



2025年度

石油和化工行业全面绿色转型
典型案例汇编

中国石油和化学工业联合会
2025年10月

目 录

(一) 工程服务类

高纯晶硅制备核心技术开发与工业化“破局”应用实践 ——华陆工程科技有限责任公司.....	1
探索绿色低碳己内酰胺生产实践 ——中国天辰工程有限公司.....	4
纯碱工业绿色低碳转型升级的“成达范式” ——中国成达工程有限公司.....	8
氢能优化模型管理系统：可再生能源制氢与化工用氢耦合的创新实践 ——中国天辰工程有限公司.....	13
绿色发展 创新未来 多措并举助推装备制造绿色转型实践 ——宝鸡石油机械有限责任公司.....	17
碳排放智能管控技术赋能炼化企业绿色低碳发展模式 ——昆仑数智科技有限责任公司.....	22
磷石膏无害化技术升级及系统解决“三磷”问题实践 ——中国五环工程有限公司.....	28
化学无废化污染土处理低碳环保新模式 ——中国化学工程重型机械化有限公司.....	33
煤化工废水零排放与资源循环协同发展实践 ——东华工程科技股份有限公司.....	37
公约受控强温室气体三氟甲烷高效资源化转化利用模式 ——浙江省化工研究院有限公司、中昊晨光化工研究院有限公司.....	41

(二) 技术升级类

气凝胶绝热材料宽温域全场景引领“零碳未来”新范式 ——华陆工程科技有限责任公司.....	45
炼化一体化在线数字孪生工厂创新生产管控新范式 ——中国石油天然气股份有限公司独山子石化分公司	49
LNG 接收站绿色低碳能源系统助推绿色生产实践 ——曹妃甸新天液化天然气有限公司.....	55
冀东陆上油田绿色低碳转型路径与实践 ——中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司	60
双核驱动：光氢耦合与氨回收技术赋能煤化工绿色转型 ——国能榆林化工有限公司.....	65
二氧化碳资源化与数字孪生智慧工厂的协同创新模式 ——江苏盛虹石化产业集团有限公司.....	72
炼化企业资源与能源回收利用实践 ——中国石油天然气股份有限公司华北石化分公司	77
渤海油田精准施策治理放空气实践 ——中海石油（中国）有限公司天津分公司.....	82
石化在产企业重点设施土壤污染源头绿色化管控实践 ——中石化（天津）石油化工有限公司.....	87
科技创新助力节能降碳与“三废”治理实践 ——沧州大化集团有限责任公司.....	93

(三) 管理创新类

上海化学工业区生态友好、社区共生发展模式

——上海化学工业区发展有限公司..... 98

氢能高速走廊建设模式

——中国石化销售股份有限公司..... 104

传统能源服务企业“双化协同”绿色转型模式

——中海油能源发展股份有限公司..... 109

以科技创新助推节能降碳绿色转型实践

——宁波镇海炼化利安德化学有限公司..... 114

涂料化工企业绿色低碳转型范式

——中海油常州涂料化工研究院有限公司..... 120

大庆油田老区采油厂节能减排“三化”管理模式

——大庆油田有限责任公司..... 126

“五位一体”碳管理范式

——国能包头煤化工有限责任公司..... 133

创建国内首个“无废石化基地”，助力企业绿色转型

——中石化宁波镇海炼化有限公司..... 138

金陵石化全力打造绿色低碳无异味新型石化企业创新实践

——中国石油化工股份有限公司金陵分公司..... 143

“1+N”协同创新的生物质呋喃产业链绿色转型模式

——山东一诺生物质材料股份有限公司..... 150

高纯晶硅制备核心技术开发与工业化“破局”应用实践

——华陆工程科技有限责任公司

当全球向绿色低碳转型的浪潮以前所未有的磅礴之势席卷而来，世界各国围绕能源革命与科技竞争的战略博弈已进入白热化阶段。高纯晶硅作为支撑 90%以上光伏电池与半导体元器件的“工业粮食”，其技术突破与产业升级不仅关乎全球清洁能源产业链的安全稳定，更成为大国科技实力与产业竞争力的核心体现。21 世纪初，美、德、日三国长期垄断高纯晶硅核心技术，构筑起严密的技术壁垒——国际巨头已实现千吨级单线规模与闭式循环工艺，而 2005 年的中国高纯晶硅产能不足百吨，工艺链残缺不全，仅有精馏与还原单元，核心技术“卡脖子”问题突出，产业发展面临“技术荒漠”与“高能耗、高污染”的双重困境。



与此同时，随着全球光伏产业迎来爆发式增长的黄金期，叠加中国“双碳”战略的全面推进，高纯晶硅作为清洁能源产业链的核心原材料，其绿色化、低成本化生产已成为破解能源安全与生态保护矛盾的必由之路，更是推动我国从“能源消费大国”向“能源技术强国”转型的关键一环。华陆工程科技有限责任公司（以下简称“华陆公司”）肩负技术突围与产业革新的使命，以“绿水青山就是金山银山”理念为指引，开启了从“技术跟跑”到“产业领跑”的高纯晶硅生产技术创新征程。

一、主要做法

（一）破局：从“技术荒漠”到“闭环创新”的突围之战（2005 年—2008 年）

华陆团队以“拓荒者”姿态闯入这片“技术荒漠”，开启技术攻坚。研发团队跨界借鉴有机硅、三氯氢硅合成的经验，依托化工软件模拟优化，在冷氢化、尾气回收等核心环节接连突破：开发国内首套 7 塔三氯氢硅精馏技术，解决了三氯氢硅精馏问题，为生产高纯晶硅提供了原料保证；开发冷氢化技术，成功地打破了国外的技术封锁，建立了完整的高纯晶硅生产工艺，实现了工艺物料的闭式循环。在此基础上，华陆公司开始了江苏中能 1500 吨/年高纯晶硅装置的工程设计，该装置也是当时国内最大的高纯晶硅生产装置。2007 年该装置建成投产，装置的顺利投产引起了全球高纯晶硅行业的震惊，也为企业带来了巨大的经济效益，目前江苏中能已成为全球最大的高纯晶硅生产企业。

（二）革新：在“行业寒冬”中淬炼降碳密码（2009 年—2014 年）

2008 年中高纯晶硅价格开始大幅下跌，到 2009 年中高纯晶硅价格从 400 万元/吨暴跌至 80 万元/吨，国内 40 多家企业因“高能耗、高污染”陷入生存危机。华陆团队以“节能降耗、挖潜消瓶、提高效率”为目标，深入企业开展“技术诊断”，开启全流程优化革新。

在试验装置的基础上，开发了首套单线 2.5 万吨/年的冷氢化装置，电耗仅为传统热氢化技术的 1/10；通过采用塔串级、能量耦合以及侧线采用等手段，蒸汽与循环水消耗降至原工艺的 40%；依据还原尾气的实际生产数据，修正了尾气回收的操作参数，优化了吸收、解析单元的温度、压力和流量，大大降低了尾气回收的能耗，其中蒸汽消耗降低了 50%，电耗降低了 40%以上。这一系列“硬核”改造，让四川永祥、新疆大全等企业在行业洗牌中逆势崛起，更让高纯晶硅行业摘掉“两高”帽子，踏上绿色发展轨道。

（三）超越：构建“因地制绿”的产业新范式（2015 年—2024 年）

经过一轮的跌宕起伏，国内的高纯晶硅企业由最多时的 50 多家锐减至 10 多家，高纯晶硅行业成了很多企业的梦魇。但同时随着太阳能光伏行业和电子信息产业的飞速发展，高纯晶硅市场需求量也在急速增加，2014 年全球高纯晶硅需求量为 30 万吨，再加上化石能源的日益枯竭，碳排放越来越被大家重

视。面对光伏产业爆发式增长与“双碳”战略机遇，华陆公司以“精益求精”为原则，努力提高装置的性价比，并结合建设地的优劣势资源（包括：能源、气候、交通、人力等），减低能耗物耗。

华陆公司在此阶段开发首套单线 40 万吨/年冷氢化装置，独创大型高效冷氢化流化床反应器，四氯化硅转化率高达 32%；整合吸附除 B、P 技术和反歧化技术，并开发了四塔耦合精馏技术；40 对棒和 60 对棒大型还原炉的开发以及还原炉热能梯级利用技术，实现全厂蒸汽零消耗。



二、经验启示

华陆公司的技术创新打破了国外对先进工艺的垄断，填补我国高纯晶硅技术，尤其是冷氢化技术的多项空白，实现了高纯晶硅生产的密闭循环，同时降低了原辅料消耗和能耗，减少对环境的影响，保护生态环境，为我国太阳能光伏产业和电子信息产业原材料安全、稳定供应作出了技术支撑，大大降低了高纯晶硅生产成本，为光伏太阳能的普及和应用打下坚实的基础，为减少二氧化碳排放、实现“碳达峰、碳中和”目标作出突出贡献。

从技术跟跑到产业领跑，华陆公司多晶硅技术推动国内高纯晶硅生产水平实现跨越式发展，主要消耗指标优于国际先进水平，核心设备全部实现国产化，我国高纯晶硅产量从每年不足百吨到 182 万吨，大大促进了产业发展，推动我国高纯晶硅产业在全球的地位不断提升，该产业也已成为参与国际竞争并取得领先优势的产业。华陆公司以科技赋能绿色转型的实践，不仅为中国高纯晶硅产业在国际竞争中赢得领先优势，更彰显了中国企业在全世界能源革命中的责任与担当，为世界产业升级贡献了中国智慧与中国方案。

探索绿色低碳己内酰胺生产实践

——中国天辰工程有限公司

中国作为纺织大国，锦纶相关产品产量巨大，己内酰胺作为一种重要的有机化工原料，纺织、锦纶民用丝、工业丝的生产对其依赖度极高，2010 年国内进口依存度接近 60%。受生产工艺技术制约，国内己内酰胺产量不足，质量低，质量不稳定，在一定程度制约了我国锦纶行业的发展。解决己内酰胺短缺问题迫在眉睫，它对于稳定国内相关产业发展、提升产业竞争力具有极为重要的意义。

天辰公司主动承担国家高端尼龙材料自主生产的任务，自主开发了绿色低碳己内酰胺工艺技术，实现了从苯到己内酰胺全流程的技术创新。这一突破打破了外国公司对我国尼龙产业“卡脖子”技术的垄断，显著提升了我国在尼龙材料领域的技术水平和生产能力。

一、主要做法

（一）技术研发

天辰公司充分利用深耕工程建设领域的经验，设计并建设了全球第一套单线产能 20 万吨/年己内酰胺装置，与世界上其他的同类工艺相比，属于产能高工艺，高产能意味着较低的单位投资成本。

环己酮装置采用环己烯法生产环己醇，环己醇脱氢制环己酮。实现苯全程转化率为 40%~50%，环己烯选择性约 80%；环己烯转化率为约 10%，环己醇选择性为 99%。环己醇脱氢制环己酮的工艺具有催化剂使用寿命长、反应温度低、副产物少等优势。与传统的苯法工艺相比，具有本质上“节能、无公害和安全”的特点。

环己酮装置采用天辰公司专有技术，设计了自主开发的大型加氢反应器和水合反应器，实现了国内大型加氢反应器和水合反应器工业化，并实现了和自主新一代加氢催化剂和水合催化剂的匹配。加氢系统和水合系统均实现全自动控制操作，系统运行安全稳定，操作方便，可实现真正意义的自动控制一体化。

项目中使用的苯加氢催化剂、环己烯水合催化剂、环己酮肟化催化剂都是天辰公司自主研发最新一代催化剂。其中苯加氢催化剂率先实现了 52%转化率、85%选择性的先进指标，实现了国内首创。环己烯催化剂转化率首次实现了 10.5%转化率（每提升 1%的转化率，意味着产能提高 20%）。肟化催化剂实现了 0.2kg/t 环己酮肟的国内最低消耗。

国际上商业化的己内酰胺有五种工艺，本项目采用的是苯消耗最低的技术。该技术融合多项创新节能降碳方案，通过液相重排己内酰胺水蒸发、硫酸铵结晶技术、废水处理工艺、热量耦合技术以及凝液热量回收等多种措施，从原料处理到产品产出全流程降低能耗，实现己内酰胺绿色低碳高效生产。



(二) 应用成效

天辰公司充分利用已有的己内酰胺项目工程设计经验，有针对性地对装置的总体配置进行优化设计，目前已成功设计出鲁南己内酰胺项目装置。该装置单线产能达 30 万吨/年以上，新一代绿色低碳己内酰胺工艺，主要体现在以下创新点：

1. 叔丁醇回收系统采用低常压两塔热耦合+液环压缩机技术，相比传统的单独叔丁醇蒸发塔，节能效果显著，节省了蒸汽 15t/h。

2. 液相重排装置中的废水 30t/h，首创采用 MVR 蒸发技术，相比之前设计多效蒸发工艺，节省蒸汽 8.5t/h。

3. 中和结晶装置中的硫酸铵结晶技术，采用中和结晶取代传统的蒸发结晶，即将硫酸和氨气的中和反应与蒸发结晶两个工艺结合到一个反应器中进

行，该技术节约蒸汽 31t/h，节约热水 1650m³/h，节约循环水 4650m³/h。

4. 环己酮精制单元采用热量耦合技术，节约蒸汽 10t/h。

5. 己内酰胺精制装置不需要采用离子交换树脂过滤去除己内酰胺杂质，己内酰胺废水量减少了 35t/h，节省废水处理费用年均 1.25 亿元。

本项目的产量、质量、物耗、能耗、环保排放均达到并优于设计指标要求，处于国际先进水平，经济效益、社会效益和环境效益显著。推动己内酰胺行业向规模化升级意义重大。



二、经验启示

天辰公司自主研发、拥有完全知识产权的环己烯法绿色己内酰胺工艺技术是一条原料利用率高、三废排放少的绿色生产路线，实现了从苯到己内酰胺全流程的技术创新，获得授权 70 多项发明专利。具备杂质少、产品质量高、能耗低、氢气消耗少、三废排放少等突出优势。同时自主研发的苯加氢催化剂、环己烯水合催化剂、环己酮肟化催化剂指标均达到了国内领先水平，己内酰胺产品质量达到国内公认顶级高速纺标准。

世界首套单线产能最大的 30 万吨/年生产线的建成，标志着我国己内酰胺生产技术达到世界领先水平。本项目于 2012 年获批天津市重大科技专项资金支持。截至 2024 年底，采用本技术已经建成投产工业装置 10 余套，共计产能 240 万吨/年，约占全国己内酰胺总产能的 30%。这一发展趋势意味着中国已能够完全自给己内酰胺，成为全球最大的己内酰胺生产国。己内酰胺技术生产工艺成熟、应用实例广泛，已形成市场化的运营模式，可以在国内大规模推广。本技术已经成为新建工厂的首选，在未来 5 年内，后续潜在项目产能约 100 万吨/年，具有较好的推广前景。

纯碱工业绿色低碳转型升级的“成达范式”

——中国成达工程有限公司

纯碱作为重要的基础化工原料，是支撑国民经济的基础产业，具有极大的社会价值和经济价值。其广泛应用于玻璃、化工、冶金、纺织、食品、医药等多个领域。

成达公司作为国内最早投身以盐为原料生产纯碱的“国家队”与“主力军”，通过系统性的工艺优化与关键设备创新，致力于解决纯碱生产过程中的高能耗与高排放问题，形成以联碱法为核心的“大型低碳绿色纯碱技术”。在工艺优化方面，对传统联碱流程进行精细调整，强化各工序间的协同效应，提升反应效率。例如，优化母液循环路径，减少能量损耗与物料浪费。在设备创新上，研发出一系列新型设备，如多段外冷碳化塔，相较于传统碳化塔，极大地提高了二氧化碳的吸收效率，使碳化反应更加充分，从根源上降低了尾气中二氧化碳的含量。该技术成功入选 2024 年生态环境部联合四部委共同编制发布的《国家重点推广的低碳技术目录（第五批）》。

本技术标志着我国第三代联碱技术的形成，极大地推动了纯碱行业的低碳减排，单位轻质纯碱产品能耗仅 133 千克标准煤/吨，较能效标杆水平降低 16.87%，较基准水平降低 33.5%；碳化尾气中二氧化碳含量仅为 1%~2%，较传统技术的 5%~10%，每吨纯碱可减少二氧化碳排放约 20Nm³，综合能耗指标国内领先，达到国际先进水平。在领先的技术优势下，成达公司先后完成了江苏华昌化工年产 60 万吨联碱项目、中盐昆山股份有限公司年产 80 万吨联碱项目以及沙特纯碱项目——公司 EPC 总承包海合会（GCC）国家的第一个纯碱项目。

本技术高度契合国家“双碳”战略目标，推动了纯碱行业的绿色低碳升级，是“绿水青山就是金山银山”发展理念的技术实践。



图1 江苏华昌化工年产60万吨联碱项目

一、主要做法

“大型低碳绿色纯碱技术”针对吸氨、碳酸化反应、产品处理等多个关键工艺流程提出了创造性的优化升级，并采用自主研发的大型内冷、外冷式碳化塔和大型节能氯化铵结晶器等先进工艺设备，解决了联碱装置大型化过程中的技术难题，提高了装置自动化水平，使装置的主要原材料消耗、产品质量、产品综合能耗都达到了国际先进水平。

（一）开发设计的外冷碳化塔及配套外冷器的单套碳化塔生产能力最大达到360吨/日，为目前国内单塔生产能力最大的外冷碳化塔及配套设备。

通过装置规模和设备大型化以节省装置占地面积、节约土地资源、降低建设投资，其生产流程、工厂操作及维修管理等均得到大大简化，装置的规模优势得到很好地体现，降低了装置的有效运行费用，增强了企业的市场竞争力。

本技术的核心设备碳化塔采用成达公司的专利设备 $\phi 3.5/\phi 5.0\text{m}$ 的外冷碳化塔，单台设备能力最大可达360吨/日，年产80万吨联碱仅两组10台塔即可满足生产能力要求，相比较于铸铁内冷塔 $\phi 3.0/\phi 3.4\text{m}$ ，设备结构简单、制造周期短，碳化塔系统一次性投资可节约6000万元。

采用成达公司发明专利外冷式碳化塔的清洗工艺，将至少2台外冷式碳

化塔并联成一组，每台碳化塔与 1 组外冷器相连接，每台碳化塔作业 3~4 天后轮换清洗，与其连接的外冷器也同时清洗；清洗期间，除清洗塔外的其他碳化塔继续制碱作业；可不再停产煮塔，从而节省了洗塔用水，避免了外排洗水对环境的污染，节省了污水处理费用，同时避免了定期煮塔的停产损失，简化了生产流程和操作程序，延长了碳化塔的作业周期。

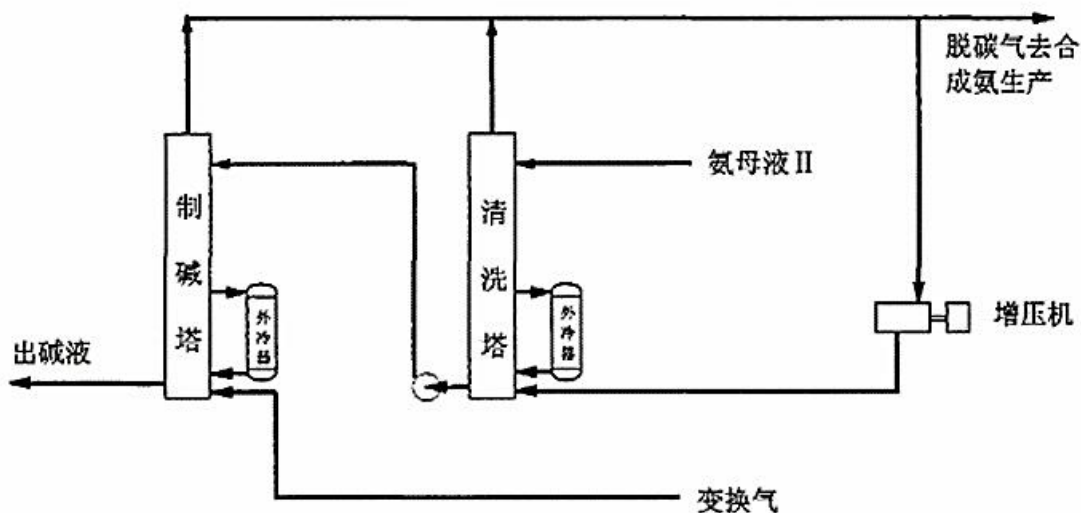


图 2 外冷式碳化塔的清洗工艺

(二) 采用低位满液位液氨蒸发外冷器技术。

外冷器是联碱法 I II 过程中生产氯化铵的重要工艺设备之一，是与冷析结晶器配套的设备。成达公司自主开发设计的外冷器，采用液氨直接蒸发制冷，大大简化了工艺流程并在此基础上推广、改进，将液氨在外冷器内进行蒸发改为将蒸发面设在液氨分离器内；而后又将液氨分离器布置降低，经过几次改进，收效显著，单就节能一项而言，与冷却介质为氯化钙溶液比较，节能在 20% 以上，液氨蒸发改为低位满液位液氨蒸发后，在生产负荷不变时，冰机冷冻负荷可降低 10% 以上。该技术总体达到国际先进水平。

(三) 高效节能环保氯化铵蒸汽回转干燥成套工艺及装备开发。

采用蒸汽回转干燥技术干燥氯化铵，该技术以饱和蒸汽做热源通过间接换热方式对氯化铵进行加热，蒸汽和氯化铵间接换热，干燥产生的水蒸气随气体带走，具有处理能力大，热效率高，尾气量小，经处理后氨浓度低等优点，该技术可应用于氯化铵等多种粉状物料的干燥。

(四) 将大型外冷碳化塔应用于浓气制碱，并根据特点设计了自动清洗分

流装置，使结晶平均粒径达 $200\ \mu\text{m}$ ，创造了行业的新高度。

本技术采用常压碳化和浓气外冷碳化清洗流程，中盐昆山项目是首套将大型外冷碳化塔应用于浓气制碱，碳化塔的结构设计根据浓气制碱的特点进一步优化，并根据清洗气量大和制碱气量尾气小的特点，设计了自动清洗分流装置。开车运行后，碳化塔的各项技术指标先进，结晶平均粒径达 $200\ \mu\text{m}$ ，创造了行业新高度。



图3 中盐昆山80万吨年纯碱项目

(五)在现场实验和充分论证基础上，在全世界首次采用粉体流凉碱机冷却轻质纯碱和重质纯碱，有效解决了轻质纯碱易堵塞的问题。

采用粉体流凉碱机冷却轻质纯碱和重质纯碱，也是全球首套将粉体流冷却器用于冷却轻质纯碱产品。在设计方案确定阶段，充分论证，优化设计流程，并补充了现场小试实验，为设备的平稳投运提供了技术保障。开车后运行稳定，有效解决了轻质纯碱易堵塞的问题。采用此技术可大幅提高冷却效率，解决产品经常超温难以包装的现象。

(六)针对尾气和塔底废液中的氨回收利用设计。

采用高效泡罩塔综合处理联碱生产尾气，经处理后的碳化尾气和滤过尾气含 NH_3 低，不仅有利于环境保护，也可显著降低工厂运行的氨耗。采用高效

筛板塔处理纯碱生产低浓度含氨淡液，塔底废淡液含 NH_3 低，不仅回收了氨，也为废淡液的进一步循环利用创造了有利条件。采用母液洗涤淡液蒸馏尾气的方式，在回收尾气含氨的同时，节省洗水用量。

二、经验启示

基础化工产品行业较多属于高能耗、高排放的传统行业，伴随着保护主义抬头的全球贸易市场变化形势，掌握低碳、高效的技术优势才是在激烈市场竞争中掌握主动权的关键。本技术在江苏华昌、中盐昆山纯碱等项目中的实施，为推动传统高能耗化工产品节能降碳做出了积极示范。

氢能优化模型管理系统：可再生能源制氢 与化工用氢耦合的创新实践

——中国天辰工程有限公司

中国天辰工程有限公司（简称天辰公司）隶属于中国化学工程集团有限公司，以工程为“根基”，依托 70 余年积累的工程设计能力、自主创新和技术研发能力、中试运行和工程放大能力以及运营管理和维护能力，承担了国家多套重大化工项目的技术引进工作，完成了一大批国家和省部级科技攻关课题。天辰公司成功攻克绿色己内酰胺、绿色双氧水法环氧丙烷（HPPO）、填补国内空白的丁二烯法己二腈在内的一系列先进“卡脖子”工艺技术，先后获得国家科技进步奖、省部级科技进步奖数十项，持有授权专利及专有技术近 500 项。天辰公司将“绿水青山就是金山银山”理念贯穿发展全过程，通过优化生产技术、降低化工能耗与排放，为行业绿色转型提供实践支撑。

一、案例背景

天辰化工氢能优化模型管理系统是针对“双碳”目标下，风光资源波动性和化工生产连续性要求之间的矛盾而开发的，旨在提升可再生能源制氢与化工用氢耦合效率的综合仿真平台。该系统集成了可再生能源发电模型、电解水制氢模型、储氢模型、化工用氢模型以及电力市场交易模型，可模拟离网、联网两种模式下，氢能工厂的运行场景，并进行优化分析，最终输出氢能工厂的最佳配置方案，包括电解槽规模、储氢罐容量、用氢工艺匹配等，实现可再生能源的高效利用和氢能工厂的稳定运行。

二、典型做法

1、多模型集成与协同仿真：将风光发电、储能、电解水制氢、储氢、化工用氢等多个模型集成到统一平台，实现多能源系统协同仿真，综合考虑可再生能源波动性、氢能生产特性、化工用氢需求等因素，进行全流程优化。

2、基于历史数据的仿真优化：利用大量的历史风光发电数据，对氢能系统进行仿真模拟，分析不同场景下的系统性能，并通过优化算法寻找最佳配置

方案，提高仿真结果的可靠性和实用性。

3、离网/联网模式灵活切换：支持离网和联网两种运行模式，可根据实际情况选择合适的模式进行仿真和优化。联网模式下，可考虑电力市场交易，实现经济效益最大化；离网模式下，可保障氢能工厂的稳定供氢，提高能源自给率。

4、可视化分析与决策支持：提供友好的可视化界面，展示仿真结果和优化方案，方便用户进行分析和决策。

三、取得的进展和成效

1、技术突破：完成了可再生能源制氢与化工用氢耦合仿真平台的搭建，突破了多能源系统协同仿真和优化控制等关键技术。

2、经济效益：通过优化氢能工厂配置，可降低制氢成本，提高能源利用效率，预计可降低氢能工厂年运行成本 10%。

3、社会效益：提高可再生能源利用率，减少碳排放，助力实现“双碳”目标，推动能源绿色转型。

4、示范应用：已在天辰公司承担的安达市天楹风光储氢氨醇一体化项目中进行示范应用，取得了良好的效果，验证了系统的可行性和有效性。

四、兼具适用性与经济性的绿氢规模化推广引擎

该系统具有良好的可复制可推广价值，可应用于其他可再生能源制氢及化工用氢项目，为氢能产业发展提供技术支撑。

1、适用性广：可适用于不同规模、不同类型的可再生能源制氢及化工用氢项目。

2、易于部署：系统采用模块化设计，易于部署和维护。

3、可定制化：可根据用户需求进行定制化开发，满足不同场景下的应用需求。

4、推广前景广阔：随着“双碳”目标的推进，可再生能源制氢将迎来快速发展，该系统具有广阔的市场前景。



图 1 氢能模型图片



图2 天辰化工氢能优化模型管理系统 V1.0 软件著作权登记书

绿色发展 创新未来 多措并举助推装备制造绿色转型实践

——宝鸡石油机械有限责任公司

宝鸡石油机械有限责任公司（简称宝石机械，英文缩写：BOMCO），隶属于中国石油天然气集团有限公司。经过 88 年的发展，现已成为集研发、制造、集成、销售与服务为一体的综合性能源装备制造企业。公司着力通过两大创新、三大转型，以“打造绿色宝石，奉献能源装备”的发展理念，推行绿色制造，通过聚焦绿色产品设计、绿色工厂、绿色供应链管理以及新能源产品研发，将绿色发展理念深度融入生产经营全过程，在节能减排、绿色产品开发等方面取得了显著成效，率先树立绿色制造企业先进典型，引领装备制造绿色转型。

一、典型做法

（一）绿色产品和服务方面

1. 制氢装备创新新跨越：公司积极拓展新能源领域，研制中国石油首套自主知识产权 1200 标方碱性水电解制氢系统，在吐哈油田通过了工业化应用试验，联合实现了电解水制氢、氢气增压、管道输氢、化工用氢全流程工艺生产。同时研制了新一代千方级碱性水电解制氢系统。2025 年，公司再创新突破，推出 2000 标方碱性水电解制氢系统，建成离网型风光模拟绿电一拖四电解水制氢测试平台。研制的 1.5MW 分布式氢能电站，在长庆油田钻井过程首次实现了“氢代油”。



图 1 1200 标方碱性水电解制氢项目投产成功

2. 储能项目攻克用电难题：公司在钻修井绿色装备开发领域研制了飞轮储能、混合储能、电化学储能系统，实现了钻井能量补偿回收；在油田清洁电力建设领域建成了中国石油首个全钒液流储能示范项目，解决油田用电峰谷时段差异以及地区风电消纳瓶颈，达到最优能源配置，为高寒地区全钒液流储能技术应用提供技术储备。



图 2 全钒液流储能示范项目

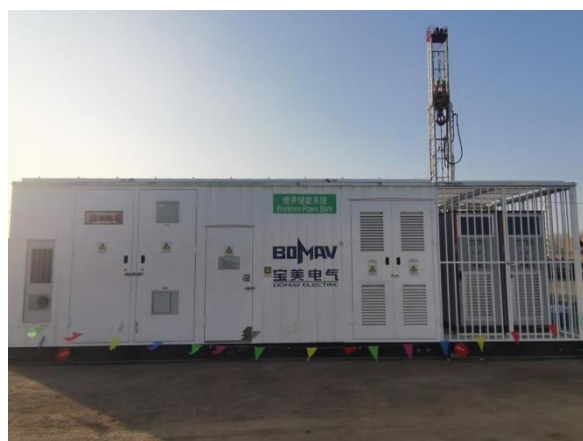


图 3 钻修井储能系统

3. 多能互补实现智能供电：公司研制多能互补微电网，在煤层气公司建设了源网荷储智能微电网系统，综合运用风电、分布式光伏、储能等技术，通过能源管理系统与油田电网并网运行，实现“风-光-网-储”多能互补智能微电网供电。

4. 多场景推进绿色技术创新：公司研发推广油改电技术、直驱节能技术、钻机零排放技术、钻机固控与泥浆无害化回收处理系统集成技术，开发撬装式一体化变电站、搭建数字化平台、强制节能电机使用等，多种措施推进绿色技术在钻机等重点装备产品中创新应用。

5. 全方位构建服务型制造体系：公司围绕供应链优化、数字平台建设、服务标准提升等多维度强化管理能力，优化组织结构，加速向服务型制造转型。国内重点油气区建成 11 个物资装备专业维保共享中心，海外设立 5 个“制造+服务”中心，以装备制造为基石，聚焦用户需求，重点打造钻机、泥浆泵、压裂机组等标杆业务。完成 4 个共享中心的标准化、信息化库房建设，实现库存信息共享。同时，拓展气井增产、排水采气等特色服务，逐步构建涵盖定制化服务、总集成、现场作业、检验检测、租赁、全生命周期管理、共享制造及

绿色低碳解决方案的“宝石”服务体系。



图4 宝石机械产品全生命周期服务网络

(二) 绿色生产和工艺

公司以“节能、减排、增效”为目标，推动制造过程绿色化与数智化深度融合，构建了“节能降耗—清洁生产—资源循环”的绿色制造体系。

1. 智能产线新突破：公司积极布局智能化生产线建设，建成了中国石油首条集5G、互联网+、人工智能、绿色低碳等新技术为一体的泵配件智能柔性生产线，以“黑灯工厂”为理念，将MES系统和产线管控系统集成应用，通过5G网络进行数据互传，自动完成精加工、传输、表面防腐、在线检测、清洗包装等工艺过程，实现了产品加工的绿色智能化生产。

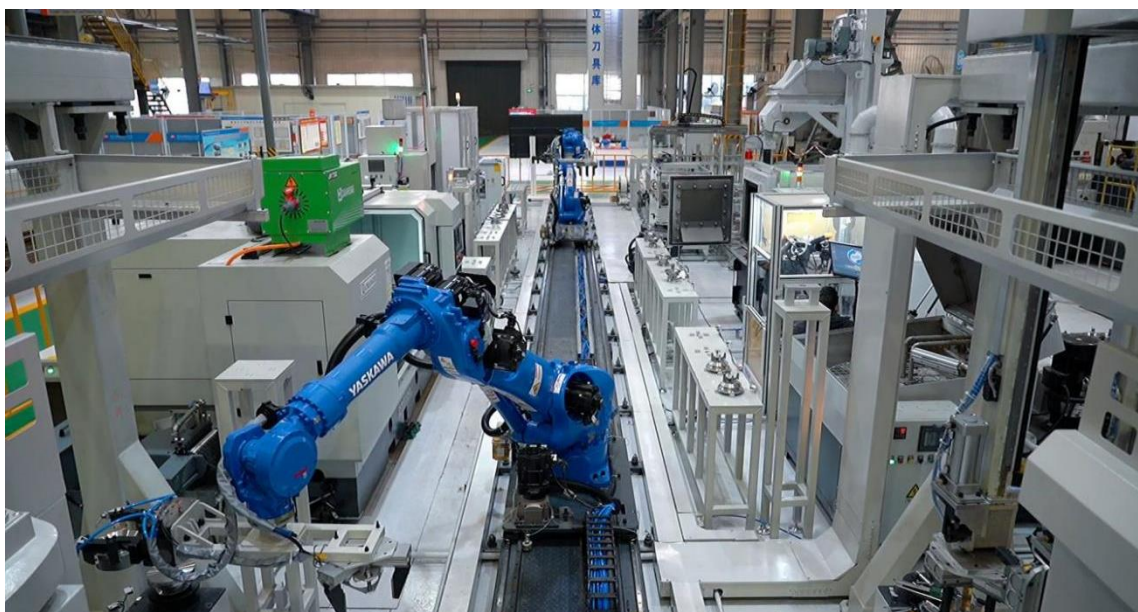


图5 泵配件智能柔性生产线

2. 多维度节能减排：公司通过锻造余热回收、变压器无功补偿、波谷电价调度等节能措施降低综合能耗；建设的光伏电站年发电 1600 余万度，减少 9600 多吨二氧化碳排放；推广太阳能路灯与 LED 照明，提升清洁能源占比；实施源头减污与末端治理，VOCs 减排 90%以上；改造中水回用系统，提高利用率。

