

炼油行业节能降碳先进技术汇编

国家能源局能源节约和科技装备司

中国石油和化学工业联合会

2025.2

目 录

一、中国石化工程建设有限公司烟气轮机节能技术	1
二、中国石化工程建设有限公司芳烃低温热发生蒸汽及高效利用技术	8
三、中国石化工程建设有限公司炼油加热炉绿色节能降碳成套技术	16
四、中国石化胺液脱硫系统节能与长周期稳定运行技术	22
五、中国石化低氮强化燃烧技术	28
六、中国石化新型催化裂化高效汽提器	35
七、中国石化催化裂化副产 10 兆帕等级高压蒸汽成套技术	40
八、中国石化大连石油化工研究院氢气资源优化技术	51
九、中国石化广州工程公司 LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术	55
十、中国石油规划总院蒸汽动力系统在线模拟优化软件	62
十一、中国科学院大连化物所重油浆态床加氢解构全转化技术	72
十二、中国石化工程建设有限公司重整生成油分壁塔技术	85
十三、中国石化废塑料连续热解技术	90
十四、中国石油大学（华东）渣油/原油分级气相脱氢裂解制化学	99

一、中国石化工程建设有限公司烟气轮机节能技术

1. 基本情况

1.1 背景

烟气轮机技术是中国石化工程建设有限公司（以下简称 SEI）的专有技术，自 1978 年首台国产烟气轮机在抚顺石油二厂催化裂化装置投用，至今已经 46 年。在此期间，伴随着一代又一代催化裂化技术的发展，随着原料重质化和劣质化、产品高附加值和清洁化，工艺技术的进步带来了催化剂技术的不断进步和各类助剂不断涌现，烟气轮机技术的发展也不断面临新的挑战和技术瓶颈。

在这样的科技发展潮流中，烟气轮机技术紧跟石化高质量发展的要求，不断增强技术适应性、提升能量回收效率、提高机组运行周期，持续发挥其在装置节能降耗中的重要作用，形成了新一代的高效节能、绿色低碳的烟气轮机技术。

迄今为止，SEI 已经完成了约 300 台烟气轮机的设计及应用，其中在役烟气轮机约 210 台，占据国际 60% 以上的市场，具备广阔的市场空间。烟气轮机技术从能效水平、装备规模、运行稳定性等多个方面综合评估处于国际领先水平。

烟气轮机技术十分契合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》、《绿色低碳转型产业指导目录（2024 年版）》等政策文件对于推广余热余压回收技术的要求，最新发布的《炼油行业节能降碳专项行动计划》也明确提出“推广高效催化裂化烟气轮机等先进技术装备”。

1.2 原理

烟气轮机是一种透平机械，在装置的节能降耗中发挥着重要作用。带压高温烟气首先在静叶中进行膨胀将热能转换为动能，然后在动叶中继续膨胀并推动主轴旋转，将动能转换为机械能，其输出的能量用来直接驱动主风机或电机，从而达到回收能量的目的。烟气轮机机组型式包括烟气轮机发电机组、烟气轮机+压缩机+电动/发电机三机组、烟气轮机+汽轮机+压缩机+电动/发电机四机组，其中三机组以及四机组这种气-电双驱或者汽-气-电三驱同轴机组配置型式更是极大提高了能源利用效率。

1.2.1 烟气轮机参数及特点

- （1）烟气温度：650 ~ 730℃
- （2）介质含催化剂：易结垢、高冲蚀、高磨损
- （3）介质含微量 SO₂：硫腐蚀

(4) 转速：3500 ~ 10000rpm

烟气轮机结构及特点：

- (1) 支撑方式：悬臂式
- (2) 轮盘级数：单级、双级
- (3) 进气方式：轴向进气径向排气
- (4) 壳体型式：垂直剖分

1.2.2 烟气轮机技术难点及特点

烟气轮机在高温环境下运行，烟气中含有催化剂颗粒，结垢、冲蚀、磨损等导致的烟气轮机稳定性和效率下降一直是困扰机组运行的难题。此外，随着装置运行周期的增长，工艺运行工况的改变会导致工艺参数与烟气轮机设计参数不匹配，从而使得部分烟气需要放空或者烟气轮机在非高效区运行。尤其是随着装置规模趋向大型化，机组综合效率的少量提升就会带来相当大的经济效益。因此，烟气轮机的长周期安全稳定运行和高效节能对于烟气轮机的开发来说是目前最为重要的两个方向，提升烟气轮机设计点及变工况运行效率、增强防结垢及抗冲蚀磨损能力、提高机组稳定性及运行周期是烟气轮机节能降碳的主要思路。

针对上述情况，SEI 不断总结提升完善“烟气轮机节能技术”，不仅可以应用在新烟气轮机的设计中，也可以用来对烟气轮机进行快速节能改造，适应催化类装置工艺技术发展和变化的同时，也可以拓宽应用到其它各类装置的余热余压回收利用中。

1.3 工艺流程及技术特点

1.3.1 技术方案

(1) 开发高效马刀叶型：有效调整等压线的分布形状，控制径向压力梯度和横向压力梯度，抑制附面层分离。

(2) 开发叶根保护技术：更好的保护动叶叶根，提高叶根的强度。

(3) 优化烟气轮机反力度：选择沿叶高方向合理的级反力度，减小跨音速激波的影响。

(4) 开发带导流板的高效排气机壳：由于烟气轮机的悬臂结构限制，轴向扩压段无法加长，因此开发了带有导流板的高效排气机壳。

(5) 开发防结垢流道结构：合理地安排动、静叶栅的焓降分配，开发可以减缓催化剂结垢现象的流通结构。

(6) 开发静叶吹扫技术：开发吹扫装置，能够在线定期通入吹扫气体，利

用垢样与叶片的热膨胀系数差别使垢样从叶片上脱落。

(7) 开发高效气封结构：开发新型复合密封，优化密封的进气形式，减少催化剂粉尘的集聚堵塞。

(8) 优化叶片振动特性：通过对叶片进行共振及谐共振分析，合理优化动静叶片参数，得到最佳的共振裕度。

(9) 抗失稳转子设计：通过转子结构及轴承优化设计，降低转子振动敏感性。

1.3.2 应用效果

(1) 降低叶片振动应力，提高转子稳定性，烟气轮机强度储备和稳定性高；

(2) 提升流场均匀度，减小流动损失、扩压损失和余速损失，降低蒸汽消耗，烟气轮机整机效率高；

(3) 减弱结垢条件，催化剂不易在叶片上沉积，减少了烟气轮机磨损和腐蚀，烟气轮机运行安全性高；

(4) 可以通过快速、低成本的局部改造实现烟气轮机的高效长周期运行。

1.4. 技术装备的知识产权和获奖情况

1.4.1 知识产权情况

表 1 技术发明授权情况

序号	专利名称	类别	授权号	授权时间	发明人
1	烟气轮机动叶片组件和烟气轮机	发明	ZL202010389109.4	2023	张家灿，冀江，丁勤，王自球
2	一种用于烟气轮机的气封组件和烟气轮机	发明	ZL201910872228.2	2023	冀江，丁勤，王自球，张家灿
3	一种测量催化裂化装置烟风比的方法	发明	ZL202010163477.7	2023	张家灿，冀江，丁勤，王自球
4	一种用于烟气轮机的叶片吹扫装置	发明	ZL201810236473.X	2022	冀江，丁勤，王自球，张家灿
5	一种能量回收尾气透平	发明	ZL201310535700.6	2017	冀江，丁勤，王自球，张家灿
6	一种大口径高温耐磨平板闸阀	发明	ZL201310432588.3	2017	冀江，丁勤，王自球，张家灿
7	一种烟气轮机	发明	ZL201110025201.3	2014	冀江，丁勤，王自球，姚常亮
8	催化裂化烟气轮机全压力能回收系统	发明	ZL200710176408.4	2013	卢鹏飞，冀江
9	一种高温轴流式尾气透平	发明	ZL200910084939.X	2012	丁勤，冀江

1.4.2 获奖情况

表 2 技术获奖情况

序号	获奖名称	颁发单位	获奖等级	获奖年度
1	高性能双级和单级发展型烟气轮机的气动两相流研究与推广应用	国家科学技术进步奖评审委员会	国家二等	1988
2	YL-3000 型能量回收烟气轮机的研究、设计和应用	国家科学技术进步奖评审委员会	国家三等	1985
3	长城 1 号高温防护涂层研究及其在烟气轮机上的应用	国家科学技术委员会	国家三等	1997
4	YLII2000 型烟气轮机同轴四机组	中国石油化工总公司	省部一等	1985
5	YLII-6000 型大功率双级烟气轮机及强度和振动计算程序软件包	中国石油化工总公司	省部一等	1990
6	30000kW 级特大功率烟气轮机制造及应用	中国石油天然气集团公司	省部一等	2005
7	YLII-10000A 型烟气轮机 GH864 合金涡轮叶片用长城 1 号涂层	北京市人民政府	省部二等	1995
8	烟气轮机用 GH132 合金盘件使用寿命预测及评估	中国石油化工总公司	省部二等	1997
9	催化裂化能量回收四机组计算机仿真系统	中国石油化工总公司	省部三等	1994
10	烟机机组特殊功能配套设备开发研制	中国石油化工总公司	省部三等	2000
11	催化裂化烟气轮机改造技术	中国石油化工总公司	省部三等	2005

2. 运行情况及应用效果

现有烟气轮机的系列能够满足 80 ~ 480 万吨/年催化裂化/催化裂解类装置的烟气能量回收要求,最大回收功率 35000kW。新设计的单级烟气轮机效率从 78% 提升至 82%, 双级烟气轮机效率从 81% 提升至 85%, 烟气轮机可以实现连续 4 年的长周期稳定运行;对于长周期运行的烟气轮机,针对运行工况与设计参数不匹配、叶片结垢、冲蚀等问题,通过局部快速改造也可以实现高效长周期运行。

烟气轮机技术为 SEI 完全自主知识产权,烟气轮机设备本身可以实现 100% 的国产化,其中直径 1250mm 的烟气轮机轮盘已经完成国产化攻关,即将进行验收和工业应用,直径 1380mm 的烟气轮机轮盘由于没有依托项目,尚未有国产化应用案例,但是技术上已经完成储备。

烟气轮机技术及装备无特殊新增投资。

烟气轮机技术广泛应用于 FCC、CPP、DCC、RTC 等各类炼油装置,并已经拓展应用于煤化工、合成气、硝酸等各类装置,后续也可以拓宽应用于更多类似

余热余压能量回收利用的场景。

2.1 应用案例一

中国石油兰州石化分公司 YL-33000A 型烟气轮机。

兰州石化分公司 YL-33000A 型烟气轮机于 2003 年投用，机组采用了烟气轮机+汽轮机+压缩机+电动/发电机四机组型式，气-汽-电三驱的机组配置能够高效的回收烟气和装置蒸汽的能量。

该烟气轮机是世界最大型的烟气轮机之一，至今已经平稳运行 21 年。

2.2 应用案例二

中国石化青岛炼化化工有限责任公司 290 万吨/年催化裂化装置 YL-24000A 型烟气轮机改造。

青岛炼化公司 290 吨/年催化裂化装置于 2008 年 5 月开车投产，装置再生烟气能量回收系统配置型式为三机组，其中烟气轮机型号为 YL-24000A，经过几年的运行，设备部分部件高温老化裂纹变形，动叶顶部冲刷增大，静叶结垢速率快，轴密封蜂窝孔容易堆满催化剂，烟气轮机回收功率越来越低，电机耗电明显增大等。2019 年大修前机组耗电甚至达到 10000kW 以上。

该烟气轮机采用中国石化工程建设有限公司的烟气轮机节能技术进行节能改造，根据新的工艺参数，重新进行气动设计，主要改造内容如下：

(1)更换新型动叶片(叶身喷涂长城 33 号耐磨涂层)。

(2)更换新型静叶组件(静叶片、静叶环体及静叶蜂窝，叶身喷涂长城 33 号耐磨涂层)。

(3)新制静叶吹扫流道衬环。

(4)改造高效排气壳体(在壳体内增设高效导流支撑板)。

(5)更换轴承箱体、箱盖。

(6)更换径向止推轴承座。

(7)更换烟气轮机与风机之间联轴器（轻型）。

该改造项目 2019 年 8 月份完成并投用，2020 年 11 月通过中石化总部鉴定。

3. 效益分析

3.1 应用案例一

中国石油兰州石化分公司 YL-33000A 型烟气轮机，2012 年企业出具技术应用证明中核算的经济效益如下：

(1) YL-33000A 型烟气轮机于 2003 年 8 月 23 日投入运行，截至 2011 年

12月31日累计使用66240小时。

(2) 经过8年运行, YL-33000A型烟气轮机的平均输出功率达到32800kW, 每年可节电25977.6万度, 折合减排二氧化碳(按0.61kgCO₂/度)15.846万吨/年; 按照当地动力电价0.56元/度计算, 每年可节电14547.5万元。

(3) 经过8年运行, YL-33000A型烟气轮机目前累计节约动力电为214315.2万度, 折合减排二氧化碳(按0.61kgCO₂/度)130.732万吨。按照动力电价0.56元/度计算, 累计节电120016.5万元。

3.2 应用案例二

中国石化青岛炼油化工有限责任公司290万吨/年催化裂化装置YL-24000A型烟气轮机改造。

中石化鉴定证书及“用户应用情况报告”中改造效益如下:

(1) 改造后经过16个月的运行, 烟气轮机的输出功率和绝热效率、蒸汽耗量、机组振动没有明显变化, 机械性能稳定。

(2) 改造后前后轴承振动值下降至26-34μm, 提高了机组运行稳定性。

(3) 改造后烟气轮机回收功率提升2766kW, 每年运行时间按照8400小时计算, 年度折合节电为2766×8400=2323.44万度, 折合减排二氧化碳(按0.61kgCO₂/度)1.417万吨/年。

(4) 电费按照0.5元/度计算, 该项目综合年经济效益合计为2323.44万度×0.5元/kW·h=1161.7万元。

(5) 本次改造项目投资850万, 投资回收期 $365 \times 850 / 1161.7 = 267$ 天。

4. 突出亮点

(1) 烟气轮机技术在装置的节能降耗中发挥重要作用, 以300万吨/年FCC/DCC装置为例, 有烟气轮机比无烟气轮机能耗分别减少9.57和6.07kgEO/t原料; 有烟气轮机比无烟气轮机带来经济效益分别增加8091.6和5129.6万元/年。

(2) 烟气轮机技术特点十分契合双碳目标下生态优化、绿色发展理念, 十分契合《产业结构调整指导目录(2024年本)》、《绿色低碳转型产业指导目录(2024年版)》等政策文件对于推广余热余压回收技术的要求, 最新发布的《炼油行业节能降碳专项行动计划》也明确提出“推广高效催化裂化烟气轮机等先进技术装备。”

(3) 烟气轮机技术为SEI具有自主知识产权的专有技术, 在其所在领

域实现了高水平科技自立自强。

（4）随着科技的不断发展进步，开发团队始终以行业发展需求为导向，不断开拓创新，深入实施能源技术装备补短板、锻长板、拓新板，加强科研成果转化运用，最终形成了不断更新，持续进步，达到世界领先水平的烟气轮机技术。

（5）面对制造业高端化、智能化、绿色化发展背景下设备更新的需求，开发烟气轮机改造技术，可以通过快速、低成本的局部改造实现烟气轮机的高效长周期运行，改造效果好，投资回收周期短，十分契合“工业和信息化部等七部门关于加快推动制造业绿色化发展的指导意见”等要求。

编制人：张家灿

审核人：丁 勤

中国石化工程建设有限公司

2025 年 2 月

二、中国石化工程建设有限公司芳烃低温热发生蒸汽及高效利用技术

1. 基本情况

1.1 背景

芳烃是化学工业的重要根基，其中对二甲苯（PX）是用量最大的芳烃品种之一。PX 生产技术长期依赖进口。中国石化芳烃成套技术开发前，我国采用引进技术建设的芳烃装置长期能耗高，导致生产成本低、碳排放高，严重影响企业能效水平，不利于产业绿色低碳发展。引进芳烃技术能耗高的最主要原因是精馏塔顶大量的低温余热没有得到有效利用。因此，开发芳烃低温热发生蒸汽及高效利用技术，对于提高行业能效水平，降低碳排放，促进芳烃产业高质量发展有很重要的意义。本技术需要解决的关键问题是高效低成本回收精馏塔顶大量低温热，同时高效利用。

本技术中的低温热发生蒸汽技术随中国石化芳烃成套技术于 2011 年 10 月开发成功，2013 年 12 月完成首套工业应用，蒸汽升压技术应用于采用中国石化第三代芳烃成套技术的首套装置和一套节能改造的芳烃装置。

本技术已应用于九江石化、福建联合石化芳烃装置中，技术成熟可靠，节能效果显著。本技术主要包括回收低温热发生蒸汽系统、蒸汽升压机组以及配套设施。福建联合石化 100 万吨/年芳烃装置应用本技术，2022 年 1 月开工，投资工程费 1.67 亿，产生 1.2MPaG 蒸汽 103.6t/h，并入工厂蒸汽管网，供加热设备直接利用，联合装置能耗降低约 47.2kgeo/t 对二甲苯。

本技术属于国家政策明确鼓励范围。

1.2 原理

精馏塔能量梯级利用及发生蒸汽：根据热集成用户需求等综合因素，构建热能中枢，并通过研究精馏塔操作压力与温位匹配性，确定各精馏塔操作条件，实现热量高度集成、能量梯级利用；精馏塔顶较高温位冷凝热发生蒸汽，发生的蒸汽直接利用或者通过升压等手段直接利用，最大限度提高低温热利用效率。

蒸汽螺杆压缩机研发设计：攻克螺杆热泵在大流量、高温、带压蒸汽工况所面临的技术难题，开发大型蒸汽螺杆压缩机节能核心装备。

1.3 工艺流程及技术特点

1.3.1 精馏塔能量梯级利用及发生蒸汽

精馏塔能量梯级利用及发生蒸汽：根据热集成用户需求等综合因素，构建热能中枢，并通过研究精馏塔操作压力与温位匹配性，确定各精馏塔操作条件，实现热量高度集成、能量梯级利用。利用精馏塔顶冷凝热发生蒸汽，通过应用高效蒸汽发生器强化沸腾传热，降低传热温差、提高传热效率，提高发生蒸汽的品味；同时开发防泄漏设备及监控系统，解决潜在的物料泄露问题导致的吸附剂和催化剂失活的问题。发生的蒸汽一部分作为装置内压缩机透平驱动蒸汽直接利用，一部分根据工厂蒸汽平衡并入管网，其余部分通过蒸汽热泵升压作为精馏塔重沸热源，替代了由工厂管网供应的 3.5MPaG 蒸汽用量；或升压后并入工厂蒸汽管网。

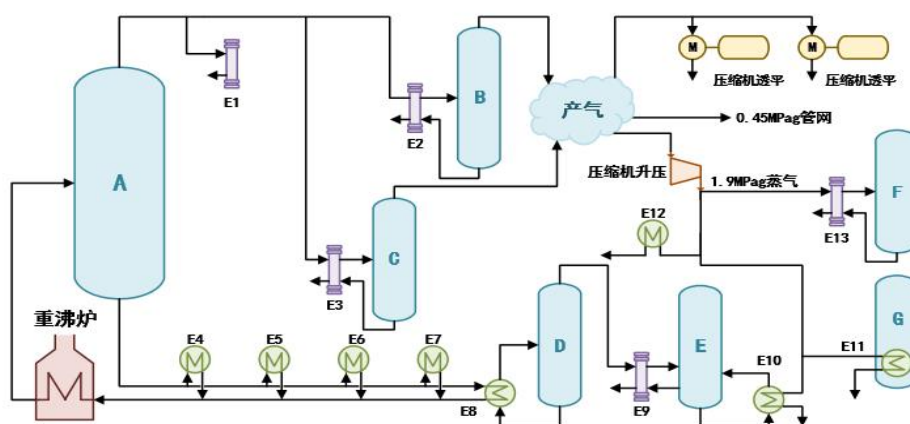


图 1 工艺流程示意图

1.3.2 蒸汽螺杆压缩机研发设计

攻克了螺杆热泵在大流量、高温、带压蒸汽工况所面临的技术难题，开发了大型蒸汽螺杆压缩机节能核心装备。主要包括高温高压主机壳体、转子、机架、轴封和轴承等关键结构的可靠性设计。

(1) 高温高压主机壳体可靠性设计：为解决高温高压下壳体异常变形及端面密封难度大问题，壳体结构采用垂直剖分两段式结构，在牺牲一定的加工安装性能下，保证了主机可靠性。采用上进下出流道布置，进出口均布置在气缸体上，提升高压高温下的壳体端面密封可靠性。采用横销及纵销集合的滑销机构，对壳体变形位移进行导向，提高主机对中及运转精度。

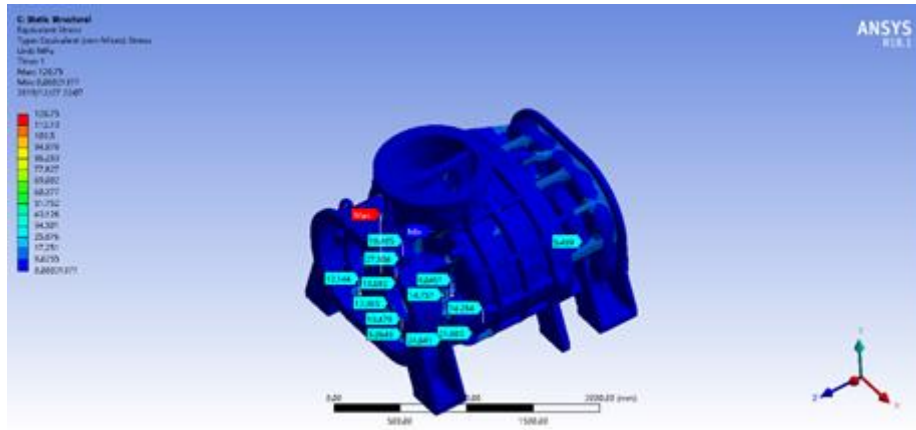


图 2 壳体应力分布图

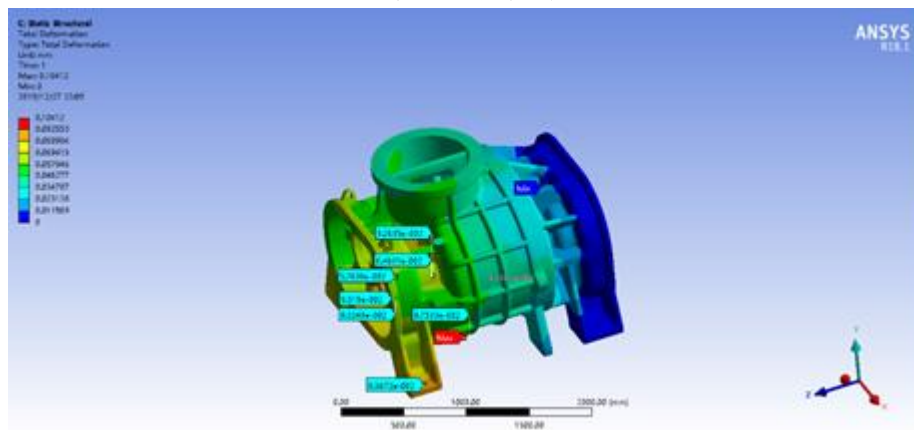


图 3 壳体形变分布图

(2) 主机转子可靠性设计：为解决高压差下转子强度不足，存在断轴风险问题，我们结合转子材料力学及热膨胀性能测试，采用二次优化的马氏体不锈钢热处理工艺，提升了转子强度。在齿形方面，采用 SRMD-57 齿形，转子轴径同步提升，进一步提高了转子高压差工况下抗弯抗拉性能，各项校核安全系数充裕；同时优化同步齿轮安装位置及方法，提高转子定位运转精度。

根据热态温度和该新的热态中心距，采用了业内领先的高温型线设计方法，调整设计了完全共轲的热态型线。并根据其冷态型线进行加工、验收。调整后的型线理论上具有在设计热态温度和设计热态中心距下的均匀 0.25mm 空间间隙。能较大程度上的兼顾转子的性能和可靠性。

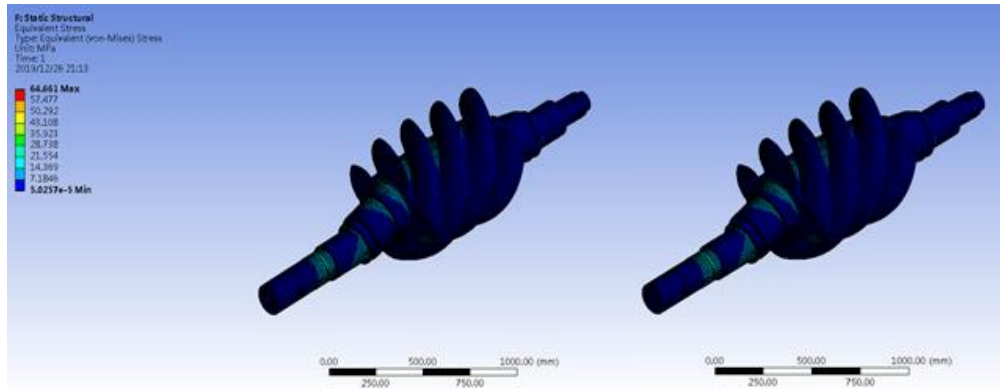


图 4 阳、阴转子应力分布图

c) 机架可靠性设计：为满足高转速大负载工况要求，我们对热泵主机机架采用 H 型钢全焊接制作，采用多套网格进行计算，对比结果随网格数量的增加变化小于 5% 时，满足计算精度要求。机架变形和受力较大的位置在压缩机侧最大变形量为 0.15mm，最大应力为 52.122MPa。机架设计合理，满足使用要求。

d) 轴封可靠性设计开发：通过理论模型计算，完成了初始密封的结构设计，通过开展全工况的蒸汽模拟试验，对密封结构进行了优化改进。

e) 轴承可靠性设计：考核滑动轴承的性能参数主要有比压、功耗、轴瓦温度。经过计算分析得出 SSHP630 螺杆压缩机的轴承比压最大为 3.4Mpa，按照最大 50% 极限制定载荷来选用滑动轴承（极限轴承比压为 10Mpa, 材料极限），即 5Mpa，因此，压缩机轴承比压满足要求；SSHP630 螺杆压缩机的轴承总功耗为 183.9 kW，用油量为 345 L/min，功耗比 2.8%，低于 5%，满足常规轴承设计要求；SSHP630 螺杆压缩机的径向轴承温度最高为 74.6℃, 平均温度最高 58.6℃，推力轴承温度最高为 80.73℃，平均温度最高 69.08℃，远低于轴承许用温度（报警温度 105℃，连锁 115℃），通过开展全工况的轴承载荷模拟实验，验证了轴承的可靠性。

3) 蒸汽螺杆压缩机装置控制技术：分析蒸汽螺杆压缩机装置的各子系统，重点研究气液分离系统、控制系统和降噪系统，完成了蒸汽螺杆压缩机的控制和保护方案。通过研究大流量带压蒸汽螺杆压缩机的噪音特性和工况特性，完成了蒸汽螺杆压缩机消音器的设计方案。

4) 大功率蒸汽螺杆压缩机试验平台：成功搭建了 10 MW 级蒸汽试验平台。借助原有大功率电机试验平台，通过公用工程的完善升级，完成试验系统设计，见图 5，完成管线应力校核设计以及试验平台外购件选型设计。通过试验系统的半封闭式运转，逐步建立试验系统的全蒸汽循环条件；依托全自动的电气及气液系统调节，建立了大功率螺杆热泵主机的试验方法。最终完成了螺杆热泵样机的

在 100%工况下的性能试验，对螺杆热泵在实际工况下的性能指标进行了考核验证。

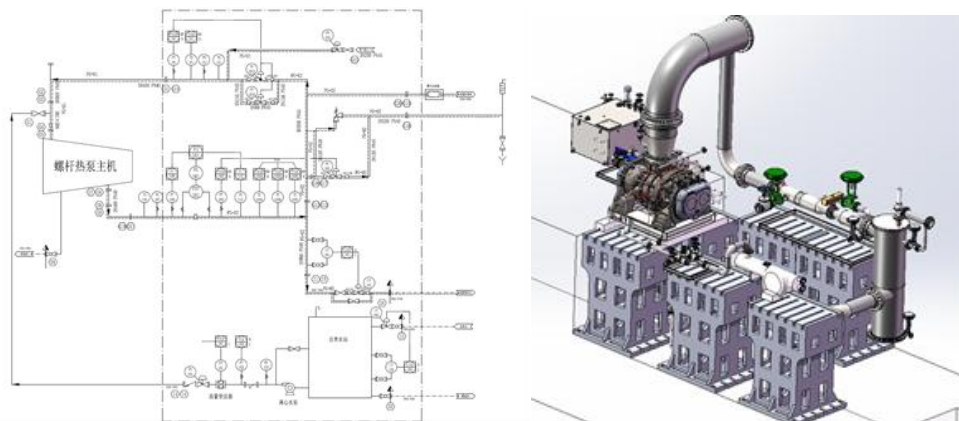


图 5 全工况蒸汽试验平台气液流程图

1.4. 技术装备的知识产权和获奖情况

1.4.1 本技术主要相关知识产权

表 1 技术发明授权情况

序号	知识产权名称	国家(地区)	授权号 (标准编号)	权利人
1	回收对二甲苯生产工艺中吸附分离装置的低温余热的方法	中国	ZL201410295496.X	中国石油化工股份有限公司
2	由 C8 混合芳烃分离生产对二甲苯的方法	中国	ZL201410299263.7	中国石油化工股份有限公司
3	蒸汽发生装置和芳烃联合系统	中国	ZL201420201013.0	中国石化工程建设有限公司 中石化炼化工程(集团)股份有限公司
4	节能型水蒸汽压缩机试验装置	中国	ZL202120982402.1	中国船舶重工集团公司第七一一研究所

2. 运行情况及应用效果

2.1 应用案例

2.1.1 案例一

九江芳烃新建项目。采用中国石化第三代芳烃成套技术的九江芳烃装置于 2022 年 6 月一次开车成功产出合格产品。蒸汽升压机组 6 月 11 日正式投用，从正式投运至今一直运行良好，各项技术指标达到攻关目标要求。利用精馏塔顶较高温位的冷凝热发生蒸汽，除了作为压缩机透平驱动蒸汽外，其余部分采用螺杆

压缩机升压，供本装置加热设备、压缩机抽汽器直接使用。共计产生 1.95MPaG 蒸汽 72.5 t/h，替代常规设计中通过 3.5MPaG 蒸汽减温减压后作为芳烃抽提装置加热设备及其他重沸器热源，消除了高品位蒸汽减温减压过程造成的能量浪费，显著提高了装置余热发生蒸汽的利用效率。与蒸汽发电方案相比，本装置蒸汽升压方案的计算能耗可降低 33 kgeo /t 对二甲苯。

2.1.2 案例二

福建芳烃改造项目。本技术应用于福建 100 万吨/年芳烃装置改造项目（一期，该装置采用 UOP 芳烃成套技术），2022 年 1 月一次开车成功，至今运行良好，各项技术指标达到设计值要求。利用温位 150-175℃的塔顶冷凝热发生蒸汽，全部采用本技术开发的螺杆压缩机升压，共计产生 1.2MPaG 蒸汽 103.6 t/h，并入全场蒸汽管网供企业内其它装置轻组分分馏塔重沸器、加热炉雾化蒸汽等用户直接使用。目前二期节能改造项目正在实施，二期实施后，产生 1.2MPaG 蒸汽 56.1 t/h，和 2.2MPaG 蒸汽 52t/h，其中 2.2MPaG 蒸汽替代目前通过 3.5MPaG 蒸汽减温减压后作为芳烃抽提装置加热设备热源，消除了高品位蒸汽减温减压过程造成的能量浪费，显著提高了装置余热发生蒸汽的利用效率。两期实施后，采用《对二甲苯单位产品能源消耗限额》（GB 31534-2015）中的能耗指标，装置设计能耗将降低 132 kgoe/t 对二甲苯。

