中国石油云南1000万吨/年炼油项目优化调整

（中国石油-沙特阿美合资云南1300万吨/年炼油项目）

环境影响报告书

建设单位：中石油云南石化有限公司

编制单位：青岛中油华东院安全环保有限公司

2015年7月



建设项目环境影响评价资质证书

机构名称：青岛中油华东院安全环保有限公司

住　　所：山东省青岛市市南区延安三路113号甲

法定代表人：盛连成

证书等级：甲级

证书编号：国环评证甲　字第　2405　　号

有效期：至2019年1月23日

评价范围：环境影响报告书类别 一 甲级：化工石化医药；采掘；交通运输***乙级：冶金机电；社会区域***

环境影响报告表类别 一 一般项目环境影响报告表***

仅用于云南1000万吨/年炼油项目优化调整环评

二〇一五年一月十九日

法人名章：

评价单位公章：

项目名称：中国石油云南1000万吨/年炼油项目优化调整

（中国石油-沙特阿美合资云南1300万吨/年炼油项目）

文件类型：环境影响报告书

联系地址：中国　山东省　青岛市延安三路113号甲

联系电话：（0532）80953853　　80953837

传真电话：（0532）80953812

邮政编码：266071

E－mail：cpeccse@126.com

中国石油云南1000万吨/年炼油项目优化调整

（中国石油-沙特阿美合资云南1300万吨/年炼油项目）

环 境 影 响 报 告 书

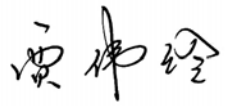
建 设 单 位：中石油云南石化有限公司

评 价 单 位：青岛中油华东院安全环保有限公司

证 书 编 号：国环评证甲字第2405号

法 人 代 表：盛连成

项目负责人：贾伟玲 (登记证编号 A24050010400)



参加编制人：名单附后

项目校对人：孟凡伟 (登记证编号 A24050190500)

项目审核人：王　涛 (登记证编号 A24050120900)

贾伟玲 (登记证编号 A24050010400)

项目审定人：肖　勇 (登记证编号 A24050040400)

经环境保护部环境影响评价工程师职业资格登记管理办公室审查，贾伟玲具备从事环境影响评价及相关业务的能力，准予登记。

职业资格证书编号：0002583

登记证编号：A24050010400

有效期限：2010 年 12 月 28 日至 2012 年 12 月 14 日

所在单位：青岛中油华东院安全环保有限公司

登记类别：化工石化医药类环境影响评价

中华人民共和国环境保护部

2010 年 12 月 28 日



再 次 登 记 记 录

时间	有效期限	签章
2012.12.05	延至 2015 年 12 月 14 日	
	延至 年 月 日	
	延至 年 月 日	
	延至 年 月 日	

中国石油云南1000万吨/年炼油项目优化调整

（中国石油-沙特阿美合资云南1300万吨/年炼油项目）

环境影响报告书主要编制人员

章节	编制人	证书	签字
前言	孟凡伟	登记证编号 A24050190500	
总则	赵兴武	登记证编号 A24050171000	
工程优化调整情况分析	贾伟玲	登记证编号 A24050010400	
优化调整工程分析	黄　洁	登记证编号 A24050140400	
	刘晋东	登记证编号 A24050201600	
工程建设及环境管理现状	周虔彧	环评岗证字第 A24050022	
环评批复及环保新规的落实	郭　烽	登记证编号 A24050151000	
产业政策及规划合理性分析	原凯旋	环评岗证字第 A24050018	
区域减排及配套措施的落实	孙　颖	登记证编号 A24050270800	
区域环境质量概况	姚　杰	登记证编号 A24050111600	
环境保护措施技术经济合理性分析	陈浩玺	登记证编号 24050240900	
大气环境影响评价	栾忠庆	环评岗证字第 A24050048	
地表水环境影响评价	王志云	登记证编号 24050020800	
声环境影响评价	孙德恒	环评岗证字第 A24050043	
固体废物环境影响分析	邓宗成	登记证编号 24050261100	

章 节	编制人	证 书		签 字
地下水环境影响评价	董姝娟	环评岗证字第 A24050056		
	李国敏	中国科学院地质与地球物理研究所	教授	李国敏
	董艳辉		副研究员	
	周鹏鹏		博士后	
	王志民		博士后	
生态环境影响评价	仝玉霞	环评岗证字第 A24050024		
社会环境影响分析	杨 蕾	登记证编号 24050230800		
施工期、服务期满环境影响分析	郝 杨	环评岗证字第 A24050044		
环境影响经济损益分析	张茂山	登记证编号 24050130800		
环境风险评价	毛存峰	登记证编号 A24050210900		
公众参与	马 磊	登记证编号 A24050250800		
环境管理与监测监控	孙贤风	登记证编号 A24050180500		
综合评价结论	凌 云	登记证编号 24050160400		
校对	孟凡伟	登记证编号 24050190500		
审核	王 涛	登记证编号 A24050120900		
	贾伟玲	登记证编号 A24050010400		
审定	肖 勇	登记证编号 24050040400		

前　言

1、项目背景

中国石油云南 1000×10^4t/a 炼油项目建设单位为中石油云南石化有限公司，项目位于昆明市下辖的安宁市草铺镇境内，安宁工业园区。已批复工程设计原油加工能力为 1000×10^4t/a，建设 15 套工艺装置。

中国石油云南炼油项目地理位置见图 1。

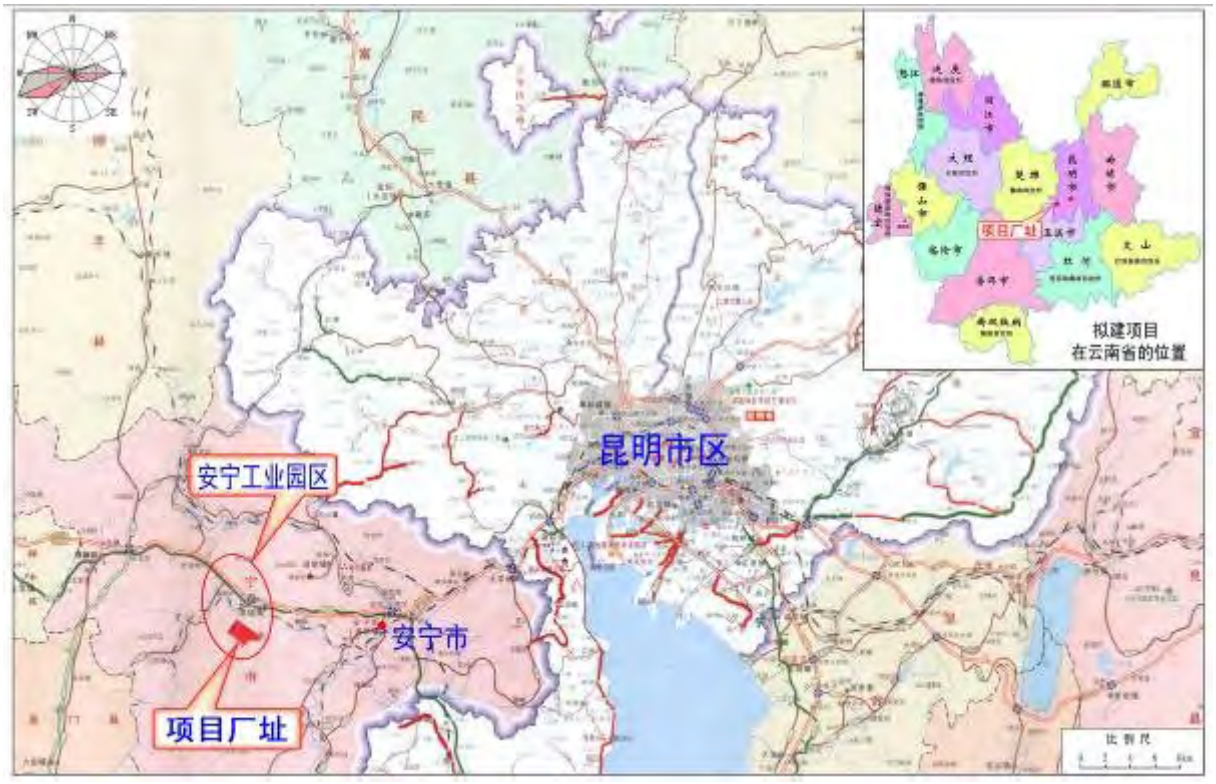


图 1　　中国石油云南炼油项目地理位置示意图

2012 年 7 月 23 日，环境保护部以《关于中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目环境影响报告书的批复》（环审〔2012〕199 号）对云南炼油项目环境影响报告书予以批复。2013 年 1 月 10 日，国家发展和改革委员会以《国家发展改革委关于中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目核准的批复》（发改能源〔2013〕56 号）对云南炼油项目进行了核准。2013 年 2 月云南炼油项目开工建设。

随着国家环境保护要求的提高，以及对汽油、柴油产品质量要求的日益严格，中国石油根据中缅管道建设情况，对项目进行了相应的优化调整，符合国家西部大开发和“一带一路”战略。

优化调整后，项目建设地点不变，平面布置进行适应性调整，总加工工艺路线在原加氢工艺基础上辅以延迟焦化装置，取消聚丙烯装置，装置套数15套不变；通过调整加工工艺和生产装置规模、增加原油储存能力、增加延迟焦化装置、轻汽油醚化单元、氢气提纯单元，适应中缅原油管线原油输送能力，提高原油加工适应性和提升重油平衡能力，改善渣油加氢装置进料性质，延长渣油加氢装置运行周期，并使汽、柴油产品质量全部达到国V标准；优化废水、废气等环境保护措施，确保各污染物达标排放。

2、项目优化调整的必要性

1）为实现油品质量升级，需要优化调整工艺流程，使汽、柴油产品质量全部由欧IV升级到国V标准。

2）为满足国家环境保护新要求，需要优化环保措施，确保污染物稳定达标排放。

3）为适应中缅原油管线原油输送能力，需要调整项目建设规模。

4）为西部地区快速发展，提供能源保障。

5）依托化工园区，加大与园区物料互供。取消原有15万吨/年聚丙烯装置，将丙烯作为产品外售。

3、环评单位组成及工作过程

中石油云南石化有限公司委托青岛中油华东院安全环保有限公司承担“中国石油云南1000万吨/年炼油项目优化调整（中国石油-沙特阿美合资云南1300万吨/年炼油项目）”的环境影响评价工作（附件1）。

根据有关法律法规，结合云南省、昆明市、滇中产业聚集区总体发展规划、环境保护规划、区域环境综合整治规划以及环境功能区划等相关规划，青岛中油华东院安全环保有限公司协同中国科学院地质与地球物理研究所开展了本项目的环境影响评价工作。

根据可行性研究报告及优化调整后最终设计文件，环评单位制定工作方案、工作计划和监测方案，经过对施工现场及项目所在区域的多次现场踏勘，在完成了区域环境概况调查、项目建设现状、环境质量现状监测、评价区域水文地质勘查与实验、公众参与调查与行业专家意见咨询等工作的基础上，开展资料收集整理与分析、数值模拟计算、项目优化调整情况比对分析、综合评价等工作，最终编制完成了《中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目优化调整（中国石油-沙特阿美合资云南 1300 万吨/年炼油项目）环境影响报告书》。

《中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目优化调整（中国石油-沙特阿美合资云南 1300 万吨/年炼油项目）环境影响报告书》，以已批复的《中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目环境影响报告书》为基础，重点进行优化调整情况分析，对于工艺无变化的各装置，不再进行详尽的工程分析，主要给出各装置的污染物排放情况；环保措施可行性主要针对优化调整内容进行，对于未发生变化的环保措施，不再进行可行性分析；环境影响分析部分若与原环评相比无变化，则进行简化，引用原环评结论。

4、环评主要结论

为满足国家环境保护新要求，适应中缅原油管线原油输送能力，对中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目进行优化调整。优化调整后，项目建设地点不变，平面布置进行适应性调整，调整生产装置规模，增加延迟焦化装置、轻汽油醚化单元、氢气提纯单元，聚消聚丙烯装置；优化废水、废气等环境保护措施，增加原油储存能力。

项目施工建设及优化调整中，全面落实了原环评报告书及批复、《大气污染防治行动计划》、《水污染防治行动计划》、《石化行业挥发性有机物综合整治方案》、《石油炼制工业污染物排放标准》中的各项环保要求。通过强化环保措施，加大环保投资，可确保项目污染物排放满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）限值要求。

优化调整后，项目采用清洁生产工艺，采取有效节能降耗和源头控制措施，减少污染物产生和排放，生产更清洁的国Ⅴ汽、柴油产品，符合清洁生产的要求。采取更加严格的环境保护措施，污染物实现达标排放，工业固体废物全部得到资源化利用或无害化处置，污染物排放量满足总量控制要求。

预测结果表明，优化调整后，项目对评价区的环境影响小于或与优化调整前基本持平，环境风险防范措施和应急预案可以满足环境风险事故的防范和处置要求，环境风险水平可以接受。

综上所述，项目优化调整后，符合清洁生产要求，污染物实现达标排放并满足总量控制要求，环境风险防范和应急措施满足要求，环境风险水平可以接受。项目优化调整得到了绝大多数被调查公众的支持。在严格落实项目各项环保措施和区域污染减排措施的前提下，对环境的影响可以接受，优化调整项目建设可行。

《中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目优化调整（中国石油-沙特阿美合资云南 1300 万吨/年炼油项目）环境影响报告》在编制过程中，得到了环境保护部环境工程评估中心，中国石油天然气集团公司，中石油云南石化有限公司，云南省环境保护厅、发改委、水利厅，昆明市人民政府、发改委、环保局、水务局、国土资源局、环境监测中心，安宁市发改局、环保局、水务局、气象局、环境监测站等有关部门及评价范围内广大公众的大力支持和指导，在此我们一并表示感谢！

目　录

第一章　总则 1

1.1　新增的评价依据 1
1.2　评价标准的变化 2
1.3　评价工作等级和评价范围 9
1.4　环境保护目标的变化 16

第二章　工程优化调整情况分析 23

2.1　项目优化调整的必要性 23
2.2　工程优化调整内容 25

第三章　工程建设及环境管理现状 59

3.1　工程建设进展 59
3.2　工程环保设施同步建设情况 62
3.3　工程建设期环境保护措施 65

第四章　环评批复及环保新规的落实 80

4.1　环评批复落实情况 80
4.2　环保新规落实情况 87

第五章　产业政策及规划符合性分析 93

5.1　与国家及行业发展规划的符合性 94
5.2　与国家相关产业政策的符合性 96
5.3　与区域发展专项规划的符合性 97
5.4　规划环评及审查意见情况 102

第六章　区域减排及配套措施的落实 105

6.1　区域污染减排措施落实情况 105
6.2　污染物总量指标来源项目落实情况 122
6.3　安宁工业园区配套措施的落实 124
6.4　卫生防护距离内的搬迁安置情况 132
6.5　云南省污染防治专项规划实施情况说明 134

第七章　区域环境质量概况 137

7.1　自然环境概况 137
7.2　社会环境概况 141
7.3　区域环境质量的变化情况 142
7.3.1　螳螂川例行监测断面水环境质量变化情况 142

第八章　优化调整工程分析 151

8.1　原材料、燃料消耗 151
8.2　优化调整装置工艺技术 152
8.3　储运系统及污染源分析 155

8.4 公用工程及动力站 169
8.5 物料平衡分析 198
8.6 工程污染源汇总 211
8.7 清洁生产分析 224
8.8 总量控制 237

第九章 环境保护措施技术经济合理性分析 240

9.1 优化调整后采取的主要环保措施 240
9.2 新增及优化调整环保措施技术经济合理性分析 240
9.3 环保措施“三同时”竣工验收 310
9.4 污染防治措施及技术经济合理性结论 315

第十章 大气环境影响评价 317

10.1 环境空气质量现状监测与评价 317
10.2 区域污染气象调查与评价 346
10.3 大气环境影响预测分析与评价 352
10.4 防护距离的确定 386

第十一章 地表水环境影响评价 392

11.1 地表水环境质量现状监测与评价 392
11.2 地表水环境影响 402

第十二章 地下水环境影响评价 404

12.1 地下水环境质量现状 404
12.2 区域地质及水文地质条件 413
12.3 评价区地质及水文地质条件 420
12.4 水文地质调查与野外试验 436
12.5 厂区包气带防污性能及污染预测评价 444
12.6 炼油厂风险事故情况下对地下水环境的影响分析 445
12.7 地下水环境保护措施 459

第十三章 声环境影响评价 478

13.1 声环境质量现状监测与评价 478
13.2 声环境影响 480

第十四章 固体废物环境影响分析 485

14.1 固体废物产生及处置情况 485
14.2 优化调整前后固体废物产生及处置的变化情况 485
14.3 优化调整后固体废物环境影响分析 486

第十五章 生态环境影响分析 489

15.1 占地影响评价 490
15.2 植被影响评价 491
15.3 土壤影响评价 492

第十六章 社会环境影响分析 495

16.1 项目建设对区域经济的影响.....495
16.2 项目建设对附近居民收入的影响.....495
16.3 人群健康影响分析.....495
第十七章 施工期环境影响分析.....503
17.1 项目建设进度和施工内容.....503
17.2 施工期对环境的影响因素.....503
17.3 施工期废气对环境的影响.....503
17.4 施工期废水处理.....506
17.5 施工期噪声影响分析.....506
17.6 施工期固体废物对环境的影响.....507
第十八章 环境影响经济损益分析.....511
18.1 社会效益分析.....511
18.2 环境经济损益分析.....512
第十九章 环境风险评价.....516
19.1 风险识别.....516
19.2 风险事故源项分析.....522
19.3 环境风险影响预测分析.....526
19.4 环境风险计算和评价.....541
19.5 环境风险管理体系.....543
第二十章 公众参与.....547
20.1 公众参与方式.....547
20.2 公开环境信息.....548
20.3 征求公众意见.....554
20.4 公众参与结果.....560
20.5 公众意见及采纳情况.....564
20.6 公众参与四性分析.....564
第二十一章 环境管理及环境监控.....566
21.1 施工期环境管理及监控.....566
21.2 施工期环境监理.....567
21.3 运营期环境管理及监控计划.....567
21.4 厂区绿化管理.....572
第二十二章 综合评价结论.....574
22.1 评价结论.....574
22.2 综合评价结论.....588

第一章 总则

1.1 新增的评价依据

1.1.1 国家、地方法律法规

（1） 《中华人民共和国环境保护法》，2015.1.1；

（2） 《产业结构调整指导目录（2011年本）（修正）》，2013.5.1；

（3） 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012.7.1；

（4） 《工业和信息化部关于石化和化学工业节能减排的指导意见》，工信部节〔2013〕514号；

（5） 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，环发〔2012〕77号文，2012.7.3；

（6） 《关于切实加强风险防范 严格环境影响评价管理的通知》，环发〔2012〕98号，2012.8.8；

（7） 《关于切实加强环境影响评价监督管理工作的通知》，环办〔2013〕104号，2013.11.15；

（8） 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》，环境保护部公告 2013年 第31号，2013.5.24；

（9） 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》 ，国发〔2013〕37号，2013.9.10；

（10）《关于落实大气污染防治行动计划 严格环境影响评价准入的通知》，环办〔2014〕30号，2014.3.25；

（11）《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》，发改能源〔2014〕506号，2014.3.24；

（12）《石化行业挥发性有机物综合整治方案》，环发〔2014〕177号，2014.12.5；

（13）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》，国发〔2015〕17号 ，2015.4.2；

（14）《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令 部令 第 34 号，2015.6.5；

（15）《云南省滇池保护条例》，2013.1.1；

（16）《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》，环办〔2015〕52 号，2015.6.4。

1.1.2 国家及地方相关规划

（1）《国务院关于印发能源发展“十二五”规划的通知》，国发〔2013〕2 号，2013.1.1；

（2）《关于印发<“十二五”危险废物污染防治规划>的通知》，环发〔2012〕123 号，2012.10.8；

（3）《关于印发<化学品环境风险防控“十二五”规划>的通知》，环发〔2013〕20 号，2013.2.7；

（4）《云南桥头堡滇中产业聚集区发展规划》（2014—2020 年）及《关于云南桥头堡滇中产业聚集区发展规划（2014-2020 年）的批复》（发改地区〔2014〕1089 号），2014.5；

（5）《滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030 年）》及批复。

1.1.3 技术规范及标准

（1）《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934－2013）；

（2）《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）；

（3）《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》（HJ 2001-2010）。

1.2 评价标准的变化

根据云南省环境保护厅（云环函〔2015〕181 号）对本项目环评标准的复函，本项目执行的评价标准的变化主要体现在环境空气质量标准及各因素污染物排放标准方面，地表水、地下水、土壤、声环境质量及固体废物执行标准无变化。详见表 1.2-1~表 1.2-8。

表 1.2-1　　项目优化调整前后执行标准的变化情况

类别	项目		1000×10^4t/a 炼油（原环评）	优化调整后（1300×10^4t/a 炼油）
环境质量标准	环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、TSP、O_3、苯并芘、氟化物	《环境空气质量标准》GB3095-1996 及 2000 年修改单中二级	2016 年 1 月 1 日前执行《环境空气质量标准》GB3095-1996 及 2000 年修改单中二级，自 2016 年 1 月 1 日起执行《环境空气质量标准》GB3095-2012 中二级
		$PM_{2.5}$	《霾的观测和预报等级》（HQXT 113-2010）	
		CO		
		TVOC、甲苯	《室内空气质量标准》（GB/T18883-2002）	《室内空气质量标准》（GB/T18883-2002）
		苯、二甲苯、NH_3	《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）	
		非甲烷总烃（NMHC）	《大气污染物综合排放标准》表 2 中无组织排放监控限值（4.0mg/m^3）	《大气污染物综合排放标准详解》中规定的限值（2.0mg/m^3）
		甲醇、氯化氢	《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）	《大气污染物综合排放标准详解》
		臭气浓度		《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表 1 中新扩改二级标准
		H_2S	《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）	
		二噁英	《关于进一步加强生物质发电项目环境影响评价管理工作的通知》(环发〔2008〕82 号)	
	地下水	基本项目	《地下水质量标准》（GB/T14848-93）Ⅲ类	
		石油类、苯系物、钠、铝、硫化物	《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）	
		MTBE	丹麦地下水控制标准规定（0.03mg/L）	
	地表水		《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准	
	声环境		厂区执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类标准，周边其它评价区域执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准	
	土壤		《土壤环境质量标准》（GB 15618-1995）三级标准	
污染物排放标准	大气污染物排放	加热炉烟气	《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 和表 4 中的二级标准	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表 3 大气污染物排放限值
		催化裂化烧焦烟气、硫磺回收焚烧炉尾气等	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中二级标准限值	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表 3 大气污染物排放限值
		污泥焚烧炉尾气	《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）表 3 中	

			的限值标准（300~2500kg/h 焚烧容量）	
		动力站锅炉	《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）	
	企业边界（厂界）	监控污染物（苯、二甲苯、非甲烷总烃）	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中无组织排放监控浓度限值	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表 5 企业边界大气污染物浓度限值
		恶臭污染物（H_2S、NH_3）	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表 1 中新扩改二级标准	
	废水排放		《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中一级标准	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表 1 水污染物排放限值
	厂界噪声	施工期噪声	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523－2011）	
		运营期厂界噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准	
	工业固体废物	分类及危险废物辨识	《国家危险废物名录》（2008）、《危险废物鉴别标准》（GB5085-2007）、《固体废物浸出毒性浸出方法》（GB5086-1997）	
		危险废物的处理/处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001 及 2013 年修改单）
			《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）	《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001 及 2013 年修改单）
			《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）	

表 1.2-2　　环境空气质量执行标准

序号	污染物名称		取值时间	标准限值（mg/m^3）	来源
1	二氧化硫 SO_2		年平均	0.060	自 2016 年 1 月 1 日起执行《环境空气质量标准》GB3095-2012 中二级
			24 小时平均	0.150	
			1 小时平均	0.500	
2	二氧化氮 NO_2		年平均	0.040	
			24 小时平均	0.080	
			1 小时平均	0.200	
3	可吸入颗	PM_{10}	年平均	0.070	
			24 小时平均	0.150	

序号	污染物名称		取值时间	标准限值（mg/m^3）	来源
	粒物	$PM_{2.5}$	年平均	0.035	
			24 小时平均	0.075	
4	总悬浮颗粒物		年平均	0.200	
			24 小时平均	0.300	
5	O_3		1 小时平均	0.200	
6	苯并芘		24 小时平均	0.0025(μg/m^3)	
7	CO		24 小时平均	4	
			1 小时平均	10	
8	氟化物		1 小时平均	0.020	
9	TVOC		8h 均值	0.6	《室内空气质量标准》（GB/T18883-2002）
10	苯		一次		
			1 小时平均	0.11	
11	甲苯		1 小时平均	0.20	
12	二甲苯		一次		
			1 小时平均	0.20	
13	NH_3		一次		
			1 小时平均	0.20	
14	H_2S		一次	0.01	《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）
15	甲醇		一次	3.00	《大气污染物综合排放标准详解》
			日平均	1.00	
16	氯化氢		一次	0.05	
			日平均	0.015	
17	非甲烷总烃			2.0	
18	二噁英		年均	0.6pgTEQ/m^3	环发〔2008〕82 号
19	臭气浓度			20（无量纲））	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）

表 1.2-3　　地下水环境质量标准

序号	项目	标准值	标准来源
1	pH	6.5~8.5	《地下水质量标准》（GB/T14848-93）Ⅲ类
2	氯化物(mg/L)	≤250	

3	总硬度 (mg/L)	≤450	
4	溶解性总固体(mg/L)	≤1000	
5	硫酸盐(mg/L)	≤250	
6	硝酸盐氮(mg/L)	≤20	
7	亚硝酸盐氮(mg/L)	≤0.02	
8	砷(μg/L)	≤50	
9	汞(μg/L)	≤1	
10	镍(μg/L)	≤50	
11	铅(μg/L)	≤50	
12	镉(μg/L)	≤10	
13	锰(μg/L)	≤100	
14	铁(μg/L)	≤300	
15	锌(μg/L)	≤1000	
16	铜(μg/L)	≤1000	
17	氟化物(mg/L)	≤1.0	
18	挥发酚(mg/L)	≤0.002	
19	总大肠菌群(个/L)	≤3	
20	COD_{Mn}(mg/L)	≤3	
21	苯(μg/L)	≤10	《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）
22	石油类(mg/L)	≤0.3	
23	钠(mg/L)	≤200	
24	铝(μg/L)	≤200	
25	MTBE	0.03	丹麦标准

表 1.2-4　　地表水环境质量标准

序号	项目	V 类标准值（mg/L）	标准来源
1	水温（℃）	周平均最大温升≤1，周平均最大温降≤2	
2	pH	6.0～9.0	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准中的基本项目标准限值
3	COD	≤40	
4	DO	≥2	
5	BOD_5	≤10	
6	高锰酸盐指数	≤15	
7	氨氮（NH_3-N）	≤2.0	
8	石油类	≤1.0	
9	挥发酚	≤0.1	

序号	项目	V 类标准值（mg/L）	标准来源
10	硫化物	≤1.0	
11	氰化物	≤0.2	
12	总磷	≤0.4	
13	铬（六价）	≤0.1	
14	硫酸盐	≤250	GB3838-2002 表 2 中补充项目标准值
15	氯化物	≤250	
16	苯	≤0.01	GB3838-2002 表 3 中特定项目标准值
17	甲苯	≤0.7	
18	二甲苯	≤0.5	
19	镍	≤0.02	

表 1.2-5　　声环境质量标准

类别	昼间（等效声级 *Leq*：dB（A））	夜间（等效声级 *Leq*：dB（A））	标准来源
2	60	50	《声环境质量标准》（GB 3096-2008）
3	65	55	

表 1.2-6　　废水排放执行标准

序号	污染物项目	排放限值（mg/L，pH 无量纲）	来源
1	pH 值	6～9	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表 1
2	悬浮物	70	
3	化学需氧量	60	
4	五日生化需氧量	20	
5	氨氮	8.0	
6	总氮	40	
7	总磷	1.0	
8	总有机碳	20	
9	石油类	5.0	
10	硫化物	1.0	
11	挥发酚	0.5	
12	总钒	1.0	
13	苯	0.1	
14	甲苯	0.1	

序号	污染物项目	排放限值（mg/L，pH 无量纲）	来源
15	邻二甲苯	0.4	
16	间二甲苯	0.4	
17	对二甲苯	0.4	
18	乙苯	0.4	
19	总氰化物	0.5	
20	苯并(a)芘	0.00003 (1)	
21	总铅	1.0 (1)	
22	总砷	0.5 (1)	
23	总镍	1.0 (1)	
24	总汞	0.05 (1)	
25	烷基汞	不得检出 (1)	
加工单位原(料)油基准排水量（m^3/t 原油）		0.5	

注：标注（1）的为第一类污染物，在车间或车间处理设施排放口采样。

表 1.2-7　　企业边界（厂界）大气污染物浓度限值

序号	污染物项目	浓度限值（mg/m^3）	来源
1	苯	0.4	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表 5
2	二甲苯	0.8	
3	非甲烷总烃	4	
4	硫化氢	0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级（新扩改）
5	氨	1.5	

表 1.2-8　　废气排放执行标准

序号	污染物项目	工艺加热炉	催化裂化催化剂再生烟气	重整催化剂再生烟气	酸性气回收装置	废水处理有机废气收集处理装置	有机废气排放口
1	颗粒物	**20**	**50**	—	—	—	—
2	镍及其化合物	—	**0.5**	—	—	—	—
3	二氧化硫	**100**	**100**	—	**400**	—	—
4	氮氧化物	**150**	**200**	—	—	—	—
5	硫酸雾	—	—	—	**30**	—	—
6	氯化氢	—	—	**30**	—	—	—
7	沥青烟	—	—	—	—	—	—
8	苯并(a)芘	—	—	—	—	—	—
9	苯	—	—	—	—	**4**	—
10	甲苯	—	—	—	—	**15**	—
11	二甲苯	—	—	—	—	**20**	—
12	非甲烷总烃	—	—	**60**	—	**120**	**去除效率≥95%**

注：执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表 3。

表 1.2-9　　厂界噪声执行标准

位置	类别	昼间 dB（A）	夜间 dB（A）
厂界	3 类	65	55

1.3 评价工作等级和评价范围

1.3.1 大气

1、评价等级

根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2008）及本项目工程分析，分别选择点源大气污染源中的 SO_2、NO_x、烟尘 3 种污染物和无组织挥发的 H_2S、NH_3、NMHC（非甲烷总烃）、二甲苯、苯等 5 种污染物，计算其各自最大地面占标率 Pi 以及所对应的 $D_{10\%}$，其最大占标率 Pi 的计算公式为：

$$Pi=(Ci/Coi)\times 100\%$$

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i——用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度，mg/m^3；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量标准或居民区浓度限值，mg/m^3。

本工程各主要废气排气筒中 SO_2、NO_x、烟尘污染物的最大地面占标率计算结果见表 1.3-1。

表 1.3-1　　项目点源大气污染物最大地面浓度占标率估算模式计算结果

污染物	污染源	源强（kg/h）	排放参数				C_{max}（mg/m^3）	Pi（%）	$D_{10\%}$（m）
			烟气量（m^3/h）	H（m）	温度（℃）	内径（m）			
SO_2	催化裂化催化烧焦	40.941	497087.9	125	54	4.25	0.0352	7.04	-
	硫磺回收尾气焚烧炉	40.848	169959.7	150	170	3.0	0.0325	6.49	-
	动力站锅炉	37.388	477443	180	46	4.8	0.0333	6.66	-
NO_X	连续重整加热炉	24.958	386741.6	120	150	3.8	0.0138	6.87	-
	催化裂化催化烧焦	41.5	497087.9	125	54	4.25	0.0357	17.84	2100
	动力站锅炉	26.969	477443	180	46	4.8	0.0240	12.01	1250
烟尘	催化裂化催化烧焦	18.675	497087.9	125	54	4.25	0.0161	3.57	-
	动力站锅炉	8.171	477443	180	46	4.8	0.0073	1.62	-

一级：P_{max}≥80%且 $D_{10\%}$≥5km；二级：其它；三级：P_{max}＜10%或 $D_{10\%}$＜污染源距厂界最近距离。

本工程主要面源中 H_2S、NH_3、NMHC、苯和二甲苯的最大地面占标率计算结果见表 1.3-2。

表 1.3-2　　项目面源大气污染物最大地面浓度占标率估算模式计算结果

污染物	污染源	源强（kg/h*m^2）	排放参数		C_{max}（mg/m^3）	Pi（%）	$D_{10\%}$（m）
			长(m)	宽(m)			
H_2S	污水处理区	7.62E-3	440	240	8.32E-4	8.32	-
NH_3		1.14E-2			1.24E-3	0.62	-
NMHC	常减压装置区	15.31	260	175	0.5172	25.86	3700
	芳烃联合装置区	20.98	270	240	0.5765	28.83	4800
苯	苯罐区	0.105	145	30	1.13 E-2	10.31	250
二甲苯	二甲苯罐区	0.168	145	35	1.60 E-2	7.98	-

一级：P_{max}≥80%且 $D_{10\%}$≥5km；二级：其它；三级：P_{max}＜10%或 $D_{10\%}$＜污染源距厂界最近距离。

由项目主要点源估算结果可以看出，项目催化裂化装置催化烧焦产生的 NO_2 影响较大，其最大落地浓度占标率为 17.84%，$D_{10\%}$为 2100m；由项目主要面源估算结果可以看出，项目芳烃联合装置区排放的 NMHC 影响较大，其排放的 NMHC 最大占标率为 28.83％，$D_{10\%}$为 4800m。比对《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2008）表 1 评价工作等级判定导则，确定本项目大气环境影响评价等级为二级。见表 1.3-3。

表 1.3-3　　评价工作等级判定

评价工作等级	评价工作分级判据	本项目分级判据计算结果	本项目评价工作等级
一级	P_{max}≥80%且 $D_{10\%}$≥5km	P_{max}=28.83% $D_{10\%}$=4800m	二级
二级	其他		
三级	P_{max}＜10%或 $D_{10\%}$＜污染源距厂界最近距离		

2、评价范围

根据估算结果，本项目的大气环境影响评价范围为以项目芳烃联合装置区中心为圆点，半径 4800m 的圆形区域。

考虑到本项目特点及周边敏感点分布情况，为便于与原环评进行对比分析，大气评价范围维持原环评的评价范围不变，即：以建设厂址中心（坐标 24°54'44.76"N，102°22'31.14"E）为中心，半径 10km 的圆形区域。

大气环境影响评价范围及监测布点具体见图 1.3-1。

1.3.2 地表水

1、评价等级

项目优化调整后，全厂生产废水、生活污水、公用工程废水经厂内污水处理系统分质处理，达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表 1 排放限值后，经安宁工业园区配套污水管网在小河口附近排入螳螂川。

项目优化调整后排水量为 146m^3/h，污水水质复杂程度为中等，受纳水体——螳螂川属于小型河流，其水质要求为Ⅴ类。根据《环境影响评价技术导则　地面水环境》（HJ/T 2.3-93）表 2 评价分级判据，地表水评价工作等级为二级。

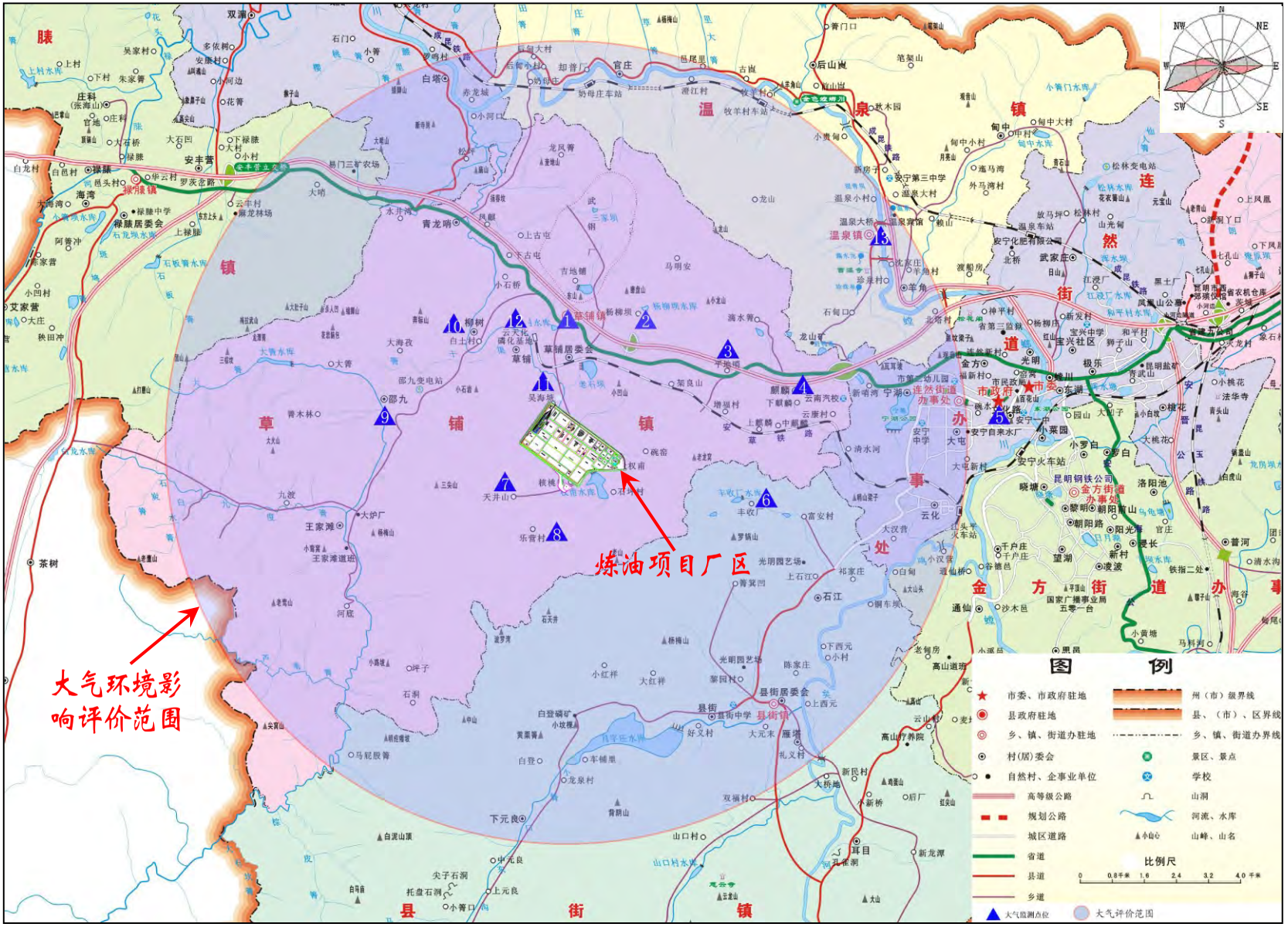


图 1.3-1　　大气环境影响评价范围及监测布点图

2、评价范围

地表水环境质量现状调查范围仍为项目排污口上游螳螂川中滩闸门断面至排污口下游富民大桥断面。

1.3.3 地下水

1、评价等级

本项目用水水源为王家滩水库（张家坝水库为备用水源）和螳螂川水源，不涉及地下水开采，项目运营不会引起地下水流场或地下水位变化；本项目生产过程中会产生生活污水、清净下水、含油污水、含盐污水、含硫污水等，风险条件下，废水及原油、汽柴油产品等泄漏可能对地下水水质产生一定影响，故本项目为 I 类建设项目。

结合优化调整项目区的地质及水文地质条件，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2011）中评价工作等级划分的原则，项目优化调整地下水环境影响评价工作等级划分依据见表 1.3-4。

表 1.3-4　　地下水环境影响评价工作等级划分依据表

划分依据	项目情况	程度类别/分级	工作等级
包气带防污性能	厂区包气带土层为素填土、红棕色粘土和深灰色粉土，层厚 12~35m，分布较连续，包气带土层垂向渗透系数 K=1.16×10^{-6}~2.65×10^{-3}cm/s，地下水水位埋>1.5m。	弱	一级
含水层易污染特征	浅层地下水为松散岩类孔隙水，为弱含水层；深层地下水为溶隙裂隙水，水量中等，水位埋深大于 1.5m。	中	
地下水环境敏感程度	项目地处地下水径流区，场地周边及其下游分布有饮用水取水机井（青龙哨、小石桥等）。	较敏感	
污水排放强度	本项目污染物主要来自生产废水、原油及其成品等。项目生产废水量为 17626m^3/d，大部分循环利用。废水经过处理后达标排放。	中	
污水水质的复杂程度	本项目废水的污染成分主要是 COD、BOD_5、SS、油等，污染类型数≥2，需要预测的指标数<6。	中	

综上，本项目地下水环境影响评价工作等级确定为一级。

2、评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2011），本项目地下水环境影响评价范围为项目区所处的水文地质单元：以本项目厂区为起点，南部和东南部至地表分水岭；西部以渔户村组 Z_by^{2-3} 白云岩和 Z_by^1 砂质页岩夹粉砂岩分界线为界；北至青龙哨水源井处。评价范围面积约 39.66km^2。详见图 1.3-2。



图 1.3-2　　地下水环境影响评价范围

本次评价范围确定中，综合考虑了下游白土村、小石桥、青龙哨等的取水井位置。评价范围较原环评的评价范围稍大。

1.3.4 声环境

1、评价等级

项目建设厂址属于安宁市工业园区，为声环境功能 3 类区。项目优化调整后主要噪声源为大功率机泵、压缩机、空冷器、加热炉、火炬等，声级值 80～110dB（A）。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009），声环境评价等级为二级。

2、评价范围

声环境评价范围为项目厂界外 1m。

1.3.5 生态

1、评价等级

项目优化调整后总征地面积 240hm^2。项目建设区域不属于生态敏感地区，项目所在区域无珍稀濒危物种，根据《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ/T 19-2011）中的定级原则，确定生态影响评价等级为三级。

2、评价范围

生态影响评价范围为项目厂界外 1km。

1.3.6 环境风险评价

1、评价等级

经项目重大危险源辨识可知，项目生产装置及油品储罐区重大危险源较多，依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）评价等级判定，确定环境风险评价工作级别为一级。

2、评级范围

（1）环境空气：距离项目厂区边界 5km 的区域。本次环评工作的大气环境风险评价范围及主要环境敏感点见图 1.3-3。

（2）地下水环境：云南炼油项目厂区及其周边地下水，具体可见地下水环境现状调查范围示意图 1.3-2。

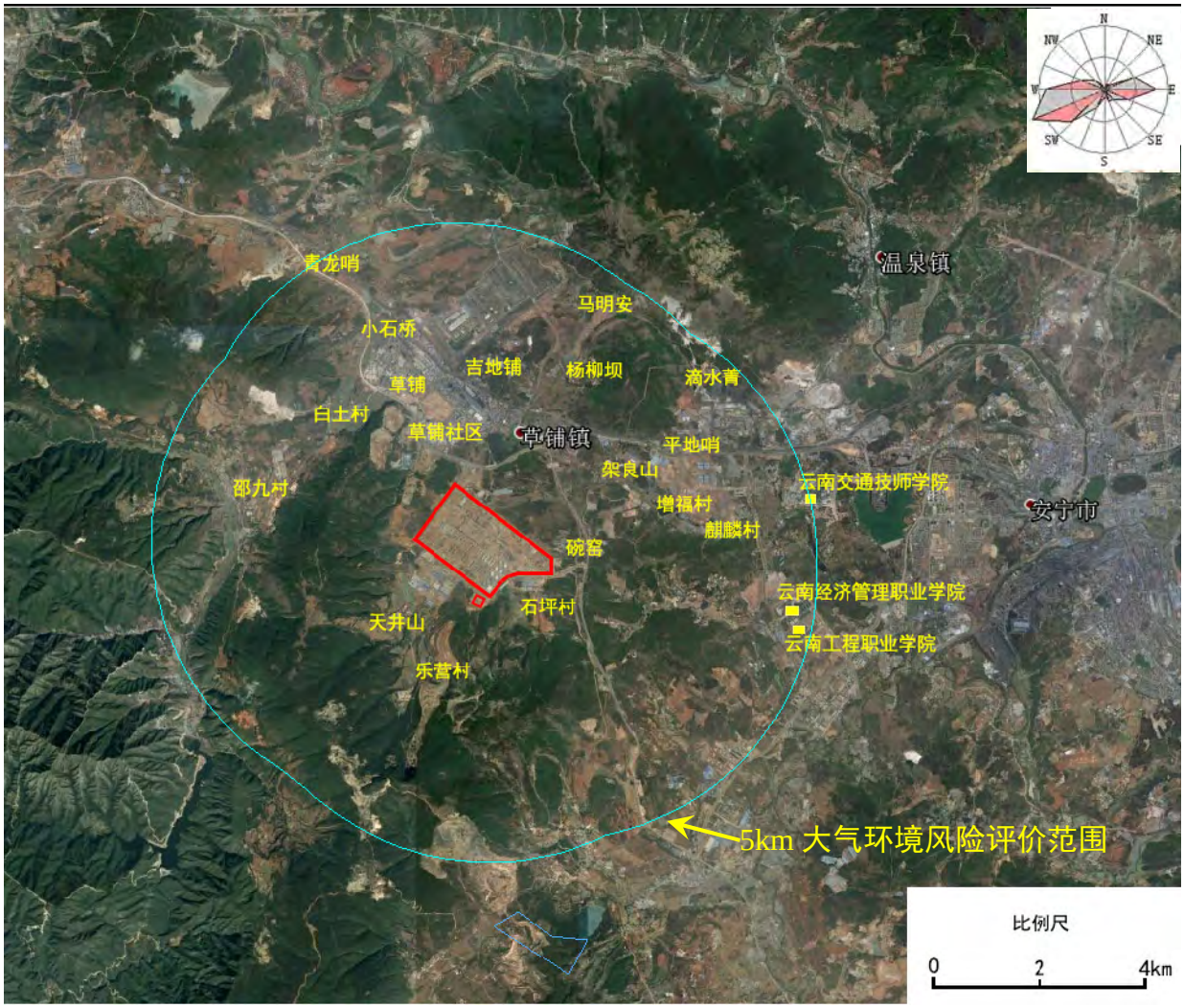


图 1.3-3　　大气环境风险评价范围示意图

1.3.7 评价等级及评价范围的变化

项目优化调整后，大气评价工作等级确定为二级，评价范围较调整前不变；地表水、声环境、环境风险评价等级及评价范围较调整前不变；地下水评价等级不变，评价范围因水文地质单元的进一步明确而有所扩大；生态评价等级不变，评价范围由于火炬外移有所扩大。

1.4 环境保护目标的变化

1.4.1 环境空气

随着云南炼油项目的建设，位于其建设红线范围内的的上权甫、下权甫、核桃箐、吴海塘等 4 个村民小组，648 户 1676 人的拆迁安置工作已完成，项目卫生防护距离内各村庄的搬迁安置工作正在进行中。

优化调整后，大气评价范围没有发生变化，评价范围内的环境保护目标仅发生微小变化：1）吉地铺、三家村已搬迁至安宁市柳树花园小区，不再位于评价范围内；2）随着安宁市市区的发展建设，原位于评价范围内的连然街道、金方街道所涉及社区的人数有所增加；3）3 所高校落户于安宁职教园区，同时带动了职教园区周边富安村、石江、祈家庄等村庄的发展，人数有较大增加；4）由于统计时限的变化，各环境保护目标所涉及的人数有所变化。详见表 1.4-1 和图 1.4-1。

表 1.4-1　　大气评价范围内主要环境敏感点及人口分布情况一览表

敏感点名称			至炼厂厂界距离(m)	与炼厂的相对方位	人口数量（人）
草铺	权甫村	天井山（拟搬迁）	927	WSW	434
		乐营（拟搬迁）	1371	SSW	369
		碗窑（拟搬迁）	206	ENE	112
		石坪（拟搬迁）	371	SSE	113
	草铺村	草铺（拟搬迁）	1211	NNW	1305
		杨柳坝	2771	NNE	342
		马明安	4452	NNE	187
		吉地铺	2810	NNW	已搬迁
		架良山	1992	ENE	105
	草铺社区		1350	N	428
	麒麟村	上麒麟	3046	ENE	493
		中麒麟	3479	ENE	354
		下麒麟	3986	ENE	839
		云康村	4507	ENE	460
		增福村	2527	ENE	227
		平地哨	2932	ENE	429
		滴水箐	4293	ENE	110
	邵九村	大海孜	3983	WNW	220
		邵九	3546	WNW	1266
	柳树村	小石桥	3270	NNW	425

敏感点名称			至炼厂厂界距离(m)	与炼厂的相对方位	人口数量（人）
		白土村	2417	NNW	726
	青龙哨村	青龙哨	4650	NNW	754
		凤麒村	4655	NNW	245
		上古屯	4061	NNW	128
		下古屯	3796	NNW	343
	王家滩村		5170	WSW	915
	三家村		6168	NNW	已搬迁
	柳树花园社区（龙凤箐村）		6130	N	206
县街	石江村	丰收厂	3131	ESE	261
		富安村	4604	ESE	116
		上石江	5500	ESE	181
		祁家庄	6250	ESE	242
		铜车坝	7030	ESE	759
		下西元	6680	ESE	995
		上西元	7632	SSE	717
		陈家庄	6780	SSE	129
	县街村	箐箕凹	4070	SSE	200
		大红祥	5177	SSE	682
		小红祥	4730	SSE	290
		黎园村	6080	SSE	415
		县街村	6850	SSE	873
		大元末	7630	SSE	515
		好义村	6860	SSE	740
		县街中学	7150	SSE	728
	雁塔村	礼仪村	8640	SSE	912
		双福村	9320	SSE	379
	下元良	白登村	7180	SSW	884
		龙泉村	7920	SSE	167
		下元良	8550	SSW	494
	安宁职教园区	昆明冶金高等专科学校	5400	SE	9860
		云南工程职业学院	4570	E	8395
		云南经济管理职业学院	4200	E	5470
禄裱	安丰营村	大哨	8240	NNW	787
青龙	白塔村	白塔	9280	NNW	333

敏感点名称				至炼厂厂界距离(m)	与炼厂的相对方位	人口数量（人）
		松坪		6650	NNW	504
		小河口		7220	NNW	129
		赤龙城		8140	NNW	343
温泉	官庄	后甸大村		9480	NNW	260
		后甸小村		8840	NNW	131
		奶母庄		8260	NNW	141
		却普厂		8820	NNE	191
		官庄		8805	NNE	345
		邑尾里		9600	NNE	292
		澄江村		9000	NNE	262
	后山	古崑		9730	NNE	138
		牧羊村		9820	NNE	448
	温泉社区	龙山村		7420	NNE	288
		温泉小村		9270	ENE	1055
		温泉宾馆		8960	ENE	248
	羊角村	沈家庄		8310	ENE	253
		羊角村		8240	ENE	558
		珍泉村		9000	ENE	905
		石甸口		6980	ENE	492
		北塔村		8670	ENE	301
安宁市区	连然街道	大屯社区		7500	E	2108
		云化社区		5900	ESE	2669
		宁湖社区		6180	E	619
		金晖社区		7180	ENE	768
		安宁中学		7165	E	5020
		安宁市实验学校		7150	E	3506
		云南交通技师学院		4880	ENE	11600
		清水河		5100	E	223
		大汉营村		6460	ESE	587
	金方街道	千户庄	小汉营村	8740	ESE	638
		通仙	白甸村	8170	ESE	110
温泉镇部分区域				8600	NE	2036

1.4.2 地表水

本项目地表水保护目标为纳污水体螳螂川及项目厂址附近的九龙河和权甫水库，具体见图 1.3-1，另外还包括位于项目排污口下游 167km 的金沙江。与原环评一致。

1.4.3 地下水

结合现场调查结果，本次优化调整评价范围内分布的天井山、碗窑村、小石桥、白土村、青龙哨等村屯，均以机器钻井的方式开采地下水为饮用水源，取水层位为岩溶水含水层。

本次地下水评价保护目标的分布与原环评一致：即评价区内的岩溶水和孔隙水，并重点保护厂区附近及其下游的岩溶水水井。岩溶水水井分布见图 1.4-2。

1.4.4 声环境

实施搬迁后，本项目厂界周围 1500m 范围内无声环境敏感保护目标。

1.4.5 环境风险

项目厂区边界外 5km 的区域，本项目大气环境风险保护目标的相关情况见图 1.3-3、表 1.4-1。

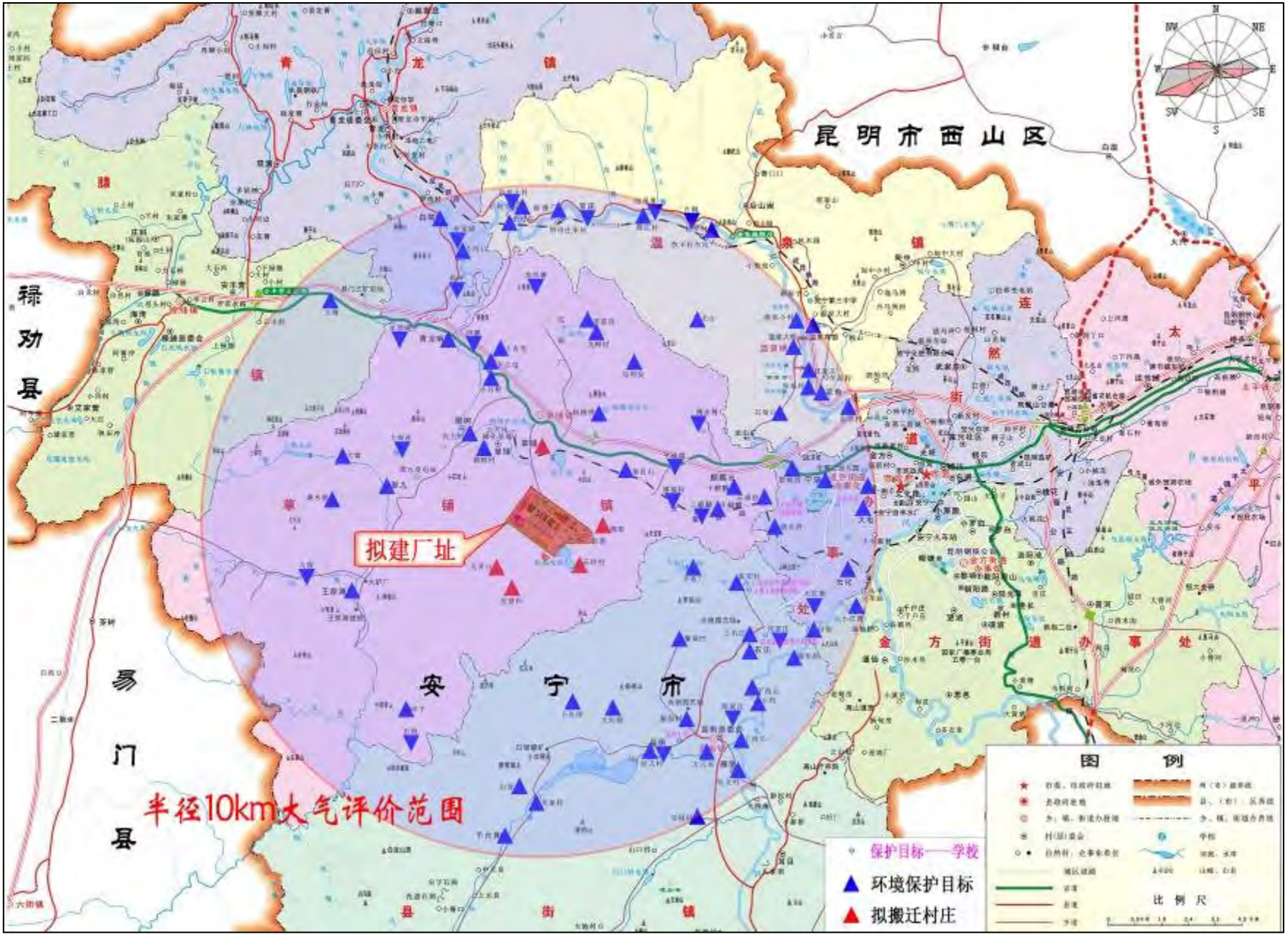


图 1.4-1　　大气环境影响保护目标图

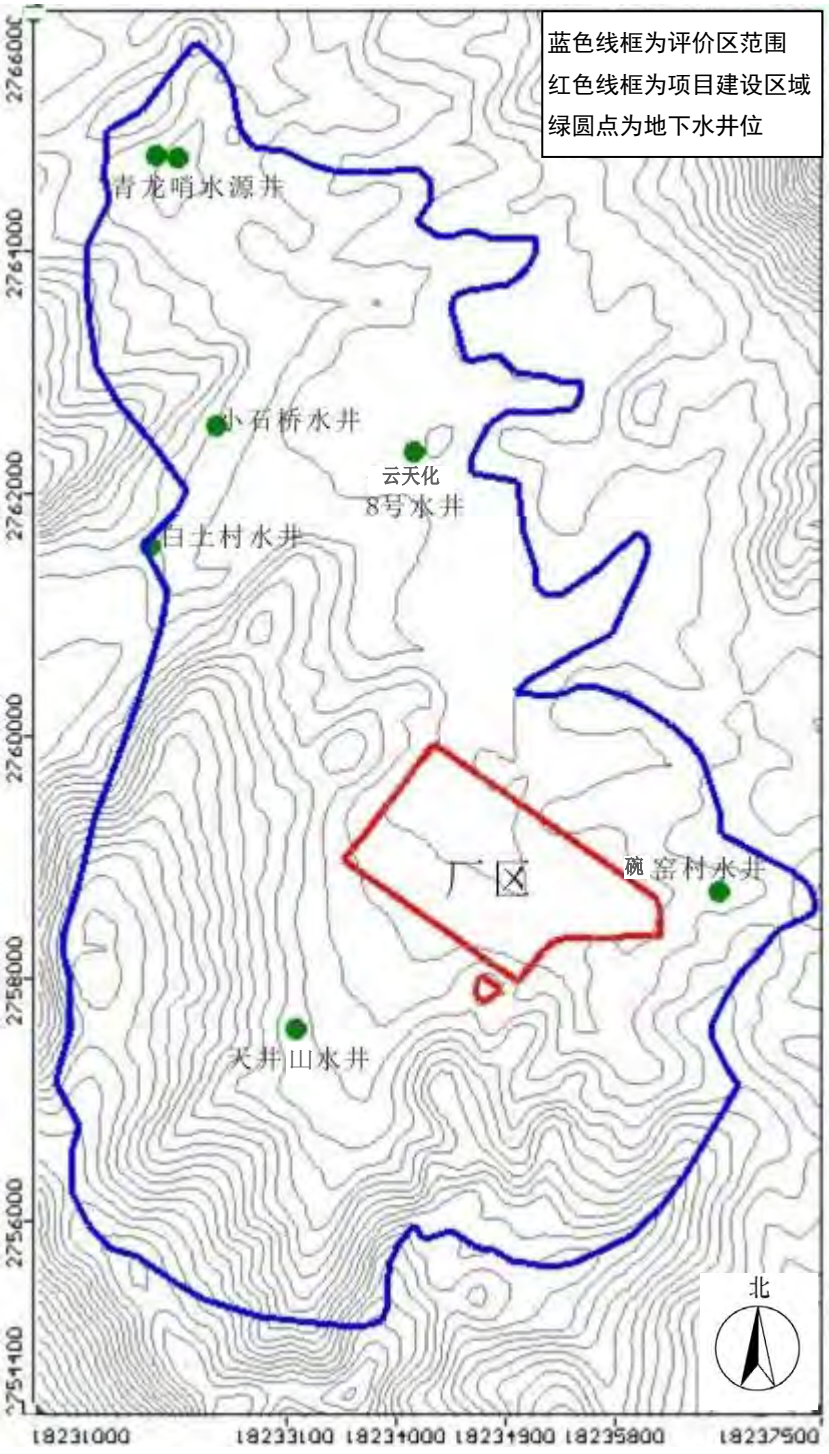


图 1.4-2　　岩溶水水井分布图

第二章　工程优化调整情况分析

2.1 项目优化调整的必要性

1、为实现油品质量升级，需要优化调整加工流程，使汽、柴油产品质量全部达到国 V 标准。

随着环境保护要求的提高，世界范围内都要求炼油企业必须进一步改善产品质量。

2012 年 8 月 29 日，国家质检总局会同环境保护部、商务部、国家能源局等部门联合在北京召开全国车用汽柴油产品质量提升工作会议，发布了《关于促进车用汽柴油产品质量提升的指导意见》，要求“生产经营企业要切实履行车用汽柴油产品质量提升的主体责任”；2013 年 9 月 17 日，环境保护部会同国家质检总局发布《轻型汽车污染物排放限值及测量方法（中国第五阶段）》，推进机动车污染减排工作，进一步提高了排放控制要求，2018 年 1 月 1 日全面实施国 V 标准，同时鼓励具备燃油供应条件的地方依法提前实施。

2015 年 4 月 29 日，国务院常务会议确定加快成品油质量升级措施，推动大气污染治理和企业技术升级，并提前向全国供应国五标准的汽油和柴油——由原定的 2018 年 1 月，提前至 2017 年 1 月。

结合国家油品质量升级要求，云南炼油项目对总体加工工艺流程进行了调整，在原全加氢工艺流程的基础上辅以延迟焦化装置。增加 120×10^4t/a 延迟焦化装置，以提高原油加工适应性、提升重油平衡能力和增效能力，改善渣油加氢装置进料性质，延长渣油加氢装置运行周期；在 140×10^4t/a 汽油加氢装置增设 50×10^4t/a 轻汽油醚化单元，调整蜡油加氢裂化、连续重整、异构化、航煤加氢、MTBE 等装置规模，使汽、柴油产品质量全部由欧 IV 升级到国 V 标准，提供更加清洁的油品，为区域环境空气改善提供助力。

2、为满足国家环境保护新要求，需要优化环保措施，确保污染物稳定达标排放。

为落实日益严格的环保排放指标和大气污染防治要求，云南石化通过通过优选催化裂化烟气和动力站锅炉烟气脱硫脱硝技术、采用新型高效低氮燃烧器、优化污水处理方案、优化油气回收方案、建立挥发性有机物“泄漏检测与修复”系统等污染防治措施，确保项目污染物达标排放，满足国家环境保护新要求，适应炼油行业新标准。

3）为适应中缅原油管线原油输送能力，需要调整项目建设规模。

为了确保项目原油资源稳定供应、扩大对外合资合作，积极引进国外原油资源，扩大与资源国合作，同时带动地方经济发展，中石油与沙特阿美签署了《云南炼油项目谅解备忘录》，达成初步合资意向，项目由中国石油、沙特阿美和云天化三方合资建设中石油云南石化有限公司。

沙特阿美公司是目前世界上最大的石油公司，其承诺为本项目供应 1300 $\times10^4$t/a 原油，与其合资合作建设，可使原油供应得到充分保证、扩大对外合资合作；同时，引进地方企业云天化集团进行合资经营，可以带动地方经济发展。

中缅原油管线一期输原油能力 1300$\times10^4$t/a，云南炼油项目作为中缅油气管道配套项目，按照项目合资协议，为适应中缅原油管线原油输送能力，提高管道和炼油的整体效益，将云南炼油项目加工能力从 1000$\times10^4$t/a 提高到 1300$\times10^4$t/a。加工能力的提高可通过适当增加重油加工手段（增加延迟焦化装置，蜡油加氢裂化、连续重整等装置规模做适度调整）和提高已有装置操作弹性来实现。

4、为西部地区快速发展，提供能源保障。

随着国家西部大开发战略的落实和云南“桥头堡”建设，市场空间进一步扩大。近年随着国家西部大开发政策的落实，西部地区发展较快，本项目目标市场需求预测增大。云南市场成品油实际消费量 2013 年为 945$\times10^4$t/a，预计 2015 年和 2020 年滇黔川渝四省区成品油消费分别为 3461$\times10^4$t 和 4220$\times10^4$t，其中云南市场 2015 年和 2020 年成品油消费预计为 1222$\times10^4$t 和 1520$\times10^4$t，而本项目建成投产后，每年的成品油产量仅为 1031$\times10^4$t，市场对新增的汽柴油等炼化产品有足够的消化空间，而增量炼化产品也将进一步促进西部地区国民经济的快速发展，进一步强化对西部地区的能源保障。

5、依托化工园区，加大与园区物料互供

为支持地方经济发展，依托化工园区，聚丙烯装置交由地方企业建设。云南石化取消聚丙烯装置，加大与园区的物料互供，实现循环经济。

2.2 工程优化调整内容

优化调整后，项目建设地点不变，征地面积不变，平面布置进行适应性调整，总加工工艺路线在原加氢工艺基础上辅以延迟焦化装置，取消聚丙烯装置，装置套数 15 套不变；调整原油罐区建设方案，增加原油储存能力，中间油罐区、成品油罐区罐容适应性调整；通过调整加工工艺和生产装置规模、增加延迟焦化装置、轻汽油醚化单元、氢气提纯单元，使汽、柴油产品质量全部达到国 V 标准；优化废水、废气等环境保护措施，确保各污染物达标排放。

2.2.1 加工规模及加工工艺的变化

与中缅原油管线一期输送能力相适应，将炼油加工能力从 1000×10^4t/a 提高到 1300×10^4t/a。

总加工工艺路线在原“常减压蒸馏-蜡油加氢裂化-渣油加氢脱硫–重油催化裂化的全加氢工艺”的基础上辅以延迟焦化装置，在 140×10^4t/a 汽油加氢装置增设 50×10^4t/a 轻汽油醚化单元，调整蜡油加氢裂化、连续重整、异构化、航煤加氢、MTBE 等装置规模。

项目优化调整后的总加工工艺流程图见图 2.2-1。

2.2.2 工艺装置的变化

云南炼油项目规模调整后，原油来源和性质不变。原环评批复的 15 套生产装置中，渣油加氢脱硫、催化裂化等 2 套不变，取消 1 套聚丙烯装置，其他 12 套装置调整。新增 1 套延迟焦化装置。项目装置数量仍为 15 套。

优化调整前后工艺装置的具体变化情况详见表 2.2-1。

1）原柴油加氢精制装置，调整为直柴加氢精制+汽柴油加氢改质联合装置，规模增加 80×104t/a，实现柴油产品质量升级。

2）原催化汽油加氢装置，增加 50×104t/a 轻汽油醚化单元，调整为催化汽油加氢醚化装置，实现汽油产品质量升级。

	10^4t/a
沙特轻质原油	325.00
沙特中质原油	325.00
科威特原油	650.00
合计	1300.00
S%	2.60
残炭%	6.05
Ni+V，ppm	39.32
N，ppm	2000.00
S 10^4t/a	33.80
常压渣油	491.05
合计	491.05
S%	4.02
S 10^4t/a	19.74
液油加氢预分器尾气	1.14
液油加氢汽提塔顶气	1.49
加氢裂化汽提塔顶气	3.27
加氢蜡制汽提塔顶气	1.15
加氢改质汽提塔顶气	1.90
催化汽油加氢汽提塔顶气	0.33
初顶石脑油	86.58
常顶石脑油1、2	142.35
加氢改质石脑油	16.16
加氢裂化粗LPG	4.13
石脑油加氢稳LPG（可选）	
	261.51
S%	1.15
S 10^4t/a	3.01
氢耗H2	2.10%
	8.00
减压重馏油	90.94
常压渣油	172.67
减压渣油	99.13
热化蜡油	18.11
小计	380.84
S%	4.15%
S 10^4t/a	15.82
脱硫渣油	308.96
加氢裂化尾油	10.50
小计	319.46
S%	0.30
S 10^4t/a	0.9584
催化油浆	18.85
减压渣油	75.00
合计	93.85
S%	4.46
S 10^4t/a	4.19

		收率m%	10^4t/a
常压蒸馏	常顶气	0.05	0.59
	初顶石脑油	6.66	86.58
	常顶石脑油1	4.85	63.05
	常顶石脑油2	6.10	79.30
	煤油馏分	10.57	137.41
	柴油馏分(常二、三	20.72	269.36
	常压渣油	51.05	663.72
1300	合计	100.00	1300.00
减压蒸馏	减顶气	0.66	3.24
	蒸一馏分（柴油）	2.44	11.98
	轻蜡油	42.92	210.76
	重蜡油（减二、四）	18.52	90.94
	减压渣油	35.46	174.13
500	合计	100.00	491.05
轻烃回收	干气+H2S	1.28	3.35
	饱和LPG	10.20	26.67
	石脑油	88.52	231.49
280	合计	100.00	261.51
渣油加氢	H_2S	5.04	19.18
	NH_3	0.24	0.89
	含硫干气	0.39	1.49
	富氨气体	0.40	1.52
	脱分器尾气	0.30	1.14
	石脑油	1.43	5.45
	轻石脑油	0.86	3.28
	柴油	12.28	46.75
	脱硫渣油	81.13	308.96
	损失	0.05	0.19
400	合计	102.10	388.84
催化裂化	H2S	0.14	0.45
	干气	3.36	10.73
	液化气	16.00	51.11
	汽油	46.50	146.35
	柴油	20.00	63.89
	油浆	5.90	18.85
	焦炭	8.50	27.15
	损失	0.50	1.92
330	合计	100.00	319.46
延迟焦化	H2S	1.50	1.41
	干气	5.24	4.92
	LPG	2.37	2.22
	石脑油	12.09	11.35
	柴油	27.90	26.18
	焦化蜡油	19.30	18.11
	石油焦	31.60	29.66
120	合计	100.00	93.85

	10^4t/a
氢耗H2	2.78%
	5.86
轻蜡油	210.76
小计	210.76
氢耗H2	0.18%
	0.25
煤油馏分	137.41
氢耗H2	0.60%
	1.69
直馏柴油	281.34
小计	281.34
氢耗H2	1.37%
	2.15
催化柴油	63.89
液油加氢石脑油、柴油	66.47
焦化汽柴油	37.53
小计	156.89
氢耗H2	0.62%
	0.78
催化汽油	145.35
甲醇	2.98
脱硫催化轻汽油	43.33
合计	46.31
轻烃回收干气	3.35
气脱回收干气	(5.4)
小计	3.35
催化干气	11.18
（暂不含杂质）	11.18
轻烃收回饱和LPG	26.67
催化LPG	51.11
合计	51.11

		收率m%	10^4t/a
蜡油加氢裂化	H_2S	3.33	7.02
	NH_3	0.11	0.23
	低分气	0.56	1.18
	酸性气	1.55	3.27
	稳液化气	1.96	4.13
	轻石脑油	3.74	7.88
	重石脑油	17.28	36.42
	航煤	24.08	50.75
	柴油	44.76	94.34
	尾油	4.98	10.50
	损失	0.43	0.91
210	合计	102.78	216.62
	*所有加氢低分气集中在加氢裂化脱硫		
航煤加氢	H2S	0.2	0.27
	不凝气	0.24	0.33
	石脑油		
	煤油	99.74	137.05
140	合计	100.18	137.66
柴油加氢精制	H_2S	1.18	3.32
	NH_3	0.03	0.08
	低分气	0.08	0.23
	酸性气	0.41	1.15
	石脑油	0.12	0.34
	柴油	98.78	277.91
280	合计	100.60	283.03
汽柴加氢改质	H_2S	0.77	1.21
	NH_3	0.07	0.11
	低分气	0.17	0.27
	不凝气	1.21	1.90
	石脑油	12.00	18.83
	柴油	87.15	136.73
180	合计	101.37	159.04
催化汽油加氢	H_2S	0.01	0.01
	分馏塔顶气	0.23	0.33
	稳定塔顶气	0.91	1.32
	预加氢轻汽油	29.81	43.33
	脱硫催化重汽油	69.66	101.11
140	合计	100.62	146.11
催化轻汽油醚化	气体+损头	0.04	0.02
	醚化轻汽油	99.96	46.29
		100.00	46.31
50			
干气脱硫	H_2S		
	干气		3.35
10			3.35
5.4			
干气脱硫	H_2S		0.45
	干气		10.73
20			11.18
LPG双脱1	酸性气		
	饱和LPG		26.67
30			
LPG双脱2	酸性气		
	催化LPG		51.11
55			51.11

	×10^4t/a
重整氢	0.26%
	0.60
轻烃回收石脑油	231.49
加氢裂化重石脑油	
合计	232.09
蜡制重石脑油	201.13
加氢裂化重石脑油	36.42
合计	237.55
脱庚烷油	201.15
合计	201.15
氢耗H2	0.30%
	0.21
抽余油	39.04
精制轻石脑油	29.94
合计	68.98
加氢集分气	3.20
重整富氢气体	19.69
合计	22.78
催化干气	10.73
轻烃回收干气	3.35
合计	14.08
天然气	14.66
PSA1尾气	14.73
合计	29.39
催化LPG	51.11
蜡化LPG	2.22
合计	53.34
加氢系列酸性水	
非加氢系列酸性水	
非加氢系列胺液	
加氢系列胺液	
酸性气	32.98
纯H2	0.10
	33.08
甲醇	2.90
轻C4	24.97
	27.87

		收率m%	10^4t/a
石脑油加氢	H_2S+NH_3	0.05	0.12
	含硫气体	0.39	0.91
	粗LPG		
	轻石脑油	12.90	29.94
	重石脑油	86.66	201.13
260	合计	100.00	232.09
连续重整	燃料气	0.50	1.19
	富氢气体	8.50	20.19
	其中纯氢	3.50	8.31
	液化气	3.06	7.27
	C5戊烷油	3.26	7.74
	脱戊烷油	84.68	201.15
	合计	100.00	237.55
240			
芳烃联合	燃料气	0.44	0.88
	苯	6.38	12.83
	抽余油	19.41	39.04
	混合二甲苯	26.40	53.10
	C7/C9调和	47.23	95.00
	重组分油	0.15	0.29
	合计	100.00	201.15
200	备注：含C6加氢		
异构化	不凝气	2.43	1.68
	异构化油	97.57	67.51
70	合计	100.00	69.19
PSA1	氢气		8.05
	PSA1尾气		14.73
	合计		22.78
100000	Nm3/h		
PSA4	氢气		0.56
	PSA4尾气		13.42
10000	合计		14.08
制氢	氢气	35.00	10.29
	制氢尾气	65.00	19.10
120000	合计	100.00	29.39
50000	Nm^3/h，自带PSA		
气分	干气	1.22	0.65
	丙烷	30.51	16.27
	丙烯	8.14	4.34
	轻C4	46.82	24.97
	重C4	13.31	7.10
55	合计	100.00	53.34
酸水汽提	净化水1		
	净化水2		
	NH3		1.32
	其中加氢系列统加压侧统抽氨气点		
胺液再生	胺液1		
	胺液2		
2*500t/h			
硫磺回收	硫磺		30.98
	损失		2.10
2*12	合计		33.08
2*6			
MTBE	MTBE		8.0
	C4组分		19.87
8			27.87

物料平衡表 单位：10^4t/a

	名称	物料量	备注
一	原油		
1	科威特原油	650.00	比例50%
2	沙轻原油	325.00	比例25%
3	沙中原油	325.00	比例25%
4	甲醇	5.88	
5	制氢用天然气	14.66	
6	燃料用天然气	18.59	
	合计	1339.13	
二	产品		
1	LPG产品	65.26	
	其中：丙烷	4.34	
	饱和LPG	33.94	
	其它LPG	26.97	
2	汽油(国V)	333.54	
	95#	151.55	
	92#	182.00	
3	航煤	150.00	
4	柴油(国V)	547.07	
5	苯	12.83	
6	混合二甲苯	53.10	
7	丙烯	16.27	外卖
8	硫磺	30.98	液体产品
9	NH3	1.32	
10	石油焦	29.66	
11	催化油浆	0.00	
12	减压渣油	0.00	
	小计	1240.04	
三	自用燃料		
1	催化损焦	27.15	
2	自产燃料气	30.23	
3	制氢尾气	19.10	
4	补充天然气	18.59	
	小计	95.08	
四	损失	4.58	
五	其它指标		
1	轻油产品率	81.89%	
2	综合商品率	92.60%	
3	柴汽比	1.64	

图 2.2-1 中国石油—沙特阿美合资云南 1300 万吨/年炼油项目全厂总加工流程图

表 2.2-1 调整前后工艺装置规模变化情况

序号	1000×10⁴t/a 炼油（原环评）				序号	1300×10⁴t/a 炼油				变化量	
	装置名称			装置规模×10⁴t/a		装置名称			装置规模×10⁴t/a	×10⁴t/a	%
1	常减压蒸馏装置			1000	1	常减压蒸馏装置			1300	+300	+30
	含：轻烃回收单元			240		含：轻烃回收单元			280	+40	+16.7
2	渣油加氢脱硫装置			400	2	渣油加氢脱硫装置			400	0	0
3	催化裂化装置			330	3	催化裂化装置			330	0	0
	含：双脱单元	干气脱硫		15		含：双脱单元	干气脱硫		35	+20	+133.3
		液化气脱硫、脱硫醇		50			液化气脱硫、脱硫醇		85	+35	+70
4	连续重整-芳烃联合装置	石脑油加氢预处理单元		180	4	连续重整-芳烃联合装置	石脑油加氢预处理单元		260	+80	+44.4
		重整单元		200			重整单元		240	+40	+20
		芳烃单元		150			芳烃单元		200	+50	+33.3
		其中：芳烃抽提		30			其中：芳烃抽提		53	+23	+76.7
5	蜡油加氢裂化装置			180	5	蜡油加氢裂化装置			210	+30	+16.7
6	柴油加氢精制装置			380	6	直柴加氢精制装置			280	+80	+21.05
						汽柴油加氢改质装置			180		
7	催化汽油加氢装置			120	7	催化汽油加氢醚化装置	催化汽油加氢单元		140	+20	+16.7
							轻汽油醚化单元（新增）		50	+50	+100
8	航煤加氢装置			40	8	航煤加氢装置			140	+100	+250
9	制氢装置			12×10⁴Nm³/h	9	制氢装置			（12+5）×10⁴Nm³/h	+5×10⁴Nm³/h	+41.6
10	PSA 装置			10×10⁴Nm³/h	10	PSA 装置	PSA1 单元		10×10⁴Nm³/h	+1×10⁴Nm³/h	+10
							PSA4 单元（新增）		1×10⁴Nm³/h		
11	气体分馏装置			40	11	气体分馏装置			55	+15	+37.5
12	MTBE 装置			6	12	MTBE 装置			8	+2	+33.3
13	异构化装置			20	13	异构化装置			70	+50	+250
14	硫磺回收装置	酸性水汽提单元	加氢	125 t/h	14	硫磺回收装置	酸性水汽提单元	加氢	150t/h	+25t/h	+20
			非加氢	125 t/h				非加氢	150t/h	+25t/h	+20
		溶剂再生单元		700t/h×2			溶剂再生单元		500t/h×3	+100t/h	+7.1
		硫磺回收单元		27（9×3）			硫磺回收单元		36（12×2+6×2）	+9	+33.3
15	聚丙烯装置（取消）			15						-15	-100
					15	延迟焦化装置（新增）			120	+120	+100

3）增设 120 万吨/年延迟焦化装置，加工催化油浆及由于原油加工量增加而新增的减压渣油，改善渣油加氢装置进料性质，提高原油加工适应性、提升重油平衡能力和增效能力，提高炼厂生产组织的灵活性。

➢ 增设 120 万吨/年延迟焦化装置

云南炼油项目原油加工能力增加后，需新增一套 120×10^4t/a 延迟焦化装置来处理催化油浆及新增减压渣油。延迟焦化是深度热裂化渣油转化工艺，往往一台加热炉对应给两台焦化塔供料，两塔定时切换，装置连续操作，具有原料适应性强、工艺成熟可靠的特点，是许多炼厂优选的渣油加工方案。据统计，延迟焦化在世界渣油改质工艺中约占 1/3，截止 2014 年，国外延迟焦化装置的加工能力约为 2.27 亿吨/年，美国拥有 52 套延迟焦化装置，总加工能力 1.3 亿吨/年，居世界第一位。目前，国内共有延迟焦化装置 112 多套，总加工能力超过 1.1 亿吨/年，居世界第二位。当前，在世界上在建及拟建延迟焦化装置数量为 10 余套。

延迟焦化装置是提高原油加工适应能力和增效能力的重要手段。云南炼油项目所加工的原油包括沙特轻质、中质原油和科威特原油，含延迟焦化工艺能够适应三种不同原油组成，在 1300×10^4t/a 加工规模时，能够平衡全部渣油，原油加工适应性高，可进一步降低原油采购成本，提高炼厂总体收益；云南炼油项目加工原油全部管输，采用随机输送方式，油质不均衡，生产组织被动。虽有原油调合措施，但受罐容限制，油质调节能力有限。因此，延迟焦化和渣油加氢装置相结合，根据不同原油构成，发挥各自特点，是灵活组织生产、实现渣油优化加工的重要手段；由于渣油加氢脱硫装置催化剂更换周期为一年，两个系列换剂时间共需 3 个月，渣油加氢换剂期间，延迟焦化装置仍能保证重油加工和产品出厂的均衡性。

延迟焦化装置拟采取的环保措施包括：

1）污油、污泥回炼措施：在原料罐、焦化塔设置了多处回炼口，不仅对本装置产生的轻、重污油进行回炼，而且对全厂其它装置产生的轻重污油及污水处理厂产生的污泥进行回炼，因此从全厂的角度看，本装置兼有环保功能。

2）冷焦水处理措施：本装置反应温度为 508℃，较常规焦化装置反应温度高 10~15℃左右，热裂解缩合反应更彻底，冷焦水中含油量更少，本装置对冷焦

水采用闭路处理流程，循环使用，冷焦热水罐上设置脱臭设施，脱除冷焦废气中的H_2S，达到净化目的。

3）废水治理措施：本装置产生的全部含硫污水用泵密闭送往酸性水处理装置，汽提后的净化水循环使用，达到节水降污的目的。装置内产生的含油污水密闭排放至全厂污水处理厂处理。

4）粉尘处理措施：焦炭塔顶底部设置全自动塔顶底盖机，实现密闭除焦；在焦炭破碎处设置喷水措施，防止石油焦在破碎过程中产生粉尘；在焦池四周设置围挡，有效阻止粉尘扩散；石油焦运输采用包裹式皮带闭路输送至动力站，防止石油焦在运输过程中产生粉尘。

5）NOx减排措施：加热炉采用先进的单对流对单辐射的附墙燃烧梯式加热炉，效率达92%以上，相同负荷条件下，烟气排放量少，同时燃烧器选用低NOx火嘴，烟气中NOx含量低。

6）噪声控制措施：鼓风机、引风机采用变频技术，大功率设备等电机采用隔音罩，蒸汽放空口等设计消音器。

4）取消原15×10^4t/a聚丙烯装置。

➢ 聚丙烯装置移址建设

聚丙烯装置由云南云天化石化有限公司建设，由炼油厂区调整至安宁市草铺街道办事处柳树村，北面紧邻云南天安化工有限公司年产50万吨合成氨装置，东面紧邻景成建材基业有限公司，距离炼油项目约1.6km。

根据《关于云南云天化石化有限公司年产15万吨聚丙烯建设项目环境影响报告书的批复》（滇中环审〔2014〕6号，2014年12月23日）：

采用液相双环管聚丙烯技术，年产15万吨聚丙烯，并配套相应的储运工程、公用工程和辅助生产设施。废水满足《污水排入城市下水道水质标准》（CJ343－2010）A等级及《污水综合排放标准》（GB8978－1996）三级标准要求，进入工业园区草铺污水处理厂处理；废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297－1996）二级标准限值及无组织排放监控浓度限值要求；厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348－2008）3类功能区标准限值要求；危险废物收集暂存执行《废物贮存污染控制标准》（GB18597－2001）的要求。

供热系统依托云南天安化工有限公司动力站，禁止其擅自提高锅炉生产负荷；项目排入工业园区草铺污水处理厂主要污染物总量控制指标核定为化学需氧量和氨氮，不重复纳入安宁市“十二五”主要污染物排放总量控制计划。

5）异构化装置规模增加，可提高汽油辛烷值，缓解汽油调合压力，有利于汽油产品质量升级；

6）由于西南地区航空业的发展，对于航煤的需求量增加迅猛，为满足区域对航煤的需要，大规模增加航煤加氢装置规模；

7）溶剂再生装置由700t/h×2改为500t/h×3配置，操作更为灵活，尤其在装置低负荷下更利于生产调控；

8）硫磺回收装置由“3套9×10^4t/a”改为“2套12×10^4t/a+2套6×10^4t/a”配置，备用一套6×10^4t/a硫磺回收装置，可进一步确保装置稳定运行、SO_2达标排放。

2.2.3 总平面布置的变化

项目优化调整后的总平面布置见图2.2-2。

项目优化调整前后的总体布局变化情况见图2.2-3，主要变化包括：

1、厂运输铁路线位置由中部偏西移至厂区最西侧，更加有利于原辅材料和产品的进出。

2、为加大火炬与居民区的间距，降低火炬排放对民众的影响，以及减少安全风险，火炬建设地点由厂区西北侧移至厂区东南侧。

3、取消原计划单独立项建设的100万立方米原油商业储备库项目，原油储罐由4具增至10具，新增储罐在储罐预留地布置。中间油罐区、成品油罐区总罐容随原油加工能力做适应性调整，平面布置微调。

4、增加延迟焦化装置，取消聚丙烯装置，并根据项目场地详勘结果，以保持布局紧凑与工艺流程顺畅为原则，对生产装置布置进行调整。

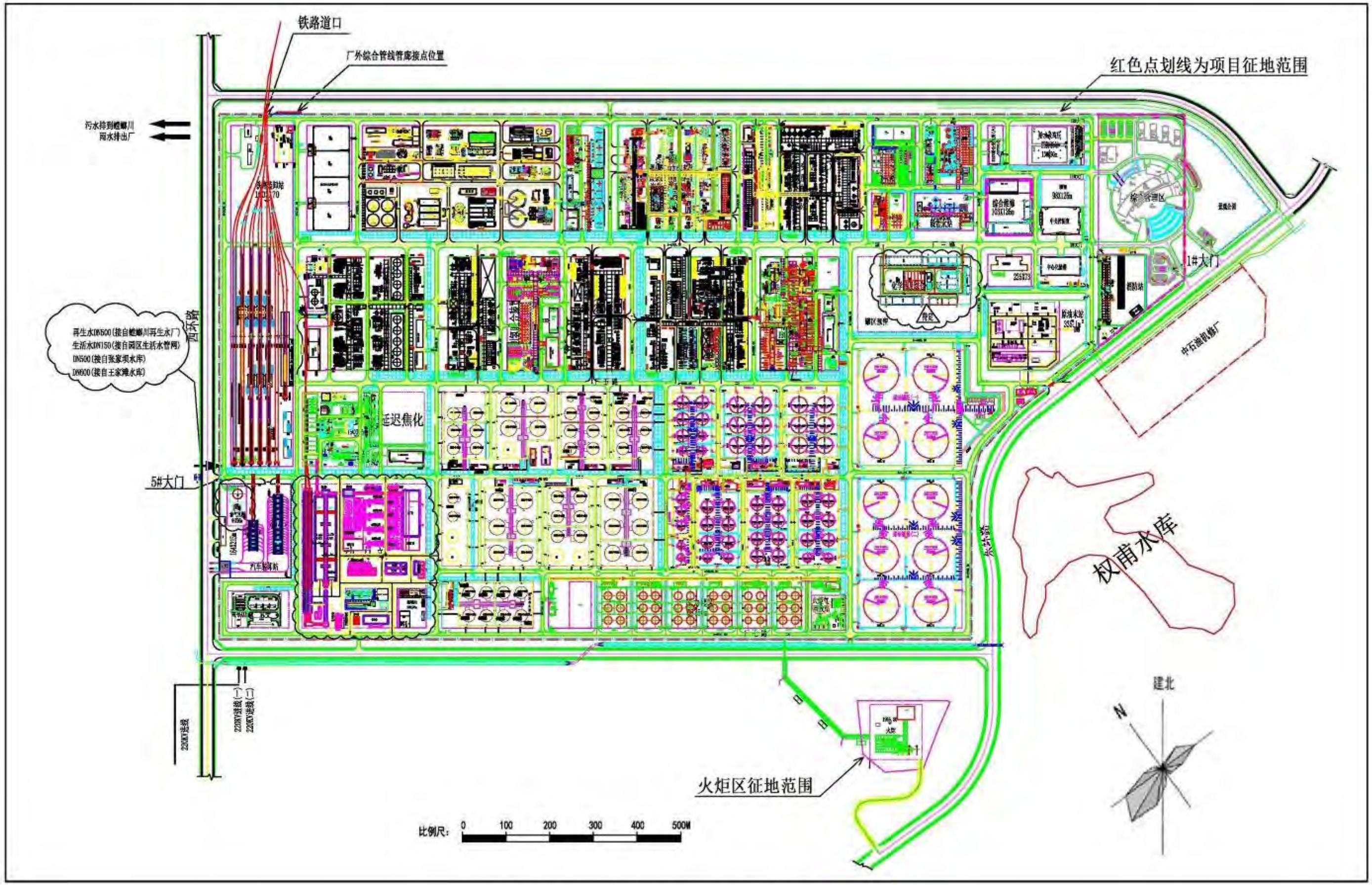


图 2.2-2　　云南炼油项目总平面布置图

中国石油云南1000万吨/年炼油项目

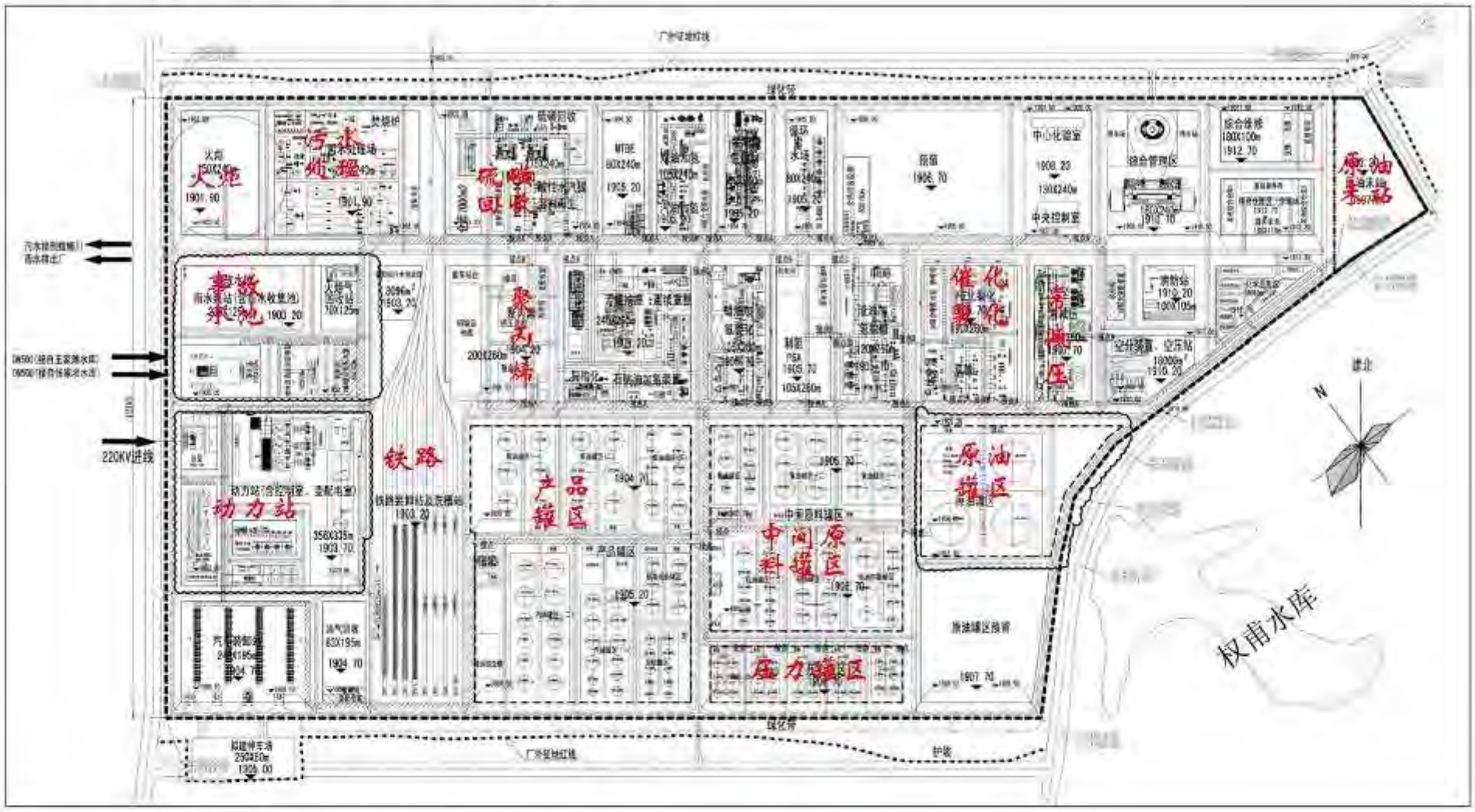


图 2.2-3　　炼油项目优化调整前后总平面布局图

2.2.3.1 火炬位置的调整

原火炬系统位于厂区内西北角区域，紧邻厂西路。优化调整后将火炬系统移至东南角，火炬排放系统设置于主厂区外东南角山丘位置。

1）炼厂卫生防护距离内的村庄搬迁后，距离最近的村镇是草铺镇，火炬移位后，加大了与草铺镇的距离，可进一步降低噪声对居民的影响。

2）移位后的火炬排放系统处于厂区的最高点，较主厂区标高高约 60m，加上火炬自身高度 140m 后，实际高度较厂区地坪高出 200m，高于四周山体的高度，排放扩散条件明显改善。

3）火炬系统距四周设施的安全距离得到改善，且由于火炬排放点实际高度提高至 200m，火炬辐射热影响范围大大减小。

2.2.3.2 原油储罐区建设方案的调整

1）将本项目已批复的 $40\times10^4m^3$ 原油罐区，与原计划单独立项建设的 100 万吨原油商业储备库项目合并建设，建成 $100\times10^4m^3$ 原油罐区，取消已立项的 100 万吨原油商业储备库项目，原油总库容由 $140\times10^4m^3$ 降为 $100\times10^4m^3$，既能保障炼油生产的连续安全稳定，最大限度节省项目用地，又能有效减少有机物的无组织排放。

2）炼油规模增加后，原油储存能力势必要相应提高。

3）云南炼油项目原油设计品种为 3 种——沙特轻质原油、沙特重质原油和科威特原油。原油在缅甸马德岛卸船后不经过混合，采用顺序输送方式直接输送至云南炼厂。这样炼油项目内部需设置不同的储罐存储不同品种的原油，同时还需承担不同品种原油的调和，以满足生产运行的需要。故需新增原油调合功能，增加原油的储容及储罐数量。

4）为进一步保证炼油厂连续安全稳定生产，原油的储存天数由原设计的 11~12 天增加至 20 天，使得原油罐区罐容增加。

2.2.3.3 总体布局的调整

在后期的施工过程中，切实加强了对产品罐区等区域的地质勘查。根据项目实施阶段的工程地质初勘及详勘资料，项目场地东北部存在岩溶、裂隙及溶孔发

育，西侧仅局部发育溶洞及土洞。洞内大部分有填充物，只有少数为空洞，最大洞高为 10m。详见图 2.2-1。

对于已发现的溶洞区域，按照甲级建筑地基基础设计等级、50 年年限的原则进行了治理，处理的深度为场地规划标高下 23m 以内的溶洞，采用全填充压力注浆法进行填充处理：在地表钻孔，将 P.C.32.5 水泥浆液注入溶洞、溶洞充填物及其上覆软弱土层中，浆液经过固化，胶结软弱充填物及软弱土层。同时，溶洞内的浆液形成的结石体对其上覆岩层形成支持作用，保证地基稳定。充填的效果经第三方检测，符合设计及有关规范要求，综合评价为合格。验收报告见附件 33。

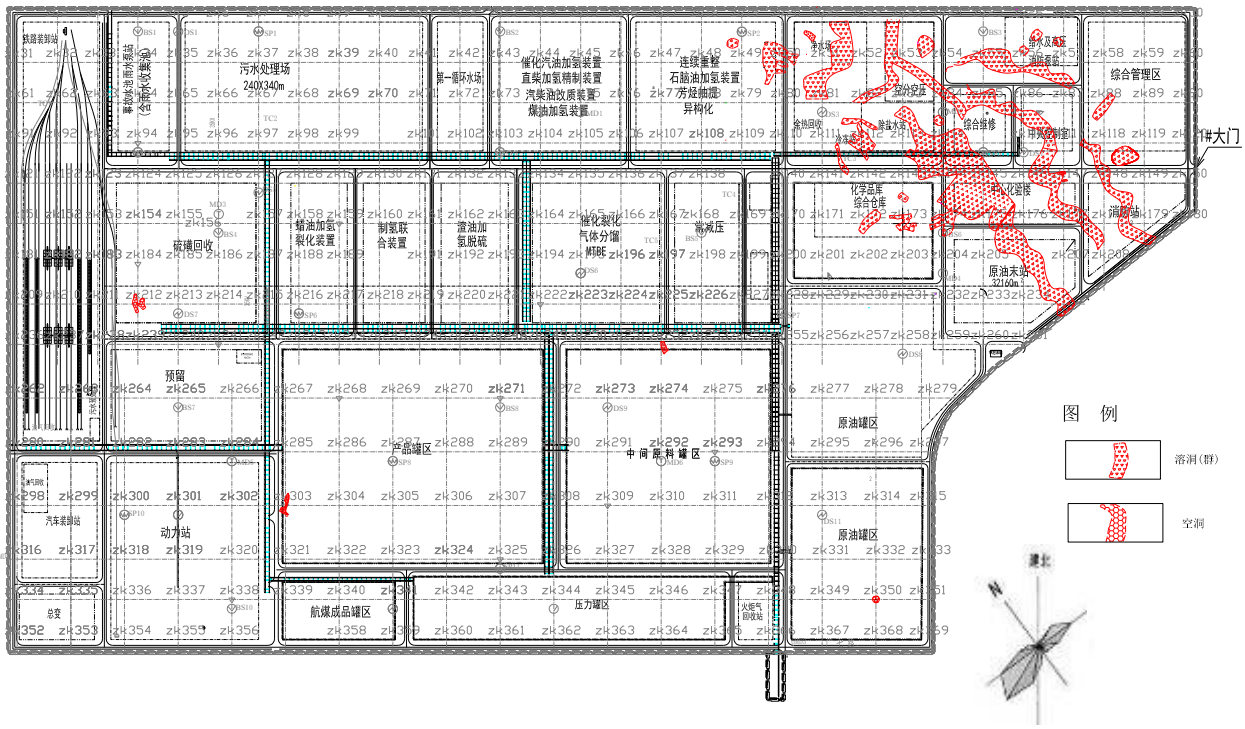


图 2.2-1　建设场区岩溶勘察物探溶洞平面分布图

项目优化调整过程中，根据现场场地平整及详细勘察的结果，对炼厂西南部区域的总平面布置进行了优化调整，通过总平面布置的优化及岩溶注浆填充处理，较好地解决了岩溶对项目建设及环境的影响。

1、将原总图布置中位于厂区西南角（注：本部分的方位描述均以建北为依据，非实际的方位）的汽车装卸站、铁路装卸站、油气回收设施的平面位置向北

调整；将厂内铁路线位置由中部移至厂区最西侧；将全厂220kV总变电所布置在厂区西南角。

2、产品罐区的大部分区域（主要是北部区域）属于填方区，在场地平整过程中，重点对产品罐区的回填区采取加强处理措施，即采用防渗性能好的粘性土作为回填料，以提高该区域的抗渗能力。对于产品罐区内部，尽可能将储罐布置在罐区的北侧，将苯、混合二甲苯等储罐尽可能布置在产品罐区东北部的高填方区，以减少事故情况下泄漏可能对地下水产生污染。而对于产品罐区的防渗措施，则严格按照环评的要求执行，将其作为重点防渗区域，一方面在各储罐下部、含油污水池及埋地污水管道设置HDPE防渗膜，围堰内地坪采用抗渗混凝土等防渗措施，另一方面增加有关监测和应急响应措施。

3、对厂区内各装置、设施位置进行优化，总体向西偏移，以避开岩溶、裂隙及溶孔发育区，原布置常减压、催化裂化装置的区域，设置化学品及综合仓库区。

4、岩溶分布区域经岩溶注浆填充处理后，主要布置综合办公楼、消防站、倒班公寓、中央控制室、中心化验室、综合维修、给水及高压消防泵站、空分空压、除盐水站、净水厂、余热回收设施等公用辅助设施，为非防渗区域。这些设施一方面属于厂区人员集中，对周边环境要求较高，需要与生产区保持一定的安全距离，因此集中布置在厂区东北部；另一方面这些生产性辅助及公用工程设施自身基本无污染物排放，同时建设过程对地质条件的要求也较低，经过注浆填充处理，已堵塞了原有的岩溶地下水通道，该区域可满足建设公用辅助设施的建设条件。

2.2.4 项目组成及环保措施的变化

云南炼油项目规模调整前后，项目组成的变化情况见表2.2-2。

表 2.2-2　　云南炼油项目优化调整前后全厂项目组成变化情况一览表

序号	工程内容			1000×10⁴t/a 炼油（原环评）	1300×10⁴t/a 炼油	备注
1	加工原油			1000×10⁴t/a（沙特轻质原油 250、沙特中质原油 250、科威特原油 500）	1300×10⁴t/a（沙特轻质原油 325、沙特中质原油 325、科威特原油 650）	增加 300×10⁴t/a
2	硫含量			2.6%	2.6%	不变
3	占地面积			240hm²	240hm²	不变
4	总平面布置					平面调整优化
5	工艺流程			选择常减压蒸馏-蜡油加氢裂化-渣油加氢脱硫–重油催化裂化的全加氢工艺流程。	采用“常减压蒸馏-蜡油加氢裂化-渣油加氢脱硫–重油催化裂化的全加氢工艺，辅助延迟焦化。	增加延迟焦化装置，取消聚丙烯装置
6	工艺装置			15 套	15 套	装置数量不变
7	储运系统	1	原料罐区	原油罐 4 具，总容量为 40×10⁴m³； 甲醇罐 2 具，总容量为 2000m³。	原油罐 10 具，总容量为 100×10⁴m³	原油罐增加 6 具，总容量增加 60×10⁴m³
		2	中间原料罐区	36 具，总容量为 50.45×10⁴m³；	44 具，总容量为 51.4×10⁴m³	增加 8 具，总容量增加 0.95×10⁴m³
		3	产品罐区	37 具，总容量为 79.9×10⁴m³	54 具，总容量为 65.1×10⁴m³；(含甲醇罐 2 具，总容量为 2000m³。)	增加 15 具，总容量减少 15×10⁴m³
		4	压力罐区	29 具，总容量为 8.1×10⁴m³	36 具，总容量为 10.6×10⁴m³	增加 7 具，总容量增加 2.5×10⁴m³
		5	污油罐	2 具，总容量为 6000m³。	重污油罐 2 具，总容量为 1×10⁴m³。 轻污油罐 3 具，总容量为 1.6×10⁴m³。	增加 3 具，总容量增加 2.0×10⁴m³
		6	酸碱罐	液氨罐 2 具，总容量为 800m³；碱液罐 2 具，总容量为 300m³；98%浓硫酸罐 2 具，总容量为 32m³；盐酸罐 2 具，总容量为 100m³。	碱液罐 3 具，总容量为 2050m³； 98%浓硫酸罐 1 具，总容量为 500m³。	酸碱罐区取消液氨罐、盐酸罐，液氨罐设置于硫磺回收装置区； 其他酸碱罐调整，罐区罐数减少 4 具，总容量增加 1318 m³。
			小计	罐数 118 具，总罐容 179.3732×10⁴m³	罐数 153 具，总罐容 229.955×10⁴m³	罐区罐数增加 35 具，总罐容增加 50.5818×10⁴m³
		7	油品铁路装车设施	6 座火车装车栈台，312 鹤位	5 座火车装车栈台，80 鹤位	装车栈台、鹤位适应性调整
		8	油品汽车装车设施	18 座，35 车位	17 座，34 车位，不考虑汽油、柴油和航煤的装车	装车栈台、鹤位适应性调整

序号	工程内容			1000×10⁴t/a 炼油（原环评）	1300×10⁴t/a 炼油	备注
8	公用工程	1	动力站	拟建3台220t/h高压燃煤锅炉，2台CC25-8.83/4.02/1.27双抽汽轮发电机组（配发电机组2×25MW）。	拟建3台220t/h高压燃煤锅炉，2台CC25-8.83/4.3/1.27双抽汽轮发电机组（配发电机组2×25MW）。	配置不变，发电量减少，相应动力站总产汽量减少。
		2	给水系统	给水水源包括：王家滩水库原水、安宁草铺片区生产用水水厂、安宁工业区生活给水管网。	给水水源包括：王家滩水库原水、安宁草铺片区再生水厂、安宁工业区生活给水管网。	水源不变，再生水厂供水量稍有增加（293.5t/h→307t/h）
				设置净水场、化学水处理站、凝结水站各1座。	设置净水场、再生水处理设施、化学水处理站、凝结水站各1座。	增设再生水处理设施
		3	循环水场	设置2座循环水场，总规模为55000 m^3/h。	设置3座循环水场，总规模为62100m^3/h。	增加7100m^3/h。
		4	空压站	设置1座空压站，供全厂用风	设置1座空压站，供全厂用风	不变
		5	氮气站	设置1座氮气站，制氮能力10000Nm^3/h。	设置1座氮气站，制氮能力12000Nm^3/h。	制氮能力增加2000Nm^3/h。
		6	总变电所	厂区设置220kV总变电所。	厂区设置1座220/35kV总变电所。	不变
		7	消防	设置1座6车式消防站。配套1座消防泵房，2座泡沫站，3座5000m^3的消防储水罐。 全厂消防管网为独立常高压管网系统。	设置1座17车式消防站。配套1座消防泵站，4座泡沫站，1座消防储水池，消防总储水量16000m^3。 全厂消防管网为独立稳高压管网系统。	消防站规模增加。
		8	余热回收	设余热回收站统一考虑全厂的低温热利用。	设低温热回收站统一考虑全厂的低温热利用。	不变
		9	电信	配套厂内电信系统。	配套厂内电信系统。	不变
9	辅助工程	1	机、电、仪维修	厂内设置维修站.	厂内设置维修站.	不变
		2	环保监测及中心化验室	建筑面积4000m^2。	建筑面积5736m^2。	增加1736m^2
		3	办公大楼	工厂办公大楼：建筑面积8700m^2。	综合办公楼：建筑面积20000m^2；生产办公楼：建筑面积4000m^2	增加
		4	职工食堂	建筑面积3000m^2。		包含在“综合办公楼”内
		5	倒班公寓	建筑面积8600m^2。	倒班公寓及文体活动室：建筑面积8800m^2	增加
		6	酸碱站	负责浓硫酸、氢氧化钠溶液、盐酸溶液、液氨的卸车、配制、贮存和输送。	负责浓硫酸、氢氧化钠溶液、盐酸溶液和甲醇的卸车、储存和输送。	基本不变
		7	洗槽站	设普洗台1座，共设52个洗罐位；设特洗台1座，	设置1条普洗线/特洗线，共24个鹤位。其中设置8套	有所调整

序号	工程内容			1000×10⁴t/a炼油（原环评）	1300×10⁴t/a炼油	备注
				共设26个洗罐位。	高压水自动清洗设备。	
10	环保工程	1	催化再生烟气脱硫、NOx控制、除尘、降CO	1、采用加氢脱硫手段来改善催化裂化装置进料，实现其进料“全加氢”。 2、采用湿法烟气脱硫工艺对再生烟气进行脱硫。脱硫废水直排螳螂川。 3、催化裂化装置烟气中NOx排放控制采用BELCO公司罗塔斯(BOC’s LoTOx™) 除NOx技术，NOx排放浓度可稳定控制在50~120mg/L。 4、催化再生烟气经两级旋风分离器、再经三级旋风分离器分离催化剂。 5、使用CO助燃剂以减少再生烟气中CO排放量。	1、采用加氢脱硫手段来改善催化裂化装置进料，实现其进料“全加氢”。 **2、采用湿法烟气脱硫脱硝工艺（BELCO公司基于NaOH洗涤液的EDV® 5000脱硫、LoTOx™脱硝）对再生烟气进行脱硫脱硝。具体的设计过程中，通过加大碱液、臭氧注入量等措施，确保脱硫效率≥90%，脱硝效率≥75%。** **3、使用新型脱硝剂，代替臭氧脱硝，在确保尾气氮氧化物达标的基础上，降低脱硫脱硝废水中的总氮浓度。** 4、催化再生烟气经两级旋风分离器、再经三级旋风分离器分离催化剂。 5、使用CO助燃剂以减少再生烟气中CO排放量。	催化烟气脱硫、脱硝工艺原理不变，技术优化，确定了相应的供应商，明确了设计参数，脱硫效率由原环评时核算的86%提高至93%，大幅度降低了SO_2排放量；NOx排放浓度稍有减少，同时，减少了废水的排放量。
		2	硫磺回收装置尾气处理	1、采用二级Claus＋SCOT尾气处理工艺。 2、尾气处理部分采用低温加氢催化剂技术，净化尾气进入尾气焚烧炉焚烧。	**1、采用先进的BP/AMOCO脱气技术，将含硫气体由焚烧炉燃烧改为制硫燃烧，提高总硫回收率。** **2、采用二级Claus＋RAR 尾气处理工艺。** **3、尾气处理部分使用的加氢催化剂和高效脱硫剂均使用进口剂，提高操作指标。**	硫磺回收装置尾气处理系统进一步确定和完善，降低SO_2排放量。
		3	连续重整催化剂再生烟气除尘降氯	1、连续重整催化剂再生部分设粉尘收集器。 2、采用UOP的Chlorsorb™氯吸收技术。	1、连续重整催化剂再生部分设粉尘收集系统。 2、采用UOP的Chlorsorb™氯吸收技术。 **3、增设阀门和脱氯旁路设施，设两台脱氯罐，进一步脱除烟气中的氯。**	强化脱氯，确保达标排放。
		4	干气脱硫	采用MDEA溶剂脱硫，将催化干气及加氢干气等脱硫后再作为燃料气使用，使燃料气中的硫化氢含量低于20ppm。	采用MDEA溶剂脱硫，将催化干气、焦化干气、轻烃回收干气及气柜回收干气等脱硫后再作为燃料气使用，使燃料气中的硫化氢含量低于20ppm，总硫含量低于100ppm。	干气来源增加焦化干气、轻烃回收干气，干气脱硫装置规模增加。
		5	液化气脱硫脱硫醇	采用固定床脱硫醇工艺。	采用纤维膜脱硫醇工艺。	由于优化调整后，液化气原料的硫

序号	工程内容			1000×10^{4}t/a 炼油（原环评）	1300×10^{4}t/a 炼油	备注
						醇含量较高，为保证脱硫醇效果、维持装置长期平稳运行，对液化气脱硫脱硫醇工艺进行优化调整。
	环保工程	6	低氮燃烧器	1、各装置加热炉均采用新型低氮燃烧器。 2、各加热炉均采用三次风燃烧，有效控制燃烧过程中温度型 NO_X 的生成。NO_X 排放浓度可控制在 120mg/m^3 以下。	1、各装置加热炉均采用**新型高效低氮燃烧器**。 2、各加热炉均采用三次风燃烧，有效控制燃烧过程中温度型 NO_X 的生成，**NO_X 排放浓度可控制在 100mg/m^3 以下。**	充分调研国内外加热炉燃烧器供应商技术能力及其低氮燃烧技术的发展情况，优化加热炉燃烧器选型，确保满足 NOx 排放指标。
		7	油气回收设施	油品汽车、火车装车设施区各 1 套，规模均为 1000m^3/h，采用吸附法。 芳烃火车装车设施区 1 套，规模为 900m^3/h，采用活性炭吸附。	**汽车、火车装卸站 1 套：1 座 5000m^3 缓冲气柜和 1 套 2000m^3/h“吸收+膜分离+吸附”油气回收装置，处理汽油、航煤、芳烃产品汽车、火车装车过程中的挥发油气、异构化油罐区高压呼吸阀呼出油气及洗槽站产生的油气。** **芳烃罐区 1 套：规模 300Nm^3/h，采用“吸附冷凝+膜分离”工艺，处理芳烃罐区挥发的苯及混合二甲苯。**	调整回收装置的设置（3 套改优化为 2 套）、规模（2900m^3/h 优化为 2300m^3/h）和工艺（吸附法优化为“吸收+膜分离+吸附”三效复叠及“吸附冷凝+膜分离”二效复叠收），增加气柜，确保处理系统平稳、安全运行。
		8	可燃气回收系统	设置 1 套 2000m^3/h 可燃气螺杆压缩机提升系统，并连接 1 台 30000m^3 的气柜。	设置 3 台 1800m^3/h 液环式压缩机并联操作，并连接 1 台 20000m^3 的气柜。	压缩机增加，气柜减小
		9	火炬设施	设置中压、低压可燃气紧急放空管网各一套和一座主放空火炬，1 座含酸气放空火炬。高度均为 140m。	1、设置高压、低压+低低压烃类火炬系统 2 套，酸性气火炬系统 1 套，共架安装，火炬高度 140m。 **2、火炬系统增设计量表。**	烃类火炬系统由 1 套优化为 2 套，增设流量计。 酸性气火炬系统无变化。
		10	VOC 控制措施	1、不同介质类别选用不同形式储罐：原油储罐采用外浮顶罐；轻油原料采用内浮顶储罐，并加氮封；高蒸汽压的油品和液态烃等介质采用球罐储存。 2、对于油品装卸、洗槽站洗罐等过程中的挥发油气，采用油气回收。 3、设置火炬气回收装置。 4、单元管道设计为密闭系统；储罐采样使用罐下自动采样器；设置可燃气体探测报警器。	1、不同介质类别选用不同形式储罐：原油储罐采用外浮顶罐；轻油原料采用内浮顶储罐，并加氮封；高蒸汽压的油品和液态烃等介质采用球罐储存。 2、对于油品装卸、洗槽站洗罐等过程中的挥发油气，采用油气回收。 3、设置火炬气回收装置。 4、单元管道设计为密闭系统；储罐采样使用罐下自动采样器；设置可燃气体探测报警器。	变更柴油罐罐型，增设 LDAR（泄漏检测与修复）系统，有效控制 VOCs 的无组织挥发量。

序号	工程内容			1000×10⁴t/a炼油（原环评）	1300×10⁴t/a炼油	备注
					5、22具柴油罐加装内浮盘，由拱顶罐优化为内浮顶罐，进一步减少VOC排放。 **6、设置LDAR（泄漏检测与修复）系统。**	
	环保工程	11	脱臭设施	1、含硫污水密闭管道输送。酸性水汽提装置的原料水罐采用氮封和水封密闭措施。酸性水罐顶酸性气除臭选用JZDS干法脱臭技术。 2、污水处理场恶臭气体经收集后，采用生物滴滤除臭技术除臭，尾气通过30m高排气筒集中排放。 3、选择适合的储罐类型，对于加氢中间原料、芳烃产品、甲醇等油品储罐均增设氮封措施。 4、芳烃储罐均采为内浮顶罐，并设置氮封系统，芳烃罐区设置残液排放罐及苯吸附罐（活性炭吸附罐）。 5、干气、汽油、液化气进行脱硫和脱硫醇等采用固定床金属脱臭处理技术。	1、含硫污水密闭管道输送。酸性水汽提装置的原料水罐采用氮封和水封密闭措施。酸性水罐顶酸性气除臭选用JZDS干法脱臭技术。 **2、污水处理场隔油池、浮选池等产生的高浓度有机废气经收集后，采用催化燃烧处理后，通过15m高排气筒排放；其他设施产生的恶臭气体经收集后，采用生物滴滤除臭技术除臭后，通过30m高排气筒集中排放。** 3、选择适合的储罐类型，芳烃原料、汽油、航煤及芳烃产品等储罐采用内浮顶罐。 4、对于加氢型装置原料、芳烃原料及产品、石脑油原料、轻污油罐均设置氮封设施，芳烃罐区设置残液排放罐及苯吸附罐（活性炭吸附罐）。 5、液化气脱硫醇采用纤维膜脱硫醇工艺。 **6）洗槽站真空抽污系统芳烃类废气直接引入火车、汽车装车油气回收设施。** **7）碱渣处理过程中的储罐排气、曝气尾气收集后进入碱洗塔碱洗后，送污水处理场废气处理系统统一处理。**	根据工艺的变化适当调整、增加 污水处理场增设催化燃烧系统，对高浓度有机废气进行处理。 液化气脱硫醇工艺由“固定床无碱脱臭”调整为“纤维膜脱硫醇”，产生的碱渣通过碱渣处理设施处理后，进入污水处理场进一步处理。
	环保工程	12	动力站烟气脱硫、脱硝、除尘	1、动力站循环流化床锅炉炉内掺烧石灰石脱硫，炉外烟气采用石灰石--石膏湿法脱硫。 2、采用循环流化床锅炉低温燃烧方式，并采用选择性非催化还原（SNCR）+选择性催化还原法(SCR)进行烟气脱硝。 3、锅炉烟气选用布袋除尘器。	1、动力站循环流化床锅炉炉内掺烧石灰石脱硫，炉外烟气采用氨法脱硫。 2、采用循环流化床锅炉低温燃烧方式，并采用选择性非催化还原（SNCR）+选择性催化还原法(SCR)进行烟气脱硝。 3、锅炉烟气选用布袋除尘器。	炉外烟气脱硫由“石灰石--石膏湿法脱硫”优化调整为“氨法脱硫”。

序号	工程内容			1000×10^{4}t/a 炼油（原环评）	1300×10^{4}t/a 炼油	备注
		13	装置区污水预处理	本项目装置区内共设 4 个污水预处理池，均加盖封闭。	1、装置区内共设 4 个污水预处理池，均加盖封闭。 **2、全厂废胺液回收采用密闭系统，确保含胺液的切水返回胺液回收系统，脱硫废胺液均有密闭收集措施，收集后进碱渣处理装置，不进入工业污水处理系统，从源头减少水中的氨氮，杜绝对污水处理场的冲击。**	各装置污水经过预处理后进入污水处理系统，避免对污水处理系统的冲击，确保污水处理稳定达标。
		14	排水系统	清污分流、污污分流、雨污分流、分质处理和废水回用	清污分流、污污分流、雨污分流、分质处理和废水回用	不变
		15	污水处理场	3 条污水处理线，总规模 1250 立方米/小时污水处理系统——500m^3/h 含油污水处理、200m^3/h 含盐污水处理、550m^3/h 清净废水处理（预处理＋生化系统），配套 700m^3/h 膜除盐系统、210m^3/h 浓水处理系统。 各类污水经分类处理后，大部分回用，未利用部分经浓水处理系统处理后外排。	**考虑含盐污水水质波动大，将清净废水并入含盐污水系统，污水处理场优化为 2 条污水处理线，并增加回用深度处理工艺段。加强含盐污水预处理，提高操作灵活性。在浓水处理系统增加反硝化池、V 型滤池，以处理总氮、总磷，确保废水达标排放。** **考虑含盐污水和含油污水两个系列互为备用，也可混合处理，两个系列设计规模均取 500m^3/h，则总规模 1000m^3/h。** 配套 700m^3/h 膜除盐回用水深度处理，150m^3/h 浓水处理系统。 污水经处理后主要送至除盐水站用水，部分作为循环水场补充水。未利用部分经浓水处理系统处理后外排。	借鉴其他炼厂成功运行的经验，结合环评批复中优化污水处理方案的意见，对污水处理场进行局部调整优化，确保污水处理稳定达标。
		16	污水回用	含硫污水经酸性水汽提装置处理后，122m^3/h 净化水回用于厂区电脱盐、加氢等装置，剩余的 51.0m^3/h 净化水并入厂内含油污水处理系统；厂区含油污水经含油污水处理系统处理后，180m^3/h 达标水全部回用于循环水场补充水；清净废水处理系统处理后的达标水 273.0m^3/h 回用于循环水场补充水。 污水回用量 575m^3/h。	含硫污水经酸性水汽提装置处理后，187m^3/h 净化水回用于厂区电脱盐、加氢等装置，剩余的 27m^3/h 净化水并入厂内污水处理系统； 装置污水经污水处理系统处理，444m^3/h 回用于除盐水站补水和循环水场补充水。 污水总回用量 631m^3/h。	净化水及污水回用量增加

序号	工程内容			1000×10^{4}t/a 炼油（原环评）	1300×10^{4}t/a 炼油	备注
		17	凝结水回用	汽机凝结水 100%回收利用； 工艺凝结水 90%回收，送至凝结水站，经除油、除铁及混床处理，经检测达到除盐水标准后，并入除盐水系统。	汽机凝结水 100%回收； 工艺凝结水 90%回收，送至凝结水站，经除油、除铁及混床处理，经检测达到除盐水标准后，并入除盐水系统。	不变
		18	污泥焚烧炉	设计能力为 30t/d，处理污水处理过程中产生的“三泥”、罐底油泥和废活性炭等，固废减量化。	污泥干化处理量 20t/d，污泥焚烧处理量 10t/d，处理污水处理过程中产生的“三泥”、罐底油泥和废活性炭等，固废减量化。	增加污泥深度干化系统，污泥焚烧量减少
		19	厂区排气筒	24 个（含油气回收设施排气筒 3 个，污水处理场恶臭处置排气筒 1 个）	异构化装置的原料油加热方式，由原设计的加热炉加热优化调整为换热及蒸汽加热，消除了原 40m 高的排气筒。另外，对各排气筒进行了合并优化。 优化调整后厂区排气筒为 16 个（含油气回收设施排气筒 2 个，污水处理场除臭排气筒 1 个+催化燃烧系统排气筒 1 个）。	合并后的排气筒，高度和内径绝大多数大于原设计参数，有利于大气污染物排放、扩散。
		20	碱渣处理系统		**碱渣处理系统设计规模 10000/t/a，采用废碱全生物氧化技术处理各工艺装置排出的废碱渣，最终的生物床出水排入污水处理场。**	新增装置，碱渣来源见表 2.2-3。
		21	延迟焦化装置污染控制		**设置密闭接触冷却系统，冷焦水闭路处理，循环使用，冷焦热水罐设置脱臭设施；含硫污水全部送酸性水处理装置净化；密闭除焦，并在焦炭破碎处设置喷水措施，在焦池四周设置围挡；石油焦运输采用包裹式皮带闭路输送；加热炉采用先进的单对流对单辐射的附墙燃烧梯式加热炉，减少烟气排放量，同时燃烧器选用低 NOx 火嘴，降低烟气中 NOx 含量；采用变频技术，设置隔音罩、消音器等降噪。**	新增
		22	危险废物临时储存库	危险废物临时储存库占地面积 15m×40m。设置防渗层。	危险废物临时储存库占地面积 634m^2。设置防渗层。	面积增加 34 m^2

序号	工程内容			1000×10^{4}t/a 炼油（原环评）	1300×10^{4}t/a 炼油	备注
		23	初期雨水收集池及事故水池	设置 1 座 25000m^3 事故水池，1 座 85000m^3 雨水收集池，各联合装置区设置初期雨水收集设施，初期雨水及事故水送污水处理场处理。	设置 1 座 25000m^3 事故水池，1 座 85000m^3 雨水收集池，各联合装置区设置初期雨水收集设施，初期雨水及事故水送污水处理场处理。	不变
		24	环保监测站	环境监测站与中心化验室共用一栋建筑物，配置分光光度计、气相色谱仪、原子吸收分光光度计等实验必备分析及采样仪器。	环境监测站与中心化验室共用一栋建筑物，配置分光光度计、气相色谱仪、原子吸收分光光度计、大气采样器、粉尘测定仪、烟道气分析仪等实验必备仪器。	不变
		25	环境空气质量监测站		**设置两个环境空气质量监测站，监测项目包括（1）SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10}、$PM_{2.5}$；（2）风向、风速、温度、湿度、压力等气象参数；（3）特征监测项目包括：VOCs、有机硫、H_2S、NH_3。另外，云南石化设立环境应急监测车，作为空气质量监测站的补充。**	新增

表 2.2-3　　生产过程碱渣来源一览表

装置（单元）名称	碱渣产生环节	备注
双脱单元液化气脱硫醇	催化、轻烃回收液化气脱硫醇采用纤维膜脱硫醇工艺，产生少量碱渣。	原环评中，液化气脱硫醇选用固定床无碱脱臭技术，不产生碱渣。 液化气脱硫醇工艺优化调整原因详见 2.2.4.4 章节。
异构化装置	稳定塔顶气碱洗，产生碱渣。	原环评的设计方案中，未涉及稳定塔顶气碱洗。
延迟焦化装置	焦化液化气脱硫醇采用纤维膜脱硫醇工艺，产生少量碱渣。	新增装置。
硫磺回收	溶剂再生排废液	

2.2.4.1 动力站烟气脱硫方式的调整

本项目动力站烟气脱硫方式的优化调整，主要基于以下几个方面考虑：

1、氨法脱硫技术是一项绿色脱硫工艺，符合循环经济和低碳经济的要求

脱硫过程没有固废排放，其副产物为市场容量大的硫酸铵化肥；吸收剂不含碳，不增加CO_2排放。而采用石灰石石膏法脱硫，每减排一吨SO_2，会增加0.7吨CO_2排放。

2、氨法脱硫技术脱硫效率高，煤种适应性强

高含硫时，脱硫效率稳定高达98%以上；操作弹性较大，0.5%～8%的含硫量均可适应。

3、氨法脱硫运行过程，用电率可降低50%，节能效果显著，运行成本低

用电率比石灰石法低50%，相当于实现碳减排；1t液氨副产3.8t硫酸铵，可以增值，运行成本显著降低。

4、项目选用的亚太氨法脱硫技术，可有效控制氨逃逸。

$(NH_4)_2SO_3$和NH_3对SO_2均具有较强的化学吸收作用,但NH_3在溶液中的NH_3平衡分压大，而$(NH_4)_2SO_3$分解的NH_3平衡分压小， 氨逃逸量小。本项目所选用的氨吸收技术，主要利用$(NH_4)_2SO_3$的吸收功能，氨仅作为吸收剂的再生原料。采用亚盐吸收可避免烟气中的SO_2与气相氨的接触而产生气溶胶，控制逸氨量。另外，采取强化出塔烟气的除氨雾措施，设置水洗除氨雾段，通过水循环喷淋洗涤除去烟气中微量未反应的游离气氨和夹带的硫酸铵液沫，提高氨的利用率。除雾器采用两级除雾器。同时设置定时冲洗水系统。通过吸收机理控制技术和水洗除雾段、高效除雾器的设置，不仅能够确保脱硫效率，而且可大幅度降低系统氨耗、提高氨利用率、节约运行成本，降低出口烟气雾滴浓度。

5、氨法脱硫技术无废水排放，可与脱硝实现协同控制

本项目选用的氨法脱硫采用$(NH_4)_2SO_3$作为吸收剂，中间产物为亚硫酸氢铵（NH_4HSO_3），最终产物为硫酸铵。由于亚硫酸氢铵（NH_4HSO_3）和硫酸铵均完全溶解于水，装置内脱硫液为澄清溶液，氨法将回收的SO_2全部转化为硫酸铵化肥，吸收剂和硫酸铵溶液处在一个封闭的循环回路之中，不产生任何废水、废液和废渣，没有任何二次污染。

氨法脱硫的同时具有一定的脱硝效果，亦可与SCR、SNCR脱硝工艺共用一套液氨供应系统。

6、氨来源可靠，由云天化就近提供，可减少运输风险。

7、脱硫副产品应用市场大、附加值高

脱硫副产品硫酸铵（含氮量21.2%，含硫量24.2%，总肥效45.4%）是一种优良的含硫氮肥（俗称肥田粉），适用于碱性土壤和作物，能使枝叶生长旺盛，提高果实品质和产量，增强作物对灾害的抵抗能力，可作基肥、追肥和种肥，特别适合于做复合肥的组份。

动力站炉外烟气脱硫方式由“石灰石--石膏湿法脱硫”优化调整为“氨法脱硫”后，脱硫效率由90%提高至95%，在掺烧石油焦、燃料硫含量增加的前提下，SO_2排放量仅有少量增加（由35.49kg/h增至37.39kg/h），满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）要求。

2.2.4.2 污水处理系统的优化调整

原环评污水处理设计总规模为1250m^3/h，其中含油污水处理系统500m^3/h，含盐污水处理系统200m^3/h，清净废水处理系统550m^3/h。污水处理系统优化后，参考国内同类炼厂污水处理规模，调整了污水处理线数量和规模，由原来3条污水处理线合并为2条，增加污水处理流程前端调节功能和回用深度处理工艺段，总规模由1250m^3/h调整为1000m^3/h，其中含油污水处理系统500m^3/h，含盐污水处理系统500m^3/h（包含了含盐污水和清净废水）。优化调整前后的污水处理系统均配套700 m^3/h膜除盐能力，150m^3/h浓盐水处理系统。

原环评中，污水处理场由三部分组成，一是含油污水处理系统，二是由含盐污水处理系统、清净废水处理系统和膜系统组成的除盐系统，三是浓水处理系统。含油污水处理系统是对全厂含油废水进行处理，采用“罐中罐+隔油+气浮+生化+气浮+臭氧+CBR生化+气浮过滤”的工艺路线，处理后的污水回用于循环水场。除盐污水系统是对常减压装置电脱盐等含盐污水和循环水场排污等清净废水进行脱盐处理，含盐污水处理系统采用“罐中罐+隔油+气浮+活性污泥+气浮+臭氧+CBR生化+气浮过滤”的工艺路线，清净废水处理系统采用“隔油+高密池+臭氧+CBR生化+气浮过滤”的工艺路线，处理后的含盐废水和清净废水进入膜处理系统，膜系统由超滤和反渗透组成，经脱盐后回用至循环水场。浓水处理系统是对反透浓盐水进行处理，采用“前臭氧+生化+后臭氧+活性炭”的工艺路线，经处理后达标外排。

优化调整后污水处理场分为含油污水处理系、含盐污水处理系和浓水处理系统三部分。含油处理主要流程为采用“罐中罐+隔油+中和+均质+混凝絮凝+气浮+生化+二沉池+高密度沉淀池”的工艺流程，含油污水系统出水送至再生水深度处理系统，经气浮过滤后进入循环水场，与原环评中含油污水处理系统对应；含盐污水处理系主要是对常减压装置电脱盐等含盐污水、循环水场排污等清净废水以及生活污水等进行处理，采用“罐中罐+隔油+中和+均质+混凝絮凝+气浮+生化+二沉池+高密度沉淀池+后混凝+V型滤池”工艺流程。污水回用系统采用“臭氧接触+生物滤池+V型滤池+超滤+反渗透”工艺流程，经处理后按“高水高用”原则送至除盐水站或作为循环水场补充水，与原环评中除盐系统对应。浓水处理系统采用“前臭氧+反硝化滤池+生物滤池+气浮+后臭氧+活性炭”的工艺流程，与原环评中浓水处理系统对应，增加反硝化滤池。

含盐系统和含油系统的进、出水端设置切换阀门，可实现两个系统互为备用，亦实现污水混合处理。污水经处理后进一步反渗透除盐，反渗透产水主要送至除盐水站用水，含油系统出水大部分与含盐系统混合后作为RO系统进水，剩余部分作为循环水场补充水。

1）提高污水达标稳定性

原设计含油污水采用两个系列并列运行，含盐污水和清净废水的处理均采用单系列运行，根据其他炼厂运行实例和本项目装置排水特点，含油污水生化性较好，容易处理达标，而含盐污水和清净废水可生化性差，单独处理难以被微生物降解。污水混合后，可使各股污水得到充分的混合、稀释，削弱各股污水特征污染物数值，降低水质变化对生化工艺的影响，保证出水稳定。不但污水系统抗冲击能力以及污水可生化性提高，高污染物去除效率提高，还解决了含盐污水生化性差，难于生物降解的问题，可使水中氨氮、硫化物等指标均得到去除。

作为备用措施，可以进一步实现含油污水和含盐污水混合处理的功能，增加操作灵活性，保证即使在含盐污水出现波动的情况下，通过生产运行的逐步调节，将进水水质充分的混合、稀释，削弱特征污染物数值，降低水质变化对生化工艺的影响，保证出水稳定。

2）简化工艺段数量，可提高污水处理达标稳定性，降低运行维护成本

原设计处理流程共设了3条处理线，进行优化后，简化了工艺段数量，将清净废水与含盐污水合并，设立含油和含盐2条处理线，且可以互为备用，保留了分质处理功能，可提高污水处理达标稳定性，同时降低运行维护成本。

3）优化厂区用水，降低循环水排污量。

原环评中除盐水站原水为水质很好的净水场产水，循环水补水全部采用工业园区再生水和污水回用水，由于园区再生水的水质比较差，回用水中的含油污水处理达标后直接补循环水，作为循环水补水也比较差，因此循环水浓缩倍数只能按3 设计，循环水排污量大。

设计优化调整后，将达标后的污水全部经过膜系统除盐后主要用作除盐水的原水，实现高水高用，剩余部分作为循环水补水，置换出的净水场产水补充到循环水，这样可使循环水浓倍数提高到4 以上，减少排污量。

2.2.4.3 污泥焚烧规模的调整

优化调整后，增设污泥深度干化系统，整个污泥焚烧系统由湿污泥储运、干化、焚烧、余热利用和烟气处理工艺段组成，污泥经干化处理含水率由80%～85%降到30%左右后进焚烧炉焚烧，焚烧炉规模由原环评的30t/d（含水率85%污泥）优化为10t/d（含水率30%污泥），同时，气筒高度由35m提高至60m。符合《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）的要求，优化调整后的污泥处理系统可降低能耗。

- **污泥干化工艺**

污泥干化采用涡轮薄层污泥干化工艺，涡轮薄层污泥干化工艺是世界上少数可实现产品干度调整的干化工艺之一，也是唯一一个可实现从30%~90%各种干化的工艺。基于其强大的换热效能，在低干度半干化方面，涡轮薄层工艺具有独特的优势，其可在2~3分钟内对产品含固率完成调整，获得最适合当前焚烧条件的半干化污泥。

- **污泥焚烧系统采取的大气污染控制措施**

1）设置除臭单元，对污泥浓缩罐、污泥快混池、污泥储存池产生的臭气进行处理。系统在负压下进行，废气通过管道输送至除臭系统处理，无废气外溢。

2）用氮气密封干化机所有出入口，防止臭气和粉尘外溢；污泥干化单元废气经旋风除尘器除尘后，进入立式文丘里除尘器进一步除尘。

3）焚烧烟气采用干式+湿式净化处理方法，即二燃室喷尿素-余热锅炉-急冷塔-活性炭消石灰-布袋除尘器-洗涤除雾塔的净化组合系统，确保排放烟气达标。通过二燃室喷尿素以除去NOx；通过对急冷塔温度和滞留时间的控制，避免二噁英的产生。

4）根据《斯德哥尔摩公约》，首批须受控制的 12 种持久性有机污染物包括六氯代苯、多氯联苯、多氯二苯并对二噁英和多氯二苯并呋喃等。其中，二噁英被认为是对人类和其它生物危害最为严重的物质。本项目处理固废的焚烧炉，采用从废物的源头、炉子设计和运行控制及尾气处理均采取预防和控制措施，以确保二噁英的有效控制和消除。其中尾气处理对二噁英类物质的减缓措施主要设置在烟气净化系统中的急冷塔、活性炭吸附等工序中，焚烧炉排放的二噁英等持久性有机污染物非常低，可以忽略不计，满足国家相关标准，其技术经济合理可行。

2.2.5 产品及产量的变化

优化调整前后产品及产量变化详见表 2.2-4。

表 2.2-4　　调整前后产品及产量变化统计

1000×10^4t/a 炼油（原环评）			1300×10^4t/a 炼油			产品变化量$\times10^4$t/a
序号	产品名称	产量$\times10^4$t/a	序号	产品名称	产量$\times10^4$t/a	
1	汽油(欧Ⅳ)	271.03	1	汽油(国 V)	333.54	+62.51
2	柴油(欧Ⅳ)	463.42	2	柴油(国 V)	547.07	+83.65
3	航煤	61.70	3	航煤	150.00	+88.30
4	丙烷	5.17	4	丙烷	4.34	-0.83
5	液化气	44.94	5	LPG 产品	60.91	+15.97
6	混合二甲苯	35.32	6	混合二甲苯	53.10	+17.78
7	苯	6.24	7	苯	12.83	+6.59
8	硫磺	25.24	8	硫磺	30.98	+5.74
9	液氨	1.01	9	NH_3	1.32	+0.31
10	催化油浆	16.32				-16.32
11	聚丙烯	13.46				-13.46
			10	丙烯	16.27	+16.27
			11	石油焦	15.67	+15.67
			12	硫铵	1.23	+1.23

产品及产量的变化，主要体现在以下方面：

1）总加工规模增加，汽油、柴油、煤油等相关产品产量相应增加；

2）聚丙烯装置取消，产品由聚丙烯变为丙烯；

3）新增延迟焦化装置，原催化油浆产品送入延迟焦化装置加工；另外，延迟焦化装置所产石油焦（共 29.66×10^4t/a），一部分（13.99×10^4t/a）送动力站作为燃料利用，一部分（15.67×10^4t/a）作为产品就近提供给天安公司煤气化装置作原料。

4）动力站烟气脱硫由“石灰石--石膏湿法脱硫”优化调整为“氨法脱硫”，增加硫铵产品。

➢ 石油焦的利用途径

石油焦除提供炼厂配套动力站作燃烧料（13.99×10^4t/a）与煤掺烧外，就近提供给安宁市工业园区云天化集团下属子公司天安公司煤气化装置作原料。按照天安公司煤气化装置现有加工能力，每年可掺烧约 16.50×10^4t/a。上述两项每年可消化石油焦 30.49×10^4t，可完全平衡延迟焦化装置所产 29.66×10^4t/a 的石油焦。另外，石油焦的引入，可替代原有的原料煤，减少天安公司煤的使用量。

1、循环流化床锅炉掺烧石油焦，实现清洁燃烧

从上世纪 90 年代国内第一座燃石油焦的动力站项目-镇海炼化第二热电站工程开始，至今已有 30 多座炼油项目配套动力站掺烧或者全烧石油焦计，经过 10 多年的摸索和经验积累，在石油焦的储存、输送、燃烧控制、烟气处理、辅机配套等方面都有比较成功的经验。

最合理石油焦和煤的混配方案是炉膛混配，即：进炉之前分别储运、破碎，最后通过不同的给料机送入炉膛案。

由于石油焦的高含硫特性以及国家环保的高要求，动力站采用炉内石灰石+炉后氨法工艺二级脱硫方案，以满足 SO_2 达标排放要求。

2、石油焦用于煤气化装置做原料，实现循环经济

随着全球高硫原油产量的增加，高硫石油焦产量也在增加，壳牌公司、通用电气公司、康菲石油公司和萨索尔-鲁奇公司等多家厂商均开发出了商业规模的石油焦气化技术。

天安公司的煤气化装置采用壳牌公司专利技术的 Shell 气化炉，具备高硫石油焦气化能力。早在 2012 年初，为了提高气化炉气化原料的多样性，增加气化原料的来源，降低气化的生产成本，天安公司就开始对可用于 Shell 气化炉气化的高硫石油焦气化进行了研究论证和调研，通过多处实地调研和取样分析论证，确认了原料煤配高硫石油焦气化的可行性。

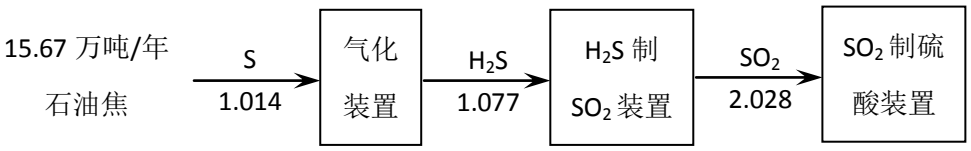
天安公司通过深入研究论证和调研后，在确保装置安全、稳定运行的前提下，于 2013 年 7 月开始采取高硫石油焦（全硫含量约 6%）与原料煤按不同的掺配比例用于 Shell 气化炉配煤气化的装置运行测试，前后试用了约半年时间，共消耗石油焦 6 万吨。

天安公司通过长时间的气化炉原料煤配高硫石油焦的生产运行后，发现气化装置的关键参数（煤粉粒度、飞灰量、粗合成气产量等）均有不同程度的良性改变，当石油焦价格比原料煤价格相对较低时，粗合成气的单位成本明显下降。目前气化炉掺烧石油焦为常态化操作，根据石油焦采购情况和装置情况，目前气化炉石油焦（低位发热值：32 MJ/kg）掺烧比例为 20～30%。

在不掺烧石油焦的情况下，天安公司的气化炉每年消耗原料煤（低位发热值：24～30 MJ/kg）约 73 万吨/年。按照年消耗原料煤量和石油焦掺配比例 25%推算，目前天安公司气化炉装置每年可消耗石油焦能力约为 16.5 万吨，完全能消耗云南石化的石油焦产量（15.67 万吨/年，含硫 6.472%）。

天安公司 Shell 气化炉石油焦配煤气化工艺流程为：原料煤和石油焦按比例混合经磨粉、干燥后加压进入气化炉，在高温、高压下与气化剂纯氧、蒸汽反应气化，生成粗合成气，粗合成气经冷却、除灰、湿洗后，送变换工序，然后通过低温甲醇洗单元脱出 H_2S；气化炉装置的含少量 H_2S 渣水和湿洗单元的含少量 H_2S 洗涤水通过加热汽提脱出 H_2S。所有脱出的 H_2S 气体被送到 H_2S 制 SO_2 装置焚烧成 SO_2 同硫磺焚烧成的 SO_2 一同送至硫酸装置生产硫酸。

石油焦中硫的转换过程如下：



单位：万吨/年

目前，天安公司硫酸系统包括 2×80 万吨/年＋2×30 万吨/年 4 套硫磺制硫酸装置，硫磺采用外购，经焚烧成 SO_2 后送至硫酸装置生产硫酸。根据实测结果，目前硫磺装置的 SO_2 排放情况见表 2.2-5。

表 2.2-5　　天安公司硫酸系统 SO_2 现状排放情况

污染源	监测时间	标况流量	排放浓度	排放量
一期 80 万吨/年硫酸排放口	2015 年 2 月 3 日	153831m^3/h	178mg/m^3	27.38kg/h
二期 80 万吨/年硫酸排放口	2015 年 1 月 14 日	207292m^3/h	80mg/m^3	16.58kg/h
2×30 万吨/年硫酸排放口	2015 年 3 月 20 日	118035m^3/h	301mg/m^3	35.53kg/h

石油焦掺配后，气化炉 H_2S 产生量增加，H_2S 焚烧产生的 SO_2 可代替部分外购硫磺焚烧产生的 SO_2，由于硫酸装置的总产量不变，因此，进入硫酸装置的 SO_2 是稳定的，各装置排放口废气排放量不变，SO_2 的排放量不变。

同时，由于减少了硫磺原料的采购，可降低硫酸生产的单位成本，实现循环经济，具有很好的经济效益和环保效益。

2.2.6 技术经济指标的变化

调整前后技术经济指标变化情况详见表 2.2-6。

表 2.2-6　　调整前后技术经济指标变化情况

序号	项　　目	单位	1000×10^4t/a 炼油（原环评）	1300×10^4t/a 炼油
1	全厂综合商品率	%	92.38	92.60
2	轻质油收率	%	82.00	81.89
3	全厂柴汽比		1.71	1.64
4	全厂新鲜水耗量	t/h	821.5	840.0
5	炼油部分新鲜水耗量	t/h	574.5	662.0
6	炼油部分平均新鲜水耗	t/t 原油	0.48	0.43
7	全厂废水排量	t/h	147	146
8	平均废水排量	t/t 原油	0.123	0.094
9	项目总投资	万元	2656999	2745746
10	建设投资	万元	2155536	2655694
11	环保投资	万元	143815	201791.55
12	10^4t/a 原油加工能力所需建设投资	10^4 元/（10^4t/a）	2155.54	2042.84
13	全厂占地（厂区内）	公顷	240	240
14	10^4t/a 原油加工能力占地（厂区内，包括公用工程扩建用地）	公顷/10^4	0.24	0.185
15	全厂炼油综合能耗	kgEo/t	62.96	62.63

序号	项　　目	单位	1000×10^4t/a 炼油（原环评）	1300×10^4t/a 炼油
16	全厂炼油能量因数		8.442	8.789
17	全厂炼油单位能量因数能耗	kgEo/t.Ef	7.46	7.13

注：新鲜水取水量增加，而外排水量减少，主要是由于循环水场规模增加，蒸发损失相应增加。

从表中的各技术经济指标来看，多数指标有所降低，土地利用效率进一步提升，单位面积土地投资强度上升。如综合商品率由 92.38%增至 92.60%、炼油综合能耗由 62.96kgEo/t 降至 62.63kgEo/t，万吨/年原油加工能力所需建设投资由 2155.54 万元减少为 2050.36 万元。

2.2.7 公用工程消耗的变化

调整前后项目的公用工程消耗的变化情况见表 2.2-7。

由表中可以看出：

1、项目加工能力调整前后，所加工原油来源及比例不变，原油加工量增加 300×10^4t/a。

2、由于催化干气、加氢低分气等均送至 PSA 装置，故全厂装置自产燃料气量减少，需要补充天然气 18.59×10^4t/a 用于加热炉燃烧，而制氢装置需要补充的天然气量则由 19.55×10^4t/a 减至 14.66×10^4t/a。

3、由于加工能力增加，水、电、蒸汽等的消耗增量亦相应增加。

4、将污水处理后的回用水脱盐后主要用于除盐水站原水，置换后的净水场产水和剩余分回用水用于循环水场补水，可减少再生水补水量。另外，由于补水水质提高，循环水浓缩倍数提高，可减少清净废水排放量和补水量。优化调整后新鲜水用量仅由 821.5m^3/h 增至 840m^3/h。

5、常减压装置、渣油加氢等装置增大了净化水用量，净化水回用量由 122 吨/小时增至 187 吨/小时。

6、动力站燃料结构发生变化，由单纯的燃煤变为燃煤掺烧高硫高热值石油焦。

表 2.2-7　　公用工程消耗变化情况

物料		单位		1000×10^4t/a 炼油（原环评）	1300×10^4t/a 炼油	变化量
原油	加工量	10^4t/a		1000	1300	+300
	含硫量	%		2.60%	2.60%	—
天然气		10^4t/a		19.55	33.25	+13.70
新鲜水		m^3/h		821.5	840.0	+18.5
其中：螳螂川		m^3/h		293.5	307.0	+13.5
王家滩水库		m^3/h		498.0	498.0	0
生活用水		m^3/h		30	35	+5
净化水回用		m^3/h		122	187	65
污水回用		m^3/h		453	444	-9
循环水	能力	m^3/h		55000	62100	+7100
	实际用量	m^3/h		47177	54126	+6949
	补充水	m^3/h（新鲜水）		170	512	+342
		m^3/h（回用水）		295	132	-163
脱盐水		m^3/h		970.5	944.5	-126
电		kWh		7.95×10^8	9.58×10^8	$+1.63\times10^8$
压缩空气	净化	Nm^3/min		300	302.2	+2.2
	非净化	Nm^3/min		173	170.7	-2.3
装置需蒸汽量	3.5MPa	耗	m^3/h	427.4	605	+177.6
		产	m^3/h	-352	-553.9	-201.9
	1.0MPa	耗	m^3/h	230.6	296.3	+65.7
		产	m^3/h	-277	-250.8	+26.2
	0.4MPa	耗	m^3/h	229	323.7	+94.7
		产	m^3/h	-163.4	-299.3	-135.9
	总计	m^3/h		94.60	121	+26.4
自产燃料气		10^4t/a		41.59	33.20	+17.59
氮气		Nm^3/h		8560	10697	+2137
燃煤		10^4t/a		40.66	20.98	-19.68
石油焦		10^4t/a			13.99	+13.99

2.2.8 污染物排放的变化

优化调整前后项目的污染物排放变化情况见表 2.2-8。

由于原环评时采用的无组织排放量核算方式与目前不同，为使数据具有可比性，根据环境保护部VOCs核算办法，对原环评的无组织排放量进行重新核算，结果见表 2.2-9。可见，项目优化调整中采取的一系列VOCs控制措施，可有效减少

VOCs的无组织排放量。

表 2.2-8　　优化调整前后项目的污染物排放变化情况统计表

类别	污染物名称	单位	1000×10⁴t/a 炼油（原环评）	1300×10⁴t/a 炼油（优化调整后）	变化情况
废气	烟气量	$10^8m^3/a$	122.02	152.25	30.23
	SO_2	t/a	2512.56	1208.45	-1304.11
	NOx	t/a	1272.05	1271.37	-0.68
	烟尘（粉尘）	t/a	272.77	315.92	43.15
	甲醇	t/a	1.04	1.39	0.35
	H_2S	t/a	0.06	0.095	0.035
	NH_3	t/a	0.08	34.526	34.446
废水	废水量	$10^4m^3/a$	123.48	122.64	-0.84
	COD	t/a	74.09	73.58	-0.51
	石油类	t/a	6.17	6.13	-0.04
	氨氮	t/a	18.52	9.81	-8.71
	硫化物	t/a	1.23	1.23	0.00
	挥发酚	t/a	0.62	0.61	-0.01
	苯	t/a	0.12	0.12	0.00
	二甲苯	t/a	0.49	0.49	0.00
	总氰化物	t/a	0.62	0.61	-0.01
固体废物	危险废物	t/a	13474	17005	3531
	一般废物	t/a	187558	167022	-20536

注：1、由于动力站烟气炉外脱硫方式的变化，增加氨逃逸量 34.32t/a。

2、固体废物为产生量，全部得到无害化利用和有效处置。

表 2.2-9　　优化调整前后无组织排放量核算结果表

污染物名称	单位	1000×10⁴t/a 炼油（原环评）	1300×10⁴t/a 炼油（优化调整后）	变化情况
VOCs	t/a	2461.69	1105.45	-1356.24
NMHC	t/a	1969.35	884.36	-1084.99
苯	t/a	1.92	0.97	-0.95
二甲苯	t/a	3.34	1.57	-1.77

2.2.8.1 大气污染物排放

➢ 点源大气污染物点源排放

项目大气污染物点源排放的变化情况详见表 2.2-10。

表 2.2-10　　大气污染物排放点变化排放情况统计表

类别	污染物名称	单位	1000×10^4t/a 炼油（原环评）	1300×10^4t/a 炼油	变化情况
加热炉	烟气量	m^3/h	578255	876661	+298406
	SO_2	kg/h	2.86	22.19	+19.33
	NOx	kg/h	61.63	76.06	+14.43
	烟尘（粉尘）	kg/h	7.25	9.67	+2.42
催化裂化再生烟气	烟气量	m^3/h	345480	415000	+69520
	SO_2	kg/h	164.83	41.26	-123.57
		mg/m^3	477.11	99.41	
	NOx	kg/h	38.62	41.5	+2.88
		mg/m^3	111.8	100	
	烟尘（粉尘）	kg/h	15.55	18.68	+3.13
		mg/m^3	45	45	
硫磺回收尾气	烟气量	m^3/h	117066	104738	-12328
	SO_2	kg/h	93.65	41.9	-51.75
		mg/m^3	800	400	
	NOx	kg/h	22.01	5.24	-16.77
		mg/m^3	188	50	
	烟尘（粉尘）	kg/h	0.59	0.52	-0.07
		mg/m^3	5	5	
动力站烟气	烟气量	m^3/h	396655	408596	+11941
	SO_2	kg/h	35.49	37.39	+1.90
		mg/m^3	89.48	91.50	
	NOx	kg/h	26.18	26.97	+0.79
		mg/m^3	66	66	
	烟尘（粉尘）	kg/h	7.94	8.17	+0.23
		mg/m^3	20	20	
	氨	kg/h		0.2	+0.2
		mg/m^3		0.5	
污泥焚烧炉	烟气量	m^3/h	15174	7538	-7636.00
	SO_2	kg/h	2.28	1	-1.15
		mg/m^3	150	150	
	NOx	kg/h	3.22	1.58	-1.64
		mg/m^3	212	210	
	烟尘（粉尘）	kg/h	1.15	0.57	-0.58
		mg/m^3	76	75	

1、装置各加热炉燃料气及制氢用天然气、干气总用量由 61.14×10^4t/a增加至 63.48×10^4t/a，但新型高效低氮燃烧技术及火嘴的应用，使得加热炉燃烧烟气中的NOx浓度可控制在 100mg/L以下，并未导致NOx排放量的明显增加。中缅管线天然气为二类商品气，其硫含量不大于 200mg/m^3，进厂后直接用于加热炉及制氢，故 SO_2 排放量有所增加。

2、催化裂化装置所采用的脱硫脱硝工艺得到了工艺专利商的进一步确定和完善，脱硫效率有所提高，另外。通过通过加大碱液、臭氧注入量以及加入脱硝剂（脱硝效率≥50%）等措施，确保脱硫效率≥90%，脱硝效率≥75%。净化后烟气中的SO_2 的排放浓度由 477mg/m^3 降至 99.41mg/m^3，SO_2 排放量有较大幅度的降低（原环评脱硫后SO_2 排放量为 164.83kg/h，调整后的核算结果为 41.26kg/h）。

另外，由于经进一步设计核实后，催化裂化装置再生烟气量有所增加，导致NOx、烟尘的排放量亦相应增加。

3、硫磺回收装置的尾气处理部分：1）采用先进的BP/AMOCO脱气技术，将含硫气体由焚烧炉燃烧改为制硫燃烧，提高总硫回收率。2）加氢催化剂和高效脱硫剂均使用进口剂，提高操作指标。3）硫磺回收燃烧器选用荷兰杜克、加拿大安美麦格股份有限公司生产的低氮燃烧器，有助于降低尾气中NOx的排放量。以上措施的采取，使得硫磺回收装置尾气焚烧炉的污染物排放量有所降低（原环评SO_2、NOx的排放量分别为 93.65kg/h、22.01k/h，调整后核算结果，SO_2、NOx的排放量分别为 41.9kg/h、5.24kg/h）。

4、随着高热值石油焦的掺烧，动力站的燃料用量有所减少，但由于燃料的热值及性质（硫份、灰份、水份含量等）均发生了一定的变化，导致动力站的烟气量和各污染物的排放量稍有变化。另外，由于采用氨法脱硫，有极少量氨随烟气排出。

综合以上因素，项目最终的SO_2 排放量有较大幅度的削减，而NOx排放量亦有所减少。

- **大气污染物无组织排放**

优化调整后，通过对油气回收系统、可燃气体回收系统、柴油罐选型等进行优化，以及设置LDAR（泄漏检测与修复）系统等，可有效控制无组织挥发，根据

环境保护部VOC核算办法核算，优化调整后非甲烷总烃、VOC的无组织挥发量分别为884.326t/a、1105.45t/a。同一口径重新核算原环评非甲烷总烃、VOC的无组织挥发量分别为1969.35t/a、2461.69t/a，可见，各种措施的采取，可有效降低VOC的无组织挥发。

虽然优化调整后，炼油总加工规模、装置规模及储罐数量均有所增加，动力站炉外烟气脱硫采用氨法增加了少量的逃逸氨，但非甲烷总烃、甲醇、H_2S、氨（由0.08t/a增至0.107t/a）的无组织挥发量仅在原环评的基础上有少量增加，由于芳烃罐区增设了油气回收设施，苯、二甲苯的无组织挥发量减少。

2.2.8.2 水污染物排放

进一步的深化设计中，采取了以下的节水、减排措施：

1、优化调整后，常减压装置、渣油加氢等装置增大了净化水用量，酸性水汽提净化水回用率提高，减少了排入污水场的净化水量。

2、污水处理系统进行了优化，回用装置采用臭氧接触氧化、曝气生物滤池、V型滤池、超滤及反渗透等组合工艺，正常情况下回用水全部经过除盐，实现全厂用水优化，增加污水软化工艺段和臭氧氧化，反渗透采用一级三段法，提高污水回用率。

3、提高循环水浓缩倍数，降低循环水排污量：设计优化调整后，将达标后的污水全部经过膜系统除盐后主要用作除盐水的原水，实现高水高用，剩余部分作为循环水补水，置换出的净水场产水补充到循环水，通过新增的再生水深度处理单元提高了用于补充循环水的再生水水质，可使循环水浓倍数提高到4以上，减少排污量。

4、除盐水站原水大部分由经脱盐的污水回用水替代，提高了产水率，可减少除盐水站排污量。

5、催化再生烟气脱硫脱硝经进一步的完善，核算脱硫直排含盐污水量相对原环评减少7t/h，排污量由原环评时的17t/h减至10t/h。

6、对需冷却的介质，尽可能的采用了空冷冷却，尽量减少冷却用水。

通过以上措施，优化了全厂用水，实现加工规模增加，用水量与原1000×10^4t/a炼油项目基本持平，外排水量略有减少。

2.2.9 清洁生产水平的变化

加工能力调整前后项目的清洁生产水平变化情况见表 2.2-11。

表 2.2-11　　清洁生产指标变化情况比对

项目		单位	1000×10^4t/a 炼油	1300×10^4t/a 炼油	变化量	HJ/T125-2003 指标		
						一级	二级	三级
炼油装置总能耗		kg 标油/t	62.96	62.63	-0.330	≤80	≤85	≤95
炼油装置新鲜水总耗		t/t	0.48	0.43	-0.052	≤1.0	≤1.5	≤2.0
净化水回用率		%	70.52	87.38	16.863	≥65	≥60	≥50
污染物产生指标	石油类	kg/t 原油	0.021	0.022	0.001	≤0.025	≤0.2	≤0.45
	硫化物	kg/t 原油	0.004	0.005	0.001	≤0.005	≤0.02	≤0.045
	挥发酚	kg/t 原油	0.005	0.004	-0.001	≤0.01	≤0.04	≤0.09
	COD	kg/t 原油	0.164	0.170	0.006	≤0.2	≤0.5	≤0.9
	废水量	t/t 原油	0.256	0.363	0.107	≤0.5	≤1.0	≤1.5
污染物排放指标	SO_2	kg/t 原油	0.251	0.093	-0.158			
	NOx	kg/t 原油	0.167	0.098	-0.069			
	烟尘	kg/t 原油	0.027	0.024	-0.007			
	COD	kg/t 原油	0.007	0.006	-0.001			
	石油类	kg/t 原油	0.001	0.000	-0.001			
	废水量	t/t 原油	0.123	0.094	-0.029			
产品指标	汽油		欧 IV	国 V 符合《车用汽油》（GB 17930-2013)产品技术规范		产量的 50%达到《世界燃油规范》Ⅱ类标准	符合 GB17930-1999 产品技术规范	
	轻柴油		欧 IV	国 V 符合《车用柴油（V)》(GB19147-2013）产品技术规范		产量的 30%达到《世界燃油规范》Ⅱ类标准	符合 GB252-2000 产品技术规范	

本次环评时的清洁生产指标与现有环评相比，有增有减，但均可以满足《清洁生产标准 石油炼制业》（HJ/T125-2003）中一级指标的要求。

第三章　工程建设及环境管理现状

3.1 工程建设进展

截止 2015 年 6 月 25 日，项目总体进度为 89.17%。其中：设计进度 100%，详细设计已经完成；采购进度 95.92%，长周期设备总共 197 台(属于炉子设备 21 台)，其中进口设备 75 台，全部完成订货，目前已到货设备 197 台。其他主要动静设备 3437 台，全部完成订货，已到货 3427 台；施工进度 80.02%，工艺装置桩基已全部完成，土建基础、地管基本施工完成。钢结构主体基本施工完成，已完成绝大部分主要设备安装。工艺管线安装全面开展，常减压、气分、MTBE 等部分装置已机械完工，进入试压阶段。

1、原油罐区进入三查四定收尾阶段；中间罐区、产品罐区工艺管线安装施工收尾，进入试压和电仪安装收尾阶段；压力罐区设备安装完成，工艺管线安装完成 90%。

2、生产管理办公楼已中交，消防站、中心化验楼、综合维修已具备中交条件，中控室、综合管理区进入水电、暖通、电信及装修施工阶段，倒班公寓楼、文体中心进入三查四定工作；厂区外管工艺管道安装施工收尾，进入管道试压阶段。

