单吨净利核算，新疆准东的单吨烯烃净利有望达 3000 元/吨以上。

2. 特变电工

公司主营业务包括输变电业务、新能源业务、能源业务及新材料业务，围绕能源开展的相关产业布局最终形成互补发展的格局。2024 年上半年，公司主营煤炭业务毛利率约 34%，变压器业务毛利率 19%，发电业务毛利率 56%。

煤炭端，目前公司核定煤炭产能为 7400 万吨/年，根据自然资源部采矿权登记信息公示，2024 年 12 月特变电工持有的大井南露天煤矿、将军戈壁二号露天煤矿采矿权发生变更，变更完成后公司煤炭总产能将达到 1.74 亿吨/年。目前特变电工正积极将煤炭产能优势向下游延伸，公司准东煤制天然气项目已通过发改委预审，煤制天然气总设计规模为 20 亿 Nm³/a，另外配套建设电解水制氢 1.5 万 Nm³/h，碳捕集 10 万吨/年。

3. 广汇能源

公司依托白石湖/马朗煤矿/东部矿区三大区块的煤炭资源外销的同时向下游发展煤化工。现有煤化工项目包括：（1）新能源公司 120 万吨甲醇、7 亿方 LNG 项目；2）清洁炼化公司 1000 万吨煤炭分级提质清洁利用项目；3）环保科技公司 40 万吨乙二醇项目；4）信汇峡公司一期 60 万吨煤焦油加氢项目。

2024 年 9 月,公司公告规划伊吾广汇 1500 万吨煤化工装置,规划 77 万吨 LNG、150 万吨煤焦油和 714 万吨提质煤的产品规划,预计投资总额约 165 亿,建设周期为 30 个月,投产后可实现产值约 90 亿元、净利润 20 亿。

4. 湖北宜化

公司主营化肥、化工产品的生产与销售。产能端,公司目前具备尿素产能 156 万吨,磷酸二铵产能 126 万吨,聚氯乙烯产能 84 万吨。

依托参股公司新疆宜化,公司有望在新疆打开新成长曲线。新疆宜化(持股 35.60%)具有 2×330MW 自备热电厂,可年产 40 万吨合成氨、60 万吨尿素、8 万吨三聚氰胺、25 万吨离子膜烧碱、30 万吨 PVC 及 100 万吨电石渣制水泥,已形成煤电化一体化的循环经济产业链。其配套露天煤矿新疆宜化矿业可提供充足的煤炭资源,且距离较近,运输便捷,成本优势明显。据官网披露,新疆宜化矿业当前具备 28.2 亿吨露天煤炭储量,且是单一巨厚型煤层,煤质稳定,露天开采成本低。随着后续新疆宜化向下游进一步延伸,其资源禀赋与产业链一体化优势将逐步得到充分兑现,未来公司有望在新疆以较低的成本大力发展煤化工行业。

5. 中基健康

公司主营业务为大包装番茄酱生产加工。截止 2024 年第三季度,公司营业总收入 2.98 亿元,同比下降 13.19%,净利润-0.43 亿元。2025 年 2 月 4 日,公司披露重组预案,上市公司拟通过发行股份的方式购买新疆新业能源化工 100%股权并募集配套资金。

新业能化是新业集团建设的现代煤化工产业基地,以甲醇、液化天然气(LNG)及高清洁汽油(MTG)生产为基础业务,已具备年产 50 万吨甲醇、20 万吨 LNG、10 万吨 MTG、4 万吨聚甲醛(POM)的生产能力。2023 年,新业能化公司实现营业收入 25.97 亿元,利润总额 5.81 亿元。截至 2024 年 9 月,新业能化资产总额为 123 亿元。此外,实控人新业集团正积极推进准东 20 亿立方米/年煤制天然气项目,项目总投资 155 亿元,以准东煤为原料年产煤制天然气 20 亿方。

6. 新天然气

公司是民营企业中少有的具备煤层气开采技术、自有气源的天然气运营公司。2023 年,公司主营业务天然气供应及相关行业毛利率 20.81%,煤层气开采及销售行业毛利率 59.87%。