3. 标准引领新发展：制定了 39 项绿色低碳及再制造相关国家标准、行业标准、团体标准和企业标准，涵盖碳中和评价、绿色供应链、碳排放核算、制氢加氢储能、节能减排技术及油气设备低碳排放等，为绿色制造提供规范依据。

4. 构建绿色供应链：公司实施供应商动态管理机制，涵盖准入、分级、监督、考核及风险评估，将低碳理念融入生产各环节。作为宝鸡石油装备产业链“链主”，通过多向协作推动绿色采购、绿色物流、绿色回收，构建绿色供应链体系，助推产业链绿色发展。

二、推进成效

以绿色低碳发展为目标，布局绿色制造核心战略，将绿色低碳理念融入产品研发、制造、供应链管理各环节。

（一）公司融合数字技术推动石油装备低碳化革新，研发油改电、直驱节能技术，降低钻机、泥浆泵等产品能耗，相关成果获评“陕西省制造业单项冠军”“陕西省工业精品”，并入选 2021 年国家工信部“工业产品绿色设计示范企业”名录。同时，布局“双碳”领域，研制的制氢、储能及智能微电网等绿色产品，助力油田炼化企业油气与新能源的开发与综合利用。其中混合储能系统实现了万米超深井钻机、高寒高海拔钻机等重大项目示范应用，飞轮储能技术获中石油技术发明二等奖及中国发明协会创新奖一等奖，列入 2021 年中国石油首台套技术装备目录。

（二）公司聚焦能效提升、污染治理与资源高效利用，构建标准化、数字化驱动的绿色制造模式，为装备制造的可持续发展提供了示范。先后获评陕西省“十一五”至“十三五”节能先进单位、中国石油“节能节水先进企业”等称号。2023 年，宝鸡本部获“陕西省绿色工厂”认证，子公司咸阳宝石钢管钢绳和西安宝美电气获“国家级绿色工厂”认证。打造的中国石油首条泵配件

智能柔性生产线入选工信部“2023年度智能制造优秀场景”。

（三）公司持续完善供应商管理，提升了供应商环境绩效水平。公司合格供应商中“国家级绿色工厂”的供应商达到了32家，低风险供应商占比99.85%，以自身节能减排减碳行动带动供应商共同低碳发展，加速石油装备和新能源装备产业绿色化转型，引领石油装备产业构建全链条碳管理体系，为行业绿色转型提供可借鉴的供应链管理范本。

（四）公司构建多维“宝石”服务体系，推动公司从设备回收、检测、修复到再制造的全流程标准化与智能化。2023年公司获评“国家级服务型制造示范企业”，为石油装备制造行业绿色循环发展树立了标杆，推动资源利用率与产业竞争力双提升。

碳排放智能管控技术赋能炼化企业绿色低碳发展模式

——昆仑数智科技有限责任公司

昆仑数智科技有限责任公司（以下简称“昆仑数智”）于2020年11月重组完成，是中国石油下属信息科技公司。面向能源行业和流程工业，聚焦油气应用、通用应用、数字创新、数字技术平台四大业务方向，实现油气产业链、新型基础设施全覆盖，为客户提供信息化和数字化咨询、设计、研发、交付、运营、培训等端到端、一体化服务。昆仑数智充分发挥“数据驱动”、“智能平台”与“行业融合”的核心能力，坚持以科技创新赋能企业绿色发展。围绕工业企业节能降碳开发了一系列数字化解决方案，成为行业数字化转型与绿色低碳协同发展的标杆实践，为企业高质量可持续发展注入了强劲的数智动能。



图1 昆仑数智科技有限责任公司实景

一、紧抓行业痛点，提出企业碳排放闭环管控方案

中共中央、国务院《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》明确提出深化数字技术在工业领域的应用，推动构建数字化碳管理体系。石油化工行

业作为能源消耗与碳排放的重点领域之一，正面临前所未有的减排压力与转型挑战。炼化企业作为石化产业链的关键环节，其碳排放具有排放源种类多、与生产全过程密切相关且复杂度较高、管控难度大的特点。在此背景下，传统的离线核算、人工填报、被动监管模式已难以满足精准化、实时化、智能化的碳排放管理需求。为了及时进行炼化企业碳排放计划制定、碳排放量统计、碳排放水平分析、节能降碳潜力识别、产品碳足迹评估、碳资产优化等方面的智能化管控，需要开展碳排放智能管控技术方法以及相关模型算法的研发，推动炼化企业碳排放从“线下管理”到“线上管控”、从“被动合规”向“主动控碳”跃迁。

针对上述难点痛点，昆仑数智提出炼化企业碳排放智能闭环管控方案，采用“数据+模型+平台”的技术方法，支持企业碳排放“看得清”“控得住”“管得优”的数字化智能化管控目标实现。

二、开展技术攻关，研发企业碳排放智能管控系统

昆仑数智开展炼化企业级碳排放智能管控技术攻关，研发碳排放计划模型、碳排放量动态核算模型、产品碳足迹在线核算模型、公用工程在线优化模型等模型算法，并集成MES、LIMS、综合统计等系统数据，设计开发炼化企业碳排放智能管控系统。

(1) 开发碳排放在线计划模型。依据企业生产计划、能源计划、排放配额、装置碳排放数据和减排标准约束等，研究建立企业多层次碳排放计划模型，实现企业碳排放计划在线自动计算与分解。

(2) 开发碳排放量动态核算与监控分析模型。研究分析炼化企业生产过程的碳排放特点，以活动数据、排放因子、全球暖化潜值为基础，开发多维度的碳排放动态核算模型，实现企业碳排放量在线计算，并通过开发的多级碳排放KPI 监控指标体系及模型，实现问题自动追溯分析与报警。

(3) 开发减碳潜力在线分析模型。在开发蒸汽系统、氢气系统等公用工程在线模拟与优化模型的基础上，进一步开发建立碳排潜力分析模型，通过在线采集装置与公用工程数据，并利用模型和优化算法进行自动计算，实现对碳减排潜力值的量化分析。

(4) 开发主要产品碳足迹在线核算模型。基于生命周期法，研究分析重点炼化产品的碳排放特点和碳排放详细路径，研究建立典型工艺路线下的产品生产过程碳足迹计算模型，并进一步开发建立产品全生命周期的碳足迹核算模型，实现对产品碳足迹实时分析追溯和生产路线评估。

(5) 研发单元级产品碳足迹核算技术。突破传统方法在联产装置多产品碳足迹无法区分量化的局限，根据工艺流程将装置划分为相对独立、界限清晰的碳排放功能单元。通过构建包含化学反应动力学、能量传递等的在线模拟模型，动态解析生产过程中碳排放相关的温度、压力、物流等工艺参数，计算不同单元对碳排放的贡献，从而精准量化同装置不同单元产品的碳足迹。

(6) 开展碳资产优化技术研究。基于历史生产数据与未来规划等变量动态预测企业碳排放趋势，协助企业制定碳排放计划，同步追踪实际排放数据并与预测值对比，依托碳价波动分析，进行配额缺口测算，助力企业制定碳交易策略。

(7) 设计开发炼化企业碳排放智能管控系统。基于底层开发的模型算法，设计开发碳排计划管理、碳排统计管理、碳排放分析、碳排实时监控、产品碳足迹分析、碳资产管理等 11 个功能模块，实现全厂碳排放在线统计核算、关键影响因素实时监控分析、减碳操作优化方案在线生成、重点产品碳足迹自动核算追溯和碳资产在线管理等功能，支持企业碳排放智能化管理。

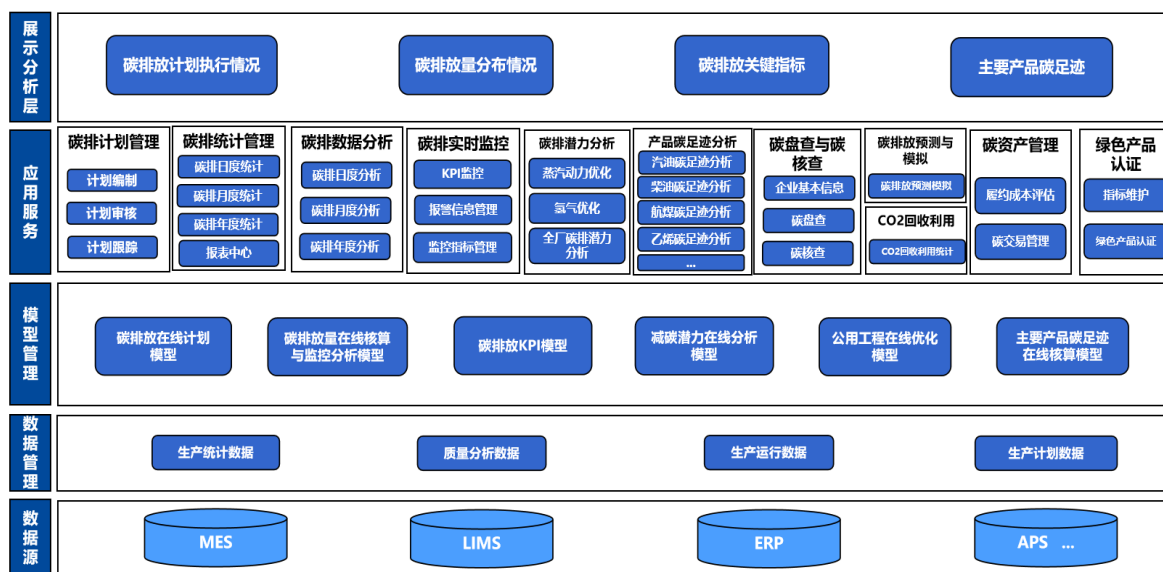


图 2 碳排放智能管控系统功能架构图

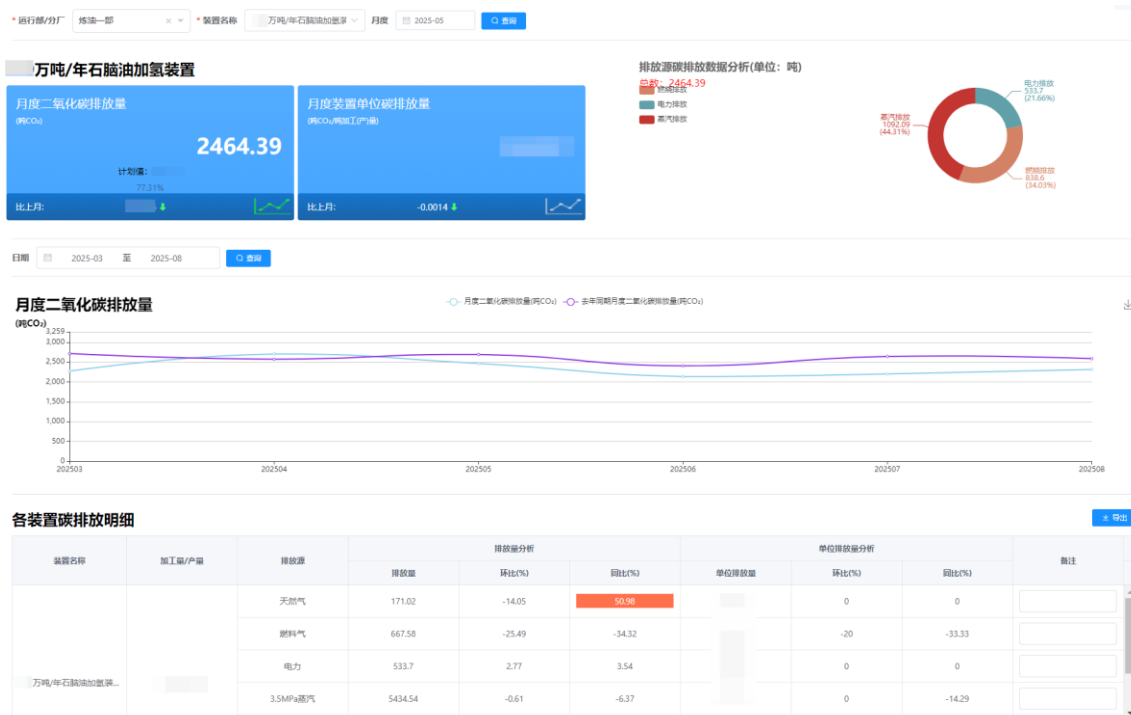


图 3 装置级碳排放量分析

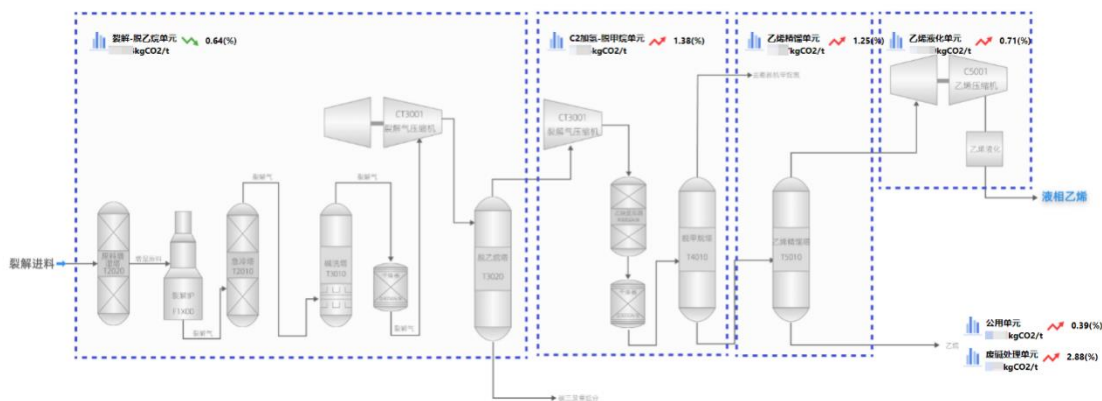


图 4 乙烯装置单元级碳足迹分析流程图

三、强化技术成果转化，助力企业降碳增效

炼化企业碳排放智能管控技术由昆仑数智自主研发，具有较强的技术创新性和实际应用价值，有效提升企业碳排放管理的工作效率和精细度，具有良好的推广应用前景，为持续提升企业碳排放智能化管理水平和绿色减碳提供了有效手段。目前该技术方案已在中国石油兰州石化、广东石化、广西石化、塔里木石化等企业应用，取得了良好效益效果，大幅提高了企业碳排放管理水平和经济效益。已获 2 项软著，申请 1 项发明专利，发表国际论文 1 篇，获得 2024 年石油和化工自动化行业科学进步二等奖。



图 5 荣誉证书

该技术方案于 2023 年 4 月应用于兰州石化，现有用户 130 余人，覆盖 20 余个生产辅助单位，解决了企业碳排放统计数据无法线上共享、缺少分析手段、无法自动核算产品碳足迹等问题，实现全厂碳排放在线统计核算、监测与分析、碳排水平多维分析、KPI 指标监控和不同生产路径下汽煤柴产品

碳足迹在线核算分析，支持企业通过操作优化降低碳排放，实现了企业碳排放管理模式的智能化转变。应用后提高工作效率 75%以上，通过系统减碳潜力分析后研究提出的优化方案，实施后已实现年减少用电量 11312MWh、相应减碳 7546 吨，其他优化方案进一步实施后预计增效 1160 万元。

展望未来，昆仑数智将继续以赋能企业绿色发展为目标，精准发力、主动作为，持续深化人工智能、大数据、云计算与工业互联网等前沿技术的融合创新，为企业提供更精准、更高效的数智化解决方案，为我国经济社会的高质量、可持续发展贡献坚实的科技力量。

磷石膏无害化技术升级及系统解决“三磷”问题实践

——中国五环工程有限公司

磷石膏是磷化工湿法磷酸生产过程中产生的固体废弃物，每生产 1 吨磷酸约产生 4~5 吨磷石膏。我国作为全球最大的磷肥生产国，磷石膏历史堆存量已超 8 亿吨，每年新增量约 8000 万吨，长江经济带沿线更是承担了全国 82.6% 的堆存压力。传统堆存方式不仅占用大量土地，其中的可溶性磷、氟及重金属更易造成水体污染和土壤酸化，在综合利用过程中也会导致传统建材应用中的强度缺陷和凝结延迟，引发地下水污染等环境风险严重威胁生态环境。

如何将磷石膏从“污染源”转化为“资源库”五环公司经过多年攻关，提出“分级净化+定向改性”技术路线，开发出首套耦合多级逆流水洗与功能改性的工业化集成系统，实现了磷石膏处理从“低端粗放”向“高值精细”的跨越。

一、主要做法

（一）进行磷石膏无害化技术研发攻关

五环公司组织工艺部、技术开发研究院、天元公司等骨干人员，成立了以总工程师郭国清牵头总负责的技术攻关团队，于 2019 年开始进行磷石膏无害化技术工艺包的开发，经过几年艰苦攻关，形成了磷石膏耦合多级逆流水洗提质及改性工艺专有技术，攻克了磷石膏无害化的多个技术难题。



项目组面临的主要技术难题包括：

1. 杂质组分复杂性与工艺适配难题

磷石膏杂质种类及含量随磷矿来源波动显著（如云南磷石膏氟含量可达 2.5%，贵州仅 0.8%）。研发团队构建了涵盖全国主要磷矿区的磷石膏杂质数据库，开发调控算法，通过 DCS 系统自动调整洗涤参数，确保处理效果稳定。

2. 规模化连续生产的工程化挑战

传统水洗设备处理能力不足（ $\leq 50\text{t/h}$ ）、自动化程度低。五环公司技术团队通过首创“浮选-多级逆流水洗-改性”一体化连续装备，采用模块化设计，单线处理能力提升至 138t/h 干基磷石膏，并通过 DCS 系统实现全过程无人值守，运营成本降低 30%。

其技术创新点主要体现在：

（1）开发多级逆流水洗工艺，以“水效革命”实现深度净化

传统水洗工艺存在耗水量大（液固比高达 3:1）、杂质去除率低（水溶性磷残留 $> 0.3\%$ ）的缺陷。五环技术通过创新设计多级逆流洗涤系统，利用洗涤后的高浓度废水作为前端初级洗涤液，实现水资源的梯级循环利用，液固比降至 1:1，节水率达 66%。结合磷石膏晶体改性技术，可溶性磷、氟去除率分别提升至 95% 和 90% 以上，产品中水溶性 P_2O_5 含量稳定低于 0.1%，达到资源化应用要求。

（2）结合耦合改性工艺，实现从“除杂”到“赋效”的质变

针对磷石膏胶凝活性低、制品易开裂等问题，研发团队开创“原位晶格重构+外源增强”双改性技术。晶格调控：在洗涤过程中引入复合激发剂，通过酸碱协同作用重构二水硫酸钙晶体结构，消除共晶磷对水化反应的抑制作用；性能增强：采用梯度掺混工艺，将改性磷石膏与粉煤灰、矿渣微粉复配，开发出高性能的磷石膏胶凝材料。

（3）全流程低碳化：能耗与碳排双降

技术集成加压过滤快速干燥（能耗降低 40%）系统，使无害化磷石膏吨产品综合能耗降至 3.789kgce ；相比传统工艺路线，年处理 100 万吨磷石膏的产线可降低 CO_2 排放量 1391 吨，实现“固废处理+碳汇增值”双重收益。

（二）探索磷石膏资源化利用路径

五环公司秉承“三磷”问题整体解决方案的开发理念，致力于推动行业高质量发展。公司从磷石膏产生源头、工业循环中间过程及末端治理三个方面全面发力，为系统性解决三磷问题提出独特方案。

1. 源头减量：提高磷矿萃取效率

为从源头上提高磷矿萃取收率，进而降低磷石膏中的 P_2O_5 含量，五环公司开发并推广半水-二水湿法磷酸技术。该专有技术荣获中国专利银奖、湖北省科技进步一等奖等多项殊荣，并入选石油化工协会《石化绿色工艺目录（2018—2020 年版）》。

2. 循环利用：深度开发磷元素价值

针对磷工业循环中间过程，五环公司通过技术改造，以磷石膏暂存场回水、渗滤液及酸性循环水排水为原料，生产饲料级磷酸氢钙（DCP）。这一创新不仅提高了磷的回收率，还全面提升了磷资源利用效率，构建了磷资源梯级开发与循环化综合利用的技术体系，实现了磷资源的合理化和高效化利用。

3. 末端治理：磷石膏无害化处理

五环公司开发的专有磷石膏无害化处理技术，结合湿法磷酸的生产过程，有效去除可溶性磷、氟，实现磷石膏的稳定化和无害化。处理后的磷石膏性质接近于天然石膏，为安全堆存及后续综合利用提供了基础保障。该技术已入选工信部等四部委联合发布的《国家工业资源综合利用先进适用工艺技术设备目录（2023 年版）》、工信部等联合开展的“中国磷化工产业链节能与绿色低碳提升项目”的子项目“中国磷化工产业链节能与绿色低碳提升项目”《磷化工节能技术应用指南与案例》《石化绿色低碳工艺名录（2024 年版）》。

4. 建设全产业链综合利用示范项目

五环公司项目团队研发、设计及建设的磷石膏净化无害化处理和磷石膏高强石膏粉生产装置，工艺设备先进，运行稳定，达到了承担的国家级磷石膏高值高效利用示范项目相关目标。项目对推进磷石膏无害化处理、净化和磷石膏下游系列产品应用、环境保护、节约资源提供了支撑，促进了产业绿色发展。项目的实施夯实了磷石膏综合利用的产业基础，为我国磷石膏化工产业高质

量发展提供重要支撑，具有较强的示范意义，对产业聚集、优化升级、拉动就业和高技术人才培养有巨大促进作用。



二、经验启示

（一）环保技术创新的乘数效应

宜化楚星 100 万吨/年示范项目累计投入 3300 万元研发资金，带动下游建材、交通等领域产值超 5 亿元，验证了环保投入可转化为新的经济增长点。处理后的磷石膏产品较天然石膏成本降低 30%，市场竞争力显著。

（二）政策引导与市场驱动的协同

五环公司联合相关磷化工企业、建材企业共同研发，加大研发投入，开发出一系列具有市场竞争力的磷石膏产品，如高强石膏粉用于石膏基自流平、抹面砂浆、磷石膏墙板等。这些产品不仅性能优良，而且价格合理，能够满足市场对环保建材的需求，为企业带来了可观的经济效益。

（三）生态治理的系统思维

环境减负：每处理 1 万吨磷石膏可减少占地 2.5 亩，避免约 300 吨可溶性污染物渗入地下水；

资源增值：改性后的高纯磷石膏可制备高强石膏粉（售价 1200 元/吨）、土壤调理剂（亩均施用成本降低 40%）等产品，较传统建材应用增值 5~10 倍；

产业协同：在湖北宜昌、武穴等多地建立示范装置，该技术已支撑建成超过 2000 万吨/年产线，为“固废治理+建材应用”提供创新范式。

（四）总结与展望

该技术应用实践表明，工业固废治理绝非单纯的成本负担，通过技术创新和模式创新，完全可以转化为绿色新动能。正如五环公司总工程师、项目负责人郭国清所言：“当我们把磷石膏从环境负债变成创收资产时，才真正读懂了‘绿水青山就是金山银山’的深刻内涵。”这种将环境治理与产业价值创造相融合的思路，为传统工业城市绿色转型提供了可复制的解决方案。

“磷石膏耦合多级逆流水洗提质及改性工艺”的成功，是产学研深度融合的典范，更是中国化工行业向绿色制造转型的缩影。未来，随着更多创新技术的涌现，磷石膏必将从“生态负资产”蜕变为“循环经济新引擎”，为中国式现代化注入绿色动能。

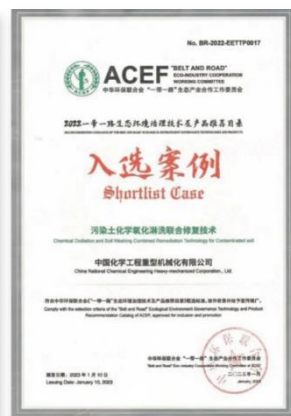
化学无废化污染土处理低碳环保新模式

——中国化学工程重型机械化有限公司

天津港“8·12”火灾爆炸事故后，由于前期采用水泥密协同处置方案面临运输距离远、重污染天气限产限运等多种因素限制，致使处置进度慢且对运输线周边环境造成严重污染。2019年6月，重机公司依靠自有核心技术优势被推荐进场，针对剩余20万吨氰化物及有机物复合污染土壤，创造性采用“化学氧化+淋洗联合修复技术”治理方案，并建设专业化钢结构密闭大棚进行封闭处置，核心工艺包括筛分筑堆模块、氧化修复模块、淋洗修复模块、淋洗液解毒循环利用模块、废气治理及环境监测模块等工艺单元。



2023年，重机公司牵头完成的科技成果《典型高风险化工污染场地土壤快速修复及安全管控关键技术与应用》获工程建设科技进步奖二等奖，相关技术成果经中国环境科学学会组织专家鉴定“达到国际先进水平”。项目入选《“十四五”生态环境创新工程案



例》，参编团体标准《建设用地土壤污染修复工程施工过程环境风险防控技术规范》，编制完成的《污染土壤异位化学氧化淋洗联合修复施工工法》获颁化工施工工法（部级）证书，并在全国首届工程建设企业数字化、工业化、绿色低碳施工工法大赛斩获“三等奖”，入选中华环保联合会“一带一路”生态环境治理技术及产品目录，QC 成果《提高污染土化学氧化淋洗修复加药拌和反应效率》荣获全国石油和化工行业优质质量管理成果证书，技术团队荣获“中国化学十大创新团队”荣誉称号。

一、主要做法

项目主要采取异位化学氧化和化学淋洗两种施工工艺。

（一）异位化学氧化修复治理

1. 场内转运

清理后的土壤用挖掘机和自卸车从原堆土区运至场外过磅，暂存于土壤运输缓冲区并及时覆盖以防止扬尘。根据修复进度，污染土被转运至封闭修复中心，确保转运顺序合理以避免二次污染。

2. 初步筛分破碎

装载机或挖掘机将污染土运至预筛区，初步筛分后的土壤运送至密闭大棚处理，建筑垃圾则运送至专业化处理池进行浸泡处理。

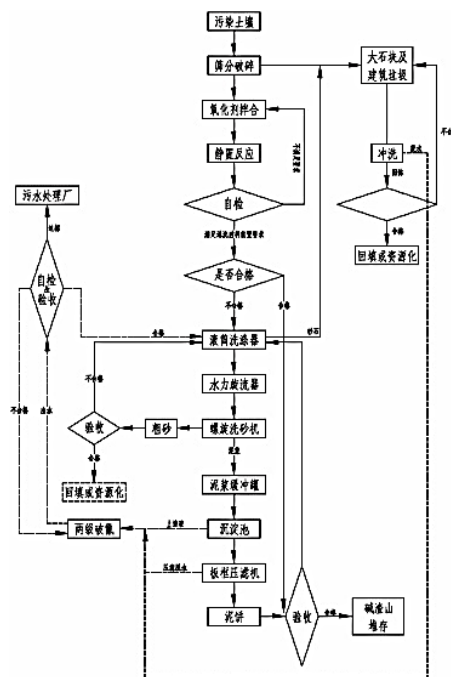


图 1 异位高级化学氧化+淋洗联合修复工艺路线图

3. 污染土修复施工

依据药剂计算和检测结果，确定药剂添加量，并均匀施撒修复药剂（两次搅拌，控制流量）静置 72 小时，使用专业筛分破碎铲斗混合预处理药剂和土壤，确保充分接触。破碎次数依据土壤粒径设定，完成后确保 90%以上土壤粒径小于 30mm。筛分破碎过程中，铲斗离土堆高度控制在 50cm 以内以降低扬尘。

4. 养护阶段

保持土壤含水率在 25%~30%，并进行科学养护。将修复土壤转运至养护区堆放。设置暂存区，按批次堆放土壤，进行封闭养护，覆盖薄膜保水，以确保修复反应充分。

5. 取样检测

每 500 立方米采样一次，按规范布置采样点并采集。样品送至有资质的第三方检测。合格土壤运至指定地点，不合格的暂存淋洗区进行进一步淋洗处理。

（二）化学淋洗修复治理

利用化学反应或物理作用，通过溶剂去除土壤、固体废物或设备中的污染物。关键在于精确控制淋洗剂、参数和后续处理，以高效修复并达到环保标准。

1. 土壤污染料斗通过传送带和升降梯输送到旋转洗涤器，与净水混合搅拌。大于 2mm 的砂石从洗涤器排出，而小于 2mm 的砂土泥浆则流入水力旋流单元的缓存罐。

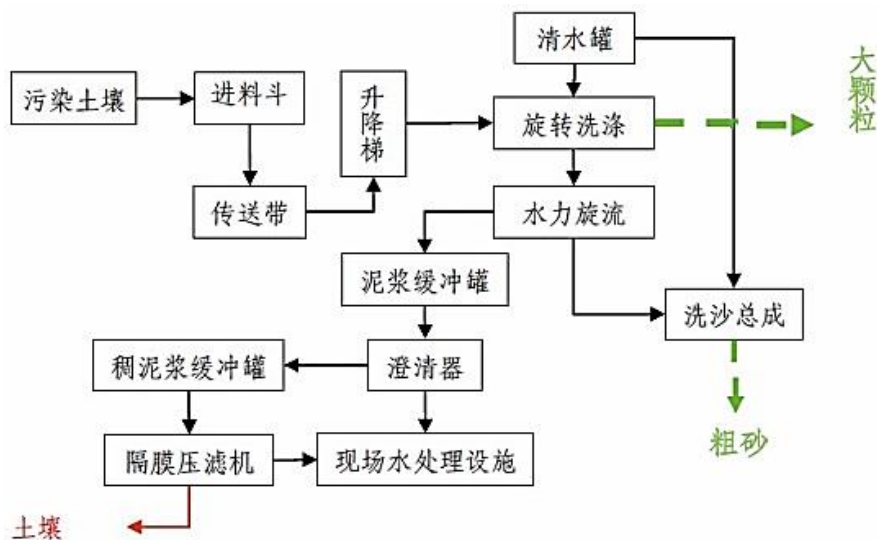


图 2 化学淋洗工艺流程图

2. 污水泵将泥浆从缓存罐输送到水力旋流器，旋流后， $50\ \mu\text{m}$ - 2mm 颗粒的泥浆从底部排出至洗砂机，而小于 $50\ \mu\text{m}$ 的微粒泥浆则从上部返回缓存罐的清水区。

3. 向螺旋洗砂机注入清水，清洗含 $50\ \mu\text{m}$ - 2mm 颗粒的泥浆，溢出的细颗粒泥浆进入缓冲罐。固体颗粒进入水平搅拌单元，再次加水清洗，砂水混合物通过脱水格栅，水排出至缓冲罐，脱水砂土经出口传送至传送带，运至目的地。

4. 泥浆通过泵送入废水处理系统，与絮凝剂混合后进入澄清器，其中微粒沉降，清水排出，部分可循环使用。根据需要，可现场构建水处理单元以深度处理废水，确保满足现场和排放标准。

5. 稠泥浆缓冲罐中的泥浆通过泥浆泵进入隔膜压滤机，固体物质被压成泥饼掉落至螺旋排放打碎后排到传送带上，由传送带运到指定地点，废水进入废水处理单元。

二、经验启示

（一）环境保护方面

本项目属于氰化物污染土壤修复治理项目，项目成功实施可有效解决氰化物污染土壤的环境污染问题，大幅度降低对周边环境的危害，有利于提高项目场地土壤环境质量。本项目的成功实施将有利于环境保护和生态平衡，其环境效益十分显著。

（二）技术示范价值

总结形成“污染土化学氧化+淋洗联合修复技术”体系，填补高浓度氰化物污染治理技术空白，进一步验证了“污染修复—生态重建—低碳运营”全链条治理模式，为京津冀危化品场地治理提供参考。

（三）推进行业技术进步

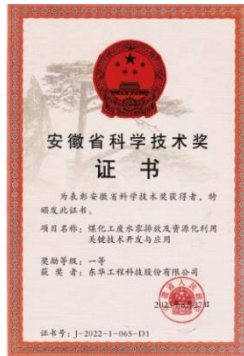
该项目构建的技术体系与施工方法，不仅为当前工程的迅速处理与安全修复提供了坚实支撑，而且为土壤修复行业的技术进步与模式革新树立了典范。通过项目的成功实施进一步提炼管理经验，优化技术流程，提升处理效率，降低费用，从而在降低碳排放、减少污染、扩大绿化、促进增长等方面取得更为突出的成果。