3、总变电站受电完成。空分空压装置钢结构、设备、工艺管线施工完成，电仪安装完成。循环水场、净水场、除盐水站设备、工艺管线安装完成，进入试压及电仪安装收尾阶段。

4、厂区铁路正在进行地基堆载预压。厂外铁路权莆隧道开挖及支护累计完成 1045.5m，二衬累计完成 508m；麒麟站场土方挖填累计完成 129 万 m^3；涵洞工程累计完成 649 横延米；桥梁工程累计完成 8.44 成桥米。

新增的延迟焦化装置、轻汽油醚化单元、PSA4 单元基础设计已完成，长周期设备采购询价工作已开始，详细设计未完成，现场施工未进行。

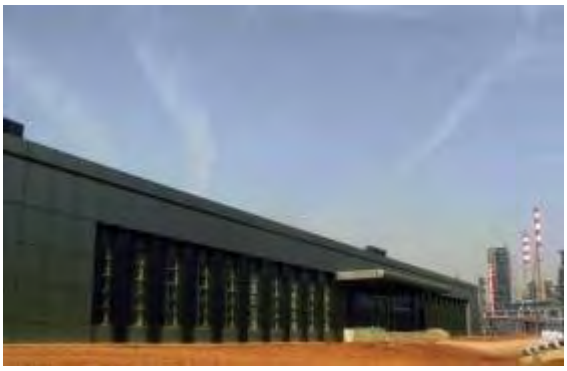
施工现场照片详见图 3.1-1、图 3.1-2。



常减压附塔管线安装



硫磺回收装置装置整体框架建设



生产管理办公楼外景照



综合维修辅助用房走廊



MTBE 装置管廊防火涂料施工完成

图 3.1-1　　施工现场照片（一）



双脱联合装置设备保温



重催装置吸收稳定工艺管道安装



消防站车库门喷漆



综合管理办公楼室外土方回填



制氢联合装置 12 万立转化对流模块吊装



硫磺回收装置道路地坪施工

图 3.1-2 施工现场照片（二）

3.2 工程环保设施同步建设情况

3.2.1 硫磺回收装置

土建施工：土建基础全部施工完成，继续剩余设计新增管墩基础施工；钢结构工程：钢结构工程共计 9122t，预制全部完成，累计安装完成 9002t，安装完成率 98%；地管施工：给排水管线共计 11935m，累计施工完成 11805m；井室共计 176 座,累计完成 171 座；烟囱施工：烟囱筒身 150m 主体混凝土浇筑已完成封顶，烟囱主体及附属构件全部施工完成。

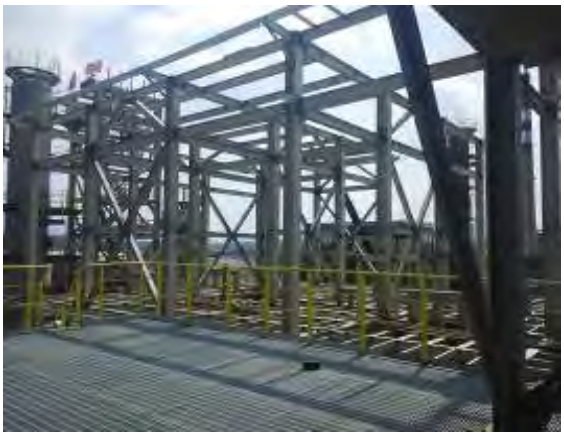
设备安装工程：工艺设备共计 509 台，累计安装完成 342 台；工艺管线安装工程：工艺管线共计 493509 当量，目前累计完成 29336 当量，工艺管线预制、安装施工正在进行，工艺阀门共计 16118 个，目前累计试压完成 6800 个，累计安装完成 50 个。

电气安装工程:电气工程复合防腐接地线共计 13350m,累计敷设完成 12530m;电气桥架共计 6618m，累计安装完成 1100m；电气动力配管共计 4625m，累计安装完成 3050m；电气照明配管共计 19529m，累计安装完成 5400m；电气变压器共计 6 台，全部安装就位完成。

施工现场照片见图 3.2-1。



设备安装施工



钢结构安装施工

图 3.2-1 硫磺回收装置施工现场照片

3.2.2 雨水收集池及事故水池

容积 85000m^3 的雨水收集池及 25000m^3 的事故水池已基本建设完成。

施工现场照片见图 3.2-2。



雨水提升泵房（一）浇筑完成　　B 池回填土完成情况

图 3.2-2　　雨水收集池及事故水池施工现场照片

3.2.3 污水处理场

污水处理部分：完成污水单元水池楼梯抹灰；泵房地面浇筑；二沉池北侧及西侧水稳层施工；配电间南侧及均质池东侧碎石敷设；罐区雨水管敷设；完成浓盐水水池主体施工；观察水池、活性炭水泥基防渗；加药间管沟及设备基础、地面施工；臭氧间墙体砌筑完成。完成污水部分调节罐 B 第六、七、八层罐壁板安装；污泥浓缩罐 A、B、C 主体吊装完成；累计完成污水处理场动静设备安装 253 台。累计完成污水处理场地管 8300 米，工艺管线 4.3 万吋。完成管廊钢结构安装 296 吨；桥架钢结构 60 吨。累计完成全场接地 17000 米、动力配管 4800 米、照明配管 7500 米、电缆桥架 6000 米、灯具 620 套、防雷圆钢 2100 米、高压柜、低压柜、配电箱、控制箱、插座箱等电气设备安装 233 台。

三废处理部分：完成焚烧厂房墙体砌筑，厂房二柱钢筋绑扎；完成厂房内基础浇筑；完成碱渣区泵房门窗及地面施工。设备安装累计完成 51 台；地管施工累计完成 2100 米；工艺管线累计完成 4700 吋。

再生水处理部分：新增的气浮滤池回填及水泥基防渗，雨水管线施工；动设备安装完成 55 台；再生水地管施工 2400m；工艺管线 8300 吋。

施工现场照片详见图 3.2-3。



污泥浓缩罐主体吊装



回用水厂房泵房配管

图 3.2-3　　污水处理场施工现场照片

3.2.4　防渗施工完成及验收情况

3.2.4.1 HDPE 防渗膜

目前原油罐区、中间原料罐区、产品罐区环墙式基础内、地下污水管道 HDPE 膜铺设已完成。

常减压联合装置、连续重整-芳烃抽提装置、重油催化裂化装置、渣油加氢裂化装置、蜡油加氢裂化等主体装置地下污水管道 HDPE 膜铺设已基本完成施工。

污水处理场地下污水管道 HDPE 膜铺设正在施工中。

管沟防渗施工现场照片见图 3.2-4。

环境监理自 2013 年 6 月正式进场开展工作以来，已累计参与防渗材料进场抽检 8 次。根据检测报告信息反馈，送检材料各项指标检验结果均合格。已累计参与防渗工程验收 530 余次，发现并处理各类问题 100 余项。

3.2.4.2 防渗混凝土涂层




图 3.2-4　　管沟防渗施工现场照片

污水处理场已完成二沉池 A/B、污水 V 型滤池、生化池、气浮池 A、气浮池 B、混凝絮凝池、CIP 废水中和池、回用水厂房综合池、曝气生物滤池等构筑物水泥基渗透结晶型防水涂料防渗涂层；

其它主体装置污水处理设施构筑物水泥基渗透结晶型防水涂料防渗施工正在进行中。

3.3 工程建设期环境保护措施

3.3.1 施工环境监理

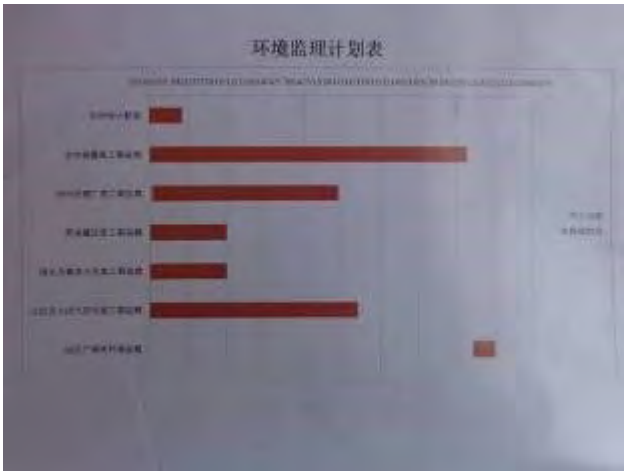
云南炼油项目在施工期聘请了辽宁碧海环境保护工程监理有限公司承担项目建设环境监理工作，2013 年 6 月正式进场开展工作，全过程对工程建设进行环境保护专项监督，有效保证各项环境保护措施的工程质量和“三同时”制度落实。

监理公司依据云南炼油项目环评报告及批复制定了《中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目环境监理方案》、《环境监理计划表》并上报云南省环保厅、昆明市环保局、安宁市环保局等环保行政主管部门进行了备案。

环境监理阶段性成果

目前已完成的环境监理阶段性成果报告见表 3.3-1。





环境监理方案　　环境监理计划表

表 3.3-1　　环境监理阶段性成果报告列表

序号	名称	说明
1	环境监理月报	每月一期，按时上报省市县三级环保主管部门
2	《中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目环境监理方案》	已报省市县三级环保主管部门
3	《云南石化施工期危险废物管理办法》	由环境监理编制，业主审核并已发布
4	《云南石化临时污水处理站管理办法》	由环境监理编制并实施
5	《云南石化临时污水处理站应急预案》	由临时污水处理站运营单位、环境监理共同编制实施
6	《云南石化施工期噪声监测管理制度》	由环境监理编制并实施
7	《HDPE 膜监督管理制度》	由环境监理编制并实施
8	《水泥基渗透结晶型防水涂料监督管理制度》	由环境监理编制并实施
9	《环保宣传材料》	由环境监理编制，业主审核并已下发各施工单位
10	《云南石化环境监理专题报告》	2014 年 9 月已上报西南督查中心
11	《云南石化初步设计核查报告》	已报业主

（1）根据项目特点制定了详细的现场巡视计划，对于现场发现的问题下发整改通知单告知施工单位，对整改情况及时进行复查并做好记录，做到闭环管理。



整改通知单



整改回复函

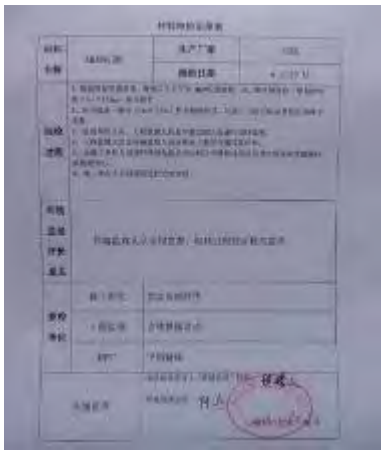
（2）对于防渗工程的施工，从材料进场的抽检，到防渗膜的铺设、验收进行全过程管理，《材料抽检记录》《巡视检查记录》等资料完备。



监理人员对防渗工程进行验收



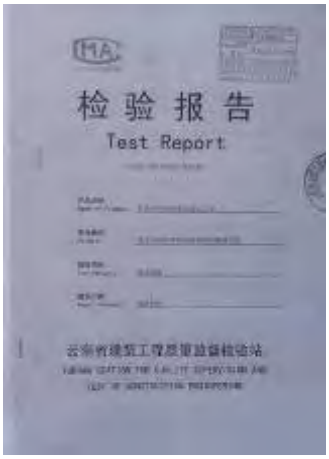
监理人员监督剪切、剥离实验



材料抽检记录表



防渗工程巡检记录表



土工布检验报告



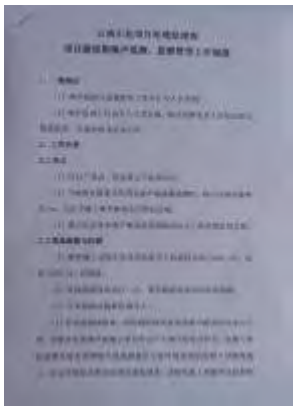
HDPE 膜检验报告

（3）编制了详细的噪声监测计划，每周对各点位例行监测，同时对夜间施工噪声进行抽查。噪声监测与监督管理实行专人负责制，形成噪声监测记录表。

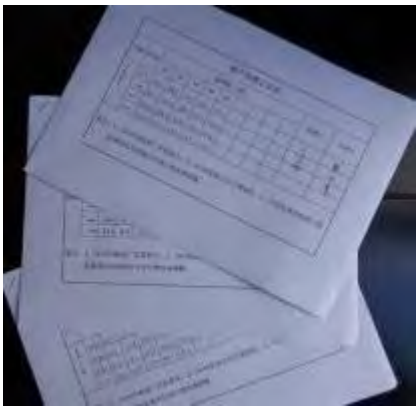




监理人员正在进行噪声监测，并对监测数据进行记录



噪声监测管理制度



噪声监测记录表

（4）举办环境知识讲座及入场培训工作，印发相关环境保护宣传材料，使“环保优先”的理念深入人心。



环保宣传材料

（5）编制环境监理周报、月报，及时上报云南省三级环境保护行政主管部门。



环境监理周报



环境监理月报

（6）坚持每个工作日填写《环境监理日志》，记录环境监理日常监督工作。监理部定期编写环境监理周报、月报，针对特殊情况编写专题报告提交业主。环境监理业务联系单、通知单及回复、来往函件等文件均按照工程建设管理相关标准存档，作为环境监管的重要工作记录。

（7）对建筑垃圾、生活垃圾的收集、运输及处理情况进行监督检查，确保全厂固体废物管理处于受控状态，营造良好的施工、生活环境。



环境监理日志



档案资料规范管理





清运生活垃圾





生活垃圾运往安宁市生活垃圾处理中心焚烧处理

（8）业主委托施工总承包单位对产生的危险废物（主要为废油漆桶）进行收集管理，环境监理安排专人每次对危险废物的出库、入库、贮存、处置进行全过程现场监督，并对其台账记录进行签字确认。

各检测单位产生的废定影液、废显影液等危险废物交由有资质的单位云南康乐化工有限公司进行收集处置，环境监理对集中处置情况进行全程跟踪及监督。废品、定影液的转移均执行了危险废物转移联单制度。



危险废物转移出厂安全处置



危险废物转移联单





危险品运输专用车及危险废物转移联单





废定影液安全到达云南康乐化工有限公司

（9）编制《临时污水处理站管理办法》、《临时污水处理站台账记录》等文件指导运营单位不断规范临时生活污水处理站管理。安排专人负责每天对临时污水处理站的运行情况进行监督检查，发现问题及时提出整改意见。目前，临时污水处理站正常运行，且运行效果良好。每月进行一次水质采样外委云南尘清环境监测有限公司进行监测，水质监测结果均达到环评及批复标准，环境监理对取样、送样过程进行全程监督。

为确保暴雨、停电等极端情况下临时污水处理站的正常运行，协同污水站运营单位编制了《应急预案》，并进行了演练。同时加强了极端天气临时污水处理站的检查。




暴雨期间对临时污水处理站运行情况进行检查




陪同业主检查临时污水处理站停电期间运行情况

3.3.2 项目施工阶段的环境管理

3.3.2.1 建立 HSE 管理体系

云南石化建立了健康、安全、环境（HSE）管理体系，本着项目建设全过程、全方位控制的原则和过程管理的思想，对与 HSE 有关的所有活动都进行严格的管理和控制。管理和控制通过过程识别、建立程序和指南、明确运行准则、培训相关人员等严密进行，确保运行活动不偏离 HSE 方针、目标和指标。

云南石化在工程建设阶段严格按照国家现行法律、法规、集团公司规章制度、云南石化管理制度（程序文件、作业计划书、HSE 检查表等）和合同要求对工程监理、工程承包商的行为进行监督、指导，推行施工标准化管理。

云南石化通过 HSE 监督、HSE 专项检查、HSE 绩效考核、审核等多种方式对 HSE 管理体系的运行控制进行定性和定量的测量。通过逐级签订 HSE 责任书，设立各管理部门和各级单位量化的、可考核的 HSE 业绩指标，作为总体业绩考核指标体系的主要内容，纳入奖惩、聘用、晋升及薪酬等考核。监理单位、承包商、施工单位的绩效考核依据 HSE 合同、日常检查、专项检查、体系审核、事故、事件、违章、问题整改等方面综合考虑评价打分。HSE 管理体系整体处于受控状态。

3.3.2.2 已建立执行的相关环境管理文件

云南石化已建立执行的相关环境管理文件包括：

《施工环境保护管理规定》	《现场 HSE 标识管理规定》
《HSE 检查管理规定》	《危险化学品管理规定》
《运输作业管理规定》	《危险废物管理办法》
《爆破作业许可管理规定》	《高温作业安全管理规定》
《焊接及切割安全管理规定》	《开工管理细则》
《危险化学品管理规定》	《应急管理规定》
《HSE 绩效考核管理规定》	《事故管理与考核规定》
《放射源的运输与储存保管规定》	《射线作业许可管理规定》

3.3.2.3 突发事件应急响应

云南石化对可预见的突发事件建立应急响应计划和程序，做出应急准备和响应，并定期演练，预防或减少事故、伤害和影响。云南石化设立 HSE 应急办公室，负责云南石化应急信息的收集、传递，以及应急权限范围内应急准备与响应的协调与组织。云南石化编制了总体应急预案，各部门及所属单位根据风险识别、风险评价情况，编制针对性专项应急预案。应急预案进行定期演练和评审。

3.3.2.4 施工期的环境监测

2013 年 8 月，云南石化公司与昆明市环境监测中心及环评单位编制了施工期环境监测方案，包括临时污水处理站出水水质监测、厂界噪声和 TSP 监测等。

2013 年 12 月，2014 年 5 月和 9 月，2015 年 5 月，昆明市环境监测中心到炼油项目现场累计开展了 4 期施工期环境监测工作，分别对大气质量、临时污水处理站污水水质进行采样分析，并对昼夜间厂界噪声进行了监测。采样工作现场照片见图 3.3-1。




图 3. 3-1　　大气环境质量布点采样现场

2013 年 9 月施工期临时污水处理站调试成功，云南石化先行委托云南尘清环境监测公司开展了处理后废水的监测。随后，每月进行一次污水处理站出水池的水质监测，目前已累计监测 20 次。监测结果显示：pH、SS、COD、氨氮、BOD_5 均达到环评及批复排放标准限值要求。处理后废水大部分用于施工场地洒水抑制扬尘。

2014 年 8 月至 2015 年 4 月云南石化按照炼油项目优化调整环评要求，制定了严密的监测方案，委托开展了项目周边区域大气、地下水、地表水、土壤等的环境质量现状监测。

环境监理单位配置噪声仪一台，不定期对各点位进行例行监测，每周对厂界噪声进行监测，未发现超标情况。

3.3.2.5 施工期危废管理

云南石化公司下发《关于加强云南石化施工现场危险废物管理的通知》，明确了各总包单位对危险废弃物的管理职责。对于施工期产生的危废，统一外委昆明市危险废物处理中心处置。负责施工的中国寰球工程公司已与云南大地丰源环保有限公司签订危废处理服务协议，对于产生的危险废物（油漆桶等），按规定进行

处理。2013 年 11 月 20 日建成危险废物暂存库，建立了严格的管理制度，规范了相关记录台帐。目前施工现场产生的危险废物全部得到有效的管控并按程序转移处置。

3.3.3 项目施工现场环境保护设施的配置

3.3.3.1 施工现场环保设施配置

在项目施工阶段，云南石化在施工现场配置的环境保护设施如下：

（1）建设临时污水处理站一座，设计规模 75m^3/h，采用地上混凝土结构 A/O 处理工艺。2013 年 9 月 10 日已投入运行，现已建立了规范的运行台账，处理效果较好，出水水质经监测符合《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准要求。

临时污水处理站照片见图 3.3-2。



图 3.3-2　　临时污水处理站现场照片

（2）配置洒水车 3 台，满足了现场洒水降尘的要求。

（3）2013 年 11 月建成临时危险废物暂存库一座（照片见图 3.3-3），已投用并建立了相关台帐和管理制度。

临时危险废物暂存库位于施工临建区中国寰球工程公司仓储中心东北角，库区分两间隔开，占地 100m^2。地面防渗采用 P8 抗渗混凝土，设置了监视窗、通风口、排水坡等防风、防雨、防火、防中毒措施。



图 3.3-3　　临时危险废物暂存库现场照片

3.3.3.2 项目施工现场临时污水处理站的变化情况说明

环评文件要求：炼油工程施工期产生的生活污水进入地埋式污水处理系统，废水达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）一级标准后外排。

执行情况：由于地埋式一体化污水处理装置在处理规模、场地条件、施工条件等方面无法满足要求，项目临时生活区生活污水处理站工程变更为采用地上混凝土结构 A/O 处理工艺，设计规模 75m^3/h。目前污水处理系统稳定运行，监测结果显示，出水水质满足《污水综合排放标准》GB8978-1996 一级标准要求。

- **变更原因**

1）处理规模——水量大，不适宜一体化地埋

适用于地埋式一体化污水处理装置的工程条件：水量小、污染物浓度低、处理要求低、场地有限、周围环境要求高、需考虑周围环境美化因素等。本工程处理规模大，不适宜使用地埋式一体化污水处理装置。

2）场地条件——外排标高无法重力流，不适宜一体化地埋

本工程外排标高地面下 0.8m，若采用地埋式一体化装置，无法重力流排水。

3）施工条件——运输和现场制作条件，不适宜一体化地埋

按此规模设计地埋式一体化装置，尺寸大，运输困难，而在现场制作，现在的施工条件无法满足要求，从施工角度不适宜采用地埋式一体化装置。

➢ **变更前后的工艺流程**

生化段采用地上结构和地埋结构，工艺流程相同。变更前后的污水处理工艺流程见图 3.3-4。

➢ **变更前后的投资和运行费用**

本工程从施工难度，场地条件，投资和运行费用几方面综合考虑，采用了生化池地上建设方案。向地方政府环保主管部门报告并得到许可后，临时污水处理站开始建设，设计规模 75m^3/h，采用地上混凝土结构 A/O 处理工艺。2013 年 9 月 10 日投入运行，目前系统稳定运行，出水水质满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准。

3.3.4 项目施工现场政府监督

云南省环境监察总队，2013 年 6 月发布了《中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目环境监管工作方案》，对于云南炼油项目提出了具体的监管要求。

云南省、昆明市、安宁市三级环境保护部门，采取行政检查与环境监察相结合、联合监察与分级监察相结合、明查与暗访相结合、定期与不定期相结合的方式开展检查；现场检查邀请人大代表、政协委员及专家、群众代表、新闻媒体参加。

现场检查安宁市环境保护局每月不少于 1 次，昆明市环境保护局每 2 个月不少于 1 次，云南省环境监察总队每季度不少于 1 次；根据项目建设情况，适当增加不定期检查频次。安宁市环境保护局派专人驻厂监督。

现场政府监督示例照片见图 3.3-5。

昆明市环境监测中心，一年两次开展施工期环境监测，对施工现场的 TSP、苯、甲苯、二甲苯等无组织废气、污水处理站出水池水质、施工噪声进行监测。示例照片见图 3.3-6。

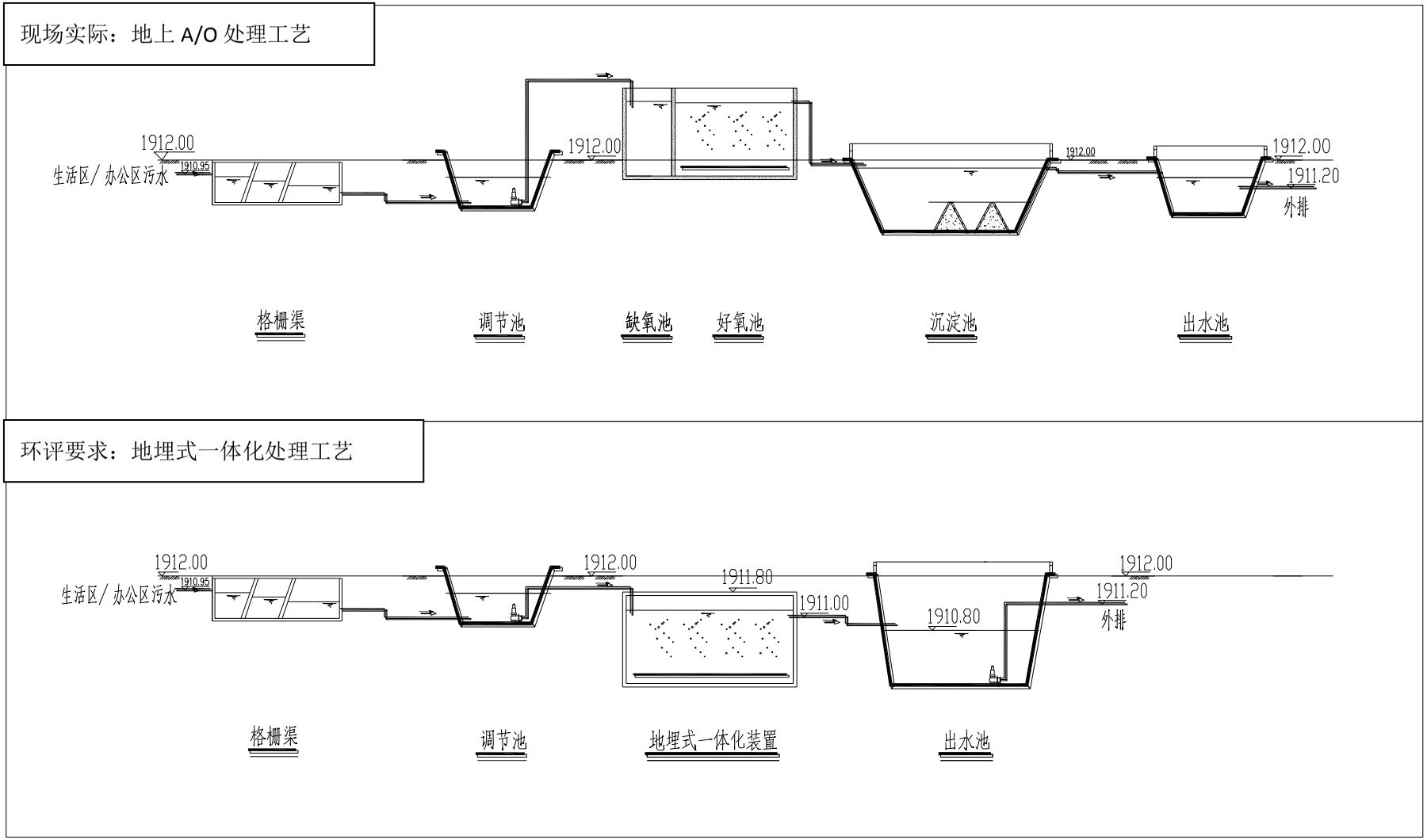


图 3.3-4　　施工现场临时污水处理站变更前后的污水处理流程图



汇报会



汇报会



考察污水处理站



考察危险暂存库

图 3.3-5　　施工现场政府监督



大气采集监测器



污水站出水池取样





现场安装、调试设备

图 3.3-6　　昆明市环境监测中心施工现场取样

第四章　环评批复及环保新规的落实

4.1 环评批复落实情况

2012 年 7 月 23 日，环境保护部以环审〔2012〕199 号文下发《关于中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目环境影响报告书的批复》。批复中明确了项目设计、建设和运行管理中应重点做好的工作，以及云南石化公司应协助地方各级人民政府及相关部门做好的工作。环评批复的具体落实情况见表 4.1-1。

表 4.1-1　　环评批复的具体落实情况一览表

序号	环境保护部批复要求	项目落实情况
一	项目设计、建设和运行管理中应重点做好的工作	
1	贯彻循环经济的理念，加强资源综合利用，实现高效率、低能耗和低排放。进一步优化工艺路线和设计方案，提高资源利用率，降低能耗、物耗和水耗，从源头上减少污染物的产生量。项目生产工艺与装备要求、原材料指标、资源能源利用指标、污染物产生指标、环境管理要求等应确保达到国内外同行业清洁生产先进水平。	对总工艺路线和加工规模进行了调整，增加延迟焦化装置、轻汽油醚化单元、氢气提纯单元，提高流程对原油的适应性，升级汽柴油产品质量达到国 V 标准。进一步完善环保措施和节水措施，符合清洁生产的要求。
2	根据各类工艺废气污染物的性质分别采用除尘、焚烧、汽提、回收利用等处理方式，各装置应配套的废气治理设施应当与主体工程同步建成，处理设施的处理能力、效率应满足需要，排放的各种大气污染物须满足国家和地方有关排放标准，排气筒高度须符合国家有关要求。	设计中全面落实，并进一步完善各项环保措施，以满足国家新标准的要求。 施工过程中严格落实设计要求，各装置主体工程与环保设施同时施工。
	各生产装置加热炉以净化干气为燃料，采用新型低氮燃烧器控制氮氧化物排放，尾气分别经 30 米至 120 米高排气筒排放，烟气污染物排放符合《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 和表 4 中二级标准。	设计、施工中全面落实：采用脱硫干气为燃料，选用新型高效低氮燃烧器，确保达标排放。 加热炉尾气分别经 60 米至 120 米高排气筒排放，烟气污染物排放符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表 3 大气污染物排放限值。
	催化裂化装置原料经加氢处理后，再生烟气采用非	进一步完善催化再生烟气脱硫脱硝

序号	环境保护部批复要求	项目落实情况
	再生碱液湿法脱硫工艺，脱硫效率为 95%，并采用低温氧化技术控制氮氧化物，设置三级旋风分离器除尘后，经 125 米高排气筒排放；硫磺回收装置采用二级 Claus + Scot 尾气处理后，经 150 米高烟囱排放。烟气污染物排放符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中二级标准。	措施，并通过加大碱液、臭氧注入量、加入脱硝剂等措施，确保脱硫、脱硝效率满足要求；硫磺尾气处理部分确定使用进口催化剂、脱硫剂，并采用先进的 BP/AMOCO 脱气技术，将含硫气体由焚烧炉燃烧改为制硫炉燃烧，大幅度提高总硫回收率。 以上措施在确保达到《石油工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值的基础上，可降低二氧化硫和氮氧化物排放量。
	动力站循环流化床锅炉烟气采用炉内石灰石、炉外石灰石—石膏湿法脱硫，选择性催化还原（SCR）和选择性非催化还原（SNCR）脱硝及布袋除尘器除尘后，总脱硫效率为 97%，总脱硝效率为 70%，除尘效率为 99.9%，经 180 米高排气筒排放，烟气污染物排放符合《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223－2011）中排放限值。	炉外烟气脱硫由“石灰石--石膏湿法脱硫”调整为“氨法脱硫”，其他脱硫、脱硝及除尘措施不变。总脱硫效率为 97%，总脱硝效率为 70%，除尘效率为 99.9%，排气筒高 180 米，可满足达标排放要求。
	回转窑焚烧炉配套余热锅炉，设计处理能力为 30 吨/日，焚烧炉二燃室温度不低于 1100℃，烟气停留时间不小于 2 秒，烟气净化系统经急冷塔、石灰干粉脱酸剂除酸及活性炭吸附装置、布袋除尘器、洗涤除雾塔、烟气加热器处理后，经 35 米高排气筒排放，烟气污染物排放符合《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）表 3 中限值标准。	增加污泥干化设施，污泥焚烧处理量降至 10t/d，烟气经 60 米高排气筒排放。 其他措施在设计中全面落实，可实现达标排放。
	酸性水罐排气采用超细雾化及高效液膜吸收+干法固定床脱臭工艺处理，污水处理场恶臭气体经密闭收集采用生物除臭工艺处理后，经 30 米高排气筒排放。废气污染物排放符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1996)。	酸性水罐和污水处理场除臭工艺无变化，在设计中全面落实。 另外，为控制污水处理场 VOC 排放量，增设了催化燃烧系统，处理收集的高浓度有机废气。
	原料油、轻质油品及中间产品均采用浮顶罐储存，苯、二甲苯储罐采用内浮顶罐，并加设氮封。铁路、公路装卸车采用大鹤管、密闭液下浸没式装卸车方式，并配备油气回收设施和芳烃装车气体回收设施，厂界大气无组织排放符合《大气污染物综合排放标准》（GBl6297-1996）中无组织排放监控浓度限值。	除已选定的浮顶罐外，柴油罐由拱顶罐优化为内浮顶罐； 汽车、火车装卸采用大鹤管、密闭液下浸没式装卸车方式，并设 1 套 5000m^3 缓冲气柜+2000m^3/h 油气回收装置，处理汽油、航煤、芳烃产品汽车、火车装车过程中的挥发油

序号	环境保护部批复要求	项目落实情况
		气、异构化油罐区高压呼吸阀呼出油气及洗槽站产生的油气。 芳烃罐区设 1 套：规模 300Nm^3/h 油气回收装置，处理芳烃罐区挥发的苯及混合二甲苯。
	加强对各类无组织排放和恶臭物质排放源的控制与管理，进一步优化脱硫脱硝工艺论证，确保各类污染物长期稳定达标。	设计中全面落实，施工过程中严格按照落实设计要求。同时增设 LDAR（泄漏检测与修复）系统，有效控制 VOCs 的无组织挥发。
3	由安宁草铺片区生产用水水厂和王家滩水库作为生产水源，根据“雨污分流、清污分流、分质处理、一水多用”的原则建设给排水系统，进一步加强浓盐水的处理，优化污水处理方案。新建含硫污水处理系统、含油污水处理系统、含盐污水处理系统、清净废水处理系统和浓水处理系统。酸性废水送酸性水汽提装置处理后，部分回用加氢精制和电脱盐，其余送含油污水处理系统。	设计中总体贯彻了批复所要求的原则，并对污水处理系统进行了适应性调整。 施工过程中严格落实设计要求。
	含油污水处理装置采用“均质＋二级浮选＋A/O＋臭氧氧化＋载体流动床生物膜(CBR)生化＋气浮过滤”处理工艺，装置区和储运区的含油污水、凝结水、净水场排水等经含油污水装置处理后全部回用于循环水系统。含盐污水处理系统主要用于处理常减压装置产生的电脱盐水、生活污水、催化裂化含盐污水等，经“均质＋二级浮选＋水解酸化＋活性污泥＋臭氧氧化＋CBR 生化”工艺处理后，全部进入清净废水处理系统进一步处理。清净废水处理系统的“超滤＋反渗透”单元为含盐污水处理系统和清净废水处理系统共用处理单元，主要用于处理循环水场、除盐水站和动力站排放废水，经““除油＋石灰软化＋臭氧＋曝气生物滤池(BAF)＋活性炭＋超滤＋反渗透”工艺处理后，反渗透出水回用至循环水场，浓盐水排至浓水处理系统。浓水处理系统主要用于处理清净废水处理系统产生的反渗透浓水，经“臭氧氧化＋BAF＋臭氧氧化＋活性炭过滤”工艺处理，出水水质符合《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后，与絮凝、氧化处理后的催化裂化装置脱硫废水混合经 13.1 公里排污	在后续的深入设计中，根据成功运行经验，对污水处理系统进行了优化：考虑含盐污水水质波动大，将清净废水并入含盐污水系统，污水处理场优化为 2 条污水处理线，并增加回用深度处理工艺段。加强含盐污水预处理，提高操作灵活性。在浓水处理系统增加反硝化池、V 型滤池，以处理总氮、总磷，确保废水达标排放。经处理出水水质符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表 1 水污染物排放限值后，与除盐水浓水、催化裂化装置脱硫废水混合经 13.1 公里排污管道排入螳螂川。 施工过程中严格落实设计要求。

序号	环境保护部批复要求	项目落实情况
	管道排入螳螂川。循环流化床锅炉脱硫废水采用氢氧化物沉淀法处理后作为冲灰水回用。	
4	严格落实地下水污染防治措施。分区采取防渗措施，按照不同的防渗要求做好重点防治区、非污染防治区和一般污染防治区的地下水防渗。重点污染防治区主要包括地下油品管道、污水管道、污水处理站、事故池、厂区内污水井、污水检查井、油品储存池、地下储罐、储罐基础、油气回收区、铁路液体产品装卸区等，按照《石油化工企业防渗设计通则》（Q/SY1303-2010）要求建设；对危险性、毒性较大的生产装置区、物料储罐区、化学品库、固体废物暂存区、污水处理站等重点污染防治区，参照《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2001）等要求建设。一般污染防治区主要包括生产装置(单元)区的塔、反应器、换热器、加热炉、压缩机、泵区、管廊区、道路、火炬设施、化学品库、汽车液体产品装卸区等，参照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)要求建设。切实做好各类管网的防腐、防漏和防渗措施，	根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）和《石油化工企业防渗设计通则》（Q/SY 1303-2010）进行了重点防治区、非污染防治区和一般污染防治区的划分，并针对不同的分区进行了防渗方案的具体设计，并在项目施工中严格加以落实。 设计中考虑了对于管网的防腐、防漏和防渗措施。施工过程中严格落实设计要求。
	设置地下水监测井，每月监测，一旦出现地下水污染，立即启动应急预案和应急处置办法，建立覆盖拟建厂区的检漏、报警和应急抽水系统；建设完善的监测制度，防止对地下水环境造成不利影响。	已制订地下水监测方案，正进行设计，项目运行期前全面落实。
5	选用低噪声设备，优化厂区平面布置，合理布置高噪声设备。火炬布置在远离生产区的界区外，对大功率机泵加设隔音罩，对压缩机进行隔声、吸声及综合治理，主风机和空压机进出口安装消声器，加热炉采用低噪声火嘴，厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348－2008）中 3 类标准，确保噪声对环境敏感目标的影响满足环境功能要求。	对厂区平面布置进行了优化，调整火炬建设位置，加大了与草铺街道（原草铺镇）的距离，有利于对环境敏感目标的保护。有利于排放污染物的扩散，与炼厂各设施的安全距离得到改善。 设计中充分考虑了各种降噪措施的落实。

序号	环境保护部批复要求	项目落实情况
6	严格按照有关规定对固体废物实施分类处理、处置，做到“资源化、减量化、无害化”。危险废物的废活性炭、废环丁砜、污水处理油泥、浮渣、储罐油泥等送回转窑焚烧炉焚烧处理，含贵金属的废催化剂等送厂家回收利用；其余废催化剂、废脱硫剂、吸附剂、废瓷球、焚烧残渣等危险废物送昆明市危险废物处置中心处置。厂内危险废物临时储存库按《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)要求设置。一般固体废物锅炉灰渣全部外售，不能及时利用的灰渣和脱硫石膏运至依托安宁工业园区建设的一般固废填埋场填埋处理。生活垃圾经收集后由安宁市环卫部门处理。	运行期各种固体废物的处置将严格按照有关规定实施分类处理、处置，做到“资源化、减量化、无害化”。
7	加强环境风险防范和应急管理，落实储运、生产等各环节的风险防范和应急措施。生产装置采用 DCS 控制系统，危险和关键部位设置报警、自动连锁系统及安全紧急放空系统。设置安全火炬系统，非正常工况及事故情况下排放气体送火炬焚烧后排放。厂内设三级防控体系，防范事故状况下的环境污染。一级防控为装置和罐区的围埋、防火堤，二级防控为各联合装置区分别设置的污染雨水收集池，容积为 6900 立方米，事故排水通过重力流排入事故水池后由泵提升至污水处理场处理，三级防控为事故水池与清净雨水池合建的水池，包括 25000 立方米事故水池、85000 立方米清净雨水池等，事故池容积应满足《化工建设项目环境保护设计规范》（GB50483-2009）要求。设置三台电泵和两台柴油泵，事故时通过三台电泵外排清净雨水池内雨水，供事故水存放，若发生停电，用柴油泵将雨水池排空。污水处理场建设容积为 570 立方米的事故缓冲设施，确保生产事故水、消防水和污染雨水均处于受控状态，不排入外环境。	设计中全面落实了各种风险防控措施，包括自动控制、火炬系统、三级防控系统、事故水池、雨水收集池，以及配套机泵的设置，以期达到本质安全。 施工过程中严格落实设计要求。

序号	环境保护部批复要求	项目落实情况
	厂内设置大气、废水、地表水、地下水应急监测点位或断面，并配备相应监测系统并及时监控。建立突发事故环境污染应急管理规章制度，配合安宁工业园区、安宁市落实区域应急响应及联动机制，定期组织应急演练和培训，并不断优化、完善应急预案，确保任何情况下不造成环境污染。	项目运行期将全面落实。
	进一步优化总图布置，生产装置、储罐以及存在爆炸、泄漏等风险和产生异味物质的各类设施应尽可能远离环境敏感区；优化项目管线路由及敷设方式，避免对地面环境及周边居民产生影响，防止环境风险。	项目卫生防护距离内的村庄均实施搬迁，确保了项目远离环境敏感区。
8	做好施工期各项环境保护措施，合理安排施工计划，防止水土流失、施工废水、扬尘、噪声污染和生态破坏。初步设计阶段应进一步优化细化环境保护设施，在环保篇章中落实防治生态破坏和环境污染的各项措施及投资。在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，开展项目施工期环境监测和环境监理工作并定期向当地环保部门提交工程环境监理报告，环境监测和监理报告作为项目竣工环境保护验收的依据之一。	施工过程中制订了 HSE 管理计划，配置了适用的环境保护设施； 初步设计对环境措施进行了相应的优化和完善； 施工期开展环境监理工作，并进行噪声、大气环境、污水处理设施等的监测。
9	建立环境保护机构和制度，落实企业的环境保护主体责任。在工程施工和运营过程中，应建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环境保护要求。定期发布企业环境信息，并主动接受社会监督。	云南石化设置专业管理部门制订了施工期的一系列环境管理制度。 运营过程中将按照相关规定定期发布企业环境信息。
10	按照国家和地方有关规定设置规范的污染物排放口和固体废物堆放场，并设立标志牌。安装外排烟气污染物自动连续监测系统，并与环保部门联网。烟囱应按规范要求预留永久性监测口。	污染物排放口规范设置，烟囱预留永久性监测口，配套危险废物暂存库；催化裂化、硫磺回收和动力站烟气排放设置在线监测，并与环保部门联网。
二	鉴于项目所在区域环境和生态现状，从总体和长远考虑，应设立专项资金，对建设、运营期的生态与环境影响实行跟踪监测，重点监测石化特征污染物和重金属污染的影响，及时预测预报，发现问题立即采取有效措施并报告当地环境保护行政主管部门。在建设项目投运后适时开展环境影响后评价。	设立专项资金，建设期和运营期对生态与环境影响进行跟踪监测。

序号	环境保护部批复要求	项目落实情况
三	项目建设必须严格执行配套的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的环境保护“三同时”制度。	严格落实“三同时”制度。
四	云南石化公司应协助地方各级人民政府及相关部门做好的工作	
1	配合昆明市及安宁市政府结合修编后的安宁工业园区规划及规划环境影响评价结论，进一步优化调整区域发展规划，合理布局石化化工等建设项目，控制发展规模，促进产业结构调整及区域环境质量提高。未来该园区石化化工项目建设布局还需满足西部大开发重点区域和行业发展战略环境评价的要求。 本项目属于安宁市工业园区石化行业的龙头项目，将带动工业园区及周边区域下游产业链的发展，应配合昆明市及安宁市政府根据区域水资源承载能力，合理统筹规划水资源分配，确保本项目及园区发展用水不挤占居民生活用水、农业用水和生态用水；落实下游人畜饮水替代方案和项目依托园区的供水管线、排污管道及一般固废处置场等工程的实施进度，确保在项目试生产前完成。	云南石化积极配合、协助地方各级人民政府及相关部门，落实流域污染减排方案、大气污染减排规划和防护距离内的居民搬迁安置工作，以确保项目建设投产前通过区域削减为本项目腾出环境容量，并严格控制防护距离内不得新建居民区、学校医院等环境敏感建筑物。 人畜饮水替代方案项目可行性研究报告、初步设计和环境影响报告表已取得批复。正在办理相关手续。供水管线、排污管道、一般固废处置场已开工建设。
2	通过区域削减腾出环境容量是本项目建设的前提条件，应配合昆明市及安宁市严格按照计划落实流域污染减排方案和大气污染减排规划，并纳入本项目环境监理和竣工环境保护验收工作。该项目二氧化硫排放总量 2600 吨/年，从武钢集团昆明钢铁股份有限公司 1、2 号和 3 号烧结机脱硫、昆明市东风水泥厂等 7 家企业关停减排量中调剂；氮氧化物排放总量 1300 吨/年，从云南昆钢嘉华水泥建材有限公司 1 号生产线低氮改造和 2 号生产线脱硝减排量中调剂。为满足新的环境空气质量标准，应配合地方政府进一步采取区域削减措施。	涉及总量来源的各关停、改造项目均已落实。
3	配合昆明市及安宁市政府按期实施防护距离内的居民搬迁安置工作。按计划完成本项目卫生防护距离内 727 户 2193 人的搬迁安置，严格控制本项目防护距离内不得新建居民区、学校、医院等环境敏感建筑物。	安宁市制定了搬迁安置方案，并分步实施，预计 2015 年年底前完成搬迁安置。 2013 年 11 月 2 日，安宁市委托云

序号	环境保护部批复要求	项目落实情况
4	配合安宁市政府和工业园区设置覆盖整个工业园区及草铺镇周边居民聚集区的环境监测网络，及时监测大气、废水和地下水等牲污染物，制定跟踪监测方案，明确监测进度、资金、点位、频率、监测因子及实施方式等内容，重点监测石化特征污染物的影响，监测结果分别报地方环境保护部门备案。	南省环境科学研究院编制了《安宁市环境空气监测网络建设实施方案》。项目分两期建设，一期工程已于 2014 年 12 月通过初步验收；二期工程的 4 个自动监测站已试运行，计划 2015 年 8 月验收。 云南石化积极配合安宁市实施空气质量污染监控设施，在厂区设置两个环境空气质量监测站，并设立环境应急监测车，可以作为固定空气质量监测站的补充。

4.2 环保新规落实情况

4.2.1 《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37 号）

项目优化调整与《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37 号）的符合性见表 4.2-1。

表 4.2-1 《大气污染防治行动计划》符合性一览表

序号	行动计划要求	项目落实情况
（一）	石油炼制企业的催化裂化装置……要安装脱硫设施，每小时 20 蒸吨及以上的燃煤锅炉要实施脱硫。除循环流化床锅炉以外的燃煤机组均应安装脱硝设施	催化裂化装置、动力站循环流化床锅炉均设置了脱硫、脱硝设施。
	在石化、有机化工、表面涂装、包装印刷等行业实施挥发性有机物综合整治，在石化行业开展“泄漏检测与修复”技术改造。	拟采取多项 VOCs 控制措施，包括油气回收、储罐罐型优化、污水处理场除臭、催化燃烧等，同时拟建立“泄漏检测与修复”系统。
（二）	大型煤堆、料堆要实现封闭储存或建设防风抑尘设施。	动力站在筒仓、转运站布设有除尘装置，同时在输煤栈桥、转运站、筒仓等易扬尘处均设置水力清扫设施以消除煤尘，防止煤尘的二次污染。
（三）	提升燃油品质。加快石油炼制企业升级	优化调整工艺流程，使汽、柴油产品

序号	行动计划要求	项目落实情况
	改造	质量全部由欧 IV 升级到国 V 标准。
（十二）	控制煤炭消费总量。	动力站锅炉掺烧石油焦，减少了煤炭用量。

4.2.2 《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号）

项目优化调整与《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号）的符合性见表 4.2-2。

表 4.2-2 《水污染防治行动计划》符合性一览表

序号	行动计划要求	项目落实情况
1	推进污泥处理处置。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置	污水处理场污泥干化后，焚烧处置，焚烧残渣送昆明危险废物处理处置中心处理，可实现减量化、无害化。
2	七大重点流域干流沿岸，要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	配套环境风险防范措施，设置水体污染“三级防控”体系，制定《中石油云南石化有限公司突发事件总体应急预案》，最大限度控制环境风险。
3	防范环境风险。稳妥处置突发水环境污染事件。	
4	加强工业水循环利用。……鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用。	污水处理场设置 700m^3/h 膜除盐回用水深度处理，污水经处理后主要送至除盐水站用水，部分作为循环水场补充水。
5	以缺水及水污染严重地区城市为重点，完善再生水利用设施，工业生产、城市绿化、道路清扫、车辆冲洗、建筑施工以及生态景观等用水，要优先使用再生水。	以安宁草铺片区再生水厂为供水水源，厂区配套再生水处理设施进一步处理后，作为循环水补水、生产装置以及厂区绿化用水。
6	新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。	项目加工吨原油新鲜水单耗为 0.43m^3/t 原油，处于国内先进水平。
7	将再生水、雨水和微咸水等非常规水源纳入水资源统一配置。	设置 85000m^3 雨水收集池收集非污染区的清净雨水以及污染区的后期清净雨水，水质监测符合净水场进水水质要求时，送至净水场处理后作为除盐水站补充水。
8	重点打击私设暗管或利用渗井、渗坑、溶洞排放、倾倒含有毒有害污染物废水、含病原体污水，监测数据弄虚作假，不正常使用水污染物处理设施，或者未经批准拆除、闲置水污染物处理设施	处理合格污水经排污管线排放至小河口附近的螳螂川干流内。 运行期将加强管理，确保水污染处理设施正常、稳定运行。

序号	行动计划要求	项目落实情况
	等环境违法行为。	
9	防治地下水污染。……石化生产存贮销售企业和工业园区、矿山开采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理。	将厂区划分为重点防渗区、一般防渗区和非防渗区，严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）、《石油化工企业防渗设计通则（Q/SY 1303- 2010）》等进行防渗设计，并在施工中严格落实。

4.2.3 《石化行业挥发性有机物综合整治方案》（环发〔2014〕177 号）

项目优化调整与《石化行业挥发性有机物综合整治方案》（国发〔2014〕177 号）的符合性见表 4.2-3。

表 4.2-3 《石化行业挥发性有机物综合整治方案》符合性一览表

序号	整治方案要求	项目落实情况
1	新、改、扩建石化项目应在设计和建设中选用先进的清洁生产和密闭化工艺，提高设计标准，实现设备、装置、管线、采样等密闭化，从源头减少 VOCs 泄漏环节，工艺、储存、装卸、废水废液废渣处理等环节应采取高效的有机废气回收与治理措施，满足国家及地方的达标排放和环境质量要求。	密闭流程，油气回收，污水处理加盖密封，并配套生物除臭和催化燃烧，气柜及火炬系统，设置 LDAR 系统等。
2	企业应优先选用低挥发性原辅材料、先进密闭的生产工艺，强化生产、输送、进出料、干燥以及采样等易泄漏环节的密闭性，加强无组织废气的收集和有效处理。	密闭流程，油气回收，气柜及火炬系统
3	企业应建立“泄漏检测与修复”管理制度，细化工作程序、检测方法、检测频率、泄漏浓度限值、修复要求等关键要素，对密封点设置编号和标识，泄漏超标的密封点要及时修复。建立信息管理平台，全面分析泄漏点信息，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少 VOCs 泄漏排放。	设置 LDAR 系统和工作方案
4	工艺废气应优先考虑生产系统内回收利用，难以回收利用的，应采用催化燃烧、热力焚烧等方式处理，处理效率应满足相关标准和要求。同时，应采取措施尽可能回收排入火炬系统的废气；火炬应按照相关要求设置规范的点火系统，确保通过火炬排放的 VOCs 点燃，并尽可能充分燃烧。	污水处理加盖密封，并配套生物除臭和催化燃烧； 气柜回收可燃气体；火炬设长明灯和自动点火。
5	挥发性有机液体储存设施应在符合安全等相关规范的前提下，采用压力罐、低温罐、高效密封的浮顶罐或安装顶空联通置换油气回收装置的拱顶罐，其中苯、甲苯、二甲苯等危险化学品应在内浮顶罐基础上安装油气回收装置等处理设施。	根据介质确定罐型；柴油罐由拱顶优化为内浮顶，芳烃罐增设油气回收；浸没式装车，汽

序号	整治方案要求	项目落实情况
	挥发性有机液体装卸应采取全密闭、液下装载等方式，严禁喷溅式装载。汽油、石脑油、煤油等高挥发性有机液体和苯、甲苯、二甲苯等危险化学品的装卸过程应优先采用高效油气回收措施。	油、航煤、芳烃等设置油气回收
6	废水废液废渣收集、储存、处理处置过程中，应对逸散 VOCs 和产生异味的主要环节采取有效的密闭与收集措施，确保废气经收集处理后达到相关标准要求，禁止稀释排放。	污水处理加盖密封，并配套生物除臭和催化燃烧
7	为避免形成二次污染，催化燃烧、热力焚烧等产生的废气以及吸附、吸收、冷凝等产生的有机废水应处理后达标排放。	废水全部收集并处理后达标排放。
8	企业应将 VOCs 的治理与监控纳入日常生产管理体系。建立基础数据与过程管理的动态档案、VOCs 污染防治设施运行台账，制定“泄漏检测与修复”、监测和治理等方面的管理制度，制定突发性 VOCs 泄漏防范和处置措施，纳入企业应急预案。有组织废气（如工艺废气、燃烧烟气、VOCs 处理设施排放废气和火炬系统等）排放应逐步安装在线连续监控系统，厂界安装特征污染物环境监测设施，并与当地环境保护主管部门联网。	设置 LDAR 系统和工作方案； 催化裂化和动力站烟气设置在线监测； 设置环境空气监测站和环境应急监测车。

4.2.4 《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）

项目优化调整与《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）的符合性见表 4.2-4。

表 4.2-4 《石油炼制工业污染物排放标准》符合性一览表

序号	排放标准要求	项目落实情况
1	挥发性有机液体储罐污染控制要求	根据介质选择罐型；将拱顶柴油罐优化为内浮顶罐；内、外浮顶罐的浮盘与罐壁间采用双封式高效密封方式。
2	设备与管线组件泄漏污染控制要求	设置 LDAR（泄漏检测与修复）系统，将制定严格、细致的工作制度。
3	含碱废水，含硫含氨酸性水，含苯系物废水，烟气脱硫、脱硝废水，设备、管道检维修过程化学清洗废水应单独收集、储存并进行预处理。	实施清清分流、清污分流、污污分流，设置污水预处理设施、酸性水汽提装置、碱渣处理设施和污水处理场。
4	用于集输、储存和处理含挥发性有机物、恶臭物质的废水设施应密闭，产生的废气应接入有机废气回收或处理装置，其大气污染物排放应符合表3、表4 的规定。	污水处理收集、处理系统加盖密封，对高浓度有机废气及恶臭气体分别收集，采用催化燃烧和生物除臭处理后，达标排放。
5	应密闭装油并设置油气收集、回收或处理装置，其大气污染物排放应符合表 3、表 4 的规定。	采用顶部浸没式装车，配套油气回收设施，确保达标排放。

序号	排放标准要求	项目落实情况
6	酸性气回收装置的加工能力应保证在加工最大硫含量原油及加工装置最大负荷情况下，能完全处理产生的酸性气。脱硫溶剂再生系统、酸性水处理系统和硫磺回收装置的能力配置应保证在一套硫磺回收装置出现故障时不向酸性气火炬排放酸性气。	酸性水汽提和溶剂再生考虑了富裕量，可确保能力配套。同时，硫磺回收考虑一套热备，确保稳定运行。设置酸性气火炬，确保出现故障酸性气能够得到有效处置。
7	有机废气收集、传输与处理	设置可燃气回收气柜，以及高压、低压、低低压可燃烧气回收系统，对所有可能产生的的含挥发性有机物的废气进行收集、利用，或处置后排放，可杜绝含挥发性有机物的废气直接排入大气环境
8	a）采取措施回收排入火炬系统的气体和液体。 b）在任何时候，挥发性有机物和恶臭物质进入火炬都应能点燃并充分燃烧。 c）应连续监测、记录引燃设施和火炬的工作状态（火炬气流量、火炬头温度、火种气流量、火种温度等）	可燃性放空气体经排放管道进入各放空系统的火炬分液罐，设置液位高低报警及高高液位启动凝液转输泵、低低液位停止凝液转输泵，以保证火炬分液罐分液效果。 水封罐和火炬筒的含油污水和酸性水自流进污水收集罐，然后由泵抽送到硫磺回收装置处理。 每套火炬均采用高空自动（手动或自动）点火和地面（手动）爆燃点火。 火炬头设有 4 套节能型长明灯，长明灯内设有高空点火器和双支热电偶，正常生产时热电偶检测长明灯的燃烧情况，当热电偶测出长明灯熄灭时，高空自动点火器自动点火，保证长明灯常燃。 设置压力变送器，联锁低压放空气体火炬的高空自动点火器，进行高空自动点火，同时可燃气体突破水封，进入低压放空气体火炬进行燃烧排放。 设置流量计记录火炬工作状态。
9	对于含挥发性有机物、恶臭物质的物料，其采样口应采用密闭采样或等效设施。	设置密闭采样系统
10	用于输送、储存、处理含挥发性有机物、恶臭物质的生产设施，以及水、大气、固体废物污染控制设施在检维修时清扫气应接入有机废气回收或处理装置，其大气污染物排放应符合表3、表4 的规定。	已设计相关检维修收集系统，进入气柜回收或进入火炬处置。
11	产生大气污染物的生产工艺和装置需设立局部或整体气体收集系统和净化处理	催化裂化再生烟气、动力站烟气配套脱硫脱硝及除尘；

序号	排放标准要求	项目落实情况
	装置，达标排放。排气筒高度应按环境影响评价要求确定，且至少不低于15m。	重整再生烟气设置粉尘收集系统和氯吸收，优化调整中增设脱氯旁路，设 2 台脱氯罐，确保氯化氢达标排放。
12	建立企业监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测	配套环保监测站，设置环境空气质量监测站和环境应急监测车。
13	安装污染物排放自动监控设备的要求，按有关法律和《污染源自动监控管理办法》的规定执行。	设置催化裂化、硫磺回收、动力站烟气在线监测；总排口废水在线监测；设置地下水自动在线监测井。
14	企业应按照环境监测管理规定和技术规范的要求，设计、建设、维护和排污口标志。	设计中已设置永久性采样口、采样测试平台，运行期将规范设置排污口标志。

第五章　产业政策及规划符合性分析

与本项目相关的规划及政策主要包括国家相关行业发展规划，区域经济社会发展规划，区域发展专项规划，城市发展与管理相关规划，相关产业政策及法规、规划，相关环境保护法规及规划等。

项目优化调整后，涉及相关规划、产业政策的变化主要包括《产业结构调整指导目录（2011 年本）（修正）》、《大气污染防治行动计划》、《云南桥头堡滇中产业聚集区发展规划》（2014-2020）、《滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030 年）》等，其他未发生变化的相关规划，在此不再赘述。具体见表 5.1-1。

表 4.2-1　　项目优化调整后涉及的主要政策、法规和规划

类别	相关规划、政策、法规及文件	备注
国家及行业发展规划	《能源发展“十二五”规划》	符合要求
	《炼油工业中长期发展专项规划》	符合要求
	《石化和化学工业“十二五”发展规划》	符合要求
相关产业政策及法规、规划	《产业结构调整指导目录（2011 年本）（修正）》	符合要求
	《石油和化学工业“十二”五发展指南》	符合要求
区域发展专项规划	《云南省加快建设面向西南开放重要桥头堡总体规划》（2012-2020 年）	新增规划，符合要求
	《云南桥头堡滇中产业聚集区发展规划》（2014-2020）	新增规划，符合要求
	《昆明生态市建设规划》（2008-2015）	符合要求
	《昆明市循环经济发展总体规划》（2008-2020）	符合要求
	《安宁市工业产业发展规划》（2008-2020）	符合要求
城市总体规划	《昆明市城市总体规划》（2008~2020）	符合要求
	《安宁市城市总体规划修改 2008-2020》	符合要求
区域经济社会发展规划	《云南省国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》	符合要求
	《昆明市国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》	符合要求
相关环境保	《大气污染防治行动计划》	新增，符合要求

类别	相关规划、政策、法规及文件	备注
护及资源节约规划及法规	《水污染防治行动计划》	新增，符合要求
	《国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》	符合要求
	《国务院节能减排综合性工作方案》	符合要求
	《全国主体功能区规划》	符合要求
	《安宁市生态建设与环境保护“十二五”规划》	符合要求
园区规划及规划环评	《滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030年）》及批复	新增规划，符合要求
	《滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030年）环境影响报告书》及审查意见	新增，符合要求

5.1 与国家及行业发展规划的符合性

5.1.1 与《能源发展“十二五”规划》的符合性

2013年1月1日，国务院以国发〔2013〕2号文件的形式印发了《国务院关于印发能源发展“十二五”规划的通知》，发布了《能源发展“十二五”规划》。

该规划中指出：

三、集约化发展炼油加工产业

*按照上下游一体化、炼化储一体化的原则，**依托进口战略通道建设炼化产业带，统筹新炼厂建设和既有炼厂升级改造**，建设若干个大型化、集约化的炼化基地。严格行业准入管理，推进企业兼并重组，提高产业集中度。到2015年，全国一次原油加工能力达到6.2亿吨，成品油产量达到3.3亿吨，**炼油每吨综合加工能耗下降到63千克标准油，水耗降低到0.5吨。***

本项目调整后，炼油综合能耗为62.66kg标油/t，符合规划提出的63kg标油/t的要求；吨油新鲜水耗量为0.43t，均符合该规划要求。

5.1.2 与《炼油工业中长期发展专项规划》的符合性

2006年1月，国务院第121次常务会议通过了《炼油工业中长期发展专项规划》和《乙烯工业中长期发展专项规划》。

*《炼油工业中长期发展专项规划》发展方针明确指出：“加快建立和完善全球原料供应体系，实施原油进口来源多地区、进口方式多元化、运输方式多样化战略。**鼓励采取兼并收购、合作开发和国内外合资建设炼油厂等营销方式”**。*

《炼油工业中长期发展专项规划》提出的行业准入制度主要要求：

（1）炼油项目建设要落实原料供应，并符合原油流向和资源优化配置原则以及规划布局要求；

本项目采用中缅管道运输至国内的中东原油，符合原油进口方式多元化的战略部署，原料供应有保障。

（2）新建炼油项目单线规模原则上要达到 800 万吨级以上。

本项目调整后规模为 1300 万吨/年。

综上所述，本项目符合《炼油工业中长期发展专项规划》的行业准入要求。

5.1.3 与《石化和化学工业“十二五”发展规划》的符合性

2011 年 12 月 13 日，工业和信息化部印发了《石化和化学工业“十二五”发展规划》。

《石化和化学工业“十二五”发展规划》中提出：

3、节能减排目标

*全面完成国家“十二五”节能减排目标，全行业单位工业增加值用水量降低 30%、能源消耗降低 20%、二氧化碳排放降低 17%，化学需氧量（COD）、二氧化硫、氨氮、氮氧化物等主要污染物排放总量分别减少 8%、8%、10%、10%，挥发性有机物得到有效控制。**炼油装置原油加工能耗低于 86 千克标准煤/吨**，乙烯燃动能耗低于 857 千克标准煤/吨，合成氨装置平均综合能耗低于 1350 千克标准煤/吨。*

本项目调整后，炼油综合能耗为 62.63kg 标油/t，符合规划提出的 63kg 标油/t 的要求；同时低于原 1000 万吨/年规模情况下 62.96 标油/t 的水平。

本项目建成后所供应汽、柴油品质可以达到国 V 标准，此标准油品质量将比现状国内市场上供应的国 IV 油品有大幅提高，尤其是含硫量将比目前市场上供应的国 IV 油品（原 1000 万吨/年规模为国 IV 油品）有减少 80%，这将有助于减少西南地区，尤其是云、贵、渝等地区车辆尾气中的 SO_2 含量，为减少区域大气污染作贡献。

促进企业兼并重组

01 石化推动大型石化企业强强联合，开展战略合作，优化产业布局和上下游资源配置。鼓励企业间、相关产业间联合布局和一体化发展，建设具有国际竞争力的产业集群。鼓励有条件的企业开展境外并购、重组或投资合作，增强抵御国际市场风险能力。

为了确保项目原油资源稳定供应、扩大对外合资合作，积极引进国外原油资源，扩大与资源国合作，同时带动地方经济发展，中石油与沙特阿美签署了《云南炼油项目谅解备忘录》，项目由中国石油、沙特阿美和云天化三方合资经营（三方合资意向持股比例为 51%:39%:10%），合资建设中石油云南石化有限公司，力争实现项目社会效益和经济效益的最大化建设。

综上，本项目调整后符合《石化和化学工业“十二五”发展规划》的要求。

5.2 与国家相关产业政策的符合性

5.2.1 与国家《产业结构调整指导目录》的符合性

本项目调整后建设规模为 1300 万吨/年炼油，不属于《产业结构调整指导目录（2011 年本）（修正）》限制类和淘汰类项目，符合国家产业政策要求。

5.2.2 与《石油和化学工业“十二五”发展指南》的符合性

2011 年 5 月 27 日，中国石油和化学工业联合会发布了《石油和化学工业“十二五”发展指南》。

《石油和化学工业“十二五”发展指南》中指出：

提高准入门槛，控制炼油产能盲目扩张。新建炼油项目需按大型化、炼化一体化要求，规模控制在以上。严格控制现有小型炼油装置再次扩大原油加工能力，加快淘汰 200 万吨/年及以下的小炼油企业，防止以沥青、重油加工等名义新建小炼油项目。

在统筹兼顾全国总量平衡和消除区域供需失衡前提下，以现有企业改造扩建为主，努力建设具有世界先进水平的产业基地和产业聚集区。

完善原油一次、二次加工配套装置，提高综合加工和炼化一体化能力，积极推动油品质量升级改造。*争取到 2015 年，原油加工能力控制在 6.5 亿吨/年以内，成品油产量达到 3 亿吨左右。**汽油质量标准达到国Ⅳ以上，柴油质量标准达到国Ⅲ以上，**轻油收率达到 78％。*

本项目调整后规模为 1300 万吨/年，所供应汽、柴油品质可以达到国 V 标准；同时，本项目的建设，可以解决全国炼油业过于集中东部、运输距离大、成本高等问题，优化中国炼油业的区域布局，并促进西南地区的经济发展。另外，本项目建设区域属政府规划工业园区，可以在区域实现循环经济，布局符合要求。

因此，本项目符合《石油和化学工业“十二五”发展指南》中相关要求。

5.3 与区域发展专项规划的符合性

5.3.1 与《云南省加快建设面向西南开放重要桥头堡总体规划》（2012-2020 年）的符合性

规划指出：

二、发展新兴石化产业

推动石化产品结构向精细化方向发展，向下延伸产业链、增加产品加工深度、提高产业附加值。加快推进炼化一体化项目前期工作。加快发展石化深加工产业集群，进一步向新型材料、纺织等相关产业辐射延伸，建成全国重要的炼化一体化石油化工基地。依托云南及周边丰富的煤炭资源，稳步开展现代煤化工升级示范工程建设。与现有产业深度融合，形成与乙炔化工、生物化工、新材料等优势产业有机结合的上下游一体化产业链。利用现有磷资源及相关产业基础优势，着重发展深加工产业、节能产业、资源综合利用产业和配套资源开发产业。积极开展骨干磷化工企业配套矿山前期工作，加快磷复肥基地配套的磷矿山和浮选项目建设，提高磷资源综合利用率，加快发展复合肥、缓释肥等化肥深加工和精细磷化工产业。

本项目的选址、布局，符合《云南省加快建设面向西南开放重要桥头堡总体规划》（2012-2020 年）的要求。

5.3.2 与《云南桥头堡滇中产业聚集区发展规划》（2014-2020）的符合性

5.3.2.1 滇中产业聚集区基本情况

批复成立时间：

2013 年 3 月 25 日，《中共云南省委 云南省人民政府 关于建设滇中产业聚集区（新区）的决定》（云发〔2013〕4 号）颁布实施，滇中产业新区的建设位开帷幕。

决定中指出：为推动全省科学发展和谐发展跨越发展，选择滇池径流区域以外的安宁、易门、禄丰、楚雄四县市（西区）和滇中城市经济圈中位于昆明东部的嵩明、寻甸、马龙三县（东区），利用丰富的低丘缓坡土地和较好的交通、能源和产业等基础条件，规划建设新区。

2014 年 5 月 28 日，国家发展改革委、工业和信息化部、国土资源部、住房城乡建设部、商务部等五部委批复了《关于云南桥头堡滇中产业聚集区发展规划》（2014-2020 年）（发改地区〔2014〕1089 号）。

功能定位：

桥头堡建设的新引擎

外向型特色产业基地

对外开放的试验区

产城融合的示范区

科技创新的引领区

绿色发展的样板区

区域划分及管理定位：

2014 年 4 月 1 日，中共云南省委办公厅以“云厅字〔2014〕6 号”文印发了《中共云南省委办公厅 云南省人民政府办公厅关于建立滇中产业新区管理体制的意见》。

意见中指出：新区规划区域包括官渡区、安宁市、崇明县、马龙县、易门县、楚雄市、禄丰县等 7 县（市、区）的全部或部分区域。其中，安宁市、崇明县（滇源街道和阿子营街道除外）和官渡区大板桥街道作为新区直管区（托管区），总面

积约 2528.3 平方公里，人口约 72.2 万人，**由新区党工委、管委会全面管理（包括辖区内的各类园区）。**

省委、省政府将新区工委、管委会视同一级党委、政府管理，对新区直管区规划计划、人员编制、预算安排、项目申报、用地指标、征占用林地指标等实行单列管理，直接下达新区……**赋予新区管委会相应的审批和管理权限**，行使省级行政审批权（国家法律法规禁止授予的除外），同时承担新区直管区范围内原昆明市政府的行政审批和管理权限。

新区直管区的建设项目和产业项目按照省政府授权和法定程序分级审批。需国家部委及以上机关批准审批的项目，由新区管委会报省直有关部门上报；必须由行政区划上报的项目，由昆明市配合新区予以转报。

昆明市委、市政府要尽快与新区党工委、党委会完成移交工作。……在 2014 年底前全面完成移交……

5.3.2.2滇中产业聚集区与安宁工业园区的衔接

原环评的“中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目”位于安宁工业园区，2010 年 8 月 26 日云南省工业和信息化委员会以云工信园区〔2010〕743 号文认定安宁工业园区为省级工业园区。《安宁工业园区总体规划修编（2011-2020）》2011 年 10 月修编完成并通过省工业和信息化会的评审和备案。规划修编环境影响评价工作于 2011 年 10 月委托云南绿争环境科技开发有限公司开展，原预计 2012 年 2 月可以提交环评初步成果。后期，《安宁工业园区总体规划修编（2011—2020）》环境影响评价工作暂停。2013 年 3 月 25 日，《中共云南省委 云南省人民政府 关于建设滇中产业聚集区（新区）的决定》（云发〔2013〕4 号）颁布实施，项目所在的安宁市由昆明市管理调整为由滇中产业新区党工委、管委会全面管理（包括辖区内的的各类园区），项目所在的工业园区的发展规划亦纳入《滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030 年）》，该规划 2015 年 7 月 24 日取得《关于〈滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030 年）〉的批复》（云发改规划〔2015〕989 号）。

5.3.2.3 《云南桥头堡滇中产业聚集区发展规划》（2014-2020）符合性分析

该规划指出：

第三章 空间布局

*按照“**两片两轴八组团**”的总体空间布局，以外向型特色优势产业发展为重点，与昆明等中心城市互动发展，共同打造滇中城市经济圈，引领和带动全省外向型特色优势产业基地建设。*

八组团：

——安宁组团：范围主要包括安宁市的太平、连然—金方、青龙、温泉、草铺、禄脿、县街及禄丰县的土官等乡镇（街道）。重点布局汽车制造及其配套产业、装备制造、石油化工、新材料、节能环保、高端康体休闲和资源型转型升级等技术资金密集型产业。

第四章 建设发达完善的基础设施体系

第三节加快能源保障体系建设

二、加强油气管网建设

依托中缅油气管道，加快成品油输送和存储设施建设步伐，形成以安宁为中心，连接主要州市和消费区的成品油输送干线管网，基本实现成品油输送管网化；形成与成品油输送设施相配套，以商业仓储设施为主的储油设施格局。

第五章 构建现代产业体系

七、石油化工业

依托中缅油气管道，坚持炼化一体化的原则，采用先进、清洁的技术，加快发展石化深加工产业集群，进一步向新型材料、纺织等相关产业辐射延伸。在通过区域削减腾出环境容量、通过环境风险管理确保环境安全的前提下，发展清洁油品、合成树脂、合成橡胶、合成纤维、专用化学品和基本有机原料等，最终建成新兴石油炼化基地。

项目优化调整后，建设地点未发生变化，位于安宁组团，详见图 5.3-1。因此，空间布局等符合《云南桥头堡滇中产业聚集区发展规划》（2014-2020）中的相关要求。

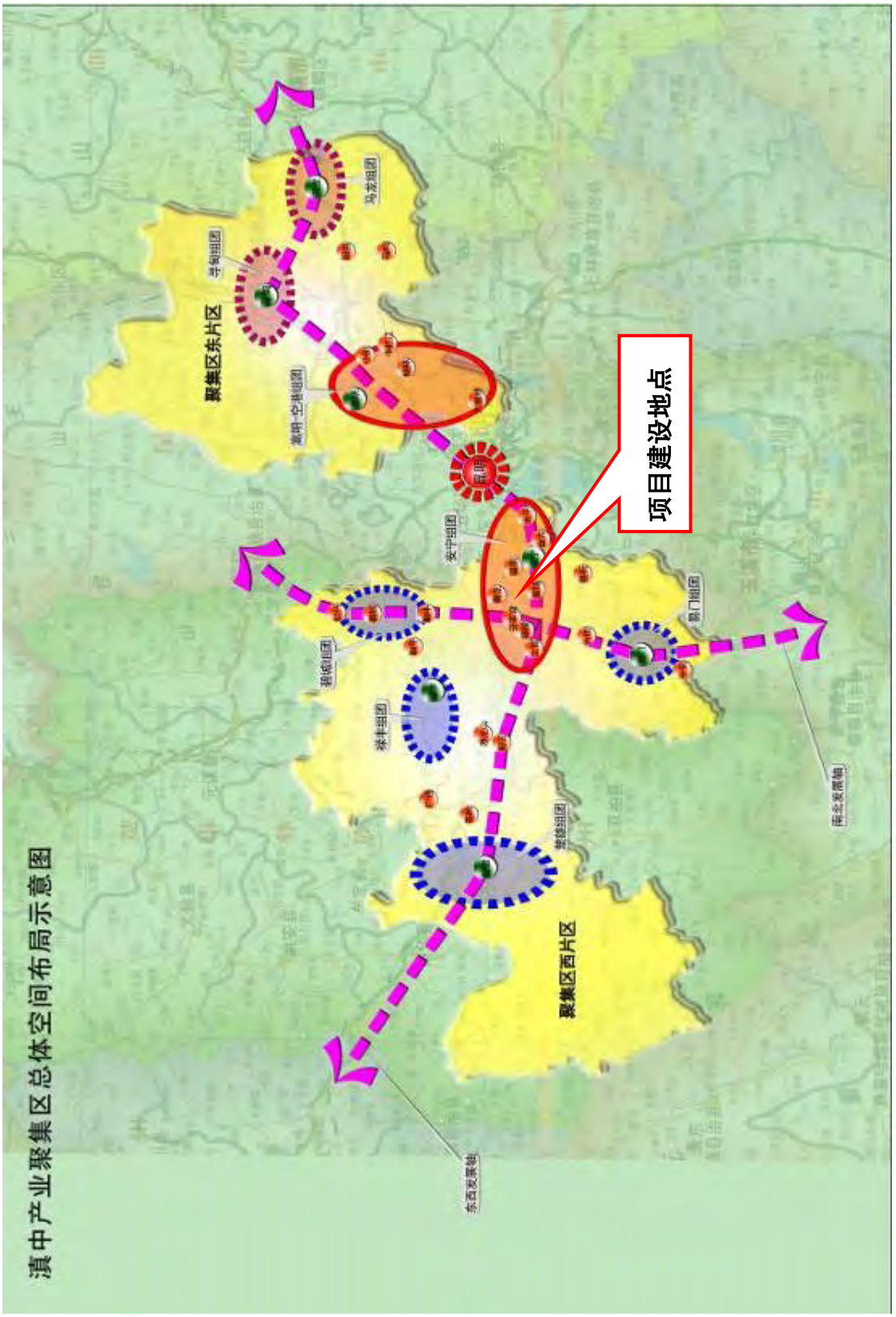


图 5.3-1　项目优化调整与发展规划空间布局的区位关系图

5.3.3 与《滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030）》的符合性

该规划中指出：

第三节 产业发展与空间布局

第 22 条 产业体系构建

规划构建以高端植入产业为引领、基础优势依托、支撑服务产业为保障、特色优势产业补充的现代体系：

……

（2）基础优势产业

*重点优化提升，强节能环保要求，提升产业发展的社会、经济和环境综合效益，**主要包括石油化工**、高附加值钢铁工业、新型磷盐化工、家电轻纺、新型建材等产业。*

第 23 条产业布局结构

规划全域形成“三区、三轴、多组团”的产业布局结构：

（3）多组团

土官-禄脿工业园区，以装备制造、新材料、新型建材和出口加工为主导；

安丰营物流园区，以大宗货集散和相关产业加工制造为主导；

***草铺工业园区**，以资源能转换、节环保装备、**石油化工**、新型磷盐化工、新能源、钢铁等为主导。*

项目优化调整后，建设地点未发生变化，位于安宁组团草铺工业园区。因此，空间布局等符合《滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030）》中的相关要求。

5.4 规划环评及审查意见情况

《滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030 年）环境影响报告书》于 2015 年 5 月 20 日召开了技术审查会。

5.4.1 规划环境影响报告书结论

建设滇中产业聚集区是云南省政府的重大决策，是云南省提高工业发展层级实现创新发展的重大举措。安宁片区位于昆明城市西侧，区位优势突出，便利的交通、丰富的资源、适宜成片开发利用的土地、已有的产业基础、省会城市的目标市场和高质量的城市资源，是其成为滇中产业聚集区组成部分的重要因素。

规划立足于优化片区空间布局，推进产业层级更新及体量升级，完善高品质城市基础设施与配套发展方案，对于促进安宁片区实现社会经济跨越式发展和打造绿色宜居城市的目标具有重要的作用。

本报告通过规划分析、环境现状调查评价、环境资源承载能力分析和规划实施可能产生的环境影响分析，结合公众参与提出的意见及建议，剖析了规划方案存在的问题与规划实施面临的主要制约因素。在此基础上，提出了规划实施需要采取对策措施、调整建议及实施策略。

本报告认为，规划实施区域是一个集多种有利因素和不利水、气环境容量条件共存的区域。规划的实施，不可避免会受到上述不利环境条件的影响和制约。规划目标的制定、产业空间的布局与发展规模的确定，需要得到区域环境承载能力的支持。为预防出现重大不良环境影响，本报告提出了规划方案的调整建议、环境制约因素的化解对策以及规划实施的策略。由于涉及面广泛，需要决策层通盘考虑、综合权衡、作出决策。在本报告提出的调整建议及实施策略得到采纳的情况下，规划实施是可行的。

5.4.2 规划环评报告书提出的相关要求

本规划属于空间发展规划，具有宏观性和不确定性多的特点。为防范和缓解规划实施可能出现的重大不良环境影响，应当采取以下策略：

·严格实施排污总量控制制度，通过排污量等量置换或超量置换逐步实现区域污染物的减排，化解不利环境条件的制约；

·重大敏感项目的选址布局，应多方案比选论证，依法依规广泛进行公众参与，尊重公众的合理关切和诉求。

针对规划环评报告书提出的公众参与方面的相关要求，项目建设单位和环评单位十分重视，经与相关部门沟通后，在环评报告书中采纳、落实了公众提出的合理意见和建议，同时将有关意见反馈给地方政府。建设单位还承诺，云南石化一定主动接受大家的监督，按照国家和地方的法律、法规等相关要求建设好本项目，保护好环境。

5.4.3 规划环评审查意见

2015 年 6 月 29 日，云南省环境保护厅出具《云南省环境保护厅关于〈滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030 年）环境影报告书〉审查意见的函》（云环函〔2013〕221 号）。

针对规划方案实施面临的水环境容量（螳螂川 COD_{Cr}、NH_3-N 无环境容量）的问题，规划环评审查意见提出：

（三）区域内水环境容量受制于外环境入水水质的改善和区内现有项目的污染物排放总量削减，应当从体制机制上建立滇池流域和螳螂川流域水环境保护的联防联控体系，从更高层次规划实施提供保障。在水环境质量未达标前，应当推行“污染物超量削减替代”制度，排放 COD、氨氮等主要污染物的新建项目，实行区域内现役源 1.5-2 倍的削减量替代。……同时加快实施滇池“十二五”水污染防治规划和普渡河水污染防治规划，尽快编制滇池“十三五”水污染防治规划，确保区域内水环境质量持续改善，为区域产业持续发展提供支撑。

第六章　区域减排及配套措施的落实

6.1 区域污染减排措施落实情况

自云南炼油项目取得环境保护部批复以来，云南石化积极配合、协助地方各级人民政府及相关部门，落实流域污染减排方案、大气污染减排规划和防护距离内的居民搬迁安置工作，以确保项目建设投产前通过区域削减为本项目腾出环境容量，严格控制防护距离内不得新建居民区、学校医院等环境敏感建筑物。

6.1.1 《安宁市大气环境容量核算及污染物减排规划》的落实

《安宁市大气环境容量核算及污染物减排规划》（昆政复〔2011〕73 号）、《昆明市人民政府关于落实中石油炼油项目环境影响报告书评估中心主任专题会意见的报告》（2011 年 12 月 27 日）附表 2、《昆明市人民政府关于加强对螳螂川（海口——富民大桥）污染物减排工作的承诺函》（2012 年 3 月 25 日）附件 2，所涉及的减排项目落实情况见表 6.1-1、表 6.1-2。

6.1.2 《螳螂川（海口—富民大桥）污染物减排方案》的落实

6.1.2.1 螳螂川 （海口——富民大桥）排水企业整治情况

《螳螂川（海口—富民大桥）污染物减排方案》及《昆明市人民政府关于加强对螳螂川（海口——富民大桥）污染物减排工作的承诺函》（2012 年 3 月 25 日）所涉及的减排任务落实情况详见表 6.1-3、表 6.1-4。

6.1.2.2 螳螂川 （海口——富民大桥）污水处理厂建设情况

《螳螂川（海口—富民大桥）污染物减排方案》及《昆明市人民政府关于加强对螳螂川（海口——富民大桥）污染物减排工作的承诺函》（2012 年 3 月 25 日）所涉及的污水处理厂建设情况详见表 6.1-5。

表6.1-1 《安宁市大气环境容量核算及污染物减排规划》及承诺函项目落实情况

序号	减排内容	减排规划要求			承诺函要求	目前现状
		实施期限（年）	减排量（t/a）			
			SO_2	NO_2		
1	云天化国际化工股份有限公司富瑞分公司制酸工艺改进	2011-2015	1538.78		2012年10月31日前，完成30万吨硫酸装置尾气洗涤工程、一期80万吨硫酸装置尾气洗涤工程、二期80万吨硫酸装置尾气洗涤工程脱硫项目。	30万吨硫酸装置尾气治理技改项目为异地搬迁项目，采用氨法吸收硫酸尾气SO_2工艺技术，对硫酸装置尾气进行吸收，SO_2达标排放。2012年12月底建成，2014年3月4日通过安宁市环保局验收〔安环保复〔2014〕32号〕。 一、二期80万吨硫酸装置尾气治理项目均于2012年10月建成，2014年8月19日通过昆明市环保局验收（昆环保复〔2014〕411号）。 SO_2减排量1560t/a。
2	安宁永昌钢铁有限公司增加脱硫设施	2011-2015	2913.29		2012年12月31日前，完成3号105m^{2}烧结机烟气脱硫工程；2013年12月31日前，完成4号125m^{2}烧结机烟气脱硫工程。	安宁市永昌钢铁股份有限公司3号105m^{2}烧结机烟气脱硫项目采用石灰—石膏湿法脱硫工艺，2013年12月25日建成投运；4号125m^{2}烧结机烟气脱硫项目采用石灰—石膏湿法脱硫工艺，2014年5月28日建成。SO_2减排量2987.74t/a。 因市场影响及公司运转等原因，2014年6月28日安宁市永昌钢铁有限公司全线停产至今。均未进行竣工环保验收。
3	昆钢嘉华水泥公司窑炉尾气脱硝	2011-2015		1709.56		2号生产线4000t/d新型干法水泥窑烟气脱硝技改，采用窑头低氮燃烧器+空气分级燃烧+SNCR技术，2013年12月建成投运。2014年4月8日通过安宁市环保局竣工验收（安环保复〔2014〕46号）。2014年脱硝系统同步运转率达99.32%，综合脱硝效率38%左右。 1号生产线2000t/d新型干法水泥窑烟气低氮燃烧技改工程，于2012年11月完成建设并投入运行；2014年4月4日通过安宁市环保局竣工

						环保验收，SNCR技术烟气脱硝工程于2014年9月30日建成投运，2014年10月9日由安宁市环保局同意投入试运行，近期将开展1号线脱硝工程的验收工作。 NOx减排量1400t/a。
4	云南华电公司氮氧化物减排项目	2012		8348		1号机组烟气脱硫项目于2006年6月24日建成投运，2号机组烟气脱硫项目于2006年10月25日建成投运。通过加强项目管理，控制燃煤硫份、对脱硫系统进行技术改造等措施，使烟气SO_2出口浓度达标排放。 在抓好烟气脱硫减排工作的同时，通过改进锅炉1、2号机组锅炉燃烧工艺，使用低氮燃烧器、实施低氮燃烧技术和烟气再循环，采用选择性还原（SCR）等方法实施烟气脱销，降低锅炉烟气中NO_2排放浓度以满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）要求。 1号机组实施低氮燃烧技术改造和烟气脱硝工程于2014年9月26日全面完工，2014年12月9日由省环保厅出具验收意见（云环通〔2014〕287号）；2号机组实施低氮燃烧技术改造和烟气脱硝工程于2013年12月30 日建成，2014年1月投运，2014年4月14日由省环保厅出具验收意见（云环通〔2014〕58号）。NOx减排量4602t/a。
5	云南盐化股份有限公司昆明盐矿锅炉脱硫措施				2012年12月31日前，完成锅炉脱硫设施建设	4台75吨锅炉炉内脱硫2012年已建成，2套湿法炉外脱硫项目于2013年初开始建设，1、2号锅炉脱硫于2013年9月底建成，3、4号锅炉脱硫设施2014年11月中旬建成。2014年11月6日滇中新区环保分局已同意该企业锅炉烟气减排技改建设项目试生产（云环分局函〔2014〕11号），目前正在办理竣工环保验收手续。

表6.1-2　　《昆明市人民政府关于落实中石油炼油项目环境影响报告书评估中心主任专题会意见的报告》附表2落实情况

序号	项目名称	内容	实施期限（年）	目前现状
1	昆钢本部废气削减	淘汰落后钢铁产能，建成草铺厂区，本部削减落后产能，暂时保留185万吨较为先进的钢铁生产能力，在草铺工业基地建设现代化板材生产系统和武钢集团第二个硅钢生产基地，建设规模为390万吨。	2012	武钢集团昆明钢铁股份有限公司安宁公司（昆钢本部）认真按照《武钢集团昆明钢铁股份有限公司淘汰落后、结构调整技术改造工程环境影响报告书》要求，积极推进技术改造工程和烧结机烟气脱硫工程项目，昆钢本部三烧1号130m^2烧结机烟气脱硫项目采用石灰石—石膏“密相塔半干法”全烟气脱硫工艺，2008年12月建成投运，2010年9月28日通过省环保厅验收（云环发〔2010〕162号）；三烧2号130m^2烧结机烟气脱硫项目，采用氨法全脱硫工艺，2010年10月建成投运，2011年1月14日通过省环保厅验收（云环发〔2011〕9号）；四烧300m^2烧结机烟气脱硫项目，采用石灰石—石膏湿法全烟气脱硫工艺，2013年底建成投运完成技改工作，2014年6月3日通过省环保厅环保验收（云环通〔2014〕117号）。同时，在2014年又建成2条120万t/a球团脱硫系统，减少主要污染物排放量，有效缓解安宁市区环境空气压力。 昆钢本部2010年淘汰300m^3高炉1座，生产能力21万吨/年，2010年淘汰250轧机1套，生产能力20万吨/年。 草铺生产基地一期工程185万t/a项目，投资66亿元，已建成投产，具备年产100万吨高性能抗震棒材和年产77.5万吨抗震钢型材生产能力。面对国内外复杂多变的经济形势，螺纹钢集团大幅度减产停产，导致二期后续项目进展缓慢。 三烧1号、2号和四烧烧结机烟气脱硫工程，SO_2减排量9924.81t/a（由滇中环保分局提供，根据企业脱硫月报数据核算），分配给云南炼油项目2600t/a。
2	产业结构优化	现有企业迁建，能源结构调整	2011-2015	安宁市在产业结构优化、转型升级方面，已经出台部分政策，现正在制定《安宁市产业转型升级规划》，项目实施尚需要一定的时间。
3	昆船瑞升、云之叶生物科技公司燃料	云南中烟昆船瑞升科技有限公司、云南云之叶生物科技有限公司燃料煤改气	2011-2015	云南华电昆明发电有限公司供热（汽）技改项目投资2499万元，分别利用2×300MW汽轮发电机组高压缸排汽（可以由#1机组或#2机组单独提供）向热用户实施供热（汽），蒸汽管道长7km，热用户蒸汽流量65t/h（蒸汽压力1.4～1.55MPa、蒸汽温度190～200℃），每年度可供热（汽）量51.24万吨。

	煤改气工程			热电联营供热（汽）项目实施后，停用了安宁市青龙镇“云南中烟昆船瑞升科技有限公司”、“云南云之叶生物科技有限公司”的7台中小工业锅炉和将要新建的中小锅炉，削减了烟尘、SO_2和NO_X排放量。 1）云南中烟昆船瑞升科技有限公司热电联营供热（汽）项目于2011年5月签订供气合同，6月项目投入试运行，2011年8月1日云南华电昆明发电有限公司正式向云南中烟昆船瑞升科技有限公司供热。 2）云南云之叶生物科技有限公司热电联营供热（汽）项目于2011年3月签订供气合同，2011年7月1日云南华电昆明发电有限公司正式向云南云之叶生物科技有限公司供热（汽）。
4	安宁市区民用能源清洁替代	采用电、液化气等清洁能源替代燃煤	2010-2011	安宁市自1995年使用煤气起，安宁市容办按照市委、市政府的要求，在安宁市主城区开展了禁煤整治，至2000年基本整治完毕。在随后的城市建设中，严格按规划要求，全面普及煤气和液化气，至2012年，主城区燃气普及率已达95%，再加上用电户约占5%，基本实现100%使用清洁能源。 随着中缅天然气建设的完成，下一步将逐步置换使用天然气。液化气主要普及安宁市辖区内的村庄用气。

表6.1-3　　螳螂川（海口——富民大桥）排水企业整治措施一览表

序号	企业名称	整改措施	完成时限	减排量（吨/年）		目前现状
				COD	氨氮	
1	安宁吉祥不锈钢加工店	关停	2012年12月31日	0.004		已关停，厂房、设备已全部拆除，2010年7月已注销。当前店址为城市垃圾房。　　COD减排量0.004t/a。
2	云南省安宁市热电偶厂	关停	2012年12月31日	0.008		已关停，设备已全部拆除，当前现场为安宁市连然街道办事处一碗水村小组办公用房。　　COD减排量0.008t/a。
3	安宁市金凤纸箱厂	关停	2012年12月31日	0.0008		已关停，设备已全部拆除，当前厂址为家具销售商场。2011年6月已注销。COD减排量0.0008t/a。

4	温泉蜂窝煤厂	关停	2012年12月31日	0.075		已关停。厂房、设备已全部拆除，当前现场为空场地。 COD减排量0.075t/a。
5	昆明市西山区利滇油脂化工厂	关停	2014年12月31日	0.016		已于2014年9月停产，已签订拆迁协议。现场检查时该公司主要生产设备锅炉已拆除，已不具备恢复生产条件。 COD减排量0.016t/a。
6	明市西山耀龙化工厂	关停	2014年12月31日	0.02		基本完成，现场检查时企业已停产，火法工艺于2009年停产，生产设备管件已拆除，高温石英熔炉尚未拆除；湿法工艺于2014年12月停产，生产设备部分管件已拆除，反应釜尚未拆除。目前正抓紧商谈签订拆迁协议。 COD减排量0.02t/a。
7	昆明碧洁玉商贸有限公司	关停	2014年12月31日	0.49		已停产，现场检查时厂区无工作人员，生产设备已拆除，厂房未拆除，未签订拆迁协议。据大门看守人员介绍，该企业老板因债务纠纷于2014年8月失踪后联系不上，企业生产设施被债权人于2014年11月拿走。目前，正积极查找企业主商谈拆迁协议。 COD减排量0.49t/a。
8	昆明大庄园复合肥有限公司	关停	2014年12月31日	0.01		已停产，现场检查时厂区无工作人员、无生产设备，已不具备恢复生产条件，未签订拆迁协议。目前正抓紧商谈签订拆迁协议。 COD减排量0.01t/a。
9	昆明泽发木制品厂	关停	2014年12月31日	0.17		未完成。已停产，待审计部门对拆迁协议审计完毕后可签订拆迁协议，方可进行拆除。目前正抓紧商谈签订拆迁协议，协调供电局断电。
10	昆明恩威生物科技有限公司	关停	2014年12月31日	0.0829		已停产，停水、断电，部分设备已拆除，现场检查时厂区无工作人员。COD减排量0.0829t/a。
11	昆明碧鸡酒厂	关停	2014年12月31日	0.063	0.009	已停产，已签订拆迁协议，设备已拆除，已拿到50%拆迁款，正协调供电局断电。 COD减排量0.063t/a，氨氮减排量0.009t/a。
12	昆明雅竣装饰材料有限公司	关停	2014年12月31日	0.0077		已停产，已签订拆迁协议。现场检查时锅炉已拆除，生产设备已拆除，正协调供电局断电。 COD减排量0.077t/a。
13	安宁市第二生猪定点屠宰场	限期治理，废水零排放	2012年12月31日	3.19	0.49	已完成。2014年4月更名为安宁万家康生猪屠宰场，2015年1月变更为安宁万家康生猪屠宰有限公司。2014年6月25日，《安宁万家康生猪屠宰场扩建项目（二期）建设项目》已通过安宁市环保局竣工环保验收（安环保复〔2014〕84号）。废水经处理后进入城市污水管网。 COD减排量7.018t/a，氨氮减排量0.518t/a（验收监测报告数据）。

14	昆明钢铁集团有限责任公司	限期治理，废水零排放	2014年12月31日	838	18.64	已完成。微波技术处理5000m^3/d焦化污水示范工程(环评批复：安环保〔2010〕95号）及昆钢公司（本部）节水减排、废水回用(动力部分)项目（环评批复：安环保〔2010〕89号），2010年11月已取得安宁市环保局环保“三同时”竣工验收意见。但该公司排污许可证仍载明废水排放量648万吨/年。COD减排量845.85t/a（2010年验收监测报告数据）。
15	云南盐化股份有限公司昆明盐矿	限期治理，达标排放	2012年12月31日	81.57		已完成。制盐片区生活污水处理、回用装置完成建设，实现制盐片区生活废水零排放；氯碱项目中烧碱装置各工序产生的生产废水、聚氯乙烯生产过程中产生的废水经处理后回用于生产不外排，氯碱项目外排废水量已经大幅度下降，并安装在线监测，已验收。
16	安宁市银洲化工有限公司	限期治理，达标排放	2012年12月31日			已完成。进行了停产治理整改，新建30万立方米/年污水处理站，已于2014年6月建成。该废水处理工程尚未进行竣工环保验收，正督促企业完成竣工环保验收。
17	昆明白眉玻璃厂	限期治理，达标排放	2012年12月31日	0.05		已完成。该厂COD超标主要是职工食堂和洗手废水未处理，2012年3月食堂已关闭，并建立一个废水收集池，将职工洗手废水收集后用于厂区绿化和洒水降尘。
18	西山区食品公司海口食品站	限期完成验收	2012年6月30日	9.78	0.67	已完成。昆明市西山区食品有限公司生猪定点屠宰分公司废水处理设施已通过西山区环保局验收。
合计				**933.54**	**19.819**	

表6.1-4　　《昆明市人民政府关于加强对螳螂川（海口——富民大桥）污染物减排工作的承诺函》附件2措施落实情况

序号	企业名称	整改内容及完成时间	完成情况	具体落实进展
1	安宁市永昌钢铁股份有限公司	2012年9月30日前，完善污水处理设施和配套管网，确保生产废水封闭循环。	已完成	生产废水处理设施每小时处理量450m3，建有生产冷却水高位水池约600m^3，山顶水池约3000m^3，烧结冷却、炼钢冷却循环水池约3000m^3，生产废水循环使用不外排。因市场原因该厂从2014年6月28日全厂停产。**废水实现零排放，无新增COD、氨氮削减量。**

2	云南盐化股份有限公司昆明盐矿	2012年12月31日前，完成废水治理和综合利用改造，新建离心母液回用装置，制盐片区生活污水处理、回用装置等，确保废水达标排放。废水估算投资1500万元。	已完成	详见表6.1－3中，序号15内容 COD减排量81.57t/a。

表6.1-5　　螳螂川流域(海口——富民大桥）污水处理厂建设方案一览表

序号	污水处理厂名称	设计规模（万吨/日）		设计进水浓度(mg/l)		设计出水浓度(mg/l)		设计污染物去除量（t/a）近期		完成时间		目前现状
		近期	远期	COD	NH_3-N	COD	NH_3-N	COD	NH_3-N	近期	远期	
1	安宁工业园区青龙污水处理站	0.15	0.3	250	20	50	5	99	7.425	现已建成		已完成。2011年12月建成，项目建设规模不变，现建设规模1500m^3/d，远期规模3000m^3/d。现日均处理约500m^3/d，该项目尚未进行环保竣工验收。滇中新区环保分局已发函安宁工业园区管委会要求尽快办理手续。
2	安宁工业园区安丰营污水处理站	1	2	250	30	50	5	660	82.5	2014年12月	2018年6月	未完成。建设规模由原承诺的近期1万m^3/d减少至2000m^3/d。 2015年4月23日开始进场施工，目前已完成沉淀池、配电室、风机房的基础施工，正在进行主体结构施工及办公室基础开挖，形象进度22%，完成投资约1200万元。计划于2015年8月完工。 存在问题：环保审批手续尚未办理；项目与土地利用规划不符，影响办理规划许可手续。 建设规模减小的原因：受社会金融形势的影响，安丰营片区入园企业较少，导致收集污水量远远不足，安丰营污水处理厂预期的污水处理量为1.0万$m^{3/}$d，实际现场统计安丰营片区污水排放量仅为1560m^3/d。
3	安宁工业园区草铺污水处理站	2	4	250	35	50	5	1320	198	2014年12月	2019年6月	未完成。建设规模由原承诺的近期2万m^3/d减少至1万m^3/d。 项目环评已通过评审。2014年9月开工建设，目前主体工程建设进度已完成80%，7km管网建设已完成2.7km。完成投资约6200万元。计划2015年8月

序号	污水处理厂名称	设计规模（万吨/日）		设计进水浓度(mg/l)		设计出水浓度(mg/l)		设计污染物去除量（t/a）近期		完成时间		目前现状
		近期	远期	COD	NH_3-N	COD	NH_3-N	COD	NH_3-N	近期	远期	
												完工。 建设规模减小的原因：2014年2月8日，根据云南省委、省政府的决定，安宁市从昆明划出，由省直管并由滇中产业新区托管。根据滇中产业新区今后产业布局规划，结合滇中产业新区青龙湖水库的修建(水库面积约9820亩)。首先，对安宁草铺片区的原规划作出新的调整，导致草铺片区污水量减少。再次，中石油云南炼油项目竣工投产时间推迟，中石油下游产品链拟入驻的企业比原计划大幅度减少，迟迟不能落地，排污量比原设计时有所减少，草铺污水处理厂预期的污水处理量为2万m^3/d，实际现场统计草铺片区污水排放量仅7623m^3/d。
4	安宁工业园区麒麟污水处理站	1	2	250	35	50	5	660	99	2014年12月	2019年6月	未完成。建设规模由原承诺的近期1万 m^3/d减少至2000m^3/d。 项目环评已通过评审。2014年9月开工建设，截止目前已完成约87%，完成投资4500万元；2.5km管网建设已完成0.9km。完成投资4800万元。预计2015年8月底完工。 建设规模减小的原因：受社会金融形势的影响，麒麟片区入园企业较少，导致收集污水量远远不足，麒麟污水处理厂预期的污水处理量为1万m^3/d，实际现场统计麒麟片区污水排放量仅为1749 m^3/d。
5	安宁市污水处理厂提升改造工程	5	5	60	8	50	5	165	49.5	现已建成		已完成。建设规模5万m^3/d，安宁市污水处理厂原设计出水标准为一级B标，实际运行中工艺已能满足此处理标准，2009年环境保护部对国控污水处理厂出水标准做了提升，污水厂由原一级B标出水标准提升到一级A标，由于污水厂粪大肠菌指标达不到一级A标准，所以于2010年10月22日-2010年12月12日实施了紫外线消毒设施提升改造项目，并于2011年11月2日通过环保“三同时”验收。项目采用紫外灯光学去除粪大肠菌，项目建成后，污水厂出水中粪大肠菌由原10000-20000个，减少到20-400个（一级A排放标准为小于等于1000个），现出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级排放A标准。

序号	污水处理厂名称	设计规模（万吨/日）		设计进水浓度(mg/l)		设计出水浓度(mg/l)		设计污染物去除量（t/a）近期		完成时间		目前现状
		近期	远期	COD	NH_3-N	COD	NH_3-N	COD	NH_3-N	近期	远期	
6	安宁市第二污水处理厂	3	6	250	25	50	5	1980	198	2014年12月	2019年12月	未完成。项目建设规模不变，现建设规模3万m^3/d，远期规模5万m^3/d。2014年11月完成主体工程建设，项目已取得环保批复，2015年6月18日已进水调试；在线设施尚未安装。
7	安宁八街集镇污水处理设施	0.18	0.36	250	35	50	5	118.8	17.82	2014年12月	2014年12月	基本完成。项目建设规模不变，现建设规模1800m^3/d，远期规模3600m^3/d。项目环评已通过评审，报告正在修改。2012年11月主体工程建成，已试水运行；污水管网主管已完成施工，正在进行支管建设。
8	安宁太平镇污水处理站	0.15	0.15	280	25	50	5	113.85	9.9	2014年12月	2015年12月	未完成。建设规模由原承诺的1500m^3/d增加至1.25万m^3/d。2015年5月28日已进水调试，污水收集处理水量太少。正在办理环保审批。
9	海口工业园区污水处理设施及配套管网建设	1.5	1.5	325	10	50	5	1361.25	24.75	2014年12月		未完成。发生调整变更，将项目调整为先期建设污水收集配套管网，污水合并至临近的滇池环湖南岸干渠截污工程（海口污水处理厂）处理，调整变更的原因为，该项目与已建成的滇池环湖南岸干渠截污工程（海口污水处理厂）选址距离仅为100米，两污水处理厂的处理工艺基本相同，且服务范围重叠，海口工业园区工业废水所占比例低于生活污水，滇池环湖南岸干渠截污工程（海口污水处理厂）处理能力及工艺已能满足海口片区近期污水处理需求。为避免海口工业园区污水处理厂建设后闲置，造成资源浪费、重复投资和建设，依据《海口工业园区污水处理厂建设方案及西山区政府组织召开专家论证会意见，西山区发改局以西发改〔2012〕254号文同意海口工业园区污水厂暂缓建设，将项目调整为污水收集配套管网建设，工业园区污水全部通过管网进入滇池环湖南岸干渠截污工程（海口污水处理厂）处理。现场检查时，污水收集配套管网已建成16km，园区污水管网与截污主干管已实现统一并网。
10	滇池环湖南岸干渠截污工程（海口污水处理厂）	3	5	250	20	50	5	1980	148.5	已建成		项目建设规模不变，现建设规模3万m^3/d，远期规模5万m^3/d。于2013年5月23日开始进行带负荷进水调试，目前每天进水量约4000m3，尚未完成竣工环保验收。正督促办理中竣工环保验收手续。经了解，该污水处理厂未办理环保竣工验收手续的主要原因是由于进水量少、浓度低，达不到竣工环保验收条件。

序号	污水处理厂名称	设计规模（万吨/日）		设计进水浓度(mg/l)		设计出水浓度(mg/l)		设计污染物去除量（t/a）近期		完成时间		目前现状
		近期	远期	COD	NH_3-N	COD	NH_3-N	COD	NH_3-N	近期	远期	
11	西山区团结街道办污水处理站	0.1	0.1	280	25	50	5	75.9	6.6	2014年12月		未完成，正在建设中，建设规模由原承诺的1000m^3/d增加至3000m^3/d，于2015年1月13日开工建设，现正在进行土建施工，设计出水达到一级A标，项目主体工程预计于2015年6月24日完成，设备安装工程预计2015年7月14日完成。
12	晋宁工业园区二街片区污水处理设施及配套管网建设	0.35	0.7	230	20	50	5	207.9	17.325	2012年6月	2016年12月	已完成。项目建设规模不变，现建设规模3500m^3/d，远期规模7000m^3/d。该项目于2013年10月12日取得晋宁县环保局试生产批复，目前尚未通过竣工环保验收。正督促办理中竣工环保验收手续。经了解，该污水处理厂未办理环保竣工验收手续的主要原因是由于进水量少、浓度低，达不到竣工环保验收条件。
	合计	17.43	27.11					**8741.7**	**859.32**			

6.1.2.3 螳螂川流域（海口—富民大桥）再生水处理设施

《螳螂川（海口—富民大桥）污染物减排方案》中提出的再生水处理设施落实情况详见表 6.1-6。

6.1.2.4 规模化畜禽养殖污染减排措施建设情况

《螳螂川（海口—富民大桥）污染物减排方案》中提出的规模化畜禽养殖污染减排措施，规划至 2014 年，在规模化畜禽养殖场集中的区域建设大中型沼气池 5 座。截止目前的落实情况详见表 6.1-7。

6.1.2.5 螳螂川流域（海口—富民大桥）超标排污企业限期治理

《昆明市人民政府关于对螳螂川（海口—富民大桥）超标排污企业限期治理的承诺函》中，共包括 163 家企业，其中 8 家不符合产业政策，需要关停；5 家涉及超标排污，需要关停；2 家属于规划减排项目；6 家为限期整改，到 2012 年 12 月 31 日仍未实现达标排放，则需要关停；23 家为限期整改。关停、整改企业共计 44 家，其他 119 家为要求加强管理，确保达标排放的企业。落实情况见表 6.1-8。

《昆明市人民政府关于落实中石油炼油项目环境影响报告书评估中心主任专题会意见的报告》表 1 中，涉及关停企业 13 家，整改企业 5 家，落实情况见表 6.1-8。

6.1.3 《普渡河流域（昆明部分）水污染防治“十二五”规划》（昆政函〔2011〕28 号）的落实

《普渡河流域（昆明部分）水污染防治“十二五”规划》中提出的各污染减排措施的落实情况详见表 6.1-9。

表 6.1-6　　螳螂川流域(海口——富民大桥）再生水处理设施建设情况一览表

项目名称	再生水处理设施			投资（万元）			目前现状
	规模(万 m^3/d)	新增管网（km）		2014 年	2020 年	合计	
	2014 年	2014 年	2020 年				
安宁市再生水厂	4.4	119.4	79.6	25640	15920	41560	安宁工业园区生产用水水厂及配套管网工程项目，包括取水工程、厂区净化工程及输水管网工程三大部分。2012 年 5 月 6 日该项目开始进行取水工程、净化厂区水处理工程施工，目前已建成并投入使用。
污染物削减量（到 2014 年）	COD　75.82t NH_3-N　4.62t						

表 6.1-7　　流域内规模化畜禽粪便集中治理项目

县区	乡(镇)	村委会	养殖场名称	治理设施	投资（万元）	时间	目前现状
安宁市	太平镇	妥睦村	雪兰公司六奶场	在妥睦村建设 300m^3 沼气池	450	2011	于 2013 年初搬迁至石林，沼气池未建设。
		安灯村	太平镇塘房村养殖小区	在安灯村建设 250m^3 沼气池	375	2012	于 2009 年投资 70 万元建成一个 380m^3 沼气池，目前运转正常，能够满足养殖小区的使用。2014 年国家核算认定 COD 减排 248.83t，氨氮减排 9.68t。
		始甸村	昆明市强制戒毒所康复部养殖场				于 2012 年投资 375 万元建成一个 250m^3 沼气池。养殖场 2013 年已关停，未养殖畜禽，沼气池处于停用状态
	县街镇	小石庄村	高上高桥丰养殖场 云南省光明园艺场养猪场	在小石庄村建设 150m^3 沼气池	225	2012	高上高桥丰养殖场、云南省光明园艺场养猪场，2014 年因滇中产业新区项目建设已拆除

县区	乡(镇)	村委会	养殖场名称	治理设施	投资（万元）	时间	目前现状
		车铺村	云山养殖小区				在云山村建设了2个8m^{3}沼气池、2个20m^{3}化粪池。2014年国家核算认定COD减排105.25t，氨氮减排1.95t。

表6.1-8 《昆明市人民政府关于对螳螂川（海口—富民大桥）超标排污企业限期治理的承诺函》中整治措施的落实

序号	名称	地点	整改措施	目前现状
1	安宁市第二生猪定点屠宰场	安宁市连然镇	限期整改	已完成，详见表6.1-3，序号13
2	昆明碧洁玉商贸有限公司	西山区碧鸡镇	限期整改	已关停，详见表6.1-3，序号7
3	昆明大庄园复合肥有限公司	西山区碧鸡镇	限期整改	已关停，详见表6.1-3，序号8
4	昆明恩威生物科技有限公司	西山区碧鸡镇	限期整改	已停产，详见表6.1-3，序号10
5	昆明钢铁集团有限责任公司	安宁市连然镇	规划减排项目	已完成，详见表6.1-3，序号14；表6.1-2，序号1
6	昆明市西山区利滇油脂化工厂	西山区碧鸡镇	限期整改	已关停，详见表6.1-3，序号5
7	昆明雅座竣装饰材料有限公司	西山区碧鸡镇	限期整改	已关停，详见表6.1-3，序号12
8	云南盐化股份有限公司昆明盐矿	安宁市连然镇	规划减排项目	已完成，详见表6.1-3，序号15；表6.1-1，序号5
9	昆明碧鸡酒厂	西山区碧鸡镇	限期整改，到2012年12月31日仍未实现达标排放，关停	已关停，详见表6.1-3，序号11

表 6.1-9　　《普渡河流域（昆明部分）水污染防治十二五规划》项目的落实

序号	项目类别	项目名称	项目内容与规模	实施年限（年）	投资估算（万元）	目前现状
1	集镇污水处理设施及配套工程	安宁八街集镇污水处理	新增污水处理能力合计 0.15 万 m^3/d 及配套管网	2011-2015	4500	基本完成，详见表 6.1－5，序号 7
		安宁太平镇污水处理	新增污水处理能力 0.4 万 m^3/d 及配套管网	2011-2015	3700	未完成，详见表 6.1－5，序号 7
2	工业园区污水处理设施建设	安宁工业园区	新增污水处理能力 6 万 m^3，建设管网长度 128.52 公里	2011-2015	52504.42	详见表 6.1－5，序号 1、2、3、4
		西山区海口工业园区	新增污水处理能力 3.6 万 m^3	2011-2015	4200	未完成，详见表 6.1－5，序号 9
3	水源地保护	安宁市车木河水源保护区农村搬迁	对车木河水源地车木河村、平地村、香云村三个村 1097 人实施整体搬迁，建设移民安置用房及配套设置	2011-2015	9950	车木河村整体搬迁安置工作 2012 年已完成。
4	生态修复与自然保护	安宁段矿山生态恢复	对铁矿、磷矿等采空区、排土场等治理及恢复。	2015	700	辖区内各类砂、石、粘土矿矿山的地质环境恢复治理和采空区、弃（排）土场植被（生态）恢复工作，正在有序开展中。截至目前，共关停各类矿山 18 座，完成 26219 亩矿山生态恢复，总投资 12028 万元。
		安宁段生态林建设	完成 1000km^2 生态公益林保护；工程造林 50km^2；水源林保护区低效林改造 100km^2 等。	2015	14900	截至 2014 年底，安宁市公益林面积 898.76km^2，全部为天然林保护工程管护面积，已实施全面保护；工程造林完成 55.49 km^2；水源地保护区低效林改造完成 58.52 km^2。2015 年将继续加大天然林保护工程管护力度，对全市生态公益林实施全面保护；完成冬春季造林退耕还林种植 703.6 亩（0.47 km^2），政府样板林 126.2 亩（0.084 km^2），造林实施中；低效林综合改造 5000 亩（3.33 km^2），天然林保护工程公益林建设封山育林 10000 亩（6.67 km^2），市级封山育林 30000 亩（20 km^2）；森林抚育 20000 亩（13.33km^2）正在进行施工，造林地块已全部完成整地挖塘，待雨季到来立即进行定植。

6.1.4 牛栏江—滇池补水工程进展情况

牛栏江—滇池补水工程是滇池水环境综合治理的六大工程之一，是滇中调水的近期重点工程，位于云南省曲靖市沾益县、会泽县以及照明市的寻甸县、嵩明县和昆明市盘龙区境内，由德泽水库枢纽工程（库容 4.48 亿 m^3）、德泽干河提水泵站工程（总装机 90MW，设计扬程 221m，设计年运行 6910h，引水 23m^3/s）、泵站至昆明（盘龙江）的输水线路（总长 115km）工程组成。通过输水线路将泵站提水输送至盘龙江（松花坝水库下游 2.2km）处，利用盘龙江河道在洪家村补水进入滇池，工程多年平均可向滇池补水 5.72 亿 m^3。

2013 年 9 月 22 日牛栏江—滇池补水工程开始试通水，25 正式通水。根据对三大主体工程运行的监测，截止 2015 年 623 日，德泽水库蓄水位 1767.02m，蓄水量 2.627 亿 m^3，自正式投运以来，累计下泄总水量 8.79 亿 m^3。

干河泵站于 2013 年 925 日实现试通水，并于 2013 年 1228 日实现正式投运补水滇池的目标。试通水期间补水滇池 1009 万 m^3，正式投运以来补水滇池 7.20 亿 m^3，补水总量 7.21 亿 m^3。根据云南省水文水资源局《牛栏江—滇池补水工程水资源监测简报（样本）》2015 年第 5 期监测结果，按照《地表水环境质量标准》（GB3838－2002）单因子评价结果，干河泵站取水口水质为Ⅱ类，输不线路末端水质为Ⅱ类，德泽水库坝前水质为Ⅲ类。

2014 年计划补水总量 5.37 亿 m^3，实际补水总量 4.41 亿 m^3（其中城市供水量为 3759.15 万 m^3），完成计划补水量的 82.12%；2015 年计划补水总量 6.19 亿 m^3，截止 6 月 24 日累计补水量 2.83 亿 m^3，完成同期计划补水量的 120%。

按近期滇池调度安排，滇池下泄通道主要为西园隧洞和海口闸，自 2014 年 1 月 1 日至 2015 年 6 月 23 日累计下泄总水量 13.61 亿 m^3，其中 2015 年累计下泄总水量 4.10 亿 m^3，其中西园隧洞 1.70 亿 m^3，海口闸 2.40 亿 m^3。

牛栏江—滇池补水工程顺利通水运行，是滇池污染治理的一个重要质变点。充分发挥了向滇池补充生态水量、为昆明城市供水提供应急备用水源、为下游兴利防洪报务等多方面的综合功能，创造了丰厚的社会效益和生态效益。

按计划向滇池补充稳定优质水源，滇池水环境改善明显。工程累计补水滇池 7.21 亿 m^3 水质为Ⅲ类以上的清水，配合昆明市已实施的环湖截污、入湖河道整治

等综合治理措施，滇池水体污染指数明显下降，水体透明度上升，水质得到显著改善。与 2010 年相比，2014 年滇池湖体水质中主要污染物（单位 mg/L）：氨氮由 1.48 下降为 0.57，总磷由 0.28 下降为 0.15，总氮由 4.08 下降为 2.35。

另外，随着牛栏江—滇池补水工程的运行，滇池下泄的补水的效果初现，根据安宁市监测站的常规监测资料显示在 2015 年 5 月已出现螳螂川水质达 V 类水质现象，表明螳螂川治理已取得了较了成效，水质改善明显。

6.1.5 小河口以下螳螂川沿岸耕地农灌项目（农灌替代项目）落实情况

由于云南炼油项目生产废水在小河口排污，排污口下游螳螂川不再作为农灌用水，为保证排污口下游农田灌溉，可能受影响的耕地面积用水采用其他水利工程水源替代和进行产业结构调整解决。

2014 年 8 月 18 日农灌替代项目经安水复〔2014〕9 号对项目的初设报告进行了批复，初设评审概算总投资 2783.66 万元。主要建设内容是治理温青沟长 3000m，并对其余地段进行清淤或局部加固处理；新建 1000m^3 水池 1 座，新建 100m^3 水池 3 座；新建打金甸泵站、安装螳螂川泵站机组 2 套、新建供水管道总长 11.26km。

截至目前，项目已基本建设完成。

6.1.6 邵九龙潭湾龙潭供水项目（青龙哨龙潭人饮供水替代项目）

饮供水替代项目，是将大箐水库和王家滩水库中的水通过管道引至邵九龙潭湾龙潭，通过供水管道进入现供水系统作为青龙哨龙潭替代水源。根据现有水资源情况，新建净水厂按近期处理规模 1.0 万 m^3/d，同时预留远期 2.0 万 m^3/d 规模配置扩建用地，净水厂永久占地 21.8 亩。

供水项目可行性研究报告经安宁市发改局（安发改投资〔2014〕126 号）批复，初步设计经安宁市发改局（安水复〔2014〕10 号）批复。

截至目前，项目已完成建设项目选址意见，地质灾害、林地使用报告文字部分已编制完成，等待相关手续完善后，地质灾害将进行评审；矿产压覆报告已通过专家评审，已送滇中产业新区国土资源局，现在等通知；林业审批省厅批复已下达，砍伐项目主体工程开工。计划 2015 年 10 月完成工程建设。

目前存在的问题包括：建设资金未到位；净水厂选址变更，建设用地未纳入 2015 年用地计划。

6.2 污染物总量指标来源项目落实情况

6.2.1 水污染物总量指标来源的落实

云南炼油项目的化学需氧量和氨氮指标，来源于昆明第七污水处理厂减排项目。

昆明市第七污水处理厂已于 2010 年完成投运。位于滇池北岸，主城南部洪家大村附近，建设规模 20×10^4t/d。污水经二级生物处理、过滤、紫外线消毒后排入滇池外海，出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 标准，实际运行稳定达标。

6.2.2 大气污染物总量指标来源的落实

二氧化硫排放总量从武钢集团昆明钢铁集团有限责任公司 1、2 号和 3 号烧结机脱硫、昆明市东风水泥厂等 7 家企业关停减排量中调剂；氮氧化物排放总量从昆钢嘉华水泥有限责任公司 1 号生产线低氮改造和 2 号生产线脱硝减排量中调剂。

目前，昆明量微建材有限责任公司、嵩明县嵩阳水泥有限责任公司、昆明市东风水泥厂、晋宁县昆阳造纸厂、宜良爱花纸业有限公司、宜良县群益造纸厂、宜良永兴造纸厂已关停；武钢集团昆明钢铁集团有限责任公司 1、2 号和 3 号烧结机脱硫工程、云南昆钢嘉华水泥有限责任公司 1 号生产线低氮燃烧改造和 2 号生产线脱硝工程全部建成投运。

污染物总量指标来源项目进展情况详见表 6.2-1。

表 6.2-1　　污染物总量指标来源项目进展情况

序号	企业名称	污染治理项目（措施及内容）	完成情况	具体落实进展
1	昆明市第七污水处理厂	限期完成新投运 20 万吨/日处理能力	已完成	2009 年 12 月建成投运，设计处理能力为 20 万吨/日。 COD 减排量 30244.95t/a，氨氮减排量 2262.75t/a。

序号	企业名称	污染治理项目（措施及内容）	完成情况	具体落实进展
2	昆明量微建材有限责任公司	关停项目	已完成	公司前身为昆明立宇建材有限公司，于2008年关停一条年产30万吨湿法水泥生产线，2009年关停一条年产8万吨立窑水泥生产线，2010年关停一条年产8万吨立窑水泥生产线。生产设备已拆除，配套矿山已于2010年关停。2010年在原厂址建设了磨机烘干机改造项目，年产25万吨粒化高炉矿渣粉，现场检查时，三台磨机均未生产。该公司年产8万吨矿渣硅酸盐水泥机立窑生产线（2号立窑）为中石油云南炼油项目环评要求关停的项目，2号立窑于2010年6月10日正式关停，2010年6月24日拆除了窑主体、卸料装置、成球设备、除尘设备，2011年经环境保护部现场检查确认2号水泥立窑生产线关停。 SO_2减排量72.00t/a。
3	嵩明县嵩阳水泥有限责任公司	关停项目	已完成	2009年已关停，主要设备已拆除。 SO_2减排量39.52t/a。
4	昆明市东风水泥厂	关停项目	已完成	2009年已关停，厂房、设备已拆除，当前现场为驾校。 SO_2减排量15.43t/a。
5	晋宁县昆阳造纸厂	关停项目	已完成	晋宁县人民政府已与2010年8月13日关停该厂（晋政复〔2010〕256号），生产设备已拆除，不具备恢复生产条件，厂房已废置。 SO_2减排量61.40t/a。
6	宜良爱花纸业有限公司	关停项目	已完成	已关停，2006年6月已注销。 SO_2减排量81.60t/a。
7	宜良县群益造纸厂	关停项目	已完成	已关停，2013年4月已吊销。 SO_2减排量38.40t/a。
8	宜良永兴造纸厂	关停项目	已完成	已关停，2013年4月已吊销。 SO_2减排量96.00t/a。

序号	企业名称	污染治理项目（措施及内容）	完成情况	具体落实进展
9	武钢集团昆明钢铁集团有限责任公司	1、2号和3号烧结机脱硫工程	已完成	1号烧结机烟气脱硫项目，2008年12月建成投运，2010年9月28日通过省环保厅验收；2号烧结机烟气脱硫项目2010年10月建成投运，2011年1月14日通过省环保厅验收；四烧烧结机烟气脱硫项目2013年底建成投运完成技改工作，2014年6月3日通过省环保厅环保验收。 SO_2减排量9924.81t/a（数据由滇中环保分局提供，根据企业脱硫月报数据核算）。
10	云南昆钢嘉华水泥有限责任公司	1号生产线低氮燃烧改造和2号生产线脱硝工程	已完成	1号生产线低氮燃烧技改工程，于2012年11月完成建设并投入运行；2014年4月4日通过安宁市环保局竣工环保验收，SNCR技术烟气脱硝工程于2014年9月30日建成投运，2014年10月9日由安宁市环保局同意投入试运行。2号生产线烟气脱硝技改，2013年12月建成投运。2014年4月8日通过安宁市环保局竣工验收。 NOx减排量1402.92t/a（数据由滇中环保分局提供，根据企业2014年项目试运行情况数据）。

6.3 安宁工业园区配套措施的落实

6.3.1 环评文件内容

项目的依托工程包括：

1、交通运输：G320国道改造升级、安宁至禄脿公路建设、县街至草铺公路建设、安宁工业区专用铁路建设。

2、供水工程：王家滩水库、王家滩水库输水工程、张家坝水库至草铺工业园区拟建设给水管道、安宁草铺片区生产用水水厂一期工程、安宁工业区生活给水管网

3、排水工程：安宁工业园区（草铺片区）中石油组团至九龙河末端小河口处排污管线、安宁市污水处理厂排出的尾水进行收集改造、草铺污水处理厂及配套管网工程

4、供电工程：草铺变电站扩建、和平变电站扩建、两回220kV专用架空线路

5、固体废物处置：昆明危险废物处理处置中心、灰渣临时储存场、一般固废填埋场

6.3.2 执行情况

6.3.2.1交通运输

1、G320国道属于省管公路，经与云南省公路管理局对接，将对该国道进行大修；

2、县草一级公路、安禄一级公路安宁至草铺镇段及进出厂道路已经建成通车；

3、安禄一级公路草铺集镇至禄脿段已建成通车；

4、安宁工业园区专用铁路

2013年11月18日，昆明铁路局对安宁工业园区铁路专用线工程（温泉至麒麟段）初步设计方案及中石油云南石化铁路专用线（麒麟站至炼厂段）可行性研究进行了正式专家评审。项目的环境影响报告书已经云南省环保厅批复。截止目前，立项、水保、环评、林业等20多项前期支撑性手续已全部获批；用地手续已完成组件并上报至省国土厅，等待审批。已通过昆明铁路局对本项目的可研审查、控制性工程施工图审查、第三方技术咨询审查、针对施工方的专业资格考试、温泉南场（不含）至麒麟站进站端施工图审查、施工图后半段审查、白山隧道施工方案评价、一单元站前施工图审查、白山隧道专项施工组织设计审查。

新亚美谷物流有限公司已于2014年9月18日与中石油云南石化有限公司签订运量协议，并积极对接浦发银行及兴业银行，开展融资工作，目前兴业银行已放贷10亿元至我市，为铁路建设提供了资金保障。

线路全长30.9km，分三段建设。其中，公共段由安宁市政府投资17亿元建设，正线全长12.91km，联络线长 2.51km，分两单元进行。

一单元：白山隧道出口端已开展掘进，预计2015年7月底可实现双向掘进。铺架基地已完成清表并开始正式施工，现正进行便道修建施工，温泉南场三线桥沿桥便道已拉通，三线桥2#大桥已开展桩基施工，框架桥土方开挖及改移道路保通便道已开展施工，截止目前，已完成总量的12%。

二单元：隧道正洞掘进2110m（占总长80%），预计二单元隧道9月份贯通；斜井270m已全部贯通。桥梁桩基800根，目前完成浇筑344根（40%），墩台98

个，正在施工及已完成的 42 个（43%），预计 7 月底完成；路基土石方 30 万方，目前已完成 10.5 万方（33%）；强弱电、管道等迁改正在按照工程进度有序推进。截止目前，已完成工程量的 75%。

铁路专用线计划于 2015 年 10 月底前工程完工，12 月底前一次性通过峻工验收并正式开通投用。

6.3.2.2给水工程

- **1、王家滩水库输水工程及配套水厂的建设现状**

王家滩水库已于 2012 年 12 月 31 日库开始蓄水，目前蓄水量已超过 780 万立方。配套水厂目前正处于研究阶段。

王家滩水库输水工程由云南国水环保科技有限公司以 BOT 形式负责实施，工程主要由泵站、输水管道、输水隧道、蓄水池、输电线路组成，已完成总工程量的 77%，预计 2015 年 8 月完工。

目前，泵站已建成，泵已到货，由于河底村村民征地补偿问题，被迫停工；1#隧道（长 1400m）已全线贯通；2#隧道（长 2650m）已贯通，混凝土喷护完成；

输水管线全长 4646.1m，其中 1#输水管线（长 3628m）已全部完成，2#输水管道全部完成，3#输水管道在 2#隧道内主体安装完成，4#输水管道剩余 250m 在安装，管道有五处中间接头由于阀门未到货不能接通；

5000m^3 蓄水池目前已完成池壁和池顶的混凝土养护，模板刚拆完，正在进行池内隔墙砌筑工作，。

输电线路属设计漏项，目前已完成了初步设计、立项批复和水质、环评、林勘等报批手续，共计 32 个塔基，目前 7 个塔基已恢复施工。

施工建设现场照片见图 6.4-1。

- **2、张家坝水库至草铺工业园区给水管道**

张家坝水库至草铺工业园区给水管道目前运行良好。

王家滩水库、张家坝水库与项目的区位关系见图 6.4-2。



王家滩水库输水工程蓄水闸



王家滩水库输水工程取水泵站



1#输水隧洞混凝土浇筑施工



2#输水隧洞开挖施工



王家滩水库输水工程输水管道



5000m^3 蓄水池土方开挖

图 6.4-1　　王家滩水库施工建设图

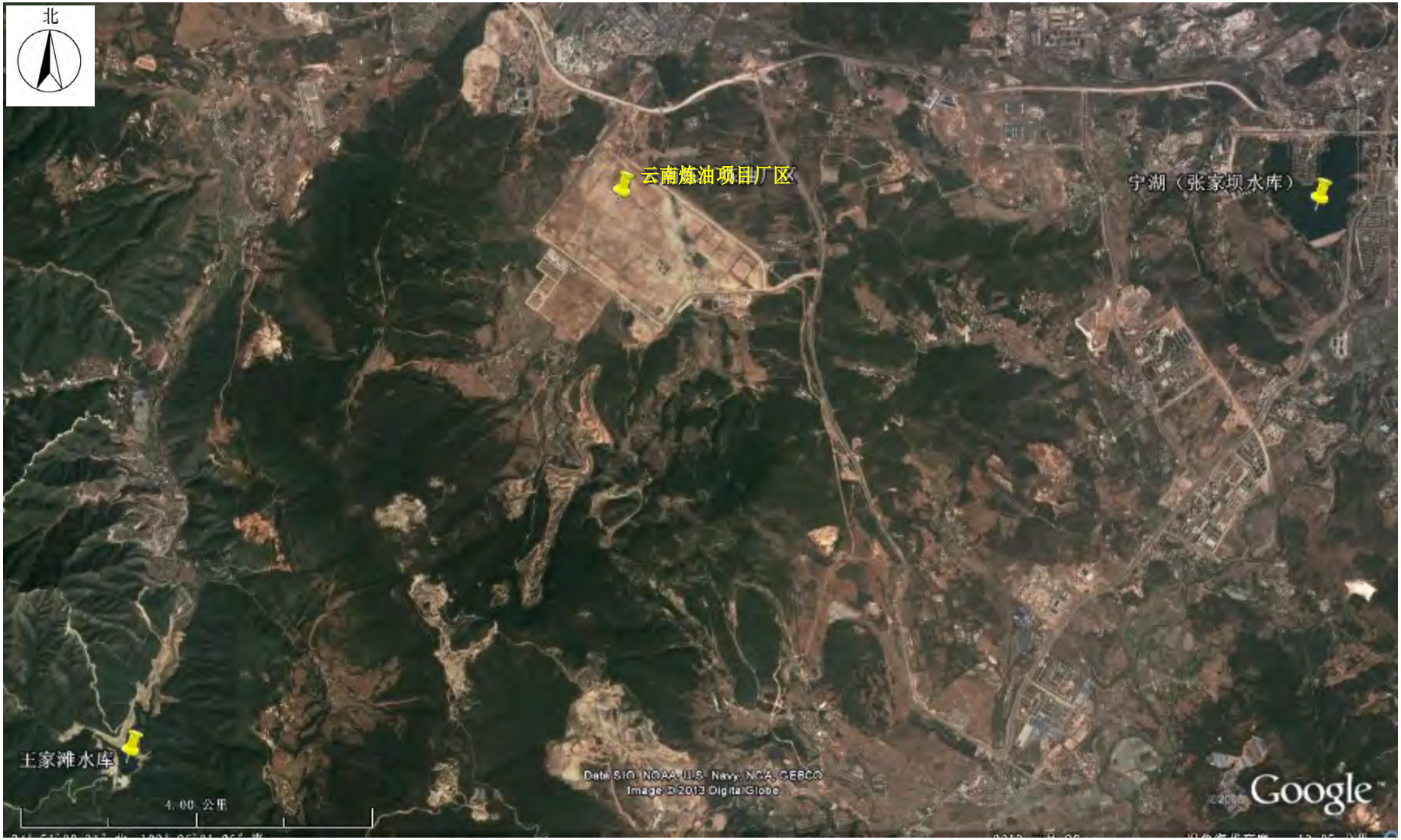


图 6.4-2　　王家滩水库、张家坝水库与项目的区位关系图

➢ **3、安宁工业园区生产用水水厂及配套管网工程**

项目位于安宁工业园区草铺片区钢铁延伸加工用地的东北角，包括取水工程、厂区净化工程及输水管网工程三大部分。2012 年 5 月 6 日该项目开始进行取水工程、净化厂区水处理工程施工，目前已建成并投入使用。取水工程照片见图 6.4-3。



图 6.4-3　　生产用水水厂取水泵站

中石油工业给水管网采用 BOT 的方式由云南国水环保公司建设，管网工程总长度为 11.797km，含两座 2000m^2 高位水池，现已建成。

6.3.2.3排水工程

安宁工业园区（草铺片区）中石油组团至九龙河末端小河口处排污管线工程，现已完成河道施工，排污管道全长 9.7km，共分三个标段进行施工，计划于 2015 年 8 月建成：

一标段为炼厂出口段，长 2.7km，目前征地工作已全部完成，管道安装 2.55km，形象进度 95%，完成投资约 2400 万元；

二标段为中间段，长 3.55km，征地完成 2.55km，管道安装 1.4km，形象进度 35%，完成投资 300 万元；

三标段为小河口段，长 3.45km，征地工作基本完成，管道安装 1.2km，形象进度 30%，完成投资 200 万元。

三个标段累计完成征地 8.7km，管道安装 5.15km。

6.3.2.4区域污水处理厂建设及运行情况

➢ **安宁市污水处理厂**

安宁市污水处理厂位于安宁市温泉街道办新房子村，占地面积50.8亩，规划建设日处理污水5万吨，污水处理采用改进型SBR工艺。2006年10月建成运行至今运行现状正常，处理污水量4.9万吨/天。2012年12月底完成提升改造（即：脱磷除氮、紫外线灭菌项目）后，进水水质符合《污水排入城市下水道标准》（CJ343-2001），出水水质符合《城镇污水处理厂污染物排放标准》（CJ18918-2002）中的一级A标准。

规划配套建设的污水收收集管网28.39公里，污水收集提升泵站10座，已于2008年12月20日完成。

尾水收集改造工程：安宁市污水处厂处理过的尾水经过管道收集后，汇入温青闸下的温青渠，并通过温青渠输送至奶母庄区域。

2010年结合安宁市污水处理厂紫外线消毒设施建设，安宁市住建局组织实施了安宁市污水处理厂尾水出口至温青大沟尾水收集利用改造工程建设。该工程共安装尾水收集管网DN1000砼管196.98m，建设2500*2500闸门井1座，1300*1100检查井6座，已于2012年12月完成。目前，安宁市污水处理厂日处理排放一级A标准尾水4.6万m^3。只要出水口2500*2500闸门井一关，尾水可经温青大沟排至奶母庄建设的抽水泵站东南侧安富路边，若要将该水引入奶母庄抽水泵站，再在安富路边温青大沟至贵单位建设的抽水泵站之间建设约100米DN1000连接管即可。

➢ **草铺污水处理厂及配套管网工程**

草铺污水处理厂建设项目占地约81亩，分两期实施，近期至2015年污水处理规模1万m^3/d，远期2016—2020年污水处理规模4万m^3/d。建成后出水水质《城镇污水处理厂污染物排放标准》（CJ18918-2002）中的一级A标准。

2014年9月已完成合同签订工作，并于9月25日开工建设，目前，工程建设完成约80%，计划2015年7月建成投入使用。

草铺生产水厂配套管网工程，管网工程总长度为11.797km，含两座2000m^2高位水池。目前，所有工程施工已全部结束，正在进行管道系统试压，预计2015

年 7 月份投用。

➢ **安宁市第二污水处理厂及配套管网工程**

根据市政府决策，安宁市二污厂采用 BOT 方式融资建设。该项目位于安宁市连然街道办事处小菜园村，项目设计为：污水处理厂 1 座（近期规模 3.0 万 m^3/d，远期规模 6.0 万 m^3/d），含预处理、二级处理、深度处理及再生水回用系统。征地 63.3 亩，控制远期用地。建设污水管网 DN400 至 DN1000，总长 21.641km。再生水回用管网 DN250 至 DN600，总长 24.151km。项目总投资 21045.80 万元。该工程于 2013 年 5 月 16 日开工建设，现已完成近期日处理污水 3 万吨污水处理厂厂区主体工程建设，正在进行厂区工艺管道安装。完成厂区主体工程建设投资 6796.93 万元。计划 2015 年 5 月底竣工。

2015 年计划完成厂区设备采购及安装工程，完成投资 2720 万元；完成中水回用管网 2.15 公里，完成投资 286.7 万元；完成污水管网 3 公里，完成投资 584.44 万元；2.2016 年～2020 年完成中水回用管网 21.85 公里，完成投资 2933.7 万元；完成污水管网 18.85 公里，完成投资 3672.22 万元。

6.3.2.5供电工程

1、500kV 草铺变改扩建工程：变压器容量为 4×1000MVA，500kV 出线 10 回，220kV 出线 18 回，建设用地面积约为 7.5 公顷，站区围墙内用地面积约为 5.5 公顷。目前已建成投入使用，可满足安宁地区炼油项目的用电需求。

2、中石油 220kV 永久性供电工程：按照《云南电网公司关于中石油云南 1000 万吨/年炼油项目供电方案的批复》（云南电网公司云电计〔2012〕93 号），中石油 220kV 永久性供电工程分别从 500kV 草铺变及 500kV 草铺（扩）新出两回 220kV 输电线路至中石油总降变。220kV 永久性供电工程全线工程已完工，Ⅰ回线已于 2015 年 3 月 29 日正式通电，Ⅱ回线路按中石油要求可随时搭接。

6.3.2.6 固体废物处置

安宁工业园区管理委员一般固体废物处置场项目，位于草铺街道办马脖子山，属于Ⅱ类一般工业固体废弃物填埋场，占地约 40.8168 万 m^2，总库容为 805.5 万 m^3，服务年限约 30 年。其中一期工程，年处理一般固体废物约 25 万 t/a（19.3

万 m^3/a），建设占地 50666.67m^2（约 76 亩），预计投资 6300 万元。

项目由金色田野公司投资建设，环评于 2015 年 5 月 4 日通过专家评审，正在等待批复；林业手续正在办理。

目前，进厂道路 3.2km 已全部贯通，完成投资约 500 万元。由于前期手续办理未完成，主体工程尚未开工。预计 2015 年 10 月份竣工投入使用。

6.4 卫生防护距离内的搬迁安置情况

根据安宁市人民政府草铺街道办处的相关资料，云南炼油项目 1.5km 范围内涉及 5 个村民小组 432 房 1244 人（含 220kV 电力线路迁改工程的 40 户 106 人），其中：天井山村民小组 159 户 435 人，乐营村民小组 120 户 373 人、碗窑村民小组 48 户 112 人、石坪村民小组 34 户 113 人、草铺村民小组 71 户 211 人。

目前，天井山、乐营、碗窑、石坪 4 个村的村民已搬入公租房进行临时过渡，计划 2016 年春节前完成搬迁村民入住安置房的安置工作。草铺村民小组的搬迁正开展前期摸底调查工作，将尽快制订搬迁安置方案，计划在 2015 年 10 月至 12 月完成搬迁安置工作。

自 2015 年 3 月 20 日天井山、乐营、碗窑、石坪 4 个村的搬迁工作正式启动以来，草铺街道根据《草铺街道中石油云南炼油项目环评涉及搬迁村民工作方案》有关要求及 19 号公告补偿标准，积极分析研究经济林木及零星杂木补偿方案和房屋补偿方案。截止 6 月 25 日，市级到位搬迁资金 1.37 亿元（其中经济林木补偿金 5000 万元、房屋拆迁补偿资金 8000 万元、工作经费 200 万元、生活补助费 500 万元），现支出 126917921.98 元。目前，4 个村 360 户房屋拆迁补偿协议、352 户经济林木及零星杂木补偿协议已全部签订，且已全部兑付完毕。截止 6 月 26 日，天井山、乐营、碗窑、石坪 4 个村的房屋及地上附属物已全部拆除完毕。

安宁市现已在安宁市老城区金色螳川商贸城建设安置房 4035 套，建设面积为 35.21 万平方米，现房屋主体正在进行室内砖砌体及外墙抹灰、涂料粉刷，项目推进顺利，预计将在 2015 年 12 月 30 日前竣工交付使用，涉及搬迁的村民可搬迁安置入住。

搬迁安置点位置见图 6.5-1。

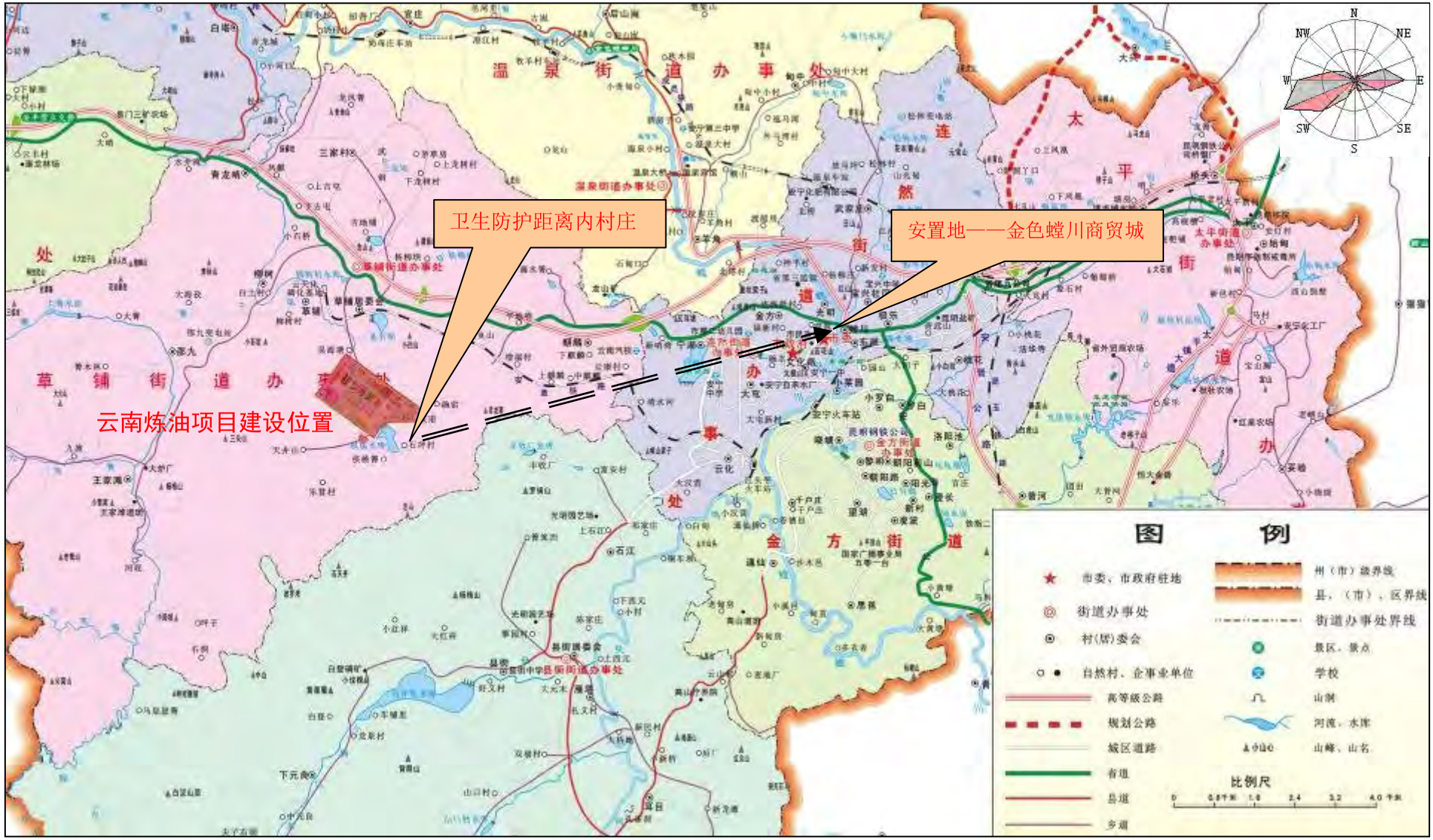


图 6.5-1　　搬迁安置点位置图

6.5 云南省污染防治专项规划实施情况说明

根据《云南省 2014 年度污染防治专项规划实施情况汇报材料》（云南省环境保护厅，2015 年 3 月 28 日），滇池流域水污染防治工作进展情况如下：

6.5.1 工作进展情况

国务院批复的《重点流域水污染防治“十二五”规划》涉及滇池流域，云南省人民政府召开云南省九大高原湖泊水污染综合工作会议，对滇池治理工作进行了全面部署。昆明市委、市政府认真落实省委、省政府的要求，将滇池治理工作作为重点事项进行督办。

一是加快规划项目实施进展明显。2014 年，昆明主城第十二地埋式污水处理厂建成投运，新增污水处理能力 $5\times10^4m^3/d$，同时新建城镇污水处理设施配套管网 88.9km，城市污水处理能力得到进一步提升。完成海口河水环境综合整治、污水处理厂尾水外排及资源化利用等工程建设，通过牛栏江－滇池补水工程 、盘龙江清水通道项目联合运行，进一步缓解了滇池资源性与水质性缺水的状况；2014 年向滇池补水 $4.55\times10^8m^3$，同时昆明主城污水处理厂尾水（$77.5\times10^4m^3/d$）不再入湖，补给至安宁市作为工业再生水利用的水源。另外，昆明主城污水处理厂污泥处置取得突破，农业面源治理取得新进展。

二是强化监管，确保治理设施发挥应有的效益。通过推行统筹协调制、目标责任制、督办督导制、专家咨询制、公开公告制，加强湖滨带管理，理顺排水管理体制，加强对污水收集处理设施和重点污染源的监管，以及加大执法力度，严肃查处污染河道和水体的各类违法行为等措施，确保治理项目发挥应有效益。同时坚持和深化“河（段）长责任制”、实行“河长巡河日”制度，建立“河道三包”责任制（包治脏、包治乱、包绿化），将日常管理向街道（乡镇）、社区（村）、小组、单位、住户延伸。

三是创新滇池宣传教育机制，营造全社会参与治理保护的良好氛围，引导社会各方支持和参与污染保护、治理。

2014 年滇池水质总体稳定，水质类别不变，污染程度有所减轻。与 2010 年相比，全湖水质由重度富营养转为中度富营养，水体生态景观明显改善；水体中主

要污染物氨氮下降61.5%、总磷下降46.3%、总氮下降42.4%。33个考核断面中21个达标，水质综合达标率为63.6%。

6.5.2 存在的主要问题

由于规划实施资金不足问题突出，规划项目进展滞后。截止2014年底，滇池治理“十二五”规划5大类101个项目中，已完工53个（含调试项目8个），在建33个，开展前期工作15个。项目完成率52.5%，累计完成投资269.54亿元。

滇池流域水资源严重短缺，水污染形势依然严竣，水质改善压力较大，部分项目因资金缺口较大推进难度大，导致规划终期目标全面完成难度较大。

6.5.3 后续工作计划

2015年云南省将突出重点、细化任务，着力加快规划项目实施进度。

一是加快项目实施。在积极争取国家支持的同时，充分利用市场手段，采取多种融资方式，积极探索第三方参与滇池治理，同时将项目细化分解，确保2015年度再完成35个规划项目建设，实现2015年度项目完成率达到80%以上的目标。

二是抓好水质达标。通过采取补水和强化管理、加强水质监测、严格实行月通报、年度考核制度，切实抓好水质达标工作，力争湖体的10个监测点水质向好，努力实现滇池草海湖体水质基本达到Ⅴ类、外海湖体水质基本达到Ⅳ类的规划目标。

三是坚持建管并重。全面落实主城区公共排水设施“一城一头一网”的管理机制，在主城区实行公共排水设施特许经营和统一运行维护的管理模式，充分发挥城市排水管网污水收集作用；加强对污水收集处理设施和重点污染源的监管，确保稳定、正常运行；强化对湖滨地带已建成生态湿地的管理、维护和监管，最大限度发挥湿地净化和改善水质的作用；切实把包治脏、包治乱、包绿化的“河道三包”责任制落实到位。

四是突出依法治湖。全面落实《国务院办公厅关于加强环境监管执法的通知》（国办发〔2014〕56号）要求，建立环境监管网络，开展环境保护大排查，清理各类违规建设项目，对违法企业实行“一次违法排污，永久性退出市场”，确保滇池流域环境安全；严格将《云南省滇池保护条例》贯彻落实到滇池保护治理工作的

各个环节，尽快划定并公布实施滇池一、二、三级保护区分级保护范围，制定出台条例实施细则；加快环境执法力度，深入开展环保专项行动，严厉打击向滇池及入湖河道偷排污水、倾倒垃圾及乱占乱建等违法违规行为。

五是加大宣传力度，让保护和治理滇池成为全社会的共同行动。

六是科学谋化“十三五”。全面分析总结“九五”以来，尤其是“十一五”和“十二五”期间的滇池治理工作情况，分析滇池水质现状，预测变化趋势，提出具体措施，实事求是地科学制定滇池治理“十三五”规划目标任务，切实增强规划的科学性和操作性。同时，科学确定一批水污染综合治理重点工作项目，扎实抓好项目的前期储备工作。

第七章　区域环境质量概况

7.1 自然环境概况

7.1.1 地理位置

安宁市位于滇中高原的东部边缘，滇池西面，昆明市的西郊，距离昆明市中心 28km。区域位置东经 102°10′~102°37′，北纬 24°31′~25°06′。市域面积 1321km^2，其中山区、半山区面积占 65%，坝区面积占 35%。南北长 66.5km，东西宽 46.4km。

项目建设厂址位于安宁市草铺街道办事处境内。草铺街道位于安宁市西郊，距安宁市区公路距离 13km，320 国道及安楚高等级公路穿境而过，总面积 171km^2；东邻连然镇，南接县街乡，西靠易门县，北连青龙及温泉两镇，为通往滇西之要冲。

7.1.2 地形地貌

1）地形

安宁市地处滇中高原东部边缘，滇池断陷盆地西部，境内地表起伏变化明显，高原面发育较完整。地形南窄北宽，西南部高，东北部低，区内群山连绵，盆岭相间，坝区面积占 34.3%，山区、半山区面积占 65.7%，最高点为西南部的黑风洞，海拔 2617.70m，最低点为北部青龙镇马鹿塘出境口，海拔 1690.20m，相对高差为 927.50m。

安宁市总体地势南高北低，相对高差较大。历经晋宁和澄江褶皱及喜马拉雅造山运动，形成区内三种基本地貌单元，即构造中低山盆地区、构造侵蚀中高山地貌区和侵蚀溶蚀中低山丘陵谷盆区。构造中低山盆地区主要分布于西部和西南部，构造侵蚀中高山地貌区分布于北部和东部部分地区，侵蚀溶蚀中低山丘陵谷盆区主要分布于中部及中南部地区。较大的盆地为连然—八街—鸣矣河、禄脿、草铺等盆地。

2）地貌

安宁市主要地貌类型为构造地貌、构造侵蚀地貌、岩溶地貌、构造侵蚀溶蚀地貌及侵蚀盆地地貌等。

草铺街道一带属于低山丘陵缓坡地带，地势开阔，相对高差小。地势总体西北、东南低，中部、东部及西部地带高。

项目建设厂区属滇中高原构造侵蚀溶蚀切割地貌之丘陵地带，以中低山为主。原建设场地范围地形起伏较大，地面标高 2084（选址区东南部边缘）~1882m（选址区东北部边缘吴海塘附近），相对高差 202m。目前建设场地已进行平整，地面标高 1906.5m（场区东南部边缘）~1904m（场区东北部），相对高差 2.5m。

7.1.3 气候气象

安宁市地处云南高原腹地，是一个低纬度高海拔地区，属亚热带高原季风温凉气候。每年 5 月至 10 月，热带大陆气团和海洋季风在安宁市境内交替，形成全市的海洋性气候，11 月至次年 4 月是大陆性气候。同时安宁境内地区海拔相差近千米，盆岭相间的地形和起伏的地貌等自然地理因素，使气候在同一环流形势的影响下，存在着明显的空间差异和地形小气候特征。

根据安宁市气象站多年的常规气象观测资料统计结果，具体见表 7.1-1。

表 7.1-1　　安宁市主要气象要素表

序号	气象参数		单位	数值
1	风速	多年平均风速	m/s	1.71
		最大风速	m/s	19.2
2	气温	年平均气温	℃	15.5
		最高气温	℃	33.3
		最低气温	℃	-7.0
3	年平均气压		hPa	814.8
4	年平均相对湿度		%	70
5	降水量	年平均降水量	mm	898.7
		年最大降水量	mm	1191.0
		年最小降水量	mm	621.3
		累年一日最大降水量	mm	153.3
		累年一小时最大降水量	mm	63.0
		累年最大连续降水日数	d	13

序号	气象参数		单位	数值
		累年最大一次暴雨量及相应历时	mm	153.3
			d	1
6	蒸发量	年最大蒸发量	mm	2183.6
		年最小蒸发量	mm	1626.7
7	日照时数	年平均日照时数	h	2051
		日照百分率	%	46
		年最大日照时数	h	2383.9
		年最小日照时数	h	1678.7

7.1.4 地表水系

（1）河流

安宁境内河流分属两大水系，即金沙江水系和红河水系。金沙江水系的流域总面积为 1206km^2，红河水系流域面积为 115km^2。

长江流域金沙江水系主要河流有螳螂川、鸣矣河、马料河、沙河、九龙河、禄脿河等。

（2）水库

安宁市目前已建成中型水库 2 座、小型水库 124 座。中型水库包括车木河水库和张家坝水库。王家滩水库已基本建成。

7.1.5 地层岩性

安宁市境内出露地层较全，从新生界第四系至下古生界前震旦系均有出露（下古生界缺失志留系和奥陶系）。

草铺街道区域地质为第四系统冲积层，第四系湖积层，侏罗系禄丰组甸尾段，侏罗系禄丰组小海口段，三叠系舍资组砂页岩段，三叠系舍资组砂砾岩段，二叠系倒石头组，泥盆系海口组、泥盆系宰格组、寒武系渔户村组、寒武系筇竹寺组、震旦系灯影组、震旦系渔户村组。

项目建设区域主要为第四系残积或人工回填的粘土、含砾粘土层构成，厚度较大，下部地层岩性主要有泥质粉砂岩、白云岩及白云岩。

7.1.6 地质构造

安宁市地处康滇古陆地轴东缘，大地构造位于扬子地台西南缘，属滇东台褶皱区。经多期构造活动影响，使区内褶皱及断裂十分发育，构造较为复杂。受东西两侧南北向一级构造普渡河断裂和罗茨—易门断裂两大断裂夹持，区内南北两端受东西向和北东向断裂控制，使区内断陷盆地发育，断裂构造线主要呈北东向及东西向展布。区内一级断裂为罗茨—易门断裂（F_1），其它均为二级或次级断裂。

7.1.7 水文地质

根据地下水的岩石类型、水理性质及赋水条件，将安宁市地下水划分为松散岩类孔隙水、基岩裂隙水、碳酸盐岩岩溶水三种类型。根据钻探揭露和地下水野外调查，项目厂区所在区域浅层地下水类型主要为含砾粘土、角砾、砂岩层中的上层潜水，水量一般不大，属于弱含水地层地下水。

7.1.8 地震

项目拟选厂址位于小江西支断裂西侧的普渡河断裂和汤郎—易门断裂之间，距普渡河断裂约 25km、汤郎—易门断裂 10km。距场址最近的次级断裂是马场—县街断裂，距离约 5km。活动相对较弱，构造运动相对稳定。厂址地处《中国地震动参数区划图》的Ⅶ度区域，峰值加速度为 0.15g，特征周期为 0.45 秒。

7.1.9 自然资源

（1）矿产资源

安宁市矿产资源比较丰富，现已发现矿种 39 种，已开发利用 23 种，其中主要有磷矿、铁矿、盐类矿、钙芒硝等。

项目建设所在地草铺街道矿产资源以铁矿、磷矿为最。

（2）地热资源

安宁市的地热资源主要是地下热水资源，分布于温泉镇、县街等地。

7.1.10 植被

草铺街道境内，林木以云南松和滇油衫为主，分布在权甫、邵九、龙凤箐、青龙哨等山场，数量较大。其次，华山松，旱冬瓜，栎树呈零星分布或混生在松、衫之间。柏树、桉树多为人工种植，还有云南松萌生灌丛，主要分布于村庄附近，低丘山脚。常绿栎树多分布于箐沟和背阴坡面，地盘松生长于高山脊梁或陡坡，此类主要分布在邵九大箐、九渡、王家滩、河底等山梁箐谷。另有榆、槐、桐、枫、杉、杨、桂、梅、竹等诸多品种常见。经济果木有苹果、梨、桃、柿、李子、板栗、核桃等。

7.1.11 土壤

安宁市土壤分为 4 个土类、7 个亚类、14 个土属、50 个土种。土类有红壤土类、石灰岩土类、紫色土类和水稻土类。

草铺街道以红壤为主，占全镇总土地面积的 65%，红壤属酸性土壤，表土层有机质含 3%，主要分布在 1700~2000 米内的半山区。其次是紫色土，土层浅薄，土质松软，含有未风化完石砾，分布在街道境内 1800~2200 米缓坡地带，并与红壤呈交错分布，是街道境内第二大土壤。三为水稻土，各村均有。

7.2 社会环境概况

7.2.1 行政区划及人口

安宁市辖 9 个街道办事处，有 64 个村民委员会，347 个村民小组，34 个社区居民委员会，152 个居民小组。主要有汉、彝、苗、白、哈尼等 26 个民族杂居其间。2013 年，全市常住人口 35.7 万人，比 2012 年末增长 1.7%。全市户籍人口 26.89 万人，比 2012 年末增加了 0.5%。2013 年全市人口出生率为 10.42‰；死亡率为 5.22‰，自然增长率为 5.20%。

7.2.2 基础设施

安宁市是昆明通往滇西八个地州的交通要道，距昆明市区仅 28km，是昆明西侧的重要通道，境内有国道、省道及铁路网络，交通及区位优势十分优越。全省

最早的高等级公路就是从昆明直达安宁，有高速公路与楚雄连接，昆畹公路越境并直通缅甸。是安石、安楚、昆畹公路的交汇点，公路交通发达。同时，西南地区经济大动脉－成昆铁路越境 35km，另有铁路南环线、安昆线、安八线等区域性线路直通安宁，全市多数乡镇通有火车。临近市域的海口镇是滇池航运的重要码头。安宁到石林、大理的高速公路的建成，更加强了与周边尤其是昆明市的经济联系，以安宁市为中心的四通八达的交通网已经形成。

7.2.3 社会经济

安宁地处云南中部，具有地理、政治等区位优势，市内交通便捷，经济发达，是国内、省内有名的磷化工、盐化工、复合肥、冶金、化工基地，形成了钢铁、冶金、盐磷化工、建筑、建材、商贸、交通运输、旅游服务等支柱产业。

2013 年，全市国民经济保持了快速增长的态势，全年实现地区生产总值（GDP）230.68 亿元，比 2012 年增长 14.0%。人均生产总值（按常住人口计算）613255 元，比 2012 年增长 11.9%。在地区生产总值中，第一产业实现增加值 11.51 亿元，比 2012 年增长 7.8%，拉动经济增长 0.4 个百分点；第二产业实现增加值 132.19 亿元，比 2012 年增长 15.4%，拉动经济增长 8.8 个百分点，其中工业实现增加值 118.19 亿元，比 2012 年增长 14.1%，对生产总值的贡献率为 52.1%，拉动经济增长 7.3 个百分点，第三产业实现增加值 86.98 亿元，比 2012 年增长 12.6%，拉动经济增长 4.7 个百分点；一、二、三产业增加值比重分别为 5.0%、57.3%和 37.7%。非公经济实现增加值 86.65 亿元，占全部生产总值的 37.6%，增长 14.7%。全市工农业总产值 602.2 亿元，比 2012 年增长 0.5%。

7.3 区域环境质量的变化情况

7.3.1 螳螂川例行监测断面水环境质量变化情况

螳螂川中滩闸门、石龙坝、安宁大桥、温泉大桥、青龙峡、富民大桥、普渡河桥等 7 个常规断面的例行监测数据表明：

1、铅、汞、六价铬、镉、硫化物、铜、砷、硒、锌大多为未检出；pH、石油类、挥发酚、氰化物、硫酸盐、硝酸盐浓度可满足Ⅴ类标准限值的要求；高锰酸

盐指数、阴离子表面活性剂、汞、铁、锰、氯化物个别月份的浓度超Ⅴ类；五日生化需氧量、化学需氧量、氨氮、总氮、总磷和氟化物大部分月份的浓度超Ⅴ类。

2、2014 年，普渡河桥断面满足《地表水环境质量标准》（GB3838－2002）Ⅲ类标准要求；中滩闸门、石龙坝、安宁大桥、温泉大桥、青龙峡、富民大桥等断面水质现状劣于Ⅴ类标准，主要包括五日生化需氧量、化学需氧量、氨氮、总氮、总磷和氟化物。

