

神马实业股份有限公司
40000Nm³/h 焦炉气综合利用项目

可行性研究报告

文件编号：ZX2122

西南化工研究设计院有限公司

2022 年 1 月

参加报告编制的主要人员

项目负责人：

潘翠华

编制：

潘翠华	刘力豪	李俊宏	胡瑜飞	潘莉冬
李 轩	何其芳	李 卓	施丕书	段晨捷
张 莉	左永宁	张 波	陈 寻	刘俏蓉
敬晓珺	杨宽辉	陈志刚	李雅晴	周 翔

校核：

丰世明	屈新皓	肖 羽	陶 铮	李 卓
刘卓衢	刘经纬	王 刚		

审核：

吴路平	周 君	杨焱磊	孙菲	汪 涛
-----	-----	-----	----	-----

审定：

陈 凯

目 录

1	总论	1
1.1	概述	1
1.2	主要研究结论	12
2	市场分析	16
2.1	产品用途.....	16
2.2	LNG 产品市场现状及预测	19
2.3	合成氨产品市场现状及预测	31
2.4	二氧化碳市场分析	36
2.5	产品价格分析	41
2.6	产品价格确定	49
3	生产规模和产品方案	53
3.1	产品方案	53
3.2	生产规模及产品产量	53
3.3	产品控制指标	53
4	工艺技术方案	55
4.1	原料路线	55
4.2	工艺技术方案的选择	55
4.3	工艺过程说明	70
4.4	主要消耗	80
4.5	主要设备	81
4.6	自控技术方案	88
4.7	标准化	91
5	原材料、辅助材料、燃料和动力供应	97
5.1	原料的供应及规格	97
5.2	辅助材料供应	97
5.3	公用工程供应及规格	97
6	建厂条件和厂址选择	100

6.1	建厂条件	100
6.2	厂址方案	103
7	总图运输、储运及土建	104
7.1	总图运输	104
7.2	贮运设施	106
7.3	土建	107
8	公用工程方案和辅助生产设施	108
8.1	给排水	108
8.2	供电及电信	113
8.3	供热	122
8.4	仪表空气、氮气供应	124
8.5	中心控制室	124
8.6	分析化验	125
8.7	采暖通风及空调	127
8.8	外管	128
8.9	火炬系统	128
8.10	维修	129
8.11	库房	129
9	服务性工程与生活福利设施	129
9.1	服务性工程	129
9.2	生产管理及生活福利工程	129
10	节能	130
10.1	能耗指标及分析	130
10.2	节能措施综述	131
10.3	能源管理	133
11	消防	133
11.1	编制说明	133
11.2	依托条件	134
11.3	工程概述	134

11.4	有害物料的火灾危险特性和单项工程火灾危险性类别	134
11.5	消防设施设置原则	137
11.6	消防措施	137
11.7	消防系统	138
11.8	其它常规消防	139
11.9	消防设施专项投资概算	140
12	环境保护	140
12.1	厂址与环境现状	140
12.2	执行的环境保护法规和标准	140
12.3	拟建项目主要污染源及污染物	142
12.4	环境保护治理措施及方案	145
12.5	项目污染物与碳减排分析	149
12.6	环境管理及监测	150
12.7	环保设施费用估算	152
12.8	环境影响分析	152
12.9	建议	153
13	职业卫生	153
13.1	编制依据	153
13.2	职业病危害因素和职业病分析	155
13.3	采取的职业卫生防护措施	162
13.4	职业卫生管理机构	163
13.5	专项投资估算	164
13.6	预期效果及建议	164
14	安全	165
14.1	设计中采取的法律法规、部门规章和标准规范	165
14.2	生产过程中可能产生的危险有害因素分析	168
14.3	设计中采取的安全措施	182
14.4	安全管理机构及人员配置	192
14.5	安全专项投资估算	192

15	组织机构与人力资源配置	193
15.1	工厂体制和组织机构	193
15.2	生产班制和定员	193
15.3	人员来源和培训	194
16	项目实施计划	195
16.1	建设周期的划分	195
16.2	项目实施进度表	195
17	投资估算	197
17.1	投资估算	197
17.2	资金筹措	199
18	财务分析	203
18.1	财务评价基础数据	203
18.2	总成本费用估算	204
18.3	年销售收入估算	205
18.4	利润估算	206
18.5	财务盈利能力分析	206
18.6	不确定性分析	206
18.7	主要财务指标	208
19	风险与竞争力分析	209
19.1	风险因素的识别	209
19.2	风险程度估计	211
19.3	风险评估结论	212
20	结论	213
20.1	综合评价	213
20.2	研究报告结论	215

附表、附图：

1. 财务指标汇总表
2. 项目投资现金流量表
3. 项目资本金现金流量表
4. 利润与利润分配表
5. 财务计划现金流量表
6. 资产负债表
7. 借款还本付息计划表
8. 建设投资估算表
9. 固定资产原值估算表
10. 流动资金估算表
11. 项目总投资使用计划与资金筹措表
12. 营业收入、营业税金及附加和增值税估算表
13. 总成本费用估算表
14. 固定资产折旧费估算表
15. 无形资产和其他资产摊销估算表

附图

1. 总平面布置图
2. 物料平衡图
3. 工艺流程简图
4. 全厂蒸汽平衡图
5. 全厂水平衡图
6. 氮气平衡图

1 总论

1.1 概述

1.1.1 项目名称、建设单位

项目名称：40000Nm³/h 焦炉气综合利用项目

建设单位：神马实业股份有限公司

建设地点：河南省平顶山市石龙区焦化工业园

企业性质：国有控股企业

法人代表：乔思怀

1.1.2 可行性研究报告编制的依据和原则

1.1.2.1 编制依据

(1) 神马实业股份有限公司（简称“建设单位”或“神马股份”）与西南化工研究设计院有限公司（简称“西南化工”）签订的《技术咨询合同书》。

(2) 建设单位提供的可行性研究基础资料。

(3) 西南化工焦炉气综合利用相关技术资料。

(4) 中石化联产发[2012]115 号《化工投资项目可行性研究报告编制办法》（2012 年修订本）。

(5) 国家发展改革委、建设部发改投资[2006]1325 号文发布《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）。

(6) 《化工建设项目可行性研究投资估算编制办法》。

(7) 建设单位的总体发展思路。

1.1.2.2 编制原则

(1) 严格执行国家、项目建设地、行业现行法令、法规及各专业的标准规范。

(2) 选择先进可靠的工艺技术，合理安排工艺流程，保证项目投产后能安全、稳定、长周期连续运行。

(3) 充分依托建设单位及周边现有的公用工程和基础设施，尽可能降低工程造价，节省投资。

(4) 在设备选型上本着技术先进、经济合理、安全可靠的原则进行。

- (5) 设计中坚持“一体化、露天化、轻型化、国产化、社会化”的五化方针。
- (6) 注意节能、降耗、减污、增效，努力降低成本，以获取最佳经济效益。
- (7) “三废”处理应满足国家与项目建设地有关环境保护的规定。外排废水、废气、废固达到国家和当地环保排放的要求。
- (8) 贯彻“安全第一，预防为主，综合治理”的方针，确保本工程投产后符合职业安全卫生的要求，保证职工的安全和健康。采用先进的控制和联锁系统，改善生产操作条件，为保护操作人员的身体健康，创造安全、清洁、文明的生产环境。
- (9) 对项目的费用和效益，本着实事求是，稳妥可靠的原则进行估算和评价。

1.1.3 项目提出的背景、投资必要性和经济意义

1.1.3.1 建设单位基本概况

神马实业股份有限公司是以中国平煤神马集团为投资主体，以化工化纤为主业的特大型企业，股本结构为集团公司占 59.35%，社会公众股占 40.65%。神马股份是我国首家引进日本成套设备与技术建成的生产尼龙 66 帘子布的现代化企业，也是河南省首家在上交所挂牌交易的上市公司，1981 年建成投产，1994 年 1 月公司股票在上海证券交易所挂牌交易（公司代码 600810）。

神马股份是中国平煤神马集团尼龙板块的管理平台，尼龙板块现有资产规模 370 亿元（神马股份资产规模 223 亿元，净资产 59 亿元），从业人员 1.5 万人（神马股份 1 万人），企业数量 34 家，其中神马股份所属单位即控股及独资单位帘子布公司、尼龙化工公司等 19 家，参股单位首恒新材料公司等 5 家，神马股份托管集团公司下属的单位尼龙科技公司等 10 家。

神马股份是国际知名、国内领先、产业链最完整的尼龙产业龙头企业，目前已经建立起尼龙 66 和尼龙 6 协同发展的大尼龙产业格局。尼龙 66 系列产品总产能 44.3 万吨，整体规模世界第四、亚洲最大；尼龙 66 工业丝产能 13 万吨、帘子布产能 8 万吨，产销规模世界第一；尼龙 66 盐产能 30 万吨，产销量亚洲第一；尼龙 66 切片产能 22 万吨，产能规模亚洲第一；己内酰胺产能 40 万吨，产销规模国内前五，世界前列；己二酸产能 50 万吨，产能规模世界第四，市场流通量国内第一；气囊丝产能 1.3 万吨，产能规模世界第五、国内第二。产品远销国内国际世界著名轮胎企业和 TPU 生产企业的大多数战略客户。

1.1.3.2 项目提出的背景

1) 节能减排、清洁、绿色（循环经济）、低碳发展的需要

党的十九大明确提出加大生态文明体制改革，绿色、低碳发展为新时代主旋律。随着焦化行业的发展，我国焦化行业进一步开发出符合企业特点的应用技术，进而实现焦炉气资源的优化开发利用，增加焦炉气综合利用价值，增强炼焦行业整体竞争力。近年来，我国焦炉气利用程度不断提高，在开发利用技术方面不断提高，目前焦炉气主要应用在以下几方面：作燃料、发电、提（制）氢、还原铁、焦高炉喷吹炼铁、作为化工原料生产合成气（合成气可用于生产液氨、尿素、甲醇、乙醇、乙二醇等）、提取或合成天然气等。本项目焦炉气用于生产 LNG 和液氨。

LNG 汽车的一氧化碳排放只有普通燃油汽车的不到 10%、氮氧化物排放比普通燃油汽车低 30%-40%、二氧化硫排放比燃油汽车低 70%以上，噪音比燃油车低 40%。此外，LNG 的爆炸极限和燃点都高于汽油和柴油，安全性更高，而且 LNG 的冷启动性显著好于汽柴油。按照每辆重卡每年行驶 15 万公里计算，如果采用 LNG 燃料，则每年可减少碳排放量 3.4 亿吨。利用焦炉气生产液氨可减少煤或天然气等化石能源的消耗。本项目通过对焦炉气的综合利用减少二氧化碳排放量 24.768 万吨/年，减少二氧化硫的排放量 174.08 吨/年、减少氮氧化物排放量 1075.2 吨/年。故本项目的实施是践行节能减排、清洁、绿色（循环经济）、低碳发展的需要。

2) 国内能源短缺的现状

改革开放以来，我国经济快速发展，能源的消费量也不断增加。目前中国已成为世界第一大能源生产与消费国、世界第一大煤炭生产与消费国、世界第二大石油消费国。

中国的能源结构以煤炭为主，石油、天然气占比远远低于世界平均水平。从 1993 年起，我国已从石油出口国变成进口国，并且石油短缺状况逐年加剧，2020 年中国全年进口原油 5.42 亿吨，对外依存度上升到了 73.5%，远远超过进口石油依存度 30% 这一国际公认的安全警戒线。我国的石油安全已成为亟待解决的重大问题。

作为世界上人口最多的发展中国家，能源的开发利用已成为我国可持续发展的关键，它所面临的能源供给和环境保护的双重巨大压力，已成为限制我国经济发展的瓶颈。

3) 环境污染日益严重的现状

能源消费在推动经济发展的同时，也带来了诸多的环境问题，影响面最广、关注度最高、最具代表性的环境问题是——气候变化和雾霾。

这两个问题产生的根本原因有两个方面：一是能源消费数量大，且增长快；二是能源消费结构不合理，仍然以煤等高碳能源为主。其背后的深层次原因是由中国经济所处发展阶段和中国所拥有的资源禀赋决定的。相比于西方国家，中国的工业化起步晚，面临的问题多，唯有快速发展，才能解决当时面临的诸多问题，这就导致中国对能源的需求在改革开放后，特别是 2000 年以后快速增长。而相对于其他能源资源而言，煤炭是中国最为丰富、供应最具保障的能源资源。这是中国过去数十年环境问题产生的根源。

展望未来，过去的能源与经济发展模式面临转型与变革的巨大压力。首先是党的十八大以后，我国提出了中国经济的“新常态”，即经济发展速度放缓，但经济发展质量要提高，能源对经济的粗放式支撑模式不可持续。其次是国际社会应对气候变化和百姓对雾霾的关注都达到了前所未有的程度。中国政府对外于 2015 年巴黎气候峰会上正式宣布绝对减排计划，对内则制定并发布大气污染防治行动计划，大力推进空气质量改善行动。这些客观环境都要求能源体系实现大变革。

4) 开发新型清洁能源的迫切要求

作为世界上人口最多的发展中国家，能源的开发利用已成为我国可持续发展的关键，它所面临的能源供给和环境保护的双重巨大压力，已成为限制我国经济发展的瓶颈。因此，针对我国“缺油、少气、而煤炭资源较为丰富”的能源和资源现状，合理利用能源资源，尤其是煤炭资源，开发新型的清洁能源已经迫在眉睫。随着国际油价高位运行给我国经济运行和居民生活带来一定负面影响的同时，加快开发和利用替代能源行业的发展已成为急待解决的问题之一。

在此背景下，中国能源转型已势在必行。而能源转型的核心，就是推动整个能源体系从以煤为主转变到以可再生能源为主。为此，中国制定了相应的国家发展战略与规划，如 2014 年国务院办公厅印发的《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》就明确指出，要降低煤炭消费比例，大力发展可再生能源等。

能源体系的转变是一个长期的过程，中间必然需要一个良好的过渡性能源。天然气相对成熟的开发技术、相对低碳的环境排放、相对丰富的资源禀赋等，被众多学者和机构认为是推进这一能源转型实现的最佳过渡性或桥梁性能源。在国家能源局发布的“十三五”能源发展规划中，则将天然气定位为“转型过程中的主体能源”。因此，“气化中国”、“减煤增气”等都成为各方努力的方向与目标。

据统计，2018 年中国清洁能源（包括非化石能源和天然气）占一次能源消费总

量比重合计约 22.2%，较 2012 年提高了 7.7 个百分点，但距离 2020 年和 2030 年分别达 25%和 35%左右的目标还有一定差距。

5) 我国天然气行业前景广阔

国家清洁能源发展战略推动了天然气产业快速发展。在上述方向与目标的引领下，近年来中国的天然气工业得到了快速发展。据 BP 世界能源统计数据显示，2007 年至 2018 年十余年间，中国的天然气消费从 730 亿立方米增长到 2766 亿立方米，年均增长 12.9%。天然气产量从 716 亿立方米增长到 1610 亿立方米，年均增长 7.7%。可以看出，尽管天然气产销量在过去十年均实现了快速增长，特别是与煤炭相比，但这是一个不争的事实是国内供应的增长赶不上爆发式的需求增长。在此背景下，天然气净进口量从 2007 年的 13 亿立方米快速增长到 2018 年的 1425.72 亿立方米，增长超 100 倍，对外依存度也在同期从 2%猛增至 43.59%。由此可见，如果不能很好地保障天然气的供应，不仅可能进一步影响中国的能源安全状况，更有甚者可能影响中国能源转型大战略的实现。

2017 年 7 月，国家 13 部委出台了《加快推进天然气利用的意见》，重申逐步将天然气培育成为中国现代清洁能源体系的主体能源之一，并提出到 2020 年增加天然气在一次能源消费结构中的占比至 10%左右。到 2030 年，力争将天然气在一次能源消费中的占比提高到 15%左右，地下储气库形成有效工作气量 350 亿立方米以上。

目前国内天然气供应主要是由常规天然气资源提供的。然而，包括美国能源部信息署和国际能源署等机构在内的国际组织和很多学者研究认为，中国的常规天然气供应潜力非常有限，且有可能在 2020 年至 2025 年前后进入产量高峰期，这意味着此后依赖常规天然气的持续增长是不现实的。这更突显了寻求新的天然气资源的重要性和必要性。

2017 年国内煤改气带动了天然气需求量大增，尤其 10 月开始进入天然气消费的高峰期，中国北方地区天然气供需形势更是紧张。冬季供暖期内，为“保民用”，对工业领域进行限制用气，LNG 工厂气源用气受限，产量下降明显，华东、华中等地出现大规模气荒，LNG 市场价格持续拉涨，创 3 年新高。但从天然气推广政策力度来看，预计未来几年我国天然气供应形势都会相对趋紧。

因此，非常规天然气的规模开发将对中国“减煤增气”能源结构改善战略的实现、国内天然气供应保障力的提升、能源系统温室气体排放的降低和环境质量的提高等起到重要的支撑作用。

非常规天然气一般包括焦炉气制天然气、煤制气、煤层气和页岩气。

全球范围内，非常规天然气资源丰富，且开发利用技术也日趋成熟，是常规天然气最现实的替代能源。随着技术的进步，我国非常规天然气资源有着巨大的发展潜力，加快非常规天然气开发利用对改善我国能源结构有重大意义。

6) 焦炉气制液化天然气的生产和应用技术已经成熟

焦炉气是煤焦化过程副产的可燃性气体，主要成分是氢气(54~62%)、甲烷(19~28%)、CO(5~10%)、CO₂(2~4%)、硫化物(500~1000mg/m³)以及微量焦油、萘、氨等。净化后可用于工业与民用燃料、化工原料、还原剂直接还原炼铁、制氢、制 LNG 等，其副产的焦油、苯、硫铵等也可成为确保焦化企业经济效益持续增长的有效方式，因此，利用焦炉气生产高附加值的化工产品，其多联产系统已成为我国能源领域中的热点。

其中焦炉气制 LNG 项目以其低廉的成本优势，在非常规天然气项目中发展势头良好。截止目前，我国焦炉气制 LNG 的产能达 1400 万 m³/天，占国内 LNG 项目总产能的比例高达 18%，位居非常规 LNG 项目的首位。

随着国内能源短缺，环境污染日益严重，开发新型清洁能源的迫切要求，国家能源局 2015 年 4 月 27 日印发的《煤炭清洁高效利用行动计划(2015-2020 年)》，其中明确规定“大力发展焦炉气等副产品的高质高效利用”。

工业和信息化部、财政部为贯彻国务院《大气污染防治行动计划》(国发〔2013〕37 号)和《能源发展战略行动计划(2014-2020 年)》(国办发〔2014〕31 号)精神，切实推进工业领域煤炭清洁高效利用，提高煤炭利用效率，防治大气环境污染，保障人民群众身体健康。2015 年 2 月 2 日联合下发了工信部联节[2015]45 号《关于联合组织实施工业领域煤炭清洁高效利用行动计划的通知》。该通知明确推荐的煤炭清洁高效利用参考技术之一就是“焦炉气制天然气技术”，该技术的内容为“以焦炉气为原料，经加压预处理、精脱硫净化，得到天然气(SNG)，通过深冷分离，得到液化天然气或冷却脱水、压缩，得到压缩天然气”，适用于“年产焦炭 100 万吨及以上独立焦化企业”，节能减排效果为“单位焦炉气减排二氧化硫 300mg/m³”。

目前，国内西南化工研究设计院有限公司开发的焦炉气制天然气的单元技术如焦炉气净化、甲烷浓缩、液化分离等技术，具有工艺先进、技术成熟、能耗低、三废少、质量高等特点，已有十几套工业化装置投产运行。

在液化天然气应用方面，山东、江苏、河南、福建、江西、湖南、北京、浙江、

上海和广东等省区的一些城镇已经建立了气化站，向居民或企业提供液化天然气，液化天然气市场正逐步与国际液化天然气市场接轨。近年来，随着液化天然气（LNG）的生产和应用技术的进一步成熟，LNG 汽车在我国已进入发展期。

7) 建设单位发展需要

目前神马股份所属企业的产品覆盖了尼龙 6 和尼龙 66 两大产业链，尼龙 66 产业链供上游己二酸、己二胺到尼龙 66 盐、尼龙 66 切片，再延伸到下游工业丝、气囊丝、改性工程塑料等，尼龙 6 产业链从上游己内酰胺到尼龙 6 切片到下游民用丝、薄膜等，已具备规模化的产业链集成优势，能够保障生产过程中多种主要原料的稳定供给。但所属公司尚未对产业链上游如液氨、氢气等基础原料覆盖，公司生产所需的主要基础原料液氨、氢气全部依靠外购，不仅运输成本高、运输风险大、管控措施严，而且大宗外购直接提高了产品成本，降低了产品的市场竞争力。

根据中国平煤神马集团规划，“十四五”末，中国平煤神马集团内部企业需求液氨 70 万吨/年，现有及在建产能不能完全满足需要，省内小合成氨装置陆续停产关闭，市场供应缺口大。同时，尼龙产业集聚区尼龙科技、帘子布发展、三梭尼龙、工程塑料、己二腈等项目对价格合理的天然气产品有大量需求，预计需求量 1.33 亿立方/年。本项目正是充分利用焦炉气资源，生产 LNG 产品联产液氨，满足公司内部尼龙新材料产业的发展需求。

焦炉气综合利用项目建设地拟建在石龙区东鑫焦化南侧，利用东鑫焦化富余焦炉气为原料，经压缩净化、变换脱碳、甲烷化、深冷分离、氨合成等得到 LNG 和液氨产品。过程中排放的 CO₂ 通过回收生产液体二氧化碳，减少碳排放。

在以上背景环境下，为改善大气环境，优化能源结构，减少煤炭消耗，缓解地方日渐突出的天然气供需矛盾，同时提高焦炉气综合利用水平，促进焦化产业健康发展、绿色发展，提升焦化产业整体竞争力，建设单位立足自身资源和产业优势，提出利用现有焦化系统副产焦炉气资源，进行焦炉气进一步的深加工项目生产液氨和 LNG 产品。通过项目的实施，既可解决焦炉气作燃料燃烧后外排产生的环保问题，又能实现产品结构调整，提高附加值，增加并延长产业链条，增强企业抗市场风险能力。

1.1.3.3 投资的必要性和建设意义

1) 符合国家产业政策和相关规划要求

本项目利用富余的焦炉气资源进行净化和回收，得到 LNG、液氨等产品。本项目首先是属于综合利用资源、节能减排项目，符合 2019 年 12 月 26 日国家发展改革

委发布的《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 29 号）有关条款的决定，本项目属于规定的“**第一类 鼓励类**”中第四十三类“**环境保护与资源节约综合利用**”中第 15 条“**‘三废’综合利用与治理技术、装备和工程**”产业政策。

同时，本项目为清洁能源项目，本项目的产品 LNG 为利用富余的焦炉气生产的清洁燃料，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中规定的“**第一类 鼓励类**”中第七类“**石油、天然气**”中第 9 条“**液化天然气技术开发与应用**”和第八类“**钢铁**”中第 2 条“**焦炉加热精准控制.....焦炉气高附加值利用.....等先进技术的研发和应用**”。

综上所述，本项目的建设是符合国家产业政策和相关规划要求的。

2) 焦炉气制天然气的优势

焦炉气利用具有多种技术路线，从大的方面可分为化工利用和能源利用两类。化工利用包括合成氨、制甲醇、二甲醚、乙醇、乙二醇等，能源利用包括发电、制 LNG 和氢气等。焦炉气主要成分为氢气（55%~60%）和甲烷（20%~26%），热值相当于天然气的一半，是一种有巨大商业价值的低碳能源。

近年来，由于国内天然气供应紧缺，LNG 价格攀升，焦炉气制天然气被当作一种补充气源，产生了良好的经济和社会效益。同时，随着氢能利用的兴起，焦炉气有望成为氢气的一种重要来源，而焦炉气中氢气获得充分利用，将显著提高这种技术路线的竞争力。如果将全国焦炉气中的甲烷全部提取出来，可生产约 500 亿立方米的天然气，相当于全国天然气消费量的 20%。焦炉气中的氢气，不仅是一种重要的化工原料，随着氢能社会的到来，氢气作为能源的价值将进一步凸显。

从总体上看，目前焦炉气制天然气拥有较好的发展机会，而且天然气价格在相当长的一段时间内呈上涨趋势，焦炉气制 LNG 具有良好的经济效益，能有效地提升企业的竞争力。

3) 发展循环经济和实现可持续发展的要求

当今人类正处于十分重视资源—能源—环境一体化可持续发展的新时代，实现高新技术快速发展和广泛应用是时代的基本特征。党的十六大报告中指出：“实现工业化仍然是我国现代化进程中艰巨的历史性任务。坚持以信息化带动工业化，以工业化促进信息化，走出一条科技含量高、经济效益好、资源消耗低、环境污染少、人力资源优势得到充分发挥的新型工业化路子”。因此，必须努力寻求最科学、最合理和最少消耗自然资源、环境友好的先进的科学技术来达到全球经济可持续发展的目标。在

发展经济的过程中，要坚持高起点、高效益、低消耗和生态化的原则。目标定位着眼未来，走生态技术和循环、节能技术，经济、社会、环境效益的高度统一新型工业化道路。

建设单位为了实现可持续发展，将富余的焦炉气加以综合利用生产 LNG，同时利用深冷尾气和氮气为原料生产液氨，回收过程排放的 CO₂ 生产液体 CO₂，提高了资源综合利用率，实现了循环经济，保护了生态环境，使经济、社会、环境效益达到高度统一。

1.1.4 技术拥有单位概况

本可研编制单位与项目技术提供单位为西南化工研究设计院有限公司（以下简称“西南化工”）。

西南化工始建于 1958 年，是集科研、技术开发、工程设计、工程承包与管理、技术咨询与服务、产品生产和科技贸易为一体的原化工部直属重点技术开发型院所。1999 年 7 月由事业单位整体转制为科技企业，进入中国昊华化工（集团）总公司。2012 年 6 月改制为有限责任公司，进入中国昊华化工集团股份有限公司，2019 年 12 月进入中国昊华化工科技集团股份有限公司与原四川天一科技股份有限公司进行融合，是国家级高新技术企业、全国知识产权试点企业、全国创新型试点企业。通过了质量、环境、职业健康安全“三标一体”化认证。

2020 年 1 月 1 日，西南化工研究设计院有限公司（简称：西南化工）全新亮相，承载着原四川天一科技股份有限公司和西南化工研究设计院两家企业的历史使命和社会责任，重新起航，开启新征程。西南化工研究设计院有限公司（简称：西南化工）始建于 1958 年，是中国化工集团有限公司旗下中国昊华化工集团股份有限公司的全资子公司，是专有化学技术的专利商，是甲级设计资质的工程总承包商，是专业化工产品的供应商，更是技术、设计、产品三个产业链为一身的科技型企业。

西南化工致力于变压吸附气体分离技术、工业排放气资源化利用、碳一化工、氢能、节能环保和专用催化剂研究开发与成果推广，开展技术许可、工程设计、工程承包与管理、技术咨询与服务、产品生产销售等业务，广泛应用于化工、石化、食品、冶金、钢铁、能源、环保、材料等行业，技术与产品引领行业科技进步、带动产业升级发展。

西南化工建成世界最大 PSA 装置和亚洲最大的焦炉气制液化天然气装置，建成

国内首套焦炉煤气制氢装置，提氢技术助力北京冬奥会氢能保供项目，“一带一路”标杆项目—为恒逸文莱 PMB 石化项目配套特大型 PSA 装置，承担波煤集团焦炉气制氢项目的可行性研究，西南化工 PSA 技术第一次破冰进入欧盟市场……众多优势资源是西南化工向世界展示环保、低碳、清洁能源技术及产品服务的王牌。

西南化工是“工业排放气综合利用国家重点实验室”、“国家碳一化学工程技术研究中心”、“国家变压吸附气体分离技术研究推广中心”、“全国气体标准化技术委员会”、“全国煤化工标准化技术委员会煤制化学品分会”、“全国天然气与碳一化工信息中心”“国家技术创新示范企业”、“国家企业技术中心”等的依托单位，是国家高新技术企业、国家创新型试点企业、国家级知识产权示范企业国家专利运营试点企业，主办《天然气化工》中文核心期刊，具有工程设计、工程咨询、项目管理、特种设备设计等资质，通过了“三标一体”认证。

多年来，西南院承担了国家重点研发计划、973 计划、863 计划、科技支撑计划、国家重大科技成果转化等国家及省部级重点项目。迄今，已完成科研项目 800 余项，获得国家与省部级科技奖励 100 余项（次），其中国家科技进步一等奖 2 项，中国专利优秀奖 5 项，四川省科技进步特等奖 1 项；已申请专利 712 项（其中发明专利 593 项），获专利授权 459 项（其中发明专利 368 项）；制修订国际标准与国家标准 160 余项，众多成果达到国际先进水平并实现工业化，发挥着重要的产业技术支撑与引领作用。

1.1.5 研究范围

本可研报告研究范围为以焦炉气为原料生产 LNG、液氨、食品级液体二氧化碳的生产装置及其配套设施。

本报告着重对产品市场需求情况、主要生产工艺技术、装置规模及所需配套的公用工程与辅助设施、项目经济效益等方面进行重点研究与分析，作出市场预测分析，提出工艺技术推荐方案，投资估算，对项目经济效益进行财务分析，最后作出研究结论性意见，供建设单位决策。

本报告研究的具体内容如下：

表 1-1 项目建设内容

序号	项目名称	备注
一	主要生产装置	
1	焦炉气压缩净化装置	焦炉气处理量 40000Nm ³ /h。包括焦炉气预处理、30000m ³ 干式气柜、焦炉气压缩、焦炉气净化、精脱硫、变换、脱碳、甲烷化、干燥等单元
2	深冷分离装置	LNG 产量 6.33 万吨/年。包括脱汞、冷箱、制冷剂压缩、氮气压缩、BOG 压缩、制冷剂储存与卸车等单元
3	氨合成装置	液氨公称规模 10 万吨/年。包括氢氮气净化、联合压缩、氨合成、氨分离、氢回收等单元
4	二氧化碳装置	液体二氧化碳 5 万吨/年。包括二氧化碳压缩、净化、液化、精馏等单元
二	储运设施	
1	LNG 储罐及装车系统	1 台 5000m ³ LNG 全容罐，4 个 LNG 装车位
2	液氨储罐及装车系统	3 台 2000m ³ 液氨球罐，4 个液氨装车位
3	二氧化碳储罐与装车系统	2 台 650 m ³ 二氧化碳球罐，2 个液体二氧化碳装车位
4	汽车衡	
三	公用工程	
1	变配电站	
2	循环水站	敞开式循环水系统，8000m ³ /h
3	脱盐水处理站/采暖水站	脱盐水 30t/h
4	消防水站	
5	泡沫消防站	
6	冷冻站	
7	空分制氮系统	氮气 8000Nm ³ /h
8	事故水池	
9	污水处理站	处理能力 1000t/天
四	辅助配套工程	
1	抗爆控制室	800m ²
2	综合楼	1500m ²
3	分析化验室	
4	机修车间/备品备件库	
5	危废间	
6	火炬系统	高架火炬
7	围墙与门卫	

1.2 主要研究结论

1.2.1 主要结论

1.2.1.1 本项目符合国家产业政策

本项目利用以焦炉气为原料，生产液化天然气（LNG）、液氨和食品级 CO₂。本项目首先是属于综合利用资源、节能减排项目，符合 2019 年 10 月 30 日国家发展改革委发布的《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 29 号）有关条款的决定，本项目属于规定的“第一类 鼓励类”中第四十三类“环境保护与资源节约综合利用”中第 15 条“‘三废’综合利用与治理技术、装备和工程”产业政策。

同时，本项目的 LNG 产品系利用富余的焦炉气生产的清洁燃料，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中规定的“第一类 鼓励类”中第七类“石油、天然气”中第 9 条“液化天然气技术、装备开发与应用”和第八类“钢铁”中第 2 条“焦炉加热精准控制、……、焦炉气高附加值利用等先进技术的研发与应用”。

因此，本项目的建设既符合国家的产业政策和环保政策，也符合建设单位的发展规划。

1.2.1.2 采用的工艺技术先进可靠

本项目采用西南化工等单位的焦炉气净化、甲烷化、深冷分离、低压合成氨、液体 CO₂ 等技术，工艺先进，技术成熟，具有能耗低、三废少、产品质量高等特点，装置投产后可以长期稳定、安全、满负荷地运行。

1.2.1.3 原料来源

本项目的原料焦炉气来自于建设单位旁边东鑫焦化，原料来源稳定可靠。

1.2.1.4 能耗状况

本装置年消耗焦炉气 3.2 亿 Nm³，年产 LNG 产品 6.33 万 t，液氨 8.94 万吨，液体二氧化碳 5 万吨。本项目全年综合能耗：电按当量值计折标煤 15515.62tce/a；电按等价值折标煤 43521.51 tce/a。

1.2.1.5 环保、安全卫生及消防措施落实

本项目三废排放量较小，装置建成后对周围环境影响较小，符合国家清洁生产的要求。同时在设计中注意安全生产及工业卫生，认真贯彻执行国家和地方的各项法规，采取完善的安全卫生消防措施，确保安全生产。

1.2.1.6 项目经济可行性

本装置项目总投资为 73298.52 万元，其中建设投资 69458.55 万元，建设期利息 3351.12 万元，铺底流动资金 488.85 万元。当原料焦炉气按 0.70 元/Nm³（含税）计价时，年均总成本费用 44930.51 万元；当 LNG 的出厂价格按 4000 元/吨（含税价）、液氨的出厂价格按 3000 元/吨（含税价）、液体二氧化碳的出厂价格按 400 元/吨（含税价）计算时，年均销售收入 54428 万元；年均利润总额 7279.53 万元，年均净利润 5459.65 万元。项目税后投资内部收益率为 11.93%，总投资收益率 10.96%，项目资本金利润率 24.45%，项目税后静态投资回收期 8.38 年（含建设期）。项目在经济上可行。

1.2.1.7 项目抗风险能力较强

以生产能力利用率表示的盈亏平衡点（BEP），生产期平均计算值为 54.03%，此表明只要达到设计能力的 54.03%，企业就可以维持盈亏平衡，抗市场风险能力较强。

1.2.1.8 环保效益及社会效益

本项目符合国家及地方节约能源的有关精神，为地方建设资源节约型、环境友好型企业以及实现节能减排目标做出贡献。

本项目的建设是建设单位将焦炉气制 LNG、液氨、液体二氧化碳作为其重要的战略发展方向，不仅解决了焦炉气的出路问题，也将大力推进双向减排，为改善用能结构，建设资源节约型、环境友好型社会，推进经济结构调整，转变增长方式，起到很好的示范和推广作用。

1.2.2 存在问题和建议

1) 由于未收到拟建厂址的勘探测绘资料，目前土建、总图费用均按类似项目估算。后期将根据勘探情况调整总图布置以及相关投资。

2) 目前项目建设各原材料价格波动较大，项目投资将根据建设期间原材料涨跌情况进一步细化与调整。

3) 液体二氧化碳市场容量和销售价格受地域限制较大，建议业主对该产品市场作进一步的调研。

4) 建议建设单位尽快对焦炉气杂质含量（焦油、萘、硫化氢、有机硫、氨、苯、氰化氢等）进行全组分分析，为后续工程设计提供准确设计依据。

5) 需要与园区污水处理站对接，明确处理后外送污水具体指标要求。

附：综合技术经济指标表

表 1-2 综合技术经济指标

序号	指标名称	单位	数量	备注
一	生产规模			
1	焦炉气处理量	亿 Nm ³ /a	3.2	40000 Nm ³ /h
二	产品方案			
1	LNG	万 t/a	6.33	7.91 t/h
2	液氨	万 t/a	8.94	11.17t/h
3	液体二氧化碳	万 t/a	5	6.25t/h
4	尾气	万 Nm ³ /a	1041	1301 Nm ³ /h, 送界外
	合成氨尾气	万 Nm ³ /a	755	
	二氧化碳尾气	万 Nm ³ /a	286	
5	2.5MPa 蒸汽	万 t/a	2.6	副产, 送界外
三	年操作时间	小时	8000	
四	主要原材料消耗			
1	焦炉气	Nm ³ /h	40000	
2	氮气	Nm ³ /h	6570	新建空分制氮装置
3	脱萘剂	t/a	108	
4	脱油剂	t/a	120	
5	预加氢催化剂	t/a	56	
6	一加氢催化剂	t/a	30	
7	二级加氢催化剂	t/a	9	
8	精脱硫剂	t/a	210	
9	脱氯剂	t/a	8.5	
10	变换催化剂	t/a	8	
11	MDEA 溶液	t/a	6	
12	甲烷化催化剂	t/a	8	
13	干燥剂	t/a	26	
14	氨合成催化剂	t/a	3	
15	制冷剂	t/a	15	
16	脱汞剂	t/a	2	
17	冷剂干燥剂	t/a	2	
18	压缩机润滑油	t/a	3	
19	气柜密封油	t/a	6	
20	CO ₂ 净化剂	t/a	8	
21	化学药品	t/a	400	
五	公用工程消耗			
1	电 (10kV/380V)	kW	19767	来自界外
2	一次水	t/h	120	来自界外

序号	指标名称	单位	数量	备注
3	循环水	t/h	6000	新建循环水站
4	脱盐水	t/h	16	新建脱盐水处理站
5	仪表空气	Nm ³ /h	400	新建空分装置
6	氮气	Nm ³ /h	800	新建空分装置
六	劳动定员	人	150	
七	占地面积	m ²	163482	约 245 亩，含火炬占地
八	建构筑物占地面积	m ²	44985	
九	能耗数据			
1	综合能耗	tce/a	15515.62	电按当量值计算
2	综合能耗	tce/a	43521.51	电按等价值计算
十	项目总投资	万元	73298.52	
1	建设投资	万元	69458.55	
2	建设期利息	万元	3351.26	
3	铺底流动资金	万元	488.85	全额流动资金 1629.50 万元
十一	年均销售收入	万元	54428	含税，生产期平均
十二	年平均总成本	万元	44930.51	生产期平均
十三	年均税金及附加	万元	134.35	
十四	年均增值税	万元	1679.35	
十五	年均利润总额	万元	7279.53	
	年均所得税	万元	1819.88	
	年均净利润	万元	5459.65	
十六	财务评价指标			
1	项目投资内部收益率			
	项目投资内部收益率	%	14.98	税前
	项目投资内部收益率	%	11.93	税后
2	项目投资财务净现值			
	项目投资财务净现值	万元	10826.66	i=12%，税前
	项目投资财务净现值	万元	7581.74	i=10%，税后
3	总投资收益率	%	10.96	
4	项目资本金净利润率	%	24.45	
5	静态投资回收期			
	静态投资回收期	年	7.31	税前，含建设期
	静态投资回收期	年	8.38	税后，含建设期
6	动态投资回收期			
	动态投资回收期	年	12.57	税前，含建设期
	动态投资回收期	年	14.26	税后，含建设期
7	盈亏平衡点	%	54.03	生产期平均

2 市场分析

2.1 产品用途

2.1.1 产品 LNG 用途

天然气用途广泛。天然气发电是缓解能源紧缺、降低燃煤发电比例，减少环境污染的有效途径，且从经济效益看，天然气发电的单位装机容量所需投资少，建设工期短，上网电价较低，具有较强的竞争力。天然气是制造氮肥的最佳原料，具有投资少、成本低、污染少等特点。天然气可用作居民生活用燃料。随着人民生活水平的提高及环保意识的增强，大部分城市对天然气的需求明显增加。天然气可用作车用燃料，以天然气代替汽车燃油，具有费用低、污染少、安全等优点。天然气还可广泛作为机械制造、玻璃陶瓷、集中空调的燃料或原料。

天然气是较为安全的燃气之一，它不含一氧化碳，也比空气轻，一旦泄漏，立即会向上扩散，不易积聚形成爆炸性气体，安全性较高。采用天然气作为能源，可减少煤和石油的用量，因而大大改善环境污染问题；天然气作为一种清洁燃料，与燃煤相比，能减少二氧化硫和粉尘排放量近 100%，减少二氧化碳排放量 60%和氮氧化物排放量 50%，并有助于减少酸雨形成，延缓地球温室效应，从根本上改善环境质量。其优点有：

1) 绿色环保：天然气是一种洁净环保的优质能源，几乎不含硫、粉尘和其他有毒物质，燃烧时产生二氧化碳少于其他化石燃料，造成温室效应较低，因而能从根本上改善环境质量。

2) 经济实惠：天然气与人工煤气相比，同比热值价格相当，并且天然气清洁干净，能延长灶具的使用寿命，也有利于用户减少维修费用的支出。天然气是洁净燃气，供应稳定，能够改善空气质量，因而能为该地区经济发展提供新的动力，带动经济繁荣及改善环境。

3) 安全可靠：天然气无毒、易散发，比重轻于空气，不易积聚成爆炸性气体，是较为安全的燃气。

4) 改善生活：随着家庭使用安全、可靠的天然气，将会极大改善家居环境，提高生活质量。

LNG (Liquefied Natural Gas)，即液化天然气的英文缩写，主要成分是液态的甲

烷，其密度为标准状态下甲烷的 625 倍。LNG 是将在常压下气态的天然气冷却至 -162℃，使之凝结成液体，天然气液化后可以大大节约储运空间和成本。LNG 是一种清洁、高效的能源，具有热值大、性能高、燃烧完全等特点，是优质的发动机燃料，燃烧排放的 SO₂、NO_x 少，碳排放量低。在相同发热量下，其燃烧时的碳排放量与燃料油、煤的对比如下。

表 2-1 LNG 燃烧时碳排放量对比

燃料名称	LNG	汽油	柴油	煤油	原油	重油	烟煤	无烟煤
碳排放量 (t/t)	0.71	0.80	0.84	0.82	0.84	0.88	1.09	1.14

在目前能源供应和节能减排环保要求的形势下，汽车工业发展清洁的代用燃料已势在必行。目前使用的各种汽车代用燃料中，天然气由于其自身对大气环境污染小等特点，是理想的清洁燃料。

2.1.2 产品氨的用途

在国民经济中，氨占有重要地位，特别是对农业生产有着重大意义。液氨主要用于生产化肥。液氨可以直接用作肥料，它的加工产品有氨水、尿素、硝酸铵、硫酸铵、氯化氨和碳酸氢氨以及磷酸铵、氮磷钾混合肥等。

氨也是非常重要的工业原料，在化学纤维、塑料工业中，则以氨、硝酸和尿素作为氮元素的来源生产己内酰胺、尼龙-6、丙烯腈等单体和尿醛树脂等产品。由氨制成的硝酸，是各种炸药和基本原料，如三硝基甲苯，硝化甘油以及其它各种炸药。硝酸铵既是优良的化肥，又是安全炸药，在矿山开发等基本建设中广泛应用。

氨在其他工业中的应用也非常广泛。在石油炼制、橡胶工业、冶金工业和机械加工等部门以及轻工、食品、医药工业部门中，氨及其加工产品都是不可缺少的。例如制冷、空调、食品冷藏系统大多数都是用氨作为制冷剂。

2.1.3 液体二氧化碳用途

CO₂ 根据其纯度不同，涉及不同的应用领域，主要应用在食品相关、医疗卫生、机械加工业、石油开采业、消防、制冷等行业或领域。

2.1.3.1 食品相关领域

(1) 饮料和啤酒行业的应用

食品级高纯 CO₂ 主要供给饮料和啤酒行业，其消耗量可占食品级高纯 CO₂ 市场

的 90%左右。可乐、汽水、碳酸饮料和啤酒行业需要大量的高品质 CO₂ 产品。随着我国居民对饮料、啤酒消费量的逐年增长，饮料和啤酒行业对 CO₂ 的消费量将有较大增长，因此食品级高纯 CO₂ 在此行业的市场会逐步扩大。

（2）烟草行业的应用

CO₂ 是优质的烟丝膨胀剂，而将食品级高纯 CO₂ 应用于香烟丝的膨化处理，平均可以节约每箱香烟烟丝约 2.5kg，占总量的 5%~6%，还可以有效提高烟丝的质量，减少尼古丁等有害成分含量。

（3）食品保鲜

常规的食品保鲜主要是使用冷库，食品不可避免的会不同程度的失水，造成食品不新鲜。而 CO₂ 作为一种保护性气体，可以抑制食品的氧化过程，并且杀灭需氧细菌、霉菌，维持食品原有的风味和营养，是一种很好的食品保鲜剂。同时 CO₂ 也大量应用于贮存粮食的杀虫熏蒸，可以使储存的谷物中无药物残留，减少大气污染。将液体 CO₂ 直接喷于食物表面，可使食物迅速结冰，保持了原有的色香味，且气化过程不留痕迹，目前已广泛应用于冷链运输。因此食品保鲜是一个巨大的潜在市场。

2.1.3.2 医疗卫生相关领域

在医疗卫生方面，CO₂ 可以用于医用 CO₂ 激光治疗机，并作为一种良好的呼吸刺激剂使用，液体 CO₂ 也用于低温手术。

2.1.3.3 石油化工相关领域

（1）CO₂ 助采

CO₂ 助采的机理是它既溶于水又易溶于原油，在采油过程中注入 CO₂ 可以使原油体积膨胀，降低其密度和粘度，进而减少对于重力分离的不利影响，所以将 CO₂ 注入油田后可实现有效驱油，提高采油率，提升采油量。另外液体 CO₂ 注入油井后气化迅速，体积急剧膨胀，可用作油田洗井剂。CO₂ 现在已广泛应用于我国的石油的二次、三次回采，可以很好的提高采油率，CO₂ 助采是最重要的强化采油技术之一。长庆油田管理局在长庆油田进行了 CO₂ 助采试验，在 CO₂ 二、三次采油及油井洗井方面均取得了可喜的成果。

（2）气肥行业

在植物生长的塑料大棚内，通过科学地施放 CO₂，可以提高作物产量，加快植物成熟，有良好的经济效益。CO₂ 用于气肥行业将有较大的发展前途，国家政策也大力支持。

（3）超临界萃取剂

CO₂ 是一种良好的超临界萃取剂。常温常压状况下，CO₂ 对液体和固体几乎没有溶解能力，但随着压力的增加，其对有机化合物的溶解能力有明显的增加。CO₂ 是一种无毒、不燃、价廉、可提纯的萃取溶剂，被广泛应用于高附加值的精细化工、对萃取剂残留要求高的食品医药等领域。

（4）新型化工原料

以 CO₂ 为原料制取可降解树脂的技术已实现工业化，用于制造可降解泡沫材料、一次性餐具、饮料瓶等，制得的产品可在自然界自行降解，不会产生二次污染。CO₂ 制造塑料技术的大规模工业化发展，将极大地刺激市场对于高品质 CO₂ 的需求。榆林云化绿能有限公司生产碳酸二甲酯，创建了西北 CO₂ 做碳酸二甲酯生产原料的先河，大大减少了 CO₂ 放空。碳酸二甲酯是制造聚碳酸酯的原料，市场需求很大。

2.1.3.4 其他领域

（1）焊接行业

CO₂ 气体保护电弧焊是黑色金属最重要的焊接工艺之一，可以降低焊接金属的氧化，减少有毒物质产生，有利于提高焊接质量和保护职工健康，是一种省时省力的焊接方法，也是我国重点推广的技术项目之一。采用此工艺比手工电弧焊工作效率高，电耗低。

（2）消防行业

CO₂ 是一种用途广泛的灭火介质，可以用于许多不能用水作为消防介质的场合，CO₂ 灭火剂也是最常用的灭火剂，常应用于图书馆、精密仪器的灭火，在消防领域应用很广。

（3）制冷行业

CO₂ 是低价、环保、天然无毒、密度低的制冷工质。目前已有 CO₂ 螺杆冰机实际应用，随着 CO₂ 压缩制冷技术的进一步发展，CO₂ 产业将会有量的飞跃。

2.2 LNG 产品市场现状及预测

2.2.1 全球天然气市场现状及预测

由于天然气作为化石能源的清洁属性，以及全世界致力于环境保护和降低二氧化碳等温室气体排放的努力，近年来全球天然气供给与需求量实现大幅增长。同时，液

化天然气(LNG)以其安全储存和易于运输的优势，成为整个天然气产业链中的重要环节，进一步促进了天然气全球贸易的发展。据数据统计，2017 年世界一次能源消费总量为 135.11 亿吨油当量，石油、天然气、煤炭等化石能源的消费占比为 85.18%，其中天然气的消费占比为 23.36%。

从世界天然气储量及地理分布来看，到 2017 年底，全球已探明剩余天然气可采储量为 193.5 万亿立方米，储产比为 52.6：1。天然气在全球范围内分布不均，主要集中在中东国家。到 2017 年底，中东国家天然气储量为 79.1 万亿立方米，占比为 40.9%。天然气探明储量排在前三的国家分别是俄罗斯、伊朗和卡塔尔，其探明储量占全世界的份额分别为 18.1%、17.2%和 12.9%，合计占比为 48.2%。

上世纪 70 年代以来，伴随着勘探技术的突破、新气田的发现、以及深海勘探开发技术水平的提高，全球天然气储量持续增加。根据数据显示，2018 年全球天然气已探明储量为 197.1 万亿立方米，较 2017 年增加了 1.3 万亿立方米；2019 年全球天然气已探明储量为 198.8 万亿立方米，较 2018 年增长 0.85%，增速略有加快。



图 2-1 2015~2019 年全球天然气探明储量

2019 年北美天然气已探明储量为 15 万亿立方米，与 2018 年持平；中南美天然气已探明储量为 8 万亿立方米，与 2018 年持平；欧洲天然气已探明储量为 3.4 万亿立方米，与 2018 年持平；独联体天然气已探明储量为 64.2 万亿立方米，较 2018 年增加了 0.6 万亿立方米；中东天然气已探明储量为 75.6 万亿立方米，与 2018 年持平；非洲天然气已探明储量为 14.9 万亿立方米，较 2018 年增加了 0.2 万亿立方米；亚太地区天然气已探明储量为 17.7 万亿立方米，较 2018 年增加了 0.8 万亿立方米。

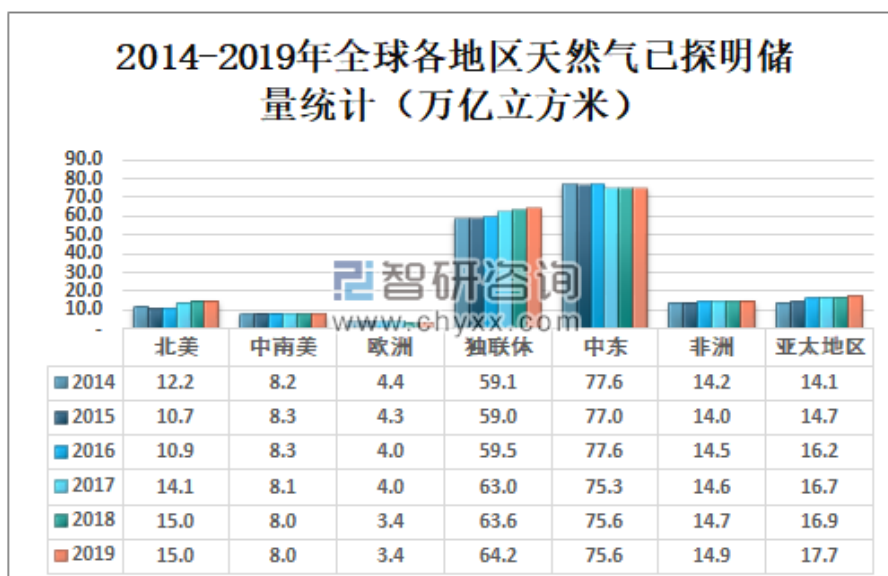


图 2-2 2014-2019 年全球各地区天然气已探明储量统计（万亿立方米）

2019 年中东天然气已探明储量占全球天然气已探明储量的 38.04%；独联体天然气已探明储量占全球天然气已探明储量的 32.29%；亚太地区天然气已探明储量占全球天然气已探明储量的 8.88%；北美天然气已探明储量占全球天然气已探明储量的 7.57%；非洲天然气已探明储量占全球天然气已探明储量的 7.51%；中南美天然气已探明储量占全球天然气已探明储量的 4.02%；欧洲天然气已探明储量占全球天然气已探明储量的 1.69%。



图 2-3 2019 年全球天然气已探明储量结构

近年来全球天然气产量持续增长，2018 年全球天然气产量为 3857.5 十亿立方米，较 2017 年增加了 185 十亿立方米；2019 年全球天然气产量为 3989.3 十亿立方米，较

2018 年增加了 131.8 十亿立方米。

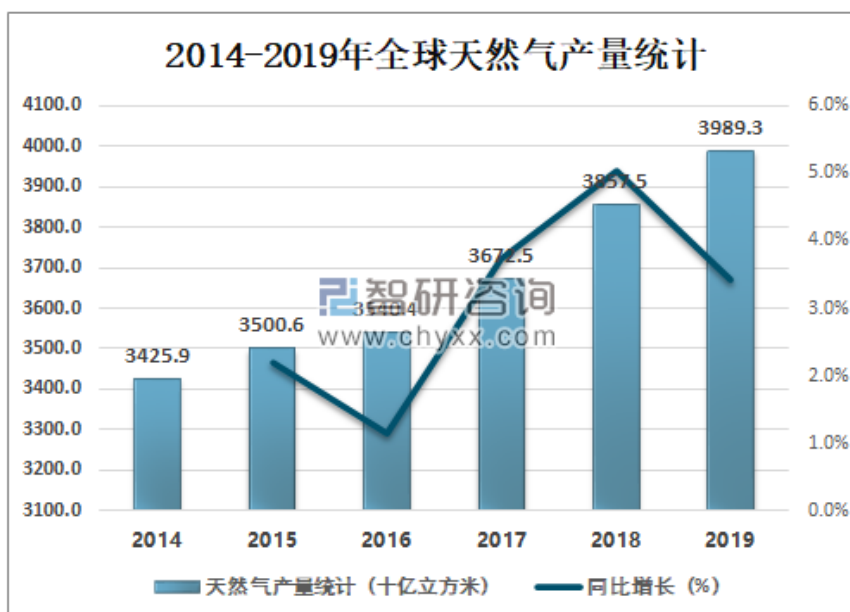


图 2-4 2014-2019 年全球天然气产量统计

2019 年北美天然气产量为 1128 十亿立方米，较 2018 年增加了 77.9 十亿立方米；中南美天然气产量为 173.6 十亿立方米，较 2018 年减少了 2.6 十亿立方米；欧洲天然气产量为 235.9 十亿立方米，较 2018 年减少了 15.3 十亿立方米；独联体天然气产量为 846.5 十亿立方米，较 2018 年增加了 15.4 十亿立方米；中东天然气产量为 695.3 十亿立方米，较 2018 年增加了 14.6 十亿立方米；非洲天然气产量为 237.9 十亿立方米，较 2018 年增加了 1.7 十亿立方米；亚太地区天然气产量为 672.1 十亿立方米，较 2018 年增加了 40.1 十亿立方米。

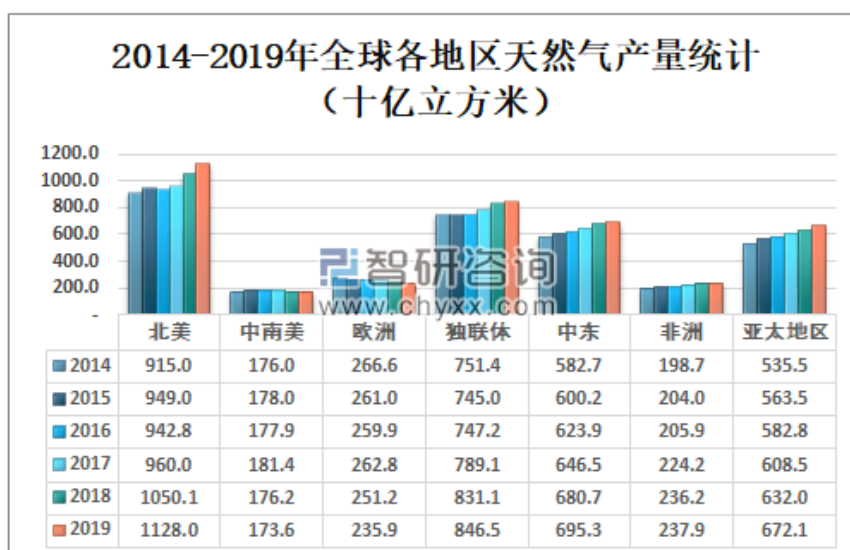


图 2-5 2014-2019 年全球各地区天然气产量统计 (十亿立方米)

2019 年北美天然气产量占全球天然气产量的 28.27%；独联体天然气产量占全球

天然气产量的 21.22%；中东天然气产量占全球天然气产量的 17.43%；亚太地区天然气产量占全球天然气产量的 16.85%；非洲天然气产量占全球天然气产量的 5.96%；欧洲天然气产量占全球天然气产量的 5.91%；中南美天然气产量占全球天然气产量的 4.35%。

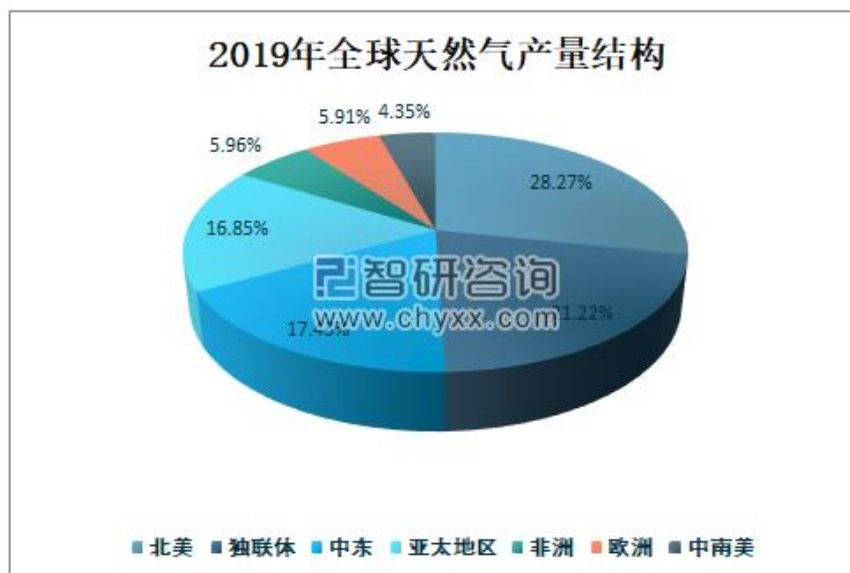


图 2-6 2019 年全球天然气产量结构

从全球范围来看，天然气已成为各国向绿色低碳发展转型的主要的过渡能源，近年来天然气需求增长迅猛，工业和电力需求将成为主要驱动力。2019 年全球天然气消费量为 3929.2 十亿立方米，较 2018 年增加了 77.6 十亿立方米。随着工业化、城镇化的持续推进和环保要求的不断提升，预计未来天然气需求仍将持续快速增长。

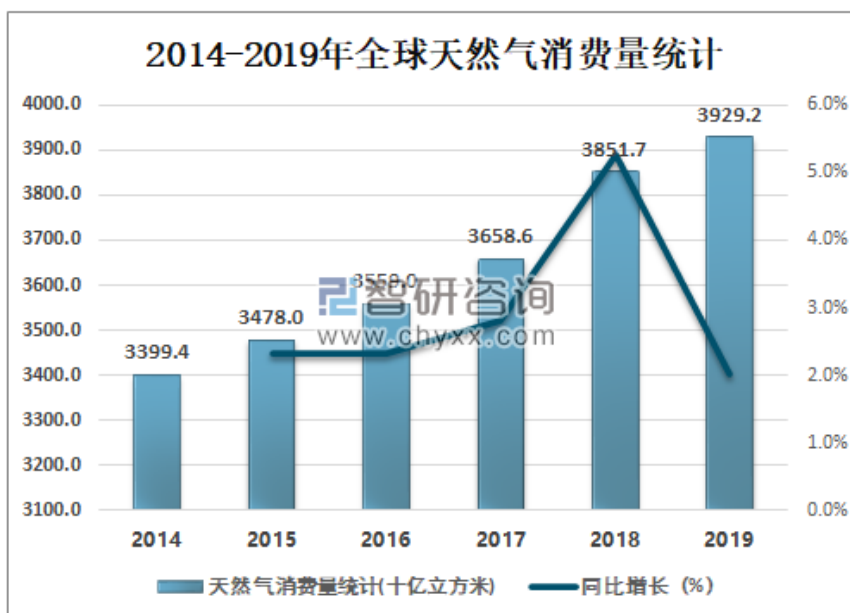


图 2-7 2014-2019 年全球天然气消费量统计

2019 年北美天然气消费量为 1057.6 十亿立方米，较 2018 年增加了 31.8 十亿立方米；中南美天然气消费量为 165.4 十亿立方米，较 2018 年减少了 4.5 十亿立方米；欧洲天然气消费量为 554.1 十亿立方米，较 2018 年增加了 6.1 十亿立方米；独联体天然气消费量为 573.7 十亿立方米，较 2018 年减少了 8.6 十亿立方米；中东天然气消费量为 558.4 十亿立方米，较 2018 年增加了 12.6 十亿立方米；非洲天然气消费量为 150.1 十亿立方米，较 2018 年增加了 1.3 十亿立方米；亚太地区天然气消费量为 869.9 十亿立方米，较 2018 年增加了 38.9 十亿立方米。

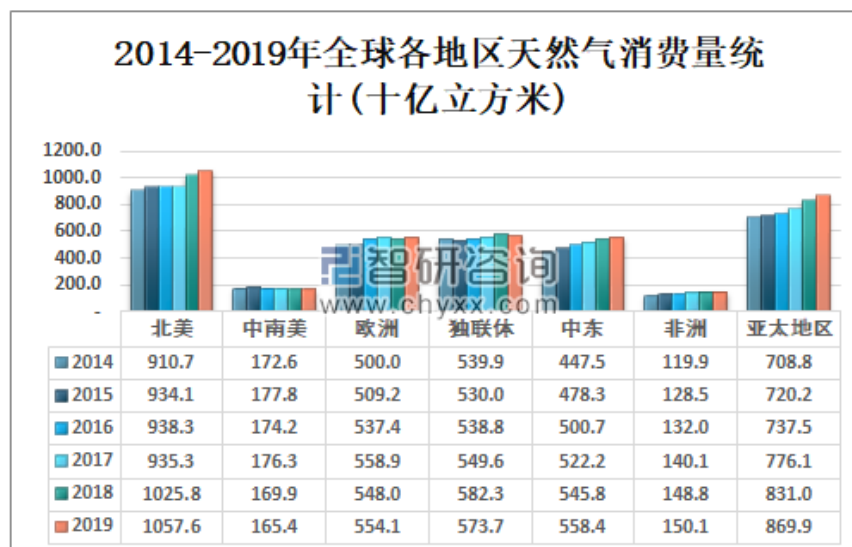


图 2-8 2014-2019 年全球各地区天然气消费量统计(十亿立方米)

2019 年北美、亚太地区、独联体、中东、欧洲五个地区天然气消费量的总和占全球天然气消费量的 91.97%，是全球天然气的主要消费地区。2019 年北美天然气消费量占全球天然气消费量的 26.92%；亚太地区天然气消费量占全球天然气消费量的 22.14%；独联体天然气消费量占全球天然气消费量的 14.60%；中东天然气消费量占全球天然气消费量的 14.21%；欧洲天然气消费量占全球天然气消费量的 14.10%；中南美天然气消费量占全球天然气消费量的 4.21%；非洲天然气消费量占全球天然气消费量的 3.82%。