煤化工废水零排放与资源循环协同发展实践

——东华工程科技股份有限公司

煤化工废水成分极其复杂，且有毒难降解有机物、氨氮和盐含量高，现有的处理技术远不能满足废水零排放与资源再生回用的技术需求。东华公司聚焦煤化工废水零排放系统的预处理、生化处理、浓缩分盐、资源回收四个阶段中普遍存在的处理效能不足、回用率低、杂盐产量大等核心问题，突破单一工艺的局限性，形成了逆向接触萃取、缺氧膨胀床除碳降氮、微生物强化及多模式低碳生化处理、同步除硬除硅、废水低碳高倍浓缩与膜浓液高级氧化除杂技术、高品质无机盐有序分离与资源转化、内折流式结晶技术等创新成果。创新性构建了覆盖全流程及智能调控的技术体系，从根本上解决传统工艺分段处理导致的协同性差、抗冲击能力弱、有价资源浪费等问题。

研究成果获授权发明专利 8 件。相关方法、工艺和材料已被成功应用于安徽、新疆、陕西等地的多个煤化工废水处理项目中，为煤化工废水零排放和资源化利用提供了



良好的示范，取得了显著的经济、社会和环境效益，获安徽省科技进步一等奖、石化联合会科技进步一等奖。受益工程获国家优质工程金奖、安徽省优秀工程勘察设计行业一等奖等多项荣誉。

一、主要做法

（一）实施方案及主要成效

本技术项目立足国家重大战略需求，紧扣煤化工废水处理领域“卡脖子”技术难题，统筹废水处理全生命周期的各个过程，从末端治理走向全过程控制，针对废水特征、工艺生产需求，结合工程当地的能源结构、水资源特征、关联产业特点，以污水处理系统全生命周期的低碳化、整体经济性和稳定性为评价指标，以系统最优为目标，提高系统性解决方案质量水平。

煤化工废水零排放工艺流程主要分为四个阶段：预处理、生化处理、浓缩分盐与资源化处理。系统创新的具体实施方法包括：通过源头资源化来协同减毒减排，提高废水的可生化性；通过生物强化提升有机物和盐的去除效能，缓解浓缩分盐压力；通过研发低耗浓缩和盐资源化新技术，大幅降低能耗和杂盐产量，从而破解煤化工废水零排放的高能耗、高碳排、低品质难题。

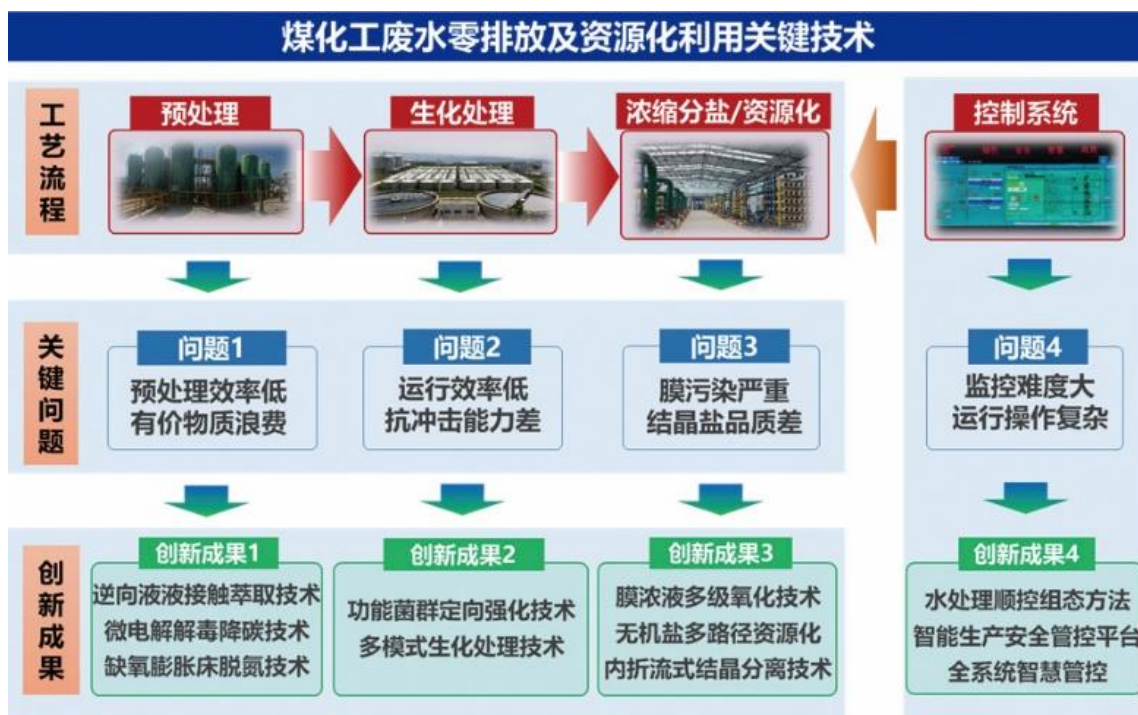


图1 本技术创新成果

(二) 主要技术创新点

1. 针对煤化工废水含高浓度酚类、硝酸盐、苯系物及卤代烃等污染物的特性，开发了高效逆向萃取技术、多相内循环缺氧反应器及铁碳微电解-碳基功能材料耦合系统，实现污染物精准去除，大幅提升废水可生化性并降低后续处理负荷。

2. 针对煤化工废水水质水量波动大、盐含量高、有机物组分复杂的行业痛点，开发了基于功能菌群的生物强化处理技术并构建了多模式低碳生化系统，实现20倍回流效果，提高了系统耐冲击负荷能力，较传统工艺降低曝气能耗30%、碳源投加量减少50%，并确保COD去除率90%以上。

3. 针对煤化工废水回用及盐回收中膜污染、结晶堵塞导致的运行不稳定问题，研发多级高级氧化、无机盐多路径资源化及高效结晶分离技术，构建低

碳高效处理体系，实现膜浓液有机物去除率超 90%并消除系统堵塞。实现了水回收率 $\geq 98\%$ 、盐回收率 $\geq 85\%$ 、回用水 TDS $< 300\text{mg/L}$ ，技术指标达到国内领先水平。此外，针对副产盐消纳难题，创新开发非结晶条件下高盐废水定向转化工艺，直接生成高纯度 NaOH 溶液，提升产物附加值。

4. 针对煤化工废水零排放处理工艺流程长、组成单元多、系统操作复杂、监控困难、运营难度大等问题，开发了水处理系统顺控组态方法和智慧诊断模型，构建了智能生产安全和智慧管控平台，提高了系统监测的灵敏度和可靠性，减轻了运营操作负担，提升运营管理水平。

（三）与国内外先进水平的比较

1. 与国外技术比较

鉴于国外煤化工产业发展不及国内，且国外环保界和工业界更倾向于清洁生产及废水达标排放，因此，国外仅有少数位于环境十分敏感地带的项目会以不计成本的投入来实施零排放。因此，国外的零排放技术相较于国内不具有可比性。

2. 与国内技术比较

对比内容		国内同类技术	本项目技术
预处理关键技术	特点	废水统一处理	废水分质处理，回收有价资源
	效果	处理效率低，生化系统负担重	处理效率高，资源回收利用，酚回收率提高 15%
生化处理关键技术	特点	常规生化处理仅能以单一模式运行	实现好氧/缺氧/共代谢等多模式自由切换
	效果	生化系统抗冲击能力差，污染物去除率 80% 左右	系统抗冲击能力强，污染物去除率 90% 以上
深度处理与资源化关键技术	特点	臭氧氧化技术+传统蒸发结晶设备	选择性高级氧化技术+内折流式结晶
	效果	有机物去除率 $< 30\%$ ，结晶器易堵塞	有机物去除率 $> 90\%$ ，结晶器可长效稳定运行
运营操作	难度	工艺流程长，运营操作难度大	智能化管控平台，增加操作的柔性及便利性
	安全性	厌氧等装置危险性大，存在爆炸隐患	在线监测预警系统，实现精准监测与调控
产品质量	产品	混盐	纯无机盐
	纯度	结晶盐纯度 $< 90\%$	工业级结晶盐，纯度 $> 98\%$
	去向	作为危废处置	作为化工原材料资源化利用
经济效益		处理成本约 32 元/吨水	综合成本约 26 元/吨水

本技术经行业专家评价，技术水平为国内领先。

二、经验启示

本技术突破传统工艺瓶颈，构建“分质预处理-高效生化-低碳资源化”的集成技术体系，在重点能源基地建成具有行业引领性的示范工程。通过覆盖主要经济带的技术辐射网络，显著提升高耗水行业整体节水效能，推动危废处置成本大幅下降。创新研发的水-能-废协同治理系统，实现环保治理与产能释放的良性循环，为产业转型升级提供可复制的解决方案。在大型煤化工项目的应用实践中，系统展现出显著的节水减排效果，有效破解了环保治理与生产效益的矛盾关系。

公约受控强温室气体三氟甲烷高效资源化转化利用模式

——浙江省化工研究院有限公司、中昊晨光化工研究院有限公司

浙江省化工研究院有限公司（简称浙化院）始建于1950年，是国家消耗臭氧层物质替代品工程技术研究中心、国家南方农药创制中心浙江基地的依托单位，建有国家、地区和省三个层次的科技创新平台近30个，主要从事氟碳化学品、含氟聚合物、含氟特殊化学品及锂电新材料等研究。中昊晨光化工研究院有限公司（简称中昊晨光）始建于1965年，由全国24家科研院所内迁四川自贡组建而成，是中国最早从事氟硅化工新材料研制生产的骨干企业，被认定国家级创新型企业、国家高新技术企业、国家知识产权示范企业、国家技术创新示范企业。

三氟甲烷（HFC-23）主要来源于二氟一氯甲烷（HCFC-22）生产过程中的副产物，中国每年产生的HFC-23达到1.8万吨左右，约占全球产量的70%，由于HFC-23的全球变暖潜能值高达14800，相当于2.7亿吨当量的CO₂，且副产HFC-23的产生量呈逐年上升趋势。2021年9月，《基加利修正案》在我国正式生效实施，减排HFC-23从自愿变成义务，受到国际社会的高度关注。目前行业普遍采用高温焚烧方式处置HFC-23，但该方法存在运行成本高和氟资源未能得到有效利用等问题。面对高温焚烧技术的环保和成本压力，以及国际公约生效和相关补贴政策调整的影响，氟化工行业亟需开发高效且低成本的HFC-23资源化利用技术。浙江省化工研究院有限公司联合中昊晨光化工研究院有限公司，基于我国履行国际环境公约、2035年国家自主贡献和2060年碳中和目标等需求，创新受控强温室气体三氟甲烷高效资源化利用模式，建成全球首套三氟甲烷转化示范装置，本技术应用推广，将引领氟化工行业绿色高质量发展，提升国际环境治理话语权。

一、自主开发适合工业化应用的三氟甲烷转化工艺路线

生态环境部鼓励企业开展生产技术革新和升级改造，开发推广将HFC-23作为原料用途的资源化利用技术。将HFC-23转化为其他附加值较高的氟化学产品，不仅可以实现HFC-23的减排，也可以更有效地利用其中宝贵的氟资源，

是 HFC-23 减排的理想选择。现有报道 HFC-23 转化工艺存在反应条件苛刻，催化剂寿命短和难以实现工业化等共性问题，国际上尚没有适合 HFC-23 大规模工业化的转化技术。

浙化院早在2015年成立了HFC-23转化技术开发的研究团队，针对C-F键活化的科学难题，开展三氟甲烷资源化转化小试技术开发，研究比较了多条HFC-23资源化转化工艺，开发了适合工业化应用的氟氯交换技术路线，HFC-23与 CHCl_3 在温和条件下反应，可高选择性转化为HCFC-22和HCFC-21，并构建高效稳定的催化体系，解决HFC-23中C-F键活化的科学难题，实现HFC-23在温和条件下的高效转化，相关研究顺利完成国家重点研发计划课题验收。相关工艺路线及催化剂等研究共申请27件中国发明专利和8件PCT，进入欧洲、美国、日本和印度等全球主要副产HFC-23生产国和地区，形成完整的全球知识产权布局，为相关技术在国内外应用推广布局准备，项目研究成果应用于建设中昊晨光HCFC-22生产装置副产HFC-23资源化转化示范装置。

二、创新设计副产物转化循环耦合工艺

中昊晨光富顺基地现有三套 HCFC-22 生产装置，合计产能 5.6 万吨/年，副产 HFC-23 约 800 吨/年，建成了国内第一套等离子体裂解技术销毁有机氟高危废弃物装置，并成功将该技术应用于分解温室气体 HFC-23 的清洁发展机制（CDM）项目。该技术成熟且运行稳定，但存在装置运行成本高，造成氟资源浪费且产生其他三废等问题，亟需高效且低成本的 HFC-23 减排技术。浙化院与中昊晨光于 2018 年签订合作备忘录，确定合作开发 HFC-23 转化工程化技术，并在氟化工行业进行推广应用。基于 HFC-23 产生源头及转化工艺的特点，双方提出了副产物原位高值化利用工艺策略，开发设计了 HFC-23 转化和 HCFC-22 生产相结合的循环耦合工艺，创新构建了“副产直供-原位转化-产物回用”流程，实现了两段工艺原料耦合和分离工艺耦合的有机集成。

工业生产 HCFC-22 的过程是 CHCl_3 与 HF 反应，过度氟化后形成副产品 HFC-23。本技术采用氟氯交换工艺路线，在催化剂作用下，将原 HCFC-22 生产工艺中的副产 HFC-23 与 CHCl_3 进行反应，生成 HCFC-22 和二氯一氟甲烷(HCFC-21)，并直接与生产 HCFC-22 的工艺耦合，生成的产物 HCFC-22 和 HCFC-21 回到 HCFC-

22 生产系统。设计的循环耦合工艺巧妙地实现 HFC-23 转化工艺和 HCFC-22 生产工艺原料及分离工艺的耦合，实现副产 HFC-23 源头控制及循环利用。具有工艺流程短和投资成本较低等优点，循环耦合工艺示意图如图 1 所示：

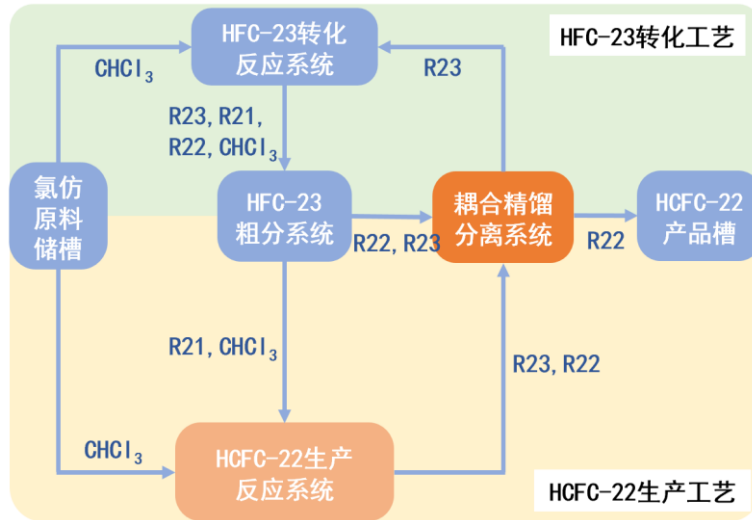


图1 HFC-23转化工艺和HCFC-22生产工艺循环耦合示意图

三、实现工业化示范应用并在行业内推广技术成果

全球首套 500 吨/年 HFC-23 转化示范装置于 2023 年 12 月完成建设，并于 2024 年 4 月实现稳定生产，实现了与万吨级 HCFC-22 生产装置的联合运行，HFC-23 转化示范装置如图 2 所示：



图2 HFC-23转化示范装置实景图

工业示范应用结果表明，该工艺 HFC-23 利用率及主产物选择性高，放大热效应不明显，生产连续稳定、工艺安全可靠且产品质量合格，可实现副产 HFC-23 就近转化及生产系统内循环利用，可从生产源头上控制 HFC-23 的生产。自 2024 年 4 月至 2025 年 4 月，示范装置转化 HFC-23 超过 500 吨，折合减排 740 万吨当量的 CO₂。同时，参照已运行的首套示范装置，按单个技术项目单套转化处理能力 500 吨计算，本技术项目节能率为 18.8%。

2025 年 2 月，为大力支持低碳技术创新推广，培育和发展新质生产力，生态环境部等五部门公布《国家重点推广的低碳技术目录（第五批）》，该工艺成功入选该目录非二氧化碳减排类技术，标志着该技术成熟，适用于进入应用推广阶段。2025 年 5 月，经石化联合会鉴定，项目总体技术水平达到国际领先。项目研究成果荣获 2023 年中国碳达峰碳中和十大科技创新、2024 年度中国中化技术发明奖一等奖和 2024 年度中国中化科技创新奖等荣誉。

本转化技术在国际上首次实现了工业化应用，为 HFC-23 减排开辟了新的途径，按目前本示范装置运行情况，预期有望覆盖 1.5 万吨以上 HFC-23 的转化处理需求，相当于年减排 2.2 亿吨当量的 CO₂。现应用于中昊晨光（自贡）氟材料有限责任公司新建年产 5 万吨 HCFC-22 生产装置配套 HFC-23 转化装置建设，同时正在氟化工行业开展技术推广。HFC-23 资源化转化技术的应用，是将强温室气体 HFC-23 的处置从花费到获利的颠覆性转变，不仅为氟化工行业面临的共性问题提供解决方案，避免 HFC-23 排放对环境造成的危害，解决我国 HFC-23 可持续减排的难题，而且当减排变成收益之后，可以预见未来非法排放风险和监管需求会显著降低，对我国履行国际环境公约、完成 2035 年国家自主贡献和 2060 年碳中和目标具有重要意义。

气凝胶绝热材料宽温域全场景引领“零碳未来”新范式

——华陆工程科技有限责任公司

在全球“双碳”战略背景下，工业领域的节能降碳需求日益迫切。传统保温材料存在导热系数高、易老化、维护成本高等问题，导致能源浪费严重。中化学华陆新材料有限公司依托自主创新的气凝胶绝热技术，为石化、钢铁、建筑等行业提供高效节能解决方案，助力国家“双碳”目标的实现和企业实现低碳转型。

气凝胶绝热材料凭借其超低导热系数（ $0.020\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ ）、轻量化、耐高温、疏水性强等特性，成为新一代节能材料的标杆。华陆新材公司通过“一步催化法合成硅酸酯”和全球首套全自动超临界 CO_2 工艺，实现规模化生产，并已在多个行业成功应用，累计申请专利 80 余件，形成技术壁垒。

一、主要做法

（一）蓝星安迪苏蒸汽系统节能改造

1. 背景情况

蓝星安迪苏南京有限公司（全球领先的蛋氨酸生产商）在 2021 年全国拉闸限电的情况下，因碳指标限制导致非受迫性停产，亟需通过节能改造提升碳效率。

2. 解决方案

- （1）华陆新材公司采用 45mm 气凝胶绝热毡应用于蒸汽管道中。
- （2）依据相关标准进行计算，确保节能效果。

3. 成效

- （1）单位体积气凝胶年节煤量大于 $3.52\text{t}/\text{m}^3$ 。
- （2）使用气凝胶 1kmDN200 管线年节能超过 17 万元，通过节能的投资回收期为 36 年。



(二) 宝钢化工沥青系统保温升级

1. 背景情况

宝钢化工湛江有限公司(华南最大煤焦油深加工企业)原保温结构环境平均温度为 32.1℃,表面平均温度为 71.5℃,平均温差为 39.4℃,能源损耗严重。

2. 解决方案

华陆新材公司根据保温要求对管道、设备做了不同绝热方案,最终管道保温使用 40mm 气凝胶、反应器保温方案使用 60mm 气凝胶+100mm 硅酸铝、循环槽/沥青塔使用 50mm 气凝胶+100mm 硅酸铝。

3. 成效

(1) 原有保温结构表面温升为 39.4℃,改造后 4 台设备表面平均温升约 7.1℃。相当于保温外表面温度降低了 32.3℃,即气凝胶材料单位体积的节能率为 238.0W/m³。

(2) 四台设备散热面积为 642.4m²,以原有保温状态为基准,气凝胶复合方案改造后设备散热年节能=4403.27GJ,相当于节约标煤 150.3 吨/年,减排二氧化碳 374.6 吨/年。



（三）重庆钢铁蒸汽管线的余能再利用项目

1. 背景情况

重庆钢铁蒸汽管线的余能作业区，烧结合热管道长度约 1 千米，设计压力：1.2MPa，流量：30t/h，设计温度：245℃，实际温度：224℃，管径：DN200；现场气温为 19.5℃，保温结构表面温度达到 41.4℃，温升达到 21.9℃。（硅酸盐保温材料，投入使用仅 7 个月时间）补汽管道存在结构偏心、保温层下腐蚀、保温厚薄不均、保温性能衰减严重等问题。

7#余热设计压力：6.1MPa，流量：861/h，温度：485℃，管径：DN200；现场气温：14.5℃，保温结构表面温度达到 50.8℃，温升达到 36.3℃。主蒸汽存在保温结构破坏、结构偏心、保温层下腐蚀保温厚薄不均、保温性能衰减严重等问题。

2. 解决方案

烧结合热管道使用 40mm 气凝胶；7#余热管道使用 70mm 气凝胶。

3. 成效

（1）烧结合热 1km 管道，气凝胶保温厚度 40mm，理论用量为 34.16m³；使用气凝胶年节能量 4165.53GJ，相当于节约标煤 142.5 吨，减排二氧化碳量 354.4 吨蒸汽发电转化效率为 25%、电价 0.58 元/kWh 使用气凝胶年增发电量效益 16.78 万元。同时气凝胶节能带来减碳消耗能为企业带来收益，按增发电量 0.5257t/MW 折减碳量、价格按 37 元计算，使用气凝胶年减碳效益 1.07 万元。

（2）7#余热 1km 管道气凝胶保温厚度 70mm，理论用量为 63.52m³；使用气凝胶年节能量 9771.81GJ，相当于节约标煤 333.5 吨，减排二氧化碳量 831.4 吨，蒸汽发电转化效率为 28%、电价 0.58 元/kwh 计算，使用气凝胶年收益 44.08 万元。同时气凝胶节能带来减碳消耗能为企业带来收益，按增发电量 0.5257t/MW 折减碳量、价格按 37 元计算，使用气凝胶年减碳效益 2.81 万元。

（四）上海宋庆龄学校建筑节能改造

1. 背景情况

学校艺术综合楼外墙保温失效，夏季室内温度高达 51.6℃，影响师生舒适度。

2. 解决方案

华陆新材公司使用 2mm 气凝胶中涂层+0.5mm 反射面涂层，施工面积 5,000m²。

3. 成效

(1) 在环境温度上升 3.5℃的情况下，建筑外顶温度从改造前的 61℃下降至 43℃；内顶温度从改造前的 51.6℃下降到 39.6℃；内顶与环境的温差从 17.2℃缩小至 1.7℃。

(2) 显著提升建筑能效，创造绿色学习环境。



二、经验启示

(一) 技术创新驱动降碳

华陆新材公司通过超临界 CO₂ 工艺和溶剂全回收技术，降低生产成本 12%，提升能效 10%以上，为大规模应用奠定基础。

(二) 多场景验证技术可行性

在石化、钢铁、建筑等领域成功落地 100 余个项目，证明气凝胶绝热材料在高温管道、工业设备、建筑保温等场景的普适性。

(三) 政策与市场双轮驱动

随着《2024-2025 节能降碳行动方案》实施，气凝胶材料在新能源、绿色建筑等领域需求激增，预计 2025 年全球市场规模突破 30 亿美元。

(四) 标准化与产业链协同

需加快制定气凝胶材料国家/行业标准，推动上下游协同，进一步降低成本，扩大应用范围。

炼化一体化在线数字孪生工厂创新生产管控新范式

——中国石油天然气股份有限公司独山子石化分公司

独山子石化公司初创于1936年，具备1000万吨/年炼油、200万吨/年乙烯生产能力，正在建设塔里木120万吨/年二期乙烯项目，明年建成后乙烯总规模达320万吨/年。公司可生产燃料油、树脂、橡胶等16大类500多种石化产品，每年供应疆内1/4的成品油、90%以上的橡塑制品原料，是我国西部重要的能源和化工战略保障基地。公司现有员工1.03万人，资产总额309亿元。2025年1-9月，累计加工原油582万吨，生产乙烯155.9万吨（本部109万吨、塔乙烯46.9万吨），实现销售收入424.1亿元，利润总额20.85亿元。



图1 独山子石化公司全景

公司是首批“国家环境友好企业”“国家卓越级智能工厂”，先后荣获“全国守合同重信用企业”“全国绿化先进单位”，四次获得“全国五一劳动奖状”，连续十二年被评为全国乙烯能效“领跑者”，入选国务院国资委“中国石油炼油乙烯业务最佳实践标杆企业”“创建世界一流专业领军示范企业”。是中国石油首批试点碳交易的成员单位之一，获得全国碳市场第一履约期《优秀交易实践证书》。2024年通过国家智能制造能力成熟度四级认证，2025年7月获得“智能制造标杆企业”称号。

一、主要做法

（一）坚持政治引领，把准智能制造新航向

以习近平新时代中国特色社会主义思想为根本遵循。面对数字经济高速发展带来的大变革、大机遇，公司党委深入学习贯彻习近平总书记关于建设网络强国、数字中国、新型工业化、新质生产力等重要论述精神，专题学习研讨

习近平总书记视察九江石化关于“大力推进数智化改造、绿色化转型”等重要指示精神，深刻把握数字化、网络化、智能化发展大势，凝聚贯彻新发展理念、推动数字建设与产业创新深度融合的时代力量。

以国家部委工作部署为行动指南。积极融入和落实国家智能制造试点示范行动、智能工厂梯度培育行动，对标国家《“十四五”智能制造发展规划》中“推动人工智能与制造业深度融合”的要求，细化制定公司实施方案，将智能工厂建设融入创建世界一流企业的目标体系，重点突破流程工业机理模型与AI算法的融合技术，将人工智能技术贯穿于工艺优化、生产控制、安全管控、节能降碳、产业链协同等全环节，实现政策要求与企业实践的有效衔接，构筑“数字驱动、万物互联、智慧决策”的新型制造体系。



图2 全国石油和化工行业红色教育研学实践中心发布活动

以企业生产经营发展为具体依托。深入落实中国石油集团公司“数智石油”战略举措，深入推进数智技术与能源产业深度融合，锚定“创建世界一流企业”目标，深化“智能工厂”建设，构建“战略-业务-技术”三位一体推进机制，细化1个目标（数智炼化）、3个层次（信息化补强、数字化转型、智能化发展）、13+N个场景，将智能工厂建设与企业战略同规划、同设计、同实施，探索构建出“数据采集自动化、执行控制数字化、生产管控模型化、经营管理可视化、决策支持智能化”运营管理新范式。

（二）坚持顶层设计，夯实“智能制造”新基座

发展愿景致力于“活”——**数实融合、产链协同**。依托数智技术，对内数智技术与炼化业务深度融合，形成新质生产力，推动高质量发展和企业现代化治理，对外构建上下游一体，产业链共生的平台经济生态圈。

整体框架协同于“简”——**管理变革、便于协同**。在集团公司“数智石油”整体框架下，适配企业扁平化管理变革，深化系统集成整合，形成平台互联互通、流程全面贯通、数据实时采集、功能敏捷扩展的简洁框架。

技术架构管控于“统”——**业务主导、信息统筹**。实施技术统一管理，建立“一张网、一片云、一个湖”，统一技术栈，严格技术方案审批，以统一的技术架构满足业务多样需求。

二、实践成效

（一）构建以优化经营为核心的智能价值链。

经营分析由“手动人工统计”向“模型智能分析”转变，整合预算数据（生产经营目标等）、过程数据（采购、生产、销售、库存等），建立“采购→生产→销售→库存→财务”全流程数据管理模型，财务数据采集由 2 天变为实时分析，为适应市场变化、调整经营方案提供坚实保障。深化业财融合，通过中国石油大集中 ERP 成功上线，实现物流、资金流、信息流和价值流“四流合一”，叠加“提高生产运行质量，把握资源价格周期，抢抓化工市场机遇”等主动作为因素，经营指标超额完成，环比一季度均值，利润总额增加 58%，净利润增加 58%，净资产收益率增加 3.27%，全员劳动生产率增加 14%。

智能价值链涉及的生产经营协同、化工销售协同场景计划在中石油 15 家炼化企业推广，大集中 ERP 已完成中石油 28 家炼化企业推广。

（二）构建以精益生产为核心的智能产品链。

生产管控由“分散管理、传统监控”向“精准可视、智能管控”转变，推进“计划-调度-监控-优化-分析”一体化转型，加强生产异常感知、报警分析、应急处置能力建设，提升生产全过程精益化水平。在 21 个装置应用“先进控制”技术，主要装置应用率超 50%，实现装置智能控制水平、高附加值产品收率“双提升”，年增效 3000 余万元。以国内自主技术实施 110 万吨/年

乙烯装置实时在线优化 RTO，与 APC 系统实时协同，双烯收率增加 0.37 个百分点，综合能耗降低 5.18 千克标油/吨，年创效 5400 余万元。

乙烯装置在线实时优化技术形成了具有我国自主知识产权、已运行 4 年多，具有成熟推广和维护经验，已在国内多套乙烯装置推广。



图 3 独山子石化 110 万吨/年乙烯装置

（三）构建以高效运行为核心的智能资产链。

设备管理由“靠人盯、等人催、事后管理”向“看数据、用模型、预防管理”转变，有效保障装置“五年一修”长周期安全运行。搭建设备完整性场景，集成动设备、静设备、仪表、电气等子场景数据，实时采集振动、温度、流量等特征参数，科学预测、提前处理设备缺陷，预防性维修率达 97.4%。首创设备完整性管理和基层领导力双评价模型，推进人和设备、管理和运行“智联交互”，数据说话、客观分析，确保设备“应修必修不失修、修必修好不过修”。设备变更、缺陷、事故事件管控率 100%，2025 年以来设备事故事件次数同比下降 22.5%。

公司设备完整性管理体系，融合行业内先进管理思想，经过独山子石化 2 年应用实践，沉淀了丰富的推广应用经验，并形成技术导则，具备良好的经济性和技术性。



图4 独山子石化设备完整性场景

(四) 构建以预测预警为核心的智能安环链。

安全环保由“定期检查、事后处置”向“快速感知、主动识别”转变，建设国内首套炼化一体化全流程在线机理模型，模型预测精度92%，运算收敛时间小于30分钟，评价装置运行性能更准更快，有效促进原料品种、数量和操作条件优化，总体效率提高90%以上，半年创效535万元。



图5 独山子石化生产智能化场景

建设安全环保协同应用场景，满足了国家“工业互联网+安全生产”建设要求，对NO_x、VOCs、COD、氨氮排放总量进行实时监控，实现有组织排口、无组织厂界、VOCs等基础数据自动生成，及时发现和调整环保设施的异常，确保达标排放，对企业风险、隐患、事故、工艺、设备、环保等核心业务重点指

标进行监控，实现安全态势的动态呈现、问题和事件追踪回溯、安全环保信息的共享与集中指挥，有效提升安全管控水平和工作效率 20%。



图 6 独山子石化 1000 万吨/年蒸馏装置

基于现有视频监控系统，共部署起火冒烟类、泄漏辅助类、汽车卸车类等 13 种安全隐患识别模型，隐患报警时效 2s~5s 内，整体模型准确率达到 91.89%，监控方式由人工间隔式转变为 7*24h 自动连续监控式，隐患识别管理由人工被动响应转变为主动准确识别预防。

本场景在中石油内部首次采用了 GPU 服务器集群虚拟化部署，并且 GPU 服务器软硬件和系统数据库 100% 满足信创要求。既是场景应用落地技术保障，又具有显著示范作用。已在中石油五家炼化企业及中海油，特变电工推广。