本技术装备国产化率 100%，除相关设备、管道及仪表外，无特殊新增投资。

2.2 节能降碳效果

截止 2023 年底市场上利用本技术成果建成的装置有一套，节能改造装置有一套，与《对二甲苯单位产品能源消耗限额》（GB 31534-2015）中重整芳烃装置的能耗先进值相比，利用本技术成果形成的年节能量 13.44 万吨标油，年二氧化碳减排量 23.26 万吨。

表 2 2023 年 12 月底市场上应用该技术形成的年节能量、年二氧化碳减排量一览表

序号	装置名称	PX 产量， 万吨/年	比基准值能耗 减少，kgoe/tPX	年节能 量， 10 ⁴ toe/a	年 CO ₂ 减排 量， 10 ⁴ tCO ₂ /a
1	九江对二甲苯装置注 (1)	89	98.0	8.72	15.09
2	福建一期节能改造注 (2)	100	47.2	4.72	8.17
	合计	189		13.44	23.26

注（1）基准值按 320kg 标油/tPX；

注（2）基准值为装置改造前能耗值。

计算原则说明：新建装置依据《对二甲苯单位产品能源消耗限额》（GB 31534-2015）中重整芳烃装置的能耗先进值为 500 kgoe/吨 PX。扣除重整装置能耗，芳烃装置能耗基准值按 320 kgoe/吨 PX 计。改造装置能耗基准值为装置改造前的能耗。标准燃料油的排放系数按 1.73 tCO₂/t 考虑。

到 2030 年，采用该技术进行设计的新建芳烃装置总规模约 380 万吨/年，利用该技术节能改造的芳烃装置规模将增加 260 万吨/年 PX，届时形成的减碳能力约 114.4 万吨/年。

本技术除了在新建和一件芳烃联合装置改造中应用外，还可推广应用到新建或已建炼油化工装置改造中，可以回收装置内的低温余热，包括但不限于高温蒸汽凝液余热、反应产物低温余热、精馏塔塔顶余热等多种形式的余热资源，以降低石化企业的装置能耗。目前，在蒸汽价格不断上涨，电价稳中有降的情况下，采用机械式增压技术，可大幅降低企业生产能耗，减少碳排放，具有广阔的推广前景。

3. 效益分析

截止 2023 年底市场上利用本技术成果形成的年节能量 13.44 万吨标油，年二氧化碳减排量 23.26 万吨。按燃料价格 0.35 万元/吨计，年节省操作费用 47040 万元。

在“双碳”目标及企业节能增效减排的多重要求下，大型耗能企业急需调整能源结构，提高二次能源使用比重，加大能源回收力度。目前，在蒸汽价格不断上涨，电价稳中有降的情况下，采用机械式再增压技术，可大幅降低企业生产能耗，减少碳排放。

本技术在芳烃联合装置中已实现成功应用。国内芳烃产能不断增加，未来行业将迎来较大的市场竞争，届时芳烃的生产成本将直接决定用户的市场竞争能力，节能减碳将会是芳烃行业提高竞争力的重要途径。截止 2023 年底，国内采用传统引进技术建设的 PX 装置产能约 1600 万吨，存在大量的低温热没有回收利用，本技术存在巨大的应用市场。本技术对于高效回收利用炼油化工装置普遍存在的低温热、装置能效提升具有示范作用，为石化行业绿色低碳转型发展提供有利的技术支撑。

4. 突出亮点

回收利用低温余热发生蒸汽及升压直接利用显著提升了低温热回收利用效

率，与蒸汽发电技术相比，蒸汽升压技术在相同蒸汽处理量下，能耗降低 53%，投资节省约 44%。采用本技术的新建芳烃装置综合能耗达到国际领先水平，节能降碳效果突出。

本技术研制并工业应用的蒸汽压缩机以下性能达到了国际先进水平：

（1）进排气温度：国际先进厂家具有高温型的同类型螺杆压缩机。相应的排气温度最高已可达 200℃，蒸汽压缩机最高温度可达 180℃。而此次开发的蒸汽螺杆压缩机，进气温度将达 130-160℃，排气温度将达 210℃。在蒸汽升压应用中，温度参数达到了国际先进。

（2）排气压力：国际先进厂家同类型同尺寸的螺杆压缩机最高排气压力仅能达到 1.2MPaG（国内仅能达到 0.7MPaG）。而此次开发的蒸汽螺杆压缩机最高达到 1.8MpaG。在蒸汽升压应用中，压力参数达到了国际先进。

（3）进排气压差：国际先进厂家同类型同尺寸的螺杆压缩机仅能耐受 0.75MPaG 的压差。而此次开发的蒸汽螺杆压缩机进排气压差最高达到 1.4MpaG。在蒸汽升压应用中，压力参数达到了国际先进。

（4）单机功率：国际先进厂家同类型同尺寸的螺杆压缩机单机装机功率最大仅能达到 5000 kW。而此次开发的蒸汽螺杆压缩机装机功率最高达到 8000 kW。在蒸汽升压应用中，单机功率参数达到了国际先进。

本技术适用于新建芳烃装置以及已建芳烃装置的节能改造，还可推广应用到新建或已建炼油化工装置节能改造中。应用本技术成果将产生显著节能减碳效益，降低国内芳烃企业的生产成本、提升竞争力。

编制人：王 婷

审核人：姜晓花

中国石化工程建设有限公司

2025 年 2 月

三、中国石化工程建设有限公司炼油加热炉绿色节能降碳成套技术

1. 基本情况

1.1 背景

炼油加热炉是石化企业的关键耗能设备，其耗能约占装置总耗能的 50%~80%，加热炉节能对降低企业能耗具有关键影响，有利于企业提质增效和绿色低碳可持续发展。加热炉运行期间，通过燃料燃烧产生高温对物料进行加热，因烟气硫酸、碳酸露点腐蚀等因素限制了排烟温度，致使很多热量随烟气排放而损失，另外因炉体外壁温度高对外散热量较大，从而降低了加热炉的效率。目前加热炉设计外壁温度在 27°C 无风环境条件下不高于 80°C（炉底 90°C），炉壁散热损失约占加热炉能量供给的 2.5% 左右。

为了进一步挖掘传统化石燃料加热炉在节能、减排、增效方面的潜力，SEI 研发团队依托多项集团公司课题和公司级课题开展集智开发攻关，总结形成“炼油加热炉绿色节能降碳成套技术”。本技术已经在中化泉州 160 万吨/年延迟焦化装置、海南炼化 70 万吨/年航煤加氢装置等项目中进行了成功应用，目前均已经成功运行 2 年以上，节能效果、经济效益和社会效益突出。本技术符合国家发展改革委发布的《产业结构调整指导目录（2024 年）》中有关节能技术开发应用的要求，并成功入选《国家工业和信息化领域节能降碳技术装备推荐目录（2024 年版）》。

1.2 原理

“炼油加热炉绿色节能降碳成套技术”重点对高效空气预热、燃料预热、高效燃烧、复合耐火材料、新型挡板阀、漏点封堵、智能控制、废液再生及烟气深度回收等技术进行耦合研究，研发了高效耐久空气预热器、炉体新型封堵结构、新型燃烧器、看火门等相关节能设备及配件，实现加热炉炉膛氧含量的精准控制，减少排烟损失、炉膛漏风、不完全燃烧损失和外壁散热损失，形成加热炉热效率优化提升方案，可将加热炉热效率提升至 95% 及以上，同时减排 NO_x、CO、CO₂ 等污染物。

1.3 工艺流程及技术特点

“炼油加热炉绿色节能降碳成套技术”主要涉及加热炉炉体、燃烧器、空气预热器、鼓引风机、挡板阀等设备和仪表联锁控制系统等，其典型的工艺流程详见下图：

加热炉低温段烟气热能回收的流程（流程一）。

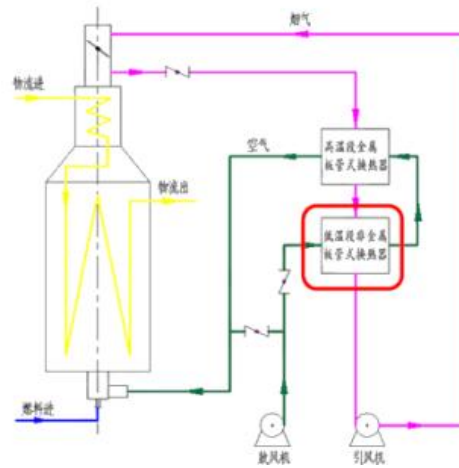


图 1 加热炉低温段烟气热能回收流程一

加热炉低温段烟气热能回收的流程（流程二）。

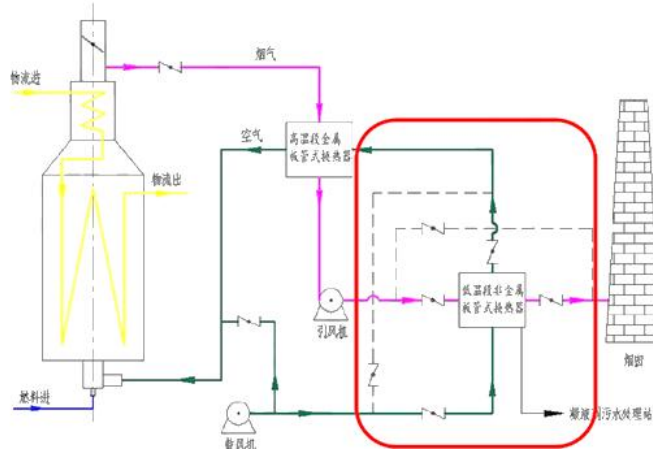


图 2 加热炉低温段烟气热能回收流程二

本技术功能特性及指标如下：

（1）在强化辐射传热和对流传热的基础上，实现助燃风、燃料与烟气的深度换热，使加热炉热效率 $\geq 95\%$ ，排烟温度 $\leq 80^{\circ}\text{C}$ ；

（2）开发应用新型隔热耐火材料及其复合结构，降低散热损失，使加热炉外壁温度 $\leq 70^{\circ}\text{C}$ ；

（3）采用新型看火门和炉膛出入口封堵，减少炉膛漏风量和炉膛负压波动；

（4）设计配置加热炉智能优化自动控制系统，控制加热炉炉膛氧含量 $1\% - 1.5\%$ ；

（5）开发新型低 NO_x -CO型燃烧器，减少烟气 NO_x 和CO排放，实现烟气 NO_x 和CO浓度均不高于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。

1.4. 技术装备的知识产权和获奖情况

1.4.1 本技术主要相关知识产权

表 1 技术发明授权情况

序号	知识产权名称	专利号	类型	专利权人
1	加热炉余热回收系统	ZL201520897333.9	实用新型	中国石化工程建设有限公司
2	一种工业炉高温烟气余热回收系统	ZL201620042128.9	实用新型	中国石化工程建设有限公司
3	一种烟气深度余热利用及烟气净化系统	ZL202020778555.X	实用新型	中国石化工程建设有限公司
4	一种稳定火焰低 NO _x 燃烧器	ZL201420008824.9	实用新型	中国石化工程建设有限公司
5	加热炉	ZL201510463582.1	发明	中国石化工程建设有限公司
6	组合式加热炉	ZL201520867305.2	实用新型	中国石化工程建设有限公司
7	一种新型高效双面辐射管式加热炉	ZL201220061712.0	实用新型	中国石油化工集团公司中国石化工程建设有限公司
8	一种重整加热炉	ZL201611205985.7	发明	中国石化工程建设有限公司
9	一种采用中尾管的侧烧 n 型转化炉	ZL201710293738.5	发明	中国石化工程建设有限公司
10	一种分类温度为 800℃ 的超低导热型浇注料及其制备方法	ZL201910925617.7	发明	中国石化工程建设有限公司
11	一种分类温度为 1200℃ 的超低导热型浇注料及其制备方法	ZL201910927323.8	发明	中国石化工程建设有限公司
12	一种加热炉用看火门	ZL201621285020.9	实用新型	中国石化工程建设有限公司
13	一种加热炉用人孔门	ZL201621285528.9	实用新型	中国石化工程建设有限公司
14	设备底部用人孔门	ZL201721320879.3	实用新型	中国石化工程建设有限公司

1.4.2 获奖情况

表 2 获奖情况

序号	项目名称	获奖时间	获奖名称	奖励等级	所有获奖人	授奖单位	获奖类别
1	炼油加热炉绿色节能降碳成套技术	2023	石油石化好技术		刘涛、张伟乾、孙毅、蔡建光、韩艳萍、袁成	中国化工学会、中国石化出版社、《科技创新	工程建设类

					志、刘长爱、韩健、王海涛、王曦宏	与品牌》杂志社、全国石化行业企业科协联合会	
2	100MW 大型加热炉的研究与开发	2015	科技进步奖	3	蔡建光、厉亚宁、孙毅、施刚、吴智信、彭光勤、王海涛、万里平、周桂娟、王元清、刘雷、韩艳萍、张伟乾、罗莹、石永久	中国石油化工集团公司	科学技术进步奖

2. 运行情况及应用效果

炼油加热炉绿色节能降碳成套技术的开发和应用,能够有效提升炼油加热炉的热效率(≥95%),使加热炉运行热效率远高于国内外同行业平均能效水平,并大幅减少CO₂和NO_x的排放,为加热炉及余热回收系统的高效稳定运行提供有力保障。该技术成熟可靠,适用于石化领域新建和改扩建的炼油加热炉及余热回收系统等,已在中国石化海南炼油化工有限公司70万吨/年航煤加氢装置和中化泉州石化有限公司160万吨/年延迟焦化装置上进行了成功有效的应用和验证,可以大幅度提升加热炉运行热效率,降低排烟温度,减少CO、CO₂、NO_x等大气污染物的排放。

表3 主要技术应用改造情况

序号	应用单位名称	应用技术	应用对象及规模	改造实施内容	应用开始时间	应用结束时间
1	中国石化海南炼油化工有限公司	炼油加热炉绿色节能降碳成套技术	70万吨/年航煤加氢装置	加设BMS系统,更换空气预热器	2022年5月	至今
2	中化泉州石化有限公司	炼油加热炉绿色节能降碳成套技术	160万吨/年延迟焦化装置	更换空气预热器、烟风道挡板阀、新型看火门	2021年11月	至今

表 4 节能降碳效果及收益情况

序号	装置名称	总热负荷 (MW)	改造后热效率 (%)	节约能量 (MW)	碳减排量 (吨/年)	节能收益 (万元/年)	碳减排收益 (万元/年)	投资额 (万元)	回收期 (年)
1	海南炼化航煤加氢装置	11.62	95.14	0.8	1638	208	11	740.4	3.38
2	中化泉州石化延迟焦化装置	48	95.06	1.55	3174	403	22	800	1.88

本技术及装备 100%国产化，无特殊新增投资情况。

本技术适用于石油化工领域中的新建或改扩建的炼油加热炉及余热回收系统。

3. 效益分析

炼油加热炉绿色节能降碳成套技术作为节能成套技术，其应用效益计算依据是采用本技术的投资额，新增利润基于热效率提升的燃料费用节省收益（按 3.6 元/千克标准油计算）和由于节省燃料从而减少烟气排放带来的 CO₂ 减排收益（按 70 元/吨计算），由于加热炉运行平稳带来装置生产效益提升和烟气（NO_x 和 SO_x）减排带来环保费用节省未计入新增利润。

本技术通过对加热炉绿色节能降碳方法进行研究、创新、整合，为加热炉节能降碳提供成套解决方案，具有显著的经济效益、环保效益和社会效益。以 100MW 热负荷加热炉为例进行测算，燃料气热值采用 41.868 MJ/kg（标准油低热值）。经过节能改造，热效率由 92.3%（行业内加热炉平均热效率）提升至 95%，加热炉热效率提升 2.7%。据此核算，每年可节约燃料费用 800 余万元，对应减排 CO₂ 约 6300 吨/年，减排 NO_x（按 50 mg/Nm³ 平均值计算）约 1868 kg/年，减排 SO_x（按 10 mg/Nm³ 平均值计算）约 374 kg/年。

4. 突出亮点

炼油加热炉绿色节能降碳成套技术通过对绿色节能降碳方法进行研究、创新、整合，为广大炼化企业加热炉节能降碳增效提供可定制化的“菜单式”成套解决方案，减少烟气污染物排放的同时，使加热炉热效提升至 95% 以上，确保加热炉运行水平达到国际先进、国内领先的水平，具有显著的经济效益、环保效益和社会效益。

一是显著降低 CO₂ 和 NO_x、SO_x 等大气污染物的排放，在提升装置运行效益的同时，还可以提高装置低碳环保水平，是名副其实的绿色技术。根据前述计算，每 100MW 加热炉应用本技术后可节省燃料（标准油）2224 吨/年，一个典型的千万吨级炼厂，适合应用本技术的加热炉总负荷约为 2000MW，可节省燃料 44480 吨/年，对应减排 CO₂ 约 12.6 万吨/年，减排 NO_x（按 50 mg/Nm³ 平均值计算）约 37363 kg/年，减排 SO_x（按 10 mg/Nm³ 平均值计算）约 7473 kg/年。

二是提高加热炉节能降碳技术的联动促进效果，各项技术优势互补，提升了技术应用效果，促进炼油加热炉行业高质量发展。推广应用炼油加热炉绿色节能降碳成套技术，有助于提升行业发展质量、促进转型升级。

三是技术整合使得竞争力进一步提高，拓展了行业相关企业的发展空间。炼油加热炉绿色节能降碳成套技术总的目标要求为各项分项技术协调发展确立了明确的方向，炼油加热炉绿色节能降碳成套技术在国内国外均有较强的竞争优势，为相关企业发展，尤其是小微型企业“抱团”发展、参与国际市场竞争，提升发展质量创造了有利条件，可促进产业良性发展。

编制人：刘 涛

审核人：蔡建光

中国石化工程建设有限公司

2025 年 2 月

四、中国石化胺液脱硫系统节能与长周期稳定运行技术

1. 基本情况

1.1 背景

胺液脱硫工艺广泛用于炼化企业、天然气领域的含硫化氢气体净化，普遍采用 MDEA 为脱硫剂，工艺为低温吸收-高温再生的循环工艺。千万吨级炼厂单套胺液系统循环量可达 300-500 t/h，其运行能耗可占全厂能耗的 8%左右，处理 1 t 胺液约排放 7900kg CO₂，运行效果直接影响产品质量、环保达标、全流程平稳运行及经济效益。胺液脱硫系统节能与长周期稳定运行关键技术围绕胺液系统的关联流程和工艺定位，通过分析、设备、工艺、脱硫剂、净化的耦合，形成成套技术，提供胺液运行问题整体解决方案。整体技术均实现工业应用，并经过长周期工业应用考察，整体技术处于国内领先，部分技术处于国际先进水平，相应技术成果入选 2023 年工业和信息化部印发的第二批石化化工行业鼓励推广应用的目录，本技术可服务于《产业结构调整指导目录（2024 年）》第七项“石油天然气”中的“油气勘探开发技术与应用”。

1.2 原理

随着炼厂转型升级、原油加工深度不断提升，待脱 H₂S 物流增多，胺液脱硫系统已成为仅次于原油和循环水系统的第三大物流系统，其系统复杂且存在脱硫效率低导致的净化气难达标；杂质累积带来的异常工况多、难稳定；运行管理效率低导致的能耗剂耗高等共性难题，直接影响产品达标、全流程平稳运行及经济效益。对此，开发了涵盖胺液全种类杂质分析和在线分析、高效高选择性脱硫剂、高效错流高精度无机膜、抗堵抑发泡塔盘、胺液系统智能化管理与运行优化等技术内容的胺液脱硫系统节能与长周期稳定运行技术。

其中，高选择性脱硫剂通过在有机胺化合物分子中氨基的氮原子上连接一个或多个体积较大的碳链基团产生空间位阻效应，提高化学活性和选择性，最大限度提高与 H₂S、CO₂ 的反应速率差，产生显著的脱硫效果和节能效果。

通过建立适用于胺液脱硫系统的膜层结构和膜厚度设计公式，开发基于分离层膜材料改性和错流过滤工艺优化的高精度错流无机膜技术，采用高均一性无机膜制膜工艺实现孔径控制在 ± 10% 的范围，在保证过滤精度的同时最大限度提高膜通量。与此同时，进一步完成耐污染分离层铸膜液改性剂研制与开发。

胺液脱硫系统智能化管理与运行优化技术为基于信息化平台实现胺液脱硫

系统智能化管理与专家诊断优化的集成：基于对胺液脱硫系统质能平衡分析，确定可拓展的多指标胺液脱硫系统整体运行评价方法，实现对运行工况的综合评价和优化潜力分析；同时建立基于流程模拟软件的严格机理模型，提升专家优化方案的准确性，并通过建立海量优化数据的数据库模型大幅提高算法运算的灵敏度，最终实现基于信息化平台的胺液脱硫系统低能耗运行管理方法开发。

通过上述技术的开发及集成，进一步提高脱硫剂有效硫容、稳定性及脱硫效率，CO₂共吸率降低 20%以上；通过降低胺液中固体、轻烃等杂质含量，提升胺液品质，保证胺液脱硫效果，可实现降低剂耗 40%以上；通过开展胺液系统全局优化，依托胺液系统运行管理与优化平台提高全厂胺液系统的整体智能化管理水平，可实现胺液系统能耗降低 10%以上。胺液脱硫系统节能与长周期稳定运行技术对于提高胺液系统运行管理水平，保障胺液系统“安、稳、长、满、优”生产运行具有重要意义。

1.3 工艺流程及技术特点

1.3.1 胺液全种类杂质和在线分析技术

针对胺液系统中杂质生成原因复杂、种类繁多，企业很难自主判断杂质生成种类的问题，建立胺液全种类杂质和在线分析平台，提供全种类杂质检测、微量杂质对脱硫剂性能影响分析等服务，为胺液系统规范化、科学化管理提供数据支撑。根据对胺液品质影响，确定固体、轻烃、阳离子、阴离子 4 大类杂质分析项目，发泡性、腐蚀性、脱硫脱碳等 3 大类、5 小项关键性能，基本可满足企业关于胺液脱硫系统的分析需求。

1.3.2 SDMP 高效抑制发泡塔盘技术

针对传统塔盘结构简单，易堵塞、抑泡性能差的问题，通过特殊结构设计，提高液相的分散程度和传质效率，阻力降低，抗堵性好、抑泡性强，通过塔内件结构调整优化实现不同分离场合的需求。

SDMP-1 型：高抗堵型，适用于循环氢、焦化干气脱硫、污水汽提等易堵塞场合。

SDMP-2 型：适用胺液体系体系、抑制发泡功能强、扩能改造。

SDMP-3 型：全逆流无返混塔盘，提高传质效率。

SDMP-4 型：超级抗堵塔盘，对于固含量高物系有非常强的容垢能力，适用于煤气化污水等场合。

1.3.3. SDKC 高效高选择性脱硫剂技术

针对现有脱硫剂脱硫率有待提高、CO₂共吸率高、胺液使用浓度低的问题，高选择性脱硫剂通过在有机胺化合物分子上引入碳链基团产生空间位阻效应，提高化学活性和选择性，最大限度提高与H₂S、CO₂的反应速率差，产生显著的脱硫效果和节能效果，具有稳定性好、再生能耗低、适应性好的优点。

1.3.4 SDIM 胺液系统提质净化技术与设备

SDIM 胺液系统提质净化技术与设备设计处理量为 10 t/h，设有过滤精脱、超滤浓缩、深度脱盐 3 个系统，可深度脱除胺液中夹带的固体杂质、轻烃及热稳盐等，解决胺液系统运行中因杂质积累造成的系统运行不稳定、净化气不达标、剂耗高等问题，实现胺液系统的长周期高效稳定运行。

1.3.5 胺液系统智能化管理与运行优化技术

企业在胺液系统的管理上多以经验管理为主，本技术综合考虑胺液系统运行数据、质量数据、设备数据、调度规则、优化模型以及管理经验，提出胺液系统低能耗运行管理方法，汇集于平台，实时计算关键运行数据，辅助调度决策、指导优化调整，并通过对胺液系统的整体管理、考核与评比，促进企业胺液系统持续优化工作的落实，实现胺液系统长期低能耗的运行状态。

1.4. 技术装备的知识产权和获奖情况

1.4.1 本技术主要相关知识产权

表 1 技术发明授权情况

编号	专利名称	编号	专利权人
1	一种 MDEA 选择性脱硫工艺和系统	ZL201611052236.5	陈建兵；商剑峰；张英；薄德臣；马蕊英；高明
2	一种新型塔板（实用新型）	ZL201621273703.2	高明；薄德臣；张英；陈建兵；高景山
3	一种含硫化氢气体的处理方法及装置	ZL201510414033.5	彭德强；王璐瑶；孟凡飞；陈新；刘杰；王岩
4	一种酸性气处理工艺及系统	ZL201410732125.3	王璐瑶；齐慧敏；彭德强；孟凡飞；陈新；陈建兵
5	一种酸性气立式反应器及处理方法	ZL201410141837.8	陈建兵；彭德强；王璐瑶；王岩；王阳峰；孟凡飞；陈新

1.4.2 获奖情况

表 2 获奖情况

编号	获奖名称	颁发单位名称	授予时间和级别
1	炼化企业胺液系统及酸性水汽提装置节能与长周期高效运行技术	中国石油化工集团有限公司	2019 年，技术发明三等奖

2	高硫高重烃油田伴生气绿色高效净化成套技术开发及工业示范	中国石油化工集团有限公司	2020年，科技进步二等奖
3	胺液脱硫系统绿色高效运行关键技术开发及应用	中国石油化工集团有限公司	2022年，科技进步二等奖
4	高含硫油气安全环保技术处理关键技术	新疆维吾尔自治区人民政府	2022年，科技进步二等奖

2. 运行情况及应用效果

本技术应用后，工艺中涉及的剂、关键设备等实现国产化替代，项目实施改造过程中的投资仅为新增设备、脱硫剂费用及相应施工费用，无特殊新增投资情况，具体各技术应用效果如下。

2.1 西北油田天然气脱硫塔改造

西北油田天然气脱硫塔存在发泡带液、拦液冲塔的问题，采用 SDMP 塔盘改造后，脱硫效果（实际）约 10-15 ppm，在保证脱硫效果的同时脱硫塔运行平稳，几乎取消消泡剂投用。

表 3 改造前后效果对比

项目	改造前	改造后
直径 mm	浮阀塔盘	立体喷射塔盘
处理能力(万方/d)	250	300
单板压力降(Pa)	1100	750-900
MDEA 浓度	45-46%	50%
指标合格率(%)	80-95	100%
蒸汽消耗(t/万方)	1.08	0.86
拦液次数(/天)	3-24	0
消泡剂用量(ml/d)	1000-30000	0

2.2 九江石化脱硫剂应用案例

2019年4月，九江分公司五部硫磺2#溶剂再生装置加注高选择性脱硫剂60t。加注高选择性脱硫剂之后，H₂S脱除率保持原有的100%脱除率，CO₂脱除率由加剂前的67.87%降低至54.3%，证明脱硫剂的选择吸收性效果明显提高。

高选择性脱硫剂用于硫磺装置的工业应用对比结果表明：本技术的选择吸收性能相比于常规MDEA脱硫溶剂明显提高，CO₂共吸率降低约20%，且再生后溶剂脱硫效果良好，贫液中H₂S含量均在1.5 g/L以下。运行至今，富液中H₂S含量相比加剂前有一定提升，证明脱硫剂吸收效果稳定，硫容高，再生效果好，稳定性好。

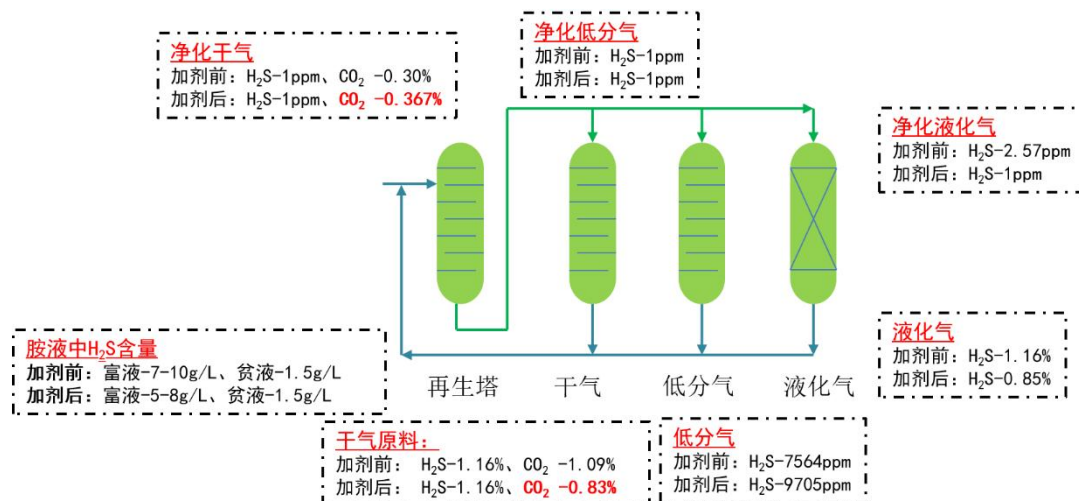


表 1 流程示意图

2.3 茂名石化胺液优化平台技术应用情况

茂名石化上线的胺液系统智能化管理与运行优化平台,涵盖了胺液系统涉及单元所用的胺液运行数据、设备数据以及能耗和指标数据,可实现对胺液系统关键运行参数的多级运行监测、调度优化、系统优化与系统管理,已部署在企业实时数据库系统中,作为企业胺液系统管理优化的总抓手。通过胺液系统操作优化、改造优化等方面着手,经实施降低胺液系统年操作费用 1290.24 万元,经济效益显著。

3. 效益分析

本技术目前已在循环氢脱硫、干气脱硫、天然气脱硫、加氢还原气脱硫、胺液再生领域等 20 余套装置取得应用,可进一步推广至炼厂气、液化气、天然气等脱硫场合。可实现降低二氧化碳共吸率 10%以上,胺液使用浓度提高至 32%以上,实现“油+悬浮物”脱除率 98%以上,热稳盐降低至 1%以下,实现胺液中 4 大类 30 余项性质的分析,成套技术全部应用后,胺液运行能耗成本下降 5%左右。前期,在茂名分公司、九江分公司、中科炼化、青岛石化应用后,因节省蒸汽、减少脱硫剂消耗年创效 2789.64 万元。

4. 突出亮点

针对炼化企业胺液脱硫系统存在的问题,开发了胺液脱硫系统节能与长周期稳定运行技术。搭建了胺液全种类杂质和性能评价平台,实现胺液关键性质的在线分析,满足企业运行诊断和研发需求;通过分子结构设计,合成了具有不同选

择性、碱性、水溶性的有机胺产品，开发了适应不同应用场合的高效脱硫剂，具有硫容高、H₂S 选择性高、热稳定性能好等特点。研制了多层复合渐变孔径结构的无机膜，具有过滤精度高、运行周期长、膜再生性能好的特点，并形成胺液净化一体化设备，实现胺液中主要杂质脱除，提升胺液运行品质。开发了胺液脱硫系统智能化管理与运行优化技术，提出了多指标胺液脱硫系统整体运行评价方法，构建了胺液脱硫系统能耗与运行数据的关联模型，建立了胺液脱硫系统优化管理平台。成套技术全部应用后，再生所用蒸汽量节约 5%左右，具有较好的节能降碳效果，可满足炼化企业、油田企业等气体脱硫场合的需求，应用前景广阔。

编制人：李明一

审核人：陈建兵

中石化（大连）石油化工研究院有限公司

2025 年 2 月

五、中国石化低氮强化燃烧技术 (中国石化加热炉低温炉膛低 CO 燃烧技术研究)