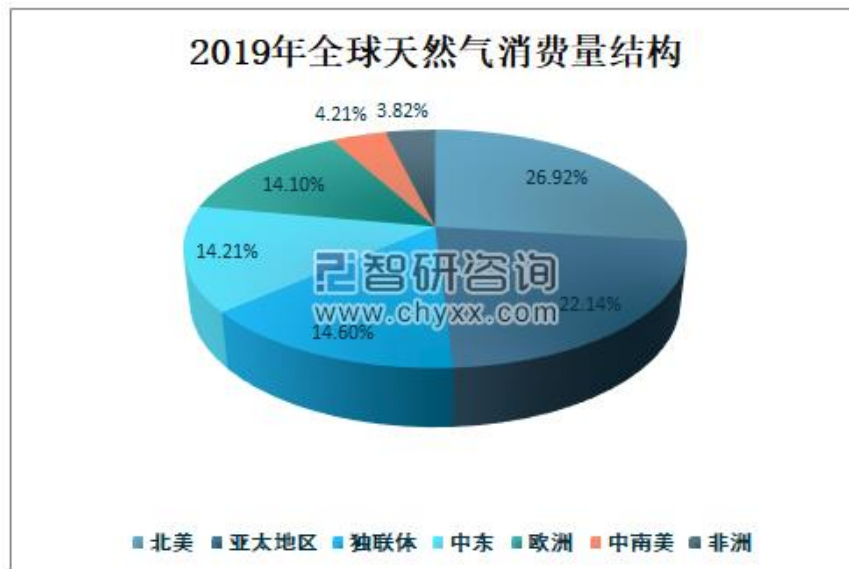


图 2-9 2019 年全球天然气消费量结构

在天然气供需方面，俄罗斯作为全球天然气储量最高的国家，其天然气产量明显高于消费量，是一个典型的天然气净出口国家。俄罗斯是一个天然气供需大国，其每年的天然气产量和消费量平稳波动。根据 BP 数据显示，2019 年，俄罗斯天然气产量达 6790.4 亿立方米，国内天然气消费量为 4443.1 亿立方米，国内天然气消费量占国内产量的 65.43%，国内天然气消费需求较大。

沙特阿拉伯、委内瑞拉天然气产销基本平衡，产量基本满足需求。我国天然气产销率超过 100%，表明天然气供不应求趋势明显。虽然 2019 年我国天然气产量增幅创历史新高，新增天然气探明地质储量 1.58 万亿立方米，同比增加约 6000 亿立方米，增幅约 61%，但是仍然无法满足需求。天然气产销率不断上升，2019 年高达 173.03%，远超其他国家。未来，我国应加强与其他国家合作，进一步提高天然气供应能力，有利于国家能源安全。



图 2-10 2015-2019 年全球主要国家天然气产销对比情况

2.2.2 我国天然气供需市场现状及预测

2.2.2.1 我国天然气对外依存度

2020 年中国天然气对外依存度 43.59%，略低于 2019 年平均水平。2018 年国内天然气消费激增，进口气量快速增加，对外依存度高达 41.42%，2019 年开始国内需求稳步提升，国产气量也保持 10%左右增速，2019 年中国天然气对外依存度约为 44.19%，较 2018 年增加 2.77 个百分点。

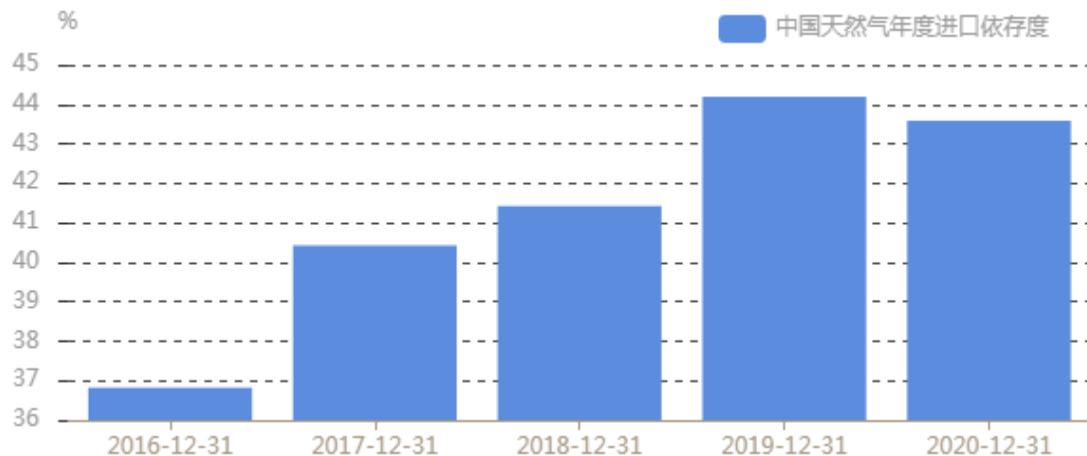


图 2-11 中国天然气对外依存度走势（亿立方米，%）

2.2.2.2 我国天然气消费量统计情况及预测

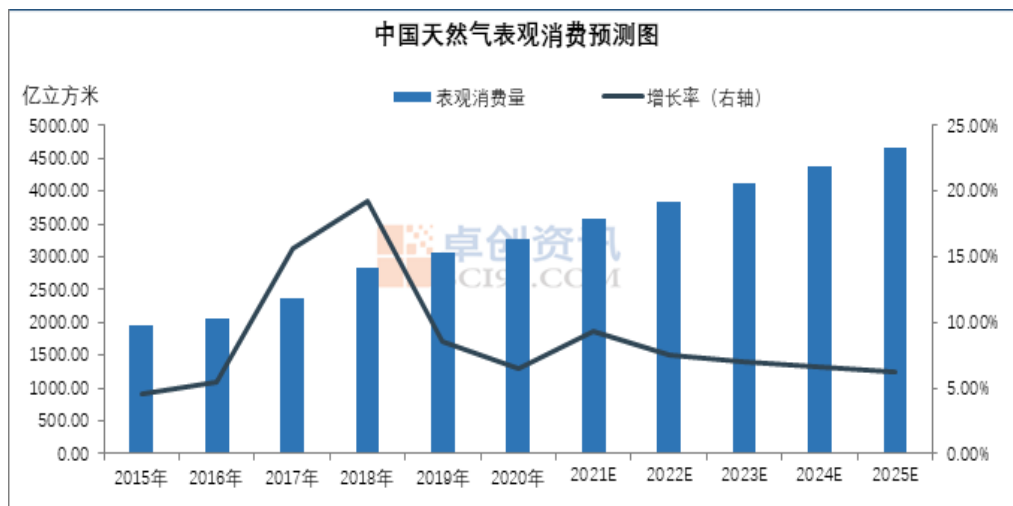


图 2-12 2015-2020 年中国天然气表观消费量及增长情况

2013 年以来直至 2016 年，我国天然气受国内经济环境以及天然气经济性缺失等因素影响，消费增速持续下滑；2017 年开始，国内环境治理政策推行，天然气下游消费出现恢复性增长；2018 年，消费高增速主要为前期“煤改气”存量释放；2019 年，

国内天然气市场发展更加合理，增速趋稳 8%；2020 年，受疫情外部因素影响，整体消费增速有所下滑。预计“十四五”期间，天然气市场发展相对平稳，消费增速将主要集中在 7%-8%之间，趋同于整体供应增速。2020 年，中国天然气消费量 3272.24 亿立方米，同比增加 6.97%。近年我国天然气供需情况详见下表。

表 2-2 2016~2020 年中国天然气供需平衡表（单位：亿立方米）

名称	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
天然气年度产量	1371	1487	1615	1754	1897.3
天然气年度进口量	757.79	922.85	1265.59	1322	1425.72
天然气年度出口量	33.79	35.26	33.98	35.54	52.01
天然气年度表观消费量	2122	2373	2860	3059	3272.24

预测在 2023 年中国天然气消费量将增长至 4500 亿立方米，2020-2023 年均复合增长率约为 10.19%。

2.2.2.3 我国天然气产量统计情况及预测

天然气消费量快速增长的同时，天然气产量增速则略显缓慢。

2016 年我国天然气产量为 1371 亿立方米，同比仅增长 1.5%，增速连续四年下行。一方面，宏观经济转型导致能源消费总量增速下行。另一方面，页岩油革命带来宽松的油气资源供应环境，油气进口成本优势致近年来天然气对外进口依存度不断提升。截止至 2017 年中国天然气产量增长至 1487 亿立方米，累计增长 8.5%。进入 2018 年，中国天然气产量达到了 1615 亿立方米，同比增长 7.8%，增速显著低于消费量增速。这就导致下游消费量的爆发只能靠进口来进行弥补，进而我国天然气的对外依存度不断攀升，2017 年中国超过日本成为世界上最大的天然气进口国，2018 年天然气对外依存度进一步上升至 45.3%，不利于我国的能源安全。

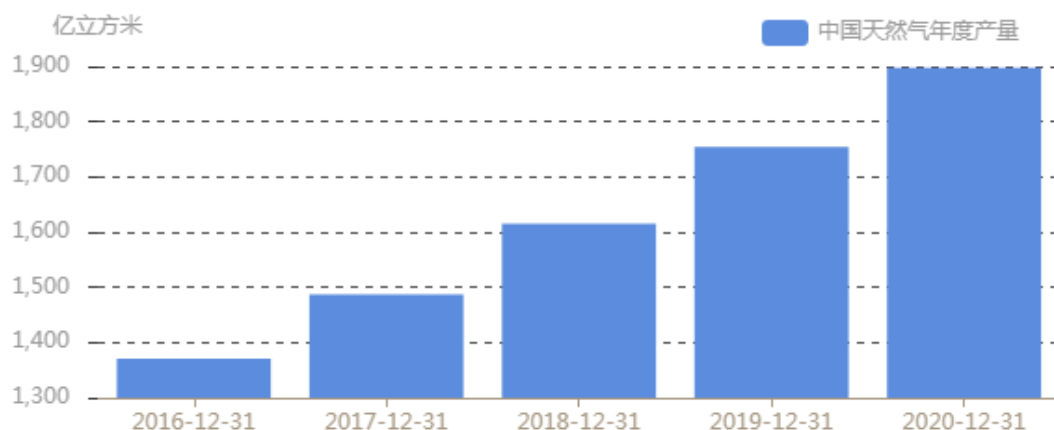


图 2-15 2016-2020 年中国天然气产量统计情况

2019 年，我国天然气产量实现 1754 亿立方米，较 2018 年增长 10.85%。2020 年中国天然气产量 1897.3 亿立方米，同比增加 8.178%。

从天然气生产地区来看，陕西、四川、新疆三大西部省份产量最高，这是也是西气东输工程开展的原因；其他省份体量较三大省份小得多。2019 年，三大省份的天然气产量占全国天然气总产量的 70.57%。

2019年中国天然气生产地区产量分布情况

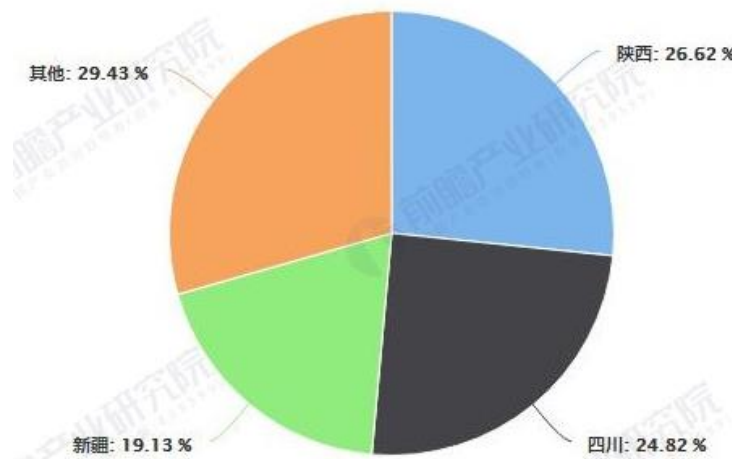
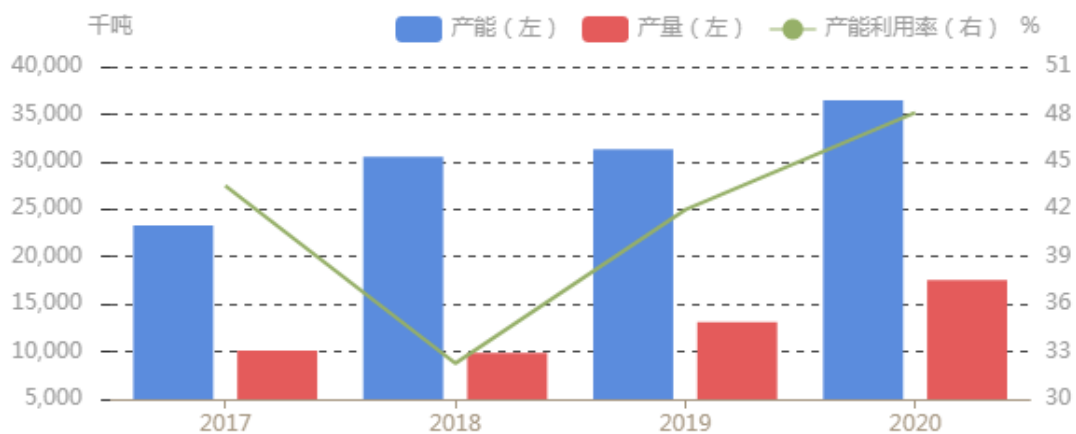


图 2-13 2019 年中国天然气生产地区产量分布情况

而液化天然气产量方面，2020 年中国液化天然气产能 1754 万吨，产量为 3646.6 万吨。近年我国液化天然气供应趋势详见下图。



图图

图 2-16 2017-2020 年中国液化天然气供应趋势图

2.2.2.4 我国天然气进出口总体分析

2020 年气态天然气进口量 1425.72 亿立方米，同比增长 7.85%。2020 年气态天然

气出口量 52.01 亿立方米，同比增长 46.34%。

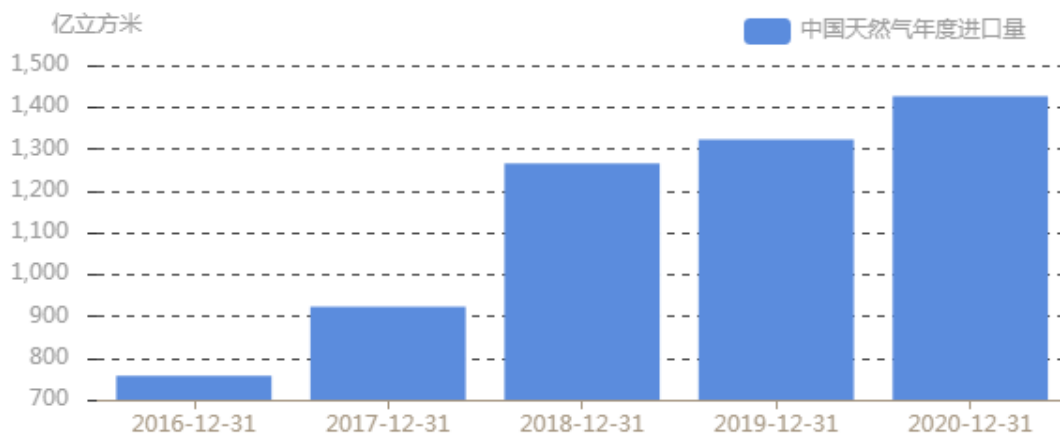


图 2-17 2016-2020 年中国液化天然气进口情况

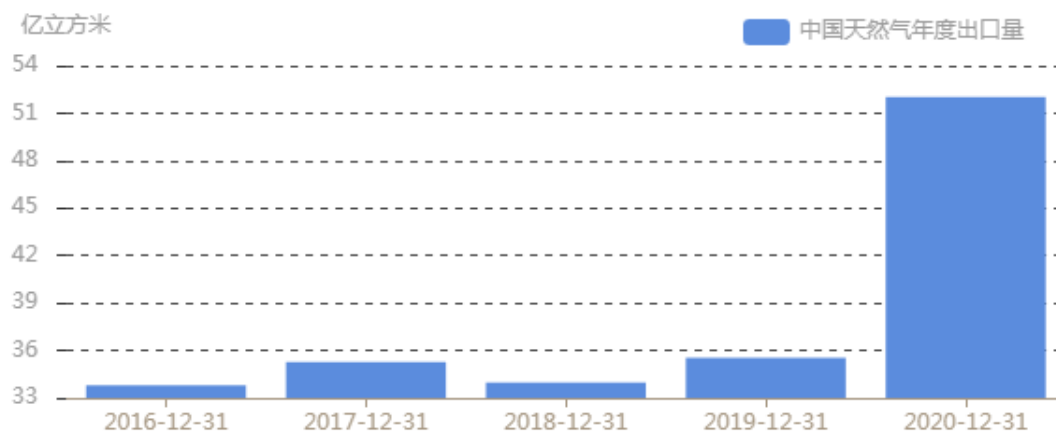


图 2-18 2016-2020 年中国液化天然气出口情况

2.2.3 河南省 LNG 市场情况

表 2-3 河南省主要 LNG 生产企业以及产能表

序号	名称	产能, 万 Nm ³ /年	备注
1	鹤壁宝发	1666.7	
2	心连心	1333.3	
3	京宝焦化	10000	
4	河南利源	11666.7	
5	河南宇天化工	10000	
6	三峡益众	20000	
7	晋煤天庆	33333.3	
8	中原绿能	10000	
9	绿能融创	16666.7	
10	济源金瑞	10000	
合计		124666.7	89 万吨/年

2.2.4 我国天然气行业发展前景分析

在时代的进步下，发展低碳型的清洁能源将成为全球能源发展的重点方向。尤其近年来过高的煤炭消费量导致环境污染日益严重，使用天然气等清洁能源逐步代替煤炭是改善环境质量的有力举措之一。因此天然气改革是我国能源发展的重中之重。经过多年发展，天然气产业已成为我国“十三五”期间重点支持的产业之一。

2016 年 12 月公布的《天然气发展十三五规划》中提出，提升天然气在一次能源消费比例，增强天然气供应能力，大力开发非常规气，引导中游基础设施建设和下游市场开发。

2017 年 5 月印发的《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》明确了深化石油天然气体制改革的总体思路，通过改革促进油气行业持续健康发展，大幅增加探明资源储量，不断提高资源配置效率，实现安全、高效、创新、绿色，保障安全、保证供应、保护资源、保持市场稳定。2017 年 6 月，发改委颁布《加快推进天然气利用的意见》，确定到 2020 年天然气占一次能源消费比例达 10%。2017 年下半年，“2+26”城市规划推出，围绕京津冀地区的煤改气政策执行力度加大，2017 年冬季京津冀地区雾霾得以有效控制。

2018 年 8 月，国务院颁布《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》，要求力争到 2020 年底前国内天然气产量达到 2000 亿立方米以上。

在上述环保压力 and 市场需求驱动，以及国内良好发展政策扶持下，2009 年起，我国开始大规模建设天然气管道，从四个地域向国内进口天然气。西气东输等管网工程的建成投运，天然气市场开始进入快速发展阶段，到 2018 年底，中国天然气长输管道总里程近 7.6 万千米。鄂安沧输气管道一期、蒙西管道一期、中缅管道支干线楚雄至攀枝花天然气管道投产，加上中俄东线、潜江—韶关天然气管道已部分完工，估计全年建成跨省干线管道 1540 千米。此外，南川水江—涪陵白涛国家重点天然气管道工程开工建设即将投运，建成后将有利于涪陵页岩气外输。区域管网建设持续推进，广东天然气管网粤东、粤西、粤北三地 6 个主干管网项目动工，计划 2020 年底建成。

2020 年 LNG 行业变化：

一、随着 2020 年国家管网公司的成立，上游企业加快一体化道路，欲通过直供进入下游市场。

二、中字头企业频频签约进口天然气大单，我国天然气资源供给形势发生变化，

天然气长期供不应求、资源紧缺的局面正在改变，下游用户选择气源的自由度更高。

三、随着煤改气的持续推广，天然气大用户数量逐年增多，在客观上直供需求增加。过去五年，电厂和大型工业用户数量逐年增多，中国天然气消费量年均增长率为 12%。

四、“十四五”期间，国家将进一步加强天然气产运储销体系建设、扩大天然气利用。同时，中国天然气产业发展有资源、有需求、有政策、有产业基础。首先，有资源支撑。全球天然气资源充足，供大于求；国内上游开放力度加大，天然气供应日益增加。其次，有需求支撑。天然气在我国能源结构中占比仅为 8.3%，亚洲平均水平为 12.1%，全球平均水平为 24.8%，发展潜力巨大。第三，有政策支撑。油气体制改革步伐加快，国家管网公司的成立，进一步推动了管网独立、第三方公平准入，产供储销体系建设不断深入，促进了储气能力、管网互联互通水平的提升。第四，有产业基础支撑。我国天然气下游已形成多主体、多元化格局，市场充分竞争，企业能力不断提高。

五、十九届五中全会提出，推进能源革命，加快数字化发展。以北京燃气为例，数字化正在成为北京燃气实现高质量发展的重要抓手。北京燃气拥有 600 多万天然气用户，每时每刻都会产生海量用户数据。北京燃气通过用户管理系统的开发和应用，在用户服务、销售管理、绩效管理等方面提高工作效率，提升用户满意度并解决了很多管理难题。

随着中国天然气管网的继续完善和天然气价格机制改革的不断推进，中国天然气消费将继续增加。预计到 2030 年，中国天然气需求量为 5000 亿~6000 亿立方米，而国产气供给能力仅为 2000 亿立方米。

随着天然气价格市场化改革的加速推进，天然气价格下行带动天然气在发电、城市燃气和工业燃料等诸多应用领域的需求爆发，天然气行业将迎来重要的十年黄金发展期。中国天然气需求将维持高速增长趋势。

2.3 合成氨产品市场现状及预测

我国合成氨工业自 20 世纪 50 年代以来不断发展壮大，目前已成为世界上最大的合成氨生产国，产量约占世界总产量的 1/3。合成氨生产工艺不断提升，在生产设备领域也以国内品牌为主，进口设备占比较小，我国合成氨行业自主研发创新能力较强，对外依赖度较低。我国合成氨行业已经掌握使用焦炭、无烟煤、焦炉气、天然

气、油田伴生气、液态烃等多种原材料生产合成氨的技术，其中，以煤、焦两大原材料为主，产能占比达到 95%以上，以气为原材料的产能占比不足 5%。

2.3.1 供需格局

中国合成氨工业始于解放之前，经过七十多年的发展，目前已经进入成熟期，产能、产量均居全球第一。2015 年国内合成氨产能到达峰值 7417 万吨，随后几年中国供给侧改革，合成氨去产能进程加快，产能连续回落，至 2019 年产能减少至 7000 万吨，较峰值下滑 5.62%。2020 年部分新增产能推迟开车，再加上落后产能不断退出，产能略减至 6900 万吨左右。

合成氨生产的主要原料有煤炭、天然气，全球合成氨产能大约 70%是以天然气为原料的，而中国“多煤、少气、缺油”的能源结构决定了煤炭的重要地位。中国以煤炭为原料合成氨产能占比达 74%，以天然气为原料产能占比 23%，其他原料占比 3%左右，与之形成鲜明的对比。中国合成氨企业生产工艺主要有煤制氨和气制氨，煤制氨工艺又分为固定床和水煤浆，固定床采用的原料为资源趋于匮乏的无烟块煤，而水煤浆采用的原料为资源丰富的烟煤、褐煤。

2013-2016 年间，我国合成氨行业产量波动幅度较小，整体呈现小幅上升趋势；2017 年，我国合成氨行业产量为 4868 万吨，较 2016 年下降 8.56%，下降幅度较大。合成氨的下游应用市场中，尿素领域需求占比为 67.6%，其他化肥领域需求占比为 18.1%，化工领域需求占比为 14.3%，化肥领域是其重要下游市场。2015 年以来，受我国农业市场化肥需求低迷的影响，合成氨消费量持续下降，2017 年，我国合成氨市场表观消费量为 4949 万吨，较 2016 年下降 7.83%。我国合成氨产销量均呈下降趋势。近年我国合成氨供需情况详见下表。

表 2-4 近年我国合成氨供需情况一览表（单位：万吨）

名称	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
99.6~99.9%行业产能	7250	7200	7100	7000	6900
99.6~99.9%行业产量	5324.399	4868.238	4504.694	4721	5082.415
99.6~99.9%进口量	46.52	81.25	93.30	105.46	115.38
99.6~99.9%出口量	0.618	0.613	0.115	0.177	0.236
99.6~99.9%表观消费量	5370.296	4948.873	4597.875	4826.283	5197.562

根据中国海关数据显示：2020 年中国合成氨进口数量为 115.383 万吨；2020 年中国合成氨出口数量为 0.236 万吨。

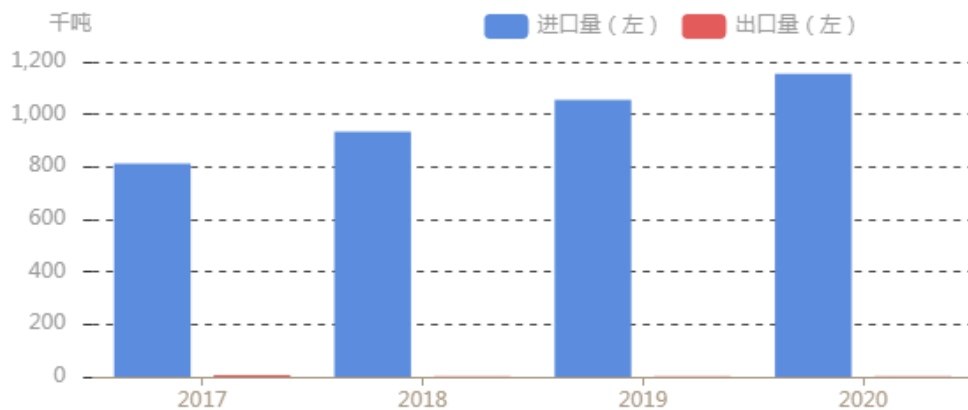


图 2-19 近年我国合成氨进出口量趋势图

2.3.2 消费构成及需求预测

氨本身是最重要的氮素肥料，其他氮素肥料也大都是先合成氨，再加工成尿素或各种铵盐肥料，这部分均占 70%的比例，称之为“化肥氨”，同时氨也是重要的无机化学和有机化学工业基础原料，用于生产铵、胺、染料、炸药、合成纤维、合成树脂的原料，这部分约占 30%的比例，称之为“工业氨”。我国合成氨主要运用于农业，从下游需求来看，其中尿素占比最大约 68%，其他化肥占比 18%，化工行业占比 14%，其中我国合成氨消费量最大的区域主要是华东、中南、西南和华北等地区。

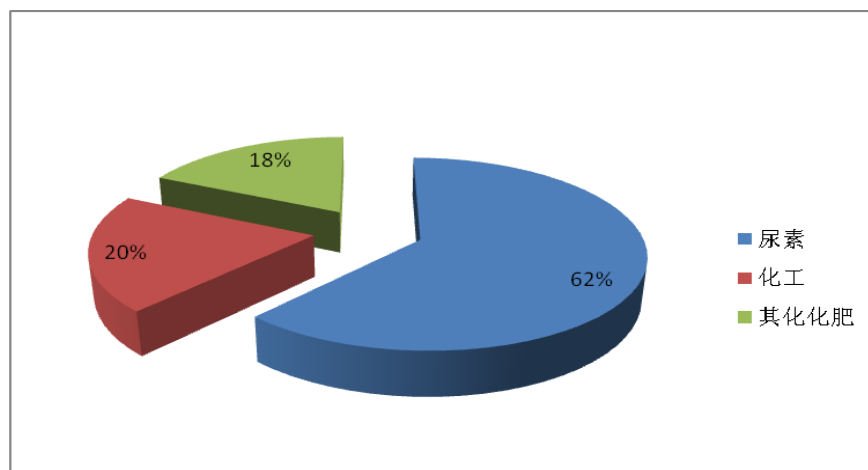


图 2-20 2020 年我国合成氨下游消费情况

中国合成氨的消费主要有两方面：农业和工业。农业上，氨本身除直接作为肥料施用以外，最主要的还是作为中间产品加工成多种化肥。工业上，氨及其氨加工产品是许多重要工业不可缺少的基本原料，广泛应用于各个领域，在国民经济中起着重要的作用。

国产氨总量中大部分作为中间产品直接加工成农用化肥产品：尿素、硝酸铵、碳

酸氢铵、硫酸铵、氯化铵、磷酸一铵、磷酸二铵、硝酸磷肥及氨水，占合成氨产量的 90%左右。

(1) 尿素是一种高浓度化肥，是中国农民非常喜欢的高效肥料，是合成氨消费的最大用户，约占合成氨消费量的 30%以上。

(2) 碳酸氢铵是中国特有的化肥品种，是适合中国国情的产物，开发于 50 年代后期。中国农民施用碳酸氢铵的积极性很高，就近使用销路一直很好。但碳酸氢铵具有有效成分低、易挥发、易结块等缺点。

(3) 硫酸铵、硝酸铵、氯化铵、磷酸一铵、磷酸二铵、硝酸磷肥、三元复合肥等，这些高浓度化肥深受农民欢迎。中国目前施肥状况是低浓度肥料比例大，且少磷缺钾，增施高浓度肥及磷、钾肥是中国的当务之急。

(4) 液氨直接施肥，国内液氨直接施肥始于 70 年代后期，先后在北京，山东、河北、浙江，广东、辽宁、新疆等地进行了不同规模的试验和推广，由于液氨供应得不到保证(中国液氨很少直接作为商品出售)，且价格高(几乎与尿素相同)、贮存困难(长年生产，季节使用)等问题，到目前只有北京和新疆一直坚持使用。1984 年至 1996 年累计共施用液氨 1.8 万吨。1995 年液氨直接施肥量约为 2000 吨，由于中国农户耕作规模小，而液氨的施用则需要大面积和统一性，尽管有关部门正在做积极的努力，但估计到目前只有新疆因农场型经营而持续施用液氨直接施肥。

国产氨总量中其余部分作为氨及氨加工产品直接加工成工业产品：如浓硝酸、硝酸铵、尿素、氯化铵、碳酸氢铵、硫酸铵、氨水等，占合成氨产量的 10%左右。

工业用商品液氨主要用于以下几个方面：

(1) 丙烯腈：丙烯腈用来生产聚丙烯纤维(即合成纤维腈纶)、丙烯腈-丁二烯-苯乙烯塑料(ABS)、苯乙烯塑料和丙烯酰胺(丙烯腈水解产物)。另外，丙烯腈醇解可制得丙烯酸酯等。丙烯腈在引发剂(过氧甲酰)作用下可聚合成一线型高分子化合物——聚丙烯腈。聚丙烯腈制成的腈纶质地柔软，类似羊毛，俗称“人造羊毛”，它强度高，比重轻，保温性好，耐日光、耐酸和耐大多数溶剂。丙烯腈与丁二烯共聚生产的丁腈橡胶具有良好的耐油、耐寒、耐溶剂等性能，是现代工业最重要的橡胶，应用十分广泛。

(2) 己内酰胺：己内酰胺是重要的有机化工原料之一，主要用途是通过聚合生成聚酰胺切片(通常叫尼龙-6 切片，或锦纶-6 切片)，可进一步加工成锦纶纤维、工程塑料、塑料薄膜。尼龙-6 切片随着质量和指标的不同，有不同的侧重应用领域。

(3) 乙醇胺：用于焦煤气等工业的净化，并可循环使用。也用于制洗涤剂、擦光剂、润滑剂、软化剂、表面活性剂等，也可用于有机合成。

(4) 三聚氰胺：是一种用途广泛的基本有机化工中间产品，最主要的用途是作为生产三聚氰胺甲醛树脂（MF）的原料。三聚氰胺还可以作阻燃剂、减水剂、甲醛清洁剂等。该树脂硬度比脲醛树脂高，不易燃，耐水、耐热、耐老化、耐电弧、耐化学腐蚀、有良好的绝缘性能、光泽度和机械强度，广泛运用于木材、塑料、涂料、造纸、纺织、皮革、电气、医药等行业。

(5) 其它商品液氨还可以用于冶金、冷冻、医药、纺织、造纸、水处理等许多行业，且用量少，用途广泛。

表 2-5 2021-2025 年中国合成氨供需数据预测（单位：万吨）

项目	2021 年 E	2022 年 E	2023 年 E	2024 年 E	2025 年 E
产量	5300	5400	5450	5500	5400
进口量	130	135	135	140	150
总供应量	5430	5535	5585	5640	5550
出口量	/	1	1	/	/
下游消耗量	5430	5534	5584	5640	5550
总需求量	5430	5535	5585	5640	5550

备注：

计算公式：总供应量=产量+进口量

总需求量=出口+下游消耗量

从全球市场来看，到 2025 年全球合成氨产能预计达到 2.28 亿吨。南亚地区合成氨新项目投产全部来自印度，非洲产能增量主要来自埃及、埃塞俄比亚、尼日利亚等地区新项目的投产。预计合成氨产能关闭的地区主要出现在东亚（中国）、西亚（科威特）、拉丁美洲（巴西）和中欧（罗马尼亚）等地区。

从中国市场来看，2020 年中国合成氨产能略减至 6900 万吨，同比减少 1.43%，全年合成氨产量增加至 5117 万吨，同比增加 4.3%。据卓创资讯统计，2021-2022 年间中国将是新增产能的集中爆发期，预计 2021 年合成氨产能将达到 7100 万吨，同比上涨 2.90%。产量也随之尿素需求以及工业领域需求的增加而水涨船高，预计增加至 5300 万吨，同比上涨 3.58%。预计 2023-2025 年阶段，中国合成氨行业产能集中度将得到较大程度的提升，新增产能投放进程放缓，总产能或将维持 7200 万-7300 万吨。届时，尿素需求及工业领域需求也将趋于平稳，预计合成氨整体需求维持在 5400 万-5600 万吨。

我国合成氨行业的迅猛发展，促进了新一轮的合成氨技术的革新。目前，合成氨技术具有较高的利用率、氨净值高、较低的费用和应用方便等诸多优点。未来合成氨行业的发展必然是下游联产、综合利用装置结构多样化，装置的原料适应性强，低能耗、低压及大型化将是行业的主流方向。

2.3.3 河南省 LNG 市场情况

表 2-3 河南省主要合成氨生产企业以及产能表

序号	名称	产能，万吨/年	备注
1	金山化工	90	
2	开封晋开	200	
3	卫辉豫北	30	
4	河南延化	20	
5	中盈化肥	46	
6	中原大化	38	
7	昊华骏化	100	
9	河南心连心	100	
合计		624	

2.4 二氧化碳市场分析

2.4.1 CO₂ 全球市场分析

国外 CO₂ 气体主要来源于工业副产，来源大致有五个方面，包括制氢工厂的副产、合成氨工厂副产、高炉炼铁厂副产、石油化工厂副产以及酿制业副产，此外，还有少部分来自天然 CO₂ 气井。由于液体二氧化碳运输经济，再加上很大一部分二氧化碳的消费与其提供冷量的物理特性相联系，所以作为商品形式出售的大部分都是液体二氧化碳。液体二氧化碳是以罐装方式进行运输的，由于其运输中需要保冷，所以其运输半径受到极大限制，由此也决定了二氧化碳行业生产和消费呈区域性发展的特点。

目前，在二氧化碳产业中，尽管有众多的生产企业，但生产能力较大、技术先进的装置主要集中在法国液化空气公司、林德集团和梅塞尔集团等为数不多的大型集团公司，且这些公司的独资/合资企业遍布全球。北美地区，美国是世界上最大的二氧化碳生产和消费国，液体二氧化碳的生产能力约 1279 万 t/a，加拿大液体二氧化碳生

产能力约为 184 万 t/a，产能高度集中在林德、普莱克斯和 AP 三大工业气体公司。欧洲地区液体二氧化碳生产能力主要集中在西欧约为 770 万 t/a，主要生产商有 Yara、林德和法国液化空气公司。亚洲地区中国液体二氧化碳的总生产能力最大约为 1019 万 t/a，约有 48 家生产企业，其次是日本液体二氧化碳的总生产能力约为 214 万 t/a。

根据行业咨询公司的统计和预计，2015-2020 年世界二氧化碳的总需求年均增长率约为 2.6%，其中，液态和固态二氧化碳的市场需求年均增长率约为 2.1%。在液体和固体二氧化碳消费市场，美国占领先地位，约占全球消费量的 27.1%，其次是中国和西欧，分别占 20.3%和 16.0%。这三个地区消费量合计占总消费量的 2/3 以上。

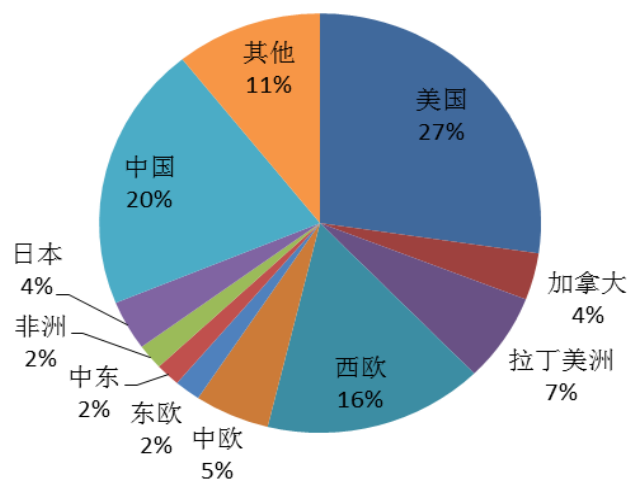


图 2-21 世界各国或地区液体二氧化碳消费分布

2.4.2 国内二氧化碳市场

国内 CO₂ 商品主要由石化行业副产 CO₂ 尾气、合成氨 CO₂ 尾气、发酵气和一些富含 CO₂ 放空气副产，分液体和固体两种形式。二氧化碳作为现代工业生产的重要基础原料，已广泛用于碳酸饮料、啤酒、烟草、食品保鲜、粮食贮藏、机械制造、污水处理、工业清洗、油田开采、消防、气象、科研、高效生态农业、超临界萃取、生物制药、冷源、舞台效果等行业。

我国 CO₂ 市场形成较晚，真正成为 90 年代，跨国公司来投资 CO₂ 生产厂以后。在此之前，80 年代初期，我国 CO₂ 的年消费量仅为几万吨，主要用于碳酸类饮料。80 年代末，国内 CO₂ 产销量迅速增长到 20 万吨/年，市场已经初具规模。进入 90 年代，随着我国工农业经济的多元化发展，国内 CO₂ 需求量快速增长。至 1997 年国内 CO₂ 的消费总量增长到 80 万吨/年。至 2000 年，各种品级的 CO₂ 年需达 100 万吨/年。接近世界发达国家（如日本）80 年代末 90 年代初的市场的规模。经过三十多年的发

展,我国已成为二氧化碳的重要生产国和消费国,我国二氧化碳产业基本上自给自足,贸易量极小,对世界的二氧化碳产业的影响并不显著。

我国二氧化碳市场需求量和消费结构因地域不同存在一定差别,市场主要分布在沿海开放城市和经济发达的地市区,其消费结构因各地的工业结构不同而不同。据卓创调研得知,二氧化碳作为焊机保护气的比例高达 52.7%,用于油田驱油的比例为 10.8%,用于制作干冰的比例为 10.3%,用于化工的比例为 10.2%,用于烟丝膨胀的比例 1.9%,其余 14.1%左右的二氧化碳被用于啤酒、碳酸饮料、食品保鲜等行业中。

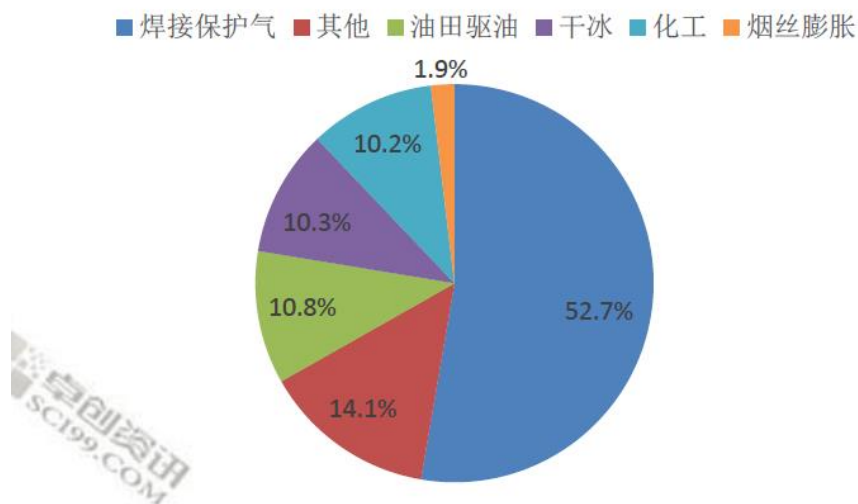


图 2-22 我国二氧化碳消费结构

2.4.2.1 国内液体二氧化碳产能

目前中国二氧化碳回收和综合利用尚处于企业自发行为阶段,严峻的减排形势,可观的产品利润和国家相关刺激政策拉动了回收项目的投资。二氧化碳回收装置的产能呈现连年上涨的趋势,特别是在 2017 年和 2018 年,新增产能井喷式的扩张,年增长率接近 10%。2019 年由于经济环境影响,产能增长率有所放缓。截止 2020 年年底我国二氧化碳回收装置总生产能力已达 1479.3 万吨/年,同比增长 2.2%。

由于国家环保政策对尾气排放及碳排放权的相关政策要求越来越严格,未来几年二氧化碳产能继续扩张成为必然趋势。

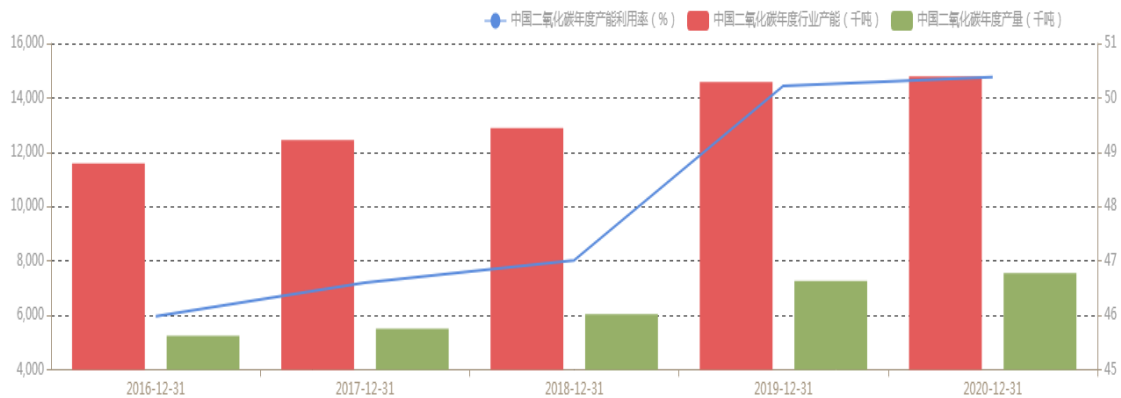


图 2-23 2016-2020 年二氧化碳供应情况

2.4.2.2 国内液体二氧化碳消费

2016-2019 年中国二氧化碳产量呈现明显增长，2016 年受国内经济萧条影响，产量增长较少，基本与 2015 年持平。2017-2019 年，市场氛围向好，下游油田注井以及气肥方面需求增长明显，产量表现增长。2019 年下游行业诸如焊接、油田注采等部分行业用量继续表现增长；化工生产方面需求涨幅有限，基本持平；啤酒及碳酸饮料生产行业需求基本保持持平，整体需求表现增长，产量跟随需求同时增长。但增速较前几年有所放缓，2019 年，中国商品二氧化碳自产总量 718 万吨左右，同比上涨 3.01%。2020 年受疫情影响，产量未有实质性增加。

表 2-7 中国近年来二氧化碳产能产量消费情况表

年份	年度表观消费量 (万吨)	年度产量 (万吨)	年度行业产能 (万吨)	年度产能利用率 (%)
2016	511.80	524.38	1159	45.98
2017	548.07	551	1245	46.6
2018	602.96	604	1289	47.01
2019	723.19	725.948	1457.8	50.22
2020	790.21	755.54	1479.3	50.38

随着国家节能减排和环保政策实施，碳排放越来越受到限制，预计二氧化碳的利用率将逐年提高。

2.4.2.3 主要生产商

目前国内二氧化碳企业有 50 多家，但有一定影响力的主要是普莱克斯、华扬液碳、林德、凯美特等。

美国普莱克斯实用气体有限公司是全球三大工业气体公司之一，公司在世界 40 多个国家和地区有投资业务。普莱克斯自 1888 年就已开始其二氧化碳的业务，至今已积累了 110 年的经验和传统，是全球最大的二氧化碳生产和供应商。普莱克斯于

1997 年进入中国二氧化碳市场，是中国最早利用工业废气制造食品级二氧化碳的企业，目前液体二氧化碳总产能 13 万 t。

林德气体是一家具有百年历史的德国公司，公司专业从事气体生产用于科技、医疗、食品等各种领域，也致力于气体应用技术的开发，提供气体产品、供气设备及气体应用装置的配套服务。林德气体于 1994 年进入中国二氧化碳市场，目前林德公司在中国的液体二氧化碳总产能为年产 18.5 万吨。

江苏华扬液碳有限责任公司成立于 1983 年，隶属于中国石化集团公司华东石油局，是一家以开采地下二氧化碳资源为原料的二氧化碳生产企业，总产能为年产 50 万吨，是全国最大的液体二氧化碳生产企业。但华扬液碳公司以从地下开采二氧化碳资源为原料，与当今“节能减排”的宏观环境相违背。

湖南凯美特气体股份有限公司位于中国湖南岳阳市，是一家从事气体开发、应用、科研生产、经营于一体的专业性公司。主要生产优质食品级二氧化碳和干冰，食品级液体二氧化碳年产能 31 万吨。

随着国际、国内保护环境、减少温室气体排放的呼声越来越高，在发达国家已开始将工业排放二氧化碳液化后注入地下封存的背景下，以开采地下二氧化碳气源为原料的华扬液碳将面临越来越大的生存压力，相应地，以工业排放气体为原料的其它二氧化碳企业将获得宽松的环境和发展机会。

2.4.3 目标市场分析

2020 年河南省液体二氧化碳产能 114 万吨/年，二氧化碳年消费量约在 89 万吨左右，其中，化工原料占 41%、焊接加工占 32%，啤酒饮料行业占 19%，其余占 8%。近年来河南省液体二氧化碳产能变化情况详见下图。

表 2-6 近年河南省二氧化碳行业产能一览表（单位：万吨）

日期	产能（万吨）	备注
2017 年	100	
2018 年	113	
2019 年	114	
2020 年	114	

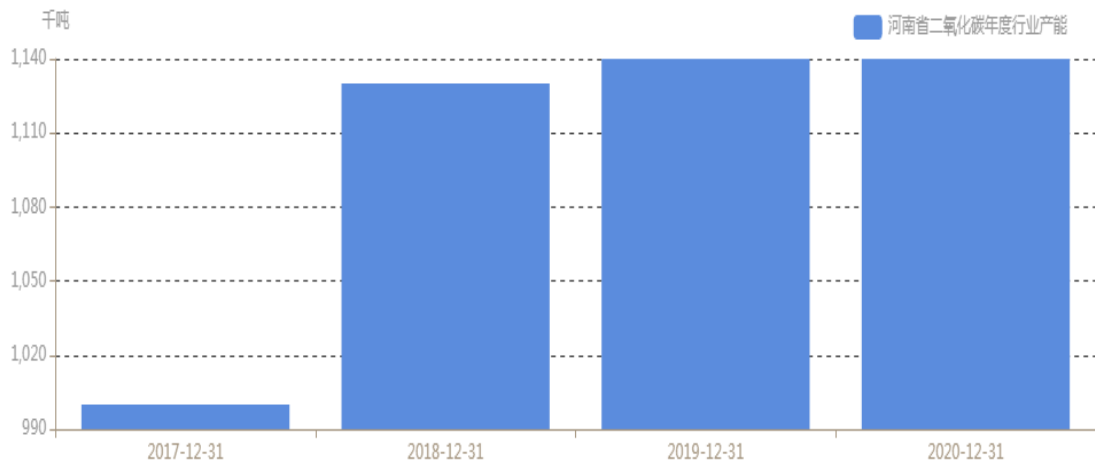


图 2-25 2017~2020 年河南省液体二氧化碳产能变化情况

本项目液体产品市场：①河南省；②近邻山西省近年二氧化碳产能均较低，2020 年为 24 万吨/年，仅占全国的 1.62%。故本项目产品可销外山西省；但液体二氧化碳运输半径一般在 300 公里范围以内，建议液体产品目标市场定位以河南、山西为主，超过正常运输半径的区域为辅。

2.5 产品价格分析

2.5.1 LNG 价格分析及预测

2016 年，国内 LNG 市场价格处于低位，拉动了下游工业市场的开发及车用市场需求量回升；同时煤改气政策支持下，LNG 点供市场在 2016 年下半年至 2017 年上半年内呈现爆发性发展。而 LNG 工厂产能增速较低，国内 LNG 市场部分时间段内出现供应紧张。另外，进口 LNG 成本降低及新接收站项目的投产，LNG 市场内进口气占比逐年提升。2018 年，进口气开始占据主要消费市场，占比提升 7 个百分点至 57%。2019 年中国 LNG 市场稳步扩张，但较 2017-2018 年扩张速度有所放缓。受国产及进口供应双双增长、下游消费量增速放缓影响，2019 年国内 LNG 价格走势低于市场预期。下游方面，工业用气依然是下游需求的主要增长点，但受中俄天然气进口管道或将提前投产影响，2019 年下游消费增长不及预期。

2020 年受到全球公共卫生事件影响，国际天然气市场供应宽松局面加剧，加之原油价格大幅下跌影响传导到国内 LNG 进口成本，进口市场充足的供应以及低廉的价格对国内 LNG 价格形成压制，国内 LNG 市场价格持续下行；11-12 月份，受需求超过预期，而供应增长不足影响，LNG 市场价格大幅上行，拉高全年 LNG 均价。2020

年全年中国 LNG 出厂均价为 3345 元/吨，同比下滑 15%。

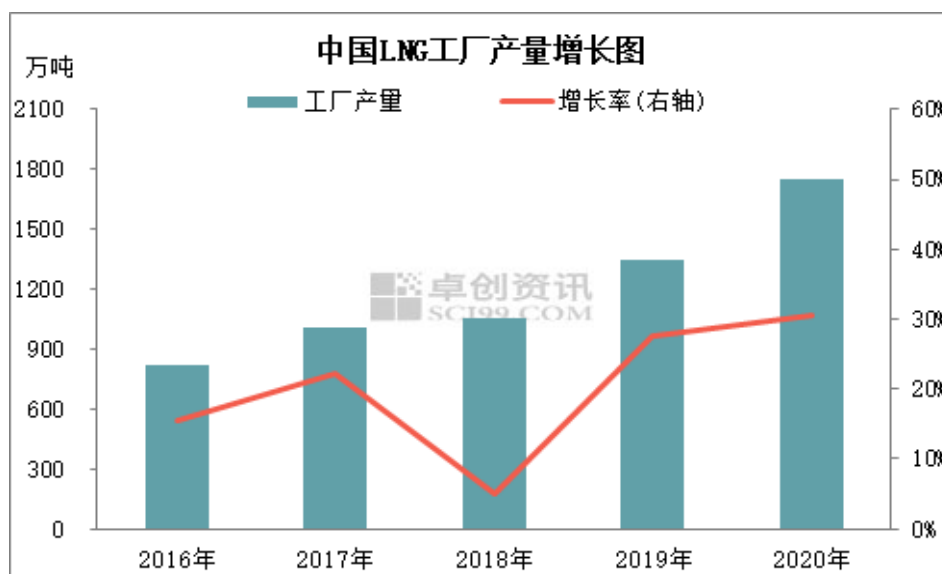


图 2-26 中国 LNG 工厂产量增长图

2016 年至 2019 年，中国 LNG 工厂产量逐年提升，除 2018 年因受到气源限制影响，LNG 工厂开工率下降，导致产量增速较低。2019-2020 年 LNG 工厂产量增速持续提升，均在 25% 以上。2020 年，中国 LNG 工厂产量 1754 万吨，同比增长 30%。

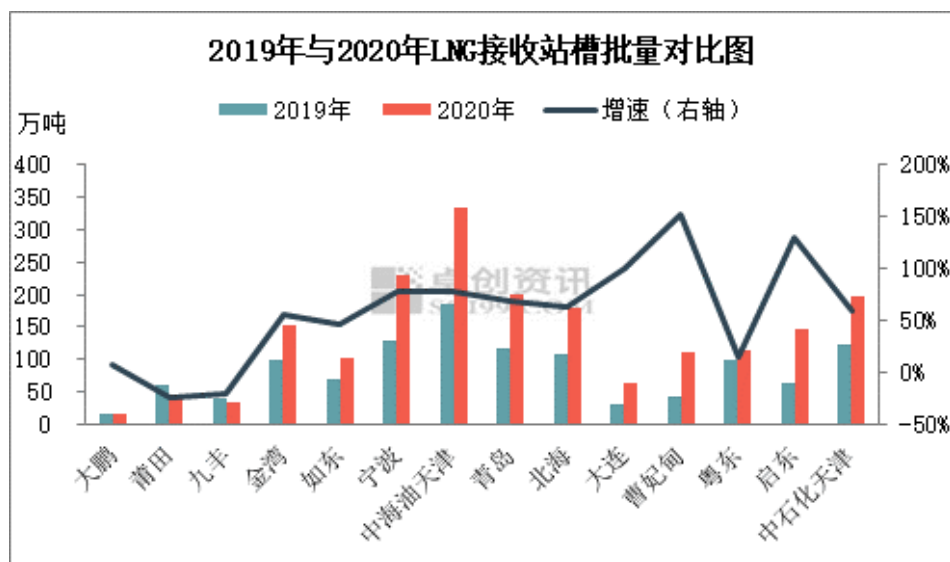


图 2-27 中国 LNG 接收站槽批量对比图

2016 年至 2019 年，接收站对 LNG 市场供应量连续增长，2018 年接收站 LNG 销售量超过 LNG 工厂供应量；占比由 2017 年的 50% 提升 7 个百分点至 2018 年的 57%；2019 年接收站 LNG 销售量占比小幅降至 54%。2020 年，中国 LNG 接收站槽批量 2239 万吨，同比增长 37%，接收站销售量占比回升至 57%。进口价格走低，接收站槽批

价格维持低位，带动槽批量增长。

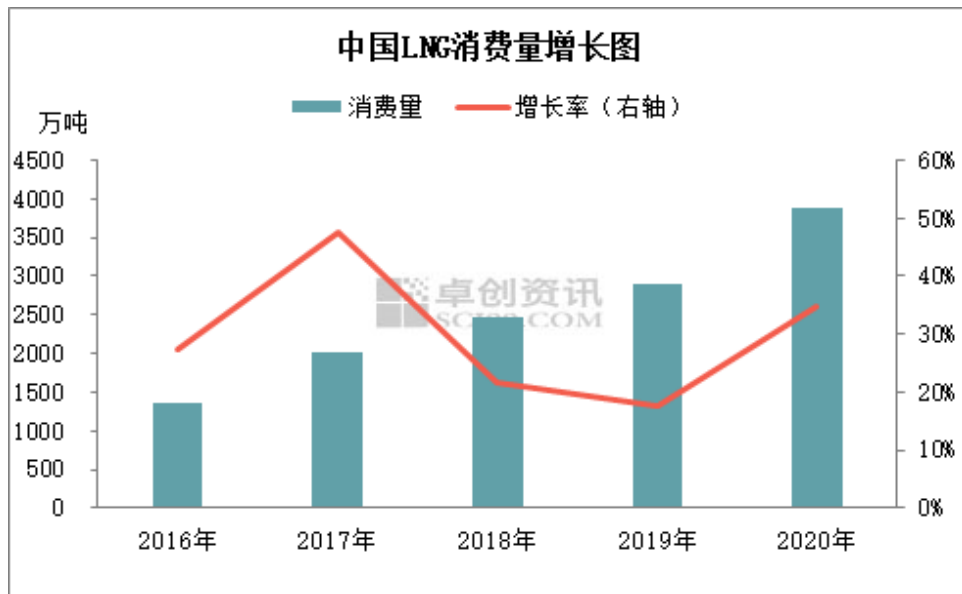


图 2-28 中国 LNG 消费量增长图

受到煤改气政策引导，2016-2017 年 LNG 消费量增速大幅增长，2017 年增速达到 48%。消费量的高速增长带动 LNG 价格走高，2017 年冬季 LNG 市场价格大幅增长，2018-2019 年 LNG 消费量增速放缓，跌至 20% 以下。

2020 年 LNG 市场消费量 3894 万吨，同比增长 35%，主要受益于前三季度进口价格大幅走低，LNG 相对于替代能源的经济性提高，拉动 LNG 消费量大幅提升。

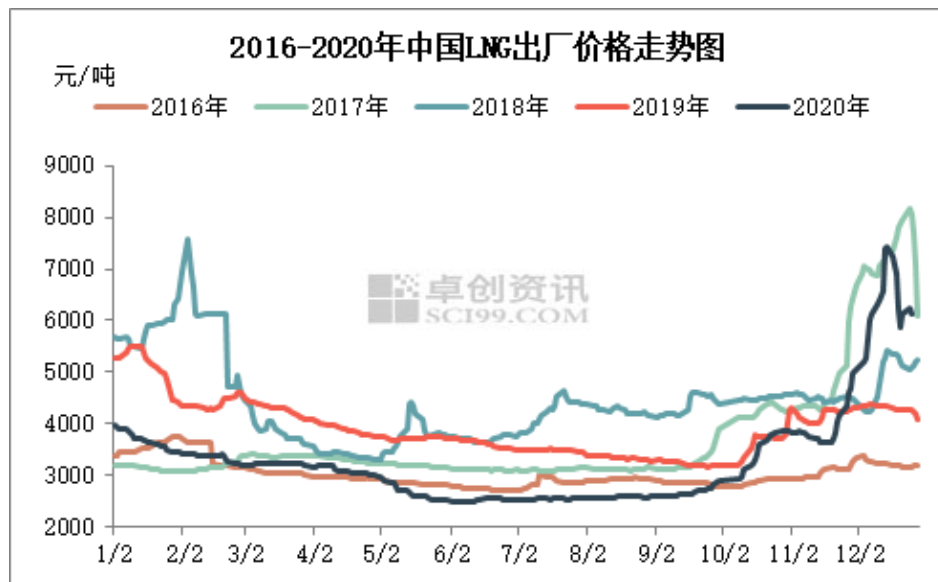


图 2-29 2016~2020 年中国 LNG 出厂价格走势图

2016-2017 年 LNG 价格经过前期低位盘整之后，于 2017 年年底出现大幅增长，国产气价格突破 10000 元/吨，局部市场价格一度飙升至 12000 元/吨。转入 2018 年年

初，因下游需求回落、上游供应增加等因素影响价格有所下跌，但仍然维持在 5000-6000 元/吨之间。2019 年，天然气整体供应相对充足，LNG 调峰需求减少，LNG 出厂价格低位震荡，价格维持在 3000-5000 元/吨。

2020 年受公共卫生事件影响，前三季度进口及国产 LNG 供应充足，虽然消费增长情况可观，但价格持续走低，11-12 月受极寒天气及管道气供应不足影响，LNG 价格异常走高。2020 年，中国 LNG 出厂均价为 3345 元/吨，较 2019 年下跌 595 元/吨，价格同比降低 15%。

从相关项目进展情况来看，管道及 LNG 接收站布局日趋完善，进口天然气资源量继续增长，我国天然气供应能力将继续提高，LNG 调峰需求增速或将进一步放缓，淡旺季消费差进一步缩减。鉴于 2020 年冬季 LNG 价格异常走高，拉高 2020 年初价格，预计 2021 年 LNG 价格走势波动幅度高于预期。2021-2023 年间，随着需求增速放缓，预计 LNG 市场价格整体仍将有下行趋势，季节性差异或也将进一步减小。

2.5.2 液氨价格分析及预测



图 2-30 2017 年中国合成氨价格走势图

由上图可知，2017 年出现两次大涨大跌的现象，以下着重分析：

第一次涨势期间处于 2017 年 1 月至 2 月中旬，时长较短。造成此次涨价的主要原因是受外销量变化的影响。国内整体外销量减少以及下游补货影响，多数市场上涨，加上春节期间，多数厂家根据自身情况调整出货价格，货源紧张的企业调涨价格。一直多维持库存低位运行，节后下游逐步恢复，厂家原料缺乏，采购较为积极；加之部

分液氨厂家装置运行不稳，外销量不多，市场出货顺畅，交投稳健，成交重心顺势上移。

第二次涨势期间处于 2017 年 9 月至 11 月底，时长相对偏长。而造成再次涨价的主要原因是原料煤炭价格的高位运行和联产产品甲醇的拉涨。因众多利好因素的支撑，再厂家涨价心切，市场气氛较为高涨。加上十九大会议的影响，部分液氨厂家有减量、停车检修计划，市场供应紧缩，对市场又是一大利好，厂家借此价格持续飙升；虽后期受秋冬大气治理和运输限制的影响，下游需求有所减弱，但价格还是相对维持高位运行。

正所谓有涨就有跌，第一次跌价紧接于 2 月中旬至 5 月。造成此次跌价的主要原因是尿素行情低迷，市场缺乏支撑，整体外销量加大，市场供大于求，多数厂家出货面临压力。其中，华东地区下调较为明显，下调的原因是：安徽地区个别厂家面临检修，需紧急清理库存，连续两天下调 100-150 元/吨，周边市场受其影响，出现不同程度下调趋势。其他地区受供需关系的影响，有小幅涨跌调整价格，但整体趋势处于下滑状态。

第二次跌价期间处于 8 月初至 9 月份。下滑的主要原因是第四批环保督查全面启动，合成氨下游厂家大多关停整顿，市场需求较弱，供应关系严重失衡，市场呈断崖式下滑。虽部分地区报价维稳，但成交有所松动；后期，部分厂家减量生产，受天津全运会影响，禁行危险车辆，部分厂家出货不畅，承压下滑。

6 月份至 8 月份期间，合成氨市场还是处于相对平稳的状态，虽市场大涨大跌，但从全国均价来看，2016 年初至 12 月 13 日均价在 2034.5 元/吨，2017 年的均价在 2636.3 元/吨，涨幅 601.8 元/吨，同比上调 29.58%。加上近期尿素因限气的影响，行情大涨，合成氨后期或受其影响，又将开启上调模式。

2016 年我国共退出合成氨产能 292 万吨，尿素产能 433 万吨。还有约 500 万吨处于长期停产状态。2017 关停合成氨产能 340 万吨，尿素产能 300 万吨。而 2017 年仅有一套 30 万吨产能投产。

