

# 典型煤化工项目低碳发展路径的技术经济评价

柯彦,陶怡,易学睿,步学朋,王强

(国家能源集团技术经济研究院,北京 102211)

**摘要:**双碳目标是我国对世界的庄严承诺,煤化工产业属于高碳排放类产业,探索低碳化发展路径迫在眉睫。以碳交易价格100元/t为基准,碳交易外购比例取5%、20%、50%三种情景,分析了节能减排、绿氢替代、绿电替代、原料低碳化、产品方案优化、CO<sub>2</sub>末端利用等低碳路径的技术经济性,分析认为绿电加电驱方案单位产品的成本变动较小,是较经济合理的低碳方案,当前建议优先选取绿电加电驱方案;其次是节能减排方案,应在项目前期进行全项目优化。产品方案优化也是减排增效的有效途径,建议发展适合煤化工工艺的含氧化合物等产品,但还需通过技术创新进一步降低成本。由于当前绿电价格较高,经济性较差,绿氢方案可作为储备技术先行试点。原料低碳化方案取决于天然气供应的可靠性以及国家政策。CO<sub>2</sub>末端利用目前经济性不佳,建议进一步示范CCUS等利用路径,提高整体经济效益。

**关键词:**煤化工;节能减排;绿氢替代;绿电替代;原料低碳化;经济性

中图分类号:TQ51;TQ-9 文献标志码:A 文章编号:1006-6772(2022)06-0127-08

## Technical and economic evaluation of low carbon development path of typical coal chemical projects

KE Yan, TAO Yi, YI Xuerui, BU Xuepeng, WANG Qiang

(Guoneng Economic and Technological Research Institute Co., Ltd., Beijing 102211, China)

**Abstract:** The Double Carbon goal is China's solemn commitment to the world. Coal chemical industry belongs to the high carbon emission class industry. It is urgent to explore the low-carbon development path. Based on the carbon trading price of 100 yuan/ton and the outsourcing proportion of carbon trading of 5%, 20% and 50% as three scenarios, this paper analyzed the technical economy of low-carbon paths such as energy conservation and emission reduction, green hydrogen substitution, green electricity substitution, low-carbon raw materials, product scheme optimization and end use of carbon dioxide, respectively. The analysis shows that the cost change per unit product of green electricity plus electric drive scheme is small, which is a more economical and reasonable low-carbon scheme. At present, it is recommended to give priority to the green power on drive scheme. The second is the energy conservation and emission reduction scheme, which should be optimized in the early stage of the project. Product scheme optimization is also an effective way to reduce emission and increase efficiency. It is suggested to develop oxygenated compounds and other products suitable for coal chemical process, but the cost needs to be further reduced through technological innovation. Due to the high price of green electricity and poor economy, the green hydrogen scheme can be firstly used as the pilot of reserve technology. The raw material low-carbon scheme depends on the reliability of natural gas supply and national policies. At present, the economy of carbon dioxide end-use is poor. It is suggested to further demonstrate the utilization paths such as CCUS to improve the overall economic benefits.

**Key words:** coal chemical industry; energy conservation and emissions reduction; green hydrogen substitution; green electricity substitution; low carbonization of raw materials; economic valuation

## 0 引言

“十二五”以来,我国现代煤化工在工艺技术升

级示范、产业化推广等方面取得积极进展,产业规模稳步增长,有力促进了煤炭的清洁高效转化利用,为国家能源安全发挥了积极作用。当前,煤化工面临

收稿日期:2021-12-27;责任编辑:常明然 DOI:10.13226/j.issn.1006-6772.21122703

作者简介:柯彦(1996—),北京人,高级工程师,硕士。E-mail:10000102@ceic.com

引用格式:柯彦,陶怡,易学睿,等.典型煤化工项目低碳发展路径的技术经济评价[J].洁净煤技术,2022,28(6):127-134.

KE Yan, TAO Yi, YI Xuerui, et al. Technical and economic evaluation of low carbon development path of typical coal chemical projects[J]. Clean Coal Technology, 2022, 28(6): 127-134.



