中国石化报社

记录石化

2025

行业观察

PREFACE 前言

2025年是“十四五”收官之年。这一年，面对巨大的经营发展压力，集团公司党组团结带领广大干部员工，深入贯彻党的二十大和二十届历次全会精神，持续对标对表习近平总书记视察胜利油田、九江石化重要指示精神，坚持专业化发展、市场化运作、一体化统筹、数智化赋能，更加注重创新驱动、价值引领、转型升级、资源保障、市场开拓、开放合作，全力打赢“十四五”收官战、打牢“十五五”发展根基。

“十四五”以来，中国石化报社坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，始终牢记“为中国石化鼓与呼”办社宗旨，在做大主题宣传、做亮成就宣传、做响典型宣传、做特海外宣传上有声有色，在做精“纸”媒、做大“指”媒、做强“智”媒上出新出彩，有力发挥了“为大局加油、为发展聚气、为事业铸魂”的舆论支撑作用。

《记录石化》这套丛书在2023年中国石化报创刊35周

年之际诞生，通过优选各媒体最具价值的作品集结成册，更好服务广大读者，得到广泛好评。2025年，我们继续秉持优中选优原则编辑出版《记录石化》，并继续以电子书形式在中国石化新闻网和“新石化”App推出。期望广大读者继续给予关心指导，提出宝贵意见建议。

中国石化报社将继续深入贯彻习近平文化思想，聚焦中国石化改革发展新征程上的新使命新任务，深化主流媒体系统性变革，推动新闻媒体向“‘新闻+政务+服务’枢纽”转型，为中国石化打造世界一流企业、谱写中国式现代化石化新篇章提供更有价值的新闻服务和舆论支撑。

中国石化报社

2026年1月

C O N T E N T S

目录

国内行业观察

从2024到2025：能源行业迈向高质量发展的关键阶段 …… 002

“十五五”我国石化行业发展呈现八大特征 …… 010

“十五五”是从化工大国迈向化工强国的重要时期 …… 018

我国能源政策演化过程中的变与不变…… 026

我国页岩油气产业需实现从战略突破迈向规模效益…… 033

我国油气开发挺进万米时代…… 039

我国天然气产业走出一条独特的发展道路…… 046

石化行业需多向发力推动CCUS产业破茧成蝶 …… 055

我国碳捕集技术亟须代际升级…… 063

中国应在炼厂“减油增化”转型中走在前列…… 072

国内航煤需求增长空间有限…… 077

高端针状焦成为“油转材”重要途径…… 083

润滑油市场：以高端特种润滑产品引领新发展…… 089

可持续航空燃料（SAF）大规模商业化生产的难点及突破路径 …… 095
我国化工行业产能、市场及细分领域发展趋势分析…… 102
乙烷裂解制乙烯的优势与挑战…… 110
化工新材料：石化产业新增长引擎…… 115
高性能高分子材料亟待实现自立自强…… 122
生物化工是石化企业转型升级重要方向…… 133
EVOH未来发展前景广阔 …… 141
石墨烯：产业重心逐渐从“技术驱动”转向“应用牵引”…… 146
小波动不改大趋势　坚定向综合能源服务商转型…… 152
加速构建“换电如加油”补能新生态…… 157
“氢”风破浪会有时 …… 163
我国氢能技术正向商业化过渡…… 171
发展氢能交通需直面“氢贵、车贵、站贵”三大痛点…… 178
光伏行业如何破“卷”成蝶…… 187
深远海将成为海上风电主战场…… 193
以绿色甲醇驱动能源低碳转型…… 197
风光氢氨醇一体化：新能源就地消纳新模式…… 204
固态电池仍处于产业化初期阶段…… 209
新能源上网电量全面入市影响几何…… 215

从统计数据看中美关税政策对能源贸易的影响…… 220
石化行业数智化转型面临的挑战及对策建议…… 225
人工智能正在重塑能源生产和消费模式…… 230
智能化驱动下石化行业新增长路径探讨…… 236
顺应石油工程智能化趋势　把握技术发展方向…… 244
人工智能＋勘探开发：助力勘探目标优选、高效钻井和开发方案优化…… 249
人工智能＋炼油化工：从“经验驱动”迈向“数据智能驱动” …… 254
人工智能＋油气零售：重构能源终端的价值创造方式…… 258
人工智能＋化工物流：从保障型向价值创造型进阶…… 264
人工智能＋新材料研发：迈向“预测性设计”和“精准创制” …… 271
人工智能＋科学研究：推动范式变革和跨学科合作…… 278

国际行业观察

全球石油市场2030年将迎来供需“双达峰”拐点 …… 284
全球石油市场进入多重因素交织影响的新周期…… 288
“欧佩克＋”持续增产背后的考量 …… 293
地缘争端或威胁全球油气运输安全…… 298
全球页岩油气开发潮起…… 304
全球LNG市场前景展望 …… 308

能源“聚宝盆”打造全球油气行业“第二曲线”…… 312
全球CCUS产业发展方兴未艾 …… 316
全球炼油行业面临深度变革…… 321
全球生物燃料市场：势头良好　未来可期…… 326
全球化工市场：稳中向好　缓慢复苏…… 332
全球范围内乙烯裂解装置关停风险分析…… 337
乙烷突围：垄断、需求与安全的不可能三角…… 342
发展茂金属聚乙烯正当时…… 349
全球COC/COP高端新材料市场与技术发展态势 …… 354
破译化工新材料的投资“密码”…… 359
全球可再生能源装机容量未来5年将翻番…… 364
全球深层地热开发持续“升温”…… 368
油气并购市场能否持续热潮涌动？…… 372
AI时代，能源行业发展机遇与挑战并存 …… 379
海湾国家减少对石油依赖的经济发展战略成效渐显…… 384
海湾产油国设立海外原油储备库的深层逻辑分析…… 389
中东国家石油公司加速向国际石油公司转变…… 393
非洲油气市场格局重塑：本土企业与新兴资本崛起…… 396
黑海深水或成全球天然气版图新竞争者…… 402

特朗普“能源主导战略”及其影响……407
美国LNG出口增长或将面临多重挑战 ……411
加拿大LNG出口亚洲开启能源出口多元未来 ……417
日本推进天然气水合物产业发展的经验与启示……421
俄罗斯氢能发展战略、技术与未来……426
埃及打造天然气枢纽梦能否照进现实……432
埃克森美孚：油气业务深耕者和低碳解决方案领跑者……437
壳牌：稳健推进低碳转型的典型代表……444
bp：从“激进”到“稳健”的战略回撤 ……453
道达尔：以“小步快跑”谋求“大象转身”……459
雪佛龙：兼顾传统业务优化与新能源商业化探索……465
沙特阿美：资源型企业渐进式转型的范本……471
巴斯夫：“四位一体”战略框架体系驱动可持续增长 ……479
陶氏：以自我变革精神　不断推进战略调整……487
三菱化学：立志成为绿色的专业化工公司……493
埃尼公司：聚焦全产业链价值创造……499
中沙石化产业绿色合作方兴未艾……502
共建中拉命运共同体为能源合作注入新动能……509
持续深化中巴油气领域投资合作……514

中国与中亚能源合作相向而行…… 517

中欧能源合作拓展新空间…… 521

擘画上合组织发展新蓝图　构建能源合作立体化格局…… 525

釜山会晤开启中美能源破冰之旅…… 530

国内行业观察

从2024到2025：能源行业迈向高质量发展的关键阶段

王　盼（中国石化经济技术研究院产业发展研究所）

回顾2024年：我国能源行业迈入高质量发展新阶段，能源转型蹄疾步稳

2024年是实现“十四五”规划目标任务的关键一年，面对全球地缘冲突持续、经济增速放缓、国际贸易格局变革、能源格局加速重构等不确定因素交织的复杂环境，我国能源行业按照稳中求进、以进促稳、先立后破的总基调，扎实推进能源革命，加快构建新型能源体系，持续推动能源行业高质量发展。

能源消费稳步上升，增量主要来自非化石能源

从主要行业看，国民经济延续向好态势，为能源消费增长提供主要支撑。预计2024年我国经济增速5%左右，一次能源消费总量达59.7亿吨标准煤，比上年增长4.3%，能源消费增速在2023年高基数下有所回落。

能源消费结构持续优化，低碳能源消费占比稳步提升。从能源结构看，2024年煤炭占比下降1.2个百分点、石油下降1个百分点、天然气提

升0.4个百分点、非化石能源提升2个百分点。煤炭消费方面，电力行业是煤炭消费主阵地，非电用煤需求整体偏弱，水泥和建材行业用煤需求低迷，化工行业需求有所增长，但总量规模相对较小，领先企业正在探索将煤化工与绿电、绿氢、绿氧相结合，实现源头减碳。综合来看，预计2024年煤炭消费量约为48.5亿吨，比上年增长2.5%。石油消费方面，2023年成品油消费基本达峰，2024年迎来下降拐点。新能源汽车渗透率进一步提高，持续挤压燃油市场份额；汽油消费出现下降，基建、制造等行业需求低迷，叠加LNG（液化天然气）重卡销量继续创历史新高，柴油需求萎缩明显。预计2024年石油消费量约7.5亿吨，比上年下降1.6%。天然气消费方面，居民用气需求受采暖用气和交通用气需求支撑快速增长，工业用气需求稳定增长，发电用气在气电装机增长和迎峰度夏发电需求带动下稳定增长，化工化肥用气需求保持稳定。预计2024年天然气消费量约4300亿立方米，比上年增长9%。非化石能源方面，继续保持跃升态势，呈现两位数的高增长，占能源消费增量比重超过80%。预计2024年非化石能源消费量约11.7亿吨标准煤，占一次能源消费比重提高到19.7%，将首次超越石油（17.3%）。

碳排放强度下降助力绿色发展，重点领域节能降碳持续推进。2024年单位国内生产总值能耗和碳排放量均呈下降趋势，扣除原料用能和非化石能源消费，预计全年碳排放强度下降4%。碳市场活跃度大幅提高，上半年全国碳排放权交易市场月均成交量达366.82万吨，同比增长174.9%。清洁能源技术引领全球，高效晶体硅、钙钛矿等光伏电池技术转换效率多次刷新世界纪录，量产先进晶体硅光伏电池转换效率超过25%；18兆瓦全球最大单机容量风电机组启动发电，20兆瓦全球最大功率漂浮式风电机组成功下线；自主研发的世界首座具有第四代核电特征的高温气冷堆核电站已正式投入商业运营。

能源供应韧性增强，供给保障能力实现新跃升

煤炭方面，产业集中度提升，进口增速收窄，整体供应平稳。2024年，在稳产稳供延续政策下，煤炭产量“前紧后松”，预计全年煤炭产量约47.4亿吨，比上年增长1.5%。煤炭生产集中度持续提升，煤炭产业布局加速向中西部地区转移，煤炭深加工精细化程度不断提高，数智赋能煤炭产业改造升级。煤炭进口增速明显收窄，来源国呈现多元化趋势。印尼仍是我国最大的煤炭进口国。

石油方面，上游稳产增产成效显著，产量持续回升超过2.1亿吨。石油行业继续加大增储上产力度，预计2024年全国石油产量约2.14亿吨，比上年增长2%，海上石油继续成为石油增产的主要推动力。《“十四五”现代能源体系规划》要求，石油产量稳中有升，力争2022年回升到两亿吨水平并较长时期稳产。我国石油产量于2021年逼近两亿吨，2022年达到2.05亿吨，2024年已接近2015年2.15亿吨的历史最高水平，增产效果显著。预计石油对外依存度将比2023年略降，约为73%。

天然气方面，持续8年增产超百亿立方米，有力保障供应安全。2024年，预计全国天然气产量2493亿立方米，比上年增长7.3%，新增产量约169亿立方米。深地油气钻探能力及配套技术处于国际先进水平，建成了首口设计井深超万米的科学探索井，自主攻关突破了万米级特深井钻探技术瓶颈，四川盆地深层页岩气勘探取得重要突破，海南岛东南海域勘探发现首个超深水超浅层气田。液化天然气和管道天然气进口实现双增长。2024年我国管道天然气进口量约763亿立方米，较上年增长92亿立方米，增速13.6%；LNG进口量约1087亿立方米，较上年增长103亿立方米，增速10.4%。全国油气管网基础设施建设持续推进，预计2024年新增管道里程将超过4000千米，为天然气保供提供有力支撑。在全球天然气供应增长推动下，2024年国际天然气市场供需形势较上年有

所改善，LNG价格同比下降、进出口贸易景气度回升。2024年东北亚现货均价预计为11.7美元/百万英热单位，比2023年下降15.4%左右，价格走跌带动国内LNG现货采购量增长。中俄东线管道气加快推进，2024年新增供应量在80亿立方米左右。

非化石能源方面，风光累计装机超过煤电累计装机，储能发展迎来新机遇。2024年非化石能源累计装机容量为19.2亿千瓦，占全国发电装机总量的57.5%，其中风电和光伏累计装机容量13.8亿千瓦，我国已提前6年实现2030年风光发电装机合计12亿千瓦的发展目标。2024年，全国新增发电装机容量约4.1亿千瓦，其中非化石能源发电装机容量新增3.4亿千瓦。同时，新能源消纳问题日益突出，储能发展进入重要机遇期。截至2024年上半年，全国已建成投运新型储能项目累计装机规模达4444万千瓦/9906万千瓦·时，较2023年底增长超过40%，已投运锂离子电池储能占比97%。此外，压缩空气储能、液流电池储能、钠离子电池储能、重力储能等新建项目陆续投产，构网型储能探索运用推动储能技术多元化发展。

能源结构转型势在必行，绿色低碳发展迈上新台阶

加快构建碳排放双控制度体系，积极稳妥推进碳达峰碳中和。2024年8月，国务院办公厅印发《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》，意味着能耗双控正式向碳排放双控转型，能耗强度不再作为约束性指标，并鼓励各级政府发展和利用非化石能源和可再生能源。企业受到碳排放趋严约束，将促使其加大对绿色高效低碳技术的创新和应用力度，有利于加快培育新质生产力。

规划建设新型能源体系，推动新能源高质量发展。2024年10月，国家发展改革委等六部门联合印发《关于大力实施可再生能源替代行动的

指导意见》，新能源行业迎来新的发展机遇。可再生能源的供给能力将大幅提升，大型风电光伏基地、水电基地建设加快，分布式可再生能源进一步发展；能源基础设施将不断升级，智能电网、热力管网、氢能供应网络等的建设和改造，将为可再生能源的输送和消纳提供保障；工业、交通、建筑等重点领域将加速向可再生能源转型，如工业绿色微电网建设、交通领域的电气化及建筑的可再生能源集成应用；能源市场机制和价格机制将不断健全，有利于可再生能源的可持续发展。

展望2025年：我国能源行业锚定“十四五”目标，改革再发力

2025年是“十四五”收官之年，我国经济进入由高速增长向高质量发展转型的攻坚期，能源行业也将进入全面深化改革的关键期，能源领域将聚焦绿色低碳转型、能源安全保障、创新技术驱动等核心要点，持续优化能源结构，加速产业升级改造，大力发展可再生能源，为经济社会高质量发展筑牢能源根基。

经济运行稳中求进，能源消费稳中有增

我国经济正在由高速增长阶段迈向高质量发展阶段，产业结构优化进入深化期，从传统制造业向创新驱动和高附加值产业转型，高科技产业和绿色项目的投资比重加大，“新三样”、数字新基建等新兴产业将成为能源消费的重要引擎，预计2025年我国经济增速在4.6%~5%，一次能源消费总量约61.6亿吨标准煤，比2024年增长3.3%。

煤炭消费方面，发电用煤需求仍具有一定刚性。在经济稳定增长、电气化水平持续提升、新兴产业快速发展带动下，全社会用电量将继续增长，火电仍将是主体电源，发电装机和发电量将持续增长。但随着可

再生能源电力进一步渗透，煤电发电量和发电装机占比将逐渐下降。非电用煤需求受限，受钢铁、水泥等行业产业结构调整及节能降碳专项行动计划实施影响，工业领域煤炭消费预计将下降。预计2025年我国煤炭消费量约48.8亿吨，比2024年增长0.5%，在一次能源消费中占比为52.5%，较2024年下降约1.5个百分点。

石油消费方面，柴油消费加速下降，汽油消费达峰后下降，航煤消费恢复动力减弱。柴油消费在交通领域既受电动化冲击，同时也被LNG替代；房地产业虽筑底企稳，但拉动柴油消费的贡献相对有限。汽油消费在2023年达峰后，受电动车替代影响继续下滑。航煤消费仍有恢复空间，2025年国际航线有所增加但增速将减缓。预计2025年我国石油消费量约7.7亿吨，比2024年增长2.7%，在一次能源消费中占比为17.2%，较2024年下降约0.1个百分点。

天然气消费方面，行业保持高景气度发展。国内经济持续向好，有利于稳固工业、商业、发电等部门的用气需求增长态势；电子、新能源汽车产业链保持较快增长，将会形成工业用气需求的新增长点；国际天然气市场供需整体趋于稳定，价格波动有望较2022年大幅下降，天然气贸易整体稳定。预计天然气需求将延续中高增长态势，2025年我国天然气消费量约4580亿立方米，比2024年增长约6.6%，在一次能源消费中占比9.2%，较2024年上升约0.3个百分点。

非化石能源消费方面，可再生能源消纳能力提升，重点领域和行业节能降碳改造效果显著。预计2025年我国非化石能源消费量约13亿吨标准煤，比2024年增长10.5%，占一次能源消费的比重提高到21.1%，实现“十四五”非化石能源消费占比在20%左右的目标，较2024年上升约1.4个百分点。

能源供应结构更绿、韧性更强，高质量特征凸显

煤炭方面，不确定性因素交织下，“压舱石”作用凸显。预计2025年全国煤炭产量在47亿吨左右，与2024年持平。在建立健全煤矿产能储备制度的政策驱动下，煤炭库存仍将保持在较高水平。

石油方面，持续加大增储上产力度，2025年产量将保持在2.1亿吨以上。预计2025年我国石油储量将继续保持高位增长，年均新增探明地质储量10亿吨以上，推动新建产能保持在历史高位。2025年石油产量小幅增加，在2.15亿吨左右。石油消费同比增长，2025年石油对外依存度约74%。由于国际油价预期下滑，在保供压力较大和油气勘探开发成本不断攀升的情况下，2025年油气勘探开发将面临较大压力。

天然气方面，供应持续增长，增储上产再上新台阶。预计2025年国产气量约2606亿立方米，比2024年增长4.5%。预计2025年天然气进口量在2012亿~2035亿立方米，我国天然气对外依存度同比小幅增长。

非化石能源方面，累计装机容量占比逼近60%，储能发展提速。非化石能源发展保持强劲势头，预计2025年非化石能源累计装机容量超过22亿千瓦，比2024年增长16.4%，占总装机容量的59.8%。其中，风能和太阳能发电累计装机容量分别为5.9亿千瓦和10.7亿千瓦，分别占非化石能源累计装机容量的26%和48%。非化石能源新增装机容量约3.1亿千瓦，占新增总装机容量的79%。2025年非化石能源发电量约4.8万亿千瓦·时，比2024年增长9.6%，占总发电量的45.5%，预计风能和太阳能发电量约2.2万亿千瓦·时，占总发电量的 21%。风光发电项目成本持续降低。2025年，陆上风电LCOE（平准化度电成本）为0.13~0.19元/（千瓦·时），海上风电LCOE为0.27~0.38元/（千瓦·时），光伏发电LCOE为0.15~0.24元/（千瓦·时），相对于煤电的成本优势进一步显现。新型储能规模将实现快速增长，新型储能应用场景不断丰富。

2025年新型储能累计装机规模预计在90~120吉瓦，锂离子电池储能仍将占较大份额，压缩空气储能、液流电池等新技术将为储能市场带来新活力。

能源转型驶入快车道，加快构建能源供给新体系

在碳达峰目标推动下，能源政策将聚焦能源系统安全平稳地向“新”向“绿”。一是提升能源系统韧性。随着新能源大规模发展和电力负荷特性变化，能源电力系统运行面临更多不确定性，国家将持续出台电力系统相关政策，增强系统的灵活调节能力，不断提升能源系统安全运行和抵御风险能力。二是加强工业、建筑、交通等重点领域碳排放约束，全面实施节能标准，推广先进能效产品，淘汰落后产能。三是建立健全可再生能源绿色电力证书制度，将绿电消费作为评价、认证和标识绿色产品的重要依据和内容，鼓励全社会优先使用绿色能源和采购绿色产品服务，鼓励具备条件的企业形成低碳零碳的能源消费模式。四是大力发展能源领域的新质生产力，加强能源科技创新顶层设计和统筹布局，加快创新步伐。

原载
2025年1月13日《中国石化报》第5版

责任编辑
魏佳琪

“十五五”我国石化行业发展呈现八大特征

吕晓东　隋谨伊　肖　冰　李　超　崔佳瑶　王丽敏　赵　睿　史湘宁
（中国石化经济技术研究院）

产能建设进入“更新式淘汰”阶段

“十四五”期间，我国乙烯新增产能超2900万吨/年，PX（对二甲苯）新增产能约1600万吨/年。到2025年，我国乙烯产能规模增至6400万吨/年，PX产能规模增至4238万吨/年。“十五五”期间，预计乙烯和PX新增产能分别为2500万吨/年和950万吨/年。

当前，国内石化产品自给率不断提升、部分产品产能持续过剩、部分板块效益持续低迷，淘汰老旧装置、建设新的规模更大的装置，是部分存量装置较多企业适应市场规模化竞争的主要手段之一。

据不完全统计，“十四五”期间，我国关停乙烯产能100万吨/年左右，同时原企业新建乙烯产能240万吨/年；“十五五”期间，还将关停乙烯产能350万吨/年，同时原企业新建乙烯产能540万吨/年。通过这种“更新式淘汰”，到“十五五”末期，我国乙烯装置平均规模将从目前的80万吨/年提高至100万吨/年，PX装置平均规模将从目前的110万吨/年提高至125万吨/年，竞争力显著提升。

“油转化”和“非一体化”加速行业转型

随着成品油达峰，我国炼油行业开始向化工转型。虽然经历了近几年的效益低迷周期，但中长期看，炼油向化工转型的动力和趋势都未改变。预计“十五五”期间，我国炼油行业化工轻油收率将从目前的17%~18%提高为23%~24%，各类催化裂化、加氢裂化装置增产化工原料的同时，还将进一步提高各类副产化工品（碳三、碳四、芳烃等）的产量，炼厂化工产品收率将从目前的15%左右提高至19%。此外，各类重油催化裂解、原油直接制化学品等工艺，在对原油资源“吃干榨净”的同时，也促进炼油向化工转型。

为缓解成品油达峰对石化项目投资的影响，越来越多的民营企业选择“非一体化”路线，其中规模最大的就是丙烷脱氢（PDH）项目。近年来，受需求、政策等因素驱动，我国PDH装置迎来爆发式增长。2020~2024年，我国新增PDH装置产能近2000万吨/年，占丙烯新增产能的50%以上；预计2030年前，仍有超1000万吨/年的PDH项目投产。

近年来，我国乙烷裂解项目也发展迅猛，包括中国石油塔里木和长庆的乙烷裂解、华泰盛富炼厂气裂解，以及新浦化学、卫星化学进口乙烷裂解等项目。截至2024年，我国乙烯生产路线中乙烷裂解产能占比已提升为8%左右。“十五五”期间，仍有超600万吨/年乙烷裂解项目上马，还有大量乙烷裂解项目处于规划中。

整体看，“十五五”期间，新型“油转化”项目正取代传统的炼化一体化项目成为扩能主要动力。预计到2030年，我国烯烃“非一体化”的产能比例将从目前的22%左右提高至25%以上。“油转化”和“非一体化”的发展为行业提供多元化路线的同时，也加剧了包括丙烯等产业链的过剩压力和装置竞争力格局的重构。

产业绿色化转型势在必行

石化行业低碳发展和绿色转型是大势所趋。2022年，工信部等六部门印发的《关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》明确提出，鼓励石化化工企业因地制宜、合理有序开发利用绿氢，推进炼化、煤化工与绿电、绿氢等产业耦合示范。

尤其是煤化工项目，生产过程中普遍存在“碳多氢少”、碳氢比不匹配的问题，生产中碳排放量较大，因此，煤化工与风能、光伏等绿色新能源产业耦合将成为“十五五”期间产能升级发展、深度降碳的主要途径之一。理论上，考虑绿氢全部替代、在不调整工艺流程的情况下，预计将大幅缩减原料煤使用量，生产过程中碳排放量预计减少50%以上。

目前，宁夏宝丰、中煤集团、中国石化等企业规划的新建煤制烯烃项目均实现绿氢和煤化工有效耦合。但考虑到绿氢供应的稳定性、可再生能源规模和成本等因素，“十五五”期间，仍将主要以万吨级绿氢耦合为主。

同时，煤化工装置产生的高浓度二氧化碳捕集成本低，驱油、加氢制甲醇等大型CCUS（二氧化碳捕集、利用与封存）项目也将成为产能转型的有力抓手。

消费将更加依赖新周期和新通道

“十五五”时期，我国人口总量进入下降阶段，同时社会从中度老龄化逐步向深度老龄化迈进；我国城镇化水平已逼近70%，未来增速将显著放缓，城镇化带来的消费市场扩张和升级也将放缓。同时，外部贸易环境的变化、循环经济的发展将进一步制约传统石化行业的发展。

在这样的宏观背景下，我国消费基本盘将更加依赖国民收入的提高、

房地产等产业的复苏，以及新兴产业的兴起，即国民经济新周期的开启。

目前，我国居民年人均可支配收入为41314元，未来增长速度将与宏观经济表现紧密相关，考虑到我国经济增速在很长一段时间内仍将保持4%~5%的水平，年人均收入仍有较大提升空间，并有望顺利迈入高收入国家行列。

房地产方面，随着国家出台一系列扶持政策，部分地区房地产市场在2024年底、2025年初已出现小规模回暖迹象，国内外多数机构预计我国房地产行业有望在2025~2026年触底，此后将呈现复杂的分化态势和缓速恢复特征。

新兴产业方面，目前我国已在风光新能源、动力电池、电动汽车等领域取得规模化收益，并带动了包括石化行业在内的众多行业发展，未来还将在机器人、低空经济、6G、氢能、核能等产业继续取得突破，并开启新的万亿级市场，为消费创造更多场景和可能。

新通道方面，目前“一带一路”建设已取得积极成效，2024年我国对共建“一带一路”国家和地区出口比上年增长9.6%，高于出口整体7.1%的增速，共建“一带一路”国家和地区占我国进出口的比重首次超过50%，达50.3%。未来，随着中国—东盟自由贸易区3.0版落地，以及中拉、中非贸易合作开展，新贸易通道将为我国产品消费市场注入新的动力。

石化市场将在2030年后进入新平衡发展阶段

综上，在新兴消费、新产业和新出口持续发展的背景下，我国乙烯当量消费年增速有望提高至4%，甚至更高。

我国石化产能自2020年开始大规模上马，年均新增乙烯产能500万吨/年以上，随着实现“双碳”目标临近，石化项目上马节奏进一步加

快，预计到2030年，我国乙烯产能规模将逼近9000万吨/年，届时90%以上的大宗石化产品将出现产能过剩。

由于产能投放节奏打破了传统5~7年的投资周期，行业短期内难以消化大量产能，因此我国石化行业将不可避免迎来相当长时间的盈利低谷，同时，随着“碳达峰”时间窗口到来，行业在国内的投资热情也随之消散。预计2030~2035年，国内已规划项目规模远低于前期，仅为3~4个，年均新增乙烯规模仅60万吨/年，为消化前期过剩产能提供了契机。

“十四五”末，我国PX新增产能因被调控而显著放缓，预计“十五五”时期，PX年均新增产能规模将从上个五年的500万吨/年左右降为30万~40万吨/年。

总体来看，行业投资周期、政策约束及市场过剩使得国内石化行业在2030年后进入新的发展阶段，新增产能放缓和老旧产能淘汰并举，过剩产能消化与新增消费放缓并行，市场将逐渐达到新的平衡。

原料结构调整空间或将收窄

为应对近年来低迷的石化市场，许多企业积极采取措施调整自身生产经营，其中，低成本原料是首选。

自2019年我国首套乙烷裂解装置投产以来，乙烷裂解项目产能规模已达430万吨/年（含干气乙烷及乙丙烷混合裂解），预计2030年前后将增至935万吨/年，卫星石化等乙烷裂解生产企业已成为乙烯市场不容忽视的重要参与者，而中国石油将成为我国最大的以乙烷为原料生产乙烯的企业。

从实际生产成本来看，预计乙烷裂解成本较石脑油裂解低1000元/吨左右，优势显著。但因美国乙烷出口规模近年来持续扩张，加上NGLs（天然气凝析液）关键产区二叠纪盆地天然气产量增长放缓，预计美湾

乙烷价格将在2027年前后出现一轮快速上涨，在210美元/吨左右，较2023年大幅上涨45%。此后，随着出口规模继续增长，以及美国NGLs产量接近峰值，美国乙烷价格有望进一步上涨至250美元/吨，届时我国到港乙烷价格将达580美元/吨，与东北亚石脑油价差将从目前的140美元/吨缩窄至60美元/吨。加上造船（租船）、码头、储罐、管线等一系列费用和运输周期问题，乙烷裂解成本的巨大优势正在逐渐缩小。

此外，由于“油转化”目前仍缺少低成本的转化手段，一体化项目加氢装置石脑油成本较高；柴油组分直接作为原料进行生产不仅成本高，还将副产大量乙烯焦油等低值产品；重油催化裂解等技术仍面临丙烯收率和副产品利用率不高但能耗偏高等问题；外购液化气顶替石脑油作为裂解料，又受到近年集中投产PDH项目对液化气市场价格的强力拉动作用影响。因此整体看，目前我国石化行业原料低成本的手段不足，需要制定更加精细化的原料利用和挖潜方案。

新材料也需警惕供应过剩问题

当前，我国石化行业正处于新旧动能转化的关键时期。以房地产、农业、家电、燃油车为代表的传统产业已基本步入发展的成熟甚至衰退期。相比之下，以新能源汽车、高端装备等为代表的战略性新兴产业，以及以量子计算机、人型机器人等为代表的未来产业，将成为支撑石化产品消费增长的核心动力，特别是高性能树脂、高性能纤维、高性能膜材料、电子化学品等高附加值的化工新材料。

目前，我国化工新材料总需求在4400万吨/年左右，自给率不足70%。预计到2030年，随着我国战新产业与未来产业高速发展，化工新材料总需求将增为6900万吨/年左右，年均复合增长率达7%，自给率将提升至76%。

2021年以来，外资（含中外合资）在我国投资化工新材料产能超过700万吨/年，多数产品为工程塑料、高端聚烯烃等高性能树脂。国内民营企业产业竞争力也持续增强，万华化学、新和成等多家企业成为细分赛道的领头羊。但同时，由于高回报吸引大量企业涌入，一些市场规模较大的高端产品，包括光伏级EVA（乙烯－醋酸乙烯酯共聚物）、超高分子量聚乙烯树脂、POE（聚烯烃弹性体）、碳纤维、碳酸乙烯酯、己二腈、尼龙66、PBAT（聚对苯二甲酸－己二酸丁二醇酯）、DINP（邻苯二甲酸二异壬酯）、茂金属聚乙烯等，随着国内产能集中上马，正面临产能过剩风险。据不完全统计，“十五五”期间，国内EVA规划产能规模超340万吨/年、POE超450万吨/年、茂金属聚乙烯600万吨/年左右、尼龙66高达700万吨/年。

差异化大宗产品的开发，一方面面临国内市场过剩、低价通用料和改性料的挑战，另一方面面临下游细分市场涌现、需求定制化开发的挑战，这需要企业以精细的生产管理和持续的研发投入来应对。

塑料循环经济将进入新发展阶段

发展循环经济已成为石化行业共识。全球包括埃克森美孚、韩国LG、科思创在内的多家企业均已布局塑料循环回收再利用。物理回收是我国目前最主流的塑料回收方式（占99%），但废旧塑料回收体系尚不完善，同时存在废塑料收集效率低、分拣难度大等问题。目前，我国废塑料年回收量超2000万吨，其中物理回收、填埋和焚烧各约占30%。未来随着废旧塑料回收产业链进一步完善，特别是随着欧盟碳边境税实施，加上各国大量限制塑料消费规定出台，尤其是2024年“全球塑料条约”第五次政府间谈判委员会会议（INC-5），虽然未能如期达成关于塑料污染的具有法律约束力的国际文书，但谈判仍会进行，有可能达成限制塑

料生产和向塑料生产企业征收塑料污染治理费的条约，将给塑料生产企业带来巨大负担。

化学回收也是塑料循环利用的有效途径之一，但回收技术目前仍处于发展初期，尚未实现大规模产业化应用。其中，热裂解法是目前产业化进度最快、发展最为成熟的废塑料化学回收技术，在国内外已有工业化应用。中国石化石油化工科学研究院自主研发了废塑料连续热解技术（RPCC），形成“塑料－废塑料－烯烃－树脂－塑料”的闭合循环。此外，化学回收技术还包括催化裂解法、解聚法等。未来随着技术不断突破、加工能力提升，化学回收有望成为塑料回收再生行业的重要赛道。预计到2030年，我国塑料年回收量将增至2600万吨，其中化学回收规模有望达到百万吨。

原载
2025年12月16日《中国石化报》第5版

责任编辑
程　强

“十五五”是从化工大国迈向化工强国的重要时期

程　强（中国石化报社）

未来十年，由大到强

中国化工经济技术发展中心副主任、中国石油和化学工业联合会化工园区工作委员会秘书长杨挺介绍，我国从2010年开始超越美国成为世界第一化工品生产大国，目前我国化工产业生产了全世界42%的主要化工产品，总量已超过美、日、德总和。“十四五”期间，我国炼油和乙烯产能超过美国，完成大宗化学品最后两个领域的终极超越，已成为规模最大、产业链最齐全、原材料最丰富、市场最大的化工大国。

我国已经将世界化工大国的“大”建设到前所未有的状态，但距离世界化工强国仍有提升空间，尤其是化工高端材料自主供应率很低。2024年，我国化工进口总额2302亿美元（1.6万亿元人民币），其中三大合成材料进口565.7亿美元。从世界化工50强企业平均利润率看，我国入选企业仅3.3%，远低于德国（11.3%）、美国（10.7%）、日本（9.5%）入选企业。

化工强国是制造强国的重要支撑，2025~2035年是我国由世界第一化工大国向世界第一化工强国跨越的重要时期。用化工行业高质量发展夯实化工强国建设的基础，是“十五五”行业发展的总纲领、总任务，

重点要聚焦提升产业结构高端化水平、提升创新能力建设水平、提升绿色低碳发展水平、提升智能制造应用水平、提升企业国际合作水平、提升化工园区高质量发展水平。

进入全面比拼研发和创新的阶段

杨挺说，全球约有30万种化学品，但每年仅开发约2000种新化学品，创新率约为6‰。这意味着化工是一个创新速度并不快的行业，中国应该更容易赶超领先者。

“十四五”前，我国化工行业研发更多集中在工艺层面提升与技术引进消化吸收，在原始创新方面与欧美发达国家和地区有较大差距。“十五五”期间，我国化工产业已经进入全面与发达国家比拼研发和创新的阶段。

目前，我国化工企业的研发支出占全球行业研发的16.8%，美国的占比为18.6%，日本的占比为21%。我国化工行业在研究和创新方面的投入占行业销售额的0.77，欧洲为1.2，美国为1.79，日本为3.3，进一步提高研发占销售收入的比重，巩固应用层面研发优势，利用AI（人工智能）技术缩小应用数据积累差距，突破存量技术垄断，是“十五五”化工行业提升创新能力的主要工作。

展望2035年，在完成化工行业全面系统升级后，我国有望绝大部分化工品做到全球规模和效益第一，也将涌现出一批具有世界级竞争力的企业与化工园区，成为真正的化工强国。

炼油：以深度炼化一体化为核心，加速向材料导向转变

2024年我国原油一次加工能力9.33亿吨/年，炼油业营业收入约4.8

万亿元，占化工行业的33.1%。“十五五”期间，炼油业将加速从燃料导向向材料导向转变，并以深度炼化一体化为核心推动产业升级。

杨挺说，随着替代能源发展提速，我国2023年柴油消费达峰，2024年汽油消费达峰，2028年预计石油需求达峰；到2030年，全国原油一次加工能力控制在10亿吨/年以内。

电能替代方面，2024年我国新能源汽车保有量突破3140万辆，替代成品油消费约2800万吨，预计到2030年替代量达6500万吨。

天然气替代方面，2024年我国LNG（液化天然气）重卡保有量突破80万辆，各类LNG/CNG（压缩天然气）车辆替代成品油消费约2500万吨，预计到2030年替代量达4000万吨。

其他替代能源方面，燃料乙醇、甲醇作为汽油组分的一部分，2024年替代成品油消费548万吨，预计到2030年替代量600万吨；生物航煤预计到2030年替代量达250万吨。

乙烯：控制成本是关键，做大高端产品是出路

2024年我国乙烯产能达5384万吨/年，位居世界第一；预计到2030年在8500万~9000万吨/年，世界第一地位稳固。

“十五五”期间，我国乙烯产能增速高于消费增速，将以推动下游聚乙烯等高端产品进口替代为主要路径，引领乙烯产业实现全面提质增效与结构升级。

杨挺介绍，目前以石脑油为原料的乙烯装置都是亏损的，欧洲、韩国、日本乙烯产能都将削减。乙烷制乙烯平均毛利2863.7元/吨，受制于原料，发展受限。煤制乙烯平均毛利958.6元/吨，受制于国家政策，发展受限。石脑油蒸汽裂解乙烯平均毛利-95.3元/吨，但仍是未来发展重点，需进一步降低成本。

道琼斯咨询公司副总裁陈伟明分析，未来5年全球新增乙烯产能中，64%来自中国，而西欧和日本将引领产能优化进程，韩国的产能优化正在推进，其他国家和地区也会关停缺乏竞争力的装置。全球乙烯产能投产周期要到2029年之后结束。进口乙烷和煤制烯烃具有成本优势，但地缘政治和高碳排放是制约二者的不确定因素。

烯烃：新的原料和技术值得关注

中国科学院大连化学物理研究所研究员李金哲表示，石脑油高温蒸汽裂解制烯烃是典型的高能耗化工过程，亟须转型升级。

该所研发的甲醇制烯烃（DMTO）技术已许可36套装置，烯烃产能2400万吨/年，创造了一个数千亿元规模的战略性新兴产业，并带动6000万吨/年甲醇产业。该技术获2014年国家技术发明一等奖。

基于该技术，大连化物所提出石化产业转型升级的新途径：甲醇石脑油耦合转化制烯烃。

因为甲醇和石脑油均可在分子筛上催化转化，因此原理上具备同一个分子筛催化混合原料的可能。通过甲醇转化强放热反应与石脑油转化强吸热反应原位耦合，可以大幅降低能耗，同时提高烯烃收率，实现石化工业烯烃生产技术升级换代。

千吨级中试证明：甲醇和石脑油可以在一种催化剂、一套装置上转化，实现热量耦合和反应耦合。1.1吨石脑油和0.93吨甲醇耦合转化产烯烃1吨；两者不耦合，合计产烯烃0.84吨。

李金哲表示，该技术的工业化目标是：石脑油原料利用率提高10个百分点以上，能耗降低1/3。

去年底，甲醇石脑油耦合制烯烃技术通过了中国石油和化学工业联合会组织的科技成果评价，达到国际领先水平。目前，应用该技术的

百万吨级示范装置已开工建设。

聚烯烃：产品同质化呼唤新技术

中国石油吉林化工工程有限公司副总工程师于春梅说，聚烯烃产能扩张潮加剧市场过剩，而我国高端聚烯烃生产技术过度依赖进口，产品同质化呼唤新技术！

高端聚烯烃主要代表产品有mPE（茂金属聚乙烯）、mPP（茂金属聚丙烯）、POE（聚烯烃弹性体）等。2024年，我国高端聚烯烃产量约654万吨，需求量1560万吨，自给率42%，远低于其他化工新材料。

我国聚烯烃工艺技术多从国外引进，原创技术极少；高压聚乙烯有两种生产工艺，我国无原创技术；低压聚乙烯主要有气相法、淤浆法和溶液法3种工艺，其中溶液聚合工艺严重缺失，亟待突破。

如果使用齐格纳塔催化剂每年只生产两三个牌号，那么气相法具有优势。综合考虑投资、操作成本、产品售价、操作灵活性、适应市场变化，溶液法长期效益优势明显。如溶液法辛烯膜料在我国的市场规模20万~40万吨/年，售价比气相法膜料高2000~4000元/吨，市场基本由陶氏化学垄断。

聚烯烃弹性体方面，2024年世界广义POE产能316.2万吨/年，消费量约254万吨，需求保持快速增长。2024年我国POE消费量百万吨左右，进口量95万吨。POE曾是少数国外化工巨头高度垄断的“卡脖子”材料，随着我国多家企业成功突破POE全流程生产技术，国产化浪潮启动，目前我国已投产POE产能42万吨/年，拟建产能超过300万吨/年，这导致POE价格从去年至今一路走低。

超高分子量聚乙烯（UHMWPE）方面，军工防弹材料、新能源汽车电池隔膜等高端应用爆发式增长。目前国外主要产能合计23.5万吨/年，

2024年，国内10万吨/年装置投产，UHMWPE生产进入大产能时代。目前，UHMWPE高端产品被国外垄断，关键领域对我国限售禁运，锂电池隔膜也依赖国外装备、技术及原材料，需要重点发展。

于春梅强调，高端聚烯烃具有技术门槛高、价格高、盈利强、牌号多的特点，需以快速技术服务为导向；不断深化细分市场研究，是把握高端聚烯烃市场的核心。

芳烃：上游PX率先回升，下游PTA-PET竞争更加激烈

杨挺说，我国已成为世界芳烃产业中心，2024年PX（对二甲苯）产能在世界占比53.9%，消费在世界占比73.8%，均居世界第一位。

芳烃产业链下游PTA（精对苯二甲酸）-PET（聚对苯二甲酸乙二醇酯）持续供过于求，利润向上游PX原料端集中，中下游企业普遍承压并面临亏损。

“十五五”期间，我国芳经产业将加速高端化、链条化进程，并通过扩大下游产品出口驱动产业链整体升级。

2024年我国PTA产能9123万吨/年、PET产能9319万吨/年，强者恒强特征越发明显。未来5年，PX新装置投产计划不多，产能增长进入瓶颈期；需求稳定增长，至“十五五”末，PX年供应缺口约440万吨；预计“十五五”期间，我国PX-PTA-PET产业链将保持绝对竞争力，但PTA-PET产能冗余下的竞争将更加激烈。

中国石化经济技术研究院市场营销研究所副所长肖冰指出，我国PX产业链呈现自下而上的后向一体化发展，基于纺织工业优势，产业链突破始于PET，2000~2010年使我国由PET净进口变为自给率超110%，继而推动PTA发展，2005~2015年PTA自给率从46%逐步升至99%以上。但PX发展相对滞后，目前仍有20%依赖进口。

“十五五”期间，我国PX产能年均增速仅4.4%，低于“十四五”的10%，国内规划1020万吨/年PX产能净增量，预计带动PX自给率从2025年的80%提升至2030年的84%。受PX供应偏紧支撑，从2023年起，PX等芳烃产品已率先进入回升通道。

化工新材料：急需攻克核心技术，加快高端领域发展

国家新材料产业发展专家咨询委员会秘书长谢曼指出，“十五五”期间，先进石化化工材料领域重点发展高性能聚烯烃、高性能合成橡胶及弹性体、先进黏合剂和涂料、功能性高分子材料、生物基绿色高分子合成材料等。

具体来说，POE、COC（环烯烃共聚物）要实现在新型光伏、新能源汽车、洁净医疗包装等领域批量应用；液体丁苯橡胶、特种电子树脂要实现在高频电子电路器件领域的批量应用；耐高温涂层要实现在深远海和极地航行装备、国产大飞机和特种飞机等领域的批量应用；生物基PTT（聚对苯二甲酸丙二醇酯）、PEF（聚呋喃二甲酸乙二醇酯）、PBS（聚丁二酸丁二醇酯）材料在高阻隔食品包装、功能化医疗耗材等领域要实现批量应用；建成万吨级绿色低成本废旧聚酯循环利用示范工程。

杨挺说，“十五五”期间，我国化工新材料需求量年均增长率预计达8%，2030年我国化工新材料产业自给率将达89%，将在大宗材料高端化、电子化学品国产化、新能源材料高性能化、生物材料智能化、未来材料配套化5个领域加速发展。

大宗材料高端化方面，聚乙烯等大宗产品仍存在缺口，丁苯橡胶等材料类产品呈现结构性逆差。

电子化学品国产化方面，自给率为66.7%，急需攻克核心技术。光刻胶整体国产化率接近30%，其中，集成电路用光刻胶国产化率不足10%，

EUV（极紫外）光刻胶全部依赖进口。PPT级（杂质含量万亿分之一）湿电子化学品国产化率约40%。集成电路用高纯电子气体国产化率持续提升，目前约45%。此外，PVA（聚乙烯醇）膜、TAC（三醋酸纤维素酯）膜等光学基膜，光刻胶树脂，以及配套材料、柔性显示材料、先进封装材料等进口依存度仍居高不下。

新能源材料高性能化方面，预计未来我国锂电池产量增速保持20%左右，到2030年将达3500吉瓦时。锂电池向高能量密度、高比容量、高电压、高安全性、宽温域、长寿命等方向发展。固态电池商业化进程加速，预计2027年实现小批量产，2030年实现规模量产。

生物材料智能化方面，我国生物发酵产能占全球70%以上，氨基酸、有机酸等产品产量稳居世界第一，庞大的市场规模和完整的工业体系为转型升级奠定了坚实基础。未来应推进生物制造智能化，生物技术（BT）与信息技术（IT）融合发展，精准实现材料从设计到生产的绿色、高效、智能化生产，形成生物碳循环闭环。

未来材料配套化方面，低空经济使用的主要材料有碳纤维复合材料、玻璃纤维增强复合材料、PC（聚碳酸酯）、ABS（丙烯腈-丁二烯-苯乙烯共聚物）、PC+ABS合金、PA6（尼龙6）、EPP（发泡聚丙烯）等。到2035年，全球人形机器人产值预计1540亿美元，主要材料包括COC材料、电子化学品、电子特气、封装材料、聚醚醚酮、碳纤维复合材料、聚氨酯、硅橡胶、POE、水凝胶等。算力即国力，预计“十五五”期间复合增长率30%，推动电子级玻纤、特种环氧树脂需求快速增长。

原载
2025年11月4日《中国石化报》第5版

责任编辑
程　强

我国能源政策演化过程中的变与不变

白　洋［中国石油大学（华东）教授、博士生导师］

从能源理论和能源政策的演变来看，我国始终坚持从能源发展实际出发，适时调整、完善能源政策，形成了具有中国特色的能源发展方针、主张。“十三五”时期，我国进入构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系新发展阶段，能源政策的主要取向是注重发展质量，调整存量、做优增量，积极化解过剩产能、注重结构调整，推进能源绿色低碳发展。“十四五”时期，可再生能源实现跨越式增长，能源电力消费增量补充转为增量主体，在能源电力消费中的占比快速提升，补贴政策转向平价低价发展，可再生能源成为实现碳达峰、碳中和目标的主要支撑。进入“十四五”尾声，全球能源格局加速调整，影响能源安全的新旧风险因素相互交织，石油地缘政治仍然是影响能源安全的重要因素，天然气地缘政治对能源安全的影响不断上升。地缘政治、气候变化与能源转型影响叠加与相互强化，电力安全、能源网络安全和关键矿产安全等新型能源安全风险日益凸显，能源安全形势呈现诸多新特点和趋势。2024年我国陆续出台了《2024年能源工作指导意见》《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》等一系列政策，特别是今年1月1日起正式实施的《中华人民共和国能源法》（以下简称《能源法》）标志着我国能源高质量发展迈进了一个新的阶段。

为更好地理解我国能源政策发展的基本逻辑与趋势，本文从能源安全、能源转型、低碳发展三个维度出发，尝试分析我国能源政策演化过程中有哪些“变”与“不变”。

能源安全：把保障能源安全放在更重要的战略位置

保障能源安全始终是我国能源领域的重点工作。能源安全是总体国家安全的重要范畴，是“关系国家经济社会发展的全局性、战略性问题，对国家繁荣发展，人民生活改善，社会长治久安至关重要”。党的十八大以来，习近平总书记站在统筹中华民族伟大复兴战略全局和世界百年未有之大变局的高度，统筹国内国际两个大局、发展安全两件大事，提出了“四个革命、一个合作”能源安全新战略，围绕推动能源消费革命、能源供给革命、能源技术革命、能源体制革命，全方位加强国际合作，实现开放条件下能源安全，提出一系列新理念新观点新要求，为新时代我国能源高质量发展指明了方向。从“十五”规划开始，我国陆续出台了《“十五”能源发展重点专项规划》《能源发展“十一五”规划》《能源中长期发展规划纲要》《能源发展战略行动计划（2014—2020年）》等一系列专门性指导能源发展、保障能源安全的纲领性文件，进一步确立了落实节约资源和能源保护政策、建设资源节约型和环境友好型社会的目标。这些都充分体现了新形势下我国能源战略的特点，即把促节约、调结构、保生态作为能源安全工作的重点，努力实现能源的可持续发展。

突出能源安全的战略性地位。2024年8月，国务院发布《中国的能源转型》白皮书指出，能源转型是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，是一项长期的战略性任务，需要在能源安全新战略的指引下稳中求进、久久为功。2024年11月全国人大常委会表决通过的《能源法》将能源安全新战略作为开展能源工作应当长期坚持的重要原则，并将其内

涵贯穿于各章节的主线，在能源规划、开发利用等环节设计了多种制度。包括能源规划制度、能源替代制度、能源有序开发制度和能源储备制度，为新时代能源高质量发展提供原则性指引。

明确能源安全是能源转型的底线。《能源法》强调了推动能源转型首先要兜住能源安全的底，也就是要统筹发展和安全，用非化石能源去替代化石能源，整个替代过程要安全、可靠、有序。2024年3月，国家能源局印发《2024年能源工作指导意见》（以下简称《指导意见》）将“坚持把保障国家能源安全放在首位”，取代了《2023年能源工作指导意见》中“坚持把能源保供稳价放在首位”的提法。《指导意见》强调，要把能源安全作为高质量发展的基石，持续巩固提升油气产量，保持煤炭产能合理裕度，增加战略储备和调节能力，强化区域协同保障，筑牢能源安全保障的根基。除了对化石能源供给的兜底保障作用提出了要求，还对火电转型中对电力系统稳定调节能力作出了指导。例如，要推动煤炭、煤电一体化联营，合理布局支撑性调节性煤电，加快电力供应压力较大省份已纳规煤电项目建设，力争尽早投产；推动退役机组按需合规转为应急备用电源；在气源有保障、气价可承受、调峰需求大的地区合理规划建设调峰气电等。

能源转型：进一步提高可再生能源的利用效率

能源转型长期以来是我国能源政策关注的焦点。2021年《中共中央国务院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》《2030年前碳达峰行动方案》的提出，为我国能源绿色低碳转型指明了方向与路径。其中，优化能源结构是实现“双碳”目标的最重要途径。2020年12月的全国能源工作会议提出加快风电光伏发展，大力提升新能源消纳和存储能力。《2030年前碳达峰行动方案》将能源绿色低碳转

型作为重点任务，提出推进煤炭消费替代和转型升级、大力发展新能源、合理调控油气消费、加快建设新型电力系统。《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》提出，2030年非化石能源消费比重达到25%左右，2060年非化石能源消费比重达到80%以上，同时明确需要加快构建清洁低碳安全高效的能源体系，严格控制化石能源消费，不断提高非化石能源消费比重。“十四五”以来，我国非化石能源发电装机规模累计增长78.5%，装机比重持续提升，从2020年底的44.8%提高至2024年的56.2%。风电、光伏发电装机规模较十年前增长了10倍，清洁能源消费量占能源消费总量的比重从15.5%提高到26.4%，煤炭消费比重下降12.1个百分点。但同时可再生能源发展不平衡不充分的矛盾也日益凸显，特别是清洁能源消纳问题突出，严重阻碍了可再生能源的开发利用。可再生能源的消纳问题已经成为能源转型和发展的关键瓶颈。

多元主体共同承担消纳责任。为促进可再生能源消纳利用，国家出台了一系列支持政策，使我国可再生能源消纳利用政策逐渐趋向体系化。2019年国家发展改革委发布的《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》确立了可再生能源电力消纳责任制度及相关实施机制，对政府部门、电网企业、电力用户等各类承担消纳责任的市场主体做出了规定。2024年2月，国家发展改革委印发《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》（以下简称《监管办法》）指出，“风力发电、太阳能发电、生物质能发电、海洋能发电、地热能发电等非水可再生能源发电项目的上网电量，由电力市场相关成员承担保障性收购电量的收购义务，由售电企业和电力用户等共同承担市场交易电量的收购责任”。与之前规定的电网企业为全额收购可再生能源电量的唯一责任主体不同，为了顺应电力交易市场化改革及继续支持可再生能源发电行业的发展，《监管办法》从区分两类电量着手，对“保障性收购电量”及“市场交易电量”的收购义务主体均进行了扩大，这有助于进一步减轻电网企业承担消纳责任

的负担，并加强其他主体参与可再生能源电量消纳的义务，同时也体现了多元主体共担可再生能源消纳责任的政策方向。

能源消费转向多元清洁能源替代。电能替代是我国应对大气污染，推动能源消费革命提出的重要举措。2021年国务院《2030年前碳达峰行动方案》提出，大力实施可再生能源替代，加快构建清洁低碳安全高效的能源体系。在相关政策的引导下，过去10年电能占我国终端能源消费比重稳步增长，2023年我国电能占终端能源消费比重达28%，比10年前增加6.7个百分点。尽管如此，电能替代的局限性也较为突出。在某些地区或行业，电能生产和消费成本较高，导致电能替代经济性不强。在技术进步推动下，绿氢、绿氨等新型清洁能源逐渐崭露头角，为能源替代提供了更多选择。2024年9月，国家能源局党组在《以能源转型发展支撑中国式现代化》署名文章中指出，“推动终端能源消费转型由电能替代为主向电、氢、氨等多元清洁替代转变，推动主要用能领域成为能源转型的重要引擎”。同年10月，国家发展改革委发布《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》，进一步明确了我国可再生能源领域长期发展目标。相较于此前有关政策，此指导意见不再特定指向电能替代，而是要求“经济高效推进发电、供热、制气、制氢多元发展和替代”。我国能源消费将由电能替代为主，逐步转向电、氢、氨等多元清洁能源替代。

低碳发展：破解经济发展与环境保护的矛盾

党的十八大以来，我国把应对气候变化作为推进生态文明建设、实现高质量发展的重要抓手，实施积极应对气候变化国家战略，推动产业和能源结构调整，采取节能、提高能效、建立完善碳市场、增加森林碳汇、提高适应能力等一系列措施，应对气候变化取得积极进展。2023年，中国碳排放强度比2005年下降超过51%，碳市场年覆盖超过50亿吨二氧

化碳排放。在经济高速增长阶段，化石能源大量消费引发的环境问题严重。2015年，党的十八届五中全会正式提出实行能源消费总量和强度双控行动，取得了积极成效。“十三五”期间我国能耗强度降低超过20%，能源消费总量控制在50亿吨标煤以内，但随着能耗双控的深入推进，政策刚性执行与经济发展需求间的矛盾也逐渐显现。当前，经济下行的压力加大，然而环境保护的任务依然非常艰巨。

2023年，习近平总书记在全国生态环境保护大会上指出，我国生态环境保护结构性、根源性、趋势性压力尚未根本缓解，生态文明建设仍处于压力叠加、负重前行的关键期。如何有效破解和平衡经济发展与环境保护之间的关系，仍然面临很大的挑战。

能耗双控逐步转向碳排放双控是破解经济发展与资源约束、环境保护之间矛盾的关键举措。在能耗双控目标指引下，为追求单位能耗的经济产出，化石能源因为已经具有相对完备的基础设施和支撑技术体系，往往比新能源与可再生能源具有相对优势。而未来真正需要控制的是因为能源消耗带来的潜在负面影响，这些负面影响包括温室气体排放、常规污染物排放、能源对外依存度过高、可用能源储量不足，对于以上这些问题，能耗双控目标并不能根本性地解决，反之，能耗双控目标在一定时期内反而有可能锁定高碳能源，阻碍能源替代过程发生。

为打破化石能源约束，保障经济社会高质量发展，2021年12月的中央经济工作会议首次提出要创造条件尽早实现能耗双控向碳排放双控转变。至此，能耗双控政策启动优化调整，为转向碳排放双控创造良好条件。2023年7月中央全面深化改革委员会第二次会议审议通过了《关于推动能耗双控逐步转向碳排放双控的意见》。会议指出，要立足我国生态文明建设已进入以降碳为重点战略方向的关键时期，完善能源消耗总量和强度调控，逐步转向碳排放总量和强度双控制度。2024年8月，国务院办公厅印发《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》，建立能耗双

控向碳排放双控全面转型新机制。碳排放双控有助于打破能耗双控对可再生能源发展和能源化工产业的约束，促进零碳能源对高碳能源的替代，产生明确的能源替代激励作用。同时，碳排放双控有助于充分发挥市场的力量，减少“计划式”“运动式”减碳的负外部性，从而有效引导全社会节能减排。

凡益之道，与时偕行。当前，大国博弈、气候变化、能源革命等一系列因素交织激荡，不仅深刻影响着全球能源市场和国际能源地缘政治，而且给全球能源安全带来诸多新的变数。在百年未有之大变局下，只有坚持以“四个革命、一个合作”能源安全新战略为指引，不断推动能源政策与能源体制革命，才能更高水平、更高质量地推进新型能源体系建设，为中国式现代化贡献能源力量。

原载
2025年第2期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
孙　艳

我国页岩油气产业需实现从战略突破迈向规模效益

申宝剑（中国石化石油勘探开发研究院）

“十四五”期间，我国页岩油气产业在资源勘探、理论认识与工程技术等方面取得历史性突破。陆相页岩油实现从无到有的战略跨越，多层系页岩气形成规模化资源接替，海域页岩油勘探取得重大发现。面对资源禀赋复杂、开发成本上升等挑战，“十五五”时期需紧抓能源安全、技术革命、绿色转型与智能化机遇，以技术创新与管理革新双轮驱动，实施四大工程，推动页岩油气迈向规模效益开发，成为保障国家能源安全的“压舱石”。

“十四五”期间：战略突破与跨越发展

“十四五”时期是我国页岩油气发展的关键阶段。在国家能源安全战略引领下，我国页岩油气行业克服矿权受限、资源接续紧张、技术“瓶颈”突出等挑战，聚焦保拓矿权、勘探突破、增储上产、效益开发四大核心任务，实现跨越式发展。提交首批页岩油探明储量1.8亿吨，页岩气累计探明储量3.5万亿立方米，2024年页岩油产量615万吨、页岩气产量257亿立方米。

1.资源阵地规模化拓展，产量跨越式增长

页岩油实现多类型战略突破。历经10余年的持续探索，页岩油逐步实现从理论研究到多类型目标突破，开辟济阳、吉木萨尔、古龙、鄂尔多斯、复兴、苏北等多个规模增储阵地。首批探明储量获自然资源部新规范认定，东部陆相断陷盆地诞生新兴、溱潼两个页岩油田，复兴侏罗系实现西南地区页岩油零的突破。高质量建设济阳、吉木萨尔和古龙三大页岩油国家级示范区，2024年吉木萨尔累产破百万吨、济阳超50万吨、古龙超40万吨。苏北阜宁组低TOC（总有机碳）、黄骅坳陷沧东凹陷三套层系、柴西英雄岭下干柴沟组、南襄核桃园组、北部湾海域涠西南凹陷等新区新层系新类型页岩油获勘探突破，展示较大资源潜力。

页岩气形成多层系资源接替。历经“勘探突破、示范建设、全面拓展”三个阶段，建成涪陵、长宁—威远、昭通3个国家级页岩气示范区，发现9个页岩气田，形成多个万亿立方米、千亿立方米资源阵地，正向复杂构造区与新区新层系拓展。志留系中深层持续稳产，涪陵气田实现三层立体开发，采收率达44.6%。深层页岩气在川东南多个构造带试获高产气流，落实资源量1.2万亿立方米，成为战略新阵地。寒武系筇竹寺组创新成藏模式，资阳2井试获峰值日产气125.7万立方米，创超深层最高测试产量纪录。二叠系在川东红星地区建立“薄层富碳”富集模式，三套层系获勘探突破，提交探明储量1650亿立方米，铁北1侧井首次突破5300米埋深，拓展资源阵地。川西须家河组、鄂尔多斯山西组、松南白垩系等陆相、过渡相页岩气勘探见到好苗头。

2.理论技术创新引领高质量勘探开发

理论认识不断完善。创新发展非常规地质理论，完善全油气系统理念，指导常非一体化部署。明确页岩油气具有二元富集高度统一性，创新建立页岩油气源储共生型、源储一体型和源储分离型三种富集模式。揭示页岩油“咸化早生、无机控储”规律，明确中低成熟页岩油巨大资

源潜力。深化海相页岩气成烃成储机理，建立“超压富气”模式，明确深层页岩压裂品质主控因素，持续拓展理论维度。

工程技术实现跨越。页岩油领域，形成基于岩相组合的地质评价、地球物理甜点预测、优快钻井（周期最短24.8天）、密切割压裂2.0技术体系和差异化立体开发模式，实现从单井到井组、从3层楼到7层楼的跨越，多井型试验效果较好。页岩气领域，迭代甜点地球物理预测技术（精度>85%），创建建模数模一体化技术、剩余气精细刻画技术、井轨迹精细控制技术（甜点钻遇率>95%）和深层体积压裂技术，测试产量提升至50万立方米级，首创三层立体开发模式达国际领先水平。

我国页岩油气行业机遇与挑战并存

1.战略机遇

《能源法》《矿产资源法》强化矿产资源安全保障要求，优化矿权管理，为产业发展注入强劲动力。页岩革命迎来技术窗口，数字化与智能化技术加速渗透，推动“理论—技术—装备”全链条迭代。“双碳”目标驱动能源结构优化，CCUS（二氧化碳捕集、利用与封存）等绿色低碳技术加速应用。资源结构转变，非常规油气占比显著提升，I级、II级页岩油资源量258亿吨，页岩气资源量77万亿立方米。

2.现实挑战

资源禀赋复杂，页岩气探明率仅13.2%，70%以上的增储目标处于3500米以下的深层和浅层常压区。页岩油地质条件复杂，非均质性强，中低熟资源占比78%，分类分级评价标准和体系尚不完善。关键理论技术待深化，超深层（>4500米）页岩气压裂难度大，页岩油富集主控因素、流动机理、工程工艺技术和开发技术政策需深化。经济“瓶颈”突出，常压页岩气单井产量低，深层页岩气及陆相页岩油开发成本较高，

效益开发难度大。非资源制约加剧，矿权面积缩减、用地用海受限，关键技术和装备国产化能力不足，管理措施和投资模式需创新。

“十五五”期间：四大战略工程驱动规模效益新阶段

1.发展目标

预计“十五五”期间，我国年均新增页岩油探明储量0.9亿~1亿吨、天然气900亿~1000亿立方米。到2030年，页岩气产量达1500亿立方米（占天然气50%），页岩油产量1300万吨（占原油15%），成为油气增储上产的强劲动力。

2.发展思路

“十五五”期间，我国页岩油气行业发展思路将以保障国家能源安全为核心，坚持技术创新与管理革新双轮驱动，树立全油气系统理念，立足全盆地全层系，推动勘探开发一体化、常非统筹开发，构建分类分级评价体系，实现页岩油气从战略突破迈向规模效益，引领“东方页岩革命”。

3.核心路径：实施四大战略工程

一是页岩油示范工程：激活成熟探区战略接替。一体化推进鄂尔多斯、济阳、吉木萨尔、古龙、复兴、苏北等重点地区页岩油建设，巩固成熟探区可持续发展基础。勘探重点包括济阳坳陷沙河街组、古龙青山口组增储上产，苏北盆地阜宁组和泰州组突破增储，四川盆地复兴侏罗系降本增效，鄂尔多斯盆地延长组源—储分离型、南襄盆地泌阳凹陷核桃园组攻关突破。开发重点包括庆城、吉木萨尔、新兴、溱潼、复兴等油田，形成成熟工程工艺技术和开发政策，力争实现45~50美元/桶规模效益开发，稳步上产。

二是页岩气示范工程：拓展万亿立方米阵地。“新老并重、常非并

举”，全面实现“走出志留系、走出四川盆地”战略部署。勘探重点包括涪陵、川南志留系稳产挖潜，培育川东南盆缘第二个万亿立方米规模新阵地，攻关准备綦江超深层万亿立方米规模新领域，形成涪陵万亿立方米页岩气大气田；探明复兴、红星，评价普光，突破南江，培育形成首个二叠系千亿立方米规模气田；展开评价资阳、井研—犍为，培育寒武系千亿立方米规模增储新阵地；加大海陆过渡相页岩气探索，以及矿权空白区勘查，探索新领域。开发重点为老区提高天然气储量动用率和采收率，确保稳产和有序递减；新区加大天然气产能建设，促进产气量稳定增长。

三是海域突破工程：开辟蓝海资源新赛道。立足国内、拓展海外，深化海洋油气合作，全力推进海洋油气勘探开发。部署重点包括北部湾海域涠西南凹陷页岩油评价展开，渤海湾滩海、东海合作区、招商区块、琼东南自营区、南黄海等外围新区的拓展；依托国际合作，择机、择优寻求开拓海域大型项目，打造千万吨级海域油气供应基地。

四是海外联动工程：构建多元供应体系。统筹利用“两个资源两个市场”，深化与“一带一路”沿线资源国合作；发挥中国大市场优势，国家层面统筹协调，各方形成合力。统筹陆上中俄、中亚进口资源新通道建设，构建“海陆共济、相对均衡、多元宽裕”的进口战略通道，增强资源引进灵活性。

4.攻关方向：理论和技术协同发力

页岩油气是中国石化“十五五”期间增储上产的重要领域，但陆相页岩油、深层—超深层页岩气、常压页岩气在勘探开发关键技术、老区提高采收率、关键工程技术与装备等方面还面临一系列挑战，需要围绕“四个一体化”发展理念，攻关关键技术和装备，支撑页岩油气增储、上产、创效。

页岩油主攻差异化富集规律、分类分级评价技术、甜点精细预测技

术、高效低成本排采技术、低成熟原位转化低成本开采技术。页岩气重点突破深层、常压差异富集规律、地质—工程甜点预测、常压提高单井产气量与采收率、深层低电阻、高含水、高返排等问题。关键工程和装备上，加快攻关高温高压钻完井、低成本工程技术和重载钻机、超高压井控设备、耐高温测控工具仪器，实现超深层油气工程关键装备国产化。

5.实施保障：创新机制与政策协同

强化顶层设计，将页岩油气勘探开发纳入国家“十五五”能源规划，统筹制定专项规划和配套支持政策，加强组织协调，推动行业高质量发展。设立绿色通道，研选重点工程列入国家重大项目清单，加大安环评和用地用海支持力度，研究设立新的页岩油气国家级示范区，加大重大创新平台建设，以试点示范带动新技术应用。强化科技创新，加强全国重点实验室建设，深化技术、装备创新与生产实践的结合，依托国家重大项目组织联合攻关核心理论与“卡脖子”技术，加速关键装备国产化。创新政策支持，动态优化财政补贴与税收优惠，研究进口设备税费减免，探索合资合作和融资新模式，实现页岩油气行业良性发展。

原载
2025年第10期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
李诗晓

我国油气开发挺进万米时代

王福全（西北油田）

向地球深部进军是我国油气发展的必由之路。陆上深层超深层、海洋深水深层已成为我国油气勘探开发的重要阵地。近10年，我国新增油气储量的54.3%来自深层超深层，深层超深层油气资源量达671亿吨油当量，顺北、富满、克深等大油气田（区）的发现有力推动了我国深层油气资源有效动用。目前，我国83%的深地油气资源仍有待探明开发。

一深生万难。超深钻井作为一项系统性工程，是一个国家钻井水平的最高体现，更是综合国力的集中体现。7月18日，第三届中国深井超深井油气发展论坛在新疆乌鲁木齐举办，专家们紧扣“自主创新”和“产业升级”两大核心，共同探讨培育深地钻探新质生产力的路径。本版将专题呈现论坛成果，敬请关注。

十年跨越：深地技术成果丰硕

深地深海钻探的核心价值是探索地球演化、生命起源、气候变化、灾害防治、资源利用。从全球视角看，万米深度钻探始于20世纪70年代，50年来累计完成万米井67口，其中48口为近10年完成。俄罗斯大陆科学钻探SG-3井、德国大陆深钻计划KTB井和中国陆地古气候钻探松科2井，成为地球深部科学探索的3项标志性成果。

深层超深层已成为保障能源安全的主战场。近10年，我国新增油气储量的54.3%来自深层超深层。

2022年，中国石化启动实施“深地工程”项目，设立顺北油气田、川渝天然气、济阳页岩油三大示范基地。截至目前，中国石化深层超深层累计探明储量30亿吨油当量、生产油气2.5亿吨油当量。2024年，深层超深层油气产量占总产量的27%。

中国石油在6000米至9000米深度已发现富满10亿吨级油气田，博孜－大北、克深、蓬莱3个万亿立方米大气区。在8000米以深，剩余资源量达到176亿吨油当量，勘探潜力巨大。

从技术层面看，我国已构建覆盖深井超深井钻探全链条的创新技术体系。

中国石化石油工程技术研究院副总工程师臧艳彬介绍，历经多年攻关探索，中国石化深层超深层领域实现了从石油到天然气、常规到非常规、油气到深部地热的全面发展，逐步突破了常规从5000米到超9000米、非常规从3500米向5000米的深度下限，发现和建成了塔河、普光、元坝、顺北、川西，威荣和綦江页岩气，济阳新兴页岩油等8个大型－特大型油气田，实现了川南寒武系页岩气、准中超深层、大牛地深层煤层气等领域油气勘探重大突破，福深热1井刷新了我国最深地热科学探井纪录。

突破深度下限不仅直接提高了油气自给能力，更通过技术自主化减少了对国外装备与技术的依赖，避免了关键环节被“卡脖子”。

臧艳彬介绍，中国石化加强攻关，建立了深层超深层油气勘探开发工程技术与装备体系，支撑保障了勘探突破和规模效益建产。2018年至今，中国石化累计钻探完成115口8000米以深超深井，其中9000米以深井11口。钻井技术方面具备万米特深井、6000米水平位移井和5400米长水平段水平井钻井能力；压裂技术方面具备4000米长水平段大型

分段能力和9000米特深井酸化压裂能力；测录技术方面具备超高温230摄氏度、超高压207兆帕及复杂条件下的测井施工能力；试油技术方面具备8000米“三高”油气井测试，230摄氏度和172兆帕下的射孔施工能力。

截至2024年底，中国石油钻探完成超8000米井208口，仅在塔里木盆地，累计钻探8000米以深井191口。2025年1月，我国首口超万米科探井深地塔科1井在地下10910米完钻，成为亚洲第一、世界第二垂直深度井。

中国石油塔里木油田副总经理、总工程师罗绪武介绍，塔科1井钻探面临地质条件复杂、超高温超高压、超深超重载荷、地层破裂压力高四大难题。该井成功完钻推动构建了万米特深层钻完井理论、工艺、装备技术体系，初步建立了深地钻探工程应用理论体系。

这一突破也推动了我国深地系列装备、工具、材料迭代升级。成功研制12000米自动化钻机、高张力测井动力系统、特高压井口等高端石油装备，升级钻具、取芯、固井等关键工具，形成耐高温水基钻井液、水泥浆、压裂液等井筒工具液，打造了自主可控的万米关键核心技术体系。

我国深地钻探仍面临诸多挑战，超深特深层油气藏埋藏深、地层层序多、沉积古老、温度压力高，压力体系、储层流体相对复杂，下部未知地层不确定因素多、预测难度大、作业风险高等难题，都迫切需要持续攻关创新工程技术与装备加以破解，以满足深地能源高效勘探开发的重大需求。

深地战略：装备技术全面突破

中国石油科协副主席、中国石油原石油工程首席专家秦永和指出，

未来钻探技术装备面临四大需求。

超深井需求激增。深层超深层油气资源约占全国油气资源总量的34%。根据相关研究，油气藏勘探开发深度可能超过1万米，甚至达到2万米，对深井装备提出更高要求。如深地川科1井需应对超深、超大尺寸井眼、超重负荷、超压、超高温、超难钻地层和超难钻井液保障、超多油气显示和超多漏溢转换风险点等“七超”世界级挑战。

非常规资源开发提速。未来新增油气探明储量中低品位资源占比达95%，而80%以上是非常规资源量，非常规井的数量将大幅增加。实践证明，“长水平段水平井+大规模体积压裂”技术是开发非常规资源的有效手段。

老油田盘活“停躺井”需求上升。老油气田稳产取决于高效修复利用大量“停躺井”，传统的修井方式必然发生变革，将加快促进开发应用开窗侧钻技术等大量新工艺、新技术和新装备。

装备“四化”加速推进。面对环境恶劣、条件复杂、劳动力紧张、用工成本上升的形势，随着超高压输变电和交流变频技术成熟，以及物联网、大数据、云计算和人工智能快速发展，钻井装备电动化、自动化、数字化和智能化将成为必然趋势。

智能化已成为全球行业共识。当前，5G、物联网、大数据、云计算技术发展势头迅猛，国内外石油企业都在强化智能化理念，加快数字化转型和智能化发展。2024年1月，斯伦贝谢和挪威国家石油在巴西Peregrino C海上平台创下完全自主钻井纪录，2600米井段中99%实现全自主控制，钻速提高60%。

国内智能钻完井技术也在加速突破。中国石油大学（北京）智能钻完井技术与装备研究中心副主任祝兆鹏介绍，智能钻完井技术是将钻完井技术与AI和智能装备相结合，培养系统形成智能感知、认知推理和决策调控能力，从而实现智能识别地质情况和油气藏位置、智能导向钻井，

高质量钻遇油气储层。通过系统参数自动寻优、风险闭环调控、方案智能决策生成，进一步实现安全经济高效作业。

目前，相关研究已涵盖钻前、钻中、钻后多个环节，初步构建了智能钻井应用场景技术体系，初步形成智能钻井理论方法体系。通过建立完善地层状态实时感知与三维表征等创新智能体技术，推动各类模型与地层状态、井筒风险等多个感知智能体协同进化，未来将实现钻井多目标全局优化决策管理。

新材料助力破解深层超深层钻探难题。中国科学院新疆理化技术研究所能源化工研究中心主任马鹏程介绍，攻克万米特高温高压油气开采技术与装备已被列为2020~2035年国家油气科技重大专项战略规划，深层超深层钻井用纳米复合材料研究将有助于应对“百井百样”地层岩性复杂、高温高压高盐等挑战，目前已在油基岩屑资源化处理、深层钻井液润滑助剂和钻杆隔热纳米复合涂层材料等方面取得进展。

对于未来发展方向，臧艳彬表示，中国石化将坚定不移实施“深地工程”，围绕重点领域、聚焦关键难题，强化基础理论研究，持续提升超深层工程技术装备保障能力与智能化水平，推动技术装备向电气化及低耗能绿色方向发展，协同发力突破深地极限。

臧艳彬介绍，中国石化将以石油工程业务管控平台（IPPE）为核心，整合系统内各单位优势技术，打造上游共建共享共用的中国石化地质工程一体化平台，提升闭环迭代的协同方案设计、科学智能的技术优化决策、精准高效的运行管理能力，强化地质工程一体化协同，有力支撑油公司和工程公司一体化运行。依托石油工程中试平台，系统开展新研发的井下工具、仪器、流体等核心技术装备在高温高压、全尺寸、全工况条件下的可靠性、适应性和成熟度测试评价，大力推进超深特深井工程技术优化迭代和产业化发展，为深井钻探构建更强安全屏障。

深海探索：技术攻坚势在必行

海上油气资源已成为我国资源战略接替的重要力量。近10年，全球油气重大发现70%来自深水；预计未来10年至20年，全球油气产量一半来自海上，其中深水占35%。2024年，我国海洋油气产量当量突破8500万吨，再创历史新高，其中原油产量连续5年增产超200万吨，为国内原油2亿吨持续稳产发挥重要作用。

中国海油研究总院有限责任公司副总经理、总工程师李中介绍，中国海油油气勘探开发已迈向中深层、深水区和高温高压区。自2016年起，我国海域屡获重大油气发现，潜山中深层、深水深层、超高温高压等高难度区块开发成为海上油气田增储上产的工作重点。中国海油海外新发现区块中，深水区块占比超过80%。

海洋油气资源勘探开发同样面临诸多难题。随着海上油气田开发不断深入，优质储量越来越难以发现，新发现油气田储量经济开发难度大，深水、高温高压、深层超深层等高难度工程项目越来越多，复杂油气井关键技术亟待加速发展。

李中介绍，近年来，中国海油持续推动海上深层钻完井关键技术发展，创新形成多项技术体系。构建深水复杂油气井田钻完井技术体系。历经多个深水油气田开发项目的设计及工程实践，自主掌握了1500~2000米级深水复杂油气田开发全套钻采设计能力，创新形成深水气田开发钻井总体方案设计、深水气田安全钻井技术、深水井控及安全测试技术等关键技术，构建了深水复杂油气田钻完井技术体系。以渤海首个千亿立方米气田渤中19-6气田一期项目为例，在系列技术成果加持下，平均钻井时效由90%提高至98%，5900米深度钻井工期由140余天缩短至35天，快速全面建成海上深层潜山油气田。

智能化同样是海上钻探的核心抓手。李中介绍，中国海油已在数据

治理、系统整合方面积极布局，着力推动“作业智能化、设计协同化、管理主动化、决策科学化”转型，在赋能设计、作业和管理方面初见成效。

例如，研发了钻井井下工程参数实时测算技术，在实钻测试中实现了对钻头附近的井斜、方位、伽马、钻压、扭矩、振动等10项工程参数的信息采集及无线传输，测量准确率达到90%以上，实现了关键数据从计算机获得到实时监测的转变，为钻井过程中对井下状况的洞察和实现智能化钻井提供了保障。

围绕海上深层钻井速度慢、工期长，严重制约深层油气上产的难题，中国海油基于大数据开展钻速智能预测优化研究，取得了机理约束下的钻速智能预测模型等4项创新成果，形成了具有自主知识产权的智能钻井导航系统。2024年10月在惠州26-6油田首口潜山开发井示范应用，取得良好效果。

李中表示，我国海上待探明深层超深层地质储量石油超过6亿吨、天然气超过3600亿立方米，深层超深层将成为我国海上中长期重要的资源接替领域，预估深井作业量今后几年将大幅增加，约50口井深度将突破6000米，深层超深层钻完井能力提升迫在眉睫。

未来，将重点推动深部地层压力高精度预测、海洋深井超深井井身结构优化等一系列技术的创新和迭代升级。加快信息化、智能化钻完井技术研究，包括早期溢流监测、井下风险识别、智能实时决策等技术研究，进一步完善基于大数据分析的钻井风险监测及识别技术。通过智能钻机、井下实时大容量信道通信、风险预测与自动处置系统等研究形成智能钻井技术体系，助力我国石油工业向更深、更远、更智能迈进。

原载
2025年8月4日《中国石化报》第5版

责任编辑
季佳歆

我国天然气产业走出一条独特的发展道路

朱学谦（中国石化石油勘探开发研究院）

我国天然气产业起步较晚，大规模发展始于20世纪90年代后期，随着克拉2整装气田的探明和建产，以及普光、涪陵等特大型常规和非常规气田的相继投产，全国天然气产量快速上升，逐步形成了塔里木盆地、鄂尔多斯、川渝、海域四大供气区。同时，配套建成投运西气东输、川气东送等大型跨区域天然气管道，以及中亚、中俄、中缅等跨国管道，沿海LNG接收站和地下储气库建设也快速推进，天然气产供储销全产业链呈现蓬勃发展态势。2024年，全国天然气消费量4261亿立方米，在我国一次能源消费结构中占比达到8.8%，预计2025年消费量持续2%~3%的增长，天然气已成为我国新型能源体系建设和绿色低碳转型过程中的重要组成部分。

回顾我国天然气产业的发展，既与世界天然气供需格局息息相关，又坚持我国自身特色，走出了一条独特的发展道路，展现出强劲的发展韧性和结构优势。特别是过去五年，面对新冠疫情、俄乌冲突、中东冲突、贸易摩擦等世界前所未有之大变局，天然气产业坚定国家能源发展战略，产供储销贸全产业链齐发力、稳发展，真正实现了“风景这边独好”。

逆全球趋势持续加大勘探投资力度，天然气多领域获重大发现

石油价格下跌和能源转型导致全球油气勘探投资腰斩，前沿领域高

风险勘探活动节奏放缓，大型油气发现偏少，勘探新增油气可采储量下降。全球勘探活动低迷背景下，我国石油公司坚定落实“大力提升油气勘探开发力度七年行动计划”（简称“七年行动计划”），2019年以来，持续加大勘探投资力度，2024年全国勘探投资总额近900亿元，较“七年行动计划”实施前的2018年增长41.3%，较阶段历史最低的2016年增长70.5%，同时，加强地质理论认识创新，推动天然气在深层超深层、海域、非常规、新区新领域、成熟探区等五大领域相继获多项勘探重大突破，全国天然气探明地质储量连续6年实现年增超1.2万亿立方米，丰硕的勘探成果充分展现了我国石油公司的理论自信和技术实力，也为全球油气勘探增添了一抹亮色。

1.常规天然气勘探集中于西部叠合盆地

四川盆地、塔里木盆地、准噶尔盆地相继获得多个勘探新突破。四川盆地二叠系—三叠系海相碳酸盐岩展现万亿立方米资源阵地，其中合川—潼南茅二段、綦江地区、川东北茅二段相控岩溶新领域、龙门山推覆体下盘栖霞组等均获重大勘探突破；德阳—安岳裂陷槽周缘震旦系—下古生界呈现万亿立方米增储潜力，大探1井在灯影组、威寒1井在宝塔组取得新突破，灯影组有利区和奥陶系有利区资源量合计超万亿立方米。准噶尔盆地南缘2021年呼探1井在清水河组钻遇超高压、中含凝析油凝析气藏，2023年呼101井在喀拉扎组和清水河组试获高产油气流，落实了准南缘万亿立方米天然气资源规模。塔里木盆地库车山前带、塔西南和顺北新区获重大突破，2022年克探1井获战略突破，实现了“克拉之下找克拉”的梦想；2022年库车坳陷上三叠统提出断控型致密砂岩气藏模式，由避开断裂到打断裂，在南斜坡带部署迪北5井获得工业气流，落实库车北部侏罗系阿合组有利区天然气资源量超万亿立方米；顺北4号、8号断裂通过勘探开发一体化实现两年快速探明。

2.非常规天然气渐成勘探增储主力

致密气在鄂尔多斯盆地获勘探重大突破，其中太原组灰岩发现横山气田，整体形成万亿立方米储量接替区；鄂北新召古生界按照“一体化西拓、勘探南北扩大”的思路获重大商业发现，2024年提交探明储量，培育了杭锦旗探区第二个千亿立方米探明储量规模阵地；本溪组海相砂岩2022年首次在海相砂岩气藏新增控制储量千亿立方米；鄂北东胜气田独贵—十里加汗区带新层系勘探获重要突破。页岩气在四川盆地连续获得多个重大发现，其中资201井在寒武系页岩获高产气流，评价有利区资源量超万亿立方米；川东南丁页11HF等一批常压页岩气井获工业气流，实现阳春沟常压页岩气新增探明地质储量超千亿立方米，标志着我国首个商业发现的大型页岩气田—涪陵页岩气田累计探明地质储量超万亿立方米。深层煤层气勘探开发进入快车道，鄂尔多斯盆地探明3个千亿立方米级深层煤层气大气田，探明地质储量突破5000亿立方米。四川盆地川南大安地区龙潭组深层实施的嘉探1H井获工业突破，初步评价煤层气资源量超万亿立方米。

3.海域深水深层成为勘探新亮点

琼东南盆地探获全球首个超深水超浅层千亿立方米大气田—陵水36-1气田，推动“南海万亿大气区”建设完成最后一块拼图；海南岛东南部海域深水区深层发现宝岛21-1气田。渤海中生界火山岩、南海涠西南花岗岩低位潜山、海中凹陷陡坡带、白云凹陷深水深层抱球虫混积岩等新领域风险勘探接连获得突破，展现良好油气勘探前景。

常非并进，天然气开发连续八年年增产超百亿立方米

我国天然气气藏类型多、分布层系多、地域分布广，进入21世纪以来，天然气开发紧跟勘探步伐，全力推进常规、非常规气藏快速建产和

效益开发，天然气产量持续保持快速增长势头，2024年全国天然气产量达2464亿立方米，连续8年年增产超百亿立方米，不仅有力保供了国内天然气消费，而且巩固了我国全球第四大天然气生产国地位。四大石油公司在推动天然气开发技术进步和产能建设中发挥了核心作用，2024年产气占比96%，其中中国石油1586亿立方米、中国石化396亿立方米、中国海油278亿立方米、延长石油105亿立方米，多元化开发主体有效提升了我国天然气的供给韧性。同时，塔里木盆地、鄂尔多斯、川渝、海域四大供气区的建成，既满足了区域性消费需求，又提升了全国性保供的互联互促韧性。2024年四大气区产量占全国84.7%，成为我国天然气生产与供给的主力阵地。

1.陆上常规气田持续稳产上产，稳居供气核心地位

陆上常规气田是我国天然气开发的基石，大部分气田建成投产早、规模大、开发时间较长，目前大多数已进入开发中后期，为了夯实供气基础，各大石油公司进一步加强老气田精细描述和综合调整，四川盆地安岳、普光、元坝等海相碳酸盐岩气田产量持续保持稳定；塔里木盆地克拉—克深气田、博孜—大北气田、玉东1气藏持续保持稳产。同时，加快天然气新增探明储量动用，加大新区产能建设力度，推进塔里木盆地库车克拉—克深气田、四川盆地川西气田、渡口河—七里北气田等规模上产。“七年行动计划”实施以来，全国常规气产量稳中有升，2024年产量达到1378亿立方米，占全国天然气总产量的56%左右，继续保持核心供气地位。

2.非常规气开发活跃，已成为天然气上产主阵地

2024年全国非常规天然气产量超1000亿立方米，占总产量的44.3%，致密气和页岩气是近年来非常规开发领域的活跃分子。致密气在我国投入开发较早，基本集中于鄂尔多斯、四川盆地，相继建成了苏里格、大牛地、东胜、天府等大中型气田；目前大部分气田已进入开发

中后期。为了减缓开发递减，各大石油公司积极开展气田精细开发调整，分级分类控递减，并推进气田全流程数智化管理，2024年全国致密气产量提升至676亿立方米，相较于2018年的345亿立方米，几乎翻番。页岩气最早的商业开发始于四川盆地的涪陵气田，该气田2014年正式投产，2018年3月累计建成年产能100亿立方米，相当于一个千万吨级大油田。涪陵气田是我国首个大型页岩气田，同时也是全球除北美之外最大的页岩气田。涪陵气田成功实现商业开发后，四川盆地又相继发现和建成了威荣、川南等大中型页岩气田，开发层系也逐步向深层、新层系扩展。2024年，全国页岩气产量达到250亿立方米，继续保持稳定增长，其中长宁—威远、涪陵和昭通三个海相页岩气示范区建设持续巩固，年产量达到170亿立方米，占全国页岩气产量的66%，深层页岩气在泸州、渝西取得新突破，产量规模提升至40亿立方米/年。我国煤层气开发较早，但受限于地质禀赋、技术等因素，产量增长缓慢，2024年全国煤层气产量166亿立方米，占天然气总产量的6.7%。值得一提的是，近年鄂尔多斯盆地在深层煤层气开发领域实现新突破，2024年产量已达27亿立方米，预计深层将成为未来煤层气增产新亮点。

3.海域开发潜力大，有望成为产量接替重要阵地

我国深海天然气资源丰富，资源探明率低，特别是南海深水区探明率不足10%，未来勘探开发潜力巨大。近几年渤海、南海、东海实施多项开发重大建设工程，相继建成多个大中型气田。其中，2023年投产的渤中19-6气田，是我国东部第一个大型整装千亿立方米大气田，位于渤海中部海域，探明天然气地质储量超2000亿立方米，该项目已完成一期、二期建设和投运，累产气超过520亿立方米。南海“深海一号”是海洋石油工业自主挺进深海的里程碑式项目，标志着我国从装备技术到勘探开发能力全面实现从300米到1500米超深水的跨越。“深海一号”平台2021年6月正式投产，目前已完成一期、二期开发，投产后高峰年

产量达到45亿立方米。一系列大中型气田的建成，有效拉动海域天然气产量快速上升，2024年达250亿立方米，较2018年增长73%。海域已成为我国天然气开发的重要接替领域。

消费增长强劲，中国仍为全球最大天然气进口国

随着经济快速发展和人民生活水平提升，我国天然气消费一直呈现快速增长态势，即使在新冠疫情期间，消费也只呈现短暂波动，而后继续回归快速上升轨道。过去十年间，天然气消费在工业、商业、发电、化工和居民生活用气等领域取得了巨大进展，2024年全国天然气表观消费量突破4000亿立方米，达到4261亿立方米，相比于2014年增长2391亿立方米，是2014年的2.3倍，显示出强劲的增长势头。四大用气结构全面增长，其中城市燃气受益于城镇化建设提速和经济稳定发展，用气总量快速增长，2024年城燃用气1606亿立方米，占总消费量的37.7%；工业燃料用气1610亿立方米，占总消费量的37.8%；发电用气表现亮眼，随着新增装机的投运，发电用气快速增长，2024年发电用气量724亿立方米，占总消费量的17%；化工原料受政策趋严限制，用气需求较为平稳，整体规模维持低速增长态势，占比稳中有降，2024年化工用气320亿立方米，占总消费量的7.5%。我国天然气消费市场的不断扩大既得益于经济的平稳运行，也受益于能源清洁低碳化进程加速。

国内强劲的消费需求拉动进口天然气同步增长，2024年全国进口天然气1797亿立方米，进口总量位居世界第一，对外依存度42.2%。其中，LNG仍是进口主力，全年进口量1073亿立方米（7657万吨），占全球LNG产能的19.1%。LNG气源结构呈多元化态势，卡塔尔、澳大利亚、俄罗斯等为主要进口来源国。其中，从澳大利亚进口LNG最多，进口量2619万吨；其次为卡塔尔，进口量1835万吨。值得一提的是，2025年

中美贸易战导致进口美国LNG贸易直接归零，但国内天然气市场供应平稳未受影响，充分证明多元化进口策略在保障我国供气安全中的重要作用。进口管道气主要来源于中亚、中俄、中缅三个战略通道，2024年进口管道气771亿立方米。其中，中缅管线自投运以来，受气源、气价等影响，一直未达到设计的100亿立方米/年管输量，2024年进口气34.6亿立方米。未来，随着全球天然气“美气西运、俄气东移”供需格局的深度调整，管道气进口规模仍有扩大潜力。

输储配一张网基本形成，全国联调联运能力大幅提升

我国天然气管网已初步形成了“西气东输、海气登陆、就近供应、北气南下”的总体供气格局，全国天然气管道、LNG接收站和地下储气库一张网基本形成。2024年底，全国累计建成投产天然气管道里程12.4万公里，其中，国家管网集团管道以国家干线及支线管网为主，总输气能力超过4600亿立方米/年，其管道总里程数约为5.9万公里，已建成西北、东北、西南和海上进口天然气“四大战略通道”和“三纵五横”天然气骨干管网；中国石油、中国石化和中国海油的天然气管道以省内支线及资源上载管线为主。全国建成LNG接收站共31座（含转运站），接收能力15420万吨/年。已建成LNG储罐146个，总罐容2385万立方米。同时，储气库建设加速推进，2024年地下储气库设计工作气量达402亿立方米，有效工作气量约268亿立方米，达到全国天然气消费总量的6.2%，虽然仍低于发达国家，但总体发展势头良好。随着全国天然气管网、储气调峰设施的建成和互联互通，天然气一次管输能力突破4000亿立方米，天然气可按照市场和用户需求变化实现灵活调配，整体保供能力大幅提升。

核心法律出台为天然气产业健康发展保驾护航

2024年出台的《中华人民共和国能源法》(以下简称《能源法》)、新修订的《中华人民共和国矿产资源法》，共同构成了我国能源与矿产资源领域的基础性、支柱性法律框架。其中，《能源法》作为我国首部综合性能源基本法，具有里程碑意义，有效填补了该领域顶层设计的法律空白。《能源法》对油气上游产业提出了明确的总体要求：强化勘探开发力度，驱动科技创新与市场化改革，以实现油气资源的高效开发利用，为构建新型能源体系提供高质量支撑。在法律实施层面，该法明确提出“石油、天然气开发坚持陆上与海上并重，鼓励规模化开发致密油气、页岩油、页岩气、煤层气等非常规油气资源”。这一表述进一步明晰了油气上游产业发展的核心方向，标志着相关领域的法律根基得到实质性巩固，制度支撑体系更加健全有力。《能源法》的出台对天然气产业发展提供了强有力的保障，也意味着，接下来在战略规划、市场建设及天然气储备应急方面需要进一步明确措施并开展落实。同年出台的《天然气利用管理办法》则进一步规范了我国在天然气利用方向、消费结构优化、保障供气安全等领域的行为规范。

结语

“七年行动计划”实施以来，我国天然气产业表现强劲，韧性十足且独具特色：一是在资源保障方面，深层超深层、海域、非常规勘探屡获突破，海相碳酸盐气、致密气、页岩气、煤层气开发多头并进，推动国内天然气产量快速上升；同时，天然气进口规模、稳定性、安全性大幅提升，联合国内自产气有力保障了市场需求，多元化、平稳化已成为我国天然气资源供给的显著特征。二是在基础设施方面，互联互通，大幅

提高流转效率。全国干线管道互联率已达92%，沿海LNG接收站基本布局完成，储气库调峰能力显著改善，为系统调峰和应急处置提供了坚实基础。三是在技术创新方面，超万米深地钻探技术、175兆帕电动压裂装备、海底地震勘探系统、1422毫米管道内检测器等重大装备与技术实现国产化突破，人工智能推动行业向智能化、绿色化稳步转型。四是在体制创新与市场活力释放方面，矿业权竞争性出让制度不断深化，市场准入进一步放宽，民营企业积极参与，矿权登记企业数量增至70家以上，多元竞争格局初步形成。“X+1+X”市场体系建设在产业链各环节取得显著进展，LNG进口主体数量翻倍，基础设施投资建设向社会资本开放；“全国一张网”架构基本建成，运销分离与公平开放全面推进，托运商数量大幅增长，中小主体参与度显著提升，跨省管道“一区一价”定价机制全面实施，管网调度与互联互通效率不断提升；上海、重庆等天然气交易中心有效提升了天然气价格发现和资源配置能力。

总体来看，我国天然气产业正处在从规模化发展向高质量转型的关键阶段，特别是在全球地缘政治动荡裹挟天然气供需格局深度调整的大背景下，各大石油公司坚定国家能源安全战略，大力实施“七年行动计划”，在天然气勘探开发、输配储体系建设、销售利用、国际贸易等全产业链各领域都取得了显著成果，既保障了国家经济发展用气需求，也给平淡发展的全球天然气版图增添了一抹亮丽的中国色。

原载
2025年第12期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
孙　艳

石化行业需多向发力推动CCUS产业破茧成蝶

李明丰　吴　昊　冒昕烨　陈子佩（中石化石油化工科学研究院）

CCUS（全称Carbon Capture Utilization and Storage）是通过分离工业排放的二氧化碳并进行封存或利用的技术体系，包含捕集、利用与封存三个核心环节。作为实现碳中和的战略性“托底”技术，国家在CCUS领域发展新质生产力的政策导向愈发清晰。国务院发布的《2030年前碳达峰行动方案》中，CCUS被明确为绿色低碳科技创新的重要内容，提出“加快CCUS技术研发与示范”。国家能源局发布的《“十四五”能源领域科技创新规划》中，CCUS被列为重点攻关方向。

当前，CCUS在石化行业已进入示范应用阶段，是石化行业绿色转型关键技术。石化行业需在国家政策导向、产业化机制建设、标准及规范制定、关键核心技术研发等方面协同发力，共同支撑CCUS产业升级。

源汇匹配是CCUS技术商业化发展的关键环节

CCUS源汇匹配是指将二氧化碳排放源与封存场地进行空间匹配。作为CCUS系统的核心环节，优化源汇匹配对于推动技术走向规模化、商业化具有重要意义。通过构建全生命周期、全流程的源汇匹配模型，不仅可以实现碳源与碳汇的高效耦合，降低系统整体成本，还能够提升碳

减排部署的科学性和系统性，支撑区域乃至国家层面的碳减排网络规划。

CCUS源汇匹配主要需考虑排放源和封存场地的地理位置关系和环境适宜性，将二氧化碳排放源（如炼油厂、煤化工、钢铁等）和地下封存库（油气藏、深层含水层等）在空间、时间上进行最优“配对”，使得捕集—运输—封存的整体成本最低、碳减排量最大，并满足技术、经济、政策等约束条件。

目前，针对源汇匹配的研究主要集中在两类建模方法：一类是基于静态条件的碳输送网络优化，旨在给定边界条件下寻找一次性最优方案；另一类是基于多阶段时间序列变化的动态优化方法，主要通过建立动态规划（DP）模型实现系统演化路径的最优设计。

由于CCUS成本高、技术复杂性强，以及排放源与封存点地理分散，现有源汇匹配模型在CCUS系统内部子系统的交互性和复杂性还存在进步空间，相关政策变化和技术进步对于源汇匹配成本的影响未充分纳入考量，限制了源汇匹配模型的准确性和实用性。

未来CCUS源汇匹配亟须引入更多现实约束与优化思维，进一步强化模型的综合决策能力，重点方向包括引入实际地理信息、纳入“双碳”目标约束及系统性分析政策驱动因素等，从而构建起更加科学合理、经济可行的匹配方案，为CCUS系统的规模化部署和低碳发展战略提供支撑。

二氧化碳捕集技术的四大技术方向各有所长，面临不同的技术难点和挑战

二氧化碳捕集既是CCUS的首要环节，也是CCUS流程中能耗和成本主要来源。目前，二氧化碳捕集主要有物理吸收法、吸附法、膜分离法、低温法四种技术，均有不同的特点，面临不同的技术难点和挑战。

物理吸收法：利用醇胺、甲醇等液体吸收二氧化碳。中石化南京化工研究院有限公司的NCMA法脱碳技术和专利溶剂，可以将天然气中的二氧化碳由20%左右降到3%以下，已用于松南气田、胜利电厂等低压或烃类气源示范工程，但其高能耗、高腐蚀性的问题尚需解决。

吸附法：依靠固体剂变压或变温吸附二氧化碳，优点是无溶剂相变、能耗低，目前已有多个大型工业化吸附装置投入应用，如山东东营港城热力公司的精馏装置，但是仍面临吸附剂的循环容量不够与制备成本过高的问题。

膜分离法：依据分子透过速率差实现二氧化碳的分离，占地小、前景广，中国石化、中国海油等还有多个示范项目投运，但在当前技术体系下，由于同时具备高渗透性与高选择性兼具长使用寿命且成本低廉的膜材料仍存在缺位，因此还需配套开发高效的多级分离工艺以弥补这一短板。

低温法：主要针对二氧化碳浓度大于等于80%的高浓度气源二氧化碳回收。目前国内低温法已处于商用推广阶段，在中国石化齐鲁石化—胜利油田CCUS项目中，齐鲁石化化工厂提纯的二氧化碳经管道输送至胜利油田用于驱油。但低温法仍需进一步降低设备投资成本，并充分利用余热余冷资源。

石化行业具有碳源成分复杂、组分浓度范围大的特点。对于吸收法碳捕集技术，开发新型高效低能耗吸收剂、降低运行过程能耗、降低投资成本，以及解决有机胺降解、污染物排放和水平衡等长周期运行问题是亟须解决的技术难题。

着眼未来，碳捕集技术还需与新能源、大气污染物协同控制、碳交易等领域相结合，以更好地发挥CCUS在石化行业碳减排中的作用。

二氧化碳驱油封存技术前景光明，是现阶段石化行业最现实有效的减排利用途径

碳捕集、利用与封存—提高石油采收率（CCUS—EOR）技术可大大提高油田采收率/增加产量，同时大量埋存二氧化碳，实现增油、埋碳、增效等多重功能，是目前阶段石化行业最现实有效的二氧化碳减排利用途径。

截至2023年，全球运行的二氧化碳捕集封存项目共计43个，年二氧化碳封存能力6481万吨，其中29个为CCER—EOR项目，年封存能力5348万吨，占比83%。

2021年，我国首个二氧化碳捕集、利用与封存技术全流程国家级示范工程在吉林油田成功建成，为我国二氧化碳驱油技术的工业化推广应用打下坚实基础，为石化行业展示了二氧化碳驱油技术的广阔应用前景。2022年，中国石化齐鲁石化—胜利油田CCUS项目正式运行，标志着我国二氧化碳驱油产业迈入百万吨级新阶段。

尽管国内大部分二氧化碳驱油试验项目已达到工业示范水平，但与“双碳”目标的减排需求仍有巨大差距。特别是由于二氧化碳捕集和运输成本高昂及埋存风险等问题，我国二氧化碳驱油技术的研发和应用大多还处在室内试验和矿场试验阶段，规模性的推广应用还需要时间。

二氧化碳化工利用技术是石化行业实现“原料替代”与“过程脱碳”的核心抓手

二氧化碳化工利用技术在CCUS体系中居于核心位置，通过将捕集的二氧化碳转化为甲醇、聚碳酸酯等高附加值化学品，该技术可以打造“以废为材”的循环经济。凭借石化行业现有装置和供应链，二氧化碳化

工利用技术可快速产业化，提高生产效率、降低成本，成为石化行业实现可持续发展和碳中和目标的重要途径。

目前，主流的二氧化碳化工利用技术路线有以下几种：

加氢转化：已实现工业化规模应用，如冰岛10万吨/年甲醇项目，是目前最成熟的化工利用途径。

环氧化物共聚：利用二氧化碳合成可降解聚合物和高值有机碳酸酯，已在江苏形成万吨级产能。

矿化利用：通过固废或混凝土实现二氧化碳永久封存，目前示范项目已在山西、浙江落地。

电化学/光催化：代表零碳化工的前沿方向，实验室效率已接近工业化门槛，未来有望与可再生能源深度耦合。当前主流技术成本较高，预计到2030年目标成本有所下降，但目前依旧面临能源与氢源依赖、催化剂寿命短、系统集成难度大等挑战。

作为石化行业实现“原料替代”与“过程脱碳”的核心抓手，二氧化碳制甲醇、矿化建材等二氧化碳化工利用技术已具备商业化条件，而电催化、光催化等前沿技术需进一步突破效率“瓶颈”。中石化石油化工科学研究院（以下简称“石科院”）自主研发的FCC烟气二氧化碳捕集利用技术是具有石化产业特色的CCUS技术，可利用流化催化裂化（FCC）技术生产过程中产生的烟气中低浓度二氧化碳制备氧化铝基质材料，在捕集二氧化碳的同时制备具有较高现实应用价值的催化剂基质材料。由于该技术无需对烟气中低浓度二氧化碳提浓，可以直接利用FCC烟气中的二氧化碳，受到业界广泛关注。

着眼未来，石化行业需构建“捕集—转化—应用”产业闭环，通过政策与市场机制协同，推动二氧化碳从“成本负担”向“碳资产”转型，最终支撑碳中和目标落地。

二氧化碳生物利用技术蓬勃发展，成本结构和产业化“瓶颈”是破题关键

二氧化碳生物利用技术通过生物转化实现碳循环，具有负碳潜力大（微藻固碳效率是陆生植物的10~50倍）、原料适应性强（可利用低浓度二氧化碳）、产品多元化等优点，是实现“双碳”目标的重要技术手段。主要的技术路线有如下几种：

微藻固碳技术：通过光合作用转化二氧化碳，高效光生物反应器（如华润的电力立柱式反应器）和基因编辑技术（如中国科学院海洋工程所培育的藻株）相对传统跑道池，极大减少了占地面积，显著增强了二氧化碳固定能力，已经有国家能源集团的产业示范项目。石科院结合合成生物学与生物反应器工程，在藻种选育、光生物反应器设计、规模化培养方面突破了微藻大规模养殖技术“瓶颈”，将螺旋藻价格降低到与进口鱼粉相当的水平。该技术已进入工业示范阶段，示范建成后每年可生产微藻约20吨，固定二氧化碳近40吨。