1. 基本情况

1.1 背景

胺液脱硫工艺广泛用于炼化企业、天然气领域的含硫化氢气体净化,普遍采用 MDEA 为脱硫剂,工艺为低温吸收-高温再生的循环工艺。千万吨级炼厂单套胺液系统循环量可达 300-500 t/h,其运行能耗可占全厂能耗的 8%左右,处理 1 t 胺液约排放 7900kg CO₂,运行效果直接影响产品质量、环保达标、全流程平稳运行及经济效益。胺液脱硫系统节能与长周期稳定运行关键技术围绕胺液系统的关联流程和工艺定位,通过分析、设备、工艺、脱硫剂、净化的耦合,形成成套技术,提供胺液运行问题整体解决方案。整体技术均实现工业应用,并经过长周期工业应用考察,整体技术处于国内领先,部分技术处于国际先进水平,相应技术成果入选 2023 年工业和信息化部印发的第二批石化化工行业鼓励推广应用的技术和产品目录,本技术可服务于《产业结构调整指导目录(2024 年)》第七项“石油天然气”中的“油气勘探开发技术与应用”。随着我国对大气环境保护的重视,对烟气中的有害物质 NO_x 含量限制的要求也逐步提高。大气中 NO_x 含量的增加,是形成雾霾和酸雨的主要原因,我国已对炼化企业制定了 NO_x 的排放标准,许多城市也相继出台了对于烟气 NO_x 排放的限定值。

近年来炼化企业加热炉已基本完成低氮燃烧器改造工作,现有的常规低氮燃烧技术主要围绕降低燃烧温度,减少热力型 NO_x 生成,大多采用分级扩散和烟气内循环相结合的燃烧方式。炉膛温度低于 700°C 的低温加热炉,常规低氮燃烧器存在开工点火困难,容易发生熄火、爆燃,排烟中 O₂ 和 CO 含量同时偏高的问题,特别是炉膛较低(低于 600°C)的加热炉 CO 超标严重,个别加热炉 CO 含量超过 1000ppm。一方面,燃料燃烧不完全,氧含量高、烟气量大,加热炉运行效率不高;另一方面烟气中 CO 含量过高,加热炉存在着较大的安全隐患,可能发生突然熄火、爆燃,影响加热炉安全稳定高效运行。因此,低温炉膛下常规低氮燃烧器燃烧不完全、不稳定,排烟中 CO 和 O₂ 含量高的问题,已成为加热炉安全稳定高效运行急需解决的迫切问题。

基于此,本技术针对低温炉膛下常规低氮燃烧器燃烧不完全、不稳定,排烟中 CO 和 O₂ 含量高的问题,开发了低温炉膛低 CO 燃烧技术。采用增设中心瓦

斯枪、燃料气分级燃烧及一级燃料气预混合燃烧的方法，有效解决低温炉膛低氮燃烧过程 CO 和 O₂ 含量同时偏高的问题，可使排烟中 CO 含量降低至 50 mg/m³ 以下，NO_x 含量降低至 60mg/m³ 以内，有效提高加热炉燃料利用效率和安全稳定性。本技术在中韩（武汉）石化重整圆筒炉、1#航煤加氢炉上成功应用，重整圆筒炉（炉膛温度 630-670℃）排烟中 CO 含量由 168.2 mg/m³ 下降为 24.7 mg/m³，NO_x 含量由 32.9 mg/m³ 下降为 26.0 mg/m³，O₂ 含量由 4.2% 下降至 3.7%；航煤加氢炉（炉膛温度 580℃）排烟 CO 含量由 1308.8 mg/m³ 下降为 6.3 mg/m³，NO_x 含量由 32.7 mg/m³ 下降为 31.4 mg/m³，O₂ 含量由 5.6% 下降至 3.0%。

1.2 原理

目前，炼化企业加热炉燃料以气体燃料为主，其中氮含量很低，燃烧产生的 NO_x 主要为热力型和快速型，燃料型 NO_x 含量极少。国内外常规低氮燃烧技术大多采用分级扩散和烟气炉内循环相结合的燃烧方式，通过弱化燃烧，降低火焰燃烧温度，抑制 NO_x 的产生。本技术针对低温炉膛下常规低氮燃烧器出现的燃烧不完全、不稳定，排烟中 CO 和 O₂ 含量高的问题，基于低温炉膛的燃烧特性及燃烧影响因素，提出低氧分级燃烧和局部强化燃烧相耦合的路线，开发了低温炉膛低 CO 燃烧技术，控制 NO_x 含量的前提下，促使燃料完全燃烧。

低温炉膛低 CO 燃烧技术开发的新型低 CO 燃烧器结构如图 1 所示，与常规低氮燃烧器相比，增设了中心一级燃料枪，二级燃料枪沿耐火砖周围分布，采用中心燃料预混燃烧与二级燃料低氧分级燃烧相结合的方式，达到降低 CO 和 NO_x 的目的。燃料气采用分级燃烧技术，每级燃料都通过独立的调节阀单独控制负荷，燃烧器筒体底部连接一级燃料喷枪，一级燃料喷枪通过燃烧器筒体底部伸入到混合器下部入口处，在混合器的顶部设置混合集气腔，一级燃料气采用预混合燃烧技术，一级燃料气与助燃空气的混合气在混合集气腔内部混合后喷入到一级燃烧区内迅速燃烧。中心一级燃料枪喷出的燃料作为一级燃料，燃料喷头处设置稳焰罩，防止助燃空气流速过大对中心火焰造成冲击，达到稳定初级火焰的目的。一级燃料放热量约占燃烧器总负荷的 30% 左右，燃烧器全部助燃空气通过耐火砖，一级燃料采用预混合燃烧技术，一级燃料与助燃空气通过文丘里来提高一级燃料与空气的混合均匀性，可以使一级燃料在较短时间内快速完全燃烧，避免燃烧过程产物 CO 的形成，进而避免燃烧器出现脱火、熄火等不稳定的状况。一级燃料的充分稳定燃烧，可以提高助燃空气温度，使二级燃料更容易达到着火点，实现充分燃烧，减少燃烧过程中 CO 的含量；并且一级燃料燃烧的烟气直接混入空气

中，可降低助燃空气中的氧浓度，使二级燃料在低氧分压条件下燃烧，有效降低火焰区温度，实现低氮排放的目的。

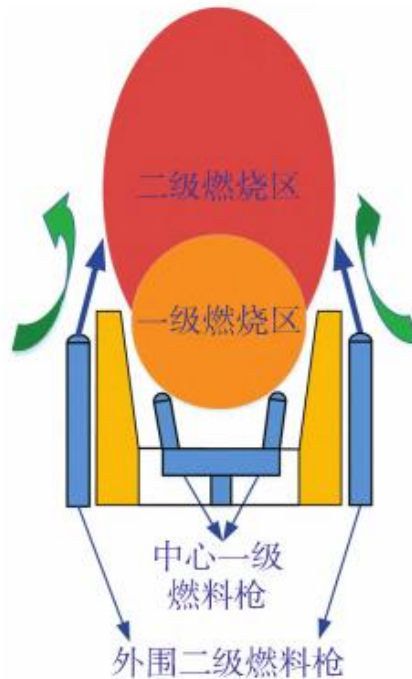


图 1 新型低 CO 燃烧器结构示意图

1.3 工艺流程及技术特点

本技术采用低氮燃烧和局部强化燃烧耦合技术，在燃烧器中心增加一级燃料枪，采用一级燃料预混合燃烧技术，强化中心火焰燃烧，在较低过剩空气系数下保证燃料完全燃烧，避免出现脱火、熄火等不稳定的状况；同时，通过强化中心火焰燃烧，能够提高助燃空气温度，降低助燃空气中的氧浓度，使二级燃料在低氧分压条件下燃烧，耦合二级燃烧的炉内烟气再循环，降低火焰区温度，实现低氮燃烧。通过强化中心火焰燃烧及优化一、二燃料分配比例，在控制 NO_x 含量达标的前提下，大幅降低了烟气中 CO 含量。低温炉膛低 CO 燃烧技术的主要特点包括：

1.3.1 采用局部强化燃烧，促进燃料完全稳定燃烧，避免 CO 生成

在燃烧器中心增加一级燃料枪，采用一级燃料预混合燃烧技术，确保一级燃料在较低过剩空气系数下快速完全燃烧，有效降低烟气中 CO 和氧含量；并且，一级燃烧枪设置稳焰罩，稳定中心火焰，避免出现脱火、熄火等不稳定的状况，同时，在二级燃料提供了一个中心局部高温区，提高助燃空气和二级燃料温度，促进二级燃料快速完全燃烧，避免 CO 的产生。

1.3.2 采用低氧分级燃烧，降低火焰燃烧温度，降低 NO_x 的产生

二级燃料通过多只二级燃料枪从耐火砖外围分级喷出，喷出的二级燃料卷吸低温烟气回流，降低混合气体中的氧含量和氮气含量，同时降低了火焰燃烧温度；分级燃烧喷出后还构建了折叠的扩大火焰面，扩大的火焰面的加剧了火焰的散热，可进一步降低火焰燃烧温度；另外，一级燃料燃料燃烧的烟气混入助燃空气中，降低了空气中氧含量，使二级燃烧在低氧情况下燃烧，减少燃烧强度，再次降低火焰温度，进而有效抑制 NO_x 的生成。

1.3.3 优化一、二及燃料分配比例，降低 CO 含量

燃料气采用分级燃烧技术，每级燃料都通过独立的调节阀单独控制负荷，通过调节和控制中心一级燃料比例，达到燃烧器优化运行，降低 CO 含量的目的。

1.4. 技术装备的知识产权和获奖情况

1.4.1 本技术主要相关知识产权

本技术开发中心一级燃料全预混燃烧技术，强化中心火焰燃烧，降低燃烧过程产生的 CO；优化一、二级燃料分配比例，降低 NO_x 的同时，解决 CO 超高问题。如表 2 所示，已授权发明专利 3 件，具有自由运作权，不与国内相关专利和技术冲突。

表 1 技术发明授权情况

序号	专利名称	专利号	授权时间	专利权人
1	低氮燃烧器、燃烧器组件和低氮燃烧器系统	ZL202011134790.4	2023 年 1 月 17 日	中国石油化工股份有限公司
2	一种加热炉烟气余热回收系统和燃烧系统	ZL202110494156.X	2023 年 5 月 23 日	中国石油化工股份有限公司
3	陶瓷传热元件气孔的填充方法、陶瓷传热元件及浸渗装置	ZL202010908440.2	2022 年 5 月 3 日	中国石油化工股份有限公司

1.4.2 获奖情况

表 2 获奖情况

编号	获奖名称	颁发单位名称	授予时间和级别
1	炼化企业胺液系统及酸性水汽提装置节能与长周期高效运行技术	中国石油化工集团有限公司	2019 年，技术发明三等奖
2	高硫高重烃油田伴生气绿色高效净化成套技术开发及工业示范	中国石油化工集团有限公司	2020 年，科技进步二等奖
3	胺液脱硫系统绿色高效运行关键技术开发及应用	中国石油化工集团有限公司	2022 年，科技进步二等奖

4	高含硫油气安全环保技术处理关键技术	新疆维吾尔自治区人民政府	2022 年，科技进步二等奖
---	-------------------	--------------	----------------

2. 运行情况及应用效果

2020 年 9 月，对中韩（武汉）石化重整圆筒炉、1#航煤加氢炉进行改造前测试，改造前燃烧状况如图 2 所示，火焰发黄，燃料燃烧不完全，火焰飘晃，稳定性较差。



图 2 改造前重整炉和 1#航煤加氢炉燃烧状况

2020 年 12 月，将重整圆筒炉、1#航煤加氢炉共计 14 台常规的低氮燃烧器改造为新型低 CO 低氮燃烧器，改造后燃烧状况如图 3 所示，火焰颜色由黄色变为蓝色，说明燃料完全燃烧程度提升明显，烟气中 CO 含量较少，火焰燃烧刚劲有力，稳定性更好。



图 3 改造后重整炉和 1#航煤加氢炉燃烧状况

中韩（武汉）石化重整圆筒炉、1#航煤加氢炉共计 14 台常规的低氮燃烧器改造为新型低 CO 低氮燃烧器后，重整圆筒炉（炉膛温度 630-670℃）排烟中 CO 含量由 168.2mg/m³ 下降为 24.7mg/m³，NO_x 含量由 32.9mg/m³ 下降为 26.0mg/m³，O₂ 含量由 4.2% 下降至 3.7%；航煤加氢炉（炉膛温度约 580℃）排烟 CO 含量由 1308.8mg/m³ 下降为 6.3mg/m³，NO_x 含量由 32.7mg/m³ 下降为 31.4mg/m³，O₂ 含量由 5.6% 下降至 3.0%，加热炉热效率分别提高 0.17%、1.16%，有效提高了加热炉燃料利用率和安全稳定性。

3. 效益分析

本技术在中韩（武汉）石化重整圆筒炉、1#航煤加氢炉成功应用，重整圆筒炉（炉膛温度 630-670℃）排烟中 CO 含量由 168.2 mg/m³ 下降为 24.7 mg/m³，NO_x 含量由 32.9 mg/m³ 下降为 26.0 mg/m³，O₂ 含量由 4.2% 下降至 3.7%；航煤加氢炉（炉膛温度 580℃）排烟 CO 含量由 1308.8 mg/m³ 下降为 6.3 mg/m³，NO_x 含量由 32.7 mg/m³ 下降为 31.4 mg/m³，O₂ 含量由 5.6% 下降至 3.0%。重整圆筒炉、1#航煤加氢炉热效率分别提高 0.17%、1.16%，每年可节约燃料气 14.2 吨，以燃料气价格 2564 元/吨计算，每年可增加经济效益 3.6 万元；每年减少二氧化碳排放量为 31.5 吨。在降低烟气 NO_x 排放的同时，提高了加热炉燃烧稳定性和热效率，确保加热炉安全环保、稳定高效运行。

石化行业低温炉大约占加热炉总数的 20%，低温炉膛低 CO 燃烧技术在相应的低温加热炉应用后，可在降低烟气 NO_x 排放的同时，提高加热炉燃烧稳定性和热效率，确保加热炉安全稳定高效运行，并且有效减少燃料消耗和二氧化碳排放，具有显著的经济效益和社会效益。

4. 突出亮点

本技术具备以下创新性：

1、根据低温炉膛低氮燃烧特性，耦合低氮燃烧和局部强化燃烧技术，开发了一级燃料全预混燃烧的新型低温炉膛低 CO 燃烧技术。

2、采用分级燃烧和炉内烟气再循环技术，优化一、二级燃料分配比例，平衡 NO_x 和 CO 的生成量。

3、开发设计了新型低温炉膛低 CO 低氮燃烧器，在降低 NO_x 的前提下，有效解决了低温炉低 NO_x 燃烧器由于火焰中心局部空气过剩量大、火焰温度低产生的 CO 严重超标问题，提高了燃烧稳定性和燃料利用率，保证了加热炉运行的安全性。

综上所述，加热炉低温炉膛低 CO 燃烧技术在降低烟气 NO_x 排放的同时，解决燃烧烟气中 CO 超标问题，提高了加热炉燃烧稳定性和热效率，确保加热炉安全环保、稳定高效运行；在降低能耗和减少环境污染方面具有显著优势，对推动炼油行业绿色低碳发展具有重要意义。

编制人：张婧帆

审核人：李玖重

中石化炼化工程（集团）股份有限公司洛阳技术研发中心

2025 年 2 月

六、中国石化新型催化裂化高效汽提器

1. 基本情况

1.1 背景

汽提器是催化裂化装置的关键设备之一，其作用是利用汽提介质将催化剂夹带的油气置换出来，高效汽提设备可减少生焦量及汽提蒸汽用量，使焦炭上的 H/C 比下降。由于传统汽提器存在汽提效率低、空间利用率低、偏流严重等问题，近年来，国内外研究者先后推出了多种汽提器专利技术，在一定程度上提高了汽提效率，但仍然未能克服汽固接触效率低、空间利用率低、接触时间短等关键技术问题。

催化裂化汽提段是一个典型的汽固逆流接触过程，在逆流流动过程中实现油气与水蒸汽的质量传递，油气从催化剂表面脱附。汽提效率主要与汽提蒸汽用量、汽提段温度、操作条件、催化剂物性及汽提段的结构型式等因素有关。其中汽提蒸汽与催化剂之间的接触状况直接影响汽提段的效率，而汽提蒸汽与催化剂之间的接触主要取决于汽提段的结构型式，这是提高汽提段汽提效率的途径之一，也是目前众多学者研究的焦点。

国内使用的汽提段主要有三种形式：即人字型档板、盘环档板和无构件（空筒）三种。其中无构件汽提段由 SW 公司引进的 RFCC 装置采用，但汽提效率不理想，目前已改用有档板结构。目前国内大多数 FCC 装置汽提蒸汽用量在 23 ~ 50kg/t 原料（或 3 ~ 6kg/t 剂），焦炭中氢含量多数在 8% 左右，有的甚至高达 10% 左右。

本技术开发的新型催化裂化高效汽提器可实现汽提蒸汽耗量 2.5 ~ 3.5kg/t 剂；焦炭氢含量 6% ~ 8%。目前已成功开发出三代 FCC 高效汽提器。即高效挡板式汽提器、多级组合式汽提器、填料式汽提器（LZT-I ~ LZT-III），并广泛应用于各种类型的 FCC 装置。本项技术已经在中国石油化工股份有限公司洛阳分公司、武汉分公司、长岭分公司、荆门分公司、胜利油田分公司等催化裂化装置和国内大多数 DMTO 装置上成功应用 60 余套。

通过实施本技术可减少 FCC 装置 CO₂ 和 NO_x 排放量，符合国家发改委《产业结构调整指导目录（2024 年）》中第一类鼓励类第四十二款环境保护与资源节约综合利用第一条大气污染治理和碳减排的要求。

表 1 重点装置情况

序号	装置名称	类型	规模, Mt/a	建成运行时间
1	中石化广州分公司	FCC	2.0	2007.02
2	中石化长岭分公司	MIP	2.8	2010.11
3	中石化金陵分公司	FCC	3.5	2012.10
4	浙江兴兴	DMTO	1.8	2015.04
5	神华陕西	DMTO	1.8	2015.12
6	中煤蒙大	DMTO	1.8	2016.04
7	浙江石化	FCC	3.0	2020.01

1.2 原理

新型 FCC 高效汽提技术主要包括新型催化裂化汽提设备与工艺。该技术着眼于提高气固接触效率，对内外环挡板结构做了较大改进：设置了催化剂导流结构，汽提段内固相催化剂的填充率由普通盘环型挡板的 58% 提高到 95%，加大了气固接触面积；裙体及内外环挡板倾角的改进，使催化剂在汽提器内停留时间增长 10%~30%，从而进一步提高了油气置换率，减轻了再生器负荷。

多段汽提工艺则注重汽提蒸汽在汽提段内上、下区域的流向及分配，汽提蒸汽有效利用率提高 15%，总汽提效率提高到 95% 以上。为实现高效汽提设备的长周期运转，对挡板表面及挡板上内构件采用了喷涂合金耐磨层技术。

实施本技术可提高汽提段汽提效率，降低焦炭中氢炭比、减少生焦量，减少原料油带入再生器中的碱氮量，从而分别降低 CO₂ 和 NO_x 生成量。

本技术具有结构简单、汽提效率高及节能降耗等显著特点。从气固接触机理出发，充分利用汽提器内的有效空间，使固相催化剂的填充率大大提高，并可提高装置的处理量。因此，既可用于新 FCC 装置的设计，又可用于旧 FCC 装置的改造。目前应用本技术的 FCC 装置处理量从 0.15Mt/a~3.5Mt/a，汽提器直径从 1500mm~4500mm，高度从 4000mm~12000mm。

1.3 工艺流程及技术特点

在工艺上采用两段或三段汽提，即汽提蒸汽分两段或三段进入汽提器，一段汽提蒸汽有效利用率达到 85%，二段段汽提蒸汽有效利用率接近 100%；一般单段汽提工艺汽提蒸汽有效利用率约为 70%。

结构上采用新型盘环式挡板（LZT-I、LZT-II），挡板上设有导流构件；而且，挡板表面喷涂合金耐磨层，保证了工业装置的长周期运转；一般汽提器采用普通环形挡板，挡板表面衬 20mm 厚的耐磨衬里，不仅投资较喷涂合金耐磨层增加约 1.5 倍，而且挡板重量增加约 1.3 倍，不利于安装、维护。LZT-III 型高效汽提器

采用新型格栅式填料为内件，气固接触更均匀，汽提效率可达到 98%以上。

新型 FCC 汽提器的汽提效率较常规的盘环形挡板汽提器效率提高 15% ~ 20%。

1.4. 技术装备的知识产权和获奖情况

1.4.1 本技术主要相关知识产权

本技术开发中心一级燃料全预混燃烧技术，强化中心火焰燃烧，降低燃烧过程产生的 CO；优化一、二级燃料分配比例，降低 NO_x 的同时，解决 CO 超高问题。如表 2 所示，已授权发明专利 3 件，具有自由运作权，不与国内相关专利和技术冲突。

表 2 知识产权情况

序号	专利名称	专利号	专利权人
1	一种流化床气固接触设备	200710054006.7	中石化洛阳工程有限公司
2	流化床气固接触设备	200710054007.1	中石化洛阳工程有限公司
3	一种催化转化汽提器	200910065887.1	中石化洛阳工程有限公司
4	催化转化汽提器	201010101732.1	中国石油化工集团公司 中国石化集团洛阳石油化工工程公司
5	一种流化床气固接触设备	201010219845.1	中国石油化工股份有限公司 中石化洛阳工程有限公司
6	一种催化裂化装置汽提器	201310186205.9	中石化洛阳工程有限公司 中石化炼化工程(集团)股份有限公司
7	填料单元及流化床气固接触设备	201821896631.6	中石化(洛阳)科技有限公司 中石化炼化工程(集团)股份有限公司
8	双锥度汽提器挡板及汽提器	202021117599.4	中国石油化工股份有限公司 中石化炼化工程(集团)股份有限公司

1.4.2 获奖情况

表 3 获奖情况

序号	获奖名称	颁发单位	授予时间	级别
1	新型催化裂化汽提设备的开发	中国石油化工集团公司	2002	科技进步三等奖
2	新型催化裂化汽提设备的开发	河南省	2002.04	优秀新产品新技术二等奖
3	催化裂化反应系统耦合强化技术及装备的开发与应用	中国石油和化学工业联合会	2020.12	科技进步一等奖

2. 运行情况及应用效果

2005年6月，该技术用于青岛石化公司1.4Mt/a重油催化裂化装置（MIP-CGP）。使用结果表明：焦炭氢含量降低29%，为7%~8%；一再稀相、密相温度较改造前平均分别降低了19℃和8.5℃；汽提蒸汽用量由原先的5.16kg/t剂下降到4.3kg/t，每小时节约蒸汽1075kg，年节约9030t，每吨低压蒸汽按140元计，每年可增效126万余元。生产一吨低压蒸汽大约至少需要128.6公斤标准煤，耗能约3.763GJ。应用本技术后，可每年节能 34×10^3 GJ，每年减少标煤消耗1161吨，按每吨标煤燃烧释放2.6吨CO₂计，每年可减少CO₂排放3000吨以上。截止至2024年6月，该技术共节能约 3.0×10^5 GJ，共减少CO₂排放约2.7万吨，仅节约蒸汽这项累计增效1100余万元。

国内目前催化裂化装置在180套左右，应用本技术的装置有49套，占有率约27%；2023年底国内MTO装置共31套，应用本技术的装置有15套，占有率接近50%。实施本技术装备不需要增加特殊投资。

本技术适用于各种规模和类型的催化裂化装置和MTO装置，也可以用于如异丁烷脱氢装置反应器气提器（脱除反应器内待生催化剂夹带的反应产品）、再生器还原气提器（对再生催化剂进行还原，恢复催化剂活性）等。

3. 效益分析

该技术已经用于广州分公司2.0Mt/a蜡油催化裂化装置（MIP）。使用结果表明：改造后焦炭氢含量为5%~6%，较改造前的焦炭氢含量6%~8%平均下降了35.7%；汽提蒸汽用量下降了25%，仅此一项每年增加效益200万元以上。

该技术已经用于锦州石化公司1.8Mt/a重油催化裂化装置。使用结果表明：汽提蒸汽的用量由3.3kg/t剂下降至2.6kg/t剂，下降了21%，焦炭氢含量为6.5%；仅此一项每年增加效益160万元以上。

该技术已经用于青岛石化公司1.4Mt/a重油催化裂化装置（MIP-CGP）。使用结果表明：焦炭氢含量降低29%，为7%~8%；一再稀相、密相温度较改造前平均分别降低了19℃和8.5℃；汽提蒸汽用量由原先的5.16kg/t剂下降到4.3kg/t，仅此一项每年增加效益120万元以上。

4. 突出亮点

本技术可提高催化裂化装置轻质油收率、降低能耗和减少环境污染。高效汽

提技术通过提高汽提段汽提效率，增加产品总液收产量，降低焦炭产率，减少原料油带来的 NO_x 生成量，从而降低碳排放。

2015 年 5 月，本技术在独山子石化 0.8Mt/a 催化裂化装置上实施，应用结果表明：焦炭中氢含量由 7.32% 下降至 5.37%，下降了 27%，产品总液收（汽油+柴油+液态烃）提高了 1.03 个百分点，焦炭收率下降 0.16 个百分点，约 1280t 焦炭。按当时产品单价计算，可提高装置年经济效益 1950.04 万元，每年可减少 CO₂ 排放约 1211t，每吨 CO₂ 按 100 元计，可增效 12.11 万元。

本技术适用于各种规模和类型的催化裂化装置和 MTO 装置，也可以用于如异丁烷脱氢装置反应器气提器（脱除反应器内待生催化剂夹带的反应产品）、再生器还原气提器（对再生催化剂进行还原，恢复催化剂活性）等。

综上所述，催化裂化高效汽提技术及装备在提高生产效率、降低能耗和减少环境污染方面具有显著优势，适用于多种炼油场景，对推动炼油行业绿色低碳发展具有重要意义。

编制人：王松江

审核人：雷世远

中石化炼化工程（集团）股份有限公司洛阳技术研发中心

2025 年 2 月

七、中国石化催化裂化副产 10 兆帕等级高压蒸汽成套技术

1. 基本情况

1.1 背景

催化裂化是炼油工业中最重要的二次加工工艺之一，是我国加工渣油的主要手段之一，所生产的汽油和柴油组分分别占全国的汽油和柴油成品总量的 75% 和 30% 左右，所生产的丙烯量约占全国丙烯总产量的 40%。

从国内和国际石油资源剩余储量看，高硫、重质等劣质原油比例逐年上升，由于原油加工量的降低，不同油种之间的质量价格差异会有所变化，但随着技术进步，以更短的加工总流程、加工更劣质原料、生产近似产品分布和质量的企业将得到更好的经济效益，获取技术进步带来的核心竞争力。随着原油重质化，催化裂化装置原料的劣质化加剧，主要表现为原料比重大、饱和烃少、氢含量低，残炭、硫、氮、金属及胶质、沥青质等杂质含量越来越高，而环境保护又对其生产过程和产品清洁化要求越来越严格。原油资源的劣质化必然促使炼油工业提高加工深度和复杂度、苛刻度，从而对节能减排构成严峻挑战。

针对催化裂化原料重质化和劣质化，中国石化工程建设有限公司（以下简称 SEI）在世界范围内首次集成和开发了重叠式两段不完全再生、发生高压蒸汽外取热器、湿绕组型强制循环热水泵和双功能焚烧式余热锅炉等技术和装备，形成了催化裂化副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术，充分利用重油催化裂化装置产汽负荷大、热能温位高的特点，将外取热器和余热锅炉发生蒸汽由 4.0MPa 中压等级提高到 10MPa 高压等级，有利于蒸汽逐级利用，可以降低装置能耗 3~4kg 标油/t 原料（相当于降低约 7%~10%），并降低全厂煤炭用量，节能降碳减排效果显著。

催化裂化副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术属于《产业结构调整指导目录（2024 年）》鼓励类第四十二小类“环境保护和资源节约综合利用”中第 11 项“技能技术开发应用”，目前已工业应用于中国石化荆门分公司 280 万吨/年催化裂化装置（高压蒸汽成套技术投资约 9000 万，2020 年 6 月 6 日一次开车成功）、中国石化扬子分公司 280 万吨/年催化裂化装置（高压蒸汽成套技术投资约 9000 万，2024 年 3 月 3 日一次开车成功）和中韩（武汉）石油化工有限公司 280 万吨/年催化裂化装置（高压蒸汽成套技术投资约 9000 万，2024 年 6 月 21 日一次开车成功）等 3 套重油催化裂化装置，实现长周期安全平稳运行，技术成熟可靠。

催化裂化副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术作为“劣质原料绿色低碳高效催化裂化成套技术”核心技术成果之一，先后通过了中国石油和化学工业联合会、中国石油化工集团公司的技术鉴定，总体处于国际领先水平。

1.2 原理

重油催化裂化装置具有产汽负荷大、热能温位高的特点，尤其是大型化装置，已成为炼化企业事实上的动力中心。以高能高用、节能降耗、长周期平稳运行为目标，开发高压蒸汽密相床下行式外取热器、高压立式湿绕组型强制循环热水泵和双功能烟气余热锅炉技术，并集成重叠式两段不完全再生技术，形成催化裂化装置副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术及装备，促进大型重油催化裂化装置在油品转化和能量保障方面的双功能。

1.2.1 重叠式两段再生技术

重油流化催化裂化重叠式两段再生技术由中国石化工程建设有限公司开发，并获得了中国发明专利，其特点是再生系统设置两个再生器，第一再生器和第二再生器重叠布置，即第一再生器布置在第二再生器上部。操作过程中，待生催化剂自反应器先进入第一再生器部分烧焦，然后半再生催化剂从第一再生器通过半再生斜管进入第二再生器，在第二再生器内部烧掉剩余全部焦炭，重叠式两段再生如图 1 所示。

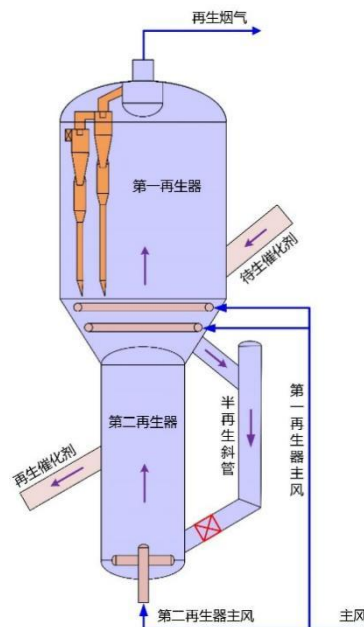


图 1 重叠式两段再生工艺示意图

第一再生器在贫氧条件下操作，由于焦炭中氢的燃烧速率远大于碳的燃烧速率，因此，待生催化剂在第一再生器较为缓和操作条件下（ $650^{\circ}\text{C} \sim 685^{\circ}\text{C}$ ），烧掉全部的氢和部分碳；第二再生器在富氧条件下操作，再生条件较第一再生器苛

刻。由于焦炭中氢在第一再生器内基本燃烧完全，所以第二再生器中水蒸汽含量较低，可以在更高温度下（680℃~720℃）将催化剂上的碳完全燃烧进行催化剂再生，并且能有效减小催化剂的水热失活。含有过剩氧的第二再生器烟气通过分布板进入第一再生器，与进入第一再生器的主风一起对待生催化剂进行烧焦，空气中的氧利用最为合理，可以有效降低烧焦主风用量和主风机耗功。

催化裂化装置副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术的关键是高压蒸汽发生和过热，通过研究不同再生型式与高压蒸汽发生、过热热量平衡匹配性，选用了重叠式两段再生技术。由于第一再生器在贫氧条件下操作，焦炭中的碳一部分转化为二氧化碳，一部分转化为一氧化碳，再生烟气中含有 3mol%~8mol% 的一氧化碳。含有一氧化碳的再生烟气经过烟气轮机回收压力能和部分热能后进入焚烧式余热锅炉，通过补燃将一氧化碳完全转化为二氧化碳，把一氧化碳的氧化化学能从再生系统转移至后部焚烧式余热锅炉，余热锅炉过热段温度约 800℃，可以将高压饱和蒸汽过热至 520℃~540℃，大大改善了反应-再生系统和烟气能量回收系统的热量匹配和平衡，为发生高压蒸汽奠定了基础。