移动阅读

绿色低碳发展和能耗双控制约,国家及多地对高能耗项目进行限制,煤化工产业要高质量发展,就需要在减碳、降低能耗等方面积极作为,向产品高端化、差异化、绿色化发展。国内相关企业、研究结构和高校纷纷开展现代煤化工低碳发展路径的研究,刘殿栋等<sup>[1]</sup>通过分析现代煤化工产业的碳排放特点,提出了通过绿氢、低碳原料、提高电驱比例、发展CO<sub>2</sub>下游产品和森林碳汇等减碳措施;谢克昌<sup>[2]</sup>提出了清洁、低碳、安全的发展理念;徐振刚<sup>[3]</sup>通过分析近20 a来现代煤化工的发展经验,提出中国现代煤化工总体技术水平还需进一步升级;门卓武等<sup>[4]</sup>主要从现代煤化工技术开发的机遇与方向分析了低碳化路径;吴潜等<sup>[5]</sup>分析了环保税对现代煤化工产业的影响,并提出了低碳化路径;李晓岩<sup>[6]</sup>提出现代煤化工进入转型重要时期,“十四五”要分类施策适度发展。目前现代煤化工低碳化路径主要包括节能减排、绿氢替代、绿电替代、原料低碳化、产品方案优化、CO<sub>2</sub>末端利用等,但这些路径的可行性最终取决于其技术成熟度及经济性,鲜见研究机构对这些路径的技术经济性进行全面分析,笔者在考虑目前我国已开展的碳交易背景下,按不同碳价情景,分析了不同路径的技术经济性,为产业低碳发展路径提供支撑。

## 1 评价的边界条件

### 1.1 基准情景

以某70万t/a煤制烯烃为测算基础,项目总投资约225亿元,项目消耗原料煤约325万t/a,燃料煤160万t/a,外购电约3亿kWh。项目年排放CO<sub>2</sub>约735.4万t,具体见表1。

表1 典型煤制烯烃项目CO<sub>2</sub>排放

Table 1 CO<sub>2</sub> emissions of typical coal to olefin projects

项目	CO <sub>2</sub> 排放量/(万t·a <sup>-1</sup> )	每吨烯烃排放CO <sub>2</sub> /t
低温甲醇洗尾气	388.6	5.8
锅炉烟气	322.4	4.8
各加热炉烟气	10.0	0.1
外购电	14.4	0.2
合计	735.4	10.9

注:项目排放数据为某煤制烯烃项目2020年实际数据。

表3 煤制烯烃项目在不同交易权外购比例条件下增加成本情况

Table 3 Costs of coal to olefin project under the conditions of different purchase proportion of transaction rights

外购比例/%	计取情景	产品增加成本/(元·t <sup>-1</sup> )
5	参考火电行业2019—2020年全国碳市场配额缺口约5%	55
20	“十四五”规划纲要要求到2025年全国单位GDP碳排放强度下降18%	220
50	以欧盟碳排放总限额逐渐下降4.2%,约2035年排放水平	550

项目主要产品为聚乙烯和聚丙烯,副产丙烷、C<sub>5</sub>汽油等产品。项目单位主要产品成本构成见表2。

表2 典型煤制烯烃项目单位聚烯烃产品成本构成

Table 2 Composition of unit polyolefin product cost of typical coal to olefin projects

成本要素	价格/(元·t <sup>-1</sup> )
外购原材料费	1 220
外购燃料及动力费	576
工资及福利费	358
修理费	617
其他费用	338
折旧费	1 854
摊销费	92
利息支出	292
副产品抵扣	-505
合计	4 843

注:项目成本数据为某煤制烯烃项目2020年实际数据。

### 1.2 碳交易价格的选取

随着全国碳交易市场正式启动,火电行业已正式纳入碳市场,据了解,化工行业也将在“十四五”期间纳入。鉴于当前火电行业碳排放交易权基本采取配额制,本文拟采用基准碳价,研究不同征收比例对典型煤制烯烃项目成本的影响。基准碳价取100元/t(2013年,欧盟执行削减配额政策以来,碳价格呈快速增长趋势,年均增幅约22%,考虑到国内情况与欧盟有所不同,本文取年均增幅15%,当前全国碳价50~70元/t,到“十四五”末约为100元/t),交易外购比例取5%、20%、50%,计取情景选取及成本变化见表3。

### 1.3 绿电价格的选取

考虑未来产业电气化水平的提高,电价对产业生产成本及节能减排将产生较大程度影响,本研究考虑了未来新能源发电度电成本的下降,不同情景下电价计取见表4。

### 1.4 绿氢价格的选取

考虑未来新能源大力发展,煤化工与新能源深度耦合助力产业深度脱碳将成为可能。选取不同绿氢价格,分析绿氢价格对项目产品成本的影响。绿氢成本以新能源电解水制氢工艺测算,绿氢价格及计取情景选取见表5。

表4 不同计取情景绿电价格

Table 4 Price of green power under different scenarios

绿电价格/(元·kWh <sup>-1</sup> )	计取情景
0.30	当前光资源较好地区平准化度电成本
0.15	随着新能源组件制造进步,成本下降50%
0.10	行业咨询机构预测2050年新能源成本

表5 不同计取情景下绿氢价格

Table 5 Price of green hydrogen under different scenarios

绿氢价格/(元·m <sup>-3</sup> )	计取情景
1.88	以电价0.30元/kWh计算
1.12	以电价0.15元/t计算
0.88	以电价0.10元/kWh计算