微生物电合成（MES）技术：通过微生物在电极上转化二氧化碳，天津大学通过混合菌群、新型电极材料提升效率，但面临系统能耗高、反应器成本高的挑战。

生物炭制备与土壤改良技术：生物质热解制生物炭，可改良土壤，大庆油田项目使土壤有机质提升300%，农田施用1吨生物炭可以获得300元的碳汇收益。

酶催化转化技术：利用酶催化二氧化碳转化，诺维信公司开发的工程酶CA-3效率高，可通过不同循环合成高值化学品。

二氧化碳生物利用技术可实现二氧化碳到高值产品的绿色转化，将石化行业的“碳负担”转化为“碳资产”，但其成本结构和产业化“瓶颈”是两个亟待解决的关键技术问题。当前微藻饲料、生物炭土壤改良

已具备商业化条件，而电合成燃料、酶催化化学品等前沿方向尚需突破成本“瓶颈”。

着眼未来，石化行业需推动“二氧化碳—生物质—能源”三角循环，结合政策激励与技术创新，助推生物利用成为石化行业碳中和重要路径。

石化行业需多向发力推动CCUS产业破茧成蝶

CCUS作为碳达峰、碳中和必不可少的减排固碳技术，目前技术及产业发展还处于研发和示范阶段，在大规模示范、普及、应用方面仍存在许多制约因素。

在国家政策方面，目前我国尚未单独研究制定CCUS产业发展整体规划，CCUS技术研发、二氧化碳源汇匹配、二氧化碳输送管网、跨行业工程应用、政策法规等产业关键因素尚未有效统筹协调。

在产业化机制方面，目前尚缺乏跨行业协作机制，存在不少行业壁垒。CCUS产业链涉及电力、钢铁、油气、化工、运输等多个行业，二氧化碳源汇大部分情况下属于不同企业或系统，存在源汇匹配共享、责权利分配、知识产权归属等多种挑战，在现有管理体系及政策制度下，难以实现跨行业协作，阻碍了CCUS的快速发展。

在标准规范方面，CCUS标准体系亟须推进，参与国际标准研制及国际碳规则制定的力度不够，一定程度上影响我国的减排成效。

在技术研发方面，尽管我国已开展了大量的CCUS技术研发，但目前仍存在许多技术“瓶颈”，如二氧化碳捕集技术能耗和成本总体偏高，需进一步加强产业链合作，协同开展技术攻关。

总而言之，我国石化行业需集聚全行业乃至跨行业力量，在CCUS领域进一步培育壮大新质生产力，在国家政策导向、产业化机制建设、标准及规范制定、关键核心技术研发等方面协同发力，共同支撑CCUS

产业破茧成蝶，支撑引领我国石化行业高质量发展。

原载
2025年第11期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
宋玉春

我国碳捕集技术亟须代际升级

魏佳琪　季佳歆（石化报社）

在全球积极应对气候变化的背景下，CCUS（碳捕集、利用与封存）技术逐渐成为各国推动低碳转型、实现碳中和的重要手段。日前召开的《联合国气候变化框架公约》第二十九次缔约方大会（COP29）正式通过了《巴黎协定》关于碳移除减排量的授权机制，表明国际社会在支持CCUS技术发展方面达成了广泛共识。对我国而言，CCUS技术也是实现碳中和的重要技术组成。CCUS技术涵盖二氧化碳捕集、运输、利用及封存等多个环节，其中，碳捕集作为核心技术环节，具有碳源多样、技术密度高、资金需求大、工艺复杂等特点，是决定CCUS项目投资和部署的关键因素。本版内容来自北京理工大学能源与环境政策研究中心系列研究报告，着重研究了该技术的发展需求、前沿趋势及关键挑战，并提出相应的发展建议，敬请关注。

全球碳捕集技术正朝着稳定高效、低能耗和低成本趋势发展

在碳中和目标与经济高质量发展的双重推动下，我国对CCUS技术的需求极为迫切。作为当前实现化石能源低碳化利用的唯一途径，CCUS技术不仅是保持碳中和目标下电力系统灵活性的关键手段，也是钢铁、水泥等难减排行业在尚未出现颠覆性减排技术时的可行选项。然而，当

前碳捕集技术高昂的成本对上述行业的低碳转型带来了较大压力。同时，因排放源各异，各行业适配的碳捕集技术在工艺、设备、材料及成本等方面具有较大差异，制约CCUS技术进一步推广。在此背景下，超前研发高效、低能耗的碳捕集材料，推进核心工艺变革升级，进一步提高各类碳排放源浓度下捕集技术的成熟度，形成碳捕集技术新体系，是推动CCUS技术广泛应用的关键。

全球碳捕集技术正朝着稳定高效、低能耗和低成本趋势发展，亟须立足全球视野和我国国情，识别我国碳捕集技术与全球碳捕集技术前沿进展的差距，促进关键核心技术攻关和成果产业化，推动我国在全球碳捕集技术竞争中抢占战略优势地位。

全球碳捕集技术在成本、能耗和适用性方面不断优化，代际演进特征凸显。第一代技术以化学吸收法中的基础胺溶剂为主，尽管技术相对成熟并实现了工业化应用，但是高能耗与高成本限制了其大规模部署。第二代技术通过复配胺溶剂的优化显著提升了能效。美国成功将捕集能耗降低至2.6吉焦/吨二氧化碳，捕集成本降至70美元/吨；英国进一步优化工艺后，实现了2.4吉焦/吨二氧化碳的能耗水平，捕集成本降至60美元/吨。第二代技术的发展标志着碳捕集技术在能耗和经济性方面取得了显著进展。第三代技术则凭借新型材料与工艺的突破，成为当前碳捕集技术研发的前沿方向。以欧洲开发的相变溶剂技术为例，该技术通过材料创新将能耗进一步降至2.2吉焦/吨二氧化碳，捕集成本压缩至39美元/吨。第三代技术不仅在技术的经济性和适用性上实现了显著提升，还为钢铁、水泥等高碳排放行业带来了更具竞争力的减排方案。碳捕集技术的代际发展，遵循着由工艺改进向技术革新的演进路径，为未来更大规模、更广范围的技术应用创造了可能。

新型碳捕集技术发展迅速。传统的二氧化碳捕集技术主要分为燃烧后捕集、燃烧前捕集、富氧燃烧。其中，燃烧后捕集技术应用最为广泛，

涵盖化学吸收、物理吸附、膜分离和低温精馏等多种方法。化学吸收法以单胺和复配胺溶剂为代表，是目前最为成熟的技术，已广泛应用于燃煤电厂和工业烟气捕集项目；物理吸附法适用于高压气体分离场景，尤其是天然气处理领域；膜分离技术和低温精馏法在特定条件下表现出高效的分离能力，特别适用于高浓度气源的处理。与此同时，新型碳捕集技术正迅速发展，包括但不限于电化学捕集、固态吸附、催化解吸、界面捕集，以及利用微生物或藻类进行二氧化碳固定等方法。DAC（空气二氧化碳直接捕集）技术主要依赖吸附法和吸收法，通过高效的材料和化学反应，从大气中直接捕集二氧化碳并将其存储或转化为有用资源，目前，美国、挪威、冰岛、肯尼亚和阿联酋等国已开始大规模部署和示范。多种捕集技术各具优势，但仍面临高能耗和高成本挑战，需要通过持续的研发优化以实现大规模应用。

全球范围内碳捕集技术研发受到广泛重视，专利申请数量庞大并增长迅速。自2005年开始，碳捕集技术专利数量呈快速增长趋势，年均增速达18.7%。截至目前，全球范围内与碳捕集技术直接关联的专利有40383项，其中近10年公开的专利数量达32685项。中国、美国和世界知识产权组织的CCUS专利数量位居世界前三，专利总数分别为31210项、4203项、3755项，合计占全球总量的71.1%。我国碳捕集专利申请总量自2013年起超越美国，现稳居全球首位。

国内外二氧化碳捕集项目发展各具特色。我国已投运项目多数采用化学吸收法。美国碳捕集项目采用技术更多元化，重点集中在天然气处理（6个）、生物质能源（5个）和直接空气捕集（2个）等多个新型碳捕集技术领域。欧盟则着力推动二氧化碳捕集产业的规模化和商业化，尤其在天然气处理和直接空气捕集领域。我国在直接空气捕集等新兴技术研发上起步较晚，整体水平尚待提升。

我国碳捕集技术成本优势显著，在“并跑”与“跟跑”中寻求突破

我国已发展形成适配多种浓度不同规模排放源的碳捕集技术。截至2024年11月底，我国已投运和规划建设中的CCUS示范项目超120个，二氧化碳捕集能力达600万吨/年。低成本、低能耗的新一代碳捕集技术呈现快速发展态势，正由中试逐步向工业示范过渡。同时，碳捕集项目应用场景明显增多，涉及煤炭、石油、天然气、新能源等能源生产领域，以及电力、化工、钢铁、水泥、建筑、交通等多个应用场景，已呈现规模化发展趋势。

我国碳捕集技术成本整体处于全球中等偏低水平，具有一定的发展优势。从已投运项目的碳捕集成本来看，我国煤化工和石油化工领域的一体化驱油示范项目捕集成本相对较低，为105~250元/吨二氧化碳。电力、水泥捕集成本较高，分别为200~600元/吨二氧化碳和305~730元/吨二氧化碳，但整体低于国外的350~977元/吨二氧化碳和686~1280元/吨二氧化碳。

我国碳捕集技术与国际水平呈现“并跑”与“跟跑”并存的状态。具体而言，我国的化学吸收法已在能耗和成本控制方面取得了显著突破，与国际水平齐平，但在第三代技术领域仍面临挑战。目前，第三代技术多处于工业化探索阶段。以相变溶剂技术为例，其在部分示范项目中实现了较低能耗（目标2.2吉焦/吨二氧化碳），但距离商业化规模应用仍需技术和工艺的进一步突破。此外，直接空气捕集、低温精馏和膜分离技术在国内的应用大多停留在中试阶段，与国际成熟项目相比尚有差距。要在前沿领域实现超越，我国亟须加大技术创新力度，深化关键技术研发，同时推动新技术的规模化验证和推广，以进一步提升国际竞争力。

我国碳捕集技术面临规模化、适用性、代际权衡等多重挑战

尽管我国在碳捕集技术领域取得了显著进展，但仍面临多重挑战。

发达国家高度重视碳捕集专利的全球布局，我国在专利申请全球化方面尚显不足。我国机构几乎仅限在本国申请专利，在国外专利布局较少，这或将对我国未来二氧化碳捕集专利的海外技术转移构成严重制约。而发达国家则在全球积极申请二氧化碳捕集专利，以占领全球CCUS技术市场，构建围绕核心技术群的全球保护战略。

CCUS项目总体进展仍然缓慢，规模效应不显著，碳捕集技术仍处于成本曲线的高点。碳捕集技术的部署仍面临高昂的初期资本投入挑战，已成为发展工业点源捕集和直接空气捕集最具挑战的技术难题。高成本主要来自设备购置、运营维护及能源消耗，加之部分技术的成熟度不足，尤其对于低浓度排放源（热电厂、水泥行业），碳捕集的总成本大大高于其他行业。此外，碳捕集技术的成本发展趋势还存在很大的不确定性，关键影响因素包含技术进步速度、项目投融资成本、市场和基础设施完善程度、政策环境等。反过来，高成本与高不确定性又将进一步影响碳源企业部署碳捕集技术的积极性，从而制约CCUS的大规模发展。

碳排放源复杂性导致碳捕集技术面临适用性挑战。我国可部署二氧化碳捕集技术的碳排放源空间分布广且类型复杂，涵盖煤电、钢铁、水泥、化工等多个行业。各行业碳排放浓度和捕集需求差异显著，各项技术在成熟度、适用场景和成本效益方面各具特点，导致碳捕集技术在与碳汇的空间匹配性、成本效益性及材料环境友好性等方面面临严峻挑战。特别是在碳中和深度减排的背景下，CCUS未来将趋向大规模集群化发展。当多个不同类型碳排放企业共同参与同一集群建设时，技术集成、成本分摊、利益分配、技术标准及制度设计等方面也将面临复杂挑战。

碳捕集技术尚未完全满足大规模、长期稳定运行的需求。目前多数

技术仍处于中试或工业示范阶段。例如，膜分离技术尽管具有较好的前景，但在性能方面仍需改进，尤其是在处理大规模排放时的效率和稳定性。此外，碳捕集过程中，常常伴随其他污染物，如无机氨、气溶胶等的排放，但目前缺乏成熟的协同处理技术，因此限制了捕集系统的整体效率和环境友好性。尽管许多碳捕集技术已经在实验或示范阶段取得了进展，但其长期运行的系统稳定性、材料耐久性等关键指标的安全性和可靠性数据仍然不足，实际部署风险难以准确评估，从而影响了大规模应用的推进速度。

我国碳捕集技术的部署面临着代际权衡挑战。我国碳捕集技术部署涉及对上千个工业排放点源的改造，规划决策直至2060年。其优化决策是一个面向长周期的复杂系统工程，需综合考虑我国不同发展阶段的碳减排需求、工业点源特性、基础设施服役寿命、技术锁定效应等因素。随着碳捕集技术未来将从第一代逐步向第N代不断演进，其成本、效率、适用性和可持续性等指标可能发生跃迁式变化，因此，必须从长期视角出发，立足多技术主体立场，审慎权衡技术的代际选择，规避技术锁定风险，寻找一条长期成本最优的碳捕集技术部署路径。

碳捕集下游领域亟须突破低成本大规模二氧化碳高附加值转化技术。将二氧化碳转化为高附加值化学品和液体燃料，既能创造经济效益，又能实现环境效益，近年来已成为技术研发的热点。但由于二氧化碳的化学性质和反应路径复杂，转化利用依然面临挑战。突破高温高压环境的瓶颈并寻找合适的催化剂，是实现二氧化碳高效资源化利用的核心所在。为此，需优化二氧化碳转化利用路径的组合，合理分配各技术路径的比例，同步探究光、电、热多场耦合技术的发展，以及开发有机酸、醇、酯等高附加值化学品的定向转化新途径，这些对于拓宽二氧化碳的应用领域、提升其上游捕集环节的经济价值具有重要意义。

我国碳捕集技术仍缺乏持续有效的专项资金激励政策。尽管已有政

策引导，如国家发展改革委于2024年4月发布的《节能降碳中央预算内投资专项管理办法》中提到，CCUS项目补贴占比可达20%，然而，对于碳捕集技术的实质性补贴、针对性税收优惠等经济性激励措施，在力度和覆盖范围上仍然有限。特别是在技术研发和示范项目初期，政策资金扶持力度不大，导致技术进步缓慢，缺乏推动大规模应用的内生动力。

碳捕集相关标准与评估方法学体系不完善。尽管我国已开始制定碳捕集技术相关标准，但现有政策文件在提供碳捕集项目具体指导方面存在不足。目前，针对碳捕集技术全过程的统一标准尚不完善，多数标准仍处于起草、征求意见或审批阶段，而且地方标准和行业标准存在不统一，可能导致技术执行和评估标准在不同地区和项目间存在差异。此外，碳捕集项目的减排核算方法尚未形成统一的评估体系，缺乏对不同捕集技术效率的定量评估标准，存在碳减排量核算不准确、减排效益评估方法不一致等问题，进而可能导致碳减排量的双重计算或漏算。针对碳捕集技术的直接立法依然缺乏，现行环境法律体系尚未明确将温室气体纳入污染物范畴，进一步限制了碳捕集技术的推广和应用。

我国碳捕集项目尚未全面融入市场化机制。碳捕集技术与碳市场的衔接机制尚不明确，缺乏有效的碳定价和排放权交易体系支撑，从而限制了技术的经济激励效应。在市场上，碳捕集产品的应用仍然有限，碳捕集技术的加装与运行可能导致原产品成本上升10%~90%，致使二氧化碳转化的下游产品难以显现成本优势。

全面提升我国碳捕集技术水平与核心竞争力的对策建议

碳捕集环节是决定CCUS项目投资和部署的关键。“十五五”期间，亟须加快统筹相关基础研究、技术开发、装备研制、集成示范和产业培育，全面提升我国碳捕集技术水平与核心竞争力。

加强碳捕集技术创新体系的总体布局。政府应从顶层制定CCUS技术发展专项战略，形成与碳中和目标相结合的长期碳捕集技术路线图，明确各行业、各阶段的碳捕集技术需求，统筹技术创新与产业转型。同时，尽快启动碳捕集科技创新战略，设立专项资金支持关键技术研发，建立碳捕集技术产业联盟，促进产学研深度融合，突破碳捕集产业链关键环节的技术瓶颈，推动技术的规模化应用。

围绕碳捕集技术瓶颈和薄弱环节，重点突破一批关键基础理论和前沿技术。针对现有碳捕集技术能耗高、效率低和稳定性差的问题，建议重点突破新型低能耗碳捕集材料的研发。此外，建议加强传统CCUS技术与风能、太阳能、氢能等可再生能源的集成耦合，探索多能源系统的能量互补与时空协同，提升系统效率和应用场景多样性。利用弃风弃光资源消除碳捕集及空气碳捕集的能耗瓶颈，并推动碳捕集与绿氢等产业融合发展，实现资源优化配置与低碳转型协同增效。

加大资金投入和政策支持力度，推动碳捕集技术研发与应用。建议在技术发展初期加大对碳捕集项目的直接拨款力度，建立覆盖多行业、多技术类型的专项税收抵免或碳捕集补贴政策，为企业投资提供长期激励，缓解技术研发成本压力，激励社会资本积极参与。进一步完善碳排放交易体系，将碳捕集纳入碳排放交易市场，赋予其碳信用交易资格，并通过绿色债券和低息贷款等金融工具拓宽融资渠道。鼓励多能源系统融合与创新，推动碳捕集技术与风能、太阳能、氢能等清洁能源的深度协同，优化能源配置，提高碳减排效率，为低碳转型提供强有力支撑。

健全碳捕集技术标准体系，加速补齐基础短板。为保障碳捕集设施建设与运营的规范性、安全性与环保性，国家层面需要针对相关行业制定碳捕集设施的技术标准和安全规范，强化对其性能、运行效率及安全性的评估与认证。推动地方政府制定配套地方性实施细则，确保碳捕集项目环境影响可控，规避潜在的环境风险。加强碳捕集设施的全生命周

期监管，建立统一规范的碳减排核查与跟踪报告机制，对碳捕集设施的运行情况进行持续监测与评估。

加强碳捕集技术预见与监测，提升专利质量，优化基础研究方向和前沿技术布局。积极开展碳捕集前沿技术预见及专利布局的深度研究，定期评估国内外技术发展动态，科学引导研发方向。聚焦碳捕集关键核心技术，构建长期技术预见与监测体系，建立项目库与技术库，识别CCUS技术的关键科学与工程技术问题。鼓励通过数字化与智能化技术，如物联网、人工智能和区块链，提升技术实时监控和动态调控效率，提高专利质量和产业应用价值，解决当前我国碳捕集专利“量大质低”的问题。

将碳捕集技术发展纳入国际合作战略，加强核心技术海外知识产权布局。积极加强与国际科研机构和企业的合作，将碳捕集技术纳入多边、双边国际科技合作，基于国际视野推动我国碳捕集技术研发和国际先进技术的引进、消化和再创新。重视加强海外专利布局，构建全球知识产权保护格局，提高碳捕集单项技术及集成技术的国际竞争力，推动我国CCUS技术的全球化推广，打破国外机构对关键技术的垄断。

原载
2025年3月3日《中国石化报》第5版

责任编辑
魏佳琪　季佳歆

中国应在炼厂“减油增化”转型中走在前列

罗　靖（伍德麦肯兹）

在全球能源转型背景下，中国石化行业正步入关键发展阶段。尽管面临阶段性调整，行业长期发展潜力依然广阔。本文基于能源转型宏观背景，对中国石化行业未来发展趋势进行深入分析。

油品需求达峰与石化原料需求增长并存

当前，全球能源转型很大程度上由需求端主导，这一特征在油品市场表现尤为突出。

从亚太地区整体发展格局看，油品需求预计于2033年达峰，届时规模将达到4430万桶/日。交通领域作为能源转型的核心战场，汽油、柴油等车用燃料需求量将呈现逐步下降的发展态势。这一趋势的形成，源于电动汽车对传统内燃机车辆的替代效应，以及需求达峰后的自然回落。

具体到中国市场，汽油需求已于2023年触及峰值，2030年后下行速度将明显加快；整体油品需求预计在2028年达到峰值。相比之下，东南亚、印度等地区的油品需求达峰时间相对滞后，其中印度有望在下一个十年引领全球油品需求增长。由此可见，中国在油品需求变化方面已走在亚太地区前列。

值得重点关注的是，在油品需求下滑的同时，石化原料需求却持续攀升。到2050年，亚太地区石化原料需求将从2024年的670万桶/日增长至1430万桶/日，其中中国的增长表现尤为突出。近年来，中国在石化行业的持续投资推动了对石脑油、液化石油气（LPG）等原料需求的大幅增长。未来几年，中国仍将在石化原料需求领域保持引领地位。

烯烃与芳烃行业的“涅槃重生”

烯烃链与芳烃链是石化产业两大核心板块。近年来，二者都经历了史无前例的产业高速扩张周期。产能增速在短时间内远超需求增速，由此加剧的供大于求问题，直接导致产业链开工率下降和利润下滑，进而导致投资放缓。但是，这两个产业链下游涉及国计民生的方方面面，伴随经济增长、居民生活水平提高和出口贸易的发展，烯烃和芳烃的需求增长将很快消化掉过剩产能并对供给面提出更高要求。

烯烃产业：短期内产能过剩压力显现，但未来需求增长强劲

预计中国乙烯需求将从2025年的5749万吨/年增长至2035年的8586万吨/年，年复合增长率为4.14%。丙烯需求将从2025年的5973万吨/年增长至2035年的8329万吨/年，年复合增长率为3.42%。

2019~2027年，乙烯供应增速高于需求增速的情况居多，导致当前全球乙烯开工率呈现逐步下降趋势，这与中国持续推进产能扩建密切相关。预计中国乙烯产能扩建将延续至2028年，届时产能将达到8379万吨/年。2025~2028年，中国将新增20套乙烯装置，合计产能达2540万吨/年，且多数来自“减油增化”（减少油品生产、增加化工品产出）项目。此后，增速将逐步放缓。未来，新增供应将主要集中在中东、美国等具有

原料优势的地区，而非需求集中的区域。到2035年，中国乙烯产能将增长到9273万吨/年，开工率将从2028年的81.7%上涨到90.8%。

此外，中国企业正积极提升市场竞争力，大力推动乙烯裂解装置原料轻质化进程。石脑油在裂解装置原料中的占比从2010年的75%降至2025年的44%；乙烷占比则从2015年的1%提升至2025年的12%，预计未来5年这一比例将持续提升。但是，考虑到轻质原料供应稳定性和安全性，石脑油依然是最重要的生产原料，一体化炼厂也依然是未来中国乙烯供应主力。

在丙烯方面，全球产能将于2025年达峰，增长超过980万吨/年，这一增长主要由中国市场驱动。与乙烯发展态势类似，丙烯产能增长同样超过需求增长，开工率长期维持在80%以下。2024年，中国丙烷脱氢制丙烯（PDH）产能达峰，总产量占全球PDH市场的66%，尽管丙烯需求保持稳定增长，但受连续数年负利润影响，PDH投资大幅缩减，未来丙烯供应增量将主要来自裂解装置投资。预计中国丙烯产能将在2035年达到9670万吨/年，开工率将从2025年的78%恢复到85%。

芳烃产业：对二甲苯投资放缓将引发供应安全挑战

芳烃市场的增长动力主要来自下游聚酯行业，包括聚酯瓶片、聚酯化纤等领域。中国是全球最大聚酯生产商，也是推动聚酯市场未来增长的核心力量，进而将带动中国芳烃需求持续上升。预计对二甲苯（PX）总需求将从2025年的4146万吨/年增长至2035年的5504万吨/年，年复合增长率为2.91%。

中国对PX的本轮投资以掌控产业链为核心目标，主要由聚酯生产商从下游向上游产业延伸推动。这轮投资始于2019年，2023年进入集中投产期，此后大型新建项目前景尚不明朗，仅有部分涉及“减油增化”的

小型项目，但其对产能贡献远不及下游扩张速度。

目前，中国十大一体化聚酯生产商中，仅有两家实现PX原料自给自足，其余企业均面临PX价格波动带来的利润风险。PX利润在聚酯价值链中占据主导地位，直接影响一体化聚酯生产商整体收益水平。在PX需求稳步增长背景下，若中国PX投资维持现有进度，缺少大型项目投产，PX进口需求将显著增加，进而影响下游聚酯行业原料供应稳定性与安全性。

与烯烃投资不同，PX投资通常需要与炼厂配套建设，独立短流程PX装置在经济性、利润稳定性及原料长期供应方面存在明显不足，最优方案为新建炼厂附带大型PX装置。但中国炼厂的常减压（CDU）产能已达到政府设定的峰值，新建炼厂推进面临较大困难。

炼厂“减油增化”转型路径与挑战

一方面，道路交通油品需求呈明显下降趋势。另一方面，烯烃、芳烃两大产业仍存在显著需求增长空间，这对中国炼厂转型发展提出严峻挑战。如果现有炼厂墨守成规，势必将面临利润下滑风险，甚至卷入炼厂关停浪潮。

对综合性炼厂的利润结构分析显示，烯烃和芳烃资产将在未来持续提升炼厂的净现金利润。即便考虑碳排放成本，一体化中的化工资产仍能实现明显的利润增长，帮助炼厂度过阶段性市场难关。

从产品结构角度看，炼化一体化炼厂可划分为不同发展代际。第一代炼化一体化炼厂中，化工品占整体产品比重仅为10%~20%；第二代则达到50%甚至更高水平。对炼厂而言，“减油增化”是重要的转型发展路径，但受限于现有设施条件，提升空间相对有限。而第二代炼厂因化工品占比较高，未来化工品价值增量更为显著。

结合中国未来对烯烃和芳烃需求稳定增长预期来看，“减油增化”可以暂时缓解烯烃和芳烃阶段性紧张，但唯有化工品收率更高的炼化一体化炼厂才是长期平衡中国烯烃和芳烃供需最经济、最有效、最直接途径。近年来，提升炼厂化工品产量的技术不断推陈出新，市场和政府应当持续关注相关领域发展，为未来石化行业发展提前布局。

总结

当前，石化行业正处于转型发展关键期，面临重大变革机遇，这一转型主要由需求端驱动：一方面，电动汽车快速发展导致道路交通油品需求持续下降。另一方面，化工行业虽因供应增量远超需求、近年投资增速较快而处于阶段性调整期，但从长期发展来看，化工品仍能为炼厂贡献较高净现金流与净增值。

从中国建成第一座第二代炼厂开始，后续项目中化工品比例在逐渐上涨，也体现了中国油品和化工需求此消彼长发展变化趋势。放眼全球，已经有更高化工品占比的炼厂项目在亚洲开工建设。作为全球炼化大国，中国应在新时代炼厂转型与发展方面走在前列，为下一个十年发展积蓄力量。

原载
2025年第8期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
常　冉

国内航煤需求增长空间有限

罗艳托　张雨立　梁　刚　潘多煜（中国石油天然气股份有限公司规划总院）

近期国内航煤消费量同比增幅明显收窄和降档。2025年前3个月，国内民航运输总周转量同比增幅分别为15.9%、5.2%和10.3%，较2024年同期增幅分别下降41.2个百分点、41.6个百分点和24.3个百分点；累计完成385.9亿吨公里，同比增幅10.5%，较2024年同期增幅下降35.1个百分点。民航运输总周转量增幅下降，直接导致近期国内航煤市场需求疲软，一季度国内航煤需求量同比增长仅5%，增幅较疫情前和疫情后2023年、2024年的10%以上明显降档。

多重因素导致近期国内航煤需求增速明显降档

导致近期国内航煤消费量同比增幅收窄和降档的因素有多个。

首先，是基数问题。2024年一季度甚至上半年同比增幅高，是因为前年（2023年）基数低，2023年疫情管制措施放开后航煤市场开始逐渐恢复，月度消费量前低后高，导致2024年月度航空运输总周转量和航煤消费量同比增幅前高后低。2024年国内航空市场已恢复并超过疫情前2019年的水平，也就是高基数，导致2025年1~3月国内月度航空运输总周转量和航煤消费量同比增幅明显收窄和降档。

受2020~2022年3年疫情及管制措施影响，2019~2024年国内航空

运输和航煤消费量剧烈震荡；疫情后，2023年和2024年国内航空运输加速反弹恢复，2024年恢复并超过疫情前2019年的航空运输和航煤消费水平。2024年，我国民用运输机场完成飞机起降1240万架次，同比增长5.9%，较2019年增长6.3%；完成航空运输总周转量1485.2亿吨公里，同比增长25%，较2019年增长14.8%；民航航煤消费量3928万吨，同比增长13%，较2019年增长7.7%，2019~2024年国内民航航煤消费年均增幅为1.5%。

其次，2025年，受贸易摩擦、关税战等因素的影响，消费者对出行方式选择更加理性，进一步影响航煤消费增幅。

再次，随着国内铁路、水运、低空经济的快速发展，对航空运输造成一定利空影响。

此外，一季度航煤消费处于淡季，消费量的少量波动导致增幅变化幅度较大。

国内航煤资源供应过剩，市场竞争愈发激烈

国内航煤产量快速增长。随着国内电动汽车、LNG汽车的快速发展和保有量持续攀升，电、氢和LNG等新能源及清洁能源加速替代汽柴油，国内汽柴油需求在2024年二季度达峰之后逐步下行，而航煤需求量仍呈增长趋势。因此，国内大型炼厂纷纷调整产品结构、增产航煤。2024年，国内航煤产量达到5442万吨，同比增长17.2%，较2019年增长了10.3%。

航煤供应主体不断增多，航煤市场竞争激烈。除中国石油、中国石化、中国海油和进口资源（供应保税油为主，2024年供应量920余万吨）外，延长集团、中化集团、华锦集团、浙石化、恒力石化和个别大型煤制油企业生产的航煤产品已供应民航机场。随着国内航煤资源的增加和

供应主体的增多，市场竞争愈加激烈，各经营主体均通过不同的营销措施争抢有限的航煤需求增长空间和市场供应份额，甚至“以出顶进”争相供应保税油。

国内航煤资源供应过剩愈发严重。国内航煤资源总体供应过剩，过剩量有扩大趋势。2024年国产航煤资源5442万吨，其中供应民航2964万吨，富余资源除供应少量专项用油和用于库存调节外，过剩量高达1855万吨，较2019年增长32.2%。

需要出口大量航煤资源调节国内供需平衡。2024年，国内航煤出口量高达1891万吨，同比增长19.4%，较2019年增长7.4%。我国航煤出口去向主要是中国香港、澳大利亚、美国、韩国、日本、越南、菲律宾、荷兰、印尼、新加坡等。而且，航煤出口方式以一般贸易出口为主，2024年一般贸易出口量占比74.3%。全球和亚太地区航煤供应过剩的市场现状，给国内航煤出口造成不小的压力。

SAF和电、氢等替代能源开始发力

目前对国内传统航煤形成替代的主要是SAF（可持续航空燃料）。受欧盟航空燃料政策外溢影响，目前对传统航煤构成替代的主要是SAF，在国内具体指生物航煤。但是，由于生物航煤价格高（约2.8万~3万元/吨，是传统航煤价格的5倍左右），替代规模较小。2024年9月19日起，SAF在中国进行了应用试点，中国国际航空公司、中国东方航空公司、中国南方航空公司在北京大兴、成都双流、郑州新郑、宁波栎社机场起飞的12个航班正式加注可持续航空燃料。2024年总共在100架次的飞机进行加注试点，由于SAF价格高，添加量仅几百吨；2025年预计加注量提高到2万吨以上；整个“十四五”期间加注量目标是5万吨，根据实际进展情况，该加注目标实现的可能性较小。

氢能源、LNG等在高空客货领域的应用尚处于研究和探索阶段。2023年10月10日，工业和信息化部、科学技术部、财政部、中国民用航空局关于印发《绿色航空制造业发展纲要（2023—2035年）》的通知，提出布局氢能航空等新赛道，积极布局氢能航空关键技术研发，加快储氢装置、动力装置等关键核心技术攻关，开展适用于氢能源飞机的新型结构布局技术研究。推进氢燃料电池与氢内燃机、氢涡轮、氢涡轮混合动力飞机理论研究与技术验证，打通与氢能源产业上下游协同创新的技术应用模式。围绕氢能航空未来发展趋势，探索商业化氢能源飞机运营体系新模式。同时积极探索LNG等其他能源在航空领域的应用方法和路径。

此外，国内低空经济的快速发展对传统航空煤油消费量增长造成潜在利空。低空航空器的优势突出，如：高效便捷、低噪声、低排放、安全可靠和成本可控，应用场景非常广泛。国家和地方政策大力支持，技术路线明确，以电动化为主攻方向，兼顾混合动力、氢动力、可持续燃料动力，商业前景普遍看好。未来，随着低空领域高度的逐渐放开（从目前的600米逐渐扩大到1000~3000米）和航空器续航里程的提升（从目前的200千米提高到1000千米），低空经济将重塑交通运输架构，加速替代低空通用航空运输和高空客货运输及地面运输，影响程度取决于国内低空经济的发展规模和发展进程，对传统航煤需求增长构成潜在替代和威胁。

未来国内航煤需求增长空间有限

国内机场数量不断增多、布局不断优化完善。结合现代化航空枢纽打造，以及区域经济社会发展、城市规划建设、机场安全运行、边远地区人民出行等需要，不断完善和优化调整国内民用运输机场布局。根据

民航综合司2023年9月15日印发的《“十四五”民用运输机场建设专项规划中期调整方案》，调整后《“十四五”民用运输机场建设专项规划》重点项目清单中续建项目34个，新开工项目44个，前期工作项目52个。至“十四五”末，国内民用机场数量达到270个左右。2025年正在全面推进民航“十五五”系列规划编制，以构建现代化机场体系为导向，配合推动《全国民用运输机场布局规划》修编。随着国内机场数量不断增多和布局的不断优化完善，将有力支撑国内航煤需求量增长。

根据民用运输机场建设专项规划、国内民航运输总周转量和平均单耗发展趋势，以及细分的旅客周转量、货邮周转量、人口、人均乘机次数等增长趋势，综合预测民航航煤总需求量（含SAF或生物航煤）。预计2025年、2030年、2035年，国内民航航煤总需求量分别在4150万吨、5300万吨和6600万吨左右，2025年同比增幅约5.6%，“十五五”和“十六五”年均增幅分别在5%和4%左右。随着欧盟政策外溢，国内生物航煤或SAF的添加比例和加注量将进一步增长，挤压传统航煤的增长空间。

国内航煤市场开拓和炼厂转型发展建议

根据国内航煤市场供应过剩愈加严峻的发展趋势，对国内航煤市场开拓和炼厂转型提出如下建议：

一是鉴于国内外政治经济等发展形势，建议优先保障军用、军工、国家储备等专项航煤需求。

二是就近保障民用机场航煤需求。根据目前国内由中航油就近配送、控制成本的配送机制，结合周边民航机场市场需求和竞争对手的情况，合理规划炼厂航煤产能和产量，保障周边民用机场的航煤资源需求。

三是根据周边机场航煤保税油需求的增长情况，“以出顶进”积极拓

展保税油市场。

四是根据对炼化产品下游市场需求走势的研判，“减油增化”“减油增特”和“减油增材”来调整炼厂转型方向、优化炼厂产品结构。建议紧跟国内热点行业发展节奏，踏准国内能源转型步伐，加快企业转型节奏，炼厂积极向新能源汽车和相关补能基础设施及低空经济发展所需高端化工品、特色炼油产品、新材料和高端装备制造方向转型发展。

原载
2025年第6期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
宋玉春

高端针状焦成为“油转材”重要途径

申海平　郭　鑫　陈子佩（石油化工科学研究院）

在石油炼制过程中，原油的氢含量在11%~13%，而石油产品的氢含量在13%~15%，因此，石油炼制多为脱碳或加氢过程。如何高价值利用石油中“过剩的碳资源”？发展高端碳材料是一个可行答案。

碳材料生产是一个降碳过程，同时碳材料产品又可应用于废钢循环行业和新能源行业，发展以高端油系针状焦产品为代表的碳材料可以推动实现“双碳”目标与发展新质生产力的高度融合，已成为石化企业“油转特”“油转材”的重要途径之一。

劣质油浆“点石成金”变身高端碳材料

高端油系针状焦是一种典型的碳材料，它是一种以低价值的催化裂化油浆为原料生产的人造石墨材料，有明显纤维状或针状纹理走向，因此得名“针状焦”。

针状焦具有低热膨胀系数、低硫、低灰分、低金属含量及易石墨化等一系列优点，是国家战略新型材料。根据产品质量指标，锂离子电池石墨类负极材料用针状焦可分为Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类，其中Ⅰ类为最高等级。

针状焦作为锂离子电池的人造石墨负极优质原料，生产的负极具有

比容量高、寿命长、安全性高的特点；作为制造高功率和超高功率电极的优质材料，用针状焦制成的石墨电极具有耐热冲击性能强、机械强度高、氧化性能好、电极消耗低及允许的电流密度大等优点。此外，针状焦还在国防、冶金等行业中广泛应用。

随着新能源汽车、绿能储存和废钢循环利用等产业蓬勃发展，对高品质针状焦的需求呈现爆发性增长。据国际能源署（IEA）预测，到2030年，全球新能源汽车销量将占到汽车总销量的30%以上，这将直接推动对高性能负极材料需求的增长。预计2025年全球负极材料总需求约290万吨、2028年约550万吨、2032年约900万吨以上，市场对针状焦需求旺盛，发展空间广阔。

但由于生产难度高，高端针状焦在国内外都属于稀缺产品。国际市场被美国、日本公司把持，价格一路攀升；国内仅有少数企业能够稳定生产油系高端针状焦，产品长期供不应求，严重依赖进口，制约了我国新能源汽车等行业的发展。

针状焦产品高端化转型面临挑战

目前，我国石化行业已进入高质量发展的创新转型关键期，正处在结构调整、能源转型、创新增效的关键阶段。我国针状焦产品向高端化、产业化迈进时，也面临着石化行业转型发展中的普遍难题，主要体现在以下几个方面：

一是技术水平需不断提升。目前，我国石化行业部分技术仍面临国外封锁，主要体现在“造不出来”“市场不认”“质量不行”，需不断提高技术和创新水平，缩小差距，追赶先进技术。以高端针状焦为例，其产品被日本、美国企业垄断，为推动国产石油焦产品高端化、系列化，中石化石油化工科学研究院有限公司（以下简称“石科院”）攻关核心技术

并取得突破，中国石化劣质油浆生产优质针状焦技术达到国内领先水平。今年，茂名石化采用石科院高硫劣质催化油浆生产针状焦工艺技术，在10万吨/年高端碳材料联合装置成功产出Ⅰ类针状焦产品，针状焦克容量大于等于355毫安时/克，石墨化度大于等于94.97%，最高值分别达到360毫安时/克和96.42%，达到国内领先水平，与同类产品相比，具有能量密度高、杂质含量少、质量稳定等优势，打破了国外对高能量密度锂电池负极用优质针状焦产品的垄断。产品一经面世便受到市场的广泛欢迎，为提高我国针状焦质量、扩大我国针状焦产量起到积极作用，将为我国新能源电池原材料加工、转型及电炉炼钢行业发展提供可靠原料保证。

但整体而言，我国针状焦产品在原料分类精制、生产过程控制、产品稳定性等方面距全球领先水平尚存在一定距离，国内600毫米以上大规格超高功率石墨电极及电极接头用优质针状焦原料、负极材料能量密度大于355毫安时/克的优质针状焦原料仍严重依赖进口，每年大约需进口15万吨。

二是资源管理需不断优化。供应端、生产端、产品端等环节协同发力是石化产品稳定供应、有序发展的基础。供应端需有效应对原料种类及价格波动和供应链中断风险，生产端需优化工艺流程以提高效率和降低成本，产品端则需制定产品标准及下游产业对产品的要求。但跨企业、跨产业链的资源管理调度对于企业数量庞大、地域分散的石化行业存在一定挑战。

我国针状焦生产企业在以上方面均面临一定困境。在原料端，我国针状焦生产企业普遍面临“没饭吃”的困境，我国催化裂化油浆常被炼厂用于生产低硫船燃，导致可用于生产针状焦的油浆原料供应短缺；在生产端，我国针状焦生产企业普遍面临“吸收差”的困境，用于生产的原料油浆多为劣质油浆，生产高端针状焦须对原料进行精制处理，而在

精制过程中又会损失许多生产针状焦的理想组分；在产品端，我国针状焦生产企业普遍缺乏权威的技术指标和石墨化定量评价方法，现有的检测方法有较多不可控因素，高端分析仪器匮乏，质量评价准确性和针对性较差，多依赖下游用户主观感受。目前，石科院正致力于构建一套科学、系统的针状焦产品评价体系，该体系旨在全面评估针状焦的品质、性能和应用潜力，为相关行业提供更为精准和权威的评价标准，从而推动针状焦产业健康发展。

三是市场配套需完善。石化行业作为关系国计民生的重要工业，链接众多上游行业，对接众多下游配套产业，比如针状焦产品的下游产业锂离子电池和负极材料均属于“蓝海”产业，不同的生产工艺和产品型号对针状焦产品的质量和规格都有不同要求，随着技术革新与迭代速度加快，这些需求标准也在快速变化。由于市场需求变化快、要求高，研发及生产单位要密切连通市场，以市场为导向，确保产品的多样化以满足不同下游产业需求。而这些实际情况与目前我国企业生产通用型针状焦的现状存在一定矛盾，需求企业不得不通过个性化定向采购方式获取针状焦产品。目前，我国石化行业与上下游行业之间还没有非常行之有效的沟通机制和协调平台。

产销研用结合实现高端针状焦生产技术突破

中国石化在组织高端针状焦生产技术研发攻关时，采用“十条龙”攻关模式，组织石科院、上海石化、工程建设有限公司（SEI）、炼油销售公司等产销研力量开展联合攻关，取得了良好成效，这种做法可以作为我国石化行业的有益借鉴，通过加强产销研用结合加速实现高端化突破。

在研发端，集中优势力量攻克关键技术。在高端针状焦研发方面，

石科院已取得突破性成果，可以满足石化行业基础需求，部分实现国产化替代，但距离世界先进水平还有提升空间。我国石化行业要想在全球逐浪弄潮，必须锚定世界先进水平不断突破。要鼓励研究单位、企业、工程公司等加大研发力度，开发高效催化油浆脱固技术，以及深入研究油浆加氢脱硫与芳烃饱和转化规律、催化剂级配方案设计、工艺技术优化等，实现杂质的高效脱除和有效芳烃的高选择性保留。积极调研摸排行业现状，深入研究针状焦影响石墨电极和负极材料应用性能的主要参数，尽快制定针状焦结构组成、关键指标的快速评价方法，关联针状焦的颗粒强度、热膨胀系数、能量密度等性能，建立“原料—产品—应用”全过程质量控制体系。研究建立针状焦结构与电极和负极材料应用性能的构效关系，固化生产工艺参数，实现装置运行和产品稳定。

在生产端，优化资源配置与管理。要进一步增强行业内部合作，优化资源管理，提升原料供应与管理效率，坚持标准引领，以高质量国标、行标、团标凝聚业内共识，引领全行业心往一处想、劲往一处使。进一步协调生产效率与质量，提升产品生产与市场响应灵活性。目前，中国石化正发力高端针状焦资源管理，集中炼厂中高芳烃资源，统一调度分配，保障高端针状焦生产。同时，发挥自身炼油能力及研发生产队伍强的优势，积极调研摸排行业现状，制定针状焦结构组成、关键指标的快速评价方法，建立科学的针状焦产品评价体系。

在销售端，以市场为导向实现生产与应用融合。进一步完善市场配套服务，建立有效的上下游产业信息交流平台，紧密关注市场需求，缩短产品从实验室到生产再到市场的周期，确保创新成果能够及时满足高端针状焦市场需求。目前，石科院正积极推动产销研用深度融合，加强与下游用户服务交流，收集用户使用意见，解答用户问题，引导形成“针状焦生产—石墨电极 / 锂离子电池负极材料生产—终端企业应用”全产业链信息共享机制，通过网络、会议、走访等多种形式加大宣传和推

广力度，扩大用户群体，打通生产与应用断点，解决信息不对称问题，消除行业壁垒，做大销售量。同时，组织成立专业团队开展负极材料产业延伸研究，牵头研究制定落实负极材料品牌建设措施，研究行业或国家标准的申报方案，建立与负极材料行业接轨、产业链配套融合的应用服务解决方案，为炼油转型提供市场驱动力。

原载
2025年第8期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
常　冉

润滑油市场：以高端特种润滑产品引领新发展

中国石化经济技术研究院市场营销研究所

2024年，国内润滑油产能总体充足，基础油产量继续增长，但增速有所放缓，净进口量持续下滑。在以旧换新、设备更新等政策及新能源车持续替代的影响下，工业用润滑油需求有所回升，交通用润滑油需求下降，全国润滑油总产销量均减少。

2025年，国内基础油产能维持平稳，国产基础油份额继续增加，润滑油行业各主要原料及产品净进口量持续下降。预计全年国内润滑油需求总体维持上一年的趋势，特色及高端基础油将迎来进一步发展。

2024：国内润滑油产销量均有所下降

基础油产能总体充足，进口量持续减少

我国基础油产能的高速扩张期已经结束，目前国内产能总量相对充足。据统计，2015~2021年，我国基础油产能6年间增加675万吨/年，至1295万吨/年，年均增速高达13.1%，其中Ⅱ类基础油产能增加581万吨/年、Ⅰ类基础油产能缩减101万吨/年。目前Ⅰ、Ⅱ类基础油产能已相对饱和。

2024年，我国基础油产能1380万吨/年。随着润滑油品质不断升

级，车用领域用户对润滑油提出了更高要求。据标普预测，2024年全球汽油机油、柴油机油中全/半合成机油比例分别为49.6%、14.9%，较2015年分别提升14.8、6.4个百分点，导致Ⅲ类及以上基础油需求不断提升。受此影响，国内Ⅲ类及以上基础油装置相继投产，2024年山东石大昌盛30万吨/年Ⅱ类基础油装置升级改造项目落地，成功出产Ⅲ类基础油，带动国内Ⅲ类及以上基础油产能增至141万吨/年，比上年增长27%。

随着国内新增产能开工率不断提升，基础油进口需求持续减少。2024年全国基础油净进口量为137万吨，比上年减少13.8%，实现基础油净进口量连续8年下降。其中，Ⅰ、Ⅱ类基础油进口量87万吨，比上年减少18.7%；Ⅲ类及以上基础油进口量66万吨，比上年减少4.3%，为近10年来首次实现负增长。

基础油利润水平缩窄导致产量增长有限

随着新增产能不断投产，近年来我国基础油产量保持增长，2015~2023年基础油产量年均增速达5.6%。其中，在基础油品质升级、产能更新换代的影响下，Ⅰ类基础油产量显著下降，Ⅱ类、Ⅲ类及以上、环烷基基础油产量均有所增长。

2024年，我国基础油装置开工率提升，但受到产能充足、需求下行影响，基础油价格有所下降，利润水平缩窄导致产量增长有限。2024年，华东地区150N基础油平均价格8408元/吨，比上年下降5.4%。2024年国内基础油产量467万吨，比上年增长4%。其中，Ⅰ类基础油产量比上年减少10.1%，Ⅱ类基础油产量比上年增加10.8%，Ⅲ类及以上基础油产量在新装置投产带动下比上年增加 11.1%，环烷基基础油产量比上年减少3.7%。

由于基础油、添加剂等各原料成本上涨，2024年各品牌润滑油公司发布调价函上调成品润滑油价格，大品牌润滑油线下多次进行降价促销

占有市场份额，地方性小品牌通过线上带货形式以低价换销量，润滑油调配行业利润萎缩，地方性润滑油调和与代加工企业减少调和量以规避资金损失，全年国内润滑油产量634万吨，比上年减少0.3%。此外，受新能源车高速发展的影响，2024年国内润滑油总体需求量639万吨，比上年减少0.9%。

交通用润滑油总需求量开启下行周期

2024年，我国交通用润滑油总消费量341万吨，比上年减少2.4%，主要源于汽油机油、柴油机油需求量的减少，其他交通用润滑油需求总体变化不大。目前，汽油机油、柴油机油消费量占交通用润滑油总消费量比例分别为36%、39%，上述领域消费量的下行将对交通用润滑油总体造成持续性影响，开启总需求量下行周期。

2024年3月，商务部等14部门印发《推动消费品以旧换新行动方案》，其中指出要在全国范围内开展汽车以旧换新。后续发布的《汽车以旧换新补贴实施细则》中进一步提出对符合要求报废旧车并购买新车的给予补贴，购买新能源乘用车补贴1万元（后续提升为2万元），较换购燃油车补贴高出3000元（后续补贴差额调整为5000元）。2009年，我国乘用车销量达1031万辆，比上年增长 53%，为历史最高年度增幅。按照15年使用周期，2024年国内车辆报废量巨大。在有关政策的引导下，居民乘用车换购需求更多转向新能源车，加之网约车深度电动化进一步提升新能源汽车市场优势，2024年我国汽油车保有量近2.7亿辆，比上年增长0.3%，保有量水平接近达峰。受此影响，尽管混动汽车保有量保持增长，在一定程度上减少了汽油车保有量达峰对车用润滑油的影响，但2024年国内汽油机油需求仍呈下行趋势。

此外，2024年天然气价格有所下降，LNG（液化天然气）重型卡车替代燃油车数量进一步增加，甲醇重卡、换电重卡等的推广使用面也逐步扩大，在经济活动放缓（主要是建筑和住房建设放缓）的背景下，尽

管国内出台了一系列刺激经济的有关政策，但柴油消费量及柴油车保有量仍呈下降之势。2024年，我国柴油车保有量2128万辆，比上年减少3.1%；全国柴油机油消费量预计为134万吨，比上年减少3%。

设备更新政策助力，工业用润滑油消费量回升

2024年，国内工业用润滑油消费量257万吨，比上年增加1.3%。全年工业活动较2023年有微幅复苏，叠加设备更新政策影响，各主要领域工业用润滑油需求有所上升。目前，液压油仍是工业用润滑油消费的最主要领域，占年度需求总量的49%；变压器油、工业齿轮油次之，需求量占比分别为19%、14%。

从下游行业来看，工程机械行业用润滑油比例最大，占比达40%左右。2022~2023年，受基建和房地产投资不及预期影响，工程机械需求减弱，主机厂设备开机小时数较低，国内工程机械总产量亦有所降低。2024年，国务院印发《推动大规模设备更新和消费品以旧换新行动方案》，推进重点行业设备更新改造，特别是聚焦钢铁、有色、石化、化工、建材、电力、机械、航空、船舶、轻纺、电子等重点行业，大力推动生产设备、用能设备、发输配电设备等更新和技术改造。在宏观调控与设备更新政策的影响下，与基础设施建设密切相关的挖掘机、装载机等工程机械呈现触底回升态势。据中国工程机械工业协会数据预测，2024年12种主要工程机械产品产量或达193.8万台，比上年增加9.2%；预计全年工程机械行业用润滑油将增加3万吨至107万吨，是除2021年外的最高水平。

2025：国内润滑油需求总体维持上年趋势

国内基础油国产份额有望继续提升。2025年我国润滑油基础油产能或将维持1380万吨/年不变，中海泰州80万吨/年特种油扩建项目有望

于2025或2026年投产。总体来看，目前国内Ⅰ类基础油、环烷基基础油产能相对饱和，Ⅱ类基础油产能过剩较多，Ⅲ类及以上基础油数量及质量仍有所不足，导致Ⅲ类及以上基础油进口量居高不下。

随着国内润滑油基础油受到越来越多下游厂商的认可，2025年国内基础油国产份额有望继续提升，预计全年基础油产量483万吨，比上年增加3.4%。

润滑油行业对外依存度下降利好国内基础油增产。在国产基础油持续增多的影响下，2025年基础油对外依存度将进一步减少2个百分点至19.4%，预计全年润滑油基础油净进口量123万吨，比上年减少10.2%。2024年，国务院关税税则委员会发布关于中止《海峡两岸经济合作框架协议》部分产品（第二批）关税减让的公告，对原产于我国台湾地区的润滑油基础油等134个税目进口产品，中止适用《海峡两岸经济合作框架协议》协定税率，并按现行有关规定执行。据统计，我国大陆地区近年进口的我国台湾地区台塑Ⅱ类基础油数量在16万~20万吨，随着关税增加，2025年Ⅱ类基础油进口量将呈现进一步下降趋势，利好国内基础油增产。

同时，随着国产化进程不断加速，国内润滑油行业相关原料及产品的净进口量均呈下行态势，预计2025年我国将成为润滑脂、添加剂净出口国，润滑油净进口量进一步缩窄至万吨级水平。目前，国内中低端基础油产能结构性过剩，企业竞争压力相对较大，未来或将进一步开拓基础油、润滑油出口市场。据标普数据，目前国外最大的几家基础油生产商跨大洲销售量均达两成以上，未来国内基础油“出海”空间广阔。

特色及高端基础油将成为行业发展的重中之重。2025年，预计我国润滑油需求总体维持上一年的趋势，全年消费量633万吨，比上年减少0.9%。其中，2024年四季度，财政部推出支持地方化解隐性债务、支持国有大型商业银行补充核心一级资本、支持推动房地产市场止跌回稳、

加大对重点群体的支持保障力度等一揽子增量政策，加大逆周期调节力度，多部门后续配合出台有关经济刺激政策，主要成效预计将于2025年显现，带动工业活动加速恢复，工业用润滑油消费量小幅增长。

交通用润滑油方面，2024年9月，国家机关事务管理局、中共中央直属机关事务管理局发布通知，要求中央和国家机关各部门、各单位机关及其所属垂直管理机构、派出机构等各级行政单位和各类事业单位配备更新各类定向化保障公务用车时，应当带头使用国产新能源汽车。随着中央和国家机关配备新能源车力度加强，将带动社会新能源车销量进一步增长，传统汽油车销量持续下行，叠加LNG重卡持续替代柴油车，2025年交通用润滑油消费量将延续下行。

尽管我国润滑油消费量进入下行区间，但随着行业用油要求不断提升，未来特色及高端基础油的开发、生产和使用将成为行业发展的重中之重。从润滑油的发展对基础油的需求看，新能源车的大力推广、排放与节能要求的不断提高，使车用润滑油正面临质量升级与低黏度化的压力，低黏度化更多要求使用Ⅲ 4/ Ⅲ +4基础油；工业机械和机器呈现精细化和电动化趋势，高品质齿轮油、船用油、润滑脂等仍然需要使用Ⅰ类重质基础油，如750SN、900SN等高黏度BS基础油等对BS基础油的需求迫切。

原载
2025年2月26日《中国石化报》第5版

责任编辑
雷　蕾

可持续航空燃料（SAF）大规模商业化生产的难点及突破路径

常俊明（中国科学院青岛生物能源与过程研究所）

在全球“双碳”目标加速推进与航空业碳减排压力日益加剧的背景下，SAF（可持续航空燃料）作为降低航空领域碳排放的核心解决方案，正迎来政策与市场的双重驱动。然而，我国SAF产业在迈向规模化、商业化的过程中仍面临多重挑战。当前主流的油脂加氢工艺（HEFA）虽然技术成熟、具备商业化基础，并有镇海炼化等企业实现SAF生产并完成适航认证，但原料短缺、质量不稳定、成本高企及工艺设备适配性不足等问题严重制约产业发展。本文将从SAF产业发展的战略背景出发，分析当前生产现状与核心难点，同时探讨原料市场拓展路径，为我国SAF产业消除“瓶颈”、实现高质量发展提供技术与产业方向建议。

SAF产业发展的战略背景

当前，全球航空业碳减排压力持续攀升，国际航空运输协会（IATA）的数据显示，当前航空业碳排放占全球总量的2%且呈上升趋势，若不加以干预，到2050年这一占比或达25%。在此背景下，IATA成员承诺2050年实现航空业净零排放，以契合《巴黎协定》目标。以SAF作为关键解决方案，可减少65%的航空领域碳排放，是实现该目标

的核心抓手。

从全生命周期碳减排效益看，SAF的环境价值已通过实践充分验证。与传统石油基航煤相比，以废弃油脂为原料生产的SAF，全生命周期碳排放量可降低55%~92%。其碳减排属性源于原料的可再生性—植物通过光合作用固定二氧化碳，燃烧时重新释放，形成碳闭环。经测算，1套10万吨/年的SAF装置，每年可消化10万吨餐饮废油，减排二氧化碳8万吨，相当于5万辆经济型轿车停开一年的碳减排效果。

政策与经济层面的双重驱动，为SAF产业发展注入强劲动力。在国际上，《国际航空碳抵消和减排方案》（CORSIA）明确2027年起全球航线逐步征收碳税；在国内，《“十四五”民航绿色发展专项规划》确立2025年SAF消费量达2万吨的目标，2024年9月启动的SAF应用试点中，国航、东航、南航等航空公司的12个航班，已在北京、郑州、成都、宁波机场完成生物航煤加注。经济激励方面，SAF生产企业可享受可再生能源电价附加补贴与增值税（即征即退政策）。当前欧盟ETS碳价已突破100欧元/吨，使得掺混30%SAF的航煤在碳成本上比传统航煤低5%~8%。2024年5月，中共中央办公厅、国务院办公厅联合印发《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》，从17个方面推动全国碳市场优化，进一步为SAF产业发展铺路。在多重利好下，预计2030年我国SAF市场需求将达310万吨，为产业链各环节带来巨大机遇。

我国SAF生产现状及发展难点

随着我国“双碳”目标推进、欧盟2023年9月批准SAF定义分类与掺混比例法规、英联邦国家明确SAF添加要求，以及IATA推动的2027年航空业强制添加SAF并征收碳税的政策落地，我国SAF大规模商业化生产已迫在眉睫。

目前，美国材料与试验协会（ASTM）认证的SAF生产技术路线共11条，其中油脂加氢工艺（HEFA）、生物质气化—费托合成（G+FT）、醇制航煤（ATJ）、二氧化碳捕集加氢及糖平台技术，是未来SAF增量的主要来源。2035年前，HEFA路线因技术成熟、经济性较好且具备商业化运营基础，仍是主流选择，全球已有数十套相关生产装置运行，我国亦采用该路线，以废弃油脂为原料生产HVO（生物柴油）与SAF。

国内SAF产业已初步形成产能布局，镇海炼化、易高生物化工科技、山东三聚、君恒集团、嘉澳环保、海科化工等6家企业已实现SAF生产，其中镇海炼化、君恒集团、嘉澳环保、山东三聚4家企业获中国民航适航认证，镇海炼化生产的SAF成功加注国产C919民航客机并完成试飞。此外，海南环宇、扬州建元、安徽邑晟、飞天石化等企业，也通过HEFA路线生产HVO。

尽管产业发展势头良好，但当前HEFA路线生产HVO与SAF仍面临四大核心难点：

一是原料短缺制约产能释放。HEFA路线是目前唯一技术成熟、经济性优且可商业化运营的路线，叠加未来航空业对SAF的庞大需求，我国SAF生产高度依赖废弃油脂原料。虽然我国是全球最大废弃食用油生产国，每年可收集量超500万吨，但部分废弃油脂还需供应油脂化工、表面活性剂、增塑剂等行业，有限资源难以满足SAF工厂满负荷生产需求。

二是原料质量影响生产稳定性。废弃食用油脂回收呈现“点多、面广、线长、量少”特点，从千家万户收购的原料中，含有磷脂、氯离子、金属离子等杂质，且原料来源、成分存在不确定性、多变性、复杂性、地域性与季节性差异，给净化预处理带来极大挑战。国内多数运行时间较长的工厂，均遭遇过因原料杂质含量高导致的问题，如加氢装置催化剂中毒、结焦、板结、泥化，床层压力增大，运行周期短则40天、长则

数月，无法连续稳定生产。同时，氯离子在加氢过程中生成盐酸，会腐蚀生产设备；高磷含量会导致催化剂失活、反应器床层结焦，进一步影响装置正常运行，而现有废弃油脂预处理工艺尚未从根本上解决原料净化问题。

三是原料成本高企挤压利润空间。用餐厨废弃油脂生产HVO与SAF，兼具“防止地沟油污染环境、回流餐桌”与“生产绿色可再生能源、实现碳闭环”的双重环保价值。欧盟在可再生能源政策中，对以废弃油脂为原料生产的生物燃料给予“双倍碳积分”奖励，等效于其他原料生产的生物燃料的两倍，这一政策促使我国废弃油脂加工成的工业级混合油（UCO）大量出口欧盟，导致国内SAF原料供应更加短缺、价格持续上涨且居高不下。尽管我国2024年11月取消了UCO出口退税，但海关数据显示，UCO出口量仍在增加、价格继续走高，严重影响国内生物质燃料生产企业的成本控制与利润水平。

四是工艺与设备适配性待优化。当前HEFA路线生产生物质燃料多采用固定床加氢模式，部分工厂沿用柴油加氢的工艺路线与催化剂，且各工厂反应器形式、催化剂及级配方案存在差异。由于油脂原料与石化柴油性质不同，各工厂在产品收率、辅料消耗、空速等关键指标上差距明显，亟须进一步完善、改进工艺路线，探索最优运行条件。

HEFA路线生产SAF的工艺完善、创新及发展思路

天然油脂与化石燃料在核心性质上存在本质差异，精准掌握其特性是针对性优化生产设备、革新工艺路线的前提，更是实现生物质燃料（如SAF、HVO）高质量、低成本量产的关键。

1.天然油脂的六大核心特点

一是高不饱和程度：碘价范围在70~110克碘/100克，远高于化石

原料，意味着加氢反应需求更高，需针对性设计反应条件。

二是高氧含量：天然油脂氧含量约11%，显著超过石化柴油原料0.1%的氧含量指标，对脱氧工艺的效率与深度提出严格要求。

三是集中的碳链分布：碳原子数多集中于C_{16}和C_{18}，且均为偶碳结构，碳链分布的规律性为产物组分调控提供了便利。

四是低杂质基数：几乎不含硫、氮等有害杂质，芳烃含量极低，从源头降低了后续脱硫、脱氮等净化工艺的负荷。

五是固定的氧存在形式：氧主要以羧酸、甘三醇结构存在，化学形态稳定，为定向脱氧反应路径的设计提供了明确靶点。

六是国内原料的特殊杂质问题：国内常用的废弃油脂（如地沟油）中，金属离子、氯离子、磷含量较高，成为影响设备寿命与催化剂活性的关键痛点，需专项优化预处理工艺。

2.国内HVO、SAF工厂反应器类型

当前，国内HVO、SAF生产工厂的核心设备—加氢反应器，主要分为两大类型，不同类型需结合天然油脂特性进一步优化以匹配生产需求：

第一类型是固定床反应器：包括下流式、上流式两种主流形式，具有操作稳定、产物纯度高的优势，但需针对天然油脂高不饱和、高氧含量的特点，优化物料分布与反应温度梯度，避免局部反应过于剧烈。

第二类型是分段进料式反应器：通过分段进料实现反应负荷均匀分配，可缓解单一进料导致的床层热点问题，更适配天然油脂加氢过程先脱氧、后改质的多步反应需求，需进一步优化各段进料比例与反应参数。

3.工艺创新方向

针对天然油脂特性与现有生产痛点，国内科研机构与企业已探索出多项创新技术，为HEFA路线升级提供方向：

（1）非硫化态催化剂加氢工艺（中科院青岛能源与过程研究所）：具有投资少、空速大、无需注硫、无硫黄回收装置、反应压力低（仅

3MPa）的优势，已完成上千小时中试评价。

（2）沸腾床加氢反应器（中国石化大连院）：可适应高杂质地沟油原料，提升原料适应性与生产稳定性。

（3）液相床加氢工艺：突破传统气相床加氢模式，使反应器床层温度均匀，避免局部过热，尤其适配高碘值不饱和烃的加氢反应。

（4）原料净化预处理工艺（国内某油脂研究院）：针对废弃油脂杂质问题，优化预处理环节，提升原料纯度。

（5）固定床加氢工艺与新型催化剂（中国石化石科院）：改进传统固定床工艺，研发适配天然油脂的新型加氢精制催化剂，提升反应效率与产品质量。

（6）原料油有机氯脱除工艺（中国石化大连院）：解决氯离子导致的设备腐蚀与催化剂中毒问题，保障装置长周期运行。

4.拓展原料市场

一是废弃动物油脂，如屠宰场副产物；二是硬脂酸，工业级脂肪酸衍生物；三是微藻油，可持续性强、油脂含量高的新型原料；四是脂肪酸，工业提纯产物，可直接用于加氢；五是非食用木本油子，如麻风树籽油，不与粮食争地，环保性突出。

结语

未来，生物质燃料（SAF/HVO）产业需持续以天然油脂特性为核心出发点，聚焦三大方向突破：一是工艺与催化剂革新。深化加氢工艺路线优化，研发更适配天然油脂高不饱和、高氧特性的高效催化剂，进一步降低反应压力、温度等能耗指标；二是“瓶颈”消除。针对原料供给、生产成本、杂质处理等核心“瓶颈”，通过技术迭代与产业链协同，提升原料利用率、降低单位生产成本；三是产业价值落地。以高质量发展为

目标，推动SAF在航空业的规模化应用，助力航空业碳减排目标实现，为我国“双碳”战略落地提供坚实的能源支撑。

原载
2025年第11期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
宋玉春

我国化工行业产能、市场及细分领域发展趋势分析

王卉春（中国石化化销华北分公司）

产品供应过剩在当前化工行业已成为一种普遍且短期内难以扭转的态势。2024年，全球乙烯产能预计新增400万吨/年，总量攀升至2.32亿吨/年，值得关注的是，所有新增产能集中在中国与中东地区。在24种主要化工产品范畴内，仅PE（聚乙烯）、PX（对二甲苯）的产能消费比低于100%，醋酸乙烯等10种产品的产能消费比已突破140%，其中EO（环氧乙烷）、SBS（苯乙烯-丁二烯嵌段共聚物）更是高达约190%，CPL（己内酰胺）、丁醇、丁基等产品的年产能增速依旧保持在20%以上的高位。

过去十年，页岩气革命的浪潮及中国煤化工产业的蓬勃兴起，深刻重塑了乙烯原料结构。蒸汽裂解在乙烯生产中的产量份额由49%滑落至39%，乙烷的份额则从31%上扬至39%，煤/甲醇路线占比亦提升至8.4%。从成本角度考量，石脑油路线生产乙烯的单位成本相较纯乙烷裂解路线高出约2000元/吨至2500元/吨，这使得乙烷裂解路线在过去一段时期内的成本竞争优势愈发凸显。

据预测，到2025年国内24种主要化工产品产能将增长8%，然而需求增长仅能达到5%，由此导致产业链供需结构性矛盾加剧，市场竞争也随之趋于白热化。具体而言，醋酸乙烯等7种产品的产能消费比将超

过150%，并且在产能消费比高于100%的产品群体中，仅有腈纶、己内酰胺、邻二甲苯、SBS等产品的需求增长率能够超越产能增长率。此外，化工新材料开发速度慢，大宗基础产品供应过剩与高端专用产品供给不足的矛盾仍将在未来较长一段时间内成为制约行业高质量发展的突出矛盾。

我国经济与化工行业整体趋势

拉动消费需要新引擎。近年来，尽管汽车行业发展迅速，2023年，汽车行业总产值达11万亿元人民币，占GDP近10%，首次超过房地产成为中国的第一经济支柱，但目前新能源汽车总产能已达1400万辆/年，整体处于亏损，产能利用率不足70%，已进入深度结构调整期。未来仍需依靠房地产止跌回稳，拉动家居、家电、家装等相关行业齐头并进，提振消费扩大内需。

投资利好值得期待。2024年，我国投资延续规模扩张、结构优化的发展态势。在大规模设备更新和消费品以旧换新等各项存量和增量政策实施下，重点产业投资增长较快。2024年前三季度，制造业投资同比增长9.2%，比整体投资高5.8个百分点。航空航天、电子通信等领域投资快速增长，化学原料和化学制品制造业投资同比增长10.1%，预计后期在政府投资带动放大作用发挥下，化工品终端消费或有一定改善。

出口增长面临压力。在国内供过于求趋势愈加明显的同时，我国出口增长也面临压力。2024年，海外补库周期开启，国内出口触底回升，1月至9月出口同比增长4.3%。但全球制造业PMI（采购经理指数）已连续三个月回落并处于收缩区间，海外经济景气度降温，部分商品补库接近尾声。美国候任总统特朗普多次发布激进的关税保护措施言论，预计将较大程度直接影响塑料制品、家电、玩具、纺织服装等多种对美产品

出口，并对墨西哥转口或生产的轮胎、汽车等产品造成间接影响。未来几年，我国新能源行业的电动汽车、光伏产品等面临美欧加征高额关税风险，出口恐将受到较大影响，需通过汇率对冲、转口与出海等方式对冲高额关税影响。

石脑油路线成本下降，轻烃路线成本优势明显。由于车辆能源结构加速转型，预计2025年综合替代汽油消费量达到3577万吨，综合替代柴油消费量达到2863万吨，在成品油需求即将达峰形势下，石脑油供应量有望增加，石脑油路线成本预计下降。同时，对乙烷、丙烷等轻烃原料的旺盛需求或推动其价格上涨，轻烃路线成本优势逐渐减弱。尽管从上述情况判断，石脑油路线及轻烃路线成本会逐渐趋同，但在很长一段时间内，石脑油路线成本仍将承压，在市场竞争中处于劣势，乙烯原料路线的成本预计维持石脑油＞MTO（甲醇制烯烃）＞进口丙烷＞CTO（煤制烯烃）＞乙烷的状态。未来几年，中国石油、万华、卫星、盛虹、宝丰等国内乙烷原料路线、CTO路线改造及新装置陆续投产，低成本乙烯产能将增加近40%，达到3520万吨/年，国内低成本乙烯产能占比将提高到约40%。国内生产工艺的不断改进与多样化发展，导致市场竞争格局愈发激烈，并对依赖石脑油工艺的企业构成严峻挑战，增加了其主导市场走向的难度。

总体来看，出口海外拓渠道、高端发展调结构、工艺优化降成本、产业链套保抗风险，是未来一段时间内化工行业突围破局的关键。出口海外是平衡国内溢出产能的重要渠道。化工行业可进一步挖掘东南亚、南亚、南美、非洲等新兴市场发展机遇，不断拓展海外渠道，缓解国内供需矛盾。高端产品顶替进口仍然任重道远。自上世纪八十年代以来，欧美等发达国家把化工新材料的创新与发展作为国家战略，与之相比，我国起步较晚，仍需稳步推进工艺技术、催化剂等基础领域的研发迭代，促进化工新材料持续发展。全面优化降本是必然选择。基础产品全面过

剩情况下，成本竞争将日趋激烈，企业需进一步探索工艺路线优化与创新，降低装置生产成本，同时加强原料采购、生产过程、物流发运等全流程统筹，从供应链整体视角降本减费，增加竞争优势。产业链套保规避市场扰动风险。当前地缘政治博弈激烈，国际局势持续复杂多变，市场扰动因素增多，化工产品金融属性逐渐加强。生产企业利用产业链套保锁定利润，已经成为防范化解自身风险、保障生存发展的必要手段。我们认为，未来一段时间内，我国化工行业面临的供过于求局面或将持续存在，难以根本扭转。化工行业拼投资、拼规模的粗放内卷式发展模式将难以为继，以创新驱动、加快发展新质生产力的做强做优发展模式将为行业发展注入新动能。

我国聚烯烃新增产能将放缓

长期来看，我国聚烯烃新增产能将呈现明显放缓趋势。2025年，聚乙烯总体扩能770万吨/年，聚丙烯总体扩能575万吨/年，总产能超1亿吨/年。随着聚乙烯、聚丙烯产能的不断扩大，下游需求跟进不及预期，供大于求的矛盾愈发突出，预计市场低迷状态难有改观。2025年，LDPE（低密度聚乙烯）预计消费略有增加，增速约为4.9%，增量主要来自于包装及日用行业，盈利能力较好；HDPE（高密度聚乙烯）消费增速预计3.2%，增量主要来自于中空瓶及电缆护套行业；LLDPE（线型低密度聚乙烯）消费增速预计4.8%，增量主要来自包装领域。PP（聚丙烯）表观消费量预计4000万吨左右，产能消费比将高达138%，有望实现净出口。

针对聚烯烃行业供过于求发展现状，预计未来将呈现基础产品国际化、高端产品差异化、产品循环低碳化三大趋势。未来几年，东南亚和印度石化产品消费增速或显著好于其他市场，吸引全球各地资源流入，

也为我国石化产品留下了增长空间，2025年聚烯烃出口量预计突破200万吨。积极谋求高端差异化发展。茂金属聚烯烃、超高分子量聚乙烯、POE（聚烯烃弹性体）等高端聚烯烃被广泛应用于汽车、医疗、包装、建筑等多个领域，发挥着至关重要的作用，但目前国内缺口巨大。2023年，高端聚烯烃的国内表观需求量约1500万吨，自给率仅为56.7%。其中，POE全部依赖进口，茂金属聚乙烯对外依存度超过90%，国产替代进口高端聚烯烃有大量投资机遇及巨大发展潜力。新组建成立中国资源循环集团，进一步落实中央健全绿色低碳循环发展经济体系决策部署。据测算，2023年，我国约4300万吨废塑料被焚烧或填埋，如果其中50%能够实现化学循环，相当于开发了一个超过6000万吨的油田。我国目前塑料回收率仅在30%左右，提升空间巨大，且国内环境承载力已达极限，亟待创新驱动构建废塑料化学循环产业链，以推动碳减排及再生循环利用发展，助力碳达峰碳中和目标实现。

合成橡胶产能严重供大于求

未来几年，全球合成橡胶需求量将有所增加，但仍将处于严重的供大于求状态。2025年，全球顺丁和丁苯橡胶新增产能分别为29万吨、28万吨，主要在我国。届时国内顺丁橡胶产能将达到224.2万吨，而表观需求预计仅为142万吨，产能消费比将达到156%。丁苯橡胶产能将达到206.5万吨，表观需求预计为152万吨，产能消费比达到136%。

目前我国合成橡胶存在产品同质化严重问题，高附加值产品占比较低，多种特种高性能产品长期依赖进口。随着国内轮胎企业海外建厂步伐加快和新能源汽车快速发展，可通过政策引导和技术支持，促进企业提升产品质量和品牌竞争力，打破同质化竞争，实现企业的可持续发展。顺丁橡胶方面，预计国内顺丁橡胶通用牌号BR9000需求量的增速将有

所放缓、占比也会下降。稀土顺丁橡胶、支化顺丁橡胶和低顺橡胶等高性能专用品种的需求量将逐年提高。因此，未来新上装置主要为镍系/稀土柔性顺丁橡胶装置，从而满足下游轮胎行业抗湿滑性好、滚动阻力低和耐磨性好的综合性、绿色环保的需求。另外还会新建锂系顺丁橡胶装置生产低顺橡胶，满足下游树脂行业HIPS（高抗冲聚苯乙烯）及本体法ABS（丙烯腈、丁二烯、苯乙烯的三元共聚物）的改性需求。丁苯橡胶方面，装置产能结构优化将更明显，绿色环保高端原料溶聚丁苯橡胶的需求量逐年提高。未来新上装置主要为溶聚丁苯橡胶装置，以满足下游轮胎行业综合性能高、绿色环保的需求。随着我国合成橡胶自给率不断提升，贸易地位将由主要进口国向主要出口国转化。

芳烃产业链供需呈现紧平衡状态

苯及下游产品方面，由于大炼化项目投产较多，纯苯产能增长加快，但仍呈现供小于求形势，需要大量进口。2024年底投产116万吨/年产能基本在2025年放量，同时2025年纯苯预计新增产能192万吨，环比2024年进一步增加。下游苯乙烯新增产能投放节奏放缓，苯酚装置投产稍多，但与纯苯装置投放节奏存在阶段性错配；同时韩国纯苯资源持续增加，2025年上半年纯苯供应偏紧局面有望缓解，预计高盈利空间有所收窄。

苯乙烯方面，供应压力仍然较大，由于近三年产能扩张明显，虽然2025年有所放缓，但是无法扭转过剩局面，产能过剩进一步加剧；预计未来5年苯乙烯及主要下游PS（聚苯乙烯）、ABS、EPS（可发性聚苯乙烯）等均进入供应饱和或部分过剩格局，行业洗牌和优胜劣汰历程不可避免。

苯酚丙酮方面，未来5年，苯酚丙酮集中投放新增产能，扩能规模

分别达到425万吨/年、135万吨/年，同时，主力下游双酚A/PC也将陆续投产，呈现上下游一体化发展趋势。由于供应增速整体高于消费增速，行业逐步趋于供需相对平衡态势，进口依存度进一步下降。

PX方面，2025年无新增产能，国内现有装置开工率将维持高位，商品量将会继续攀升，但下游PTA新增产能较多，且国内聚酯及其下游将平稳增长，供应增长不及需求，导致PX仍需大量进口。全球PX供应充足，市场价格竞争或进一步加剧。

PTA方面，供应压力不减，市场价格承压明显。2025年计划新增产能1140万吨，投产后产能将超过9500万吨，供应增幅远超需求端，本就羸弱的基本面更加脆弱，累库压力上升。预计PTA产能将进一步向聚酯龙头企业集中，市场转入有序竞争。

整体来看，芳烃供需呈现紧平衡状态，全球芳烃产能扩张放缓，而需求保持增长。未来预计芳烃行业市场集中度进一步提高，产业链一体化趋势加强，企业需通过优化产业链布局，积极进行上下游延伸来提高抗风险能力及市场竞争力。

烯烃产业链规模化趋势明显

乙烯方面，预计我国乙烯产能仍将继续扩张，成本压力缓解带动下游盈利有所恢复。2025年，我国乙烯产能预计6338万吨，2030年预计超过8000万吨。拟在建装置中，基本都为炼化一体化项目，规模化趋势明显，有利于降低整体运行成本。同时，由于下游装置多为一体化配套，乙烯仍以企业自用为主，可能会因投产时间不同步，造成阶段性乙烯供应增加。2025年，预计乙烯表观需求量约5100万吨，产能消费比约124%。主要下游仍为聚乙烯，需求份额占比超过60%，在包装、日用等下游领域的需求推动下，预计比2024年略有提升。随着国内石脑油价格

下探，乙烯下游盈利或有所恢复，乙烯链边际效益将略有回升。

丙烯方面，预计未来产能扩展放缓，供需矛盾逐步缓解。2025年，我国丙烯产能预计8622万吨，2028年预计超过9600万吨，PDH（丙烷脱氢）项目仍是丙烯行业主要的产能增长工艺。目前西北地区出台新的碳排放双控意见，为该地区煤化工资源腾挪出发展空间，未来西北地区丙烯供应将逐步增长。2025年，预计丙烯表观需求量约为5800万吨，产能消费比约147%。主要下游仍为聚丙烯，需求份额约为60%。随着聚丙烯出海增多，丁辛醇、丙烯腈、酚酮等下游产能显著增长，供需矛盾有所改善，产业链逐渐趋于健康发展。（文中部分数据引用自中国石化经研院、隆众石化网、《中国能源报》等）

原载
2025年第1期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
王一冰

乙烷裂解制乙烯的优势与挑战

隋谨伊　吕晓东　张　晨（中国石化经济技术研究院）

当前，我国石化行业正处于新一轮高速扩能周期。随着国内乙烯产能规模迅速扩大，产业链的竞争也越发激烈。同时，受地缘政治冲突等因素影响，国际原油价格大幅波动。高企的原料价格使全球乙烯裂解成本持续居于高位，尤其是以石脑油裂解为主的国家和地区。来自成本端的压力对利润空间形成挤压，国内绝大多数裂解装置面临巨大的亏损压力。2024年，日本石脑油与东北亚乙烯裂解价差降至200美元/吨，远远低于盈亏平衡水平。在这一环境下，以卫星化学为代表的民营企业却逆市而上。卫星化学年报最新数据显示，2024年，卫星化学归母净利润达60.72亿元，比上年增长26.77%，创历史新高。乙烷裂解的经济性优势刺激了大批国内企业布局乙烷裂解路线。

国内乙烷裂解项目布局加快

随着裂解生产工艺的进步，裂解原料逐渐朝着多元化、轻质化发展。同时，为应对油品消费达峰和化工市场竞争压力，越来越多的民营企业选择非一体化路线。近年来，国内乙烷裂解项目发展迅猛。自2019年国内首套乙烷裂解装置投产以来，国内乙烷裂解（含干气乙烷及乙丙烷混合裂解）项目产能规模已超500万吨/年。其中，中国石油兰州石化长庆

80万吨/年乙烷制乙烯项目、独山子石化塔里木60万吨/年乙烷制乙烯项目均采用自有油田伴生气资源；华泰盛富通过提取炼厂气中的轻质组分作为裂解乙烯原料；新浦化学、卫星化学则主要利用进口乙烷资源生产乙烯等下游化工产品。以这些企业为代表的乙烷裂解生产商已成为国内乙烯市场不容忽视的重要参与者。

截至2024年，我国乙烯生产路线中乙烷裂解产能占比已提升为8%左右；石脑油裂解路线仍是最主要的乙烯生产路线，占比70%左右；煤制烯烃路线，占比12%左右；甲醇制烯烃路线占比5%左右。预计2030年前后，国内仍有超600万吨/年乙烷裂解装置上马，涉及中国石油、万华化学、华泰盛富等多家企业，总产能将超1000万吨/年。此外，还有大量乙烷裂解项目处于规划中。

高油价下乙烷裂解经济性优势凸显

生产乙烯的原料主要包括乙烷、LPG（液化石油气）等轻烃资源及石脑油等油类资源。其中，石脑油、LPG价格与原油价格高度相关，乙烷受天然气价格影响较大，价格基本受北美供需面驱动。2022年以来，受地缘政治、欧佩克减产等多因素影响，国际油价长期在80美元/桶以上高位震荡，推动石脑油、LPG价格迅速上涨。高企的原料价格及疲软的下游需求使国内石脑油裂解价差迅速收窄。2024年，日本CFR（成本加运费）石脑油均价674美元/吨，与东北亚乙烯裂解价差仅为200美元/吨左右，远远低于裂解装置盈亏平衡水平。相比之下，北美页岩气革命爆发以来，当地天然气及伴生乙烷产量迅速增长，美湾乙烷价格相应地大幅回落。2024年，美湾乙烷现货价格仅为19美分/加仑，约140美元/吨。据此折算，乙烷裂解制乙烯成本要比石脑油裂解制乙烯成本低1000~2000元/吨。

进口乙烷裂解路线面临多重挑战

资源及成本

从乙烷供应情况看，全球乙烷资源主要集中在北美和中东两大区域，供应占比超85%。其中，中东乙烷资源主要来自沙特和卡塔尔的常规天然气田，乙烷含量通常较低，主要满足当地乙烯生产；美国得益于国内页岩气的丰富储量，是全球最大的乙烷资源国，占全球乙烷产量的50%，同时也是目前全球唯一的乙烷跨区出口国。2024年，美国乙烷出口规模在1000万吨左右，资源主要流向中国、欧洲、印度及加拿大市场。未来，除中国外，全球还有大量以乙烷为原料的裂解项目正在建设或规划，包括比利时INEOS项目（145万吨/年）、加拿大陶氏项目（128.5万吨/年）、印度GAIL中央邦项目（150万吨/年）等新建项目，以及越南新龙山（50万吨/年）、印度信实（90万吨/年）等改造项目。预计到2030年，美国乙烷出口规模将达1500万吨左右。考虑到美国核心产区天然气产量增长放缓等影响，美国乙烷供应充足的局面或将有所转变。美湾乙烷价格（MontBelvieu）将出现大幅度上涨，届时涨幅或超过50%，进口乙烷裂解成本优势将被大幅削弱。

同时，进口资源未来必然会面临贸易政策、地缘政治等因素带来的冲击。进口乙烷裂解装置的成本甚至是生存，已成为市场最关注的问题。若对美进口乙烷加征125%的关税，国内进口乙烷裂解路线成本将提升4000~5000元/吨，远远超出石脑油裂解路线成本，届时进口乙烷路线将彻底失去成本竞争力优势。目前，部分企业正计划通过争取豁免、进料加工、换货等方式规避对美加征关税的不良影响，但后续实施不确定性因素较多。整体来看，中国等市场的部分损失或将影响美国乙烷的出口，进而拖累美国乙烷短期现货市场价格，但预计仍难以对冲高关税带来的影响。

配套设施

当前，美国有三大乙烷出口设施，全部服务存量出口合同。位于宾夕法尼亚州的MarcusHook出口能力为140万吨/年左右，主要服务英力士、博禄；位于得克萨斯州的Morgan’sPoint出口设施主要服务印度信实、英力士、沙特基础工业公司等；位于得克萨斯州的OrbitTerminal（Nederland）由卫星化学与EnergyTransfer合资创立，卫星化学具有优先使用权；2019年由美国能控公司出资建立的专用于出口亚洲的MartinTerminal，目前由于资金问题处于搁置状态。

未来，OrbitTerminal有750万吨/年的扩能计划，但具体产品尚未确定；EnterpriseProductsPartners也计划在得克萨斯州建设120万吨/年的乙烷出口设施，计划于2025年下半年投入运行。即便如此，目前美湾地区出口能力仍无法满足在建及规划乙烷裂解项目的需求。

运输船只及航线

液化乙烷对运输要求十分严苛，国际上一般采用超大型乙烷船（VLEC）进行运输。目前，全球VLEC生产商主要包括韩国HD现代、三星重工、江南造船厂等公司。VLEC建造工艺复杂，单艘船的造船周期最短为28个月。目前，江南造船VLEC订单39艘，交船期已排至2027年。国内企业已通过多种途径打破乙烷运输壁垒。比如卫星化学与国际船运公司合作以租赁形式获取船只资源。根据克拉克森数据，卫星化学租赁运营VLEC共计14艘，租赁期限15年；万华化学设立合资公司委托造船订单。2022年万华化学委托江南造船订造了3艘9.9万立方米VLEC，2艘船已于2024年交付，另外一艘船预计于2027年交付。

运输方面，美国船运乙烷现有航线主要为“美欧航线”、经苏伊士运河的“美印航线”“美巴航线”及经巴拿马运河的“美亚航线”。巴拿马运河作为连接美国东海岸和远东之间的主要航线，正常每日船只通行数量为3035艘。VLEC属于新巴拿马级船只，随着亚洲地区对进口乙烷资

源需求增长，巴拿马运河短期内难以承接大量VLEC船只通行，可能进一步加重巴拿马运河货运拥挤状况，届时或将有部分船只被迫绕行苏伊士运河甚至好望角，其运输成本也将因此大幅上涨。

原载
2025年5月7日《中国石化报》第5版

责任编辑
雷　蕾

化工新材料：石化产业新增长引擎

阎茹钰（中国石化报社）

当前，我国石化产业“内卷”激烈，正经历从“规模竞争”到“价值竞争”的深刻变革。

在日前举办的第三届石化产业高质量发展论坛上，与会专家围绕石化产业“十五五”发展建言献策，认为“十五五”期间化工新材料将成为石化产业新增长引擎，重塑产业结构、技术路径与市场格局，在新兴产业、未来产业领域展现出广阔的应用前景。

从“红海”奔赴“蓝海”，万亿元级赛道开辟转型新空间

“十五五”时期，具身智能、低空经济、智能/无人驾驶、新能源等战略性新兴产业和未来产业将成为化工新材料新的增长动力源。预计到2030年，我国化工新材料总产值将达到2万亿元，自给率维持在80%以上。

中国石油和化学工业联合会党委书记、会长李云鹏说，建设现代化石化产业体系，是“十五五”时期我国石化产业的主要目标之一，是建设世界石化强国的重要基础。

经过多年努力，我国已成为石化大国，市场规模超过全球总量40%，是全球最大石化产品生产和消费国。2024年，我国炼油、乙烯（含煤制

烯烃）、对二甲苯（PX）产能分别为9.3亿吨/年、5394万吨/年、4276万吨/年，分别占全球的1/5、1/4、1/2，均居世界第一。

然而，规模持续领先的背后，我国石化产业正面临成长的“烦恼”。

这里是一片“红海”。目前，石化产业基础产品供过于求与高端产品供给不足的结构性矛盾尚未根本破解，“内卷式”竞争侵蚀着产业发展活力。2024年，我国石化产业实现营业收入16.2万亿元，比上年增长2.1%，利润总额却下降8.8%，石化产品价格持续低位，“大而不强”严重影响产业高质量发展。

这里也在孕育一片“蓝海”。“十四五”期间，化工新材料产业飞速发展。2024年，我国化工新材料产量、产值分别比2020年增长69%、85%，产品自给率比2020年提高约10个百分点。但高端聚烯烃、工程塑料、高性能合成纤维、功能性膜材料、电子化学品自给率较低，国产替代空间大。

与会专家普遍认为，“十五五”时期，战略性新兴产业和未来产业将成为化工新材料新的增长动力源。化工新材料将催生数个万亿元级甚至更大规模的市场，为我国石化产业开辟新赛道、实现转型升级提供宝贵机遇。

具身智能。这个被业界视为未来潜在的十万亿元级赛道，其性能突破高度依赖新材料。一个人形机器人轻如鸿毛、坚如磐石的“骨骼”需要超材料，强劲且持久的“肌肉”需要形状记忆合金、聚合物碳基纳米，多功能感知的“电子皮肤”需要可拉伸电子材料……其中，PEEK（聚醚醚酮）材料凭借轻量化、耐疲劳、自润滑的特性，成为机器人“灵巧关节”的关键材料。专家预测，随着人形机器人家用市场的逐步普及，PEEK等核心材料的市场空间将实现十几倍的增长。

低空经济。2024年，低空经济被正式列为战略性新兴产业，涵盖低空基建、低空旅游、工业巡检等多元应用场景，2023年市场规模已达

5059.5亿元，且增长势头迅猛，预计2035年将达到3.5万亿元。这一领域对材料的轻量化、高强度、耐候性要求极高，核心材料需求集中在碳纤维复合材料、固态电池材料、高性能纤维、高性能工程塑料等品类。以eVTOL（电动垂直起降飞行器）为例，其机身结构中碳纤维复合材料的重量占比超70%。碳纤维不仅能大幅降低机身重量，而且能增强结构稳定性，成为低空飞行器制造的核心材料；固态电池材料则通过提高能量密度与安全性，解决低空装备的动力续航问题。

智能/无人驾驶。2025年，L4级自动驾驶加速商业化，“车路云一体化”成为智能网联车产业发展的关键。高频高速树脂满足车载雷达、通信系统的信号传输需求，确保数据传输的高速与稳定；高性能工程塑料凭借优异的耐热性、抗冲击性，广泛应用于汽车内饰、结构件制造；固态电池材料是提升自动驾驶汽车续航与安全性的核心，可有效降低电池起火风险；可降解环保内饰材料契合汽车产业绿色发展趋势，减少环境污染。据测算，到2030年，智能/无人驾驶市场规模将达1910亿元。

新能源。当前钙钛矿光伏技术成为新能源领域热点，其理论转换效率单结电池超30%、叠层电池超40%，且具备柔性可弯曲、弱光性能好的特点，有望颠覆传统光伏产业格局。目前，化工企业正在为钙钛矿量身定制下一代POE（聚烯烃弹性体）产品。

中国化工信息中心有限公司咨询事业部资深项目总监张松臣认为，当前，我国化工新材料正朝着高端化、差异化迈进，未来2至3年将是重要的窗口期，预计到2030年，总产值将达到2万亿元，自给率维持在80%以上，产业竞争力将实现质的飞跃。

破局“卡脖子”，推动科技创新和产业创新深度融合

我国化工新材料产业的竞争模式存在明显短板，缺乏高端产品和关

键能力，与国外先进水平普遍存在技术代差。科技创新与产业创新的深度融合是破局关键，同时，需要更新产业发展理念、进行模式革新。

尽管前景广阔，化工新材料产业同样也面临诸多发展困境。张松臣指出，我国化工新材料产业的竞争模式存在明显短板，多数企业仍以价格竞争、应对快速、上量迅速等方式参与全球竞争，缺乏高端产品和关键能力，导致供应链和产业链上游的核心技术受制于人，产业发展的“卡脖子”问题突出。

中国石化经济技术研究院市场营销研究所研究员袁学玲表示，新材料平均培育周期长达15年以上，需要长期持续的技术积累才能使产品趋于成熟并获得市场认可。我国化工新材料起步晚，与国外先进水平普遍存在技术代差。这种代差不仅直接体现在产品性能稳定性上，更成为导致国内外产品品质差距的重要根源，进一步加剧了高端市场突破的难度。

在PEEK领域，技术代差近30年。我国牌号少且多为中低端产品，医疗级PEEK生物活性改性、连续碳纤维增强CF/PEEK复合材料等高端技术被国外垄断。我国PEEK产品质量稳定性差、核心原料纯度不足、工艺控制不稳定，同时，下游市场开拓迟缓，客户认证周期长，其中，医疗领域需要4至10年、航空航天领域需要3至5年。

在碳纤维领域，高端替代道阻且长。对外依存度高，在军用无人机、卫星支架等高端装备领域，高强高模高碳碳纤维九成依靠进口。质量存在差距，我国碳纤维原丝质量稳定性有待提升。应用数据积累不足，日本东丽有海量极端环境下的性能数据，而国产碳纤维几乎从零开始。下游认证难度大，缺乏权威第三方认证，客户对国产产品信任度低。

在光刻胶领域，自主之路挑战重重。我国ArF光刻胶（主要用在193纳米波长深紫外光刻工艺上，服务7纳米到130纳米制程的集成电路制造）自给率仅有1%，EUV光刻胶（主要用在13.5纳米波长极紫外光刻工艺上，服务7纳米以下制程的集成电路制造）尚未量产，配套材料树脂全

部依赖进口。上游企业光刻胶树脂发展严重滞后下游企业应用阶段，上下游企业协同联动要求高。下游客户对光刻胶的纯度要求极高，认证周期需要2至3年，市场准入门槛高。

面对化工新材料产业的发展困境，科技创新与产业创新的深度融合成为破局关键。中国国际工程咨询有限公司石化轻纺业务部石化处副处长申传龙提出，化工新材料产业需要围绕“四个面向”布局发展，突破瓶颈。

面向世界科技前沿，超前布局新材料。聚焦增材制造、超导、仿生材料、材料基因工程等领域，开展原始创新。面向经济主战场，强化支撑能力。聚焦新能源汽车、新能源装备、绿色建材等领域，提升优势产业国际竞争力。面向国家重大需求，补长材料短板。突破航空航天、电子信息等领域关键化工新材料供应瓶颈，提升产业链关键环节的掌控能力。面向人民生命健康，丰富材料性能。在生物医药、体育休闲等方面，丰富产品结构，实现高端化、差异化、系列化和低成本供应。

此外，产业发展理念与模式革新同样重要。袁学玲指出，化工新材料与大宗化学品的发展逻辑截然不同，核心追求应从“成本控制”转向“追求品质和质量稳定性”；发展路径要突破“大而全”的规模惯性，转向“精而强”的专业深耕；创新模式要突破“技术模仿”的跟随心态，转向“原始创新”的源头驱动。

为加速突破研发技术壁垒，她建议加大企业、高校、科研院所集中联合攻关力度，构建“产学研用”深度协同的攻关体系；强化源头创新，完善激励机制；通过“并购引进”“本土孵化”双路径获取先进技术；以人工智能引领科学范式变革，缩短技术培育周期。

从“卖产品”到“卖服务”，市场需求牵引产业发展

针对化工新材料的市场导入难题，加强产业链融合是关键，企业须

从单一产品供应商转型为提供系统解决方案的服务商，通过与客户深度协作、共同研发，提前卡位市场，实现从技术到市场的全链条整合。

与石化产业基础产品“内卷”产能不同，化工新材料“卷”的是技术壁垒和市场卡位。

与会专家普遍认为，当前化工新材料发展的困境之一是市场导入难。上游材料生产企业与医疗健康、电子信息、航空航天等高端应用领域缺乏深度耦合，导致产品在研发、应用等环节与下游企业脱节，不能适应灵活的、规模小的定制化模式。

研发与应用的“最初一公里”、产品与市场的“最后一公里”，是破局的关键。

袁学玲认为，加强产业链融合能有效破解市场导入难题。一是政府推动，鼓励大型本土企业对首台（套）装备、首批次材料、首版次软件“先试先用”。二是资本助力，通过入股重组并购等方式深度绑定终端用户。三是提升“卖服务”能力，为下游企业提供材料解决方案。例如，巴斯夫、万华等企业从单一产品供应商转型为提供系统解决方案的服务商，以客户需求为导向，洞察并满足其个性化需求，通过与客户深度协作、共同研发，提前卡位市场，实现从技术到市场的全链条整合。

在2025国际橡塑展上，巴斯夫以“共创共赢”的理念，推出多个合作产品，帮助客户通过更具成本效益的方式实现可持续发展。在汽车领域，与现代起亚合作，推出概念车EV3 Study Car，应用8种可持续材料，包括生物基工程塑料、循环聚氨酯等；与威尔低碳科技合作，共同开发的商用车塑料气罐采用全新聚酰胺材料，重量比铝制气罐轻20%，且生产过程更节能；与泰科电子合作，推出的汽车连接器采用新环保型聚酰胺材料，通过化学回收技术将消费后塑料废料转化为热解油，实现与原生材料相当的性能，同时减少化石资源消耗。

“深度服务客户能全面掌握材料的发展方向，提前布局。”中国石化

经济技术研究院市场营销研究所研究员李超说。过去传统以生产为主的模式，不足以适应市场竞争。只有当上游生产企业深度了解下游客户需求时，才能为新领域提供适配的新材料。例如，聚丙烯玻纤增强及阻燃材料可用于汽车电池包防火隔舱，碳纤维导电改性材料可用于固态电池骨架，聚丙烯酸可用于废水处理。

如今，新需求引领新供给，新供给创造新需求。在与会专家擘画的蓝图中，化工新材料正将美好生活变为现实。化工新材料产业不再局限于提供基础产品，而是通过深度嵌入下游应用场景，提供以材料为核心的整体解决方案，实现从产品供应模式向多功能化、服务型、高值化、体系化、智慧化的全方位跃升。

未来，随着一批具有国际竞争力的世界一流新材料企业崛起，化工新材料将真正成为支撑现代化产业体系、培育新质生产力的关键力量，让中国制造在全球产业链中占据新的制高点。而那些能够快速响应场景需求、与下游应用紧密协同的化工新材料企业，将在“十五五”的竞赛中脱颖而出，成为中国制造迈向高端的关键支撑。

原载
2025年12月30日《中国石化报》第5版

责任编辑
程　强

高性能高分子材料亟待实现自立自强

夏羽青　刘小青　薛群基　王锦艳　蹇锡高　胡　桢　宋　飞　王玉忠　王润国
张立群　黄丽敏　程钰丹　程　薇
（大连理工大学　哈尔滨工业大学　四川大学　北京化工大学　西安交通大学）

国外高性能高分子材料的发展现状

总体来看，目前欧美国家在高性能高分子材料领域处于优势地位，掌握更多原创技术并占据垄断地位。另外，欧美公司普遍重视全球化市场和专利布局，善于利用自身资源优势布局发展相关产业，构建起完善的产业链和供应链。当前，绿色环保和循环回收技术受到越来越多的关注，世界各国近年来也相继发布了多项政策以支持高分子材料可持续发展。这也是高性能高分子材料未来发展的重要趋势之一。

（一）高性能树脂及工程塑料

一直以来，西方发达国家不断扩展聚芳醚、聚酰亚胺等高端高性能树脂及工程塑料的应用领域，如聚醚醚酮（PEEK）具有优异的耐高温、耐腐蚀、耐磨损等性能，在航空航天、生物医疗、机器人等领域应用广阔。美国波音公司的B757民航客机采用玻璃纤维与PEEK复合，以注射成型的方法制备发动机整流罩，该材料具备抗恶劣条件（高湿度、超声振动、高流速）等特点，质量比金属制品减轻约30%，价格降低约90%。在植入性医疗器械领域，已陆续开发出脊柱融合器械、膝关节和髋关节

置换部件、接骨板和髓内钉、颅颌面、种植体等产品，成为应用最广泛的生物医用非金属材料。在机器人等新兴领域，由于PEEK材料满足高强度、轻量化的要求，也显示出较好的应用潜力。2023年，特斯拉汽车公司展示了Optimus Gen 2人形机器人，因采用了PEEK复合材料，在不影响性能的情况下减重10千克，行走速度比之前加快30%。

近年来，发达国家竞相开发耐热等级更高、加工性能优异的新型聚芳醚砜、聚芳醚酮等高性能树脂。美国杜邦公司和德国巴斯夫公司针对PEEK进行了相应的技术改进，开发出耐热等级更高的聚醚酮（PEK）和聚醚酮酮（PEKK）产品，但上述高性能树脂均未解决难溶解、难加工、成本高的问题。目前，国际上应用最广的高性能树脂仍然是聚醚醚酮、聚醚砜等，使用温度均在240摄氏度以下，并且当使用温度超过其玻璃化温度后，机械性能将会大幅下降。

（二）有机纤维

目前，高性能有机纤维领域依然以美国、日本、德国和荷兰为主导。在高性能超高分子量聚乙烯（UHMWPE）纤维方面，荷兰皇家帝斯曼集团是世界上率先形成UHMWPE纤维产业化的公司，也一直是UHMWPE纤维行业的引领者，2022年相关业务被美国埃万特收购。其他生产商还包括美国霍尼韦尔国际公司及日本的东洋纺织株式会社、三井化学株式会社等。在PBO（聚对苯撑苯并二噁唑）纤维方面，1991年日本东洋纺织株式会社购买了道康宁公司关于PBO纤维研究的全部专利，并开始进行独立研发，直到目前，日本东洋纺织株式会社仍然是世界唯一可以规模生产PBO纤维的公司。

有机纤维中最具代表性的是芳纶纤维，其工业化品种主要为对位芳纶和间位芳纶，具有高强高模、耐高温、阻燃等特性，在航空航天、防护装备、交通运输、环境保护、体育器材等领域应用广泛。目前，芳纶的主要生产厂家主要集中在美国、亚洲和欧洲等地区，其中美国杜邦公

司和日本帝人公司拥有规格完整的产品系列，占据了全球主要市场。俄罗斯在技术上另辟蹊径，开发出综合性能更优异的杂环芳纶系列产品，区别于美国杜邦公司的间位芳纶和对位芳纶。

在合成技术方面，以对位芳纶为例，主要有界面缩聚法和低温溶液缩聚法两种。相比之下，低温溶液缩聚法是目前国内外工艺最成熟的合成芳纶纤维方法，其产品质量更稳定，适合大规模合成，但工艺相对复杂，溶剂浪费较多，且溶剂残留对后续纺丝造成不利影响。因此，需对其合成工艺进一步优化，提高分子量、缩小分子量分布宽度；对纺丝工艺进行优化，进一步提升成品率，降低成本，提高竞争力。

（三）生物基树脂及可降解材料

2021年，亚太地区（中国、日本、韩国等）在生物基树脂及可降解材料领域的市场份额为49.9%，占据主导地位；北美（美国、加拿大、墨西哥）占据第二位。目前，PLA（聚乳酸）是全球范围内产业化最成熟、产量最大、应用最广泛的生物基可降解塑料。在PLA的合成方面，技术路线主要有两种：一种是由生物发酵制备乳酸单体，再通过乳酸酯化缩聚合成；另一种是通过齐聚－环化解聚制备丙交酯，再通过开环聚合合成。当前，绝大部分PLA生产均采用丙交酯开环聚合方法。

美国是全球最早研究PLA的国家之一，目前欧美国家的NatureWorks、TCP、Synbra、Hycail等公司已经抢占全球主要的市场份额，美国NatureWorks公司和荷兰TCP公司合计拥有全球73%的PLA产能。在PLA的应用开发方面，1966 年，库尔卡尼等人通过两步法制备了高分子量的PLA，并研究了PLA在体内的降解，发现聚左旋乳酸作为手术缝合线，具有良好的生物相容性和生物可降解性。目前，美国食品药品监督管理局已批准PLA广泛应用于骨科植入物、药物传输等。美国的PLA改性与加工技术较为成熟，可通过定制生产不同的PLA产品，以满足不同性能实际应用需求。

（四）特种橡胶及弹性体

2023年，亚太地区（中国、日本、韩国等）在特种橡胶及弹性体领域的市场份额约占全球的46%，占据主导地位。近年来，橡胶领域的专利主要集中在氟橡胶、硅橡胶等的技术领域，反映出特种橡胶受到全球行业专家的高度关注。