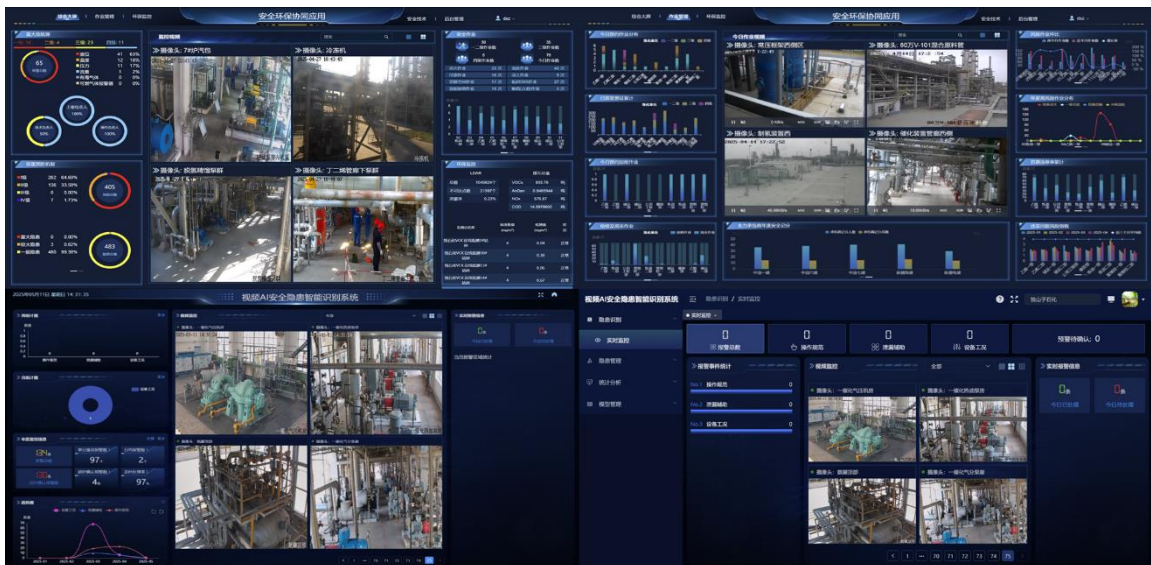


图 7 独山子石化安全隐患智能识别场景

LNG 接收站绿色低碳能源系统助推绿色生产实践

——曹妃甸新天液化天然气有限公司

曹妃甸新天液化天然气有限公司成立于 2018 年 3 月 22 日，注册资本 40 亿元人民币，总部位于河北省唐山市曹妃甸工业区十八加。公司由新天绿色能源股份有限公司（51%）、河北建设投资集团（29%）和唐山曹妃甸发展投资集团（20%）共同持股，负责唐山 LNG 项目建设，主营业务包括窗口期业务、储罐仓储业务、保税仓库及期货交割库、储罐建设合作业务。拥有危险化学品经营、港口经营等资质。

公司建设的唐山 LNG 项目是目前环渤海地区在建和规划 LNG 接收站接卸能力、存储规模、气化外输能力最大的 LNG 项目，总投资 325.9 亿元，是河北省清洁能源单体投资最大项目，将有力提高京津冀地区天然气应急调峰和供应保障能力。



图 1 公司全貌

一、案例整体情况

公司依托唐山 LNG 项目一阶段工程，为推动能源行业绿色低碳发展、助力“双碳”目标，建设温海水利用工程与新能源示范站工程两大核心项目。

温海水利用工程总投资超 7 亿元，核心建设内容包括 1 座取水泵房、配套引水设施及 2 根直径 2.4 米、总长 11 公里的输水管道，设计输水量达 80000 立方米/小时。该工程创新性利用华润电力唐山曹妃甸有限公司电厂的温排水，通过管道输送至唐山 LNG 项目，为中间介质气化器（ORV、IFV）提供热源；温海水换热后温度降低再排入大海，减少对海洋环境的热影响，充分体现循环经济中资源循环利用与废弃物无害化排放的理念。



图 2 温海水项目效果图

绿色能源示范站工程涵盖五大板块，即 LNG 冷能利用、温海水热能利用、太阳能利用、中水利用及能源管理系统。其中，冷能、热能、太阳能与中水利用的运行数据均通过能源管理系统实时采集汇总，实现厂区能源运行、消耗及异常情况的集中监管，构建起唐山 LNG 接收站一体化绿色能源管理体系。

二、典型做法

（一）天然气气化系统优化

项目创新采用“电厂余热—温海水”气化工艺，为 LNG 接收站 ORV、IFV 设备冬季气化天然气提供热源，将海水温度与电厂温排水热能转化为可利用资源，既节约能源又降低海洋环境影响，形成平衡热、冷、电三者关系，高效利用海水与电厂温排水的完整优化方案。工程重点突破三大关键技术问题：

设备能效优化研究：从通用设备节能控制与调度方法切入，探索 LNG 气化设备能效优化路径；针对取水泵房不同型号水泵，结合热、冷、电能传输特性，研究不同运行场景下能量传输设备的能效优化理论与控制策略。

气化工艺模拟与联动优化：借助数值模拟与仿真软件，构建 ORV、SCV、

IFV 三种气化设备的工艺模型及组合联动运行模型，重点研究最小海水流量与分配关系、泵站节能启动与运行模式、气化器与温湿度及季节的适配性、电厂负荷对气化过程的影响、最大气化量与外送能力的匹配关系，以及不同气化组合的优化方案。

（二）冷热能源综合利用

冷能利用：针对 LNG 高压气化释放的冷量，通过优化中间介质换热器，将冷量传递至空调循环水系统，满足接收站厂前区及周边建筑夏季空调用冷需求。工程突破两大难点：一是解决 LNG 气化量与空调冷量需求的动态匹配调节问题；二是采用新型 R410A 制冷剂作为中间介质，替代传统丙烷，在提升节能效率的同时规避安全风险，完成冷能利用系统的工艺设计与设备选型。



图 3 冷能利用中的小型 IFV

热能利用：以华润电厂冷却后的温排水为热源，输送至 LNG 装置区为气化设备供热，换热后排放；同时构建海水源热泵系统，该系统由温海水源、海水源换热器、水源侧与用户侧循环水泵（部分与冷能利用系统共用）、水源热泵机组及管线阀件组成。根据温海水温度与室外气温，采用分工况节能运行策略：

当温海水断供或温度低于 8°C 时，热泵机组效率下降，改用锅炉供暖；

当温海水温度 $\geq 8^{\circ}\text{C}$ 且室外气温在 $-1.6^{\circ}\text{C} \sim 5^{\circ}\text{C}$ 区间时，两台热泵机组额定供热能力可满足厂前区与接收站全部供热需求，无需启动锅炉；

当温海水温度 $\geq 8^{\circ}\text{C}$ 但室外气温 $< -1.6^{\circ}\text{C}$ 时，热泵机组仅能满足厂前区供热，接收站需补充燃气锅炉供暖。

（三）太阳能和中水综合利用系统

太阳能利用：通过 Meteonorm 软件分析，项目所在地年平均太阳辐射值达 $1344.3\text{kWh}/\text{m}^2$ ，太阳能资源等级为“丰富”（C 级），具备光伏发电条件。工程在站场内布局太阳能光伏发电与太阳能热水系统，光伏电力直接用于场站供电，太阳能热水供应办公楼日常使用，深度挖掘站内能源潜力。



图 4 光伏板

中水利用：对接收站生活污水、含油污水及厂前区生活污水进行处理，达标后用于厂前区绿化与冲厕；同时收集厂前区雨水，补充绿化用水。智慧能源管理系统实时统计雨污水回用量，实现水资源循环利用的数字化监管。

（四）绿色能源综合管理系统

基于多能源综合利用场景，项目研发绿色能源综合管理系统技术方案。该系统以实时数据采集为核心，整合光伏、冷能利用、水源热泵、中水利用等设备数据，由数据采集系统、数据服务器与操作站组成，构建一体化、数字化、

可视化管理平台。系统通过分析生产与能源数据，对比能耗情况，为节能降耗提供决策支持，最终实现 LNG 站场减排目标。

三、预计经济和生态效益

（一）经济效益

（1）天然气气化系统优化：冬季曹妃甸海水温度无法满足 ORV、IFV 气化需求，采用温海水气化时，每吨 LNG 耗电 6.3 度，成本 3.8 元；若用 SCV 气化，每吨需消耗天然气 21 立方米，成本 49 元。按冬季使用 ORV 代替 SCV 情况计算，每气化 100 万吨 LNG，可节省成本 4500 万元。

（2）绿色能源系统：

1）温海水利用：替代传统锅炉供暖，厂前区与接收站冬季总热负荷 1604.4kW，采暖期 120 天（11 月 15 日-次年 3 月 15 日），按实际供热量为最大供热量的 0.73 核算，每年节省约 100 万元；

2）冷能利用：替代传统空调制冷，夏季总冷负荷 2293.2kW，制冷期 122 天（6 月 1 日-9 月 30 日），按实际供冷量为最大供冷量的 0.73 核算，每年节省约 60 万元；

3）太阳能利用：在中央控制室、总变电站、消防站屋顶布设 1300 块光伏板，预计年发电量 140 万度，按平均电价 0.65 元/度计算，每年节省电费 91 万元；

4）中水利用：污水处理站设计处理量 10 吨/小时，中水年利用量 6825 吨，每年节省水费 3.4 万元，按 20 年使用寿命计算，累计节省超 60 万元。

（二）生态效益

天然气气化系统优化：按每年冬季外输气化 25 万吨 LNG 测算，年节电至少 1600 万度，折合减少二氧化碳排放 1595 万公斤、二氧化硫 48 万公斤、氮氧化物 16 万公斤、碳粉尘 435 万公斤，节约标准煤 640 万公斤。

绿色能源系统：通过多能源综合利用，每年减少标准煤使用量 456 吨，降低二氧化碳排放 1635 吨，实现水、电、气、冷、热清洁能源一体化利用，减少环境污染。

冀东陆上油田绿色低碳转型路径与实践

——中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司

冀东油田公司隶属于中国石油天然气集团有限公司，是环渤海湾主力油田之一，地域范围涵盖东部探区、西部探区以及新能源开发，其中东部探区以南堡陆地、南堡海上石油勘探开发为核心业务，主要分布于河北唐山、秦皇岛；西部探区以天然气勘探开发为核心业务，主要分布于陕西榆林；新能源以地热、光电、风电开发为核心业务，主要分布于河北曹妃甸新城、山东德州、山西运城、河南开封等省市；其它业务包括地下储气库建设、油田工程技术、机械制造、海上应急救援等。公司坚持新发展理念和稳健发展方针，遵循“四个坚持”兴企方略和“四化”治企准则，主动适应勘探开发演进之变、能源行业转型之变，以赶考精神状态推进“一体两翼两支撑、多区域协同发展”新型清洁能源公司建设。

陆上油田作业区是冀东油田公司下属二级采油单位，管辖高尚堡、柳赞等 4 个油田、15 个开发区块，是冀东油田最早投入开发的采油厂，前身可追溯到 1988 年；先后荣获中华全国总工会“模范职工之家”，集团公司党组“先进基层党组织”、宣传思想文化先进集体、基层党建“百面红旗”单位、股份公司油气田开发管理先进单位等省部级以上重大集体荣誉 11 次，培养出了集团公司劳动模范等先进个人 5 人，油田功勋集体 2 个、功勋员工 4 人、劳动模范 13 人。

陆上油田作业区牢固树立绿色低碳发展理念，深化“强基础、固根本、利长远”三年行动，制定了绿色高质量发展路径，把绿色发展摆在更加突出位置，在保障国家能源安全的同时，围绕集团公司“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走部署，在节能降耗、清洁能源替代、碳回收循环利用等方面取得显著成效。2025 年 5 月，陆上油田作业区顺利通过“碳中和”认证，成为中国石油首个获得“碳中和”认证证书的采油厂级单位，标志着其绿色低碳发展迈上新台阶。



冀东油田公司陆上油田作业区碳中和评价证书

一、坚持生产系统优化与装备节能升级“双驱动”，实现能耗强度硬下降

经过近 40 年的开发，陆上油田作业区面临油气资源衰竭、生产系统过剩以及装备旧能耗高等多重挑战。聚焦生产系统优化与高耗能装备节能升级改造，通过示范引领，坚持生产资源整合，以盘活存量资源实现降本增效，积极开展生产系统简化优化。按照“一个应用、两个减少、三个降低、四个实现”方针重构场站布局，即应用单井功图计量系统，简化单井计量以及集油流程；减少集输节点、减少管线数量；降低系统规模、降低劳动用工、降低环保风险；实现布局合理、实现高效运行、实现节能降耗、实现管理提升。累计关停转油站 7 座、计量间 185 座，合并及关停注水站 7 座，停运配水间 16 座，减少管道 323 千米，站场负荷率显著提升，站场能耗较达峰期下降 44.9%。推广应用塔架式节能抽油机、游梁式抽油机半直驱永磁同步拖动装置、注水泵直驱装置等节能设备 454 台套，系统能效提升 18.5%，年节电 657 万度；落实精细管理措施，创新开展稠油井粘温特性分析，精准优化电加热运行制度，停用 138 口

井的空心杆电加热装置,年节约用电 1347 万度。优化变压器配置与负荷整合,累计关停并转变压器 53 台,年节约用电 118 万度,同步提升电网运行效率 20%。

二、坚持多能互补与数智供能“相协同”，打造清洁替代示范区

陆上油田作业区充分发挥环渤海区域光照充足、地热资源丰富及滩涂土地广阔的优势,构建“光伏发电+多元微电网+余热利用+光热替代+清洁能源车辆”多能协同互补模式。盘活 800 余亩土地资源,开发水面“渔光互补”光伏发电项目并成功并网运行,年发电量 4430 万度。在 4 个采油平台构建“光伏+多元微电网”应用场景,年发电量达 92 万度,发电量全部就地消纳自用,同时结合橇装集成的智能控制系统,实现“源网荷”协调优化、负荷均衡。结合地理及地热资源优势,先后在高尚堡油田河西、河东投运余热利用工程,年减少天然气消耗 136 万方。在高 66 平台开展单井储罐光热替代试验,实现新能源替代率 53%,年节电 10 万度。率先投入 8 台清洁能源车辆开展巡检,配套建设充电桩 3 座,年替代燃油 20 吨,为后续 57 台车辆规模化清洁替换积累经验,实现油区短途运输“零排放”。



陆上油田作业区 G13 多元微电网平台

三、坚持碳驱油与碳埋存“循环利用”，构建碳循环增值生态链

陆上作业区聚焦 CCUS-EOR 提高采收率技术,持续开展二氧化碳吞吐措施。该措施是将二氧化碳注入油层,利用其溶胀、降黏等特性,提升原油流动性能,

改善油水流动度比，从而有效开采特高含水油藏中的剩余原油。历经不断探索与实践，累计实施二氧化碳吞吐达 3875 井次，累计注入二氧化碳 161 万吨，成功实现增油 146 万吨，不仅提高了原油产量，还大幅降低了碳排放，实现了能源开采与环境保护的双赢。

同时，陆上油田作业区进一步开启绿色征程，启动碳驱油碳埋存先导试验，创新形成“超临界增压+混合气注入”工艺，建成高尚堡河东北部 CO₂ 循环利用工程，提升内部碳源占比，实现“优化减排成本与稳定系统运行”双目标，激活枯竭油藏空间价值。该先导试验通过精心部署 4 口注入井，每日可将 120 吨二氧化碳埋存于地下；这一举措不仅可以实现将二氧化碳埋存在枯竭油藏内，降低温室气体，而且通过二氧化碳驱油，进一步挖掘油藏潜力。

锚定“试验先行、逐步扩大、全面推广”三阶段目标，立足目标油藏地质及流体特点，针对二氧化碳混相驱开展系统研究，明确不同油藏类型气驱作用机理、驱油效率等关键参数，形成了不同气驱介质不同油藏类型方案研究技术，构建了不同开发模式下的技术政策优化指标体系，不仅支撑了高 66X1 断块 CCUS 气驱提采先导试验方案的精细研究，而且培育中远期 CCS 新增长点。规划 2030 年实现年注二氧化碳 39 万吨、累计埋存 104.6 万吨，打造华北地区“百万吨碳汇中心”，全力谋划陆上发展“第二曲线”。



高尚堡油田河东北部二氧化碳循环利用工程

冀东油田陆上油田作业区系统性破解老油田稳产与降碳矛盾，实现能耗、碳强度双降与经济效益提升。其核心价值在于验证了油气与新能源深度融合的可行性，形成可复制的“系统重构降本、多能互补增效、碳链循环增值”转型模式。未来将深化低成本碳捕集、智能微网调控等技术攻关，加速向“近零碳能源枢纽”转型，为石油化工行业绿色升级提供实践样板。

双核驱动：光氢耦合与氨回收技术赋能煤化工绿色转型

——国能榆林化工有限公司

国能榆林化工有限公司隶属于国家能源投资集团有限责任公司。目前建成并投入运行的生产装置主要包括煤制甲醇、乙二醇、甲醇制烯烃、世界首套聚乙醇酸（PGA）工业示范装置，形成了从煤炭到甲醇再到聚烯烃及各种化工产品“煤头化尾，化黑为白”的完整产业链条。公司成立以来实现了安全、稳定、清洁运行，入选国家“智能制造示范工厂揭榜单位”和国资委首批“创建世界一流专业领军示范企业”，被评为全国煤制烯烃行业“能效领跑者”和“水效领跑者”标杆企业、中国工业碳达峰“领跑者”企业称号。

公司深入贯彻落实 2021 年总书记视察榆林化工重要指示精神，坚持创新驱动与技术引领，积极引领化工产业向高端化、多元化、低碳化转型升级，致力于成为全面绿色低碳发展的行业标杆。



图 1 国能榆林化工有限公司全貌

一、就地取材，光照赋能，促进煤化工产业高效融合

当前，我国大部分煤化工生产路线仍以传统工艺为主，即先将煤气化生成合成气（主要成分为 CO 和 H₂），再通过催化合成生产甲醇、烯烃、氨等重要

化学品。然而，在气化过程中，合成气中 CO 与 H₂ 的比例往往不满足后续合成反应的化学计量需求，尤其在甲醇合成中需 H₂/CO 比约为 2:1，而粗合成气中该比例通常偏低，为此，必须通过水煤气变换反应将部分一氧化碳转化为氢气。这一变换过程虽能调节氢碳比，但每生成 1mol H₂，就消耗 1mol 有效气 CO，并产生 1mol CO₂，不仅造成宝贵碳资源的浪费，还产生大量碳排放问题。加之煤气化本身能耗高、煤耗大，进一步加剧了煤化工行业的碳足迹，严重制约其低碳化、绿色化转型。

为破解这一困境，国能榆林化工有限公司积极探索“新能源+煤化工”融合发展新模式。公司依托榆林地区年均日照达 2800 小时的优越光能资源，建设 10MWp 分布式光伏系统，所发电能经汇流、升压至 10kV 后，优先供给电解水制氢装置，实现“绿电”制“绿氢”。电解产生的高纯氢气经纯化、压缩后储存，并根据化工生产需求稳定输送至化工单元，补充氢源，优化合成气组成，显著减少变换反应的依赖，从而降低 CO 消耗与 CO₂ 排放。此举不仅推动煤化工向清洁低碳方向转型升级，也为传统高碳产业实现“双碳”目标提供了可复制、可推广的技术路径与示范样板。



图 2：榆林化工利用厂房、屋顶设置光伏板发电

二、新能源耦合，开展系统集成研究

新能源耦合项目以光伏发电制备为核心，结合高效储热与储能技术，构建“光伏+储能+制氢+制氧+储热”一体化耦合系统，实现绿电、绿氢与化工生产的有机衔接。项目核心设施包括：10MWp 分布式光伏系统、1 套 1200 Nm³/h 碱性电解槽制氢装置及 20 MPa 高压管束储氢设备、1 套 1.5 MW/6 MWh 液流电池

储能系统、1套2 MW/10 MWh 高温储热系统（基于炭基储热介质，最高储热温度 900℃），以及1套煤化工-新能源耦合能量管理系统。

光伏系统所发电能经汇流升压至 10kV 后，为电解制氢、储能与储热系统提供电力。其中，电解水制氢装置产生的氢气经纯化与压缩后储存，并按需稳定输送至化工单元；液流电池储能系统用于微电网功率平衡与辅助供电；高温储热系统则通过储/放热循环，将电能转化为热能并稳定发生蒸汽，供给化工过程使用。

项目具备离网与并网双模式运行能力。离网模式下，通过能量管理系统实时协调电源与负荷，保障微电网电压、频率稳定；并网模式下，可依据电、氢、蒸汽的经济性优化电力调度，实现谷电利用与峰电上网，探索最优经济运行策略。

项目重点推进低能耗、高可靠性碱性电解水制氢技术，构建 1200 - 1500 Nm³/h 级示范装置，优化氢气纯化、电解槽配置与系统能量管理，致力解决电流波动导致的传质阻抗、响应性不足等问题，提升系统效率与经济性。同时，开展光伏储热中试示范，建立基于光伏发电的高温储热蒸汽发生系统，实现蒸汽的连续、稳定供应，增强光伏消纳能力，还实现了能源梯级利用与化工流程的深度耦合，大幅提高能源利用效率。

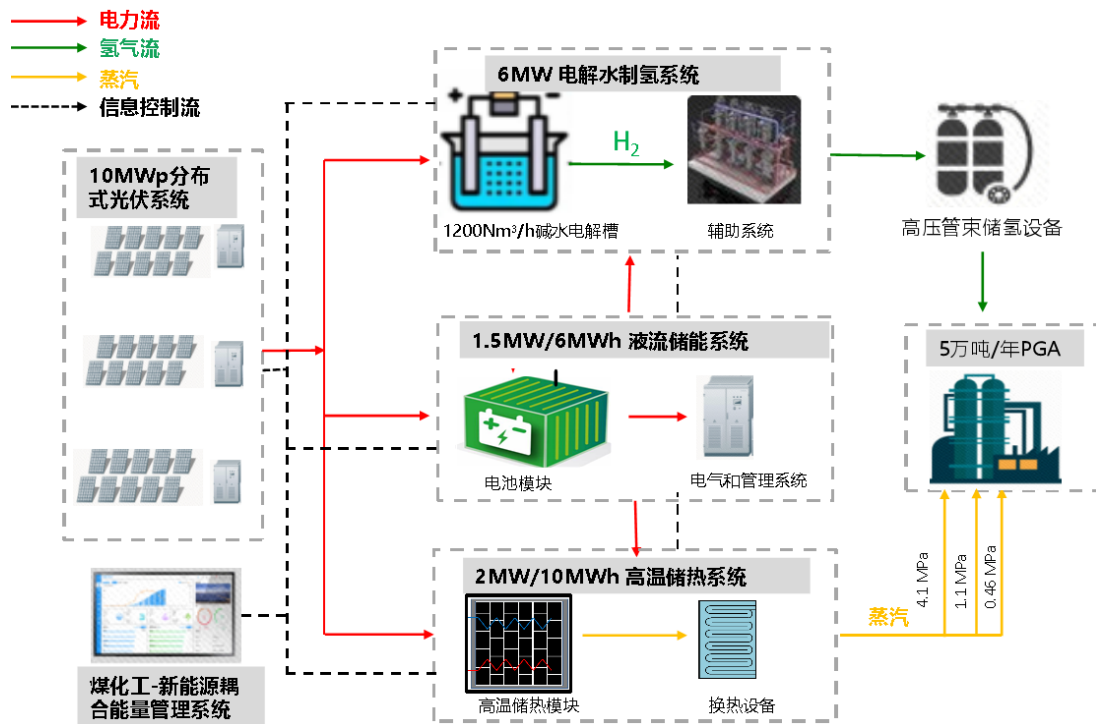


图3 新能源耦合项目流程



图 4 煤化工与新能源耦合关键技术研究及示范项目知识产权工作报告及专利申请部分受理通知书（共计 12 份）

三、坚持废物资源化，提升附加价值

以技术创新为引领，实现废物资源变废为宝。煤气化及变换过程中产生的氨氮污染物进入粗合成气及冷凝液，形成高氨氮工艺凝液。高温的高氨氮工艺凝液通常返回气化单元回用，易造成气化灰水氨氮累积，影响水质与设备运行；低温的高氨氮工艺凝液则多采用单塔汽提处理，蒸汽消耗高（约 180 kg/t 废水），且易引发腐蚀、结晶问题及面临酸性气处理的难题。汽提塔产生的高浓度硫化氢和氨氮，送硫回收单元易形成铵盐结晶，堵塞系统，实际中多数企业将其送往火炬燃烧，既导致环境污染，也带来安全隐患；少数企业送至热电厂用作脱硫补充液或返送气化单元，也会导致系统氨氮含量升高，影响装置的稳定运行。因此，高氨氮工艺凝液的处理已成为煤气化行业普遍面临的技术瓶颈。

为此，成功开发利用高闪气余热对高、低温变换凝液进行汽提，富余热能还可副产 0.3MPa(G)饱和蒸汽用于除氧器除氧；汽提后的含氨凝液经脱除 CO₂、

H₂S 等酸性气体，可得到 99.8wt% 的绿色液氨产品，年经济效益约 1934.94 万元；有效避免氨气与硫化氢等有害气体排入火炬，显著减轻环保压力。全年可实现节约标煤 2.71 万吨，CO₂ 减排 6.76 万吨，节能降碳效果显著。

2023 年 2 月“大型水煤浆气化副产液氨技术”通过工程应用考核，运行稳定且优于设计指标，具备显著节能与液氨副产效果；2022 年 1 月授权发明专利《降低氨氮含量的系统和降低氨氮含量的方法》；2022 年 10 月授权实用新型专利《变换冷凝液能量回收系统》；2024 年 4 月，新增闪蒸汽压缩机项目一次开车成功，实现高压闪蒸气全回收，避免资源浪费；蒸汽消耗降至 26.9kg/t 凝液，较双塔汽提降低 87%，较单塔加压汽提降低 42% 以上，每小时副产 0.3MPa (G) 蒸汽 56t。有效降低返回气化单元的氨氮含量，缓解灰水系统结垢倾向，提升运行安全性。本项目朗格利尔饱和指数 (LSI) 分析结果为 1.97，结垢倾向为同类装置中最低，水质最优，切实做到了“安、稳、长、满、优”的运行！



图 5 榆林化工首创水煤浆气化氨回收装置



图 6：专利：降低氨氮含量的系统和降低氨氮含量的方法、
变换冷凝液能量回收系统

四、推动产业升级，创造行业价值

针对传统煤化工行业面临的合成气氢碳比调节过程中有效气浪费、CO₂排放高、高氨氮废水处理难及闪蒸气余热未利用等共性难题，创新性地提出了“新能源耦合驱动+废热资源化回收”双核技改路径，成功实现了节能降碳、降本增效与资源循环的多重目标，具备显著的行业推广价值。

具体来看，项目通过建设“光伏+储能+制氢+储热”一体化系统，实现绿电替代与绿氢制备，大幅降低变换工段负荷与煤耗，年节约标煤 1.03 万吨、减少 CO₂ 排放 2.57 万吨；同时开发国内首套煤液化沥青基高温储热系统，实现 900℃ 高温储热与过热蒸汽稳定供应，有效解决新能源波动性问题。在废水处理方面，首创以气化闪蒸气为热源驱动高/低温冷凝液汽提工艺，蒸汽单耗降至 26.9 kg/t，降幅超 87%，年可回收液氨并节约标煤 2.71 万吨，减少 CO₂ 排放 6.76 万吨，且显著缓解气化灰水系统结垢风险。

该模式兼具技术先进性、经济性与环保效益，不仅为煤化工企业提供了一条可复制的“绿电绿氢替代+废热资源化”耦合路径，也为行业实现“双碳”

目标提供了系统解决方案，尤其适用于西北富光地区煤化工园区绿色升级改造。



图 7 煤化工与新能源耦合项目监控画面

二氧化碳资源化与数字孪生智慧工厂的协同创新模式

——江苏盛虹石化产业集团有限公司

江苏盛虹石化产业集团有限公司（简称“盛虹石化”）是盛虹控股集团精心打造的创新型、生态型产业集群，集生产研发、物流配套等功能于一体、坚持炼化一体、高端新材料全产业链均衡发展，逐步构建了“油、煤、气”三头并举、“芳烃”“烯烃”双链并进的发展模式。公司通过“1+N”战略布局，形成了核心原料平台与新能源、新材料等多元化产业链的协同发展模式，是国内领先的 PTA 供应商，全球最大的丙烯腈、EVA 高端新材料生产基地，也是国内唯一具备光伏级 EVA 和 POE 两种主流光伏膜材料自主生产技术的高新企业，先后获得国务院颁发的“国家科技进步奖”“中国工业大奖”“国家技术创新示范企业”“全国循环经济先进单位”“国家火炬计划重点高新技术企业”“袁宝华企业管理金奖”等荣誉，是国家七大世界级石化产业基地中极具影响力的支柱品牌。



盛虹石化产业园全景

一、二氧化碳多元利用，开辟绿色循环新路径

（一）绿色甲醇生产项目，实现二氧化碳资源化利用

盛虹石化采用国际先进的 ETL 专利技术，建成全球首条完整的绿色负碳产业链，创新性地将工业废气中的 CO₂ 作为原料生产绿色甲醇，这一举措实现了废弃物的资源化利用，开辟了碳循环的绿色新路径。该项目年产绿色

甲醇 10 万吨，可以实现工业装置副产的富氢气高效能、高附加值的综合利用，实现资源的优化配置和清洁生产，与传统的煤制甲醇、天然气制甲醇项目相比，不需要新建煤气发生装置生产富一氧化碳气体及空分制氧装置以匹配甲醇合成装置对合成气的组成要求，投资低，且流程更为简化。这些甲醇被进一步用于生产光伏级 EVA、丙烯腈等高端新能源材料，为新能源产业的发展提供了关键原材料。该项目不仅在产业升级上发挥了重要作用，实现了“二氧化碳捕集利用—绿色甲醇—新能源材料”产业链，在减污降碳方面更是成果显著，可直接主动吸收 CO₂15 万吨/年，间接减排 CO₂55 万 t/a，相当于种植 3.7 万公顷森林，对于我国二氧化碳大规模资源化利用、减少温室气体排放具有重要意义，有力地推动了区域的碳减排目标实现，为“碳中和”提供了新的路径。



二氧化碳制绿色甲醇装置

（二）碳酸酯生产项目，环保与效益双丰收

以现有 EO 装置排放的富 CO₂ 尾气为原料，通过先进的回收技术，将废气中的 CO₂ 转化为高附加值的电子级 EC（碳酸乙烯酯）及 DMC（碳酸二甲酯）产品。该项目回收二氧化碳约 7 万吨/年，间接减排二氧化碳 36 万吨/年，减少植树造林占地，实现温室气体减排。根据实际运行数据计算，项目二氧化碳回收率约 93%，超过 90% 的设计目标值，一方面可以利用 CO₂ 合成化工原料，实

现 CO₂ 的循环利用，降低碳排放，延长 EO 产业链；另一方面产品可作为新能源汽车电池电解液原料，将为下游延链发展新能源产业提供原料保障，具有较为重要的价值和意义。2024 年 12 月 31 日，装置产品乙二醇和碳酸二甲酯成功完成 ISCC 认证，其中乙二醇产品可应用于下游纺织行业，助力于盛虹建成全球首条“二氧化碳捕集利用-绿色乙二醇-功能性聚酯纤维”低碳循环绿色产业链，优化了产品结构，提升了企业竞争力。该项目在保护环境、减少碳排放的同时，实现了企业经济效益的增长，为石油化工行业探索出一条可持续发展的双赢之路。



仓储罐区

（三）CO₂ 回收提纯项目，践行绿色发展战略

为积极践行国家绿色发展战略，盛虹石化基于乙二醇装置排放气中 CO₂ 含量高达 83%、气源充足的特点，投资约 2 亿元建设“25 万吨/年 CO₂ 回收提纯项目”，成功生产出 22 万吨/年食品级液体 CO₂ 和 3 万吨/年干冰，该项目技术先进，单位工业增加值能耗为 0.696 吨标准煤/万元，优于全市规上单位工业增加值能耗目标值，单位产品综合能耗 42.89kgce/t，节能优于国内同行业先进标准，不仅实现了对高浓度 CO₂ 废气的有效回收利用，减少了温室气体排放，而且生产的食品级 CO₂ 和干冰可广泛应用于食品、冷链等多个领域，进一步拓展了企业的绿色产业布局，为碳减排贡献力量，顺应“绿色、低碳、循环”的可持续发展理念，对实现碳中和目标意义重大。



二、丙烷脱氢提质智能降碳，引领行业智能化绿色变革

（一）PDH 智能工厂项目

化工生产存在人工操作易出错、系统信息分散、报警处理和数据分析不足等问题。盛虹石化 PDH 智能工厂项目通过部署 DCS、SIS 等多系统，构成完整过程监控控制系统，向全厂数据库提供实时数据。引进霍尼韦尔智能化操作平台等先进系统，应用先进过程控制技术，如鲁棒多变量预估控制，实现精准、实时和闭环控制。通过建立数据采集网和 PI 实时数据库系统，保障先进控制技术实施。项目实施后，控制回路投用率从 68.0% 提升到 98%，控制品质提升 2%，不良品率降低 0.4%，生产效率提高了 5%，每年可节约成本 700 万元以上，显著提升了生产效率和产品质量，同时有效减少了因人为因素导致的能源损耗与碳排放，实现了装置经济效益最大化。

（二）PDH 碳排放监测项目

石化生产过程中碳排放监控至关重要。PDH 装置碳排放监控项目通过建设碳排放监控系统，采用大数据、物联网、碳排放计算模型等技术手段，根据 CO₂ 排放类别，开发了丙烷脱氢碳排放在线计算公式，由生产过程排放计量核算、净购入电力和热力总碳排放，扣除 CO₂ 回收利用部分等环节组成排放在线计算，从而能够实时在线监测、统计装置的 CO₂ 排放。碳排放数据监控系统能动态实时了解工厂、工艺、设备相关碳排放情况，为降低碳排放提供客观改进数据；随时掌握碳额度，灵活有效地计划和调整生产计划。通过 PDH 的碳排放检

测，设置在线连续测量仪器及监测站点，单位产品 CO₂ 排放量降低了 5% 以上。该项目是霍尼韦尔全球首个使用专有计算公式实现碳排放在线监测试点，未来公司将会继续探索其在装置级碳排放对标和优化、可持续低碳实时管理、碳交易核算等方面的价值。



PDH装置碳排放数据追踪系统

盛虹石化的一系列举措，既是自身发展需求，也是对国家“双碳”目标的积极响应。未来，盛虹石化将持续创新，加大在节能减排和绿色技术研发方面的投入，探索更多减碳路径，同时与行业内其他企业分享经验成果，共同推动石化行业的绿色转型与可持续发展，为实现国家“双碳”目标贡献更大力量。