2023 年,公司煤层气总产量 17.04 亿立方米(约占全国煤层气产量 117.7 亿方的 14.47%),其销售途径以管道气为主,受市场价格波动影响较小,2023 年实现产销比约 95.37%。公司燃气销售业务的绝大部分天然气均直接采购自中石油及中石化下属单位,少量采购自新业能源的煤制气和国盛汇东的煤层气。

2024 年 11 月 19 日,新天然气公告称,其控股子公司新疆明新以约 35.23 亿元价格成功竞得新疆巴里坤哈萨克自治县三塘湖矿区七号勘查区普查煤炭资源探矿权。依托三塘湖

煤炭资源项目高油气含量的资源禀赋，公司意图通过整合煤炭资源的传统开发与非常规资源开发（煤层气），并适时引入煤制气、煤制油技术以及地下煤炭气化等前沿技术。

六、风险提示

1、煤化工项目审批政策变化；2、煤价大幅下跌；3、新疆政策变化；4、超预期的市场衰退等；5、统计和测算误差

能源化工团队介绍

组长、首席分析师：杨晖

清华大学化工学士，日本京都大学经营管理硕士。4年化工实业工作经验，6年化工行业研究经验。曾任职于方正证券研究所、西部证券研发中心，2022年加入华创证券研究所。2019年“新财富”化工行业最佳分析师入围，2021年新浪财经“金麒麟”新锐分析师基础化工行业第一名。

高级分析师：郑轶

清华大学化工学士、硕士，英国伦敦大学学院金工硕士，2年化工行业研究经验，曾任职于西部证券研发中心，2022年加入华创证券研究所。

高级分析师：王鲜俐

北京科技大学材料学士、清华大学材料硕士，2年新能源、化工行业研究经验，曾任职于开源证券研究所、西部证券研发中心，2022年加入华创证券研究所。

分析师：吴宇

同济大学管理学硕士。2022年加入华创证券研究所。

助理研究员：王玉

上海交通大学管理科学与工程硕士。2023年加入华创证券研究所。

助理研究员：陈俊新

清华大学工学学士、硕士。2023年加入华创证券研究所。

分析师：申起昊

厦门大学材料科学与工程学士，厦门大学辅修经济学士，兰州大学金融硕士，曾任职于国联证券研究所，2025年加入华创证券研究所。目前主要研究成长和新材料方向。

华创证券机构销售通讯录

地区	姓名	职务	办公电话	企业邮箱
北京机构销售部	张昱洁	副总经理、北京机构销售总监	010-63214682	zhangyujie@hcyjs.com
	张菲菲	北京机构副总监	010-63214682	zhangfeifei@hcyjs.com
	张婷	华北机构销售副总监		zhangting3@hcyjs.com
	刘懿	副总监	010-63214682	liuyi@hcyjs.com
	侯春钰	资深销售经理	010-63214682	houchunyu@hcyjs.com
	顾翎蓝	资深销售经理	010-63214682	gulinglan@hcyjs.com
	蔡依林	资深销售经理	010-66500808	caiyilin@hcyjs.com
	刘颖	资深销售经理	010-66500821	liuying5@hcyjs.com
	阎星宇	销售经理		yanxingyu@hcyjs.com
	张效源	销售经理		zhangxiaoyuan@hcyjs.com
	车一哲	销售经理		cheyizhe@hcyjs.com
	郑珺丹	销售经理		zhengjundan@hcyjs.com
	吴昱颖	销售经理		wuyuying@hcyjs.com
	深圳机构销售部	张娟	副总经理、深圳机构销售总监	0755-82828570
汪丽燕		高级销售经理	0755-83715428	wangliyan@hcyjs.com
张嘉慧		高级销售经理	0755-82756804	zhangjiahui1@hcyjs.com
王春丽		高级销售经理	0755-82871425	wangchunli@hcyjs.com
王越		高级销售经理		wangyue5@hcyjs.com
温雅迪		销售经理		wenyadi@hcyjs.com
上海机构销售部	许彩霞	总经理助理、上海机构销售总监	021-20572536	xucaixia@hcyjs.com
	官逸超	上海机构销售副总监	021-20572555	guanyichao@hcyjs.com
	黄畅	上海机构销售副总监	021-20572257-2552	huangchang@hcyjs.com
	吴俊	资深销售经理	021-20572506	wujun1@hcyjs.com
	张佳妮	资深销售经理	021-20572585	zhangjianian@hcyjs.com
	郭静怡	高级销售经理		guojingyi@hcyjs.com
	蒋瑜	高级销售经理	021-20572509	jiangyu@hcyjs.com
	吴菲阳	高级销售经理		wufeiyang@hcyjs.com
	朱涨雨	高级销售经理	021-20572573	zhuzhangyu@hcyjs.com
	李凯月	高级销售经理		likaiyue@hcyjs.com
	张豫蜀	销售经理	15301633144	zhangyushu@hcyjs.com
	张玉恒	销售经理		zhangyuheng@hcyjs.com
章依若	销售经理		zhangyiruo@hcyjs.com	
广州机构销售部	段佳音	广州机构销售总监	0755-82756805	duanjiayin@hcyjs.com
	周玮	销售经理		zhouwei@hcyjs.com
	王世韬	销售经理		wangshitao1@hcyjs.com
私募销售组	潘亚琪	总监	021-20572559	panyaqi@hcyjs.com
	汪子阳	副总监	021-20572559	wangziyang@hcyjs.com
	江赛专	副总监	0755-82756805	jiangsaizhuan@hcyjs.com
	汪戈	高级销售经理	021-20572559	wangge@hcyjs.com
	宋丹琦	销售经理	021-25072549	songdanyu@hcyjs.com
赵毅	销售经理		zhaoyi@hcyjs.com	