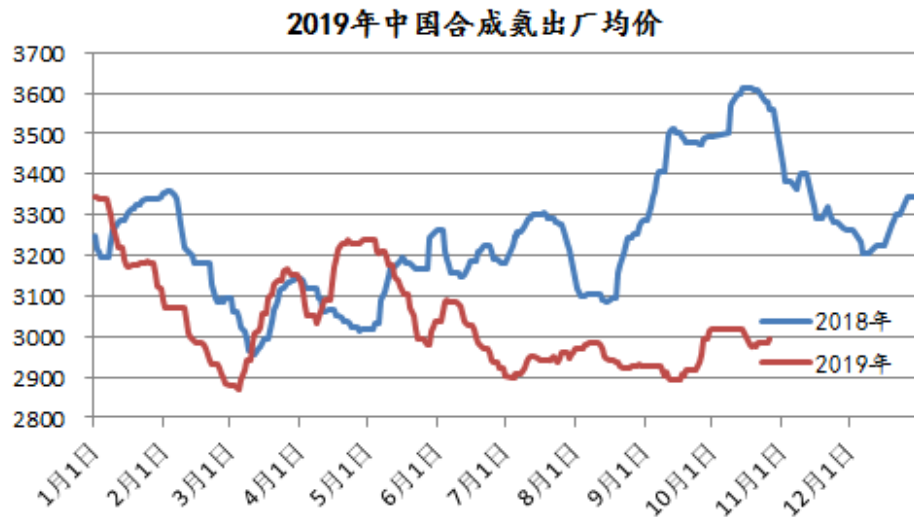


图 2-31 2019 年中国合成氨出厂均价走势图

2019 年液氨价格指数半年度均价 3090 元/吨,2018 年同期 3159 元/吨,下降 2.2%,需求不佳,下游产品行情整体转弱,收货价格僵持抵制,加上商品氨货源增加,前三季度低位震荡、操作空间难寻支撑。市场上液氨供应量增加致使本年度走势呈每次降价探底、但反弹幅度受限的特点。

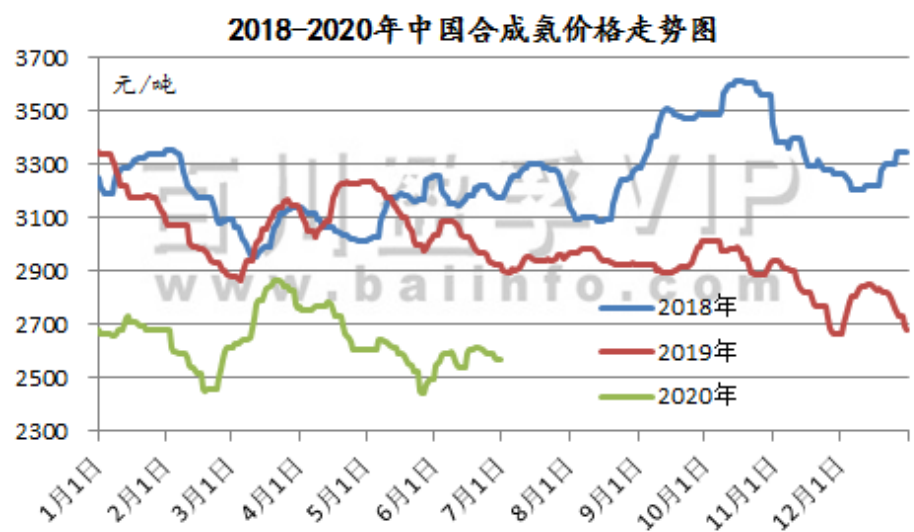


图 2-32 2018~2020 年中国合成氨价格走势

液氨价格指数 2020 年度上半年均价 2645 元/吨,较 2019 年同期 3090 元/吨下降 15%。2020 年整体价位继续平行下移,近年来合成氨行业产能利用率提升、市场商品氨供应量增加,加上下游部分行业高利润空间压缩,导致整体价位水平限制,各区域的供需局面也无明显紧俏地区,难有瞬间的大幅涨跌带动。2020 年上半年受疫情影响,春节后物流受阻下高库存跌至底部,四五月供应充足、下游差致使持续下滑又筑

底，涨跌幅较大且周期长，可见市场利空因素影响明显及回弹操作慢。



图 2-33 2020 年中国合成氨价格走势

2021 年上半年，国内液氨行情持续上涨，液氨经历了 5 月份的大涨后，6 月到 7 月上旬一直在高位盘整，从 7 月中旬开始液氨行情再次启动，继续上涨，涨幅偏强，部分报价突破 4800 元/吨大关，液氨价格飙升是成本推高和供需紧张双重作用的结果。



图 2-34 2021 年合成氨价格走势

2.5.3 液体二氧化碳价格分析及预测

2.5.3.1 价格现状分析

二氧化碳产品不易储存与运输，需要低温、高压环境，还需要专用槽车进行运输，所以其经济运输半径较短，约为 300 km 的销售半径，相对于生产成本而言，二氧化

碳的储藏与运输成本较高，运输距离过长显然不经济，在价格上也会失去竞争力，所以二氧化碳没有形成全国统一格局的大市场，即二氧化碳的需求量、消费结构和价格均有着显著的地域性，各省市差别较大。这就导致了有丰富气源的工业发达地区二氧化碳产能超过需求量，价格偏低。而在某些不发达地区或小城市，虽然消费量不大，但价格相对较高，从而抑制了这些地区二氧化碳消费市场的增速。

近年来目标市场液体二氧化碳（食品级二氧化碳产品）价格走势为：

2014 年京津冀地区二氧化碳的价格也在 480 元~580 元/吨左右，河北地区二氧化碳的价格也在 140 元~520 元/吨左右，山西地区二氧化碳的价格也在 240 元~450 元/吨左右。2015 年京津冀地区二氧化碳的价格也在 480 元~540 元/吨左右，河北地区二氧化碳的价格也在 140 元~400 元/吨左右，山西地区二氧化碳的价格也在 240 元~350 元/吨左右。2016 年月京津冀地区二氧化碳的价格也在 480 元~550 元/吨左右，河北地区二氧化碳的价格也在 120 元~450 元/吨左右，山西地区二氧化碳的价格也在 220 元~300 元/吨左右。近年我国液体二氧化碳价格走势如下图所示。



图 2-34 2016 年 1 月~2020 年 5 月我国液体二氧化碳价格走势



图 2-35 2016 年 1 月~2020 年 5 月山东省液体二氧化碳价格走势

目前液体二氧化碳市场价格受季节变化的原因波动比较大。河南省内多为工业级液体二氧化碳，价格在 320~420 元/吨。本项目为食品级液体二氧化碳，根据国内食品级液体碳价格为多在 650~1350 元/吨左右。2021 年 1~ 6 月初河南省二氧化碳价格在 475~625 元/吨波动。

2.5.3.2 价格预测

二氧化碳普遍应用于化工、石油开采、煤矿开采、焊接、啤酒、碳酸饮料、冷冻保鲜、干冰清洗、烟草等诸多领域。作为一种工业副产品，二氧化碳行业发展变化受原料气供应及下游需求影响较大，由于原料气来源广泛且下游应用多样，故并没有明显的发展周期可循。近年来，伴随着国内经济增速放缓，国内二氧化碳市场下游行业需求增速亦受到一定抑制，但受节能减排等政策影响，作为相关配套项目的二氧化碳产能却处于持续增长之中。目前中国二氧化碳行业已发展到成熟期，未来发展方向主要受新增产能增加以及下游需求决定。



图 2-36 2020 年 4 月~2021 年 9 月河南省广益液体二氧化碳价格走势

展望未来，受供需面波动硬性，预计二氧化碳市场价格将延续先震荡上涨后震荡下跌的走势。但由于 2021 年供应或将大幅增加，预计市场价格走势将更加趋于平缓，市场均价也将更低。2022-2023 年市场新增产能或会减少，但产能基数较大，市场需求在无较大增长的前提下，市场均价或在 400 元/吨左右的位置长期震荡变动。

2.6 产品价格确定

2.6.1 LNG 价格确定



图 2-36 中国 LNG 均价指数走势图 (元/吨)

据目前市场数据显示，受全球疫情影响，2020 年我国天然气价格整体处于低位，年初 LNG 价格指数为 3689 元/吨。二季度开始价格持续触底，国庆节后价格大幅度反弹。四季度，国内 LNG 价格达到全年高位。国庆节过后，LNG 市场价格大幅走高，涨幅 200-1200 元/吨不等。与 9 月的平淡期形成鲜明对比，进入四季度北方采暖季来临，LNG 市场旺季到来需求增加，市场利好因素持续推动 LNG 价格持续上涨。而进入 2021 年 1 月 LNG 价格指数上调 954 元至 7487 元/吨，环比上行 14.6%。LNG 价格震荡上行，需求面影响因素：一、国内第二波寒流来袭，城燃需求明显增加；二、沈阳、河北地区疫情防控升级，车辆运输暂停，区内 LNG 资源供应紧张。供应面，随着土库曼 B 区东部二期达什拉巴特气田投产成功，中亚气源源不断的输入国内，同时其他进口管道也增加输气量，管道气市场资源供应有所增加；而目前西北 LNG 工厂原料气量暂未有明显增加，上游直供原料气的供应仍存在增加预期，届时 LNG 工厂的开工率将有一定提升。详细来看，国内大部分液厂仍暂停对外报价，但根据从市场了解，本月 LNG 市场价格环比上月有大幅度推涨，其中，河南、山西、宁夏、河北等地区 LNG 价格上调明显。海气方面，本周华东广汇启东站价格推涨，因受疫情影响，中海油天津、中石化天津、河北曹妃甸、辽宁大连及青岛董家口均发出对于疫情中高风险区车辆装车的管控通知，一定程度影响疫情区域的 LNG 资源供应。后市预测：国内 LNG 一季度价格将在 6000-8000 元/吨区间波动。

表 2-7 近年河南省 LNG 年均价格

河南省 LNG 日度市场价（年度）					
年份	单位	年均价	最高价	最低价	备注
2016	元/吨	3122.95	4050	2600	现款现汇，送到，含税
2017	元/吨	4136.99	11800	3100	现款现汇，送到，含税
2018	元/吨	4901.78	10000	3500	现款现汇，送到，含税
2019	元/吨	4119.26	6400	3250	现款现汇，送到，含税
2020	元/吨	3626.71	10200	2400	现款现汇，送到，含税
2021	元/吨	5242	12500	3050	现款现汇，送到，含税
近五年均价	元/吨	4405.35			

但结合 2020 年以来国内 LNG 价格，考虑运输费用以及销售淡旺季因素。故考虑将 LNG 产品按 **4000 元/吨（含税）** 价格进行财务评价，并在财务评价中对产品价格下降和上涨 20%时分别进行不确定性分析，以供建设单位参考。

2.6.2 产品液氨价格确定

表 2-7 近年河南省液氨年均价格

河南省液氨（99.6%-99.9%）日度市场价（年度）					
年份	单位	年均价	最高价	最低价	备注
2016	元/吨	2030.64	2510	2600	现款现汇，自提，含税
2017	元/吨	2627.59	3203	2267	现款现汇，自提，含税
2018	元/吨	3057.6	3400	2763	现款现汇，自提，含税
2019	元/吨	2847.24	3208	2450	现款现汇，自提，含税
2020	元/吨	2697.86	3575	2240	现款现汇，自提，含税
2021	元/吨	3760	4950	2700	现款现汇，自提，含税
近五年均价	元/吨	2998.06			

通过以上产品价格分析中对合成氨近几年价格综合分析，考虑到未来种种不确定因素，故考虑将产品液氨按 **3000 元/吨（含税）** 价格进行财务评价。并在财务评价中对产品价格下降和上涨 20%时分别进行不确定性分析，以供建设单位参考。

2.6.3 产品液体二氧化碳价格确定

食品级液体二氧化碳主要用户有：饮料厂、卷烟厂、啤酒厂等；工业级液体二氧化碳主要用于焊接保护气、铝材加工厂等。目前，由于二氧化碳的很多应用领域尚未完全展开，所以二氧化碳的商品总量并不很高，其市场主要由饮料行业支撑。

因二氧化碳产品储存与运输费用相对较高，不适宜长距离运输，所以二氧化碳没有形成全国统一格局的大市场，即二氧化碳的需求量、消费结构和价格均有着显著的地域性，各省市差别较大。在销售半径内如果相关对口企业需求量发生显著下降，则会对产品销售产生影响。且食品二氧化碳需求具有显著的季节性特征，由于食品二氧化碳会大量用于饮料和食品行业，那么在春季和夏季时市场上对食品二氧化碳的需求较为旺盛，而到了冬季则可能需求较低。

本可研报告食品级二氧化碳年均价按 **400 元/吨（含税）** 考虑。

3 生产规模和产品方案

3.1 产品方案

3.1.1 产品方案确定

本项目以焦化装置副产的焦炉气为原料，生产液化天然气（LNG），深冷分离的富氢气作为合成氨原料气生产液氨，富含二氧化碳的废气作为提取液体二氧化碳产品的原料。

3.2 生产规模及产品产量

3.2.1 生产规模

装置规模：正常处理量为 40000Nm³/h。

操作时间：年操作时间 8000 小时。

操作弹性：50%~110%。

3.2.2 产品产量

- 产品

LNG 产量：7.91t/h，6.33 万 t/a。

液氨产量：11.17t/h，8.94 万 t/年。

液体二氧化碳：6.25t/h，5 万 t/a。

- 副产品

尾气：1301Nm³/h，1041 万 Nm³/a，低位热值 4.95MJ/Nm³（1183kcal/Nm³），送回焦炉作燃料。

中压蒸汽：2.5MPa 饱和蒸汽，3.28t/h，26240t/a（送界区外）。

3.3 产品控制指标

（1）LNG 产品指标

本项目 LNG 产品质量满足 GB/T 38753-2020 液化天然气中贫液类标准，满足民用、车用燃料的质量要求。

表 3-1 LNG 产品指标 (GB/T 38753-2020)

项 目	贫液类	常规类	富液类
甲烷摩尔分数/%	>97.5	86.0~97.5	75.0~<86.0
C ₄ ⁺ 烷烃摩尔分数/%	≤2		
二氧化碳摩尔分数/%	≤0.01		
氮气摩尔分数/%	≤1		
氧气摩尔分数/%	≤0.1		
总硫含量(以硫计)/(mg/m ³)	≤20		
硫化氢含量/(mg/m ³)	≤3.5		
高位体积发热量/(MJ/m ³)	≥37.0 且 <38.0	≥37.0 且 ≤42.4	≥42.4
注 1 本标准使用的计量参比条件是 101.325kPa, 20℃, 燃烧参比条件是 101.325kPa, 20℃。			

(2) 液氨产品指标

液氨产品质量符合国家标准 (GB536-2017) 优等品标准, 其指标如下表。

表 3-2 液氨产品指标 (GB536-2017)

指标名称	优等品	一等品	合格品
氨含量%≥	99.8	99.8	99.6
残留物 %≤	0.1 (重量法)	0.2	0.4
水分含量%≤	0.1		
油含量 mg/kg≤	5 (重量法)		
	2 (红外光谱法)		
铁含量 mg/kg≤	1		

(3) 液体二氧化碳

本项目液体二氧化碳定位为工业级液体二氧化碳, 产品质量达到中国国家标准 GB/T6052-2011 《工业液体二氧化碳》优级品指标, 具体内容见下表。

表 3-3 工业液体二氧化碳技术要求 (GB/T6052-2011)

项目	指标		
	合格品	一级品	优级品
二氧化碳含量 ^a /10 ⁻² ≥	99	99.5	99.9
油分	按 4.4 检验合格	按 4.4 检验合格	按 4.4 检验合格
一氧化碳、硫化氢、磷化氢及有机还原物 ^b		按 4.6 检验合格	按 4.6 检验合格
气味	无异味	无异味	无异味
水分露点/℃ ≤	-	-60	-65
游离水	无	-	-
a 焊接用二氧化碳含量应≥99.5*10 ⁻²			
b 焊接用二氧化碳应检验该项目; 工业用二氧化碳可不检验该项目			

4 工艺技术方案

4.1 原料路线

本项目利用焦炉气为原料，经压缩净化、变换脱碳、甲烷化、深冷分离得到 LNG 产品；深冷分离的尾气中主要是氢气，补入空分制氮过来的氮气去合成氨，得到液氨产品；脱碳的 CO₂ 解吸气经压缩净化、液化精馏得到食品级二氧化碳。该工艺路线将焦炉气中的有用成份都实现了有效分离，使得各成份得到了最大效益的利用，能实现经济效益的最大化。

4.1.1 原料焦炉气的供应及规格

本项目焦炉气来自东鑫焦化，焦炉气平均值组成如下：

表 4-1 焦炉气组成（干基 vol%）

组分	H ₂	O ₂	N ₂	CO	CO ₂	CH ₄	CnHm
V%	61.50	0.40	4.00	7.80	3.00	21.00	2.30
杂质组分	BTX	焦油	萘	NH ₃	HCN	H ₂ S	有机硫
mg/Nm ³	2000	50	50	50	50	50	200

温度：30℃

压力：7-10kPa

低位热值：16.52MJ/ Nm³，3946.69kcal/Nm³

焦炉气供应量按 40000Nm³/h（干基）设计。

4.2 工艺技术方案的选择

工艺技术方案的选择是否先进、合理、可靠等，直接关系到整个装置的稳定运行及该项目的经济效益。因此在工艺技术方案的选择上，主要考虑各工序之间的流程特点，充分对多种工艺技术方案进行组合和比较，通过反复对几种工艺流程的组合模拟计算、关键设备的投资和能耗比较，确定优化的工艺路线，遵循的基本原则如下：

- 采用的技术方案力求先进、合理、可靠。
- 力求降低原料焦炉气和公用工程（主要是电）的消耗，全装置尽量做到气和热平衡，尽量降低生产成本。
- 保证产品性能的前提下，选用成熟的成套节能定型产品，以节省投资，缩短建

设周期，提高投资回收期，创造尽可能好的经济效益和社会效益。

- 遵循国家的有关设计规范、规定及标准。
- 本项目的原料、中间过程及产品均为易燃易爆物质，在设计中严格执行国家及有关部门关于消防、环保、劳动安全与工业卫生的有关规范，采取有效措施，改善劳动条件，保证安全生产。

4.2.1 焦炉气压缩净化方案选择

焦炉气净化在国内是十分成熟的工艺技术，但由于焦炉气来源不同，前端对杂质处理方法不同，气相组成及杂质含量不尽相同，因此净化方案无固定模式，只能依据具体气体组份及后续工序要求而定。

4.2.1.1 焦炉气预处理

焦炭装置焦炉气脱萘通常采用较低温度下油洗的办法，但经油洗处理后的焦炉气中仍然含有少量萘、焦油及尘，本项目原料焦炉气中的萘含量为 50mg/Nm³，焦油及尘含量为 50mg/Nm³。为保证后续焦炉气压缩机能连续稳定运行，需对焦炉气进行预处理，对焦油萘进行脱除。

焦炉气粗脱焦油萘一般采用吸附的方法，多台吸附器切换使用。由于焦炉气压力较低，应采用阻力较小的脱焦油脱萘方案。

疏松纤维床由极细纤维编织成的疏松网状结构制成，比表面积大，对细小的含尘雾滴具有凝聚效应，具有分离效率高、易清洗、耐腐蚀、抗高温等特点。本项目拟采用疏松纤维床来脱除焦炉煤气的焦油尘，同时可脱除部分萘。

4.2.1.2 焦炉气气柜

气柜型式有干式和湿式两种。

干式气柜是内部设有活塞的圆筒形或多边形立式气柜。活塞直径约等于外筒内径，其间隙靠稀油或干油气密填封，随贮气量增减，活塞上下移动，多用于贮存煤气。干式低压气柜的基础费用低，占地少，运行管理和维修方便，维修费用低，无大量污水产生，煤气压力稳定，寿命可长达 30 年。大容量干式气柜在技术与经济两方面均优于湿式气柜。中国已有容量（千 m³）为 20、30、50、100、150 等系列。

湿式气柜是最简单常见的一种气柜。通常用于煤气贮存，它由水封槽和钟罩两部分组成。钟罩是没有底的、可以上下活动的圆筒形容器。如果贮气量大时，钟罩可以由单层改成多层套筒式，各节之间以水封环形槽密封。寒冷地区为防冬季水封槽结冰，

必须用蒸汽加热槽中的水。湿式气柜构造简单，易于施工，但是其煤气压力波动大，土建基础费用高，冬季耗能大，检修时产生大量污水，寿命只有约 10 年。大容量贮气柜用此型不经济。此类气柜中国已有系列生产，其容量（千 m³）为 5、10、20、30、50、100、150、200 等系列。

本项目选择干式气柜，设置公称容积 30000m³ 干式气柜 1 台。气柜缓冲时间约 40 分钟，能保证焦炉气组成相对稳定，同时保证压缩机入口压力稳定。

4.2.1.3 焦炉气压缩

焦炉气压缩机是本项目重要的动力设备，可供选择的有离心式、往复式、螺杆式三种形式的压缩机。

由于焦炉气中含有焦油、粉尘等，这对离心式压缩机的叶轮是致命的伤害，难以保证压缩机的连续正常运转。对

往复式压缩机来说，情况远比离心式压缩机性能好，尽管焦炉气含有焦油及粉尘等杂质，经过粗脱萘和焦油，通过蒸汽的定期吹扫，能够保证压缩机在一定周期连续稳定运转。

目前国内开发的湿式螺杆压缩机，适宜于焦炉气介质，主机冷却形式采用喷软化水或柴油，防止杂质对缸体产生影响，其优点是能耐一定的焦油萘粉尘等杂质，检修部件少，一般不设备机。但相对往复压缩机，螺杆压缩机效率较低，同时价格相对较高，制造周期长。

为此，根据本项目焦炉气气量负荷，本报告推荐选用**往复式压缩机组**对焦炉气进行加压，此类压缩机已经在同类项目中有着广泛的应用。

4.2.1.4 焦炉气净化

由于出压缩机焦炉气含有一定的油雾、萘、焦油，这些杂质加热到精脱硫需要的温度时会严重结焦，会对焦炉气换热设备造成堵塞并沉积在加氢催化剂和精脱硫剂的表面，缩短焦炉气换热设备检修周期及加氢催化剂和精脱硫催化剂的使用寿命。

为了保证设备长周期运行及加氢催化剂和精脱硫催化剂的使用寿命，本项目采用吸附剂进行精脱油脱萘来除去焦炉气中夹带的油雾、萘、焦油。

设置洗氨塔，采用水吸收除去焦炉气中的氨，防止焦炉气中氨对后续工序催化剂的影响，同时保证进入冷箱的气体氨含量达到指标。

4.2.1.5 有机硫转化与精脱硫

（1）有机硫转化

有机硫转化设置两级：一级加氢转化和二级加氢转化。

一级加氢转化：尽管前工序已除去多种杂质，为避免剩余部分杂质对有机硫转化催化剂产生不良影响，在一级加氢转化前设置预转化。预转化催化剂首先接触焦炉气对一级转化催化剂起保护作用。预转化常规设两个槽，以保证长周期、稳定运行；预转化和一级转化阶段均用铁钼转化催化剂。

二级加氢转化：其目的是将气体中未转化的有机硫几乎全部转化为无机硫（H₂S），二级加氢转化催化剂一般选用钴、钼转化催化剂或镍-钴-钼催化剂，虽然价格较高，但可充分发挥其对有机硫高转化率、净化度高的特点。

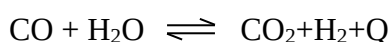
本项目针对一级和二级有机硫转化的不同特点选择不同的转化催化剂，一级加氢转化要求在较高浓度下将大部分有机硫转化，而净化度要求不高，可选用价格便宜的铁钼转化催化剂。二级加氢转化要求把有机硫基本脱除干净，需选用价格贵的催化剂，为取得高的价格性能比，一方面应尽量增加一级加氢负荷、减少二级加氢负荷，同时二级选用价格相对较高的镍-钴-钼催化剂。

（2）精脱硫

二级有机硫转化后的精脱硫，要求脱硫后气体中总硫≤0.1ppm，本项目采用氧化锌作为精脱硫剂。

4.2.1.6 变换工艺方案的比较和选择

变换工艺主要是在催化剂的作用下，原料气中的 CO 与 H₂O 发生反应，生产 CO₂ 和氢气，主要反应方程式如下：



根据变换催化剂对硫的耐受性，分为耐硫变换和无硫变换。无硫变换根据催化剂对温度的适应性又分为中高温变换和低温变换。本项目采用西南院新开发的无硫宽温变换催化剂，该催化剂起活温度低，使用温度范围广 200~320℃。

4.2.1.7 脱碳工艺的比较和选择

酸性气体脱除（脱碳）技术基本上分为两大类：

一类是化学吸收法。它是利用气体中有关组份能与吸收剂中的活性组份起化学反应生成化合物，而再生时所生成的化合物又被分解释放出活性组份及气体。常用的有热钾碱法(如 Benfield)和醇胺法(如 MDEA)等。

另一类是物理吸收法。利用气体中有关组份能溶解于溶剂这一性质，以非电解质、有机溶剂或其溶液作吸收剂。常用的工艺方法有碳酸丙烯酯法(Fluor)、低温甲醇洗法

(Rectisol)、聚乙二醇二甲醚法(Selexol)等。

实际上,当气体分子与吸收剂分子之间有较强的物理作用,例如生成氢键时,这样的吸收过程已接近于弱化学反应条件下的吸收过程。环丁砜法和 MDEA 法实际上就是既有物理吸收又兼有化学吸收的特点。

目前大中型工业装置中脱除酸性气体常用的方法有:低温甲醇洗、NHD 和 MDEA 三种。

(1) 低温甲醇洗

低温甲醇洗是 20 世纪 50 年代初由德国林德公司和鲁奇公司联合开发的一种气体净化工艺。该工艺以冷甲醇为吸收溶剂,利用甲醇在低温下对酸性气溶解度极大的优良特性,脱除原料气中的酸性气体。该工艺气体净化度高,选择性好,气体的脱硫和脱碳可在同一个塔内分段、选择性地进行。我国已投产的大型渣油和煤制氨装置也大都采用这一技术。但是低温甲醇洗为专利技术,工艺设计在低温下操作,为有效回收能量,降低能耗,该工艺流程较复杂,装置换热设备较多,投资费用也较大。同时该工艺在低温下操作,对设备和管道的材质要求高,需部分使用低温钢材,在设备制造上也有一定的难度。这些因素使得低温甲醇洗的软件费用和硬件费用均较高。因此,低温甲醇洗多用于大型化工装置。

(2) NHD

Selexol 工艺是由 Allied 化学公司于 20 世纪 60 年代开发的,并于 80 年代初开始用于从合成气中脱除 CO₂,后发展为从气体中选择性脱除酸性气。国内南京化学工业公司研究院于八十年代经研究筛选,获得了物化性质与 Selexol 相似的吸收溶剂组成,称之为 NHD 溶剂。NHD 溶剂对 H₂S 和 CO₂ 的吸收能力较高,尤其对 H₂S 的吸收具有较高的选择性。NHD 为国内自行研究开发的工艺技术,工艺相对较简单,其操作温度在-5~150℃之间,普通钢材即可满足要求,因此 NHD 工艺的软件费用和硬件费用均低于低温甲醇洗工艺,这是 NHD 工艺最大的优点。但是 NHD 工艺的脱硫和脱碳是分别进行的。脱硫部分采用常温下选择性吸收 H₂S、H₂S 浓缩及再生的三塔流程,配以二级闪蒸。脱碳部分采用双塔二级闪蒸流程,脱碳塔的塔顶贫液温度 0~2℃,空气气提或加热进行溶液再生。NHD 净化工艺主要应用于中小型合成氨或制合成气装置中。

(3) MDEA

醇胺脱碳工艺中以甲基二乙醇胺(MDEA)为代表,经过不断更换溶液化学成份和

改进工艺技术，逐渐发展成为目前能耗最低、腐蚀性最小的化学吸收工艺之一。该工艺是德国 BASF 公司于 1971 年开发的以哌嗪为活化剂的活化 MDEA 脱碳方法。国内南化集团研究院从 1987 年开始开发 MDEA 脱碳工艺，在 1992 年通过技术鉴定，并已在国内中、小型化肥厂得到广泛应用。MDEA 性质稳定，对碳钢不腐蚀。同时，由于它的弱碱性，被吸收的 CO₂ 容易解吸，可以采用减压闪蒸的方法再生，从而节约大量热能。MDEA 脱碳在天然气工业中有广泛的应用业绩。

上述三种酸性气体脱除技术的具体比较如表 4-2 所示。

表 4-2 酸性气体脱除技术比较

比较工艺 比较项目	低温甲醇洗	NHD	MDEA
技术特点	净化度高，选择性好，脱硫脱碳可在一个塔内分段进行。但流程复杂，需反复换热，设备较多。	净化度较高，选择性好，脱硫脱碳在不同塔内分别进行。流程较简单，设备较少	净化度较高，选择性好，脱硫脱碳在一个塔内同时进行。流程简单，设备很少。
操作温度	-20~-60℃	-5~150℃	25~130℃
设备要求	需低温耐腐蚀钢材	多采用板式换热器	常规管壳换热器
设备投资	设备投资大，需购置深冷设施	设备投资较小，需购买制冷机组	设备投资小，无特殊要求
溶剂特性	甲醇，价廉易得，但有毒性，且运行中损耗较大	NHD 价格为甲醇 7~10 倍，溶剂初次填充费用较高，运行中损耗较低	MDEA 比 NHD 溶剂廉价，溶剂初次填充费用较低，运行中损耗较低
有效气体损失	H ₂ 损失 0.05%	H ₂ 损失 0.4%	H ₂ 损失 0.08%
溶剂再生	减压闪蒸，氮气气提或蒸汽加热，蒸汽耗量很少	减压闪蒸，空气气提或蒸汽加热，蒸汽耗量较少	减压闪蒸，蒸汽加热再生，蒸汽耗量较多
运行费用	溶液循环量小，运行费用低	溶液循环量较大，运行费用较高	溶液循环量较大，运行费用较高

本项目中，对于焦炉气的脱碳，由于净化变换后的焦炉气中不含硫化物且 CO₂ 浓度较低，使用低温甲醇洗工艺不合理。本项目变换后焦炉气脱碳采用 MDEA 工艺，技术成熟、投资小、操作简单、安全性高。

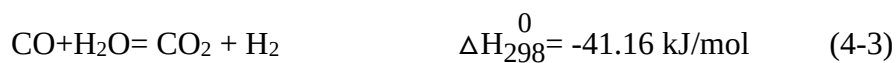
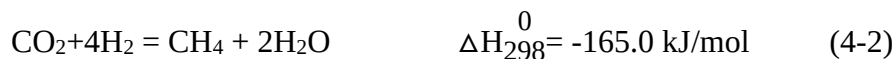
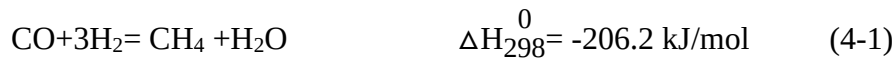
4.2.2 甲烷化工艺选择

4.2.2.1 工艺原理

净化变换脱碳后的焦炉气中的除含有较多的 CH₄ 外，还含有大量 H₂ 和少量的碳氧化物（CO 和 CO₂）。在深冷分离 LNG 过程中，CO₂ 的含量必须降低到较低浓度以

免堵塞冷箱，影响正常的生产操作。可以通过甲烷化工艺来脱除 CO 和 CO₂，同时提高 CH₄ 含量，以获得更多的产品。甲烷化过程中，焦炉气中的多碳烃也会转化为甲烷，即增加了 LNG 产量，也简化了进冷箱前的净化工艺，避免因多碳烃含量高造成冷箱堵塞。

甲烷化工艺的原理是 CO、CO₂ 和 H₂ 在合适的温度压力条件下，经催化剂作用发生下列主要反应：



研究表明，一般情况下，反应（4-1）比反应（4-2）速度快，也更容易进行完全。

由反应式可知，甲烷化反应是体积缩小的强放热反应。从热力学角度分析，提高反应压力和降低反应温度，将有利于反应平衡向正方向进行。

4.2.2.2 甲烷化工艺介绍

由于甲烷化反应是一个强放热过程，保持甲烷化反应器床层的温度在允许的范围内，及时而有效的移走反应热是甲烷化工艺过程能够平稳进行的关键。根据移走热量的方式不同，目前国内外甲烷化工艺流程有多种，但经常应用的主要有以下三种类型：

（1）等温甲烷化工艺

该工艺是甲烷化反应直接在等温（典型的为列管式）反应器中进行，反应产生的热量由冷媒及时移走。其优点是反应可以控制在最佳的温度范围内进行，反应床层的温度梯度小，因而催化剂装填量较小。缺点是反应器结构较为复杂、反应管材质为不锈钢，造价较高；其次，除了为反应器移走热量的冷媒循环系统之外，还需要另外设置反应热回收系统（如锅炉给水-蒸汽系统）。国内以中科院大连化物所开发工艺为代表，使用导热油作为反应器移热的冷媒。

（2）无循环绝热甲烷化工艺

该工艺流程的反应器采用绝热反应器，反应热在反应器外被移走。该类流程经常在合成氨等工业装置中采用：通过甲烷化反应将工艺气中微量的 CO 和 CO₂ 与 H₂ 反应转化为 CH₄ 来达到净化的目的。在原料气中 CO 和 CO₂ 含量较高的情况下采用本工艺方案，由于反应温升明显，要求甲烷化催化剂有非常好的耐热性能，同时反应器必须能够适应高温反应工况。目前在国内，从事耐高温甲烷化催化剂和绝热甲烷化工

艺研究，并取得较好成果的有西南化工研究设计院、西北化工研究院等单位。

(3) 有循环外移热甲烷化工艺

该工艺流程的反应器仍为绝热反应器，不同之处在于：在甲烷化反应气在回收了热量并分离掉游离水后，部分气相通过循环压缩机升压后，与新鲜原料气混合，再回到反应器的入口。这种工艺适合于中、大型工业装置上采用。与其它方案相比，具有明显的优点：反应温升不剧烈，流程相对简单，控制相对平稳，可以有效回收中压蒸汽，反应器结构简单、无须采用特殊材质、投资相对较省、易于放大。同时，也存在不足：由于反应器进料流量增大，反应推动力减小，催化剂装填量在一定程度上明显增加，此外，该工艺必须要设置循环气压缩机，与无循环方案相比，会增加一定的动力消耗。西南化工对该工艺进行深入研究及工业开发，目前已有多套工业化装置。

4.2.2.3 国内外甲烷化工艺技术现状

国外甲烷化催化剂及工艺的研究可追溯到 20 世纪初，当时主要用于脱除合成气中残留少量的碳氧化物(CO 和 CO₂)。高 CO 含量甲烷化的开发始于 20 世纪 40 年代，而真正发展时期是从 20 世纪 70 年代初开始。国外从事甲烷化催化剂和工艺研究的很多，美国煤气化研究所(GRI)、法国煤气发展公司(GI)、美国芝加哥煤气研究所(IGT)、托普索(Topsøe)、Lurgi 等的研究成果，最引人注目。

20 世纪 70 年代初英国煤气公司采用间接甲烷化路线将鲁奇气化炉生产的煤气经变换再甲烷化得到合成天然气(SNG)；1984 年，历时 8 年的美国煤气甲烷化生产代用天然气的示范工厂——大平原厂终于建成投产。该装置采用 RM 多级甲烷化工艺直接将煤气转化为燃气。目前，利用煤气甲烷化生产燃气已经在美国、德国、丹麦等多个国家应用。有代表性的甲烷化流程有：RM 的多级绝热甲烷化工艺、Koppers-SNG 法的变换-甲烷化联合工艺、Lurgi—Sasol 甲烷化工艺、托普索的 TREMP 甲烷化工艺等。

国外已工业化的 SNG 装置，以及国外公司（如丹麦托普索公司等）推荐采用的甲烷化工艺方案也都是通过循环气外部移走反应热。

国内西南化工、中科院大连化物所、西北化工研究院、华东理工大学、北京煤气化所等单位也开展了许多研究工作，在甲烷化催化剂的研制和甲烷化工艺研究上取得了不少成果。如西北化工研究院开发的 RHM-266 型耐高温煤气甲烷化催化剂在 1986 年就通过了化工部的鉴定，该院开发的 JRE 性耐高温煤气甲烷化催化剂 1996 年也通过了化工部的鉴定。

西南化工具有 50 多年的催化剂研发和生产基础，早在 90 年代就开始研究甲烷化催化剂，并获得了工业化应用的甲烷化催化剂产品 CNJ-2，该产品广泛应用在国内多家合成氨厂的甲烷化净化装置。西南化工针对焦炉气的组成，在原有甲烷化催化剂科研成果的基础上，开发了具有自主知识产权的焦炉气甲烷化制 SNG、CNG/LNG 工艺流程与专用甲烷化催化剂。CNJ-5a 型焦炉气制天然气专用甲烷化催化剂具有耐高温、高活性、高选择性、高烃转化能力和氧的脱除能力等特点。结合在气体净化和分离方面的优势，西南化工集成焦炉气净化、甲烷化、膜分离或深冷分离等技术，开发出焦炉气制 SNG/CNG/LNG（联产燃料电池级氢气或液氨）成套技术，该技术已申报 20 多项国家发明专利，并已在 20 多个工业装置中应用。

因此，结合本项目的具体情况，本报告推荐采用西南化工甲烷化技术，采用两段绝热甲烷化工艺。

4.2.3 深冷分离方案选择

4.2.3.1 深冷分离技术概况

天然气液化的流程按制冷方式分为 3 种模式：

- ① 阶式制冷循环工艺；
- ② 混合制冷剂制冷循环工艺（MRC），包括闭式、开式、丙烷预冷、CII 等流程；
- ③ 带膨胀机制冷循环工艺，包括天然气膨胀、氮气膨胀、氮-甲烷膨胀等。

（1）阶式制冷循环工艺

该液化流程由 3 个制冷段（即 3 个温度级：丙烷段-38℃、乙烯段-85℃、甲烷段-160℃）串接组成。为了使实际级间操作温度尽可能贴近原料气的冷却曲线，减少熵增，提高效率，人们后来将 3 个温度级改进为 9 个温度级，即再将丙烷段、乙烯段、甲烷段各分为 3 个段。

（2）混合制冷剂制冷循环工艺

混合冷剂制冷循环又称 MRC（Mixed Refrigerant Cycle）工艺，该工艺采用多组分制冷剂（N₂+C₁~C₅ 混合物）循环，利用混合物各组分不同沸点、部分冷凝的特点，达到所需的温度水平。

在混合冷剂循环的基础上，发展有丙烷预冷的 MRC 工艺，简称 C3/MRC 工艺，它的效率接近阶式循环。C3/MRC 工艺综合了阶式制冷循环工艺和 MRC 工艺的特长，具有流程简单、效率高、运行费用低、适应性强等优点。

（3）膨胀机制冷循环工艺

以膨胀机制冷循环为基础的天然气液化工艺流程是通过采用透平膨胀机进行等熵膨胀而达到降温目的的过程。根据进入膨胀机的介质的不同，膨胀机制冷循环分为两种：1）天然气膨胀机工艺——采用天然气膨胀制冷的循环，又称开式膨胀机循环；2）氮气膨胀机循环工艺——采用氮（或氮-甲烷混合物）膨胀制冷（闭式）的工艺流程。

天然气膨胀机工艺是利用原料气（即天然气）自身的压力进行膨胀，该循环仅适用于当原料气具有较高的压力，且天然气液化率要求不高的场合。

氮气膨胀机循环工艺是利用透平膨胀机制冷原理，以氮为介质，进行密闭循环制冷。氮膨胀制冷循环是一个密闭的、独立的系统，因此该工艺的选用，可不考虑原料气压力的高低，并且可根据需要，使进入装置的天然气液化率几乎达到 100%。

为了降低膨胀机制冷循环的功耗，采用 N₂-CH₄ 双组分混合气体代替纯氮，发展了 N₂-CH₄ 膨胀机制冷循环。与混合冷剂循环相比，N₂-CH₄ 膨胀机制冷循环具有启动时间短、流程简单、控制容易、制冷剂测定和计算方便等优点。同时由于缩小了冷端换热温差，它比纯氮膨胀机制冷循环节省 10~20% 的动力消耗。

4.2.3.2 甲烷化气体深冷分离工艺的确定

本项目中，由于深冷分离液化工序在项目投资和能耗中所占的比例较大，因此，合理地评价及选择分离液化流程尤其重要。

根据目前国内随着天然气液化装置可供选择的液化流程种类和已建成工业化装置的运用情况，本着尽量采用国产化、可靠、节能的原则选择深冷分离工艺。与一般液化天然气装置的不同在于，焦炉气甲烷化后原料气体中含有大量的氢气（约 30~60%），一定量的氮气（约 5-10%），通过对几种不同方法分离氢、氮后深冷分离的工艺流程进行组合和模拟计算，并分别对其甲烷总收率、能耗进行综合比较分析，本项目对甲烷化后气体液化分离采用“混合制冷剂制冷系统+氮气循环系统”的制冷工艺。混合制冷剂循环可以大大降低能耗，而氮气循环又能为精馏塔塔顶提供更低的冷量。

为满足深冷液化对原料气的要求，进深冷系统原料气中 CO₂ 含量≤30ppm，水≤1ppm 的要求，需对进深冷系统的富甲烷化气进行深冷预处理。深冷预处理采用分子筛作为干燥剂对富甲烷气进行脱水干燥。

4.2.4 LNG 储罐

4.2.4.1 低温贮罐概况

LNG 贮罐是 LNG 罐区的核心设备。低温 LNG 贮罐当有效容积 $V \leq 125\text{m}^3$ 时，可采用真空粉末或真空多层绝热方式，在制造厂内整体制作（包括抽真空工序）完工，经公路、铁路或水路运输至现场安装。当有效容积 $> 125\text{m}^3$ 时，可在现场组装，可供选择的方案有：（1）子母罐；（2）球罐；（3）圆筒罐；（4）常压罐；（5）集群罐。

其中（1）~（3）方案的内罐均为压力罐，因此排液采用压力挤压法，（4）方案则采用泵加压排液。所有方案中，内罐的材料为奥氏体不锈钢，外罐为低合金钢或碳素压力容器用钢。

4.2.4.2 LNG 贮罐方案比选

（一）子母罐

子母罐是指由多个（三个以上）子罐并联组成的内罐，以满足低温液体贮存站大容量贮液的要求。多只子罐并列组装在一个大型外罐（即母罐）之中。子罐通常为立式圆筒形，外罐为立式平底拱盖圆筒形。由于外罐形状尺寸过大等原因不耐外压而无法抽真空，外罐为常压罐。绝热方式为粉末（珠光砂）堆积绝热。子罐通常在压力容器制造厂制造完工后运抵现场吊装就位，外罐则加工成零部件运抵现场后，在现场组装。单只子罐的几何容积通常在 $100 \sim 180\text{m}^3$ 之间（目前国内最大单只子罐容积为 250m^3 ）。子罐的数量通常为 3~7 只，因此可以组建 $300 \sim 1750\text{m}^3$ 的大型贮罐。子罐可以设计成压力容器，最大工作压力可达 1.8MPa，通常为 0.2~1.0MPa，视用户使用压力要求而定。

子母罐具有如下特点：

（1）依靠容器本身的压力可采用压力挤压的办法对外排液，而不需要输液泵排液。由此可获得操作简便和可靠性高的优点。

（2）容器具备承压条件后，可采用带压贮存方式，减少贮存期间的排放损失。

（3）子母罐的制造安装较球罐容易实现，制造安装成本较低。

（二）球罐

低温液体球罐的内外罐均为球罐。工作状态下，内罐为内压力容器，外罐为真空外压力容器。夹层通常为真空粉末绝热。球罐的内外球壳板在压力容器制造厂加工成形后，在安装现场组装。球壳板的成形需要专用加工工装保证成形，现场安装难度大。

国际上,美国和前苏联在航天火箭 LH₂、LO₂ 地面贮罐上采用过。国内采用过 200m³ 球罐储存 LO₂。

球罐具有如下特点:

- (1) 在相同容积条件下,球体具有最小的表面积,设备的净重最小。
- (2) 球罐具有最小的表面积,则意味着传热面积最小,加之夹层可以抽真空,有利于获得最佳的绝热保温效果。
- (3) 球罐的球形特性具有最佳的耐内外压力性能。

(三) 圆筒罐

圆筒罐为双圆筒夹套式结构,夹层充填或包扎绝热材料并抽真空,保温效果较为理想。一台大型圆筒罐可以等容量取代多台小容量并联贮罐,可以节省贮罐配套用阀门仪表。该贮罐适用于容积 200~1000m³,工作压力 0.2~1.0MPa 范围之内。

圆筒罐具有如下特点:

- (1) 由于操作阀门仪表的减少,操作更加方便可靠。
- (2) 占地面积较少。
- (3) 与球罐相比,圆筒罐加工成形、组装技术难度比低,更易实现。

(四) 常压罐

常压罐为立式平底拱盖双圆筒结构,内罐用于常压贮存液体,夹层充填绝热材料。外罐为常压容器,夹层无法抽真空,绝热方式为堆积绝热。常压罐通常与液体生产装置相匹配。常压罐自身的排液压力极为有限,通常需采用输液泵加压排液。因此,对泵的可靠性要求较高,使整个储存区的可靠性受到制约。

常压罐具有如下特点:

- (1) 建造技术难度低,容易实现。
- (2) 材料利用率高,投资省。
- (3) 容量适用范围宽,可达 200~200000m³。
- (4) 占地面积小,维护方便。

(五) 集群罐

罐建站模式是指采用多只容量 100m³ 左右,在制造厂整体制造完工的真空粉末绝热压力贮罐,运抵用户现场,并联组成较大总贮液量要求的建站模式。当 LNG 站的总贮量≤200m³ 时,采用集群罐建站模式可以获得缩短建站周期,减少现场安装工作量等效果。

集群罐具有如下特点：

(1) 贮罐可在制造厂整体制造（包括抽真空合格）完工后交用户。产品制造施工条件较好，有利于保证质量。

(2) 单只贮罐的容量≤100m³时，无论公路、铁路运输均能实现。但当容量>100m³时，某些地域运输受限，且运费高昂。

(3) 建站周期短，投资占用期相应缩短。

4.2.4.3 储存方案的选择

本项目 LNG 的出口压力为 0.015MPaG，所以采用常压储罐储存。

本项目 LNG 储存量根据市场调节，按 7~10 天的储存天数考虑，根据 LNG 产量，配备约 10 天的贮存容量，即设 1 个 5000m³ 的 LNG 常压贮槽储存。贮存压力~15kPaG，设计压力为 20kPaG。

4.2.5 合成氨工艺技术比选

合成氨合成气（主要成分是 H₂ 和 N₂）在催化剂的作用下，反应生成合成氨，其反应式如下：



反应过程要在高压下进行，压力越高，越有利于氨的合成。温度低时，反应有利于向氨合成的方向进行，但反应速度较慢，提高温度不利于反应平衡，但可以加快反应速度，在实际操作中，温度的选择取决于触媒的活性，必须借助触媒，以加快反应速度。

以气态烃为原料的合成氨流程，尽管国际上各公司采用的工艺方法有所不同，但基本生产过程没有发生大的改变；氨合成工艺也是这样，流程基本相同。

目前氨合成的方法，由于采用的压力、温度和催化剂种类的不同，一般可以分为低压法、中压法和高压法三种。

(1) 低压法

操作压力低于 20MPa 的称为低压法，操作温度 450~550℃。采用活性强的亚铁氰化物作催化剂，但它对毒物很敏感，所以对气体中的杂质（CO、CO₂）要特别严格。该法的优点是操作压力和温度较低，对设备、管道的材质要求低，生产容易管理。但低压法合成率不高，合成塔出口气中含氨约 8%~10%，所以催化剂的生产能力比较低；同时由于压力低，必须将循环气冷至-20℃的低温才能使气体中的氨液化，分离

比较安全，所以需要设备庞大的冷冻设备，使得流程复杂，而且生产成本较高。

（2）高压法

操作压力为 60MPa 以上的称为高压法，其操作温度为 550~650℃。高压法的优点：氨合成的效率高，合成塔出口气中含氨达 25~30%，催化剂的生产能力较大。由于压力高，一般用水冷的方法气体中的氨就能得到较完全的分离，而不需要氨冷。从而简化了流程；设备和流程比较紧凑，设备规格小，投资少，但由于在高压高温下操作，对设备和管道的材质要求比较高。合成塔需用高镍优质合金钢制造，即使这样，也会产生破裂。高压法管理比较复杂，特别是由于合成率高，催化剂层内的反应热不易排除而使催化剂长期处于高温下操作，容易失去活性。

（3）中压法

操作压力为 20~60MPa 的称为中压法，操作温度为 450~550℃。中压法的优缺点介于高压法与低压法之间，目前此法技术比较成熟，经济性比较好。因为合成压力的确定，不外乎从设备投资和压缩功耗这两方面来考虑。从动力消耗看，合成系统的功耗占全厂总功耗的比重最大。但功耗决不只取决于压力一项，还要看其它工艺指标和流程的布置情况。总的来看，在 15~35MPa 的范围内，功耗的差别是不大的，因此世界上采用此法的很多。

氨合成的上述三种方法，各有优缺点，不能简单的比较其优劣。由于本项目以深冷液化分离后的富氢尾气为原料，合成气中的杂质（CO、CO₂）含量已很低，本项目推荐采用操作压力和温度较低，对设备、管道的材质要求低，生产容易管理的**低压法合成氨工艺**。

4.2.6 液体二氧化碳工艺技术方案比选

CO₂ 液化工艺是二氧化碳装置的核心工艺，常见的工艺有：

（1）高压液化法

将原料二氧化碳气通过压缩机提压至 8.0MPa 左右，经过常温水冷后液化，在高压下直接充瓶销售。该方法的优点是流程短，工艺简单，投资省。而缺点则很明显，由于压力高，许多必备的净化手段因制作难度和费用高而被取消，杂质因压力高而溶解在产品中，产品质量低，储存运输均不方便。产品中烃类、醛类、醇类等可燃有机物也无法除去，产品纯度低，杂质多，只能用于一般工业用途。

（2）低压深冷法

它是在高压法的基础上加以改进，配合脱硫、干燥、高压节流至浅低压，低温氨冷，将沸点与二氧化碳相近的低沸点杂质分离，产品纯度有很大提高。但诸如苯、多碳烃、含氧有机物等高沸点杂质仍然无法脱除。产品中的有毒有害物质含量高，只能用于工业用途或一般行业。

（3）变压吸附法

利用吸附剂对不同气体在吸附量、吸附速度、吸附力等方面的差异以及吸附剂的吸附容量随压力变化而变化的特性，在加压时完成混合气体的吸附分离，在降压下完成吸附剂的再生，从而实现气体分离和吸附剂再生、循环使用的目的。在生产液体产品时配备冷凝和提纯工序而实现。该法的特点是气源纯度适应范围较宽，适合二氧化碳浓度 20% 以上的各种气源（如浓度太低，经济效益低），较适合于从低浓度 CO₂ 气体中提取较高浓度 CO₂。但纯度和杂质含量波动大，很难长期保证产品质量稳定，特别是对国际饮料二氧化碳标准和《食品安全国家标准 食品添加剂 二氧化碳（GB1886.228-2016）》标准中那些痕量和超痕量杂质指标无法可靠保证。该法生产的产品仅可用于工业和一般行业，不能达到国际饮料技术协会（ISBT）和 GB1886.228-2016 标准的质量要求。

（4）浅低温吸附精馏法

该法综合了低压深冷和精馏的优点，分离沸点比二氧化碳相近的杂质，配合使用特定的选择性很强的吸附剂，有针对性地脱除沸点比二氧化碳高、通过精馏仍无法分离的杂质。但一般二氧化碳的原料气中，杂质是多种多样的，该方法在工业化装置中一般每种吸附剂独立设一个塔或几种吸附剂组合装填于一个塔中进行吸附分离，从理论上讲是可以实现的。但在实际生产中，由于不同吸附剂对不同杂质的吸附容量不同，而气源中不同杂质的含量也不同，很难保证多种吸附剂同时穿透失效，可能某一种或几种吸附剂已经穿透失效了而其它吸附剂还未失效，从而难以保证原料中的几十种杂质同时合格。该工艺和变压吸附一样，无法保证国际饮料二氧化碳标准和二氧化碳新国标中那些痕量和超痕量杂质指标的稳定性。国内采用吸附净化的企业都有过失败教训，特别是以煤为原料生产合成氨过程中放空的二氧化碳原料气，要想通过吸附净化法生产出符合国际饮料协会和 GB1886.228-2016 标准的 CO₂ 产品难度非常大。

（5）洗涤、吸附与低温精馏组合法

该法综合了低压深冷和精馏的优点，首先通过清水洗除去原料气中水溶性杂质，再低温精馏分离沸点比二氧化碳低深的杂质，配合使用活性炭吸附剂，有针对性地脱

除沸点比二氧化碳高、通过精馏无法分离的杂质。此法生产的液体二氧化碳浓度较高并且稳定，一些低沸点杂质可稳定地脱除。该法较适宜于酒精厂发酵气生产食品级液体二氧化碳，产品各项指标均可达食品级液体二氧化碳 GB1886.228-2016 标准。

(6) 催化氧化与精馏组合法

此法的特点是在特定条件下利用催化氧化的原理，将原料气中的所有可燃性杂质与氧发生氧化反应而加以脱除（特别是那些沸点比二氧化碳高的有毒有害杂质，如多碳烃、醛、醇等含氧有机物），燃烧后的产物是水和二氧化碳，由于燃烧反应彻底，为这些杂质的彻底去除提供了技术保证，再结合使用合理先进的脱硫技术和低温提纯技术，产品质量完全可以达到国际饮料协会（ISBT）和 GB1886.228-2016 标准。

表 4-2 各种工艺的优缺点对比表

工艺技术	可靠性	先进性	与本项目适用性	消耗	经济性	产品质量
高压液化法	低	一般	差	低	低，投资低，产品成本高	不满足食品级
低压深冷法	低	差	差	低	低	不满足食品级
变压吸附法	低	一般	差	低	差	很难满足食品级
浅低温吸附精馏法	一般	一般	一般适用 原料气组成影响较大	高	一般	很难满足食品级
洗涤、吸附与低温精馏组合法	一般	好	较好	较高	一般	满足食品级
催化氧化与精馏组合法	高	较好	较好	较低	较高	满足食品级

综上，本项目 CO₂ 原料来自湿法脱碳解吸气，杂质含量降低，推荐使用吸附与低温精馏组合法，其为成熟工艺。

4.3 工艺过程说明

4.3.1 工艺流程概述

本项目工艺装置分为以下部分：

1) 焦炉气压缩净化装置：包括焦炉气预处理、气柜、焦炉气压缩、焦炉气净化、精脱硫、变换、脱碳、甲烷化、脱水等单元；

2) 深冷分离装置：包括脱汞、冷箱、制冷剂压缩、氮气压缩、BOG 压缩、制冷剂储存与卸车等单元；

3) 合成氨装置：包括氮气压缩、氢氮气联合压缩、氨合成、氨分离、驰放气洗涤、驰放气氢回收等单元；

4) 二氧化碳提纯装置：包括二氧化碳压缩、净化、液化、精馏等单元；

5) 空分制氮装置：氮气供氨合成、全厂用氮气、全厂用仪表空气与压缩空气。

6) 储运系统：设置 5000m³LNG 全容罐 1 台，存储时间约 10 天。设置 2000m³液氨球罐 3 台，其中 1 台为备用罐，存储时间约 8 天。设置 650m³液体二氧化碳球罐 2 台，储存周期约 8 天。

焦炉气预处理、压缩、净化后，经加氢转化、精脱硫至总硫小于 0.1ppm 后进行宽温变换，将大部分 CO 转化为氢气和 CO₂。然后采用湿法脱碳将 CO₂ 含量脱除至 0.5%左右。通过甲烷化将其中剩余的少量 CO、CO₂ 都转化为甲烷，甲烷化过程同时也可以将多碳烃、苯等转化为甲烷。甲烷化后富甲烷气干燥脱汞后进入冷箱，经深冷分离得到 LNG 产品，LNG 产品进入 LNG 储罐。深冷分离尾气中补入部分氮气调整氢氮比至 3 左右，然后去合成液氨。脱碳解吸气经压缩净化、液化精馏得到液体二氧化碳，进入二氧化碳储罐。

本项目工艺流程示意图与总物料平衡见图 4-1。

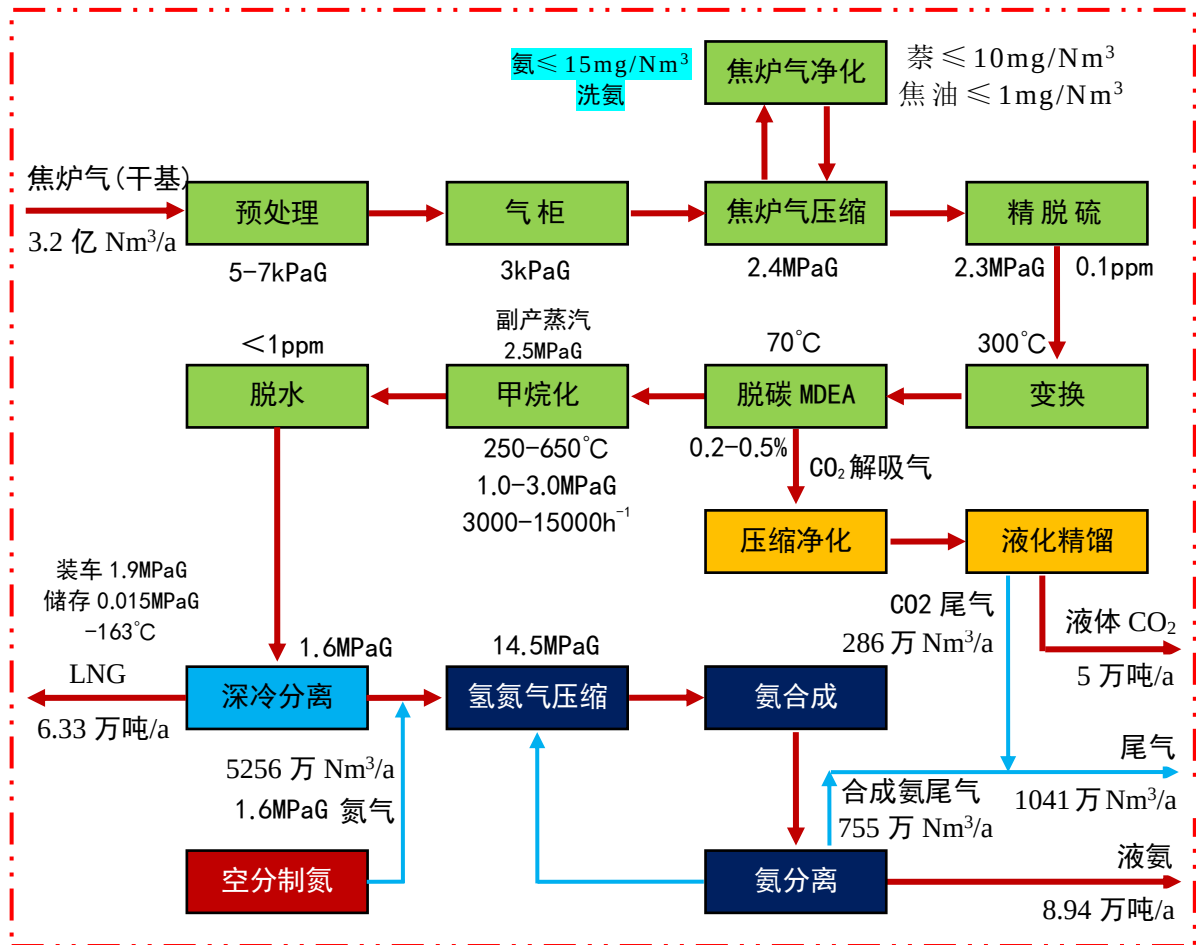


图 4-1 焦炉气综合利用工艺流程示意图

4.3.2 流程说明

4.3.2.1 焦炉气压缩净化装置

焦炉气压缩净化装置包括焦炉预处理、焦炉气压缩、焦炉气净化、变换、脱碳、甲烷化、干燥等单元。

(1) 焦炉预处理

来自界外的焦炉煤气，压力 5~7kPa，进入焦炉煤气预处理，在除雾除尘器内首先经雾化喷淋，降低焦炉煤气中杂质浓度(焦油尘/硫/氨/苯/等)；洗涤后的煤气进入特殊板组段，去除煤气中包裹有杂质的大液滴；最后焦炉煤气进入疏松纤维床精处理，包裹有焦油尘的小液滴与焦炉煤气在疏松纤维床内高精度分离，粗脱油脱萘后的焦炉煤气进入下游工序。为了减少焦油尘在纤维床内的逐步累积而导致堵塞，系统设计了定期的冲洗系统，对预处理器彻底冲洗，冲洗后的含尘废水落入塔下部，由特殊设计的排污口排出。

2) 焦炉气气柜

根据本项目的焦炉气处理量，建议设置 1 台 3 万 m³ 干式气柜，缓冲时间约 40 分钟。

经粗脱油脱萘后的焦炉气进入气柜贮存、缓冲，出气柜的焦炉气去压缩工序。管网中焦炉气过剩时，将活塞顶起。当活塞上升至报警上限时，声光报警，随之自动打开紧急放散阀进行放散，当活塞继续上升时又通过机械连锁机构实现安全放散。当管网中焦炉气不足时，由气柜内焦炉气补充，随之活塞下降，当活塞下降到报警下限时声光报警，焦炉气出口电动阀门自动关闭。

为保证密封油的黏度指标，在气柜底集油槽内设有加热管，油温指示计与阀门连锁进行温控，使油温始终控制在 5~35℃ 范围内。气柜柜体上设有柜容、柜位指示器和压力、温度及焦炉气泄漏监测装置等，并相应设有报警和连锁控制装置。

（2）焦炉气压缩

焦炉气压缩机是将来自焦煤气气柜的焦煤气从 3kPaG 增压至 2.4MPaG。焦炉气压缩采用往复压缩机，共 3 台，2 开 1 备，压缩机采用电驱动。

（3）焦炉气净化

1) 精脱油。来自焦炉气压缩机三级出口的焦炉气进入精脱焦油萘单元。该单元由 3 台精脱萘焦油器组成，采用常温吸附、升温脱附的方法，焦炉煤气自精脱油脱萘器下部进入，自下而上经吸附剂吸附除去焦油煤气中所含的焦油和萘等物质，萘含量降低到 ≤10mg/Nm³，焦油含量降低到 ≤1mg/Nm³，当某台精脱油脱萘器已不能满足工艺要求时，马上切换至另一台备用精脱油脱萘器，并将已吸附饱和的精脱油脱萘器中的吸附剂再生或者更换，如此往复循环。

2) 洗氨。本单元设置原料焦炉气洗氨塔，洗去焦炉气中含有的少量氨（50mg/Nm³），防止氨对后续工段催化剂活性造成影响。来自焦炉气压缩机四级出口的焦炉气，经换热回收热量，并冷却至常温后从洗氨塔底部进入洗氨塔。在洗氨塔的填料中，经与塔顶进入洗氨水逆流接触，洗去焦炉气中的氨（洗后氨降至 ≤15mg/Nm³）。洗氨后的焦炉气在经过两台除雾器，进一步除去焦炉气中微量杂质后，送加氢脱硫工序。

（4）精脱硫

焦炉气精脱硫采用预加氢+一级加氢+一级精脱硫+二级加氢+二级精脱硫工艺，可将焦炉气中总硫脱除至 0.1ppm 以下。

来自焦炉气压缩机的焦炉气经换热，在 2.3MPaG，210~260℃ 下进入两台可并可

串的预加氢槽，脱除焦炉气中的氧，同时采用铁钼加氢催化剂将部分有机硫转化为硫化氢。

预加氢后的焦炉气经一级加氢将大部分有机硫转化为硫化氢。一级加氢采用铁钼加氢催化剂。一级精脱硫采用氧化锌脱硫剂将大部分硫化氢脱除。一精脱硫塔采用两个，可并可串。二级加氢采用钴钼加氢催化剂，将剩余有机硫全部转化为硫化氢。二级精脱硫采用氧化锌脱硫剂将焦炉气中的总硫含量脱除至小于 0.1ppm。二精脱硫塔采用两个，可并可串。