对于新建催化裂化装置，再生系统建议采用重叠式两段再生技术。对于存量催化裂化装置通过适用性改造实现催化裂化装置副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术工业应用，原设计再生系统若采用完全再生技术，改造方案可以考虑将再生器改为不完全再生并改造余热锅炉，也可以考虑新增一台 10MPa 等级高压蒸汽过热锅炉来实现。

1.2.2 发生高压蒸汽外取热器

外取热器是高压蒸汽发生技术的关键设备，安全平稳性、传热计算、材料选择、加工制造及过程检验是发生高压蒸汽外取热器的技术核心。常规发生中压蒸汽外取热器是 SEI 专利设备，具有催化剂密相下行、床层线速低、管束冲刷磨损小、取热负荷灵活可控（0-100%调节）、传热效率好、高机械可靠性设计等优点，在国内外已成功应用近百台。

装置安全平稳、传热计算、材料选择、加工制造及过程检验是本技术的核心。发生高压蒸汽外取热器是在常规外取热器基础上，充分利用动态模拟 Aspen Dynamics 软件、有限元分析 ANSYS 软件以及流体动力学模拟 CFX 软件，通过外取热器流场模拟优化、管束强度应力分析、高压蒸汽系统安全性研究，进一步开发和完善，并对外取热器管束原材料、加工方法及制造过程停检点提出更高要求，确保外取热器制造质量，从而最大程度保证催化裂化装置的安全平稳运行。

利用动态模拟 Aspen Dynamics 软件建立了发生 10MPa 等级高压蒸汽再生系统动态模拟平台，研究了外取热器爆管对再生和能量回收系统的影响规律，开发了外取热器爆管预警技术、再生和能量回收系统安全平稳控制技术，解决了外取热器爆管造成的安全隐患。

为了保证外取热器制造质量和可靠性，基于有限元分析方法，利用 ANSYS 软件分析和评估了外取热器管束强度应力，根据管束强度应力分析计算结果（图 2），优化管束连接部位结构形式及制造方法，创新开发了高压蒸汽外取热器管束集合箱拔制结构（图 3）。拔制结构集合箱强度优于常规的焊接结构集合箱。为了提高外取热器制造可靠性，优化了外取热器管束与集合箱的焊接形式，提高了焊接质量及无损检测的准确性，为高压蒸汽外取热器设计和制造提供了强有力的保证。

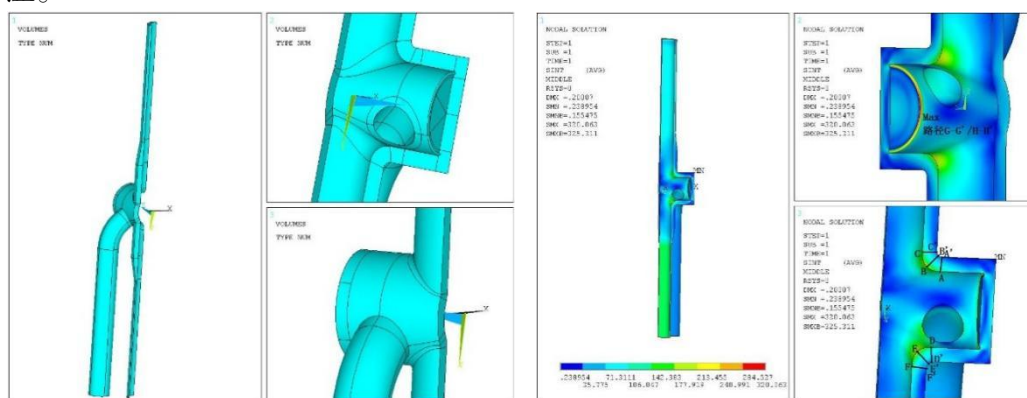


图 2 外取热器管束强度应力分析 ANSYS 模型和计算结果



图 3 外取热器管束集合箱结构示意图

1.2.3 湿绕组型强制循环热水泵技术

常规外取热器发生中压蒸汽时，配套循环热水泵入口压力约 4.9 MPa(g)、扬程 60m。发生高压蒸汽时，饱和蒸汽温度从常规 256℃提高到了 321℃，饱和水密度从 782kg/m³下降 666 kg/m³；外取热器水汽系统压降随着发生蒸汽等级提高

而增大，导致配套循环热水泵入口压力高达 11.8MPa(g)，扬程提高到了 80m，条件远比常规循环热水泵苛刻，特别是泵入口压力显著提高，具有低流量、高入口压力、高扬程的特点。

通过调研和技术询价，国内外较高水平的机泵供货商均没有满足发生高压蒸汽配套循环热水泵要求的离心泵制造业绩，因此 SEI 与沈阳鼓风机集团石化泵有限公司联合开发了 LUVc350X2-510/1 湿绕组型强制循环热水泵技术与国产化装备（图 4），可以满足重油催化裂化装置发生高压蒸汽循环热水泵工况要求，并形成了安装、操作及维护手册，为高压蒸汽水汽系统设计提供了重要支撑。

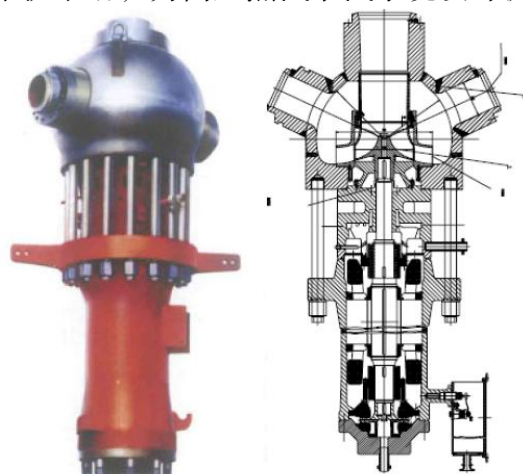


图 4 湿绕组型强制循环热水泵结构示意图

1.2.4 双功能焚烧式余热锅炉技术

电厂锅炉和动力锅炉一般都设有备用锅炉，单台锅炉发生故障时对全厂蒸汽产量影响较小。而重油催化裂化装置具有生焦率高、蒸汽产量大、占全厂蒸汽产量比例高的特点，一旦催化裂化装置操作出现波动或者紧急停工，会对全厂蒸汽系统和动力系统造成巨大影响，特别是重油催化裂化装置加工量在全厂加工总流程比重大的炼厂，严重时甚至可能引起全厂紧急停工。

为了最大可能保证全厂运行安全可靠，创新提出了最大程度上兼顾装置正常生产余热锅炉和无烟气条件下动力锅炉的双功能焚烧式余热锅炉概念，研制了双功能焚烧式余热锅炉，在确保装置正常操作下余热锅炉的良好弹性和效率前提下，通过最大量提高催化裂化装置事故工况下余热锅炉的补风量和补燃量，提高无再生烟气条件下余热锅炉的发汽负荷，实现从余热锅炉到动力锅炉的角色转变，降低重油催化裂化装置波动或紧急停工时对全厂动力系统的影响。

集成上述技术，形成了催化裂化副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术，成功研制了高压蒸汽系统国产化装备，并工业应用于中国石化荆门分公司 280 万吨/

年重油催化裂化装置，该装置于 2020 年 6 月 6 日一次开车成功，高压蒸汽系统安全平稳运行至今；并推广应用于 2024 年 3 月 3 日一次开车成功的中国石化扬子分公司 280 万吨/年催化裂化装置和 2023 年 6 月 21 日一次开车成功的中韩(武汉)石油化工有限公司 280 万吨/年催化裂化装置。国内催化裂化装置近 200 套，总加工能力约 2.6 亿吨/年，本成套技术既适用于新建装置，也适用于存量催化裂化装置技术改造，具有良好的推广应用前景。

1.3 工艺流程及技术特点

1.3.1 工艺流程

催化裂化副产 10MPa 等级高压蒸汽系统典型工艺流程如图 5 所示，该系统主要包括第一再生器、第二再生器、外取热器、循环热水泵、外取热器汽包、CO 焚烧锅炉以及配套三旋、双动滑阀、烟气轮机、烟气净化系统和烟囱等。

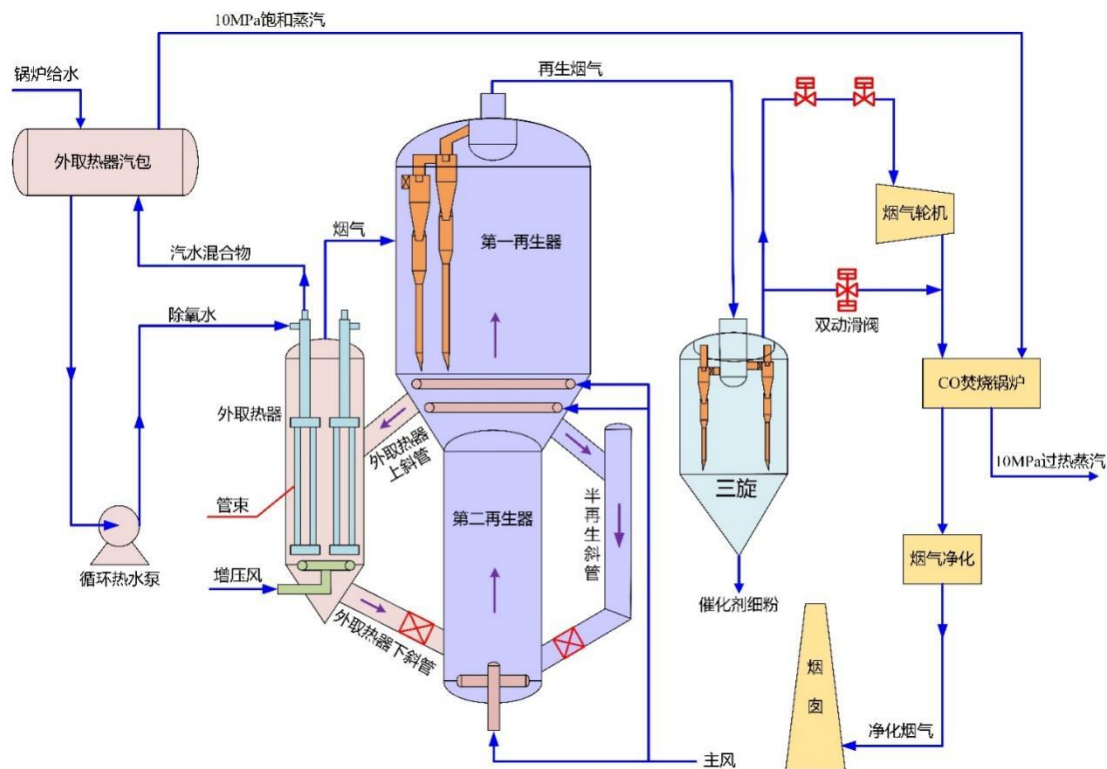


图 5 催化裂化副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术典型工艺流程图

正常操作时，反应器中的待生催化剂在汽提段经水蒸汽汽提后，通过待生斜管进入第一再生器进行烧焦。

第一段再生是在比较缓和条件下操作，CO 部分燃烧，在床层中烧掉焦炭中的部分碳和绝大部分氢，烧炭的多少可视进料轻、重不同而异，碳的燃烧量和再生器温度由进第一再生器的风量控制，以便获得灵活的操作条件，烧焦用的空气分别由过剩氧较高的二再烟气和一再主风提供。

从第一再生器中出来的半再生催化剂，经半再生斜管、半再生滑阀进入第二再生器下部，并均匀地分布。第二再生器内催化剂上剩余的碳用过量的氧全部生成 CO_2 ，由于在一段再生器中烧掉绝大部分氢从而降低了二段再生器中水蒸汽分压使二段再生器可以在更高的温度下操作，而不会造成催化剂水热失活，二再烟气由顶部进入第一再生器。第一再生器含 CO 且具有较高压力的高温烟气送至能量回收部分。

热的再生催化剂从第二再生器溢流斗流出进入再生斜管，经再生滑阀进入提升管底部，实现催化剂的连续循环。

为维持两器热平衡，增加操作灵活性，在第一再生器旁设置可调热量的外取热器 2 台，由第一再生器床层引出高温催化剂流入外取热器后，自上而下流动，取热管浸没于流化床内，取热器通入流化空气，以维持良好的流化，造成流化床催化剂对取热管的良好传热，经换热后催化剂温降 $100^\circ\text{C} \sim 150^\circ\text{C}$ 左右。一台外取热器的催化剂换热后通过外取热下斜管及外取热器下滑阀进入到第二再生器密相床；另外一台外取热器换热后的催化剂用空气提升返回到第一再生器，外取热器用的除氧水自 CO 焚烧锅炉来，进入外取热汽包，与外取热器换热出来的汽-水混合物混合，传热并进行汽、液分离后产生的 10 MPa 等级高压饱和蒸汽送至焚烧式 CO 余热锅炉过热。汽包里的饱和水由循环热水泵抽出，形成强制循环，进入外取热器取热管。

第一再生器出口高温烟气经烟道首先进入第三级旋风分离器，含少量催化剂细粉的烟气从第三级旋风分离器出来分为两路：一路经烟机入口电液高温切断蝶阀和烟机入口电液高温调节蝶阀轴向进入烟气轮机膨胀做功，驱动能量回收机组回收烟气中的压力能，做功后的烟气压力经烟机出口水封罐和另一旁路经双动滑阀调节放空的烟气汇合后进入焚烧式 CO 余热锅炉水保护段-蒸汽过热段-第一蒸发段-SCR 脱硝反应区-第二蒸发段和省煤段后回收烟气显热和潜热，发生 10MPa 等级高压蒸汽，并过热高压蒸汽至 540°C ，过热中压蒸汽至 420°C 。烟气温度降至 $< 160^\circ\text{C}$ 后经烟气进脱硫蝶阀和烟气进脱硫水封罐进入烟气脱硫除尘系统。

焚烧式 CO 余热锅炉设有旁路烟道，当单台锅炉故障时，部分烟气可以经烟气放空蝶阀和烟气放空水封罐走旁路烟道，与锅炉出口烟气混合后再进入烟气净化系统，净化烟气自烟囱排放自大气。

1.3.2 技术特点

劣质渣油催化裂化具有产汽负荷大、热能温位高的特点，将催化裂化装置发

汽压力由常规 4.0MPa 中压等级提高至 10MPa 高压等级，有利于蒸汽逐级利用，降低装置和全厂的能耗。

（1）集成重叠式两段再生技术

10MPa 等级超高压蒸汽发生与过热是本技术的关键。研究了不同再生型式与超高压蒸汽发生、过热热量平衡匹配性，以及处理高重金属劣质原料时催化剂活性保留，集成重叠式两段再生技术，将烟气中 CO 的氧化化学能转移至后部的 CO 余热锅炉，大大改善了反再系统和烟气系统的热量匹配和平衡，利于装置余热调控，为发生 10MPa 等级超高压蒸汽奠定了基础。

（2）首次开发并研制了 10MPa 等级密相下行式外取热器技术与装备

本项目建立了发生 10MPa 等级超高压蒸汽再生系统动态模拟平台，研究了外取热器爆管对再生和能量回收系统的影响规律，开发了外取热器爆管预警技术、再生和能量回收系统安全平稳控制技术，解决了外取热器爆管造成的安全隐患。

基于有限元分析方法，分析和评估了外取热器管束强度应力，优化管束连接部位结构形式及制造方法，创新开发了超高压蒸汽外取热器管束集合箱拔制结构，优化取热管与集合箱的焊接形式，提高了焊接质量的保证及无损检测的准确性，为超高压蒸汽外取热器设计提供了强有力的保证。

（3）开发并研制了国产化高压立式湿绕组型强制循环热水泵

针对 10MPa 等级超高压蒸汽配套循环热水泵入口压力 11.8MPa(g)、扬程 80m，与电厂相比具有低流量，高扬程的特点，开发了 LUVc350X2-510/1 型强制循环热水泵技术与国产化装备，形成了安装、操作及维护手册，为重油催化裂化装置 10 MPa 等级超高压蒸汽水汽系统设计提供了重要支撑。

（4）开发并研制了双功能烟气余热锅炉技术与装备

针对重油催化裂化装置生焦量大、产汽量多、占全厂蒸汽产出负荷的比重大的特点，创新提出了最大程度上兼顾装置正常生产余热锅炉和无烟气条件下动力锅炉的双功能烟气余热锅炉概念，研制了双功能烟气余热锅炉，在确保正常操作的良好弹性和效率前提下，尽量提高烟气中断条件下的补风、补燃和发汽负荷，降低催化裂化装置波动下对全厂动力系统的冲击。

集成上述技术，首次开发了催化裂化装置副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术，成功研制了高压蒸汽系统国产化装备，使催化裂化装置既是炼厂的汽柴油和丙烯及液化气生产装置，又是炼厂的动力岛，显著降低了装置和全厂的能耗，减少了全厂二氧化碳和污染物的排放。该技术在中国石化荆门分公司 280 万吨/年

重油催化裂化装置成功应用，2020年6月装置首次开车成功，10 MPa 等级高压蒸汽发生系统平稳运行，蒸汽温度、压力和流量波动很小。与传统发生 4 MPa 等级中压蒸汽相比，采用催化裂化装置副产 10 MPa 等级高压蒸汽成套技术，可以降低装置能耗 3 ~ 4 kg 标油/t 原料，相当于装置能耗降低约 7% ~ 10%，节能效果十分显著。

1.4. 技术装备的知识产权和获奖情况

1.4.1 本技术主要相关知识产权

催化裂化装置副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术作为劣质原料绿色低碳高效催化裂化成套技术的核心关键技术，知识产权和获奖情况如表 1、表 2 所示。

表 1 知识产权情况

序号	专利名称	专利号	专利权人
1	一种立式湿绕组型循环热水泵的安装结构	ZL 202122545416.X	中国石油化工股份有限公司； 中国石化工程建设有限公司

1.4.2 获奖情况

表 2 获奖情况

序号	奖励名称	颁发单位	授予时间	级别
1	劣质原料绿色低碳高效催化裂化成套技术	中国石油和化学工业联合会科技进步一等奖	2022 年	省部级
2	劣质原料绿色低碳高效催化裂化成套技术	中国化工协会、中国石化出版社、《科技创新与品牌》、全国石化行业企业科协联合会石油石化好技术	2023 年	省部级
3	劣质原料绿色低碳高效催化裂化成套技术	中国石油和化工勘察设计协会石油和化工工程绿色低碳工程技术成果	2024 年	省部级

注：“催化裂化装置副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术”是“劣质原料绿色低碳高效催化裂化成套技术”核心技术成果之一。

2. 运行情况及应用效果

催化裂化装置副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术及装备成功应用于中国石化荆门分公司 280 万吨/年重油催化裂化装置，该项目是中国石化集团公司“十条龙”攻关项目，于 2020 年 6 月 6 日一次开车成功，实现了长周期、安全、稳定、高效运行。

催化裂化装置副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术具有完全自主知识产权，装备国产化率达到 100%。由于发生蒸汽等级由 4.0MPa 提高到 1.0MPa 等级，相

应设备、管道及仪表费用增加,以 280 万吨/年催化裂化装置为例,与发生 4.0MPa 等级蒸汽相比,投资增加约 5000 万元。

国际上首次实现催化裂化装置副产 10MPa 等级蒸汽,系统运行平稳,装置副产 260t/h 超高压蒸汽通过系统管网到 4#汽轮组(25MW)发电,背压 4.0MPa 等级蒸汽和 1.0MPa 等级蒸汽品质满足全厂生产装置工艺需求,实现了先发电再蒸汽梯阶利用。荆门分公司停运两台 130t/h 的 CFB 动力锅炉,可减少煤炭用量 20~25 万 t/a,以煤炭价格 800 元/t 计,每年可减少煤炭费用 16000~20000 万元,全厂 CO₂ 排放量减少 38.4 万吨/年~48 万吨/年,SO₂ 和烟尘同比较降低 45.7% 和 53.1%,经济效益和社会效益显著,为炼油企业碳达峰、碳中和远景提供了有力的技术支持。

该成套技术推广应用于已投产的中国石化扬子分公司 280 万吨/年催化裂化装置和中韩(武汉)石油化工有限公司 280 万吨/年催化裂化装置,对炼厂重质劣质原料高效转化、装置安全平稳环保运行、降低装置能耗和全厂碳排放、增强企业的竞争力发挥了重要作用。

催化裂化装置副产 10MPa 等级高压蒸汽成套技术主要适用于炼油厂催化裂化装置,既适用于新建装置,也适用于存量装置通过技术改造实现本技术应用。

3. 效益分析

催化裂化装置副产 10MPa 等级蒸汽成套技术及装备长周期运行平稳,实现了先发电再蒸汽梯阶利用。荆门分公司可减少煤炭用量 20~25 万吨/年,以煤炭价格 800 元/t 计,每年可减少煤炭费用 16000~20000 万元,10MPa 等级高压蒸汽系统投资较常规 4MPa 等级中压蒸汽系统增加约 5000 万元,约 4 个月即可收回新增投资。另一方面,全厂煤炭用量减少,全厂 CO₂ 排放量减少 38.4 万吨/年~48 万吨/年。因此,催化裂化装置副产 10MPa 等级蒸汽成套技术的经济效益、环保效益和社会效益显著。

4. 突出亮点

我国催化裂化工艺作为炼油的主要转化技术,是我国加工渣油的主要手段之一,随着原油重质化,催化裂化装置原料的劣质化加剧,主要表现为原料比重大、饱和烃少、氢含量低,残炭、硫、氮、金属及胶质、沥青质等杂质含量越来越高,而环境保护又对其生产过程和产品清洁化要求越来越严格。原油资源的劣质化必然促使炼油工业提高加工深度和复杂度、苛刻度,从而对节能减排构成严峻挑战。因此,开发催化裂化装置副产 10MPa 等级蒸汽成套技术,对解决国内炼厂催化

裂化装置原料重质化、劣质化，提高原油资源利用率，降低装置乃至全厂能耗、碳排放和污染物排放，进一步发挥催化裂化在炼油加工总流程中重油轻质化的优势、提升炼化企业经济效益，具有十分重要的意义。

催化裂化装置副产 10MPa 等级蒸汽成套技术及装备的突出亮点主要体现在：打破现有催化裂化副产蒸汽的等级限制，在世界范围内首次利用催化裂化装置发生 10MPa 等级高压蒸汽，提高蒸汽品质，由常规 4.0MPa 等级提高到 10MPa 等级，提高能效比多发电，实现高能高用，装置能耗仍保持在重油催化装置先进水平上，将催化裂化装置打造成为炼厂油品加工效益和动力岛的双中心，经济效益、环保效益和社会效益显著，该技术既适用于新建催化裂化装置，也适用于存量催化裂化装置技术改造，可以为炼油企业碳达峰、碳中和远景提供有力的技术支持。

编制人：江盛阳

审核人：吴 雷

中国石化工程建设有限公司

2025 年 2 月

八、中国石化大连石油化工研究院氢气资源优化技术

1. 基本情况

1.1 背景

随着原油重质化劣质化趋势加剧、油品质量升级步伐加快及产品结构调整变化，各炼厂对氢气的需求量不断增加，氢气已成为炼厂原料成本中仅次于原油的第二大成本，此外氢气系统涉及增压、加热、脱硫等过程，消耗大量能源资源，因此，开展炼厂氢气系统优化研究，已成为企业实现降本增效、节能降耗的必要途径。

中石化（大连）石油化工研究院有限公司基于临氢催化技术积淀，以用氢装置耗氢优化为核心，创造性的开发了中石化氢资源优化与集成管理技术（H2-STAR），该技术于2016年通过总部技术评议，2018年获得“第二十七届中国石化管理现代化创新成果二等奖”，2019年获得中国石化科技进步三等奖。近年来，已在中石化、中石油、地方炼厂等数十家企业开展了氢气资源优化服务，部分优化方案已得到实施改造，为企业取得切实节氢节能效益。

本技术属于《产业结构调整指导目录（2024年）》中石化化工领域绿色高效技术（副产氢替代煤制氢等清洁利用技术）。

1.2 原理

大连院氢资源优化技术（H2-STAR）依托过程系统工程方法论，以氢夹点计算、氢气利用效率计算为指导理论，分析、评价企业氢气系统运行水平。H2-STAR技术整合系统分析评价、优化潜力评估、涉氢反应计算、氢气资源回收、氢气转输节能、智能监测预测等多维度分析优化技术，实现企业氢气资源产、用、收、输的全方面优化。

1.3 工艺流程及技术特点

氢资源优化技术（H2-STAR）依托过程系统工程方法论，以氢夹点计算、氢气利用效率计算为指导理论，分析、评价企业氢气系统运行水平。在此基础上，针对企业产、用氢过程，如制氢、重整、各类加氢装置等，开发集成反应动力学的氢网模型技术，从而在单装置、子系统层面提升产氢效率，降低用氢损耗；针对氢气回收过程，开发氢气-轻烃-燃料三元优化技术，根据不同气源组成及杂质分布，组织技术可靠、技术经济性好的工艺流程回收氢气等高附加值资源；针对氢气调度过程，开发在线智能优化平台技术，实时监测企业氢气系统管网运行情

况，助力企业提升氢气管网系统管理运行水平。本技术实现系统-装置-末端回收-管网运行的集成优化。H2-STAR 技术适用于炼油、化工等加工过程需要氢气资源参与的工业领域。

此外，H2-STAR 技术拓展出以氢足迹技术为核心的数字孪生技术族。基于数据驱动原理，氢足迹技术采用人工智能建模技术建立氢元素分布模型，实现企业氢流走向分布的预测。为确保模型预测的准确性，针对涉氢装置开发以反应机理模型+数据驱动的混合模型技术，使氢资源优化突破典型工况应用限制，实现企业不同工况氢资源的智能柔性优化。结合在线监测优化平台可实现氢气系统产、用、输调度过程的自动化预测与柔性优化。目前，新一代氢资源柔性优化技术也已逐步进行应用转化。

1.4. 技术装备的知识产权和获奖情况

1.4.1 本技术主要相关知识产权

表 1 知识产权情况

序号	专利名称	专利号	专利权人
1	一种酸性气处理系统	CN204237559U	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司抚顺石油化工研究院
2	一种新型含硫化氢废气治理系统	CN204233957U	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司抚顺石油化工研究院
3	一种新型制氢方法及系统	CN106629592A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司抚顺石油化工研究院
4	一种制氢工艺方法及系统	CN106629593A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司抚顺石油化工研究院
5	氢气回收系统协同优化方法及系统	CN109248541A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司抚顺石油化工研究院
6	变压吸附装置最优吸附时间确定方法及系统	CN109248542A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司抚顺石油化工研究院
7	测定多组分混合气体气固吸附过程吸附量的方法及系统	CN109254113A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院
8	一种变压吸附的最优吸附时间的确定方法及系统	CN109255132A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院
9	一种氢气资源的优化方法及优化系统	CN109255461A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院
10	一种氢气资源的优化方法及系统	CN110020444A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院
11	一种耗氢装置低分气优化利用方法及系统	CN109929587A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院
12	一种劣质油品加工方法	CN109929588A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院
13	一种耗氢装置排放干气优化利用方法及系统	CN109929593A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院

序号	专利名称	专利号	专利权人
14	一种重污油脱水方法	CN111303931A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院
15	存储器、变压吸附的最优吸附时间确定方法、装置及设备	CN111377404A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院
16	存储器、临氢异构化的产物分布预测方法、装置和设备	CN111382887A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院
17	存储器、氢气系统优化方法、装置和设备	CN111379965A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院
18	存储器、氢气管网工况数据生成方法、装置和设备	CN111379966A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院
19	存储器、氢气管网故障排查方法、装置和设备	CN111379967A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院
20	存储器、氢气系统监测方法、装置和设备	CN111379975A	中国石油化工股份有限公司；中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院

1.4.2 获奖情况

表 2 获奖情况

序号	获奖名称	颁发单位	授奖时间	级别
1	中国石化科技进步奖	中国石油化工股份有限公司	2020 年	三等奖
2	中国石油化工集团有限公司第二十七届管理现代化创新	中国石油化工股份有限公司	2018 年	二等奖

2. 运行情况及应用效果

石家庄炼化完成 800 万吨/年炼油升级后，氢气需求量显著增加，但氢气系统未做相应优化改造，其氢气缺口部分采用邻近化工园区煤制氢补充。但外购氢成本高，且时常波动或停工，对炼厂装置平稳运行造成严重影响。

基于以上问题，企业应用大连院氢资源优化技术，分析诊断后实施重整氢梯级利用，柴油加氢、蜡油加氢反应动力学分析优化、氢气管网压力能匹配优化等操作优化方案，以及氢气、轻烃资源回收改造优化方案。具体涉及的改造内容包括富氢回收装置新增膜分离回收单元、轻烃回收单元扩能、新增配套压缩机等。

项目优化方案实施后，外购煤制氢产氢减少由 20000Nm³/h 降低至 4500Nm³/h，并增收氢气资源 7300Nm³/h，不仅压减了外购高碳排灰氢用量，还降低外购氢在氢气供应中占比，有效提升氢气系统抗外界波动影响的容量，保障了系统用氢安全。上述优化方案具体涉及的改造内容包括富氢回收装置新增膜分离回收单元、轻烃回收单元扩能、新增配套压缩机等均为国产化技术。

优化后该企业增收氢气资源 7300Nm³/h，折合降低制氢装置碳排约 5.5 万吨/年。

3. 效益分析

本技术主要可提升企业氢气利用效率，为企业回收高附加值氢气资源，并降低回收、利用氢气资源过程的能耗，最终效益体现在节氢、节能方面。由于目前炼油、化工等行业氢气仍以化石燃料制备为主，因此本技术节氢过程中可有效减少化石燃料制氢过程的污染物排放与碳排。不同加工流程及技术水平的企业，其应用效果也有差异。以千万吨级炼化企业为例，应用本技术进行分析优化及方案改造后，预计可降低制氢装置负荷 1 万吨/年以上，节氢、节能效益 2500 万元/年以上，降低制氢过程碳排 10 万吨/年以上。

4. 突出亮点

H2-STAR 技术在产氢层面可统筹氢气-轻烃-瓦斯资源的综合回收优化，提升氢气等资源的产出效率；用氢层面可做到加氢用户的精准用氢，在满足产品收率及指标要求的前提下精准把控加氢深度；回收利用层面整合企业管网、压缩机等设备，根据含氢气体潜在压力能，最小化氢气系统运行能耗。综上，本技术可实现企业氢气资源产、用、回收的全方面优化，优化维度及潜力优于同类型技术。

编制人：谭明松 邢 兵

审核人：王阳峰

中石化（大连）石油化工研究院有限公司

2025 年 2 月

九、中国石化广州工程公司 LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术

1. 基本情况

1.1 背景

硫磺回收装置尾气处理工艺主要分 3 类：亚露点工艺、选择氧化工艺和还原吸收工艺，其中：采用尾气还原吸收工艺的硫磺回收装置总硫回收率可达 99.8% 以上，在石油化工领域得到广泛应用。目前除部分煤化工领域硫磺回收装置尾气处理采用催化氧化工艺外，其余大部分都采用传统的尾气还原吸收工艺。

传统尾气还原吸收工艺要求加氢反应器入口操作温度为 280-320℃，需要将克劳斯尾气加热至 280℃ 以上，主要加热方式有在线炉、气-气换热器、电加热和管式加热炉等。