3、2014 年与 2011 年相比，7 个断面超标指标数量减少，主要污染指标年均浓度值总体呈下降趋势，水质有所改善。

根据监测结果，绘制了螳螂川 7 个例行监测断面，主要超标的 6 项因子变化情况，同时给出了石油类、挥发酚的浓度变化曲线，详见图 7.3-1～图 7.3-8。

另据 2015 年 7 月 1 日《今日安宁》报道， 2015 年 6 月安宁市环保局监测数据显示，螳螂川安宁段（安宁大桥、温泉大桥和青龙峡 3 个例行监测断面）水质首次达到Ⅴ类水质标准，是安宁市环境监测站自 1996 年开展水质监测以来，。螳螂川安宁段水质第一次达到保护目标要求。详见图 7.3-9。

7.3.2 例行监测点环境空气质量变化情况

7.3.2.1安宁市市区环境空气质量的变化

安宁市市区二氧化硫、二氧化氮、可吸入颗粒物 2010 年~2014 年年均值变化趋势见图 7.3-10。

从图 7.3-10 中可以看出，2014 年安宁市市区二氧化硫、二氧化氮、可吸入颗粒物浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB 3095-1996 及其 2000 年修改单）二级标准要求。参照《环境空气质量标准》（GB3095-2012），二氧化硫、二氧化氮、可吸入颗粒物浓度亦可满足二级标准要求。

自 2012 年起，安宁市市区二氧化硫、二氧化氮、可吸入颗粒物浓度呈逐年下降趋势，区域环境空气质量有所好转。

7.3.2.2草铺街道（原草铺镇）区域环境空气质量的变化

2010 年~2014 年草铺街道（原草铺镇）区域二氧化硫、二氧化氮、可吸入颗粒物变化趋势见图 7.3-11。

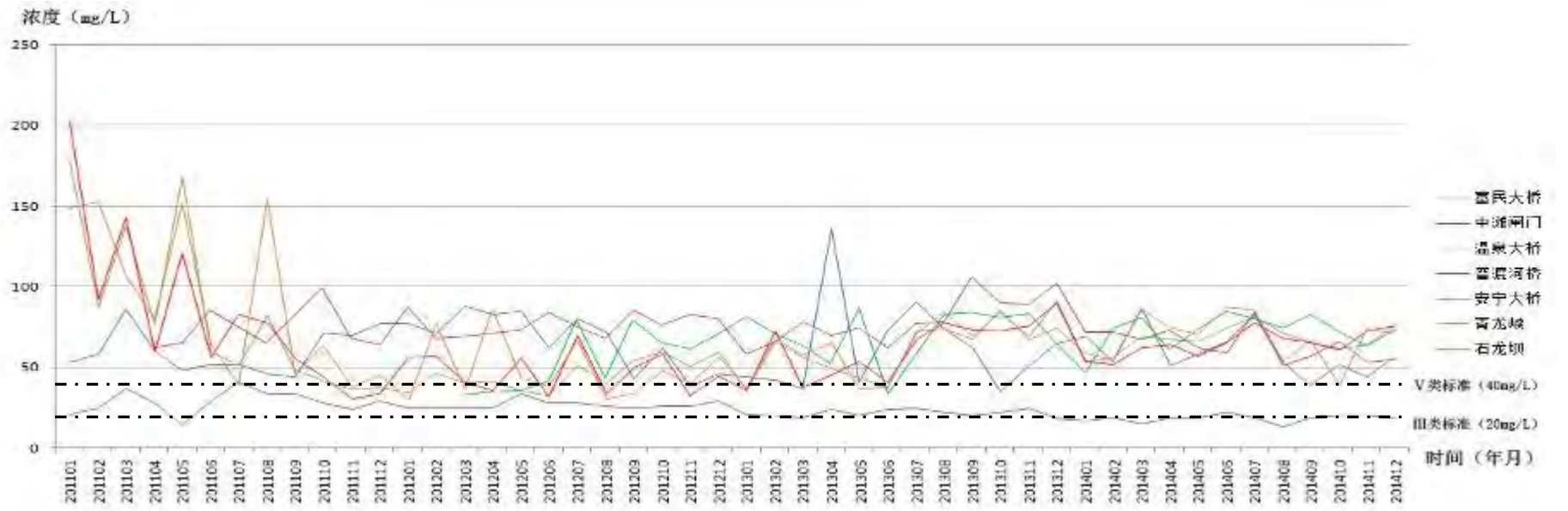


图 7.3-1　　螳螂川例行监测断面历年水质变化曲线——COD

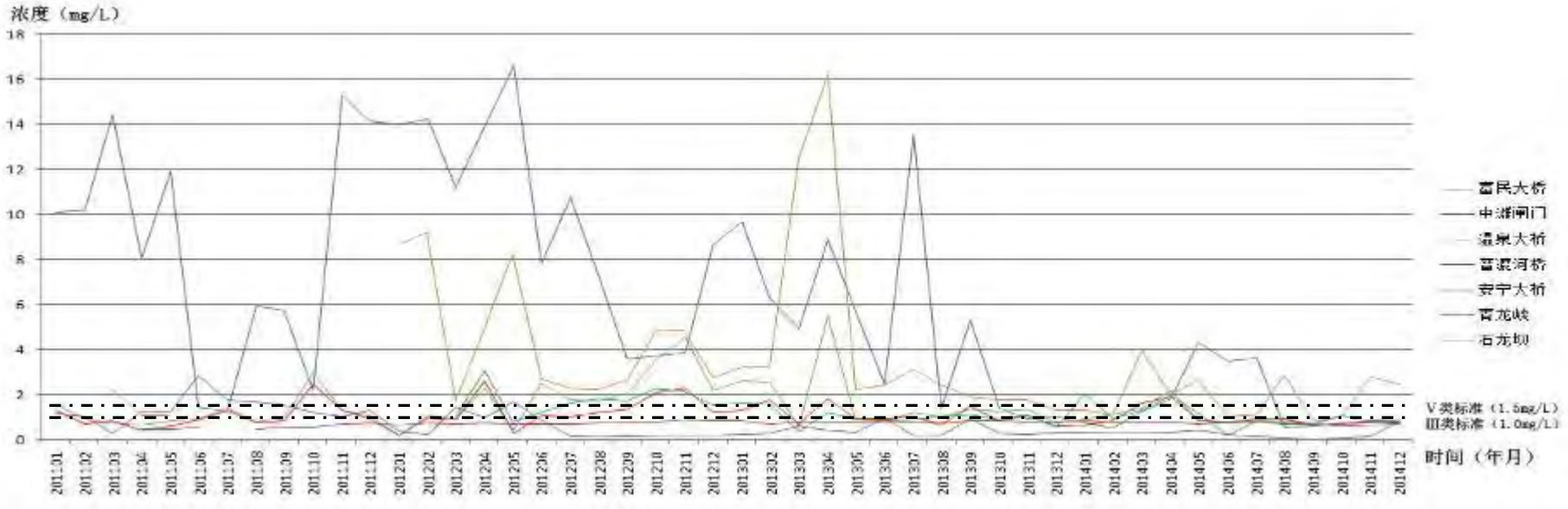


图 7.3-2　　螳螂川例行监测断面历年水质变化曲线——氟化物

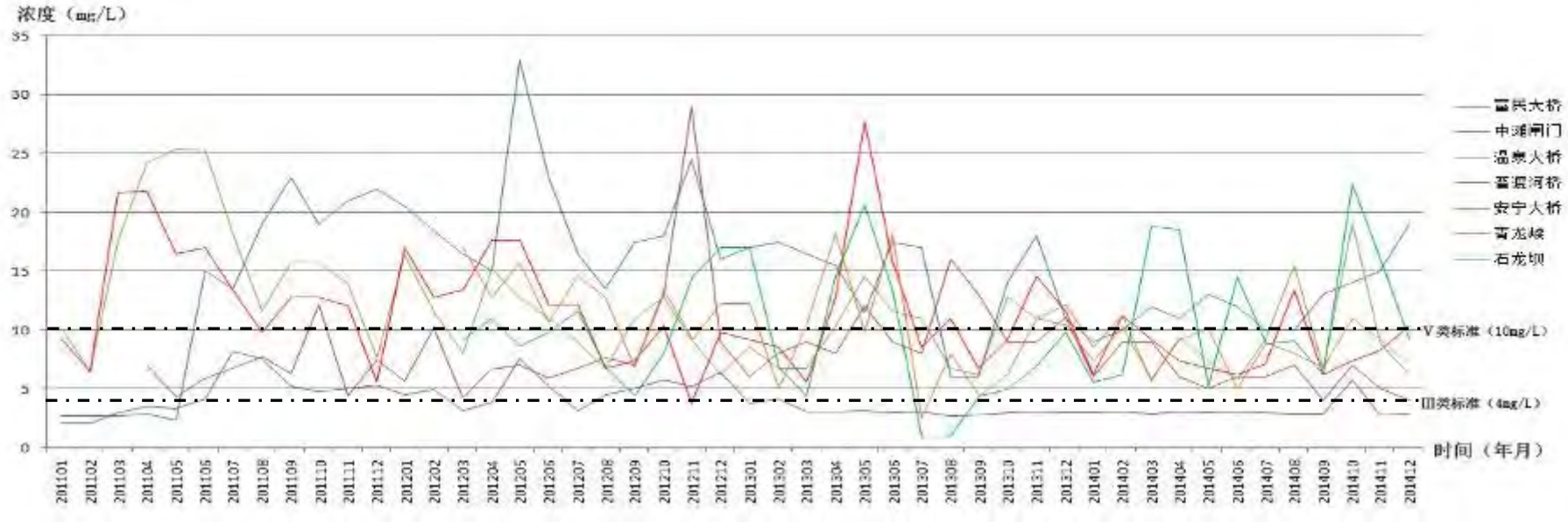


图 7.3-3　　螳螂川例行监测断面历年水质变化曲线——BOD_5

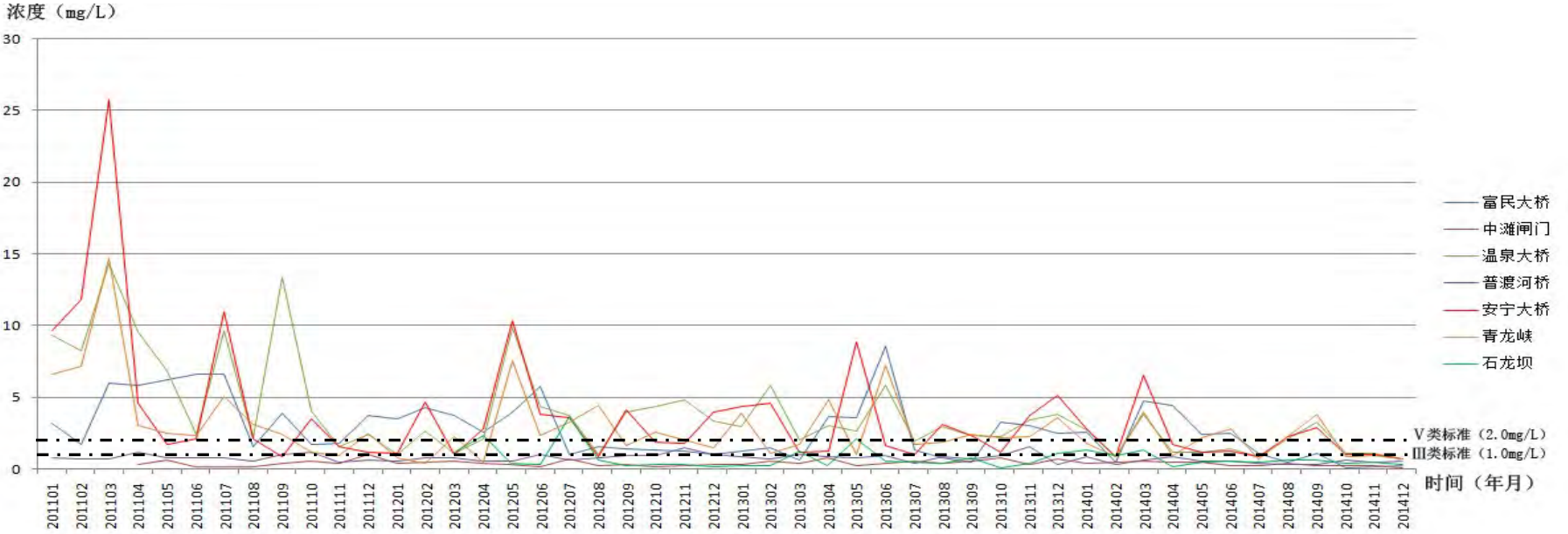


图 7.3-4　　螳螂川例行监测断面历年水质变化曲线——氨氮

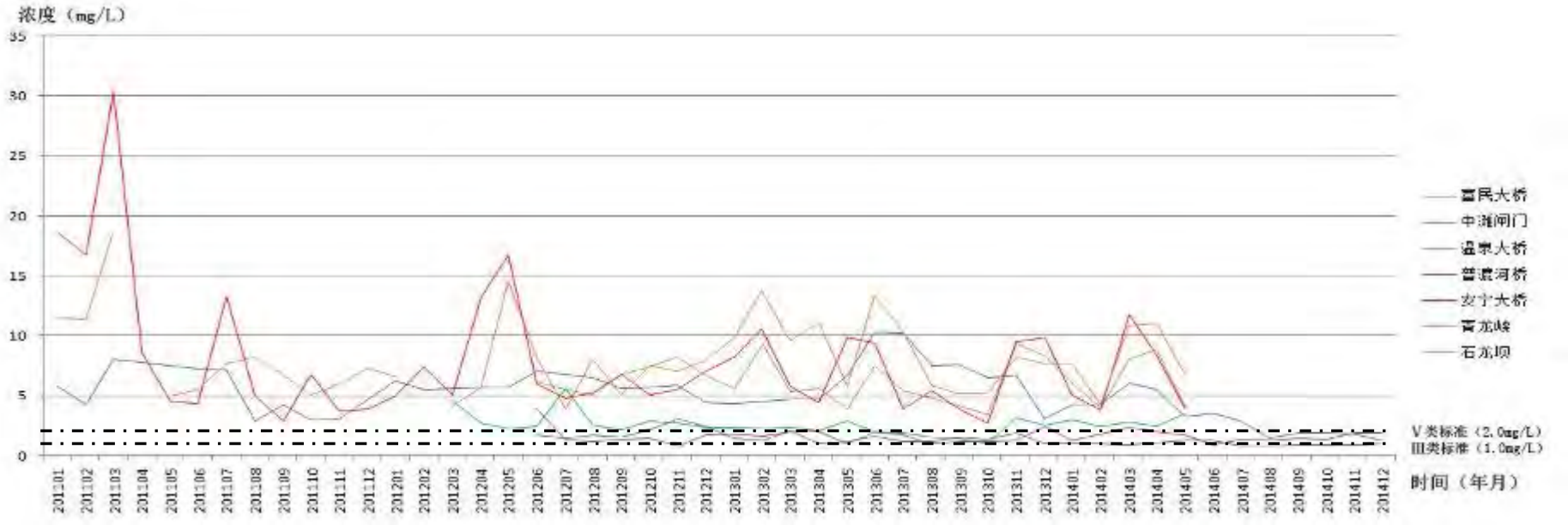


图 7.3-5　　螳螂川例行监测断面历年水质变化曲线——总氮

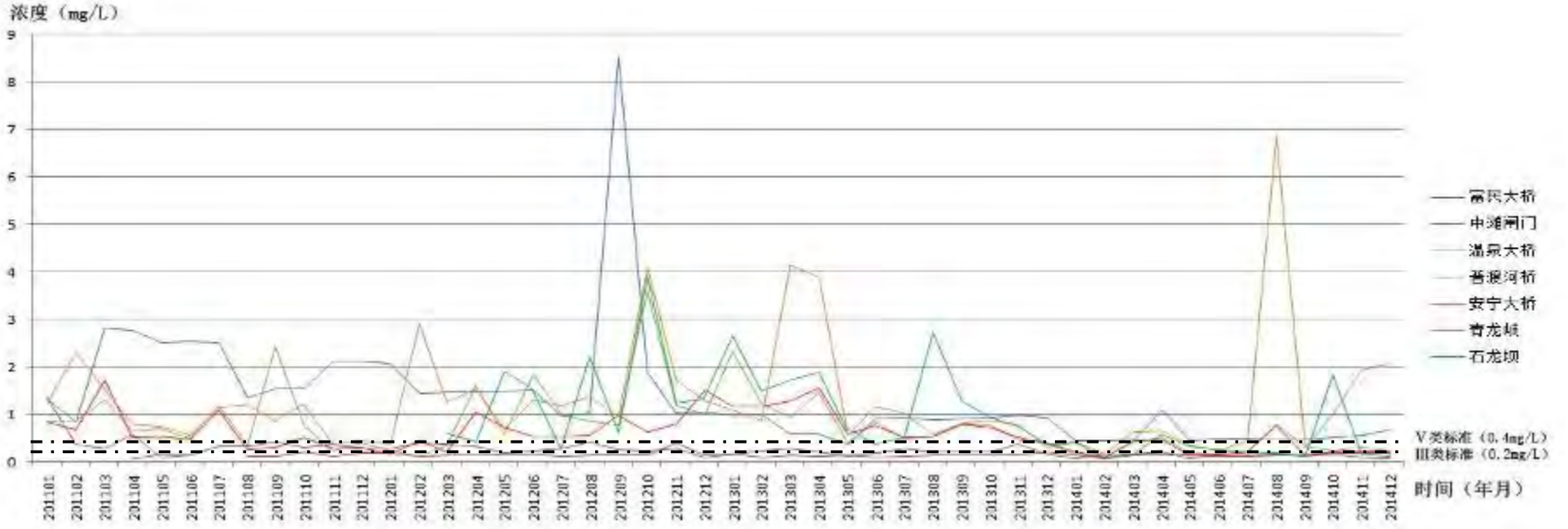


图 7.3-6　　螳螂川例行监测断面历年水质变化曲线——总磷

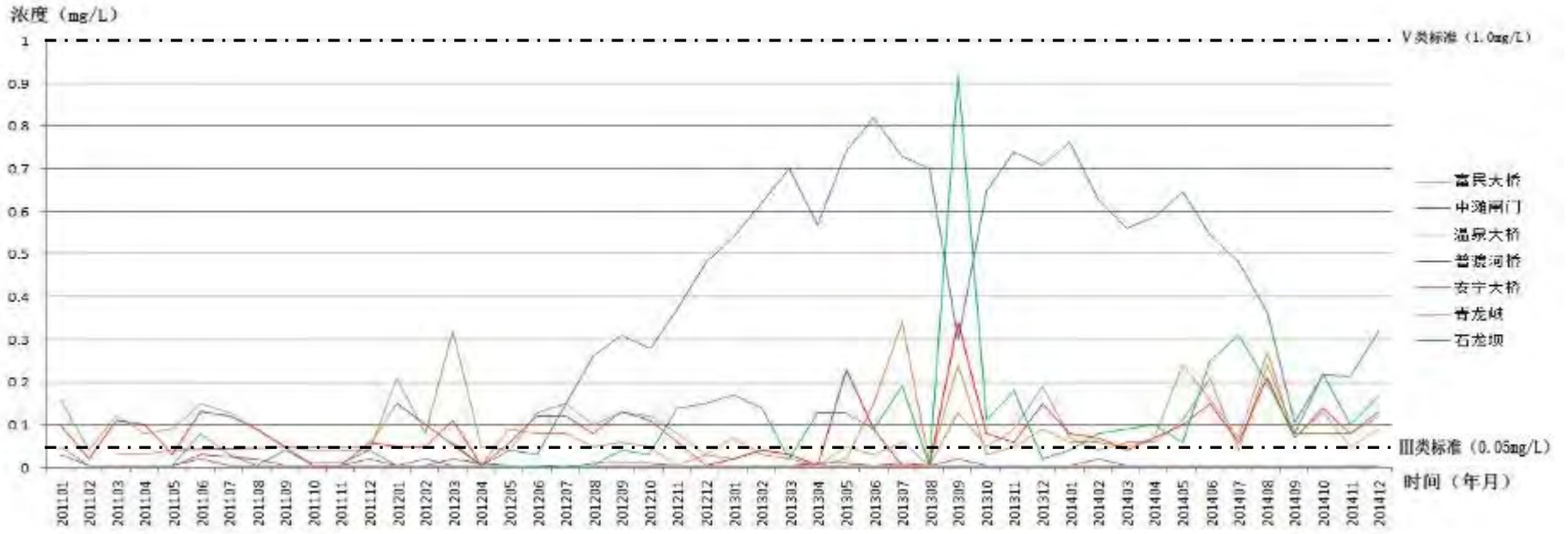


图 7.3-7　　螳螂川例行监测断面历年水质变化曲线——石油类

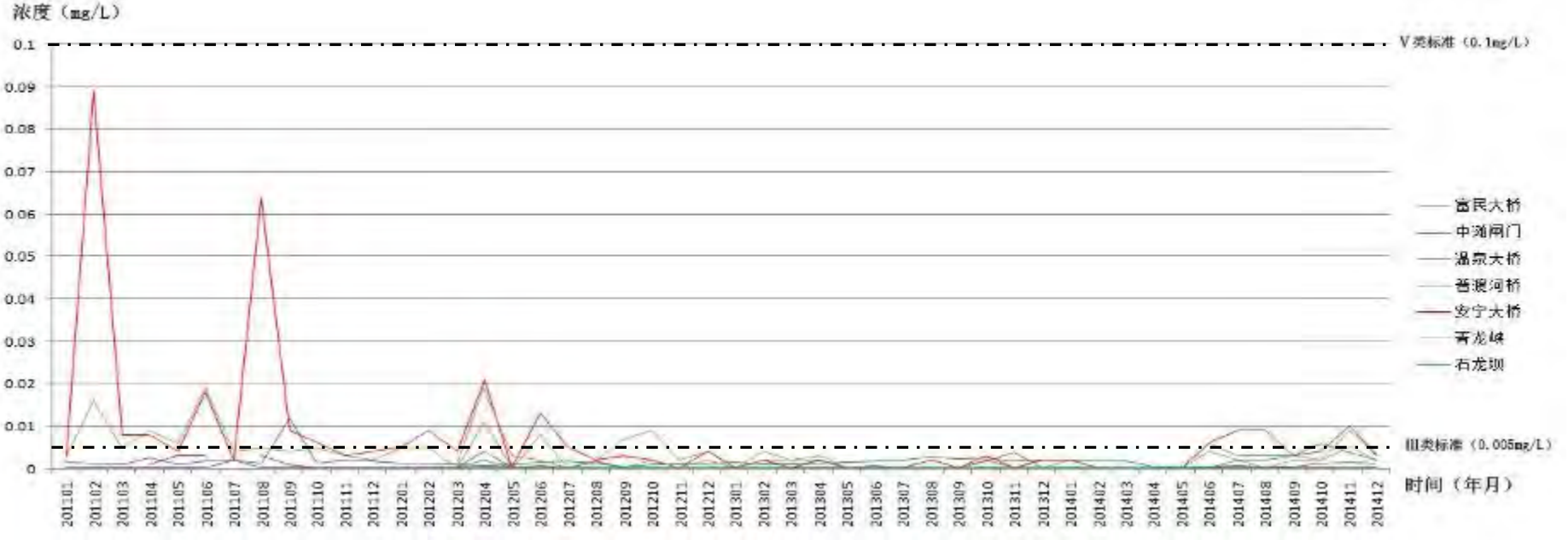


图 7.3-8　　螳螂川例行监测断面历年水质变化曲线——挥发酚



今日安宁

总第438期
2015年7月1日 星期三
云新出(2015)准印字Y00049号

中共安宁市委
安宁市人民政府
中共安宁市委宣传部 机关刊
主办
新闻热线：0871-7405

（内部资料 免费交流）

李树勇在市委理论学习中心组"严以修身"第一次研讨会上强调

坚定理想信念 践行严以修身

本刊讯（记者 王志勇）6月26日，市委理论学习中心组"严以修身"第一次研讨会召开。市委书记李树勇强调，全市广大党员干部要坚定理想信念，践行严以修身，为在全省实现"两个率先"提供坚强保证。

原题中央、省委和州委对上级的统一部署和我市开展专题教育的总体安排，市委中心组将分别围绕"严以修身、严以律己、严以用权"3个专题开展6次集中学习研讨，第一次研讨会以"严以修身，追求党性修养，坚定理想信念，践牢思想和行动'总开关'"为主题。

李树勇作动员讲话中指出，这次专题教育之所以把"严以修身"放在首位，是因为"严以修身"是"三严三实"的基石和根本，是中华民族的优良传统，是马列主义的作风建设新坐标，是领导干部从政的根本准则。这次研讨是市委班子围绕一个专题集中学习，市人大、市政府、市政协各班子要以市委集中学习研讨为标杆，认真扎实有效开展好专题学习研讨，在修身立德、涵养情操上作出示范；要坚持从严要求，扎实做好专题教育的关键动作；要通过集中研讨，巩固好学习成果，进一步提炼理想信念，把专题教育引向深入。

会上，市委副书记、市新发村工作队总队长郑威，市委常委、市委组织部部长段正宏，工业园区管委会片区党工委书记陈洪勇围绕"严以修身"作专题发言。与会人员紧密联系思想工作实际，谈认识、谈体会、谈差距，坚持把自己摆进去、把工作摆进去，做到了见人见事见思想，解正确及了发现。

中心组学习研讨为期一天半时间，研讨会前，中心组全体成员原原本本认认真真学习了习近平总书记关于"三严三实"的重要论述，从严治党的八点要求等系列重要讲话，以及《习近平谈治国理政》《之江新语》新华章节，重温了《党章》，学习了李纪阳书记、李培书记在会议、新区专题教育党课会议上的重要讲话精神。

李树勇作总结发言时说，本次学习研讨使每个人都受到了一次触及灵魂深处的思想洗礼，取得了实实在在的成效，为下一步组织开展好专题教育，认真践行"三严三实"要求起到了示范引领作用。他同时强调，党员干部必须深刻领会、全面把握"严以修身"的重要意义和深刻内涵，不断强化信仰之钙、党性之钙、道德之钙，真正把"严以修身"内化于心、外化于形、固化于思想和行动的"总开关"。

李树勇对专题教育下步工作提出要求：进一步发挥领导带头作用；进一步强化学习教育机制；进一步加大解决问题力度；进一步推动专题教育与日常工作有机结合。

安宁2015年高考成绩揭晓

●600分以上35人
●理科最高分702分，文科最高分647分
●本科率81.79%，较去年76.26%增加5.53个百分点。
●一本率25.02%，较去年20.95%增加4.07个百分点

本刊讯（记者 王君莎）备受关注的2015年高考成绩揭晓。记者从市招办获悉，我市高考取得丰收：本科上线人数925人，本科率81.79%，较去年76.26%增加5.53个百分点；一本上线人数283人，一本率25.02%，较去年20.95%增加4.07个百分点。

2015年安宁市共有1131名学生参加高考，600分以上35人（含往届生2人），其中文科31人，理科21人；本科上线人数925人，其中文科309人，理科572人，体育艺术49人，本科率81.79%，一本上线人数283人，其中文科91人，理科192人，一本率25.02%。

安宁中学杨雅娜同学以647分夺得2015年高考安宁文科第一名，安宁往届社会考生赵珊珊考以702分拿下安宁理科第一名，全省理科排名第19名。安宁中学王子翼和昆钢一中邹家璇（往届）高考总分均为660分，并列理科第二名。

我市纪念建党94周年大会提出

全面肩负起在全省实现"两个率先"的崇高使命

本刊讯（记者 王志勇）6月29日，市委、市政府在安宁会议召开纪念中国共产党成立94周年大会。会议号召全市各级党组织和广大党员，以更加饱满的热情、更加昂扬的斗志，全面肩负起在全省实现"两个率先"的崇高使命，共同谱写安宁改革创新、转型升级新篇章。

会议回顾了党的光辉历史和安宁在党领导下自强不息的创业征程。从1927年安宁地下党组织建立至今，全市现已有1015个基层党组织、17680名共产党员。在座党员的带头引领下，全市党建工作格局日益完善，思想、组织、作风、制度和党员教育管理不断进步，政治水平和能力不断提高，党的执政能力和先进性建设进一步加强。伴随着党的成长与壮大，安宁走过党员成为一面下非基础薄弱、产业门类不全、城市功能定要、人民生活水平低、发展前景广阔的新兴城市。

市委书记李树勇在讲话中强调，今天的安宁，正处在协调推进"四个全面"战略布局，抢抓新区建设重大机遇，促进经济社会转型跨越的关键时期。站在新的历史起点上，全市各级党组织和广大党员一定要坚定信念，以"三严一实"和"忠诚干净担当"专题教育为契机，把思想和行动统一到省委、新区党工委和市委的决策部署上来，把智慧和力量凝聚到攻坚克难、促跨越、保稳定、惠民生的目标任务上来，以"六个必须"奋力推进党的伟大事业，努力在建设滇中经济圈产业中心城市、全面实现"两个率先"的伟大实践中展现才智、建功立业。

必须始终坚定理想信念，自觉担负实现"两个率先"的崇高使命。全市广大共产党员和干部人要带头，把坚定理想信念作为毕生追求，坚持用科学理论武装头脑，用坚定信念解答自我，自觉对照理想信念的标准来检视和改造主观世界和客观环境，始终保持政治上的清醒和坚定。

必须牢记党的根本宗旨，保持党同人民群众的血肉联系。密切人民所以为本，为民谋利是根本，切实把人民拥护不拥护、赞成不赞成、高兴不高兴、答应不答应作为一切工作的出发点和落脚点，认真办好群众身边的实事好事，把党的关怀送到群众的心坎里和行动上。

必须不断深化改革创新，积极营造良好发展环境。坚持以解放思想为先导，市场化改革要领域和关键环节改革，坚持服务至上理念，切实把精准法治、依法行政、公正文明执法和高效廉洁行政贯穿于政府工作的始终。

必须全面加强组织建设，增强组织党的凝聚力和战斗力。大力加强各级领导班子建设，严格执行党政联系群众制度，牢牢把握正确用人导向，加强基层组织建设。

必须加强党风廉政建设，以反腐倡廉新成效取信于民。坚持不懈地加强党员党纪教育，强化权力制约和监督，加强制度建设，继续保持惩治腐败的高压态势。

市委副书记、市长王剑峰主持会议。

会议对2013-2014年度在加强党的基层组织建设和推动经济社会发展中取得优异成绩的连然街道党工委等3个先进市属党（工）委、螳川社区党总支等18个先进基层党组织、李宝国等39名优秀共产党员、李秀琼等60名优秀党务工作者予以表彰奖励；对公化社区党总支等15个"五星级"基层服务型党组织予以命名表彰。

我市纪念建党94周年大会上，一批先进基层党组织和先进个人获表彰。

宋玉亮 摄

螳螂川安宁段水质首次达到Ⅴ类水标准

本刊讯（通讯员 兰子丽）我市环保局6月份监测数据显示，螳螂川流域安宁段水首为Ⅴ类，首次达到保护目标要求。

螳螂川系金沙江支流，全长252公里，为滇池之唯一出口，其水质保护目标为Ⅴ类水。螳螂川流域安宁段有4个断面：石龙坝断面、安宁大桥断面、温泉大桥断面和青龙坡断面。市环保局6月份螳螂川水质监测数据显示：4个断面中，按单项污染物方向来水的达标断面——石龙坝段超标1.45倍，水质劣于Ⅴ类，安宁市境内的2个控制断面——安宁大桥和温泉大桥及出境断面——青龙坡均为Ⅴ类水。以上监测断面与龙坝断面监测数据对比，本月生物污染物总磷在安宁市境内下降了74.49%，这也是安宁市环境监测站自1995年开展水质监测以来，螳螂川安宁段水质第一次达到保护目标要求。

本刊法律顾问 云南德禹律师事务所 张永应 张锐律师 联系电话：13888151838 E-mail:yyb@yunnanpipe.com 数字报：http://www.anningpipe.com/jrax 责编 王志勇

图 7.3-9 《今日安宁》关于螳螂川水质的报道

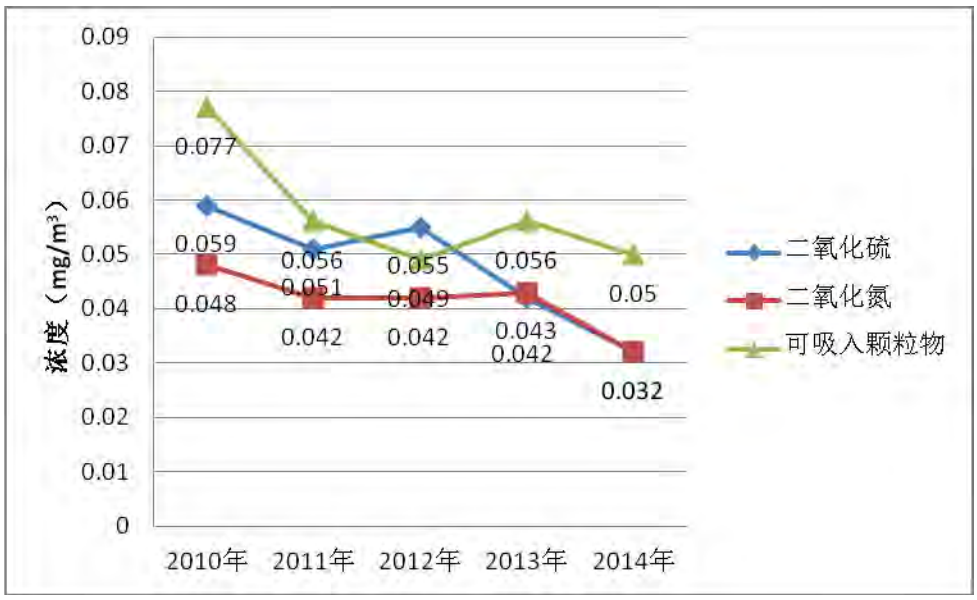


图 7.3-10　　2010 年~2014 年安宁市市区污染物浓度年均值走势图

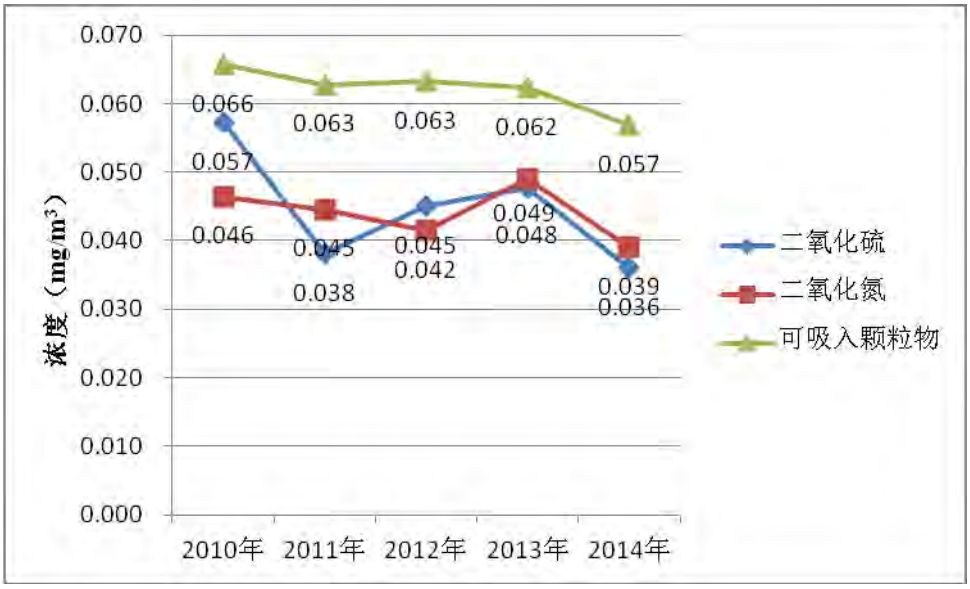


图 7.3-11　　2010 年~2014 年草铺街道（原草铺镇）区域污染物浓度年均值走势图

从图 7.3-11 中可以看出，2014 年草铺街道（原草铺镇）二氧化硫、二氧化氮、可吸入颗粒物浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB 3095-1996 及其 2000 年修改单）二级标准要求。参照《环境空气质量标准》（GB3095-2012），二氧化硫、二氧化氮、可吸入颗粒物浓度亦可满足二级标准要求。

2014 年草铺街道（原草铺镇）区域二氧化硫、二氧化氮和可吸入颗粒物浓度均较 2013 年有所下降，区域环境空气质量有所好转。

第八章 优化调整工程分析

8.1 原材料、燃料消耗

8.1.1 原材料消耗

优化调整后，1300×10^4t/a 炼油项目的原材料来源及消耗详见表 8.1-1。

表 8.1-1　　炼油项目主要原材料消耗及来源表

名称		年消耗（10^4t/a）	规　格	来 源	备　注
原油	沙特轻质原油	325.00	高硫中间基 S：2.07%	沙特	1）原油通过中缅油气管线输送至安宁原油末站 2）界区外管道输送至原油罐区
	沙特中质原油	325.00	高硫中间基 S：2.64%	沙特	
	科威特原油	650.00	高硫中间基 S：2.85%	科威特	
天然气		33.25	商品等级		界区外中缅油气管线输送入厂
甲醇		5.88	优等品	外购	汽车拉运送罐区
合计		1339.13			

8.1.2 燃料消耗

本项目燃料年消耗总计 48.82×10^4t/a，全部采用燃料气（装置自产干气+中缅管线商品天然气）。各工艺装置燃料消耗见表 8.1-2。

表 8.1-2　　各工艺装置燃料消耗统计表

序号	装置名称	燃料消耗	
		kg/h	10^4t/a
1	常减压蒸馏装置	11187	9.40
2	重油催化裂化装置	1680	1.41
3	渣油加氢脱硫装置	2151	1.81
4	蜡油加氢裂化装置	3850	3.23
5	直柴加氢精制装置	912	0.77
6	航煤加氢装置	1052	0.88
7	催化汽油加氢醚化装置	1900	1.60

序号	装置名称	燃料消耗	
		kg/h	10^4t/a
8	芳烃联合	21350	17.93
9	制氢联合	8140.2	6.84
10	硫磺回收联合	2516	2.11
11	汽柴油加氢改制装置	924	0.78
12	延迟焦化装置	2457	2.06
合计		58119.2	48.82

8.2 优化调整装置工艺技术

由于本项目大部分装置只是加工能力的提高，所采用的工艺技术基本未变，故不再进行细化的装置工程分析，仅针对发生了工艺技术变化的装置或新增装置进行分析，同时给出所有装置的污染物排放汇总。

8.2.1 直柴加氢精制装置

（1）装置概况

本项目设置一套 280×10^4t/a 直柴加氢精制装置，对来自常减压装置的直馏柴油进行加氢精制，主要生产满足国 V 柴油质量标准的调和组分，同时副产部分石脑油、低分气和汽提塔顶不凝气。

装置主要由反应部分(包括新氢压缩机和循环氢压缩机)和分馏部分组成。

（2）装置规模

直柴加氢精制装置设计规模为 280×10^4t/a，设计操作弹性为 60%~110%，实际加工量为 281.34×10^4t/a，设计年开工时数为 8400 小时。

（3）工艺技术方案

根据加工原料情况以及对产品的要求，本装置选用中国石油自有的柴油加氢精制技术，加氢装置反应部分流程按热高分流程考虑，分馏部分按单塔流程考虑。

8.2.2 汽柴油加氢改质装置

（1）装置概况

根据全厂总加工流程的安排，本项目拟新建一套汽柴油加氢改质装置，加工来自催化裂化的催化柴油、渣油加氢装置的柴油和石脑油、焦化装置的柴油和石脑油，主要生产满足国 V 柴油质量标准的调和组分，同时副产部分石脑油、低分气和汽提塔顶不凝气。

装置主要由反应部分(包括新氢压缩机和循环氢压缩机)和分馏部分组成。

（2）装置规模

汽柴油加氢改质装置设计规模为 180×10^4t/a，实际加工量为 156.89×10^4t/a。年开工时数为 8400 小时，设计操作弹性为 60%~110%。

（3）工艺技术方案

根据加工原料情况以及对产品的要求，本装置选用中国石油自有的柴油加氢精制技术——石油化工科学研究院开发的中压加氢改质 MHUG 技术，加氢装置反应部分流程按热高分流程考虑，分馏部分采用双塔汽提流程，产品分馏塔采用重沸炉汽提。

8.2.3 催化汽油加氢醚化装置

（1）装置概况

本项目设置催化汽油加氢醚化装置，加工来自催化裂化装置的汽油。装置含催化汽油加氢、催化轻汽油醚化 2 个单元。

（2）装置规模

催化汽油加氢单元设计规模 140×10^4t/a，实际原料量为 145.35×10^4t/a，设计年开工时数 8400h，操作弹性：60%～110%。。

催化轻汽油醚化单元设计规模为 50×10^4t/a，实际加工量为 46.31×10^4t/a。设计年开工为 8400 小时。设计操作弹性为 60%～110%。

（3）工艺技术方案

考虑本装置原料的特点以及产品要求，为进一步推广自主技术，本可研暂按中国石油石油化工研究院的 DSO 技术方案——固定床技术。技术该工艺流程简单，工艺条件缓和；氢耗低，化学耗氢 0.1%～0.35%；加氢汽油液体收率高，催化剂采用 Co-Mo/Al_2O_3 为活性组分，制造方便，质量稳定。

鉴于中石油自主技术 LNE-2 工艺流程成熟，醚化转化率较高，且投资较低，催化剂装填容易，并具有同等规模的轻汽油醚化业绩，经综合考虑后本装置拟采用中国石油石油化工研究院和中国石油工程建设公司华东设计分公司合作开发的“两器一塔”催化轻汽油醚化（LNE-2）技术。

8.2.4 延迟焦化装置

（1）装置概况

延迟焦化装置以减压渣油及催化油浆为原料，经裂解及缩合反应生成焦化干气、焦化液化气及石脑油、柴油及焦化蜡油等中间产品，并副产石油焦。

其中，焦化干气、液化气在装置内脱硫及脱硫醇，碱液再生后循环使用，富胺液送至溶剂再生装置。

（2）装置规模

延迟焦化装置设计规模为 120×10^4t/a，年开工时数按 8400 小时计，设计操作弹性为 60～110%。装置采用四班三倒制，运转周期按三年一修考虑。

（3）工艺技术方案

根据焦化设计的原料性质和最大化液体产品收率要求，本设计拟采用分馏塔内可调循环比流程。这一流程的特点包括：更高的加热炉进料温度、更宽的循环比调节范围、更强的加工适应性、更低的维护成本。

焦化加热炉采用附墙燃烧双面辐射炉，设计热效率为 92%，采用低 NOx 附墙燃烧火嘴，具有可在线清焦、在线烧焦、双向烧焦及机械清焦的性能。

放空冷却系统采用密闭设计，放空过程无废气及污油对外排放，装置内自产污油通过放空冷却系统回炼。充分利用焦炭塔热量回炼污油，减少污油排放，提高液收。

焦炭塔冷焦采用溢流加浸泡冷焦工艺，冷焦时，前期溢流的含油及硫化物水排至冷焦水除油罐，进行除油及脱臭处理后，排入沉淀迷宫降温后回用。后期冷焦及切焦水水质较好，直接排入焦池，汇流至沉淀迷宫，通过自然蒸发降温和沉淀除焦粉后循环使用。

焦化分馏塔脱过热段采用人字板及喷射式分布器，增加循环油对反应油气的洗涤效果，减少油气焦粉夹带量并有效避免分馏塔下部结焦。

采用高效机泵节约装置电耗。充分回收装置低温位热能，降低装置单位能耗。

冷/切焦水处理采用一个系统，省去了冷焦水及切焦水除焦粉、除油设施，既节省投资，又可减少设备维护及操作强度。

（4）装置占地及布局

新建延迟焦化装置位于炼油项目厂区西部偏中的位置。其东临产品罐区，北靠硫磺回收联合装置，西侧为铁路装卸设施，南侧靠近酸碱站。

本装置由焦化生产装置及附属的机柜间和联合变配电所组成，占地 280×170=47600m^2。其中，生产装置占地 170×180=30600m^2。装置中间设南北贯通的道路，以满足消防规范要求，方便设备的安装维修。

焦化炉、焦炭塔、分馏换热框架、高压水泵房、焦池及储水罐设在道路以西；吸收稳定部分、富气压缩机房和产品精制部分设在道路以东。两部分用管廊连接，东西两部分各设管廊，在满足工艺流程的前提下，同类设备相对集中，靠近管廊布置，以方便检修，节省占地。

8.3 储运系统及污染源分析

8.3.1 储运物料及方式

油品储运工程范围主要包括通过中缅原油管道输送进厂的原油（科威特原油、沙特轻质原油和沙特中质原油）储存、工艺装置中间原料的储存、调合油品组分的储存，以及各种成品油、液化气等产品的储存及外输。

8.3.1.1 进出厂物料

本项目进厂液体物料主要是原油与甲醇。科威特原油、沙特轻质原油和沙特中质原油，由中缅输油管道安宁原油末站通过管道混输运送进厂；甲醇由汽车拉运进厂。天然气亦来自中缅管道，通过管道送入装置界区。

本项目出厂的液体物料有汽油、柴油、航煤、丙烷、液化气、苯和混合二甲苯等，有公路、铁路、管道 3 种出厂方式。

1）成品油出厂为铁路、公路和管道三种方式；

2）液化气、丙烷出厂为铁路和公路两种方式；

3）芳烃出厂初期为铁路和公路两种方式，后期为管道方式；

4）丙烯出厂初期为铁路方式，后期为管道方式。

项目主要物料进出厂方式及运量见表 8.3-1。

表 8.3-1　　本项目主要物料进出厂方式及运量一览表

序号	名称	运量（10^4t/a）				备注
		总量	铁路	公路	管道	
一	运入					
1	原油	1300			1300	顺序输进厂
2	甲醇	5.88		5.88		
3	天然气	33.25			33.25	
	运入合计	1339.13		5.88	1333.25	
二	运出					
1	汽油	333.55	157.83	33.67	142.06	
	95#汽油	151.55	71.71	15.30	64.54	
	92#汽油	182.00	86.12	18.37	77.51	
2	柴油	547.07	217.57	46.62	282.88	
3	煤油	150	15	19	116.00	
4	液化气	60.92	16.98	16.97	26.97	管道建成前通过铁路/公路外运
5	丙烷	4.34	2.46	1.84		
6	苯	12.83	11.03	1.80	12.83	
7	混合二甲苯	53.1	45.63	7.47	53.1	
8	丙烯	16.27	14.53	1.74	16.27	
9	液硫	30.98		30.98		
10	NH_3	1.32		1.32		
	运出合计	1210.38	484.91	157.56	567.91	

8.3.1.2 原料储存

原油的储存选用外浮顶钢制储罐，由于采用不同品质原油顺序输送，某一罐内有接收不同油品的可能，为防止油罐上下油品性质差异，每个罐内设置旋转喷射搅拌器.

甲醇储存选用内浮顶罐，并设置氮封设施，位于产品罐区。

8.3.1.3 中间原料储存

渣油、蜡油等储罐采用拱顶储罐，汽油、航煤、石脑油、柴油、轻污油及芳烃等储罐采用内浮顶储罐，精制轻石脑油、轻碳四等储罐采用球罐（位于压力罐区）。

中间原料罐严格按组分配置，一种组分至少设置 2 个罐；进同一装置的各种原料组分可以考虑混合储存，同类油品考虑互相串用（渣油类及石脑油类），加氢裂化尾油不考虑单独设置储罐，可利用渣油罐。

依据罐区内存储介质的性质及装置对中间原料进料的要求，对于加氢型装置原料、芳烃原料及产品、石脑油原料、轻污油罐设置氮封设施。

除混合重油罐、脱硫渣油罐、减压蜡油罐、催化油浆罐、MTBE 罐外，每个储罐均设置自动切水器，对罐内静置油品进行自动脱水。

8.3.1.4 成品油调合系统

调合组分主要包括汽油组分、柴油组分和航煤组分，调合产品为 92#汽油（国 V）、95#汽油（国 V）、柴油（国 V）、航煤。成品油组份数据见表 8.3-2。

表 8.3-2　　成品油组份数据一览表

序号	调和组分		数量（10^4t/a）	密度（t/m^3）
1	汽油组分	精制醚化汽油	147.40	0.73
2		重整调合组分	95.00	0.86
3		异构化汽油	75.26	0.65
4		HC 轻石脑油	7.88	0.67
5		MTBE	8.00	0.74
6		小计	333.54	
8	柴油组分	加氢裂化柴油	94.34	0.84
9		加氢精制柴油	277.91	0.84
10		加氢改质柴油	148.55	0.84
11		加氢航煤	25.98	
12		重芳烃	0.29	
13		小计	547.07	
14	航煤组分	加氢航煤	137.05	0.78
15		加氢裂化航煤	12.95	0.78
16		小计	150	

汽油、柴油、航煤组分储罐均采用内浮顶储罐。异构化油储罐、加氢裂化轻石脑油采用球罐。除 MTBE 储罐外，每个储罐均设置自动切水器，对罐内静置油品进行自动脱水。

8.3.1.5 产品储存

本工程需要储存的产品为成品油、液化气、丙烷、苯、混合二甲苯和丙烯。

汽油、柴油、航煤及芳烃产品等储罐采用内浮顶储罐，液硫储罐采用拱顶储罐，液化气、丙烷、丙烯等储罐采用球罐。为了加强油品的均匀混合，汽油、柴油、航煤产品罐考虑设置搅拌设施，选用射流式喷射搅拌器，利用各种油品组分调合泵启动，带动罐内液体旋转达到混合的目的。除航煤、苯产品罐外，每个储罐均设置自动切水器，对罐内静置油品进行自动脱水。液硫罐设罐内加热器。

8.3.1.6 酸碱站

各装置所需的酸和碱液由汽车槽车运至酸碱站经过卸车、储存、配置，再通过管道输送至各用户。

酸碱站内容包括：炼油区循环水场和污水处理场所需的浓硫酸卸车、储存和输送；负责双脱装置、汽油加氢装置、硫磺回收装置、除盐水站和污水处理场所需的氢氧化钠溶液卸车、配制、贮存和输送；负责除盐水站所需的盐酸溶液卸车、储存和输送；还负责来自汽车装卸站的甲醇储存和输送系统

8.3.2 储存系统

优化调整后，储存系统设置各类物料储罐总计 153 座 229.955×$10^4$$m^3$，其中原油罐 10 座，容量为 100×$10^4$$m^3$；中间原料罐 44 座，总容量为 51.4×$10^4$$m^3$；产品罐 54 座，容量为 65.1×$10^4$$m^3$（含甲醇罐 2 具，总容量为 2000$m^3$。）；压力罐 36 座，容量为 10.6×$10^4$$m^3$；重污油罐 2 具，容量为 1×$10^4$$m^3$；轻污油罐 3 具，容量为 1.6×$10^4$$m^3$；酸碱站储罐 4 座，容量 2550$m^3$。详见表 8.3-3。

8.3.3 运输系统

运输系统主要为所有液体产品的外运服务，包括铁路装车设施、汽车装车设施及配套的油气回收装置和洗槽站。

8.3.3.1 铁路装卸设施

铁路发油油品为汽油、柴油、航空煤油、液化气、丙烷、苯、混合二甲苯及丙烯。

铁路装卸站设置大小鹤管栈桥 5 座，均为双侧栈桥，其中汽油栈桥 1 座、柴油栈桥 1 座、柴油/航煤栈桥 1 座、芳烃/开工油栈桥 1 座、液化气栈桥 1 座。

5 座栈桥设置 4 套汽油大鹤管，6 套柴油大鹤管，2 套航煤大鹤管，苯、混合二甲苯 2 套大鹤管， 24 个饱和液化气鹤位，12 个丙烯鹤位，12 个其他液化气鹤位，6 个丙烷鹤位，开工油鹤位 18 个。

汽油、柴油、航煤、芳烃采用顶部密闭式大鹤管定量装车系统，开工油采用带潜油泵的上卸鹤管经卸车泵送往罐区。

8.3.3.2 汽车装卸设施

公路发油油品为汽油、柴油、液化气、丙烷、苯及混合二甲苯。

汽车装卸站设置液化气装车台 9 座，丙烷装车台 1 座，苯及混合二甲苯装车台 2 座，甲醇卸车台 1 座，液硫装车台 2 座，液氨装车台 1 座。液硫装车台、液氨装车台位于液硫储存设施北侧。

苯、混合二甲苯由芳烃罐区苯、混合二甲苯装汽车泵经管输送至汽车装车台装车外运，采用悬臂式下装汽车定量装车鹤管，油气由气相线送至汽车装卸油气回收设施。

丙烷、饱和液化气和其他液化气经装车泵管道输送至汽车装车台装车外运，装车鹤管采用万向旋转型双管底部密闭装卸臂，气相返回线至对应介质球罐。

表 8.3-3　　项目储罐设置一览表

序号	储罐名称	介质名称	压力 MPa(g)	温度（℃）	单罐设计容积（m^3）	储罐数量	设计总容积（m^3）	单罐有效容积（m^3）	储罐参数		储罐型式
									高度（m）	直径（m）	
一	**原油罐区(原油罐 10 座，总容积 $100\times10^4m^3$)**										
1	原油储罐	原油	常压	40	100000	10	1000000	90000	19	80	外浮顶
二	**中间原料罐区（44 座，总容积 $51.4\times10^4m^3$）**										
1	混合重油罐	混合重油	常压	150	20000	10	200000	18000	17.5	37	拱顶罐
2	脱硫渣油+尾油罐	脱硫渣油+尾油	常压	150	20000	2	40000	18000	17.5	37	拱顶罐
3	减压蜡油罐	减压蜡油	常压	120	10000	3	30000	9000	14.5	28	拱顶罐
4	减压渣油罐	减压渣油	常压	150	10000	2	20000	9000	14.5	28	拱顶罐
5	催化油浆罐	催化油浆	常压	120	3000	3	9000	2700	13.3	17	拱顶罐
6	扫线罐		常压	90	5000	1	5000	4500	13.6	20	拱顶罐
7	混合柴油原料罐	混合柴油	常压	40	10000	6	60000	9000	14.6	28	内浮顶
8	渣油加氢石脑油罐	渣油加氢石脑油	常压	40	5000	1	5000	4500	13.7	20	内浮顶
9	焦化汽油罐	焦化汽油	常压	40	5000	1	5000	4500	13.7	20	内浮顶
10	催化汽油罐	催化汽油	常压	40	10000	2	20000	9000	14.5	28	内浮顶
11	C6+（C6）生成油罐	C6+生成油	常压	40	10000	2	20000	9000	14.5	28	内浮顶
12	轻烃回收石脑油罐	轻烃回收石脑油	常压	40	10000	3	30000	9000	14.5	28	内浮顶
13	精制石脑油罐	精制石脑油	常压	40	10000	1	10000	9000	14.5	28	内浮顶
14	加氢裂化重石脑油罐	加氢裂化重石脑油	常压	40	10000	2	20000	9000	14.5	28	内浮顶
15	直馏煤油罐	直馏煤油	常压	40	10000	2	20000	9000	14.5	28	内浮顶
16	重整抽余油罐	抽余油	常压	40	5000	2	10000	4500	13.7	20	内浮顶
17	不合格催化汽油罐		常压	40	10000	1	10000	9000	14.5	28	内浮顶
三	**产品罐区（54 座，总容积 $65.1\times10^4m^3$）**										

序号	储罐名称	介质名称	压力MPa(g)	温度（℃）	单罐设计容积（m³）	储罐数量	设计总容积（m³）	单罐有效容积（m³）	储罐参数		储罐型式
									高度（m）	直径（m）	
1	产品柴油罐三	0#柴油	常压	50	20000	6	120000	18000	17.7	37	内浮顶
2	产品柴油罐二	0#柴油	常压	50	10000	6	60000	9000	14.7	28	内浮顶
3	加氢柴油罐	精制柴油	常压	50	20000	2	40000	18000	17.7	37	内浮顶
4	改质柴油罐	改质柴油	常压	50	20000	2	40000	18000	17.7	37	内浮顶
5	加氢裂化柴油罐（不合格航煤）	加氢裂化柴油罐（不合格航煤）	常压	40	20000	2	40000	18000	17.7	37	内浮顶
6	产品汽油罐二	93#汽油	常压	40	20000	4	80000	18000	17.7	37	内浮顶
7	产品汽油罐三	97#汽油	常压	40	10000	6	60000	9000	14.9	28	内浮顶
8	C7/C9 调和组分罐	重整汽油	常压	40	10000	3	30000	9000	14.5	28	内浮顶
9	催化汽油罐	加氢催化汽油	常压	40	10000	3	30000	9000	14.9	28	内浮顶
10	异构化汽油罐	异构化汽油	低压	40	10000	2	20000	9000	23	23.19	低压罐
11	MTBE 罐	MTBE	常压	40	2000	2	4000	1800	12.3	14	内浮顶
12	航煤罐	航煤	常压	40	10000	8	80000	9000	14.6	28	内浮顶
13	苯罐	苯	常压	40	5000	3	15000	4500	14	20	内浮顶
14	混合二甲苯罐	混合二甲苯	常压	40	10000	3	30000	9000	14.5	28	内浮顶
15	甲醇罐	甲醇	常压	40	1000	2	2000	900	11	10.8	内浮顶
四	**压力罐区（36座，总容积 $10.6\times10^4m^3$）**										
1	精制轻石脑油罐	精制轻石脑油	0.79	常温	3000	2	6000	2700		18	球罐
2	加氢裂化轻石脑油罐	加氢裂化石脑油、重整戊烷油、异构化C7组分油	0.79	常温	3000	4	12000	2700		18	球罐
3	饱和液化气罐	饱和液化气	1.77	50	3000	8	24000	2700		18	球罐
4	其它液化气罐	其它液化气	0.79	50	3000	6	18000	2700		18	球罐
5	催化液化气罐	催化液化气	1.77	50	3000	4	12000	2700		18	球罐

序号	储罐名称	介质名称	压力MPa(g)	温度（℃）	单罐设计容积（m^3）	储罐数量	设计总容积（m^3）	单罐有效容积（m^3）	储罐参数		储罐型式
									高度（m）	直径（m）	
6	混合C4 罐	混合液化气	0.79	50	3000	2	6000	2700		18	球罐
7	不合格液化气罐	不合格液化气	1.77	50	3000	1	3000	2700		18	球罐
8	聚合级丙烯罐	丙烯	2.16	50	3000	4	12000	2700		18	球罐
9	丙烷罐	丙烷	1.77	50	3000	2	4000	2700		15.7	球罐
10	凝析油	凝析油罐	0.79	50	3000	1	3000	2700		18	球罐
11	不合格汽油	不合格汽油	0.79	50	3000	2	6000	2700		18	球罐
五	**污油罐（5座，总容积2.6×10⁴m³）**										
1	重污油罐	重污油	常压	90	5000	2	10000	4500	13.6	20	拱顶罐
2	轻污油罐	轻污油	常压	40	10000	1	10000	9000	14.5	28	内浮顶
3	轻污油罐	轻污油	常压	40	3000	2	6000	2700	13.3	17	内浮顶
六	**酸碱站（4座，共2550m³）**										
1	98%硫酸储罐		常压	AMB	500	1	500	45		2.6	卧罐
2	42%浓碱液储罐		常压	AMB	50	1	50	45		2.6	卧罐
3	20%碱液配置罐		常压	AMB	1000	2	2000	900		10.8	拱顶罐

甲醇采用下部泵卸车，利用卸车泵直接将甲醇送至酸碱站甲醇罐组，开工混合二甲苯利用一个甲醇卸车鹤位，将混合二甲苯卸至混合二甲苯产品罐。

液硫采用套筒式夹套鹤管，液氨采用悬臂式下装汽车定量装车鹤管。

汽车装卸车小鹤管通过批量控制器、质量流量计和调节阀组成定量装车系统进行定量装车。

8.3.3.3 油气回收设施

前期设计文件中采用吸收-吸附法工艺回收装卸站油气。鉴于该工艺单套装置的能力限制，共设有 3 套吸附法油气吸收设施，分别为：铁路装卸站设 1 套 1000m^3/h 处理量的干式真空泵吸附法油气回收设施和 1 套带预处理撬架的 900m^3/h 处理量干式真空泵吸附法油气回收设施（用于苯、混合二甲苯混合气处理）；汽车装卸站设 1 套 1000m^3/h 处理量的干式真空泵吸附法油气回收设施。

考虑到该工艺规模的局限性和运行的安全性（吸附剂为活性炭，高浓度油气条件下运行时床层的温升较大），优化调整过程中，经过对油气回收工艺进行比对后，对于油气回收设施的设置和工艺均进行了调整，设置 2 套油气回收设施。

一套处理能力 300m^3/h，用于回收芳烃罐区（苯、混合二甲苯）储罐尾气，一套 2000m^3/h（包括 1×5000m^3 缓冲气柜）用于火车装卸站汽油、苯、混二甲苯航煤在装车过程中产生的油气，回收汽车装卸站苯、混二甲苯装车过程中产生的油气，同时回收洗槽站的尾气以及异构化汽油罐的挥发气体。

2 套油气回收均采用“吸收+膜分离+吸附”的综合处理工艺，处理效率 95%以上。此种油气回收方式在哈尔滨石化、吉林石化、四川石化、惠州乙烯等企业均有应用。活性碳采用抽真空的方式进行再生。

8.3.3.4 洗槽站

洗槽站是炼油厂对铁路油罐车内部刷洗的设施，以满足炼厂轻质成品油所用的罐车内部清洁程度的要求。本工程航煤、苯、混合二甲苯罐车需要特洗，汽柴油罐车需要普洗，液化石油气罐车为专用，无需刷洗。

特洗采用高压水射流自动清洗技术，高压泵给水压力 20MPa～30MPa，采用射流洗车过程自动控制的方法。普洗采用低压水（或者自来水）清洗，压力 0.3MPa～1.6MPa，在普洗线上增设低压水喷头或者喷枪。

设置 1 条普洗线/特洗线，按照日清洗量：航煤 48 节，芳烃 60 节，每天工作 2 班～4 班计算，单侧设置 12 个鹤位，共 24 个鹤位。设置 8 套高压水自动清洗设备，每批清洗 24 节车。

洗槽站的规模约为 216 车/天（特洗 120 节/天，普洗 96 节/天），配套高压水清洗系统、含清洗水加热系统、污水收集及输送系统、罐车牵引及对位系统（小爬车系统，每股道一组）、真空鼓风干燥系统等。真空抽污系统包括真空泵机组 6 套、抽吸臂系统 6 套，用于抽吸罐车内清洗后废液，同步真空排气系统 10 套（芳烃类废气直接引入催化燃烧装置处理，达标后排放，并设置专用污水预处理系统）。

洗罐站废气统一并入 2000m^3/h 油气回收设施进行处理。

8.3.4 可燃气体回收及排放系统

8.3.4.1 可燃气体回收系统

正常生产情况下，由于存在各种阀门的泄漏、操作工的误操作、不凝气排放、装置减压，置换，废气排放等因素，有火炬气连续排出，这部分火炬气有回收价值。本工程设置火炬气回收站将这部分火炬气回收，送至干气脱硫装置脱硫。

正常生产状况下排放的可燃性气体经可燃性排放气体管道汇集进入气柜，再经过压缩机将火炬气压力提高、冷却后送入干气管网。由于受多种因素影响，实际火炬系统排放量有很大的不确定性，增加了回收气压缩机选型的难度。根据多个因素结合工程实际经验的分析，考虑回收设施设置 3 台 1800m^3/h 液环式压缩机。

火炬气回收站主要设备包括 $2\times10^4m^3$ 气柜、液环式压缩机组（含出口分离罐、油冷器、水冷器等）、火炬气分离罐。

8.3.4.2 安全放空系统

为保证全厂生产系统在紧急事故状况时能够及时安全放空，防止高压排放装置对低压排放装置排放的干扰，同时也避免因泄放量过大使火炬气排放系统尺寸过大而造成诸多困难，全厂分别设高压、低压、低低压烃类及酸性气排放气体管网。

高压放空管道承担气分、连续重整-芳烃联合、蜡油加氢裂化、制氢和渣油加氢脱硫等装置的高压放空，在全厂停电时的最大排放量（按体积流量）为 524712nm^3/h（质量流量为 535.808t/h）；低压放空管道主要承担直馏柴油加氢精制、催化汽油加氢、汽柴油改质、航煤加氢、MTBE、常减压、轻烃回收、蜡油加氢裂化、异构化等装置和压力球罐区的放空，全厂停电时的最大排放量（按体积流量）为 149173m^{3}n/h（质量流量为 455.904t/h）；低低压放空管道主要承担催化裂化、制氢、焦化和渣油加氢脱硫等装置的低低压放空，系统停电时的最大排放量（按体积流量）为 127210m^{3}n/h（质量流量为 205t/h）；酸性气火炬承担硫磺回收装置事故工况的放空和气柜检修时超低压排放气体的放空，设含氨和不含氨两个系统，含氨酸性气最大排放量（按体积流量）为 7645m^{3}n/h（质量流量为 8.406t/h），不含氨酸性气最大排放量（按体积流量）为 29331m^{3}n/h（质量流量为 44.533t/h）。

高压、低压放空系统分别独立设置分液罐、水封罐和火炬。高压火炬筒体直径为 DN1400，低压火炬筒体直径为 DN1500，高、低火炬头直径均为 DN1300，火炬总高度为 140m。低低压放空系统设 1 套分液罐和水封罐，水封罐后并入低压火炬。

各装置在正常生产状况下排放的可燃性放空气体经排放管道进入各放空系统的火炬分液罐，经火炬分液罐分液后，在高压、低压和低低压放空总管道上各引出 1 根 DN500 管道进入水封罐，然后 1 根 DN500 管道进入气柜回收。

各装置在事故状况下排放的可燃性放空气体经排放管道进入各放空系统的火炬分液罐，经火炬分液罐分液后，沿各放空系统总管道上山冲破水封罐内的水封，进入火炬燃烧。

全厂设置一套酸性气火炬，采用燃料气掺烧和伴烧措施。含氨和不含氨酸性气放空系统分别设分液罐，在水封罐前合并共用 1 套水封罐和火炬，火炬筒体和火炬头直径均为 DN600，火炬总高为 140m。

2 套含烃高架火炬与 1 套酸性气火炬共架敷设在一座塔架上。 由于火炬筒体设在山上，水封罐靠近火炬筒体设置，分液罐设在山下的火炬气回收设施旁。每套火炬均采用高空自动（手动或自动）点火和地面（手动）爆燃点火。

8.3.5 储运系统污染源分析

储运系统“三废”污染物排放情况详见表 8.3-4。

8.3.5.1 废气

（1）储罐呼吸排放的含烃气体（G_{C-1}）

储存系统的废气排放为无组织烃类的挥发排放，主要来自于油品储罐大、小呼吸排放的烃类气体，储罐上安全阀排气、连接密封处泄漏等挥发至环境空气中的烃类气体。为了降低这部分无组织废气的排放量，各储罐根据油品的不同选用不同的罐型，并设置可燃气回收设施。

苯罐、混合二甲苯罐均采用氮封措施，同时配套油气回收设施（G_{C-4}）。

（2）装卸车排放的含烃气体

炼油工程的产品汽油、航煤、芳烃等为易挥发的轻烃，装卸过程中挥发气散逸进入环境空气中形成无组织废气排放源，本项目为了有效控制该类无组织排放，汽车、火车装卸设施均采用浸没式液下鹤管装车方式，自动化操作，并设置油气回收设施（G_{C-3}），采取上述措施后将大幅度削减含烃废气排放量，但因设备连接处密封等不可避免的仍有一定量的含烃气体排入环境空气中（G_{C-2}）。

储运系统无组织含烃废气的主要污染因子为 NMHC、苯、二甲苯等。

（3）公路运输废气排放

本项目产品出厂有公路和铁路两种形式。公路运输主要为运输物料的大型车，根据类比调查，汽车尾气排放因子确定为：NO_2 排放因子为 1.04g/辆·km；CO 排放因子为 0.18g/辆·km。

表 8.3-4　　项目储运系统“三废”排放一览表

	编号	污染源名称	排放量 m^3/h	NMCH		二甲苯		苯		甲醇		排放口参数			排放规律	排放去向
				kg/h	t/a	kg/h	t/a	kg/h	t/a	kg/h	t/a	高度（m）	直径（m）	温度（℃）		
废气及污染物	G_{C-1}	储罐大、小呼吸	/		117.32						1.39				连续	环境空气
	G_{C-2}	装卸挥发油气	/		4.2										间断	环境空气
	G_{C-3}	2000m^3/h油气回收设施			76.44		0.05		0.01			20	0.4	20	间断	环境空气
	G_{C-5}	300m^3/h油气回收设施					0.1629		0.0011			15	0.2	20	间断	环境空气
		小计	/		197.96		0.2129		0.0111		1.39					

	编号	污染源名称	废水类别	排水量 m^3/h	pH	COD		石油类		氨氮		硫化物		挥发酚		二甲苯		苯		SS		总氰化合物		排放规律	排放去向
						kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L		
废水及污染	W_{C-1}	中间油罐区脱水	含油污水	3	6.5	3.3	1100	1.2	400	0.3	100	0.05	15	0.18	60	0.06	20	0.03	10	0.72	240	0.003	1.0	间断	经预处理收集后排入污水处理系统
	W_{C-2}	成品油罐区脱水																							
	W_{C-3}	油罐清洗水																							
	W_{C-4}	铁路专用线及洗槽站																							
	W_{C-5}	罐区、栈台地面冲洗水																							

	编号	污染源名称	固废名称	排放量 t/a	主要成分和含量	排放规律	分　类		处理/处置措施
							编号	类别	
固体废物	S_{C-1}	储运系统	储罐清洗油渣	15	油渣、油泥	1次/a	HW08	废矿物油	焚烧
	S_{C-2}	油气回收系统	废活性炭	45	炭基物		HW06	有机溶剂废物	焚烧

根据估算的车流量约 19 辆/小时，计算出汽车尾气排放源强为：

NO_2：1.04g/km·h；CO：排放因子为 3.42g/km·h。

8.3.5.2 废水

储运系统产生的废水主要来自油罐脱水、油罐清洗水等含油污水，铁路装卸车栈台、汽车装卸车栈台及罐区的地面冲洗水、初期污染雨水。

（1）油罐脱水

原油脱水：原油中含有一定量的水分，原油在储罐中储存一定时间后，水分沉积在罐底，达到一定量后放出（W_{C-1}），送至厂区含油污水处理系统处理。

中间油品或成品油脱水：原油经过加工生产出的中间品或成品中常常带有微量水和水蒸气，主要来自精制水洗后带出未能脱净的水分、用作热交换介质的换热器泄漏使油带水、油品在塔内汽提经侧线流出带出的水蒸汽。上述带水随油品进入罐区后温度降低、冷凝、水分慢慢下沉、积于罐底，需定期排放（W_{C-2}、W_{C-3}），送至厂区含油污水处理系统处理。

油罐脱水中主要含有较高浓度的石油类、COD。

（2）油罐清洗水

为了保证产品质量，需对油罐、铁路油罐车进行定期清洗，清洗过程中将产生一定量的清洗水（W_{C-4}），送至厂区含油污水处理系统处理。

油罐清洗周期为：原油储罐、重整原料、汽油、柴油、航煤等储罐每年 1 次，重油储罐 2 年 1 次，苯、二甲苯、液化气等储罐 5 年 1 次。

油罐清洗水中含有的污染物主要为石油类、COD、洗涤剂等。

（3）地面冲洗水、初期雨水

铁路装卸车栈台、汽车装车栈台和罐区进行地面冲洗时产生的废水，站台和罐区降雨过程后前 15min 产生的雨水，由于可能冲刷、携带大量的地面油污，所以属于含油污水，经罐区雨水管线汇集，人工切换送至厂区含油污水处理系统处理；铁路装卸车栈台、汽车装车栈台的含油污水经站台内隔油池收集后，定期送至厂区含油污水处理系统处理。

地面冲洗水、初期雨水的主要污染物为石油类、COD、SS 等。

8.3.5.3 固体废物

铁路装卸车栈台、汽车装车栈台和罐区定期清洗站台、槽车或储罐时，沉积在罐底或附着在罐壁上的油泥被集中清理出来，经收集、沉降后，轻油组分作为污油回收，重油组分定期送至项目配套的污泥焚烧炉进行焚烧处理。

8.3.5.4 噪声

项目储运系统的噪声主要是罐区的原料泵（用 6 台备 5 台）、倒罐（调合）泵（用 62 台备 1 台），装卸站台的装车泵（用 62 台备 2 台），配套站的卸车（输送）泵（用 9 台备 1 台）、火炬放空系统的机泵和压缩机（10 台）等。

8.4 公用工程及动力站

8.4.1 给水水源

8.4.1.1 生产用水

本项目生产用水正常用水量 676.2×$10^4$$m^3$/a（805$m^3$/h），主要为全厂动力系统用水、部分生产装置用水以及循环水场补充水等。

本项目工业用水水源取自普渡河中游河段螳螂川、王家滩水库，另有张家坝水库作为备用水源。

其中螳螂川的原水经安宁草铺片区再生水厂处理后，部分作为工艺装置的生产用水、装置地面冲洗水、绿化用水等，部分经厂内设置再生水深度处理系统进一步处理，水质符合《工业循环冷却水处理设计规范》（GB50050-2007）和《中国石油炼油化工企业污水回用技术管理导则》中再生水水质标准的要求后，作为循环冷却水系统的补充水。

来自王家滩水库的原水水质符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅳ类标准，经厂内设置的净水厂处理后，水质符合《石油化工给水排水水质标准》（SH3099-2000）中生产用水水质标准的要求，作为循环冷却水系统、除盐水系统的补充水。

炼厂外的水源、处理设施、供水管线由安宁市负责建设。

8.4.1.2 生活用水

本项目生活用水正常用水量 $29.4\times10^4m^3/a$（$35m^3/h$），生活用水来自安宁工业园区净水厂，通过生活给水管网接入厂区，水质符合《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）水质标准。

8.4.2 给水系统

项目建成后，厂区给水系统设新鲜水系统、除盐水（化学水）系统、循环水系统、回用水系统和消防水系统。

8.4.2.1 新鲜水

全厂新鲜水正常连续消耗量为 $840m^3/h$，其中生产给水 $805m^3/h$，生活给水 $35.0m^3/h$。新鲜水系统配套再生水处理设施、净水厂、给水消防加压泵站。

- **再生水处理设施**

再生水处理设施位于污水处理场内，控制室、配电室等依托污水处理场。设计产水能力 $800m^3/h$，操作弹性 40%~110%，年运行 8760h。来自螳螂川的原水经过工业园区再生水厂处理后作为本系统进水。再生水处理设施的主要工艺包括：石灰软化、臭氧氧化、载体流化床（CBR）技术、气浮滤池（DAFF）。采用“混凝池+絮凝池+澄清池”一体化设施以及 “气浮滤池”一体化设施，从而减少连接管线、缩短工艺流程，以尽量减少工程造价和工程占地。

工艺流程简述：

首先来自界区外原水动力输送至原水调节罐，进行水量调节，调节罐出水自流进入臭氧接触氧化池，正常进水水质情况下不投加臭氧；在水质波动较大或超标时进行氧化处理。然后进入好氧 CBR 池进一步去除有机污染物和氨氮。CBR 池出水进入快混池、絮凝池和沉淀池进行软化处理，在快混池内投加熟石灰乳和铁盐以去除部分硬度和碱度，其反应产物具有很大的表面积，吸附能力强，可使溶解的、非溶解的有机颗粒尤其是较大分子部分得以分离，一定程度上起到去除 COD 的作用；软化产生的泥渣经泵提升进入污水处理场处理。软化出水自流进入

气浮滤池，在气浮滤池快混池内投加硫酸、PAC，经过气浮、过滤处理以进一步去除 SS、降低浊度，出水经紫外线消毒后进入产品水池，经泵送至用户。

气浮滤池反洗水采用气浮滤池产水，滤池反洗过程中产生的反洗废水进入废水储存池，再经泵提升进入石灰接触池重新处理。气浮滤池产生的浮渣进入浮渣池，经泵提升进入污水处理场处理。

➢ 净水厂

设计处理规模为 1200m^3/h。净水场主要由预处理、反应沉淀、除铁除有机物和活性碳过滤以及配套设施组成。来水进入调节水池，然后进入混合池、絮凝池、平流式沉淀池、虹吸滤池，处理后的水进入供水池经泵加压后进入给水消防加压泵站 5000m^3 钢制拱顶罐，供除盐水、循环水系统补水。

在枯水期，原水中的铁和 COD 较高，为保证出水水质，采用臭氧氧化+曝气塔+锰砂过滤的方案去除水中的铁和 COD，在臭氧接触氧化池中投加臭氧。在丰水期，原水中的铁和 COD 较低，不需要进行臭氧氧化，可直接进入曝气塔；设计污泥缓冲池两座，每座的有效容积为 80m^3，用于收集高效澄清器和混凝反应罐排出的污泥。设计污泥提升泵 2 台，用于输送污泥缓冲池中的污泥至污水处理场处理。

➢ 给水消防加压泵站

给水及高压消防泵站主要用于为厂区各工艺装置和辅助设施提供生活用水、生产用水、消防用水及消防泡沫用水。来自安宁草铺片区再生水厂的生产用水作为本项目的一般性生产用水,经厂区管道进入生产消防水池中储存, 重力流至吸水池，经生产给水泵提升后作为各生产装置和辅助设施生产用水；经消防泵提升后作为各生产装置和辅助设施的消防用水；经消防泡沫给水泵提升后作为各泡沫站的消防泡沫用水。

生活水来自安宁工业园区净水场。生活水经厂区管道进入本给水及高压消防泵站的生活水罐中储存，经生活给水泵提升后，供各工艺装置和辅助设施使用。生活水罐选用 1 座 1200m^3 立式罐，生活给水泵 2 用 1 备，每台泵的流量 100m^3/h，扬程为 60m。

生产给水系统、高压消防水系统和泡沫消防用水系统共用 2 座生产消防水池和 1 座吸水池。生产消防水池有效容积为 12000m^3，总有效容积为 24000m^3，其中包括 6 小时消防贮备水量 16000 m^3 和生产用水调节水量 8000m^3。

8.4.2.2 化学水

➢ 除盐水

根据水平衡分析，本项目投产后，正常运行状态下，全厂共需除盐水 720m^3/h，其中回收利用凝结水 557m^3/h。由于回收的 476t/h 工艺冷凝水，污染程度变化比较大，回收的保证率较低，为此化学水处理站的设计规模按 800t/h 设计。

根据原水水质情况，除盐水系统采用离子交换工艺。

各装置工艺生产所需除盐水，由化学水处理站（含凝结水处理系统）统一供给。除盐水的水质指标见表 8.4-1。

表 8.4-1　　除盐水水质指标一览表

项　　目		指标
电导率（25℃）	≤	0.2μs/cm
硬度	≈	0μmol/L
pH（25℃）		8.8～9.2
二氧化硅	≤	20μg/L

➢ 除氧水

本工程除氧水设施主要分为 4 个部分，分别为催化裂化装置、制氢装置、动力站和化学水处理站。

催化裂化装置：催化裂化装置消耗 261t/h 除氧水发生蒸汽。考虑催化裂化装置的产汽系统可能的满负荷运行状况，在催化裂化装置新设 2 台 250t/h 除氧器满足催化裂化装置制除氧水需求。

制氢装置：制氢装置新设 4 台除氧器；其中，对于 12 万 Nm^3/h 制氢装置，处理工艺凝液除氧器能力 50t/h，处理除盐水除氧器能力 140t/h；对于 5 万 Nm^3/h 制氢装置，处理工艺凝液除氧器能力 21t/h，处理除盐水除氧器能力 60t/h。

动力站：动力站消耗 143t/h 除盐水制除氧水发生蒸汽。考虑动力站规模和锅炉满负荷运行状况，在动力站新设 2 台 250t/h 除氧器满足锅炉制除氧水需求。

化学水处理站：化学水处理站的除氧水负荷为全厂各装置单元（不包括催化裂化装置、制氢装置）的除氧水消耗，为 192m^3/h。在化学水处理站新设 2 台 150t/h 除氧器。化学水处理站提供的除盐水经与全厂凝结水换热，回收凝结水中的余热后，送至除氧器，经蒸汽再热后除氧，除氧水温度为 104℃。

8.4.2.3 循环水

考虑循环水用水的不均匀性，及未可预见因素，本项目设置 3 座循环水场。

第一循环水场 49500m^3/h，分为两个系列，规模分别为 22500m^3/h 和 27000m^3/h，为各工艺生产装置和系统工程配套。

第二循环水场设计能力 1600m^3/h，为空分空压配套；

第三循环水场设计能力 11000m^3/h，为动力站配套；

循环水场采用逆流式机械通风冷却塔，钢筋混凝土结构，循环水场主要由冷却塔、冷却塔水池、冷水池、冷却水泵、旁滤系统、热水池、循环热水泵、加药系统及循环冷却水管道系统组成，可实现自动监测水质，自动加药，自动补水，自动排污。

8.4.2.4 回用水

➢ 1）凝结水回用

本着经济、合理的原则，各装置充分回收和利用全厂蒸汽冷凝水，减少补充水量，从而降低全厂新鲜水单耗，其中汽机凝结水按 100%回收，工艺凝结水回收率达到 80%。凝结水按以下两个系统分别回收：

汽机凝结水：装置内凝汽式汽轮机汽机凝结水全部回收，经化验，如合格进除氧器回用，如不合格作为除盐水的补水；

具体处理工艺为：

汽机凝结水→凝结水储罐→凝结水泵→换热器→除铁过滤器→精密过滤器→精制水箱→除氧器。

工艺凝结水：装置及系统换热或伴热所产生的有可能含油的工艺凝结水全部回收。厂区建设一座处理规模 500m^3/h 的凝结水站，工艺凝结水统一送至凝结水站，经除油、除铁及混床处理，经检测达到除盐水标准后，并入除盐水系统，作为除盐水补水。

具体处理工艺为：

工艺凝结水→除盐水换热器→循环水冷却器→ 凝结水罐 →凝结水泵→阻截除油器→ 一级除油过滤器→ 二级除油过滤器→凝结水罐→凝结水泵→ 混床 → 除盐水罐。

➢ 2）净化水回用

建设酸性水汽提装置，处理生产过程中产生的含硫污水。根据生产需求，处理后的净化水大部分回用于厂区电脱盐、加氢等装置，剩余的净化水并入厂内污水处理系统。

➢ 3）污水回用

污水处理场规模为 1000m^3/h，主要处理炼油生产废水、初期雨水、未利用的酸性水汽提净化水及生活污水等，处理达标后大部分回用于循环水场补充水。

污水回用处理工艺：含盐污水采用臭氧氧化、曝气生物滤池、生物活性碳、UF 膜处理、反渗透（RO），进一步去除 COD、BOD、悬浮物、TDS 等，使处理后水质达到回用水质要求，回用于循环水、除盐水系统补充水，产生的浓盐水外排。

➢ 4）雨水回用

设置 8500m^3 雨水收集池，通过雨水管道收集非污染区的清净雨水以及污染区的后期清净雨水，水质监测符合净水场进水水质要求时，送至净水场处理后作为除盐水站补充水。

8.4.2.5 消防水

设 1 座消防泵房，内设 4 台消防冷却水泵，3 用 1 备，3 台泡沫消防水泵，2 用 1 备；设 2 座泡沫站，内设 2 套平衡式泡沫比例混合装置，3 座 5000m^3 的消防储水罐。

储罐区消防最大水量	1812m^3/h	火灾延续时间	6h
生产辅助区消防水量	180m^3/h	火灾延续时间	2h
装置区消防用水量	1080m^3/h	火灾延续时间	3h
固定泡沫混合液用量	576m^3/h	供给时间	45min
移动泡沫混合液用量	57.6m^3/h	供给时间	30min
消防水贮存量	11250m^3（扣除火灾延续时间的补充水量后）		
泡沫液贮存量	17m^3（3%抗溶泡沫液）		
消防储罐容积	5000m^3×3		

8.4.3 排水系统

8.4.3.1 污水处理系统

项目优化调整后，厂区排水系统仍采用雨污分流、清污分流、污污分流制。生产污水分为含硫污水、含油污水，生活污水、循环水污水及清净下水等管道排放系统。

（1）含硫污水

含硫污水主要来自常减压蒸馏装置、催化裂化、连续重整、加氢精制、加氢裂化等装置，各装置排出的含硫污水通过含硫污水管网送至项目配套酸性水汽提装置进行处理，处理后的出水大部分作为常减压蒸馏、加氢等装置进行回用，其余部分排入污水处理系统进行进一步处理。

（2）含油污水

含油污水主要包括各装置的油水分离器排水、冷凝器排水、换热器及反应器的冲洗水、机泵冷却水、初期雨水、油罐切水及洗罐水等，各类含油污水经装置区隔油预处理后，通过含油污水管网送至污水处理系统进行处理。

（3）电脱盐等排放含盐污水

电脱盐排水、化学水站和循环水场排污等含盐污水经管网送至污水处理系统进行处理。

（4）生活污水

来自生产辅助设施、生产装置卫生间及办公设施的生活污水经化粪池处理后，由泵送入污水处理系统进行处理。

（5）雨水管道

设置雨水收集池 1 座，分 3 格，有效容积 85000m^3。非污染区的清净雨水以及污染区的后期清净雨水，通过雨水管道收集后，重力排放到雨水收集池，水质监测符合净水场进水水质要求时送至净水场处理后作为除盐水站补充水。若不合格，送再生水处理设施或污水处理场经处理后回用；雨水收集池充满后剩余的雨水则通过溢流管线重力流排出厂区，经厂外雨水排放管道排入附近的九龙河经柳树村、青龙哨进入螳螂川。

（8）事故排水

设置事故水池 1 座，钢筋混凝土结构，有效容积 25000m^3。当发生一般事故时，事故排水主要通过装置区或罐区的围堰收集，通过污染雨水排水系统进入污染雨水收集池，然后由泵提升后送污水处理场处理；当发生较大事故时，产生大量的事故排水，这些排水经污染雨水收集池收集后，剩余部分的事故排水则通过雨水管道进入事故水池，然后由泵提升后送污水处理场处理。

8.4.3.2 厂外污水排放系统

处理合格污水经加压，从小河口村附近排入螳螂川，厂址到螳螂川直线距离 9km，污水管线沿地形敷设长度约 13.1km。

污水自厂内排出后，通过 DN1000 钢筋混凝土管自流输送至权甫西北 8.1km 的青龙哨附近，再经 4 座泵站加压后通过 DN500 螺旋缝焊接钢管输送 5km 将废水集中排放至小河口附近的螳螂川干流内。

8.4.3.3 污泥及恶臭处理系统

1、湿污泥储运系统

来自污水处理场的污泥经过离心机的机械脱水作用，进到污泥仓储部分，经过螺旋分料器进入污泥输送泵，进而输送至污泥干化器、回转窑或直接装车外运。

2、干化系统

污泥的干燥是基于涡轮技术。污泥通过单螺杆泵到达卧式圆柱体涡轮干燥器，在设备内很强的涡流作用下，紧贴着圆柱形的内壁，连续地移动和很好地混合。这种薄层可以获得很高的换热效率和热利用效率。干燥的污泥离开涡轮干燥器，与水蒸气一起进入分离段。在旋风分离器内固形物和气体因密度差别而被分离，干燥的产品收集在底部落入干污泥冷却输送机，而气体从顶部离开，进入立式文丘里除尘器。

3、焚烧系统

干化后污泥最终输送进回转窑中进行焚烧。其中，在焚烧炉紧急情况下，污泥输送机的出泥装袋外运。当干化段检修时，湿污泥直接输送到回转窑中进行焚烧。

污泥通过上料机由高的一端进入窑内，依靠窑筒体的斜度及窑的转动在窑内向后运动。物料借助窑的转动来促进料在旋窑内搅拌混合，使物料在燃烧的过程中与助燃空气充分接触，完成干燥、燃烧、燃烬的全过程，最后由尾部将燃烬的渣排出。炉膛温度控制在 850℃以上；高温下有毒物体分解，同时抑制 NOx 的生成。结构布置采用多点旋转供风，使空气与污泥接触更充分，燃烧更加完全。

污泥在 850℃以上的环境下停留 1.5-2.0 小时，确保灼减率<5%。

焚烧后的炉渣由窑尾排出，落入出渣机内，炉渣经冷却降温后由出渣机带出，外运填埋；焚烧产生的烟气，由窑体尾部进入二燃室，对回转窑内未燃烬的有害物质作进一步分解。二燃室采用立式炉。回转窑产生的可燃气体和水蒸汽抽送到内嵌耐火材料的二燃室，被进一步焚烧和分解。二燃室的尺寸能保证烟气在 1100℃以上温度下 2 秒钟的滞留时间。废物焚烧产生的 1100℃的高温烟气进入余热锅炉，利用烟气中的余热加热除氧水，烟气出口温度 600℃左右，同时产生 1.0MPa 的饱和蒸汽，送入分气缸供干化、除氧、烟气再热、蒸汽伴热系统、锅炉吹灰器等生产环节使用。

离开余热锅炉的 600℃烟气由烟气处理系统进行处理，烟气首先进入急冷塔，烟气温度由 600℃急冷至 200℃，烟气中一些比较重的烟气中携带的固体颗粒从烟

气中分离出来经集灰斗底部的手动翻转阀排出，剩余部分则继续随着烟气流经排烟道直接进入到布袋除尘器。在布袋除尘器前管路上注入活性炭及消石灰，然后烟气携带着活性炭及消石灰进入用于颗粒物收集的布袋除尘器进行汞、金属、二噁英等吸附及除酸。

经布袋除尘器处理后烟气进入湿式洗涤塔进行脱酸洗涤。除酸后烟气进入烟气再热器与余热锅炉的蒸汽进行换热，提升烟气温度，避免羽烟生成。烟气由引风机引入烟囱高空排放。

经上述处理系统处理后，排放的烟气满足《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）的要求。

焚烧残渣送昆明危险废物处理处置中心处置。

污水处理场是恶臭的重要产生源，为了防止污水处理设施及构筑物产生臭气对周围环境空气造成污染，均进行加盖封闭或设置在室内，集中收集恶臭气体和高浓度有机气体，分别采用生物过滤除臭和催化燃烧法进行处理，最终完成无害化处理，达标排入大气。

8.4.4 供热系统

全厂设 3.5MPa 蒸汽系统和 1.0MPa 蒸汽系统，局部设 0.4MPa 蒸汽系统。

根据全厂蒸汽负荷表 8.4-2 以及全厂蒸汽平衡图 8.4-1 可知，工程建成后，全厂装置消耗蒸汽为 1225t/h，全厂生产装置余热产蒸汽合计 1104t/h，全厂需要动力站提供蒸汽 121t/h，其中需 3.5MPa 蒸汽 51.1t/h，需 1.0MPa 蒸汽 69.9t/h。

根据全厂蒸汽平衡，工程建成后全厂共需动力站提供蒸汽 121t/h。动力站拟建 3 台 220t/h 高压燃煤锅炉，2 台 CC25-8.83/4.02/1.27 双抽汽轮发电机组。正常运行时，锅炉 2 台运行，1 台备用，每台锅炉在 75%额定负荷范围内运行。

8.4.5 供电系统

本工程正常用电负荷 138975kW，年用电量 9.58×10^{8}kW•h, 最大用电负荷（开工负荷、备机工况）为 161619kW。用电负荷中压 10kV 占 60%以上，且以大中型电动机为主，一、二级负荷占 80%以上，保安负荷 3000kW。

表 8.4-2 全厂蒸汽负荷表

序号	装置名称	蒸汽负荷(t/h)														
		3.5MPa					1.0MPa						0.4MPa			
		汽包产汽	凝汽机用汽	背压机用汽	装置注汽	加热用汽	汽包产汽	凝汽机用汽	背压机产汽	背压机用汽	装置注汽	加热用汽	汽包产汽	背压机产汽	装置注汽	加热用汽
1	常减压蒸馏装置					42	-10				12.8		-23		13	
2	渣油加氢脱硫装置		42		4.3							2.9	-56.3		8.6	
3	蜡油加氢裂化装置			56			-18.5				19.2	2		-56		
4	重油催化裂化装置	-273		115					-115		53.5	19				
5	延迟焦化装置			26.3	2.8		-6.8		-26.3		2	1.5				
6	汽柴油加氢改质装置			30	2.5				-30							
7	直柴加氢精制装置			32	5				-32							
8	航煤加氢装置															
9	催化汽油加氢醚化装置											16				
10	气体分馏装置															
11	MTBE											9.7				
12	连续重整-芳烃联合装置	-75	51.5	108.9		46.7	-12.2					31.1	-17.2	-108.9		
13	异构化装置											19.1				47.1
14	双脱装置															
15	制氢联合装置(含 PSA)	-99													15.6	2.2
16	硫磺回收联合装置	-106.9				20					3.5	22.5	-37.9			225.2
17	油品储运											30				
18	给排水设施											2				
19	化验															
20	辅助生产设施											36.5				
21	其它											5				
22	负荷小计	-553.9	93.5	368.2	14.6	108.7	-47.5	0	-203.3	0	91	197.3	-134.4	-164.9	37.2	274.5
23	管网损失					20						8				12
24	分项小计	-553.9	93.5	368.2	14.6	128.7	-47.5	0	-203.3	0	91	205.3	-134.4	-164.9	37.2	286.5
25	合计	51.1					45.5						24.4			
26	需供汽量	121														

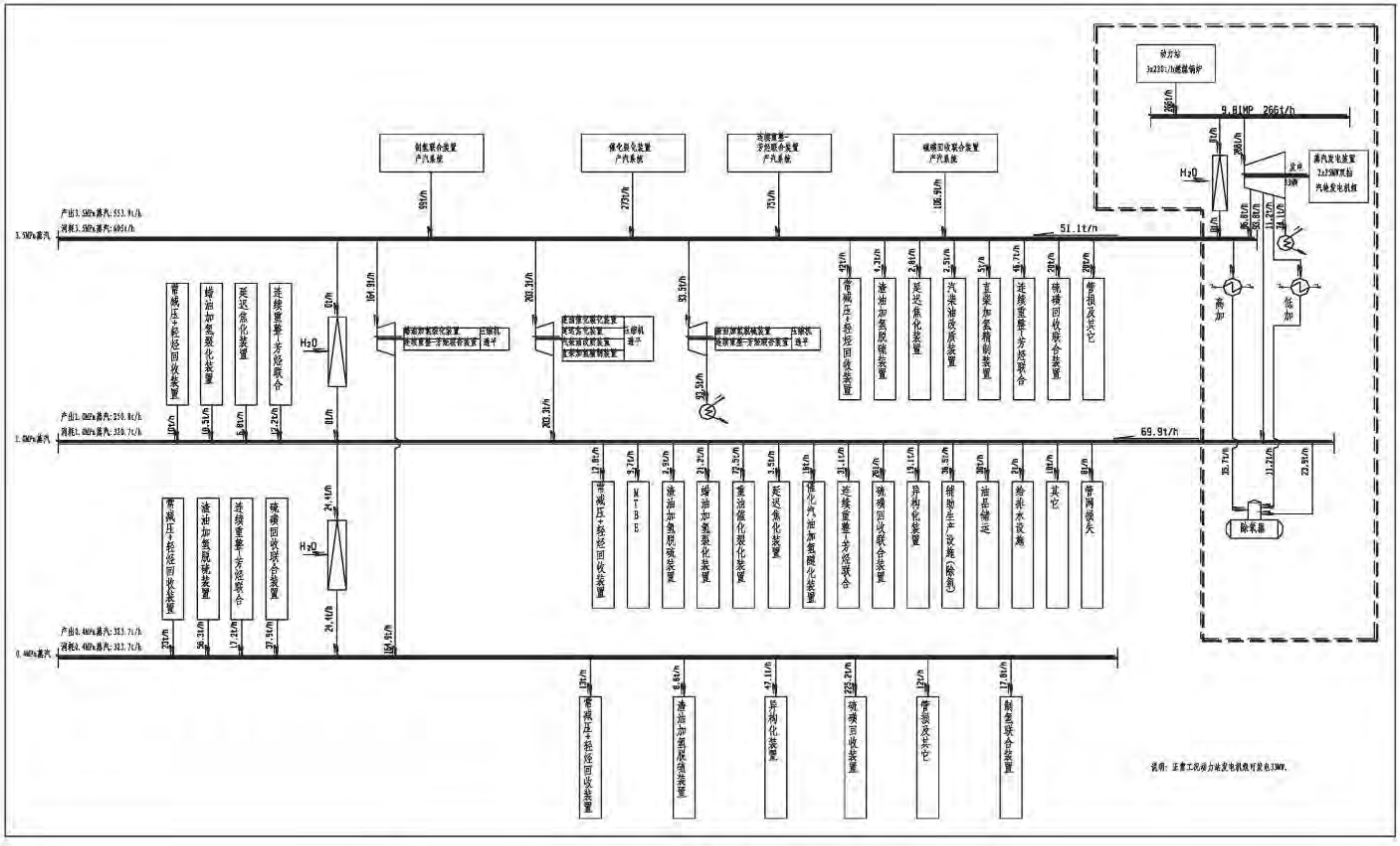


图 8.4-1 全厂蒸汽平衡图

8.4.5.1 外供电源

本项目的电源从500kV草铺扩变电站和500kV草铺变电站各引出1回220kV线路，线路长度3.5km。

两回220kV专用架空线路采用分塔（单塔单回）架设送至本工程220kV总变电所，均为专用电源线路。

220kV外电线路4.3km由安宁市政府出资建设至本项目总变，不属于本项目的建设内容。

8.4.5.2 厂内供配电系统

全厂供电系统由1座220kV/35kV总变电站、9座35kV变电所和16座10kV/0.4kV变电所组成。

厂区供电电压采用35kV；配电电压为10kV和0.38kV。

各35kV变配电所由两路或几路电源供电，分别引自总变电所不同主变压器的35kV母线段。

工厂供、配电线路均采用电缆线路，电缆线路采用电缆桥架敷设为主。

有特殊供电要求的负荷由应急电源系统供电，分别在需要应急电源的生产装置变配电所内设置应急电源系统，应急电源（保安电源）采用快速起动的柴油发电机组。不允许中断供电的有特殊供电要求的交流负荷，采用UPS供电。直流负荷由直流蓄电池不中断电源装置供电。

8.4.6 供风系统

8.4.6.1 空压站

本项目建成后，全厂净化压缩空气负荷为：302.2Nm^3/min，非净化压缩空气负荷为：170.7Nm^3/min，总压缩空气负荷为：472.9Nm^3/min。

为满足全厂各生产装置（单元）所需净化压缩空气和非净化压缩空气的要求，设置压缩空气站一座。根据全厂压缩空气负荷情况，选用3台300Nm^3/min离心式空气压缩机，正常情况下两用一备，空气压缩机出口压力为0.8MPa。根据全厂净化压缩空气负荷的情况，选用2套300Nm^3/min微热再生干燥器；1用1备。

为保证全厂事故用净化压缩空气要求，设 400 m^3 压缩空气储罐一个，空气增压机一台，球罐储存压力为 4.0MPa，可供全厂仪表用气 30min。

8.4.6.2 氮气站

本项目建成后，全厂氮气连续负荷为 4727Nm^3/h，最大负荷为 10697Nm^3/h。根据全厂氮气负荷，设置氮气站一座，采用深冷制氮工艺。制氮能力 12000 Nm^3/h，满足装置正常生产及开停工的用氮需求。

8.4.7 消防

（1）消防依托

安宁市消防支队距厂区 10km，配置消防车 5 台，可以作为本项目的消防协作力量。

（2）厂区消防站设置

根据炼厂的规模，为满足消防需要，建消防站 1 座。消防站内设完善的通讯、报警指挥系统，以及其他辅助设施和生活设施。消防站配置大型通信指挥消防车、中型和重型泡沫消防车、干粉消防车、举高喷射消防车、云梯消防车、抢险救援消防车、供气消防车、气防救护车、气瓶输送车等 17 辆。

为使消防车接到火警 5 分钟赶到着火现场，消防车库与消防队员宿舍合建。训练场内设置训练塔等设施。

（3）消防泵站及管网

设 1 座消防泵房，内设 4 台消防冷却水泵，3 用 1 备，3 台泡沫消防水泵，2 用 1 备；设 2 座泡沫站，内设 2 套平衡式泡沫比例混合装置，3 座 5000m^3 的消防储水罐。

全厂消防管网为独立常高压管网系统，平时由稳压泵稳压，经常保持管网压力为 0.8MPa。消防水管网为环状网，每隔 60m 设置消火栓，主要装置区设置固定式水炮，在油罐区设置固定式消防冷却水系统及泡沫灭火系统，在液化烃罐区设置固定式水喷雾灭火系统和固定式水炮灭火系统。

（4）消防自控

在罐区设火灾自动报警系统和手动报警系统。在每座球罐上设置感温电缆，当温度达到 85℃时自动报警；在罐区四周设置手动报警按钮，一旦发现火灾人工报警。报警信号同时传送到中心控制室和消防泵房值班室内的报警器，进行声光报警显示。

当火灾发生，系统管网压力由 0.80MPa 下降到 0.60MPa 时，连锁启动消防泵。在中心控制室及消防泵房设置启动按钮，也可手动启动消防泵。在启动消防泵的同时，联锁停稳压泵。启泵按逻辑程序首先启动消防泵，然后顺序打开相关的阀门，对着火罐和临近进行冷却保护。

在球罐区消防控制阀门采用雨淋阀，其他罐区及装置区采用电动蝶阀。

其它的生产辅助区的建筑物按现行《建筑灭火器配置设计规范》的要求配置一定的数量的小型便携式灭火器。

8.4.8 动力站

8.4.8.1 工程概况

根据全厂蒸汽平衡，项目优化调整后，全厂共需动力站提供蒸汽 121t/h。

动力站仍采用三炉两机配置，拟建 3 台 220t/h 高压燃煤锅炉，2 台双抽汽轮发电机组（CC25-8.83/4.3/1.4），配套发电机组 2×25MW。正常运行时，锅炉两开一备。锅炉共产 9.81MPa 蒸汽 266t/h，汽轮发电机组抽 3.5MPa 蒸汽 86.8t/h（动力站自用 35.7t/h，外供 51.1t/h），抽 1.0MPa 蒸汽 93.8t/h（动力站自用 24.3t/h，外供 69.5t/h），发电 33MW（耗蒸汽 85.4t/h）。

动力站的热电比为 3.22，总热效率 56%，符合《热电联产项目可行性研究技术规定》（国家计委、国家经贸委、建设部，计基础［2001］26 号）中相关规定。

动力站建设工程内容见表 8.4-3。

8.4.8.2 设备概况

锅炉拟选定循环流化床锅炉，额定蒸发量为 3×220t/h，正常运行方式为两开一备。动力站所选用的双抽汽轮发电机组（CC25-8.83/4.02/1.27，额定功率 25MW），属于高温高压机组，不在《热电联产和煤矸石综合利用发电项目建设管理暂行规定》（国家发展改革委、建设部，发改能源[2007]141 号文）关于“限制新

建并逐步淘汰次高压参数及以下燃煤（油）抽凝机组”范围之内，且符合“第十二条 在已有热电厂的供热范围内，原则上不重复规划建设企业自备热电厂。除大型石化、化工、钢铁和造纸等企业外，限制为单一企业服务的热电联产项目建设”。

表 8.4-3　　动力站工程建设内容

项目			建设内容
主体工程	锅炉	种类	XG220-9.81/540 循环流化床锅炉，3 台，额定蒸发量 220t/h
		蒸汽量	2×220t/h，效率 88%，锅炉两开一备
	汽轮机		CC25-8.83/4.3/1.4 高压双抽凝汽式汽轮机，2 台，额定功率 25MW
	发电机		QF-25-2，2 台，额定功率 25MW
辅助设施	燃料系统	燃煤输送系统	燃煤由云南东源煤业集团有限公司等供给，由铁路及公路运输送进厂区。石油焦由延迟焦化装置供给。
		燃煤贮仓	每台锅炉设置 1 座原煤仓，煤仓的有效容积满足 10～12h 的耗煤量。
		石灰石储仓	石灰石粉储仓 1 座，容积为 600m^3，可贮存石灰石粉约 80h 用量；石灰石仓 1 座，容积为 100m^3，可贮存石灰石约 110h 用量。
	烟囱		3 台炉合用 1 座，钢筋混凝土结构，180m 高，出口内径 4.8m。
	除尘		布袋除尘器，除尘效率 99.8%。
	脱硫系统		循环流化床锅炉炉内掺烧石灰石脱硫效率 70%，炉外烟气采用氨法脱硫，脱硫效率 95%，综合脱硫效率 98%。
	NOx 控制措施		采用循环流化床锅炉低温燃烧方式，低氮燃烧火嘴，并用选择性非催化还原（SNCR）+选择性催化还原法(SCR)进行脱硝，脱硝效率 70%。
	临时贮渣系统	灰库	灰库 1 座，容积 1000m^3，可贮存飞灰约 40h，仓顶层设布袋排气过滤器。
		渣库	渣仓 1 座，容积 600m^3，正常储存约 35h。
	循环水场		11000m^3/h
	除盐水站		3×240 t/h
	烟气在线监测系统		SO_2、NO_X、烟尘
	煤尘污染防治设施		在筒仓、转运站布设有除尘装置，同时在输煤栈桥、转运站、筒仓等易扬尘处均设置水力清扫设施以消除煤尘，防止煤尘的二次污染。
	噪声治理		按有关规程、规定控制设备噪声。尽量选用低噪声设备，对高噪声设备根据实际情况采取基础减振、安装隔声罩，对锅炉安全阀排汽装消声器等措施；合理布局。

动力站主厂房按汽机房、除氧框架、锅炉三列式顺序布置。汽轮发电机组采用室内布置，锅炉采用半露天布置，炉前操作区室内布置。

汽轮发电机并排布置，汽机平台采用岛式布置，两机之间留检修空间。发电机基础为三层布置，中间层布置空冷器。汽轮机的其余辅助设备，如凝结水泵、冷油器、主油箱、胶球清洗装置等均布置在 0.00m 层。

除氧框架 8m 运转层以下布置电气及热控有关设备，设有机、炉、电集中控制，除氧器露天布置于除氧框架屋顶。

8.4.8.3 工艺流程简述

（1）动力站总工艺流程

除盐水经加热除氧后由锅炉给水泵升压经省煤器送入锅炉汽包；燃料煤被送入炉膛后，经空气预热器预热后的空气经风管、燃烧器吹入炉膛，石灰石粉按与燃料煤的 Ca/S=2:1 的掺加比例在炉内掺烧，燃料煤与热空气在炉内混合燃烧产生高温烟气；炉膛水冷壁管内的水吸收高温烟气的热量形成蒸汽/水混合物，在重力差的作用下上升到锅炉汽包，汽包内的汽水分离装置将蒸汽和水分离出来，蒸汽由汽包顶部的引出管送至过热器产生过热蒸汽；汽包内的水由汽包底部的下降管引出（位于炉外，不受热），送至炉下部与水冷壁相连的分配集箱进入炉膛，水冷壁与下降管就形成了汽水自然循环。

过热器产生的过热蒸汽进入蒸汽总管并送至汽轮机，高温高压蒸汽经过汽轮机做功后将热能转换为动能，带动发电机做功发电；在高温高压蒸汽经过汽轮机过程中，做功后的部分蒸汽被抽出供下一级小透平和装置用汽，最大限度的利用蒸汽热能，使能量实现阶梯利用的。余下的蒸汽经高、中、低压缸后排入凝汽器，蒸汽在凝汽器被冷凝成水，冷凝水由凝结水泵升压，经过各级低加、除氧器、给水泵、高加后送入锅炉汽包循环使用。

燃尽后的灰和一些未燃尽的物料将被烟气带出炉膛，经旋风分离器，分离出的物料经返料装置返回炉膛流化床区，再次参与炉内燃烧过程，分离后的烟气经过脱硝、布袋除尘器除尘、炉外脱硫后，由引风机送入高烟囱排至大气。

动力站总工艺流程详见图 8.4-2。

（2）脱硝工艺流程

NO_X 是燃煤与空气在高温燃烧时产生的，主要包括 NO 和 NO_2，其中 NO 占 95%，NO_2 占 5%。氮氧化物的生成量与燃烧方式，特别是燃烧温度和过量空气系数等燃烧条件有关，其主要生成途径有：热力型 NOx、快速型 NOx 和燃料型 NOx。本工程采用循环流化床锅炉低氮燃烧，使 NO_X 的产生浓度限制在 220mg/Nm^3 以下，并配套建设烟气脱硝系统。

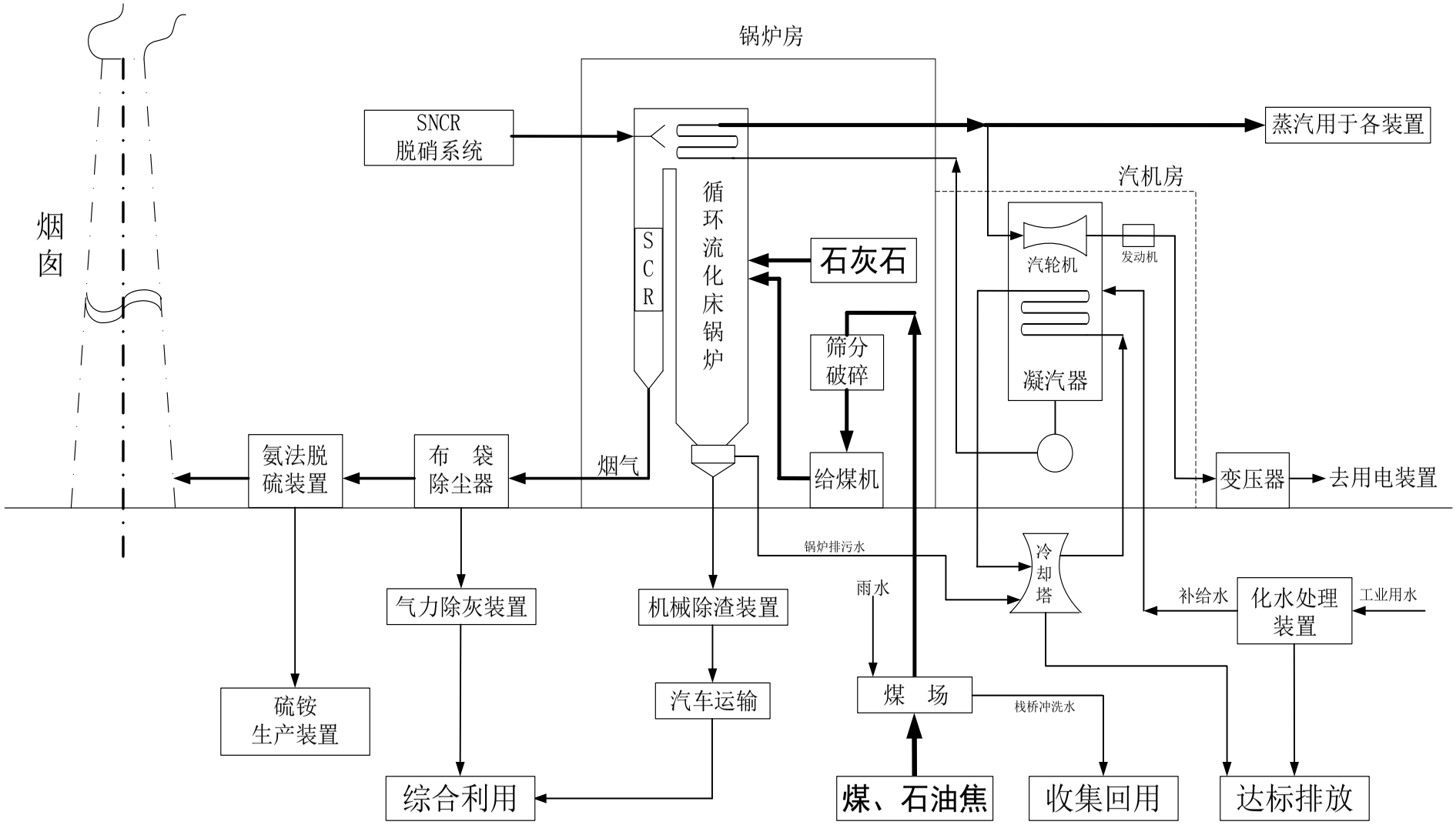


图 8.4-2　　动力站工艺流程图

本项目锅炉烟气采取选择性非催化还原法（SNCR）+选择性催化还原法（SCR）脱硝工艺，脱硝效率按不低于 70%设计。

1）脱硝工艺原理

①选择性非催化还原（SNCR）脱除 NOx 技术是把含有 NHx 基的还原剂喷入炉膛温度为 850~1150℃的区域，该还原剂迅速热分解成 NH_3 和其它副产物，随后 NH_3 与烟气中的 NOx 进行反应生成 N_2 和水。

主要的化学反应方程式如下：

$$4NH_3 + 4NO + O_2 \rightarrow 4N_2 + 6H_2O \qquad （NH_3 为还原剂）$$

该技术以炉膛为反应器，一般脱硝效率为 30%～80%，受锅炉结构尺寸影响很大。

②选择性催化还原（SCR）工艺是向锅炉烟气中喷入氨气(NH_3)作为还原剂，使用氧化钛、氧化铁、沸石、活性碳等催化剂，在 300～400℃较低的工作温度下，将 NO_x 还原为无害的 N_2 和 H_2O。

主要的化学方程式如下：

$$4NO＋4NH_3＋O_2＝4N_2＋6H_2O$$

$$2NO_2＋4NH_3＋O_2＝3N_2＋6H_2O$$

上述反应中第一反应是主要的，因为烟气中 95%的 NO_x 是以 NO 的形式出现的，在没有催化剂的条件下，这个反应只是在比较狭窄的温度下进行，通过选用合适的催化剂，降低了反应温度，可以扩展到适合使用的温度范围内。

2）脱硝副产物

采用 SNCR+SCR 工艺，主要的脱硝产物是氮气和水，是空气的天然组分，随烟气一同排入大气。由于脱硝过程氨气反应不完全，会有少量的氨气泄漏到反应器。通过合理的反应器设计和催化剂选型，反应器后的氨气浓度通常小于 3PPm。并且锅炉空预器等设备也采取了相关措施，因此氨气对后续系统和设备影响不大。而且这部分氨不会泄漏到空气中，在后续的脱硫反应中全部被吸收，最终进入脱硫废水处理系统。

3）脱硝废催化剂

工程所需脱硝催化剂体积 165m^3，催化剂的使用期限约 3 年，平均每隔 3 年要更新部分催化剂，废催化剂 165m^3/3a 返回给催化剂供货厂家，由催化剂厂家

负责回收处理。

（3）脱硫工艺流程

包括三个工序：脱硫工序、硫铵工序、氨水工序。

➢ **1、 脱硫工序**

脱硫工序包含烟气洗涤降温与硫铵液浓缩结晶、SO_2 的吸收、氨雾的脱除、吸收液的氧化、事故保护等五个工艺过程。

（1）烟气洗涤降温与硫铵液浓缩结晶

锅炉热烟气由锅炉引风机送入脱硫塔洗涤段，与上部向下喷淋的硫铵溶液逆流接触，烟气因绝热蒸发而冷却。通过硫铵液喷淋洗涤，烟气的热量使硫铵液中部分水分蒸发而浓缩，当硫酸铵溶液浓缩达到设定结晶指标后产出含硫酸铵晶体的晶浆，通过泵送往硫铵工序。

烟气经洗涤段洗涤，温度由～135℃降温至约～48℃后进入脱硫塔吸收段。

（2）SO_2 的吸收

在吸收段，含 SO_2 的烟气自下而上穿过两段逆流吸收，烟气中的大部分 SO_2 被脱除，其 SO_2 脱出率不小于 96%。脱除 SO_2 后的烟气通过塔体上部**水洗、除雾**净化后，由塔顶侧排至锅炉砼烟囱达标排放。

两段吸收液吸收 SO_2 后混合自流进入氧化循环槽下部，大部分吸收液再经吸收泵加压后送入吸收段，继续循环喷淋逆流吸收 SO_2；另一部分吸收液进入氧化段。随着吸收过程的进行，吸收液成分不断发生改变，使吸收能力降低，为保持吸收效率，须不断补充新的脱硫剂——氨水，使吸收剂得到再生。脱硫剂——氨水由 pH 计检测调控加入。

（3）氨雾的脱出

本设计方案采取强化出塔烟气的除氨雾和雾滴措施，在硫塔上部配置**水洗除雾段和高效除雾器**，确保出口游离 NH_3 排放浓度≤8mg/Nm^3，烟气雾滴浓度≤75mg/Nm^3。通过强化出塔烟气的氨雾和雾滴捕集，不仅能够大幅度降低系统氨耗、提高氨利用率、节约运行成本，同时降低出口烟气雾滴浓度，避免脱硫湿烟气液滴对周围装置的腐蚀。

（4）吸收液的氧化

在氧化循环槽的氧化段内设置曝气装置，通入氧化空气，吸收液中的亚硫酸铵经曝气被氧化为硫酸铵，亚盐氧化率可在 98.5%以上。该氧化技术属云南亚太环境工程设计研究有限公司专利技术**(专利号：ZL200710066359.9)**，在国内处于领先水平。

氧化后的硫酸铵溶液从氧化段上部溢流进入脱硫塔浓缩段。

（5）事故保护

为保证脱硫装置和锅炉主体装置的正常运行，本方案采取如下事故保护措施：

a、为了使脱硫装置和其它锅炉的正常运行，本脱硫装置按 3 炉 2 塔进行设计，正常时一开一备。当 1 塔脱硫装置发生故障时，可切换烟道挡板门并投运备用脱硫塔装置，同时关闭发生故障的脱硫装置。三台锅炉烟气相对独立，当一台或二台锅炉检修时只需关闭该锅炉引风机出口烟道上的烟道挡板门，不会影响其它锅炉正常运行。

b、为了避免高温烟气对脱硫装置造成损害，本工艺在氨法脱硫塔烟气进口过渡段设置了事故保护装置—水自动喷淋降温系统。当突然停电或洗涤泵发生故障导致洗涤段温度过高时，水自动喷淋降温系统将自动喷淋降温并报警，水自动喷淋降温系统至少可维持失电后半小时的烟气降温。

c、为了避免锅炉在点火期间产生的油污和除尘器故障状态下产生的灰尘，影响脱硫装置的硫铵产品和结晶，本装置在工艺上设置过滤系统，可有效除去点火期间产生的油污和除尘器故障状态下产生的灰尘。

- 脱硫生产工艺流程见附后“脱硫工序工艺流程图”。

➢ 2、硫铵工序

硫铵工序包含硫铵晶浆分离、干燥与包装、硫铵粉尘捕集和废液回收等三个工艺过程。

（1）硫铵晶浆分离

来自脱硫工序的硫铵晶浆，通过晶浆泵送至进入旋流器，硫铵晶浆通过旋流器进行固液分离，硫铵晶浆从含固量约 5%～10%提升到含固量 30%~50%，自旋流器出来的硫铵晶浆进入离心机离心分离，分离出的硫铵结晶颗粒经螺旋输送机

送入干燥设备。旋流器清液和离心清液汇总返回氨法脱硫塔洗涤浓缩段循环结晶。

（2）干燥与包装

离心机分离出的硫铵结晶颗粒经螺旋输送机送入干燥设备——振动流化床干燥机组。在干燥机组中，含水率约 3~5%的固体硫铵晶粒，由送风机送入经空气加热器加热的热风干燥，得到含水率≤1%的固体硫铵成品。硫铵成品风冷后进入硫铵储斗，经定量包装机计量、装袋、封口后入库待售。

在烟尘浓度≤50mg/Nm^3（干态）工况下，固体硫铵化肥质量可达到《硫酸铵》GB535—1995 合格品标准。

（3）硫铵粉尘和废液回收

硫铵干燥过程中夹带粉尘的干燥空气在引风机的作用下，经旋风除尘器除去颗粒粉尘后尾气送脱硫塔与净化烟气一起达标排放。旋风除尘器捕集粉尘送入硫铵储斗回收，确保硫铵系统无废气、污水外排。

- **3、氨水工序**

氨水工序包含氨水制备、氨水储存和氨水输送等三个工艺过程。

本方案采用在生产实践中应用数年的成熟氨水制备流程。设备设置一台氨稀释器、二台氨水槽和二台氨水泵。

（1）氨水制备

氨水制备过程是用脱盐水稀释进入氨稀释器的液氨，采用分析氨水浓度指标控制进入氨稀释器的脱盐水流量，达到指标后的氨水（浓度按 20%计）进入氨水槽即可。制备氨水过程中氨稀释释放的溶解热，采用循环冷却水换热冷却的办法来解决。氨水浓度可根据脱硫实际生产需要进行灵活调整，氨稀释器处理能力为 3t/h。

（2）氨水储存

氨水槽设置两台，每台氨水槽储存容积为 307m^3（氨水浓度 20%）。

氨水槽放空口管路上设置能有效防止氨气外逸装置，以消除外逸氨可能产生的安全隐患，同时也是降低系统氨耗的措施之一。

（3）氨水输送

配制好的氨水（浓度按 20%计）通过氨水泵送至脱硫工序。

8.4.8.4 燃料及水消耗

（1）燃料结构

石油焦作为延迟焦化的一种副产品，最终去向之一为作动力站循环流化床锅炉的掺烧燃料，故动力站的燃烧结构发生变化，由燃煤优化调整为燃煤掺烧石油焦。

循环流化床锅炉还具有高的燃烧效率、可以燃用劣质燃料、锅炉负荷调节性好、灰渣易于综合利用等优点。从上世纪 90 年代国内第一座燃石油焦的动力站项目——镇海炼化第二热电站工程开始，至今已有 30 多座炼油项目配套的动力站掺烧或者全烧石油焦，经过 10 多年的摸索和经验积累，在石油焦的储存、输送、燃烧控制、烟气处理、辅机配套等方面都有比较成功的经验。

石油焦和煤运进料场后分别存放、储运、破碎，最后通过不同的给料机送入循环流化床锅炉炉膛，即采用炉膛混配方案。

（2）燃料性质

根据项目建设单位与云南东源煤业集团有限公司签订的煤炭供需协议，动力站的燃料煤由云南东源煤业集团有限公司供给。本次环评中计算煤质选用云南东源煤业集团有限公司提供的煤质检验报告，具体的煤炭性质见表 8.4-4。

表 8.4-4　　燃煤煤质分析一览表

序号	项　　目	符号	单位	设计煤种	校核煤种
1	收到基低位热值	Qnet.ar	kJ/kg	21259	20910
2	干燥无灰基挥发分	Vdaf	%	12.53	11.38
3	收到基灰分	Aar	%	25.45	36.20
4	收到基碳	Car	%	56.28	55.80
5	收到基硫	Sar	%	1.40	1.37
6	收到基氧	Oar	%	1.78	1.38
7	收到基氢	Har	%	2.50	2.32
8	全水分	Mar	%	8.60	0.96

石油焦来自于延迟焦化装置。石油焦的性质见表 8.4-5。

表 8.4-5　　石油焦性质一览表

序号	名称	符号	单位	预计值
1	空气干燥基	Mad	%	1.38
2	挥发份	Vad	%	9.5
3	低位发热量	Qnet,v	MJ/kg	32.0
4	收到基水分	Mar	%	5.0
5	可磨性指数			67
6	干燥基碳	C	%	87.188
7	干燥基氢	H	%	3.40
8	干燥基氧	O	%	1.70
9	干燥基氮	N	%	0.84
10	干燥基硫	S	%	6.472
11	干燥基灰分	A	%	0.40

由于石油焦含硫量高，因此为了降低锅炉的磨损及腐蚀，锅炉燃料采用石油焦和煤的混合燃料，按照 60%煤和 40%石油焦设计。核算可知，动力站的燃料用量为：煤 20.98×10^4t/a，石油焦 13.99×10^4t/a。

（3）供水水源

动力站用水主要有循环冷却水、锅炉补给水处理系统（除盐水站）、锅炉排污降温、煤水处理系统用水、脱硫系统用水以及地面冲洗用水等。循环冷却水主要供给发电机组、空压站以及机泵冷却用水，由循环水场供给，循环水场补充水及锅炉排污降温水，一部分来自新鲜水管网（螳螂川再生水和王家滩水库），一部分来自污水处理后的回用水；锅炉补给水、脱硝用水由除盐水站供给；输煤系统用水、脱硫脱硝系统用水、地面冲洗水由污水处理站处理回用水供给。

8.4.8.4 废气的产生及排放

- **废气排放计算方法**

动力站新建 3 台（两开一备）220t/h 循环流化床锅炉，废气主要是锅炉烟气，排放的主要污染物为烟尘和 SO_2、NO_x。

本项目锅炉烟气采用布袋除尘器除尘，除尘效率 99.8%；采取 SNCR+SCR 脱硝工艺，脱硝效率 70%；炉内石灰石脱硫率 70%+炉外氨法脱硫 95%，综合脱硫效率 98.4%。

结合动力站锅炉燃煤情况、烟气净化效果，经计算求得锅炉运行时，废气污染物产生及排放情况，详见表 8.4-6。

表 8.4-6　　动力站锅炉废气污染物产生及排放情况一览表

烟气量 $10^4Nm^3/h$	污染物	产生值		脱硝效率	除尘效率	脱硫效率	排放值		排放标准限值		烟囱高度内径
		产生浓度 mg/Nm^3	产生量 kg/h				排放浓度 mg/Nm^3	排放量 kg/h	排放浓度 mg/Nm^3	最高排放速率 kg/h	
40.86	SO_2	6100	2492.6	脱硝效率为 70%	综合除尘效率为 99.8%。	炉内脱硫率 70%+炉外氨法脱硫 95%，综合脱硫效率 98.5%。	91.5	37.4	100	4078	180m 内径 4.8m 烟温 46℃
	烟尘	10816	4419.3				20	8.17	30	—	
	NOx	220	89.9				66	26.97	100	—	
	氨						10	4.09			

注：允许排放标准为《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）限值。

由表中可见，拟建动力站锅炉 SO_2、烟尘、NOx 排放均满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中规定的限值要求。

8.4.8.6 固体废物产生及处置方式

（1）灰渣处置系统

除灰系统：设置布袋除尘器，每台炉配置一套浓相气力输灰系统，飞灰经布袋除尘器收集后在其灰斗内经气力输送系统送至灰库。

除渣系统：每台炉下安装两台冷渣机，将炉膛落下的底渣由 800～850℃冷却到<100℃，冷却后的底渣由渣输送机送至斗式提升机，再由斗式提升机提升进入渣仓。

（2）灰渣的产生及处置

动力站锅炉灰渣产生量见表 8.4-7。

动力站锅炉灰渣首先考虑进行综合利用，依托地方建材厂生产建材，若无法利用则送至安业工业园区一般固废填埋场进行填埋处置。

表 8.4-7　　锅炉灰渣产生量

每小时灰渣量（t/h）			日灰渣量（t/d）			年灰渣量（t/a）		
灰量	渣量	灰渣量	灰量	渣量	灰渣量	灰量	渣量	灰渣量
11.92	7.94	19.86	286.0	190.7	476.7	100096	66731	166827

注：每日按 24h、每年按 8400h 计；灰按总灰渣量的 60%、渣按 40%计算。

（3）脱硝催化剂的产生及处置

动力站烟气脱硝产生废催化剂，产生量为 165m^3/3a，返回给催化剂供货厂家处理。

8.4.8.7 废水产生及处置方式

动力站废水主要有：循环水排污水、含油废水、输煤系统废水、脱硫废水等。根据各类废水的水质特征，采用清污分流、污污分流集中处理的方法将废污水分类处理后大部分回收利用，部分剩余循环冷却水外排。

循环水排污 41.0m^3/h、锅炉排污 4m^3/h 进入厂内污水处理系统进行处理（处理后大部分回用，少量达标外排至螳螂川）；

脱硫生产中，加入脱硫装置的生产水补水在脱硫工程中使烟气降温而被气化随烟气一起排放至大气；机泵冷却水， 检修时可能排出的生产污水和地坪冲洗水汇至检修池返回脱硫系统作补充水，没有废水外排。

动力站给排水平衡情况详见图 8.4-3。

8.4.8.8 运营期扬尘分析

生产性粉尘是指在生产中形成的，能较长时间飘浮在作业场所空气中的固体微粒。动力站产生的粉尘主要有输煤系统作业场所漂浮的煤尘，锅炉运行中产生的、锅炉检修中接触的锅炉尘，干灰输送系统及粉煤灰装卸车过程产生的粉尘，脱硫工艺的石灰石粉尘、灰渣系统产生的粉尘。

本项目对输煤系统的各转运站、碎煤机室、煤仓间等设置除尘器；皮带机头尾部设档帘、自动喷雾装置等。灰库、石灰石库、制粉车间等设除尘器。输煤栈桥、碎煤机室、锅炉房地面及干灰输送系统等易产生粉尘处设置水冲洗或移动吸尘装置，在一定程度上降低了粉尘对职工的危害性。

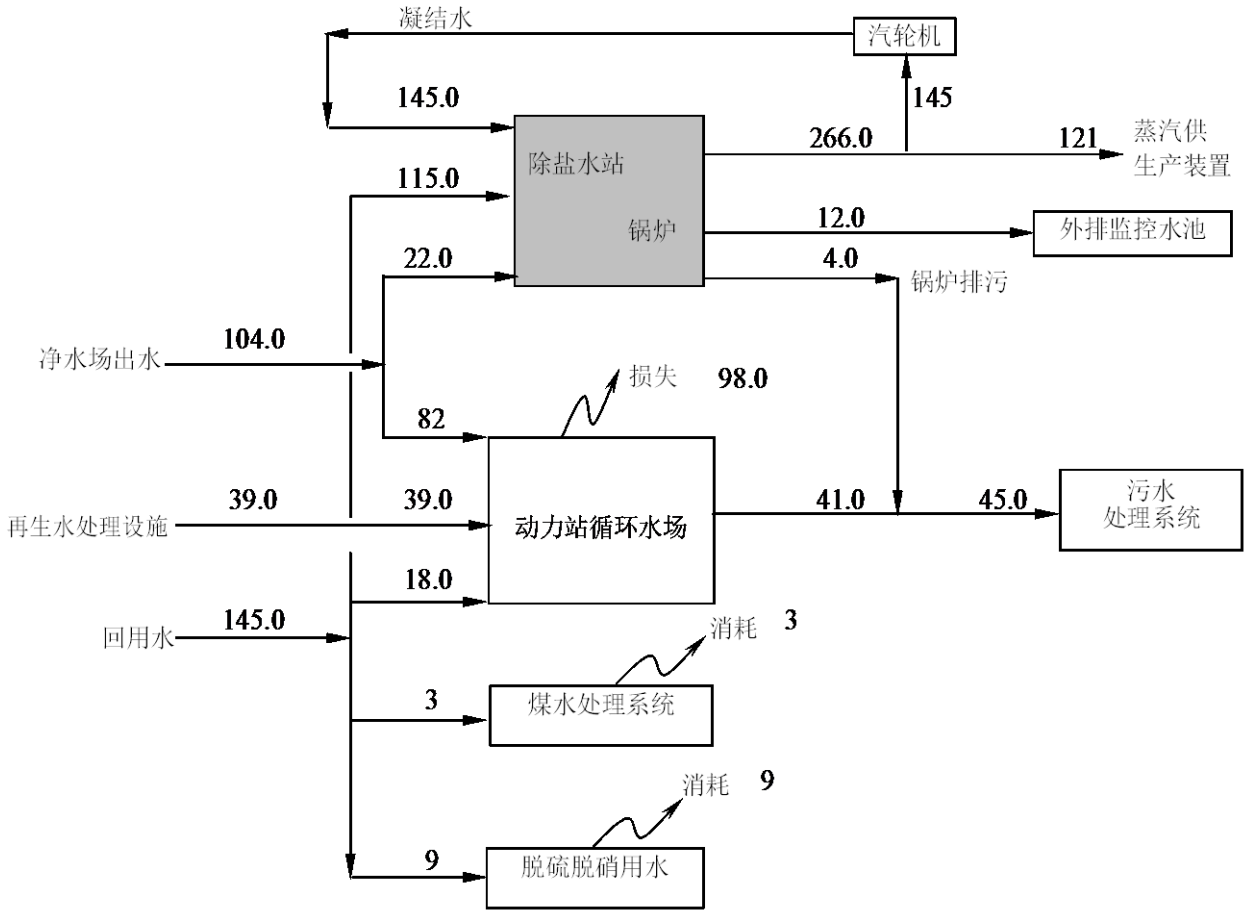


图 8.4-3　　动力站水平衡图

同时，在厂区内、厂界四周设置绿化带降低扬尘污染。

8.4.9 公用工程“三废”

项目优化调整后，全厂公用工程的污染源情况见表 8.4-8。

（1）废气

全厂公用工程的废气主要为厂区给排水系统产生的少量无组织排放废气；另外，还有动力站锅炉的燃烧废气，主要污染物是 SO_2、NOx。

表 8.4-8　　公用工程系统污染源情况一览表

	编号	污染源名称	排放量 万 Nm^3/h	SO_2		NOx		烟尘		NH_3		排放口参数			排放规律	排放去向
				kg/h	mg/m^3	kg/h	mg/m^3	kg/h	mg/m^3	kg/h	mg/m^3	高度（m）	直径（m）	温度（℃）		
废气污染物	G_{g-1}	动力站锅炉烟气	40.8596	37.39	91.5	26.97	66	8.17	20	4.09	10	180	4.8	46	连续	环境空气
	G_{g-2}	污泥焚烧炉	0.7538	1.13	150	1.58	210	0.565	75			60	1.0	108	连续	环境空气
	G_{g-3}	脱臭排气筒	1	NMHC：7.71t/a，H_2S：0.064t/a。NH_3：0.096t/a								30	0.6	25	连续	环境空气
	G_{g-4}	催化燃烧排气筒	0.3	NMHC：19.82t/a								30	0.63	180	连续	环境空气

	编号	污染源名称	废水类别	排水量 m^3/h	pH	石油类		硫化物		挥发酚		COD		氨氮		SS		排放规律	排放去向
						kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L		
废水污染物	W_{g-1}	凝结水站	清净废水	47.6	6~9	17.5	160	1.10	10.0	0.55	5.0	30.25	550	2.19	20	13.15	120	连续	污水处理系统
	W_{g-2}	净水场、再生水处理设施		62															
	W_{g-3}	动力站	清净废水	45	6~9	11.05	50	-	-	-	-	26.52	120	2.21	10	4.42	20	连续	污水处理系统
		循环水场		176															
	W_{g-4}	全厂办公生活设施	生活污水	31.0	6~9							9.3	300	2.48	80	9.92	320	间断	污水处理系统
	W_{g-5}	污水处理系统	外排水	146.0	6~9	0.73	5	0.146	1	0.073	0.5	8.76	60	2.19	15.0	10.22	70	连续	外排至螳螂川

	编号	污染源名称	固废名称	排放量 t/a	主要成分和含量	排放规律	分　类		处理/处置措施
							编号	类别	
固体废物	S_{g-1}	污水处理系统	污泥	7000.0	浮渣、油泥等	连续	HW08	废矿物物	焚烧
	S_{g-2}	污水处理系统废气催化燃烧	催化剂	0.08	Pt≥0.5g/L,Pd≥0.3g/L	间断	HW06	有机溶剂废物	厂家回收
	S_{g-3}		脱硫均化剂	4	活性碳类	间断	HW06	有机溶剂废物	焚烧
	S_{g-4}	全厂办公生活设施	生活垃圾	140.0	生活垃圾	间断		一般废物	送安宁市政垃圾处理系统
	S_{g-5}	动力站	锅炉灰渣	166864	锅炉灰渣	连续		一般废物	送一般固废填埋场填埋处理
	S_{g-6}		脱硝催化剂	55	TiO_2、V_2O_5、MoO_3	间断		一般废物	厂家回收
	S_{g-7}	污泥焚烧炉	焚烧残渣	557.92	灰渣、飞灰	连续	HW18	焚烧处置残渣	危废处置中心

（2）废水

全厂公用工程产生废水主要包括含油污水、生活污水、清净废水。含油污水主要来自动力设备的机泵冷却水、地面冲洗水等，产生量为 43.6t/h（包括不能直接利用的 30.6t/h 凝结水）；生活污水主要来自厂区所有办公设施、生活辅助区，产生量为 24.0t/h；清净废水包括除盐水站的含盐废水 56.5t/h、动力站排水 72.4t/h 及循环水场排污 155.0t/h、含盐处理站出水 121.0t/h。

（3）固体废物

全厂公用工程的固体废物主要来自全厂污水处理系统产生的污泥、催化燃烧催化剂、脱硫均化剂，办公设施生活垃圾、动力站锅炉灰渣及脱硝废催化剂等。

（4）噪声

全厂公用工程的噪声源主要来自动力站，主要噪声源有碎煤机、风机、锅炉、水泵、冷却塔等，这几种噪声源噪声级较大，影响范围较广，且大都集中在动力站主厂房内，噪声级一般在 80～120dB(A)之间。详见表 8.4-9。

表 8.4-9　　**公用工程系统噪声源一览表**

编号	主要污染源名称	数量	单机噪声值[dB(A)]	频谱特性	位置
1	锅炉	3	95	中、低频	锅炉房
2	汽轮机	2	94	中、低频	汽机房
3	发电机	2	94	中、低频	汽机房
4	碎煤机	4	100	中、低频	碎煤机室
5	主变压器	2	80	中、低频	室外
6	空压机	4	95	中、低频	空压机房
7	鼓风机	2	95	中、高频	鼓风机间
8	引风机	4	95	中、高频	引风机间
9	循环水泵	4	90	中、高频	水泵房
10	凝结水泵	4	90	中、高频	水泵房
11	冷却水塔	10	84	中、低频	室外
12	机炉排气	—	115	—	室外
13	吹管噪声	—	120	—	室外
14	焚烧炉	1	100		室外

8.5 物料平衡分析

8.5.1 全厂物料平衡分析

项目优化调整后，全厂物料平衡见表 8.5-1。由表中可见，项目总物料量为 1339.13×10^4t/a，得到产品量为 1227.28×10^4t/a，综合商品率为 91.65%，柴汽比 1.64；加工损失量为 3.11×10^4t/a，占总进料量的 0.23%；催化烧焦量为 27.15×10^4t/a，约占总进料量的 2.03%。

表 8.5-1　　项目优化调整后的全厂物料平衡

序号	进入方		序号	出口方	
	物料名称	数量（10^4t/a）		物料名称	数量（10^4t/a）
1	科威特原油	650.00	1	产品	1227.28
2	沙特轻质原油	325.00	1.1	LPG 产品	65.26
3	沙特中质原油	325.00	1.2	汽油	333.54
4	甲醇	5.88	1.3	航空煤油	150.00
5	外购天然气	33.25	1.4	柴油	547.07
6	外购 NH_3	0.32	1.5	苯	12.83
			1.6	混合二甲苯	53.10
			1.7	丙烯	16.27
			1.8	硫磺	30.98
			1.9	NH_3	1.32
			1.10	石油焦	15.67
			2	自用燃料	89.96
			2.1	催化烧焦	27.15
			2.2	动力站燃用石油焦	13.99
			2.3	燃料气	30.23
			2.4	补充天然气	18.59
			3	制氢尾气	19.10
			4	加工损失	3.11
	合　计	1339.45		合　计	1339.45

8.5.2 全厂硫平衡分析

8.5.2.1 硫来源分析

本项目全厂总进硫量为 341269.42t/a。

本项目的硫主要来源于原料油中，加工量 1300×10^4t/a，硫含量 2.6%，原料带入的硫为 338325t/a，占总硫量的 99.14%。

本项目外供的燃料主要为煤炭，煤炭硫含量 1.40%，消耗量 209841t/a，带入的硫为 2937.77t/a，占总硫量的 0.86%。

另外，由于项目采用全加氢工艺，需要外购 33.25×10^4t/a 天然气制氢或燃烧气补充，带入的硫为 66.5t/a，占总硫量的 0.02%。

8.5.2.2 硫去向分析

1）转化为硫磺产品

原油中的硫在炼制过程中，大多数经脱硫进入富溶剂，经溶剂再生后，转化为酸性气；一部分溶解在水里，变成含硫污水，这些酸性水经过酸性水汽提装置处理后 H_2S 被汽提出来。上述酸性气经硫磺回收装置回收硫磺产品 309797.91t/a，占总进硫量的 90.76%。

2）随产品带走

虽然装置加工水平的提高及对石油产品质量的高标准要求，项目投产后生产出的汽油、柴油、煤油和液化石油气等主要产品质量指标均达到或优于国际市场要求，但仍免不了会有少量的有机硫、硫化物等形式存在其中，随着产品的销售而“流动”。

另外，延迟焦化装置所产石油焦除用于和站燃料外，尚有 15.67×10^4t/a 作为产品外售（拟供安宁市工业园区云天化集团公司天安公司煤气化装置作原料）。

随产品（不含硫磺）每年带出的硫量约 13465.67t，约占总硫的 3.95%。

3）生成 SO_2

各装置加热炉燃气，动力站锅炉燃烧石油焦和煤，这些燃料燃烧后，其中的硫绝大部分转化为 SO_2，经脱硫措施脱除后，少量的 SO_2 随着烟气进入大气中。催化裂化装置在烧焦过程中也产生 SO_2，此外硫磺尾气经焚烧后，其中的硫也将燃烧成生 SO_2，最终进入大气。另外，本项目污水处理场所产生的污泥等送焚炉焚烧处置，亦会有少量的 SO_2 产生并排入大气环境。经烟气进入大气的硫约为 599.56t/a，约占总硫的 0.18% 。

4）废水带出的硫

催化裂化再生烟气采用湿法脱硫，再生烟气中的硫绝大部分转化为硫酸盐的形式，随脱硫废水排放。另外，污水处理厂外排水中亦带走少量的硫。废水总计带走量约为 2320.87t/a，约占总硫的 0.68%。

5）锅炉灰渣等固废带出的硫

动力站循环流化床锅炉燃料为煤和石油焦，经燃烧后大部分的硫（8851.07t/a）被灰渣带走；污水处理场污泥、各种废弃催化剂、脱硫剂等亦带出部分硫。固体废物总计带走硫量约为 13213.03t/a，约占总硫的 3.87%。

6）MDEA 溶剂在再生后携带 1932.23t/a 硫（占总进硫量的 0.57%）进入循环过程。

通过上述分析，项目优化调整后，全厂硫平衡见表 8.5-2，全厂硫流向分布见表 8.5-3 和图 8.5-1。

表 8.5-2　　项目优化调整后的全厂硫平衡

序号	入方				序号	出方			
	物料名称	数量 10^4t/a	S ppm	S 量 t/a		物料名称	数量 10^4t/a	S ppm	S 量 t/a
1	科威特原油	650	28500	185250	1	产品	1226.05		323263.58
2	沙轻原油	325	20700	67275	1.1	LPG 产品	65.26	100.00	65.26
3	沙中原油	325	26400	85800	1.2	汽油(国 V)	333.54	5.29	17.63
4	外购天然气	33.25	200	66.5	1.3	航煤	150.00	45.00	67.50
5	煤炭	20.98	14000	2937.77	1.4	柴油(国 V)	547.07	35.00	191.47
					1.5	苯	12.83	1	0.13
					1.6	混合二甲苯	53.10	1	0.53
					1.7	丙烯	16.27	1	0.16
					1.8	硫磺	30.98	1000000	309797.91
					1.9	NH_3	1.32	0.00	0.00
					1.10	石油焦	15.67	64720.00	10139.39
					1.11	硫铵	0.98		2983.59
					2	废气带出			599.56
					2.1	干气燃烧	26.71	100	26.71
					2.2	天然气燃烧	18.59	200	66.50
					2.3	催化烧焦			173.27
					2.4	硫磺尾气			175.96
					2.5	动力站燃烧			157.03
					2.6	无组织挥发			0.09
					3	污水带出			2320.87

序号	入方				序号	出方			
	物料名称	数量 10^4t/a	S ppm	S 量 t/a		物料名称	数量 10^4t/a	S ppm	S 量 t/a
					3.1	污水处理场外排水带出			0.98
					3.2	催化烟气脱硫废水带出			2319.89
					4	固废带出			13213.03
					4.1	进入污水处理污泥			114.92
					4.2	动力站灰渣带走			8851.07
					4.3	其他固废			4247.04
					5	贫溶剂携带			1932.23
	合 计			341329.27		合 计			341329.27

表 8.5-3 项目总体硫分布表

进 入		带 走		
项目	带入硫量(t/a)	项目	带走硫量(t/a)	占总硫百分比(%)
混合原油	338325	进入产品	13465.67	3.95
天然气	66.5	产品硫磺	309797.91	90.76
煤	2937.77	废气带出	599.56	0.18
		废水带出	2320.87	0.68
		固废带出	13213.03	3.87
		贫溶剂携带	1932.23	0.57
总计	341329.27	总计	341329.27	100.00

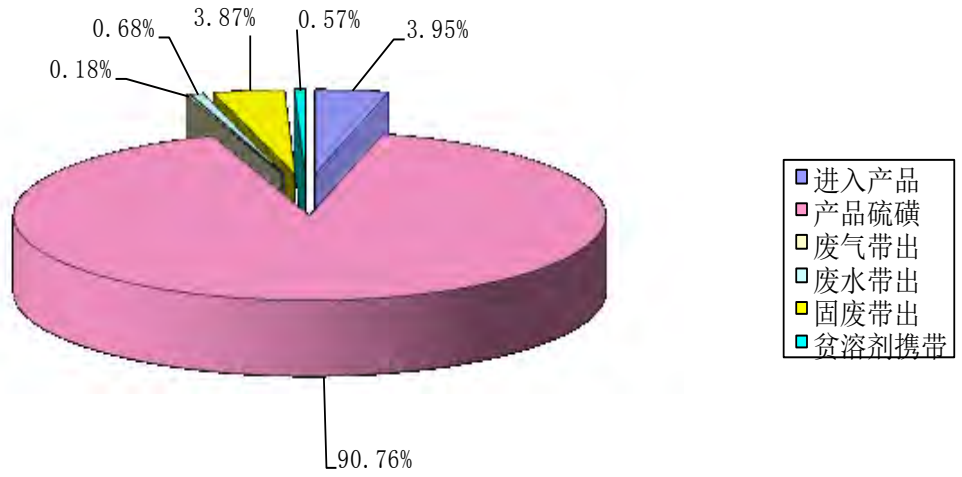


图 8.5-1 项目总体硫分布图

8.5.3 全厂燃料气平衡

项目优化调整后，全厂所用燃料为各装置自产脱硫干气（30.23×10^4t/a）。不足部分用中缅管线商品天然气补充（18.59×10^4t/a）。项目燃料气消耗量为48.82×10^4t/a，各装置燃料气消耗情况见表 8.5-4。

表 8.5-4　　项目优化调整后的燃料平衡表

燃料来源				燃料消耗			
序号	装置名称	产燃料气量 10^4t/a	百分比%	序号	装置名称	耗燃料气量 10^4t/a	百分比%
1	常减压蒸馏装置	3.83	7.84	1	常减压蒸馏装置	9.40	19.25
2	重油催化裂化装置			2	重油催化裂化装置	1.41	2.89
3	双脱联合装置	14.52	29.74	3	双脱联合装置		
4	气体分馏装置	0.65	1.33	4	气体分馏装置		
5	MTBE 装置			5	MTBE 装置		
6	渣油加氢脱硫装置			6	渣油加氢脱硫装置	1.81	3.70
7	蜡油加氢裂化装置			7	蜡油加氢裂化装置	3.23	6.62
8	直柴加氢精制装置			8	直柴加氢精制装置	0.77	1.57
9	航煤加氢装置	0.33	0.68	9	航煤加氢装置	0.88	1.81
10	催化汽油加氢醚化装置	1.34	2.75	10	催化汽油加氢醚化装置	1.60	3.27
11	芳烃联合	2.97	6.08	11	芳烃联合	17.93	36.73
12	异构化装置	1.68	3.43	12	异构化装置		
13	制氢联合			13	制氢联合	6.84	14.01
14	硫磺回收联合			14	硫磺回收联合	2.11	4.33
15	汽柴油加氢改制装置			15	汽柴油加氢改制装置	0.78	1.59
16	延迟焦化装置	4.92	10.07	16	延迟焦化装置	2.06	4.23
	小计	30.23	61.92				
	外购天然气	18.59	38.08				
	合计	48.82	100.00		合计	48.82	100.00

8.5.4 全厂氢气平衡分析

项目优化调整后，全厂氢气平衡见表 8.5-5。

表 8.5-5　　项目优化调整后的全厂氢气平衡

产　氢　（10^4t/a）			耗　氢　（10^4t/a）		
序号	产氢装置	数 量[1]	序号	耗氢装置	数 量[1]
1	制氢装置 1（含 PSA2）、制氢装置 2（含 PSA3）	10.29	1	渣油加氢	8.00
2	PSA1 氢提纯	8.05	2	加氢裂化	5.86
	PSA4 氢提纯	0.66	3	直柴加氢精制	1.69
			4	汽柴油加氢改质	2.15
			5	航煤加氢	0.25
			6	催化汽油加氢	0.76
			7	硫磺回收	0.10
			8	异构化	0.21
合计		17.79	合计		17.79

注：氢气的数量均以纯氢计。

8.5.5 全厂水平衡

项目新鲜水用量为 805t/h，其中螳螂川再生水厂供水 307t/h，王家滩水库供水 498t/h；蒸汽凝水回用 556.5t/h，污水处理回用 444t/h，净化酸性水回用 187t/h。水循环利用率和重复利用率分别为 99.37%和 98.42%。

项目排水量为 146 t/h，总排水量占新鲜水用量 17.38%。

项目总体的水平衡见表 8.5-6 及图 8.5-2。

本项目优化调整后，全厂细化的水平衡见表 8.5-7。

1、全厂新鲜水用量为生产用水 805m^3/h（包括王家滩水库原水 498m^3/h +安宁草铺片区再生水厂供水 307m^3/h，）+生活用水 35.0=845m^3/h，其中生产用水供动力站 143 m^3/h；

2、含硫污水 214m^3/h，经酸性水汽提装置处理后 187m^3/h 净化水回用于装置，剩余 27m^3/h 进含油污水处理系统，净水回用率 87.38%；

3、全厂产生污水 562m^3/h（包括酸性水汽提装置处理后未作回用的净化水 27m^3/h+未利用的凝结水 47.6m^3/h），进污水处理场处理后，444m^3/h 回用于循环水系统、除盐水系统；113 m^3/h 进入污水处理场监控制水池，外排至螳螂川。

表 8.5-6　　项目总体给排水量分析表　　单位: m^3/h

项　　目			水量	小计	合计
原料带入水量 m^3/h			29.5	29.5	2202
新鲜水 m^3/h	工业用水		805	840	
	生活用水		35		
重复用水 m^3/h	凝结水回用		701.5	1332.5	
	污水回用		444.0		
	净化酸性水回用		187.0		
	循环冷却水			52962	
出水 m^3/h	产生废水	含油废水	112.4	其中：凝结水回用 701.5，剩余 47.5 进含油污水处理系统；含硫污水经酸性水汽提后 187 回用，剩余 27 进含油污水处理系统；进含油污水处理流程的污水共 562，处理后 444 回用于除盐水站及循环水系统补水。外排污水量为 113。	2202
		凝结水	749.0		
		含硫废水	214.0		
		生活污水	31.0		
		电脱盐等废水	119.0		
		动力站、循环水场排污水	225.0		
		除盐水站排高含盐水	23.0	高含盐水直接进入污水处理系统后端监控水池，外排污水量为 33。	
		催化裂化烟气脱硫废水	10.0		
产氢气消耗			410.0		
损　　耗			677.6		

4、除盐水站排水 $23m^3/h$、催化再生烟气脱硫废水 $10m^3/h$，进入污水处理场监控制水池，外排至螳螂川。

5、炼油水耗指标为（805-143）*8400/1300 万 t 油=0.43t 水/t 油。

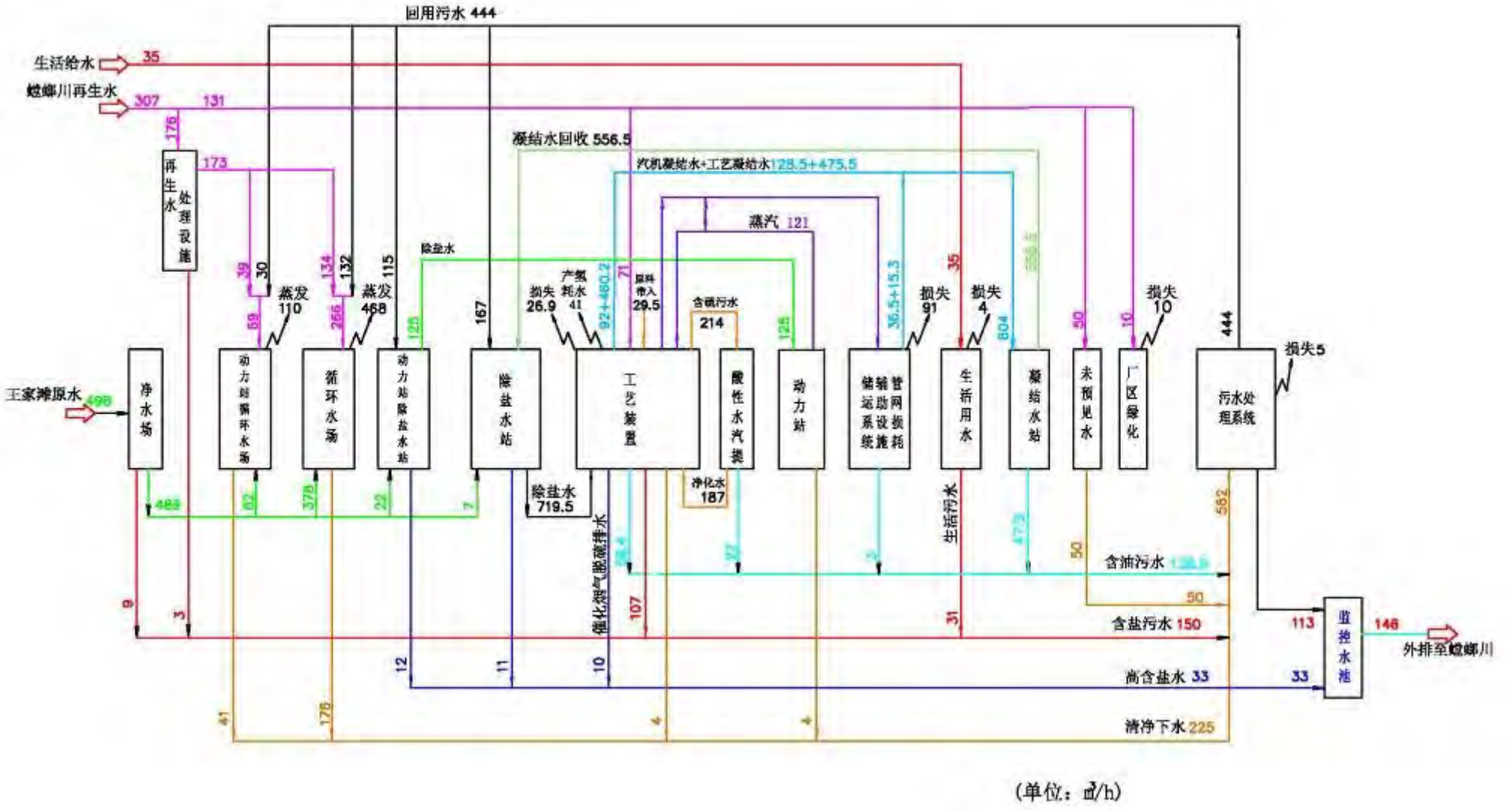


图 8.5-2　　项目总体水平衡图

表 8.5-7　　全厂水平衡情况一览表　　（单位：m^3/h）

序号	装置名称及规模	螳螂川再生水	王家滩原水	再生水处理设施出水	净水场出水	原料带水	除盐水	除氧水	用蒸气	污水回用	净化水回用	循环水	生产废水	电脱盐等污水	含硫污水	汽机凝结水	工艺凝结水	外排废水	清净废水	产蒸汽	损失	备注
一、工艺装置																						
1	常减压蒸馏装置					24.5	10	3	67.8		151	2962	14	107	64.5		32				5.8	
2	催化裂化（含双脱）	46.5					261		187.5			5167	11.5		35		39	10			11.5	烟气脱硫废水10.0直接外排
3	连续重整						0.1	89.9	238.2			5100	0.5		11	50	52.9				0.5	
4	催化汽油加氢－醚化联合						6		16			265	2.5		7		10				2.5	
5	蜡油加氢裂化	12.5						18.5	77.2			2463	6.5		26		1				0.2	
6	柴油加氢精制	1.5					15.3		37.0			568			21.8							
7	渣油加氢脱硫							40	57		26	2990	9		13.6	42	2.9					
8	制氢装置	4					124.2		17.8			1396	4						1		1	产氢气消耗41.0t/h反应用水
9	气体分馏											4134										
10	异构化	4							66.2			500	0.5				69.7					
11	延迟焦化装置	1.5					0.5	5	32.6		10	1093	5.4		7.7		1.5				1.9	
12	MTBE								9.7			380					9.7					
13	汽柴油加氢改质						7		32.5			600			7.4						2.1	
14	航煤加氢	1.0										157										
15	硫磺回收					5		138	101.7			1185	5.5		20		72		3.0		0.4	
16	溶剂再生							1	150.0			1755					150				1	
17	酸性水汽提					214.0			19.5			799	27				19.5					187净化水回用
	小计	71.0	0.0	0.0	0.0	243.5	424.1	295.4	1111.5	0	187	31514	86.4	107	214	92	460.2	10	4		26.9	

序号	装置名称及规模	螳螂川再生水	王家滩原水	再生水处理设施出水	净水场出水	原料带水	除盐水	除氧水	用蒸气	污水回用	净化水回用	循环水	生产废水	电脱盐等污水	含硫污水	汽机凝结水	工艺凝结水	外排废水	清净废水	产蒸汽	损失	备注
二、辅助系统																						
1	油品储运系统								30			200	3				15.3				11.7	
2	空压、氮气站											800										
3	动力站			39.0	104.0	145				145		11000				145		12	45		110	共产生蒸汽266，121供全厂蒸汽
4	凝结水站					604.0						9910	47.55									557凝结水回用于除盐水站
5	再生水处理设施	176												3								产生再生水173
6	净水场		498.0											9								产生新鲜净化水489
7	除盐水站				7.0	556.5				167								11				产生除盐水720
8	循环水场（不包括动力站）			134.0	378					132									176		468	循环倍率4倍
9	污水处理系统					562.0						138						113			5	444回用于循环水、除盐水站等
10	其它辅助设施及管网损耗								83.5			500				36.5					47	
11	生活用水					35.0								31							4	
12	未预见水	50.0											50									
13	绿化用水	10.0																			10	
	小计	236.0	498.0	173.0	489.0	1902.4	0.0	0.0	113.5	444	0	22548	100.55	43	0	181.5	15.3	136	221		655.7	
	合计(m^3/h)	307.0	498.0	173.0	489.0	2145.9	424.1	295.4	1225	444	187	54062	186.95	150	214	273.5	475.5	146	225		682.6	