（5）变换

来自加氢脱硫后的焦炉气，温度约为 300℃，首先加入中压蒸汽，作为变换用工艺蒸汽，后依次通过变换中压蒸汽发生器，锅炉水预热器调整温度后进入变换反应器，在催化剂的作用下发生一氧化碳变换反应，生成氢气和二氧化碳，以及少量的副产物甲醇。出变换炉的变换气，经过低压蒸汽发生器、锅炉水预热、脱盐水预热等回收热量后，降温至 70℃，进入水洗塔洗去甲醇，水洗后变换气降至常温，送入脱碳单元。

洗涤塔用水为甲烷化后的工艺冷凝液。变换气洗涤水进入中压蒸汽汽提塔，采用甲烷化副产的中压蒸汽汽提，汽提后废水主要作为上述洗氨用水，剩余部分送循环水站作为补充用水。

（6）脱碳

采用湿法脱碳工艺将变换后的焦炉气中 CO₂ 脱除至 0.2~0.5%，然后去甲烷化工序。二氧化碳解吸气去生产液体二氧化碳。

来自变换单元的变换气，进入 CO₂ 吸收塔底部。气体在 CO₂ 吸收塔下段内由下而上经活化 MDEA 半贫液喷淋洗涤，其中的大部份 CO₂ 被活化 MDEA 溶液吸收下来；出 CO₂ 吸收塔下段的气体进入上段，由下而上经活化 MDEA 贫液喷淋洗涤，脱除残余的 CO₂ 并经除沫层除去气体夹带的液滴后出 CO₂ 吸收塔顶，再依次进入净化气冷却器和净化气分离器，进一步冷凝并分离气体中的冷凝液。脱碳后的净化气，送入甲烷化单元。

从 CO₂ 吸收塔底部出来的富液去闪蒸槽。在闪蒸槽降压闪蒸出的 H₂、N₂ 及部分 CO₂ 等气体，去焦炉气压缩机加压后送净化工段回收；出闪蒸槽的富液进入常压解吸塔顶部，经减压并由蒸汽逆流汽提，将富液中溶解的大部分 CO₂ 解吸出来，使富液得到部分再生即为半贫液。从常压解吸塔解吸出来的 CO₂ 气经塔顶除沫层分离脱碳液后去二氧化碳装置。从塔底导出的半贫液分为两股，大部分经半贫液泵加压后送到

CO₂ 吸收塔下段顶部循环；小部分经溶液泵加压后，去溶液换热器与再生塔底部来的热贫液预热，然后进入再生塔顶部，与由塔底来的蒸汽逆流接触，进一步进行再生。得到充分再生的活化 MDEA 溶液即为贫液，由再生塔底部排出，经溶液换热器换热，再经贫液水冷器冷却后，由贫液泵加压送至 CO₂ 吸收塔上段顶部。从 CO₂ 吸收塔上段底部排出的、吸收了部分 CO₂ 的贫液，与半贫液泵来的半贫液汇合后去 CO₂ 吸收塔下段顶部喷淋而下，如此完成溶液循环。

从净化气分离器分离出的冷凝液送回再生塔，以维持系统的水平衡。

在 CO₂ 吸收塔富液总管上设有旁路，将 2~3% 的溶液送到机械过滤器过滤后，再送到富液再生系统，以除去溶液中的固体杂质和降解物。

(7) 甲烷化

甲烷化反应是一个强放热反应，保持甲烷化反应器床层的温度在允许的范围内，且及时有效的撤除反应热是甲烷化工艺过程能够持续稳定进行下去的关键。

本项目采用西南化工开发的绝热甲烷化工艺流程。甲烷化反应温度为 250~650℃，反应压力 1.0~3.0 MPaG，空速 3000~15000h⁻¹，催化剂是西南化工的 CNJ-5 焦炉气甲烷化专用催化剂。采用两段甲烷化工艺。

来自脱碳单元的净化后的焦炉气，首先经过甲烷化预热器 I 和 II，分别与二段甲烷化出口气、二段甲烷化入口气换热，温度升至 330℃~360℃，进入一段甲烷化反应器，在催化剂作用下，发生 CO 和 CO₂ 的甲烷化反应。

从甲烷化一段反应器出来的高温反应气（温度 450~500℃），首先经一段蒸汽发生器副产 2.5MPaG 蒸汽后，温度降至 380~350℃，再经甲烷化预热器 II 与入口气换热后，温度控制在 270℃~300℃，进入甲烷化二段反应器继续进行甲烷化反应。

来自甲烷化二段反应器出口的气体（温度 280~320℃），首先经甲烷化预热器 1 预热一段入口原料气后，再依次进入汽包给水加热器、甲烷化水冷器回收热量，降温至 40℃，经气液分离器分离冷凝水后再进入干燥脱水工序。

本单元副产的 2.5MPa 蒸汽，首先作为变换单元汽提塔汽提废水后，后送入甲烷化反应器内作为工艺蒸汽。本单元的工艺冷凝水经过收集作为变换气的洗涤水，洗涤变换气后，进入汽提塔脱除 CO₂、甲醇等溶解的气体成分，汽提后凝液一部分作为洗氨塔洗涤水，另一部分送循环水站作为补水。

甲烷化过程中，苯、C_nH_m 等多碳烃转化为甲烷。

(8) 脱水

采用分子筛脱水干燥，将富甲烷气中的水脱除至小于 1ppm（露点小于-76℃）。

4.3.2.2 深冷分离装置

（1）脱汞

干燥后富甲烷气进入脱汞塔，将富甲烷气中的汞脱除后进入冷箱。

（2）深冷分离

本项目采用混合制冷剂制冷循环工艺 MRC 加精馏液化的流程。富甲烷气、制冷剂和制冷用氮气再进入冷箱内的各段换热器被返流的低温介质冷却。

甲烷化工序来的富甲烷气经主换热器后，在一定温度下以气液混合物进入低压塔的再沸器，作为低压塔精馏所需的热源，然后进入高压塔，在塔内经初次精馏塔顶富氢气体进入 LNG 过冷器，过冷器后富氢尾气去主换热器复热送出冷箱做为合成氨原料气。

塔釜获得富含甲烷液体，节流后进入低压塔中部进行精馏，低压塔塔釜获得 LNG 经过冷器过冷后送至常压 LNG 贮罐中储存；低压塔塔顶部抽出弛放气进入 LNG 过冷器过冷 LNG 后去主换热器复热送出冷箱。氮气经氮气压缩机压缩后进入主换热器，冷却成液体后进入分别减压进入高、低压塔顶冷凝器作为冷源，并被气化后经主换热器复热后送出冷箱循环压缩。

富甲烷气液化所需冷量由一套混合制冷剂压缩机和氮气压缩机提供。混合制冷剂由甲烷、乙烯、丙烷、异戊烷和氮气等组成，利用各组分沸点的不同在各换热器内冷凝并过冷经 J-T 阀减压进入返流制冷剂中依次冷却不同温区的富甲烷气及正流制冷剂，返流制冷剂被复热后出冷箱进入混合制冷剂压缩机循环压缩。在运行异常和开车时，混合冷剂压缩机入口缓冲罐可以保护压缩机没有液体进入。

混合冷剂循环压缩机采用离心式压缩机。混合冷剂制冷循环中的制冷剂，主要由氮气、甲烷、乙烯、丙烷、异戊烷等物质按照一定比例混合而成。配比好的混合冷剂由压缩机压缩，通过冷却后，进入压缩机出口分离器中，分离出由于增压并降温而冷凝的液体。

氮气制冷压缩机采用往复式压缩机，主要是把从冷箱出来制冷用氮气经过循环氮气压缩机压缩冷却后再进入冷箱制冷。氮气在主换热器被预冷至一定温度后节流降压，并为精馏塔提供冷量后回主换热器复热，复热后的氮气进入氮气循环压缩机，如此循环反复。

在 LNG 装车过程中，来自槽车内的 BOG 气体先送入 LNG 储罐与 LNG 储罐

自身产生的 BOG 气体混合，再经 BOG 换热器升温进入 BOG 压缩机加压至 1.9MPaG，经 BOG 换热器换热降温送至液化工段冷箱入口，经净化气预冷器进一步降温至~12℃，进入冷箱液化回用。

低压塔抽出的富氮气复热后，混合一部分深冷制氮单元的氮气，作为干燥单元的再生气，再生干燥吸附剂后，与富氢气混合气合成氨单元做原料。

(3) LNG 储运

本装置液化天然气产量约为 441m³(液体)/天，考虑到生产能力、销售与运输，厂区内储罐至少应该能够满足 7~9 天的储存能力，储罐在充装时需留出一定的空间，作为介质受热膨胀之用，不得将储罐充满，故此选用 1 个 5000m³全容罐。贮存压力 0.015MPa(g)，温度-163℃。最大存储时间约 10 天。

在 LNG 储罐中闪蒸出的 BOG 经 BOG 空温器至常温，进入 BOG 进口缓冲罐，再经 BOG 压缩机增压后送至冷箱原料气冷却器进口处。

自 LNG 储罐来的 LNG 经过 LNG 泵将 LNG 通过灌装鹤管引导到装车站，根据实际需要，装车台设置 3 个装车台。LNG 装车台按两个装车臂、一个泄压臂进行设计。

4.3.2.3 合成氨装置

(1) 氮气压缩、氢氮气压缩

从冷箱工序来的、压力为 1.60MPaG 的富氢气，与制氮装置过来的经氮气压缩机升压至 1.60MPaG 的氮气、驰放气回收的氢气混合，控制混合气中 H₂/N₂≈3，然后进入氢氮气联合压缩机升压。

(2) 氨合成

来自氢氮气-循环气联合压缩机、压力约 14.5MPa 的氢氮气作为新鲜补充气，经补充气氨冷器冷却后进入补充气分离器分离冷凝液，分液后的新鲜补充气与来自冷换热器的循环气混合后送进入氢氮气/循环气联压机循环气段压缩到~15.2MPa。联压机出口设置一台高效油过滤器以防止压缩机带油，油过滤器出口气返回氨合成作入塔气，在进出塔换热器中预热后，进入氨合成塔发生氨的合成反应。

氨合成塔出塔气经合成废热锅炉副产 2.5MPaG 中压蒸汽、合成气给水预热器、进出塔换热器回收热量后，在合成水冷器中冷却到 40℃，然后经冷交换器、1#氨冷器冷却到 11℃，大量的氨被冷凝并在 1#氨分离器中分离出来。一次分氨后的出塔气进入 2#氨冷器中冷却到-6℃，在 2#氨分离器中进一步分氨后弛放一部分以控制合成

回路中的惰性气体含量，剩余的大部分不凝气经冷换热器回收冷量后作为循环气。氨合成弛放气洗氨后送甲醇装置做燃料。

1#氨分离器与 2#氨分离器分离下来的液氨在液氨闪蒸槽中降压闪蒸，除去大部分溶解的合成气后，经液氨换热器换热后送入成品罐区的液氨贮罐。闪蒸汽送界外做燃料。

（3）氨冷冻工序

氨合成装置设有氨冷冻站。1#氨冷器和 2#氨冷器所需的液氨均由冷冻氨槽输来，氨冷器蒸发出的气氨去氨压缩机升压后，送氨冷凝器冷凝为液氨并返回冷冻氨槽，如此形成循环。氨冷冻系统的补充氨由液氨换热器出口管道或液氨贮罐输来。

（4）氨储运

设置 3 台 2000m³ 液氨球罐，其中 1 台为备用罐，存储时间约 8 天。液氨装车与 LNG 装车合建，设置 3 个装车位。

（5）氢回收

合成氨弛放气中含有~70%的氢气，经洗氨、减压至 5.6MPa 后去 PSA 回收氢气，回收氢气去合成氨，提氢解吸气送出装置界区外做燃料。洗氨水中氨含量 5-10%，送污水处理站处理。

4.3.2.4 二氧化碳提纯装置

（1）二氧化碳压缩

来自脱碳单元解吸塔的二氧化碳放空尾气（主要杂质：氢气、氮气、一氧化碳、多碳烃、甲烷、水等，0.02MPa，40℃），经外管廊进入二氧化碳装置界区。进入界区的原料 CO₂ 气体经二氧化碳压缩机四级压缩后，出口压力为 2.7 MPaG。

（2）净化

从压缩机出口来的压缩气体进入净化工序，首先净分离器分离游离水，而后进入特种吸附器。

特种吸附器采用 TPSA 吸附和脱水，能将水含量脱除至 10ppm 以下，其他烃类及有机物也能脱除至 10ppm 以下。本 TPSA 吸附流程采用三塔流程，分别进行吸附、热吹和冷吹的工作，任何时候有 1 台吸附器在吸附，2 台吸附器在再生，每步操作切换周期大概为 8 小时。再生气采用提纯塔顶的不凝气作为再生气，再生气量按 400 Nm³/h 进行设计。再生气先经过调节阀减压至 0.1MPaG（阀后压力通过手阀控制在结冰压力范围以上），进入冷吹吸附器进行冷吹，再经吸附再生加热器加热至 180℃进

入热吹吸附器，再生尾气与合成氨尾气混合后送东鑫焦化燃料气管网。

（3）液化精馏

经过吸附后的 CO₂ 气进入 CO₂ 液化器液化。CO₂ 气进口温度 33℃，约 2.5MPaG，经制冷剂冷却至-17℃，液化率达到 95%以上。

从液化器出来的气液两相 CO₂，利用压力可直接进入提纯塔顶部进行精馏提纯。提纯塔操作温度塔底操作温度-17~-15℃，操作压力 2.5MPaG，通过脱烃气作为再沸器热源加热后，低温精馏出氧气、氮气、甲烷、氢气等不凝气，塔顶不凝气作为吸附再生气。塔底液体二氧化碳经减压至 2.0 MPaG 后进入二氧化碳球罐储存。

（4）罐区

来自提纯塔塔底的液体 CO₂ 通过压力流入液体二氧化碳储罐。本项目设两台二氧化碳球罐，球罐体积 650m³。共配置两台 CO₂ 装车泵。

4.3.2.5 空压制氮

合成氨需要的氮气由深冷制氮装置补充，本单元以空气为原料，经过压缩、净化，再利用热交换使空气液化成为液空。液空主要是液氧和液氮的混合物，利用液氧和液氮的沸点不同，通过液空的精馏，使它们分离来获得氮气。

空分制氮装置同时提供全厂需要的氮气、仪表空气与压缩空气。

本单元采用分子筛纯化，透平膨胀机组，全精馏流程，主要包括空气过滤系统，空气压缩系统，空气预冷系统，分子筛纯化系统，精馏塔系统等。

（1）空气过滤和压缩

空气进入自洁式空气过滤器，去除杂质和其他的机械污染物，然后进入空压机进行多级压缩，接着进入水冷却器。压缩产生的热量由循环冷却水带走。

（2）空气冷却和纯化

空气进入分子筛吸附器前由预冷机组冷却，降低空气温度，减少空气水含量以便于减少分子筛吸附器的工作负载以及洁净空气。

接着空气被带入分子筛吸附器移除水分，乙炔和二氧化碳。分子筛吸附器有两台，并进行轮流循环操作，一台吸附杂质时另一台再生。再生气体由电加热器加热，电加热器有两台，一台使用，一台备用。

（3）空气精馏

从纯化系统出来的空气将流向主换热器，并被快速冷却至接近液化的温度。之后，压缩空气进入精馏塔底部开始精馏，在精馏塔内，上升的气体和下降的液体完全接触。

在进行传热和物质交换后，上升气体中的氮含量不断上升。在塔顶部生产出纯氮。气态纯氮在蒸发器中被液态空气冷凝，而同时液态空气被蒸发。

液态空气是由精馏塔底部引出的气体，经过过冷器后再进行节流而产生的。在蒸发器上部，将废气引出，经过过冷器后导入主换热器。然后被复热到一定的温度，进入膨胀机给冷箱生产冷量，废气再次流过主换热器后，被引向电加热器以用于分子筛的再生气体。

(4) 产品循环

从氮塔顶部引出氮气和液氮。氮气经主换热器复热至常温出冷箱，经过膨胀机增压端，增压到需要的压力后供给用户。

液氮则从塔顶部抽出节流到需要的压力后排出冷箱灌入贮槽，以作纯氮设备的备用气。

4.4 主要消耗

表 4-3 本项目主要消耗表

序号	项目	规格	单位	时耗	年耗	备注
一	原辅材料					
(一)	原料					
1	焦炉气		Nm ³	40000	32000×10 ⁴	来自界外
2	氮气	0.7MPa,99.99%	Nm ³	6570	5256×10 ⁴	来自空分制氮
(二)	辅助材料					
1	脱萘剂		t		108	1 年一换
2	脱油剂		t		60	1 年一换
3	预加氢催化剂		t		56	1 年一换
4	一加氢催化剂		t		30	1 年一换
5	二级加氢催化剂		t		9	2 年一换
6	精脱硫剂		t		210	1 年一换
7	脱氯剂		t		8.5	1 年一换
8	变换催化剂		t		8	2 年一换
9	MDEA 溶液		t		6	年补充量
10	甲烷化催化剂		t		8	2 年一换
11	干燥剂		t		26	3 年一换
12	氨合成催化剂		t		3	5 年一换
13	制冷剂		t		15	年补充量
14	脱汞剂		t		2	3 年一换

序号	项目	规格	单位	时耗	年耗	备注
15	冷剂干燥剂		t		2	3 年一换
16	压缩机润滑油		t		3	年更换量
17	气柜密封油		t		6	年更换量
18	CO ₂ 净化剂		t		8	3 年一换
19	化学药品		t		400	年消耗量
二	公用工程消耗					
1	电	10kV/380V	kWh	19767	15814×10 ⁴	
2	循环冷却水	32℃, Δt=10℃	t	6000	4800×10 ⁴	计入新鲜水和电耗
3	脱盐水		t	16	12.8×10 ⁴	计入新鲜水和电耗
4	新鲜水		t	120	96×10 ⁴	来自界外
5	仪表空气		Nm ³	400	320 ×10 ⁴	来自空分制氮
6	氮气		Nm ³	800	640×10 ⁴	来自空分制氮

4.5 主要设备

4.5.1 焦炉气压缩净化

表 4-4 焦炉气压缩净化装置主要设备表

序号	设备名称	单台型号规格及 主要技术参数	数量(台 /套)	主要材质	备注
一	焦炉气预处理				
1	除雾除尘器	立式椭圆封头	1	组合件	含疏松纤维床
2	冲洗水罐	立式平底平盖	1	碳钢	
3	洗油罐	立式平底平盖	1	碳钢	
4	冲洗水泵	离心泵	2	组合件	1 开 1 备
5	循环泵	离心泵	2	组合件	1 开 1 备
二	焦炉气气柜				
1	气柜	30000m ³ , 干式	1		
三	焦炉气压缩				
1	焦炉气压缩机	往复机 0.002MPa→2.40MPa 打气量 20826Nm ³ /h (湿基)	3	组合件	2 开 1 备
2	废液泵	自吸泵, Q=20m ³ /h, H=40m	1	组合件	
3	起重机	防爆桥式起重机, 额定起重 量: 35/5 t	1	组合件	
4	放空气冷却器	卧式固定管板换热器	1	碳钢	

序号	设备名称	单台型号规格及 主要技术参数	数量(台 /套)	主要材质	备注
5	放空分离器	立式椭圆封头	1	碳钢	
四	焦炉气净化				
1	洗氨塔	立式椭圆封头	1	碳钢	
2	精脱油罐	立式椭圆封头	2	碳钢	1 开 1 备
3	精脱萘罐	立式椭圆封头	2	碳钢	1 开 1 备
4	气液分离器	立式椭圆封头	1	碳钢	
五	精脱硫				
1	硫预转化器	立式椭圆形封头	2	15CrMoR	1 开 1 备
2	硫转化器 I	立式椭圆形封头	1	15CrMoR	
3	硫转化器 II	立式椭圆形封头	1	15CrMoR	
4	精脱硫罐 I	立式椭圆形封头	2	15CrMoR	1 开 1 备
5	精脱硫罐 II	立式椭圆形封头	2	15CrMoR	1 开 1 备
6	加氢预热器	立式固定管板	1	15CrMoR	
7	加氢换热器	U 型管式换热器	1	15CrMoR	
9	脱盐水加热器	立式固定管板	1	不锈钢、 复合板	
10	加氢电加热器	1000kW	1	组合件	
六	变换				
1	除雾器	立式椭圆形封头	2	碳钢	
2	变换炉	立式椭圆形封头	1	15CrMoR	
3	变换蒸汽发生器	管壳式换热器	1	合金钢	
4	锅炉水预热器	管壳式换热器	1	合金钢/碳 钢	
5	脱盐水预热器	管壳式换热器	1	碳钢	
6	变换水冷器	管壳式换热器	1	不锈钢	
7	变换分离器	立式椭圆形封头	1	不锈钢	
8	变换电加热器	1000kW	1	组合件	
9	冷凝液汽提塔		1		
10	工艺冷凝液泵		2	组合件	
11	甲醇洗涤塔		1		
12	洗醇塔循环泵		2	组合件	
13	锅炉水泵		2	组合件	
14	排污水闪蒸罐		1		
15	排污水冷却器		1		
七	脱碳				
1	吸收塔	填料塔	1	碳钢	
2	再生塔	填料塔	1	碳钢	

序号	设备名称	单台型号规格及 主要技术参数	数量(台 /套)	主要材质	备注
3	机械过滤器	组合式	1	组合件	
4	净化气冷却器	管壳式换热器	1	碳钢	
5	吸收塔气液分离罐	立式椭圆封头	1	碳钢	
6	贫液罐	卧式	1	碳钢	
7	富液闪蒸槽	卧式椭圆形封头	1	不锈钢	
8	再生塔气液分离罐	立式椭圆封头	1	不锈钢	
9	地下溶剂罐	常压罐	1	碳钢	
10	贫液冷却器	板式换热器	1	碳钢	
11	贫富液换热器	管壳式换热器	1	不锈钢	
12	再生塔顶冷凝器	板式换热器	1	不锈钢	
13	再生塔再沸器	管壳式换热器	1	不锈钢	
14	贫液泵	离心泵	2	组合件	1 开 1 备
15	再生塔回流泵	离心泵	2	组合件	1 开 1 备
16	溶液补充泵	离心泵	1	组合件	
17	液下泵	液下泵	1	组合件	
八	甲烷化				
1	一段甲烷化反应器	立式椭圆封头	1	合金钢衬 里	
2	二段甲烷化反应器	立式椭圆封头	1	合金钢衬 里	
3	一段预热器	立式固定管板	1	合金钢	
4	二段预热器	立式固定管板	1	合金钢	
5	汽包给水加热器	立式固定管板	1	不锈钢	
6	脱盐水预热器	立式固定管板	1	不锈钢	
7	甲烷化水冷器 I	立式固定管板	1	不锈钢、 碳钢	
8	甲烷化水冷器 II	立式固定管板	1	不锈钢、 碳钢	
9	冷凝液换热器	卧式固定管板	1	不锈钢	
10	冷凝液水冷器	卧式固定管板	1	不锈钢	
11	排污水冷却器	卧式固定管板	1	碳钢	
12	热水加热器	卧式固定管板	1	不锈钢	
13	蒸汽分水器	立式椭圆形封头	1	碳钢	
14	气液分离器 I	立式椭圆形封头	1	不锈钢	
15	气液分离器 II	立式椭圆形封头	1	不锈钢	
16	汽提塔	立式椭圆形封头	1	复合板	
17	排污水闪蒸罐	立式椭圆形封头	1	碳钢	

序号	设备名称	单台型号规格及 主要技术参数	数量(台 /套)	主要材质	备注
18	甲烷化蒸汽发生器	卧式中心管调节	1	组合件	
19	开工电加热器	900 KW	1	组合件	
20	甲烷化汽包	与蒸汽发生器配套	1	组合件	
21	除氧器	大气式热力除氧器,带水箱	1	组合件	
22	汽包给水泵	多级离心泵	2	组合件	
23	汽提水输送泵	离心泵	2	组合件	
24	磷酸盐站	计量泵,配液罐带搅拌	1	组合件	
25	氨水站	计量泵,配液罐带搅拌	1	组合件	
九	干燥				
1	进口分离器	立式	1	碳钢	
2	干燥器	立式外绝热	3	碳钢	
3	再生气加热器	卧式管壳式(BEU)	1	碳钢	
4	再生气电加热器	立式电加热, 150kW	1	组合件	
5	再生气冷却器	卧式管壳式(BEU)	1	碳钢	
6	再生气气液分离器	立式	1	碳钢	

4.5.2 深冷分离

表 4-5 深冷液化装置主要设备表

序号	设备名称	单台型号规格及 主要技术参数	数量(台 套)	主要材质	备注
1	粉尘过滤器	立式	2	组合件	1 开 1 备
2	脱汞吸附器	型式: 立式	2	碳钢	1 开 1 备
3	主板翅换热器	结构形式: 板翅式	1	5052/5083	置于冷箱内
4	过冷换热器	结构形式: 板翅式	1	5052/5083	置于冷箱内
5	脱氢塔	型式: 填料塔	1	5052/5083	置于冷箱内
6	脱氢塔冷凝器	结构形式: 板翅式	1	5052/5083	置于冷箱内
7	脱氢塔分离器	型式: 立式	1	5052/5083	置于冷箱内
8	脱氮塔	型式: 填料塔	1	5052/5083	置于冷箱内
9	脱氮塔冷凝器	结构形式: 板翅式	1	5052/5083	置于冷箱内
10	脱氮塔塔顶分离器	型式: 立式	1	5052/5083	置于冷箱内
11	脱氮塔再沸器	结构形式: 板翅式	1	5052/5083	置于冷箱内
12	冷剂压缩机组	离心式, 电机驱动	1	组合件	
13	冷剂压缩机入口缓冲罐	型式: 立式	1	碳钢	
14	冷剂压缩机级间分离器	结构形式: 立式	1	碳钢	
15	冷剂压缩机末级分离器	结构形式: 立式	1	碳钢	
16	冷剂压缩机级间冷却器	型式: 卧式管壳式	1	碳钢	

序号	设备名称	单台型号规格及 主要技术参数	数量(台 套)	主要材质	备注
		(BEU)			
17	冷剂压缩机末级冷却器	型式：卧式管壳式 (BEU)	1	碳钢	
18	冷剂级间预冷换热器	型式：卧式管壳式 (BEU)	1	碳钢	
19	冷剂末级预冷换热器	型式：卧式管壳式 (BEU)	1	碳钢	
20	氮气缓冲罐	型式：立式	1	碳钢	
21	氮气压缩机	往复压缩机,	2	组合件	1 开 1 备
22	氮气预冷换热器	型式：卧式管壳式 (BEU)	1	碳钢	
23	BOG 汽化器	型式：空温式	1	碳钢	
24	水浴式 BOG 加热	工作介质：BOG/水	1	碳钢	
25	BOG 入口缓冲罐	型式：立式	1	碳钢	
26	BOG 压缩机组	往复压缩机	2	组合件	1 开 1 备
27	BOG 出口缓冲罐	型式：立式	1	碳钢	
28	LNG 汽化器		1	组合件	
29	乙烯汽化器		1	组合件	
30	液烃干燥器		1	组合件	
31	液氮汽化器		1	组合件	
32	氮气平衡罐		1	组合件	

4.5.3 氨合成

表 4-6 氨合成装置主要设备表

序号	设备名称	单台型号规格及 主要技术参数	数量(台 套)	主要材质	备注
1	氨合成塔	立式/DN1600	1	碳钢/合金钢	
2	开工电加热炉	塔内电加热炉, 1600kW	1	碳钢/合金钢	
3	废热回收器	卧式/NKU 型	1	碳钢/合金钢	
4	锅炉给水加热器	卧式/NEU 型	1	碳钢/合金钢	
5	热交换器	立式	1	碳钢/合金钢	
6	水冷却器	卧式/BEU 型	1	Q345R/16Mn	
7	冷交换器	立式	1	Q345R/16Mn	
8	一级氨冷器	卧式/BKU 型	1	Q345R/16Mn	
9	二级氨冷器	卧式/BKU 型	1	Q345R/16Mn	
10	排污膨胀槽	立式	1	碳钢	

序号	设备名称	单台型号规格及主要技术参数	数量（台套）	主要材质	备注
11	循环气油分离器	立式	1	碳钢	
12	氨分离器	立式	1	碳钢	
13	液氨闪蒸器	卧式	1	碳钢	
14	污氨槽	立式	1	碳钢	
15	氨回收塔	立式	1	不锈钢	
16	氢氮气/循环气联合压缩机	往复机 压缩段:16297Nm ³ /h 1.6MPa→13.2MPa 循环段:67246 Nm ³ /h 13.2MPa→14.0MPa	3		2 开 1 备
17	氮气压缩机	往复机 0.7MPa→1.6MPa 打气量 6570Nm ³ /h	2		1 开 1 备
18	PSA 进气分离器	立式椭圆形封头	1	碳钢	
19	PSA 吸附塔	立式椭圆形封头	14	碳钢	
20	氢气缓冲罐	立式椭圆形封头	1	碳钢	
21	解吸气缓冲罐	立式椭圆形封头	1	碳钢	

4.5.4 二氧化碳装置

表 4-7 二氧化碳装置主要设备表

序号	设备名称	单台型号规格及主要技术参数	数量（台套）	主要材质	备注
1	二氧化碳压缩机	往复机 0.002MPa→2.70MPa 打气量 3762Nm ³ /h	2	组合件	1 开 1 备
2	水分离器		1	304 复合板	
3	预冷分离器		1	16MnDR	
3	TPSA 吸附器		3	304 复合板	
4	再生气加热器		1	碳钢	
5	液化器		1 套		
6	精馏塔		1	16MnDR	

4.5.5 储运设施

表 4-8 储运设施主要设备表

序号	设备名称	单台型号规格及 主要技术参数	数量(台 套)	主要材质	备注
1	LNG 储罐	5000m ³ 全容罐	1	不锈钢, 碳钢	
2	LNG 潜液泵		2	组合件	1 开 1 备
3	LNG 装车臂		4	组合件	
4	低温收集罐	型式: 立式	1	组合件	
5	液氨储罐	2000m ³ , 球罐	3	组合件	
6	液氨泵		3	组合件	2 开 1 备
7	液氨装车臂		4		
8	二氧化碳储罐	650m ³ , 球罐	3		1 台为备用
9	二氧化碳装车泵		2		1 开 1 备
10	二氧化碳装车臂		2		
11	汽车衡		1		

4.5.6 空分制氮

表 4-9 空分制氮装置主要设备表

序号	设备名称	单台型号规格及 主要技术参数	数量(台 套)	主要材质	备注
1	空气过滤器		1		
2	空气压缩机机组	20000 Nm ³ /h 常压→0.85MPa	1		
3	空气分离罐		1		
4	空气预冷系统		1 套		
5	冷气机组		1		
6	水分离器		1		
7	水过滤器		1		
8	分子筛纯化系统		1 套		
9	分子筛吸附器		2		
10	电加热器	50kW	2		
11	分馏塔系统		1 套		
12	透平膨胀机组		1 套		
13	液氮储罐	50m ³	1		
14	液氮泵		1		
15	汽化器		1		

4.6 自控技术方案

4.6.1 概述

本项目工艺生产过程具有易燃、易爆、有毒及连续化生产等特点，要求采用就地监视为辅、集中监视和控制为主的基本原则。本项目焦炉气压缩净化、深冷分离、氨合成、二氧化碳装置等的自动控制采用 DCS 集散控制系统；制冷剂压缩机的自动控制采用 PLC 控制系统，并与 DCS 通讯；空分制氮、消防水站、循环水站、脱盐水处理站、污水处理站火炬自带控制系统。

本装置设置一套独立的安全仪表系统（SIS）来实现紧急停车，保证生产过程和重要设备的安全。安全仪表系统（SIS）需与过程控制 DCS 进行通讯。

本装置拟设一个中央控制室（CCR），主装置 DCS 系统还设有通讯接口同时监控其它定型设备所配套控制系统的主要信息，如空分系统、消防水站、火炬等控制系统的重要工艺参数。

4.6.2 生产过程的自动化水平及控制、检测仪表选型原则

4.6.2.1 DCS 集散控制系统

DCS 集散控制系统的选型以安全性、可靠性、通用开发性、操作使用方便、易维护性及先进性等为原则，本项目拟采用国内一流的集散控制系统（DCS）对整个装置进行监视、控制和操作，利用其多种的功能、良好的操作性、高度的可靠性，以保证装置的连续平稳运行。装置的自动化水平达到目前国际同类装置先进水平。

集散控制系统（DCS）在中央控制室（CCR）对整个生产过程进行自动检测和控制。生产过程中主要的和重要的参数集中到 CCR 由 DCS 系统进行显示和控制；次要的参数及设定值不需经常调节的参数，可采用就地显示和调节。DCS 系统在完成过程控制的同时还能进行生产管理和生产统计，并通过上位机，与全厂的管理计算机网络相连，从而实现全厂的信息化管理。DCS 系统的自诊断功能以及系统所采用的热冗余技术、容错技术使控制系统运行的安全性和可靠性大大的提高，从而保证工艺生产过程的长期稳定运行，并减轻劳动强度，改善工作条件。

本项目 DCS 系统拟选用国内一流品牌的最新产品，硬件可靠性指标优良，软件版本最新，备品备件及硬件、软件维修服务容易到位。DCS 系统由操作站、工程师站、控制站、打印机、辅助操作台、大屏幕、通讯总线及相关接口组成。在系统配置

中要考虑重要控制回路卡件、系统电源、通讯总线及 CPU 的冗余。DCS 系统留有与上位机通讯的网络接口，同时设置一套实时数据采集服务器，以便将装置的数据和信息实时地传送到工厂管理系统。

4.6.2.2 安全仪表系统（SIS）

联锁保护控制以及当生产装置出现紧急情况时，由 SIS 发出保护联锁信号，对现场设备进行安全联锁保护。安全仪表系统（SIS）采取硬接线连接。

4.6.2.3 可燃、有毒气体检测报警系统（GDS）

本装置设置一套可燃气体/有毒气体检测系统（简称 GDS），设独立的控制器、卡件、机笼与操作站。

4.6.2.4 检测仪表

（1）环境特征及仪表防爆

1) 根据装置防爆区域划分，防爆区为 2 区防爆场所，因此在仪表选型时需考虑防爆等措施。远传仪表优先选用本安型，防爆等级不低于 Ex ia II CT4，当没有本安型仪表可选时可采用隔爆型，防爆等级不低于 Ex d II CT4。

2) 需防冻的测量管路、变送器、液位计、在线分析仪等采用伴热保温。

（2）仪表的防护及防腐

1) 安装在爆炸危险场所的现场仪表防护等级不低于 IP65，变送器等仪表尽可能安装在保温（护）箱内。

2) 根据工艺介质特点及仪表所处的安装环境选择耐腐蚀的仪表。

（3）主要仪表选型

1) 压力仪表：就地指示主要选用不锈钢弹簧管式压力表、不锈钢耐震压力表、不锈钢膜盒压力表、不锈钢隔膜压力表。用于集中测量压力、差压的变送器选用智能变送器（HART）。

2) 温度仪表：就地指示的温度仪表选用抽芯式双金属温度计。集中显示的温度仪表，其一次仪表选用国内专业生产厂制造的本安或隔爆型铠装热电阻、铠装热电偶；工艺管道上安装的温度计选用铠装式带外热保护套管，设备上安装的选用法兰式热电阻或热电偶并配带外热保护套管。对于作为调节/联锁用的温度测量，通过安全栅转换为 4~20mA.DC 信号进入 DCS 系统进行冗余。

3) 流量仪表：远传流量测量分别采用调整型孔板流量计、锥形流量计，配套智能差压变送器（HART）；以及超声波流量计、电磁流量计、金属转子流量计（变送

器)等。

4) 液位仪表: 有腐蚀、粘稠、易结晶、易结冻的部分工艺介质远传液位测量主要采用双法兰毛细管智能差压变送器; 其余介质远传液位测量分别采用单法兰智能差压变送器、智能电容式锅炉汽包液位计、智能浮筒液位计等。就地液位指示主要采用磁性液位计、玻璃板液位计等。

5) 安全栅: 选用国际知名的隔离式安全栅。

6) 分析仪表: 焦炉气氧含量分析采用激光在线气体分析仪。甲烷化进口原料气、反应气、产品气二氧化碳及甲烷含量在线分析采用隔爆型在线红外分析仪, 产品气微量水分析采用本安型露点分析仪, 均配套采用成套的预处理系统及分析小屋。

7) 控制阀: 选用蝶形、球形、套筒调节阀, 阀体材质为铸钢、合金钢、不锈钢, 阀芯、阀座、阀杆、材质为不锈钢, 阀门密封形式主要采用硬密封, 部分采用软密封。所有调节阀均配套智能电气阀门定位器和空气过滤减压阀。在调节阀的选型中, 尽量考虑了调节阀的噪声小于 85dB。联锁用气动切断阀选用国外或合资公司生产的三偏心蝶阀及球阀, 并配带阀位检测开关。驱动装置有气动和电动两种: 驱动气缸动作的电磁阀优先选用美国 ASCO 公司的产品; 电动执行机构选用国内外知名品牌, 配带一体化电子式伺服机构。TSA 工艺的程序控制阀建议采用专用程控阀, 并配套 ASCO 公司生产的防爆电磁阀和德国 P+F 公司生产的阀位传感器。

8) 仪表管线: 现场导压管选用 $\Phi 14 \times 2$, 气动讯号管线为 $\Phi 14$ 、 $\Phi 12$ 、 $\Phi 10$ 、 $\Phi 8$, 材质均选用不锈钢。仪表伴热支管选用无缝钢管。

4.6.3 保证自控系统正常运行的主要安全技术措施

由于本项目主要物料具有易燃、易爆等特点, 仪表的选型上考虑选用防爆型仪表, 并采用隔离器和安全栅等设备进行隔离及采取安全接地措施。

本设计在工艺装置区和产品贮存内以及易泄漏可燃气体的场所, 设置有可燃气体检测报警仪; 易泄漏有毒气体合成气的场所, 设置有 CO、H₂S、NH₃ 气体检测报警仪, 带现场声光报警。一旦发现报警, 便可及时采取措施, 以防事故的发生。可燃、有毒单独成一套独立报警系统, 通过通讯引入 DCS 系统。

4.6.4 仪表的供电和供气

(1) 仪表供气

本项目仪表用气量 400Nm³/h。仪表空气来自本项目新建空压制氮装置，质量标准要满足仪表气源规范要求。

(2) 仪表供电

所有控制仪表设备由 2 路 UPS 提供总供电电源，UPS 总容量为 2 台 20kVA。

UPS 的电池应完全密封、铅酸组合、免维护类型，后备时间为 1 小时，不间断供电系统使用电池最小使用寿命为 10 年。

4.6.5 中央控制室

中控室位于非爆炸、无火灾危险的区域内，为独立单层建筑，按抗爆结构设计，靠装置侧的墙不设窗户。采用 DCS 控制系统，中控室分隔为操作间、机柜间、UPS 间、空调间、工程师站、值班室及交接班室；操作间内设 DCS 操作员站、SIS 系统辅操台、消防控制台、调度电话(含语音对讲机)、电视摄像监控台以及液晶大屏幕显示器等；机柜间内设本装置所需的配电柜、端子柜、DCS/SIS 机柜、继电器柜等；机柜间、UPS 电源间的进线口均设有可燃气体检测报警仪。

就地分控室位于相关装置区内，靠装置侧的墙不设窗户，满足防爆要求。现场机柜室分隔为监控间、机柜间（含 UPS）；监控间内设 DCS 及 GCS 控制系统的监控站（可兼作操作员站）；机柜间布置有配电柜(含 UPS)、端子柜、DCS/SIS/GCS 机柜、继电器柜等；机柜间进线口设有可燃气体报警检测仪。

4.6.6 仪表维修

本项目仪表维修负责一次仪表，DCS、SIS 等系统备品备件的维修，采用社会化协作方式进行。计量器具定期送当地计量主管部门检验。

4.7 标准化

本项目在设计、设备制造、安装、施工验收中所依据的主要标准规范如下：

4.7.1 工艺规范

《城镇燃气设计规范》GB50028-2006（2020 修订版）

《化工工厂初步设计文件内容深度规定》（HG/T20688-2000）

《化工工艺设计施工图内容和深度统一规定》（HG/T20519-2009）(2017 年复审)

《化工装置设备布置设计规定》（HG20546-2009）(2017 年复审)

《化工装置管道布置设计内容和深度规定》(HG/T20549.1-1998)

《化工装置管道材料设计规定》(HG/T20646-1999)

《石油化工储运系统罐区设计规范》(SH/T3007-2014) (2017 年复审)

《液化天然气 (LNG) 生产、储存和装运》GB/T 20368-2012

《液化天然气 (LNG) 汽车加气站技术规范》NB/T1001-2011

4.7.2 设备设计、安装、施工验收规范

《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21-2016

《压力容器》GB/T150.1~150.4-2011

《热交换器》GB/T151-2014

《塔式容器》NB/T47041-2014

《卧式容器》NB/T47042-2014

《立式圆筒形钢制焊接油罐设计规范》GB50341-2014

《钢制焊接常压容器》NB/T47003.1-2009

《钢制化工容器设计基础规定》HG/T20580~20585-2011

《塔器设计技术规定》HG20652-1998 (2009)

《压力容器焊接规程》NB/T47015-2011

《承压设备无损检测》NB/T47013.1~47013.6-2015

《锅炉和压力容器用钢板》GB/T713-2014

《压力容器用爆炸焊接复合板》NB/T47002.1~47002.4-2009

《钢制管法兰、垫片、紧固件》HG/T20614/20635-2009 (2017 年复审)

《承压设备用碳素钢和合金钢锻件》NB/T47008-2017

《低温承压设备用低合金钢锻件》NB/T47009-2017

《承压设备用不锈钢和耐热钢锻件》NB/T47010-2017

《容器支座》JB/T4712.1~4712.4-2018

《压力容器封头》GB/T25198-2010

《钢制人孔和手孔的类型和技术条件》HG/T21514-2014 (2017 年复审)

《补强圈》JB/T4736-2002

《压力容器法兰、垫片、紧固件》NB/T47020~47027-2012

《压力容器涂敷与运输包装》JB/T4711-2003

《化工设备吊耳及工程技术要求》HG/T21574-2008（2017 年复审）

《塔顶吊柱》HG/T21639-2005（2017 年复审）

《压力容器波形膨胀节》GB/T16749-2018

4.7.3 自控设计规范

《过程测量与控制仪表的功能标志及图形符号》HG/T20505-2014（2017 年复审）

《自动化仪表选型设计规定》HG/T20507-2016（2017 年复审）

《控制室设计规范》HG/T20508-2014（2017 年复审）

《仪表供电设计规范》HG/T20509-2014（2017 年复审）

《仪表供气设计规范》HG/T20510-2014（2017 年复审）

《信号报警、安全联锁系统设计规定》HG/T20511-2014

《仪表配管配线设计规范》HG/T20512-2014（2017 年复审）

《仪表系统接地设计规范》HG/T20513-2014（2017 年复审）

《仪表及管线伴热和绝热保温设计规范》HG/T20514-2014（2017 年复审）《

《自动分析器室设计规范》HG/T20516-2014（2017 年复审）

《可编程控制器系统工程设计规定》HG/T20700-2014（2017 年复审）

《自控安装图册》（上、下册）HG/T21581-2012

《化工装置自控工程设计规定》（上、下卷）HG/T20636~20639-1998

《钢制管法兰、垫片、紧固件》HG/T20614/20635-2009（2017 年复审）

《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》GB 50493-2019

4.7.4 电气、电信设计规范

GB50052-2009《供配电系统设计规范》

GB50054-2011《低压配电设计规范》

GB50055-2011《通用用电设备配电设计规范》

GB50053-2013《20kV 及以下变电所设计规范》

GB 50060-2008《3~110kV 高压配电装置设计规范》

GB/T 50062-2008《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》

GB/T 50063-2017《电力装置的电测量仪表装置设计规范》

GB 50217-2007《电力工程电缆设计规范》

GB 50227-2017 《并联电容器装置设计规范》
GB 50056-1993 《电热设备电力装置设计规范》
GB 50260-2013 《电力设施抗震设计规范》
GB 50058-2014 《爆炸危险环境电力装置设计规范》
GB 50034-2013 《建筑照明设计标准》
GB 50057-2010 《建筑物防雷设计规范》
GB50016-2014(2018 年版)《建筑设计防火规范》
GB50160-2008 《石油化工企业设计防火标准》(2018 版)
SH /T3027-2003 (2017 复审)《石油化工企业照度设计标准》
SH/T 3038-2017 《石油化工装置电力设计规范》
SH/T 3060-2013 (2017 年复审)《石油化工企业供电系统设计规范》
HG/T20675-1990 《化工企业静电接地设计规程》
SH/T3097-2017 《石油化工静电接地设计规范》
GB 50116-2013 《火灾自动报警系统设计规范》
GB 50115-2009 《工业电视系统工程设计规范》
GB 50343-2012 《建筑物电子信息系统防雷技术规范》
SH/T 3028-2007 《石油化工装置电信设计规范》
SH/T 3153-2007 《石油化工企业电信设计规范》

4.7.5 消防专业设计规范

《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013
《建筑物防雷设计规范》GB50057-2010
《石油化工企业设计防火规范》GB50160-2008 (2018 年版)
《水喷雾灭火系统设计规范》GB50219-2014
《干粉灭火系统设计规范》GB50347-2004
《固定消防炮灭火系统设计规范》GB50338-2003
《自动喷水灭火系统施工及验收规范》GB50261-2005
《火灾自动报警系统施工及验收规范》GB50166-2007

4.7.6 工业安全卫生

《中华人民共和国安全生产法》主席令[2014]第 13 号

《中华人民共和国职业病防治法》（2017 修订）中华人民共和国主席令[2011]第 52 号

《危险化学品建设项目安全监督管理办法》国家安全生产监督管理总局令第 45 号令

《危险化学品安全管理条例》国务院令 [2002] 第 344 号

国家安全监管总局关于危险化学品建设项目安全许可和试生产（使用）方案备案工作的意见 安监总危化（2007）121 号

《压力容器化学介质毒性危害和爆炸危险程度分类》HG20660-2000

《化工企业安全卫生设计规定》HG20571-2014

4.7.7 建筑设计

《厂房建筑模数协调标准》GB/T50006-2010

《房屋建筑制图统一标准》GB/T50001-2017

《建筑制图标准》GB/T50104-2010

《建筑地基基础设计规范》（GB50007-2011）

《建筑结构荷载规范》GB50009-2012

《建筑结构可靠度设计统一标准》(GB50068-2001)

《混凝土结构设计规范》（GB50010-2010）

《建筑工程抗震设防分类标准》(GB50223-2008)

《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）

《建筑设计防火规范》(GB50016-2014) （2018 年版）

《构筑物抗震设计规范》（GB50191-2012）

《屋面工程技术规范》GB50345-2012

《建筑地面设计规范》GB50037-2013

《办公建筑设计规范》JGJ 67-2006

《工业建筑节能设计统一标准》GB 51245-2017

《公共建筑节能设计标准》GB 50189-2015

《工业建筑防腐蚀设计规范》（GB50046-2008）

《工程建设标准强制性条文》(建标 219 号)

《建筑结构制图标准》(GB/T50105-2010)

4.7.8 总图运输设计

《建筑设计防火规范》GB 50016-2014（2018 年版）

《石油化工企业设计防火规范》GB 50160-2008（2018 年版）

《工业企业总平面设计规范》GB 50187-2012

5 原材料、辅助材料、燃料和动力供应

5.1 原料的供应及规格

本项目拟建在河南省平顶山石龙区东鑫焦化南侧。本项目属于焦炉气综合利用项目，装置所需焦炉气用量为 40000Nm³/h。焦炉气来自东鑫焦化现有焦化系统，来源可靠有保障。

5.2 辅助材料供应

辅助材料主要为各种催化剂和化学药品，其年用量和供应途径见下表。

表 5-1 辅助材料供应表

序号	名称	单位	首次装填量	年消耗量	供应来源	备注
1	脱萘剂	t	108	108	国内市场	1 年一换
2	脱油剂	t	120	60	国内市场	1 年一换
3	预加氢催化剂	t	56	56	国内市场	1 年一换
4	一加氢催化剂	t	30	30	国内市场	1 年一换
5	二级加氢催化剂	t	18	9	国内市场	2 年一换
6	精脱硫剂	t	210	210	国内市场	1 年一换
7	脱氯剂	t	8.5	8.5	国内市场	1 年一换
8	变换催化剂	t	16	8	技术商	2 年一换
9	MDEA 溶液	t	20	6	技术商	年补充量
10	甲烷化催化剂	t	16	8	技术商	2 年一换
11	干燥剂	t	78	26	技术商	3 年一换
12	氨合成催化剂	t	15	3	技术商	6 年一换
13	制冷剂	t	30	15	技术商	年补充量
14	脱汞剂	t	6	2	技术商	3 年一换
15	冷剂干燥剂	t	6	2	技术商	3 年一换
16	压缩机润滑油	t	6	3	国内市场	
17	气柜密封油	t	8	6	国内市场	
18	CO ₂ 净化剂	t	24	8	技术商	3 年一换
19	化学药品	t		400	国内市场	

5.3 公用工程供应及规格

5.3.1 新鲜水

新鲜水包括循环水补充水、脱盐水用水、生活用水、消防用水、地坪冲洗水及绿化用水等。本项目新鲜水用水量为 120t/h。工业用水和生活用水取自园区内建设单位现有管网，能满足本项目的需要。

5.3.2 电

本项目内用电规格为：50Hz、10kV/380V。

本项目正常生产时用电量约 19767kW。

本项目 35000V 两路电源分别引自：南顾庄 11 万站，有 35000V 间隔，距离项目用地 3km；石龙变 22 万站，有 35000V 间隔，距离项目用地 3km。

5.3.3 蒸汽

本项目开工需 2.5MPa 中压蒸汽 8t，来自东鑫焦化。正常生产量后，副产中压、低压蒸汽除自用，还可外送 2.5MPa 饱和蒸汽 3.28t/h，进入中压蒸汽管网送外部企业装置使用。

蒸汽系统的所有冷凝液将最大限度加以回收并循环使用。

5.3.4 循环冷却水

本项目循环水正常用量约 6000m³/h。

供水压力 $P=0.40\text{MPa(G)}$ ；

给水温度 32℃，回水温度 40℃，温差 $\Delta t=8^{\circ}\text{C}$ ；

浊度 $<50\text{mg/L}$ ，污垢热阻 $<1.43\times 10^{-4}\text{m}^2\cdot^{\circ}\text{C/kJ}$ ，

腐蚀度 $<0.2\text{mm/a}$ （钢）， $<0.005\text{mm/a}$ （铜，不锈钢）。

新建一套 8000m³/h 的循环水装置。

5.3.5 氮气

本项目正常运转时需 N₂ 气($\geq 99.99\%$)7400Nm³/h，其中用于 6570 Nm³/h 用于氨合成原料，~800 Nm³/h 压缩干气密封、储罐氮封、系统保压、系统吹扫等。由新建空分制氮装置提供。空分装置制氮能力按 8000Nm³/h 设计。

5.3.6 仪表空气

本项目正常运转时需仪表空气量为 400 Nm³/h，要求仪表空气压力 0.6~0.7MPa，

露点-40℃，并且无油及无 0.3μm 以上微粒。由新建空分制氮装置提供。

5.3.7 脱盐水

本项目正常生产需要脱盐水 16t/h，主要用于甲烷化、变换、脱碳、氨合成蒸汽发生器用水、系统工艺补水。

本项目新建脱盐水处理站，脱盐水处理能力按 30t/h，脱盐水处理水质要求满足中压热管锅炉给水要求，其指标如下：

电导率≤0.5μS/cm(25℃)

CL-≤0.5ppm

油 <0.3mg/L

铁≤30μg/L

铜≤5μg/L

SiO₂≤20μg/L

硬度≤1.0μmol/L

PH(25℃):7~8

5.3.8 公用工程供应

本项目公用工程供应见下表。

表 5-2 本项目公用工程供应

序号	项目名称	规格	单位	小时消耗	来源
1	电	10kV/380V	kWh	19767	新建 35kV 变电站
2	新鲜水	0.4MPa，常温	t	120	园区生产生活水管网
3	循环冷却水	32℃，Δt=8℃	t	6000	新建循环水站
4	蒸汽	2.5MPa	t	8	开工用，来自东鑫焦化
		2.5MPa 饱和蒸汽	t	3.28	外送
5	脱盐水	0.5μS/cm	t	16	新建脱盐水处理站
6	仪表空气	0.7MPa	Nm ³	400	新建空分装置
7	氮气	≥99.99%，0.7MPa	Nm ³	800	新建空分装置

6 建厂条件和厂址选择

6.1 建厂条件

6.1.1 厂址的地理位置

本项目厂址位于河南省平顶山市石龙区东鑫焦化南侧。

平顶山市位于河南省中南部，北纬 33°08′至 34°20′，东经 112°14′至 113°45′ 之间，以中心市区建在“山顶平坦如削”的平顶山下而得名。全境东西长 150 公里，南北宽 140 公里，总面积 8802 平方公里。中心市区位于北纬 33°40′至 33°49′，东经 113°04′至 113°26′，东西长 40 公里，南北宽 17 公里，面积 421.5 平方公里。

石龙区位于中原名城平顶山的西部，韩梁煤田腹地。周边与鲁山、宝丰接壤。她西依伏牛，东望焦枝，北临汝官遗址，南有石人相伴，207 国道穿境而过，铁路专线衔焦枝四通八达，公路网拥绿荫纵横交织。距市区 52 公里、距洛阳市 143 公里、南阳市 159 公里、省会郑州 140 公里。2005 年底全区人口 5.6 万人，其中城市人口 4.1 万人，总面积 37.9 平方公里，可耕地 1.2 万亩。

6.1.2 地形地貌概况、工程地质、地震烈度

6.1.2.1 地形地貌概况

平顶山市位于河南省的中部地区，它是国家优秀旅游城市、中国书法城、中国汝窑陶瓷艺术之乡等等。

平顶山市地形地貌多样，有丘陵、平原、河谷、盆地等等。其东部为丘陵和平原，西部主要是山地。总的地形是西高东低，呈梯形分布。

平顶山市处于豫西山地和淮河平原的过渡地带。西部以山地为主，最高山峰位于鲁山县西部边界的尧山，海拔 2153.1 米。东部以平原为主。在低山和平原之间，分布着高低起伏的丘陵。从北往南看，大体有三列山地夹两组河谷平原。北部是箕山，中部是外方山的东段及平顶山市区以北的落鳧山等低山，南部则是伏牛山东段及其余脉。北部夹北汝河冲积平原，南部夹沙河、澧河等冲积平原。其海拔高度大多在 300-700 米之间，具有西高东低的特征。属浅山丘陵区。大体为西北东南向岗地，主要河流石龙区贯穿全境。

6.1.2.2 工程地质

1) 断层

石龙区内断裂构造较发育,主要为 NNW\NE\NW 向三组断裂,NNW 向发育较早,NE 向次之,NW 向较晚。其中,规模较大,延伸较远,对煤层的完整性及水文地质条件有较大影响的断裂有 9 条。其他为一些延伸不远,断距不大的小断层。

2) 岩浆岩

石龙区北部的上寺庙,南部的大营火山口所喷发的安山玢岩、角砾岩、凝灰岩等火山岩系,以间歇性多旋回堆积在不同地层之上。同时,岩浆沿地层软弱带侵入穿插在不同煤系地层中,程度不同地破坏了煤层的完整性,并使煤层发生了部分质变。侵入体多以舌状岩床、岩墙、岩脉产出。

总之,石龙区位于向斜倾状端,宽缓褶曲、断裂构造均较发育,又受岩浆岩活动的侵扰为其地质特征。

根据河南省抗震办公室 1993 年编制的《河南省工程抗震设防烈度图》,平顶山市的地震设防烈度为Ⅶ度。根据《中国地震动峰值加速度区划图》(GB18306-2001A1)和《中国地震反应谱特征周期区划图》(GB18306-2001B1),本区地震动峰值加速度为 0.17g,地震反应谱特征周期为 0.45s。

6.1.3 水文概况

石龙区河流均属淮河水系。年均径流量 1685 万立方米。

石龙河:辖区最大河流。上游河水由西至东山泉出幽谷,在石龙区境内宽 20~30 米,长约 10 公里。

黑鱼河:发源于段岭北坡,经段岭、南顾庄、捞饭店至竹茂村注入石龙河。流域内捞饭店村建有小型水库 1 座。

应河:源于赵岭村,经鲁山县梁洼镇、宝丰县马街至薛庄南原潢阳(古应国国都)处注入沙河。

夏庄河:源于侯岭村,河流呈西北东南走向,石龙区境内长 5 公里。

6.1.4 气象条件

平顶山市为大陆性季风气候,地处暖温带,春暖、夏热、秋凉、冬寒,四季分明,雨量充沛,光照充足。风向以偏南、西北、东北风最多,春夏盛刮偏南风,秋冬盛刮偏北风,常有来自西伯利亚的冷空气入侵。

平顶山市处于暖温带和亚热带气候交错的边缘地区，具有明显的过渡性特征。这一带冷暖空气交汇频繁，四季分明，气候温和，雨量充沛，无霜期长。全市年总日照时数为 1800~2200 小时。年平均气温在 14.8~15.2℃之间；极端最低气温为-11.3℃，极端最高气温为 38.1℃。无霜期 214~231 天，可满足农作物一年两熟。全市年降水量为 1000 毫米左右，春季和秋季是比较适合到这里旅游的季节。

6.1.5 交通运输概况

石龙区有韩梁铁路和焦枝铁路，207 国道。有韩梁路、李高路、人民路、宝石路、环湖路等已初步形成的三纵三横的城市交通网络。通讯设施完善，电话装机容量达到 5000 门，实现了村村通电话。投资 1000 多万元，完成了宝山路延伸、刘庄大桥建设和人民路二期等工程。

6.1.6 产业规划

石龙产业集聚区位于石龙区中心城区东侧，是平顶山市重要的能源化工基地。2009 年，被河南省政府确定为省级产业集聚区之一，2012 年，经省发改委批准进行规划调整，规划面积由 5.1 平方公里调整为目的的 9.46 平方公里，主导产业调整为现代煤化工和新型建材，产业集聚区整体规划布局以兴龙路为主轴，规划建设煤化工、炭基新材料、新型建材和综合服务园区，形成“一轴、四园”空间结构。

近年来，石龙区委、区政府依托石龙产业集聚区(“省级产业集聚区”和“全省循环经济发展试点区”)，强力推动经济转型发展，形成了以煤化工、新型建材行业为主导，以新能源、新材料、机械制造为辅的产业发展格局，成为全市化工类、建材类、新能源、新材料、机械制造类行业产业转移重点承接地和培育发展地。截止 2019 年底，石龙产业集聚区建成区面积 5.4 平方公里，入驻各类企业 43 家，其中“四上”企业 24 家，主导产业培育成效显著，现代煤化工产业得到不断改造升级，产业链条进一步拉长，现已基本构建了以中鸿煤化、东鑫焦化、等骨干企业为支撑，以焦炭、焦油、苯、硫铵、合成氨、甲醇、煤化工新材料等多种产品为基础的煤化工产业体系，逐步形成以中鸿煤化为龙头，多家精细化工企业相关联的煤化工产业集群，“煤-洗-焦-化-电-气-煤化工新材料”循环经济产业链基本形成；新型建材产业规模进一步扩大，支撑作用进一步增强；棉纺、机械制造等补充产业也得到良好发展。

6.2 厂址方案

厂址的选择是工程建设的重要环节之一，其合适与否将对工厂的文明生产、经营管理、经济效益和生态环境等产生重大影响。

拟选厂址应符合以下要求：

- 1) 厂址位置必须符合国家工业布局、城市或地区的规划要求；
- 2) 厂址宜选在原料、燃料供应便利的地区；
- 3) 厂址应靠近水量充足、水质良好的水源地；
- 4) 厂址应尽可能靠近原有交通线（水运、铁路、公路），以避免新建项目修建过长的专用交通线；
- 5) 厂址应尽可能靠近热电供应地；
- 6) 厂址宜选在位于城镇居住区全年主导风向的下风向，且不应位于窝风地段；
- 7) 厂址选择注意当地自然环境条件，并对装置建成投产后对于环境可能造成的影响做出评价，最终的厂址应在通过环境影响评价和安全卫生预评价后确定。

本项目地址主要位于河南省平顶山市石龙区东鑫焦化南侧。该厂址方案的特点为：

- 1) 符合建设单位的发展规划；
- 2) 靠近焦炉气供应管线，能节省管线投资；
- 3) 距公路较近，交通运输条件良好；
- 4) 地势较为平整，能节省平整场地的费用。
- 5) 项目拟建地远离居民区、商业中心、公园等人口密集区域；远离学校、医院、影剧院、体育场（馆）等公共设施；远离供水水源、水厂及水源保护区；远离河流、湖泊、风景名胜区和自然保护区等其他环境敏感区域，不会对周边造成安全隐患。

7 总图运输、储运及土建

7.1 总图运输

7.1.1 总平面布置

1) 总平面布置原则

- ① 符合工艺流程，保证物料流向顺畅
- ② 生产设施相对集中布置
- ③ 遵守国家现行的防火规范
- ④ 便于原料和成品的运输

2) 竖向设计原则

- ① 满足生产工艺对高程的要求
- ② 满足运输装卸对竖向标高的要求
- ③ 便于排水

3) 总平面布置

本装置生产介质为易燃、易爆物质，生产的火灾危险性分类为甲类和乙类，装置总平面布置严格遵照《化工企业总图运输设计规范》和《石油化工企业设计防火规范》等规范的有关规定，注意装置各建、构筑物之间的防火间距和装置界区消防车道的畅通。并根据当地气象条件，对装置进行合理布置。

本项目主要由生产装置区、公用工程与辅助设施区、储运设施区、生产管理设施区组成，分别为：

生产装置区：焦炉气压缩净化装置、深冷分离装置、氨合成装置、二氧化碳装置。

配套系统包括储运、辅助生产及公用工程区和生产管理设施等。

储运设施区：LNG 储罐区、液氨罐区、CO₂ 罐区、LNG 装车区、液氨装车台、CO₂ 装车台、汽车衡。

辅助生产及公用工程区包括：空分制氮系统、变配电站、循环水站、消防水站、泡沫消防站、事故水池、污水处理站、脱盐水处理站/采暖水站、高架火炬、危废间及机修间/备品备件库等。

生产管理设施包括抗爆控制室、综合楼和分析化验室等。

本项目总占地 245 亩（包括火炬 49 亩，给东鑫焦化污水处理预留 6 亩），总平面

布置详见总平面布置图。

表 7-1 总图布置技术经济指标表

序号	指标名称	单位	数量	备注
1	本项目用地面积	m ²	163482	245 亩
2	建构筑物用地面积	m ²	44985	
3	露天操作场面积	m ²	1500	
4	道路及回车场用地面积	m ²	25000	
5	管廊用地面积	m ²	3000	
6	建筑系数	%	37.8	
7	利用系数	%	56.8	
8	厂区绿地率	%	15	

7.1.2 绿化

7.1.2.1 绿化规划

本项目的绿化规划根据项目的污染特点，即装置中无组织排放的废气、粉尘及噪声污染情况以保护环境和改善环境为出发点，绿化规划布置上考虑以下几个方面：

- 1) 在有较强的噪声车间与比较安静的车间或部门之间应设置隔声林带；
- 2) 在产生有害气体及烟尘的车间与要求清洁的车间或部门之间，应设隔离林带；
- 3) 要求较高的清洁厂房，不宜采用有扬花、飞絮的树种。