炼化企业资源与能源回收利用实践

——中国石油天然气股份有限公司华北石化分公司

华北石化公司组建于1985年8月，1987年12月建成投产。前身是华北石油管理局化学药剂厂，1997年更名为华北石油管理局第一炼油厂。随着中国石油企业改革的不断深入，1999年重组为中国石油华北油田公司第一炼油厂，2000年再次重组为中国石油华北石化公司，隶属于中国石油天然气股份有限公司。从年加工能力15万吨小型炼油厂起步，经过一期、二期技改、500万吨扩能改造、千万吨炼油质量升级改造，2019年加工能力达到1000万吨/年，成为中国石油在华北区域唯一千万吨级炼厂，唯一直供北京大兴国际机场航空煤油的企业。2022年为北京冬奥会供应高纯氢能。

在全球“双碳”目标加速推进与国内能源结构深度调整的大背景下，华北石化始终将绿色发展作为企业高质量发展的核心战略，随着低碳转型进入攻坚期，公司在现有绿色体系的基础上，进一步聚焦前沿低碳技术的规模化应用，积极推动副产氢提纯、CCUS（碳捕集、利用与封存）和生物航煤项目建设，促进资源回收利用；推进蒸汽梯级利用，回收能源节约能耗，为企业实现深度减排注入新动能。

一、聚焦副产氢资源提纯转化，打造炼化场景氢能供给新路径

近年来，国内外氢能产业发展提速，日本、美国、欧盟、韩国以及我国中央和地方政府相继出台了一系列支持政策，燃料电池及其应用技术不断产生新的突破，产业前景和规模得到了普遍看好。为高起点谋划、高质量发展氢能产业，促进河北省能源结构清洁转型，加快新旧动能转换，依据《能源技术革命创新行动计划（2016-2030）》《中国制造2025》和《河北省战略性新兴产业发展三年行动计划》等，河北省制定了《推进氢能产业发展实施意见》，加大力度发展氢能源行业，势必会促进氢能源消费的增长。

面对“碳达峰、碳中和”的重任，推广、普及我国清洁高效氢能的使用是降低碳排放的重要手段。我国从第一座加氢站投运至今，累计已建成加氢站共计118座，在建/拟建加氢站数量为167座。华北石化积极响应中国石油构建

多能互补的能源发展新格局的战略举措，充分利用现有制氢能力和副产氢资源，部署建设氢能项目。



图 1 2000 Nm³/h 氢能装置图

华北石化炼油三部以重整装置产生的重整氢（纯度为 91.4%）为原料气，设计并建设产能为 2000 Nm³/h 的氢能装置。该装置于 2021 年 11 月 14 日完成中交，并于同年 12 月 15 日正式投入运行，12 月 17 日装置实现满负荷稳定运行；经核算，氢气回收率稳定在 77.47%，优于设计值（77%），达到预期设计目标，所产氢气质量符合高纯氢及燃料电池氢气的相关标准。

作为北京 2022 年冬奥会及冬残奥会的官方高纯氢保供供应商，自 2021 年 12 月 6 日率先为“相约北京”测试赛保驾护航伊始，直至 2022 年 3 月 13 日冬残奥会圆满落幕，跨越整个赛期华北石化以高度的责任感和卓越的运营能力，为赛事提供了坚实的氢气供应保障。在此期间，公司累计向北京、延庆、张家口全部三大赛区安全稳定地输送高纯氢气 199 车，总供应量达到 59257.72 kg，以一流的服务确保了氢能供应，为冬奥盛会贡献了核心力量。



图 2 2000 Nm³/h 氢能助力北京冬奥会

自 2022 年圆满完成北京冬奥会高纯氢保供任务以来，公司持续深化氢能产业布局，推进氢气统销业务，努力实现多产多销。2024 年氢能年销量突破 400 吨大关，有效保障了首都氢能供应，2025 年年销量力争突破 500 吨。2025 年 3 月 6 日，中国石油华北石化公司正式通过国家氢能及燃料电池汽车示范平台终审，获颁 490.885 吨清洁氢认证标识，成为集团公司首家通过国家清洁氢认证的企业。



图 3 华北石化清洁氢认证标识

华北石化在氢能领域的创新实践和绿色低碳战略转型战略，为下游氢气销售企业扩展氢能市场奠定了基础，更为集团公司布局京津冀氢能产业、打造区域供氢中心迈出了坚实步伐。在碳中和目标的强力驱动下，高纯度氢能必将迎来大规模、多元化的推广应用，成为未来清洁能源经济的重要组成部分。

二、推进蒸汽能源阶梯利用，打造炼化场景绿色生产新模式

能源梯级利用是华北石化践行资源节约集约理念、降低整体能耗、提升经济效益的核心策略。为保持中低压蒸汽管网压力平衡，蒸汽系统管理中的传统做法是通过减温减压器将中压蒸汽直接转化为低压蒸汽，中压蒸汽的高位能量利用率较低，导致大量能源浪费。

华北石化在蒸汽管网优化中，创新引入螺杆膨胀机替代传统减温减压器。该设备在高效完成中压蒸汽向低压蒸汽的减温减压转化任务的同时，可同步驱动发电装置产生电能，将蒸汽能源的内能充分转化为可用电能，真正实现了蒸汽资源“梯级利用”的深度落地，打破了传统减温减压过程中能源的无效损耗。

螺杆膨胀机的性能优势根植于其容积式工作原理与结构设计。其核心工作机理是介质进入由阴阳转子构成的封闭齿间容积，通过容积的膨胀推动转子旋转，将内能转换为机械能。它能维持极小的内部间隙，有效减少内泄漏，

从而获得比速度式汽轮机高 10% ~ 15% 的内效率。同时由于这一结构特点，它对介质的洁净度和过热度要求显著降低，并表现出良好的自除垢性能，拓宽了其在工业复杂工况下的应用范围。



图 4 蒸汽梯级利用部分技术设备

该项优化策略显著提升了蒸汽资源的综合利用率，为华北石化持续降低综合能耗提供了坚实的技术支撑。经过系统性技术攻关，关键机组目前已实现安全、稳定、长周期运行。截至 2025 年上半年，项目累计发电量突破 4300 万度，理论降低二氧化碳排放约 3.58 万吨，节能降碳效果显著。2022 年，该实践凭借显著的节能效益与技术创新性，荣获华北石化公司技术创新一等奖。在实现可观经济效益的同时，也为行业同类装置的绿色改造与能效提升积累了宝贵经验，标志着公司在能源精细化管理与低碳化运营方面达到先进水平。



图 5 蒸汽梯级利用荣获技术创新一等奖

综上所述，副产氢提纯和蒸汽梯级利用是炼化企业实现资源与能源回收利用效率的两大法宝，为企业的可持续发展注入了强劲动力。下一步，华北石化将坚定聚焦绿色低碳与可持续发展战略，持续增加环保投入，积极探索并推广应用先进绿色低碳技术，不断优化生产工艺，全面提升能效水平，降低碳排放强度。同时致力于构建绿色供应链体系，联动上下游合作伙伴共同推进低碳转型，实现产业链协同绿色发展。

此外，华北石化将进一步加强国际合作与交流，积极引入国际领先的绿色理念与技术，持续提升企业绿色竞争力，为全球可持续发展目标的实现贡献积极力量。

渤海油田精准施策治理放空空气实践

——中海石油（中国）有限公司天津分公司

中海石油（中国）有限公司天津分公司（以下简称“公司”）是中国海洋石油集团有限公司产量规模最大、效益最好的主力油田，地处渤海湾盆地。全面负责渤海海域油气资源的勘探、开发与生产，矿区面积超过 3 万平方公里，油气资源量超过亿吨，是我国最大的海上原油生产基地，全国第二大油气田，公司主要产品是原油和天然气。公司深入贯彻习近平生态文明思想，积极践行中国海油绿色低碳发展战略，公司连续十年在天津市“双控”考核中获“超额完成”最高等级，公司节能信用被评价为“A”最高等级，4 家单位获得石油石化行业“绿色工厂”荣誉称号。通过精准施策治理放空空气等创新实践，在保障国家能源安全的同时，系统构建海上油气绿色开发新模式。

渤海油田所生产的天然气以伴生气为主，随原油共同采出。在原有生产流程设计下，为确保安全稳定，无法回收利用的天然气通常通过火炬燃烧放空，虽然保障了生产安全，却也造成了资源浪费。为此，公司按照“一点一策”的治理思路，针对不同油田区域的放空天然气精准施策，显著提升了治理的针对性与有效性。

一、打造“技术集成、分级治理”伴生气综合控减模式

随着岸电工程的投用，曹妃甸区域内油田透平负载降低自用气量减少，同时受干化装置处理能力影响外输气量受限，导致每天大量的天然气放空燃烧。为提升油田天然气资源利用水平，在曹妃甸 11-6 油田群，创新构建“J-T 阀干化+高压气联通+水封罐多级防护回收”三级治理体系，系统推进从初期控排、中期回收到底部治理的全程治理工作。

一是初期控排阶段，重点解决天然气含水高、海管冻堵风险大等问题。通过在井口平台增设“J-T 阀”干化装置，有效降低含水率，提升外输能力，从源头控制放空。二是中期回收阶段，着力打通区域内气源不平衡瓶颈。通过改造生产流程，实现 CEPI 与 WHPD 两平台压缩机串联，构建高压气联通机制，显著提升富余气回收外输效率。三是深度治理阶段，创新实施“水封罐+快开

“阀+爆破针阀”回收方案，将火炬气引入低压压缩机，增压后送入燃料气系统，实现机械增压全面回收。该体系推动区域放空量降至1万方/天以下，年回收天然气约2900万方，减排二氧化碳约6.1万吨。



图1 曹妃甸11-6油田CEPI/WHPD生产实景



图2 曹妃甸11-6水封罐

二、构建“区域协同、梯级利用”伴生气一体化集用模式

随着公司新油田项目以及老油田新增调整井的陆续投产，公司油气产量逐年增长，大量伴生气面临无法回收利用，只能通过火炬放空燃烧的挑战。为提升资源回收利用率，公司立足区域资源禀赋与管网条件，以系统性思维打破单一油田界限，形成了覆盖初、中、深三阶段的三大治理路径，为各区域的精准落地与差异化实践奠定了系统性基础。

一是渤南区域，通过跨平台气源共享与管网互联，汇集处理渤中34-9、

渤中 34-1、渤中 35-2 等油田的富烃伴生气，并创新应用轻烃简易回收装置，高效提取丙烷、丁烷等高附加值组分，实现资源梯级增值。在渤中 34-2/4 油田，集成应用“射流回收+等离子随机引燃火炬”技术，突破低压气回收瓶颈，实现正常生产工况下火炬近零排放。二是渤西区域，构建跨油田双向气源调配体系，系统实施从管网联接到深度多元利用的治理路径。通过对渤中 19-4CEPC 流程改造，实现富余伴生气双向输送——既可输至下游海洋石油 113（浮式生产储油装置），又可逆向输送至上游渤中 19-6WHPA 平台。在海洋石油 113 实施低压气压缩回收用于主机发电，并创新将渤中 19-6 油田高含碳天然气输送至渤中 13-1 油田回注地层，形成“灵活调配-发电利用-回注封存”多元梯级利用模式，全面提升资源综合利用水平。三是辽东区域，创新实施“北气南输、南气北输”双向调配策略，系统开展深度治理阶段的海陆一体资源优化。对旅大 16-3、旅大 10-1 等五个平台实施系统性改造，新增压缩及脱水装置，将旅大油田群富余伴生气经海底管网输送至锦州 25-1 南油气田回注暂存，并依托陆上营口天然气处理厂实现商品气外销，形成“海上暂存-陆上处理”海陆联动闭环利用体系。

经系统化、多阶段综合治理，渤南、渤西、辽东三大区域年回收天然气总量 8030 万立方米，减排二氧化碳约 16.9 万吨。该模式标志着公司在跨区域气源统筹、低碳利用与系统优化方面取得重要突破，为海上油田绿色高质量发展提供了可复制、可推广的规模化实践范例。



图 3 渤中 34-2/4 油田中心平台生产实景



图4 获得中国海油首批绿色低碳工程

三、打造“装备国产、梯级利用”伴生气资源化增效模式

秦皇岛32-6油田作为孤岛模式运行的油田，面临无管网设施、伴生气回收困难等现实挑战，亟需探索一条以自主装备创新为核心，适应孤岛特殊工况的放空气全链条治理与梯级利用新路径。为此，公司系统推进就地利用、装备升级和深度梯级利用的全链条治理策略，通过实现关键装备国产化突破，有效推动减排能力与能源效率的同步提升。

一是初期治理阶段，通过增加国产小型燃气轮机等发电设备，将放空气就地转化为电力，年发电约6500万度，有效满足平台生产与生活用电需求。二是中期治理阶段，新增配套国产无油水润滑单螺杆压缩机，采用等温压缩与水润滑技术，显著降低能耗、噪音与运维成本。三是深度治理阶段，创新引入烟气直燃型溴化锂冷热机组，利用燃气轮机高温烟气和部分放空气进行制冷、供热，综合能效大幅提升，建成“发电+制冷+供热”三联供梯级利用模式，全面实现火炬气深度回收与能源综合利用。

公司通过关键装备自主研发与规模化应用，突破国外技术垄断。国产燃气轮机适应海洋高盐高湿环境，实现防冰、防喘振等关键技术突破；国产无油压缩机实现真正无油和等温压缩；溴化锂机组首次海上应用，可灵活采用烟气或燃气驱动。该体系年回收利用天然气约3500万方，减排二氧化碳约4.8万吨，标志着我国海上油田伴生气治理进入装备自主、梯级利用的深度低碳阶段。



图 5 秦皇岛 32-6 微透平机组

自精准施策治理放空气以来，公司减排成效显著，绿色发展能力持续增强。2024年渤海油田放空气总量同比下降37.7%，相当于实现二氧化碳减排约35.8万吨，助力公司年度碳履约。已经形成的6条海上油田放空气治理技术路线——压缩机回收、射流回收、简易轻烃回收、发电利用、回注地层、等离子随机引燃，将通过精准治理模式应用到更多新油田，为实现渤海油田高质量发展注入强劲动力。

石化在产企业重点设施土壤污染源绿色化管控实践

——中石化（天津）石油化工有限公司

中石化（天津）石油化工有限公司（简称天津石化）隶属中国石化，成立于1983年12月28日，位于天津市滨海新区，占地面积16.4平方公里。现拥有原油综合配套加工能力1600万吨/年，乙烯生产能力250万吨/年，主要产品涵盖石油炼制、化工、化纤三大类，汽柴油产品达到国VI质量标准，向社会供应车用乙醇汽油、燃料电池氢。



图1 天津石化厂区

“十四五”期间，公司投入资金26亿元，建成161个环保项目、31个节能项目，较“十三五”， NO_x 、 SO_2 、VOCs、COD、氨氮年排放量同比消减23%、24%、11%、20%、84%，综合能源消费总量下降14%，碳排放强度下降42%，炼油单因能耗优于行业标杆水平，成为国家石油和化工行业绿色工厂、全国炼化行业首家重污染天气绩效评级A级企业、首批中国工业碳达峰“领跑者”，获评国家工信部水效“领跑者”标杆企业、天津市绿色发展“领跑者”企业、中国石化首批绿色企业和“无废集团”先行先试A级示范企业。2023-2025年被列为生态环境部土壤污染源绿色化改造和边生产边管控双试点单位。



图 2 绿色智能工厂

一、主要做法

“十四五”期间，为严格落实党的“二十大”提出的“加强土壤污染源头防控”工作部署，天津石化作为中国石化驻津企业，始终致力于打好净土保卫战，秉承“重点区域加密监测、拆除区域跟踪监测、规划区域提前监测”工作原则，常态化开展土壤地下水污染防治工作。聚焦油品罐区地下污水管网泄漏风险防控，积极探索土壤污染源头防控技术路径，研制出土壤源头管控绿色化改造“2+5+7+4”工作方案，通过国家土壤污染源头管控试点工作实践，创新构建了“地上地下协同、水土气共治”的工作模式，固化形成了在产企业重点设施源头防控的经验做法。

（一）推广地下污水管线架空建设实现泄漏“可视化”

地下管道属于隐蔽性重点污染防治设施，一旦发生泄漏，难以及时发现。针对此项隐蔽污染治理痛点，“十四五”期间，天津石化持续对投用超 30 年的地下含油污水管道“边清洗封堵、边架空改造”，全面实施了装置区和罐区地下污水管道“地上化”升级，实现渗泄漏情况实时可视、精准溯源，从源头阻断污水直排土壤与地下水的途径，大幅缩减隐蔽性污染防治盲区，降低在产企业土壤地下水污染风险，又可避免汛期雨水窜入污水管道导致污水处理场出现满溢的环境风险。在油品罐区开展污水集输“地上化”改造的同时，注重

“水土气共治”，力求解决老问题不带来新问题。配套实施罐区集中切水、含油含硫污水分质处理、污油高效回收等系统性措施，创新应用“池中罐”复合防护技术与污水池废气无动力吸附治理技术，构建起“水土气”全方位的污染防控体系，严控新增污染，切实达成土壤地下水污染“防新增、控风险”双重成效。



图 3.1 污水输送地上化



图 3.2 储罐切水管线地上化



图 3.3 污水池废气无动力吸附设备



图 3.4 含油含硫污水分质输送处理

（二）创新非开挖技术应用破解修复施工难题

装置区、罐区是石化在役场地土壤地下水污染防治重点关注区域，此类区域地下污水管线一旦出现渗泄漏，地上构筑物繁多，大面积破土开挖施工难度大、费用高。为此，天津石化大胆尝试，跨行业引入在市政领域成熟应用的地下管网非开挖检测修复技术，相较于常规“开膛破肚”式检漏、堵漏方法，该技术采用不动土施工方式，人工操作 CCTV 机器人在清洗过的管道内进行渗漏检测，精准定位管道内部缺陷部位，利用玻璃纤维软管热固化形成的管道内衬，完成管道和检查井内部的防渗修复，一次性解决了污水管道的功能缺陷和结

构缺陷问题。相比破土施工成本降低 30%，创建了“高效率、低成本、低扰动”的工作范本。



图 4 放置 CCTV 机器人

（三）借助数智技防融合构建储罐智能防控体系

在实施土壤污染绿色化改造的同时，天津石化持续挖掘内部潜能，坚持以数智技防推动土壤污染源头防控向高质量、智能化转变。一是集成应用储罐“声发射、涡流脉冲、声波微泄漏”的不开罐腐蚀检测技术，快速检测储罐底板、附属管线、法兰减薄腐蚀，优化储罐检修周期，以预防性检测修复替代泄漏污染治理；二是投用多维感知智能巡检机器人，集成泄漏红外成像检测、视频扫描泄漏识别、机泵声音异常诊断三大功能，“闻听看”储罐、机泵滴漏痕迹，大幅提升储罐泄漏检测效率与应急处置响应速度；三是研发地下水在线监测设备和地下污水池泄漏油敏传感在线检测技术，寻求地下水水质动态监控与数据高效获取的自动化手段，为公司及时掌握地下水重点监控区域提供技术支撑；四是升级“互联网+环保”平台，构建“土壤监控地图”，打造数智化防控网络，精准分析土壤地下水环境质量变化趋势。公司通过多措并举，实现了“内外巡查+精准定位”的土壤污染系统防控。



图 5.1 多维感知智能巡检机器人及平台



图 5.2 污水池泄漏油敏传感在线检测 图 5.3 地下水在线监测设备



图 5.4 储罐不开罐腐蚀检测技术

二、实践成效

天津石化土壤污染源头绿色化管控实践在石化在产企业“防新增、控风险”方面效果显著，推动“去存量”递进开展。公司投资约 4600 万元，完成炼油罐区含油污水地上化改造和化工罐区含油污水地下系统综合整治，建设架空含油管线 19000 余米，抗渗修复罐区地面 21000 平方米，修复边沟 6900 米；非开挖检测地下含油污水管线 3900 米，渗漏修复管线 542 米、污水井 191 座。改造后，有效控制了每年 4 万吨含油污水的泄漏风险，区域地下水特征污染物浓度下降 49.6%，获得政府补助资金 1470 万元。天津石化土壤污染源头管控工作经验入选生态环境部土壤司第 1 期《生态环境工作简报》优秀案例，并在《中国环境报》宣传报道，为公司践行绿色发展注入巨大动力。

接下来，天津石化将以点带面，纵深推进土壤源头管控，强化“未病先防”，严防新增污染，同时坚持技术创新，边生产边管控存量污染，构建“断源、控源、清源”系统防控，全力打好净土保卫战，为美丽中国建设贡献天津石化力量。

科技创新助力节能降碳与“三废”治理实践

——沧州大化集团有限责任公司

沧州大化股份有限公司前身是河北省沧州化肥厂，始建于1973年，2006年加入中国化工集团，进入央企行列。两化重组后，于2022年成为中国中化控股有限责任公司二级专业公司。



图1 沧州大化办公楼

面对“双碳”目标与环保升级的双重压力，沧州大化通过科技创新深化转型升级，聚焦废水、尾气、固废三大领域，系统推进危废治理技术改革。企业以自主研发为核心，集成低温湿式催化氧化、复合生化工艺、高效尾气净化装置及废渣资源化循环体系，突破高污染治理瓶颈。技术创新覆盖“源头减量—过程优化—末端治理—资源循环”全链条，构建智能化管理体系实现精准管控。

一、废水处理系统升级改造，向自主创新绿色转型

沧州大化对全资收购的原污水处理厂进行全面分析、多次论证，利用3个月时间，投资3516万元，完成了原废水处理系统及化工装置的技术升级改造，实现了正常生产、达标排放，解决了废水排放的“卡脖子”问题。

废水首先经过LOD装置去除90%的COD，再进入生化系统去除总氮和氨氮，

达标后排放到园区污水处理厂进一步处理，该工艺采用国内领先的 LDO 氧化技术（低温湿式催化氧化）和生化 ISBAS 工艺技术（新型悬浮生物膜和活性污泥复合工艺），这两项技术均属于专利技术，首次 TDI 废水处理工艺中使用，自动化水平高，危废产生量减少，处理后的废水指标全部达标，远低于园区排放标准。水处理系统出水指标氨氮、COD、pH 值达到地表水五类指标，污染物指标远远低于国家控制排放标准（排水指标 COD： <5 ，氨氮 <0.5 ；总氮 <15 、总磷 <0.2 ，除总氮外其他指标远超地表水 V 类质量标准经本项目标准限值），达到清洁文明生产要求。同时，吨废水处理成本由 253 元/吨，降低到 137 元/吨，降低 116 元/吨。改造后，年总成本降低 4600 万元。



图 2 控制中心

沧州大化在对废水处理系统进行全方位大面积深度改造的同时，积极推进 OA 盲盒等自动化技术手段，进一步实现了系统稳定运行，真正实现了工业废水处理与杀菌、消毒等环节“一站式”运营。

沧州大化废水处理系统从生化排泥至压滤脱水全部实现程序运行控制，得到了行业的认可，《污水处理污泥脱水自动化项目》荣获 2023 年全国石油和化工行业设备管理和技术创新成果二等奖。《一种化工企业废水废渣可循环利用的方法》入选中国企业联合会 2023 企业绿色低碳发展优秀实践案例。沧州大化“一种调质罐和废水处理系统”获得实用新型专利证书，实现技术标准化，填补了国内空白。沧州大化被授予 2023 年度河北省节水型企业。

二、尾气净化技术创新，践行绿地蓝天的环保理念

沧州大化积极践行绿地蓝天的环保理念，对现有装置深度挖潜，全面分析运行技术数据，对电解一次盐水工序的陶瓷膜酸洗酸气吸收的装置和 PC 湿气洗涤装置及系统实施研究和改进。

针对氯碱生产中的氯化氢气体外溢问题，沧州大化通过反复技术论证，研发了“陶瓷膜酸洗酸气吸收装置”，解决了现有氯化氢气体外溢造成环境污染的问题，并获得国家专利（专利号：ZL 2023 2 0727307.6）。通过电解系统陶瓷膜酸洗酸气吸收装置的改造，经过吸收后的尾气通过排放管口排出，吸收酸气后的酸水在排液管口进入水封与碱液中和后回收利用，水封槽能有效防止系统超压。进入水封管道上的放空管能够有效防止系统压力发生波动。2024 年，沧州大化加强废气全流程控制措施，多项废气污染物指标呈下降趋势，颗粒物排放同比降低 36.93%，二氧化硫排放同比降低 72.95%，氮氧化物排放同比降低 17.89%。

针对聚碳酸酯（PC）挤出工序会产生大量尾气，尾气中含有少量的水，微量的有机物蒸汽（二氯甲烷）和聚合物添加剂的问题，沧州大化通过反复技术论证，研发了“一种 PC 湿气洗涤的文丘里洗涤装置和系统”，提高了气液分布的均匀度，保证了液体雾化的质量，并获得国家专利（专利号：ZL 2023 2 0391189.6）。通过 PC 装置湿气洗涤系统改造，提高了气液分布的均匀度，保证液体雾化质量，排放气体颗粒物含量： $\leq 10\text{mg}/\text{m}^3$ ，非甲烷总烃排放浓度： $\leq 80\text{mg}/\text{m}^3$ ，二氯甲烷： $\leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，实现了物料回收，满足了尾气排放的要求。

三、废渣循环利用，实现变废为宝增收创效

沧州大化在 TDI 生产过程中产生的废渣（焦油末），自投产之日起也一直由第三方环保公司处置，收购环保公司后，沧州大化在具有 5 项发明专利、填补国内空白的基础上，又对其 TDI 工艺废渣处理装置（TDA 生产装置）进行了 50 余项升级改造。



图3 TDI 工艺废渣处理装置

沧州大化利用废渣处理装置（TDA 生产装置），把 TDI 生产过程中产生的焦油末作为生产原材料，与催化剂按比例进行混合配料，然后给设备输入一定的温度和压力，进行充分的水解反应，生成了 TDA 产品。TDA 是 TDI 重要的生产原材料，经过废渣处理后生产的 TDA 返回后，投入生产装置继续使用，大幅度降低了 TDI 产品的生产成本。在进行废渣装置升级改造中，沧州大化充分考虑了资源循环再利用问题，环环相扣，针对废渣处理过程中同步副产的焦油、有机废水和蒸汽凝液三种产品的回收问题，再次发起了再研究、再攻坚的技术改造。

将副产的焦油，通过管道送至碳酸钠锅炉装置进行焚烧，每年可产生 3.8MPa 蒸汽 15 万吨，满足了沧州大化废渣处理装置的蒸汽需要；对副产的有机废水进行回收，投用至废渣处理装置反应釜配料环节，减少了有机物料的流失，降低了新鲜水的使用量；副产的蒸汽凝液可作为废渣处理装置冬季循环水补水，减少了新鲜水的使用量。

通过对整套废渣处理装置（TDA 生产装置）的整体改造，既消除了废渣对环境的影响，又变废为宝，实现资源循环利用，提高了企业经济效益。废渣处理装置每年处理焦油末近 9600 吨，焦油末处理和送外处理对 TDI 成本影响就

达 170 元/吨，其中仅 TDA 生产装置副产的焦油焚烧，全年就可节约费用 4000 余万元。

超额完成减排指标，COD 年减排量 1.2 万吨，VOCs 减排 800 吨，相当于种植阔叶林 500 公顷。实现资源循环，废水回用率提升至 85%，废渣综合利用率达 95%。2024 年全年排放量为 149.181 万吨二氧化碳当量，较上一年度减少 22.64%；万元产值（可比价）排放强度为 3.31 吨二氧化碳当量/万元，较上一年度减少 28.35%。



图 4 沧州大化生产厂区

沧州大化绿色低碳转型实践，不仅验证了技术创新在破解环保困局中的核心作用，更展现了化工企业从“被动治污”向“主动创效”跃升的可行路径，为化工行业提供了可借鉴的实践路径。未来，沧州大化将进一步深化数字化与绿色化的技术融合，探索更多绿色低碳前沿技术，为中国化工行业实现“碳中和”目标提供更具前瞻性的解决方案。

上海化学工业区生态友好、社区共生发展模式

——上海化学工业区发展有限公司

上海化学工业区是以石油化工产品为主的国家级经济技术开发区，位于杭州湾北岸，规划面积 29.4 平方公里，建成以乙烯为龙头的循环经济产业链和化工新材料产业集群。多年综合排名居首，荣获众多国家级荣誉，是全国“高质量发展卓越化工园区”。

园区首创“五个一体化”开发理念，集中建设公用工程设施，以资源共享降低企业成本和能耗。上海化学工业区发展有限公司是园区的开发建设运营主体，33 家投资企业涵盖多个领域，探索形成一整套先进的化工园区生产性服务业配套商业模式。园区一以贯之重视产业与城市融合、园区与社区共生，积极打造绿色园区，落实“双碳”战略。聚焦重点领域，推动产业转型，深化新能源开发，推进减污降碳协同增效，高标准推动责任关怀实践，全力打造生态友好、社区共生的发展模式。

一、实施能源绿色低碳转型

园区以石化产品链为导向深化循环经济，产业关联度超 80%，清洁能源使用量占比近 90%，清洁生产执行率 100%，能耗、耗水量等指标领先全国同行业水平。园区自开发建设之初就选定了集中供热、热电联供的公用工程岛建设模式，以热定电，梯级利用。统一能源供给，提高装置效率，减少投资成本，提高企业生产竞争力。积极推行余热锅炉，余热回收总量折合 36 万吨标煤，占园区综合能耗的近 5%。

园区还在上海国际化工新材料创新中心建设综合智慧能源站，将蒸汽凝结水所含的低级热能作为“动力源”，为创新中心提供冷、热能源，对园区余热资源进行深度梯级利用。覆盖楼宇 15 栋，面积超 9 万平方。配置了国内第一套室内柜式 1MW/2MWh（磷酸铁锂）储能系统，进一步提升能源效率。能源站的建设，每年可减少创新中心耗电量 448 万 kWh，节能约 550 吨标煤，降低碳排放约 1485 吨。

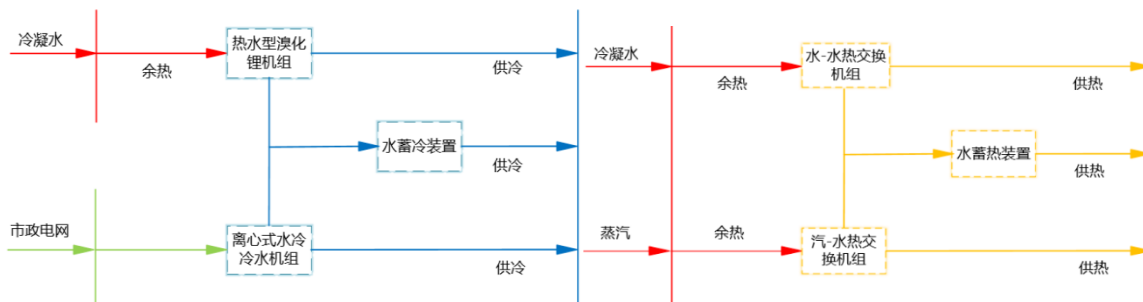


图1 创新中心综合能源站夏季（左）和冬季（右）工作方式

园区内已开发和正在开发的光伏项目总容量 72.2MW，风电项目 14.4MW，绿电容量共计 86.6MW，每年可为园区提供绿电超过 1.1 亿 kWh，全部在园区内消纳。2024 年，园区各种渠道采购绿电 9.8 亿 kWh，占园区总用电量的 13.6%。

利用丰富的化工副产氢资源，建成上海最大规模的氢能保障基地，为燃料电池汽车的示范应用提供有力保障。驿蓝能源加氢充电合建站作为全国首座具备长管拖车充装能力的加氢母站，日充氢能力达 5 吨。浦江气体公司氢气总产能达到 1.2 万标方/小时，纯度高达 99.9999%。液空申能氢能母站日充装量 12 吨，可支持 12 座加氢站的运营，每天可为 1000+辆中重型卡车加氢。

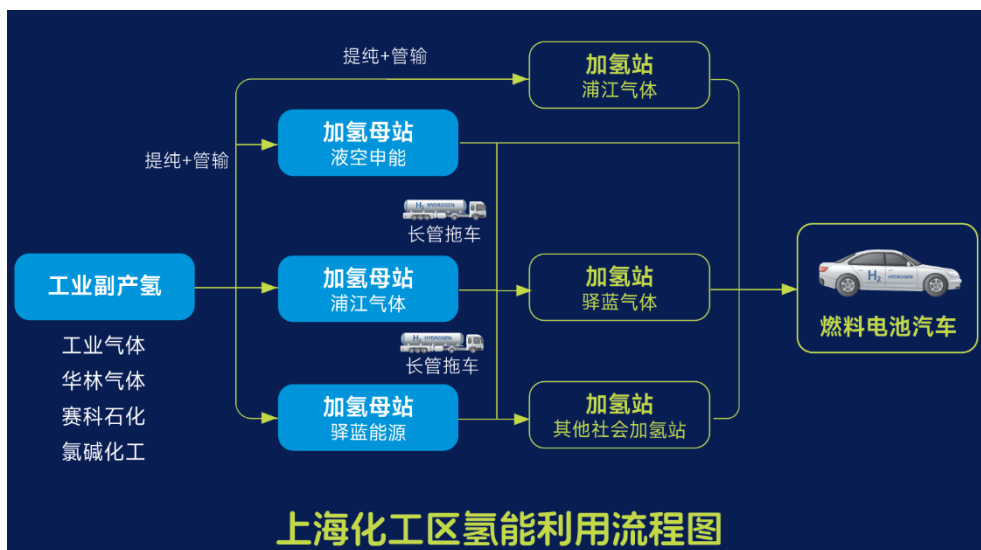


图2 上海化学工业区氢能利用流程图

园区积极探索生物质能源开发。翔威新能源年产 30 万吨生物航煤项目建成后，每年可处理 40 万吨废弃动植物油脂，减碳 93.88 万吨。相对于传统的航运燃料，华谊工业气体的年产 10 万吨绿甲醇项目整个生命周期可实现降低碳排放 67%。产品碳足迹方面，该项目产醋酸碳足迹低于行业平均值 66%，氨碳足迹低于行业平均值 63%，最终产品绿甲醇碳足迹低于行业平均值 71%。该