8.5.6 全厂蒸汽平衡

项目优化调整后，全厂蒸汽平衡见表 8.5-8。

表 8.5-8　　项目优化调整后的全厂蒸汽平衡

序号	装置	产蒸汽 （10^4t/a）			耗蒸汽 （10^4t/a）		
		0.4MPa	1MPa	3.5MPa	0.4MPa	1MPa	3.5MPa
1	常减压蒸馏装置	19.32	8.40		10.92	10.75	35.28
2	催化裂化（含双脱）		96.60	229.32		60.90	96.60
3	连续重整	105.92	10.25	63.00		26.124	173.96
4	催化汽油加氢－醚化联合					13.44	
5	蜡油加氢裂化	47.04	15.54			17.81	47.04
6	柴油加氢精制		26.88				31.08
7	渣油加氢脱硫	47.29			7.22	2.44	38.89
8	制氢装置			83.16	14.95		
9	气体分馏						
10	异构化				39.56	16.044	
11	延迟焦化装置		27.80			2.94	24.44
12	MTBE					8.15	0
13	汽柴油加氢改质		25.20				27.30
14	航煤加氢						
15	硫磺回收	31.84		89.80	46.79	21.84	16.80
16	溶剂再生				126.00		
17	酸性水汽提				16.38		
18	油品储运系统					25.20	
19	其它辅助设施及管网损耗				10.08	43.26	16.80
20	动力站		58.72	42.92			
小计		251.41	269.39	508.20	271.91	248.89	508.20
总计		1029			1029		

8.5.7 全厂镍、钒平衡

在石油中，钾、钠等部分微量轻金属元素以无机的水溶性盐类形式存在的。而镍、钒、铁、铜等重金属是以油溶性的有机化合物或络合物的形式存在的，存在的形态有多种可能，例如可能与碳原子以化学键形态相结合，形成有机酸盐形

态；与氧、氮硫原子形成配位络合物；形成金属卟琳络合物等。这些重金属经过蒸馏后，少部分在馏分中，而大部分浓缩于渣油中。

石油中的镍、钒一般是以金属卟啉络合物形式存在的，且存在形式稳定，石油中金属卟啉络合物的沸点在 565～650℃之间，相对分子量约为 500～800，是一种结晶状固体，极易溶于石油烃中，金属卟啉络合物主要浓集在石油渣油中，但由于原油中的金属卟啉络合物具有一定的挥发性，因此蒸馏时会被部分携带进入馏分油中，所以催化裂化蜡油、油浆中也含有少量金属卟啉络合物。

本项目的镍、钒是由原油带入，原油经常减压蒸馏装置加工后，油品中所含的镍、钒小部分进入减压蜡油中，后进入蜡油加氢裂化装置，最终附着于加氢裂化催化剂排出；绝大部分镍、钒则进入减压渣油中，然后进入渣油加氢脱硫装置，在此装置中大部分镍、钒随渣油加氢催化剂排出，少部分镍、钒随脱硫渣油入催化裂化装置进行进一步加工，最终随催化裂化催化剂和油浆排出。

根据本项目“原油评价报告”中关于原油、减压蜡油、减压渣油等组分镍、钒含量分析数据，同时参考《石油炼制工程》（2001 版 石油工业出版社）中关于原油中重金属的加工去向及分布资料，按照本项目工艺加工流程特点推导出本项目具体的镍、钒的分布及去向详见表 8.5-9、表 8.5-10 和图 8.5-3。

根据以上镍、钒的分布及去向平衡可知，项目的镍、钒最终进入废加氢裂化催化剂、废渣油加氢催化剂、废催化裂化催化剂和催化油浆中，根据项目的固体废物处置措施，废催化剂将全部由厂家回收再利用，催化油浆作为副产品外售，因此项目因原油加工过程中的镍、钒最终全部可以得到妥善处置，其对环境的影响是可以接受的。

表 8.5-9　　项目优化调整后全厂镍分布平衡表

入方				出方			
序号	物料名称	带入镍量 t/a	镍分布%	序号	物料名称	带出镍量 t/a	镍分布%
1	原油	121.06	100	1	蜡油加氢废催化剂	0.37	0.31
				2	渣油加氢脱硫废催化剂	91.89	75.90
				3	催化裂化废催化剂	7.24	5.98
				4	石油焦带出	21.57	17.81
	合计	121.06			合计	121.06	100

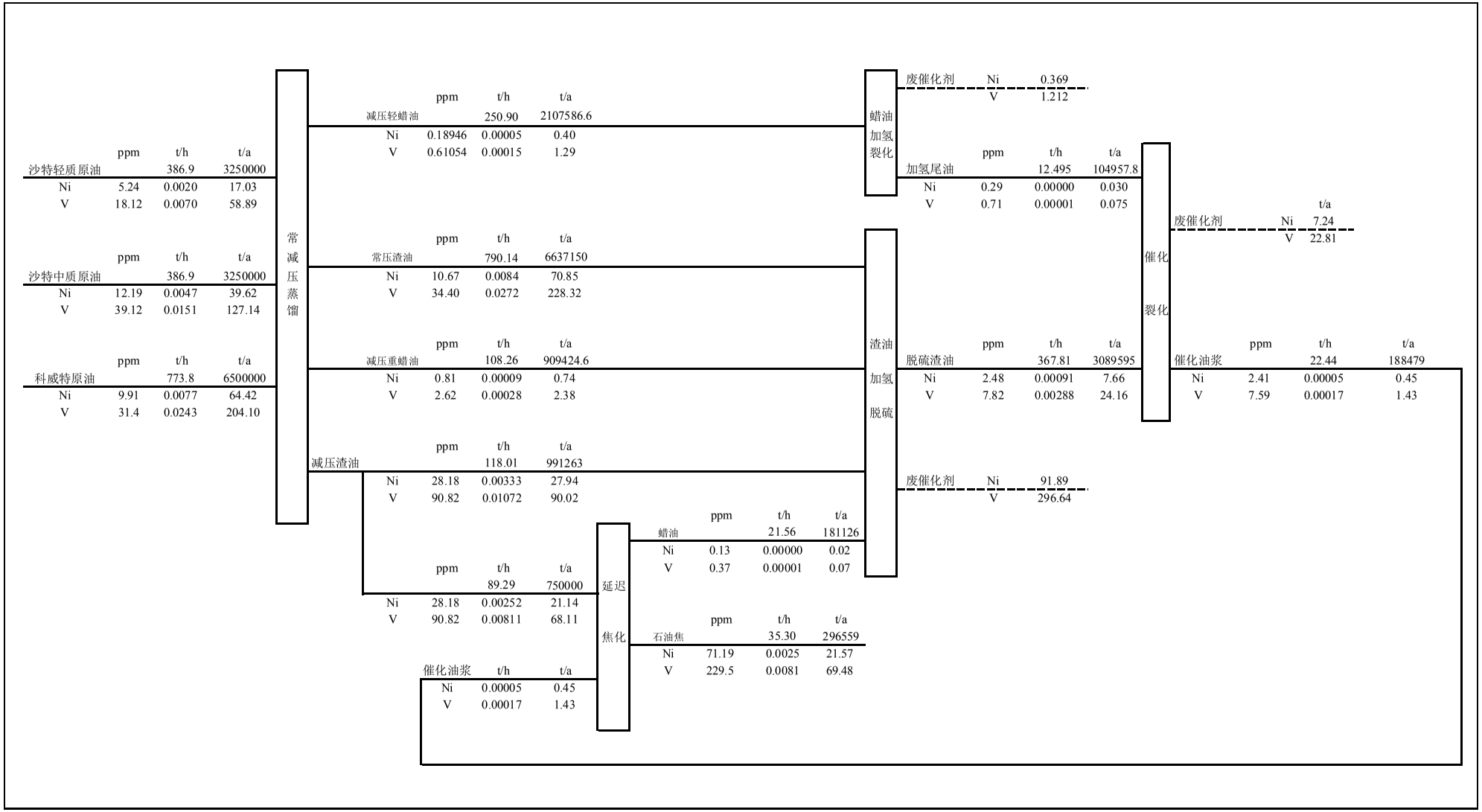


图 8.5-3　项目镍、钒分布平衡图

表 8.5-10　　项目优化调整后全厂钒分布平衡表

入方				出方			
序号	物料名称	带入钒量 t/a	钒分布%	序号	物料名称	带出钒量 t/a	钒分布%
1	原油	390.13	100	1	蜡油加氢废催化剂	1.21	0.31
				2	渣油加氢脱硫废催化剂	296.64	76.04
				3	催化裂化废催化剂	22.81	5.85
				4	石油焦带出	69.48	17.81
	合计	390.13			合计	390.13	100

8.6 工程污染源汇总

8.6.1 “三废”排放汇总

8.6.1.1 废气污染源

废气污染源包括装置区各加热炉排放的燃烧烟气、催化再生烟气和硫磺回收尾气，以及动力站锅炉烟气，另外，装置区及储运系统、污水处理场等区域有烃类的无组织挥发。各有组织排放源的汇总情况详见表 8.6-1。各无组织排放源的汇总情况详见表 8.6-2。

8.6.1.2 废水污染源

废水污染源主要包括含油污水、含硫污水和含盐污水。另外还有生活污水和清净废水。各类废水产生情况详见表 8.6-4～表 8.6-5。

本项目是石油炼制项目，根据原油的组分及性质，镍、钒等重金属在原油内部的存在形态是以油溶性的金属络合物形式存在，结合本项目原油加工流程及工程分析，镍、钒等重金属在原油加工过程中会逐步进入渣油、蜡油等重组分中，绝大部分在加氢处理过程中沉积在废催化剂中，另有少部分进入石油焦，不进入废水。因此，本项目废水中无第一类污染物产生，即各装置所排放的废水中，不含有《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表 1 中所列出的第一类污染物。

8.6.1.3 固体废物

固体废物主要是炼油生产过程中产生的废催化剂、废吸附剂等，以及动力站产生的燃煤灰渣等，固体废物的产生情况见表 8.6-6、表 8.6-7。

表 8.6-1　　废气排放汇总表一（有组织排放源）

装置名称	污染源名称	烟气量 Nm^3/h	污染物排放情况								排气筒		烟气温度
			SO_2		NOx		烟尘		NH_3		高度	内径	
			排放量 kg/h	浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	浓度 mg/m^3	m	m	℃
常减压蒸馏装置	常压加热炉	80986	1.537	18.98	8.098	100	1.215	15			120	4	140
	减压加热炉	44769	0.850	18.98	4.477	100	0.672	15					
渣油加氢脱硫装置	反应进料加热炉	16125	0.552	34.2	1.612	100	0.242	15			100	2.2	141
	分馏塔进料加热炉	9022	0.309	34.2	0.902	100	0.135	15					
重油催化裂化装置	催化烧焦再生烟气	415000	41.26	99.4	41.5	100	19.68	45			125	4.25	54
蜡油加氢裂化装置	反应进料加热炉	11106	0.380	34.2	1.11	100	0.167	15			100	3	149
	分馏塔进料加热炉	33903	1.160	34.2	3.39	100	0.509	15					
直柴加氢精制装置	反应进料加热炉	10662	0.365	34.2	1.066	100	0.16	15			80	2.2	150
航煤加氢装置	反应进料加热炉	9742	0.333	34.2	0.974	100	0.146	15					
	分馏塔底重沸炉	2557	0.087	34.2	0.256	100	0.038	15					
催化汽油加氢醚化装置	分馏塔重沸炉	14029	0.48	34.2	1.403	100	0.21	15			80	2.2	155
	反应产物加热炉	8184	0.28	34.2	0.818	100	0.123	15					
汽柴油加氢改制装置	反应进料加热炉	5463	0.187	34.2	0.546	100	0.082	15					
	分馏塔底重沸炉	5339	0.183	34.2	0.534	100	0.08	15					
制氢联合	制氢一转化炉	235288	7.169	30.47	16.216	69	1.176	5			100	3.5	142
	制氢二转化炉	98820	3.069	31.06	6.942	70	0.494	5					
连续重整芳烃联合	预加氢进料加热炉	19110	0.327	17.11	1.911	100	0.287	15			120	3.8	150
	汽提塔重沸炉	19693	0.337	17.11	1.969	100	0.295	15					
	石脑油分馏塔重沸炉	23052	0.394	17.11	2.305	100	0.346	15					
	二甲苯塔重沸炉	46785	0.800	17.11	4.678	100	0.702	15					
	脱戊烷塔底重沸炉	28715	0.491	17.11	2.871	100	0.431	15					
	重整四合一加热炉	112244	1.920	17.11	11.224	100	1.684	15					
	催化剂再生气	13447	氯气 $0.9mg/m^3$，氯化氢＜$2mg/m^3$				0.067	5					
延迟焦化装置	焦化加热炉	27620	0.983	35.6	2.762	100	0.414	15			60	2	120
硫磺回收联合	尾气焚烧炉	104738	41.895	400	5.237	50	0.524	5			150	3	170
污水处理场	焚烧炉	7538	1.13	150	1.58	210	0.565	75			60	1	108
动力站	循环流化床锅炉	408597	37.388	91.5	26.969	66	8.171	20	4.09	10	180	4.8	46

表 8.6-2　　废气排放汇总表二（无组织排放源）

区域名称		无组织排放量（t/a）						
		VOC	NMHC	苯	二甲苯	甲醇	H_2S	NH_3
全厂装置区		770.26	616.21					
工艺废气	延迟焦化			0.01	0.03			
	其他装置			0.08	0.14			
储运区	罐区	146.65	117.32			1.39		
	装卸区	32.61	26.09					
公用系统及环保措施区		94.84	75.87					
污水处理		61.09	48.87					
硫磺回收联合装置							0.026	0.003
碱渣处理							0.006	0.009
总计		1105.45	884.36	0.97	1.57	1.39	0.031	0.011

注：无组织源强的计算依据：1、工艺废气、装卸过程排放量、废水集中处置过程中的逸散等均采用排放系数法估算。2、石化生产装置及配套设施主要由压缩机、泵、阀门、法兰等设备组成，这些输送有机介质的动、静密封点都会存在 VOCs 的泄漏排放。采用平均排放系数法对各类设备在不同接触介质下进行的无组织排放估算。3、浮顶罐无组织挥发采用美国国家环境保护局推荐公式，利用 TANK4 软件模拟计算。4、装卸区设置 1 套、芳烃罐区设置 1 套油气回收设施，油气经回收后作为点源排放，排放参数见表 8.6-3。5、废水处理过程无组织逸散的废气经统一收集，分别依托除臭设施、催化燃烧处理后排放，排放参数见表 8.6-3。

表 8.6-3 **油气回收及除臭设施点源排放参数**

油气回收及除臭设施		规模 m^3/h	污染物	排放量 t/a	排放浓度 mg/m^3	直径 m	高度 m	温度℃	烟气出口速度 m/s
汽油、航煤、芳烃装车		2000	NMHC	76.48	4552.7	0.4	20	20	4.42
			苯	0.01	0.8				
			二甲苯	0.05	3.1				
苯、二甲苯罐区		300	苯	0.0011	0.5	0.2	15	20	2.65
			二甲苯	0.1629	64.6				
污水处理系统	催化燃烧	3000	NMHC	19.82	786.3	0.63	30	180	2.67
	除臭	10000	NMHC	7.71	91.7	0.6	30	25	9.83
			H_2S	0.064	0.8				
			NH_3	0.096	1.1				

表 8.6-4　　含硫污水汇总表（进酸性水汽提）

装置名称	排水量 m^3/h	pH	石油类		硫化物		挥发酚		COD		氨氮		SS		总氰化合物	
			kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L
常减压装置	64.5	6.5	5.16	80	70.95	1100	4.1925	65	135.45	2100	77.4	1200	7.74	120	0.645	10
渣油加氢脱硫装置	13.6	6.5	4.76	350	476	35000	0.204	15	272	20000	183.6	13500	3.536	260	0.2448	18
催化裂化装置	35	6.3	2.45	70	82.25	2350	9.45	270	147	4200	56	1600	5.25	150	0.28	8
连续重整－芳烃联合装置	11	5～8	1.1	100	18.04	1640	1.54	140	73.7	6700	3.597	327	1.65	150	0.011	1
蜡油加氢裂化装置	26	5.8	10.92	420	598	23000	1.56	60	338	13000	54.6	2100	4.68	180	0.26	10
柴油加氢精制装置	21.8	6.4	2.18	100	56.68	2600	1.09	50	62.348	2860	122.08	5600	2.834	130	0.218	10
催化汽油加氢－醚化联合	7	6	1.33	190	5.6	800	0.21	30	20.02	2860	10.5	1500	1.75	250	0.084	12
航煤加氢	1	6.5	0.06	60	6	6000	0.005	5	1.2	1200	1.1	1100	0.13	130		
汽柴油加氢改质	7.4	6.5	0.444	60	44.4	6000	0.037	5	8.88	1200	8.14	1100	0.962	130		
延迟焦化装置	7.7	8	3.85	500	154	20000	0	0	77	10000	0	0	2.926	380		
硫磺回收装置	19	6~7	0.076	4	38	2000	4.75	250	19	1000	95	5000	3.42	180		
合计	214		32.274		1545.92		23.2835		1154.398		615.92		34.928		1.7428	

表 8.6-5　　污水汇总表（进污水处理系统）

装置名称	废水类型	排水量 m^3/h	pH	石油类		硫化物		挥发酚		COD		氨氮		SS		氰化物	
				kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L
常减压装置	含盐污水	107	8.5	48.15	450	3.21	30	4.28	40	117.7	1100	11.77	110	7.49	70	0.16	1.5
	含油污水	14	7.3	4.2	300	0.28	20	0.21	15	7	500	0.42	30	3.22	230	0.021	1.5
渣油加氢脱硫装置	含油污水	9	7.3	2.7	300	0.18	20	0.135	15	4.5	500	0.27	30	2.07	230	0.014	1.5
催化裂化装置	含油污水	11.5	8	1.035	90	1.38	120	0.575	50	8.625	750	2.07	180	2.875	250	0.012	1
连续重整－芳烃联合装置	含油污水	0.5	5~8	0.04	80	0.004	8	0.025	50	0.06	120	0.089	178	0.065	130		
蜡油加氢裂化装置	含油污水	6.5	7.3	0.78	120	0.098	15	0.13	20	7.8	1200	0.52	80	0.975	150	0.007	1
催化汽油加氢－醚化联合	含油污水	2.5	7.3	0.038	15	0.05	20	0.0375	15	1.2	480	0.125	50	0.375	150	0.003	1
制氢装置	含油污水	4	7.5	0.012	3	2.4	600			0.32	80	0.02	5	0.32	80		
	清净废水	1	7	0.007	7	0.02	20			0.12	120	0.0015	1.5	0.15	150		
延迟焦化装置	含油污水	5.4	6~10	1.08	200	0.043	8	0.0162	3	1.62	300	0	0	0.54	100		
异构化装置	含油污水	0.5	6~9	0.1	200	0.0005	1	0.0003	0.5	0.15	300	0.03	60	0.05	100		
硫磺回收装置	含油污水	5.5	8	1.21	220	0.275	50			1.98	360	0	0	0.66	120		
	清净废水	3	7	0.017	7	0.048	20			0.288	120	0.0036	1.5	0.36	150		
储运系统	含油污水	3	6.5	1.2	400	0.045	15	0.18	60	3.3	1100	0.3	100	0.72	240	0.003	1
公用工程系统	清净废水	109.6	6~9	17.53	160	1.096	10	0.5478	5	60.253	550	2.191	20	13.146	120		
酸性水汽提净化水	含油污水	27	6.8	0.135	5	1.35	50	0.162	6	12.96	480	2.7	100	2.16	80	0.014	0.5
公用工程系统	生活污水	31	6~9							9.3	300	2.48	80	9.92	320		
循环水场排污	清净废水	221	6~9	11.05	50					26.52	120	2.21	10	4.42	20		
合计		562.0		89.3		10.5		6.3		263.8		25.2		49.6		0.2	

表 8.6-6 固体废物产生及处置情况

装置名称	废渣名称	产生量(t/a)	主要成分	排放规律	分类编号	类别	处理措施
渣油加氢脱硫	废催化剂	1890	NiO、MoO_3、Al_2O_3	1890t/a	HW46（900-037-46）	含镍废物	厂家回收
	废保护剂	221	NiO、Al_2O_3、SiO_2	221t/a	HW46（900-037-46）	含镍废物	危废处置中心
	废瓷球	92	Al_2O_3、SiO_2	92t/a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
催化裂化	废催化剂	1743	Al_2O_3、Fe_2O_3、Ni	600t/次	HW46（900-037-46）	含镍废物	危废处置中心
双脱装置	废脱硫剂	26	金属氧化物、硫化物	26t/a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废瓷球	1.27	Al_2O_3、SiO_2	3.8t/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废碱渣	500	游离碱、硫化物	500t/a	HW35（251-015-35）	废碱	碱渣处理系统
连续重整-芳烃联合	废预加氢催化剂	11.03	MoO_3、WO_3、Ni	66.2t/6a	HW46（900-037-46）	含镍废物	厂家回收
	废预加氢高温脱氯剂	51.17	Al_2O_3、GaO、ZnO	153.5t/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废预加氢催化剂保护剂	1.47	NiO、Al_2O_3、SiO_2	4.4t/3a	HW46（900-037-46）	含镍废物	危废处置中心
	废瓷球	11.83	Al_2O_3、SiO_2	71t/6a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废重整催化剂	29.05	Al_2O_3及微量Pt、Sn、Si、Fe	174.3t/6a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	厂家回收
	废重整脱氯剂	154	Al_2O_3、GaO、ZnO	154t/a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废脱氯剂	100	Al_2O_3、GaO、ZnO	100t/a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废环丁砜	3.9	环丁砜、聚合物	1次/3－4周	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	焚烧
	废白土	324.4	废白土	324.4t/a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
蜡油加氢裂化	废催化剂	46.33	MoO_3、WO_3、Ni	139t/3a	HW46(900-037-46)	含镍废物	厂家回收
	废保护剂	6	MoO_3、WO_3、Ni	18t/3a	HW46(900-037-46)	含镍废物	厂家回收
	废裂化剂	18.17	MoO_3、NiO、CoO	109t/6a	HW46(900-037-46)	含镍废物	厂家回收
	废瓷球	19.67	Al_2O_3、SiO_2	59t/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
直柴加氢精制	废催化剂	37.67	MoO_3、WO_3、NiO、CoO	226t/6a	HW46(900-037-46)	含镍废物	厂家回收
	废保护剂	4.33	WO_3、MoO_3、NiO	13t/3a	HW46(900-037-46)	含镍废物	厂家回收
	废瓷球	24	Al_2O_3、SiO_2	72t/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
汽柴油加氢改质	废保护剂	6	MoO_3、WO_3、Ni	18t/3a	HW46(900-037-46)	含镍废物	厂家回收
	废精制催化剂	25.5	MoO_3、WO_3、NiO、CoO	153t/6a	HW46(900-037-46)	含镍废物	厂家回收

装置名称	废渣名称	产生量(t/a)	主要成分	排放规律	分类编号	类别	处理措施
	废改质催化剂	21.5	MoO_3、WO_3、NiO、CoO	129t/6a	HW46(900-037-46)	含镍废物	厂家回收
	废瓷球	15.33	Al_2O_3、SiO_2	46t/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
催化汽油加氢一醚化联合	废预加氢剂	10.15	MoO_3、NiO	60.9t/6a	HW46(900-037-46)	含镍废物	厂家回收
	废加氢脱硫剂	5.93	MoO_3、CoO	35.6t/6a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	厂家回收
	废预加氢后处理剂	4.6	MoO_3、NiO	27.6t/6a	HW46(900-037-46)	含镍废物	厂家回收
	废保护剂	5.67	MoO_3、Ni	17t/3a	HW46(900-037-46)	含镍废物	厂家回收
	废催化剂（醚化反应器）	46.50	交联聚苯乙烯、SO_3H	93t/2a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废催化剂（甲醇净化器）	5.20	交联聚苯乙烯、SO_3H	2.6t/0.5a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废萃取水净化剂	6.40	有机溶剂、甲醇	3.2t/0.5a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废碱渣	150	硫化物、酚、油	150t/a	HW35（251-015-35）	废碱	碱渣处理系统
	废瓷球	16.77	Al_2O_3、SiO_2	35.3t/3a+10t/2a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
航煤加氢	废催化剂	6.83	MoO_3、WO_3、Ni	41t/6a	HW46(900-037-46)	含镍废物	厂家回收
	废吸附剂	19.58	C、Al_2O_3、SiO_2	19.58t/a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废瓷球	10.67	Al_2O_3、SiO_2	32t/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废保护剂	1.33	MoO_3、WO_3、Ni	4t/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
制氢	废加氢催化剂	14.23	MoO_3、CoO、NiO	42.7t/3a	HW46（900-037-46）	含镍废物	厂家回收
	脱氯剂	21.13	氧化钠	14.8t/a+19t/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废脱硫剂	103.3	ZnO	90.9t/a+24.4t/3a+12.8t/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废预转化催化剂	10.28	MgO、Ni、Al_2O_3	30.83t/3a	HW46（900-037-46）	含镍废物	厂家回收
	废转化催化剂	21.38	MgO、Ni、Al_2O_3	64.14t/3a	HW46（900-037-46）	含镍废物	厂家回收
	废变换催化剂	19.5	Fe_2O_3、Cr_2O_3	58.5t/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废吸附剂	58.72	Al_2O_3、SiO_2	1174.38t/20a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
PSA	废吸附剂	46.18	Al_2O_3、SiO_2	923.52t/20a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
MTBE	废催化剂	52	MoO_3、Ni	3月~3年	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废净化剂	10	MoO_3、WO_3、Ni	5t/0.5a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废瓷球	6.7	Al_2O_3、SiO_2	3月~3年	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心

装置名称	废渣名称			产生量(t/a)	主要成分	排放规律	分类编号	类别	处理措施
	废分子筛			88	Al_2O_3	88t/a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
异构化	废异构化催化剂			15.23	Pt、Al_2O_3	114.2t/7.5a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	厂家回收
	废脱硫催化剂			43.4	CuO	43.4t/a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废甲烷催化剂			0.64	Ni、Al_2O_3	1.91t/3a	HW46(900-037-46)	含镍废物	厂家回收
	废碱渣			2340	游离碱、油	2340t/a	HW35（251-015-35）	废碱	碱渣处理系统
	废分子筛			9.7	Al_2O_3	29.1t/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
焦化装置	废碱渣			48	游离碱、硫化物	48t/a	HW35（251-015-35）	废碱	碱渣处理系统
硫磺回收	废克劳斯催化剂			60.5	Al_2O_3、硫化物	242t/4a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废一级转化器催化剂			12.75	氧化钛、硫化物	51t/4a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废尾气处理催化剂			21.45	MoO_3、CoO、Al_2O_3	85.8t/4a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废瓷球			10.47	SiO_2， Al_2O_3	45.33+1.5+5.5t/5a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废脱硫剂			12.67	复合金属氧化物、硫化物	38t/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	危废处置中心
	废碱渣			1200	游离碱、硫化物	1200t/a	HW35（251-015-35）	废碱	碱渣处理系统
	废活性炭			40.73	碳基物、硫化物	（13.3+108.9）t/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	焚烧
储运系统	储罐清洗油渣			15	油渣、油泥	1 次/a	HW08（251-001-08）	废矿物油	焚烧
	废活性炭			45	碳基物	间断	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	焚烧
公用工程	污水处理场	污泥		7000	浮渣、油泥等	连续	HW08（251-002-08）	废矿物油	焚烧
		催化燃烧	催化剂	0.08	Pt≥0.5g/L,Pd≥0.3g/L	254L/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	厂家回收
			脱硫均化剂	4.00	活性碳类	12m^3/3a	HW06（261-005-06）	有机溶剂废物	焚烧
	生活垃圾			140	生活垃圾	间断		一般废物	安宁市政垃圾处理系统
	脱硝催化剂			55	TiO_2、V_2O_5、MoO_3	165t/3a		一般废物	厂家回收
	锅炉灰渣			166827.32	锅炉灰渣	连续		一般废物	一般固废填埋场
焚烧炉	焚烧残渣			557.92			HW18(802-003-18)	焚烧处置残渣	危废处置中心
合计				182241043					

表 8.6-7 固体废物分类统计结果

序号	固废类别	产生量 t/a	废物分类	处理措施	小计 t/a
1	废催化剂	2245.60	危险废物	厂家回收	2245.60
2	废脱硫剂、废吸附剂、废分子筛等	3263.44	危险废物	昆明危险废物处理处置中心	4025.96
3	废瓷球	204.60	危险废物	昆明危险废物处理处置中心	
4	焚烧残渣	557.92	危险废物	昆明危险废物处理处置中心	
5	废活性炭	89.73	危险废物	干化后焚烧（产生焚烧残渣 557.92t/a，送昆明危险废物处理处置中心）	7108.63
6	油泥、环丁砜等	18.90	危险废物		
7	污水处理污泥	7000	危险废物		
8	生活垃圾	140	一般废物	送安宁市政垃圾处理系统	140.00
9	燃煤灰渣	166827.32	一般废物	一般固废填埋场	166827.32
10	废碱渣	4238	危险废物	碱渣处理系统	4238
合计		184585.51			184585.51

8.6.1.4 噪声

本项目主要噪声源为机泵、压缩机、空冷器、加热炉等，单机噪声源强为 75dB（A）～100dB（A）。另外，火炬也是一个很重要的噪声源，噪声强度可达到 100dB(A)～110dB(A)。炼厂拟对噪声源采取吸声、隔音、减震等降噪措施，以降低对周围环境的影响。

本项目的主要噪声设备及设施统计结果见表 8.6-8。

表 8.6-8 项目噪声设备及设施统计表

装置名称	噪声设备数量				
	机泵	压缩机 汽轮机	鼓风机、火炬	加热炉 锅炉	空冷器 冷却塔
常减压蒸馏装置	103		4	2	46
渣油加氢脱硫装置	38	6		3	25
催化裂化装置	80	3	2		32
连续重整-芳烃联合装置	83	6	4	9	101
蜡油加氢裂化装置	49	4			38
直柴加氢精制装置	19	3		1	14
汽柴油加氢改质装置	25	3		2	18
催化汽油加氢单元	25	4		2	20
轻汽油醚化单元	16				10

航煤加氢装置	12	2		2	9
制氢装置	16	14	4	2	2
气体分馏装置	20				18
MTBE 装置	23				4
异构化装置	34	2			40
酸性水汽提单元	19	2			12
溶剂再生单元	36				62
硫磺回收单元	32		20	16	17
延迟焦化装置	99	1		1	36
储运系统	151	3	4		
动力站等	18	4	6	4	10

8.6.2 污染物排放汇总核算

本项目建成后的污染物排放汇总情况见表 8.6-9。

表 8.6-9　　项目污染物排放汇总表

类别	污染物名称	单位	产生量	削减量	外排量	去除率%
废气	烟气量	$10^4m^3/a$	152.25	0.00	152.25	0.00
	SO_2	t/a	11815.41	10606.96	1208.45	89.77
	NOx	t/a	2954.38	1683.01	1271.37	56.97
	烟尘（粉尘）	t/a	37526.35	37210.43	315.92	99.16
	NMHC	t/a	5756.21	4871.85	884.36	84.64
	苯	t/a	1.32	0.35	0.97	26.65
	二甲苯	t/a	4.83	3.26	1.57	67.45
	H_2S	t/a	1.44	1.34	0.10	93.38
	甲醇	t/a	1.39	0.00	1.39	0.00
	NH_3	t/a	36.30	1.77	34.53	4.89
废水	废水量	$10^4m^3/a$	656.84	534.20	122.64	81.33
	石油类	t/a	978.65	972.51	6.13	99.37
	硫化物	t/a	13107.45	13106.22	1.23	99.99
	挥发酚	t/a	246.43	245.82	0.61	99.75
	COD	t/a	11914.27	11840.69	73.58	99.38
	氨氮	t/a	5352.63	5342.82	9.81	99.82

	苯	t/a	0.29	0.17	0.12	58.29
	二甲苯	t/a	0.55	0.06	0.49	10.15
	总氰化合物	t/a	16.59	15.98	0.61	96.30
固体废物	危险废物	t/a	17005	17005	0	100.00
	一般废物	t/a	167022	167022	0	100
	合计	t/a	184028	184028	0	100

8.6.3 污染源达标排放分析

8.6.3.1 废气污染源达标排放分析

根据污染源统计数据，对项目优化调整后的废气污染源进行达标评价。

各加热炉的烟气达标排放评价详见表 8.6-10，由表中可见，项目各加热炉中 SO_2、NOx、烟尘的排放浓度均满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）。

工业废气的达标排放评价详见表 8.6-11。由表中可见，动力站燃煤锅炉烟气中各污染物的排放可以满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中第 3 时段的要求；污泥焚烧炉各污染物的排放浓度可满足《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）要求。

可见，本项目各大气污染物的排放可满足“达标排放”要求。

8.6.3.2 废水污染源达标排放分析

本项目的含硫污水送酸性水汽提装置进行处理后，大部分净化水返回常减压蒸馏、加氢等装置进行回用，未利用部分排入含油污水处理系统进行进一步处理。

各装置的含油污水经装置区隔油预处理后，与未回用的酸性水汽提净化水、未利用的凝结水一并，通过含油污水管网送至含油污水处理系统进行处理，处理后大部分回用于除盐水系统，少部分回用于循环水补水。

电脱盐等排出的含盐污水，以及除盐水站和循环水场排污，与经化粪池处理后的生活污水一并送至含盐污水处理系统进行处理，达标后大部分回用于除盐水系统，少部分回用于循环水补水。

表 8.6-10　　炼油装置排放烟气达标排放分析

装置名称	污染源名称	废气量	SO_2			NOx			烟尘			排气筒高度
			排放速率	排放浓度	排放浓度标准	排放速率	排放浓度	排放浓度标准	排放速率	排放浓度	标准浓度标准	
		Nm^3/h	kg/h	mg/m^3	mg/m^3	kg/h	mg/m^3	mg/m^3	kg/h	mg/m^3	mg/m3	m
常减压装置	常减压炉	125755	2.39	18.98	100	12.57	100	150	1.89	15	20	120
渣油加氢装置	加热炉	45010	0.86	34.21		2.51	100		0.68	15		100
连续重整	加热炉	249599	4.27	17.11		24.96	100		3.74	15		120
蜡油加氢裂化	加热炉	45010	1.54	34.21		4.50	100		0.68	15		100
柴油加氢精制+航煤加氢	加热炉	22961	0.79	34.21		2.30	100		0.34	15		80
汽柴油改质+汽油加氢	加热炉	33015	1.13	34.21		3.30	100		0.50	15		80
制氢	转化炉	334108	10.24	30.47		23.16	69		1.67	5		100
延迟焦化	加热炉	27620	0.98	35.58		2.76	100		0.41	15		60
催化裂化	催化烧焦	415000	41.26	99.41	100	41.50	100	200	18.68	45	50	125
硫磺回收	尾气焚烧炉	104738	41.90	400	400	5.24	50	—	0.52	5	—	150

表 8.6-11　　工业废气达标排放分析

装置名称	污染源名称	废气量	SO_2			NOx			烟尘(粉尘)			排气筒高度
			排放速率	排放浓度	排放浓度标准	排放速率	排放浓度	排放浓度标准	排放速率	排放浓度	排放浓度标准	
		Nm^3/h	kg/h	mg/m^3	mg/m^3	kg/h	mg/m^3	mg/m^3	kg/h	mg/m^3	mg/m^3	m
污水处理场	污泥焚烧炉	7538	1.13	150	300	1.58	210	500	0.57	75	80	60
动力站	燃煤锅炉	408596	37.39	91.5	100	26.97	66	100	8.17	20	30	180

1、焚烧炉烟气排放执行《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）“表 3 危险废物焚烧炉大气污染物排放限值”的排放限值要求；

2、力站燃煤锅炉烟气排放执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中排放限值要求。

未回用浓水经浓水处理系统处理后，满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）“表 1 水污染物排放限值”要求，外排螳螂川。

可见，本项目的各类废水经不同的处理系统处理后，大部分回用，外排的 146.0m^3/h 可以满足“达标排放”要求。

8.7 清洁生产分析

8.7.1 产品清洁性分析

根据当前的环保形势及市场对产品的最新需求，确定项目优化调整后仍为燃料型产品方案，即以生产国 V 标准车用燃料油为目的。调整催化裂化装置和延迟焦化装置的液化气尽量生产汽油调和组分，液化气经气体分馏装置分离出的丙烯直接作为产品外卖，剩余 C4 组份作为 MTBE 和异构化装置的原料，生产高辛烷值汽油调合组份。

目前我国执行的汽油标准是国Ⅳ标准，该标准在 2014 年 1 月 1 日起在全国范围实施。国 V 汽油标准已于 2013 年 12 月发布，标准要求硫含量<10ppm，芳烃含量<40v%，烯烃含量<24v%。

工程优化调整后所产汽油、柴油的品质指标分别见表 8.7-1 和表 8.7-2。由表中可以看出，本项目建成后所供应汽、柴油品质可以达到国 V 标准，此标准油品质量将比现状国内市场上供应的国 IV 油品有大幅提高，尤其是含硫量将减少 80%，这将有助于减少西南地区，尤其是云、贵、渝等地区车辆尾气中的 SO_2 含量，为减少区域大气污染作贡献。

表 8.7-1　　汽油产品品质表

项目名称	1000×10^4t/a 炼油（原环评）产品（欧 IV 标准）	1300×10^4t/a 炼油产品（国 V 标准）
RON，≮	97/93/90	98/95/92/89
密度（20℃），kg/m^3	720-775	720-775
残留量，%(v/v)，≯	2	2
蒸汽压/kPa，11 月 1 日~4 月 30 日	42~85	45~85
蒸汽压/kPa，5 月 1 日~10 月 31 日	40~68	40~65
硫含量，mg/kg，≯	50	**10**

项目名称	1000×10^4t/a 炼油（原环评）产品（欧 IV 标准）	1300×10^4t/a 炼油产品（国 V 标准）
氧，%(m/m)，≥	2.7	2.7
苯，%(v/v)，≤	1.0	1.0
烯烃，%(v/v)，≤	28	**24**
芳烃，%(v/v)，≤	40	40

表 8.7-2 **柴油产品品质表**

项目名称		1000×10^4t/a 炼油（原环评）	1300×10^4t/a 炼油
		欧 IV 标准	国 V 标准
氧化安定性（以总不溶物计）/（mg/100mL）	不大于	2.5	2.5
硫含量/（mg/kg）	不大于	50	**10**
酸度（以 KOH 计）/（mg/100mL）	不大于	7	7
10%蒸余物残炭（质量分数）/%	不大于	0.3	0.3
灰分（质量分数）/%	不大于	0.01	0.01
铜片腐蚀（50℃，3h）/级	不大于	1	1
水分（体积分数）/%	不大于	痕迹	痕迹
机械杂质		无	无
润滑性		460	460
校正磨痕直径（60℃）/μm	不大于		
多环芳烃含量（质量分数）/%	不大于	11	11
密度（20℃）/（kg/m^3）		810~850	810~850
脂肪酸甲酯（体积分数）/%	不大于	1.0	1.0

8.7.2 工艺技术先进性分析

本项目加工的原油构成是科威特原油 650 万吨/年、沙特中质原油 325 万吨/年、沙特轻质原油 325 万吨/年。这三种原油均属于高硫中间基原油，原油中的硫含量高，但轻质油收率高、总拔出率高，根据原油的构成、性质，本项目选择“常减压蒸馏+渣油加氢脱硫+加氢裂化+催化裂化+延迟焦化+轻烃回收+柴油加氢联合+煤油加氢+催化汽油加氢醚化+石脑油加氢&连续重整&芳烃联合+异构化+MTBE”方案。

该流程为全加氢流程，可以实现原油资源利用的最大化，并可以实现汽油产品和柴油产品的质量指标满足国V排放标准，减少废物的排放，建设环保型炼油厂。

8.7.3 节能及能耗指标分析

8.7.3.1 节能措施

- **工艺装置、公用工程及辅助设施节能措施**

（1）节能型工艺和技术

此类节能措施的本质在于减少工艺过程对能量的总需要量，不仅可以减少各种能源的总供入量，而且还可以节省转换和回收过程的效率损失。其内容主要包括改进工艺流程，采用新工艺、新技术，采用新型催化剂、助剂和溶剂等。

1）常减压装置采用优化工艺流程。

2）催化裂化装置采用烟气能量回收系统回收能量。

3）加氢裂化装置采用热高分流程。

4）根据装置特点分馏塔采用低压降的填料或新型高效塔板，大型压缩机组选用三元流叶轮。

（2）优化工艺参数节能

通过对工艺装置操作条件的优化来达到节能降耗的目的。提高装置控制水平，采用先进的APC控制系统，使原料和各项公用工程的消耗处于最佳值，并显著减少生产波动，降低能耗。此类措施不需大量投资，执行方便，见效快。但必须保证产品质量，强化管理，尽量配置先进适用的监控手段。

（3）提高能量回收率

此类措施包括能量回收系统的优化匹配、原料预热、余热发生蒸汽、低温位热量回收，设备管线保温保冷、压差动能回收，采用气体或液体膨胀透平回收动能等。

1）采用换热网络优化技术，充分回收工艺过程的各种温位热量。

2）采用透平回收工艺物流的压力能，用来发电或带动机泵。

3）换热器根据装置特点采用立式纯逆流合金钢换热器、螺纹管和高效低阻力降换热器，提高换热效率。

4）对装置及系统物流的冷却，根据温位不同采取不同的手段，能够采用空冷的情况采用空冷，严格控制高温位情况直接用水冷，以降低冷却水消耗。

（4）提高能量转换设备效率

1）提高能量转换设备效率包括提高锅炉、加热炉热效率，以及燃机-加热炉联合、燃机-蒸汽联合循环、机泵变频调速等措施。

2）各工艺装置加热炉均采用空气预热器回收烟气余热，降低排烟温度和控制过剩空气系数，采用新型燃烧器和新型炉衬材料，提高炉效率平均达到91%以上。

3）工艺装置采用高效机泵和变频调速，减少装置用电负荷。

- **全厂综合节能措施**

全厂用能优化综合技术是指在全厂范围内打破单元界限，炼油、化工统筹协调，紧密布置，从总体用能上达到最优。在全厂以及装置平面布局上，设备及管道布置尽量紧凑合理、选用优质的绝热材料，减少热、冷损失和压力损失。

（1）低温热回收

从全局角度看，某一装置是废热，而对另一装置则可能是合适的加热热源，回收这一部分低温位热量是装置和系统进一步节能的一个重要方面，充分利用工艺余热和反应热副产蒸汽或作再沸器热源。低温热利用总体上要按供热--制冷--发电综合方案，统一考虑，提高低温热回收利用率。

低温余热回收利用原则：

1）优化工艺装置换热流程，尽量少产低温余热；

2）温位为85℃～160℃之间的热源可作为低温余热进行回收；

3）低温热水回水温度按70℃设计，低温热水出装置温度按95℃设计；

4）低温余热回收与利用必须经济合理、运行可靠；

5）优先保证装置生产用热，多余部分再考虑其它热利用方案。

（2）蒸汽逐级利用

根据全厂的热力负荷和用电负荷，进行全厂范围内的调整与平衡，优化产、耗汽设备的形式与参数，确定热、电联产方案，达到蒸汽的逐级利用，使得全厂的能源利用效率达到最高。

1）合理确定工艺装置余热发汽参数，做好蒸汽动力逐级利用。

2）工艺装置余热、废热，可根据热量和温位条件，尽可能产生较高参数的蒸汽，并服从全厂蒸汽平衡的制约，避免产生不平衡造成排空浪费现象。

3）气压机采用背压透平驱动，搞好供热联产。

（3）装置热联合、装置与系统热联合

装置之间热联合打破了装置用能自成体系的局面，做到互相协调，取长补短。该项目中，装置间的热联合主要表现在常减压蒸馏与渣油加氢脱硫、加氢裂化、催化裂化、直柴加氢精制及煤油加氢精制装置之间的原料及热量互供，从而避免物流在上游装置冷却而在下游装置又加热的状况。

1）1300×10^4t/a常减压装置的减压蜡油以150℃热出料给催化裂化和加氢裂化装置，尽量减少中间过程的冷却和加热。

2）1300×10^4t/a常减压装置的减压渣油以150℃出装置送渣油脱氢装置，进行热联合。

3）1300×10^4t/a常减压装置直馏柴油以130℃热出料送直柴加氢精制装置。

4）气体分馏装置与催化裂化装置热联合，丙-丙分离采用常规分离技术，采用低温热水作为丙烯塔重沸器、脱乙烷塔重沸器、碳四分离塔重沸器的热源；脱丙烷塔采用催化顶循油作为热源，节约蒸汽消耗，同时降低了装置的能耗。

5）催化裂化、常减压等装置的低温热可用于储运系统、水处理站、机房等公用工程及辅助系统的热源，实现装置与系统的热联合。

（4）其它节能措施

1）计算机监控与管理。

应用计算机进行数据实时采集、巡回检测、超限报警、设备监控、生产过程的闭环控制和开环指导等，对全厂生产过程进行节能控制。

2）减少能量损失。

（1）采用保温技术，通过筛选保温材料和外护材料，应用新产品，确定经济保温厚度和合理保温结构等措施，减少设备及管线的散热损失。

（2）统筹燃料供应，减少火炬排放，降低能耗物耗。

（3）减少成品、半成品储运过程的损失。减少低压燃料气通过火炬放空损失，搞好全厂低压燃料气的平衡利用；采用浮顶油罐减少轻油损失；采用液下密闭装车等技术设备，减少损失。

（4）对装置及系统产生的凝结水、含硫污水进行回收，处理后返回各装置及公用工程循环使用；对于能够进行一水多用的设备及工艺尽量做到一水多用，从而节省水耗量，降低能耗。

（5）减少新鲜水用量，减少排污，清污分流、污污分流。污水处理场进水分为含油污水和含盐污水处理系统，分质处理，处理后水回用。

（6）采用优质高效的水质稳定剂提高循环水的浓缩倍数，减少循环水的补充水和排污量。

8.7.3.2 能耗水平分析

- **能量因数分析**

项目优化调整后，炼油工艺选用“常减压－加氢裂化－渣油加氢脱硫-延迟焦化”混合型加工流程，为充分利用原油资源，本项目原油加工程度较深、流程较复杂。为了使不同加工深度和复杂程度的炼油厂加工能耗具有可比性，采用单位能量因数耗能作为比较基准。

项目优化调整后，各装置的能量因数取值及全厂能量因数情况见表8.7-3。从表中可以看出，项目优化调整后，全厂炼油能量因数为8.789，2013年中国石化炼油厂平均能量因数为6.954，中国石油炼油厂平均能量因数为7.160。可以看出，由于本项目优化调整后采用焦化-渣油加氢的原油加工流程，单套装置规

模大，流程复杂，且加工深度较高，因此炼油生产装置的能量因数高于上述两家国内石油大公司平均水平。

表 8.7-3　　炼油生产装置能量因数表

序号	装置名称	规模	加工量 （10^4t/a）	Ci	Ki	Ci × Ki
1	常减压	1300	1300.00	0.97	1.00	0.97
2	渣油加氢	400	380.85	0.28	2.00	0.57
3	蜡油加氢裂化	210	210.76	0.16	4.29	0.68
4	催化裂化	330	319.46	0.24	5.50	1.31
5	延迟焦化	120	93.85	0.07	2.50	0.18
6	航煤加氢精制	140	137.41	0.10	1.20	0.12
7	直柴加氢精制	280	281.34	0.21	1.20	0.25
8	汽柴油加氢改质	180	156.89	0.12	2.80	0.33
9	催化汽油加氢醚化	140	145.5	0.11	1.00	0.11
10	双脱	120	98.15	0.07	0.03	0.00
11	气体分馏	55	53.34	0.04	4.80	0.19
12	连续重整	240	237.55	0.18	9.00	1.60
13	异构化	70	68.98	0.05	5.00	0.26
14	MTBE	8	8.00	0.01	9.50	0.06
15	制氢	$12\times10^4Nm^3/h$	6.99	0.01	110.00	0.57
16		$5\times10^4Nm^{4/h}$	3.30	0.00	110.00	0.27
17	PSA	$11\times10^4Nm^3/h$	8.71	0.01	8.00	0.05
18	酸性水汽提		252.00	0.16	1.80	0.28
19	溶剂再生		840.00	0.53	0.70	0.37
20	硫磺回收	36	31.01	0.02	1.00	0.02
	小计					8.192
	辅助系统能量因数					0.510
	总计					8.702
	气温修正系数					1.010
	炼油能量因数 Ef					8.789

- **全厂综合能耗**

项目优化调整后炼油综合能耗为62.63kg标油/t，低于原1000万吨/年规模情况下 62.96 标油/t 的水平。

项目优化调整后炼油单位能量因数能耗为 7.129kgoe/t.Ef，单位能量因数能耗处于国内先进水平，因此，在同等加工深度的情况下，项目优化调整后能耗处于国内较好水平。

8.7.4 节水及水耗分析

8.7.4.1 工程节水措施

（1）提高循环水的浓缩倍数

厂内各装置产品和设备使用的冷却水，经换热设备水温升高后，进到循环水场内设的冷却塔，经其冷却后的水再用循环冷水泵打回到各装置冷却用水设备，进行循环使用。冷却塔采用大型逆流式冷却塔。其结构采用钢筋混凝土框架，玻璃钢围护结构方案。为保证循环水水质，对其进行加药和部分循环水过滤方案。

项目优化调整后，为加强水资源的节约、保护和科学利用，努力提高水的利用率，尽量采用循环冷却水作为生产冷却水，根据水质、气候等条件，循环水平均浓缩倍数按 4 进行设计；循环水水质处理药剂配方根据试验确定；选用高效的冷却塔收水器，尽量减少风吹损失，选用反冲水量小的旁滤器，循环水旁滤罐反洗水量约占过滤水量的 1%～1.4%，比传统的砂滤罐节水 2/3。

（2）最大限度回收利用凝液

回收炼油及辅助单元的凝液并对回收凝液进行水质在线监测，对回收的凝液进行分质处理，最大限度地使回收的凝液重复使用。

（3）采用有效措施，提高污水回用率

来自装置和油罐区的设备脱排水，经排水管道集中收集后进入全厂污水处理场，经除油、生化处理等措施处理后，大部分回用，未回用部分经浓水处理系统处理后达标排放。

另一部分污染较轻的含油污水，与雨水、生活污水一起进一步通过深度处理措施，回收利用，污水处理场处理后合格回用，可作为生产装置用循环水部分补充水、绿地浇洒使用，减少生产给水用量，降低运行成本，节水节能。

（4）计量、调节及控制装置所采取的节水措施

在初步设计及施工图阶段，选用计量、调节及控制仪表阀门时，充分考虑选用节水及节能型仪表和有关的各种阀门。

本项目各装置均设置流量仪表，对流量进行准确的计量。

8.7.4.2 工程节水指标分析

- **工程节水指标**

根据项目工程分析及给排水平衡情况，核算出本项目各项节水指标见表8.7-4。

表 8.7-4 **工程各项节水指标表**

序号	项目	数值	单位
1	吨油新鲜水耗量	0.43	t/t 原油
2	污水回用量	372.96	t/h
3	污水回用率	79.01	%
4	水重复利用率	98.42	%

（1）吨原油新鲜水消耗

加工每吨原油的新鲜水消耗量是评价一个企业管理水平、技术经济的指标之一，根据项目水平衡，本项目优化调整后加工吨原油新鲜水单耗为0.43m^3/t原油，与国内同行业相比，处于国内先进水平。

（2）水重复利用率

水的重复利用率是指在生产过程中，重复使用的水量同重复用水量与补充用水量之和的比值。经计算，项目优化调整后的水重复利用率为98.42%，而目前石化行业一般要求工业水重复利用率保持在95%以上，相比较而言本项目水的重复利用率达到了较高的水平。

（3）污水回用率

项目优化调整后，含硫污水经酸性水汽提装置处理后的净化水绝大部分实现回用，含油污水、含盐污水进入污水处理系统后大部分回用，从而全厂水处

理系统实现了最大程度的污水回用功能，经过分析计算，项目优化调整后的污水回用率达到 79.01%，可节省新鲜水总耗量，节约水资源。

8.7.5 清洁生产水平综合分析

为了进一步衡量项目优化调整后的清洁生产状况，在此参考原环境保护总局于 2003 年 6 月 1 日颁布实施的《清洁生产标准 石油炼制业》（HJ/T125-2003）中的清洁生产水平标准，对项目涉及的常减压装置、催化裂化装置和全厂建成后的清洁水平进行综合性分析。

在《清洁生产标准 石油炼制业》（HJ/T125-2003）中，根据当前的行业技术、装备水平和管理水平，将清洁生产水平分为三级，一级代表国际清洁生产先进水平，二级代表国内清洁生产先进水平，三级代表国内清洁生产基本水平。本次评价将据此给出相关项的清洁生产等级及水平。

8.7.5.1 装置清洁生产水平分析

项目常减压装置、催化裂化装置及延迟焦化装置的清洁生产水平指标与《清洁生产标准 石油炼制业》（HJ/T125-2003）中清洁生产水平指标的对比情况分别见表 8.7-5~表 8.7-7。

表 8.7-5　　常减压装置清洁生产指标与清洁生产标准中指标对比情况

指标		一级	二级	三级	本项目常减压
生产工艺与装备要求		-采用“三顶”瓦斯气回收技术； - 加热炉采用节能技术； - 采用 DCS 仪表控制系统； - 现场设密闭采样设施。			全部采用清洁生产标准技术
资源能源利用指标	综合能耗，kg 标油/t 原料	燃料油型≤10 润滑油型≤11	燃料油型≤12 润滑油型≤12.5	燃料油型≤13 润滑油型≤14.5	9.89
	新鲜水用量，t 水/t 油	≤0.05	≤0.1	≤0.15	0
	原料加工损失率，%	≤0.1	≤0.2	≤0.3	0.05
污染物产生指	含油污水单排量，kg/t 原料	≤20	≤40	≤60	9.05
	含油污水石油类含量，mg/L	≤50	≤100	≤150	45

标	含硫污水单排量，kg/t 原料	≤27	≤35	≤44	41.68
	含硫污水石油类含量，mg/L	≤80	≤140	≤200	80
	加热炉烟气 SO_2 含量，mg/m^3	≤100	≤300	≤550	18.98

表 8.7-6　　催化裂化装置清洁生产指标与清洁生产标准中指标对比情况

指标			一级	二级	三级	本项目催化裂化
生产工艺与装备要求			-采用提升管催化裂化工艺； - 设烟气能量回收设备； - 采用 DCS 仪表控制系统； - 现场设密闭采样设施。			全部采用清洁生产标准技术
资源能源利用指标	综合能耗，kg 标油/t 原料		≤62	≤65	≤68	35.97
	催化剂单耗，kg/t 原料		≤0.40	≤0.5	≤0.60	0.59
	原料加工损失率，%		≤0.40	≤0.5	≤0.60	0.6
污染物产生指标	含油污水	单排量，kg/t 原料	≤120	≤160	≤200	30.24
		石油类含量，mg/L	≤100	≤140	≤200	90
	含硫污水	单排量，kg/t 原料	≤100	≤120	≤150	92.03
		石油类含量，mg/L	≤80	≤150	≤200	70
	催化再生烟气 SO_2 含量，mg/m^3		≤550	≤800	≤1200	99.41
	催化再生烟气烟尘含量，mg/m^3		≤100	≤150	≤160	45

表 8.7-7　　延迟焦化装置清洁生产指标与清洁生产标准中指标对比情况

指标		一级	二级	三级	本项目焦化
生产工艺与装备要求		- 焦炭塔采用密闭式冷焦、除焦工艺； - 冷焦水密闭循环处理工艺； - 采用 DCS 仪表控制系统； - 设密闭采样设施； - 设雨水系统； - 处理部分污水处理厂废渣。			全部采用清洁生产标准技术
资源能源利用指标	综合能耗，kg 标油/t 原料	≤25.0 含吸收稳定≤30.0	≤28.0 含吸收稳定≤32.0	≤13 含吸收稳定≤35.0	23.64

	新鲜水用量，t 水/t 油	≤0.12	≤0.2	≤0.3	0.013
	原料加工损失率，%	≤0.5	≤0.8	≤1.2	0.05
污染物产生指标	含油污水单排量，kg/t 原料	≤130	≤150	≤180	48.33
	含油污水石油类含量，mg/L	≤200	≤300	≤500	200
	含硫污水单排量，kg/t 原料	≤50	≤100	≤180	68.92
	含硫污水石油类含量，mg/L	≤400	≤800	≤1100	300
	加热炉烟气 SO_2 含量，mg/m^3	≤500	≤600	≤750	35.6

通过表中的对比结果可知，项目建成后常减压、催化裂化、焦化等装置的清洁生产水平总体较高，绝大多数指标处于一级水平，仅常减压装置的含硫污水、焦化含硫污水的单排量和催化裂化催化剂单耗、损失率等指标较差，这主要由于装置加工的原油为高含硫劣质原油，相应产生于常减压和延迟焦化的含硫污水量偏大，催化裂化装置加工原料较差，因此为了维持适宜的催化剂活性，而不得不加大催化剂用量，造成催化剂单耗量较高。目前由于国内原油炼油能力的增大，加工的原油日趋劣质，催化裂化装置催化剂单耗居高不下是国内炼油行业普遍存在的现象。

8.7.5.2 全厂清洁生产水平分析

将项目建成后全厂的清洁生产指标与《清洁生产标准 石油炼制业》（HJ/T125-2003）中指标的对比情况见表 8.7-8。

表 8.7-8　　全厂清洁生产指标与清洁生产标准中指标对比情况

指标	一级	二级	三级	原 1000 万吨/年规模	现规模
生产工艺与装备要求	- 加工原油能力大于 250 万 t/a； - 排水系统划分正确，未受污染的雨水和工业废水全部进入假定净化水系统；特殊水质的高浓度污水（如：含硫污水、含碱污水等）有独立的排水系统和预处理设施； - 轻油（原油、汽油、柴油、石脑油）储存使用浮顶罐；			全部采用清洁生产标准技术	全部采用清洁生产标准技术

		- 设有硫回收设施； - 废碱渣回收粗酚或环烷酸； - 废催化剂全部得到有效处置。				
资源能源利用指标	综合能耗，kg 标油/t 原油	≤80	≤85	≤95	62.96	62.63
	取水量，t 水/t 原油	≤1.0	≤1.5	≤2.0	0.48	0.43
	净化水回用率，%	≥65	≥60	≤50	70.52	87.38
污染物产生指标	石油类，kg/t 原料	≤0.025	≤0.2	≤0.45	0.021	0.022
	硫化物，kg/t 原料	≤0.005	≤0.02	≤0.045	0.004	0.005
	挥发酚， kg/t 原料	≤0.01	≤0.04	≤0.09	0.005	0.004
	COD，kg/t 原料	≤0.2	≤0.5	≤0.9	0.164	0.170
	加工吨原油工业废水产生量，t 水/t 原油	≤0.5	≤1.0	≤1.5	0.256	0.363
产品指标	汽油	产量的 50%达到《世界燃油规范》II 类标准	符合 GB17930-1999 产品技术规范		达到一级水平	达到一级水平
	轻柴油	产量的 30%达到《世界燃油规范》II 类标准	符合 GB252-2000 产品技术规范		达到一级水平	达到一级水平

由表中可以看出，项目建成后全厂清洁生产指标均可达到《清洁生产标准 石油炼制业》（HJ/T125-2003）中的一级水平。

原油加工规模由原 1000 万吨/年提高至 1300 万吨/年，全厂的能耗、炼油装置取水量、净化水回用率、产品品质等主要清洁生产指标均有一定程度的提高。

项目优化调整后，采用传统的炼油行业生产装置，技术上先进成熟可靠，产品质量优良。通过对比《清洁生产标准 石油炼制业》（HJ/T125-2003）中所定标准，项目优化调整后清洁指标可以达到国内先进清洁生产水平。

8.8 总量控制

8.8.1 总量控制因子

根据《“十二五”主要污染物总量控制规划编制技术指南》，“十二五”期间国家对化学需氧量（COD）、二氧化硫（SO_2）、氨氮和氮氧化物（NOx）等 4 种主要污染物实施国家总量控制，统一要求、统一考核。

《大气污染防治行动计划》中规定：严格实施污染物排放总量控制，将二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘和挥发性有机物排放是否符合总量控制要求作为建设项目环境影响评价审批的前置条件。

结合云南石化炼油项目的污染物排放特征和所在区域的环境特征，确定总量控制因子如下：

（1）废气：SO_2、NOx、烟尘、VOCs

（2）废水：COD、氨氮、石油类

（3）工业固体废物

8.8.2 总量指标来源

云南省环保厅已于 2011 年、2012 年分别对云南炼油项目的污染物排放总量指标的来源进行了复函，确定了 COD、SO_2、氨氮和 NOx 等 4 种主要污染物的排放总量。详见表 8.8-1。

根据“云南省环保厅关于中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目二氧化硫和化学需氧量排放指标来源的复函”（云环函〔2011〕104 号）和“云南省环保厅关于中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目总量指标来源补充来源审核意见的函”（云环函〔2012〕52 号），云南炼油项目所需二氧化硫（SO_2）和化学需氧量（COD）排放指标由昆明市在“十一五”期间完成的污染减排项目削减量安排解决。其中 SO_2 指标来源于武钢集团昆明钢铁股份有限公司 1 号、2 号和 3 号烧结机脱硫污染减排项目（预计削减量 4000t，实际三烧 1 号、2 号和四烧烧结机烟气脱硫工程削减 $SO_2$9924.81t（滇中环保分局提供，根据企业脱硫月报数据核算））和昆明市 2011 年度非电非钢工业二氧化硫削减指标（国家核定量 824.57t，分配给云

南炼油项目 404.35 t），COD 指标来源于昆明第七污水处理厂减排项目（预计削减量 7460t，实际削减 30244.95t（昆明市提供的 2011 年数据））。

表 8.8-1　　云南炼油项目污染物排放总量指标来源

污染物	总量指标（t/a）	云南省环保厅总量函		是否满足总量指标要求
		指标来源	实现削减量(t)	
SO_2	2600	昆钢 1、2、3 号烧结机脱硫污染减排项目	三烧 1 号、2 号和四烧烧结机烟气脱硫工程削减 $SO_2$9924.81	满足
		昆明市 2011 年度二氧化硫削减指标（国家核定量）	404.35	
NOx	1300	云南昆钢嘉华水泥建材有限公司脱硝项目	1402.92	满足
COD	75	昆明第七污水处理厂减排项目	30244.95	满足
氨氮	19		2262.75	满足

根据“云南省环保厅关于中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目氮氧化物和氨氮排放指标来源的复函”（云环函〔2011〕261 号），本项目所需氨氮指标来源于昆明第七污水处理厂减排项目（预计削减量 429t，实际削减 2262.75t（昆明市提供的 2011 年数据））。

根据“云南省环保厅关于中国石油 1000 万吨/年炼油项目氮氧化物排放指标审核意见的函”（云环函〔2011〕411 号），本项目所需氮氧化物（NOx）指标来源于云南昆钢嘉华水泥建材有限公司脱硝项目（预计削减氮氧化物 1400t，实际削减 1402.92t（滇中环保分局提供，根据企业 2014 年项目试运行情况数据））。

本项目二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量和氨氮四项污染物总量控制指标来源合理、可靠，符合污染物排放总量控制的相关要求。

8.8.3 污染物排放总量建议指标

根据污染源核算，项目优化调整后的污染物预测排放总量为：$SO_2$1208.45 t/a，NOx1271.37 t/a，烟尘 315.92 t/a、VOCs 1105.45 t/a、COD73.58 t/a，氨氮 9.81t/a ，石油类 6.13t/a。

鉴于云南省环保厅已对云南炼油项目的污染物排放总量进行了批复，且明确了污染物总量指标的来源，本次优化调整后，SO_2、NOx、COD、氨氮等 4 种主要污染物的排放总量建议指标仍维持已批复数据，对于前期未批复的烟尘、VOCs 和石油类等 3 种污染物的排放总量指标，分别建议为：316t/a、1106t/a、6.5 t/a。详见表 8.8-2。

表 8.8-2　　污染物排放总量建议指标

污染物名称		已批复总量指标（t/a）	建议总量指标（t/a）
废气	SO_2	2600	2600
	NOx	1300	1300
	烟尘		316
	VOCs		1106
废水	COD	75	75
	氨氮	19	19
	石油类		6.5

第九章　环境保护措施技术经济合理性分析

9.1　优化调整后采取的主要环保措施

项目优化调整后，在保留原设计环境保护措施的基础上，通过采用先进的生产工艺技术、多项节能降耗措施以及成熟严谨的管理方法，可从根本上减少污染，利于环境保护。优化调整前后的环保措施对比见表 2.2-2。

9.2　新增及优化调整环保措施技术经济合理性分析

9.2.1 延迟焦化装置装置废气处理防治措施

9.2.1.1 延迟焦化装置装置废气处理防治措施

延迟焦化装置装置通过在焦炭塔顶设置封盖，塔底采用塔底阀，实现密闭除焦，在焦炭破碎处设置喷水措施，防止石油焦在破碎过程中产生粉尘；在焦池四周设置围挡，有效阻止粉尘扩散；石油焦运输采用包裹式皮带闭路输送至动力站，防止石油焦在运输过程中产生粉尘。

延迟焦化装置装置中焦炭塔吹汽、给水冷焦时产生的大量高温蒸汽及少量油气进入放空塔。塔底污油用泵抽出，送经放空塔循环油空冷器冷却后，一部分作为洗涤油返回放空塔上部回收油气中的瓦斯油，并控制顶部气相温度＜180℃左右，剩余污油作为急冷油在装置内回炼。同时，放空塔系统可以处理设备在线检修时产生的污油回炼。

放空塔顶的蒸汽、油气经冷却、冷凝后，气液两相流入放空塔顶回流罐。污油由泵抽出作为洗涤油进入放空塔上部。含硫污水则与分馏塔含硫污水一起送至酸性水汽提装置。从放空塔顶回流罐出来的不凝气经分馏塔顶分液罐进入富气压缩机送火炬气回收系统。

对冷焦水采用闭路处理流程，避免 VOCS 的挥发；冷焦热水罐上设置脱臭设施，脱除冷焦废气中的 H_2S；加热炉采用先进的单对流对单辐射的附墙燃烧梯式加热炉，提高热效率，减少烟气排放量，同时燃烧器选用低 NOx 火嘴，降低烟气中 NOx 含量。

9.2.1.2 延迟焦化装置装置废气处理防治措施的技术经济分析

对于延迟焦化装置冷焦时产生的大量高温蒸汽及少量油气（焦炭塔吹汽）采用密闭放空技术，即通过放空塔及冷却汽液分离罐设施，尽量回收焦炭塔吹汽中的柴油馏分和水再利用，少量不凝气排放火炬系统。

该工艺是目前行业内通常采用的技术，工业应用结果表明是成熟可靠的，符合清洁生产原则，可有效的杜绝废气中焦油类及恶臭物质对环境的污染。其采取的措施技术经济合理可行。

9.2.2 工艺加热炉 NOx 控制措施

作为炼油工艺的重要环节，云南石化共有 34 台加热炉或焚烧炉，烟气作为重要的 NOx 排放源在设计之初就被云南石化给予足够重视，在加热炉设计、燃烧器选型时均对设计方、总包方提出严格要求，结合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015），在加热炉燃烧器的技术协议及采购合同内严格要求 NOx 最大排放浓度为 100mg/Nm^3，最大限度控制项目 NOx 排放总量。

9.2.2.1 工艺加热炉低 NOx 燃烧器选用结果

云南炼油项目工艺加热炉低 NOx 燃烧器选用结果见表 9.2-1，低 NOx 燃烧器供应商共 6 家，包括国产和进口。

表 9.2-1　　工艺加热炉低 NOx 燃烧器选用结果统计表

序号	装置名称	炉名称	型式	燃烧器名称	最大 NOx 排放浓度 mg/m^3
1	常减压装置	常压炉	立管箱式炉	低 NOx 燃烧器	100（干基）
2		减压炉	水平管箱式炉	低 NOx 燃烧器	100（干基）
3	重油催化	蒸汽过热炉	圆筒炉	低 NOx 燃烧器	100（干基）
4	制氢联合装置	制氢转化炉	立管顶烧箱式炉	超蓝燃烧器	100（干基）
5		制氢转化炉	立管顶烧箱式炉	超蓝燃烧器	100（干基）
6	加氢裂化	反应加热炉	立式箱式炉	超低 NOx 燃烧器（侧面）	100（干基）
				超低 NOx 燃烧器（中间）	100（干基）
7		分馏加热炉	圆通立式炉	超低 NOx 气体燃烧器	100（干基）
8	渣油加氢	反应进料加热炉	双室、辐射、卧管方箱炉	扁平焰附墙低排放燃烧器	100（干基）
9	渣油加氢	分馏塔进料加热炉	双室、辐射、卧管方箱炉	圆形焰低排放燃烧器	100（干基）
10	直柴加氢精制	反应进料加热炉	辐射对流型立管立式方箱	低 NOx 扁平焰燃烧器	100（干基）
11	航煤加氢	反应进料加热炉	辐射对流型卧管方炉	低 NOx 扁平焰附墙燃烧器	100（干基）

序号	装置名称	炉名称	型式	燃烧器名称	最大 NOx 排放浓度 mg/m³
12		分馏塔底重沸炉	辐射对流型圆筒炉	低 NOx 气体燃烧器	100（干基）
13	催化汽油加氢	分馏塔底重沸炉	辐射对流型圆筒炉	低 NOx 气体燃烧器	100（干基）
14		反应产物加热炉	辐射对流型立管立式方箱	低 NOx 型扁平焰燃烧器	100（干基）
15	汽柴油改质	反应进料加热炉	辐射对流型卧管方炉	低 NOx 扁平焰附墙燃烧器	100（干基）
16		分馏塔底重沸炉	辐射对流型圆筒炉	低 NOx 气体燃烧器	100（干基）
17	连续重整－芳烃联合	预加氢进料加热炉	圆筒炉	燃烧器	100（干基）
18		汽提塔重沸炉	圆筒炉	燃烧器	100（干基）
19		石脑油分馏塔重沸炉	圆筒炉	燃烧器	100（干基）
20		重整进料加热炉	箱式炉	进料加热炉低 NOx 燃气燃烧器	100（干基）
21		重整第一中间加热炉	箱式炉	第一中间加热炉低 NOx 燃气燃烧器	100（干基）
22		重整第二中间加热炉	箱式炉	第二中间加热炉低 NOx 燃气燃烧器	100（干基）
23		重整第三中间加热炉	箱式炉	第三中间加热炉低 NOx 燃气燃烧器	100（干基）
24		脱戊烷塔重沸炉	圆筒炉	燃烧器	100（干基）
25		二甲苯塔重沸炉	圆筒炉	燃烧器	100（干基）
26	延迟焦化	焦化加热炉	水平管箱式炉	宽火焰扁平附墙低 NOx 节能型气体燃烧器	100（干基）
31	硫磺回收	尾气焚烧炉	卧式圆筒炉	低氮氧焚烧炉燃烧器	50（干基）
32		尾气焚烧炉	卧式圆筒炉	低氮氧焚烧炉燃烧器	50（干基）
33		尾气焚烧炉	卧式圆筒炉	低氮氧焚烧炉燃烧器	50（干基）
34		尾气焚烧炉	卧式圆筒炉	低氮氧焚烧炉燃烧器	50（干基）

9.2.2.2 低 NOx 燃烧器技术特点

目前燃烧器采用改变燃烧条件的方法来降低 NOx 的排放，在国内得到了成熟的应用。本项目所选 NOx 燃烧器，综合了以下 4 种技术，针对不同装置的加热炉或锅炉各有侧重。

1）低过量空气燃烧

使燃烧过程尽可能在接近理论空气量的条件下进行，随着烟气中过量氧的减少，可以抑制 NOx 的生成，一般可降低 NOx 排放 15~20%。但若炉内氧浓度过低（3%以下），会造成浓度急剧增加，增加化学不完全燃烧热损失，引起飞灰含碳量增加，燃烧效率下降，因此选取合理的过量空气系数是关键。

2）空气分级燃烧

基本原理是将燃料的燃烧过程分阶段完成。在第一阶段，将从主燃烧器供入炉膛的空气量减少到总燃烧空气量的 70~75%（相当于理论空气量的 80%），使燃料先在缺氧的富燃料燃烧条件下燃烧。此时第一级燃烧区内过量空气系数 α＜1，因而降低了燃烧区内的燃烧速度和温度水平，不但延迟了燃烧过程，而且在还原性气氛中降低了生成 NOx 的反应率，抑制了 NOx 在这一燃烧中的生成量。完全燃烧所需的其余空气则通过布置在主燃烧器上方的专门空气喷口喷口送入炉膛（称为“火上风”），与第一级燃烧区在“贫氧燃烧”条件下所产生的烟气混合，在 α＞1 的条件下完成全部燃烧过程。

在第一级燃烧区内的过量空气系数越小，抑制 NOx 的生成效果越好，但不完全燃烧产物越多，导致燃烧效率降低、引起结渣和腐蚀的可能性越大。因此为保证既能减少 NOx 的排放，又保证锅炉燃烧的经济性和可靠性，必须正确组织空气分级燃烧过程。

3）燃料分级燃烧

在燃烧中已生成的 NO 遇到烃根 CHi 和未完全燃烧产物 CO、H_2、C 和 CnHm 时，会发生 NO 的还原反应，反应式为：

$$4NO+CH_4 =2N_2+CO_2+2H_2O$$

$$2NO+2CnHm+(2n+m/2-1)O_2 =N_2+2nCO_2+mH_2O$$

$$2NO+2CO =N_2+2CO_2$$

$$2NO+2C =N_2+2CO$$

$$2NO+2H_2 = N_2+2H_2O$$

利用这一原理，将 80~85%的燃料送入第一级燃烧区，在 α>1 条件下，燃烧并生成 NOx。其余 15~20%的燃料则在主燃烧器的上部送入二级燃烧区（再燃区），在 α<1 的条件下形成很强的还原性气氛，使得在一级燃烧区中生成的 NOx 在二级燃烧区内被还原成氮分子。在再燃区中不仅使得已生成的 NOx 得到还原，还抑制了新的 NOx 的生成，可使 NOx 的排放浓度进一步降低。

一般来讲，采用燃料分级可使 NOx 的排放浓度降低 50%以上。在再燃区的上面还需布置“火上风”喷口，形成第三级燃烧区（燃尽区），以保证再燃区中生成的未完全燃烧产物的燃尽。

4）烟气再循环

烟气再循环法是在锅炉的空气预热器前抽取一部分低温烟气直接送入炉内，或与一次风或二次风混合后送入炉内，不但可以降低燃烧温度，而且也可以降低氧气浓度，进而降低 NOx 的排放浓度。

烟气再循环法降低 NOx 排放的效果与燃料品种和烟气再循环有关。经验表明，烟气再循环率为 15~20%时，煤粉炉的 NOx 排放浓度可降低 25%左右。NOx 的降低率随着烟气再循环率的增加而增加，而且与燃料种类和燃烧温度有关。燃烧温度越高，烟气再循环率对 NOx 降低率的影响越大。

9.2.2.3 低 NOx 燃烧器应用实例

国产低 NOx 气体燃烧器在中油股份 WL 石化公司 600 万吨/年常减压装置、中化 QZ 石化有限公司 1200 万吨/年常减压蒸馏装置、中油股份 JZ 石化分公司 160 万吨/年延迟焦化装置、中石油 LZ 石化分公司 80 万吨/年连续重整装置等多个企业中实际应用，其烟气检测数据见图 9.2-1。

进口低 NOx 气体燃烧器在 XT 石化 8 万吨/年硫磺回收装置、中海油 HZ 炼化项目 6 万吨/年硫磺回收尾气焚烧炉、中石油 SC 炼油 5 万吨/年硫磺回收尾气焚烧炉、中石化 YZ 石化 14 万吨/年硫磺回收装置尾气焚烧炉等多个企业中实际应用。其烟气检测数据见图 9.2-2。

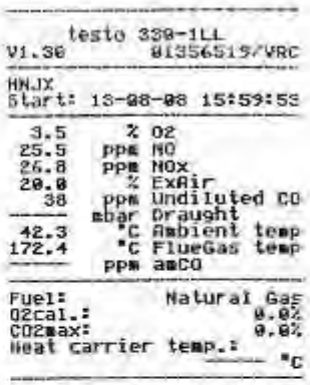
实测数据说明，无论是国产还是进口低 NOx 燃烧器，正常工作情况下均可满足 NOx 最大排放 100mg/Nm^3 标准要求。

9.2.3 催化再生烟气脱硫脱硝

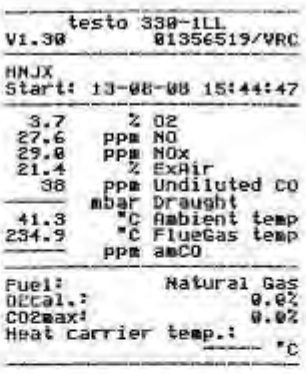
项目优化调整后，重油催化裂化装置再生烟气脱硫脱硝系统拟采用美国 BELCO 公司的 EDV®+LoTO$_X$™ 工艺技术，采用 BELCO 公司基于 NaOH 洗涤液的 EDV®5000 脱硫以及 LoTO$_X$™ 脱硝的湿法烟气洗涤系统。包括：烟气急冷吸收部分（含脱硫及脱硝），废液预处理部分和臭氧发生部分。净化烟气指标：SO_2≤95mg/Nm^3（干基），NO_x≤100mg/Nm^3（干基），粉尘≤45mg/Nm^3（干基）。



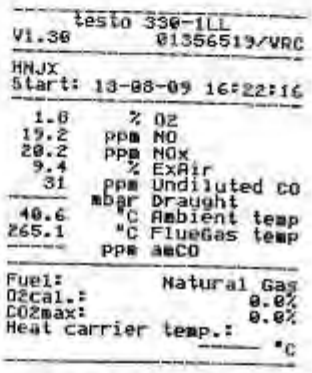
点A—在设计过剩空气量下，正常放热量（过剩空气系数为1.113）



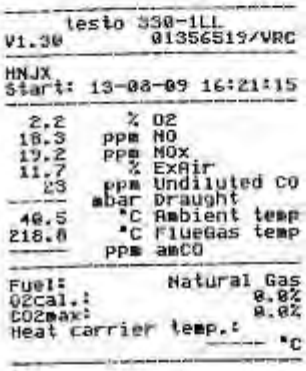
点B—调风档板开度与点A相同，最小放热量（过剩空气系数为1.152）



点C—调风器开度与点A相同，火焰稳定但CO浓度（标准状态）已达到限制值（40ppm）时的最小放热量，或出现火焰不稳定时的最小放热量（过剩空气系数为1.162）



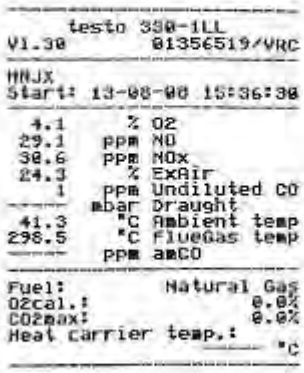
点D—设计最小放热量，通过调节调风器达到设计过剩空气量（过剩空气系数为1.073）



点E—设计放热量，通过调节调风器达到设计过剩空气量（过剩空气系数为1.09）



点F—火焰稳定但CO浓度（标准状态）已达到限制值（40ppm）时的最大放热量，或出现火焰不稳定时的最大放热量（过剩空气系数为1.117）



点G—调风器全开时的最大放热量（过剩空气系数为1.182）

图 9.2-1 国产低 NOx 气体燃烧器烟气检测数据

中国石化 TJ 分公司

20 万吨/年硫磺回收装置 NOx 排放测量数据

地点：中国石化 TJ 分公司 20 吨/年硫磺装置现场
测量位置：硫回收装置焚烧炉烟囱出口烟气
检测烟气数据：干基，烟气中氧最大体积含量：3%

时间	检测数值 mg/Nm3	备注
2012 年 10 月	19.36	
2012 年 11 月	40.2	
2012 年 12 月	31.27	
2012 年 12 月	25.31	
2013 年 1 月	25.31	
2013 年 2 月	22.77	

中海炼化 HZ 炼化分公司硫磺回收装置 NOx 排放测量数据

时间：2013 年 3 月 10 日
地点：中海炼 HZ 公司 现场
测量位置：硫回收装置焚烧炉烟囱出口
检测仪位号：AI50202C

NOx 检测数据条件：干基，烟气中氧最大体积含量：3%

时间	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00
测量数值 ppm	25.53	25.21	26.54	25.75	24.75	24.48
时间	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
测量数值 ppm	25.42	25.13	24.3	22.41	25.12	25.16
时间	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
测量数值 ppm	24.19	26.62	16.48	18.71	25.95	22.46
时间	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
测量数值 ppm	25.22	23.84	24.3	16.91	20.13	18.0
全天平均值	平均值					
测量数值 ppm	23.44					

备注：
NOx 以 NO2(分子量：46)换算，测量平均值 23.44ppm 为 48.14 mg/Nm3
NOx 以 NO (分子量：30)换算，测量平均值 23.44ppm 为 31.39 mg/Nm3

图 9.2-2 进口低氮氧型燃烧器 NOx 排放测量数据

实际生产过程中，通过加大碱液注入量，加注脱硝剂等措施，确保脱硫效率≥90%，脱硝效率≥75%（单独加注脱硝剂，脱硝效率≥50%）。催化裂化烟气经本单元处理后，净化烟气从急冷吸收塔顶排气筒直接排放，可以满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）要求。

根据催化裂化原烟气中 NO_x 浓度情况（原烟气中 NO_x 浓度 179mg/Nm^3），拟采用氮转移剂技术进行脱硝，使用新型脱硝剂，代替臭氧脱硝，在确保尾气 NO_x 达标的基础上，降低废水中盐含量。

加注臭氧则作为一种补充手段，在催化加工原料变化情况下，如果加脱硝剂不能满足氮氧化物达标排放要求，则加注臭氧氧化脱硝工段，确保达标排放。

9.2.3.1 工艺原理

1）SO_X 脱除原理　　$SO_2＋NaOH \rightarrow NaHSO_3$

$NaHSO_3＋NaOH \rightarrow Na_2SO_3＋H2O$

2）NO_X 脱除原理　　$NO＋O_3 \rightarrow NO_2＋O_2$

$NO_2＋O_3 \rightarrow N_2O_5＋O_2$

$N_2O_5＋H_2O \rightarrow 2HNO_3$

3）氮转移剂脱硝原理　　$2NO + 2CO \rightarrow N_2 + 2CO_2$

$2NO + C \rightarrow N_2 + CO_2$

4）亚硫酸脱除原理　　$Na_2SO_3＋1/2O_2 \rightarrow Na_2SO_4$

5）臭氧发生原理　　$3O_2 \leftrightarrow 2O_3$

9.2.3.2 工艺流程简述

1）烟气急冷吸收部分

自催化裂化装置余热锅炉来的烟气进入急冷吸收塔下部冷却吸收段。在冷却吸收段，上升的烟气与冷却水逆向接触，烟气温度由约200℃降至53.9℃，同时烟气中大部分的二氧化硫、三氧化硫和颗粒物被洗涤脱除。为达到脱除NO_x的目的，急冷吸收塔下部注入自臭氧发生部分来的臭氧。臭氧将烟气中的NO_x氧化为N_2O_5，N_2O_5可在冷却吸收段同时被冷却水洗涤脱除。

急冷吸收塔下部塔釜需注入20%碱液，使塔釜内的液体保持中性(pH约6.5~7.5)。塔釜内的液体经泵升压后，大部分返回冷却吸收段作为冷却水，少部

分送至废液预处理部分。为维持塔内的液相平衡，急冷吸收塔中部过滤清模块注入补水，并自动溢流至急冷吸收塔下部。

冷却后的烟气自急冷吸收塔下部上升进入中部的滤清模块。滤清模块可除去烟气中残余的细微颗粒和硫酸酸雾。滤清模块后的烟气经由水珠分离器除去其中夹带的液滴后，经由塔顶部的烟囱高空排放。

2）废液预处理部分

向废液中注入絮凝剂后，废液进入澄清池内沉淀。澄清池底部被絮凝的块状物沉淀聚集到池底达到一定高度时，由底部的排放阀周期性排出到过滤箱。过滤箱过滤出的水排到滤液池，并由滤液泵送回至澄清池；过滤箱过滤出的废催化剂不定期送出装置外。

澄清池顶部的清液自流至澄清池溢流罐，经泵升压后送至氧化罐，氧化罐底部由氧化风机注入空气并加入少量20%碱液，在氧化罐搅拌器的作用下，空气和碱液与废液充分接触。大量的曝气可以有效降低排液的COD；注入碱液以保证出水呈中性。自氧化罐上部溢流出来的含盐废水外排。

3）脱硝剂加注系统

通过助剂加入系统注入到再生器中，在再生器中和催化裂化催化剂混合均匀后随催化剂一起循环。再生烟气中的NOx在再生器中通过脱硝剂的作用，转化为N_2，随再生烟气一起排出。

4）臭氧发生部分

混合了一定比例氮气后的氧气经过滤后分三路进入臭氧发生器，在臭氧发生器的臭氧放电室内，通过中频高压电场，利用放电体使部分氧气变成臭氧，产品气体经温度、压力、流量监测、气动调节后由臭氧出气口排出，送至急冷吸收塔下部进行脱硝。臭氧发生系统由专业制造商整体供货。

9.2.3.3 催化再生烟气脱硫脱硝措施方案比选和技术经济合理性分析

- **1）脱硫工艺比选**

控制催化裂化装置 SOx 排放的措施主要有烟气脱硫、使用 SOx 转移剂和催化裂化原料加氢处理技术等。

① SOx 转移剂

SOx 转移剂将 SO_2 氧化成 SO_3 后再生成硫酸盐。硫酸盐在再生器的条件下必须是稳定的，而且在反应器中能将硫以硫化氢(H_2S)的形式释放出来。SOx 转移剂必须能在催化裂化的条件下操作，而不降低裂化催化剂的性能。SOx 转移剂也必须有适宜的物理性能和化学性能，并且不改变 FCC 产品的收率。

现在世界上有超过 70 套的催化裂化装置在使用 $DESO_X$ 剂（脱 SOx 剂），其中美国有 32 套，占其装置总数的四分之一。但 SOx 转移催化剂的成本比传统催化剂高出许多，该种方法只有当原料中硫含量不很高时，才能显示出较好的经济性。随着部分沿海沿江炼油厂加工进口原油数量的增加，特别是中东含硫原油，催化裂化装置原料的硫含量逐渐加大，硫转移催化剂的应用受到了限制。

② 催化裂化原料加氢处理

原料加氢处理是一种有效的 SOx 控制方式，通过降低原料的硫含量，催化裂化焦炭的硫含量也相应降低，烟气中 SOx 浓度从而随之下降。

催化裂化装置原料加氢预处理催化剂常用的活性金属有 Ni、Mo、Co、W 及其组合，用于脱硫、脱氮、脱芳烃、脱金属和脱残碳。国内抚顺院先后开发的多系列催化裂化原料加氧预处理催化剂，已在 QL、MM、YS、ZH，SH 等地获得工业应用。

对催化裂化原料进行加氢脱硫已被证明对减少氧化硫的排放是行之有效的。

③ 烟气脱硫

常用烟气脱硫技术方案见表 9.2-3。

A、非再生湿法脱硫工艺

非再生湿法脱硫工艺主要是以 NaOH、$Mg(OH)_2$、Na_2CO_3、石灰等水溶液作为吸收剂对催化烟气进行洗涤，吸收脱除烟气中的 SO_2，与 SO_2 反应生成亚硫酸盐、硫酸盐，吸收剂不进行再生。此类工艺有流程简单、占地面积小、投资省、公用工程消耗少、可靠性高等优点，脱硫效率在 95%以上；缺点是吸收剂不可再生，化学药剂消耗量较大、有二次废弃物产生，并需进一步处理。

B、可再生湿法脱硫工艺

可再生湿法脱 SO_2 工艺的原理是采用可再生的吸收剂溶液对烟气进行洗涤，将烟气中的 SO_2 吸收，生成不稳定性的盐类富吸收溶液，再进一步对盐类富吸收溶液进行加热再生，再生后的吸收剂循环使用。再生释放出的 SO_2 纯度大于 99%，

既可作为炼油厂内硫磺回收装置的原料生产硫磺也可压缩后直接制成液体 SO_2 产品。该类工艺净化度高，脱硫效率可达到 96%。

表 9.2-2　　常用烟气脱硫技术技术一览表

序号	分类	工艺名称	脱硫剂	操作方式	备注
1	非再生湿法	钠法	$NaOH/Na_2CO_3$	制成溶液，洗涤烟气	
2		钙法	石灰石/石灰	制成浆液洗涤烟气，产生脱硫废渣（硫酸钙）	故障率较高
3		镁法	MgO	制成溶液，洗涤烟气	
4		海水法	海水	直接洗涤烟气	受地理位置限制
5	可再生湿法	LABSORB 工艺	Na_2HPO_4	洗涤烟气，产生SO_2气体，使吸收剂得到再生	
6		循环镁法	有机胺	洗涤烟气，SO_2 气体，有机胺得到再生	
7	半干式	半干法	石灰	反应器内加入石灰浆或消石灰粉，烟气循环流化	

该工艺的优点是：烟气净化度高，溶剂为常规的化工原料（$NaOH+H_2PO_4$），价格便宜，热稳定性和化学稳定性好，年消耗量仅为开工用量的 2%。系统压降仅 180mmH_2O。缺点是：流程较复杂，投资较高，操作较复杂；因 SO_2 纯度仅为 90%，不能直接生产 SO_2 成品，只能采用硫磺回收或生产硫酸的工艺处理，投资较高。到目前为止，该工艺已应用于多套催化裂化的烟气脱硫。

C、半干法工艺

半干法烟气脱硫技术主要包括旋转喷雾干燥法和烟气循环流化床法等。旋转喷雾干燥法脱硫技术脱硫效率较低，一般为 70％～90％，不能满足对脱硫效率要求较高的情况，而烟气循环流化床脱硫技术脱硫效率最高可达 90％。

半干法工艺优点是不降低排气温度，扩散效果好，没有水污染处理问题。缺点是其吸附反应仅在固体表面进行，而内部反应时间长，要求具备大型吸附塔，并需要大量吸附剂，目前在催化裂化装置烟气脱硫中无应用实例。

通过以上分析可知，本项目脱硫措施选择非再生湿法脱硫工艺方案技术成熟可行。

➢ **2）脱硝工艺比选**

控制催化裂化装置 NOx 排放的措施一般采用选择性催化还原法（SCR）、低温臭氧氧化技术和加注脱硝助剂等。

SCR 方法主要用在电厂锅炉、焚烧炉和加热器上。在催化裂化装置出现催化剂紧急泄漏情况时 SCR 系统可能会产生阻塞。另外，使用选择性催化还原法（SCR）时烟气的温度也需要控制在一个适当的范围内。如果温度过低，SCR 来的氨会和 SO_3 反应在催化剂中或者下游热恢复装置（如果使用）中形成硫酸/亚硫酸铵。相似地，在高温下催化剂也可能会被烧结。应用在催化裂化装置上的 SCR 的大致作业温度是 550℃~700℃。但是，由于这个温度范围不容易直接适用到催化裂化装置的流程中。故此，使用选择性催化还原法（SCR）时在热恢复设计上要做大量的改动。另外要考虑的是在烟气通过 SCR 催化剂时 SO_2 到 SO_3 的内在转换问题。不管用何种催化剂，SO_2 到 SO_3 的转换通常是 1%到 5%。即使是最小的转换也可能提高 SO_3 的浓度以致在烟囱出口处形成可见的絮状浓雾。

低温臭氧氧化技术中所需的臭氧可以在现场由臭氧发生器直接生成。因为低温氧化技术在流程中不需象 SCR 一样增高烟气的温度，同时这个流程不使用氨，因此避免了在下游热转换阶段出现硫酸铵/重硫酸铵的沉淀。低温氧化技术甚至可以处理低于 250℃的烟气，它在湿洗系统里饱和温度下操作非常有效。所需臭氧的量由入口烟气中的 NOx 量和烟囱出口处所设定的 NOx 排放量确定。臭氧一注入系统就与不可溶的 NO 和 NO_2 迅速反应形成可溶的 N_2O_5。高度氧化的 NOx 元素可溶性很高并与水反应形成硝酸。N_2O_5 转换成硝酸的过程是在洗涤塔中烟气与喷头所喷水接触时完成的。这个反应在碱性环境下进行很快，并且所吸收的 NOx 反应是不可逆的，可以清除掉烟气中几乎所有的 NOx。由于臭氧与 NOx 的反应速度极快故可以处理其它化合物如 CO 和 SO_2 中存在 NOx 的，而臭氧与 CO 和 SO_2 的反应却极小。

脱硝剂将 NO_X 还原为 N_2 后随再生烟气排出。脱硝剂必须能在催化裂化的条件下操作，而不降低裂化催化剂的性能。脱硝剂具有和催化裂化催化剂相类似的物理性质，并且加注后不改变 FCC 产品收率和产品分布。目前国内有超过 5 家的催化裂化装置在使用脱硝剂，另外还有部分装置在试验使用。根据目前工业应

用以及试验的数据，单独加注脱硝剂的脱硝率在≥50%。该种方法当原料中氮含量不很高时，能够显示出较好的经济性。

本项目选择的是低温臭氧氧化技术，可与烟气脱硫设备合二为一，该技术工艺流程简洁，技术成熟可靠。

➢ **3）技术及经济分析**

① 催化裂化装置烟气脱硫吸收剂技术比较

常用催化裂化装置烟气脱硫吸收剂技术经济比较见表 9.2-4。

表 9.2-3　　催化裂化装置烟气脱硫吸收剂技术经济比较

吸收剂类别	NaOH	石灰	Na_2CO_3	$MgO/Mg(OH)_2$
应用经验	成熟	成熟	成熟	成熟
脱硫效率	≥95%	≥95%	≥95%	≥95%
连续运转周期（年）	5	1.5	5	5
吸收剂形态	液体	固体	固体	固体
排出物形态	溶解固体	固体	溶解固体	溶解固体
有无副产品	无	石膏	无	无
操作复杂程度	最低	高	低	低
吸收剂消耗费用	中等	低	高	中等
长期联系运行不停机	可以	不可以	不可以	不可以
工程投资	最低	最高	高	低

由表 9.2-4 可以看出，NaOH 吸收剂具有脱硫效率高，吸收剂用量少，投资低、占地面积小等优点而成为最佳选择的吸收剂。

② 烟气脱硫技术经济比较

非再生和再生脱硫工艺综合技术经济比较见表 9.2-5。

表 9.2-4　　非再生和再生脱硫工艺综合技术经济比较

项目	非再生法湿法工艺	可再生湿法工艺	备注
技术成熟可靠性	成熟可靠	成熟可靠	
吸收剂	碱性水溶液	Na_2PO_4	
脱硫率 %	≥95	≥95	
颗粒物脱除率	满足要求	满足要求	

项目	非再生法湿法工艺	可再生湿法工艺	备注
副产物及处理方式	可溶性废液，需要氧化处理	≥90%纯度SO_2送硫磺回收	
烟气压降 mmH_2O	180	180	
流程复杂程度	简单	复杂	
操作弹性	最大	大	
操作难易度	容易	稍难	
连续运行周期	5	2	
化学药剂消耗	小	最小	
公用工程消耗	小	大	
当量操作费用	1	0.67	脱除1吨SO_2
投资	1	1.75	相对投资
催化烟气脱硫业绩	有	有	

由表 9.2-5 可以看出，非再生和再生工艺路线各有特点，均可满足要求。从投资角度考虑，非再生钠碱法工艺投资最低，再生工艺的投资是非再生投资的 1.5~2 倍，从运行经济方面比较，非再生工艺具有工程消耗小等优势；综合以上分析，从投资、流程简化、操作方便、技术成熟可靠程度等方面比较，选择非再生湿法洗涤的工艺是最佳选择。

③ 烟气脱硝技术分析

本项目催化裂化装置烟气中 NOx 排放控制采用加注脱硝剂和低温臭氧氧化技术，本项目催化裂化装置烟气的 NOx 排放浓度可以满足环保排放标准要求，项目所采取的 NOx 控制措施技术、经济可行。在正常工况下，只需通过加注脱硝剂来降低再生烟气中的 NO_X，而不需加注臭氧。

9.2.3.4 同类装置的实际运行情况

目前采用同类脱硫脱硝技术的催化裂化装置的实际运行情况，见表 9.2-6。

表 9.2-5　　同类装置实际运行情况统计表

装置	项目	单位	入口条件	出口条件	备注
LZ 石化 300 万催化	烟气量	Nm^3/h（湿基）	—	36.3×10^4	烟气脱硫目前正在试验脱硝剂
	SO_2	mg/Nm^3	1500-2000	50	
	NOx	mg/Nm^3	300（加注前）	180（加注后）	
SC 石化	烟气量	Nm^3/h（湿基）	—	32.2×10^4	烟气脱硫脱硝

250 万催化	SO_2	mg/Nm^3	2020	50	脱硝设施没有投用
	NOx	mg/Nm^3	—	36.4	
YS 石化 200 万催化	烟气量	Nm^3/h（干基）	—	23.8×10^4	烟气脱硫
	SO_2	mg/Nm^3	1500	＜150	
	NOx	mg/Nm^3	—	—	
JL 石化 350 万催化	烟气量	Nm^3/h（湿基）	—	49.7×10^4	烟气脱硫脱硝
	SO_2	mg/Nm^3	—	5.1	
	NOx	mg/Nm^3	300－400	60－70	
MM 石化 220 万催化	烟气量	Nm^3/h（湿基）	—	—	烟气脱硫脱硝 加注脱硝剂
	SO_2	mg/Nm^3	775	37.1	
	NOx	mg/Nm^3	353（加注前）	42.6（加注后）	
JS 石化	NO_X	mg/Nm^3	200-300	10-20	烟气脱硝

从以上运行实例监测数据可知，其烟气中 SO_2 去除率均稳定在 90%以上，NOx 去除率均稳定在 80%以上（单独加注脱硝剂，脱硝率在 50%以上），出口烟气完全满足国家相关标准要求。本项目催化裂化装置烟气脱硫脱硝设计要求脱硫效率≥90%，脱硝效率≥75%，其实际运行的去除率完全可以满足项目需求，其技术经济和环境保护均合理可行。

9.2.3.5 脱硝剂替代催化裂化尾气臭氧脱硝分析

根据催化裂化原烟气中 NOx 浓度情况（原烟气中 NOx 浓度 179mg/Nm^3），拟采用氮转移剂技术进行脱硝，使用新型脱硝剂，代替臭氧脱硝，在确保尾气 NOx 达标的基础上，降低废水中盐含量。脱硝剂主要活性组分钯（Pd），脱硝效率≥50%。

目前氮转移剂在其他炼化企业应用情况见表 9.2-7。可见，加注脱硝剂的降氮效果还是很明显的。

9.2.3.6 连续重整催化剂再生烟气强化降氯

原环评中，连续重整装置的催化剂再生部分采用带 Chorsorb 脱氯技术的 ycleMax 技术，催化剂再生放空气中 HCl 排放浓度按照《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）不高于 100mg/m^3 设计。为满足《石油炼制工业污染物

表 9.2-6　　氮转移剂在炼化企业的应用实例

企业	再生烟气中 NOx，mg/Nm^3		降低 NOx 的措施	备注
	加注前	加注后		
LZ 石化 300 万催化裂化（贫氧）	300	170	加注脱硝剂	2014 年 10 月份至今试验。
SC 石化 250 万催化裂化（富氧）	未测	50	烟气脱硫脱硝（臭氧未投用），加注脱硝剂	试用一个月左右，目前没有明显下降。可能原料中的 N 较少。加入量为 70kg/d。
MM 石化 220 万催化裂化（富氧）	360	46	烟气脱硫脱硝，加注脱硝剂	开始投用两台臭氧发生器，后期投用一台臭氧发生器，最低可以将 NOx 降低至 0。

排放标准》（GB31570－2015）对于重整催化剂再生烟气中氯化氢 $30mg/m^3$ 的排放限值要求，项目优化调整过程中，拟改进脱氯系统，强化脱氯。

此次优化调整进行深度脱氯处理，对现有 Chlorsorb 脱氯工艺进行技术改造，增加固体脱氯工艺。新增装填量为 100t 的放空气脱氯罐及配套管线设施，设置 2 个容积相同的脱氯反应器流程，2 个脱氯反应器可并可串，操作采用切换的方式。

再生器至放空气冷却器之间管线增设阀门和脱氯旁路设施，脱氯旁路设两台脱氯罐，每台脱氯罐操作周期为 6 个月。分离料斗下部的氯吸附段再生放空气出入口嘴子增设切断阀和放空旁路线。执行脱氯罐流程时，自再生器出来的高温含氯放空气，先经脱氯罐脱除氯，再进入放空气冷却器冷却，然后直接排入烟囱放空。

脱氯后放空气氯化氢含量≤1ppm ；单罐压降不大于 0.02MPa；放空气中非甲烷总烃≤30ppm。可有效降低再生放空气氯化氢的排放量（原环评时氯化氢的排放浓度为 $95mg/m^3$）。

增加脱氯旁路后，增加脱氯剂消耗，每年产生废脱氯剂 100t，送昆明危险废物处置中心处理。

工业应用结果表明，固体脱氯技术可以取代碱洗工艺及替代 Chlorsorb 脱氯工艺，可以有效地脱除放空烟气中的氯化氢，消除氯化氢对装置的腐蚀和大气污

染，取代 Chlorsorb 脱氯工艺还可以有效地减缓再生烟气中的水对重整催化剂比表面的下降速率，延长催化剂的运转时间。

再生烟气脱氯剂已在 LY 石化、ZH 炼化、TH 石化、JJ 石化、BH 炼化等企业实际应用。2012 年 3 月，中石化 ZH 炼化公司将再生排放废气改为固体脱氯工艺，截止 2012 年 9 月近 6 个月的工业运行和标定结果表明，再生烟气脱氯剂具有较高的脱氯性能、良好的抗 CO_2 和抗水能力，可满足连续重整装置再生烟气脱氯要求，脱氯罐出口 HCl 含量<1ppm。

9.2.4 硫磺回收装置废气排放污染控制

硫磺回收采用引进 KTI 技术，两级转化 Claus 硫磺回收工艺，尾气处理采用 RAR 工艺，排放烟气满足《石油工业污染物排放标准》（GB31570-2015）。

9.2.4.1 硫磺回收工艺技术多方案比选

- **1）工艺技术现状**

近十年发展最快的硫磺回收和尾气处理工艺主要有：低温克劳斯法、还原－吸收法、选择性氧化法、低温加氢催化剂。

低温克劳斯法工艺是一种将常规 Claus 过程和低温 Claus 过程结合在一起的工艺过程（转化级数通常采用四级或三级），其效率相当于常规 Claus 过程和低温 Claus 过程联合的总效率，三级转化的硫回收率为 98.5～99%。三级转化器中的一级转化器是常规的 Claus 转化器，后两级转化器在亚硫露点下操作，依次进行再生，定期切换操作。三个转化器起到了常规 Claus 加上尾气处理的一顶二作用，因此这种方法相对来说流程简单、设备投资和操作费用较低，是一种竞争能力很强的尾气处理工艺。

还原－吸收工艺的基本过程是：硫磺尾气和氢气加热后与燃料气燃烧的高温烟气混合至 300℃左右进入加氢反应器，在加氢催化剂作用下，使尾气中的硫及硫化物几乎全部转变成硫化氢，该过程气经冷却后进入脱硫吸收塔，并经醇胺溶剂吸收以达净化尾气的目的。尾气中硫化氢几乎全部被溶剂吸收，使尾气中总硫小于 300ppm，经尾气焚烧后排放。该工艺可保证硫磺回收+还原-吸收工艺过程的硫的总回收率达 99.8%。该法工艺流程较复杂，设备投资及操作费用也居各种

尾气处理方法之首，一般来说，尾气处理的设备投资约和硫磺回收的设备投资相当，因此该工艺常用于大规模且环境空气要求极严的地区。

选择性氧化法是在硫磺回收后增加一台装有选择性氧化催化剂的反应器，此时硫磺回收采用硫化氢过量操作，而不是常规控制 $H_2S/SO_2=2$ 的操作办法，使离开硫磺回收的末级反应器尾气中含有 0.8~1.5%（V）硫化氢。采用该流程，选择性氧化反应器前为二级转化时，硫回收率达 99%，若为三级转化，硫回收率为 99.5%。该工艺流程简单，操作可靠，设备投资和操作费用低，是很有竞争力的工艺。

低温加氢催化剂尾气处理是意大利 KTI 公司开发注册的 RAR 专利技术。尾气处理部分采阿的尾气还原催化剂 TG 107，是一种特殊的钴钼类催化剂，用于把硫化物（诸如 Sx、SO_2、COS、CS_2）还原成 H_2S。它具有以下特性：能够在低温下(低于 240°C)操作，从而大大节约了能耗，消除了列管燃烧器及其缺点，降低了操作成本；当 COS 和 CS_2 入口浓度足够低时，可以在 220°C 以下操作（在第一克劳斯反应器底部装填一层 CRS 31TL），在 240°C 温度下操作，不会产生任何不利的化合物（如硫醇和甲烷）。

- **2）方案比选分析**

硫磺回收装置工艺技术多方案比选详见表 9.2-8。

低温克劳斯法工艺既可作为单独的尾气处理工艺，也可作为组合的硫回收工艺，技术可靠，用得也较多。但就其硫收率而言，一般仅能达到 98~99%，为了使之得到较大的提高仍需在技术上不断的加以改进。

表 9.2-7　　硫磺回收装置工艺技术多方案比选表

装置类型	Clause 段硫回收率%	全装置总硫回收率%	相对投资%	操作费用	工艺特征
二级 Claus	≤96	≤96	80	低	工艺简单，对 $H_2S/SO_2\approx2$ 要求严格,有机硫水解完全，SO_2 排放浓度难以达到 GB16297-1996 标准要求。
三级 Claus	≤98	≤98	100	低	工艺简单，对 $H_2S/SO_2\approx2$ 要求严格,要求使用系列化高活性催化剂，有机硫水解完全，SO_2 排放浓度难以达到 GB16297-1996 标准的要求。

装置类型	Clause 段硫回收率%	全装置总硫回收率%	相对投资%	操作费用	工艺特征
MCRC	≤96	≤99	100~125	较低	采用低温吸附工艺，吸附再生采用时间程序控制，周期性切换操作，要求使用高活性催化剂，有机硫水解完全，对 H_2S/SO_2≈2 要求严格，SO_2 排放浓度难以达到 GB16297-1996 标准要求。
Super Claus	>95	99~99.5	105~120	较低	要求使用高活性催化剂，有机硫水解完全，选用选择性氧化催化剂，工艺简单，操作容易，SO_2 排放浓度较难达到 GB16297-1996 标准要求。
二级 Claus+加氢还原尾气处理	≤96	≥99.8	170~200	较高	工艺复杂，投资较高，对 H_2S/SO_2≈2 要求不严格，尾气中 SO_2 被加氢还原成 H_2S 后进行吸附、解吸，很好地满足了 SO_2 排放浓度的环保标准要求。

直接氧化类工艺也较成熟，但是总硫收率不高。对于某些装置规模不大，硫收率要求不太高的情况下，也是一种可选择的工艺路线。

还原-吸收类工艺总硫回收率可达 99.8%以上，能够达到严格的环保标准要求，已获得较为普遍工业应用。

综合比选，硫磺回收采用引进意大利 Technip KTI 公司技术，两级转化 Claus 硫磺回收工艺，尾气处理采用 RAR 工艺，以最大限度回收硫，降低尾气中 SO_2 和 NOx 的产生及排放量，使其满足达标排放要求。

9.2.4.2 脱硫尾气处理工艺

制硫尾气先进入尾气加热器，温度升到 220℃，混氢后进入加氢反应器，在加氢催化剂的作用下进行加氢、水解反应，使尾气中的 SO_2、S_2、COS、CS_2，还原、水解为 H_2S。反应后的高温气体进入蒸汽发生器发生 0.4MPa 饱和蒸汽，尾气温度降至 170℃进入尾气急冷塔下部与急冷水逆流接触，尾气冷却至 40℃进入尾气吸收塔。

自本装置溶剂再生塔来的 MDEA 贫胺液进入尾气吸收塔上部，与尾气急冷塔来的尾气逆流接触，尾气中的 H_2S 被吸收。自尾气吸收塔塔顶来的净化尾气，

进入尾气焚烧炉在 650℃高温下，将净化尾气中残留的硫化物焚烧生成 SO_2，剩余的 H_2 和烃类燃烧成 H_2O 和 CO_2，焚烧后的高温烟气经过蒸汽过热器回收热量后，烟气温度降至 200℃左右经 150m 烟囱排入大气。

9.2.4.3 尾气达标排放的控制措施

在尾气处理部分，主要有三个措施提高装置的总硫回收率。

- **1）采用进口低温加氢催化剂**

尾气处理部分采用的是意大利 KTI 公司开发注册的 RAR 专利技术。采用的尾气还原催化剂 TG 107，是一种特殊的钴钼类催化剂，用于把硫化物（诸如 Sx、SO_2、COS、CS_2）还原成 H_2S。具有以下特性：能够在低温下(低于 240℃)操作，从而大大节约能耗，消除列管燃烧器及其缺点，降低操作成本；当 COS 和 CS_2 入口浓度足够低时，可以在 220℃以下操作（在第一克劳斯反应器底部装填一层 CRS 31TL），在 240℃温度下操作，不会产生任何不利的化合物（如硫醇和甲烷）。

- **2）采用进口的高效复配型溶剂**

英力士提供的 INEOS GAS/SPEC TG-10 脱硫溶剂是以 MDEA 为主要成分的新一代高效脱硫剂，正常溶剂浓度 45%（WT%）运行，在正常操作条件下，净化尾气中硫化氢低于 10ppm，而一般情况下净化尾气中硫化氢为低于 255ppm。由于净化尾气中的硫化氢由 255ppm 降低到了 10ppm 以下，装置的总硫回收率可提高 0.03%。

- **3）采用先进的 BP/AMOCO 脱气技术**

硫磺回收装置生产的液硫中一般含有 300～400ppm 的 H_2S，在输送过程中 H_2S 易结聚，而容器本身又有易起火的 FeS，使其具备了发生爆炸的条件，所以必须将液硫中的 H_2S 脱除，此过程称液硫脱气。常规设计中是将脱出的含大量硫化氢的气体引入尾气焚烧炉进行焚烧，最终转化为 SO_2 排放到环境中。根据惠州炼油项目的应用实例，液硫脱气中的硫化氢排入尾气炉生成的 SO_2 量，占到总排放量的 27%。

云南炼油项目优化调整后，拟采用先进的 BP/AMOCO 脱气技术，将脱气产生的硫化氢气体返回到制硫炉进行回收，从而有效减少烟气中 SO_2 的排放。

该技术系统流程见图 9.2-3。

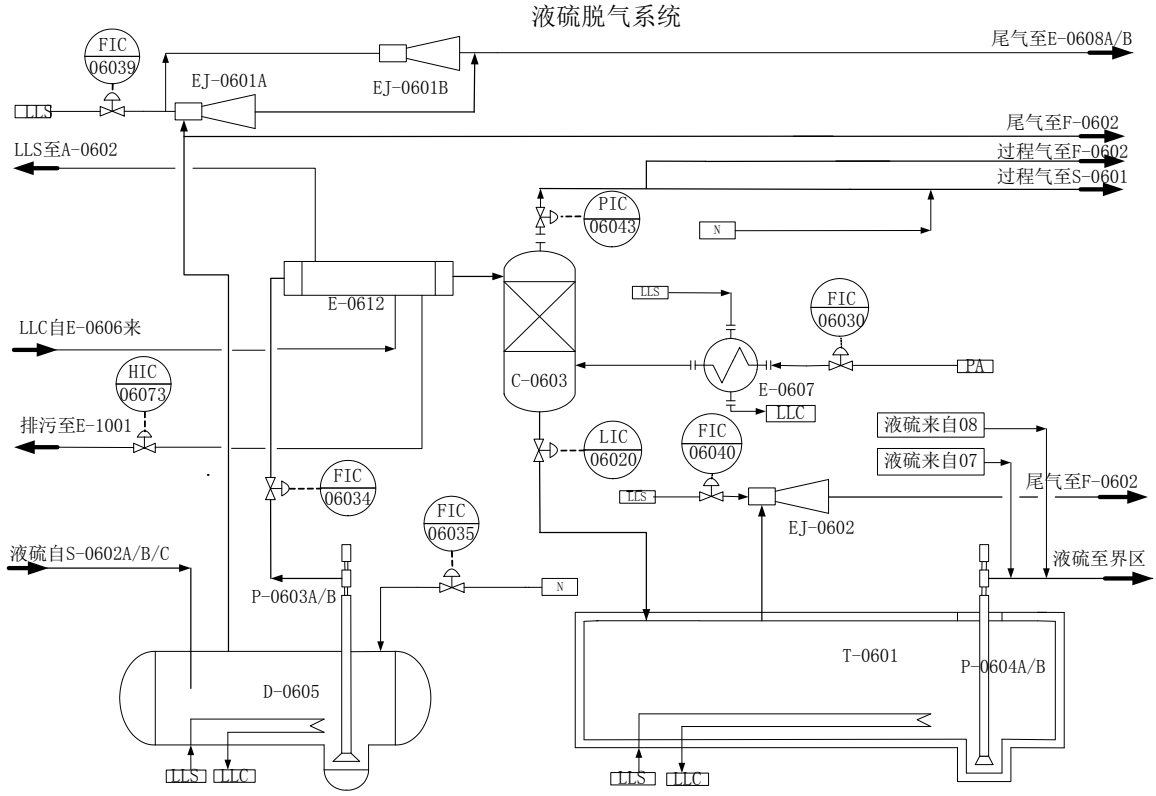


图 9.2-3　　液硫脱气系统流程图

目前国内尚无同工艺的应用实例，相比国内现有硫磺回收，上述 3 种尾气达标排放的控制措施，按设计理论 SO_2 是可以小于 100mg/m^3 的。根据云南省环保厅批复的环评执行标准，硫磺回收装置尾气焚烧 SO_2 排放浓度标准为 400mg/m^3，完全可以满足“达标排放”要求。

本工程硫磺回收装置建成后，将满足酸性气的处理要求，总硫回收率可达 99.8%以上，可减少 SO_2 的排放，尾气焚烧后经 150m 烟囱排放，烟气中 SO_2 和 NOx 指标满足《石油工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值要求，因此，该装置采用的环境保护措施从技术经济、环境保护角度分析可行。

9.2.5 VOCs 控制措施

本项目采取以下措施进行 VOCs 的控制：

1、不同介质类别选用不同形式储罐：原油储罐采用外浮顶罐，与拱顶罐相比可减少 90％以上的油气挥发；加氢、重整、异构化等轻油原料采用内浮顶储罐，并加氮封，可相对浮顶罐再减少 50%的气体挥发损失；汽油和汽油组分罐、混合二甲苯罐、苯罐、甲醇罐、航煤罐等选用内浮顶罐，尽可能地减少油气排放；柴油罐按照规范原设计为拱顶罐，为进一步减少 VOCs 排放，本次优化调整中变更为内浮顶罐，可减少 90%以上的油气挥发；高蒸汽压的油品和液态烃等介质采用球罐或低压罐储存，并将安全阀起跳时排放的烃类气体密闭收集至火炬气回收装置。

2、对于易挥发、有毒等介质如苯罐、混合二甲苯罐采用氮封设施，同时，通过优化调整增设芳烃罐区 300Nm^3/h 油气回收设施，采用“吸收+膜分离+吸附”工艺，将苯、混合二甲苯储罐的挥发油气全部进行回收处理。

项目包含 2 个苯罐、3 个混合二甲苯罐，其中混合二甲苯罐原设计为内浮顶罐（高效囊式密封）+氮封、苯罐设计为内浮顶罐（高效囊式密封）+氮封+尾气处理。为进一步减少挥发性有机废气排放，项目优化调整后，在产品罐组芳烃罐组东侧原苯尾气处理设施南侧预留地增加处理能力为 300Nm^3/h 撬装油气回收设施，采用吸收+膜分离+吸附的联合回收工艺，回收苯罐和混合二甲苯罐呼吸废气。其中混合二甲苯罐呼吸阀为大气式，非管道式，每个储罐已安装 2 台呼吸阻火阀，拟再安装 1 台呼吸阻火阀作为二级保护，储罐上的另个 DN300 管口改造用于安装气相回收所需的管道呼吸阀和管道爆轰阻火器作为一级保护，原苯罐呼吸阀已设置有去尾气处理的工艺，罐顶呼吸阀不需要改造。回收系统背压 0.6kPa。

新增油气回收处理后的排放气满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）对苯、甲苯、二甲苯和非甲烷总烃排放指标要求。

3、对于油品装卸过程中的挥发油气，采用分散回收、集中处理的方式进行回收。设置 1×5000m^3 缓冲气柜+1×2000Nm^3/h“吸收+膜分离+吸附”油气回收设施，处理汽油、航煤、芳烃装车过程中的挥发油气、异构化油罐区高压呼吸阀呼出油气及洗槽站产生的油气，回收油品后废气达标排放；

4、柴油罐由拱顶罐优化为内浮顶罐：对中间罐区柴油罐组混合柴油罐区罐增加不锈钢内浮盘，在产品罐区柴油罐增加铝制内浮盘，以减少油气的挥发。

原设计混合柴油罐采用拱顶罐加氮封。根据《石油炼制工业污染物排放标准》要求，中间罐区混合柴油罐增加内浮盘，由于是中间原料油，含硫量高，选用不锈钢内浮盘，主要调整方案如下：在中间罐区柴油罐组混合柴油罐区罐共6台罐增加不锈钢内浮盘。主要建设内容包括：罐壁增加带芯人孔开孔（包括梯子平台）共6个、罐壁增加公用工程开孔共6个、管内壁打磨、重新防腐、脚手架搭拆，高高、低低液位报警口开口，和伺服液位计增加导波管共6套。

原设计产品柴油罐为拱顶罐。项目优化调整后，在产品罐组柴油罐区罐共16台罐增加铝制内浮盘。由于是成品油，选用铝制内浮盘，主要工程量包括：罐壁增加带芯人孔开孔、管内壁打磨、重新防腐、脚手架搭拆，高高、低低液位报警口开口，多点温度计和雷达增加导波管等。

5、对于装卸过程中安全阀或手动放空排放的少量液态烃，经压力管道收集、分液罐分液后进入火炬气回收装置回收，再经气分装置脱硫后作为装置加热炉燃料。

6、设置火炬气回收装置，用于回收各装置正常生产时界区阀门泄漏、油品装卸作业过程中排放的可燃气体，以及装置、罐区安全阀起跳排放的少量可燃气体。可燃气放空系统由中压、低压优化为高压、低压+低低压，同时增设流量计，连续监测火炬工作状态。

7、对于装置开、停工或装置事故状态时排放的大量可燃物质，设有高压、低压、低低压火炬气和酸性气收集管道，可分别对其进行接收、分液、回收处理或在处理不及时时直接经烃类火炬、酸性气火炬进行充分燃烧后排放。为减少装置异常时有机物的排放量，烃类火炬设有流量计、长明灯、水封罐自动补水、水封罐压力检测及连锁自动点火、消烟蒸汽和提升蒸汽自动开启等自控设施；酸性气火炬设有伴烧气体，酸性气伴烧流量控制阀与酸性气压力信号连锁，保证酸性气的充分、完全燃烧。

8、单元管道设计为密闭系统，使易燃、易爆物料置于密闭的管道和设备中。

9、储罐采样使用罐下自动采样器，易泄漏设备、管线连接采用泄漏率低的密封方式。

10、在可能散发油气的区域，如储罐排水口等，设置可燃气体探测报警器。

11、设置LDAR（泄漏检测与修复）系统，有效控制VOCs的无组织挥发量。

计划配备 3 台红外线气体摄像仪、9 台氢火焰离子化检测仪，3 台 H_2 检测仪、3 台 H_2S 检测仪，采用点面结合方式进行监测。用红外线气体摄像仪对每台设备、装置部分区域进行扫描，发现有机物泄漏点之后再用 FID 检测仪检测泄漏量，确定泄漏量的大小，为后期的处理提供依据。对于纯 H_2 和 H_2S 的工况则按照建立的台站定期检测。

泄漏检测具体范围包括全厂涉及挥发性有机气体、氢气、硫化氢等有毒有害气体等介质流经的设备、管线的动静密封点。主要包括泵、压缩机、阀门、法兰及其他连接件、取样连接系统等动静密封点。全厂预计需要检测 VOC 的动静密封点在 40 万点左右，动密封 1500 点左右，工艺阀门 15 万个点，管道法兰 14 万个点，设备法兰 3500 个点，其他接头、法兰 10.5 万个点。

装置投产正常后，将对装置动静密封点进行一次全面的泄漏检测，以建立密封点的泄漏检测台账，泄漏检测记录应包括检测时间、检测结果数据。对于泄漏检测值大于等于 2000ppm 的泄漏点，应与维修保运部及时联系，由维修保运部安排维保队伍或专业化带压堵漏队伍修复，检测人员对泄漏点修复后进行复测。

9.2.6 油气回收设施可行性分析

9.2.6.1 油气回收方案

优化调整后，设置 2 套撬装油气回收设施，露天安装。

1）2000m^3/h 油气回收设施

包括 1×5000m^3 缓冲气柜+1×2000Nm^3/h 吸收+膜回收+活性炭吸附油气回收设施（成套撬装设备），油气回收能力 2000Nm^3/h，处理汽油、航煤、芳烃装车过程中的挥发油气、异构化油罐区高压呼吸阀呼出油气及洗槽站产生的油气，以减少装卸过程中的油气损失。操作弹性：0～115%，年操作天数为 350 天，回收为间歇操作。吸收剂为催化汽油调合组分，油气回收效率大于 95%，回收后油气通过 20m 高排气筒排放，排放质量浓度小于 20g/m^3。采用吸收+膜法+活性炭吸附油气回收工艺，运行更安全、平稳、操作弹性更大。因为回收的是较轻的汽油、苯组份，用汽油做吸收剂，回收油气可直接作为汽油产品。

工艺原理及流程如下：

装车、异构化油罐区及洗槽过程中产生的油气和空气的混合物，一起经油气收集总管进入缓冲气柜。当缓冲气柜的高度上升达到设定值时，膜法油气处理装

置启动；当缓冲气柜的高度下降到设定值时，膜法油气处理装置停止工作。

进入膜法油气处理装置中的油气和空气的混合物，经液环压缩机加压至操作压力（通常为 0.2～0.23MPag），压缩后的气体与环液一同进入喷淋塔中部，在塔内可将环液与压缩气体分离。液环式压缩机使用液体汽油作为工作液，形成非接触的密封环，可消除气体压缩产生的热量。

气态的油气在塔内由下向上流经填料层与自上而下喷淋的液态汽油对流接触，液体汽油会将大部分油气吸收，形成富集的油品。富集的油品包括喷淋液体汽油和回收的油气，用泵送至汽油储罐。剩下的油气和空气混合物以较低的浓度经塔顶流出后进入膜分离器，膜分离器入口压力为 0.23MPa（G），渗透侧压力为 0.01MPa(A)，截留侧压力 0.23MPa（G）。

膜分离器由一系列并联的安装于管路上的膜组件构成。真空泵在膜的渗透侧产生真空，以提高膜分离的效率。膜分离器将混合气分体成两股：含有少量烃类的截留气和富集烃类的渗透气。净化的截留气，油气浓度降到 25g/m^3 以下。

经膜分离净化后的油气，引入变压吸附单元（PSA）进行精化处理，变压吸附单元入口压力为 0.23MPa（G），出口压力为 0.1MPa（G）；解析时压力为 0.01MPa(A)。PSA 由两组吸附床组成，每组吸附床包括两个串联的活性炭与分子筛的吸附柱。两组吸附床按程序自动交替工作，保证系统连续运行。吸附床的再生利用前级的真空泵实现。采用 PSA 可确保满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）关于有机废气去除效率≥95%的要求，各种有机物可达到以下排放浓度：

苯浓度： < 12mg/m^3　　甲苯浓度： < 40 mg/m^3

二甲苯浓度： < 70 mg/m^3　　非甲烷总烃： < 120 mg/m^3。

再生的气体与膜渗透气混合在一起，循环至膜法油气处理装置的压缩机入口，与收集的排放油气相混合，进行上述循环。

油气的回收是在喷淋塔中完成的。由于蒸汽带压及渗透物流再循环造成的物流富集，使进入喷淋塔的物流为烃蒸汽和液态烃的两相流。系统利用罐区来的液体汽油组分作为压缩机的工作液和喷淋塔的吸收剂。

由罐区进入油气处理装置的液体汽油组分，经过喷淋吸收后，流出油气处理装置。这样，回收的油气以液体形式返回罐区，实现油气的回收，且对油品的品

质没有影响。

2）300m^3/h 油气回收设施

采用“吸附冷凝+膜回收”工艺，油气回收能力 300Nm^3/h，处理罐区卸车所挥发出来的苯及混合二甲苯的挥发气。废气经过设施处理后，净化气中非甲烷总烃≤120mg/m^3，通过 4.5m 高排气筒排放。采用撬装油气回收设施。

对常压内浮顶苯罐、混合二甲苯罐进行改造，将油罐密闭后，改装呼吸阀，并通过呼吸阀接入尾气处理工艺，进入油气回收系统。

常压内浮顶苯罐、混合二甲苯罐在储罐选型时已经考虑了所盛装介质的挥发性，故储罐挥发量较小，排放气体的浓度较低，所以，同样先考虑对气体进行提浓，再进入冷凝及膜组件复叠处理，随后再加膜工艺。

工艺原理及流程如下：

工作原理为混合气首先进入吸附单元，吸附有机物后，洁净的空气直接排放，解吸的气体通过冷凝，其含有的有机组分凝结为液态；而不凝气体经过非多孔性橡胶态高分子气体分离膜，使得有机气体与空气分离。膜组件透余侧的低浓度气体返回吸附富集单元进行复叠处理，而富集的有机气体经真空泵输送至冷凝回收单元入口复叠液化回收。

当进气管道上的气体压力探测器检测排放气压力大于设备开启压力时，系统自动运转并将根据油气排放的大小自动调节运行状况，混合气首先进入吸附富集单元，有机气体分子被活性炭微孔捕捉，洁净的空气直接排放，被吸附的气体通过真空泵抽真空解吸处理，解吸出来的高浓度油气进入液化回收单元，气体通过预冷器、冷凝器被冷却至 0℃（根据介质现场调试整定），在冷凝器中有机气体的分压将大大超过其相应的饱和蒸汽压而液化，大约 30-60%有机组分（根据介质有所不同）冷凝成液回收；不凝气体作为冷源进入预冷器与解吸的气体换热后进入膜分离器进一步分离。膜分离器中渗透气富含有机气体组份泵送至液化回收单元入口复叠处理，透余气中有机气体浓度小于 1%，再进入吸附罐吸附从而达到排放标准排放，两个吸附罐根据吸附时间自动切换吸附及脱附运行状态，解析气体通过真空泵回到液化回收单元入口复叠液化。当无排放气时，回收系统自动停止运转。

9.2.6.2 油气回收设施技术经济分析

从上世纪 70 年代开始，世界范围内油气回收技术在不断研究和使用中发展、提高、完善。到目前为止，应用较多的有吸收法、吸附法、冷凝法、直接燃烧法、膜分离法等技术。各种油气回收技术方案比选情况详见表 9.2-9。

表 9.2-8　　油气回收技术方案比选情况表

项目名称	工艺方法	优缺点	目前使用情况	相对投资
吸收法	将含烃油气引入吸收塔，吸收剂与油气逆流接触，油气被吸收，吸收了油气的富吸收剂再经过解吸过程，解吸出来的油气再用油品进行回收。	处理后的净化气体中烃含量较高，油气回收率在95%左右。	目前已逐渐被其它方法取代。	中
直接燃烧法	将油气直接氧化燃烧，燃烧产生的二氧化碳、水和空气作为处理后的净化气体直接排放。	不能回收油品，也没有经济效益，只能作为一种油气排放的处理措施。	较少应用。	小
膜分离法	油气加压后送至膜分离器，在有机物选择性膜上，油气比空气具有更高的穿透性，含烃气体被分离成两股，一股富油气的穿透物流和一股贫油气的滞留物流。富油气物流中的油气再被油品吸收下来，贫油气的滞留物流作为净化气体排放。	较新的油气回收技术，其处理能力较小，成本相对较高，只有在排放要求十分严格时才采用。	较少应用。	大
吸附法	使油气通过充填吸附剂的吸附器，其中的烃类被吸附剂吸附。吸附过程在常温下进行，吸附达到一定的饱和度后，需进行再生。吸附剂再生可以采用蒸汽再生或减压再生，再生过程中脱附出的油气再用油品进行吸收。目前吸附剂一般选用活性炭。	回收效率高，即使对低浓度含烃气体仍有很强的吸附能力。适用于排放标准要求严格，用其他回收方法难以达到要求的含烃气体处理过程，常作为深度净化或最终控制手段。装置结构简单，易于维修、自动化程度高、工作可靠，特别适用于油品周转较为稳定的汽油油气回收。该法回收效率高，可达 95%以上。	目前油气回收行业的主要流程之一，应用广泛。	大
直接	将油气直接冷凝冷却。大部分	工艺流程简单，但由于在低温	在一定场	中

冷凝法	烃类蒸汽的温度被降到其露点以下时，就可以变成液体而被回收，少量露点很低的油气和不凝的空气通过排放口排入环境空气。空气排放口烃类浓度，只能靠控制冷凝温度来实现。	下操作，对于制冷设备及装置选用的制造材料要求比较严格，操作要求、能耗及投资都比较高。该方法适用于回收高浓度油气及连续运行、负荷比较均衡的场合，否则经济效益就会下降。	合适用	

项目优化调整后，油气回收设施采用“吸收+膜分离+吸附”三效复叠及“吸附冷凝+膜回收”二效复叠的成熟工艺技术。根据表 9.2-8 的对比分析，所选用的复叠工艺技术可使油气回收效率达 95%，油气排放质量浓度小于 20g/m^3，可较好的控制油气挥发损失，有效防止烃类废气的装卸挥发，为较好的油气回收处理方案，油气排放值满足满足《储油库大气污染物排放标准》（GB20950-2007）表 1 的要求（排放口距地面高度不低于 4m，油气排放浓度≤25g/m^3，油气处理效率≥95%）。

此种油气回收方式在 HE 石化、JL 石化、SC 石化、HZ 乙烯等企业均有应用，措施经济合理、安全可靠，综合考虑技术经济和环境保护，合理可行。

9.2.7 动力站烟气控制措施

本项目动力站采用三炉两机配置：3 台 220t/h 高压循环流化床燃煤锅炉+2 台 CC25-8.83/4.3/1.27 双抽汽轮发电机组（配发电机组 2×25MW）。正常运行时，锅炉 2 台运行，1 台备用。优化调整后，锅炉的燃烧结构发生变化，由燃煤优化调整为燃煤掺烧石油焦。为控制锅炉烟气中污染物排放，项目选用布袋除尘器和炉内、外脱硫设施来脱除烟尘、二氧化硫；采用循环流化床锅炉低温燃烧方式，并用 SNCR/SCR 联合脱硝工艺进行脱硝，以达到国家有关标准规定。

9.2.7.1 锅炉燃烧烟气炉外脱硫

世界各国研究、开发、使用的控制烟气中 SO_2 排放技术已超过 200 种，具有实用价值的工艺仅十几种，分别适应不同的场合和要求。这些脱硫技术根据燃烧过程可分为燃烧前脱硫、燃烧中脱硫和燃烧后脱硫；根据脱硫副产物的处理方法分为回收法和抛弃法；根据脱硫反应物和脱硫产物的存在状态可分为湿法、干法

和半干法。目前炉后烟气处理工艺最成熟、工业化实例最多的当数石灰石-石膏法（钙法）、氨-硫酸铵法（氨法）工艺等。

各种脱硫方法的比较详见表 9.2-10。

表 9.2-9　　烟气脱硫方式比较

项目	钙法	镁法	双碱法	氨法
脱硫效率	>90%	>95%	>90%	>95%
原料	石灰石	氧化镁	Na_2CO_3/石灰	氨（液氨、氨水）
来源情况	天然矿，丰富	菱镁矿	合成	合成，丰富
原料价格（估计），元/吨	约 400～550	6500（85%）	1600/200	液氨=3000
原料消耗，吨/吨 SO_2	1.8-1.9	0.7-0.8	0.16/0.88	0.532（液氨）
副产品	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$, 石膏	$MgSO_4 \cdot 7H_2O$	$CaSO_3$、$CaSO_4$	$(NH_4)_2SO_4$ 化肥
副产品用途	可作建材原料，但基本抛弃	可作化肥添加剂，但基本抛弃	抛弃	高效农用化肥，市场良好
副产品价格	0	500～1000 元/t	0	800～1500 元/t
二次污染状况	有废水、废渣及 CO_2 排放	有废水、废渣及 CO_2 排放	有废水、废渣及 CO_2 排放	无
副产品量，吨/吨 SO_2	2.6～2.7	3.8～3.9	2.1	2.06
产品-原料差价，元/吨 SO_2	-370	-455	-400	+100

氨法脱硫技术被列入《2013 年国家鼓励发展的环境保护技术目录》，是一项可实现循环经济的绿色脱硫工艺，尤其适用于燃用中高硫煤、有稳定氨源的电站锅炉。其优点包括：脱硫效率高；设备不易产生结构堵塞现象；技术成熟，应用广泛，运行可靠，多用于大型烟气脱硫；脱硫副产物可进行综合利用，不产生二次污染；缺点则包括：氨为危险品，运输、储存、管理要求高，运行管理不当，极易发生重大危害；存在氨逃逸现象，直接随烟气排入大气，带来二次污染；管道、设备腐蚀现象较为严重，运行稳定性差。

优化调整后，动力站烟气炉外脱硫方式由石灰石－石膏法优化调整为氨法。

- **1）氨法脱硫的工艺流程及原理**

锅炉引风机来烟气进入脱硫装置后，首先被洗涤降温，洗去烟气中的大部分粉尘，烟气在此过程中因绝热蒸发而冷却释放的热量使溶液中部分水分蒸发汽

化，并使硫铵溶液浓度得到浓缩。洗涤后的烟气自下而上穿过吸收段，并与吸收液进行传质反应，烟气中的大部分 SO_2 被吸收脱出，生成亚硫铵。脱硫后的净化烟气经塔体上部洗涤回收逃逸氨，再经除沫器除雾后，水雾雾滴量小于 75mg/Nm^3 的净化烟气从洗涤吸收塔顶部的烟囱达标排放。而亚硫酸铵溶液则自流进入氧化塔下部调节段被中部鼓入的空气氧化成硫酸铵溶液，并利用烟气热量在洗涤降温过程中自身水分被蒸发得到硫铵浓缩液，硫铵浓缩液经过滤后送入硫铵装置，形成湿硫铵，母液回脱硫系统；湿硫铵经干燥后即可得到副产硫铵。

涉及到的化学反应如下：

$$SO_2 + H2O \rightarrow H_2SO_3$$

$$H_2SO_3 + (NH_4)_2SO_4 \rightarrow NH_4HSO_4 + NH_4HSO_3$$

$$H_2SO_3 + (NH_4)_2SO_3 \rightarrow 2NH_4HSO_3$$

$$H_2SO_3 + NH_3 \rightarrow NH_4SO_3$$

$$NH_4HSO_3 + NH_3 \rightarrow (NH_4)_2SO_3$$

$$NH_4HSO_4 \rightarrow (NH_4)_2SO_4$$

$$(NH_4)_2SO_3 + ½\ O_2 \rightarrow (NH_4)_2SO_4$$

氨法脱硫工艺流程详见图 9.2-4。

- **2）氨法脱硫“氨逃逸”的控制**

评价氨法脱硫技术优劣的一个关键因素是氨利用率。提高氨利用率的措施主要有：降低烟气中的氨逃逸及气溶胶量；提高装置开机率，杜绝跑、冒、滴、漏，通过精细控制来提高氨利用率。氨法脱硫主要需要解决的问题是如何降低烟气脱硫后的氨逃逸及气溶胶。本项目采用的技术来源于云南亚太环境工程设计研究有限公司，十几年来已成功建成投产的氨法脱硫装置 40 余套，验证出一套科学提高氨利用率技术。

1）提高装置开车率

a、合理选择工艺路线及技术参数，确保装置长周期稳定运行，提高装置开机率；

b、核心设备脱硫塔进气、布气、吸收、除雾等科学设置，确保装置长周期稳定运行，提高装置开机率；

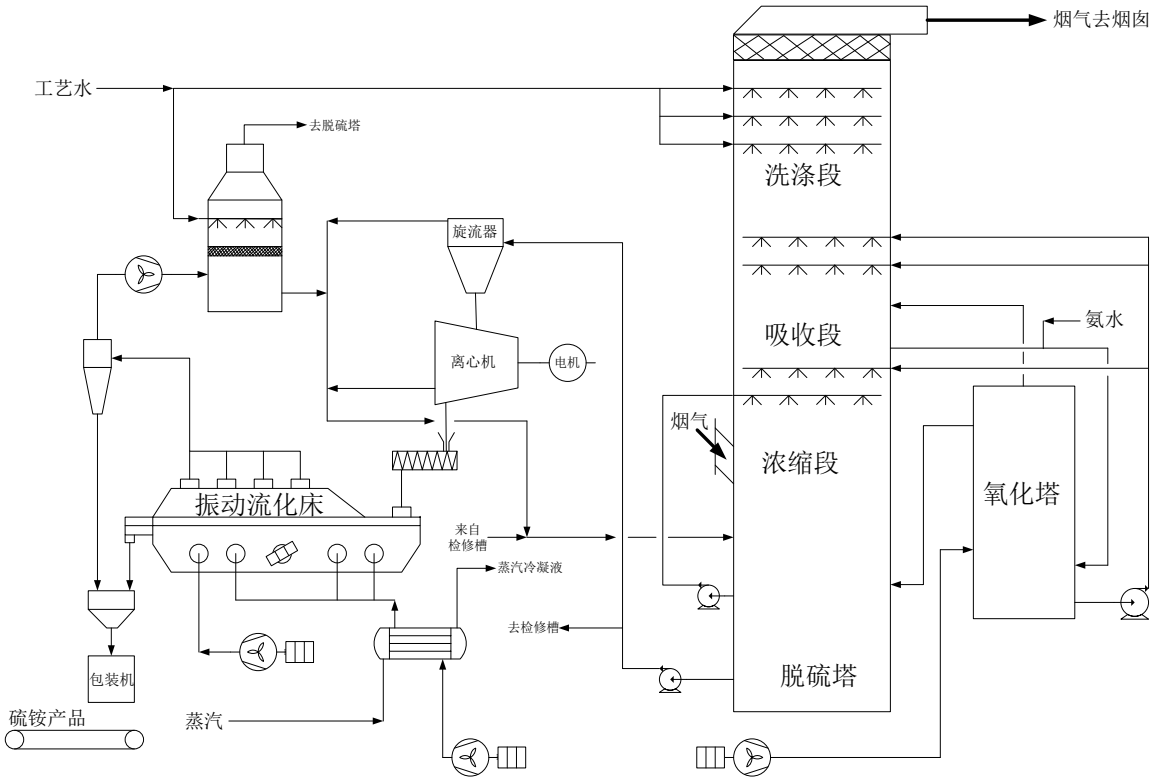


图 9.2-4　　锅炉烟气氨法脱硫工艺流程示意图

c、设计选型及设备材质选择根据接触腐蚀介质情况合理选择 FRP、316L、2605N、1.4529 等耐腐蚀材料；确保装置长周期稳定运行，提高装置开机率；

d、设置地沟，围堰等收集措施，防止检修液体外排，即不产生废水，又提高氨利用率。

2）吸收机理控制

根据 SO_2 吸收的基本原理，$(NH_4)_2SO_3$ 和 NH_3 对 SO_2 均具有较强的化学吸收作用，但 NH_3 在溶液中的 NH_3 平衡分压大，而$(NH_4)_2SO_3$ 分解的 NH_3 平衡分压小， 氨逃逸量小。

操作工艺以及设备上，主要利用$(NH_4)_2SO_3$ 的吸收功能，氨仅作为吸收剂的再生原料。其吸收过程和吸收剂的再生过程形成如下循环：

$$(NH_4)_2SO_3 \underset{NH_3}{\overset{SO_2}{\rightleftharpoons}} NH_4HSO_3$$

该吸收工艺及塔设备具有很好的操作弹性，吸收工艺具有自适调节控制的特点，能满足烟气量、SO_2 浓度变化及烟气温度变化时的高效脱硫。

气溶胶是由于气相氨直接与湿烟气中二氧化硫反应生成的不稳定的亚硫酸（氢）铵微米级颗粒。因此，控制气溶胶的一个重要措施即是杜绝喷淋吸收液中的气相氨的产生。而采用亚盐吸收可避免烟气中的SO_2与气相氨的接触而产生气溶胶。

3）除氨雾措施

为了减少逸氨量，提高氨的利用率，除在工艺上采取亚盐吸收SO_2技术控制逸氨量外，设计上又采取了强化出塔烟气的除氨雾措施。即根据NH_3易溶于水的特性，在高效除雾器前设置水洗除氨雾段，通过水循环喷淋洗涤除去烟气中微量未反应的游离气氨和夹带的硫酸铵液沫，确保出口游离NH_3排放浓度≤6mg/Nm^3，提高氨的利用率。

4）高效除雾措施

除雾器是烟气脱硫系统中非常重要的核心装置，除雾效率如不高则会造成烟气拖尾现象。本项目除雾器采用两级除雾器。同时设置定时冲洗水系统。可以根据给定或可变化的程序，既可进行不间断分区自动冲洗，也可进行人工冲洗。同时除雾器材料选择能承受高速水流冲刷材料。

通过吸收机理控制技术和水洗除雾段、高效除雾器的设置，不仅能够确保脱硫效率，而且可大幅度降低系统氨耗、提高氨利用率、节约运行成本，降低出口烟气雾滴浓度。

- **3）氨法脱硫副产物**

氨法脱硫采用氨作为吸收剂，中间产物为亚硫酸（氢）铵，最终产物为硫酸铵。由于氨、亚硫酸（氢）铵和硫酸铵均完全溶解于水，装置内脱硫液为澄清溶液，氨法将回收的SO_2全部转化为硫酸铵化肥，吸收剂和硫酸铵溶液处在一个封闭的循环回路之中，不产生任何废水、废液和废渣，没有任何二次污染。

- **4）氨法脱硫可行性**

氨法脱硫技术可实现循环经济，在高效脱硫的同时具有一定的脱硝效果。通过在化工、电力等行业的实际运行，工艺已趋成熟，脱硫效率≥95%。

2009年9月18日，受国家发改委和环境保护部有关司局委托，中国电力企业联合会在广西南宁组织召开了“氨法脱硫技术现场评议会”。通过技术交流和氨

法脱硫装置实际运行情况的现场考察，专家认为，氨法脱硫技术使用氨作为吸收剂，副产硫酸铵，回收硫资源，在工艺过程中可做到无废水和废渣排放，是一项可实现循环经济的绿色脱硫工艺，对燃用含硫量较高的煤、附近有稳定的氨资源、副产品硫酸铵有良好市场的锅炉，氨法脱硫是一种较好的烟气脱硫技术。

“燃煤电厂氨法烟气脱硫技术”连续列入《2010 年国家先进污染防治示范技术名录》、《2012 年国家鼓励发展的环境保护技术目录》、《2013 年国家鼓励发展的环境保护技术目录》。2013 年 12 月 25 日环境保护部发布的 2013 年第 83 号公告中明确：“《国家鼓励发展的环境保护技术目录》所列的技术是已经工程实践证明的成熟技术”。详见图 9.2-5。

氨法脱硫技术在 YTH、无锡 YL、宁波 MZ 热电、JH 集团、YW 股份、WS 铝业等多个工程上实施运用，排放烟气中的 SO_2 浓度≤70mg/Nm^3、液滴≤50mg/Nm^3、NH_3 浓度≤6 mg/Nm^3，符合《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》（HJ 2001-2010）的要求。

实际运行效果收集了《关于无锡 YL 热电股份有限公司脱硫、脱硝、除尘电价补偿环保验收意见》（锡环发〔2014〕73 号）及烟气测试结果，详见附件。《宁波 MZ 热电有限公司烟气脱硫脱硝除尘改造项目竣工环境保护验收意见》（鄞环验〔2014〕087 号）及验收监测表。

本项目采用的氨法脱硫工艺，技术成熟可靠，运行实例多，通过类比同类工程可知其脱硫效率可稳定在 90%以上，而且可产生副产品回收利用，处理效果好。

9.2.7.2 锅炉燃烧烟气脱硝的可行性

本项目采用的是循环流化床锅炉，由于 NO_X 是燃煤与空气在高温燃烧时产生的，主要包括 NO 和 NO_2，其中 NO 占 95%，NO_2 占 5%。氮氧化物的生成量与燃烧方式，特别是燃烧温度和过量空气系数等燃烧条件有关，其主要生成途径有：热力型 NOx、快速型 NOx 和燃料型 NOx。本工程采用循环流化床锅炉低氮燃烧，使 NO_X 的产生浓度限制在 250mg/Nm^3 以下，为进一步消减外排的 NO_X 的浓度，本工程锅炉配套建设烟气脱硝系统。



中华人民共和国环境保护部

政府信息公开

索 引 号：[illegible]　　分类：[illegible]

发布机关：环境保护部　　生成日期：[illegible]

名　　称：[illegible]

文　　号：公告 2013年 第83号　　主 题 词：

环境保护部公告

公告 2013年 第83号

关于发布《2013年国家先进污染防治示范技术名录》和《2013年国家鼓励发展的环境保护技术目录》的公告

为贯彻落实《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2011〕35号），加快环保先进技术示范、应用和推广，我部对《2012年国家先进污染防治示范技术名录》和《2012年国家鼓励发展的环境保护技术目录》进行了修订，形成了《2013年国家先进污染防治示范技术名录》和《2013年国家鼓励发展的环境保护技术目录》，现予发布。

《国家先进污染防治示范技术名录》所列的新技术、新工艺在技术方法上具有创新性，技术指标具有先进性，已基本达到实际工程应用水平。《国家鼓励发展的环境保护技术目录》所列的技术是经工程实践证明的成熟技术。

《2012年国家先进污染防治示范技术名录》和《2012年国家鼓励发展的环境保护技术目录》同时废止。

附件：1.2013年国家先进污染防治示范技术名录

2.2013年国家鼓励发展的环境保护技术目录

环境保护部

2013年12月25日

发送：各有关单位。

附件 2

2013 年国家鼓励发展的环境保护技术目录

序号	技术名称	工艺路线	主要技术指标	适用范围
61	燃煤电厂氨法烟气脱硫技术	该技术以一定浓度的氨水或液氨作吸收剂，与烟气发生反应产生亚硫酸铵，亚硫酸铵在吸收塔内氧化生成硫酸铵溶液并经蒸发分离、蒸发浓缩，得到固体硫酸铵。	脱硫效率大于 95%，脱硝效率大于 20%，氨逃逸浓度低于 8mg/m³。	适用于具有氨吸收剂来源、燃料硫含量大于 1.0%的热电联产锅炉和电站锅炉的烟气脱硫。
62	钢铁冶炼炉窑烟气脱硫技术	该技术用钢渣作为脱硫剂，SO_2 与经磨制的钢渣浆液在脱硫塔中反应，生成物经氧化后排往沉淀池，经沉淀压滤后的脱硫副产物用于冶炼场的改良。	脱硫效率可达到 95%以上，脱硫速率分小于 20%。	适用于工业窑炉、燃煤锅炉、有色冶炼炉的烟气脱硫。
63	SCR 燃煤锅炉烟气脱硝技术	该技术通过在锅炉省煤器和空气预热器之间安装脱硝反应器，在催化剂的作用下，喷入的反应剂（通常为氨气）与燃煤烟气中的氮氧化物反应生成氮气和水，氨气可来自液氨蒸发、尿素分解、氨水等。	脱硝效率 60%～90%，系统氨逃逸质量浓度控制在 8mg/m³以下。	适用于燃煤发电锅炉的烟气脱硝。
64	燃煤锅炉烟气 SNCR 脱硝技术	该技术将还原剂（NH_3 或尿素）喷入一定温度条件下（800-1100℃）的烟气中，与其中的 NO_x 发生反应，生成氮气和水。SNCR 工艺不需催化剂。	脱硝效率 30%～40%，氨逃逸率小于 8mg/m³。	适用于煤粉燃烧发电锅炉烟气脱硝。
65	低氮燃烧技术	该技术利用分级燃烧原理，将燃烧用风分为一、二次风，减少煤粉燃烧区域的空气量（一次风），提高燃烧区域煤粉浓度，形成富燃料区，以降低燃料型 NO_x 的生成。	燃用褐煤的机组 NO_x 排放浓度可控制在 500mg/m³以下；燃用贫煤的机组 NO_x 排放浓度控制在 400mg/m³以下。	适用于固定切圆和对冲燃烧方式的煤粉燃煤锅炉。

图 9.2-5　　《国家鼓励发展的环境保护技术目录》截图

锅炉烟气采取 SNCR+SCR 联合脱硝工艺，以稀氨水作为脱硝剂，SNCR 脱硝效率 50%，SCR 脱硝效率 40%，综合脱硝效率 70%。

“SCR 燃煤锅炉烟气脱硝硫技术”、“燃煤锅炉烟气 SNCR 脱硝硫技术”列入《2013 年国家鼓励发展的环境保护技术目录》。2013 年 12 月 25 日环境保护部发布的 2013 年第 83 号公告中明确：“《国家鼓励发展的环境保护技术目录》所列的技术是已经工程实践证明的成熟技术”。

- **1）脱硝工艺**

SNCR+SCR 联合工艺是将 SNCR 技术与 SCR 技术联合应用，即在炉膛上部 850～1100℃的高温区内，以尿素等作为还原剂，还原剂通过计量分配和输送装置精确分配到每个喷枪，然后经过喷枪喷入炉膛，实现 NOx 的脱除，过量逃逸的氨随烟气进入炉后装有少量催化剂的 SCR 脱硝反应器，实现二次脱硝。

SNCR+SCR 混合法脱硝系统主要由还原剂存储与制备、输送、计量分配、喷射系统、烟气系统、SCR 脱硝催化剂及反应器、电气控制系统等几部分组成。

- **2）工艺特点**

（1）脱硝效率高

单一的 SNCR 工艺脱硝效率最低，一般在 40%左右，而 SNCR-SCR 联合工艺烟气脱硝技术结合了催化与非催化两种技术的优势，将 SNCR 工艺的还原剂喷入炉膛，用 SCR 工艺使逸出的 NH_3 和未脱除的 NOx 进行催化还原反应，从而达到较高的脱硝效率（70%以上）。

选择性非催化还原脱硝法（SNCR）的反应温度一般介于 850~1150℃，循环流化床锅炉的燃烧温度介于 850~950℃之间，气流混合充分，适宜采用 SNCR 脱硝。与常规煤粉炉配 SNCR 相比，循环流化床锅炉配 SNCR 易于实现较高的脱硝效率，国内外多采用该种工艺，一般可达到 50~75%。

（2）催化剂用量小

SCR 工艺中使用脱硝催化剂，以大大降低反应温度和提高脱硝效率。但催化剂价格昂贵，一般占整个 SCR 工艺总投资的 1/3 左右。

与常规煤粉炉相比，本工程采用的循环流化床锅炉烟尘含量高、颗粒大、碱性组分及三氧化硫含量高，容易造成 SCR 催化剂的堵塞、磨损、中毒，影响催

化剂的寿命，且对锅炉的热效率有一定的影响。如采用 SCR 脱硝，技术是可行的，但在催化剂选型、省煤器配置（保证反应的烟气温度在 300℃以上）等方面都需采取相应的措施，其投资与运行费用较高。

混合工艺由于其前部 SNCR 工艺的初步脱硝，降低了对催化剂的依赖。与 SCR 工艺相比，混合工艺的催化剂用量大大减少。

（3）反应塔体积小，空间适应性强

混合 SNCR-SCR 工艺因为催化剂用量少，在一些工程中可以通过直接对锅炉烟道、扩展烟道、省煤器或空气预热器等进行改造来布置 SCR 反应器，大大缩短了反应器上游烟道长度。因此与单一的 SCR 工艺相比，混合工艺无须复杂的钢结构，节省投资，受场地的限制小。

（4）脱硝系统阻力小

由于混合工艺的催化剂用量少，反应器小及其前部烟道短，所以与传统 SCR 工艺相比，系统压降将大大减小，从而可减少引风机改造的工作量，降低运行费用。

（5）降低腐蚀危害

当煤炭含硫量高时，燃烧后会产生较高浓度的 SO_2 及 SO_3，SCR 催化剂的使用虽然有助于提高脱硝效率，但也存在增强 SO_2 向 SO_3 转化的副作用。烟气中 SO_3 含量增加，使得烟气的酸露点温度增加，SO_3 与烟气中的水分形成硫酸雾，当温度较低时，硫酸雾凝结成硫酸附着在下游设备上造成腐蚀；而且 SO_3 还会与氨反应形成黏结性很强的 NH_4HSO_4，在烟气温度较低时堵塞催化剂、沾污受热面。由于混合工艺减少了催化剂的用量，将使这一问题得到一定程度的遏制。

（6）简化还原剂喷射系统

为了达到高效脱硝的目的，要求喷入的氨与烟气中的 NOx 有良好的接触，以及在催化反应器前获得分布均匀的流场、浓度场和温度场。为此，单一的 SCR 工艺必须通过设置静态混合器、AIG 及其复杂的控制系统,并加长烟道以保证 AIG 与 SCR 反应器之间有足够远的距离。而混合 SNCR-SCR 工艺的还原剂喷射系统布置在锅炉炉墙上，与下游的 SCR 反应器距离很远，因此无需再加装 AG 和静态混合器，也无需加长烟道，就可以在催化剂反应器入口获得良好的反应条件。

（7）提高 SNCR 阶段的脱硝效率

单纯的 SNCR 工艺为了满足对氨逃逸量的限制，要求还原剂的喷入点必须严格选择在位于适宜反应的温度区域内。在混合 SNCR-SCR 工艺中，SNCR 阶段的氨泄漏是作为 SCR 反应还原剂来设计的，因此 SNCR 阶段可以无需考虑氨逃逸的问题。

相对于独立的 SNCR 工艺，SNCR-SCR 联合工艺氨喷射系统可布置在适宜的反应温度区域稍前的位置，从而延长了还原剂的停留时间。而在 SNCR 过程中未完全反应的氨在下游 SCR 反应器中被进一步利用。混合工艺的这种安排，有助于提高 SNCR 阶段的脱硝效率。目前，混合脱硝工艺 SNCR 阶段的脱硝效率可达到 55%以上。

- **3）脱硝副产物**

采用 SNCR-SCR 联合工艺主要的脱硝产物是氮气和水，是空气的天然组分，随烟气一同排入大气。由于脱硝过程氨气反应不完全，会有少量的氨气泄漏到反应器，通过合理的反应器设计和催化剂选型，反应器后的氨气浓度通常小于 3PPm。并且锅炉空预器等设备也采取了相关措施，因此氨气对后续系统和设备影响不大。而且这部分氨不会泄漏到空气中，在后续的脱硫反应中全部被吸收，最终进入脱硫废水处理系统。

- **4）工艺可行性**

本项目采用循环流化床锅炉低温燃烧方式，并用 SNCR+SCR 联合工艺进行脱硝，脱硝效率 70%。该技术在多个电厂得到应用，其所采用的脱销技术成熟可靠，经济可行。

9.2.7.3 烟气温降对烟囱腐蚀的影响分析

烟气采用湿法脱硫工艺，可使烟气中 SO_2 的含量大大减少，但对造成烟气腐蚀主要成分的 SO_3 脱除效率并不高，因此，烟气脱硫后，虽然能使大气环境得到改善，但对烟囱的腐蚀隐患并未完全消除，而且对烟囱抗腐蚀性能提出了更高要求。脱硫后的烟气环境变得低温、高湿，烟气的含水量增大，此时烟气在上升过程中，在烟囱内壁会出现结露现象；同时，烟气密度增加，烟囱自拔力减小，烟囱内的烟气压力升高，加剧烟气外渗。

本项目动力站采用炉外烟气氨法脱硫，系统不设置 GGH（烟气加热系统），最终的烟气温度低于烟气冷凝露点温度 65℃，且水份含量高、湿度很大并处于饱和状态，烟气处于全结露现象。烟气易于冷凝结露并在潮湿环境下产生腐蚀性的水液液体，酸液顺着排烟筒留下，汇聚于积灰平台上，使烟囱内壁长期处于浸泡状态。脱硫处理后的烟气一般还含有氟化氢和氯化物等强腐蚀性物质，是一种腐蚀强度高、渗透性强、且较难防范的低温高湿稀酸型腐蚀状况。同时烟气温度很低，烟气形成正压，加剧烟气外渗。根据实地调查的结果，湿法脱硫烟囱冷凝结露液的 pH 值约在 2.0～3.0，烟气腐蚀性应被视为“高”化学腐蚀等级，即强腐蚀性等级，烟囱应按强腐蚀性烟气来进行烟囱的结构安全性设计。

由于烟气的上述特点，对本工程的烟囱结构有如下影响：

（1）烟气湿度大，含有的腐蚀性介质在烟气压力和湿度的双重作用下，结露形成的冷凝物具有很强的渗透性和腐蚀性，对烟囱内侧结构致密性差的材料将产生严重腐蚀，影响结构耐久性。

（2）酸液的温度在 40~80℃时，对结构材料的腐蚀性特别强。

由此可知，烟气脱硫后，虽然能使大气环境得到改善，但对烟囱的腐蚀隐患并未消除，相反地，脱硫后的烟气环境（低温、高湿等）使腐蚀状况进一步加剧，排放脱硫烟气的烟囱比排放普通未脱硫烟气的烟囱对防腐蚀设计要求要高得多，尤其脱硫系统不设置 GGH 时烟囱的抗腐蚀性能要求更高。

本项目动力站烟囱排烟管数量为 3 炉一管，设 1 套筒烟囱 1 座，外筒采用成熟的圆形方案。

钢内筒常见的防腐方式有：普通钢内筒内衬钛板、普通钢内筒内衬镍基合金、耐酸露点钢内衬发泡玻璃砖、耐酸露点钢内涂玻璃鳞片、RHF 等防腐涂料、耐酸露点钢内喷涂防腐混凝土防护层、耐酸露点钢内涂特种防腐涂料等。调研结果显示，钛合金内衬及美国 Henkel 公司开发的玻璃砖应用情况较好。火力发电厂的设计寿命一般在 30 年以上，烟囱作为火力发电厂的主要建（构）筑物，其排烟筒的使用寿命也应该与电厂的使用寿命相当，在所有的排烟筒类型中只有钛钢复合板钢内筒套筒式烟囱可以达到，同时，钢复合板钢内筒施工方便、工期短、施工质量容易保证。通过国内不设置 GGH 湿法脱硫烟囱几年的运行经验来看，钛钢复合板钢内筒套筒式烟囱是使用效果最好、评价最高、维护费用最低（几乎

不用维护）、防腐性能最好的防腐结构形式。虽然，这类烟囱比其他类型的烟囱前期建设费用高，但从动力站的整个服务寿命和运行的维护费用来看，钛钢复合板钢内筒套筒式烟囱的总体费用比其他方案低。因此本工程烟囱内防腐推荐采用钛－钢复合板材料方案，它真正做到了结构（钢）、防腐（钛）各司其职，发挥各自的优势，钛板一般取 1.2mm 厚，钢材厚度按设计计算要求选取。

综上所述，本工程动力站采用悬吊式钛钢复合板钢内筒套筒式烟囱的结构形式，既可确保发电机组安全可靠、持久运行，减少运行中的检修维护；同时，还可从设计构造上保证防腐蚀方案施工的可靠性和便利性，减少施工因素的影响，避免可能会对动力站带来的非正常停机的影响。充分考虑了经济性及本工程特点，有利于确保工程的稳定运行。

9.2.8 延迟焦化装置废水处理设施

延迟焦化装置冷焦初期，冷焦热水来自焦炭塔塔顶溢流，经管道自流进冷焦热水罐。在罐内静置并进行油水分离，污油定期通过提高液位溢流至集油槽，进入污油脱水罐。除去污油的冷焦热水重力流进入焦池的沉淀迷宫，进行沉淀和自然降温。

由于渣油含有较高的硫分，溢流冷焦热水中可能含有一定的硫化氢及其他恶臭气体，需对臭气进行处理。向冷焦热水罐内通入氮气，采用氮气置换罐中的臭气至脱水设备。脱臭设备采用干法催化氧化工艺，当臭气通过脱臭剂床层时，在催化剂的作用下被氧化成硫单质或固化为其它固定物质，附着在床层中，臭气通过床层高空排大气，达到臭气处理的目的。为了避免生成硫化亚铁等易燃物质，脱臭剂采用以活性炭为载体的非铁基活性物质。