华创行业公司投资评级体系

基准指数说明:

A 股市场基准为沪深 300 指数, 香港市场基准为恒生指数, 美国市场基准为标普 500/纳斯达克指数。

公司投资评级说明:

强推: 预期未来 6 个月内超越基准指数 20% 以上;

推荐: 预期未来 6 个月内超越基准指数 10% - 20%;

中性: 预期未来 6 个月内相对基准指数变动幅度在 -10% - 10% 之间;

回避: 预期未来 6 个月内相对基准指数跌幅在 10% - 20% 之间。

行业投资评级说明:

推荐: 预期未来 3-6 个月内该行业指数涨幅超过基准指数 5% 以上;

中性: 预期未来 3-6 个月内该行业指数变动幅度相对基准指数 -5% - 5%;

回避: 预期未来 3-6 个月内该行业指数跌幅超过基准指数 5% 以上。

分析师声明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此作以下声明:

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断; 分析师对任何其他券商发布的所有可能存在雷同的研究报告不负有任何直接或者间接的可能责任。

免责声明

本报告仅供华创证券有限责任公司(以下简称“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。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的, 但本公司不保证其准确性或完整性。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断。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。本公司在知晓范围内履行披露义务。

报告中的内容和意见仅供参考, 并不构成本公司对具体证券买卖的出价或询价。本报告所载信息不构成对所涉及证券的个人投资建议, 也未考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况, 自主作出投资决策并自行承担投资风险, 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。本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的预期收入可能会波动。

本报告版权仅为本公司所有, 本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发或引用本报告的任何部分。如征得本公司许可进行引用、刊发的, 需在允许的范围内使用, 并注明出处为“华创证券研究”, 且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

证券市场是一个风险无时不在的市场, 请您务必对盈亏风险有清醒的认识, 认真考虑是否进行证券交易。市场有风险, 投资需谨慎。

华创证券研究所

北京总部	广深分部	上海分部
地址: 北京市西城区锦什坊街 26 号 恒奥中心 C 座 3A	地址: 深圳市福田区香梅路 1061 号 中投国 际商务中心 A 座 19 楼	地址: 上海市浦东新区花园石桥路 33 号 花旗大厦 12 层
邮编: 100033	邮编: 518034	邮编: 200120
传真: 010-66500801	传真: 0755-82027731	传真: 021-20572500
会议室: 010-66500900	会议室: 0755-82828562	会议室: 021-20572522