2010 年 11 月，中石化广州工程有限公司和中国石油化工股份有限公司齐鲁分公司共同完成 LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术工艺包的联合开发工作；2012 年 10 月，中石化广州工程有限公司完成中国石油化工股份有限公司九江分公司 2×7 万吨/年硫磺回收装置基础设计。2012 年，在中国石油化工股份有限公司科技部立项，由中国石油化工股份有限公司齐鲁分公司、九江分公司和中石化广州工程有限公司共同承担 LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术工业试验研究课题。2013 年，LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术首次在山东润泽化工有限公司 5.5 万吨/年硫磺回收装置工业应用，装置性能标定结果表明：装置总硫回收率达到 99.95% 以上，排空烟气中 SO₂ 排放浓度满足设计指标和《石油炼制工业污染物排放标准》(GB 31570-2015) 大气污染物排放限值要求小于 400mg/Nm³。2015 年，中国石油化工股份有限公司九江分公司 2×7 万吨/年硫磺回收装置建成投产并开展工业试验研究；2016 年 6 月，对该装置标定结果表明：装置各项参数运行正常，总硫回收率达 99.95% 以上；未引入煤化工酸性气时，排空烟气中 SO₂ 排放浓度约为 200mg/Nm³；引入煤化工酸性气后，排空烟气中 SO₂ 排放浓度约为 300mg/Nm³，排空烟气中 SO₂ 排放浓度满足设计指标和《石油炼制工业污染物排放标准》(GB 31570-2015) 大气污染物排放限值要求小于 400mg/Nm³。2017 年，该装置采用“LS-DeGAS 降低硫磺装置烟气 SO₂ 排放成套技术”进一步升级改造后，排空烟气中 SO₂ 排放浓度满足《石油炼制工业污染物排放标准》(GB 31570-2015) 大气污染物特别排放限值要求小于 100mg/Nm³。2017 年 6 月 7 日，该技术通过了中国石油化工股份有限公司科技部组织的技术鉴定，鉴定意见认为：

LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术具有工艺优化、控制简单、占地少、投资省、能耗低等优点，综合性能达到国际领先水平，建议扩大该技术的应用领域。2013 年至今，已在 20 余套硫磺回收装置上成功应用。

LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术属于《产业结构调整指导目录（2024 年）》中鼓励类技术，符合第四十二项环境保护与资源节约综合利用中节能减排技术。

1.2 原理

采用低温型加氢催化剂替代传统的克劳斯尾气加氢催化剂，通过提高加氢催化剂活性降低加氢反应温度。通过优化工艺流程，利用硫磺回收装置自产中压过热蒸汽加热克劳斯尾气，替代传统的在线炉、气-气换热器、电加热器和管式加热炉等加热方式，提高能量利用效率，提高装置的安全可靠性。

通过添加助剂削弱载体与活性组分相互作用力，同时添加低温易于硫化、不易返硫化的第三活性组分，开发了克劳斯尾气低温型加氢催化剂；通过对催化剂表面性质与有机硫水解活性关系的研究，解决催化剂表面酸碱度的平衡、有机硫水解活性和克劳斯活性的匹配，开发了有机硫深度水解催化剂；根据不同的酸性气组成，优化了制硫单元催化剂级配方案，确保在使用周期内有机硫水解率大于 98%，减少有机硫对排空烟气中 SO₂ 排放浓度的影响；采用低温型尾气加氢催化剂，加氢反应器入口适宜操作温度范围为 200-240℃。

采用硫磺回收装置自产中压过热蒸汽直接对克劳斯尾气加热，满足低温型加氢催化剂对加氢反应温度的要求，避免了使用在线炉、气-气换热器、电加热器和管式加热炉等高耗能的加热方式，也避免采用压降高、操作弹性小、易泄漏的气-气换热方式，简化了传统的克劳斯尾气加热工艺流程，提高了装置的安全可靠性。

LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术特点为采用两级克劳斯转化制硫工艺，克劳斯尾气采用装置自产中压过热蒸汽加热升温进入加氢反应器；采用中国石油化工股份有限公司齐鲁分公司研究院开发的低温型加氢催化剂，装置总硫回收率达 99.95% 以上；净化尾气经过尾气焚烧炉后高空达标排空，排空烟气中 SO₂ 浓度满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）大气污染物特别排放限值要求小于 100mg/Nm³。

LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术适用于新建、改扩建的硫磺回收装置。

1.3 工艺流程及技术特点

LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术是在采用低温型加氢催化剂的基础上，通过装置自产中压过热蒸汽加热克劳斯尾气，取代传统的在线炉、气-气换热器电加热器和管式加热炉等加热方式，简化了传统的克劳斯尾气加热工艺流程，提高了能量利用效率，降低了装置能耗。在保证装置工艺指标（如总硫回收率）不变的前提下，提高了装置安全性，加氢反应器入口操作温度控制在 200-240°C 范围内，较常规加氢催化剂降低 60°C 以上，降低装置能耗（约 30% 以上），减少装置投资（约 20% 以上），装置总硫回收率达 99.95% 以上，排空烟气中 SO₂ 浓度满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）大气污染物特别排放限值要求小于 100mg/Nm³，已在石油化工、煤化工领域得到广泛应用。

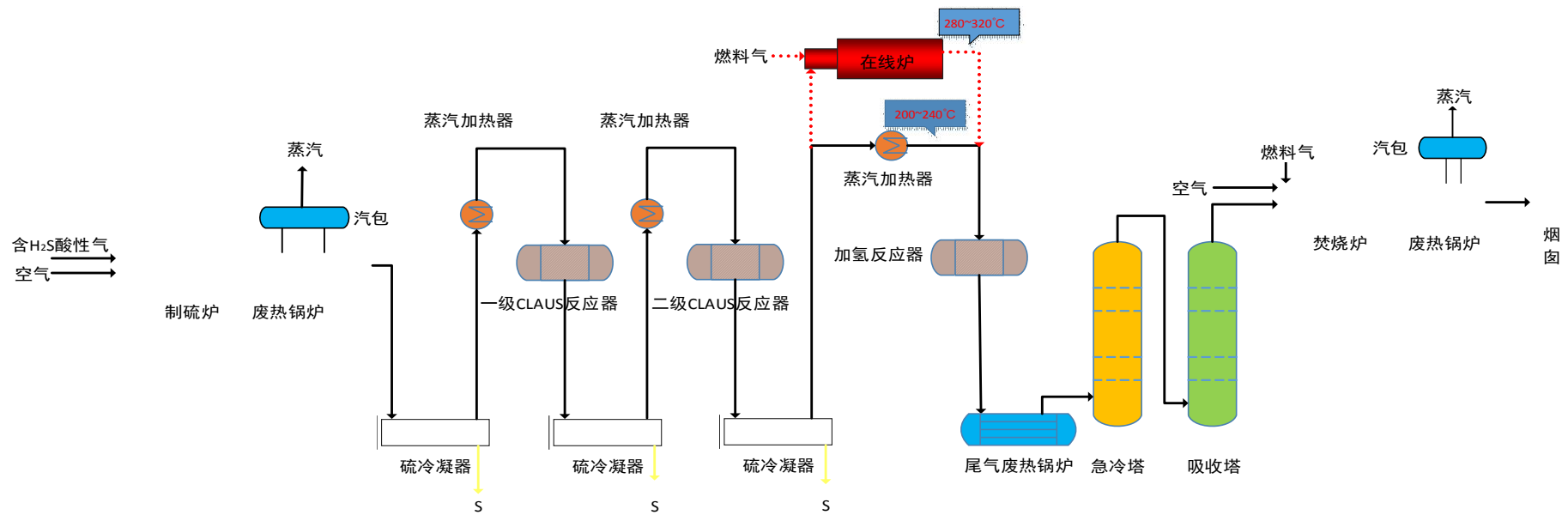


图1 硫磺回收装置主要工艺流程示意

(注：蒸汽加热器为采用LQSR节能型硫磺回收尾气处理技术的加热方式，虚线部分为传统的在线炉加热方式)

1.4. 技术装备的知识产权和获奖情况

1.4.1 本技术主要相关知识产权

表 1 知识产权情况

序号	专利名称	专利号	专利权人
1	一种降低硫磺装置 SO ₂ 排放浓度的方法	ZL201210349499.8	中国石油化工股份有限公司
2	低温克劳斯尾气加氢催化剂及其制备方法	ZL200910015311.4	中国石油化工股份有限公司

1.4.2 获奖情况

表 2 获奖情况

序号	获奖名称	颁发单位	授奖时间	级别
1	炼化含硫废气超低硫排放及资源化利用成套技术	国务院	2019 年 12 月	国家科学技术进步奖（二等）
2	LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术工业应用	中国石油化工集团公司	2018 年 03 月	中国石化科学技术进步奖（三等）
3	LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术	中国石油和化工勘察设计协会	2024 年 8 月	入选石油和化工工程低碳工程设计案例、技术成果、标准规范目录

2. 运行情况及应用效果

采用中国石油化工股份有限公司齐鲁分公司研究院开发的低温型加氢催化剂，反应器入口温度可降至 220℃，节能效果显著。以 2×7 万吨/年硫磺回收装置为例，与采用常规克劳斯尾气加氢催化剂、在线炉加热方式相比可节省 785 吨标煤/年；与常规克劳斯尾气加氢催化剂、管式炉加热方式相比可节省 2159 标煤/年。

该技术不需要引进国外硫磺回收技术、设备和催化剂，全部采用国产设备和国产催化剂，装备国产化率 100%，可在炼油、煤化工、天然气等行业的大、中、小型硫回收装置中广泛应用。

2017 年，LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术通过了中国石油化工股份有限公司科技部组织的技术鉴定（中国石化鉴字 2017[032]号），鉴定结论认为 LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术具有创新性和自主知识产权，综合性能达到国际领先水平，建议扩大该技术的应用领域。

采用该技术已先后建成 20 余套工业装置，包括润泽石化 2×5.5 万吨/年硫磺回收装置、中国石化塔河分公司 4 万吨/年硫磺回收装置、中国石油长庆分公司 0.4 万吨/年硫磺回收装置、中国石油兰州分公司 3 万吨/年硫磺回收装置、东营联合石化 3 万吨/年硫磺回收装置、宁波中金石化 2×7 万吨/年硫磺回收装置、中国

石油云南分公司 6 万吨/年硫磺回收装置、正和石化 5 万吨/年硫磺回收装置、华星石化 8 万吨/年硫磺回收装置等。正在建设中的睿泽石化 10 万吨/年硫磺回收装置和鑫海石化 7 万吨/年硫磺回收装置也采用该工艺设计和建设。

采用 LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术设计的硫磺回收装置总处理能力超过 200 万吨/年。

3. 效益分析

LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术通过提高尾气加氢催化剂活性，降低加氢反应温度，简化了传统的克劳斯尾气加热工艺流程，降低了装置能耗，减少了装置投资，提高了装置安全性和市场竞争力，具有广泛的推广应用前景。

采用 LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术，其经济、社会效益以及环保效益主要体现在以下几个方面：

(1) 节约外汇。该技术的成功开发与应用，打破了国外公司在中国的技术垄断局面，使我国拥有自主知识产权的硫磺回收核心技术，可独立开展大型硫磺回收装置的工程设计和工程建设。按每套硫磺回收装置技术引进总费用 100 万美元计，近 5 年为国家节约外汇 2000 万美元。

(2) 节约装置建设投资。该技术简化了传统的克劳斯尾气加热方式，优化了工艺流程，提高装置安全性，催化剂和设备 100%国产化，采用该技术相比传统的在线炉技术，可节约建设投资约 20%。

(3) 降低装置运行成本。该技术采用低温型加氢催化剂，加氢反应器入口适宜操作温度为 200°C-240°C，较常规加氢催化剂降低 60°C 以上，可降低装置能耗 30% 以上。

(4) 通过优化制硫单元催化剂级配方案，排空烟气中 SO₂ 浓度降满足《石油炼制工业污染物排放标准》(GB 31570-2015) 大气污染物特别排放限值要求小于 100mg/Nm³，最大限度地降低了对大气环境的影响。

LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术的成功开发与应用，提高硫磺回收技术的技术影响力和市场竞争力，可利用自主知识产权的低温型加氢催化剂和配套的 LQSR 节能型硫磺回收尾气处理技术参加国际项目招标。

4. 突出亮点

随着国家对环境保护的日益重视，环保督查成为常态化，开发含硫废气低硫排放及资源化利用技术是硫磺回收装置目前迫切需要解决的难题，也是企业生存的根本保证。根据市场和环境需求，创新构建硫磺回收工艺流程，开发了国产低

温型加氢催化剂和 LQSR 节能型硫磺回收尾气处理工艺技术。利用国产低温型尾气加氢催化剂，简化了硫磺回收装置克劳斯尾气处理工艺流程，优化了装置蒸汽平衡及克劳斯尾气加热方式，开发了配套的先进控制系统，提高了装置安全可靠，可降低装置投资 20%，降低装置能耗 30%。该项目具有良好的推广应用前景，新技术的成功开发与应用使我国硫磺回收技术达到国际领先水平，摆脱了国外技术垄断，具有重大的战略意义。

该技术可在炼油、煤化工、天然气等行业的大、中、小型硫回收装置中广泛应用。

编制人：牛春林

审核人：胡 敏

中石化广州工程有限公司

2025 年 2 月

十、中国石油规划总院蒸汽动力系统在线模拟优化软件

1. 基本情况

1.1 背景

蒸汽动力系统包含能量的转化、输送、利用、回收等环节，系统结构复杂、设备多、管网压力等级多，蒸汽生产成本低、能耗和碳排放量大，往往“说不清、管不好、控不优”，在运行过程中存在蒸汽减温减压、设备和系统整体运行效率不高、柔性差等问题，是节能降碳的薄弱环节，优化潜力巨大。本模拟优化软件是蒸汽动力系统设计、运行优化、技改技措等不可或缺的工具。国外的同类商业化软件难以满足自有工艺和设备及新应用场景计算需求，软件架构与国内数字化转型智能化发展采用的技术框架不匹配，并且存在数据和技术安全、断供等问题及风险，另外国外软件使用不便、且很难进行二次开发。

为实现科技自立自强，满足实际业务发展需求，中国石油天然气集团有限公司科技管理部 2022 年设立前瞻性基础性科技攻关课题“炼化公用工程智能优化技术研究和示范应用”，其中，包含蒸汽动力系统在线模拟优化技术研究和软件开发，中国石油规划总院作为课题承担单位，自主研发了蒸汽动力系统在线模拟优化技术和软件，2024 年 8 月完成技术研究、软件开发、测试、发布，以及应用验证，目前正在推广应用阶段。

本产品属于国家《产业结构调整指导目录（2024 年）》鼓励类“四十七条智能制造”中的“8.工业软件及系统:工艺机理模型研发及应用”。

1.2 原理

利用软件建立蒸汽动力系统详细、准确的模拟模型，对蒸汽动力系统进行核算、诊断评估、找出系统运行的薄弱环节和存在问题，制定相应改进措施；在模拟模型基础上集成现场操作数据、分析化验数据实现模型在线化，设置性能监测参数，定时对设备、系统性能进行监测，如果发现参数偏离情况严重后进行人工操作调整；进一步建立优化模型，定时对系统进行优化得到优化方案，人工判断后对系统进行操作优化，通过以上措施，实现蒸汽动力系统节能降碳，并提升管理效率。

软件适用于炼化、热电等流程行业蒸汽动力系统的离线/在线模拟、诊断评估、优化、性能监测、数字化智能化应用，在流程结构复杂、循环流程多的蒸汽

动力系统上应用效果和优势尤其明显。

1.3 工艺流程及技术特点

本软件由模拟（含诊断评估）、优化、成本计算、碳排放计算、在线数据处理、性能监测等功能模块构成，软件主界面见图 1。

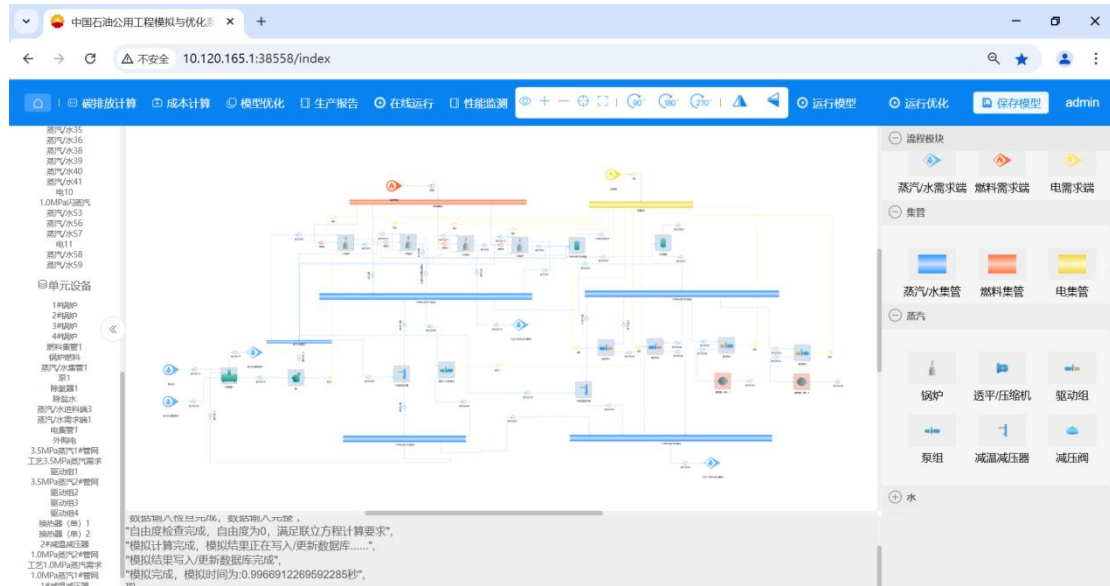


图 1 蒸汽动力系统在线模拟优化软件主界面

1.3.1 软件功能

(1) 蒸汽动力系统模拟

软件包含锅炉、透平、压缩机、减温减压器、除氧器、换热器、闪蒸罐、泵、蒸汽/水集管等 24 个单元模块，可根据输入数据和模拟目的灵活设置单元模块模式，准确模拟计算单元模块物料平衡、能量平衡、效率、负荷、相平衡，以及蒸汽动力系统整体物料平衡、性能参数等。通过嵌入蒸汽动力系统主要单元模块和系统整体运行诊断规则，对建立的模拟模型自动进行定量诊断评估，找出运行存在的主要问题并指出改进方向。

(2) 成本计算

根据蒸汽动力系统流程结构和单元设备构成，可灵活选取界区内购入、售出的蒸汽/水、燃料、电力等公用工程介质，并根据其价格计算蒸汽动力系统的燃动能成本，其中，售出公用工程介质在计算成本时，价格取对应的负数。

(3) 碳排放计算

根据蒸汽动力系统流程结构和单元设备构成，可灵活选取界区内购入、售出的蒸汽/水、燃料、电力等公用工程介质，并根据燃料组成或介质碳排放因子等计算蒸汽动力系统的碳排放量，其中，售出公用工程介质在计算碳排放时，碳排

放因子取对应的负数。

(4) 运行优化

根据蒸汽动力系统流程结构和单元设备构成，蒸汽/水、燃料、电力等公用工程介质的价格，灵活定义燃动能耗成本作为运行优化的目标，灵活选取优化变量，主要包括锅炉、透平、减温减压器负荷、双驱设备动力源、组合泵的启停等，并设定优化变量范围，灵活选取约束变量和约束变量范围，灵活设定专用优化求解算法包参数，优化后得到优化目标、优化变量、约束变量的初始值和优化值。

(5) 在线应用

可灵活地设置在线应用是否开启、在线应用的时间频率，实现蒸汽动力系统定时自动进行在线模拟（含诊断评估）、在线成本计算、在线碳排放计算、在线优化。

(6) 性能监测

性能监测指标分为模拟、成本计算、运行优化 3 部分。模拟部分用户可根据模型中的模块及模块属性方便地选择所需要监测的性能监测指标；成本计算和运行优化部分自动给出成本计算和运行优化结果监测指标。

1.3.2 技术特点

(1) B/S 架构

软件为 B/S 架构，采用自主研发的框架进行开发，核心的蒸汽动力系统模拟、优化、在线定时计算等功能采用 python 语言开发并打包部署成微服务，软件部署在中国石油规划总院云平台上，通过云部署提高了软件的安全性、可扩展性、管理效率，技术架构见图 2。软件在企业推广应用时，也可以部署在企业的服务器上。

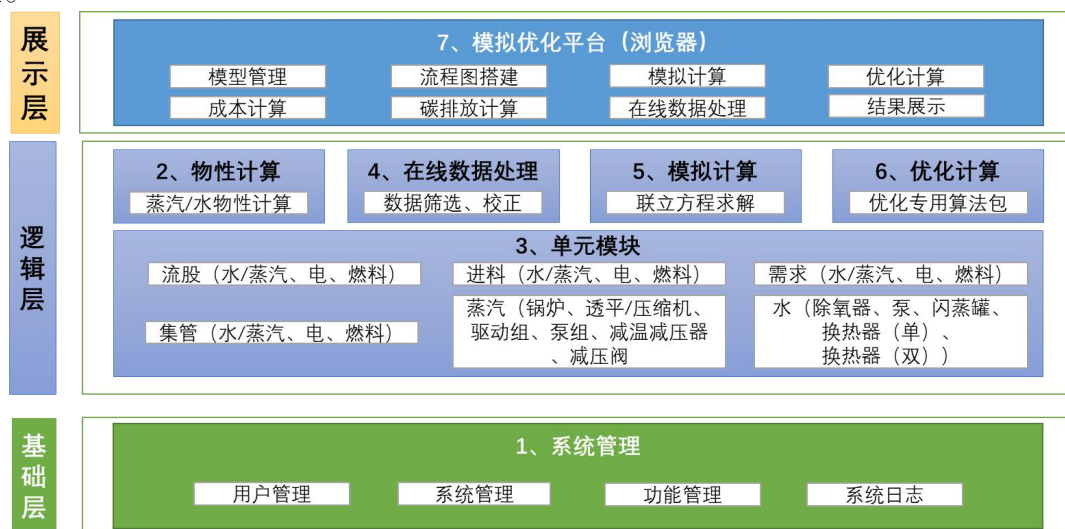


图 2 蒸汽动力系统在线模拟优化软件技术架构图

（2）图形化建模

在开源图形化建模插件基础上进行二次开发,实现拖拽式流程绘制和流程连接,根据模型单元模块数量和排布可灵活进行流程放大、缩小,单元模块旋转/镜像显示。

（3）联立方程模拟求解

创新将联立方程矩阵分为蒸汽/水、燃料、电力3大类,降低矩阵规模和非线性化复杂度,先通过蒸汽/水类单元模块模型和流程拓扑结构构建蒸汽/水类联立方程矩阵,再通过矩阵计算结果分别与燃料类、电力类单元模块模型集成,构建燃料类、电力类联立方程矩阵,实现蒸汽动力系统全流程快速、高效模拟。

（4）专用蒸汽动力系统优化求解算法包

创新设计算法结构,构建优化目标、优化变量、约束变量与联立方程矩阵三级网络结构,通过中间结构实现遗传算法样本数据对联立方程矩阵的间接调控,无需重新构建联立方程矩阵,解决优化目标与优化变量不直接关联状况下的优化目标求解问题,避免重复进行复杂的全流程模拟计算;改进二进制解码生成十进制数据样本方法,保证样本数据永远在可控范围内,同时降低罚函数计算负荷;利用适应度函数均方化处理,提高优秀样本选择概率;全过程利用数组加速技术,实现多个样本对应初始模拟模型产生、样本选择、样本变异、多模型求解一次完成,从而提高优化求解效率。

（5）灵活的在线数据处理

根据现场位号数据完整性、准确性和模型的特点,可灵活进行数据筛选、灵活选择数据校正模式(共3类数据校正模式),自定义计算公式处理现场位号数据,自定义计算公式计算模型关联位号数据,向导化将模型关联位号数据传递给模型变量。

（6）自定义性能监测指标

根据模型单元设备构成等,向导化选择模型监控指标和日期范围。

（7）丰富的日志消息

自动对模型连接完整性、数据输入完整性与合理性、模型设置正确性进行判断并给出消息提示,模拟、成本计算、碳排放计算、运行优化、在线应用等全过程提供丰富的日志消息,精准找出错误点,帮助用户修改输入数据和模型设置。

1.3.3 软件性能指标

（1）软件具有离线/在线模拟、诊断评估、优化,锅炉、透平等设备核算,

燃动能耗成本、碳排放计算等功能，能够实现炼化等流程行业蒸汽动力系统数字孪生、智能优化等；

(2) 锅炉、透平、换热器等蒸汽动力系统相关单元模块数量为 24 个；

(3) 水和蒸汽的焓值、熵值等热力学性质计算准确度 $\geq 99.99\%$ ，锅炉、透平效率等核算准确度 $\geq 99.99\%$ ，利用本软件建立的模拟模型准确度 $\geq 99\%$ ，模拟时间 ≤ 3 秒，优化求解时间 ≤ 10 秒。

1.4 知识产权和获奖情况

1.4.1 知识产权

本技术登记软件著作权 1 项，申报中国发明专利 1 件，登记中国石油技术秘密 4 项，见表 1。

表 1 知识产权情况

序号	知识产权名称	知识产权类别	登记号(申报号)	权利人
1	蒸汽动力系统在线模拟优化软件 V1.0	软件著作权	2024SR2248972	中国石油天然气股份有限公司
2	一种蒸汽动力系统的全流程模拟模型的构建方法及系统	发明专利	2023118092331	中国石油天然气股份有限公司
3	公用工程拓扑结构数学解析方法	中国石油技术秘密	2024-MM-GHZY-0482	中国石油天然气股份有限公司
4	公用工程在线数据物料平衡校正方法	中国石油技术秘密	2024-MM-GHZY-0387	中国石油天然气股份有限公司
5	前后端高效协同的公用工程模拟优化软件设计方法	中国石油技术秘密	2024-MM-GHZY-0484	中国石油天然气股份有限公司
6	在线数据运算模型开发方法	中国石油技术秘密	2024-MM-GHZY-0485	中国石油天然气股份有限公司

1.4.2 获奖情况

本技术获得中国石油第三届创新大赛科技创新二等奖。

2. 运行情况及应用效果

某 500 万吨/年原油加工规模的燃料型炼厂，蒸汽动力系统流程结构见图 3，在运行优化过程中利用本软件建立模拟优化模型，模型见图 4。

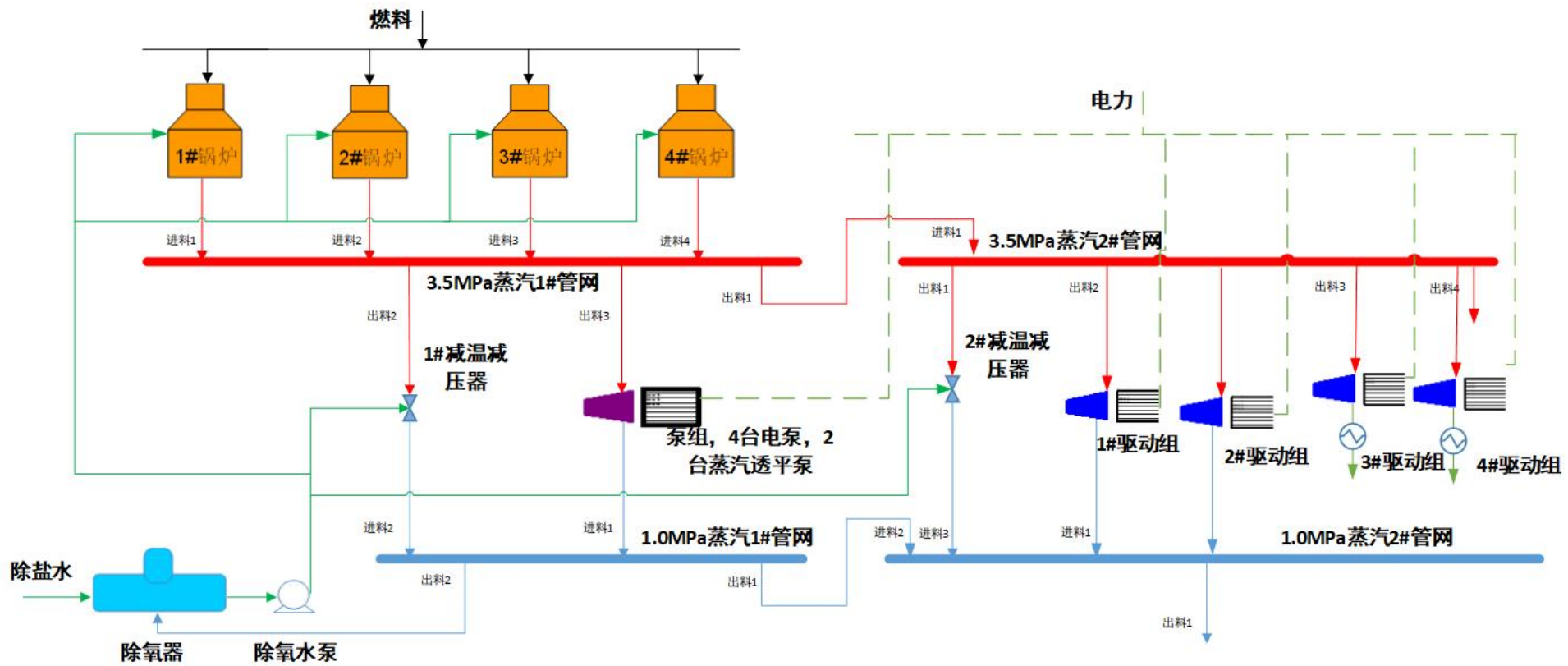


图 3 某案例蒸汽动力系统流程结构示意图

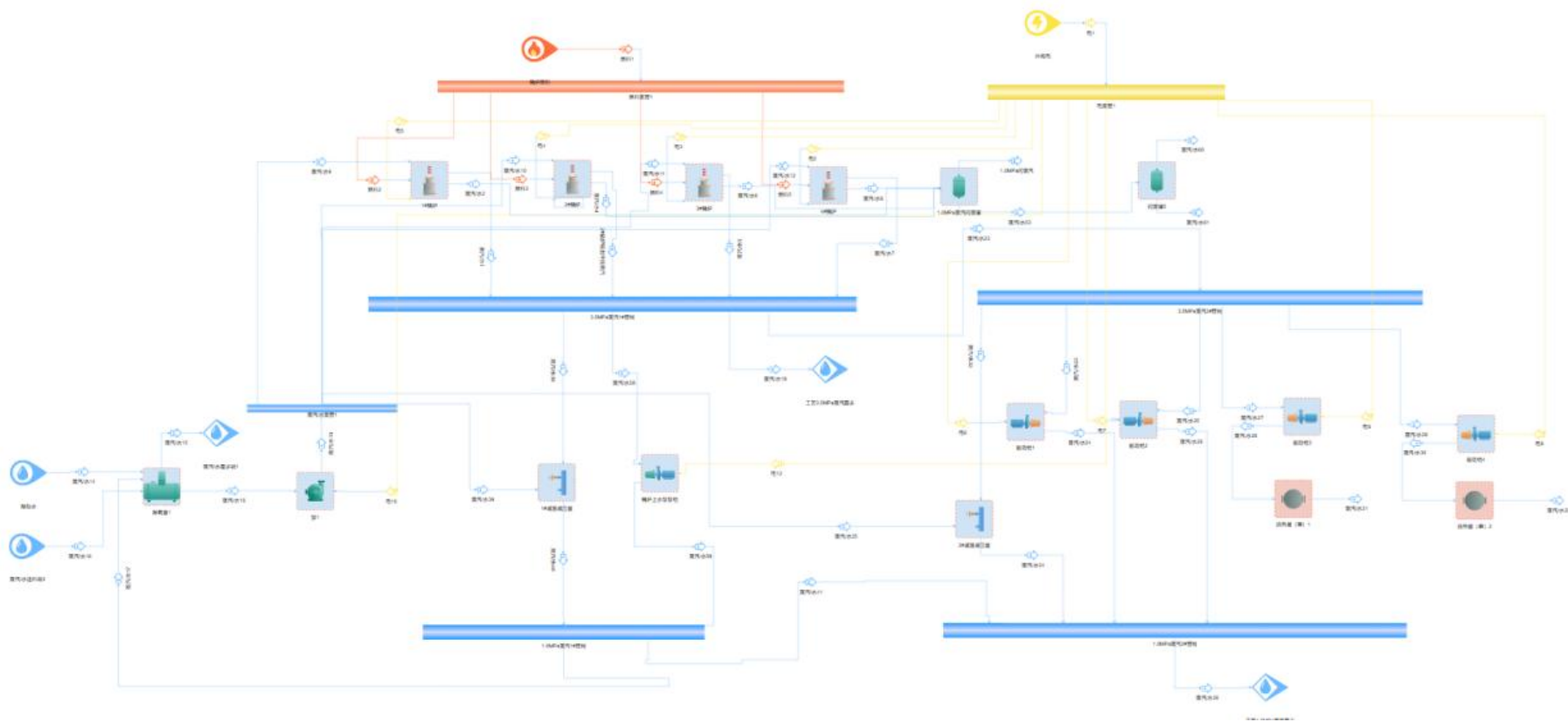


图 4 蒸汽动力系统模拟优化模型

通过软件的诊断评估功能对蒸汽动力系统进行诊断评估，主要结果如下：

➤ 3.5MPa 蒸汽 2#管网中压蒸汽的压力为 3.40MPa，压力偏低，可考虑提高中压蒸汽的压力至 3.9MPa 以上，增加透平做功能力，提高蒸汽能量利用效率。