注:绿氢价格计算时考虑电解制氢耗电成本为5 kWh/m<sup>3</sup>,当电价为0.30元/kWh时,电耗占完全成本的80%考虑。

### 1.5 其他低碳原料的选取

目前除绿氢外,其他低碳原料主要是CH<sub>4</sub>,来源包括天然气、液化石油气、油田气等。一般天然气一段蒸气转化制得的合成气中氢碳比大于3.7,煤气化制得的合成气中氢碳比为0.4~0.8,生产甲醇要求的氢碳比约2.05,因此单独以天然气为原料生产甲醇时一般需采取补碳工艺,而单独以煤为原料的甲醇装置需将煤气化粗煤气中的CO变换后转化为H<sub>2</sub>。因此,可将煤炭和CH<sub>4</sub>耦合,减少水煤气变换的量,降低碳排放。

## 2 不同减碳路径的技术经济评价

### 2.1 节能降耗

通过节能降耗,在一定程度上可提高项目整体能源利用水平,减少CO<sub>2</sub>排放,但节能降耗一般需增加投资,整体运营成本不一定增加。

我国石化领域科技工作者在节能减排方面做了大量工作,徐茂<sup>[7]</sup>分析了传统化工行业的能耗情况,提出了动力节能、设备节能和催化剂节能等措施;谢艳丽等<sup>[8-9]</sup>提出了整体网络优化和设备单元

优化的节能思路;窦守花等<sup>[10]</sup>综述了石油化工企业节能减排的现状,并提出了对策。郑志云<sup>[11]</sup>具体分析了某化工企业技术的节能经济性;在煤化工领域,马锐等<sup>[12-13]</sup>分析了煤化工项目的能耗水平,提出了节能减排措施。

通过分析某煤制油项目实际节能方案,评价节能优化的技术经济性,该项目产能为400万t/a,主体工艺为费托合成,产品以柴油、石脑油、液化气为主。主要节能措施包括:①项目煤气化装置采用加压粉煤气化技术替代水煤浆煤气化技术,全厂投资增加约10亿元,节约标准煤约130万t/a,减排CO<sub>2</sub>约245万t/a,单位减排CO<sub>2</sub>投资为308元/t,折算为成本约增加20.5元/t;②项目采用全变换气、部分变换气先不混合,进入酸性气体脱除装置分别吸收后再混合的方案。与混合吸收方案相比,此方案投资约增加6000万元,减排CO<sub>2</sub>约30万t/a,单位减排CO<sub>2</sub>投资200元/t,折算为成本约增加13元/t;③项目大规模选用空冷器,空冷器总负荷约550万kW。与采用水冷器相比,增加投资约8亿元,但用电负荷减少约5.5万kW,减少电耗约4.5亿kWh/a,节省运行费用约1.8亿元/a,减排CO<sub>2</sub>21万t,单位减排CO<sub>2</sub>投资为3809元/t,折算为成本约减少603元/t。

综上,通过节能减排降低碳排放需增加投资,但不一定会增加成本,特别是对于新建项目,利用热夹点、水夹点等理论优化整体网络,可提高整体运营效率,减少碳排放。初步分析,通过节能减排,煤制烯烃项目的CO<sub>2</sub>减排潜能为10%。

### 2.2 与绿氢耦合

现代煤化工与绿氢耦合的工艺流程如图1所示,假设为理想情况,考虑由绿氢全部替代煤制氢。

未来煤制烯烃项目与“绿氢”的耦合对现有工艺单元变化影响主要体现在2方面。一方面通过新能源绿电制氢,同时产生O<sub>2</sub>,经测算可完全省去空

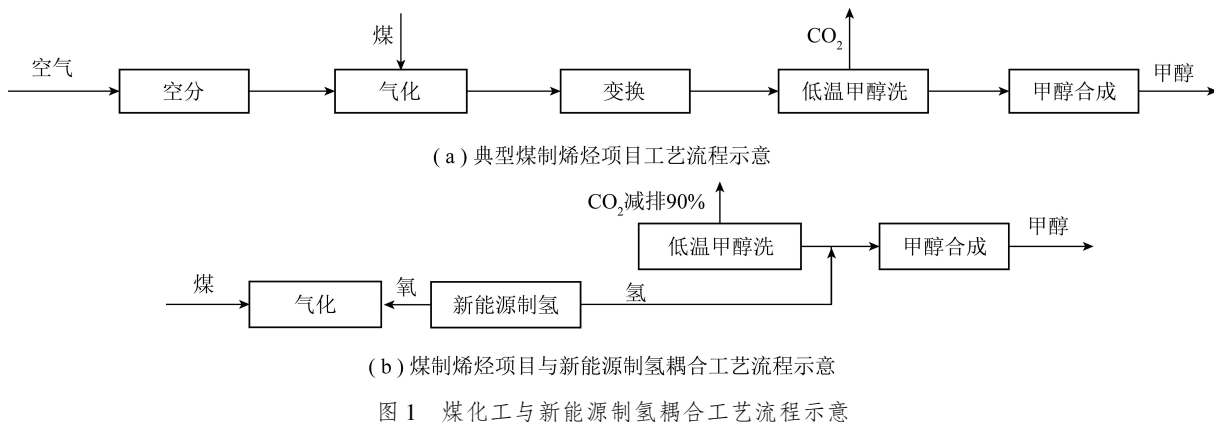


Fig.1 Schematic diagram of coupling process flow of coal chemical industry and new energy hydrogen production