7.1.2.2 绿化面积及绿化系数

本项目绿化覆盖率（绿化系数）约为 15.0%，绿化由建设单位统一考虑。

7.1.2.3 树种配置

树种的配置根据装置区各生产车间性质和要求的不同而定。

1) 对散发有害气体（如 H₂S、CO 等）的车间（如净化工段）附近，因会有跑、冒、滴、漏等无组织排放的污染物所造成的局部污染，为使其尽快扩散、稀释，在其周围不宜种植成片、过密、过高的林木，尽可能多种抗 H₂S、CO 的草皮等低矮植物。

2) 在有噪声车间（如压缩厂房）的周围，宜选择降噪能力强、树冠矮、分枝低、枝叶茂密的乔、灌木，高低搭配，形成隔声林带。

3) 办公楼的绿化主要净化空气、美化环境，故对树形、色彩的选择应与环境协调，在配置树种时还应兼顾采光和通风的要求。

7.1.2.4 绿化植物的选择

根据本项目的污染特点，绿化植物宜选择一些抗 H₂S、CO、NH₃ 类、抗尘的树

种，结合当地自然条件选择。

7.1.3 工厂运输

1) 运输方式的确定

原料焦炉气自建设单位焦化装置通过管道输至本项目界区，其他辅助材料通过汽车运输。

产品可由汽车转运至当地铁路货运站，再通过铁路输送到各级用户。产品运输依托社会力量。

装置区内设置环行道路，主要道路路面宽 9 米，次要道路路面宽 6 米，满足运输与消防的要求。

2) 主要材料及产品运输量一览表

主要材料及产品运输流量如表 7-2 所示。

表 7-2 年运输流量表

序号	原料名称	单位	年均运输量/	包装方式	运输方式
一	运入				
1	催化剂、脱硫剂等	t	968.5	固、液态	汽车
	小计	t	968.5		
二	运出				
1	LNG 产品	t	60700	液态	汽车
2	液氨产品	t	89400	液态	汽车
3	液体二氧化碳	t	50000	液态	汽车
4	废脱硫剂、催化剂、 润滑油等	t	568.5	固、液态	汽车
	小计	t	200668.5		
	合计	t	201637		

7.2 贮运设施

本项目主要贮运设施详情见下表。

表 7-3 贮运设施一览表

序 号	名 称	储罐型式	储罐规格	数量	贮存天数	备 注
1	LNG 储罐	三层全容罐	5000m ³	1	9	1 台
2	液氨储罐	球罐	2000m ³	3	8	1 台为备用
3	液体二氧化碳储罐	球罐	650m ³	2	8	

4	装车台					
---	-----	--	--	--	--	--

7.3 土建

7.3.1 土建工程原则的确定

1) 建筑设计应符合国家现有的有关规范、规程要求, 在满足生产功能所需的前提下, 尽可能做到安全适用、经济合理、技术先进、美观大方, 创造比较好的工作条件, 进行文明生产。

2) 建筑物在建筑形式上要做到全厂基本统一、协调, 结构造型尽量采用统一的构件类型。

3) 根据《建筑设计防火规范》GB50016-2014 (2018 年版) 进行防火设计。

7.3.2 设计依据

- 1) 各专业提供的设计条件
- 2) 现行建筑、结构设计规范
- 3) 气象、地质资料: 见第 6 章。
- 4) 地震: 抗震烈度为 7 度。

7.3.3 防护措施

按保温要求, 所有围护墙采用 370 厚空心砖, 双层钢窗, 室内外装修均采用一般装修标准, 防火、防腐、防噪音、防尘等按相关工艺及规范要求作相应处理。

7.3.4 结构设计

结构的设计使用年限为 50 年, 考虑满足工艺要求及当地习惯, 大多数建筑采用钢筋砼框架及天然地基基础, 设计基础大部分也采用天然地基, 个别特重特高的设备基础采用桩基。结构形式详见下表。

表 7-4 主要建构筑物一览表

序号	项目名称	占地面积, m ²	建筑层数	建筑面积, m ²	耐火等级	火灾危险性类别	备注
1	焦炉气预处理	34.7×16.7			二	甲	钢筋混凝土框架
2	焦炉气气柜	62.1×62.1			二	甲	钢筋混凝土框架

3	焦炉气压缩	87.3×24.7	1	2156.31	二	甲	框、排架，梯型轻 钢屋架
4	焦炉气净化	68×36			二	甲	露天设备基础
5	甲烷化/深冷液化 区	81×99	1	1598	二	甲	钢筋砼框架
6	二氧化碳装置区	50×30	1	216	二	乙	露天设备基础
7	LNG 罐区	86.3×86.3			二	甲	钢筋砼防火堤、钢 筋砼框架设备基础
8	氨合成装置（含 冷冻站）	88×61	1	2046	二	甲	钢筋砼框排架、梯 型轻钢屋架
9	液氨罐区	23×84			二	乙	钢筋砼防火堤、露 天设备基础
10	装车站	53.5×21			二	甲	钢结构
11	危废间	24.5×9.5	1	232.75	二	丙	钢筋砼
12	变配电室	17×35.9	3	1785	二	丙	钢筋砼框架
13	区域配电室	16×30	1	480	二	丙	钢筋砼框架
14	抗爆控制室	22.1×36.5	1	806.65	二	丁	防爆剪力墙
15	综合楼	34.6×17	3	1500	二	民用	钢筋砼框架
16	分析化验室	17.3×31.7	1	540	二	丙	钢筋砼框架
17	机修/备品备件库	15.6×30.8	1	450	二	丁	钢筋砼框架
18	循环水站	54.6×40.7	1	560	二	丁	钢筋砼框架、水池
19	消防水站	55×52	1	420	二	丁	钢筋砼框架、水池
20	泡沫消防站	18.8×6.4	1	120		戊	
21	脱盐车站/采暖水 站	38×17.5	1	646	二	丁	钢筋砼框架
22	空分系统	60×50	1	1080	二	丙	钢筋砼框架
23	事故水池/初期雨 水池	76.6×27.1			二		水池
24	污水处理站	65×55	1	60	二	丙	钢筋砼框架、水池
25	高架火炬	180×180			二	明火设备	构筑物

8 公用工程方案和辅助生产设施

8.1 给排水

8.1.1 编制范围

本项目研究范围为工艺装置界区与其配套的部分辅助设施的室内外给水排水管网、消防水设施及循环水系统设施。

8.1.2 编制原则

本项目的各生产装置生产用水、生活用水水源与污水处理依托园区现有设施。

工艺生产用水尽可能采用循环用水，重复利用，减少一次用水量。

排水按照清污分流的原则，对生产污水、生活排水及初期污染雨水均要收集，排入自建污水处理装置处理，然后送园区现有的污水处理厂进行处理；对发生火灾情况时产生的消防灭火废水采取收集设施进行收集，并对水质进行分析监测，防止污染。

8.1.3 可依托情况

1) 水源：本项目的生产、生活用水从建设单位所在园区管网就近接管。

2) 污水处理站：园区已建有污水处理站，本项目生产污水、生活排水及初期污染雨水经自建污水处理装置处理，达到园区污水处理站接收标准后，送园区污水处理站进一步处理达标后排放。

8.1.4 用水量

本项目生活、生产水用水量为 120t/h，循环水用水量正常量约 6000m³/h。用水量详见下表。

表 8.1-1 用水量表（单位：m³/h）

序号	用水单元	生活、生产水		循环水		脱盐水	
		正常	最大	正常	最大	正常	最大
1	焦炉气压缩净化	0.5		3600		5	
2	深冷分离			800			
3	氨合成			1200		11	
4	二氧化碳装置			80			
5	空分装置			320			
6	分析化验用水	1					
7	绿化用水	1					
8	地面冲洗水	1					
9	循环水站补水	93.5					
10	脱盐水处理用水	20					
11	生活用水	1					
12	未可预见水	2					
	合计	120		6000		16	

8.1.5 给水管网划分

本项目给水管网系统划分主要分为生活、生产给水系统、稳压消防给水系统、循环冷却水系统、脱盐水系统、回用水系统。

1) 生活、生产给水系统

本项目生活、生产用水主要用于各装置的卫生设施用水、分析化验用水、循环水系统补充水、绿化用水等，正常负荷时总用水量详见表 8-1，接自园区现有生活、生产用水管网，并在本装置界区内形成生活、生产水管网，沿界区内道路埋地枝状敷设。

2) 循环冷却水系统

本项目循环水用水量正常量为 6000m³/h。

循环水系统包括：循环水的供水/回水管网、循环水泵、循环水冷却塔、循环水池、无阀滤池、水质稳定加药系统。循环水冷却塔选用喷雾节能型冷却水塔。本项目拟新建 8000 m³/h 的循环水站提供。

工艺参数如下：

供水压力： P1=0.45MPa

回水压力： P2=0.20MPa

供水温度： 32℃

回水温度： 40℃

温差： Δt=8℃

本项目采用敞开式循环水系统。循环水系统由冷却塔、循环水泵、循环水给水、回水管网、旁滤设备和加药装置等组成。冷却塔选用钢筋混凝土逆流冷却塔 2 座，单塔处理能力 4000 m³/h，回水利用余压进入冷却塔。泵房内设循环水泵三台，两用一备。水泵间、值班、配电、加药、加氯设在同一建筑内。

该系统水质稳定处理采用投加缓蚀、阻垢、杀菌灭藻剂，并设置水质稳定处理加药设施。另外，为了保证循环水的浊度，对循环水进行旁滤处理，处理水量约按总水量的 4%考虑，设钢制重力无阀过滤器两台，单台过滤水量 120m³/h。

3) 消防给水系统

本界区内所需消防水拟由新建消防水站提供，并需设置两根进水管。

根据《石油化工企业设计防火规范》，厂区占地面积≤1000000m²，同一时间内火灾处数为 1 处，仅考虑一处着火即可。本装置消防水用量最大的单体为 LNG 罐区，根据第 8.10.6.1 条按全冷冻液化烃储罐计算：

LNG 罐区为 1 个全冷冻式立式罐：

容积：V=5000m³

固定式消防水量：(44+95) ×1.1=152.9L/S

固定式消防水余量：63L/S

移动辅助水量：45L/S

消防专业计算的泡沫水量为：4L/S

则罐区总消防水量为：152.9+63+45+4=264.9L/S，（取 270/S）

本项目消防水总量取 270L/S，其中消防冷却水量取 265L/S，火灾延续时间为 6h；泡沫消防水量 4L/S，火灾延续时间为 40min，共需消防用水约 5733.6m³。拟新建 6000 m³ 消防水站提供。

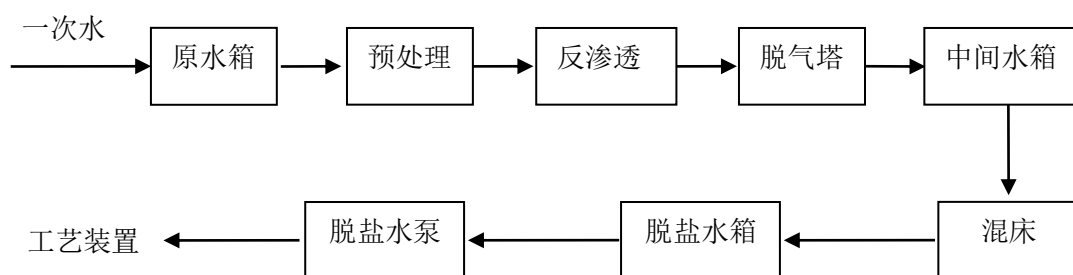
在罐区周围设置地上式减压稳压型消火栓，在罐壁顶部及上部设置喷淋环管，环管上设置水雾喷头。

界区内管网上设室外地上式消火栓及消火栓箱（消防水枪采用水/雾两用型），并在工艺装置高大设备周围布置消防水炮（水/雾两用型），对装置区实行覆盖保护。在产品罐区周围设置地上式消火栓，在罐顶部及上部设置固定喷淋环管，环管上设置喷雾喷头。

消防管道埋地敷设，管道采用无缝钢管，焊接连接。

4）脱盐水系统

本项目脱盐水供变换、甲烷化、氨合成汽包用水，以及洗氨、脱碳补水等，正常需要 16t/h。本项目新建脱盐水处理站，脱盐水处理装置总出水能力按 30t/h 设计，连续供水。



脱盐水水质达到二级脱盐水指标，具体指标满足以下要求：

电导率≤0.5 μ s/cm

CL⁻≤0.5ppm

油 < 1.0 mg/L

铁 ≤ 50 μg/L

铜 ≤ 10 μg/L

SiO₂ ≤ 20 μg/L

硬度 ≤ 2.0 μmol/L

PH(25℃): 7~8

压力: 0.5MPa(G)

5) 回用水系统

回用水系统是将蒸汽冷凝水、工艺冷凝水、汽包排污水进行回用，回用水量约 20t/h，主要用作除氧器锅炉给水、循环水系统补充水、系统工艺用水等。

8.1.6 排水量及系统划分

本项目排水系统根据排水性质划分为：生活污水排水系统、生产废水排水系统、事故污水及初期雨水系统、雨水排水系统。

1) 生活污水系统

生活污水主要来源于卫生设施排出的污水。生活污水先经化粪池处理后排入生活污水管网，送园区污水处理站。生活污水管道采用双壁波纹排水管（HDPE），橡胶密封圈承插式连接，埋地敷设。

2) 生产废水排水系统

生产废水主要来源于焦炉气压缩净化、氨合成装置、二氧化碳装置的生产排污水、地面冲洗水、分析化验污水等。该废水经管网收集排入新建污水处理站，经污水处理站处理后废水送园区污水处理站。生产废水管材采用双壁波纹排水管（HDPE），橡胶密封圈承插式连接，埋地敷设。

脱盐水处理站反渗透浓盐水、循环水站旁滤排污水与处理后生产废水一起送园区污水处理站。

消防废水是在发生火灾时所产生的灭火废水，经管道收集排入消防废水收集池，不能直接对外排放，需经分析确认水质后再确定排放去向。

3) 事故污水及初期雨水系统

事故污水及初期雨水是指在发生火灾时所产生的灭火废水，以及污染工序的初期雨水，经管道收集排入消防废水收集池，不能直接对外排放，需经过处理，分析确认

水质后再确定排放去向。

本项目新建事故水池，水池有效容积约 6500m³。

4) 雨水排水系统

本项目清净雨水进入园区雨水管网。

8.2 供电及电信

8.2.1 供电

8.2.1.1 编制依据及范围

根据各专业提供的条件以及业主提供的有关资料和要求，编制本可行性研究报告。

编制范围包括：焦炉气气压缩净化装置、深冷分离装置、合成氨装置、二氧化碳装置以及相关配套设施的动力、照明、防雷接地等内容。

8.2.1.2 电源情况

本项目拟建于平顶山市石龙区东鑫焦化南侧。本项目拟引入两路 35000V 电源为本项目的工作电源，在本厂区内新建一座 35kV 变配电所负责向本装置供电。35000V 两路电源分别引自：南顾庄 11 万站有 35000V 间隔，距离项目用地 3KM；石龙变 22 万站，有 35000V 间隔，距离项目用地 3KM，电源完全满足工程生产、生活用电需要。

8.2.1.3 用电负荷及负荷等级

本工程属长周期连续运转的大型化工装置。电源突然中断会造成较大经济损失，连续生产过程被打乱，需较长时间才能恢复。根据国家标准《供配电系统设计规范》中的有关规定，本装置生产用电负荷、与生产相关的公辅工程负荷为二级负荷，其他用电设备负荷为三级负荷。项目中 DCS 离散控制系统及 SIS 仪表安全联锁系统是整个生产工艺的控制核心，用于监视工艺生产中的各重要参数并在装置异常时按设定的控制逻辑发出相应的控制命令，保证生产装置安全停车，属一级负荷。另根据《仪表供电设计规范》HG/T20509-2014 中要求，本装置 DCS、SIS 系统用电属一级负荷中特别重要负荷。项目内各子项建筑消防应急照明根据《建筑设计防火规范》中 10.1.1 条要求，划分为一、二、三级负荷。其他生产类框架构筑物或设备区非消防类应急照明负荷等级与该子项工艺用电设备负荷等级相同，且不低于二级负荷。

根据工艺、公用工程等专业提供的用电负荷条件，本项目装机容量 40493.4kW，

正常用电计算负荷为 19767kW。详见表 8-2。

表 8-2 全厂用电负荷表

序号	主项名称	10kV			0.66kV			0.4kV			220/380V 照明需要容量	
		设备容量	需要容量		设备容量	需要容量		设备容量	需要容量		(KW)	(KVAR)
		(KW)	(KW)	(KVAR)	(KW)	(KW)	(KVAR)	(KW)	(KW)	(KVAR)		
一	变配电所											
1	焦炉气压缩净化装置	10200.00	6120.00	-5508.00	3100.00	2635.00	0.00	1052.90	524.32	220.20	15.00	7.50
2	深冷分离装置	6800.00	5760.00	3571.20				451.00	208.40	129.73	15.00	7.50
3	氨合成装置	6440.00	3798.00	-3117.20	1600.00	1360.00	0.00	245.00	107.50	67.11	10.00	7.20
4	二氧化碳装置	900.00	405.00	251.10				40.00	16.00	9.92	5.00	2.40
5	储运设施							112.50	48.00	29.76	10.00	5.00
6	公辅设施	7800.00	5580.00	3559.60				1302.00	727.80	293.14	10.00	5.00
7	其他							450.00	355.00	266.25		
	合计	32140.00	21663.00	-1343.30	4700.00	3995.00	0.00	3653.40	1987.02	1016.10	65.00	34.60
	乘以同时系数 K _p =0.90, K _q =0.95		19496.70	-1276.20				1788.32	965.29	58.50	32.87	
二	装置年耗电量											
1	正常半小时最大负荷 (P ₃₀)	21380.45	(kW)									
2	平均负荷	21380.45	÷	1.08	=	19796.72	(kW)					
3	年耗电量	19796.72	×	8000	=	1.58E+08	(kWh)					

8.2.1.4 供电方案

1) 供电系统电压的确定

电源进线 AC, 35kV, 50 Hz, 三相

200kW 及以上电动机 AC, 10 kV, 50 Hz, 三相

200kW 以下电动机 AC, 380 V, 三相

电加热器 AC, 660 V, 三相

检修电源 AC, 380/220V, 三相/单相

照明电源 AC, 380/220V, 三相/单相

仪表用电 AC, 220V UPS 电源

高压开关柜操作、控制电压 DC 220V

2) 供电方案

本项目从南顾庄 11 万站与石龙变 22 万站引入两路 35kV 电源为本项目的工作电源, 在本厂区内新建一座 35KV/10KV 变配电所负责向本装置供电, 变配电所内设置 2 台容量为 25MVA 的 35/10.5kV 双绕组有载调压变压器。35kV、10kV、0.4kV 配电装置均采用单母线分段接线方式, 母联设置备自投, 正常情况下 2 路电源同时运行, 1 路电源故障时母联断路器自动投入, 另 1 路电源带全部负荷。另设置 10kV/0.69kV 干式变压器一台, 专为开工电加热器供电。

仪表采用 UPS 供电, 事故照明采用 EPS 电源供电。

10kV 侧无功补偿采用调节同步电动机的励磁的方式来补偿, 0.4kV 侧无功实偿采用集中电容器补偿方式进行无功补偿。通过高低压补偿后, 使全装置高压侧功率因数达到 0.9 以上。

3) 设备的起动及控制方式

① 10kV 电机功率 $\geq 2000\text{kW}$, 采用软起动方式, 小于 2000 kW, 采用直接起动方式。所有电机均在现场设置机旁操作柱进行操控, 电机运行参数送 DCS 系统。

② 380V 电机功率 $\geq 90\text{kW}$ 采用软起动方式起动, 其余低压用电设备均采用直接起动方式。现场设置操作柱操控, 电机运行参数送 DCS 系统。

③ 电机功率除工艺有特殊要求外, 一般为 37kW 及以上现场操作柱设置电流表。

④ 所有电气设备除现场操作柱操控外, 其它操控方式根据生产工艺要求配置。

8.2.1.5 变电所综合自动化系统

为提高供电系统的自动化水平, 确保供电的运行质量和可靠性, 本项目 35kV 和

10kV 系统继电保护采用微机综合保护系统，微机保护及自动化装置采用分层分布式综合自动化装置。各微机监控保护装置分散安装于各台高压柜上。各种保护及自动化装置设置如下：

35kV 部分：

1) 35kV 进线断路器设置光纤纵联差动保护、电流速断保护，过电流保护、过负荷保护；

2) 35/10.5kV 变压器保护设置纵联差动保护、带时限过电流保护，瓦斯保护、温度保护、压力保护。

10kV 部分：

1) 10kV 进线断路器设置带时限电流速断保护，过电流保护、过负荷保护；

2) 10kV 母联断路器设置电流速断保护（合闸后自动解除）、过电流保护以及母联备自投；

3) 10/0.4kV 和 10/0.69kV 变压器保护设置电流速断、过电流保护，过负荷保护，温度保护；

4) 10kV 异步电动机保护设置电流速断保护（≥2000kW 的装设磁平衡差动保护），过负荷保护，单相接地保护，低电压保护；

5) 10kV 同步电动机保护设置电流速断保护（≥2000kW 的装设磁平衡差动保护），过负荷保护，失步保护，单相接地保护，低电压保护。

8.2.1.6 电缆敷设

装置内电缆主要采用电缆桥架敷设，没有电缆桥架的地方采用电缆直埋或穿钢管保护埋地敷设。

8.2.1.7 主要设备及材料的选择

根据工艺的条件，本项目内压缩、净化、甲烷化、分离液化、氨合成及罐区属 2 区爆炸危险场所，主要爆炸危险介质有：H₂、NH₃、CH₄、CO、C₂+等。循环水站属于潮湿环境，其余辅助生产装置为正常环境。本项目按环境特征选择相应等级的电气设备及材料，主要如下：

1) 35 kV 高压开关柜选用 KYN61-40.5 铠装移开式金属封闭开关柜，配套微机型保护装置，真空断路器，开断能力为 31.5kA。

2) 35kV 变压器需用三相有载调压油浸式变压器 SZ11-25000 / 35 YN，d11 Uk%=10%。

3) 10kV 高压开关柜选用 KYN28A-12 铠装移开式金属封闭开关柜, 配套微机型保护装置, 真空断路器, 开断能力为 31.5kA。

4) 10kV 高压软起动装置选用固态软起动装置。

5) 10kV 配电变压器选用 SCB18, D, yn11 10/0.4kV 和 10/0.69kV 系列干式变压器。

6) 直流电源装置选用智能高频开关直流电源装置, 150AH, 应急时间 2h。

7) 低压配电柜选用 MNS 系列抽屉式开关柜。

8) 10kV 配电装置的电源进线、母线联络母线桥选用空气绝缘母线桥; 380V 配电装置的电源进线、母线联络母线桥选用密集型母线桥。

9) 配电箱: 一般工作场所动力配电箱选用 XL-21 及 XM(R)型; 照明配电箱选用 XM(R)型。

10) 现场防爆操作柱选用 BZC51、53 系列防爆产品和 FZC 型防水防尘产品。爆炸危险区域内所有电气设备的选型其防爆等级应符合装置内爆炸性气体混合物的级别和组别。

11) 电缆桥架选用大跨距梯级式热浸锌钢制桥架。

35kV 电力电缆: 选用 ZA-YJV-26/35kV 系列铜芯交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套阻燃电力电缆。

10kV 电力电缆: 选用 ZA-YJV-8.7/15kV 系列铜芯交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套阻燃电力电缆。

低压电力电缆: 选用 ZA-YJV-0.6/1kV 或 ZA-YJV22-0.6/1kV 型阻燃交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜芯电缆, 截面按载流量选择、电压降校验。

控制用控制电缆: 选用 ZA-KVV-0.45/0.75kV 型阻燃交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套控制电缆和 ZA-KVVP-0.45/0.75kV 型阻燃交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜丝编织屏蔽控制电缆。

控制室信号电缆: 至 DCS 系统均采用 ZA-DJYPVP-0.3/0.5KV 聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套阻燃屏蔽仪表信号电缆。

8.2.1.8 电气照明

本工程照明设计的最低照度值应满足《建筑照明设计标准》和《石油化工企业照度设计标准》。

在各主要工序内设置照明配电箱, 负责该工序照明设备的供电。各子项工序照明配电箱电源主要引自变电所低压开关柜。

应急照明配电根据需要设置应急照明配电箱。属于一级负荷的应急照明以及属二级负荷及以上的消防应急照明其应急照明配电箱内设置双电源自动切换开关，2 路电源分别引自变电所低压开关柜及 EPS，属二、三级负荷的非消防应急照明及属三级负荷的消防电源配电箱其电源由 EPS 单回路供电。

有人值班的装置区等建筑物由分散在建筑物内的照明配电箱或照明开关就地控制。

照明电源采用 380/220V 三相四线制 TN-S 系统。装置区照明回路采用单相三线制。照明系统选用电缆或电线的最小截面不小于 2.5mm²。

对电气室、控制室、办公室和生活用房内，可根据不同要求装设单相双孔和单相三孔插座。

1) 工作环境照明

工作区照明设正常照明。照明光源主要采用荧光灯、LED 等高效光源。

变配电所、控制室等正常工作环境的所有照明灯具和开关均选用普通型，爆炸危险环境的所有照明灯具和开关均选用防爆型，其他非爆炸危险环境生产场所（如循环水站）的照明灯具选用防水防尘灯具。

正常生产时无人操作的生产子项工序、露天布置的子项工序以及厂区道路照明采用智能光控，根据室外亮度自动打开。室内大面积厂房照明主要采用照明配电箱集中控制方式，有人值守场所的建筑物内照明采用照明开关就地分散控制方式。

2) 应急照明

本项目根据生产工艺及建筑防火设计规范要求，在相应的子项工序内设有应急照明，以保证在装置事故情况下的工艺巡检操作人员疏散并为装置安全停车操作提供必要的照明。应急照明分为备用照明、消防疏散照明以及疏散标志灯。

普通非消防备用照明电源由 EPS 提供，属于一、二级负荷的消防备用照明由变电所低压柜及 EPS 经双电源自动切换开关转换后提供；消防疏散照明、疏散标志灯主电源由集中电源装置主供电源提供，备用电源采用集中电源装置内部自带的蓄电池。

3) 厂区道路照明

道路照明采用马路弯灯照明，光源选用功率 250W 钠灯，灯高 6 米。根据厂区道路宽度（6 米~9 米），路灯均采用单侧布置，间距 40 米左右。

道路照明灯具防护等级均满足室外使用要求。道路照明由安装在甲醇变电所机柜室内的道路照明配电箱供电，控制采用智能光控方式（光敏探头布置于室外，随电缆

桥架敷设)。

4) 照明线路敷设

一般正常环境：建筑物内照明配电线路均采用 BV-0.45/0.75kV 1×2.5mm² 铜芯硬塑料电线穿 PVC 硬电线管暗敷。

多水潮湿环境：多水潮湿环境照明配电线路采用 ZA-YJV-0.6/1kV n×2.5mm² 铜芯硬塑料电线穿镀锌钢管明敷。

爆炸危险区域：爆炸危险区域装置区照明配电线路一般采用 ZA-YJV-0.6/1kV n×2.5mm² 铜芯硬塑料电线穿镀锌钢管明敷。

道路照明：道路照明配线采用 ZA-YJV22-0.6/1kV 型铠装电缆沿路肩直埋敷设，横跨马路处穿钢管保护。

8.2.1.9 防雷接地、防静电措施

1) 防雷接地措施

按照 GB50057-2010《建筑防雷设计规范》，所有生产装置属于第二类防雷建筑物，其余的构筑物为第三类防雷建筑物。厂房、泵房建筑物采用屋顶装设避雷针或避雷带的方式防雷，室外露天设备壁厚均大于 4mm，采用直接接地的方式防雷。

本项目内电气工作接地、仪表接地、保护接地、防雷、防静电接地共用一个接地网，接地电阻不大于 1 欧姆，接地装置以人工接地体为主，接地极采用 DN50 的镀锌钢管（其长度 2.5 米），垂直打入地下，接地干线采用-40×4 的镀锌扁钢，接地支线采用-25×4 的镀锌扁钢。

2) 防静电措施

装置内所有工艺设备、管道、电缆金属外皮及带常不带电的金属物体均与接地装置连接。平行敷设的管道，净距小于 100mm 时每隔 20 米跨接。

8.2.1.10 电气维修

本项目只考虑日常小型修理及维护，对变压器、大中型电动机等电气设备的维修需依托外协解决。

8.2.1.11 主要节能措施

(1) 变频调节

对负荷波动较大的设备采用变频器调节。

(2) 采用高效节能的电气设备

采用新型节能电器元件、采用 YA、YB 系列高效节能电机、SCB13 型节能变压

器、照明灯具选用节能型光源。

（3）提高功率因数

在变电所的高、低侧采用无功功率补偿，使其功率因数达到 0.95 以上，以减少无功功率损失。

（4）降低线损

变电所尽可能靠近装置负荷中心位置以缩短线路的长度，减少线损。大电流的高压电缆按经济电流密度校验其缆芯截面。

（5）合理选择设备电压等级

对功率较大的开工用电加热器采用 0.69kV 电压等级，减少电流值，采用专用变压器负责供电，减少元器件规格和电缆截面。

8.2.2 电信

8.2.2.1 编制依据及范围

根据各专业提供的条件以及业主提供的有关资料和要求，编制本可行性研究报告。

编制范围主要包括行政管理电话、调度电话、扩音对讲，无线通讯，火灾自动报警，综合布线，工业电视系统等内容。

8.2.2.2 电信业务预测

根据生产操作及管理对通讯的要求，该项目电信系统设有行政电话系统、调度电话系统、无线对讲电话系统、扩音对讲电话系统、火灾自动报警系统、工业电视监视系统。

8.2.2.3 电讯设施方案

1) 行政管理电话

根据本项目的规模，行政管理电话数量不多，为了节省投资，本项目不建行政管理电话站，所有行政电话用户均依靠当地电话局虚拟电话网来解决。

2) 生产调度电话

整个厂区初步考虑建在中控室设置一套约 30 门的程控调度电话站。供全厂区内生产调度指挥用。

3) 扩音对讲

由于各工艺装置区大多属高噪声环境，且无固定操作岗位，因此在各工艺装置区

设置扩音对讲系统，用于装置区与主控室之间、装置区巡检人员之间的通信联络。

4) 无线通讯

为了满足装置安装、调试、巡视时的通讯联系，本项目拟设 6 对防爆无线对讲电话手机。

5) 火灾自动报警系统

为了防止火灾，及时进行火灾报警，本项目拟设一套火灾自动报警系统，该系统由火灾报警控制器、火灾探测器、手动报警按钮组成。

在装置区及重要通道口安装若干个手动报警按钮，在控制室、变电所等重要建筑物室内安装探测器。火灾报警控制器设于装置控制室内。

当发生火灾时，由火灾探测器或手动报警按钮迅速将火灾信号报至火灾报警控制器，以便迅速采取措施及时组织扑救。

6) 综合布线

本项目在控制室内的语音（电话）和数据（计算机）线路拟采用综合布线方式布线。

7) 工业电视

为适应现代化企业管理的需要，强化安全监测，增强装置的安全性，全厂区内设置有工业电视监视系统，在装置区一些重点部位设置摄象机，所有视频信号送至中央控制室显示。

8.2.2.4 线路敷设

本工程综合布线系统、工业电视监控系统、火灾自动报警系统在装置内部分别单独组网自成系统。配线电缆穿金属钢管或封闭式线槽方式敷设，线缆在厂房内为明敷设，建筑物内为暗敷设，其中火灾自动报警线路如采用明敷时还应在金属管或金属线槽表面采取防火保护措施。室外火灾报警系统、扩音对讲系统埋地敷设，其余电信电缆大部分沿电缆桥架敷设，局部穿管直埋。所有电信系统线路穿墙穿孔处均用防火堵料封堵。

8.3 供热

本项目开工需 2.5MPa 中压蒸汽 8t，来自东鑫焦化。正常生产量后，副产中压、低压蒸汽除自用，还可外送 2.5MPa 饱和蒸汽 3t/h，进入中压蒸汽管网送外部企业装置使用。

全厂用蒸汽按压力分为以下各等级：

中压蒸汽：P=2.5MPaG，t=225℃，

低压蒸汽 P=0.4MPaG，t=155℃。

蒸汽系统的所有冷凝液将最大限度加以回收并循环使用。

表 8-3 蒸汽平衡表（夏天）

序号	蒸汽规格	产蒸汽量 (t/h)	用蒸汽量 (t/h)	备注
一	2.5MPa 蒸汽			
1	焦炉气压缩净化装置	6	8.5	
2	深冷分离装置		0.5	
3	合成氨装置	11		
4	二氧化碳装置		0.5	
5	空分制氮		0.5	
6	减压去低压蒸汽管网		3	
7	外送中压蒸汽管网		4	
	合计	17	17	
二	0.4MPa 蒸汽			
1	2.5MPa 蒸汽减压	3		
2	焦炉气压缩净化装置	3.4	6	
3	污水处理		0.4	
	合计	6.4	6.4	

表 8-4 蒸汽平衡表（冬天）

序号	蒸汽规格	产蒸汽量 (t/h)	用蒸汽量 (t/h)	备注
一	2.5MPa 蒸汽			
1	焦炉气压缩净化装置	6	8.5	
2	深冷分离装置		0.5	
3	合成氨装置	11		
4	二氧化碳装置		0.5	
5	空分制氮		0.5	
6	减压去低压蒸汽管网		5	
7	外送中压蒸汽管网		2	
	合计	17	17	
二	0.4MPa 蒸汽			
1	2.5MPa 蒸汽减压	5		
2	焦炉气压缩净化装置	3.4	6	
3	污水处理		0.4	
4	采暖水站		1.2	
5	伴热		0.8	

序号	蒸汽规格	产蒸汽量 (t/h)	用蒸汽量 (t/h)	备注
	合计	8.4	8.4	

8.4 仪表空气、氮气供应

本项目所需的仪表空气气量约 400 Nm³/h，压力 0.7MPaG，温度为常温，压力露点-35℃，含油量<10mg/m³，含尘径<3μm。

本项目氮气用量约 7400Nm³/h，氨合成装置氮气用量约 6570Nm³/h。氮气质量要求 N₂≥99.9%，无油无尘，露点-40℃，压力 0.6MPa.G。

本项目仪表空气与氮气由新建空分制氮系统提供，空分制氮系统按氮气 8000 Nm³/h 设计。

8.5 中心控制室

8.5.1 中心控制室设置原则

本项目为了装置生产的正常运行，拟建一个抗爆中心控制室，所有工艺装置、公用工程均在中心控制室内控制。

8.5.2 中心控制室的要求

DCS 系统操作站在中心控制室内对各生产单元进行监视和操作。中心控制室设计要严格遵循国内外相关标准规范，并本着“以人为本、安全可靠、功能齐全、布局合理、环境舒适”的原则进行设计。

中心控制室的火灾危险性类别为丁级，建筑物耐火等级为二级，室内地坪应高于室外地面 600mm 以上。

中心控制室照明设计要考虑适当的照度及舒适的照度分布，宜人的光色和良好的显色性，使人视觉舒适，不易疲劳。在操作室等人员集中的场合设置近自然的照明，其它房间根据需要采用相应的照明设施。中心控制室还考虑事故照明和紧急用电设施。

中心控制室设置空调系统，保持操作室内空气恒温恒湿，对空气进行过滤、除尘及活性炭净化，确保空气质量，以营造安全、舒适的工作环境。

中心控制室的消防设计贯彻“预防为主，防消结合”的方针，设置感温、感烟报警

器和可燃气体检测报警器，并设置消防设施和直通厂消防站的火警电话。

中心控制室通讯设计中除考虑设置常规的行政电话、调度电话和无线对讲电话外，还将设置扩音对讲电话系统；同时为使操作人员能够对现场情况有直观了解，设置工业电视监视系统。

8.5.3 中心控制室房间设置

中心控制室内设有操作间、机柜间、UPS 室、工程师室、空调间等，总面积约 800m²。

(1) 操作间

操作间地面要求水磨石地面，室内外高差 600mm 以上，房顶要求吊顶，距地板净高不小于 3300mm。操作室内放置操作站、打印机、大屏幕等设备。

(2) 机柜间

机柜间地面要求敷设防静电地板，房顶要求吊顶，距地板净高不小于 3300mm。机柜室内放置所有控制系统的控制站、端子柜、电源柜以及成套仪表机柜等设备。

(3) 工程师室

工程师室地面要求敷设防静电地板，房顶要求吊顶，距地板净高不小于 3300mm。工程师室放置所有系统的工程师站、打印机和服务器等设备。

(4) UPS 间

UPS 间内设置 1 套 UPS，供所有控制系统用电和现场仪表用电。在设计整个系统用 UPS 容量时，应为后期扩展系统考虑足够的容量。仪表供电电压：220VAC ±5%；频率：50±0.5Hz；波形：正弦波、失真率小于 5%；允许电源瞬间断电时间：3ms。UPS 具有防浪涌功能并带输出接点。

(5) 空调间

中心控制室设计为整体空调，根据空调设计规范上下风走向为下回风、上送风原则。

8.6 分析化验

为使生产正常运行、确保产品的质量和产量，节约原料及能源，同时为了控制环境污染以及安全生产，必须对原料、成品及中间产品的各项指标进行监督与分析。为此，本项目需设置中央化验室。

8.6.1 分析方法和分析仪器

本项目需要分析的项目较多，涉及到化学分析，仪器分析等，所需的分析仪器、设备多，主要分析仪器包括硫分析仪、气相色谱分析仪、分光光度计、pH 计、微量水分析仪、奥氏气体分析仪、可燃气体测爆仪等；主要分析设备包括光电分析天平、高温电阻炉、真空泵、电热鼓风干燥箱等。以上分析仪器，设备国产质量已有保障，本 LNG 生产装置均选用国产的分析仪器、设备。对于项目的分析方法严格执行国家标准或相关标准。

8.6.2 主要分析项目

表 8-3 主要分析项目

序号	项目名称	分析项目	分析方法	备注
一	原料分析			
1	焦炉气	H ₂ 、CO、CO ₂ 、N ₂ 、CH ₄ 、CnHm、O ₂	气相色谱法 奥氏气体分析	
2	杂质分析	苯、氨、硫化氢、焦油及尘 萘等	气相色谱法 吸收滴定法 硫分析仪 过滤法 气相色谱法	
二	控制分析			
1	甲烷化气体	H ₂ 、CO、CO ₂ 、N ₂ 、CH ₄ 、C ₂ H ₄ 、H ₂ O	气相色谱法 卡尔费休法	
2	制冷剂	N ₂ 、CH ₄ 、C ₂ H ₄ 、i-C ₄ H ₁₀ 、i-C ₅ H ₁₂	气相色谱法 卡尔费休法	
3	脱硫前后焦炉气、甲烷合成气	有机硫，无机硫	硫分析仪	
三	产品分析			
1	LNG 产品	N ₂ 、CH ₄ 、H ₂ 、CO ₂ 、H ₂ O	气相色谱法 卡尔费休法	
2	液氨产品	H ₂ 、CH ₄ 、N ₂ 、H ₂ O	气相色谱法 卡尔费休法	
2	液体二氧化碳产品	H ₂ 、CH ₄ 、N ₂ 、H ₂ O	气相色谱法 卡尔费休法	

8.6.3 分析化验室设置本项目新建分析化验室

为保证分析工作顺利进行以及分析工作人员的身体健康，分析化验室必需要有良好的通风设施，以排除室内的有害气体；要求分析化验室设置中央空调，既可改善分析人员的工作环境，更重要的是可以保证分析结果的重复性，可靠性，同时还可以延

长仪器的使用寿命；分析化验室的地板要求打磨水磨石地面或铺设防滑瓷砖，天枰台，仪器平台以及周围墙壁（~2m 高）均铺设白色瓷砖；水池选用标准瓷具，分析化验室尽可能与分析工作人员的休息室分开；本分析化验室要求远离振动源，远离高压电源（30~50m）及强磁场。

本项目分析化验室综合考虑分析仪器及分析任务，面积拟定为 240m²。设置仪器分析室、化学分析室、天平室、水质分析室、高温室等。

化学分析室进行药品的化学处理和分析测定，工作中常使用一些小型的电器设备及各种化学试剂，也有一定的危险性。为保证工作安全、正常地进行，应考虑防火等安全问题，即化验室应用耐火或不易燃烧的材料建成。

8.6.4 采用的相关标准

取样系统设计应确保安全并能取得有代表性的样品，采用的主要标准如下：

GB/T 6678-2003 《化工产品采样总则》

GB/T 6679-2003 《液体化工产品采样通则》

GB/T 6681-2003 《气体化工产品采样通则》

GB/T 9724-2007 《化学试剂 pH 值测定通则》

GB/T 12519-2010 《分析仪器通用技术条件》

8.7 采暖通风及空调

8.6.1 设计采用的标准和规范

GB50019-2003 《采暖通风与空气调节设计规范》。

8.6.2 设计范围

DCS 操作室、综合楼、分析化验室、压缩机房、库房、泵房操作室等冬季采暖。

8.6.3 气象资料

见第 6 章。

8.6.4 设计方案

夏季需空调的房间按房间面积和负荷，配置分体式空调机，保持房间温度在 26~28℃，保证设备与仪表工作的安全稳定运行。

冬季采暖的房间设置散热器,由本项目甲烷化系统的采暖水加热器利用工艺废热提供热源,使房内温度保持在 16~22℃。本项目设置换热站,供应采暖需要的热水。

8.8 外管

本项目主要生产原料为焦炉气,生产装置之间均以外管道连接。工艺物料、蒸汽、脱盐水、冷凝水等管道以架空外管架为主;新鲜水、循环水、生活水、消防水以及排污水管道以埋地为主设置。

根据管道直径和介质温度参数,按照具体情况分别设置波纹补偿器和“Π”形补偿器,进行管道的热力补偿。

蒸汽管线根据压力等级情况,在一定间距内设置背压式疏水器,统一回收蒸汽冷凝水,并设置蒸汽冷凝水回收总管。

对焦炉气、LNG 等易燃易爆介质均采取防静电接地措施。

为了便于管道的安装、维修以及装置的整洁、美观,设集中管架,布置分为一层或二层,并留有一定的余量。管道架空设置,装置内管架净高不低于 3.5 米,横穿厂区主干道净高不低于 6.0 米,柱距间为 4~8 米之间。

8.9 火炬系统

8.9.1 火炬系统

为保证本项目工艺装置在正常、事故、紧急和非正常工况下产生的易燃、有毒气体能够及时、安全、可靠地放空燃烧,并满足相关的环保和安全要求。本装置需要设置火炬系统。

8.9.2 火炬系统工艺设计规范

《石油化工业企业燃料气系统和可燃气体排放系统设计规范》SH3009-2009

《石油化工业企业排放筒和火炬塔架设计规范》SH3029-1991

8.9.3 火炬选型

本项目采用 1 座高架火炬、1 座氨火炬,承担本项目生产装置在正常、事故、开停车及检修等各种工况下可燃、有毒气体的放空任务。根据各装置排放气体的组成与排放工况。高架火炬高压排放气与低压排放气通过各自的管道和燃烧器分别单独排放

燃烧。高架火炬与氨火炬共用一座塔架支撑，塔架采用三边形，双曲线、变截面、柔性塔架支撑方式。

8.10 维修

根据实际情况，本厂在维修力量安排上仅考虑正常生产的维护保养以及日常小修工作，大、中修将依托建设单位进行，因此维修人员将以正常生产巡查值班和白班维修保养工为主进行人力配备和装备。

本项目新建维修间及备品备件库。

8.11 库房

本项目新建危废暂存间，由于更换后的活性炭、催化剂、吸附剂等危废的临时存放。

9 服务性工程与生活福利设施

9.1 服务性工程

本项目涉及的所有服务性设施均依托当地社会力量，不再单独建设。

9.2 生产管理及生活福利工程

本项目新建综合楼，主要功能是用于新建项目日常生产调度与运行管理。

10 节能

10.1 能耗指标及分析

10.1.1 综合能耗计算

本项目以焦炉气为原料，按中华人民共和国国家标准《综合能耗计算通则》（GB/T 2589-2020）和《石油化工设计能耗计算标准》（GB/T50441-2016）的有关规定，计算得出本项目的单位产品综合能耗如下：

表 10-1 本项目综合能耗

主要能源种类	年需要实物量	折标系数	折标量（tce）
--------	--------	------	----------

	单位	数值	单位	系数	
电	万 kWh	15813.6	kgce/kW h	0.1229	19434.91
				(当量值)	
				0.3000	47440.80
				(等价值)	
新水	万 m ³	96	kgce/m ³	0.2571	246.82
2.5MPa 饱和蒸汽	万 t	-2.624	kgce/t	95.5633	-2507.58
合成氨尾气	万 Nm ³	-754.723	kgce/Nm ³	0.2198	-1658.53
项目年综合能耗消费总量 tce/a (当量值)					15515.62
项目年综合能耗消费总量 tce/a (等价值)					43521.51

以上综合能耗计算中，电力取当量值系数 0.1229，以此计算，本项目年综合能耗 15515.62tce。电力取等价值系数 0.3000，以此计算，本项目年综合能耗 43521.51tce。

10.1.2 能耗分析

从上述能耗计算表中，可以看出，本项目主要能耗是电耗，降低能耗的工作应主要从这个最大耗能项着手。

10.2 节能措施综述

10.2.1 本装置采用的新工艺、节能新技术

(1) 在选定核心技术的条件下，优化全厂工艺流程配置，LNG 装置富氢尾气作为合成氨装置原料，装置尾气综合利用总体上使全厂能耗最低。

(2) 充分利用反应放热：本项目焦炉气变换、甲烷化、合成氨工艺过程中有大量反应热产生，反应热通过蒸汽发生器产生中压/低压蒸汽，供装置自用。

(3) 合理安排全厂蒸汽平衡，同时优化全厂各用汽系统。根据各装置对蒸汽等级的不同要求，实现蒸汽的分级利用，最大限度的减少能源的消耗。

(4) 合理地进行地面工艺总平面布置和厂房内高程和平面布置，尽量减少物料转载环节，减少提升物料量，降低提升高程；合理确定液体（介质）输送管道管径、走向，尽可能地减少管网阻力，提高输送效能；合理利用地形，减少物料提升运输高度，缩短运输的距离，尽可能使物料自流，尽量减少设备台数，以降低动力消耗，节约能源。

(5) 工艺冷凝水利用：项目各装置产生的工艺冷凝液含少量溶解性气体（CH₄、H₂等），经蒸汽汽提后可作为循环水的补充水加以回收，减少新鲜水消耗。

(6) 本项目蒸汽冷凝液送除氧站做锅炉水补水，降低脱盐水的消耗。

10.2.2 建筑专业的节能措施

选用节能性建筑设备及产品，包括门、窗、空调、照明、电气设备和控制系统等；空调制冷系统按设计规模配置，不得任意加大，并配置有效的调节控制装置。

按保温要求，所有围护墙采用 370mm 厚空心砖，双层塑钢窗\中空玻璃，室内外装修均采用一般装修标准，防火、防腐、防噪音、防尘等按相关工艺及规范要求作相应处理。

10.2.3 结构专业的节能措施

大多数建筑采用钢筋砼框架及天然地基基础，设计基础大部分也采用天然地基，个别特重特高的设备基础采用桩基；建筑围护结构采取隔热措施。

10.2.4 电气机电产品的节能措施

在压缩机和物料输送泵等机电产品的选型上，力求先进合理，选用效率高，能耗低的新型产品。所选电气设备满足最新标准能效一级要求。

10.2.5 给水排水专业的节能措施

本装置所用的工业水、消防水来源于园区一次水管网；生活水来源园区自来水管网；脱盐水由本项目配套建设的脱盐水处理站供应；循环水由本项目配套建设的循环水处理站供给。

厂区内设置循环水系统，包括：循环水的供水/回水管网、循环水泵、循环水冷却塔、循环水池、无阀滤池、水质稳定加药系统。循环水冷却塔选用喷雾节能型冷却水塔。

通过加强水资源管理、统一调度、综合平衡和全面规划供、用、排处理水的各项设计，达到一水多用，综合利用和重复循环使用，降低产品耗水指标，具体措施如下：

(1) 设计上采取的节水措施：对机械通风的凉水塔设除水器，减少风吹损失。

(2) 转机设备冷却水尽量全回收，回收量占工业冷却水总量的 97%以上。循环水中采用加入稳定剂，保持循环水较高的浓缩倍率，以减少排污量。

(3) 加强对各用水点生产运行上的管理，制定指导性的运行操作规程，严格控制用水量。

(4) 对一次补充水统一管理、统一分配、在各一次补充水总管和支管上均设置水计量装置, 限额使用, 并在生产运行中进行定额考核。

10.2.6 暖通与空调专业的节能措施

夏季需空调的房间按房间面积和负荷, 配置分体式空调机, 保持房间温度在 26~28℃, 保证设备与仪表工作的安全稳定运行。

冬季采暖的房间设置散热器, 拟利用焦化区余热, 统一考虑采暖。使房内温度保持在 16~22℃。

10.3 能源管理

(1) 根据《能源管理体系 要求》GB/T23331-2012 建立能源管理体系, 配备兼职能源管理人员。

(2) 配备完善的能源计量器具, 能源计量器具配备率达到 GB/T17167-2006 (企业能源计量器具配备和管理导则) 的要求。

11 消防

11.1 编制说明

11.1.1 国家和地方的相关法规和规定

(1) 中华人民共和国主席令第二十九号《中华人民共和国消防法》(2019 年修正)

(2) 建筑工程消防监督审核管理规定 (中华人民共和国公安部令第 106 号)

(3) 中华人民共和国国务院令 645 号《危险化学品安全管理条例》(2013 年修正本)

11.1.2 设计中执行的相关标准、规范

(1) 《建筑设计防火规范》GB 50016-2014(2018 年版)

(2) 《石油化工企业设计防火规范》GB50160-2008(2018 年版)

- (3)《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005
- (4)《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004
- (5)《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116-2013
- (6)《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》GB50493-2009
- (7)《化工企业总图运输设计规范》GB50489-2009
- (8)《工业企业煤气安全规程》(GB6222-2005)

11.2 依托条件

本项目拟建于河南省平顶山石龙区东鑫焦化南侧，当地已拥有专职消防队，配置有专用消防车和其它消防救援设备，可作为本项目的消防主要力量。

此外，在当地有完备的消防组织系统和消防队伍，设备设施精良，也可作为新建项目依托的消防协作力量。

11.3 工程概述

本项目为焦炉气综合利用项目，原料为焦炉气，产品为液化天然气（LNG），液氨和食品级液体二氧化碳。

本项目生产是一个复杂的、连续化的工艺生产过程，需在密闭系统、高温、低温、高压条件下进行，其设备、管道多，其生产过程都具有易燃易爆性，火灾爆炸危险性较大，因此，装置区、罐区等都具有火灾危险性，火灾危险性均属甲类。

该项目的主要有害物料为焦炉气、甲烷、氢气、一氧化碳、二氧化碳、氮气、液氨等。

11.4 有害物料的火灾危险特性和单项工程火灾危险性类别

11.4.1 焦炉气

焦炉气含有多种气体成分，为无色有特殊臭味的混合易燃气体。主要成分为主要成分为氢气、甲烷、一氧化碳等，均为易燃易爆气体。也含有氮、二氧化碳等不可燃气体。

焦炉气是无色有臭味、易爆炸气体，发热量为 4000~4500kcal/Nm³，着火温度 550~650℃。理论燃料温度为 2150℃左右，焦炉气与空气或氧气混合成一定比例，遇明火或 550℃左右的高温就会发生强烈的爆炸，爆炸极限为 4.5%~35.8%。

11.4.2 甲烷

甲烷分子式：CH₄，甲烷是无气味的气体，比空气轻，它是极难溶于水的可燃气体。甲烷和空气成适当比例的混合物，遇火花会发生爆炸，化学性质相当稳定。

分子量：16.04，蒸汽压：53.32kPa/-168.8℃，闪点：-188℃。

熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，溶解性：微溶于水，溶于醇、乙醚。

密度：相对密度（水=1）0.42（-164℃）；相对密度（空气=1）0.6。爆炸极限为 5.0~16%。

危险特性：易燃，于空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。

灭火方法：切断气源，若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

11.4.3 氢气

氢气分子式：H₂，相对分子量：2.016。

氢气是无色、无臭且密度比空气小的气体，极易扩散和渗透。在各种气体中，氢气的密度最小，标准状况下，1 升氢气质量是 0.0899 克，比空气轻。氢气很难液化。液态氢无色透明。

饱和蒸汽压：13.33kPa/-257.9℃。

熔点：-259.2℃，沸点：-252.8℃，溶解性：微溶于水，不溶于乙醇、乙醚。

密度：相对密度（水=1）0.07（-252℃）；相对密度（空气=1）0.07。爆炸极限为 4.0~75%。

氢气具有高燃烧性，还原剂，液态温度比氮更低。

危险特性：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热或明火即发生爆炸。比空气轻，在室内使用和储存时，漏气上升滞留屋顶不易排出，遇火星会引起爆炸。在空气中燃烧时，火焰呈蓝色，不易被发现。

11.4.4 一氧化碳

无色、无味、无臭气体。极易燃气体，有毒，吸入可因缺氧致死。

熔点：-205℃，沸点：-191.4℃，溶解性：微溶于水，溶于乙醇、苯等有机溶剂。

密度：相对密度（水=1）0.79；相对密度（空气=1）0.97。爆炸极限为 12~74%。

标准状况下气体密度为 1.25g/L，和标准状况下空气密度 1.29g/L 相差很小，这也是容易发生煤气中毒的因素之一。

危险特性：本品是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。

灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。

灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

11.4.5 氨

无色气体。有强烈的刺激气味。

分子量：17.031，饱和蒸气压：506.62kPa(4.7℃)，熔点-77.7℃；沸点-33.5℃，自燃温度：651.1℃，极易溶于水(1:700)。

密度 0.7710。相对密度 0.5971(空气=1.00)。易被液化成无色的液体。在常温下加压即可使其液化(临界温度 132.4℃，临界压力 11.2 兆帕，即 112.2 大气压)。沸点-33.5℃。也易被固化成雪状固体。熔点-77.75℃。溶于水、乙醇和乙醚。

危险特性：在高温时会分解成氮气和氢气，有还原作用。有催化剂存在时可被氧化成一氧化氮。用于制液氮、氨水、硝酸、铵盐和胺类等。可由氮和氢直接合成而制得，能灼伤皮肤、眼睛、呼吸器官的粘膜，人吸入过多，能引起肺肿胀，以至死亡。

灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。

灭火剂：雾状水、抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。

单项工程火灾危险性类别：

本项目配套有焦炉气压缩净化装置、深冷分离装置、氨合成装置、二氧化碳装置及配套公用工程及辅助设施。

根据《石油化工企业设计防火标准》GB50160-2008（2018 年版）火灾危险性分类，氢气为甲类可燃气体；一氧化碳为乙类可燃气体；甲烷为甲类可燃气体。

本项目单项工程火灾危险性分类见下表。

表 11-1 单项工程火灾危险性类别

序号	建构筑物名称	火灾危险类别	耐火等级	主要危险物料	备注
1	压缩厂房	甲类	二级	焦炉气、合成气	建筑物
2	净化工序	甲类	二级	焦炉气、合成气	建筑物

序号	建构筑物名称	火灾危险类别	耐火等级	主要危险物料	备注
3	甲烷化工序	甲类	二级	富甲烷气	建筑物
4	液化工序	甲类	二级	甲烷 氢气	构筑物
5	合成氨工序	甲类	二级	氢气 液氨	构筑物
6	二氧化碳工序	戊类	二级	二氧化碳	构筑物
7	产品罐区	甲类	二级	液态天然气、液氨	构筑物
8	装车台	甲类	二级	甲烷	构筑物
9	循环水站	戊类	二级	-	建筑物
10	消防水站/泡沫站	戊类	二级	-	建筑物
11	装卸站	甲类	二级	LNG、液氨	构筑物

11.5 消防设施设置原则

消防设计充分考虑上述因素并采取相应的防范措施，以“安全第一”为原则，贯彻“预防为主，防消结合”的消防工作方针，严格执行设计规范和标准。本项目的消防设计包括火灾报警系统、消防水设施及室内外消防管网系统、灭火器配置等设计内容。

11.6 消防措施

为了确保装置的安全生产，消防系统的设计充分考虑装置的生产类别，火灾危险性，严格遵守国家消防规范，采取消防措施。本项目的消防主要从以下方面采取有效措施来满足消防要求。

1) 总图、建筑防火、防爆

在总图布局中，按各单体的功能分区布置，各单体之间距满足国家标准规定的要求，厂区内设置环行消防车通道。

建筑设计严格按照《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018 年版）的规定，设计中从防止火灾发生和安全疏散两方面考虑。所有建筑均采用二级耐火等级。疏散方面、楼梯间距、楼梯宽度要求等均满足防火疏散的要求，方便人员疏散。

有爆炸危险的甲类生产装置采用开敞式布置，结构形式采用钢筋混凝土框架结构或钢结构。

2) 火灾报警系统和可燃气体监测系统

在有火灾爆炸危险介质的设备场所、配电室等处，设置可燃气体监测报警装置，火灾探测器、声光报警器等设施；在主要通道口及装置区框架等处设置手动报警按钮。

中央控制室（CCR）设置消防控制中心，配置可显示的消防报警终端。

3) 防雷接地、防静电措施

厂房、泵房建筑物采用屋顶装设避雷针或避雷带的方式防雷，室外露天设备壁厚均大于 4mm，采用直接接地的方式防雷。

本项目内电气工作接地、仪表接地、保护接地、防雷、防静电接地共用一个接地网，接地电阻不大于 1 欧姆，接地装置以人工接地体为主，接地极采用 DN50 的镀锌钢管（其长度 2.5 米），垂直打入地下，接地干线采用-40×4 的镀锌扁钢，接地支线采用-25×4 的镀锌扁钢。

装置内所有工艺设备、管道、电缆金属外皮及带常不带电的金属物体均与接地装置连接。平行敷设的管道，净距小于 100mm 时每隔 20 米跨接。

11.7 消防系统

1) 装置消防

新建项目装置界区内包括焦炉气压缩与净化工序、甲烷化工序、液化工序、氨合成工序等，在装置周围设室外地上式消火栓和消防水炮（水/雾两用型），对各工序实行覆盖保护。室外消火栓的间距为 50~60m。装置内高于 15m 框架平台沿梯子设消防竖管。

2) 产品罐区消防

根据《石油化工企业设计防火规范》，厂区占地面积≤1000000m²，同一时间内火灾处数为 1 处，仅考虑一处着火即可。本装置消防水用量最大的单体为 LNG 罐区，根据第 8.10.6.1 条按全冷冻液化烃储罐计算。

LNG 罐区为 1 个全冷冻式立式罐：

容积：V=5000m³

固定式消防水量：(44+95) ×1.1=152.9L/S

固定式消防水余量：63L/S

移动辅助水量：45L/S

消防专业计算的泡沫水量为：4L/S

则罐区总消防水量为：152.9+63+45+4=264.9L/S，（取 270/S）

本项目消防水总量取 270L/S，其中消防冷却水量取 265L/S，火灾延续时间为 6h；泡沫消防水量 4L/S，火灾延续时间为 40min，共需消防用水约 5733.6m³。拟新建 6000

m³ 消防水站提供。

在罐区周围设置地上式减压稳压型消火栓，在罐壁顶部及上部设置喷淋环管，环管上设置水雾喷头。

3) 消防水系统

本项目新建消防水站。本项目的消防管网应设置稳高压消防管网和低压消防管网，高压消防管网水压宜为 0.7~1.2MPa，低压消防管网不应低于 0.15MPa。

室外消火栓的间距为 50~60m，消防干管管径为 DN300。

消防管道采用无缝焊接钢管。埋地钢制管道防腐采用 HS 后浆型环氧煤沥青防腐涂料，防腐层作特加强级。

表 11-2 装置、罐区及辅助设施消防系统表

序号	装置名称	消防水量 (L/S)	消防冷却方式	消防设施
1	压缩工序	35	固定或移动式	室外消火栓
2	净化工序	10	固定或移动式	室外消火栓
3	甲烷化工序	10	固定或移动式	室外消火栓
4	深冷分离工序	120	固定或移动式	室外消火栓
5	产品罐区	324	固定和移动式	室外消火栓、水喷淋系统
6	液氨罐区	80	固定和移动式	室外消火栓、水喷淋系统
8	循环水站	10	固定或移动式	室外消火栓
9	空分系统	10	固定或移动式	室外消火栓

11.8 其它常规消防

工艺装置界区的框架高于 15 米以上平台，设置消防竖管和消火栓，在其它辅助设施设置室内消火栓。

本项目工艺装置区、罐区及辅助设施内均配置消防灭火器。工艺装置及罐区按严重危险级配置，其余公用工程建筑物按中危险级配置。详见下表：消防灭火器配置表。

表 11-3 消防灭火器配置表

序号	装置名称	灭火器配置情况	备注
1	压缩工序	MF/ABC8 手提式干粉灭火器 MFT/ABC50 推车式灭火器	按保护距离 9 米配置 按保护距离 18 米配置
2	净化工序	MF/ABC8 手提式干粉灭火器	按保护距离 9 米配置

序号	装置名称	灭火器配置情况	备注
		MFT/ABC50 推车式灭火器	按保护距离 18 米配置
3	甲烷化工序	MF/ABC8 手提式干粉灭火器 MFT/ABC50 推车式灭火器	按保护距离 9 米配置 按保护距离 18 米配置
4	液化工序	MF/ABC8 手提式干粉灭火器 MFT/ABC50 推车式灭火器	按保护距离 9 米配置 按保护距离 18 米配置
5	产品罐区	MF/ABC8 手提式干粉灭火器 MFT/ABC50 推车式灭火器	按保护距离 9 米配置 按保护距离 18 米配置
6	液氨罐区	MF/ABC8 手提式干粉灭火器 MFT/ABC50 推车式灭火器	按保护距离 9 米配置 按保护距离 18 米配置
7	循环水站	MF7 手提式干粉灭火器	按保护距离 9 米配置
9	抗爆控制室	MF7 手提式干粉灭火器	按保护距离 9 米配置

11.9 消防设施专项投资概算

本项目消防设施费用已包括在项目总投资中。

12 环境保护

12.1 厂址与环境现状

本项目厂址位于河南省平顶山石龙区东鑫焦化南侧。该区域地理位置优越，交通、通讯十分便利，项目拟建地的供水、供电等基础设施完善，可为本项目提供良好的建设条件，运输便捷。

12.2 执行的环境保护法规和标准

12.2.1 国家法律依据

- (1) 中华人民共和国主席令第九号《中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）》；
- (2) 中华人民共和国主席令第五十四号《中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）》；
- (3) 中华人民共和国主席令第二十四号《中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）》；
- (4) 中华人民共和国主席令第十六号《中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）》；
- (5) 《中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正版）》；

(6) 中华人民共和国主席令第七十号《全国人民代表大会常务委员会关于修改<中华人民共和国水污染防治法>的决定》(2017 年 6 月 27 日通过,2018 年 1 月 1 日实施);

(7) 《中华人民共和国环境噪声防治法 (2018 年修正)》;

(8) 中华人民共和国主席令第五十七号《中华人民共和国固体废物污染环境防治法 (2016 年修正版)》。

(9) 国务院令 第 682 号《建设项目环境保护管理条例》(于 2017 年 10 月 1 日实行)。

12.2.2 其他环保法规、相应规程等

(1) 国务院国发[1996]31 号“国务院关于环境保护若干问题的决定”(1996 年 8 月 2 日);

(2) 中华人民共和国国务院令 第 253 号《建设项目环境保护管理条例》(1998 年 11 月 29 日);