➤ 2#减温减压器的量为 30.00t/h，减温减压量大，如果增加背压透平，可产生的轴功为 2.04MW。

➤ 2#减温减压器的出口温度为 305.00℃，应将减温水的量从 1.85t/h 增加至 3.08t/h，能够多产生 1.0MPa 的蒸汽 1.22t/h。

➤ 1#减温减压器的量为 29.33t/h，减温减压量很大，如果增加背压透平，可产生的轴功为 2.02MW。

➤ 1#减温减压器的出口温度为 320.00℃，应将减温水的量从 1.64t/h 增加至 2.68t/h，能够多产生 1.15MPa 的蒸汽 1.04t/h。

➤ 2#锅炉的效率为 89.66%，效率低，应进行节能改造。

➤ 2#锅炉的排污率为 3.00%，排污率偏高，通过监测排污水水质降低锅炉排污率。

➤ 3#锅炉的效率为 89.79%，效率低，应进行节能改造。

➤ 3#锅炉的排污率为 3.00%，排污率偏高，通过监测排污水水质降低锅炉排污率。

➤ 4#锅炉的效率为 89.99%，效率低，应进行节能改造。

➤ 4#锅炉的排污率为 3.00%，排污率偏高，通过监测排污水水质降低锅炉排污率。

➤ 3#驱动组的蒸汽透平为全凝透平，机组能量利用率为 18.44%，可考虑更换为电机驱动。

➤ 4#驱动组的蒸汽透平为全凝透平，机组能量利用率为 17.87%，可考虑更换为电机驱动。

➤ 除氧器入口除盐水的温度为 65.00℃，温度偏低，可考虑利用低温热与除盐水换热提高除盐水温度至 80℃左右，降低除氧蒸汽消耗。

通过软件的优化功能对蒸汽动力系统进行优化，优化前后的燃动能耗成本对比、优化变量对比、约束变量对比分别见表 2~表 4，年燃动能耗成本降低 840 万元、节能 4256 吨标煤、降低二氧化碳排放 13850 吨。

表 2 优化前后耗能工质流量和成本对比

序号	项目	燃料消耗率 (GJ/h)	电消耗率 (MW)	除盐水消耗率 (t/h)	燃动能耗成本 (元/h)
1	优化前	827.658	0.941182	312.0083	56187.46
2	优化后	801.9578	2.148964	304.84	55138.22

表 3 优化前后优化变量对比

序号	名称	单位	优化前	优化后
1	3#锅炉产汽量	t/h	103	120
2	4#锅炉产汽量	t/h	108	119.96
3	2#减温减压器进气量	t/h	30	49.94
4	泵组 1#马达泵开关	/	开	关
5	泵组 2#马达泵开关	/	开	关
6	泵组 3#马达泵开关	/	关	关
7	泵组 4#马达泵开关	/	关	关
8	泵组 5#马达泵开关	/	关	开
9	泵组 6#马达泵开关	/	关	开
10	泵组 1#透平泵开关	/	开	开
11	泵组 2#透平泵开关	/	开	开
12	1#驱动组电机开关	/	关	关
13	1#驱动组透平开关	/	开	开
14	2#驱动组电机开关	/	关	关
14	2#驱动组透平开关	/	开	开
16	3#驱动组电机开关	/	关	开
17	3#驱动组透平开关	/	开	关
18	4#驱动组电机开关	/	关	开
19	4#驱动组透平开关	/	开	关

表 4 优化前后约束对比

序号	项目	单位	约束条件	优化后值
1	2#锅炉蒸汽产量	t/h	≥ 70	72.977
2	2#锅炉蒸汽产量	t/h	≤ 110	72.977
3	泵组总轴功需求	MW	≥ 1.6	1.6

3. 效益分析

利用软件进行蒸汽动力系统在线模拟优化后，可降低燃动能耗成本 1~3 个百分点，对 1000 万吨/年原油加工规模的炼化企业，可节约燃动能耗成本 500 万元/年~1500 万元/年。

4. 突出亮点

软件在炼化企业蒸汽动力系统应用后，可降低燃动能耗成本 0.5 元/吨原油~1.5 元/吨原油，节能 10 吨标煤/万吨原油~30 吨标煤/万吨原油、降碳 30 吨二氧化碳/万吨原油~90 吨二氧化碳/万吨原油，降本节能降碳效果显著。利用软件建立蒸汽动力系统模拟模型时，按蒸汽压力等级逐步建立模型，同一个压力等级蒸汽管网可根据其不同区域分成多个蒸汽管网分别建立模型，模型包含模块与实际

物理系统尽量一一对应，提高模型准确度，以便真实反映实际过程。

(1) 模拟计算：锅炉、透平、减温减压器、除氧器、闪蒸罐、换热器、泵等设备物料平衡、能量平衡、相平衡、效率计算，蒸汽动力系统整体物料平衡、能量平衡计算，燃动能耗成本和碳排放量计算。

(2) 运行优化：锅炉负荷、减温减压器负荷优化，热电比等优化，燃料种类优化，双驱动力源优选，电泵、透平泵开停优化等。

(3) 方案核算：蒸汽动力系统结构优化、技改技措方案核算等。

(4) 在线监测：锅炉、透平等设备效率，系统整体性能参数，蒸汽管线流速等在线定时监测。

(5) 数字孪生：物理设备、流程与数字化模型一一映射。

(6) 物料平衡校正：通过在线数据处理功能，进行蒸汽/水整体物料平衡校正，辅助系统管理、能耗统计。

软件适用于炼化、热电等流程行业蒸汽动力系统的离线/在线模拟、诊断评估、优化、性能监测、数字化智能化应用，在流程结构复杂、循环流程多的蒸汽动力系统上应用效果和优势尤其明显。

编制人：黄明富 王如强 薛焘 杨树林 李向进 张德智

审核人：王新平

中国石油规划总院

2025年2月

十一、中国科学院大连化物所重油浆态床加氢解构全转化技术

1. 基本情况

1.1 背景

重油浆态床加氢解构转化技术（Asphaltene Slurry Hydro-Splitting，简称：ASHS）是中国科学院大连化学物理研究所开发的重油加氢转化技术，可以实现重油深度转化及高效利用，是石油化工行业节能降碳改造升级的关键龙头技术。

能源的获取推动着人类的发展和生活方式，受发展中国家经济增长驱动，未来世界能源消费总量将保持增长。伴随能源系统向更加公平、安全和可持续发展的方向转型，可再生能源在能源消费结构中的比重将持续上升，但在可预期的未来，化石能源仍将占据能源结构主体，石油将继续在全球能源系统中发挥重要作用。随开采量增加，石油资源呈现劣质化和重质化趋势。重质油包括利用常规技术难于开采的、具有较大粘度和密度的非常规石油，其可采储量超过常规原油剩余探明储量；重质油还包括常规石油加工过程剩余的难加工残渣。世界范围内，重质油资源量丰富，但是其深度转化及高效利用是国际炼油行业的难题。

我国炼厂加工原油普遍较重，由于缺乏先进的技术，当前主要采用延迟焦化技术、催化裂化等非加氢的裂化技术处理重油，二者合计加工量约占我国原油加工总量一半。延迟焦化在高温对重质油进行深度的热裂化和缩合反应，能耗高、油品质量差，一般可以得到约 70% 的液体产品和副产 20% 的焦炭。2023 年我国延迟焦化处理近 1.5 亿吨重油，产生石油焦超过 3300 万吨，宝贵的石油资源变成固体焦炭产品。催化裂化的催化剂烧炭再生单元排放 CO₂ 占炼厂总排放的 30%，还副产了合计 10% 以上干气、油浆等低附加值产品。2023 年我国炼厂催化裂化处理了 2.6 亿吨重油。另外，化工企业每年还副产数千万吨的乙烯焦油、煤焦油等化工二次重油，主要用作燃料油、生产炭黑等初级利用，未充分体现资源价值。

2010 年开始，中国科学院大连化学物理研究所开展了重油浆态床加氢技术的开发。在中国科学院战略性先导科技专项等项目支持下，深入研究了纳米硫化钼催化稠环芳烃加氢构效关系，研制出高分散、低堆积度纳米硫化钼催化剂；开发出创新的重油浆态床加氢解构技术，并在实验室立升级（吨/年）反应装置上完成工艺验证；设计出新型浆态床反应器，完成了千吨级浆态床反应器冷模试验。

2019 年在新疆自治区重点研发计划、克拉玛依市等科研项目支持下，大连

化学物理研究所和克拉玛依市先能科创重油开发有限公司合作建成千吨级重油浆态床加氢解构工业试验装置。2020年以来,在该装置上完成乙烯焦油、煤焦油、减压渣油、沥青、环烷基超稠油、塔河重油等重油加氢解构试验。在反应压力18MPa、反应温度390-420°C条件下,实现了重质油转化率>97%,干气产率<2%,残渣外排 \geq 3.0%,Mo添加量 \geq 800ppm,装置运行稳定、排渣少、无磨损,表现出很好的技术经济性。2024年4月,研究成果通过了中国石油和化学工业联合会组织的科学技术成果评价。

重油浆态床加氢解构转化技术是国家政策鼓励加强开发应用的前沿技术。相关政策文件包括:国家发展改革委等四部门联合发布的《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南(2022年版)》,其中“炼油行业节能降碳改造升级实施指南”工作方向第一条“(一)加强前沿技术开发应用,培育标杆示范企业。推动渣油浆态床加氢等劣质重油原料加工……等深度炼化技术开发应用”。国家发展改革委等五部委联合发布《石化化工重点行业严格能效约束推动节能降碳行动方案(2021-2025年)》,其中“五)推广节能低碳技术装备。...推广重劣质渣油低碳深加工、合成气一步法制烯烃、原油直接裂解制乙烯等技术...”。

1.2 原理

重油浆态床加氢解构转化技术的创新之处在于关注重油中最难轻质化的组分,即沥青质的加氢转化、轻质化。沥青质结构和性质的复杂性,以及其沉淀过程的热力学不可逆性,导致其在石油加工和利用过程中成为了一个难题。没有催化剂存在的情况下,重油中的沥青质转化主要有两个途径:一是沥青质的临氢热裂化,二是热缩合生焦。前者对于分子量的变小以及硫、氮的脱除起重要作用,后者则导致焦炭析出。

重油浆态床加氢解构转化技术研制出一种片长<20nm,堆积层数<3层的表面双亲、高分散、低堆积度纳米硫化钼催化剂;设计了气升式环流浆态床反应器,通过结构和内构件强化气液湍流混合,实现反应器内均匀等温、低压降,物料全返混;开发出高效浆态反应系统、催化剂器外硫化和循环使用的浆态床加氢解构转化工艺。

其中,低堆积度纳米硫化钼催化剂具有类石墨烯的二维层状结构,加氢活性位暴露量高,其结构和极性与沥青质胶束有极大的相似性和相溶性,表面双亲特性提高了其在重油体系中的分散性。低堆积度纳米硫化钼催化剂不但可以活化氢分子,而且容易接触沥青质胶束中心,催化沥青质的加氢,促进沥青质缔合体堆

叠稠合芳环“加氢解构”成为小分子的多环芳烃组分，实现重油全组分均衡加氢轻质化。避免了常规加氢催化剂与沥青质胶束中心接触困难、加氢效率低，沥青质难以转化分解，反而发生缩合-缩聚反应导致生焦。这种低堆积度纳米硫化钼催化剂同时对加氢脱硫，加氢脱氮、烯烃加氢和芳烃饱和等加氢反应有很好的催化作用。而且纳米硫化钼催化剂酸性极弱，对碳正离子的催化形成能力较弱，抑制加氢裂化反应，减少气体生成和降低氢耗。这是重油浆态床加氢解构转化技术与传统重油加氢技术的主要差别。

1.3 工艺流程及技术特点

重油浆态床加氢解构转化工艺技术路线是以重油为原料，采用中国科学院大连化学物理研究所研制的表面双亲、高分散、低堆积度纳米硫化钼催化剂，二者混合后与氢气进入浆态床反应器，在反应压力 18MPa (G)、反应温度 390-420°C 条件下，进行加氢解构反应。设立两台浆态床反应器串联操作，重油与氢气以并流方式从反应器底部进入，通过内构件强化气液湍流混合、物料全返混，器内均匀等温，压降低，反应后物料从反应器上部排出。反应产物经分离后，馏程大于 500°C 的未转化油返回浆态床加氢反应系统回炼，催化剂随未转化油循环利用。石脑油、中间馏分和蜡油馏分作为产品出装置。在热低分油出口设立过滤器，拦截反应过程中生成的少量金属沉淀物和已经失活的催化剂，间断外排残渣。

重油浆态床加氢解构装置由催化剂配置、反应系统、分离系统、分馏系统、原料及产品罐区、压缩机站、泵站、DCS 系统、SIS 系统及公用设施构成。

1.4 本技术知识产权和获奖情况

1.4.1 知识产权

重油浆态床加氢解构转化技术目前申请专利 60 多项，目前已获得授权专利 33 件。授权专利如下：

表 1 本技术知识产权情况

序号	发明人	专利名称	专利号
1	王冬娥; 田志坚; 李佳鹤; 李敏; 潘振栋; 曲炜	一种二硫化钼纳米片催化剂的合成方法	ZL201310657258.4
2	田志坚; 李佳鹤; 王冬娥; 姜玉霞; 李敏; 潘振栋; 马怀军; 徐仁顺; 王从新	一种以含硫生物试剂为硫源的水热合成 MoS ₂ 纳米花的方法	ZL201410436549.5
3	马怀军; 田志坚; 王炳春; 曲炜; 李鹏; 徐仁顺; 王从新; 王冬娥; 潘振栋	一种表面双亲纳米二硫化钼加氢催化剂及其制备方法与应用	ZL201410499951.8
4	马怀军; 田志坚; 徐仁顺; 王炳春; 王从新; 潘振栋; 王冬娥; 李鹏; 曲炜	一种表面双亲纳米硫化钨钼加氢催化剂及其制备方法与应用	ZL201410499934.4

5	马怀军; 田志坚; 曲炜; 王炳春; 李鹏; 潘振栋; 徐仁顺; 王从新; 王冬娥	一种表面双亲纳米二硫化钼加氢催化剂及其制备方法与应用	ZL201410494946.8
6	马怀军; 田志坚; 曲炜; 王从新; 王炳春; 徐仁顺; 李鹏; 潘振栋; 王冬娥	一种表面双亲纳米二硫化钨加氢催化剂及其制备方法与应用	ZL201410495123.7
7	马怀军; 田志坚; 曲炜; 徐仁顺; 王炳春; 王从新; 潘振栋; 王冬娥; 李鹏	一种表面双亲纳米硫化钨钼加氢催化剂及其制备方法与应用	ZL201410494139.6
8	马怀军; 田志坚; 王炳春; 王从新; 潘振栋; 王冬娥; 李鹏; 曲炜; 徐仁顺	一种表面双亲纳米硫化钨钼加氢催化剂及其制备方法与应用	ZL201410495418.4
9	马怀军; 田志坚; 王从新; 潘振栋; 王冬娥; 李鹏; 曲炜; 徐仁顺; 王炳春	一种表面双亲纳米硫化钨钼加氢催化剂及其制备方法与应用	ZL201410495336.X
10	马怀军; 田志坚; 曲炜; 徐仁顺; 王炳春; 王从新; 潘振栋; 王冬娥; 李鹏	一种表面双亲纳米二硫化钨加氢催化剂及其制备方法与应用	ZL201410499954.1
11	田志坚; 姜玉霞; 阎立军; 潘振栋; 胡胜; 王冬娥; 迟克彬; 李鹏; 李梦晨; 李佳鹤; 李发永; 李敏; 庞新梅; 罗琛; 于宏悦	一种在反相微乳液体系中制备二硫化钼微球的方法	ZL201410758657.4
12	曲炜; 田志坚; 马怀军; 王炳春; 李鹏; 徐仁顺; 潘振栋; 王从新	输送含固体颗粒的粘稠液体的装置及其应用	ZL201410784229.9
13	田志坚; 李敏; 王冬娥; 周志远; 马怀军; 赵愉生; 曲炜; 阎立军	高纯相球形纳米二硫化钼的制备方法	ZL201410781726.3
14	马怀军; 田志坚; 潘振栋; 李鹏; 曲炜; 徐仁顺; 王炳春; 王从新; 王冬娥	一种表面双亲纳米硫化铁催化剂及其制备方法与应用	ZL201510855154.3
15	马怀军; 田志坚; 王从新; 王冬娥; 潘振栋; 李鹏; 曲炜; 徐仁顺; 王炳春	表面双亲纳米复合硫化镍钴铁催化剂及其制备方法与应用	ZL201510847775.7
16	马怀军; 田志坚; 王从新; 王冬娥; 潘振栋; 李鹏; 曲炜; 徐仁顺; 王炳春	一种表面双亲纳米复合硫化物催化剂及其制备方法与应用	ZL201510837525.5
17	马怀军; 田志坚; 曲炜; 徐仁顺; 王炳春; 王从新; 潘振栋; 王冬娥; 李鹏	一种表面双亲纳米硫化镍催化剂及其制备方法与应用	ZL201510845154.5
18	马怀军; 田志坚; 李鹏; 曲炜; 徐仁顺; 王炳春; 王从新; 潘振栋; 王冬娥	一种表面双亲纳米硫化钴催化剂及其制备方法与应用	ZL201510853273.5
19	马怀军; 田志坚; 王炳春; 王从新; 王冬娥; 潘振栋; 李鹏; 曲炜; 徐仁顺	一种表面双亲纳米复合硫化物催化剂及制备方法与应用	ZL201510837234.6
20	田志坚; 李敏; 阎立军; 王冬娥; 胡胜; 李佳鹤; 迟克彬; 姜玉霞; 李梦晨; 马怀军; 李发永; 潘振栋; 庞新梅; 曲炜; 罗琛; 李鹏; 于宏悦	一种二硫化钼纳米催化剂的制备方法和催化剂及其应用	ZL201510863535.6
21	田志坚; 李佳鹤; 阎立军; 王冬娥; 胡胜; 姜玉霞; 迟克彬; 李敏; 于宏	一种离子液体辅助的水热合成多面体中空 MoS ₂	ZL201510863980.2

	悦; 马怀军; 李发永; 潘振栋; 庞新梅; 曲炜; 李梦晨; 李鹏; 罗琛		
22	王冬娥; 田志坚; 李佳鹤; 李敏; 马怀军; 潘振栋; 王琳; 韩健强	一种高活性位暴露的纳米二硫化钼加氢催化剂的制备方法	ZL201611006803.3
23	田志坚; 姜玉霞; 王冬娥; 潘振栋; 李鹏; 李佳鹤; 李敏	一种离子液体微乳液热合成MoS ₂ 亚微米花球的制备方法	ZL201611036931.2
24	王冬娥; 田志坚; 李佳鹤; 李敏; 马怀军; 潘振栋; 郑安达; 曲炜; 李鹏	一种纳米级负载型硫化钼催化剂的制备方法	ZL201710799399.8
25	王冬娥; 田志坚; 潘振栋; 李鹏; 王琳; 韩健强; 王从新	一种离子液体插层的纳米二硫化钼的制备方法	ZL201811441069.2
26	田志坚; 郑安达; 王冬娥; 刘浩; 吕广	一种高性能析氢电极及其制备与应用	ZL201811433765.9
27	田志坚; 王小平; 马怀军; 王冬娥; 郑安达; 王帅旗; 杨林	一种棒状二硫化钼材料及其制备和应用	ZL201811441049.5
28	田志坚; 李佳鹤; 王冬娥; 李敏; 姜玉霞; 马怀军; 潘振栋	一种有机胺导向的水热制备多种形貌二硫化钼的方法	ZL201611036459.2
29	王冬娥; 田志坚; 马怀军; 曲炜; 徐刚; 张亚胜; 潘多峰; 崔军; 杨亚奇; 宋营来; 史小松; 赵强	乙烯裂解焦油与环烷基稠油或其渣油混炼的方法	ZL202011140576.X
30	王冬娥; 田志坚; 马怀军; 曲炜; 徐刚; 张亚胜; 潘多峰; 崔军; 杨亚奇; 宋营来; 史小松; 米川	乙烯裂解焦油高压液相加氢催化剂及制备方法和应用	ZL202011138367.1
31	田志坚; 王小平; 马怀军; 王冬娥; 郑安达; 王帅旗	一种蛋黄-蛋壳结构的钴掺杂二硫化钼的制备方法	ZL201911268348.8
32	田志坚; 杨成功; 王冬娥; 王从新; 刘浩; 王琳; 杨林; 王学林	一种用于多环芳烃类化合物催化加氢的还原型过渡金属硫化物催化剂及其制备方法	ZL202011409106.9
33	田志坚; 杨成功; 王冬娥; 潘振栋; 韩建强; 李鹏; 王帅旗	多环芳烃加氢催化剂及多环芳烃加氢反应的方法	ZL202011411252.5

1.4.2 获奖情况

2021年12月,克拉玛依市先能科创重油开发有限公司以《乙烯热解焦油浆态床加氢解构转化生产全芳烃馏分油》为题,参加由中国石油和化学工业联合会、中国化工学会、上海化学工业区和华东理工大学主办的2021“SCIP+绿色化学化工创新创业大赛”,荣获唯一的一等奖,先进性获得了专家评委的高度认可。

2024年8月,克拉玛依市先能科创重油开发有限公司以《重油浆态床加氢解构转化技术研发与应用》为题,参加“第十一届新疆创新创业大赛(克拉玛依赛区)暨第九届克拉玛依创新创业大赛”荣获成长组唯一一等奖。

2024年8月,克拉玛依市先能科创重油开发有限公司以《重油浆态床加氢解构转化技术研发与应用》为题,参加“第九届创客中国新疆中小企业创新创业

大赛(克拉玛依选拔赛)”荣获企业组唯一一等奖，参加 2024 年 9 月由新疆维吾尔自治区工业和新计划厅主办的“第九届创客中国新疆中小企业创新创业大赛”，荣获企业组三等奖，进入全国 500 强。

表 2 重油浆态床加氢解构转化技术获奖情况

序号	名称	名次	时间
1	绿色化学化工国际创新创业大赛 SCIP+	一等奖（金奖）	2021 年
2	国家科技部创新创业大赛	新疆维吾尔自治区节能环保组第一名（进入年底全国决赛） 克拉玛依市成长组一等奖	2024 年
3	国家工信部创客中国大赛	新疆维吾尔自治区三等奖（全国 500 强） 克拉玛依市企业组一等奖	2024 年

2. 运行情况及应用效果

2.1 运行情况

2019 年，大连化学物理研究所和克拉玛依市先能科创重油开发有限公司合作，在独山子天利化工园区，由洛阳融惠科技公司 EPC 总承包，按照中石化工业装置建设标准，建成千吨级重油浆态床加氢解构工业试验装置。重油浆态床加氢解构转化技术核心装备均实现了国产化。

2020 年以来，在千吨级重油浆态床加氢解构转化装置上完成了乙烯焦油、煤焦油、减压渣油、沥青、环烷基超稠油、塔河重油等重油的加氢解构转化工业试验，研究工艺过程的灵活性和控制参数，验证了催化剂和工艺的可靠性，考察了装置运行的操作难度和劳动强度，建立了原料和产品分析、过程采样分析、化验的标准，获得了进一步放大必要的的数据。

试验数据表明：重油转化率和轻质油品收率高，重油原料适应性强；在反应压力 18MPa、反应温度 390-420℃条件下，实现了重油转化率 > 97%，干气产率 < 2%，残渣外排 \geq 3.0%，Mo 添加量 \geq 800 ppm；装置运行稳定、不结焦、排渣少、无磨损，并实现了重油原料的不停工切换。

2024 年 4 月，千吨级重油浆态床加氢解构转化工业试验成果通过了中国石油和化学工业联合会组织的科学技术成果评价。评价委员会一致认为：该技术指标先进，适用性强，形成了一条与常规重油加氢裂化不同的重油高效转化和轻质化新工艺，达到国际领先水平。

2.2 节能降碳分析

根据千吨级重油浆态床加氢解构转化工业试验数据，设计了“20 万吨/年劣质

重油浆态床加氢解构工业示范项目”。工业示范项目建设内容包括 20 万吨/年劣质重油浆态床加氢解构装置、加氢解构油在线加氢精制装置、0.45 万吨/年硫回收装置及配套的储运、公用工程和辅助生产设施。项目能耗核算表如下：

表 3 20 万吨/年劣质重油浆态床加氢解构工业示范项目总能耗核算表

项目概况	项目名称	20 万吨/年劣质重油浆态床加氢解构工业示范项目				
	建设规模和主要内容	建设规模：劣质重油加工规模 20 万吨/年，年开工时数 8000 小时。 建设内容：20 万吨/年劣质重油浆态床加氢解构工业示范装置、加氢解构油在线加氢精制装置、0.45 万吨/年硫回收装置及配套的储运、公用工程和辅助生产设施。				
项目主要耗能品种	主要能源种类	计量单位	年需要实物量	折标系数	折标煤量 (tce)	
	电	10 ⁴ kW·h	5864.13	0.1229kgce/kW·h (当量值)	7207.02	
				0.3015kgce/kW·h (等价值)	17680.36	
	其中火电 (50%)	10 ⁴ kW·h	2932.07	0.1229kgce/kW·h (当量值)	3603.51	
				0.3015kgce/kW·h (等价值)	8840.18	
	其中绿电 (50%)	10 ⁴ kW·h	2932.07	0.1229kgce/kW·h (当量值)	3603.51	
				0.3015kgce/kW·h (等价值)	8840.18	
	环烷基渣油	t	200000	1.4286kgce/kg	285720.00	
	氢气	10 ⁴ Nm ³	9681.87	3.329kgce/10 ⁴ Nm ³	32230.94	
	天然气	10 ⁴ Nm ³	228.15	12.143kgce/10 ⁴ Nm ³	2770.40	
	能源输入合计 (不扣绿电, tce)				当量值	327928.36
					等价值	338401.70
	能源输入合计 (扣绿电, tce)				当量值	324324.85
					等价值	329561.52
	耗能工质	-	-	-	-	
	新鲜水	m ³	26400.00	-	-	
	循环水	m ³	4836000.00	-	-	
	1#加氢解构油	t	29500	1.50kgce/kg	44250.00	
	2#加氢解构油	t	114200	1.4571kgce/kg	166400.82	
	3#加氢解构油	t	52600	1.3648kgce/kg	71788.48	
调和沥青	t	4600	1.3307kgce/kg	6121.22		
能源产出合计	-	-	tce	288560.52		
项目年综合能源消费量 (不扣绿电, tce)				当量值	39367.84	
				等价值	49841.18	
项目年综合能源消费量 (扣绿电, tce)				当量值	35764.33	
				等价值	41001.00	
可再生能源消费量 (tce)				当量值	3603.51	
				等价值	8840.18	
化石能源消费量 (tce)				当量值	3533.39	
				等价值	8770.06	
原料用能消费量 (tce)				当量值	0.00	

		等价值	0.00
碳排放量 (tCO ₂)		-	39957.78
单位处理量碳排放量 (tCO ₂ /t)		0.20	
单位工业增加值能耗 (tce/万元)		0.96	
项目 主要 能效 指标	项目指标名称	项目指标值	对比结果
	单位处理量综合 能耗 (kgce/t)	196.84	-
	单位工业增加值 能耗 (tce/万元)	0.96	优于 2020 年克拉玛依市单位 GDP 能耗 1.59tce/万元 优于 2021 年克拉玛依市单位工业 增加值能耗 1.85tce/万元

其中 20 万吨/年重油浆态床加氢解构装置能耗核算表如下：

表 4 20 万吨/年重油浆态床加氢解构装置能耗核算表

序号	主要能源种类	计量单位	用量 (t/h)	运行时间 (h/a)	年消耗量	折标系数	折标煤 (tce)
1	电	10 ⁴ kW·h	/	-	3383.20	0.1229kgce/kW·h	2120.00
2	环烷基渣油	t	25	8000	200000	1.4286kgce/kg	285720.00
3	氢气	t	0.793	8000	6344	1.5714kgce/kg	9969.14
4	燃料气	t	0.37	8000	2960	1.5714kgce/kg	4651.34
5	1.0MPa 蒸汽	t	4.2	8000	33600	0.0993kgce/kg	3335.28
6	低温热水	t	40	8000	320000	0.00114kgce/kg	3657.21
7	除氧水	m ³	5.6	8000	44800	9.2857kgce/m ³	416.00
8	循环水	m ³	300	8000	2400000	0.0857kgce/m ³	205.71
9	净化水	m ³	2	8000	16000	0.2857kgce/m ³	4.57
10	非净化压缩空气	Nm ³	200	8000	1600000	0.04kgce/Nm ³	64.00
11	氮气	Nm ³	20	8000	160000	0.4kgce/Nm ³	64.00
12	输入小计	tce	-	-	-	-	310207.26
13	脱硫干气	t	-0.7375	8000	-5900	1.5714kgce/kg	-9271.26
14	1#加氢解构油	t	-3.6875	8000	-29500	1.5kgce/kg	-44250.00
15	2#加氢解构油	t	-14.275	8000	-114200	1.4571kgce/kg	-166400.82
16	3#加氢解构油	t	-6.575	8000	-52600	1.3648kgce/kg	-71788.48
17	调和沥青	t	-0.50	8000	-4600	1.3307kgce/kg	-6121.22
18	1.0MPa 蒸汽	t	-5.53	8000	-44240	0.0993kgce/kg	-4391.46
20	输出小计	tce	-	-	-	-	-302223.24
21	工序综合能耗	tce	-	-	-	-	7984.03
22	环烷基渣油处理量	t	-	-	-	-	200000
23	单位产品综合能耗	kgce/t	-	-	-	-	39.92

20 万吨/年劣质重油浆态床加氢解构工业示范项目加工环烷基减压渣油，加氢解构生产 1#加氢解构油（石脑油馏分）、2#加氢解构油（中间馏分）和 3#加氢解构油（蜡油馏分）。工业示范项目总单位处理量综合能耗 196.84 kgce/t，单位工业增加值能耗 0.96tce/万元，单位处理量碳排放量 0.20tCO₂/t，碳排放低，能源效率高。其中，20 万吨/年重油浆态床加氢解构装置单位产品综合能耗 39.92kgce/t。

根据已知公开的数据，重油浆态床加氢解构装置产品综合能耗（39.92kgce/t）大大低于目前工业应用的国外某浆态床渣油加氢技术 67.3 kgce/t 的能耗数据。节能降碳优势体现如下：反应温度低（415°C vs 426°C）、工艺流程效率高（循环比 0.6-0.9 vs 1.2）、干气收率低（2% vs 5%）、排渣少（3% vs 9%）、液体产品收率高（95% vs 75%）。预期重油浆态床加氢解构装置规模扩大后，流程进一步优化，提高如压力能等能量回收和利用率，重油浆态床加氢解构技术的能源效率将进一步提高。