分及变换等工艺装置,提高煤炭转化效率。以水煤浆气化为例,备煤、磨煤、气化、甲醇洗、硫回收等装置规模将减小38.5%,循环水装置规模将下降35.2%。工艺过程碳排放强度将下降95%以上。另一方面由于取消空分无需高压蒸气,通过优化蒸气平

衡,实现蒸气梯级利用,可大幅缩减动力中心规模,大幅降低燃烧过程碳排放总量,该情景下需外购部分电能。若外购电来源于火电,则原动力中心的直接燃烧排放将转变为外购电的间接排放,碳减排幅度不大。不同绿氢价格下煤制烯烃产品成本变化见表6。

表6 不同绿氢价格下煤制烯烃产品成本变化

Table 6 Cost changes of coal to olefin products under different green hydrogen prices

元/t

成本要素	基准情景	绿氢	绿氢	绿氢
		1.88 元/m <sup>3</sup>	1.12 元/m <sup>3</sup>	0.88 元/m <sup>3</sup>
外购原材料费	1 220	750	750	750
外购燃料及动力费	576	534	534	534
工资及福利费	358	358	358	358
修理费	617	444	444	444
其他费用	338	338	338	338
折旧费	1 854	1 334	1 334	1 334
摊销费	92	92	92	92
利息支出	292	221	221	221
副产品抵扣	-505	-310	-310	-310
绿氢	—	4 467	2 661	2 091
合计	4 843	8 229	6 423	5 853
较原工艺成本增加	—	3 385	1 580	1 010

注:绿氢情景下,取消动力中心需要年外购电8.9亿kWh,以外购电0.4元/kWh考虑,计入外购燃料及动力费。

与新能源绿氢耦合工艺情景下,考虑不同外购碳交易权比例,引入绿氢后,总体碳排放下降约60%,则各种情景下,可认为富余的碳指标可在碳市场进行交易,如5%情景下,认为有55%的碳指标可以出售,各种情景成本变化见表7。在考虑碳交易

情景下,绿氢价格在0.88~1.88元/m<sup>3</sup>时,烯烃产品成本增加350~2 726元/t。因此,在当前绿氢价格下,煤制烯烃与新能源耦合工艺经济性不高,但减碳效果较明显,总体可减排60%以上,未来如果绿氢价格降至1元/m<sup>3</sup>以下,绿氢的经济性可接受。

表7 不同外购碳交易权比例下不同绿氢价格下单位聚烯烃成本

Table 7 Unit polyolefin cost under different green hydrogen prices and different proportion of purchased carbon trading rights

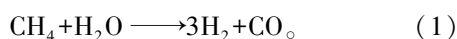
基准情景	基准情景成本/ (元·t <sup>-1</sup> )	绿氢价格/ (元·m <sup>-3</sup> )	出售碳指标 收益/(元·t <sup>-1</sup> )	吨烯烃成本/ (元·t <sup>-1</sup> )	较原工艺成本增加/ (元·t <sup>-1</sup> )
5%征税情景	4 898.2	1.88	600	7 629	2 731
		1.12	600	5 823	925
		0.88	600	5 253	355
20%征税情景	5 063.2	1.88	327	7 793	2 729
		1.12	327	5 987	924
		0.88	327	5 417	353
50%征税情景	5 393.2	1.88	109	8 120	2 726
		1.12	109	6 314	921
		0.88	109	5 744	350

### 2.3 与CH<sub>4</sub>耦合

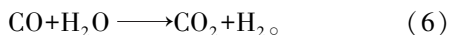
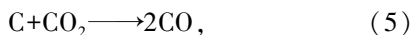
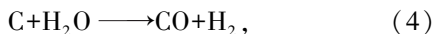
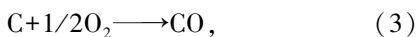
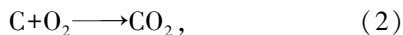
原料低碳化方案主要是与甲烷耦合发展。生产70万t/a当量的聚烯烃产品,约需38万m<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub>和17万m<sup>3</sup>/h CO,后续通过反应方程式,分析所需天