(3) 国家环境保护总局《关于执行建设项目环境影响评价制度有关问题的通知》(1999 年 4 月 21 日);

(4) 国家环境保护总局环发[2001]19 号《关于进一步加强建设项目环境保护管理工作的通知》;

(5) 国家环境保护总局令 14 号《建设项目环境保护分类管理名录》(2003 年 1 月 1 日);

(6) 国经贸资源[2000]1015 号文《关于加强工业节水工作的意见》;

(7) 中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 29 号《产业结构调整指导目录 (2019 年本)》;

(8) 《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》(国发[2005]39 号);

(9) 《关于加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(国家环保总局环发[2005]152 号);

(10) 《关于检查化工石化等新建项目环境风险的通知》(环办[2006]4 号);

(11) 《关于加强环保审批从严控制新开工项目的通知》(环办函[2006]394 号);

(12) 中华人民共和国国务院令 第 591 号《危险化学品安全管理条例》(2011 年 12 月 1 日);

- (13) 《重大危险源辨识》(GB18218-2009);
- (14) 《国家危险废物名录》(2008 年 8 月 1 日);
- (15) 国家环境保护总局令第 27 号《废弃危险化学品污染环境防治办法》(2005 年 8 月 18 日)。

12.2.3 采用的环保标准

(1) 环境质量标准

- 1) 《环境空气质量标准》(GB3095-2012);
- 2) 《地表水环境质量标准》(GB3838-2002);
- 3) 《地下水环境质量标准》(GB/T14848-93);
- 4) 《声环境质量标准》(GB3096-2008)。

(2) 污染物排放标准

- 1) 《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996);
- 2) 《污水综合排放标准》(GB8978-1996);
- 3) 《建筑施工厂界环境噪声排放标准》(GB12523-2011);
- 4) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008);

12.3 拟建项目主要污染源及污染物

12.3.1 废气

正常生产情况下,本项目无废气污染物产生,仅有二氧化碳装置的放空气和合成氨尾气,合成氨尾气与 CO₂ 装置放空气送出东鑫焦化装置作为燃料。在事故状态或开车情况下有可燃气体产生,送新建火炬系统燃烧处理,详见下表。

表 12-1 尾气产生及排放一览表

序号	装置或设施名称	排放源	废气名称	排放规律	排放量(Nm ³ /h)		污染物组成	处理方法	排放去向
					正常	最大			
1	合成氨装置	氨合成、氨罐	尾气	连续	943	/	氢气、氨、甲烷、氮气	送东鑫焦化	进东鑫焦化燃料气管网
2	二氧化碳装置	液化器、精馏塔	CO ₂ 放空气	连续	357	/	CO ₂ 、H ₂ 、CH ₄ 、N ₂	送东鑫焦化	进东鑫焦化燃料气管网
	合计				1300				

12.3.2 废水

正常生产情况下，生活污水主要来源于各装置卫生设施排出的污水，平均量为 1m³/h，生活污水先经化粪池处理后送园区污水处理站。

生产废水主要来源于焦炉气压缩产生的含有废水；脱焦油萘再生产生的含有废水；焦炉气洗氨塔产生的含氨废水；合成氨弛放气洗氨产生的含氨废水；甲烷化、变换、氨合成产生的汽包排污水等；循环水系统排、脱盐水系统含盐废水等。

本项目废水污染物产生及排放情况见下表。

表 12-2 废水产生及排放一览表

序号	装置或设施名称	排放源	废水名称	排放量		排放规律	污染物组成		处理方法	排放去向
				正常	最大		名称	浓度/含量		
1	预处理	除雾器	含油污水	2t/h		间歇	焦油、萘		统一收集处理	污水处理站
2	焦炉气净化	精脱萘脱油器	含油污水	/	2m ³ /次	间歇	焦油、萘		统一收集处理	污水处理站
3	焦炉气净化	洗氨塔	稀氨水	2t/h	3t/h	连续	焦油、萘、氨	氨 0.2%	统一收集处理	污水处理站
4	焦炉气压缩、氮气压缩、氨合成压缩、二氧化碳压缩	压缩机分液罐	含油工艺冷凝液	2.5t/h	3t/h	连续	少量油		统一收集处理	污水处理站
5	甲烷化、变换、氨合成汽包	排污水冷却器	锅炉排污水	0.5t/h	/	连续	SS、COD		统一收集处理	污水处理站
6	氨合成装置	弛放气洗涤塔	稀氨水	2.8t/h	/	连续	氨	氨 5wt%	统一收集处理	污水处理站
7	循环水站	旁滤系统	浓盐水	20t/h	/	连续	盐类	含悬浮物等	送外部处理	园区污水处理站
8	脱盐水站	反渗透	浓盐水	4t/h	/	连续	盐类		送外部处理	园区污水处理站
9	初期雨水	事故水池	含油污水	/	100t/次	间歇	少量油、SS、COD		统一收集处理	根据分析结果确定是否送污水处理站
10	各车间及厂区	地坪冲洗水	废水	/	3.0t/h	间歇	SS 等	COD 60mg/L SS 60mg/L	统一收集处理	污水处理站
11	各车间及厂区	生活废水	废水	1t/h		间歇	SS、氨氮	COD 100mg/L SS 70mg/L 氨氮 15mg/L	统一收集处理	经化粪池后送园区污水处理站

12	分析化验室	化学分析室	分析用水	0.5t/h		间歇	SS、COD		统一收集处理	污水处理站
13	污水处理站		处理后废水	11	16	连续	SS、COD、氨		送外部处理	送园区污水处理站

12.3.3 废固/废液

本装置产生的废渣主要为失活的废催化剂、废吸附剂以及催化剂下作垫环用的瓷球等。排放情况详见下表。

表 12-3 废渣排放表

序号	装置或设施名称	排放源	固体废物(废液)名称	排放规律	排放量		固体废物组成	是否危废	处理方法	排放去向
					正常	最大				
1	净化装置	脱萘器	废精脱油剂	一年换 1 次	108 t/次		碳基吸附剂	是	有资质厂家处理	委托外部
2	净化装置	脱油器	废脱油剂	一年换 1 次	60 t/次		碳基吸附剂	是	有资质厂家处理	委托外部
3	净化装置	预加氢罐	废加氢催化剂	一年换 1 次	56t/次		Fe ₂ O ₃ 、MoO ₃ 、Al ₂ O ₃	是	有资质厂家回收	回收利用
4	净化装置	一级加氢罐	废加氢催化剂	一年换 1 次	30t/次		Fe ₂ O ₃ 、MoO ₃ 、Al ₂ O ₃	是	有资质厂家回收	回收利用
5	净化装置	二级加氢罐	废加氢催化剂	两年换 1 次	18t/次		CoO、MoO ₃ 、Al ₂ O ₃	是	有资质厂家回收	回收利用
6	净化装置	精脱硫罐	废精脱硫剂	一年换 1 次	210t/次		ZnO、ZnS	是	有资质厂家回收	回收利用
7	净化装置	精脱硫罐	废精脱硫剂	一年换 1 次	8.5t/次		ZnO、ZnS	是	有资质厂家回收	回收利用
8	净化装置	变换催化剂	废变换催化剂	两年换 1 次	16 t/次		NiO、MgO	是	有资质厂家回收	回收利用
9	LNG 装置	甲烷化反应器	废甲烷化催化剂	两年换 1 次	16t/次		NiO、MgO	是	有资质厂家回收	回收利用
10	LNG 装置	干燥器	废干燥剂	三年换 1 次	78 t/次		氧化铝、分子筛	否	统一收集	填埋
11	LNG 装置	深冷分离装置	废脱汞剂	三年换 1 次	6 t/次		活性炭, 硫化汞	是	有资质厂家回收	专业处理
12	LNG 装置	深冷分离装置	废冷剂干燥剂	三年换 1 次	6 t/次		氧化铝、分子筛	否	统一收集	填埋
13	合成氨装置	氨合成塔	废氨合成催化剂	五年换 1 次	15t/次		Fe ₃ O ₄	是	有资质厂家回收	回收利用
14	净化装置	吸收塔	废 MDEA 溶液		6t/年		MDEA 溶液	是	有资质厂家回收	专业处理
15	压缩装置	各压缩机	废润滑油		3t/年		润滑油	是	有资质厂家回收	回收利用
16	预处理	气柜	气柜密封		8t/年		密封油	是	有资质厂	回收利用

序号	装置或设施名称	排放源	固体废物(废液)名称	排放规律	排放量		固体废物组成	是否危废	处理方法	排放去向
					正常	最大				
			油						家回收	
17	二氧化碳装置	吸附罐	废吸附剂	三年换 1 次	24 t/次		活性炭、分子筛、Al ₂ O ₃	否	统一收集	活性炭焚烧、分子筛填埋
18	污水处理站		污泥		300t/a					有资质厂家处理
19	生产区		生活垃圾		45 t/a		废纸张等	否	有资质厂家回收	当地环保部门

12.3.4 噪声

本装置产生的噪声主要来自各个压缩机、吸附器、各类机泵及程控阀等。

表 12-4 主要噪声源一览表

序号	噪声源名称	运行数量(台)	工作情况	声压级dB(A)	备注
1	焦炉气压缩机	3	连续	≤100	订货控制、减震、隔声
2	深冷氮气压缩机	2	连续	≤100	
3	BOG 压缩机	2	连续	≤100	
4	混合冷剂压缩机	1	连续	≤100	
5	空压机	1	连续	≤100	
6	氢氮气压缩机	2	连续	≤100	
7	合成氨氮气压缩机	2	连续	≤100	
8	螺杆式氨压缩机	3	连续	≤100	
9	各类机泵	多台	连续	≤85	
10	程控阀	147	间歇	≤85	

12.4 环境保护治理措施及方案

12.4.1 对污染物控制及处理原则

为推行清洁生产，设计中采用先进的工艺和设备，最大限度地提高资源、能源的综合利用率，把污染物消灭或减少在工艺生产过程中。工艺过程中采用清污分流，将污水量压缩到最低限度，减少处理量，节约运行费用。在生产工艺中，对工艺过程必须排放的废弃物，应首先采取回收或综合利用的措施，对必须外排的污染物则采取稳妥可靠的治理措施，以达到相应的排放标准。

12.4.2 废气治理措施

本装置建成投产后正常生产情况下产生的废气主要为二氧化碳装置放空气和合成氨尾气。CO₂放空气中主要含 CO₂、H₂、N₂、CH₄等，合成氨尾气主要含 H₂、N₂、CH₄等，本项目的处理措施为送如东鑫焦化燃料气管网作燃料。

除此之外，本项目对生产过程中带压设备均设置有压力调节阀或安全阀，避免因系统超温超压而发生爆炸事故，系统内各废气通过安全阀起跳的形式得以释放，泄压排点引入火炬管网燃烧排放，避免了易燃易爆气体在装置内的积累。在工艺流程中设计有氮气置换系统，可能产生混合气的设备及管道，均设有开停车吹扫系统。

本项目选用先进可靠的机泵、阀门、管道、管件，加强维护和管理，严禁跑、冒、滴、漏现象发生，使焦炉气、甲烷、氢气等危险介质操作岗位危险浓度和厂界无组织排放浓度均控制在国家规定允许浓度以下，以减少和消除对健康的危害。

12.4.3 废水治理措施

本项目废水包括生活污水与生产废水。

生活污水主要来源于各装置卫生设施排出的污水，平均量为 1m³/h，生活污水先经化粪池处理后排入园区污水处理站。

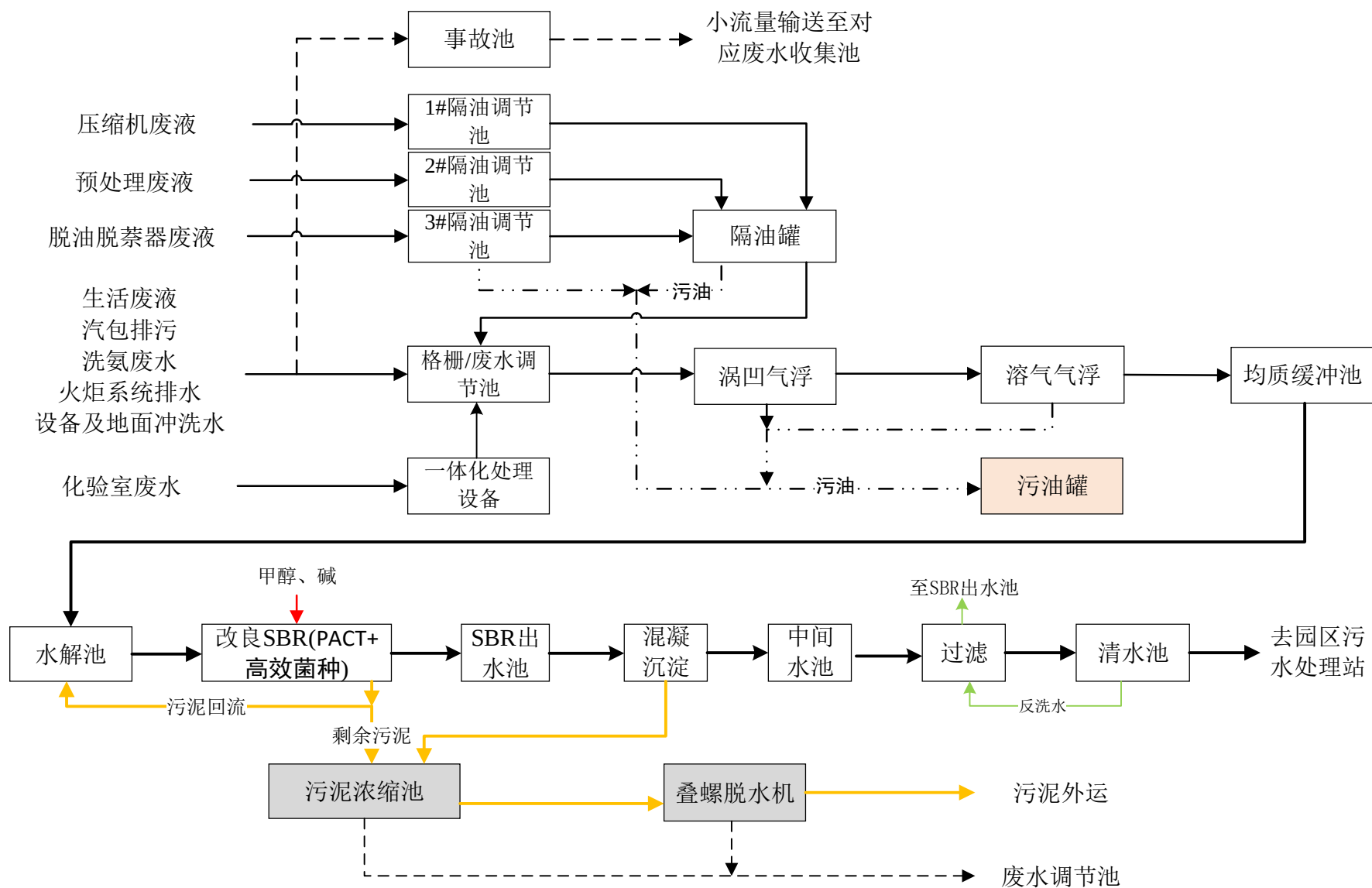
生产废水主要来源于预处理排污水、焦炉气压缩冷凝液，脱焦油萘再生废水，甲烷化、变换、氨合成产生的汽包排污水，分析化验室分析用水，焦炉气净化与合成氨弛放气洗氨产生的稀氨水。本项目新建污水处理站，生产各装置排放的污水经管道集中送污水处理站处理，达到园区污水处理站接收指标。

循环水站、脱盐水处理站排出的浓盐水与处理后的生产废水混合后一起送园区污水处理站。污水处理站处理后水指标如下，具体指标以园区污水处理站接收指标为准。

表 12-5 处理后送园区废水指标

单位：mg/l（色度除外）

项目	COD _{Cr}	BOD ₅	SS	NH ₃ -N	TP	TN	臭气
指标	300	300	400	30	4	35	10
项目	挥发酚	氰化物	硫化物	总氮	色度	苯系物	油
指标	0.5	0.5	1	50	80	2.5	10



工艺流程说明：

1) 压缩机级间分离废液连续排放，进入 1#隔油调节池内，同时投加破乳剂，浓硫酸等药剂脱油脱萘，出水经水泵提升至隔油罐内，污油通过刮油机刮至污油罐内；

2) 预处理废液间歇排放，且污染物浓度含量高，进入 2#隔油调节池内，同时投加破乳剂，浓硫酸等药剂脱油脱萘，出水经水泵提升至隔油罐内，污油通过刮油机刮至污油罐内；

3) 脱油脱萘器废液间歇排放，进入 3#隔油调节池内，同时投加破乳剂，浓硫酸等药剂脱油脱萘，出水经水泵提升至隔油罐内，污油通过刮油机刮至污油罐内；

污水在隔油罐内除去浮油后，中部清液自流进入废水调节池。

4) 分析化验废水经过一体化装置中和沉淀后进入废水调节池内。

5) 汽包排污、洗氨塔废水、合成氨弛放气洗涤氨水、火炬系统排水、设备及地面冲洗水经过格栅过滤后，进入废水收集池内均质均量，同时经过涡凹气浮处理后的含萘废液自流进入溶气气浮进一步除油，然后污水进入均质缓冲池内。

几股污水在均质缓冲池经过水质水量调节后，出水经过泵提升进入水解池，经过水解酸化菌作用，提高可生化性，降解毒性物质，进一步去除有机污染物。水解池出水进入改良 SBR 池，根据以往项目经验该污水有机污染物成分复杂，生物抑制性强，通过投加 PACT 可以有效提高污泥浓度及污泥效能，保证总氮及有机物污染物的去除效果，出水进入深度处理单元。

深度处理单元采用混凝沉淀及多介质过滤工艺，主要是作为出水达标的保障，进一步出去有机污染及 SS，为了保证出水的达标，考虑到本项目有机物污染物的难降解性，在沉淀出水池设计投加次氯酸钠的保证措施。

预处理系统的隔油池、气浮池产生的污油，通过集油管收集后进入污油罐，然后定期外运。

生化系统产生的剩余污泥和最后的混凝沉淀池的污泥进入污泥浓缩池，进一步浓缩的污泥经过叠螺污泥脱水机脱水后，泥饼由买方外运处置。滤液回流至调节池重新处理。

12.4.4 废渣/废液治理措施

本装置建成投产后主生产装置区产生的废渣主要包括焦炉气压缩净化、深冷分离、氨合成、二氧化碳装置、空分制氮等定期更换下来的失活废催化剂、废吸附剂、

脱硫剂、干燥剂等。此外，装置内废渣还包括办公楼生活垃圾。

处理方案：再生利用价值较高的失活铁钼加氢催化剂等更换下来后，由催化剂生产厂家回收后进行再生利用；而主要含活性炭和分子筛等的废吸附剂等则由项目建设地附近专门回收这类物质的厂家回收处理再利用。

办公楼等产生的生活垃圾则由建设单位定期收集后送专门的垃圾处理场进行集中处置。

本项目废液包括含焦油废液，定期更换的压缩机润滑油、气柜密封油，脱碳排放的 MDEA 溶液等。

焦炉气预处理、压缩、净化隔油池回收的焦油，污水处理站回收的焦油，集中收集后送有资质厂家处理。

更换的压缩机润滑油、气柜密封油送有资质厂家回收处理。

排放的 MDEA 溶液送有资质厂家处理。

12.4.5 噪声防治及环境监测

本装置噪声主要来自压缩机、泵、离心机等动力设备以及放空管产生的排气噪声。为降低噪声污染，所有噪声设备，订货时均应选用低噪声电机，同时在订货时要求厂家安装消声设备或加消声罩。在设计中应尽量少设放空管，最好只设放空总管；将主要噪声源安装在单独的隔音房内，在操作中不设岗位，只作巡回检查；并在厂区周围及高噪声设备附近种植降噪植物。

12.5 项目污染物与碳减排分析

本项目的建设综合利用冶炼尾气，实现资源综合利用，从而降低碳排放，有利于生态环境建设，有得环境保护，践行党中央的号召，实现节能减、清洁、绿色、低碳发展。但是若不建设本项目，焦炉气燃烧后，放空，则向大气排放二氧化碳等废气。计算如下：

① 减排二氧化碳

焦炉气二氧化碳排放因子按 1.72、焦炉气密度按 0.45kg/Nm³ 考虑，则焦炉气燃烧产生二氧化碳为：40000 Nm³/h × 0.45kg/ Nm³ × 1.72 kg/kg × 8000 h = 24.768 万 tCO₂/a
则本项目的建设将减排二氧化碳 24.768 万 tCO₂/a。

② 二氧化硫的减排

根据公司提供的经过焦化化产回收后的焦炉气杂质组成, H₂S 含量为 50mg/Nm³, 取 50mg/Nm³, 另外有机硫按 200mg/Nm³ 计, 折算出原料气作燃料后产生二氧化硫量为 174.08t/a。

③氮氧化物减排

焦炉气作燃料后产生烟气量按 5.6m³/Nm³ 焦炉气计, 其中氮氧化物含量按 600mg/m³ 计, 则项目年产生氮氧化物量为 1075.2t/a。

本项目生产 LNG 可用于替代柴油, LNG 汽车的一氧化碳排放只有普通燃油汽车的不到 10%、氮氧化物排放比普通燃油汽车低 30%-40%、二氧化硫排放比燃油汽车低 70%以上, 噪音比燃油车低 40%。

12.6 环境管理及监测

12.6.1 环境管理

根据《中华人民共和国环境保护法》和中华人民共和国国务院令第 253 号《建设项目环境保护管理条例》, 建设单位必须把环境保护工作纳入计划, 建立环境保护责任制度。

项目环境管理是指建设单位在建设期和运行期执行和遵守国家、省和市有关环境保护法规、法律政策与标准, 接受地方主管环境保护部门的环境监督、调查和制订环境规划和目标, 协调同有关部门的关系以及一切与环境保护有关的管理活动。总体目标是促使生产向“清洁生产”的方向不断发展。

12.6.1.1 环境管理机构的职责

根据国家环境保护管理的规定, 环境管理工作应由专门的机构负责, 在项目内设置环境保护机构, 保证环境监测与跟踪计划的实施, 其环境管理机构的职责为:

- (1) 贯彻执行国家环境保护的方针、政策及有关法律、法规;
- (2) 对各阶段的环境保护措施的执行情况进行监督检查, 组织实施环境监测与环境监理工作;
- (3) 配合当地各级环境管理部门及其规划所涉及的相关部门做好规划建设各阶段的环境管理工作;
- (4) 贯彻环境保护的有关法律、法规、条例, 组织拟订工程环境保护的规定、办法、细则等, 并处理环境法规执行中的有关事宜;

(5) 组织有关部门制定产业区环境保护的各项专题规划、实施计划及措施, 保证各种环保措施在项目设计、施工、投产过程中得到落实。

12.6.1.2 环境管理机构的设置

项目建设时应建设环境管理机构, 负责项目界区内环境管理。

12.6.1.3 环境管理的任务

1) 建设期

(1) 制定有效的措施, 减少施工中废水、废气、固体废物(建筑垃圾、生活垃圾等)、噪声对环境的污染;

(2) 对施工单位严格要求, 按规定和要求对施工期“三废”排放进行控制, 并定期检查;

(3) 组织做好施工现场环境恢复工作;

(4) 对各项环保设施的施工安装质量严格要求和控制。

2) 运行期

(1) 认真贯彻国家和地方有关环境保护的方针、政策、法规、条例, 并对执行情况监督;

(2) 组织实施企业员工的环境教育, 培训和考核, 提高环保管理人员和监测人员的业务水平, 提高全员的环境意识和环境法制观念;

(3) 组织制定全厂环保工作计划, 长远环保发展规划和年度实施计划, 并监督执行;

(4) 建立和健全一套符合企业实行情况的环境保护管理制度, 使环保工作有章可循, 形成制度化管理;

(5) 制定环境管理控制目标及实施办法, 搞好全厂的污染物总量控制, 定期进行清洁生产审计;

(6) 组织与领导全厂的环境监测和统计工作, 掌握污染动态, 及时反馈生产操作系统, 并提出防治措施建议;

(7) 参与各项环保设施施工质量的检查和竣工验收; 监督和检查环保设施的运行、维护;

(8) 组织推广和应用先进的污染治理技术和环境保护管理经验;

(9) 实施事故状态下防止污染发生和扩散的应急反应;

(10) 建立和运行环境数据、文件和资料的管理系统;

(11) 定期公布全厂排污状况、排污费交纳情况。

12.6.2 环境监测

环境监测目的是通过对企业污染源监测和周围环境的监测，及时准确掌握污染状况，了解污染程度和范围，分析其变化趋势和规律，为加强环境管理，实施清洁生产提供可靠的技术依据。环境监测包括污染源监测及环境质量监测。

污染源监测原则上由公司自己的监测机构来完成，但应接受当地环保机构的不定期抽查或复查。企业应定期将监测结果上报有关环保部门。

环境质量监测可委托当地具有监测资格的监测机构来完成。

12.7 环保设施费用估算

本项目的环保设施费用已包括在项目总投资中。

12.8 环境影响分析

本项目为焦炉气综合利用项目，以建设单位焦化装置富余的焦炉气为原料，采用先进工艺技术生产液化天然气（LNG）产品，而天然气作为最清洁的替代能源，由于其自身对大气环境污染小的特点，因此，本项目的建设符合 2007 年国务院新闻办公室发布的《中国的能源状况与政策》白皮书中提出的“以能源的可持续发展支持经济社会的可持续发展”战略基本内容。

本项目建成投产后对改善环境质量的最突出表现包括两个方面：一是通过消除焦炉气的排放污染以改善当地的环境质量；二是通过用洁净的天然气——LNG 替代民用燃料以及汽油和柴油以降低汽车排放尾气的污染，改善当地的环境质量，因而能实现污染物的“双向减排”。

本项目在设计中重视环境保护，在采用先进可靠生产工艺的同时，注重生产全过程的“三废”控制和回收利用，对生产过程中排放的“三废”进行综合治理与利用，既节约了资源，控制了物料流失，又极大减少了外排污染物对环境的影响，对不能回收的“三废”均采取切实可行的末端治理，使最终排放的污染物均能达到环保标准的要求。预计本装置建成投产后，正常生产时“三废”排放种类少、数量小，通过综合利用、治理后均能达到国家的有关环境标准，本装置的建设对周围环境影响较小。

12.9 建议

从环境保护角度出发,本项目在设计和实施过程中,还将着重加强对以下各方面事项的重视力度:

(1) 坚持以经济建设为中心,实施可持续发展战略,实行经济建设、环境建设同步规划、同步实施、同步发展的战略方针,力求作到经济效益、社会效益、环境效益相互统一、协调发展。

(2) 将环境保护作为项目建设的重要组成部分。在项目建设过程中,必须坚持污染治理设施与主体设施同时设计、同时施工、同时投产的“三同时”制度。

(3) 注重循环经济,利用产品链之间紧密的上下游关系,尽量提高资源利用率、拾遗补差、变废为宝,降低企业的生产成本,主动降低污染,改善环境。

(4) 工艺装置优先选择符合清洁生产要求的工艺路线,采用先进的“三废”治理技术,坚持从源头上解决环境污染问题。

(5) 采取节约用水措施,减少污水排放。

(6) 加强绿化,为生产、生活提供优美舒适的环境。

13 职业卫生

13.1 编制依据

13.1.1 国家和相关部门的法律法规和部门规章

- 1) 《中华人民共和国安全生产法》（主席令[2014]第 13 号）
- 2) 《中华人民共和国劳动法（2018 年修正）》（中华人民共和国主席令[2018]第 24 号）
- 3) 《中华人民共和国消防法（2019 年修正）》（中华人民共和国主席令[2019]第 29 号）
- 4) 《危险化学品生产企业安全生产许可证实施办法（2015 年修正）》（国家安全生产监督管理总局令第 79 号）
- 5) 《危险化学品目录》（2015 版）（国家安全生产监督管理局公告[2015]第 5 号）
- 6) 《中华人民共和国职业病防治法》（2018 年修正）中华人民共和国主席令第 24 号[2018]

13.1.2 执行的安全卫生标准规范

- 《工业企业设计卫生标准》GBZ1-2010
- 《工作场所有害因素职业接触限值 第 1 部分：化学有害因素》GBZ2.1-2007
- 《工作场所有害因素职业接触限值 第 2 部分：物理因素》GBZ2.2-2007
- 《工作场所职业病危害警示标识》GBZ158-2003
- 《职业健康监护技术规范》GBZ188-2014
- 《放射工作人员职业健康监护技术规范》GBZ 235-2011
- 《硫化氢职业病危害防护导则》GBZ/T259-2014
- 《工作场所防止职业中毒卫生工程防护措施规范》GBZ/T194-2007
- 《高毒物品作业岗位职业危害告知规范》GBZ/T203-2007
- 《高毒物品作业岗位职业危害信息指南》GBZ/T204-2007
- 《工作场所有毒气体检测报警装置设置规范》GBZ/T223-2009
- 《职业卫生名词术语》GBZ/T224-2010
- 《用人单位职业病防治指南》GBZ/T225-2010
- 《生产设备安全卫生设计总则》GB5083-1999
- 《化工企业劳动防护用品选用及配备》GB/T3048-2013
- 《个体防护装备配备基本要求》GB/T29510-2013
- 《高温作业分级》GB/T4200-2008
- 《个体防护装备选用规范》GB/T11651-2008

- 《生产过程安全卫生要求总则》GB/T12801-2008;
- 《声学 低噪声工作场所设计指南 第 2 部分：噪声控制措施》GB/T17249.2-2005
- 《呼吸防护用品的选择、使用与维护》GB/T18664-2002
- 《护听器的选择指南》GB/T23466-2009
- 《工业企业噪声控制设计规范》GB/T50087-2013
- 《化工企业安全卫生设计规定》HG20571-2014
- 《化工粉体工程安全卫生设计规定》HG20532-1993
- 《人身防护应急系统的设置》HG/T 20570.14—95
- 《化工企业气体防护站工作和装备标准》HG/T23004-1992
- 《化工采暖通风与空气调节设计规范》HG/T20698-2009
- 《化工装置设备布置设计规定》HG/T20546-2009
- 《石油化工企业职业安全卫生设计规范》SH3047-1993
- 《石油化工有毒、可燃介质钢制管道工程施工及验收规范》SH3501-2011
- 《石油化工可燃性气体排放系统设计规范》SH 3009-2013
- 《石油化工采暖通风与空气调节设计规范》SH/T 3004-2011
- 《焦化行业防尘防毒技术规范》(AQ/T4219-2012)

13.2 职业病危害因素和职业病分析

13.2.1 周边环境职业危害因素分析

本项目建设地位于本项目厂址位于河南省平顶山石龙区东鑫焦化南侧，查阅当地自然环境资料，未见有地方病的记载。施工期来自不同地区的施工人员相对集中于施工作业场内，加之在当地气候等环境条件作用下，自然疫源性疾病有可能发生，并对人体健康造成危害。

13.2.2 项目生产过程中可能产生的职业病危害因素和职业病分析

根据《职业病危害因素分类目录》(卫法监发[2002]63号)、《职业病分类和目录》国卫疾控发〔2013〕48号、《工作场所有害因素职业接触限值第1部分：化学有害因素》(GBZ2.1-2007)、《工作场所有害因素职业接触限值第2部分：物理因素》(GBZ2.2-2007)等文件的规定，本项目生产过程中可能产生的职业病危害因素主要有：氨、一氧化碳、硫化氢、苯、噪声和高温、低温，其中氨是本项目的主要产品之

一，一氧化碳、硫化氢、苯主要存在于原料焦炉气中，噪声主要来源于压缩机和各种输送泵，高温主要是生产性高温、低温主要来自深冷液化、氨液化、LNG 罐区、液氨罐区等。

表 13-1 氨性质及健康危害一览表

标识	中文名：氨		英文名：ammonia	
	分子式：NH ₃	分子量：17	CAS 号：7664-41-7	
理化特性	性状：无色有刺激性恶臭的气体 熔点(°C) -77.7 沸点(°C) -33.5 引燃温度/°C：651 禁忌物 卤素、酰基氯、酸类、氯仿、强氧化剂。 溶解性 易溶于水、乙醇、乙醚。 主要用途：用作致冷剂及制取铵盐和氮肥			
毒理学简介	急性中毒：LD ₅₀ :350mg/kg(大鼠经口) LD ₅₀ :1390mg/ m ³ , 4 小时(大鼠吸入)			
进入途径	呼吸道吸入			
健康危害	低浓度氨对粘膜有刺激作用，高浓度可造成组织溶解坏死。急性中毒：轻度者出现流泪、咽痛、声音嘶哑、咳嗽、咯痰等；眼结膜、鼻粘膜、咽部充血、水肿；胸部 X 线征象符合支气管炎或支气管周围炎。中度中毒上述症状加剧，出现呼吸困难、紫绀；胸部 X 线征象符合肺炎或间质性肺炎。严重者可发生中毒性肺水肿，或者呼吸窘迫综合征，患者剧烈咳嗽、咯大量粉红色泡沫痰、呼吸窘迫、谵妄、昏迷、休克等。可发生喉头水肿或支气管粘膜坏死脱落窒息。高浓度氨可引起反射性呼吸停止。液氨或高浓度氨可致眼灼伤；液氨可致皮肤灼伤。			
防治措施	严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。呼吸系统防护 空气中浓度超标时，建议佩戴过滤式防毒面具(半面罩)。紧急事态抢救或撤离时，必须佩戴空气呼吸器。眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。			
急救措施	皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，应用 2%硼酸液或大量清水彻底冲洗。就医。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。并就医。			
职业接触限值：PC-TWA：20mg/m ³ , PC-STEL：30 mg/m ³				

表 13-2 一氧化碳性质及健康危害一览表

标识	中文名：一氧化碳		英文名：Carbon monoxide	
	分子式：CO	分子量：28.01	CAS 号：630-08-0	
理化特性	无色、无臭、无刺激性气体，相对密度 0.97（空气为 1），熔点-199.1℃，沸点-191.4℃，自燃点 608.89℃，与空气混合物爆炸限 12%～75%，微溶于水，溶于乙醇、苯等大多数有机溶剂。在空气中燃烧呈蓝色火焰。遇热、明火易燃烧爆炸。			

毒性简介	LC ₅₀ : 2069mg/m ³ , 4 小时(大鼠吸入)
进入途径	呼吸道吸入
健康危害	健康影响：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。 急性中毒：吸入高浓度 CO 后，轻度中毒表现为头痛、头晕、四肢乏力、恶心呕吐、轻度意识障碍等；中度中毒表现为浅至中度昏迷；重度中毒意识障碍达深度昏迷或去大脑皮层状态，若 CO 浓度极高时，可迅速使人昏迷意识，甚至发生“电击样”死亡。 其他损害：除中枢神经系统病变之外，尚可合并多脏器功能障碍如肺水肿、呼吸衰竭；上消化道出血；休克；周围神经病变；皮肤水泡或红肿；身体挤压综合征；极少部分患者可合并脑梗死或心肌梗死。
防治措施	工程控制：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器、一氧化碳过滤式自救器。 眼睛防护：一般不需特殊防护。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟。实行就业前和定期的体检。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术，就医
职业接触限值（非高原）：PC-TWA：20mg/m ³ ，PC-STEL：30 mg/m ³	

表 13-3 硫化氢性质及健康危害一览表

标识	中文名：硫化氢		英文名：Hydrogen sulfide	
	分子式：H ₂ S	分子量：34.08	CAS 号：7783-06-4	
理化特性	无色气体，具有臭蛋味。有强腐蚀性。熔点-85.5℃，沸点-60.7℃（20%），相对密度（空气为 1）1.19，饱和蒸汽压 2026.5kPa(25℃)，溶于水、乙醇、二硫化碳、石油溶剂和原油中。易燃、爆炸限值 4.0%~46.0%，与空气混合能爆炸，遇明火、高热、氧化剂发生爆炸。比空气重，在低处向外扩散会引着回燃。			
毒理学简介	LC50: 618mg/m ³ （大鼠吸入） LCL0: 600ppm, 30min; 800ppm, 5min（人吸入）; 5700ug/kg（人男性吸入） IDLH: 100ppm			
进入途径	呼吸道吸入			

健康危害	接触硫化氢后出现眼刺痛、羞明、流泪、结膜充血、咽部灼热、咳嗽等，或有头痛、头晕、乏力、恶心等神经系统症状，脱离接触后在短时间内消失。轻度中毒：吸入较高浓度，可出现明显的头痛、头晕、乏力等症状，并出现轻度至中度意识障碍或表现为急性气管、支气管炎和支气管周围炎；中度中毒：在轻度中毒基础上，可出现意识障碍，表现为浅至中度昏迷或急性支气管炎肺炎；重度中毒：吸入高浓度后，可出现意识障碍程度达深度昏迷、呈植物状态、肺水肿、猝死或多脏器衰竭，或成“电击样”死亡；慢性影响：长期接触硫化氢，可引起眼及呼吸道慢性炎症，可出现神经衰弱综合征、植物神经功能紊乱和周围神经损害，如接触规定的极限浓度，形成肺功能改变，可能发生哮喘病。若发现有中毒现象，应迅速脱离现场。
防治措施	工程防护：严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴氧气呼吸器或空气呼吸器。 眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴防化学手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。及时换洗工作服。作业人员应学会自救互救。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	眼接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15min，就医。吸入：立即脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道畅通。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
职业接触限值：MAC：10mg/m ³	

表 13-4 苯的性质及健康危害一览表

标识	中文名：苯		英文名：Benzene	
	分子式：C ₆ H ₆	分子量：78.11	CAS 号：71-43-2	
理化特性	纯品为无色透明液体，有强烈芳香味。熔点 5.5℃，沸点 80.1℃，相对密度（水为 1）0.88，相对蒸气密度(空气=1)2.77，饱和蒸汽压 13.33kPa(26.1℃)，不溶于水，溶于醇、醚、丙酮等多数有机溶剂。主要用作溶剂及合成苯的衍生物、香料、染料、塑料、医药、炸药、橡胶等。			
毒理学简介	LD ₅₀ : 3306 mg/kg(大鼠经口); 48 mg/kg(小鼠经皮) LC ₅₀ : 31900mg/m ³ , 7 小时(大鼠吸入)			
进入途径	呼吸道吸入			
健康危害	高浓度苯对中枢神经系统有麻醉作用，引起急性中毒；长期接触苯对造血系统有损害，引起慢性中毒。急性中毒：轻者有头痛、头晕、恶心、呕吐、轻度兴奋、步态蹒跚等酒醉状态；严重者发生昏迷、抽搐、血压下降，以致呼吸和循环衰竭。慢性中毒：主要表现为神经衰弱综合征；造血系统改变：白细胞、血小板减少，重者出现再生障碍性贫血；少数病例在慢性中毒后可发生白血病(以急性粒细胞性为多见)。皮肤损害有脱脂、干燥、皲裂、皮炎。可致月经量增多与经期延长。			

防治措施	工程防护：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器或氧气呼吸器。 眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防毒物渗透工作服。 手防护：戴橡胶耐油手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。实行就业前和定期的体检。
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮足量温水，催吐。就医。
职业接触限值：PC-TWA：6mg/m ³ ，PC-STEL：10mg/m ³	

表 13-5 噪声的危害特性表

健康危害	听觉系统：长期接触强噪声后可致噪声聋，主要表现为听力下降。听力损伤的发展过程首先是生理性反应，后出现病理改变直至耳聋。生理性听力下降的特点为脱离噪声环境一段时间后即可恢复，而病理性的听力下降则不能完全恢复。 神经系统：长期接触强噪声后出现神经衰弱综合症，主要有头痛、头晕、耳鸣、心悸、及睡眠障碍等。长期接触强噪声的作业人员可表现为易疲劳、易激怒（噪声性神经衰弱）。 心血管系统：在噪声作用下，植物神经调节功能发生变化，表现出心率加快或减慢，血压不稳（趋向增高）。 消化系统：出现胃肠功能紊乱，食欲减退，消瘦，胃液分泌减少，胃肠蠕动减慢。
可能产生的职业病	职业性噪声聋
接触限值	工作场所操作人员每天连续接触噪声 8 小时，噪声声级卫生限值为 85dB(A)，对于操作人员每天接触噪声时间不足 8 小时的场所，按接触时间减半，噪声声级卫生限值增加 3dB(A)的原则确定。 非噪声工作地点噪声声级的卫生限值：噪声车间观察（值班）室为 75 dB(A)，非噪声车间办公室为 60 dB(A)，会议室为 60 dB(A)，计算机室、精密加工室为 70 dB(A)。
噪声的预防	生产性噪声危害的发生和程度主要决定于噪声强度、接触噪声时间、噪声的频率及频谱特性，接触者的敏感性等因素，主要措施如下： (1)改造噪声源、降低噪声、通过技术革新，把发声物改造为不发声或发小声的物体是根本措施。 (2)对噪声传播途径采取措施以降低噪声强度，如把高噪声机械设备与低噪声机械设备分开设置，或采用消声器或用消声、吸声、隔声材料阻隔声源。 (3)加强个人防护，如佩戴耳塞、耳罩、防声帽等。 (4)进行就业前职业查体，控制职业禁忌症患者从事噪声作业，定期进行健康监护体检，及早发现对噪声敏感者或早期听力损伤者，并采取相应措施。

表 13-6 高温的危害特性表

概念	高温作业系指工作地点的气温在寒冷地区和一般地区超过 32℃，炎热地区超过 35℃；或工作地点热辐射强度超过 4.18J/(cm ² min)；或工作地点气温在 30℃以上，相对湿度超过 80%的作业。有高温、强热辐射作业、高温高湿作业、夏季露天作业等几种类型。
健康危害	高温对人体健康的危害性： 体温调节产生障碍：正常情况下人体体温在 37℃左右，当气温超过 34℃时，由皮肤通过对流、辐射的散热功能就会受到障碍，若作业环境温度过高、湿度过大或存在强烈的辐射热源，将影响人体的正常散热功能，甚至使人体内的热量蓄积而引起体温升高。 水盐代谢失调：工人在高温环境下工作，起出汗量往往是常温时增加三、四倍，甚至更高些，由于汗液里含有 0.4~0.5%的盐分，所以出汗愈多，损失的盐分就越多，此时，高温作业的工人会感到口渴、疲乏、无力，这些往往是缺水、缺盐的早期信号。此时，若环境条件得不到改善或水盐得不到适当补充，就会造成水盐代谢失调。 其他方面的影响：高温除了引起体温调节产生障碍和水盐代谢失调外，还由于皮肤血管扩张加速散热和大量排汗后血液浓缩，以致加重了心脏的负担，使循环系统负荷增加；此外，还会使消化系统疾病增多、神经兴奋性降低、肾脏负担增加等等。
可能产生的职业病	中暑
职业接触限值	接触时间率为 100%，体力劳动强度Ⅳ级，WBGT 指数限值为 25℃劳动强度分级每下降一级，WBGT 指数限值增加 1℃-2℃；接触时间率每降低 25%，WBGT 指数限值增加 1℃-2℃。
中暑的类型及症状	当作业场所气温超过 34℃时，就可能有中暑病例发生。中暑是高温环境下发生的急性疾病，按其发病机理可分为：热辐射，热痉挛及日射病三种，但实际常按临床表现分为：先兆中暑、轻症中暑和重症中暑三种类型。 先兆中暑：在高温作业场所劳动过程中，作业人员有轻微头晕、头疼、眼花、耳鸣、心悸、脉搏频数、恶心、四肢无力、注意力不集中、动作不协调等症状，体温正常或略有升高，但尚能勉强坚持工作。 轻症中暑：作业人员具有前述中暑症状而一度被迫停止工作，但经短暂休息，症状消失，并能恢复工作。 重症中暑：作业人员具有前述中暑症状被迫停止工作，并在该工作日未能恢复工作或在工作中突然晕厥及热痉挛。
急救措施	高温季节或高温作业时，发现有上述中暑症状人员，应积极救治。发现先兆中暑和轻症中暑者，应将患者迅速移到阴凉通风处休息，用凉毛巾擦身或凉水冲淋，帮助散热，同时，给饮用含盐清凉饮料，或再服十滴水、藿香正气水等防暑药物，先兆中暑和轻症中暑者可逐渐恢复。若是重症中暑者须及时请医务人员诊治或急送附近医疗机构进行抢救。
预防措施	中暑时可以预防的。做好防暑降温，要采取隔热、通风和卫生保健等综合性措施。 (1)隔热、通风：高温季节要做好热源的处理、隔离，采取必要的通风降温措施，如热源的独立设置、反应釜、蒸汽管道的隔热处理，除充分利用自然通风外，必要时设置机械通风等等。 (2)安排休息：高温季节要充分安排高温作业人员的睡眠时间，使其体力得到足够的恢复。 (3)补充饮料：对作业人员补充适当的含盐清凉饮料等等。 (4)体格检查：入暑前，对高温作业人员要进行体格检查，对有持续性高血压、心脏病、明显贫血、慢性肝肾病、甲亢患者以及重病体弱者，应在暑期予以调岗。调到合适的工作岗位。

表 13-7 低温的危害特性表

概念	低温作业系指在生产劳动过程中，其工作地点平均气温等于或低于 5℃的作业。常见的低温作业有高山高原工作、潜水员水下工作、现代化工厂的低温车间以及寒冷气候下的野外作业等。
健康危害	在极冷的低温下，很短时间内便会对身体组织产生冻痛、冻伤和冻僵。 在零下 10 多度以下的低温环境中，冷金属与皮肤接触时产生的粘皮伤害。 当温度虽未低到足以引起冻痛和冻伤的程度，但由于全身性的长时间低温暴露从而会产生低温的不舒适症状，出现呼吸急促、心率加快、头痛、瞌睡、身体麻木等生理反应，还会出现感觉迟钝、动作反应不灵活、注意力不集中、不稳定，以及否定的情绪体验等心理反应。 长期从事低温作业可对人的心血管系统、免疫系统、中枢神经系统以及骨关节产生危害，引起一些职业相关性疾病。体温过低，会影响机体功能，出现血压、脉搏、瞳孔对光反应等消失，甚至出现肺水肿、心室纤颤和死亡。
可能产生的职业病	冻伤
作业分级	冷水温度在 2~4℃，冷水作业时间率≤25%，为Ⅱ级作业；冷水作业时间率 25%~75%，为Ⅲ级作业；冷水作业时间率>75%，为Ⅳ级作业。
应急处理	迅速脱离寒冷环境，防止继续受冻；抓紧时间尽早快速复温；局部涂敷冻伤膏；改善局部微循环；抗休克，抗感染和保暖；应用内服活血化瘀等类药物；二、三度冻伤未能分清者按三度冻伤治疗。
防护措施	做好防寒和保暖工作。注意个人防护。劳动强度不可过高，防止过度出汗。禁止饮酒，酒精除影响注意和判断力外，还会使血管扩张，减少寒战，增加身体散热而诱发体温过低。

此外，本项目还存在密闭空间作业危害，主要体现在以下几个方面：

中毒危害：有限空间内容易积聚高浓度的有毒有害物质。本项目储罐区，如液氨储罐区涉及的有毒有害物质氨、一氧化碳等，具有毒性，浓度达到一定程度均可能导致中毒。

缺氧危害：有限空间内容易因空气不流通，或窒息性气体浓度过高而导致窒息死亡。本项目储罐区涉及的有害物质甲烷、制冷剂（主要成分为甲烷、乙烯、氮气）等均为窒息性气体。

燃爆危害：本项目储罐区涉及的有害物质甲烷、一氧化碳等均为易燃气体，有限空间内，遇火极易引起爆炸。

该项目根据实际情况，在维修力量上仅考虑正常生产的维护保养以及日常小修工作，大、中修将依托周边企业力量，储罐大检修委托供应商进行。

13.2.3 项目在劳动过程中产生的有害因素

本项目各生产岗位拟实行四班三运转生产运行方式，并拟采用大量机械化、自动化设备，以降低作业人员的劳动强度。自动化设备控制人员虽然劳动强度不大，但长

时间的单调作业，操作人员长时间保持同一姿势可存在不良体位，容易造成工人精神疲劳、视觉疲劳等。在劳动过程中可能存在有害因素为：不良体位、精神疲劳、视觉疲劳等。

13.3 采取的职业卫生防护措施

13.3.1 选址、总体布局

本项目选址在河南省平顶山市龙安区东鑫焦化南侧，符合城市发展规划和园区发展规划。

项目总体布局时考虑了以下设计原则：

- (1) 满足装置的安全施工、操作及维修；
- (2) 本装置与周边的建筑物间距满足规范要求，并在事故状态下满足人员疏散的要求；
- (3) 主要工艺设施间考虑足够的安全间距，以免一个区域发生事故而影响其它区域，并考虑消防设施运用的可能性；
- (4) 考虑火源与可能的易燃物释放源的安全间距，将任何事故仅限制在一个生产单元内并消除并发事故；
- (5) 保证设备的安全间距，以使当一个设备处于危险时而使其它设备仍可持续正常运转；
- (6) 危险物品应分类存放以限制事故扩大；
- (7) 事故时能保护重要设施如消防水系统、控制室、事故电源及有人停留的建筑；
- (8) 装置四周均有道路，满足消防的要求。

13.3.2 防尘、防毒

本项目的生产是一个连续生产过程，设备和管道中存在易燃易爆的有害物质，生产装置露天布置，利于有害物质扩散。为确保安全生产，减轻工人劳动强度，在装置中采用了 DCS 控制系统，对生产过程的主要工艺参数进行检测和监控。同时提高各种设备、阀门、法兰的密封性能，降低各设备、管道的泄漏率，发现泄漏立即维修，必要时停机抢修。同时在工艺装置区和产品贮存罐区以及易泄漏可燃、有毒气体的场所，设置有可燃、有毒气体检测报警仪。一旦发现报警，便可及时采取措施，以防事

故的发生。

13.3.3 防暑防寒

(1) 本项目采用先进的生产工艺，工艺流程的设计使操作人员远离热源，同时根据其具体条件采取必要的隔热、通风、降温等措施，消除高温职业危害。

(2) 高于 60℃的工艺管道阀门，均采用复合硅酸盐保温材料保温、隔热，以防止操作烫伤。

(3) 在设计过程中为防止在操作过程中工艺物料发生泄漏而引起的火灾、爆炸，对工艺物料管道均选用密封性能好的金属缠绕垫，并对高温管道采用等级较高的阀门、法兰，采用金属缠绕垫以及配用专用级螺栓、螺母。

(4) 在炎热季节向巡检工人供应含盐清凉饮料，合理调整巡检时间以降低高温对操作工的影响，在寒冷季节向巡检工人发放棉大衣、保暖手套，合理调整巡检时间以降低低温对操作工的影响。

13.3.4 防噪声与振动

(1) 在设计中优先选用低噪声设备，且在订货时对制造厂提出减噪要求，对大功率机泵加隔声罩，进行隔音处理；

(2) 产生高噪声的设备（主罗茨风机、尾气循环罗茨风机）与非噪声作业、低噪声设备分开布置，再沸器、蒸发器、吸收塔、反应器、精馏塔等布置在室外，罗茨风机等布置在室内。

(3) 在管道、风道与设备连接处采用软连接，以起到隔振作用而达到降低噪声的目的。

(4) 加强机械设备的维护，减少因不良运行产生的噪声。

13.4.4 采光与照明

建设项目建筑采光及照明的设计需满足《石油化工企业照度设计规定》（SH/T3027—2003）的要求，在充分利用自然光的前提下进行人工照明设计。在进行采光照明设计时，除了保证一定的自然照度系数外，必须注意室内各工作面上的照度是否均匀、是否产生眩光或阴影。

13.4 职业卫生管理机构

(1) 建设单位应根据国家和地方的有关法律、法规，建立本企业的职业病防治制度，并严格执行。职业病防治制度包括：《职业卫生管理制度》、《职业卫生教育培训制度》、《职业病危害因素监测评价制度》、《职工健康检查与诊疗制度》、《职业病危害告知制度》、《职业病防护设施维护管理制度》、《职业卫生检查与奖罚制度》、《劳保用品发放及管理制度》、《职业病危害事故应急救援预案》等一系列的职业卫生管理制度，并制定了各岗位工艺操作规程。完善职业卫生管理体系，建立公职业卫生管理网络，并明确各级的职责。建立、健全外来用工人员的职业卫生管理制度，按照“谁用人、谁负责”的原则，对外来用工还应制定个体防护用品使用管理规定，做好台帐登记。

(2) 拟建项目应按照《工作场所职业卫生监督管理规定》及《中华人民共和国职业病防治法》等法律法规的规定，建立职业卫生管理体系，成立职业卫生管理机构、配备专兼职的职业卫生管理人员。

(3) 企业应当在醒目位置设置公告栏，公布有关职业病防治的规章制度、操作规程、职业病危害事故应急救援措施和工作场所职业病危害因素检测结果。

(4) 存在或者产生职业病危害的工作场所、作业岗位、设备、设施，应当按照《工作场所职业病危害警示标识》(GBZ158)的规定，在醒目位置设置图形、警示线、警示语句等警示标识和中文警示说明。警示说明应当载明产生职业病危害的种类、后果、预防和应急处置措施等内容。

13.5 专项投资估算

建设项目职业卫生防护措施投资估算已计入项目的总投资中。该费用包括：职业病危害预防和治理、建设项目职业病危害预评价和控制效果评价、职业病防护设施配置与维护、个人防护用品配置与维护、应急救援设施配备与维护、职业病危害监测设备及维护、职业病危害因素检测与评价、职业健康监护、职业卫生培训等费用。

13.6 预期效果及建议

本项目在后序的设计及实施阶段若能严格按照要求开展本项目的职业病防护措施，可认为本项目在运行中的职业病危害因素能够得到控制，能够满足建设项目职业病危害防治要求。

14 安全

14.1 设计中采取的法律法规、部门规章和标准规范

14.1.1 国家、行业及地方相关法律、法规、规章及规范性文件

- 1) 《中华人民共和国安全生产法》主席令[2014]第 13 号；
- 2) 《中华人民共和国劳动法（2018 年修正）》（中华人民共和国主席令第 24 号）；
- 3) 《中华人民共和国消防法（2019 年修正）》（中华人民共和国主席令[2019]第 29 号）；
- 4) 《中华人民共和国职业病防治法》（2018 年修正）中华人民共和国主席令第 24 号[2018]；
- 5) 《特种设备安全监察条例》2009 年 5 月 1 日实施；
- 6) 《安全生产许可证条例》国务院令[2004]第 397 号；
- 7) 《危险化学品建设项目安全监督管理办法（2015 年修正）》国家安全生产监督管理总局令第 79 号令；
- 8) 《国家安全监管总局关于危险化学品建设项目安全许可和试生产（使用）方案备案工作的意见安监总危化（2007）121 号》；
- 9) 《危险化学品事故应急救援预案编制导则》（单位版）国家安监局安监危化[2004]43 号文；
- 10) 《固定式压力容器安全技术监察规程》TSGR0004-2009；
- 11) 《压力管道安全技术监察规程-工业管道》TSG D0001-2009（中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局）；
- 12) 《危险化学品目录》（2015 版）国家安全生产监督管理局公告[2015]第 5 号；
- 13) 《劳动防护用品监督管理规定》国家安全生产监督管理总局令[2005]第 1 号；
- 14) 《关于监促化工企业切实做好几项安全环保重点工作的紧急通知》国家安监总局、环保总局安监总危化[2006]10 号；
- 15) 《危险化学品建设项目安全设施设计专篇编制导则》安监总厅管三【2013】39 号；
- 16) 《关于公布首批重点监管危险化工工艺目录的通知》安监总管三【2009】116 号；

17)《关于危险化学品企业贯彻落实<国务院关于进一步加强企业安全生产工作的通知>的实施意见》安监总管三【2010】186 号；

18)《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品名录的通知》安监总管三〔2011〕95 号；

19)《压力管道使用登记管理规则（试行）》国质检锅〔2003〕213 号；

20)《国家安全监管总局办公厅关于印发首批重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则的通知》安监总厅管三〔2011〕142 号；

21)《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》国家安全生产监督管理总局令第 40 号令；

22)《危险化学品生产企业安全生产许可证实施办法》国家安全生产监督管理总局令第 41 号令；

23)《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号；

24)《国家安全生产监督管理总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》安监总管三【2013】3 号。

14.1.2 执行的主要标准、规范

1)《化工建设项目安全设计管理导则》AQ/T3033-2010；

2)《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004；

3)《石油化工企业设计防火规范》GB50160-2008（2018 年版）；

4)《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018 年版）；

5)《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》GB/T20368-2012；

6)《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013；

7)《工业企业总平面设计规范》GB50187-2012；

8)《化工企业总图运输设计规范》GB50489-2009；

9)《工业企业厂内铁路、道路运输安全规程》GB4387-2008；

10)《生产过程安全卫生要求总则》GB/T12801-2008；

11)《生产过程危险和有害因素分类与代码》GB/T13861-2009；

12)《工业企业设计卫生标准》GBZ1-2010；

13)《工业场所有害因素职业接触限值》GBZ2-2007；

14)《化学品分类和危险性公示通则》GB13690-2009；

- 15) 《职业性接触毒物危险程度分级》 GBZ230-2010;
- 16) 《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》 GB50058-1992;
- 17) 《低压配电设计规范》 GB50054-2011;
- 18) 《供配电系统设计规范》 GB50052-2009;
- 19) 《用电安全导则》 GB/T13869-2008;
- 20) 《电气设备安全设计总则》 GB4064-1999;
- 21) 《化工企业静电接地设计规程》 HG/T20675-1990;
- 22) 《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》 GB50493-2009;
- 23) 《工业企业照明设计标准》 GB50034-2004;
- 24) 《建筑物防雷设计规范》 GB50057-2010;
- 25) 《建筑抗震设防分类标准》 GB50223-2008;
- 26) 《建筑抗震设计规范》 GB50011-2010 (2016 年版);
- 27) 《构筑物抗震设计规范》 GB50191-2012;
- 28) 《工业建筑防腐蚀设计规范》 GB50046-2008;
- 29) 《工业循环冷却水处理设计规范》 GB50050-2007;
- 30) 《工业循环水冷却设计规范》 GB/T50102-2003;
- 31) 《建筑给水排水设计规范》 GB50015-2003;
- 32) 《建筑灭火器配置设计规范》 GB50140-2005;
- 33) 《采暖通风与空气调节设计规范》 GB50019-2003;
- 34) 《化工采暖通风与空气调节设计规定》 HG/T 20698-2000;
- 35) 《危险化学品重大危险源辨识》 GB18218-2009;
- 36) 《固定式钢梯及平台安全要求》 GB4053-2009;
- 37) 《机械安全防护装置固定式和活动式防护装置设计与制造一般要求》
GB/T8196-2003;
- 38) 《安全色》 GB2893-2008;
- 39) 《消防安全标志设置要求》 GB15630-95;
- 40) 《安全标志及使用导则》 GB2894-2008;
- 41) 《个体防护装备选用规范》 GB11651-2008;
- 42) 《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》 GB7231-2003;
- 43) 《化工企业安全卫生设计规定》 HG20571-2014;

- 44) 《化工企业安全管理工作标准》HG/T23001-92;
- 45) 《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》AQ/T 9002-2006;
- 46) 《压力容器压力管道设计许可规则》TSGR1001-2008;
- 47) 《化学品分类、警示标签和警示性说明安全规范、急性毒性》GB20592-2006;
- 48) 《仪表供电设计规定》HG/T20509-2000;
- 49) 《仪表系统接地设计规定》HG/T20513-2000;
- 50) 《石油化工设备和管道隔热技术规范》SH3010-2000;
- 51) 《化工设备、管道外防腐设计规定》HG/T20679-1990;
- 52) 《工业设备、管道防腐蚀工程施工及验收规范》HGJ229-1991;
- 53) 《化工装置设备布置设计工程规定》HG20546.2-1992;
- 54) 《化工建设项目环境保护设计规范》GB50483-2009;
- 55) 《城镇燃气设计规范》GB 50028-2006;
- 56) 《石油化工安全仪表系统设计规范》SH/T3018-2003;
- 57) 《过程工业领域安全仪表系统的功能安全》GB/T 21109.1-2007;
- 58) 《控制室设计规定》HG/T20508-2000;
- 59) 《焦化安全规程》(GB12710-2008);
- 60) 《工业企业煤气安全规程》(GB6222-2005)。

14.2 生产过程中可能产生的危险有害因素分析

14.2.1 物料危险性分析

14.2.1.1 装置生产过程中涉及的危险化学品

本装置使用的原料是焦炉气，产品为 LNG 和液氨，制冷剂为 MRC（混合制冷剂，由氮气、甲烷、乙烯、异丁烷、异戊烷 5 种组分组成；）其中焦炉气（主要包括氢气和甲烷、一氧化碳）、天然气（甲烷）（第 2.1 类易燃气体）、液氨（液化的，含氨>50%）（第 2.3 类有毒气体）、乙烯（第 2.1 类易燃气体）、异丁烷（第 2.1 类易燃气体）、异戊烷（第 3.1 类易燃液体）、空气（压缩的）（第 2.2 类不燃气体）、氮气（压缩的、液化的）（第 2.2 类不燃气体）列入《危险化学品名录》（2002 年版），均属于危险化学品。

表 14-1 本项目主要危险化学品数据表

序号	物料名称	危险化学品分类	相态	密度	沸点 ℃	凝点 ℃	闪点 ℃	自燃点 ℃	职业接触限制	毒性等级	爆炸极限	火灾危险性分类	危害特性
1	焦炉气	第 2.3 类有毒气体	气	0.45~0.55kg/Nm ³	-	-	-	650	-	-	6~30	甲	有毒，是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物。遇火星、高温有燃烧爆炸危险。
2	甲烷	第 2.1 类易燃气体	气	0.6	-161.4	-	-218	537	-	-	5~15	甲	易燃气体，与空气混合能形成爆炸性混合，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次酸钠、三氟化硼、液氧、二氧化氧及其他强氧化剂接触剧烈反应。
3	氢气	第 2.1 类易燃气体	气	0.07	-252.8	-	-	500	-	-	4.1~7.5	甲	与空气混合形成爆炸性混合物，遇热或明火即会发生爆炸，气体比空气轻，在室内使用和储存时，漏气上升滞留屋顶不易排出，遇火星会引起爆炸。氢气与氟、氯、溴等卤素会激烈反应
4	乙烯	第 2.1 类易燃气体	液	0.61	-103.9	-169.4	-	425	-	-	2.7~36.0	甲	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。
5	异丁烷	第 2.1 类易燃气体	液	0.56	-11.8	-159.6	-	460	-	-	1.8~8.5	甲	易燃气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触猛烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。
6	异戊烷	第 3.1 类易燃液体	液	0.62	27.8	-159.4	-56	420	-	-	1.4~7.6	甲	极易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂接触发生强烈反应，甚至引起燃烧。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。
7	压缩空气	第 2.2 类不燃气体	气	0.97	-195	-213	-	-	-	-	-	-	不燃烧，有助燃性；与易燃气体及油脂接触有引起燃烧、爆炸的危险。受热后瓶内