污油在污油脱水罐中脱水后，定期由污油外输泵送至厂区重污油罐区。

冷焦后期，自焦炭塔排出的冷焦水、焦炭和切焦水通过溜焦槽进入储焦池，焦炭用天车堆积，及时运走。冷、切焦水从池底进入沉淀迷宫，粉焦陆续沉淀下来。同时，焦池及沉淀迷宫均为敞口，以加快冷切焦水的降温。当冷切焦水降温至 60℃以下时，通过冷切焦水提升泵送至冷切焦水储罐储存备用。冷切焦水系统的补充水采用新鲜水或汽提净化水。

延迟焦化装置设置冷焦水预处理单元，通过在破乳罐中注入破乳剂使油水分离，其中污油回炼，大部分污水经澄清后循环利用，小部分排入切切焦水罐作为切焦水循环使用，杜绝冷焦水中乳化油对污水处理装置的影响。

通过采用污油回炼、密闭吹汽放空系统、密闭式冷焦、除焦工艺，以及冷焦水密闭循环处理工艺等技术措施，降低废气、污油和污水的排放，消除冷焦水蒸发废气中污染物带来的环境风险问题。

本项目延迟焦化装置的冷焦水、切焦水处理设施采用的工艺技术为国内同类装置采用的通用成熟技术，技术可行，上述设施可节约水资源，经济效益可观。

9.2.9 液化气脱硫醇

9.2.9.1 液化气脱硫醇工艺的调整

原环评中，双脱为催化干气脱硫和催化液化气脱硫脱硫醇等 2 个单元，其中催化液化气脱硫醇工艺为固定床无碱脱臭技术；优化调整后，双脱调整为催化干气脱硫、轻烃回收干气脱硫、气柜气脱硫、催化液化气脱硫脱硫醇和轻烃回收液化气脱硫脱硫醇等 5 个单元，液化气脱硫醇工艺优化调整为纤维膜脱硫醇工艺。

液化气脱硫醇工艺优化调整的原因主要有以下几点：

1、原料液化气中硫醇含量较高，约为 300~500ppm，若采用固定床无碱脱臭技术，因催化剂的穿透硫容有限，需频繁更换催化剂，不利于装置长期平稳运行，并且运行成本高。

2、固定床无碱脱臭技术虽然可以将硫醇转化成二硫化物，降低液化气中硫醇的含量，但二硫化物仍混在液化气中进入下游装置，不能降低液化气的总硫含量，达不到装置的质量要求。

3、固定床无碱脱臭技术对胺洗后的液化气原料要求较高，若液化气醇胺法脱硫运行不正常，胺洗效果差或液化气带胺液，会造成固定床催化剂快速失活，产品质量不合格，并影响装置长期平稳运行。

4、固定床无碱脱臭技术开发后的近 10 年在国内仍未大规模的应用。

5、纤维膜脱硫醇工艺具有多方面的优点：高效的传质效率；可采用更高浓度的碱液，则需要的新鲜碱液少，并且通过碱液再生技术，产生的废碱渣也更少；

操作弹性大，处理量在设计值 30%～130%范围内正常运行；另外，对于液化气硫醇含量高的原料通过调整操作也能满足质量要求，而且能将硫醇生成的二硫化物分离出去，保证液化气的总硫质量合格。

9.2.9.2 液化气脱硫醇工艺的比较

常见的液化气脱硫醇工艺有纤维膜脱硫醇工艺、碱液-抽提氧化(Merox)工艺及低含硫液化气的固定床脱硫醇工艺。

1）液化气纤维膜脱硫醇技术

美国 MERICHEM 公司的纤维膜脱硫醇工艺，液化气经过滤后从上部进入纤维膜脱硫醇接触器，在纤维膜的表面液化气与碱液接触，硫醇被碱液抽提出来进入碱液。因为纤维膜极大的增加了水相（碱液）与烃相（液化气）的接触面积，提高了抽提效率，能有效脱除液化气中硫醇。之后液化气和碱液依靠重力分离，精制液化气从脱硫醇罐的顶部流出。 MERICHEM 公司开发的纤维膜接触技术自 1974 年开始工业化以来，现已有 600 多套装置服务于世界各地的石化企业，从上个世纪八十年代开始在该领域占领全球市场份额的 70％以上。

主要反应：　　$RSH + NaOH \rightarrow RSNa + H_2O$

$$RSNa + 1/2O_2 + H_2O \rightarrow RSSR + 2NaOH + H_2O$$

MERICHEM 纤维膜脱硫醇装置操作弹性大，开工率高，操作简单，所需操作人员少，所需设备数量少、尺寸小，节省占地及设备投资。

2）液化气固定床脱硫醇技术

固定床脱硫醇工艺使用以金属为活性组分的新型高效脱硫剂，利用固定床脱除液化气硫醇硫，该工艺的的特点是：投资少，流程简单，三废排放量少，不产生碱渣，主要缺点是仅适合低含硫的催化液化气，若含硫较高，则产生大量固体脱硫剂废剂，需回收或填埋处理。

3）碱液-抽提氧化(Merox)工艺

碱液-抽提氧化(Merox)工艺是传统的液化气脱硫醇技术。该工艺技术成熟可靠，中国国内有十几套装置在生产运行，缺点是流程较长，设备较多，产生废碱渣量大。

上述 3 种工艺技术的比较见表 9.2-11。

表 9.2-10　　液化气脱硫醇主要工艺方案对比

项目	纤维膜技术脱硫醇	Merox 工艺脱硫醇	固定床脱硫醇
技术成熟可靠程度	成熟可靠	成熟可靠	成熟可靠
工艺及设备	工艺较复杂 设备较多	工艺较复杂 设备较多	工艺较简单 设备较少
投资	高 （关键设备和工艺包需要引进）	较低	较高
操作费用	较高	较高	较低 （不含催化剂操作费用）
硫化氢脱除	彻底，操作稳定	彻底	较彻底
硫醇脱除	彻底	彻底	较彻底（适合低硫液化气）
占地面积	较大	大	较小
三废排放	碱渣量较少	碱渣量较大	废催化剂排量大
液化气产品质量	产品质量合格，操作稳定	产品质量合格	产品质量合格

通过比对可以看出，固定床无碱脱臭技术主要适用于液化气原料中硫醇含量较低的工况，而本项目双脱装置的液化气原料的硫醇含量较高，根据液化气原料性质及产品要求，本项目液化气脱硫醇工艺采用纤维膜脱硫醇工艺，工艺成熟可靠，既能保证产品总硫和硫醇等质量合格，也能维持装置长期平稳运行，而且与传统的碱洗脱硫醇工艺相比，可大大减少碱渣的产生量。

目前，在国内液化气脱硫醇使用纤维膜脱硫醇工艺普遍，除了许多老炼厂将传统的碱洗工艺改造成纤维膜脱硫醇工艺外，多家新建炼厂的液化气精制单元也是采用纤维膜脱硫醇工艺。

9.2.10 碱渣处理装置

9.2.10.1　设计规模及处理工艺

1）设计规模

碱渣处理系统设计规模 10000t/a，年运行 8760h。

2）工艺流程

①来自生产装置的碱渣经专属管道输入碱渣罐（碱渣罐两座，单罐有效容积500m^3），碱渣罐设置循环泵以强化均质效果。两座碱渣罐中，第一座用来储存双脱碱渣、延迟焦化碱渣、催化汽油碱洗碱渣，这三种碱渣污染物含量高，但量相对小；第二座用来储存硫磺回收碱渣和异构化碱渣，这两种碱渣污染物含量低，量相对大。另外，碱渣处理系统碱洗塔产生的碱液进入第一座碱渣罐，干化-焚烧系统碱洗塔产生的碱液进入第二座碱渣罐。系统运行时，将第一座碱渣罐中的碱液定量的排入第二座碱渣罐中进行调配，保持第二座碱渣罐中污染物浓度稳定，然后由碱渣计量泵将第二座碱渣罐中的混合碱渣送入后续处理系统。

②来自碱渣罐的混合碱渣经计量泵定量输出与来自污水处理场 V 型滤池的稀释水按体积比 1：4 的比例，通过静态混合器相互混合后，再与硫酸中和，中和后仍通过静态混合器混合保证混合效果，并由自动中和控制系统调节浓硫酸加入量，控制中和出水呈弱碱性（pH 值 8～10）（中和过程仅中和强碱（NaOH）而保留弱碱（Na_2CO_3、$NaHCO_3$），碳酸根为硫细菌（一种与硝化菌相似的化能自养菌）的生长提供碳源，pH 偏低导致 CO_2 逸出，降低了水中的无机碳浓度而影响硫细菌的生长，影响硫化物的降解），然后混合污水进入内循环生物氧化床进行生物氧化处理。混合碱渣的稀释中和段的物料平衡见表 9.2-12。

表 9.2-11　　碱渣稀释中和物料平衡表

项目	混合碱渣	稀释水	浓硫酸	碱渣污水
流量/m^3/h	1	4	0.015	5
温度/℃		20～35		20～35
pH	≥13	6～9	<0	8～10
COD/mg/L	≤50000	<60	-	<10060
硫化物/mg/L	≤10000	<0.5	-	<2000
挥发酚/mg/L	≤2000	<0.5	-	<400
石油类/mg/L	≤400	<5	-	<80
氨氮/mg/L	≤800			<160
NaOH/%	3～6	-	-	-
TDS/%	≤20	<0.3	-	<4.2

③碱渣污水稀释中和后，进入内循环生物氧化床系统进行生物氧化处理，内循环生物氧化床分为两段，前段以硫细菌为优势微生物，主要进行碱渣污水的脱臭，后段以其他异养菌为优势生物，进行有机物去除。内循环生物氧化床系统的进出水质控制指标见表 9.2-13，处理出水排入污水处理场，与场区各装置排水一起进入污水处理流程前端，经污水处理场臭氧氧化+生化处理后，进一步降低 COD 等各项指标，达到排放标准。

表 9.2-12　　内循环生物氧化床系统进出水水质

项目	流量 /m^3/h	pH	COD /mg/L	硫化物 /mg/L	挥发酚 /mg/L	石油类 /mg/L	氨氮 /mg/L
碱渣污水	5	8～10	10060	2000	400	80	160
处理出水	5	6～9	300	1	0.5	10	80
降解率 /%	-	-	97	99.99	99.0	87.5	50

碱渣处理设施工艺流程示意见图 9.2-6。

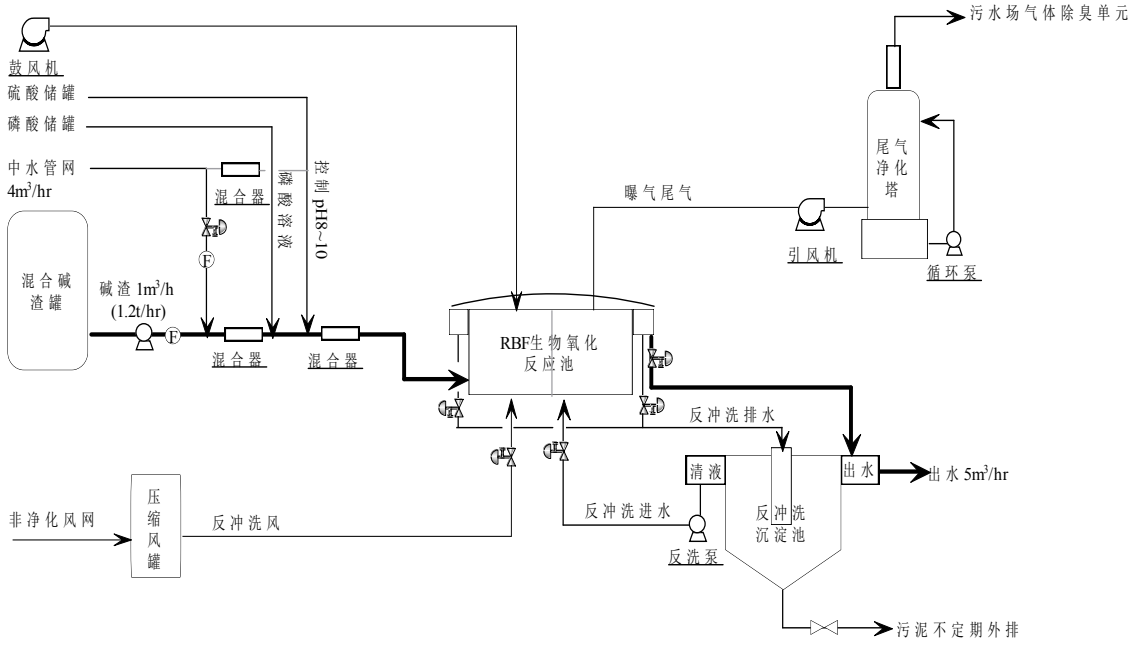


图 9.2-6　　碱渣处理设施工艺流程示意图

1）内循环生物氧化床反冲洗

内循环生物氧化床单元由若干独立且并联运行的内循环生物氧化反应池（简称 RBF 池）组成，RBF 池需定期反冲洗以排除产生的剩余微生物，单间池反冲洗周期为 48h。反冲洗采用气水联动操作，采用自动控制系统控制，每次反冲洗过程历时 1 小时（0.5 小时反冲洗、0.5 小时恢复期）。

反冲洗风采用工厂的非净化风（风压>0.45MPa），利用反冲洗风缓冲罐（容积 50m^3）提供瞬时大风量，反冲洗水采用反冲洗沉淀池的上清液。

每次反冲洗用风 230Nm^3，用水 200m^3。反冲洗排水进入反冲洗沉淀池进行泥水分离，经静止沉淀后，上清液用作下一次反冲洗的反洗水。

2）剩余污泥

反冲洗沉淀池底部的浓缩污泥不定期排往污水场，并进入“三泥”处理单元与污水场其他污水处理单元产生的污泥合并处理。

根据物料衡算，本工程设计 COD 最大处理量为 1.2t/d，以微生物增殖系数按 0.08 计，每日产生干剩余污泥 0.096 吨，沉淀池底浓缩污泥的含水率为～98%，则反冲洗沉淀池平均每日排放污泥量约 4.8m^3，此污泥经污泥泵送至污水场的污泥处理单元处理。沉淀池的排泥规律可根据调试运行情况确定。

污泥输送后，由清水池自流补充反冲洗沉淀池的液位，确保反冲洗用水。

3）尾气净化

鉴于高浓度污水在处理过程中曝气尾气和逸散气体均有一定的恶臭和异味，为改善污水场空气质量，内循环反应器等设施所排放的尾气或逸散气体均进行收集，然后进入碱洗塔碱洗，再引入废气处理系统净化后排放（废气处理系统由污水场统一考虑）。

9.2.10.2 运行实例及可行性

该碱渣处理工艺技术已在国内多个炼厂成功运行，详见表 9.2-14。其技术成熟，运行稳定，经该装置处理后的废水进入厂区污水处理设施，可减轻污水处理场的压力，具有较好的环保效应，技术经济合理可行。

表 9.2-13 碱渣处理系统运行实例列表

序号	项目名称	装置规模	备注
1	中石化 NY 精蜡厂 5m^3/hr 碱渣污水预处理工程	3000m^3/年	06 年 11 月投产
2	中石油 CQ 炼油厂 10m^3/hr 碱渣污水预处理工程	5000m^3/年	07 年 11 月投产
3	LJ 石化公司 60m^3/hr 高浓度含酚废水预处理工程	60m^3/hr	08 年 3 月投产
4	中石化 MM 分公司 2m^3/hr 碱渣污水处理工程	20000m^3 /年	09 年 8 月投产

9.2.11 污水处理系统

污水处理设计规模为 1000m^3/h（含油系统 500m^3/h，含盐系统 500 m^3/h），回用处理设计规模为 700m^3/h，浓水处理设计规模为 150m^3/h。除臭系统设计规模 40000m^3/h。

污水处理场各处理环节的设计出水水质见表 9.2-15。

表 9.2-14 污水处理各处理环节设计出水水质表

污水处理部分

污染物	进水	调节罐	竖流隔油池	气浮池	生化+二沉	高密+V 型滤池
COD	≤760	≤750	≤700	≤600	≤60	≤50
BOD	≤230	≤220	≤210	≤200	≤10	≤10
石油类	≤500	≤350	≤100	≤20	≤1	≤1
氨氮	≤50	≤50	≤50	≤50	≤5	≤5
悬浮物	≤300	≤150	≤100	≤50	≤80	≤1
硫化物	≤50	≤50	≤50	≤1	≤1	≤1

回用部分

污染物	进水	臭氧接触氧化池	曝气生物滤池	V 型滤池	UF	RO
COD	≤50	≤50	≤35	≤30	≤30	-
氨氮	≤5	≤5	≤1	≤1	≤1	≤1
石油类	≤1	≤1	≤1	≤1	≤1	-
悬浮物	≤1	≤1	≤80	≤1	-	-
TDS	≤2300	≤2300	≤2300	≤2300	≤2300	≤120
SDI(无单位)	-	-	-	≤5	≤2	≤1

浓水部分							
污染物	进水	前臭氧	生物滤池	GREEN DAF 气浮池	后臭氧	活性炭滤池	观察水池
COD	≤200	≤160	≤80	≤70	≤50	≤50	≤50
氨氮	≤6	≤6	≤5	≤5	≤5	≤5	≤5
石油类	≤6	≤5	≤3	≤2	≤1	≤1	≤1
悬浮物	≤6	≤6	≤80	≤10	≤10	≤10	≤10

经污水处理系统处理后，最终的设计出水水质见表 9.2-16。

表 9.2-15　　污水处理设计出水水质表

序号	项目	单位	出水标准
1	pH	/	6~9
2	SS	mg/L	≤10
3	COD_{Cr}	mg/L	≤50
4	BOD_5	mg/L	≤10
5	硫化物	mg/l	≤0.5
6	石油类	mg/L	≤2
7	挥发酚	mg/l	≤0.3
8	NH_3-N	mg/L	≤5
9	总氮	mg/l	≤30
10	总磷（以 P 计）	mg/l	≤0.5

9.2.11.1　污水处理系统工艺流程

- **1）含油污水处理系统**

主要由调节罐、DCI、中和池、均质池、混凝絮凝池、DAF、生化池、二沉池、高密度沉淀池等单元组成。含油污水处理流程见图 9.2-7。

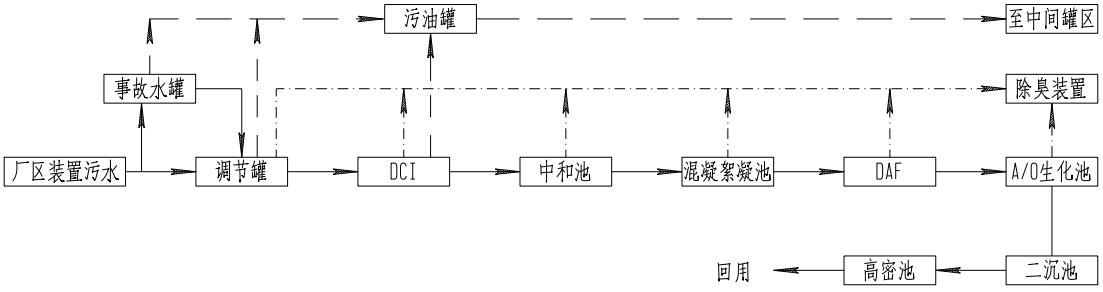


图 9.2-7　　含油污水处理流程简图

厂区污水在进入污水处理场前首先经过在线分析仪表进行检测，若来水不合格可人工切换至事故罐中进行储存，然后小流量回流至污水处理场；若来水合格则进入调节罐进行水量调节，同时进行油、水、泥的分离。

调节罐出水进入 DCI 隔油池，将污水中的油和悬浮物进行部分去除，每座 DCI 池配备表面浮油刮除系统，收集浮油并将其卸入带有搅拌设施的贮油池内。浮油用泵送至污油罐中。

DCI 隔油池底部设有排泥泵，将沉淀的污泥深度干化后送焚烧炉焚烧处理。DCI 隔油池出水进入中和池内，在此投加硫酸或氢氧化钠，对原水的 pH 进行调节，便于后续处理，为满足均质池中催化氧化除硫需要，仍需投加三氯化铁，对水中的硫化物进行催化氧化。

中和池出水进入均质池内，污水在均质池内停留 12h，保证充分均衡水质，避免水质对生化作用产生冲击。均质池出水经泵提升后进入混凝絮凝池内，通过投加三氯化铁和聚合物使水中的悬浮物凝聚，絮凝后的污水进入 DAF 气浮池，在池内微气泡的携带作用下，将水中絮凝物和油粒带至水面，通过刮渣机刮除，进一步去除污水中悬浮物和油含量。

气浮池出水进入 A/O 生化池内（容积 10500m^3，停留时间 17.8h），生化池采用低负荷生物处理去除 BOD_5、$N\text{-}NH_3$ 和可生化降解 COD，将污染物转化为水、二氧化碳，产生新的微生物，以达到水质净化的目的。生化池内设有溶解氧仪（在曝气区）和氧化还原电位计/pH（在缺氧区）对水中的氧浓度和氧化还原电位进行连续监测，便于操作人员对生化池运行状态进行了解。在生化池缺氧区和脱气区设有潜水搅拌器，用于混合进水、防止污泥沉淀和对污泥上附着的气泡进行分离，生化池好氧区池底设有曝气头，通过鼓风机对污水不断补充氧，保证处理过程处于好氧状态，曝气供气管线设有流量计及蝶阀，便于控制曝气量。通过投加磷酸和碳酸钠，调节进水营养元素比例和调整污水碱度，保证生化顺利进行。

生化池出水是泥水混合物，通过二沉池的泥水分离作用，使活性污泥从污水中分离，并回流至生化池，保持生化池污泥浓度，二沉池设有一个抽吸式的半周刮泥桥，以快速收集沉淀在二沉池内的污泥，二沉池内污泥部分回流生化池，部分作为剩余污泥排至三废单元。

二沉池出水进入高密池，高密池内设混凝区、絮凝区和澄清浓缩区，通过投加三氯化铁、石灰和聚合物，对水中的悬浮物及硬度进行去除，沉淀污泥作为软化污泥单独进行污泥脱水。

高密池出水分为两个去向，其一通过泵提升到再生水系统，经进一步处理后作为循环水补充水，其二自流进入后混絮凝池，并入含盐污水 V 型滤池，并进一步进行回用处理。

DCI 隔油池分离出的污油首先在 DCI 隔油池底部的集油池内进行搜集，然后通过泵送至污油罐内进行脱水。调节罐和事故水罐产生的污油通过重力送至污油罐内进行脱水。脱水后污油通过污油泵外送至中间原料罐区进行回炼。

- **2）含盐污水处理系统**

主要由格栅井、调节罐、DCI、中和池、均质池、混凝絮凝池、DAF、生化池、二沉池、高密度沉淀池、V 型滤池等单元组成。含盐污水处理流程见图 9.2-8。

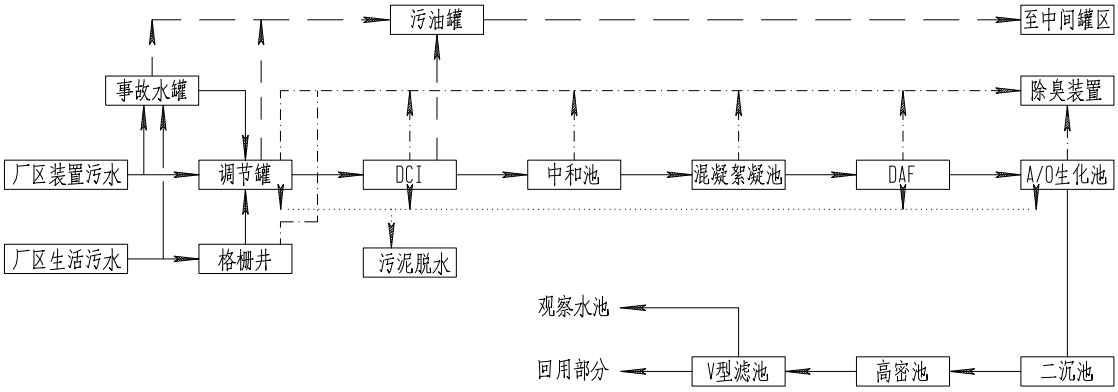


图 9.2-8　　含盐污水处理流程简图

高密池前段处理流程与含油处理系统一致。

高密池出水进入后混凝池内，后混凝池内投加 $FeCl_3$，以减少聚合物的凝结对下游过滤系统的影响，同时投加 H_2SO_4 调节 pH 值。

后混凝池出水通过 V 型滤池进一步去除水中悬浮物，V 型滤池采用气、水联合反洗将滤料中截留的污染物进行去除，反洗过程通过厂家自带 PLC 实现自动控制。V 型滤池出水通过产水池进入回用部分，并可通过旁路排至观察水池。

- **3）回用部分**

回用部分主要由臭氧接触氧化池、曝气生物滤池、V 型滤池、超滤（UF）、反渗透（RO）等单元组成。回用部分处理流程见图 9.2-9。

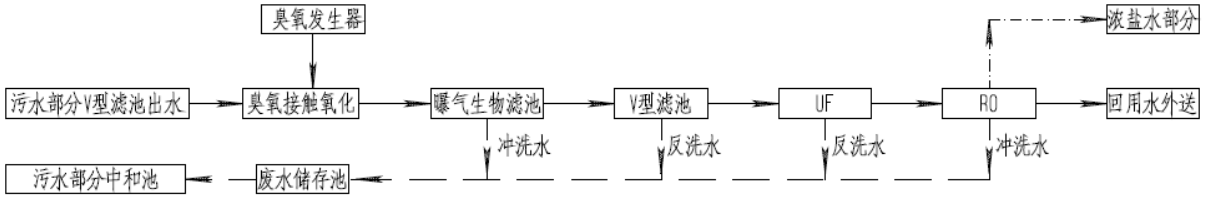


图 9. 2-9　　回用水处理部分流程简图

污水部分的 V 型滤池产水池出水经泵提升后进入臭氧接触氧化池，经臭氧催化氧化，进一步降低有机污染物浓度，同时提高污水生化性；根据出水情况，投加适量的磷酸和氨水，为污水补充部分营养元素，出水再经过曝气生物滤池处理，将可生化降解的有机物去除，然后进入回用部分的 V 型滤池内，进一步去除污水中的悬浮物，提高出水品质，保护下游的膜处理单元。

回用部分 V 型滤池出水进入 V 型滤池产水池内，通过泵提升，经过 0.5mm 的自清洗过滤器，进入超滤系统。超滤采用内压式膜元件，对粒径 0.02μm 以上的颗粒进行截留，保护后续反渗透膜组件的正常运行。UF 出水进入中间水池，在中间水池投加氨水和次氯酸钠，对出水进行氧化、消毒，降低后续反渗透膜元件有机污染的可能性。

中间水池出水经增压泵进入保安过滤器中，对水中大分子物质进行截留，保证反渗透膜安全运行，随后经高压泵加压后进入反渗透膜进行脱盐。在压力作用下，大部分水分子和微量其它离子透过反渗透膜，经收集后成为产品水；水中的大部分盐分和胶体、有机物等不能透过反渗透膜，随少量浓盐水排出。RO 产生的浓盐水进入本项目浓盐水处理部分进行达标处理。RO 膜采用一级三段式组合，提高污水回收率。

曝气生物滤池在正常运行一段时间后需要进行冲洗，将滤料内截留和生长的生物膜冲洗掉。冲洗过程为气水联合冲洗：由 V 型滤池的产水水池供水，由冲洗风机装置供气。正常冲洗过程与计时器连锁，由各个曝气生物滤池内的水头损失计进行控制。每月必需对每个曝气生物滤池进行一次高强度冲洗，这一过程由操作员操作，手动启动。冲洗废水进入设置在回用部分的废水储存池内。

UF 膜在运行一段时间以后，需要定期进行反冲洗、化学增强反洗（CEB）及化学清洗（CIP），以保证超滤膜长期、稳定的运行。反冲洗产生的废水进入回用部分废水储存池内，CEB 及 CIP 产生的废水经 CIP 废水中和池进行中和后排至废水储存池内。

RO 膜在运行一段时间后，需要通过定期冲洗和化学清洗（CIP）恢复膜的初始性能。冲洗废水进入回用部分废水储存池内，CIP 废水经 CIP 废水中和池（与 UF 共用）进行中和后，排至废水储存池内。

UF 和 RO 分别设有独立的 CIP 化学清洗单元。

- **4）浓水部分**

浓水部分主要由臭氧接触氧化池、反硝化生物滤池、曝气生物滤池、GREEN DAF、后臭氧接触池、活性炭滤池及观察水池等单元组成。浓水部分处理流程见图 9.2-10。

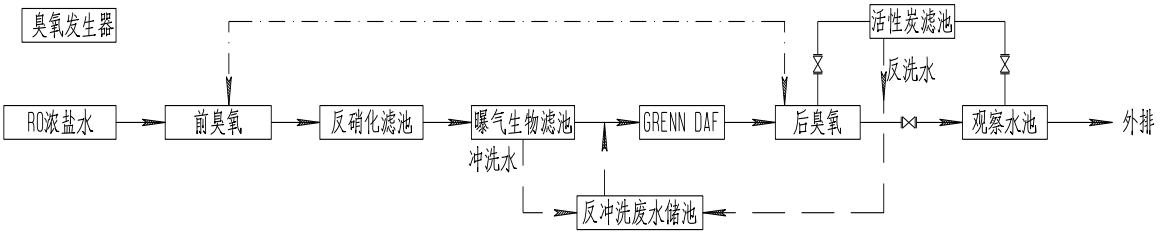


图 9.2-10　　浓水部分流程简图

RO 产生的浓水进入浓水处理流程。浓水首先进入前臭氧接触池内，在足够的停留时间下，与臭氧充分接触，将部分难降解 COD 转变为可生化的 COD，同时降低 COD 总量。

前臭氧接触池出水进入中间水池，由于接下来要进行反硝化反应，而进水中的溶解氧含量越低越有利于反硝化反应的进行。因此，臭氧接触池的出水需要在中间水池中停留一定的时间使得溶解的氧气可以释放。此外，反硝化反应所需的碳源、氮源及磷源也可以在缓冲池中与污水进行混合。为了满足 BIOFOR DN 生物滤池上升流速的要求，该池设一定回流量，通过 BIOFOR DN 生物滤池不仅可以除去碳、氮等污染物，甚至还能除去可吸收的有机卤素。

中间水池出水依次进入反硝化生物滤池和曝气生物滤池内，通过滤池内滤料的截留作用和滤料上附着的微生物的净化作用，使污水的总氮、COD 和悬浮物得到有效去除。生物体繁殖与悬浮固体截留将会逐渐堵塞生物滤池内的滤床，运行一段时间后，需要进行反冲洗，冲洗过程为气水联合冲洗。

BIOFOR DN 反硝化生物滤池出水进入中间水池，将向中间水池内投加硫酸（H_2SO_4）或氢氧化钠（NaOH），调节污水 pH 值便于后续生化处理。反硝化生物滤池出水进入 BIOFOR C 曝气生物滤池，进一步去除水中 BOD 和 COD，曝气生物滤池出水进入 GREEN DAF 气浮池内。Green DAF 气浮工艺集混凝、絮凝和浮选于一体，整个工艺过程在一个小型单元中完成。该工艺对于流量和原水水质的变化具有良好的适应性，且在停机后能迅速恢复运行。污水进入 GREEN DAF 气浮后，通过投加三氯化铁和聚合物，使水中悬浮物形成矾花，通过后段气浮作用，将水中携带的生物体等悬浮物进行去除。保证后臭氧接触池处理效果。气浮产生的污泥通过泵送至三废单元进行处理。

GREEN DAF 气浮池出水经 FV2B 滤罐、反冲洗水池，对水中的重金属、氢氧化物和悬浮物进一步去除，同时达到除磷和减少后续臭氧投加量的作用。反冲洗出水进入后臭氧接触池内，依靠臭氧的强氧化性进一步降低水中 COD 含量，保证出水 COD 达标。后臭氧接触池出水直接进入观察水池内，监测合格后排放。

活性炭滤池作为保安措施，在后臭氧接触池出水不达标时，可启用活性炭滤池，通过活性炭的吸附和截留作用对水中的污染物进行去除，保证排水达标。活性炭滤池在运行一段时间后，需要对滤料中截留的污染物进行反洗，反洗过程为气水联合冲洗。

生物滤池冲洗水和活性按滤池反洗汇集在浓盐水部分单独设置的反冲洗废水储存池内，再由泵提升，送至 GREEN DAF 气浮池进入浓盐水处理流程进行处理。

- **5）污泥脱水部分**

污泥脱水部分主要由污泥浓缩罐、污泥快混池、污泥储存池和离心脱水机等单元组成。污泥脱水部分处理流程见图 9.2-11。

DCI 产生的含油底泥、DAF 产生的含油浮渣、A/O 生化产生的剩余污泥以及浓盐水部分 GREEN DAF 气浮产生的浮渣，经污泥泵送至含油污泥处理线的污泥快速搅拌池内以均衡泥质、然后进入污泥储存池内以备脱水。污泥储池内的污泥经泵送至离心脱水机内，对含油污泥进行脱水作业，分离出的含水率 80%污泥经螺旋输送机送至污泥干化料仓内，进入干化、焚烧单元。

净水场产生的软化污泥经污泥浓缩池脱水后，与高密池产生的软化污泥在软化污泥处理线的污泥快速搅拌池内混合，然后进入污泥储存池内以备脱水。污泥储池内的污泥经泵送至离心脱水机内，对软化污泥进行脱水作业，分离出的含水率≤75%污泥外运处理。污泥脱水部分在污泥快速搅拌池前端设有污泥浓缩罐，当进入污泥脱水部分的污泥量超过污泥脱水处理能力时，超出部分进入污泥浓缩罐进行暂时存储。

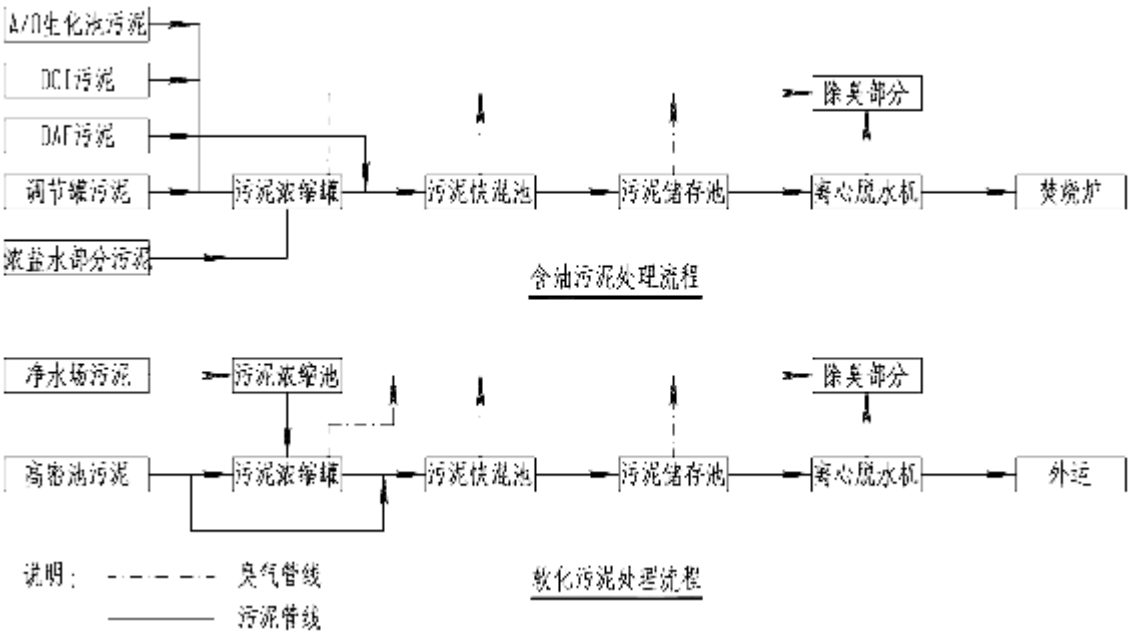


图 9.2-11　　污泥脱水部分流程简图

污泥脱水产生的上清液进入上清液储池内，然后泵送至污水部分中和水池内进入污水处理流程进行处理。

9.2.11.2　污水处理系统技术经济可行性分析

本项目优化调整后选用的污水处理流程，已经实际运行的企业有：DL 石化、SH 化工园区（一期、二期、三期、四期）、GX 石化、SC 石化。

- **1）炼油废水处理装置方案比选分析**

国内炼油废水治理工艺基本上是隔油、气浮与生化处理“老三套”工艺及在此基础上的改进。一般炼油企业废水处理的做法是：满足达标排放采用二级处理，若废水回用，则进一步采用三级处理。云南炼油项目优化调整后，为了减少废水外排量、最大限度实现中水回用，拟采用三级处理工艺。

含油废水处理装置方案比选详见表 9.2-17。

表 9.2-16　　含油污水处理装置方案比选表

方案 项目	本项目拟采用方案	对比方案
采用的工艺流程	1.一级处理：均质＋隔油+浮选； 2.二级处理：缺氧+好氧＋V 型滤池＋污泥脱水浓缩处理； 3.三级处理：臭氧+曝气生物滤池+UF 超滤-反渗透系统； 4.调节池、厌氧池、曝气池加盖封闭，并设置臭气集中处理装置。	1.一级处理：均质－撇油＋LPC 物化反应系统； 2.二级处理：LPCA 生化系统＋污泥干燥系统； 3.三级处理：碳纤维过滤器＋生物活性碳吸附。 4.整个处理装置密闭操作，设置臭气集中处理装置。
工艺技术特点	1.物化处理：装置内含油污水经预处理后提升进入污水处理场均质调节罐，在罐内进行污水除油、均质。出水进入隔油池，再进入浮选前，加入混凝剂 PAC、助凝剂 PAM，进行浮渣分离和浓缩，浮渣送脱水系统脱水，达到控制标准的废水进入二级生物处理系统。 2.缺氧+好氧＋V 型滤池生化处理工艺 ①曝气池、调节池等产生恶臭气体的构筑物进行加盖封闭、收集产生的臭气、并采用生物除臭技术处理。由于构筑物体积较大，需增加较多投资。②技术成熟可靠，可保证出水水质。 3.污水深度处理中超滤器以其良好的抗压、抗折强度、耐酸、耐碱、离子透析率高、价格适宜等诸多优势。反渗透技术为回用水水质把关，该工艺成熟可靠，是去除水中的氯离子的主要手段。 4.上述流程对于废水治理装置稳定运行、保证炼油项目废水达标排放来说，技术成熟、可靠。	1.LPC（物化处理）：LPC 前反应器通过加入生物助凝剂 PPA，对乳化的石油类物质破乳，在 LPA 后反应器，加入生物助凝剂 PPM，在高效固液浓缩分离器中进行沉渣分离和浓缩。与传统气浮方法相比可较好的去除乳化油。 2.LPCA 由球型密闭式厌氧反应器和好氧反应器组成，采用富氧空气曝气方式，可保证废水达标排放。 3.回用水深度处理采用生物活性碳吸附降解法，可同时进行生化和吸附处理，并且通入空气，在富氧条件下操作，避免产生 H_2S 气体，同时可继续降解 COD、氨氮，保证出水水质。 4.整个流程设备化，均采用密闭钢制罐体设备，易于臭气收集处理，防止无组织恶臭气体排放，并且设备地表安装易于发现和检修跑、冒滴、漏事故，可防止对地下水造成污染，

	5.设置恶臭气体收集处理装置，减少恶臭气体排放。	并不存在抗浮问题。
占地面积	较大	小
适应性	①工艺技术成熟、适合石化企业废水的处理，能够保证出水稳定达标。 ②采取加盖收集恶臭气体、净化处理，减少恶臭气体排放，保证厂界 H_2S 气体达标。	①满足石化企业废水处理要求，及时有效防控地下水污染风险，且可控制恶臭气体的污染。 ②生化处理部分国内尚无大规模炼油废水处理的实际运行经验。

根据表中的对比分析，项目优化调整后拟采取的处理工艺技术成熟可靠，在我国炼化企业具有广泛的运行经验，处理后水质远低于《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）标准限值要求，且设计上考虑构筑物加盖、收集、净化恶臭气体的措施，满足环保要求。

对比方案虽然占地面积小、构筑物设备化易于恶臭气体收集和处理、便于施工和管理，但是投资大，且缺乏大型炼化企业实际操作和应用的验证，技术成熟可靠性较差，因此，项目优化调整从满足各项环保要求且安全稳定运行方面考虑，选择处理工艺技术成熟、可靠，有广泛炼化企业运行经验的处理流程，技术经济合理可行。

- **2）污水处理部分技术经济可行性分析**

（1）除油工艺

目前各炼油厂多采用二级气浮除油法。项目优化调整拟采用 DCI 隔油池和溶气气浮（DAF）二级串联除油法。DCI 隔油池具有操作简便、能耗低、处理效果显著的特点，可去除含油废水中大部分的油。DAF 采用浅层高效气浮工艺，该工艺利用浅池理论和零速原理，具有停留时间短、表面负荷高、单位溶气效率高的优点，进一步去除污水中的微小颗粒的油。整个装置主要设备为钢制，布置紧凑，占地小，自动化程度高，优于传统的两级 DAF 串联。

（2）生化处理工艺

炼油废水的生化处理工艺有传统活性污泥法、氧化沟工艺、A/O 法、SBR 法、生物膜法等，各工艺比较见表 9.2-18。

表 9.2-17　　各生化处理工艺比较表

工艺	技术指标		经济指标			运行情况			备注
	BOD_5 去除率	氨氮去除效果	投资	能耗	占地	运行稳定	管理情况	抗冲击负荷	
传统活性污泥法	85~95	差	100	100	100	一般	一般	不适应	适用于中等浓度的生活污水和工业废水
氧化沟	90~95	一般	<100	>100	>100	稳定	简便	适应	适用于中小型污水厂
SBR	90~95	一般	<100	100	<100	稳定	一般	适应	
A/O	90~95	好	>100	100	100	稳定	简便	适应	需脱氮除磷的大型污水厂
生物膜法	>90	差	<100	>100	100	稳定	简便	适应	适用于小型污水厂

注：将传统活性污泥法 100 作为相对经济指标基准。

国内炼油工程含油废水生化处理方法较多，其中 SH 石油化工公司、BJ 化工公司、MM 乙烯厂、BH 石油化工厂等采用的是活性污泥法；A/O 法具有耐负荷高，脱氮除磷效果好，剩余污泥少等特点，目前被新建炼厂广泛使用，其中运行的有 ZH 炼化公司、YZ 石化公司等。

由于本项目含油污水需要达到回用的严要求，故生化处理采用 A/O 运行方式，O 段碳化反应去除 COD，硝化反应将 NH_3-N 转化为 NO_3^-、NO_2^-，A 段通过反硝化，将 NO_3^-、NO_2^-转为氮气去除，同时 A 段还可以提高污水可生化性，保证生化处理的效果。

项目优化调整污水处理拟采取的处理工艺技术成熟可靠，在我国炼化企业具有广泛的运行经验，且设计上考虑构筑物加盖、收集、净化恶臭气体的措施，满足环保要求。

- **3）回用部分技术经济可行性分析**

炼化污水中污染物种类繁多，不同单元处理工艺针对性很强，对不同污染物选择适用的处理方法决定了最终污水处理及回用效果。当前，回用处理方式按照处理深度及针对的污染物主要分为三类：第一类以去除悬浮物为主要目的，同步去除颗粒性 CODcr，工艺方案主要有混凝沉淀、气浮、澄清和过滤等；第二类以去除悬浮物和部分溶解性 CODcr 为主要目的，同步去除颗粒性 CODcr。工艺

方案主要有曝气生物滤池、活性炭吸附以及高级氧化与曝气生物滤池或活性炭联用等；第三类以去除溶解固体 TDS 为主要目的，主要工艺为超滤＋反渗透或纳率，其中超滤作为反渗透的预处理和保护。当回用目标为循环水系统补充水时，一般采用第一类和第二类处理工艺；当回用目标为锅炉补水时，一般采用以上三类处理工艺的组合。但当污水中含盐量较高时，即使回用目标作为循环水系统的补充水，也要采用第三类处理工艺进行脱盐处理以满足回用标准。

对中国石油 12 家炼化企业的 20 套污水回用装置进行调研和分析，发现：其组合处理工艺基本上是三类处理工艺的组合。且经过技术经济综合评价，有 5 家企业的 5 套回用装置为成功稳定运行的工艺，即典型工艺。

5 家典型工艺的具体情况详见表 9.2-19。

表 9.2-18　　中国石油 5 家炼化企业典型污水回用工艺表

序号	应用企业	污水来源	处理规模	投运时间	主要工艺流程	备注
1	DL 石化	城市达标排放污水	循环水补水：210m^3/h 锅炉补水：210m^3/h	2006.2	淹没式织物生物固定床＋絮凝＋气浮过滤＋超滤＋二级 RO＋真空脱气	淹没式织物生物固定床为德国专利技术絮凝、气浮砂滤为澳大利亚专利技术
2	DG 石化	生产污水	循环水补水和杂用水 300 m^3/h	2002.9	二级悬浮载体接触氧化生物反应池＋气浮＋砂滤＋活性炭	
3	DQ 炼化	生产废水	循环水补水：280m^3/h 锅炉补水：120m^3/h	2004.5	循环水补水：保安过滤器＋超滤＋动态生物膜过滤＋斜板沉降＋高级氧化 锅炉补水：保安过滤器＋超滤＋高级氧化＋活性炭过滤＋高级氧化＋反渗透	瑞典圣马利亚水处理技术
4	KL 石化	生产废水	循环水补水 170m^3/h	2004.5	气浮＋多介质过滤＋二级臭氧接触氧化＋活性炭＋多介质过滤＋纳滤	
5	JZ 石化	化工生产废水，清净废水和生活污水	循环水补水 500m^3/h	2003.12	曝气生物滤池＋气浮＋纤维过滤＋臭氧＋核桃壳过滤器＋除氨过滤器＋活性炭过滤器	

中国石油环境监测总站根据调研结果和技术筛选，在其结论中初步认为：目前，国内炼化企业已采用的常规组合工艺不完全相同，但是都有混凝沉淀或气浮、过滤、活性炭吸附或生物滤池和氧化处理四个单元，在达标排放污水深度处理采用的组合工艺中，以上四个单元均可作为技术选择的基本单元。

根据当前国内石化行业污水回用处理工艺的调研结果，以及本项目污水处理系统中生化处理单元出水达到的指标，对于污水回用部分采用臭氧氧化+曝气生物滤池+V 型滤池+UF+RO 处理工艺。

该工艺中采用臭氧氧化技术，在臭氧接触池中，通过强氧化技术将污水中不能降解的 COD 和 AOX（有机氯化合物）断链破键，其废水中有机污染物增多，可以进行后端正常的生化处理，经前端高级氧化后的废水进入曝气生物滤池进行处理，选择曝气生物滤池作为其生化处理工艺，其最大优点是耐冲击负荷比较好，同时可根据水质要求对其参数进行相应调整。

曝气生物滤池是一种集过滤、生物吸附、生物氧化于一体的新型水处理技术。它可以维持高的水力负荷和保留高的生物量浓度以减少环境冲击，促进微生物生长且产泥量少。

曝气生物滤池 80 年代产生于欧洲，后在欧美和日本广为应用，目前全球已有很多污水处理厂采用此种技术。曝气生物滤池的特点如下：

①池容和占地面积较小。曝气生物滤池以高比表面积的粗糙多孔颗粒作为生物膜载体，具有更高的生物浓度和更高的有机负荷。

②工艺简单，基建费用、运行费用低。由于填料的机械截流作用以及滤料表面的微生物和代谢中产生的粘性物质形成的吸附架桥作用，对 SS 的去除率高，使出水的活性污泥少，故可省去二沉池，进而降低基建费用。

③生物浓度高，生物相复杂，菌群结构合理。反应器内具有明显的空间梯度特征，能耐受较高的有机和水力冲击负荷，不同的污染物可以在同一反应器被渐次去除，同步发挥生物氧化作用、生物吸附絮凝和物理截留作用，出水水质好。由于大量的微生物附着生长在粗糙多孔的粒状滤料内部和表面可以保持一定的微生物活性，处理设施可间歇启动运行，有利于系统的恢复启动。

④区别于一般生物滤池及生物滤塔。在去除氨氮时需进行曝气，由于粒状滤料层具有较高的氧转移效率，曝气量低，运行能耗较低，硝化和反硝化效率高。

⑤管理简单，自动化程度高。

⑥对环境影响小，受温度影响小。

经曝气生物滤池处理后的废水进入到 V 型滤池进一步去除悬浮物及剩余部分 COD，V 型滤池出水 COD_{Cr}、氨氮和悬浮物等指标虽然满足回用至循环水场的要求，但是由于该废水含盐量较高，出水不宜直接回用至循环水场。因此本工程设计将 V 型炭滤池出水进入双膜处理装置，然后再进行回用。

对于应用膜技术处理回用石化污水，当前全国石化企业中已有十几套已建成和运行的膜处理系统，如 DQ 石化、SH 石化、GZ 石化、BL 石化、LY 石化、TJ 石化、YS 石化，DL 石化等，最长投产时间已有 10 年多。从运行效果看，有成功的经验，也有失败的教训。

部分企业膜法水处理运行情况见表 9.2-20。

从膜处理工艺在石化行业应用情况来看，超滤或微滤＋反渗透工艺目前运行较好的有 YS 石化炼油厂和 D;石化污水回用装置， YS 石化炼油厂和 DL 石化污水回用装置运行以来，膜通量、清洗周期和产水率等指标均在设计范围内，运行平稳。燕山石化炼油厂污水回用装置，其工艺流程为：二沉池出水＋曝气生物滤池＋絮凝沉淀＋加氯氧化＋纤维过滤＋臭氧氧化+活性炭+UF+RO。设计控制进超滤的 COD_{Cr} 在 40ppm 以下；大连石化污水回用装置，其工艺流程为：淹没式织物生物固定床＋絮凝＋气浮过滤＋超滤＋二级 RO。独山子石化回用装置，其工艺流程为：循环水排污水+MBBR+混凝+气浮+过滤+UF+RO。从以上几套运行稳定的双膜法回用装置可以看出：在进双膜前均有充分的预处理措施。

表 9.2-19　　部分企业膜法水处理运行情况

序号	企业	规模 (m^3/h)	原水	处理工艺	投产时间	效果
1	YS 石化东区	1200 脱盐 800	牛口峪污水	浸没 UF＋RO	2004.07	受外排浓水盐量限制，半负荷运行；出水满足要求
2	YS 石化炼厂	300	深度处理后排水	UF＋RO	2004.11	运行正常
3	BL 石化	2X150	己内酰胺生化污水	MBR	2004.12	达不到设计进水 COD 要求；日常运行基本正常

序号	企业	规模 (m^3/h)	原水	处理工艺	投产时间	效果
4	TJ 石化	400	化纤厂生化后污水	管式微滤＋RO	2004.07	微滤出水 SDI 不稳定，RO 未投入运行
5	GZ 石化	320 脱盐 80	边沟水	连续微滤＋RO	2003.11	连续微滤周期产水下降 40%；出水电导率增加，RO 停运
6	LY 石化	200	PTA 污水	A/O+MBR	2004.07	膜丝断裂，出水效果差
7	DL 石化	420 脱盐 210	城市达标排放污水	UF＋二级 RO	2006.02	运行正常
8	DS 石化	600	循环水排污水	UF+RO	2008	运行正常

中国石油环境监测总站在对中石油下属企业污水户用装置进行调研后认为：采用膜分离技术生产循环水补水、除盐水和锅炉水补水时，关键是做好预处理。

本工程预处理流程完备，回用部分处理后的水质满足《污水再生利用工程设计规范》（GB50335-2002）中的循环水补充水水质要求。该工艺技术可靠、经济合理，在我国有丰富的操作经验，同时在设计上考虑了构筑物加盖，并收集、处理构筑物内无组织排放的恶臭气体，防止恶臭气体对环境空气的污染；对构筑物采取防渗处理，防止污水渗漏对地下水造成污染，其技术经济合理、可行。

- **4）浓水部分技术经济可行性分析**

本工程浓水部分主要由臭氧接触氧化池、反硝化池、曝气生物滤池、GREEN DAF 气浮、砂滤罐、后臭氧接触池、活性炭滤池及观察水池等单元组成。

浓水主要来自回用部分反渗透装置，该股污水不仅含盐量高，而且有机物均为可生化性较差的“硬有机物”，这样增大了生化处理的难度，难点主要在于提高其中有机物的可生化性和创造能耐高浓度盐类的微生物污泥环境。

本项目采用前臭氧氧化+反硝化池+曝气生物滤池+ V 型滤池+后臭氧氧化，并采用活性炭过滤技术进行把关，来自反渗透装置的浓水进入前臭氧接触池，在臭氧接触池中，通过强氧化技术将污水中不能降解的 COD 和 AOX（有机氯化合物）断链破键，其废水中有机污染物增多，可以进行后端正常的生化处理，经前

端高级氧化后的废水进入反硝化池，在缺氧的情况下，异养菌将硝酸盐还原为氮气，反应原理如下：

$$2NO_3^- + 2H^+ \rightarrow N_2 + H_2O + 5/2O_2$$

经臭氧化后，水中难生物降解的长链、大分子有机物转化为较小且可生物降解的有机物，为反硝化提供了部分碳源。同时为满足反硝化菌的生长要求，补充乙酸作为外加碳源以保证反硝化适宜的 pH 值。

反硝化池出水进入曝气生物滤池进行处理，选择曝气生物滤池作为其生化处理工艺，其最大优点是耐冲击负荷比较好，同时可根据水质要求对其参数进行相应调整，并可以去除反硝化单元未被完全消耗的投加的碳源，以及水中的有机物。

曝气生物滤池出水进入适用于废水深度处理的 GreenDAF TW 气浮池 I，水力停留时间混凝区 2min，絮凝区 6min。

所有的反冲洗废水将回到主工艺路线中的曝气生物滤池前端进行循环处理。由于反冲洗废水中含有大量悬浮物，为避免大量悬浮物的进入导致滤池堵塞，设置 GreanDAF 气浮池 II 去除反冲洗废水中的悬浮物后再回流到主工艺路线。GreanDAF II 采用适应高悬浮物浓度的 GreenDAF BWW 系列气浮池。

GreanDAF BWW 系列气浮池与 TW 系列气浮池同样具有集混凝，絮凝和浮选于一体的功能，三部分功能设置一致，结构设置类似。不同的是，GreanDAF BWW 系列气浮池适用于悬浮物浓度较高的废水，尤其适用于生物滤池反冲洗废水的固液分离。与 GreanDAF TW 系列气浮池相比，BWW 系列气浮池结构上做了细微调整，简化了絮凝区，使气浮池结构更加紧凑，缩小了占地面积。

GreanDAF 气浮池 I 出水通过砂滤罐进一步脱除悬浮物，同时达到除磷和减少后续臭氧投加量的作用。随后进入后臭氧强氧化设施进行进一步氧化，后臭氧接触池停留时间 72min，后臭氧产水水池停留时间 150min，废水可以满足排放标准，当 1000m^3 监控池内水质未达到排放标准时，可启用活性炭滤池进行把关处理，保证外排废水的达标排放。

目前臭氧的技术发展比较快，其制备臭氧的成本也在进一步下降，采用臭氧处理难生化降解的废水已在国内多个化工企业得到应用，详见表 9.2－21。

表 9.2-20　　浓水处理系统运行实例列表

序号	项目名称	装置规模	备注
1	LG 炼油厂高浓度污水工艺改造工程	20m^3/hr	02 年 3 月投产
2	中石化 ZJ 炼油厂高浓度污水预处理工程	60m^3/hr	05 年 2 月投产
3	阿尔及利亚 S 炼油厂高浓度污水处理工程	30m^3/hr	05 年 12 月投产
4	中石化 JM 分公司高浓度污水预处理工程	120m^3/hr	07 年 6 月投产
5	中石油 CQ 石化公司高浓度污水预处理工程	60m^3/hr	07 年 10 月投产
6	中石化 ZJ 东兴石化公司配套完善工程高浓度污水达标处理工程	60m^3/hr	09 年 6 月投产
7	中石化 TZ 分公司高浓度污水 IRBAF 工程预处理工程	20m^3/hr	10 年 07 月投产
8	中海油 HZ 炼油厂高浓度污水预处理工程	200m^3/hr	11 年 05 月建设
9	中海油 ZJ 炼油厂高浓度污水预处理工程	60m^3/hr	11 年 06 月建设

从浓水工艺分析可知，其工艺技术可靠、经济合理，在我国有丰富的操作经验，可保证出水达标排放，满足各项环境保护要求，其技术经济合理可行。

9.2.12 污水处理场废气治理方案完善

9.2.12.1　工艺选择

污水处理场在处理污水过程中，由于污水中挥发性有机物浓度较高，并且污水不断搅动，从而逸散出大量挥发性有机废气。这种挥发性有机废气的主要成分是甲烷、苯、二甲苯、环已烷等低分子量的烃类，以及一些低分子量的含硫化合物，如硫化氢，甲硫醇、二甲二硫（DMDS）等。

通达对石化污水处理场废气的监测分析和试验研究结果，石化行业污水处理场散发的废气可分为两类。一类废气以总进口、隔油池（罐中罐）、浮选池、污水罐等散发气体为代表，其废气气量和污染物浓度波动范围大，所含挥发性有机物浓度高达数千到数万 mg/m^3，毒性大，不慎吸入易发生急性中毒事件；另一类以 A/O 池、曝气池、污泥浓缩池、生化池散发气体为代表，废气气量大，含数十到数百 mg/m^3 的硫化物、苯系物、挥发酚、氨污染物等，恶臭气味严重。

项目优化调整后，拟在原生物除臭基础上，增设催化燃烧系统。运用催化燃烧法处理污水处理场调节罐、隔油池、中和池和气浮池的臭气，均质池、生化池、污泥系统的臭气则在收集后进入生物除臭系统。

催化燃烧设施处理规模为 5000Nm^3/h，主要处理隔油池、浮选池等产生的高浓度有机废气，采用“洗涤-脱硫均化-催化燃烧”处理技术。处理后废气中的苯、甲苯、二甲苯、非甲烷总烃、硫化物、臭气浓度等指标符合《石油炼制工业污染物排放标准》要求，其中苯小于 2 mg/m^3，甲苯小于 8mg/m^3，二甲苯小于 10 mg/m^3，非甲烷总烃小于 120 mg/m^3，排气筒排放高度为 15m。

9.2.12.2 催化燃烧工艺原理

碱洗塔采用 5%的 NaOH 溶液，脱除硫化氢和部分有机硫化物。洗涤液循环使用，直至洗涤液 pH 降到 8 时，送到污水处理场浮选池或总进口处理。洗涤液经过塔上部的分散器分散后，沿填料流下润湿填料表面，废气自塔底向上通过填料缝隙中的自由空间与洗涤液作逆向流动，在填料塔中废气与洗涤液充分接触，废气中的大部分含硫污染物、酚类、氨类以及部分烃类等组分被洗涤吸收。

脱硫均化罐内装填总烃脱硫均化剂，通过吸附等途径脱除硫化氢和有机硫化物，防止催化燃烧催化剂急性中毒；同时通过吸附－解吸作用，降低废气中总烃浓度的波动幅度，使总烃浓度维持在较稳定的水平，保持催化燃烧反应器的稳定操作。

过滤器主要用于滤除废气中的飘尘，大于 20μm 的颗粒去除率 99.9%，常温操作。

催化燃烧反应器是集加热、换热、催化燃烧反应于一体的整体装置，是本装置的主体设备。废气经换热（或加热）后，进入催化燃烧反应器。反应器内装填催化燃烧催化剂，在反应器入口气体温度 250～400℃，空速 10000～40000h^{-1} 的条件下，将废气中的有机物氧化为 CO_2 和 H_2O， 并释放出大量的反应热。处理后的气体携带大量的热量，通过换热单元将热量传给处理前的废气，使废气加热；处理后的气体经充分回收热量后，经烟囱排放到大气中。

9.2.12.3 工艺流程

1）除臭部分

主要由预处理段、生化 I 和生化 II 段、尾气处理段以及高空排放等单元组成。除臭部分处理流程见图 9.2-12。

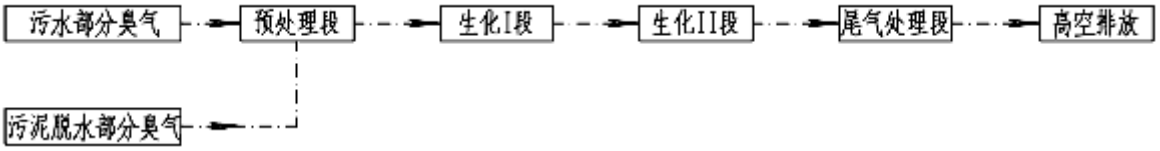


图 9.2-12　　除臭部分流程简图

恶臭气体经收集后进入预处理段进行隔油、温度调节、除尘及增湿后，进入生物处理段。预处理采用水喷淋技术，油经过喷淋后随水截留下来。在生物段废气中的污染物与滤料上的微生物接触，被微生物捕获、降解、氧化，使污染物分解为无害的 CO_2 和 H_2O，未完全降解的化合物经尾气处理段二次氧化后，无害气体通过 60m 高排气筒高空达标排放。

（2）催化燃烧部分

催化燃烧部分处理流程见图 9.2-13。

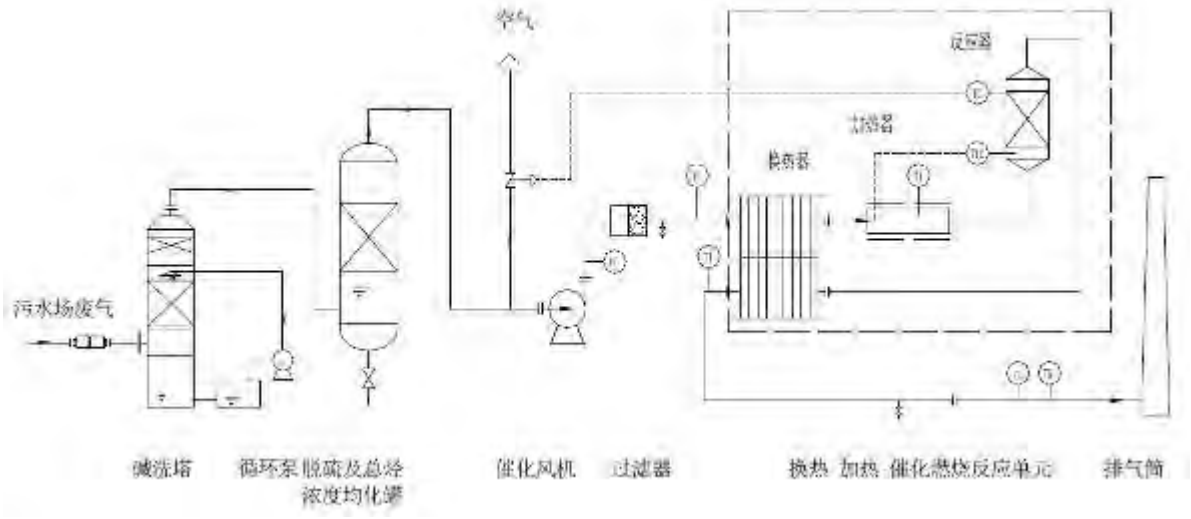


图 9.2－13　　催化燃烧部分流程简图

污水处理场隔油池、浮选池等产生的高浓度有机废气，经过阻火器、洗涤塔，脱除废气中的 H_2S 后，进入脱硫均化罐。废气在脱硫均化罐内，脱除废气中的少量有机硫，同时完成废气浓度的均化，使废气浓度维持在较稳定的水平。脱硫均化后的废气进入组合反应器。组合反应器包括换热器、加热器、催化燃烧反应器三个主要单元。废气经过换热器和加热器后，可以达到催化燃烧反应温度。在催化燃烧反应器中，废气中的有机物在催化燃烧催化剂作用下，与氧气发生氧化反应，生成 H_2O 和 CO_2，并释放出大量的反应热。处理后的气体携带大量的热量，通过换热器将热量传给处理前的废气，使废气加热；处理后的气体经充分回收热量后，经排气筒排放到大气中。

9.2.12.4 运行实例及可行性

根据中石化 AQ 分公司污水处理场催化燃烧运行情况，在反应器气体处理量 2000～3000m^3/h，入口温度 260～280℃的条件下，经过催化燃烧装置处理，反应器出口气体的非甲烷总烃浓度在 120mg/m^3 以下，总烃去除率和非甲烷总烃去除率均在 97%以上，详见表 9.2-22。

表 9.2-21　　催化燃烧反应器进、出口总烃和甲烷的分析结果

时间	反应器进口			反应器出口			（非甲烷）总烃去除率
	总烃	甲烷	非甲烷总烃	总烃	甲烷	非甲烷总烃	
	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%
4-14-10:00	3506.0	15.7	3490.3	18.2	2.6	15.6	99.6
4-14-11:00	3644.0	—	—	19.7	—	—	99.5
4-14-12:00	3312.7	—	—	23.6	—	—	99.3
4-14-13:00	2368.6	—	—	34.3	—	—	98.6
4-14-14:00	2691.6	10.0	2681.6	56.6	9.3	47.3	98.2
4-14-20:00	2517.7	—	—	53.8	—	—	97.9
4-15-10:00	2241.6	10.0	2231.6	27.9	10.0	17.9	99.2
4-15-14:00	2539.8	15.0	2524.8	42.5	15.0	27.5	98.9
4-16-08:00	2001.4	—	—	34.5	—	—	98.3
4-16-10:00	2120.1	13.0	2107.1	29.5	13.0	16.5	99.2

综合以上分析可知,项目优化调整后，污水处理场采取的废气治理措施经济合理、安全可靠，符合环境保护要求，是合理可行的。

9.2.13 污泥干化系统

新增的污泥深度干化系统采用涡轮薄层污泥干化工艺，涡轮薄层污泥干化工艺是世界上少数可实现产品干度调整的干化工艺之一，也是唯一一个可实现从30%~90%各种干化的工艺。基于其强大的换热效能，在低干度半干化方面，涡轮薄层工艺具有独特的优势，其可在 2~3 分钟内对产品含固率完成调整，获得最适合当前焚烧条件的半干化污泥。

9.2.13.1 工艺原理及流程

湿泥由污泥输送泵输送至干化车间内喂料器的料斗中，通过喂料器到达卧式圆柱体的涡轮薄层干燥器。涡轮薄层干燥器在干燥器入口接收有待处理的污泥，这里也是工艺气体的入口。气体与产品在干燥器内同向运动。

在设备中一个涡轮转子将物料离心到内壁上，需处理的物料形成一个薄层。物料在设备内很强的涡流作用下，紧贴着圆柱形的内壁，连续地移动和很好地混合。这种薄层可以获得很高的换热效率和热利用效率。主要的热交换是靠与圆柱形容器同轴的夹套中的饱和蒸汽的热传导实现的，只有极少一部分是靠预热的气体完成的。预热气体与污泥的接触、并流运动，不会带来产品的降解。事实上干燥器的进口处的热气体与高含湿量的冷产品接触，可以避免干泥的过热。

干燥的污泥离开涡轮干燥器后，被卸载至一个特殊设计的螺旋输送机进行固体和气体的分离。从螺旋输送机下载的干泥将

从涡轮干燥器下载的产品进入旋风分离器中。在旋风分离器中收集的干燥产品落入干污泥冷却输送机。闭环回路保持微负压，避免任何粉尘排放到环境中。

在旋风分离器内固形物和气体因密度差别而被分离，干燥的产品收集在底部，而气体从顶部离开。在旋风分离器的底部，安装有旋转阀 VS1。通过该阀，产品落入干污泥冷却输送机。干泥从干污泥冷却输送机排放到污泥输送机，通过螺旋输送机被送往焚烧段。

包含粉尘的气体从旋风除尘器的顶部离开，从顶部进入立式文丘里除尘器，混合冲洗水进入文丘里除尘器。液体在圆柱体的底部收集，为了确保冲洗效率，通过离心泵回收在文丘里管和颇尔环填料管口的液体。浓缩粉尘通过排污泵排出。气体从文丘里除尘器顶部排出。静态叶片分离器，安装在顶部，在气体从设备排出之前，分离气体中包含的液滴。

循环工艺气体由离心风机抽取并循环到闭环干燥回路中。该循环气体被送入循环风机换热器中，被饱和蒸汽加热至 155 °C 的换热温度后的气体返回干化机。

水蒸气由风机抽取的不可凝气体首先被引入冷凝塔进行冷凝。水蒸气冷凝得到合并。在冷凝器底部收集混合冷凝水，通过冷凝水循环泵回收。冷凝液的一部分，作为补充水，泵入冷凝塔，而剩余的冷凝水通过溢流的方式，从冷凝器底部排放。为优化水耗，液体由离心泵循环输送至冷凝塔的顶部，冷凝液被板式换热器冷却(一用一备)。

干化系统进出口污泥组成见表 9.2-23。

表 9.2-22　　干化系统进出口污泥组成

项目	进口脱水污泥	出口干化污泥
干固体	166.7 kg/h	166.7 kg/h
水分	666.3 kg/h	71.3 kg/h
含固率	20 %	70 %
污泥温度	20 ℃	85℃
蒸发出去的水分	595 kg/h	
出口干泥量	238 kg/h	

参与干化过程的物料涉及的热值参数见表 9.2-24。

表 9.2-23　　物料热值系数

项目		参数
比热	干固体 D.S.	0.25 kcal/kg ℃
	空气/氮气	0.24 kcal/kg ℃
	水	1 kcal/kg ℃

	蒸汽	0.45 kcal/kg ℃
蒸发/冷凝水分的热量		540 kcal/kg
蒸发/冷凝 1.0MPa 饱和蒸汽吸收/放出的热量		477.4 kcal/kg
空气/氮气密度		1.293 kg/Nm^3

涡轮干燥器实现工艺过程，需要提供给污泥的焓值为：166.7×0.25×（85 - 20）+ 666.3×1×（85 - 20）+ 595×540 + 595×0.45×（120- 25） = 376690 kcal/h，此焓的供给一部分由对流换热（闭环循环的水蒸汽换热）完成，另一部分由导热（烘干热壁）实现。

循环工艺气体含蒸汽 3095 kg/h + 氮气 1145 kg/h，进、出涡轮干燥器的温度分别为：155℃、120℃。工艺气体在循环回到涡轮干燥器前，在封闭的循环回路内，被送到热交换器（工艺气体/蒸汽换热器）由 1.0Mpag 饱和蒸汽加热，恢复至 155℃的换热温度。通过对流交换的焓值为：3095×0.45 ×（155–120） + 1145 × 0.24×（155–120） = 58364 kcal/h。

由以上计算得到需要烘干热壁传导交换的焓值为：376690－58364 = 318326 kcal/h。

通过传导交换的焓校核计算如下：Q = U×S×DT，其中：U 为热交换系数，考虑干燥程度为 70 % 含固率的值为：135 kcal/（m^2·℃·h）；S 为换热面积，20.7 m^2; DT 为对数平均温度差，119.5℃。经计算：Q = 135×20.7×119.5 = 333943 kcal/h。

经校核计算值（333943 kcal/h）高于实际需要值 (318326 kcal/h)，所以干燥过程能够实现。

9.2.13.2 运行实例

污泥干化设备供货商为意大利 VOMM 设备与工艺股份公司。VOMM 公司建于 1969 年，在涡轮干化技术上拥有 30 年的丰富实践经验，在欧洲和世界上建设了众多的干燥工厂，拥有一个庞大的用户群（超过 300 用户）。VOMM 公司严格执行 ISO-9001-2008 版本级别的质量管理系统，有关涡轮干化热处理工厂建设所有的工作符合欧盟 UNI EN ISO 9001-2008 标准。

在国内，中国石油化工股份有限公司 TJ 分公司已经于 2011 年建成投产了一套污泥干化装置，其涡轮干燥器设计进口污泥处理量为 1200 kg/h，入口污泥含固率 15 %，出口污泥含固率为 70 %。2011 年 12 月 15 日完成 72 小时性能测试，达到设计指标，至今仍在运行。

9.2.14 节水和水资源利用措施

9.2.14.1 蒸汽凝结水回用

本着经济、合理的原则，本项目各装置充分回收和利用全厂蒸汽冷凝水，减少补充水量，以降低新鲜水单耗，回收率为：汽机凝结水 100%，工艺冷凝水 90%。凝结水按两个系统分别回收。

本项目建成后，装置及系统回收凝结水统一送至凝结水站，经除油、除铁及混床处理，经检测达到除盐水标准后，并入除盐水系统，直接进除氧器回用。

9.2.14.2 提高污水回用量

1）污水处理系统进行了优化，回用装置采用臭氧接触氧化、曝气生物滤池、V 型滤池、超滤及反渗透等组合工艺，回用水全部经过除盐，实现全厂用水优化，增加污水软化工艺段和臭氧氧化，反渗透采用一级三段法，提高污水回用率。污水场总处理水量预计 562t/h，深度处理后回用 444t/h。

2）酸性水汽提净化水回用率提高，由原环评的 70%提高到 85%，酸性水汽提装置净化水量 214t/h，回用 187 t/h，非加氢酸性水汽提装置所产净化水主要用于常减压电脱盐注水，且电脱盐的二级排水回注用作一级注水，塔顶注水可采用回流罐中酸性水回注，节约注水用量；加氢酸性水汽提净化水作为焦化装置冷焦水补水冷焦水补水，可减排净化水 10t/h。

9.2.14.3 降低污水产生量

1）通过调整回用水去向，提高循环水浓缩倍数。

原环评中除盐水站原水为水质很好的净水场产水，循环水补水全部采用工业园区再生水和污水回用水，由于园区再生水的水质比较差，回用水中的含油污水

处理达标后直接补循环水，作为循环水补水也比较差，因此循环水浓缩倍数只能按 3 设计，循环水排污量大。

设计优化调整后，将达标后的污水全部经过膜系统除盐后主要用作除盐水的原水，实现高水高用，剩余部分作为循环水补水，置换出的净水场产水补充到循环水，减少再生水补水量，由于补水水质提高，循环水浓缩倍数由原环评的 3 提高到 4，可减少清净废水排放量和补水量。

2）除盐水站原水大部分由脱盐后的污水回用水替代，提高了产水率，可减少除盐水站排污量。

3）催化再生烟气脱硫脱硝经进一步的完善，核算脱硫直排含盐污水量相对原环评减少 7t/h，排污量由原环评时的 17t/h 减至 10t/h。

9.2.14.4 其他节水措施

1）加强用水管理，在装置进水管线入口处配置流量计对用水量进行计量，对装置实行用水定额管理，消除跑冒滴漏，减少浪费。

2）工艺冷却用水全部用循环水，实现水的循环利用。

3）合理平衡装置内循环冷却水，部分换热设备的循环冷却水回水用作另一部分的换热设备的循环冷却水的进水，提高循环冷却水的使用效率，减少循环冷却水的耗量。

4）考虑全厂能量的综合利用，设计采用热联合和低温热回收技术，如热出料直供下游装置等，降低冷却负荷，减少冷却用水。

5）对需冷却的介质，尽可能的采用了空冷冷却，尽量减少冷却用水。

6）焦化装置污水回用，焦化装置放空塔的油水分离器排水属于高浓度含油污水，该水进入冷焦热水罐进行循环利用，在冷焦过程中把油通过焦碳的吸附作用净化，不仅可减少排水量，也可回收水中污油。

7）减顶三级抽真空系统采用两级蒸汽喷射器加一级机械抽真空组合工艺，减少蒸汽用量，降低冷凝负荷，节约冷却用水。

9.2.14.5 节水与水资源利用措施经济技术可行性分析

本项目通过多渠道采取相应的节水和水资源利用措施的实施，节约了大量的新鲜水、脱盐水等一次给水量，减少了排污水量。特别是污水回用措施的实施，进一步减少了污水的排放。这些节水环保措施，既降低了生产成本，又减少了外排污染物总量，可实现经济效益和环境效益的有机统一。

因此，上述措施在技术经济上是可行的。

9.3 环保措施“三同时”竣工验收

优化调整项目环境保护“三同时”竣工验收一览表见表 9.3-1。

表 9.3-1　　项目优化调整环境保护“三同时”验收一览表

类别	序号	治理对象	环保措施	验收标准	施工进度计划
废气	1	燃料干气脱硫	干气脱硫单元	干气硫化氢含量低于 20ppm	与催化裂化装置同步建设
	2	催化再生烟气	催化烟气除尘脱硫脱硝装置		与催化裂化装置同步建设
	3	连续重整再生烟气	连续重整装置催化剂再生部分设粉尘收集器；采用UOP 的 Chlorsorb^{TM} 氯吸收技术，并增设脱氯罐系统。	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）	与连续重整装置同步建设
	4	加热炉烟气	各加热炉均采用新型高效低氮燃烧器；采用三次风燃烧	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）	与各装置加热炉同步建设
	5	硫磺回收尾气	采用先进的 BP/AMOCO 脱气技术；尾气进入尾气吸收塔，净化尾气进入尾气焚烧炉焚烧，焚烧后的烟气经回收热量后排放。	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）	与硫磺回收装置同步建设
	6	延迟焦化装置废气	密闭吹汽放空系统、密闭式冷焦、除焦工艺，防止焦粉扩散	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）	与延迟焦化装置同步建设
			储焦池通过设置水喷淋系统，减少焦粉排放		
			冷焦热水罐内通入氮气，采用氮气置换罐中的臭气至脱水设备。脱臭设备采用干法催化氧化工艺。		
	7	恶臭气体	酸性水汽提装置采用氮封和水封密闭措施，酸性水罐顶酸性气除臭选用 JZDS 干法脱臭技术。		与酸性水汽提、污水处理场和罐区等设施同步建设
			污水处理场恶臭气体和高浓度有机气体经收集后，分别采用生物滴滤除臭技术除臭和催化燃烧后，尾气通过30m 高排气筒集中排放。	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）	
			加氢型装置原料、芳烃原料及产品、石脑油原料、轻污油罐均设置氮封设施，芳烃罐区设置残液排放罐及苯吸附罐（活性炭吸附罐）		

类别	序号	治理对象	环保措施	验收标准	施工进度计划
			碱渣处理过程中的罐排气、曝气尾气收集后进入碱洗塔碱洗后，送污水处理场废气处理系统统一处理		
	8	动力站烟气	采用选择性非催化还原（SNCR）+选择性催化还原法(SCR)进行烟气脱硝。	《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中排放限值	与动力站同步建设
			锅炉烟气选用布袋除尘器。		
			炉内掺烧石灰石脱硫，炉外烟气采用氨法脱硫。		
	9	烟气在线监测	催化裂化、硫磺回收排气筒、动力站烟囱设置在线监测系统		与装置施工建设同步
	10	VOCs无组织挥发	原油储罐采用外浮顶罐；轻油原料采用内浮顶储罐，并加氮封；高蒸汽压的油品和液态烃等介质采用球罐储存。	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）	与辅助设施同步建设
			设置1座5000m^3缓冲气柜和1套2000m^3/h膜法+活性炭油气回收装置，处理汽油、航煤、芳烃等汽车、火车装卸和洗槽站挥发油气。		
			设置1套300m^3/h活性炭吸附/冷凝/膜油气回收装置，处理罐区卸车过程中的挥发的苯及混合二甲苯。		
			柴油罐组由拱顶罐优化为内浮顶罐。		
			储罐采样使用罐下自动采样器；设置可燃气体探测报警器。		
			设置2台2400m^3/h液环式压缩机并联操作，并连接1台20000m^3的气柜，回收烃类气体。		
			设置LDAR系统，有效控制量VOCs的无组织挥发		
废水	11	罐区及装置污水	罐区及各装置污水预处理设施	出水满足污水处理场进水水质要求	与装置施工建设同步
	12	含硫污水	酸性水汽提装置（150t/h两套）	净化水大部分回用，未回用部分进入	与装置施工建设同步

类别	序号	治理对象	环保措施	验收标准	施工进度计划
				污水处理场	
	13	生产废水（含盐污水、含油污水、清净废水）	污水处理场设计规模1000m^3/h（含油、含盐处理系统各500m^3/h），回用水深度处理规模为700m^3/h，浓水处理设计规模150m^3/h。	处理后污水大部分送至除盐水站用水，部分作为循环水场补充水。外排废水满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表1水污染物排放限值要求	与装置施工建设同步
	14	催化再生烟气脱硫废水	经絮凝、沉淀、过滤、氧化、注碱处理后，含盐废水外排	外排废水满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表1水污染物排放限值要求	与装置施工建设同步
	15	污水排放	全厂排水管线及污油回收		
			污水外排口在线监测系统		
	16	延迟焦化装置冷焦水	延迟焦化装置设置冷焦水预处理单元，采用冷焦水密闭循环处理工艺，冷焦水循环利用		与装置同步建设
噪声	17	各噪声源	采用低噪声设备、基础减震、隔声、吸声等	厂界噪声满足GB12348-2008中3类标准要求	与各装置施工建设同步
固废	18	危险废物	危废临时储存设施	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）的要求进行建设	与辅助设施同步建设
	19	三泥处理	污泥深度干化		与污水处理场同步
			污泥焚烧炉		
	20	碱渣	碱渣处理设施设计规模10000/t/a，采用废碱全生物氧化技术，出水排入污水处理场。		与污水处理场同步
地下水	21	地下水污染	地下水防渗措施		与地基、地坪处理同步
	22		地下水污染监测系统		项目投产前
环境风	23	环境风险防范	环境风险应急预案	完善的应急设施及设备、应急预案报	符合地方及《中油风险事故应急预

类别	序号	治理对象	环保措施	验收标准	施工进度计划
险				备和常规定期应急演练	案》要求
	24	事故废水	1座25000m^3事故水池，1座85000m^3雨水收集池		
生态	25	植被破坏	绿化及生态保护及生态补偿	满足土地复垦要求	施工完成后
	26	生态恢复措施	植被恢复及场地清理拆移		施工完成后
其他	27	施工期环境管理	环境监理	环境监理周报、月报、总结报告等	施工过程中
	28	环境管理	环评、环保验收、环境监测等	通过地方环保部门审批 建立完善环保档案，定期上报	按要求实施
	29	环境空气监测网络	设置2个环境空气质量监测站，配备环境应急监测车，作为空气质量监测站的补充。		项目投产前

9.4 污染防治措施及技术经济合理性结论

本项目优化调整过程中，非常注重污染治理和环境保护，加大环保投资（由原环评时的 143815 万元增加到 201791.55 万元，增加 57976.55 万元，增量为 40.31%），采取国内外先进的污染防治技术和措施，使其在“三废”及噪声的治理方面，满足相应的环保要求。

在废水的污染防治方面，工程遵循“清污分流、雨污分流、污污分流”的原则。在污水处理方面，为了体现“污水回用最大化，尽量降低污水排放量”的原则，优化污水处理方案，实施了污水处理装置和深度处理回用。本项目还采取了一系列的“节水减污”措施，包括净化酸性水回用、深度处理后的污水回用，回收冷凝水等，可最大限度的实现污水回用。

在废气的污染防治方面，配套设置酸性水汽提和硫磺回收装置，大幅度削减 H_2S 气体的排放，同时回收硫磺资源；各装置加热炉均以自产的低硫燃料气为燃料，并选用新型高效低氮燃烧器，从源头减少废气中污染物的产生量，保证烟气达标排放；催化裂化烟气配套脱硫脱硝设施，连续重整的烟气经除尘、氯吸收和脱氯罐脱除烟气中的氯后可满足达标排放；设置低压燃料气回收管网和气柜，最大限度回收可燃气体，节约资源；物料储存采用浮顶罐以减少烃类损失；液体产品出厂均采用密闭装车方式，同时设油气回收系统，最大限度地减少烃类排放，符合环保要求；增设 LDAR 系统，柴油罐罐型由拱顶罐优化为内浮顶罐，设置油气回收设施等，有效控制 VOCs 的无组织挥发量；为了保护厂区周围的环境空气，在工艺上采取硫磺回收、燃料气回收、干气、汽油产品脱硫、脱硫醇的除臭等措施，同时在各装置废水收集系统密闭加盖、污水处理场生化池等敞口构筑物实施加盖封闭，分别收集高浓度有机废气及恶臭气体，经催化燃烧或经生物滴滤技术进行除臭后，确保达标排放。

在工业固体废物处理/处置方面，废催化剂返回厂家回收进行综合利用；设置污泥干化系统和焚烧炉，有效处置污水处理场产生的“三泥”（油泥、浮渣和活性污泥）、废溶剂、废活性炭等。企业产生的危废均送昆明市危险废物处置中心处置，其采取的处理/处置措施符合相关环保要求。

噪声的治理方面，在同类设备中选用低噪声设备，对噪声源进行消声、隔声、吸声及综合治理，可使厂界的噪声级满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）3 类标准的要求。

总之，本项目优化调整后，通过强化环保措施，增加污染治理投资，经过技术经济论证，可保证其“三废”达标排放，保护周围环境空气、地表水环境质量，达到预期的环境保护要求和目标。

第十章 大气环境影响评价

10.1 环境空气质量现状监测与评价

10.1.1 监测因子

综合考虑区域环境质量现状及本炼油工程特点，结合原环评时的现状监测情况，确定进行两季环境空气质量现状，监测因子如下：

① 常规污染因子：SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、TSP、CO 共 6 项。

② 特征污染因子：H_2S、NH_3、NMHC、苯、甲苯、二甲苯、TVOC、O_3、氯化氢、甲醇、氟化物、苯并芘、臭气度、二噁英，共 14 项。

10.1.2 监测点位及监测频次

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2008），考虑评价区域地形情况，兼顾主导风向的原则，共布设 15 个大气监测点，详见表 10.1-1、图 10.1-1、图 10.1-2。

表 10.1-1 区域环境空气质量监测点位及方位

编号	点位性质	名　　称	方位	距离厂界最近距离(m)
1	乡镇驻地	草铺街道办	N	1350
2	村庄	杨柳坝	NNE	2771
3	村庄	平地哨	ENE	2932
4	村庄	麒麟村	ENE	3986
5	安宁市区	安宁市政府	ENE	9140
6	村庄	丰收厂	ESE	3131
7	村庄	天井山	WSW	927
8	村庄	乐营村	SSW	1371
9	村庄	邵九村	WNW	3546
10	村庄	白土村	NNW	2417
11	厂址边界	原吴海塘村	WN	0
12	企业	天安公司南侧	N	3100
13	乡镇驻地	温泉街道办	NE	8700
14	乡镇驻地	太平新区街道办	ENE	约 21km
15	昆明市区	滇池云南民族村	ENE	约 28km

监测因子及频次见表 10.1-2。

表 10.1-2 监测因子及频次

序号	监测项目	监测时间、每日次数	监测点位	采样频率
1	SO_2	日均值每天 24h 监测，同时测 02，05，08，11，14，17，20，23 时小时浓度；小时值每次不少于 45min。	1#~15#	两季均连续监测 7 天
2	NO_2			
3	CO			
4	PM_{10}	每天监测时间 24h		
5	$PM_{2.5}$			
6	TSP			
7	O_3	每天 4 次，02，08，14，20 时		
8	臭气度	每天 4 次，02，08，14，20 时	1#和 11#	两季均连续监测 3 天
9	B(a)P	每天监测时间 24h		
10	NMCH	每天 4 次：02，08，14，20 时，每次不少于 45min。	1#~15#	
11	H_2S			
12	NH_3			
13	苯			
14	甲苯			
15	二甲苯			
16	TVOC			
17	HCl			
18	甲醇			
19	氟化物			
20	二噁英	每天监测时间不低于 20h	1#和 11#	两季均连续监测 3 天

10.1.3 监测时间和分析方法

夏季监测时间：常规污染物 2014 年 8 月 20 日～26 日；二噁英 2014 年 06 月 10 日～12 日，其它特征污染物 2014 年 8 月 20～23 日。

冬季监测时间：常规污染物 2015 年 1 月 13 日～19 日，二噁英 2014 年 12 月 23 日～25 日，其它特征污染物 2015 年 1 月 13～16 日。

SO_2、NO_2、CO 连续采样 7 天，SO_2、NO_2、CO 日均值每天 24h 连续监测，同时监测小时平均浓度（每天 8 次），时间为 2:00、5:00、8:00、11:00、14:00、17:00、20:00 和 23:00，小时浓度监测每次采样不少于 45min；PM_{10}、$PM_{2.5}$、TSP 连续采样 7 天，每天监测时间 24 小时。O_3 连续采样 7 天，小时平均浓度每日监测 4 次，监测时间为 02:00、08:00、14:00、20:00，每次采样时间不少于 45min；同时监测日最大 8 小时平均浓度值。

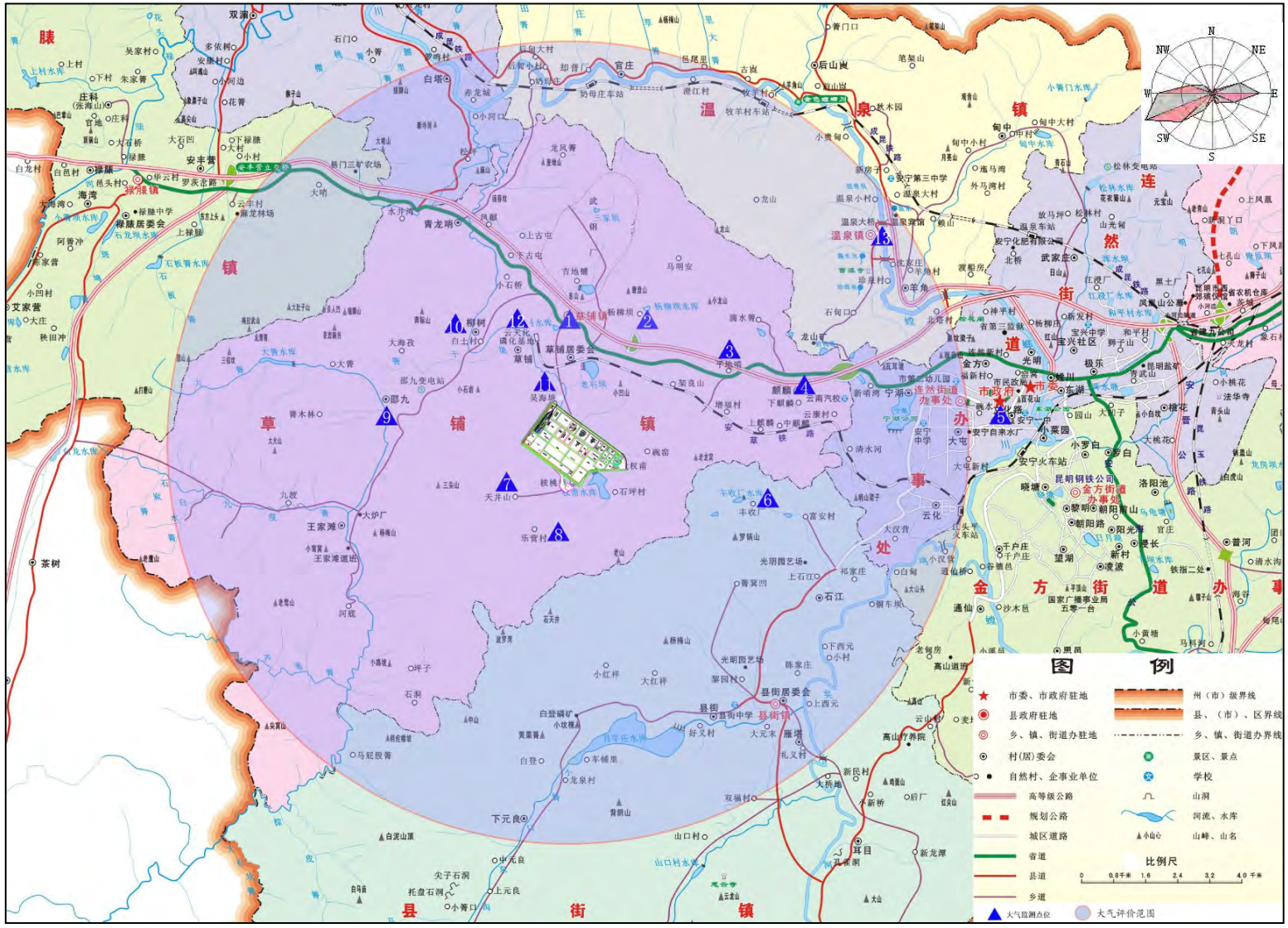

N
NW
NE
W
E
SW
SE
S
图例
市委、市政府驻地
县政府驻地
乡、镇、街道办驻地
村(居)委会
自然村、企事业单位
高等级公路
规划公路
城区道路
省道
县道
乡道
州（市）级界线
县、（市）、区界线
乡、镇、街道办界线
景区、景点
学校
山洞
河流、水库
山峰、山名
比例尺
0 0.8千米 1.6 2.4 3.2 4.0 千米
大气监测点位
大气评价范围
草铺镇
温泉镇
连然街道办事处
市政府
市委
金方街道办事处
昆明钢铁公司
安宁火车站
安宁第三中学
安宁一中
安宁化肥有限公司
云南兴校
宝兴社区
金方
光明
极乐
宁湖
坊儿园
安宁中学
大屯
小罗白
洛阳池
普河
清水海
望湖
新村
虞波
铁指二处
通仙
沙木邑
小黄塘
马料河
高山疗养院
新民村
大新地
新龙潭
耳目
双福村
下元良
上元良
尖子石洞
托盘石洞
小菁口
白登
龙泉村
好又村
大元末
雁塔
礼义村
县街居委会
县街
县街中学
黄菜菁
白登磷矿
小坡槽
黎园村
光明园艺场
陈家庄
下西元
小村
小红祥
大红祥
石江
祁家庄
上石江
光明园艺场
罗镇山
大汉营
富安村
丰收厂
云化
大炉厂
王家滩
王家滩道班
华营村
天井山
石坪村
核桃
权甫
晚密
清水河
大屯新村
安宁自来水厂
小菜园
大桃花
小桃花
法华寺
昆明盐矿
武家庄
北桥
温泉小村
温泉大桥
温泉车站
温泉宾馆
温泉小学
羊角
石甸口
北塔村
新发村
神平村
杨柳坝
省第三监狱
宝兴中学
和平村
狮子山
金方
光明
极乐
宁湖
坊儿园
连然新村
新哨河
云康村
下麒麟
中麒麟
上麒麟
麒麟
吴海塘
增坝村
安
草
铁
路
草铺居委会
大营
大营水库
邵九变电站
邵九
青木林
大炉厂
王家滩
王家滩道班
茶树
九龙水库
石龙水库
石板箐水库
石板箐
石龙坝水库
绿脖居委会
绿脖中学
绿脖
华云村
罗汉冲路
云平村
麻龙林场
上绿脖
海湾
海湾水库
阿箐冲
艾家营
大庄
秋田冲
小四村
大石凹
下绿脖
大石桥
小村
安丰营
安丰营立交桥
白龙村
白邑村
邑头村
庄科
张海山
上村
下村
朱家箐
吴家村
多依树
安康村
小河边
花箐
白塔
石门
小箐
罗鸣村
双源
庄
镇
温
泉
镇
连
然
街
道
办
事
处
金
方
街
道
办
事
处
县
街
镇
草
铺
镇
青龙哨
水井河
大哨
易门三矿农场
龙凤箐
凤麒
武
街
上古屯
下古屯
古地铺
小石桥
马明安
龙山
龙山矿
滴水箐
振柳坝水库
振柳坝
大海夜
大箐水库
大箐
三联组
花箐水库
小石箐
小四山
小龙山
大箐山
青龙山
三联组
大文笔子山
大庄
秋田冲
大箐水库
大箐
邵九变电站
邵九
青木林
大炉厂
王家滩
王家滩道班
茶树
九龙水库
石龙水库
石板箐水库



图 10.1-2　　环境空气质量现状监测布点图

非甲烷总烃、H_2S、NH_3、苯、甲苯、二甲苯、TVOC、臭气度、HCl、甲醇和氟化物，连续采样 3 天，小时平均（一次）浓度每日监测 4 次，监测时间为 02:00、08:00、14:00、20:00，采样时间不少于 45min。

B(a)P 连续采样 3 天，日平均浓度，每日 24 小时连续采样；二噁英连续采样 3 天，每天监测时间不低于 20h。

各监测项目分析方法与检出限见表 10.1-3。

表 10.1-3　　环境空气质量监测项目、分析方法及检出限

项目	分析方法	方法来源	主要分析仪器	检出限（mg/Nm^3）
SO_2	紫外荧光法	《空气和废气监测分析方法》（第四版）	二氧化硫自动分析仪	0.003
NO_2	化学发光法		二氧化氮自动分析仪	0.002
CO	化学发光法		热电 49i	0.001
PM_{10}	Beta 射线衰减法	《空气和废气监测分析方法》（第四版）	热电颗粒物分析仪	0.001
$PM_{2.5}$		GB3095-2012		0.001
TSP		Beta 射线衰减法测定总悬浮颗粒物检测细则		0.001
O_3	紫外光度法	《空气和废气监测分析方法》（第四版）	热电臭氧分析	0.001
H_2S	亚甲基蓝分光光度法	《空气和废气监测分析方法》（第四版）	7230G 分光光度计	0.001
NMHC	气相色谱法		气相色谱仪	0.035
NH_3	纳氏试剂比色法	HJ533-2009	7230G 分光光度计	0.01
苯	气相色谱法	GB11890-1989	气相色谱仪	0.001
甲苯				0.001
二甲苯				0.001
HCl	固定污染源排气中氯化氢的测定	HJ/T27-1999	7230G 分光光度计	0.001
氟化物	氟离子选择电极法	GB/T15434-1995	PHSJ-4A pH 计	$0.5\mu g/m^3$
TVOC	气相色谱法	GB/T 18883-2002	气相色谱仪	0.003
B(a)P	高效液相色谱法	GB/T 15439-1995	高效液相色谱仪	0.16ng/ml
臭气度	三点比较式臭袋法	GB/T14675-1993	HJS-245P 无油真空泵、采样瓶、无臭空气净化装置、无臭袋	感觉阈
甲醇	变色酚比色法	《空气和废气监测分析方法》（第四版）	7230G 分光光度计	0.3
二噁英	高分辨质谱法	HJ77.2-2008	高分辨气相色谱仪	-

10.1.4 夏季区域环境空气质量现状监测评价结果

夏季区域环境空气现状监测及评价结果见表 10.1-4～表 10.1-24。

表 10.1-4　　夏季区域 SO_2 浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m³）		检出率(%)	超标率(%)	最大小时值占标率(%)	日均浓度范围（mg/m³）		检出率(%)	超标率(%)	最大日均值占标率(%)
	Min	Max				Min	Max			
1#	0.003	0.090	100	0	18.0	0.005	0.023	100	0	15.3
2#	0.003	0.136	100	0	27.2	0.005	0.047	100	0	31.3
3#	0.003	0.066	100	0	13.2	0.004	0.032	100	0	21.3
4#	0.003	0.075	100	0	15.0	0.008	0.026	100	0	17.3
5#	0.003	0.040	100	0	8.0	0.006	0.017	100	0	11.3
6#	0.003	0.047	100	0	9.4	0.007	0.022	100	0	14.7
7#	0.003	0.066	100	0	13.2	0.004	0.032	100	0	21.3
8#	0.009	0.086	100	0	17.2	0.026	0.037	100	0	24.7
9#	0.007	0.097	100	0	19.4	0.011	0.026	100	0	17.3
10#	0.003	0.083	100	0	16.6	0.012	0.030	100	0	20.0
11#	0.003	0.066	100	0	13.2	0.003	0.011	100	0	7.3
12#	0.003	0.060	100	0	12.0	0.007	0.021	100	0	14.0
13#	0.003	0.052	100	0	10.4	0.006	0.020	100	0	13.3
14#	0.010	0.091	100	0	18.2	0.014	0.041	100	0	27.3
15#	0.003	0.021	100	0	4.2	0.005	0.009	100	0	6.0

注：GB3095-2012 二级：日平均浓度：0.15mg/m³，1 小时平均浓度：0.5mg/m³。

表 10.1-5　　夏季区域 NO_2 浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m³）		检出率(%)	超标率(%)	最大小时值占标率(%)	日均浓度范围（mg/m³）		检出率(%)	超标率(%)	最大日均值占标率(%)
	Min	Max				Min	Max			
1#	0.012	0.043	100	0	21.5	0.017	0.028	100	0	35.0
2#	0.002	0.071	100	0	35.5	0.005	0.023	100	0	28.8
3#	0.003	0.042	100	0	21.0	0.011	0.019	100	0	23.8
4#	0.009	0.074	100	0	37.0	0.017	0.037	100	0	46.3
5#	0.002	0.051	100	0	25.5	0.014	0.027	100	0	33.8
6#	0.003	0.069	100	0	34.5	0.015	0.039	100	0	48.8
7#	0.002	0.042	100	0	21.0	0.011	0.025	100	0	31.3
8#	0.010	0.044	100	0	22.0	0.018	0.022	100	0	27.5

监测	小时浓度范围（mg/m³）		检出率(%)	超标率(%)	最大小时值占标率	日均浓度范围（mg/m³）		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率
9#	0.004	0.078	100	0	39.0	0.025	0.049	100	0	61.3
10#	0.005	0.056	100	0	28.0	0.009	0.021	100	0	26.3
11#	0.002	0.041	100	0	20.5	0.007	0.014	100	0	17.5
12#	0.008	0.084	100	0	42.0	0.021	0.041	100	0	51.3
13#	0.010	0.069	100	0	34.5	0.023	0.035	100	0	43.8
14#	0.006	0.055	100	0	27.5	0.011	0.024	100	0	30.0
15#	0.003	0.036	100	0	18.0	0.010	0.016	100	0	20.0

注：GB3095-2012 二级：日平均浓度：0.08mg/m³，1 小时平均浓度：0.2mg/m³。

表 10.1-6　　夏季区域 PM_{10} 浓度监测结果及评价结果

监测点	日均浓度范围（mg/m³）		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.025	0.036	100	0	24.0
2#	0.020	0.047	100	0	31.3
3#	0.026	0.048	100	0	32.0
4#	0.026	0.055	100	0	36.7
5#	0.025	0.044	100	0	29.3
6#	0.025	0.045	100	0	30.0
7#	0.032	0.045	100	0	30.0
8#	0.033	0.046	100	0	30.7
9#	0.032	0.050	100	0	33.3
10#	0.052	0.069	100	0	46.0
11#	0.043	0.079	100	0	52.7
12#	0.021	0.058	100	0	38.7
13#	0.034	0.049	100	0	32.7
14#	0.047	0.073	100	0	48.7
15#	0.022	0.026	100	0	17.3

注：GB3095-2012 二级：日平均浓度：0.15mg/m³。

表 10.1-7　　夏季区域 TSP 浓度监测结果及评价结果

监测点	日均浓度范围（mg/m³）		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率(%)
	Min	Max			
1#	0.045	0.063	100	0	21.0

监测点	日均浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率(%)
2#	0.029	0.105	100	0	35.0
3#	0.058	0.120	100	0	40.0
4#	0.044	0.104	100	0	34.7
5#	0.040	0.084	100	0	28.0
6#	0.044	0.088	100	0	29.3
7#	0.059	0.104	100	0	34.7
8#	0.053	0.083	100	0	27.7
9#	0.079	0.104	100	0	34.7
10#	0.098	0.118	100	0	39.3
11#	0.110	0.163	100	0	54.3
12#	0.033	0.075	100	0	25.0
13#	0.046	0.075	100	0	25.0
14#	0.073	0.100	100	0	33.3
15#	0.042	0.071	100	0	23.7

注：GB3095-2012：日均 0.3mg/m^3。

表 10.1-8　　夏季区域 CO 浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率(%)	超标率(%)	最大小时值占标率(%)	日均浓度范围（mg/m^3）		检出率(%)	超标率（%）	最大日均值占标率（%）
	Min	Max				Min	Max			
1#	0.608	2.420	100	0	24.2	1.026	2.003	100	0	50.1
2#	0.776	1.578	100	0	15.8	0.942	1.072	100	0	26.8
3#	0.682	2.628	100	0	26.3	0.964	1.242	100	0	31.1
4#	0.873	2.980	100	0	29.8	1.086	1.769	100	0	44.2
5#	0.510	2.161	100	0	21.6	0.749	1.544	100	0	38.6
6#	0.753	2.913	100	0	29.1	1.028	1.400	100	0	35.0
7#	0.757	2.484	100	0	24.8	1.106	1.415	100	0	35.4
8#	0.115	2.610	100	0	26.1	0.306	1.534	100	0	38.4
9#	0.567	2.392	100	0	23.9	0.947	1.320	100	0	33.0
10#	0.516	2.005	100	0	20.1	0.775	1.073	100	0	26.8
11#	0.343	2.290	100	0	22.9	0.575	0.942	100	0	23.6
12#	0.216	2.330	100	0	23.3	0.388	1.627	100	0	40.7
13#	0.825	2.519	100	0	25.2	1.012	1.523	100	0	38.1
14#	0.807	2.782	100	0	27.8	1.178	1.708	100	0	42.7
15#	0.234	2.647	100	0	26.5	0.455	1.302	100	0	32.6

注：GB3095-2012：小时 10.0mg/m^3，日均 4.0mg/m^3。

表 10.1-9 夏季区域 $PM_{2.5}$ 浓度监测结果及评价结果

监测点	日均浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.007	0.015	100	0	20.0
2#	0.008	0.028	100	0	37.3
3#	0.011	0.022	100	0	29.3
4#	0.013	0.032	100	0	42.7
5#	0.012	0.019	100	0	25.3
6#	0.010	0.022	100	0	29.3
7#	0.017	0.026	100	0	34.7
8#	0.012	0.024	100	0	32.0
9#	0.011	0.037	100	0	49.3
10#	0.020	0.032	100	0	42.7
11#	0.028	0.046	100	0	61.3
12#	0.012	0.033	100	0	44.0
13#	0.010	0.030	100	0	40.0
14#	0.018	0.044	100	0	58.7
15#	0.005	0.013	100	0	17.3

注：GB3095-2012 二级 日平均值 0.075mg/m^3。

表 10.1-10 夏季区域 O_3 浓度监测结果及评价结果

监测点	浓度范围 mg/m^3		检出率（%）	超标率（%）	占标率（%）	最大 8 小时值浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	占标率（%）
	Min	Max				Min	Max			
1#	0.011	0.190	100	0	95	0.080	0.151	100	0	94.4
2#	0.034	0.138	100	0	69	0.086	0.124	100	0	77.5
3#	0.003	0.118	100	0	59	0.072	0.103	100	0	64.4
4#	0.003	0.136	100	0	68	0.086	0.11	100	0	68.8
5#	0.005	0.182	100	0	91	0.088	0.138	100	0	86.3
6#	0.001	0.176	100	0	88	0.076	0.152	100	0	95
7#	0.014	0.137	100	0	68.5	0.059	0.111	100	0	69.4
8#	0.033	0.181	100	0	90.5	0.085	0.135	100	0	84.4
9#	0.012	0.180	100	0	90	0.105	0.135	100	0	84.4
10#	0.030	0.170	100	0	85	0.092	0.125	100	0	78.1
11#	0.005	0.173	100	0	86.5	0.117	0.152	100	0	95
12#	0.015	0.186	100	0	93	0.092	0.139	100	0	86.9

监测	浓度范围 mg/m³		检出率(%)	超标率(%)	占标率(%)	最大 8 小时值浓度范围(mg/m³)		检出率(%)	超标率(%)	占标率(%)
13#	0.013	0.144	100	0	72	0.092	0.105	100	0	65.6
14#	0.032	0.156	100	0	78	0.111	0.139	100	0	86.9
15#	0.027	0.189	100	0	94.5	0.086	0.155	100	0	96.9

注：GB3095-2012 二级　小时平均浓度：0.20mg/m³，最大 8 小时平均浓度：0.16mg/m³。

表 10.1-11　　夏季区域非甲烷总烃浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m³）		检出率（%）	超标率（%）	最大占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.47	1.12	100	0	56
2#	0.43	0.96	100	0	48
3#	0.41	1.37	100	0	68.5
4#	0.49	1.49	100	0	74.5
5#	0.50	1.4	100	0	70
6#	0.40	1.24	100	0	62
7#	0.31	1.08	100	0	54
8#	0.42	1.05	100	0	52.5
9#	0.38	1.13	100	0	56.5
10#	0.32	0.89	100	0	44.5
11#	0.35	0.93	100	0	46.5
12#	0.46	0.92	100	0	46.0
13#	0.57	1.4	100	0	70
14#	0.42	1.4	100	0	70
15#	0.48	1.14	100	0	57

注：执行《大气污染物综合排放标准详解》中标准：2.0 mg/m³。

表 10.1-12　　夏季区域 H_2S 浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m³）		检出率（%）	超标率（%）	最大值占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.004	0.008	100	0	80
2#	0.003	0.007	100	0	70
3#	0.001	0.009	100	0	90
4#	0.002	0.008	100	0	80
5#	0.002	0.007	100	0	70

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率	超标率	最大值占标率
6#	0.001	0.009	100	0	90
7#	0.001	0.007	100	0	70
8#	0.002	0.007	100	0	70
9#	0.002	0.005	100	0	50
10#	0.002	0.007	100	0	70
11#	0.001	0.007	100	0	70
12#	0.001	0.006	100	0	60
13#	0.001	0.006	100	0	60
14#	0.001	0.005	100	0	50
15#	0.001	0.007	100	0	70

注：参考 TJ36-79 居住区大气中最高容许浓度：0.01mg/m^3。

表 10.1-13　　夏季区域 NH_3 浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大值占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.057	0.116	100	0	58.0
2#	0.054	0.158	100	0	79.0
3#	0.057	0.112	100	0	56.0
4#	0.026	0.063	100	0	31.5
5#	0.030	0.100	100	0	50.0
6#	0.039	0.094	100	0	47.0
7#	0.039	0.144	100	0	72.0
8#	0.038	0.136	100	0	68.0
9#	0.048	0.133	100	0	66.5
10#	0.038	0.126	100	0	63.0
11#	0.032	0.101	100	0	50.5
12#	0.035	0.123	100	0	61.5
13#	0.033	0.099	100	0	49.5
14#	0.021	0.090	100	0	45.0
15#	0.022	0.058	100	0	29.0

注：执行 GB18883/T-2002，小时均值：0.2mg/m^3。

表 10.1-14　　夏季区域苯浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大值占标率（%）
	Min	Max			
1#	未检出	未检出	0	0	-

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率	超标率	最大值占标率
2#	未检出	未检出	0	0	-
3#	0.001	0.004	25	0	3.6
4#	未检出	未检出	0	0	-
5#	0.001	0.001	8.33	0	0.9
6#	未检出	未检出	0	0	-
7#	未检出	未检出	0	0	-
8#	0.007	0.01	25	0	9.1
9#	0.004	0.015	33.33	0	13.6
10#	0.012	0.012	8.33	0	10.9
11#	未检出	未检出	0	0	-
12#	未检出	未检出	0	0	-
13#	0.003	0.003	8.33	0	2.7
14#	未检出	未检出	0	0	-
15#	未检出	未检出	0	0	-

注：执行 GB18883/T-2002 小时均值：0.11mg/m^3。

表 10.1-15　　夏季区域甲苯浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率	超标率	最大值占标率
	Min	Max	（%）	（%）	（%）
1#	0.002	0.006	16.67	0	3.0
2#	未检出	未检出	0	0	0.0
3#	0.001	0.001	8.33	0	0.5
4#	0.001	0.010	16.67	0	5.0
5#	0.004	0.004	8.33	0	2.0
6#	未检出	未检出	0	0	0.0
7#	未检出	未检出	0	0	0.0
8#	0.003	0.003	8.33	0	1.5
9#	0.007	0.010	33.33	0	5.0
10#	0.003	0.003	8.33	0	1.5
11#	0.001	0.001	8.33	0	0.5
12#	未检出	未检出	0	0	0.0
13#	未检出	未检出	0	0	0.0
14#	未检出	未检出	0	0	0.0
15#	0.002	0.005	16.67	0	2.5

注：执行 GB/T18883-2002，小时均值 0.20mg/m^3。

表 10.1-16　　夏季区域二甲苯浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大值占标率（%）
	Min	Max			
1#	未检出	未检出	0	0	-
2#	未检出	未检出	0	0	-
3#	未检出	未检出	0	0	-
4#	未检出	未检出	0	0	-
5#	未检出	未检出	0	0	-
6#	未检出	未检出	0	0	-
7#	未检出	未检出	0	0	-
8#	0.045	0.045	8.33	0	22.5
9#	0.001	0.001	8.33	0	0.5
10#	0.009	0.009	8.33	0	4.5
11#	0.011	0.042	41.67	0	21
12#	未检出	未检出	0	0	-
13#	未检出	未检出	0	0	-
14#	未检出	未检出	0	0	-
15#	未检出	未检出	0	0	-

注：执行 GB/T18883-2002，小时均值 0.20mg/m^3。

表 10.1-17　　夏季区域甲醇浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）
	Min	Max			
1#	未检出	0.957	100	0	31.9
2#	未检出	1.120	41.67	0	37..3
3#	0.333	0.957	100	0	31.9
4#	0.539	0.988	100	0	32.9
5#	未检出	1.030	100	0	34.3
6#	未检出	0.964	100	0	32.1
7#	未检出	1.813	75	0	60.4
8#	未检出	0.738	75	0	24.6
9#	未检出	1.380	100	0	46.0
10#	未检出	1.373	100	0	45.8
11#	未检出	1.381	100	0	46.0
12#	未检出	1.389	100	0	46.3

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值
13#	未检出	1.114	100	0	37.1
14#	未检出	1.161	100	0	38.7
15#	未检出	1.339	100	0	44.6

注：执行《大气污染物综合排放标准详解》中标准：3.0mg/m^3。

表 10.1-18　　夏季区域 TVOC 浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.012	0.012	8.33	0	2.0
2#	0.003	0.037	41.67	0	6.2
3#	0.003	0.013	33.33	0	2.2
4#	0.004	0.031	33.33	0	5.2
5#	0.004	0.009	16.67	0	1.5
6#	0.012	0.012	8.33	0	2.0
7#	0.005	0.042	33.33	0	7.0
8#	0.003	0.126	25	0	21.0
9#	0.004	0.015	33.33	0	2.5
10#	0.054	0.054	8.33	0	9.0
11#	0.015	0.071	33.33	0	11.8
12#	0.003	0.003	8.33	0	0.5
13#	未检出	未检出	0	0	0.0
14#	未检出	未检出	0	0	0.0
15#	0.004	0.027	16.67	0	4.5

注：参考执行 GB/T18883-2002 标准 0.60mg/m^3。

表 10.1-19　　夏季区域氯化氢浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）
	Min	Max			
1#	未检出	0.044	58.33	0	88
2#	未检出	0.041	66.67	0	82
3#	未检出	0.048	83.33	0	96
4#	未检出	0.048	75	0	96
5#	未检出	0.047	75	0	94
6#	未检出	0.040	50	0	80

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值
7#	未检出	0.044	83.33	0	88
8#	未检出	0.045	75	0	90
9#	未检出	0.040	75	0	80
10#	未检出	0.041	50	0	82
11#	未检出	0.045	58.33	0	90
12#	未检出	0.041	100	0	82
13#	未检出	0.045	58.33	0	90
14#	未检出	0.041	58.33	0	82
15#	未检出	0.014	25	0	28

注：执行《大气污染物综合排放标准详解》中标准： 0.05mg/m^3。

表 10.1-20　　夏季区域氟化物浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（μg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）
	Min	Max			
1#	1.10	1.60	100	0	8.00
2#	1.47	3.15	100	0	15.75
3#	1.58	2.19	100	0	10.95
4#	1.50	3.09	100	0	15.45
5#	1.00	1.19	100	0	5.95
6#	0.65	1.16	100	0	5.80
7#	1.09	1.49	100	0	7.45
8#	1.01	1.29	100	0	6.45
9#	1.03	1.64	100	0	8.20
10#	1.01	1.35	100	0	6.75
11#	0.92	1.39	100	0	6.95
12#	1.86	5.95	100	0	29.75
13#	0.85	1.42	100	0	7.10
14#	0.87	1.15	100	0	5.75
15#	0.94	1.26	100	0	6.30

注：执行 GB3095-2012 二级：0.02mg/m^3。

表 10.1-21　　夏季区域苯并芘浓度监测结果及评价结果

监测点	日均浓度范围（ug/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率（%）
	Min	Max			
1#	4.52×10^{-4}	7.00×10^{-4}	100	0	28
11#	2.06×10^{-4}	1.96×10^{-3}	100	0	78.4

注：GB3095-2012 二级　日平均浓度 0.0025μg/m^3。

表 10.1-22　　夏季区域臭气浓度监测结果及评价结果

监测点	日均浓度范围		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率（%）
	Min	Max			
1#	9	18	100	0	90
11#	11	18	100	0	90

注：执行 GB14554-93　标准值为 20。

表 10.1-23　　夏季区域二噁英浓度监测结果及评价结果

监测点	WHO-TEQ 日均浓度范围（pg/m^3）		检出率（%）
	Min	Max	
1#	0.0087	0.033	100
11#	0.029	0.045	100

注：参考执行环发[2008]82 号文规定 0.6pgTEQ/m^3。

由表 10.1-4~表 10.1-23 可知，夏季区域大气监测因子评价结果如下：

SO_2：各监测点 SO_2 小时浓度范围为 0.003～0.136mg/m^3，最大占标率 27.2%之间；日平均浓度范围为 0.003～0.041mg/m^3，最大占标率 27.3%，各监测点位小时浓度和日均浓度均符合 GB3095-2012 二级标准要求。

NO_2：各监测点 NO_2 小时浓度范围 0.002～0.084mg/m^3，最大占标率 42%；日平均浓度范围为 0.005～0.049mg/m^3，最大占标率 61.25%，各监测点位小时浓度和日均浓度均符合 GB3095-2012 二级标准要求。

PM_{10}：各监测点 PM_{10} 日平均浓度范围为 0.020～0.079mg/m^3，最大占标率 52.7%，均符合 GB3095-2012 二级标准要求。

TSP：各监测点 TSP 日均浓度范围为 0.029～0.163mg/m^3，最大占标率 54.3%，各监测点位均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

CO：各监测点 CO 小时平均浓度范围为 0.115～2.980mg/m^3，最大占标率 29.8%，日平均浓度范围为 0.306～2.003mg/m^3，最大占标率 50.1%，各监测点位均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

$PM_{2.5}$：各监测点 $PM_{2.5}$ 日平均浓度范围为 0.005～0.046mg/m^3，最大占标率 61.3%，均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

O_3：各监测点 O_3 小时平均浓度范围为 0.001～0.190mg/m^3，最大占标率 95%，各监测点位均未超标，8 小时平均浓度范围为 0.059～0.155mg/m^3，最大占标率 96.9%，符合 GB3095-2012 二级标准要求。

非甲烷总烃：各监测点非甲烷总烃小时浓度范围为 0.31～1.49mg/m^3，最大占标率 74.5%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准规定要求。

H_2S：各监测点 H_2S 浓度范围为 0.001～0.009mg/m^3，最大占标率 90%，均满足 TJ36-79 中居住区大气中有害物质的最高容许浓度要求。

氨：各监测点氨浓度范围为 0.021～0.158mg/m^3，最大占标率 79.0%之间，各监测点位均符合 GB18883/T-2002 小时均值要求。

苯：各监测点苯的小时浓度范围为未检出～0.015 mg/m^3，最大占标率为 13.6%，各监测均符 GB18883/T-2002 小时均值要求。

甲苯：各监测点甲苯小时平均浓度范围为未检出～0.010mg/m^3，最大占标率 5%，满足 GB/T18883-2002 小时均值要求。

二甲苯：各监测点二甲苯的小时浓度范围为未检出～0.045mg/m^3，最大占标率为 22.5%，满足 GB/T18883-2002 小时均值要求。

甲醇：各监测点甲醇小时浓度范围为未检出～1.813mg/m^3，最大占标率 60.4%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

TVOC：各监测点 TVOC 小时平均浓度范围为未检出～0.126mg/m^3，最大占标率 21%，满足 GB/T18883-2002 中标准要求。

氯化氢：各监测点氯化氢小时浓度范围为未检出～0.048mg/m^3，最大占标率 96%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

氟化物：各监测点氟化物小时浓度范围为 0.65～5.95μg/m^3，最大占标率 29.75%，各监测点位均均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

苯并芘：两个监测点苯并芘日均浓度范围为 2.06×10^{-4}～1.96×10^{-3}ug/m^3，最大占标率 78.4%，两个监测点位均符合 GB3095-2012 的标准要求。

臭气浓度：监测点臭气浓度范围为 9～18，最大占标率 90%，两个监测点位均符合 GB14554-93 中的标准要求。

二噁英：两个监测点日平均浓度范围为 0.0087～0.045pgTEQ/m^3，小于环发[2008]82 号文规定要求。

综上所述，夏季监测中，各监测因子监测浓度能够满足相应环境标准要求，其中 SO_2、NO_2、PM_{10}、TSP、CO、O_3、氟化物、苯并芘也同时满足《环境空气质量标准》（GB3095-1996）及其修改单中相应标准要求。

10.1.5 冬季区域环境空气质量现状监测及评价结果

冬季区域环境空气现状监测及评价结果见表 10.1-24～表 10.1-43。

表 10.1-24　　冬季区域 SO_2 浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）	日均浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率（%）
	Min	Max				Min	Max			
1#	0.003	0.108	100	0	21.6	0.020	0.040	100	0	26.7
2#	0.005	0.125	100	0	25.0	0.022	0.061	100	0	40.7
3#	0.003	0.082	100	0	16.4	0.018	0.049	100	0	32.7
4#	0.003	0.082	100	0	16.4	0.020	0.044	100	0	29.3
5#	0.003	0.07	100	0	14.0	0.022	0.036	100	0	24.0
6#	0.005	0.07	100	0	14.0	0.020	0.037	100	0	24.7
7#	0.003	0.076	100	0	15.2	0.019	0.044	100	0	29.3
8#	0.018	0.087	100	0	17.4	0.044	0.050	100	0	33.3
9#	0.004	0.087	100	0	17.4	0.027	0.044	100	0	29.3
10#	0.006	0.111	100	0	22.2	0.027	0.044	100	0	29.3
11#	0.004	0.061	100	0	12.2	0.019	0.026	100	0	17.3
12#	0.003	0.082	100	0	16.4	0.020	0.034	100	0	22.7
13#	0.004	0.075	100	0	15.0	0.021	0.037	100	0	24.7
14#	0.008	0.093	100	0	18.6	0.030	0.054	100	0	36.0
15#	0.003	0.059	100	0	11.8	0.018	0.025	100	0	16.7

注：GB3095-2012 二级　　日平均浓度：0.15mg/m^3，1 小时平均浓度：0.5mg/m^3。

表 10.1-25　　冬季区域 NO_2 浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）	日均浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率（%）
	Min	Max				Min	Max			
1#	0.005	0.071	100	0	35.5	0.031	0.041	100	0	51.25

监测	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率(%)	超标率(%)	最大小时值占标率	日均浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率
2#	0.005	0.068	100	0	34.0	0.022	0.031	100	0	38.75
3#	0.003	0.073	100	0	36.5	0.024	0.039	100	0	48.75
4#	0.007	0.079	100	0	39.5	0.030	0.052	100	0	65.00
5#	0.002	0.078	100	0	39.0	0.028	0.042	100	0	52.50
6#	0.004	0.074	100	0	37.0	0.024	0.042	100	0	52.50
7#	0.002	0.078	100	0	39.0	0.028	0.039	100	0	48.75
8#	0.006	0.077	100	0	38.5	0.034	0.040	100	0	50.00
9#	0.005	0.077	100	0	38.5	0.037	0.055	100	0	68.75
10#	0.002	0.070	100	0	35.0	0.025	0.035	100	0	43.75
11#	0.004	0.070	100	0	35.0	0.021	0.029	100	0	36.25
12#	0.008	0.078	100	0	39.0	0.036	0.048	100	0	60.00
13#	0.008	0.077	100	0	38.5	0.036	0.053	100	0	66.25
14#	0.004	0.060	100	0	30.0	0.025	0.040	100	0	50.00
15#	0.004	0.065	100	0	32.5	0.024	0.031	100	0	38.75

注：GB3095-2012 二级　日平均浓度：0.08mg/m^3，1 小时平均浓度：0.2mg/m^3

表 10.1-26　　冬季区域 PM_{10} 浓度监测结果及评价结果

监测点	日均浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.041	0.049	100	0	32.7
2#	0.039	0.064	100	0	42.7
3#	0.043	0.062	100	0	41.3
4#	0.049	0.066	100	0	44.0
5#	0.045	0.060	100	0	40.0
6#	0.045	0.058	100	0	38.7
7#	0.051	0.064	100	0	42.7
8#	0.041	0.065	100	0	43.3
9#	0.040	0.072	100	0	48.0
10#	0.049	0.065	100	0	43.3
11#	0.063	0.086	100	0	57.3
12#	0.045	0.073	100	0	48.7
13#	0.045	0.065	100	0	43.3
14#	0.047	0.078	100	0	52.0
15#	0.010	0.099	100	0	32.7

注：GB3095-2012 二级　日平均浓度：0.15mg/m^3。

表 10.1-27　　冬季区域 TSP 浓度监测结果及评价结果

监测点	日均浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.091	0.111	100	0	37.0
2#	0.099	0.116	100	0	38.7
3#	0.101	0.118	100	0	39.3
4#	0.096	0.125	100	0	41.7
5#	0.103	0.116	100	0	38.7
6#	0.096	0.116	100	0	38.7
7#	0.103	0.125	100	0	41.7
8#	0.103	0.126	100	0	42.0
9#	0.095	0.132	100	0	44.0
10#	0.110	0.122	100	0	40.7
11#	0.112	0.146	100	0	48.7
12#	0.095	0.135	100	0	45.0
13#	0.093	0.126	100	0	42.0
14#	0.103	0.130	100	0	43.3
15#	0.098	0.112	100	0	37.3

注：GB3095-2012：日均 0.3mg/m^3。

表 10.1-28　　冬季区域 CO 浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率(%)	超标率(%)	最大小时值占标率(%)	日均浓度范围（mg/m^3）		检出率(%)	超标率（%）	最大日均值占标率（%）
	Min	Max				Min	Max			
1#	0.408	2.811	100	0	28.1	1.190	2.214	100	0	55.35
2#	0.535	2.049	100	0	20.5	1.168	1.325	100	0	33.13
3#	0.477	3.107	100	0	31.1	1.198	1.387	100	0	34.68
4#	0.666	3.609	100	0	36.1	1.274	2.038	100	0	50.95
5#	0.213	2.592	100	0	25.9	1.000	1.761	100	0	44.03
6#	0.587	2.659	100	0	26.6	1.190	1.550	100	0	38.75
7#	0.566	2.400	100	0	24.0	1.262	1.600	100	0	40.00
8#	0.105	2.606	100	0	26.1	0.564	1.789	100	0	44.73
9#	0.332	2.936	100	0	29.4	1.089	1.475	100	0	36.88
10#	0.298	2.468	100	0	24.7	1.028	1.303	100	0	32.58

监测	小时浓度范围（mg/m³）		检出率(%)	超标率(%)	最大小时值占	日均浓度范围（mg/m³）		检出率(%)	超标率（%）	最大日均值占标率
11#	0.193	2.167	100	0	21.7	0.753	1.134	100	0	28.35
12#	0.085	2.875	100	0	28.8	0.566	1.842	100	0	46.05
13#	0.620	2.758	100	0	27.6	1.215	1.755	100	0	43.88
14#	0.655	3.181	100	0	31.8	1.369	1.866	100	0	46.65
15#	0.118	2.612	100	0	26.1	0.642	1.360	100	0	34.00

注：GB3095-2012：小时 10.0mg/m³，日均 4.0mg/m³。

表 10.1-29　　冬季区域 $PM_{2.5}$ 浓度监测结果及评价结果

监测点	日均浓度范围（mg/m³）		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.016	0.024	100	0	32.0
2#	0.016	0.038	100	0	50.7
3#	0.022	0.036	100	0	48.0
4#	0.025	0.039	100	0	52.0
5#	0.022	0.033	100	0	44.0
6#	0.020	0.032	100	0	42.7
7#	0.022	0.038	100	0	50.7
8#	0.019	0.034	100	0	45.3
9#	0.019	0.042	100	0	56.0
10#	0.026	0.037	100	0	49.3
11#	0.041	0.059	100	0	78.7
12#	0.022	0.046	100	0	61.3
13#	0.022	0.040	100	0	53.3
14#	0.026	0.050	100	0	66.7
15#	0.018	0.024	100	0	32.0

注：GB3095-2012 二级　日平均浓度：　0.075mg/m³。

表 10.1-30　　冬季区域 O_3 浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m³）		检出率(%)	超标率(%)	占标率(%)	最大 8 小时值浓度范围（mg/m³）		检出率(%)	超标率(%)	占标率（%）
	Min	Max				Min	Max			

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率(%)	超标率(%)	占标率(%)	最大 8 小时值浓度范围（mg/m^3）		检出率(%)	超标率(%)	占标率(%)
1#	0.013	0.178	100	0	89.0	0.064	0.108	100	0	67.5
2#	0.005	0.117	100	0	58.5	0.070	0.107	100	0	66.9
3#	0.002	0.095	100	0	47.5	0.058	0.084	100	0	52.5
4#	0.001	0.119	100	0	59.5	0.069	0.098	100	0	61.3
5#	0.010	0.178	100	0	89.0	0.067	0.109	100	0	68.1
6#	0.007	0.170	100	0	85.0	0.059	0.113	100	0	70.6
7#	0.013	0.104	100	0	52.0	0.043	0.092	100	0	57.5
8#	0.027	0.145	100	0	72.5	0.066	0.099	100	0	61.9
9#	0.019	0.174	100	0	87.0	0.089	0.117	100	0	73.1
10#	0.028	0.143	100	0	71.5	0.078	0.102	100	0	63.8
11#	0.006	0.145	100	0	72.5	0.099	0.133	100	0	83.1
12#	0.004	0.179	100	0	89.5	0.078	0.105	100	0	65.6
13#	0.014	0.122	100	0	61.0	0.074	0.090	100	0	56.3
14#	0.031	0.128	100	0	64.0	0.097	0.116	100	0	72.5
15#	0.023	0.180	100	0	90.0	0.072	0.105	100	0	65.6

注：GB3095-2012 二级　小时平均浓度：0.20mg/m^3，最大 8 小时平均浓度：0.16mg/m^3

表 10.1-31　　冬季区域非甲烷总烃浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.28	0.40	100	0	20
2#	0.30	0.64	100	0	32
3#	0.45	0.52	100	0	26
4#	0.41	0.55	100	0	27.5
5#	0.34	0.48	100	0	24
6#	0.32	0.44	100	0	22
7#	0.22	0.52	100	0	26
8#	0.21	0.44	100	0	22
9#	0.33	0.53	100	0	26.5
10#	0.39	0.56	100	0	28
11#	0.30	0.49	100	0	24.5
12#	0.26	0.38	100	0	19
13#	0.43	0.54	100	0	27

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值
14#	0.43	0.70	100	0	35
15#	0.38	0.66	100	0	33

注：执行《大气污染物综合排放标准详解》中标准：2.0 mg/m^3。

表 10.1-32 冬季区域 H_2S 浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.004	0.007	100	0	70
2#	0.001	0.007	100	0	70
3#	0.001	0.006	100	0	60
4#	0.001	0.006	100	0	60
5#	未检出	0.006	91.7	0	60
6#	0.001	0.006	100	0	60
7#	0.002	0.007	100	0	70
8#	未检出	0.007	91.7	0	70
9#	0.001	0.007	100	0	70
10#	0.002	0.007	100	0	70
11#	0.002	0.007	100	0	70
12#	0.001	0.008	100	0	80
13#	0.002	0.006	100	0	60
14#	0.003	0.008	100	0	78
15#	未检出	0.004	83.3	0	40

注：参考执行 TJ36-79 居住区大气中最高容许浓度：0.01mg/m^3。

表 10.1-33 冬季区域 NH_3 浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.058	0.127	100	0	63.5
2#	0.053	0.143	100	0	71.5
3#	0.060	0.114	100	0	57.0
4#	0.037	0.063	100	0	31.5
5#	0.052	0.116	100	0	58.0
6#	0.031	0.086	100	0	43.0
7#	0.047	0.149	100	0	74.5
8#	0.037	0.141	100	0	70.5

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值
9#	0.035	0.126	100	0	63.0
10#	0.007	0.124	100	0	62.0
11#	0.038	0.105	100	0	52.5
12#	0.034	0.119	100	0	59.5
13#	0.022	0.082	100	0	41.0
14#	0.033	0.104	100	0	52.0
15#	0.016	0.094	100	0	47.0

注：执行 GB18883/T-2002 小时均值：0.2mg/m^3。

表 10.1-34　　冬季区域苯浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）
	Min	Max			
1#	未检出	未检出	0	0	-
2#	未检出	未检出	0	0	-
3#	未检出	未检出	0	0	-
4#	未检出	0.005	8.3	0	4.5
5#	未检出	未检出	0	0	-
6#	未检出	未检出	0	0	-
7#	未检出	未检出	0	0	-
8#	未检出	未检出	0	0	-
9#	未检出	未检出	0	0	-
10#	未检出	未检出	0	0	-
11#	未检出	未检出	0	0	-
12#	未检出	未检出	0	0	-
13#	未检出	未检出	0	0	-
14#	未检出	未检出	0	0	-
15#	未检出	未检出	0	0	-

注：执行 GB18883/T-2002，小时均值：0.11mg/m^3。

表 10.1-35　　冬季区域甲苯浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.0024	0.007	25	0	3.5
2#	未检出	未检出	0	0	0
3#	未检出	未检出	0	0	0
4#	未检出	未检出	0	0	0

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值
5#	未检出	未检出	0	0	0
6#	未检出	未检出	0	0	0
7#	未检出	未检出	0	0	0
8#	未检出	未检出	0	0	0
9#	未检出	未检出	0	0	0
10#	未检出	未检出	0	0	0
11#	未检出	未检出	0	0	0
12#	未检出	未检出	0	0	0
13#	未检出	未检出	0	0	0
14#	未检出	未检出	0	0	0
15#	未检出	未检出	0	0	0

注：执行 GB/T18883-2002，小时均值 0.20mg/m^3。

表 10.1-36　　冬季区域二甲苯浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）
	Min	Max			
1#	未检出	未检出	0	0	-
2#	未检出	未检出	0	0	-
3#	未检出	未检出	0	0	-
4#	未检出	未检出	0	0	-
5#	未检出	未检出	0	0	-
6#	未检出	未检出	0	0	-
7#	未检出	未检出	0	0	-
8#	未检出	未检出	0	0	-
9#	未检出	未检出	0	0	-
10#	未检出	未检出	0	0	-
11#	未检出	未检出	0	0	-
12#	未检出	未检出	0	0	-
13#	未检出	未检出	0	0	-
14#	未检出	未检出	0	0	-
15#	未检出	未检出	0	0	-

注：执行 GB/T18883-2002，小时均值 0.20mg/m^3。

表 10.1-37　　冬季区域甲醇浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）	检出率（%）	超标率（%）	最大小时值

	Min	Max			占标率（%）
1#	未检出	1.68	91.67	0	56.0
2#	未检出	1.95	91.67	0	65.0
3#	未检出	1.77	91.67	0	59.0
4#	未检出	2.15	91.67	0	71.7
5#	未检出	2.14	100	0	71.3
6#	未检出	1.87	100	0	62.3
7#	未检出	2.36	100	0	78.7
8#	未检出	2.39	100	0	79.7
9#	0.97	2.37	100	0	79.0
10#	1.21	2.35	100	0	78.3
11#	1.56	2.34	100	0	78.0
12#	1.11	2.45	100	0	81.7
13#	未检出	1.86	100	0	62.0
14#	未检出	2.33	100	0	77.7
15#	未检出	1.64	100	0	54.7

注：执行《大气污染物综合排放标准详解》中标准：3.0mg/m^3。

表 10.1-38　　冬季区域 TVOC 浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）
	Min	Max			
1#	未检出	0.037	66.67	0	6.2
2#	未检出	0.0175	33.33	0	2.9
3#	未检出	0.092	33.33	0	15.3
4#	未检出	0.056	66.67	0	9.3
5#	未检出	0.037	33.33	0	6.2
6#	未检出	0.008	25	0	1.3
7#	未检出	未检出	0	0	0.0
8#	未检出	0.009	8.33	0	1.5
9#	未检出	0.062	25	0	10.3
10#	未检出	0.017	8.33	0	2.8
11#	未检出	0.035	16.67	0	5.8
12#	未检出	0.012	41.67	0	2.0
13#	未检出	0.014	33.33	0	2.3
14#	未检出	0.044	25	0	7.3
15#	未检出	0.005	33.33	0	0.8

注：执行 GB/T18883-2002 标准 0.60mg/m^3。

表 10.1-39　　冬季区域氯化氢浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（mg/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）
	Min	Max			
1#	0.001	0.049	83.33	0	98
2#	0.010	0.048	66.67	0	96
3#	0.001	0.024	41.67	0	48
4#	0.001	0.036	83.33	0	72
5#	0.014	0.046	58.33	0	92
6#	0.001	0.034	58.33	0	68
7#	0.011	0.046	66.67	0	122
8#	0.001	0.047	66.67	0	94
9#	0.014	0.044	75	0	88
10#	0.001	0.042	75	0	84
11#	0.010	0.042	58.33	0	84
12#	0.006	0.046	50	0	92
13#	0.008	0.040	66.67	0	80
14#	0.003	0.041	41.67	0	82
15#	0.002	0.037	75	0	74

注：执行《大气污染物综合排放标准详解》中标准：0.05mg/m^3。

表 10.1-40　　冬季区域氟化物浓度监测结果及评价结果

监测点	小时浓度范围（μg /m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值占标率（%）
	Min	Max			
1#	1.16	1.61	100	0	8.05
2#	1.12	2.56	100	0	12.80
3#	1.64	2.37	100	0	11.85
4#	1.55	3.24	100	0	16.20
5#	1.04	1.32	100	0	6.60
6#	1.04	8.52	100	0	42.60
7#	0.95	1.40	100	0	7.00
8#	1.00	1.15	100	0	5.75
9#	1.00	1.30	100	0	6.50
10#	1.00	1.50	100	0	7.50
11#	0.89	1.50	100	0	7.50
12#	1.74	6.34	100	0	31.70

监测点	小时浓度范围（μg /m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大小时值
13#	0.72	1.41	100	0	7.05
14#	0.91	1.49	100	0	7.45
15#	0.90	1.30	100	0	6.50

注： GB3095-2012 二级：0.02mg/m^3。

表 10.1-41　　冬季区域苯并芘浓度监测结果及评价结果

监测点	日均浓度范围（ug/m^3）		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率（%）
	Min	Max			
1#	8.0×10^{-4}	1.3×10^{-3}	100	100	52.0
11#	4.31×10^{-4}	2.13×10^{-3}	100	100	85.2

注：GB3095-2012 二级　日平均浓度 0.0025μg/m^3。

表 10.1-42　　冬季区域臭气浓度监测结果及评价结果

监测点	日均浓度范围		检出率（%）	超标率（%）	最大日均值占标率（%）
	Min	Max			
1#	8	13	100	0	65
11#	7	16	100	0	80

注：执行 GB14554-93　标准值为 20。

表 10.1-43　　冬季区域二噁英浓度监测结果及评价结果

监测点	WHO-TEQ 日均浓度范围（pg/m^3）		检出率（%）
	Min	Max	
1#	0.032	0.085	100
11#	0.012	0.019	100

注：执行环发[2008]82 号文规定 0.6pgTEQ/m^3。

由表 10.1-24~表 10.1-43 可知，冬季区域大气监测因子评价结果如下：

SO_2：各监测点 SO_2 小时浓度范围为 0.003～0.125mg/m^3，最大占标率在 25.0%；日平均浓度范围为 0.018～0.054mg/m^3，最大占标率 36%，各监测点位小时浓度和日均浓度均符合 GB3095-2012 二级标准要求。

NO_2：各监测点 NO_2 小时浓度范围 0.002～0.079mg/m^3，最大占标率 39.5% 之间；日平均浓度范围为 0.021～0.055mg/m^3，最大占标率 68.75%，各监测点位小时浓度和日均浓度均均符合 GB3095-2012 二级标准要求。

PM_{10}：各监测点 PM_{10} 日平均浓度范围为 0.010～0.086mg/m^3，最大占标率 57.3%，均符合 GB3095-2012 二级标准要求。

TSP：各监测点 TSP 日均浓度范围为 0.091～0.146mg/m^3，最大占标率 48.7%，各监测点位均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

CO：各监测点 CO 小时平均浓度范围为 0.085～3.609mg/m^3，最大占标率 36.1%，日平均浓度范围为 0.564～2.214mg/m^3，最大占标率 55.35%，各监测点位均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

$PM_{2.5}$：各监测点 $PM_{2.5}$ 日平均浓度范围为 0.016～0.059mg/m^3，最大占标率 78.7%，各监测点位均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

O_3：各监测点 O_3 小时平均浓度范围为 0.001～0.180mg/m^3，最大占标率 90.0%，8 小时平均浓度范围为 0.043～0.133mg/m^3，最大占标率 83.1%，各监测点位钧符合 GB3095-2012 二级标准要求。

非甲烷总烃：各监测点非甲烷总烃小时平均浓度范围为 0.21～0.70mg/m^3，最大占标率 35%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

H_2S：各监测点 H_2S 小时浓度范围为未检出～0.008mg/m^3，最大占标率 80%，各监测点均符合 TJ36-79 中居住区大气中有害物质的最高容许浓度要求。

氨：各监测点氨小时浓度范围为 0.007～0.149mg/m^3，最大占标率 74.5%，各监测点位均符合 GB18883/T-2002 小时均值要求。

苯：各监测点苯的小时浓度范围为未检出～0.005 mg/m^3，占标率 4.5%，各监测均符合 GB18883/T-2002 小时均值要求。

甲苯：各监测点甲苯小时浓度范围为未检出～0.007mg/m^3，最大占标率 3.5%，满足 GB/T18883-2002 小时均值要求。

二甲苯：各监测点二甲苯的小时浓度均未检出，满足 GB/T18883-2002 小时均值要求。

甲醇：各监测点甲醇小时浓度范围为未检出～2.45mg/m^3，最大占标率 81.7%，各监测点位均满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

TVOC：各监测点 TVOC 小时平均浓度范围为未检出～0.092mg/m^3，最大占标率 15.3%，均满足 GB/T18883-2002 要求。

氯化氢：各监测点氯化氢小时浓度范围为 0.001～0.049mg/m^3，最大占标率 98%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

氟化物：各监测点氟化物小时浓度范围为 0.72～8.52μg/m^3，最大占标率 42.6%，各监测点位均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

苯并芘：草铺镇政府和海塘村监测点苯并芘日均浓度范围为 4.31×10^{-4}～2.13×10^{-3}ug/m^3，最大占标率 85.2%，两个监测点位均能满足 GB3095-2012 标准要求。

臭气浓度：监测点臭气浓度范围为 7～16，最大占标率 80%，两个监测点位均符合 GB14554-93 中的标准要求。

二噁英：两个监测点日平均浓度范围为 0.012～0.085pgTEQ/m^3，小于环发[2008]82 号文规定年均 0.6pgTEQ/m^3。

综上所述，冬季区域各污染因子监测浓度均能够满足相应环境标准要求。其中 SO_2、NO_2、PM_{10}、TSP、CO、O_3、氟化物、苯并芘也同时满足《环境空气质量标准》（GB3095-1996）及其修改单中相应标准要求。

10.2 区域污染气象调查与评价

10.2.1 常规气候特征

本次评价的气象资料使用安宁市气象站（国家一般气象站）近 20 年的主要气候资料统计，由安宁市气象局提供。安宁市气象站位于安宁市区东北侧，站点经纬度为 102°29′51.61″E，24°55′35.16″N，距云南炼油项目的距离 12.5km。

安宁市气象站多年气象参数统计结果见表 10.2-1。

表 10.2-1　　安宁市气象站多年气象参数统计结果

序号	气象参数		单位	数值
1	风速	年平均风速	m/s	1.71
		最大风速	m/s	19.2
2	气温	年平均气温	℃	15.5
		最高气温	℃	33.3
		最低气温	℃	-7.0
3	年平均气压		hPa	814.8
4	年平均相对湿度		%	70
5	降水量	年平均降水量	mm	898.7
		年最大降水量	mm	1191.0
		年最小降水量	mm	621.3

		累年一日最大降水量	mm	153.3
		累年一小时最大降水量	mm	63.0
		累年最大连续降水日数	d	13
6	蒸发量	年最大蒸发量	mm	2183.6
		年最小蒸发量	mm	1626.7
7	日照时数	年平均日照时数	h	2051.0
		日照百分率	%	46
		年最大日照时数	h	2383.9
		年最小日照时数	h	1678.7

10.2.2 常规地面气象资料

常规地面气象统计分析采用安宁市气象站近三年（2010～2012）的地面气象监测数据。

10.2.2.1 近地面温度场

通过分析 2010～2012 年近三年的气温资料，对比分析评价区域的年气温变化情况，统计结果见表 10.2-2，年平均温度月变化曲线见图 10.2-1。

表 10.2-2 近三年年平均温度的月变化

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
温度（℃）	9.57	13.16	14.76	18.36	21.16	21.48	21.32	20.81	19.49	16.21	12.63	9.62

从上图和表可以看出，近三年平均气温 16.55℃，其中 6 月气温最高，平均 21.48℃，1 月最低，平均 9.57℃。

10.2.2.2 近地面风场

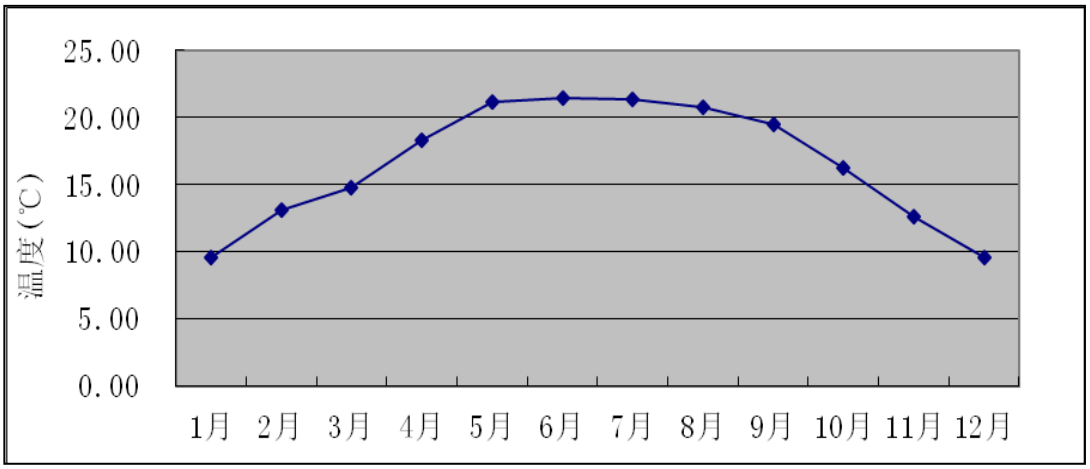


图 10.2-1 年平均温度月变化曲线

1、风速

1）年均风速月变化

利用近三年地面气象资料，对每月平均风速的变化情况进行统计，结果见表 10.2-3，年平均风速月变化曲线见图 10.2-2。

表 10.2-3　　年平均风速的月变化

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
风速（m/s）	1.59	2.04	2.18	2.02	1.75	1.54	1.27	1.10	1.13	1.24	1.12	1.36

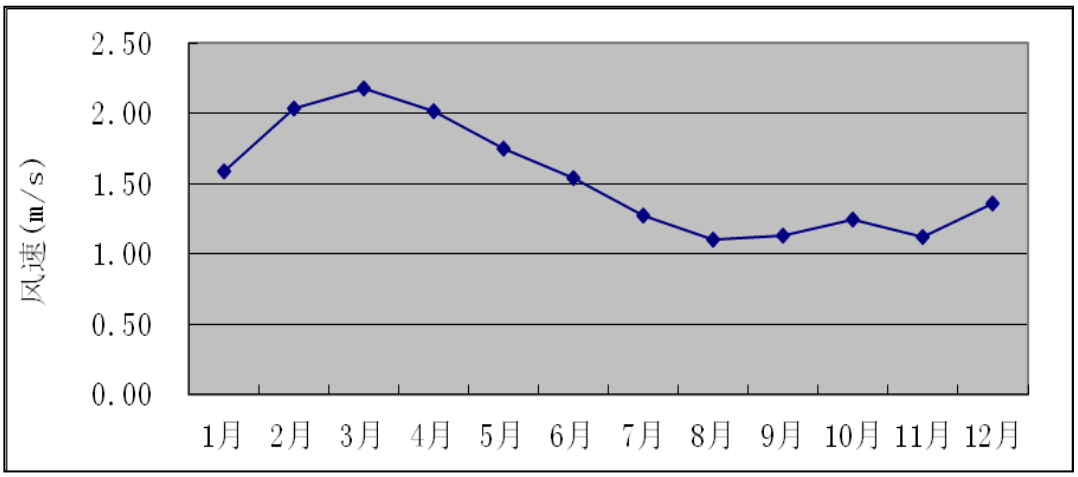


图 10.2-2　　年平均风速月变化曲线

从上图和表可以看出，近 3 年平均风速 1.53m/s，3 月平均风速最大，为 2.81m/s，8 月最小，平均 1.10m/s。

2）季小时平均风速日变化

利用近三年地面气象资料，对各季小时平均风速的变化情况进行统计，结果见表 10.2-4，季小时平均风速的日变化曲线见图 10.2-3。从图和表可以看出，近 3 年春季平均风速最大，为 1.99m/s，秋季最小，为 1.16m/s；季小时最大风速为 3.77m/s，最小为 0.49m/s。

表 10.2-4　　季小时平均风速的日变化

季节	不同小时的风速（m/s）											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	1.07	0.97	0.88	0.81	0.74	0.71	0.69	0.82	1.27	2.15	2.89	3.17
夏季	0.78	0.74	0.62	0.61	0.59	0.53	0.52	0.66	0.96	1.45	1.78	1.92
秋季	0.61	0.57	0.54	0.49	0.51	0.51	0.50	0.50	0.74	1.04	1.52	1.93
冬季	0.72	0.64	0.62	0.64	0.58	0.52	0.54	0.54	0.56	0.93	1.82	2.74
季节	不同小时的风速（m/s）											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季	3.24	3.39	3.44	3.54	3.45	3.31	2.94	2.35	1.85	1.50	1.26	1.25
夏季	2.13	2.23	2.20	2.19	2.11	1.98	1.84	1.48	1.18	1.02	0.92	0.85
秋季	2.15	2.24	2.23	2.19	2.16	1.96	1.52	1.06	0.83	0.79	0.67	0.66
冬季	3.31	3.50	3.72	3.77	3.46	3.10	2.41	1.65	1.25	0.98	0.83	0.71

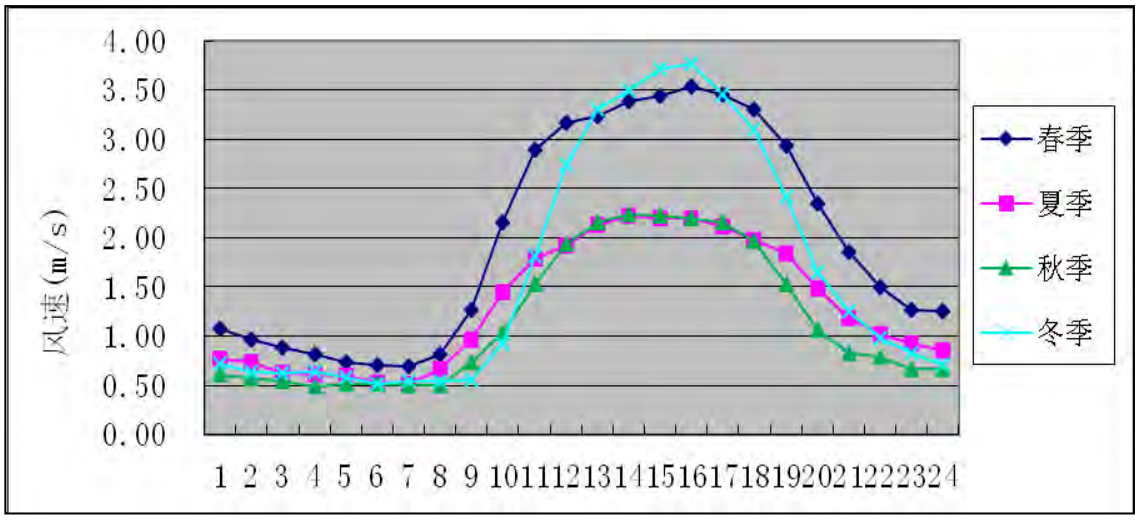


图 10.2-3　　近三年各季季小时平均风速的日变化曲线

2、风向、风频

利用收集的 2010～2012 年的地面气象资料，对月、季平均风频的变化情况进行统计，结果见表 10.2-5，各月、季及年平均风频玫瑰图见图 10.2-4。

表 10.2-5　　近三年平均风频的月、季变化统计表

月份	各风向上的平均风频(%)																
	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
一月	0.94	0.58	0.49	1.57	6.72	2.55	0.94	0.72	1.16	0.90	3.72	13.62	19.71	6.63	6.00	5.06	28.67
二月	1.37	0.39	0.64	1.52	5.93	1.23	0.34	0.25	0.49	0.59	3.09	14.95	27.70	8.68	6.42	4.61	21.81
三月	1.16	1.16	0.85	2.69	13.17	4.70	1.43	1.39	1.08	1.16	2.33	12.14	24.33	9.18	5.24	4.26	13.71
四月	2.13	1.48	0.93	1.71	5.97	2.73	1.81	0.93	0.83	1.44	3.47	11.99	26.30	9.12	5.51	6.20	17.45
五月	2.33	1.43	1.34	3.41	10.30	5.42	4.08	2.78	3.81	3.00	4.93	10.66	16.26	5.87	3.67	5.56	15.14
六月	1.02	1.62	1.20	3.43	10.09	5.28	3.52	1.99	2.78	3.38	6.25	13.38	16.20	6.34	3.80	3.33	16.39
七月	2.24	1.39	1.16	5.24	9.18	5.91	5.15	2.60	3.27	2.60	6.05	10.35	10.17	4.44	3.27	4.35	22.63
八月	2.46	2.60	2.20	6.45	12.19	8.92	7.12	5.73	3.76	1.16	2.55	4.35	3.94	2.91	2.78	3.67	27.20
九月	1.81	1.48	1.53	6.06	15.74	9.81	7.31	3.70	2.18	2.18	2.18	4.44	5.05	2.69	2.59	3.61	27.64
十月	1.79	1.52	0.99	6.23	18.68	7.53	4.61	1.88	1.70	1.57	3.32	6.59	6.27	3.54	4.26	3.23	26.30
十一月	1.99	1.53	1.06	2.45	7.13	2.96	1.34	1.48	1.06	1.34	3.06	9.03	12.45	5.28	7.45	6.34	34.03
十二月	1.48	0.81	0.76	3.41	9.90	3.32	1.52	0.90	0.99	1.66	3.72	9.72	13.22	6.50	7.71	3.90	30.51
春季	1.87	1.36	1.04	2.61	9.86	4.30	2.45	1.71	1.92	1.87	3.58	11.59	22.25	8.05	4.80	5.33	15.41
夏季	1.92	1.87	1.52	5.06	10.49	6.72	5.28	3.46	3.28	2.37	4.94	9.31	10.04	4.54	3.28	3.79	22.13
秋季	1.86	1.51	1.19	4.93	13.90	6.78	4.43	2.35	1.65	1.69	2.85	6.68	7.91	3.83	4.76	4.38	29.29
冬季	1.26	0.60	0.63	2.18	7.56	2.40	0.95	0.63	0.89	1.06	3.52	12.70	19.99	7.23	6.72	4.52	27.15
三年	1.73	1.34	1.10	3.70	10.46	5.06	3.28	2.04	1.94	1.75	3.73	10.07	15.04	5.91	4.88	4.51	23.46

由表 10.2-5 和图 10.2-4 中可以看出：2010~2012 年近三年以静风为最大风频，频率分别为 23.46%，其次最大风频为西（W）风，出现频率 15.04%，另外，东（E）风出现频率 10.46%。

春季最大风频为西（W）风 ，频率为 22.25%，夏季除静风（频率 22.13%）外，最大风频为东（E）风，频率为 10.49%，秋季除静风（频率 29.29%）外，最大风频为东（E）风，频率为 13.90%，冬季除静风（频率 27.15%）外，最大风频为东（W）风，频率为 19.99%。

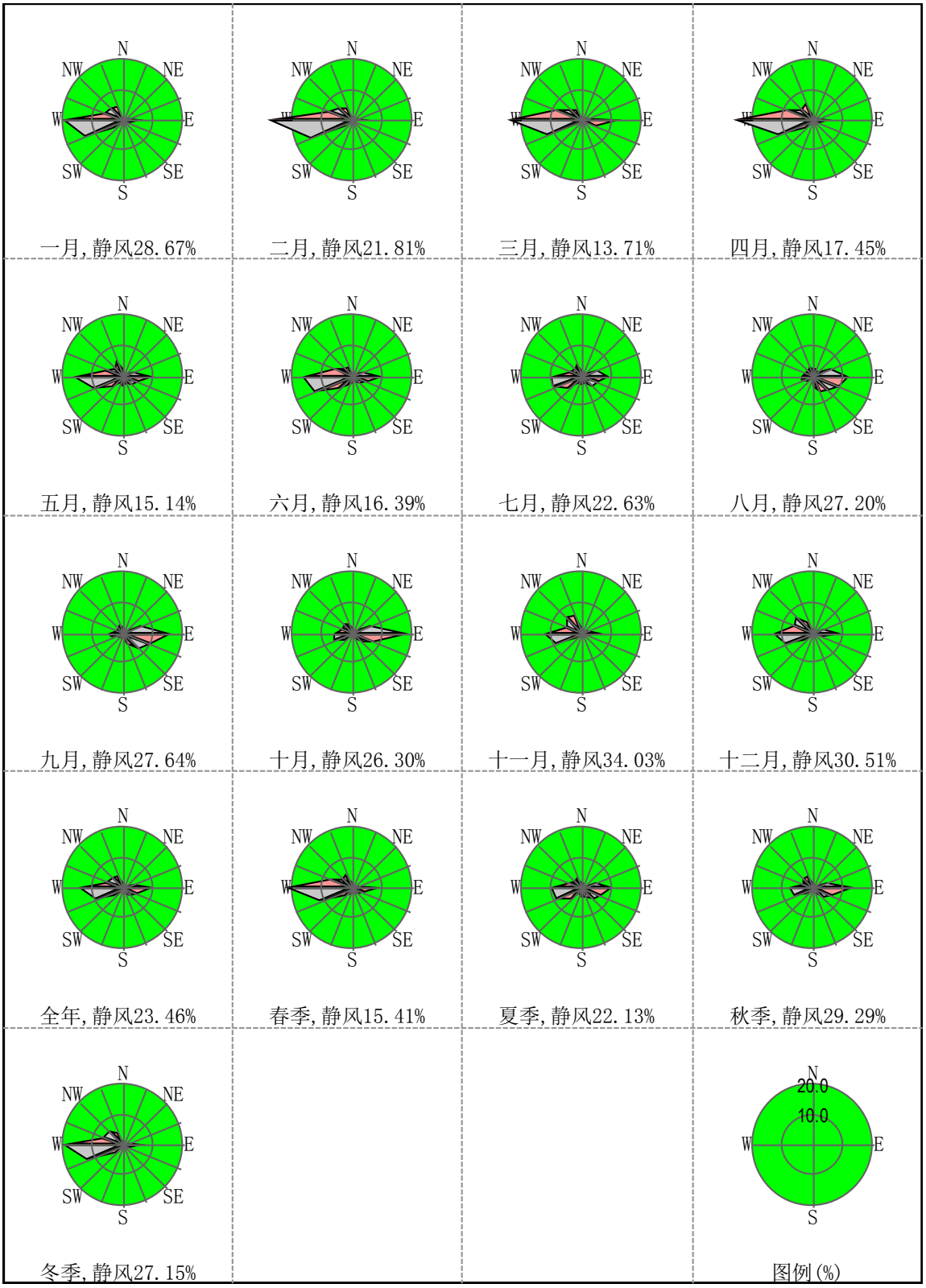


图 10.2-4　各月、季及年平均风频玫瑰图

10.3 大气环境影响预测分析与评价

10.3.1 预测因子

根据污染因素分析和评价因子筛选结果，本项目涉及的污染物主要包括 SO_2、NO_2、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 等常规污染物，以及 NMHC、H_2S、氨气、苯和二甲苯等特征污染物。因此，确定大气环境影响预测因子如下：