然气量和煤气化规模。

天然气转化的方程式可简写为式(1),实际生产中氢碳比约3.7。



煤炭气化的方程式比较复杂,主要反应方程式如式(2)~(6)所示,煤气化制得的合成气中氢碳比为0.4~0.8。



以此测算,在整体规模上,天然气转化生产的合成气规模约为煤气化的2倍时,合成气中的氢碳比可达2(合成甲醇的要求)。以此测算,则需要约8万 $\text{m}^3/\text{h}$ 的天然气(折合64000万 $\text{m}^3/\text{a}$ ),气化规模则减小至原工艺路线的1/3,耗煤量减少至约100万 $\text{t}/\text{a}$ 。

从经济性角度分析,需增加天然气转化装置,根据其他天然气转化项目的实际情况,新增投资约10亿元,空分、气化等装置减少投资约16亿元,取消变换装置减少投资约2.5亿元,新增外购天然气64000万 $\text{m}^3$ ,按照2元/ $\text{m}^3$ 计算,新增成本12.8亿元/ $\text{a}$ ,减少煤炭消耗250万 $\text{t}/\text{a}$ ,减少碳排放约400万 $\text{t}/\text{a}$ ,减少成本7.5亿元/ $\text{a}$ 。

综合测算,投资减少约8.5亿元,单位产品的折旧成本和利息降低约100元/ $\text{t}$ ,原材料成本增加5.3亿元/ $\text{a}$ ,单位产品的成本增加约791元/ $\text{t}$ ,合计单位产品的成本增加691元/ $\text{t}$ ,减少碳排放约400万 $\text{t}/\text{a}$ ,减碳比例约54%。

综上,与 $\text{CH}_4$ 耦合方案的单位产品成本增加约691元/ $\text{t}$ ,增幅不大,但减碳效果较明显。但由于我国天然气资源短缺,仅有延长石油等跨多能源领域的企业具备条件。此外,2012年修订的《天然气利用政策》指出:新建或扩建以天然气为原料生产甲醇下游产品的装置被增补为禁止类,因此,在当前情况下大规模采用天然气作为原料还需政策支撑,未

来随着页岩气等产业的发展,天然气供需改善后,该技术可作为低碳发展的备选方案。

## 2.4 电驱+绿电

现代煤化工项目的燃烧排放主要来自自备电厂锅炉排放。自备电厂锅炉主要提供全厂的蒸汽和电力,为降低碳排放强度,可考虑采用电驱替代汽驱,即电替代蒸汽,而电可从新能源发电采购,间接减少碳排放量。通过分析某典型煤制烯烃项目的蒸气平衡,其9.8 MPa高压蒸气主要供应发电机组和空分透平(表8),4.1 MPa中压蒸气主要供应甲醇循环机透平、MTO透平、烯烃分离透平、给水透平等(表8),分析可知部分工艺蒸气(如气化用蒸气)和防爆区的透平装置(如甲醇循环透平、烯烃分离透平)无法用电替代,其他大部分透平均可用电驱替代,蒸气用量下降90%,且煤化工项目的变换、甲醇合成等工艺装置本身副产大量蒸气,基本可满足以上无法用电驱替代的部分,大幅降低燃烧排放的 $\text{CO}_2$ 量。

表8 不同压力等级蒸气的用途

Table 8 Usage of steam with different pressure grades

蒸气等级/MPa	用途	占比/%
9.8	空分透平	45
	发电机组	55
4.1	给水透平	32
	MTO透平	19
	甲醇循环透平	22
	冷冻压缩透平	12
	循环水透平	15

采用电驱后项目成本变换分析见表9,取消动力中心减少投资21.5亿元,汽驱改电驱的投资和成本无明显变化,外购电增加24亿 $\text{kWh}$ ,折旧成本减少约213.9元/ $\text{t}$ ,利息支出减少约33.6元/ $\text{t}$ ,外购电成本分别增加1074元/ $\text{t}$ (0.3元/ $\text{kWh}$ )、537元/ $\text{t}$ (0.15元/ $\text{kWh}$ )、358元/ $\text{t}$ (0.1元/ $\text{kWh}$ )。

表9 不同绿氢价格下煤制烯烃产品成本变化

Table 9 Cost changes of coal to olefin products under different green hydrogen prices

成本要素	基准情景	绿电 0.30 元/ $\text{kWh}$	绿电 0.15 元/ $\text{kWh}$	绿电 0.10 元/ $\text{kWh}$
外购原材料费	1 220.0	750.3	750.3	750.3
外购燃料及动力费	576.4	511.3	511.3	511.3
工资及福利费	358.2	358.2	358.2	358.2
修理费	617.4	444.2	444.2	444.2
其他费用	337.7	337.7	337.7	337.7
折旧费	1 854.4	1 640.5	1 640.5	1 640.5
摊销费	92.3	95.0	95.0	95.0
利息支出	291.6	258.0	258.0	258.0