氟橡胶具有优异的耐化学介质、耐高温、耐老化等特性，俗称“橡胶王”。传统的三元乙丙橡胶、丁基橡胶的极限使用温度只有150摄氏度，而氟橡胶可以在250摄氏度下长时间使用，极限使用温度可达300摄氏度。氟橡胶除了耐高温，还具有优异的耐油、耐化学介质、耐酸碱性能，主要用于火箭、导弹、飞机、船舶、汽车等运载工具的耐油密封和耐油管路等特种领域。国外主要生产厂家主要包括美国杜邦公司、明尼苏达矿业及机器制造公司（3M）、意大利苏威集团、日本大金工业株式会社、旭硝子玻璃股份有限公司等。目前，国际上已形成一系列多品种的特种橡胶，美国以聚烯烃类氟橡胶、亚硝基类氟橡胶及用过氧化物硫化的高氟含量氟橡胶、耐低温偏氟醚橡胶为主要产品。

在氟橡胶的合成技术方面，各公司分别采取了不同的交联技术体系。日本信越化学工业株式会社生产的全氟聚醚橡胶采用的是一种铂催化硅氢加成的硫化反应，杜邦公司的产品使用的是碘硫化体系。采用的硫化体系不同，得到的氟橡胶产品具有不同的特性，丰富了氟橡胶在不同苛刻环境中的交联网络结构。近年来，各国在提升氟橡胶性能方面开展了大量研究工作，其中比较常用的方法就是在混炼胶中加入填料以提升硫化胶的各项性能。

我国高性能高分子材料的发展现状

目前，我国在高性能高分子材料方面已建立起比较完备的化工原料－

合成－加工改性－制品应用上下游产业体系，自主开发的聚芳醚、聚酰亚胺、芳纶、氟橡胶等成功应用于航空航天、轨道交通、电子电器、生物医疗等领域，生物基高分子等部分领域与国际处于同一发展水平。

（一）高性能树脂及工程塑料

我国高性能树脂的研发始于20世纪70年代，80年代进行了深入研究和开发，90年代发展较快，取得了突破性进展。目前，我国实现了部分高性能树脂材料由跟跑到并跑并逐步走向领跑的目标，但在高端产品稳定性、系列化和成本等方面依然落后于国际先进水平，尤其在航空航天、新型显示、集成电路、5G通信、人工智能、新能源等领域的产业布局欠缺，相关技术成果转化动力不足。目前，我国的电子级聚酰亚胺薄膜、集成电路封装基板板材均全部依赖进口。

以聚芳醚为例，相关产业已初具规模，部分工业级品种已占据国内近50%的市场份额。1988年，吉林大学在国内率先完成了PEEK（聚醚醚酮）的实验室小试和扩试，2002 年实现了工业化生产，其后，吉林省中研高分子材料股份有限公司、长春吉大特塑工程研究有限公司、浙江鹏孚隆科技股份有限公司和金发科技股份有限公司等也相继实现了规模化生产。近年来，中国科学院长春应用化学研究所首创性地合成了含酚酞结构的可溶性聚芳醚砜（PEESc）和聚芳醚酮（PEEKc），解决了溶解难的问题，但耐热性及化学稳定性有所降低，目前只有小规模的生产。

山东凯盛新材料股份有限公司通过自主研发，已实现PEKK产品的工业化生产。大连理工大学开发的含二氮杂萘酮联苯结构的系列高性能树脂具有耐高温、可溶解等优势，解决了传统高性能树脂不能兼具耐高温、可溶解的技术难题，综合性能优异，是目前耐热等级最高的可溶性聚芳醚新品种，目前正由大连醚太新材料有限公司进行产业化。总体上，我国聚芳醚领域仍存在产业化进程缓慢、市场开拓能力差、产品品种牌号少等问题。

（二）有机纤维

从总体情况看，目前我国芳纶、超高分子量聚乙烯纤维、聚酰亚胺纤维产业已具备一定规模，建立了多个国家及地方研发与技术平台。但由于质量稳定性差、成本高，高性能品种产能均远远无法满足国家整体需求，亟须自立自强。PBO（聚对苯撑苯并二噁唑）纤维抗老化、低成本技术亟须突破和攻关；PIPD纤维，即聚（2,5-二羟基-1,4-苯撑吡啶并二咪唑）纤维，又称M5纤维，则亟须加强前瞻部署。

在芳纶纤维方面，目前我国已孵化出多家纤维制造企业，代表企业为泰和新材料集团股份有限公司，该公司在2004年实现了间位芳纶的产业化生产。其他生产商还包括中蓝晨光化工研究设计院有限公司、中化国际（控股）股份有限公司、中国石化仪征化纤有限责任公司和中芳特纤股份有限公司等。总体上，国内企业产能相对较小，其中以泰和新材料集团股份有限公司和中化国际（控股）股份有限公司为主，是国内目前仅有的两家产能超过5000吨/年的企业。

近年来，关于微反应器在聚合物制备中的应用研究成为热点，在调控产物分子量、分子量分布和组成及优化反应条件等方面展现出巨大潜力。目前，微通道反应器也逐渐开始在芳纶生产中得到应用和推广。未来，芳纶纤维的生产将更加趋于环保、节能、安全、高效。

（三）生物基树脂及可降解材料

我国生物基树脂及可降解材料的品类与产业体系健全，总体生产能力基本能满足国内需求。PLA（聚乳酸）、PBAT（己二酸丁二醇酯和对苯二甲酸丁二醇酯的共聚物）、PCL（聚己内酯）等树脂产能高、产品竞争力强，但如丙交酯等关键单体的制备技术与设备仍依赖进口，亟须突破；生物医用可降解材料技术业已成熟，但产业链尚未完全自立；工业堆肥降解与循环回收等末端处理产业发展较为滞后；国内PGA（聚乙醇酸）、PPC（聚丙烯碳酸酯）、PPDO（聚对二氧环己酮）、PEF（聚2,5-

呋喃二甲酸乙二醇酯）等新型品种的产业化已处于领先地位，非粮生物基技术已展现良好发展势头，均可进行前瞻部署、自强发展。

在聚乳酸及其制品方面，目前我国已占据国内大部分市场份额且产能增长较快。国内的PLA生产企业以金发科技股份有限公司、上海同杰良生物材料有限公司、浙江海正生物材料股份有限公司、浙江友诚新材料有限公司、安徽丰原集团有限公司等为代表。

在技术研发方面，目前国内许多企业正在大力研发丙交酯生产技术，试图攻破聚乳酸产业技术壁垒，打通“乳酸－丙交酯－聚乳酸”全产业链，增强成本优势。面向未来，PLA的化学回收正处于技术探索阶段，目前国内深圳光华伟业股份有限公司、安徽丰原生物技术股份有限公司、四川大学、青岛科技大学等企业和高校均在攻克相关技术。

（四）特种橡胶及弹性体

目前我国通用特种橡胶已实现产业化，产业规模国际领先，性能与国际相当。但也存在产品同质化严重等问题，中高端牌号供给不足，很多特种高性能产品长期依赖进口；在产品质量、工艺创新和环境友好等方面仍与国外存在差距，需重点发展，补齐短板。

近年来，随着国内汽车、机械类产品的高速发展所产生的需求，国内氟橡胶的市场容量比之前增长了10倍以上。目前，国内普通氟橡胶生产企业包括中昊晨光化工研究院有限公司、巨化集团有限公司、东岳氟硅科技集团有限公司等。随着技术升级和新兴行业发展，国内外技术差距缩小，国内纷纷扩大产能。目前，我国已实现通用氟橡胶的稳定供应，产业规模国际领先，性能与国际相当；已完成羧基亚硝基氟橡胶国产化研制和应用，开发系列牌号，材料性能达到国际先进水平。

经过多年发展，我国基本形成了从单体、生胶聚合、胶料配方到工艺、密封应用的全链条氟橡胶研制体系，大幅缩小了与国外的差距，目前仍存在的问题及未来发展方向主要是：耐低温型氟醚橡胶单体低成本

制造技术、氟醚生胶固液分离和洗涤技术、生胶分子化学结构表征技术。

我国高性能高分子材料发展面临的问题和挑战

（一）产业结构尚需调整，高端品种供给不足

总体上，我国高分子材料产业存在通用低端材料供应过剩、高端材料供给不足的问题，尤其是电子电器、生物医疗及航空航天领域用高端品种仍大量从国外进口，在产品质量稳定性、高纯单体合成、循环回收技术等方面与国外相比仍存在一定差距。如在聚芳醚树脂方面，我国已有多家企业生产PEEK、PEKK、PES（聚醚砜树脂）等，工业级产品能满足我国市场需求，但医用产品，如血液透析膜专用PES和骨植入PEEK等材料依然依赖进口。总体上，仿制国外产品质量不稳定，自主创新产品规模不足，深加工制品牌号少。

（二）技术支撑仍需加强，产品应用开发有待拓展

我国高分子材料部分领域技术支撑能力不足，缺少系列化产品开发和产品应用技术开发，重大装备研制投入不足。在芳纶纤维方面，我国对位芳纶产业化水平与国外先进水平仍有较大差距，在产品质量及应用等方面尚待提升。

在聚乳酸方面，目前还存在丙交酯合成及纯化技术与设备尚不能完全自立、PLA循环回收产业布局缺失等问题。在氟橡胶方面，目前全氟醚橡胶还完全依赖进口，缺少超耐低温氟橡胶；总体上存在成本高、产能低、产品质量不稳定、缺乏先进的后处理设备等问题。

（三）原始创新投入不足，前瞻布局尚需加强

我国高分子材料的开发大多是通过对引进技术消化吸收再创新，原创品种较少，整体上缺乏“从0到1”的重大基础理论突破和原创研究，顶层设计有待加强。研发工作往往以产品为依托，必要的科学机理尚未完全

揭示清楚，相关学科的基础研究落后于材料研制与应用，理论支撑不足。部分细分领域，比如生物基树脂及可降解材料，虽然目前研发和生产总体上与国外处于同一起跑线，但在一些引领性新兴品种和非粮生物基技术的产业化方面仍需前瞻布局、自强发展，以抢占未来发展新优势。

（四）产研合作效率较低，标准体系建设有待加强

以聚芳醚酮为例，我国的专利申请以高等院校为主，但高校创新成果转化较低，创新成果难以为企业服务。欧美国家则以生产企业及应用单位申请为主，依托企业内部不断的技术创新，逐步形成技术壁垒，在航空航天、医疗等高技术领域形成市场垄断。同时，我国在标准体系建设方面仍有不足。比如在生物基高分子领域，美国、欧洲等拥有较完备的材料标准体系。目前我国已经具备生物基、生物基复合材料基本术语定义，并制定了生物基测试等一系列相关标准，但相比美国材料实验协会（ASTM）标准，生物降解测试标准尚缺少海水、海沙等自然条件下相关测试方法标准。

（五）循环回收布局不够，绿色发展需重视

目前，绿色可持续发展已成为高分子材料领域的发展主题之一。在“双碳”战略背景下，随着世界各国限塑及禁塑政策的推进，可降解、可回收高分子材料迎来了更多的市场机遇。2022年，美国启动了《国家生物技术和生物制造计划》，拟投入20亿美元发展美国的生物制造。2018年，欧盟委员会发布了《欧洲循环经济中的塑料战略》，以推动塑料回收技术。我国目前工业堆肥降解与循环回收等末端处理产业发展较为滞后，相关技术有待推广。

我国高性能高分子材料自立自强发展思路

针对我国目前产业体系、技术体系的问题和不足，需要重点推进部

分核心单体的合成技术、相关纯化工艺与关键装备自主、关键品种低成本化与规模化制造，促进相关材料在电子信息及航空航天等高端领域的应用。面向未来，需要完善系列品种，建立自立自强的技术和产业体系。

争取到2030年，建立相对完整的技术和产业体系，实现高端牌号自给自足、自立发展；到2035年，实现大部分材料牌号自立自强，初步建成高性能高分子材料强国；到2050年，建成自主牌号系列，实现全产业链自主，达到世界领先水平。

（一）以技术创新引领产业创新

针对高性能高分子材料领域目前存在的薄弱环节和产业链卡点堵点加强攻关，在核心单体规模化低成本制备技术、循环回收技术、高端应用领域产品开发及关键装备自主等方面取得突破，保障源头技术供给，促进关键品种自立。面向未来科技前沿，加强多学科交叉融合，在智能高分子、极端环境高分子、可反复化学循环生物降解高分子、人工智能辅助单体分子结构设计等方向布局一批前瞻技术研究，抢占新一轮科技制高点。推动一批具有自主知识产权的原创品种在国际上形成新优势，为我国高性能高分子材料领域新质生产力发展提供原动力。

（二）推进关键原料保障和高端牌号供给

核心单体是制备高性能高分子材料的关键原料，建议通过设立若干攻关专项，突破核心单体的合成技术，同时降低副产物和废弃物生成量，实现低成本、规模化生产应用，打破国外垄断。鼓励各地化工园区设立化工中试基地，推动相关技术实现工程化、产业化。大力支持化工中试等相关平台建设，推动核心单体关键原料和部分国家急需的小批量高端牌号高分子原材料自立自强，消除长期以来的卡点、堵点。

（三）组建产业创新联合体

优化研发资源配置，实现设备、人才、技术等资源的共享与整合。建立资源共享机制，降低企业研发成本，提高研发效率和创新能力。强

化产业链上下游协同的体系化发展，扭转“只重产品研发保障，不重技术/产业体系建设”的传统发展模式，在研制开发新产品的同时，积极布局研制开发与之相匹配的核心配套材料、关键工艺装备、新应用等成套技术，建立从原材料、新产品研制生产到最终应用的完整技术链和产业链。

（四）以“双碳”战略引领绿色发展

基于推进高分子材料绿色和低碳发展的目标，以生物基、可循环、易回收、可降解为导向，研发推广性能达标、绿色环保、经济适用的塑料制品及替代产品，培育有利于规范回收和循环利用、减少塑料污染的新业态新模式。以PLA 等材料为突破口，基于其来源于生物质和可堆肥降解的特点，优化末端回收与循环体系，使其在一次性塑料制品应用领域率先作为环境友好替代品推广。

原载
2025年1月8日《中国石化报》第5、8版

责任编辑
雷　蕾　马　玲

生物化工是石化企业转型升级重要方向

程　强（中国石化报社）

据研究，全球60%的物质生产可通过生物手段实现，45%的疾病可通过生物技术应对，2030年全球生物制造市场规模将在2万亿~4万亿美元。

中国化工信息中心高级咨询顾问李月莲说，生物制造具有“第四次工业革命”的潜力，是推动经济增长的新引擎。

而生物化工是生物制造的重要组成部分，是我国破解化石原料瓶颈、变革传统制造工艺的重要方向。

据经合组织（OECD）预测，到2030年将有35%的化学品和其他工业产品来自生物制造，且将有25%的有机化学品和20%的化石燃料由生物基产品取代，基于可再生资源的生物经济形态终将形成。

2024年全球化工产品市场规模约35万亿元人民币，我国约占44%。因此，生物化工市场前景巨大。

相较石油化工，生物化工除绿色低碳外，还具有反应条件温和、轻资产、低能耗、高选择性等优势，可生产一些石油化工途径难以生产的复杂产品，如聚乳酸（PLA）、聚羟基脂肪酸酯（PHA）和2,5-呋喃二甲酸（FDCA）等。

中国石油和化学工业联合会党委副书记、副会长傅向升强调，石化企业转型升级，一定不能忽视生物质资源循环利用。因为以生物质为原

料、通过生物技术路径，与以化石资源为原料、通过化学合成路径一样，可以获得已知的任何化学品和合成材料。

发达国家都在布局生物制造领域。美欧已将生物制造定位为“21世纪经济主权争夺战”的关键领域，欧洲积极推进“地平线欧洲”等研究框架计划，德国实施“国家生物经济战略”。跨国能源公司和化工公司在生物制造、生物燃料等领域都取得明显成果。

我国近年来大力鼓励和支持生物化工行业发展。目前，我国在生物质乙醇、生物质甲醇、生物质乙二醇、生物可降解聚乳酸、生物基丁二醇、生物基丁二酸，以及生物基烯烃、生物基聚碳、生物基聚酯、生物基聚氨酯和生物橡胶（蒲公英橡胶、杜仲胶）等方面，都处于世界领先水平。

原料成本决定生物质产品竞争力

傅向升说，在绿色低碳、应对气候变化和可持续发展的推动下，生物基聚合物迎来新的发展机遇，但还面临技术瓶颈、成本控制，以及回收和循环等难题，当前还难以与化石基聚合物竞争。

例如，第一代生物质乙醇，原料是小麦、玉米、甘蔗和甜菜，存在与人争粮问题；第二代生物质乙醇，以秸秆和木质纤维素为原料，可在不增加原料种植面积的情况下将乙醇产量提高50%，碳足迹比第一代乙醇低30%、比普通汽油低80%，正在工业化示范阶段。

生物质乙醇除了直接用作燃料，还可脱水制乙烯，进而获得有机化学品和聚乙烯等聚合物。韩国LG、巴西拉斯科等公司则在研发生物质乙醇脱水制丙烯和聚丙烯的技术，住友化学开展了乙醇直接制丙烯中试。

目前，生物质乙醇的成本主要取决于生物质原料的价格，因为其占乙醇价格的55%~80%。

另外一种重要的生物质产品是生物质甲醇。与煤制甲醇工艺相近，

生物质甲醇主要是生物质原料脱除水分再经气化获得合成气，然后经合成反应获得甲醇。

全球第一家生物质甲醇工厂2012年在瑞典建成，原料是森林废渣，年生产10万吨燃料级甲醇，效率为66%~72%。

生物质甲醇比天然气甲醇有明显的低碳优势，但由于生物质原料成本占总成本的60%~70%，生物质甲醇成本比天然气甲醇至少高1.5倍。

把玉米芯“穿”在身上

玉米芯占干玉米重量的1/4~1/3，是人类无法食用的副产品。全球每年生产玉米芯3亿吨以上，主要用作燃料或填埋。在我国，每年至少3800万吨玉米芯被焚烧或填埋。

如今，创新赋予玉米芯新生。

人们日常运动离不开可以拉伸的服装，氨纶就是这种服装的主材。氨纶全称聚氨基甲酸酯纤维，主要原料是聚四氢呋喃（PTMEG），而PTMEG的主要原料是四氢呋喃（THF）。

传统生产THF都是化工过程，如乙炔和甲醛合成1，4-丁二醇（BDO），再合成THF。早在1949年，美国杜邦公司就开始尝试从甘蔗渣中提取糠醛生产THF，但直到2012~2014年才试点成功。2022年，华峰集团收购杜邦旗下生物基产品相关业务及技术，华峰瑞讯生物材料有限公司诞生；2024年，该公司成功研发一项先进热化学（ATC）技术，并正在商业化。

这项新的技术就以玉米芯为原料生产糠醛，继而生产生物基THF。中试结果证实，以玉米芯为原料可制备高性能的聚合物，已生产120吨合格生物基THF，并成功转化为生物基氨纶与聚酯弹性体。

目前，该技术正商业化落地，计划在2026年初实现首次商业化供应。

来自吐鲁番的细菌走向世界

聚羟基脂肪酸酯（PHA），是细菌合成的一种胞内聚酯，在生物体内主要作为碳源和能源的贮藏性物质而存在。

PHA用途广泛，其降解产物可被人体吸收，因此可作为人体植入材料。据测算，PHA材料每替代1万吨聚丙烯，可减少5倍日本国土面积的海洋塑料污染；每生产1万吨PHA减少的碳排放，相当于新建一片长白山森林。

大自然创造了PHA，而北京微构工场生物技术有限公司正揭开其面纱，使其得到更多元的发展。

PHA很难通过石油化工途径生产，即便通过生物技术制造，也面临诸多难题：什么样的菌种更适合生产PHA？如何实现万吨级生产？如何改性以适应市场需要？PHA的应用场景在哪里？如何实现产品商业化？

微构工场的技术源自全球顶尖合成生物学家、清华大学合成与系统生物学中心主任陈国强教授的团队。

为寻找能够适应极端环境的微生物，陈国强教授团队来到世界最酷热干燥的地区之一——新疆吐鲁番艾丁湖，在盐浓度达200克/升的湖水中成功获得高度适应性耐盐细菌，通过持续迭代改造嗜盐菌，使之适应工业化放大生产。

PHA是一个超过100亿种材料组合的材料家族，微构工场基于PHAmily菌株平台不断拓展材料种类，建设嗜盐菌高密度发酵过程放大体系，结合生物发酵大模型，实现PHA产业化。

传统发酵流程中，每次需新加淡水、无机盐等，密封发酵、高温高压灭菌。微构工场基于嗜盐菌底盘，创新研发无灭菌连续发酵生产工艺，实现淡水、无机盐循环使用，开放式发酵，无须灭菌，被称之为“NGIB下一代工业生物技术”。

经过近30年产业化，该技术2021年完成千吨级放大，2023年建设年产3万吨级工厂。

微构工场建设PHAbrary材料性能数据库，拉通材料数据库和应用场景需求，材料数据反馈至材料开发上游形成闭环，产品可用于人体植入材料、化妆品添加辅料、美容用品包装、生物材料多色打印、新一代环保水性乳液包装、无微塑料餐具等场景。

PHA的主要纸塑复合技术路线有两条。一条是水性乳液，将PHA分散于水相中形成稳定乳液，通过涂布/喷涂工艺在基材表面成膜，替代溶剂型涂层，是一种全新的颠覆性纸塑复合工艺，适用于纸基阻隔涂层、生物基胶黏剂与压敏胶、乳胶漆、可堆肥种子包衣与化肥控释/包丸、个护乳霜/乳液等场景。另一条是淋膜，通过熔融挤出工艺，将PHA以高温液态薄膜形式涂覆于基材（如纸张、纸板）表面，形成均匀的阻隔层，可用于纸杯/纸碗内壁阻隔层、食品包装袋覆膜等场景。

通过四方合作，成功开发PHA水性乳液。其中，微构工场提供PHA生物材料原料，都佰城负责PHA的乳化改性工艺，金光APP生产高性能食品卡纸，恒鑫生活负责终端产品制造和商业化推广，PHA水性乳液可直接应用于现代化高速造纸生产线。

微构工场还与制浆造纸化学品全球领先企业索理思合作，开发新一代水性乳液，让PHA走向全球，打开纸塑复合（水性乳液）千亿元级市场。

为“聚酯之王”提供生物基原料

1,3-丙二醇（PDO）用途很广泛，其中一大重要用途是与对苯二甲酸（PTA）聚合，生产聚对苯二甲酸丙二醇酯（PTT）。

PTT是继聚对苯二甲酸乙二醇酯（PET）、聚对苯二甲酸丁二醇酯

（PBT）之后新一代纤维材料，集各种化纤的优良性能于一身，尤其是具备优良的染色性、回弹性、抗污性和保型特征，被称为“聚酯之王”“记忆纤维”。

PTT性能优异，但市场价格偏高限制了它的应用。在合理价差下，PTT有可能逐步替代传统化纤，市场前景十分广阔。在低弹市场，PTT已经抢占了氨纶40%的份额，未来将扩大至60%；在锦纶市场也有巨大的替代潜力。

在日化领域，PDO具备优异的性能及良好的消费者体验，被广泛用作溶剂、保湿剂和抑菌剂，随着成本降低，其在日化市场的份额将进一步扩大。

在聚氨酯领域，PDO可用于合成聚醚多元醇，也可作为扩链剂在聚氨酯、热塑性聚氨酯弹性体（TPU）及水性聚氨酯中应用。基于环保原则，欧洲国家和地区已要求部分进口聚氨酯添加20%~25%的生物基二元醇原料。

在生物降解材料领域，生物基来源PDO应用潜力巨大，可与脂肪族二元酸聚合合成可降解聚酯材料，或与聚乳酸（PLA）、聚对苯二甲酸-己二酸丁二醇酯（PBAT）、聚丁二酸丁二醇酯（PBS）等可降解材料共聚合成新型可降解共聚酯材料。

从替代市场看，PDO在纤维领域市场容量超过500亿元，在聚氨酯领域市场容量超过130亿元，在可降解塑料领域市场容量超过100亿元，在日化领域市场容量超过20亿元。

近年来，国内多家聚酯企业已实现PTT国产化技术突破，但关键原料PDO长期被杜邦公司垄断，成为PTT产业链发展的关键“卡脖子”问题。

广东清大智兴生物技术有限公司20年来致力于发酵法生产精制PDO技术开发，先后开发了四代技术，目前已成为全球范围内率先掌握“甘

油＋糖多原料PDO发酵技术”并实现产业化的高科技企业。其第五代“非粮型”多原料PDO绿色生物制造技术，能够高效利用各种非粮碳源，且不添加维生素B12，使成本大幅降低。

企业如何布局生物化工

2025年10月，《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》将生物制造列为未来产业。但目前，国家和地方尚未出台明确的量化目标和财税补贴政策、标准规范、专利保护等落地性支持政策。

目前生物化工产品主要有两类：一类是同类替换石化化合物，如生物基1，4-丁二醇、生物基烯烃等，需要提升技术、降低成本；另一类是创新产品，即采用生物法生产化工无法生产或难以产业化的产品，如戊二胺、PHA等，早期开发阶段成本高，需政策扶持和提升下游客户对绿色溢价的接受度。

李月莲说，我国生物化工仍处于产业发展初期，2024年我国生物化工产品对传统石油化工产品的替代率仅在5%左右，市场规模约340亿元。

生物化工属于蓝海市场，下游应用有望向汽车、电子电气等高附加值领域拓展，复合增长率高、渗透率低，叠加在研产品的陆续投产，预计到2030年我国市场规模有望达800亿元。

企业如何进入这片蓝海市场？李月莲建议，产业链上游，生物质原料公司或具备非粮生物质利用技术的公司，可借助原料和技术优势，与生物化工生产企业建立合作关系。

产业链中游，对于石化企业，具备化学品产品基础的可以发挥渠道优势，具备生物技术的可以与科研院所合作。

企业应选择适合的生物化工产品切入，可优先选择布局附加值高的精细化学品，如2，5-呋喃二甲酸（FDCA）、癸二酸、戊二胺等。如凯赛生物聚焦生物法长链二元酸及聚酰胺产业链，生物法长链二元酸产品全球市场占有率约80%；微构工场专注生产PHA，工艺技术国际领先。

具备化学法大宗化学品的石化企业，可聚焦生物法大宗化学品，发挥销售渠道优势，实现插入式替换。如中国石化大连院在生物基精细化学品领域深耕多年，已形成二酸、二醇和关键酯类等生物基化学品类，以非粮生物质、正构烷烃为原料，通过生物制造技术形成了生物基塑料、生物基尼龙、生物基聚酯等材料的单体池（1，3-丙二醇、长链二元酸、己二酸、戊二胺、乳酸、2，5-呋喃二甲酸、异山梨醇等），为下游应用提供了广阔空间。

为快速入局生物化工领域，中国石化资本公司以直投+设立产业基金的方式，先后投资了海正生物材料（玉米、秸秆制聚乳酸）、博奥晶典（生物芯片）、朗泽科技（工业尾气生物转化）、普力材料（二氧化碳多元醇）等多家公司，积极布局生物质化工产业链生态圈。

巴斯夫也采取与相关企业合作或直接收购的方式，提升自身的DNA测序、基因编辑及设计、开发和改造生物系统的能力，形成了覆盖基础理论-平台技术-生物发酵-工业废气利用的完整技术链布局。

产业链下游，可通过合作示范项目，应用新产品。如招商局集团出资参与凯赛生物定增，双方在集装箱制造、冷藏车厢、纺织、轮船等多个领域进行了业务对接，在生物基聚酰胺复合材料应用的多个试点项目取得实质性进展。

原载
2025年11月18日《中国石化报》第5版

责任编辑
程　强

EVOH未来发展前景广阔

钱　斌　陈　琳（中国石化化工销售有限公司）

当前，我国软包装行业正经历变革。阻水性能良好的聚烯烃材料的广泛应用，推动了包装材料的轻量化。EVOH（乙烯－乙烯醇共聚物）作为全球三大高阻隔材料之一，与聚烯烃等材料复合使用，显著增强了阻氧和阻湿效果，有效延长了食品和其他产品的保质期。同时，EVOH在医药、精密仪器及精细化学制品等领域应用也越来越广泛，能够满足使用需求。本版专题展示EVOH产品的性能及应用领域，分析市场供需情况及未来发展方向。

EVOH下游应用需求不断增长

随着相关行业发展，EVOH材料在下游的应用需求不断增长，尤其在食品、医药包装领域增长显著。食品浪费问题是全球最需要解决的问题之一。EVOH的广泛应用能够确保食品安全和减少食品损失，有助于解决这一问题。

在食品包装领域，使用EVOH作为阻隔包装材料，在其他层使用聚乙烯等树脂。如果EVOH的含量在5wt%（重量百分比）以内，则认定使用EVOH的聚烯烃类多层包装材料可以再回收利用。发达国家高阻隔膜技术正在进入单一材料化过渡阶段。欧洲国家依靠征税的方式限制含铝

材料进入食品包装市场，在我国大量使用的K膜因其废弃物焚烧会产生大量二噁英而被欧美国家和地区禁用。随着国内消费者对添加剂的认知和关注度日益提高，相关法规体系会越来越成熟。这些都将推动我国高阻隔膜材料升级，加大EVOH、PVA及具有阻隔功能的阻隔材料研发应用力度。

预计至2028年，全球EVOH树脂市场规模将达88.76亿元，年均复合增长率为3.86%。目前，国内EVOH年需求量约3万吨，主要应用领域有包装、车用部件、医用材料及纺织材料等。综合分析不同行业的增长情况及未来EVOH成本降低等因素，乐观预测，2028年国内EVOH需求量将达5万吨。在EVOH的使用端，需要具备较高的技术水平才能较好地发挥材料的加工性和阻隔性。

国家政策驱动EVOH产业快速发展

2019年4月8日，国家发展改革委颁布《产业结构调整指导目录》，EVOH材料被列为国家鼓励类产业项目第一项。我国多个新材料领域的“十四五”规划中，都明确提到了EVOH产业发展计划。《中国制造2025》中也明确提及“加快EVOH的建设步伐”。在“一带一路”建设中，新疆推动建设乙烯共聚装置，将乙烯与乙烯醇或醋酸乙烯共聚分别生产乙烯－醋酸乙烯共聚物（EVA）和乙烯－乙烯醇共聚物（EVOH），进一步生产太阳能电池用膜和高阻隔树脂，为发展太阳能电池，以及农产品、食品包装提供原料。随着国家政策驱动EVOH产业快速发展，EVOH将成为未来新材料领域重要发展方向。

目前，全球EVOH总产能约18.2万吨/年，预计2028年全球产能将达30万吨/年。除了中国石化川维化工公司，国内已有多家企业布局EVOH产品生产装置，多数将在2025~2026年建成。其中包括荣盛新材

料（台州）有限公司在建5万吨/年EVOH装置，该项目在2023年10月正式对外公示，位于浙江省台州市临海市台州湾新材料产业园；广西钦州投资合作重点项目2万吨/年EVOH项目。

EVOH将在众多领域发挥更大作用

随着人们生活水平日益提高，人们对功能包装的性能要求越来越高。随着活性包装等高端包装技术的问世，EVOH及EMMA（乙烯－甲甲酯共聚物，黏合层用）等高端材料将发挥更大作用。

对商家而言，无菌包装的进一步发展将减少冷藏设备的需要；包括化工品在内的越来越多的玻璃和金属容器将被阻隔塑料制品替代，在储运环节进一步实现节能降耗，既能满足功能需求，又具有显著的社会效益。

为进一步发挥EVOH在绿色可循环发展中的优势，日本三菱化学公司开发了用于可回收阻隔材料的EVOH产品Soarnol™，为让使用了Soarnol™的包装材料更容易回收，开发了提高聚烯烃和EVOH相容性的回收助剂Soaresin™。Soarnol™PB7104B则是含有25%以上生物基成分的EVOH产品。Soaresin™RG系列是通过添加在包装材料的制造工序中产生的聚烯烃和Soarnol™产品等塑料废材，生产的高品质回收材料。可乐丽公司也开发了用于其EVAL™树脂专用的相容助剂和植物基产品PLANTIC™。

蒸煮膜包装领域的发展推动了生产商加大对EVOH吸湿性的研究力度，已研制出受湿度影响较小的EVOH新品种。三菱化学Soarnol™RB7205B、可乐丽KURARISTER™系列等，都是针对蒸煮膜的需求开发的专有牌号，可有效解决蒸煮过程中分层和发白的问题，经过3~7天阻隔性能可恢复。

主流EVOH产品乙烯含量是38%和32%，阻隔性和加工性比较平衡。基于EVOH在不同湿度和温度下呈现不同的阻隔性能，三菱化学等EVOH生产商开发了乙烯含量为27%、29%、44%的产品牌号，以适应不同的应用场景。可乐丽公司开发了包括M、L、F等7个系列的EVAL™树脂，用于汽车、热成型、管材、薄膜等众多领域。

用于特殊领域的EVOH材料加工困难，可乐丽等公司专门推出EVAL™薄膜，加工方式有单向拉伸和双向拉伸等，用于干式复合和挤出复合加工等，这些薄膜具有较高的湿润指数，无须电晕处理。

EVOH生产企业面临的挑战及发展建议

近年来，日本、欧洲等国家和地区在研究使用纤维素基和聚氨酯涂布材料，目前尚处于市场导入阶段，据说这些材料具有EVOH材料的所有功能。相比多层共挤工艺，涂布复合工艺具有设备投资低、对环境更友好等优势。成本降低后，会具有更强的竞争力。

多层共挤加工工艺，设备投资大、技术要求高，据统计国内进口的用于EVOH阻隔材料多层共挤设备只有约百台，可见技术壁垒之高，这也是制约EVOH材料发展的因素之一。未来，阻隔材料的市场竞争，主要还是成本的竞争。

我国拥有成熟的PVA生产工艺技术，EVOH与PVA有高度关联性，PVA产能已经过剩，应加速进行EVOH树脂生产工艺技术的开发，早日实现高阻隔材料自给，为PVA生产厂商寻找新的效益增长点。

国内EVOH生产企业应学习国外企业先进做法，以客户为中心、以产品为载体，不拘泥于提供产品，为客户提供整体解决方案，深耕市场，识别和发现需求，有针对性地以需求牵引开发产品，组织制定解决方案，同时打破EVOH的应用技术壁垒，推动EVOH绿色包装材料广泛应用。

在开发生产技术的同时，国内EVOH生产企业还要引领行业标准的制定。行业布局和标准是技术营销的最高层次。最好的企业永远是做“标准”，通过引领行业制定标准，推动包装和食品安全立法，行业技术进步不再以成本驱动，而是推动形成鼓励创新的大环境。

原载
2025年6月4日《中国石化报》第5版

责任编辑
雷　蕾

石墨烯：产业重心逐渐从“技术驱动”转向“应用牵引”

孙　赛　蒋建忠　董文芊［中石化（上海）石油化工研究院有限公司］

科幻电影《流浪地球2》中的太空电梯，曾给观众带来极大视觉冲击，其关键材料，就是当今科学界功能性最强的新材料之一——石墨烯。

石墨烯，由单一的碳元素组成，具有良好的导电、渗透性能，能够支撑数百万倍自身重量的负载，在当今的主流科幻作品中经常作为“幕后技术顾问”，为故事中一个个令人惊奇的科幻设定提供强大的“现实基础”。

我国石墨烯产业经过十余年的发展，已从初期的技术导入阶段迈入产业优化整合的新阶段。随着制备技术的成熟和应用场景的拓展，产业重心逐渐从“技术驱动”转向“应用牵引”。未来3至5年，石墨烯产业有望形成“以应用拉动产业”的发展格局。相关企业应坚定主攻方向，专注于关键技术的突破和高附加值产品的开发，避免盲目扩张和低水平重复建设。同时，加强与高校、科研院所的合作，提升研发能力和创新水平，推动石墨烯在电子信息、新能源、航空航天等领域的应用。此外，积极参与国际标准的制定和认证，拓展海外市场，提升国际竞争力。通过不断的技术创新和市场拓展，石墨烯有望在未来的高科技产业中发挥更大的作用。

从基础研究到产业化应用快速发展

石墨烯作为一种具有优异性能的新材料，自2004年被发现以来，经历了从基础研究到产业化应用的快速发展过程。

在国际上，石墨烯的研究和应用取得了显著进展。例如，欧洲启动了“石墨烯旗舰计划”，投资10亿欧元用于石墨烯的研究和商业化应用；美国则通过国家纳米技术计划（NNI）支持石墨烯的研究。

在国内，2024年1月，中国五矿王炯辉研究员牵头的团队在天然石墨球化领域取得重大突破，发现了鳞片石墨碰撞嵌合为主的球形石墨生成机理，首次提出影响石墨球化生成的关键因素，为天然石墨球化理论的研究作出了重要贡献。

我国高度重视石墨烯产业的发展，出台了一系列政策支持其技术研发和产业化。2012年，工信部发布《新材料产业“十二五”发展规划》，首次明确提出支持石墨烯新材料发展；2015年，《中国制造2025》将石墨烯列为重点发展的战略前沿材料；2019年，工信部发布的《重点新材料首批次应用示范指导目录（2019年版）》中，累计9种石墨烯材料入选。各地政府也积极推动石墨烯产业的发展，如北京市在2024年11月发布了《北京市石墨烯产业发展实施方案（2024-2027年）》，旨在引领全国石墨烯技术创新和产业发展，加快形成未来材料产业新质生产力。

在国家及地方政策的有力支持下，石墨烯在多个前沿领域的应用不断拓展，未来有望在推动新材料产业升级和高科技产业发展中发挥更加重要的作用。

制备技术多样且已初具产业规模

石墨烯的制备技术多样，主要包括机械剥离、化学氧化还原、化学

气相沉积（CVD）和物理法液相剥离等。机械剥离法可获得高质量的单层石墨烯，但产量低、成本高，难以实现规模化生产；化学氧化还原法通过氧化石墨生成氧化石墨烯，再还原为石墨烯，工艺简便、成本较低，但产物中常含有缺陷，影响其电学性能；CVD法可在金属基底上生长大面积高质量石墨烯，适用于电子器件制造，但设备投资大、工艺复杂；物理法液相剥离利用超声波或剪切力将石墨剥离成石墨烯，具有成本低、工艺简单、易于规模化等优点，适合大批量生产。

液相剥离技术的原理是通过超声波或高剪切力将石墨层间的范德华力破坏，使其剥离成单层或少层石墨烯。该方法操作条件温和，无须高温高压，设备简单，适合大规模生产。然而，传统的超声波辅助液相剥离存在能耗高、产率低的问题。为提高效率，研究者开发了高剪切混合、微流体化等新型剥离技术，并通过优化溶剂体系、引入表面活性剂等手段，提升石墨烯的剥离效率和稳定性。此外，功能化处理也有助于改善石墨烯的分散性和应用性能。

全球石墨烯产业链可分为上游、中游和下游三个环节。上游主要包括石墨原料的开采和供应；中游涉及石墨烯的制备和功能化处理；下游则涵盖电子、能源、复合材料、生物医疗等应用领域。在国际市场上，中国、美国、韩国、英国等国家在石墨烯产业中占据重要地位。例如，英国的Paragraf公司专注于高质量石墨烯晶圆的生产，推动其在半导体和生物传感器领域的应用；俄罗斯的OCSiAl公司是全球最大的石墨烯纳米管制造商，拥有工业规模的合成技术，产品广泛应用于电池、涂料等领域；英国的Levidian Nanosystems公司利用生物气体废弃物生产高质量石墨烯，实现了资源的高效利用。

我国的石墨烯产业发展迅速，已初具规模，形成了常州、宁波等产业聚集区。常州的二维碳素、宁波的墨睿科技等企业在石墨烯制备和应用方面具有较强的竞争力。此外，产业联盟和技术平台的建立也促进了

资源整合和技术创新。然而，我国石墨烯产业仍面临标准不统一、下游应用渗透率低等挑战。为解决这些问题，需要加强标准体系建设，推动高质量产品的研发，拓展下游应用市场，提升整体产业竞争力。

石墨烯未来在多个关键领域应用前景广阔

石墨烯因其优异的物理化学性能，在多个关键应用领域展现出广阔的前景。

在防腐涂料与复合材料领域，石墨烯的高比表面积和优异的阻隔性能使其成为理想的添加剂。研究表明，石墨烯基防腐涂料在海洋、桥梁、石化等工业防腐场景中表现出色，其使用寿命可比传统涂料延长一倍以上。液相剥离法制备的石墨烯具有良好的分散性和与涂料的相容性，能够在涂层中形成致密的屏障层，显著提高防腐性能。市场方面，石墨烯防腐涂料的需求正在快速增长，预计未来几年将保持高速增长态势。国内企业，如中石化（上海）石油化工研究院、新成石墨等正在积极布局，扩大产能，以满足市场需求。

在柔性电子与传感器领域，石墨烯的高导电性、柔韧性和透明性使其成为柔性显示、智能穿戴和印刷电子等应用的理想材料。石墨烯油墨可用于制备柔性电极和导电线路，满足高性能柔性电子器件的需求。液相剥离法制备的石墨烯在柔性电子器件的成膜和图案化方面具有优势，能够实现大面积、低成本制备。随着柔性电子市场的快速发展，石墨烯在该领域的应用前景广阔。

在新能源方向，石墨烯在锂离子电池和超级电容器中具有重要应用。石墨烯可用于锂离子电池的负极材料、导电剂和隔膜涂层等环节，提升电池的倍率性能、循环寿命和能量密度。此外，石墨烯与硅碳、固态电池的复合也成为研究热点，有望突破现有技术瓶颈，进一步提升电池性

能。随着电动汽车和储能市场的快速增长，石墨烯在新能源领域的应用将持续扩大。

在热管理与散热材料方面，石墨烯的高导热性使其成为电子产品和汽车等领域的理想散热材料。石墨烯导热膜和填料可用于提高器件的热导率、降低热阻、提升散热效率。散热涂料的设计思路主要是利用石墨烯的高导热性和良好的分散性，形成高效的热传导通道。然而，石墨烯在实际应用中仍面临工艺挑战和材料稳定性问题，需要进一步优化制备工艺和材料性能。

石墨烯在多个关键应用领域展现出广阔的前景。随着制备技术的不断进步和产业链的逐步完善，石墨烯的应用将进一步拓展，推动相关产业的升级和发展。

构建石墨烯领域竞争优势的对策建议

目前，我国石墨烯产业正处于从实验室研究向商业化应用转型的关键阶段。企业在技术路径选择、产品开发、产业协同及未来战略等方面的决策，将直接影响其在全球新材料竞争格局中的地位。

在技术路径选择方面，液相剥离法因成本低、工艺简单、易于规模化等优势，成为许多企业的首选。为提高效率，企业需在原料选择、剥离工艺、分散与稳定控制等方面持续优化。此外，构建技术壁垒也是企业提升竞争力的关键。通过专利布局、设备自主化、工艺标准化等措施，企业可以在技术上形成独特优势。产品形态的升级也是技术深化的重要方向，从粉体向浆料、预分散液、功能母液等高附加值产品转变，有助于拓展应用领域，提升产品附加值。

在产品开发方面，企业应以应用场景为导向，深耕某一细分市场，形成应用闭环。例如，在防腐涂料领域，石墨烯企业通过与终端客户共

研产品，定制功能化解决方案，可以更好地满足市场需求。此外，从“卖材料”到“卖体系”的商业模式升级，也是企业提升竞争力的重要途径。通过提供整体解决方案，企业可以增强客户黏性，提升品牌价值。

在产业协同方面，企业应加强与高校、科研院所的合作，增加研发深度。通过共建联合实验室或中试平台，企业可以加快技术转化，增强创新能力。此外，与涂料、电子、能源等企业的合作，有助于拓展应用领域，实现产业融合。拓展海外客户资源，参与国际标准与认证，也是企业提升国际竞争力的重要手段。通过与全球领先企业的合作，企业可以借鉴先进经验，提升自身水平。

此外，企业在技术方面，应更加注重工艺降本、批次稳定性、绿色制备等方面的优化；在市场层面，应关注政策动向，积极参与应用示范工程；在管理层面，应打造核心产品，坚持长期主义，强化品牌建设。

原载
2025年6月11日《中国石化报》第5版

责任编辑
雷　蕾

小波动不改大趋势
坚定向综合能源服务商转型

朱业云　程　强（中国汽车工程学会汽车燃料与润滑油分会、中国石化报社）

近日，有关新能源汽车渗透率经历环比五连跌、到了41.5%的消息引发行业关注。本报记者综合分析认为，大可不必纠结一时的变化，要站在全局高度看清大方向的基础上谋划当下和未来的举措。

首先，多数分析认为新能源汽车渗透率岁末年初下滑是季节性因素导致。有关新能源汽车渗透率，国内不同机构统计范围和数据来源不同。中国汽车流通协会乘用车市场信息联席分会（乘联分会）主要统计乘用车领域，其新能源汽车渗透率是新能源乘用车在狭义乘用车零售量中的占比。中国汽车工业协会（中汽协）的统计范围包括所有类型汽车，其新能源汽车渗透率是新能源汽车在包括乘用车、商用车等整个汽车市场销量中的占比。本报记者依据WAYS（威尔森）公布的数据制作了一张近4年新能源汽车渗透率（在狭义乘用车销量中的占比）变化图，很清晰地显示新能源汽车渗透率在岁末年初季节性下滑的特点，影响因素包括春节消费特点、消费者价格敏感、燃油车产品升级、合资品牌新能源车表现疲软、新能源补贴政策退坡预期、个别新能源汽车品牌“暴雷”等。但放在4年的大区间看，新能源汽车渗透率明显是上升的，且行业普遍看好新能源汽车的未来。

其次，汽车行业正经历前所未有的大变革。党的二十大报告指出：

“实现碳达峰碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革。”这个经济社会系统性变革主要包括能源体系转型、产业结构调整、技术创新驱动、消费模式转变、经济社会治理变革、国际合作与竞争等。新能源汽车的发展，就是顺应能源转型大势，引领了汽车消费模式转变，并正在通过以电动和智能为代表的技术创新驱动整个汽车产业结构的调整。新能源汽车给传统燃油车带来全面冲击：改变了用户对车机系统的认知和需求，促使传统燃油车重视车机系统升级；新能源汽车企业推出更多更高性价比的车型后，促使传统燃油车价格长期下行；新能源汽车正在把汽车发展成为一个融合了多种功能的复杂移动平台，它是更宽敞舒适的出行移动空间、移动的能源载体、可以与外界和用户交互的智能移动终端，它还可能是用户的另一个家、另一部手机，成为整个生活的延伸。

最后，要立足当下把握机遇为变革中的汽车行业提供更高性价比的服务。要把握变革的机遇，力所能及地提供涵盖新能源车辆销售、补能、售后、维保、金融等一系列服务，顺应智能趋势开发更多应用场景和汽车服务生态，以赢得未来主动。更要看到变革中的不变，那就是传统燃油车保有量在我国3.53亿汽车保有量中占比超过90%，仍是绝对主力。同时，在2024年新能源汽车销量中，纯电动汽车占比下降10.4个百分点至60%，而插电混动汽车销量增长迅速，成为新能源汽车增长的新动能。另外，不容忽视的是，虽然新能源汽车成为出口“新三样”之一，但2024年传统燃料汽车出口457.4万辆，远高于新能源汽车出口量128.4万辆。因此，要围绕传统燃油车和插电混动汽车这一“基本盘”提供更高性价比的服务，如提供更加清洁和动力强劲的油品、更长换油周期的汽车油品、更高的补能效率、更具想象力的解决方案、更有温度的服务等，以站稳当下市场。

多能源背景下，汽车与油品都将迎来更大创新空间

随着全球能源结构多元化发展，汽车行业正经历前所未有的变革。无论是新能源技术持续突破，还是传统燃油车性能持续优化，都使得汽车的属性和能力不断被重新定义。这种变化不仅深刻影响着消费者的选择，而且对整个汽车产业链提出了新的要求。

汽车行业进入新时代

近年来，我国汽车行业发展速度令世界瞩目。2024年，我国汽车销量达到3143.6万辆，自2009年以来连续16年稳居全球第一。在多能源背景下，汽车行业的变革已势不可当。

一方面，新能源汽车逐渐成为汽车市场的重要组成部分。2024年，新能源汽车销量占比达40.9%。根据中国汽车工业协会预测，2025年全国汽车销量将达3290万辆，其中新能源汽车1600万辆，这一趋势必然推动产品设计、生产制造和售后保障等相关领域的变革与发展。

另一方面，尽管传统燃油车发展受到强大冲击，但受消费习惯、应用便捷性、成熟的供应链体系和庞大的市场保有量等因素影响，在汽车市场中仍占有举足轻重的地位。传统燃油车领域优势企业必将加大新技术的创新和应用力度，并在国际领域抢占更多市场。

当前，汽车行业正处于多元并存、相互促进的时代，这也是一个充满技术创新、生机勃勃的美好时代，必将给整个行业带来深远影响。基于汽车行业绿色低碳、智能网联和智能制造的变革，以及由此带来的创新链、价值链和产业链重构，需要我们以产业变革的视角重新架构汽车的技术路线，从而创造更节能、更环保、更安全、更智能的“新汽车”。

科技创新带来汽车新属性和新能力

汽车诞生100多年来，科技创新不断赋予汽车更多可能性。如今，在新能源汽车中广泛应用的电动化、智能化技术，极大提升了汽车的舒适性、安全性和操控性。这些技术的应用改变了汽车的原有属性，以“新汽车”的形式呈现在我们眼前，为我们带来新需求、新属性和新能力，改变了我们的出行方式，并拓展了我们的情感空间。

汽车不再是简单的载人或载物工具，而是一个具有多功能应用场景的生活载体。汽车通过智能系统实现主动式服务、情感化交互，可以理解并执行用户的要求，更通过车家互联带来全新的人、车、家互联体验，重新构建我们与世界联通的方式。

“新汽车”具有新能力，重新定义了架构和需求，具有新的智能硬件、交互软件和全新算法，还可以基于大数据、AI大模型迭代进化，使得汽车从单纯的交通工具转变成集环保、智能、舒适于一体的运输解决方案。

“新汽车”的属性，使得汽车行业的软硬件技术正以全新的速度进行迭代。从高效发动机、混合动力、轻金属材料的节能技术，到动力电池系统、电驱动、燃料电池堆的新能源技术，再到智能座舱、智能驾驶和车路云一体的网联技术，无不加速了创新迭代。“新汽车”要实现多要素互联、海量数据流通，就需要构建“人－车－环境”的新生态，带动产业链生态化，释放“新汽车”的潜在价值。

汽车油品市场仍有广阔发展空间

2024年国内汽车销量2557万辆，其中新能源汽车销量1158万辆，历史上年销量首次超千万辆，市场渗透率逐步上升。但要看到，销量中

近1400万辆仍是传统燃油车，而在3.5亿辆的全国汽车保有量中，3.2亿辆仍是传统燃油车。在未来一段时间内，传统燃油车仍将占据主导地位。

作为保障汽车制造和运行的关键材料，汽车油品不仅是一个庞大的消费领域，而且是一个技术创新活跃的阵地，节能减排、安全环保是汽车和油品两个行业共同的主题。

新能源汽车与汽车油品并非冲突体。在新能源汽车中，混动机油依然是不可或缺的一部分。在新能源汽车销量中，混动车型自2020年以来连续4年增长，2024年相比2023年更是增长了10.3个百分点，在40%左右。

此外，在新能源汽车中，混动机油、电驱桥油、润滑脂、冷却液等油品需求仍然存在。同时，商用车中的中重型卡车仍以传统能源为主，其油品将以长寿命、低黏化为主要趋势。

因此，新能源汽车的兴起并不会完全取代传统汽车油品的需求，而是对油品提出了更高的技术要求，促使行业向更加专业化、精细化的方向迈进。

在全球竞争加剧的背景下，建立自主的认证认可体系显得尤为重要。目前，随着我国汽车市场蓬勃发展，相应的汽车润滑油市场也取得了长足进步。但未来的汽车市场仍有较大的变数，为了满足多能源汽车时代的发展需求，我们需要加快自主研发步伐，建立符合国内实际、自主可控的润滑油认证认可体系。

多能源背景下的汽车行业发展呈现出多样化趋势，而汽车油品作为产业链中的关键环节，其技术创新和体系建设将为整个行业注入更多活力。

原载
2025年3月26日《中国石化报》第5版

责任编辑
雷　蕾

加速构建“换电如加油”补能新生态

周　健（宁德时代新能源科技股份有限公司）

5月21日，宁德时代与中国石化合作的首座重卡换电站签约落地福建福清。从双方3月底签署框架协议到首站落地，仅用时53天。根据宁德时代与中国石化在北京签署的产业与资本合作协议，双方以“产业合作+资本合作”双轮驱动，计划2025年联合建设不少于500座换电站，长期共建10000座。这场新能源领军企业与传统能源巨头的深度合作，正加速构建“换电如加油”的补能新生态，为“双碳”目标实现、交能融合发展及物流降本增效提供系统性解决方案。

“传统能源巨头”与“新能源领军者”的深度融合

在全球能源转型加速推进的关键节点，我国新能源产业迎来历史性突破。宁德时代与中国石化合作的首个重卡换电站—福建福清渔溪景虹换电站选址位于G15高速（沈阳—海口高速公路）关键节点，是骐骥（宁德时代新能源科技股份有限公司注册的新能源技术及换电服务品牌）2025年全国换电站组网的重要站点之一，建成后将服务中国邮政、通一物流等重点客户。该换电站将覆盖三大运输场景：G15沈海高速南北干线、324国道及江阴港物流。其中，G15沈海高速是连接长三角和珠三角的国家级重要高速公路，是我国南北公路交通的大动脉之一，换电站建

成后将大幅提升干线物流效率。

作为全球动力电池龙头与国内成品油巨头，宁德时代与中国石化的合作具有深远的战略意义。宁德时代凭借全球领先的电池技术研发实力和换电系统解决方案，已在乘用车、商用车换电领域形成完整的解决方案体系；中国石化则依托遍布全国的3万多座加油站网络、能源基建能力及上亿用户资源，为换电站建设提供得天独厚的场地与流量优势。双方合作不仅是技术与资源的深度整合，更标志着中国能源基础设施从单一能源供应向综合能源服务的转型升级迈入新阶段。

新一代换电解决方案重构补能生态

作为此次战略合作的核心支撑，宁德时代推出的巧克力换电与骐骥换电解决方案，引领行业及生态变革。

巧克力换电是宁德时代针对乘用车市场推出的标准化换电解决方案，其核心在于20号和25号标准换电块的创新设计。20号和25号标准换电块，对标92号和95号汽油，每个型号均设置磷酸铁锂及三元版本，通过不同电量为用户提供按需分配的个性化服务，更契合用户多元化出行需求。通过标准化设计，巧克力换电解决方案可以覆盖大部分平台化开发的新能源乘用车，实现“可充可换可升级，可租可售可回购”服务。

借助大数据分析和算力支持，巧克力换电精准洞察用户出行规律，智能选址，核心城区找站时间仅需10分钟左右，从打开App到完成换电，全程快速流畅。巧克力换电正以“新基建”思维推进网络布局。截至今年5月，巧克力换电已进驻全国24个城市，单月新建换电站突破100座，年内将完成30城1000站布局，中期目标建设10000座，长期目标30000座。

针对商用车市场痛点，宁德时代推出骐骥底盘换电解决方案，涵盖

骐骥换电块、换电站与云平台三大核心模块。75号标准化换电块拥有业内最高水准的长寿命，支持自由选配换电块，底盘换电既安全又降本，车电分离还可减少车企研发成本和用户购车成本，目前已联合10余家车企推出30多款底换车型。骐骥标准换电站，通过轴距无级调节和姿态自适应技术兼容95%主流车型，不同品牌、不同车型的车可在骐骥换电站体验丝滑换电。

宁德时代坚定投入资源建设换电干线组网。根据规划，2025年目标在京津冀、长三角、大湾区等13个核心区域建成300座换电站，贯通沧榆线、京沪线（G2）、沪广线、沪蓉线等11条干线。到2030年之前，将建设一张“八横十纵”的全国换电绿网，组成16大城市群换电网，全长15万公里的高速及国省道干线，将覆盖80%的干线运力。

换电模式与国家战略深度契合

换电模式，尤其是商用车的换电，是实现“双碳”目标及物流降本的重要路径。

数据显示，重卡仅占汽车保有量约3%，却贡献了高达47%的道路交通二氧化碳排放量。在减碳目标层层分解的压力下，重卡运输业已成为政策重点关注对象。

中国工程院院士孙逢春认为，重卡电动化是实现国家交通领域电动化和“双碳”目标的重要抓手。为此，国家层面早已擘画蓝图，《交通强国建设纲要》《综合运输服务“十四五”发展规划》《绿色交通“十四五”发展规划》等一系列顶层设计文件，均明确要求加快新能源道路运输装备的推广应用。交通运输部运输服务司副司长管昭也表示，交通运输部正积极推动道路货运行业转型升级，有序推进新能源重型载货汽车的推广应用。

除了“双碳”目标外，物流降本的目标也在推进重卡电动化进程。去年11月，交通运输部、国家发展改革委联合印发《交通物流降本提质增效行动计划》，提出到2027年社会物流总费用与GDP的比率力争降至13.5%左右。要实现这一雄心目标，重卡运输的深度绿色化、电动化无疑是关键中的关键。

物流行业的核心是成本，而重卡运输恰恰是物流成本的“大头”，重卡运输成本约占物流总成本的35%，其中燃料成本占比超30%。这种成本结构使得重卡新能源化成为物流降本的“胜负手”。

据骐骥换电数据显示，按照一辆重卡全年跑10万公里计算，采用骐骥底盘换电的重卡，单公里比油车节省0.62元，相当于一年多挣6万元。和LNG（液化天然气）车比，单公里节省0.2元，相当一年多挣2万元。而且电价稳定，不会受到气价波动的困扰。在跨过“电气同价”的里程碑后，宁德时代接下来还将与车企伙伴进一步降低车重、风阻，不断优化能耗效率。届时，随着网络日益完善和规模的扩大，能够真正实现“电比气省”。如果能耗进一步优化至1.2度/公里，电比油的节省幅度将扩大至8.5万元/年。

能源安全是国家战略层面的深远考量。我国原油对外依存度长期处于高位，2024年仍达72%，远超国际公认的40%安全警戒线。孙逢春院士测算，若全国900万辆重卡全面电动化，可减少原油进口约25%。这对于降低我国能源对外依存度、保障国家能源供给的自主可控，具有不可估量的战略意义。

多方合作构建全球领先的换电生态体系

宁德时代与中国石化的合作，将加速换电网络覆盖。双方将充分发挥各自优势，中国石化凭借遍布全国的加油站场地资源与能源基建能力，

宁德时代依托领先的电池技术与换电系统研发实力，共同推动换电站建设及运营。具体而言，双方将基于宁德时代推出的巧克力换电、骐骥底盘换电解决方案，携手突破乘用车及重卡续航瓶颈，打造更加高效、便捷、经济的补能网络。2025年，双方计划共建500座换电站。长期来看，共建10000座换电站的目标将形成“换电如加油”的全国网络。

与此同时，宁德时代正推动换电标准化进程。在乘用车领域，长安、广汽、上汽、北汽、红旗等众多主流车企纷纷入局巧克力换电生态，推出搭载标准化巧克力换电块的新车型；在商用车领域，骐骥换电与解放、陕汽、重汽、东风、福田、deep way等10余家车企伙伴，已推出30多款底盘换电车型，涵盖了6x4、4x2的牵引车及载货车，实现车型选择自由。此外，宁德时代与蔚来达成战略合作，双方将在电池标准统一、换电网络共享等方面深度协同，共同推动行业标准制定。

依托全球最大电池数据库，宁德时代构建智慧资产管理体系，实现电池资产“可见、可管、可优化”。“可见”，即以数据织网，清晰洞察电池全生命周期；“可管”，即以算法为舵，精准掌控状态与衰减趋势；“可优化”，即以智能调度为引擎，释放每一块电池的最大价值。宁德时代换电生态让每一度电都有序流动，让每一块电池都高效循环，每次换电都相当于给电池做一次“体检”。

宁德时代还通过“电池银行”模式，实现电池资产的全生命周期管理。通过“可租可售可回购”模式降低初始购车成本，同时通过电池梯次利用与回收，形成闭环产业链。同时，得益于“车电分离”模式，还从根本上解决了当下电动重卡难买保险、难融资的痛点。宁德时代与太保、人保等保险公司合作，推出针对75号电池的专项险种，并将车身保费从行业普遍的4万~5万元/年压降至2.5万元/年。同时，与光大银行、招商金租等金融机构合作推出车身融资方案。这种“保险+金融”的双轮驱动，进一步降低了用户的决策门槛。

宁德时代与中国石化的战略合作，是能源行业的一次历史性突破。通过换电模式的规模化应用，双方正重构能源补能体系，为“双碳”目标实现、交能融合发展与物流降本增效提供系统性解决方案。随着10000座换电站网络的逐步建成，我国将率先在全球建立覆盖广泛、高效便捷的换电生态，为全球能源转型贡献中国智慧与中国方案。这场由技术驱动、政策引领、市场响应的能源革命，正在书写人类可持续发展的新篇章。

原载
2025年第7期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
王一冰

“氢”风破浪会有时

程一步（经济技术研究院）

今年初，网上一篇文章《氢能经济的泡沫正在破裂》引发热议，文中提到欧洲1/5的氢气项目被取消、美国和欧盟一些最大的氢能公司股价2024年大幅下跌，加上中国汽车工业协会发布2024年国内氢燃料汽车销售量比上年下降6.7%，一时间，氢能产业“虚假繁荣”“氢能产业遇冷”等观点纷纷出现，一些人对氢能产业未来发展前景表示担忧。那么，氢能产业发展情况究竟如何？

2024年全球氢能产业发展情况

一、长期投资呈强劲增长态势

1.项目数量和投资额保持增长

根据国际氢能理事会、麦肯锡2024年9月联合发布的《氢能洞察2024》，2024年全球清洁氢规划总项目数量和投资规模分别为1572个和6800亿美元，2020~2024年均增长率分别为62%、66%，其中已决定项目数量和投资规模分别为434个和750亿美元，2020~2024年均增长率分别为44%、66%。2024年已决定项目数量和规模分别占总项目数量和规模的27.6%、11%。

2.电解水制氢装机和电解槽制造产能增长

根据国际能源署《2024年全球氢能评估报告》，2024年全球电解水制氢装机容量达到5.2吉瓦，比上年增长271%，2021~2024年均增长105%；2024年电解槽制造产能达到41吉瓦，比上年增长64%，2021~2024年均增长65.8%。截至2024年底，全球氢燃料车保有量约9.8万辆，建成加氢站总计1348座。

二、氢能消费增长，但市场运营存在问题

1.消费总体增长

根据国际能源署《2024年全球氢能评估报告》，2024年全球氢能消费量为1亿吨，比上年增长3.1%，2021~2024年均增长2.1%。

2.市场运营存在问题

加氢站出现关停。2024年2月，由于氢源不足，壳牌公司宣布永久关闭在美国加州的7个加氢站。同年10月，德国因相同原因暂停23座加氢站运营。英国、丹麦、韩国等国家也出现加氢站关停现象。

欧美氢能股暴跌。2024年10月，由于担心特朗普政府可能弱化绿氢税收抵免政策，以及欧盟关税政策和监管框架的不断变化，加上氢能公司频频亏损，投资者短期信心不足。欧美的一些氢能公司股价均出现新低，年内跌幅均超过50%。

欧洲1/5的氢气项目被取消。2024年12月，行业分析机构韦斯特伍德称，由于经济性差、资金不足及市场不落实，其追踪的欧洲12个主要市场总计145吉瓦氢项目规划中，约20%的项目规划停滞或被取消。

2024年国内氢能产业发展情况

一、政策热，预期热

截至2025年6月底，国家和各地发布的氢能政策超过600项。其

中，《中华人民共和国能源法》2024年11月颁布，氢能能源地位获得明确，预期将带来氢能应用各环节政策的松绑。2024年10月，国家发展改革委《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》提出，在合成氨、合成甲醇、石化、钢铁等领域鼓励低碳氢规模化替代高碳氢，探索建设风光氢氨醇一体化基地，进一步明确了氢能产业发展方向。2025年5月，国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》，正式为绿电直连模式铺平道路，有利于降低制氢用电成本。

目前，在我国34个省级行政单位中，除云南、黑龙江、台湾、澳门特别行政区外，其他30个省市区皆已出台省级氢能产业发展规划。各地规划绿氢项目数量超过700个，合计绿氢产能超过800万吨/年，绿氨、绿甲醇产能分别超过1300万吨/年、1660万吨/年。12个省份相继提出支持氢能减免高速费的政策，超15省、15市允许或探索在化工园区外建设电解水制氢（甲醇制氢、天然气制氢、氨制氢）等绿氢生产项目和制氢加氢一体站。

二、科技与产业融合加快，产业发展理性

2024年8月，中国石化和国家能源集团牵头组建了中央企业绿色氢能制储运创新联合体，集合80余家单位，构建了以央企为主导的产学研融合、大中小企业融通的创新平台，推动绿氢“制、储、运、用”全产业链技术攻关，推进规模化绿氢应用。

根据中国汽车工业协会统计数据，截至2025年6月底，我国氢燃料车累计销量2.49万辆、累计建成加氢站459座。各地2025年氢燃料车、加氢站规划总数分别为11.5万辆、1519座，目前完成率分别为22%、30%，氢能交通发展相对停滞。氢能项目投建进度亦不及预期，2024年底绿氢项目投运、在建项目不到规划项目的20%。

目前氢能产业发展遇到的主要问题

一、绿氢综合成本偏高

绿电制氢成本高出化石能源制氢成本较多。目前煤制氢煤价在300~1000元/吨时，氢气成本中间值约为11.2元/千克；天然气制氢所需天然气价格在1~4元/立方米时，氢气成本中间值约为12.7元/千克。各省绿氢成本根据当地风光条件和目前制氢技术测算中间值为33.7元/千克。绿电制氢成本高出化石能源制氢成本两三倍。

氢气输送成本较高。目前国内氢气管线建设刚起步，氢气主要依靠长管拖车运输，在50~500千米之间，长管拖车的运输成本中间值为12.8元/千克。

绿氢终端使用成本高于用户期望值。百千米氢燃料电池重卡运行成本是620元，约为燃油重卡运行成本318元的两倍。

二、产业链协同不足

氢能产业具有产业链长、涉及领域广、专业性强等特点。目前国内涉氢企业已超过3000家，众多企业纷纷在制氢、储氢、输氢、用氢等氢能全产业链开展布局，随着规模不断扩大，产业链协同不足的问题日益凸显。

如上游制氢环节电解水制氢与可再生能源发电协同性差，电解水制氢需要大量稳定和低成本电力，而可再生能源风能、太阳能发电具有间歇性和不稳定性，目前两者之间衔接还不够完善。

又如，目前低成本绿氢氢源主要在西北地区，而部分氢气消费重点区域在东南地区，大规模、低成本氢气管输技术尚处于示范期，“远水解不了近渴”。

此外，高校、科研机构、企业之间各自为战，缺乏共同研发机制，低水平重复研究和建设导致效率较低。

三、政策支持有待完善

氢能产业尚处于成长期，需要政策扶持才能实现可持续发展。目前国家和政府虽出台了数百项支持政策，但实施效果与市场需求之间仍存在差距。如一些地区对氢能源汽车免收高速费，但其他地区尚未出台类似政策，影响了氢能源汽车跨区域运营。氢能作为一种低碳能源，目前碳交易市场对氢能减排价值缺乏明确认定，导致氢能企业尚不能在碳交易市场获得收益。氢能产业的市场准入限制较多，加氢站建设审批程序复杂。

氢能产业发展问题的解决路径

一、坚定发展氢能产业的信心

氢能作为一种清洁、高效、可持续的二次能源，具有物质、能源和储能介质等多重属性。氢能产业发展对我国保障能源安全、优化能源结构和建设新型电力系统，助力实现“双碳”目标，带动产业发展，具有极为重要的意义。

保障能源安全和优化能源结构方面，2024年我国原油进口量5.53亿吨，石油对外依存度72%；天然气进口量1822亿立方米，对外依存度41%。能源安全面临一定挑战，氢能开发与利用可有效解决这一问题。

此外，氢能与可再生能源结合可解决风电、光电的间歇性和波动性问题，将多余电能转化为氢能储存，实现能源互补，构建“多能互补”的能源供应体系，在新型电力系统中发挥重要作用。

助力“双碳”目标方面，我国钢铁、水泥、石化化工、交通碳排放量占总碳排放量的40%以上，减碳压力巨大，通过在工业和交通领域应用氢能，可以减少碳排放。

带动产业发展方面，氢能产业链涉及材料、设备、化工、交通等多

个领域，氢能产业的发展将带动多个相关领域的产业发展。根据中国石化经济技术研究院发布的《中国氢能产业展望报告》，2060年我国氢能消费规模将接近8600万吨，产业规模将达到4.6万亿元。

因此，尽管2024年主要受绿氢制氢成本高、储运技术未突破、经济性不好等因素影响，国内外氢能产业发展不及行业预期，但氢能产业未来加速发展的主逻辑并未改变，绿氢必然在未来能源体系中扮演不可或缺的角色。

二、加快技术创新解决绿电制氢成本高和高效储运技术问题

目前氢能推广应用遇到的主要问题是绿氢成本高和储运技术不完善，归根到底都需要依靠技术创新解决。

如碱性电解水制氢是现阶段利用最广、成熟度最高的绿氢制取技术，当前碱性电解水制氢成本中间值在34元/千克。通过技术进步，碱性电解水制氢成本预计将在2030年前降至15元/千克，随后持续下降并在2050年前后降至10元/千克。

成本下降驱动因素主要来自三大方面，一是可再生能源发电成本大幅降低，二是电解槽设备成本随着技术进步和规模化将大幅下降，三是电解水制氢系统耗电量和运维成本降低。

储运方面，通过发展更高压力储运氢、液态储运氢、长距离大规模管输氢等技术，可大幅降低氢储运成本。

三、创新商业模式助力发展绿氢

除了技术创新，还需要商业模式创新来提升经济性，助力发展绿氢。如部分地区允许站内制氢，可以减少运氢成本。

针对低成本绿氢氢源与用户空间错位问题，要积极探索氢气长距离管输方案，绿氢富产地区所产绿氢通过长输管道输送至用氢负荷中心，用于替代现有的化石能源制氢。

部分省市高速公路免氢车费，据测算可降低氢车使用成本约20%。

这种模式下，氢能重卡经济性接近油车，在部分地区已具备经济性。

此外，利用园区、基地低成本副产氢或绿氢发展物流运输；应对船运、航空等高端市场和电力行业减碳需求发展绿氨、绿甲醇及SAF氢基燃料等，都可以开拓市场。

四、加强产学研合作和上中下游企业之间合作

目前，氢能产业的技术创新主要依赖高校和科研单位，但高校和科研单位的研究成果与企业的实际需求之间存在差距，并缺少产业化推广应用渠道。

如缓解新能源生产的不稳定性和氢能上下游生产均要求的稳定性之间的矛盾，需配套储能设施，采用柔性生产、智能控制技术等，这需要气象、发电、电网、制氢、运输、用氢等单位合作创新，但目前合作创新体制机制还不够完善。

国家正加大力度推进创新平台建设，通过高校、科研单位与企业之间的紧密合作，形成稳定的供应链和市场需求，提高科研、产品质量和服务水平，增强市场对氢能的认可度和接受度。

五、政策的持续支持是氢能产业发展的重要保障

目前，我国交通物流领域为氢能的主要应用领域，化工、能源等领域仍处于示范阶段，建筑、发电等领域仍处于探索阶段。总体来看，我国氢能产业各领域已进入工程化向商业化过渡的关键阶段，仍需要政策支持。今年两会期间，多位人大代表和政协委员为我国氢能产业发展提了许多好建议，如延续或优化现有的“以奖代补”政策，鼓励更多城市和企业参与燃料电池汽车的示范应用；对源头制氢进行适当补贴，针对绿电绿氢一体化项目出台电力优惠政策；加强技术研发支持，强化金融对氢能技术和产业创新的支持，设立专项投资基金和信贷产品等；制定全国性氢能管理法规，统一加氢站审批标准等。

总之，发展氢能产业，不仅是常规经济发展的动能，也是世界能源

格局的重大变革，更有可能是百年一遇的颠覆性机遇。如果坐等产业自然成熟，甚至被旧产业掣肘，自然也无法抓住未来产业的巨大红利。

我国已明确氢能产业是战略性新兴产业和未来产业的重要发展方向，氢能技术是新质生产力。加快绿氢应用，是推动氢能产业高质量发展、培育新质生产力的重要抓手，也是促进节能降碳、推进新型工业化的重要路径。氢能企业需要坚定信心，持续推动氢能产业发展，积极开展科技创新，大力拓展应用场景，加强氢能产业合作，解决氢能产业绿氢制氢成本高和氢储运技术不完善等问题。

原载
2025年9月1日《中国石化报》第8版

责任编辑
马　玲

我国氢能技术正向商业化过渡

马　玲（中国石化报社）

氢能产业具有技术密集度高、产业链条长、覆盖领域广和带动作用强的特征。我国作为唯一拥有全部工业门类的国家，氢能产业发展基础扎实、优势明显，积极发展氢能产业已成为我国发展新质生产力、培育新产业、创新新模式、形成新动能、塑造新优势的重要举措。在政策的积极引导与大力支持下，我国氢能产业发展已从推动关键环节技术攻关和交通领域先导示范向开展全产业链技术突破和多领域规模化应用全面转变，产业链各环节技术研究也从整机制造向核心材料研发与基础研究逐步深入。

总体来看，我国氢能产业链技术整体已进入工程化向商业化过渡的关键阶段，产业链各环节关键工艺与技术已基本完成突破或处于突破前夕。核心装备及材料在性能方面与国际先进水平的差距正在快速缩小，部分领域已达到国际先进水平。

氢能“制储输用”各关键环节技术发展现状

在氢制取环节，全球水电解制氢技术加速成熟，呈现多元化和大型化发展趋势

电解槽产品快速迭代，众多新技术、新材料、新工艺加速走出实验

室。装备性能提升与成本持续降低，推动可再生能源水电解制氢成为全球氢能产业发展的主旋律。2023年以来，产业链技术不断成熟、用氢需求持续增加与经济性日益改善，推动全球低碳氢项目投资热情高涨，项目建设不断提速。

从技术路线分析，得益于技术成熟度和经济性等方面的优势，ALK（碱性水电解制氢）技术仍是当前水电解制氢的主流技术路线。我国和欧盟是全球ALK技术的领导者，但所采用的技术路线不尽相同。

在PEM（质子交换膜水电解制氢）方面，美国、加拿大、德国处于领先地位。我国在PEM电解槽设计制造方面接近国际先进水平，但在质子交换膜、气体扩散层等关键材料方面，相较国际领先水平仍有一定差距。

在SOEC（固体氧化物水电解制氢）方面，近年来SOEC技术以能量转化效率高、无须使用贵金属催化剂等优势，发展迅速。美国和欧洲凭借其在SOFC（固体氧化物燃料电池）技术上的优势，在SOEC技术研究与应用方面保持领先。我国SOEC技术研发起步较晚，虽然部分性能指标接近世界先进水平，但整体来看仍存在一定差距。

在AEM（阴离子交换膜水电解制氢）方面，AEM技术整体仍处于工程化初期阶段，2024年以来呈现加速发展态势。德国是全球AEM技术的领导者之一。我国在电堆集成和系统能耗等方面与国际先进水平保持同步，但在产品寿命和可靠性等方面仍有待验证。

在氢储运环节，伴随氢能应用场景的不断拓展，氢储运技术呈现多元化发展态势

目前形成了高压气态储氢、地下储氢、管道输氢、低温液态储氢、有机液体储氢、液氨储氢、配位氢化物储氢、吸附储氢等十余种技术路线。总体来看，高压气态储氢仍是当前技术成熟度最高、应用最广的储氢技术。

在管道输氢方面，美国是全球纯氢输氢管道技术研究与应用的领跑者，在墨西哥湾沿岸建成了全球最大的氢气供应管网。在天然气管道掺氢方面，欧盟、美国、日本和加拿大是先行者。目前全球已开展50余个示范项目，天然气掺氢比例为5%~30%，多数国家的最高掺氢比例为20%。

在液氢储氢方面，美国、欧盟和日本处于领先地位，其中美国氢液化能力超200吨/日，约为全球氢液化产能的40%。在液氢储运装备方面，美国同样保持技术领先。在有机液体储氢方面，日本较早开展甲苯路线有机液态储氢技术研究和应用，德国苄基甲苯路线处于全球领先地位，我国在苄基甲苯路线和咔唑路线均有布局，相关技术研究和应用达到国际先进水平。在固态储氢方面，中国、美国、日本对固态储供氢材料与应用技术开展了大量研究，保持技术领先地位。

在氢应用环节，全球氢能应用仍以合成氨、合成甲醇、石油炼化等传统工业为主。近年来，交通、能源、冶金等新兴领域氢能应用技术不断进步，应用规模稳步扩大。交通是氢能技术应用的先导领域，氢能乘用车和商用车产品快速迭代，全球已形成相对完整的产品矩阵，氢能汽车应用规模持续扩大，但相较2023年，2024年氢能交通领域，尤其是燃料电池汽车推广增速有所放缓。PEMFC（质子交换膜燃料电池）作为氢能交通领域应用的核心装备，成为全球氢能技术研究的重点领域。

从系统集成方面来看，我国多家企业均已完成300千瓦级PEMFC系统开发，达到国际领先水平。在质子交换膜、催化剂等核心材料方面，日本、美国和欧洲仍然保持技术领先。与燃料电池汽车技术推广增速放缓不同，2023年以来随着氢及氢基衍生物动力技术成熟，氢及氢基衍生物在航运领域的应用需求快速增长。其中，甲醇燃料船舶多为集装箱船，氨燃料船舶以散装货船和油轮等液货船为主，氢燃料船舶多为拖船、游轮、渡轮等小型船舶。航空领域氢能应用技术以可持续航空燃料（SAF）掺混应用为主。

在能源领域，氢能的主要应用技术包括燃料电池热电联供、氢燃气轮机和氨煤电机组。目前燃料电池热电联供技术以PEMFC和SOFC为主，我国PEMFC技术处于国际先进水平，氢电转化效率达68%；美国、日本、欧洲等在SOFC技术研发与应用方面处于领先地位，SOFC发电效率在60%以上，热电联产综合效率在90%以上。

在氢燃气轮机方面，美国、日本和欧洲凭借技术优势，在氢燃气轮机研发制造方面保持领先。在煤电机组掺氨方面，中国和日本技术发展较快。在化工领域，以清洁替代应用为主。在冶金领域，目前氢冶金技术包括富氢高炉冶金、氢基直接还原冶金、富氢熔融还原冶金三大技术路线。

交通运输作为当前氢应用技术成熟度和商业化程度最高的领域，用氢需求预计在2025~2035年率先进入爆发式增长阶段；电力及储能领域氢应用技术快速成熟，预计于2030年后进入大规模商业化应用阶段，并保持10年以上的快速增长；冶金领域氢能替代潜力巨大，虽然改造周期较长，但仍将是未来全球氢气需求增长的主要动力之一；相对于交通运输、电力储能及冶金等新兴领域用氢需求，化工领域氢应用技术相对成熟，更偏重用绿氢替代现有灰氢进行化学品生产加工。

我国氢能产业链发展建议

加大技术创新研发力度，强化全球知识产权布局

一是加大关键材料与核心装备技术攻关力度。通过政策引导和资金支持，制订关键材料与核心装备重点研发计划，引导高校、研究院所等加强基础材料研发，提升材料性能水平，鼓励企业加大对氢能关键技术和设备的研发投入力度，推动氢能技术自主创新，降低对进口技术和设备的依赖。

二是鼓励技术攻关发展模式创新。以市场需求为主导，强化企业创

新主体地位，引导氢能产业龙头企业整合行业优势力量，以“链主”发榜、“链员”揭榜的模式，开展产业技术难点攻关，带动产业链协同创新。

三是强化专利保护机制，鼓励企业加强核心知识产权海外布局。推进自主知识产权维护及专利鼓励政策，增强企业、高校的专利保护意识，关注产业链上下游技术发展，做好相关领域国际专利申请和布局，提升参与国际市场的核心竞争力。加强高校与传统产业优势企业的合作，促进核心技术的研发与应用，通过专利许可、专利转让等形式，尽快实现技术创新成果市场价值最大化。

建立技术攻关长效机制，加强跨领域联合攻关

打造国家和地方两级技术攻关机制。国家层面，搭建高能级创新平台，聚焦共性技术开发，提升原始创新能力。建立国家级共享实验与检测平台，为氢能企业提供研发资源及技术应用测试场景，为氢能产业链技术高起点、高质量发展提供强有力的科技支撑。依托行业骨干企业、科研机构和高校，联合组建国家级实证基地、国家实验室、国家制造创新中心等平台，聚焦关键共性技术开展科研攻关，建立氢能知识产权开源机制。引导高校及科研院所进一步合理优化与利用科学资源，对外开放大型实验设备，最大化地实现资源价值，为企业高水平技术创新提供支撑。

地方层面，以项目需求为牵引，加强跨领域跨产业联合攻关，突破关键技术。以联合体等形式深化产学研用产业链协同创新合作，“串点成链，织链成面”，推动产业链协同发展，利用不同地区的资源和产业优势，联合打造“氢能联合体”，促进氢能产业打破区域限制，打造地方之间合作交流机制，优势互补、资源共享，错位协调发展，避免重复投资，实现跨地域联合发展。支持制氢装备制造车间智能化升级改造，提高企业生产效率和产品品质，降低生产成本，增强企业和产品的竞争力。引导企业和院校重点聚焦制氢、储运、加注、燃料电池等产业链核心环节，围绕关键环节开展技术攻关与商业化示范。探索将氢能产业纳入全国行

业专业竞赛范畴，强化各层级氢能人才培养，重点培养氢能大国工匠和高技能人才。

推进绿色氢基能源认证，提升全产业链绿色价值

一是推动绿色氢基能源的碳减排量纳入全国碳市场。从国家层面统筹协调开展氢能领域CCER方法学研究，建立完善绿色氢基能源全生命周期碳排放核算体系，出台各领域氢能碳减排量化核准标准，打造清洁低碳的生产供应链。推动绿色能源碳资产管理平台的应用和普及，建立各类氢基能源项目碳排放数据监测体系，以碳价值激励氢基能源产业规模化发展。

二是明确绿氢及绿色氢基能源认证标准，推动国内外标准兼容。加快构建氢基能源认证标准体系，明确绿氢、绿氨、绿醇、绿色航煤等氢基能源定义，确定绿色化学品与绿色燃料的制备、生产场景，明确各个产品认证对应的温室气体排放阈值。加强与国际组织的合作，大力推动绿色氢基能源全生命周期碳排放核算方法学及认证体系与国际标准接轨和互认，主动应对氢能产业贸易壁垒，积极参与国际氢能贸易标准规则制定，提升国际影响力。

加强对外交流合作，增强国际产业链分工主导权

一是在人才引进、技术研发、标准制定与产业投资等领域积极开展国际合作。吸纳国际先进经验和技术，培育氢能领域的国际先进人才，建立国际合作与创新平台，鼓励实施氢能国际大科学计划和大工程，实现技术引进吸收再创新，推动我国氢能产业国际化发展。

二是提升我国国际氢能产业链分工的主导权。发挥“一带一路”国际合作纽带作用，鼓励企业积极开展国际投资。加强对中东等未来潜力巨大、当前基础设施与技术水平相对薄弱、投资成本相对较低、现阶段氢能发展相对滞后地区的投资，将有助于我国进一步强化区域合作，建立稳固的合作伙伴关系，在全球氢能贸易格局构建中占据产业链和供应

链的有利地位。同时，积极鼓励企业布局海外氢能资产，包括甲醇和氨贸易港口，抢占贸易节点，强化风险抵抗能力，提高国际贸易话语权，推动我国从氢能大国向氢能强国转变。

加强先进技术示范引领，推动一批试点项目落地

加强先进技术应用场景供给保障，优先在重点领域开展一批试点示范项目，探索具有可借鉴、可推广的经验和模式。

在氢制取方面，优先支持高性能兆瓦级国产PEM制氢装备及ALK与PEM耦合大规模离网制氢技术等先进装备和重点技术示范应用。将可再生能源离网制氢技术与深远海资源开发相结合，研究开展规模化海上风电离网制氢技术实证。

在氢储运方面，优先支持符合条件的企业开展高压纯氢管道建设与示范运营。加快开展主干天然气管道掺氢输送可行性研究，规划1~2个实证项目。

在氢加注方面，积极开展液氢加氢站建设与示范运营。支持内河水上加氢站建设，开展船－船同步加氢技术研究，谋划1~2条氢能内河航道。

在氢应用方面，加快在副产氢聚集区推动一批化工、能源、冶金、交通领域示范应用项目建设。积极开展海上氢能应用示范项目，在山东、海南、福建等有条件地区，选取海上风电制氢、海上输运氢、海上加氢、海上能源岛等海洋氢能典型场景开展试点示范。以大型港口及沿海工业园区等为应用场景，打造1~2个氢基燃料基地。

在煤电锅炉掺氨方面，建立国家级氢氨融合燃烧实验平台，鼓励优先对服役年限较长的煤电机组进行评估和改造，推动一批煤电锅炉掺氨混燃改造商业化运营示范项目落地。

原载
2025年7月28日《中国石化报》第8版

责任编辑
马　玲

发展氢能交通需直面“氢贵、车贵、站贵”三大痛点

罗艳托　王云剑　蔡德洪　邵子琪（中国石油规划总院院级专家）

在应对气候变化、落实“双碳”战略的背景下，交通领域作为碳排放的重要来源，其绿色低碳转型至关重要。氢能因清洁、高效、可再生的特性，被视为推动交通能源转型的关键抓手。2025年4月，交通运输部等十部门联合发布的《关于推动交通运输与能源融合发展的指导意见》（交规划发〔2025〕42号）明确指出，需扩大氢能供给并完善配套设施，重点在重型卡车、铁路等领域进行推广，为“十五五”时期氢能交通的快速发展释放信号。10月16日，国家能源局综合司《关于公示能源领域氢能试点（第一批）的通知》，进一步强调了氢的能源属性，探索氢能产业发展的多元化路径，形成可复制可推广的经验，支撑氢能“制储输用”全链条发展，拟支持内蒙古深能鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氨及氢能耦合应用等41个项目、吉林长春松原白城等9个区域开展能源领域氢能试点工作，为氢能在车用领域的应用提供了政策支持和资源保障。

系统研究我国氢能交通产业的发展难点发现，尽管我国氢燃料电池汽车保有量已初具规模，加氢站建设稳步推进，但产业链整体仍面临多重挑战，制约了产业的规模化发展。本文针对产业链发展的难点痛点，从产业链的各环节提出系统的解决路径，并探讨我国车用氢能的发展前景。

我国氢燃料电池汽车和加氢站发展现状

近年来，我国氢燃料电池汽车推广规模稳步增长，但发展速度仍不及行业预期。今年前三季度，我国氢燃料电池汽车产销量分别为2230辆和2208辆，同比分别下降46.8%和46.6%；我国氢燃料电池汽车保有量2.4万辆，其中正常使用和运营车辆占比约50%，距实现“十四五”规划保有量达到5万辆的目标，仍有较大差距。

我国加氢站等基础设施建设已初具规模，但普遍面临利用率偏低、运营经济效益不佳的问题。截至6月30日，我国已建成投运加氢站共560座，较各省累计超1000座的规划目标尚有较大差距。目前，加氢站平均单站服务车辆约43辆，利用率处于较低水平，多数加氢站和运营商处于亏损状态。加氢基础设施的布局与车辆推广之间尚未形成高效协同，车和站发展不平衡的问题在一定程度上也制约了氢燃料电池汽车的规模化发展。

氢能交通发展的痛点

氢能在交通领域发展不及预期，主要原因是产业链不畅通所导致的“氢贵、车贵、站贵”三大痛点。

氢能在交通体系的健康发展，依赖于“制氢—储运氢—加氢—应用”这一完整产业链各环节之间的高效协同。然而，当前产业链各环节仍存在显著的技术成熟度不足、综合成本高企、跨环节协同不畅等多重瓶颈。这些痛点相互交织、彼此制约，严重阻碍了氢能在交通领域的商业化推广和规模化应用。

1.上游：绿氢制氢成本居高不下

根据原料来源与碳排放强度的不同，氢气主要分为“灰氢”“蓝氢”

和“绿氢”三类。灰氢凭借最低的生产成本和成熟的规模产能，成为我国现阶段氢源的主体。蓝氢是在传统天然气或蒸汽甲烷重整制氢基础上耦合碳捕集、利用与封存（CCS/CCUS）技术的产物，通过捕获二氧化碳显著降低了碳排放，成本高于灰氢。而绿氢依托光伏、风电等可再生能源或核能发电电解水制得，实现了全生命周期的近零碳排放，是真正意义上可再生的清洁高效二次能源，也是未来能源体系中氢能的基本定位。然而，不管是电解槽碱性电解水制氢，还是质子交换膜电解水制氢、固体氧化物电解水制氢，成本均居高不下。除电解水制氢外，通过甲醇、绿氨等载体间接制氢也是可选路径，不同技术路线的成本差异显著。

2. 中游：储运技术存在瓶颈，成本难以压缩车用氢气价格贵，其中一个很大因素是因为氢气储运成本高。

氢能供需错配，储运需求难以避免。我国氢能主要集中在煤炭、天然气资源丰富的西北和东北地区，氢能消费市场和高端应用产业高度集中在经济发达、交通网络密集的珠三角、长三角等东南沿海地区。

各种储运技术存在技术瓶颈，导致成本缩减困难。氢气的特点给氢能储运提出了较高的技术要求。氢气分子小，易燃、易爆、易渗漏的特性，使得其对储运的容器、介质、技术和环境条件都有严格要求。现阶段，对氢能的大规模、长距离、经济安全输送仍存在明显技术瓶颈。氢能储运根据氢的物态主要分为气态、液态和固态三种形式。尽管压缩气态储运、低温液化储运及有机氢载体等路线近年来持续取得进展，但受限于储氢密度、安全标准与经济效益之间的平衡，各类技术路线距离实现规模化商业应用仍存在明显差距。中游储运环节的技术成熟与突破，直接关系到上游氢能能否有效消纳、下游应用成本能否具备市场竞争力，成为制约氢能产业规模化发展的突出痛点。

3. 下游：氢气价格高，购车成本高，加氢站建设/运营/管理成本高

氢气价格高。我国燃料氢的销售价格普遍较高，2025年10月，我国

燃料氢销售均价为3.09元/立方米，其中：长三角地区3.16元/立方米，珠三角地区3.82元/立方米，华北地区2.85元/立方米，华中地区2.52元/立方米。通过密度换算，2025年10月燃料氢全国销售均价为35.8元/公斤，各地区销售价格在29.2~44.3元/公斤，到站价还要根据运距和运输方式增加运输成本；而多数省份加氢站终端零售价不超过35元/公斤才能获得政府补贴（10元/公斤）；没有政府补贴，加氢站终端零售价超过45元/公斤，与柴油相比基本没有竞争力。所以，加氢站氢气进销价格没有合理差价甚至出现价格倒挂，加氢站在没有政府运营补贴的情况下基本处于亏损状态。

以北京市12米级城市公交车为例，燃料电池公交车平均百千米耗氢8公斤，传统燃油公交车百千米油耗30~35升，纯电动公交车百千米耗电100千瓦时，以目前北京车用氢气无补贴市场价格40元/公斤、柴油价格7.05元/升、含服务费充电价格2.3元/千瓦时测算，氢燃料电池公交车、燃油公交车、纯电动公交车的百千米动力成本分别为320元、247元和230元，氢燃料电池公交车的使用成本比燃油公交车和纯电动公交车分别高30%和39%。

购车成本高。技术水平和规模效应导致生产成本高，氢燃料汽车的生产成本主要集中于燃料电池系统与整车集成两大环节。其中，燃料电池系统占整车成本约50%，而电堆等核心部件的生产成本又占该系统成本的60%。近年来，我国在燃料电池发动机集成制造方面取得显著进展，基本实现国产化，但关键材料如质子交换膜等仍依赖进口，制约了成本进一步下降。在核心材料方面，铂（Pt）作为阴极催化剂主要成分，其成本可占电堆总成本的40%，稀有金属的高价格直接推高了整车制造成本。在关键部件方面，氢气循环泵、空压机、增湿器等核心辅件在性能与可靠性上与国际先进水平仍有差距，部分基础材料与关键零部件尚需进口。此外，受当前市场规模有限的制约，产业难以通过规模效应有效

摊薄成本，最终导致面向终端消费者的购车价格居高不下。

从2023~2025年的采购招标信息看，氢燃料电池汽车的初始售价远高于同级别的纯电动和燃油汽车。例如，49吨氢燃料电池牵引车的售价约为128万元，而同级别的纯电动重卡和燃油重卡售价分别仅为58万元和51万元。虽然国家和地方补贴在一定程度上降低了购置门槛，但高昂的初始投资依然是推广的主要障碍。随着技术迭代和规模化生产，预计氢燃料电池汽车的购置成本将呈逐渐下降趋势，但仍然面临电动汽车的激烈竞争和挤压。

加氢站建设成本高。加氢设备部分核心零部件进口成本高。加氢站的主要设备包括压缩机、加氢枪和储氢容器。压缩机分为金属隔膜式、液驱活塞式和离子液式。加氢站发展初期，隔膜压缩机因膜片使用寿命短导致设备成本高，液驱活塞式压缩机因活塞环寿命短的缺点难以解决，离子液压缩机尚存在冷却系统集成的技术瓶颈，多数依靠进口。近年来，随着我国压缩机生产技术的进步，基本实现了国产化，加氢机生产厂家也达到40余家。加氢站的加氢压力以35MPa和70MPa为主，受密封结构、集成度较高等技术能力的制约，目前加氢枪部分型号实现了国产化，其他型号仍然主要依靠进口，采购成本高。

目前，加氢站加注能力以500千克/日和1000千克/日居多，加注能力500千克/日的加氢站设备投资约500万~700万元/座；加注能力1000千克/日的加氢站设备投资达900万~1000万元/座；制氢加氢一体化加氢站如配备进口设备，其设备投资更是达1500万~2000万元/座。而且，加氢站开发建设土地成本更是居高不下，不同区域土地招拍挂价格差异显著，部分地块单价甚至超过1.5亿元/公顷。运营方面，由于车辆保有量低，单站加氢量严重不足，导致设备折旧、人力、安全运维等固定成本难以摊薄，多数场站盈利困难，高度依赖政府的运营补贴。

加氢站运营管理成本高。首先，建设加氢站的审批手续烦琐，流程

复杂，危化品经营许可证和充装证难以获得。其次，车用氢能正处于市场导入期、培育期，加氢站氢气加注量和使用率低，投入人力资源多、检测项目繁多、电力能耗及设备维保等导致运营成本高，盈利能力低，投资回收期长。再次，政府建站和运营补贴难以及时如数拨付。另外，氢气属于易燃易爆的危化品，无色、无味，泄漏不易察觉，安全管理体系不完善，造成管理难度大。这些均在一定程度上影响了车用氢能的推广和利用。

氢能交通发展痛点问题的解决路径

1. 上游降低绿氢制氢成本解决路径

电解水制氢因其原料来源广泛、全生命周期碳排放极低，被公认为最具长期发展前景的绿氢制备路径。然而，电解水制氢成本中电费支出占比70%~80%，因此电价是制约电解水制绿氢成本的关键瓶颈。通过布局风能、太阳能等可再生能源基地，降低用电成本，并构建“源网荷储”协同体系，就地开展电解水制氢项目，通过电解水制氢将富余的可再生能源转化为氢能，优先满足当地车用氢能需求。构建“绿电—绿氢—交通应用”的本地化闭环体系，促进新能源发电与氢能制备、消纳的产业链协同，借助规模化集成效应降低整体制氢成本。

2. 中游降低储运成本解决路径

优化储氢体系的首要任务是通过技术的迭代融合，多路径协同推进储氢技术升级与模式创新，形成适应不同储运场景的综合方案。在高压气态运输方面，应着力降低氢气压缩过程的能耗，并提升管束拖车的运输压力与装卸效率。对于液氢运输，关键在于不断突破液化技术瓶颈，完善储运工艺，加快推进核心设备的国产化进程。管道输氢是规模化发展方向，需要积极开展纯氢/掺氢管道输送示范工程，逐步扩大应用

规模。

氢能产业化的深入推进，有赖于加氢站与输氢管道等基础设施的系统布局，直接关系到供应链的可靠性与成本效益。在氢能供给体系构建上，积极发展制氢加氢一体化模式，布局大型氢能储运基地，保障车用氢能稳定、及时的跨区域供应。同时，可试点分布式制氢加氢一体站，利用甲醇等常温下稳定的有机物作为氢载体，通过现场重整制氢，有效规避储运环节，降低供应链成本。

3. 下游扩大车用氢能利用规模解决路径

针对氢燃料汽车较贵的痛点，在政策层面，持续加大扶持力度，通过财政补贴、产业链孵化等激励措施，全面提升企业自主研发能力；在技术层面，需着力突破氢燃料电池材料与集成技术瓶颈，重点优化膜电极制备工艺、降低贵金属催化剂载量、开发低成本关键材料，以降低系统成本、提升产品性能，并通过规模化生产进一步摊薄成本；在前沿技术储备层面，应加速推进尚处实验室阶段的氢内燃机等技术路线的发展，鼓励车企与高校深化合作，推动技术成果转化，为未来丰富技术路径、降低购车成本做好战略储备。

针对加氢站的痛点，在政策层面，需简化审批流程、落实补贴政策，为行业营造良好发展环境；在技术层面，应加快加氢枪、压缩机等核心设备关键零部件的技术攻关与国产化替代，通过规模化生产降低设备成本；在建设层面，推行集约化发展模式，鼓励建设油—氢合建站、气—氢合建站、电—氢合建站、综合能源服务站等，并在公交场站、物流园区等布局加氢设施，以节约土地和投资成本。此外，应通过“建站促车、车多促站、车站互促”的良性互动，提升加氢站使用率与运营效率，最终实现全链条成本优化和健康可持续发展。

氢能交通未来发展展望

在国家“双碳”战略引领下，氢能交通作为能源转型的关键载体，正迎来前所未有的发展机遇。以《2030年前碳达峰行动方案》和《氢能产业发展中长期规划（2021~2035年）》为代表的多项政策，明确将氢能定位为国家未来能源体系的重要组成部分，并为产业链各环节设定了清晰的发展路径。目前，我国通过燃料电池汽车示范城市群等机制，已初步完成氢能产业的示范导入，核心技术与装备国产化率显著提升，在交通、工业等领域积累了多元应用经验，为规模化发展奠定了坚实基础。

从近期出台的国家支持政策（如：国家能源局综合司《关于公示能源领域氢能试点（第一批）的通知》等）和地方支持政策、地方试点（如：成立北京银行大兴国际氢能示范区支行，作为北京市首家专注氢能产业的特色支行；海南氢能网约车投用并逐步扩大规模等）来看，预计“十五五”期间车用氢能将有明显突破性进展，同时带动氢能产业链规模化发展。展望未来，氢能交通将逐步从政策驱动转向市场驱动，预测到2060年，氢能在交通领域和能源领域的发展可大致划分为以下三个阶段：

1.规模化扩张与市场培育期（2026~2030年）

此阶段的核心任务是突破成本瓶颈，培育可持续的商业模式。根据规划进度，到2030年，我国将形成较为完备的氢能产业技术创新体系和清洁能源制氢供应体系。随着新能源发电成本下降与电解槽技术迭代，绿氢生产成本有望在2030年前后与配置CCUS的化石能源制氢实现平价，从而在成本端具备市场竞争力。氢能应用将从交通领域加速向化工、钢铁、储能等工业场景渗透，形成多元化消费格局。产业链各环节装备将基本实现国产化，依托规模效应和商业模式创新，产业进入以市场驱动为主的成长期。

2.产业体系完善与多元应用拓展期（2031~2035年）

到2035年，我国将形成完整的氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态，可再生能源制氢在终端能源消费中的比重显著提升。在此阶段，氢能交通的应用深度与广度将大幅拓展。产业重点将聚焦于中重型车辆、船舶、航空器等关键场景，通过推进氢燃料电池在中重型商用车领域的规模化应用，并有序拓展至新能源客货车市场，逐步形成燃料电池汽车与纯电动汽车互补的发展格局。同时，氢能交通基础设施将进一步完善，氢能船舶、氢能航空器等前沿技术的示范应用有望取得突破，推动交通领域氢能应用市场规模持续扩大。

3.生态融合与智慧成熟期（2036~2060年）

到2060年，我国氢能在终端能源消费占比有望提升至15%~20%。在此阶段，氢能将深度融入国家能源体系，成为实现碳中和目标的核心支撑。可再生能源制氢将成为绝对主导的氢源，氢能交通的核心特征将转向“智慧化”与“生态化”。通过与人工智能、物联网等技术结合，氢能的生产、储运和消纳将实现智能化调度，构建与电力系统互补协同的零碳能源供应体系。氢能将在重卡、航空、航运等电动化难以突破的领域发挥不可替代的作用，最终形成安全、高效、清洁的现代化氢能交通生态。

原载
2025年第12期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
孙　艳

光伏行业如何破“卷”成蝶

郭　昊（特约撰稿人）

产能无序扩张、价格恶性厮杀、技术同质化严重，交织成“内卷”风暴……尽管上半年光伏应用装机与累计装机均创新高，但盛况之下，实则暗流汹涌。

8月19日，工业和信息化部等六部门联合召开光伏行业座谈会，旨在进一步规范光伏行业竞争秩序，标志着光伏“反内卷”战役以“非常决心、超常力度”全面升级。此次会议距7月3日工业和信息化部单独召开的光伏座谈会仅46天，无论是参与部门、覆盖企业范围，还是议题针对性，均超出行业与市场预期。而7月25日举行的光伏行业2025年上半年发展回顾与下半年形势展望研讨会（简称：“2025年光伏行业年中会议”）同样释放出不寻常的信号。一年前，光伏行业就提出了“反内卷”，一年后，这种呼声不但没有减弱，反而更高。那么，光伏行业的“内卷”顽疾为何难除？如何尽快从野蛮生长走向高质量发展？

行业发展举步维艰

一季度，31家主产业链上市公司净亏损超过125.8亿元，亏损幅度同比增长274.3%

“举步维艰”，谈及我国光伏行业上半年发展，中国光伏行业协会名

誉理事长王勃华用了这四个字概括。

数据显示，电池片组件的产量增速已降至15%以下，多晶硅环节同比增长下降的落差超过100%，出现了自2013年以来的首次负增长；硅片落差超过80%，出现了2007年有统计以来的首次负增长。

王勃华明确表示：“今年下半年，‘反内卷’将成为光伏制造端最重要的工作。”

我国光伏产品的出口量同样跌落，据中国光伏行业协会统计，2025年1~6月，硅片、组件出口量同比分别下降7.5%、2.82%。光伏产品出口额连续两年下降，今年上半年出口额同比下降26%，以历史半年度出口额的最高点——2023年上半年的290亿美元计算，下降幅度超过50%。

中国光伏行业协会对31家主产业链上市公司进行了一季度亏损统计，净亏损超过125.8亿元，亏损幅度同比增长274.3%。据不完全统计，2024年以来，超过40家企业公告退市、破产或兼并重组。

中国光伏行业协会秘书长刘译阳指出：“‘内卷’势头远远没有过去，万里长征刚走了第一步，如果没有把事情真正处理好，只会回到过去。”

“内卷式”恶性竞争是造成困境的主因

“从全行业生存与发展的角度来看，现阶段一定要控制同质化的技术，产能一定要‘砍’下来”

多位专家分析，造成中国光伏行业目前困境的主要原因是行业“内卷式”恶性竞争。

安徽华晟新能源科技股份有限公司董事长徐晓华直言：“‘内卷’的本质就是供大于求。供大于求的本质，是同质化产能过多。”

中国上市公司协会会长宋志平强调，企业要想长久赚钱，不能只盯着自己的一亩三分地，而要维护整个行业生态，商场不是战场。

覆巢之下无完卵，若整个行业都在赔本销售，单家企业不可能独善其身。宋志平指出，现代市场经济本就是“过剩经济”。中国水泥曾过剩？35%，如今光伏组件的全球产能已高达1200吉瓦/年，却只有600吉瓦的需求，如何在过剩中盈利？

徐晓华称：“从全行业生存与发展的角度来看，现阶段一定要控制同质化的技术，产能一定要‘砍’下来。”