区域常规污染物：SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 共 4 项；

区域特征污染物：NMHC、H_2S、氨气、苯和二甲苯等 5 项。

厂界无组织监控预测因子：NMHC、H_2S、氨气、苯和二甲苯等 5 项。

10.3.2 预测范围

本次大气环境影响预测范围为以厂区中心为中心，半径 10km 的矩形区域；同时考虑了对昆明市的影响，以滇池云南民族村为代表点位。

10.3.3 评价标准

项目所在区域环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准；该标准未涉及因子苯、二甲苯、NH_3 执行《室内空气质量标准》（GB/T18883-2002）小时均值标准，H_2S 参照执行《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）中居住区大气中有害物质的最大允许浓度；关心点的非甲烷总烃（NMHC）执行《大气污染物综合排放标准详解》中标准值（2.0mg/m^3）。

厂界苯、二甲苯和非甲烷总烃监控浓度执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-2012）中相应因子无组织排放监控浓度限值标准；厂界 H_2S、NH_3 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 新扩改二级标准。

10.3.4 预测模式

本次大气环境影响预测采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2008）推荐的 Calpuff 模型（Lakes 公司开发的 Calpuff 模型 7.2 版本）。

10.3.5 大气污染源清单

1）本项目正常工况有组织排放废气污染源见表 10.3-1，源分布见图 10.3-1。

2）本项目无组织排放污染源见表 10.3-2，源分布见图 10.3-2。

10.3.6 计算点

（1）预测范围内网格点设置

项目网格点布设与优化调整前布设方法相同，网格间距均采用厂中心近密远疏的布设方法，其中距离厂中心 2km 范围内网格间距为 100m（不考虑厂区内部分），2km 以外网格间距设 500m，计算点高度为 1.5m。

（2）环境关心点

为了便于与优化调整前进行对比，环境关心点的设置与优化变更前的相同，计算点高度为 1.5m。

本项目周边环境关心点具体见表 10.3-3。

10.3.7 相关参数

10.3.7.1 气象数据的确定

地面气象资料使用云南省安宁市气象站（102°29′51.61″E，24°55′35.16″N，位于拟建炼厂中心东北侧约 12.5km）、草埔街道办自动站（102°22'35.36"E，24°56'10.34"N 位于拟建炼厂中心西北约 2.5km）、青龙街道办自动站（102°19′33.02″E，25°01′05.68″N，位于拟建炼厂中心西北约 13.3km）和八街街道办自动站（102°21′22.46″E，24°39′57.68″N，位于拟建炼厂中心南侧约 30km）2010~2012 年逐时气象资料，主要包括风速、风向、温度、总云量、低云量、相对湿度、气压等。

高空气象资料使用中尺度气象数值模式 MM5 模型计算生成，MM5 模型计算中心点位于项目厂区中心，计算网格设为 2 层嵌套网格，网格间距 8km，范围涵盖整个预测区域，高空垂直层数为 23 层。高空气象资料计算年限为 2010~2012 年，主要包括高度、气压、干球温度、露点温度、风速和风向等。

表 10.3-1　　本项目正常工况下主要废气污染源排放参数

序号	装置名称	污染源名称	相对催化烧焦烟囱		排污参数				评价因子源强(kg/h）					
			X (m）	Y(m）	高度(m)	直径(m)	温度(K）	出口速度(m/s)	SO_2	NO_x	烟尘	NMHC	苯	二甲苯
1	常减压装置	常减压炉	178	-38	120	4	413	4.2	0.715	12.575	1.886	-	-	-
2	渣油加氢装置	加热炉	-131	212	100	3	422	2.7	0.860	2.515	0.675	-	-	-
3	连续重整	加热炉	411	170	120	3.8	423	9.5	0.854	24.958	3.744	-	-	-
4	蜡油加氢裂化	加热炉	-360	433	100	3	422	2.7	1.540	4.501	0.675	-	-	-
5	催化裂化	催化烧焦	0	0	125	4.25	327	9.7	40.941	41.5	18.675	-	-	-
6	柴油加氢精制+航煤加氢	加热炉	222	349	80	2.2	423	2.6	0.786	2.296	0.344	-	-	-
7	汽柴油改质+汽油加氢	加热炉	158	392	80	2.2	428	3.75	1.130	3.301	0.495	-	-	-
8	制氢	转化炉	-206	309	100	3.5	413	14.6	10.238	23.158	1.671	-	-	-
9	延迟焦化	加热炉	-753	271	60	2.0	393	3.52	0.983	2.762	0.414	-	-	-
10	硫磺回收	尾气焚烧炉	-619	505	150	3	443	6.7	40.848	5.237	0.524	-	-	-
11	污水处理场	污泥焚烧炉	-273	754	60	1	381	3.7	1.131	1.583	0.565	-	-	-
12		脱臭排气筒	-318	593	30	0.6	453	9.82	-	-	-	0.91	-	-
13		催化燃烧	-327	599	30	0.63	453	2.67	-	-	-	2.37		
14	动力站	燃煤锅炉	-843	79	180	4.8	319	7.3	37.388	26.969	8.171	NH_3：4.09		
15	油气回收	装车区	-1021	291	20	0.4	293	4.4	-	-	-	7.29	0.001546	0.0061
16	油气回收	芳烃罐区	-202	-61	15	0.2	293	2.7	-	-	-	0.0194	0.000136	0.0194

注：各污染源均为连续排放，年排放 8400h。



图 10.3-1　　项目大气污染源分布图——点源

表10.3-2　　本项目正常工况下主要废气污染源排放参数（无组织挥发源）

序号	面源名称	评价因子源强（kg/h*m^2）				
		NMHC	NH_3	H_2S	苯	二甲苯
1	常减压装置区	3.37E-04				
2	催化裂化+气分装置区	2.08E-04				
3	蜡油渣油加氢装置区	2.40E-05				
4	芳烃联合装置区	3.24E-04			1.10E-07	1.84E-07
5	汽柴煤油加氢装置区	1.90E-04				
6	焦化装置区	2.10E-04			2.50E-08	7.50E-08
7	循环水场	4.18E-04				
8	污水处理厂	5.25E-05	1.08E-07	7.22E-08		
9	装卸区	2.99E-05				
10	原油罐组	4.53E-05				
11	混柴罐组	3.82E-05				
12	催化汽油、石脑油	2.53E-05				
13	柴油	1.86E-05				
14	重油罐组	5.02E-05				
15	渣油罐组	2.22E-06				
16	93#汽油	5.58E-05				
17	97#汽油	6.21E-05				
18	催化汽油	6.76E-05				
19	异构化	1.99E-05				
20	航煤	5.71E-07				
21	硫磺回收装置区		4.91E-09	4.25E-08		
22	碱渣处理区		1.98E-07	1.32E-07		
23	二甲苯罐区					
24	苯罐区					3.86E-05
25	汽油醚化装置				1.75E-05	
26	酸性水罐	8.60E-05		-	7.44E-07	1.12E-06

注：各污染源均为连续排放，年排放8400h。



图 10.3-2　　项目大气污染源分布图——无组织排放源

表 10.3-3　　项目周边主要环境关心点

序号	监测点位	与催化烧焦装置烟囱相对坐标(m)	
		X	Y
1#	草铺街道办	474	2363
2#	平地哨	3456	1733
3#	麒麟村	4368	405
4#	安宁市政府	10253	977
5#	丰收厂	3894	-981
6#	邵九村	-4818	1018
7#	白土村	-2650	2426
8#	连然街道办	9459	765
9#	温泉街道办	7250	5463
10#	青龙街道办	-5360	11636
11#	禄裱街道办	-11607	5792
12#	县街街道办	4113	-5982
13#	碧鸡街道办	23075	6937
14#	滇池云南民族村*	30304	5620

注：　*滇池云南民族村代表昆明市区

10.3.7.2　地形数据说明

土地利用类型主要采用 USGS 的 GLCC（Global Land Cover Characterization）数据资料，项目周围根据的实际情况作了一定修正，土地利用类型分辨率为 1km×1km，涉及的主要类型包括：工业、城市、农田、灌木、落叶林、长绿林、混交林和湖泊等。

项目采取的地面主要特征参数表如表 10.3-4。

表 10.3-4　　地面特征参数表

下垫面类型	地表粗糙度	正午反照率	Bowen 比	土壤热通量	植被冠层热通量
林地	1.0	0.1	1.0	0.15	0
河流和运河	0.001	0.10	0.0	1.0	0.0
牧场	0.05	0.25	1.0	0.15	0.0
农业土地	0.25	0.15	1.0	0.15	0.0
城市	1.0	0.18	1.5	0.25	0

地形数据采用在 NASA 网站上下载的 1º 地形高程文件，分辨率为 90m×90m，预测计算时根据目前的实际情况对本项目所在地的高程数据进行修正。

10.3.7.3 背景值的确定

根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ 2.2-2008），大气环境影响预测叠加影响分析要求如下：

（1）区域现状背景值

小时和日均区域现状背景值取 11 个现状监测点夏、冬两季最大监测浓度的平均值，其中苯和二甲苯未检出值按检出限值的一半考虑。

区域现状背景浓度见表 10.3-5。

表 10.3-5　　区域最大浓度点的现状背景浓度　　(单位：mg/m^3)

SO_2		NO_2		PM_{10}	$PM_{2.5}$	NMHC	H_2S	NH_3	苯	二甲苯
小时	日均	小时	日均	日均	日均	小时	小时	小时	小时	小时
0.078	0.034	0.065	0.035	0.060	0.033	0.85	0.007	0.112	0.002	0.004

（2）关心点现状背景值

一小时、日平均浓度：对于进行了环境质量现状监测的前 7 个环境关心点，取同点位处现状监测背景浓度的最大值；对于连然、温泉、青龙、禄裱、县街、碧鸡镇和云南民族村等关心点（非现状监测点），取 11 个现状监测点位监测值最大浓度的平均值。

年平均浓度：本次优化调整，草铺街道办、安宁市政府两个关心点年平均浓度分别采用草铺、安宁两个大气自动监测站 2014 年的年平均浓度；滇池云南民族村和碧鸡街道办，年平均浓度利用西山森林公园大气自动监测站的年均浓度；安宁市其他环境关心点的年均浓度背景值采用草铺、安宁市两个大气自动监测站 2014 年的年平均浓度平均值。

各关心点背景浓度见表 10.3-6。

（3）厂界现状背景值

取现状监测点原吴海塘村监测浓度的最大值为厂界现状背景值，污染物厂界背景浓度见表 9.1-6。

表 10.3-6　　各环境关心点现状背景浓度　　(单位：mg/m^3)

序号	地点	SO_2			NO_2			PM_{10}		$PM_{2.5}$	硫化氢	苯	二甲苯	氨气	NMHC
		小时	日均	年均	小时	日均	年均	日均	年均	日均	一次	一次	一次	一次	小时
1#	草铺街道办	0.108	0.04	0.036	0.071	0.041	0.039	0.049	0.057	0.024	0.008	0.0005	0.0005	0.127	1.12
2#	平地哨	0.082	0.049	0.034	0.073	0.048	0.036	0.062	0.054	0.036	0.009	0.004	0.0005	0.114	1.37
3#	麒麟村	0.082	0.044	0.034	0.079	0.052	0.036	0.066	0.054	0.039	0.008	0.005	0.0005	0.063	1.49
4#	安宁市政府	0.07	0.036	0.032	0.078	0.042	0.032	0.06	0.050	0.033	0.007	0.001	0.0005	0.116	1.40
5#	丰收厂	0.07	0.037	0.034	0.074	0.042	0.036	0.058	0.054	0.032	0.009	0.0005	0.0005	0.094	1.24
6#	邵九村	0.097	0.044	0.034	0.078	0.055	0.036	0.072	0.054	0.042	0.007	0.015	0.001	0.133	1.13
7#	白土村	0.111	0.044	0.034	0.07	0.035	0.036	0.069	0.054	0.037	0.007	0.012	0.009	0.126	0.89
8#	连然街道办	0.078	0.032	0.034	0.065	0.036	0.036	0.061	0.054	0.033	0.009	0.002	0.003	0.113	0.86
9#	温泉街道办	0.075	0.037	0.034	0.077	0.053	0.036	0.065	0.054	0.04	0.006	0.003	0.0005	0.099	1.40
10#	青龙街道办	0.078	0.032	0.034	0.065	0.036	0.036	0.061	0.054	0.033	0.009	0.002	0.003	0.113	0.86
11#	禄裱街道办	0.078	0.032	0.034	0.065	0.036	0.036	0.061	0.054	0.033	0.009	0.002	0.003	0.113	0.86
12#	县街街道办	0.078	0.032	0.034	0.065	0.036	0.036	0.061	0.054	0.033	0.009	0.002	0.003	0.113	0.86
13#	碧鸡街道办	0.078	0.032	0.033	0.065	0.036	0.028	0.061	0.031	0.033	0.009	0.002	0.003	0.113	0.86
14#	滇池民族村	0.059	0.025	0.033	0.065	0.031	0.028	0.099	0.031	0.046	0.007	0.0005	0.0005	0.094	1.14

注：苯和二甲苯未检出值按检出限值的一半考虑。

表 10.3-7　　厂界现状背景小时浓度　　(单位：mg/m^3)

NMHC	H_2S	氨气	苯	二甲苯
0.93	0.007	0.105	未检出	0.042

10.3.7.4　其他参数

CALPUFF 的化学过程方案采用 MESOPUFF Ⅱ方案，化学过程反应参数均采用 CALPUFF 默认选项。

计算颗粒物时不考虑干湿沉降作用。

10.3.8 预测内容及预测情景

根据本项目特点，本次大气影响预测包括： 1）利用 2010 年~2012 年气象条件，进行优化调整前后关心点预测结果的对比分析；2）利用 2010 年~2012 年气象条件，进行优化调整后项目影响达标分析。

根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ 2.2-2008），本项目大气预测情景组合见表 10.3-8。

表 10.3-8　　大气预测情景组合

情景	预测因子	计算点	预测内容	预测结果评价
优化调整前后对比分析				
1	SO_2、NO_2、PM_{10} H_2S、NH_3、NMHC、苯、二甲苯	环境关心点	小时浓度 日均浓度 年均浓度	对比分析优化调整前后关心点最大预测值变化情况
优化调整后达标分析				
2	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、H_2S、NH_3、NMHC、苯、二甲苯	环境关心点 所有网格点	小时浓度 日均浓度 年均浓度	1）分析优化调整后区域最大落地浓度达标情况 2）分析优化调整后关心点最大贡献值达标情况 3）绘制区域最大地面浓度分布图
	NMHC、H_2S、NH_3、苯、二甲苯	厂界浓度	小时浓度	分析优化调整后厂界最大值达标情况

10.3.8.1 优化调整前后关心点对比分析

针对关心点最大落地浓度预测结果进行分析：

①小时浓度：在2010年~2012年逐时气象条件下，计算出云南炼油项目排放SO_2、NO_2、NMHC、硫化氢、氨气、苯和二甲苯对各关心点的小时浓度值后，筛选出各关心点小时浓度最大预测值，并与优化调整前各关心点的最大小时浓度值进行对比分析，说明变化情况。

②日均浓度：在2010年~2012年逐时气象条件下，计算出云南炼油项目排放SO_2、NO_2和PM_{10}对各关心点的日均浓度值后，筛选出各关心点的日均浓度最大预测值，并与优化调整前各关心点的最大日均浓度值进行对比分析，说明变化情况。

③年均浓度：在2010年~2012年逐时气象条件下，计算出云南炼油项目排放SO_2、NO_2和PM_{10}对各关心点的年均浓度值后，筛选出各关心点的年均浓度最大预测值，并与优化调整前各关心点的最大年均浓度值进行对比分析，说明变化情况。

10.3.8.2 优化调整后达标分析

（1）区域最大落地浓度预测

①小时浓度：在2010年~2012年逐时气象条件下，计算云南炼油项目优化调整后排放的SO_2、NO_2、NMHC、硫化氢、氨气、苯和二甲苯最大地面小时预测浓度，选择前10个小时浓度值列于报告中，并与各污染物区域小时背景值叠加，分析各污染物前10个最大小时浓度的达标情况，绘制优化调整后评价范围内各污染物地面小时浓度最大预测值分布图。

②日均浓度：在2010年~2012年逐时气象条件下，计算云南炼油项目优化调整后排放的SO_2、NO_2、PM_{10}和$PM_{2.5}$最大地面日均预测浓度，选择前10个小时浓度值列于报告中，并与各污染物区域日均背景值叠加，分析各污染物前10个最大日均浓度的达标情况，绘制优化调整后评价范围内各污染物地面日均浓度最大预测值分布图。

③年均浓度：在 2010 年~2012 年逐时气象条件下，计算云南炼油项目优化调整后排放的 SO_2、NO_2、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 最大地面日均预测浓度，选择前 10 个小时浓度值列于报告中，分析各污染物前 10 个最大年均预测浓度的达标情况。

（2）关心点最大落地浓度预测

①小时浓度：在 2010 年~2012 年逐时气象条件下，计算云南炼油项目优化调整后排放 SO_2、NO_2、硫化氢、氨气、苯和二甲苯、NMHC 在各关心点处最大小时预测浓度，并与该点位各污染物小时浓度背景值叠加，分析各关心点 SO_2、NO_2、硫化氢、氨气、苯和二甲苯、NMHC 最大小时浓度的达标情况。

②日均浓度：在 2010 年~2012 年逐时气象条件下，计算云南炼油项目优化调整后排放 SO_2、NO_2、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 在各关心点处最大日均预测浓度，并与该点位各污染物日均浓度背景值叠加，分析各关心点 SO_2、NO_2、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 最大日均浓度的达标情况。

③年均浓度：在 2010 年~2012 年逐时气象条件下，计算云南炼油项目优化调整后排放 SO_2、NO_2、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 在各关心点处最大年均预测浓度，并与该点位各污染物年均浓度背景值叠加，分析各关心点 SO_2、NO_2、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 最大日均浓度的达标情况。

（3）厂界最大落地小时浓度预测

在 2010 年~2012 年逐时气象条件下，计算出云南炼油项目排放特征污染物苯、二甲苯、H_2S、氨气厂界小时最大浓度，并与厂界处背景值叠加，分析优化调整后各厂界最大影响浓度的达标情况。

10.3.9 大气环境影响预测结果

10.3.9.1 各关心点污染物预测结果对比分析

- **1）SO_2 预测结果对比分析**

优化调整前后，云南炼油项目排放 SO_2 地面对各关心点的预测浓度结果对比见表 10.3-9。

表 10.3-9　　优化前后各关心点 SO_2 最大浓度预测比较分析结果

关心点	小时预测值 mg/m^3	日均预测值 mg/m^3	年均预测值 mg/m^3

名称	优化前	优化后	变化量	优化前	优化后	变化量	优化前	优化后	变化量
1#	0.115	0.034	-0.081	0.010	0.007	-0.003	0.0008	0.0006	-0.0002
2#	0.05	0.026	-0.024	0.007	0.003	-0.004	0.0012	0.0008	-0.0004
3#	0.047	0.024	-0.023	0.007	0.002	-0.005	0.0013	0.0004	-0.0009
4#	0.034	0.012	-0.022	0.004	0.002	-0.002	0.0007	0.0002	-0.0005
5#	0.052	0.036	-0.016	0.006	0.003	-0.003	0.0009	0.0002	-0.0007
6#	0.118	0.022	-0.096	0.022	0.003	-0.019	0.0010	0.0002	-0.0008
7#	0.107	0.022	-0.085	0.013	0.004	-0.009	0.0010	0.0002	-0.0008
8#	0.036	0.013	-0.023	0.004	0.002	-0.002	0.0008	0.0002	-0.0006
9#	0.034	0.011	-0.023	0.004	0.002	-0.002	0.0004	0.0003	-0.0001
10#	0.034	0.059	0.025	0.004	0.004	0.000	0.0004	0.0001	-0.0003
11#	0.022	0.012	-0.010	0.004	0.001	-0.003	0.0003	0.0001	-0.0002
12#	0.019	0.012	-0.007	0.004	0.002	-0.002	0.0002	0.0000	-0.0002
13#	0.021	0.007	-0.014	0.005	0.001	-0.004	0.0007	0.0002	-0.0005
14#	0.009	0.002	-0.007	0.003	0.001	-0.002	0.0003	0.0001	-0.0002

项目优化调整后，项目排放的 SO_2 对各环境关心点的小时、日均、年均影响均有一定程度降低，说明优化调整后项目对区域敏感点的影响是降低的。

- **2）NO_2 预测结果对比分析**

优化调整前后，云南炼油项目排放 NO_2 地面对各关心点的预测浓度结果对比见表 10.3-10。

表 10.3-10　　优化前后各关心点 NO_2 最大浓度预测比较分析结果

关心点名称	小时预测值 mg/m^3			日均预测值 mg/m^3			年均预测值 mg/m^3		
	优化前	优化后	变化量	优化前	优化后	变化量	优化前	优化后	变化量
1#	0.029	0.023	-0.006	0.004	0.004	0.000	0.0005	0.0007	0.0002
2#	0.021	0.028	0.007	0.006	0.004	-0.002	0.0011	0.0009	-0.0002
3#	0.018	0.022	0.004	0.004	0.003	-0.001	0.0008	0.0004	-0.0004
4#	0.010	0.013	0.003	0.002	0.002	0	0.0003	0.0002	-0.0001
5#	0.022	0.044	0.022	0.003	0.003	0.000	0.0005	0.0002	-0.0003

6#	0.041	0.019	-0.022	0.008	0.002	-0.006	0.0006	0.0002	-0.0004
7#	0.069	0.022	-0.047	0.007	0.003	-0.004	0.0006	0.0003	-0.0003
8#	0.016	0.012	-0.004	0.002	0.002	0.000	0.0004	0.0002	-0.0002
9#	0.017	0.010	-0.007	0.002	0.002	0.000	0.0002	0.0003	0.0001
10#	0.008	0.052	0.044	0.002	0.004	0.002	0.0001	0.0001	0
11#	0.008	0.011	0.003	0.002	0.001	-0.001	0.0001	0.0000	-0.0001
12#	0.009	0.008	-0.001	0.002	0.001	-0.001	0.0001	0.0000	-0.0001
13#	0.012	0.007	-0.005	0.003	0.001	-0.002	0.0003	0.0002	-0.0001
14#	0.004	0.003	-0.001	0.002	0.001	-0.001	0.0001	0.0001	0

项目优化调整后，项目排放的 NO_2 对各环境关心点的小时、日均、年均浓度影响有所变化，但变化很小，其中日均、年均浓度影响大部分都是减少的，说明项目的优化调整后排放的 NO_2 对区域敏感点影响总体是降低的。

- **3）PM_{10} 预测结果对比分析**

优化调整前后，云南炼油项目排放 PM_{10} 地面对各关心点的预测浓度结果对比见表 10.3-11。项目优化调整后，项目排放的 PM_{10} 对各环境关心点的日均、年均浓度影响有所变化，但变化很小。

表 10.3-11　　优化前后各关心点 PM_{10} 最大浓度预测比较分析结果

关心点名称	日均预测值 mg/m³			年均预测值 mg/m³		
	优化前	优化后	变化量	优化前	优化后	变化量
1#	0.0011	0.0018	0.0007	1.4E-04	1.7E-04	3.1E-05
2#	0.0010	0.0011	0.0001	2.4E-04	2.5E-04	1.5E-05
3#	0.0008	0.0008	0	1.9E-04	1.2E-04	-6.8E-05
4#	0.0004	0.0005	0.0001	1.0E-04	7.0E-05	-3.0E-05
5#	0.0007	0.0010	0.0003	1.4E-04	5.6E-05	-8.4E-05
6#	0.0026	0.0007	-0.0019	1.6E-04	5.3E-05	-1.1E-04
7#	0.0020	0.0010	-0.0010	1.6E-04	7.2E-05	-8.8E-05
8#	0.0006	0.0006	0	1.2E-04	7.3E-05	-4.7E-05
9#	0.0005	0.0007	0.0002	8.0E-05	8.5E-05	4.8E-06

10#	0.0006	0.0011	0.0005	5.0E-05	3.7E-05	-1.3E-05
11#	0.0005	0.0004	-0.0001	5.0E-05	1.8E-05	-3.2E-05
12#	0.0005	0.0005	0	3.0E-05	1.4E-05	-1.6E-05
13#	0.0006	0.0004	-0.0002	9.0E-05	6.2E-05	-2.8E-05
14#	0.0004	0.0002	-0.0002	4.0E-05	2.9E-05	-1.1E-05

- **4）特征污染物预测结果对比分析**

项目优化调整前后，各环境关心点主要特征污染物小时最大浓度预测结果的比较见表 10.3-12。

项目优化调整后，除 NH_3 对部分关心点的小时最大浓度贡献值略有增加外，项目排放的其它特征污染物对各环境关心点的贡献值均降低或者保持不变，总体来看项目的优化调整对区域敏感点影响是降低的。

10.3.9.2 区域网格点污染物预测结果达标分析

在 2010 年~2012 年逐时气象场条件下，优化调整后，云南炼油项目排放各污染物地面浓度（最大前 10 个值）预测结果见表 10.3-13～表 0.3-17。优化调整后，评价范围各网格点处各污染物地面小时浓度最大预测值分布图见图 10.3-1~图 10.3-12。

由表 10.3-13～表 10.3-16 可以看出，项目排放的常规污染物中，SO_2 的小时预测值，SO_2、NO_2 、PM_{10} 以及 $PM_{2.5}$ 的日均预测值在叠加相应背景值后，均能满足《环境空气质量标准》（3095-2012）二级标准要求；SO_2、NO_2、 PM_{10} 以及 $PM_{2.5}$ 的年均预测值也能满足《环境空气质量标准》（3095-2012）二级标准要求；NO_2 的小时浓度叠加值超标位置主要位于项目西南侧 1.2km 左右的山坡上（见图 10.3-3 浓度分布图红色部分），超标率为 0.0076%。

由表 10.3-17 可以看出，项目排放的特征污染物中，NH_3、H_2S、苯、二甲苯小时最大落地浓度预测值，在叠加相应背景值后，均能满足相应质量标准要求；NMHC 的最大落地浓度不能满足相应质量标准 2mg/m^3 要求（能够满足厂界标准 4mg/m^3 要求），NMHC 的超标范围主要位于厂区及周围附近，超标范围距离厂界的最大距离为 1150m。

表 10.3-12　　优化调整前后各关心点特征污染物最大浓度预测比较分析结果

关心点名称	NMHC 小时预测值 mg/m^3			NH_3 小时预测值 mg/m^3			H_2S 小时预测值 mg/m^3			苯小时预测值 mg/m^3			二甲苯小时预测值 mg/m^3		
	优化前	优化后	变化量	优化前	优化后	变化量	优化前	优化后	变化量	优化前	优化后	变化量	优化前	优化后	变化量
1#	0.89	0.48	-0.41	0.001	0.0013	0.0003	0.00012	0.00007	-0.00005	0.0042	6.1E-04	-0.0036	0.0100	0.0010	-0.0090
2#	0.72	0.27	-0.45	0.0015	0.0009	-0.0006	0.00014	0.00012	-0.00002	0.0026	3.4E-04	-0.0023	0.0094	0.0008	-0.0086
3#	0.38	0.46	0.08	0.0004	0.0008	0.0004	0.00006	0.00004	-0.00002	0.0011	3.0E-04	-0.0008	0.0042	0.0008	-0.0034
4#	0.16	0.04	-0.12	0.0001	0.0006	0.0005	0.00002	0.00000	-0.00002	0.0004	1.6E-04	-0.0002	0.0014	0.0002	-0.0012
5#	0.96	0.23	-0.73	0.0008	0.0008	0	0.00007	0.00003	-0.00004	0.0018	2.7E-04	-0.0015	0.0098	0.0006	-0.0092
6#	1.21	0.11	-1.10	0.0011	0.0006	-0.0005	0.00012	0.00004	-0.00008	0.0018	3.5E-04	-0.0014	0.0080	0.0007	-0.0073
7#	0.62	0.34	-0.28	0.0009	0.0009	0.0000	0.00009	0.00004	-0.00005	0.0016	7.4E-04	-0.0009	0.0092	0.0016	-0.0076
8#	0.26	0.04	-0.22	0.0002	0.0004	0.0002	0.00003	0.00000	-0.00003	0.0005	1.4E-04	-0.0004	0.0022	0.0002	-0.0020
9#	0.16	0.05	-0.11	0.0002	0.0004	0.0002	0.00002	0.00001	-0.00001	0.0007	1.8E-04	-0.0005	0.0026	0.0002	-0.0024
10#	0.12	0.03	-0.09	0.0002	0.0018	0.0016	0.00002	0.00000	-0.00002	0.0004	3.1E-05	-0.0004	0.0014	0.0001	-0.0013
11#	0.2	0.04	-0.16	0.0002	0.0004	0.0002	0.00003	0.00001	-0.00002	0.0004	7.9E-05	-0.0003	0.0010	0.0001	-0.0009
12#	0.25	0.04	-0.21	0.0002	0.0004	0.0002	0.00003	0.00000	-0.00003	0.0006	1.2E-04	-0.0005	0.0020	0.0002	-0.0018
13#	0.05	0.01	-0.04	0	0.0002	0.0002	0.00001	0.00000	-0.00001	0	2.2E-05	0.0000	0.0004	0.0000	-0.0004
14#	0.02	0.01	-0.01	0	0.0001	0.0001	0	0.00000	0.00000	0	6.0E-06	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 10.3-13　　优化调整后 SO_2 最大落地浓度预测结果（前 10 个)

序号	小时值				日均值				年均值			
	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率
	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%
1	0.078	0.172	0.250	50.0	0.034	0.021	0.055	36.9	-	2.86E-03	-	4.8
2	0.078	0.145	0.223	44.5	0.034	0.019	0.053	35.6	-	2.85E-03	-	4.8
3	0.078	0.140	0.218	43.7	0.034	0.016	0.050	33.7	-	2.85E-03	-	4.8
4	0.078	0.134	0.212	42.3	0.034	0.014	0.048	32.2	-	2.83E-03	-	4.7
5	0.078	0.129	0.207	41.4	0.034	0.013	0.047	31.3	-	2.82E-03	-	4.7
6	0.078	0.128	0.206	41.2	0.034	0.013	0.047	31.1	-	2.80E-03	-	4.7
7	0.078	0.126	0.204	40.9	0.034	0.012	0.046	30.7	-	2.77E-03	-	4.6
8	0.078	0.125	0.203	40.6	0.034	0.012	0.046	30.7	-	2.77E-03	-	4.6
9	0.078	0.124	0.202	40.5	0.034	0.012	0.046	30.7	-	2.77E-03	-	4.6
10	0.078	0.124	0.202	40.3	0.034	0.012	0.046	30.6	-	2.77E-03	-	4.6

表 10.3-14　　优化调整后 NO_2 最大落地浓度预测结果（前 10 个)

序号	小时值				日均值				年均值			
	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率
	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%
1	0.065	0.141	0.206	103.1	0.035	1.9E-02	0.054	67.5	-	3.77E-03	-	9.4
2	0.065	0.136	0.201	100.4	0.035	1.8E-02	0.053	65.8	-	3.74E-03	-	9.3
3	0.065	0.132	0.197	98.4	0.035	1.7E-02	0.052	65.1	-	3.69E-03	-	9.2
4	0.065	0.132	0.197	98.4	0.035	1.5E-02	0.050	62.4	-	3.66E-03	-	9.2
5	0.065	0.131	0.196	98.2	0.035	1.5E-02	0.050	62.4	-	3.66E-03	-	9.2
6	0.065	0.130	0.195	97.3	0.035	1.4E-02	0.049	61.6	-	3.64E-03	-	9.1
7	0.065	0.130	0.195	97.3	0.035	1.4E-02	0.049	61.3	-	3.62E-03	-	9.1
8	0.065	0.128	0.193	96.7	0.035	1.4E-02	0.049	61.2	-	3.61E-03	-	9.0
9	0.065	0.127	0.192	96.0	0.035	1.4E-02	0.049	60.8	-	3.60E-03	-	9.0
10	0.065	0.127	0.192	95.9	0.035	1.3E-02	0.048	60.6	-	3.58E-03	-	8.9

表 10.3-15　　优化调整后 PM_{10} 最大落地浓度预测结果（前 10 个)

序号	日均值				年均值			
	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率
	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%
1	0.060	6.6E-03	0.067	44.4	-	1.1E-03	-	1.6
2	0.060	5.8E-03	0.066	43.9	-	1.1E-03	-	1.6
3	0.060	5.1E-03	0.065	43.4	-	1.1E-03	-	1.5
4	0.060	4.8E-03	0.065	43.2	-	1.1E-03	-	1.5
5	0.060	4.8E-03	0.065	43.2	-	1.1E-03	-	1.5
6	0.060	4.8E-03	0.065	43.2	-	1.1E-03	-	1.5
7	0.060	4.8E-03	0.065	43.2	-	1.0E-03	-	1.5
8	0.060	4.7E-03	0.065	43.2	-	1.0E-03	-	1.5
9	0.060	4.7E-03	0.065	43.1	-	1.0E-03	-	1.5
10	0.060	4.6E-03	0.065	43.1	-	1.0E-03	-	1.5

表 10.3-16　　优化调整后 $PM_{2.5}$ 最大落地浓度预测结果（前 10 个)

序号	日均值				年均值			
	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率
	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%
1	0.033	4.0E-03	0.037	49.4	-	6.2E-04	-	1.8
2	0.033	3.5E-03	0.037	48.7	-	6.1E-04	-	1.7
3	0.033	3.0E-03	0.036	48.0	-	6.0E-04	-	1.7
4	0.033	2.9E-03	0.036	47.9	-	5.9E-04	-	1.7
5	0.033	2.9E-03	0.036	47.9	-	5.8E-04	-	1.7
6	0.033	2.9E-03	0.036	47.9	-	5.8E-04	-	1.7
7	0.033	2.9E-03	0.036	47.9	-	5.8E-04	-	1.6
8	0.033	2.9E-03	0.036	47.9	-	5.7E-04	-	1.6
9	0.033	2.9E-03	0.036	47.9	-	5.7E-04	-	1.6
10	0.033	2.9E-03	0.036	47.9	-	5.7E-04	-	1.6

表 10.3-17　　优化调整后各特征污染物最大落地浓度预测结果（前 10 个)

序号	H_2S 小时值				NH_3 小时值				苯小时值				二甲苯小时值				NMHC 小时值			
	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率
	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%
1	0.007	1.5E-03	8.53E-03	85.3	0.112	7.6E-03	0.120	59.8	0.002	5.8E-03	0.008	7.1	0.004	1.2E-02	0.016	8.0	0.85	2.05	2.90	72.4
2	0.007	1.5E-03	8.52E-03	85.2	0.112	4.3E-03	0.116	58.2	0.002	5.5E-03	0.008	6.8	0.004	9.9E-03	0.014	6.9	0.85	1.87	2.72	68.0
3	0.007	1.5E-03	8.51E-03	85.1	0.112	3.4E-03	0.115	57.7	0.002	5.5E-03	0.008	6.8	0.004	9.7E-03	0.014	6.9	0.85	1.86	2.71	67.8
4	0.007	1.5E-03	8.50E-03	85.0	0.112	3.4E-03	0.115	57.7	0.002	5.5E-03	0.007	6.8	0.004	9.5E-03	0.013	6.7	0.85	1.86	2.71	67.6
5	0.007	1.5E-03	8.49E-03	84.9	0.112	3.3E-03	0.115	57.7	0.002	5.5E-03	0.007	6.8	0.004	8.7E-03	0.013	6.4	0.85	1.86	2.71	67.6
6	0.007	1.5E-03	8.46E-03	84.6	0.112	3.3E-03	0.115	57.7	0.002	5.4E-03	0.007	6.7	0.004	8.7E-03	0.013	6.3	0.85	1.85	2.70	67.6
7	0.007	1.5E-03	8.46E-03	84.6	0.112	3.3E-03	0.115	57.6	0.002	5.4E-03	0.007	6.7	0.004	8.7E-03	0.013	6.3	0.85	1.84	2.69	67.3
8	0.007	1.5E-03	8.46E-03	84.6	0.112	3.3E-03	0.115	57.6	0.002	5.3E-03	0.007	6.6	0.004	8.6E-03	0.013	6.3	0.85	1.84	2.69	67.2
9	0.007	1.5E-03	8.46E-03	84.6	0.112	3.2E-03	0.115	57.6	0.002	5.3E-03	0.007	6.6	0.004	8.4E-03	0.012	6.2	0.85	1.84	2.69	67.1
10	0.007	1.5E-03	8.46E-03	84.6	0.112	3.2E-03	0.115	57.6	0.002	5.3E-03	0.007	6.6	0.004	8.4E-03	0.012	6.2	0.85	1.83	2.68	67.0

注：非甲烷总烃 区域最大落地浓度标准按 $4mg/m^3$ 进行评价。

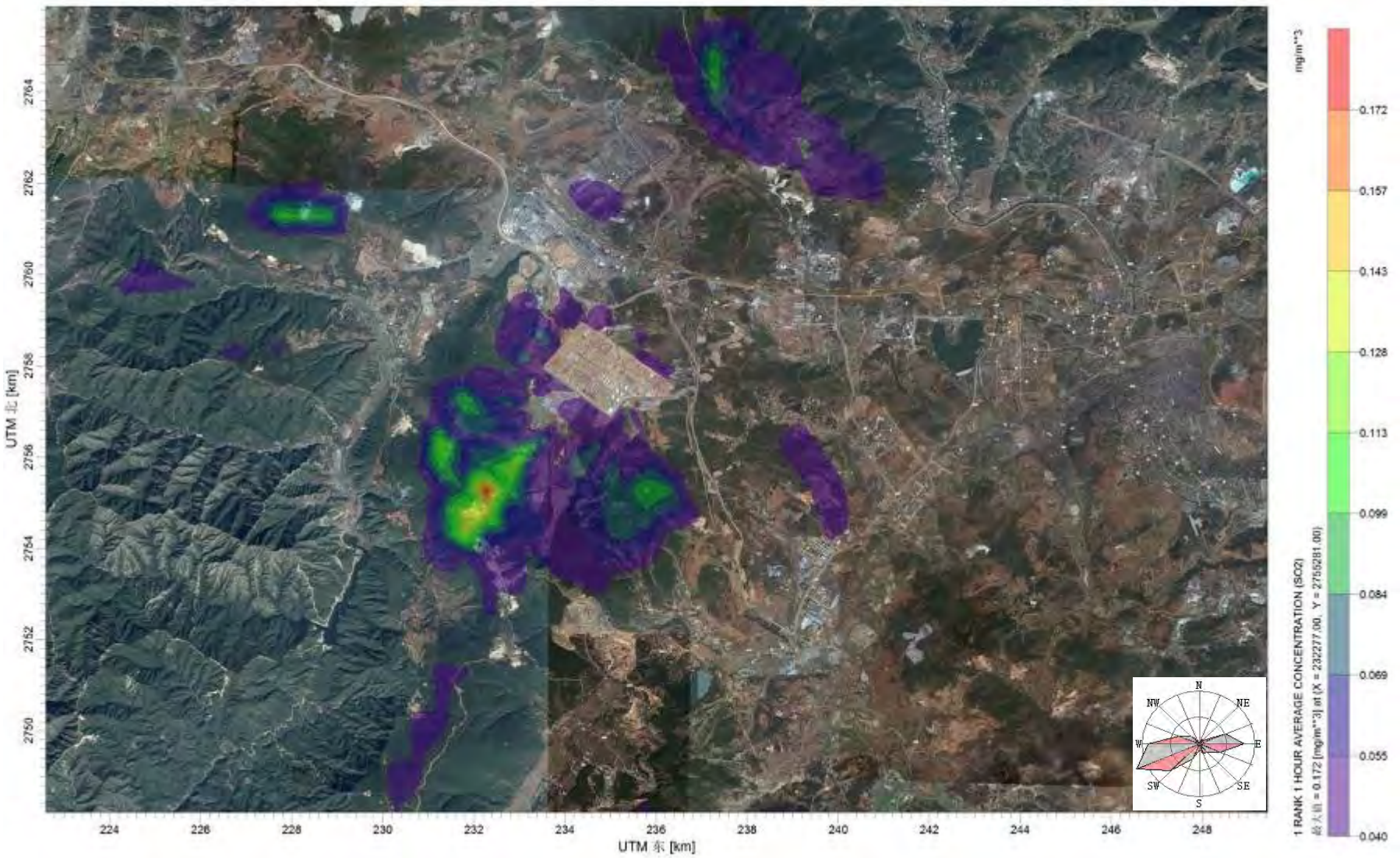


图 10.3-1　　评价范围内所有网格点 SO_2 地面小时浓度最大预测值分布图

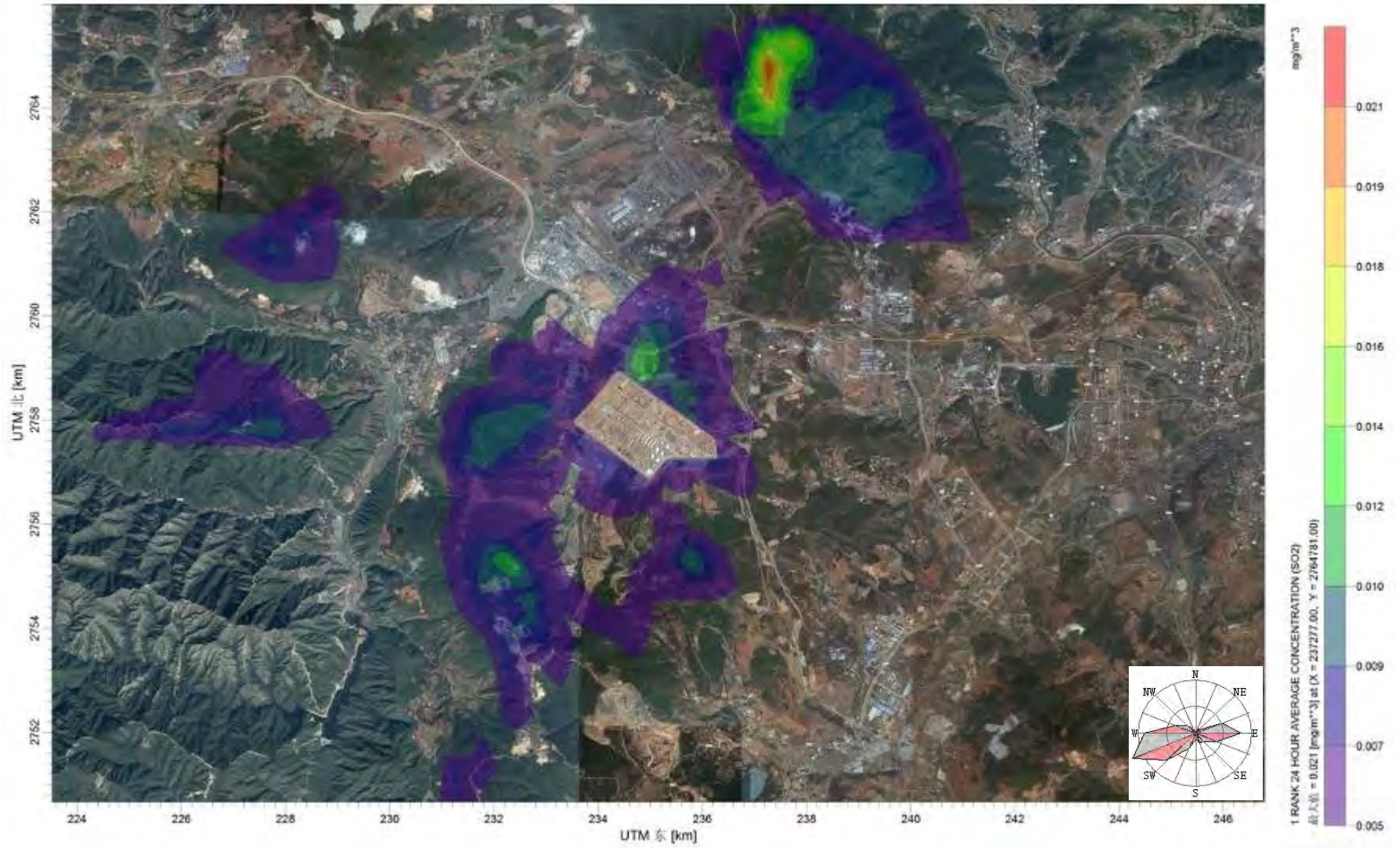


图 10.3-2　　评价范围内所有网格点 SO_2 地面日均浓度最大预测值分布图

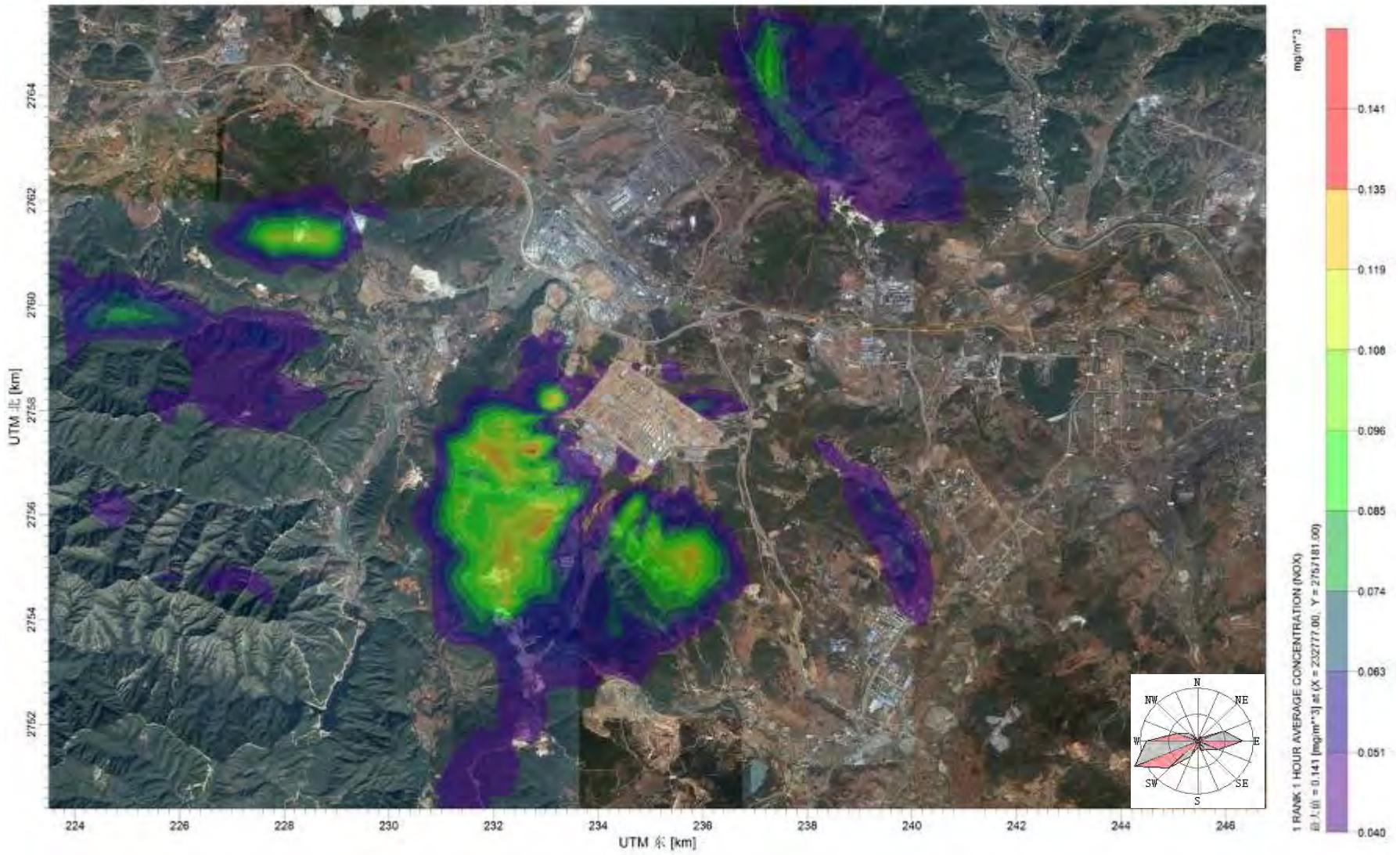


图 10.3-3　　评价范围内所有网格点 NO_2 地面小时浓度最大预测值分布图

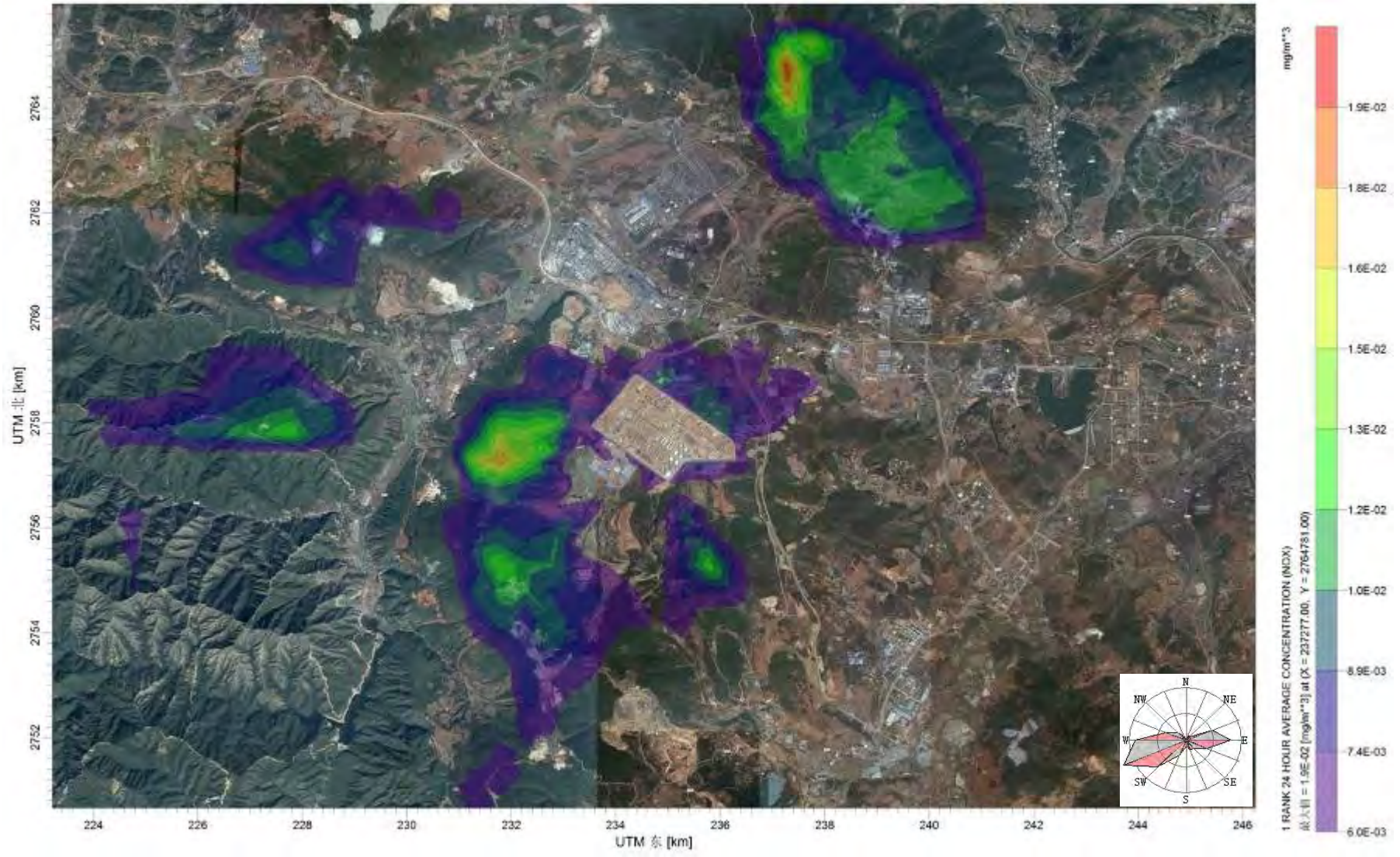


图 10.3-4　　评价范围内所有网格点 NO_2 地面日均浓度最大预测值分布图

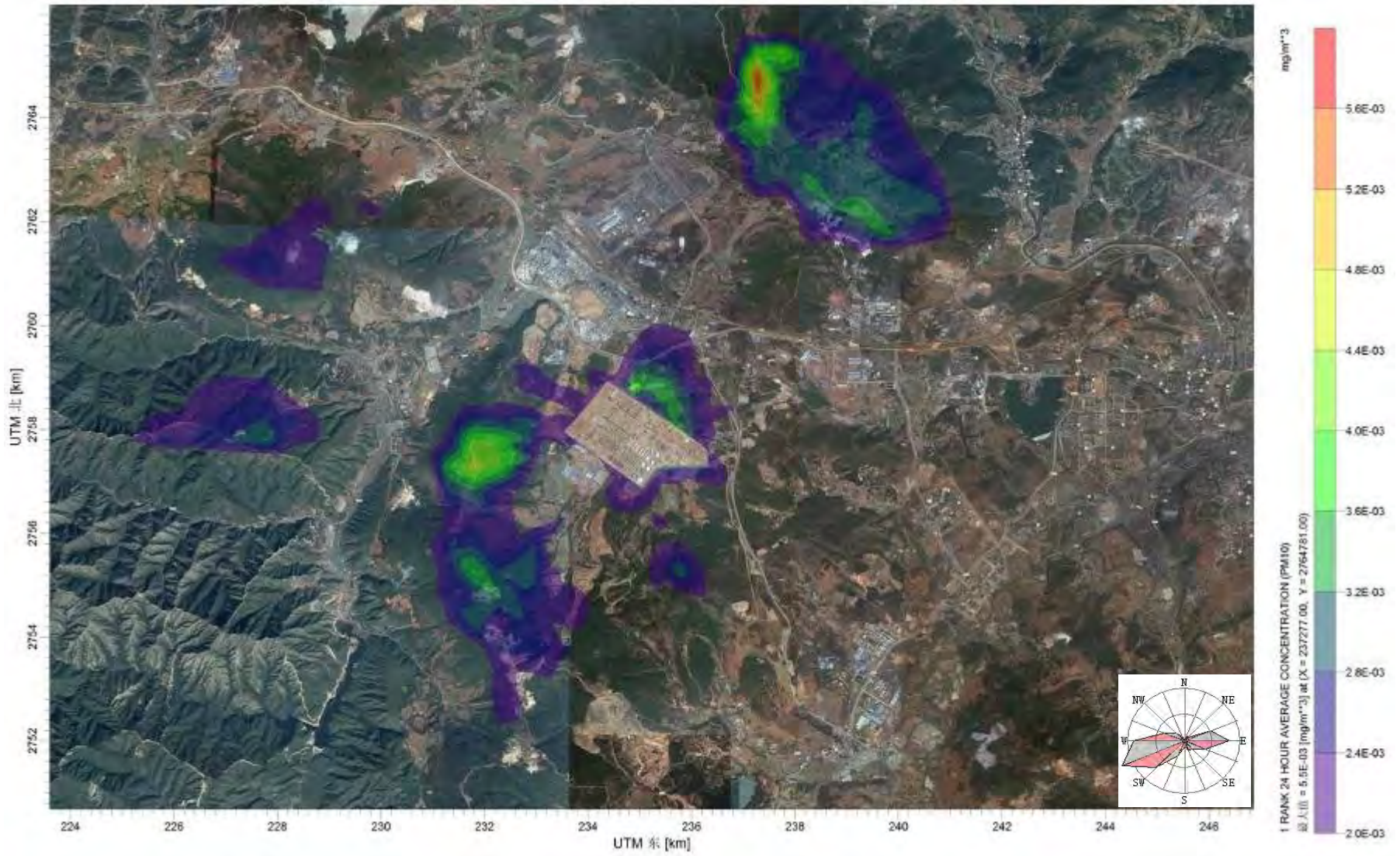


图 10.3-5　　评价范围内所有网格点 PM_{10} 地面日均浓度最大预测值分布图

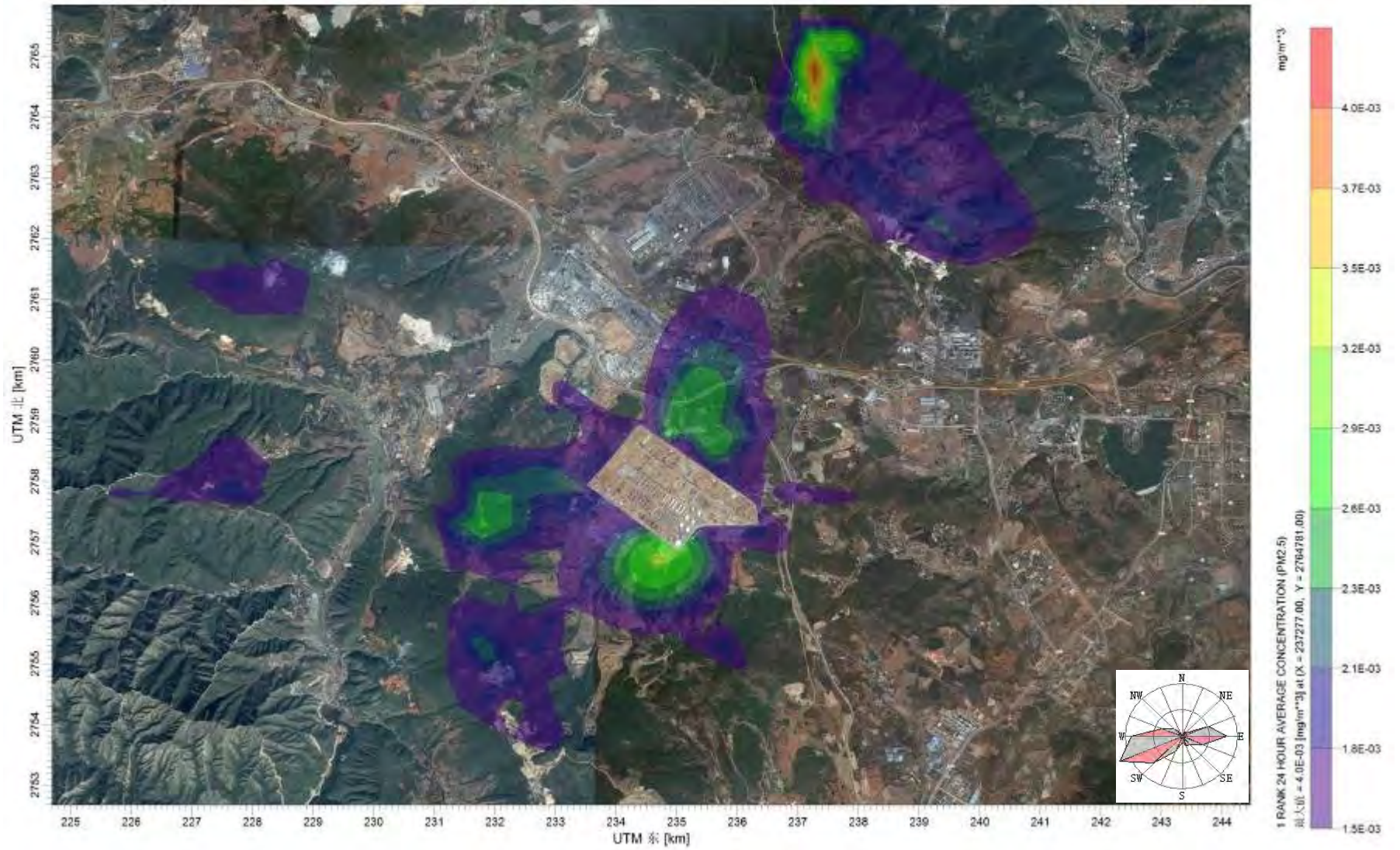


图 10.3-6　　评价范围内所有网格点 $PM_{2.5}$ 地面日均浓度最大预测值分布图



图 10.3-7　　评价范围内所有网格点 H_2S 地面小时浓度最大预测值分布图

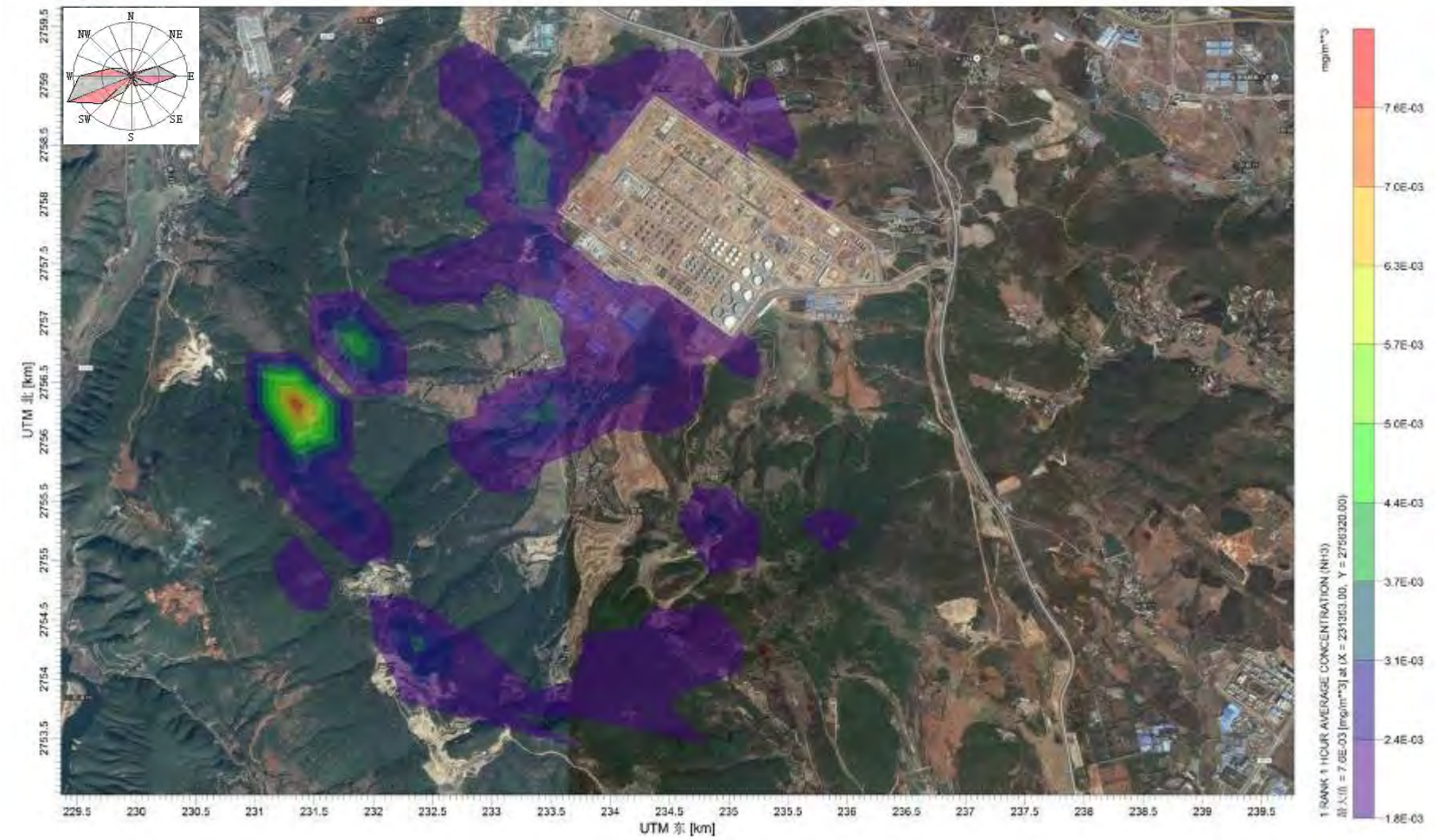


图 10.3-8　　评价范围内所有网格点 NH_3 地面小时浓度最大预测值分布图

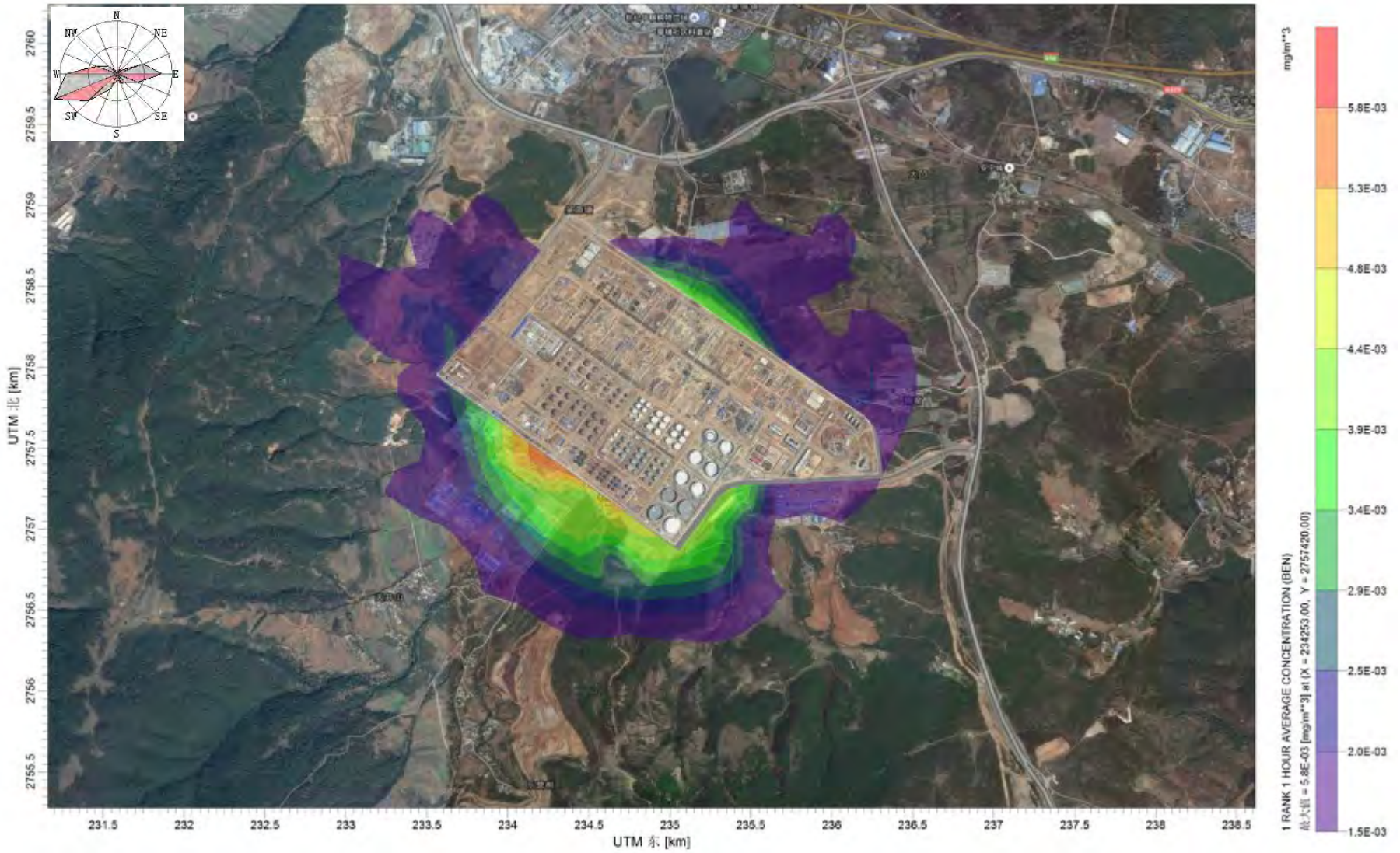


图 10.3-9　　评价范围内所有网格点苯地面小时浓度最大预测值分布图

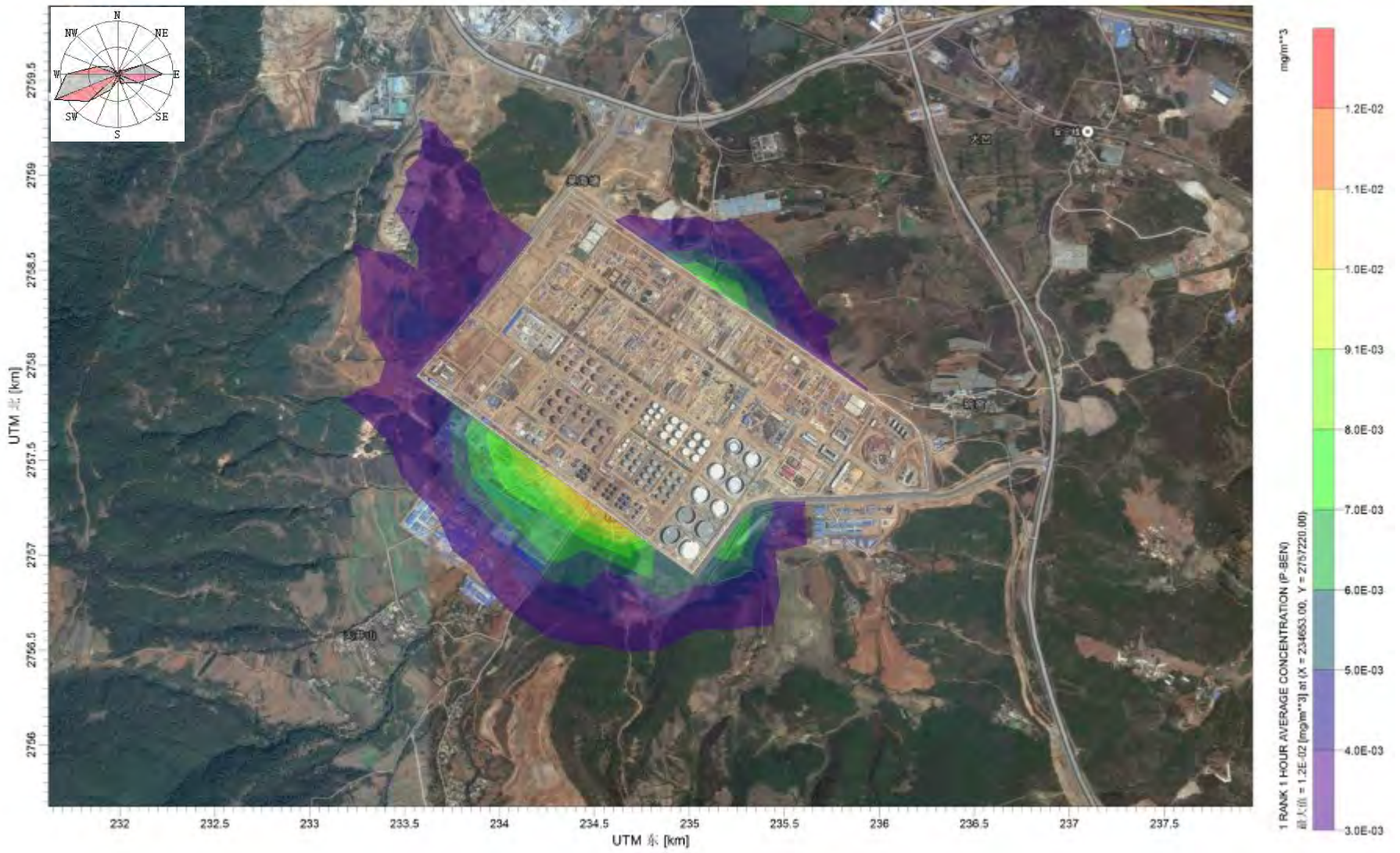


图 10.3-10　　评价范围内所有网格点二甲苯地面小时浓度最大预测值分布图

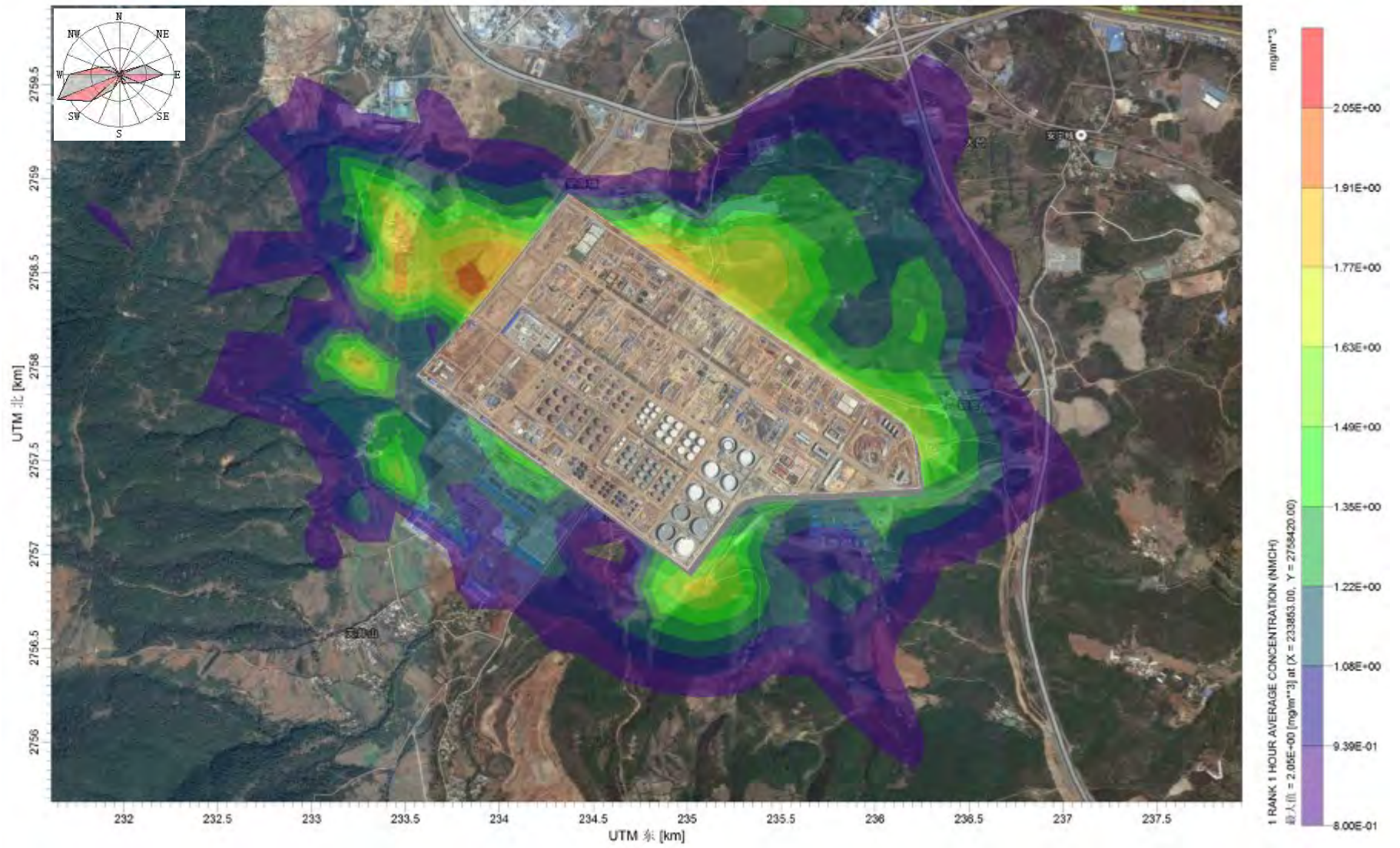


图 10.3-11　　评价范围内所有网格点 NMHC 地面小时浓度最大预测值分布图

10.3.9.3 各关心点污染物预测结果达标分析

项目优化调整后排放的污染物对各关心点的预测结果见表 10.3-18~表 10.3-22。

由表 10.3-23～表 10.3-21 可以看出，项目排放的常规污染物中，在叠加相应背景值后，均能满足《环境空气质量标准》（3095-2012）二级标准要求。

由表 10.3-22 可以看出，项目排放的特征污染物苯、二甲苯、H_2S、NH_3 和 NMHC 的小时预测值，在叠加相应背景值后，也均能满足相应标准要求

表 10.3-18　　优化调整后各关心点 SO_2 最大落地浓度预测结果

关心点编号	小时值				日均值				年均值			
	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率
	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%
1#	0.108	0.034	0.142	28.4	0.04	6.9E-03	0.047	31.2	0.036	5.9E-04	0.037	61.0
2#	0.082	0.026	0.108	21.6	0.049	3.1E-03	0.052	34.7	0.034	7.9E-04	0.035	58.0
3#	0.082	0.024	0.106	21.2	0.044	2.2E-03	0.046	30.8	0.034	3.6E-04	0.034	57.3
4#	0.07	0.012	0.082	16.3	0.036	1.8E-03	0.038	25.2	0.032	2.2E-04	0.032	53.7
5#	0.07	0.036	0.106	21.1	0.037	3.0E-03	0.040	26.7	0.034	1.8E-04	0.034	57.0
6#	0.097	0.022	0.119	23.8	0.044	2.8E-03	0.047	31.2	0.034	1.8E-04	0.034	57.0
7#	0.111	0.022	0.133	26.6	0.044	3.9E-03	0.048	31.9	0.034	2.3E-04	0.034	57.0
8#	0.078	0.013	0.091	18.2	0.032	1.7E-03	0.034	22.5	0.034	2.3E-04	0.034	57.0
9#	0.075	0.011	0.086	17.1	0.037	1.6E-03	0.039	25.7	0.034	2.8E-04	0.034	57.1
10#	0.078	0.059	0.137	27.3	0.032	4.5E-03	0.036	24.3	0.034	1.2E-04	0.034	56.9
11#	0.078	0.012	0.090	18.1	0.032	1.4E-03	0.033	22.3	0.034	5.5E-05	0.034	56.8
12#	0.078	0.012	0.090	18.0	0.032	1.6E-03	0.034	22.4	0.034	4.6E-05	0.034	56.7
13#	0.078	0.007	0.085	16.9	0.032	1.4E-03	0.033	22.3	0.033	2.0E-04	0.033	55.3
14#	0.059	0.002	0.061	12.3	0.025	6.6E-04	0.026	17.1	0.033	9.6E-05	0.033	55.2

表 10.3-19　　优化调整后各关心点 NO_2 最大落地浓度预测结果

关心点编号	小时值				日均值				年均值			
	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率
	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%
1#	0.071	0.023	0.094	47.2	0.041	4.5E-03	0.045	56.8	0.039	6.7E-04	0.040	99.2

2#	0.073	0.028	0.101	50.5	0.048	4.4E-03	0.052	65.5	0.036	9.4E-04	0.036	91.1
3#	0.079	0.022	0.101	50.6	0.052	2.9E-03	0.055	68.6	0.036	3.9E-04	0.036	91.0
4#	0.078	0.013	0.091	45.3	0.042	2.0E-03	0.044	55.0	0.032	2.1E-04	0.032	80.5
5#	0.074	0.044	0.118	59.1	0.042	2.8E-03	0.045	56.0	0.036	1.7E-04	0.036	90.4
6#	0.078	0.019	0.097	48.4	0.055	2.5E-03	0.057	71.8	0.036	1.6E-04	0.036	90.4
7#	0.07	0.022	0.092	46.0	0.035	3.2E-03	0.038	47.7	0.036	2.6E-04	0.036	90.6
8#	0.065	0.012	0.077	38.5	0.036	2.1E-03	0.038	47.6	0.036	2.2E-04	0.036	90.6
9#	0.077	0.010	0.087	43.5	0.053	2.3E-03	0.055	69.2	0.036	2.7E-04	0.036	90.7
10#	0.065	0.052	0.117	58.4	0.036	4.0E-03	0.040	50.0	0.036	1.2E-04	0.036	90.3
11#	0.065	0.011	0.076	38.1	0.036	1.2E-03	0.037	46.5	0.036	4.4E-05	0.036	90.1
12#	0.065	0.008	0.073	36.4	0.036	8.4E-04	0.037	46.1	0.036	2.8E-05	0.036	90.1
13#	0.065	0.007	0.072	35.8	0.036	1.5E-03	0.037	46.9	0.028	1.9E-04	0.028	70.5
14#	0.065	0.003	0.068	33.9	0.031	7.6E-04	0.032	39.7	0.028	8.5E-05	0.028	70.2

表 10.3-20　　优化调整后各关心点 PM_{10} 最大落地浓度预测结果

关心点编号	日均值				年均值			
	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率
	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%
1#	0.049	3.0E-03	0.052	34.6	0.057	2.2E-04	0.057	81.7
2#	0.062	1.3E-03	0.063	42.2	0.054	2.6E-04	0.054	76.8
3#	0.066	1.3E-03	0.067	44.9	0.054	1.0E-04	0.054	77.3
4#	0.06	6.9E-04	0.061	40.5	0.050	7.0E-05	0.050	71.5
5#	0.058	1.6E-03	0.060	39.7	0.054	6.8E-05	0.054	77.2
6#	0.072	1.3E-03	0.073	48.8	0.054	4.7E-05	0.054	77.2
7#	0.069	1.8E-03	0.071	47.2	0.054	7.2E-05	0.054	77.2
8#	0.061	7.2E-04	0.062	41.1	0.054	6.7E-05	0.054	77.2
9#	0.065	9.1E-04	0.066	43.9	0.054	9.1E-05	0.054	77.3
10#	0.061	1.5E-03	0.062	41.7	0.054	3.6E-05	0.054	77.2
11#	0.061	7.1E-04	0.062	41.1	0.054	1.5E-05	0.054	77.2
12#	0.061	9.0E-04	0.062	41.3	0.054	1.3E-05	0.054	77.2
13#	0.061	6.7E-04	0.062	41.1	0.031	5.5E-05	0.031	44.4
14#	0.099	2.8E-04	0.099	66.2	0.031	2.8E-05	0.031	44.3

表 10.3-21　　优化调整后各关心点 $PM_{2.5}$ 最大落地浓度预测结果

关心点编号	日均值				年均值			
	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率
	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%
1#	0.024	2.1E-03	0.026	34.8	-	1.2E-04	-	0.35
2#	0.036	7.7E-04	0.037	49.0	-	1.8E-04	-	0.53
3#	0.039	9.4E-04	0.040	53.2	-	1.0E-04	-	0.29
4#	0.033	4.5E-04	0.033	44.6	-	6.5E-05	-	0.19
5#	0.032	1.2E-03	0.033	44.2	-	5.3E-05	-	0.15
6#	0.042	9.3E-04	0.043	57.2	-	5.3E-05	-	0.15
7#	0.037	1.3E-03	0.038	51.1	-	5.9E-05	-	0.17
8#	0.033	4.6E-04	0.033	44.6	-	6.6E-05	-	0.19
9#	0.04	6.0E-04	0.041	54.1	-	7.8E-05	-	0.22
10#	0.033	9.9E-04	0.034	45.3	-	3.7E-05	-	0.11
11#	0.033	5.2E-04	0.034	44.7	-	2.2E-05	-	0.06
12#	0.033	6.8E-04	0.034	44.9	-	1.9E-05	-	0.05
13#	0.033	4.9E-04	0.033	44.6	-	5.9E-05	-	0.17
14#	0.046	1.8E-04	0.046	61.6	-	2.9E-05	-	0.08

表 10.3-22　　优化调整后各特征污染物最大落地浓度预测结果（前 10 个)

序号	H_2S 小时值				NH_3 小时值				苯小时值				二甲苯小时值				NMHC 小时值			
	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率	背景值	预测值	叠加值	占标率
	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	%
1#	0.008	6.6E-05	0.008	80.7	0.127	1.3E-03	0.128	64.1	0.0005	6.1E-04	6.1E-04	0.6	0.0005	1.0E-03	1.0E-03	0.5	1.12	0.48	1.60	79.9
2#	0.009	1.2E-04	0.009	91.2	0.114	9.5E-04	0.115	57.5	0.004	3.4E-04	4.3E-03	3.9	0.0005	7.7E-04	7.7E-04	0.4	1.37	0.27	1.64	81.9
3#	0.008	3.5E-05	0.008	80.4	0.063	7.5E-04	0.064	31.9	0.005	3.0E-04	5.3E-03	4.8	0.0005	7.8E-04	7.8E-04	0.4	1.49	0.46	1.95	97.4
4#	0.007	3.9E-06	0.007	70.0	0.116	6.5E-04	0.117	58.3	0.001	1.6E-04	1.2E-03	1.1	0.0005	1.8E-04	1.8E-04	0.1	1.4	0.04	1.44	71.8
5#	0.009	2.9E-05	0.009	90.3	0.094	7.7E-04	0.095	47.4	0.0005	2.7E-04	2.7E-04	0.2	0.0005	6.3E-04	6.3E-04	0.3	1.24	0.23	1.47	73.4
6#	0.007	4.1E-05	0.007	70.4	0.133	5.8E-04	0.134	66.8	0.015	3.5E-04	1.5E-02	14.0	0.001	6.8E-04	1.7E-03	0.8	1.13	0.11	1.24	61.9
7#	0.007	4.4E-05	0.007	70.4	0.126	9.2E-04	0.127	63.5	0.012	7.4E-04	1.3E-02	11.6	0.009	1.6E-03	1.1E-02	5.3	0.89	0.34	1.23	61.6
8#	0.007	4.1E-06	0.007	70.0	0.112	3.6E-04	0.112	56.2	0.007	1.4E-04	7.1E-03	6.5	0.024	2.3E-04	2.4E-02	12.1	0.86	0.04	0.90	45.1
9#	0.006	1.1E-05	0.006	60.1	0.099	4.2E-04	0.099	49.7	0.003	1.8E-04	3.2E-03	2.9	0.0005	2.3E-04	2.3E-04	0.1	1.4	0.05	1.45	72.4
10#	0.007	3.0E-06	0.007	70.0	0.112	1.8E-03	0.114	56.9	0.007	3.1E-05	7.0E-03	6.4	0.024	5.2E-05	2.4E-02	12.0	0.86	0.03	0.89	44.3
11#	0.007	6.9E-06	0.007	70.1	0.112	3.8E-04	0.112	56.2	0.007	7.9E-05	7.1E-03	6.4	0.024	1.2E-04	2.4E-02	12.1	0.86	0.04	0.90	45.1
12#	0.007	3.5E-06	0.007	70.0	0.112	4.5E-04	0.112	56.2	0.007	1.2E-04	7.1E-03	6.5	0.024	1.9E-04	2.4E-02	12.1	0.86	0.04	0.90	45.2
13#	0.007	1.3E-06	0.007	70.0	0.112	2.0E-04	0.112	56.1	0.007	2.2E-05	7.0E-03	6.4	0.024	3.5E-05	2.4E-02	12.0	0.86	0.01	0.87	43.6
14#	0.007	5.0E-07	0.007	70.0	0.094	7.0E-05	0.094	47.0	0.0005	6.0E-06	6.0E-06	0.0	0.0005	9.6E-06	9.6E-06	0.0	1.14	0.01	1.15	57.3

10.3.9.4 厂界浓度预测结果达标分析

优化调整后，项目无组织排放的污染物厂界浓度的预测结果见表 10.3-23。

表 10.3-23 厂界无组织排放最大落地浓度预测达标分析结果 (mg/m^3)

污染物	背景值	预测值	叠加值	占标率
H_2S	0.007	1.42E-03	0.008	14.0
氨气	0.105	2.35E-03	0.107	7.2
苯	0.0005	5.53E-03	0.006	1.4
二甲苯	0.042	0.012	0.054	6.7
NMHC	0.93	2.01	2.94	73.5

项目优化调整后，在 2010-2012 年气象条件下，叠加背景之后，厂界苯、二甲苯和非甲烷总烃监控浓度均能满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表 5 企业边界大气污染物浓度限值；H_2S、NH_3 也能满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 新扩改二级标准。

10.4 防护距离的确定

10.4.1 大气环境防护距离确定

为保护人群健康，减少正常排放条件下大气污染物对居住区环境的影响，在项目厂界以外设置大气环境防护距离。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2008）的要求，采用推荐模式中的大气环境防护距离模式计算各无组织排放源的大气环境防护距离。

考虑到本项目的行业特征及原料加工方案，针对项目各装置或设施在正常生产过程中可能会无组织排放多种污染物的情况，选取 H_2S、氨、苯、二甲苯和非甲烷总烃五种物质分别计算其防护距离，然后选取计算结果的最大值确定为该装置或设施的大气环境防护距离。

1、计算参数选取

大气环境防护距离计算时涉及到的参数主要包括：

（1）面源宽度及长度

根据装置或设施的结构特点以及面源无组织挥发的特征，按照本项目全厂总平面布置图及可行性研究报告提供的数据进行计算。

（2）无组织污染源排放速率

根据工程分析章节提供数据，选取H_2S、氨、苯、二甲苯和非甲烷总烃五种物质的无组织挥发量进行计算，具体见表10.3-2。

（3）小时评价标准

H_2S参考执行《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）规定的居住区一次最高容许浓度限值，苯、二甲苯、NH_3执行《室内空气质量标准》（GB/T18883-2002）小时均值标准，NMHC执行《大气污染物综合排放标准详解》标准，为2.0mg/m^3。

本项目涉及到的各种污染物的小时评价标准见表10.4-1。

表 10.4-1　　大气环境防护计算参数－－小时评价标准汇总表

序号	无组织排放污染物	小时评价标准（mg/m^3）	备注
1	H_2S	0.01	《工业企业设计卫生标准》TJ36-79
2	氨	0.2	《室内空气质量标准》GB/T18883-2002
3	苯	0.11	
4	二甲苯	0.20	
5	非甲烷总烃	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》

2、大气环境防护距离计算结果

本项目各装置或设施的大气环境防护距离计算结果见表10.4-2。

经计算，本项目各装置或设施的无组织排放的污染物，在利用大气环境防护距离标准计算程序计算的结果均达标，因此本项目无须设置大气环境防护距离。

表 10.4-2　　大气环境防护距离计算结果

序号	面源名称	NH_3		H_2S		苯		二甲苯		NMHC	
		源强（kg/h）	计算结果（m）	源强（kg/h）	计算结果（m）	源强（kg/h）	计算结果（m）	源强（kg/h）	计算结果（m）	源强（kg/h）	计算结果（m）
1	常减压装置区									15.31	无超标点
2	催化裂化+气分装置区									12.72	无超标点
3	蜡油渣油加氢装置区									2.49	无超标点
4	芳烃联合装置区					7.14E-03	无超标点	1.19E-02	无超标点	20.98	无超标点
5	汽柴煤油加氢装置区									11.87	无超标点
6	焦化装置区					1.19E-03	无超标点	3.57E-03	无超标点	9.98	无超标点
7	循环水场									9.03	无超标点
8	污水处理厂	1.14E-02	无超标点	7.62E-03	无超标点					5.54	无超标点
9	装卸区									3.11	无超标点
10	原油罐组									6.63	无超标点
11	混柴罐组									0.52	无超标点
12	催化汽油、石脑油									0.81	无超标点
13	柴油									1.27	无超标点
14	重油罐组									1.82	无超标点
15	渣油罐组									0.03	无超标点

序号	面源名称	NH_3		H_2S		苯		二甲苯		NMHC	
		源强（kg/h）	计算结果（m）	源强（kg/h）	计算结果（m）	源强（kg/h）	计算结果（m）	源强（kg/h）	计算结果（m）	源强（kg/h）	计算结果（m）
16	93#汽油									0.89	无超标点
17	97#汽油									0.79	无超标点
18	催化汽油									0.96	无超标点
19	异构化									0.23	无超标点
20	航煤									0.01	无超标点
21	硫磺回收装置区	3.57E-04	无超标点	3.10E-03	无超标点						无超标点
22	碱渣处理区	1.07E-03	无超标点	7.14E-04	无超标点						无超标点
23	二甲苯罐区							1.68E-01	无超标点		无超标点
24	苯罐区					1.05E-01	无超标点				无超标点
25	汽油醚化装置					2.38E-03	无超标点	3.57E-03	无超标点		无超标点
26	酸性水罐									0.28	无超标点

10.4.2 卫生防护距离确定

根据《石油加工业卫生防护距离》（GB 8195-2011），确定本项目的卫生防护距离，确定依据见表10.4-3。

表 10.4-3 **《石油加工业卫生防护距离》**（GB 8195-2011）

加工原油量 （kt）	所在地区近五年平均风速 （m/s）	卫生防护距离 m
≤8000	＜2	900
	2～4	800
	＞4	700
＞8000	＜2	1200
	2～4	1000
	＞4	900
本项目 1300	1.45	1200

云南炼油项目优化调整后年加工原油量为 1300×10^4t/a，且所在地区近五年平均风速为 1.44m/s。因此，按《石油加工业卫生防护距离》（GB 8195-2011），项目卫生防护距离应定为 1200m。

10.4.3 防护距离确定

综合以上防护距离计算结果，本项目无需设置大气环境防护距离，卫生防护距离为距项目厂界 1200m，详见图 10.4-1。

由于项目 1200m 的卫生防护距离内，除项目优化调整前确定需要搬迁的村庄外，未涉及其它的村庄，因此本次项目优化调整不涉及新的居民搬迁。

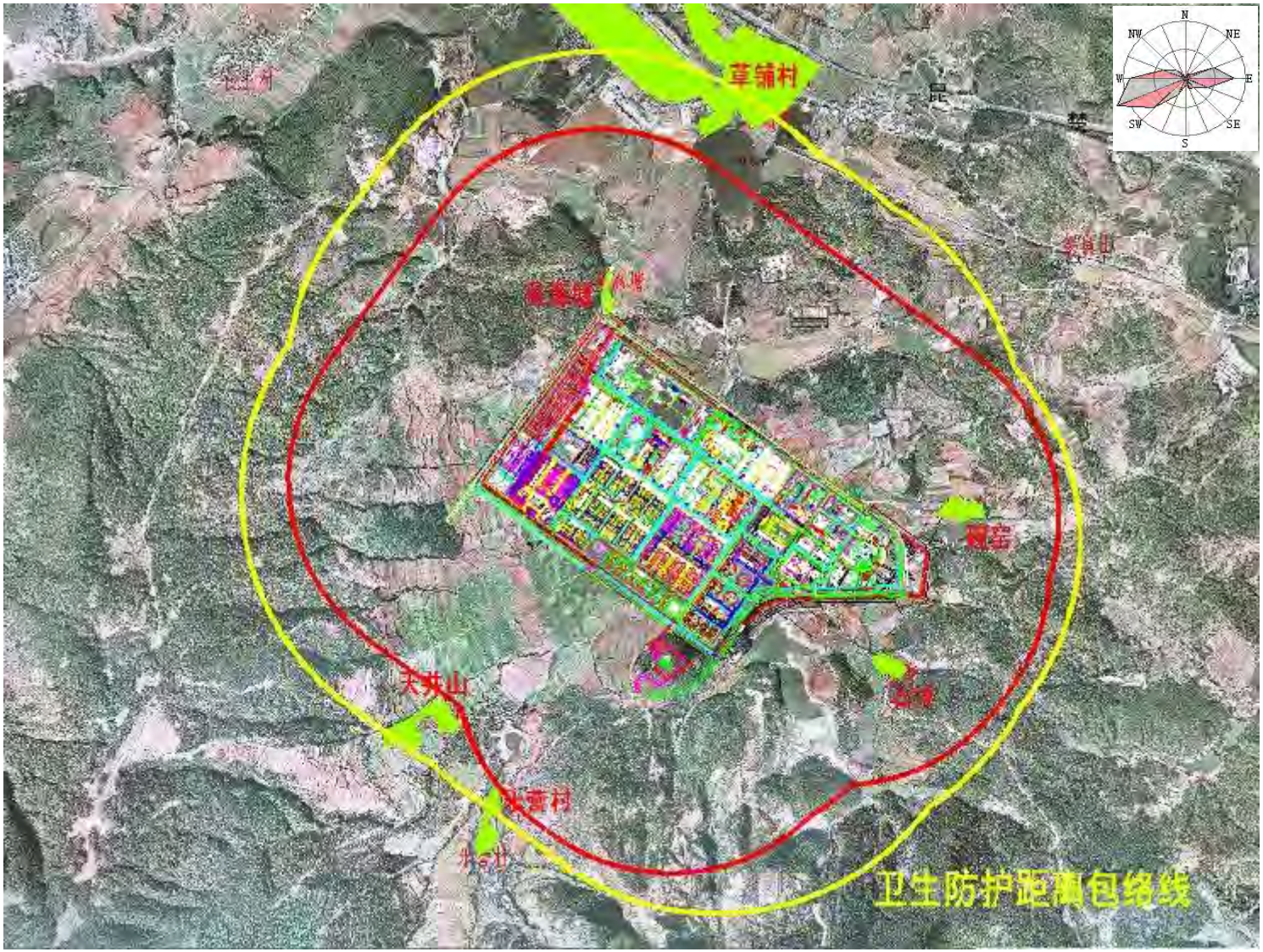


图 10.4-1　　项目卫生防护距离包络线示意图（红色线为按《石油加工业卫生防护距离》确定的范围，黄色线为原环评范

第十一章 地表水环境影响评价

11.1 地表水环境质量现状监测与评价

委托昆明市环境监测中心于 2014 年 5 月 19 日~21 日、2014 年 9 月 1 日~3 日各进行了一次地表水水质监测。2014 年 5 月，在项目排污口下游断面监测了螳螂川底泥中的重金属。

11.1.1 监测断面

共布设了 12 个监测断面，详见表 11.1-1、图 11.1-1、图 11.1-2。

表 11.1-1 地表水环境质量现状监测断面设置一览表

序号	断面位置	设置意义
1	中滩闸门	滇池外海出口，调查范围的起点
2	石龙坝	安宁市入境断面（入安宁市界)
3	安宁大桥	安宁市控制断面
4	温泉大桥	安宁市控制断面
5	草铺镇片区生产用水水厂取水口处	背景值
6	本项目排污口上游 500m 处	对照断面
7	本项目排污口	污水排入处
8	本项目排污口下游 1000m 处	水质控制断面
9	华电二电厂排污口(排污口下游约 5km)	华电二电厂污水排入处
10	青龙峡（在项目排污口下游约 15km）	水质自净断面(出安宁市界)
11	普渡河桥（在项目排污口下游约 80km）	普渡河水质现状
12	蒙姑（金沙江上，普度河入金沙江后的第一个常规监测断面）	金沙江水质现状

注：与 2010 年 7 月丰水期的断面基本一致。

11.1.2 监测项目

水温、pH、DO、COD、BOD_5、高锰酸盐指数、石油类、硫化物、氨氮、总磷、氰化物、挥发酚、六价铬、镍、苯系物（苯、甲苯、二甲苯)、氯化物、硫酸盐、全盐量、TDS。

底泥监测项目：锌、砷、铬、铅、镍。

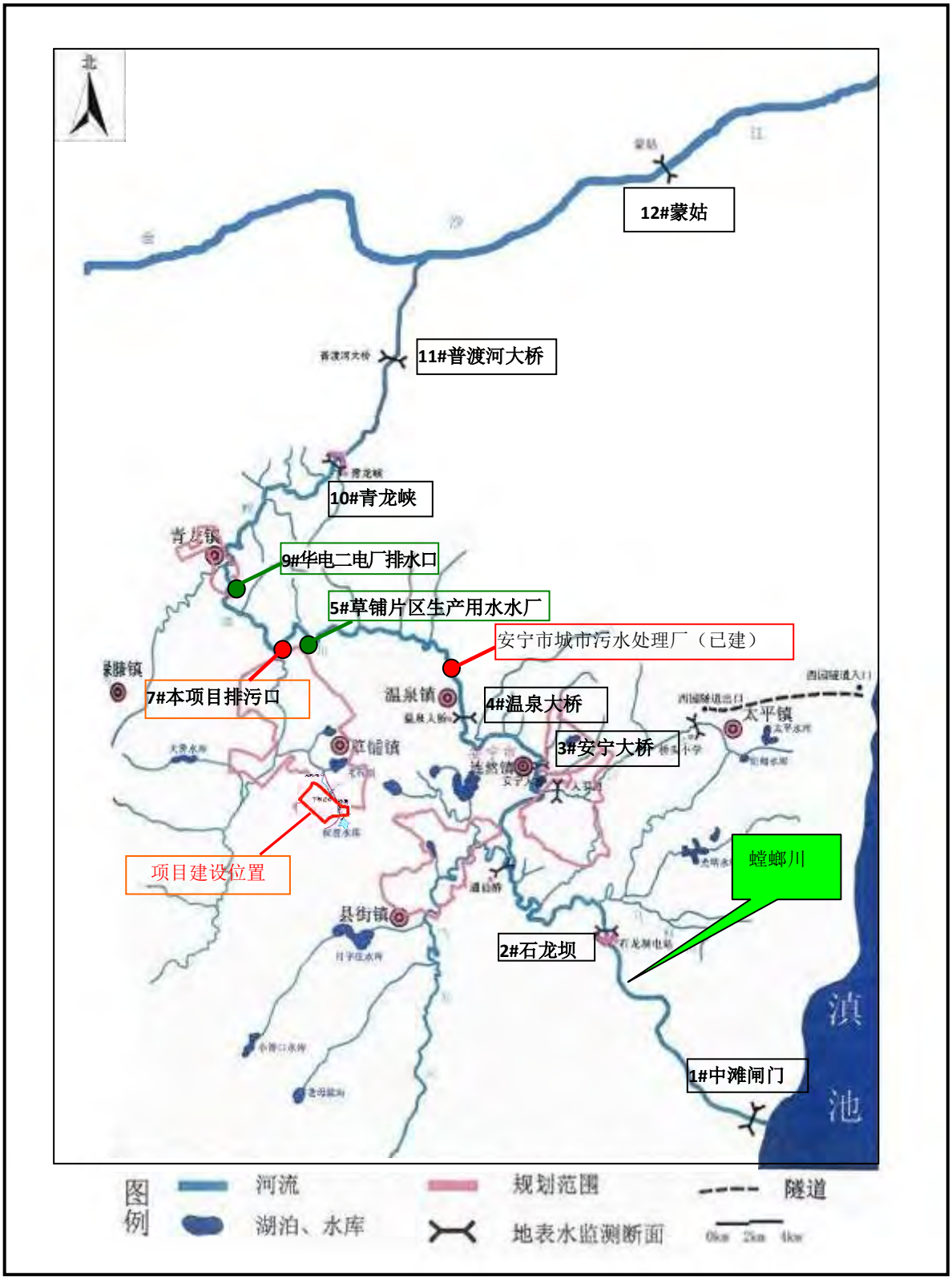


图 11.1-1　　地表水现状监测断面位置图



图 11.1-2　　地表水现状监测断面位置图——排污口附近

11.1.3 评价标准

地表水环境质量，普渡河桥、蒙姑断面执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准，其余断面执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅴ类标准。

11.1.4 水质现状监测与评价结果

地表水环境质量现状监测与评价结果见表 11.1-2~表 11.1-7，其中六价铬、镍、苯、甲苯、二甲苯、氰化物、硫化物、挥发酚、石油类等 9 项因子均为未检出，未列入表中。

在检出的 10 个因子中，COD、BOD_5 和总磷在大部分监测断面出现超标现象，说明各监测断面水质均未达到相关标准要求。

① 中滩闸门断面：COD 普遍超Ⅴ类标准，最大标准指数 2.25。

② 石龙坝断面：COD 和总磷超Ⅴ类标准，最大标准指数分别为 2.70、1.67。

③ 安宁大桥断面：BOD_5、COD 和总磷超Ⅴ类标准，最大标准指数分别为 1.50、1.75 和 1.70。

④ 温泉大桥断面：BOD_5、COD 和总磷超Ⅴ类标准，最大标准指数分别为 1.30、3.10 和 1.63。

表 11.1-2　　地表水环境质量现状监测与评价一览表（1）

监测布点	统计项			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				BOD_5	高锰酸盐指数	COD	氨氮	总磷	硫酸盐	氯化物	DO	全盐量	DTS
	检出限 mg/L			2	0.5	10	0.05	0.01	0.09	0.02	0.2	10	10
中滩闸门	2014 年	5 月	最高值 mg/L	8	7.3	55	1.268	0.269	74.6	64.6	5.71	414	414
			最低值 mg/L	3	3.2	21	0.239	0.078	43.4	54.3	5.66	382	382
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	0	0	**33.3**	0	0	0	0	0	/	/
			最大标准指数	0.80	0.49	**1.38**	0.63	0.67	0.30	0.26	/	/	/
		9 月	最高值 mg/L	4	11.4	90	0.438	0.16	72.5	59.2	5.73	358	358
			最低值 mg/L	3	7.8	66	0.348	0.12	54	34.4	5.68	254	254
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	0	0	**100**	0	0	0	0	0	/	/
			最大标准指数	0.40	0.76	**2.25**	0.22	0.40	0.29	0.24	/	/	/
石龙坝	2014 年	5 月	最高值 mg/L	10	6.5	45	0.664	0.669	91.3	87.4	7.07	478	478
			最低值 mg/L	5	5.3	33	0.457	0.319	75.8	61	4.06	380	380
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	0	0	**33.3**	0	**66.7**	0	0	0	/	/
			最大标准指数	1.00	0.43	**1.13**	0.33	**1.67**	0.37	0.35	/	/	/
		9 月	最高值 mg/L	4	10.6	108	0.385	0.315	77.7	58.5	4.12	382	382
			最低值 mg/L	3	7.2	27	0.295	0.176	27.1	15.6	4.08	260	260
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	0	0	**83.3**	0	0	0	0	0	/	/
			最大标准指数	0.40	0.71	**2.70**	0.19	0.79	0.31	0.23	/	/	/
地表水Ⅴ类标准				≤10	≤15	≤40	≤2.0	≤0.4	250	250	≥2	/	/

表 11.1-3　　地表水环境质量现状监测与评价一览表（2）

监测布点	统计项			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				BOD_5	高锰酸盐指数	COD	氨氮	总磷	硫酸盐	氯化物	DO	全盐量	DTS
	检出限 mg/L			2	0.5	10	0.05	0.01	0.09	0.02	0.2	10	10
安宁大桥	2014 年	5 月	最高值 mg/L	10	8.3	52	1.262	0.354	83.2	119	4.98	444	444
			最低值 mg/L	6	6	43	0.506	0.13	67.5	61.7	4.93	338	338
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	0	0	**100**	0	0	0	0	0		
			最大标准指数	1.00	0.55	**1.30**	0.63	0.89	0.33	0.48			
		9 月	最高值 mg/L	15	12	70	0.388	0.678	76.5	53.4	5.01	392	392
			最低值 mg/L	8	8.1	36	0.194	0.502	61.6	40.8	4.97	220	220
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	**66.7**	0	**83.3**	0	**100**	0	0	0		
			最大标准指数	**1.50**	0.80	**1.75**	0.19	**1.70**	0.31	0.21			
温泉大桥	2014 年	5 月	最高值 mg/L	10	7.8	50	1.017	0.269	82.6	81.6	5.73	396	396
			最低值 mg/L	7	4.3	40	0.298	0.148	53.6	50.8	5.69	330	330
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	0	0	**83.3**	0	0	0	0	0		
			最大标准指数	1.00	0.52	1.25	0.51	0.67	0.33	0.33			
		9 月	最高值 mg/L	13	12.8	124	0.694	0.65	74.8	55.6	5.73	420	420
			最低值 mg/L	9	8.9	43	0.616	0.335	70.4	53	5.68	250	250
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	**33.3**	0	**100**	0	**66.7**	0	0	0		
			最大标准指数	**1.30**	0.85	**3.10**	0.35	**1.63**	0.30	0.22			
地表水Ⅴ类标准				≤10	≤15	≤40	≤2.0	≤0.4	250	250	≥2		

表 11.1-4　　地表水环境质量现状监测与评价一览表（3）

监测布点	统计项			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				BOD_5	高锰酸盐指数	COD	氨氮	总磷	硫酸盐	氯化物	DO	全盐量	DTS
	检出限 mg/L			2	0.5	10	0.05	0.01	0.09	0.02	0.2	10	10
草铺片区生产用水水厂取水点	2014 年	5 月	最高值 mg/L	21	9.3	44	0.741	0.393	87	88.6	5.3	444	444
			最低值 mg/L	8	6	36	0.49	0.146	66.1	63.1	4.91	348	348
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	**66.7**	0	**33.3**	0	0	0	0	0		
			最大标准指数	2.10	0.62	**1.10**	0.37	0.98	0.35	0.35			
		9 月	最高值 mg/L	14	14.2	82	0.388	0.427	81	62.1	4.57	422	422
			最低值 mg/L	7	9.4	40	0.149	0.168	66.8	49.4	4.53	282	282
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	**50**	0	**83.3**	0	**33.3**	0	0	0		
			最大标准指数	**1.40**	0.95	**2.05**	0.19	**1.07**	0.32	0.25			
项目污水排放口上游 500 米	2014 年	5 月	最高值 mg/L	9	11.9	44	0.654	0.629	96.8	75.4	6.24	436	436
			最低值 mg/L	7	5.3	38	0.403	0.215	66.5	63.3	2.6	364	364
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	0	0	**66.7**	0	**50**	0	0	0	100	100
			最大标准指数	0.90	0.79	1.10	0.33	1.57	0.39	0.30			
		9 月	最高值 mg/L	15	12.5	111	0.4	0.786	92.4	59.8	4.9	424	424
			最低值 mg/L	6	8.1	49	0.322	0.421	69.5	50.8	4.88	324	324
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	**33.3**	0	**100**	0	**100**	0	0	0		
			最大标准指数	**1.50**	0.83	**2.78**	0.20	**1.97**	0.37	0.24			
地表水Ⅴ类标准				≤10	≤15	≤40	≤2.0	≤0.4	250	250	≥2	≤10	≤15

表 11.1-5　　地表水环境质量现状监测与评价一览表（4）

监测布点	统计项			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				BOD_5	高锰酸盐指数	COD	氨氮	总磷	硫酸盐	氯化物	DO	全盐量	DTS
	检出限 mg/L			2	0.5	10	0.05	0.01	0.09	0.02	0.2	10	10
项目污水排放口	2014 年	5 月	最高值 mg/L	10	6.8	48	0.734	0.512	88.9	80.6	5.52	436	436
			最低值 mg/L	5	5.8	38	0.43	0.168	69	63.4	3.14	374	374
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	0	0	**66.7**	0	**33.3**	0	0	0		
			最大标准指数	1.00	0.45	**1.20**	0.37	**1.28**	0.36	0.32			
		9 月	最高值 mg/L	13	14.5	86	0.267	0.852	88.2	61	4.95	420	420
			最低值 mg/L	6	8.1	57	0.227	0.638	73.6	49.8	4.88	328	328
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	**33.3**	0	**100**	0	**100**	0	0	0		
			最大标准指数	**1.30**	0.97	**2.15**	0.13	**2.13**	0.35	0.24			
项目污水排放口下游 1000 米	2014 年	5 月	最高值 mg/L	16	7.3	51	1.023	0.658	82.2	129	6.03	504	504
			最低值 mg/L	8	6	37	0.697	0.279	66.3	74.1	3.91	392	392
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	**33.3**	0	**83.3**	0	**33.3**	0	0	0		
			最大标准指数	**1.60**	0.49	**1.28**	0.51	**1.65**	0.33	0.52			
		9 月	最高值 mg/L	10	13.1	63	0.275	0.422	87.2	62.1	5.53	394	394
			最低值 mg/L	7	8.6	50	0.214	0.312	71.4	55.2	5.5	292	292
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	0	0	**100**	0	**33.3**	0	0	0		
			最大标准指数	1.00	0.87	**1.58**	0.14	**1.06**	0.35	0.25			
地表水Ⅴ类标准				≤10	≤15	≤40	≤2.0	≤0.4	250	250	≥2		

表 11.1-6　　地表水环境质量现状监测与评价一览表（5）

监测布点	统计项			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				BOD_5	高锰酸盐指数	COD	氨氮	总磷	硫酸盐	氯化物	DO	全盐量	DTS
	检出限 mg/L			2	0.5	10	0.05	0.01	0.09	0.02	0.2	10	10
华电二厂排污口	2014 年	5 月	最高值 mg/L	20	7.6	46	1.101	0.433	91.7	90.7	5.57	458	458
			最低值 mg/L	7	5	41	0.429	0.228	56.5	59.2	4.46	376	376
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	**33.3**	0	**100**	0	**16.7**	0	0			
			最大标准指数	**2.00**	0.51	**1.15**	0.55	**1.08**	0.37	0.36			
		9 月	最高值 mg/L	10	12.5	79	0.28	0.382	85.1	63	4.42	436	416
			最低值 mg/L	6	8.3	48	0.219	0.312	52.9	38.6	4.34	288	288
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	0	0	**100**	0	0	0	0			
			最大标准指数	1.00	0.83	**1.98**	0.14	0.96	0.34	0.25			
青龙峡断面	2014 年	5 月	最高值 mg/L	18	8.6	46	1.286	0.558	89.8	109	5.71	458	458
			最低值 mg/L	6	5.3	40	0.571	0.307	61.4	59.3	5.42	372	372
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	**33.3**	0	**83.3**	0	**50**	0	0			
			最大标准指数	**1.80**	0.57	**1.15**	0.64	**1.40**	0.36	0.44			
		9 月	最高值 mg/L	15	9.7	66	0.413	0.529	84.8	70.1	5.4	426	426
			最低值 mg/L	7	7.2	47	0.31	0.387	73.7	62.3	5.35	308	308
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	**33.3**	0	**100**	0	**83.3**	0	0			
			最大标准指数	**1.50**	0.65	**1.65**	0.21	**1.32**	0.34	0.28			
地表水Ⅴ类标准				≤10	≤15	≤40	≤2.0	≤0.4	250	250	≥2	≤10	≤15

表 11.1-7　　地表水环境质量现状监测与评价一览表（6）

监测布点	统计项			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				BOD_5	高锰酸盐指数	COD	氨氮	总磷	硫酸盐	氯化物	DO	全盐量	DTS
	检出限 mg/L			2	0.5	10	0.05	0.01	0.09	0.02	0.2	10	10
普渡河断面	2014年	5月	最高值 mg/L	2L	3.5	13	0.272	0.051	75.4	70.3	7.63	414	414
			最低值 mg/L	2L	1.5	10L	0.065	0.042	64.1	60.1	7.38	368	368
			检出率%	0	100	33.3	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	0	0	0	0	0	0	0	0		
			最大标准指数	/	0.58	0.65	0.27	0.26	0.30	0.28			
		9月	最高值 mg/L	3	7.2	58	0.179	0.413	68.2	42.9	7.63	330	330
			最低值 mg/L	2	5.5	33	0.137	0.366	53.9	32.5	7.29	256	256
			检出率%	100	100	100	100	100	100	100	0	100	100
			超标率%	0	**50**	**100**	0	**100**	0	0	0		
			最大标准指数	0.75	**1.20**	**2.90**	0.18	**2.07**	0.27	0.17	0.75		
蒙姑	2014年	5月	最高值 mg/L	2L	2	10L	0.205	0.042	48.5	14.8	7.86	236	236
			最低值 mg/L	2L	1	10L	0.096	0.035	36.3	12.9	7.67	206	206
			检出率%	0	100	0	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	0	0	0	0	0	0	0	0		
			最大标准指数	/	0.33	/	0.21	0.21	0.19	0.06			
		9月	最高值 mg/L	2L	4.1	30	0.142	0.089	38.1	21.5	7.85	158	158
			最低值 mg/L	2L	1.6	18	0.104	0.074	30.3	16.1	7.72	104	104
			检出率%	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100
			超标率%	0	0	**50**	0	0	0	0	0		
			最大标准指数	/	0.68	**1.50**	0.14	0.45	0.15	0.09	/		
地表水III类标准				≤4	≤6	≤20	≤1.0	≤0.2	250	250	≥5	≤4	≤6

⑤ 生产用水水厂取水点：BOD_5、COD 和总磷超Ⅴ类标准，最大标准指数分别为 1.40、2.05 和 1.07。

⑥ 项目污水排放口上游 500 米断面：BOD_5、COD 和总磷超Ⅴ类标准，最大标准指数分别为 1.50、2.78 和 1.97。

⑦ 项目污水排放口断面：BOD_5、COD 和总磷超Ⅴ类标准，最大标准指数分别为 1.30、2.15 和 2.13。

⑧ 污水排放口下游 1000 米断面：BOD_5、COD 和总磷超Ⅴ类标准，最大标准指数分别为 1.60、1.58 和 1.65。

⑨ 华电二厂排污口断面：BOD_5、COD 和总磷超Ⅴ类标准，最大标准指数分别为 2.00、1.98 和 1.08。

⑩ 青龙峡断面：BOD_5、COD 和总磷超Ⅴ类标准，最大标准指数分别为 1.80、1.65 和 1.40。

⑾ 普渡河断面：高锰酸盐指数、COD 和总磷超Ⅲ类标准，其中 COD 最大标准指数 2.90。

⑿ 蒙姑断面：2014 年 9 月 COD 超出Ⅲ类标准，COD 最大标准指数 1.50。其他因子满足水质标准要求。

11.1.5 底泥监测结果

排污口下游 1000m 断面，底泥中各重金属的监测结果见表 11.1-8。底泥中重金属的监测结果只保留其现状监测值作为本底，不进行评价。

表 11.1-8　　**螳螂川底泥监测结果统计表**　　**单位**：mg/kg

采样位置	统计项	1	2	3	4	5
		锌	砷	铬	铅	镍
/	检出限	0.5	0.0005	1	0.4	0.05
项目污水排放口下游 1000m	2014 年 5 月	5000	64.0	65.9	102	34.5

11.2 地表水环境影响

11.2.1 项目废水排放对地表水的影响分析

优化调整后，工程废水污染类型和特征污染物不变，仍为石油化工类污水。

项目排入外环境水量 $122.64\times10^4m^3/a$，与原环评 $123.48\times10^4m^3/a$ 相比略少，废水排放执行《石油工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 1 水污染排放限值，与原环评比较，化学需氧量、石油类等污染物的排放量与原环评基本持平，氨氮排放量由 18.52t/a 减至 9.81t/a。因此，本项目的工程优化调整对地表水的影响维持原环评结论：

优化后项目外排废水 146t/h，可以实现达标排放；排污口的设置已由《安宁工业园区中国石油云南石化 1000 万吨/年炼油项目入河排污口设置论证报告书》论证并通过批准，水资源量支撑能力已由《中国石油云南石化 1000 万吨/年炼油项目水资源论证报告书》论证并获取批复。

《中石油云南 1000 万吨/年炼油项目“点对点”COD 和氨氮总量减排方案》中，明确了本项目 COD（74.09 吨/年）和氨氮（18.52 吨/年）总量的来源，来源于安宁市污水处理厂提升改造项目完成后形成的减排总量，近期为：COD165 吨/年、氨氮 49.5 吨/年，安宁市污水处理厂提升改造工程已建成投运，其削减的污染物 COD 和氨氮总量能够满足本项目建设的需要，确保本项目的建设实现“增产不增污”。

在完成《昆明市人民政府关于加强对螳螂川（海口——富民大桥）污染物减排工作的承诺函》（2012 年 3 月 25 日）中可行并可靠的点源削减措施的前提下，根据 2011 年 10 月评估中心主任专题会《中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目和报告书存在的问题及需要进一步开展的工作》要求，以现状监测数据（取保守的 2011 年枯水期最高值）为背景基础，综合考虑生产水厂取水及牛栏江调水工程实施后对纳污水体的水量影响、流域污染减排量等因素，采用河流水质模式进行了二种设计情景的水质影响预测，并对代表性断面处的水质影响预测成果进行了分析评价：

经水质混合过程段长度预测模式计算，项目排污后在排污口下游 2738m 处水质混合均匀。通过项目排污口下游完全混合断面、青龙峡断面和富民大桥断面水

质影响预测结果与水质现状监测成果的比较可知，本项目建设在推动区域水污染治理及水污染负荷量削减，实现区域“增产减污”目标的情况下，水质总体呈改善趋势，虽然仍有部分水质因子超标，不能够达到水环境功能区划的水质目标要求。但由于项目可有效带动流域污染物削减，进一步改善螳螂川的水环境质量，因此，本项目排污可行。

11.2.2 项目排水对下游用水户的影响分析

本项目优化调整前后，对下游用水户的影响一致。

对下游城镇取水：本项目排污口下游影响范围内有青龙镇(距离约 10km)及富民县城(距离 41.2km)。因此本项目排污口设置对下游城镇取水无影响。

对工业取水户：本项目排污口下游的主要工业有云南祥丰金麦化工有限公司和华电二电厂，本项目排放的废水不会影响二个工业取水户的工业取水。

对水电站：本项目排污口下游影响范围内有大沙滩、小河口水、蔡家、石楼梯水电站，分别距本项目排污口 12.5km、22.0km、33.6km、36.5km，本项目排放的废水不会影响各水电站的正常运行。

对农业取水户：项目排污口下游螳螂川安宁区域不再作为农灌用水。下游的主要农灌取水点有富民县农灌西渠、南渠（距排污口约 36km）。根据《农田灌溉水质标准》（GB5084-2005）要求，经比较，废水排入螳螂川后，与螳螂川水体完全混合，到达排污口下游农灌取水点时，各指标全部满足《农田灌溉水质标准》（GB5084-2005）规定值，对下游农灌取水无影响。

第十二章 地下水环境影响评价

12.1 地下水环境质量现状

12.1.1 地下水环境质量现状监测与评价

2014 年 9 月、2015 年 1 月、2015 年 4 月，分别进行了地下水丰水期、枯水期、平水期的采样。

在本次监测与评价中，监测点位、监测因子等参考原环评报告，并进行了合理的监测点数量和监测因子的补充。

12.1.1.1 监测点布设

结合原环评中的监测工作、评价区地面工程建设布置和地下水埋藏特征，采用控制性布点和功能性布点相结合的原则，本次评价丰水期布设了 14 个地下水监测点，另外分别对权甫水库和乐营村水库水质进行了调查分析。在枯水期和平水期监测时，增加了云天化的 8 号岩溶水供水井和小石桥村的岩溶水井这两个监测点。丰水期的监测点包括松散层地下水（7 个）、岩溶水（7 个）和水库地表水（2 个）；枯水期和平水期的监测点包括松散层地下水（8 个）、岩溶水（8 个）和水库地表水（2 个）。

地下水监测点详细信息见表 12.1-1 和图 12.1-1。

表 12.1-1　　地下水监测点信息统计表

取样地点	监测层位	纬度	经度	备注
天井山村	岩溶水	24.900300°	102.359500°	项目区上游
碗窑村		24.911059°	102.393894°	
小石桥		24.945100°	102.352100°	项目区下游
青龙哨		24.964900°	102.348600°	
青龙哨		24.965100°	102.346700°	
白土村		24.936000°	102.346900°	
云天化水源井		24.943400°	102.368200°	
邵九村		24.926800°	102.325300°	

厂区 SW01	孔隙水	24.91598012°	102.3804542°	项目区内
厂区 SW02		24.92051096°	102.37362242°	
厂区 SW03		24.9169597°	102.36879113°	
厂区 SW04		24.91255244°	102.3750575°	
厂区 SW05		24.90851695°	102.37779986°	
厂区 SW06		24.90983898°	102.38221224°	
厂区 SW07		24.90903715°	102.3706657°	
乐营村浅井		24.897085°	102.363919°	项目区上游



图 12.1-1　　地下水监测布点图

12.1.1.2　监测因子

根据《地下水监测技术规范》（HJ/T 164-2004），结合《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）和项目潜在污染特征因子考虑，地下水现状监测因子选取以下 25 项：pH 值、氯化物、总硬度、溶解性总固体 TDS、硫酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、Cr^{6+}、砷、汞、镍、铅、镉、锰、铁、锌、铜、钠、铝、氟化物、挥发酚、总大肠菌群、苯、石油类、高锰酸钾指数。

取样时调查监测点井深、水位埋深等情况。

12.1.1.3 采样方法

采用泵充分抽汲井水，水样瓶冲洗 3~4 次后再取样。

12.1.1.4 保存、分析方法

按《地下水质量标准》（GB/14848-93）选配方法、环境保护部《水和废水监测分析方法》（第四版）及其它标准中有关规定执行。详细分析方法和检出限见表 12.1-2。

表 12.1-2 地下水监测点信息统计表

序号	项目	分析方法	检出限	方法来源	标准
1	Na^{+}(mg/L)	电感耦合等离子体质谱法		水和废水监测分析方法（第四版）	
2	Cr^{6+}(mg/L)	二苯碳酰二肼分光光度法	0.004	水和废水监测分析方法（第四版）	0.05
3	锰(μg/L)	电感耦合等离子体质谱法	0.008	SL394.2-2007	100
4	铁(μg/L)	电感耦合等离子体质谱法	0.5	SL394.2-2007	300
5	铜(μg/L)	电感耦合等离子体质谱法	0.04	SL394.2-2007	1000
6	锌(μg/L)	电感耦合等离子体质谱法	0.06	SL394.2-2007	1000
7	砷(μg/L)	电感耦合等离子体质谱法	0.007	SL394.2-2007	50
8	镉(μg/L)	电感耦合等离子体质谱法	0.009	SL394.2-2007	10
9	铅(μg/L)	电感耦合等离子体质谱法	0.02	SL394.2-2007	50
10	汞(μg/L)	电感耦合等离子体质谱法	0.01	SL394.2-2007	1
11	镍(μg/L)	电感耦合等离子体质谱法	0.05	SL394.2-2007	50
12	铝(μg/L)	电感耦合等离子体质谱法	0.1	水和废水监测分析方法（第四版）	200
13	氟化物(mg/L)	离子色谱法	0.02	水和废水监测分析方法(第四版)	1
14	氯化物(mg/L)	离子色谱法	0.02	水和废水监测分析方法(第四版)	250
15	亚硝酸盐氮(mg/L)	离子色谱法	0.01	水和废水监测分析方法(第四版)	0.02
16	硝酸盐氮(mg/L)	离子色谱法	0.03	水和废水监测分析方法(第四版)	20
17	硫酸盐(mg/L)	离子色谱法	0.2	水和废水监测分析方法(第四版)	250
18	总硬度(mg/L)	EDTA 滴定法	5	GB7477-87	450

19	pH	玻璃电极法	0-14	GB6920-86	6.5-8.5
20	溶解性总固体(mg/L)	称量法		水和废水监测分析方法(第四版)	1000
21	高锰酸钾指数（mg/L）	高锰酸钾滴定法		水和废水监测分析方法(第四版)	3
22	挥发酚(mg/L)	蒸馏后 4-氨基安替比林	0.0003	水和废水监测分析方法(第四版)	0.002
23	总大肠菌群(mg/L)	多管发酵法	2	水和废水监测分析方法(第四版)	3
24	苯(μg/L)	吹扫捕集气相色谱/质谱	0.05	SL394.2-2007	10
25	石油类(mg/L)	红外分光光度法	0.005	GB/T16488-1996	0.3

12.1.1.5 评价方法

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-93）中的Ⅲ类标准进行评价，地下水Ⅲ类标准中没有的项目参照《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）进行评价。

评价方法采用单因子标准指数法，单项指标的水质指数计算公式为：

$$S_{ij}=\frac{C_{ij}}{C_0} \qquad (5\text{-}1)$$

式中：S_{ij}—单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数；

C_{ij}—第 i 种污染物在第 j 点的监测结果，mg/L；

C_0—第 i 种污染物评价标准，mg/L。

pH 的标准指数公式：

$$S_{pH,j}=\frac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0} \qquad pH_j>7.0 \qquad (5\text{-}2)$$

$$S_{pH,j}=\frac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}} \qquad pH_j\le 7.0 \qquad (5\text{-}3)$$

式中：$S_{PH,j}$——pH 值的单项标准指数；

pH_j——j 点 pH 值监测值上限；

pH_{su}——水质标准中 pH 值上限；

pH_{sd}——水质标准中 pH 值下限。

评价时，水质参数的标准指数＞1，表明该水质参数超过了规定的水质标准限值，水质参数的标准指数越大，表明该水质参数超标越严重。

12.1.1.6 水质现状监测与评价结果

丰水期地下水监测和评价结果详见表 12.1-3，枯水期地下水监测和评价结果详见表 12.1-4，平水期地下水监测和评价结果详见表 12.1-5。

表 12.1－3　　评价区丰水期地下水环境质量监测及评价结果表（2014 年 9 月）

点位	地下水类型	项目	监测因子																							
			钠	铝	Cr^{6+}	锰	铁	镍	铜	锌	砷	镉	铅	汞	F^-	Cl^-	NO_2^--N	NO_3^--N	SO_4^{2-}	pH	TDS	高锰酸钾指数	总硬度	挥发性酚（以苯酚计）	总大肠杆菌	石油类	苯
			mg/L	μg/L	mg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L		mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	MPN/100mL	mg/L	μg/L
#01	天井村岩溶水	监测值	0.08	<0.06	<0.004	<0.01	116.00	0.23	0.43	168.00	<0.02	<0.01	0.14	<0.01	<0.02	1.45	<0.01	0.62	1.58	7.56	161.40	0.72	199.83	<0.002	20.00	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0004	—	—	—	0.3867	0.0046	0.0004	0.1680	—	—	0.0028	—	—	0.0058	—	0.0309	0.0063	0.3733	0.1614	0.2400	0.4441	—	6.67	—	—
		超标倍数																							5.67		
#02	小石桥岩溶水	监测值	1.28	2.71	<0.004	<0.01	74.4	0.309	1.27	0.904	0.397	<0.01	<0.02	<0.01	0.483	3.27	<0.01	2.88	12.58	6.83	95.5	2.08	89.17	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0064	0.0136	—	—	0.2480	0.0062	0.0013	0.0009	0.0079	—	—	—	0.483	0.0131	—	0.1441	0.0503	0.3400	0.0955	0.6933	0.1982	—	—	—	—
		超标倍数																									
#03	硫窑村岩溶水	监测值	19.50	7.20	<0.004	0.08	290.00	1.31	9.58	38.50	<0.02	<0.01	<0.02	<0.01	<0.02	42.12	<0.01	23.19	100.89	7.06	350.00	2.48	346.25	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0975	0.0360	—	0.0008	0.9667	0.0262	0.0096	0.0385	—	—	—	—	—	0.1685	—	1.1597	0.4036	0.0400	0.3500	0.8267	0.7694	—	—	—	—
		超标倍数																**0.16**									
#04	青龙哨岩溶水	监测值	16.30	<0.06	<0.004	0.82	223.00	1.06	0.35	6.04	0.36	<0.01	<0.02	<0.01	<0.02	24.02	<0.01	1.09	79.36	6.96	288.00	2.24	341.75	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0815	—	—	0.0082	0.7433	0.0212	0.0003	0.0060	0.0071	—	—	—	—	0.0961	—	0.0545	0.3175	0.0800	0.2880	0.7467	0.7594	—	—	—	—
		超标倍数																									
#05	青龙哨岩溶水	监测值	22.60	<0.06	<0.004	4.06	211.00	0.73	0.45	443.00	0.23	<0.01	<0.02	<0.01	<0.02	35.94	<0.01	0.87	90.24	7.03	327.00	1.36	342.75	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.1130	—	—	0.0406	0.7033	0.0146	0.0004	0.4430	0.0045	—	—	—	—	0.1438	—	0.0436	0.3610	0.0200	0.3270	0.4533	0.7617	—	—	—	—
		超标倍数																									
#06	白土村岩溶水	监测值	0.16	<0.06	<0.004	<0.01	153.00	0.30	0.79	344.00	<0.02	<0.01	0.18	<0.01	<0.02	1.96	<0.01	37.28	1.37	7.50	174.70	0.88	242.08	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0008	—	—	—	0.5100	0.0060	0.0008	0.3440	—	—	0.0036	—	—	0.0078	—	1.8639	0.0055	0.3330	0.1747	0.2933	0.5380	—	—	—	—
		超标倍数																**0.86**									
#07	邻九村岩溶水	监测值	0.16	2.06	<0.004	0.33	131.00	0.14	0.31	459.00	<0.02	<0.01	0.26	<0.01	<0.02	1.80	<0.01	0.71	2.12	7.52	161.40	0.80	217.17	<0.002	20.00	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0008	0.0103	—	0.0033	0.4367	0.0028	0.0003	0.4590	—	—	0.0051	—	—	0.0072	—	0.0353	0.0085	0.3467	0.1614	0.2667	0.4826	—	6.67	—	—
		超标倍数																							5.67		
SW01	松散孔隙水	监测值	9.56	47.50	<0.004	30.00	196.00	5.32	0.52	0.93	<0.02	0.14	<0.02	<0.01	<0.02	9.97	<0.01	0.83	41.53	7.08	207.00	1.04	223.00	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0478	0.2375	—	0.3000	0.6533	0.1064	0.0005	0.0009	—	0.0140	—	—	—	0.0399	—	0.0413	0.1661	0.0533	0.2070	0.3467	0.4956	—	—	—	—
		超标倍数																									
SW02	松散孔隙水	监测值	4.57	19.40	<0.004	57.00	163.00	1.22	0.49	1.54	0.05	0.05	0.03	<0.01	<0.02	10.83	<0.01	1.25	14.27	6.95	153.40	1.28	157.42	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0229	0.0970	—	0.5700	0.5433	0.0244	0.0005	0.0015	0.0011	0.0046	0.0007	—	—	0.0433	—	0.0625	0.0571	0.1000	0.1534	0.4267	0.3498	—	—	—	—
		超标倍数																									
SW03	松散孔隙水	监测值	1.38	309.00	<0.004	93.00	229.00	0.79	1.08	1.23	0.22	<0.01	1.17	<0.01	<0.02	3.66	<0.01	0.95	39.20	6.77	142.00	1.52	160.08	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0069	1.5450	—	0.9300	0.7633	0.0159	0.0011	0.0012	0.0044	—	0.0234	—	—	0.0146	—	0.0475	0.1568	0.5400	0.1420	0.5067	0.3557	—	—	—	—
		超标倍数		0.55																							
SW04	松散孔隙水	监测值	5.09	149.00	<0.004	86.00	213.00	1.69	1.19	8.94	0.38	0.04	0.48	<0.01	<0.02	5.95	<0.01	0.62	35.21	6.87	133.00	1.44	135.50	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0255	0.7450	—	0.8600	0.7100	0.0338	0.0012	0.0089	0.0076	0.0041	0.0096	—	—	0.0238	—	0.0309	0.1409	0.2600	0.1330	0.4800	0.3011	—	—	—	—
		超标倍数																									
SW05	松散孔隙水	监测值	3.91	236.24	<0.004	223.21	430.00	4.51	1.94	8.99	1.04	0.03	0.73	<0.01	<0.02	2.53	<0.01	0.43	9.20	6.82	136.50	1.52	162.58	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0196	1.1812	—	2.2321	1.4333	0.0902	0.0019	0.0090	0.0208	0.0033	0.0145	—	—	0.0101	—	0.0216	0.0368	0.3600	0.1365	0.5067	0.3613	—	—	—	—
		超标倍数		0.18		1.23	0.43																				
SW06	松散孔隙水	监测值	5.43	0.23	<0.004	54.00	110.00	8.62	0.25	8.27	<0.02	0.12	<0.02	<0.01	<0.02	19.03	<0.01	1.77	3.83	**6.12**	113.70	1.92	105.92	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0272	0.0012	—	0.5400	0.3667	0.1724	0.0002	0.0083	—	0.0121	—	—	—	0.0761	—	0.0883	0.0153	1.7600	0.1137	0.6400	0.2354	—	—	—	—
		超标倍数																		**0.76**							
SW07	松散孔隙水	监测值	17.30	77.20	<0.004	0.55	87.00	<0.04	0.13	0.85	<0.02	<0.01	0.48	<0.01	<0.02	1.78	<0.01	0.63	33.16	**6.49**	94.70	1.20	67.00	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0865	0.3860	—	0.0055	0.2900	—	0.0001	0.0009	—	—	0.0097	—	—	0.0071	—	0.0313	0.1326	1.0200	0.0947	0.4000	0.1489	—	—	—	—
		超标倍数																		**0.02**							
DB01	乐营水库地表水	监测值	0.81	73.30	<0.004	<0.01	145.00	0.38	0.65	27.10	<0.02	<0.01	<0.02	<0.01	<0.02	2.85	<0.01	0.97	18.85	6.94	113.90	2.00	117.50	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0041	0.3665	—	—	0.4833	0.0076	0.0007	0.0271	—	—	—	—	—	0.0114	—	0.0487	0.0754	0.1200	0.1139	0.6667	0.2611	—	—	—	—
		超标倍数																									
DB02	权甫水库地表水	监测值	4.00	2.10	<0.004	0.12	105.00	0.39	0.29	<0.06	2.98	<0.01	<0.02	<0.01	0.36	6.43	<0.01	0.73	27.12	6.99	131.90	6.40	120.92	<0.002	230.00	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0200	0.0105	—	0.0012	0.3500	0.0079	0.0003	—	0.0596	—	—	—	0.3638	0.0257	—	0.0365	0.1085	0.0100	0.1319	2.1333	0.2687	—	76.6667	—	—
		超标倍数																				1.13			75.67		
标准			200	200	0.05	100	300	50	1000	1000	50	10	50	1	1	250	0.02	20	250	6.5-8.5	1000	3	450	0.002	3	0.3	10

表 12.1－4　　评价区枯水期地下水环境质量监测及评价结果表（2015 年 1 月）

点位	地下水类型	项目	监测因子																							
			钠	铝	Cr^{6+}	锰	铁	镍	铜	锌	砷	镉	铅	汞	F^-	Cl^-	NO_2-N	NO_3-N	SO_4^{2-}	pH	TDS	高锰酸钾指数	总硬度	挥发性酚（以苯酚计）	总大肠杆菌	石油类	苯
			mg/L	μg/L	mg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L		mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	MPN/100mL	mg/L	μg/L
#01	乐营村孔隙水	监测值	0.14	<0.06	<0.004	<0.01	223.00	0.42	0.23	16.00	0.37	<0.01	<0.02	<0.01	<0.02	0.14	<0.01	0.42	2.33	7.93	157.30	0.56	204.33	<0.002	10.00	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0007	—	—	—	0.7433	0.0084	0.0002	0.0160	0.0074	—	—	—	—	0.0005	—	0.0211	0.0093	0.62	0.1573	0.1867	0.4541	—	3.33	—	—
		超标倍数																							2.33		
#02	天井村岩溶水	监测值	1.59	6.83	<0.004	2.68	276.00	0.81	0.17	24.00	0.34	<0.01	<0.02	<0.01	<0.02	1.74	<0.01	0.75	10.16	7.78	163.20	0.64	210.58	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.008	0.034	—	0.027	0.920	0.016	0.000	0.024	0.007	—	—	—	—	0.007	—	0.037	0.041	0.52	0.163	0.213	0.468	—	—	—	—
		超标倍数																									
#03	硫窑村岩溶水	监测值	20.00	87.20	<0.004	1.81	285.00	1.57	5.28	28.80	0.48	<0.01	0.42	<0.01	<0.02	40.15	0.06	0.64	89.56	7.11	324.00	1.84	356.08	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.100	0.436	—	0.018	0.950	0.031	0.005	0.029	0.010	—	0.008	—	—	0.161	3.00	0.032	0.358	0.07	0.324	0.613	0.791	—	—	—	—
		超标倍数															2.00										
#04	青龙哨岩溶水	监测值	14.60	<0.06	<0.004	1.11	273.00	0.92	0.30	2.42	0.80	<0.01	<0.02	<0.01	<0.02	16.58	<0.01	1.52	58.51	7.14	260.00	0.72	351.42	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.073	—	—	0.011	0.910	0.018	0.000	0.002	0.016	—	—	—	—	0.066	—	0.076	0.234	0.09	0.260	0.240	0.781	—	—	—	—
		超标倍数																									
#05	青龙哨岩溶水	监测值	14.40	5.61	<0.004	1.71	224.00	0.65	0.61	691.00	0.57	<0.01	0.09	<0.01	<0.02	18.46	<0.01	2.81	44.01	7.59	254.00	0.56	322.58	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0720	0.0281	—	0.0171	0.7467	0.0130	0.0006	0.6910	0.0114	—	0.0019	—	—	0.0738	—	0.1406	0.1761	0.3933	0.2540	0.1867	0.7169	—	—	—	—
		超标倍数																									
#06	白土村岩溶水	监测值	0.19	<0.06	<0.004	0.16	246.00	0.74	1.67	528.00	0.15	<0.01	0.45	<0.01	<0.02	0.69	<0.01	0.75	2.52	7.54	174.40	0.72	249.42	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0010	—	—	0.0016	0.8200	0.0149	0.0017	0.5280	0.0030	—	0.0091	—	—	0.0028	—	0.0374	0.0101	0.36	0.1744	0.2400	0.5543	—	—	—	—
		超标倍数																									
#07	邵九村岩溶水	监测值	0.18	1.32	<0.004	0.17	215.00	0.42	0.51	261.00	0.31	<0.01	0.24	<0.01	0.05	0.20	0.05	0.48	2.70	7.65	159.60	0.56	206.75	<0.002	13.00	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0009	0.0066	—	0.0017	0.7167	0.0083	0.0005	0.2610	0.0061	—	0.0047	—	0.0543	0.0008	2.50	0.0241	0.0108	0.4333	0.1596	0.1867	0.4594	—	4.33	—	—
		超标倍数															1.50								3.33		
#08	小石桥岩溶水	监测值	13.90	<0.06	<0.004	6.81	297.00	0.80	0.27	633.00	0.54	<0.01	0.68	<0.01	<0.02	16.43	<0.01	1.88	55.73	7.67	256.00	0.80	329.00	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0695	—	—	0.0681	0.9900	0.0160	0.0003	0.6330	0.0107	—	0.0136	—	—	0.0657	—	0.0938	0.2229	0.4467	0.2560	0.2667	0.7311	—	—	—	—
		超标倍数																									
#09	云天化8号水井岩溶水	监测值	15.00	<0.06	<0.004	5.66	256.00	0.67	1.87	147.00	0.54	<0.01	<0.02	<0.01	<0.02	17.19	<0.01	2.30	58.12	7.29	267.00	0.64	316.25	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0750	—	—	0.0566	0.8533	0.0133	0.0019	0.1470	0.0108	—	—	—	—	0.0688	—	0.1150	0.2325	0.1933	0.2670	0.2133	0.7028	—	—	—	—
		超标倍数																									
SW01	松散孔隙水	监测值	1.16	117.00	<0.004	29.00	246.00	6.50	2.84	60.70	0.17	0.07	4.35	<0.01	0.16	0.98	<0.01	<0.03	40.47	6.44	114.00	0.80	139.92	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0058	0.5850	—	0.2900	0.8200	0.1300	0.0028	0.0607	0.0035	0.0067	0.0870	—	0.1569	0.0039	—	—	0.1619	1.12	0.1140	0.2667	0.3109	—	—	—	—
		超标倍数																		0.12							
SW02	松散孔隙水	监测值	27.60	115.00	<0.004	44.00	297.00	4.24	15.80	212.00	0.46	0.08	15.50	<0.01	0.03	59.19	<0.01	4.14	10.93	6.45	292.00	2.16	271.92	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.1380	0.5750	—	0.4400	0.9900	0.0848	0.0158	0.2120	0.0093	0.0084	0.3100	—	0.0316	0.2368	—	0.2068	0.0437	1.10	0.2920	0.7200	0.6043	—	—	—	—
		超标倍数																		0.10							
SW03	松散孔隙水	监测值	2.11	127.00	<0.004	151.00	237.00	1.88	1.52	7.16	0.65	<0.01	2.98	<0.01	0.09	3.26	<0.01	<0.03	21.25	6.59	251.00	1.68	265.67	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0106	0.6350	—	1.5100	0.7900	0.0376	0.0015	0.0072	0.0131	—	0.0596	—	0.0874	0.0131	—	—	0.0850	0.82	0.2510	0.5600	0.5904	—	—	—	—
		超标倍数				0.51																					
SW04	松散孔隙水	监测值	0.41	150.00	<0.004	46.50	268.00	3.06	7.69	115.00	0.66	0.04	6.17	<0.01	0.24	1.94	<0.01	1.82	5.20	6.43	66.70	0.80	77.17	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0021	0.7500	—	0.4650	0.8933	0.0612	0.0077	0.1150	0.0132	0.0043	0.1234	—	0.2351	0.0078	—	0.0912	0.0208	1.14	0.0667	0.2667	0.1715	—	—	—	—
		超标倍数																		0.14							
SW05	松散孔隙水	监测值	1.61	105.00	<0.004	73.00	242.00	7.60	2.40	63.50	0.43	0.03	1.58	<0.01	0.12	3.34	<0.01	0.54	10.83	6.28	176.90	1.52	255.25	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0081	0.5250	—	0.7300	0.8067	0.1520	0.0024	0.0635	0.0085	0.0029	0.0316	—	0.1178	0.0134	—	0.0271	0.0433	1.44	0.1769	0.5067	0.5672	—	—	—	—
		超标倍数																		0.44							
SW06	松散孔隙水	监测值	6.67	2.16	<0.004	61.00	240.00	3.96	0.22	156.00	<0.02	0.16	0.42	<0.01	<0.02	20.52	<0.01	0.56	3.39	5.94	101.30	1.36	94.50	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0334	0.0108	—	0.6100	0.8000	0.0792	0.0002	0.1560	—	0.0157	0.0085	—	—	0.0821	—	0.0278	0.0136	2.12	0.1013	0.4533	0.2100	—	—	—	—
		超标倍数																		1.12							
SW07	松散孔隙水	监测值	0.26	100.00	<0.004	28.40	298.00	1.74	1.27	26.80	0.34	0.06	6.55	<0.01	0.07	0.54	<0.01	0.74	2.38	6.29	44.60	0.48	72.21	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0013	0.5000	—	0.2840	0.9933	0.0348	0.0013	0.0268	0.0069	0.0059	0.1310	—	0.0727	0.0022	—	0.0371	0.0095	4.42	0.0446	0.1600	0.1605	—	—	—	—
		超标倍数																		0.42							
DB01	乐营水库地表水	监测值	0.83	73.80	<0.004	2.64	200.00	0.58	0.42	35.20	0.30	<0.01	<0.02	<0.01	0.10	1.28	<0.01	0.54	17.30	7.22	69.20	2.88	77.50	<0.002	120.00	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0041	0.3690	—	0.0264	0.6667	0.0116	0.0004	0.0352	0.0059	—	—	—	0.0978	0.0051	—	0.0269	0.0692	0.1433	0.0692	0.9600	0.1722	—	40.00	—	—
		超标倍数																							39.00		
DB02	双甫水库地表水	监测值	5.88	31.10	<0.004	15.90	272.00	1.20	9.27	12.40	1.76	<0.01	0.07	<0.01	0.56	6.14	<0.01	<0.03	30.43	7.75	154.30	6.12	162.75	<0.002	220.00	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0294	0.1555	—	0.1590	0.9067	0.0240	0.0093	0.0124	0.0352	—	0.0014	—	0.5641	0.0245	—	—	0.1217	0.50	0.1543	2.0400	0.3617	—	73.33	—	—
		超标倍数																				1.04			72.33		
标准			200	200	0.05	100	300	50	1000	1000	50	10	50	1	1	250	0.02	20	250	6.5-8.5	1000	3	450	0.002	3	0.3	10

表 12.1－5　　评价区平水期地下水环境质量监测及评价结果表（2015 年 4 月）

点位	地下水类型	项目	监测因子																								
			钠	铝	Cr^{6+}	锰	铁	镍	铜	锌	砷	镉	铅	汞	F^-	Cl^-	NO_2^--N	NO_3^--N	SO_4^{2-}	pH	TDS	高锰酸钾指数	总硬度	挥发性酚（以苯酚计）	总大肠杆菌	石油类	苯
			mg/L	μg/L	mg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L		mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	MPN/100mL	mg/L	μg/L
#01	乐营村孔隙水	监测值	0.15	<0.06	<0.004	<0.01	213.00	0.54	0.26	13.50	0.44	<0.01	<0.02	<0.01	<0.02	0.18	<0.01	0.36	1.05	7.88	184.00	0.55	206.54	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0008	—	—	—	0.7100	0.0108	0.0003	0.0135	0.0088	—	—	—	—	0.0007	—	0.0180	0.0042	0.59	0.1840	0.1833	0.4590	—		—	—
		超标倍数																									
#02	天井村岩溶水	监测值	1.41	5.98	<0.004	2.75	271.00	0.89	0.19	26.98	0.26	<0.01	<0.02	<0.01	<0.02	1.64	<0.01	0.66	20.69	7.79	216.00	0.41	210.65	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.007	0.030	—	0.028	0.903	0.018	0.000	0.027	0.005	—	—	—	—	0.007	—	0.033	0.083	0.53	0.216	0.137	0.468	—	—	—	—
		超标倍数																									
#03	碗窑村岩溶水	监测值	21.11	86.32	<0.004	1.92	289.00	1.69	6.49	28.60	0.52	<0.01	0.22	<0.01	<0.02	50.00	<0.01	0.36	90.68	7.68	355.00	0.99	366.45	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.106	0.432	—	0.019	0.963	0.034	0.006	0.029	0.010	—	0.004	—	—	0.200	—	0.018	0.363	0.45	0.355	0.330	0.814	—	—	—	—
		超标倍数																									
#04	青龙哨岩溶水	监测值	14.80	<0.06	<0.004	1.21	276.00	0.94	0.29	2.36	0.88	<0.01	<0.02	<0.01	<0.02	17.65	0.05	1.48	60.54	7.44	245.00	0.48	360.54	<0.002	11.00	<0.005	<0.05
		评价指数	0.074	—	—	0.012	0.920	0.019	0.000	0.002	0.018	—	—	—	—	0.071	2.5000	0.074	0.242	0.29	0.245	0.160	0.801	—	4.33	—	—
		超标倍数															1.5								3.33		
#05	青龙哨岩溶水	监测值	17.40	5.88	<0.004	1.69	233.00	0.67	0.64	688.00	0.69	<0.01	0.09	<0.01	<0.02	19.45	<0.01	2.88	55.23	7.51	265.00	0.46	352.12	<0.002	60.00	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0870	0.0294	—	0.0169	0.7767	0.0133	0.0006	0.6880	0.0138	—	0.0019	—	—	0.0778	—	0.1440	0.2209	0.3400	0.2650	0.1533	0.7825	—	20	—	—
		超标倍数																							19		
#06	白土村岩溶水	监测值	0.20	<0.06	<0.004	0.19	274.00	0.77	1.51	612.00	0.18	<0.01	0.55	<0.01	<0.02	0.88	<0.01	0.74	3.56	7.56	152.00	0.91	280.56	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0010	—	—	0.0019	0.9133	0.0155	0.0015	0.6120	0.0036	—	0.0110	—	—	0.0035	—	0.0370	0.0142	0.3733	0.1520	0.3033	0.6235	—	—	—	—
		超标倍数																									
#07	邵九村岩溶水	监测值	0.17	1.39	<0.004	0.19	215.00	0.42	0.57	311.00	0.33	<0.01	0.33	<0.01	0.07	0.36	0.04	0.50	1.56	7.55	265.00	0.66	208.54	<0.002	20.00	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0009	0.0070	—	0.0019	0.7167	0.0083	0.0006	0.3110	0.0066	—	0.0066	—	0.0700	0.0014	2	0.0250	0.0062	0.3667	0.2650	0.2200	0.4634	—	6.667	—	—
		超标倍数															1								5.667		
#08	小石桥岩溶水	监测值	13.71	<0.06	<0.004	6.98	202.00	0.82	0.29	651.00	0.54	<0.01	0.70	<0.01	<0.02	17.45	<0.01	1.78	54.56	7.59	277.00	0.78	365.15	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0686	—	—	0.0698	0.6733	0.0164	0.0003	0.6510	0.0107	—	0.0140	—	—	0.0698	—	0.0890	0.2182	0.3933	0.2770	0.2600	0.8114	—	—	—	—
		超标倍数																									
#09	云天化8号水井岩溶水	监测值	15.22	<0.06	<0.004	5.58	252.00	0.68	1.25	185.00	0.54	<0.01	<0.02	<0.01	<0.02	18.19	<0.01	2.44	58.40	7.11	304.00	0.56	264.00	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0761	—	—	0.0558	0.8400	0.0135	0.0013	0.1850	0.0108	—	—	—	—	0.0728	—	0.1220	0.2336	0.0733	0.3040	0.1867	0.5867	—	—	—	—
		超标倍数																									
SW01	松散孔隙水	监测值	1.21	121.00	<0.004	28.00	256.00	6.53	2.84	77.10	0.15	0.03	4.40	<0.01	0.08	0.88	<0.01	<0.03	60.54	6.49	330.40	0.98	148.52	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0061	0.6050	—	0.2800	0.8533	0.1306	0.0028	0.0771	0.0030	0.0030	0.0880	—	0.0800	0.0035	—	—	0.2422	1.02	0.3304	0.3267	0.3300	—	—	—	—
		超标倍数																		0.02							
SW02	松散孔隙水	监测值	25.60	116.00	<0.004	45.00	298.00	4.26	15.87	220.00	0.65	0.02	15.90	<0.01	0.01	60.12	<0.01	5.15	50.54	6.30	299.00	2.56	289.26	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.1280	0.5800	—	0.4500	0.9933	0.0853	0.0159	0.2200	0.0130	0.0020	0.3180	—	0.0100	0.2405	—	0.2575	0.2022	1.4	0.2990	0.8533	0.6428	—	—	—	—
		超标倍数																		0.4							
SW03	松散孔隙水	监测值	2.17	139.00	<0.004	166.00	257.00	1.89	1.52	7.20	0.86	<0.01	3.25	<0.01	0.07	3.40	<0.01	<0.03	36.45	6.99	304.00	1.99	250.45	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0109	0.6950	—	1.66	0.8567	0.0377	0.0015	0.0072	0.0172	—	0.0650	—	0.0700	0.0136	—	—	0.1458	0.02	0.3040	0.6633	0.5566	—	—	—	—
		超标倍数				0.66																					
SW04	松散孔隙水	监测值	0.48	152.00	<0.004	46.40	278.00	3.56	7.69	121.00	0.77	0.09	8.17	<0.01	0.26	1.88	<0.01	1.22	6.54	6.33	68.70	0.89	77.45	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0024	0.7600	—	0.464	0.9267	0.0712	0.0077	0.1210	0.0154	0.0090	0.1634	—	0.2600	0.0075	—	0.0610	0.0262	1.34	0.0687	0.2967	0.1721	—	—	—	—
		超标倍数																		0.34							
SW05	松散孔隙水	监测值	1.72	113.00	<0.004	77.00	242.00	7.76	2.56	64.00	0.52	0.04	1.60	<0.01	0.22	3.42	<0.01	0.62	8.25	6.22	185.50	1.69	260.54	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0086	0.5650	—	0.77	0.8067	0.1552	0.0026	0.0640	0.0104	0.0040	0.0320	—	0.2200	0.0137	—	0.0310	0.0330	1.56	0.1855	0.5633	0.5790	—	—	—	—
		超标倍数																		0.56							
SW06	松散孔隙水	监测值	5.86	2.78	<0.004	71.00	245.00	3.04	0.37	172.00	<0.02	0.20	0.42	<0.01	<0.02	22.56	<0.01	0.59	2.69	5.99	105.90	1.46	101.20	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0293	0.0139	—	0.71	0.8167	0.0608	0.0004	0.1720	—	0.0200	0.0085	—	—	0.0902	—	0.0295	0.0108	2.02	0.1059	0.4867	0.2249	—	—	—	—
		超标倍数																		1.02							
SW07	松散孔隙水	监测值	0.35	102.00	<0.004	29.40	291.00	1.72	1.38	28.50	0.45	0.03	6.40	<0.01	0.06	0.64	<0.01	0.77	2.88	6.31	50.60	0.50	80.50	<0.002	<2	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0017	0.5100	—	0.294	0.9700	0.0344	0.0014	0.0285	0.0090	0.0030	0.1280	—	0.0600	0.0026	—	0.0385	0.0115	1.38	0.0506	0.1667	0.1789	—	—	—	—
		超标倍数																		0.38							
DB01	乐营水库地表水	监测值	0.91	73.40	<0.004	2.76	200.00	0.52	0.45	40.00	0.35	<0.01	<0.02	<0.01	0.15	1.38	<0.01	0.50	18.60	7.02	102.00	2.89	80.40	<0.002	90.00	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0046	0.3670	—	0.0276	0.6667	0.0103	0.0005	0.0400	0.0070	—	—	—	0.1500	0.0055	—	0.0250	0.0744	0.0133	0.1020	0.9633	0.1787	—	30	—	—
		超标倍数																							29		
DB02	权甫水库地表水	监测值	5.12	32.30	<0.004	16.20	266.00	1.25	9.28	18.00	2.01	<0.01	0.01	<0.01	0.68	5.15	<0.01	<0.03	40.40	7.69	269.00	2.69	260.50	<0.002	210.00	<0.005	<0.05
		评价指数	0.0256	0.1615	—	0.1620	0.8867	0.0250	0.0093	0.0180	0.0402	—	0.0002	—	0.6800	0.0206	—	—	0.1616	0.4600	0.2690	0.8967	0.5789	—	70	—	—
		超标倍数																							69		
标准			200	200	0.05	100	300	50	1000	1000	50	10	50	1	1	250	0.02	20	250	6.5-8.5	1000	3	450	0.002	3	0.3	10

深层岩溶水和浅层松散层地下水监测因子明显不同，初步表明两者之间水力联系微弱。

➢ 1）丰水期（2014 年 9 月）地下水环境质量现状

pH：丰水期仅有松散层地下水监测点个别超标（SW06 和 SW07），超标倍数分别为 0.76 和 0.02。岩溶水监测点未出现超标。松散层地下水超标应该与地下水赋存环境和受地表生活污水影响有关。

硝酸盐氮: 丰水期监测结果表明#03(碗窑村岩溶水井)和#06(白土村岩溶水井)监测点硝酸盐氮超标，超标倍数分别为 0.16 和 0.86。碗窑村岩溶水井位于居民农田内，该点超标可能与农业生产有关；白土村岩溶水井位于交通路边、农田附近，该点超标可能与生活污染有关。

铝、锰和铁：监测结果显示丰水期厂区松散层地下水监测点 SW05，对比其他监测点的数据表明超标原因不具有普遍性，与监测点地下水局部赋存环境或污水点源入渗有关。

总大肠菌群：丰水期表现为上游的天井村岩溶水井#01 和评价区外的邵九村岩溶水井#07 出现了大肠杆菌超标，超标倍数为 5.67。由于这两口井位于居民生活区，且没有好的保护措施，水质较容易遭受生活污染物的影响，进而造成大肠杆菌超标。

其它指标：氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、砷、汞、镍、铅、镉、锌、铜、钠、氟化物、挥发酚、苯、石油类、高锰酸钾指数、总大肠菌群等指标在各个取样点均可达标。

➢ 2）枯水期（2015 年 1 月）地下水环境质量现状

pH：枯水期厂内孔隙潜水超标显著，除 SW03 点外，其余各孔隙水监测点（SW01、SW02、SW04-SW07）均超标。岩溶水监测点未出现超标，松散层地下水超标应该与地下水赋存环境和受地表生活污水下渗影响有关。

硝酸盐氮: #03(碗窑村岩溶水井)和#07(邵九村岩溶水井)监测点亚硝酸盐氮超标。亚硝酸盐氮污染一般和含氮化肥过量施用、工业污水超标排放和生活污水随意排放有关。#03 和#07 监测点位于居民生活区，亚硝酸盐氮超标应为生活污水和牲畜粪便污水渗入地下水所致。

锰：监测结果显示枯水期厂区松散层地下水监测点 SW03 中锰有所超标，超标倍数为 0.51。

总大肠菌群：枯水期，乐营村孔隙水#01 和邵九村岩溶水#07 该项超标，该两点位于农田内，与生活污染有关。

其它指标：氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、砷、铝、铁、汞、镍、铅、镉、锌、铜、钠、氟化物、挥发酚、苯、石油类、高锰酸钾指数、总大肠菌群等指标在各个取样点均可达标。