续表

成本要素	基准情景	绿电 0.30 元/kWh	绿电 0.15 元/kWh	绿电 0.10 元/kWh
副产品抵扣	-504.7	-504.7	-504.7	-504.7
外购绿电	—	1 074.0	537.0	358.0
合计	4 843.3	4 964.5	4 427.5	4 248.5
较原工艺成本增加	121.2	-415.8	-594.8	

假设外购电均为绿电,则碳排放总量下降约46.8%,主要来自于动力中心减排量。单位产品成本变化见表10。由表10可知,全部情景下,购买绿电后,成本均小于基准情景,一方面是新建项目如果采用电驱,与汽驱相比成本并无明显变化;另一方

面,如果采用绿电,则可大幅减少动力中心的碳排放,减排量可作为碳资产出售,获得部分收益,降低了单位产品的成本。本研究所取的绿电价格较低,是基于未来绿电成本进一步下降趋势的判断,目前绿电价格还较高,经济性要弱于测算结果。

表10 电驱+绿电情景下单位聚烯烃成本变化

Table 10 Cost change of unit polyolefin under the scenario of electric drive+green power

基准情景	基准情景成本/ (元·t <sup>-1</sup> )	绿电价格/ (元·kWh <sup>-1</sup> )	出售碳指标收益/ (元·t <sup>-1</sup> )	烯烃成本/ (元·t <sup>-1</sup> )	较原工艺成本增加/ (元·t <sup>-1</sup> )
5%征税情景	4 898	0.30	456	4 509	-334
		0.15	456	3 972	-871
		0.10	456	3 793	-1 050
20%征税情景	5 063	0.30	292	4 672	-391
		0.15	292	4 135	-928
		0.10	292	3 956	-1 107
50%征税情景	5 393	0.30	-35	4 999	-394
		0.15	-35	4 462	-931
		0.10	-35	4 283	-1 110

## 2.5 产品方案优化

现代煤化工以煤为原料,大多数经气化生成CO和H<sub>2</sub>,从元素组成角度考虑,原料中包含了碳、氧和氢3种元素,因此,现代煤化工更适合生产含氧化合物,提高元素的利用效率,减少碳排放,而可降解塑料是较好的发展方向之一。以聚乙醇酸(PGA)为例,其碳排放强度仅为3.5 t/t,约为生产聚烯烃产品的1/3。目前,由于煤基可降解塑料尚处于工艺示范阶段,工艺成本较高,示范项目的规模也尚未达到经济规模,单位可降解塑料的成本约在1万元/t以上,未来随着技术发展和项目规模扩大,产品成本有望进一步降低,逐渐接近传统聚烯烃成本。

现代煤化工的另一条路径是煤直接液化,该路径的能源转化效率高达58%,本身就是现代煤化工中低碳利用的较理想工艺,但生产油品的同时,副产大量液化油渣,因此,副产品的利用至关重要。经研究,煤液化油渣中沥青类物质约占50%,可作为针状焦、碳纤维端炭材料的原料<sup>[14]</sup>,通过研发新工艺、新技术,能改善煤液化沥青品质、提高附加值、降低单位增加值碳排放强度。直接液化油渣经过萃取工

艺生产高端沥青产品,相关报告显示,每吨产品收益可增加1 000元以上,百万吨项目每万元增加碳排放强度降低8%~10%。

此外,现代煤化工项目还要利用工艺本身特点,向烯烃专用料<sup>[15]</sup>、 $\alpha$ -烯烃<sup>[16]</sup>、高端军用油品、高端碳纤维、高端蜡<sup>[17-18]</sup>、全系列可降解塑料<sup>[19]</sup>、特种气体等领域发展,提高整体项目的附加值。

## 2.6 CO<sub>2</sub>封存和利用

煤炭的碳氢原子比为1.0:0.2,远高于石油的2.0:1.6和天然气的4.0:1.0,因此现代煤化工项目生产会排放大量CO<sub>2</sub>。为实现减排需将CO<sub>2</sub>进行资源化利用,从而实现现代煤化工低碳发展。现代煤化工CO<sub>2</sub>排放源较集中、排放浓度较高,易富集,CO<sub>2</sub>捕集、利用与封存(CCUS)成本相对较低。根据全球碳捕集与封存研究院数据,截至2020年底,全世界有65个商业CCS设施,利用CCS技术捕集的CO<sub>2</sub>总量每年约4 000万t。中国共18个捕集项目在运行,CO<sub>2</sub>捕集量约170万t。如某项目结合低温甲醇洗装置工艺特点,直接从无硫中压甲醇富液中分离得到纯度为99.6%的CO<sub>2</sub>,CO<sub>2</sub>捕集成本约120

元/t<sup>[20]</sup>。以此成本为基准进行测算,生产烯烃时CO<sub>2</sub>捕集成本约为696元/t。在对低温甲醇洗尾气CO<sub>2</sub>完全捕集情景下,考虑不同外购碳交易权比例,