项目于 2025 年 9 月取得 ISCC EU 与 PLUS 全流程双认证，获得进入欧盟及全球市场的“绿色通行证”。

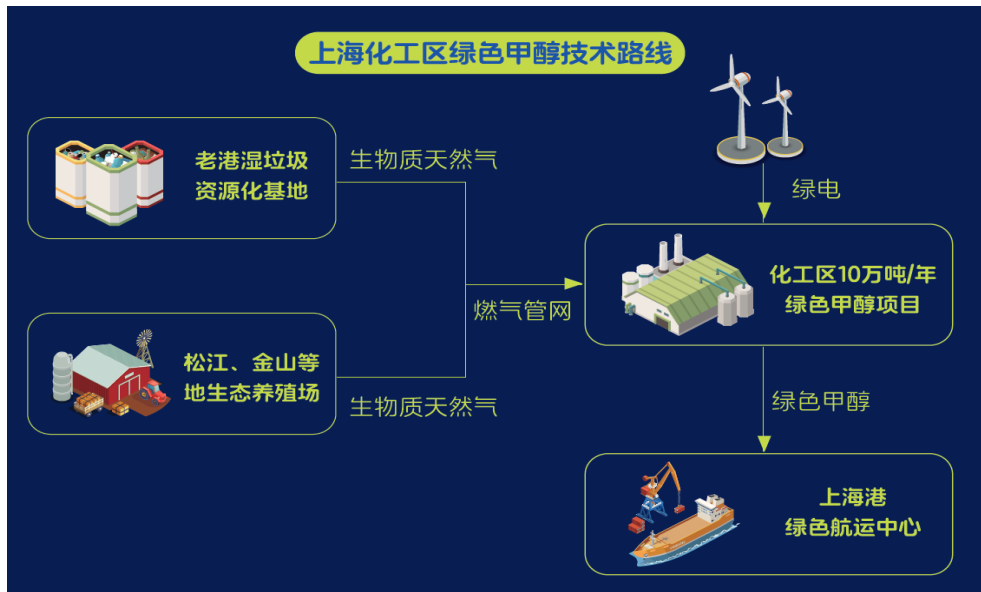


图 3 上海化学工业区绿色甲醇技术路线图

二、开展减污降碳协同创新

园区实施废水一体化处理模式，通过“分质分流配水”原则，将上游排污企业的生产废水通过“一企一管”输送至污水厂，科学配水后集中处理，污染物去除率超 90%并达标排放。据测算，若废水在各企业分散预处理，其电耗约为一体化处理的 1.5-2 倍。同时，分散处理需人为投加碳源、氮源或磷，其药耗和碳源消耗将分别大幅上升 30 倍和 40 倍。在严格执行间接排放标准的前提下，一体化处理与分散处理相比，年削减范围二碳排放约 21.9 万吨，年处理成本节约 4232 万元。

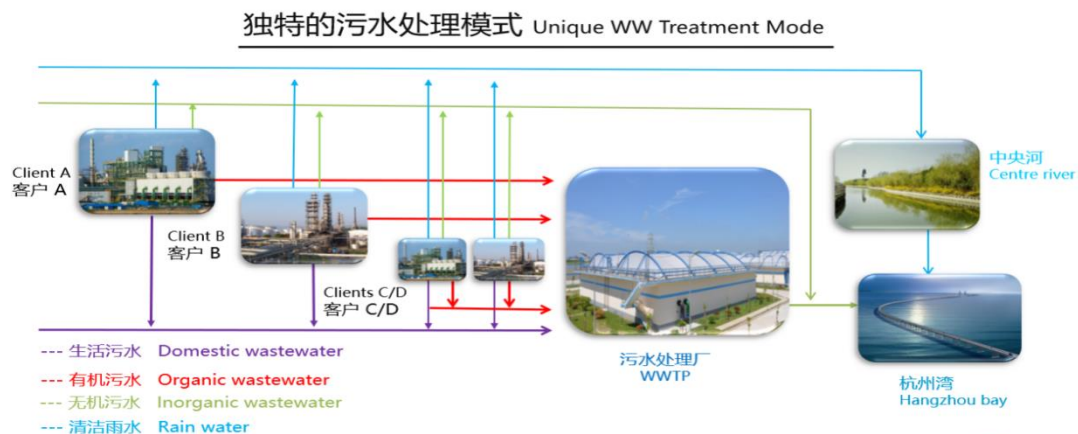


图 4 废水一体化处理模式

园区东北角建设生态湿地，对污水处理尾水深度处理，规模达 30000 吨/天。既深度净化水质，又提供丰富的绿色价值。每年可提供碳汇 2433 吨，昆虫种类超过 60 种，夏季和秋冬季鸟类种数分别达 20 种和 35 种，成为园区生物多样性最丰富的区域，同时具备景观、科普、研学等社会价值。每年 9000 吨废水污泥焚烧后产蒸汽，实现废物和能量循环。

园区 2 家危废焚烧单位实现废料协同处置，在设计之初即考虑危废处置种类和能力的结构性互补，发挥集约互补优势。通过废料源头管理提升包装规范性、减少浪费；通过智慧物流系统减少等待排队时间和运输过程碳排放；通过管输废料，将园区内 2 家企业的废液和 5 家企业的废气通过管道输送至厂区，取代车辆运输减碳；通过智慧仓储和配伍，提升废料弹性接收量和出入库自动化；通过协同配合开展柔性检维修，实现对园区废料接收影响最小化。以上各种措施，可实现年节能 7 万吨标煤，节水 19 万吨，减碳 20 万吨，效益提升约 1000 万元。

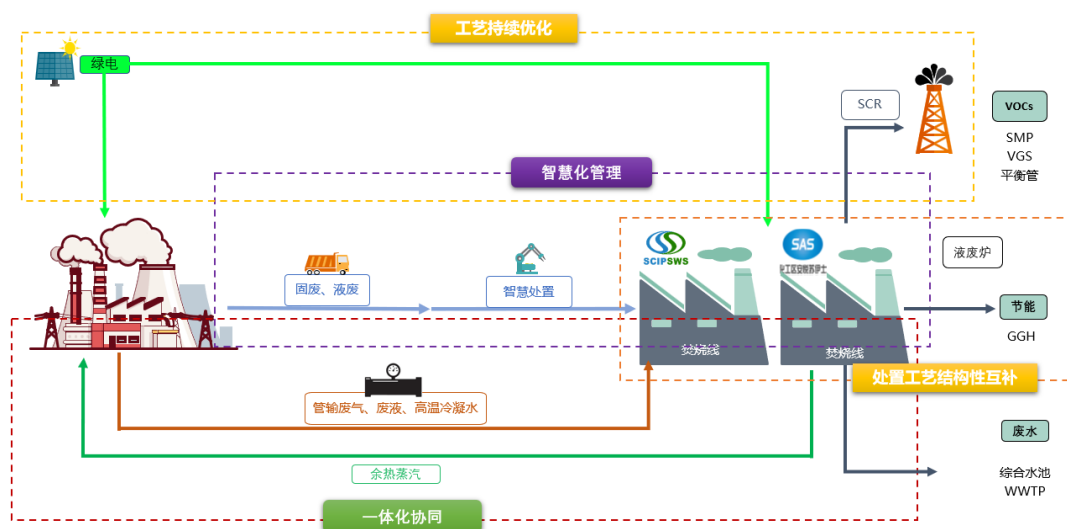


图 5 危废焚烧企业—化工区升达和化工区安悦结构性互补技术路线

索闻特公司的“废溶剂柔性耦合回收工艺”，将成熟的精馏技术、液液萃取技术，蒸发技术、渗透汽化膜等技术进行柔性组合，从“专釜专用”到“多釜多用”，提高整体效率。通过建立数学模型控制反应参数，提高溶剂回收率。基于 CCER/CDM 方法论评估，该废液回收工艺与典型危废焚烧相比，可减碳 8.6 万吨/年。基于产品碳足迹评估，溶剂上下游的循环经济产业链可减碳 4.5 万吨/年。

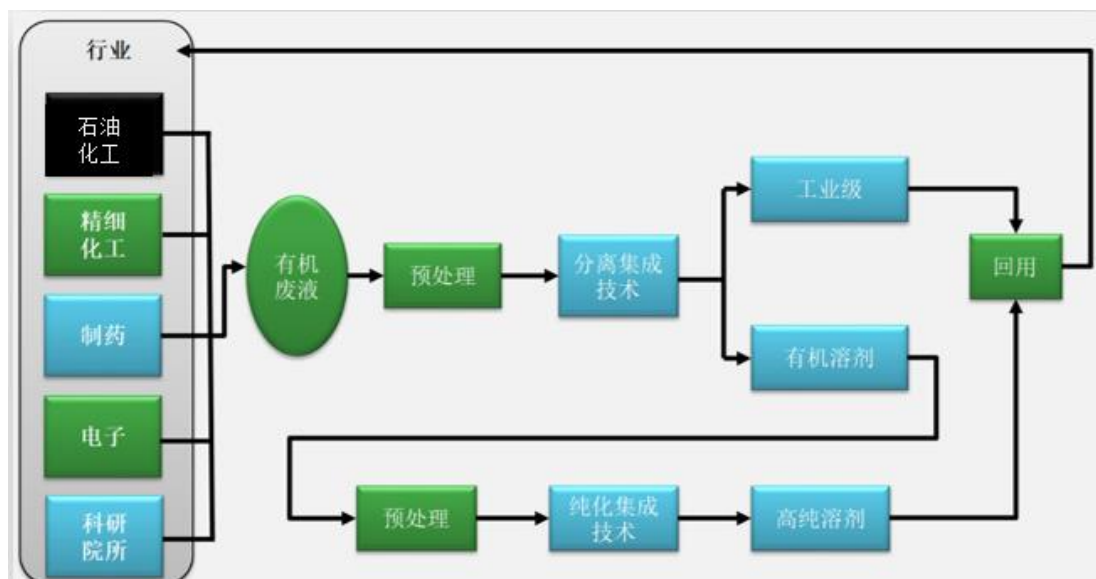


图6 有机溶剂循环利用产业链

三、构建“五位一体”责任关怀体系

上海化学工业区是国内最早一批开展责任关怀工作的园区。园区“五个一体化”开发理念紧密融合，创新提出“政府引导、企业主体、协会推进、职工参与、社区共建”的“五位一体”工作模式，形成园区、企业与周边居民和谐发展、成果共享的可持续发展格局。从安全应急、生态保护、健康园区、团标管理、社区共建、职工关怀、科普宣教等多个维度实施责任关怀。

社区共建方面，以结对帮扶为纽带，强化区地联动，厚植邻里情谊，为周边村居发展注入动力。组织节日慰问、老人关怀、爱心结对助医等活动，爱心助医资助金山区漕泾镇 1100 人，覆盖 14 个村居委，资助奉贤区柘林镇 1100 人，覆盖 25 个村居委，助医金额 137.59 万元。常态化开展“公众开放日”，组织和接待 22 批次 1189 人次参观园区。大中专院校研学活动，拓宽学生视野，激发学生对化工、科技、环保和工业发展的浓厚兴趣。推出“绿色化工 100 分”精品工业旅游路线，接待 15 批次 686 人次。

关爱职工方面，推进“夏送清凉驱暑意，冬送温暖御寒冬”帮困送温暖行动，在节庆值班、高温酷暑时开展关怀慰问，向劳模工匠、困难职工开展祝福慰问。成立“上海化工区反诈联盟”，156 位区内企业志愿者积极响应，走进科思创、华谊新材料、中法水务等企业开展反诈主题宣传。打造特色鲜明的职工文化品牌，持续开展各类文化活动。



图7 开展人才保障性住房主题座谈会



图8 上海化工区第六届运动会

科普宣教方面，精心组织策划“SCIP·名家讲坛”系列活动，为广大干部职工强化理论武装、开阔视野格局创造条件，激发园区干事创业的内生动力。目前已邀请包括黄奇帆、葛剑雄、樊纲、赵玉平、金一南、金灿荣、单霁翔等名家名师开展讲座。



图9 “SCIP·名家讲坛”系列学习活动

定期发布责任关怀报告。除以园区为单位每年发布外，还有12家企业定期发布责任关怀报告，全方位提升园区软实力和认可度。

氢能高速走廊建设模式

——中国石化销售股份有限公司

中国石化销售股份有限公司与中国石化集团公司油品销售事业部两块牌子、一套人马、合署办公，是中国最大的成品油经销商，拥有全球第二大的加油站网络和中国最大的自营便利店零售网络。下设 31 家省市石油分公司、5 家大区公司、香港公司、燃料油公司、易捷公司以及下属 1700 余家参控股单位。业务范围涵盖成品油、燃料油、天然气的购进、储运和销售，易捷非油品以及氢能、光伏、充换电等新能源拓展业务。年油气经营当量超 2 亿吨，营业收入超 1.7 万亿，在营加油站超 3 万座。截至 2025 年 9 月，累计建成加氢站 140 余座，成为全球建设和运营加氢站最多的企业。

中国石化积极响应国务院国资委“氢能高速”倡议，制定了“三轴四区 N 线”氢能走廊规划，联合氢能产业链企业，推动燃料电池汽车的规模化应用。截至 2025 年 9 月，中国石化销售公司打通了**长江沿线、西部陆海新通道、京沪、成渝万、京津、沪嘉甬、济青、汉宜**八条氢能高速走廊，初步形成“三大五小”氢能交通走廊格局。中国石化在八条氢能高速走廊上累计建设加氢站 50 余座，供氢中心 7 座，进一步完善了氢能产供储销网络；推广常态化运营的氢能车辆 500 余辆，年减排二氧化碳 1 万吨左右，直接带动 15 亿元以上的产业投资规模，形成一定的规模化效应。氢能高速走廊的打通，充分释放了氢能车辆的长途重载优势，提升了氢能产业链的信心，进一步促进我国氢能产业的高质量发展。

氢能走廊远景规划示意图

联通氢能高速，构建氢能走廊，
形成综合性、规模化的氢能交通示范工程

两纵：贯穿南北
四横：联通东西

图例

 已规划三个轴线
 西部入海新通道氢能走廊示意图
 已实现氢产业走廊

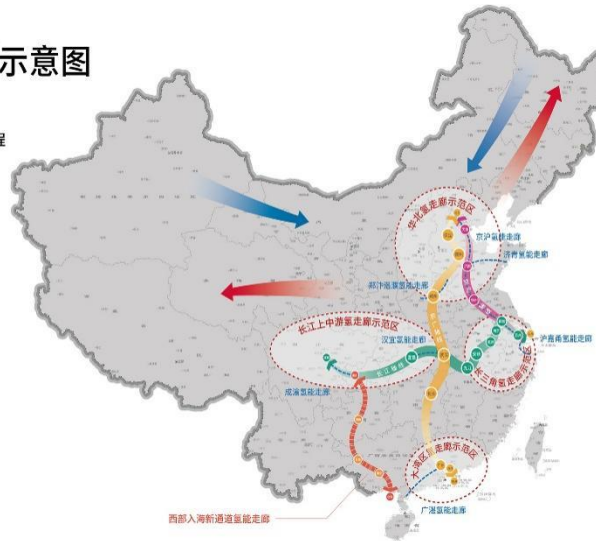


图1 中国石化氢能高速走廊远景规划

一、主要做法

氢能高速走廊是以建设国家氢能交通大动脉为依托，旨在贯通氢能制备、储运、综合加注、科技研发、系统性服务等产业环节，联通氢燃料电池汽车示范应用城市群等重点区域的产业链走廊。中国石化凭借上下游一体化产业优势，在基础设施建设和应用场景构筑两方面同时发力，构筑氢能高速走廊。

基础设施建设方面，结合现有的加油站网络布局建设加氢站，依托炼化企业的副产氢资源建立供氢中心，扎实构筑氢能供给体系，持续布局完善上下游供给设施，在氢能高速走廊上累计建设加氢站50余座，供氢中心7座，较好地保障了各条氢能高速走廊的资源加注需求。

应用场景构筑方面，借助示范城市群的应用场景和政策条件，积极开发内外部氢能应用场景。中国石化企业内部优先尝试通勤大巴、叉车、重卡等场景使用燃料电池汽车，并不断优化应用范围和力度。积极引导与中国石化合作的供应商、承运商、客户等开展氢燃料电池汽车应用，通过招标时增加氢燃料电池汽车应用的准入条件、限定氢气加注价格、运输份额倾斜、优先装车或通行、协助获得政府运营补贴等措施，提高合作企业改用燃料电池汽车积极性。外部场景方面，中国石化联合政府部门、整车企业、氢燃料电池系统企业、大型物流企业、运输需求较大的钢铁基地、矿区等，探索可推广、可持续的商业模式。通过内外部的示范推广，已累计推广常态化运营氢能车500余辆。

典型案例一：2024 年 4 月，中国石化成功打通全国乃至世界最长的氢能走廊——京沪氢能走廊，这条走廊连接了北京、河北、上海三个国家级氢能示范城市群和山东“氢进万家”示范工程，是我国氢能车辆首次大范围、长距离、跨区域的实际运输测试，被 CCTV1 新闻联播、CCTV13 等多家媒体报道，也获得了国资委等各级领导的肯定，扩大了氢能产业的影响。



图 2 京沪氢能走廊探路活动—氢能车辆行驶在高速上



图 3 京沪氢能走廊探路活动—中国石化苏州朝阳综合能源站

典型案例二：2025 年 4 月，我国首条跨区域氢能重卡干线西部陆海新通道氢能走廊正式贯通，中国石化紧密配合重庆、广西、贵州三省市政府按照“先满足基本需求、后加密稳定运营”的思路规划西部陆海新通道氢能走廊 10 座加氢站，一期用不到 100 天的时间建成并投营 4 座加氢站。这条氢能走廊始

于重庆，最终抵达广西钦州港，全程约 1150 公里，将带动重庆、贵州、广西周边中短途支线物流应用场景，是我国西部地区氢能产业发展迈出的重要一步，活动获得 CCTV1 新闻联播、CCTV13 等多家媒体报道。



图 4 西部陆海新通道氢能走廊贯通活动—中国石化重庆赶水综合能源站

典型案例三：2025 年 9 月，中国石化组织开展长江沿线氢能走廊探路活动，3 台不同型号的氢能物流车从上海出发，沿长江而上，经过沪苏皖赣鄂 5 省市到达湖北省宜昌，全程约 1500 公里，沿途在 6 座中国石化加氢站进行加氢补能。这是中国石化继打通京沪、西部陆海新通道氢走廊后，又一次完成不同型号氢能物流车长距离、跨区域的实际运输测试，为长江经济带沿线中短途物流、区域间物资运输等场景提供氢能应用范本。



图 5 长江沿线氢能走廊探路活动—中国石化九江城西港综合能源站

二、实施成果与社会效益

氢能高速走廊尤其是长江沿线、西部陆海新通道、京沪氢能高速走廊的打通，充分释放了氢能车辆的长途重载优势，引导了更多氢能车辆“能上高速”“敢上高速”“愿上高速”，提升了氢能产业链的信心，为国家层面其他氢能高速走廊的建设提供了借鉴，对于山东、四川、湖北、吉林、陕西等各地政府制定氢能高速的优惠通行政策具有重要的参考意义，有力地支持了氢能应用的推广，相关活动被央视、新华社等多家媒体报道，具有较好示范和实践意义。八条氢能走廊的打通，直接带动 15 亿元以上的产业投资规模，年减排二氧化碳 1 万吨左右，产生了良好的经济效益与环境效益。

三、挑战与解决方案

与传统的电动车相比，氢能车辆补能速度快、在长途重载上具有优势，但多年来受限于加氢站网络和续航能力，整体上“不敢上高速”“不愿上高速”。

中国石化加快加氢站网络建设，缩短氢能车辆加氢距离，推动多元化供氢模式建设，完善氢能产供储销网络；依托研究院、高校加快氢能科技攻关和产业转化，实现关键设备国产化的同时，提高加氢速率和降低加氢成本；与头部主机厂合作，优选行驶里程长、百公里耗氢量少、可长时间高速运行的氢能车辆参与氢能高速走廊的建设和常态化运行；加大内外部企业的合作，打造绿色运输场景，促进氢能产业规模化发展。

四、经验总结与推广价值

当前我国氢能发展进入快车道，政府层面各类支持政策频出。氢能车辆尤其是氢能重卡保持高速增长，核心部件燃料电池成本快速下降，加氢站网络建设初具雏形，以副产氢和绿氢为代表的氢源快速发展，广东、山东、浙江、湖北、重庆等各地政府已提出打造氢能走廊，推动氢能车辆免除高速费、氢能车辆优先通行以赋予其更高的路权，加上部分企业为追求产品的碳足迹和满足减碳需求，大力推广氢能车辆的运输。“车、站、氢、路、货”五个维度已经满足打通氢能高速走廊的初步条件，中国石化愿与社会各界一起努力建设氢能高速走廊，引领、推动、支持和服务国家现代氢能产业链高质量发展。

传统能源服务企业“双化协同”绿色转型模式

——中海油能源发展股份有限公司

中海油能源发展股份有限公司（简称：海油发展）是中国海洋石油集团有限公司控股的上市公司，总部位于北京，主要围绕海洋石油生产环节，为海上油气资源的稳产增产提供技术及装备保障服务，并持续拓展陆上非常规油气田技术服务业务，同时通过物流、销售、配餐等能源物流服务提供全方位综合性生产及销售支持。海油发展牢固树立绿色低碳发展理念，积极把握绿色转型大势，锚定“双碳”目标，通过“产业低碳化、低碳产业化”协同发展，致力于成为海洋石油行业发展绿色产业和数字化、智能化建设的生力军和主力军。

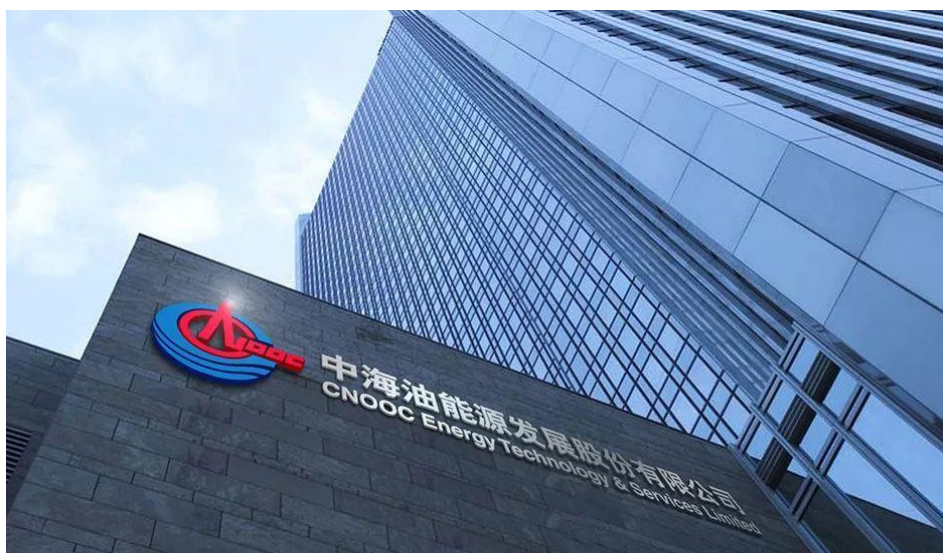


图1 海油发展

一、战略引领，构建双化协同顶层设计

践行绿色发展理念是建设美丽中国的必然要求，更是公司业务增长的基石。海油发展将绿色发展理念融入公司血脉，定下“加快做优绿色低碳产业，争当服务“双碳”行动的主力军”的战略定位，通过发布《节能低碳“十四五”专项规划》《绿色低碳产业转型实施方案》等一系列专项规划与行动方案，明确“产业低碳化”与“低碳产业化”的路径与目标，推动新理念、新技术、新模式及新业态在现有产业体系广泛嵌入并深化应用，构建以技术创新、应用创新、模式创新为内核并相互融合的绿色低碳产业体系和清洁能源技术服务体

系，提供绿色低碳高品质服务，努力打造世界一流的低碳管理能力和低碳产业竞争力，有力支撑公司绿色低碳高质量发展。

二、产业低碳化，筑牢绿色转型根基

海油发展稳妥有序推动“双碳”工作，以“产业低碳化”为抓手，推动公司全面绿色转型。一是加强统筹协调管理推动。在建设项目设计阶段严格落实环保节能低碳“三同时”要求，强化源头管控。将环保节能低碳纳入所属单位生产经营业绩考核，构建差异化考核体系，组织季度协调会，分析预警年度指标完成情况。建立生态环境风险隐患排查与会商机制，常态化识别研判各类生态环境风险，实施重点排污单位监督性监测、环保设施设备运行效果评估，深入开展各类环保督查检查，持续提升环保合规管理，强化绿色发展根基。

二是大力实施节能降碳改造。“十四五”期间，公司累计实施节能降碳技改项目 84 个，实现节能量 10504 吨标煤，减碳量 119938 吨二氧化碳。通过推进用能端设备电气化改造，新能源非道路移动机械占比提升至 40%。遵循“应建尽建、能建必建”原则，推动可再生能源利用，截至“十四五”末，公司建成分布式光伏项目 15 个，总装机容量超 10 兆瓦，绿电替代比例达 20%。公司纵深推进数智赋能转型，2023 年建成我国首艘智能 FPSO“海洋石油 123”，并获评“2023 年度智能制造优秀场景”。2024 年建成我国首个海洋油气全生命周期智能装备制造基地，通过实时数据监测与智能控制，大幅提升了能源管理效率和利用水平。



图 2 “海洋石油 123” FPSO

三是建设绿色低碳标杆示范。“十四五”期间，公司连续五年在北京市重点用能单位节能评价考核中获评“优秀”等级，累计 3 家所属单位被纳入地方生态环境监督执法正面清单企业、2 家所属单位被列入环境绿牌企业、1 家所属单位获评国家级绿色工厂、2 家所属单位获评省级绿色工厂、3 家所属单位获评石化行业绿色工厂，获得 2023 年万得 A 股最佳实践奖（环境）、2023-2024 年度上交所信息披露工作最高评级 A 级、中国证券报 2024 年度金牛奖最具投资价值奖、中国上市公司协会 2024 年度上市公司可持续发展最佳实践案例、中诚信绿金与凤凰卫视《A 股上市公司 ESG 评级百强榜单》位列第 46 位。

三、低碳产业化，培育绿色新质生产力

海油发展聚焦主责主业，以“低碳产业化”为目标，持续优化调整产业结构，将低碳环保与数字化产业作为公司调整优化后的三大产业之一，加快培育绿色低碳新质生产力。一是积极塑造新能源业务。海油发展于 2021 年 1 月成立清洁能源公司，前瞻布局海上风电、光伏、储能、氢能等新能源领域，加大关键装备资源投入，从资源获取到运维服务，从新技术的研究到新装备的投入，公司新能源产业发展步入快车道，先后完成公司首个兆瓦级分布式光伏项目投用、首个海上风电风机安装、“海油观澜号”风电平台并网调试、粤西首个大容量集中式储能电站并网投运、中国海油首个依托在役生产设施建设的“捕碳、储碳、运碳、用碳”四碳一体的二氧化碳回收利用 EPC 项目、全球首台套兆瓦级电解海水制氢装置试运行、首批高速风电运维船“海洋石油 511”和“海洋石油 512”交付投用、海洋装备智能制造基地 5.5 兆瓦光伏并网等多项示范工程，形成“技术+产品/装备+服务”的一体化解决方案能力。



图 3 海油发展天津海洋装备智能制造基地屋顶 5.5 兆瓦分布式光伏项目

二是大力发展 LNG 一体化服务。公司拥有全球最大的 LNG 运输加注船“海洋石油 301”和我国首艘“江海全域”“冬夏全季”LNG 运输加注船“海洋石油 302”，累计实现 LNG 加注 68 次，加注量超 41.34 万方，为建设珠三角、长三角国际 LNG 加注中心作出重要贡献。



图 4 “海洋石油 301” LNG 运输加注船

三是扎实推进碳资产管理。公司在以履约和资产保值为主要目标的传统碳资产管理模式基础上，聚焦“双碳”新形势下企业降碳的迫切需求，以“碳识别”为基础、“碳减排”为路径、“碳开发”为驱动、“碳交易”为支撑、“碳金融”为突破，创新构建以合规经营和“以绿生绿”为目标、持续循环推进企业降碳的全方位碳资产管理服务模式。2024 年公司先后完成全国首单和中国海油 CCER 碳资产的历史最大单笔交易，交易量总计 104 万吨 CCER。公司珠海管道一期光伏发电项目于 2024 年 6 月获得广东省生态环境厅核证减排量备案，成为中国海油首个获得核证减排量签发的碳普惠项目，预计年均可开发碳减排量约 800 吨。公司深入开展国内外自愿减排机制与方法学研究，参与编制冷能空分、甲烷回收利用、并网海上风力发电、二氧化碳封存、氧化亚氮减排等多项 CCER 方法学。其中并网海上风力发电方法学成为国家首批发布的 4 项方法学之一，为中国海油和各类社会主体开发自愿减排项目奠定基础。



图5 海油发展 CCER 交易签约仪式

展望未来，中海油能源发展股份有限公司将继续坚定不移地践行“绿水青山就是金山银山”理念，以“产业低碳化、低碳产业化”双轮驱动，将绿色低碳打造成公司高质量发展的鲜明底色和核心竞争力，努力探索并输出更多可复制、可推广的“海油方案”与“海油经验”，积极履行央企责任担当，争当推动海洋石油行业全面绿色转型的践行者、引领者，为建设人与自然和谐共生的美丽中国贡献更大力量。

以科技创新助推节能降碳绿色转型实践

——宁波镇海炼化利安德化学有限公司

宁波镇海炼化利安德化学有限公司（简称“镇利化学”），成立于 2007 年 1 月，是由中国石油化工股份有限公司与利安德中国控股有限公司共同投资组建的中外合作企业。公司现有 28.5/62 万吨/年环氧丙烷/苯乙烯(PO/SM)装置和 65 万吨/年乙苯(EB)装置均为世界最大规模同类装置之一，产品广泛应用于汽车、家电、建筑、日用、医药、包装等领域。

公司秉承可持续发展理念，采用世界先进的工艺技术、高端的装备和先进的控制系统，并追求与国际接轨的管理模式进行设计、建设和运营，最大限度致力于安稳运行、环保运行，积极为当地经济、社会的和谐发展做出贡献。先后获得了国家绿色工厂、浙江省绿色企业、浙江省安全文化示范企业等称号。



在全球化竞争日益激烈、国家“双碳”目标深入推进的大背景下，企业的高质量发展不再仅仅局限于经济指标的增长，更深刻地体现在其产业结构、资源利用、减污降碳等综合能力上。公司深刻洞察这一趋势，秉持“创新、协调、绿色、开放、共享”的新发展理念，开展了一系列卓有成效的实践，在多个关键领域取得了显著成果，走出了一条通过科技创新，实现节能降碳减排的可持续发展之路。

一、聚焦本质安全与效率，驱动产业结构优化升级

运输环节的安全性及稳定性，是化工企业生命线与核心竞争力的重要

组成部分。过去，公司的核心产品环氧丙烷主要依赖公路运输，不仅面临着道路交通带来的潜在安全风险、运输效率受天气和路况制约等问题，而且在装卸车过程中不可避免的挥发性有机物（VOCs）排放，也对周边环境产生一定影响。

为从根本上破解这一难题，公司以前瞻性的战略眼光，依托宁波石化经济技术开发区产业链路优势，投资 2950 万元，建设环氧丙烷专用输送管道。管道于 2022 年 12 月投入运行，截至 2024 年底，该管道已累计安全输送环氧丙烷产品达 7.2 万吨。产品管输彻底规避了道路运输风险，实现了全天候、稳定可靠的连续输送，极大保障了产品供应链的韧性与安全。通过密闭管道输送，直接从源头削减了装车过程中 VOCs 的无组织排放。经核算，累计减少 VOCs 排放高达 216 吨，对改善区域空气质量做出了实质性贡献。同时，管道运输相比公路运输，单位运输成本显著降低。仅 2024 年度，因管输替代而实现的直接经济效益就高达 795 万元，持续为公司创造长期价值。



二、深挖内部潜能，实现资源节约集约利用

资源能源的高效利用是企业降本增效、实现内涵式增长的关键路径。公司注重生产全流程的能耗诊断，积极寻找并挖掘那些被忽视的“能量富矿”。

2022 年，公司投资 90 万元实施了化验室新风设施节能项目。该项目创造性地将原本废弃的工艺凝液余热进行回收，通过建立一套高效的热交换系统，替代了化验室原先完全依赖电力的供风模式。这一举措看似不大，却精准地体