他认为，第一，要坚定地推动硅料产能的优化。硅料产能现在是350万吨/年，可以考虑“砍”为140万~150万吨/年。硅料环节的兼并重组势在必行。

第二，在现阶段，任何技术路线的产能都不能再扩了。不只是TOPCon（隧穿氧化层钝化接触）不能扩，包括BC（背接触电池），甚至HJT（异质结电池）也不建议扩。因为TOPCon、BC、HJT三条技术路线谁也替代不了谁，谁也没比谁好太多。效率上可能略微有点差异，售价略高几分或略低几分，但没有真正的赢家，光伏现在是非理性的价格竞争，再卷下去没有赢家。

第三，价格必须要修复到可持续的理性水平。现在这个价格水平再持续一段时间，整个行业就会出大问题。一方面光伏制造业承受着巨大压力，整个行业普遍亏损。另一方面，这些年行业的快速发展离不开政府引导、金融机构支持及社会资本投入，如果出现系统性风险，不光是光伏行业和100多万名光伏从业者的问题，甚至可能波及更广泛的社会经济层面。所以，“内卷”一定要整治，而且要在国家引导下强力整治。

企业要不断创新，加大研发投入力度

引导企业回归经营本质，将资源和精力集中于技术研发、产品创新和模式优化

面对行业内的无序竞争，光伏企业正积极寻求破局之道。晶科能源作为光伏行业头部企业的代表，公司副总裁钱晶表示，通过高质量的技术研发、差异化的产品创新、一站式的光储融合服务，全球化布局及ESG（环境、社会和治理）建设等，公司用实际行动积极打破行业“内卷”，走出了属于晶科的高质量、创新性、差异化的“反内卷”之路。

“‘内卷化’的竞争环境往往导致行业内资源的浪费和不合理配置，企业会过度关注短期价格竞争，而忽视技术创新和产品品质。”钱晶认为，反内卷能够引导企业回归经营本质，将资源和精力集中于技术研发、产品创新和模式优化，引导资源向优质企业和创新项目倾斜，推动落后产能有序退出，提高行业资源利用效率，提升光伏能源的经济性和市场竞争力，从而提升整个行业的核心竞争力。

在价格竞争激烈的背景下，光伏行业整合将加速。资源将向技术领先、成本控制能力强、品牌影响力大的企业集中，推动行业集中度进一步提升。这有助于优化行业产能结构，淘汰落后产能，提高整个行业的运营效率和经营环境。

对此，钱晶表示，晶科能源会持续加大研发投入力度，保持技术创新领先优势。通过推出更高效率、更高质量、更可靠的产品，满足市场对高性能光伏产品的需求，以产品差异化应对市场竞争。继续深化全球市场布局，拓展市场份额。同时，在全球多个地区布局生产基地，实现本地化生产和供应，提高市场响应速度和服务质量。加强产业链一体化建设，增强自身在产业链中的竞争力。坚定不移地推进可持续发展战略，将ESG理念贯穿企业的日常运营和发展战略，以增强自身的竞争力和品牌形象。

全行业应达成产品质量和技术水平至上的共识

打造差异化、细分化、高端化、品牌化，凭核心竞争力获得可持续溢价

作为主管部门的工信部及国家能源局也明确了下一步整治方向。

“下一步电子信息司将深入贯彻落实党中央国务院决策部署，围绕规范行业发展、强化标准引领、加强国际合作等方面积极开展工作。”工信部电子信息司二级巡视员吴国纲指出，在规范光伏行业发展方面，工信部电子信息司将推动落后产能有序退出，强化规范条件的政策引导作用，定期公告符合条件的企业名单，实行社会监督和动态管理，持续营造以创新为引领、以质量为优先、以公平为准则的市场环境，引导产业加强技术创新，提高产品质量，加快推动行业转型升级。

国家能源局新能源司副司长桂小阳提出要全行业协力破解难题：“当前光伏行业出现的非理性竞争加剧、低价中标、知识产权纠纷等问题，全行业要积极面对和解决，希望行业达成产品质量和技术水平至上的发展共识，抓好安全生产，坚持生态优先，在招标中摒弃最低价格中标的观念，持续提高技术标准，推动实现产品优质优价。”

“行业必须凝聚共识积极应对当前困境。”中国光伏行业协会理事长、阳光电源董事长曹仁贤呼吁，强化行业自律已刻不容缓，“企业应严格遵循行业规范与秩序，坚决杜绝低于成本价的报价。”

如何落到操作层面？宋志平提出“先去产量、再去产能”，光伏行业要通过限产稳住现金流和利润后，再着手去落后产能，并对先进产能实行“以销定产”。“限产之后，要提防企业因价格上涨带来的产能扩张冲动，必须明确价格是因为限产，并不是行业不过剩了，所以限产量和限产能需同时进行，才能保住价格。”宋志平说。

目前，不少光伏企业一味抢市场、拼降本，却忽视了产品质量和定

价；自媒体层出不穷的“出货量排行榜”进一步扭曲了企业的价值观。定价被草率交给销售部门，而销售人员最擅长的正是“降价+赊账”。宋志平认为，真正的定价权应牢牢掌握在董事会和高管层手中。

谈到企业如何在“红海”中突围，宋志平认为，企业要打造差异化、细分化、高端化、品牌化，具备“涨价”的底气，凭核心竞争力获得可持续溢价。

原载
2025年8月25日《中国石化报》第8版

责任编辑
马　玲

深远海将成为海上风电主战场

郭　昊（特约撰稿人）

近日，自然资源部印发《关于进一步加强海上风电项目用海管理的通知》（简称《通知》），对海上风电项目空间布局、节约集约、用海审批、生态用海等方面提出了明确规定和要求。这是国家层面针对海上风电产业的最新指导性政策。

近年来，随着我国海上风电快速发展，用海规模不断扩大，近岸海域可开发利用资源趋于饱和，不同行业用海矛盾日益加剧，新的用海问题也不断显现。

在多位业内专家看来，新政不仅有助于提高海域资源利用效率，加强海洋生态环境保护，而且为海上风电产业健康有序发展指明了新方向。

“深远海”是将要抵达的“远方”

近年来，我国海上风电产业化发展迅速，目前海上风电机组最大单机容量达20兆瓦级，累计装机容量从2018年的不足500万千瓦提升至2024年底的4500万千瓦。

尽管如此，自然资源部海域海岛管理司相关负责人在解读政策时指出，近年来我国不断出现新的用海问题，现有政策已难以满足实际用海管理需求，亟须修订完善。《通知》的发布契合海上风电产业发展和用海

管理现实需要，可有效促进海上风电产业持续健康发展。

在规划选址方面，《通知》明确海上风电项目用海必须符合国土空间总体规划和海岸带专项规划，海上风电场应在可再生能源用海区或兼容风电用海的功能区选址，同时严禁在生态保护红线等重要、敏感和脆弱生态区域布局。《通知》同时强调，要推进海上风电向深水远岸布局。新增海上风电项目应在离岸30千米以外或水深大于30米的海域布局，若近岸区域水深超过30米，风电场离岸距离需不少于10千米。

2011年出台的《海上风电开发建设管理暂行办法实施细则》要求，海上风电场原则上应在离岸距离不少于10千米、滩涂宽度超过10千米、海域水深不少于10米的海域布局。

对比新旧文件不难发现，海上风电向深远海发展的趋势已十分明显。

某风电企业负责人表示，近海风电开发耦合多重因素，包括航道、输油管道、海底光缆、渔业养殖等，而深远海具备更广阔的开发潜力，这意味着近海仅是当下产品迭代和技术积累的“训练场”，深远海的多元化场景才是海上风电将要抵达的“远方”。

据预测，到2030年，我国海上风电总装机容量将达2亿千瓦，涉及总投资约2.6万亿元，可带动产业链总产值超20万亿元。随着我国海上风电开发规模持续稳步扩大，深远海将成为未来海上风电开发的主战场，集群化开发、大容量机组、漂浮式风电、新型送出技术等将是未来重点发展方向。

“一海多用”提高利用效率

除了对选址进行明确细化外，《通知》也强调了节约集约用海，鼓励立体复合利用。《通知》提出，在符合国土空间规划和利益相关者协调一致的前提下，鼓励在已取得合法用海手续的海洋油气开发区、深远海养

殖区等已开发利用海域建设海上风电，鼓励新增海上风电项目用海采用“风电+”的综合开发利用模式实现“一海多用”，通过统一设计、统一论证，建设一定比例的网箱养殖、海洋牧场、海上光伏、波浪能发电、制氢、储能等设施，切实提高海上风电场区海域资源利用效率。

在中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎看来，《通知》体现出国家层面对深远海风电发展的支持和引导，目前深远海风电项目仍面临开发及后期运维成本相对较高的问题。如果风电能够和其他产业融合配套发展，将有助于提高产业经济性，为海洋经济注入更大活力。

上海交通大学海洋学院副研究员曾聪认为，“一海多用”既能够最大化提升海上风电项目的经济效益，又能避免资源重复开发和过度开采，为海洋生态保护提供支撑。

厦门大学经济学院中国能源经济研究中心教授孙传旺也表示，海域立体复合利用将为不同海洋产业的协同发展与融合互补创造有利条件，有助于创新海洋经济发展模式，提高海洋产业的综合效益。

近几年，我国山东、广东、海南等多个沿海省份开启了“风电+”综合开发利用模式实践，海上风电融合制氢、文旅、渔业等领域已有项目落地。

从产业链角度看，“风电+”模式能够带动相关产业链协同发展。如“海上风电+海水制氢”模式可推动氢能产业发展，包括氢气的储存、运输和应用等环节，有望创造更多的就业机会和经济增长点。

产业链向技术“无人区”攀登

整体来看，当前，我国海上风电在高端装备制造能力、深远海海上风电施工能力上已能比肩国际水平。多位专家介绍，在未来高质量发展中，我国海上风电产业发展与国外厂商面临的问题和挑战是一样的，都

要在技术“无人区”攀登新高峰。

目前，海上风电产业链建设有哪些短板？业内专家表示，如在风电机组设计与研发环节，功率半导体、高稳定性主控系统、机组设计软件等设计制造能力有待提升；在海上并网与输电环节，柔性直流送出关键部件亟须降本，高压柔性直流海缆、动态海缆技术水平仍需提升；在风电场规划设计与建安环节，深远海资源环境勘测评估技术规范仍待完善，深远海风电施工技术装备有待升级；在海上风电运维环节，智能化精准功率预测、极端灾害应急防护、远程故障诊断预警能力有待提升；在海上风电融合发展环节，融合应用装备亟须技术降本，融合工程一体化设计施工技术有待深入研究。

对此，国务院国资委秘书长庄树新表示，应鼓励共链企业聚焦关键共性技术、前沿引领技术、颠覆性技术，围绕风电机组、海上输电、海洋工程、运维等关键环节，联合推进产业链上下游补短板、锻长板，共同提升产业创新能力、供应链畅通能力。

不仅如此，发展海上风电还需各产业协同共进，实现多产业融合发展的目标。有专家称，从目前“海上风电+”模式落地情况来看，风电与其他产业“绑定”并不深入，要实现立体开发跨领域合作，能源企业还应加快打通各产业渠道，共同提高深远海风电项目收益。

对此，某大型央企负责人表示，今后将会同产业链上下游单位，共建海上风电创新平台、创新联合体、特色产业园区，健全供需对接机制、项目共建机制、成果共享机制和生态共建机制，推动海上风电产业链融合化、集群化、生态化、规模化发展。深化产业链生态圈战略合作，加强产业对接和产能合作，支持重点项目落地实施，构建海上风电开发利用合作共赢新生态。

原载
2025年2月10日《中国石化报》第8版

责任编辑
马　玲

以绿色甲醇驱动能源低碳转型

卢欣彤（北京能源协会理事）

能源，是经济社会发展的重要物质基础和动力源泉。我国作为最大的能源生产国和消费国，已将“促进经济社会绿色低碳转型和可持续发展，积极稳妥推进碳达峰碳中和”规划写入《中华人民共和国能源法》，包括“国家支持优先开发利用可再生能源，合理开发和清洁高效利用化石能源，推进非化石能源安全可靠有序替代化石能源，提高非化石能源消费比重”。在此背景下，甲醇作为重要的能源载体之一，也面临着从以化石能源制取为主，不断向低碳化、绿色化制取与应用方向发展的新局面。

甲醇（CH_3OH）可通过煤炭、天然气、生物质等制取，也可通过可再生电力制取氢气与二氧化碳合成。甲醇常温常压下为液体，方便储存、运输、加注，与柴油、汽油并称“液态三燃料”。

甲醇作为重要的基础化工原料，多用于制造合成材料、有机溶剂和医药农药等产品；作为低碳燃料，多用于车辆、船舶、工程机械、油田辅发、甲醇热泵等场景。

通过甲醇为载体储存太阳能、风能、生物质能、绿氢等可再生能源，以绿色甲醇经济驱动能源低碳转型，践行国家“双碳”战略，是加快经济社会全面绿色转型的重要途径之一。

我国是全球最大的甲醇生产国和消费国

据《期货日报》报道，我国甲醇产能约占全球的60%，2024年甲醇总产量9184万吨，以煤制甲醇为主。在甲醇制取工艺方面，我国正向着加强化石能源清洁高效利用、大力发展非化石能源的目标转变。比如，增加利用工业气体中捕集的二氧化碳与焦炉气中的氢气、甲烷、一氧化碳等合成甲醇的应用，既能降低工业生产中的二氧化碳排放，又可作为燃料或化工原料应用于生产，节约能源。

在我国，甲醇制烯烃（MTO）是最主要的需求场景，约占甲醇消费量的六成。我国石脑油和轻柴油等原料资源短缺，用甲醇生产的低碳烯烃，可用于制造塑料、合成纤维、合成橡胶等。全球范围，甲醛是甲醇的主要消费终端，主要用于合成树脂与黏合剂、生产建材等，以及作为医药农药的杀菌剂、防腐剂。此外，甲醇还可以通过酯交换反应生产生物柴油。绿色甲醇甚至可制作光伏材料重新生产可再生电力，以供应生产生活用电，实现循环经济。但在化工领域，绿色甲醇的生产成本较高且灰色甲醇市场存量规模较大，绿色甲醇更多用作储能介质和清洁燃料。

当前我国产业绿色低碳转型已取得重大成就并进入攻坚阶段。《产业结构调整指导目录（2024年本）》将“电解水制氢和二氧化碳催化合成绿色甲醇”“生物质能发电技术与应用”等列为“鼓励类”产业，可再生能源制甲醇及其上下游产业链将迎来发展与应用的加速期。

我国已公布的绿色甲醇项目以电力制甲醇路线居多

根据生产原料的不同，国际可再生能源署建议将甲醇分为绿色甲醇、蓝色甲醇、灰色甲醇和棕色甲醇。其中，棕色甲醇和灰色甲醇分别指采用煤炭和天然气制取的甲醇；绿色甲醇的生产原料来自可再生能源。欧

盟《可再生能源指令》将绿色甲醇分为生物燃料、非生物可再生燃料和再循环碳燃料，并补充规定，短期内，可计入欧盟碳排放交易体系且由在工业及火电场景中捕集的不可再生二氧化碳制备的甲醇也认定为绿色甲醇，但要求全生命周期碳排放不得超过28.2克二氧化碳每兆焦。

绿色甲醇的生产按照技术路线可分为“可再生电力制甲醇路线”“生物质甲醇路线”，而生物质甲醇路线可细分为重整和气化路线。据全球甲醇行业协会（Methanol Institution）统计，截至2024年6月，全球已规划绿色甲醇项目152个，其中可再生电力制甲醇约占六成、生物质甲醇约占四成，而我国已公布的绿色甲醇项目以电力制甲醇路线居多，部分结合生物质路线。目前我国绿色甲醇规划产能超过1000万吨/年，随着项目规划的落地投产，预计2026年全球新增可再生甲醇产能将有75%来自中国。

实现能源利用低碳转型

当前，在生产绿色甲醇的资源及技术层面，我国已经可以大规模利用风、光等可再生资源制取绿电和绿氢，截至2024年底，我国光伏产量与产能居世界第一，风电累计并网装机容量约5.3亿千瓦，制氢电解槽已达到全球领先水平，相关产业链已经可以起到协同与支撑作用。2024年新能源电力装机容量超过煤电，部分地区农林废弃物、畜牧粪肥等生物质资源正待收储管理、合理利用，如今面临的主要挑战在于解决消纳与存储问题。而消纳绿电、绿氢、生物质制绿色甲醇，在生产阶段，二氧化碳转化成了资源进行存储、利用、变现，属于“负碳生产”；在使用阶段，绿色甲醇燃烧过程中，二氧化碳、水可以循环使用，实现“零碳排放”。

近年来，我国政府陆续出台了鼓励甲醇生产行业绿色低碳转型、开展甲醇汽车应用试点等一系列政策和指引，各地也因地制宜制定了鼓励

办法和措施，对促进甲醇经济产业链绿色低碳、健康有序发展起到了极大的推动作用。

2021年9月，盛虹石化与冰岛碳循环国际公司合作全球首个“二氧化碳制绿色甲醇合成光伏级EVA”产业链项目，于2023年投产。该项目采用国际领先的甲醇制烯烃工艺，将工业尾气中的二氧化碳进行回收，氢气来自化工副产氢，年产约10万吨甲醇，还可以将产业链向下游延伸，最终生产的“光伏级EVA树脂”可用于光伏发电。

2023年2月，我国首套、全球规模最大的二氧化碳加氢制甲醇工业化生产装置在河南安阳投产，项目综合利用焦炉气中的副产氢气与从工业尾气中捕集的二氧化碳合成绿色甲醇，每年能有效利用焦炉气3.6亿立方米，生产11 万吨甲醇并联产7万吨液化天然气，直接减少二氧化碳排放约16万吨。产出的绿色甲醇可直接供应当地交通运输等场景。吉利商用车动力销售总监叶浩宇表示：“商用车是甲醇能源应用的重要场景，有助于实现资源的高效利用和节能降碳，推动构建绿色交通体系。”该项目投产当天，300台吉利远程重卡作为物流车投入使用，以安阳甲醇项目生产的绿色低碳甲醇为燃料，预计每年可节省约3000万元燃料费、减少约4.5万吨碳排放量。

助力车辆交通减排减碳

2019年，工信部、科技部等八部委联合发布《关于在部分地区开展甲醇汽车应用的指导意见》，提出“按照因地制宜、积极稳妥、安全可控的原则，重点在山西、陕西、贵州等资源禀赋条件较好且有甲醇汽车运行经验的地区，加快M100甲醇汽车的应用”。山西作为发展新能源汽车产业链的生产重地，甲醇汽车应用规模向万辆进军，正构建千亿级甲醇经济生态，并提出打造“晋中国家级甲醇经济示范区”，形成了以甲醇制

备和汽车生产为基础、多产业耦合发展的产业集群。

全球甲醇行业协会2024年统计，中国大部分绿色甲醇制备项目分布在内蒙古和东北地区。这些地区由于冬季寒冷，纯电汽车常面临续航里程大幅衰减的问题，燃油汽车又面临高排放、高油耗、高成本的问题。当地规划的绿色甲醇以替代汽柴油作车用燃料为主，排放低、能效高，符合绿色低碳发展趋势。此外，甲醇作为液体燃料，在储存、运输和使用方面具有便利性，这为大规模推广应用提供了有利条件。在推动当地风光资源消纳、助力产业链发展的同时，将有效实现能源生产和交通运输等领域资源循环与减排减碳。

内蒙古地域辽阔、风光资源富集，为弃风弃光转化为电解水制氢及大规模合成绿色甲醇提供了可能，其风能资源技术可开发量高达14.6亿千瓦，约占全国总量的六成，太阳能资源技术可开发量为94亿千瓦，约占全国总量的两成。以阿拉善盟为例，当地提出打造全球领先的绿色甲醇能源制备大基地，同时推进甲醇汽车推广应用方案，于2024年10月启动了我国首个50万吨级可再生能源电解水制氢耦合工业捕集二氧化碳合成绿色甲醇项目。其核心技术来自吉利的绿色甲醇制备工艺，具有自主知识产权，项目投产后预计每年可减少碳排放75万吨。

东北地区作为我国老工业基地，在甲醇经济产业链方面，尤其是绿色甲醇制备和甲醇汽车推广等方面，也具有资源禀赋和政策支持优　势。2024年12月，辽宁省沈阳市发布了《关于加快推动沈阳甲醇汽车生产及推广应用的若干措施（征求意见稿）》，进一步加速甲醇汽车产业在沈阳的落地，力争成为“甲醇汽车第一城”。

促进航运贸易节能脱碳

航运业作为国际贸易最主要的运输方式，承担了全球超过80%的贸

易量。据国际海事组织统计，全球航运每年大约排放10亿吨温室气体。欧盟已将航运业纳入“碳关税”制度，国际海事组织也通过《2023年船舶温室气体减排战略》提出减排要求。相比液化天然气、液氨等常见航运燃料伴随的氮氧化物、硫氧化物和微粒物排放，绿色甲醇更清洁且更易于在船上储存和处理，从安全、技术成熟度、规模化生产等角度都是理想的航运燃料。

据克拉克森研究所（Clarksons Research）2024年统计，全球共有272艘船只在船舶的设计与建造阶段预留了使用甲醇燃料的可能。面向航运业的绿色甲醇生产、销售及港口加注产业链正迎来发展机遇。2024年4月，“阿斯特丽德马士基”货轮在上海洋山港成功加注绿色甲醇，意味着我国首次实现大型绿色甲醇动力船舶同步加注。同年12月5日，辽宁营口港获得了由ISCC国际可持续发展和碳认证计划委员会颁发的“绿色甲醇仓储”ISCCEU 认证，营口港目前具备22.5万立方米的绿色甲醇中转能力，提供从2500~10000立方米不等的储罐，能为绿色甲醇的生产经销提供符合国际标准的港口仓储服务。

实现废弃物循环经济

甲醇也可通过废弃物资源制取，其中，农林废弃物、粪污沼气、有机垃圾、生活污水、工业固废等都可用于生产甲醇，并已在多地规划及开展试验和示范。

新疆是国家优质商品棉基地，产生的大量棉花秸秆因纤维质含量高，导致还田效果差、经济附加值低，但作为生物质碳源，效果就非同寻常。“我们针对棉花秸秆等特色生物质碳源改进气化技术和设备，气化率达到95%，极高的气化率也提高了甲醇合成率，在阿克苏地区推动落地了‘绿色甲醇中试基地’。”新疆智能装备研究院副院长张其生表示，科研

团队通过提升甲醇发动机技术水平，结合中试项目，推动科技成果转化应用，吸引了甲醇生产、农业机械、芦竹种植等产业链企业的合作意向，未来将为南疆地区提供新的经济增长点。

综上所述，绿色甲醇经济在助力车辆交通减排减碳、促进航运贸易节能脱碳、实现废弃物循环经济、实现能源利用低碳转型等方面潜力巨大。通过甲醇为载体储存太阳能、风能、生物质能、绿氢等可再生能源，以甲醇经济驱动能源绿色低碳转型，有利于实现多能互补，在提升能源资源安全保障能力的同时，推进我国能源事业高质量发展，加快经济社会发展全面绿色转型。

原载
2025年1月27日《中国石化报》第8版

责任编辑
马　玲

风光氢氨醇一体化：新能源就地消纳新模式

马　玲（中国石化报社）

国家能源局近期公示的首批氢能试点名单中，绿色氢氨醇项目占据主力，而在此前发布的首批绿色液体燃料技术攻关和产业化试点项目中，绿色氢氨醇项目同样占据多数。预示着这一产业正处于从示范应用迈向规模化推广的关键阶段。

近日，在内蒙古锡林浩特召开的绿色氢氨醇产业集群推进会上，中国产业发展促进会会长于彤透露，截至2025年10月，我国累计规划风光氢氨醇一体化项目超800个，合计规划绿氢产能近900万吨/年，已建成产能超20万吨/年，处于全球领先地位。

作为将可再生能源与绿色化工深度融合的创新能源模式，绿色氢氨醇这一“绿色石油”的崛起，不仅为我国能源转型提供了新路径，更为“双碳”目标的实现注入了强劲动力，正悄然改写新能源产业发展格局。

绿色氢氨醇成为连接绿电与终端应用的关键纽带

目前，山东、甘肃、新疆、云南、江西、广东公布了风电光伏增量项目竞价结果，价格差最大高达35.71%。风电光伏增量项目在参与电力市场交易后，售价普遍低于预期。风光氢氨醇一体化发展模式给风电光

伏企业带来新的选择机会。

风光氢氨醇一体化的核心逻辑是先靠风力、光伏发出绿电，再用电解水制成绿氢，之后，绿氢与空气中的氮气合成绿氨，或与捕集的二氧化碳反应制成绿色甲醇，最终形成“绿电－绿氢－绿氨/醇”的闭环产业链。

于彤认为，在氢能产业发展过程中，绿色氢氨醇产业凭借独特的技术优势和战略价值，把不稳定、难储存和长距离运输的风光电能转化为易储运的化学能，正从概念走向实践，成为连接绿电与终端应用的关键纽带。

我国风光资源丰富，到2035年风电光伏总装机预计达36亿千瓦，还有19亿千瓦新增空间，但风光发电的间歇性、波动性一直是难题。中国能源研究会可再生能源专委会主任委员、国家能源局法制和体制改革司原副司长梁志鹏表示，绿色氢氨醇产业把可再生能源电力转化为氢氨醇，既能当工业原料，又能替代煤炭、石油等传统燃料，让清洁能源“存得住、运得走、用得广”，是增加可再生能源电力消纳总量的新路径。

中国有研科技集团首席专家、中国可再生能源学会副理事长蒋利军表示，加快建设新型能源体系，提高新能源开发和消纳是重中之重。风光氢氨醇一体化提供了新能源就地消纳新模式，通过电解水制氢，将绿电变为绿氢、绿氨、绿醇，可实现风光资源的多元化应用。

具备经济性是绿色氢氨醇受欢迎的重要因素。数据显示，电解水制氢成本与2020年相比下降近50%。专家表示，随着柔性制氢技术和一体化控制系统示范推广，在风光资源富集区，绿色氢能成本有望进一步降低。2030年前后，绿氢每公斤价格可能降至10元。风光氢氨醇一体化不仅能解决绿电消纳和收益问题，而且能打通电力、化工、交通、农业等多个领域的卡点，构建一个跨行业、多能源协同的新型能源产业生态。

绿色氢氨醇项目集中在“三北”地区

“十四五”期间，随着新疆库车绿氢示范项目、远景能源赤峰绿氨项目等一批标杆工程陆续落地，河钢、宝武等钢铁企业的氢冶金项目也如火如荼推进。石油和化学工业规划院新能源研究中心副主任杨铮表示，我国绿色氢氨醇投产、在建和规划项目大部分集中在风光资源丰富的“三北（西北、华北、东北）”地区。其中，内蒙古、吉林、新疆、河北、宁夏、甘肃、山西、青海等地已发布相应规划或实施方案，鼓励大规模发展新能源制绿色氢氨醇产业。

内蒙古锡林郭勒盟可再生能源资源丰富，是我国重点规划建设的9个大型现代风电基地之一，日益完善的产业生态、坚实有力的基础设施，以及真金白银的政策保障，将进一步夯实其绿色氢氨醇产业集群崛起的根基。目前，锡林郭勒盟已建成新能源装机超2300万千瓦、年发绿电500亿千瓦·时。蒋利军认为，锡林郭勒盟的资源禀赋和应用场景，使其具备氢能产业率先破局的天然优势，通过政策突破和技术创新并重，有望为全国产业转型提供经验。

在吉林省松原市，总投资296亿元的中能建松原氢能产业园风光氢氨醇一体化示范项目将于年底前投产。该项目构建了“风光发电、绿电制氢、绿色合成氨醇”的完整产业链。中国能建绿色氢氨新能源（松原）公司副总经理李昌伦表示，采用绿电直连制绿氢进而合成绿氨，新能源波动性与化工合成稳定性之间的耦合，让目前这个全球体量最大的风光氢氨醇一体化项目在技术上实现了突破。

蒋利军指出，我国氢能产业已从试点探索进入有序破局新阶段，基于不同地区的资源和市场特点，正在形成一系列区域化差异化的发展态势，京津冀、长三角、珠三角已形成燃料电池汽车产业链集群，“三北”地区依托风光资源优势和工业基础，成为绿氢生产核心区。

作为一种长期储能载体，绿色氢氨醇具有独特优势。中国科学院院士、中国电力科学研究院名誉院长周孝信表示，2025~2060年，我国全社会年用电量将从10万亿千瓦·时增至21万亿千瓦·时。绿氢作为长期储能介质，可在极端条件下为电力系统提供韧性支持。绿氢合成甲烷、甲醇等绿色燃料和化工原料，与已初步实现产业化的绿氨等绿色燃料一起，成为新型能源体系中重要绿色能源的组成部分。

绿氢与新型电力系统的运行机制，以及其生产过程和发电应用，对提升新型电力系统灵活性调节能力起到显著作用。周孝信认为，随着技术不断进步及西部新能源大规模开发和转化，未来将构建一种新型的西能东输模式。

绿色氢氨醇市场前景光明，但发展道路曲折

尽管风光氢氨醇一体化前景光明，但整个产业链要实现规模化快速发展，仍面临生产成本较高、跨领域技术耦合及规模化生产技术验证不足、标准体系尚不完善等挑战。

聚焦制氢环节，中国科学院院士唐叔贤表示，绿氢成本是氢能实现可持续目标的关键，要想办法将绿氢成本降至与灰氢成本相当。绿电制氢和二氧化碳捕集两大问题成为绿氢成本下降的主要阻碍，要消除绿氢高成本瓶颈，必须依靠技术创新。

于彤指出，推动绿色氢氨醇产业高质量发展，离不开智能化、绿色化、融合化。为此，要整体优化生产成本，开展电解槽等关键设备技术攻关，降低设备成本，同时利用电网弃电或采用离网模式生产绿色氢氨醇以降低电力成本；组织新能源企业与氨醇等化工企业开展联合技术攻关，加快打通“绿电－绿氢－绿氨/醇”产业链，推动绿色氢氨醇规模化应用；继续完善国内绿色氢氨醇标准体系，加强与国际认证机构的交流

与合作，推动我国绿色氢氨醇认证标准与国际接轨。

氢储运环节同样制约风光氢氨醇一体化健康发展。航天氢能科技公司副总经理兼总工程师安刚认为，只有消除大规模储运技术瓶颈，才能大幅降低氢气成本，氢能社会才能真正到来。

澳大利亚技术科学与工程院外籍院士刘科针对如何实现低成本的氢能制取和储运提出低碳甲醇方案，即利用绿电与劣质煤，以及微矿分离技术制备甲醇。他指出，低碳甲醇是绿氢最好的储运载体，还可利用现有的加能站加注，最大程度提升了经济性。

杨铮指出，目前，新能源电力制氢成本较高，生物质资源收储成本也高，导致绿色氢氨醇生产成本较高。同时，由于国内供需错位，全国跨区域供应链建设进度慢，导致西北新能源基地运输到终端不具备经济性。从长远看，氢氨醇市场前景光明，但发展道路曲折。

原载
2025年11月25日《中国石化报》第5版

责任编辑
马　玲

固态电池仍处于产业化初期阶段

杨学萍　周梦瑾［中石化（上海）石油化工研究院有限公司］

靠着能量密度、安全性能等方面的优势，固态电池被视作下一代电动汽车发展的“终极解决方案”。固态电池是指采用固态电解质的锂离子电池。传统锂离子电池使用液态电解质作为离子迁移通道，通过隔膜隔离正极和负极以防止短路；固态电池则用固态电解质取代传统的隔膜和液态电解质，基本原理与液态电池相似，即带电离子在正极和负极之间往复移动实现充放电过程。

目前液态锂离子电池是全球锂离子电池的主流技术，生产工艺及供应链成熟，伴随着技术更新迭代，液态电池已接近能量密度上限（200~300瓦时/千克），并且存在热失控风险。与液态电池相比，固态电池具有轻量化、安全性和能量密度高、使用温域宽、循环寿命长、快速充放电等优势，能够解决新能源汽车续航和安全性问题。

固态电池的主要性能

与液态电池相比，固态电池使用不可燃、无腐蚀、不挥发、不漏液的电解质，解决了传统液态电池电解液泄漏、电极短路等问题，降低了热失控现象的发生概率，具有较高的安全性。此外，固态电池还拥有更高的能量密度，循环寿命更长，充电速度更快，有望成为推动能源清洁

转型和实现可持续发展的关键技术之一。

（1）能量密度更高。能量密度是衡量动力电池的重要指标，电池的能量密度越高，意味着在相同体积或重量下可以存储更多的能量。由于使用固态电解质，全固态电池不需要使用嵌锂的石墨负极，而是直接使用金属锂作为负极，可以明显减少负极材料的用量，提高整个电池的能量密度。

（2）体积相对更小。在传统的锂离子电池中，电解液和隔膜占据了电池近40%的体积和25%的质量。如果使用固态电解质取代电解液和隔膜，正负极之间的距离甚至可以缩短为只有几到十几微米，大大降低了电池的厚度，推动电池向小型化、薄膜化转型。

（3）材料柔性更佳。如果厚度可以薄到毫米级以下，即使是脆性的陶瓷材料，也会变得具有柔性。因此，轻薄的全固态电池，柔性程度也会有明显的提高。通过使用适当的封装材料，制成的电池可以经受几百到几千次的弯曲而保证性能基本不衰减。

（4）使用更加安全。传统锂离子电池可能在大电流下出现锂枝晶，从而刺破隔膜导致短路破坏，以及有机电解液有发生副反应、氧化分解、产生气体、发生燃烧等安全风险。通过采用全固态电池技术，可以避免产生类似的安全问题。

固态电池的应用领域

目前固态电池尚未大规模应用。业内预测国内市场大规模商用还需5~10年，多数固态电池产品处于验证期，实际出货量小。固态电池主要应用于以下三大领域：

（1）消费电子

固态电池具有安全性与柔性优势，有望率先应用于对成本敏感度较

小的微电池领域，如智能穿戴、植入式医疗设备、无线传感器等，待技术进步后向高端消费电池领域渗透。

（2）新能源汽车

随着固态电池产品成熟，将持续往下游动力电池领域渗透进而实现大规模应用。动力电池尤其是新能源汽车动力电池行业将是未来一段时间我国固态电池主要需求领域。固态电池的应用也对整车的热管理设计、一体化集成、结构件设计、全生命周期监测和管理提出了新的需求，需要整车企业和电池企业协同设计、共同改进。另外，当前以液态电池为核心的新能源汽车产业链已经非常成熟，切入固态电池赛道后，从原材料、基材生产、电芯/电池包装配、电池生产应用到电池回收，各环节都会对新能源产业链产生影响。

（3）储能系统

全固态电池被公认有望突破电化学储能技术瓶颈，是满足未来发展需求的新兴技术方向。在电化学储能方面，锂电池占电化学储能比重达80%。结合国家对能源发展的指导方针，电化学储能在用户侧、可再生能源并网配套等领域的需求有望迎来快速增长，这也将拉动固态电池的高速发展。

固态电池的组成与主要类型

固态电池主要由正极、负极和固态电解质三部分组成。其中，正极材料通常采用锂钴氧化物、镍锰钴酸锂、富锂锰基等，负极材料通常采用金属锂或碳材料，固态电解质采用硫化物、氧化物、聚合物等固体材料。根据固态电解质用量，固态电池可分为半固态电池和全固态电池。通常情况下，液体质量占比低于10wt%（质量百分比）的电池是半固态电池，能量密度高于350瓦·时/千克；液体质量占比降为0的电池是全

固态电池，能量密度高于500瓦·时/千克。

其中，固态电解质是固态电池的核心组成部分，可同时作为电池隔膜及电池电解质。电解质的核心作用是在正负极之间传导锂离子。理想的固态电解质应满足电子电导率高、界面阻抗低、结构稳定安全性高、机械强度高等特点。当前研发中的固态电解质主要包括聚合物、氧化物、硫化物三种技术路线。

固态电池逐渐量产并进入商业化应用

随着电池技术的进步及新能源汽车渗透率的提升，固态电池（当前主要是半固态电池）逐渐实现量产并进入商业化应用阶段。

据不完全统计，2023年全球固态电池出货量约7吉瓦·时，市场规模约90亿元，主要为半固态电池。研究机构EVTank预计全固态电池有望在2030年前后全面实现商业化，到2030年全球固态电池的出货量将达到614.1吉瓦·时，在整体锂电池中的渗透率预计在10%左右，市场规模将超过4000亿元。

我国高度重视固态电池领域的技术研发和产业布局，出台的《新能源汽车产业发展规划（2021—2035年）》《关于推动能源电子产业发展的指导意见》《新型储能制造业高质量发展行动方案》等政策都明确提出加快固态电池的研发应用。在政策支持下，我国固态电池的研发和产业化取得了显著进展，半固态电池作为过渡阶段的产物，在2023年实现了经济学意义上的产业化。

截至2023年底，东风汽车、赛力斯、蔚来等车企均已实现半固态电池搭载及批量生产。从电池端企业来看，卫蓝新能源、清陶能源、赣锋锂业、孚能科技等企业均已实现量产装车。尤其是2023年底，中国台湾企业辉能科技的固态电池生产线正式投产，这是全球首条实现量产的全

固态电池生产线，增强了业界对固态电池量产的信心。

高工产研锂电研究所（GGII）数据显示，2023年国内固态电池出货量约为2.5吉瓦·时，预计2025年国内固态电池出货量将达13吉瓦·时，至2030年出货量将超200吉瓦·时，占全球市场的比例将维持在35%左右。

固态电池将与液态电池长期共存互补

随着市场对高性能电池的需求不断增长，固态电池作为一项颠覆性技术，吸引了大量资金和技术投入，但目前仍处于产业化初期阶段，在固态电池的材料、构造、加工等方面依然有诸多问题亟待解决。

固态电池面临的挑战主要有以下方面：一是固－固界面接触时，存在内阻较大，循环性能、倍率性能差等问题；二是加工工艺难度大，如硫化物固态电解质对生产环境要求苛刻，需要隔绝水和氧气，同时涉及薄膜沉积等与现有液态锂电池完全不同的生产工艺，电芯工艺放大及大规模量产技术尚未解决；三是固态电解质成本高，固态电池生产过程成本占比超过50%，而目前液态锂离子电池生产过程成本占比仅为20%~30%。

由于全固态电池仍面临技术和成本等问题，因此半固态电池作为过渡技术，循环、倍率、低温性能可满足实用化需求，与现有锂离子电池体系兼容性高，能利用现有生产线，率先迎来规模量产和应用。半固态电池在降低电解液含量的同时引入固态电解质，部分提升了安全性，但也导致倍率性能变差问题，需要通过添加导电剂和调控电解质配方等方式弥补材料性能缺陷。

未来5~10年是固态电池发展的关键窗口期。固态电池技术将朝着大容量、大型化、稳定性、安全性等方向发展。在技术层面，重点解决固

态电解质的锂离子电导率偏低、固－固界面接触性差、稳定性不足、金属锂易导致枝晶生长等问题。如果固态电池能够解决界面工程和规模化生产难题，跨越从实验室到量产的技术与成本鸿沟，则有望引领电动汽车、储能系统进入新纪元，形成万亿元级市场。固态电池的发展路径可能呈渐进式，与液态电池长期共存互补：液态电池主要应用于对成本敏感、对能量密度和安全性要求相对较低的领域；固态电池则在对安全性、能量密度要求极高的领域更具竞争力，两者发挥各自的优势，应用于不同场景，满足多元化市场需求。

原载
2025年4月23日《中国石化报》第5版

责任编辑
雷　蕾

新能源上网电量全面入市影响几何

郭　昊（特约撰稿人）

随着新能源领域重磅改革方案出台，市场化改革将重构全行业。继2021年燃煤发电市场化改革后，国家发展改革委、国家能源局近日联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革　促进新能源高质量发展的通知》（简称《通知》），推动风电、太阳能发电等新能源上网电量全面进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。这标志着我国新能源电价机制将从“计划主导”向“市场主导”迈出关键一步。

事实上，自2006年《可再生能源法》实施以来，我国就建立了新能源发电标杆电价制度，形成了一套固定上网电价机制及资金补贴制度，随着技术进步和成本快速下降，相关补贴也随之逐步减少。而新能源发电行业早已今非昔比，实现了跨越式发展。

目前，我国已具备完备的新能源全产业链体系，全面进入平价无补贴发展新阶段，向“市场驱动”转变已是必然。业内人士称，只有更好地发挥市场机制作用，才能推动新能源乃至整个电力行业高质量发展。充分的竞争将带来充分的创新，只有积极拥抱新能源，才会在竞争中愈加茁壮。

现有新能源上网电价已跟不上形势

为什么要深化新能源上网电价市场化改革？多位业内人士表示，“这是我国新能源发展到新阶段的需要，也是我国推动能源转型、实现绿色可持续发展的需要”。

据国家发展改革委、国家能源局有关负责人介绍，我国高度重视风电、太阳能发电等新能源发展，2009年以来陆续出台多项价格、财政、产业等支持性政策，促进行业实现跨越式发展。截至2024年，我国新能源发电装机规模约14.1亿千瓦，占全国电力总装机规模40%以上，已超过煤电装机规模。

国家发展改革委能源研究所可再生能源发展中心副主任陶冶认为，当新能源占比超过20%，电力系统安全稳定运行将面临较大挑战。

尤其是近年来，随着我国新能源大规模发展，新能源上网电价实行固定价格已不能充分反映市场供求，也不能公平承担电力系统调节责任，矛盾日益凸显，亟须深化新能源上网电价市场化改革，更好地发挥市场机制作用，促进行业高质量发展。

当前，我国新能源开发建设成本比早期大幅下降，各地电力市场快速发展、规则逐步完善，也为新能源全面参与市场竞争创造了条件。

目前，我国风电和光伏发电的完全成本已降为每千瓦·时0.2~0.3元。国家能源局副局长宋宏坤表示，从电力市场来看，目前我国在电力资源配置中的市场作用明显增强。数据显示，2024年1~10月，我国电力市场交易电量达5.08万亿千瓦·时，占全社会用电量的比重从2016年的17%上升到62%，新能源市场交易电量占新能源发电量近50%。

“我国新能源发电产业已实现全球领先，但真正要实现产业做强且持续健康发展，还需要将产业真正推向市场去检验，上网电价市场化就是最核心的改革。”国家发展改革委价格监测中心高级经济师刘满平说。

入市的新老划段和分类施策成关注焦点

新能源入市是我国电力市场化改革的既定内容。

2022年1月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出到2030年实现新能源全面参与市场交易的总体目标。此后，新能源入市步伐显著加快。在全国性文件出台之前，已有多个新能源大省吹响入市“冲锋号”。

据国家发展改革委、国家能源局有关负责人介绍，此次改革主要内容有三方面：

一是推动新能源上网电价全面由市场形成。新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。

二是建立支持新能源可持续发展的价格结算机制。新能源参与市场交易后，在结算环节建立可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量，按机制电价结算，即对纳入机制的电量，当市场交易价格低于机制电价时给予差价补偿、高于机制电价时扣除差价。

三是区分存量和增量项目分类施策。存量项目的机制电价与现行政策妥善衔接，增量项目的机制电价通过市场化竞价方式确定。

据了解，入市的新老划段和分类施策是业内关注的焦点。《通知》明确，存量项目和增量项目以2025年6月1日为节点划分。其中，2025年6月1日以前投产的存量项目，通过开展差价结算，实现电价等与现行政策妥善衔接；2025年6月1日及以后投产的增量项目，纳入机制的电量规模根据国家明确的各地新能源发展目标实现情况等动态调整，机制电价由各地通过市场化竞价方式确定。

“这种老项目老办法、新项目新办法的安排，能够在保持存量项目平稳运营的同时，通过市场化方式确定增量项目的机制电价，有利于更好地发挥市场作用。”国家发展改革委、国家能源局相关负责人解释，新

能源具有固定投资成本占比大、变动成本占比小的特点，随着技术进步、造价持续降低，新老项目经营成本差异较大，改革需要平衡好新老项目关系。

此外，《通知》还明确提出，不得向新能源不合理分摊费用，不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件；享有财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行。

在多位受访业内人士看来，这是对此前新能源发电项目“强制配储”等不当干预电力市场行为的纠正，有利于减轻新能源企业的成本压力，也强化了新老政策之间的衔接和协同。

将推动新能源行业高质量发展

此次重磅改革将带来哪些深远影响？业内专家指出，此次改革对新能源行业而言，是一场意义深远的变革，将有力推动行业迈向高质量发展新阶段。

首先，从资源优化配置的角度来看，新能源上网电价全面由市场形成，使得价格信号能够更加精准地反映市场供求关系。企业在投资决策时，会更加注重项目的成本效益和市场需求。从行业发展方向来看，存量增量分类实施支持措施，为新能源行业的健康有序发展指明了方向。比如，在光伏发电领域，企业为了在市场竞争中脱颖而出，会加大对高效光伏电池技术的研发投入力度。国内某光伏企业研发负责人指出，“最近几年电池转换效率每年能够提高0.5%以上。如果一项技术或工艺能够提高0.05%的转换效率，那就值得投入资源进行开发”。

其次，新能源全面参与市场交易，对构建更加高效协同的新型电力系统具有重要意义。新能源入市交易，将公平承担电力系统调节成本，

促使新能源发电企业更加注重自身发电的稳定性和可靠性。一些新能源发电企业会配套建设储能设施，在新能源大发时段将多余的电能储存起来，在发电不足时再释放出来，以平抑发电波动。同时，各类电源在电力系统中的价值也将得到更充分体现。新能源与调节电源、电网之间的协调发展将得到更好引导。在电力系统中，煤电等传统电源可以作为调节电源，在新能源发电不足时及时补充电力，保障电力供应的稳定。而新能源的发展也会促使电网不断升级改造，提高电网的智能化水平和输电能力。这样一来，新能源、调节电源和电网之间能够形成更加紧密的协同关系，共同助力新型电力系统的建设。

再次，此次改革对居民、农业用户电价水平并没有影响，这些用户用电仍执行现行目录销售电价政策。这充分体现了政策对民生用电的保障。对于工商业用户，静态估算，预计改革实施首年我国工商业用户平均电价与上年相比基本持平，电力供需宽松、新能源市场价格较低的地区可能略有下降，后续工商业用户电价将随电力供需、新能源发展等情况波动。相关研究显示，新能源市场电价在电力供需宽松地区可下降5%左右，工商业用户能够享受到更低的用电成本，这对于企业降低生产成本、提高竞争力是一个利好消息。

业内人士表示，改革有助于让市场发现真实价格，解决新能源项目建设“跑马圈地”的问题，让绿色电力真正实现“优质优价”。据权威人士预测，未来新型储能、虚拟电厂等调节性资源将因市场价值显现而迎来更大发展机遇。随着这一政策的发布，新能源产业将告别政策依赖，在市场中淬炼竞争力，为我国能源革命提供持久动能。

原载
2025年3月10日《中国石化报》第8版

责任编辑
马　玲

从统计数据看中美关税政策对能源贸易的影响

王能全（国家能源委员会专家咨询委员会）

2月1日，美国政府宣布以芬太尼等问题为由对所有中国输美商品加征10%关税。随后，中方发布反制措施，2月4日，国务院关税税则委员会发布公告表示，经国务院批准，自2月10日起，对原产于美国的部分进口商品加征关税，公告明确：对煤炭、液化天然气加征15%关税，对原油、农业机械、大排量汽车、皮卡加征10%关税（具体商品范围见公告附件）；对原产于美国的附件所列进口商品，在现行适用关税税率基础上分别加征相应关税，现行保税、减免税政策不变，此次加征的关税不予减免。美国东部时间3月3日，美方宣布在原10%加征关税基础上对中国有关产品再次加征10%关税，中方迅速反制，果断出台了关税及一系列非关税反制措施。美国近年来多次挑起对华加征关税，这给本就高度不稳定的中美能源贸易带来更大不确定性，也从不同层面影响国际能源市场。

高度不稳定的中美能源贸易

中美能源贸易已有较长时间，但从重要性看，2017年可以视为中美能源贸易元年。高度的不稳定性，是中美能源贸易的最显著特征。

（一）中美原油贸易开展虽晚但增长迅速

2016年1月，美国解除了延续40年之久的原油出口禁令，2月，中美两国即开始了原油贸易。

根据美国能源信息署的统计数据，按年统计，2016年，我国从美国进口原油的数量为797.8万桶（约合109.29万吨），2017年为8073.2万桶，2018年增长到8427.4万桶，2019年下降到4999.7万桶，2020年大幅增加到1.76亿桶，2021年下降到9336.5万桶，2022年下降到7910.2万桶，2023年又增长到1.67亿桶（约合2293.77万吨），2024年1至11月合计为7723.2万桶（约合1057.97吨）。

（二）中美油品贸易较为稳定且是能源贸易的大头

与原油相比，中美之间的油品贸易开展时间更早，早在2004年，中国就从美国进口油品，2009年后数量逐渐增大，并且持续稳定地增加。按年统计，2004年，我国从美国进口的油品数量为411.2万桶（约合56.32万吨），2009年大幅增长到1595.4万桶，2017年增长到8246.2万桶，2021年增长到1.37亿桶，2023年又增长到1.95亿桶，2024年1至11月合计为2.09亿桶（约合2864万吨）。

与原油、液化天然气相比，中美油品贸易较稳定，自2004年1月1日以来，虽然数据上有起伏但一直正常，没有发生如同原油、液化天然气那样的中断，更为重要的是超过原油，成为中美能源贸易的大头。中国从美国进口的油品中，主要包括乙烷在内的烃类气体液，是用于生产烯烃等产品的原料。

（三）中美两国的液化天然气贸易非常不稳定

中美之间的液化天然气贸易，始于2016年7月，当年7月、11月和12月三个月有交易量。2017年9月至2018年8月间，最为正常和稳定，每月都有交易量；2019年3月至2020年2月间，又完全停止；此后，又恢复正常，截至2024年11月，除2020年6月、2022年1月和2022年5

月三个月外，每个月都有交易。

按年统计，2016年以来，2019年是中国从美国进口液化天然气最少的一年，仅为68.51亿立方英尺（约合1.94亿立方米），而2021年是进口数量最多的一年，高达4533.04亿立方英尺（约合128.29亿立方米）。2024年1月至11月，我国从美国进口的液化天然气数量合计为2061.74亿立方英尺（约合58.35亿立方米）。

根据美国能源部的统计，从2016年2月至2024年11月，中国是美国液化天然气出口第七大目的地，累计出口数量为13617亿立方英尺（约合385.36亿立方米），占美国液化天然气出口总量的6%。

（四）中美两国的煤炭贸易持续时间长但数量有限且高度波动

多年来，我国与美国保持一定的煤炭贸易，主要是从美国进口少量的冶金煤。

2012年，我国从美国进口煤炭的数量为1005.5万短吨（约合912.19万吨），2015年下降到仅为22.99万短吨，2017年增长到331.65万短吨，当年我国是美国第十大煤炭出口目的地国，占美国煤炭出口总量的3.42%。2018年，我国从美国进口的煤炭为251.89万短吨，2019年下降到130.47万短吨，2021年增长到近年来的最高峰，为1244.68万短吨（约合1129.17万吨）。2023年，又下降到663.65万短吨，2024年1月至9月为874.74万短吨（约合793.56万吨）。

本轮中美能源关税政策对全球能源市场的影响有限

第二任期的特朗普，正在兑现其竞选期间有关关税的承诺，将贸易战烧向了全世界，中美贸易摩擦，尤其是能源关税政策仅是其中的一小部分，对中美双方的影响都不会很大，对国际能源市场的冲击也非常有限。

（一）对华加征关税仅是特朗普全球贸易战的一小部分

2025年2月1日，美国政府宣布，对来自加拿大和墨西哥的进口商品征收25%的关税，其中对来自加拿大的能源资源征收10%的关税；对所有原产于中国的商品加征10%的从价税。

2月10日，特朗普签署行政命令，对所有进口到美国的钢铁和铝征收25%的新关税，相关要求“没有例外和豁免”。此外，2月7日，特朗普表示，计划宣布对等关税措施，适用于所有国家。市场人士分析认为，特朗普对钢铝及对等关税将涉及欧盟、印度、越南、巴西等国，也可能会涉及日本，基本上波及与美国有贸易关系的所有国家。

（二）中美加征能源关税对两国的影响都将十分有限

目前，中国是世界上最大的能源进口国。据国家统计局和海关总署的数据，2024年，中国原油进口总量为55342万吨，成品油进口总量为4823.3万吨（成品油出口总量为5813.7万吨，当年中国成品油净出口量为990.4万吨），天然气进口总量为13169.2万吨（其中液化天然气进口总量为7665万吨），煤炭进口总量为54269.7万吨，均为世界第一。

2024年，中国从美国进口原油的数量为963.97万吨，进口来源国中仅排名第十一位，占比低至1.74%；进口液化天然气415.84万吨，排名第五位，占比为5.43%；进口煤炭1213万吨，排名第五位，占比仅为2.2%。因此，对中国来说，来源于美国出口能源的受限，不会对能源供应和安全造成大的实质性影响。

作为世界最大的石油和天然气生产国，美国已成为世界最大的石油和天然气出口国。根据美国能源信息署和美国能源部的数据，以2024年11月为例，中国从美国进口的原油，仅占当月美国原油出口总量的4.5%，油品占9.3%，液化天然气仅占3%；2024年7~9月，中国进口美国的煤炭，也仅占当季美国煤炭出口总量的13.46%。因此，从美国方面来说，即便向中国出口的能源商品全部中止，也不太会对美国能源生产

和出口产生重大的影响。国务院关税税则委员会对美国的反制措施中，不包括从美国进口能源中数量最大的成品油。

（三）中美加征能源关税不会对国际能源市场造成太大冲击

不同于中国，加拿大与美国互为最大的能源进出口国，美国与墨西哥的能源贸易数量也较大，都大大高于我国。自2月1日美国宣布对加拿大、墨西哥和中国加征关税，尤其是对进口加拿大能源资源加征10%关税后，虽然延后执行，布伦特原油期货价格从1月31日的76.76美元/每桶下降到2月7日的74.66美元/每桶，国际石油价格不涨反降，国际石油价格未受本轮贸易摩擦的冲击，反映的是当前国际石油市场宽松的供需现实。

美国发起的本轮贸易冲突，最大的影响可能是一定范围将改变全球的能源贸易流向。其中，已有市场参与者考虑将原流向美国的加拿大原油等资源，转向包括亚太地区在内的其他市场，墨西哥也在考虑从其他国家进口原油，取代美国原油。美国出口中国的原油绝大部分是轻质原油，市场适用范围广，绝大部分美国出口到中国的原油和液化天然气，都没有目的港限制，我国实施的对美能源资源加征进口关税，也会将原本出口到我国的石油天然气和煤炭，转流向其他地区，我国也会从其他来源增加进口，取代美国的能源资源。

此外，鉴于石油、天然气和煤炭都是大宗的全球贸易商品，国际能源贸易流向的改变，将有利于世界范围的石油、液化天然气和煤炭运输市场，部分航线的油轮运费已较大幅度地上涨。

原载
2025年第3期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
常　冉

石化行业数智化转型面临的挑战及对策建议

李俊朋（华为公司）

近年来，新一轮科技革命和产业变革驶入快车道，石化行业充分发挥信息与通信（ICT）基础设施、人工智能（AI）、智能化控制系统等数智技术价值，实现优化生产流程、提质增效降本、强化安全环保，推动行业转型从理念普及、试点示范迈向系统创新、深化应用的新阶段。

“三座大山”制约石化行业数智化转型

当前，众多石化企业锚定“油转化”“油转特”等多元化转型发力，推进产业链智能化升级延伸。石化行业丰富的业务场景为技术创新提供了沃土，同时，行业的变革之路也存在着“三座大山”。

第一，工艺技术升级难度高、技术集成兼容难度大。石化行业向高端化工产品和清洁燃料生产转型需要大量先进技术，实验室技术向工业化规模转化的周期长、成本高。同时，随着数字化转型深入，老旧接口、协议及信息化基础设施严重阻碍智能化升级改造，协议兼容性、数据传输带宽、系统协同等问题凸显。

第二，数字化和智能化技术基础薄弱。例如，企业需要新增或替换先进的传感器来实时监测生产设备的运行状态和工艺参数，建立智能生

产管控系统，实现生产计划、调度、质量控制等环节的智能化决策也是一大挑战，需要企业整合大量的数据，包括生产数据、市场数据、物流数据等，并运用复杂的算法进行分析。而且，员工也需要适应新的数字化工作环境，提升自身的数字技能，这对企业的培训体系也是一个考验。

第三，“双碳”目标制约企业成本效益提升。在低碳转型、产能结构性过剩、市场竞争加剧的多重背景下，企业需要通过优化产品结构、提高产品质量、降低生产成本等方式来提升效益，要求企业具有较强的技术实力、管理水平和市场竞争力。对一些竞争力较弱的企业来说，效益提升面临较大困难。

人工智能是未来30年最重要的生产力

面对生产装置规模大、流程复杂、高温高压、易燃易爆等特点，石化行业的转型发展存在天然难度。同时，人的不安全因素也是石化企业“安稳长满优”运行需要应对的挑战。

2024年1月16日，国家九部门印发的《原材料工业数字化转型工作方案（2024—2026年）》提出，化工行业应当充分发挥数据资源积累丰富、数字化基础较好的优势，与人工智能等战略性技术加速融合，构建基于通用大模型底座衍生的行业大模型，推动原材料工业数字化转型，加快实现制造强国。人工智能工业化应用可谓大势所趋。

2024年12月，华为与云南云天化信息科技有限公司、云南云天化大为制氨有限公司联合发布了全球首个煤气化RTO（Real Time Optimizer，即实时在线优化技术）大模型应用实践成果。基于华为云盘古大模型的技术能力，利用气化炉生产的离线历史数据，开展RTO模型训练，使煤气化装置能够精确模拟并预测气化炉炉温、渣层厚度及渣黏度等关键运行参数。同时，新增和存量数据可基于华为云盘古大模型持

续训练，增强RTO模型推理预测的精准度，让模型边用边学、越用越好。经过半年稳定生产，助力云天化大为制氨有限公司大幅减少人员干预、降低劳动强度，显著增强装置运行的稳定性与安全性；此外，还实现比煤耗削减1.33%，预计节煤9100吨/年、减少二氧化碳排放量20086吨/年，通过数智技术实现了绿色低碳与提质增效的双升级。

再如，在作业管理方面，利用人工智能技术实现特殊作业环境下的实时视频预警，从原先现场记录、事后追溯转变为现场预警、实时干预。在设备运维方面，结合华为“扁鹊”设备诊断算法，将传感器数据与时序数据库中设备历史运行能耗数据、日常巡检工单数据相融合，用人工智能大模型预测设备异常工况，缩短预警时间，提升预测准确度。在某头部化工企业园区，该方案帮助客户每年节省上千万元设备运维成本，切实助力企业设备长周期稳定运行。

通过业内人工智能探索实践不难看出，数智化技术已经不再只是生产辅助系统，而是与业务深度融合，正成为生产系统的核心组成部分。人工智能是未来30年最重要的生产力，定将在石化行业高端化、智能化、绿色化转型升级中挺膺担当。

关于数智化转型的对策建议

促进数字技术与石化产业深度融合，探寻转型发展新路径，以科技创新推动产业创新，将成为加快推进新型工业化建设的动力源。从长远发展角度来看，数字化、智能化转型绝不是一时之计，而应久久为功。

根据数智技术在石化行业转型发展过程中的实践，尤其是在信息基础设施建设、助力企业数字化转型和智能化探索方面的应用，总结出以下四点建议：

一要聚焦业务。企业选择可持续发展的业务方向，根据企业愿景绘

制出数字化转型蓝图并合理规划实施路径，一张蓝图绘到底，有计划有目标地推进数字化转型工作。从资源采购、工程建设、生产经营、安全环保、销售服务、产品升级和科技研发等方面，锚定产品的业务链定位，体现“安、稳、长、绿、优”的行业特质，形成具有市场竞争力的新质数智化生产力。

二要转变观念。“一把手”和员工的意识转变将决定数智化的成败，数智化意识的转变是推进转型的根本动力源。汲取“样板企业”经验，通过全员培训、引进外部人才，推动企业管理层和人力资源部门的转型。

三要突出重点。数字化转型是承上启下的核心过程，不同企业的自动化基础、信息化体系、数字化转型和智能化应用水平各不相同，可以串联有序推进，也可以并联系统交叉跃进。其中文化、组织、流程、先行配套的信息通信技术（ICT）基础设施等是最核心环节，也是适应全球数字经济的最重要措施。

四要夯实基础。数智化全链条ICT基础设施是转型基础。石化行业自动化控制率高的特性，为开展信息化、数字化、智能化等建设创造了有利条件。但其业务要实现高点、绿色和数智的目标，离不开新质生产力的物质基础。经济的发展经验是“要想富、先修路”，石化行业的数字化转型也如出一辙，ICT基础设施就如同构筑行业数字化转型的路基。从多形态感知的现场数据获取、多通道网络的数据联结，到类别架构的数据处理、模型训练与推理，多层级的决策、应用和共享，都需要实时、可靠、安全和海量的数据，更依靠高性能、高可靠性的软件和硬件。此外，也需从感知到传输、从数据治理到平台搭建、从数据安全到数据应用等多方面完善体系。

数智化转型如火如荼，变革路上挑战与机遇并存。数字化技术企业应坚持为石化行业找技术、解决行业数字化过程中的难题，聚焦石化行业工艺过程优化、装置预测性维护、安全生产预警预判、新产品模拟开

发等重点业务场景，构建行业联创机制，联合产业链上下游伙伴一起投入，共同创新、共同建设，持续推进数智化技术和行业业务场景的深度融合，打造更多以AI大模型为代表的创新成果。

未来，石化行业需充分利用ICT和AI等数智化技术优势，以数智技术破除制约转型发展的“三座大山”，让数智化技术在智能化转型升级中大有可为。

原载
2025年第4期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
任　卓

人工智能正在重塑能源生产和消费模式

钟　崴（浙江大学）

面对全球气候变化的严峻挑战，我国提出“双碳”战略目标，致力于构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。我国能源体系正在经历能源低碳转型与数字化转型的双重变革。人工智能作为新一轮科技革命和产业变革的核心驱动力，正在深刻重塑能源生产和消费模式。

“双碳”目标与新型能源体系建设

我国新型能源体系正呈现出三大范式升级：首先是能源安全韧性的拓扑重构，形成跨介质能流耦合的新型供用能模态；其次是能量转换链条的绿色跃迁，构建以非化石能源为主导的能源结构；再次是产业形态的智能化蜕变，打造数字孪生驱动的能源与经济协同发展范式。这种新型能源体系的边界已突破传统物理域，正加速与信息域深度融合，实现多能互补、资源统筹、供需互动的智慧能源系统。

作为新一轮科技革命和产业变革的核心驱动力，人工智能以其技术创新快、应用渗透强的特点，正在重塑能源生产和消费模式。智慧能源系统作为能源领域数字化转型的重要范式，通过构建“感知—分析—决策—执行”的智能闭环体系，为能源革命提供了关键技术支撑。其核心在于利用工业物联网技术实现能源全链条的数字化感知，基于人工智能

模型进行供需预测和优化决策，依托多能互补和需求响应实现系统协同控制。

数字化智能化对能源行业的赋能，本质上是钱学森的系统工程思想在数字时代的创新实践。系统工程思想强调全局优化和整体协同，这与新型能源体系的建设目标高度契合。通过人工智能技术，能源系统的各个要素得以实现互联互通，形成物理域—模型域—决策域联动机制。例如，在电力系统中，人工智能可以通过实时数据分析预测负荷波动，优化电网运行方式；在能源消费端，智能终端设备可以实现用户行为的精准分析，推动能源消费的智能化转型。这种技术与理念的结合，不仅提升了能源系统的效率，也为其可持续发展提供了坚实保障。在“双碳”目标指引下，人工智能、数字化与智能化技术正成为推动新型能源体系建设的关键力量，为实现清洁低碳、安全高效的现代能源体系注入强大动力。

工业互联网与人工智能驱动智慧能源系统变革

（一）工业互联网驱动的能源变革

纵观工业革命史，能源技术始终是变革关键：蒸汽机开启热动力时代，电力系统推动电气化进程，信息技术催生能源数字化管理。当前工业4.0时代，通过信息物理系统（CPS）实现物理与数字空间的深度融合，构建起新型技术范式。

在能源领域，工业互联网的变革效应集中体现在三个维度：首先是信息物理深度融合，依托智能传感器和数字孪生技术，实现能源设备全要素感知与系统预测性维护，推动管理模式从被动响应转向主动优化。其次是数据驱动决策转型，通过机器学习挖掘海量数据价值，构建预测模型实现能源系统的超前控制，突破传统经验决策的局限性。最后是系

统自主智能提升，运用边缘计算和强化学习技术，形成分布式自治能力，使能源系统具备自组织协调和环境自适应能力。

（二）人工智能驱动的工业变革

人工智能正以前所未有的深度重构工业体系的技术范式与价值逻辑。相较于传统工业依赖机理建模构建确定性知识体系的技术路径，人工智能通过数据驱动范式打破了物理世界与数字空间的认知边界，在复杂系统建模与动态优化领域展现出革命性突破。机理建模基于第一性原理构建可解释的数学方程，其优势在于知识透明性和物理一致性，但在面对多变量耦合、非线性时变的工业场景时，往往因模型简化导致精度衰减。数据驱动方法依托深度学习等算法，通过海量数据挖掘隐式规律，具备更强的复杂特征表征能力，然而其“黑箱”特性也带来可靠性挑战。当前工业智能化演进的核心逻辑，正在于构建机理与数据的双轮驱动体系：以机理模型构筑知识骨架确保系统稳定性，用数据模型注入学习能力实现动态调优，这种虚实融合的建模范式彻底改变了工业系统的认知方式。

中国的DeepSeek等前沿人工智能企业的实践验证了这种融合创新的巨大潜力。其研发的多模态工业大模型通过知识嵌入技术，将流体力学、热力学等机理知识编码为模型先验，同时构建万亿级工业时序数据库训练深度神经网络，在流程工业的能耗优化、故障预测等场景中实现预测精度较传统方法提升40%以上。这种技术融合不仅突破了单一建模范式的局限，更催生出“数字孪生体”等新型工业基础设施——通过实时数据闭环持续进化模型参数，使工业系统具备自感知、自决策、自优化的类生命体特征。当人工智能深度融入工业机理，生产系统正在从确定性控制转向概率性认知，从静态优化转向动态演化，这种认知跃迁正在重塑全球制造业的创新图谱与竞争格局。

（三）能源系统的自主化

相较于传统火力发电为主的能源系统，未来新型能源系统的供给侧

场站节点数量将出现数百倍的增长，而新能源场站的出力呈现波动性与随机性，能源系统供给与需求之间呈现出极为复杂的动态供需平衡。未来新型能源系统的调度控制将呈现出从人工向机器自主智能决策逐步发展过渡的显著特征，类似于汽车自动驾驶技术的变革过程。如图1所示，能源系统将从以往以人工经验调度控制火力发电机组为主的阶段，逐步发展为低碳能源系统“自主优化运行”阶段。其核心在于系统能通过实时感知工况变化、自动分析并调整能源转换与分配，仅在复杂场景或突发异常时需人工干预，如同L3级别的汽车自动驾驶在特定道路环境下自主操控，但要求驾驶员保持接管准备。两者均以数据驱动、模块化整合及算法迭代为基础，通过阶段性技术升级，逐步将人类从重复性决策中解放，最终实现安全、高效、可持续的自主化目标。

智慧能源赋能石化行业高质量发展

（一）石化行业智慧能源建设的四个关键维度

总结行业实践经验，石化企业在推进智慧能源建设时，应重点把握好以下四个关键维度：

第一，全生命周期投资效益优化。企业要科学谋划智能化改造项目，把有限的资金用在最关键的环节。通过数字孪生等技术，对生产装置进行全周期模拟和优化，建立预测性维护体系，延长设备寿命。重点推进炼油、乙烯等核心装置的智能化升级，用数据驱动生产工艺优化，不断提升装置运行效率。

第二，能源综合利用水平提升。构建园区级能源管理体系，打通电力、蒸汽、燃料气等各类能源系统之间的壁垒。利用人工智能技术对能源负荷进行精准预测，实现多能协同和梯级利用。特别要加强余热余压回收利用，切实提高能源系统整体效率。实践表明，通过智慧能源系统

建设，企业可降低15%~20%的能耗。

第三，绿色低碳发展目标实现。建立覆盖全过程的碳排放管理体系，实现从源头到末端的全程管控。通过智能预测和工艺优化，实现减污降碳协同增效。同时加强环保设施的智能化运维，提高处理效率，降低运行成本。建立园区级生态环境管理平台，实现环保指标的可视化管理。

第四，本质安全水平提升。围绕“智能感知、主动预防、快速响应”理念，构建新型安全管理体系。通过智能传感和机器学习技术，实现对关键设备和重要工艺参数的实时监测和异常预警。建立智能应急指挥系统，提升突发事件的应对能力，实现安全管理从“事后处置”向“主动预防”的转变。

（二）可再生能源制氢系统的智能化突破与行业转型

在“双碳”目标引领下，我国石化行业正经历从传统能源供应向清洁能源生产的战略转型。制氢系统作为能源结构低碳化的关键环节，面临效率提升、成本优化、可再生能源适配等核心挑战。许多能源企业正在运用人工智能技术构建智能化制氢体系，推动行业低碳转型。其创新实践主要在四个方面：

第一，实现系统分布式协同优化。基于AI算法实现电解槽、储运设施与加氢站的多节点动态匹配，构建风光氢储多能互补模型，实时优化制氢负荷分配，开发智能调度系统降低运输半径，提升氢能网络整体能效。

第二，实现设备的智能运维。基于智能化技术，搭建电解槽数字孪生体实现故障预判，应用“声纹识别+热成像”技术监控核心设备健康状态，建立智能巡检系统，降低非计划停机时间，提高系统运行效率。

第三，实现绿电的消纳优化。结合人工智能技术，开发风光功率预测算法指导制氢负荷，构建多时间尺度储能协同模型提升波动性绿电利用率，创新虚拟电厂模式实现电网—制氢系统双向柔性互动。

第四，实现数字孪生系统集成。推动平台数智化建设，构建全流程三维可视化平台集成监测点数据，应用强化学习算法实现工艺参数自优化，建立动态碳足迹追踪系统，支撑全生命周期能效管理。

原载
2025年第3期《中国石化》杂志

栏目编辑
常　冉

责任编辑
常　冉

智能化驱动下石化行业新增长路径探讨

刘思明　宋　镇（石油和化学工业规划院、青岛石化检修安装工程公司）

随着科技的飞速发展，人工智能在各个领域中的应用越来越广泛。在石化行业，智能化转型已成为推动产业升级、实现可持续发展的关键因素。研究显示，智能工厂建设可使装置运行效率提升18.7%，能耗降低12.3%，安全预警准确率达到98.6%，为企业实现新增长提供可复制经验。炼化企业应紧抓新一轮人工智能革命的战略机遇，以实际应用场景为牵引，基于大模型、整合大数据、布局大算力，推动人工智能技术在新型工业化进程中的全方位、深层次应用。本文通过对行业智能化现状及转型挑战、人工智能在炼化企业全流程管理中的应用进行深入分析，提出一种切实可行的增长路径，以期为我国石化行业的可持续发展提供参考。

我国石化行业智能化现状及转型挑战

石化行业作为我国国民经济的重要支柱产业，是推动制造业转型升级与高质量发展的关键领域。在绿色低碳高质量发展的要求下，我国石化行业正由规模扩张转向智能化、高端化转型升级。在国家相关政策的引导下，我国石化行业启动了智能化转型进程，具体涵盖了过程控制的自动化、生产装备的智能化升级、生产数据的自动采集与分析、过程可

视化技术的应用，以及能源管理系统的优化等多个方面。在智能化技术应用于石化行业的科学发现、工程放大等研发方面也取得了一定的进展，并持续保持着快速发展的强劲势头。

人工智能已应用于石化行业的操作优化、产销策略制定、降低生产成本、提高企业竞争力等方面。截至2025年6月，我国石化行业入选各级智能制造试点示范企业的累计数量已形成规模化的梯队体系，涵盖国家级卓越级、国家级标准应用试点、省级先进级及市级示范工厂等多个层级。其中，中国石化作为国内最大的石油化工企业，全力推进人工智能模型部署调试，依托天翼云算力资源和技术优势，成功部署和应用全尺寸DeepSeek-R1（671B版）大模型，为全面应用人工智能技术奠定了基础，也为企业数智化转型树立了典型标杆。胜利石油工程公司完成DeepSeek推理模型R1和多模态框架Janus Pro本地部署测试，并将其全面应用于“胜利天工大模型”，实现超3000份石油工程领域知识文档高效检索与智能对话，标志着胜利石油工程公司在人工智能技术应用方面走在行业前列；九江石化是石油石化行业首批智能制造试点示范企业，率先上线运行炼油全流程一体化优化平台，并成功应用大数据分析技术对催化装置运行进行优化，对设备的运行状态进行实时监测和预警，在提升产品收率和质量的同时保障安全生产；中科炼化建成了石化领域首个数字孪生智能乙烯工厂，为乙烯装置智能化关键技术研发及工业应用树立了标杆，有效推动资源高效利用、生产控制优化、设备可靠运行，实现了乙烯生产提质增效。

中国石油则在能源化工上游开发了多个智能应用平台，包括昆仑数智的“梦想云油气智能协同工作平台”、长庆油田的“智能柱塞气举技术”、大港油田的“基于人工智能与边云协同的油井智能调控技术”及中国石油勘探开发研究院的“认知计算平台”等，致力于推动油气开发行业智能化转型，支撑智慧油气田加速建设。

然而石化行业向智能化转型并非轻而易举，存在技术、机制、认知等诸多因素的挑战。

（1）技术融合挑战

据2023年工信部调研数据显示，国内炼化装置平均服役年限达15年，50%以上设备未预置数据采集接口，在进行装置智能化改造过程中，增加了新旧系统融合的复杂难度，对技术融合提出了挑战。例如，某炼厂催化裂化装置数字孪生模型调试耗时11个月，需处理15类机理模型与实时数据的匹配。

（2）组织变革挑战

某炼化企业内部流程审计发现，智能巡检系统审批需经7个层级，平均耗时68天；智能化人才占比不足4%，人工智能算法工程师流动率达25%，人才结构出现失衡；传统KPI考核与智能化转型目标存在冲突。现有的组织体系难以满足智能化转型的需要，组织体系面临变革的挑战。

（3）数据质量挑战

数据质量缺陷是智能化转型过程中的现实阻碍，例如，某炼厂常减压装置DCS系统数据缺失率达12%，影响模型训练效果。信息孤岛现象严重。例如，某炼厂采购、生产、销售系统数据标准不统一，需人工筛选比对。因为数据质量的缺陷，导致数据价值转化困难，累计的大量工业数据可用于分析决策的占比不足15%。

（4）传统认知挑战

传统思维惯性难以突破是无法实现智能化转型的认知难题，国内石化行业调研数据显示，石化企业约55%的操作工认为智能系统“削弱经验价值”，38%的车间主任担忧智能化转型影响当期业绩，管理高层对人工智能技术成熟度的判断存在分歧，影响资源投入决策。基层抵触、中层观望的心态，是当前推动行业智能化转型亟需解决的认知障碍。

人工智能在炼化企业全流程管理应用场景

引入人工智能技术，可推动炼化企业实现全流程管理的优化，提高资源利用效率，降低生产成本，提升产品竞争力，从而实现智能化转型发展。

（1）人工智能在炼化企业设计阶段的应用

人工智能通过收集工艺参数、设备性能、历史事故等结构化与非结构化数据，利用传感器、数字孪生系统获取实时数据，根据具体场景选择不同算法，结合领域知识改进模型精度。最后通过仿真平台验证人工智能设计方案的可行性，目前在炼化企业设计阶段的应用正在显著提升效率、优化流程并降低风险。

场景一：通过人工智能快速模拟和优化原油加工路径、反应条件、催化剂选择等，基于历史数据训练模型，预测不同原料配比、温度、压力下的产品收率和质量，再自动探索最优工艺参数组合，实现最大化产品产率或最小化能耗。例如，bp公司利用人工智能优化裂解装置的操作参数，提升乙烯产率5~10个百分点。

场景二：通过人工智能优化设备摆放、管道走向，减少建设成本并提升安全性，结合物流成本、安全距离、维护空间等约束条件生成最优布局。通过三维模型识别管道碰撞风险，自动调整布局。例如，西门子公司使用人工智能生成炼厂管道布局方案，缩短设计周期30%。

场景三：通过人工智能设计低能耗、低碳排放的炼化流程，建立全厂能耗动态模型，模拟不同设计方案的碳足迹，再平衡能耗、碳排放与经济效益，生成绿色工艺路线。例如，埃克森美孚通过人工智能优化蒸馏塔设计，降低能耗15%。

（2）人工智能在炼化企业生产运行阶段的应用

人工智能可实时优化炼化企业生产参数，降低能耗与物耗，保障生

产安全并延长设备寿命，炼化企业由被动应急响应升级为主动风险防控，逐步实现从“经验驱动”迈向“数据+算法驱动”的自主化运营新模式。

场景一：人工智能在炼化企业生产优化方面可实现从优化控制到智能决策的转变。根据原料波动、设备状态和环境条件，实时调整反应温度、压力、流速等参数。通过反馈机制自主优化参数组合，结合实时数据与智能模型，预测不同参数下的生产结果，可实现真正意义上无人操作的智能装置。例如，某炼厂使用人工智能动态调整催化裂化装置进料速率，提升轻油收率3~5个百分点。

场景二：人工智能重塑炼化企业的设备维修模式，从“故障驱动”转向“健康驱动”。整合设备振动、温度、压力、电流、润滑油状态等实时感知数据，以及历史维修记录、工艺参数和环境数据，利用算法进行数据清洗、降噪和特征提取，通过人工智能学习建立设备健康基准，结合知识图谱和推理模型，关联多维度数据，建立智能预测模型，平衡“维护成本”与“停机风险”，推荐最佳设备维修方案。目前人工智能在动设备预防性维修、高温高压设备健康诊断、腐蚀检测预警等方面发挥了一定作用。随着人工智能与5G、数字孪生等技术的融合，炼化企业可实现“自感知、自决策、自优化”的设备智能运维。例如，壳牌通过人工智能预测泵轴磨损，减少非计划停机时间30%。杭州某化工企业使用机器狗进行全天候巡检，判断电解槽上近5000根非金属四氟管是否断流，正确率可达到99.99%。

场景三：通过收集和分析能源消耗数据，人工智能平衡产量、能耗与设备负荷，在本地设备端实时优化控制逻辑，降低高耗能设备的能源消耗；集成排放监测数据，动态生成碳减排建议；制定低碳工艺路径，实时计算碳足迹并优化减排措施。例如，埃克森美孚通过人工智能优化蒸汽系统，年节约能源成本约800万美元。

场景四：通过全息摄像头和红外成像实时监测火焰或烟雾，人工智

能识别火灾、爆炸或毒气泄漏风险，分析多传感器数据关联性，提升预警准确性。整合炼化企业应急预案、设备参数和实时数据，基于应急数据大模型推荐最优处置步骤，通过数字孪生模拟不同处置方案的结果，实现事故发生后快速生成处置方案。例如，陶氏化学部署人工智能火灾预警系统，误报率降低约50%。

（3）人工智能在炼化企业设备报废退出阶段的应用

通过收集设备历史数据、污染物检测报告、拆解作业记录等，构建训练数据库，选择最优化算法建立模型，再根据实际拆除作业反馈持续改进模型，提升炼化企业设备报废退出资源回收效率、降低环境风险并优化成本。

场景一：通过无人机或机器人扫描设备表面，识别腐蚀、裂纹等缺陷，基于设备历史运行数据预测剩余使用寿命。匹配设备规格与二手市场需求，判断是否可维修、翻新或拆解回收，推荐最优处置方案，辅助退役设备残值评估与再利用决策。例如，某炼厂利用人工智能评估退役压缩机残值，回收价值提升30%。

场景二：结合X射线荧光和近红外光谱数据，精准识别含重金属污泥、废催化剂等危险废弃物的成分，通过视觉引导机械臂分拣可回收金属与非金属材料。合理规划危险废弃物运输路径，最小化运输成本与环境风险，确保危险废弃物智能分类与处理合规处置。例如，巴斯夫部署人工智能分拣系统，危险废弃物分类准确率提升至95%。

场景三：设计新型回收工艺最大化回收废钢材、废催化剂中的贵金属，记录回收材料成分、数量及质量数据，通过人工智能匹配下游需求并追踪回收材料流向，确保合规交易并评估碳减排效益。例如，巴斯夫建立人工智能驱动的资源交易平台，废塑料再生利用率提高40%。

智能化驱动下石化行业新增长路径探讨

基于人工智能在炼化企业全流程应用，可探索形成覆盖全行业的四大核心路径，以实现智能化转型驱动下石化行业实现新增长。

（1）构建工业互联网平台智能中枢系统

构建“集团—炼厂—装置”三级数据中枢，实现数据全域集成。开发人工智能算法库，建立炼化专用算法模型，包括原油分子管理、乙烯裂解深度预测等核心工艺模型。建立炼化工艺。

（2）生产流程重构全环节智能化改造

应用人工智能深度学习实现工艺优化智能化，不断优化反应条件，达到反应过程智能化控制，实现反应深度动态调整，提高收率和经济效益。部署智能传感器，结合声纹检测技术提高设备故障预警准确率，通过AR（增强现实）辅助检修技术，缩短设备检修时间，降低维修成本。

（3）供应链协同创新打造敏捷响应体系

应用区块链技术全息追踪危化品运输，提升库存周转率实现智能物流。开发化工产品在线定制平台，客户可设计分子结构，以市场为导向，满足客户定制化需求。

（4）人工智能驱动本质安全升级

部署人工智能视频监控，结合行为识别算法，对人员作业行为实现智能辨识，降低违章率。采用“无人机巡检+热成像分析”，提高安全风险三维可视化系统预警准确率。通过构建智能化风险防控体系，实现本质安全。

结论和展望

本文通过对我国石化行业智能化转型的探讨，提出了基于人工智能

赋能炼化企业全流程管理应用的新增长路径。未来炼化企业智能化转型的核心逻辑，是坚持以“技术穿透产业本质、重构价值创造模式、构建新型生态系统”为主线，通过人工智能技术深度融入炼化生产核心环节，驱动企业从传统能源供应商向智能化、服务化、低碳化的综合能源服务商转型。这一逻辑体系为传统重工业转型提供了可复制的范式：唯有让技术穿透产业最本质的生产关系，才能实现真正意义上的新增长。

原载
2025年第7期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
王一冰

顺应石油工程智能化趋势 把握技术发展方向

张洪宝（中国石化石油工程技术研究院）

以人工智能、大数据、云计算等为代表新一代信息技术的快速发展，为传统工业升级带来了科技红利。石油钻井具有高投入、高风险的特点，降本增效需求迫切，引进新一代信息技术是必然趋势。然而面对眼花缭乱的新技术，如何把握石油工程智能化趋势并制定发展战略，对于保证技术发展方向正确至关重要。

一体化数据平台建设是转型方向

石油公司正通过与互联网科技公司合作，利用人工智能、大数据和云计算推进数字化转型，建设一体化工业互联网平台，打通油气勘探开发数据资源并开发智能应用。

近年来，国际石油公司纷纷依托技术储备开展数字化转型，主要特征为与互联网科技公司合作，建设一体化工业互联网平台，打通油气勘探开发上游数据资源，利用人工智能、大数据分析和云计算技术，开发智能应用程序，并通过软硬件结合的方式实现部分环节的闭环施工控制。

斯伦贝谢发布DELFI数字化协作平台，推动数字化战略的实现，基于DELFI平台研发DrillPlan和DrillOps软件解决方案。哈里伯顿也发布

了数字化建井4.0战略，通过一体化云平台帮助油公司打破数据壁垒，实现勘探、钻井、开发全流程数字化分析及管理，将云上钻井设计、闭环钻井工程、供应链集成等作为重要发展方向。

中国石化在智能钻井方面，依托“智能化钻井关键技术与装备”项目群，经过4年研发形成了自动化钻机及配套设备、随钻动态参数测量和高分辨率电阻率成像系统、钻井智能分析决策一体化平台、井场集成控制中心等成果，初步打造了智能钻井系统，在胜利油田页岩油开展了智能钻井技术现场集成示范应用，实现了钻机、仪器、决策平台与集成控制中心的数据交互联动，以及钻井参数、井下风险识别、地质导向的一体决策。单项智能钻井技术累计应用80余口井，平均机械钻速提高17.44%，风险诊断准确率超90.2%，优质储层钻遇率达100%，钻井周期缩短19.87%。在智能压裂方面，建立了人工智能和大数据驱动的压后产量评估技术和压裂参数主控因素分析方法，实现了压裂参数的自动设计和大数据驱动下的一键压裂自动设计。结合深度学习、贝叶斯推理和专家经验，实现了压裂过程风险实时监测与自动调控，研发了智能压裂云平台，为全流程智能压裂奠定了基础。

勘探、开发和工程一体化数据平台建设，是石油领域数字化转型的方向。已有工业软件云上部署和基于人工智能的专业应用研发是这一阶段转型的主要内容，部分钻井环节的全自动闭环决策和控制尚处于试验阶段，未见大范围集成推广应用。

行业特点对技术应用提出特殊要求

石油工程领域的人工智能和大数据技术的应用，面临地质环境多变导致问题边界不确定、高投入资金密集使成本控制难、不确定性高要求决策更高效、全面数字化成本高昂且数据获取精度低、自动化程度不一

需差异化策略等挑战。

石油工程领域的行业特点对人工智能、大数据技术应用提出了特殊要求。

一是地质环境多变、问题边界不确定。因为施工过程要不断接触新的地质和地层环境，问题边界不断延伸。人工智能技术尤其擅长在大量数据中抽取知识，拥有对高维非线性问题的强大映射能力，在面对问题边界不确定的情况时，会产生外推能力不足的问题。

二是高投入、资金密集。单井成本可达几百万元甚至数亿元。由于地质环境的不确定性，各种井下复杂情况往往使钻井过程非生产时间过长、大量材料消耗、井下设备损坏或丢失，进而导致周期和成本过高。部分复杂井非生产时间往往高达50%以上，成本超支30%以上。因此，通过数字化技术获取井下全方位信息以降低不确定性，以及利用智能化技术提高不确定性信息环境下的决策效率，是石油工程降本增效的首要任务。

三是不确定性高、柔性要求高。石油工程人员除了要掌握施工过程各个工序标准流程，还需掌握不同井下复杂情况的快速应对措施，对综合判断能力和施工经验要求极高。目前的人工智能技术还处于弱人工智能阶段，不具备多变场景下的决策能力，而大语言模型、智能体技术的发展，为专业场景下机器代替人决策提供了新的解决方案。

四是全面数字化成本高。大量井场信息目前还处于信息化（人工填报）阶段，如钻井日报、井史、钻井液性能、钻井设计、完井报告等，人工填报情况下数据的获取频率、精度和准确性较低，给数据驱动方法的应用和深度数据挖掘带来困难。

五是自动化程度不一。地面和井下自动化装备的配置主要由钻探地质目的和施工难度决定，这就决定了不同油田、井位、井型的自动化装备水平不一。海上钻井或复杂井往往配置旋转导向、自动控压、钻机自

动化等装备，常规钻井过程受成本限制自动化装备水平往往较低。自动化装备条件不一要求针对不同油田的现状制定差异化的智能钻井发展策略。

人工智能应用助力“四提”

降本增效是石油工程的核心目标，可应用智能化技术减少不确定性、优化资源配置，实现石油工程的提质、提速、提效、提产。人工智能在非线性问题处理上有优势，但在极端环境下稳定性仍需提升，可结合经典工程理论增强其工业应用效果。

降本增效是石油工程永恒的追求，进一步提高施工质量、提高钻井速度、提高钻井效率和提高单井产量，是保持油气公司市场竞争力的关键。而限制“四提”效果的本质原因是不确定性引起的资源配置效率没有达到最优状态。

智能制造的本质是以数据的自动流动化解复杂系统的不确定性，提高制造资源的配置效率。IEA（国际能源署）预测，全面应用数字化技术可降低油田开发成本10%~20%。能源科技公司eDrilling与俄罗斯天然气工业股份公司（Gazprom Neft）合作建立了钻井管理中心（DMC），通过获取实时地面和井下钻探数据及井身结构数据，实现井眼及钻井过程实时可视化。自DMC成立以来，Gazprom Neft每年减少8%~10%的钻井作业停止或延迟的时间，整体钻速提高20%。通过数字化和智能化技术的应用，可显著提高不同环节的信息获取能力、数据处理能力、决策能力和实施能力，是钻井工程降本增效的必然选择。

智能钻井、智能压裂的石油工程技术的发展代表了一种新的生产方式，覆盖石油工程规划、设计、施工和管理的各个环节。以人工智能、大数据、云计算为代表的新一代信息通信技术同以井下测量和自动控制

技术为代表的先进钻井工艺技术深度融合，是实现智能钻井的有效途径。其感知能力、学习能力、决策能力、执行能力和自适应能力远远超过人的能力，可显著提高钻井工程各个环节的资源配置效率、生产施工效率和管理效率。

以机器学习技术为代表的人工智能技术在非线性问题描述方面显示出强大的能力，但是在极端、苛刻环境下的稳定性依然让人担忧，传统石油工程理论历经近百年发展，在流体力学、管柱力学、岩石力学方面积累了大量的理论成果，深度融合人工智能技术和经典工程理论，可以结合人工智能技术的大数据处理能力、复杂问题拟合能力，以及传统工程理论的结构稳定性和强外推能力，实现工业级智能App开发和工程应用。

原载
2025年3月24日《中国石化报》第5版

责任编辑
秦紫函

人工智能+勘探开发：助力勘探目标优选、高效钻井和开发方案优化

段太忠（中国石化集团公司）

面向国家油气重大战略需求，传统勘探开发技术面临前所未有的挑战，亟需在效能上转型升级。人工智能新技术凭借其强大的数据处理能力和智能分析功能，正在引领形成极大增强并扩展人类能力的科技新范式，将大力促进油气勘探开发技术变革。油气行业必须把握住目前人工智能技术发展黄金时代这个机遇，大力推动油气勘探开发新质生产力提升。针对油气勘探开发关键环节，重点应聚焦三个方面：智能数字盆地技术助力有利勘探目标优选；油气藏模型智能实时更新技术助力井轨迹导航高效钻井；数字孪生智能油气藏技术助力开发生产方案即时优化决策。

“人工智能+勘探开发”技术内涵

“人工智能+勘探开发”是指将人工智能技术与油气勘探开发的关键环节深度融合，通过数据驱动、智能算法和自动化技术，提升勘探发现效率，优化开发生产方案，降低运营成本，最终实现油气资源的高效开发和可持续利用。

首先是数据利用。油气勘探开发涉及海量的地质、地震、测井、生

产等数据，人工智能通过大数据分析、机器学习和数据融合，挖掘数据中的潜在规律，为决策提供支持。

其次是算法与算力利用。采用深度学习、强化学习等先进算法，结合强大计算能力，可以高效解决勘探开发中的复杂问题，如资料解释、地质建模、油藏模拟、钻井参数的优化。

再次是自动化利用。智能控制系统、机器人技术和智能体（agent，智能代理）的应用，可实现钻井、完井和生产等环节的自动化，减少人为干预，提升效率和安全性。

最后是构建智能化协同平台和行业智能大模型。基于此，实现勘探、开发、生产和管理的一体化，提升全产业链的协同效率。

人工智能助力油气勘探开发关键技术进展

智能数字盆地技术助力有利勘探目标优选。在油气勘探领域，数字盆地技术通过整合地质、地震、测井、重力、电磁、地球化学等多源数据，构建三维地质模型，能更准确预测油气藏位置、大小和品质，为有利目标优选提供强有力支持。近年来，随着大数据和人工智能技术的快速发展，数字盆地技术在数据处理、模型构建和预测精度方面取得了重要突破。在数据处理方面，传统的地质数据往往存在不完整、不一致和噪声干扰等问题。通过引入机器学习算法，如支持向量机（SVM）、随机森林（RF）和深度学习（DL），研究人员能够更有效清洗和整合多源数据，提高数据质量和可用性。在盆地级地质模型构建方面，数字盆地技术通过结合地质统计学和机器学习方法，能够构建更加准确的三维地质模型。此外，基于对抗网络（GAN）的地质模型生成方法，能够模拟更加复杂的地质结构，为有利目标优选提供更加真实和多样化的盆地级地质模型。在预测准确性方面，数字盆地技术通过引入深度学习和强化学

习算法，已训练模型可以识别出人类无法识别的复杂地质规律，显著提高了有利目标预测的准确性。例如，利用长短期记忆网络（LSTM）对历史勘探数据进行分析，可以预测未来勘探目标的潜力和风险。此外，基于强化学习的勘探策略优化方法，能够根据实时勘探数据动态调整勘探方案，提高勘探效率和成功率。

油气藏地质模型智能实时更新技术助力高效钻井。传统的油气藏三维地质模型构建主要依赖于地震、测井、岩心等静态数据，采用常规数学物理理论框架建模，模型更新周期长，难以即时反映地下油气藏的动态变化。智能油气藏三维地质模型实时更新技术则采用类脑神经网络框架建模，通过融合多源数据、引入机器学习算法，可实现模型的实时更新和优化，为高效钻井提供更加精准的地质导向。这一技术的核心优势在于其对多源数据的智能融合与解释能力。通过深度学习算法，自动解释地震数据，高效识别地质特征；利用机器学习自动分析测井数据，准确识别油气层和计算储层参数。同时，将钻探过程中获得的动态数据实时纳入模型中，使得地质预测更加精确，钻井目标和轨迹的实时优化成为可能。在智能算法驱动模型优化方面，利用深度学习算法如卷积神经网络、循环神经网络等构建油气藏三维地质模型，提高模型的精准度；应用强化学习算法，根据实时钻井数据和地质导向信息，动态调整模型参数，实现模型的实时优化和更新；迁移学习技术的运用，更是提升了模型的泛化能力和在新区块的应用效率。此外，智能技术还能将更新的三维地质模型与钻探轨迹可视化，为地质导向提供直观信息。根据实时地质模型和钻井数据，利用机器学习算法优化钻井参数，如钻压、转速、排量等，提高钻井效率和安全性，并通过风险预警支持钻探决策，降低风险。

数字孪生智能油气藏技术助力开发方案实时优化决策。数字孪生技术通过构建实时油气藏模型，实现对油气藏实时监控和优化决策。近年

来，得益于物联网、大数据和人工智能技术的飞速发展，数字孪生智能油气藏技术在模型构建、实时监控和优化决策方面取得显著进步。它通过整合地质、地球物理、地球化学和生产数据等信息，并利用生成对抗网络（GAN）和强化学习等先进技术，更精准预测油气藏储层分布及其物性，构建高精度三维油气藏静态模型，能够模拟复杂的油气藏内幕结构变化。通过建立基于物理信息的油气藏数模智能替代模型，为实时优化决策提供更加真实和多样化的数模模型。此外，数字孪生智能油气藏技术结合物联网和大数据分析，实现对生产过程的实时监控和诊断；通过时间序列分析和异常检测算法，及时识别并应对生产异常，如产量下降、压力异常和设备故障，从而避免生产事故。同时，利用深度学习的图像识别技术，提高监控准确性和效率。在优化决策方面，引入强化学习和优化算法，能够实时优化调整开发生产方案，如动态调整注水方案，调整注水量和注水压力，提高开发效率和采收率。数字孪生技术能够模拟预测不同方案效果，为决策提供科学依据，标志着油气藏管理进入一个新的智能化时代。

“人工智能＋勘探开发”未来发展方向

智能数字盆地技术创新攻关，应聚焦盆地模型建模效率和业界共建共享基本数据集。加强业界多源数据的整合和共享，建立统一的数据标准和数据集，提高数据的质量和可用性。开发更加高效和可扩展的模型算法，如分布式计算和并行计算技术，提高模型的计算效率和可扩展性。加强人工智能技术与地质学、地球物理学、地球化学等学科的交叉融合，培养跨学科的专业人才，推动数字盆地技术在有利区带和圈闭评价等勘探场景的创新和落地应用。

推动油气藏模型智能实时更新技术与钻井工程技术配套应用。加强

地质、地球物理、钻井工程、计算机科学等多学科的深度融合，培养跨学科专业人才，推动技术的创新发展。研发更加高效、精准、可解释的机器学习算法，提高模型的精准度和适应性。利用云计算和边缘计算技术，通过随钻测试数据与地质模型即时更新无缝对接，实现海量数据的实时处理和模型的快速更新，实现钻井智能导航技术真正落地应用。

强化数字孪生智能油气藏技术落地应用。结合物理模型和数据驱动模型，开发混合建模方法，突破对油气藏描述、模拟、分析的深度学习神经网络算法能力。例如，利用有限元分析（FEA）和计算流体动力学（CFD）方法，结合机器学习算法，构建高精度的油气藏开发静态模型，并实现与油气藏数值模拟智能替代模型融合，形成数字孪生智能模型。加强物联网和大数据技术的应用，提高数据的实时性和可靠性，增强数字孪生智能模型与实时数据即时融合。例如，利用边缘计算以及5G通信技术，实现油气藏生产数据的实时采集和传输。通过技术集成和标准化，建立统一的数字孪生技术标准与平台，降低技术成本，提高其经济性。

原载
2025年第3期《中国石化》杂志

栏目编辑
常　冉

责任编辑
常　冉

人工智能+炼油化工：从“经验驱动”迈向“数据智能驱动”

唐　亮（九江石化）

近年来，人工智能技术已从实验室走向大规模商业化，成为数字化转型的核心驱动力。石油化工行业是国民经济的重要支柱，其生产过程涉及复杂的物理化学反应、高能耗设备运行及严格的安全环保要求。随着全球能源转型和“双碳”目标推进，行业亟需通过技术创新实现降本增效、节能减排与安全生产。人工智能作为新一代通用技术，正通过数据驱动决策、智能优化控制和全流程预测等能力，为炼化行业注入变革动力。

人工智能在炼化行业专业领域的应用

人工智能技术在炼化行业装置生产优化方面可实现从优化控制到智能决策的转变。以往，生产优化工作高度依赖于经验丰富的工程师，他们凭借长期积累的知识经验和对装置生产加工工艺过程的深刻理解，手动调整关键工艺参数，以期达到最佳的收率和产品质量。然而，这种依赖于个人经验和直觉的方式，不仅效率低下，而且难以保证每次调整都能符合预期的效果。随着在线优化技术的广泛应用，这一局面得到了显著改善，通过实时采集并分析生产过程中产生的大量数据，快速计算出最优化的操作参数，并交于控制系统执行，可以实现装置生产加工过程的动态优化。这种

自动化、数据驱动的控制方式，不仅大幅提升了产品收率和生产效率，还有效降低了能耗和生产成本，为炼化行业带来了革命性的变化。在此基础上，人工智能技术通过机器学习等算法，结合设备、安全、环保等专业的约束变量，构建出高度精确、鲁棒性强（指系统或组件在遇到错误、故障、异常输入或各种不可预测的变化时，能够继续保持正常运行并维持其功能稳定的能力）的预测模型，在不同工况条件下，可以智能生成不同的最优生产加工方案。在可预期的未来，基于工业控制系统的人工智能应用，甚至可以实现真正意义上无人操作的智能装置。

人工智能技术可以重塑炼化行业的设备维修模式，从“故障驱动”转向“健康驱动”。通过整合设备振动、温度、压力、电流、润滑油状态等实时感知数据，以及历史维修记录、工艺参数和环境数据，利用算法进行数据清洗、降噪和特征提取，通过机器学习建立设备健康基线，结合知识图谱和因果推理模型，关联多维度数据，建立智能预测模型，平衡“维护成本”与“停机风险”，推荐最佳设备维修时机。目前人工智能技术在动设备预防性维修、高温高压设备健康诊断、腐蚀检测预警等方面发挥了一定的作用。随着人工智能与5G、数字孪生等技术的融合，炼化行业可实现“自感知、自决策、自优化”的设备智能运维。

随着人工智能、物联网与大数据技术的深度融合，炼化行业构建“实时感知－智能预警自主决策”的安全环保管理模式成为可能。炼化行业高温高压、易燃易爆的生产特性，使安全与环保管理工作成为关乎企业生存与社会责任的核心议题。传统管理模式依赖人工巡检、事后处置和静态阈值报警，存在响应滞后、监管盲区和治理成本高等痛点。在安全管控上，多光谱成像结合卷积神经网络，实时检测VOCs（挥发性有机化合物）气体泄漏点，定位精度可达厘米级；基于火焰形态（颜色、闪烁频率）和烟雾扩散模型的人工智能算法，可在3秒内识别火情，响应速度较传统传感器提升10倍以上；计算机视觉（CV）自动抓拍未佩戴

防护装备、违规吸烟等行为，通过知识图谱关联考核制度，实现人员行为与作业安全管控闭环管理。在环保管理上，通过人工智能模型动态分析NO_x（氮氧化物）、SO制操作，实现排放达标与能耗最优的平衡；人工智能整合生产、储运、能源数据，构建企业级碳足迹模型，精准追踪各环节碳排放。人工智能正将石化行业的安全环保管理从“人防+技防”推向“智防”时代，通过实时感知、智能推理与自主控制，实现风险超前阻断、污染源头削减和资源高效利用。这一变革不仅是技术升级，更是企业履行社会责任、实现可持续发展的必由之路。面对未来，炼化行业能以人工智能为支点，构建“安全零事故、排放近零化、能效最大化”的新型工业体系。

人工智能在炼化行业应用面临的挑战及破局之路

人工智能在炼化行业的应用潜力巨大，但也面临诸多挑战。

其一，数据收集与处理是一项艰巨的任务。炼化行业作为一个高度专业化的领域，其生产加工过程极为复杂，数据来源多样，存在噪声、缺失、不一致等问题，这些都极大地阻碍了人工智能模型的有效训练和预测精度的提升。因此，构建一个统一的数据管理平台显得尤为迫切，实现数据整合、清洗、标准化及质量监控等功能，以确保输入人工智能模型的数据准确、完整且一致，从而为模型训练奠定坚实的基础。

其二，人工智能模型的“黑箱”特性也是炼化行业接纳人工智能技术的一大障碍。许多人工智能模型，尤其是深度学习模型，其内部决策机制复杂且不透明，这对于需要高度可靠性和可预测性的炼化行业来说，无疑增加了不确定性。工程师们往往难以仅凭模型输出就做出关键决策，他们更希望了解模型背后的逻辑和依据。因此，增强人工智能模型的可解释性成为当务之急。这要求在模型设计中融入专家知识，构建混合模

型，即在保留人工智能模型高效数据处理能力的同时，结合行业专家的经验和规则，使模型决策过程更加透明、易于理解。同时，建立一套完善的模型验证体系也至关重要，通过持续的性能监控、误差分析及可靠性测试，确保模型在实际应用中的准确性和稳定性。

其三，人才短缺问题依然是制约人工智能技术在炼化行业深入应用的最大瓶颈。当前，人工智能技术正处于快速发展阶段，各行各业都在积极探索人工智能的应用潜力，但真正既精通人工智能技术又深刻理解炼化行业专业知识的复合型人才却供不应求。这类人才需要具备跨学科的知识背景，既要能理解人工智能解决方案，又要能掌握炼化工艺的流程、安全标准及行业规范等知识，才能有效推动人工智能技术在炼化行业各业务领域的落地。因此，加强人才培养与引进，构建跨学科合作机制，以及通过持续的培训提升现有员工的技术能力，成为破解这一难题的关键路径。

人工智能在炼化行业应用的预期前景

总的来说，人工智能正在重塑炼化行业的底层逻辑—从“经验驱动”迈向“数据智能驱动”。尽管面临数据整合、模型适配与人才缺口等挑战，但人工智能在工艺优化、设备维修、安环管理等方面的价值已不容忽视。未来，随着大模型、量子计算等技术的突破，炼化行业或将成为全球工业智能化转型的标杆领域。对于企业而言，主动拥抱人工智能不仅是技术升级的选择，更是应对能源革命与碳中和挑战的必由之路。

原载
2025年第3期《中国石化》杂志

栏目编辑
常　冉

责任编辑
常　冉

人工智能+油气零售：重构能源终端的价值创造方式

郭东东（科大讯飞）

在生成式人工智能技术突破的浪潮中，DeepSeek（深度求索）通过其创新的MoE架构和万亿级参数模型，展现了人工智能在复杂场景下的强大推理能力。这一技术突破性地为传统能源行业的智能化转型提供了新动能。