➢ 3）平水期（2015 年 4 月）地下水环境质量现状

pH：平水期厂内孔隙潜水超标显著，除 SW03 点外，其余各孔隙水监测点（SW01、SW02、SW04-SW07）均超标。岩溶水监测点未出现超标，松散层地下水超标应该与地下水赋存环境和受地表生活污水下渗影响有关。

硝酸盐氮: #04(青龙哨岩溶水井)和#07(邵九村岩溶水井)监测点亚硝酸盐氮超标。亚硝酸盐氮污染一般和含氮化肥过量施用、工业污水超标排放和生活污水随意排放有关。#04 和#07 监测点位于居民生活区，亚硝酸盐氮超标应为生活污水和牲畜粪便污水渗入地下水所致。

锰：监测结果显示平水期厂区松散层地下水监测点 SW03 中锰有所超标，超标倍数为 0.66。

总大肠菌群：平水期，青龙哨岩溶水#04、#05 和邵九村岩溶水#07 该项超标，水源点均位于农田内，与生活污染有关。

其它指标：氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、砷、铝、铁、汞、镍、铅、镉、锌、铜、钠、氟化物、挥发酚、苯、石油类、高锰酸钾指数、总大肠菌群等指标在各个取样点均可达标。

12.1.2 与原环评监测结果的比对

与原环评时的地下水监测结果进行对比可知：项目优化调整前后，评价区地下水环境质量基本一致。

12.2 区域地质及水文地质条件

与原环评项目对比，本次优化调整项目建设位置没有发生改变，项目所处位置的区域地层岩性、构造特征、地下水含水岩组的特征与原环评一致。

12.2.1构造特征

根据 1:50000《中华人民共和国地质图（安宁县幅）》（云南地质矿产局第一水文地质工程地质大队区调分队，1993 年 12 月），评价区位于杨子准地台西部，川滇台北斜南段，属武定－石屏隆断束，峨山台穹，受汤郎－易门断裂控制。汤郎－易门断裂走向 10°，断层面 280°∠47°~63°，上盘上升，下盘下降，属逆断层，左旋，长 10km，断裂带宽约 100m，断距巨大，控制着红色盆地的后期改造，东距评价区约 10km。评价区位于波罗湾－丰收厂断裂（走向 60°）次级断裂的北测，主断裂长 6km，近直立，右旋，呈舒缓波状延伸，属于平移断层。次级断裂长约 1.7km，走向北北西，倾向北东东。

12.2.2岩石和地层

根据《昆明地区螳螂江水域 1：5 万水文地质图》（东站水文队（现云南地质矿产局第一水文地质工程地质大队），1986）和《安宁县地下水资源调查评价报告》（安宁县水利电力局，云南科技创业服务中心，1994），厂区及周边（周围约 3km）主要地层和岩石包括震旦系灯影组、震旦系渔户村组，寒武系渔户村组、寒武系筇竹寺组、泥盆系海口组、泥盆系宰格组、二叠系倒石头组、三叠系舍资组、侏罗系下禄丰组、侏罗系上禄丰组和第四系。

区域水文地质图及其剖面图见图 12.2-1~图 12.2-3，区域地层岩性特征见表 12.2-1。

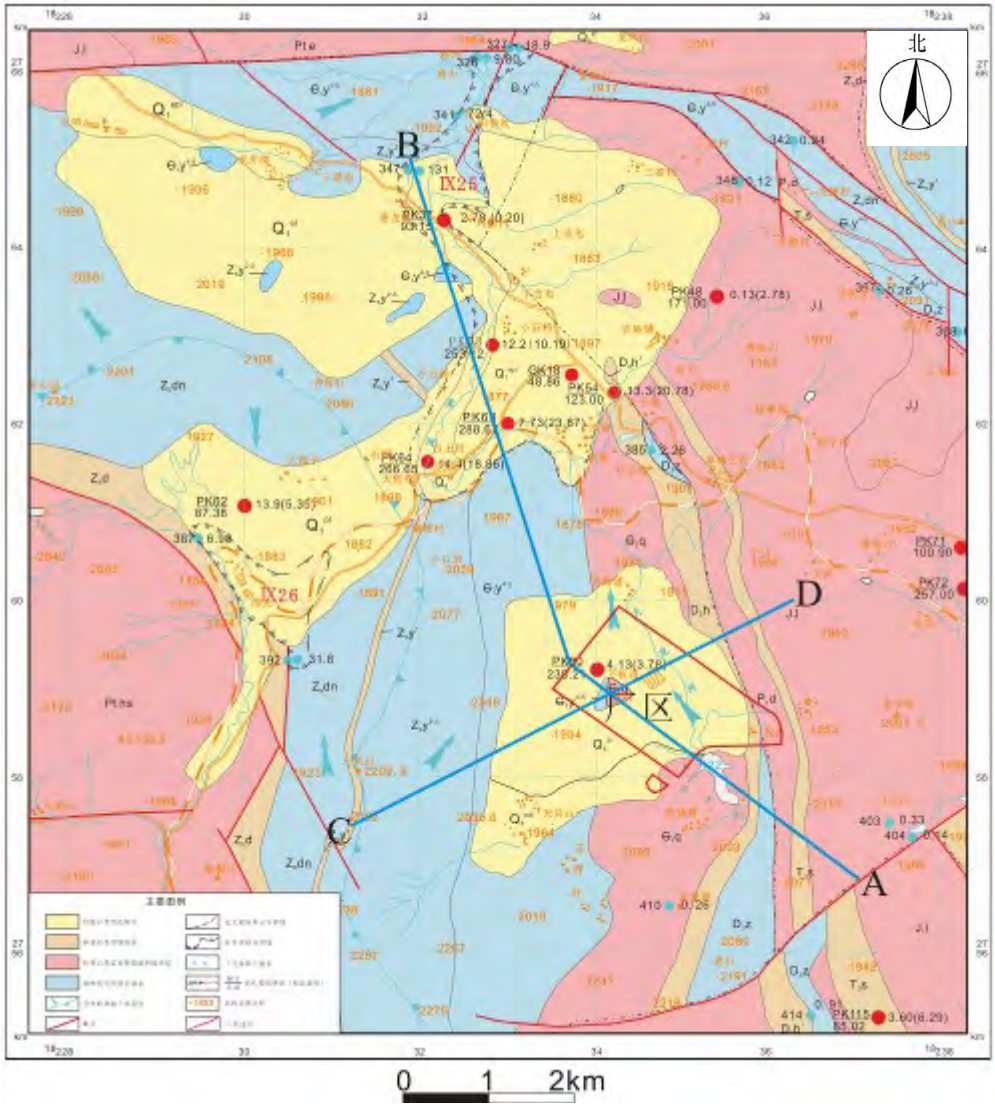


图 12.2-1　　区域 1:50000 水文地质图

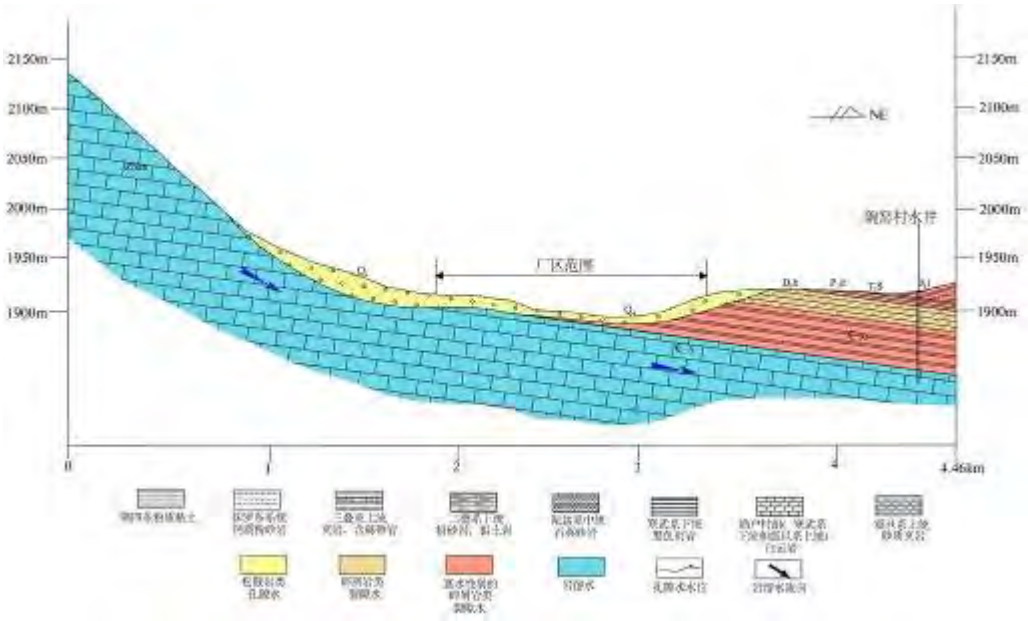


图 12.2-2　　区域 1:50000 水文地质图（CD 剖面）

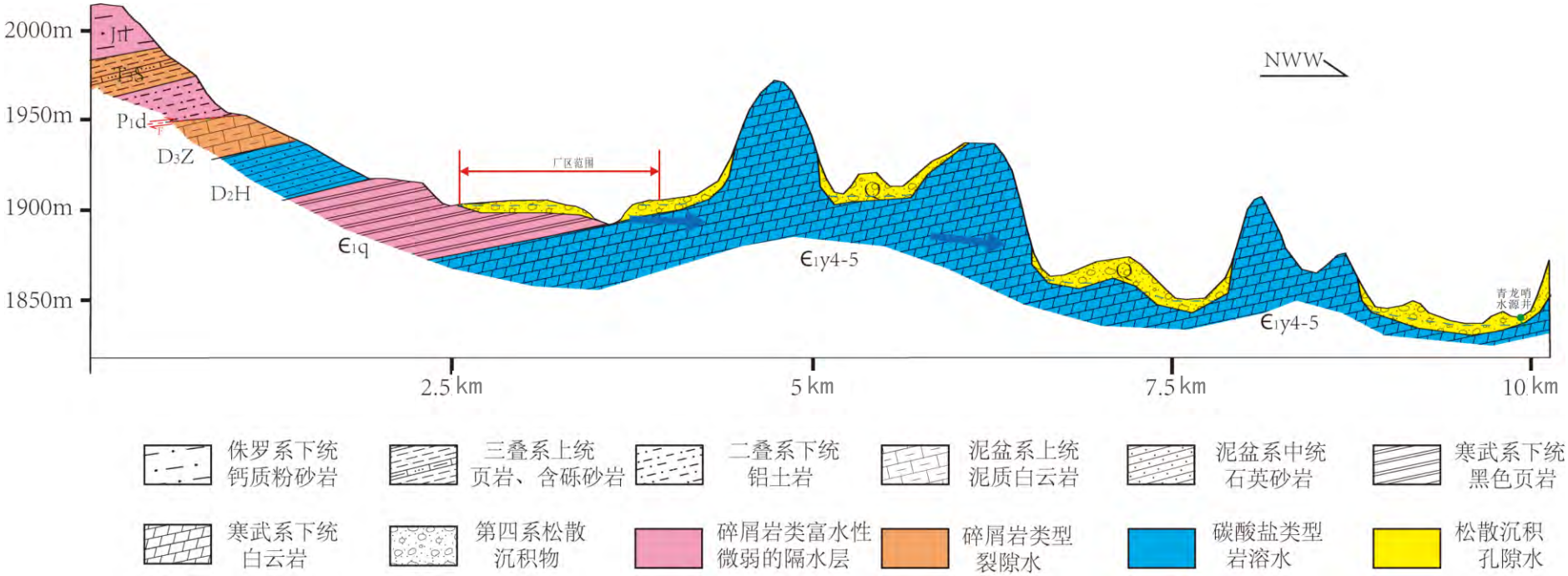


图 12.2-3　　区域 1:50000 水文地质图（AB 剖面）

表 12.2-1　　区域地层岩性特征简表

界	系	统	组	地层代号	厚度(m)	岩性特征
新生界	第四系	全新统		Q_4	0～>50 (50m 钻孔未见底)	灰色粘土与粉细砂互层，夹炭质粘土，褐煤层。
		更新统		Q_3	5～48.86	灰白、灰绿、褐黄色长石石英砂岩、石英砂岩砾石夹砂土, 向上递减成含砾砂质粘土。
中生界	侏罗系	中统	上禄丰组	J_2l	103～610.1	紫红、暗紫色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩夹少量同色薄层细砂岩及少量灰绿色泥岩，砂岩中水平层理发育。
		下统	下禄丰组	J_1l	10.47～261.26	上部为灰紫、紫红、深灰色薄－中层状泥岩、钙质泥岩、泥灰岩，局部夹长石石英砂岩、钙质粉砂岩； 下部为紫红、灰黄、浅褐、粉红色中厚层状细－中粒长石石英砂岩、粉砂呀、泥岩不等厚互层。
	三叠系	上统	舍资组	T_3S	42.91～125.24	上部粉砂岩、页岩、含砾砂岩；下部复成分砂、砾岩夹页岩、粉砂岩。
古生界	二叠系	下统	倒石头组	P_1d	6.86～36.15	铝土岩、铝土岩铁质粘土岩、铝土页岩。
	泥盆系	上统	宰格组	D_3Z	53.20～96.46	泥质白云岩夹钙质泥岩。
		中统	海口组	D_2H	36.69～63.36	石英砂岩夹泥质粉砂岩。
	寒武系	下统	筇竹寺组	$Є_1q$	173.99～235.67	上段黑色页岩、粉砂岩；下段为含磷粉砂岩、粉砂质页岩，含海绿石黑色粉砂岩。
			渔户村组	$Є_1y^{4-5}$	74.18～108.25	白云质磷块岩、硅质磷块岩。
元古界	震旦系	上统	渔户村组	Z_by^{2-3}	222.3	浅灰、灰白色粉晶白云岩，硅质条带白云岩，含硅质白云岩。
			渔户村组	Z_by^1	10～35.4	粉晶白云岩夹页岩、局部地段为白云质砂质页岩夹粉砂岩
			灯影组	Z_bdn	384.44～606.03	上段为含磷粉晶白云岩、硅质白云岩、藻白云岩等；中段为泥质白云岩、泥岩；下段为细－中晶含藻白云岩。

12.2.2.1　震旦系

1. 灯影组（Zbdn）

上段为硅质白云岩，主要为中厚层状含磷粉晶白云岩、硅质白云岩、藻白云岩等。中段为灰绿、紫红、黄绿色泥质白云岩、泥岩、粉砂岩。下段为浅灰色厚层状细晶－中晶含藻白云岩（富藻段），灰、浅灰色厚层－巨厚层状泥－亮晶叠层

状藻纹白云岩，灰、浅灰色厚－巨厚层状泥－亮晶层状叠层石白云岩，灰黄色薄—中层状泥—粉晶砂屑白云岩。总厚 384.40~606.63m。

2. 渔户村组（Z_by）

（1）旧城段（Z_by^1）

岩性为浅灰色泥质层纹状粉晶白云岩夹灰绿色白云质、钙质页岩，局部地段出现紫红色白云质、砂质页岩夹薄层粉砂岩,属局限台地相，炎热干燥气候潮间泥坪环境下的含镁碳酸盐及碎屑、泥质沉积。本段以其灰绿、紫红色和富含泥质为特征，依次区别于下伏和上覆地层，厚度 10～35.4m。

（2）硅质白云岩段（Z_by^{2-3}）

岩性主要为一套浅灰、灰白色粉晶白云岩，硅质条带白云岩，含硅质白云岩，为台地相潮间－潮上带炎热干燥环境下的含镁碳酸盐沉积。沉积地质时代归于晚震旦世至早寒武世，为跨界岩石地层单位。岩石质地较细腻，结构均匀，具层纹状构造，厚约 222.3m。

12.2.2.2 寒武系

1. 渔户村组（$Є_1y^{4-5}$）

该地层是区内磷矿层赋存的主要层位，形成巨大的工业矿床。依岩性自上至下可分为四个部分：顶部为晶粒白云岩，泥－粉晶白云岩，硅质岩夹黑色燧石条带（此段草铺以北缺失）；上部多为砂屑磷块岩、白云质磷块岩、鲕状、假鲕状磷块岩夹含磷白云岩或互变；中部为内碎屑、生物碎屑含磷白云岩；底部为含石英砂屑白云质磷块岩，条带状白云质磷块岩。上述层序横向变化较大，草铺以南岩性岩相稳定，草铺以北变化大，普遍缺失顶部层位，总厚 74.18～108.25m。

2. 筇竹寺组（$Є_1q$）

上段岩性以黑、灰绿色页岩夹少量砂岩、粉砂岩，局部夹泥灰岩、白云岩。下段主要为灰黑、深灰色薄—中层状粉砂岩，靠下部多为深灰色薄层状含海绿石粉砂褐黄色薄－中层状不等粒石英砂岩，含长石砂岩；具下粗上细的结构特征，交替层理、斜层理及水平微细层理发育。总厚 173.99~235.67m。

12.2.2.3 泥盆系

1. 海口组（D_2h）

为一套滨岸河湖相碎屑沉积，岩性为灰白、中－厚层状细、中粒石英砂岩、长石石英砂岩夹泥页岩，底部常有鲕状赤铁矿。厚 36.69~63.36m。

2. 宰格组（D_3z）

岩性为浅灰至深灰色中厚层状细晶白云岩，内含泥质碎屑白云岩；下部为泥质白云岩夹少量黄绿色页岩，厚度 53.2～96.46m。

12.2.2.4 二叠系

倒石头组（P_1d）

本组由于基底风化剥蚀而存在，厚度变化大，主要取决于基底形态。一般厚 6～15m，最大可达 36.15m。为一套海浸初期滨海沼泽相含煤铝土岩、碎屑岩建造。岩性为浅黄、灰黑、紫红、灰绿等杂色铝土岩、铝土矿、铁质粘土岩，横向上常互变，岩石成层性差，具土状、块状、鲕状、豆状、铝核状等多种结构构造，不显层理，含不同程度的铁质及包裹状、瘤状的赤铁矿体。底部常见角砾状铝土质粘土岩，局部地段见煤层。

本组层位稳定，厚度小，岩性特殊，是区内重要的标志层，也是区内重要的铝土矿、耐火粘土的赋存层位。

12.2.2.5 三叠系

舍资组（T_3S）

为一套河床相粗－细碎屑沉积岩，具有典型的二元结构，下部砾岩、上部砂（页）岩，其下与峨眉山玄武岩组呈平行不整合接触，并超覆于不同层位之上，局部缺砾岩段。下部砾岩段岩性为褐黄、灰黄、灰白色中－厚层状复成分砂砾岩夹灰白、浅灰色薄层状页岩、粉砂岩。砾岩以石英质为主，白云岩、灰岩、铝土岩砾石次之。次圆－圆状，砾径一般为0.02～0.05m，底部铝土质砾岩呈棱角－次棱角状，分选性差。上部砂（页）岩段，为灰紫、灰黄、灰白、灰黑色薄层状泥质粉砂岩、粉砂质泥岩、炭质页岩，局部夹含砾砂岩、基性凝灰质泥岩，、球粒玄武岩。岩性稳定，两段总厚 42.91～125.30m。

12.2.2.6 侏罗系

1. 下禄丰组（J_1l）

本组为一套河湖相砂泥质沉积，根据岩性岩相明显分为上、下两段。

下部为紫红、灰黄、浅褐、粉红色中厚层状细－中粒长石石英砂岩、粉砂呀、泥岩不等厚互层。具下粗上细的正旋回的基本层序。局部地区底部为浅褐色中层状复成分砾岩，含泥砾砂岩。发育多种交错、波状层理。厚度 10.47～46.96m。

上部为灰紫、紫红、深灰色薄－中层状泥岩、钙质泥岩、泥灰岩，局部夹长石石英砂岩、钙质粉砂岩，具由下而上从泥灰岩、钙质泥岩、泥岩的基本层序，厚约 179.62～214.30m。

2. 上禄丰组（J_2l）

本组岩性为紫红、暗紫色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩夹少量同色薄层细砂岩及少量灰绿色泥岩，砂岩中水平层理发育。与上禄丰组之间为连续沉积。属典型的浅湖相复陆屑沉积，厚约 103～610.1m。

12.2.2.7 第四系

新生界地层主要分布于盆地，湖盆及河流沿岸。第四系河湖相和冲洪积物主要分布于河谷和盆地中，残坡积物主要分布于低缓山坡上及山坡坡麓地带。区内第四系因受新构造运动等因素的影响，沉积物很不稳定，严格受地形地貌及母岩的控制。造成多种成因类型的地层及复杂的岩性。第四系成因类型较复杂，但主要为第四系全新统及更新统沉积物。

1. 晚更新世（Q_3）

岩性为灰白、灰绿、褐黄色长石石英砂岩、石英砂岩砾石夹砂土，砾径一般 0.01～0.05m，大者达 0.20m，呈圆－次圆状，向上递减成含砾砂质粘土，厚度 5～48.86m。

2. 全新世（Q_4）

分布于盆地、湖盆、山麓的沟口、河谷及河口地带，灰色粘土与粉细砂互层，夹炭质粘土，砾、卵石，褐煤层，0～>50m(50m 钻孔未见底)。

12.2.3 水文地质特征

区域主要水文地质特征分类详述如下：

1. 第四系富水性弱的含水岩组

区域第四系地层主要由粘土、含砾粘土、角砾、泥质砂岩层构成，所以属于弱富水性岩组。

2. 海相沉积富水性强的含水层组

震旦系灯影组（$Z_b$dn）含硅质的白云岩，隐－细晶质，致密、坚硬、性脆、易碎，抗蚀粒强，巨大的岩溶洞穴罕见，除河谷地段偶见小型溶洞外，以发育溶隙为主，溶蚀的发育深度一般在 200m 内，以下则发育密集的构造裂隙。

寒武系渔户村组（$Є_1y^{4-5}$）以白云岩和硅质白云岩为主，夹粉砂岩、页岩、磷块岩，岩石破碎，溶隙为主，且发育较均一，含有较丰富的岩溶裂隙水，为本区主要的供水层位。

3. 陆相沉积富水性弱的含水层组

系指泥盆系海口组（D_2h）地层，岩性为灰白色不等粒石英砂岩、含长石砂岩夹泥质粉砂岩及泥岩。岩石结构较松散，呈糖粒状；裂隙中等发育，地下水赋存形式具有孔隙双重性质，富水性较弱，单井出水量一般为 100m^3/d，在本项目区仅东南部少量出露，供水意义不大。

4. 海相沉积透水微弱或隔水层

包括寒武系筇竹寺组（$Є_1$q）和二叠系倒石头组（P_1d）等岩层，主要为一套薄层状粉、细砂岩、页岩（$Є_1$q）与铝土岩（P_1d）组成。该套地层具有柔性，在地应力的作用下不容易产生裂隙，或均呈细网状的闭合裂隙，不利于地下水的入渗，亦无存储条件。因此，含水十分微弱，实为不透水岩层。

12.3 评价区地质及水文地质条件

2013 年 2 月，云南炼油项目开始施工建设，场地进行了平整，装置目前在建设中，为了开展本次优化调整环评，结合原环评报告、项目岩土工程详细勘察报告、本次优化调整评价的钻探勘察资料和《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2011)，对评价区水文地质条件进行进一步详细分析。

12.3.1岩石和地层

12.3.1.1 第四系覆盖层

多为人工回填、冲洪积、湖相沉积、残坡积成因。地层编号、名称、成因及主要状态见表 12.3-1。

表 12.3-1 第四系覆盖层地层编号及主要特征表

地层编号	地层名称	成因	主要状态
①	素填土	Q_4^{ml}	松散
①-1	杂填土	Q_4^{ml}	松散
①-2	耕土	Q_4^{ml}	可塑
②	粉质黏土	Q_4^{al+pl}	可塑为主
②-1	粉质黏土	Q_4^{al+pl}	软塑为主
②-2	粗砾砂	Q_4^{al+pl}	松散-稍密
②-3	碎石	Q_4^{al+pl}	松散-稍密
②-4	含砾粉质黏土	Q_4^{al+pl}	可塑-硬塑
②-5	粉土	Q_4^{al+pl}	稍密
②-6	粉质黏土	Q_4^{al+pl}	硬塑为主
③	含砾粉质黏土	Q_4^{al+pl}	可塑-硬塑
③-1	含有机质黏土	Q_4^{al+pl}	软塑为主
③-2	中细砂	Q_4^{al+pl}	松散-稍密
③-3	粉质黏土/黏土	Q_4^{al+pl}	软塑-可塑
③-4	碎石	Q_4^{al+pl}	稍密为主
③-5	粉质黏土	Q_4^{al+pl}	硬塑为主
③-6	含有机质黏土	Q_4^{al+pl}	硬塑为主
④	粉质黏土/黏土	Q_4^{el+dl}	硬塑-坚硬
④-1	红黏土	Q_4^{el+dl}	硬塑-坚硬
④-2	黏土	Q_4^{el+dl}	软塑为主
④-3	粉土夹粉砂	Q_4^{el+dl}	松散-稍密
④-4	碎石	Q_4^{el+dl}	稍密-中密

第①层素填土（Q_4^{ml}）：褐红色～灰白色～灰黄色～灰褐色，为场地近期整平形成，主要由碎石、黏性土组成，碎石母岩成分主要由炼厂近期整平开挖的白云岩、砂岩、硅质岩、铝土岩、炭质泥岩等组成，呈棱角状，粒径一般 5～50cm，

分布不均匀；黏性土主要为炼厂整平开挖的全风化基岩及残、坡积土组成，与碎石混杂。松散，高压缩性土。

第①-1 层杂填土（Q_4^{ml}）：杂色，主要由项目近期拆迁形成的建筑垃圾、碎石、黏性土等组成，分布不均匀。松散，高压缩性土。

第①-2 层耕土（Q_4^{pd}）：黄褐色～灰褐色，土质不均匀，含较多的植物根系，主要由黏性土组成。岩溶区特点：该层土裂隙较多，深度可达 0.5m，最大宽度可达 5cm。以可塑状态为主。

第②层粉质黏土（Q_4^{al+pl}）：褐红色～紫红色～褐黄色，土质较均匀，以粉质黏土为主，含少量的砂岩、硅质、白云岩角砾及氧化锰结核、斑点，切面光滑，有光泽，韧性高，干强度中～高。呈可塑状态，中等压缩性土。

第②-1 层粉质黏土（Q_4^{al+pl}）：灰黄色～褐黄色，土质较均匀，以粉质黏土为主，局部为黏土，切面光滑，有光泽，韧性中，干强度中等。以软塑～可塑状态，中～高压缩性土。

第②-2 层粗砾砂（Q_4^{al+pl}）：灰褐色～灰白色～灰黄色，砂粒的主要矿物成分为石英、长石，多呈次棱角状、亚圆状，分选一般，级配一般，黏粒（<0.005mm）含量约占 7～40%，局部变相为粉细砂、粉土、粗砂等。呈稍湿、以稍密状态位置。

第②-3 层碎石（Q_4^{al+pl}）：灰褐色～灰白色～棕红色～褐红色，土质不均匀，母岩成分多为白云岩、粉砂岩、泥岩、硅质岩等组成，含量 50%～70%，砾径以 20～100mm 为主，以棱角状、次棱角状为主，排列松散，大部分不接触，充填粘性土、砂土。呈稍湿、松散～稍密状态。

第②-4 层含砾粉质黏土（Q_4^{al+pl}）：褐红色～褐黄色～浅灰色，颜色较杂，土质不均匀，一般含 15～35%的角砾，砾径以 3～50mm 为主，以棱角状、次棱角状为主，角砾母岩成分多为白云岩、泥岩、粉砂岩、硅质岩组成。呈可塑～硬塑状态，中～低压缩性土。

第②-5 层粉土（Q_4^{al+pl}）：褐灰色～灰白色，土质较均匀，摇振反应速度中等，干强度低，低韧性，局部夹薄层黏性土。稍密、稍湿状态。

第②-6 层粉质黏土（Q_4^{al+pl}）：褐红色～褐黄色，土质较均匀，以粉质黏土为主，局部相变为黏土，含少量氧化锰结核、斑点，切面光滑，有光泽，韧性高，干强度高。以硬塑状态为主，中等压缩性土。

第③层含砾粉质黏土（Q_4^{al+pl}）：褐黄色～灰白色～灰褐色，土质不均匀，以粉质黏土为主，角砾含量在 5～30%，粒径在 3～30mm，以棱角状、次棱角状为主，局部呈亚圆形状、圆形状，角砾的成分多为白云岩、砂岩及少量硅质岩组成。切面光滑，稍有光泽，韧性高～中等，干强度中～高，局部相变为粉质黏土、含砂粉质黏土。呈可塑～硬塑状态，中等压缩性土。

第③-1 层含有机质黏土（Q_4^{al+pl}）：黑色～灰黑色～灰褐色，相变频繁，局部过渡为泥炭质土、淤泥质土，个别钻孔与力学性质相似的灰褐色黏土互层，有光泽，韧性中等，干强度中等。以软塑状态为主，局部可塑，中～高压缩性土，有机质含量 5.4～9.8%。

第③-2 层中细砂（Q_4^{al+pl}）：灰褐～灰白色，砂粒的主要矿物成分为石英、长石，多呈次棱角状、亚圆状，分选一般，级配一般，黏粒（<0.005mm）含量约占 7～40%，局部变相为粉细砂、粉土、粗砂等。呈稍湿、松散状态，液化等级为轻微～中等。

第③-3 层粉质黏土（Q_4^{al+pl}）：灰黄色～灰白色～灰褐色，土质不均匀，以粉质黏土、黏土为主，二者呈互层关系。切面光滑，稍有光泽，韧性高～中等，干强度中～高，局部相变含砂粉质黏土，以可塑状态为主，局部见软塑，中等压缩性土。

第③-4 层碎石：灰褐色～灰白色，岩性不均匀，母岩成分多为白云岩、硅质岩等组成，含量 50%～75%，砾径以 20～200mm 为主，呈棱角状、次棱角状为主，局部呈亚圆状、圆状，排列松散，大部分不接触，充填粘性土、砂土。稍湿、以稍密状态为主。

第③-5 层粉质黏土：褐红色～褐黄色，土质较均匀，以粉质黏土为主，含少量氧化锰结核、斑点，切面光滑，有光泽，韧性高，干强度高。可塑～硬塑，中等压缩性土。

第③-6 层含有机质黏土（Q_4^{al+pl}）：黑色～灰黑色～灰褐色，含少量有机质，该层与第③-1 层互层。有光泽，韧性中等，干强度中等。可塑～硬塑，中等压缩性土。

第④层粉质黏土/黏土（Q_4^{el+dl}）：灰黄～棕黄～棕红色，其中黏土主要分布在厂区北部及东部区域（岩溶区及其附近区域），粉质黏土则主要分布在剩余区域，

部分钻孔揭示相变为含砾黏性土、碎石等，为各种基岩风化后的残、坡积物，主要成分由长石、云母、白云岩等碳酸盐矿物，夹石英颗粒，土质不均匀。以硬塑状态为主，中等压缩性土，局部为低压缩性土。在厂区北部及东部区域（岩溶区及其附近区域）的黏土层中揭示该层土有一定的膨胀性。

第④-1 层红黏土（Q_4^{el+dl}）：褐红色～棕红色，以黏粒为主，易搓成条，土质较均匀，切面光滑，稍有光泽，韧性中等，干强度中。该层土以硬塑～坚硬状态为主，属中等压缩性土，土体结构分类为致密状，偶见裂隙，（<1 条裂隙/m）。通过试验数据（液限范围为 45.8～79）揭示勘察范围内红黏土主要为次生红黏土，局部为原生红黏土，无膨胀性。

第④-2 层黏土（Q_4^{el+dl}）：灰黄色～灰褐色，以黏粒为主，局部为粉质黏土、粉土，含少量角砾，切面光滑，有光泽，韧性高，干强度中等。软塑～可塑状，局部呈流塑状态，中～高压缩性土。

第④-3 层粉土夹粉砂（Q_4^{el+dl}）：灰黄色～灰褐色，该层主要分布中风化白云岩基岩面的接触面上。成因推测：中风化基岩面上的上层滞水（或者潜水）通过某种水力通道不断的下渗或地下水水平方向的频繁活动致使细粒土被水带走，较粗的粉粒、砂粒留在原地。该层局部含少量角砾，呈饱和、稍密状态。

第④-4 层碎石（Q_4^{el+dl}）：灰黄～灰褐～灰白色，岩性不均匀，母岩成分多为白云岩、硅质岩等组成，含量 50%～70%，砾径以 20～200mm 为主，呈棱角状、次棱角状为主，排列松散，大部分不接触，充填黏性土、砂土。稍湿、以稍密状态为主。

12.3.1.2 基岩

主要分布有寒武系中谊村组（$\in_1 z$）白云岩、含磷白云岩、泥质白云岩、石英砂岩、硅质岩等，筇竹寺组（$\in_1 q$）砂岩、泥岩、炭质泥岩、炭质砂岩、角砾岩等；泥盆系中统海口组（D_2）、上统宰割组（D_3）的白云岩、石英砂岩、泥岩、砂岩、板岩、角砾岩等；二叠系下统倒石头组（$P_1 d$）的泥岩、砂岩、铝土岩等。“昆明隆起”缺失中、晚寒武纪和奥陶纪、志留纪、石炭纪的地层沉积。

基岩在场地内分布详见图 12.3-1——基岩岩性分布范围图。

受区域地质构造影响，场地内基岩以近南北向构造为主，褶皱构造不发育，总体呈单斜构造，地层总走向 330°~360°，倾向北东，倾角 8~25°。

本次勘察揭示基岩岩性特征如下：



图 12.3-1　　厂区基岩岩性分布图

1）二叠系（P_1d）

铝土岩：紫灰色～灰色～灰白色，岩石主要由铁泥质和粒径≤0.1mm 的硬水铝石、少量石英组成。铁质与泥质混染产出，部分泥质重结晶成水云母和绿泥石。硬水铝石主要呈不规则纹层富集产出，部分呈团块状不均匀分布于铁泥质中。泥质结构，层状构造。

2）泥盆系（D_{2+3}）

石英砂岩：浅灰色～青灰色，岩石主要由粒径为 0.07～0.2mm 大小的变余砂状石英和少量电气石、锆石、铁泥质等组成。石英普遍已变质重结晶，彼此镶嵌，部分具次生加大边。次生石英围绕石英碎屑构成再生长式胶结。细粒砂状结构，块状构造。

角砾岩：杂色，岩石主要由粒径为 2～30mm 的角砾（占 78%左右）、砂屑（占 15%左右）及填隙物（占 5%左右）、金属矿物（占 1-2%）等组成。角砾以泥质角砾为主，局部含砂质角砾。泥质角砾主要由高岭石组成，砂质角砾主要由粒径为 0.03～0.5mm 的泥质岩屑和部分铁泥质组成。泥质岩屑呈不规则状充填于角砾之间，粒径大小不等，主要由显微隐晶质高岭石组成。原岩可能泥岩夹岩屑砂岩，经动力变质作用被破碎成大小不等的角砾状碎块，角砾碎块间由部分泥质岩屑和铁泥质充填。角砾结构，块状构造。

板岩：灰色～灰黑色～黑色，岩石主要由粒径≤0.01mm 的隐微晶鳞片状水云母、泥质和少部分石英碎屑等组成。部分泥质与水云母混染产出，水云母连续定向排列构成板状构造。泥质大部分已重结晶成水云母，局部重结晶成高岭石，且呈条纹条痕状聚集产出。变余泥质结构，板状构造。

白云岩、灰岩：灰黄色～褐灰色～灰白色，岩石主要由粒径为 0.05-0.1mm 的粉-细晶白云石组成，白云石已重结晶成它形粒状，彼此镶嵌。局部见原岩结构（泥-微晶结构），部分选择性重结晶，晶粒变粗大，并具次生加大边。岩石含部分微裂隙，由铁泥质、后生石英、后生方解石等充填。细晶结构，块状构造。

3）寒武系炭质泥岩、砂岩（$\in_1$q）

黑色～深灰色～灰黑色，具球状风化特征，含软舌螺蜿足类、古介形虫、三叶虫等。岩石主要由粒度<0.004mm 的炭泥质及粒度 0.01～0.04mm 的碎屑颗粒组成。碎屑颗粒主要是石英及少量云母碎片，棱角状，均匀分布于炭泥质中，少量金属矿物沿裂纹细脉状分布。泥质结构，层状构造。

寒武系硅质岩（$\in_1$z）：浅灰色～青灰色，岩石主要由硅质、石英和少量白云石假晶、泥质等组成。多数石英垂直泥质纹层呈皮壳状生长。白云石假晶多分布于玉髓中。粒状结构，纹层状构造。

寒武系白云岩、灰岩（$\in_1$z）：灰黑色～灰色～青灰色，岩石中白云石大部分呈粒径为≤0.15mm 的砂屑颗粒，经后期碳酸盐（白云石）化重结晶，多数砂屑呈

残余状结构。胶结物为亮晶白云石，呈基底式胶结。岩石中含部分胶磷矿，主要见粒径为≤0.6mm 的砂屑，少量鲕粒、胶状等，并相对呈纹层状富集产出。少量石英零星分布。砂状结构，块状、层状构造。

4）震旦系上统灯影山组(Z_bdn)白云岩

白云岩(Z_bdn)：灰黄色~褐灰色~浅黄色，岩性不均匀，夹硅质岩条带，厚 3~10cm，隐晶质~细粒结构，块状构造，节理裂隙发育，岩石破碎，岩芯呈块状，属全风化~强风化带，岩石坚硬程度属于较硬岩。

白云岩、灰岩（$\in_1z$）等基岩主要分布在厂区的西部和中部，泥岩、砂岩（$\in_1q$）和炭质砂岩（D_{2+3}）主要分布在厂区中部、东南和北部，岩溶发育区（白云岩、灰岩（D_{2+3}））主要位于厂区东南部（见图 12.3-1）。

项目厂区内基岩地层地质年代及名称、编号详见表 12.3-2。

表 12.3-2　　第四系覆盖层地层编号及主要特征表

基岩的地质年代及名称	全风化基岩编号	强风化基岩编号	中风化基岩编号
二叠系泥岩、砂岩（P_1d）	⑤-1	⑥-1	⑦-1
二叠系铝土岩（P_1d）	⑤-2	⑥-2	⑦-2
泥盆系角砾岩（D_{2+3}）	⑤-3	⑥-3	⑦-3
泥盆系石英砂岩（D_{2+3}）	⑤-4	⑥-4	⑦-4
泥盆系板岩（D_{2+3}）	⑤-5	⑥-5	⑦-5
泥盆系白云岩、灰岩（D_{2+3}）	⑤-6-1	⑥-6	⑦-6
	⑤-6-2		
寒武系泥岩、砂岩（$\in_1q$）	⑤-1	⑥-1	⑦-1
寒武系角砾岩（$\in_1q$）	⑤-3	⑥-3	⑦-3
寒武系炭质泥岩、砂岩（$\in_1q$）	⑤-7	⑥-7	⑦-7
寒武系石英砂岩、硅质岩（$\in_1z$）	⑤-4	⑥-4	⑦-4
寒武系白云岩、灰岩（$\in_1z$）	⑤-6-3	⑥-6	⑦-6
	⑤-6-4		

注：本场地对地质年代不同但力学性质相似的同种基岩进行了统一编号。

12.3.1.3　构造特征

本项目厂区位于扬子准地台西南边缘，康滇古陆东侧，古生代昆明台陷之西侧，且夹持于南北向的普渡河-滇池断裂和汤郎-易门断裂之间。据《云南安宁炼油

厂工程场地地震安全性评价报告》及《中国石油云南石化 1000 万吨/年炼油项目地质灾害危险性评估报告》，场区附近及场区内主要断裂如下：

波罗湾--丰收厂断裂：主断裂长 6km，走向 60°，倾角近直立，右旋平移性质，其次级断裂长约 1.7km，北端进入场地南部边缘，该次级断裂上断点位于基岩寒武纪粉砂岩地层内，埋深为 35.8m，未断错到上覆土层内。断层泥为含砾黏土，褐黑色~褐黄色~褐红色，含 15~20%泥质粉砂岩、硅质岩、白云岩角砾，粒径 4~30mm，中部含大量的铁锰质团块，呈硬塑状态，由此可见，该断裂属前第四纪断裂，规模小，为非发震断裂，埋深较深，达 35.8m，不会在地表形成断错带，在工程上可作为不均匀地基处理。

汤郎--易门断裂：该断裂晚更新世活动断裂，断裂走向 10°，断层面 280°∠47°~63°，上盘上升，下盘下降，属逆断层，左旋，长 10km，断裂带宽约 100m，断距巨大，控制着红色盆地的后期改造，东距厂区约 10km，非发震断裂。

麦地厂断裂：该断裂属草铺--耳目村断裂的一部分，位于炼厂的中东部，断裂走向 325°~350°，倾向北东，倾角 60°~70°，炼厂内走向长度约 800m，两端延出厂区外，属逆断裂。该断裂的最新活动时代为中更新世，非发震断裂。

12.3.2评价区水文地质条件

12.3.2.1　地下水类型

评价区水文地质剖面图见图 12.3-2~图 12.3-7。

根据地下水赋存的介质条件不同，场地内地下水为孔隙水、裂隙水、岩溶裂隙水含水层，其特性描述如下。

（1）孔隙水

孔隙水赋存地层为：第四系残（坡）积含碎石砂土、砂质粘土、粘土，第四系冲、（洪）积砂层、砂砾石层，局部为第三系粘土岩、砂岩、砂砾岩、砾岩。场地上部第三、四系地层结构较松散，赋水空隙主要为粒间孔隙，主要赋存于砂、砾石层，弱含孔隙水或弱透水层，场地地表均有分布，随季节性变化显著。

（2）裂隙水



图 12.3-2　　项目厂区水文地质剖面线位置图

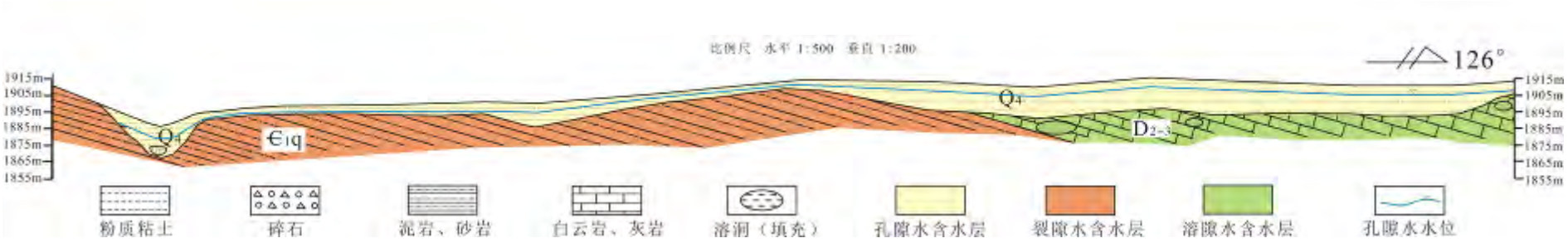


图 12.3-3　　厂区 1-1’水文地质剖面图

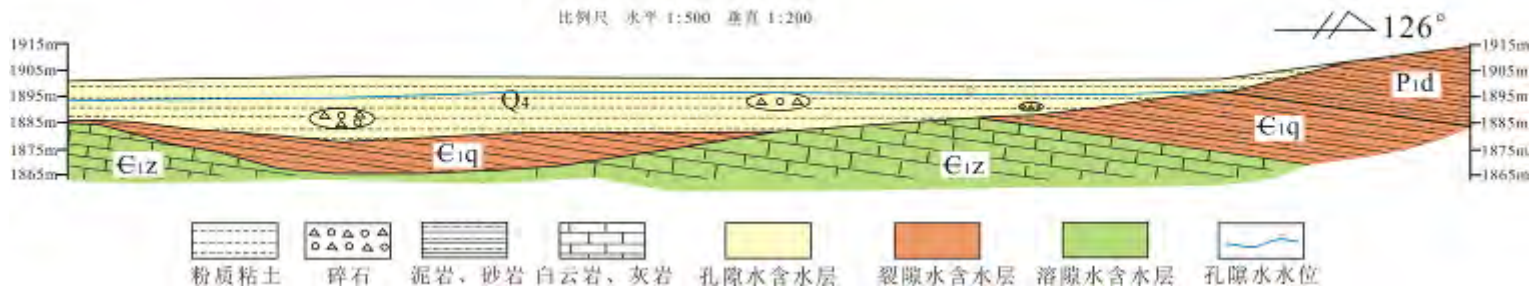


图 12.3-4　　厂区 2-2’水文地质剖面图

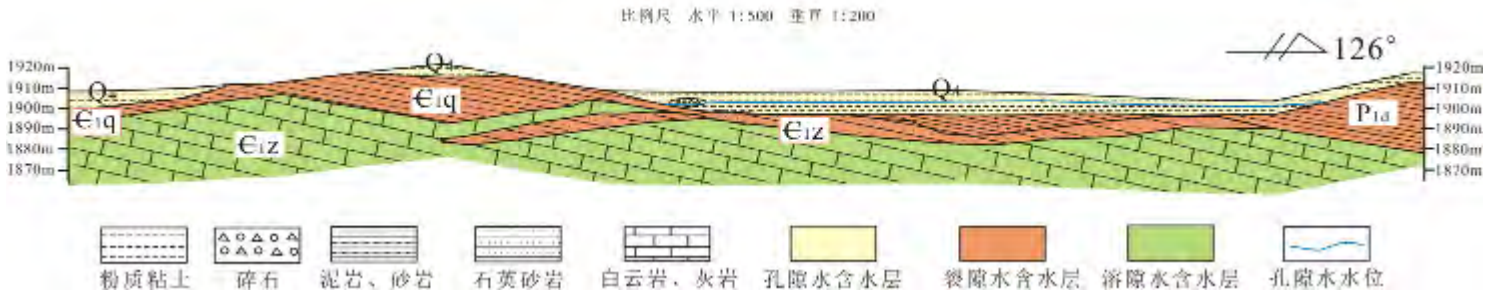


图 12.3-5　　厂区 3-3’水文地质剖面图

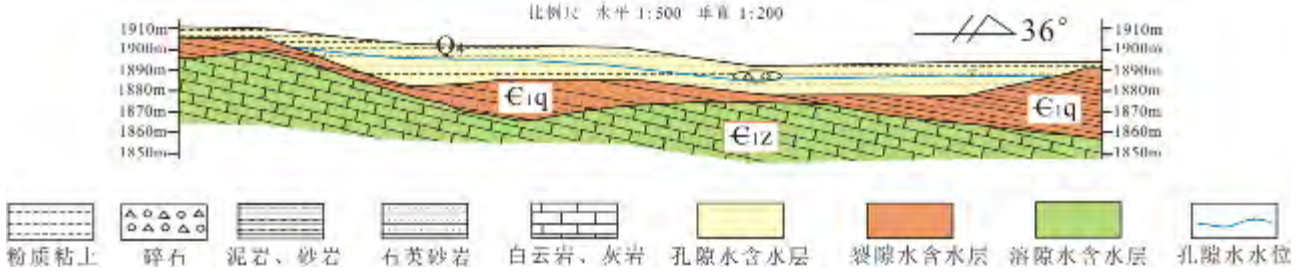


图 12.3-6　　厂区 4-4’水文地质剖面图

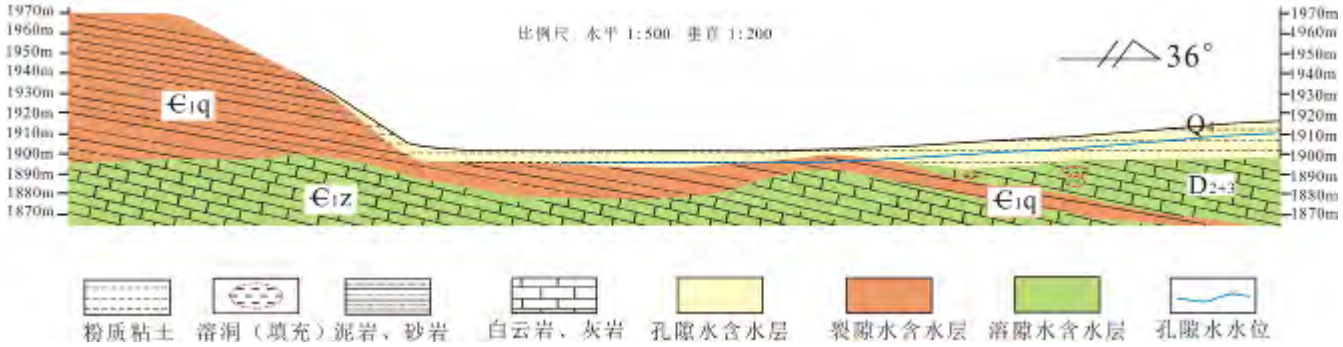


图 12.3-7　　厂区 5-5’水文地质剖面图

场地裂隙水赋存岩层包括：侏罗系下统下禄丰组中粒长英砂岩夹泥质粉砂岩，侏罗系中统上禄丰组中粒长英砂岩与块状泥质粉砂岩互层，夹细砂岩、钙质泥岩，二叠系下统倒石头组铝土矿、铝土质页岩，泥盆系中统砂岩、含砾石英砂岩、砂岩、泥质岩，寒武系下统筇竹寺组碳质粉砂岩、粉砂岩夹粉砂质页岩及白云质粉砂岩，寒武系下统中谊村组下段第三层砂屑白云质磷块岩，寒武系下统中谊村组下段第一层砂屑磷块岩。砂岩、粉砂岩中裂隙较发育，表层强-中风化，富水性中等；泥岩、页岩、磷块岩中富水性较弱。

（3）岩溶裂隙水

场地岩溶裂隙水主要赋存岩层为泥盆系上统中晶白云岩夹泥质白云岩，寒武系下统中谊村组上段粉晶白云岩，寒武系下统中谊村组下段第二层含磷砂质白云岩，寒武系下统渔户村组粉晶白云岩。场地内灰岩、白云岩岩层主要发育岩溶裂隙，其次为溶孔、蚀晶洞，其岩溶裂隙水富水性中等，其间磷块岩富水性弱。总体上岩溶裂隙水富水性不均匀，岩溶发育等级差异较大。

12.3.2.2 地下水空间分布特征

平面上：孔隙含水层呈面状分布在场地，分布面积大，但厚度较小。裂隙水主要分布于场地中部及东部，呈南北向条带状展布的砂岩、粉砂岩中，其间含有页岩、泥岩等隔水层，富水性弱，不均匀。岩溶裂隙水分布于评估区西部及中东部，其中西部岩溶裂隙水呈片状分布，连通性较好。

垂直方向：孔隙水在垂直方向上厚度较小，存在弱透水性的粘土、粘土岩，总体上垂直方向上透水性弱；裂隙水赋存于砂岩、粉砂岩中，表层风化，富水性随深度减弱，深部可视为隔水层；岩溶裂隙水发育深度较大，但垂向上受泥岩、页岩、磷块岩等隔水层阻隔，富水性随深度减弱。

12.3.2.3 地下水补给、径流和排泄特征

地下水主要补给方式为大气降水，排泄方式以大气蒸发及向临区径流排泄为主。

12.3.2.4 地下水动态特征

根据选址工勘、水文地质钻探钻孔以及现场地下水调查资料，地下水稳定水位埋深为 1.6～33.02 m，水位变幅 1.3~17.22m。

12.3.2.5 地下水利用情况

评价区所涉及的居民点（乐营）用水来源主要为地表水，其他村屯（**碗窑村、天井山村、白土村、小石桥和青龙哨等村**）水源为赋存于**渔户村组**白云岩溶隙裂隙中的**岩溶水**。天井山村的岩溶地下水井，井深 379m，地下水埋深 70m，开采主要用于全村居民饮用，抽水量 60m^3/d；白土村岩溶井开采地下水全村用水，抽水量 180m^3/d；评价区岩溶水开采量最大的是位于青龙哨的草铺镇集中供水井，抽水量约 2000m^3/d。

地下水典型水源井照片见图 12.3-8。

12.3.2.6 岩溶发育特征

通过对泥盆系、寒武系的两套白云岩、灰岩地层区进行的岩溶勘察，可知：本场地岩溶发育区主要集中在厂区东北角的泥盆系白云岩、灰岩区；寒武系的白云岩、灰岩区主要为磷矿富集带，未见成规模的岩溶发育，详见图 12.3-9。

但是从岩溶勘察材料（图 12.3-9 中的**产品罐区西南角**地表以下 20m 处发育有高约 6.7m 的溶洞 R25、**中间原料罐区北部**地表以下 15m 处发育有高约 1.5m 的溶洞 **R24**）和原环评对场地内下权甫西基岩井（图 12.2-1 中的 **PK80，**井深 238.21m）的描述来看，场地西部白云岩中的溶洞还是有零星发育的。

12.3.2.7 厂区与下游岩溶供水水源井的联系

评价区内的地下水资源主要赋存于渔户村组岩组中，该岩组在项目区西侧及场地外西北方向连续发育，项目区下游的白土村、小石桥和青龙哨等地水源井均发育于该层位（见图 12.2-1 区域水文地质图）。垂向上来看，第四系沉积物粉质粘土层发育于渔户村组溶隙水岩组之上（图 12.2-3 AB 水文地质剖面图），具有一定的隔污性能，将地表潜在污染源（项目场地内装置区）和渔户村组溶隙水分隔开；另外，从图 12.2-1 和图 12.2-3 可见，场地内西侧局部地段基岩（包括渔户村组）出露，虽然目前本项目对该区域进行了平整回填，但是该位置却依然是天然隔污层最薄弱的地方。



天井山村岩溶井



白土村岩溶井



青龙哨村岩溶井

图 12.3-8　　典型水源井照片



图 12.3-9　　厂区浅部岩溶探明区（勘察结果）

依据原环评，结合“安宁县地下水资源调查评价报告”的论述可知，评价区所在区域内岩溶水含水层渗透系数 2.22m/d～25.34m/d，评价区岩溶地下水径流速度快，一旦污染物进入岩溶含水岩组中，将会对下游水源产生影响。

综上可见，厂区西部的岩溶水环境较为敏感，风险情形下，污染物可能会渗入至渔户村组岩组中，并在水力驱动下向下游的水源井迁移，见图 12.2-3 中的岩溶水地下水流向。

12.3.3项目优化调整后评价区水文地质条件的变化

对比与原环评项目，由于项目厂区已进行了地表平整，第四系松散层厚度等发生了轻微变化，但该变化没有影响到项目区粘土层的发育特征；第四系下伏的岩层特征与原环评项目是一致的；优化调整项目区的松散孔隙水含水岩组与岩溶水含水岩组的富水性、补径排特征与原环评项目是一致的；由于本次优化调整评

价的监测时间与原环评监测时间不一致，受到气候变化、人类活动的影响，本次优化调整项目评价区地下水水位及其动态特征与原环评项目存在差异；优化调整评价区的地下水利用情况没有显著改变。

12.4 水文地质调查与野外试验

项目于 2013 年 2 月开始开展施工作业，场地进行了平整，装置正在建设中，为了开展本次优化调整环评，结合原环评报告及《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2011)，重新进行了评价区水文地质条件的调查及野外试验工作。

12.4.1渗水试验

12.4.1.1 试验目的

污染物从地表进入浅层地下水，必然要经过包气带，包气带的防污性能好坏直接影响着地下水污染程度和状况。通过现场渗水试验获得的表土垂向渗透系数是评价厂区包气带防污性能所需要的重要参数。

12.4.1.2 试验方法

试验选用双环渗水试验法，原因在于排除了侧向渗透的影响，提高了实验结果的精度。双环渗水试验法具体试验步骤为：先除去表土，然后在地表嵌入高 50cm、内径 25cm，底面积为 490.625cm^2 的铁环，且铁环须压入土层 5cm 以上；如果沿铁环底部向外漏水，但是土质过于坚硬，而不易继续压入铁环时，需在铁环底部外沿做止水处理。为减小侧向渗透对试验结果的影响，以同心轴的方式埋置一直径 50cm 的大环于小环外，而且要确保大环高度与小环高度相同。注水水源以秒表计时，人工量筒定量加注的方式。定水头注水时，控制环底水面高度，一般控制在 10cm 以内，实际试验中环底水面高度为 8～10cm，水面高度包括环底铺砾厚度在内，并且保证大环和小环水面高度相同。试验装置示意见图 12.4-1。

试验开始时，向环内注水并始终保持其水深为 10cm 不变，每隔 30min 观测记录一次注水量读数，初始阶段由于渗水量变化较大，适当加密观测次数。当注入水量稳定 2h 后，试验即告结束，并按稳定时的水量计算表土的垂向渗透系数。计

算公式如下：K=240Q/F（式中：K 为渗透系数(m/d)；Q 为稳定水量(L/h)；F 为试坑底面积（cm^2）；240 为单位换算系数。

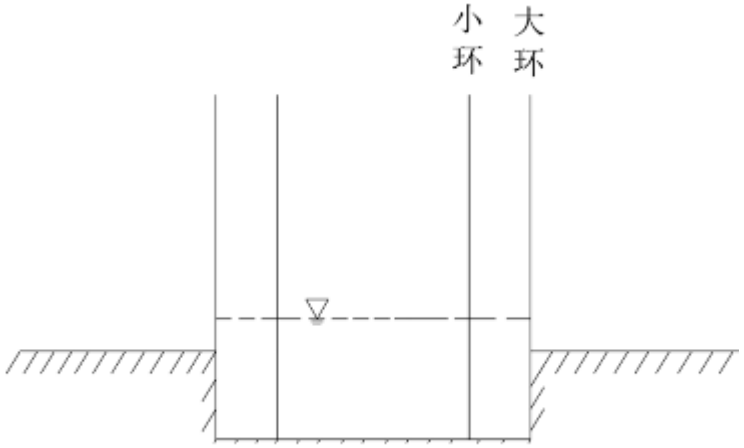


图 12.4-1　　双环渗水试验装置示意图图

12.4.1.3　试验过程

2014 年 9 月在炼油厂区及周边范围内进行了 7 个试验点的渗水试验。

试验过程：

①定水头注水，观察记录。

以环底水标尺为准，保持定水头注水。同时用量筒观测注入水量，记录的时间间隔一般开始为 1、3、5min，最后为 10、20、30min。

②渗水量稳定，完成试验。

试验记录的过程中，描绘渗水量-时间（v-t）曲线，待曲线保持在较小的区间稳定摆动时，再延续 2～3h，即结束试验。

12.4.1.4　试验结果

各地段渗水试验结果见表 12.4-1，试验点分布见图 12.4-2。试验结果表明厂区表土的垂向渗透系数较大，在 1.16×10^{-6}~2.65×10^{-3}cm/s 之间。

由于项目场地进行了平整，场地内表土层岩性发生了变化，因此，比较于原环评报告中的相应试验，本次渗水试验土层、地点发生了变化，本次渗水试验结

果与原渗水实验结果（9.34×10^{-4}cm/s～4.65×10^{-3}cm/s）不完全一致，但是两次试验数据结果反映出的包气带隔污性能是一致的。

表 12.4-1　　渗水试验成果

编号	SW01	SW 02	SW 03	SW 04	SW 05	SW 06	SW07
坐标	24.9160	24.9205	24.9170	24.9125	24.9085	24.9098	24.9090
	102.380	102.374	102.369	102.375	102.378	102.382	102.371
渗透系数（m/d）	0.447	0.314	0.001	0.001	2.289	0.485	0.254
渗透系数（cm/s）	5.17E-04	3.63E-04	1.16E-06	1.16E-06	2.65E-03	5.61E-04	2.94E-04



图 12.4-2　　渗水试验点位图

12.4.2室内实验

除 SW03 监测井外，在每个监测井附近选取了典型包气带土层进行渗透系数实验，检测由云南地质工程勘察设计研究院测试研究所完成。检测报告见表 12.4-2。

表 12.4-2　　土工试验成果总表

钻孔编号	取土深度	渗透系数	野外描述说明	室内描述
		垂直 Kv	土样描述	颜色
	m	cm/s	--	--
SW01	5.10~5.30	1.81E-06	粘土	褐红
SW02	5.00~5.20	5.97E-08	粉质粘土	褐黄
SW04	3.90~4.10	2.26E-06	粉质粘土	褐黄
SW05	--	1.58E-05	粉质粘土	褐灰
SW06	12.20~12.40	1.62E-06	粘土	褐灰
SW07	7.60~7.80	2.72E-05	含砾粘土	灰白

12.4.3水文地质钻探及抽水试验

为了获取评价区含水层渗透系数等相关水文地质参数，在厂区及周边进行了现场水文地质钻探，共布设 7 口钻井（图 12.4-2 和图 12.4-3）。利用其中的 3 个钻孔（SW02、SW04 和 SW05）开展了抽水试验（两次降深、一次恢复水位试验），水量测量方法为水表测量，水位测量为电阻率法。

水文地质参数计算根据水文地质手册中规定的公式（按承压完整井来计算）：

渗透系数：$$K = \frac{0.366Q}{m \cdot S} \lg \frac{R}{r}$$　　（1）

影响半径：$$R = 10S\sqrt{K}$$　　（2）

其中：SW02 以中粗砂为含水层（30.40～35.50m），厚度 5.10m；

SW04 以碎石夹砂砾为含水层（20.00～21.80m），厚度为 1.8m；

SW05 以粉砂岩为含水层（25.00～33.00m），厚度为 8m。

3 口井渗透系数 0.227～1.923 m/d，影响半径 4.603～21.392 m。3 口井推算单井出水量 1.296～6.307m^3/d。具体计算结果详见表 12.4-3。本次抽水试验结果与原环评中的抽水试验数据结果（0.17~2.12m/d）反映出的含水层渗透性能是一致的。



图 12.4-3　　水文地质监测井照片

表 12.4-3　　土工试验成果总表

井号	下泵深度(m)	静止水位(m)	恢复水位(m)	降次	试验时间	稳定时间	恢复时间	降深(m)	流量 m^3/d	水温(℃)	渗透系数 K（m/d）	影响半径(m)
SW02	30	15.8	16.00	1	1:00	0:50		0.7	1.0296	20	0.227	3.350
				2	5:05	4:48	5:20	4.0	6.307		0.286	21.392
SW04	17	11.8	11.85	1	1:00	0:50		0.8	3.110	18	1.757	10.604
				2	5:05	4:50	6:04	1.3	5.011		1.923	18.027
SW05	25	14.5	14.60	1	1:00	0:47		0.8	3.110	19	0.272	5.213
				2	5:05	4:55	5:20	2.0	5.443		0.276	10.507

12.4.4水位调查

为掌握评价区地下水水位、流向等情况，在项目区进行了地下水水位调查工作。结合水文地质钻探和野外现场地下水相关资料调查，获得了厂区及其附近浅层地下水埋深及水位分布情况，见表 12.4-4 和图 12.4-4～图 12.4-7。

表 12.4-4　　厂区范围内孔隙水水位统计表

编号	纬度	经度	孔口标高/m	水位埋深/m		水位标高/m		水位变幅/m
				2015.1.7	2014.9.27	2015.1.7	2014.9.27	
SW01	24.91598012°	102.3804542°	1905.2	9.8	7.1	1895.4	1898.1	2.7
SW02	24.92051096°	102.37362242°	1903.2	33.02	15.8	1870.18	1887.4	17.22
SW03	24.9169597°	102.36879113°	1904.2	27.22	16.6	1876.98	1887.6	10.62
SW04	24.91255244°	102.3750575°	1905.8	11.05	11.8	1894.75	1894	0.75
SW05	24.90851695°	102.37779986°	1905.8	13.2	14.5	1892.6	1891.3	1.3
SW06	24.90983898°	102.38221224°	1909.5	2.82	1.6	1906.68	1907.9	1.22
SW07	24.90903715°	102.3706657°	1906	20.3	4.9	1885.7	1901.1	15.4

调查结果表明：对比与原环评项目，由于场地平整及水位调查时间不同，优化调整前后的地下水水位埋深及标高有所不同，但是优化调整前后地下水总体流向是一致的（总体上是向西北径流）。

东部地下水埋深较浅，并且潜在污染源——原油末站和化学品仓库区分布于此，为易受污染区，在制定防渗措施时，必须从严要求。浅层地下水总体上向西北方向径流。根据前期环评工作可知，评价区岩溶水流向如图 12.4-7 所示，总体向北径流。

12.4.5项目优化调整后项目区水文地质特征变化

与原环评项目对比，由于项目场地进行了平整，同时水文地质调查时间与原环评也不一致，本次优化调整环评中的水文地质调查数据与原环评存在不同，但是所获取的水文地质调查数据反映出的水文地质特征与原环评是一致的。如：本次调查获取的包气带垂向渗透系数和含水层渗透系数反映出的含水介质透水性能与原环评师一致的；依据本次调查得到的水位埋深及标高数据绘制的地下水流场反映出的地下水流向与原环评是一致的。

总体上来说，本次调查结果反映出的水文地质特征与原环评是一致的。

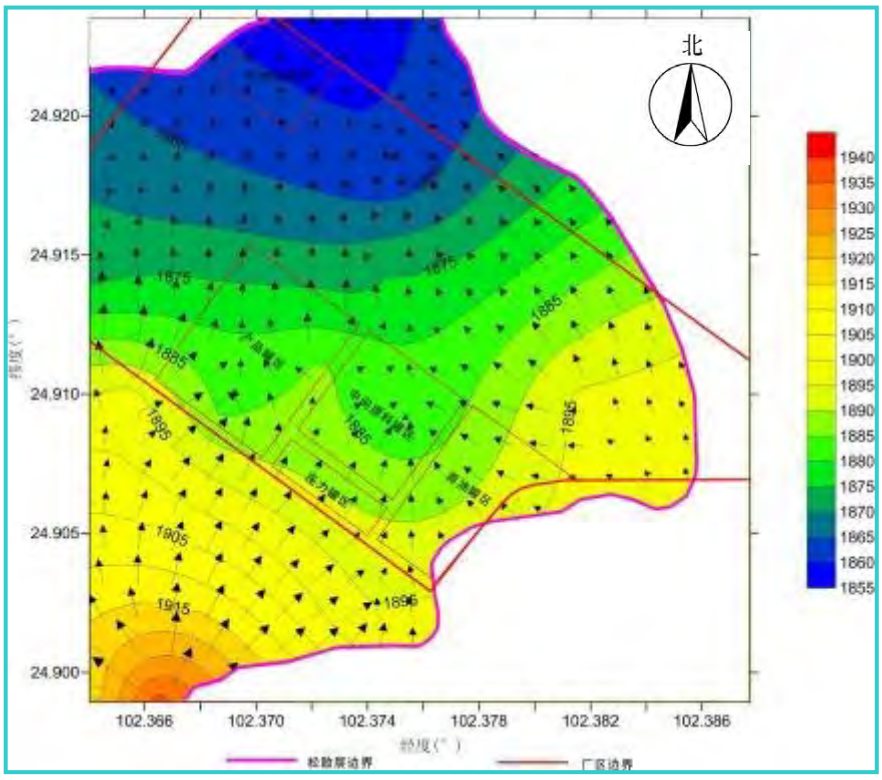


图 12.4-4　　优化调整前孔隙水水位等值线图

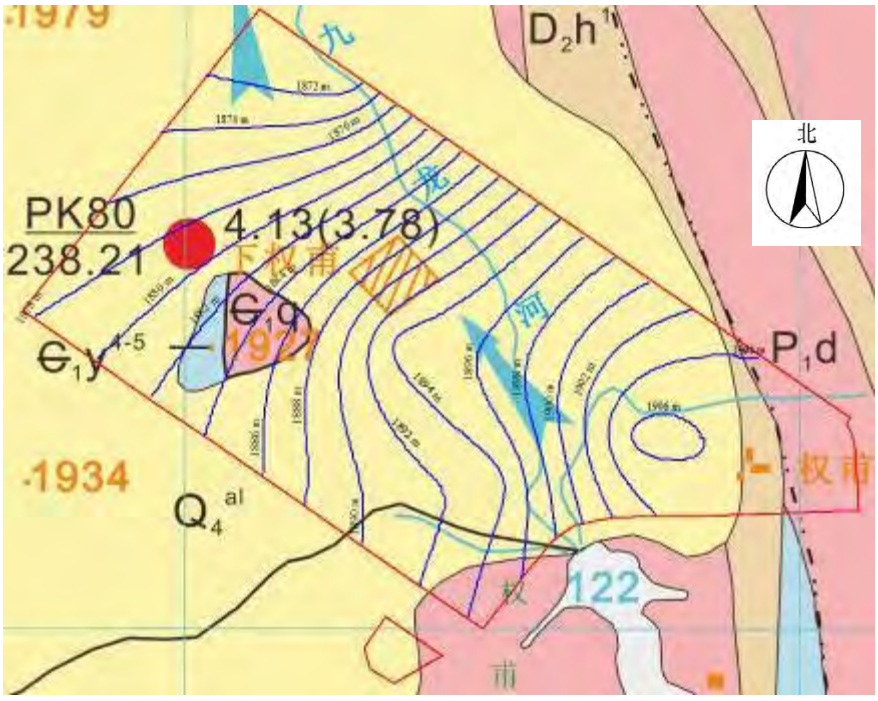


图 12.4-5　　优化调整后枯水期孔隙水水位等值线图

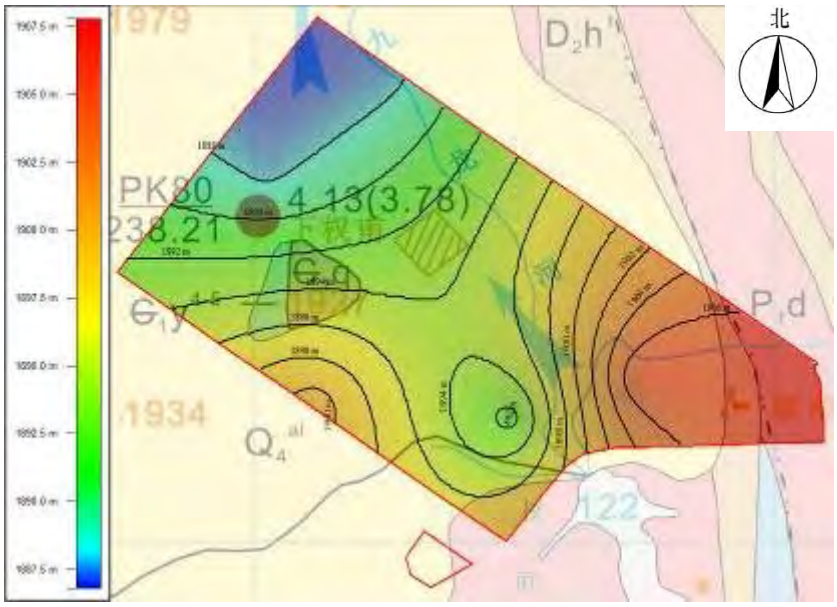


图 12.4-6　　优化调整后丰水期孔隙水水位等值线图

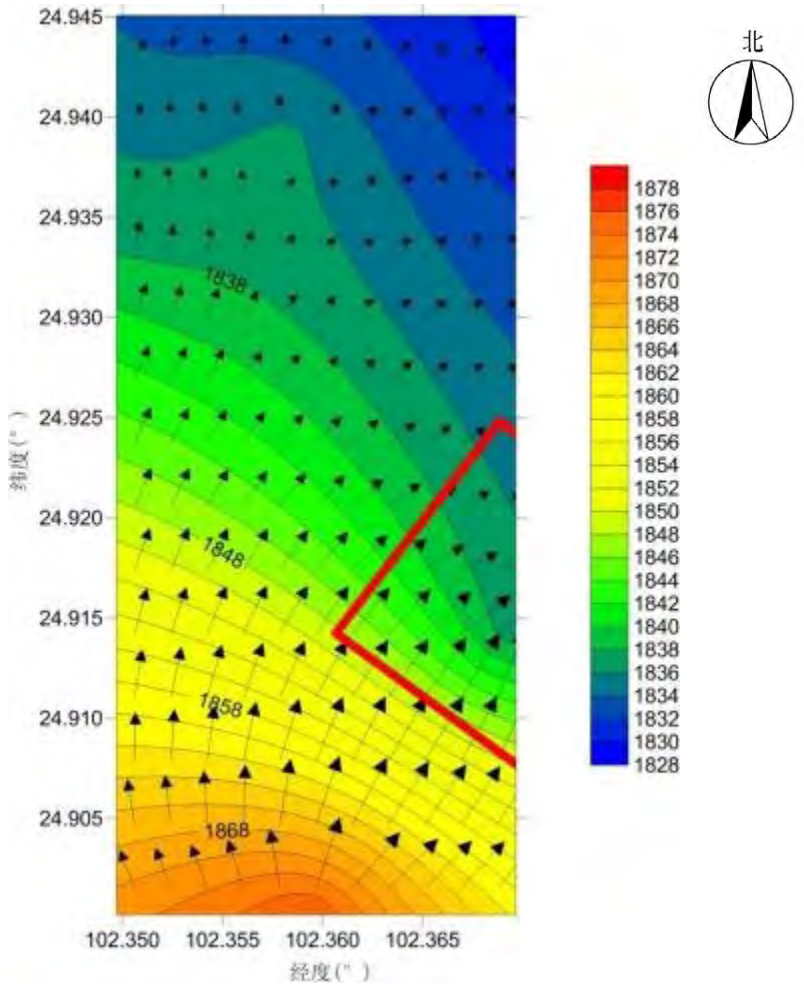


图 12.4-7　　厂区附近岩溶水流场图

12.5 厂区包气带防污性能及污染预测评价

12.5.1厂区包气带防污性能分析

厂区表土渗透试验（表 12.4-1）和钻孔粘土土工试验（表 12.4-2）结果表明，厂区表土的垂向渗透系数在 1.16×10^{-6}~2.65×10^{-3}cm/s 之间，钻孔粘性土的垂向渗透系数为 1.58×10^{-5}~5.97×10^{-8}，空间变异性显著。根据《地下水环境评价技术导则（HJ610-2011）》中包气带防污性能分类标准（表 12.5-1），厂区的包气带粘土防污性能为“弱”类别。

表 12.5-1　　包气带防污性能分类

分类	包气带岩土的渗透性能
弱	粘性土单层厚度 Mb<1.0 m 或包气带岩层饱和渗透系数 K>10^{-4}cm/s，并且建设项目场地和废水排放区域内粘性土层不连续。
中	粘性土单层厚度 1.0m≤Mb≤2.0m，并且包气带岩层饱和渗透系数 10^{-7}cm/s≤K≤10^{-4}cm/s，同时建设项目场地和废水排放区域粘性土层分布较连续。
强	粘性土单层厚度 Mb>2.0m，并且包气带岩层饱和渗透系数 K<10^{-7}cm/s，并且建设项目场地和废水排放区域粘性土层分布连续、稳定。

12.5.2饱水渗透条件下污染预测评价

综合水文地质钻探和地下水调查结果（表 12.4-4 和图 12.4-5）可知，项目区包气带最小深度 H 为 1.6m，项目区东北部原油末站、化学品车间和东北部原油罐区所在的区域包气带较小，包气带的渗透系数取包气带的平均渗透系数 0.54m/d。

根据达西公式：

$$V = KI \qquad (3)$$

V 为达西流速，即相对速度； 为包气带的平均渗透系数， 为水力坡度。

随着时间的增大，水力梯度趋于 1，即入渗速率趋于定值，数值上等于渗透系数 K。

水流实际流速为

$$V' = V / n \qquad (4)$$

进而得到污水入渗到达地下水的时间为：

$$t=\frac{M}{V}n=\frac{1.6}{0.54}*0.4=1.2 \qquad (5)$$

式中：M 为包气带厚度（m)；n 为孔隙度；V 为包气带平均速度（m/d)。

由此可知，在饱水入渗条件下，东北部原油末站、化学品车间和东北部原油罐区所在的区域一旦发生污染泄漏，污水最快会在 1.2 天后入渗到地下水中。因此，东北部原油末站、化学品车间和东北部原油罐区所在的区域应作为重点防渗区进行防渗，并且发生污染泄漏后应及时采取措施，控制污染物的扩散。

12.5.3优化调整后包气带防渗性能及包气带污染预测结果变化

与原环评项目对比，包气带防渗性能没有显著变化；但是项目区包气带厚度分布发生了一些变化，表土层最大垂向渗透系数在数值上也有少许变化，使得饱水渗透条件下污染进入地下水时间的预测结果与原环评有少许不同。

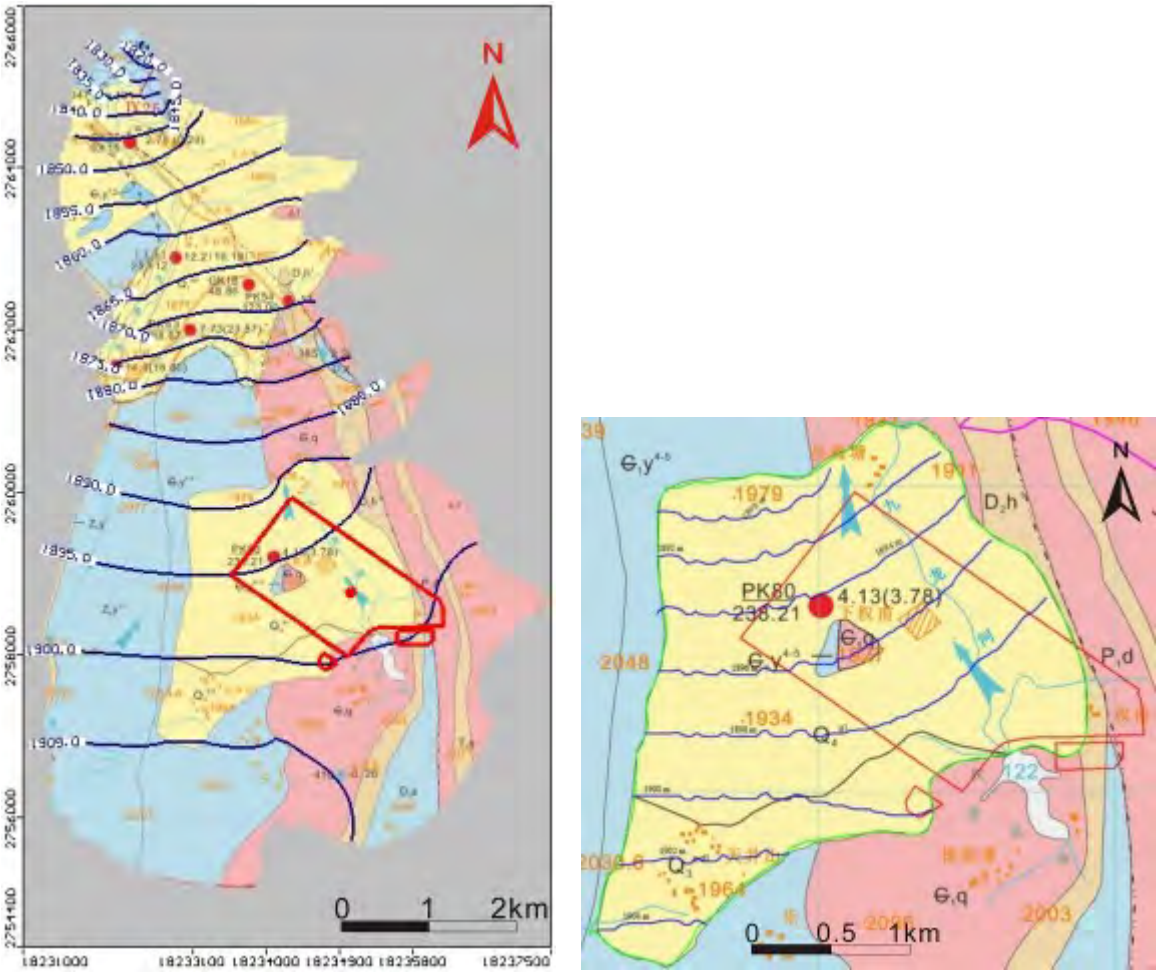
总体上来看，优化调整前后项目区包气带防渗性能是一致的，在最不利条件下的污染物渗漏至地下水中的时间差约 1 天，总体是一致的。

12.6 炼油厂风险事故情况下对地下水环境的影响分析

本项目优化调整后，总平面布局发生了改变，且由于场地平整项目区地形发生了变化，根据这些改变，结合本次优化调整评价中的水文地质调查工作和相关的勘察工作，采用原环评中的地下水数值模型对本优化调整项目的地下水环境影响进行预测分析。

根据原环评中的地下水流动数值模型，结合现状条件下的参数、源汇项（降水、蒸发、人工开采等)，重新计算了现状条件下的地下水位分布，结果见图 12.6-1。

通过模型识别验证，最终得出模型水量均衡结果，总补给量（主要来自降水）约为 $5.55\times10^6m^3/a$；总排泄量（主要为侧向排泄与蒸发）为 $5.02\times10^6m^3/a$，处于负均衡状态。



溶隙裂隙水　　孔隙水

图 12.6-1　　地下水位等值线图

12.6.1不同事故情景下地下水环境污染预测

炼油厂生产过程产生的生产废水在处理达标后排泄到螳螂川，正常情况下不会对地下水产生影响，如果处理措施不当或设备运行出现异常排放，污水有可能对地下水产生影响；另外，炼油厂在长期生产运行中存在潜在泄漏的危险，这些泄漏区包括原油罐区、中间原料罐区、产品罐区，污水处理池。如果出现泄漏，防渗措施不完善，泄漏物就有可能通过多种渠道进入地下水系统，如地下水污染不能及时发现和处理，就会造成地下水生态系统污染，对其修复、恢复都是极其困难的。因此，进行厂区潜在污染源影响地下水水质的预测分析显得尤为重要。本次预测中，结合本项目的优化调整情况，就优化调整情况（**原油罐区和铁路运输线**）的地下水环境影响进行了模拟预测

➢ **风险事故情景设计**

结合项目优化调整的情况，重点选取输运铁路和原油罐区这两个变更装置（设施）的地下水环境影响进行预测分析。在污染因子选择方面，主要选择持久性污染因子——石油类。

利用校正过的水流模型，结合下述事故情景设置，对石油类对地下水环境影响进行了预测。根据项目运营后可能发生的情况，确定地下水预测情景如下：

① 情景 1-原油罐区、正常工况、无防渗、无检漏、点源渗漏情景；

② 情景 2-原油罐区、风险工况、防渗层部分破裂、无检漏、面源渗漏情景；

③ 情景 3-铁路运输区、正常工况、无防渗、无检漏、点源渗漏情景，并考虑污染物进入岩溶含水层中的污染影响。

④ 情景 4-有防渗、无破裂情景。

在模拟污染物扩散时，重点考虑了对流、弥散作用，不考虑吸附作用、化学反应等因素。本次模拟根据泄漏情景不同选取不同的污染物作为模拟因子。

模拟预测时间设定为最长 30 年，模拟得出污染物浓度时空变化过程，从而确定本区地下水环境的影响范围和程度。

1）情景一污染物运移模拟预测分析

该情景设定为在原油罐区内正常工况下、无防渗、无检漏、点源渗漏情景，具体为原油罐区底部发生局部小范围渗漏情况，概化为点源，其中石油类泄漏源强浓度为 500mg/L。不考虑吸附、降解等物理化学反应。在无检漏条件下，通过地下水质量监测系统可发现污染物泄漏，从环境安全的角度考虑，将发现污染物泄漏并处理的时间延长，假设泄漏污染物处理完毕不再发生污染的时间长为 100 天。

将含水层参数、初始条件和边界条件带入水质模型，模拟期为 30 年。利用 MODFLOW 和 MT3D 软件，联合运行水流和水质模型，得到石油类污染物运移的预测结果（见表 12.6-1，图 12.6-2~图 12.6-5），各图分别给出了污水处理系统泄漏到达饱和带后污染物的时空分布规律（污染包络线石油类设为 0.3mg/L）。

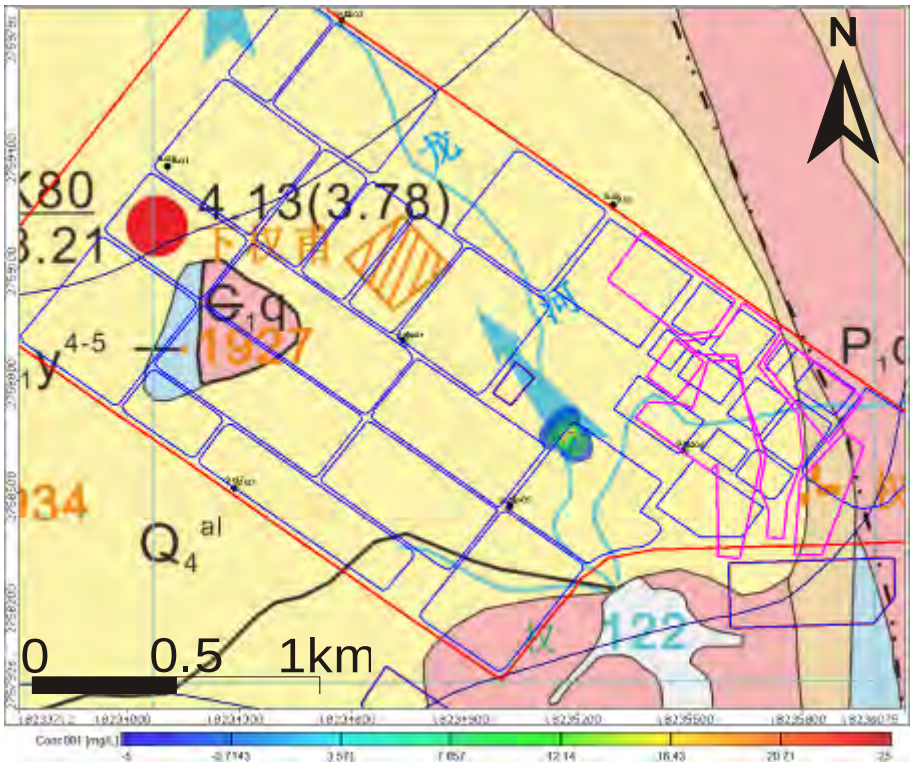


图 12.6-2　　原油罐区情景一条件下污染物泄漏 1 年后浓度分布

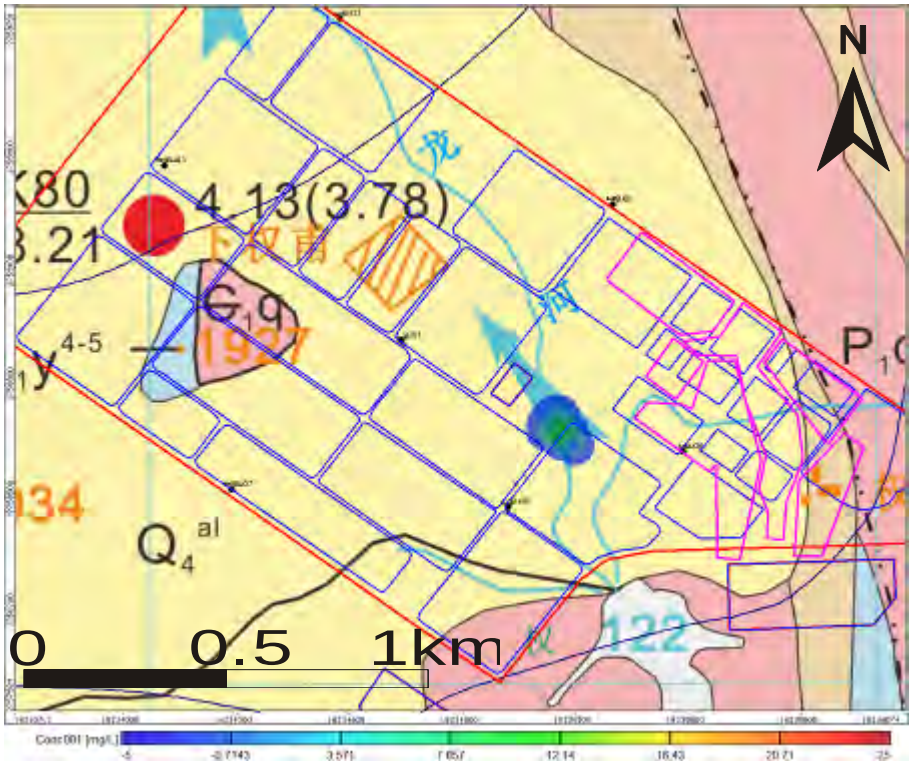


图 12.6-3　　原油罐区情景一条件下污染物泄漏 3 年后浓度分布

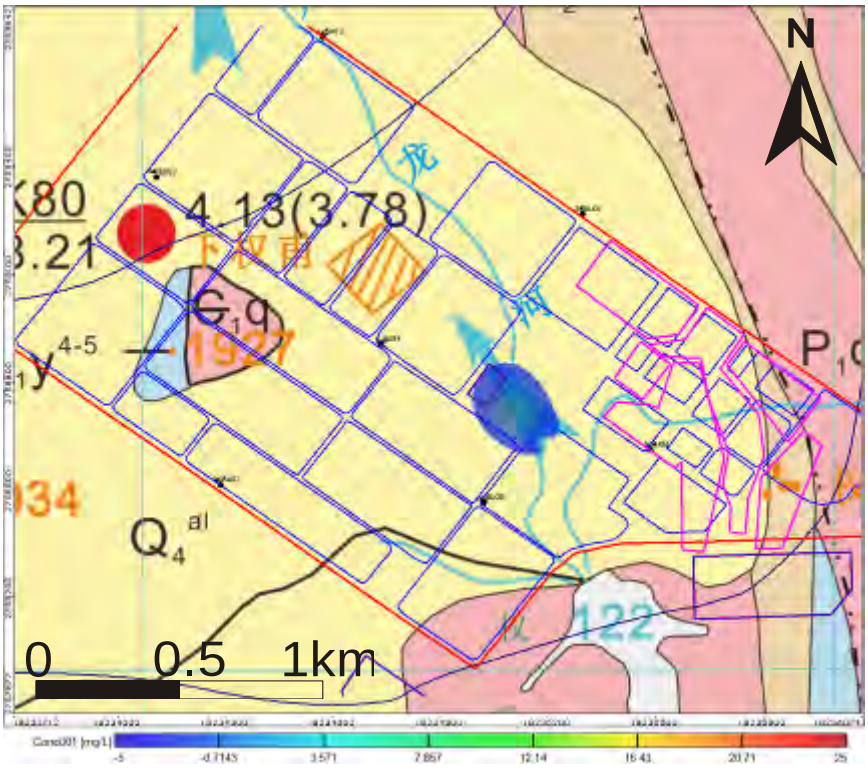


图 12.6-4　　原油罐区情景一条件下污染物泄漏 10 年后浓度分布

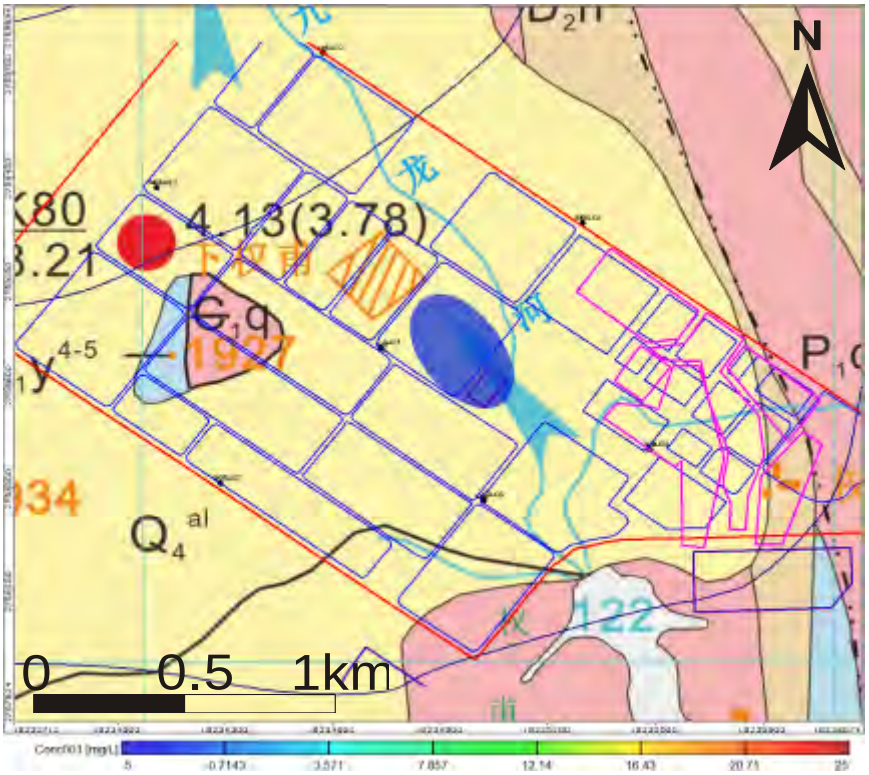


图 12.6-5　　原油罐区情景一条件下污染物泄漏 30 年后浓度分布

表 12.6-1　　情景 1 污染物模拟期内运移距离及浓度随时间变化

污染物	时间（年）	水平距离（m）	最大浓度（mg/L）	污染晕面积（km^2）
石油类	1	95	22.50	0.014848
	3	136	13.22	0.024415
	10	254	2.17	0.043354
	30	535	0.15	0.066768

由表 12.6-1、图 12.6-2~图 12.6-5 可知，原油罐区发生点源污染泄漏后，污染物主要集中在粘土层内，在模型所概化的条件下，至模拟期结束，污染物未穿越粘土层进入岩溶水中。在地下水动力条件下，由于粘土层渗透性较差，污染物扩散相对较慢。模拟期结束时污染物前锋迁移距离小于 600m，中心浓度下降低于 1mg/l。模拟期结束时污染晕仍然存在，因此，不防渗情景下污染物泄漏对地下水的影响是持久的。

2）情景二污染物运移模拟预测分析

该情景设定为在原油罐区内风险工况下、防渗层部分破裂、无检漏、面源渗漏情景，具体为原油罐区底部发生部分破裂情况，概化为面源，其中石油类泄漏源强浓度为 500mg/L。不考虑吸附、降解等物理化学反应。在无检漏条件下，通过地下水质量监测系统可发现污染物泄漏，从环境安全的角度考虑，将发现污染物泄漏并处理的时间延长，假设泄漏污染物处理完毕不再发生污染的时间长为 100 天。

将含水层参数、初始条件和边界条件带入水质模型，模拟期为 30 年。利用 MODFLOW 和 MT3D 软件，联合运行水流和水质模型，得到石油类污染物运移的预测结果（见表 12.6-2，图 12.6-6~图 12.6-9），各图分别给出了污水处理系统泄漏到达饱和带后污染物的时空分布规律（污染包络线石油类设为 0.3mg/L）。

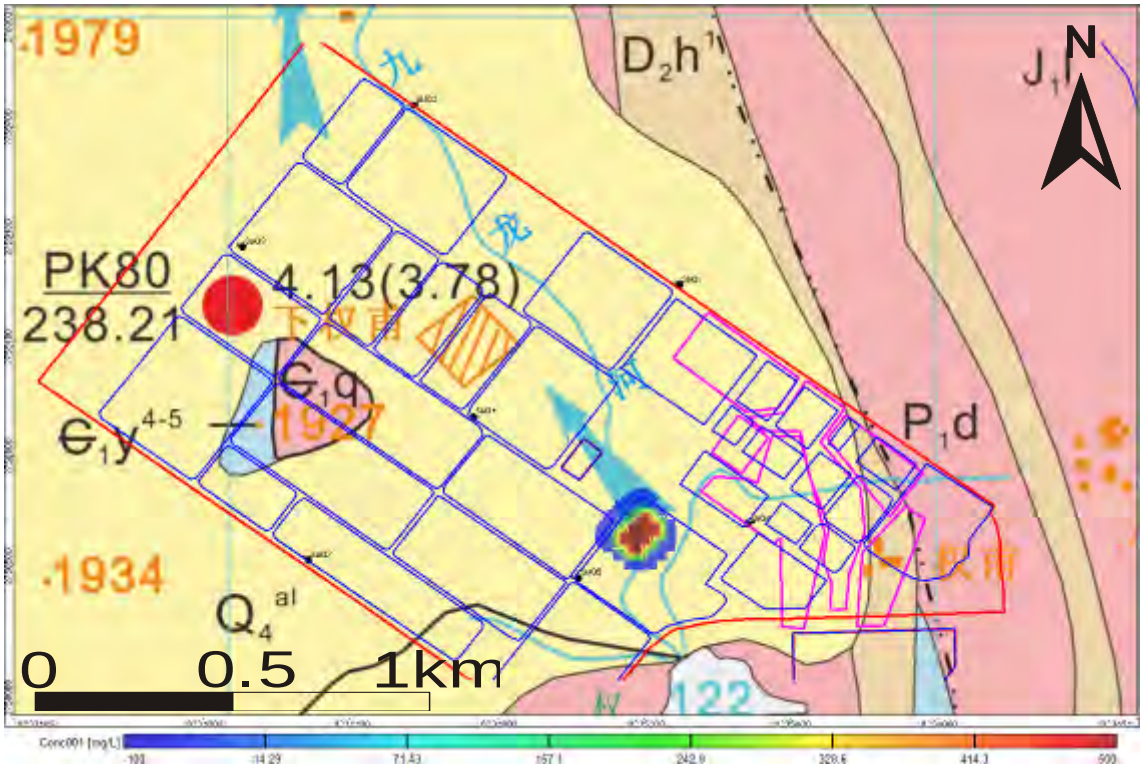


图 12.6-6　　原油罐区情景二条件下污染物泄漏 100 天后浓度分布

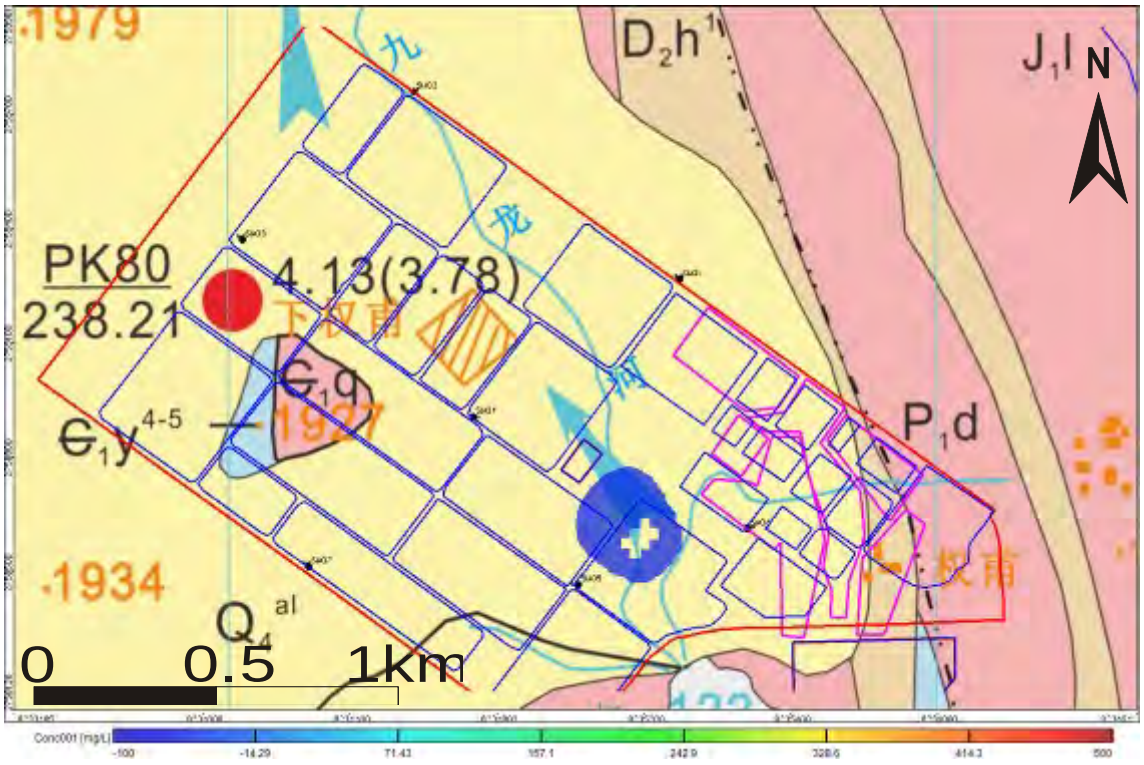


图 12.6-7　　原油罐区情景二条件下污染物泄漏 3 年后浓度分布

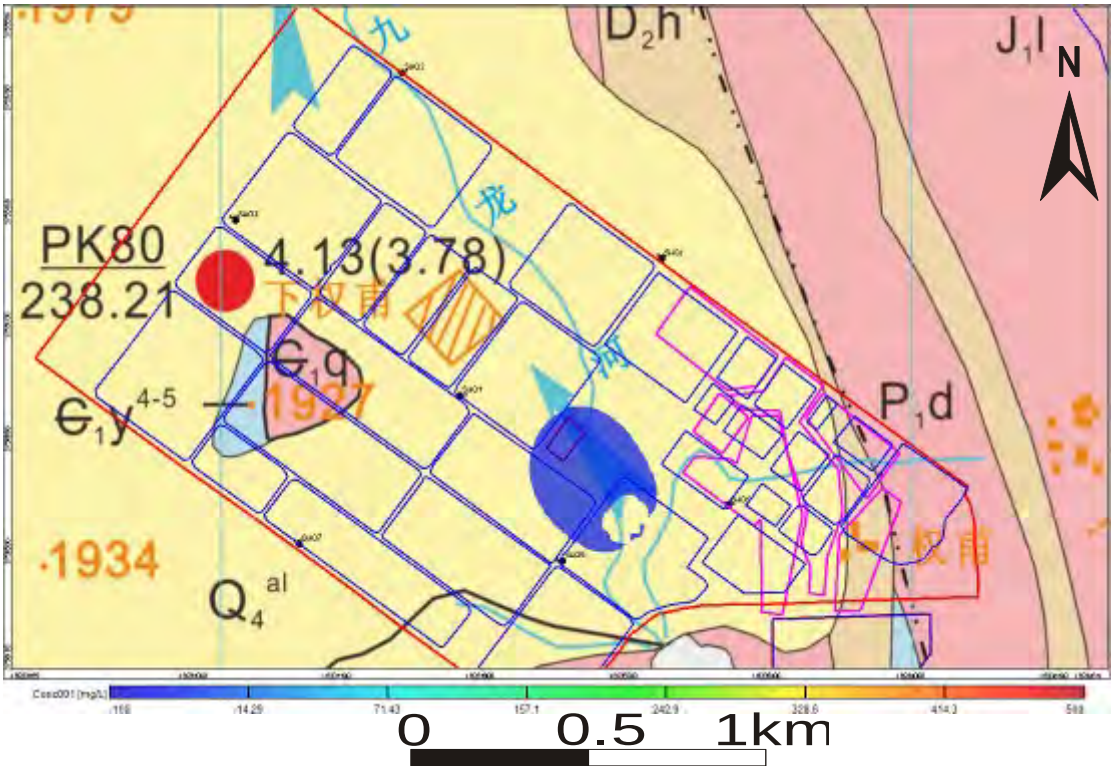


图 12.6-8　　原油罐区情景二条件下污染物泄漏 10 年后浓度分布

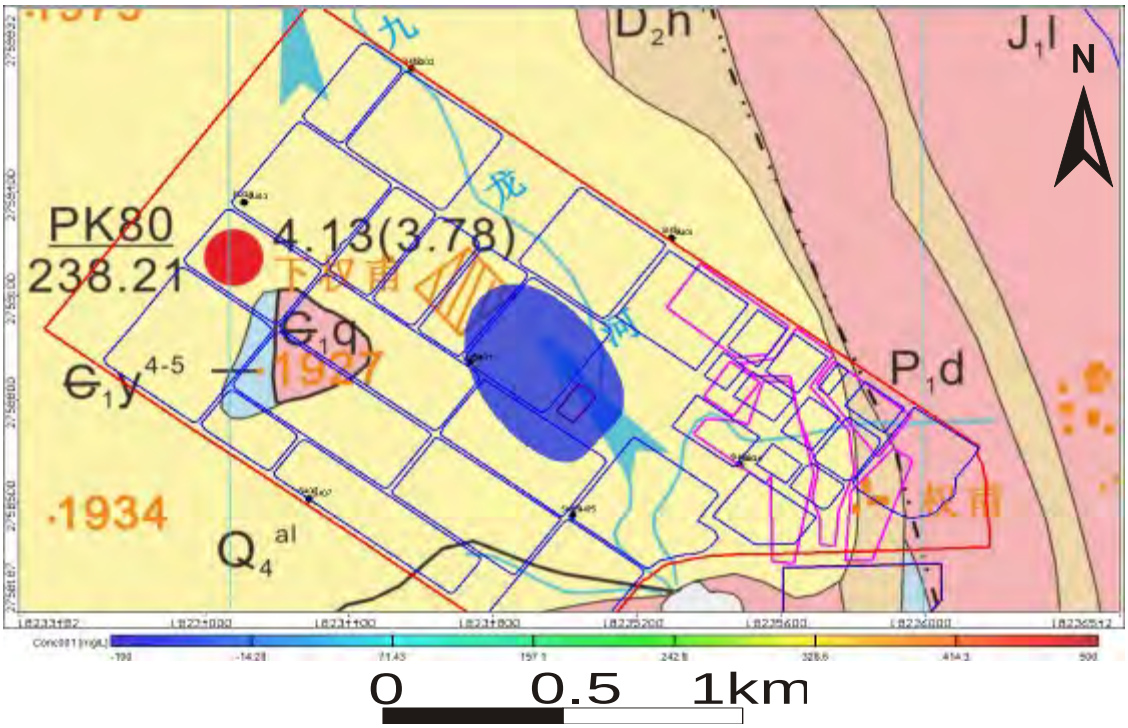


图 12.6-9　　原油罐区情景二条件下污染物泄漏 30 年后浓度分布

表 12.6-2　　情景 2 污染物模拟期内运移距离及浓度随时间变化

污染物	时间（年）	水平距离（m）	最大浓度（mg/L）	污染晕面积（km^2）
石油类	1	140	46.50	0.045671
	3	193	22.11	0.064019
	10	328	2.92	0.088975
	30	663	0.39	0.159605

由表 12.6-2、图 12.6-6~图 12.6-9 可知，该情景假设原油罐区约 1/4 面积发生面源污染泄漏，污染物在泄漏结束时中心浓度较高，之后持续下降，至模拟期结束中心浓度降至 1mg/L 以下。在模型所概化的条件下模拟期内，污染物都滞留在粘土层中并未迁移至岩溶含水层中。尽管如此，至模拟期结束时污染晕的面积仍较大，因此虽然未对岩溶水造成影响，但污染物的泄漏仍对当地地下水环境造成了较大的影响。

3）情景三污染物运移模拟预测分析

该情景设定为在运输铁路区、风险工况、防渗层部分破裂、无检漏、面源渗漏情景，具体为铁路运输区发生罐车侧翻事故，概化为面源，其中石油类泄漏源强浓度为 500mg/L。不考虑吸附、降解等物理化学反应。

该区内下伏岩溶含水岩组（渔户村组）发育，考虑到风险情形下污染物优先进入岩溶含水层中，本情形下预测分析了污染物对岩溶水的影响。

将含水层参数、初始条件和边界条件带入水质模型，模拟期为 30 年。利用 MODFLOW 和 MT3D 软件，联合运行水流和水质模型，得到石油类污染物在**孔隙水中**的运移结果（见表 12.6-2，图 12.6-10~图 12.6-12），各图分别给出了泄漏到达饱和带后污染物的时空分布规律（污染包络线石油类设为 0.3mg/L）。

表 12.6-3　　情景 3 污染物模拟期内在孔隙水中的运移距离及浓度随时间变化

污染物	时间（年）	水平距离（m）	最大浓度（mg/L）	污染晕面积（km^2）
石油类	1	151	52.55	0.023406
	3	256	26.73	0.042451
	10	527	4.09	0.082816

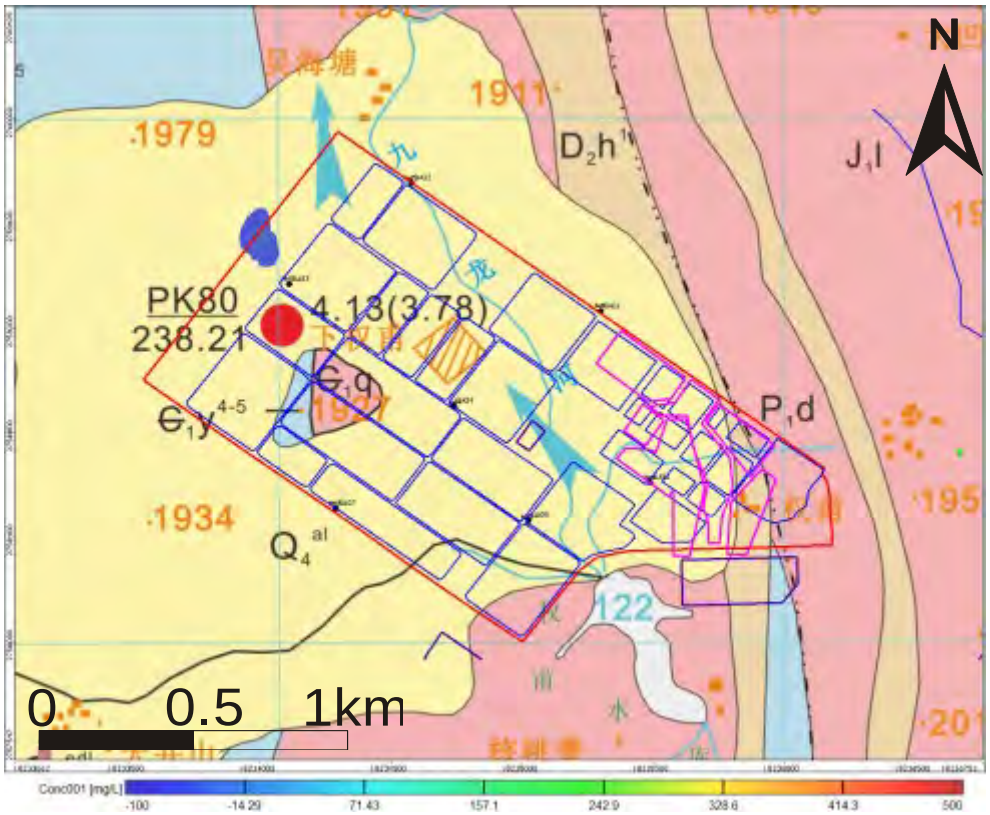


图 12.6-10　　运输铁路区情景三条件下污染物泄露 1 年后孔隙水中的浓度分布

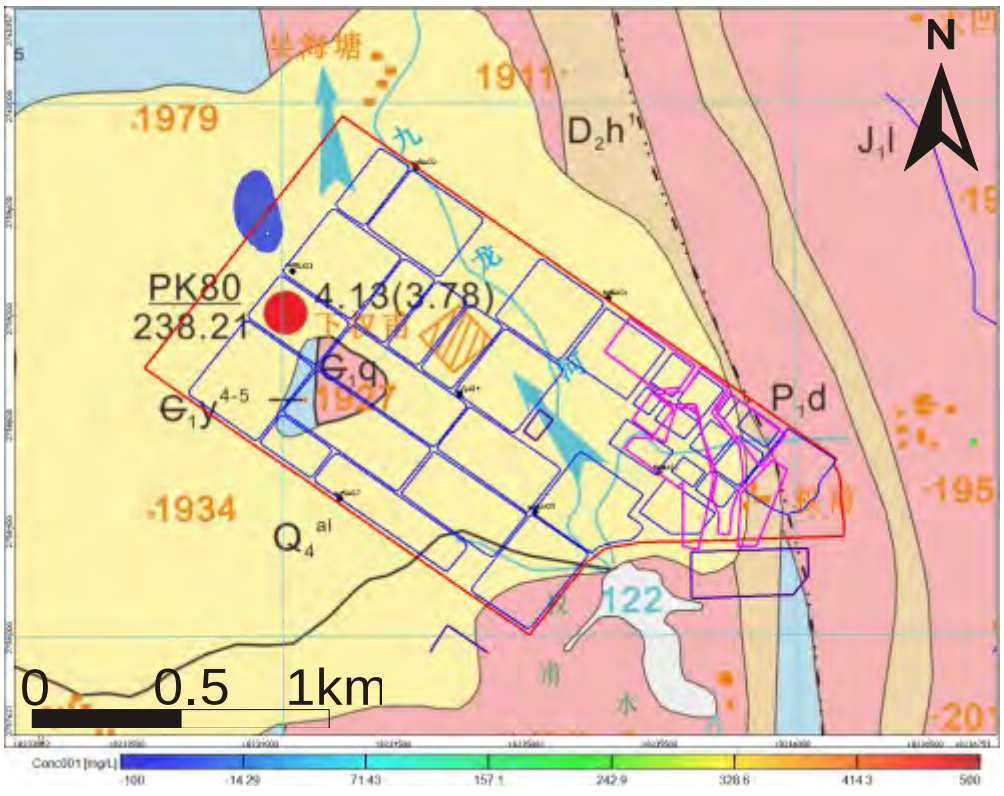


图 12.6-11　　运输铁路区情景三条件下污染物泄露 3 年后孔隙水中的浓度分布

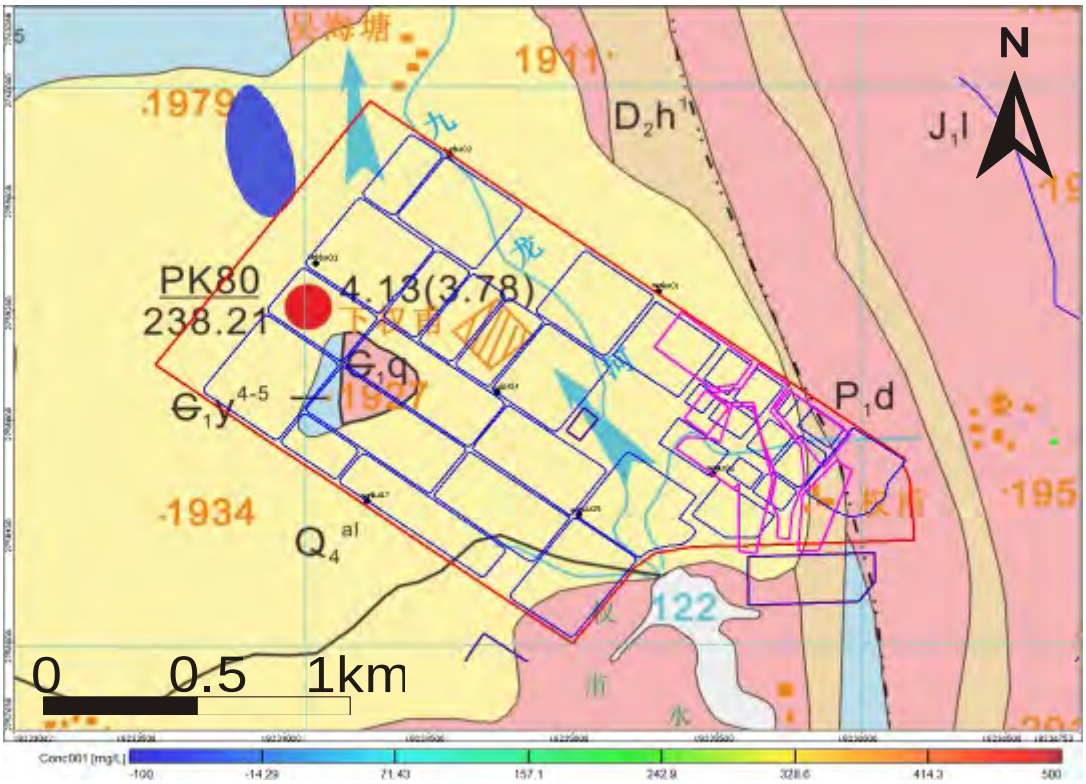


图 12.6-12　　运输铁路区情景三条件下污染物泄露 10 年后孔隙水中的浓度分布

由表 12.6-2、图 12.6-10~图 12.6-12 可知，假定铁路运输区发生点源污染物泄漏情景，污染物泄漏后的 10 年内，污染物会在孔隙水中运移。对孔隙水的最大影响范围为 0.082816km^2。

考虑到污染物优先进入岩溶含水层中，利用 MODFLOW 和 MT3D 软件，联合运行水流和水质模型，得到石油类污染物在**岩溶水中**的运移结果（见表 12.6-3，图 12.6-13~图 12.6-16），各图分别给出了泄漏到达饱和带后岩溶水中污染物的时空分布规律（污染包络线石油类设为 0.3mg/L）。

表 12.6-4　　情景 3 污染物模拟期内在岩溶水中的运移距离及浓度随时间变化

污染物	时间（年）	最大浓度（mg/L）	污染晕面积（km^2）
石油类	1	10	0.0788
	10	2.5	0.989353
	20	1	0.583181
	24	0.6	0.05553
	25	<0.3	0

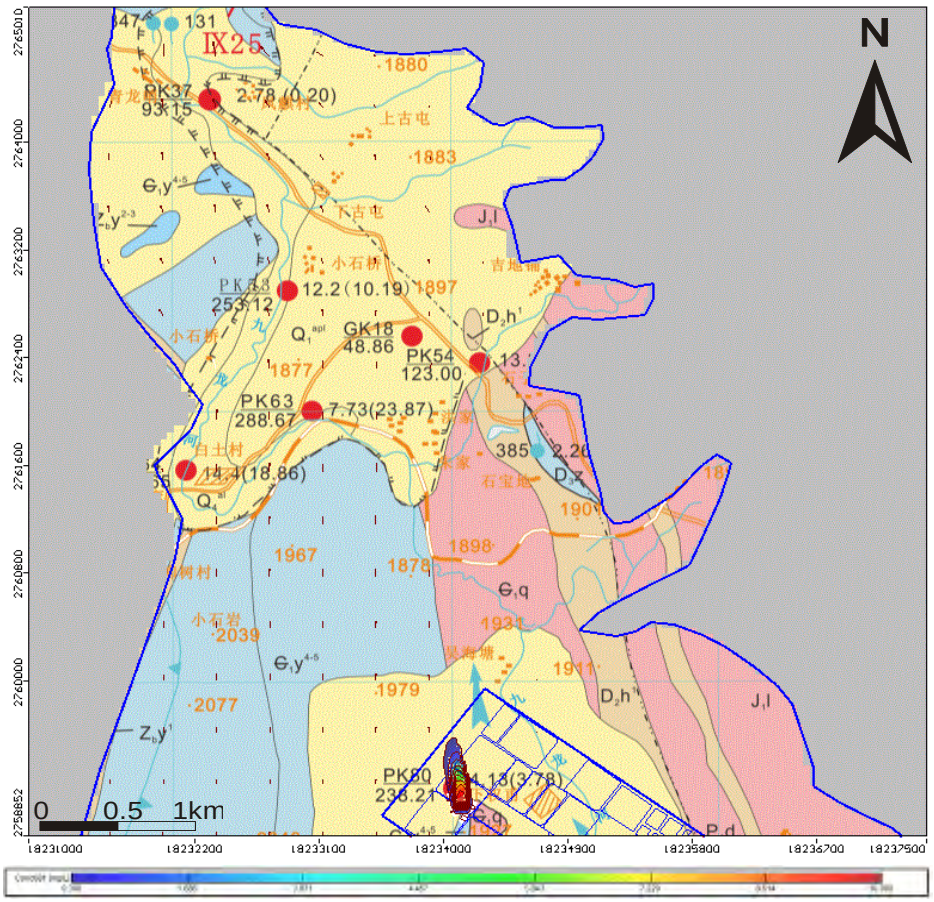


图 12.6-13　　情景三条件下污染物泄露至岩溶水中 1 年后浓度分布

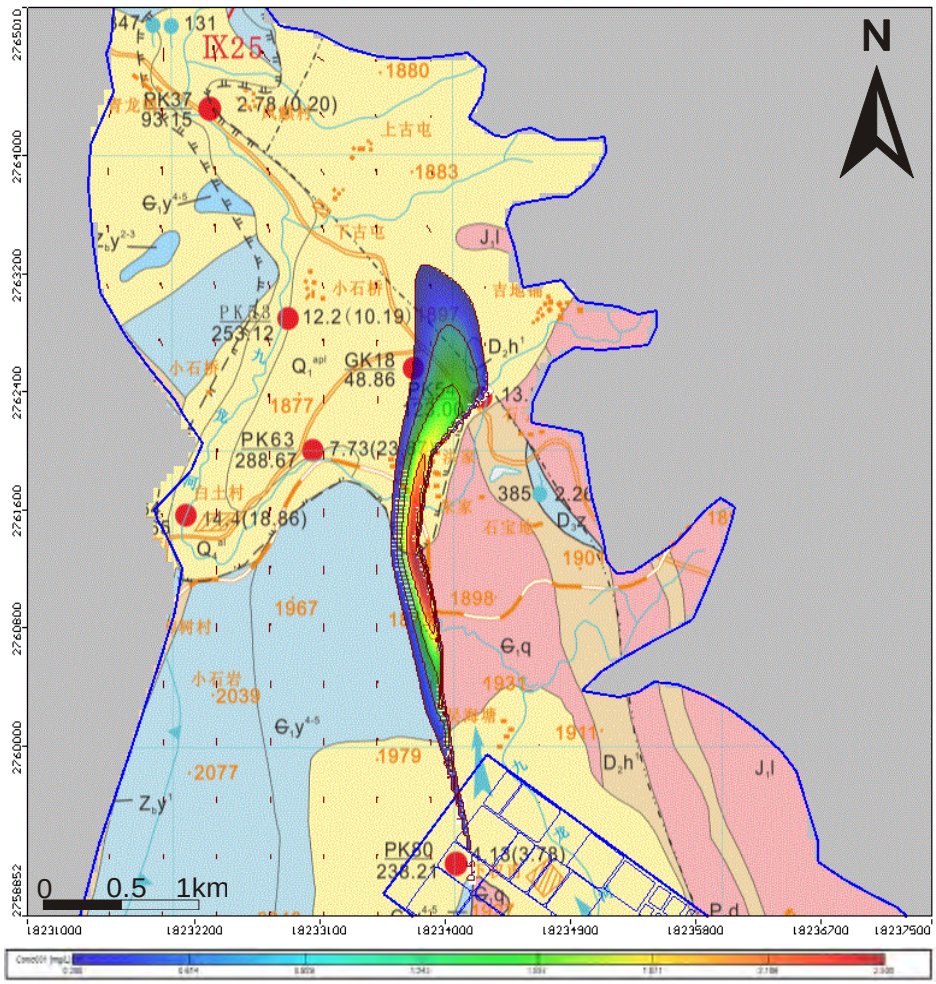


图 12.6-14　　情景三条件下污染物泄露至岩溶水中 10 年后浓度分布

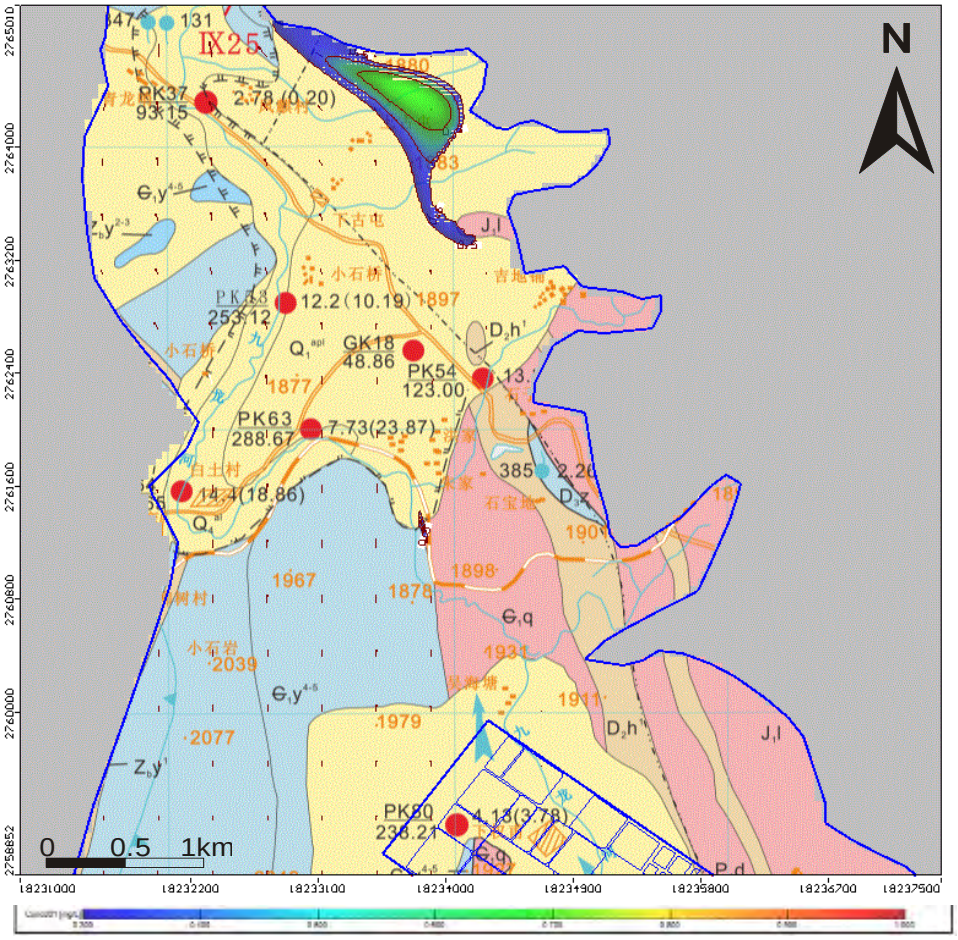


图 12.6-15　　情景三条件下污染物泄露至岩溶水中 20 年后浓度分布

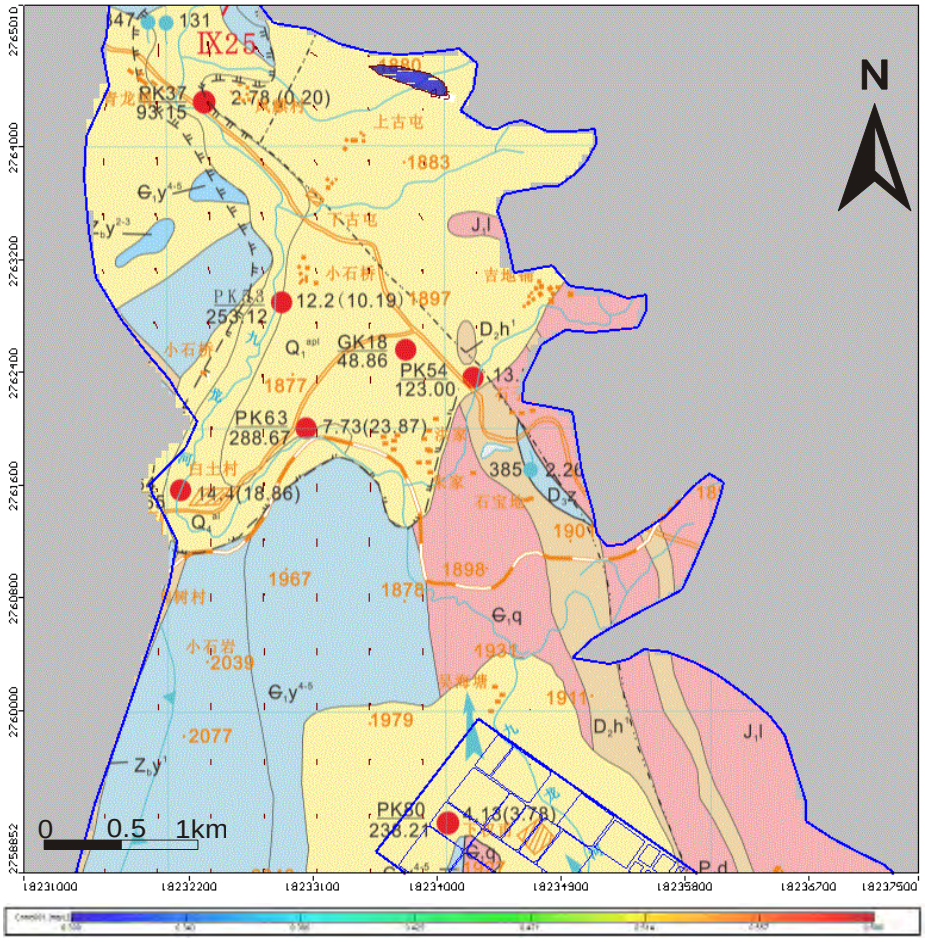


图 12.6-16　　情景三条件下污染物泄露至岩溶水中 24 年后浓度分布

由于岩溶含水层渗透性相对较好，污染物的运移速度加快，10 年内污染物就会运移到下游白土村、小石桥等地的水源井处，影响范围达 989353m^2；20 年内就会运移到下游青龙哨水源井处，影响范围达 583181m^2。可见，污染物泄漏至岩溶水中后对岩溶水的影响非常显著。

4）情景四

依据厂区可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，结合厂区地质和水文地质条件，厂区可划分为重点防渗区、一般防渗区和无防渗区。

对于发生物料泄漏容易及时发现和处理的区域，将其划分为一般防渗区，防渗层的厚度相当于渗透系数 1.0×10^{-7}cm/s 和厚度 1.5 m 的粘土层的防渗性能。由于这类区域发生泄漏时容易发现、方便处理，在采取防渗措施后，对地下水的影响不大。

对于位于地下或半地下、物料泄漏不易及时发现和处理的区域，将其划分为重点防渗区，防渗等级不大于 1.0×10^{-12}cm/s。对于防渗层，污染物质穿透防渗层时间的可用下式进行估算：

$$T = d / q \tag{1}$$

$$q = k \times \frac{d + h}{d} \tag{2}$$

其中，T 为污染质穿透防渗层的时间；d 为防渗层的厚度，此处假设使用防渗膜厚度为 0.002m；k 为防渗层的渗透系数 10^{-12}cm/s；h 为防渗层上面的积水高度，假设为 0.2m，得出污染物穿透防渗膜的时间 T 为 62.8 年，即理论情况下污染物很难通过渗透进入地下。因此，只要采取正确的防渗措施，并加强维护，污染物就很难穿过防渗层。

厂区分布有相对较厚的包气带，在地表采取防渗的情况下，包气带上边界水分通量也极小，这种条件下污染物穿越包气带进入潜水的时间会长达数年甚至几十年。可见，在采取防渗措施后，项目建设运营对地下水水质影响是可控的，污染物进入地下水的危险较小。

12.6.2小结

通过对项目区水文地质条件概化，建立水文地质概念模型和数值模型，基于前期地下水环境影响评价水流模型，针对本次发生优化调整的原油罐区和铁路运输区进行地下水环境影响预测评价。

预测结果发现，在无防渗的情景下，污染物的泄漏会对第四系松散岩类孔隙水及岩溶水均造成不良影响。由于原油罐区坐落在粘土层之上且距离下游岩溶含水层距离相对较远，其对岩溶水造成的影响较小；而铁路运输区距离岩溶含水层较近，在孔隙水中的迁移时间约为10年；一旦进入岩溶水中，10年内污染物就会运移到下游白土村、小石桥等地的水源井处，影响范围达989353m^2；20年内就会运移到下游青龙哨水源井处，影响范围达583181m^2，可见，污染物泄漏至岩溶水中后对岩溶水的影响非常显著。

采取严格防渗条件下，污染物穿透防渗膜的时间T为62.8年，即防渗措施到位的情形下污染物很难通过渗透进入地下。

因此，应当做好防渗处理，对项目区及下游地下水进行定期监测，做好防范工作。

12.6.3项目优化调整后地下水环境影响预测结果变化

项目优化调整后重新进行的地下水环境影响预测分析结果与原环评是一致的。风险情形下，污染物下渗至地下水向西北方向运移，会对下游的取水点构成风险；在采取防渗措施后，污染物穿透防渗层时间很长，难以进入地下水含水层系统中，有效的防渗措施能够有效地保护地下水环境。

12.7 地下水环境保护措施

根据本项目装置区位置、场地地形等的变化，结合项目区水文地质条件及地下水环境影响预测结果，对本项目目前所开展的防渗措施进行论述完善，同时对地下水监测措施进一步完善。

12.7.1已制定和采取的地下水污染防治措施

依据于原环评，本项目设计及施工过程中已确定分区整体防渗措施。

对于各个防渗区，严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）、《中国石油天然气集团公司企业标准-石油化工企业防渗设计通则（Q/SY 1303-2010）》等，对罐底、地面、水池、水沟及地下管道等进行防渗设计，当国标和企标有不同要求时，应执行更为严格的标准。

已有的具体防渗设计污染防治区的划分情况见表 12.7-1。

表 12.7-1　　项目确定的厂区污染防治区分区表

分区序号	防渗区分区	装置名称	防渗区域	可能泄漏污染物名称
1	重点防渗区	原油罐区	储罐基础、污水管线、井池	原油、含油污水
2		产品罐区		汽油、柴油、航煤、苯、芳烃、甲醇
3		中间罐区		渣油、石脑油、混合柴油
4		压力罐区		饱和液化气、催化液化气、混合C4、聚合级丙烯、丙烷、精制轻石脑油、加氢裂化轻石脑油
5		污水处理场	水池、污水管线	含盐污水、含油污水、含碱污水
6		铁路装卸车站台	污水管线、井池、地面、	柴油、汽油、航煤、苯、芳烃等
7		汽车装卸站	污水管线、井池、地面	柴油、汽油、航煤、苯、芳烃等
8		除盐水装置	污水管线、井池、地面	含盐污水、酸碱
9		常减压装置	污水管线、井池、地面	含盐污水、含油污水、含硫污水
10		催化裂化装置	污水管线、井池、地面	含油污水、含硫污水
11		重整联合装置	污水管线、井池、地面	含油污水、含硫污水
12		渣油加氢装置	污水管线、井池、地面	含油污水、含硫污水
13		气分、MTBE	污水管线、井池、地面	含油污水、MTBE
14		硫磺回收装置	污水管线、井	含硫污水

分区序号	防渗区分区	装置名称	防渗区域	可能泄漏污染物名称
			池、地面	
15		汽油加氢装置	污水管线、井池、地面	含油污水、含硫污水
16		柴油加氢装置	污水管线、井池、地面	含油污水、含硫污水
17		煤油加氢装置	污水管线、井池、地面	含油污水、含硫污水
18		延迟焦化装置	污水管线、井池、地面	含油污水、含硫污水
19		化学品库区	污水管线、井池、地面	化学试剂
20		酸碱站	污水管线、井池、地面	酸碱
21		蜡油加氢装置	污水管线、井池、地面	含油污水、含硫污水
22		气分、MTBE装置	污水管线、井池、地面	含油污水
23		制氢装置	污水管线、井池、地面	含油污水
24		系统管廊	工艺管线阀门下地面	含油污水
25		火炬与火炬气回收	污水管线、井池、地面	含油污水
26		总变电站	油浸变压器下	变压器油
27	一般防渗区	循环水场	水池	含盐污水
28		动力站	污水管线、井池	含盐污水
29		总变电站	油浸变压器下以外区域	含油污水
30		再生水处理设施	水池	含盐污水
31	非防渗区	净水厂	不防渗	
32		空分空压	不防渗	
33		消防站及消防泵站	不防渗	
34		余热回收设施	不防渗	
35		中央化验室	不防渗	
36		中央控制室	不防渗	
		厂前综合管理区	不防渗	

对于**重点防治污染区和一般污染防治区**，按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）、《石油化工企业防渗设计通则》（Q/SY 1303-2010），分别对罐底、污水池、污水沟、地下污水管道及地面进行防渗设计。

12.7.1.1 储罐区防渗设计

环墙基础罐底板下重点污染防治区采用柔性防渗结构，渗透系数不大于 1.0×10^{-12}cm/s，柔性防渗材料应与环墙基础严密连接。具体做法见下图 12.7-1。

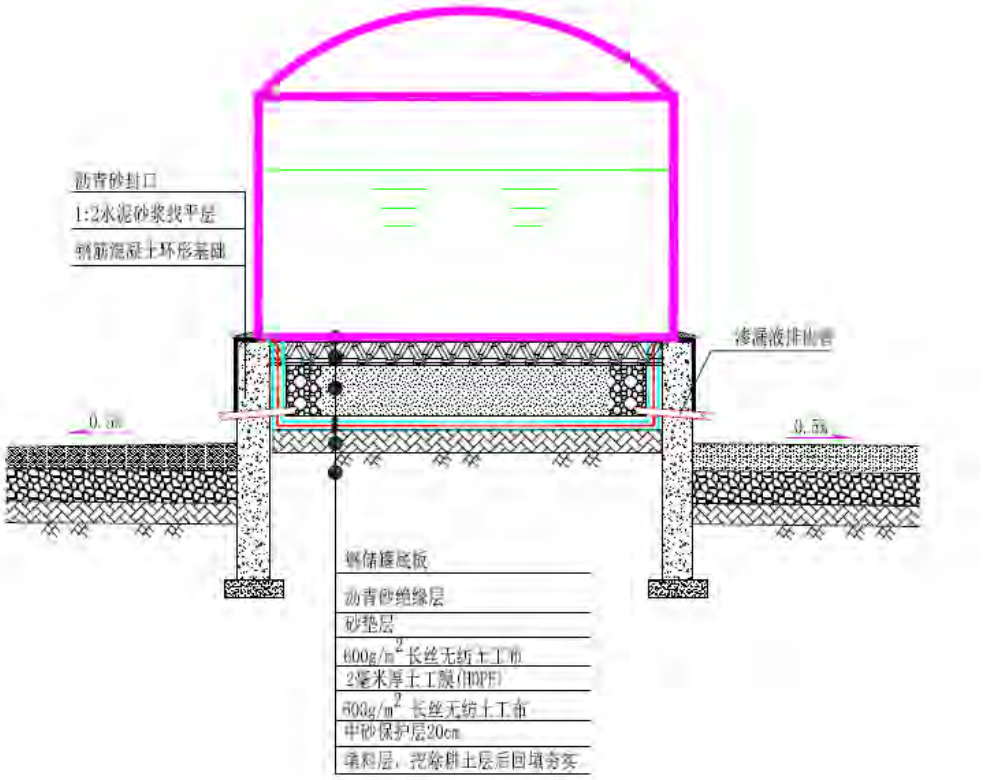


图 12.7-1 储罐区防渗设计图

12.7.1.2 地下污水管线及污水收集、储存、处理设施防渗设计

（1）污水收集沟和池、油品储存池、地下储罐池、污水沟等重点污染防治区采用抗渗混凝土防渗结构，渗透系数不大于 1.0×10^{-12}cm/s。具体做法见图 12.7-2。

（2）生产污水、污染雨水管道等地下管线重点污染防治区宜采用柔性防渗结构，渗透系数不大于 1.0×10^{-12}cm/s，具体做法见图 12.7-3。

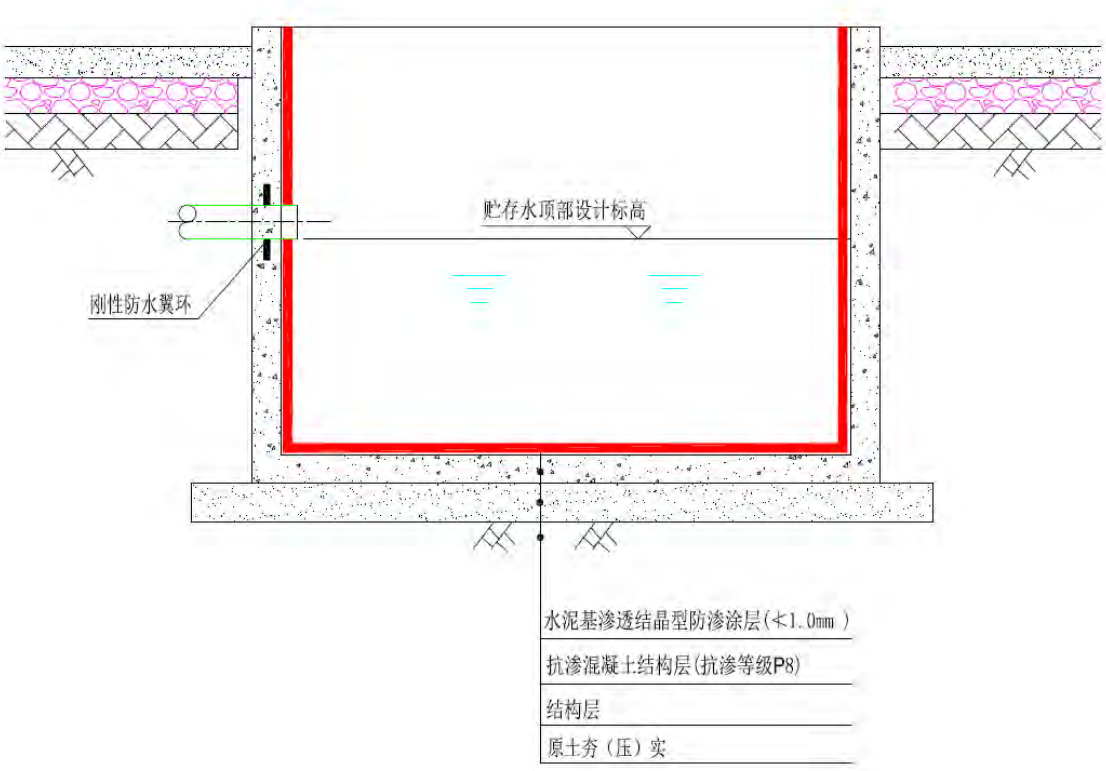


图 12.7-2　　污水收集沟和池、油品储存池、地下储罐池、污水沟等防渗设计图

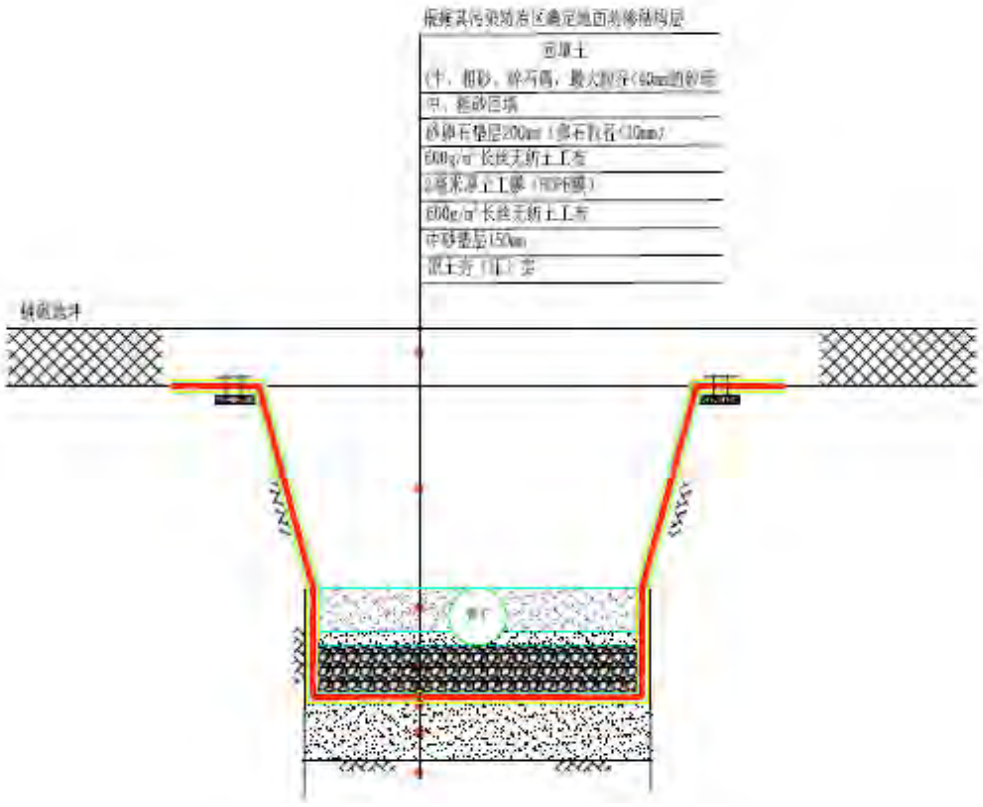


图 12.7-3　　储罐区防渗设计图

12.7.1.3 地面防渗设计

（1） 一般污染防治区地面防渗区域采用抗渗混凝土防渗结构，抗渗等级不小于 P6，混凝土强度不低于 C25，人行铺砌厚度不应小于 100mm。当有检修车辆通行时，厚度应满足检修车辆荷载要求。具体做法见图 12.7-4。

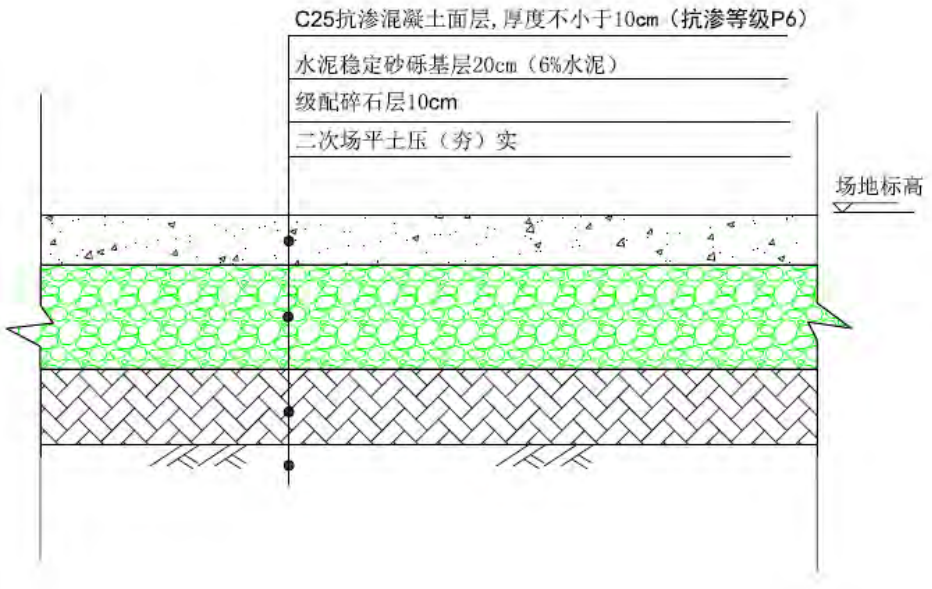


图 12.7-4 一般污染防治区地面防渗设计图

（2）重点污染防治区内的地面宜采用抗渗混凝土防渗结构，抗渗等级不小于 P8，混凝土强度不低于 C30，人行铺砌厚度不应小于 100mm。当有检修车辆通行时，厚度应满足检修车辆荷载要求。具体做法见下图 12.7-5。

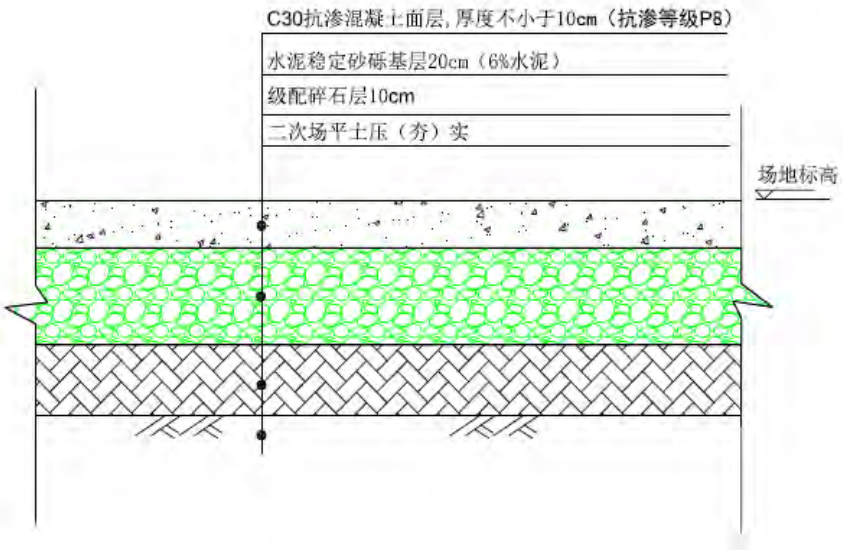


图 12.7-5 重点污染防治区地面防渗设计图

化学品仓库等室内地坪重点防渗区采用抗渗混凝土防渗结构型式，面层采用不透水环氧类涂层涂刷。具体做法见下图 12.7-6。

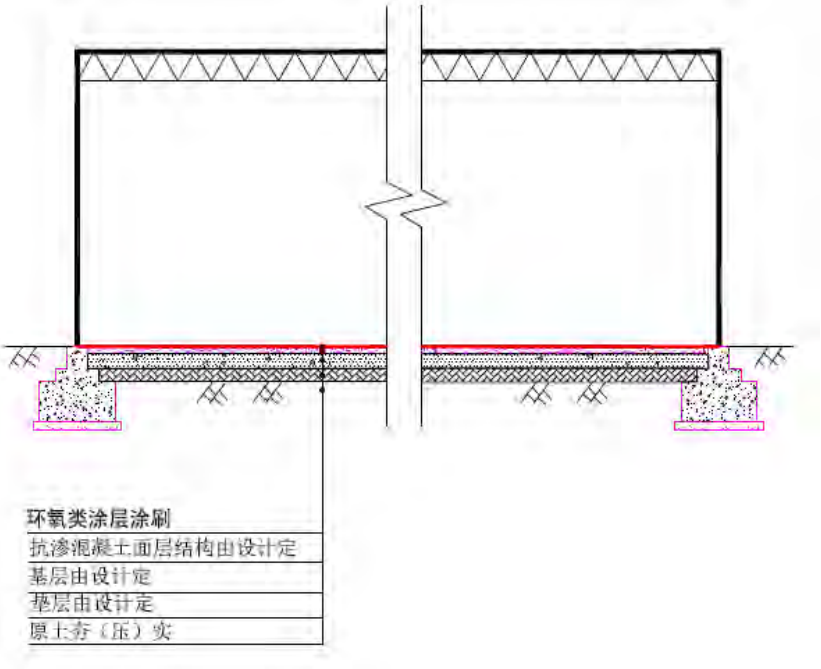


图 12.7-6　　化学品仓库等室内地坪重点防渗区防渗设计图

12.7.1.4　铁路装卸设施防渗设计

铁路液体槽车装卸栈台范围内采用土工膜柔性防渗结构，渗透系数不大于 1.0×10^{-12}cm/s，面层采用整体道床，厚度由相关专业确定。具体做法见下图 12.7-7。

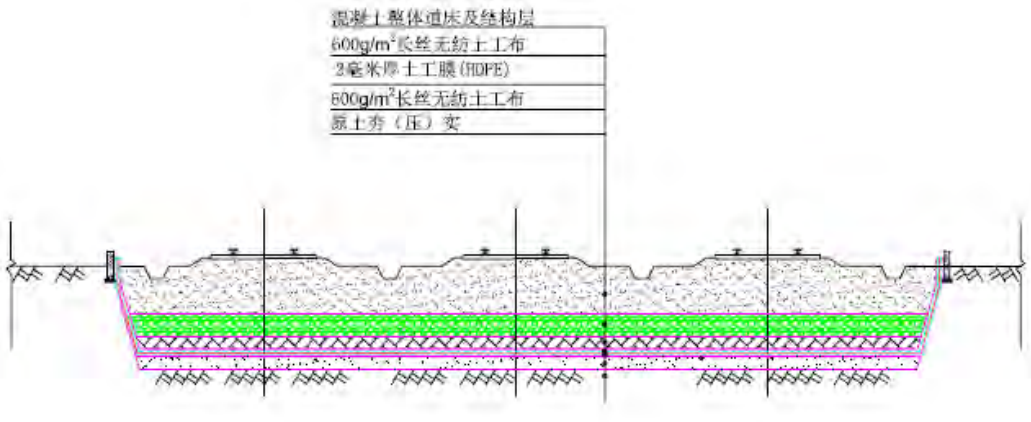


图 12.7-7　　铁路液体槽车装卸栈台范围内防渗设计图

12.7.2目前的基础条件和防渗方案可行性分析

12.7.2.1 基础条件变化

在项目优化调整后开展的水文地质调查基础上和勘察工作，重新分析了项目区的防渗基础条件。

炼油厂区土层厚度为12.5~35.5m，土层中发育有多层粘土层，粘土层总厚度为5.1~16.3m（见图12.7-8），最大单层粘土层厚度为2.8~6.6m；丰水期包气带厚度1.6~16.6m（见图12.7-9）。土层防渗性能总体较好。

总体上来说，比较于原环评中防渗基础条件，由于场地平整和水文条件的变化，本次变更后，厂区防渗基础条件变化如下：

（1）厂区的土层厚度和地下水水位埋深发生了一些变化，场地内风化基岩被土层所覆盖，但水位埋深较浅区域位置没有发生变化；

（2）探明了厂区东北部的岩溶发育区；

（3）厂区中部及西南部的白云岩、灰岩发育情况原环评中的论述是一致的。

12.7.2.2 依据目前的基础条件给出的防渗分区建议

首先分析表12.7-1，表中的分区防渗论述较为准确，可依据表12.7-1进行分区整体防渗工作（厂区地面分区防渗见图8-12）。

另外，结合前述基础防污性能条件的论述，综合考虑各个装置区的潜在污染特征，综合考虑表12.7-1的内容，进一步给出本项目各装置区的地下水防渗分区要求：

一、重点防渗区

（1）岩溶勘察成果显示：东南部片区岩溶、裂隙及溶孔发育（隐伏岩溶）（图12.7-8、图12.7-9和物探成果图12.7-10），埋藏深度大于10m。该岩溶区岩性属于泥盆系中统海口组、上统宰格组白云岩；且该区域的地下水水位埋深较浅（小于2m）。因此，该区域的***石脑油加氢装置区、直柴加氢精制装置区、除盐水站和化学品库***等分布与此，均应作为重点防渗区。*原油末站不是本次评价对象，故不对原油末站进行防渗措施论述。*

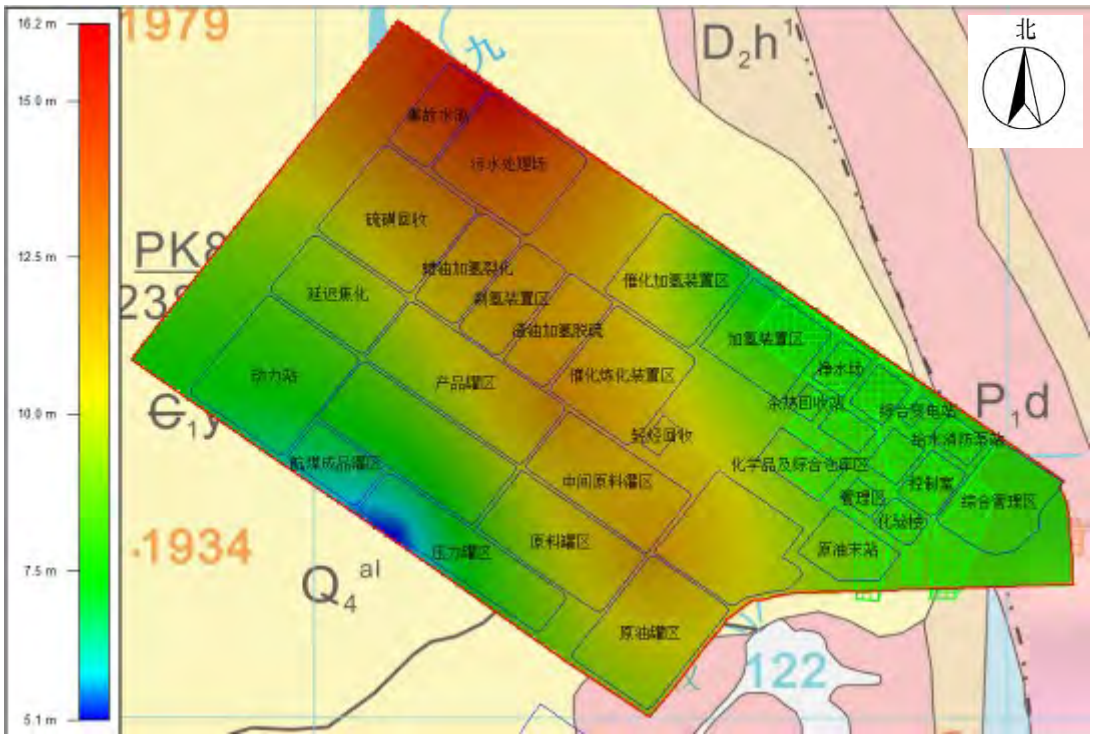


图 12.7-8　项目区粘土层总厚度分布图（绿色网格区域为勘探所发现的隐伏岩溶）

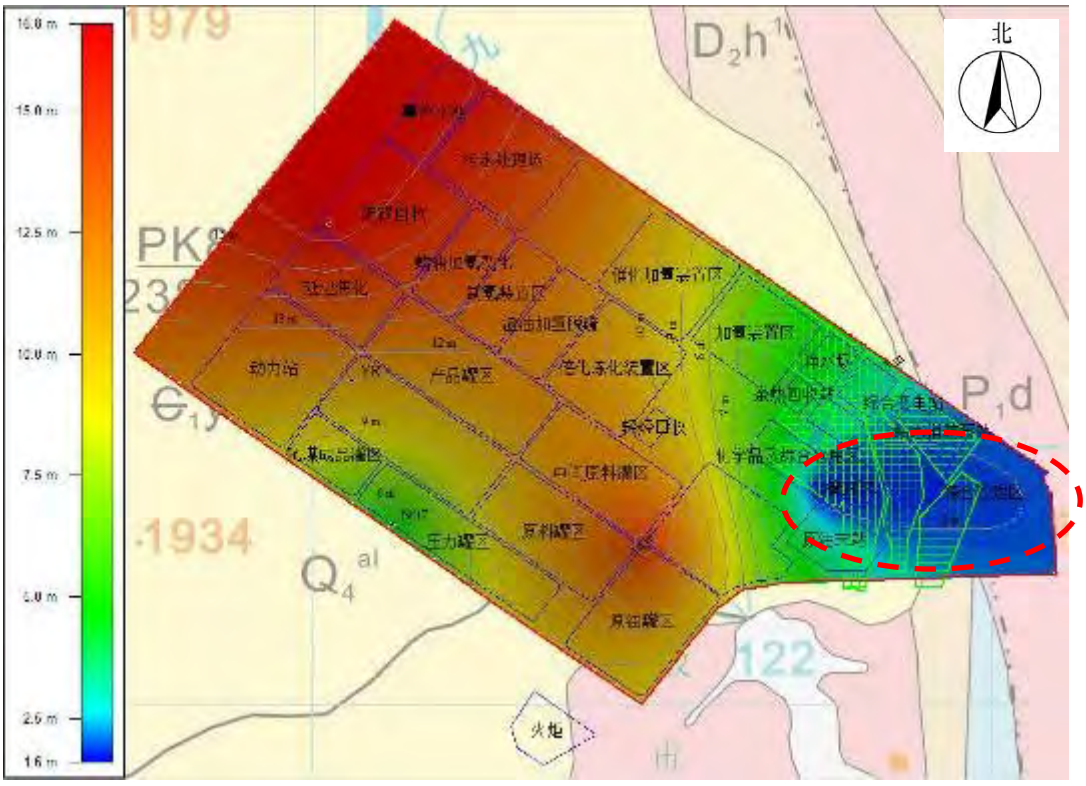


图 12.7-9　项目区丰水期包气带厚度分布图（绿色网格区域为勘探所发现的隐伏岩溶）

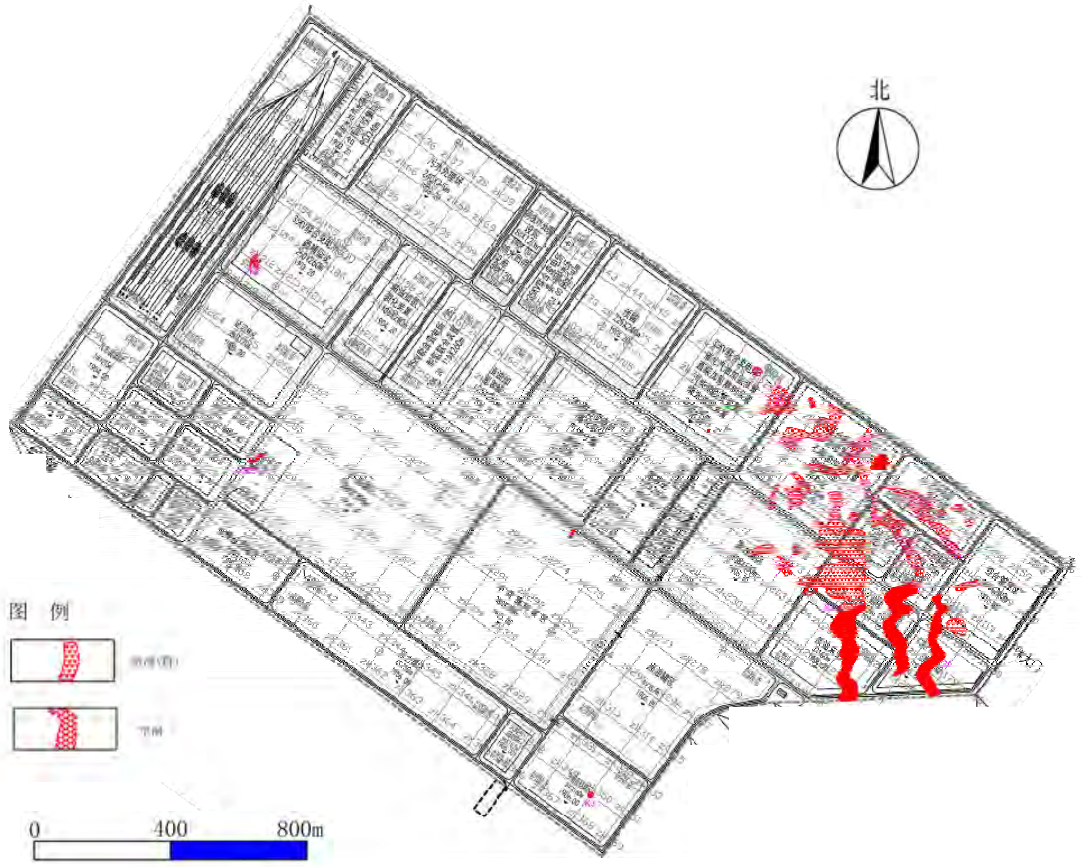


图 12. 7-10　　浅部溶洞物探成果图

（2）由图12.7-11可知，厂区中部及西部也发育有灰岩、白云岩，且分布范围广，且是具有供水意义的含水岩组；部分点位也勘探出了溶洞发育（图12.7-10），如**产品罐区西南角的储运综合楼**地表以下20m处发育有高约6.7m的溶洞（图12.7-10中的溶洞R25，碎石和粉土充填）、**中间原料罐区北部**地表以下15m处发育有高约1.5m的溶洞（图12.7-10中的溶洞R24，含砾粉质粘土充填）；而且，原环评中也指出该区域内原先是有溶井分布的（厂区内下权甫岩溶水井PK80，该点位可见原环评报告书中的区域水文地质图）。因此，位于中部及西部的白云岩、灰岩发育区的***铁路装卸站、硫磺回收装置区、渣油加氢装置区、制氢联合装置区、蜡油加氢裂化装置区、催化炼化装置区、常减压装置区、延迟焦化、产品罐区、中间原料罐区、压力罐区、航煤成品罐区、汽车装卸站和酸碱站***等装置区应作为重点防渗区。