现了“循环经济”和“能源梯级利用”的先进理念。它将高品位能源用于核心工艺过程，而将其中产生的低品位余热用于建筑供能，实现了“高能高用，低能低用”，最大限度地提高了全厂能源利用效率。项目投用后，年节约电费高达 42.45 万元，投资回收期远低于行业平均水平。



三、坚持科技创新，深入实施绿色制造

绿色制造是制造业转型升级的必由之路。公司积极投身于行业绿色标准的构建与前沿环保新技术的研发，争做行业的引领者。

公司凭借在环氧丙烷领域深厚的技术积累和严格的质量管控经验，主动承担了《工业用环氧丙烷》国家标准的修订工作。通过标准修订，公司将更环保、更安全、更高效的绿色生产理念和质量要求融入国家标准，推动了整个环氧丙烷产业链的技术进步和产品质量的全面提升。

公司积极响应《浙江省臭氧污染防治攻坚三年行动方案》，以大气污染防治绩效 A 级企业为目标，全面开展了 VOCs 综合整治提升行动。例如，对全厂的污水收集与处理设施进行密闭化改造，并对收集的废气采用高效处理技术进行回收净化；对原有废气处理设施进行技术升级，优化催化剂配方和装填工艺，大幅提升了 VOCs 的去除效率。这一系列组合拳，使得公司的大气污染治理水平实现了质的飞跃，整体的大气污染防治绩效得到显著提升，为企业在新时期的发展赢得了更大的环境容量和政策空间。

同时，公司聚焦生产过程中的难点和痛点，开展科研和技术攻关，实现废物回收和循环利用。PO/SM 装置产生的废碱液中含有贵金属钼，处置后直接排

放不仅造成资源的浪费，重金属也对环境构成潜在威胁。公司组建了专项技术攻关团队，经过反复试验与研究，成功开发出了具有完全自主知识产权的钼回收技术，返回生产厂家实现变废为宝循环利用。2024年7月，公司投资2300万元建成了基于该技术的回收设施并投入运行，投产仅一年时间，已成功回收钼盐产品达343吨，创造直接经济效益约3000万元。这一成果生动诠释了“变废为宝”的循环经济内涵，在减少污染物排放的同时，实现了稀缺战略资源的高效循环利用，形成了极具竞争力的技术优势和经济效益。

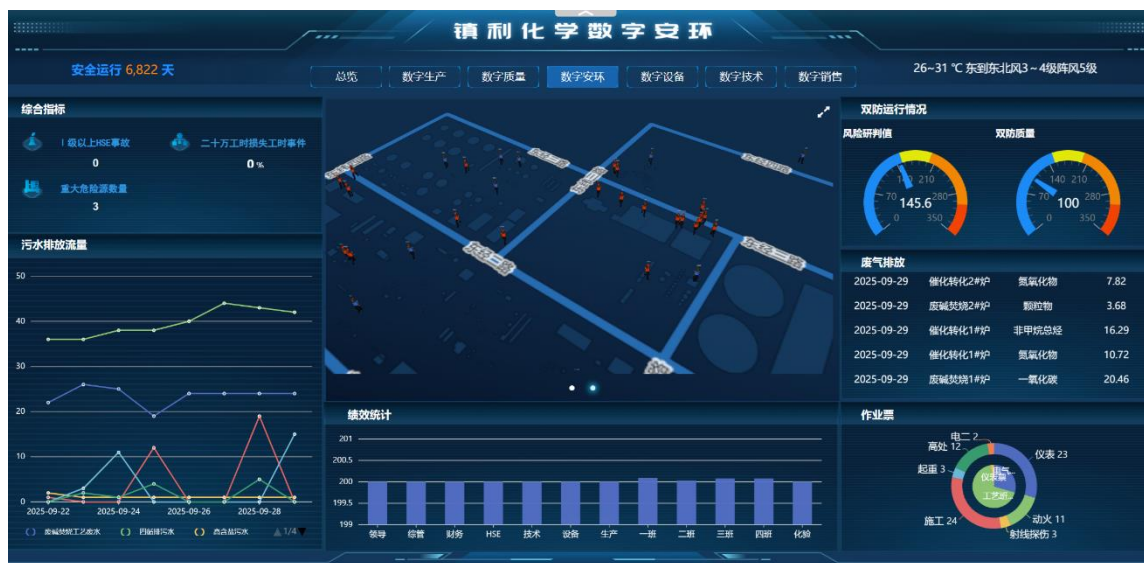


四、拥抱数字浪潮，赋能生产提质增效

数字化转型是提升现代企业核心竞争力的关键引擎。公司大力推进智能制造，通过“数字化车间”建设，对传统生产管理模式进行了全方位、全角度的重塑。

公司将生产设备控制系统、环保在线监测系统、安全仪表系统等智能生产设备，基于PO/SM装置、EB装置和罐区三大装置系统，集成ERP系统、MES系统、LIMS系统、数字地图等40多套业务系统，实现制造系统的工艺流程精益化、生产过程自动化、信息传输数字化、经营决策透明化、安全管控智能化，以智能制造赋能制造业提质升级。

2025年1月，公司通过浙江省经信厅认证，获得“2024年浙江省数字化车间”称号。

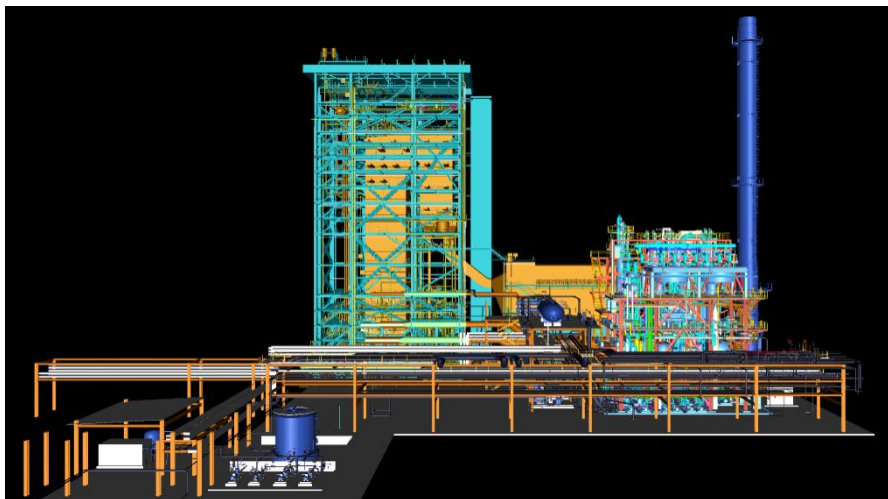


五、通过技术改造和创新，持续推进减污降碳工作

在“双碳”战略目标下，减污与降碳的协同增效成为企业可持续发展的核心议题。2023年，公司启动了具有战略意义的焚烧炉技术改造项目。

该项目摒弃了传统的单一处理模式，创新性地采用“浓缩+焚烧+余热回收”的组合工艺来处理高浓度的废碱液。该技术首先对废碱液进行预浓缩，降低后续焚烧环节的能耗；浓缩后的废碱液进入一体式焚烧炉彻底分解有机物，焚烧产生热量进行回收产出约90t/h高品位蒸汽，实现节能降碳减污目标。

该项目预计于2025年底建成投用。据测算，项目实施后，每年可减少危废处置量21.6万吨，二氧化碳排放当量约7万吨；通过焚烧炉自产蒸汽，预计每年可降低运行成本约4000万元。这一项目是公司践行“减污降碳协同增效”理念的标杆工程，充分展示了环境保护与经济发展相互促进、和谐统一。



“一体式焚烧炉”三维模型

六、追求卓越绩效，模范履行社会责任

公司的长远发展根植于社会，积极履行社会责任是企业义不容辞的使命。我们始终将绿色、安全、健康作为企业文化的基石和管理的核心。

2020年，公司凭借在全生命周期绿色管理、能源资源投入、环境排放等方面的优异表现，被国家工信部授予“国家级绿色工厂”称号，这标志着公司的绿色制造体系达到了国内先进水平。在安全方面，公司持续构建以基于风险管理为核心的主动型安全文化体系，分别于2018年和2021年两次荣获“浙江省安全文化建设示范企业”称号，公司正以更高的标准，积极争创“国家级安全文化示范企业”，旨在通过持续提升HSE管理水平，打造本质安全型企业，为员工创造更安全的工作环境，为社会承担更广泛的企业责任。

公司通过一系列绿色转型实践，显著提升了自身的核心竞争力、抗风险能力和盈利能力，为区域经济的绿色低碳高质量发展贡献了积极力量，生动演绎了现代化企业在新时代背景下的使命与担当。展望未来，公司将坚持既定战略方向，持续创新，追求卓越，向着更高质量、更有效率、更可持续的目标稳步迈进。

涂料化工企业绿色低碳转型范式

——中海油常州涂料化工研究院有限公司

中海油常州涂料化工研究院有限公司（以下简称“常州院”或“公司”）是中国海洋石油集团有限公司旗下中海油能源发展股份有限公司（以下简称“海油发展”）的全资子公司，是海油发展低碳环保与数字化产业的重要组成部分，是一家集“研发+生产+销售+服务+培训+标准”于一体的涂料行业多元化企业。多年来，常州院累计承担 863、国家攻关项目近 50 项；取得 600 余项技术成果，其中包括国家科技发明、科技进步奖 24 项，省部级科技发明奖和进步奖 50 余项，以及省部级其他奖项 70 多项；主导制定了涂料和颜料领域相关国家标准和行业标准 263 项、国际标准 4 项，为我国涂料和颜料行业的技术进步作出了突出贡献。

党的十八大以来，生态文明建设被提到前所未有的高度，习近平总书记“绿水青山就是金山银山”的生态文明思想深刻重塑了经济发展与环境保护的关系。在地方层面，2019 年，江苏省响水市“3·21”爆炸事故发生后，省生态环境厅发布了一系列切实加强危险废物污染防治的指导文件。面对涂料行业环保政策趋严、市场需求升级与技术革命加速的形势，常州院作为我国涂料新材料技术创新的重要策源地，聚焦“碳达峰、碳中和”目标，以所属涂料产业化基地（中海油常州环保涂料有限公司）为落足点，开展了一系列创新举措。利用五年时间向“绿”而行，久久为功，最终成功通过智能制造成熟度三级评估认证，获评国家级绿色工厂、国家级专精特新“小巨人”企业、中国海油 2022 年度数字化转型优秀成果奖、中国节能协会 I 类三星“零碳工厂”等多项荣誉，为传统化工行业提供了从“被动求生”到“主动领跑”的鲜活样本和可复制的绿色低碳转型实践范式。



图 1 产业化基地俯瞰图

一、战略引领：顶层设计驱动绿色转型

在国家“双碳”战略指引下，常州院依据《绿色工厂评价指南》和《零碳工厂认证规范》，梳理国内外标杆企业案例，识别自身在能耗、碳排放、工艺等方面的差距，对标国际企业碳中和技术路径，明确“技术替代+能源转型”双主线战略。公司围绕“绿色引领、创新驱动、数字赋能、全员参与”的原则，编制绿色低碳转型路线图，明确具体实施方向。

二、绿色革新：靶向施策深化工业治污

工业污水零排放体系构建。建设“超滤反渗透+MVR 蒸发”深度处理系统，对污水处理站出水进行二次处理，实现生产废水零排放。反渗透产水回用于生产循环冷却系统，浓水经蒸发结晶后形成盐渣（年产生量约 50 吨）作为危废合规处置。配套加药、清洗及在线监测系统，确保水质稳定达标。2022 年系统投运以来，生产废水回用率达 100%，年节水量达 15 万吨，减少 COD 排放 50 吨。

管网与排口规范化改造。将原有地下暗管改造为全长 2.3 公里的不锈钢明管，配套防腐防渗沟渠和实时监测点，杜绝泄漏风险。同步整治雨水排口，定期清理管网淤泥，实现雨污分流精准管控。2023 年通过常州市化工重点监测点认定，成为区域环保标杆。

三、创新驱动：技术赋能体系重构绿色制造

技术研发绿色化。面对传统溶剂型涂料 VOCs 含量高、能耗大、政策限制及市场淘汰风险，常州院深入解读政策要求，严守底线红线，通过技术创新，重点开发低污染、高性能的替代产品，持续优化生产工艺。依托国家涂料工程技术研究中心，成功研发 CTR-6054 水性聚氨酯涂料，其 VOCs 含量从 420g/L 降至 120g/L（低于国家标准 30%）。该产品在通过性能验证后，于 2022 年实现产业化，年产能 5000 吨，广泛应用于中国海油海上平台防腐工程，客户反馈维护周期由原来的 5 年延长至 8 年。



图 2 智能工厂柔性线上的“阿沃德”涂料

生产过程无害化。以绿色发展理念为引领，常州院持续开展研发创新，积极替代有毒有害原料，目前常州院绿色物料使用率已达 47.33%，高于行业优秀值。同时，定期实施清洁生产审核，持续改进工艺设计、使用清洁能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、强化管理与资源综合利用，从源头削减污染，提高能源资源利用效率，降低对人类健康和环境的危害。

四、风险治理：全域防控驱动绿色发展

VOCs 综合治理与监测能力提升。升级 RTO 焚烧炉及沸石转轮系统，废气

处理效率提升至 98%，年减排 VOCs 达 120 吨。安装配备气相色谱模块的新型 VOCs 在线监测设备，数据实时联网上传至生态环境局。2024 年完成 1200 个密封点的 LDAR 检测与修复，泄漏率控制在 0.05% 以下。

危废全生命周期管理。新建 600 m² 标准化甲类危废仓库，采用分区贮存、电子标签及智能称重系统，年均规范化处置危废 509 吨（含废包装桶 1.4 万只），实现焚烧类与资源化类危废 100% 合规转移。2023 年通过《危险废物识别标志设置技术规范》验收，获评常州市危废管理示范单位。



图 3 危废仓库改造

土壤地下水保护与应急管理。建立 24 个土壤监测点和 13 个地下水监测井，每年开展 4 次水质检测，数据异常即时溯源。2024 年完成防腐涂料车间防渗层改造，阻隔风险面积达 2000 m²。修订突发环境事件应急预案，组织危废泄漏、反应釜爆聚等专项演练，应急物资储备覆盖率达 100%。

五、智造引擎：系统变革驱动工业碳中和

生产管理智能提升。2021 年，常州院投资建设防腐涂料智能工厂示范工程，完成 MES（生产精准执行）/WMS（仓储管理）系统、示范生产线、控制中心、数据中心及网络安全管控等建设。该项目作为国务院国资委对中国海油六

项数字化转型示范场景之一，顺利通过国资委验收，大幅提升了生产本质安全环保能力、产品品控能力、能碳管控能力、协同运营能力、全要素生产力，生产效率提升 2 倍，人员减少 50%。显著提升了企业的管理水平和经济效益，也为涂料行业数字化、绿色化转型提供了可借鉴的范例。



图 4 智能工厂批量线

能碳管理平台搭建及环保设施智能化改造。依托中国海油数字化平台，构建了环保信息监控平台、能源管理平台等在线系统，实现环保节能数据的可视化。2024 年建成能源与碳智能管理平台，实现能耗数据实时采集、异常预警及溯源分析。系统集成了物联网、大数据、云计算等前沿技术，通过在关键设备设施部署高精度传感器和智能仪表，实现对能源和温室气体排放数据的实时采集、高频记录、处理分析与溯源预警，显著提升了公司对能源管控和调度能力。

六、管理革新重塑能源新生态

可再生能源规模化应用。积极推动清洁能源替代及可再生能源利用，2022 年完成厂内主干道路灯改造，将原有 250W 式高压钠灯替换为光伏路灯，全年节省用电量约 4.27 万度，折合约 5.2 吨标煤，减排约 24.35 吨二氧化碳。2023 年建成光充一体化光伏停车场及光伏发电系统，装机容量 750kW，年发电量约

75 万度，占全厂用电量的 15%，折合约 102.38 吨标煤，减排约 475 吨二氧化碳。同时实施碳抵消策略，与相关单位签订绿电采购协议，年采购绿电 700 万度，覆盖 100%用电需求。



图 5 光伏发电系统

绿色供应链建设。2023 年成功申报省级绿色工厂后，常州院逐步建立绿色供应链管理体系，优先采购通过能源管理体系认证的供应商原料，为客户提供低碳解决方案和碳足迹标签服务，推动上下游协同减碳。同时联合相关单位开发生物基 PDI 合成工艺，碳排放较石油基降低 60%，在汽车底漆领域的应用显著推动了汽车涂料行业的绿色转型。

通过绿色转型和可持续发展实践，常州院不仅提升了作为央企的社会形象与品牌价值，更以行业领军企业的姿态积极履行社会责任，展现企业担当，赢得了广泛赞誉。作为行业领先的零碳工厂和国家级绿色工厂，常州院树立了良好的环保示范效应，其绿色转型和数字化提升也带动了相关产业发展和就业岗位增加。

大庆油田老区采油厂节能减排“三化”管理模式

——大庆油田有限责任公司

大庆油田有限责任公司第三采油厂位于大庆长垣萨尔图油田北部，建厂 59 年来，始终把奉献能源作为发展宗旨，把为国家多产油作为发展追求，充分发扬“老老实实、埋头苦干”企业作风，艰苦创业，奋勇拼搏，目前累计生产原油 3.08 亿吨、天然气 160.02 亿立方米。曾被评为“全国节能先进集体”“高效开发油田”，被石油工业部授予“老老实实埋头苦干十年稳产成绩卓著”锦旗，先后获得全国“五一劳动奖状”、全国“安康杯”竞赛优胜企业、全国模范职工之家、全国企业文化建设先进单位、中国石油“十佳采油厂”、全国学习型组织先进单位等荣誉。



图 1 大庆油田有限责任公司第三采油厂

一、深化数字化手段应用，实现节能降耗智能化

充分利用数字化油田建设已有基础，开发应用优化级能耗管控平台，实现能耗数据的自动采集、处理、分析、预测、深化应用，提高了能源管控智能化水平。目前已建立起采集监控、网络传输、生产管理三个系统，数字化功能实

现从机采井到地面各类站场全覆盖，各类生产数据均实时回传到指挥中心，数字化油田建设为能耗管控平台的搭建提供了基础。

通过数字化设备自动采集数据，全厂油水井均实现流量、压力、工况等 19 项参数的实时监控，资料采集从“人工逐井录取”转变为“自动采集”，每日形成电子报表，采集频率提高了 144 倍，人工替代率达 86.3%。实现了油井智能调参功能，以产量、流压、能耗最优为目标，自动编制调参方案，开发远程调频技术，实现了参数智能调整，由过去的 40 分钟缩短至 1 分钟以内完成，大幅度减少现场工作量。

能耗管控平台以厂、作业区、班组分级管控为基础，以业务链条为主线，以能耗优化运行管理为目标，研发了集能源能耗数据采集、管理、评价、优化为一体的系统功能。依托平台可实现对多种能耗进行监控、预警、评价、优化、跟踪、考核，可智能化推送针对性的节能管理措施，明显提升了油田能源利用效率和用能管理水平。

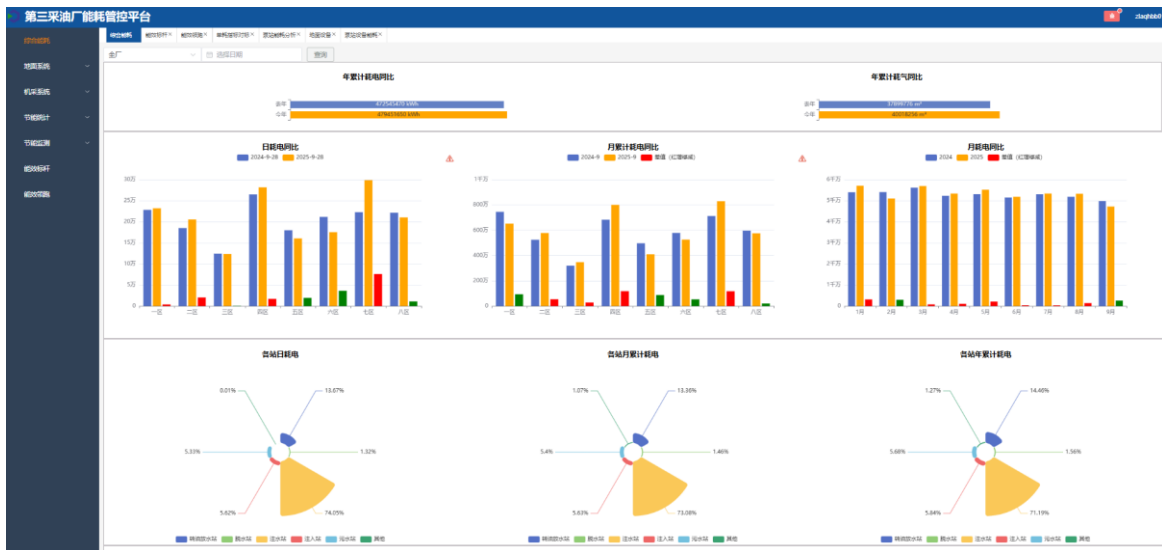


图 2 第三采油厂能耗管控平台

平台实现三种能耗管控功能。

1) 能源计量与分析功能

全面监控油田生产系统能源产耗过程，做到能源监测和计量自动化，实现信息共享、自动数据处理和分析；基于能耗预报警组件配置用气、用电预报警模型，实现对用能运行数据的预报警、信息推送、预报警信息分析、能耗预报警处置及查询。

2) 能效指标对标功能

平台从空间和时间方面入手对标，对油田生产能源消耗数据进行展示分析、综合诊断，评估整体能效情况，提供决策和能源关键指标纵向及横向对比，年初通过优化能耗管控平台将各项能耗计划指标逐月分解到作业区和班组，油藏、机采、地面系统月度分析能耗指标，组织作业区及班组按照峰谷平电价运行方案，合理安排间抽、污水反冲洗工作制度，最大限度降低生产能耗。

3) 设备效能分析功能

将机采井、加热炉、机泵设备的主要数据、运行性能分析数据，与能耗监测数据进行联动分析，评价设备能耗情况，同时为能耗高效利用提供参考。

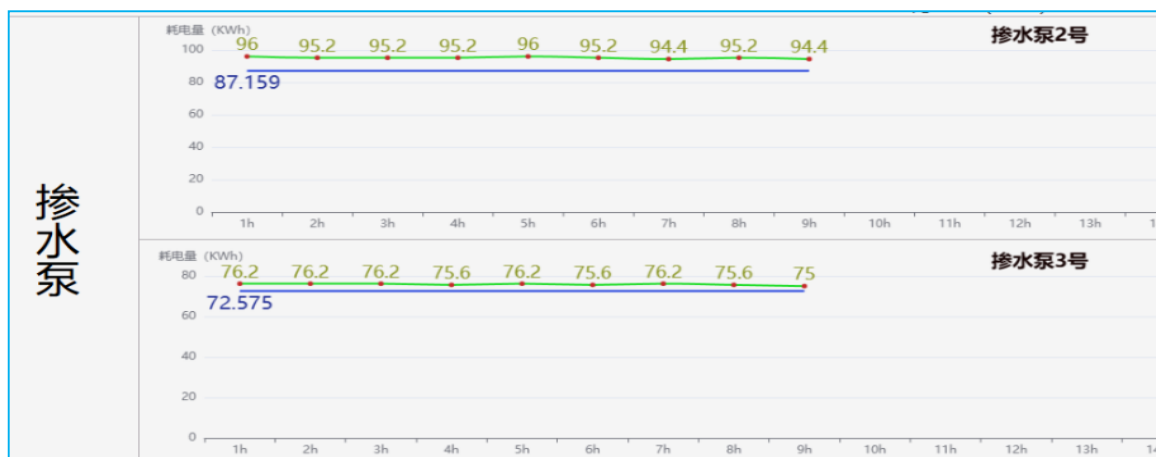


图3 掺水泵实时能耗分析

4) 能耗优化运行功能

从设备参数在线调整入手优化，利用能耗在线优化实时调整各类生产设备的最佳参数配置来满足生产需求，并通过模型计算各个环节和区域的节能效益，找到能耗最优化效益的环节和关键区域。

二、坚持精准施策，实现能耗管控靶向化

全面分析影响节能降耗的症结性问题，逐点精准打击，靶向管控。

1) 个性施策管控机采井能耗

针对机采井能耗管控中存在的电量精准计量装置不足、电参数据精度不够等问题，研发了电参平均值算法，修改 RTU 固件程序，用 1 分钟内的电流平均值代替瞬时值上传，并在此基础上建立一系列均值电参的分析模型，实现了单井能耗的准确计量。

针对高能耗井治理问题，利用数字化油井耗电计量功能对全厂机采井能耗情况进行分析，将不同机型的平均日耗电作为该机型的能耗标准定额，将超出能耗定额 25% 的油井确定为高能耗井并重点治理，日耗电量脱离高能耗区间即视为治理有效，纳入正常井管理。通过分析单井数据，采取调平衡、热洗、下调参、运行不停机间抽、维修变频等措施降低单井能耗。措施后，平均单井日耗电降低 93.62 千瓦时。

2) 分类管控站场主要耗能设备

依托能耗管控平台，提取站场加热炉和各类增压泵等主要耗能设备的当日及历史能耗数据，并根据能耗总量及单耗数据进行对标，按照一站一册、一设备一卡的方式实行分类管控，各站场依据厂吨液耗气、吨液耗电平均水平及作业区平均水平，制定本站单耗指标，再根据效率及单耗指标制定红黄绿三区参数指标，实施分区管理。

针对能耗偏高的加热炉，一是燃烧器合风与烟囱挡板匹配合理；二是掺水热洗炉加热炉平衡管压力保持在 0.05—0.10MPa 之间；三是加热炉液位平稳控制，严格执行燃烧器操作规则。



图 4 转油站加热炉

针对能耗偏高的机泵，一是要合理控制三合一界面和二合一液位，杜绝液位、界面控制不合理；二是根据生产情况及时调整机泵运行参数，保证机泵在高效区运行；三是避开用电高峰期启停泵机组，减少启动过程的电量消耗、减

小启动电流对电网的冲击影响。



图 5 转油站增压泵

三、坚持源头控制，实现节能降耗系统化

坚持从源头抓起，优化设计、措施、方案等，控制低效无效消耗，实现在用设备设施的优化整合、综合利用。

1) 全力抓好注采平衡

一是构建合理压力系统。围绕“两控”和压力系统调整，实时采集深入动态分析，强化注采平衡匹配调整，控制低效注入、低效采出。针对注水井压力高完不成配注，采油井见效低问题，根据井组的注采平衡需要，进行“单井、井组、油藏”三级动态分析，精细分层实施调整，实现精细配注。

二是应用高压变频装置调节匹配供注水量，实现供注关系平衡。按照“能洗不举，能举不酸、能酸不压”原则，强化诊断，合理措施应用，实现全区注入压力下降 1MPa。

三是控制低效无效循环。根据高低压井分布状况，对高压区注入端实施控注和停注，在层间干扰严重和高压高含水井区，采取停层不停井和全井停注的方式实施周期注水，调整层间、层内注水结构，控制低效无效循环，实施注水井方案调整、周期注水、调剖等措施，累计控制无效注水 277 万方，高压井区

压力下降 0.2MPa。

四是地下地上精准配合。采出端精准地质研究，加大无效采出部位调整措施力度，改进配套工艺，减少低效无效产出。针对高含水井层，通过实施堵水、间抽、调小参、周期采油等措施，控制无效产出，累计控制无效产液 180 万吨。

2) 优化简化地面系统

依据能耗管控平台的能效对标功能，依据单耗指标、总能耗、处理量等数据筛选出能效偏低的站场，对这些站场通过地面系统立项进行优化简化。一是优化区域站场布局。北 III-2 转油放水站、萨北 25 号转油放水站目前站场负荷率较低，取消萨北 25 号转油放水站，其产液处理、外输、掺水、热洗功能均由剩余能力相对较高的北 III-2 转油放水站承担；二是优化站内工艺流程，萨北 51 号转油放水站水聚驱合并处理，取消水驱三合一、外输油流程；外输萨北 19 号转油放水站取消 1 座三相分离器与来液分队处理工艺，平衡容器并联运行液位；三是取消 3 台掺水炉，优化二合一来液汇管，解决偏流问题。优化整合实施后，负荷率整体提高 30.6%，年节约用电 672 万千瓦时，年节约用气 162 万立方米，减少运行费用 640 万元。

3) 合理调整注水系统开泵布局

依托能效管控平台，结合水量阶段性变化，实时优化注水系统机泵启停布局。通过“大泵换小泵”、停泵、启运减级泵等措施，合理匹配开泵布局。2024 年平均开泵台数 30 台，其中运行减级泵 4 台；并结合全区注入压力情况，调整运行注水泵分布情况，优先运行泵况好、效率高、上游来水充足的注水泵，合计优化调整注水泵 5 台次，注水单耗由去年同期的 5.5 千瓦时/方下降到 5.45 千瓦时/方，下降了 0.79%。

四、取得的进展和成效

2024 年以来，第三采油厂通过探索实施能耗管控智能化、靶向化、系统化“三化”管理，收效显著，主要体现在三个方面：

一是能耗得到有效控制。累计实现节能量 22085 吨标煤，总能耗下降了 4.05%，吨液综合能耗下降了 0.11 千克标煤/吨，降幅达 2.98%，在大庆油田

排名第一，能耗指标保持大庆老区油田领先水平。

二是企业社会责任充分履行。通过有效控制能耗，减少碳排放量 46300 吨，同时通过新增植树 4807 株，进一步中和碳排放。

三是经济效益显著。电量消耗同比上年硬下降 5744 万千瓦时，天然气消耗同比上年硬下降 285 万立方米，节约成本 4340 万元。

大庆油田第三采油厂面对综合含水率高、开发难度大的严峻挑战，以实现高质量发展为目标，探索并成功实践了以智能化、靶向化、系统化为核心的“三化”节能降耗管理模式，成功破解了高含水期老油田能耗控制的难题，其路径清晰、工具实用、效益显著，形成了一套理念可借鉴、技术可移植、管理可复制、效益可预期的综合性解决方案，为传统能源企业，特别是高含水期老油田的绿色低碳转型提供了极具价值的样板和可复制的实践路径。

“五位一体”碳管理范式

——国能包头煤化工有限责任公司

国能包头煤化工有限责任公司（简称：包头化工）前身注册成立于 2005 年 12 月 31 日，注册资本金 55.9 亿元，资产总额 82.32 亿元，为国家能源集团所属全资子公司。公司位于包头市九原工业园区神华科技园。

包头化工建设、运行、管理世界首套、国家级煤制烯烃示范工厂，2007 年 5 月 8 日开工，2010 年 5 月 28 日全部建成，总投资 147 亿元，年产聚乙烯、聚丙烯产品 60 万吨，甲醇 180 万吨。公司采用具有中国自主知识产权的 DMTO 工艺技术，实现将甲醇转化为低碳烯烃的产业化示范，对于我国石油化工原料替代、煤炭清洁高效利用、保障国家能源安全、推进低碳经济发展具有重要的示范意义。2017 年，公司“煤制油品/烯烃大型现代煤化工成套技术开发及应用”获得国家科技进步一等奖。

一、主要做法

（一）实施背景

在全球应对气候变化日益紧迫和我国深入推进“双碳”战略的背景下，国家陆续出台《2030 年前碳达峰行动方案》《关于推动现代煤化工产业健康发展的通知》等政策，明确要求煤化工行业向高端化、多元化、低碳化转型。面对新形势新要求，包头化工积极响应国家号召，以系统化、精益化、市场化为导向，创新构建并实施了涵盖组织体系、数据管理、交易运营、技术降碳和持续改进五大维度的“五位一体”碳管理新范式。该范式旨在系统性解决企业碳管理中常见的数据不清、责任不明、市场应对不足、技改不精准等问题，为公司乃至行业绿色低碳转型探索出一条清晰、可行、高效的实践路径。



公司 MTO 主装置图

（二）关键举措

一是构建权责清晰的组织体系。公司明确企业主要负责人为碳达峰碳中和工作的第一责任人，将碳管理目标全面融入企业战略规划与生产经营各环节。通过设立专职碳交易管理部门并配备专业团队，清晰界定岗位职责与业务流程，实现了碳管理工作的常态化、制度化与专业化运作，从组织机制上为低碳发展战略的落地提供了坚实保障。

二是建立精益化碳排放数据管理体系。公司严格遵循国家碳市场交易管理要求、ISO14064 组织层级碳核算标准、ISO14067 产品碳足迹标准及集团公司碳排放管理制度，构建并严格执行“日监测、月核算、年报告”的数据管控机制。通过规范燃煤、燃油、燃气及化工副产品等关键物料数据的采集、校验与存档流程，强化煤质采样与分析环节的质量控制，并深入开展碳排放因子本地化研究，构建了覆盖全流程、可追溯、可核查的可靠数据链，为精准碳核算、市场履约与交易决策提供了坚实的数据支撑。

三是推动碳资产市场化运营与价值转化。公司紧密跟踪全国碳市场政策动态与价格走势，科学制定年度碳资产交易策略。积极参与碳排放权配额履约交易与国家核证自愿减排量（CCER）项目开发。通过建立碳价格预警机制与交