DeepSeek突破：为能源行业的智能化应用提供新范式

2025年新年伊始，中国AI企业深度求索（DeepSeek）的开源大模型DeepSeek-R1在全球掀起巨浪，引起全球瞩目。DeepSeek-MoE-16b模型的发布，标志着人工智能技术进入“万亿参数时代”。其混合专家系统（MoE）架构通过动态路由机制，在处理多模态数据时展现出显著优势：推理效率提升40%，满足实时决策需求；上下文理解长度扩展至128k tokens（约12万以上中文字），适应复杂业务场景；训练能耗降低60%，契合绿色低碳发展理念。

这一技术突破为能源行业的智能化应用提供了新范式。在加油站场景中，DeepSeek架构可支持多源数据（视频、传感器、交易记录）的融合分析，实现从简单模式识别向深度认知决策的跨越。

技术红利向产业价值的转化。DeepSeek 展现的三大能力正重塑能源行业，一是复杂决策能力，通过强化学习优化动态定价策略；二是多模态交互能力，构建“语音+视觉”的自然交互系统；三是知识推理能力，建立设备故障诊断知识图谱。

技术重构：油气终端零售的智能化革命

人工智能的突破，为油气终端零售提供了智能化革命的技术支持，有以下三个方向的变革：

感知层革新：基于“工业六感”，保障终端安全。通过模拟人的听觉、视觉、嗅觉、触觉、味觉和大脑，让油气生产过程具备智能感知、认知与决策。

认知层进化：构建自助进化的智能中枢。基于“全链路”“全视角”“全场景”，开发具有自主进化能力的决策认知系统。

服务层蝶变：重塑能源消费体验。大模型将极大丰富客户画像，实现营销推荐精准化、客户服务个性化、营销活动智能化，重塑个人消费体验。

“人工智能+”在油气终端零售的应用场景与技术实现

（一）智能加油服务

车牌识别与自动加油。利用计算机视觉技术，加油站入口处的摄像头自动识别车辆车牌信息，并与后台系统中的客户信息进行匹配。确认客户身份后，系统自动关联客户的支付方式和加油偏好，实现车辆驶入加油位后自动开启加油枪加油，无需人工操作。加油完成后，系统自动扣费并发送电子发票至客户手机，整个加油过程快捷高效，大大缩短了

客户等待时间。

语音交互与个性化推荐。在加油过程中，客户可以通过语音与加油机进行交互，查询油价、油品信息、便利店商品等。利用语音识别技术、语音合成技术、自然语言处理技术，加油机能够准确理解客户需求，并提供相应的回答。同时，系统根据客户的历史消费记录和偏好，通过语音向客户推荐合适的商品和服务，如燃油宝、洗车服务等，实现个性化营销。

（二）便利店智能运营

智能货架与库存管理。在便利店中引入智能货架技术，通过传感器实时监测商品的库存数量。当商品库存低于设定阈值时，系统自动向供应商发出补货申请，实现库存的自动管理。同时，智能货架还能根据商品的销售数据和客户行为分析，优化商品陈列布局，提高商品的销售效率。

自助结算与防损监控。在便利店设置自助结算通道，客户通过扫描商品二维码进行自助结账。利用计算机视觉技术和机器学习算法，系统能够实时监测客户的结算行为，防止商品被盗或漏结算。同时，对于一些高价值商品或易损耗商品，系统还能进行重点监控，及时发现异常情况并报警。

安全智能监控。一是视频智能分析，利用视频智能分析技术对加油站的运营情况进行实时监控。系统能够自动识别人员、车辆的异常行为，如人员闯入禁区、车辆超速行驶、加油过程中违规操作等，并及时发出警报。同时，通过对视频数据的分析，还可以统计加油站的客流量、车流量等信息，为运营决策提供数据支持。二是泄漏检测与预警，利用“工业六感”传感器技术和人工智能算法，对加油站、加气站的储罐、管道等设施进行实时监测，及时发现油气泄漏等安全隐患。当检测到异常情况时，系统自动发出警报，并通过定位技术确定泄漏位置，为应急处

理提供准确信息，有效降低安全事故的发生概率。

数据驱动的运营决策。一是大数据负荷预测分析平台。建立加油站大数据分析平台，整合加油站的加油数据、便利店销售数据、客户信息、设备运行数据等多源数据。利用大数据分析技术，对这些数据进行深度挖掘和分析，为加油站的运营决策提供数据支持。例如，通过分析不同时间段、不同区域的加油量和客户需求，合理安排员工排班和油品配送计划；通过分析客户的消费行为和偏好，制定精准的营销策略。二是预测性维护，利用机器学习算法对终端设备的运行数据进行分析，基于大模型技术构建设备预测大模型，预测设备的故障发生概率、发生时间。根据预测结果，提前安排设备维护和保养工作，避免设备突发故障对加油站运营造成影响。同时，通过优化设备维护计划，还可以降低设备维护成本，提高设备的使用寿命。

中国石化在油气终端零售领域的人工智能实践

作为传统能源央企，中国石化积极拥抱AI技术，探索在油气终端零售领域的创新应用。2023年8月，中国石化首个智能油库管理系统试点建设项目—湛江商储智能油库管理系统完成验收评审，全面上线。该系统于2021年11月正式启动建设，2022年12月完成了业务梳理、详细设计、开发测试并上线试运行。利用5G、物联网、人工智能、大数据、北斗通讯等新一代信息技术，整合10余个底层感知系统，实现各类工控系统、视频系统、周界系统、消防系统等多系统集成整合，形成库区安全生产一张图。

今年1月18日，油品销售企业在北京石油怀丰路加能站首次发布中国石化AI数字员工，AI数字员工是油品销售企业实践开发的首个沉浸式、主动感知的石油石化行业语言大模型，将率先融入自助加油、APP智能

导航及客户服务系统，未来进一步融入客户服务的全方位场景。具有信息捕捉、记录分析、偏好预测、业务联动、服务输出等功能，通过流程可视化、操作自动化、决策智能化、营销定制化等方式不断提高服务效率，为客户精准画像、服务体验提升、营销场景创新提供强力支撑。

科大讯飞和中国石化自2009年开始从IC卡系统进行合作，双方依托人工智能技术持续推动传统能源行业数字化升级，通过整合语音识别、图像分析及大数据技术，显著提升加油站运营效率和用户体验。2023年11月22日，科大讯飞股份有限公司与安徽石油在合肥签订战略合作协议。双方商定将不断深化合作关系，共同探索构建行业大模型应用、加强信息化建设领域合作，探讨构建面向企业经营活动、运营管理和日常办公等领域的行业大模型，探索认知智能大模型在精准营销、安全生产、知识管理、数字员工、智能客服等方面的应用，以及在基础设施信息化建设、信息技术应用创新工程和系统运行维护等方面开展深化合作。

人工智能与油气行业融合，要以场景为牵引，聚焦“小切口，大纵深”，通过实际应用的落地，辅以智能产品，以点带面，推动人工智能垂直化、产业化落地，加快行业智能升级。中国石化的实践证明，“人工智能+”不是简单的技术叠加，而是通过“数据—算法—场景”的深度耦合，重构能源零售的价值创造方式。未来需持续完善“技术研发—商业应用—生态共建”的创新链条，推动油气终端零售从“能源补给站”向“智慧能源服务中心”跃迁，为培育新质生产力提供鲜活样本。

从DeepSeek的技术突破到智能加能站的商业实践，中国石化正书写着“人工智能+能源”的创新篇章。未来需要持续深化“技术突破—场景创新—生态构建”三位一体的发展模式，将油气终端从传统的能源补给站，进化为智慧城市能源服务的城市“生命线”。这既是培育新质生产力的必然选择，更是引领行业高质量发展的战略担当。

随着人工智能技术的不断发展和应用，智能加能站将朝着更加智能

化、绿色化、多元化的方向发展。未来，智能加能站将进一步融合新能源技术，如太阳能、风能等，实现能源的自给自足和绿色低碳发展。同时，智能加能站还将与智能交通、智慧城市等领域深度融合，为城市的发展提供更加便捷、高效的能源服务。智能加能站的发展前景广阔，将成为未来油气终端零售领域的重要发展方向。

原载
2025年第3期《中国石化》杂志

栏目编辑
常　冉

责任编辑
常　冉

人工智能+化工物流：从保障型向价值创造型进阶

黄剑锋（中石化化工物流有限公司）

在当今快速发展的经济环境中，物流行业正面临着前所未有的变革。传统的保障型物流模式已难以满足市场日益增长的需求，向价值创造型物流转型升级成为必然趋势。化工物流作为物流领域的重要分支，因其产品的特殊性，对智能化、信息化和系统化有着更高的要求。借助人工智能技术全面提升“商品+物流+服务”的综合竞争力，对于化工物流实现高质量发展具有关键意义。

化工物流现状与挑战

1.传统保障型物流的局限

长期以来，化工物流多以保障货物的安全运输和储存为主要目标。这种保障型物流模式在信息流通、资源配置等方面存在诸多不足。例如，物流信息的传递往往滞后，导致货物的调配不够及时，仓库的利用率难以达到最优。同时，在面对复杂多变的市场需求时，传统模式缺乏足够的灵活性和应变能力。

2.化工物流特性带来的挑战

化工产品具有易燃、易爆、有毒等特性，这使得化工物流在运输和

储存过程中需要遵循严格的安全标准。从货物的包装、装卸到运输路线的规划，都必须谨慎对待。而且，化工生产的供应链较长，涉及多个环节和众多参与方，如何实现各环节的有效协同，确保物流的高效运作，是化工物流面临的一大难题。

3. 市场竞争压力

随着化工行业的不断发展，市场竞争日益激烈。客户对于物流服务的要求越来越高，不仅期望货物能够安全、准时送达，还希望获得更多增值服务，如物流信息的实时跟踪、定制化的物流解决方案等。此外，来自其他物流领域的竞争也在不断加剧，化工物流企业必须寻求新的发展路径，提升自身竞争力。

人工智能技术在化工物流中的应用潜力

在中央下发的《有效降低全社会物流成本行动方案》中，要求大力发展“人工智能＋现代物流”。推广无人车、无人船、无人仓及无人装卸等技术装备，加强仓配运智能一体化、数字孪生等技术应用，创新规模化应用场景。

1. 智能仓储管理

人工智能技术可实现仓库货物存储的智能化布局。通过对货物的出入库数据、体积、重量等信息进行分析，运用算法优化仓库空间利用，提高仓储密度。例如，采用智能货架系统，能根据货物的需求频率自动调整货物的存储位置，使高频货物更容易获取，减少货物查找和搬运时间。同时，借助传感器和图像识别技术，实现无人巡检，实时监控货物的存储状态，如是否存在泄漏、损坏等情况，及时发出预警。

2. 智能装卸

在固体装卸方面，采用人工智能算法，机器人可快速、准确地完成

塑料、橡胶等固体化工品的装车作业，具有高效快速、精度高、节省人力、安全可靠等优势，还能与企业的其他管理系统集成，方便对整个装车流程进行监控和管理。

在液体装卸方面，通过流体装卸臂和智能装卸系统，能够标准化装卸化工液体，提高装卸的安全性。流体装卸臂用于计量装卸码头的液体化工产品，智能装卸系统用于远程自动对接、信息传输、监控液体化工物料装卸过程。

同时，通过智能调度系统，根据任务的优先级、车辆的状态和位置等因素，合理地分配任务给各个无人智能叉车，实现多车协同作业。可以避免车辆之间的冲突和等待，提高整体的工作效率。

3.智能运输规划

在运输环节，人工智能可根据实时路况、天气等信息，优化运输路线。通过对历史运输数据的分析，预测可能出现的交通拥堵、道路施工等情况，提前规划备用路线，确保货物按时送达。

4.智能无人驾驶

化工品的物流运输路线较为稳定，一般为生产企业到中转库、客户，与之匹配的路线相对固定的自动驾驶模式成为高级别无人驾驶商业化率先落地的主要途径之一。

智能无人驾驶卡车目前已经在国内开展了相关测试，测试采用“1+N”编队模式，即除了头车之外，编队内的其他车辆处于主驾无人状态，从某种程度上实现了“安全员下车”。相当于一个司机“指挥”编队内的其他车辆，自主完成L4级无人驾驶测试，未来肯定会向着全无人进阶。对于一些危险化学品的运输，自动驾驶车辆能够减少人为因素导致的安全风险。

智能无人货船无需配备大量船员，减少了人力成本支出。同时，智能系统能够优化船舶的航行路线和能源消耗，实现节能减排，降低燃油

成本，同时能够更准确地规划航线，避开恶劣天气和交通拥堵，缩短运输时间，提高运输效率。此外，智能无人货船配备了先进的安全监测和预警系统，能够及时发现和处理潜在的安全隐患，提高船舶的安全性和可靠性。

5. 智能供应链协同

化工物流供应链涉及原材料供应商、生产商、物流企业和客户等多个环节。人工智能技术可通过建立供应链信息共享平台，实现各环节数据的实时交互和分析。利用大数据和机器学习算法，对市场需求进行精准预测，使生产、采购和物流计划能够更好地协同。例如，根据客户订单的历史数据和市场趋势，预测未来一段时间内的产品需求，生产商可据此调整生产计划，物流企业提前安排运输和仓储资源。

6. 智能安全监管

中国石化化工品运输呈现点多、面广、线长的复杂状况，特别是危险化学品运输，事故风险高，影响巨大，企业需要掌握驾驶员从业各阶段是否能胜任任务。通过人工智能对驾驶员日常驾驶行为的数据收集和特征提取，利用机器学习和深度学习方法进行数据建模，借助车载视频监控终端，对驾驶员疲劳状态进行实时准确识别，在事故前进行有效干预，在事故发生后最大程度降低人员情绪波动影响，提升应急处置行为准确性及效率。目前，化工物流有限公司正和青岛安工院开展相关项目的科学研究。

7. 智能服务提升

借助人工智能客服系统，能够为客户提供24小时不间断服务。客服系统可以快速解答客户关于物流信息查询、订单状态跟踪等常见问题，提高客户满意度。同时，通过对客户反馈数据的分析，企业可以了解客户需求的变化，不断优化服务内容和流程，提供更具针对性的增值服务。

实现化工物流智能化转型的策略

1.以商品为核心的智能化策略

对于化工产品，通过智能化技术实现产品的全生命周期追溯。在产品生产过程中，利用物联网技术为每个产品赋予唯一的标识，记录产品的生产工厂、生产工艺和质量检测等信息。统一货物的包装标准、装卸流程等，减少因标准不一致导致的物流效率低下问题。

在物流环节，通过车载北斗或者手机App，实时更新产品的位置和状态信息。这样，客户不仅可以了解产品的详细信息，企业也能在出现质量问题时快速定位问题源头，采取相应措施。

根据市场需求和产品特性，利用人工智能优化产品的包装设计，提高产品在运输和储存过程中的安全性和便利性。

2.以物流设施为核心的智能化策略

在仓库建设中，引入自动化存储和分拣设备，提高货物的出入库效率。充分利用好中石化投资的相关产业公司，结合生产企业的实际情况，逐步推广建设标准化的智能立体仓库、智能仓储货架、智能装卸设备和厂内智能导引车，提高仓储密度和出入库效率。

在运输方面，配备智能车载设备，实时监控车辆的运行状态、货物情况和驾驶行为。推动智能无人驾驶在化工品干线运输的场景应用，包括无人车和无人船。

建立物流大数据平台，对物流数据进行深度挖掘和分析。建立统一的智能调度系统，整合生产、包装和发运各环节的信息，通过算法实现生产、物流、设备等资源优化配置和协调管理。例如，通过分析货物的流动规律，确定不同地区的化工产品需求分布，合理设置配送中心，减少物流环节的冗余，提高配送效率。

3.以服务创新为核心的智能化策略

打造个性化的物流服务方案。利用人工智能技术对客户的需求进行分析，根据客户的业务特点、产品类型等因素，为客户量身定制物流服务。例如，对于一些对时间要求极高的化工产品，提供加急运输服务；对于对存储条件有特殊要求的产品，提供定制化的仓储环境。

通过建立客户反馈机制，及时收集客户对服务的意见和建议，利用人工智能进行分析和总结，不断改进服务质量。

从整体上对化工物流系统进行整合和优化。打破各环节之间的壁垒，实现仓储、运输、配送等环节的无缝衔接。通过建立标准化的操作流程和规范，提高物流系统的协同效率。加强对物流系统的绩效评估，通过设定关键绩效指标（KPI），如物流成本、准时交付率、货物损坏率等，对物流系统的运行效果进行监控和评估，及时发现问题并进行优化。

引领化工物流高质量发展的展望

化工物流向价值创造型物流转型升级，提升信息化、系统化和智能化是必然选择。借助人工智能技术，从商流、物流和服务等多个维度提升综合竞争力，通过加强信息化基础建设、推动智能化技术应用与创新以及实现系统化整合与优化等路径，化工物流行业有望实现高质量发展。未来，化工物流将朝着绿色可持续、产业协同融合的方向不断迈进，为化工行业的发展提供有力的支持。

1.绿色可持续发展

随着环保意识的不断提高，化工物流的绿色可持续发展成为未来的重要方向。借助智能化技术，可以优化运输路线，减少运输过程中的能源消耗和排放。例如，通过智能算法规划更合理的配送方案，提高车辆的装载率，减少空驶里程。同时，在仓储环节，采用环保型或者共享包

装材料，降低对环境的影响。

2.产业协同与融合

化工物流的高质量发展离不开与上下游产业的协同与融合。通过智能化的供应链协同，加强与化工生产企业、承运商和客户的合作，实现资源共享、优势互补。例如，与化工生产企业共同建立联合库存管理机制，降低库存成本。

3.人才培养与引进

企业智能化发展需要大量既懂化工知识又熟悉物流和信息技术的复合型人才。企业应加强与高校、培训机构的合作，开展针对性的人才培养项目。同时，积极引进外部优秀人才，为企业的智能化转型提供智力支持。此外，还应加强企业内部员工的培训，增强员工的智能化技术应用能力和创新意识。

原载
2025年第3期《中国石化》杂志

栏目编辑
常　冉

责任编辑
常　冉

人工智能+新材料研发：迈向“预测性设计”和“精准创制”

郭子芳（中国石化北京化工研究院）

2024年诺贝尔化学奖与物理学奖花落人工智能（AI）相关研究项目，这一标志性事件不仅彰显了AI技术的成熟度，更预示着它正以革新之势重塑科学研究的固有范式。在化工与材料研发领域，众多企业敏锐捕捉到这一技术变革的浪潮，纷纷投身其中，或自主探索，或携手科技企业，借助AI技术赋能科研开发，力求推动行业从传统模式向“预测性设计”和“精准创制”的智能化方向大步迈进。

人工智能技术在化工材料研发领域的应用

当下，AI技术在化工材料研发领域已展现出巨大的应用潜力，不少企业已收获显著成果。

巴斯夫引入高性能超级计算机Quriosity，将AI融入分子与化合物模拟计算流程。这一举措大幅提升了计算效率，能够快速筛选聚合物结构，加速新型分子和化合物的开发进程。曾经需要耗时一年的计算任务，如今仅需短短数天即可完成，而且还能挖掘出传统方法难以察觉的潜在关联性，为研发工作开辟新思路。

陶氏化学与微软达成合作，将Azure AI和机器学习技术深度整合到

聚氨酯等材料研发中。其构建的AI模型宛如智能大脑，能够在短短几秒内对数百万种配方组合进行分析筛选，并给出极具针对性的优化建议。原本需要4~6个月才能完成的实验室探索工作，现在仅需30秒就能完成，效率提升约20万倍，大大缩短了新材料差异化解决方案的上市时间，使企业在市场竞争中抢占先机。

万华化学借助AI技术在催化剂筛选环节实现了重大突破。面对14000多种备选方案，AI算法迅速筛选出156种具有潜力的选项，随后进一步优化至4种，精准推荐分子合成实验，极大缩短了研发周期，让科研效率得到质的飞跃。

宁德时代则另辟蹊径，将材料机理、大数据分析与AI算法有机结合，加速电解液、正极、包覆等电池材料的开发。通过这种创新模式，不仅研发周期缩短了30%，研发成本也降低了30%，在提升产品性能的同时，有效提升了企业的经济效益。

晶泰科技利用量子物理模拟、AI算法与云计算技术搭建智能化药物研发平台，在药物研发领域大放异彩。在项目初期，该平台可生成百万量级的虚拟分子，并快速筛选出关键候选分子。在与辉瑞合作研发新冠口服药PAXLOVID时，AI预测算法结合实验验证，仅用6周就成功确定优势药物晶型，而传统方法则需要数月以上的时间，充分展示了AI技术在药物研发领域的高效性。

从这些案例不难看出，AI技术与多学科知识的深度融合，能够在海量方案中快速筛选出可行选项，并进一步优化，显著缩短实验和研发周期，提高研发效率。同时，它还能更加精准地实现材料设计、性能预测和工艺优化，为研发决策提供科学、可靠的依据，加速新材料的发现与应用，为化工材料领域的创新发展注入强劲动力。

人工智能技术在化工材料研发领域面临的挑战

尽管AI技术在化工材料研发领域前景广阔，但在实际应用过程中，仍面临着诸多严峻挑战。

（一）在数据层面，主要面临数据稀缺、异构化、质量缺陷等困境

目前，大量有价值的有效数据分散存储于企业内部，且多以非结构化形式存在，这使得数据的流通与整合困难重重。尤其是在新型材料研发方面，由于缺乏历史数据作为支撑，AI技术面临着严重的“冷启动”难题。此外，单纯依靠实验获取数据不仅耗时费力，成本也极高，严重制约了数据的广泛收集与应用。

在新材料设计过程中，需要融合多种不同类型的数据，如分子结构（简化分子线性输入规范（SMILES））、光谱数据（红外、拉曼）以及工艺参数（温度、压力）等。同时，还需实现从微观数据到宏观性能的跨尺度数据关联，这对数据处理技术与整合方法提出了极高的要求。然而，不同机构在材料成分标注（如质量分数与摩尔分数混用）、实验条件记录等方面缺乏统一规范，导致数据融合与模型训练效率低下。

实验过程中不可避免地会产生各种误差，如设备测量误差、批次误差等，这些误差严重影响了数据的准确性。此外，不同实验室对于同一现象的定义往往存在较大差异，导致数据标注的一致性难以保障，数据的可靠性与可用性大打折扣。数据质量还体现在数据的不均衡性上，在化工材料研发数据中，某些性能优良或特殊的材料数据占比极少，这使得模型在训练时难以充分学习少数类数据，从而影响对稀有但重要材料特性的预测和分析。

（二）在算法和模型层面，面临模型可解释性矛盾、多尺度建模时空鸿沟、小样本学习瓶颈等挑战

深度神经网络在材料性能预测方面虽然能够达到较高的准确率，但

其内部物化机制的解释度却很低，形成了典型的“黑箱模型困境”。究其原因，现有AI模型大多以数据驱动为主，缺乏对质量守恒、热力学定律等基础物理规律的有效嵌入，导致预测结果可能与科学常识相悖。因此，如何在保证模型复杂度的同时，提高其物理可解释性，成为亟待解决的关键难题。

材料研发需要跨越从飞秒级分子动力学到年尺度老化实验的12个数量级的时间维度，同时关联量子计算与反应器级的空间特征。尽管目前有一些模型框架尝试通过多尺度理论建模来缩小这一鸿沟，但在实际应用中仍受到计算资源与算法效率的双重制约。

在新材料研发场景中，可用数据量往往非常有限，通常小于100个样本数量，这使得传统模型的泛化误差较大。对于未经验证的体系，零样本探索的预测失效率更高。虽然迁移学习等技术为解决这一问题提供了一些思路，但数据噪声与领域差异仍然显著影响着模型的迁移效果。

（三）在人才层面，跨学科知识融合不足、人才培养体系不完善、人才吸引力和留存问题皆不容忽视

化工材料研发涉及化学、物理等多学科知识，而AI技术则需要计算机科学、数学、统计学等领域的专业知识。这两种知识体系之间存在较大差异，导致既懂化工材料又精通AI技术的复合型人才极度稀缺。此外，AI算法专家与化工材料领域专家之间存在明显的知识壁垒，双方沟通协作困难，也阻碍了算法模型与化工材料研发的深度融合。

当前，许多从事AI技术的人才缺乏化工材料研发的实际项目经验，对研发流程、需求和痛点了解不够深入。同时，化工材料AI研发领域的实践平台和项目刚刚开始，人才在实践中积累经验、提升能力还不够，这也在一定程度上制约了AI技术在该领域的应用与发展。

AI领域高端人才竞争异常激烈，与互联网、金融等热门行业相比，化工材料行业因研发环境相对艰苦、待遇水平不高等因素，在吸引和留

住人才方面面临较大压力，人才流失现象也较为严重。

利用AI技术加速化工材料研发的思考建议

加速AI技术在化工材料研发中的落地应用，可以从数据、算法和模型、人才三个关键层面着手应对挑战。

（一）在数据层面，加强数据整合与共享，建立和完善数据标准化，提升数据质量，挖掘数据实现增值

应建立企业内部统一的数据管理平台，将各业务部门、子公司分散的数据资源进行有效整合，打破数据孤岛，实现数据的集中存储与共享，让数据在企业内部自由流通。同时，积极与外部科研机构、高校开展合作，建立数据共享机制，广泛获取更多维度的外部数据，丰富数据来源，为AI模型训练提供充足的数据支持。

制定涵盖材料成分标注、实验条件记录等方面的统一数据标准和规范，确保不同来源的数据具有一致性和可比性，便于后续的数据融合与模型训练，提升数据的可用性和价值。

构建全面的数据质量评估体系，对数据的准确性、完整性、一致性等进行严格评估与监控。加强数据清洗和预处理工作，去除数据中的噪声和错误数据。同时，优化实验设计和操作流程，从源头上减少误差，保障数据质量。

充分利用数据挖掘技术，从海量的历史数据中挖掘潜在的规律和知识，为新材料研发提供有价值的参考。通过数据分析预测新的市场需求和研发方向，为企业的战略决策提供有力支撑，实现数据的价值最大化。

（二）在算法和模型层面，增强模型可解释性，多尺度优化建模，突破小样本学习技术

研发将物理规律、化学原理等有效嵌入其中的AI模型，使模型的预

测结果具有科学依据且可解释。同时，加强对模型的验证与评估，确保其可靠性和准确性，为研发决策提供可靠的支持。

开展多尺度建模技术研究，建立从微观到宏观的跨尺度模型，实现不同尺度数据的融合与分析。通过优化模型的算法和计算方法，提高模型的计算效率和精度，降低误差累积，提升模型在化工材料研发中的实用性和可靠性。

积极探索适合小样本数据的学习方法，如迁移学习、元学习等，提高模型在小样本数据下的泛化能力和预测性能。加强数据增强技术研究，通过数据增强方法扩充小样本数据集，提升模型的训练效果，有效解决小样本数据带来的挑战。

（三）在人才层面，建设高效的人才培养体系，跨学科融合培养，着力吸引和留住人才

建立跨学科的人才培养体系，加强化工材料专业与计算机科学、数学、统计学等专业的交叉融合，培养既懂化工材料又精通AI的复合型人才。鼓励员工积极参与跨学科的学习和培训，提升员工的综合素质和跨学科能力，为企业的AI技术应用提供坚实的人才保障。

加强高校与企业的合作，建立实习基地和实践平台，为高校学生提供更多接触实际项目的机会，培养学生的实践能力和创新意识。同时，加强企业内部人才培养，通过内部培训、项目实践等方式，提升员工的AI技术水平和应用能力。

制定具有竞争力的人才政策，提高化工材料行业对人才的吸引力。为人才提供良好的工作环境和广阔的发展空间，给予他们具有挑战性的项目任务，激发人才的创新活力。加强企业文化建设，增强人才的归属感和忠诚度，留住优秀人才，打造一支稳定、高素质的人才队伍。

只有积极应对挑战并采取切实有效的措施，加速AI技术在化工材料研发中的落地应用，提升企业的创新能力与核心竞争力，企业才能在激

烈的市场竞争中脱颖而出，引领化工材料研发行业的创新发展。

原载
2025年第3期《中国石化》杂志

栏目编辑
常　冉

责任编辑
常　冉

人工智能+科学研究：推动范式变革和跨学科合作

杨金福（北京工业大学信息科学技术学院）

近年来，人工智能（AI）技术凭借其强大的数据处理能力已在诸多领域得到了广泛应用。例如，在医学领域，人工智能已成功应用于疾病的早期预测和诊断；在气象学领域，利用人工智能技术实现了对未来天气情况及气象灾害的准确预测。人工智能驱动的科学研究（AI for Science）是以机器学习为代表的人工智能技术与科学研究深度融合的产物。伴随着最新诺贝尔物理学奖的颁布，人工智能驱动的科学研究成为了热议话题。

人工智能改变科学研究的范式

人工智能技术的引入使得科学研究从传统的经验主导型逐步转变为数据驱动型。传统科研更多依赖经验和理论推导，需要耗费较高的人力和物力。数据驱动的科研范式通过对数据的计算和分析从而揭示科学规律，此种模式可以缩短科研周期，提高科学研究的时效性。随着人工智能技术的不断发展，数据驱动型的科研模式得到显著发展，已经逐步成为主流。在传统研究中，数据预处理和实验验证往往需要大量人工参与，耗时费力，而人工智能凭借其强大的数据处理能力，借助深度学习、机

器学习等方法，能迅速从大规模数据中提取关键信息，加速科研进程。例如，DeepSeek、ChatGPT 等人工智能工具，能够辅助研究人员高效查询、阅读和整理文献，快速识别研究领域的热点与趋势。又例如，在医学研究领域中，研究人员借助人工智能技术高效处理数十万级影像数据，为临床诊断研究提供辅助；在天文研究领域中，应用人工智能技术中的深度神经网络，研究人员实现了引力波的高效实时检测并成功在毫秒级时间窗口内从非高斯噪声中提取微弱信号。

人工智能推动跨学科合作

人工智能的强大计算能力和自动化处理能力使得不同学科之间的界限变得更加模糊。过去，跨学科的研究往往面临着知识体系和研究方法上的巨大障碍。而人工智能通过整合不同学科的知识，打破了这一障碍。例如，人工智能在生物学和化学领域的结合催生了“计算生物学”这一新兴学科，依托人工智能技术分析基因组数据，推动了基因编辑、疾病研究和个性化医疗的进步。这种跨学科的融合不仅提高了科研的整体水平，也促进了新技术的产生与应用。在现代科学研究中，许多重大突破往往源自于不同领域知识的交叉融合，而人工智能正是构建这一交叉融合桥梁的重要工具，推动学科交叉融合，提升了研究的广度与深度。例如由自然语言处理驱动的跨学科知识图谱将机器学习社区、生物医学领域专家与政策制定者连接起来，为抗击新冠疫情提供有效的治疗方法和管理政策；数字孪生地球系统通过耦合大气、海洋、生态等多个学科模型，构架跨地球各圈层的实时、全天候、立体观测感知系统，打通地球系统各圈层动力学模拟隔阂；在金融领域，研究人员使用人工智能通过融合经济学、行为科学、复杂系统理论和数据科学，解决动态市场与数据复杂性挑战。

人工智能为科研创新提供动力

通过人工智能的强大推理能力，科学家可以测试大量的假设，发现潜在的新领域和研究方向。传统科学研究中，研究路径常常受到经验和历史理论的限制，容易形成路径依赖，而人工智能则为研究方法带来了颠覆性的变革。通过大数据分析和深度学习算法，研究者通过人工智能开发新的算法和模型，解决传统方法难以处理的复杂问题，从而打破研究路径依赖。例如Alpha Fold利用神经网络模型在蛋白质结构预测任务中取得了革命性突破，不仅实现了从大量已知数据中高效提取折叠规律，而且能够对未知蛋白质结构进行高效预测，开启了生物学研究的新纪元；在材料科学领域，基于机器学习的高通量筛选技术能够迅速识别出具有特定功能的新材料组合，为新材料研发提供了全新的思路。

人工智能驱动科学研究的未来

科学史的发展表明，一项重要研究工具的发明，必将对科学研究产生深远的影响。人工智能作为21世纪以来人类社会最具影响力的技术，正以其强大的数据处理和跨学科应用能力，驱动科学研究迈向新的高度。究其原因，得益于其自身的独特优势：

强大的数据处理能力。人工智能技术可以处理和分析大量科学数据。当前，科学研究越来越依赖于数据采集和分析技术，人工智能算法尤其是深度学习算法可以快速准确地捕获和分析数据特征，在数据处理任务上具备较强优势。在人工智能技术的驱动下，科研人员可以快速从复杂的数据中挖掘出有价值的信息，提高科学研究的效率。

高效的实验优化能力。人工智能的自动化特性可以辅助科研人员更高效地设计实验、分析数据及验证结果，达到减少人力和时间的投入，

加快科研进程的效果。人工智能驱动下的科学实验打破了传统科学实验费时费力的困境，形成由人工智能参与的智能化新实验模式。

全面的跨学科应用能力。人工智能具备跨学科应用的能力，能够在不同学科之间实现知识共享和交叉融合。在人工智能的驱动下，科学研究可以从学科互渗和学科交叉两个方面实现学科融合。

创新的预测模拟能力。人工智能能够基于现有的研究成果进行预测与模拟，为科研人员提供新的研究方向。人工智能驱动下的科学研究打破了历史经验、传统技术和过时方法的束缚与制约，带来了全新的科学洞察力和技术手段，推动了科学领域的创新。

人工智能技术凭借强大的数据处理能力提高了科学研究的效率，缩短了研究周期；而凭借其学科交叉融合的能力可以实现与多学科多任务兼容。在不久的将来，如何将人工智能技术应用于各自的研究领域中将成为众多学者讨论的重点话题。然而，尽管人工智能为科学研究带来了诸多便利，但其也不可避免地带来了一些挑战。

首先，人工智能系统的“黑箱”问题仍然是科研中需要解决的难题。人工智能模型往往缺乏透明性，科研人员难以完全理解模型的决策过程，这在涉及科研伦理和责任问题时尤为敏感。

其次，人工智能在创新过程中，可能过于依赖历史数据，造成一定程度的路径依赖，从而限制了真正的科学突破。

最后，过度依赖人工智能也可能导致科研人员的创造性思维受限，影响科研人员的独立判断力。

原载
2025年第3期《中国石化》杂志

栏目编辑
常　冉

责任编辑
常　冉

国际行业观察

全球石油市场2030年将迎来供需“双达峰”拐点

王　佩　侯　晖　张　晨（中国石化经济技术研究院）

近年来，全球地缘政治动荡加剧，国际油价的政治属性日益凸显。短期来看，原油市场呈现“需求疲软、供应增加”的双轨驱动格局，地缘扰动带来了脉冲式震荡，预计今年布伦特原油均价在65~75美元/桶。长期来看，市场将于2030年前后迎来供需“双达峰”拐点：需求侧在能源转型过程中仍具韧性，化工原料将逐步替代交通燃料，成为核心增量；供应侧由非常规资源主导增产，美洲供应重心南移，欧佩克+策略由“减产挺价”转向“争夺市场份额”。

短期油价：地缘扰动与供需压力下的震荡下行

2025年，全球原油市场持续面临供需双重压力。需求疲软构成主要压力，主要原因是美国实施“对等关税”政策，覆盖了汽车、钢铁、铝等行业及近200个经济体，全球贸易收缩显著削弱了能源消费预期。叠加美联储货币政策长期从紧，虽然预计9月降息，但全球经济复苏动能仍显不足，进一步抑制了原油需求。

供应侧则持续扩张，欧佩克+提前退出220万桶/日的额外自愿减产，并启动退出165万桶/日自愿减产计划。沙特、阿联酋和科威特成为

增产核心，1~8月实际增产119万桶/日，占欧佩克+增产总量的70%。在需求疲软背景下，供应放量加剧了市场过剩压力。

地缘政治扰动呈现脉冲式波动。6月，以伊冲突升级一度推动布伦特油价周涨幅超过14%，但随着以伊停火，油价5日内回落至冲突前水平。此外，美国切断委内瑞拉石油收入等措施也曾触发供应中断担忧，但此类地缘溢价多在事件缓和后迅速消退，地缘扰动未改变供需主导的下行趋势。

需求侧演进：结构转型与韧性延续

全球能源转型虽然加速推进，但石油消费仍具韧性。能源体系正从“替代模式”转向“叠加模式”，新能源并未简单挤压石油空间，而是在多元能源组合中重新定位。石油在交通和化工领域仍具有不可替代性，未来十年，全球石油消费占比预计保持在25%以上。交通燃料需求加速下滑，但化工原料需求增长构成关键支撑，使得石油需求呈平缓达峰态势，而非断崖式下跌。

交通领域用油正经历颠覆性变革，化工原料增势显著。全球新能源汽车渗透率突破临界点，在轻型汽车销量中占比将从2024年的20%升至2050年的60%以上，2030年后交通电气化进程将进一步提速，推动交通燃料需求2028年后进入下降通道。同时，化工原料需求逆势增长，全球乙烯产能预计从2025年的2.4亿吨/年扩大至2030年的2.8亿吨/年，同期对二甲苯（PX）产能由1.2亿吨/年增至1.5亿吨/年。轻质化工品需求推动相关原油消费以每年40万~60万桶的速度增长，占新增需求的80%左右。

全球需求增长极向亚太新兴经济体转移。石油需求增长逐步由美国、中国及其他亚洲国家驱动转向非经合组织国家，预计年均增速保持

在1.5%，2030年非经合组织国家需求规模将达到6200万~6300万桶/日。未来5年，亚太地区将贡献280万桶/日的新增需求，占全球增量的80%以上；印度将凭借工业化进程引领增长，石油消费年均增速预计达到3%；东南亚国家联盟承接产业链转移，石油需求年均增速由近年的2%升至4%。

供应侧变革：非常规主导与格局重构

上游勘探开发面临资本支出不足的长期挑战。2025年全球油气勘探投资较2014年的高点下降了37%，常规油气增量逐年放缓。投资结构发生显著转变，2026~2030年，深水油气与非常规资源投资年均增速预计达到1%，高于行业平均水平2个百分点。到2030年，深水与非常规油气产量占比将分别提升1%和3%，常规油气占比将相应下降4%。

以美国为首的非欧佩克国家产量保持韧性，美洲供应增量南移。经过并购重组、技术和管理优化后，美国页岩油产业集中度提高，抗风险能力增强，但成本呈上升趋势。达拉斯联储数据显示，新井盈亏平衡成本为61~70美元/桶，平均约65美元/桶，低油价环境将制约美国页岩油产量增长，供应重心逐渐南移。此外，通过浮式生产储油船（FPSO）开发提升成本效率，巴西盐下油田未来5年预计增产40万桶/日；圭亚那斯塔布鲁克区块资源丰富，多艘FPSO陆续投产，预计未来5年新增供应50万桶/日。

欧佩克+政策导向灵活，通过“一月一策”巩固市场话语权。当前欧佩克+依托弹性配额体系调控市场，以沙特为首的海湾三国（沙特、阿联酋、科威特）可快速调整产量平衡供需、影响油价。2025年，其通过迅速增产既回应美国的低油价诉求，又重新夺回市场份额。此类“精准调控”使得欧佩克+在供应达峰阶段仍主导价格形成。

价格均衡重构：中低位波动成新常态

供需两侧的结构性转变推动油价中枢下移。化工原料需求增加延缓全球需求达峰进程，但无法逆转总量见顶趋势；欧佩克+剩余产能高企，非欧佩克国家产量韧性足，支撑全球原油供应。供需“双达峰”确立了新均衡点，2026~2030年，布伦特油价预计在55~75美元/桶区间宽幅震荡，均值低于前一时期80美元/桶的水平。

短期来看，原油市场仍受需求疲软与供应过剩双重压制。长期来看，供需“双达峰”标志着市场进入历史性拐点，即全球石油需求稳步见顶，成品油增长动力减弱；非欧佩克供应增长放缓，欧佩克+剩余产能高位抑制油价上行。国际油价商品属性回归，中低位运行成新常态。

原载
2025年9月19日《中国石化报》第7版

责任编辑
潘　欣

全球石油市场进入多重因素交织影响的新周期

侯良学（中国石化集团公司国际合作部）

近几年，全球石油市场经历了从“断崖式暴跌”到“结构性短缺”的剧烈震荡，叠加经济动能调整、能源转型、地缘局势等影响，传统的供需逻辑和贸易格局被打破，开启了一个以动态平衡为核心特征的新周期。这个周期既不是对以往波动的简单重复，也不由单向的过剩或短缺主导，而是一个与能源安全和能源转型相关、矛盾与博弈长期存在、多重因素交织影响的复杂过程。

由策略转向和动能转换驱动的新周期

“欧佩克+”向市场传递了明确的策略转向信号。“欧佩克+”自2020年起实施了一系列减产计划，以平衡石油供需、使油价保持在中高位，最高减产规模近1000万桶/日，约占全球石油消费总量的10%。然而，随着世界经济面临的不确定性增加及能源转型加速，“欧佩克+”减产保价的效果总体呈逐渐减弱趋势，而且长期减产还影响了其市场份额。2024年，“欧佩克+”原油和凝析油总产量为4500万桶/日，约占全球供应量的54%，比联合减产前低7个百分点。自2024年9月，“欧佩克+”首次表现出从保价格转向保份额的意愿，并在半年后付诸行动。2025年

4月开始，连续6个月提速，退出220万桶/日的自愿额外减产计划，比最初计划的2026年9月提前1年。虽然“欧佩克+”选择在石油需求季节性旺季增产，一定程度上弱化了供应增长对市场的冲击及对油价的影响，但此举已向市场传递了“欧佩克+”将改变策略的明确信号，后续其大概率将在避免油价过度走低的前提下保持更高的供给规模，以便与非“欧佩克+”争抢市场份额，推动石油市场进入供应总体宽松、油价中低位运行的新阶段。

全球石油供应和需求增长动能发生本质性变化。一方面，以美国、加拿大、圭亚那为代表的美洲国家成为石油供应增长的主要来源，供应中心西移的趋势更加明显。2020~2024年，全球原油产量增加了573万桶/日，其中美国、加拿大和圭亚那的产量分别增长了187万桶/日、67万桶/日和65万桶/日，贡献了全球原油供应增量的一半以上，而整个中东地区的增量只跟美国大体相当，远低于“欧佩克+”联合减产前对全球供应增长60%以上的贡献程度。另一方面，驱动石油需求增长的核心因素逐渐变得更加分散和多元化。2014~2019年，全球石油需求增长的一半左右来自中国，石油市场对中国需求变化的敏感度较高，不过2020年之后出现了新变化，中国能源转型明显加速，遥遥领先其他经济体，石油需求虽然仍保持增长，但增幅下滑较大，近3年对全球石油需求增长的贡献率只有25%左右。与此同时，没有任何其他单个经济体能迅速“接棒”中国成为全球石油需求增长的“主引擎”，石油市场开始进入一个由众多“小”增量共同托举“大”增长的新阶段。

以结构调整和角色转化为表征的新周期

以贸易为载体的区域间结构调整是本轮石油市场新周期的主要特征之一。2024年，全球石油贸易量创下34.2亿吨的历史新高，但原油贸易

量比2023年减少了约500万吨，是新冠疫情以来首次下降，在石油贸易总量中的占比较10年前下降了3.5个百分点，而成品油贸易量增加了近1700万吨，对全球石油贸易的贡献创下约37%的历史纪录。考虑到近年来主要石油消费区中，美洲炼油产能几乎停止扩张，欧洲炼油产能已经连续多年萎缩、最近几年甚至出现加速趋势，亚洲炼油产能和成品油产量均已超过自身需求，中东、非洲等传统原油出口区的炼油产能则持续扩张，石油市场开始表现出原油就地或近距离消纳、成品油跨地区流通的特征，成品油及其他石油产品将成为未来一段时期内全球石油贸易保持稳定乃至增长的主要来源。

就原油而言，美国、沙特、俄罗斯将依然是跨区域供应的核心，但角色定位会有显著变化。美国正从“平衡东西方市场”转变为“通吃全球”，最开始恢复出口的几年里，美国原油通常被视为接替西非原油，在欧洲和亚洲之间平衡供需进而实现套利的资源，但近年来美国原油出口量更多、出口市场结构更加均衡，在一些市场已经不可替代。考虑到特朗普大力支持美国本土化石能源生产，并通过贸易谈判迫使更多国家成为美国油气潜在买家，未来一段时间，美国原油出口的辐射面还将在全球持续扩大。沙特和俄罗斯则正逐渐成为亚洲市场“竞争者”。近年来，沙特在美洲市场、俄罗斯在欧洲市场的份额大幅下降，亚洲成为其保持出口稳定的主要目标。目前，沙特对亚洲的原油出口量比联合减产前低约300万吨，俄罗斯对亚洲的出口量则接近翻番，达到1.9亿吨。考虑到未来一段时间“欧佩克+”还有约300万桶/日的减产等待回归市场，且主要来自沙特和俄罗斯，大概率将在一定程度上加剧对亚洲市场的争夺。

与此同时，一些经济体在与美国的贸易谈判中承诺采购更多美国油气等能源产品，以此换取特朗普在“对等关税”上的“让步”，其中欧盟的承诺规模最大，到2028年的总金额高达7500亿美元。这对于美欧双方来说都是不太可能实现的目标，但考虑到特朗普目前仍在强调将要求

欧盟履行其承诺，后续不排除欧盟迫于压力大幅增加美国油气采购，并可能出现欧盟为平衡自身战略安全将部分美国油气转卖给第三国的情况，届时将拉长油气贸易链条，增加不必要的海运环节，对全球油气贸易和航运市场结构产生一定影响。

矛盾与博弈贯穿整个新周期

当前，由技术发展推动的美国页岩油革命进入平台期，叠加石油供需整体呈现相对宽松格局，未来较长时期内的市场基本面确定性会有所增多，与能源安全、能源转型相关的矛盾和博弈将成为最大的不确定性，且亚洲国家表现出了更大的定力。

在接连出现能源危机、大停电及负电价后，欧洲意识到在能源转型方面的短板，开始从激进追求去碳转向务实平衡策略。从近期提出的一系列能源政策来看，欧盟在保持2045年气候目标不变的同时，为天然气、核能等低碳提供了更多政策支持，同时允许石油和煤炭在更长时间内保障能源体系运行。其中，德国把淘汰煤炭的时间从2030年推迟到2038年，并明确表示不再追求100%的可再生能源发电比例。壳牌、bp等欧洲石油巨头也再次把业务重心向油气领域倾斜，重新审视并大力优化低碳和清洁能源业务，其中，壳牌已经连续2年削减低碳和碳捕集与封存相关岗位，bp几乎剥离了全部海上风电业务并暂停了低碳氢能项目，挪威国油和道达尔能源都大幅削减了2030年前的清洁能源业务投资规模。欧洲市场在较长时间内进入化石能源与清洁能源比拼耐力的阶段。

特朗普则为美国能源转型按下“暂停键”，其力推的“大而美法案”大幅弱化甚至取消了对光伏、风电、储能、电动汽车及清洁氢能等领域的补贴，削减了对可持续航空燃料（SAF）的政策支持，同时通过简化审批流程、降低特许权使用费率等措施促进石油、天然气等化石能源发

展。目前来看，特朗普“喜旧厌新”的政策取向短期内会在一定程度上对美国油气产量增长起到促进作用，并通过油气出口向全球市场外溢，成为在一段时间内打压油气价格的因素之一。此外，美国在清洁能源领域的“退缩”也给其他国家树立了坏榜样，包括阿根廷在内的一些国家已经表示计划重新评估减排目标，可能在一定范围内引发多米诺骨牌效应，进而导致能源转型的窗口被延长。

客观看待新周期的波动与阵痛

石油市场的再平衡新周期本质上是新型全球经济模式与传统油气供需逻辑碰撞、化石能源与新能源竞合的必然结果。虽然这个新周期的终点尚不明朗，但可以确定的是油气作为全球能源系统的“压舱石”角色短期内不会消失，而如何在安全、经济与低碳的多重目标下实现动态平衡，是政策制定者和市场参与者共同面对的挑战。就油气公司而言，需要做好短期经济利益与长期产能建设的平衡，在传统高回报油气项目与长期可持续低碳项目间合理分配资源。就国家层面而言，需要在安全的基础上平衡经济性和减碳目标，利用政策工具推动“能源不可能三角”逐渐收敛，使不可能成为可能。

原载
2025年第9期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
任　卓

“欧佩克+”持续增产背后的考量

王能全（国家能源咨询委员会）

随着“欧佩克+”中的八个主要产油国宣布增加石油产量，决定10月增产原油13.7万桶/日，主要产油国自今年4月起已连续6个月作出增产决定。舆论认为，“欧佩克+”八个主要产油国此轮持续增产，实际上是沙特重回争夺石油市场份额的策略，并以其为手段改善与美国特朗普政府的关系。

“欧佩克+”八国开始第二阶段的增产行动

9月7日，八个“欧佩克+”国家宣布再次增加石油产量。会议决定，2023年4月和11月宣布额外自愿减产的“欧佩克+”国家，即沙特、俄罗斯、伊拉克、阿联酋、科威特、哈萨克斯坦、阿尔及利亚和阿曼，鉴于稳定的全球经济前景和低石油库存所反映的健康的国际石油市场基本面，决定从2023年4月宣布的每天165万桶额外自愿减产中，实施每天13.7万桶的产量调整，这一调整于2025年10月实施。

在这次会议的决定中，八个“欧佩克+”国家还表示，165万桶/日的产量可能会部分或全部恢复，这取决于不断变化的市场情况，并以渐进的方式进行。各国将继续密切监测和评估市场状况，在继续努力支持市场稳定的过程中，重申采取谨慎态度和保持充分灵活性的重要性，以暂停或扭转额外的自愿产量调整。

2025年“欧佩克+”八国增产的背景和过程

从4月1日开始的2025年“欧佩克+”八个国家的增产行动分两个阶段，涉及“欧佩克+”近年来两个重大的减产行动。

1. 2020年以来的减产行动

受2020年3月暴发的新冠疫情冲击，全球石油需求断崖式暴跌，2020年4月12日，第10届“欧佩克+”部长级（特别）会议决定，自2020年5月起实施史上最大规模的减产行动，每天减产970万桶。2021年10月4日，面对从欧洲蔓延全球的能源危机和不断上涨的石油及能源价格，第21届“欧佩克+”部长级会议决定，从2021年11月起每天增产40万桶。2022年10月5日，第33届“欧佩克+”部长级会议决定，从当年11月起每天减产200万桶。

除集体减产之外，2023年4月2日，沙特、俄罗斯等九国宣布，从2023年5月起自愿减产165.7万桶/日；2023年11月30日，沙特、俄罗斯等八国，又宣布从2024年1月起自愿减产220万桶/日。

2024年6月2日，第37届“欧佩克+”部长级会议上，沙特、俄罗斯等八国决定，将每天220万桶的自愿减产延长至2024年9月底；2024年12月5日，第38届“欧佩克+”部长级会议上，沙特、俄罗斯等八国决定，将每天220万桶的自愿减产期延长至2025年3月底。

2. 2025年4~9月，“欧佩克+”八国增产的第一阶段

2025年3月3日，就在沙特、俄罗斯等八国220万桶/日的自愿减产即将到期时，在国际石油价格高度承压的背景下，面对市场对其可能继续维持减产的预期，沙特和俄罗斯等八国却突然宣布，自4月1日起增加石油产量。这次会议上决定的4月增产数量为13.8万桶/日。4月3日，八国再次决定，5月同等规模增产，即增产13.8万桶/日。

5月3日，“欧佩克+”八国第三次宣布增产，此次增产的幅度大幅度

增加，6月增加的产量为41.1万桶/日，即相当于4月、5月增产量的3倍。5月31日，“欧佩克+”八国又宣布了同样的增产决定，即7月增产41.1万桶/日。2025年6月和7月，“欧佩克+”八国合计增产82.2万桶/日，加上4~5月的增产，累计增产为109.8万桶/日。

7月5日，“欧佩克+”八国再次决定提高增产幅度，宣布自8月增产54.8万桶/日，相当于4月增产量的4倍。8月3日，八国又宣布9月增产54.7万桶/日，维持了8月的增产幅度。8月和9月合计增产109.5万桶/日，加上4~7月的增产，累计增产为219.3万桶/日。至此，2023年11月“欧佩克+”八国的自愿减产量得到了完全回调。

3. 2025年10月，“欧佩克+”八国增产的第二阶段

在9月7日会议上，“欧佩克+”八国决定，10月每天增加产量13.7万桶，此举标志着继2023年11月每天自愿减产220万桶的产量在恢复之后，“欧佩克+”八国又开始2023年4月165万桶/日自愿减产的恢复行动。

关于2023年4月的这次自愿减产行动，没有任何官方文件或公告。2023年4月3日，第48届“欧佩克+”部长级联合监督委员会会议的公告中，提到了这些国家的自愿减产情况。根据这次会议的公告，减产的国家共有9个，自愿减产的数量为165万桶/日。2023年11月30日，在第36届“欧佩克+”部长级会议举行的同时，沙特、俄罗斯等国宣布，从2024年1月1日起自愿每天减产220万桶，这次宣布再自愿减产的国家共8个，分别为沙特、俄罗斯、伊拉克、阿联酋、科威特、哈萨克斯坦、阿尔及利亚和阿曼，没有加蓬。自此日起，涉及每天165万桶自愿减产的国家，一般就是指这八个国家，与每天再自愿减产220万桶的国家完全一致。

2023年11月30日，与第36届“欧佩克+”部长级会议公告同时发布的有关沙特、俄罗斯等八国每天自愿减产220万桶的消息中，确认2023年4月的上述减产延长至2024年底。2024年6月2日，第37届

“欧佩克+”部长级会议期间，发布的八国自愿减产情况通报中，确认将2023年4月宣布的165万桶/日额外自愿减产延长至2025年12月底。2024年12月5日，第38届“欧佩克+”部长级会议期间，沙特、俄罗斯等八个自愿减产的国家举行会议，确认将2023年4月宣布的165万桶/日的额外自愿减产延长至2026年12月底。

在2025年4~9月的6个月增产、完成恢复2023年11月宣布的220万桶/日自愿减产的产量之后，从2025年10月开始，沙特、俄罗斯等八国将恢复2023年4月宣布的165万桶/日自愿减少的石油产量，从而开始了“欧佩克+”八国减产回调的第二阶段行动。

沙特主导增产的目的是市场份额和政治资本

从2025年3月3日宣布增加产量以来，国际石油价格持续下跌。面对普遍认为的国际石油市场供过于求和进入淡季的形势，以沙特为首的“欧佩克+”为何一改过去的减产保价政策持续增加石油产量？对此，行业和市场人士有很多分析，主流意见认为，沙特此举旨在争夺市场份额，以及改善与美国特朗普政府的关系。

从理论上讲，目前市场环境下增加产量应该会对油价产生重大影响。然而，在实践中，这种影响可能是微弱的。对“欧佩克+”产量的分析表明，实际增产可能远比宣传的要温和，因为大多数成员国已经达到或接近满负荷生产。

根据国际能源署的数据，2025年3月，就在开始解除第一层减产之前，该组织的产量达到3183万桶/日，仅比9月的3288万桶/日的产量目标低100万桶/日。分析认为，这主要是因为几个“欧佩克+”成员国，特别是哈萨克斯坦、阿联酋和伊拉克，已经远远超过了他们的产量配额，7月这三国共超9月的配额约50万桶/日。因此，新的配额实际上

不会为市场增加太多石油，因为在很大程度上，这些指导方针只是在追赶实际情况。

然而，对沙特来说，增产意义重大。沙特的产量将从3月的907万桶/日增加到9月的998万桶/日。据国际能源署估计，其拥有的剩余产能约为220万桶/日，远超任何其他“欧佩克+”成员国。

根据目前正在解除的减产协议，沙特和俄罗斯各自减产约50万桶/日。但鉴于西方严厉的制裁限制了对新产能的投资，俄罗斯几乎没有闲置产能。因此，沙特将从这一回调中受益最多，因为沙特处于有利地位，可以获得更多的市场份额，特别是在美国页岩油公司面对油价下跌需要放缓钻探活动的情况下。

本轮增产政策也被视为沙特作为“欧佩克+”领导者正在寻求重申该组织的纪律。西方媒体称，沙特能源大臣阿卜杜勒-阿齐兹·本·萨勒曼亲王是“欧佩克+”最初减产的策划者，在花费数年时间与该组织内部崩溃的纪律作斗争后，现在似乎坚定地回到了主导地位。同时，增产的新举措使沙特有能力获得宝贵的政治资本，因为美国总统特朗普敦促欧佩克降低油价，沙特现在可以证明他们正试图做到这一点。

增产政策同时被视为沙特以此支持其与美国特朗普政府的关系。消息称，沙特王储穆罕默德·本·萨勒曼计划于11月访问华盛顿。此前，特朗普在5月访问了沙特，当时沙特政府承诺向美国投资6000亿美元，而美国政府同意向沙特出售价值1420亿美元的一揽子武器。

行业人士认为，“欧佩克+”的新产量目标不太可能显著影响石油市场，也可能不会大幅度改变油价，但由于地缘政治背景，仍可能产生长期的影响。

原载
2025年第10期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
李诗晓

地缘争端或威胁全球油气运输安全

卢雪梅（中国石化石油勘探开发研究院）

挪威能源咨询公司Rystad近期发布报告称，受地缘争端、海盗活动和环境危害加剧的影响，全球5个海上“咽喉要道”正面临日益严重的威胁，包括马六甲海峡、霍尔木兹海峡、曼德海峡/苏伊士运河、土耳其海峡、好望角。这些海运关键通道的正常运营一旦中断，如近期霍尔木兹海峡遭袭，或中东局势持续紧张，都将导致能源价格飙升、运输成本陡增，对全球经济造成深远的负面影响。

Rystad研究指出，全球五大海运关键通道是保障能源供应链安全的关键枢纽，每日承载着海量的油气运输，2023年通过五大通道的原油和成品油约为7130万桶/日，液化天然气（LNG）的日通过量约为260亿立方英尺（约合7.358亿立方米）。受地缘政治冲突影响，2024年，五大通道的油气日通过量分别降至6500万桶和248亿立方英尺（约合7.018亿立方米）。2025年以来，随着中东局势持续恶化，油气日通过量进一步下滑，导致海上运输路线出现一些结构性变化，如相关国家和贸易商只得绕行相对安全的好望角，或转向管道运输，这对于严重依赖霍尔木兹海峡和马六甲海峡的欧亚油气消费国影响较大。

研究还警示，五大通道一旦阻塞，将引发多米诺骨牌式的连锁反应，导致全球能源供应链中断、能源价格暴涨，进而冲击全球经济。当下，海运相关保费和运费已出现上涨，表明市场正在预判风险。如果发生任

一通道完全关闭的极端情况，必将引发能源价格剧烈波动，全球能源供应链韧性将面临严峻考验，这也反映出海运安全的高度不确定性。

马六甲海峡：“海上十字路口”

全球最大贸易枢纽，承担全球约25%的海上贸易运输量和1/4以上的原油运输，油气日运输量约为2400万桶

马六甲海峡是位于马来半岛与印尼苏门答腊岛之间的战略要道，由新加坡、马来西亚和印尼共同管辖。作为连通印度洋和太平洋的海上通道，它不仅是全球最大的贸易枢纽（油气日运输量约为2400万桶），而且是中东原油和LNG输往亚洲主要消费国的“生命线”。

马六甲海峡拥有两千多年的通航历史，承担着全球约25%的海上贸易运输量，同时全球1/4以上的原油运输船均需经此通行，其中包括许多发达国家进口的石油和战略物资。无论从经济还是军事角度，这条国际水道都至关重要，它连接着中国、印度与印尼三个人口大国，是西亚到东亚的关键通道。凭借航运繁忙程度和独特的地理位置，马六甲海峡被誉为“海上十字路口”。

中国和沙特是经过该通道的最大进口国和出口国，占比分别为50%和25%。2020~2024年，马六甲海峡的油气日通过量增加了210万桶。虽然这条航线曾因海盗和偷盗闻名，但今年以来尚未发生重大安全事件。

霍尔木兹海峡：“世界油阀”

承担全球约1/5的海上石油和凝析油贸易，以及中东近一半的石油和凝析油出口，油品日运输量约2000万桶

霍尔木兹海峡位于亚洲西南部，介于阿拉伯半岛东北端与伊朗南部

海岸之间，海域涉及伊朗、阿曼和阿联酋。这条狭窄的水道具有极其重要的战略地位，全球约1/5的海上石油和凝析油贸易，以及中东近一半的石油和凝析油出口（日均1400万桶）都经此运往中国、印度等市场。

霍尔木兹海峡自古以来就是东西方国家之间文化、经济、贸易的重要枢纽。2024年经过该海峡运送的油品数量日均约2000万桶，约占全球日消费量的20%。它是伊朗、沙特、伊拉克等海湾产油国的原油出口通道，也是全球LNG贸易的关键节点，被誉为“海上生命线”和“世界油阀”。据统计，沙特、阿联酋近一半的石油出口量、中国约1/4的油气需求量，以及全球约1/5的LNG交易量通过该海峡，卡塔尔2/3的天然气产量也由此运往中国、印度和韩国等。过去5年，中国通过霍尔木兹海峡运输的LNG进口量增长了约2.5倍。

今年以伊冲突期间，霍尔木兹海峡的战略重要性再次得到彰显。伊朗议会当时曾提议关闭霍尔木兹海峡，引发各国恐慌，虽然计划最终并未实施，但如果关闭该海峡，可能导致中东近一半的石油出口中断，将严重影响全球油气运输。

为降低风险，霍尔木兹海峡周边国家早有预案，如沙特的东—西原油管道日输油量可达500万桶，阿联酋的阿布扎比原油管道日运输量为180万桶，伊朗也有Goreh Jask管道等替代方案，均可绕道霍尔木兹海峡，但运输效率将大打折扣。

曼德海峡/苏伊士运河：连接欧、亚、非的“水上走廊”

2023年前承担全球约12%的海运石油贸易，红海危机导致日运输量大幅下降近50%

曼德海峡被称为连接欧、亚、非三大洲的“水上走廊”，已成为中东地区的第二大海上运输要道，也是全球油气贸易稳定的又一潜在软肋。

1869年苏伊士运河通航后，海船由苏伊士运河、红海通过曼德海峡进入印度洋，进而通过马六甲海峡进入太平洋西部的亚洲沿海一带。曼德海峡是红海的南大门，连接红海、亚丁湾和阿拉伯海，是苏伊士运河和印度洋之间船只通行的重要通道，也是太平洋、印度洋和大西洋的海上交通要道，因其战略地位被称为“世界战略心脏”，年均通行船舶超过两万艘。

埃及的苏伊士运河及日输送量为250万桶的SUMED管道连接着红海与地中海，构成了能源流动的重要走廊。

2023年底，也门胡塞武装袭击红海商船和油轮后的短短6个月内，原本承担全球约12%的海运石油贸易的曼德海峡，日运输量大幅下降近50%，至今仍未恢复。

如果曼德海峡彻底关闭，从亚丁湾出发的船只只能绕过苏伊士运河，借道南非的好望角，这意味着航行时间和货运成本将大幅增长，导致全球能源供应链压力进一步增加。

土耳其海峡：“天下咽喉”

运输量约占全球海上石油贸易的5%，2023年石油日运输量增至340万桶，2024年石油运输量保持稳定

土耳其海峡被称为“天下咽喉”，是连接黑海与地中海的唯一通道，由博斯普鲁斯海峡、马尔马拉海和达达尼尔海峡三部分组成，全长361公里。这条横跨欧亚的战略水道，既是两大洲的地理分界线，也是全球能源运输的关键节点，完全在土耳其管辖下。其战略地位历来举足轻重，作为里海地区和俄罗斯向亚欧市场输送石油与LNG的主要中转站，自古便是兵家必争之地。

土耳其海峡承担着全球约5%的海上石油贸易运输，其中40%为俄罗

斯石油，另有1/6的石油运输目的地是土耳其。近年来，该海峡的石油运输量波动较大。受疫情影响，土耳其海峡的石油运输量从2020年的350万桶/日降至2021年的340万桶/日。随后，由于欧洲地缘政治冲突，2022年其石油运输量进一步降至320万桶/日，但2023年反弹至340万桶/日，2024年则保持稳定态势。

土耳其海峡也有备用路线，如从阿塞拜疆里海油田到土耳其地中海港口的巴库—第比利斯—杰伊汉管道，以及计划重新启用、出口伊拉克库尔德地区所产原油的伊拉克—土耳其管道。

好望角：通往富庶的东方航道

承担全球约8%~10%的海运运输量，2024年石油运输量同比激增近50%，达到870万桶/日

好望角位于非洲西南端，最初因多暴风雨、海浪汹涌被称为“风暴角”，后被西方探险家改称为好望角，喻为通往富庶的东方航道。在苏伊士运河通航前，来往于亚欧之间的船舶均需绕行好望角，且由于特大油轮无法进入苏伊士运河，目前仍需取此道航行。

好望角是全球海上贸易的重要替代航线，占全球海运运输量的8%~10%。2023年，该航线的石油日运输量降至600万桶，较2021年减少100万桶，主要受非洲石油产量下降、印度等国家转而从俄罗斯购买原油等因素影响。

2024年也门胡塞武装对曼德海峡/苏伊士运河的袭击导致地区冲突不断升级，促使主要航运公司改变航线，以避开红海，使得好望角的石油运输量激增近50%，达到870万桶/日。通过好望角运输的原油约1/3来自美国，近1/4来自南美洲国家，约40%以中国为目的地。此外，沙特和伊拉克等中东产油国也将大量运往欧洲的原油经由好望角而非苏伊

士运河转运。

虽然该航线存在货运成本高、运输时间长等缺点，但风险相对较低的优势在局势纷繁复杂的当下尤为突出。与马六甲海峡的盗窃和海盗滋扰风险、霍尔木兹海峡的战争威胁、曼德海峡/苏伊士运河的恐怖主义风险、土耳其海峡的战争与漏油风险相比，路途遥远但避开所有冲突的“宝藏”路线似乎就真的只剩下南半球的好望角了。

原载
2025年10月17日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇

全球页岩油气开发潮起

舒　筱

近日，江汉油田红星页岩气田1650.25亿立方米页岩气探明储量顺利通过自然资源部审定，标志着我国又一大型页岩气田正式诞生。这是我国能源勘探领域的重大突破，随着各国在页岩油气领域加快布局，全球页岩油气开发进入多国竞速阶段。从沙特贾夫拉（Jafurah）气田到阿根廷Vaca Muerta页岩区，从加拿大蒙特尼页岩区到阿尔及利亚非常规计划，一场重塑全球能源格局的多极页岩革命正在加速推进。

全球页岩开发格局：从美国主导到多国崛起

随着全球能源需求持续增长，页岩油气的重要性日益凸显。过去十年，美国凭借页岩油气革命成为全球最大原油生产国和液化天然气（LNG）出口国。水力压裂等技术推动美国油气产量屡创新高，并强化了其在全球能源市场的主导地位。

数据分析公司GlobalData发布《新兴油气页岩产业》报告称，2024年，美国页岩油气产量占全球页岩油气总产量的80%以上。支持性政策、丰富的储量与先进的技术巩固了美国的领先地位，埃克森美孚、雪佛龙、康菲石油和西方石油公司等企业也在美国页岩油气领域广泛布局。

新的资源发现与技术进步也推动更多国家加入页岩油气开发队列。

加拿大、阿根廷、沙特、中国与阿尔及利亚等国家均拥有巨大的页岩油气潜力，并陆续启动了资源评估与开发计划。这些国家推动页岩油气开发的动机多种多样，包括提升能源安全、减少进口依赖、推动能源结构多元化，以及为能源转型储备能源。

在北美，加拿大蒙特尼页岩区成为仅次于美国二叠纪盆地的核心产区，横跨艾伯塔省与不列颠哥伦比亚省。全球能源数据平台Enverus报告显示，蒙特尼页岩区页岩气储量为443万亿立方英尺、页岩油储量为110亿桶。投资机构Kimmeridge评估认为，蒙特尼页岩区未开发资源至少可支撑50年的持续开采，低成本优势使其成为国际投资者眼中的优质资产。

在南美，阿根廷凭借Vaca Muerta页岩区跻身全球页岩油气领域前沿。该页岩区地质特征与美国鹰滩页岩区高度相似，被誉为“南美页岩明珠”。据阿根廷能源部与美国地质调查局（USGS）联合勘探，Vaca Muerta页岩区页岩油可采资源量达到160亿桶、页岩气达到308万亿立方英尺。阿根廷能源部部长弗拉维奥·罗西表示，计划通过税收优惠与完善基建，吸引壳牌、道达尔能源等企业加大投资力度，2030年使该页岩区产量提升至当前的3倍，并推动能源出口多元化。

在非洲，阿尔及利亚将页岩气视为进入欧洲市场的关键。据美国地质调查局估算，该国页岩气可采储量达到231万亿立方英尺（约合6.54万亿立方米）。2024年6月，阿尔及利亚国家石油公司与埃克森美孚、雪佛龙达成协议，拟投资80亿美元开发伊利济盆地的页岩气资源。

在中东，沙特正通过开发贾夫拉气田开启非常规能源新篇章。贾夫拉气田位于东部省，是沙特迄今为止最大的非常规气田。沙特阿美数据显示，该气田天然气储量为229万亿立方英尺（约合6.48万亿立方米），凝析油储量为750亿桶。沙特阿美首席执行官阿明·纳赛尔表示，贾夫拉气田将助力沙特实现2030年天然气产能较2021年提升60%的目标，并为石化、人工智能数据中心等产业供能，推动经济结构转型。

我国页岩开发：突破地质瓶颈提升能源自主

我国页岩油气开发肩负保障能源安全的战略使命。今年1月，自然资源部发布《页岩层系石油储量估算规范》，推动资源管理迈向标准化。我国页岩油可采储量位居全球第三，陆上中高成熟度页岩油资源量达到283亿吨，已上报探明储量超过14亿吨，成为保障国内原油稳产2亿吨的关键资源支撑。

我国页岩层主要分布在四川、鄂尔多斯等盆地，具有海相页岩埋藏深、脆性低等特点，开采难度较大。2021年以来，中国石化在重庆涪陵试获泰页1井高产页岩油气流，2024年涪陵页岩油产量突破3万吨。2021年12月，中国石化在苏北盆地落实页岩油资源3.5亿吨，并于2022年通过花2侧HF井实现日产油超30吨、天然气1500立方米的突破，激活高邮、金湖凹陷11亿吨资源潜力。

通过地质工程一体化与勘探开发协同，2024年，中国石化页岩油产量达到70.5万吨，比2023年增长30.8万吨。2025年，中国石油长庆油田页岩油日产量突破1万吨，新疆吉木萨尔国家级示范区日产量超过5000吨，均创历史新高。

海上页岩勘探也取得进展。中国海油2020年布局海上页岩油勘探，2021年将北部湾涠西南凹陷作为突破点。2022年，海上首口页岩油探井——涠页-1井压裂测试成功并获商业油流，标志着我国海上页岩油勘探获得重大突破。

能源新图景：多极协同与转型挑战

全球页岩油气开发正从美国主导转向多国共进，深刻影响了能源供需格局。我国在红星、涪陵等气田的技术突破，沙特对贾夫拉气田的千

亿美元投资，阿根廷对Vaca Muerta页岩区的开发，以及加拿大、阿尔及利亚等国家的跟进，共同构成了多元发展的能源新图景。

长期来看，页岩油气资源是全球能源从传统向现代转型的重要过渡。其在缓解当前能源供应压力、为国家战略调整提供空间的同时，也为可再生能源发展赢得了时间。然而，如何平衡开发与环保、协调化石能源与可再生能源发展、构建公平的全球能源治理体系，仍是各国共同面临的挑战。

未来全球能源发展并非“页岩替代传统”或“可再生替代化石”的简单更替，而是将走向多能协同、高效利用、低碳影响的综合体系。

原载
2025年11月6日《中国石化报》第7版

责任编辑
潘　欣

全球LNG市场前景展望

侯明扬（中国石化石油勘探开发研究院）

LNG将在能源转型过程中发挥更重要作用

近年来，天然气被认为是现阶段唯一能同时兼顾供给稳定性、消费经济性和清洁低碳性的化石能源，但受资源供应条件和经济发展程度制约，全球天然气供需呈明显的区域不均衡性。而LNG因存储方便、运输灵活、使用清洁等特点，且在经济性上也具有竞争力，能较好地解决全球天然气供需不均衡问题，将在全球能源转型过程中发挥更重要的作用。

在新能源短期内难以实现对传统化石能源全面替代的现实情况下，积极发展LNG产业仍是近中期全球能源清洁利用的重要趋势。摩根士丹利预测，到2030年，全球LNG需求仍将大幅增长，增幅或达到25%~50%。贸易商贡沃尔集团则表示，预计2040年全球LNG需求较2024年将增长50%。此外，2019年以来，部分LNG供应商通过购买碳信用额或配套投资减排项目等手段消除了LNG生产过程中的“碳足迹”，并形成“碳中和”LNG投放市场。随着未来相关技术的发展成熟和全球性碳定价机制的建立完善，预计“碳中和”LNG将逐步形成稳定的商业模式，也将积极推动全球LNG市场发展。

LNG市场将在复杂多变的环境中寻求平衡与发展

消费增长或将出现结构性调整。从近年来的消费趋势看，首先，为摆脱对管道气和LNG的进口依赖，欧洲在加大气源多元化的同时，已全力推动能源消费转型，并取得了不错的成果，预计未来LNG需求将进一步降低。其次，日本将进一步放宽对核电的约束，LNG需求增长预计进入下行阶段。再次，我国因进口管道气和国产气供给增长，限制了近中期LNG进口量的大幅上升。最后，以印度和泰国为代表的部分南亚和东南亚国家LNG需求未来或将出现大幅增长，其中，印度经济发展带来的城市燃气需求有长期增长动力，且气价回落趋势对于南亚地区燃气发电发展也将起到较好的支撑作用。

但从对LNG价格的消费弹性看，欧洲和日本等具有较高消费能力的地区和国家LNG需求减少，叠加南亚和东南亚地区部分消费能力相对较低的国家LNG需求增长，总体上不利于全球LNG需求持续大幅增长。事实上，2024年底的高价已开始对南亚和东南亚部分国家LNG需求增长产生负面影响。

油气地缘风险将持续破坏市场稳定供给。欧洲地缘政治冲突发展至今，近中期任何形式的和平协议都不太可能缓解紧张关系。无论未来管道气有多大经济竞争力，主要欧盟国家仍将持续降低对管道气的依赖。此外，伊朗、叙利亚等中东国家未来仍存在较大地缘风险，或将给全球LNG市场供给带来潜在影响。英国航运咨询机构德鲁里分析称，极端情况下，一旦霍尔木兹海峡被长时间封锁，将影响超过21%的全球LNG供给。

气候因素仍将给市场带来不确定影响。美国能源信息署2024年11月底发布报告显示，进入2025年后，北半球一个或多个地区可能经历更冷的冬季，气温持续低于正常水平，或将导致居民用气需求短期内出现

较大波动。另外，天气模型显示，厄尔尼诺现象可能转变为拉尼娜现象。如果拉尼娜现象2025年继续存在，东北亚LNG需求可能上涨；但该现象同时也将导致南亚和东南亚的夏季变得凉爽湿润，从而部分降低该地区的LNG需求。

美国将成为LNG市场近中期的最大变量

一方面，特朗普第二次当选总统利好美国LNG出口量增长。特朗普竞选期间曾承诺，上任后将结束拜登政府关于LNG出口的相关禁令，尽快落实原计划2027~2028年投产的约8000万吨/年的LNG建设项目。同时，特朗普新政府将简化油气勘探开发项目许可，鼓励石油企业强化生产，有利于保障美国天然气产量增长。

事实上，为进一步密切与特朗普新政府的能源经济合作关系，部分国家和地区已表示，考虑增加美国LNG进口量。欧盟委员会主席冯德莱恩2024年11月表示，未来将以更大规模的进口LNG代替管道气，这也将进一步增加美国LNG在全球市场的竞争力。

另一方面，美国能源部2024年12月发布《美国LNG出口的能源、经济与环境评估》报告提出，虽然美国LNG出口增长有利于保障世界能源供给安全，但未来可能导致美国消费者面临气价、燃气发电价格和部分制造业产品价格的“三重上涨”，同时可能增加全球温室气体排放量，并带来环境风险。虽然该报告不会产生直接的监管后果，但社会和环保组织可能利用类似报告的社会环境评估成果，进一步运用法律武器阻止美国LNG出口增加。

此外，人工智能等科技发展引发的能源需求增长也将为美国LNG出口带来较大影响。近年来，美国人工智能发展取得较大突破，对能源的需求持续大幅增长。《纽约客》引用荷兰国家银行数据专家亚历克

斯·德弗里斯的估测数据，OpenAI公司旗下聊天机器人ChatGPT每日消耗超过50万千瓦·时的电力，相当于1.7万户美国家庭的每日用电量。OpenAI公司创始人山姆·奥特曼表示，未来人工智能也需要能源保障，因为人工智能消耗的电力将远远超出人们的预期。

考虑到现阶段风能和太阳能发电仍存在波动大、稳定性不足等问题，且科技巨头密切关注的小型核反应堆技术预计要到21世纪30年代才能实现商业化，燃气发电仍将是近中期满足美国能源需求快速增长最务实的解决方案。然而，一旦美国天然气需求大幅增长，既有可能从天然气产量上影响美国LNG出口规模，也可能从经济性上削弱与亨利中心气价挂钩的美国LNG价格在亚太地区的竞争力。

原载
2025年1月10日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇

能源“聚宝盆”打造全球油气行业“第二曲线”

孔祥宇　褚王涛　万晓玲　董晓芹（中国石化石油勘探开发研究院）

国务院国资委在2024年11月举办的理论学习中心组集体学习会暨厅局级干部研修班上指出，推动中央企业穿越经济周期，支持企业开启增长的“第二曲线”。中国石化集团公司2025年工作会议提出，要坚定不移走好高质量发展之路，巩固拓展“第一增长曲线”，加快开辟“第二增长曲线”，增强核心功能、提升核心竞争力，打造世界一流，实现基业长青。

化石能源的最主要特征——不可再生性，决定了油气公司要实现可持续发展、基业长青，必须打造“第二曲线”。那么，如何打造油气行业发展的“第二曲线”？这意味着，需要在传统油气业务之外寻找新的增长点，可能的路径包括：延长传统油气领域的产能寿命，包括在深层、深水和非常规领域发力；向未充分开发的天然气领域转移，具有高附加值、需求增长更确定的天然气、液化天然气（LNG），是产量增长的挖掘方向；向可再生能源转变，打造油气+风光电氢热等多元能源互补的发展模式；向技术创新与研发、技术进步等新质生产力方面发展。

油气行业发展的“第二曲线”最佳阵地在哪里？“能源超级盆地”的概念应运而生，成为可以兼顾能源转型与可持续能源保障的能源“聚宝盆”。

实现脱碳目标的焦点

在当前能源转型趋势下，全球能源企业在保障能源供应的同时，需要同时满足可持续发展和环保要求，所以油气行业与可再生能源、碳捕集与封存（CCS）紧密交织在一起。目前全球90%以上的油气产量来自40个油气超级盆地，这些盆地拥有巨大的油气储量，并包括多样性的资源类型，如页岩气、煤层气等非常规资源。在《巴黎协定》签署前，油气行业开发这些盆地的方式与其他大宗商品如出一辙，主要目标是以最低成本实现产量增长，但如今这种方式已不能实现能源转型的脱碳目标。

虽然全球能源转型进程正在加速，但在可预见的未来，石油和天然气仍将是全球能源结构的核心。而油气上游活动，包括勘探开发和伴生气放空燃烧等，每年会造成约11亿吨的碳排放。目前，多数公司可持续发展的优先事项是减少自营业务的碳排放（如削减范围1、范围2的排放）和购买清洁电力，但这在许多行业是不可行的。长期来看，各公司主要应削减范围3的排放，CCS则是关键技术。为了使油气上游行业发展具有可持续性，油气公司的目光更多聚焦于同时拥有丰富的清洁电力和CCS潜力的资源区，建立能源可持续的投资组合，向综合能源供应商转变，以实现脱碳目标，而焦点则是“能源超级盆地”。

低成本可再生能源与油气共存

“能源超级盆地”是指传统的油气超级盆地与可再生能源优势条件相结合，与CCS或CCUS（碳捕集、利用与封存）共存，并具备部分优势特征，如丰富的资源储备，成熟的运输基础设施，充足的太阳能、风能、地热能等，适合封存二氧化碳的地质条件，注入二氧化碳提高采收率的CCS/CCUS技术应用前景等。不同分析机构创造了不同的术语，如挪威

能源咨询公司Rystad称其为“优质能源盆地”，能源咨询公司伍德麦肯兹称其为“潜在能源超级盆地”。

筛选“能源超级盆地”的标准要考虑油气资源的剩余储量规模、开发成本、风能和太阳能等新能源的可用性，以及对CCS/CCUS的适用性等核心指标。例如美国二叠纪盆地和墨西哥湾沿岸、澳大利亚北卡那封盆地和中东地区的鲁卜哈利盆地均为“能源超级盆地”，清洁电力的可用性和CCS潜力排名靠前；而俄罗斯、美国阿拉斯加和委内瑞拉的盆地则只是传统油气超级盆地，不能提供能源转型趋势下持续、低碳的资源供应。

除了传统的油气超级盆地，近20年的勘探也会发现新的油气超级盆地，如2000年以来，巴西、莫桑比克和圭亚那（包括苏里南）均加入了该名单，纳米比亚和南非的前沿勘探也在打造新一波候选者，这正是高影响力勘探的重要意义。未来如果这些盆地具有低碳能源潜力，也将成为“能源超级盆地”。

在多数“能源超级盆地”中，未来占主导地位的清洁电力技术很可能是太阳能发电；高纬度地区则更适合风电；仅挪威以水电为主，其他地方几乎没有新的水电项目；如果先进技术得以发展，地热发电也可能成为潜力方向。此外，“能源超级盆地”的优势还取决于低成本，任何可再生能源都必须是充足且价格合理的，长距离电力传输浪费又昂贵。因此，低成本可再生能源与低成本油气的共存是判定“能源超级盆地”的关键。

“能源超级盆地”名单并非一成不变

目前全球优选的“能源超级盆地”包括：中东地区的中阿拉伯盆地、鲁卜哈利盆地；中亚地区的阿姆达林盆地、滨里海盆地；美洲地区的桑

托斯盆地、二叠纪盆地、墨西哥湾；非洲地区的尼日尔三角洲盆地、鲁伍马盆地；亚太地区的北卡那封盆地、砂拉越盆地和欧洲地区的北海盆地。这些盆地在低碳的天然气方向有更大的资源潜力，并具有成本优势，风光等可再生能源条件优越，开发后期有碳储存潜力和提高采收率的碳利用潜力等。

与此同时，“能源超级盆地”的名单不是一成不变的，政府政策或新技术将产生重大影响，或使得一些新地区成为“能源超级盆地”。

传统的油气上游行业需要重新定位，比如在东非莫桑比克的鲁伍马盆地、中亚哈萨克斯坦的滨里海盆地和亚太马来西亚的砂拉越盆地，运营商的评价勘探大多集中在低碳的天然气方向，通过将大量的油气经济性开发与低碳解决方案结合以完善资源潜力的估算，并将评估油田与CCS基础设施整合的潜力，以实现经济可行性和长期的碳减排。预计2030年后的油气上游发展战略将由仅关注传统的油气超级盆地向“能源超级盆地”转变，多元化能源开发模式、技术创新与数字化转型、国际合作与战略联盟、积极应对气候变化等均将成为战略专注重点。

原载
2025年4月25日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇

全球CCUS产业发展方兴未艾

侯明扬　王　锐（中国石化石油勘探开发研究院）

7月11日，由中国科学技术协会指导、中国石化牵头，覆盖亚洲、欧洲、美洲、大洋洲4个区域12个国家相关企业、协会团体、研究机构及院士专家团队的国际二氧化碳捕集利用封存（CCUS）技术创新合作组织正式成立。近年来，CCUS作为实现碳中和战略的关键路径，对推动化石能源清洁高效利用、带动传统产业转型升级、培育发展新质生产力具有战略意义，已经成为全球技术创新和产业布局的热点。未来CCUS技术将在全球性气候与环境治理中发挥越来越重要的作用，CCUS产业发展也将迎来多方面的机遇与挑战。

全球CCUS产业发展进入新阶段

2015年《巴黎协定》签署以来，CCUS一直被认为是将全球气温升幅限制在工业化前水平两摄氏度内乃至更低水平的关键技术。联合国政府间气候变化专门委员会指出，对工业排放的二氧化碳进行捕集、利用与封存是碳减排最有效的途径。在经济增长低于预期叠加区域性地缘风险高企的背景下，石油和天然气等传统化石能源在保障全球能源供给安全方面仍将发挥不可替代的作用，CCUS对世界能源低碳转型的意义也愈加重要。

根据国际能源署（IEA）全球CCUS项目数据库统计，截至2025年一季度，全球运营的CCUS项目年产能已突破5000万吨，较2024年实现快速增长，其中超过60%的产能集中在天然气加工领域。按照目前规划的项目测算，到2030年，全球碳捕集能力将达到4.3亿吨/年，碳封存能力将达到6.7亿吨/年。

另据能源咨询公司伍德麦肯兹测算，今年底，全球CCUS项目年产能将从9400万吨增加到1.2亿吨，或将是有记录以来的最大增幅。与此同时，2025年全球将有约200个CCUS新项目进入审批阶段，其中合计年产能为2.85亿吨的项目将做出最终投资决定，或创单年获批产能的新纪录。伍德麦肯兹还预测，到2035年，全球碳捕集能力将从7000万吨/年大幅增至4.5亿吨/年。

全球CCUS产业快速发展也受益于各国政府的大力支持。在欧洲地区，英国政府去年底表示，计划从2028年开始的25年内提供高达217亿英镑（约合2000亿元人民币）的资金，用于支持与能源、工业、氢能相关的CCUS项目开发；瑞典和丹麦政府也承诺为CCUS新项目招标提供大量财政支持。在亚洲地区，日本政府去年5月通过了《二氧化碳储存业务法》，为CCUS项目商业化提供了法律框架。同时，日本经济产业省和日本金属与能源安全组织（JOGMEC）通过了“先进CCUS项目”支持计划，推动多个CCUS项目商业化，目标是2030年碳封存能力达到600万~1200万吨/年。

石油公司是CCUS产业发展的“先行者”

整体而言，CCUS可为石油公司上游业务解决三个层次的问题。一是通过二氧化碳驱油提高老油气田采收率。例如，20世纪70年代初，美国部分石油公司为了提高采收率，从天然气处理厂捕集二氧化碳，回注到

得克萨斯州的油田用于驱油。二是通过封存油气勘探开发活动中排放的二氧化碳，实现项目总体“碳中和”。例如，阿布扎比国家石油公司去年10月获批的Ghasha海上酸性气田项目，计划配套150万吨/年的碳捕集产能，建成后有望成为全球首个碳净零排放天然气开发项目。三是拓展石油公司上游板块未来的盈利模式。根据牛津大学测算，如果将全球气温升幅控制在1.5摄氏度内，到2050年，全球碳去除能力需要达到70亿吨/年，按150美元/吨碳当量的碳价计算，这将形成一个年规模超过1万亿美元的潜在市场，也将为石油公司提供新的利润增长点。

事实上，随着传统化石能源行业面临的“去碳化”压力逐渐增大，CCUS已被众多石油公司纳入能源转型战略。埃克森美孚、雪佛龙、道达尔能源、埃尼、Equinor（挪威国家石油公司）、OMV（奥地利石油天然气集团）等国际石油公司，以及卡塔尔能源、阿布扎比国油等国家石油公司都已宣布各自的CCUS发展目标。据伍德麦肯兹统计，上述公司设定的2030年CCUS发展目标大多在1000万~2500万吨/年。

其中，埃克森美孚2023年以49亿美元并购Denbury自然资源公司后，拥有了美国最大的二氧化碳管道运输网络，并获得位于得克萨斯州水域、面积超过27万英亩的美国最大海上碳封存基地的租约。此外，该公司在路易斯安那州200万吨/年的碳捕集项目预计今年投产，设计产能分别为80万吨/年和220万吨/年的Nucor Steel项目和Beaumont Blue Ammonia项目均计划2026年投产。预计2030年初，埃克森美孚CCUS项目运营现金流将达到20亿美元。

埃尼公司也构建了涵盖碳捕集、运输、封存全链条的CCUS业务体系，其位于意大利的拉文纳CCUS项目去年9月已开始第一期注气活动。同时，该公司Hynet和Bacton两大CCUS项目作为英国东海岸集群的核心组成部分，有望运输和封存英国所有工业集群碳排放量的50%，并计划到2030年将碳封存量提升至2700万吨/年。

CCUS产业发展面临多重挑战

从技术发展角度看，CCUS在捕集和封存等环节均存在技术瓶颈。在碳捕集环节，虽然当前主流技术的捕集效率普遍在90%以上的较高水平，但第一代以胺基溶液化学吸收为主的捕集技术存在能耗高、捕集溶剂损耗大且易降解等问题，尚未完全成熟，导致捕集成本居高不下。在碳封存环节，地质条件的不确定性或将带来潜在风险。部分碳封存点能否完全满足地质构造稳定、盖层封闭性好、远离活动断裂带和敏感生态区等条件存在不确定性；同时，大规模注入二氧化碳可能改变地层压力，在特定地质条件下存在诱发微小地震的风险，还可能导致地层流体（如咸水）发生运移，进而污染浅层地下水。

从政策法规角度看，部分国家的CCUS产业支持政策缺乏前瞻性、连续性和可操作性。以美国为例，今年5月，美国能源部宣布终止7个CCUS项目，涉及资金为16.65亿美元，包括4个示范工程项目和3个大型中试项目。业界分析认为，此次政策反复可能引发技术断层和人才外流等风险。此外，国际社会和多数国家缺乏涵盖CCUS运输、封存、认证、激励和风险管理等环节的立法框架。在国际层面，为保护海洋环境，《伦敦议定书》原则上禁止以离岸封存为目的的碳出口，必须通过双边或多边协议才能实现碳出口并接收海上封存的二氧化碳；在国家层面，部分国家的碳封存活动受前期油气勘探开发、饮用水资源保护和采矿等领域的法律法规约束，产业发展面临较大制度障碍。

从经济效益角度看，现阶段CCUS项目从捕集、运输到封存的全过程成本仍然较高，不仅包括初始建设需要的资本投入，而且包括项目运营过程中的能耗和维护费用等。以碳运输环节的管网建设为例，虽然碳管道运输具有运营成本低、高效、环保、安全等特点，特别适合大批量、长距离的碳运输，但铺设数百公里的公共运输管网，投资巨大且难以获

得金融机构充分的信贷支持。

原载
2025年7月25日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇

全球炼油行业面临深度变革

顾家瑞（特约撰稿人）

近日，能源咨询公司伍德麦肯兹发布《全球炼厂关闭威胁分析》报告，对全球420家主要炼厂进行了全面评估。结果显示，到2035年，将有101家、合计日产能为1840万桶的炼厂面临关闭风险，约占当前全球炼油总产能的21%。全球炼油行业正面临前所未有的结构性挑战。其中，欧洲成为高风险炼厂最集中的地区，占比高达60%。

关停风险的主要影响因素包括：石油需求即将达峰、碳成本持续上升，以及缺乏炼化一体化配套设施等。伍德麦肯兹首席分析师马克·威廉姆斯表示：“预计2025~2030年，炼油利润率仍将保持稳定。但随着石油需求在2030年左右达到峰值，行业压力将逐步显现。到2035年，全球可能有超过1/5的炼油产能需要重组或关闭。”

炼化一体化决定抗风险能力

炼厂的业务结构对其生存前景具有决定性影响。报告指出，炼化一体化程度高的炼厂平均利润率要高20%~30%，抗风险能力更强。这主要得益于3个优势：一是化工产品需求增长更稳定，国际能源署（IEA）预测，到2040年，全球化工品需求仍将保持年均1.5%的增长；二是产业链协同效应显著，原料利用率可提升15%以上；三是产品多元化将带来更

高的价格风险对冲能力。

独立运营的中小型炼厂由于未形成炼化协同效应，处境最艰难，约占风险名单的71%。这些炼厂普遍存在3个短板：一是装置规模偏小，平均日加工能力不足15万桶；二是加工深度不足，轻油收率普遍低于60%；三是缺乏多元化经营能力。比如，日处理原油量为12万桶的法国Grandpuits炼厂就因为无法承受不断上涨的碳成本，2023年底宣布转型为生物燃料工厂。然而，即使是技术先进的复杂型炼厂，如果位于高碳价地区，同样面临较大风险。比如，日产能为25万桶的德国Bayernoil炼厂由于碳成本占比已超过运营成本的35%，目前正考虑投资3亿欧元（约合25亿元人民币）进行低碳化改造。

炼化一体化正成为行业主流发展方向。沙特阿美旗下的吉赞项目投资200亿美元将70%的原油转化为化工产品，经济效益显著。但报告也指出，炼化一体化并非万全之策，需要警惕3个风险：一是投资门槛高，百万吨级的乙烯项目至少需要50亿美元投资；二是技术要求高，需要同时具备炼油和化工技术能力；三是市场风险大，化工产品价格波动往往大于油品。在被列入风险名单的101家炼厂中，虽然已有29家实现了一定程度的炼化一体化，但其中仅13家配备了关键的蒸汽裂解装置。随着全球石化产能的扩张，预计到2030年，乙烯平均开工率可能降至75%，这将进一步加剧竞争。报告建议，炼厂在进行炼化一体化转型时，必须开展充分的市场调研和风险评估。

所有权结构影响炼厂命运

报告指出，炼厂的所有权结构对其生存前景有重要影响。国家石油公司旗下的炼厂具有明显的政策优势，可以获得稳定的原油供应、在产品销售方面享有优先权、能获得政府财政支持。如印度石油公司虽然面

临炼厂经济效益不佳的问题，但由于肩负保障国内能源供应的重任，仍然获得了印度政府的持续支持。2023年，印度政府向印度石油公司提供了15亿美元的补贴，用于维持其炼油业务运营。然而，国家石油公司旗下炼厂的平均能耗比国际同行高出20%，人工成本高出30%。长期来看，随着市场开放程度的提高，这些炼厂也将面临转型压力。

相比之下，国际油气巨头可以采取更灵活的市场化策略。近年来，这些公司持续推进资产优化：一方面剥离非核心资产，如壳牌2023年出售了在德国的炼油业务；另一方面集中资源发展优势项目，如埃克森美孚重点打造新加坡和墨西哥湾的炼化基地。这种“择优而投”的策略使其炼油业务保持了较强竞争力。

独立炼油运营商则面临最大挑战。由于无法承担高达8亿美元的环保改造成本，美国PBF能源公司近年来不得不关闭在新泽西州的炼厂。独立炼油商的平均负债率已从2018年的45%升至2023年的65%，财务压力日益加大。报告预测，未来十年，独立炼油商的市场份额可能从当前的18%降至12%以下。

碳成本重塑行业竞争格局

碳成本正在深刻改变全球炼油行业的竞争态势。报告指出，碳价每上涨10美元/吨，炼厂的运营成本将增加1.5~2美元/桶。目前，欧盟碳价已突破90欧元/吨，这意味着欧洲炼厂每加工1桶原油就要承担13~15美元的碳成本，占总加工成本的20%以上。

面对这一挑战，欧洲企业正在采取3种应对策略：一是进行低碳化改造，如意大利埃尼公司投资5亿欧元在炼厂建设碳捕集设施；二是转型生物燃料，如道达尔能源计划到2030年将欧洲炼油产能的50%转为生物燃料；三是布局碳交易，如bp建立了专门的碳交易团队，通过市场操作对

冲碳成本。

不同地区的碳政策差异正在重塑全球炼油格局。欧盟的碳边境调节机制将于2026年全面实施，届时进口炼油产品也将被征收碳税。这一政策可能使欧洲炼厂失去成本优势。相比之下，中东地区由于碳约束较弱，油气项目的竞争优势正在增加。沙特阿美正在建设的Jafurah非常规气田项目充分利用这一优势，采用低碳技术，每桶油的碳强度比行业平均水平低30%。

此外，碳成本上升也催生了新的商业模式。一些炼厂开始提供“低碳油品”服务，通过碳抵消等方式为客户提供碳足迹更小的产品。北欧地区已有炼厂将这类产品溢价10%~15%销售，开辟了新的利润增长点。

地区差异显著

从地区分布来看，风险呈现明显的不均衡特征。欧洲作为能源转型前沿地区，炼油行业承受了最大压力。首先，电动汽车的快速普及导致燃油需求持续下滑。数据显示，2023年，欧洲电动汽车销量占比已达到25%，汽油需求下降了3.5%，柴油需求下降了2.8%。其次，欧盟碳排放交易体系下的碳价持续攀升，目前已突破每吨90欧元，较5年前上涨了4倍，使得欧洲炼厂的运营成本大幅增加。

报告预测，到2035年，欧洲可能有40~50家炼厂关闭，主要集中在法国、德国、意大利，占欧洲炼油总产能的30%以上。这些国家正在采取两种应对策略，一是支持炼厂转型，法国政府设立了5亿欧元的转型基金；二是加强区域合作，如德国和波兰正在探讨建立跨国炼油联盟。

亚太地区和北美地区呈现分化态势。在亚洲，印度通过政策支持保障炼油行业的稳定发展，计划到2030年新增200万桶/日的产能。但日本、澳大利亚等发达国家的老旧炼厂面临较大压力，将有15~20家炼厂

被迫关闭。在北美，美国墨西哥湾沿岸的现代化大型炼厂优势明显，利用页岩油资源优势，加工成本比欧洲同行低30%。但部分内陆中小型炼厂则面临挑战，预计有10~15家关停。加拿大由于碳价政策严格，炼油行业压力较大，已有3家炼厂宣布将在今年关闭。

非洲虽然被列入风险名单的炼厂数量不多，但却占非洲炼油总产能的近一半。这些炼厂设备平均运营年限超过30年，老化严重的问题亟待解决。中东地区国家则通过大力发展炼化一体化项目提高了行业竞争力。未来5年，中东地区将新增150万桶/日的炼化一体化产能。

全球炼油行业将进入深度调整期。这一过程虽然会带来阵痛，但将推动行业向更高效、低碳的方向发展。对于企业而言，加快转型升级、提升竞争力将是应对挑战的关键。报告建议，炼油企业应从5个方面着手，即优化资产组合、推进炼化一体化、降低碳强度、拓展新能源业务、加强数字化建设。企业只有主动转型，才能在行业变革中赢得先机 。

原载
2025年4月25日《中国石化报》第7版

责任编辑
王钰杰

全球生物燃料市场：势头良好　未来可期

王钰杰（中国石化报社）

挪威能源咨询公司Rystad日前发布报告称，随着脱碳与摆脱传统化石燃料的压力日益增加，全球油气巨头纷纷加大了对生物燃料的投资力度，包括生物柴油和乙醇在内的多种产品，再次引发业界对生物燃料的关注。

美国：区域性市场发展态势良好

美国生物柴油生产商的目标是，到2030年，生物柴油产量达到60亿加仑/年。美国清洁燃料联盟公共事务和联邦通讯主管保罗·温特斯称，截至2024年8月底，美国生物柴油总产量已超过30亿加仑，而2024年的消费量可能超过50亿加仑/年。

美国国家可再生能源实验室近期发布报告预测，到2030年，美国可再生柴油（RD）和可持续航空燃料（SAF）的产能将达到96亿加仑/年。但前提是美国目前宣布的所有项目都能有成果。（注：生物柴油与可再生柴油同属于生物燃料范畴，可使用相同原料生产，但是不同的燃料类型，生产过程和化学成分存在差异。可再生柴油与普通柴油的成分非常接近，无须混合即可直接作为燃料使用，而生物柴油往往需要与普通柴油混合使用。）

美国对低碳燃料的需求将持续增长。美国能源信息署（EIA）数据显示，生物柴油与可再生柴油目前占美国燃料需求的9%，主要用于运输、供暖和航运。生物燃料的需求增长主要发生在美国西海岸，原因是该地区的政策鼓励生物燃料发展，如加利福尼亚州制定了低碳燃料标准，以减少排放。

此前，华盛顿州、加利福尼亚州和俄勒冈州已制定了清洁燃料和低碳燃料标准。近日，新墨西哥州也立法规定，生产或进口高于指定碳强度标准的燃料的公司需要购买碳信用额，才能在该州销售高碳燃料；并将为生产或进口低于指定碳强度标准的燃料的公司配发碳信用额。新墨西哥州环境部表示，最终目的是通过激励燃料生产商和进口商减少碳足迹，避免购买昂贵的碳信用额，从而减少新墨西哥州运输燃料造成的污染。艾奥瓦州农业部部长迈克·奈格表示，艾奥瓦州可再生燃料基础设施委员会批准了38项生物柴油零售成本分摊补助金，总价值超过180万美元。

虽然美国生物燃料的区域性市场发展态势良好，但在生物柴油和可持续发展相关的立法方面仍面临阻碍。此前，美国曾承诺引入新的生产商税收抵免政策，原定于2024年实施，但目前仍处于推迟状态。此外，美国清洁能源信贷政策方面的不确定性，对生物柴油和可再生柴油生产商，以及整个价值链上的其他合作伙伴来说，都是一个重大挑战。

欧洲：增长潜力巨大

近日，欧洲农业委员会针对欧盟的生物燃料市场提出了3项建议，即制定长期战略方针、改进生物燃料分类指南，以及评估原料上限、提高数据和透明度。

此前，道达尔能源与空客公司签订合作协议，承诺将满足欧洲对可

持续航空燃料50%以上的需求。双方还共同承诺，将支持一项创新计划，关注当前和未来飞机技术的需求。道达尔能源2016年首次为空客公司位于图卢兹的飞机提供了可持续航空燃料。

2024年初，西班牙石油公司（CEPSA）耗资12亿欧元（约合91亿元人民币）的生物燃料工厂开工，并将于2026年投产，或将拥有100万吨/年的生物燃料产能。

不过，欧洲可持续航空燃料生产仍处于早期阶段。根据欧盟航空安全局的数据，如果欧盟2030年前对所有从欧盟机场起飞的航班实施5%的可持续航空燃料混合率，约需要230万吨可持续航空燃料。与此形成对比的是，根据欧洲航空安全局的评估，目前欧盟可持续航空燃料的产能约24万吨/年，即仅为满足5%混合率要求所需的可持续航空燃料数量的10%。

国际航空运输协会2024年12月底表示，虽然2024年可持续航空燃料产量达到100万吨，比2023年翻了一番，但未来仍面临巨大的挑战。国际航空运输协会总干事威利·沃尔什表示，“2024年可持续航空燃料产量翻番值得骄傲，但可持续航空燃料产量在可再生燃料产量中的占比仍不足10%。只有占比达到25%~30%，才可以实现2050年的净零排放目标”。沃尔什还建议各国政府优先制定激励扩大可持续航空燃料生产规模的政策，并实现原料多样化。

国际航空运输协会也认为，需要制定政策解决可持续航空燃料生产设施存在的加氢处理生产技术问题。加氢处理生产技术依赖不可食用的动物脂肪、废弃食用油和工业油脂作为原料，国际航空运输协会目前正寻求更多潜在原料，以促进原料多样化。

西班牙石油公司可持续航空总监阿尔瓦罗·马卡罗表示，“公司2030年的可持续航空燃料生产目标是80万吨，在韦尔瓦的新工厂将年产50万吨的可持续航空燃料”。欧盟和各成员国政府必须促进使用《欧洲可再生

能源指令》批准的最大数量的不同原料，这对于在欧洲地区推广可持续航空燃料至关重要。不过，2030年后，还需要使用合成燃料来满足欧盟提出的到2050年可持续航空燃料用量达到70%的要求。为了实现这一目标，必须加快对绿氢产业的支持。西班牙石油公司计划，2030年内建成欧洲最大的绿氨和绿色甲醇工厂，激励措施和监管支持意义重大。

巴西：过度依赖乙醇引发争议

作为世界上最大的甘蔗和大豆生产国、第二大乙醇生产国和世界领先的生物柴油生产国，巴西在全球生物燃料市场占有举足轻重的地位。巴西的生物燃料政策旨在促进生物燃料使用，并创建碳市场发行碳信用额，以抵消化石燃料的温室气体排放，降低巴西交通部门的碳强度。与传统化石燃料相比，使用通过认证的生物燃料，1个碳信用额相当于减少了1吨碳当量的排放。生物燃料是巴西去碳化和生物经济战略的核心，将为2025年11月在巴西举行的第30届联合国气候变化大会（COP 30）奠定基础。