总体碳排放下降约53.2%,可认为富余的碳指标可以到碳市场进行交易,如5%情景下,认为有48.2%的碳指标可出售,各种情景成本变化见表11。

表11 对低温甲醇洗尾气CO<sub>2</sub>完全捕集情景下单位聚烯烃成本

Table 11 Unit polyolefin cost under the scenario of complete CO<sub>2</sub> capture of low-temperature methanol washing tail gas

基准情景	基准情景成本/ (元·t <sup>-1</sup> )	出售碳指标收益/ (元·t <sup>-1</sup> )	烯烃成本 (含碳捕集)/(元·t <sup>-1</sup> )	较原工艺成本增加/ (元·t <sup>-1</sup> )
5%征税情景	4 898	525	5 069	171
20%征税情景	5 063	362	5 397	334
50%征税情景	5 393	35	6 054	661

利用捕集的高浓度CO<sub>2</sub>为原料,可进一步加工生产化学品,实现固碳。如利用CO<sub>2</sub>和H<sub>2</sub>可合成甲醇,而甲醇又是重要的基本有机原料,下游可加工生产烯烃、甲醛、醋酸等多种化学品。

考虑碳交易情况则可适当降低成本,未来建议探索CCUS等利用方案,提高经济性。

### 3 结论和建议

#### 参考文献(References):

1)当前绿电加电驱方案、节能减排方案对项目经济性的影响较小。推荐新建现代煤化工项目采用绿电加电驱的方案,除防爆区设备仍采用汽驱外,其他驱动设备全部改为电驱,并进一步论证缩小动力中心的可行性。提前锁定绿电资源,确保购买绿电指标,以0.3元/kWh进行测算,绿电加电驱方案单位聚烯烃成本增加121.2元/t,如考虑碳交易情景,则成本将有所下降,是较经济合理的低碳方案。此外,在新建项目前期论证中,建议充分借鉴石油化工等行业的节能减排经验,优化工艺换热网络和装置间热联合等,降低项目能耗水平,减少工艺碳排放量。

[1] 刘殿栋.现代煤化工产业碳减排、碳中和方案探讨[J].煤炭加工与综合利用,2021(5):67-72.

LIU Diandong. Discussion on carbon emission reduction and carbon neutralization scheme of modern coal chemical industry [J]. Coal Processing and Comprehensive Utilization, 2021(5): 67-72.

[2] 谢克昌.“十四五”期间现代煤化工发展的几点思考[J].煤炭经济研究,2020,40(5):1-2.

XIE Kechang. Some thoughts on the development of modern coal chemical industry during the 14th five year plan [J]. Coal Economic Research, 2020, 40(5): 1-2.

[3] 徐振刚.中国现代煤化工近25年发展回顾、反思、展望[J].煤炭科学技术,2020,48(8):1-25.

XU Zhengang. Review, reflection and prospect of China's modern coal chemical industry in recent 25 years [J]. Coal Science and Technology, 2020, 48(8): 1-25.

[4] 门卓武,李初福,李井峰.现代煤化工技术开发的机遇与方向[J].能源科技,2020,18(8):60-62.

MEN Zhuowu, LI Chufu, LI Jingfeng. Opportunities and directions of modern coal chemical technology development [J]. Energy Technology, 2020, 18(8): 60-62.

[5] 吴潜,龚华俊.环保税对现代煤化工产业的影响分析[J].化学工业,2019,37(1):4-9.

WU Qian, GONG Huajun. Impact analysis of environmental protection tax on modern coal chemical industry [J]. Chemical Industry, 2019, 37(1): 4-9.

[6] 李晓岩.现代煤化工进入转型重要时期“十四五”要分类施策适度发展[J].中国石油和化工,2019(10):78.

LI Xiaoyan. Modern coal chemical industry has entered an important period of transformation, and the "14th five year plan" should be classified, implemented and Moderately Developed [J]. China Petroleum and Chemical Industry, 2019(10): 78.

[7] 徐茂.传统化工工艺优化中节能减排措施分析[J].科学管理,2020(11):181-182.

XU Mao. Analysis of energy conservation and emission reduction measures in traditional chemical process optimization

2)未来与绿氢耦合、低碳原料和末端治理等方案经济可行性将逐渐提升。分析认为,与绿氢耦合可大幅降低现代煤化工碳排放,但由于绿氢价格取决于绿电价格,目前绿电价格仍在0.3元/kWh以上,以此测算绿氢成本是煤制氢的3倍以上,在经济上尚不具备可行性,大规模应用的技术尚不成熟,但可作为示范项目对工艺、2种路线的耦合等进行先期示范,为未来更低绿电价格下的发展创造条件。煤制烯烃项目与CH<sub>4</sub>耦合,可从原料端降低碳强度,通过测算,单位产品的成本增幅不大,主要取决于天然气价格,但是由于我国天然气资源短缺,在当前情况下大规模采用天然气为原料还需要突破原料制约、获得政策支持,未来随着页岩气等产业的发展,天然气供需改善后,该技术可作为低碳发展的备选方案。CO<sub>2</sub>末端治理中,主要是CCS和CCUS、制甲醇等路径,其中CCS路线的CO<sub>2</sub>捕集成本约为120元/t,则生产烯烃时CO<sub>2</sub>捕集成本约为696元/t,