2.3 推广应用场景

重油浆态床加氢解构转化技术除了可以深度转化减压渣油等重质油，还衍生出了化工二次焦油加氢解构转化制富芳烃馏分油和重质原油浆态床加氢解构转化完全轻质化两项重油加工新工艺。其中，“乙烯焦油浆态床加氢解构全转化技术”可以实现乙烯焦油加氢高收率转化为富含芳烃的石脑油和全芳烃的中间馏分、蜡油液体产品，是目前已知唯一的可以加工 100%乙烯裂解重焦油（初馏点 > 200°C）原料的加氢转化技术，可将劣质二次焦油高收率转化为生产芳烃和高级碳材料的基础原料。“超稠油浆态床加氢解构转化完全轻质化技术”可以将稠油、超稠油加氢解构转化为轻烃和柴油，是目前已知唯一的超稠油为原料的 100%加氢轻质化技术。

重油浆态床加氢解构转化技术可以高效地实现重油加氢解构轻质化，可在石油化工从上游开采到下游加工全产业链中发挥关键作用。

（1）油田原位改质、助力稠油低碳开采

目前世界剩余石油资源大约有 70%为稠油，我国稠油资源丰富，储量约 266 亿吨，开发潜力巨大。超稠油浆态床加氢解构转化完全轻质化技术可以在油田现场将部分稠油改质轻质化，助力稠油开采和输送。

（2）零残渣炼油厂

我国炼化企业加工原油普遍偏重，减压渣油的含量较高，通常只能作为沥青或延迟焦化处理，经济价值极低。目前，由于缺乏合适的加氢处理轻质化技术，

我国炼厂延迟焦化处理减压渣油每年超过 1.43 亿吨，石油焦年产量超过 3000 万吨。重油浆态床加氢解构转化技术路线全部取代延迟焦化工艺技术，则可为国家节约超过 3000 万吨的石油开采或进口。

（3）零残渣化工厂

我国化工企业每年副产数千万吨的乙烯焦油、煤焦油等化工二次重油，主要用作燃料油、生产炭黑等初级利用，未充分体现资源的价值。这些二次重油分子结构富含芳环，是潜在的芳烃原料。采用重油浆态床加氢解构转化技术路线加工二次重油，可以为国家开辟一条千万吨级的新芳烃生产路线。

3. 效益分析

与国内外重油浆态床加氢技术相比，重油浆态床加氢解构转化技术具有流程简洁、催化剂活性高、原料适应性强、反应温度低、循环比小、操作弹性大、运行稳定性强、催化剂器外预硫化等诸多工艺优点，在产品分布上的优势尤其明显，液体产品收率高出近二十个百分点，干气产率和尾渣外排大幅降低。如果按照液体油品与尾渣、干气及液化气综合平均价差 3000 元测算，100 万吨/年重油浆态床加氢解构转化技术可新增效益 6.6 亿元，同时基本消除了油渣处理、干气平衡等诸多难题。

重油浆态床加氢解构转化技术可以向全国石化企业进行推广，不但可以解决我国当前主流的延迟焦化等渣油加工技术每年副产 3000 万吨以上焦炭，黑色产品多、油品劣质、能耗高、石油资源利用不合理等问题，为国家每年节省石油开采或者进口数千万吨；而且还可以实现我国上亿吨劣质重油资源的高值化、清洁化、“全转化”加工利用，带动高档润滑油、大运载能力火箭煤油、超清洁燃料、芳烃新材料等约百亿下游产业发展，延伸高附加值产业链。

重油浆态床加氢解构转化技术应用于稠油现场开采，可以应对常规石油资源衰减，高效开发利用油砂沥青、超稠油、煤焦油等非常规重劣质石油接续资源，为国家能源安全和能源保障战略提供技术支持。

4. 突出亮点

重油浆态床加氢解构转化技术从催化剂到工艺流程均具有显著的先进性和创新性，可实现减压渣油、沥青、裂解焦油、煤热解油等各种劣质重油轻质化、高值化、全转化加工利用。

（1）节能降碳水平先进

重油浆态床加氢解构转化技术比重油延迟焦化技术，液收提高 25 个百分

点以上。其原料适应性强、重油转化率高、液体收率高、干气少，消除了石油焦黑色产品，具有资源利用率高、绿色环保的优势。

与国内外重油浆态床加氢技术相比，反应温度低、干气和尾渣产率低，液体油品收率高了近 20 个百分点。其催化剂活性高、工艺安排合理、原料适应性广，运行稳定性强，表现出明显的技术经济优势和节能降碳效果。

（2）经济、环境、社会效益显著

重油浆态床加氢解构技术远优于目前国际流行的沸腾床、悬浮床等重油加氢裂化技术。如果每年我国 4 亿吨渣油/重油资源中的一半采用浆态床加氢解构转化技术加工，可多产轻质油品 5000 万吨以上，相当于可减少进口原油消耗 8000 万吨~1 亿吨，该技术的大规模推广应用，必将发挥巨大的节能降碳作用。

重油浆态床加氢解构转化技术具有自主知识产权，其创新性包括：

（1）加氢解构催化剂具有创新性。

加氢解构催化剂具有与重油中难加氢的沥青质组分的单元片相似的二维层状纳米结构和空间匹配度，实现重油快速高效均衡加氢轻质化，解决了沥青质生焦析出难题。催化剂为浆态床反应器器外合成、硫化的低堆积度纳米 MoS₂ 催化剂。器外构建 MoS₂ 催化剂与重油原料预混形成高效浆态反应体系，还避免了催化剂器内在线硫化所需反应启动过程，以及钨前驱体利用率低问题。

（2）高压加氢反应器具有创新性。

劣质重油浆态床加氢生产成套设备的核心浆反应器，在满足反应压力 18MPa、反应温度 420℃等工艺条件的前提下，通过独特的结构和内构件设计，控制混合和传质参数，强化气液湍流混合，满足反应器内气液固三相高效全返混、均匀等温、压降低等操作要求，实现重油均衡加氢，沥青质和重胶质加氢解构深度转化，避免生焦结焦问题。

（3）工艺过程具有创新性。

工艺采用两台浆态床反应器串联操作，预混催化剂的重油与氢气并流从底部进入浆态床反应器，反应器流出物气液分离后，分馏出石脑油、中间馏分和蜡油等液体产物，> 500℃以上减压渣油（未转化油）携带催化剂外循环返回浆态床加氢反应系统回炼，间断外排残渣。

编制人：田志坚

审核人：张 晨

中国科学院大连化学物理研究所

2025 年 2 月

十二、中国石化工程建设有限公司重整生成油分壁塔技术

1. 基本情况

1.1 背景

石油化工行业面临的节能形势越来越严峻,精馏部分占石油炼制中的能耗超过 50%,因此采用先进的分离技术以降低能耗、减少投资、节约生产成本成为一项重要的研究课题。重整装置生成油中 C6/C7 采用双塔串联的传统分离方式耗能高、投资大,如在装置建成后再考虑节能措施将对节能效果大打折扣。为实现重整生成油中 C6、C7 及 C8+组分分离,采用高效分离的分壁塔技术可以降低项目投资、减少装置能耗以及节约生产成本。

本技术重点装备为分壁塔,已应用于燕山分公司 100 万吨/年连续重整装置,塔进料规模为 86 万吨/年,项目于 2020 年 3 月建成投产,技术成熟可靠,节能效果显著。

本技术符合国家发展改革委发布的《绿色低碳转型产业指导目录(2024 年版)》中有关高效节能装备制造的要求(1.4.1 节能降碳改造和能效提升;1.4.2 工艺改进和流程优化)。

1.2 原理

分壁塔节能的首要因素是避免了常规两塔分离流程中第一座塔中的返混效应,从而实现使用较少的能量完成给定分离任务。

中间组分返混是指常规两塔直接精馏序列中,第一座塔提馏段内随着轻组分 A 浓度的降低,中间组分 B 的浓度逐渐增加,但在靠近塔底处,由于重组分 C 浓度增加,中间组分 B 浓度在达到最大值后逐渐减小,即组分 B 在该塔中发生返混。

分壁塔中,进料经预分离部分后得到 A/B 和 B/C 两组混合物(区域 2),然后直接进入主塔部分做进一步分离,在主塔上段组分 A 与 B 分离(区域 1),主塔下段组分 B 与 C 分离(区域 4),组分 B 在塔中间某处浓度达到最大值,此时采出组分 B(区域 3),能够有效避免常规两塔精馏序列中的返混现象。分壁塔与普通塔组份分布与结构示意图见图 1。

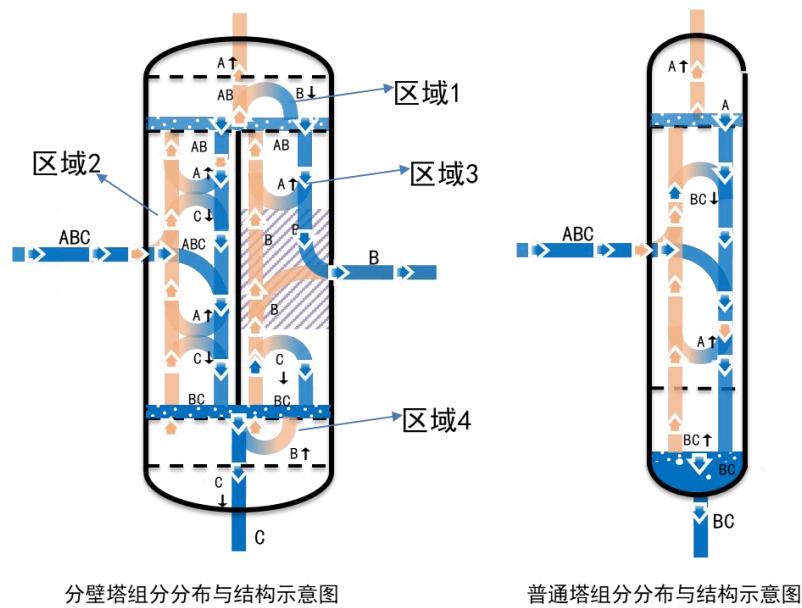


图 1 分壁塔与普通塔组份分布与结构示意图

1.3 工艺流程及技术特点

分壁塔是一种节能、节省投资的分馏过程设备，近年受到了国内外研究者及应用者的广泛关注。分壁塔塔体的某段或多段被隔板分隔，形成两个汽液传质区域，可以避免中间组分在塔内返混，实现节能降耗。采用分壁塔，可以将常规两个塔生产 3 种高纯产品分离任务由一个塔来完成。

本技术针对重整生成油脱 C6、C7 双塔分离流程，开发了分壁塔工程设计的模型和方法。包括：（1）基于精馏原理，创新提出采用“主副塔”模型构建重整生成油分壁塔工艺计算模型。（2）创新开发石化过程分壁塔成套技术设计方法，及分气比可控、可应对气相非理想混合、确保分隔板垂直度的塔体与塔内件，应用 Dynsim、Intouch 等软件研究分壁塔运行机制、制定分壁塔控制方案、开发仿真培训系统，为分壁塔技术在石化领域的推广应用提供整体解决方案。（3）集成建设燕山石化重整生成油分壁塔并成功投产完成工业应用，运行稳定。本技术工艺流程示意图见图 2。

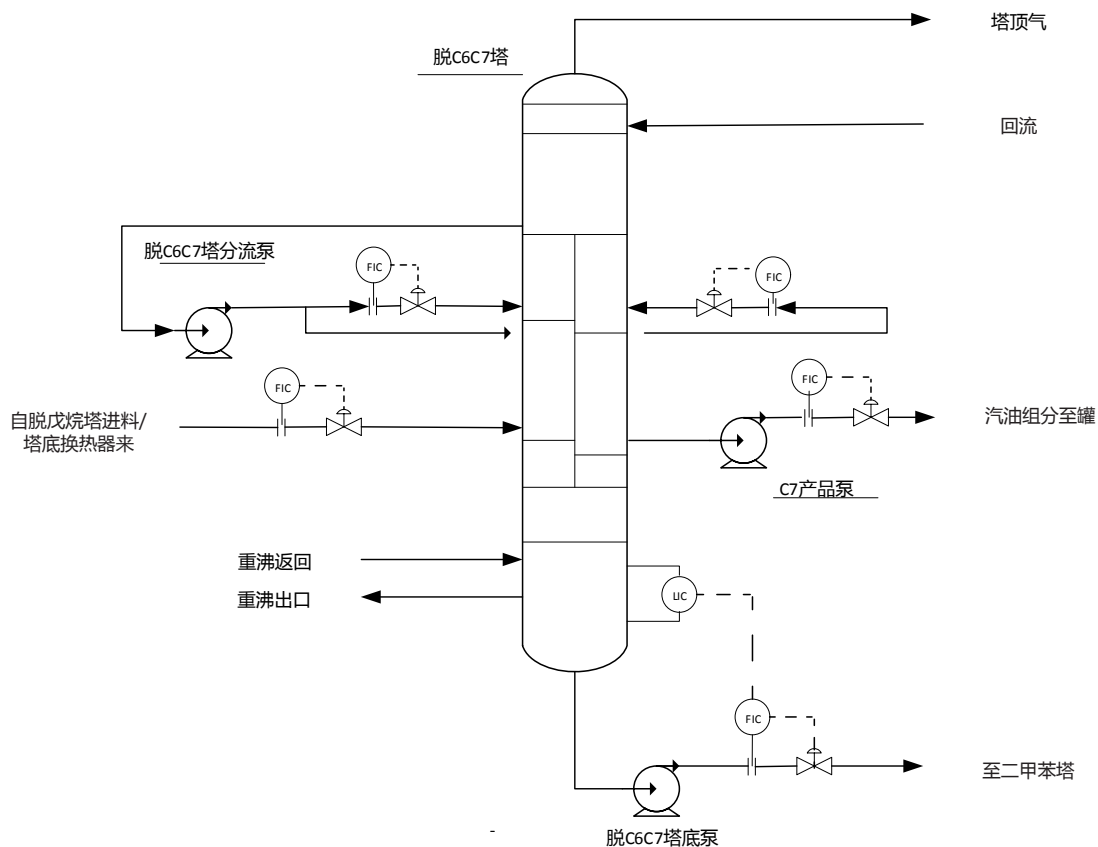


图 2 工艺流程示意图

1.4. 技术装备的知识产权和获奖情况

1.4.1 本技术主要相关知识产权

表 1 知识产权情况

知识产权名称	国家(地区)	授权号 (标准编号)	权利人
一种烃类连续重整的产品分离方法	中国	ZL201610645851.0	中国石化工程建设有限公司 中石化炼化工程(集团)股份有限公司

1.4.2 获奖情况

表 2 获奖情况

获奖名称	办法单位	授予时间	奖励级别
重整生成油分壁塔技术开发与工业应用	中国石油化工集团有限公司	2021 年	科技进步奖二等奖

2. 运行情况及应用效果

2.1 运行情况

本技术成功应用于燕山分公司 100 万吨/年连续重整联合装置重整生成油分离系统，装置于 2020 年 3 月一次开车成功，2020 年 10 月进行标定。标定结果表明，产品质量和收率均优于设计值；实现了 C6 馏分、C7 馏分、C8 馏分的清

晰分离，达到两塔流程的分离精度。分壁塔分液比、温度、压力、流量等关键操作参数与设计值吻合。公用工程消耗与设计值基本吻合。与原两塔工艺相比，设备购置费减少了 20%。

本技术装备国产化率 100%，除相关设备、管道及仪表外，无特殊新增投资。

2.2 项目节能降碳效果

采用本技术与传统两塔分离技术相比，再沸器总负荷降低 30.4%。本技术较传统两塔分离流程综合能耗降低 200kgoe/h，综合能耗节能率 15.0%。年节能 2354 吨标煤；年减少二氧化碳排放 6262 吨；节能减碳效果显著。

本技术适用于新建重整装置以及已建重整装置重整生成油 C6、C7 组份分离，还可推广应用到苯-甲苯分离等。

3. 效益分析

本技术应用于石化产品分离过程，可以降低设备投资，降低装置能耗、减少二氧化碳排放，同时减少占地。

以燕山分公司 100 万吨/年连续重整联合装置重整生成油分离系统进行测算，采用本技术与传统两塔分离技术相比，减少了塔、容器、换热器等共计 9 台静设备，降低设备购置费 20%，设备占地减少 50%。

按照 2020 年燕山石化公用工程单价计算，采用本技术操作费用较两塔流程每小时降低了 1387.59 元，每年运行时间以 8400 小时计，年节能经济效益 1165.6 万元；年节能 2354 吨标煤；按照煤炭的排放折算系数为 2.66 tCO₂/tce 计算，年减少二氧化碳排放 6262 吨，较两塔流程降低 15.0%。

未来，为了适应汽油标准对苯及其他芳烃含量的要求，汽油型重整装置分馏流程将需要设置多个分馏塔，以分离 C6、C7 及 C8+ 组分。对于用地紧张企业可采用分壁塔技术，以单塔替代常规两塔，节约投资占地及能耗。本技术可用于新建及改扩建项目中苯-甲苯分离、C6/C7/C8 馏分分离。

4. 突出亮点

本技术开发了分壁塔工艺设计计算模型和石化过程分壁塔成套技术设计方法，涵盖分壁塔工艺计算模型构建与可靠性验证、工艺方案及适应性研究、塔体与塔内件研究、控制方案研究、仿真培训系统开发等，为分壁塔技术在石化领域的推广应用提供整体解决方案。应用于重整生成油分离，本技术可实现能耗降低 15%，设备投资降低 20%，占地减少 50%。

符合如下条件的两塔适合用分壁塔替代：

- (1) 两塔的操作压力接近；
- (2) 两塔塔顶冷凝方式相同，塔顶热量不具有回收价值，一般采用空冷或水冷冷却；
- (3) 中间组分占比大，节能效果更显著；
- (4) 两塔采用的热源等级相同是理想的选择；对热源等级不同的两塔，若高等级热源消耗占比高，也是可考虑；
- (5) 占地面积受限时可考虑分壁塔。

中国石化科技部专家鉴定意见认为，本技术经济效益和生态环境效益显著，核心技术达到国际先进水平。

本技术适用于新建重整、芳烃装置以及已建重整芳烃装置分馏部分改造，还可推广应用到新建或已建炼油化工装置节能改造中。本技术为同类工艺装置的节能减排拓展了新途径，提供了新示范，经济和社会效益显著。

编制人：王 婷

审核人：姜晓花

中国石化工程建设有限公司

2025 年 2 月

十三、中国石化废塑料连续热解技术

1. 基本情况

1.1 背景

“十四五”规划原则之一是构建清洁低碳安全高效能源体系，提高可再生能源的占比。2021年，我国连续出台相关工作指导意见、规划与行动方案。《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》强调要加强废塑料等再生资源回收利用，构建循环经济发展模式。《“十四五”循环经济发展规划》指出，要加快构建废旧物资循环利用体系，遵循“减量化、再利用、资源化”原则，其中“塑料污染全链条治理”和“快递包装绿色转型”被明确列入“十四五”时期循环经济的六项重点行动中。《“十四五”塑料污染治理行动方案》，首次明确了回收目标：到2025年，全国城镇生活垃圾焚烧处理能力达到80万吨/日左右，塑料垃圾直接填埋量大幅减少；农膜回收率达到85%，全国地膜残留量实现零增长。《产业结构调整指导目录（2024年）》鼓励类目录中包含废塑料等城市典型废弃物循环利用、技术设备开发及应用，低值可回收物回收利用，“城市矿产”基地和资源循环利用基地建设等。

废弃塑料在环境中的长期累积，将导致环境污染和能源资源浪费。发展塑料循环经济是解决塑料环境泄漏问题的主要手段之一，在减少塑料垃圾污染保护生态环境的同时，变废为宝，使废弃塑料能够重新产生经济价值，这样才能使塑料循环闭环得以稳定地运行。目前塑料废弃物的处理主要有焚烧、填埋和回收利用三种方式，其中焚烧和填埋这两种处理方式的弊端显而易见。废塑料的焚烧虽能回收一部分能量，当时过程能耗高，还会产生有毒气体二噁英及大量可吸入颗粒，引起雾霾。而填埋的处理方式同样问题重重，不仅是对土地资源的浪费，同时填埋场气体和渗液问题也对周边的环境造成了严重危害。因此提高废塑料的回收利用率对于解决塑料垃圾污染问题至关重要。

废塑料化学循环是实现“塑料垃圾到高品质材料”高值化闭环的主要技术路线。化学循环技术是指通过化学反应的形式，通过热分解或解聚等技术，在塑料废弃物的分子层面进行热解和重组，将废旧塑料中的成分转化成塑料油等原料，再重新回到塑料的生产环节。塑料的物理循环和化学循环能够有效降低社会对新塑料制品的需求，对温室气体减排做出较大贡献。废塑料化学回收工艺主要包括

热解、气化、氨解等技术，其中热解技术是研究的热点方向。

根据 AMI International 于 2020 年 9 月发表的一项研究，到 2030 年，热解回收技术处理的废塑料每年可能增加 5-15Mt。以废塑料成份中聚烯烃为例，多为饱和链烷烃，H/C 比高，硫含量低，是优质的石油替代品。目前，中国填埋垃圾废塑料存量约 10 亿吨，且每年新生废塑料超过 6300 万吨，其中废聚烯烃类废塑料约占废塑料总量的 50%。如果每年将我国 2% 填埋垃圾塑料，以及 1/3 新鲜废塑料化学法回收制成热解油（油收按 80% 计），热解油产量约 2000 万吨每年，这相当于新增一个胜利油田规模的轻质石蜡基大油田。目前我国的石油对外依存度已经连续多年在 70% 以上，根据国家统计局公布的数据，2024 年，我国原油产量 21282 万吨，而同期进口原油 55342 万吨，原油对外依存度超过 72%。通过对塑料制品的循环利用，能够减少塑料生产环节对石油的消耗，对于我国的能源安全也有重要的意义。

我国国内废塑料化学回收主要以热解回收为主。中国石化针对废塑料化学循环开发了新型热解（RPCC）技术以及热解油制备合成树脂单体等石化产品成套技术，从而实现废塑料的闭合循环。中石化石油化工科学研究院有限公司（石科院）具有丰富的渣油热加工理论及生产实践基础，将渣油热转化的平台技术应用到废塑料加工中，石科院在渣油热转化平台的基础上，结合大量废塑料的基础、小试以及中试研究，针对目前热解技术存在的热解油出油率低、杂质多（特别是 Cl 和 Si）的痛点开发了废塑料连续热解（RIPP Plastics Continuous Thermal Cracking technology, RPCC）技术。RPCC 技术具有热解油收率高，热解装置可大型化、连续化、长周期稳定运行、原料适应性强等特点。对于高含 PVC 的混合塑料，采用专有的复合脱氯技术，可实现油中脱氯率 >99.9%。

RPCC 中型试验装置已经完成建设，针对新疆农膜完成了小试和中试研究，中试结果显示：装置实现连续稳定运行，新疆农膜粒料液收（含液化气）达到 88% 以上，主要液体产物氢含量高，氯、硅、硫、氮等杂原子含量低，可以进入炼厂进行后续加工。RPCC 技术已经完成中石化科技部技术评议，技术可靠。RPCC 技术中包含的梯级减容高效液化脱氯（Rapid degradation and deep Dechlorination Technology for plastic waste, RDC）专用设备可以将机械能通过挤压摩擦转化为热能，挤出气体并强化气体排出，提高导热和传热效率；另外采用外壁分段控温加热、内部精巧设计，增加径向剪切力挤压强化混合并实现高温下稳定运行，达到快速升温和快速液化（分钟级），大幅度提高换热效率，从而实现

实现废塑料连续进料、深度脱氯、快速液化、大幅度减容。

目前塔河炼化万吨级废塑料连续热裂解工业示范项目入选中石化十条龙项目，通过首台套工艺安全可靠论证，基础设计已获批，2025年1月完成机械竣工，计划2025年3月投料。塔河炼化万吨级废塑料连续热裂解工业示范装置的原料为新疆当地的地膜废塑料，装置设计公称规模为3.51万吨/年（装置规模对应的原料量指去除无机物杂质和污水后的废地膜塑料量，约4吨/小时，96吨/天），水力学操作弹性为60%~110%，年开工时间为8400小时。塔河炼化工业示范项目具有如下特点：

（1）废塑料连续热裂解技术及中试装置已经通过中石化科技部的技术评议，技术可靠。

（2）该项目原料为新疆当地廉价且难处理的废地膜塑料，原料来源可落实；产品有去处。

（3）现有公用工程设施通过适当改造可以满足本项目新增消耗的需求。

（4）本项目在设计中充分考虑环境保护因素，严格执行各项环境保护标准，针对生产过程中外排的“三废”采取相应的治理措施。

（5）项目建设利用塔河炼化预留地实施，不再新增占地。

（6）项目建设投资为16166万元（不含增值税）；项目建成投产后，为废地膜塑料的加工处理寻找到较好的途径，为大型化废塑料热裂解技术的工业应用奠定基础，项目是可行和必要的。

1.2 原理

废塑料循环利用产业近年来迅猛发展，化学利用（化学回收、化学循环）法不仅避免了传统处理方法产生的污染，并且大大降低了碳排放水平，同时可以将其转化为有机烃类等高价值产品，实现塑料制品再生和资源的循环利用。废塑料热解所得废塑料油的后续加工作为产业链的重要环节，其过程环保性与经济性很大程度上影响着产业发展方向。废塑料化学循环可生成热解油等原料，并以其作为原料进一步制作新的塑料产品，这将有助于减少生产塑料所需的化石原料的消耗。同时，化学循环过程避免了塑料焚烧产生的大量二氧化碳，从而大幅降低了二氧化碳排放量。根据BASF公布的研究推算结果，在塑料生产过程中以废塑料化学循环方式制作新塑料，相比利用化石原料每吨塑料能有效减少2.3吨的二氧化碳排放；同时，在废塑料处理过程中，使用化学循环相对焚烧，每吨塑料亦可减少1吨的二氧化碳排放。

RPCC 技术针对废塑料分子量大、杂质含量高，无法直接进入炼油装置加工的问题，石科院创新性开发了废塑料两段连续热解技术，一段可以实现快速液化深度脱氯，显著脱气减容；二段适度热裂解，脱除固体杂质，最大量获得目标产物。针对废塑料连续稳定进料困难和换热效率低的问题，开发了梯级减容高效液化脱氯专用设备，采用专有设计思路：分钟级内实现废塑料快速液化、深度脱氯；挤出废塑料中气体，大大提高其换热效率；实现废塑料大幅度减容，实现稳定进料；针对废塑料生焦及热解机理认识不足的现状，在渣油热转化平台基础上开展进一步研究：通过控制合适的液体流速及反应器内适宜的气速，实现了对反应后固体粒径的控制以及在反应器内绝大部分固体分离，固体脱除率达到 98%以上。针对 PVC 热解生产的 HCl 极易与其他废塑料组分热解生产的烯烃加成导致热解油氯含量高的问题：开发了含 PVC 废塑料快速脱除 HCl 并分离出体系，防止加成反应的方法，该方法脱氯率可以达到 94%以上。针对高氯原料开发了后脱氯技术，整体脱氯率可以达到 99.5%以上。

通过 RPCC 技术与同类型技术对比，可以发现 RPCC 技术具有可大型化、可连续稳定生产、原料适应性强、杂质脱除率高、液收高、具有配套产物后处理技术等优点。与国外先进的废塑料化学循环技术相比，RPCC 技术仍然在如油收、杂质脱除、原料指标等方面具有优势，处于国际领先水平。

1.3 工艺流程及技术特点

RPCC 技术由废塑料储存预处理单元、废塑料加热及反应单元配套部分组成。废塑料原料根据其形态、含水率、机杂含量等特点进行脱水、脱杂、造粒等预处理单元后制成棒状的固体颗粒，然后进入梯级减容高效液化脱氯单元。RDC 单元可实现废塑料原料连续稳定输送且能够有效地在线脱除塑料中的水分、空气，同时低温热解脱除塑料中的有机氯，脱出的含氯化氢气体经过吸收后并入气体处理单元。

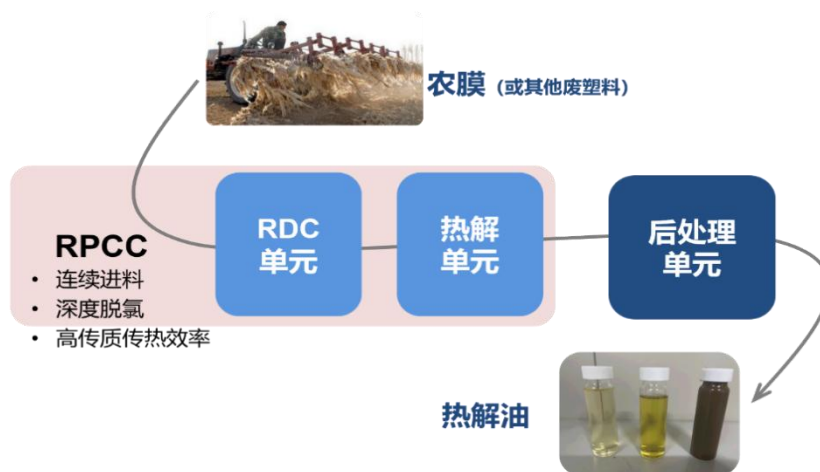


图 1 RPCC 工艺原则流程图

脱氯后的液态塑料在减粘反应器中发生浅度热裂化的减黏反应。减粘后的液态塑料与循环油混合后，经加热炉加热到反应温度进入热解单元。液态塑料在深度热解反应器内由于高温长停留时间，发生热解反应，废地膜裂解残渣留在反应器内，气相产物进入分离单元分离为气体、石脑油馏分、柴油馏分和蜡油馏分，气体进入气体处理单元。其中，所得石脑油馏分通过进一步处理可以生产混二甲苯和汽油组分；所得柴油馏分则可生产柴油。

装置工艺技术先进，操作温度较高，工艺介质粘稠，易燃易爆，部分介质具有毒性，为保证装置的安全、平稳、长周期、满负荷和高质量运行，自动控制系统必须具备高可靠性和安全性，技术先进并具有成熟的使用经验和良好的技术支持，以满足装置对自动化仪表的需要。现场仪表以产品质量可靠、性能优良、精度合适、维护方便为选用原则。控制方案以单回路控制为主，同时根据工艺过程要求，设置串级、分程、顺控等复杂控制。为保护操作人员和生产装置的安全，本装置设置了独立于 DCS 以外的 SIS 紧急停车联锁保护系统。

按《石油化工设计能耗计算标准》GB/T 50441-2016 计算，装置按照年处理废农膜塑料 4180kg/h，操作时数按 8400 小时计，间断消耗折合为连续消耗计算消耗，以废农膜塑料计算能耗为：0.17kg 标油/kg（农膜废塑料）。

1.4. 技术装备的知识产权和获奖情况

1.4.1 本技术主要相关知识产权

表 1 知识产权情况

序号	专利名称	申请号
1	一种使用延迟焦化装置处理含氯废塑料的方法及系统	202111281637.9
2	一种热解回收废塑料的方法和系统	202111276209.7 (已授权，证明见附件)
3	一种含氯废塑料液化减粘脱氯的方法及系统	202111276286.2