序号	物料名称	危险化学品分类	相态	密度	沸点 ℃	凝点 ℃	闪点 ℃	自燃点 ℃	职业接触限制	毒性等级	爆炸极限	火灾危险性分类	危害特性
													压力增大，有爆炸危险；遇硫、磷会引起爆炸。
8	液氨	第 2.3 类有毒气体	气/液	0.59/0.7	-33.5	-77.7	-54	651	PC-TWA (mg/m ³) : 20 PC-STEL (mg/m ³) : 30	III	15.7~ 27.4	甲	与空气混合能形成爆炸性混合物。遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。
9	氮[压缩的]	第 2.2 类不燃气体	气	0.97	-196	-	-	-	-	-	-	戊	常压下氮气无毒。当作业环境中氮气浓度增高，氧气相对减少时，引起单纯性窒息作用。当氮浓度大于 84% 时，可出现头晕、头痛、眼花、恶心、呕吐、呼吸加快、脉搏增加、血压升高、胸部压迫感，甚至失去知觉，出现阵发性抽筋、紫绀、瞳孔缩小等缺氧症状，如不及时脱离环境，可致死亡。氮麻醉出现一系列神经症状及共济失调，严重时出现昏迷。高压下氮气可引起减压病。液氮具有低温作用，皮肤接触可引起严重冻伤。

注：数据来源：《危险化学品安全技术全书》，国家安全生产监督管理总局化学品登记中心及中国石化集团安全工程研究院组织编写，化学工业出版社 2008 年 1 月北京第二版第一次印刷。下同。

14.2.1.2 建设项目涉及重点监管的危险化学品

根据《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品名录的通知》（安监总管三【2011】95 号）的要求及《国家安全监管总局办公厅关于印发首批重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则的通知》（安监总厅管三【2011】142 号），本项目中为重点监管的危险化学品有焦炉气、LNG（CH₄）、氨、氢气、一氧化碳。

其安全措施和事故应急处置原则如下：

表 14-2 甲烷、天然气等理化性质及安全措施和事故应急处置原则

特别警示	极易燃气体。
理化特性	无色、无臭、无味气体。微溶于水，溶于醇、乙醚等有机溶剂。分子量 16.04，熔点-182.5℃，沸点-161.5℃，气体密度 0.7163g/L，相对蒸气密度（空气=1）0.6，相对密度（水=1）0.42(-164℃)，临界压力 4.59MPa，临界温度-82.6℃，饱和蒸气压 53.32kPa(-168.8℃)，爆炸极限 5.0%~16%（体积比），自燃温度 537℃，最小点火能 0.28mJ，最大爆炸压力 0.717MPa。主要用途：主要用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸危险。 【活性反应】 与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂剧烈反应。 【健康危害】 纯甲烷对人基本无毒，只有在极高浓度时成为单纯性窒息剂。皮肤接触液化气体可致冻伤。天然气主要组分为甲烷，其毒性因其他化学组成的不同而异。
安全措施	【一般要求】 操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。密闭操作，严防泄漏，工作场所全面通风，远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。 在生产、使用、贮存场所设置可燃气体监测报警仪，使用防爆型的通风系统和设备，配备两套以上重型防护服。穿防静电工作服，必要时戴防护手套，接触高浓度时应戴化学安全防护眼镜，佩带供气式呼吸器。进入罐或其它高浓度区作业，须有人监护。储罐等压力容器和设备应设置安全阀、压力表、液位计、温度计，并应装有带压力、液位、温度远传记录和报警功能的安全装置，重点储罐需设置紧急切断装置。 避免与氧化剂接触。 生产、储存区域应设置安全警示标志。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。禁止使用电磁起重机和用链绳捆扎、或将瓶阀作为吊运着力点。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 【特殊要求】 【操作安全】 (1) 天然气系统运行时，不准敲击，不准带压修理和紧固，不得超压，严禁负压。 (2) 生产区域内，严禁明火和可能产生明火、火花的作业（固定动火区必须距离生产区 30m 以上）。生产需要或检修期间需动火时，必须办理动火审批手续。配气站严禁烟火，严禁堆放易燃物，站内应有良好的自然通风并应有事故排风装置。 (3) 天然气配气站中，不准独立进行操作。非操作人员未经许可，不准进入配气站。 (4) 含硫化氢的天然气生产作业现场应安装硫化氢监测系统。进行硫化氢监测，应符合以下要求： --含硫化氢作业环境应配备固定式和携带式硫化氢监测仪； --重点监测区应设置醒目的标志；

	--硫化氢监测仪报警值设定：阈限值为 1 级报警值；安全临界浓度为 2 级报警值；危险临界浓度为 3 级报警值； --硫化氢监测仪应定期校验，并进行检定。 （5）充装时，使用万向节管道充装系统，严防超装。 【储存安全】 （1）储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库房温度不宜超过 30℃。 （2）应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储存区应备有泄漏应急处理设备。 （3）天然气储气站中： --与相邻居民点、工矿企业和其他公用设施安全距离及站场内的平面布置，应符合国家现行标准； --天然气储气站内建(构)筑物应配置灭火器，其配置类型和数量应符合建筑灭火器配置的相关规定； --注意防雷、防静电，应按《建筑物防雷设计规范》（GB 50057）的规定设置防雷设施，工艺管网、设备、自动控制仪表系统应按标准安装防雷、防静电接地设施，并定期进行检查和检测。 【运输安全】 （1）运输车辆应有危险货物运输标志、安装具有行驶记录功能的卫星定位装置。未经公安机关批准，运输车辆不得进入危险化学品运输车辆限制通行的区域。 （2）槽车和运输卡车要有导静电拖线；槽车上要备有 2 只以上干粉或二氧化碳灭火器和防爆工具。 （3）车辆运输钢瓶时,瓶口一律朝向车辆行驶方向的右方，堆放高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。不准同车混装有抵触性质的物品和让无关人员搭车。运输途中远离火种，不准在有明火地点或人多地段停车，停车时要有人看管。发生泄漏或火灾时要把车开到安全地方进行灭火或堵漏。 （4）采用管道输送时： --输气管道不应通过城市水源地、飞机场、军事设施、车站、码头。因条件限制无法避开时，应采取保护措施并经国家有关部门批准； --输气管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩和测试桩； --输气管道采用地上敷设时，应在人员活动较多和易遭车辆、外来物撞击的地段，采取保护措施并设置明显的警示标志； --输气管道管理单位应设专人定期对管道进行巡线检查，及时处理输气管道沿线的异常情况，并依据天然气管道保护的有关法律法规保护管道。
应急 处 置 原 则	【急救措施】 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 皮肤接触：如果发生冻伤：将患部浸泡于保持在 38～42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 【灭火方法】 切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，尽可能将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。 【泄漏应急处置】 消除所有点火源。根据气体的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和密闭性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。作为一项紧急预防措施，泄漏隔离距离至少为 100m。如果为大量泄漏，下风向的初始疏散距离应至少为 800m。

表 14-3 氢理化性质及安全措施和事故应急处置原则

特别警示	极易燃气体。
理化特性	无色、无臭的气体。很难液化。液态氢无色透明。极易扩散和渗透。微溶于水，不溶于乙醇、乙醚。分子量 2.02，熔点-259.2℃，沸点-252.8℃，气体密度 0.0899g/L，相对密度（水=1）0.07(-252℃)，相对蒸气密度（空气=1）0.07，临界压力 1.30MPa，临界温度-240℃，饱和蒸气压 13.33kPa(-257.9℃)，爆炸极限 4%~75%（体积比），自燃温度 500℃，最小点火能 0.019mJ，最大爆炸压力 0.720MPa。 主要用途：主要用于合成氨和甲醇等，石油精制，有机物氢化及作火箭燃料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热或明火即发生爆炸。比空气轻，在室内使用和储存时，漏气上升滞留屋顶不易排出，遇火星会引起爆炸。在空气中燃烧时，火焰呈蓝色，不易被发现。 【活性反应】 与氟、氯、溴等卤素会剧烈反应。 【健康危害】 为单纯性窒息性气体，仅在高浓度时，由于空气中氧分压降低才引起缺氧性窒息。在很高的分压下，呈现出麻醉作用。
安全措施	【一般要求】 操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。 密闭操作，严防泄漏，工作场所加强通风。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。 生产、使用氢气的车间及贮氢场所应设置氢气泄漏检测报警仪，使用防爆型的通风系统和设备。建议操作人员穿防静电工作服。储罐等压力容器和设备应设置安全阀、压力表、温度计，并应装有带压力、温度远传记录和报警功能的安全装置。 避免与氧化剂、卤素接触。 生产、储存区域应设置安全警示标志。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 【特殊要求】 【操作安全】 （1）氢气系统运行时，不准敲击，不准带压修理和紧固，不得超压，严禁负压。制氢和充灌人员工作时，不可穿戴易产生静电的服装及带钉的鞋作业，以免产生静电和撞击起火。 （2）当氢气作焊接、切割、燃料和保护气等使用时，每台(组)用氢设备的支管上应设阻火器。因生产需要，必须在现场（室内）使用氢气瓶时，其数量不得超过 5 瓶，并且氢气瓶与盛有易燃、易爆、可燃物质及氧化性气体的容器或气瓶的间距不应小于 8m，与空调装置、空气压缩机和通风设备等吸风口的间距不应小于 20m。 （3）管道、阀门和水封装置冻结时，只能用热水或蒸汽加热解冻，严禁使用明火烘烤。不准在室内排放氢气。吹洗置换，应立即切断气源，进行通风，不得进行可能发生火花的一切操作。 （4）使用氢气瓶时注意以下事项： --必须使用专用的减压器，开启时，操作者应站在阀口的侧后方，动作要轻缓； --气瓶的阀门或减压器泄漏时，不得继续使用。阀门损坏时，严禁在瓶内有压力的情况下更换阀门； --气瓶禁止敲击、碰撞，不得靠近热源，夏季应防止曝晒； --瓶内气体严禁用尽，应留有 0.5MPa 的剩余压力。 【储存安全】

	(1) 储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库房温度不宜超过 30℃。 (2) 应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储存区应备有泄漏应急处理设备。储存室内必须通风良好，保证空气中氢气最高含量不超过 1%（体积比）。储存室建筑物顶部或外墙的上部设气窗或排气孔。排气孔应朝向安全地带，室内换气次数每小时不得小于 3 次，事故通风每小时换气次数不得小于 7 次。 (3) 氢气瓶与盛有易燃、易爆、可燃物质及氧化性气体的容器或气瓶的间距不应小于 8m；与空调装置、空气压缩机或通风设备等吸风口的间距不应小于 20m；与明火或普通电气设备的间距不应小于 10m。 【运输安全】 (1) 运输车辆应有危险货物运输标志、安装具有行驶记录功能的卫星定位装置。未经公安机关批准，运输车辆不得进入危险化学品运输车辆限制通行的区域。 (2) 槽车运输时要用专用槽车。槽车安装的阻火器（火星熄灭器）必须完好。槽车和运输卡车要有导静电拖线；槽车上要备有 2 只以上干粉或二氧化碳灭火器和防爆工具；要有遮阳措施，防止阳光直射。 (3) 在使用汽车、手推车运输氢气瓶时，应轻装轻卸。严禁抛、滑、滚、碰。严禁用电磁起重机和链绳吊装搬运。装运时，应妥善固定。汽车装运时，氢气瓶头部应朝向同一方向，装车高度不得超过车厢高度，直立排放时，车厢高度不得低于瓶高的 2/3。不能和氧化剂、卤素等同车混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。 (4) 氢气管道输送时，管道敷设应符合下列要求： --氢气管道宜采用架空敷设，其支架应为非燃烧体。架空管道不应与电缆、导电线敷设在同一支架上； --氢气管道与燃气管道、氧气管道平行敷设时，中间宜有不燃物料管道隔开，或净距不小于 250mm。分层敷设时，氢气管道应位于上方。氢气管道与建筑物、构筑物或其他管线的最小净距可参照有关规定执行； --室内管道不应敷设在地沟中或直接埋地，室外地沟敷设的管道，应有防止氢气泄漏、积聚或窜入其他沟道的措施。埋地敷设的管道埋深不宜小于 0.7m。含湿氢气的管道应敷设在冰冻层以下； --管道应避免穿过地沟、下水道及铁路汽车道路等，必须穿过时应设套管保护； --氢管道外壁颜色、标志应执行《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》（GB 7231）的规定。
应急处置原则	【急救措施】 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 【灭火方法】 切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，尽可能将容器从火场移至空旷处。 氢火焰肉眼不易察觉，消防人员应佩戴自给式呼吸器，穿防静电服进入现场，注意防止外露皮肤烧伤。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。 【泄漏应急处置】 消除所有点火源。根据气体的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。尽可能切断泄漏源。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向。防止气体通过下水道、通风系统和密闭性空间扩散。若泄漏发生在室内，宜采用吸风系统或将泄漏的钢瓶移至室外，以避免氢气四处扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。 作为一项紧急预防措施，泄漏隔离距离至少为 100m。如果为大量泄漏，下风向的初始疏散距离应至少为 800m。

表 14-4 乙烯理化性质及安全措施和事故应急处置原则

特别警示	极易燃气体，有较强的麻醉作用；火场温度下易发生危险的聚合反应。
理化特性	无色气体，带有甜味。不溶于水，微溶于乙醇，溶于乙醚、丙酮和苯。分子量 28.05，熔点-169.4℃，沸点-103.9℃，气体密度 1.260g/L，相对密度（水=1）0.61，相对蒸气密度（空气=1）0.98，临界压力 5.04MPa，临界温度 9.2℃，饱和蒸气压 8100kPa(15℃)，爆炸极限 2.7%~36.0%（体积比），自燃温度 425℃，最小点火能 0.096mJ。 主要用途：主要用于制聚乙烯、聚氯乙烯、醋酸等。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热或接触氧化剂，有引起燃烧爆炸的危险。 【活性反应】 与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。 【健康危害】 具有较强的麻醉作用。 急性中毒：吸入高浓度乙烯可立即引起意识丧失，液态乙烯可致皮肤冻伤。 慢性影响：长期接触，可引起头昏、全身不适、乏力、思维不集中。
安全措施	【一般要求】 操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。 密闭操作，严防泄漏，工作场所全面通风。 生产、使用及贮存场所应设置泄漏检测报警仪，使用防爆型的通风系统和设备。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。操作人员应该穿防静电工作服。 储罐等压力容器和设备应设置安全阀、压力表、液位计、温度计，并应装有带压力、液位、温度远传记录和报警功能的安全装置，输入、输出管线等设置紧急切断装置。 避免与氧化剂、卤素接触。 生产、储存区域应设置安全警示标志。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 【特殊要求】 【操作安全】 (1) 乙烯作业场所的乙烯浓度必须定期测定，并及时公布于现场。 (2) 生产区域内，严禁明火和可能产生明火、火花的作业（固定动火区必须距离生产区 30m 以上）。生产需要或检修期间需动火时，必须办理动火审批手续。乙烯设备、容器及管道在动火进行大、小修之前应作充氮吹扫。所用氮气的纯度应大于 98%，吹扫口化验乙烯含量低于 0.5%时，才能动火修理，并应事先得到有关部门批准，设专人监护和采取必要的防火、防爆措施。 (3) 乙烯管道、阀门和水封装置冻结时，只能用热水或蒸汽加热解冻，严禁使用明火烘烤。乙烯系统运行时，不准敲击，不准带压修理和紧固，不得超压，严禁负压。 (4) 充装时使用万向节管道充装系统，严防超装。 【储存安全】 (1) 储存容器应有正确的标识。保持容器密闭，储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房，库房温度不宜超过 30℃。 (2) 远离热源、点火源和酸类、卤素、氧化剂。储存区电路必须接地以避免产生电火花，采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。 (3) 乙烯瓶与盛有易燃、易爆、可燃物质及氧化性气体的容器和气瓶的间距不应小于 8m；与空调装置、空气压缩机和通风设备等吸风口的间距不应小于 20m；与明火或普通电气设备的间距不应小于 10m。

	(4) 对于储罐，定期校验安全阀、液位计、压力计等，并按标准要求定期对储罐进行耐压试验，同时对罐壁腐蚀情况进行一次系统测试。 (5) 注意防雷、防静电，厂(车间)内的储罐应按《建筑物防雷设计规范》(GB 50057)的规定设置防雷设施。 (6) 储存区应设置气体检测器以便及时发现物料的泄漏并采取措施。储存区应备有泄漏应急处理设备。 【运输安全】 (1) 运输车辆应有危险货物运输标志、安装具有行驶记录功能的卫星定位装置。未经公安机关批准，运输车辆不得进入危险化学品运输车辆限制通行的区域。 (2) 槽车运输时要用专用槽车。槽车安装的阻火器(火星熄灭器)必须完好。槽车和运输卡车要有导静电拖线；槽车上要备有 2 只以上干粉或二氧化碳灭火器和防爆工具；要有遮阳措施，防止阳光直射。 (3) 车辆运输钢瓶时，瓶口一律朝向车辆行驶方向的右方，堆放高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动，直立排放时，车厢高度不得低于瓶高的 2/3。运输途中远离火种，不准在有明火地点或人多地段停车，停车时要有人看管。发生泄漏或火灾要开到安全地方进行灭火或堵漏。 (4) 乙烯采用管道输送时应注意以下事项： --输气管道不应通过城市水源地、飞机场、军事设施、车站、码头。因条件限制无法避开时，应采取保护措施并经国家有关部门批准； --输气管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩和测试桩； --输气管道采用地上敷设时，应在人员活动较多和易遭车辆、外来物撞击的地段，采取保护措施并设置明显的警示标志；乙烯管道应敷设在非燃烧体的支架或栈桥上。在已敷设的管道下面，不得修建与管道无关的建筑物和堆放易燃物品； --输气管道管理单位应设专人定期对管道进行巡线检查，及时处理输气管道沿线的异常情况。
应 急 处 置 原 则	【急救措施】 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 皮肤接触：如果发生冻伤：将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 【灭火方法】 切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，尽可能将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。 【泄漏应急处置】 消除所有点火源。根据气体的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。接触液体时，防止冻伤。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和密闭性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。 作为一项紧急预防措施，泄漏隔离距离至少为 100m。如果为大量泄漏，下风向的初始疏散距离应至少为 800m。

表 14-5 一氧化碳理化性质及安全措施和事故应急处置原则

特别警示	极易燃气体，有毒，吸入可因缺氧致死。
理化特性	无色、无味、无臭气体。微溶于水，溶于乙醇、苯等有机溶剂。分子量 28.01，熔点-205℃，沸点-191.4℃，气体密度 1.25g/L，相对密度(水=1)0.79，相对蒸气密度(空气=1)0.97，临界压力 3.50MPa，临界温度-140.2℃，爆炸极限 12%~74%（体积比），自燃温度 605℃，最大爆炸压力 0.720MPa。 主要用途：主要用于化学合成，如合成甲醇、光气等，及用作精炼金属的还原剂。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。 【健康危害】 一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。 急性中毒：轻度中毒者出现剧烈头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，轻度至中度意识障碍但无昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，意识障碍表现为浅至中度昏迷，但经抢救后恢复且无明显并发症，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者出现深度昏迷或去大脑强直状态、休克、脑水肿、肺水肿、严重心肌损害、锥体系或锥体外系损害、呼吸衰竭等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患意识障碍恢复后，约经 2~60 天的“假愈期”，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。 慢性影响：能否造成慢性中毒，是否对心血管有影响，无定论。 职业接触限值：PC-TWA(时间加权平均容许浓度)(mg/m³),20;PC-STEL(短时间接触容许浓度)(mg/m³): 30。
安全措施	【一般要求】 操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。 密闭隔离，提供充分的局部排风和全面通风。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。 生产、使用及贮存场所应设置一氧化碳泄漏检测报警仪，使用防爆型的通风系统和设备。空气中浓度超标时，操作人员必须佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），穿防静电工作服。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴正压自给式空气呼吸器。 储罐等压力容器和设备应设置安全阀、压力表、温度计，并应装有带压力、温度远传记录和报警功能的安全装置。 生产和生活用气必需分路。防止气体泄漏到工作场所空气中。 避免与强氧化剂接触。 在可能发生泄漏的场所设置安全警示标志。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 患有各种中枢神经或周围神经器质性疾病、明显的心血管疾患者，不宜从事一氧化碳作业。 【特殊要求】 【操作安全】 (1) 配备便携式一氧化碳检测仪。进入密闭受限空间或一氧化碳有可能泄漏的空间之前应先进行检测，并进行强制通风，其浓度达到安全要求后进行操作，操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具，要求同时有 2 人以上操作，万一发生意外，能及时互救，并派专人监护。 (2) 充装容器应符合规范要求，并按期检测。 【储存安全】 (1) 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源，防止阳光直晒。库房内温不宜超过 30℃。 (2) 禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储存区应备有泄漏应急处理设备。搬运储罐时应轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。

	(3) 注意防雷、防静电, 厂(车间)内的储罐应按《建筑物防雷设计规范》(GB 50057) 的规定设置防雷设施。 【运输安全】 (1) 运输车辆应有危险货物运输标志、安装具有行驶记录功能的卫星定位装置。未经公安机关批准, 运输车辆不得进入危险化学品运输车辆限制通行的区域。 (2) 装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置, 禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。在传送过程中, 钢瓶和容器必须接地和跨接, 防止产生静电。槽车上要备有 2 只以上干粉或二氧化碳灭火器和防爆工具。高温季节应早晚运输, 防止日光暴晒。 (3) 车辆运输钢瓶时, 瓶口一律朝向车辆行驶方向的右方, 堆放高度不得超过车辆的防护栏板, 并用三角木垫卡牢, 防止滚动。不准同车混装有抵触性质的物品和让无关人员搭车。中途停留时应远离火种、热源。禁止在居民区和人口稠密区停留。
应急处置原则	【急救措施】 吸入: 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难, 给氧。呼吸心跳停止时, 立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。 【灭火方法】 灭火剂: 雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。切断气源。若不能切断气源, 则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器, 尽可能将容器从火场移至空旷处。 【泄漏应急处置】 消除所有点火源。根据气体的影响区域划定警戒区, 无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器, 穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。尽可能切断泄漏源。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向。防止气体通过下水道、通风系统和密闭性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。 隔离与疏散距离: 小量泄漏, 初始隔离 30m, 下风向疏散白天 100m、夜晚 100m; 大量泄漏, 初始隔离 150m, 下风向疏散白天 700m、夜晚 2700m。

14.2.2 首批重点监管的危险化工工艺

根据《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化工工艺目录的通知》(安监总管三【2009】116 号) 及《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管的危险化工工艺中部分典型工艺的通知》(安监总管三【2013】3 号), 本项目焦炉气加氢脱硫属于首批重点监管的第八类加氢工艺, 甲烷化属于第二批重点监管的新型煤化工工艺(煤气甲烷化), 合成氨装置氨合成工艺属于首批重点监管的第五类氨合成工艺。

14.2.3 建设项目工艺过程危险源分析

本装置生产装置、公用工程及辅助设施系统, 可能造成爆炸、火灾、中毒、灼烫事故及其分布情况如下表:

表 14-6 可能造成爆炸、火灾、中毒、灼烫、冻伤事故分布一览表

序 号	功能装置区 / 危险因素	爆炸	火灾	灼烫/冻伤	中毒/窒息
1	预处理工序	√	√		√
2	焦炉气粗净化工序	√	√		√
3	焦炉煤精净化工序	√	√	√	√
4	压缩工序	√	√	√	√
6	甲烷化工序	√	√	√	√
7	深冷液化工序	√	√	√	√
8	LNG 罐区及装车	√	√	√	
9	合成氨压缩工序	√	√	√	√
10	氨合成及洗氨提浓工序	√	√	√	√
11	液氨罐区及装车	√	√	√	√
12	冷冻站	√	√	√	√
13	二氧化碳装置	√	√	√	

注：√--存在该危险因素；

本装置生产装置、公用工程及辅助设施系统，可能造成作业人员伤亡的其他危险、有害因素及其分布情况见下表：

表 14-7 可能造成人员伤亡的其它危险、有害因素及其分分布

序号	危险因素 分布地点	触电	机械 伤害	高处 坠落	物体 打击	起重 伤害	车辆 伤害	噪声	容器 爆炸
1	焦炉气预处理			√	√				
2	焦炉气气柜			√					√
3	焦炉煤净化	√		√	√				√
4	焦炉气压缩	√	√			√		√	
6	甲烷化	√	√	√	√				√
7	深冷分离	√	√	√	√				√
8	LNG 罐区及装车	√					√		
9	合成氨压缩	√	√			√		√	
10	氨合成及洗氨提 浓工序	√	√	√	√				√
11	液氨罐区及装车	√	√					√	√
12	冷冻站	√							
13	抗爆控制室	√		√	√				
14	二氧化碳装置	√	√			√		√	

14.2.4 生产过程中可能产生的危险有害因素分析

根据 14.2.1 节的内容可以知道，本项目涉及到的危险物质有焦炉气、液氨等。

本项目涉及的装置有：焦炉气压缩净化装置（焦炉气预处理、气柜、焦炉气压缩、焦炉气净化、加氢脱硫、精脱硫、甲烷化、干燥）、深冷分离装置（冷箱、冷剂压缩、冷剂储罐）、合成氨装置（甲烷化、氨合成、氨冷冻）、二氧化碳装置、储运设施（LNG 储罐、液氨储罐、二氧化碳储罐、装车站）等，对生产过程危险有害因素分析如下：

（1）火灾爆炸

①本项目很多生产装置的化学反应是在一定压力、温度和化学腐蚀等条件下进行的，任何工艺条件（压力、温度、流量、料比）的波动都会影响化学反应的正常进行。随反应进行同时还放出大量热量，如甲烷化反应、加氢反应、氨合成反应均放出大量的热量；如果反应设备的冷却系统失灵或移热不及时，还容易引发火灾、爆炸事故，而且温度和压力还会使介质的爆炸范围扩大，随之危险性也增加。

在反应过程中，电气设备等不符合防火、防爆要求也易发生火灾、爆炸事故。

本项目的许多设备如反应器、换热器、汽包及大多数管道等均属于压力容器、压力管道。这些压力容器、压力管道，可能因各种应力积聚（加压、卸压交变载荷的疲劳应力、长期高温操作条件下材料缓慢塑性变形引起的蠕变），运行时突发超温、超压，腐蚀造成易燃易爆、有毒有害物料的泄漏而发生火灾、爆炸事故。

④本项目有氨水等腐蚀介质，对生产装置会造成腐蚀；降低强度，减少寿命，压力和温度也会加剧腐蚀速度，甚至会因此发生泄漏导致中毒、火灾、爆炸事故。

⑤在开车前，催化剂需要进行还原，还原阶段会放出大量的热量，如果控制不得当，易发生泄漏导致火灾爆炸。

⑥甲乙类火灾危险性介质如焦炉气气柜在遇明火或雷击、静电无法排出的情况下，也可能燃烧甚至爆炸。

⑦本项目整个生产流程都涉及大量的 CO、H₂、CH₄ 等易燃易爆物质，而且最高温度达 550℃，最高压力达 15MPa，温度压力都比较苛刻，中间任何一处法兰、阀门处的泄漏都可能导致火灾、爆炸危险的发生。

（2）超压爆炸

①生产过程涉及多处增压过程，焦炉气粗脱硫后进行压缩，压力提高至 2.3MPaG；合成氨氢氮气压缩至 15MPa 用于氨合成等。压力比较高，如果压缩操作不当或者故障导致压缩机超额增压，易导致超压爆炸。

②氨合成过程中涉及热量的外循环移除，循环回路的建立增加了超压的可能性。

如操作不当、材料选择不妥或者压缩机故障易导致系统超压爆炸。

③甲烷化和氨合成反应器产生的大量反应热通过蒸汽发生器和汽包产生蒸汽的方式进行热量回收，控制不当、材料选择不妥等原因易导致超压爆炸。

（3）中毒

本工程原料、中间产物、副产品及产品存在化学毒物危害的物质包括一氧化碳和氨等。

净化装置、合成氨装置以及储运装置均存在毒害物，如果发生泄漏，易对周边人员造成毒物危害，并对环境空气造成较严重污染，造成中毒和窒息。

②脱硫净化工序存在苯、萘、硫化氢等有毒有害物质，特别是随着生产的进行，苯、萘、硫化氢等物质会富集在吸附剂上。定期更换吸附剂时，如操作不当，易导致有毒有害物质扩散，进而引起作业人员中毒。

③生产作业人员在反应釜、贮罐、塔器设备、蒸发器、过滤器进行清理、检修作业时，未进行有效充分地置换、清洗、气体分析，又无防护面具的情况下，贸然进入作业时，易发生中毒、窒息事故。

④液氨等物料的输送泵的静、动密封点，输送管路的连接处，若因维护不当，发生跑、冒、滴、漏现象，有毒化学品泄漏到空气中，引起作业人员甚至工厂周边相关人员中毒。

（4）高温烫伤和低温冻伤

本项目除前段净化粗脱油脱萘和气柜等设备外，绝大部分都是高温设备。生产过程中设备和管道保温层损坏或操作不当，可能引起烫伤。蒸汽、冷凝水正常与事故情况下的外泄也可能造成烫伤。

（5）机械伤害和触电

①如违反操作规程和检修规程、防护不够等均容易发生高处坠落。本项目存在各种塔、反应器、建构筑的操作平台和走梯，操作人员有时需在高处操作、巡检和维护，如不采取完善的防护措施，就有发生高处坠落的危险。

②如果电器设备、线路存在缺陷，使用或检修中绝缘损坏漏电，未安装漏电保护设施或损坏，检修作业安全距离不够，检修时未设专人监守电源、临时用电违章等均有可能发生触电。

③雷击事故也是不安全因素。

④压缩机等动设备如防护不当或者违规作业会导致机械伤害。

⑤压缩机的吊装和维修需要用到起重机。若起重机的吊具损坏、物件捆绑不牢、挂钩不当、起升机构的零件故障（特别是制动器失灵、钢丝绳断裂）等，都会引发重物坠落。当挂钩不到位、吊索断裂、指挥不协调、吊物现场有人、吊物距地面过低、制动器失灵或松脱、斜拉、不用报警器或失灵、操作工无证驾驶、操作工注意力不集中、行车起步提速太快、挂吊不平衡、吊物未稳运行、吊钩断或限位失灵、用于固定钢丝绳的压板螺栓松动、超负荷等情况，均有发生起重伤害的危险。在运行过程中，若发生违章操作、违章指挥、操作不当及设备安装缺陷等原因会对人员造成起重伤害。

（6）酸碱灼伤

脱盐水处理需要定期添加一定量的酸碱，生产过程中，如不慎泄漏，会导致酸碱灼伤。

14.3 设计中采取的安全措施

14.3.1 工艺系统

（1）工艺流程设计采用先进、成熟、可靠的技术，设备、管道材料的压力等级设计、选取、安装、试压等均严格执行合国家、行业标准及规范要求，杜绝泄漏事故的发生。

（2）对生产过程中关键设备、关键参数均设有压力调节阀和安全阀，避免因系统超温超压而引发火灾爆炸事故，安全阀放空气和不凝性气体引入高架火炬系统进行燃烧，达标后高空排放，避免了易燃易爆气体在装置内的积累。

（3）在各工序设有可燃/有毒/低温气体浓度检测报警系统；为了防止雷电和静电均按规范设计有安全接地装置。在工艺流程中设计有氮气置换系统，可能产生混合气的设备及管道，均设有开停车吹扫系统，氮气吹扫置换接口与相应的管线连接部位设有 8 字盲板。

（4）高于 60℃的工艺管道阀门，均采用复合硅酸盐保温材料保温、隔热，以防止操作烫伤。

（5）在设计过程中为防止在操作过程中工艺物料发生泄漏而引起的火灾、爆炸，对高压工艺物料管道均选用密封性能好的金属缠绕垫，并对高温管道采用等级较高的阀门、法兰，采用金属缠绕垫以及配用专用级螺栓、螺母。

（6）火灾报警系统中厂区设置防爆手动火灾报警按钮，一旦出现火灾事故及时

的报警采取措施进行处理。

(7) 对生产过程中关键设备、关键参数均设有压力调节阀和安全阀，避免因系统超温超压而引发火灾爆炸事故，安全阀放空气和不凝性气体引入高架火炬系统进行燃烧，达标后高空排放，避免了易燃易爆气体在装置内的积累。高架火炬是保障工艺装置安全生产的重要辅助生产设施，分为高压放空部分和低压放空部分，并分别设置放空分离器和火炬。分子筛脱碳脱水装置原料天然气需紧急放空时排入高压放空系统；低温液化系统；MRC 压缩机出口以后需紧急放空时排入高压放空系统；LNG 罐内正常生产的 BOG 气超压部分就地放空；其它排入低压放空系统。

(8) 本装置的正常及事故时的放空气体均送往建设单位焦化装置火炬燃烧。装置内设置有一些就地放空管，主要是用于装置开停车检修时的氮气置换放空，可能有可燃气体放空的放空管上均设置有阻火器。

14.3.2 总平面布置

本装置的总平面布置考虑了以下安全原则：

- (1) 满足装置的安全施工、操作及维修；
- (2) 本装置与周边的建筑物间距满足规范要求，并在事故状态下满足人员疏散的要求；
- (3) 主要工艺设施间考虑足够的安全间距，以免一个区域发生事故而影响其它区域，并考虑消防设施运用的可能性；
- (4) 考虑火源与可能的易燃物释放源的安全间距，将任何事故仅限制在一个生产单元内并消除并发事故；
- (5) 保证设备的安全间距，以使当一个设备处于危险时而使其它设备仍可持续正常运转；
- (6) 危险物品应分类存放以限制事故扩大；
- (7) 事故时能保护重要设施如消防水系统、中控楼、变配电站、事故电源及有人停留的建筑；
- (8) 装置四周均有环行道路，满足消防的要求。

14.3.3 设备及管道

为保证设备的安全运行，在设计中采取了如下安全措施：分别在遵循标准、设计

参数、强度计算、材料选取、结构设计及安全附件(压力计、温度计、液位计、安全阀等)设置方面进行质量控制。

本装置非标设备在设计中采用最新版国家标准或相关行业标准。在各标准之间有矛盾冲突时按较严格标准执行。所有压力容器静强度设计计算采用石油化工设备设计技术中心站编发的计算程序 SW6-98 最新版, 疲劳设备采用 ANSYS 软件应力分析和疲劳分析。

本装置在防火层设置、保温层设置、油漆及防腐要求、低温环境影响、避雷和防静电装置、现场试压和检验以及吊装运输要求等方面都在设计中有所考虑和要求。

14.3.4 电气

14.3.4.1 电气设备防爆设施

(1) 焦炉气预处理、压缩、甲烷化、分离液化工序的防爆操作柱、箱、防爆动力检修箱、防爆照明配电箱选用防爆等级不低于 IIC 级 T4 组。LNG 储存与装卸的防爆操作柱、箱、防爆动力检修箱、防爆照明配电箱的选用防爆等级不低于 IIB 级 T4 组。爆炸危险区域内所有电气、电信、仪表设备的选型均按《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB50058-92 中相关规定, 其防爆等级不低于装置内爆炸性气体混合物的爆炸级别及温度组别。

(2) 低压电力电缆: 选用 ZR-YJV-0.6/1kV 系列铜芯交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套阻燃电力电缆;

(3) 控制用控制电缆: 选用 ZR-KYJV-450/0.75kV 系列铜芯交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套阻燃控制电缆。

(4) 控制室信号电缆: 选用 ZR-KYJVP-450/0.75kV 系列铜芯交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套编织屏蔽阻燃控制电缆。

电缆按照《电力工程电缆设计规范》GB50217-2007 计算选择, 在爆炸危险场所中使用的电缆, 符合《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB50058-92 中相关规定。

在爆炸危险区域不使用铝芯线。铜芯线最小截面不小于 2.5mm² (控制电缆不小于 1.5mm²)。交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套电力电缆载流量按最高允许温度+90℃, 环境温度 30℃时电缆的载流量选用, 并考虑敷设系数。

(5) 低压电气柜外壳防护等级为 IP4X。

14.3.4.2 仪表的防爆设施

(1) 由于工艺介质易燃易爆，本设计中的阀门定位器、阀位检测传感器、压力变送器、差压变送器等选用本安型，输入输出信号配用隔离式安全栅；在线分析仪表、电磁阀、可燃、有毒气体检测器等其他远传仪表采用隔爆型。

(2) 需防冻的测量管路、变送器、液位计、分析仪等采用低压蒸汽伴热保温。需要绝热安装的仪表按照《仪表伴热绝热表》要求施工。

(3) 所有现场安装的仪表防护等级不低于 IP65。所有的压力变送器、差压变送器等仪表采用保温（护）箱安装；压力表、磁翻柱液位计等仪表直接采用室外安装方式。

14.3.4.3 照明设备防爆设施

爆炸危险区域采用防爆灯具，防爆等级均不低于所安装处装置内爆炸性气体混合物的最高危险介质的爆炸级别及温度组别。

各个工序内照明线路采用铜芯塑料电线穿 DN20 钢管沿梁、柱、顶棚、平台栏杆明敷。局部采用电缆穿 DN20 钢管埋地暗敷。

生产装置区照明灯具光源主要采用金属卤化物灯、荧光灯、节能灯。

14.3.4.4 防雷、防静电接地设施

装置界区内主装置均属第二类防雷建构筑物，其他子项工序均属三类防雷建筑物。

(1) 防直击雷

在焦炉气压缩厂房、MRC 压缩厂房装设避雷针；其余装置区屋顶及循环水站凉水塔顶敷设避雷带防直击雷；室外密封金属罐塔体壁厚 $\geq 4\text{mm}$ ，按照《建筑物防雷设计规范》GB 50057-94（2000 版）第 3.3.2 条的规定，金属物体可不装接闪器，采用直接接地方式防直击雷。

(2) 防雷电感应

对装置界区内平行敷设的长金属物、金属管道等，相互间净距小于 100mm 时，应每隔不大于 20m 用采用 BVR-16mm 软铜导线跨接，交叉净距小于 100mm 时，交叉处也采用 BVR-16mm 软铜导线跨接，以防雷电感应。

(3) 防雷电波侵入

对装置界区内进入各子项工序的金属管道、电缆金属外皮、电缆桥架等，在进出各子项工序处 BVR-16mm 软铜导线跨接并作接地处理，对进出爆炸危险区域子项工

序的上述金属管道、电缆桥架等，除采取以上措施外，还应在距建筑物约 25 米处接地一次，以防雷电波侵入。

（4）防静电接地

下列部位应专门采取静电接地措施：

装在设备内部而通常从外部不能进行检查的导体；

装在绝缘物体上的金属部件；

与绝缘物体同时使用的导体；

被涂料或粉体绝缘的导体；

容易腐蚀而造成接触不良的导体；

在液面上悬浮的导体。

在下列情况下，可不采取专有的静电接地措施（计算机、电子仪器等除外）：

1) 当金属导体已与防雷、电气保护、防杂散电流、电磁屏蔽等的接地系统有电气连接时；

2) 当埋入地下的金属构造物、金属配管、构筑物的钢筋等金属导体间有紧密的机械连接，并在任何情况下金属接触面间有足够的静电导通性时。

防静电接地干线采用 25×4 镀锌扁钢；支线及连接线采用-25×4 镀锌扁钢或 BVR-16mm 软铜导线。

装置区防静电接地用的接地干线以及接地体与其他用途的接地装置综合考虑，统一布置。作为防静电接地的接地干线与接地极的连接处应不少于 2 处。由于与其他用途的接地系统共用接地极，其他用途接地装置接地电阻小于静电接地电阻，可满足防静电接地要求。

（5）等电位联结

本工程防雷接地、保护接地、工作接地以及防静电接地共用接地系统，并作等电位联结。

接地干线采用-40×4 镀锌扁钢，接地极采用∠50×50×5 L=2.5m 的镀锌角钢。接地装置施工完毕后，必须测量接地电阻，接地电阻应小于 4 欧。若不能满足要求，则应增加接地极根数或采取其他降阻措施（如加填物理性降阻剂等），直到满足要求为止。

装置区内相邻的子项工序间均采用-40×4 镀锌扁钢相互联通以实现整个厂区的等电位联结。

14.3.4.5 仪表控制系统接地设计

仪表接地与防雷接地、防静电接地、工作接地、保护接地及共用一个接地系统。接地系统主要采用人工接地体为主，自然接地体为辅。接地体采用 $\angle 50 \times 50 \times 5$ L=2.5m 的镀锌角钢做垂直接地体，水平接地体采用 -40×4 和 -25×4 镀锌扁钢。

施工完毕应测量接地电阻，要求 $\leq 4\Omega$ ，若实测不满足要求时应增设人工接地极或采用降阻措施。

14.3.4.6 采取的其他电气安全措施

(1) 380V 系统的母联柜均装设备用电源自动投入装置，当一路电源失电时，另一路电源可自动或手动投入，缩短停电时间。

(2) 所有插座及检修电源回路均装设漏电保护断路器，避免产生人身触电伤亡事故。

(3) 所有供电回路装设断路器对线路进行过载和短路保护。

(4) 所有电机回路均装设断路器、电机保护器或热继电器对电机进行短路保护、过载保护、缺相保护等。

14.3.5 自控仪表及火灾报警

按国家相关规范要求，装置设计有独立的安全仪表系统 (SIS)、分散型控制系统 (DCS)、气体及 LNG 泄漏检测报警控制系统 (G&LCS)。本设计仪表选型本着满足工艺要求、安全可靠、操作维护安装方便、技术先进、经济合理的原则，结合本项目的特点，具体如下：

(1) 温度仪表

直接用于调节、联锁的远传测温点选用本安型铠装铂热电阻或铠装热电偶，配用一体化温度变送型安全栅；送控制室显示的测温一次元件选用隔爆型铠装铂热电阻或隔爆型铠装热电偶，热电阻接线采用三线制，热电偶接线采用两线制，就地温度指示选用双金属温度计。

(2) 压力仪表

压力变送器选用带 HART 通讯协议的智能压力变送器，就地压力指示选用不锈钢膜盒压力表、不锈钢压力表，不锈钢隔膜压力表和不锈钢耐震压力表等。

(3) 流量仪表

远传流量测量分别采用 RC 调整型流量计、电磁流量计、超声波流量计等等。

（4）液位仪表

远传液位测量主要采用智能浮筒液位变送器、智能电容式锅炉汽包液位计、双法兰毛细管智能差压变送器、深度液位计等。就地液位指示主要采用磁性液位计。

（5）执行器

气动控制阀选用无锡工装生产的球形、蝶形、高温套筒、多级降压、高压多级降压等型式的控制阀（配套智能阀门定位器）。气动程序控制阀采用四川天一科技股份有限公司 TSA、PSA 专用程控阀，并配套 ASCO 公司生产的防爆电磁阀和德国 P+F 公司生产的本安型阀位传感器。

（6）分析仪表

焦炉气氧含量分析采用激光在线气体分析仪。甲烷化进口原料气、反应气、循环气、产品气等介质的氢含量在线分析采用隔爆型热导式在线氢分析仪，甲烷、一氧化碳、二氧化碳含量在线分析采用隔爆型红外分析仪，富甲烷气、产品气微量水含量在线分析采用本安型露点分析仪。在线分析仪均采用北京凯隆分析仪器有限公司成套的预处理系统及蒸汽伴热保温分析小屋系统。

（7）气体及低温 LNG 液体泄漏检测仪表

可燃气体检测采用催化燃烧式气体检测变送器，一氧化碳气体检测采用电化学式气体检测变送器，低温 LNG 液体泄漏检测采用隔爆铠装铂电阻（Pt100）。

（8）现场管阀件及仪表管线

现场导压管选用 $\phi 14 \times 2$ 、 $\phi 14 \times 4$ ，分析仪的为 $\phi 6 \times 1$ ，气动讯号管线为 $\phi 8 \times 1$ 、 $\phi 10 \times 1$ 、 $\phi 12 \times 2$ 、 $\phi 20 \times 3$ ，材质均选用不锈钢。远传与就地仪表的根部阀选用不锈钢承插焊闸阀，其余仪表过程管阀件尽量选用不锈钢，仪表汇线槽采用复合环氧树脂复合型材料。

（9）电缆的选型及敷设

从现场仪表至汇线槽的电缆，采用穿管方式，沿汇线槽敷设至控制室。

电缆分本安电缆与非本安电缆，单根电缆线芯截面积为 1.0mm²、1.5mm²、2.5mm²，电缆规格详见安装材料表。电缆均采用屏蔽电缆，避免信号干扰。

（10）消防控制

中控楼 DCS 中控制室兼作本装置的消防控制室，与消防有关的火灾报警系统、扩音对讲系统、电视监控系统、电源切除系统的主控设备均装设在本控制室内，可对本装置的火灾事故进行监视，对消防设备进行联动控制，并可起到消防指挥功能。

（11）应急控制

为了避免反应系统超温超压引发设备事故及人身安全事故，按正常停车程序进行停车，对装置进行整修，保证厂区人员和装置的安全，本装置设置了 DCS 系统安全联锁和 SIS 系统紧急停车联锁。对涉及到的仪表点采用专门的检测信号输入紧急停车系统，最终执行元件是切断阀（配带接受连锁控制信号的电磁阀）、机泵。

（12）火灾报警系统

本工程单独设置一套火灾自动报警系统，火灾报警控制器留有通讯接口，可将本装置火灾报警系统与全厂火灾报警控制系统联网，并将其报警信号上传全厂中控室和消防控制中心。所有报警控制器可组成对等的网络，从而可实现多机冗余备份。

（13）电视监视系统

为适应现代化企业管理的需要，强化安全监测，增强装置的安全性，本工程设有电视监控系统，所有摄像机图像可在中控室大屏上显示。在主装置区、罐区及其它辅助生产区设置监视摄像机。目的在于对本装置的主要设备和易发生重大火灾位置进行监视，供主控室人员准确监视设备的运行情况或判断火灾位置，以便于准确地对着地点进行灭火操作。

14.3.6 建构筑物

14.3.6.1 厂房火险类别及耐火等级

装置的建构筑物的结构类型、耐火等级，内、外装修材料的耐火性能，均符合《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018 年版）的要求。建筑物均按二级耐火等级设计。对于主体结构为钢筋混凝土、砖混结构的建、构筑物，因混凝土及砖混结构系非燃烧体，可保证主体结构耐火等级达到一级、围护墙体及附属物耐火等级达到二级；钢结构厂房、外管廊和塔顶钢平台梁、柱外表面均刷涂防火涂料，支撑多层的柱耐火极限 2.5 小时，支撑单层的柱耐火极限 2.0 小时，梁耐火极限 1.5 小时，支撑、钢梯等耐火极限 1.0 小时，确保耐火等级达到二级。

14.3.6.2 厂房防爆、泄压

有火灾爆炸危险性的生产厂房，设计中贯彻“以防为主、防消结合”的原则，遵守《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018 年版）和《石油化工企业设计防火规范》（BG50160-2008）之规定，对有爆炸或火灾危险的建、构筑物楼地面采用不发火细石混凝土楼、地面能防止静电火花产生。

对于主体结构为钢筋混凝土结构的建、构筑物因混凝土结构系非燃烧体，可保证

主体结构、围护墙体及附属物耐火等级达到二级；对于钢框架结构、钢平台、外管架钢梁外表面均涂刷防火涂料保证其耐火极限时间及耐火等级达到二级。

14.3.6.3 防腐蚀

楼地面有腐蚀介质作用处，根据腐蚀性介质的类别、性质、浓度以及对建筑材料的腐蚀性等级等条件，严格按照《工业建筑防腐蚀设计规范》（GB50046-2008）要求设计，尽可能采取分片局部设防。装置区内局部有腐蚀性介质作用的钢结构（或混凝土）表面涂刷过氯乙烯涂料，水池内表面刷涂聚合物水泥砂浆等，地下结构例如混凝土基础、钢筋混凝土基础梁、埋地水池外边面等根据设计规范，按照腐蚀等级采取相应的防腐蚀措施。

14.3.6.4 安全疏散通道

装置生产厂房设有操作及消防楼梯，钢平台内走道、楼梯、安全出口的位置、数量、宽度、疏散距离，除满足工艺设备布置和操作要求外，均满足设计规范规定的安全疏散要求，满足《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018 年版）要求。

14.3.6.5 抗震设防

项目拟建地抗震设防烈度 8 度（0.20g）。建、构筑物的抗震设防烈度、抗震设防类别及抗震构造措施详见下表。钢筋混凝土框架抗震等级：重点设防类为乙类；标准设防类为丙类。

表 14-8 装置区各单体抗震设防烈度

序号	建、构筑物名称	场地抗震设防烈度	建筑抗震设防类别标准	备注
1	焦炉气预处理	抗震设防烈度：8 度	标准设防类	
2	焦炉气净化	抗震设防烈度：8 度	标准设防类	
3	焦炉气压缩	抗震设防烈度：8 度	重点设防类	
4	甲烷化	抗震设防烈度：8 度	重点设防类	
5	深冷液化区	抗震设防烈度：8 度	标准设防类	
6	LNG 罐区	抗震设防烈度：8 度	重点设防类	
7	LNG 装车	抗震设防烈度：8 度	标准设防类	
8	液氨装车	抗震设防烈度：8 度	标准设防类	
9	合成氨压缩厂房	抗震设防烈度：8 度	重点设防类	
10	洗氨提浓/氨合成	抗震设防烈度：8 度	重点设防类	
11	液氨罐区	抗震设防烈度：8 度	重点设防类	
12	冰机厂房	抗震设防烈度：8 度	重点设防类	
13	抗主控室	抗震设防烈度：8 度	重点设防类	

序号	建、构筑物名称	场地抗震设防烈度	建筑抗震设防类别标准	备注
14	变配电所	抗震设防烈度：8 度	重点设防类	
15	综合库房及备品备件库	抗震设防烈度：8 度	标准设防类	
16	机修厂房	抗震设防烈度：8 度	标准设防类	
17	装车值班及司机休息室	抗震设防烈度：8 度	标准设防类	
18	循环水站	抗震设防烈度：8 度	标准设防类	
19	泡沫站	抗震设防烈度：8 度	重点设防类	
20	二氧化碳工序	抗震设防烈度：8 度	重点设防类	

14.3.6.6 通风、排烟、除尘、降温等设施

本工程的焦炉气压缩工序、深冷压缩工序、氨合成工序、综合楼等根据工艺、电气及卫生安全要求，需设置强制机械通风系统。

(1) 根据规范要求和计算结果，焦炉气/循环气压缩工序事故时放散 H₂，CO 等有害气体，需要在厂房屋顶设置防爆型屋顶通风机，下部设置防爆型轴流通风机。平时根据卫生需要，开启部分通风设备，换气次数为 4~5 次/h；事故时，开启全部通风设备，保证换气次数为 12 次/h。

(2) 根据规范要求和计算结果，综合楼的分析室、烘箱室、药品库房、天秤室、配电室等均在各房间外墙上部设置轴流通风机。保证换气次数为 6~8 次/h。

14.3.7 其他防范设施

在建设过程中按照地震基本烈度进行设防；在工艺和设备选择过程中，选取采用适合本地自然条件的设备设施、对设备设施进行保温、设置可燃有毒气体泄漏检测报警装置；生产过程中，制定各种事故预案；加强培训教育、制度责任落实能够保证项目的安全平稳运行。

本项目配备劳动防护用品和装备，包括头部、面部，视觉、呼吸、听觉器官，四肢，躯干防火、防毒、防灼烫、防腐蚀、防噪声、防光射、防高处坠落、防砸击、防刺伤等免受作业场所物理、化学因素伤害的劳动防护用品和装备。

装置区内设置全封闭防化服、自给式空气呼吸器、过滤式防毒面具、急救药箱、急救药品、防护器材、氧气袋等设备。

14.4 安全管理机构及人员配置

14.4.1 安全管理机构

本装置由建设单位负责安全管理工作，建立以主要负责人为领导的安全生产管理机构。在总经理领导下由安全卫生环保（HSE）经理全面具体地管理检查安全工作。安全管理机构应根据年度工厂方针，编制企业安全生产年度计划，明确安全生产管理目标。具体有四大内容：安全教育计划，安全活动计划，安全检查及重大不安全因素整改计划，安全技术措施计划。安全管理机构根据项目的具体情况，制定相应的安全管理制度、操作规程、安全责任制、安全台帐等。安全管理机构应定期组织员工进行安全培训，组织新员工进行上岗前的安全培训。

14.4.2 机构和人员配备

本项目设置安全生产管理机构或配备专职安全生产管理人员。安全生产管理机构要具备相对独立职能。专职安全生产管理人员不少于企业员工总数的 2%（不足 50 人的企业至少配备 1 人），要具备化工或安全管理相关专业中专以上学历，有从事化工生产相关工作 2 年以上经历，取得安全管理人员资格证书。该项目建成投产后，劳动定员 150 人，依托建设单位，设置增加专职安全管理工作人员不少于 3 人，公司主要负责人、安全分管责任人、安全专员应取得安全生产监督管理部门颁发的资格证。

14.5 安全专项投资估算

本项目安全设施费用已包括在项目总投资中。

15 组织机构与人力资源配置

15.1 工厂体制和组织机构

本项目按公司体制编制设置管理机构。机构的设置遵循以下原则：

- 1) 能保证整个装置生产生活的正常运行；
- 2) 力求精简，提高办事效率；
- 3) 统一指挥、协同管理，有利生产，一切为生产服务。

在满足以上要求的前提下，应本着精简机构，缩减定员的原则进行编制，以提高管理机构的办事效率，节省企业经费开支。

15.2 生产班制和定员

15.2.1 班制划分

本项目管理人员实行白班一班制，具体工作是行政管理、原材料采购、产品销售、生产调度、安全环保、质量检验、材料统计等。

生产人员暂按四班三运转编制，出勤率按 100%计，未考虑替补人员。

15.2.2 劳动定员估算

本项目定员估算情况详见下表。

表 15-1 劳动定员估算表

序号	岗位名称	班制	每班人数	白班人数	合计
一	管理岗位				
1	管理人员	1		3	3
2	技术人员	1		5	5
3	采购销售人员	1		2	2
4	财务人员	1		2	2
5	其他行政人员	1		2	2
	小计	1		14	14
二	生产岗位				
1	班长	4	1		4
2	主控室主操	4	5		20
3	焦炉气压缩净化外操	4	4		16
4	深冷分离外操	4	2		8
5	氨合成外操	4	2		8

序号	岗位名称	班制	每班人数	白班人数	合计
6	二氧化碳装置外操	4	1		4
7	罐区及装车	4	3		12
8	空分制氮外操	4	1		4
9	循环水站、消防水站、脱盐水处理站	4	3		12
10	库房	1		2	2
11	维修工	4	4		16
12	仪表工	4	2		8
13	电工	4	2		8
14	分析化验	4	3	2	14
	小计	4	33	4	136
	合计		33	18	150

15.3 人员来源和培训

15.3.1 人员来源

本项目管理人员主要由公司内部调配，技术人员、生产人员和服务人员可在人才市场招聘。

装置管理人员和技术人员建议应具有本科以上化工专业学历并有三年以上化工生产及管理经验，生产人员具有中专以上学历并有三年以上化工厂生产岗位工作经历。

15.3.2 人员培训

本生产装置自控水平较高，而且生产介质多为易燃易爆的物质或具有腐蚀性化学物质，因此，对生产人员的文化素质和技术水平均有较高的要求。装置投产之前，应对新上岗工人进行技术培训，熟悉工艺技术，掌握生产操作规程和安全技术规程，经考核合格后才能上岗独立操作。

16 项目实施计划

16.1 建设周期的划分

在整个项目的建设过程中，设计进度将对项目采购、土建施工和安装建设的进度起到关键的影响作用，同时项目有关设备的采购和设计应是一个交叉的过程，项目初步设计完成后即可开展主要设备的定货，特别是施工图设计必须要待定性设备招标确定制造厂，制造厂提供有关技术资料后，设计才能深入进行。但为了保证项目建设的总进度，应做好整个项目策划，将设计、采购、土建施工、安装将应计划交叉进行，设计方应充分考虑到业主整个项目建设进度的需要，按时提供采购数据表，分批提供土建施工图和按时提供安装施工图。

根据有关工程经验，建议业主应首先考虑长周期定货的设备，例如：冷箱、离心式压缩机等制造周期在 9 个月以上，根据工程经验，本报告提出整个项目的建议进度，供业主参考。

本项目总工期 18 个月，建议进度见表 17-1。

16.1.1 项目前期工作和设计工作

- (1) 项目调研、咨询、立项
- (2) 可行性研究报告编写及评估、环评报告、安评报告
- (3) 工程设计

16.1.2 建设阶段

- (1) 设备采购
- (2) 土建施工
- (3) 安装工程
- (4) 人员培训
- (5) 试车投产

16.2 项目实施进度表

本项目建设将严格按国家规定的建设程序进行，为加快建设进度，建设阶段各项工作必须衔接，其中设计、设备订货与土建和安装施工可交叉进行。一期工程项目实

施工进度见表 16-1。

表 16-1 项目实施进度规划表

序号	内容	2	4	6	8	10	12	14	16	18
1	可研报告编制及评估 环评报告、安评报告	→								
2	初步设计及审查		→							
3	施工图设计			→	→	→				
4	设备材料采购		→	→	→	→	→			
5	场地三通一平		→							
6	土建施工			→	→	→	→			
7	人员培训						→	→		
8	设备管道安装				→	→	→	→		
9	电气、自控系统安装							→	→	
10	单体试车联动试车								→	→
11	试生产									→

17 投资估算

17.1 投资估算

17.1.1 投资估算编制的依据

1) 中国石油化工集团公司、中国石油化工股份有限公司《石油化工项目投资估算办法》;

2) 中国石油化工集团公司、中国石油化工股份有限公司《石油化工工程建设费用定额》[中石化建[2018]建字 207 号];

3) 国家计委、建设部发布关于《工程勘察设计收费标准》(计价格[2002]10 号);

4) 国家计委关于印发《建设项目前期工作咨询收费暂行规定的通知》计价格[1999]1283;

5) 国家发改委、建设部关于印发《建设工程监理与相关服务收费管理规定》的通知(发改价格[2007]670 号);

6) 国家计委、国家环境保护总局关于规范环境影响咨询收费有关问题的通知(计价格[2002]125 号);

17.1.2 工程费用投资估算范围

1) 主要生产装置: 焦炉气压缩焦化装置、深冷分离装置、氨合成装置、二氧化碳装置等。

2) 配套系统包括总图运输、储运工程、辅助设施及公用工程和生产管理设施

(1) 总图运输包括厂区竖向、道路、围墙和绿化等, 均为暂估费用。

(2) 储运工程包括 LNG 储罐区、液氨罐区、二氧化碳罐区、LNG 装车区、液氨和二氧化碳装车台。

(3) 公用工程及辅助设施

公用工程及辅助设施包括空分制氮系统、变配电站、循环水站、消防水站、脱盐水站/采暖水站、污水处理站、泡沫消防站、冷冻站、高架火炬、危废间、维修间/备品备件库等;

(4) 生产管理设施

生产管理设施包括综合楼、抗爆控制室、分析化验室等等。

3) 厂外工程项目：焦炉气输气管线和外部电源电缆等。

17.1.3 编制说明

17.1.3.1 设备购置费

- 1) 国内设备购置费由设备厂家询价（含税及运杂费）。
- 2) 非标设备费采用设备厂家的市场询价。
- 3) 通用设备：焦炉气压缩机根据专业生产厂家询价；机泵类：按照同类装置生产厂家市场询价。
- 4) 一次投入的催化剂及填料按照市场询价。
- 5) 自控仪表、电气设备根据规格型号按照同类装置采用的生产厂家市场询价。

17.1.3.2 主要材料费和安装工程费

- 1) 主要材料费由主要材料出厂价、材料运杂费及税金组成。
- 2) 主要材料价格和安装工程费，根据设计要求的规格、型号、材质按照同类装置估算。

17.1.3.3 建筑工程费

根据建筑物、构筑物的不同类型和结构形式按综合单价造价指标计算。

17.1.3.4 固定资产其他费用计算依据和说明

在固定资产其他费用的计算中，按照“中石化投资估算编制统一规定”，计算的费用有：

- 1) 土地使用费：本项目土地使用费暂按 22 万/亩计取。
- 2) 工程建设管理费：依据中国石化建（2018）207 号文，按插入法计算。
- 3) 临时设施费：按工程费用的 0.82% 计算。
- 4) 前期准备费按 100 万元估列。
- 5) 可行性研究报告编制费按合同价 30 万元计列；环境影响评价费按 60 万元估列；安全预评价费及验收费按 40 万元估列；职业病危害预评价及控制效果评价费按 25 万元估列；危险与可操作性分析及安全完整性评价按 60 万元估列；节能评估费按 30 万元估列。
- 6) 工程勘察设计费：依据国家计委、建设部《工程勘察设计收费管理规定》的通知（计价格【2002】10 号文，按插入法计算。
- 7) 工程建设监理费：依据国家发改委、建设部（发改价格[2007]670 号文，按插

入法计算。

8) 特种设备安全监督检查费：参照同类装置估列。

9) 超限设备运输特殊措施费：按 120 万估列。

10) 设备采购技术服务费：参照同类装置按 100 万估列。

11) 设备监造费按 90 万估列。

12) 工程保险费按工程费的 0.2% 计算。

13) 安全生产费按建安工程 1.5% 计算。

14) 专利技术费：按 500 万元估列。

16) 生产人员准备费。按设计定员人数，考虑 40% 人员需提前进场，提前进场费按 4.8 万元/人计算；考虑 40% 人员需培训及购置办公用具，培训费标准按 1.8 万元/人计算；办公用具购置费 0.3 万元/人计算。

17) 预备费按固定资产、无形资产、其他资产的 5% 计算。

18) 铺底流动资金按全额流动资金的 30% 计算。

17.1.4 投资分析

本项目装置建设投资为 69458.55 万元，按项目组成划分，固定资产费用 65210 万元，无形资产费用 500 万元，其他资产费用 441 万元，预备费 3307.55 万元。按费用构成划分，设备购置费 31204 万元，安装工程费 13831 万元，建筑工程费 11255 万元，其它费用 13168.55 元。

17.1.5 流动资金估算

按详细估算法估算，本项目全额流动资金为 1635.67 万元，所需铺底流动资金为 488.74 万元。

17.1.6 总投资估算

项目总投资由建设投资、铺底流动资金和建设期利息组成，共计 73300.51 万元，详见表 17-1。

17.2 资金筹措

本项目建设资金筹措拟通过以下途径解决：建设投资 30% 由企业自筹，其余由银行贷款，贷款利率为 6%。

本项目所需流动资金为 1635.67 万元。流动资金筹措拟通过以下途径解决：流动资金的 30%由企业自筹，其余由银行贷款，贷款利率为 5.3%。

表 17-1 投资估算表

序号	工程项目或费用名称	估算价值（万元人民币）				
		设备购置费	安装工程费	建筑工程费	其它费用	合计
一	建设投资(含增值税)	31654.00	13181.00	11455.00	13168.55	69458.55
(一)	固定资产投资	31654.00	13181.00	11455.00	8920.00	65210.00
1	工程费用	31654.00	13181.00	11455.00		56290.00
1.1	工艺生产装置	20505.00	4858.00	4117.00		29480.00
1.1.1	焦炉气压缩净化系统	9905.00	2313.00	1652.00		13870.00
	焦炉气预处理	1509.00	635.00	430.00		2574.00
	焦炉气压缩	2925.00	585.00	452.00		3962.00
	变换净化	4365.00	873.00	675.00		5913.00
	甲烷化	1106.00	220.00	95.00		1421.00
1.1.2	深冷分离系统	4000.00	800.00	500.00		5300.00
1.1.3	氨合成装置	5650.00	1620.00	1705.00		8975.00
1.1.4	二氧化碳装置	950.00	125.00	260.00		1335.00
1.2	公用工程及辅助生产项目	10499.00	7149.00	7338.00		24986.00
1.2.1	总图运输			1000.00		1000.00
1.2.2	储运工程	4112.00	2322.00	1988.00		8422.00
	LNG 储罐	1650.00	350.00	450.00		2450.00
	液氨储罐	1350.00	168.00	270.00		1788.00
	二氧化碳储罐	509.00	112.00	105.00		726.00
	装车系统	200.00	108.00	78.00		386.00
	火炬系统	403.00	60.00	105.00		568.00
	界内外管道系统		1520.00	912.00		2432.00
	危废间		4.00	68.00		72.00
1.2.3	公用工程	3705.00	3940.00	2574.00		10219.00
1.2.3.1	给排水工程	1679.00	2157.00	2190.00		6026.00
	循环水站	385.00	118.00	336.00		839.00
	脱盐水处理站/采暖水站	300.00	105.00	120.00		525.00
	泡沫消防站	128.00	8.00	4.00		140.00
	消防水站	215.00	46.00	560.00		821.00
	事故水	19.00	6.00	665.00		690.00
	污水处理站	600.00	450.00	300.00		1350.00
	全厂消防水、给排水	32.00	1424.00	205.00		1661.00
1.2.3.2	采暖通风	112.00	283.00			395.00
1.2.3.3	供配电及电信	1914.00	1500.00	384.00		3798.00