巴西总统卢拉2024年10月签署了《未来燃料法》，旨在推动巴西生物能源行业发展，该法案提出，将乙醇与汽油的混合比例从22%提高到27%，目标是到2030年达到35%；生物柴油的混合比例到2030年达到20%。

这一新规定引发了对甘蔗、玉米、大豆和棕榈油等农作物的持续需求。根据巴西国家石油、天然气和生物燃料局发布的《2024年巴西石油、天然气和生物燃料统计年鉴》，巴西乙醇和生物柴油产量2023年已达到430亿升，生物燃料占运输燃料的比例为25%，生物乙醇占汽油和乙醇总能耗的49%。与其他国家相比，这一比例非常高，而且还在不断增加。巴西对国内销售的新车提出可持续发展要求，计划2030年前将交通部门

的碳排放量比2011年降低50%。根据标普全球的预测，到2050年，巴西生物燃料用量预计增加200亿升。

斯德哥尔摩大学研究员罗德里格斯·莫拉莱斯表示，“巴西的能源政策取得了巨大成功，主要归功于能源的多样性。这种多样化使巴西减少了对能源进口的依赖，经济不易受到油气价格波动等外部冲击的影响。其中，生物燃料起到了至关重要的作用”。

将生物能源作为气候战略推广，为其在巴西和全球的扩张提供了充分的理由。但业界对生物燃料生产的可持续性一直存在争议。有科学家认为，生物燃料生产是一个能源负效应过程，可能导致各种社会环境后果。这些后果包括：粮食价格上涨、威胁粮食安全，以及林地因转用于种植生物燃料而受到破坏。英国皇家学会的报告提出了对扩大生物燃料生产规模的担忧，如影响粮食价格，导致温室气体排放量增加，以及造成土地、森林、水资源和生态系统的退化等。该报告建议，对生物燃料供应链进行全面审计，并提高透明度、数据可用性和共享性。《生物燃料》杂志发表的报告也指出，考虑到生产、加工、分销和车辆使用等各阶段的排放量，与乙醇燃料相关的温室气体排放量并不会减少很多。

莫拉莱斯表示：“目前的气候政策将生物燃料定位为运输部门化石燃料的替代品，甘蔗制乙醇是国际气候谈判中减少温室气体排放的主要解决方案。但扩大生物能源的生产规模会产生严重的社会环境影响。与粮食生产一样，乙醇也需要土地、水和养分，这意味着其大规模扩张可能带来负面影响，包括与可持续发展目标相关的重大社会环境挑战，如森林砍伐、土地使用变化产生的碳排放、氮损、不可持续的取水和粮食安全风险等。”

为应对能源危机，巴西1975年启动了国家乙醇计划。该计划包括：税收减免、补贴和降低融资成本，以惠及甘蔗产业，包括生产商、种植商、蒸馏商和运输行业。这一政策带来了严重的后果，包括对环境造成

影响，但巴西政府担心环境法规可能阻碍经济增长和发展，因此忽视了这些问题。1992~2004年，巴西温室气体排放总量增加了80%，其中大部分归结于盲目推行乙醇导致的森林退化。此外，化肥污染、土壤侵蚀等一系列问题也没有得到重视。

2017年，巴西启动Renovabio计划，旨在促进生物能源行业的发展，重点是生物柴油、生物甲烷、生物乙醇和生物煤油等生物燃料。《生物燃料》杂志指出，RenovaBio计划没有考虑直接或间接的土地利用变化，这可能导致脱碳水平被高估，并鼓励对环境影响更大的生物燃料生产。为确保该计划对治理环境有效，并向决策者传递适当的信号，将土地利用变化参数纳入计算至关重要。部分学者认为，巴西大力发展生物燃料旨在利用其作为气候谈判的筹码。

2024年10月，生物乙醇公司Katzen International宣布，位于南马托格罗索州的生物乙醇工厂扩建项目已投运，此次扩建将该厂年产量提高到21亿升，成为世界上最大的谷物干磨生物乙醇工厂。与此同时，将主办COP30的帕拉州因棕榈油产业而冲突频发。帕拉州的棕榈种植园覆盖了曾经的热带雨林，面积约22.6834万公顷，几乎相当于整个卢森堡的面积。此外，部分生物燃料公司，如千年生物能源公司，正在亚马孙土地上和其他传统社区建生物燃料生产链。

原载
2025年1月10日《中国石化报》第6版

责任编辑
王钰杰

全球化工市场：稳中向好　缓慢复苏

隋谨伊　肖　冰　吕晓东　王丽敏　李　超　赵　睿　史湘宁　崔佳瑶　张　翔
（中国石化经济技术研究院　中国石化化销国际贸易有限公司）

当前，全球化工市场正面临重塑。中国大宗化工品的出口量上升，而进口量则呈现下降趋势。欧洲则恰恰相反，化工产品的进口量有所增加，出口量有所减少。全球化工产业的利润处于低迷状态，但高端化学品利润率保持稳定。展望未来，尽管国际化工市场面临产能过剩、国际贸易壁垒等挑战，但整体势头仍是稳中向好，产能将迅速增加，全球贸易格局将持续发生变化。

新一轮扩能周期开启，全球石化产能迅速增长

全球石化行业在经历了2024年扩能的短暂喘息后，将再度迎来新一轮的投产高峰。2025年，全球基础石化原料将新增产能2986万吨/年，同比大增35%。其中，我国新增产能规模将达1830万吨/年，占比超60%。在庞大产能规模冲击下，多数石化产品开工负荷面临下降压力，若进一步考虑到我国2024年底投产的石化产品，全球石化产业链将面临更为严峻的挑战。

预计2025年全球乙烯总产能规模将增至2.4亿吨/年，PX总产能规模将增至8068万吨/年。随着新增产能的持续释放，预计全球乙烯开工

率将平均下跌0.7个百分点，至80%左右，但北美和中东乙烯因成本优势显著，开工率仍将保持在较高水平。

随着全球PX产业链扩能步伐放缓，尤其是作为主产地的我国PX产能扩增进度较前期明显放缓，在产业配套完善下，全球PX存量装置有效开工负荷将稳步提升。预计全球PX装置平均开工率将提高0.9个百分点，至77%左右。未来，在东北亚大幅扩能的冲击下，预计欧洲等地石化产业将进一步调整，部分老旧产能退出节奏或将进一步加快。

产能过剩风险较高，基础化工产品供大于求

随着新能源的兴起，全球化工行业正面临油品需求长期下降的趋势。我国油品消费将在达到顶峰，未来5至10年内，全球液体燃料的需求也将达峰。在欧洲，化工产能的退出速度正在加快，我国也正面临着“油转化”以及化工产业结构性升级的挑战。同时，全球基础化工品的供应增长速度已超过需求，亚洲地区的趋势尤为明显。据道琼斯预测，全球乙烯、丙烯和丁二烯的产能预计将分别达到2.38亿吨/年、1.81亿吨/年和1894万吨/年。中国的“三烯”产能预计将达到6239.2万吨/年、7580万吨/年、789万吨/年，均居世界首位。

据全球能源化工行业市场信息服务商安迅思预测，2025年全球六大基础有机原料（乙烯、丙烯、丁二烯、苯、甲苯、二甲苯）产能预计将超出需求量达2.1亿吨。部分国际油气巨头也正在提高化工产能，埃克森美孚宣布将在未来五年内减少约20%的欧洲炼油产能，转向发展生物燃料及其相关化工产品等可再生能源领域；化工巨头巴斯夫提出“净零排放”目标，并投资新技术以提高塑料产品的产能；沙特阿美计划在未来五年内新增1500万吨的化工产能。产能过剩与经济放缓的共同作用导致化工装置负荷率下降、利润空间压缩以及新装置投产推迟，进一步加重

了化工品消费萎缩困境。

区域经济表现分化明显，乙烯消费差异化复苏

随着货币政策调整和发达经济体通胀压力缓解，尤其在美联储降息后，美国经济有望迎来平稳增长。同时，东南亚等新兴经济体随着外部压力减弱和自身经济结构的持续调整，经济增长和贸易潜力或得以进一步释放。同时，新冠疫情后海外补库需求强烈，全球市场不断扩容将对石化产品消费起到一定的正向拉动作用。

合成树脂方面，东北亚仍是全球主要消费市场。随着高质量共建“一带一路”不断推进，以及《区域全面经济伙伴关系协定》（RCEP）影响力持续扩大，亚洲市场的活力将被大大激发。同时，亚洲地区人口众多，虽然人均树脂消费量普遍较低，但随着经济增长、人均消费增加，基建、包装、日用品等各种领域对树脂产品需求潜力巨大，特别是近年来印度经济保持较高增长，或将成为下一个全球经济增长引擎。预计全球合成树脂消费将增至3亿吨左右，同比增长2.7%，增幅提升0.1个百分点。

合成纤维方面，我国作为全球最大的合成纤维生产国和消费国，合纤产量在全球占比已达到80%以上。预计2025年，国内终端纺织服装和家纺市场的需求增长以及国外纺织订单回流等因素将进一步推动合成纤维需求提升。预计全球合成纤维消费将增至8600万吨左右，同比增长4.1%。

合成橡胶方面，在我国市场内需和出口的拉动下，全球汽车保有量有望进一步提升，对合成橡胶行业形成刚性支撑。预计全球合成橡胶消费将增至1060万吨左右，同比增长2.9%。

全球石化产品贸易格局进一步调整

近年来，受经济增长放缓、贸易保护主义升级和经济碎片化冲击等影响，全球贸易增长低迷。根据国际货币基金组织预测，随着全球经济的好转，预计全球贸易增速将回升至3.2%左右。

从贸易流向来看，当前国际形势仍然复杂严峻。全球经济增长动能偏弱，国际贸易摩擦等问题频发。在此背景下，全球石化产品贸易流向将继续调整。随着欧美贸易关税壁垒逐步增强，我国对美出口市场将面临更大压力。而东盟等新兴经济体得益于人口红利，长期经济增长潜力持续释放，外资吸引力持续增强，预计全球将有更多产品进一步转向中亚、中东、东南亚、非洲等新兴经济体国家市场以寻求增长。而欧盟受低碳能源转型、油气短缺影响，产能占比及市场份额正在逐年下降。欧洲石化产品长期供不足需，也为美国、中东向欧洲出口创造了市场空间。

我国化工企业应推进产业升级、拓展国际市场

当前，全球化工行业正经历产能过剩的低景气周期。我国化工企业应正视产业升级转型过程中不可避免的周期性低谷，深刻理解行业发展现状，在借鉴国际先进经验的基础上，结合自身实际制定并执行相应的策略，推动化工产业高质量发展。

首先，要加速推进化工产能的转型升级。通过调整产业结构、优化布局策略，提高高附加值产品的比例。加大资本、资源和技术投入，占据全球高端优势地位，聚焦新材料发展，例如碳纤维、芳纶等高性能纤维材料，高性能聚烯烃、特种工程塑料等，提升产品附加值。借助海外优质轻烃资源，增加轻烃原料如乙烷的进口量，降低化工原料成本，提高经济效益和在国际市场的成本竞争力。

其次，在一些新兴市场中，上游化工产能的增长速度落后于下游化工产品的需求增长。应积极开拓国际市场，寻找新的客户资源，并增加化工中间体、合成材料等产品的出口量。通过扩大与共建“一带一路”国家以及RCEP成员国的贸易规模，提升在国际市场上的定价能力和品牌知名度，实现从规模优势向价值优势的转变。

原载
2025年1月17日《中国石化报》第7版

责任编辑
王钰杰

全球范围内乙烯裂解装置关停风险分析

崔荣英（伍德麦肯兹公司）

全球乙烯工业目前正处于下行周期，面临多重挑战。全球新冠疫情、地区冲突、经济衰退和产能严重过剩等因素的共同作用下，形成了行业阻力和不确定性。中国在2020~2027年的大量投资重塑了全球供应动态，使得亚洲出现结构性盈余，利润率持续处于低位或负值。在俄乌冲突导致能源价格不断上涨和需求低迷的背景下，欧洲正经历着前所未有的供应脆弱性，合理化的压力加大，新投资停滞。

2019~2027年的大部分时间内，全球供应增速大于需求增速，导致全球乙烯开工率下滑。中国的产能扩建将持续到2027年。2023年，全球乙烯平均开工率降至82%的低点，远低于2019年之前90%以上的水平，这对亚洲和欧洲的企业构成了特别严重的威胁，因为这些企业的利润率已经因能源和原料成本高企而受到挤压。预测表明，除非进一步合理化，否则未来十年的乙烯开工率将继续低于86%~89%。

乙烯生产利润率将保持在较低水平，2023年乙烯的平均投资回报率暴跌至-1%的新低，石化价值链上的利润率仍然低迷。预计乙烯的投资回报率将一直保持在负值区域，直到2027年。

因此，实力较弱的企业不能依靠市场动态来提高盈利能力，同时低投资回报率也阻碍了新的投资。由于需求增长滞后于供应扩张，中期产能淘汰将加剧，这主要影响到欧洲、中国和亚洲其他国家。

全球近四分之一的产能面临淘汰风险

全球乙烯工业正经历着前所未有的挑战。宏观经济环境低迷、能源价格高企和产能过剩等因素相互交织，大量乙烯装置面临关停风险，中期合理化和再平衡迫在眉睫。亚洲和欧洲的乙烯装置受能源和原料成本上升影响较大，关闭风险更为突出。

根据伍德麦肯兹乙烯资产基准模型，对2023年和2028年的乙烯生产利润进行比较，并综合考虑资产的战略重要性及国家的法规和政策等因素，从330个被筛选的资产中选出了114个存在不同风险级别的关停资产。这些资产占2023年全球乙烯总产能的24%（约5500万吨/年），超过一半的受威胁装置属于中等或高风险类别。

中国在淘汰落后产能方面领先，但取而代之的是建设更大规模的装置

中国乙烯产业自从2019年开始呈现前所未有的扩张模式：中国在全球乙烯行业中的权重不断提升——2019年中国乙烯产能规模首先超越欧洲地区，2021年超过中东地区，2022年又赶超美国，跃居全球乙烯第一生产大国。

目前，中国裂解装置的利润率为行业最低水平，但由于大部分乙烯装置都是和炼厂整合在一起，乙烯单个装置的运行及开工率要考虑到炼厂的物料平衡问题，中国乙烯的开工率明显高于其他地区。然而，在节能和减碳监管政策下，中国小型老旧裂解装置正在逐步淘汰，取而代之的是更具成本竞争力和节能的新世界级装置。

截至2023年，中国共有53套裂解装置，总产能共计4300万吨/年。其中，装置寿命在30年以上的裂解装置产能为330万吨/年，占2023年

总产能的8%。虽然这些老旧的装置经过改造和优化来降低能耗，但部分仍然无法满足基准能效要求。因此，中国现有产能中有330万吨/年面临关闭的高风险，而另外240万吨/年面临中等风险。

亚洲其他国家将有900万吨/年的裂解产能面临关停风险

持续亏损已促使亚洲生产商关闭工厂或整合资产。展望未来，中国日益增长的自给率将限制其对乙烯进口的需求，导致亚洲其他地区出现结构性盈余，这将在不同程度上影响亚洲其他地区的开工。东北亚（除中国外）仍是最容易受到中国日益增长的自给率和日益减少的乙烯单体进口需求影响的地区。伍德麦肯兹预计，亚洲（除中国外）约有900万吨/年的裂解产能面临关停风险，占全球高风险产能的20%。一些企业正在应对目前的严峻形势做出改变。日本出光兴产和三井化学于2024年4月宣布两家公司将其在千叶的裂解业务合并到三井化学的乙烯工厂，并关闭出光兴产的千叶裂解装置，该工作计划于2027年完成。日本ENEOS（引能仕株式会社）计划2027年财政年度关停川崎的一套44.8万吨/年的裂解装置，保留另外一套54万吨/年的装置来满足下游需求。韩国石化生产商乐天化学（LCC）正在寻求出售其在印度尼西亚Merak的乐天化学印尼新乙烯（LINE）项目的部分股份。

在东南亚，大多数生产商都遭受了严重的损失，一些生产商被迫无限期停产，包括菲律宾JGSummit，LCTH的第一套裂解装置和越南的Long Son Chemical。许多工厂在原有运营商退出后改变了所有权，同时也有新的挑战者进入。壳牌在2024年宣布将新加坡炼化工厂出售给印尼石化企业ChandraAsri Capital和嘉能可的合资企业CAPGC。

欧洲装置关停风险主要集中在西欧

欧洲的基础化工行业正在经历一场深刻的危机，这场危机是结构性的，现在已经不可逆转。这场危机是由多种因素造成的：原材料和能源的可获得性和高成本，保持国际竞争力所需的规模经济和需求萎缩等。欧洲的开工率在2023年降至新低，虽然现在有所上升，但仍低于2010~2020年的平均水平。再加上本已高昂的运营成本，能源和原料价格的上涨，使得该地区的资产与其他地区的同行相比缺乏竞争力。在供过于求的市场中，这构成了一种生存威胁。2024年埃克森美孚（Exxon Mobil）决定关闭法国42.5万吨/年乙烯装置，沙特基础工业公司（SABIC）关闭荷兰53万吨/年乙烯装置；玮萨黎司（Versalis）计划关停意大利2套各49万吨/年的裂解装置和一套16万吨/年的LDPE装置。由于经济性原因，陶氏（Dow Chemical Company）在今年1月宣布闲置位于荷兰特尔纳赞的68万吨/年的LCH3蒸汽裂解装置，直到市场动态好转。我们估计，未来5年欧洲有260万吨/年乙烯产能面临高风险关停的可能性。在这些最受威胁的资产中，84%位于西欧。

中东和北美受益于原料优势，装置关停风险最小

中东和北美的大部分乙烯装置都以乙烷为原料，因此生产成本在全球范围内是最具优势的。虽然装置关停的风险很小，但这两个地区需要应对近期下行的压力，特别是来自需求增长乏力的压力，工厂在整个价值链中要通过降低开工率来管理库存水平。利率上升和资本开支上升也阻碍了新的投资。到目前为止，美国只有少数裂解项目已完成了最终投资决策。在中东，沙特阿美在2024年取消了在沙特建造炼油厂和化工项目的计划。

总结和展望

适度建设和合理化将使全球乙烯工业重新平衡到有利的（有原料优势或炼油厂一体化）地方。随着落后和高成本装置的淘汰，中国炼化高度一体化的裂解装置、乙烷（国内供应和进口）裂解装置和其他大型原料多元化及原料灵活性转换的裂解装置将会在残酷的市场竞争中存留下来。平均乙烯单套产能大幅提升，成本降低，中国的整体竞争力在亚洲提高。

与此同时，中国的新投资者正在把投资高附加值的新材料和特殊化学品作为烯烃的下游配套，这将进一步提高价值链竞争力。东北亚（中国除外）的出口导向型生产商继续受到中国产能大幅扩张的影响。随着中国进口市场的萎缩，生产商必须在东南亚和南亚，以及更远的欧洲寻找新兴的出口目的地。随着生产商争夺同一市场，竞争将进一步加剧。即使市场复苏，竞争力较弱的企业也将不得不削减产量，并最终考虑合理化以减轻进一步的损失。在有新产能投产之前，欧洲将依靠更多进口来满足国内需求，这将直接或间接影响北美、中东和亚洲市场的需求平衡。

原载
2025年第4期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
任　卓

乙烷突围：垄断、需求与安全的不可能三角

张　晨　吕晓东　隋谨伊（中国石化经济技术研究院）

2024年，全球乙烷供应高度集中，美国、中东地区形成“双极垄断”格局。美国通过技术优势和运输霸权主导出口市场，57%的乙烷出口流向中国；中东地区的乙烷全部用于本地乙烯生产，无出口能力。作为最大的增量市场，我国乙烷裂解产能占比提升至8%，但进口依存度仍超过70%，凸显了供应链的脆弱性。

长期来看，2030年，乙烷市场将面临结构性矛盾，美国依托“资源—定价—运力”霸权维持垄断地位，而新兴市场国家将通过技术创新与治理协同寻求平衡，其演进方向将成为全球能源秩序转型的缩影。其中，我国的乙烷突围路径需要短期多元采购、中期技术自主、长期构建“技术—资源—市场”体系。

全球乙烷供应呈现垄断与寡头主导格局

2024年，全球乙烷市场呈现“资源集中、需求分化、贸易脆弱”的特征。美国凭借页岩气优势掌控定价权，而中国等新兴市场国家在需求扩张过程中面临供应链安全与技术替代的双重挑战。当前，全球乙烷供应呈现高度垄断特征，美国与中东构成双极格局。其中，美国以页岩气

革命为基础，实现了石油、天然气与乙烷资源的快速上产，得克萨斯州的二叠纪盆地页岩气田乙烷含量为12%~35%，为美国乙烷生产提供了基本保障。

得益于页岩革命带来成熟的水力压裂技术，以及美国上游企业的运营日益成熟，美国乙烷产量近年来稳步增长。美国能源信息署（EIA）数据显示，2024年，美国乙烷产量为6109万吨，占全球乙烷总产量的56%。除美国在工业、化工原料等领域对乙烷的需求外，2024年共885万吨乙烷被出口至亚洲及欧洲等地区。

作为全球乙烷的第二大产区，中东地区的乙烷产量主要来自沙特与卡塔尔的常规气田，但乙烷含量仅5%~8%。标普全球大宗商品数据显示，2024年，中东地区乙烷产量总计3152万吨，约占全球总产量的29%。然而，依托中东地区化工行业的技术先进性与原料可获得性，所生产的乙烷几乎都作为裂解原料用于生产乙烯，所以当前暂无乙烷资源跨区流动转向其他市场。

到2030年，全球乙烷市场将陷入“垄断固化—需求膨胀—安全赤字”的三角困局，即美国凭借资源与技术优势强化定价权，但运输瓶颈制约其产能释放；新兴市场国家需求激增倒逼产业链重构，却加剧资源错配与环保压力；地缘风险与技术创新博弈则将威胁系统稳定性。

所以，2030年，全球乙烷贸易仍将呈现“单极主导、多方受限”的垄断特征。其中，美国凭借页岩气资源与技术优势，乙烷产量与出口量不断增长。预计2030年，美国乙烷产量及出口量将分别达到7049万吨和1810万吨，其中扩建后的核心出口设施出口能力将达到388万吨/年，但仍无法满足亚洲市场激增的需求。长期来看，中东地区90%的乙烷仍将被锁定在本地乙烯生产领域，预计2030年，中东地区乙烷产量将达到3649万吨，但出口量仍然有限，仅卡塔尔通过液化天然气（LNG）附带协议每年向中国出口50万吨乙烷，但其规模不足全球贸易量的2%，无法

撼动美国乙烷的垄断地位。

垄断格局的固化源于技术壁垒、运输垄断、分离壁垒与定价垄断。长期来看，全球超大型乙烷运输船队规模增长有限，船舶运营仍受制于美国出口码头的调度权；页岩气中乙烷提取率高达42%，而同类技术相对落后、分离率不高，导致美国国内资源开发成本高；美国通过离岸价调控机制将乙烷价格与亨利中心气价绑定，导致未来乙烷价格定价受市场波动影响较大。

化工轻质化推动乙烷需求上涨

乙烷下游需求市场分化显著。其中，基础化工领域的聚乙烯、乙二醇等衍生物占全球乙烷消费量的60%；燃料电池、锂电材料等新兴领域的需求增速为8%~10%，推动高纯度乙烷市场扩张；美国过剩乙烷通过回注天然气系统调节能源价格，占比约15%。

乙烷需求高度集中在乙烯生产方面，其裂解工艺因碳排放低、收率高成为全球化工轻质化转型的核心路径。除了工艺优势，原料经济性也是乙烷需求骤增的原因。2024年，日本石脑油均价为674美元/吨，与东北亚乙烯裂解价差仅为200美元/吨，远低于裂解装置盈亏平衡水平。相比之下，墨西哥湾乙烷现货价格约140美元/吨，据此折算，乙烷裂解制乙烯成本要比石脑油裂解制乙烯成本低1000元~2000元人民币/吨左右。

乙烷工艺优化与经济成本利好主导全球化工轻质化转型。2024年，北美乙烷裂解产能占比超过80%，中东达到70%，中国提升至8%。作为全球最大的乙烷需求增量市场，我国是美国轻烃资源主要进口国，高性价比原料支撑我国轻烃裂解领域项目迅猛发展。随着我国化工市场逐步筑底企稳，内需动力稳步增加，叠加新兴化工产品的推陈出新，乙烷逐渐占据化工原料市场的重要位置。

2025~2026年，全球乙烷需求持续增长，但结构性矛盾凸显。由于化工原料轻质化的需求，北美与中东地区的乙烷裂解产能占比将长期保持高位，乙烷需求仍占主体地位。2030年，美国乙烷需求将达到5000万吨，较2025年增长8.5%，其中需求增量全部来自乙烷裂解制乙烯。另外，2030年，中东地区乙烷需求约3600万吨，较2025年将增长13.2%。其中，卡塔尔与阿联酋引领需求增长，增量分别为220万吨和130万吨，而沙特、伊朗等国家乙烷需求增长将仅为30万~50万吨。中国方面，随着裂解生产工艺的进步，裂解原料逐渐向多元化、轻质化发展。预计2030年前后将有超过600万吨/年的乙烷裂解装置上马，此外还有大量乙烷裂解项目尚在规划中。

地缘政治推动贸易格局重塑

全球乙烷贸易呈现“单极输出—多极输入”特征。美国垄断出口市场，当前贸易流向整体东移。受老旧产能出清、消费动力不足、能源价格拖累等因素制约，欧洲地区轻烃需求增速下降。而作为全球制造业中心和能源消费增长极，亚洲地区将持续强化对美国轻烃资源的进口依赖，继而推动全球能源贸易格局加速重构。

运力与航线造成乙烷贸易瓶颈。液化乙烷的运输要求十分严苛，国际上一般采用超大型乙烷运输船进行运输。然而，超大型乙烷运输船存在建造工艺复杂、周期长、建造商稀缺等问题，导致当前全球在役超大型乙烷运输船数量相对较少。与此同时，超大型乙烷运输船属于新巴拿马级船只，巴拿马运河难以承接大量超大型乙烷运输船涌入，最终致使部分运输船转向绕行，推高了潜在的运费上行风险。

我国乙烷市场在当前中美关税政策影响下，将面对需求走弱、进口成本增长的复杂局面。中美日内瓦经贸会谈联合声明显示，当前中美仍

相互加征10%关税，且美国保留20%芬太尼关税。关税贸易政策短期难以解除，对全球经济会形成一定拖累，抑制国内消费增长，最终传导至国内乙烷进口需求走弱。若中国自美进口下降，其他美乙烷进口国短期将难以补足中国市场对美乙烷资源的吞吐量，美乙烷出厂价可能短期内下调以增强出口竞争力。在出厂价不变的情况下，10%的关税将提升进口美国乙烷成本30美元/吨左右（以320美元/吨到岸价计算），该成本目前大部分或将由买方承担，影响乙烷的经济性。目前南亚及东南亚市场处于乙烷裂解装置投建热潮期，若后续按计划投产，美国出口商可能将更多乙烷资源流向印度、越南、泰国等地区以博取更多利润，对中国市场形成供应压力。

加强进口多点布局与开发技术革新协同转型

中美日内瓦经贸会谈联合声明显示，中美就关税政策的谈判逐步走向正轨，但就目前看，中美关税难以回到特朗普第二次上任前20%左右的水平。中国在此次声明中保留了针对美国商品加征的10%的关税，后续需关注乙烷是否在豁免名单内，若对乙烷加征关税，则将在一定程度上影响我国乙烷裂解装置竞争力，使我国化工产品成本走高。

借助美国关税政策摇摆引发的短期阵痛，我国需加强乙烷进口多点布局与开发技术革新协同转型。尽管我国反制性关税大幅推涨乙烷成本的可能性较低，但当前乙烷对外依存度较高敲响我国化工原料自给不足的警钟。因此，进口端应多点布局，加强中东卡塔尔、北非阿尔及利亚等国的乙烷资源采购，低点把控超大型乙烷运输船建设或长租，降低资源垄断风险与长途运输成本。技术端应背靠“短期阵痛换长期自主”的战略抉择，进一步加强国内川渝地区乙烷资源开发力度。同时，巩固下游企业石脑油工艺或煤化工工艺的基础格局之下，试点布局央、国企小

型乙烷裂解装置，倒逼炼化伴生资源高效利用。

对我国而言，突围路径兼具战略性与紧迫性，短期通过石脑油混合工艺缓解成本压力，中期布局页岩气乙烷开发（川渝地区资源潜力），长期构建“技术—资源—市场”三位一体体系。这场博弈将重塑全球能源权力格局，乙烷市场的终局选择不仅关乎化工产业链重构，而且是全球能源秩序转型的缩影。

地区差异显著

从地区分布来看，风险呈现明显的不均衡特征。欧洲作为能源转型前沿地区，炼油行业承受了最大压力。首先，电动汽车的快速普及导致燃油需求持续下滑。数据显示，2023年，欧洲电动汽车销量占比已达到25%，汽油需求下降了3.5%，柴油需求下降了2.8%。其次，欧盟碳排放交易体系下的碳价持续攀升，目前已突破每吨90欧元，较5年前上涨了4倍，使得欧洲炼厂的运营成本大幅增加。

报告预测，到2035年，欧洲可能有40~50家炼厂关闭，主要集中在法国、德国、意大利，占欧洲炼油总产能的30%以上。这些国家正在采取两种应对策略，一是支持炼厂转型，法国政府设立了5亿欧元的转型基金；二是加强区域合作，如德国和波兰正在探讨建立跨国炼油联盟。

亚太地区和北美地区呈现分化态势。在亚洲，印度通过政策支持保障炼油行业的稳定发展，计划到2030年新增200万桶/日的产能。但日本、澳大利亚等发达国家的老旧炼厂面临较大压力，将有15~20家炼厂被迫关闭。在北美，美国墨西哥湾沿岸的现代化大型炼厂优势明显，利用页岩油资源优势，加工成本比欧洲同行低30%。但部分内陆中小型炼厂则面临挑战，预计有10~15家关停。加拿大由于碳价政策严格，炼油行业压力较大，已有3家炼厂宣布将在今年关闭。

非洲虽然被列入风险名单的炼厂数量不多，但却占非洲炼油总产能的近一半。这些炼厂设备平均运营年限超过30年，老化严重的问题亟待解决。中东地区国家则通过大力发展炼化一体化项目提高了行业竞争力。未来5年，中东地区将新增150万桶/日的炼化一体化产能。

全球炼油行业将进入深度调整期。这一过程虽然会带来阵痛，但将推动行业向更高效、低碳的方向发展。对于企业而言，加快转型升级、提升竞争力将是应对挑战的关键。报告建议，炼油企业应从5个方面着手，即优化资产组合、推进炼化一体化、降低碳强度、拓展新能源业务、加强数字化建设。企业只有主动转型，才能在行业变革中赢得先机 。

原载
2025年5月16日《中国石化报》第7版

责任编辑
王钰杰

发展茂金属聚乙烯正当时

钱　斌（中国石化化工销售有限公司）

茂金属聚乙烯（mPE）是一种新颖热塑性塑料，是20世纪90年代聚烯烃工业最重要的技术进展，是继线型低密度聚乙烯（LLDPE）生产技术后的一项重要革新。茂金属聚乙烯、双/多峰聚乙烯和高碳α-烯烃共聚聚乙烯等，都是高端聚乙烯的代表，具备高技术含量、高应用性能和高市场价值。其中，茂金属聚乙烯具有分子量分布窄、结晶度高、透明度好等特点，备受市场关注。由于技术壁垒，国内高端聚乙烯市场主要依赖进口，国产化程度较低。茂金属聚乙烯在国内的应用领域广泛，市场潜力大。为响应国家产业结构调整，需加快茂金属聚乙烯催化剂研发和产业升级，摆脱产品同质化，大力发展茂金属聚乙烯产业。

国内外市场供需现状

全球茂金属聚乙烯生产能力2023年达1600万吨/年。北美产能占比约31%，新加坡约占14%，中东占比约10%，中国占比4.15%，排在韩国、泰国、印度等国家之后。欧美地区对mPE的需求最大，近5年美国mPE的年均需求增长率约17%。亚洲地区的消费呈快速增长态势，中国、日本、韩国和新加坡等地区消费需求潜力较大。

全球mPE的主要生产商包括美国埃克森美孚、陶氏化学、雪佛龙菲

利普斯化工有限公司，荷兰利安德巴塞尔工业公司、韩国大林、法国道达尔、瑞士英力士、日本三井化学等公司，除陶氏化学使用Insite溶液聚合工艺，采用1-辛烯共聚单体生产茂金属聚乙烯产品外，其他公司分别使用气相法和淤浆法等工艺采用1-己烯共聚单体生产茂金属聚乙烯产品，广泛应用于包装薄膜、农用薄膜、建材、电缆等领域。埃克森美孚在新加坡和美国分别拥有190万吨/年和130万吨/年产能。陶氏化学在泰国和美国分别拥有65万吨/年和40万吨/年产能。

2024年国内市场对mPE的表观消费量约为300万吨，进口量272万吨，进口产品的主要供应商和市场份额分别是：埃克森美孚40%，陶氏化学30%，三井化学13%，其他公司17%。国内企业主要生产商包括中国石油、中国石化、沈阳化工等厂商，预计2024年国产量约35万吨，其中中国石化约10万吨，约占国产量30%，中国石油约23万吨，占比约65%。

根据公开信息，国内涉及茂金属聚乙烯在建项目共计7个，涉及产能在370万吨/年以上（实际实现比例可能不大），最大的茂金属聚乙烯产能项目是埃克森美孚惠州乙烯项目，2025年预计投产。

三家主要生产商产品特点及发展方向

埃克森美孚公司采用Unipol气相法最早开发了茂金属聚乙烯，该公司将其开发的Exxpol茂金属催化剂技术与“超冷凝气相工艺”结合，在气相聚合工业装置上以1-己烯为共聚单体生产的第一代茂金属线型低密度聚乙烯（mLLDPE）商品名为Exceed™，用其制备的薄膜具有优异的韧性、强度、光学特性、热封性能，薄膜厚度更薄、包装完整性更好。但由于其相对分子质量分布较窄且缺少长支链，故加工性能不好，成型较难。为解决加工性的问题，分子结构引入了长支链，推出了第二代商

品名为Enable™的茂金属聚乙烯产品，使加工过程更节能，薄膜产量提升且柔韧性更好。随着加工性能的提升，力学性能有所下降，该公司又推出了第三代Exceed™ xp的产品系列，该产品系列具有熔体强度高、优异的抗撕裂、耐穿刺、耐揉搓等性能，使用该产品时不需要为了稳定膜泡而添加带来力学性能下降的低密度聚乙烯（LDPE）。该公司深度挖掘下游客户需求，针对下游使用mLLDPE来增强共挤薄膜韧性，在表层添加LDPE增加熔体强度稳定膜泡，在芯层添加高密度聚乙烯（HDPE）来提高挺度的现状及影响薄膜韧性，同时还增加了操作复杂性，使得操作员出错或者设备出现故障的概率增多，并增加废料和成本这一问题，开发Exceed™ S系列产品，该系列产品降低了薄膜配方的复杂性，下游可以根据应用需求不使用或减少使用LDPE和HDPE的用量。

陶氏化学使用限制几何构型茂金属催化剂技术，采用Insite溶液法聚合工艺，主要生产乙烯和1-辛烯共聚物产品。产品主要包括Afinity塑性体、Engage弹性体、Elite和Elite AT系列。EliteTM 系列产品为乙烯和1-辛烯共聚茂金属聚乙烯，主要用于生产薄膜，又分为EliteTM树脂和EliteTM AT树脂。Elite系列产品的特点为短支链规整且主链上植入均匀分布的长支链，具有优异的力学和加工性能，可用于重包装袋、食品包装膜、农膜和冷冻食物包装膜等领域。EliteTM AT系列产品目前虽然只有5个牌号，却代表了陶氏化学公司最先进的茂金属聚乙烯技术，该技术可以控制茂金属聚乙烯的相对分子质量分布，以及短、长支链在主链上的分布，以满足不同用途的需要。

三井化学的茂金属聚乙烯主要产品为EvolueTM、EvolueTM H、EvolueTM P。采用双气相反应器以1-己烯为共聚单体生产的商品名为EvolueTM茂金属聚乙烯产品具有良好加工性能，所制薄膜热封温度低、强度高、抗黏结性好且成型性好，主要用于吹塑薄膜和流延膜。Evolue H是采用淤浆多段聚合工艺生产的，以1-辛烯为共聚单体的中、高密度

聚乙烯，具有高刚性、高抗冲击性能、耐化学药品腐蚀性好等特点，用于制造薄膜和容器时，可使薄膜和容器减轻、减薄，加工速度提高。近年来，三井化学又推出了EvolueTM E系列产品，其设计原则是引入长支链的数量，均匀接在主链，形成具有mLLDPE的力学性能，兼备LDPE加工性能的新一代产品，具有复杂的技术难度。

跨国公司产品开发围绕着全产业链创造更高的价值来服务中下游和品牌商企业，根据下游不同的应用场景对产品的需求，满足应用端更好的性能、操作的方便性等，同时还要符合可持续发展的要求，比如埃克森美孚在产品开发中贯彻“4R原则”：Reduce—以更轻、更薄的塑料薄膜和包装实现更好的性能；Reuse—支持增加再生料含量，同时能满足最终产品的性能要求；Recycle—单一材料包装结构的可回收设计有助于物理回收；Recovery—采用化学回收技术，经认证的循环聚合物也可运用到薄膜和包装设计中，具有与聚合物新料相同的质量和性能。这种需求牵引产品开发并与可持续发展相结合的解决方案提供方式值得借鉴。

中国石化适合大力发展茂金属聚乙烯

目前，茂金属聚乙烯国内市场主要应用领域及份额为：食品包装膜约占29.4%，缠绕膜约占19%，热收缩膜占8.9%，FFS膜占7.86%，其他包装膜占5.21%，棚膜占18.6%，管材占8.4%。

鉴于mPE的优异性能，在许多领域得到越来越广泛的应用，全球范围内mPE对PE消费占比为13.4%。据统计，2023年国内mPE约占PE总消费量的7%，即使未来国内新增包括埃克森美孚在内的约90万吨/年产能，整个市场需求仍有超过200万吨的需求空间替代，存在较大发展空间。国家颁布的《产业结构调整目录（2024年本）》中明确“茂金属聚乙烯等特种聚烯烃的生产”是发展重点，mPE是中国石化为客户提供

包装膜用料整体解决方案的主要基础原料，同时集团公司拥有气相法装置产能320万吨/年，为摆脱产品同质化，适合大力发展茂金属聚乙烯。

首先，要加大茂金属催化剂研发支持力度，对于自主研发催化剂的产品要加大政策支持力度。加快茂金属催化剂的研发和生产对未来产业升级非常关键，要不断研发新型茂金属均相催化剂体系和负载化体系，以减少催化剂用量，降低综合使用成本。同时，通过政策支持，鼓励生产企业和集团院所加快推进创新，缩小与国外公司的差距。

其次，要优化装置分工，频繁地切换催化剂体系，不利于茂金属聚乙烯的生产，应指定部分装置进行专门生产。茂金属聚乙烯多用于高端包装等领域，对产品清洁度、晶点等指标要求都比较高，相对稳定的生产能够确保产品清洁度，为产品布局中高端领域打下牢固基础。

再次，为实现茂金属聚乙烯产品从“跟跑”到“并跑”乃至“领跑”，必须建立行业深耕机制，深入了解下游行业的需求特点和发展趋势，以需求牵引组织产品开发和推广，为客户提供合理成本的解决方案。

原载
2025年第1期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
王一冰

全球COC/COP高端新材料市场与技术发展态势

高玉李　王红秋　孙瑜聪（中国石油石油化工研究院）

高端新材料COC/COP是非晶、高附加值热塑性工程塑料，COP（CycloOlefin Polymer，环烯烃聚合物）是由环烯烃单体均聚而成，COC（Cyclic Olefin Copolymer，环烯烃共聚物）是由环烯烃单体与α－烯烃等共聚而成。二者虽然具有相似的比重和吸水率，但是热学性能、光学性能和机械性能等具有明显差异。COP的光学和机械性能较好，主要用于光学领域，而COC的热学性能较佳，主要用于医用耗材及包装领域。

全球COC/COP市场仍是卖方主导

截至2025年1月，全球COC/COP总产能为9.3万吨/年，其中，COP产能为5.26万吨/年，占总产能的56.6%，生产企业全部来自日本，包括瑞翁和日本合成橡胶（JSR）；COC产能为4.04万吨/年，占总产能的43.4%，生产企业包括日本宝理和三井化学及中国拓烯科技和鲁华泓锦。同时，全球范围内还有一些COC产能处于投资建设中，据不完全统计，全球COC新增投资约41.8亿元，规划产能7.808万吨/年。其中，5.808万吨产能来自中国企业，其余2万吨产能来自日本宝理。值得注意的是，COP领域目前暂无新增投资。未来，随着规划产能的投产，全球

COC产能将达到11.848万吨/年，供应格局也将发生显著变化，中国在全球COC供应中的占比将从当前的10%大幅提高至52%。

在全球范围内，由于COC/COP技术难度高，生产企业较少，需求主要由供给决定，目前约为9万吨/年。从全球COC/COP的下游消费结构来看，光学领域占38%，生物医药领域占22%，透明工程塑料领域占20%。中国是全球最大的COC/COP消费国，占全球消费的36%，其次是西欧和日本，三者合计占全球总消费量的83%。根据Verified Market Research的数据，2023年全球COC/COP市场规模约为51亿美元，预计到2030年将达到107亿美元，复合年均增长率为11.2%。

COC/COP产业链核心技术主要由日本企业掌握

COC/COP产业链包括上游原料端、中游产品端和下游应用市场端。整个产业链的核心技术主要集中在降冰片烯生产技术和COC/COP生产技术，这两项技术都是行业内的“卡脖子”技术。

降冰片烯主要通过乙烯与环戊二烯经DielsAlder反应得到。截至2025年1月，全球90%以上的单体降冰片烯产能与COC/COP产能配套，主要生产商依然是日本四家COC/COP生产企业，中国仅有山东鲁晶化工科技有限公司500吨/年降冰片烯合成装置投产。该技术由鲁晶化工与北京石油化工学院靳海波教授团队合作开发，产品各项性能指标均达到要求，其中环戊二烯的转化率达到96%，降冰片烯的选择性达到95%以上。

COP生产工艺为开环易位聚合工艺（ROMP），环烯烃单体在催化剂的作用下，环内双键经过碳碳双键切断并重组的聚合反应。瑞翁是全球最早建设COP装置的企业，1991年推出ZEONEX®产品，1998年推出ZEONOR®产品。ZEONEX®是光学树脂，可用于照相机与打印

机、光学读取头等光学零部件、高频连接器和天线基板等。ZEONOR®是通用透明工程材料，可用于导光板、汽车零部件、容器、光盘等各个领域。为减少碳排放及降低化石原料的消耗，瑞翁独自研发出COP再生技术，并于2024年3月建成全球首套COP再生装置。该技术能使再生树脂保持原始透明度和纯度，达到与原生树脂相同的质量水平。与原生树脂相比，再生树脂在制造过程中能够减少约1.2万吨的二氧化碳排放量。JSR于1997年在千叶工厂采用ROMP工艺量产COP产品，与瑞翁COP的区别是采用酯代四环十二碳烯衍生物为单体，催化剂体系采用WCl6/Et2AlCl，聚合反应产率能达到99%。典型产品为ARTON®，分为成型树脂和薄膜树脂，用于生产手机镜头、光导向板以及光学薄膜。目前上市的ZEONEX®T62R产品折射率最高，为1.536。而下游应用市场对光学元件的折射率提出了更高要求，因此瑞翁新开发一种以1-萘基降冰片烯和2-萘基降冰片烯混合物聚合得到的COP树脂，折射率达1.609，高于目前市场上的所有产品。与瑞翁的COP产品相比，JSR的折射率较低而吸水率较高，作为光学材料整体性能欠佳。

COC生产工艺为加成聚合工艺（COC工艺），在催化剂（茂金属化合物和齐格勒纳塔催化剂）作用下直接打开降冰片烯环上π键，与乙烯发生共聚反应，产物是两种结构单元的无规共聚物。

2000年德国赫斯特集团的mCOC工艺装置投产，产品命名为TOPAS®。2006年宝理通过收购TOPAS业务进入COC领域。三井化学于1995年建成COC生产装置，典型产品为APELTM非晶态透明树脂，主要应用于光学领域（手机镜头、车载摄像头、AR/VR等光学部件）和医疗包装领域（用于预灌封注射器、药瓶、化妆品容器、分析皿、收缩管、食品包装用易撕膜等）。

我国COC/COP产业亟需进一步突破核心技术

截至2025年1月，我国COC产能0.4万吨/年，规划产能5.808万吨/年，其中，建设1万吨/年以上COC工业化装置的企业有阿科力、拓烯科技和鲁华泓锦，产能分别为3万吨/年、1.8万吨/年、1万吨/年。无COP生产装置及投资计划。

我国COC/COP需求稳定增长，预计将从2021年的2.1万吨增长至2025年的2.9万吨，其中光学领域需求占比超过一半。2021年我国COC/COP需求中，光学领域占53.2%，包装和医疗领域分别占25.3%、15.1%，其他领域占6.3%；预计2025年消费需求中光学领域占比将上升至55.4%，包装领域及医疗领域占比小幅度下降，约为23.6%及14.7%。

光学领域是COC/COP最重要的消费领域，国产替代需求不断提升。据中国光学光电子行业协会光学元件仪器分会统计，我国光学元件市场规模由2016年的300亿元增长至2021年的1500亿元，复合年均增长率高达37.97%；此外，随着光学元件下游应用领域，如手机镜头及模组、车载光学、照相和摄像以及安防领域的持续发展，将为我国光学元件市场带来持续增长的空间，预计到2027年我国光学元件市场规模将增长至3095亿元。

目前包装领域用量较大的是药品包装、预灌封注射针、药用容器等。2021年，我国医药包装行业市场总规模约1359亿元，2023年达1537亿元。2022年起在国家药品监督管理局登记的COC/COP药包材公司数量迅速增加，截至2025年1月已达到27家。随着我国医药包装行业的快速发展以及COC/COP国产化加速，该领域将迎来快速发展。

我国参与COC/COP产业建设的企业主要包括拓烯科技、鲁华泓锦、阿科力、金发科技和鲁晶化工等。近两年，COC/COP国内产业化进程加速，一方面，国内部分企业经过多年研发积累已具备一定的产业化能力；

另一方面，手机镜头、车载摄像头等下游供应链安全担忧使下游厂商的国产替代意愿加强，从而促使上下游产业化开发进程加快。

COC/COP及其原料降冰片烯生产技术一直被日本少数企业掌握。经过攻关突破，自2023年始，我国拓烯科技和鲁华泓锦两家企业实现千吨级COC生产装置投产，产能共计0.4万吨/年。同时我国多套万吨级装置正在建设中。但国产降冰片烯产能与我国COC/COP产能所需原料量相差甚远，仅有鲁晶化工一套500吨/年合成装置，严重制约COC/COP产业发展，亟需突破降冰片烯核心技术，解决“卡脖子”问题。

原载
2025年第4期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
任　卓

破译化工新材料的投资“密码”

袁学玲　吕晓东　肖　冰（中国石化经济技术研究院）

今年9月，中国石化在“新材料之王”碳纤维领域取得一系列突破：自主研发的60K大丝束碳纤维新产品亮相9月16~18日举办的第28届中国国际复材展，作为国内首创有效填补市场空白，形成覆盖24K至60K的“通用型+高性能”产品全谱系；9月23日，中国石化供应中国中车风电专用48K大丝束碳纤维产品在上海石化交付发运，标志着自有技术大丝束碳纤维在风电领域规模化应用取得重大突破；此外，中国石化资本战略投资航空航天级高性能碳纤维企业中简科技，发挥双方优势共同建设高性能碳纤维产业化、规模化生态。近年来，中国石化加速推进高性能碳纤维等化工新材料的技术突破和产业升级，促进了科技创新和产业创新深度融合。

化工新材料指通过化学合成手段生产的新材料，以及部分以化工新材料为基础经过二次加工得到的复合材料，是新材料产业的重要组成部分，既是国家高端制造与国防安全的核心支撑，也是各国战略竞争与产业利益的关键战场。作为最大消费国和增长主引擎，我国正在深刻影响全球化工新材料的产业格局。伴随国际环境与新兴产业的快速发展，化工新材料在投资方向、区域与模式上也呈现新趋势。

投资方向：由传统领域转向新兴产业

2024年，全球化工新材料市场规模已达到3.2亿元。在电子信息、绿色低碳、医疗健康等新兴产业驱动下，电子化学品、特种膜材料等细分产品增速领先。标普数据显示，集成电路用电子化学品、特种膜材料等年增长率均超过5%，而传统油田化学品需求持续下降。

我国化工新材料的市场需求与全球同步升级，预计2025年总需求量将达到5000万吨，其中1/3依赖进口，电子化学品、高性能纤维等品类需求增速超过10%。到2030年，我国化工新材料的市场规模有望突破7000万吨，年均复合增长率达到7%，显著高于全球3.7%的平均水平。

人工智能（AI）、战略性新兴产业持续赋能，推动人形机器人、低空经济、智能驾驶等领域爆发式增长，进而拉动高性能纤维、工程塑料（如PEEK、PPS）和电子化学品的需求。例如，到2030年，我国人形机器人市场规模预计达到千亿元，年均增速为82%，碳纤维与高性能塑料需求激增。巴斯夫、金发科技等企业纷纷布局人形机器人、低空经济等赛道。绿色转型也推动了材料的低碳化进程。巴斯夫、陶氏化学等企业积极开发生物基聚烯烃弹性体（生物基POE）、生物基乙烯－醋酸乙烯酯共聚物（生物基EVA）等产品，二氧化碳合成材料技术也取得关键进展。

投资区域：亚太成为全球布局重心

亚太地区凭借制造业集群、成本优势与政策支持，已成为全球化工新材料投资最活跃的区域。以巴斯夫为例，战略重心明显“东移”：逐步关停欧洲差异化程度低、竞争力弱的产能，转而重点布局中国与印度市场。其中，湛江一体化基地投资额达到100亿欧元（约合785亿元人民币），是巴斯夫最大的海外投资项目，建成后将成为亚洲最大生产基地和

全球首个全面应用智能技术的一体化基地。此外，巴斯夫还将重庆二苯基甲烷二异氰酸酯（MDI）年产能从40万吨提升至53万吨，并在印度设立聚氨酯技术开发中心。

在我国“双循环”战略下，“新消费”与“硬科技”快速发展，带动了“卡脖子”与短缺性化工新材料的强劲需求，吸引了全球企业和本土企业加速布局。2021年来，外资在我国新增化工新材料产能超过700万吨/年，集中在高端聚烯烃与工程塑料领域，参与者包括埃克森美孚、沙特基础工业公司、巴斯夫、壳牌、科思创等国际巨头。

与此同时，随着大型炼化项目陆续投产，我国企业也积极向抗周期性强的新材料领域转型，技术持续突破。如万华化学突破聚酰胺12（PA12）技术垄断，聚甲基丙烯酸甲酯（PMMA）光学膜市场份额居我国首位，并推动聚氯乙烯（PVC）、聚碳酸酯（PC）等产品进入医疗领域；金发科技则全面布局聚醚醚酮（PEEK）、聚邻苯二甲酰胺（PPA）等高性能工程塑料，改性塑料业务核心客户包括比亚迪等知名车企。

投资模式：并购与合作助推产业升级

领先的化工企业已从单一产品供应商，转向提供定制化解决方案的服务商。围绕客户需求构建的“研发—生产—应用”垂直生态，正成为提升全球竞争力的新范式。在2025国际橡塑展上，巴斯夫诠释了“共创共赢”的可持续发展理念，推出多个合作产品，如携手中国世喜，共同定义“绿色喂养”未来；与现代起亚合作，推出概念车 EV3 Study Car；与威尔低碳科技合作，开发先进商用车塑料气罐等。万华化学同样将客户协同作为研发的关键驱动力，在光伏、电子、医疗等领域与头部用户共建合作机制。如与光伏胶膜龙头福斯特设立合资公司，推进POE产品应用，并提前卡位市场，展现出从技术到市场的全链条整合能力。

2024年是我国资本市场的政策“大年”，推动化工企业并购交易活跃，交易金额比2023年增长了20%。我国化工企业分别通过战略性重组与细分领域整合，强化产业链协同，如昊华科技收购了中化蓝天、盐湖股份，联手中国五矿整合钾资源等。

投资建议：提升创新与协同能力

我国化工新材料产业也面临国际竞争力不足、结构性矛盾突出等多重挑战。与国际领先企业相比，我国高端产品如半导体光刻胶、医用高分子等关键材料，仍高度依赖进口，基础产品却产能过剩、同质化严重，企业普遍规模较小、创新投入分散。虽然前景广阔，但全球化工新材料产业仍面临高端领域技术壁垒高、产业链协同挑战和创新周期长等共性难题。未来，国家的产业政策支持、企业的跨国战略合作与持续的技术创新，将是决定各国在全球化工新材料格局中地位的关键。

为提升全球竞争力，首先，我国化工企业应聚焦国家战略需求，精准布局新兴产业及未来产业所需的电子化学品、高性能纤维、医药中间体等核心材料。

其次，在发展路径上应结合自身业务需求，通过股权融合、战略合作、收并购等资本运作手段，积极推动跨领域、跨行业、跨企业、跨所有制的专业化整合，通过集中资源实现技术快速突破，提升产业集中度与规模效应，从而增强产业链控制力。

再次，参考借鉴巴斯夫、万华等企业与下游客户深度协同的实践，从单一产品供应商转型为提供系统解决方案的服务商，以客户需求为导向提供全方位的个性化定制服务以及解决方案，洞察并满足其个性化需求。同时，可通过资本合作（如参股、合资）深度绑定终端用户，积极拓展医疗健康、电子信息等高端领域业务，实现全产业链协同创新。

最后，针对化工新材料特点设立专业化运营实体，构建从立项、研发到销售的全新管理模式与考核机制，为创新成果的孵化与商业化应用提供坚实的制度保障，最终实现全产业链的协同发展与竞争力提升。

原载
2025年10月10日《中国石化报》第6版

责任编辑
潘　欣

全球可再生能源装机容量未来5年将翻番

程钰丹（中国石化石油化工科学研究院）

10月7日，国际能源署（IEA）发布《2025年可再生能源报告》。报告指出，在太阳能光伏的强劲驱动下，全球可再生能源装机容量将迎来前所未有的增长浪潮，预计未来5年将达到之前5年增量的2倍。然而，可再生能源领域仍面临电网消纳能力不足、供应链脆弱性以及项目融资困难等严峻挑战。

太阳能光伏驱动全球可再生能源增长

报告预测，2025~2030年期间，全球可再生能源装机容量将增长约4600吉瓦，大致相当于中国、欧盟和日本当前装机容量的总和，相比过去5年实现翻番。太阳能光伏占全球增量的近80%，其次是风能、水电、生物能源和地热能。超过80%的国家可再生能源装机增速将快于过去五年。

在成本持续下降、审批流程提速及社会广泛认同的推动下，太阳能光伏装机预计在未来5年内增长超1倍，持续主导可再生能源扩张。风能发电虽面临供应链瓶颈、成本压力及审批迟缓等制约，但由于中国、欧盟等主要经济体的积极应对，预计到2030年，全球风电装机仍将翻番，突破2000吉瓦。

报告预测，到2030年，全球可再生能源发电装机容量将达到2022年水平的2.6倍。然而，这一增速尚不足以实现第28届联合国气候变化大会（COP28）设定的“2030年可再生能源装机增至3倍”的目标。报告分析指出，若各国能最大限度减少政策不确定性、加快项目审批、加强电网投资并优化系统灵活性，在加速情景下，装机容量有望提升至2022年的2.8倍，从而接近全球承诺。

值得注意的是，与2024年度预测相比，国际能源署本次对2025~2030年全球可再生能源增长的预期下调了5%，主要受美国与中国政策变动影响。美国因税收抵免政策提前退出、进口限制加码及海上风电租赁暂停等因素，预期增长下调近50%。中国从固定电价转向拍卖电价的政策转变，正在影响项目经济性并降低增长预期。尽管如此，中国仍将贡献全球近60%的新增装机，并有望提前5年实现2030年风、光发展目标。

与之相对的是，印度、欧盟及多数新兴与发展中经济体的可再生能源前景更为乐观。印度凭借招标规模扩大、屋顶太阳能支持政策及水电审批加速，正朝着2030年目标稳步迈进，预计将成为全球第二大增长市场。欧盟则受益于企业购电协议（PPA）市场活跃，推动公用事业规模光伏装机超预期增长。中东、北非及东南亚地区也因目标上调与招标频繁，增长预期显著上调。

制造业承压与需求强劲并存，海上风电预期下调

尽管装机规模激增，全球太阳能光伏与风机制造商却普遍陷入财务困境。自2023年以来，光伏组件价格因供应过剩与激烈竞争暴跌超60%，主要厂商利润率骤降至-10%，累计亏损近50亿美元。中国以外地区的风机制造商同样处境艰难，2024年亏损达12亿美元。

然而，可再生能源开发商与采购方需求持续旺盛。报告显示，约20%的大型开发商已上调2030年装机目标，其余多数维持原计划。企业购电协议、公用事业合约与商业化电站成为关键驱动力，贡献全球装机扩张量的30%，是去年预测的2倍。

海上风电领域面临的挑战尤为突出，未来五年增长预期下调超25%，主要原因是美国政策转向，以及欧洲、日本和印度因成本攀升与供应链问题导致的项目取消或延期。

可再生能源行业面临供应链依赖和整合挑战

报告强调，太阳能光伏供应链及风电稀土材料的高度集中化构成显著风险。尽管中国以外地区光伏制造产能正在扩张，但到2030年，全球关键生产环节的供应链集中度仍将超过90%。在风电领域，中国掌控全球60%的稀土开采与90%的精炼产能，同时供应约90%的风电稀土磁铁。

随着风、光发电占比快速提升，电力系统整合压力日益凸显。到2030年，可变可再生能源在全球电力供应中的份额预计将翻倍，达到近30%。中国、德国、巴西等国弃电率持续上升，多国负电价现象频发，暴露出电力系统灵活性不足与时段性供需失衡。为保障高比例可再生能源并网，亟须加快发展电气化、需求侧响应、储能技术及可调度电源。报告指出，已有超过10个国家推出保障性容量拍卖机制，以提升系统调节能力。

可再生能源的应用已使得许多国家降低了燃料进口需求，有效提升了能源多元化和安全性。自2010年以来，全球新增约2500吉瓦非水可再生能源装机，其中约80%建于依赖化石燃料进口的国家。这些可再生能源显著降低了燃料进口需求，使2023年全球煤炭和天然气进口总量减

少45%，累计节省煤炭7亿吨、天然气4000亿立方米，减少支出约1.3万亿美元。

交通与供热领域可再生能源渗透缓慢

在交通领域，可再生能源消费占比预计从当前的4%微升至2030年的6%。其中，近一半增长来自电动汽车的可再生能源充电，主要市场为中国与欧洲；其余增长部分主要来自液体生物燃料，增长集中在巴西，其次是欧洲、印度尼西亚、印度和加拿大。

在供热领域，可再生能源占比预计从2024年的14%提升至2030年的18%。未来五年，可再生能源供热消费量将增长42%，主要驱动力来自工业与建筑领域电力及生物能源的使用增加。尽管可再生能源在交通与供热领域的应用持续扩展，但其在整体能源需求中的份额增长仍显缓慢，凸显了这些领域脱碳的复杂性与紧迫性。

原载
2025年10月17日《中国石化报》第7版

责任编辑
潘　欣

全球深层地热开发持续“升温”

王婷灏（中国石化新星公司）

随着全球能源转型的加速推进，地热能凭借其储量巨大、稳定可靠、清洁环保等优势，成为各国竞相发展的清洁能源领域。地热资源的开发深度也从浅层逐步向深层拓展。深层地热能通常超过3000米，热能品位高，主要用于发电，被誉为“地热能的未来”。近年来随着新技术的发展，地热产业迎来了前所未有的机遇，向资源品质更优、应用范围更广的深层地热资源领域进军已成为行业发展的必然趋势。

全球地热开发利用向“深”而行

当前全球深层地热开发正处于从“实验性探索”向“规模化应用”转型的关键阶段。欧美等主要国家已制定国家战略，整合科研力量，开展集中攻关。技术革新主要聚焦于增强型地热系统（EGS）优化、超高温钻井工艺与储层改造，以及多场景高效利用等领域。这些技术进步正推动地热发电成本持续下降，为规模化应用奠定基础。

增强型地热系统是欧美地热技术攻关的主要方向。增强型地热系统技术通过人工干预在干热岩中建立裂缝网络，实现热能高效提取。例如，美国能源部支持的地热能前沿瞭望台计划（FORGE）项目，通过水力压裂技术成功在犹他州花岗岩层中构建人工热储，发电效率显著提升。德

国GeoLaB项目开发模块化增强型地热系统，通过分布式光纤监测裂缝动态，循环效率提升至25%。然而，增强型地热系统仍面临高温钻井成本高、长期循环稳定性不足等挑战。

深层地热开发需突破高温（>180摄氏度）、高硬地层钻井、储层改造等技术难题。挪威采用纳米材料涂层钻头和超临界二氧化碳钻井液，提升了钻井效率；冰岛2000年启动的深部钻探工程（IDDP），进行超临界地热资源的钻探并验证其提高地热田发电能力的经济性。此外，在储层改造方面，土耳其采用“暂堵转向压裂”技术，有效扩大了热交换面积，其地热发电装机量在2020年新增168兆瓦，居全球首位。

地热综合利用模式创新显著提高了能源利用效率。地热梯级利用方面，土耳其将地热发电尾水用于区域供暖和温室种植，能源综合利用率达85%；冰岛将地热发电尾水用于区域供暖和温泉康养，显著提高了能源的经济价值。多能互补方面，新西兰将地热能与光伏、氢能耦合，构建零碳工业园区；冰岛率先采用了碳捕集与矿化技术，实现了高效碳封存，每年固碳约5000吨。

中国石化深层地热勘探获突破

中国石化作为国内地热领域领军企业，依托国家重大科研项目，在深层地热勘探、高温钻井技术及综合利用模式上取得突破，为全球深层地热开发提供了中国方案。

依托国家重点研发计划项目，实现深层地热勘探突破。中国石化首次在华南地区验证了深层地热资源富集机理，建立了基于多尺度地质建模和数值模拟技术的深层地热资源评价方法、多属性决策目标优选方法。

探索高温钻井技术，成功实施亚洲最深干热岩科学探井项目。为攻克超5000米深井面临的高温和高硬地层技术难题，研发了抗高温井筒工

作液、混合布齿钻头以及轴扭耦合冲击破岩工艺等，成功钻探了亚洲最深地热科学探井——福深热1井，井深5200米，钻获超过188摄氏度的高温地热资源。

研发深层热储改造技术，完成干热岩井先导性改造。研究了复杂缝网扩展的影响因素，探索提出了基于温差效应和疲劳损伤效应的干热岩热储改造工艺方法。

我国企业应加大深层地热开发力度

国际能源署报告指出，中国拥有全球第二大增强型地热系统技术潜力，技术可开发的地热资源量占全球总量的8%。我国地热产业正处于技术突破的关键阶段，地热企业应通过技术深耕与产业链创新抢占先机，同时注重生态效益与长期回报。未来，地热发电和区域供暖将成为主要增长点。

重点布局深层地热开发关键技术攻关。针对深部热储高精度探测、EGS循环效率、规模化储层改造等方面开展技术攻关，形成适用于我国的深层地热勘探开发技术体系。

不断探索产业链创新研发实现核心装备国产化。现有高温钻井装备依赖进口，可设立专项资金研发耐300摄氏度井下工具、高温测井仪、耐蚀合金等“卡脖子”材料，支撑产业自主发展。

产业协同与国际合作加速行业规模化发展。产学研融合，企业、高校及科研院所联合攻关地热勘探、高温钻井、储层监测等共性技术。加强与“一带一路”沿线国家合作，为印尼、肯尼亚等国家提供“勘探—开发—运维”一体化解决方案，获取海外地热资源开发权益。提供技术标准，主导制定《干热岩资源评价国际标准》《EGS电站设计规范》，提升国际话语权。

深层地热开发既是能源革命的“关键一跃”，也是实现“双碳”目标的战略抓手。未来我国需以关键技术自主化为核心，以政策市场双轮驱动为支撑，以全球合作为拓展方向，推动地热从辅助能源升级为主力清洁能源。随着技术迭代与政策协同，我国有望从“地热大国”迈向“地热强国”，为全球能源低碳转型贡献中国智慧。

原载
2025年2月14日《中国石化报》第7版

责任编辑
王海峰

油气并购市场能否持续热潮涌动？

李　昂（中国石化经济技术研究院）

回望2024年，全球油气并购市场延续2023年末以来的火热态势，并购主要集中在美国页岩油气盆地，在西方石油、切萨皮克能源等国际石油公司的“接力”之下，大额交易此起彼伏，但后期热度略有降温，业内对其未来趋势亦有不同判断。

并购浪潮背后动因

2023年10月，埃克森美孚公司和雪佛龙公司以两笔高达600亿美元的巨额收购引燃并购市场，引领页岩资产交易额由“小而散”向“大而集中”转变，交易标的从资产交易向公司交易转变，开启了本轮北美页岩并购浪潮。而近一年来，西方石油、Diamondback能源、切萨皮克能源和康菲石油等公司接连发生大额交易，交易浪潮仍在持续。这一并购浪潮的兴起和持续，体现了页岩资源整合成为行业发展的必经之路。

北美页岩行业进入整合周期

从产业发展上看，以二叠纪为首的页岩产区逐步成为美国油气生产主阵地。21世纪初以来，美国页岩油气生产逐步常规化、主流化，2023

年美国页岩油、页岩气产量分别增至约4.14亿吨、8357亿立方米，分别占总产量的64%与78%，已经成为美国陆上油气开发的主战场。其中，二叠纪（Permian）盆地“独占鳌头”，日产600余万桶原油，且具有充沛的探明储量，预计未来产量将占美国页岩油产量的一半以上，成为本轮并购浪潮的“发源地”与“必争之地”。

从周期上看，美国页岩业进入成熟阶段，整合时机已到。经过几十年的发展，美国主要页岩产区矿权争夺已基本尘埃落定，低成本钻井地点和位置所剩无几，但行业集中度仍相对较低，盆地内中小型参与者众多，竞争激烈。近几年，随着优质页岩库存逐步消耗，单井生产率提升速度放缓，大规模勘探开发的边际收益逐步递减。行业增量空间收窄的同时，存量区块分散在大量小公司手中，为行业整合提供了足够广大和优质的资产池。在此情况下，行业发展逻辑发生了转变。中小型生产商争夺优质矿权、优选钻井地点、增加钻井钻机数量提升油气产量以实现快速增长的模式不再适用。行业逐渐过渡到大型油气企业主导下，并购油气资产形成优质储量与协同优势，同时通过优化钻井参数、提升压裂效率、构建立体开发模式等技术创新措施获得效益产量的发展逻辑上来，页岩资源整合成为行业发展的必经之路。

从资源上看，页岩资产优势突出，是理想的收购标的。据睿咨得能源测算，在世界范围内所有待采的原油资源中，美国页岩平均盈亏平衡价格低、资源开发周期短，为其带来了投资回收快、内部回报率高、风险敞口小等优势。此外，对美国公司而言，北美页岩地缘政治风险小，单位碳排放强度低，是市场上最具竞争力的资源之一。

收购双方相互成就

对于出售方而言，随着页岩行业步入成熟阶段，优质区块和构造基

本开发完毕，市场竞争越发激烈；叠加近年油价波动与加息推高经营成本等因素影响，一些独立公司因缺乏一体化、规模化优势导致发展受限，普遍面临可持续发展困境与资本市场压力。在中高油价环境下，面对大型企业的收购意向，这些公司更愿意借机出售资产，实现平稳着陆。

对于收购方而言，美国大型公司普遍采取“归核化”发展战略，专注于油气主业，保持较高水平油气业务投资，致力于提高油气业务核心竞争力，以确保投资者回报和业绩持续增长。他们希望锁定更多的油气储量、进一步夯实油气产量基础，具有较高的上游资产收购意愿。此外，当前的收并购交易大多采用股票的方式，一定程度上缓解了收购方的现金压力。

对交易双方而言，本轮收并购活动不仅补强了油气资产，还整合了产业链，融合了技术和管理经验，促进了区域协同和低碳技术应用，降低了综合成本。

页岩行业趋势几何

全球油气并购“升温”现象2023年底已出现，2024年这一趋势得以继续保持。并购交易发生地点主要集中在北美，并继续由页岩油气并购领衔。并购浪潮一定程度上影响了美国的钻探活动，并呈现出地域横向转移和产业链纵向整合的特点。综合判断，虽然本轮并购热潮有所降温，但短期内仍将渐进延续，并助力美国油气产量保持温和增长趋势。

短期内上游钻探活跃度下降

近两年来，美国上游水平井钻机数量延续下降趋势。截至2024年11月初，美国水平油气井共有520个，相比2022年同期的711个下降了约26.9%。

分析并购潮对美国上游钻探带来的影响，一方面，在行业整合中，出售方因资产出售预期而投资意愿低迷，减缓甚至部分关停了勘探开发活动；另一方面，收购方则因预期的资本支出压力同样缺乏投资意愿，而产储量又可从收购方得到补充，短期开展勘探开发的动力弱，这种双向作用导致了美国短期内钻探活动的减少。实际上，近两年巨头公司与大型独立生产商合计钻机数量基本保持在稳定水平，而中小型私营企业钻机数波动明显。

并购浪潮呈现横向转移、纵向延伸趋势

从地域上看，交易重心正从二叠纪盆地向外横向转移。二叠纪资产交易额占比正持续下滑，自2024年5月以来，市场上再也没有出现50亿美元规模以上、专注于二叠纪盆地的公司级收并购交易。与二叠纪盆地剩余的挂售资产相比，巴肯盆地、鹰滩盆地、由提卡盆地等区域由于进入成本低、库存相对充足，展现出了较强的吸引力。

从产业链上看，交易标的或将纵向延伸。2024年3月，继切萨皮克能源宣布重大收购后，殷拓能源也宣布将斥资约55亿美元收购了中游天然气业务运营商Equitrans，这一举措被业界视为并购潮沿产业链“纵向整合”的新动向。在当下，随着优质页岩资产向具有一体化优势的大公司集中，中游运营商或油田服务商的生存空间将受到挤压，或将初步形成出售意愿，以满足潜在收购方延链补链、增强一体化优势的需要。

并购浪潮降温，但短期内仍将渐进延续

经过近一年的市场博弈与消化，优质资产已完成一轮向大公司集中，交易正呈现由公司收购向资产收购转变的趋势。并购浪潮出现降温迹象。

交易的暂缓可能受到了多方因素影响。2024年下半年，中东危机、美国大选、欧佩克+潜在增产等诸多不确定性因素叠加，导致企业投资及中短期计划受扰，可能正在观望以等待局势明朗。

展望未来，并购浪潮仍具备延续的动力。目前交易量反映出并购活动仍保持着一定的活跃度，且市场上仍有相当规模的页岩资产待售，构成了延续浪潮的基础。此外，前期收购完成的大公司也正计划进一步剥离非核心资产，从而推动并购市场的持续发展。

美国油气产量将延续温和增长趋势

随着整合周期的不断延长，美国油气产量增速呈现出减缓的趋势，但2024年三季度，二叠纪等主要盆地钻机数已基本止跌趋稳。可以推断，本轮收并购浪潮对原油产量的影响相对有限。

同时，美国大型油气公司具备推动油气产量增长的积极意愿，例如埃克森美孚和雪佛龙均有明确的中短期增产计划。同时，考虑二叠纪盆地等地的主要从业者降本增效均取得了一定成果，收并购完成后，主要参与方或将在油价偏高的中短期内继续推动优势产区油气产量增长，以增加投资回报。

此外，目前业界已有许多关于特朗普新政府对美国油气行业影响的分析，总体来说，其潜在政策与行动将对美国油气行业构成实质利好，形成增产基础。

综上所述，可以预计中短期内美国油气产量将延续增长趋势，对全球油气市场供给形成稳定支撑。未来地缘政治冲突或趋缓，世界油气供应或转向宽松，油价下行空间或被打开。在此情况下，增量空间大小将主要取决于大公司在油价下行时的战略选择，而具体节奏仍需紧密观察各公司动向。

页岩油气并购浪潮对我国的启示

2023年末以来，全球油气并购浪潮席卷了北美各大页岩油气田，短期内仍将渐进延续。本轮并购趋势的形成，是由油价的宏观走势、行业发展因素以及企业战略选择共同作用的结果，也为我国企业与相关行业发展提供了启示。

灵活的资本运作是国际石油公司实现资产组合优化的重要手段。复盘本轮并购浪潮可以发现，埃克森美孚和雪佛龙在2023年10月精准出击，瞄准了行业内最优质的资产（二叠纪盆地、巴肯盆地和圭亚那深水），引领了行业并购的新趋势，成为行业中“率先分蛋糕”的企业。资本运作一直以来都是国际石油公司“拿手好戏”，比如“石油七姐妹”的并购重组、壳牌收购英国天然气集团的经典案例以及近期的北美页岩油气并购潮。在多年的发展中，国际石油公司一方面通过敏锐的嗅觉与精准的估值抢占优质资产，一方面持续评估并剥离非核心资产，保持住了自己资产组合的竞争力。虽本轮资产交易聚焦于北美页岩，我国企业涉足空间较小，但其资本运作灵敏的嗅觉与灵活的手段值得我国企业深入学习借鉴。

坚持一体化优势是国际石油公司实现长远发展的关键因素。先锋公司、赫斯公司等资产出售方，虽持有优质油气资产，在油价高位时仍与大公司达成了交易。一定程度上体现了世界能源转型演进下，纯上游企业因缺乏一体化、规模化优势导致发展受限，对发展前景不乐观并产生风险焦虑。以此为鉴，我国能源化工企业应加强一体化建设，稳步推进企业转型与能源多元化发展，提升公司抗风险、跨周期能力，实现可持续高质量发展。

科技创新是国际石油公司实现高质量发展的动力源。回顾本世纪北美页岩产业迅猛发展的历程可以发现，科技创新时刻处于主导地位。“水

平井+压裂”技术的出现促成了北美页岩的大规模商业化开发。2014年国际油价暴跌迫使各公司增强技术迭代创新与运营管理，依靠立体开发等技术进一步降低开发成本。我国页岩油气盆地较美国情况复杂，但发展潜力巨大，我国企业在借鉴美国经验的同时，也应通过不断的技术创新与迭代，推动页岩油气立体开发、效益投产，培育壮大新质生产力，携手走出一条适合自身发展的“中国道路”。

百年未有之大变局加速演进，全球油气行业格局也正不断重塑。在此背景下，北美页岩并购活动可能成为一定程度上的“先行指标”，折射出大型油气公司战略选择的新动向，为我国能源公司推动页岩油气高质量发展提供借鉴。

原载
2025年1月10日《中国石化报》第7版

责任编辑
王海峰

AI时代，能源行业发展机遇与挑战并存

侯明扬（中国石化石油勘探开发研究院）

3月中旬在美国休斯敦举行的第43届剑桥能源周会议上，人工智能（AI）再度成为焦点议题。与会人士认为，人工智能兴起带动数据中心建设等因素，将推动全球能源需求持续增长。与此同时，人工智能在能源领域的应用与扩展也对该行业产生了重要影响，AI时代，能源行业发展机遇与挑战并存。

AI的尽头是算力，算力的尽头是能源：AI时代能源需求将显著增长

从能源自身的角度看，AI技术的突飞猛进推动了能源消费的大幅增长。AI技术的本质是将电力转化成算力，而现阶段生成式AI模型训练与推理需要消耗巨额电力。譬如，以GPT-4为代表的万亿参数模型，单次训练耗能相当于3000户家庭年用电量；而根据美国互联网科技公司Meta披露的数据，如果其最新一代开源大模型Llama 2每日处理10亿次用户请求，仅推理阶段年耗电量就将超过5万兆瓦时，约等于一座5万人口小城市的年耗电量。

进入2025年后，Grok 3和GPT-4.5、GPT-5等新一代AI模型层出不穷，AI技术的发展速度已超出所有人预期。在此背景下，虽然各权威机构的预测数据有所差异，但普遍认为，AI时代能源需求将呈现显著

增长态势。其中，彭博新能源财经（BNEF）2024年报告指出，AI算力的需求每2.5年将出现翻番增长，导致世界电力需求增速远超预期，预计2030年全球仅AI数据中心的电力需求就将达到500~800太瓦时，相当于德国一年的用电量；麦肯锡全球研究院预测，2030年，全球AI数据中心电力需求可能达到1000~1500太瓦时；能源咨询公司伍德麦肯兹表示，AI技术发展将导致美国能源需求持续上升，到2030年，美国数据中心的电力消耗可能翻倍增长，在风能、太阳能等新能源短期内难以实现对化石能源有效替代的背景下，发电需求将推动2040年美国天然气总需求在2023年8865亿立方米的基础上再增加3000亿立方米。

从能源基础设施的角度看，AI技术发展对能源的依赖将推动能源基础设施建设呈现新趋势。一方面，部分电网和天然气管网等能源基础设施建设将持续强化。其中，电网连接需求激增，需要大量投资来强化电网设施，且运营商将不得不面对管理更高流量、可变供应和不断增长的电网系统带来的严峻挑战。此外，燃气电厂规模扩大带来的天然气需求增长，也迫使部分国家和地区持续强化天然气管网基础设施建设。譬如，弗吉尼亚州是美国数据中心建设最集中的地区，殷拓能源公司等天然气生产商计划提升美国山谷管道输送能力至25亿立方英尺/日，将更多天然气输往该地区，以满足发电需求。

另一方面，部分能源基础设施建设或将呈现“分布式”和“离网”等特点。首先，DeepSeek改变了传统AI“规模至上”的发展逻辑，其轻量化模型与开源策略降低了AI应用门槛，促进中端算力设施和分布式数据中心的普及，并推动算力生态从“超大规模中心垄断”转向“分布式蜂群网络”。其次，由于小型模块化反应堆（SMR）和新一代地热等新能源技术预计2030年后逐步成熟，部分大型科技公司已与地热能和核能项目签署新的电力购买协议，探索在“离网”发电设施上开发数据中心。

好风凭借力，送我上青云：AI技术为能源行业高效赋能

在风电和光伏发电领域，AI技术通过提高发电效率、预测设备故障、提升运维能力等显著增加了清洁能源的可靠性和经济性。例如，谷歌旗下DeepMind与风电企业合作，通过系统整合风速、风向、地形等气象数据与历史发电数据，利用机器学习提前36小时预测风电量、优化电网调度，使单个风电项目价值提升20%以上。再如，特斯拉旗下SolarCity通过机器学习模型分析当地云层覆盖、光照强度、温度等气象数据，预测用户家用光伏电池板未来24小时的发电量，并结合用户历史用电数据，预测家庭负载需求，帮助用户提前规划电动汽车充电等高耗电设备使用时段，最终实现家庭发电“发—储—用—售”的全链条优化。

在油气勘探开发领域，AI技术通过数据集成分析、智能决策优化和自动化控制，显著提升了油气资源发现效率、降低了开发成本，并提高了作业安全性，在地震解释、油气藏预测、钻完井优化、压裂方案设计、油井实时监测与预测性维护、数字孪生与虚拟油田、HSE保障等方面均能发挥重要作用。

以钻完井优化为例，油服公司斯伦贝谢利用自主研发的AI钻井系统，在二叠纪盆地实现了“自动驾驶钻井”，使钻井效率提高25%、单井成本下降18%；沙特阿美则在贾富拉页岩气开发项目中利用AI技术辅助超过3公里的长水平段钻井的精准导向和压裂优化，使单井产量提高30%以上。在我国，针对鄂尔多斯盆地致密气藏非均质性强、传统钻井储层钻遇率相对较低的问题，中国石油联合华为开发“智能钻井系统”，利用深度学习算法实时识别岩性，在将储层钻遇率提升至85%、单井产量增加30%的同时，使钻井周期缩短15%，并大幅降低了钻井成本。

在电网运营领域，AI技术已逐步渗透到电网“发—输—变—配—用”各个环节，通过实时数据分析、智能预测和自动化控制等手段重塑电网

运营模式，不断提升电力系统的稳定性、效率和可再生能源消纳能力，未来也将推动电网运营从“自动化”向“自主化”跨越，为构建新型电力系统提供高效支撑。

以我国宁夏地区部分光伏发电消纳为例，一方面结合风云气象卫星、地面辐照仪数据，利用“LSTM（长短期记忆网络模型）+注意力机制”模型，将光功率预测精度由85%提升至95%，同时通过AI技术动态优化燃煤机组调峰深度，大幅减少弃光现象；另一方面，在“宁电入湘”特高压通道中，使用AI技术预测湖南负荷需求，并结合区块链智能合约自动匹配宁夏光伏出力曲线（光伏电池的输出功率随着光照强度变化的曲线），2024年跨省区交易量提升了40%以上。

加快发展新质生产力：我国石油企业如何拥抱“AI时代”

首先，要加快掌握关键核心技术，夯实油气勘探开发数智化发展基础。紧扣现阶段油气勘探开发存在的痛点，以“数据—算法—工具—系统”的垂直整合实现AI技术在油气上游领域的穿透。一是进一步强化数据治理，以统一标准整合地震、测井、钻井等上游数据，正确处理数据数量和质量的关系，深入研究高质量数据集标准体系与建设路径，打造更高质量的油气上游数据集。二是进一步优化算法，针对地震解释、储层预测、井位优化、智能钻井、压裂优化、生产调控等不同勘探开发场景研发AI模型，如将地质力学方程嵌入神经网络、提升复杂储层预测精度，以深度Q网络（DQN）动态调整钻压、转速来避开断层等。三是构建自主可控的工具生态，以“软件定义工具、硬件承载智能”为原则，软件聚焦勘探开发核心场景，硬件突破“卡脖子”技术，实现数智工具国产化。四是构建综合性应用平台，打通地质勘探、钻井、压裂、生产等环节的数据流与决策流，实现勘探开发全链条数智化闭环管理，推动

油气勘探开发技术从“单点智能”向“系统智能”的跨越。

其次，要聚焦油气勘探开发主责主业，打造能推广、可迭代的应用场景。坚持以场景建设为牵引，通过“需求识别—技术匹配—场景验证—规模推广”的闭环路径，突出创新链、产业链之间的数智赋能作用，持续推动油气勘探开发主业向数智化、低碳化方向升级跃迁，加速形成新质生产力，最终实现AI技术在油气上游实现从“技术可用”到“业务好用”的价值转化。与此同时，要加快成熟场景普及推广和迭代升级，深入开展油气勘探开发领域原创性、颠覆性、引领性创新成果研究，大力推进语言、视觉、多模态、科学计算等大模型技术在油气勘探开发领域更多场景的应用，力争形成一批示范带动性强的数智化创新项目。

最后，要加强人才队伍建设，提升油气上游领域全员数智素养与技能。一是坚持培养和引进相结合，着力培育一批精通AI理论、技术与油气勘探开发应用的复合型高端人才，打造高水平创新团队，提高油气上游数智化持续创新能力。二是健全AI技术在油气勘探开发应用过程中的“揭榜挂帅”“赛马制”等项目管理机制，支持和鼓励优秀人才挑大梁、担重任，最大程度激发人才创新创业活力，全面提升数智化人才储备质量。三是加大全员普及力度，把握AI技术和产业发展的规律和趋势，推动上游员工拓展数智化发展的思维和意识，做好数智化战略部署的执行者。

原载
2025年4月18日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇

海湾国家减少对石油依赖的经济发展战略成效渐显

卢雪梅（中国石化石油勘探开发研究院）

海湾国家的资源禀赋决定了其对石油经济的严重依赖。但近年来，随着全球能源结构加速调整，新能源、数字经济与高附加值产业不断崛起，海湾国家进行经济转型的战略步伐加快。特别是面对美国实现能源独立叠加全球性关税政策改变游戏规则，海湾国家意欲在减少对石油依赖的同时，发展可再生能源、旅游、金融服务和数字创新等新产业，重塑其经济韧性。一些海湾国家制定了长期经济恢复路线，启动大规模基础设施项目，实施吸引外国投资的一系列改革措施，截至目前，运作顺利并取得一定成效。

海湾阿拉伯国家合作委员会（以下简称“海合会”）成员国面对美国的关税政策，一方面表示要与美国深化经济联系，另一方面扩大各自人工智能和数据基础设施的规模，加大在非油领域的投入，彰显了其各自保持石油业务的同时，在建立多元化、稳定及与气候相适应的经济方面所做的努力。同时，“欧佩克+”石油减产力度逐步减弱也在取得成效，使这些资源国的经济拥有了再次蓬勃发展的底气。

沙特力推经济多样化

沙特非常重视经济的多样化，提出到2030年实现可再生能源占其

总能源产能的50%，到2060年实现温室气体净零排放。计划投入超过7000亿里亚尔（约合1.3万亿元人民币）发展绿色经济，其中的代表项目是位于红海海岸的红海新城，该城被称为“新一代城市”，将以“光伏+储能”的方式，实现零垃圾填埋、零废弃物排海、零一次性塑料制品及100%碳中和。

在矿产上，除油气产业外，沙特开始聚焦金属和非金属矿产的勘探开发，并通过新采矿法，扶持地质勘测和勘探。截至2021年，沙特已有近2000家矿业公司，其中获相应勘探开采许可的公司有近700家。

沙特在数字经济上也开始大规模布局，除了官宣总价值近40亿里亚尔（约合76亿元人民币）的数字经济发展计划，还批准成立了数字银行，投资元宇宙、区块链等技术。

在吸引外资方面，沙特政府积极改善营商环境，完善法律框架，将零售和批发行业完全对外开放，同时启动大型私有化计划，放宽资本市场对外国投资者的监管。沙特国家统计局的数据显示，2024年沙特非油出口收入高达5150亿里亚尔（约合9780亿元人民币），比上年增长13%，为历史新高。

根据世界银行预测，沙特的经济2025年预计实现2.8%的增长，2026~2027年实现4.6%的强劲增长。随着“欧佩克+”减产的逐步淡出，沙特油气收入预计促其GDP在2026年和2027年分别实现6.7%和6.1%的增长。与此同时，沙特继续实行经济多样化计划，即2030年经济多元化愿景，其非石油GDP预计在2025~2027年继续以3.6%的幅度稳定增长。

阿联酋非油经济增速惊人

阿联酋油气资源丰富，但也常被诟病经济结构单一。为避免陷入

“资源诅咒”困境，实现经济的可持续发展，阿联酋也是海合会成员中积极推动智能、包容和可持续发展经济转型的国家之一，意图通过创新生态来转变和加速经济增长。在具体举措上，阿联酋近年来执行了推动经济多元化的战略框架，大力促进工业、金融和旅游业发展，以全新面貌迎接挑战。2021年，阿联酋正式推出“2050年净零碳排放战略倡议”，计划到2050年实现温室气体净零排放，成为中东产油国中首个提出净零碳排放战略的国家。阿联酋还大力发展太阳能、氢能等新能源，在阿布扎比艾尔达芙拉地区打造世界上最大的太阳能发电厂，还计划投资6000亿迪拉姆（约合1.16万亿元人民币）用于清洁能源项目。

阿联酋官方数据显示，其2023年非油经济增长速度惊人，增幅达9.1%，在建筑、金融和保险及运输和仓储等领域都取得了进步，非油经济对其GDP的贡献率大于53%。在全球前十大主权财富基金中，阿联酋的阿布扎比投资局位居其中。2023年，阿联酋吸引了上千个绿地投资项目，比上年增长36%，仅落后于美国。

阿联酋整体营商环境好于其他中东经济体。截至2024年底，阿联酋共有46个自由贸易区实行税收优惠、外商持股比例政策。大量移民因此涌入阿联酋，提供了充足的劳动力。目前，外来移民占阿联酋总人口的比重高达90%。

阿联酋颁布了全球首部《数字资产法》，旨在为数字资产的投资者和用户提供法律保障，还重视电竞产业，与沙特同处中东地区游戏行业的前沿。2023年末，迪拜王储哈姆丹启动“迪拜2033年电竞游戏计划”倡议，为电竞行业企业及从业人员提供支持，计划到2033年将这一行业对迪拜GDP的贡献提高到10亿美元，创造3万个就业岗位。

世界银行预计该国2025年经济增长仍保持增势，达到4.6%，2026年和2027年则将稳定在4.9%。阿联酋的非石油部门预计仍是关键的增长动力引擎。

卡塔尔打造液化天然气出口强国

卡塔尔近年来以去碳过渡燃料—天然气的生产为主业，打造液化天然气（LNG）出口强国。其2018年底退出欧佩克组织，谋求一条与其他海合会成员国不同的经济发展道路，深耕天然气赛道，但同时也未放松对能源转型和经济多样化的关注。退出欧佩克后，卡塔尔逐步减少在石油领域的投资，将更多的资金和技术投入到巩固其在LNG全球领导地位的事业之中。

卡塔尔还积极布局新能源和低碳经济，将太阳能发电量提升至其总电力的10%，2025年新增两个太阳能发电站，使太阳能占比升至15%。同时，大力投资绿氢、蓝氢项目，利用丰富的天然气资源，通过先进的技术手段将天然气转化为氢气，实现能源的清洁化生产和利用。这些举措有助于卡塔尔减少对传统能源的依赖，还为其在全球能源转型的浪潮中抢占了先机，构建起更加多元化、可持续的能源体系。

世界银行预计其2025年经济增长比上年下降0.2%，即从2024年的2.6%降至2025年的2.4%；受益于其LNG产能的持续增长，卡塔尔2026~2027年的经济增长幅度将升至6.5%。

目前，卡塔尔在对其北田液化厂进行多阶段扩建，以大幅增加LNG产量，目标是到2030年将产能从目前的7700万吨/年提高到1.42亿吨/年。扩张旨在提供稳定、低成本的LNG，以满足全球需求，其中很大一部分预计运往东亚市场和欧洲。

巴林升级BAPCO的炼油厂

巴林的经济在2023年和2024年遭遇了一定程度的衰退，但世界银行预计其今年的经济增长幅度稳定在3.5%左右。这主要得益于巴林国家石

油公司（BAPCO）的炼油厂升级完成和非油经济增长。BAPCO的炼油厂升级是其现代化计划（BMP）的“重头戏”，旨在通过升级现有的炼油厂，将炼油能力从26.7万桶/日提高42%至38万桶/日。

BMP的关键方面包括提高能源效率，通过将较重的原油成分加工成高价值的馏分来扩大产品种类，以及满足严格的环境标准。该项目包括引进新的高转化率装置，如渣油加氢裂化装置和VGO加氢裂化装置，以及更新现有的基础设施和公用设施。

BMP被认为是巴林最大的能源投资，也是提高其炼油业务竞争力和效率的重要一步。

科威特和阿曼非油部门强劲增长

科威特与巴林一样，2023年和2024年的经济均为负增长，分别是-3.6%和-2.9%，2025年经济增长预计转负为正，增至2.2%，这主要受益于“欧佩克+”产量上限的逐步取消和大型基础设施项目及非油部门增长的推动。2026~2027年，科威特经济增长幅度预计稳定在2.7%左右，其长期经济发展前景与其是否成功实施经济多样化和结构改革之间关系密切。

阿曼2024年的经济增长为1.7%，预计2025年增长3%，2026年增长3.7%，2027年增长4%。受石油产量增长的推动，阿曼2025年石油GDP将增长2.1%，而制造业、建筑业和服务业的强劲增长也将推动非油板块的增长（3.4%）。

原载
2025年第10期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
李诗晓

海湾产油国设立海外原油储备库的深层逻辑分析

马和斌　马晓霖（吉林外国语大学）

据科威特阿拉伯新闻网报道，从4月21日起，科威特石油集团（KPC）计划在韩国蔚山储存为期两年的400万桶原油合作项目正式启动。科威特是继沙特和阿联酋之后，在欧佩克+（OPEC+）减产政策驱使下出现原油生产“盈余”而意欲通过海外储存使原油本土库存压力转化成“战略储备”，以实现长远获取更高利益的第3个海湾国家。这表明，海湾产油国为维护石油市场份额、优化供应链而推行在亚太地区的跨国合作正在逐步落地，通过在主要消费市场建立“常备仓”提升原油供给的安全系数，由此产生多渠道良性增值效应。

构建石油供需平衡与建立海外石油地位

随着国际油价高位震荡，各国都在加强战略石油储备，努力调节市场供应，最大程度预防供应中断，积极参与国际能源合作，维护国家安全。战略石油储备甚至具有充当国家储备资金的独特功能。科威特石油“借仓出海”有助于激活现有消费市场潜力，产油国的“意”和存储地国的“愿”在特定需求环境下达到高度一致，实现原油生产和消费一体化布局。

能源研究机构ATTQA分析，科威特在韩国储存原油之举，是回应市场对原油需求增加和日益变化的地缘政治格局的切实行动，将年度增产原油的“余额”转移至第三国，弥补了原油储备库所在国对石油消费急需存量的缺口，又盘活了原油储备库所在国及其相邻国家的石油消费市场，可谓一举多得。

据悉，2022年至2024年，韩国从科威特进口的原油达到2.862亿桶。今年一季度，科威特成为韩国第二大原油出口国，每天供应达到29600桶，占其石油进口总量的19%。韩国石油公司分析显示，韩国石油需求量的72%主要从包括科威特在内的海湾国家进口。

阿曼新阿拉比亚新闻网称，科威特开启在韩国的原油储备，折射出其对亚洲石油消费市场的认可度比以往任何时候都要高，而其最早依靠欧洲市场储存的原油或将削减不少。经济学家纳哈德·伊斯玛易勒认为，科威特在韩国储存原油，保证了韩国石油需求供给的优先权，并能确定科威特在亚洲国家（如越南、日本等）的石油经济地位基础，减少因地缘政治冲突引发能源短缺、造成经济损失的可能性。经济学家沃达侯·塔哈说，在石油进口国建立战略石油储备库是海湾产油国发展经济的重要战略考量。沙特和阿联酋很早就在日本创建了容量较大的石油储备库。他认为，石油储备库所在国享有至少50%优先使用（购买）储备油的权利。石油生产国、原油储备国，以及与之相邻的国家或都能从原油储备库获取各自所需的利益，推动打造地区能源合作利益共同体。

科威特原油海外仓储或激发更大范围的配套投融资项目

据科威特媒体消息，为实现“科威特2040愿景”，预计到2040年，科威特石油产品拟达到365万桶当量/日。科威特战略石油储备不仅限于销售石油产品，还在于扩大石油石化行业的投资，推动石油石化行业转

型发展，以应对全球气候变化和实现联合国确定的碳中和目标。科威特石油公司承诺，到2050年，将减少二氧化碳排放量约2600万吨。

依照科威特石油战略规划，东亚地区国家将是未来进行石油合作的重要地区之一。石油储存是战略性工程，涉及诸多行业和领域，其中每个环节都需要投入足够的资金才能使之运行。国家投资或融资企业参与战略石油储备库建设，在推动项目顺利建设投产、运营造福的同时，也拓宽了金融投资领域涉足石油行业的远程工程，实现石油工业和金融行业的强强完美组合，达到共建战略项目、共享产出成果的愿望。

据韩国国家石油公司（KNOC）网4月23日消息，该公司总经理金东燮对科威特石油集团在蔚山储备战略石油表达积极关切。他认为，此举是两国能源伙伴关系的转折点，促进了韩国石油工业发展。

科威特原油海外仓储牵引多行业联动参与，实现多领域增值

科威特战略石油库落地韩国蔚山港，将有效带动石油产业链下游相关行业的协同发展。韩国是世界第九大能源消费国，能源消费高度依赖进口，同时是全球前五大能源进口国，在国际能源市场具有十分重要的地位和影响力。据悉，KNOC运营9个储存基地，可储存总计1.46亿桶原油和成品油，包括隧道式地下储罐和世界上最大的石油储存基地。在总储存能力中，1.311亿桶用于原油，0.149亿桶用于成品油。

韩国石油行业分析师提出，将产油国的石油储备存放在韩国，有助于在石油减产时维持较高的售价。韩国蔚山港的物流条件和基础非常良好，石油储备设施可通过管网直接连接主要炼油厂，确保高效供应。

海外石油仓储作为基础性工程，其产业链延伸涉及多个关键环节：包括原油运输物流体系、石油产品保税区运营、原油精细加工产业，以及成品油再出口或本地消费的货物代理服务等。这些衍生行业通过互联

互利的运营模式形成协同效应，不仅实现产业链各节点的价值增值，还带动相关配套产业和细分领域的协同发展。

原载
2025年第8期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
常　冉

中东国家石油公司加速向国际石油公司转变

孔祥宇　褚王涛　万晓玲　董晓芹（中国石化石油勘探开发研究院）

近年来，中东地区以卡塔尔能源公司、阿布扎比国家石油公司和沙特阿美为代表的国家石油公司，通过全球优质油气资产并购和多元化布局，正加速向具有国际资产组合的国际石油公司转变，努力实现业务扩展和可持续发展，并推动绿色转型巩固在全球能源市场上的地位。

卡塔尔能源公司：推进全球油气产业布局

近5年，卡塔尔能源公司利用北方气田的开发权益互换机制，与埃克森美孚、壳牌、道达尔能源和雪佛龙等国际石油公司建立了战略伙伴合作关系，获取了全球的优质油气资产，成为成功的境外战略资产购买者。其布局遍布巴布亚新几内亚、埃及、圭亚那、莫桑比克和美国。

在巴布亚新几内亚，2020年，卡塔尔能源公司收购了埃克森美孚液化天然气（LNG）项目的部分股权；在埃及，2021年，该公司收购了壳牌部分天然气资产；在圭亚那，该公司与雪佛龙在海上天然气开发项目中建立了合作关系；在莫桑比克，该公司与道达尔能源合作参与天然气开发项目；在美国，2023年，该公司进入页岩气市场，在二叠纪盆地投资。此外，2024年，卡塔尔能源公司还分别在纳米比亚、埃及与南非购

买了雪佛龙与埃克森美孚部分区块的股份。

阿布扎比国油：扩大天然气与化工业务规模

阿布扎比国油正谋求扩大除石油外的能源业务规模，重点聚焦天然气贸易和塑料等化学品业务，并希望在能源转型过程中获益。2022年，阿布扎比国油董事会批准了一项5年期1500亿美元的资本支出计划，旨在从传统国家石油公司转变为拥有多元化业务的国际能源公司。

其中，影响最大的举措是创建专注于天然气等低碳能源业务的海外投资公司XRG。2024年，阿布扎比国油还与bp在埃及建立了合作伙伴关系，并购买了葡萄牙能源公司Galp在莫桑比克4号区块的股份，以及美国能源公司NextDecade位于得克萨斯州的Rio Grande LNG出口设施11.7%的股份。

此外，阿布扎比国油还收购了位列全球最大化工公司排行榜第25位的科思创公司，这是其1971年成立以来规模最大的并购交易。2025年3月，阿布扎比国油宣布和奥地利OMV公司联合成立一家专注于聚烯烃产品的石化行业新巨头——博禄国际集团。

沙特阿美：收购多项油气资产

近5年，沙特阿美在全球范围内收购了多项油气资产，以巩固其作为全球最大石油生产商的地位，并提高国际影响力。

2020年，沙特阿美收购了bp在英国北海油田的部分权益，并在2023年继续扩大在欧洲的业务规模，收购了英国和挪威一些中小型能源公司的资产。

2021年，沙特阿美与巴西国家石油公司合作，参与巴西桑托斯盆地

的深水油田开发项目。

2022年，沙特阿美通过美国子公司投资位于美国得克萨斯州和新墨西哥州的页岩气项目，以提高其在美国页岩油市场的影响力。

近期，沙特阿美提出成为全球领先LNG企业的战略，并收购美国LNG公司MidOcean的少量股权。进入全球LNG市场后，沙特阿美又将在MidOcean的股权扩大至49%，并收购了美国Hunter Oil公司秘鲁LNG项目15%的股份。

全球能源化工行业市场信息服务商安迅思日前报道，沙特阿美与马来西亚乐天化学泰坦公司（LCT）签署了一份为期3年的石脑油销售合同。沙特阿美新加坡分公司每年将向LCT供应30万~40万吨石脑油，合同有效期为2025年7月~2028年6月。

国家石油公司通过全球战略资产布局实现业务扩张和可持续发展，并向国际石油公司转变，全球优质能源资产的竞购将更激烈。国际化布局、跨领域经营与全产业链创效等，成为国家石油公司向国际石油公司转变过程中的一致选择。

原载
2025年6月13日《中国石化报》第6版

责任编辑
王钰杰

非洲油气市场格局重塑：本土企业与新兴资本崛起

赵　华（胜利油田）

非洲油气行业近期正经历结构性变革。随着壳牌、道达尔能源等国际油气巨头缩减在安哥拉、尼日利亚的成熟资产投资规模，非洲本土油气企业与新兴国际资本加速进场。比如，尼日利亚Seplat能源公司接手了陆上业务；尼日利亚复兴非洲能源公司宣布，未来5年将投资150亿美元。与此同时，非洲国家还优化了监管框架，为新一轮产量增长周期奠定了基础。

国际巨头退出催生资产转移潮

非洲油气资产整合潮主要集中在安哥拉与尼日利亚。在安哥拉，bp与埃尼公司合并部分资产，并成立阿祖莱能源公司。该公司加大投资力度，针对老旧油田进行系统性改造，引入先进的采油技术和设备，成功遏制了产量下滑的趋势，使多个面临减产的油田焕发生机。同时，安哥拉本土企业凭借对市场的了解和灵活的运营策略，陆续获得此前由国际公司持有的区块权益。这些区块曾因开发成本过高而被搁置，本土企业通过优化管理和技术创新，使它们具备了开发价值。尼日利亚的市场变动更明显，壳牌、埃尼公司、道达尔能源已完全退出陆上业务，将持有的大量区块和相关设施转让给当地企业；Equinor（挪威国家石油公司）

也剥离了海上资产，专注于其他地区的油气业务。

国际巨头的退出并非偶然，一方面，成熟资产的开发成本逐渐上升，部分油田进入开发中后期维护费用增加，利润空间被压缩；另一方面，非洲国家的相关政策更倾向于扶持本土企业发展，在税收、环保等方面的要求日益严格，使得国际巨头在当地的运营面临更多挑战，他们只能选择战略收缩，并将资源集中到更具优势的地区。而本土企业和新兴国际资本则看中了这些资产的潜在价值和非洲油气市场的发展前景，积极承接，推动了资产转移潮的形成。

在安哥拉资产转移过程中，除了大型区块的交易，中小型区块的流转也十分活跃。Afentra公司2024年先后获得3个中小型区块的权益，通过精细化开发使它们的产量稳步提升。Tende能源公司则专注于边际油田的开发，利用低成本技术实现了盈利，为行业提供了新发展模式。尼日利亚的资产转移覆盖范围更广，不仅包括油气区块，而且涉及相关的输油管道、存储设施等配套资产，形成了完整的资产转移链条，为本土企业的整合发展提供了便利。

本土企业崛起重塑生产格局

资产重组推动了非洲本土油气运营商的角色转变。Seplat能源公司通过收购壳牌的陆上资产，运营产能提升至每日15万桶。为提升运营效率，Seplat能源公司还建立了完善的生产管理体系，对油田生产数据进行实时监控，及时调整开采方案，使得采收率比收购前提升了5个百分点。同时，该公司还注重人才培养，组建了以本土技术人员为主的团队，减少了对国际专家的依赖。此外，复兴非洲能源公司获得深水区块OML145的作业权，成为首个运营百万吨级海上油田的本土企业。该区块水深超过1000米，开发难度大，复兴非洲能源公司与新加坡海洋工程

公司合作，定制了适合该区块的钻井平台，并引入水下生产系统等先进技术，使得油田投产时间比计划提前3个月。投产后，该区块日产量稳定在8万桶，实现了预期目标。

在接手埃尼公司转让的区块权益后，安哥拉埃图能源公司迅速启动了加密钻井计划。重新分析和评估区块的地质结构，精准确定钻井位置，增加钻井密度，使得区块产量回升。该公司还修复和升级了原有输油管道，减少了原油输送过程中的损耗，进一步提升了区块的经济效益。

这些本土企业普遍采取差异化开发策略，即聚焦老油田潜力再评估，通过部署低成本钻井与技术优化提升采收率。尼日利亚国家石油公司的报告指出，本土企业运营的陆上油田维护效率有所提升，得益于他们更贴近油田现场的地理优势，能及时发现和解决问题；同时，本土企业通过积极开展社区合作项目（如修建学校、医院、改善道路等方式），实现了企业与社区的共赢，为产量复苏创造了良好的基础条件。