- [J]. Scientific Management, 2020(11):181-182.
- [8] 谢艳丽,王北星. 国际先进节能管理经验的启示与借鉴[J]. 石油石化绿色低碳, 2017, 10(2):1-13.  
XIE Yanli, WANG Beixing. Enlightenment and reference of international advanced energy conservation management experience [J]. Petroleum and Petrochemical, Green and Low Carbon, 2017, 10(2):1-13.
- [9] 谢艳丽,李远,王北星,等. 以新思路推动节能产业可持续发展[J]. 当代石油化工, 2020, 28(12):43-46.  
XIE Yanli, LI Yuan, WANG Beixing, et al. Promoting the sustainable development of energy-saving industry with new ideas [J]. Contemporary Petrochemical Industry, 2020, 28(12):43-46.
- [10] 窦守花,闫卫林. 石油化工企业节能减排的现状与对策[J]. 当代化工研究, 2021(8):95-96.  
DOU Shouhua, YAN Weilin. Current situation and countermeasures of energy conservation and emission reduction in petrochemical enterprises [J]. Contemporary Chemical Research, 2021(8):95-96.
- [11] 郑志云. 某化工企业技术改造项目投资决策研究[D]. 杭州: 浙江工业大学, 2020.
- [12] 马锐. 基于煤化工产业的节能减排问题研究[J]. 化工管理, 2020(7):49-50.  
MA Rui. Research on energy conservation and emission reduction based on coal chemical industry [J]. Chemical Management, 2020(7):49-50.
- [13] 权计忠. 节能减排技术在新型煤化工领域的应用分析[J]. 当代化工研究, 2021(1):103-104.  
QUAN Jizhong. Application analysis of energy saving and emission reduction technology in the field of new coal chemical industry [J]. Contemporary Chemical Research, 2021(1):103-104.
- [14] 黄剑波,刘洋,闫伦靖,等. 萃取剂组成和结构对煤直接液化油渣萃取行为的影响[J]. 燃料化学学报, 2021, 49(8):1-9.  
HUANG Jianbo, LIU Yang, YAN Lunjing, et al. Effect of extractant composition and structure on extraction behavior of oil residue from direct coal liquefaction [J]. Journal of Fuel Chemistry, 2021, 49(8):1-9.
- [15] 宋倩倩. 茂金属聚乙烯市场现状与技术进展[J]. 石化技术与应用, 2021, 39(3):153-158.  
SONG Qianqian. Market status and technical progress of metallocene polyethylene [J]. Petrochemical Technology and Application, 2021, 39(3):153-158.
- [16] 吴霞. 我国 $\alpha$ -烯烃的应用研究进展. 精细与专用化学品[J]. 2021, 29(5):52-54.  
WU Xia. Advances in the application of  $\alpha$ -olefins in China [J]. Fine and Special Chemicals, 2021, 29(5):52-54.
- [17] 杨天华.  $\gamma$ - $\text{Al}_2\text{O}_3$ 性质对费托蜡加氢裂化反应性能的影响[J]. 现代化工, 2021, 41(8):1-9.  
YANG Tianhua. Effect of  $\gamma$ - $\text{Al}_2\text{O}_3$  properties on the hydrocracking performance of Fischer Tropsch wax [J]. Modern Chemical Industry, 2021, 41(8):1-9.
- [18] 宫静. 国内石蜡行业现状及发展应用[J]. 炼油与化工, 2021, 32(2):6-8.  
GONG Jing. Present situation, development and application of domestic paraffin industry [J]. Oil Refining and Chemical Industry, 2021, 32(2):6-8.
- [19] 崔文娟. 可降解塑料的种类及应用现状[J]. 杨凌职业技术学院学报, 2021, 20(2):20-22.  
CUI Wenjuan. Types and application status of degradable plastics [J]. Journal of Vocational College, 2021, 20(2):20-22.
- [20] 王维波,汤瑞佳,江绍静,等. 延长石油煤化工 $\text{CO}_2$ 捕集、利用与封存(CCUS)工程实践[J]. 非常规油气, 2021, 8(2):1-7.  
WANG Weibo, TANG Ruijia, JIANG Shaojing, et al. Yanchang petrochemical  $\text{CO}_2$  capture, utilization and storage (CCUS) engineering practice [J]. Unconventional Oil and Gas, 2021, 8(2):1-7.