4	一种废塑料流化裂化的加工方法及系统	202111276211.4
5	废塑料降塑裂化的加工方法及加工系统	PCT/CN2023/113550
6	一种废塑料降粘热解裂化的加工方法及加工系统	202210989471.4
7	一种废塑料降粘热解裂化的加工方法及加工系统	202211328729.2
8	一种废塑料流化裂化的加工方法以及加工系统	202211057426.1
9	废塑料热解裂化预处理方法和反应装置、废塑料热解裂化方法和加工系统	202310632258.2
10	一种废塑料热解裂化的加工方法及加工系统	202310636544.6
11	一种含氯塑料热解油脱氯的方法及系统	202310465891.7
12	一种固体废塑料液化的方法及系统	202311285114.0
13	一种废塑料热解的方法及系统	202311370167.2
14	一种废塑料降塑热解催化裂化的加工方法及加工系统	202311446614.8
15	一种废塑料热解裂化的处理方法及处理系统	202311446600.6
16	一种废塑料降粘热解裂化的处理方法及处理系统	202311443689.0
17	一种废塑料热解裂化的加工方法及加工系统	202311445046.X
18	一种废塑料快速液化热解裂化的加工方法及加工系统	202311445040.2
19	一种塑料混合物制备低氯热解油的方法和系统	202311360729.5
20	一种废塑料流化裂化的加工方法及加工系统	202410184423.7
21	一种废塑料流化裂化的加工方法及加工系统	202410202122.2
22	一种废塑料接触裂化的加工方法以及加工系统	202410184422.2

2. 运行情况及应用效果

塔河炼化新建 RPCC 装置对新疆当地农用废塑料膜进行化学循环利用, 近期方案为新建 RPCC 装置, 废塑料热解油利用塔河炼化现有总流程进行加工; 远期方案为新建 RPCC 装置, 新建蒸汽裂解及配套装置对废塑料热解油汽柴油馏分进行加工, 废塑料热解油蜡油馏分依托现有流程加工。

近期方案 RPCC 热解油加工路线为: 在塔河现有流程的基础上, RPCC 热解油汽柴油馏分加氢精制后生产车柴; 蜡油馏分进入焦化装置, 产出的焦化柴油进汽柴油加氢改质装置生产车柴, 焦化石脑油经过加氢预处理后做重整料生产汽油组分和混二甲苯。远期方案 RPCC 热解油的主要加工路线为: RPCC 热解油汽柴油馏分经加氢处理后, 进入蒸汽裂解装置生产烯烃, 分离出的烯烃分别进入后续装置生产聚合物; 蜡油馏分经过焦化处理后, 焦化柴油经过加氢改质生产车柴, 焦化石脑油经加氢预处理后做重整料生产汽油组分和混二甲苯。需要新建的装置包括: 汽柴油加氢预处理装置、蒸汽裂解装置、裂解汽油加氢装置、高压低密度聚乙烯装置和聚丙烯装置。

按《石油化工设计能耗计算标准》GB/T 50441-2016 计算, 塔河炼化工业示

范装置按照年处理废农膜塑料 4180kg/h，操作时数按 8400 小时计，间断消耗折合为连续消耗计算消耗，以废农膜塑料计算能耗为：0.17kg 标油/kg（农膜废塑料）。

工艺节能措施有：

- （1）采用先进的工艺技术为节能起到关键的作用，优化公用工程配置，提高能源的综合利用率。
- （2）采用节水型工艺和设备，提高水资源利用率，降低水资源无效消耗。
- （3）选择节能电气设备，如节能变压器，节能电机，节能光源等。
- （4）采用高效的电加热设备。
- （5）采用新型保温材料，减少散热损失。
- （6）加热和伴热介质选用上优先选用低温热源。
- （7）设备和管道布置尽量紧凑合理，以减少热损失和压力损失。
- （8）做好设备及管道保温，减少自然散热。

工艺节电措施有：

- （1）采用高效节能变压器；
- （2）采用高效节能防爆电机；
- （3）采用节能型电光源；
- （4）采用变频调速装置；
- （5）采用电容补偿措施。

与塔河现有工况相比，废塑料油的获取过程比原油开采低 69.4%左右采用塔河炼化加工流程，废塑料油加工过程比原油加工过程碳排放低 58.6%左右，（废塑料解热+热解油加工）比（原油开采+原油加工）碳排放低 66%左右。设计典型的千万吨级（含 100 万吨蒸汽裂解）的炼化一体化炼厂，各装置能耗均采用中国石化 2019 年炼厂装置均值数据，计算得聚乙烯和聚丙烯产品全生命周期碳足迹分别为 2.01 t/t、1.54 t/t。而在远期方案中生产每吨聚烯烃的碳足迹明显低于原油加工路线，每吨聚乙烯产品碳足迹可降低 26.4%，每吨聚丙烯产品碳足迹可降低 20.9%。相比原油加工生产等量聚乙烯、聚丙烯产品，10 万吨废塑料可实现碳减排 13093 吨。

RPCC 技术完全由石科院研发，具有独立自主知识产权，梯级减容高效液化脱氯（RDC）设备，减粘反应器，热解反应器等核心装备国产化率 100%。

RPCC 技术主要针对加聚类塑料，如小分子烯烃或烯烃的取代衍生物在加热

和催化剂作用下通过加成反应形成的高分子聚合物，主要包括聚乙烯（PE）、聚丙烯（PP）等聚烯烃类塑料和聚苯乙烯（PS）、聚氯乙烯（PVC）等。对于加聚类塑料化学回收来说，RPCC 技术产品经济效益优于气化工艺和炭化工艺，工业化程度较高。

推广应用的场景和范围：

塔河炼化项目加工的原料是废弃地膜，但是废弃地膜的量远小于城市生活垃圾塑料量，因此未来技术推广应用的加工原料除农业废塑料外，应以生活垃圾塑料为主，由现有炼厂新建或改建装置实现加工。中石化作为国内及亚洲最大的合成树脂生产商以及负责任的大型国企，已将废塑料化学循环列入中石化“十四五”发展规划，规划包括在上海石化、扬子石化建设十万吨级废塑料热解工业化装置。同时，茂名石化、天津石化、燕山石化、镇海炼化、洛阳石化、齐鲁石化等企业也提出了参与废塑料热解油化学循环的意向。利用企业大量的焦化装置改建为废塑料热解装置，充分利用好国内存量巨大的高氢碳比的废塑料资源，实现其化学循环利用，不仅具有重大的社会效益，也对中石化降低对进口石油的依赖，早日实现双碳目标、增加企业经济效益具有重大意义。

3. 效益分析

与塔河炼化加工原油现有工况相比，近期方案项目实施后企业年利润增加 2045 万元/年；远期方案年利润增加 29712 万元/年。与废塑料焚烧相比，预计降碳量：78750tCO₂/a。如果技术推广至加工量 100 万吨/年，相比于焚烧，预计降低 CO₂ 排放 225 万吨/年。

目前废塑料无法直接进入炼厂现有装置进行加工，RPCC 技术可以打通上下游衔接，形成产业链，不仅可以解决废塑料引起的环境污染问题，同时变废为宝，可以助力下游企业拓展原料，降低碳排放，具有较好的社会效益。

4. 突出亮点

（1）废塑料油的获取过程比原油开采低 69.4%左右采用塔河炼化加工流程，废塑料油加工过程比原油加工过程碳排放低 58.6%左右，（废塑料解热+热解油加工）比（原油开采+原油加工）碳排放低 66%左右。

（2）当废塑料进厂价格为 1000 元/吨时，近期方案废塑料加工经济效益预计 2044.88 元/吨废塑料，年利润增加 2045 万元/年；远期方案废塑料加工经济效益预计 2971.1 元/吨废塑料，年利润增加 29712 万元/年。将两个方案加工热解油的经济效益进行对比，远期方案比近期方案增加 852.5 元/吨废塑料。

(3) 与废塑料焚烧相比，预计降碳量：78750 tCO₂/a。如果技术推广至加工量 100 万吨/年，相比于焚烧，预计降低 CO₂ 排放 225 万吨/年。

(4) 目前废塑料无法直接进入炼厂现有装置进行加工，RPCCC 技术可以打通上下游衔接，形成产业链，不仅可以解决废塑料引起的环境污染问题，同时变废为宝，可以助力下游企业拓展原料，降低碳排放，具有较好的社会效益。

(5) RPCCC 技术主要针对加聚类塑料，如小分子烯烃或烯炔的取代衍生物在加热和催化剂作用下通过加成反应形成的高分子聚合物，主要包括聚乙烯（PE）、聚丙烯（PP）等聚烯烃类塑料和聚苯乙烯（PS）、聚氯乙烯（PVC）等。对于加聚类塑料化学回收来说，RPCCC 技术产品经济效益优于气化工艺和炭化工艺，工业化程度较高。

编制人：任 磊

审核人：董 明、侯研博

中石化石油化工科学研究院有限公司

2025 年 2 月

十四、中国石油大学（华东）渣油/原油分级气相脱氢裂解制化学品技术

1. 基本情况

1.1 背景

三烯（乙烯、丙烯、丁烯）和三苯（苯、甲苯、二甲苯）是重要的基本有机化学品，尤其乙烯产量是衡量一个国家石油化工水平的重要标志，也是发展高端化工重要基础原料。短流程、低成本、低能耗、高产出的渣油/原油直接制化学品技术被公认为是炼油业“油转化”的变革性前沿核心热点技术，是炼化企业转型升级的重点领域。我国炼化产业加工的原料有相当部分为重劣质原料，其中渣油加工量也较大，这部分原料由于品质差，直接转化制取化学品难度大，是炼油业当前“油转化”的难点和重点。

原油直接蒸汽裂解制化学品的代表性技术是埃克森美孚和沙特阿美工艺。其中，埃克森美孚公司原油直接蒸汽裂解工艺开创了原油直接制化学品技术的先河；2021年中国石化类似技术也在天津石化实现了工业试验。但上述技术均需要轻质原油，未能脱开轻馏分蒸汽裂解，烯烃收率低、选择性差，且乙烯丙烯比调控困难，甲烷产率高，能耗高；闪蒸罐的雾沫夹带和重蜡油造成裂解炉结焦趋势加重，影响裂解炉的烧焦周期。

为了进一步提高低碳烯烃收率和选择性，降低投资、能耗和操作成本，利用FCC装置的原油直接催化裂解制烯烃成为目前国内外研发和示范的热点技术，由于减少了炼油环节，缩短了加工流程，能够大幅减少原油和能源消耗，与传统“炼化一体”化工艺相比，生产同等规模的乙烯可以减少原油消耗约60%。2021年中国石化在扬州石化实现原油催化裂解制化学品技术的全球首次工业示范，2022年中国石油大学（华东）也在山东东明石化完成类似技术的工业示范，标志着我国原油直接制化学品技术取得突破性进展，成为世界原油催化裂解制化学品技术路线的领跑者。但该技术存在的局限：①原料中的沥青质和重金属限制了原油适应性，目前仅限于少数优质石蜡基原油，渣油作为原料的适应性更差；②在催化剂方面：酸性分子筛易积碳失活、氢转移反应不利于烯烃选择性提高；③在装备技术方面：提升管反应器存在返混，下行反应器因初始分布不均和放大效应、尚未工业化；700℃以上催化裂解温度，结焦前驱体剧增，油气管线结焦问题严重。

低成本、短流程、普适性的渣油/原油分级气相催化裂解制化学品的变革性原创技术，是 1998 年石油大学（华东）重质油全国重点实验室田原宇教授团队提出“油头化身”的炼油理念，按照基础理论-工艺-催化剂体系-装备技术四位一体超前布局研发的原油/重油直接催化裂解制化学品技术。工艺过程分为两级：①一级反应是原油/重油碱催化裂解预处理，脱除沥青质和重金属，最大化生产油气，提高原料适应性；②二级反应是高温油气直接气相酸碱催化裂解，消除液相笼蔽效应，减少生焦，最大化生产低碳烯烃，避免利用 FCC 装置的原油直接催化裂解制烯烃技术的弊端。

本项目已完成新工艺和装备开发，初步建立了新催化剂体系，流程基本打通；并建成 100 吨/年原油下行循环流化床分级气相毫秒裂解评价装置，并已完成多种原油和重油的热态中试。采用大庆原油单程试验：化学品收率 62.6%，生焦 2.1%、低值甲烷 4.9%，远优于目前原油直接催化裂解制化学品收率 58%、甲烷 10%以上和生焦 7%以上的最高报道值。2021 年 9 月 5 日通过了中国化工学会组织，金涌院士、孙丽丽院士等七位专家的成果评价，自主开发的渣油/原油分级气相脱氢裂解制化学品技术在基础研究、工艺、催化剂体系和装备技术等方面取得了突破性进展，原始创新性强，建议尽快实现工业化示范和工业化。

目前正在与中石化 SEI 和中国中化集团合作，在中化能源昌邑石化公司建设 5 万吨/年渣油/原油分级气相脱氢裂解制化学品示范装置，为企业百万吨级渣油分级气相脱氢裂解制化学品工业化装置提供设计依据和操作经验。

本项目依据“国家发展改革委、工业和信息化部、生态环境部、国家能源局发布《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022 年版）》发改产业[2022]200 号”中，提出：其附件 1 中炼油行业节能降碳改造升级实施指南中：二、工作方向中（一）加强前沿技术开发应用，培育标杆示范企业。推动渣油浆态床加氢等劣质重油原料加工、先进分离、组分炼油及分子炼油、低成本增产烯烃和芳烃、原油直接裂解等深度炼化技术开发应用。

工业和信息化部发布《关于印发石化化工行业鼓励推广应用的技术和产品目录（第二批）的通知》中推出了 28 项石化化工技术和产品，其中包含了烯烃和芳烃的炼化耦合绿色新工艺技术，通过开发以“重油加氢和高效催化裂解-柴油加氢转化-石脑油逆流重整-轻烃分离”为核心的炼化耦合绿色新工艺技术，实现油品到化学品的高效分子转化，提高烯烃和芳烃收率，促进节能减排，提高资产利用率。其经济指标为多产烯烃和芳烃的炼化耦合绿色新工艺技术与传统技术相比，

乙烯和丙烯收率提高 6%，轻质芳烃收率提高 7%以上，能耗降低 592 千克标油/吨化学品，二氧化碳排放降低 2.19 吨/吨化学品。本项目是开发了渣油/原油分级气相脱氢裂解制化学品技术，实现增产烯烃远远高于“烯烃和芳烃的炼化耦合绿色新工艺技术”中提到的经济指标，具有显著的优势。

综上所述，本项目非常符合国家的鼓励开发劣质重油原料加工、低成本增产烯烃和芳烃的深度炼化技术开发应用产业政策。

1.2 原理

基于原油/重油催化裂解由催化裂化的 C-C 键重构变为了 C-C 键断裂和 C-H 键断裂协同，创建了自由基催化调控新催化转化理论，提出了“原油分级气相催化裂解”原创理念，研发了原油分级气相催化裂解制化学品工艺、定向裂解催化剂体系及其配套自混合下行循环床装备成套技术，使得生产三烯三苯的原料不受原油性质限制，加工流程缩短，原油和能源消耗大幅减少，吨原油的化学品收率 $\geq 75\%$ 、低值甲烷产率小于 5%、生焦量小于 3%（以大庆原油为原料），且大幅提高目标低碳烯烃和轻芳烃收率和选择性，显著降低综合能耗和成本，有望颠覆现有的凝析油、石脑油或轻柴油等轻质原料蒸汽热裂解生产技术，为我国炼油业从燃料型向化工型的转型升级提供强有力的技术支撑，以满足炼化企业由标准化的油品产品向个性化化工产品链（如多产乙烯、多产丙烯、多产丁烯、乙丙兼顾、多产芳烃等形成的产品链）转型的重大急需，为实现原油资源高效清洁高值化利用和炼化企业差异化可持续发展提供技术支撑。

1.3 工艺流程及技术特点

1.3.1 工艺流程

第一级通过原油/重油自混合下行床高温毫秒碱性选择性汽化裂解，小于 500°C 前馏分尽可能汽化、避免裂解产生小分子气体，含胶质的 500°C 以上馏分强化裂解、抑制生焦，脱除沥青质和重金属，最大化生产分布较窄的油气，破解原料普适性难题；碱性催化剂抗重金属性好，调控脱氢反应，抑制缩聚生焦，大幅减少二级反应催化剂中毒失活的几率。

第二级通过高温油气自混合下行床毫秒酸碱双功能气相脱氢裂解，消除液相笼蔽效应，减少生焦；酸碱复合催化剂破解了低碳烯烃选择性低的难题，高选择性和高收率获取目标低碳烯烃和轻质芳烃等化学品，同时独立分区反应再生、产品调控灵活；

基于分子炼油的“宜烯则烯、宜芳则芳”原则，通过汽油、柴油和蜡油馏分

定向抽提分离芳烃后抽余物循环回炼，稠环芳烃抽出物可控加氢环异构/开环的循环回炼以及裂解干气中的稀乙烯高效络合吸收精馏低成本回收，使原油/重油资源最大化定向转化制取“三烯三苯”。

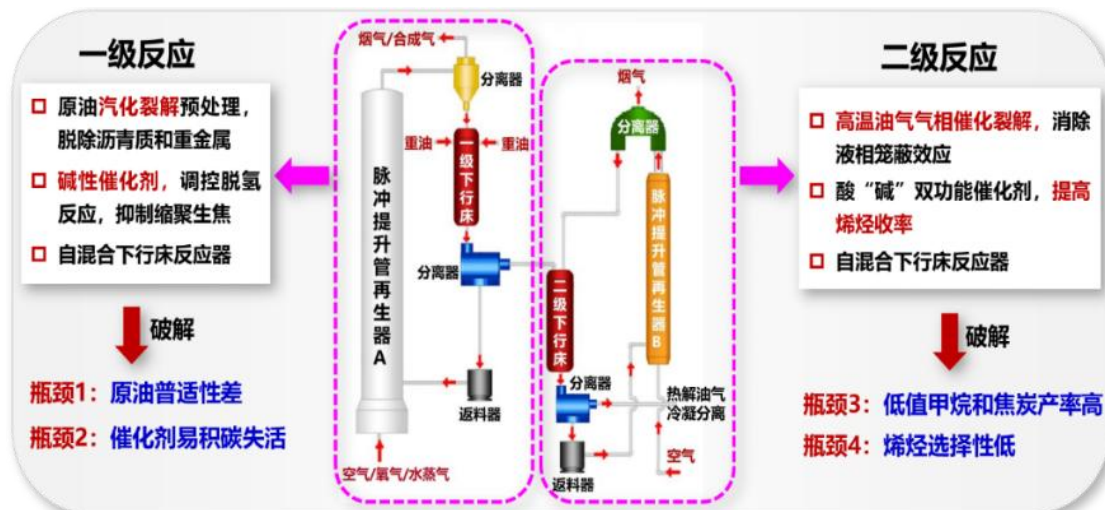


图 1 工艺流程及原理图

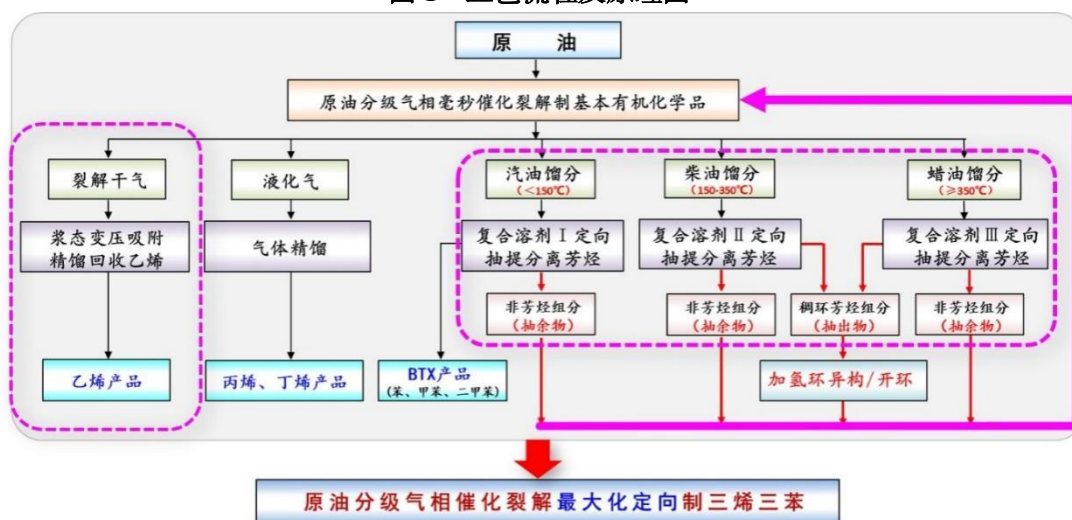


图 2 工艺流程框图

1.4 说明技术装备的知识产权和获奖情况

1.4.1 知识产权情况

表 1 知识产权情况表

序号	知识产权名称	类别	发明人	知识产权号	取得日期	国别	有效状态	专利权人
1	Process maximizing production of	of 发明专	田原宇、乔英云、	US1050824 7B2	2019-12-17	美国	专利权	中国石大 油学

	chemical raw materials by gaseous phase catalytic cracking crude oil with multi-stages in milliseconds in combination with hydrogenation	利	张君涛、张金弘、姜媛、李杰				维持	(华东)
2	Stepwise solidus synthesis method for a micro-mesoporous calcium aluminate catalyst	发明专利	乔英云、田原宇、张金弘、唐瑞源、车远军、李军	US10668461B2	2020-06-02	美国	专利权维持	中国油学华东 中石大(华东)
3	Integrated device for millisecond-level gas phase catalytic cracking reaction and separation	发明专利	田原宇、乔英云、张金弘、宗培杰、车远军、姜媛、徐帆帆	US10822554B2	2020-11-03	美国	专利权维持	中国油学华东 中石大(华东)
4	原油毫秒分级气相催化裂解和加氢组合最大化制取化工原料工艺	发明专利	田原宇、乔英云、张君涛、张金弘、姜媛	ZL201810341186.5	2020-04-28	中国	专利权维持	中国油学华东 中石大(华东)
5	重油毫秒分级气相催化裂解制低碳烯烃工艺	发明专利	田原宇、乔英云、张金弘、刘欣梅、车远军、姜媛、冯雯	ZL201810341227.0	2019-11-19	中国	专利权维持	中国油学华东 中石大(华东)
6	基于小分子烃活化强化的重油固体热载体毫秒热解工艺	发明专利	田原宇、乔英云、张金弘、姜媛、宗培杰、	ZL201810341305.7	2020-04-28	中国	专利权维持	中国油学华东 中石大(华东)

			李杰					
7	重油双反应管半焦循环床毫秒热解-气化耦合工艺	发明专利	田原宇、乔英云、张金弘、盖希坤、李大伟	ZL201810341313.1	2020-09-15	中国	专利权维持	中国油学华 中石大(东)
8	劣质重油双反应管碱性毫秒催化裂解和气化耦合工艺	发明专利	田原宇、乔英云、张金弘、车远军、唐瑞源	ZL201810341347.0	2020-09-15	中国	专利权维持	中国油学华 中石大(东)
9	基于低分子烃活化强化的重油下行床固体热载体毫秒热解装置	发明专利	田原宇,乔英云,张金弘,唐瑞源,车远军	ZL201810341312.7	2023-11-21	中国	专利权维持	中国油学华 中石大(东)
10	微介孔铝酸钙催化剂的分步固相合成方法	发明专利	田原宇、乔英云、唐瑞源	ZL201811300869.2	2022-02-08	中国	专利权维持	中国油学华 中石大(东)
11	一种分层注汽的防冲击汽提固阀塔板	发明专利	田原宇、乔英云、田斌	ZL201710171631.3	2023-11-24	中国	专利权维持	中国油学华 中石大(东)
12	一种离心旋流除沫型气液混相进料分布器	发明专利	田原宇,乔英云	ZL201710171649.3	2023-12-12	中国	专利权维持	中国油学华 中石大(东)
13	大型复合穿流塔板	发明专利	田原宇,乔英云	ZL201210405659.6	2014-01-15	中国	专利权维持	中国油学华 中石大(东)
14	锯齿形倾斜长条帽罩与规整填料块耦合的复合塔板	发明专利	田原宇,乔英云	ZL201210404536.0	2014-01-15	中国	专利权维持	中国油学华 中石大(东)

15	一种倾斜长条立体帽罩与规整填料耦合的复合塔板	发明专利	乔英云、田原宇、田斌	ZL201210404809.1	2014-01-15	中国	专利权维持	中国油学华东 中石大(东)
16	一种旋分式气液混相进料分布器	发明专利	田原宇,乔英云,张弘,车远军,姜媛	ZL201710171648.9	2024-03-12	中国	专利权维持	中国油学华东 中石大(东)
17	用于气相毫秒催化裂化反应分离一体化设备	发明专利	乔英云、田原宇、刘庆	ZL201811300868.8	2023-11-17	中国	专利权维持	中国油学华东 中石大(东)
18	一种适合大型塔器的低压降液体收集器	发明专利	田原宇,乔英云,张弘,唐瑞源,车远军	ZL201710171650.6	2024-07-12	中国	专利权维持	中国油学华东 中石大(东)

1.4.2 获奖情况

原油/渣油分级气相催化裂解制化学品关键技术研发与中试，中国化工学会基础研究成果二等奖，2022年，中国化工学会

2. 运行情况及应用效果

2.1 运行情况

该技术为完全具有自主知识产权的国产化原创技术，装备的国产化率为100%，新建装置需要特殊新增投资。据中石化SEI预算，5万吨/年渣油/原油分级气相脱氢裂解制化学品工业化示范项目需新增投资1.3亿元；200万吨/年减压渣油分级气相脱氢裂解制化学品工业化项目需新增投资50亿元。

(1) 在百吨级中试装置进行大庆原油直接催化裂解和分级气相催化裂解制化学品单程对比实验(该装置反应温度为混合段温度，较常规催化出口端温度高出30℃，应为570℃)，同时也进行中东混合原油与减压渣油分级气相脱氢裂解制化学品单程对比实验，结果如下表1和表2：

表2 庆原油直接催化裂解和分级气相催化裂解制化学品单程对比实验结果

裂解工艺 (无回炼)		ZSM-5 催化剂	复合酸碱催化剂
		全馏分直接催化裂解 610°C	碱性催化剂预处理530°C, 气相催化裂解600°C
气体产品收率	甲烷	11.21	4.91
	乙烯	15.73	13.64
	丙烯	18.32	20.06
气体数据分析	丁烯	5.74	8.71
	乙烯/乙烷	2.93	2.60
	丙烯/丙烷	13.09	12.10
	丁烯/丁烷	18.30	17.60
	总烷烃	18.55	12.56
	总烯烃	39.79	42.42
物平及产物分布分析(wt%)	低碳烯烃	34.06	33.71
	干气	32.67	24.00
	液化气	26.02	31.18
	汽油	16.65	16.70
	柴油	12.06	16.00
	VGO	4.23	7.97
	重油	0.49	0.94
	液体油收率	33.43	41.46
气液物平(生焦)		92.12 (7.88)	96.79 (3.21)

分级气相脱氢裂解制化学品技术(本技术)与现有的石脑油蒸汽裂解制乙烯技术相比,裂解原料从原油的石脑油馏分拓展到全馏分的同时,单位原料的蒸汽消耗减少 50%以上(通过省去 850°C下运行所需的蒸汽注入),综合能耗降低 40% (包括无常压分离、裂解温度由 850-900°C降到 570°C等),减少碳排放 40%,吨乙烯成本降低 30%以上。

与常规原油直接催化裂解相比,本技术的三烯收率由 39.79%提高到 42.42%,生焦由 7.88%降到 3.21%、低值甲烷产率由 11.21%降到 4.9%,裂解能耗降低 40% (再生烧焦量),蒸汽消耗减少 40%,碳排放减少 60%以上。

同时本技术还可突破传统蒸汽裂解制烯烃技术的原料限制(最重仅到柴油馏分),可使用蜡油和渣油为原料;在采用中东混合减压渣油(残炭值为 25%)为原料时,本技术的三烯收率为 40.04%,生焦 15.42%、低值甲烷产率 4.15%;与延迟焦化技术相比,生焦量由原来的 37%降到了 13.88%,油气收率提高了 23 个百分点,同时由于在预处理段采用纯氧气化再生,将预处理段生成 13.88%的焦炭转化制成了合成气,将原来生产蒸汽的焦炭转成化学品,实现了劣质重油低碳化加工制取三烯三苯。

表 3 中东混合原油与减压渣油分级气相脱氢裂解制化学品单程对比实验结果

裂解工艺 (无回炼)		中东混合原油	中东混合减压渣油 (残炭值25%，焦化料)
		碱性催化剂预处理530°C 气相催化裂解600°C	碱性催化剂预处理530°C 气相催化裂解600°C
气体产品收率	甲烷	4.65	4.15
	乙烯		9.50
	丙烯		17.62
	丁烯	20.35	12.92
气体数据分析	乙烯/乙烷	4.11	3.27
	丙烯/丙烷	15.34	10.30
	丁烯/丁烷	8.62	6.93
	总烷烃	16.46	11.80
	总烯烃		58.91
	低碳烯烃	38.56	27.12
物平及产物分布分析(wt%)	干气	48.45	16.94
	液化气	27.32	35.28
	汽油	10.45	16.92
	柴油	9.70	13.09
	VGO	1.22	2.04
	重油	0.00	0.31
	液体油收率		21.36
气液物平(生焦), %		97.13 (2.87)	84.58 (15.42)

2.2 推广应用的场景和范围。

该技术可用于中石化、中石油、中海油、延长石油和其他地方炼油厂的炼化转型升级。

3. 效益分析

建设一套 200 万吨/年渣油临氢分级气相催化裂解最大化定向制化工原料工业装置总投资估算约为 50 亿元，年产乙烯、丙烯、丁烯和 BTX 分别为 19 万吨、35.2 万吨、25.8 万吨和 27 万吨。经计算乙烯、丙烯、丁烯和 BTX 的年销售收入达 100 亿元，年利税约 25 亿元，若加上副产品脱硫燃料气、富氢气、富甲烷气、丙烷、混合碳四和油浆等，利润更高。

该项目实施后不仅可大幅缩短炼油工艺的加工流程、降低能耗和操作费用、减少装置投资和 CO₂ 排放，而且能够最大限度地高效生产低碳烯烃和轻质芳烃，将排碳的燃料提升为化工材料，破解炼化产业面临的由“燃油型”向“化工型”转型升级的发展瓶颈，将炼化产业的化工品收率提高至 70%以上，从而实现渣油资源高效清洁低碳高值化的分级分质梯级综合利用，打造渣油直接制化学品技术高地，为我国炼化产业转型升级转型、可持续发展、能源体系变革和碳中和战略实施提供重要的技术支撑。

4. 突出亮点

1、在自由基调控新理论指导下，首次提出了“原油分级气相催化裂解”理念，将原料由高价轻质馏分油、轻质原油或优质石蜡基原油拓展到可加工各种原油和重油，破解原油裂解制取化学品的原料适应性受限难题。

2、在自由基调控新理论指导下，提出“催化脱氢裂解”理念，创制了基于碱性活性中心为主的分级气相定向裂解催化剂全新体系，提高低碳烯烃和轻质芳烃的选择性、降低低值甲烷产率和生焦量，破解原油裂解制取化学品的目标低碳烯烃和轻质芳烃选择性调控困难的难题。

3、通过“工艺-催化剂-装备互为补位、协同创新”理念，首创原油分级气相催化裂解制化学品工艺、定向裂解催化剂体系及其配套自混合下行循环床装备原创技术，使得三烯三苯的生产原料不受原油性质限制，化学品收率 $\geq 75\%$ 、低值甲烷产率小于 5% 、生焦量小于 3% （以大庆原油为原料），且大幅提高目标低碳烯烃和轻质芳烃收率和选择性，破解了现有技术的吨原油化学品收率低、低值甲烷产率和生焦量高、目标低碳烯烃和轻质芳烃选择性和收率调控困难的难题，消除装置或催化剂结焦严重现象，确保装置安稳长满优运行。

4、本项目将按照从中试数据采集、工艺包开发、5万吨/年规模的示范项目到200万吨/年产业化项目，坚实的进行“产学研”合作开发至产业化的思路进行推广应用。首先是在中国石油大学（华东）重质油国家重点实验室的100吨/年中试装置成功运行后，先进行5万吨/年减压渣油分级气相脱氢裂解制化学品工业化示范，再进行200万吨/年减压渣油分级气相脱氢裂解制化学品工业化应用。

编制人：田原宇

审核人：刘欣梅

中国石油大学（华东）化学化工学院

2025年2月