在安哥拉，阿祖莱能源公司除了提升现有油田产量，还积极开展勘探工作，在原有区块附近发现3个新的含油构造，为未来产量增长储备了资源。该公司还与当地科研机构合作，开展油田开发技术研究，降低了对国际技术的依赖。尼日利亚ChappalEnergies公司在收购道达尔能源的陆上资产后，引入模块化开采设备，使原本难以开采的边际油田得到开发，新增日产量两万桶。

新兴资本加速市场多元化

除传统油气企业外，新兴资本也深度参与了非洲的油气开发活动。

阿布扎比国家石油公司通过合资方式进入了埃及市场，合资企业在埃及沙漠地区进行勘探，已发现3个商业油气田，估计总储量超过5亿桶。合资企业还采用先进的三维地震勘探技术，提高了勘探成功率，降

低了勘探成本。

马来西亚国家石油公司入股安哥拉Kaminho深水项目，该项目由安哥拉国家石油公司主导，马来西亚国油持有部分股份，投产后，预计日产量将达到15万桶。

巴西国家石油公司获得南非勘探区块权益后，组织了专家团队对目标区块进行了全面的勘探评估。该公司使用先进的地震数据处理技术，对区块的油气资源潜力进行分析，认为该区块有良好的勘探前景，计划未来两年内开展钻井作业。

此外，大宗商品贸易商也首次涉足非洲油气上游领域，维多集团2025年收购了科特迪瓦CI-101区块（储量约两亿桶），计划投资5亿美元进行开发。维多集团利用其全球贸易网络，与炼厂签订了长期供应协议，确保原油销售渠道稳定。同时，该公司还建立了灵活的定价机制，根据国际油价波动情况及时调整售价，提高了项目的抗风险能力。

部分专业投资机构也进入了非洲油气市场。非洲金融共同体货币区开发银行设立了50亿美元的能源基金，支持中小型油气项目融资。截至6月，该基金已向12个中小型项目提供了融资支持，总额达到15亿美元。这些项目主要分布在加纳、肯尼亚等国家，涉及油田开发、天然气处理等领域，带动了当地油气行业的发展。

多元资本的注入改变了非洲油气开发长期依赖欧美巨头的资本结构，在2024年新签项目中非传统资本占比已达34%。这种多元化的资本结构不仅为非洲油气行业带来了资金，而且促进了技术交流和管理经验的分享，推动了行业的整体发展。

监管优化奠定持续发展基础

目前，非洲主要产油国正通过制度创新吸引长期投资。尼日利亚

实施了新版《石油工业法案》，针对深水项目将矿区使用费从10%降至7.5%，勘探许可证期限从20年延长至30年。《石油工业法案》还明确了油气资源的所有权归属，规范了政府与企业的权利义务关系，减少了政策不确定性，实施后，已有5家国际企业提交了深水项目投资申请，预计超过100亿美元。

安哥拉则推出区块招标快速通道，简化审批流程、明确审批标准。为提高效率，安哥拉石油部还建立了在线审批平台，企业可通过平台提交申请材料，相关部门在线审核，减少了纸质材料的流转时间。2024年，安哥拉第55轮区块招标吸引了28家企业投标，创十年来新高，其中包括6家中国企业和8家非洲本土企业。

莫桑比克建立了液化天然气（LNG）项目特别税收抵免机制，对投资超过5亿美元的企业给予10年所得税减免。该机制还允许企业将勘探费用在税前扣除，降低了企业的初期投资成本。截至目前，已有3个LNG项目享受了该政策，总投资超过200亿美元，这些项目投产后，莫桑比克LNG年出口量将达到1500万吨。

目前，这些非洲国家的改革已产生实质效应：尼日利亚国家石油公司表示，新法案实施后陆上勘探钻井申请量增加了47%，其中大部分来自本土企业；安哥拉的区块开发项目数量明显增加，2024年新启动项目10个，较2023年增长25%，油气产量逐步回升，2025年上半年日产量同比增长了8%。

监管框架持续完善为非洲油气产量增长提供了制度保障。安哥拉建立了油气行业数据共享平台，企业可通过该平台获取地质、生产等数据，提高了行业透明度。尼日利亚则强化了对油气行业的监管执法，打击非法开采和偷运原油等行为，维护了市场秩序。随着各项政策的不断落实和优化，非洲油气行业的发展环境将更好，未来有望迎来新的增长高峰，为非洲经济发展注入强大动力。到2030年，预计非洲原油日产量将较目

前增长15%，天然气产量将增长30%，成为全球油气市场的重要增长极。

原载
2025年8月29日《中国石化报》第7版

责任编辑
范乐宁

黑海深水或成全球天然气版图新竞争者

赵　华（胜利油田）

地处西亚和东南欧之间的黑海盆地，油气大多位于深水，相较于北美、圭亚那、东地中海和非洲等全球类似的深水盆地而言，黑海勘探开发程度不高。但近5年来，这片曾被视为地质盲区的海域，凭借储量潜力、开发效率及低碳优势，已成为全球勘探增长最快、勘探优势较大的天然气重点盆地之一。

根据能源咨询公司伍德麦肯兹最新研究，2025年黑海深水天然气产量已达每日2.8亿立方英尺，较2023年增长40%，预计2027年将突破4亿立方英尺，相当于欧洲当前日消费量的12%。欧洲未来十年计划启动的十大天然气田中，有四个位于此区域，其战略意义可见一斑。

从地质盲区到天然气枢纽

黑海深水及超深水区域的天然气开发突破，使其成为欧洲近十年来最重要的上游投资转移目的地。伍德麦肯兹数据显示，黑海94%的深水区块由各国家石油公司主导。

土耳其国有石油公司运营的萨卡里亚项目是该区域的标杆工程。这个储量达12万亿立方英尺的巨型气田于2023年实现首次产气，2025年完成第一阶段开发。项目采用浮式生产储卸装置（FPSO），设计产能为

每日1.2亿立方英尺，2025年实际产量已达每日9000万立方英尺。目前正进行第二阶段扩建，预计2026年产能将提升至每日1.5亿立方英尺，最终于2028年接入土耳其国家输气管网。

罗马尼亚的海王星深部项目是该国最大天然气田，计划于2027年投产，设计产能为每年100亿立方米，有望使罗马尼亚从天然气进口国转为净出口国。该项目由罗马尼亚国家天然气公司与奥地利OMV公司联合开发，总投资15亿欧元，其中70%用于建设包括12口水下井和2条海底管道的水下生产系统，目前水下设备安装已完成40%。保加利亚与罗马尼亚还计划重启深水勘探，新增储量约12万亿立方英尺，目前保加利亚已启动汉阿斯帕鲁赫区块的3D地震勘探，覆盖面积约1500平方公里，预计2026年完成数据采集。

黑海开发热潮带动了区域产业链升级。土耳其船厂2025年承接了3艘深水钻井船的改造订单，用于支持萨卡里亚项目后续开发；罗马尼亚布加勒斯特大学则新增油气工程硕士专业，以满足人才需求。

低成本与低排放的双重优势

伍德麦肯兹将黑海与美国墨西哥湾、圭亚那－苏里南盆地、东地中海及非洲深水区进行对比，发现黑海项目的资本支出强度即每桶油当量成本较全球平均水平低15%~20%，单位产量碳排放量也低于多数深水盆地。以土耳其石油公司的萨卡里亚项目为例，其全生命周期碳排放强度为每桶油当量18千克二氧化碳，较墨西哥湾深水项目低25%，较非洲深水项目低18%。这一优势源于黑海地质构造的集中性，该地区已发现的巨型气田多位于水深1500~2200米的区域，开发难度低于超深水项目，同时海域盐度较低，减少了设备腐蚀风险，延长了设备使用寿命。

尽管勘探程度较低，黑海过去五年仍成为全球增长最快的深水盆地

之一。萨卡里亚项目仅用三年便完成从勘探到首次产气的全流程，其开发效率甚至超过部分圭亚那项目。不过有分析指出，要全面评估黑海资源潜力，仍需更多钻井作业并吸引经验丰富的运营商参与。目前该区域平均每口探井成本为8500万美元，较2020年下降12%，但仍是北海盆地的1.3倍，开发进程主要受限于专业设备不足和复杂的地质条件，例如萨卡里亚项目使用的抗硫化物钻井液技术仅有三家国际服务商可提供，在一定程度上制约了开发速度。

黑海的另一优势在于财政政策的竞争力。土耳其对深水项目的政府收益分成比例为15%，低于墨西哥湾（18%）和圭亚那（20%），且提供5年免税期，罗马尼亚则对国际合作伙伴给予增值税减免优惠，这些政策吸引了更多资本关注。

国有资本主导下的有限开放

黑海市场长期由国家石油公司主导，但近期出现国际资本进入的迹象。2024年，壳牌与以色列新地中海能源公司组成的联合体成功竞标保加利亚汉阿斯帕鲁赫区块，该区块预估储量达6万亿立方英尺，合作协议要求国际运营商承担70%的勘探成本，但可获得未来产量60%的权益。不过，此类合作仍属个案。黑海超深水区块规模普遍超过300平方公里，且多数国家要求运营商具备深水开发经验，这一准入门槛将许多国际独立石油公司拒之门外。

伍德麦肯兹统计显示，2025年黑海深水项目国际资本占比不足6%，远低于墨西哥湾（35%）和圭亚那（48%）。这种差异既源于地缘政治因素，也与黑海特殊的地质条件有关。该区域多数气田需要同时应对高压地层和浅层气风险，对技术能力提出极高要求。例如，罗马尼亚海王星深部项目在水下2000米处安装了全球首套抗硫化物腐蚀的井口装置，由

美国通用电气石油天然气集团定制开发，单套设备成本达2000万美元，且需每年进行超声波检测。

值得注意的是，国际石油工程技术服务公司正在黑海寻找机会。斯伦贝谢2025年成立黑海专项服务组，提供定向钻井与完井液技术支持；哈里伯顿则为萨卡里亚项目开发了实时地质导向系统，将钻井成功率提升至85%。

欧洲新供应源面临的机遇与挑战

对于正寻求减少对单一国家天然气依赖的欧洲而言，黑海开发的意义远超商业范畴。罗马尼亚海王星深部项目2027年投产后，将满足该国全年40%的消费量；土耳其萨卡里亚项目已通过跨巴尔干管道供气，2025年日均供应量达3500万立方英尺，可覆盖保加利亚85%和匈牙利30%的需求。根据欧盟委员会预估，若黑海项目按计划达产，2030年欧洲天然气进口依赖度有望从当前的85%降至78%。

但这一新供应源也面临挑战。土耳其和罗马尼亚掌控着黑海盆地已开发储量的82%，这种高度集中可能引发区域供应失衡；地缘政治因素抬升航运保险费用，直接推高液化天然气（LNG）运输成本；深水项目复杂的环境评估流程更是制约开发效率，罗马尼亚项目曾因生态保护条款延迟投产18个月，涉及对黑海生态敏感区的避让要求。

2025年6月，欧盟发布《黑海能源合作白皮书》，提议建立跨区域天然气交易中心，但保加利亚、罗马尼亚等国在定价机制上存在分歧，前者主张与布伦特原油价格挂钩，后者倾向于荷兰TTF枢纽定价。同时，欧盟计划2026年前投入5亿欧元升级跨巴尔干管道，将保加利亚至希腊段年输送能力从50亿立方米提升至80亿立方米，以匹配黑海产量的增长。

伍德麦肯兹欧洲能源政策分析研究主管苏桑蒂·古普塔指出：“黑海的价值不仅在于产量，更在于验证了传统盆地通过技术创新实现高效低碳供应的可能性。”随着保加利亚启动新一轮深水许可招标，这片海域的竞争与合作或将重新定义欧洲与周边能源生产国的关系。目前，黑海天然气已通过土耳其溪管道进入欧洲市场，2025年二季度对欧出口量达每日2.1亿立方英尺，较2024年同期增长55%，显示出其作为新兴供应源的崛起速度远超预期。（资料来源：伍德麦肯兹）

原载
2025年9月12日《中国石化报》第7版

责任编辑
范乐宁

特朗普“能源主导战略”及其影响

周云亭　冯一帆　陈牧秦（浙江大学）

自特朗普上台执政以来，能源便成为其最为重视的政策议题之一。作为其政策纲领的重要组成部分，特朗普政府明确提出实施“能源主导战略”，并将确立美国在全球能源生产、消费与创新领域的支配性地位作为战略目标。由此，特朗普政府在能源领域采取了先破后立的策略，再度拉开了“能源统治计划”大幕。

“能源主导战略”的政策目标

2月14日，特朗普签署行政命令成立了“国家能源主导委员会”。该委员会就如何最有效地行使权力以便提高美国国内能源产量向特朗普总统提供建议。特朗普敦促该委员会就改善所有形式能源的许可、生产、发电、分配、监管、运输和出口流程削减繁文缛节，增强私营部门投资及解决成本障碍等诸多事项向其提供建议。这表明特朗普已不再满足于自尼克松政府时期提出的美国对于能源独立目标的追求，其能源政策目标旨在不遗余力地寻求全球主导地位，进而利用其能源主导地位追求美国在全球的霸权地位。

特朗普政府提出“能源主导战略”的背后反映了美国在全球能源版图中的地位发生了重大改变。据美国能源信息署（EIA）的数据显示，自

2018年超越俄罗斯以来，美国已经连续七年维持全球最大原油生产国地位。2024年12月美国原油产量创下月度新高，超过1349万桶/日。美国石油和液化石油气（LPG）出口量在2024年创造了历史最高纪录，油气产品的出口量合计为991万桶/日，比上年增加42万桶/日。尽管目前美国国内的原油产量已经达到创纪录高位，特朗普仍一再强调美国国内极为丰富的“液态黄金”的潜力远未得到充分挖掘。作为特朗普政府的关键经济决策者，财政部长贝森特提出到2028年美国每日新增300万桶石油或等量能源的目标。在其颇具雄心的“333方案”中，确保国内石油产量的大幅增长将是未来四年美国实现3%的GDP增速并且将预算赤字降低至GDP的3%以内两大重要政策目标的前提条件。

“能源主导战略”的两手策略

为了谋求自身利益的最大化，特朗普在能源领域采取了能源稳定与能源杠杆两手策略。能源稳定策略强调放松能源监管，鼓励能源开发，倡导自由贸易，这些措施客观上有利于建立稳定、开放、高效的国际能源市场。相较于能源稳定策略而言，热衷于采取极限施压措施的特朗普对于能源杠杆策略更是青睐有加，这主要因为美国的能源优势地位可以成为其追求地缘政治利益的工具。

一方面，特朗普是美国能源的头号推销员，将推动油气出口作为其优先事项，乐于出面推动国内能源出口至亚太及欧洲地区。为了提高美国能源产品的出口量，特朗普政府不仅要求欧盟和日本、韩国等盟国更多地进口美国的油气产品，同时还要求中国、印度等国家降低从俄罗斯、伊朗等国的原油进口量，扩大美国油气产品的采购量。

另一方面，作为向他国施加压力的工具，实现能源主导地位不仅是特朗普政府追求的目标，同时也是其实现美国霸权的一种工具。特朗普

政府曾对伊朗实施极限施压政策，试图通过一系列经济和金融制裁切断伊朗的石油出口和国际贸易。据路透社报道，特朗普政府在考虑拦截并检查在公海航行的伊朗油轮，扬言要恢复极限施压行动，将伊朗孤立于全球经济之外，并将其石油出口降至零。

“能源主导战略”的国际影响

特朗普政府极力推行“能源主导战略”无疑会给全球能源市场带来重大影响。

首先，两党政治轮替带来的美国能源政策目标的左右摇摆以及政策执行缺乏连贯性对美国乃至全球绿色低碳转型发展造成不利影响。咨询机构伍德麦肯兹的分析表明，特朗普的再次执政势必会危及美国国内高达一万亿美元的低碳能源投资。美国国内电动汽车销量增长势头恐怕难以持续，风能、太阳能及储能等清洁能源开发项目发展势头已经放缓。能源转型的逆转带来的后果之一是到2050年美国的碳排放量将比延续拜登政府的政策增加10亿吨。鉴于美国在国际能源领域的影响力，特朗普政府坚持大力开发化石能源将迫使国际社会向低碳能源转型的步伐放缓。特朗普在全球气候变化方面的言行及共和党政府推行的环境领域去监管政策将会严重损害美国在全球能源与气候治理领域的影响力。

其次，特朗普政府在实施“能源主导战略”时奉行了能源稳定和能源杠杆两种策略，不难看到美国在能源领域出现政策反转或者利益集团之间相互攻击的情况。每当这种情况发生时，美国政府倾向于向国内民众与国际社会表明，它致力于维护全球能源市场稳定；但是在实际操作层面，又企图利用关税措施、能源禁运及极限施压等方式来谋求自身利益的最大化。若美国在能源领域确立支配地位，特朗普政府将会更加肆无忌惮地采用能源杠杆策略打击竞争对手，这将对全球能源体系造成不

良后果。

最后，对中国而言，美国走向能源独立降低了中美两国因在全球争夺油气资源而爆发冲突的可能性，西方学者担心并渲染的中美因油气资源爆发冲突将失去推演的前提与事实基础。特朗普政府积极推动美国油气资源的出口也为中美两国扩大能源贸易创造了更大的合作空间。然而，绝不能排除特朗普政府仍将热衷于采取能源杠杆策略对我国及能源合作伙伴国施加压力，从而对我国的能源安全构成威胁，为此，我国需要做好预判，应对潜在的不利影响。

［本文是国家社科基金项目“新时代中国参与全球能源治理体系变革研究”（项目编号：21BZZ084）和中央高校基本科研业务费专项的阶段性成果］

原载
2025年第4期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
任　卓

美国LNG出口增长或将面临多重挑战

杨秀祥　侯明扬（中国石化石油勘探开发研究院）

今年以来，美国液化天然气（LNG）出口保持强劲增长态势。路透社数据显示，1~8月，美国LNG出口量达到6900万吨，同比增长22%，比2024年全年出口量还多1240万吨。受采暖季结束后天然气补充库存的需求、新能源发电量下降出现能源缺口和承诺扩大美国能源进口以减少贸易顺差等因素影响，欧洲地区1~8月进口美国LNG同比飙升61%。但受天然气产量增长不确定性、管道设施建设不足、美国出口运输政策变化和全球天然气市场需求有限等因素综合影响，美国LNG出口能否保持持续增长态势仍面临诸多挑战。

挑战一：上游天然气稳定供给存在不确定性

从区域来看，得克萨斯州、宾夕法尼亚州、路易斯安那州、西弗吉尼亚州和新墨西哥州是美国页岩气主要产区，2024年合计产量约占美国天然气总产量的73%。但上述地区页岩气未来产量持续增长面临一定挑战。

首先，优质“甜点”资源逐步减少将限制页岩气产量大幅增长。参照美国页岩油气的开发实践，在相同技术水平下，石油公司为提高生产效益，普遍选择优先开发资源禀赋好的“甜点”区域，但随着“甜点”

资源逐渐耗尽，新增接替页岩气资源开发难度将逐步增大，开发成本也将逐渐提高。

根据美国能源数据公司Enverus子公司EIR的最新观点，随着美国核心页岩气资源库存的减少，美国页岩油气产业正进入成本更高、开发技术更复杂的新阶段，这一转变将重塑美国页岩油气产业的生产成本曲线，也将重新定义整个美洲大陆的油气投资策略。

先锋自然资源公司创始人斯科特·谢菲尔德也表示，2023年将公司以650亿美元的价格出售给埃克森美孚的重要原因是，公司主力页岩区的优质资源即将开发完毕，而剩余页岩区的开发成本相对较高。

其次，低成本伴生气产量难以持续增长。综合伍德麦肯兹、Rystad和Hart能源等机构的预测，二叠纪盆地的低成本伴生气将在2030~2040年达到美国天然气增量的30%，但随着该地区页岩油产量增长难度进一步加大，预计二叠纪盆地的伴生气产量将在2040年前后回落，进而拖累美国天然气产量的整体增长。

挑战二：天然气长输管道制约LNG出口

从天然气运输角度看，即使美国阿巴拉契亚页岩区的天然气产量仍有一定增长空间，但美国新建LNG项目主要集中在墨西哥湾沿岸，现有州际管道输送能力难以满足天然气从产区到LNG项目液化生产线的运输需求。

美国LNG巨头切尼尔能源公司表示，“当前问题不在于天然气供应是否充足，而在于如何高效运输”。金融咨询机构OEXN也认为，虽然1~8月美国LNG出口创新高，但天然气管道等基础设施不足仍是未来LNG出口增长不可忽视的问题；如果没有大规模州际天然气长输管道支撑，墨西哥湾沿岸多个在建液化设施就无法高负荷运行。

事实上，美国EQT能源公司2024年实施“纵向整合”战略，以55亿美元高价收购天然气中游业务运营商Equitrans Midstream公司，核心交易逻辑正是通过获得超过3000英里的管道设施，打通从开发井到美国东北部地区以外市场的较低成本连接路径，最终实现向美国东南沿海地区稳定供气。

然而，大规模新建LNG项目的配套长输管道可能引发美国东北部地区民众和环保组织的激烈反对。特朗普执政以来，包括海滨管道公司、DT中游公司和EQT能源公司等在内的多家企业，已计划在美国东北部建设或扩建外输管道及相关基础设施。但包括塞拉俱乐部在内的多个环保组织已向美国联邦能源监管委员会提出抗议，反对东北部天然气长输管道建设项目。

根据美国能源与环境分析中心（CEEA）关于美国天然气管道建设对温室气体排放影响的报告披露，如果现阶段所有已规划天然气管道项目均顺利建成并满负荷运行，年输送天然气所产生的碳排放量将超过美国燃煤电厂与工业锅炉碳排放总量的两倍，这将给美国乃至全球气候与环境治理带来严峻挑战。

挑战三：船运新规或限制出口能力

根据美国贸易代表办公室（USTR）的最新规定，2028年4月起，美国1%的LNG出口量必须由悬挂美国国旗的船舶运输；2029年起，1%的LNG出口量必须由美国建造的船舶运输，此后每年提高1%，直至2047年实现15%的LNG出口由美国建造船舶运输的目标。

此次船运新规的核心目的虽是重振美国造船业，但部分能源机构认为，该政策可能给美国LNG出口带来负面影响。能源咨询与船舶经纪机构Poten &Partners表示，目前只有“American Energy”号1艘在运营

的LNG船挂美国国旗，但该船是1994年在法国建造，2025年3月开始从美国墨西哥湾向波多黎各运输LNG；当前全球共有682艘LNG船，只有“LNG Aquarius”号是在美国建造，并于1977年6月交付，但现在悬挂印尼国旗；如果满足船运新规要求，到2047年，美国需要建造45艘LNG船，但当前全球在建的331艘LNG新船订单中，只有1艘在美国。

根据行业共识，韩国和日本船厂建造1艘船的周期是两年以上，而且船位已经排满，美国及其盟友根本没有新建大量船舶的能力。另据全球最大的船东协会波罗的海国际航运公会（BIMCO）的数据，美国占全球LNG运输需求的27.5%、原油运输需求的9.5%，现阶段主要使用韩国LNG船运输相关货物；全球LNG船队中78%的船舶由韩国建造，13%和7%来自日本和中国。

新规发布后，美国液化天然气中心（CLNG）与美国石油协会（API）联合提交了意见书，呼吁取消针对LNG运输船的条款。其中，美国液化天然气中心在意见书中指出，“美国不仅缺乏造船能力、技术能力和供应链，而且相关专业人才严重不足”。

挑战四：全球市场供需失衡风险加剧

从需求侧看，根据国际能源署（IEA）的数据，2024年全球LNG贸易增速放缓，仅比2023年增长1.1%，远低于2021年~2023年4.1%的年均增幅；今年以来，全球LNG市场需求增长整体不及预期。今年前8个月，我国LNG进口量同比下降18%，而且在持续增加管道气进口量、大规模发展风能和太阳能等因素的推动下，未来LNG进口量或进一步下降。此外，受可再生能源发电占比提升、管道气供应稳定及区域性价差收窄等因素影响，欧洲现阶段进口LNG灵活性持续提高，现货及短期协议占比不断优化，进口总量相对稳定，近中期难以出现较大规模增长。

从供给侧看，根据国际天然气联盟（IGU）发布的《2025全球LNG报告》，全球LNG将在2026年迎来新一轮产能爆发，北美与中东将有4670万吨/年的产能集中释放，或将推动形成全球LNG市场供过于求的局面。除了美国路易斯安那州普拉克明LNG等新项目投产速度快于预期，卡塔尔能源公司的北部气田扩建项目也将于2026年底开始出口。另据彭博新能源财经数据，当前全球在建天然气液化产能超过1.74亿吨/年，将使2030年全球LNG供应量升至5.94亿吨/年，较2024年增长42%。

基于供需两侧的发展形势，大部分国际公司都判断未来全球LNG市场将出现供给过剩。其中，Rystad认为，全球LNG供应过剩最早将于2027年出现；荷兰国际集团也表示，到2030年，美国和卡塔尔等国家的LNG供给增加将使全球LNG总出口能力提高45%以上，导致市场出现供应过剩；安迅思报告则显示，2028~2030年，LNG市场需求将取决于市场价格变化，但新增供应量仍将高于需求增量。

也有部分国际石油公司对LNG市场近中期可能出现供过于求的观点持不同意见。澳大利亚伍德赛德能源公司表示，未来10年，全球LNG需求将增长50%，仍有较好发展前景。

挑战五：投资过热可能降低项目收益

鉴于前期美国多数LNG项目获得较好收益，近年来，越来越多的国际石油公司和非油气背景的投资机构计划参与或扩大美国LNG项目投资。其中，卡塔尔能源公司和沙特阿美等中东国家石油公司已参股美国LNG项目，并择机增加项目投入资金；阿联酋国家石油公司（ADNOC）则计划增加美国LNG项目在资源池中的占比，提高公司LNG业务经营的灵活性和可选性；KKR、GIP和Stonepeak等全球知名基础设施投资机构也加大了对美国LNG项目的投资力度，以获取长期稳定的现金流，并

对冲天然气大宗商品价格风险。

此外，受美国“大而美”法案大幅降低清洁能源税收抵免和特朗普政府支持天然气产业发展等因素影响，美国债券和股票等金融市场的巨额融资也大规模涌入LNG新项目投资领域。在此背景下，美国LNG产业可能面临投资过热风险。一方面，可能导致LNG项目建设需要的材料成本通胀，如推高低温钢等关键材料价格；另一方面，由于多个LNG项目同时施工且熟练劳动力资源有限，将推高人工成本，并可能延误部分项目进展。事实上，投资过热造成的成本上升和市场供给过剩带来的LNG价格下跌，也可能大幅拉低未来美国LNG项目的利润水平。

原载
2025年10月24日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇

加拿大LNG出口亚洲 开启能源出口多元未来

卢雪梅（中国石化石油勘探开发研究院）

6月30日，加拿大液化天然气（LNG）公司位于不列颠哥伦比亚省的首个大型LNG出口设施，成功发出首艘以亚洲天然气市场为目的地的LNG运输船。这意味着，加拿大LNG终于迈出走向国际市场的第一步，而此时距离加拿大LNG项目发起已过去13年。

加拿大是全球第五大天然气生产国和第四大天然气出口国，但与卡塔尔、美国等天然气出口大国不同的是，此前该国一直不具备LNG出口能力。

天然气出口被迫另辟蹊径

加拿大寻找其他天然气市场的直接动因是美国的页岩气革命。2005年，美国页岩气尚不成气候，加拿大平均每日向美国净出口约90亿立方英尺的天然气。但随着美国页岩气产量激增，两国之间的能源贸易格局发生变化，尤其是2007年后，美国对加拿大天然气的需求锐减。到2016年，加拿大对美国天然气出口已跌破50亿立方英尺/日，短短10年对美国的出口量接近腰斩，加拿大天然气行业危机感顿起。为了开辟新的出口市场，加拿大加速推进多个LNG出口项目，并将目标锁定在需求旺盛

的亚洲市场。

加拿大对亚洲出口天然气有独特优势。首先是资源禀赋，加拿大天然气产量在全球名列前茅，储量丰富且开采成本低廉。其次是地理位置，在太平洋沿岸修建天然气出口终端，可绕开巴拿马运河直达亚洲客户，相较从美国墨西哥湾出发的航程缩短约50%。最后是市场需求，亚洲主要经济体需求持续增长，中国、日本、韩国等长期依赖LNG进口。基于此，加拿大2011年起为20多个LNG项目发放了长期出口许可，其中加拿大LNG项目最具代表性。

新项目好事多磨

2012年5月，加拿大LNG项目由壳牌牵头，中国石油、韩国天然气公司和日本三菱公司参股联合发起。其中，壳牌拥有40%的权益，其他3家公司各拥有20%的权益。4家公司均在加拿大不同的天然气产区拥有页岩气资产，且除壳牌外的3家公司分别来自亚洲天然气消费大国，气源和销路均有保障。另外，4家公司成立的合资公司就是加拿大LNG公司。

加拿大LNG项目原计划获得政府审批和做出最终投资决定后，2015年左右进入开发阶段，2020年前正式启动。然而，由于全球能源市场价格低迷、LNG供应过剩，加拿大LNG公司2016年决定推迟该项目。同年，该项目获得为期40年的出口许可。

2018年，加拿大LNG项目重启。同年3月，加拿大不列颠哥伦比亚省政府为鼓励投资方尽快做出最终投资决定，减免了该项目的省销售税和专门对其征收的净所得税，并调低了适用电价。同年6月，马来西亚国家石油公司宣布加入该项目，并获得25%股份。壳牌持股比例仍为40%，中国石油和日本三菱公司各持股15%，韩国天然气公司仅拥有5%权益。根据合作协议，5家公司分别负责供应相应权益份额的原料气，并各自销

售相应份额的LNG。同年10月1日，几家公司不负众望，终于做出该项目一期的最终投资决定。

加拿大LNG项目总投资为400亿加元（约合2123.5亿元人民币），是该国史上最大的能源投资项目，位于不列颠哥伦比亚省的基提马特市，这里也是原住民Haisla族的领地。该项目工程包括建设天然气液化设施、输送管道、海运码头等，并计划建设一座有4条生产线、年产能为2800万吨的大型LNG厂。项目分两期建设，其中一期将建两条生产线、年产能为1400万吨。为了将不列颠哥伦比亚省北部蒙特尼盆地的天然气输往基提马特市，加拿大LNG公司还与加拿大最大的管道公司TransCanada签署合同，建造并运营一条长达670公里的沿海天然气管道。

加拿大联邦政府为加拿大LNG项目提供了2.75亿加元的资金，并承诺该项目不会受到贸易壁垒的影响。除了为本国天然气寻找新销路，加拿大联邦政府还希望该项目为当地创造就业机会和经济效益。加拿大联邦政府预计，项目施工高峰期可提供约1万个就业岗位，带来几十亿加元的直接收入，还可为原住民企业带来几亿加元的建筑合同。

加拿大LNG项目做出最终投资决定也提振了加拿大天然气生产商的士气。但受油价下跌影响，加拿大西海岸多个LNG出口项目均被搁置。

终于修成正果

在多方努力下，2025年4月，加拿大LNG项目进行一期试运营，为年中正式投产铺路。这标志着，加拿大首座大型LNG出口设施进入调试关键阶段。此时，该项目团队已完成了首个生产装置的焊接工作，开展了LNG测试储罐冷却及运行设备的试运行工作。测试船抵港后，由当地企业的拖船护航，仅3~4周就完成了卸货及管道调试工作。与此同时，该项目严控环保标准和安全守则，保障相关海域的生态安全及周边社区的

环境友好。

6月，第一艘LNG船顺利出发，驶向太平洋彼岸，标志着加拿大能源开始走向国际市场，摆脱了对美国出口的过度依赖。加拿大媒体将这批LNG出口誉为该国“能源出口的新纪元”。不列颠哥伦比亚省省长戴维·伊比表示：“在不列颠哥伦比亚省就业受到冲击之际，我们比以往任何时候都更需要将资源投放到全球市场。”

对加拿大企业来说，向亚洲出口天然气有助于减少对美国市场的依赖，也可以让加拿大不必在北美已饱和的天然气市场继续“卷低价”。加拿大媒体希望，最近的趋势能给加拿大带来“第二次机会”。美国咨询公司RBN能源预计，到2034年，加拿大天然气出口量将从现在的80亿立方英尺/日增至120亿立方英尺/日。与此同时，21世纪30年代初，加拿大对美国的天然气出口量可能从目前的80亿立方英尺/日降至60亿立方英尺/日。

加拿大LNG项目为加拿大经济发展创造了巨大价值。据统计，超过5万加拿大人直接参与了项目一期工程的建设，天然气管道铺设还雇佣了2.5万加拿大人。此外，项目的日常运营又为加拿大提供了300多个全职、永久性的工作岗位。

迄今为止，加拿大LNG公司与原住民企业和当地其他企业签订的合同和分包合同累计价值已超过58亿加元，还投资了1000万加元用于当地劳动力发展计划，如行业培训等，极大促进了当地居民和不列颠哥伦比亚省居民参与贸易和建筑相关工作，堪称多赢项目的典范。

原载
2025年8月29日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇

日本推进天然气水合物产业发展的经验与启示

吴林强（自然资源部中国地质调查局发展研究中心）

日本作为化石燃料消费大国和能源进口大国，格外重视能源的安全稳定和独立自主，一直将天然气水合物（俗称“可燃冰”）产业化发展视为保障自身能源安全的重要抓手，并把其列为国家战略。2019年，日本启动新一轮天然气水合物开发国家计划（2019~2025年），提出2027年前实现商业化开发的目标，并专门组建了天然气水合物研究开发联盟（MH21-S）。2024年，日本修订了《日本海洋能源和矿产资源开发计划》，明确提出2030年前启动由民企主导的天然气水合物商业化项目。

为推进商业化开发，日本先后于2013年和2017年进行了两轮海域天然气水合物试采，并于2023年6月进行了海域天然气水合物简易试采。与海域试采相比，陆域冻土天然气水合物试采技术条件更加简单，可用较低成本开展长期试采，为海域长期生产提供技术验证。为此，日本早在2014年就与美国能源技术实验室（NETL）签署了在阿拉斯加联合开展陆域长期试采的合作备忘录。2023年9月至2024年7月，日本金属能源安全组织（JOGMEC）联合NETL在阿拉斯加北坡冻土带实施天然气水合物长期试采，共历时315天，其中产气280天，出气日216天（非出气日64天），均创下了天然气水合物试采的时长纪录，后因主动关停而终

止试采。总体来看，当前日本天然气水合物产业处于开采技术全面验证、海域先导区调查基本完成的发展阶段。在此次长期试采的基础上，日本计划于2026年前后实施海域天然气水合物生产性试采，力争2030年实现商业化开采。

长期稳定开采技术已趋成熟，基于陆地试采的技术将向海域试采转移

阿拉斯加试采结束后，日本MH21-S和日本产业技术综合研究所（AIST）于2024年12月4日至5日分别召开了砂岩层和浅表层天然气水合物调查研发推进年会，全面总结此次试采成果和日本天然气水合物产业化进程。

会议认为，此次试采达到了既定目的，取得了五个重大突破：一是完成超10个月连续产气，创世界最长产气纪录；二是完整监测4口井的全流程数据，有效评估砂岩层产气过程；三是验证了生产技艺的稳定性，全程未发生井内故障；四是研发了远程监控系统，实现生产数据实时获取、解析和应用；五是实现持续稳定供气，首次将产出的甲烷气体作为试采场地内发电机等测试设施的燃料来源，成为全球首个直接将天然气水合物作为能源使用的项目。这次试采表明，长期稳定开采技术已取得突破，未来将侧重技术改进与优化。

这次试采后期仍遇到细砂附着堵塞气孔、随气少量出水等技术问题，未来计划通过化学除砂、泵性提升等方式改善和缓解。目前，大量试采数据仍在解析中，日本将基于阿拉斯加试采的技术成果，推进本国海域长期水合物试采。会议上并未透露试采的产气速率与产气量。

即将完成先导区海域精细地质环境调查，计划实施海域天然气水合物长期开采

日本高度重视先导区建设在推进天然气水合物产业化进程中的作用，目前，已圈定3处海域浅表层天然气水合物产业化先导区，重点围绕水深500~1000米的两处进行海底地质和水文环境调查。2023年，日本利用“地球”号大洋钻探船在两个先导区进行钻探取样和调查工作，两次均钻进160米，均获连续随钻测井数据和约140米岩芯。2024年又实施6个调查航次，主要利用走航式自主水下航行器（AUV）进行高精度海底地形测绘和3000米级无人遥控潜水器（ROV）进行海底观察和表层样采集，并使用悬停式AUV进行高分辨率海底摄像，以及开展海底调查与基础材料实验等工作。截至目前，在海洋地质调查方面，已在两处先导区完成12项大基本调查，并对各自160米随钻测井数据和140米岩芯进行了综合分析研究，已全面掌握先导区地质环境条件。同时，在环境影响评价方面，已完成先导区钻前、钻中和钻后长时间环境调查，并利用海底成像、电磁勘探、三维地震等多种手段，定量评估了沉积物堆积范围、生物密度变化等环评指标，着手确立环境基线与构建环评体系。

今年，日本计划继续开展钻后环境观察与评价调查航次，并拟选用合适的调查船完成两处先导区的精细海洋地质与环境评价工作。同时，1月下旬，“地球”号继2023年的简易试采之后，计划再次执行为期38天的天然气水合物简易试采，将在志摩半岛外海钻探两孔，获取新的测井数据与岩芯样品，为2026年新一轮海域天然气水合物试采精准刻画储层及选址提供基础支撑。

关于我国天然气水合物产业发展的思考

能源保障和安全事关国计民生，天然气是我国主体能源之一。我国已成为全球最大的天然气消费国和进口国，天然气外采度高达43%，且未来还有进一步攀升的趋势。作为能源结构调整的过渡性桥梁和低碳转型的主力军，天然气还是我国能源发展绿色转型过程中最为重要和现实的选择，在构建清洁低碳、灵活高效新型电力系统中扮演着不可替代的角色。天然气水合物是我国天然气产业未来的重要补充，是构建多元安全能源供应保障体系的重要选择，也是加快构建清洁低碳安全高效能源体系的重要领域。与此同时，天然气水合物勘探开发涉及领域广、溢出效应强，有望成为发展海洋新质生产力的重要方向。

保持战略定力，坚定天然气水合物产业发展的信心。未来产业的发展往往具有爆发性，从全球天然气水合物的历次试采结果来看，开采技术的迭代升级已开始呈现出指数级增长的态势，天然气水合物产业正处于从孕育期向成长期过渡的关键阶段。随着科技发展、需求升级，天然气水合物开采的产气时长和产气量有望迎来数量级的提升，并释放巨大的支撑和带动作用，产业化前景可期。我国作为全球天然气水合物勘探开发的引领者，应抓住战略机遇，保持战略定力，坚定不移推进天然气水合物产业化发展。要充分利用“梦想”号大洋钻探船，加大天然气水合物资源调查力度，尽快落实先导区资源储量，查清矿体特征，补齐重点区域的普查和详查工作，积极实施生产性试采，加快推进商业化开采，进一步巩固我国在天然气水合物领域的先发优势。

集智攻关难题，充分发挥科技创新新型举国体制优势。科技创新是加快实现天然气水合物产业化发展的根本。日本在推进天然气水合物开发的进程中，高度重视关键核心技术的研发，先后部署了最优钻进速率推演、钻探操作规范编制、大口径钻探标准制定、稳定扬收系统研发、

泥砂—天然气水合物分离效率提升、缓解三相变化致堵对策及降低环境影响方案等核心课题，实现了钻采技术的持续升级。新型举国体制是我国在激烈科技竞争中抢占制高点、掌握主动权的战略优势，应充分发挥国家天然气水合物勘查开发国家工程研究中心等平台的组织作用，联合国家自然科学基金委，聚焦控压钻井、抑制性钻井液、甜点识别、储层改造、出砂管控、流动保障等关键核心技术问题，部署实施一批有针对性的重大科技项目，加快打通水合物长期稳定生产的技术路线，研制更加适宜、便捷和高效的装备，不断降低天然气水合物的开发成本。

提前储备政策，为天然气水合物产业化快速发展保驾护航。当前，天然气水合物勘探开发仍面临诸多复杂挑战，其技术研发和未来市场的高不确定性阻碍了企业的投资意愿，天然气水合物产业化面临“死亡之谷”。具体看，主要存在引导天然气水合物成为战略性资源储备的支持性政策体系尚未建立，针对技术研发高不确定性的财税组合政策支持明显不足，天然气水合物上中下游发展缺乏协同等问题。2030年前后将是天然气水合物产业化发展的关键节点。当前，我国生产性试采实施在即，迫切需要相应的产业政策来加速推进产业化的发展。页岩气、核电等先进能源技术产业化发展的国际经验表明，高度重视战略和规划，实现市场化中小企业主导下的技术创新和金融支持，竞争机制和政府引导并举是实现新兴产业发展的关键举措。鉴于此，在天然气水合物产业化前夕，应提前进行政策预研储备，重点围绕天然气水合物产业发展规划、矿业权管理、财政补贴、财税、金融和研发支持政策等领域开展前期基础研究，待时机成熟时，适时推出操作性强、效果好的政策体系，确保我国在天然气水合物产业化进程中抢占先机。

原载
2025年第3期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
常　冉

俄罗斯氢能发展战略、技术与未来

陈　宁（中国石化集团俄罗斯中亚代表处）

当下，全球正迎来氢能投资的爆发式增长。俄罗斯凭借雄厚的工业基础、核能优势与政策布局，在氢能技术研发与试点应用方面取得显著进展，展现了成为全球氢能领域重要参与者的雄心，但仍需在基础设施建设、成本控制、标准制定与人才培养等方面持续努力，方能在未来全球氢能市场中占据重要位置。

全球氢能发展趋势

全球范围内，氢能已被视为实现碳中和目标的关键路径之一，投资热情空前高涨。根据氢能洞察报告，全球2024年已宣布的氢能项目总投资额预计超过6800亿美元。2020年仅为900亿美元，4年间实现了指数级增长，表明资本和市场对氢能的信心日益增强。

从项目数量看，2020~2024年，全球宣布的氢能项目数量增长7倍。在地域分布上，早期欧洲是氢能项目的领导者，但近年来格局发生变化，欧洲份额下降至约40%，而北美（约20%）、中国（约10%）和拉丁美洲（约10%）等迅速崛起，成为新的增长极。

技术层面，电解水制氢能力快速提升。截至2024年，全球已投运的电解槽总容量达到1.75吉瓦，其中约650兆瓦是在2023年新增的。更为

可观的是，目前全球处于前端工程设计阶段的电解槽项目总容量高达26吉瓦，预示着未来几年绿氢的产能将实现巨大飞跃。

在应用端，氢能正从示范走向商业化，特别是在交通领域。2024年，全球道路运行的燃料电池汽车数量已超过9万辆。此外，航运业也开始转向氢基燃料，目前已订购超过200艘使用甲醇的船舶，其中9艘已投入使用。

俄罗斯氢能发展战略与政策框架

1.顶层战略设计清晰

俄罗斯政府已出台一系列战略文件，为氢能产业发展绘制了清晰的路线图。核心政策包括：《俄罗斯联邦氢能源发展构想》，明确了发展氢能产业的基本原则、目标和主要方向；《俄罗斯联邦至2050年前低碳社会经济发展战略》，将氢能视为实现低碳转型的重要工具；《电动汽车和氢能汽车发展倡议》及《汽车工业发展战略至2035》，确定了具体目标，到2030年建设1000座加氢站，到2035年实现电动汽车（包括燃料电池汽车）年产量约60万辆，其中氢能汽车占据一定份额；联邦项目“清洁能源”，为氢能技术研发和试点项目提供资金支持。这些共同构成了俄罗斯氢能发展的政策基石，旨在减少对传统化石燃料出口的依赖，抢占新兴能源技术制高点，并实现经济结构多元化。

2.国家主导与企业协同的推进模式

俄罗斯氢能发展呈现明显的“国家主导、大企业牵头”特点。俄罗斯国家原子能公司（Rosatom）被赋予核心角色，不仅负责利用核能（尤其是未来高温气冷堆技术）生产低碳氢，还牵头开展电解槽、燃料电池、储氢系统等关键设备的研发。此外，俄罗斯国家技术集团（Rostec）、卡玛斯（KAMAZ）、俄罗斯科学院等大型国有企业和科研机

构也是关键参与者，形成产学研协同推进格局。

俄罗斯氢能关键技术研发与本土化进展

1.氢气生产：多元化技术路径俄罗斯在制氢领域采取多条腿走路的策略

核电制氢：Rosatom正研发高温气冷堆（HTGR）技术，利用其产生的热能和电能进行低碳氢和氨生产。目前已在普里亚特尼市建成一个试验性制氢装置，产能为150标准立方米/小时。

电解槽制造：Ro satom旗下企业及Polikom公司等已开发出国产电解槽系列。

2.氢气储存与运输：高压与材料技术并进

储氢容器：NPO“Real-Shtorm”和AO“NIIgrafit”等机构已开发并认证了工作压力达400大气压的Ⅲ型复合储氢瓶，并正在向700大气压的Ⅳ型瓶技术迈进。金属氢化物储氢技术也处于研发和示范阶段。

运输安全：俄罗斯联邦核中心（RFYaTsVNIIEF）建立了专门的实验中心，用于研究氢气的燃烧、爆炸特性及安全防护，为基础设施和交通工具的安全标准制定提供科学依据。

3.氢气应用：聚焦交通与发电

燃料电池技术：NAMI、InEnergy、NTI中心等机构致力于质子交换膜燃料电池和固体氧化物燃料电池的研发。

氢燃料电池车辆：KAMAZ已规划包括城市巴士、商用卡车和干线牵引车在内的全系列氢燃料电池车型，目标续航里程从400公里至800公里以上。NAMI成功研制基于AURUSSenat平台的氢燃料电池轿车，展示了俄罗斯在高端氢能乘用车领域的能力。TMX正在开发氢燃料电池旅客列车，计划于2027年启动量产，用于非电气化铁路线路，实现零排放

和低噪声运行。阿克巴尔斯造船公司建造了“Ecobalt”号氢燃料电池观光船，并配套建设了移动式加氢站，应用于贝加尔湖等生态敏感水域。

4.加氢站基础设施

Polikom公司是俄罗斯加氢站建设的领先者，提供了从氢气生成、压缩、存储到加注的一体化解决方案。其加氢站符合国际SAEJ2601-2协议，可为车辆提供快速加注服务。

试点项目与区域布局

俄罗斯通过一系列试点项目，验证技术并探索商业模式。

萨哈林氢能试验场作为俄罗斯首个大型氢能综合试验区，于2024年启动。项目涵盖绿色氢生产、储存、运输，以及在海运、轨道交通和公共汽车上的应用，旨在打造一个完整的区域氢能生态系统。

“氢能走廊”项目（圣彼得堡—莫斯科—喀山—叶卡捷琳堡）旨在建立一条长达2500公里的氢能货运走廊，部署超过100辆氢燃料电池卡车和9座加氢站，最终实现无人驾驶货运。

贝加尔湖生态交通项目由伊尔库茨克州政府牵头，计划在贝加尔湖地区引入氢燃料电池巴士和船舶，以保护该地的脆弱生态环境。

氢能矿用卡车项目由“自主能源”工程中心与Rostec合作，开发220吨级氢燃料电池矿用自卸车及其配套的移动式大容量加氢站，目标是在2028年前实现商业化应用。

面临的主要挑战与发展建议

尽管取得了显著进展，但俄罗斯氢能产业仍面临诸多挑战，主要为：

1. 技术与成本挑战

燃料电池的寿命、效率和成本仍需优化。关键材料（如高性能催化剂、专用离子膜）依赖进口，本土供应链尚未形成。氢气的储存与长途运输技术经济性仍需验证。

2. 基础设施不足

加氢站网络极度匮乏，是制约氢燃料电池汽车推广的首要瓶颈。全国性的氢气管网和大型储存设施缺失。

3. 政策与市场障碍

现有的国家支持措施（如补贴）较为零散，缺乏针对氢能交通与基础设施的系统性、持续性激励政策。市场需求尚未被有效激发，投资意愿不强。技术标准、认证和安全监管体系尚不完善，特别是在欧亚经济联盟层面缺乏统一的法规。

4. 人才短缺

跨学科的氢能专业人才（涵盖电化学、材料科学、自动化控制等）短缺。

对此，业界也提出有针对性的发展建议：一是强化系统性政策支持，制定专门的氢能交通与基础设施补贴法案，通过税收减免、碳交易机制等手段刺激市场需求。二是加速核心技术本土化，集中力量攻关关键材料与部件，降低产业链成本和对进口的依赖。三是优先基础设施建设，以试点城市和交通走廊为重点，加快布局加氢网络，并探索氢气管网建设的可行性。四是完善标准与安全体系，参与国际标准制定，并牵头建立欧亚经济联盟内的统一氢能技术法规。五是构建人才生态系统，扩大高校氢能专业招生规模，加强与企业的联合培养，建立职业资格认证体系。

综上所述，俄罗斯凭借其国家意志、工业基础和科技潜力，已经在氢能经济的起跑线上占据了有利位置。其在核能制氢、燃料电池重型车

辆、储氢系统等领域的研发与试点项目，展现了成为全球氢能领域重要参与者的雄心。

展望未来，俄罗斯氢能产业的发展前景取决于能否成功地将技术示范转化为具有市场竞争力的商业产品，并构建起完整的产业生态。如果能够有效解决基础设施、成本、政策和人才等关键问题，俄罗斯有望在2030~2035年期间，实现氢能在特定交通和工业领域的规模化应用，同时有可能凭借能源出口的传统优势转型为全球低碳氢及其衍生物（如氨）的重要供应国，在全球新一轮能源变革中赢得主动。

原载
2025年第12期《中国石化》杂志

栏目编辑
宋玉春　王一冰

责任编辑
孙　艳

埃及打造天然气枢纽梦能否照进现实

卢雪梅（中国石化石油勘探开发研究院）

埃及横跨亚洲和非洲，是连接两大洲的交通要塞，又隔地中海与欧洲相望。特殊的地理位置赋予埃及多重身份，它不仅是阿拉伯国家联盟、非洲联盟、伊斯兰合作组织等国际组织的重要成员，而且是金砖国家的正式成员之一。近年来，埃及更成为我国重要的贸易伙伴，双边合作日益紧密。

埃及拥有丰富的油气资源。20世纪60年代以来，得益于国内外投资和政策的推动，该国油气行业飞速发展。据2024年欧佩克的年度简报数据，埃及探明石油储量达33亿桶，位居全球第26位、非洲第6位。此外，据估算，埃及天然气探明储量为2.1万亿立方米，位居非洲第三位，储采比为36.6年。意大利埃尼公司是在埃及业务规模最大的外国油气企业之一。

得天独厚的地理位置和相对丰沛的油气资源，使埃及在2015年发现Zohr气田后萌生了打造地中海天然气枢纽的雄心。然而，十年过去，现实与愿景渐行渐远。埃及国内天然气需求激增、长期实行的限价政策、硬通货持有量持续萎缩、中东地区局势紧张、Zohr气田产量连年下滑等多重挑战交织，又使得埃及打造天然气枢纽的前行之路步履维艰。

Zohr发现：惊喜大，失望也大

埃及油气资源分布广泛，主要集中在苏伊士湾地区、西部沙漠、东部沙漠和西奈半岛，其中，天然气资源主要集中在尼罗河三角洲及地中海海域、西部沙漠和苏伊士湾。尼罗河三角洲及地中海依托地中海东部油气富集带，早已成为国际能源公司的重点勘探开发区；西部沙漠地区以中小型气田为主，所产天然气主要供应埃及西部工业区；苏伊士湾沿岸天然气以伴生气为主，与石油资源共生开发。

2015年，埃尼公司勘探团队在地中海埃及海域发现Zohr气田，该气田距离埃及海岸仅93英里，天然气储量高达30万亿立方英尺（约合8500亿立方米），规模位列全球第十二，是地中海地区迄今最大的天然气发现。Zohr气田的储层是中新世珊瑚礁/环礁碳酸盐岩，其发现在地中海开辟了全新的勘探领域，具有划时代意义。在万众瞩目下，Zohr气田的开发速度也堪称惊人，从发现到投产仅用两年半时间，一举打破深水大气田的开发速度纪录。

2021年，Zohr气田日产天然气27亿立方英尺（约合7650万立方米），当时预计最终采收量超过21.5万亿立方英尺（约合6090亿立方米），可持续开采至2045年。受此鼓舞，埃及启动了雄心勃勃的天然气枢纽计划，一方面加速建设多个燃气电厂，另一方面向周边国家出口液化天然气（LNG）。2022年，埃及LNG出口量约89亿立方米，主要出口目的地为欧洲国家，包括土耳其、西班牙和法国。

然而，2022年，Zohr气田产量下滑，主要归因于储层压力下降过快和意料之外的大量水侵。埃及能源专家分析称，这与欧洲地缘政治冲突导致天然气需求激增有关，埃及高层急功近利的破坏性生产导致Zohr气田出现技术问题。

2023年底，Zohr气田的高含水井均被关停，并需根据水侵加装相应

水处理装置，预计最终采收量降至10万亿立方英尺（约合2830亿立方米），在地中海气田中的排名也滑落到第三，落后于附近的利维坦气田和塔马尔气田。目前，Zohr气田产量仍呈下滑态势，2024年底，日产量已降至16亿立方英尺（约合4530万立方米）。

遭遇气荒

埃及天然气资源主要位于地中海，在发现Zohr气田前，该国已拥有中等规模的天然气市场，自有天然气资源量并不匮乏，曾一度是天然气净出口国。然而，埃及的天然气消费政策及其引发的国内需求持续增长，逐渐打破了原有的供需平衡。

埃及长期执行气价天花板政策，规定从外国公司购买天然气的价格不得高于2.65美元/百万英热单位，远低于全球基准价格。此外，埃及天然气资源大多位于开采成本极高的深水。这两方面因素都抑制了外资进入的意愿。

2011年以来，埃及政治局势持续动荡。叠加上述经济与政策压力，导致大量投资者望而却步。2015年，埃及天然气日产量已降至48亿立方英尺（约合1.36亿立方米），较2009年大幅下降22.3%。与此同时，国内天然气消费量却持续攀升。在补贴政策和人口增长的双重刺激下，2005~2010年，埃及天然气消费量年均增长6%，2015年出现10亿立方英尺（约合2830万立方米）/日的天然气供应赤字，因而制约了该国经济发展。

Zohr气田的发现恰似雪中送炭，为埃及实现能源供需平衡注入强心剂，也点燃了其能源经济振兴的希望之火。一时间，埃及打造地中海天然气枢纽的呼声高涨，国民信心大幅提振。通常情况下，一个油气发现从勘探到投产需经历漫长的筹备过程，但Zohr气田以惊人速度投产，成

功为埃及经济下滑态势踩下刹车。

然而，疫情加剧了埃及的经济困境，旅游业和油气行业遭受重创，外汇储备大幅缩水。硬通货短缺导致埃及难以正常支付外国油气公司款项，进而引发外资企业在勘探开发领域的怠工，造成不良循环。疫情至今，埃及因缺气导致的停电现象频发，原石油部长更是于2024年被迫下台。

近年来，加沙局势持续恶化。以伊冲突爆发后，以色列立刻停止油气生产，连锁效应迅速波及埃及。由于埃及此前每日从以色列进口天然气为10亿立方英尺（约合2830万立方米），供气中断迫使埃及转向使用重油和柴油发电。8月起，埃及紧急进口100万吨燃油，以缓解气荒。

内外求解

在国内天然气生产疲软、国外气源不时中断的压力下，埃及不得不“内外求索”以图破局。首当其冲的举措是提振Zohr气田的产量。2024年9月，埃及新上任的石油部长促成向埃尼公司支付约6亿美元的过期款项，使得该公司同意2025年初在Zohr气田开钻新井。2025年1月底，钻井船如期就位，标志着Zohr气田的复苏之旅正式启动。

与此同时，埃及加大了天然气进口力度。以色列是埃及最重要的天然气进口国，2024年占其天然气进口总量的72%。以色列天然气在埃及天然气进口市场上的压倒性优势，使其在议价过程中占据主动，时常以设备维修为由要求提价，甚至出现间歇性停气现象。

近期，雪佛龙斥资6.1亿美元与以色列天然气管道公司签订协议，计划在以色列利维坦气田与埃及之间铺设一条名为Nitzana的输气管道，预计3年内完工，建成后日输气量可达6亿立方英尺（约合1700万立方米）。雪佛龙称，这有望大幅缓解埃及的“用气荒”。作为利维坦气田的

经营者和39.7%工作权益的持有者，雪佛龙积极推动项目落地，以确保天然气销路。然而，就埃及而言，对以色列的能源依赖日益加深犹如一把双刃剑，虽然短期有助于缓解天然气短缺现象，但长远可能成为以色列对其施压的筹码，极大削弱埃及在国际事务中的话语权。

除以色列外，埃及政府正积极拓展进口来源。今年初，埃及与壳牌、道达尔能源签订了价值30亿美元的天然气采购协议，随后又签署了多个LNG采购合同。5月，埃及加速推进与卡塔尔的长期LNG进口协议谈判。为促成合作，埃及还邀请卡塔尔投资其地中海海上区块。但中东局势持续恶化，为这些举措的推进蒙上阴影。

曾经的“地中海天然气枢纽”梦，如今却饱受天然气短缺的牵制，时事变迁令人唏嘘。虽然Zohr气田的复苏前景不明朗，但短期内严重依赖以色列的天然气进口和国际市场的LNG，仍是埃及不得不面对的现实。

原载
2025年12月4日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇

埃克森美孚：油气业务深耕者和低碳解决方案领跑者

李　昂（中国石化经济技术研究院）

美国的埃克森美孚公司是油气业务的坚定拥护者、炼化一体化程度最高的生产商，也是低碳解决方案提供商。与bp等欧洲同行近年的“战略摇摆”相比，埃克森美孚的转型战略更显稳健与成效，一定程度上反映了其战略方向的正确性。

埃克森美孚是油气业务的坚定拥护者

坐拥北美页岩、南美深水等核心资产的埃克森美孚，油气业务竞争力较强（产量高、储量高、盈亏平衡成本低、地缘政治风险小），因此，相较欧洲石油公司来说，埃克森美孚对油气业务的长期发展持乐观预期，对发展可再生能源并没有那么“兴致勃勃”。在2024年发布的能源展望中，埃克森美孚认为2050年全球一次能源构成中油气占比达54%，远高于其他机构的预期。反映在行动上，在前几年欧洲石油公司大幅度拥抱低碳转型，聚焦可再生能源投资，停止增长甚至削减油气产量的时候，埃克森美孚却“坚守”上游业务，把握住了2020年后国际油价高位运行的机遇。近两年，在绿电、氢能等低碳业务盈利性尚未显现的情况下，油气业务的现金创造价值重新被各公司评估，bp、壳牌接连宣布回

调/取消原减产目标，重回上游投资。在欧洲石油公司“开倒车”的衬托下，或体现了埃克森美孚此前战略判断的正确性。在此背景下，2024年12月，埃克森美孚再次更新了公司战略，设定到2030年油气总产量提高到540万桶油当量/日、上游潜在盈利增长90亿美元的目标，大力加码上游业务。

聚焦优势资产将是埃克森美孚未来几年发展上游业务的战略核心。埃克森美孚强调，上述目标的实现，将主要依靠低成本、高回报的优势资产来实现。过去几年，埃克森美孚陆续剥离了非洲、中东、东南亚及澳大利亚等地的非核心资产，地域上向美洲收缩，战略上向二叠纪盆地、圭亚那、LNG等优势资产聚焦。埃克森美孚表示，在收购先锋公司后，优势资产占比已达50%，并计划在2030年前提升至60%。

完成对先锋公司的收购与整合后，埃克森美孚在二叠纪盆地已具备领导者地位。目前，埃克森美孚拥有二叠纪盆地最大的连续土地面积，净钻井位置数量是竞争对手的2倍以上。埃克森美孚表示，目前正应用其技术优势提升投资效率与采收率，计划在2030年前将二叠纪盆地产量提升至约230万桶油当量/日，同时每年实现超过30亿美元的协同效应。

不断扩大在圭亚那的丰硕成果。自2019年开始生产以来，圭亚那Stabroek区块的石油产量已超5亿桶，丰硕的开发成果一直让业内公司“眼红”，而埃克森美孚致力于维护在该区域的话语权，多次阻碍雪佛龙收购赫斯公司的进程。未来，埃克森美孚计划在圭亚那再新增两个开发项目，到2030年，圭亚那开发项目总数将达到8个，总生产能力预计达到170万桶油当量/日。

稳步拓展全球范围的LNG业务版图。埃克森美孚认为，LNG将在能源转型中发挥长期作用，并支持全球经济增长。作为优势资产之一，公司计划到2030年翻倍LNG投资组合，使年销量超过4000万吨。按计划，2025年埃克森美孚将对巴布亚项目做出最终投资决定，并在2026年

对莫桑比克的罗武马项目做出最终投资决定；同时，将在2025年实现美国金帕斯项目和卡塔尔北部气田东扩项目的首次LNG销售。虽然有宏大的计划，但具体到实操层面，埃克森美孚仍保持比较审慎的态度，倾向于在投资LNG项目之前签署销售合同并锁定大部分产量，以便启动项目时确保投资回报。

特朗普政府将为埃克森美孚未来几年的经营营造宽松环境，但具体情况有待持续观察。总体来说，特朗普政府拟推出的包括提供更多勘探开发许可、解禁LNG出口、提高油气行业补贴在内的各类政策，无疑将给美国石油公司带来实质性的利好。然而，在实际执行层面，像埃克森美孚这样的石油巨头是否能严格按照特朗普政府的设想，大力发展油气业务并扩大产量，仍存在不确定性。石油公司的决策不仅受政策影响，还需综合考虑商业盈利最大化、能源转型战略推进及股东意愿等多方面因素。

推崇价值链管理，凭借优势项目和高价值产品不断提升下游业务竞争力

在国际石油公司中，埃克森美孚下游业务体量多年来持续处于较高水平，如何保持下游业务跨周期的稳定盈利是其需要重点考虑的战略问题。2023年，公司以价值链为划分调整了组织架构，将原离散的下游业务统一组合为产品解决方案部门，以追求规模效应、协同效应最大化，并提出了到2027年潜在盈利增长约100亿美元的目标。但因近两年炼油利润率持续下滑，在最新的战略规划中，公司滚动更新了该业绩目标，调整为2025年到2030年潜在盈利增长80亿美元。埃克森美孚强调，下游盈利的增长将主要依靠优势项目和高价值产品（低排放燃料、高性能化学品和高质量润滑油）来实现。

推进一体化建设，推动炼油产能结构的优化，促成协同效应最大化。据2023年披露的数据，埃克森美孚炼油产能虽庞大，但炼化一体化率已达85%，在行业中保持绝对领先，高度协同的炼化业务最大程度上提升了创效能力。2019年以来，埃克森美孚不断推进泰国、德国等地区低效炼厂剥离，同时持续推动美国博蒙特（Beaumont）、英国福利（Fawley）等地核心炼厂的优势项目（利用二叠纪盆地轻质原油弹性生产柴油、加氢精炼装置布局生物柴油）扩建。此外，埃克森美孚还计划于美国得克萨斯州投资约86亿美元新建炼化一体化装置。通过持续优化炼油产能结构，不断提升一体化程度，以实现协同效应最大化。

以优势项目为驱动，以技术优势为根基，构建全球高附加值产品矩阵。近年来，埃克森美孚化工和特种产品业务有一条明确的战略主线，就是以有优势的技术为支撑，聚焦高性能产品，通过优势项目驱动竞争力提升。例如中国惠州、美国贝敦（Baytown）扩建等优势项目，这些项目建立在埃克森美孚高端产品技术、规模化经营、全球化运营、一体化建设等竞争优势之上，为公司稳定贡献利润增长。同时，埃克森美孚强调通过专有技术实现差异化，将卓越的产品性能转化为切实经济效益。例如，埃克森美孚表示，在其新加坡渣油升级的优势项目中，正利用特有技术将重油分子升级为高价值的基础油，用于成品润滑油。此外，埃克森美孚还在积极探索新技术的潜在收购与培育机会。重组下游业务时，埃克森美孚专门成立了新市场开发团队，作为创新、颠覆性创新和新兴业务孵化的中心。例如，该团队主导收购了Materia公司，该公司开发了一种诺贝尔奖获奖技术，用于制备新型结构材料所需的催化剂。在与自身产品和技术结合后，埃克森美孚推出了Proxxima热固性树脂，可作为结构复合材料和钢等材料替代品。

坚定且积极地发展可再生燃料与塑料回收业务。多年来，埃克森美孚始终坚持将技术作为切入点，积极培育可再生燃料业务。据其预估，

到2030年生物燃料需求将增长到300万桶/日水平，而在较好的政策支持环境下，2050年有望达到900万桶/日水平。目前，埃克森美孚正推进约12个生物燃料项目，主要发展路线为加氢处理植物油或废油，同时也在布局乙醇柴油和e-fuels等技术项目。另一方面，埃克森美孚也积极推动塑料回收业务规模增长。例如，公司正扩大位于得克萨斯州贝敦和博蒙特工厂的先进回收业务，预计于2026年启动，到2027年达到每年约45万吨的回收能力。

在低碳业务上，埃克森美孚追求的并非可再生能源供应商，而是成为低碳解决方案提供商

在最新的公司战略更新中，埃克森美孚表示在2025~2030年间将投入约300亿美元用于低碳投资，其中近65%的资金将用于为第三方客户减排业务。这已经是埃克森美孚近年来第三次提高低碳投资计划（此前，2023年及2024年发布的五年计划值分别为170亿美元和200亿美元），与正在从低碳投资中回撤的欧洲石油公司形成了鲜明对比，一定程度上或许体现了埃克森美孚走低碳解决方案提供商这一路线的正确性及决心。埃克森美孚的低碳解决方案业务主要集中在三个领域：CCS（碳捕集与封存）、氢能和锂业务，这些领域与公司核心竞争力相契合。在有利的政策和不断增长的市场需求推动下，埃克森美孚预计其低碳解决方案业务将在未来五年展现20亿美元的盈利增长潜力。

稳步开展CCS基础项目建设，推动商业化运转探索。埃克森美孚本就具有行业领先的CCS产能规模，收购登伯里（Denbury）公司后又收获了美国高容量的二氧化碳管道网络资产，使其在全美CCS管网的持有量达到最大。在此基础上，公司正在加速推进碳减排基础设施的建设，业务核心为位于墨西哥湾横跨三个州的大规模CCS系统。2024年被埃克

森美孚评价为CCS业务的关键一年，其在得克萨斯州完成了首个二氧化碳注入井的建设，获得了美国最大的海上封存场地，新拿下了两份CCS商业合同，目前合同总量已超过每年1400万吨二氧化碳。埃克森美孚预计，2025年该CCS系统将接入第一个商业化客户，且最终可以去除多达1亿吨/年的二氧化碳，商业空间很大。此外，其正利用成熟的CCS业务能力，拓展“CCS+”的解决方案提供能力。例如，计划在印尼建设一个“CCS+石化综合体”项目，总投资可能达到150亿美元。再如，计划拓展“CCS+天然气发电”业务，为美国本土数据中心提供低碳电力。结合以上内容，可以认为，埃克森美孚已基本完成商业化探索，CCS解决方案将逐步成为其低碳业务的主要盈利核心。

全力推进全球最大的氢能化工综合体项目落地。值得注意的是，根据能源咨询公司Rystad Energy（睿咨得能源）2024年的统计，埃克森美孚截至2030年的氢能项目储备规模将在国际石油公司中位居首位。这一领先地位主要源于公司在贝敦烯烃厂的产能布局，该工厂采用天然气制蓝氢。此前，由于美国政府对该项目的税收抵免政策存在不确定性，项目曾一度面临取消风险。然而，2024年9月，阿布扎比国家石油公司（ADNOC）与埃克森美孚签署协议，收购该项目35%的股权，为项目推进提供了重要保障。埃克森美孚计划于2025年对该项目作出最终投资决策，并预计2029年正式投入运营。目前，绿氢项目的大规模应用场景仍在培育阶段，而蓝氢项目因其与能源化工主业的高协同性，正受到美国和中东等地区石油巨头的更多青睐。

培育锂业务，计划成为电动汽车产业链上的锂资源供应商。埃克森美孚和锂很有渊源，诺贝尔化学奖得主斯坦·惠廷厄姆（Stan Whittingham）曾在埃克森美孚从事电池研发工作，其研究成果为锂离子电池的发明奠定了基础。现在，随着全球能源转型的不断推进，公司又从蓬勃发展的电动汽车产业链中看到了锂业务培育机会。2023年，埃

克森美孚从一家名为Galvanic Energy的勘探公司手中购买了阿肯色州南部12万英亩的富锂储层。按照计划，埃克森美孚预计在2027年推出首个产品“美孚锂”，并预计到2030年实现年产量满足超过100万辆电动汽车的制造需求。为了确保市场需求，埃克森美孚正积极拓展潜在客户网络。2024年，其与LG化学、SK On公司分别签署了谅解备忘录，初步约定每年向两家公司的电池工厂各供应10万吨碳酸锂或锂原料。但总体来说，埃克森美孚的锂业务仍处于起步阶段。虽然其选择避开技术密集、竞争激烈的电池制造领域，专注于锂资源的开发与供应，但这一战略能否按计划顺利推进，仍面临技术、市场和政策等多重挑战。

原载
2025年第5期《中国石化》杂志

栏目编辑
孙　艳

责任编辑
孙　艳

壳牌：稳健推进低碳转型的典型代表

陆瑞雪（中国石化经济技术研究院）

全球能源低碳转型的宏观背景、地缘政治因素给能源安全与可持续供应带来的挑战，对能源化工公司的转型发展提出更高要求。荷兰皇家壳牌石油公司（以下简称“壳牌”）作为一体化能源化工公司低碳转型稳健推进者的典型代表，积极应对形势变化，在发展自身优势新能源业务的同时，优化传统油气业务以降低碳排放强度，并在管理运营上作出适应性调整，致力于“以更少的排放创造更高的价值”。

壳牌降碳目标

2019年12月，欧盟委员会发布《欧洲绿色协议》，明确提出2050年实现碳中和的目标。在此背景下，壳牌于2020年4月设定2050年实现净零排放的目标，并于2021年发布“赋能进步”战略，加速向净零碳排放企业转型，该战略明确了短期、中期及长期的温室气体减排承诺。2024年，壳牌发布《能源转型战略2024》，进一步调整转型路径，保持2050年净零排放目标不变，同时放缓了销售能源产品的碳排放目标。壳牌最新降碳目标具体如下：

范围1和范围2碳排放：持续推进2030年自身生产运营碳排放较2016年减半的目标，到2025年全面消除上游常规火炬燃烧，维持甲烷排

放强度低于0.2%，并计划于2030年实现净零甲烷排放；范围3碳排放：计划2030年净碳强度较2016年降低15%~20%，并确保消费者使用壳牌石油产品的碳排放较2021年降低15%~20%。

为保障低碳转型稳步推进，壳牌制定了覆盖所有业务领域的能源转型计划。

在新能源业务方面，聚焦擅长领域，支持发展电动汽车充电、生物燃料和一体化电力

作为全球能源化工公司低碳转型稳健推进者，壳牌在新能源业务发展方面取得长足进步，发展领域涵盖电动汽车充电、生物燃料、可再生能源、氢能、CCS（碳捕集与封存）等。尽管各新能源业务阶段性进展显著，但壳牌可再生能源和解决方案板块仍面临持续亏损困境。在此背景下，壳牌进一步聚焦自身擅长的新能源领域，旨在推进低碳转型的同时创造更多价值。明确将电动汽车充电、生物燃料基础设施、一体化电力业务及CCS价值链作为2030年前引领低碳转型的重点战略领域。同时，壳牌对氢能发展制定了差异化路线：在2030~2040年间推动蓝氢逐步应用于工业和服务业脱碳，2040年后稳步推进绿氢发展。为支撑上述战略落地，壳牌计划在2023~2025年间投入100亿~150亿美元支持低碳解决方案，资金优先投向具备竞争优势的领域，优化资产组合以提升资本效率。

积极布局电动汽车出行市场，扩张电动汽车公共充电网络。壳牌看好电动汽车在出行领域的降碳潜力，凭借其全球最大的服务站网络优势，聚焦中国和欧洲等电动汽车消费快速增长的市场，积极布局公共充电网络。截至2024年底，壳牌公共充电网络“Shell Recharge”已覆盖约33个国家，拥有超过7万个电动汽车公共充电终端。壳牌2030年目标从此

前的“250万个充电终端”调整为“20万个公共充电终端”，反映出其发展速度放缓且重点转向更高效的公共充电终端部署。为实现这一目标，壳牌通过战略合作、投资及收购等多种方式，稳步推进扩张计划。

巩固生物燃料贸易地位，纵深推进生物燃料一体化发展。欧洲将生物燃料作为实现气候目标的重要途径之一，制定了一系列政策法规，并清晰规定了生物燃料推进目标，生物燃料尤其是SAF（可持续航空燃料）需求将迅速增长，市场将呈现供不应求的态势。壳牌将生物燃料作为低碳转型的核心战略之一，致力于推进生物燃料一体化发展。作为全球最大的生物燃料贸易商和混合商之一，壳牌通过投资和改造自身能源化工园区，不断提高生物燃料产能。在产能提升方面，壳牌计划到2030年，低碳燃料产量与2020年相比增加8倍，低碳燃料销量在其交通燃料总销量中占比将从3%提高到10%以上。在生物燃料投资方面，壳牌持有全球最大的生物乙醇生产商之一的Raízen公司44%的股份；2023年2月，又耗资近20亿美元完成了对欧洲最大的可再生天然气生产商Nature Energy的收购。在自身生物质燃料开发方面，2024年4月，壳牌在德国的生物液化天然气工厂投产，年产量可满足约5000辆液化天然气卡车燃料需求；壳牌位于荷兰鹿特丹的壳牌能源和化工园区的生物燃料工厂预计在2025~2030年投入运营，届时将成为欧洲最大的生物燃料工厂之一，产能将达到82万吨/年，主要产品为SAF和可再生柴油。不过，由于市场环境疲软，2024年7月壳牌表示将暂停该项目建设工作。此外，为优化生物燃料全产业链布局、降低成本、发挥协同优势，壳牌还投资了生物燃料新原料。2022年，壳牌收购了生产先进生物燃料原料的废物回收公司EcoOils，并投资了农林业公司Investancia Group（壳牌权益30%），进军生物燃料原料种植业。

电力业务战略从规模扩张向效益优先转型：聚焦核心市场，专注储能和售电。电气化是欧洲低碳转型的关键路径，近年来各大欧洲公司纷

纷制订雄心勃勃的新能源装机计划。然而，风电、光伏的间歇性特征对电网稳定性提出挑战，储能技术成为衔接绿电产业链的枢纽环节。欧盟政策要求与市场波动性促使能源企业重新审视电力业务战略，壳牌电力业务战略从规模导向转向效益导向。一方面，进行储能布局和选择性投资。2019年，壳牌收购德国储能公司Sonnen；2024年，壳牌与储能开发商Eku Energy合作开发部署了维多利亚州第二大电池储能项目；2024年底，壳牌计划将电力部门拆分为发电和交易两个部门，并专注于电力销售和电池储能开发。壳牌还表示其电力投资优先用于灵活发电、电池储能和数字技术。另一方面，进行选择性战略收缩与市场退出。壳牌曾在2019年表示“计划在15年内成为全球最大的电力公司”，并在2021年提出“到2030年电力销量增加一倍，达到560太瓦时/年”的目标。然而，由于前期电力市场的迅速扩张并未带来预期收益，壳牌放缓了原定的电力市场目标，退出盈利性不足的市场和项目。由于不具备竞争优势，壳牌于2023年出售了其在英国和德国的家庭能源零售业务。受海上风电成本效益及政策影响，壳牌退出了位于美国、韩国等地的多个海上风电项目，并于2024年底决定停止新的海上风电项目投资。同时，由于竞争激烈、盈利难度大，壳牌于2023年底开始陆续退出中国电力市场，将其一体化电力业务发展的重点定在澳大利亚、欧洲、印度和美国等地。

积极发展氢能和CCS。壳牌重点发展重型汽车用氢和绿氢业务，通过技术开发与投资强化CCS业务。氢能发展方面，在制氢端壳牌拥有并运营着全球约10%的电解氢产能，在用氢端壳牌于2023年缩减了氢能轻型移动业务线，优先考虑重型汽车用氢业务。CCS发展方面，壳牌将CCS作为自身运营脱碳的重要路径之一，除开发碳捕集存储技术外，还投资持有加拿大Quest、挪威北极光、澳大利亚Gorgon等多个CCS项目权益。

在传统上游业务方面，保障能源供应安全与现金流稳定，降低油气勘探开发碳排强度

壳牌新能源业务的盈利性不足及退出俄罗斯油气业务导致的资产损失，使其面临短期财务压力与长期低碳转型目标之间的权衡挑战。鉴于上述多重因素，壳牌取消了其在2023年确立的“计划到2030年前每年减少1%~2%石油产量”的目标，并表示“将在2030年前保持上游和一体化天然气总产量年均增长1%”，同时以多种途径降低油气勘探开发碳排放强度，着力发展全球领先的一体化天然气和LNG（液化天然气）业务，确保在保障能源供应安全和现金流稳定的基础上，平稳推进低碳转型。

保持石油产量稳定，重点发展低碳深水油气项目，减少运营碳排放。基于油气产量自然衰减速度快于需求衰减的现状，壳牌计划在2030年前将原油与天然气液体产量维持在每天至少140万桶油当量的水平，并将油气生产重心转移至高利润、低碳排放的深水区域，同时将勘探活动聚焦于包括深水区块在内的既有油田资产。2023年初到2025年底，壳牌启动峰值产量合计超过每天50万桶油当量的项目，其中约40%为深水项目。以美国墨西哥湾为例，壳牌作为该区域的领先运营商，依托其全球最低的原油开采温室气体排放强度优势，持续巩固其市场地位。凭借近50年深水作业积累的专业技术，壳牌深水业务在现金流（不含营运资本）及碳排放强度两项关键指标上均优于国际同行。壳牌的深水投资组合已形成全球化布局，除美国墨西哥湾外，还包括巴西、尼日利亚、纳米比亚等重点产区。深水业务目前占公司可采储量近50%，其在低碳油气资源开发领域的战略地位，已成为支撑壳牌未来增长的核心驱动力。

在油气勘探开发中通过创新设计、经验复制、电气化及CCS技术降低运营碳排放。壳牌通过对美国墨西哥湾Vito油田浮式生产设施进行优

化设计，降低了80%的碳排放和70%的成本。后续该优化设计还作为Whale项目和Sparta项目的设计标准，用于降碳和节约成本。此外，还通过实施海上石油设施电气化改造，积极利用风能和太阳能等可再生能源，降低运营碳排放。同时，壳牌将CCS技术作为实现进一步减排的关键技术，并计划自2025年起全面取消上游业务常规火炬燃烧，持续推进上游运营减排。

坚定发展全球领先的一体化天然气和LNG业务。天然气作为最清洁的化石能源，凭借其供应稳定性与灵活性优势，在能源供应安全、新能源电力调峰及工业脱碳等领域占据重要战略地位。根据壳牌《LNG前景报告2025》的预测，亚洲经济增长将推动全球LNG需求在2040年前增长60%。多年来，壳牌始终将天然气业务作为战略发展重点，其天然气业务全面覆盖天然气价值链，并通过全产业链协调配合形成了独特的竞争优势，在天然气投资组合、基础设施建设、贸易等领域均处于全球领先地位。

LNG业务是壳牌天然气战略的核心方向。壳牌认为，供应LNG将是其未来10年对能源转型的最大贡献之一，并计划在2030年前将LNG销量年增速保持在4%~5%。壳牌计划在2030年前为天然气和上游业务每年提供约130亿美元的投资，重点支持LNG业务发展。除自产LNG外，壳牌还充分发挥其贸易优势，通过灵活的LNG贸易策略不断扩大产品组合的规模和灵活性。

在传统下游业务方面，聚焦价值和降碳，剥离改造炼化资产，发展多样化低碳解决方案

传统下游业务是能源化工公司碳排放的主要环节。壳牌通过剥离高碳资产、推动炼化一体化与新能源的联动发展降低自身运营碳排放，并

通过减少石油产品销售和发展多样化低碳解决方案帮助客户实现降碳。

剥离高碳低效炼化资产，探索炼化一体化与新能源联动发展。壳牌正系统性推进炼厂剥离和改造计划。在炼厂剥离方面，2020年底壳牌宣布缩减炼油产能，计划到2025年将炼油厂数量由14座削减至6座。在炼厂改造方面，壳牌正推动传统炼厂向综合能源化工园区转型，构建低碳生产体系。壳牌已启动对美国诺科（Norco）、加拿大斯科特福德（Scotford）、荷兰佩尔尼斯（Pernis）和德国莱茵兰（Rheinland）4座炼厂的功能重构，改造形成涵盖传统炼化与新能源的复合型园区。

根据区域化工市场特征，对欧洲、美国和中国化工市场采取差异化发展策略。壳牌化工业务连续3年持续亏损，处境艰难。受能源成本、碳排放压力及基础设施老化影响，壳牌于2023年启动欧洲化工与炼油资产的全面审查，关停竞争力不足的生产单元，并在2025年资本市场日披露，公司将对全球化工资产进行战略评估，计划退出欧洲高成本项目。同时，壳牌希望在美国探索建立战略合作伙伴关系，优化北美业务布局。鉴于中国市场的成本优势与增长潜力，壳牌于2025年1月通过了扩建位于中国惠州大亚湾的石化综合体项目的最终投资决定，新增年产能达160万吨的第三套乙烯裂解装置。此外，壳牌方面表示2030年前将减少在化学品方面的资本投入，重新分配投资组合以释放价值。

减少油品销售，支持发展多样化低碳解决方案。壳牌致力于成为以客户为中心的能源营销与贸易商，减碳目标之一是到2030年将消费者使用壳牌石油产品的碳排放较2021年降低15%~20%。为此，壳牌一方面缩减传统石油产品销售规模，其《能源转型战略2024》中提出，2024~2025年间每年计划剥离约500个旗下加油站点（包括合资企业）；另一方面，发展多样化低碳解决方案，通过投资电动汽车充电网络、生物燃料、集成电源等领域优化产品组合，同时依托技术创新开发新型商业模式与低碳燃料，并充分发挥其贸易与生产的协同效应，为客户提供

经济可行的低碳解决方案。2024年，壳牌通过减少石油产品销售和增加电力销售，实现了所售产品净碳强度较2016年降低9%的短期目标。

聚焦业绩、纪律和简化，优化组织架构，推动降本增效，适应转型发展

调整组织架构，融合优势业务，推动下游业务与新能源业务协同发展。为了与“赋能进步”转型战略保持一致，同时更好地发展盈利能力不足的可再生能源业务，壳牌于2023年对公司组织架构进行了优化调整。此次调整的核心是拆分原一体化天然气与可再生能源解决方案板块，将一体化天然气与上游业务合并，成立新的一体化天然气与上游业务董事会；同时，将下游业务与可再生能源及能源解决方案合并，组建新的下游与可再生能源董事会。这一战略调整基于对当前全球能源格局和经济形势的深入分析，旨在通过油气业务的深度融合强化协同效应。此外，作为全球最大的能源产品贸易商，壳牌通过将可再生能源与下游业务整合，意在将其在零售和大宗商品贸易领域的全球领先优势延伸至可再生能源销售领域，从而实现业务协同发展，降低能源转型过程中的潜在风险。

聚焦业绩、纪律和简化，削减结构性成本。严格遵循业绩、纪律和简化三项原则，壳牌自2022年以来累计实现31亿美元结构性成本削减。其中，通过提高操作运营和供应链效率、精简结构、提升决策效率等非投资性措施节约19亿美元，通过退出英国家庭能源零售业务、撤销在加利福尼亚和巴基斯坦的投资项目等投资组合调整节约了12亿美元。2023年，壳牌进一步优化高成本、低利润业务线，通过缩减氢能轻型移动业务规模，实施人员裁减与岗位转移等操作，实现了10亿美元结构性成本削减。2024年，壳牌继续深化成本优化措施，结构性成本削减金额达

到21亿美元，提前完成了原定于2025年底实现20亿~30亿美元成本节约的目标，并计划到2028年底将结构性成本较2022年降低50亿~70亿美元。

原载
2025年第5期《中国石化》杂志

栏目编辑
孙　艳

责任编辑
孙　艳

bp：从“激进”到“稳健”的战略回撤

唐　旭（中国石化经济技术研究院）

2025年2月26日，英国石油公司（以下简称“bp”）宣布将可再生能源年度投资削减超50亿美元，转而将油气年度支出提升至100亿美元，此举标志着这家曾以“净零先锋”自居的能源巨头完成了一次战略大逆转。从2020年高调宣布激进转型，到如今回归传统能源的稳健策略，bp的战略回撤折射出盈利压力与绿色低碳发展之间的深层矛盾。这种战略调整并非发展方向的迷失，而是能源企业在转型中面对困境不断审视和自我修正的过程。bp的战略转型究竟是短期逐利的无奈妥协，还是长期能源转型中的逻辑重构，这背后的复杂动因或许正是理解bp转型的关键所在。

总体战略：由“激进”向“稳健”回归

bp这次战略转型的动因可追溯到2010年的墨西哥湾漏油事件。受该事件影响，bp资产负债率长期居高不下，多年来财务压力一直未得到有效纾解。同时，由于欧洲本土油气资源禀赋薄弱，对外依存度过高，能源安全难以保障。随着2020年欧洲碳中和计划逐步转入实行阶段，欧洲在能源转型上主动出击，致力于成为第一块“净零大陆”。

2020年，bp确立了从传统国际石油公司（IOC）转型为综合性能源

公司（IEC）的战略目标，大幅减少对化石能源的依赖，在设立油气减产目标的同时大幅提高在低碳领域的投资，重点布局可再生能源（风能、太阳能）、氢能、生物能源、电动汽车充电及CCUS（碳捕集、利用与封存）等方向。在随后的两年间，bp原油减产计划稳步推进，对低碳领域的投资也有增大趋势。但是，bp的转型进程遭遇冲击。一方面，2022年俄乌冲突爆发后，bp被迫剥离在俄上游业务导致超200亿美元的巨额资产损失，叠加上游减产计划，致使公司错失2022年油价飙升的市场机遇期。另一方面，低碳能源业务存在既定战略政策与自身产业发展政策不匹配、产业链协同发展体制机制尚未健全等问题。例如，绿电装机相关投资过高，而储能、电网消纳能力等产业链关键环节尚未完善，短板过多导致“木桶效应”凸显，整体商业盈利规模尚未取得突破；绿氢产业基础设施建设、技术成熟度和产业链成熟度等比绿电更弱，短期内难以带来规模性盈利；近年来欧洲天然气供需平衡愈加脆弱，2025年初欧洲天然气库存量仅有49%，天然气需求增大，天然气价格飙升，暴露出能源安全问题；风光发电的波动性对燃气电站“削峰填谷”能力造成挑战。这些因素最终导致bp需要传统能源弥补现阶段能源供应短缺的局面，油气业务作为“现金流引擎”的战略价值也获得重估。

总的来看，bp原激进的转型方案事与愿违，油气减产和低碳业务难以盈利两方面叠加，公司财务状况并未显著改善，股价表现不佳，股东回报减少，来自机构等投资者的压力增大。因此，bp为保障现金流，提振股价并增加股东回报，在2025年宣布重新聚焦上游油气价值链，增加上游投资、提高油气产量，放弃减产目标。同时，降低能源转型业务的资本支出，修改范围1和范围2排放目标并取消范围3相关目标。

但这并不代表完全放弃低碳承诺。bp今年已将其运营控制范围内的范围1和范围2排放量比2019年的基线减少了约38%，远超原计划20%的目标。其重申2050年净零目标，但强调将“以社会要求的速度”推进

转型，聚焦上游优势资产和有选择性地投资低碳业务，避免过度资本消耗。通过这种“油气输血低碳”的模式，bp试图在传统业务现金流与低碳能源转型之间建立平衡。

聚焦高盈利：强化上游核心资产，开展风险投资，提高上游竞争力

为强化上游业务，bp通过获取已探明资源并持续更新勘探项目储备来强化上游投资组合，预计到2027年底启动10个新的大型项目，到2030年底再启动8~10个项目。同时，bp计划增加油气资本支出至每年100亿美元，实现油气产量至2030年达到230万~250万桶/日。通过聚焦并强化上游核心资产、开展风险投资等手段以保障现金流。

持续聚焦并强化上游核心资产，锁定短期高回报项目。美国是bp上游业务中最重要、建设最完备的区域，近年来bp持续通过增加投资、产能扩建等方式强化其在美国的上游核心资产。2022年启动墨西哥湾赫歇尔（Herschel）项目扩建；2023年启动墨西哥湾Mad Dog二期Argos平台，并批准了Argos西南扩建项目；2024年7月批准了墨西哥湾Kaskida项目的最终决定，同年批准了亚特兰蒂斯钻井中心在墨西哥湾的扩建项目。

油气稳产增产与减少运营碳排放并行。一方面，bp借助数字化技术对现有项目进行升级以降低碳排放强度；另一方面，在新项目开发上直接配备CCUS等系统以减少碳排放。例如，2024年4月，在阿塞拜疆启动位于泽里中东部（ACE）的石油生产平台，是bp首个完全远程操作的海上平台，通过数字化、自动化技术提高运营效率并减少碳排放；2024年11月宣布投资70亿美元用于开发位于印度尼西亚的天然气田项目，该项目配备CCUS系统，在天然气开发的同时捕集二氧化碳以减少碳排放。

地缘政治风险下激进押注上游，补强上游竞争力。今年2月，bp宣

布重返伊拉克，计划在伊拉克基尔库克油气田投资250亿美元，对基尔库克的几个巨型油田进行修复和再开发。此举标志着bp在经历多次失败和政治动荡后重返该地区。伊拉克石油储量丰富，bp此次与伊拉克的合作将采用利润分成模式，具有可观的经济效益。然而伊拉克石油工业长期受基础设施落后、政治不稳定和管理不善影响，产能远低于潜力。如果局势再度动荡，bp或将面临重蹈覆辙的风险。

注重短期回报：收缩低碳和新能源板块，开展选择性投资，减轻资本负担

未来，bp将转向更加务实的“选择性投资”，计划将可再生能源投资降低至每年15亿~20亿美元，保留沼气、生物燃料、电动汽车充电等盈利性较强的项目，在氢能和碳捕集领域注重选择性投资，在风能和太阳能上采取轻资本化的发展方式，同时剥离亏损的陆上风电业务。

在沼气和生物燃料方面，聚焦市场需求稳定区域，专注于高回报项目。2022年，bp收购美国古菌能源（Archaea Energy）以建立其沼气业务，并在2023年启动第一家模块化设计工厂（AMD），将业务布局扩展到快速增长的美国沼气市场，逐渐奠定了其在美国可再生天然气（RNG）领域的领军地位；加大对生物燃料需求稳定的国家投资力度，2024年8月，投资中国生物燃料公司连云港嘉澳，该项目设计的可持续航空燃料（SAF）年产能将达50万吨；在生物燃料投资组合上进一步优化，暂停部分项目，2024年6月，收购在邦吉所持有的bp Bunge Bioenergia公司剩余股份之后，缩减开发新生物燃料项目的计划，暂停了两个潜在项目的规划。

在电动汽车充电方面，缩减业务范围，聚焦高需求国家以锁定短期回报。bp持续推进建设电动汽车充电站，2024年已建成超3.9万个电动

汽车充电站，并计划在2030年建成10万个电动汽车充电站。其业务布局从此前的12个国家缩减到充电业务属于高需求且投资回报较高的4个国家（英国、德国、中国、美国）。在欧洲，2024年3月，bp的子公司bp Pulse收购了欧洲最大的卡车停靠站之一肯特郡Ashford International Truckstop的永久业权，进一步强化本土卡车车队电气化的业务布局。同年8月，bp完成对德国GETEC ENERGIE GmbH公司的收购，以扩大在欧洲电力业务的增长。在中国，2025年1月，bp Pulse与小鹏汽车签署谅解备忘录，开放各自充电网络，覆盖中国420个城市的超3万个充电桩，进一步深化在中国的电动汽车充电领域布局。

在氢能和CCUS方面放缓步伐，进行有选择性地投资和开发。2024年，bp取消18个早期氢能项目。尽管缩减了氢能和CCUS项目的投资，但一些关键项目和产业协同较高的项目仍在推进。例如，在氢能方面，2024年12月，对德国的林根绿色氢能项目（Lingen Green Hydrogen）作出最终投资决定，该项目是bp迄今为止规模最大的氢气生产项目，预计2027年全面投产，每年可生产1万~1.1万吨绿氢；2024年9月，和Iberdrola一起宣布对西班牙最大绿色氢能工厂的最终投资决定，利用在Castellón炼油厂的产业协同优势，建设一个25兆瓦的绿氢发电项目。在CCUS方面，bp持续推进与油气生产具有较高协同性的CCUS项目，扩展在东南亚地区的业务布局。例如，2024年11月，批准了在印度尼西亚的Tangguh UCC项目，该项目除了开发约850亿立方米的天然气资源外，预计在天然气生产中封存约1500万吨二氧化碳。这也是CCUS技术在印尼的首次应用，助力降低运营过程中的碳排放强度。

在风能和太阳能方面，优化资产，转向轻资本化的运作方式，出售部分股权以减轻资本负担。在风能业务上，由于材料成本飙升和供应链中断，bp已停止对新海上风电项目的投资，对于现有风电项目采取出售业务或股权的方式减少项目开发支出。2024年9月，bp宣布出售其在美

国的陆上风电业务，并在10月宣布出售其海上风电业务的少数股权。bp通过引入合作伙伴共同持股的方式减轻公司资本负担。2024年12月，宣布与日本能源公司JERA合并其所有海上风电业务并成立新合资企业。在太阳能业务上，2024年10月，完成了对Lightsource bp剩余股权的收购，今年2月宣布计划为Lightsource bp引入合作伙伴。这一系列调整显示出bp对风能和太阳能领域的谨慎投入和轻资本化的运作方式。

原载
2025年第5期《中国石化》杂志

栏目编辑
孙　艳

责任编辑
孙　艳

道达尔：以“小步快跑”谋求“大象转身”

戴　尧（中国石化经济技术研究院）

多年来，法国道达尔能源公司（以下简称“道达尔”）坚持传统油气和新能源电力“两条腿走路”的战略理念，推进平衡平稳转型，打造多元化能源公司，力图2030年实现低碳能源、天然气、石油在能源销量中各占20%、50%、30%，使碳强度相比2015年降低25%的同时增加20%能源销量，2050年达到25%低碳分子燃料、50%电力、25%石油天然气的比例，实现碳中和。

道达尔已经形成的成体系的统筹转型策略，源于其长期以来对能源转型的理解和对企业角色转换的综合考虑。以短期高额投资和收购来完成转型目标的做法存在较高风险，选择技术相对成熟、基础设施与公司现有资产相对匹配度更高、商业模式相对更明确的产业，然后实行“小步快跑”的策略，才是实现大型传统能源企业“大象转身”的有效途径。

组织架构：新架构积极拥抱电力和低碳业务，强调科研对企业转型的引领作用

道达尔公司在2021年5月正式更名为道达尔能源（TotalEnergies），表明了其从传统油气与炼化公司转向综合能源供应商的决心。同年9月，

道达尔对公司组织架构进行了改革，建立One Tech科研部门，由执行委员会成员领导，旨在推动公司从传统油气业务向多元能源企业转型。该部门的作用主要包括技术整合与创新、人才培养与吸引、业务多元化与战略支持、碳排放削减与可持续发展4个方面。在该模式下，科研部门将与上游、下游炼化、营销与服务等板块并列，成为道达尔能源统筹规划各业务发展的连接绳和黏合剂。2023年，道达尔进一步规划“平衡转型战略”，对石油、天然气/可再生气/氢气、电力一体化、碳汇四大业务进行明确定位。

上游业务：资产再组合，重点发展液化天然气

道达尔将油气业务作为其转型的支柱之一。目前该公司计划到2030年前油气产量年均增速保持2%，将天然气（主要是液化天然气）在销售组合中的份额提高到50%。为此，道达尔实行两大战略，一是向低成本、低碳的传统油气资产聚焦，二是打造全球前三的一体化LNG（液化天然气）资产组合。

为实现低碳低成本目标，道达尔设定了严格的成本目标，要求运营和投资成本合计低于20美元/桶油当量，并以此为标准持续剥离盈利性低且碳排放高的资产。从2021年起，道达尔从伊拉克库尔德地区、委内瑞拉、缅甸、加拿大等地的高碳排资产（如油砂）退出，积极转换赛道进入莫桑比克、巴西、苏里南等获得新发现且开采成本更低的热门地区。

天然气开发领域，道达尔继续扩大全产业链LNG供应能力，通过多种方式和渠道保证战略目标的稳步推进。在自主勘探开采方面，道达尔从2022年起开启了多个天然气项目，包括安哥拉、阿根廷、阿曼、卡塔尔、巴布亚新几内亚等地，资产类型包括近海与深水平台。在供应链能力方面，道达尔对液化能力、运输能力均进行了新投资。

美国作为LNG产业的热门国家，也成为道达尔的重点投资对象：在得克萨斯州与下个十年公司（Next Decade）、全球基础设施伙伴（GIP）等多家公司合作，耗资184亿美元兴建里奥格兰德LNG项目，背靠二叠纪盆地与鹰滩页岩资源，在提供1750万吨/年液化能力的同时，建造配套的码头泊位，以供两艘能装载21.6万立方米LNG运输船停靠。道达尔已签署了20年期的年购540万吨LNG协议，将有效满足未来欧洲对LNG的需求。与此同时，该项目后续阶段另规划了2750万吨/年液化能力，目标客户进一步扩展至亚洲和中东地区，有助于道达尔进一步巩固其全球LNG市场中的领先地位。

在作为LNG主要客户的欧洲本土，道达尔抓住俄乌冲突带来的天然气需求转移契机，在法国和德国都进行了供应链升级：德国方面，2023年1月道达尔在卢布明港投产了一套浮式储存及再气化装置，年再气化能力为50亿立方米，可满足德国约5%的天然气需求，目前该设施已转移至吕根岛穆克兰近海；法国方面，道达尔在勒阿弗尔港投产了一套同类型设备，其再气化能力约占法国用气量的10%，存储容量为14.25万立方米，用于向法国电网供应天然气。尽管道达尔并非这些浮式再气化装置的全资所有者，但其与船东公司快速协商并按需部署的能力体现了道达尔LNG供应链的灵活多样。

下游业务：突出生物质炼化，专注新兴产业商业化实践

道达尔在下游板块也作出了战略调整，正在进行深刻的业务转型。生物质燃料尤其是可持续航空燃料（SAF）是道达尔对炼油业务未来的关注要点，目标是成为SAF生产领跑者，预计2030年产能达到150万吨/年，相当于全球总产量的7%。为此，道达尔对现有炼厂进行了划分，一部分转换为生物质炼厂或综合性零油平台，另一部分规模较大、有区

位优势的炼厂则进行设备升级改造。化工方面，道达尔注重生物化工、循环化工、新材料等领域的发展，并已逐步成为行业领先的生物质化工公司。

零油平台的最佳案例是位于巴黎东南部塞纳—马恩省的格兰德普伊特（Grandpuits）炼油厂改造项目。该项目总投资超过5亿欧元，基于生物质、可再生能源和循环经济的多项未来导向业务，炼油作业于2021年2月结束，石油产品的储存于2023年12月结束。经改造后，该综合体包括28.5万吨/年的可持续航空燃料、12万吨/年的可再生柴油、5万吨/年的可再生石脑油、80吉瓦时/年的生物甲烷、3万吨/年的复合聚合物、2万吨/年的低碳氢、25兆瓦/年的太阳能发电厂、43兆瓦时/年的能源储存。该综合体从设计之初就放弃了原油输入，仅需天然气和生物基原料即可完成园区全部生产流程，体现了道达尔对未来绿色炼化产业的体系化理解和其尝试作为产业领导者推动炼化绿色转型的决心。除格兰德普伊特炼油厂改造为零油平台外，道达尔将法国拉梅德炼油厂改造为生物炼油厂，这是欧洲最大的生物炼油厂之一，每年可生产50万吨HVO（氢化植物油）型生物燃料以适应欧洲市场需求变化和能源转型趋势。

计划升级的炼厂是道达尔安特卫普炼厂。作为欧洲第三大炼厂，其产能为每天处理约33.8万桶原油。该炼油厂位于比利时安特卫普港区内，是安特卫普—鹿特丹—阿姆斯特丹（ARA）石油枢纽的核心部分。该炼油厂不仅在原油加工能力上表现出色，还与一个大型石化综合体和一个生产高密度聚乙烯的聚合物工厂集成在一起。此次升级包括一个新的流化催化裂化装置及熔炉改造，将有助于提高该工厂的产能。历史上安特卫普炼油厂也进行过多次改造，包括产品调整、原料调整和低碳技术耦合，使其成为技术先进、原料循环利用、产品符合欧盟标准的现代化炼厂。

在新兴的生物化工领域，道达尔目前最成功的案例是聚乳酸（PLA）

业务。道达尔与科碧恩（Corbion）公司在泰国合资了一家年产能7.5万吨的聚乳酸工厂，使用泰国本土采购的可再生非转基因甘蔗为原料，生产可满足包装、3D打印、汽车等多个领域需求的多种规格聚乳酸。目前道达尔的塑料循环实践也依赖于聚乳酸，其与科碧恩开发的新型聚乳酸是世界上首个商业化的化学回收生物塑料产品。通过水解过程，道达尔泰国聚乳酸工厂将工业后和消费后的PLA废料解聚成乳酸，再重新聚合生产新的PLA，最终产品含有20%的回收成分，可以再次生产聚乳酸瓶体。通过该商业实践，道达尔展示了其在可持续化工领域的领导力。

综合能源与低碳：长期推进电力业务发展，目前已卓有成效，其他低碳业务则相对谨慎

综合能源作为道达尔转型的第二支柱，正逐渐成为一项可以独立生存的业务。从2016年起，道达尔就已规划并逐步实施向综合能源供应商转型的战略，目前道达尔已成为法国市场份额前三的电力公司，可再生电力装机量达到24吉瓦，并计划2025年将这一数字提高至35吉瓦，从而使公司净发电量达到每年50太瓦时，进一步扩大其可再生电力供应能力。公司预计最早至2026年即可实现一体化电力业务正净现金流，是较快达成这一目标的欧洲传统能源化工公司。未来，道达尔希望将可再生能源（太阳能、陆上和海上风能）和灵活的资产（燃气轮机联合循环发电、储能）相结合，使公司到2030年净发电量超过100太瓦时。除发电外，道达尔也发展电力零售和电动出行业务，目前公司决定以欧洲为发展重点，到2025年运营超过15万个电动汽车充电桩。这与壳牌等缩减充电桩建设的决定形成了鲜明对比，体现出道达尔对转型这一概念的定位是其长期战略的核心。此外，全球领先的电池公司帅福德是道达尔的子公司，其在特种电池和储能领域有较高技术水平，使得道达尔掌握的绿

电产业链环节相对其他传统能源公司更完整，更有利于在目前绿电发展的瓶颈和困难时期抵御风险，防止项目因供应链不完善、技术及设备均有求于人等原因导致暂停或取消。

对于除绿电和生物质外的其他低碳业务，道达尔则更加谨慎。在碳捕集和封存业务上，尽管道达尔也制定了到2030年实现每年超过1000万吨二氧化碳封存能力的目标，但仍然显著少于美国同行的规划，且目前缺少商业化实践经验，属于业内较落后的梯队。为推进这一业务的发展，道达尔每年投入约1亿美元用于CCS的研发和工业试点项目，并与壳牌、Equinor、雅苒、Svante等公司进行战略合作，实现共同开发、共同研发、共担风险。目前道达尔在北海地区积极参与多个重要项目，致力于将该地区打造成主要的CCS枢纽。例如，参与“北方耐力合作伙伴关系”与挪威的“北方之光”项目，后者是全球首个商业化的跨境CCS项目。

道达尔并未将氢能列为短期内需快速发展的产业。氢能领域，道达尔仍坚持至2030年建设100座加氢站的目标，但自2023年起并未再有新站点投产。目前道达尔在德国、荷兰、比利时和法国拥有30座加氢站，大多数由其与合作伙伴共同经营，服务公共汽车、垃圾车等城市用重型车辆。由此可见，受限于自身技术不成熟、商业模式仍需培育等原因，道达尔并未将氢能列为短期内需快速发展的产业，而是作为2030年后再重点发展的储备和试点。