序号	工程项目或费用名称	估算价值（万元人民币）				
		设备购置费	安装工程费	建筑工程费	其它费用	合计
	总变配电所	1603.00	300.00	360.00		2263.00
	全厂电气（含防雷接地照明）	183.00	1071.00	24.00		1278.00
	电信	128.00	129.00			257.00
1.2.4	辅助工程	1960.00	575.00	630.00		3165.00
	空分系统	1600.00	490.00	430.00		2520.00
	冷冻站	260.00	65.00	120.00		445.00
	维修车间/备品备件库	100.00	20.00	80.00		200.00
1.2.5	生产管理设施	722.00	312.00	1146.00		2180.00
	综合楼	72.00	180.00	360.00		612.00
	主控楼	450.00	72.00	500.00		1022.00
	分析化验室	200.00	60.00	286.00		546.00
1.3	厂外工程		900.00			900.00
	界区外煤气管线		100.00			100.00
	35KV 电源电缆		800.00			800.00
1.4	特定条件下费用	380.00	50.00			430.00
	大型机械设备进出场及安装拆费	180.00	50.00			230.00
	大型机械使用费	200.00				200.00
1.5	安全生产费	231.00	224.00			455.00
1.6	工器具使用费	39.00				39.00
2	固定资产其它费用				8920.00	8920.00
	土地使用费				5390.00	5390.00
	工程建设管理费				800	800.00
	工程建设监理费				400	400.00
	环境监理费				80	80.00
	临时设施费				220	220.00
	前期准备费				100	100.00
	环境影响评价及验收费				60	60.00
	安全预评价及验收费				50	50.00
	职业病危害预评价及控制效果评价费				30	30.00
	危险与可操作性分析及安全完整性评价费				60	60.00
	节能评估费				30	30.00
	可行性研究报告编制费				30	30.00
	工程勘察费				105	105.00

序号	工程项目或费用名称	估算价值（万元人民币）				
		设备购置费	安装工程费	建筑工程费	其它费用	合计
	工程设计费				1052	1052.00
	特种设备安全检验检测费				96	96.00
	超限设备运输特殊措施费				120	120.00
	设备采购技术服务费				100	100.00
	设备材料监造费				90	90.00
	工程保险费				107	107.00
(二)	无形资产投资				500.00	500.00
	专利技术费				500.00	500.00
(三)	其他资产投资				441.00	441.00
1	生产人员准备费				441.00	441.00
	生提前进厂费				288.00	288.00
	培训费				108.00	108.00
2	办公及生活家具购置费				45.00	45.00
(四)	预备费				3307.55	3307.55
	基本预备费				3307.55	3307.55
二	增值税				6063.86	6063.86
三	建设期利息				3351.12	3351.12
四	流动资金				1629.50	1629.50
	其中：铺底流动资金				488.85	488.85
五	项目总投资	31654.00	13181.00	11455.00	18149.17	74439.17
	报批项目总投资	31654.00	13181.00	11455.00	17008.52	73298.52

18 财务分析

18.1 财务评价基础数据

18.1.1 实施进度和生产负荷

本项目建设期按 18 个月考虑。投产当年达到 100%生产能力，生产期按 15 年计算，经济计算期为 17 年。

18.1.2 总投资估算及资金来源

(1) 投资估算

本装置项目总投资包括：建设投资、建设期利息和铺底流动资金。总投资为 73298.52 万元人民币。其中：建设投资 69458.55 万元，建设期利息 3351.12 万元，铺底流动资金为 488.85 万元。

(2) 资金来源

本项目所需建设资金拟通过以下途径解决。

建设投资 30%由企业自筹，其余由银行贷款，贷款利率 6%。

流动资金 30%由企业自筹，其余由银行贷款，贷款利率 5.3%。

18.1.3 生产规模及产品方案

本项目以焦炉气为原料，装置生产规模为 40000Nm³/h 焦炉气制 LNG 联产液氨和液体二氧化碳。

(1) 产品

LNG 产量：6.33 万吨/年，7.91 吨/小时；

液氨产量：8.94 万吨/年，11.17 吨/小时；

液体二氧化碳：5 万吨/年，6.25 吨/小时；

(2) 副产品

2.5MPa 蒸汽：2.624 万吨/年，3.28 吨/小时；

尾气：1041 万 Nm³/年，1301Nm³/小时。

18.1.4 工资及福利费估算

本项目装置总定员为 150 人，工资及附加费按 100000 元/人 年。

18.1.5 原材料、燃料、动力以及产品价格估算

原材料、燃料价格全部按工厂提供价格计，动力价格按工厂提供的价格计，产品价格是参考近几年国内外市场供需情况和价格的变化情况以及今后的发展趋势的基础上来确定的，在本报告中 LNG 的出厂价格按 4000 元/吨（含税价）计，液氨的出厂价格按 3000 元/吨（含税价）计，液体二氧化碳出厂价格按 400 元/吨（含税价）计。

表 18-1 原材料、燃料、动力以及产品价格

序号	项目名称	价格（含税价）	税率
一	原料		
1	焦炉气	0.70 元/Nm ³	9%
二	辅助材料		
1	脱硫剂/催化剂/吸附剂/化学药品等	按当前市场价	13%
三	公用工程		
1	电	0.6 元/kWh	13%
2	新鲜水	4.35 元/吨	9%
3	中压蒸汽	120 元/吨	9%
四	产品、副产品		
1	LNG	4000 元/吨	9%
2	液氨	3000 元/吨	13%
3	液体二氧化碳	400 元/吨	13%
4	副产中压蒸汽	120 元/吨	9%

备注：尾气在财务评价汇总未计价。

18.2 总成本费用估算

18.2.1 费用成本估算如下

（1）固定资产折旧和无形其他资产摊销计算

固定资产原值按平均年限法计算折旧，房屋及建筑物折旧年限 20 年，其余折旧年限为 15 年，残值率按 5%计。无形资产按 10 年摊销，其他资产按 5 年摊销。

（2）修理费计算

修理费率按固定资产原值的 2%计。

（3）其他费用包括其他制造费用、其他营业费和其它管理费用。

其他制造费用按固定资产原值的 1%计算，其他营业费按年营业收入的 1%计算，其他管理费用按人工工资总额的 50%计算。

18.2.2 年均总成本费用

本项目年均总成本费用为 44930.50 万元，具体组成见表 18-2，其中原材料费用占成本的比例最大，其次是燃料及动力费。

表 18-2 年均总成本费用表

序号	项目	单位	含税价/ 元	年耗/10 ⁴	年费用/ 万元	备注
一	可变成本				35411.05	
(一)	原辅材料				25505.29	
1	焦炉气	Nm ³	0.7	32000	22400.00	
2	催化剂、吸附剂等	t			3105.29	
(二)	公用工程				9905.76	
1	电	kWh	0.6	15814	9488.16	
2	新鲜水	t	4.35	96	417.60	
二	固定成本				9519.45	
1	折旧与摊销费				4025.05	
2	维修费				1249.07	
3	工资及附加				1500.00	150 人, 10 万元/人·年
4	其他管理费用				750.00	
5	其他营业费用				489.98	
6	其他制造费用				624.54	
7	财务费用				880.81	
三	总成本				44930.50	

18.3 年销售收入估算

本项目达产年销售收入为 54454.88 万元（含税）。

表 18-3 年销售收入估算表

产品	单位	年产量	含税单 价, 元	不含单 价, 元	含税销售收 入, 万元	不含税销售 收入, 万元
液氨	万吨	8.94	3000.00	2654.87	26820.00	23734.51
LNG	万吨	6.33	4000.00	3669.72	25320.00	23229.36
液体 CO ₂	万吨	5	400.00	353.982	2000.00	1769.91
中压蒸汽	万吨	2.624	120.00	110.092	314.88	288.88
合计					54454.88	49022.66

18.4 利润估算

本项目年均利润总额 7279.53 万元，年均净利润 5459.65 万元。

18.5 财务盈利能力分析

本项目所得税前财务内部收益率为 14.98%，财务净现值（ $i=12\%$ ）为 10826.66 万元，所得税后财务内部收益率为 11.93%，财务净现值（ $i=10\%$ ）为 7581.74 万元。所得税后的静态投资回收期为 8.38 年（含建设期）。项目总投资收益率为 10.96%，项目资本金净利润率为 24.45%。

18.6 不确定性分析

（1）盈亏平衡分析

以生产能力利用率表示的盈亏平衡点（BEP），生产期平均计算值为 54.03%，此表明只要达到设计能力的 54.03%，企业就可以保本。

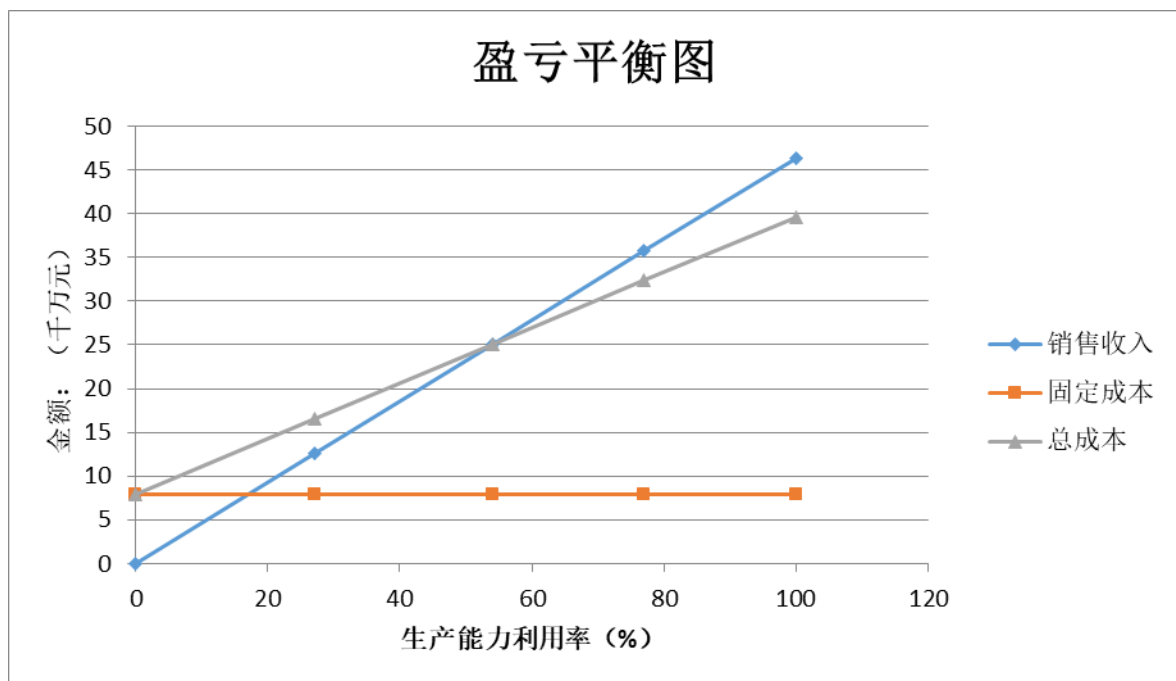


图 18-1 盈亏平衡图

（2）敏感性分析

对本项目作了所得税前后全部投资的敏感性分析。考虑到项目实施过程中一些不确定因素的变化，分别对建设投资、销售价格、经营成本、产品产量作了提高 20%、15%、10%、5%和降低 20%、15%、10%、5%的单因素变化对收益率影响的敏感性分

析。

从敏感性分析中可以看出，各因素的变化都不同程度地影响内部收益率，其中产品价格是提高或降低最为敏感，可变成本的影响次之。

表 18-4 单因素敏感性分析结果

不确定因素	不确定因素变化率 (%)	项目评价指标						指数	
		税前内部收益率	税后内部收益率	资本金内部收益率	税后财务净现值	借款偿还期	偿还备付率	敏感系数	临界点
基本方案	0.00	15.00	11.95	17.31	7652.32	9.39	137.23	8.37	
建设投资	-20.00	19.42	15.57	23.37	18297.98	7.87	129.97	7.10	
	-15.00	18.16	14.53	21.52	15636.57	8.19	142.37	7.43	
	-10.00	17.01	13.59	19.93	12975.15	8.53	135.81	7.75	
	-5.00	15.97	12.73	18.53	10313.73	8.91	129.05	8.06	
	5.00	14.12	11.22	16.16	4990.90	9.80	130.62	8.68	1.22
	10.00	13.29	10.55	15.10	2329.48	10.29	137.81	8.99	
	15.00	12.53	9.92	14.09	-331.94	10.72	131.65	9.29	
	20.00	11.81	9.34	13.14	-2993.35	11.21	138.02	9.59	1.09
销售价格	-20.00			-6.41	-46271.39		17.09		
	-15.00	1.10	0.96	0.42	-29906.51		126.39	16.49	
	-10.00	6.46	5.11	5.11	-17386.90	16.09	135.73	12.49	
	-5.00	10.98	8.70	12.15	-4867.29	11.67	131.95	9.94	
	5.00	18.69	14.93	21.85	20171.92	7.93	128.74	7.32	5.00
	10.00	22.14	17.74	26.10	32691.53	7.02	149.69	6.56	
	15.00	25.41	20.39	30.21	45211.14	6.31	145.40	5.98	
	20.00	28.53	22.92	34.14	57730.75	5.75	134.36	5.54	4.60
经营成本	-20.00	25.43	20.42	30.27	45581.82	6.32	145.26	6.00	
	-15.00	23.00	18.44	27.21	36099.44	6.79	132.23	6.41	
	-10.00	20.47	16.38	24.09	26617.07	7.44	139.13	6.91	
	-5.00	17.81	14.22	20.80	17134.69	8.28	140.84	7.55	
	5.00	12.00	9.52	13.48	-1830.06	11.02	140.49	9.49	4.06
	10.00	8.72	6.90	8.96	-11312.44	13.53	132.85	11.08	
	15.00	5.07	4.01	3.29	-20794.81		128.71	13.52	
	20.00	0.83	0.76	0.39	-30277.19		127.03	16.60	4.68
产量变化	-20.00	9.77	7.75	10.53	-8384.78	12.60	132.43	10.53	
	-15.00	11.14	8.84	12.39	-4375.50	11.57	133.24	9.87	
	-10.00	12.47	9.90	14.12	-366.23	10.70	131.85	9.30	
	-5.00	13.75	10.94	15.74	3643.04	10.02	141.99	8.81	
	5.00	16.22	12.93	18.81	11661.59	8.83	130.43	7.99	1.65
	10.00	17.42	13.89	20.29	15670.86	8.40	138.28	7.64	
	15.00	18.59	14.84	21.69	19680.13	8.01	146.30	7.33	
	20.00	19.73	15.76	23.13	23689.41	7.62	135.01	7.06	1.60

18.7 主要财务指标

表 18-5 财务评价指标汇总表

单位：万元

序号	项目名称	指标	备注
1	项目总投资	74439.17	
	其中报批总投资	73298.52	
1.1	建设投资	69458.55	
1.2	建设期利息	3351.12	
1.3	流动资金	1629.50	
	其中铺底流动资金	488.85	
1.4	其他资产		
2	资金筹措	74439.17	
2.1	项目资本金	22331.75	
2.2	项目债务资金	52107.42	
2.3	其他资金		
3	年均销售收入	54428.00	
4	年均总成本费用	44930.51	
5	年均销售税金及附加	134.35	
6	年均增值税	1679.35	
7	年均息税前利润 (EBIT)	8160.35	
8	年均利润总额	7279.53	
9	年均所得税	1819.88	
10	年均净利润	5459.65	
11	总投资收益率 (%)	10.96	
12	投资利税率 (%)	12.22	
13	项目资本金净利润率 (%)	24.45	
14	贷款偿还期		
14.1	长期借款	9.40	
15	平均利息备付率 (%)	413.69	
16	平均偿债备付率 (%)	137.08	
17	项目投资税前指标		
17.1	财务内部收益率 (%)	14.98	
17.2	项目投资财务净现值 (I=12%)	10826.66	
17.3	全部投资回收期 (年)	7.31	含建设期
18	项目投资税后指标		
18.1	财务内部收益率 (%)	11.93	
18.2	项目投资财务净现值 (I=10%)	7581.74	
18.3	全部投资回收期 (年)	8.38	含建设期
19	资本金内部收益率 (%)	17.29	
20	盈亏平衡点		
20.1	生产能力利用率 (%)	54.03	
20.2	价格平衡点 (%)	84.20	

19 风险与竞争力分析

19.1 风险因素的识别

项目的风险分析应贯穿于项目建设和生产运营的全过程。

本项目为建设单位新建项目，在可行性研究阶段应着重从市场风险、资源风险、技术风险、工程风险、资金风险、政策风险和外部协作条件风险等方面进行项目的主要风险因素识别。

19.1.1 市场风险

项目市场风险主要来自两个方面：一是市场供求总量的实际情况与预测值有偏差；二是原料实际价格与财务计算价格的偏差。

(1) 市场供求总量与产品价格

本项目主产品为液氨和 LNG 产品。

液氨产品建设单位自用，本项目年产液氨约 9 万吨，建设单位每年需求量约 30 万吨，能够完全消纳。本项目液氨成本相对稳定，而煤制合成氨、天然气制合成氨均受原料价格波动的影响。

LNG 市场容量非常大，2021 年以来，能源价格上涨带动了 LNG 价格的持续走高。本项目 LNG 增量对 LNG 市场没有影响。

(2) 原料实际价格与财务计算价格的偏差

本项目焦炉气来源于东鑫焦化。本报告在作财务评价时，焦炉气的财务计算价格为 0.7 元/Nm³。建议业主与东鑫焦化进一步沟通协商确定焦炉气的价格。原料价格上涨给本项目带来的一定市场风险。

同样，本报告财务评价时，已充分考虑多方面的市场风险因素，对产品价格提高时作了敏感性分析，得出的结论是，产品价格提高的风险发生可能性虽然较大，但是可接受的，给本项目带来的市场风险不大，给本项目造成的损失也比较小。

综上，本项目市场风险较小。

19.1.2 资源风险

对于本项目而言，资源风险主要来源于原料焦炉气的供应能否得到可靠的保证。

本项目原料焦炉气来源于东鑫焦化装置，已与东鑫焦化达成供货协议。故原料供

应有保障，即本项目来自于资源方面的风险较低。

19.1.3 技术风险

本项目采用焦炉气为原料，生产 LNG、液氨、液体二氧化碳产品。焦炉气净化、甲烷化、深冷分离、氨合成、液体二氧化碳等工艺技术选用国内先进、成熟、节能工艺技术，已有同类同等规模装置实施案例，技术风险较小。

19.1.4 工程风险

工程风险主要是指工程地质条件、水文地质条件与预测发生重大变化，导致工程量增加、投资增加或工期拖长的风险。对于矿山、铁路、港口、水库及部分加工业项目，工程地质或水文地质情况十分重要，并且在地质情况复杂的地区，工程风险较大。但本项目不属于上述对地质条件敏感的特殊项目，并且如本报告“场址建设条件”中所述，本项目所在地地质条件并不复杂，因此本项目风险因素中工程风险较小。

19.1.5 资金风险

本项目资金风险主要来自融资风险，由于本项目融资数额较大，因此在偿债方面存在一定风险。但通过财务评价可以看出，本项目在比较保守的情况下（即在确定产品财务评价价格时，充分考虑市场风险因素），本项目具有偿债能力。因此，本项目的融资风险较低，风险可控。

19.1.6 政策风险

政策风险主要是指国内外政治经济条件发生重大变化或者政府政策作出重大调整，而导致项目原定目标难以实现甚至无法实现。

本项目在政策上不具备风险。相反，本项目系利用富余的焦炉气生产乙醇属于综合利用资源、节能减排项目，符合国家发展和改革委员会于 2019 年 12 月 26 日发布的《产业结构调整指导目录（2019 年本）有关条款的决定》“第一类 鼓励类”中第八类“钢铁”第二条“焦炉加热精准控制、焦炉烟气脱硫脱硝副产物资源化利用、脱硫废液资源化利用、焦化废水深度处理回用、煤焦油炭基材料、煤沥青制针状焦、焦炉气高附加值利用、荒煤气和循环氨水等余热回收、低附粉煤干燥成型-干馏一体化等先进技术的研发和应用”；同时本项目属于“第一类 鼓励类”中第四十三类“环境保护与资源节约综合利用”第 15 条“三废综合利用与治理技术、装备和工程”的产业政策。故

本项目的建设有助于推进国家“一带一路”建设，并且对焦炉气进行综合利用，减排效果十分明显，在节能减排方面贡献巨大，具有重大战略意义和显著的环境效益。本项目的建设对焦炉气和原料煤的深加工综合利用还可以起到技术示范作用，提高焦炉气附加值发展，具有十分重大的意义。故本项目不存在政策风险。

19.1.7 外部协作条件风险

外部协作条件主要是指交通运输、供水、供电等主要外部协作配套设施给项目带来的风险。

有与本项目建设所在地拥有良好的交通运输条件和公用工程条件，因此，本项目协作条件风险较低。

19.2 风险程度估计

风险因素的识别应与风险评估相结合，才能得知风险程度。而为了评估风险的大小，一般都要对风险程度进行分级。按照风险因素对项目影响程度和风险发生的可能性大小进行划分，风险程度等级分为一般风险、较大风险、严重风险和灾难性风险。

一般风险指风险发生的可能性不大，或者即使发生，造成的损失较小，一般不影响项目的可行性；较大风险指风险发生的可能性较大，或者发生后造成的损失较大，但造成的损失程度是项目可以接受的；严重风险包括两种情况，一是风险发生的可能性大，风险造成的损失大，使项目由可行变为不可行，二是风险发生后造成的损失严重，但风险发生的概率很小，采取有效的防范措施，项目仍然可以正常实施；灾难性风险指风险发生的可能性很大，一旦发生将产生灾难性后果，项目无法承受。

风险评估可采用多种方法，由前面风险因素的识别可知，本项目各因素风险均较小，可采用简单估计法对风险程度进行评估。

表 19-1 风险因素和风险程度分析表

序号	风险因素名称	风险程度			
		灾难性	严重	较大	一般
1	市场风险				√
1.1	产品供求量				√

序号	风险因素名称	风险程度			
		灾难性	严重	较大	一般
1.2	原料价格				√
2	资源风险				√
3	技术风险				√
4	工程风险				√
5	资金风险				√
6	政策风险				√
7	外部协作条件风险				√

结论：本项目风险程度为一般风险。

19.3 风险评估结论

综上所述，本项目在风险因素方面全部属于一般风险，且在前面的风险分析中提出了控制风险的措施，经采取各种风险控制措施后，造成的损失程度是本项目可以接受的，不影响本项目的可行性。

20 结论

20.1 综合评价

20.1.1 本项目符合国家产业政策

本项目利用建设单位的焦炉气为原料，生产最终产品为液化天然气（LNG）和液氨。本项目首先是属于综合利用资源、节能减排项目，符合 2019 年 10 月 30 日国家发展改革委发布的《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号）有关条款的决定，本项目属于规定的“第一类 鼓励类”中第四十三类“环境保护与资源节约综合利用”中第 15 条“‘三废’综合利用与治理技术、装备和工程”产业政策。

同时，本项目的 LNG 产品系利用富余的焦炉气生产的清洁燃料，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中规定的“第一类 鼓励类”中第七类“石油、天然气”中第 9 条“液化天然气技术、装备开发与应用”和第八类“钢铁”中第 2 条“焦炉加热精准控制、……、焦炉气高附加值利用等先进技术的研发与应用”。

因此，本项目的建设既符合国家的产业政策和环保政策，也符合建设单位的发展规划。

20.1.2 实现了节能减排、清洁、绿色、低碳发展

本项目通过对焦炉气的综合利用减少二氧化碳排放量 24.768 万吨/年，减少二氧化硫的排放量 174.08 吨/年、减少氮氧化物排放量 1075.2 吨/年。LNG 汽车的一氧化碳排放只有普通燃油汽车的不到 10%、氮氧化物排放比普通燃油汽车低 30%-40%、二氧化硫排放比燃油汽车低 70%以上，噪音比燃油车低 40%。故本项目利用焦炉气制 LNG 是践行节能减排、清洁、绿色、低碳发展的需要。

20.1.3 采用的工艺技术先进、可靠

本项目采用西南化工等单位的焦炉气净化、甲烷化、深冷分离、低压合成氨等技术，工艺先进，技术成熟，能耗低、三废少、质量高等特点，投产后可以长期稳定、安全、满负荷地运行。

20.1.4 原料来源

本项目的原料焦炉气来自于东鑫焦化装置副产的焦炉气，原料来源稳定、可靠。

20.1.5 能耗状况

本项目年用焦炉气 32000 万 Nm³，本项目全年综合能耗：电按当量值计折标煤 15515.62tce/a；电按等价值折标煤 43521.51tce/a。

20.1.6 环保、安全卫生及消防措施落实

本项目三废排放量较小，装置建成后对周围环境影响较小，符合国家清洁生产的要求。同时在设计中注意安全生产及工业卫生，认真贯彻执行国家和地方的各项法规，采取完善的安全卫生消防措施，确保安全生产。

20.1.6 项目在经济上可行

本装置项目总投资为 73298.52 万元，其中建设投资 69458.55 万元，建设期利息 3351.12 万元，铺底流动资金 488.85 万元。当原料焦炉气按 0.70 元/Nm³（含税）计价时，年均总成本费用 44930.51 万元；当 LNG 的出厂价格按 4000 元/吨（含税价）、液氨的出厂价格按 3000 元/吨（含税价）计算时，年均销售收入 54428 万元；年均利润总额 7279.53 万元，年均净利润 5459.65 万元。项目税后投资内部收益率为 11.93%，总投资收益率 10.96%，项目资本金利润率 24.45%，项目税后静态投资回收期 8.38 年（含建设期），项目在经济上可行。

20.1.7 项目抗风险能力

以生产能力利用率表示的盈亏平衡点（BEP），生产期平均计算值为 54.03%，此表明只要达到设计能力的 54.03%，企业就可以维持盈亏平衡。

20.1.8 环保效益及社会效益

本项目符合国家及地方节约能源的有关精神，为地方建设资源节约型、环境友好型企业以及实现节能减排目标做出贡献。

本项目的建设将解决焦化企业副产焦炉气的出路问题，本项目的建设将大力推进双向减排，为改善用能结构，促进节能减排起到示范和推广作用；为建设资源节约型、环境友好型社会，推进经济结构调整，转变增长方式，提高生活质量探索出了一条新路子。

20.2 研究报告结论

20.2.1 结论

1) 本项目具有工艺技术成熟, 先进可靠, 产品质量好、消耗定额低, “三废”排放量少等优点, 项目符合国家的产业政策和环保政策、能源政策和建设单位的发展规划。

2) 本项目总投资为 73298.52 万元, 装置建成投产后年均净利润 5459.65 万元, 税后财务内部收益率为 11.93%, 项目总投资收益率 10.96%, 项目在经济上是可行的。

3) 本项目建成将增加公司的产品种类, 增强其经济实力和竞争能力, 向地方财政多上交利税, 推动地区经济的发展。

4) 本装置的三废排放量较少, 且对产生的“三废”均采取了综合治理和相应处理措施, 因此装置建成后对周围环境的影响较小。

5) 本项目建成后, 能增加部分就业, 有利于社会稳定, 有利于构建和谐社会, 具有良好的社会效益。

20.2.2 存在问题和建议

1) 由于未收到拟建厂址的勘探测绘资料, 目前土建、总图费用均按类似项目估算。建议业主落实本项目的建设方案及建设进度安排, 以便尽快确定总图布置方案及投资额。

2) 液体二氧化碳市场容量和销售价格受地域限制较大, 建议业主对产品市场作进一步的调研;

3) 建议建设单位尽快对焦炉气杂质含量进行全组分分析, 为后续工程设计提供准确设计依据。

4) 需要与园区污水处理站对接落实污水接收具体指标。

附表 1 财务评价指标汇总表

附表 1		单位 万元	
序号	项目名称	数据	备注

1	项目总投资	74439.17	
	其中报批总投资	73298.52	
1.1	建设投资	69458.55	
1.2	建设期利息	3351.12	
1.3	流动资金	1629.50	
	其中铺底流动资金	488.85	
1.4	其他资产		
2	资金筹措	74439.17	
2.1	项目资本金	22331.75	
2.2	项目债务资金	52107.42	
2.3	其他资金		
3	年均销售收入	54428.00	
4	年均总成本费用	44930.51	
5	年均销售税金及附加	134.35	
6	年均增值税	1679.35	
7	年均息税前利润（EBIT）	8160.35	
8	年均利润总额	7279.53	
9	年均所得税	1819.88	
10	年均净利润	5459.65	
11	总投资收益率（%）	10.96	
12	投资利税率（%）	12.22	
13	项目资本金净利润率（%）	24.45	
14	贷款偿还期		
14.1	长期借款	9.40	
15	平均利息备付率（%）	413.69	
16	平均偿债备付率（%）	137.08	
17	项目投资税前指标		
17.1	财务内部收益率（%）	14.98	
17.2	项目投资财务净现值（I=12%）	10826.66	
17.3	全部投资回收期（年）	7.31	含建设期
18	项目投资税后指标		
18.1	财务内部收益率（%）	11.93	
18.2	项目投资财务净现值（I=10%）	7581.74	
18.3	全部投资回收期（年）	8.38	含建设期
19	资本金内部收益率（%）	17.29	
20	盈亏平衡点		
20.1	生产能力利用率（%）	54.03	
20.2	价格平衡点（%）	84.20	

附表 2 项目投资现金流量表

附表 2 单位 万元																			
序号	项目名称	合计	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年
1	现金流入	824419.51			54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	62427.51
1.1	营业收入	816420.00			54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00
1.2	补贴收入																		
1.3	其他收入																		
1.4	设备增值税抵扣																		
1.5	回收资产余值	6370.01																	6370.01
1.5.1	回收固定资产余值	6370.01																	6370.01
1.5.2	回收无形资产及其他资产余值																		
1.6	回收流动资金	1629.50																	1629.50
2	现金流出	698663.17	41675.13	27783.42	41654.14	40024.64	40226.57	42274.94	42274.94	42274.94	42274.94	42274.94	42274.94	42274.94	42274.94	42274.94	42274.94	42274.94	42274.94
2.1	建设投资	69458.55	41675.13	27783.42															
2.2	流动资金	1629.50			1629.50														
2.3	经营成本	600369.61			40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64
2.4	税金及附加	27205.51					201.93	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30
2.5	维持运营投资																		
2.6	其它现金流出																		
3	所得税前净现金流量（1-2）	125756.33	-41675.13	-27783.42	12773.86	14403.36	14201.43	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	20152.57
4	累计所得税前净现金流量		-41675.13	-69458.55	-56684.69	-42281.33	-28079.90	-15926.84	-3773.78	8379.28	20532.34	32685.40	44838.46	56991.52	69144.58	81297.64	93450.70	105603.77	125756.33
5	调整所得税	30601.30			2054.81	2054.81	2051.07	2013.13	2013.13	2035.18	2035.18	2035.18	2035.18	2035.18	2047.68	2047.68	2047.68	2047.68	2047.68
6	所得税后净现金流量（3-5）	95155.03	-41675.13	-27783.42	10719.05	12348.55	12150.36	10139.93	10139.93	10117.88	10117.88	10117.88	10117.88	10117.88	10105.38	10105.38	10105.38	10105.38	18104.88
7	累计所得税后净现金流量		-41675.13	-69458.55	-58739.50	-46390.95	-34240.59	-24100.66	-13960.73	-3842.86	6275.02	16392.89	26510.77	36628.65	46734.02	56839.40	66944.77	77050.15	95155.03
计算指标	指标名称 1-所得税前 2-所得税后		1.00	2.00															
	项目财务内部收益率（%）		14.98	11.93															
	项目投资财务净现值（税前 I=12%，税后 I=10%）		10826.66	7581.74															
	项目投资静态回收期（年）		7.31	8.38															
	项目动态投资回收期（年）		12.57	14.26															

附表 3 项目资本金现金流量表

附表 3																			
单位 万元																			
序号	项目名称	合计	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年
1	现金流入	824419.51			54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	62427.51
1.1	销售（营业）收入	816420.00			54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00
1.2	补贴收入																		
1.3	其他收入																		
1.4	设备增值税抵扣																		
1.5	回收资产余值	6370.01																	6370.01
1.5.1	回收固定资产余值	6370.01																	6370.01
1.5.2	回收无形资产及其他资产余值																		
1.6	回收流动资金	1629.50																	1629.50
1.7	其他现金流入																		
2	现金流出	742524.75	12770.72	7931.53	53027.46	51422.10	51493.15	51983.10	52005.02	52033.08	52057.12	47568.09	44310.12	44310.12	44322.62	44322.62	44322.62	44322.62	44322.62
2.1	项目资本金	22331.75	12770.72	7931.53	1629.50														
2.2	维持运营投资																		
2.3	借款本金偿还	52107.42			6973.68	7311.64	7513.51	6331.14	6637.96	6942.68	7279.14	3117.67							
2.4	借款利息支付	13212.20			3126.45	2708.02	2269.33	1818.52	1438.65	1040.37	623.81	187.06							
2.5	经营成本	600369.61			40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64
2.6	税金及附加	27205.51					201.93	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30
2.7	所得税	27298.25			1273.20	1377.80	1483.74	1558.51	1653.47	1775.09	1879.23	1988.42	2035.18	2035.18	2047.68	2047.68	2047.68	2047.68	2047.68
2.8	其他流出																		
3	净现金流量（1-2）	81894.76	-12770.72	-7931.53	1400.54	3005.90	2934.85	2444.90	2422.98	2394.92	2370.88	6859.91	10117.88	10117.88	10105.38	10105.38	10105.38	10105.38	18104.88
4	累计净现金流量		-12770.72	-20702.25	-19301.71	-16295.82	-13360.96	-10916.07	-8493.09	-6098.17	-3727.29	3132.62	13250.50	23368.37	33473.75	43579.13	53684.50	63789.88	81894.76
计算指标	资本金内部收益率（%）		17.29																
计算指标	财务净现值（I=0%）		81894.76																
计算指标	投资静态回收期（年）		9.54																
计算指标	投资动态回收期（年）		9.54																

附表 4 利润和利润分配表

附表 4 单位 万元																			
序号	项目名称	合计	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年
1	营业收入	816420.00			54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00
2	税金及附加	33269.37			2083.61	2083.61	2098.57	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30	2250.30
3	总成本费用	673957.62			47251.61	46833.19	46394.49	45943.68	45563.81	45077.33	44660.77	44224.02	44036.96	44036.96	43986.96	43986.96	43986.96	43986.96	43986.96
4	贴补收入																		
5	其他收入																		
6	利润总额（1-2-3+4+5）	109193.01			5092.78	5511.20	5934.94	6234.02	6613.89	7100.37	7516.93	7953.68	8140.74	8140.74	8190.74	8190.74	8190.74	8190.74	8190.74
7	弥补以前年度亏损																		
8	应纳税所得额（6-7）	109193.01			5092.78	5511.20	5934.94	6234.02	6613.89	7100.37	7516.93	7953.68	8140.74	8140.74	8190.74	8190.74	8190.74	8190.74	8190.74
9	所得税	27298.25			1273.20	1377.80	1483.74	1558.51	1653.47	1775.09	1879.23	1988.42	2035.18	2035.18	2047.68	2047.68	2047.68	2047.68	2047.68
10	净利润（6-9）	81894.76			3819.59	4133.40	4451.21	4675.52	4960.42	5325.28	5637.70	5965.26	6105.55	6105.55	6143.05	6143.05	6143.05	6143.05	6143.05
11	期初未分配利润					789.55	1917.05	3433.41	5664.03	8201.47	11131.83	14398.65	14398.65	10386.33	6374.01	2411.68			
12	可供分配的利润（10+11）				3819.59	4922.95	6368.26	8108.93	10624.45	13526.75	16769.53	20363.91	20504.20	16491.88	12517.06	8554.74	6143.05	6143.05	6143.05
13	提取法定盈余公积金	8189.48			381.96	413.34	445.12	467.55	496.04	532.53	563.77	596.53	610.56	610.56	614.31	614.31	614.31	614.31	614.31
14	职工奖励与福利基金																		
15	可供投资者分配的利润（12-13-14）				3437.63	4509.61	5923.14	7641.38	10128.41	12994.22	16205.76	19767.38	19893.65	15881.33	11902.76	7940.43	5528.75	5528.75	5528.75
16	应付优先股股利																		
17	提取任意盈余公积金																		
18	应付普通股股利（15-16-17）				3437.63	4509.61	5923.14	7641.38	10128.41	12994.22	16205.76	19767.38	19893.65	15881.33	11902.76	7940.43	5528.75	5528.75	5528.75
19	各投资方利润分配	73705.28			2648.08	2592.56	2489.73	1977.35	1926.94	1862.39	1807.11	5368.73	9507.32	9507.32	9491.07	7940.43	5528.75	5528.75	5528.75
20	未分配利润（18-19）				789.55	1917.05	3433.41	5664.03	8201.47	11131.83	14398.65	14398.65	10386.33	6374.01	2411.68				
21	息税前利润	122405.21			8219.23	8219.23	8204.27	8052.54	8052.54	8140.74	8140.74	8140.74	8140.74	8140.74	8190.74	8190.74	8190.74	8190.74	8190.74
22	息税折旧摊销前利润	182781.02			12319.75	12319.75	12304.79	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06
23	净资产收益率 ROE（%）	18.81			17.28	17.03	17.10	16.49	15.89	15.45	14.79	14.79	15.68	17.19	19.11	20.77	21.19	20.75	20.33
24	经济附加值 EVA（万元）	60588.34			5058.52	3225.09	3415.57	3441.66	3545.72	3707.12	3793.51	3848.49	3964.61	4151.70	4374.82	4516.32	4548.85	4515.07	4481.28
25	盈亏平衡点	54.03			61.27	59.01	57.26	61.70	59.37	56.38	53.82	51.13	49.99	49.99	49.68	49.68	49.68	49.68	49.68

附表 5 财务计划现金流量表

附表 5单位 万元																			
序号	项目名称	合计	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年
1	经营活动净现金流量	161546.62			13130.16	13025.56	12717.69	10594.55	10499.59	10377.97	10273.83	10164.64	10117.88	10117.88	10105.38	10105.38	10105.38	10105.38	10105.38
1.1	现金流入	816420.00			54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00
1.1.1	营业收入	816420.00			54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00
1.1.2	增值税销项税额																		
1.1.3	补贴收入																		
1.1.4	其他收入																		
1.2	现金流出	654873.38			41297.84	41402.44	41710.31	43833.45	43928.41	44050.03	44154.17	44263.36	44310.12	44310.12	44322.62	44322.62	44322.62	44322.62	44322.62
1.2.1	经营成本	600369.61			40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64
1.2.2	增值税进项税额																		
1.2.3	税金及附加	2015.22					14.96	166.69	166.69	166.69	166.69	166.69	166.69	166.69	166.69	166.69	166.69	166.69	166.69
1.2.4	增值税	25190.29					186.97	2083.61	2083.61	2083.61	2083.61	2083.61	2083.61	2083.61	2083.61	2083.61	2083.61	2083.61	2083.61
1.2.5	所得税	27298.25			1273.20	1377.80	1483.74	1558.51	1653.47	1775.09	1879.23	1988.42	2035.18	2035.18	2047.68	2047.68	2047.68	2047.68	2047.68
1.2.6	其他流出																		
2	投资活动净现金流量	-71088.05	-41675.13	-27783.42	-1629.50														
2.1	现金流入																		
2.1.1	回收固定资产余值																		
2.1.2	回收流动资金																		
2.1.3	回收对外投资																		
2.2	现金流出	71088.05	41675.13	27783.42	1629.50														
2.2.1	建设投资	69458.55	41675.13	27783.42															
2.2.2	维持运营投资																		
2.2.3	流动资金	1629.50			1629.50														
2.2.4	其他流出																		
3	筹资活动净现金流量	-67936.85	41675.13	27783.42	-11118.70	-12612.22	-12272.57	-10127.00	-10003.55	-9845.44	-9710.06	-8673.47	-9507.32	-9507.32	-9491.07	-7940.43	-5528.75	-5528.75	-5528.75
3.1	现金流入	74439.17	42569.08	30240.59	1629.50														
3.1.1	项目资本金投入	22331.75	12770.72	7931.53	1629.50														
3.1.2	建设投资借款	52107.42	29798.36	22309.06															
3.1.3	流动资金借款																		

附表 5 单位 万元																			
序号	项目名称	合计	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年
3.1.4	短期借款																		
3.1.5	其他流入																		
3.2	现金流出	142376.02	893.95	2457.17	12748.20	12612.22	12272.57	10127.00	10003.55	9845.44	9710.06	8673.47	9507.32	9507.32	9491.07	7940.43	5528.75	5528.75	5528.75
3.2.1	各种利息支出	16563.32	893.95	2457.17	3126.45	2708.02	2269.33	1818.52	1438.65	1040.37	623.81	187.06							
3.2.2	偿还长期借款本金	52107.42			6973.68	7311.64	7513.51	6331.14	6637.96	6942.68	7279.14	3117.67							
3.2.3	偿还短期借款本金																		
3.2.4	偿还流动资金借款本金																		
3.2.5	投资者分配利润	73705.28			2648.08	2592.56	2489.73	1977.35	1926.94	1862.39	1807.11	5368.73	9507.32	9507.32	9491.07	7940.43	5528.75	5528.75	5528.75
3.2.6	其他流出																		
4	净现金流量（1+2+3）	22521.72			381.96	413.34	445.12	467.55	496.04	532.53	563.77	1491.17	610.56	610.56	614.31	2164.94	4576.63	4576.63	4576.63
5	累计盈余资金				381.96	795.30	1240.42	1707.97	2204.01	2736.54	3300.31	4791.49	5402.04	6012.60	6626.90	8791.84	13368.47	17945.10	22521.72

附表 6 资产负债表

附表 6 单位 万元																		
序号	项目名称	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年
1	资产	42569.08	72809.67	71309.06	65538.27	59986.24	56353.27	52748.79	49268.99	45820.44	43299.30	39897.53	36495.77	33147.75	31350.37	31964.68	32578.98	33193.29
1.1	流动资产总额			8663.77	6993.50	5541.98	6009.53	6505.57	7038.10	7601.87	9093.05	9703.60	10314.16	10928.46	13093.40	17670.03	22246.66	26823.28
1.1.1	预付账款																	
1.1.2	应收账款			7315.64	5232.03	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39
1.1.3	存货			800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34
1.1.4	货币资金			547.79	961.13	1406.25	1873.80	2369.84	2902.37	3466.14	4957.32	5567.87	6178.43	6792.73	8957.67	13534.30	18110.93	22687.55
1.1.5	其他																	
1.2	在建工程	42569.08	72809.67															
1.3	固定资产净值			61842.50	57880.18	53917.86	49955.53	45993.21	42030.89	38068.57	34106.25	30143.93	26181.61	22219.29	18256.97	14294.65	10332.33	6370.01
1.4	无形及其他资产净值			802.80	664.60	526.40	388.20	250.00	200.00	150.00	100.00	50.00						
1.5	长期投资																	
2	负债及所有者权益	42569.08	72809.67	71309.06	65538.27	59986.24	56353.27	52748.79	49268.99	45820.44	43299.30	39897.53	36495.77	33147.75	31350.37	31964.68	32578.98	33193.29
2.1	负债小计	29798.36	52107.42	47805.80	40494.17	32980.65	26649.51	20011.55	13068.87	5789.73	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06
2.1.1	流动负债			2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06
2.1.1.1	短期借款																	
2.1.1.2	应付账款			2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06
2.1.1.3	预收账款																	
2.1.1.4	其他																	
2.1.2	建设投资借款	29798.36	52107.42	45133.74	37822.11	30308.59	23977.45	17339.49	10396.81	3117.67								
2.1.3	流动资金借款																	
2.2	所有者权益	12770.72	20702.25	23503.26	25044.11	27005.58	29703.76	32737.24	36200.13	40030.71	40627.24	37225.47	33823.71	30475.69	28678.31	29292.62	29906.92	30521.23
2.2.1	实收资本	12770.72	20702.25	22331.75	22331.75	22331.75	22331.75	22331.75	22331.75	22331.75	22331.75	22331.75	22331.75	22331.75	22331.75	22331.75	22331.75	22331.75
2.2.2	资本公积																	
2.2.3	累计盈余公积			381.96	795.30	1240.42	1707.97	2204.01	2736.54	3300.31	3896.84	4507.39	5117.95	5732.25	6346.56	6960.86	7575.17	8189.48
2.2.4	累计未分配利润			789.55	1917.05	3433.41	5664.03	8201.47	11131.83	14398.65	14398.65	10386.33	6374.01	2411.68				
计算指标	资产负债率(%)	70.00	71.57	67.04	61.79	54.98	47.29	37.94	26.53	12.64	6.17	6.70	7.32	8.06	8.52	8.36	8.20	8.05
	流动比率			3.24	2.62	2.07	2.25	2.43	2.63	2.84	3.40	3.63	3.86	4.09	4.90	6.61	8.33	10.04
	速动比率			2.94	2.32	1.77	1.95	2.14	2.33	2.55	3.10	3.33	3.56	3.79	4.60	6.31	8.03	9.74

附表 7 项目还本付息计划表

附表 7 单位 万元												
序号	项目名称	合计	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年
一	借款还本付息计划											
1	长期借款											
1.1	期初借款余额			29798.36	52107.42	45133.74	37822.11	30308.59	23977.45	17339.49	10396.81	3117.67
1.2	当期借款	52107.42	29798.36	22309.07								
1.3	当期应计利息	16563.32	893.95	2457.17	3126.45	2708.02	2269.33	1818.52	1438.65	1040.37	623.81	187.06
1.4	当期还本金	52107.42			6973.68	7311.64	7513.51	6331.14	6637.96	6942.68	7279.14	3117.67
1.5	当期付利息	16563.32	893.95	2457.17	3126.45	2708.02	2269.33	1818.52	1438.65	1040.37	623.81	187.06
1.6	期末借款余额		29798.36	52107.42	45133.74	37822.11	30308.59	23977.45	17339.49	10396.81	3117.67	
二	还本付息资金来源	68670.74	893.95	2457.17	10100.13	10019.66	9782.84	8149.66	8076.61	7983.05	7902.94	3304.73
1	折旧摊销费（含维简费）	31644.92			4100.52	4100.52	4100.52	4100.52	4100.52	4012.32	4012.32	3117.67
2	利润	14398.65			789.55	1127.51	1516.36	2230.62	2537.44	2930.36	3266.82	
3	以前年度可还本资金											
4	其他还本资金	6063.86			2083.61	2083.61	1896.64					
5	其他还利息资金	3351.12	893.95	2457.17								
6	计入财务费用的利息	13212.20			3126.45	2708.02	2269.33	1818.52	1438.65	1040.37	623.81	187.06
三	指标计算											
1	息税前利润（EBIT）	65170.03			8219.23	8219.23	8204.27	8052.54	8052.54	8140.74	8140.74	8140.74
2	其他还利息资金	3351.12	893.95	2457.17								
3	用于投资和弥补亏损的利润											
4	还利息	16563.32	893.95	2457.17	3126.45	2708.02	2269.33	1818.52	1438.65	1040.37	623.81	187.06
5	还本金	52107.42			6973.68	7311.64	7513.51	6331.14	6637.96	6942.68	7279.14	3117.67
6	息税折旧摊销前利润（EBITDA）	97709.59			12319.75	12319.75	12304.79	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06	12153.06
7	其他还本资金				2083.61	2083.61	1896.64					
8	所得税	12989.46			1273.20	1377.80	1483.74	1558.51	1653.47	1775.09	1879.23	1988.42
9	用于投资的其他资金											
10	利息备付率	413.69	100.00	100.00	262.89	303.51	361.53	442.81	559.73	782.49	1305.01	4351.93
11	偿债备付率	137.08	100.00	100.00	130.00	130.00	130.00	130.00	130.00	130.00	130.00	307.58
12	借款偿还期（年）											
	长期借款		9.40									

附表 8 建设投资估算表

附表 10 单位 万元										
序号	项目名称	建筑工程	设备购置	安装工程	其他费用	可抵扣税金(万元)	合计(万元)	单位投资(元)	其中外币	费用占比
1	固定资产费用	11255.00	31204.00	13831.00	8920.00	5771.14	65210.00			93.88
1.1	工程费用	11255.00	31204.00	13831.00		5571.32	56290.00			81.04
1.1.1	主要生产项目	4117.00	20505.00	4858.00		3107.60	29480.00			42.44
1.1.2	辅助生产项目	7138.00	10049.00	6999.00		2373.44	24186.00			34.82
1.1.3	公用工程项目									
1.1.4	服务性工程项目									
1.1.5	厂外工程项目			1700.00			1700.00			2.45
1.1.6	其他		650.00	274.00		90.29	924.00			1.33
1.2	固定资产其他费用				8920.00	199.81	8920.00			12.84
1.2.1	建设单位管理费				800.00	45.28	800.00			1.15
1.2.2	勘察设计费				1157.00	65.49	1157.00			1.67
1.2.3	可研报告编制费				30.00	1.70	30.00			0.04
1.2.4	各前期评价费				230.00	13.02	230.00			0.33
1.2.5	环境监理费				80.00	4.53	80.00			0.12
1.2.6	工程监理费				400.00	22.64	400.00			0.58
1.2.7	工程保险费				107.00	6.06	107.00			0.15
1.2.8	特种设备安全监督检验费				96.00	5.43	96.00			0.14
1.2.9	设备采购服务				310.00	17.55	310.00			0.45
1.2.10	场地准备及临时设施费				320.00	18.11	320.00			0.46
1.2.11	土地使用费				5390.00		5390.00			7.76
2	无形资产费用				500.00		500.00			0.72
2.1	专利及专有技术使用费				500.00		500.00			0.72
2.2	土地使用权出让金及契税									
3	其他资产费用				441.00		441.00			0.63
3.1	生成准备及开办费				441.00		441.00			0.63
4	预备费				3307.55		3307.55			4.76
4.1	基本预备费				3307.55		3307.55			4.76
4.2	价差预备费									
5	建设投资合计	11255.00	31204.00	13831.00	13168.55	5771.14	69458.55			100.00
	单位投资 (元)									
	占总投资比重 (%)	16.20	44.92	19.91	18.96					

附表 9 资产原值估算表

附表 9 单位 万元					
序号	项目名称	折旧年限	合计	第 1 年	第 2 年
1	固定资产		62453.69	37472.22	24981.48
1.1	房屋、建筑物	20.00	12297.38	7378.43	4918.95
1.2	机器设备	15.00	50156.31	30093.79	20062.52
2	无形资产		941.00	564.60	376.40
2.1	一般无形资产	10.00	500.00	300.00	200.00
2.2	其他资产	5.00	441.00	264.60	176.40
3	其他资产				
	合计		63394.69	38036.82	25357.88

附表 10 流动资金估算表

附表 10 单位 万元																				
序号	项目名称	最低周 转天数	周转次 数	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年
0	生产负荷			0.00	0.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
1	流动资产					4301.56	4301.56	4301.56	4301.56	4301.56	4301.56	4301.56	4301.56	4301.56	4301.56	4301.56	4301.56	4301.56	4301.56	4301.56
1.1	应收账款					3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39	3335.39
1.1.1	应收账款（主营业务）	30.00	12.00			3056.52	3056.52	3056.52	3056.52	3056.52	3056.52	3056.52	3056.52	3056.52	3056.52	3056.52	3056.52	3056.52	3056.52	3056.52
1.1.2	待扣进项税	30.00	12.00			278.87	278.87	278.87	278.87	278.87	278.87	278.87	278.87	278.87	278.87	278.87	278.87	278.87	278.87	278.87
1.1.3	保证金	360.00	1.00																	
1.2	存货					800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34	800.34
1.2.1	外购原材料费																			
1.2.2	外购辅助材料费																			
1.2.3	外购燃料费																			
1.2.4	外购动力费																			
1.2.5	在产品	1.00	360.00			96.70	96.70	96.70	96.70	96.70	96.70	96.70	96.70	96.70	96.70	96.70	96.70	96.70	96.70	96.70
1.2.6	产成品	7.00	51.43			703.64	703.64	703.64	703.64	703.64	703.64	703.64	703.64	703.64	703.64	703.64	703.64	703.64	703.64	703.64
1.3	现金	30.00	12.00			165.83	165.83	165.83	165.83	165.83	165.83	165.83	165.83	165.83	165.83	165.83	165.83	165.83	165.83	165.83
1.4	预付账款																			
2	流动负债					2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06
2.1	应付账款	30.00	12.00			2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06	2672.06
2.2	预收账款																			
3	流动资金					1629.50	1629.50	1629.50	1629.50	1629.50	1629.50	1629.50	1629.50	1629.50	1629.50	1629.50	1629.50	1629.50	1629.50	1629.50
4	流动资金当期增加额			0.00	0.00	1629.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.1	自有流动资金					1629.50														
4.2	流动资金借款					0.00														
5	流动资金借款利息					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	单位流动资金占用量					16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30

附表 11 项目总投资使用计划与资金筹措表

附表 11 单位 万元					
序号	项目名称	合计	第 1 年	第 2 年	第 3 年
1	总投资	74439.17	42569.08	30240.59	1629.50
1.1	建设投资	69458.55	41675.13	27783.42	
1.2	建设期利息	3351.12	893.95	2457.17	
1.3	流动资金	1629.50			1629.50
2	资金筹措	74439.17	42569.08	30240.59	1629.50
	项目资本金参考值	22331.75	12770.72	9561.03	
2.1	项目资本金	22331.75	12770.72	7931.53	1629.50
2.1.1	用于建设投资	17351.13	11876.77	5474.35	
2.1.1.1	股本投资	17351.13	11876.77	5474.35	
2.1.1.2	企业经营收益				
2.1.1.3	企业现有货币资金				
2.1.1.4	企业未来经营收益				
2.1.2	用于流动资金	1629.50			1629.50
2.1.2.1	股本投资	1629.50			1629.50
2.1.2.2	企业经营收益				
2.1.2.3	企业现有货币资金				
2.1.2.4	企业未来经营收益				
2.1.3	用于建设期利息	3351.12	893.95	2457.17	
2.1.3.1	股本投资	3351.12	893.95	2457.17	
2.1.3.2	企业经营收益				
2.1.3.3	企业现有货币资金				
2.1.3.4	企业未来经营收益				
	债务资金参考值				
2.2	债务资金	52107.42	29798.36	22309.07	
2.2.1	用于建设投资	52107.42	29798.36	22309.07	
2.2.1.1	长期借款	52107.42	29798.36	22309.07	
2.2.2	用于建设期利息				
2.2.2.1	长期借款				
2.2.3	用于流动资金				
2.2.3.1	流动资金借款				
2.3	其它资金				
3	资产		42569.08	30240.59	
4	负债		29798.36	22309.07	
5	资产负债率		70.00	73.77	

附表 12 营业收入、营业税金及附加和增值税估算表

附表 12 单位 万元																				
序号	项目名称	单位	合计	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年
1	收入合计		816420.00			54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00	54428.00
1.1	液氨																			
1.1.1	营业收入	万元	402300.00			26820.00	26820.00	26820.00	26820.00	26820.00	26820.00	26820.00	26820.00	26820.00	26820.00	26820.00	26820.00	26820.00	26820.00	26820.00
1.1.2	销售价格	元/吨				3000.00	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00
1.1.3	产品达产率	%				100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
1.1.4	销售数量	万吨	134.10			8.94	8.94	8.94	8.94	8.94	8.94	8.94	8.94	8.94	8.94	8.94	8.94	8.94	8.94	8.94
1.1.5	增值税销项税率	%				13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00
1.1.6	消费税从量定额	元/吨																		
1.1.7	消费税从价定率	%																		
1.1.8	销项税额	万元	46282.30			3085.49	3085.49	3085.49	3085.49	3085.49	3085.49	3085.49	3085.49	3085.49	3085.49	3085.49	3085.49	3085.49	3085.49	3085.49
1.2	副产蒸汽																			
1.2.1	营业收入	万元	4320.00			288.00	288.00	288.00	288.00	288.00	288.00	288.00	288.00	288.00	288.00	288.00	288.00	288.00	288.00	288.00
1.2.2	销售价格	元/吨				120.00	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00
1.2.3	产品达产率	%				100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
1.2.4	销售数量	万吨	36.00			2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40
1.2.5	增值税销项税率	%				9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
1.2.6	消费税从量定额	元/吨																		
1.2.7	消费税从价定率	%																		
1.2.8	销项税额	万元	356.70			23.78	23.78	23.78	23.78	23.78	23.78	23.78	23.78	23.78	23.78	23.78	23.78	23.78	23.78	23.78
1.3	LNG																			
1.3.1	营业收入	万元	379800.00			25320.00	25320.00	25320.00	25320.00	25320.00	25320.00	25320.00	25320.00	25320.00	25320.00	25320.00	25320.00	25320.00	25320.00	25320.00
1.3.2	销售价格	元/吨				4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00
1.3.3	产品达产率	%				100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
1.3.4	销售数量	万吨	94.95			6.33	6.33	6.33	6.33	6.33	6.33	6.33	6.33	6.33	6.33	6.33	6.33	6.33	6.33	6.33
1.3.5	增值税销项税率	%				9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
1.3.6	消费税从量定额	元/吨																		
1.3.7	消费税从价定率	%																		
1.3.8	销项税额	万元	31359.63			2090.64	2090.64	2090.64	2090.64	2090.64	2090.64	2090.64	2090.64	2090.64	2090.64	2090.64	2090.64	2090.64	2090.64	2090.64

附表 12																			
-------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

附表 13 总成本费用估算表

附表 15 单位 万元																			
序号	项目名称	合计	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年
	生产负荷	1500.00			100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
1	外购原材料费	336000.00			22400.00	22400.00	22400.00	22400.00	22400.00	22400.00	22400.00	22400.00	22400.00	22400.00	22400.00	22400.00	22400.00	22400.00	22400.00
2	外购辅助材料费	32733.75			2182.25	2182.25	2182.25	2182.25	2182.25	2182.25	2182.25	2182.25	2182.25	2182.25	2182.25	2182.25	2182.25	2182.25	2182.25
3	外购燃料费									0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	外购动力费	162432.00			10828.80	10828.80	10828.80	10828.80	10828.80	10828.80	10828.80	10828.80	10828.80	10828.80	10828.80	10828.80	10828.80	10828.80	10828.80
5	工资及福利费	22500.00			1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00
6	修理费	18736.11			1249.07	1249.07	1249.07	1249.07	1249.07	1249.07	1249.07	1249.07	1249.07	1249.07	1249.07	1249.07	1249.07	1249.07	1249.07
7	其他管理费用	11250.00			750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00
8	其他制造费用	9368.05			624.54	624.54	624.54	624.54	624.54	624.54	624.54	624.54	624.54	624.54	624.54	624.54	624.54	624.54	624.54
9	其他费用	7349.70			489.98	489.98	489.98	489.98	489.98	489.98	489.98	489.98	489.98	489.98	489.98	489.98	489.98	489.98	489.98
10	经营成本	600369.61			40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64	40024.64
11	折旧费	59434.81			3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32
12	摊销费	941.00			138.20	138.20	138.20	138.20	138.20	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00					
13	利息支出	13212.20			3126.45	2708.02	2269.33	1818.52	1438.65	1040.37	623.81	187.06							
14	总成本费用	673957.62			47251.61	46833.19	46394.49	45943.68	45563.81	45077.33	44660.77	44224.02	44036.96	44036.96	43986.96	43986.96	43986.96	43986.96	43986.96
	其中：可变成本	538515.45			35901.03	35901.03	35901.03	35901.03	35901.03	35901.03	35901.03	35901.03	35901.03	35901.03	35901.03	35901.03	35901.03	35901.03	35901.03
	固定成本	135442.17			11350.58	10932.16	10493.46	10042.65	9662.78	9176.30	8759.74	8322.99	8135.93	8135.93	8085.93	8085.93	8085.93	8085.93	8085.93

附表 14 固定资产折旧费估算表

附表 16 单位 万元																			
序号	项目名称	折旧年限	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年
1	固定资产合计		42004.48	71868.67															
1.1	原值合计				65804.82	65804.82	65804.82	65804.82	65804.82	65804.82	65804.82	65804.82	65804.82	65804.82	65804.82	65804.82	65804.82	65804.82	65804.82
1.2	当期折旧费合计				3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32	3962.32
1.3	净值合计				61842.50	57880.18	53917.86	49955.53	45993.21	42030.89	38068.57	34106.25	30143.93	26181.61	22219.29	18256.97	14294.65	10332.33	6370.01
2	房屋、建筑物	20.00	7557.17	12967.43															
2.1	原值				12967.43	12967.43	12967.43	12967.43	12967.43	12967.43	12967.43	12967.43	12967.43	12967.43	12967.43	12967.43	12967.43	12967.43	12967.43
2.2	折旧费				615.95	615.95	615.95	615.95	615.95	615.95	615.95	615.95	615.95	615.95	615.95	615.95	615.95	615.95	615.95
2.3	净值				12351.48	11735.52	11119.57	10503.62	9887.66	9271.71	8655.76	8039.81	7423.85	6807.90	6191.95	5575.99	4960.04	4344.09	3728.14
3	机器设备	15.00	30809.00	52837.39															
3.1	原值				52837.39	52837.39	52837.39	52837.39	52837.39	52837.39	52837.39	52837.39	52837.39	52837.39	52837.39	52837.39	52837.39	52837.39	52837.39
3.2	折旧费				3346.37	3346.37	3346.37	3346.37	3346.37	3346.37	3346.37	3346.37	3346.37	3346.37	3346.37	3346.37	3346.37	3346.37	3346.37
3.3	净值				49491.02	46144.65	42798.29	39451.92	36105.55	32759.18	29412.81	26066.45	22720.08	19373.71	16027.34	12680.97	9334.61	5988.24	2641.87

附表 15 无形资产和其他资产摊销费估算表

		附表 17 单位 万元																	
序号	项目名称	摊销年限	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年
1	无形及其他资产合计		564.60	941.00															
1.1	原值合计				941.00	941.00	941.00	941.00	941.00	941.00	941.00	941.00	941.00	941.00	941.00	941.00	941.00	941.00	941.00
1.2	当期摊销费合计				138.20	138.20	138.20	138.20	138.20	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00					
1.3	净值合计				802.80	664.60	526.40	388.20	250.00	200.00	150.00	100.00	50.00						
2	一般无形资产	10.00	300.00	500.00															
2.1	原值				500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00
2.2	摊销费		0.00	0.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.3	净值		0.00	0.00	450.00	400.00	350.00	300.00	250.00	200.00	150.00	100.00	50.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	其他资产	5.00	264.60	441.00															
3.1	原值				441.00	441.00	441.00	441.00	441.00	441.00	441.00	441.00	441.00	441.00	441.00	441.00	441.00	441.00	441.00
3.2	摊销费		0.00	0.00	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.3	净值		0.00	0.00	352.80	264.60	176.40	88.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00