易风险评估体系，有效提升了碳资产运营能力，推动企业碳资产从单纯履约成本向经营性资产转变，增强了企业在碳市场环境下的盈利能力和风险抵御能力。

四是实施多层次技术降碳与能效提升工程。公司积极响应国家绿色低碳技术装备推广导向，系统推进工艺装置节能改造与能源结构优化。具体措施包括实施全厂区绿色照明系统升级，投建 120 套风光互补路灯以降低外购电耗；重点推进余热余压回收利用、能量系统梯级优化、循环水系统运行效率提升等技术改造项目，深入挖掘装置节能潜力。通过系列技术集成与流程优化，持续降低单位产品碳排放强度，实现了技术减排与经济效益的协同增长。



公司风光互补路灯图

五是构建常态化、制度化的持续改进机制。公司通过建立内部碳数据交叉审核、计量设备定期检定、碳减排潜力评估等制度，形成了有效的管理闭环。定期组织碳排放政策、核算方法与市场动态方面的内外部培训与交流，积极配合政府及第三方机构完成碳盘查与核查工作，并主动参与行业低碳标准的研究与制定。通过持续的制度优化、能力建设与跨界协作，不断提升企业碳治理水平，增强对政策与市场变化的动态适应能力。

二、实践成效

通过系统实施“五位一体”碳管理新范式，包头化工在碳排放控制与能效提升方面取得了显著成效。截至 2024 年，公司单位产品碳排放强度较 2020 年基准下降 8.5%。据此估算，实现年度二氧化碳减排量达数万吨级别。其中，

余热余压回收、能量梯级利用、循环水系统优化等关键技术改造项目贡献了主要减排量，有效提升了全厂能源利用效率，降低了综合能耗。同时，通过积极参与全国碳市场交易和 CCER 机制，不仅完成了企业自身的履约义务，也间接激励了更广泛的减排行动，放大了整体环境效益，为国家碳减排目标的实现提供了扎实的企业实践支撑。

碳管理实践为企业带来直接的经济回报与成本节约。在碳交易方面，第二、三履约周期内累计完成配额交易 74.75 万吨，实现收益 6712.5 万元，有效盘活企业碳资产，增强资金流动性。通过实施照明系统改造、风光互补路灯及多项节能技改项目，年节约能源成本超过 200 万元，显著降低单位产品能耗费用。碳资产由传统成本支出项转化为新的利润增长点，提升了企业在低碳经济条件下的综合竞争力与盈利韧性。



公司生产装置夜景图

公司通过积极参与行业标准研讨、公开分享“五位一体”碳管理经验，提升了在低碳发展领域的话语权与影响力，推动了行业共识形成与技术扩散。该模式的成熟应用与显性成效，为同类企业提供了经过实践检验的管理工具与实施路径，初步形成了良好的示范带动效应。

“五位一体”碳管理新范式以其系统性的架构、闭环的运行机制和可视化的价值输出，成功解决了工业企业碳管理中常见的数据基础薄弱、责任传导不

畅、市场响应迟缓、技改重点模糊、持续动力不足等共性难题。该模式兼具原则性与灵活性，可根据企业规模、工艺特点及区域政策进行适配调整，不仅适用于煤化工领域，也对石化、钢铁、水泥等高碳排行业具有重要的参考价值。随着全国碳市场覆盖范围的扩大及行业碳减排要求的提升，该模式有望在政策引导与企业自主转型的双轮驱动下实现规模化推广应用，为构建绿色低碳循环发展的经济体系提供坚实的底层实践支撑，助力国家“双碳”目标的高质量实现。

创建国内首个“无废石化基地”，助力企业绿色转型

——中石化宁波镇海炼化有限公司

镇海炼化作为宁波石化经济技术开发区的龙头企业，目前拥有 4000 万吨级原油加工能力、250 万吨/年乙烯生产能力，管理码头吞吐能力约 1.2 亿吨/年、罐储能力约 1800 万立方米，规模已进入世界炼厂前列。公司坚持以习近平生态文明思想为指引，贯彻落实国家“无废城市”政策，以绿色低碳理念为引领，强化创新驱动加快转型升级，充分发挥区域石化块状特色产业优势，探索建设全国首个“无废石化基地”，通过统筹镇海基地固废设施资源，创新探索固废管理新模式，树立减污降碳协同增效和石化行业绿色发展转型的可复制、可推广的经验典范，为全国化工产业园区开展“无废”建设提供样板。

一、主要做法

(一) 深入贯彻落实国家法律政策，完善“无废石化基地”建设制度保障

公司深入贯彻落实国家关于“无废城市”政策，排查镇海基地固废产生处置现状和固废设施资源，和生态环境部固管中心合作，发布《中国石化镇海“无废石化基地”建设试点工作方案》，将“无废石化基地”建设作为公司发展的重点工作进行谋划，成立由公司主要领导任组长的工作小组，统筹全局，有力保障工作推进落实。2024 年 2 月，“无废石化基地”方案正式获得生态环境部批复同意，标志着国内首个“无废石化基地”在镇海炼化正式全面落地。

(二) “技术+管理”双轮驱动，强化“无废石化基地”硬件软件提升

镇海炼化坚持以科技创新引领企业绿色发展，牵头创建我国首个绿色石化产业链创新联合体，积极推动石化产业链向环保新技术、新能源等低碳领域转型，成功开发生物航煤、国产化大型废碱液湿式氧化等一批新型高端技术。

镇海炼化是亚洲第一、世界第四拥有自主研发生物航煤技术的企业，建成中国首套生物航煤大型工业化装置，并获得亚洲首张全球 RSB 生物质航空燃料认证证书。与传统石油基航煤相比，生物航煤在全生命周期中二氧化碳排放可减少约 80%，已成为全球航空碳减排的主要方向。公司生物航煤装置规模达到 10 万吨/年，以餐余废油为主要原料，若满负荷运行，每年可消化掉一座千

万人口城市回收来的“地沟油”，能减排二氧化碳 8 万吨/年。目前，公司的生物航煤已在东航、南航、国航等国内航线以及国泰航空等国际航线上使用。



图 1 镇海炼化生物航煤

镇海炼化做好污染物源头减排，积极研发应用新技术。公司与研究院所合作，开发出“百万吨级乙烯含硫废碱液湿式氧化”技术，装置建成后一次开车成功，实现出水水质全面优于设计指标、优于国外同类装置。该技术具有中国石化自主知识产权，填补了国内大型废碱湿式氧化技术的空白，打破了国外技术长期垄断局面。

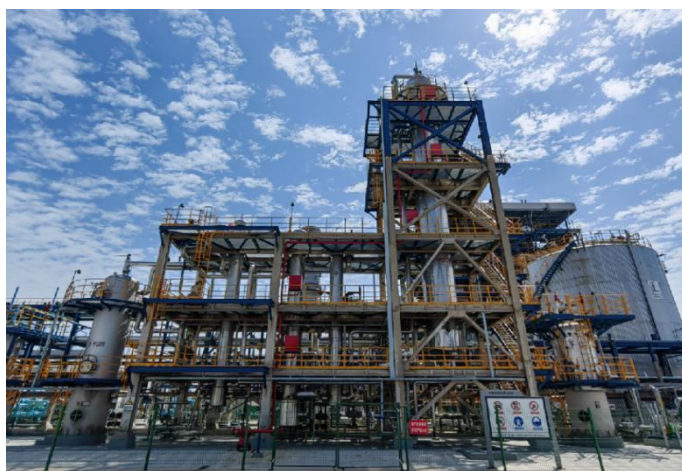


图 2 首套国产化“百万吨级乙烯含硫废碱液湿式氧化”装置

镇海炼化现有 4 座污水处理场集中布置，控制系统集中在一座控制室内，污水处理场之间实现流程的互联互通、设施互备互用，形成了规模 4450m³/h 的现代化“大污水场”一体化管理新模式。在此基础上，公司创新污水处理药剂集中服务模式，实现药剂绿色储运、绿色包装，减少药剂空桶等固废产生量。



图3 镇海炼化“大污水处理场”

（三）坚持公众开放开门办企业，营造共建共享无废氛围

镇海炼化始终坚持开门办企业，是中国石化最早制度化、规范化、常态化开展“公众开放日”的企业。自2013年以来，已开展600余期活动，线下共接待超过20000人次，线上影响超过1亿人次，积极传播绿色发展的价值追求，营造“无废石化基地”氛围。公司倡导“让白鹭告诉你”，让白鹭成为企业环保形象代言人。厂区里自然形成的“白鹭园”，距离航煤储罐只有160米，距离最近的炼油装置470米，是全国石化企业首个白鹭自然保护地。2024年，公司白鹭园入选浙江省“观鸟胜地”，成为全国首个位于石化厂区里的省级观鸟胜地。公司创新打造I-egret（爱白鹭）白鹭全球慢直播品牌，实现线上24小时零距离观看白鹭筑巢哺育全过程，沉浸式地体验到人与自然和谐共生的生态之美，成为展示我国绿色石化高质量发展的靓丽名片。



图4 镇海炼化“白鹭园”

二、主要成效

（一）减污降碳协同增效成果显著

镇海炼化创建“无废石化基地”，实现减污降碳协同增效，公司万元产值污染物排放当量、万元营业收入危废外委处置量等关键环保指标持续保持行业领先水平。公司建成5万吨/年二氧化碳提浓装置，回收二氧化碳用做聚碳酸酯原料；废碱液湿式氧化装置稳定运行，实现废碱液源头减量超10万吨/年；实施煤焦制氢装置废渣回用项目，减少一般固废外委量约3万吨/年。公司污水回用再创新高，2003年以来累计回用污水超过1.3亿立方米，相当于节约了13个西湖的水量。

（二）“无废”典型案例成为行业标杆

镇海炼化不断总结“无废石化基地”特色做法，凝练典型案例，打造行业标杆。2024年公司作为主要参编单位，参与《石油化工业无废园区建设指南》《石油化工业无废企业建设指南》等团体标准编制，总结输出“无废石化基地”经验。公司“百万吨级乙烯含硫废碱液湿式氧化”取得多项国家发明专利，并被中国化工学会评为“2023石油石化好技术”。公司“点对点”综合利用废催化剂项目，2024年被巴塞尔公约亚太区域中心评为“2023年“无废城市”减污降碳协同增效典型案例”。公司“白鹭园”案例入选全球《企业生物多样性保护案例集》，并被生态环境部评为“2025年工商业生物多样性保护典型案例”。2025年公司入选生态环境部第一批石化行业环保设施开放单位。公司“无废石化基地”案例，助力宁波石化园区成功入选工信部和生态环境部“无废园区”典型案例。

（三）“无废”理念影响力持续扩大

镇海炼化积极宣传，向公众传递“无废石化基地”理念，共同营造“无废”共建共享氛围。公司“无废产业链”两次登上央视新闻联播，报道公司以改革推动经济社会发展全面绿色转型的经验。央视焦点访谈报道公司利用自身优势带动整个石化产业链实现“无废化”建设；央视CCTV13围绕公司打造“无废产业链”进行3分钟专题新闻及半小时新闻直播连线的报道；新华社聚焦“探访宁波未来工厂”报道公司打造绿色石化基地经验等。2024年3月30日

“国际无废日”上，公司“无废”案例得到了央视现场直播报道的重视。另外，2023、2024 年，公司“无废石化基地”相关提案，连续走进全国两会，“无废”的建设理念在全国政治生活的重要节点得到了广泛关注。

镇海炼化将持续深入贯彻习近平生态文明思想，以“绿水青山就是金山银山”为根本遵循，以更高站位、更大格局、更实举措，构建全方位、多层次的环保治理体系。全面推动“无废石化基地”建设再升级，打造全国首个本质安全、全域绿色、产业协同、数字赋能的“无废产业链”绿色发展新高地，彰显央企在生态文明建设中的责任担当。

金陵石化全力打造绿色低碳无异味新型石化企业创新实践

——中国石油化工股份有限公司金陵分公司

金陵石化公司主要从事石油炼制及石化产品的加工生产和销售，公司是中国石化第三大原油加工基地、亚洲主要的洗涤剂原料生产基地，也是华东地区重要的原油中转枢纽、成品油和化工原料供应基地，在我国能源战略安全和石化产业布局中占有重要位置。

公司节能减排和清洁生产指标全面达到国内领先水平，部分指标跻身世界先进行列，是中国石化首批绿色企业，荣获石油炼制绿色发展先进水平企业、石油和化工行业水效“领跑者”标杆企业、“十三五”石油和化工行业节能先进单位、江苏省绿色领军企业称号，连续三年获得重污染天气重点行业绩效评价 A 级企业称号。在建设资源节约型、环境友好型、本质安全型绿色石化企业的征程上蹄疾步稳、成效卓著。

一、主要做法

金陵石化深入践行习近平生态文明思想，坚持“不是企业消灭污染，就是污染消灭企业”的核心理念，始终践行“先想一步、先干一步、领先一步”的企业精神，在石油石化行业中率先启动废气超低排放治理和 LDAR 工作，获评重污染天气 A 级企业，在此基础上，积极推进建设无异味工厂，推动节能低碳项目实施，并实施一系列水体风险项目，打造绿色可持续发展环境安全友好型企业。

1. 持续推进重污染天气绩效评级 A 级企业创建

(1) 有组织废气治理方面

公司在“十二五”期间已全面完成工艺有组织排口脱硫脱硝、超洁净排放治理以及燃烧烟气全面实现低氮燃烧改造，热电锅炉烟气、催化裂化再生烟气、硫磺尾气等主要有组织废气排口污染物排放浓度已达到行业最优水平。此外 15 万吨/年硫磺回收装置是国内石化行业首套近零排放的、具有中国自有知识产权的使用氨法脱硫技术处理硫磺工艺尾气的装置。其特点是使用炼化生产过程中产生的废氨水作为原料脱除硫磺回收尾气中的二氧化硫，不仅生产中不产生废水和废渣，每年还副产 2.3 万吨硫酸铵化肥，全面解决了炼化

企业采用传统工艺脱除二氧化硫时产生废水和固体废弃物的瓶颈问题，实现了废水和固体废弃物的零排放，以废治废、变废为宝，在减污同时实现了碳减排。相较传统硫磺回收装置，V 硫磺装置能耗减少约 1.3 万吨标油/年，折合减排二氧化碳约 5.2 万吨/年。



图 1 金陵石化氨法脱硫 V 硫磺装置

(2) VOCs 治理方面

公司现有 VOCs 治理设施 20 套，采用低温柴油吸收+碱洗、活性炭吸附、蓄热式燃烧、直燃式、催化氧化燃烧、多级冷凝吸附等多种 VOCs 处理技术对油品储罐呼吸气、装船装车装卸尾气、污水处理厂集输气等所有石油化工业 VOCs 废气源进行集中处理，处理后达到重污染天气绩效评级 A 级企业排放限值要求排放。焦化和高端石墨材料装置均已实施密闭除焦改造，解决了传统除焦装车生产过程中存在的扬尘污染、水力露天除焦时散发的无组织气体排放。每年约可减排 VOCs 120 吨。



图 2 金陵石化厂南 VOCs 治理装置



图3 金陵石化 III 焦化密闭除焦设施

为了进一步减少 VOCs 无组织排放，公司超前规划，从源头减少储罐无组织排放。一是加大上下游装置直热供料比例，减少储罐周转量，自主开发直热供料监控系统，装置直供料和热供料的比例分别可达到 80%和 90%以上。二是本质提升储罐密封效果，开展全接液浮盘+高效密封改造及储罐低泄漏呼吸阀改造。



图4 储罐安装低泄漏呼吸阀



图5 储罐全接液浮盘和高效密封改造

（3）建设无异味工厂，建立 VOCs 精确溯源监管体系

一是在硬件配置上不断完善监测手段，宏观方面结合大气自动站、火炬气组分站、22 个 PID 网格化监测点、三座 PAMs57 VOCs 组分站以及厂界周边设置 8 个 VOCs 微站和车辆排放标准电子门禁和黑烟抓拍等监控手段，对全公司范围的 VOCs 无组织排放情况进行实时监控，微观方面公司为各运行部配备手持式 PID 监测仪，储运部和化工二部等重点装置配备红外气体成像仪等监测手段，构建了一个全方位从宏观到微观的 VOCs 监管体系。

二是在管理上不断提高管理深度，公司早在 2011 年在国内率先开展 LDAR，经过十余年的持之以恒的工作，已形成一套标准的检测修复体系。2024 年，公司自加压力，泄漏浓度大于 300ppm 纳入泄漏管理，每周抽查 LDAR 检测轨迹和检测录像，确保 LDAR 检测质量。

三是充分发动全体员工共同监管公司区域环境质量，公司连续 12 年坚持实施内部环保异味举报奖励制度，任何职工和周边群众闻到异味均可拨打公司环保举报电话，协助公司共同做好区域大气质量管控工作。同时公司配备嗅辨师每周配合环保督查开展现场异味巡查，真正实现了异味全方位无死角监管。



图 6 金陵石化积极开展泄漏检测与修复工作



图 7 金陵石化自主建设厂界大气自动站



图 8 金陵石化火炬气在线监测站



图 9 金陵石化厂内 VOCs 组分站

2. 积极推进绿色低碳节能改造，走可持续发展之路

十四五以来，公司通过强化管理、能源结构调整、节能技术改造、二氧化碳捕集利用等措施，公司碳排放总量逐年下降。主要采取的节能减碳的措施如下：

一是持续开展节能检查，做到周检查周通报。通过检查促进节能日常管理，减少不必要的能源浪费，降低碳排放。针对不同季节开展不同的节能专项检查，如夏季循环水系统合理用能专项检查，冬季按气温变化分级落实防冻防凝用能方案。

二是大力开展节能改造，积极推进能效提升项目实施减少碳排放。近几年主要完成了IIA 污水汽提蒸汽抽射器、IV 柴加无级调速、II 加氢裂化F1002/F1003 空气预热器改造、IV 常减压装置甩减压炉、I S-Zorb 进料强化换热、装置间热联合、PX 低温热利用、加热炉提效、II 换热网络优化、机泵能效测试等多项节能技术改造。其中凝结水低温余热利用项目，将凝结水引入 ORC 发电机组进行发电。该机组额定发电功率 272KW，平均净发电功率 255KW，年运行时间按 8400 小时计，年净发电量 210 万度，减少二氧化碳排放 1197 吨。以上节能改造项目的实施，实现节能量近 10 万吨标煤，减少碳排放 26 余万吨。



图 9 金陵石化 ORC 发电设施

三是二氧化碳捕集利用。利用煤制氢排放的二氧化碳浓度高的优势，2023年建成投产10万吨/年CCUS装置，公司二氧化碳捕集能力达到20万吨/年。2024年二氧化碳捕集量18万吨，二氧化碳浓度99.9%。捕集的二氧化碳通过槽车输送到江苏油田作为驱油剂提高采油率，部分二氧化碳用于制取干冰、食品保鲜。

四是新能源利用。开展分布式光伏发电。利用停车场、体育场看台、办公楼屋顶等可利用空间铺设光伏板，设计发电容量4.2MW，2024年实际发电369万kwh。稳步提高绿电比例，2024年购买绿电1.6亿度，“绿电”占外购电比例12.5%。

3. 多层次防控，筑牢水环境安全屏障

公司长期以来持续高度重视水体风险防控工作，建设了“装置级-运行部级-公司级”三级防控体系，采取八大防控单元和事故废水兜底保障措施，确保事故废水完全做到“关得死，守得住，防得了”。投资近8000万元实施了“码头水体风险防控”“油品储运部码头区域雨水和事故废水集中收集”及“沿江雨水排口合并规范整治”等多个项目。通过硬化地面防渗层、增设收集沟和区域集中事故水集中提升池、将关键设备迁移上岸等技术改造，让码头作业区变身“全封闭安全舱”，全方位确保码头水体风险防控全面受控。

二、取得的进展和成效

2024年与2020年相比，公司有组织废气主要污染物二氧化硫、氮氧化物和颗粒物排放总量分别下降了43%、36%和72%，VOCs排放总量下降14%。公司废水排放量下降了33%、其中COD排放量下降了34%、氨氮排放量下降了82%。碳排放量下降12万吨，降幅1.4%，综合能源消费总量降低16万吨，降幅5.6%。炼油单因能耗下降0.514个单位，降幅6.7%。

“1+N” 协同创新的生物质呋喃产业链绿色转型模式

——山东一诺生物质材料股份有限公司

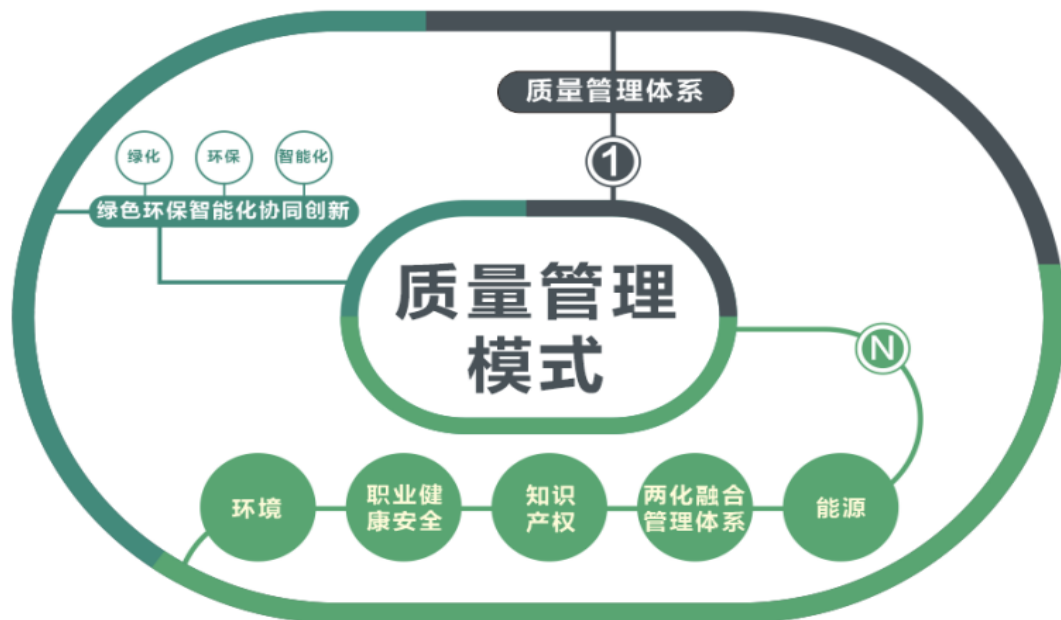
山东一诺生物质材料股份有限公司(以下简称一诺生物)位于山东省聊城市莘县化工产业园,成立于 2015 年,固定资产 8 亿余元。经过 10 多年的发展,目前一诺生物已成长为拥有两家子公司、两家分公司的集团化企业。多年来一直专注于非粮生物基材料的开发和应用,是一家集生产、销售、研发于一体的民营股份制高新技术企业。

公司利用自身的生物基糠醛和氢气的原料优势,开发生物基呋喃产业链新产品。产品主要有糠醇、四氢糠醇、2-甲基呋喃、2-甲基四氢呋喃等。产品主要应用于航空航天、高端铸造、医药、农药等行业,远销海内外多个国家和地区,拥有较高的市场地位和影响力。

公司先后组建山东省企业技术中心、山东省“一企一技术”研发中心、山东省工业设计中心、山东省中小企业创新研发中心等创新平台,拥有国家级博士后科研工作站。公司参与制定国家标准 4 项,行业标准 1 项,团体标准 4 项,拥有专利 63 项。公司坚持规范化管理,现已通过质量、环境、职业健康安全、能源、知识产权等管理体系的认证。同时注册了部分产品的欧盟 REACH 和 Kosher 认证。公司被认定为国家“专精特新”小巨人企业、国家级单项冠军企业、国家级绿色工厂、国家级知识产权优势企业等。

山东一诺生物质材料股份有限公司的绿色转型以“1+N+绿色环保智能化协同创新”模式为核心框架,通过系统性整合管理体系、供应链、生产工艺、数字技术及资源循环五大维度,形成全链条闭环改造体系。以下从五个层面深入阐述典型做法,结合 32 项核心专利及行业标准实践,展开技术细节与创新路径。

1+N+绿色环保智能化 协同创新



一诺生物 1+N+绿色环保智能化协同创新模式图

一、管理创新体系化：构建绿色治理中枢

(1) 多体系融合与风险智能管控

以 ISO 9001 质量管理体系为“1”，整合环境（ISO 14001）、能源（ISO 50001）、职业健康安全（ISO 45001）等“N”个体系，开发“1+N 一体化管理手册”，统一流程标准与数据接口，消除多体系独立运行的“信息孤岛”。例如，将环保能耗指标、安全风险点纳入同一数字平台，实现“一次录入、多重合规”。

风险双控深度融合：将安全生产双重预防机制（风险分级管控+隐患排查治理）与 ISO 45001 整合，创新开发“安全信息化平台”。该平台通过物联网传感器实时监控厂区 200 余个风险点（如反应釜压力、危废暂存区温度），自动推送预警至责任人手机端，隐患整改闭环率提升至 99.2%，事故率下降 90%。



“五位一体”信息化平台

碳足迹透明化管理：建立从农田原料采集到终端产品的全生命周期碳流追踪系统，利用区块链技术量化各环节碳排放（如玉米芯运输距离、生产能耗），为客户提供可验证的低碳报告。医药级 2-甲基四氢呋喃（2-MeTHF）碳足迹较石油基降低 75%，满足欧盟 REACH 与制药行业 CPHI 低碳要求。

（2）绿色标准先行与全周期覆盖

参与制定《化工设备安全管理规范》《危险化学品安全生产风险分级管控技术规范》《危险物品名表》《危险货物分类和品名编号》等 4 项国家标准，主导制定《绿色设计产品评价技术规范 生物基合成纤维》《绿色设计产品评价技术规范 清洗剂》《工业用四氢糠醇》《中小企业 ESG 信息披露指南》等 4 项团体标准，各产品内控指标严于国标。同步建立企业标准，覆盖原料、生产、排放全链条。

二、源头管控绿色化：打造绿色供应链生态

（1）供应商“基地+园区”动态分级机制

制定《合格供方评价准则》，设置环保合规性、碳排放强度、再生料使用比例三大硬性门槛，近三年淘汰高污染供应商 13 家。对合作方实施年度审计，

依据《供应商现场评价表》9 大类 63 项指标（如危废处置合规性、清洁技术应用）进行 ABC 三级分类：

等级	管理策略	订单倾斜度
A 级	优先采购+技术扶持	+30%
B 级	限期整改+订单维持	持平
C 级	暂停合作直至达标	-100%

（2）产业链绿色技术协同

（3）技术共享平台：每年组织供应商实地考察，共享无铬催化剂应用、余热梯级回收技术等核心工艺。

闭环监督机制：针对关键原料供应商，协助关键原料供应商进行问题整改，从源头杜绝污染泄漏风险。

三、生产制造低碳化：工艺与能效双重革命

（1）绿色工艺突破

催化剂革新：开发镍基催化剂，替代传统铬系催化剂。公司首创釜式连续生产工艺生产生物质 2-甲基四氢呋喃，形成相关专利 2 项，其中“一种釜式连续加氢生产 2-甲基四氢呋喃的工艺”（专利号：ZL201710140794.5）荣获聊城市优质专利补助三等奖。

连续化生产升级：创新釜式连续加氢工艺，实现生物质 2-甲基四氢呋喃不间断生产，反应周期缩短的同时，固废产生量也在减少。2024 年该工艺参加“中国·山东新旧动能转换高价值专利培育大赛”荣获三等奖。

（2）能源循环三级利用体系

构建“再生能源→余热回用→危废资源化”三级循环网络：

一级：清洁能源替代

自建 642.55kW 光伏电站，年发电 70 万度，覆盖后勤办公及部分车间用电，年减碳 400 吨以上。



楼顶光伏发电系统

二级：余热梯级回收

锅炉床料余热回收系统：通过水夹套设计捕获床料余热，提升蒸汽产能 15%；

自产蒸汽梯级利用系统：整合车间自产蒸汽与外部供汽，优先使用自产蒸汽，蒸汽用量降低 15%。

三级：危废能源化

糠醇残渣经焚烧炉转化为蒸汽，回供生产车间，蒸汽回用率 100%，实现“吃干榨净”。



生物质锅炉

（3）污染近零排放技术集群

VOCs 智能治理：企业建有环保在线监测系统，实时监测污染物排放管理，实现企业废气排放情况的实时监控及超标预警。通过自动化系统，对监测的环保数据实现有效管理，采取正确的措施，预防环保指标超标情况的发生，提高企业生产工艺的绿色环保竞争力，近三年排放达标率 100%。

污水资源化闭环：企业自建污水处理厂，拥有一套污水处理系统，该工艺流程简单，自动化程度高，采用“厌氧-好氧-沉淀”三级工艺，利用在线监测手段实时监控污水排放指标，使污水达标后排放。公司污水处理厂总排口安装了氨氮在线监控设施，实时将监测数据上传至省市监测信息平台。通过环境主管部门验收，并与国家、省、市环境主管部门监控平台联网，实现实时外部监督，近三年排放达标率 100%。

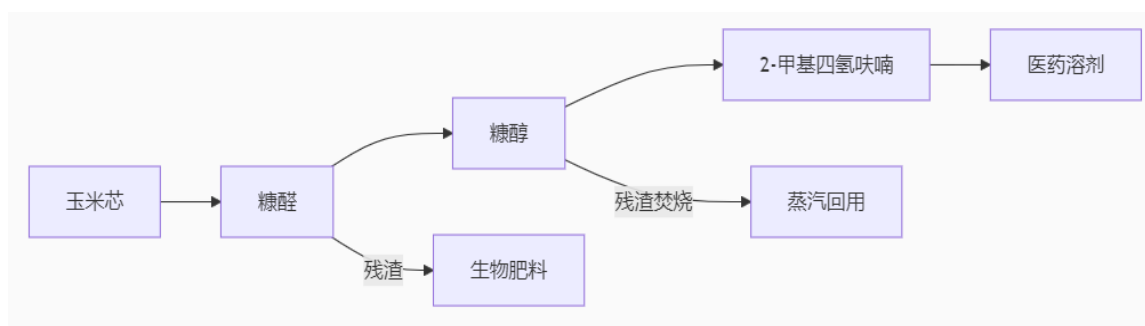
四、数字赋能智能化：构建全流程数字孪生体

一诺生物安全生产信息化平台，包含了双重预防机制、人员自动定位、智能视频监控、特殊作业全过程管理、安全生产全要素、重大危险源感知、数据风险监测、能源数据监控分析等共七大模块，通过内部各个模块的协同运行，对安全生产情况进行实时监控，全面提升了公司的安全生产管理能力。通过智能安防监控平台，实现厂区实时预警与人员定位，构建全流程可视化安全管理体系。

五、资源循环高值化：非粮生物基全程减碳

（1）玉米芯全组分高值利用

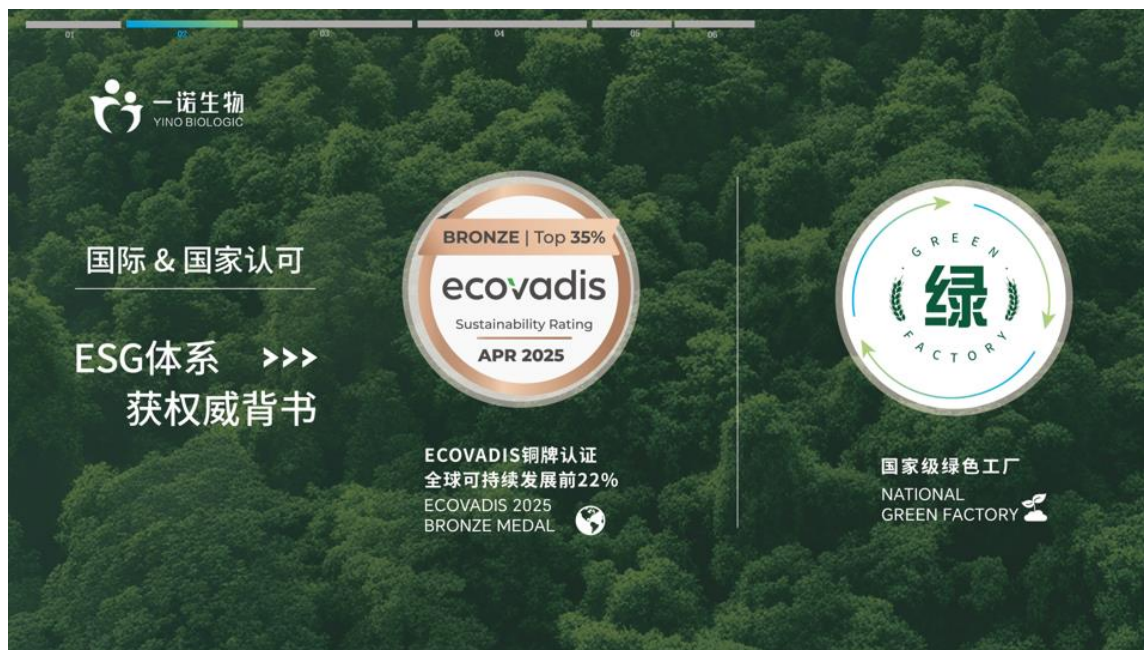
以玉米芯为起始原料形成闭环产业链：



医药级 2-MeTHF 开发：纯度 $\geq 99.5\%$ ，作为四氢呋喃的绿色替代溶剂，碳足迹较石油基降低 75%，出口至欧美、日韩、东南亚等制药企业。

(2) ESG 国际化实践

加入联合国全球契约组织（UNGC）：承诺践行人权、劳工、环境等十项原则，建立可持续发展委员会，制定碳中和路径图；Ecovadis 铜牌认证：2025 年以 65 分位列全球企业前 35%，在环境、劳工等领域获国际认可。



Ecovadis 铜牌认证