原载
2025年第5期《中国石化》杂志

栏目编辑
孙　艳

责任编辑
孙　艳

雪佛龙：兼顾传统业务优化与新能源商业化探索

戴　尧（中国石化经济技术研究院）

美国的雪佛龙股份有限公司（以下简称“雪佛龙”）作为深耕油气行业的传统石油石化企业，正通过“取长补短”策略，从公司管理结构到消费者服务进行多项改革，在多个低碳和新能源领域培育自身可控制的技术和上下游产业链，紧贴美国政策红利，推动政府支持的低碳产业快速商业化。

组织架构：设立可持续发展部门推进低碳转型，通过产业链上下游业务整合实现统筹发展

自2022年起，雪佛龙着手进行公司架构的重大变革，关键举措之一便是设立可持续发展业务部门。这一部门并非孤立存在，而是作为战略部门下的一个单元，与传统业务并行发展。它的设立标志着雪佛龙正式将低碳业务提升到战略层面，与传统的石油、石油石化产品和天然气业务同等重视。该部门肩负着统筹规划和推进公司所有低碳业务的重任，包括但不限于生物质燃料、碳捕集与封存（CCS）、氢能等新兴领域。这种架构设置使得低碳业务能够获得足够的资源支持，同时又能与传统业务相互协同、统筹规划。

在传统能源业务方面，雪佛龙进行了大刀阔斧的整合与重构。2022年至今，公司对上中下游各板块进行了拆分与重组，以适应新的市场环境和转型需求。具体而言，在上游，国际勘探与生产总裁担任上游总裁，负责领导公司在全球范围内的油气勘探与开采工作；美国勘探与生产总裁则专注于页岩和致密油气资源的开发，这一职位的设置体现了雪佛龙对美国本土页岩油气资源的高度重视，尤其是在二叠纪盆地等关键区域。下游、中游及化工板块设一名总裁，致力于优化公司的运营流程，提升生产效率，降低成本，并加强与客户的沟通与合作，以更好地满足市场需求。

此外，雪佛龙的技术中心也在架构调整中发挥了重要作用。该中心专注于在技术、项目和执行方面的价值创造，通过加强技术研发和创新，为公司在低碳和新能源领域的拓展提供技术支持。

上游业务：传统油气资产择优保留，大力开发页岩和全球天然气潜力

雪佛龙在上游业务的转型策略中，既注重油气产量的增加，又致力于降低碳排放和成本，以实现传统业务可持续发展，为企业整体转型提供强劲现金流。

在油气生产方面，雪佛龙积极推动油气业务的增产，尤其是扩大天然气产量。公司通过一系列的并购活动，显著扩展了其资产组合。例如，收购诺贝尔能源（Noble Energy）、PDC能源（PDC Energy）等公司，这些并购不仅增加了雪佛龙的油气储量，还提升了其在全球主要油气产区的影响力。目前，雪佛龙超过一半的资源位于页岩和致密地层，主要集中在二叠纪盆地，这一区域的页岩油气资源具有巨大的开发潜力。此外，深水资产也是雪佛龙关注的重点，其在美国墨西哥湾、澳大利亚、

尼日利亚等地拥有丰富的深水油气资源。特别是随着赫斯（Hess）收购的完成，雪佛龙圭亚那深水资产大增，进一步巩固了其在全球深水油气开发领域的地位。

在天然气领域，雪佛龙加大了对哈萨克斯坦里海和澳大利亚的天然气开采、液化一体化设施升级与增产力度，不仅能填补全球对天然气日益增长的需求，还能通过提高天然气在产品结构中的比例，降低整体碳排放水平。

在碳排放与成本控制方面，雪佛龙通过优化资产组合，退出部分高碳排资产，如加拿大油砂、Eagle Ford和Marcellus页岩资产等，以减少碳排放。同时，还采取一系列措施提高运营效率，比如采用自动化、数字化等先进技术优化生产流程，降低能源消耗。此外，还通过使用可再生能源和电力驱动设备，减少开采和运营中的碳排放与成本。

中下游与化工业务：强化一体化价值链

雪佛龙在中下游与化工板块的转型中，致力于优化运营、商业、客户和企业价值链，协调各环节之间的业务联系，以提升公司的竞争力和市场适应性。

在油气运输方面，雪佛龙通过收购诺贝尔能源等公司，强化了在二叠纪盆地的管道运输能力。这一举措使得雪佛龙能够更好地控制油气运输环节，将价值链内化为公司自主可控，从而降低运输成本，提高运营效率。通过整合中游业务，雪佛龙能够更有效地协调油气生产与运输，确保油气资源的稳定供应，同时也为下游炼油和化工生产提供了有力支持。

在炼油方面，雪佛龙针对不同炼厂的特点进行了针对性的升级改造。比如，对得克萨斯州帕萨迪纳炼厂进行转型改造，使其更适合加工来自

二叠纪盆地的轻质油；对加州里士满炼厂进行设备更新，着重提高生产效率、降低污染和二氧化碳排放。通过这些升级改造措施，一方面，将炼油资产与油气核心资产紧密结合，创造了各生产环节的协同效应，提升了炼油业务的竞争力，另一方面，降低了污染物排放，对炼油这一传统业务可持续发展有所助力。

在化工方面，雪佛龙抓住低成本原料优势，进行了积极的战略布局。其与卡塔尔能源在阿联酋合资建立了年产210万吨乙烯和170万吨聚乙烯的化工设施，这是中东地区最大的乙烷裂解装置。此外，还在美国得克萨斯州的墨西哥湾沿岸与卡塔尔能源公司共同投资了一个85亿美元的综合聚合物设施项目。这些项目表明，雪佛龙已重点布局在低成本乙烷国家的乙烷裂解能力，这不仅能够满足市场对化工产品的需求，还能通过一体化价值链的优化，实现从油气生产到化工产品制造的协同发展，增加化工板块竞争力，提升公司整体盈利能力。

在大宗商品方面，雪佛龙有更雄心勃勃的计划，旨在建立从西非到欧洲、东地中海到欧洲、美国到欧洲、美国到亚洲、澳洲到亚洲的全球LNG（液化天然气）供应网络。LNG作为一种清洁、高效的能源，在全球能源转型中的重要性日益凸显，通过构建全球供应网络，雪佛龙能够更好地满足全球市场对LNG的需求，同时也为其在全球能源市场中的战略布局提供有力支持。

低碳业务：多元化发展与技术创新

雪佛龙在低碳板块的转型中，采取了“广撒网、有侧重”的发展策略，通过收购、合资、风投等多种途径，积极拓展低碳业务范围，专注于将与自身资产适配度更高的产业商业化，对技术不成熟、资产适配度低的产业则选择早期培育、鼓励创新。

生物质燃料领域是雪佛龙专注发展的第一大低碳业务。2021年，雪佛龙与邦吉成立合资公司，开发基于油籽的生物质燃料，计划到2030年实现10万桶/日的产量。这一项目的实施，不仅有助于满足市场对清洁能源的需求，还能为雪佛龙在生物质燃料领域积累丰富的经验和技术。2022年，雪佛龙收购可再生能源集团，使其成为美国第二大生物柴油和可再生柴油生产商。这一收购提升了雪佛龙在该领域的市场份额和竞争力，进一步巩固了其在生物质燃料市场的地位。对于可再生天然气，雪佛龙同样积极布局。2022年，与加州生物能源公司合资成立了利用奶牛农场生产天然气的公司，并收购了Beyond6公司，从而获得了该公司的压缩天然气站网络。这些举措使雪佛龙在可再生天然气领域的产业链不断完善，从生产到销售形成了较为完整的闭环，为其在低碳能源领域的多元化发展奠定了坚实基础。

CCS是雪佛龙在低碳领域的另一个商业目标。雪佛龙继续运营加拿大油砂配套Quest CCS和澳大利亚高根天然气配套CCS项目，积累了丰富的CCS业务经验。2023年，其与Talos能源、Carbonvert公司成立合资公司，立足墨西哥湾休斯敦航道周边工业区，推进工业排放二氧化碳运输和封存服务商业化。这一项目的实施，不仅有助于减少工业排放对环境的影响，还能为其在CCS领域创造新的商业机会和收入来源。

氢能作为一种极具潜力但技术相对不成熟的业务，雪佛龙选择了积极的探索和初期投资。2022年，雪佛龙风投极光氢能公司的微波产氢技术，这一技术的探索为雪佛龙在氢能生产领域提供了新的思路和方法。2023年，雪佛龙收购Magnum Development公司，进入美国犹他州大型先进清洁能源储存氢项目，该项目涉及电解制氢和溶矿岩洞储氢领域，进一步拓展了雪佛龙在氢能产业链中的布局。此外，雪佛龙还与日本电力公司JERA探索澳洲氢能机会，在全球范围内寻求氢能发展的合作与机遇。

海上风电作为一项热门低碳业务，却没有引起雪佛龙过多关注。2021年4月，雪佛龙通过其子公司雪佛龙技术风险投资公司（Chevron Technology Ventures）与挪威公司Moreld Ocean Wind合作，投资了美国公司Ocergy的海上风力发电技术。Ocergy正在开发一种低成本的浮动风力基础和多学科环境监测浮标技术，这一技术的开发有望降低海上风电的成本，提高其市场竞争力。这是雪佛龙目前唯一一例对海上风电的投资项目，显示出公司对于其自身资产匹配度低的低碳业务仅持尝试性的观望态度。

通过合作共赢与价值链内化推动业务多元发展

雪佛龙的转型并非一帆风顺，面临着美国政策转变等不确定因素。然而，其积极寻求与各方的合作合资，成功分散了与合作企业的共同风险，且引入了低碳新业务所需的技术，使公司在不确定环境下迈出了实质性转型的步伐。同时，推动上游油气业务的增产与减排，强化中下游与化工板块的一体化价值链，使得雪佛龙在战略规划和企业经营上更易实现“一盘棋”。

总之，雪佛龙的转型战略是一个全面、系统且具有一定前瞻性的计划，涵盖了公司架构的调整、传统能源业务的优化、低碳和新能源领域的商业化发展等多个方面。通过这一系列的转型举措，雪佛龙预期将更好发挥自身优势，应对未来的市场挑战与可持续发展要求。

原载
2025年第5期《中国石化》杂志

栏目编辑
孙　艳

责任编辑
孙　艳

沙特阿美：资源型企业渐进式转型的范本

刘小桐（中国石化经济技术研究院）

沙特阿拉伯国家石油公司（以下简称“沙特阿美”）作为全球最大石油生产商和沙特国家经济命脉，其战略地位远超普通商业公司的范畴。这家承载沙特90%财政收入的国家石油公司，既是维系沙特财政运转的“血液泵”，也是经济转型的资本引擎。当前，石油收入占沙特GDP的42%，政府财政收支平衡需要80美元/桶的油价支撑，这种深度绑定使沙特经济在全球能源转型浪潮中面临系统性风险。世界银行的模型显示，全球石油需求下降10%将直接导致沙特GDP萎缩6%，而《巴黎协定》1.5摄氏度温控目标驱动的低碳转型，可能将油价长期压制在60美元/桶以下，这意味着沙特或将面临年均超千亿美元的财政缺口。

作为全球最大石油公司，沙特阿美推动转型是主动适应国际减排压力的必然选择，更是沙特实现“2030愿景”经济多元化目标的核心路径。

资源为王，巩固上游领域核心优势

从储量看，截至2024年底，沙特阿美拥有全球最大已探明常规原油储量约2500亿桶油当量（占全球总量的15%），远超其他国际石油公司。从储采比看，以当前产量（约1200万桶/日）计算，储采比超过70年，远超行业平均水平（全球平均约50年）。在产能管理方面，沙特阿

美1200万桶/日的常规产能叠加300万桶/日的备用产能，发挥着全球能源市场“稳压器”功能。这种灵活性使其既能通过减产支撑油价（如2020年主导“欧佩克+”历史性减产协议），又能在供需紧张时快速释放产能（如2022年俄乌冲突期间向欧洲增供），从而调节市场平衡，强化定价权。

通过深度绑定亚洲核心客户构建长期供应网络，以对冲能源转型带来的需求波动风险。当前中国、日本、韩国三国占据沙特原油出口总量的60%以上，其中我国自2018年起超过美国成为其最大买家。为巩固市场主导地位，沙特阿美采取“股权捆绑+长协锁定”策略：在中国市场，2023年3月以246亿元人民币收购荣盛石化10%股权，并签订20年48万桶/日的原油供应协议，该协议覆盖荣盛旗下全球单体规模最大的浙江舟山4000万吨/年炼化一体化项目，相当于锁定中国约4%的原油进口量。在日本市场，通过长达10年的供应合约维系战略地位，与出光兴产（原昭和壳牌）的协议覆盖大阪炼油厂1300万吨/年产能，占日本进口量的32%；与ENEOS签订的迪拜油价挂钩合约保障千叶炼厂40%的原料供应，使沙特原油在日本进口占比稳定在40%左右。在韩国市场，通过2022年续签的现代石油银行10年长约，确保50万桶/日原油直供蔚山炼厂—该基地扩能后炼油能力达140万桶/日，配套的芳烃联合装置可将沙特重质油转化为高附加值石化产品。这些长约普遍采用“基准油价+溢价”定价机制，如对华合同多挂钩普氏迪拜报价，既保障沙特原油相对布伦特的折价优势，又通过股权合作深化利益绑定。据标普全球数据，此类长约已覆盖沙特原油出口量的45%，在亚洲主要炼化企业中构建起难以替代的供应链壁垒，即便在能源转型加速期仍可维持基础需求基本盘。

积极开发天然气资源，提高天然气产量。亚洲新兴经济体对天然气需求的强劲增长，加上俄罗斯向欧洲管道气出口的中断，增加了液化天

然气（LNG）在全球天然气市场中的重要性。因此，沙特阿美计划到2030年将天然气产量提高60%以上，提高天然气的战略地位，以替代石油发电并降低碳排放强度。在这一目标下，沙特阿美开发非常规天然气资源，如Jafurah气田，预计2030年生产1100万吨蓝氨（氢能载体），用于出口亚洲市场。同时加速蓝氢商业化进程，2020年首次向日本出口蓝氨，用于零碳发电，验证了蓝氢作为过渡燃料的可行性。通过技术优化，预计2030年其蓝氢成本将从1.34美元/千克降至1.13美元/千克，大大增强全球竞争力。

以产业链垂直整合重塑全球炼化格局

沙特阿美以“原油—炼化—市场”全产业链布局重构全球能源版图，通过战略投资锁定关键消费市场的炼化产能，将原油出口优势转化为高附加值产品的市场控制力。作为沙特“2030愿景”的一部分，沙特阿美正在扩大自身的石化产品生产规模，主要通过其化工子公司沙特基础工业公司（SABIC）及国内外的其他合资企业来实现。沙特阿美将下游重点从传统燃料转向化学品和先进材料，提升炼化一体化水平，目标是到2030年将化学品产能占比从15%提高至30%。投资70亿美元与沙特基础工业公司（持股70%）合作开发延布原油直接制化学品（Crude-to-Chemicals，CTC）项目，跳过传统炼油环节，将原油转化为乙烯、芳烃的效率提升至70%~80%。预计到2025年，CTC技术将使其化学品产量增加200万桶/日油当量。在高端材料开发领域，沙特阿美与日本三井化学合资建设沙特首个聚碳酸酯工厂（产能26万吨/年），填补中东高端工程塑料空白。开发碳纤维、特种聚合物等材料，用于汽车轻量化、航空航天等领域。

在亚洲，与中国的合资项目最具战略纵深，通过收购荣盛石化股份

间接参股浙江炼油化工一体化项目，该项目建设全球首个4000万吨/年单体炼厂，配套520万吨/年芳烃装置和140万吨/年乙烯装置，通过海底管道直连上海石化园区，形成从原油进口到化工品出口的完整产业链。在印度西海岸的440亿美元Ratnagiri超大型炼化项目（沙特阿美持股50%）计划2025年投产，设计产能120万桶/日，配套1800万吨/年石化装置，建成后将满足印度40%的聚丙烯需求。在韩国与现代集团合资S-Oil蔚山综合能源体，投资70亿美元建设“蒸汽裂解—烯烃衍生品”一体化装置，2024年投产后可将原油转化率提升至70%，每年生产320万吨高纯度环氧乙烷等高附加值化学品，较传统炼油增值4~5倍。在东南亚，通过马来西亚边佳兰炼化项目（沙特阿美持股50%）实现其战略目标，该基地配置30万桶/日原油加工能力和330万吨/年特种化学品装置，利用马六甲海峡枢纽地位辐射东盟市场。截至2023年，沙特阿美通过18个跨国炼化项目形成770万桶/日的全球加工能力，其中62%位于亚洲新兴市场，其“原油换股权”模式确保每个合资项目至少绑定20年原油供应协议。这种深度垂直整合的战略，使沙特原油出口中直接销售原油比例从2015年的75%降至2023年的58%，而化工品出口额同期从180亿美元增至410亿美元，成功将每桶原油价值提升37%。

探索新能源业务，推动渐进式转型

沙特阿美采取“传统油气核心+低碳业务延伸”的渐进式转型战略。该战略旨在平衡短期收益与长期可持续发展需求，其核心逻辑是依托现有油气优势巩固现金流，同时逐步向低碳领域渗透，以应对能源转型风险并抢占未来市场先机。其总体目标：运营净零（范围1+范围2），承诺到2050年实现上游开采、炼化等运营环节的净零排放（涵盖直接排放和能源采购间接排放）；未覆盖范围3，未承诺解决下游产品（如燃油、石

化产品）使用产生的排放（占其总碳足迹的80%~90%）。其阶段性目标：2030年上游碳强度降低15%（以2018年为基准）；2035年甲烷排放强度接近零，碳捕集能力提升至1100万吨/年；2040年可再生能源供电占比达50%。

推动油气生产低碳化。沙特阿美承诺到2035年将上游碳强度较2018年降低至少15%，即从10.2千克二氧化碳/桶油当量降至8.7千克二氧化碳/桶油当量。为此，大力推广智能化油田管理技术，应用数字孪生、AI预测性维护等技术。例如，加瓦尔油田通过智能控制系统优化注水压力，每年减少天然气消耗超1亿立方米。此外，将可再生能源（如太阳能）融入油田供电系统，计划到2030年替代50%的柴油发电机用量。通过规模化技术应用和低损耗运营模式，供应低碳原油，保持“全球上游碳密集度最低的原油生产商”地位。

积极布局新能源项目。沙特阿美计划到2030年投资12吉瓦太阳能和风能项目，支持运营脱碳和电力供应。探索地热能开发，已在沙特西部选定3个项目地点，扩展可再生能源组合。开展试探性技术投资，通过子公司布局太阳能（如1.5吉瓦Sudair光伏项目）、风能，但规模远低于阿联酋ADNOC等竞争对手。入股氢能运输公司、碳循环经济研发中心。利用“天然气+CCUS”技术生产蓝氢，目标是到2030年每年供应400万吨（占全球目标10%），并与日韩合作建立氢能供应链。

探索CCUS领域。沙特阿美计划到2035年每年捕集、利用与封存1100万吨二氧化碳，并进一步将碳捕集成本降低50%，以提升商业化可行性。沙特阿美在其Hawiyah天然气工厂实施碳捕集项目，将生产过程中排放的二氧化碳运输并注入油井以提高原油采收率，同时实现碳封存。与德国西门子能源合作开发直接空气捕集（DAC）技术，测试装置每年可捕集12吨二氧化碳，未来将扩展至年捕集1250吨的试验工厂。在吉赞地区成功试验新型二氧化碳封存技术，将二氧化碳永久转化为碳酸盐岩，

减少对传统封存方式的依赖。在沙特东部省朱拜勒投资建设全球最大碳捕集和封存中心，第一阶段预计2027年完工，届时每年捕集并封存900万吨二氧化碳。

技术驱动与数字化转型。在勘探开发领域，应用AI地震成像技术将勘探成功率提升至60%（行业平均约30%），通过井下光纤传感器监测油藏压力变化，结合AI算法动态优化注水方案，将采收率提升至70%（行业平均约35%）。在数字生态领域，与谷歌、IBM合作开发AI驱动的预测性维护系统，目标是降低15%运营成本，在加瓦尔油田等核心资产部署全流程数字孪生系统，将地质勘探、钻井、采油、运输等环节数字化建模，实现每秒百万级数据的实时采集与分析。沙特阿美的“灯塔工厂”是其数字化转型与低碳战略的核心实践，旨在通过先进技术提升油气生产效率并降低碳足迹。奥斯曼尼亚天然气工厂（Uthmaniyah Gas Plant）和胡莱斯油田（Khurais Oil Field）是其中的两大标杆项目，分别代表了天然气处理与油田开发的智能化与低碳化创新。沙特阿美利用先进分析和人工智能解决方案提高生产率，同时提升下属运营设施的安全性、可靠性和效率，例如，在奥斯曼尼亚天然气工厂部署了全球领先的物联网传感器网络，实时监测生产过程中甲烷和二氧化碳排放。通过机器学习算法动态调整压缩机运行参数，将碳排放强度降低18%（从0.25千克二氧化碳/百万英热单位降至0.205千克二氧化碳/百万英热单位）。在胡莱斯油田的每口油井都安装了智能井下传感器、流入控制阀和电动潜油泵。油田利用大数据分析和机器学习技术，降低了从油井中开采石油和天然气的能源消耗，能够更好地识别潜在故障，油藏管理也得到了加强。

与主权基金协同推进能源转型

沙特阿美与沙特主权基金（PIF）在沙特“2030愿景”框架下形成

互补分工，共同推动沙特能源转型与经济多元化战略。

作为国家石油公司，沙特阿美在确保短期财政收入稳定的同时，聚焦油气主业低碳化（如碳捕集、蓝氢生产）和能源技术研发。其为PIF提供资本来源，通过IPO、债券发行或直接注资（2022年向PIF转让4%股份）为PIF输送资金。例如，2019年上市募资256亿美元，部分资金用于支持PIF投资；同时，其高额石油收入（如2024年净利润1062亿美元）通过沙特政府财政转移，间接支持PIF的长期资本池。

PIF作为国家战略投资工具，主导高风险、长周期的颠覆性领域（如可再生能源、电动汽车、智慧城市），推动经济结构转型。PIF的资产规模在2023年突破7000亿美元（年均增速25%），全球主权基金排名从第11位升至第6位。PIF为沙特阿美提供转型支持，PIF投资的新能源项目（如ACWA Power）可与沙特阿美的低碳技术形成协同，降低其能源转型成本。PIF主导的本地化产业（如汽车制造、半导体）可为沙特阿美下游产业链（如化工材料）创造需求。

在Jafurah非常规天然气田开发过程中，一方面，与PIF通过垂直整合推动产业链协同，沙特阿美主导技术开发，通过应用水力压裂和水平钻井技术，突破沙特致密气开发瓶颈；投资1100亿美元用于气田基础设施（钻井、管道、处理厂），计划钻探1000口井。PIF负责投资下游化工产业集群，例如投资300亿美元建设Jafurah工业园，聚焦乙烷裂解、甲醇、化肥等化工项目；联合沙特基础工业公司开发高附加值产品（如聚丙烯、合成氨）。另一方面，二者以资本协同为产业发展提供充足资金支持，PIF持有沙特阿美4%股权间接获得气田开发收益，形成“油气利润→主权基金→新兴产业”循环；双方共同发行绿色债券，2023年募集50亿美元用于CCUS和低碳技术研发。沙特阿美与PIF在Jafurah气田的协作，以“垂直整合+资本协同”的协作模式，为沙特从“石油经济”向“气—化—氢综合能源经济体”转型提供了核心引擎。

中东国家石油公司转型遵循“油气资本驱动新能源增长”的核心逻辑。沙特阿美通过优化油气产业链（如提高天然气占比、发展低碳原油）维持短期现金流，并将收益定向注入新能源领域（如氢能、可再生能源），避免因激进脱碳导致财政崩盘，反映了资源型经济体在转型中的特殊韧性。沙特阿美的转型策略对我国企业具有较强的启示和竞合机遇。例如积极把握技术合作窗口，双方在CCUS、蓝氢、数字油田等领域的技术需求较为匹配，可深化合作以规避欧美技术封锁；同时，强化资本协同，通过主权基金（如中投）参与PIF主导的绿氢、半导体项目，以股权投资换取资源与技术通道。

原载
2025年第5期《中国石化》杂志

栏目编辑
孙　艳

责任编辑
孙　艳

巴斯夫：“四位一体”战略框架体系驱动可持续增长

谈　捷　刘小桐（中国石化经济技术研究院）

2024年全球化工行业面临产能过剩、国际贸易壁垒等挑战，但整体势头稳中向好，其中德国的巴斯夫（BASF）公司表现出较强的韧性，息税折旧前利润率（EBITDA）达到12%，比上年提高1个百分点，全年碳排放量保持在1700万吨低位。巴斯夫通过持续调整和优化战略，巩固业务组合的韧性和可持续发展能力，为化工行业的转型提供了重要的参考思路。

巴斯夫的转型并非一蹴而就，而是通过一系列战略性举措逐步推进。从2018年开始，巴斯夫就围绕市场需求变化、低碳目标及技术创新展开了一系列布局。2024年9月，巴斯夫正式提出“制胜之道（Winning Ways）”战略，进一步明确了转型的方向和目标，形成了以科技创新为引领，聚焦价值创造、低碳可持续、成为客户首选的“四位一体”战略框架体系，巩固其在全球化工行业中的领先地位，同时推动整个行业转型发展，为可持续未来发挥化学新作用。

在巴斯夫的战略框架体系中，“科技创新”是贯穿其他三者的驱动力，既是连接市场与客户的桥梁，也是构建核心竞争力的关键要素；“价值创造”是实现战略目标的手段，涵盖经济、环境和社会三个维度，是其“制胜之道”战略的核心内容，也是在化工行业中保持领先地位的关键；

“低碳可持续”是实现价值创造的重要路径，并使公司在可持续发展领域建立新的领导地位，进一步巩固其作为客户首选的化工公司地位；“成为客户首选”是巴斯夫的长期愿景和战略目标，体现了巴斯夫对客户需求的深刻理解，反映了其在市场中的定位和竞争力。

明确的战略框架体系确定了巴斯夫未来发展方向，使其能够清晰地定位自身在市场中的角色和发展路径，确保资源被高效地投入到最具潜力和价值的领域。通过优化资源配置，巴斯夫进一步聚焦在高增长市场、低碳技术、创新研发和客户合作等关键领域，开辟了低碳化工品和定制化服务等新的业务增长点，不断增强市场竞争力，为长期稳定增长奠定了基础。

“价值创造”

经济效益创造是“价值创造”的核心内容，巴斯夫通过设立ROCE（已动用资本回报率）、不计特殊项目的EBITDA、自由现金流作为关键财务绩效指标，精准引导各业务部门聚焦价值创造，推动盈利增长与股东价值创造。

业务组合深度优化实现高端化发展。为扭转公司利润长期低于预期的局面，2018年末，巴斯夫将原来的四个业务板块重组成六个新板块，并为每个板块设定了清晰的战略、增长驱动力和创新重点，以加强业务板块绩效和市场导向，更易于确定盈利基准。2024年，巴斯夫进一步优化业务组合，通过强化核心业务和分拆独立业务，根据各业务部门的战略方向、市场条件和对集团目标的贡献，采用特定的价值驱动因素进行管理，以实现资源的高效配置和业务的灵活发展。核心业务包括化学品、材料、工业解决方案及营养和护理等领域。这些业务不仅是巴斯夫收入的主要来源，也是其在全球化工行业保持竞争力的关键。巴斯夫持

续研发创新提升在高端化学品市场的竞争力和市场份额，巩固核心业务市场地位，如开发了Ultramid®尼龙、Ultradur®聚对苯二甲酸丁二醇酯（PBT）等高性能、高价值材料和化学品，并引入可再生或再循环原料，推动可持续发展。此外，巴斯夫积极开发生物基产品，推出了240多种生物质平衡产品（BMB），成为世界领先的生物基化学品生产企业。独立业务包括表面处理技术业务和农业解决方案，虽然在某些领域具有一定的市场潜力，但与核心业务的协同性较弱，分拆后采取针对性举措，使各业务获得更大的发展灵活性和市场应变能力。如农业解决方案业务将在2027年之前完成分拆，为部分股份上市做好准备，在特定市场中占据高端位置；电池材料业务由于其当前市场和技术风险较高，公司计划寻求对外合作以降低风险，确保新业务平稳发展。这些举措不仅优化了巴斯夫的业务结构，还使其能够更加专注于核心业务的发展。

聚焦新兴高增长市场发展业务。巴斯夫调整全球化战略，聚焦亚洲市场的增长潜力，巩固北美市场的核心优势，并在欧洲实施降本增效计划，以优化全球业务布局。巴斯夫通过产能扩建、技术创新和研发投资，巩固其在亚太市场的领先地位。2024年，巴斯夫在亚太地区的投资额达到33.83亿欧元，占全年投资总额的52%，比上年增长34.17%，显著领先于其他地区，显示出对亚洲市场的重视和信心。巴斯夫长期看好中国市场，近20年在中国累计投资超过100亿欧元，建立了具有竞争力的本土生产、市场营销、销售、技术服务和创新网络，包括27家主要全资子公司、11家主要合资企业，生产销售或提供石化产品、中间体、特性材料、单体、分散体和树脂、特性化学品、催化剂、涂料、护理化学品、营养与健康以及农业解决方案。此外，依托页岩气低成本与《通胀削减法案》等政策红利，巴斯夫加速在北美布局石化及电池材料新能源产能；面对高成本挑战，对欧洲业务进行流程优化、产能调整和资源整合，2026年目标降本11亿欧元。

打造一体化精益生产基地。一体化（Verbund）是巴斯夫的核心竞争力之一，是其未来发展的重要模式。近5年巴斯夫对一体化基地的投资超过公司总投资（不含收并购）的40%，一体化基地产量则占集团总产量的一半以上。作为巴斯夫价值链的核心，以路德维希港为代表的六个一体化生产基地形成了从基础化学品到功能材料乃至营养和护理品等高附加值产品的高效价值链，通过生产、技术和市场的整合，实现了资源的高效利用，最大程度上节约了成本。

“低碳可持续”

可持续发展是巴斯夫战略的核心组成部分，致力于通过创新技术与合作，推动绿色转型，实现经济和生态的平衡。为此，其将可持续理念和发展目标贯彻到公司发展战略、业务组合估值和薪酬管理等机制中，形成了贯穿公司各环节的可持续发展管理体系。

积极投资低碳产品研发和生产。巴斯夫致力于通过创新满足市场对环保产品的需求，开发了多种具有可持续特性的产品，如生物基产品、可降解塑料和低碳足迹产品等。其开发的可堆肥共聚酯（PBAT）和生物质平衡产品，推动塑料废弃物的回收和再利用。在中国上海成立可生物降解实验室，进一步支持相关技术的研发。此外，还推出零碳足迹产品，如新戊二醇（NPG）和丙酸（PA），通过使用可再生能源和生物质平衡方法，在“从摇篮到大门”的整个产品生命周期内实现零碳排放。这些产品不仅获得了碳信托（Carbon Trust）的碳中和认证，还为客户提供了即用型解决方案，无需调整现有生产工艺即可减少温室气体排放，增加价值链中可再生原料的比例。

全面推进低碳运营。巴斯夫在低碳运营方面采取了全面且系统化的策略，致力于实现其可持续发展目标。在多个基地引入可再生能源电力，

完成了世界上第一座电加热蒸汽裂解装置示范工厂，不仅减少了碳排放，还为未来的绿色生产提供了技术基础。此外，通过优化生产流程、提高能源利用效率及采用碳捕集与利用技术，进一步降低生产过程中的碳排放。积极发展一体化生产模式，强调资源的高效利用和循环利用，通过整合生产流程，实现从灰色到蓝色再到绿色的逐步转型。

引入先进低碳管理技术。巴斯夫开发了数字化解决方案，用于计算在售产品的碳足迹，为客户提供透明的排放数据，帮助客户实现其可持续发展目标。启动了供应商二氧化碳管理计划（SCMP），与供应商紧密合作，提高供应链透明度，减少外购原材料的碳排放。此外，通过生态效率分析，将经济和生态因素相结合，以优化产品生命周期的可持续性。这种方法涉及对替代解决方案进行全面研究，包括总成本确定和整个生命周期的生态影响计算。同时，积极参与全球减少塑料废弃物的倡议，通过化学回收废塑料所得原材料生产产品。

“成为客户首选”

客户需求驱动。始终坚持以客户为中心的理念，通过定制化产品和服务提升对客户需求的响应速度和精准度。通过深度洞察客户需求、构建高效的协同开发流程、提供强大的技术支持，积极构建生态系统合作。

实施定制化服务。组建汽车、电子行业等跨职能客户团队，深度参与客户产品设计周期。对战略级客户，派驻“嵌入式工程师团队”，直接参与客户产品规划。例如，巴斯夫工程师常驻宝马慕尼黑研发中心，同步开发下一代电动车电池包材料。同时，针对农业、电子等12个重点行业，建立动态需求数据库，构建行业细分需求图谱，通过AI分析客户采购数据、技术文档，预测需求趋势。近三年，巴斯夫年研发投入均在20亿欧元以上，支持每年300多个联合开发项目。

协同开发流程。构建联合开发机制，将定制开发分为需求锁定、原型验证、量产导入三个阶段，关键节点由客户签字确认。汽车涂料项目平均开发周期缩短至9个月，远低于行业平均的15个月。以宝马iX车型为例，巴斯夫为其定制汽车轻量化解决方案，明确电动车续航提升需减重15%的需求，同时保证碰撞安全性能。通过联合建立材料性能矩阵，开发Ultramid®AdvancedN聚酰胺，采用3D打印增强结构设计，并在路德维希港基地进行200万次虚拟碰撞测试，最终实现电池支架减重53%，整车续航增加8%，项目利润率高达34%，远超行业平均的18%。

建立技术支持与合作网络。采用知识产权共享模式，激发合作潜力。比如，与特斯拉合作开发电池冷却系统时，共享37项衍生专利，推进汽车材料研发。此外，巴斯夫拥有超过5000种基础配方，如塑料改性配方库，通过参数化调整可在72小时内提供样品。同时，在六大洲布局23个试点工厂，支持小批量试产，利用工业物联网连接全球生产基地，动态调整生产参数。某医疗器械客户定制生物相容性材料时，从需求确认到首批交付仅用21天。

强化产学研合作。积极构建战略客户联盟，并以创新联合体模式推进产学研紧密合作。比如，与奔驰、宝马等组建“未来材料实验室”，共享研发设施，2024年联合开发的可回收碳纤维增强塑料，成本降低40%；在麻省理工学院、清华大学等高校设立“种子基金”，锁定早期技术，2023年通过该机制获得固态电池电解质材料的优先授权；收购荷兰农业科技公司InnateCrop，强化精准施肥算法能力，使定制肥料方案的田间验证周期从18个月压缩至6个月。

“以科技创新为引领”

创新是巴斯夫成功的关键所在。通过开发新产品、解决方案和产品

改进，巴斯夫为客户提供竞争优势和可持续性优势，协助客户减少碳足迹、提高资源利用效率，并以更环保的方式制造产品并回收利用。高效的创新活动奠定了公司的长期竞争力，2024年巴斯夫全球申请1159件专利，其中44.5%是针对可持续发展的创新，专利资产指数位列化工行业第二位。

以创新开辟可持续发展新赛道。持续创新应用，不仅在传统化工领域保持技术优势，还积极拓展生物技术、材料科学和数字化技术等新兴领域，满足市场需求，赢得高端市场竞争优势。同时，通过化学循环项目推动塑料废弃物的回收和再利用，将创新成果转化为实际应用，满足客户对可持续发展的需求。

构建创新生态系统。与全球范围内的大学、研究机构和企业建立紧密的研发合作关系，形成了一个强大的创新生态系统。例如，与卫蓝新能源合作开发固态电池包，降低了电池重量并提升了能效。此外，还通过学术研究联盟和双边合作，快速有效地开发适销对路的产品。

布局全球研发网络。在欧洲、亚太和北美设立多个全球研发中心，专注于材料科学、生物技术和数字化技术。例如，在中国上海创新园开发新产品和新工艺，以满足亚太市场对高端化工产品的需求。此外，在北卡罗来纳三角研究园进行生物科学研究，进一步拓展其在生物技术领域的创新。通过上述举措，巴斯夫能够整合资源，加速技术转移和创新应用，提升研发效率和市场响应速度。

巴斯夫转型战略启示

业务升级与绿色转型驱动可持续发展。我国化工企业需以“业务升级”和“绿色转型”为核心，构建协同发展模式。一方面，加速向新能源材料、高性能化学品等高附加值领域转型，通过技术迭代与产业链协

同提升竞争力；另一方面，将低碳理念贯穿全价值链，开发可降解材料、推广可再生能源应用，建立数字化碳足迹追踪系统。应兼顾区域布局优化，在东部打造一体化低碳基地，在西部利用资源优势拓展绿色产能，并通过“一带一路”探索国际化绿色合作，形成“高端化＋低碳化”的双轮驱动格局。

构建开放式研发生态。持续高研发投入是化工企业保持竞争力的关键。我国化工企业需突破地域限制，在全球设立前沿技术中心，整合国际创新资源；通过并购、合作获取关键技术，并深化产学研协同，加速技术成果转化。同时，加大数字化投入，利用AI、物联网优化生产流程与供应链管理，探索智能工厂模式。

重构客户价值拓展市场。化工企业应转变传统角色定位，以客户需求驱动商业模式创新。组建专家团队嵌入客户研发周期，同步开发高性能材料；构建行业需求数据库，通过大数据分析精准捕捉市场趋势。此外，可探索服务化转型，从单一产品供应转向提供全生命周期解决方案，例如，在汽车领域整合材料、工艺与技术服务，提升客户黏性，拓展价值空间。

打造敏捷高效运营体系。面对复杂的市场环境，企业需构建“敏捷＋韧性”的组织能力。一是建立扁平化管理架构，缩短决策链条；二是通过数字化平台打通部门壁垒，提升协同效率；三是完善激励机制，鼓励内部创业与创新，孵化新兴业务单元；四是借鉴巴斯夫一体化模式，在内部形成资源高效共享的产业生态，降低运营成本，释放发展活力。

原载
2025年第5期《中国石化》杂志

栏目编辑
孙　艳

责任编辑
孙　艳

陶氏：以自我变革精神不断推进战略调整

李　昂（中国石化经济技术研究院）

美国的陶氏公司（DOW）成立于1897年。在百余年发展进程中，陶氏始终以自我变革与战略转型为核心驱动力，探索可持续发展的路径。陶氏在多次战略调整中展现出的洞察力与应变能力，是其基业长青的关键密码。

通过灵活的资本运作不断聚焦高增长领域

作为全球化工行业的领军企业，陶氏的发展历程充分展现了资本运作在推动企业战略转型中的关键作用。通过一系列战略性资本决策，陶氏不仅巩固了传统业务优势，还成功应对了行业周期性波动，奠定了其在全球化工领域的长期竞争力。

一方面，陶氏将收并购作为公司切入“第二增长曲线”的重要手段。20世纪末，陶氏通过一系列收购活动，精准布局聚氨酯、丙烯酸、农用化学品等高增长领域，迅速提升了竞争力。这些收购不仅巩固了陶氏在基础化工领域的传统优势，还为开拓新兴市场提供了重要支撑。2009年，陶氏以果断的行动收购了竞争对手罗门哈斯，通过整合罗门哈斯的创新能力和客户资源，成功实现了从基础化工向高附加值特种化学品领域的

战略转型，奠定了其在这一领域的长期竞争优势。

另一方面，陶氏以重组的方式积极应对行业挑战。2015年，面对大宗商品价格下跌和市场需求波动的双重挑战，陶氏与杜邦启动了全球化工行业史上规模最大的重组计划。通过将原本分散的业务板块进行深度整合与优化，陶氏与杜邦在4年后成功拆分为3家高度聚焦且各具行业领先优势的独立公司：专注于材料科学的陶氏、专注于特种产品的杜邦以及专注于农业科技的科迪华。这次重组拆分不仅是对行业周期性波动的积极应对，也是陶氏优化业务结构、提升运营效率的战略选择，还为陶氏在材料科学领域的持续深耕提供了更大的战略空间。

此外，陶氏还将非核心资产剥离作为优化资源配置、提升运营效率、提升竞争力的重要举措。例如，当前陶氏正加速对欧洲地区的资产进行战略评估，作为其在欧洲、中东、非洲和印度（EMEAI）地区的销售额大幅下降的应对举措，此前重点评估对象为聚氨酯业务，现审查范围已扩大到所有业务板块的上游资产。陶氏还计划以约30亿美元的价格剥离美国墨西哥湾沿岸部分基础设施资产的少数股权，以进一步聚焦核心业务。

总体来看，陶氏的资本运作呈现出鲜明的战略锚定特征：在扩张期通过补强式收购快速切入高增长赛道，在行业下行期运用战略性重组拆分提升业务聚焦度，同时，通过前瞻性的非核心资产剥离提升资本效率。这种动态调整的资产组合管理策略，使其在化工行业大变革中始终保持头部竞争力。

重视一体化建设，紧跟市场动态进行灵活调整

在与杜邦公司完成拆分后，以材料科学为核心，构建了高度一体化的业务矩阵。其中，涵盖包装与特种塑料、中间体与基础设施、高性能

材料与涂料三大核心业务板块，形成了系统化的竞争优势。

陶氏指出，其核心竞争力主要体现在以下方面：在全球范围内布局高度一体化、世界级的制造基地；凭借地理位置优越、低原料成本的资产布局（以美洲和中东为主），实现了规模化、低成本的运营模式。

此外，陶氏通过将业务深度融入价值链的各个环节，利用行业领先的原料及衍生物灵活性，有效应对市场波动，优化收益并降低长期收益的波动性。

同时，积极调整全球产能布局，以适应市场变化。一方面，陶氏持续优化全球过剩产能，近期的重点是缩减多元醇相关产能。2024年1月，陶氏宣布关闭我国台湾南岗工业区的聚醚多元醇工厂，并于同年10月进一步决定关停阿根廷的聚醚多元醇工厂。2025年，陶氏宣布计划关闭位于美国得克萨斯州自由港的环氧丙烷装置，该装置产能为55万吨/年，占北美行业产能的20%。另一方面，陶氏密切关注终端市场的增长机会，灵活调整产能布局。例如，2022年宣布扩大欧美地区的烷氧基化物产能，以每年10%至15%的增长率支持来自家用、个护、工业、清洁、药品等终端市场的需求增长，计划最终在2020年的基础上将陶氏全球烷氧基化物总产能提高70%。

此外，随着电动汽车、电子、人工智能行业的快速发展，有机硅产业链相关产品需求持续上涨。陶氏敏锐捕捉到了这一趋势，正积极开展相关产品研发，并通过我国张家港等主要基地的扩建，积极推进金属硅、硅氧烷和关键中间体的产能增长，进一步巩固其在关键原料领域的竞争力。

持续推动公司降本增效。近年来，化工行业在宏观经济疲软、能源成本高企、市场需求萎缩等多重压力下“艰难求生”，陶氏也未能幸免。为应对挑战，陶氏致力于加强成本控制。2025年一季度，陶氏宣布将推行高达60亿美元的财务支持计划，通过资产剥离、资本支出削减、成本

节约、裁员等手段筹措资金，以帮助公司渡过持续的行业低迷期。

聚焦两条战略主线，稳步推进低碳转型

2020年，陶氏制定了明确的降碳目标：计划到2030年，相较于2020年基准，将净年碳排放量减少500万吨（减排15%）；到2050年，实现范围1、2、3的全面碳中和（涵盖产品效益与技术进步）。为实现这一目标，陶氏逐步确立了“降碳与增长”和“变革废弃物”两大战略主线，以系统性推动低碳转型。

“降碳与增长”战略致力于通过一系列创新和投资，减少公司的碳足迹，同时实现业务增长。陶氏承诺每年投资约10亿美元，分阶段推进降碳。其中，核心项目为位于加拿大阿尔伯塔省的Path2Zero项目。陶氏称该项目将打造世界上首个范围1+2净零排放的一体化乙烯裂解及衍生物装置，预计到2030年，该项目将为其全球20%的乙烯产能实现脱碳，并带来每年约10亿美元的EBITDA（税息折旧及摊销前利润）增长。这一项目原计划2027年下半年启动一期建设，但因经营承压，陶氏在2025年一季度宣布推迟该项目建设进度。目前，陶氏已与林德等公司签署了多项长期协议以保障原料供应，正与潜在客户积极洽谈净零排放承购合同。

此外，陶氏还积极推进核能与化工的耦合应用，通过与核能创新公司X-energy的项目合作，探索小型模块化核反应堆用于供应无温室气体排放的热能与能源这一路径商业化应用的可能性。

“变革废弃物”战略致力于通过生态系统的建设，加速废弃物的收集、再利用和回收，推动循环经济的发展。陶氏计划到2030年，将基于塑料废弃物等替代原料循环或可再生产品的商业化规模提升至300万吨；到2035年，包装领域产品实现100%可重复使用或再生利用。为达成上

述目标，陶氏采取了“内外并举”的双线策略。对内，通过持续投资与技术创新，不断优化业务组合。陶氏通过收购Circulus等外部企业，快速提升回收能力，并加强技术研发，拓展包括REVOLOOP™塑料树脂和ENGAGE™聚烯烃弹性体在内的循环经济产品线。对外，积极与产业链上下游展开合作，强调塑料循环产业链的闭环商业化不仅需要材料供应商的努力，更需要多方协作。

据不完全统计，2020年以来，陶氏陆续宣布约30项塑料循环合作项目，覆盖原料端、技术端及下游应用端，项目分布于北美、南美、欧洲及亚洲等全球主要市场。通过内外协同，陶氏正逐步构建行业循环经济的生态系统。

以市场驱动可持续创新，增强提供解决方案能力

从客户需求出发“精耕细作”。面对日益激烈的市场竞争，陶氏选择以“精耕细作”应对“内卷”，专注于自身擅长的材料领域，通过深耕技术创新，进一步增强为客户提供解决方案的能力。陶氏认为，企业创新的最终目标是实现商业目标和利益最大化，而商业化的核心在于满足市场需求。因此，创新不能脱离市场实际，唯有从客户需求出发，才能让创新走得更远、更深。

一个显著的例子是，在上海的陶氏中心，陶氏通过定期与供应商、客户以及客户的客户展开深度交流，精准捕捉行业痛点和市场需求，将市场的声音直接传递给研发团队。这一模式在技术创新与产品商业化之间架起了桥梁，显著提升了创新的有效性和效率，进一步增强了陶氏为客户提供解决方案的能力。

产品研发全面转向可持续方向。随着全球能源转型加速推进，新能源等关键行业对材料性能与可持续性的要求日益提高。面对这一趋势，

陶氏正大力推动产品研发全面转向可持续方向，以创造长期价值。陶氏最新年报显示，公司目前超90%的研发项目均与其可持续发展重点领域相一致，目标是在未来所有研发项目都要有可持续元素。2024年4月，陶氏全球首个可持续发展探索中心在上海成立。

原载
2025年第5期《中国石化》杂志

栏目编辑
孙　艳

责任编辑
孙　艳

三菱化学：立志成为绿色的专业化工公司

刘博瀚（中国石化经济技术研究院）

三菱化学集团（以下简称“三菱化学”）是日本最大的化学品制造商，近年来不断推动业务向高端化、高附加值领域聚焦，历经多次战略调整与业务重组，逐步剥离非核心业务，精简主营业务，在整体结构转型与可持续发展方面成果显著。

KAITEKI理念驱动公司成长

在欧盟提出碳中和目标一年后，日本政府于2008年通过了“实现低碳社会行动计划”，正式将低碳发展纳入国家战略，然而制定的低碳目标相对保守，更强调长期发展的不确定性。日本企业采取一系列行动配合政府的低碳政策。同一时期，三菱化学在实践中逐渐形成KAITEKI（日语中意为“快适”）理念，将可持续、健康和舒适三大价值判断标准纳入企业发展战略的考量。2020年，日本政府高调宣布将在2050年实现碳中和，三菱化学作为日本最大的化工企业积极响应政府的决策，寻求通过解决社会课题的方式提升企业价值，遂以2050年的理想社会愿景为基准，倒推出其2030年的经营目标，宣布届时将减排29%，并正式提出KV30（KAITEKI30）战略，计划通过创新性解决方案引领KAITEKI的实现。KV30确定了温室气体减排、碳循环、食品与水、医疗进化、人快

适化、数字社会基础设施为6个重点关注领域；对非核心业务进行清算和剥离，并积极投资增长型业务，以迅速扩大利润规模；同时加强研发投入，广泛参与国际合作；力求转型为全球领先的绿色专业企业。

随着社会和市场的变化速度加快，化工行业面临碳中和、循环经济等新的挑战。为提升企业竞争力和持续发展能力，三菱化学又倒推出了2035年理想的经营愿景，于2024年正式提出其KV35（KAITEKI35）战略，将重点关注业务进一步聚焦到移动、半导体、食品、医疗和绿色化学品这五个领域，同时强调提高企业内部凝聚力，使经营和员工能够更加协同地开展业务。KV35不仅是三菱化学适应外部环境变化做出的战略调整，也是其企业发展的内在需求，以更好地集中和利用现有优势，满足客户和社会的需要。

为确保KAITEKI战略的成功实施，三菱化学配套制定了中期经营计划，设立经济目标，并通过一系列资产整合、剥离、投资、并购等手段，实现进一步向高端化、高增长的下游市场聚焦，同时创造利润。

中期经营计划分为两步走，第一步是2021年发布的“APTSIS25”，重点在于使经营业绩从新冠疫情等负面影响中恢复，目标是实现2022年核心营业利润2500亿日元（约合人民币130.37亿元）。为实现这一目标，三菱化学采取了合理化措施，如办公室集中、工作方式改革等，以削减总成本220亿日元（约合人民币11.47亿元）；通过资产出售、政策保有株式削减等，实现总资产压缩1800亿日元（约合人民币93.87亿元）。同时，为确保完成KV30设定的降碳减排任务，三菱化学宣布退出石油化工和煤化工等高碳排放的传统化工领域，此举不仅减轻了环保成本与压力，还使其主营业务进一步得到精简。

2024年，三菱化学发布了“新中期经营计划2029”，作为实现KAITEKI愿景的第二步，重点是加快经济增长，目标是到2029年实现核心营业收入5700亿日元（约合人民币297.20亿元）。为实现这一目标，

三菱化学计划到2025财年投入约7500亿日元（约合人民币391.12亿元）用于“增长资本支出”，积极投入资源到KV35描述的增长潜力较大的业务板块，从而快速扩张利润规模。

“选择与集中”策略提升竞争力与效率

面对气候变化加剧、生成式AI等人工智能技术引发经济社会变革、原料和燃料成本高企及国际形势恶化等不利因素的影响，化工行业迎来了新的挑战。三菱化学选择通过优化组织架构与业务调整策略应对危机，实现了运营效率的显著提升。

在业务发展上，致力于向高附加值领域集中，将化学品业务作为关键发展引擎，优先发展高附加值应用和新兴市场，减少依赖传统大宗化学品。2021年，三菱化学推出了“铸就未来”（Forging the Future）的经营方针，核心在于通过一系列改革措施，实现“选择和集中”，从而最大化企业价值。2024年，面对化工板块需求整体下降及国外过剩产能的冲击，三菱化学采取进一步的业务调整方案，将“聚合物及化合物/MMA（甲基丙烯酸甲酯）”业务更名为“MMA及衍生物”业务，避免市场占有率约40%的MMA业务与其他聚合物及化合物业务混杂，提升资源分配效率，并将部分原有业务转入“特种材料”业务及“基础材料”业务中，强化三菱化学在MMA领域的核心地位和竞争优势，通过业务的重新定位和资源的优化配置，提升公司在市场中的竞争力。

为了追求业务整体的协同性和效率，三菱化学对部分离散型业务进行了剥离，并对原有业务进行了重组，将资源集中于化学品相关业务。例如，2025年，三菱化学决定以5100亿日元（约合人民币265.97亿元）出售其子公司田边三菱制药，这一决策源于药品开发工作与化学领域的协同效应减弱，继续持有该业务难以实现战略协同。此外，三菱化学还

相继退出了广岛腈纶纤维业务，转让了农业业务和印尼公司（主要生产精对苯二甲酸）的股份，并将黑崎双酚A工厂停产。这些举措使三菱化学的主营业务更加集中，资源分配更加合理，出售业务回笼的资金及关停产能节约的成本可用于投资重点业务领域，因此，预计2025年医疗保健和功能性产品业务销售收入较2020年将分别增长40%和60%。

在组织结构上，实施扁平化管理改革，以提升整体运营效率。2022年，三菱化学正式启动了“一公司，一团队”（One company，One team）战略，这一举措标志着集团从过去的株式会社和各事业会社分散经营的体制，向集团整体统筹经营体制转变。这种转变旨在通过扁平化组织体系，消除各事业会社之间的壁垒，提高管理、运营效率和协同效应，从而增强集团的竞争力。为配合这一新方针的实施，三菱化学控股公司对原有的三菱化学集团、三菱化学公司，以及北美和欧洲区总部进行了内部组织重组，形成了一个新的、更加统一的三菱化学集团。同时，还将其全资子公司凯特基研究所（The KAITEKI Institute）进行了吸收兼并，将KAITEKI研究所的职能与三菱化学的企业职能相融合。这一举措不仅优化了研发资源的配置，还提升了创新研发效率，为集团在材料设计、功能创建、加工和设备技术等方面的研发投入提供了更强的支持。

技术引领向绿色专业公司转型

作为日本化工业的领军企业，三菱化学将“立志成为绿色的专业化工公司”这一愿景融入其核心KAITEKI理念中。在KV35战略中，三菱化学明确提出打造“以材料之力令客户感动的绿色专业公司”，并将碳中和技术作为发展重点，同期发布的《新中期经营计划2029》同样强调了绿色与可持续发展的重要性。三菱化学正通过技术创新和战略布局，加速向绿色专业公司转型。

通过发展碳纤维及复合材料的回收技术，积极应对社会对环保和高效交通方式的需求。三菱化学计划打造从碳纤维生产到回收再利用的完整产业链，收集客户及制造过程中产生的碳纤维增强塑料（CFRP），并与日本Shinryo、德国carbonEXT等合作伙伴共同开发碳纤维分离技术，实现材料的循环利用。这一举措不仅降低了资源浪费，还为航空、汽车等高能耗行业提供了可持续的材料解决方案。

致力于构建稳定的绿色化学品供应平台，确保环保化学品的稳定供应。三菱化学生物降解树脂复合物FORZEAS™已获得海洋生物降解认证，可在海水中高效降解，且对环境无害。目前，三菱化学正在拓展该材料在食品包装和3D打印渔具等新领域的应用，进一步推动绿色产品市场化。

开发化学循环技术。为实现“零废弃物”的循环经济，三菱化学开发了化学回收丙烯酸新方案，并建立了以再生碳氢化合物为原料的HyCO装置，推动企业可持续发展能力实现质的飞跃。此外，其与ENEOS合作开展塑料油化事业，利用化学循环再生技术将废弃塑料转化为高价值再生产品，并计划建设日本国内最大规模的化学循环再生设备，预计年处理能力达2万吨。

积极参与天然气和地热发电等清洁能源事业，推动资源的可持续利用。三菱化学与旭化成、三井化学合作，对日本西部乙烯生产设施的碳中和及未来产能减少进行深入研究，并实施化学品回收利用项目，进一步降低碳排放。

积极参与全球合作。三菱化学与科思创、巴斯夫等7家化工巨头组成联盟，启动报废车辆塑料回收供应链试点项目。该项目通过优化工艺和获得更纯净的聚合物馏分，为满足欧盟报废汽车法规要求提供解决方案，并展示了可扩展、可持续商业模式的潜力。

通过在碳纤维回收、绿色化学品开发、化学循环技术、清洁能源布

局及全球合作等多角度创新实践，三菱化学展示了其在环保领域的长期承诺，也以实际行动引领行业向绿色转型。

原载
2025年第5期《中国石化》杂志

栏目编辑
孙　艳

责任编辑
孙　艳

埃尼公司：聚焦全产业链价值创造

孔祥宇　褚王涛　万晓玲　董晓芹（中国石化石油勘探开发研究院）

埃尼公司（ENI）总部位于意大利，其业务覆盖油气勘探开发、天然气与发电、炼化与贸易等全产业链。目前，该公司确立了新的发展战略，核心在于聚焦全产业链的价值创造。具体路径包括：追求平衡、审慎的上游增长，设定2050年实现碳中和目标，推动构建东地中海天然气走廊等。在这一战略的指引下，预计未来3年埃尼公司上游产量的年增长率为3%~4%，内部收益率将超过 20%，投资组合现金盈亏平衡将至30美元/桶油当量以下。从东地中海的液化天然气（LNG）整合到欧洲和北非的选择性并购，埃尼公司正努力从传统油气生产商，转型为集保障能源安全、实现基础设施货币化、提高长期资本效率于一体的综合平台。

油气勘探：模式创新驱动核心价值

勘探开发始终是埃尼公司的核心业务。过去十年，该公司进行了多次世界级的勘探活动，累计发现油气储量超90亿桶油当量，其中逾70%已投入开发。尤为突出的是其创新的“双勘探模式”，即在勘探区块发现油气后，通过出售部分区块权益实现早期价值变现。该模式在过去十年为埃尼公司创收超100亿欧元。仅在2024年，该公司在科特迪瓦、墨西哥、塞浦路斯和印度尼西亚等地就新发现约12亿桶油当量储量，平均发

现成本每桶油当量低至1美元。

埃尼公司当前的油气勘探策略聚焦两方面：一是延续原有路径，深耕已有生产设施的成熟区域及近场勘探，保障储量接替率的同时加快开发进程，以更低投入获取更高现金流和产量。该公司近期在科特迪瓦、刚果共和国、埃及和塞浦路斯的发现多属这一类型，其历史发现也以此为主。二是将未来勘探资源集中于具有全球影响力的重点地区和项目，如印度尼西亚、利比亚和纳米比亚等。

资产组合：天然气战略地位凸显

埃尼公司2024年油气总产量约为171万桶油当量/日，油气占比各约50%。从区域分布看，非洲是最大贡献者，约占总产量的53%，其次是亚太（含中东）和欧洲，占比均为19%。天然气产量增长的最大贡献来源是科特迪瓦、刚果共和国和莫桑比克的项目，目前在产的最大天然气产区是埃及的Zohr气田。未来5年，埃尼公司的上游产量目标是实现3%~4%的年增长率，到2030年达到210万桶油当量/日。

扩大天然气产量将成为埃尼公司未来利润增长的重要驱动力。该公司计划开发非洲（刚果共和国、莫桑比克）、东地中海（卡塔尔、塞浦路斯）和亚太（印度尼西亚）等地具有竞争力的天然气项目，这些项目将推动其LNG合同量在2030年前实现翻倍。为此，埃尼公司计划2025~2028年每年在上游领域投入超过50亿欧元资本支出，重点用于非洲、欧洲和亚太地区的天然气项目开发。

投资组合优化：剥离与并购并举

埃尼公司的上游业务致力于通过优化投资组合创造价值，奉行严格

的资本配置原则，并结合有选择的资产剥离。一方面，剥离非核心资产以筹集资金。例如，以7.83亿美元出售尼日利亚Agip石油公司，以10亿美元将阿拉斯加两个油田的权益出售给美国Hilcorp Energy公司。

另一方面，合理并购以扩张业务版图。2024年1月，埃尼完成对Neptune Energy公司的收购，该公司专注于英国北海地区，运营着英国最大的油田之一seagull油田。同时，埃尼公司将北非和东地中海作为关键增长区，正将埃及打造为东地中海天然气走廊的核心枢纽，整合其在该国的上游生产、液化能力及出口基础设施，形成高效的资源开发与资本回报闭环，使其成为东地中海战略的运营和商业中心。具体运作包括：利用其2021年在埃及建成的液化天然气工厂，将从以色列进口的天然气液化后出口；2025年初与道达尔能源联手同塞浦路斯、埃及政府签署协议，将塞浦路斯海上区块的天然气经管道输送至埃及，并通过埃尼拥有50%权益的终端出口。埃及正依托埃尼的运营，逐步实现其成为新兴东地中海天然气走廊枢纽的目标。

在东南亚，2025年2月，埃尼公司和马来西亚国家石油公司签署了独家谅解备忘录，探索成立一家合资企业，以合并印尼和马来西亚的部分上游资产。新成立的合资公司将专注于投资天然气开发项目，以满足东南亚地区不断增长的天然气需求。

原载
2025年6月20日《中国石化报》第6版

责任编辑
王钰杰

中沙石化产业绿色合作方兴未艾

复旦大学东方管理研究院

日前，复旦大学东方管理研究院和沙特阿美联合发布《双碳背景下的中国石化产业白皮书——沙特阿美何以助力中国石化产业低碳高质量发展》报告，分析了双碳背景下我国石化产业低碳高质量发展带来的中沙合作新机遇，展示了沙特优先中国的投资策略和助力我国石化产业低碳高质量发展的合作潜力。

助力我国石化产业低碳高质量发展

石化产业是我国国民经济的支柱产业，加快推动石化产业高质量发展和绿色低碳转型，对我国实现“双碳”目标意义重大。作为全球一体化能源和化工品企业，沙特阿美公司将亚洲尤其是中国视为其重要的业务市场，希望凭借其丰富的油气资源和先进的技术管理加强全产业链合作，助力我国石油化工产业高质量发展。

为我国经济发展提供高质稳定的原油

1991年10月1日，第一艘满载阿拉伯轻质原油的油轮抵达中国南部。从那时起，沙特阿美开始稳定、安全、可靠地向中国客户供应原油，

为中国经济增长护航。

沙特阿美拥有2590亿桶油当量的石油和天然气储量，2023年，其石油天然气日产量高达1280万桶油当量，并在全球主要原油供应商中保持着领先的合同履约率，以99.8%的可靠性继续保持全球最可靠原油供应商之一的地位。

沙特阿美推行先进的供应链管理，石油供应计划和调度中心（OSPAS）是沙特阿美高效运营的神经中枢，以99.8%的可靠性始终保持全球第一。通过使用10万多个传感器从油井、管道、工厂和终端收集信息，沙特阿美能确保实时根据客户需求变化迅速调整供应，从而为世界各地客户提供可靠的产品供应。

福建联合石化是沙特阿美在华投资的首个世界级炼化一体化项目。沙特阿美秉持“中国优先，伙伴优先”的原则，投产以来，不仅100%保障完成了原料供应计划，而且优先保障了福建联合石化的原料需求调整计划。

低碳强度石油提升我国石化产品终端竞争力

沙特拥有丰富的石油储量，是世界第二大产油国，占全球石油供应量的10%，其原油产品的碳强度（CI）值是十大产油国中最低的，比行业平均水平低50%~70%，相较于其他原油更有助于降低终端产品出口欧盟的碳关税，进而提升终端产品在国际贸易中的竞争力。

作为全球最大的原油进口国，2024年我国原油进口量高达5.53亿吨。假设我国进口的原油碳强度都能降低至和沙特阿美相当，则意味着可以减碳1.25亿吨。假设有20%的碳排放被计入下游化工产品的碳排放中，则意味着计征量减少2500万吨。按照我国当前碳交易价格100元/吨计算，相当于25亿元的收益，如有下游产品出口到欧盟，则可在欧盟碳边

境调节机制中创造更多碳关税减免的收益。

ARCHIE倡议支持石化产业有效计量碳排放

沙特阿美石油公司是ARCHIE倡议的发起者之一。该倡议由斯坦福大学、匹茨堡大学、卡尔加里大学的专家学者和沙特阿美等能源企业的业内专家发起，旨在提高温室气体排放量估算，并促进能源供应链的透明度。ARCHIE倡议使用前沿技术和方法来跟踪能源的生产和消费，使人们能够更清楚地了解能源的来源和相关的温室气体排放。该倡议还使用生命周期分析来评估和量化能源供应链各个阶段的温室气体排放，这使利益相关者能够作出基于数据的决策。

ARCHIE倡议为全球石油化工行业的相关利益者提供了一个可视化工具和模型，可以对全球92%的油田进行碳排监控和计量，估算对应石油产品全生命周期的碳足迹，进而帮助相关利益者做出有效的业务决策。2021年，ARCHIE对全球96个国家的4100个油田进行了碳排测算，覆盖了全球92%的原油。沙特阿美希望链接ARCHIE倡议和我国石化企业，帮助其更好地进行原料碳排追溯、建立自身的全生命周期碳足迹计量标准和体系。

“油转化”技术助力减油增化

沙特阿美的“油转化”（COTC）技术可以绕过传统的炼油过程，直接将原油转化为化学品，在减少炼化过程中碳排放的同时，大幅提升转化率。沙特阿美的目标是将转化率提升至70%~80%，从而奠定在该领域的领先地位。

目前，沙特阿美已经与行业领先的美国技术提供商西比埃公司和雪

佛龙鲁玛斯全球公司签订合作开发协议，采用目前先进的原油热处理直接制化工品技术推进油转化的研发进程，这项合作将有效推动该技术的商业化运用。

在石油炼化过程中，催化剂对于提升蒸馏效率和优化产品质量起着至关重要的作用。沙特阿美正与阿卜杜拉国王科技大学开展合作，探寻可将原油直接转化为化工品的终极催化剂。目前第一代性能优越的催化剂已开发成功，并计划在2025年建设一套世界级的原油热处理直接制化工品装置。沙特阿美希望利用该项技术为中国的“减油增化”之路助力。

中沙先进材料领域合作空间广阔

我国是世界第一炼化大国，也是世界第一制造业大国，在从“世界工厂”向“智造强国”转型的过程中，材料的革新是实现高质量发展的基础。

沙特阿美作为我国重要的合作伙伴，也是世界级先进化学品生产商，化工产品业务涵盖芳烃、烯烃和聚烯烃等基础化工产品，以及用于各行各业的高性能化工产品。沙特阿美既是我国化工行业发展的可靠供应商，也是各类新材料研发的技术合作者，与我国在材料领域的合作空间广阔。

依托塑料产品的回收利用，推动我国循环经济发展

沙特阿美计划从两方面进行材料转型，一方面是开启材料循环，通过提升回收率，实现碳循环；另一方面是提升材料效率，即提升材料的强度，减少损耗，延长材料的使用寿命，这与我国的循环经济发展目标高度契合。

沙特阿美推出了业内首款经国际可持续发展与碳认证计划（ISCC

PLUS）下属机构认证的循环聚碳酸酯。该循环聚碳酸酯使用回收的混合废塑料加工生产而成，可应用于电子电气、汽车和城市建设领域。相较于目前市场上常见的基于石油基的同类产品，该产品有望将碳足迹减少23%左右。

在包装材料方面，沙特阿美通过技术创新和外部合作，联合下游企业，实现回收材料的开发利用。沙特阿美旗下的沙特基础工业公司和全球乳制品公司阿尔乐的合作，实现部分产品包装的100%可再生，新的可再生材料实现了10%的生产用料节约、15%的生产用能削减，从而在实现环保的同时，降低了生产成本，成功实现为下游客户创造价值。此外，沙特基础工业公司还和烘焙食品包装袋生产商圣约翰包装公司合作，推出了含有30%回收塑料的包装袋产品，有效降低了废旧塑料的产生。

沙特阿美表示，希望同我国加强在塑料回收和循环利用方面的合作，助力行业提升塑料回收率，共同面对和解决塑料废弃物带来的问题和挑战。

研发新材料助力新能源汽车发展，有利于我国双碳目标的实现

交通领域是碳排的主要领域，我国交通运输部的数据显示，现阶段的我国能源消费结构中，交通用能占比约17%。

对于新能源汽车和传统燃油车，轻量化都是大势所趋，自身质量的减轻将有效提升新能源车的续航和降低燃油车的能耗。碳纤维复合材料是汽车轻量化替代最具发展潜力的材料，也是沙特阿美的重点研发材料之一。目前碳纤维材料在车身主体结构的运用还局限在跑车和高端车领域。但随着减排需求的日益迫切，碳纤维的运用领域正不断扩大。沙特阿美致力于新技术、新工艺的开发，以降低碳纤维的制造成本，进而推动汽车行业大幅降低碳排放。这与我国这一汽车制造大国、汽车消费大

国的发展趋势不谋而合。

建筑材料的低碳转型是基建大国的必经之路

我国是基建大国，根据中国混凝土与水泥制品协会的数据，目前我国的水泥产量占世界总产量的一半，同时也是全球最大的混凝土消费国，每年混凝土和水泥生产制造的碳排放量约为10亿吨，占我国碳排总量的10%，减碳任务艰巨。

经过多年的布局发展，沙特阿美已成功将75种非金属材料运用于建筑工程领域，实现部分或全部替代现有的产品材料，其中有32种产品用于水泥、沥青和土壤等领域的施工，有32种材料可在建筑结构和管道等运用领域替代钢材，有16种产品可在门窗、地板、墙板等房屋装修施工中使用。目前，沙特阿美已将增强热塑管和强化玻璃纤维钢筋大规模运用于建筑工程领域，取得了性能提升和节能降碳的良好成效。

沙特阿美与中国建筑科学院紧密合作，于2022年初启动了非金属材料创新中心，利用中国建材总院的专业知识和资源，促进非金属材料技术的研发和应用。该中心研发的新型超分散型减水剂，是以乙烯为原料的石化产业下游的产物，用于制作超高性能混凝土时，可减少20%的水泥使用，减少近30%用水量，降碳减排效果显著。2023年，该减水剂在山东墨水河大桥项目中成功应用，在满足该项目超高性能混凝土标准的同时，成功降低了该工程20%的二氧化碳排放量。

我国可再生能源快速发展，材料升级锦上添花

目前我国新增发电量中，已有超过80%来自可再生能源，在此背景下，光伏电池的产量也增长迅速。沙特阿美采用的非金属太阳能面板中

的关键材料为乙烯－四氟乙烯共聚物（ETFE）薄膜，相较于传统的钢化玻璃，具有透光性好、耐久性强、抗冲击性能优异等特点。ETFE薄膜的厚度远小于玻璃，可将光伏电池片的厚度做到低于1毫米，从而大大降低光伏板重量，能更好地满足各类轻量化、便携化的场景使用需求。此外，采用ETFE薄膜可提升光伏面板的密封性，有效阻隔水汽，从而提升了薄膜电池在恶劣环境下使用的稳定性，延长使用寿命。沙特阿美仍正在不断推动与光伏相关的高分子和混合高分子材料研发，致力于在未来提供更多的太阳能解决方案。

综上可见，沙特阿美新材料的卓越性能和更低的碳排放，能够为推动我国材料转型提供支持。

原载
2025年1月24日《中国石化报》第7版

责任编辑
王海峰

共建中拉命运共同体 为能源合作注入新动能

史芸波（中国石化经济技术研究院）

5月13日，中国－拉美和加勒比国家共同体论坛（以下简称“中拉论坛”）第四届部长级会议在北京举行。这是在中拉论坛正式运行十周年之际召开的一次重要会议。国家主席习近平出席会议开幕式并发表主旨讲话，宣布中方同拉方携手启动五大工程，共谋发展振兴，共建中拉命运共同体。

值得关注的是，本次会议之际，巴西总统卢拉、哥伦比亚总统佩特罗和智利总统博里奇率领重量级访华团，就深化与中方合作展开高层对话，展现出推动双边关系长远发展的强烈意愿。其中，卢拉是第六次到访中国，也是本届任期内第二次来华访问和近两年来两国元首第三次互访。作为东西半球两个最大的发展中国家，中巴合作长期以来一直是中拉关系的典范。在中巴元首会谈及两国共同签署的20份合作文件中，涉及农业、能源、基础设施等多个领域。中巴、中拉合作的提质升级，将对全球地缘政治、经贸及能源合作产生深远影响。

中巴、中拉合作进入提质升级新阶段

经贸合作迈上新台阶。中国是拉美地区第二大贸易伙伴，也是巴西、

智利、秘鲁等国第一大贸易伙伴。此次会议通过《中国－拉共体论坛第四届部长级会议北京宣言》《中国－拉共体成员国重点领域合作共同行动计划（2025—2027）》，擘画了中拉在投资、金融、基础设施、能源资源等领域合作与发展战略对接方向，以经贸合作的稳步扩大为中拉命运共同体奠定坚实基础。

构建南南合作新范式。中拉同为全球南方重要成员，面对深刻演变的国际形势，双方加强合作不仅为中拉关系发展注入新内涵，也将推动国际秩序朝着更加公平公正的方向发展。本次会议充分展示出中拉合作不仅是双边层面的合作，更体现了全球南方国家的团结。中拉论坛的成功有助于促进更多的南方国家加强团结合作，进一步推动南北对话。

传递团结协作新信号。习近平主席宣布启动团结、发展、文明、和平、民心“五大工程”成为本次会议最突出的亮点，为中拉关系长远发展提供了战略指引，向国际社会传递中拉团结协作、捍卫多边主义的积极信号。中巴两国在捍卫自由贸易和多边主义方面展现出高度一致的立场。卢拉在接受中国媒体联合采访时表示，巴方坚定支持多边主义和自由贸易，钦佩中国反对不合理“对等关税”的坚定立场，全球应共同抵制强权政治和单边主义做法。巴西愿同中方一道，携手维护以世贸组织为核心的多边贸易体制。

对全球能源行业的深远影响

全球南方国家以多边协作应对美国战略压力，拉美区域一体化加速重启利好石油贸易。

依托中拉论坛等南南合作平台，全球南方国家协同提升战略自主能力。在中美关系面临挑战的背景下，美国采取的外交政策未能充分考虑拉美国家的发展需求，在港口、贸易和货币等领域对中国参与设置障碍。

特朗普实施的“对等关税”政策也给巴西农产品出口和产业链完整性带来冲击，阻碍了拉美区域经济发展。而主张“相互尊重、开放多元”的北京宣言或取代美国排他性的“华盛顿共识”，成为拉美经济外交的新指南。

“两洋铁路”打开贸易新通道。中巴联合声明提出，将共建“一带一路”倡议同巴西“南美一体化路线计划”对接，重启横跨南美洲大陆、连接太平洋与大西洋的“两洋铁路”项目，核心线路从秘鲁太平洋沿岸钱凯港直达巴西大西洋沿岸的巴伊亚州。“两洋铁路”开通后，运输周期预计从35日压缩至25日，将加速巴西石油、铁矿石等资源的对华出口，而深海油田项目（如里贝拉油田）的产能提升也将直接受益于更高效的运输网络。

中巴共同抵制贸易保护主义，合作从资源贸易向产业链深度融合升级。

原油贸易增加对美博弈筹码。2024年，中巴贸易额达到1.34万亿元人民币，与2023年相比增长4.6%，中国连续15年稳居巴西最大贸易伙伴地位。石油出口是巴西主要财政收入来源，巴西贸易部数据显示，2024年原油是巴西第一大出口商品，出口额达到448亿美元，其中中国约占其石油出口量的44%。与此同时，中国增加从拉美地区的油气进口量可以有效对冲来自美国进口能源的不确定性。

中巴经贸合作逐步走深走实。卢拉在中巴商业研讨会上表示，需借鉴中国经验提升巴西产业附加值，摆脱对初级产品和原材料出口的依赖。中巴签署了航空航天、可再生能源、人工智能等高新领域的合作协议，推动巴西实现产业升级。此外，“两洋铁路”将带动内陆资源开发，铁路途经的巴西阿克里州和托坎廷斯州是矿产与农业资源富集区，改善交通条件后，可增加能源基础设施投资，形成“铁路+港口+产业”的联动效应。

中巴上游能源合作有互补优势，未来将聚焦可再生能源合作。

油气勘探开发方面，巴西具备持续推动增储上产、构建境外油气生产基地的资源潜力。深水已成为全球油气勘探大发现的重要领域之一，巴西则是深水油气勘探大发现的热点国家。巴西97%以上的石油储量位于海上，主要分布在桑托斯盆地和坎波斯盆地等海域的盐下层，开发难度较大，我国企业在深海勘探、钻采技术和装备制造领域具有成熟经验，双方合作可以实现深海油气田的高效开发。

可再生能源合作前景广阔。巴西水电、氢能和风光资源丰富，且具有生物燃料的原料优势，我国则在光伏、储能技术领域领先，双方存在互补优势。此次中巴签署专项协议，将在绿氢基地建设、生物制乙醇技术、清洁能源产业链建设等领域展开合作。此外，巴西生物燃料消费将持续增长，将继续发挥大豆主产国优势，以豆油为主要原料发展生物燃料。卢拉2024年10月签署了《未来燃料法》，将乙醇与汽油的混合比例从22%提高到27%，目标是2030年达到35%，生物柴油的混合比例2030年达到20%。壳牌、bp等国际石油公司也在加速布局巴西生物燃料领域。

我国能源企业应抓住历史机遇期

把握拉美国家增强战略自主性与区域一体化的机遇，深化中拉命运共同体建设。近年来，巴西、哥伦比亚等拉美主要国家推行独立自主的对外政策，积极拓展对华合作空间。我国能源企业需主动作为：一方面依托中拉企业家高峰会等中拉论坛框架下的机制化平台，精准对接合作需求；另一方面，与拉美国家开展战略性项目合作，形成多层次、宽领域的合作格局。

推动中拉产业链深度融合，释放双方超级市场潜力。中拉共有20亿

人口量级市场，应充分发挥我国资金技术支持和拉美国家资源的互补优势，促进中拉产业链供应链深度融合，助力拉美国家实现经济可持续发展，实现我国国内国际双循环相互促进，为全球经济增长注入新动能。

充分发挥双方互补优势，积极探索新能源合作机会。作为拉美地区最大的国家，巴西在区域一体化进程中发挥主导作用，此次中巴在“两洋铁路”项目上取得重大成果，将加快南美一体化发展，为中拉能源合作进一步深化创造条件。建议我国能源企业继续巩固扩大原油贸易规模，在深海勘探等领域展开合作，积极寻求陆上风光项目、生物燃料项目和氢产业链发展等方面的合作机会。

原载
2025年5月30日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇

持续深化中巴油气领域投资合作

孙亚楠（中国石化国际合作部）

巴西油气资源较为丰富，储量规模位居拉美前列，油气产业发展史是由浅水逐步走向深水、超深水的历程。20世纪70年代的两次世界石油危机促使巴西加大勘探力度，1994年在坎波斯盆地发现Garoupa油田（浅水），拉开了巴西海上油气大发展的序幕；1985年在坎波斯盆地发现Marlim油田（深水）；2001年在坎波斯盆地发现Jubarte油田（超深水）；2006年在桑托斯盆地盐下发现Lula油田（超深水盐下，巴西最大油田，世界最大盐下油田）；2007年首次成为石油净出口国，2015年稳定成为石油净出口国。随着巴西深水油气的大规模发展，巴西国家石油公司也成为全球少数拥有超深水勘探开发和工程作业管理能力的国家石油公司，其油气产量约占巴西全国油气产量的三分之二。

近年来，我国与巴西在油气投资领域的合作不断深化，我国公司持续加大在巴西深水盐下油气田的投入力度。2019年，中国石油、中国海油联合巴西国油中标巴西最大整装油田、全球最大深水盐下在产油田布兹奥斯油田；中国石油联合巴西国油中标巴西桑托斯盆地盐下面积最大的风险勘探区块——阿拉姆区块。2022年，中国石油、中国海油与巴西国油、壳牌、道达尔能源合作开发的里贝拉梅罗油田一期项目正式进入生产阶段。2023年，中国石化与挪威Equinor、巴西国油、雷普索尔公司合作开发的巴西坎波斯盆地BM-C-33区块天然气和凝析油项目完成

最终投资决定；中国石化、中国海油与巴西国油新签战略合作框架协议，为拓展新的合作奠定基础。2024年，中国石油、中国海油参与合作开发的里贝拉梅罗油田二期项目顺利投产。通过一系列合作项目，三家中国公司在巴西上游的权益产量规模不断扩大，目前均位列巴西前十大油气生产商行列，双方合作基础坚实。

我国与巴西于1974年建立外交关系，1993年建立战略伙伴关系，2012年提升为全面战略伙伴关系，2024年中巴关系提升为“携手构建更公正世界和更可持续星球的中巴命运共同体”。

在今年5月的中巴联合声明中，双方表示将继续坚定推进两国发展战略对接。卢拉第三次出任巴西总统后两度访华，对推进双边关系发展和深化能源合作发挥了重要作用。

2023年8月，卢拉政府宣布启动新“加速增长计划”，并以此作为在第三个任期上提振巴西经济的重要抓手。巴西国油宣布投资47个项目，共3430亿雷亚尔（约703亿美元），用以支持卢拉政府新“加速增长计划”（能源转型和安全领域），其中大量项目和投资将集中在石油勘探开发领域。根据巴西能矿部规划，2021~2031年巴西原油产量将从291.7万桶/日增至516.9万桶/日，增幅为77.2%；原油出口从112.0万桶/日增至323.8万桶/日，增幅为189.1%。中巴两国在资源禀赋、产业结构上的优势互补，将为我国油气公司提供重要合作机遇。

一方面，要加强深水勘探开发领域合作，与战略合作伙伴深度融合发展。巴西是深水勘探重大发现的热点国家，我国油气公司除继续寻求桑托斯、坎波斯盆地勘探合作机会外，可争取获得波蒂瓜尔、福斯杜-亚马孙、佩罗塔斯盆地的勘探联合研究机会，通过加强研究来降低风险。同时，也可积极通过投标参股巴西国油在桑托斯、坎波斯盆地的重点油田开发项目，继续稳步扩大产能规模。

另一方面，要持续发挥市场优势，带动促进上游业务的合作发展。

巴西是全球低硫中质原油主力供应区域之一，巴西中重质原油性价比较高，较适合我国国内燃料型炼厂的馏分分布，我国公司是巴西原油的最主要买家。未来，巴西政府“加大原油出口力度、巩固原油出口国地位”战略，为我国公司发挥市场优势，巩固扩大对巴原油贸易业务并带动促进上游业务合作带来了新的机会与空间。

原载
2025年5月30日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇

中国与中亚能源合作相向而行

朱　钰（中国石化经济技术研究院）

6月16~18日，习近平主席出访哈萨克斯坦，并出席第二届中国—中亚峰会。这是该峰会首次在中亚国家举办。本届峰会全面深化了中国与中亚五国的战略互信，推动全方位合作升级，未来六国将携手擘画命运共同体建设新蓝图。

“长安复携手，再顾重千金”。2023年在西安举办的首届中国—中亚峰会上，习近平主席引用这句唐诗，赋予中国和中亚五国续写千年友谊、开辟崭新未来以深厚的历史韵味。千百年来，中国同中亚各族人民一道推动了丝绸之路的兴起和繁荣，为世界文明交流交融、丰富发展作出了历史性贡献。

两年前，习近平主席在西安主持首届中国—中亚峰会，中国—中亚机制提升至元首层级会晤。两年后，习近平主席在第二届中国—中亚峰会首提“中国—中亚精神”。从西安到阿斯塔纳，中国与中亚的合作之树再结硕果。

峰会主要成果

以“中国—中亚精神”为引领，致力于永久睦邻友好。习近平主席发表主旨发言，总结了历史和实践经验，提出“互尊、互信、互利、互

助，以高质量发展推进共同现代化”为基本内容的“中国—中亚精神”，为世代友好合作提供了重要遵循。

以法律形式确定睦邻友好原则。“永久睦邻友好合作条约”的签署，标志着世代友好的原则将以法律形式固定下来，这是六国关系史上新的里程碑，也是中国周边外交的创举。条约的签署显示中国同中亚国家政治互信达到新高度、战略协作迈出新步伐、民心相通实现新跨越，将为中国同中亚国家关系长期稳定发展筑牢根基。在当前动荡不安的国际形势下，六国坚持和合共生，致力于使亚欧大陆的心脏地带成为和平、和睦、和美的发展沃土。

推动多领域全方位合作，携手共建中国—中亚命运共同体。峰会共签署了55个合作文件，除能源合作外，还涵盖共建“一带一路”、贸易畅联、互联互通、绿色矿产、海关合作、人文交流、航空航天、农业技术、医学健康、新闻媒体、防灾减灾等多个领域。

能源合作走深向实

中国—中亚深化战略互信，筑牢了能源合作的基石。第二届中国—中亚峰会的成功举办，标志着中国—中亚机制元首会晤、外长对话、副外长联络协调的三级架构已运转成熟，双方从边界谈判到命运共同体理念的认同，战略互信不断深化，为长期能源合作奠定了制度保障。

“中国—中亚精神”为动荡世界提供了互利共赢的典范。中国的繁荣发展惠及周边，“一带一路”倡议为中亚国家现代化发展提供了前所未有的机遇。而中亚地区作为中国能源资源的重要来源地，地位也至关重要。互利共赢的模式对冲了单边霸权的影响，为共建“一带一路”与中亚国家发展战略对接创造了机遇。

中国—中亚机制成为维护地区安全的“稳定锚”。面对当前复杂的安

全形势，六国建立全方位安全合作机制，有效应对“三股势力”和新兴网络安全等挑战，共同维护了区域安全。

中国—中亚经贸合作迈上新台阶，构建了能源合作的支撑体系。两年来，中国同中亚国家共建“一带一路”走深走实，贸易额增长了35%，产业投资、绿色矿产、科技创新等合作积极推进。贸易投资便利化有利于能源流通。峰会各方同意简化贸易程序，升级投资协定，优化“绿色通道”，大大促进了能源行业人员交流互访，以及能源设备和技术的流动。

基础设施互联互通，优化能源物流。中吉乌铁路进入实质性建设阶段，建成后将成为亚洲到欧洲的新运输线，有利于中亚、里海石油资源的开发和利用，对我国开辟新的石油进口来源有重要意义。

能源合作外延拓展，数字化转型加速推进。在巩固传统能源领域合作的基础上，我国企业积极加大与中亚国家在数字经济、人工智能等新兴领域的合作力度。比如，华为与哈萨克斯坦签署备忘录，深化能源领域数字化转型与网络安全合作，推动智慧电网建设，提升网络安全技术水平，为能源合作注入创新活力。

建立中国—中亚能源发展伙伴关系，加速产业转型升级。该伙伴关系聚焦扩大能源全产业链合作范围，深化拓展石油、天然气、煤炭等传统能源合作。

传统油气领域合作不断拓展。我国企业在中亚的业务已覆盖“上游勘探—炼化—终端销售”全链条，以峰会为契机，众多企业纷纷签署各项合作协议，将油气合作做深做实。例如，中国石化与哈萨克斯坦国家石油公司签署Berezovsky区块联合作业协议和投资协议，中国石油与哈萨克斯坦签署阿克纠宾州Northern-1区块的地下勘探合作协议，为中哈能源合作注入强劲动力。

新能源合作前景广阔。中亚拥有太阳能、风能、地热能等丰富的可

再生能源资源，而我国企业有技术和资金优势，双方在能源转型方面高度互补。中国能源建设集团和上海交通大学将与哈萨克斯坦共同开展氢能技术研发；中国电力建设集团与哈萨克斯坦合作创建研发中心，并启动脱碳基金方面的战略合作。“油气+新能源”双轮驱动的模式，正在不断丰富中国与中亚国家能源合作的内涵。

对我国能源企业的建议

深化民心相通，筑牢安全根基。目前中国—中亚人文交流相对较少，我国能源企业和高校可以设立跨国人才培养项目，如能源技术培训中心，培养当地业务骨干，为长期合作奠定基础。同时，要主动嵌入区域安全协作体系，成为彼此的安全屏障与可靠后方。

打造陆运枢纽，优化产业协同。我国能源企业应把握中吉乌铁路建设契机，提前布局沿线能源仓储与转运节点，降低海上运输风险。推动跨境产业链融合，加快参与中亚光伏组件、风电设备本地化生产，将中亚纳入新能源装备出口的关键支点。

双轨驱动能源合作，抢占转型先机。我国能源企业要积极落实中国—中亚能源伙伴关系倡议，扩大能源全产业链合作范围。在油气领域，稳步推进既有项目，积极拓展增量空间。在新能源领域，紧密关注中亚各国风光电发展规划，配套建设清洁能源基地，同步跟踪技术合作机遇，凭借技术和资金优势加速海外绿色转型。

原载
2025年6月27日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇

中欧能源合作拓展新空间

史芸波（中国石化经济技术研究院）

7月24日，习近平主席在会见来华举行第二十五次中国—欧盟领导人会晤的欧洲理事会主席科斯塔和欧盟委员会主席冯德莱恩时指出，中欧建交50年来，交流合作成果丰硕，既成就彼此又惠及世界，其中的重要经验和启示就是相互尊重、求同存异、开放合作、互利共赢。这也是中欧关系未来发展应该坚持的重要原则和努力方向。面对加速演进的世界百年变局和变乱交织的国际形势，中欧应弥合分歧，聚焦利益互补领域开展互惠合作。在此背景下，中欧能源企业也将迎来新一轮合作“窗口期”。

中欧高层会晤的主要成果

坚持相互尊重，巩固伙伴关系定位。中欧双方重申将延续全面战略伙伴关系，建立更稳定的领导人定期会晤机制，共同应对全球挑战。

坚持开放合作，妥善处理分歧摩擦。欧方表示，致力于深化欧中关系，建设性处理分歧，推动双方合作在平衡、对等、互惠基础上持续取得更多积极成果。与此同时，促进贸易、投资等领域合作，强化欧中出口管制，共同维护产业链、供应链稳定。中欧还达成协议，设立升级版的出口供应机制，协助疏通稀土元素及磁铁的出口瓶颈。

践行多边主义，维护国际规则秩序。全球治理协作升级，中欧重申在当前变乱交织的国际形势下，世界各国尤其是主要经济体保持政策连续性与稳定性、加大应对气候变化努力至关重要。会晤期间，双方共同发表《中欧领导人关于应对气候变化的联合声明》，再次向世界发出携手应对气候变化、坚持多边主义的积极信号。未来，中欧将继续强化在能源转型领域的双边合作，协力推动绿色低碳转型进程。在美国退出《巴黎协定》、全球气候治理面临国家减排贡献不足、责任与义务分担不均的形势下，该声明对全球南方国家有巨大的提振作用，也显示出中欧作为国际社会“大个子”的责任担当。

中欧深化合作为能源行业带来机遇

欧盟发布的《欧盟—中国：战略展望》文件将中国定位成气候变化领域的合作伙伴、经济技术领域的竞争者和制度治理模式的对手。中欧高层互访为双方进一步增强互信奠定了基础，在领导人外交的推动下，中欧可加强在绿色转型、数字经济等优势互补领域的互惠性合作。

中欧在上游勘探和全球航道安全领域有合作空间。中国和欧洲都需要进口大量石油和天然气。数据显示，2024年我国进口原油5.53亿吨、天然气7665万吨；欧盟能源产品进口总额达到3759亿欧元（约合3.09万亿元人民币），总量为7.204亿吨。在财务约束强化、油价波动加剧和减排压力下，中欧双方在上游油气勘探开发方面可以通过合作共同融资，而采购中国的产品、技术和服务能有效降低欧盟企业的成本，提高项目收益。

在关键航道安全维护方面，中欧利益诉求一致，中国提出“全球安全倡议”，与欧盟共同维护热点地区的运输通道稳定，并通过反恐合作、网络安全治理强化航运风险防控。此外，双方致力于中东局势稳定和主

要航道安全，中国促成沙特与伊朗和解，并同欧洲主要国家一致支持政治解决伊朗问题和支持巴勒斯坦建国。

绿色转型和新能源开发合作或成中欧关系新的“压舱石”。在绿色转型方面，双方目标契合且优势互补。欧洲通过推行绿色新政、低碳经济战略，有机结合能源安全、可持续发展等多个目标，希望引领全球绿色转型；中国坚定推进碳达峰、碳中和目标，通过政策鼓励绿色产业发展，在全球治理中发挥积极作用。4月，中欧共同签署了《绿色科技合作备忘录》，未来3年将共同投资150亿欧元，聚焦氢能、储能、碳捕集等领域，打造全球最大的跨国绿色技术研发联盟。此外，中国在数字化和绿色金融领域有经验优势，中欧双方可实现更多互补利益。

合作推动新能源技术产业化创新和规模化落地。中欧一致决定加快全球可再生能源部署，促进优质绿色技术和产品的流动，并在发展中国家推广。在新能源技术研发方面，中欧均有一定的技术储备，可依托核心专利授权和共建实验室进行尖端技术联盟研发；在新能源技术部署方面，中国有供应链优势，欧洲有低碳技术优势，双方合作可有效降低成本。

我国能源企业应抓住“窗口期”，聚焦利益互补领域开展合作

我国能源企业应抓住欧盟战略调整期，聚焦对华“务实合作”国家，在双方利益互补领域开展合作，以欧美经贸关系倒退及竞争加剧、欧洲调整“战略自主”目标为契机，与欧盟成员国开展针对性接触，重点关注法、德等欧洲主要大国。近期德国政府设立了多个经济园区和自由贸易区，实施税收优惠等措施积极吸引外资，我国能源企业应时刻关注准入政策，寻找合适时机进行国际化布局。

我国能源企业应用好中国—中东欧国家合作机制，通过联合商会、

企业论坛等形式，与潜在的合作伙伴对接洽谈。我国在欧洲的投资存量已超过1000亿美元，我国能源企业应抓住中欧建交50周年“窗口期”，探索在数字经济、绿色转型、人工智能等新兴领域加强产学研用沟通，探索利益互补领域并深化合作。

我国能源企业应增加与欧盟在可再生能源领域的技术合作，强化本地化部署和标准互认。比如，积极参与欧盟能源行业国际标准化组织工作，提升话语权和影响力；加快研究在欧洲建设海外研发中心的路径，与拥有优势技术创新能力的高校、研究机构、企业开展研发合作；加强市场调研，筛选有新能源技术领先优势的初创公司，开展风险投资、战略投资。

原载
2025年8月8日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇

擘画上合组织发展新蓝图 构建能源合作立体化格局

朱　钰（中国石化经济技术研究院）

津门连海韵，千帆逐浪行。8月31日~9月1日，2025年上海合作组织峰会在中国天津举行。习近平主席主持召开成员国元首理事会第二十五次会议、“上海合作组织+”会议，同20多位外国领导人、10位国际组织负责人齐聚海河之滨，围绕弘扬“上海精神”、推动上合组织发展深入交换意见，达成广泛共识。这是中国第五次主办上合峰会，也是上合组织成立以来规模最大、成果最为丰硕的一次峰会。适逢世界反法西斯战争胜利80周年的特殊节点，天津峰会不仅为上合组织规划了未来10年的发展方向，而且对改革完善全球治理体系具有特殊意义。

成果最为丰硕的一次峰会

在“上海合作组织+”会议上，习近平主席提出全球治理倡议：第一，奉行主权平等；第二，遵守国际法治；第三，践行多边主义；第四，倡导以人为本；第五，注重行动导向。作为中国继全球发展倡议、全球安全倡议、全球文明倡议之后向世界提供的又一重要公共产品，全球治理倡议的提出成为上合组织天津峰会的最大亮点，引发国际社会强烈反响与共鸣。

在上合组织成员国元首理事会第二十五次会议上，习近平主席郑重提出“坚持求同存异、坚持互利共赢、坚持开放包容、坚持公平正义、坚持务实高效”的重要主张。这“五个坚持”同“上海精神”一脉相承，赋予“上海精神”新的时代内涵，为推动上合组织行稳致远、更好发挥组织功能提供了行动指南。

天津峰会取得了八大成果，落地了4个安全中心，作出了成立上海合作组织开发银行的政治决定，设立了6个务实合作的平台，制订了6项高质量发展的行动计划，推动上海合作组织的改革实现了新的突破。上合组织成员国领导人共同签署并发表《上海合作组织成员国元首理事会天津宣言》，就维护地区安全稳定、推动多边贸易合作、应对全球挑战等达成广泛共识。此次峰会决定吸收老挝为上合组织对话伙伴国，同时决定将上合组织观察员和对话伙伴合并为上合组织伙伴，上合大家庭由此扩大到27国。此外，成员国还批准了《上合组织未来10年（2026—2035年）发展战略》，确定了深化全方位合作的优先任务和主要方向。

能源合作迈向立体化新阶段

天津峰会期间，上合组织成员国元首理事会发布了《关于能源可持续发展的声明》，呼吁进一步促进务实合作、推动科技创新合作、开展能力建设，如按照互利条件提出并实施能源领域联合项目，加强专业人才培养的合作等。成员国相信，上合组织地区高效的能源合作将有助于解决全球能源议程框架下的问题，推动形成公平和可持续的能源发展模式。

能源合作是区域务实合作的重要组成部分。自2024年7月我国接任上合组织轮值主席国以来，我国企业在上合组织国家新签、开工、投产电力及可再生能源领域项目超过160个、油气领域项目超过60个，总金额约3800亿元，成为拉动区域经济社会发展的强劲动力。当前上合框架

下的能源合作已从传统的油气贸易、基础设施联通，向“能源安全+绿色转型+数字赋能”的立体化合作升级。

提供稳定框架，多边主义保障能源合作安全。践行多边主义，抵御单边制裁风险。当前，全球地区冲突频发，强权霸凌阴霾不散，这不仅给国际秩序造成冲击，而且给全球能源市场带来了巨大风险。在此背景下，上合组织坚持“共商、共建、共享”的多边主义理念，旗帜鲜明反对单边霸凌，并推动上合组织成员国间构建“非西方主导”的合作范式，为各国的能源贸易与经贸投资提供了稳定的合作框架，有效对冲西方制裁带来的不确定性，保障了能源项目的长期性和安全性。深化互联互通，把握能源安全命脉。中俄油气管道、中哈原油管道、中国—中亚天然气管道稳定运行，进一步深化了能源基础设施的互联互通，筑牢可靠、多元的陆上能源运输通道，降低了对海路运输的依赖。

巩固油气合作，产业链深度融合。油气领域依然是上合组织国家能源合作的核心，我国能源企业已在相关地区实现深度布局。如中国石化在哈萨克斯坦的业务已覆盖上中下游，近日还与哈萨克斯坦国家石油天然气公司联合获得Berezovsky区块勘探开发矿权；参股的Silleno（哈萨克斯坦聚乙烯）项目已如期进入建设执行阶段，支持哈萨克斯坦由油气资源导向型向中下游产业延伸的发展需要；成功抓住进入哈萨克斯坦成品油终端零售市场的机会，打造了上下游一体化新模式。

互补优势凸显，助力各国绿色转型。上合组织国家的可再生能源资源十分丰富，中亚、南亚地区的风能资源表现突出，中亚沙漠带、南亚干旱区的太阳能资源优势显著，印度、巴基斯坦等国家的水能资源开发潜力巨大。近年来，上合组织国家能源转型步伐不断加快，积极出台可再生能源发展战略，设立减排目标，可再生能源产业呈蓬勃发展态势。而我国的可再生能源技术成果全球领先，能与上合组织国家形成能源资源、产业技术、市场空间等方面的多元互补，通过能源合作有效促进区

域可再生能源产业协同发展，实现互利共赢。比如，我国企业参与建设的乌兹别克斯坦纳曼干州光伏、布卡光伏等项目，助力该国达成2030年可再生能源占比提升至25%的目标；哈萨克斯坦札纳塔斯100兆瓦风电项目帮助该国实现可再生能源占比提升至50%的目标。据不完全统计，目前我国与上合组织国家可再生能源合作项目发电装机容量达到9600万千瓦。

能源合作向“新”、向“智”升级。上合组织框架下，能源合作模式向数字化、智能化迈进。中哈共建的霍尔果斯“智慧口岸”通关效率提升了50%；中油国际管道公司自主研发的“丝路国脉”数字化平台成为覆盖6个国家、总里程超过1.1万公里的跨国管网体系的数字中枢；东方电气集团承建的乌兹别克斯坦布哈拉光伏电站在运维中广泛应用智能机器人，显著提升了除尘、除雪等环节的效率。这些实践表明，技术赋能正在重塑区域能源合作的新格局。

我国企业应深化能源领域务实合作

作为“上海合作组织+”会议宣布成立的三大合作平台之一，中国—上海合作组织能源合作平台9月2日在北京揭牌，旨在深化与上合组织国家在能源领域的务实交流合作，拓展清洁能源合作新空间，提升区域能源治理能力，打造安全、绿色、共享发展平台。

加强能源合作，保障能源安全。不断提升能源供应保障能力，通过盘活存量、做优增量、优化结构，充分借助上合组织成员国资源优势，共同夯实境外油气资源供应链，为我国能源安全筑牢坚实基础。

推动绿色发展，彰显责任担当。积极响应峰会关于绿色发展的倡议，鼓励我国企业增加与上合组织成员国在新能源、可再生能源领域的合作探讨。同时推动实现碳捕集、利用与封存（CCUS）、绿氢等低碳技术在

油气领域的应用，助力成员国实现公正能源转型。

补齐“软联通”短板，实现地区产业全面升级。上合组织成员国间已在数字经济、人工智能等新兴领域展开多项合作，但尚未形成集群效应。随着成员国之间的能源合作逐步从传统资源贸易迈向产业链协同与标准共建的新阶段，建议加快推动技术标准互认，探索建立上合框架下的数据共享机制，补齐“软联通”短板，全面提升区域产业链的数字化与智能化水平。

原载
2025年9月12日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇

釜山会晤开启中美能源破冰之旅

罗佐县（中国石化经济技术研究院）

2025年初，特朗普再度入主白宫，上任后立即推行贸易保护主义政策，对全球主要贸易伙伴加征关税，意图重振美国经济。然而，这一举措破坏了多边贸易体系，引发各国不满，纷纷采取反制措施，导致国际贸易秩序陷入混乱。

我国作为全球第二大经济体，对美国的关税霸凌行为果断发起了反制。在全球经济相互依赖、高度互联的今天，中美两个经济大国贸易摩擦的负面影响迅速扩散，不仅冲击双边关系，更波及全球产业链。在这一背景下，国际社会普遍呼吁中美通过对话化解分歧，美国国内亦有越来越多的声音主张缓和紧张局势。

美国关税政策实施近一年，放眼看去，特朗普的预期目标并未实现。相反，随着关税加征力度加大，美国的供应链瓶颈反而凸显。实践再次验证，中美两国合则两利，分则两害。

21世纪以来，世界经济先后遭受经济危机、能源危机和疫情冲击，各国正努力推动经济复苏。此时，美国发起贸易战无疑为全球经济蒙上阴影。中美两国和世界各国一样，也有发展经济、改善民生的诉求。中美携手向前，世界经济也将为之振奋。今年APEC会议的召开就为中美两国关系破冰提供了重要契机。10月30日，国家主席习近平在釜山同美国总统特朗普举行会晤，同意加强双方在经贸、能源等领域合作，促进

人文交流。会议期间，中美两国达成多项共识，推动双边关系迈出关键一步。

除了在暂停加征关税、出口管制等方面达成共识，中美能源合作也取得突破性进展。此前，受关税政策影响，我国从美国进口油气资源一度降至冰点。美国油气出口到我国本就面临运输成本高的劣势，加征关税则进一步削弱了经济性。美国是油气生产大国，我国是油气进口大国，两国能源合作受阻不仅损害双方利益，更不利于全球能源市场稳定。能源供应大国与能源消费大国加强油气贸易合作，不仅有利于中美经济发展，而且有助于全球能源治理。因此，特朗普在社交媒体上公开表示“将为推动美中油气贸易而努力”。在当前全球经济复苏乏力的背景下，中美油气合作越稳固，世界经济复苏的希望就越大。

事实上，从支柱产业支撑发展机制来看，中美能源合作互惠互利，是双方重要的经济增长点。美国能源信息署（EIA）等机构预测，在特朗普能源新政的推动下，美国油气产量持续增长，2025年将创新高。油气产量增长需有效转化为就业拉动效应和财政增收效应，前提是通过市场机制实现供需闭环。当前美国本土油气需求已接近饱和，未来出口意愿将持续增强。欧洲地缘政治冲突后，美国油气出口主要流向欧洲，但随着欧洲新能源产业加速发展及北欧国家本土供应能力提升，欧洲对美国高成本的油气需求将逐步收缩。而我国作为全球最大的油气进口国，“买家”效应将进一步凸显，对美国油气行业的吸引力将持续增强。

对我国而言，增加来自美国的油气供应有多重作用。首先，可拓展多元化进口渠道，提升能源安全水平。其次，中美油气合作将产生系列衍生效应，带动船运和港口运营、仓储业务的发展，进而形成新的增长点。再次，我国“十五五”规划建议强调要“加快建设新型能源体系”，这一进程需兼顾清洁能源转型和化石能源清洁化利用，对天然气依赖度较大。进口美国液化天然气（LNG）有助于稳定我国海外资源供应，且

海外气源就近消费可助力东部沿海地区天然气稳定供应，为区域经济高质量发展提供能源保障。

原载
2025年11月20日《中国石化报》第5版

责任编辑
孙薇薇