图 12.7-11　　厂区基岩岩性分布图

（3）***污水处理场***和***事故水池***的废水收集量较大，事故情形下会对地下水构成较大污染源，因此将二者也作为重点防渗区；***原油罐区***位于地下水上游区，也应作为重点防渗区。

二、一般防渗区

（1）***动力站***和***总变站***虽然位于厂区西南部下部灰岩、白云岩发育区，但是由于动力站和总变站不产生直接的地下水污染源，因此，仅将二者作为一般防渗区处理。

（2）***循环水系统***和***再生水处理设施***作为一般防渗区。

三、非防渗区

不产生直接的地下水污染源的位于项目区东部的管理区、净水场、消防站、空压站、余热回收装置区、中央控制室等区域作为非防渗区。

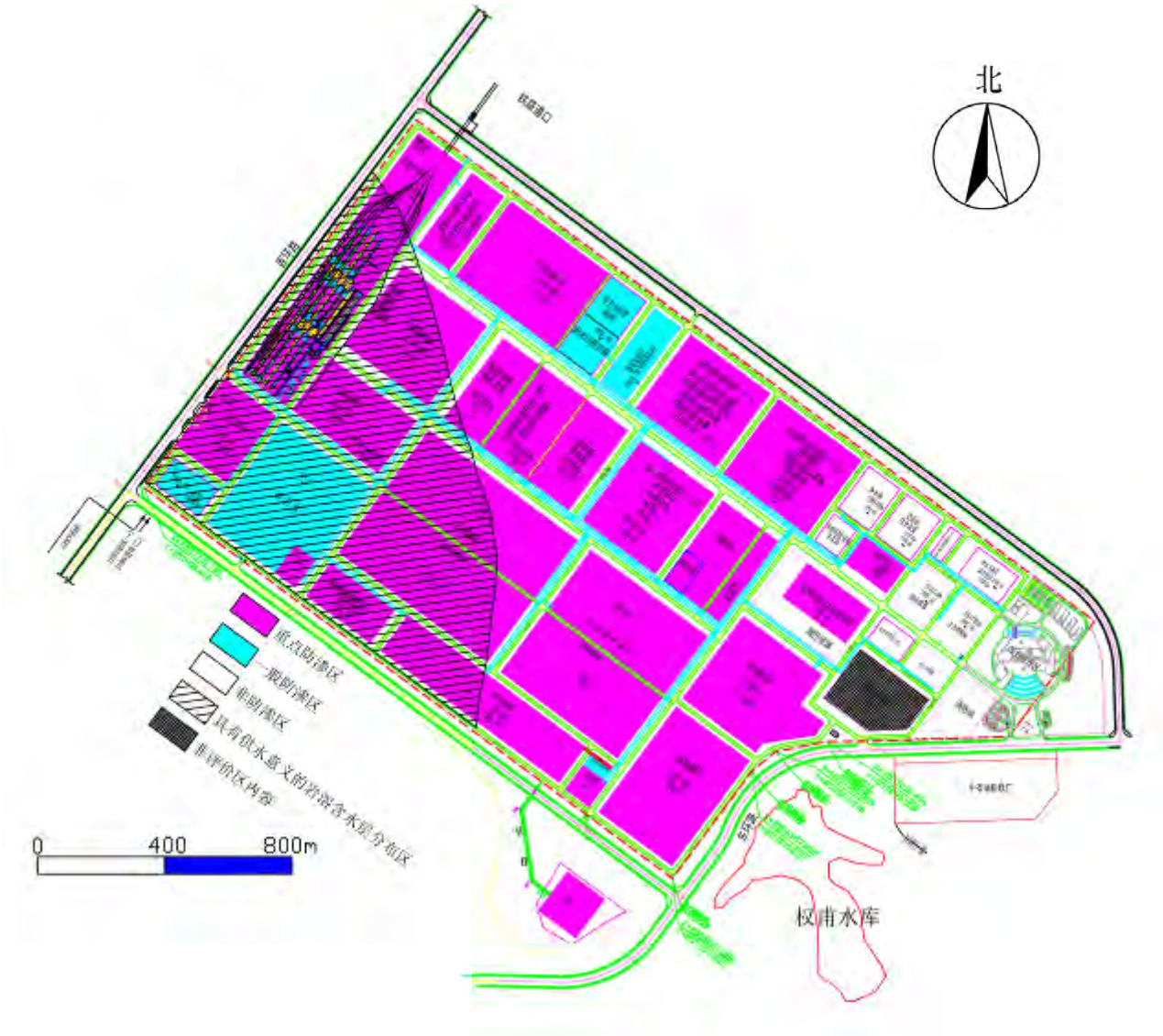


图 12.7-12　　厂区地面防渗分区图

针对污染区防治防渗方案设计，根据不同分区分别相关标准和规范，依据现有的防渗要求（章节 12.7.1 中的内容）严格开展防渗工作。

12.7.2.3　防渗要求

总体上来说，本项目现有的地下水分区防渗措施方案是合理的，防身设计要求也是依据规范确定的。结合本项目区的水文地质条件（岩溶含水岩组发育等）、装置区布置，进一步明确了本项目的地下水污染防治整体分区防渗（章节 12.7.2.2 和图 12.7-12）。

本项目下一步的防渗措施，应依据章节 12.7.2 中的要求进一步完善。

12.7.3地下水污染监测及防控

为了及时准确的掌握厂址周围地下水环境污染控制状况，应结合项目平面布置和水文地质条件的变化来优化全厂区的地下水监测、防控体系。

12.7.3.1 地下水监测井布设原则

根据《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）的要求，在炼油厂区按照地下水的流向布设地下水监测井。布设原则如下：

①重点污染区加密监测原则；

②松散层浅层地下水监测为主，兼顾深层岩溶水监测原则；

③重点污染区上、下游同步对比监测原则。

12.7.3.2 地下水监测井布设方案

经过对原环评中地下水监测方案的优化，共设监测井和应急抽水井 **26 个**，其中岩溶水监测井 **8 个**（*新增*），孔隙水监测井 **14 个**（*新增 7 个；现有 7 个,详见表 12.7-2*），详细布置见图 12.7-13。其中 JC01、JC22、JC66、JC03 和 JC05 共计 5 口井作为在线监测系统，进而实时监测项目区下游、内部常减压装置区、西部岩溶含水层发育区和上游的地下水动态特征。

A. 松散层地下水监测井 14 个：厂区现有监测井 7 个（SW01~SW07），新增监测井 7 个（JC01~JC07）；

B. 岩溶地下水监测井 8 个：上游 1 个（厂区东南角新增监测井 JC77），厂区西部岩溶区 3 个（JC22、JC55、JC66），东部岩溶区 1 个（JC44），下游 1 个（JC11），内部两个（JC33 和 JC88）。

C. 应急岩溶水抽水井 4 个：在厂区西部外侧岩溶水径流带下游布设 3 个（YJ01、YJ02、YJ03），在场区东部布设 1 个（YJ04）。

D. 成井结构及工艺

松散层监测孔 JC01、JC02、JC03、JC04、JC05、JC06、JC07 开孔孔径为 φ225，下入 φ219 滤管，孔深应到基岩顶。



图 12. 7-13　　项目区地下水长期监测点分布

表 12.7-2　　可利用地下水监测点信息统计表

地下水监测点	监测层位	纬度	经度
厂区 SW01	孔隙水	24.91598012°	102.3804542°
厂区 SW02		24.92051096°	102.37362242°
厂区 SW03		24.9169597°	102.36879113°
厂区 SW04		24.91255244°	102.3750575°
厂区 SW05		24.90851695°	102.37779986°
厂区 SW06		24.90983898°	102.38221224°
厂区 SW07		24.90903715°	102.3706657°

岩溶含水层监测孔开孔孔径为φ250，下入φ245无缝钢管，见基岩后孔径变为φ225，下入φ219无缝钢管，其中JC22、JC55、JC66、JC77孔深约100m，JC44需进入岩溶含水层，孔深约120m。

岩溶含水层应急处置孔YJ01、YJ02、YJ03开孔孔径为φ250，下入φ245无缝钢管，见基岩后变径为φ225，下入φ219滤管，孔深约150m。

YJ04开孔孔径为为φ250，下入φ245无缝钢管，见基岩后变径为φ225，下入φ219滤管，孔深约200m（受地层倾向控制，岩溶地层埋深加大）。

12.7.3.3 地下水监测计划

1、**监测对象**：松散层地下水和岩溶地下水。

2、**监测井成井**：**监测井的钻探工作可委托地方具有水文地质勘察甲级资质的单位来开展。**

3、**监测工作**：监测井成井后，应配置地下水水位监测装置和抽水装置。**项目实施后的长期监测工作可委托具有相关监测资质的单位来开展。**

4、**监测项目**：Ca^{2+}、Mg^{2+}、K^{+}、Na^{+}、Fe、Cl^{-}、SO_4^{2-}、NO_3^{-}、总氰化物、pH、石油类、COD_{Mn}、硫化物、挥发酚、苯、水位等指标。

5、**监测频次**：每半月（或每周）一次，发生污染事故情形下加密监测。

6、**监测点位**：见表12.7-3和图12.7-13。

12.7.3.4 地下水监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

1.管理措施

①地下水污染监控管理的职责属于环境保护管理部门的职责之一。厂环境保护管理部门指派专人负责地下水污染监控管理工作。

②厂环境保护管理部门应委托环境监测站或具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求分析整理原始资料，及时出具监测报告。

③建立地下水监测数据信息管理系统，与厂环境管理系统相联系。

表 12.7-3　　地下水环境监测计划方案表

编号	点位描述	要求	用途	监测项目	监测层位	监测频率
SW01	石脑油加氢装置区西北角	**现有浅部孔隙水监测井**	石脑油加氢装置区下游孔隙水监测井	Ca^{2+}、Mg^{2+}、K^{+}、Na^{+}、Fe、 Cl^{-}、SO_4^{2-}、NO_3^{-}、总氰化物、pH、石油类、COD_{Mn}、硫化物、挥发酚、苯、水位等	浅部孔隙水	每半月（或每周）一次，发生污染事故情形下加密监测。
SW02	污水处理站西北角		污水处理站下游孔隙水监测井			
SW03	延迟焦化装置区西北角		延迟焦化装置区下游孔隙水监测井			
SW04	中间原料罐区西北角		中间原料罐区下游孔隙水监测井			
SW05	原油罐区西北角		原油罐区下游孔隙水监测井			
SW06	原油末站西北角		原油末站下游孔隙水监测井			
SW07	压力罐区西南侧，墙界外		上游孔隙水监测井			
JC07	项目区东南角	1、新增孔隙水和岩溶水监测井，分别进行孔隙水和岩溶水的监测。 2、监测井在钻探成井时应避开地面、管网等的防渗措施。	孔隙水上游监测井		浅部孔隙水和深部岩溶水	
JC77			岩溶水上游监测井			
JC01	项目区西北侧 **（在线监测系统）**		厂区下游孔隙水监测抽水井（针对污水处理场进行布设）			
JC11	项目区西北侧		厂区下游岩溶水监测抽水井（针对污水处理场进行布设）			
JC02	汽车装卸站东北角		孔隙水下游监测抽水井			
JC22	汽车装卸站东北角（在线监测系统）		岩溶水下游监测井			

JC04	原油末站东南角		厂区内部孔隙监测抽水井 （针对原油区进行布设）			
JC44	原油末站东南角		厂区岩溶水监测井 （针对原油区进行布设）			
JC03	常减压装置区西北角 **（在线监测系统）**		厂区内部孔隙水监测井 （针对常减压装置进行布设）			
JC33	常减压装置区西北角		厂区内部岩溶水监测井 （针对常减压装置进行布设）			
JC05	产品罐区西北角 （在线监测系统）		厂区内部孔隙水下游监测井 （针对于产品罐区进行布设）			
JC55	产品罐区西北角		厂区内部岩溶水下游监测井 （针对于产品罐区进行布设）			
JC06	航煤成品罐区西北角		厂区内部孔隙水下游监测抽水井 （针对于航煤成品罐区进行布设）			
JC66	航煤成品罐区西北角 （在线监测系统）		厂区内部岩溶水下游监测井 （针对于航煤成品罐区进行布设）			
JC88	原油罐区西北角		厂区内部岩溶水下游监测井 （针对于原油罐区进行布设）			
YJ01	铁路装卸站南段西侧 150m 处	新增应急岩溶水抽水井，钻探深度应达到岩溶水水位之下 15m 处。	西部岩溶水应急抽水井			
YJ02	汽车装卸站北段西侧 150m 处					
YJ03	总变站西侧 150m 处					
YJ04	#1 门外 5m 处		东部岩溶区应急抽水井			

④根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据本厂环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，适时组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

2.技术措施：

①按照《地下水环境监测技术规范》HJ/T164-2004要求，及时采样、分析监测并编制分析报告。

②在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性。并迅速报告公司安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为地下水污染防控提供正确的依据。应采取的措施如下：

了解全厂生产运行情况，及时掌握出现异常情况的装置及原因。加大监测密度，如监测频率由每半月（或一周）一次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

③每月编写地下水动态监测报告。

④定期对污染区的生产装置、储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

12.7.4地下水污染防控和应急处置

- **1、地下水污染防控应急处理方法——抽出处理方法**

一旦厂区内发生地下水污染事故，在有效控制污染源的前提下，需要防止，水力控制方法是应对污染物在地下水进一步扩散的有效方法，而水力控制法中的“抽出处理方法”应用最为广泛。

抽出处理方法的设计与应用是根据污染区域的水文地质条件、污染物性质及其分布特征，并应用地下水动力学理论知识，在污染带下游合理地设置抽水井来形成包含整个地下水污染羽状体的截获区，以便把已污染的地下水全部抽出来，达到污染控制的目的。

采用抽出处理方法进行地下水污染治理时，需要设计一定数量的抽水井和相应的处理污水系统（地表）。抽水井一般位于污染羽状体中（水力坡度小时）或羽状体下游（水力坡度大时）。利用抽水井将污染地下水抽出地表，采用地表处理系统将抽出的污水进行集中处理。同时，抽水形成的水动力场（人工地下水降落漏

斗）可以有效的捕获污染物，抑制污染物向地下水下游进一步扩散。而且，通过降落漏斗周围或其上游的地下水径流补给并冲洗含水层，逐步减小地下水中污染物的浓度。

- **2、抽出处理方法方案**

在发现污染事故情形下，应及时采用抽出处理法进行防控和应急处置。

针对于西部岩溶区：在厂区监测井下游不远处灰岩、白云岩含水层分布区垂直于地下水流向布置一排污染应急控制井，井个数 3 个（YJ01、YJ02、YJ03，点位见**图** 12.7-13），截流抽水以防止污染物向下迁移；同时将抽取的已污染的地下水输送至地上处理设施进行处理，使溶于水中的污染物得以去除。

针对于东部岩溶区：如果厂外东部碗窑村水井开采抽水，会在一定程度上形成人工流场，将使承压水向碗窑村方向径流（图 12.2-2），亦即东部承压含水层也可能遭受污染，进而危害到碗窑村水井，因此布置 JC04、JC44 松散层地下水监测井及岩溶地下水监测井，JC44 进行在线监测，及时探查是否发生污染。同时在厂区的东侧布置应急岩溶水抽水井 YJ04，一旦发生污染能迅速进行抽水治理。

应急监测计划：抽排过程中开展地下水水质的实时监测，监测点为发现污染的地下水监测井、应急措施中的抽排井和上一章节中的监测井，监测项目是主要的特征污染物成分。依据监测分析结果，掌握地下水污染控制的效果。

第十三章　声环境影响评价

13.1　声环境质量现状监测与评价

2014 年 5 月和 8 月，云南石化公司委托昆明市环境监测中心，对炼油项目厂界四周及周边居民区（碗窑村）布点，进行了声环境质量现状监测。

监测点布设：共设置5个监测点，监测点具体位置详见图13.1-1。

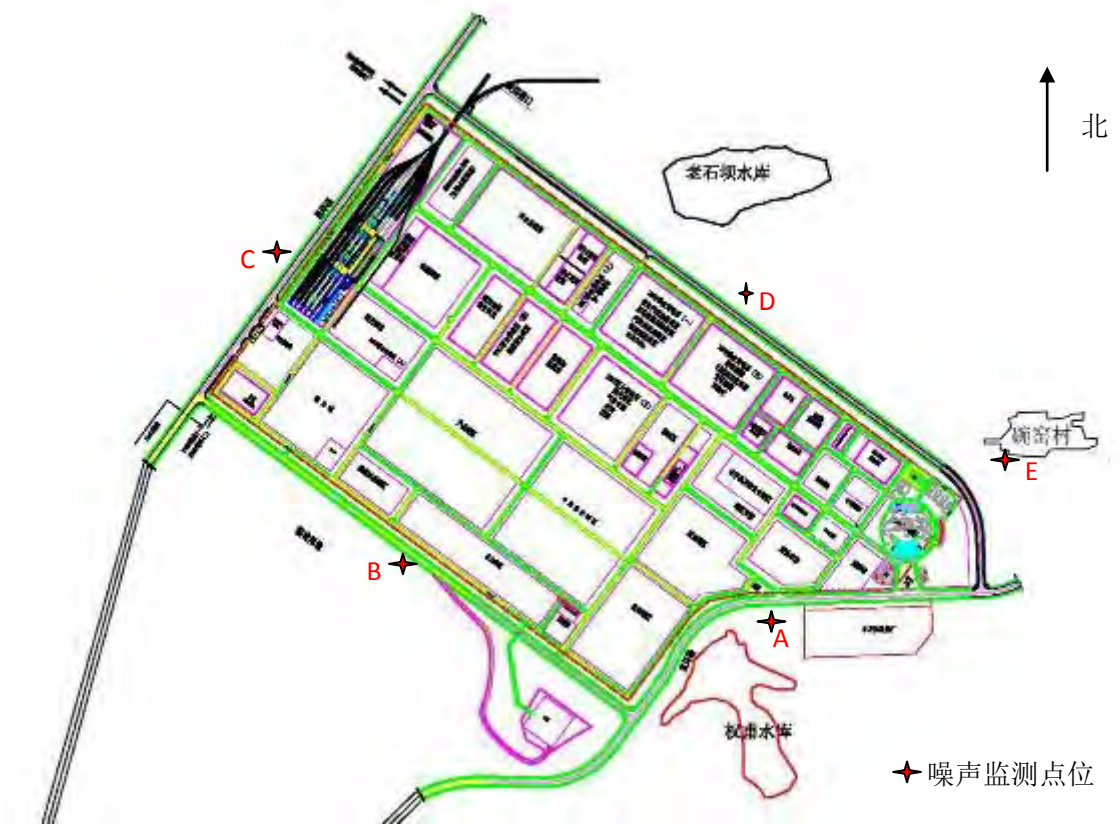


图 13.1-1　　厂区厂界声环境现状监测布点示意图

监测时段：2014 年 5 月 20～21 日、8 月 25～26 日分别进行了 2 次监测，每次均连续监测 2 天，每一个监测点分别在昼间、夜间各监测一次。

监测方法：按照《声环境质量标准》（GB3096—2008）中有关规范要求进行，采用 AWA6218A 噪声自动监测仪。各噪声测点的声压级以 A 声级计。按《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的要求，选取等效声级作为测量值。

监测及评价结果：声环境现状监测结果与达标情况见表 13.1-1。

表 13.1-1　　声环境现状监测结果统计一览表

点位编号	监测时间	噪声值 dB（A）		标准限值 dB（A）		达标情况
		昼间	夜间	昼间	夜间	
A 炼厂厂界东	5 月 20 日	61.8	49.5	70	55	达标
	5 月 21 日	59.4	48.7			达标
	8 月 25 日	60.3	47.4			达标
	8 月 26 日	59.1	49.7			达标
B 炼厂厂界南	5 月 20 日	62.9	45.9			达标
	5 月 21 日	59.7	52.2			达标
	8 月 25 日	55.7	49.4			达标
	8 月 26 日	56.6	46.6			达标
C 炼厂厂界西	5 月 20 日	67.6	49.9			达标
	5 月 21 日	66.0	48.8			达标
	8 月 25 日	64.8	51.1			达标
	8 月 26 日	53.2	51.7			达标
D 炼厂厂界北	5 月 20 日	56.7	44.9			达标
	5 月 21 日	59.0	44.9			达标
	8 月 25 日	58.5	46.7			达标
	8 月 26 日	59.9	45.8			达标
E 碗窑村	5 月 20 日	54.6	48.1	60	50	达标
	5 月 21 日	49.6	47.4			达标
	8 月 25 日	48.9	48.7			达标
	8 月 26 日	49.4	49.7			达标

可以看出，厂界声环境昼间在 53.2dB（A）~67.6dB（A），夜间在 44.9dB（A）~52.2dB（A），可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523－2011）的要求；碗窑村声环境昼间在 48.9dB（A）~54.6dB（A），夜间在 47.4dB（A）~49.7dB（A），可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

13.2 声环境影响

13.2.1 预测范围、方案

13.2.1.1 预测范围

噪声预测范围为：由于炼厂建成后，周围 1.5km 范围内的居民实施搬迁，无敏感点，因此仅预测炼油项目厂界外 1m 的噪声值。

13.2.1.2 预测因子

厂界噪声预测因子：等效声级。

13.2.1.3 预测方案

本项目各噪声源在设计阶段均已考虑了降噪措施，因此，在预测计算中噪声源强取采取措施后的噪声值，并且在计算时考虑了厂界实体围墙（红线）和主要建筑物及罐组的隔声作用。

从噪声源分析可知，本报告噪声预测计算中分两种情况：

（1）正常工况：考虑除火炬噪声外全部声源运行的情况；

（2）非正常工况，开停车及事故状态下的火炬噪声；

噪声源强属于范围值，在噪声预测时取上限，即最大值。

13.2.2 预测模式

预测模式采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中推荐的模型。噪声在传播过程中受到多种因素的干扰，使其产生衰减，根据建设项目噪声源和环境特征，预测过程中考虑了厂房、围墙、储罐等建筑物的屏障作用。预测模式采用点声源处于半自由空间的几何发散模式。

13.2.3 噪声源强

项目主要噪声源包括各类加热炉、压缩机、机泵、引风机、空冷器、鼓风机、塔类等。部分噪声设备安装在车间内，对于露天的引风机、鼓风机、泵等采取隔声罩、减振安装等降噪措施。预测中取采用降噪措施后的噪声源强。

云南石化生产装置较多，且每个生产装置区的电机，特别是各类机泵等设备较多，因此，在预测时把各装置区的设备噪声进行叠加处理。炼厂各装置连续运行，因此昼夜噪声源强取相同值。

非正常情况下，主要考虑火炬噪声影响，火炬噪声源强取 122dB（A）。

13.2.4 噪声预测结果及评价

根据噪声源的分布情况及其噪声特征，由噪声预测计算模式预测。

13.2.4.1 正常工况噪声源厂界影响预测结果及评价

正常工况下，噪声预测结果见表 13.2-1，厂界噪声贡献值等值线分布见图 13.2-1。从表中可看出，正常工况下，项目厂界噪声最大贡献值为 47.63dB（A）～53.986dB（A），昼间、夜间厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348－2008）的 3 类标准的要求。

表 13.2-1　　项目厂界噪声最大值统计表

项目厂界	噪声最大贡献值 dB(A)	GB12348－2008 3 类标准	
		昼间	夜间
北厂界	53.98	65	55
东厂界	53.82		
南厂界	47.63		
西厂界	48.63		

项目优化调整前后，厂界噪声预测结果的比对情况见表 13.2-2。由表中可以看出，虽然项目优化调整后装置规模及总平面布局均发生了变化，但正常工况下，项目各噪声源对于厂界噪声的影响基本处于同一水平，仅有小幅度增加，且可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348－2008）的 3 类标准的要求。



图 13.2-1　　项目厂界噪声贡献值等声级线分布图(正常工况)

表 13.2-2　　优化调整前后项目厂界噪声预测结果比对表

项目厂界	噪声最大贡献值　　dB(A)		GB12348－2008　3 类	
	1000 万吨炼油项目	1300 万吨炼油项目	昼间	夜间
北厂界	53.10	53.98	65	55
东厂界	50.59	53.82		
南厂界	46.74	47.63		
西厂界	47.91	48.63		

13.2.4.2　非正常工况下火炬放空噪声预测

非正常工况下，装置无法正常运行，则装置中的可燃气体通过火炬燃烧后放空，增加火炬声源。由于火炬噪声属于偶发噪声，根据《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348－2008）4.1.3 的规定：夜间偶发噪声的最大声级超过限值的幅度不得高于 15dB(A)，所以，本项目非正常工况下，夜间噪声标准执行 55+15=70dB(A)。

非正常生产工况下，噪声预测结果见表 13.2-3，厂界噪声贡献值等值线分布见图 13.2-2。

表 13.2-3　　项目厂界噪声最大值统计表

方位	噪声最大贡献值 dB(A)	GB12348－2008 3 类标准	
		昼间	夜间
北厂界	55.28	65	70
东厂界	55.78		
南厂界	60.65		
西厂界	49.63		

项目火炬位于高 60m 的山丘上，非正常工况下，火炬噪声到达炼油厂区所在平面时，由于距离的衰减，对于各厂界的最大贡献值为 49.63dB（A）～55.78dB（A），昼间厂界噪声值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348－2008）的 3 类标准的要求，夜间厂界噪声值亦可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348－2008）偶发噪声 3 类标准的要求。



图 13.2-2　　项目厂界噪声贡献值等声级线分布图(非正常工况)

第十四章 固体废物环境影响分析

14.1 固体废物产生及处置情况

本项目优化调整后，全厂固体废物产生总量为 184027.59t/a，详见表 14.1-1。其中生活垃圾 140.0t/a；一般工业固废 166882.32t/a，为动力站锅炉灰渣和脱硝催化剂；危险废物为 17005.27t/a，主要包括废催化剂、废瓷球、废脱硫剂、碱渣、污水处理场污泥、储罐清洗产生的油泥等。

表 14.1-1 项目主要固体废物处置情况表

固废类别	产生量 (t/a)	进市政垃圾系统(t/a)	厂家回收 (t/a)	焚烧 (t/a)	碱渣处理系统	一般固废填埋场 (t/a)	送昆明危险废物处理处置中心(t/a)
生活垃圾	140.0	140	—	—		—	—
一般工业固废	166882.32	—	55	—		166827.32	—
危险废物	17005.27*		2190.52	7108.63	4238	—	3468.04
							577.92
合计	184027.59	140	2245.52	7108.63	4238	166827.32	4025.96**

注： * 指项目直接产生的危险废险废物；

** 包括了油泥等焚烧后产生的余灰 577.92t/a。

根据固体废物成份、性质，分别采用综合利用、焚烧和外委处置的方式处理处置：140t/a 生活垃圾由安宁市政垃圾处理系统统一收集处理；166827.32t/a 动力站锅炉灰渣首先考虑进行综合利用，依托地方建材厂生产建材，未利用部分外运至一般固废填埋场进行处置；危险废物中，2245.52t/a 厂家回收处置，7108.63t/a 焚烧处理产生 577.92t/a 焚烧灰渣；4238t/a 碱渣进入碱渣处理系统处理后送污水处理场进一步处理；其他 3468.04t/a 危险废物与 577.92t/a 焚烧灰渣共 4025.96t/a 委托昆明危险废物处理处置中心处理。全厂固体废物处置处理率为 100%，无外排。

14.2 优化调整前后固体废物产生及处置的变化情况

与优化调整前相比，固体废物产生、处置量的变化情况见表 9.5-2。

表 14.2-1　　项目固体废物产生、处置变化情况对比表

固废类别	固体废物产生量 (t/a)		变化量	
	1000×10^{4}t/a 炼油（原批复）	1300×10^{4}t/a 炼油（优化调整后）	t/a	%
生活垃圾	140	140.00	0	0
一般工业固废	187418.25	166882.32	-20535.93	-10.96
危险废物	13473.81	17005.27	3531.46	26.21
合计	201032.06	184027.59	-17004.47	-8.46

固废处置方式	固体废物处置量 (t/a)		变化量	
	1000×10^{4}t/a 炼油（原批复）	1300×10^{4}t/a 炼油（优化调整后）	t/a	%
进市政垃圾处理系统	140	140	0	0
厂家回收	2192.81	2245.52	52.79	2.41
焚烧	7573.03	7108.63	-464.40	-6.13
送入昆明危险废物处理处置中心（含焚烧灰渣）	4101.97	4025.96	-76.01	-1.85
送入一般固废填埋场	187401.55	166827.32	-20574.23	-10.98

随着各装置及储运、公用工程系统的调整，生产过程中所产生危险废物量亦有所变化，特别是液化气脱硫醇工艺的优化调整导致项目新增了废碱渣，故危险废物的产生量较前增加了3531.46t/a，增量为26.21%；污水处理场污泥、活性炭类危险废物进焚烧炉，最终进入昆明危险废物处理处置中心的危险废物量减少 76.01t/a，减量为 1.85%；由于动力站炉外脱硫方式的变化，原石灰石--石膏湿法脱硫所产生的石膏被消除，氨法脱硫产生硫铵产品，一般工业固废量减少 20535.93t/a，减少 10.96%。

14.3 优化调整后固体废物环境影响分析

14.3.1 昆明危险废物处理处置中心可依托性

项目依托的昆明危险废物处理处置中心（以下简称昆明危废中心）一期已于2012 年 3 月投入试运行，是云南省唯一建成的危险废物集中处理处置中心，位于富民县罗免乡高仓村，走绕城高速距离云南石化约 80km，该中心具备收集、贮存、处理处置的综合经营资质。

昆明危废中心的工作流程见图 14.3－1。

昆明危废中心综合利用设施规模 4000t/a，危险废物焚烧 9000t/a，物/化处理 10000t/a，稳定化/固化 10000t/a。2014 年实际焚烧量 1200t，稳定固化量 2000 多 t，截止目前填埋量共 4000t，余量能满足云南石化 4025.96t/a 危废处置要求。

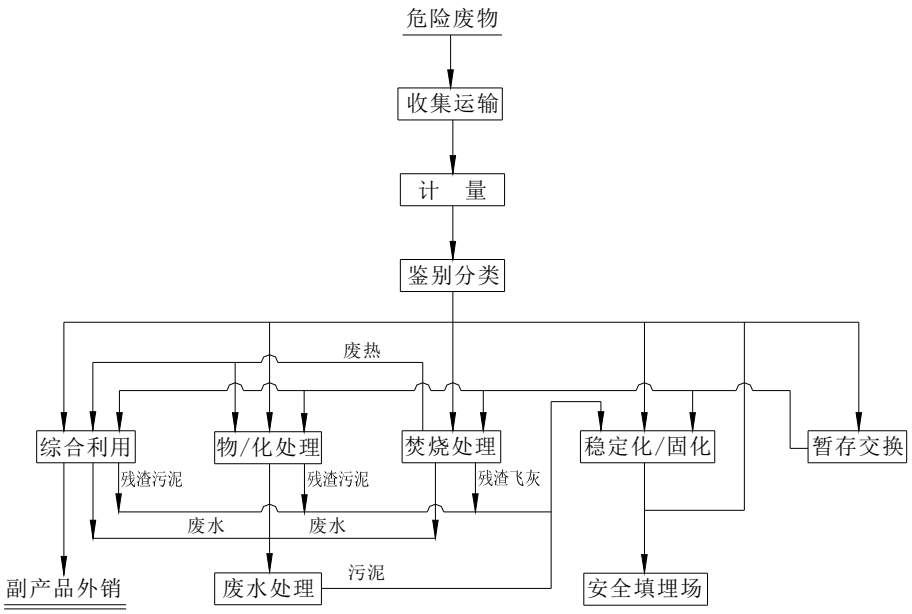


图 14. 3-1　　昆明危废中心的工作流程示意图

昆明危废中心 2014 年完成项目竣工环保验收监测，但环保部一直未组织验收，2015 年 3 月 20 日取得了云南省环保厅批复的《云南省环保厅关于同意昆明危险废物处理处置中心开展经营活动的函》（云环函〔2015〕96 号），期限到 2015 年底，该批复函可以作为危险废物经营许可证；昆明危废中心具有《道路危险货物运输经营许可证》，同时与昆明默克商贸公司签订了危废委托运输协议；危险运输人员取得相应资格证书，从业人员经过危化品培训。

经过多次技术交流，昆明危废中心拟针对云南石化采用一站式服务，提供驻厂服务人员，负责收集包装等；自备叉车、包装物资，负责厂内转运、装车；自备劳动防护及应急救援设施。

14.3.2 固体废物环境影响分析

项目优化调整后，危险废物产生量有所增加，新增了废碱渣，但增设的碱渣处理系统，采用废碱全生物氧化技术可使废碱渣得到有效处置，最终的生物床出水排入污水处理场。总体而言，项目最终进入昆明危险废物处理处置中心和一般固废填埋场的废物量均有所减少，处委处置可能对环境的影响较优化调整前有所降低；污泥焚烧量稍有减少，相应地污泥焚烧过程对于环境的影响亦有所降低。总之，全厂固体废物处置处理率为 100%，均可得到妥善管理和合理处置，对外环境影响较小。

第十五章　生态环境影响分析

项目优化调整后，火炬移出主厂区，总征地面积不变，仍为 240 hm^2。同时，为配合本项目施工，临时占用两块土地，一块用于仓储、预制场、工棚及搅拌站，另一块为中石油机修厂，两块临时占地共 63.6636hm^2，均已得到昆明市和安宁市国土资源局的批准，文件详见附件。

本项目火炬永久占地及两块临时占地情况见图 15.1-1。



图 15.1-1　　优化调整后项目区域 Google 截图

15.1 占地影响评价

项目火炬永久占地的土地利用性质将发生根本性改变，原有的林地将转变为工业用地，不可逆转。临时占地的土地利用性质将发生暂时性改变，待项目完工后将恢复原有土地利用类型。

本项目占用了一定面积的临时占地，建设方要在项目完工后及时予以地貌恢复，严格按照《云南省安宁市中石油云南 1000 万吨/年炼油项目厂外配套设施(临时机修厂用地、临时工棚及搅拌站用地、临时仓储及预制场用地)项目土地复垦方案报告书》（西南有色昆明勘测设计（院）股份有限公司编制，2012 年 11 月，详见附件，以下简称“土地复垦方案”）中的复垦方案开展复垦工作，将因占地造成的生态影响降至最低。

土地复垦方案要求：在符合项目区土地利用总体规划、国家政策规范前提下，兼顾自然与土地类型，因地制宜，综合整治，最终确定的复垦利用方向为水浇地。严格执行场地清理、土地翻耕、覆土、田埂修筑、田间排水沟、集雨工程、种草籽、管护措施等复垦工程措施和土壤改良、绿肥植物品种的筛选等生物化学措施进行复垦。同时，于土地复垦整个过程中执行人员定期观测、取样化验的监测措施及施肥、浇水、喷药、病虫害防治等管护措施。

根据土地复垦方案实施土地复垦，复垦后的耕地等级高于复垦前。其复垦前后耕地土地质量情况见表 15.1-1。从表中可以看出，复垦后的土地质量高于复垦前。

表 15.1-1　　临时占地复垦前后土地质量情况表

复垦单元	指标类型	基本指标	复垦前土地质量情况（旱地）	复垦后土地质量情况（水浇地）
临时机修厂、临时工棚及搅拌站、临时仓储及预制场	地形	田面坡度（°）	5°～10°	<5°
	土壤质量	有效土层厚度（cm）	30～50	60～90
		土壤容重（g/cm^3）	1.22	1.20
		土壤质地	壤土及少量粘土	壤土
		砾石含量（%）	7%	4%
		pH 值	6.8	6.8
		有机质（%）	15	20%
		含盐量（%）	0.17	0.10

	配套设施	灌溉	仅有少量土质沟渠	水浇地外围排水沟适当位置布设有蓄水池
		道路	为土质田间路，宽约 3.5m	田间道路为沥青混凝土路面，道路两侧设有浆砌石排水沟
	生产力水平	产量（kg/hm^2）	玉米 12000 kg/hm^2，小麦 11000 kg/hm^2	玉米 13770 kg/hm^2，小麦 11790 kg/hm^2

通过临时用地复垦，使临时占地复垦区土地复垦率达到 97.45%。复垦后可改善损毁区域土壤理化性质，增加土壤水分入渗，减轻土壤侵蚀，将产生明显的保水保土效益，在一定程度上改善复垦地区原有的土壤结构及生态环境系统。另外，通过土地复垦的实施，将恢复损毁土地周围的生态系统，保持自然环境统一。

15.2 植被影响评价

本项目主厂区和火炬永久占地，仓储、预制场、工棚及搅拌站等临时占地范围内植被已经被建筑代替，成为无植被区。

主厂区用地的原植被类型主要是农田（86%，主要种植烟草、玉米等）、针叶林（8%，云南松、华山松和栓皮栎等，为次生植被，乔木层的植物种类少，结构简单，无分层现象，长势一般。）和建筑（6%）；火炬用地的原植被类型为林地（云南松、华山松、栓皮栎、小铁仔、南烛等，其中，云南松为优势种。）；两块临时用地原植被类型为农田（主要种植烟草、玉米等）。见图 15.2-1。

火炬的建设使得原有的云南松林被工业建筑取代，成为无植被区。据现场调查，项目范围内林地生物量一般为 50～60 t/hm^2，生物量计算时取平均值，林地按 55 t/hm^2。火炬占地 5.48hm^2，据估算火炬区的永久占地生物量总损失约 301.4t。

本项目临时占用耕地 63.6636hm^2，这部分占地的植被类型已暂时由农田变为工业建筑。据调研，项目范围内旱地农产品每公顷的产量约为 11.4t/a，因此，因临时占地导致的生物量损失约为 725.77t/a。

总体而言，火炬用地和临时用地区域植物种类单一，主要为农作物，无国家或地方保护植物种，因施工造成的植物损失不影响当地植物种源及总体多样性。



图 15.2－1　　施工前项目区 Google 截图

15.3 土壤影响评价

15.3.1 土壤环境质量现状监测与评价

监测点位：在项目区周围共布设土壤环境监测点位 4 个，于 2014 年 5 月 27 日采集地表土壤（采样土深 0～35cm）样品。土壤监测点位分布见表 15.3-1。

监测因子：镉、汞、砷、铜、铅、铬、锌、镍、石油类等 9 项。

表 15.3-1　　土壤环境监测点位

点号	位置名称	备注
1#	后冲坝水库南侧	项目主厂区东北侧
2#	权甫水库西侧	项目主厂区南侧
3#	碗窑村	项目主厂区东南侧
4#	厂区西北角外	

监测结果：监测结果见表 15.3-2。

表 15.3-2　　土壤监测结果汇总　　单位：mg/kg

监测点位	监测项目								
	镉	汞	砷	铜	铅	铬	锌	镍	石油类
检出限	0.01	0.002	0.0005	1.0	0.2	1	0.5	0.05	4.6
1#	0.199	0.156	19.3	46.9	49.7	169	80.7	51.3	40.1
2#	0.041	0.069	10.4	20.9	21.7	87.7	50.0	38.7	39.5
3#	0.200	0.034	10.1	28.3	30.6	88.7	52.4	31.5	45.2
4#	0.120	0.093	23.7	34.8	37.8	106	115	66.4	36.9
标准	1.0	1.5	40	400	500	300	500	200	300

项目评价范围内土壤环境质量按照《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）执行三级标准，即主要适用于林地土壤及污染物容量较大的高背景值土壤和矿产附近等地的农田土壤（蔬菜地除外）。土壤质量基本上对植物和环境不造成危害和污染。通过对监测结果分析可知，工程区域土壤现状可以满足《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）中三级标准要求；石油类符合《全国土壤污染状况评价技术规定》（环发〔2008〕39 号）中表 2 土壤环境质量评价标准值要求（石油烃类（总量）500mg/kg）。

15.3.2　土壤影响评价

主厂区和火炬施工时，全部控制在永久征地范围内，不会对土壤造成影响。

临时占地区域施工时，由于机械的辗压及施工人员的践踏，在作业区周围的土壤将被严重压实，部分施工区域的表土将被铲去，另一些区域的表土将可能被填埋，从而使施工完成后的土壤表土层缺乏原有土壤的肥力，不利于植物的生长和植被恢复。施工对土层的扰动，还体现在改变了土壤结构与容重；扰乱土壤耕作层；破坏土壤耕层结构；混合土壤层次，改变土体构型；影响土壤紧实度。

由于目前临时占地区域已经被工业建筑覆盖，所以，需要在后期施工完成后对土壤的结构、紧实度、肥力等方面入手进行土壤环境的恢复工作。完工后，及时挖松压实的土壤，为后续复耕做好准备。同时，可以对土壤使用适量肥料以更快更好的恢复土壤肥力。建议严格执行“土地复垦方案”中对项目临时占地区域土壤的保护及恢复方案。

总之，项目优化调整会造成一定的生态环境影响，但总体影响较小，在可接受范围内。通过对土地利用及土壤的恢复措施后，这些影响将得到缓解和降低。

第十六章 社会环境影响分析

16.1 项目建设对区域经济的影响

项目建成投产后将推动云南及周边地区产业结构的调整升级，带动相关产业发展，提升工业经济整体实力；本项目在生产汽、煤、柴油的同时，为下游产业提供化工原料，缓解区域经济发展的能源和化工原材料长期短缺的局面，发展下游化工装置，促进当地的化工企业发展，带动当地经济发展。

该项目在促进周边企业发展的同时，将形成具有发展前景的石油化工优势产业链，拉动地方区域经济的发展，对当地区域经济将起到很好的提升作用。

16.2 项目建设对附近居民收入的影响

本项目在建设过程中及建成投产后将为社会提供大量就业机会，项目建设将促进当地第三产业发展，包括供水、铁路、物流等等的发展，将进一步增加地区的就业率。附近具有劳动能力、尚未就业的居民可直接参与项目建设，也可进入第三产业就业，从而提高附近居民的收入，提高生活质量。

截止目前，云南炼油项目正式员工 750 人，其中操作人员 500 多人，除了从中石油、中石化调入熟炼工以外，还招录了部分当地的大学生；消防队 100 人中有 90 人为当地招聘；从事分析化验的人员也多为招聘当地的大学生；司机、安保、餐饮、住宿、绿化等辅助岗位的工作人员有 1750 人，其中当地用工占 27%（470 人）。后期运行过程中，公用工程、辅助工程、动力站等岗位拟增加 700 人以上的当地用工，最终员工本地化率预计达到 50%以上。

另外，铁路、原油未站、固体废物处置场等配套工程亦将带动当地的就业，而石油职工来到当地所带来的生活需求亦会对区域经济带来一定的影响，都将产生良好的社会效益，增加居民收入。

项目建成后，新增的税收可有效增加地方政府的财政收入，有利于改善附近居民的居住、娱乐等民生问题，提高附近居民的生活质量。

16.3 人群健康影响分析

16.3.1 人群健康调查

16.3.1.1 草铺街道人口情况

2014 年末，草铺街道辖 9 个村（居）委会 40 个村（居）民小组，户籍人口 17577 人，其中农业人口 8310 人，非农业人口 9267 人。在户籍口中 0~15 周岁人口 3493 人，占 19.9%；16~39 周岁人口 5758 人，占 32.8%；40~49 周岁人口 3723 人，占 21.2%；50~59 周岁人口 2023 人，占 11.5%；60~79 周岁人口 2177 人，占 12.4%；80~89 周岁人口 361 人，占 2%；90~99 周岁人口 42 人，占 0.24%。

辖区人口年龄性别构成情况详见表 16.3-1。

表 16.3-1 草铺街道 2014 年人口年龄性别构成情况

年龄组	男		女		合计	
	人数	构成比（%）	人数	构成比（%）	人数	构成比（%）
0~4 岁	514	5.95	457	5.11	971	5.52
5~9 岁	617	7.15	620	6.93	1237	7.04
10~14 岁	524	6.07	451	5.04	975	5.55
15~19 岁	717	8.31	696	7.78	1413	8.04
20~24 岁	513	5.94	526	5.88	1039	5.91
25~29 岁	456	5.28	587	6.56	1043	5.93
30~34 岁	477	5.53	550	6.15	1027	5.84
35~39 岁	713	8.26	833	9.31	1546	8.80
40~44 岁	963	11.17	1019	11.4	1982	11.28
45~49 岁	839	9.72	902	10.08	1741	9.90
50~54 岁	608	7.04	615	6.88	1223	6.96
55~59 岁	418	4.84	382	4.27	800	4.55
60~64 岁	425	4.92	415	4.64	840	4.78
65~69 岁	295	3.42	272	3.04	567	3.23
70~74 岁	211	2.44	217	2.43	428	2.43
75~79 岁	159	1.84	183	2.05	342	1.94
80~84 岁	109	1.26	135	1.51	244	1.39
85~89 岁	55	0.64	62	0.69	117	0.67
90~94 岁	16	0.19	19	0.21	35	0.20
95~99 岁	3	0.03	4	0.04	7	0.04
合　计	8632	100	8945	100	17577	100

16.3.1.2 居民慢性病监测情况

拟建项目所在安宁市草铺街道各卫生室 2014 年慢性病、重性精神病监测情况见表 16.3-2。

表 16.3-2　　草铺街道 2014 年慢性病、重性精神病监测情况统计表

监测单位（卫生室）	总人口数	高血压				糖尿病				重性精神病			
		人数	患病率%	治疗率%	控制率%	人数	患病率%	治疗率%	控制率%	人数	患病率%	治疗率%	控制率%
草铺	2932	91	3.10	100	89.01	24	0.82	100	87.50	11	0.38	90.90	90.90
麒麟	3022	149	5.08	100	100	28	0.95	100	100	11	0.38	90.90	90.90
权甫	2529	120	4.09	100	86.67	29	0.99	100	82.76	9	0.31	100	100
三家	205	6	0.20	83.33	66.67	2	0.07	100	50	2	0.07	100	100
青龙哨	1836	77	2.63	100	74.02	21	0.72	85.71	61.90	10	0.34	80.00	80.00
柳树	1150	33	1.13	93.94	87.88	9	0.31	77.78	55.56	8	0.27	75	75
邵九	1696	84	2.86	100	97.62	18	0.61	94.44	88.89	13	0.44	92.31	92.31
王家滩	1757	78	2.66	97.44	92.31	20	0.68	100	95	6	0.20	100	100
合计	15127	638	2.72	96.84	86.77	151	0.64	94.74	77.70	70	0.30	91.14	91.14

16.3.1.3 传染病发病情况

安宁市草铺镇 2014 年传染病发病情况见表 16.3-3。

表 16.3-3　　草铺街道 2014 年上报传染病位次表

病名	发病数	死亡数	发病率（1/100000）	死亡率（1/100000）	位次
手足口病	54	0	307.22	0.00	1
其它感染性腹泻病	21	0	119.47	0.00	2
乙肝	20	0	113.79	0.00	3
风疹	12	0	68.27	0.00	4
流行性腮腺炎	8	0	45.51	0.00	5
肺结核	6	0	34.14	0.00	6
伤寒、副伤寒	6	0	34.14	0.00	7
丙肝	2	0	11.38	0.00	8
痢 疾	1	0	5.69	0.00	9
甲肝	1	0	5.69	0.00	10
戊肝	1	0	5.69	0.00	11
合 计	132	0	750.99	0.0	——

从上表可以看出，项目所在地草铺镇及影响地区，传染病总体发病情况不是太严重，但其中儿童手足口病、感染性腹泻、肝炎、肺结核等发病率相对较高。

16.3.1.4 居民健康检查

为了解项目周边居民健康状况，选取周边居民 2014 年~2015 年共 2501 人体检资料。选取的体检项目包括询问呼吸系统、神经系统和血液系统症状、内科常规检查情况、血常规的实验室检查情况等，并根据体检结果进行分析，分析结果详见表 16.3-4。

表 16.3-4　　居民健康检查结果统计表

疾病名称	检出人数	患病率 %
动脉硬化（含眼底动脉硬化）	780	31.19
屈光不正	815	32.59
超重、肥胖及体重过轻	608	24.31
血脂偏高	801	32.03
心电图异常	201	8.04
颈腰椎疾病	246	9.84
血尿酸偏高	306	12.24
高血压	254	10.16
血糖偏高	68	2.72
脂肪肝	488	19.51
白内障	232	9.28
肾囊肿	37	1.48
肾结石	59	2.36
主动脉钙化	85	3.40
肺部疾病	124	4.96

16.3.2 污染物的健康危害及人群相关健康指标分析

本项目排放的大气污染物主要为 SO_2、NOx、烟尘、非甲烷总烃、苯系物、硫化氢等。各种污染物对人体健康造成的危害如下：

16.3.2.1 SO_2

易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。大气中二氧化硫浓度在 0.5ppm 以上对人体已有潜在影响；在 1~3ppm 时多数人开始感到刺激；在 400~500ppm 时人会出现溃疡和肺水肿直至窒息死亡。

急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。

慢性影响：长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。

16.3.2.2 氮氧化物

具有腐蚀性和生理刺激作用，呼吸系统有问题的人如哮喘患者，较易受二氧化氮的影响，长期吸入能会导致肺部构造改变。对儿童来说，可能会造成肺部发育受损。详见表 16.3-5。

表 16.3-5　　不同浓度二氧化氮对人体的危害

气体名称	气体浓度（ppm）	对人体的影响
NO_2	0.2~1	可察觉的有刺激的酸味。
	1	允许的暴露浓度（OSHA、ACGIH）
	5~10	对鼻子和喉部有刺激
	20	对眼睛有刺激
	50	30 分钟内最大的暴露浓度
	100~200	肺部有压迫感，急性支气管炎，暴露稍长一会将引起死亡

16.3.2.3 烟尘

粒径 10μm 以上的颗粒物，会被挡在人的鼻子外面；粒径在 2.5μm 至 10μm 之间的颗粒物，能够进入上呼吸道，但部分可通过痰液等排出体外，对人体健康危害相对较小；而粒径在 2.5μm 以下的细颗粒物，被吸入人体后会进入支气管，干扰肺部的气体交换，引发包括哮喘、支气管炎和心血管病等方面的疾病。这些颗粒还可以通过支气管和肺泡进入血液，其中的有害气体、重金属等溶解在血液中，对人体健康的伤害更大。

当空气中 $PM_{2.5}$ 的浓度长期高于 10 μg/m^3，就会带来死亡风险的上升。浓度每增加 10 μg/m^3，总死亡风险上升 4%，心肺疾病带来的死亡风险上升 6%，肺癌带来的死亡风险上升 8%。

16.3.2.4 苯

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：主要表现有神经衰弱综合征；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。人最低吸入 800~1000mg/m^3 浓度的苯蒸气 4~6 小时即可引起急性苯中毒，吸入 1.6g/m^3 浓度的苯 1 小时即可出现中毒症状，6.1~6.4g/m^3 浓度下吸入 5~10 分钟可导致死亡。

16.3.2.5 甲苯

对皮肤、粘膜有刺激性，对中枢神经系统有麻醉作用。人吸入 71.4g/m^3，短时致死；人吸入 3g/m^3，1~8 小时，急性中毒；人吸入 0.2~0.3g/m^3，38 小时，中毒症状出现。

急性中毒：短时间内吸入较高浓度本品可出现眼及上呼吸道明显的刺激症状、眼结膜及咽部充血、头晕、头痛、恶心、呕吐、胸闷、四肢无力、步态蹒跚、意识模糊。重症者可有躁动、抽搐、昏迷。

慢性中毒：长期接触可发生神经衰弱综合征，肝肿大，女工月经异常等。皮肤干燥、皲裂、皮炎。

16.3.2.6 二甲苯

二甲苯对眼及上呼吸道有刺激作用，高浓度时对中枢神经系统有麻醉作用。二甲苯空气浓度 200~300mg/ m^3 吸入 8h 即可产生轻度中毒症状，3.76g/ m^3 浓度吸入 1h 即发生急性中毒，71.4g/ m^3 浓度下数分钟可使吸入者迅速昏迷、死亡。

急性中毒：短期内吸入较高浓度本品可出现眼及上呼吸道明显的刺激症状、眼结膜及咽充血、头晕、头痛、恶心、呕吐、胸闷四肢无力、意识模糊、步态蹒跚。重者可有躁动、抽搐或昏迷。有的有癔病样发作。

慢性影响：长期接触有神经衰弱综合征，女工有月经异常，工人常发生皮肤干燥、皲裂、皮炎。

16.3.2.7 硫化氢

硫化氢是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。人吸入（70~150mg/m^3）/（1~2h），出现呼吸道及眼刺激症状，硫化氢可以麻痹嗅觉神经，吸 2~5min 后不再闻到臭气。吸入（300mg/m^3）/1h，6~8min 出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。

急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度(1000mg/m^3 以上)时可在数秒钟内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。

长期低浓度接触，引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱。

16.3.3本项目实施后人群健康影响分析

本工程为新建项目，周边环境未受到项目特征污染物的污染，由表 16.4-3 可知，该区域的传染病是以消化系统和呼吸系统为主。项目的建设可能使周边环境发生一定的变化，对居民的健康效应产生影响：有些疾病可能因大量施工人员的进入而出现，有些疾病可能因项目建成后提供的大量就业机会及对周边经济的拉动导致人口聚集而出现。该项目开发可能对人群健康影响主要有施工期和运行期两个方面。

16.3.3.1 施工期人群健康影响分析

本工程施工期高峰人数可达 15000 人。施工人员来自四面八方，外地人员与本地人员形成施工共同体，且在工作及生活中经常互相接触，由于人群构成复杂，生活习俗不一，体质状况各异，免疫能力有别，各种病原携带者可能存在，人群

易感性增强，多种疾病传播途径并存。因此，若未搞好卫生防护工作，可能引发（消化道、呼吸道、虫媒）传染性疾病，甚至造成交叉感染和流行蔓延，将对人群健康产生不利影响，应引起足够重视。施工期还存在人群意外伤害风险，场地施工、拆迁安置、铁路工程以及通讯、输电设施等作业中，应采取有效的安全措施，预防、避免工伤事故的发生。

16.3.3.2 运行期人群健康影响分析

本项目采取了各种减排废气污染物的措施，采取脱硫、脱硝等污染防治措施确保污染物达标排放，大气环境影响预测显示，各污染物的排放对区域环境空气质量的影响可满足相应标准的要求。另外，项目设置了卫生防护距离，以确保项目与敏感区的距离，同样是考虑了对人群健康的保护。此外，项目所在及附近区域虽然目前存在肝炎、其他感染性腹泻、伤寒、肺结核等传染病，但这些疾病的传播途径不受项目运行的影响。总体来说，本项目运行期对人群健康影响不大。

必须指出，该项目环境风险对人群健康的影响（包括传染疾病和意外伤害）存在较多的不确定性因素，如项目所涉及的苯系物、硫化氢、甲醇等有毒物质的泄漏，人为、自然原因导致的可燃性物质发生火灾、爆炸等风险事故，环境风险事故可能造成一定的环境污染和健康危害，应引起足够重视。

16.3.3.3 建议

1）施工期搞好卫生防疫工作，设置职工卫生所，在施工人员进入工地前对其进行体检，发现有传染疾病的应及时治疗并禁止其进入工地；在施工期间对患病或是受伤的施工人员及时治疗，并对所有施工人员定期进行全面的体检。

2）成立专门的环卫队伍，施工生活区设置生活垃圾回收站或垃圾筒以及卫生厕所，对生活垃圾和污水进行无害化处理。

3）加强施工区域卫生管理，积极消灭蚊蝇孳生场所，努力防范鼠害发生；加强施工区生活饮用水净化和消毒处理，施工人员饮用水要符合《生活饮用水卫生规范》（GB5749-2006）的要求。

4）加强环境空气和水源监测，了解可能发生的疾病（消化道、呼吸道）病源的产生、分布、变化规律，以便有的放矢地加强防治措施。

第十七章 施工期环境影响分析

17.1 项目建设进度和施工内容

本工程厂区位于昆明市下辖的安宁市草铺镇境内，施工期的作业内容主要是场地平整、15套主体装置、储运系统、公用工程、辅助生产设施和环保工程的建设以及设备安装调试等。

工程施工期主要分为两个阶段：

第一阶段：场地平整和基础设施建设，目前已完成。

第二阶段：土建施工和设备安装调试，目前正在建设过程中。

17.2 施工期对环境的影响因素

项目在施工期建设过程中，可能产生以下影响：一是由于地面建筑物地基的开挖、建筑材料的装卸运输、挖掘泥土等产生的扬尘和生产设施焊接、喷砂、喷漆产生的废气对环境空气的影响；二是施工中所使用的挖掘机、推土机、混凝土搅拌机、振捣机、设备的安装及汽车运输产生的噪声对声环境的影响；三是在施工中施工设备排放的清洗水及施工人员的生活污水对环境的影响；四是建筑垃圾、废焊接材料、废漆桶和生活垃圾对环境的影响；五是厂区场地平整、施工便道的建设和施工机械、车辆、人员践踏等活动对生态环境的影响以及工程占地等对土地利用、农业生产的影响等。

17.3 施工期废气对环境的影响

施工期废气主要来源于以下几方面：一是地面建筑物地基的开挖、建筑材料的装卸运输、挖掘泥土等产生的扬尘，二是生产设施焊接过程产生的烟尘，三是喷砂除锈过程中产生的石英砂粉尘，四是喷漆处理过程中油漆中的有机溶剂会挥发苯、甲苯、二甲苯等有害物质。

为了减轻施工期环境空气污染，使施工场地清洁卫生，施工单位采取了以下措施：

（1）施工现场设置围墙（围墙高度大于 2m）形成相对独立于外环境的施工空间，同时，采用喷淋方式（每个施工段安排 1 名员工定期对施工场地和道路洒水以减少扬尘的产生）、道路地面硬化等措施，有效防止扬尘污染。

（2）施工车辆进入市政道路运输前预先进行冲洗，沙石料、施工垃圾等采取密闭措施，封闭运输，并实行运输准运证和许可证制度，防止运输过程发生遗散或泄漏情况。

（3）出现 4 级及以上风力天气情况时，停止土方施工，并作好遮掩工作。

（4）对沙石料、水泥等易产生扬尘的建筑材料，进行苫盖。

（5）加强环境管理，将有关环境污染控制列入施工单位承包内容，并要求在施工过程中有专人负责。

（6）焊接作业时采用 CO_2 保护焊。

（7）除锈作业应选用高效喷砂机，提高效率，缩短作业时间，减少除锈粉尘的发生量。

（8）喷漆作业时选用环保型油漆及先进的喷涂设备，减少漆雾的飞散量，降低对周围环境的影响。

17.3.1 施工扬尘

施工期扬尘主要来自以下几方面：一是地基的开挖，土方回填、挖掘泥土、沙石搅拌以及施工材料装卸产生扬尘；二是施工垃圾的清理及堆放产生扬尘；三是车辆及施工机械往来、建筑材料的运输造成的道路扬尘。

项目建设厂址位于云南省安宁市草铺街道，项目区土壤为红壤土，土方颗粒较大，正常情况下施工期开挖土方产生显著扬尘的几率较小。施工作业现场采取了加遮盖物、粉状材料封闭运输等防护措施，以减少扬尘的产生。同时，在施工过程中，配套了洒水车不定时地向运输道路和起尘区域洒水以增加地面湿度，减轻扬尘对周围环境的影响。

目前，项目区域地基施工已完成，后期造成扬尘产生的环节仅道路扬尘，需要继续采取道路洒水措施，避免道路扬尘可能对周围环境造成的影响。

17.3.2 施工期焊接烟气

工程在设备安装、管道、储罐连接等均使用焊接，在焊接过程中将有一部分焊接烟气产生。

焊接烟气成分大致分为尘粒和气体两类。其中焊接烟气中的气体的成份主要为 CO、CO_2、O_3、NO_X、CH_4 等，其中以 CO 所占的比例最大。而焊接过程对环境影响较大的主要是焊接烟尘。

施工建设过程中，焊材使用量最大的工部为罐区储罐装焊，约占焊材总用量的 80％。本工程罐区建设焊材的使用量约为 82.22t。通常情况下，焊接作业时焊条产生的焊接烟尘量为 9～14g/kg，以此经验数据估算储罐区建设时焊接烟尘的排放量为 0.74t～1.15t。

焊接烟尘的最大落地浓度均位于作业现场附近，当施工结束后，该影响将随之消失，因此施工期间的焊接烟尘属于短期影响。为了尽可能降低这一过程的影响程度，焊接作业时应采用 CO_2 保护焊以减少烟尘的排放。

17.3.3 施工期除锈粉尘

在储罐建设过程需对表面进行喷砂除锈，该过程中将产生少量除锈粉尘。

罐体建设均为露天操作，施工过程中，施工单位除锈作业选用了高效喷砂机，可提高效率，缩短作业时间，减少除锈粉尘的发生量。

17.3.4 施工期喷漆废气

为了防止设备腐蚀，在设备、储罐表面需要涂刷防腐材料进行防腐处理。施工建设过程中，防腐材料使用量最大的工部为罐区储罐。本工程罐体防腐涂料采用环氧类和聚氨酯类漆，包括底漆、中漆、面漆。聚氨酯漆的挥发成分主要为苯系物，包括苯、甲苯、二甲苯(其中苯含量约占 0.9%、甲苯含量约占 0.1%、二甲苯含量约占 98.9%)，其中以二甲苯的挥发占主导因素，挥发的苯系物无组织排放至大气环境(可挥发成分约占总漆量的 20%)。由于喷漆施工期较

短，影响范围均在厂界内，且尽量选用环保型油漆及先进的喷涂设备，减少漆雾的飞散量，因此，喷漆作业对周围环境影响较小。

17.4 施工期废水处理

1、项目施工期，装置、设备、管道在试压、冲洗、单机试车以及水联运过程产生的废水，需经收集、过滤、沉淀后，满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后，排入安宁工业园区雨排系统。

2、项目主体装置投料试生产前，公用工程中污水处理、三级防控设施、空分空压、动力锅炉等需要提前投入运行，以确保在主体装置投料试车时全厂污染物达标排放，其中，动力锅炉烟气达到《火电厂大气污染物排放标准》（GB13233-2012）要求，废水排放达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）表 1 水污染物排放限值。上述单元投用前，其“三同时”设施必须同步投用，污染物达标排放。

17.5 施工期噪声影响分析

炼油工程施工噪声主要产生于建筑施工阶段，施工机械中主要的噪声设备为打桩机、装载机、推土机、挖掘机、振捣机、混凝土搅拌机及建筑材料运输、车辆马达的轰鸣、喇叭声以及在设备的安装过程中，机械的碰撞等所发出的噪声等。主要的噪声源集中于基础施工过程。

施工过程中采取的降噪声措施包括：

（1）尽量选用低噪声设备，可固定的机械设备安置在施工场地临时房间内降低噪声；注意保养施工机械，合理操作，尽量使机械噪声降低至最低水平。

（2）要求工程施工队伍文明施工，加强管理，以缓解噪声对环境的影响。

（3）合理制定施工计划，严格控制和管理产生噪声的设备的使用时间，尽可能避免在同一区段安排大量强噪声设备同时施工；尽量使噪声高的设备在白天运行，禁止夜间施工。

目前，项目全厂桩基施工已全部完成，场平处理、建筑材料运输、打桩等可产生强噪声的施工活动已经结束。主体装置土建基础和地管施工进入收尾阶段，全场进入钢结构、设备和工艺管线安装阶段。

根据辽宁碧海环境保护工程监理公司云南石化项目环境监理部的《中国石油 1000 万吨/年炼油项目环境监理月报》（2013 年 6 月~2014 年 12 月）的记录，自 2013 年 6 起开始的项目施工厂界 6 个噪声监测点的测试结果显示，噪声最大值为 73dB(A)，大部分时段可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）70dB(A)的要求。个别时段由于施工车辆多而出现超标情况，均及时进行了整改。噪声监测工作照见图 17.5-1。

后期的钢结构、设备和工艺管线安装阶段的噪声源小于基础施工阶段，预计最大噪声源将小于 69.5dB(A)，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）70dB(A)的要求。

17.6 施工期固体废物对环境的影响

17.6.1 施工期固体废物来源

施工期间产生的固体废物包括生产垃圾和生活垃圾。生产垃圾主要有焊接废料、弃置的油漆桶和施工过程产生的各种废建筑材料，如碎砖块、水泥块、废木料、工程土等；生活垃圾主要是施工工人在生活中的废弃物。

17.6.2 施工期固体废物影响分析

（1）生产垃圾

生产垃圾有废弃的焊接材料、废漆桶和建筑垃圾。

在设备安装、管道、储罐焊接过程中产生的废弃焊接材料，主要成分为金属，需集中收集回收利用。

在喷防腐材料过程中产生的废弃油漆桶，属于危险废物，施工现场设置危险废物暂存库对危险废物进行收集、存贮，并建立管理台帐，见图 17.6-1。最终委托昆明危险废物处理处置中心进行处置。

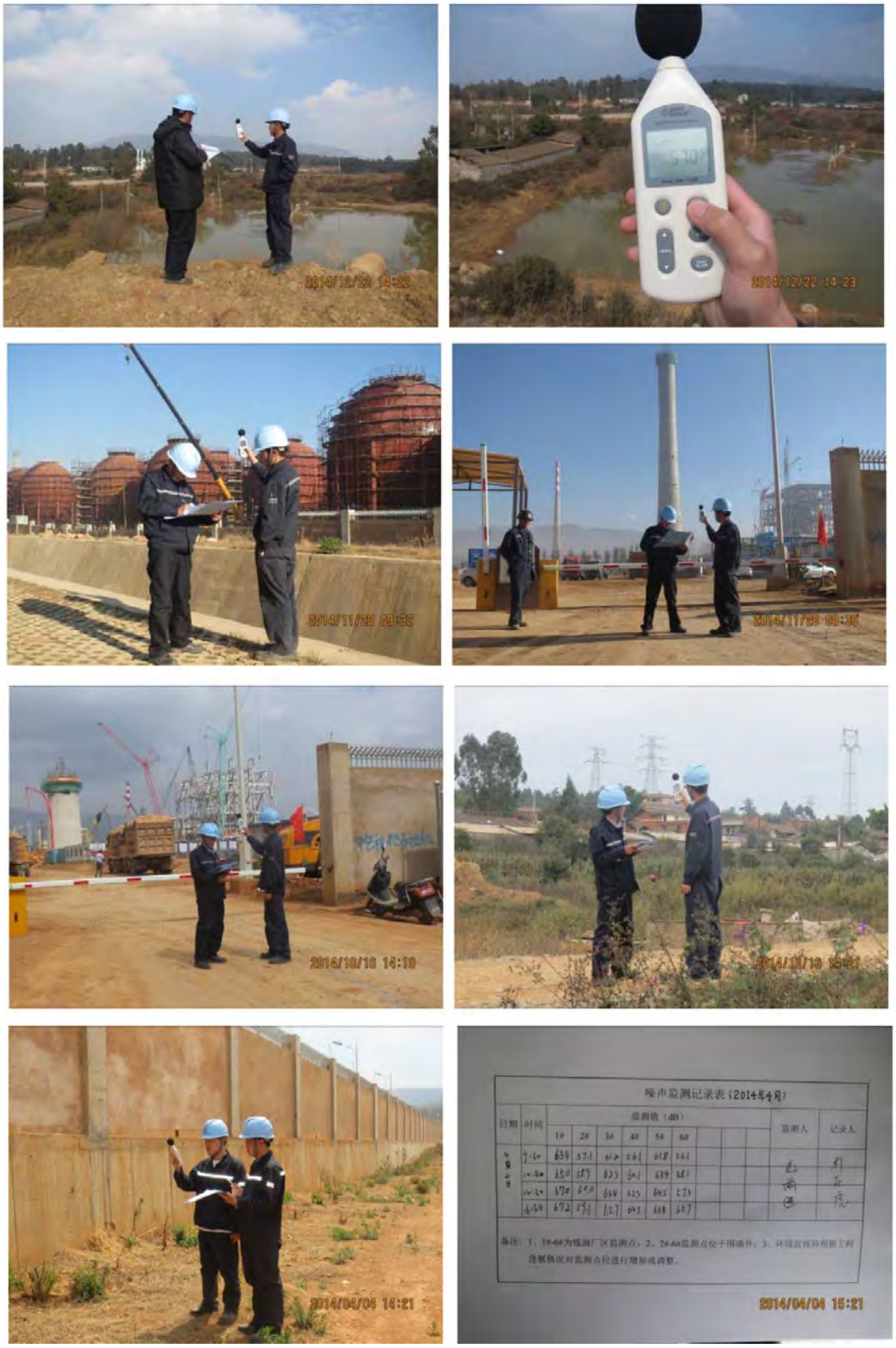


图 17.5-1　　厂界噪声监测



图 17.6-1　　危险废物集中收集管理

本炼油工程将对施工建筑垃圾进行回收利用，可尽量减少对环境的影响。

（2）生活垃圾

在施工场地生活区域内设置垃圾箱，用来收集生活垃圾。施工现场，中油一建、中油六建、中油七建、华北油建、吉林化建等分别在生活区旁建设了专门的生活垃圾收集点，各自区域产生的生活垃圾统一进行收集贮存。当生活垃圾收集点满足清运条件时，由吉林化建组织安宁瑞赢物业有限公司进行清运，可以避免施工期生活垃圾对环境的影响。

第十八章 环境影响经济损益分析

18.1 社会效益分析

中石油云南炼油项目适应国家倡导的“走出去”、“引进来”，多来源、多渠道开发利用国外资源，加工通过中缅管道运输至国内的原油，是国家力求原油稳定供应的重大国际战略项目，是国家调整炼油工业布局的战略项目.

项目优化调整后，在原油资源有充分保障的前提下，可提高云南省及周边成品油市场的有效供给，同时，装置规模较为经济合理，能够生产出满足国家质量要求的产品，可提高企业的竞争力，为增强整个石化行业整体实力做出贡献，因此，项目优化调整符合《国家炼油工业中长期发展专项规划》和《安宁工业园区发展规划》（2011-2020）等相关的规划和产业政策。

18.1.1 进一步保障国家原油供应，符合国家安全石油战略

随着中国经济持续、快速、健康发展，我国在 1993 年就成为石油净进口国，2008 年石油进口总量超过了 1.79 亿吨，而且未来的石油进口量将继续大幅增加。据预测，到 2020 年我国原油进口量将达到 2.7×10^8t/a 左右，对外依存度将升至 60%。石油的安全、稳定以及多元化的供应，已成为制约我国国民经济持续稳定发展至关重要的因素。

云南炼油项目原油资源由管道进厂，规模达到 1300×10^4t/a。中缅原油管道开辟了我国西南地区陆上进口原油的通道，同时避开了马六甲海峡的运油线路，对于进一步保证国家的石油供应安全具有重要的战略意义。作为中缅原油管道配套的炼油项目，在云南布点建设大型炼厂，符合国家的石油安全战略，并有助于改善我国成品油产销布局。

18.1.2 有利于促进区域经济发展

云南炼油项目为中国石油天然气集团公司四大油气战略通道中西南通道的重要组成部分，项目建成后可填补西南地区炼油能力空白，满足西南地区成品油

增长需求，带动东南亚相关国家尤其是缅甸的基础设施建设，有利于进一步巩固和提升我国在南亚地区的影响力和地位。

项目优化调整后，采用国内外先进成熟的燃料型炼油技术和工艺，可提高加工深度，优化产品结构，综合商品率等指标达到先进水平，汽柴油油品质量均达到国 V 排放标准，可大幅增加清洁油品产量，增加对西南地区市场的有效供应，可以加速云南地区及周边地区产业结构的调整升级，改善国家炼油产业布局，缓解西南地区油品供应紧张的局面。

项目的建成将带动相关产业发展，提升工业经济整体实力；缓解区域经济发展的能源长期短缺的局面；增加地方财政收入，拉动社会配套服务业发展；扩大就业渠道，加快建设地城市化进程，符合我国产业政策的要求。

总之，本项目的建设必将带动当地经济和社会的发展，项目投产后这种带动将会持续并加强，必将对云南省乃至周边省份的经济和社会发展做出重要贡献。

18.2 环境经济损益分析

18.2.1 环保投资估算

根据《石油化工企业环境保护设计规范》（SH3024-1995）的有关规定，建设项目的环境保护投资计算方法为：凡为防治污染、保护环境所设的装置、设备和设施，其投资应全部计入环境保护投资；生产需要又为环境保护服务的设施，其投资应按不同的比例部分计入环境保护投资；某些特殊的环境保护设施，其投资可按实际计入。

本项目项目的环境投资包括：烟气治理设施、火炬系统、硫磺回收尾气处理设施、油气回收系统，污水处理设施，污泥焚烧系统、噪声治理措施等环保设施的投资以及后期的环境监测及管理费用等。

项目优化调整后，项目的环保投资有所变化。项目调整后，环保投资由原环评时的 143815 万元增加到 201791.55 万元，增加 57976.55 万元。项目调整前后的环保投资变化情况见表 18.2-1。

表 18.2-1　　项目优化调整后环保投资一览表

环境保护措施分类	序号	项　目		环保投资额（万元）	备注
废水污染防治措施	1	污水处理场		51500	污水处理系统优化
	2	罐区及各装置污水预处理设施		680	罐区适当调整
	3	酸性水汽提		6350	规模增加
	4	催化裂化装置烟气脱硫污水处理系统		150	
	5	全厂排水管线及污油回收		4900	
	6	污水外排口在线监测系统		63	
废气污染防治措施	7	全厂工艺加热炉设置低氮燃烧器		1950	采用新型高效低氮燃烧器
	8	柴油加氢精制改质装置		3659	按投资 20%计入
	9	蜡油加氢裂化装置		5653	按投资 20%计入
	10	延迟焦化装置（密闭接触冷却系统，冷焦水闭路处理及循环使用，冷焦热水罐脱臭设施等）		2250	
	11	渣油加氢脱硫		5112	
	12	催化裂化装置	烟气除尘脱硫脱硝	5800	催化烟气脱硫技术进一步确定和完善
			双脱单元	8270	按投资 20%计入
	13	连续重整装置	石脑油加氢精制单元	1290	按投资 20%计入
			再生烟气处理措施	6613	改进脱氯系统，强化脱氯
	14	动力站锅炉烟气除尘脱硫脱硝		5600	炉外脱硫方式优化，增设硫铵装置
	15	火炬及火炬气回收系统		6900	烃类火炬系统由 1 套增加至 2 套，增加流量计 3 套。按投资 50%计入.
	16	储运系统	浮顶罐	3918	原油罐增加，按投资 20%计入
			柴油拱顶罐改内浮顶罐	1414.43	22 座柴油罐
	17	油气回收设施		4342.12	设置油气回收设施 2 套，规模和工艺优化，增设气柜
	18	硫磺回收装置	尾气处理部分	4100	含硫气体由焚烧炉燃烧改为制硫燃烧
			酸性水汽提装置臭气治理	850	
	19	污水处理场废气治理设施		2846	增加催化燃烧
	20	排气筒在线监测系统		1400	
	21	设置 LDAR 系统（设施+管理平台）		800	3 台红外线气体检测仪+9 台氢火焰离子化检测器
固体废物处理处置	22	危废临时储存设施		668	
	23	污泥干化、焚烧系统		11605	增加污泥深度干化，优化污泥焚烧
	24	碱渣处理设施		890	

环境保护措施分类	序号	项　目	环保投资额（万元）	备注
噪声控制	25	隔声、消声、减振	320	
施工期环境保护	26	施工环境保护措施	2100	施工期污水处理设施优化
	27	水土保持措施	4020	增加火炬占地区域水保措施
地下水保护措施	28	地下水防渗措施	18440	重点防渗区面积增加
	29	岩溶处理费	2000	
	30	地下水自动在线监测	200	5 口在线监测井
	31	地下水污染监测系统	1280	设置地下水污染监测井 26 口
环境风险防范措施	32	环境风险应急措施	11329	雨水泵站、事故水池、事故缓冲池等
生态保护措施	33	绿化、生态保护及生态补偿、恢复	2588	
环境管理	34	环境影响评价、竣工环保验收、中心化验室（环境监测）、环境管理及环境监理	7395	
	35	环境空气监测网络	1300	2 个固定监测站+环境应急监测车
其它费用	36	DCS/SIS 系统	50	
	37	可燃气体报警系统	346	
	38	施工期环保监测费	850	
合计			201791.55	

通过进一步优化和加强烟气脱硫脱硝、污水处理、VOCs 控制等一系列的环保措施，加大环保投资，加强硬件建设，从而实现对炼油工程生产全过程各污染环节的控制，确保各主要污染物达标排放。项目优化调整后，资源利用效率较高，可持续发展能力较强，可以满足国家及行业相关要求，减轻对周围环境的影响。

18.2.2　环境效益分析

项目优化调整后，通过采取一系列技术上可行、经济上合理的环境保护措施，从而保证其“三废”及噪声的达标排放或固体废物的综合利用，同时满足排污总量控制指标的要求。

环保投资所产生的环境效益也集中体现在其主要污染物产生与排放的变化情况，建设项目环境效益见表 18.2-3。由表中数据可知：项目优化调整后，环保投资的环境效益是显著的，可大大减少项目污染物排放，有利于保护周围环境和人群的健康，较好地体现了环保投资的环境效益。

表 18.2-2　　项目污染物排放汇总表

类别	污染物名称	单位	产生量	削减量	外排量	去除率%
废气	烟气量	$10^4m^3/a$	152.25	0.00	152.25	0.00
	SO_2	t/a	11815.41	10606.96	1208.45	89.77
	NOx	t/a	2954.38	1683.01	1271.37	56.97
	烟尘（粉尘）	t/a	37526.35	37210.43	315.92	99.16
	NMHC	t/a	5756.21	4871.85	884.36	84.64
	苯	t/a	1.32	0.35	0.97	26.65
	二甲苯	t/a	4.83	3.26	1.57	67.45
	H_2S	t/a	1.44	1.34	0.10	93.38
	甲醇	t/a	1.39	0.00	1.39	0.00
	NH_3	t/a	36.3	1.77	34.53	4.89
废水	废水量	$10^4m^3/a$	656.84	534.20	122.64	81.33
	石油类	t/a	978.65	972.51	6.13	99.37
	硫化物	t/a	13107.45	13106.22	1.23	99.99
	挥发酚	t/a	246.43	245.82	0.61	99.75
	COD	t/a	11914.27	11840.69	73.58	99.38
	氨氮	t/a	5352.63	5342.82	9.81	99.82
	苯	t/a	0.29	0.17	0.12	58.29
	二甲苯	t/a	0.55	0.06	0.49	10.15
	总氰化合物	t/a	16.59	15.98	0.61	96.30
固体废物	危险废物	t/a	17005	17005	0	100.00
	一般废物	t/a	167022	167022	0	100
	合计	t/a	184028	184028	0	100

第十九章 环境风险评价

本项目优化调整后，生产过程中涉及的原料、中间产品和产品等危险物质种类基本没有变化，仅延迟焦化装置增加了石油焦产品，相应重大危险源也没有发生变化。

故本次优化调整环境风险评价充分考虑原环评报告中有关风险评价内容的合理性和有效性，环境风险识别、评价因子筛选以及工程过程危险性分析、潜在事故危害类型分析、国内外风险事故统计调查等与原环评报告内容一致的部分不再赘述。

19.1 风险识别

19.1.1 物质危险性识别

按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004）附录 A.1 对项目所涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别和综合评价。

本项目主要原辅材料、中间产品、产品主要有原油、石脑油、汽油、柴油、航空煤油、氢气、苯、混合二甲苯、H_2S、氨等 20 余种，主要物质识别结果见表 19.1-1，物质特性见表 19.1-2。

表 19.1-1　　物质风险识别范围一览表

	生产装置	主要原料	中间产品、产品
1	常减压蒸馏装置	混合原油	液化气、干气、石脑油、煤油馏分、柴油馏分、直馏蜡油、减压渣油
2	渣油加氢脱硫装置	减压渣油、直馏蜡油、氢气	干气、富氢气体、石脑油、柴油、脱硫渣油
3	蜡油加氢裂化装置	直馏蜡油、氢气	干气、液化气、轻石脑油、重石脑油、航煤、柴油
4	催化裂化装置	脱硫渣油、加氢尾油	干气、液化气、汽油、柴油、油浆
5	催化汽油加氢醚化装置	催化汽油、氢气	催化中汽油、脱硫催化汽油、干气
6	柴油加氢精制装置、汽柴油加氢改质	直馏柴油、催化柴油、渣油加氢柴油、氢气	石脑油、柴油、干气

	生产装置	主要原料	中间产品、产品
7	航煤加氢装置	直馏煤油、氢气	航空煤油
8	连续重整-芳烃联合装置	直馏石脑油、渣油加氢石脑油、加氢精制石脑油、氢气	含氢气体、液化气、苯、混合二甲苯、重整汽油
9	制氢装置	天然气、水蒸气	氢气
10	气体分馏装置	液化气	干气、丙烯、丙烷、混合碳四
11	硫磺回收装置	含 H_2S 的酸性水和含硫富溶剂、氢气	硫磺、液氨
12	异构化装置	轻石脑油、氢气	异构化油、干气
13	PSA 装置	渣油加氢富氢气体、裂化及精制低分气、重整富氢气体	氢气、干气
14	MTBE 装置	混合碳四、甲醇	MTBE、C_4 气体
15	延迟焦化装置	催化油浆、减压渣油	液化气、石脑油、柴油、焦化蜡油、石油焦
16	污水处理场	含油污水	达标水、油泥

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）及《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ230-2010）规定，本工程涉及物料中的原油、石脑油、汽油、柴油、航空煤油、苯、混合二甲苯、甲醇属易燃液体，氢气、液化石油气、丙烯、硫化氢属易燃气体，上述物料具有火灾爆炸的危险特性。

项目涉及物料中苯属Ⅰ级有毒物质，硫化氢属Ⅱ级有毒物质，具有较高的毒性；二甲苯、甲醇、MTBE 属Ⅲ级有毒物质。

19.1.2 有毒有害物质扩散途径识别

本项目生产过程中装置或罐区发生有毒有害物质泄漏事故时，泄漏的油品可能形成液池，对泄漏点周围的土壤、地下水环境造成污染；挥发的气体对周围大气环境造成污染。

一旦发生火灾爆炸事故，有毒有害物质燃烧次生的 SO_2、CO 废气污染物进入环境空气，会对周围环境和居民产生影响。

表19.1-2　　物质的危险特征及毒性特征一览表

序号	物质名称	易燃/易爆性								毒性				
		相态	闪点℃	沸点℃	自燃点℃	爆炸极限%（v）	危险性类别	燃烧爆炸危险度	火灾危险性分类	LD_{50} mg/kg	LC_{50} mg/m^3	IDLH mg/m^3	MAC mg/m^3	毒物危害分级
1	原油	液	6.6～32.2	25	280～380	1.1～8.7	易燃液体	6.9	甲B	—	—	—	—	Ⅳ
2	石脑油	液	-2	20～160	350	1.1～8.7	易燃液体	6.9	甲B	—	16000		—	Ⅳ
3	汽油	液	-50	40～200	415～530	1.3～6.0	易燃液体	3.6	甲B	67000	51500		300	Ⅳ
4	航空煤油	液	43～72	175～325	210	0.7～5.0	易燃液体	6.1	乙A	36000	—		300	—
5	蜡油	液	199	371	245	—	—		丙B	—	—	—	—	—
6	柴油	液	38	282～338	257	—	—	—	丙A	—	—	—	—	—
7	渣油	液	—	—	—	—	—	—	丙	—	—	—	—	-
8	氢气	气	—	-252.8	400	4.1～74.1	易燃气体	17.1	甲	—	—	—	—	—
9	液化石油气	气	-74		426～537	5～33	易燃气体	5.6	甲A	—	—	34000	1000	Ⅳ
10	丙烷	气	-104	-42.1	450	2.1～9.5	易燃气体	3.5	甲	—	—	20000	300	Ⅳ
11	丙烯	气	-108	-47.7	455	1.0～15.0	易燃气体	14	甲	—	—		100	Ⅳ
12	苯	液	-11	80.1	560	1.2～8.0	易燃液体	5.7	甲B	3306	32500	9800	40	Ⅰ
13	二甲苯	液	25～30	139～144.4	463～525	1.0～7.0	易燃液体	6	甲B	5000	20065	4400	100	Ⅲ
14	甲醇	液	11	64.8	385	5.5～44	易燃液体	7	甲B	5628	85120	33000	50	Ⅲ
15	MTBE	液	-10	53～56	—	1.6～15.1	易燃液体	8.4	甲B	3030	85000		—	Ⅲ
16	硫磺	固	—	444.6	232	～35	易燃固体	—	乙	—	—		6	—
17	天然气	气	-188	-160	482～632	5.0～14.0	易燃气体	1.8	甲B	—	—	—	300	Ⅳ
18	硫化氢	气		-60.4	260	4～46	易燃气体	10.5	甲	—	618	430	10	恶臭Ⅱ
19	氨	气液	—	-33.5	651	15.7～27.4	有毒气体	0.7	乙	350	1390	360	30	恶臭Ⅳ
20	一氧化碳	气	<-50	-191.4	610	12.5~74.2	易燃气体	4.9	乙	—	2069	1700	30	Ⅱ
21	二氧化硫	气	—	-10	—	—	不燃气体	—	—	—	6600	270	15	—

本项目发生风险事故时有毒有害物质扩散途径详见表 19.1-3。

表 19.1-3　　有毒有害物质扩散途径识别

环境要素	泄漏事故	火灾爆炸事故
大气环境	√	√
地下水环境	√	√
土壤	√	√

19.1.3　可能受影响的环境保护目标识别

本次大气环境风险影响评价范围确定为项目厂区周边 5km 范围内的区域，评价范围内可能受影响的环境保护目标分布情况见表 19.1-4 和图 1.3-3。

表 19.1-4　　周边 5km 范围内主要环境敏感点及人口分布情况一览表

序号	敏感点名称		至炼厂厂界距离（m）	方位	人口数量	备注
1	权甫村	天井山	927	WSW	434 人	位于本项目卫生防护距离范围内，拟进行搬迁
		乐营	1371	SSW	369 人	
		碗窑	206	ENE	112 人	
		石坪	371	SSE	113 人	
2	草铺村	草铺	1211	NNW	1305 人	
		杨柳坝	2771	NNE	342 人	
		马明安	4452	NNE	187 人	
		架良山	1992	ENE	105 人	
3	草铺社区		1350	N	428 人	
4	麒麟村	上麒麟	3046	ENE	493 人	
		中麒麟	3479	ENE	354 人	
		下麒麟	3986	ENE	839 人	
		云康村	4507	ENE	460 人	
		增福村	2527	ENE	227 人	
		平地哨	2932	ENE	429 人	
		滴水箐	4293	ENE	110 人	
5	邵九村	大海孜	3983	WNW	220 人	
		邵九	3546	WNW	1266 人	
6	柳树村	小石桥	3270	NNW	425 人	
		白土村	2417	NNW	726 人	

7	青龙哨村	青龙哨	4650	NNW	754 人	
		凤麒村	4655	NNW	245 人	
		上古屯	4061	NNW	128 人	
		下古屯	3796	NNW	343 人	
8	县街镇	丰收厂	3131	ESE	261 人	
		箐箕凹	4070	SSE	200 人	
		小红祥	4730	SSE	290 人	
		富安村	4604	ESE	116 人	
9	安宁职教园区	云南工程职业学院	4570	E	8395 人	
		云南经济管理职业学院	4200	E	5470 人	
10	安宁市连然街道	云南交通技师学院	4880	ENE	11600 人	

19.1.4 重大危险源辨识及分布

本项目优化调整取消聚丙烯装置，增加延迟焦化装置，其余大部分装置规模不变或有所增大。因此，本次重大危险源辨识仍然采用原环评报告中重大危险源辨识结果，仅对延迟焦化装置进行辨识。另外，由于全厂总平面布置进行了调整，本次重新给出全厂重大危险源分布图，见图 19.1-1。

按照《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）对延迟焦化装置进行重大危险源辨识，见表 19.1-5。

表 19.1-5　　生产设施系统重大危险源辨识一览表

装置名称	危险化学品名称	危险化学品存在量 q_i（t）	临界量（t）	q_i/Q_i	$\sum q_i/Q_i$	装置是否构成重大危险源
延迟焦化装置	催化油浆	80	5000	0.016	2.38	是
	减压渣油	240	5000	0.048		
	H_2S	1.5	5	0.3		
	干气	2.6	50	0.052		
	液化气	39	50	0.78		
	石脑油	231	200	1.155		
	柴油	91	5000	0.0182		
	蜡油	45	5000	0.009		

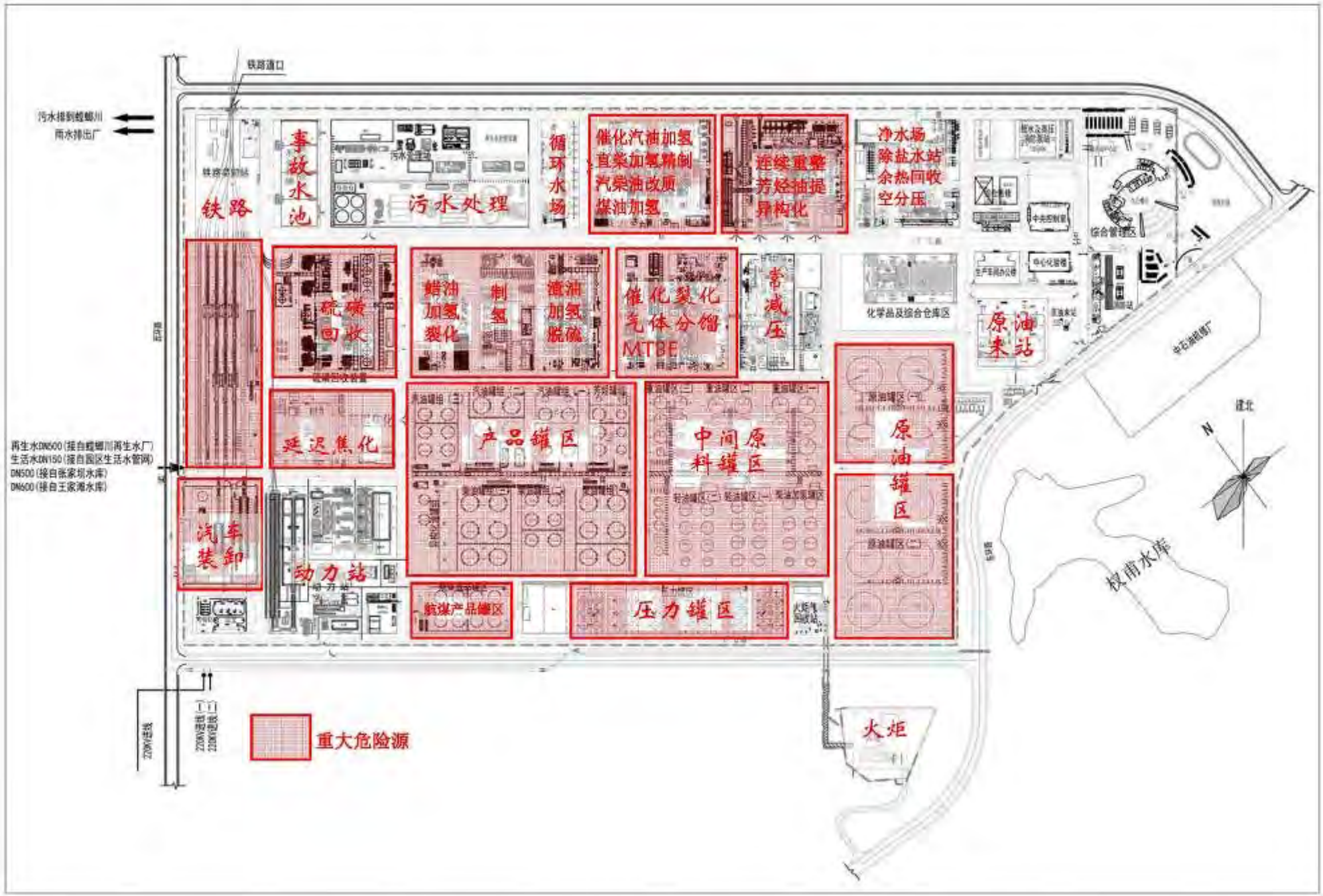


图 19.1-1　　中国石油云南炼油项目优化调整后重大危险源分布

19.1.5 环境风险评价因子筛选

与原环评报告一致，本次环境风险评价因子为：苯、硫化氢、氨、SO_2 和 CO。

19.2 风险事故源项分析

项目优化调整后，生产装置环境风险事故概率仍为 1×10^{-5} 次/年，油罐火灾爆炸最大可信事故概率仍为 8.7×10^{-5}，与原环评报告结论一致，风险事故发生概率不变。

根据物质危险性识别、生产设施风险识别等分析可知，本项目最大可信事故类型没有发生变化。

19.2.1 最大可信事故的设定

最大可信事故的设定与原环评报告一致，主要包括：

（1）硫磺回收联合装置酸性气分液罐出口管线断裂，造成 H_2S 泄漏。考虑管线 100%断裂，酸性气直接进入环境空气向周围环境扩散。事故发生后自控系统立即启动，切断泄漏源，在 30min 内泄漏得到完全控制。

（2）酸性水汽提装置液氨卧罐（Φ4000×9000，2 台，一用一备）出口接合管断裂，考虑管线 100%断裂，致使液氨从储罐中闪蒸进入环境空气中并向周围环境扩散。事故发生后安全报警，切断泄漏源，在 30min 内泄漏得到控制。

（3）5000m^3 苯储罐出口接合管断裂，考虑管线 100%断裂。事故发生后安全报警，在 30min 内泄漏得到控制，残留在罐区围堰内的泄漏物蒸发和挥发成气体向周围环境扩散。

（4）100000m^3 原油储罐发生罐底泄漏，罐底溢出原油覆盖整个防火堤隔堤内，并引起隔堤面积内的大面积火灾燃烧，燃烧烟气中次生的 SO_2、CO 对周边环境产生影响。

19.2.2 事故源项设定

事故源项设定原则如下：

（1）由于项目优化调整初步设计资料已提供了装置中各类物料的流量、压力、温度等具体数据，因此本次风险评价事故源项分析中，装置各类管线有毒有害物质泄漏量首先依据初步设计中相关参数确定；

（2）储运系统罐区物料泄漏，则采用风险导推荐方法计算其液体泄漏速率和泄漏液体蒸发量等参数；

（3）物质泄漏时间考虑，在有正常控制措施条件下，一般按 15~30min 计；

（4）泄漏物质形成的液池面积以不超过泄漏单元的围堰（堤）内面积计。

19.2.2.1 硫磺回收装置酸性气泄漏

根据初步设计资料，本项目硫磺回收联合装置中酸性水汽提单元和胺液再生单元在生产过程中均有酸性气产生。

酸性水汽提单元公称规模为 300t/h，分为加氢型和非加氢型两个系列，单系列处理能力均为 150t/h。酸性水汽提（I）处理来自常减压、催化裂化、延迟焦化以及硫磺回收装置排放的非加氢型酸性水。酸性水汽提（II）处理来自渣油加氢、加氢裂化、直柴加氢精制、石脑油加氢、汽油加氢等装置排放的加氢型酸性水。

加氢型酸性水汽提单元中的 H_2S 和氨的含量均比非加氢型高，根据设计资料，加氢型酸性水汽提单元 H_2S 的最大流量为 5098.5kg/h（1.42kg/s）。

胺液再生单元分为三部分，其中胺液再生（I）处理非加氢型混合富胺液，胺液再生（II、III）处理加氢型混合富胺液。根据设计资料，加氢型胺液再生单元 H_2S 最大流量为 16524.21kg/h（4.59kg/s）。

由此可见，本项目生产过程中，硫磺回收胺液再生单元 H_2S 产生量最大，在发生泄漏事故时产生的影响也最大。因此，本次环境风险评价以加氢型胺液再生单元再生塔塔顶酸性气分液罐出口管线泄漏为最大可信事故。酸性气分液罐操作温度为 40℃，操作压力：0.1MPa，硫化氢泄漏源强为 4.59kg/s。

根据上述条件，硫化氢泄漏事故源强见表 19.2-1。

表 19.2-1　　H_2S 风险事故源强

事故	参数	操作条件	泄漏速率 kg/s	释放时间 min	释放高度 m	事故工况
酸性气管线	500mm	313K 0.1MPa	4.59	30	点源释放高度 8	管径 100%断裂

19.2.2.2 液氨储罐泄漏

（1）泄漏量

根据优化调整初步设计可知，本项目加氢型酸性水汽提单元设置 2 台液氨卧罐（Φ4000×9000mm，一用一备），操作温度为 40℃，操作压力：1.8MPa，装填系数 0.6，总储存量为 39.8t。

储罐典型泄漏通常发生在罐体与外界连接部位，本次评价假定管路系统损坏导致液氨储罐泄漏。储罐液氨出口管直径为 100mm，考虑 100%泄漏。

根据风险导则附录 A2，用柏努利方程计算液体泄漏速度 Q_L：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L—液体泄漏速度，kg/s；C_d—液体泄漏系数，取值 0.64（裂口形状圆形）；A—裂口面积，0.00785m^2；ρ—液体的密度，587kg/m^3；P—容器内介质压力；P_0——环境压力；g—重力加速度，取值 9.8m/s^2；h—裂口之上液位高度，取 3.1m。

经计算，泄漏速度为 24.1kg/s，泄漏时间 30min，液氨总泄漏量为 39.8t。

（2）蒸发量

高压储存的液氨属于易挥发物质，其蒸发量取其泄漏量的 100%。故氨的蒸发释放速率为 24.1kg/s。液氨泄漏事故源强见表 19.2-2。

表 19.2-2　　液氨储罐泄漏液池蒸发风险事故源强

物质	储罐泄漏量				泄漏液体蒸发量	
	管线裂口面积 m^2		泄漏速度 kg/s	泄漏量 kg	蒸发速度 kg/s	蒸发量 kg
液氨	100%	0.00785	24.1	39800	24.1	39800

由表 19.2-2 可知，本次优化调整后根据设计资料得出的液氨泄漏源强比原环评报告中液氨泄漏量有所减小，为保守起见，本次风险评价仍采用原环评报告预测结果，并结合平面布置调整情况，重新绘制关心浓度限值包络范围图。

19.2.2.3 苯罐泄漏

（1）泄漏量

储罐典型泄漏通常发生在罐体与外界连接部位，本次评价假定管路系统或储罐阀门损坏导致苯储罐泄漏。苯储罐为 5000m^3 内浮顶罐，充满系数 0.90，直径 20m，高 14m，常温、常压，苯罐出口接合管直径为 100mm，在苯罐区周围设置防火堤，防火堤长宽高为 82m×42m×0.8m。根据风险导则附录 A2，用柏努利方程计算液体泄漏速度Q_L：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L—液体泄漏速度，kg/s；C_d—液体泄漏系数，取值 0.64（裂口形状圆形）；A—裂口面积，m^2；ρ—液体的密度；P—容器内介质压力，1.01×10^{5}Pa；P_0——环境压力，1.01×10^{5}Pa；g—重力加速度，取值 9.8m/s^2；h—裂口之上液位高度，取值 14m。

（2）蒸发量

液体物料泄漏形成液池，其蒸发速率按下式计算：

$$Q_3 = a \times p \times M / \left(R \times T_0\right) \times u^{(2-n)/(2+n)} \times r^{(4+n)/(2+n)}$$

式中：

Q_3——质量蒸发速度，kg/s；

a,n——大气稳定度系数，B 类稳定度：n=0.2，a＝3.846×10^{-3}；

D 类稳定度：n=0.25，a＝4.685×10^{-3}；

E、F 类稳定度：n=0.3，a＝5.285×10^{-3}；

p——液体表面蒸气压，Pa；

R——气体常数；J/mol•k；

T_0——环境温度，k；

u——风速，m/s；

r——液池半径，m。

根据上述情景设定，计算出苯泄漏事故源强见表 19.2-3。

表 19.2-3　　苯储罐泄漏液池蒸发风险事故源强

泄漏时间	液体泄漏速率（kg/s）	液体泄漏量（t）
30min	73.24	131.83
液池等效半径（m）	液池面积（m^2）	蒸发量（kg/s）
33.1	3444	2.58

19.2.2.4　原油储罐火灾

根据优化调整内容分析可知，本项目原油罐区由原 4 座 $10\times10^4m^3$ 原油储罐（总容量 $40\times10^4m^3$）调整为 10 座 $10\times10^4m^3$ 原油储罐（总容量 $100\times10^4m^3$），增加 6 座原油储罐，单座储罐罐容没有变化。

原油含硫量仍为 2.6%，密度为 $864kg/m^3$。根据优化调整后的平面布置图，单座原油储罐隔堤由原来的 138m×122m 调整为 114m×114m，面积有所减小。

因此，最大可信事故中设定的原油储罐罐底溢出原油覆盖整个防火堤隔堤内，并引起隔堤内的大面积火灾燃烧，次生的 SO_2、CO 污染源强与原环评相比有所减小。本次风险评价仍沿用原环评报告中的计算及预测结果。但是由于项目总平面布置发生了变化，因此，将结合最新的平面布置图，给出关心浓度限值包络范围图。

19.3　环境风险影响预测分析

项目初步设计阶段，装置中各种容器的规格和操作参数进一步得到确定，因此，根据初步设计资料，本项目最大可信事故中 H_2S、液氨泄漏及苯储罐发生泄漏事故源强均有所调整，相应导致预测结果发生变化。

由于项目原油罐区单座储罐罐容没有变化，原油含硫量仍为 2.6%，密度为 $864kg/m^3$，只是罐组数量和平面布置进行调整。因此，最大可信事故中设定的原油储罐发生火灾燃烧次生的 SO_2、CO 污染事故仍沿用原环评报告中的计算及预测结果。

19.3.1　大气环境风险评价

19.3.1.1　预测因子

根据风险识别结果，大气风险影响预测评价因子如下：

事故泄漏的 H_2S、液氨、苯和原油储罐着火次生的 SO_2、CO，共计 5 项。

19.3.1.2 评价标准

主要考虑评价因子的半致死浓度（LC_{50}，在动物急性毒性试验中，使受试动物半数死亡的毒物浓度）和伤害浓度（IDLH），大气环境风险评价采用标准见表 19.3-1。

表 19.3-1 环境风险评价标准

标准 / 污染物	半致死浓度（LC_{50}）		伤害浓度（IDLH）	
	mg/m^3	ppm	mg/m^3	ppm
H_2S	618	444	430	300
NH_3	1390	2000	360	500
苯	31900	9765	9800	3000
SO_2	6600	2520	270	100
CO	2069（4h）	1807	1700	1500

【注】：1、半致死浓度 LC_{50} 数据引自中国的《危险化学品安全技术全书》（化学工业出版社 第二版）；
2、伤害浓度（IDLH）数据引自中国的《呼吸防护用品的选择、使用与维护》（GB-T 18664-2002）。

19.3.1.3 预测模式

与原环评报告一致，采用 SEVEX View 模型进行预测计算。

19.3.1.4 事故气象条件

与原环评报告一致，大气风险预测的不利气象条件为：

（1）静风，D、F 类大气稳定度条件；

（2）小风，风速为 1.5m/s，D、F 类大气稳定度条件；

（3）多年平均风速为 1.74m/s，D、F 类大气稳定度条件；

（4）最大平均风速为 2.5m/s，D、F 类大气稳定度条件下。

19.3.1.5 预测结果

- **硫磺回收装置酸性气管线泄漏 H_2S 预测结果**

各不利气象条件下酸性气管线泄漏 H_2S 气体扩散风险浓度计算结果见表 19.3-2。由表 19.3-2 可知，综合气象条件下（不同风速和稳定度等）酸性气管线

H_2S 泄漏的风险事故，半致死浓度 LC_{50} 最大范围为 637m，伤害浓度 IDLH 最大范围为 836m，均在年平均风速（1.74m/s）、F 类稳定度条件下形成。

根据计算结果绘制给出泄漏的 H_2S 气体在综合气象条件下（不同风速和稳定度等）240min 时段的半致死浓度（LC_{50}）和立即威胁生命和健康浓度（IDLH）、最大包络线，具体见图 19.3-1。

表 19.3-2　　酸性气管线硫化氢泄漏风险事故影响预测结果

气象条件		预测时段	影响范围（m）	
风速	稳定度		LC_{50}	IDLH
静风	D	240min	380	486
	F	240min	525	689
1.5m/s	D	240min	449	583
	F	240min	605	794
1.74m/s	D	240min	478	624
	F	240min	**637**	**836**
2.5m/s	D	240min	521	683
	F	240min	618	792

- **酸性水汽提单元液氨卧罐泄漏氨气预测结果**

优化调整后，液氨泄漏源强由原环评的 35.2kg/s 降低为 24.1kg/s，故本次评价仍采用原环评报告预测结果。各不利气象条件下液氨卧罐泄漏氨气扩散浓度计算结果见表 19.3-3。

根据预测结果绘制出泄漏的氨气在综合气象条件下（不同风向、风速和稳定度等）时的半致死浓度（LC_{50}）、立即威胁生命和健康浓度（IDLH）等各关心浓度值的最大包络线，具体见图 19.3-2。

由表 19.3-3 和图 19.3-2 可知，综合气象条件下（不同风速和稳定度等）液氨卧罐泄漏氨气的风险事故半致死浓度 LC_{50} 最大范围为 1450m，在风速 2.5m/s、F 类稳定度条件下形成；IDLH 最大范围为 2174m，在 2.5m/s、D 类稳定度条件下形成。



图 19.3-1　　酸性气管线 H_2S 泄漏扩散影响预测最大包络线范围示意图



图 19.3-2　　液氨卧罐泄漏氨气扩散影响预测最大包络线范围示意图

表 19.3-3　　液氨卧罐泄漏氨气风险事故影响预测结果

气象条件		预测时段	影响范围（m）	
风速	稳定度		LC_{50}	IDLH
静风	D	240min	136	272
	F	240min	—	227
1.5m/s	D	240min	1268	1450
	F	240min	860	951
1.74m/s	D	240min	1359	1630
	F	240min	1033	1087
2.5m/s	D	240min	1196	**2174**
	F	240min	**1450**	1585

- **苯储罐泄漏预测结果**

本项目苯储罐发生苯泄漏事故时，在不利气象条件下各风险浓度影响范围见表 19.3-4。由表 19.3-4 可知，综合气象条件下（不同风速和稳定度等）苯储罐泄漏后挥发的苯蒸汽风险事故，半致死浓度（LC_{50}）最大范围为 80m，IDLH 最大范围为 153m，均在风速 2.5m/s、F 类稳定度条件下形成。

表 19.3-4　　苯储罐泄漏苯风险事故影响预测结果

气象条件		预测时段	影响范围（m）	
风速	稳定度		LC_{50}	IDLH
静风	D	240min	31	67
	F	240min	44	81
1.5m/s	D	240min	45	78
	F	240min	61	108
1.74m/s	D	240min	50	83
	F	240min	69	134
2.5m/s	D	240min	58	90
	F	240min	**80**	**153**

根据预测结果绘制给出泄漏后挥发的苯蒸汽在综合气象条件下（不同风速和稳定度等）半致死浓度（LC_{50}）和立即威胁生命和健康浓度（IDLH）最大包络线，具体见图 19.3-3。

- **原油储罐着火次生 SO_2、CO 预测结果**

采用原环评报告中预测结果，各不利气象条件下原油储罐泄漏引起火灾事故排放的 SO_2 在不同气象条件下的影响范围和程度见表 19.3-5。

表 19.3-5　　原油储罐泄漏火灾事故次生 SO_2 影响预测结果

气象条件		预测时段	影响范围（m）	
风速	稳定度		LC_{50}	IDLH
静风	D	240min	-	181
	F	240min	73	272
1.5m/s	D	240min	136	1540
	F	240min	**290**	1812
1.74m/s	D	240min	109	1495
	F	240min	272	2038
2.5m/s	D	240min	-	1178
	F	240min	145	**2790**

各不利气象条件下原油储罐着火次生 CO 扩散风险浓度计算结果见表 19.3-6。

表 19.3-6　　原油储罐泄漏火灾事故次生 CO 影响预测结果

气象条件		预测时段	影响范围（m）	
风速	稳定度		LC_{50}	IDLH
静风	D	240min	73	91
	F	240min	91	136
1.5m/s	D	240min	317	362
	F	240min	**652**	**815**
1.74m/s	D	240min	272	363
	F	240min	634	770
2.5m/s	D	240min	218	272
	F	240min	435	544

根据计算结果绘制给出原油储罐着火次生 SO_2 及 CO 在综合气象条件下（不同风速和稳定度等）半致死浓度（LC_{50}）和立即威胁生命和健康浓度（IDLH）最大包络线，具体见图 19.3-4、图 19.3-5。



图 19.3-3　　苯储罐泄漏苯扩散影响预测最大包络线范围示意图



图 19. 3-4　　原油储罐泄漏燃烧烟气 SO_2 扩散影响预测最大包络线范围示意图

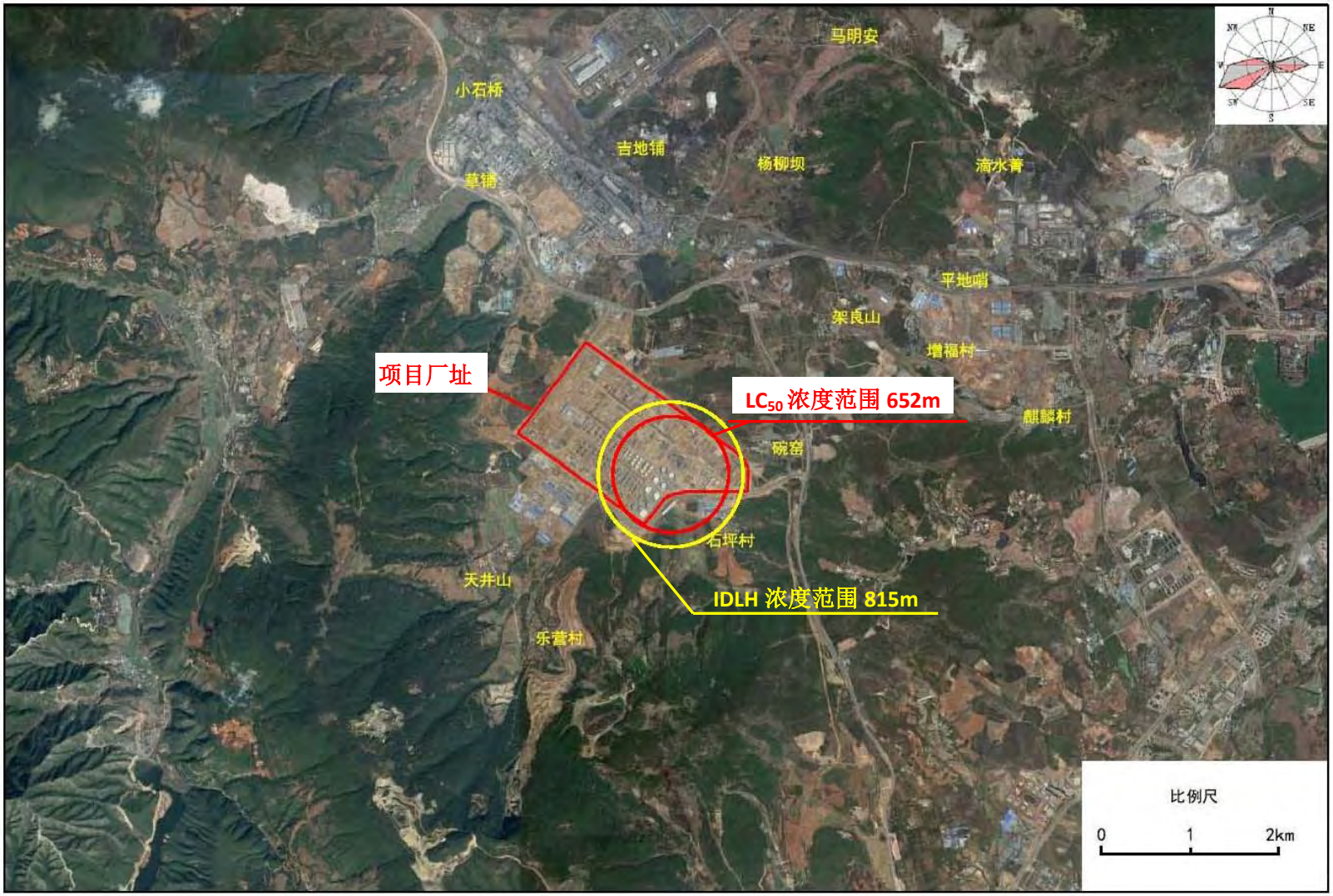


图 19. 3-5　　原油储罐泄漏燃烧烟气 CO 扩散影响预测最大包络线范围示意图

由表 19.3-5、表 19.3-6 和图 19.3-4、图 19.3-5 可知，综合气象条件下（不同风速和稳定度等）原油储罐着火次生 SO_2 的风险事故，半致死浓度 LC_{50} 最大范围为 290m，IDLH 最大范围为 2790m，分别在风速 1.5m/s 和 2.5m/s、F 类稳定度条件下形成。

原油储罐着火次生 CO 的风险事故，半致死浓度最大范围为 652m，IDLH 最大范围为 815m，均在风速 1.5m/s、F 类稳定度条件下形成。

19.3.1.6 优化调整前后大气环境风险预测结果对比

本项目优化调整后，最大可信事故类型没有变化，根据设计资料可知，酸性水汽提装置液氨球罐调整为卧罐，液氨泄漏源强有所降低。原油罐区单座储罐罐容不变，泄漏燃烧后次生的 SO_2、CO 污染源强与原环评相比有所减小，因此，液氨泄漏及原油燃烧次生 SO_2、CO 扩散预测结果仍采用原环评报告结论。

本次大气环境风险评价预测结果与原环评预测结果对比情况见表 19.3-7。

由表 19.3-7 对比结果可知，本项目优化调整后：

（1）硫磺回收装置酸性气分液罐发生 H_2S 泄漏事故，由于胺液再生单元 H_2S 流量较原报告中酸性水汽提装置酸性气分液罐 H_2S 流量变大，导致预测结果中半致死浓度（LC_{50}）范围增大为 637m；

（2）酸性水汽提装置液氨泄漏事故预测仍采用原环评报告结论，半致死浓度（LC_{50}）范围仍为 1450m；

（3）内浮顶苯储罐由原来的 3000m^3 调整为 5000m^3，导致苯泄漏蒸发源强增大，预测结果相应增大，出现半致死浓度（LC_{50}）最大范围为 80m，IDLH 最大范围为 153m；

（4）原油储罐泄漏燃烧次生 SO_2、CO 污染事故预测仍采用原环评报告结论。

项目优化调整后，发生的各类风险事故在综合气象条件下（不同风向、风速和稳定度等），半致死浓度 LC_{50} 最大影响范围为 1450m（液氨泄漏，风速 2.5m/s、F 类稳定度），IDLH 最大范围为 2790m（原油燃烧次生 SO_2 事故，风速 2.5m/s、F 类稳定度）。

本项目各类最大可信事故情况下造成的 LC_{50} 和 IDLH 浓度范围包络线见图 19.3-6。

表 19.3-7　　项目优化调整前后各类风险事故预测分析结果对比汇总表

原环评				优化调整后				备注
最大可信事故	事故源强（kg/s）	LC_{50} 浓度范围（m）	IDLH 浓度范围（m）	最大可信事故	事故源强（kg/s）	LC_{50} 浓度范围（m）	IDLH 浓度范围（m）	
硫磺回收酸性水汽提酸性气分液罐 H_2S 泄漏	1.23	—	46	硫磺回收胺液再生酸性气分液罐 H_2S 泄漏	4.59	637	836	优化调整后胺液再生单元酸性气流量最大
酸性水汽提装置液氨球罐泄漏	35.20	1450	2174	酸性水汽提装置液氨卧罐泄漏	24.1	1450	2174	由原 400m^3 液氨球罐调整为 Φ4000×9000mm 卧罐
苯储罐泄漏造成苯蒸发	1.15	—	—	苯储罐泄漏造成苯蒸发	2.58	80	153	内浮顶苯储罐由原 3000m^3 调整为 5000m^3
原油储罐泄漏燃烧次生污染	SO_2：12.40 CO：10.00	290 652	2790 815	原油储罐泄漏燃烧次生污染	SO_2：12.40 CO：10.00	290 652	2790 815	原油单座储罐规模未变，含硫量未变。



图 19.3-6　　各类风险事故情况下 LC_{50} 和 IDLH 浓度范围包络线示意图

本项目优化调整后，发生各类风险事故造成的半致死浓度 LC_{50} 最大范围为 1450m，完全处于本项目卫生防护距离范围内。在卫生防护距离内村庄实施搬迁后，半致死浓度 LC_{50} 包络线范围内没有常驻居民，事故情况下对厂区外环境及人群造成的伤害风险较小。

位于本项目伤害浓度 IDLH 包络线范围内的架良山，约 105 人居住。因此需要制定事故情况下紧急撤离方案。

➢ 紧急撤离方案

根据应急预案区域联动的原则，事故情况下 IDLH 浓度范围内人员的疏散和撤离应在安宁市突发公共事件应急委员会（简称市应急委）的领导和云南石化应急办公室的协调下有序进行。

应急撤离范围内的架良山位于项目厂区的东北部，靠近 103 省道和安楚高速公路，交通方便。在本项目厂区发生风险事故的情况下，应急办公室应立即报告市应急委并通知可能受影响敏感区公共安全应急预案小组，预案指导小组应根据事故通报信息及时通过高音广播或专职信息员向受灾居民报警，组织群众进行撤离。

根据本项目周围区域环境概况，可考虑选择位于项目东部的安宁市区和项目西部的禄脿镇作为临时安置点，禄脿镇距离草铺镇约 13.5km，安宁市区距离草铺镇约 10km。在发生风险事故时，根据事故发展态势和当时的风向等气象情况组织居民通过 103 省道和安楚高速公路撤离至临时安置点。

撤离时应杜绝明火，主要路口组织人员发放安全防范用具（防毒面具、口罩等），并按照风向、风速指示器及撤离应急计划安排敏感区内居民有序、快速撤离到远离事故发生地的空旷地带，附近地区消防、公安武警、医疗机构及时出调相关人员，确保撤离路线安全、通畅、组织有序、救护及时。

人员抢救措施：紧急疏散过程中优先抢救、运送受伤和中毒人员，伤员按救助需要分为重伤员和一般伤者。医疗抢救单位首先按应急指挥中心通知，携带抢救器械和药品进驻现场，对生命垂危的重伤员进行现场临时抢救，然后，将重伤员－即具有生命危险和生活不能自理的伤员送到医疗单位及时抢救、治疗，当地医疗机构抢救技术无法满足需要时，保证伤员必须及时送到安宁市人民医院救治；一般伤者可在疏散地的政府办公地点集中安置，届时医疗单位上门治疗。

临时安置点的生活用水、食品供应由安宁市相关部门提供保障。

本撤离方案应与中石油云南石化有限公司事故应急预案相结合，定期组织敏感点内常驻居民进行健康、安全教育和应急预案演习，提高自我防范意识和自救能力，安排能力较强的居民作为安全协防人员，协调敏感区应急指导小组与居民群众的紧急事故处理关系。

19.3.2 地表水环境风险分析

本项目产生的各种废水均通过厂内污水处理场处理达标后大部分回用，未利用部分排入螳螂川，不涉及需要特别保护的水生生态环境。中石油云南石化有限公司拟建设完善的事故状态下水体污染三级预防与控制体系，具体内容详见本章第 19.5.2.1 节。

在发生风险事故情况下，通过“三级防控”措施的实施，可将泄漏的物料以及产生的各种废水控制在事故水池内，阻止废水进入外部环境，防止重大事故泄漏物料和消防废水造成环境污染。因此本项目事故状态下各种废水不会对周围地表水体造成影响。

19.3.3 硫磺回收装置风险及防范措施分析

硫磺回收装置在生产过程中产生的硫磺，具有遇明火、高热易燃的特点，粉体与空气可形成爆炸性混合物，当达到一定的浓度时，遇火星会发生爆炸。硫磺属低毒危险化学品，但其蒸汽及硫磺燃烧后产生的二氧化硫对人体有较强的毒性，一般经吸入、食入或经皮肤吸收。

项目优化调整后，硫磺回收装置设计规模为 30 万吨/年，共设四套装置并列操作，分别为硫磺回收 I、II（规模均为 12 万吨/年），硫磺回收 III、IV（规模均为 6 万吨/年），正常情况下，硫磺回收 IV 作为热备。

四套硫磺回收装置尾气处理共用一套烟囱。处理后的净化尾气经 150 米高烟囱高空排放。

生产过程中液硫池及液硫储槽均为全封闭，隔绝了液硫与环境的接触，尽最大可能降低液硫燃烧或泄漏的风险。为了降低液硫池中液硫液面以上的气体 H_2S 含量，设置液硫池蒸汽喷射器，含硫气体经蒸汽喷射器抽至尾气焚烧炉进行焚烧处理。

项目建设单位中石油云南石化公司已制订《中石油云南石化有限公司突发事件总体应急预案》、《中石油云南石化有限公司环境污染突发事件专项应急预案》以及《中石油云南石化有限公司危险化学品突发事件专项应急预案》等专项预案。

其中《中石油云南石化有限公司危险化学品突发事件专项应急预案》中针对公司生产和使用的主要易燃易爆危险化学品制定了详细的具有可操作性的应急措施。一旦硫磺回收装置发生风险事故，公司各项应急预案迅速启动，可将风险事故对环境造成的危害降至最低程度。

19.4 环境风险计算和评价

环境风险事故具有一定程度的不确定性，因此对风险事故后果的预测就存在着极大的不确定性。

根据风险定义：

$$\text{风险}\left(\frac{\text{后果}}{\text{时间}}\right)=\text{概率}\left(\frac{\text{事故数}}{\text{单位时间}}\right)\times\text{危害程度}\left(\frac{\text{后果}}{\text{每次事故}}\right)$$

在具体计算过程中，最大可信灾害事故对环境所造成的风险 R 按下式计算：

环境风险是指突发性事故对环境（或健康）的危害程度，用风险值 R 表征，其定义为事故发生概率 P 与事故造成的环境（或健康）后果 C 的乘积，用 R 表示，即：

$$R[危害/单位时间]=P[事故/单位时间]\times C[危害/事故]$$

最大可信事故所有有毒有害物泄漏所致环境危害 C，为各种危害 C_i 总和：

$$C=\sum_{i=1}^{n}C_i$$

在实际应用中，用 LC_{50} 浓度来求毒性影响。若事故发生后下风向某处，化学污染物 i 的浓度最大值 D_{imax} 大于或等于化学污染物 i 的半致死浓度 LC_{i50}，则事故导致评价区内因发生污染物致死确定性效应而致死的人数 Ci 由下式给出：

$$Ci=\sum_{\ln}0.5N\left(X_{i\ln},Y_{j\ln}\right)$$

式中 N（X_{iln}，Y_{jln}）表示浓度超过污染物半致死浓度区域中的人数。

通常事故危害所致风险水平可分为最大可接受水平和可忽略水平。在工业和其它活动中，风险水平及其可接受程度见表 19.4-1。石油工业为高风险行业，各国石油工业可接受风险值及推荐值见表 19.4-2。

表 19.4-1　　各种风险水平及其可接受程度

风险值（死亡/a）	危险性	可接受程度
10^{-3} 数量级	操作危险性特别高，相当于人的自然死亡率	不可接受
10^{-4} 数量级	操作危险性中等	必须立即采取措施改进
10^{-5} 数量级	与游泳事故和煤气中毒事故属同一量级	人们对此关心，愿采取措施预防
10^{-6} 数量级	相当于地震和天灾的风险	人们并不关心这类事故发生
10^{-7}～10^{-8} 数量级	相当于陨石坠落伤人	没有人愿为这种事故投资加以预防

表 19.4-2　　石油工业可接受风险值（死亡/年）

行业参考值	建议标准值
美国 7.14×10^{-5}	8.33×10^{-5}
英国 9.52×10^{-5}	
中国（80 年代）8.81×10^{-5}	

通过对本项目各类风险事故的预测分析可知，优化调整后，发生的各类风险事故在综合气象条件下（不同风向、风速和稳定度等），半致死浓度 LC_{50} 最大影响范围为 1450m（液氨泄漏，风速 2.5m/s、F 类稳定度），IDLH 最大范围为 2790m（原油燃烧次生 SO_2 事故，风速 2.5m/s、F 类稳定度）。

在本项目卫生防护距离范围内的村庄实施搬迁后，半致死浓度 LC_{50} 最大影响范围内没有常驻居民，所以本项目环境风险事故风险值小于石油化工行业 8.33×10^{-5} 死亡人/年的可接受水平，环境风险水平可接受。

19.5 环境风险管理体系

本项目为确保生产稳定运行、防止安全生产事故、环境污染事故发生，拟采取以下防止火灾发生和控制火灾影响扩大的安全措施，以及环境风险监控、防范措施，同时制定相应的环境风险事故应急预案，以便在发生环境风险事故时采取应急处理措施，控制风险事故影响扩大，保护环境安全。

19.5.1　环境风险防范措施

本项目主要从以下几个方面采取风险防范措施：

（1）总图布置和建筑安全防范措施；

（2）危险化学品贮运安全防范措施；

（3）工艺技术设计安全防范措施；

（4）自控、仪表设计安全防范措施；

（5）电气、电讯安全防范措施；

（6）消防及火灾报警系统；

（7）防护站和卫生设施设置；

（8）应急监测系统设置；

（9）防尘防毒伤害措施

（10）危险物质的毒性消除措施。

优化调整后拟采取的各类环境风险防范措施与原环评报告内容一致。

19.5.2 环境风险应急措施

19.5.2.1 事故状态下水体污染“三级防控”体系

本项目依据环境保护部以及中国石油天然气集团公司《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（企业标准 Q/SY 1190-2013），设置“三级防控”体系。项目优化调整后“三级防控”体系的设置没有变化，与原环评报告内容一致。

本项目预防与控制事故状态下水体污染的“三级防控”措施见图 19.5-1。

19.5.2.2 风险事故污水应急储存能力

项目优化调整后，事故污水应急储存能力没有变化，与原环评报告内容一致。

本项目事故时最大污水产生量为 23822m^3，事故水池容积为 25000m^3，能够满足事故污水的储存要求。厂区还设置一座 85000m^3 的雨水收集池，与事故水池合建为一个水池，分为 4 格，其中一格为事故水池(25000m^3)，三格为雨水收集池(85000m^3)。事故水池的容积可满足《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（Q/SY1190-2013）的要求。当发生特大事故时，若实际产生的事故消防水量大于事故水池的容积，可通过溢流进入雨水收集池中，即雨水收集池可作为备用的事故贮水池。雨水收集池中配有雨水泵，若事故时雨水收集池中有清净雨水，可通过雨水

泵及时将雨水收集池排空。

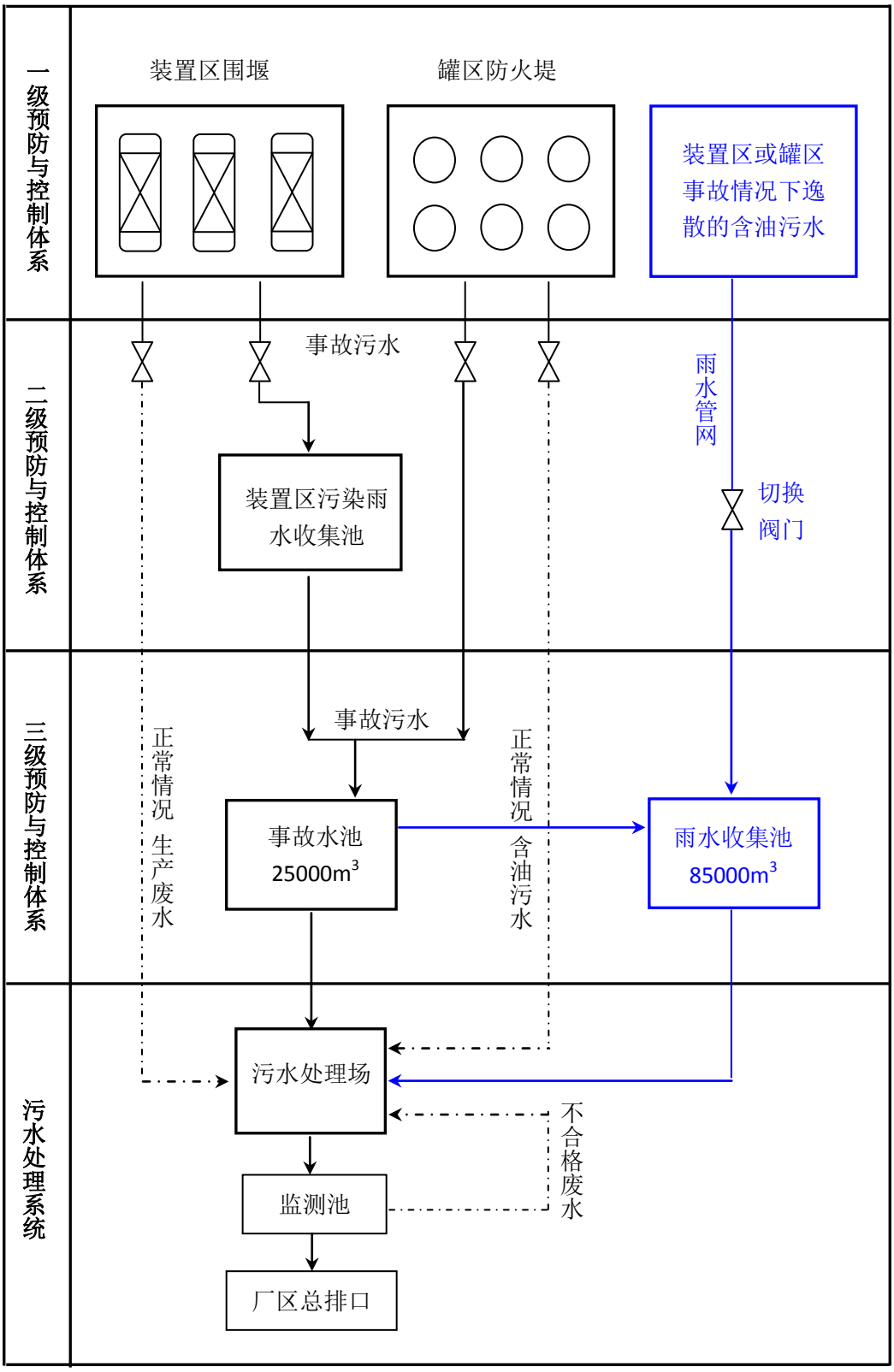


图 19.5-1　　本项目事故污水三级防控系统示意图

在各事故状态下废水的产生量均按最大值进行考虑，本项目配套建设的事故水收集系统能够满足发生火灾爆炸事故时产生的事故污水的存储要求，能够确保发生事故时事故污水不会直接排出厂外环境中。

19.5.2.3 硫磺回收装置事故应急措施

根据本项目优化调整内容可知，按照专家意见，硫磺回收装置按照 N+1 配置，即配套 1300 万吨/年原油加工量的可回收硫的负荷为 30 万吨/年，为了确保全厂 SO_2 达标排放，需备用一套硫磺回收装置。因此，硫磺回收装置由原来的 3 套 9 万吨/年调整为 2 套 12 万吨/年和 2 套 6 万吨/年（正常生产情况下，1 套 6 万吨/年装置备用）。硫磺回收装置具有更高的灵活性。在其中一套装置发生故障或事故情况下，其余三套装置通过调整生产负荷仍然能满足全厂生产需求。

19.5.3 环境风险事故应急预案

安宁市已制订的应急预案包括：《安宁市突发环境污染与生态破坏事故应急预案》（安宁市环境保护局，2006 年 8 月）、《安宁市突发危险化学品及危险废物污染事故应急预案》（安宁市环境保护局，2007 年 9 月）、《安宁市突发公共事件总体应急预案》（安宁市人民政府办公室，2009 年 1 月）。

中石油云南石化有限公司已按照国家和集团公司有关应急预案要求，以及集团公司应急预案建设的“1+18”模式，结合公司实际情况，应急预案定为“1+12”模式，其中：突发事件总体应急预案 1 部，自然灾害方面专项预案 1 部，事故灾难（生产安全）方面专项预案 5 部，公共卫生方面专项预案 1 部，社会安全方面专项预案 5 部。总体预案规定了公司应急组织机构和职责、应急运行机制、应急管理程序、应急保障等内容。应急预案由公司应急领导小组办公室负责组织制定，经公司应急领导小组组长（公司总经理）审定签发后，将上报集团公司、云南省、昆明市和安宁市备案。

公司应急预案体系的构成见图 19.5-2。

根据集团公司区域联防原则要求，中石油云南石化有限公司与中国石油在滇企业保持联防，相互协助突发事件的应急处置和救援工作。根据属地管理原则，应按照要求参加和配合地方政府突发事件的应急处置和救援工作，并签订应急联动和协作协议。并定期召开地方企业联席会议，与本地有消防资源的地方企业形成联动机

制。同时，本项目运营期应严格按照《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令 第 34 号）要求，开展突发环境事件风险控制、应急准备、应急处置及事后恢复等工作。

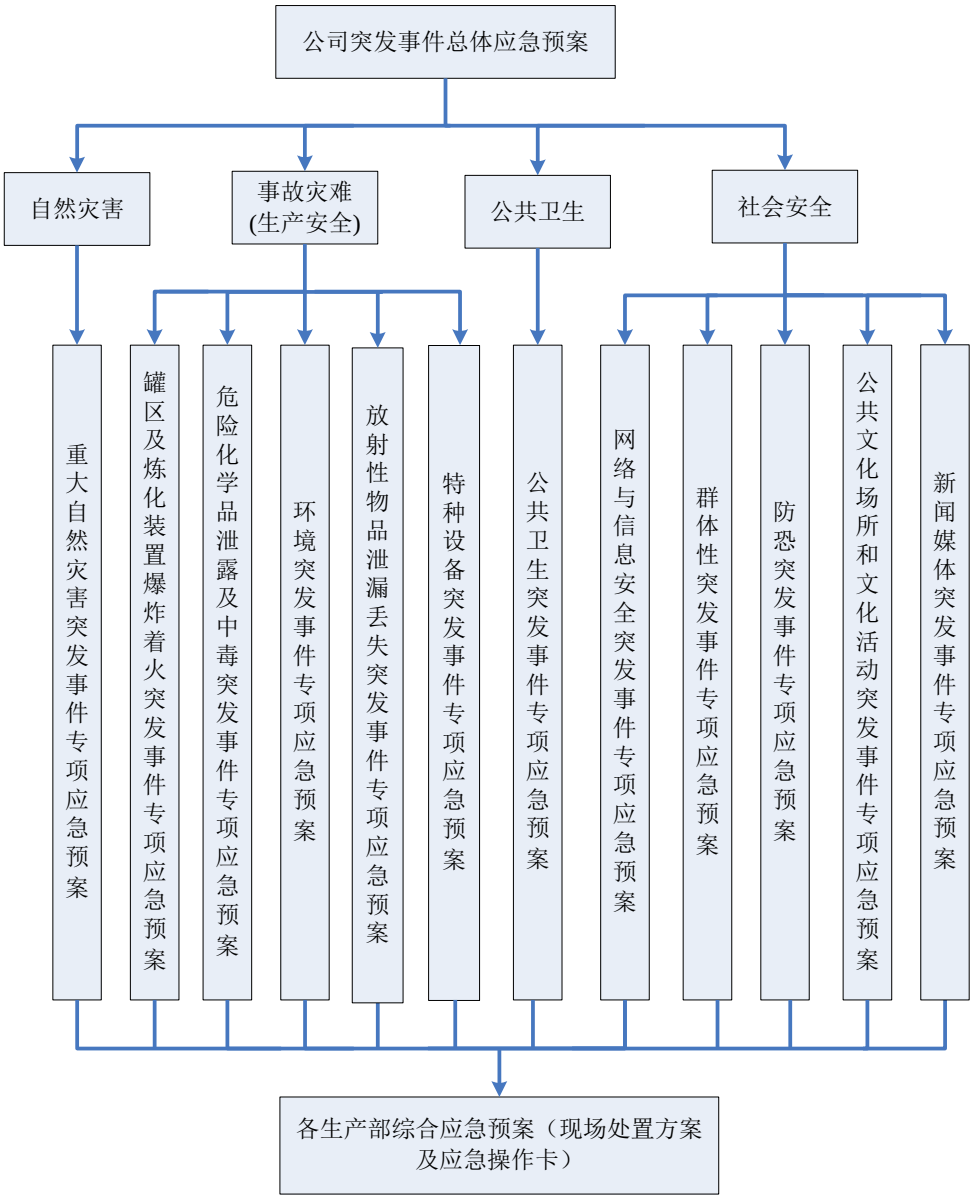


图 19.5-2　　云南石化公司应急预案体系构成

第二十章 公众参与

中国石油 1000 万吨/年炼油项目环境影响报告书于 2012 年 7 月获得国家环境保护部批复，2013 年 2 月该项目开工建设。2013 年 6 月至 7 月，建设单位在中国石油网站公开该项目环境影响报告书主要内容，在安宁市公开报告书全本。项目建设过程中，建设单位拟对该项目进行优化调整，依据《中华人民共和国环境影响评价法》（2003 年 9 月 1 日）、《环境影响评价公众参与暂行办法》（环发[2006]28 号）、《关于进一步加强环境保护信息公开工作的通知》（环办[2012]134 号）、《关于当前环境信息公开重点工作安排的通知》（环办[2013]86 号）、“关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知”（环办[2013]103 号）、《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）等环境保护法律、法规和部门规章的相关要求，在前期项目环境影响评价信息公开的基础上，开展了项目优化调整环评公众参与工作。公众参与遵循公开、平等、广泛和便利的原则，广泛征求了受建设项目影响的公民、法人及其他组织的代表意见，报告书充分考虑了群众反映的意见、要求和愿望，为项目的建设和环境保护决策提供了参考建议。公众参与过程的合法性、形式的有效性、调查对象的代表性、结果的真实性符合相关规定要求。

20.1 公众参与方式

本项目环境影响评价公众参与采取以下方式进行：

（1）报纸、网络发布公告；

（2）基层组织信息公告栏张贴公告；

（3）公开环评报告简本；

（4）公开免费发放包含有关公告信息的印刷品；

（5）问卷调查；

（6）召开座谈会；

（7）环评报告书全本公示。

20.2 公开环境信息

中国石油 1000 万吨/年炼油项目环境影响报告书获得批复后，部分公众对项目建设情况给予较大关注，为让公众充分了解项目情况，建设单位开展了多种途径的信息公开。

2013 年 6 月，建设单位在中国石油网站对《中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目环境影响报告书》进行了全本公示；6 月 25 至 7 月 25 日，在云南省安宁市宁湖公园进行报告书现场公示和接受公众咨询，同期在昆明市开展了石油知识科普讲座和展览。

公开环评报告期间共计 124 人次到现场查阅资料或咨询专家，其中民间环保组织 18 人次、专家答疑 19 人次，新闻媒体有新华社云南站、央视云南记者站、云南电视台、昆明电视台、人民日报社云南分社、人民网、安宁电视台、云南日报、春城晚报、时代周报等前往现场进行了采访或报道。

现场照片见图 20.2-1。

2015 年 4 月 15 日，在《云南日报》、安宁市政府网站（http://www.ynan.gov.cn/Item/33332.aspx）和中国石油集团公司网站（www.cnpc.com.cn）发布项目优化调整环境影响评价信息公告，并同步上传了环评报告简本。同时，在项目环境影响范围内安宁市、乡镇（街道）、村委会信息公告栏、学校等区域张贴 34 份公告，并在相关 7 个街道办放置了 26 本环评报告简本，方便公众查阅。见图 20.2-2~图 20.2-6。

2015 年 4 月 15 日～29 日，建设单位免费向项目环境影响评价范围内的居民、企事业单位代表，以及昆明市和安宁市部分代表发放《中国石油云南炼油项目优化调整基本情况简介》的小册子。便于公众便捷、深入了解项目优化调整的背景和相关概况，并对公众可能对项目存在的疑问进行了解答，有利于项目建设单位和对项目关心的公众进一步的沟通、了解。

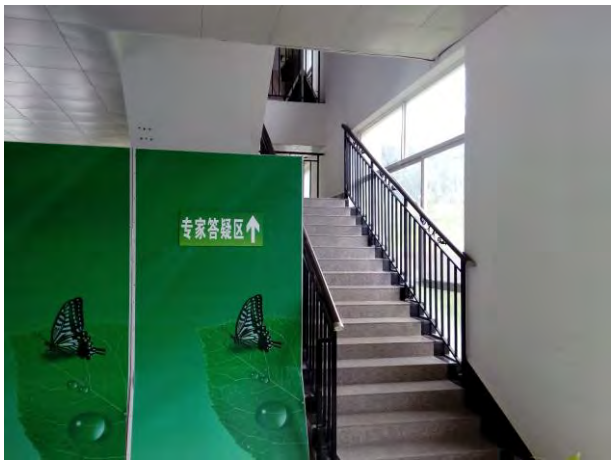
同时，设置电话、传真、电子邮件、信函及意见簿等形式，接受公众咨询，记录公众意见、联系方式等，并按规定反馈意见的处理情况。





环评报告书全本公示展区





文件查阅和专家答疑区



专家现场答疑

图 20.2-1　项目前期信息公开现场图



2015年4月15日 星期三
编辑/田永平 程玉琴 美编/丁宁 制作/宋丽辉

文体新闻 | 7

2018世界杯预选赛亚洲区40强赛分组揭晓

国足所中非上签而是中签

2018年俄罗斯世界杯足球预选赛亚洲区40强赛暨2019年阿联酋亚预赛第二阶段抽签分组结果14日在吉隆坡揭晓。

从分组结果看，中国队与卡塔尔、马尔代夫、不丹、中国香港同组，看似上签，实则中签。国际中签，国足在2018年俄罗斯世界杯预选赛亚洲区40强赛的分组抽签仪式中，得到了一支较好的签，然而与其他几支种子队比较，这只能算是一支中签。

的确，与中国队同组的马尔代夫和不丹队都是最弱，即中国香港队看上去也是一个比较有亲近感的球队，但二档球队中的卡塔尔可是一支难缠的球队，中国队绝无必胜之而拿小组第一的把握，而小组第二就意味着有和其他7个组的第二名比分高、比小分的危险，怎能说这是一支上签？

根据规则，40强赛8个小组的每组第一才能直接晋级12强赛，而第二名则取成绩最好的4支，这意味着，"上签"必然意味着锁定本组第一的把握很大，其次是万一没拿到第一，则成为成绩最好的4个第二名之一的危险，怎能说这是一支上签？

根据规则，40强赛8个小组的每组第一才能直接晋级12强赛，而第二名则取成绩最好的4支，这意味着，"上签"必然意味着锁定本组第一的把握很大，其次是万一没拿到第一，则成为成绩最好的4个第二名之一的危险，怎能说这是一支上签？

分组结果如下

A组：阿联酋、沙特阿拉伯、巴勒斯坦、东帝汶和马来西亚

B组：澳大利亚、约旦、塔吉克斯坦、吉尔吉斯斯坦和孟加拉国

C组：中国、卡塔尔、马尔代夫、不丹、中国香港

D组：伊朗、阿曼、印度、土库曼斯坦和柬埔

E组：日本、叙利亚、阿富汗、新加坡和蒙古

F组：伊拉克、越南、泰国、印度尼西亚和中华台北

G组：韩国、科威特、黎巴嫩、缅甸和老挝

H组：乌兹别克斯坦、巴林、菲律宾、朝鲜和也门

二名的可能性也很大。

按照以上标准，若说中国队所在的C组是一支上签，那么比D组的伊朗、E组的日本和F组的伊拉克这三个种子队的签又如何？伊朗队和阿曼、印度、土库曼斯坦、关岛队同组，阿曼实力不及卡塔尔，伊朗队我得该组头名的把握很大。日本队和叙利亚、阿富汗、新加坡、蒙古队同组，叙利亚实力不及卡塔尔，日本队拿到小组第一几乎没有悬念；而伊拉克队和越南、泰国、印度尼西亚、中华台北队同组，第二档当中越南队无疑是很好的签气，伊拉克队获本组头名压力很小。

反观中国队所在小组的最弱就争对手卡塔尔队，他们虽然在年初的亚洲杯上表现不佳未能杀出小组赛，但整支球队仍有不少个人能力突出的球员和不错的整体攻防能力，只是缺上异军突起的阿联酋和以及伊朗队这样的球队和实力不俗的球队，而小组第二名比分高、比小分的危险，怎能说这是一支上签？

新华社记者 郑遗锦

据新华社北京4月14日体育专电

高尔夫运动须回归理性

日前，国家部委联合公布了全国已经取缔的66家高尔夫球场名单，昆明滇王山生态运动休闲旅游区嵩尔夫球场、腾冲县曲石生态旅游度假小镇高尔夫球场等6家球场赫然在列。这次政府行动也为云南高尔夫敲响了一记警钟，如何让高尔夫运动规范健康发展，成为值得深思的问题。

重拳整治下的行业严冬

目前，国家部委联合公布了全国已经取缔的66家高尔夫球场名单，昆明滇王山生态运动休闲旅游区嵩尔夫球场、腾冲县曲石生态旅游度假小镇高尔夫球场等6家球场赫然在列，这次政府行动也为云南高尔夫敲响了一记警钟，如何让高尔夫运动规范健康发展，成为值得深思的问题。

目前，国家部委联合公布了全国已经取缔的66家高尔夫球场名单，昆明滇王山生态运动休闲旅游区嵩尔夫球场、腾冲县曲石生态旅游度假小镇高尔夫球场等6家球场赫然在列。这次政府行动也为云南高尔夫敲响了一记警钟，如何让高尔夫运动规范健康发展，成为值得深思的问题。

重拳整治下的行业严冬



云南·安宁
WWW.YNAN.GOV.CN
政务频道

登录 | 注册 | 设为首页 | 收藏本站
市委 | 人大 | 政府 | 政协

市情频道 企业频道 民生频道

政务首页 | 党政要闻 | 信息公开 | 领导之窗 | 政务服务 | 公共资源交易 | 政府建设 | 专题活动 | 网上信访 | 民意征集 | 返回门户首页

明天：安宁 晴 26℃~13℃ 微风 详细» 站内搜索： 搜索

您现在的位置： 政务频道>> 党政要闻>> 政务公告 >> 正文内容

中国石油云南1000万吨/年炼油项目优化调整(中国石油-沙特阿美合资云南1300万吨/年炼油项目)环境影响评价信息公告

来源：中石油云南石化有限公司 作者： 发布日期：2015年04月15日 点击数： 29876 次

中国石油云南1000万吨/年炼油项目优化调整

(中国石油-沙特阿美合资云南1300万吨/年炼油项目)环境影响评价信息公告

中国石油云南1000万吨/年炼油项目环境影响报告书于2012年7月获得环境保护部批复，2013年2月该项目开工建设。2013年6月至7月，建设单位在中国石油网站公开该项目环境影响报告书主要内容，在安宁市公开报告书全本。在项目建设过程中，建设单位拟对该项目进行优化调整，为使公众了解项目优化调整环境影响评价情况，按照《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与暂行办法》等环境保护法律、法规和部门规章的相关要求，在前期项目环境影响评价信息公开的基础上，拟开展项目优化调整环境影响评价公众参与，特此公告。

一、项目优化调整必要性

1、落实国家大气污染防治要求，实现油品质量升级。

2、满足国家环境保护标准提高的要求。

4、增加原油储存能力，优化调整项目总平面布置;项目建设地点不变。

三、项目优化调整采取的环保措施及对环境可能造成的影响

通过优选催化和动力站烟气脱硫脱硝技术、采用新型高效低氮燃烧器、优化污水处理方案、建立挥发性有机物“泄漏检测与修复”管理制度等污染防治和环境风险控制措施，项目污染物达标排放，工业固体废物全部得到资源化利用或无害化处置，对环境的影响小于或与优化调整前基本持平，环境风险水平可接受。

四、评价结论

项目优化调整后，符合清洁生产要求，污染物实现达标排放并满足总量控制要求，环境风险防范和应急措施满足要求，环境风险水平可以接受。在严格落实项目各项环保措施和区域污染减排措施的前提下，从环境保护角度论证，项目优化调整可行。

五、公众查阅环评报告简本的方式和期限

1、公告期限：发布之日起10个工作日。

2、查阅方式：公众可通过网络(安宁市政府网站(www.ynan.gov.cn)和中国石油集团公司网站(www.cnpc.com.cn))查阅项目优化调整环境影响报告书简本,建设单位在项目评价范围内街道办指定地点放置纸版报告书简本供公众查阅。

六、征求公众意见的范围

项目环境影响范围内可能受到项目影响的公民、法人或者其他组织的代表。

七、征求公众意见的具体方式

通过调查问卷和召开座谈会等方式征求公众意见。

八、公众意见反馈方式

公众在本信息公开后可通过电话、信函、传真、电子邮件等方式，向建设单位或环境影响评价单位提出环境保护意见和建议。建设单位在向环境保护主管部门提交项目优化调整环境影响报告书前，将公开报告书全本，公众可继续提出意见和建议。建设单位和评价单位联系方式如下：

	评价单位	建设单位
单位名称	青岛中油华东院安全环保有限公司	中石油云南石化有限公司
联系人	贾女士	鲁先生
联系电话	0532-80953837	0871-68665817
联系地址	山东省青岛市延安三路 113 号甲	云南省安宁市昆钢专路 8 号中国石油安宁大厦
邮政编码	266071	650300
传真号码	0532-80953812	0871-68665817
E-mail	gzsy3837@163.com	baoyongxin_yn@petrochina.com.cn

中石油云南石化有限公司

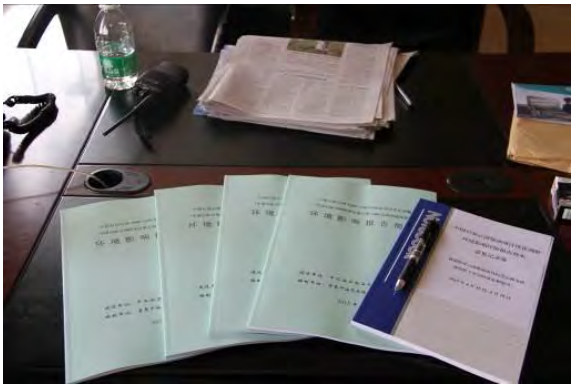
2015年4月15日

字体：小 大 【收藏】【打印文章】 责任编辑：Admin

图 20.2-4 安宁市政府网站公告截图



草铺街道供阅简本和意见簿



连然街道供阅简本和意见簿

图 20.2-5　环评报告简本发放情况



草铺街道草铺村



县街街道下元良村



禄膘街道安丰营大哨村



安宁连然街道云化社区

图 20.2-6　公众参与公告张贴情况

2015 年 7 月 13 日，在安宁市政府网站（http://www.ynan.gov.cn/Item/33005.aspx）和中国石油集团公司网站（http://www.cnpc.com.cn/cnpc/gonggao/common_list.shtml）发布了《中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目优化调整（中国石油-沙特阿美合资云南 1300 万吨/年炼油项目）环境影响报告书》（全文公示版），见图 20.2-7。





图 20.2-7　全文公示版网站截图

20.3 征求公众意见

20.3.1 问卷调查

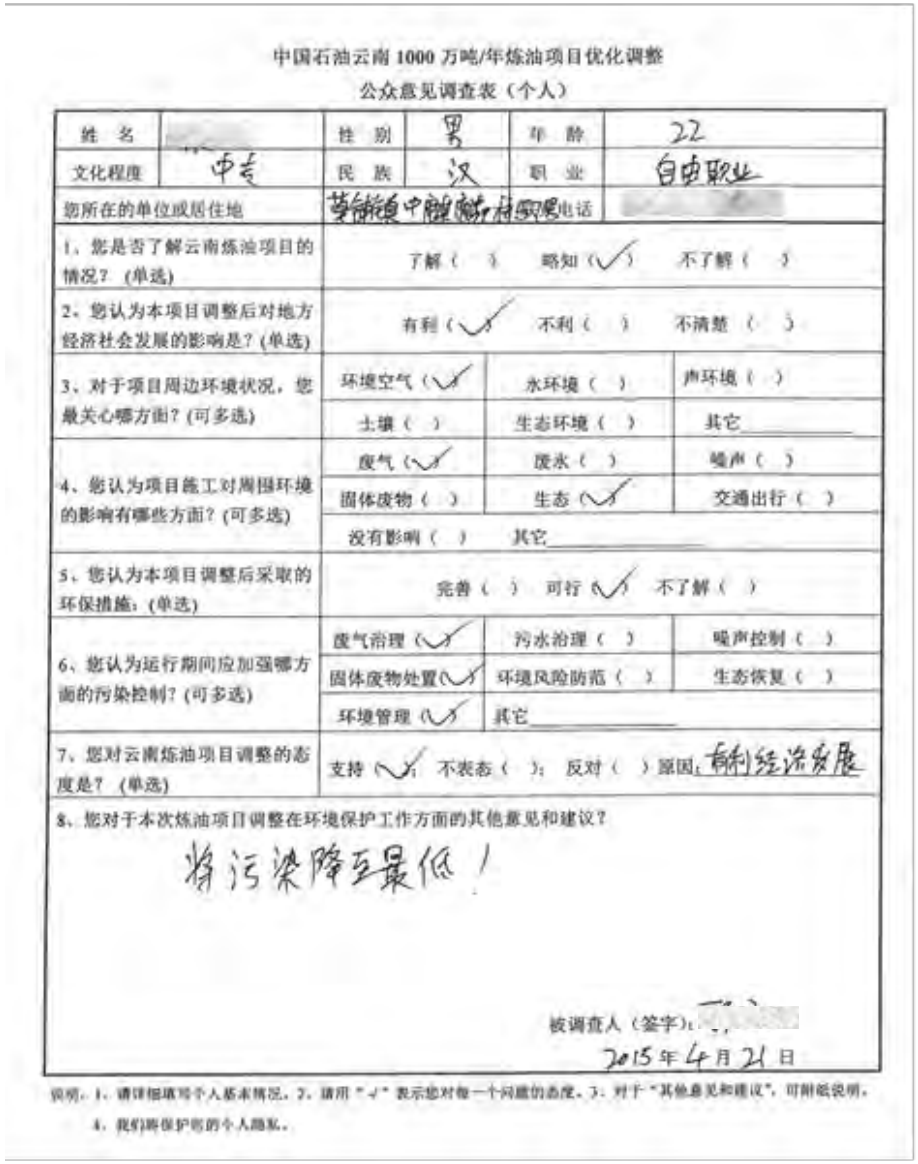
2015年4月20~24日，根据建设项目的具体情况，综合考虑项目环境影响的范围和程度、社会关注程度等因素，问卷调查表共发放592份，回收592份（个人538份，单位54份），回收率100%。调查表发放范围与项目环境影响评价范围相一致，被调查的公众来自项目环境影响范围内的居民区、人口集中区、企事业单位，以及昆明市、安宁市部分人大代表、政协委员等，包括了不同年龄段、不同性别、不同职业、不同学历水平的公众。

公众参与问卷调查样本见图20.3-1、图20.3-2，现场照片见图20.3-3、图20.3-4。

20.3.2 召开座谈会

2015年4月29日上午、下午，建设单位和环评单位联合举办了两次项目优化调整环境影响评价公众参与座谈会，会议地点位于安宁市温泉宾馆会议中心。参加座谈会的代表共有159名（上午80名，下午79名），其中133名为项目影响范围内的企事业单位代表和居民代表，26名为昆明市人大代表、滇中产业新区代表、昆明市政协委员、安宁市政府、政协及人大代表、民主党派人士、安宁市发改局、国土资源局、环保局、水务局、林业局、气象局、安监局、农业局及安宁市工业园区管委会等社会各阶层人士代表。《云南日报》、《滇中新区报》、《昆明日报》和安宁市电视台等4家当地主要新闻媒体均派记者到现场进行了采访、录像。

座谈会现场照片见图20.3-5。



中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目优化调整

公众意见调查表（个人）

姓 名	[illegible]	性 别	男	年 龄	22
文化程度	中专	民 族	汉	职 业	自由职业
您所在的单位或居住地	安徽省中[illegible]职业			电话	[illegible]
1、您是否了解云南炼油项目的情况？（单选）	了解（ ） 略知（√） 不了解（ ）				
2、您认为本项目调整后对地方经济社会发展的影响是？（单选）	有利（√） 不利（ ） 不清楚（ ）				
3、对于项目周边环境状况，您最关心哪方面？（可多选）	环境空气（√）	水环境（ ）	声环境（ ）		
	土壤（ ）	生态环境（ ）	其它_____		
4、您认为项目施工对周围环境的影响有哪些方面？（可多选）	废气（√）	废水（ ）	噪声（ ）		
	固体废物（ ）	生态（√）	交通出行（ ）		
	没有影响（ ）	其它_____			
5、您认为本项目调整后采取的环保措施：（单选）	完善（ ） 可行（√） 不了解（ ）				
6、您认为运行期间应加强哪方面的污染控制？（可多选）	废气治理（√）	污水治理（ ）	噪声控制（ ）		
	固体废物处置（√）	环境风险防范（ ）	生态恢复（ ）		
	环境管理（√）	其它_____			
7、您对云南炼油项目调整的态度是？（单选）	支持（√）；不表态（ ）；反对（ ）原因：有利经济发展				

8、您对于本次炼油项目调整在环境保护工作方面的其他意见和建议？

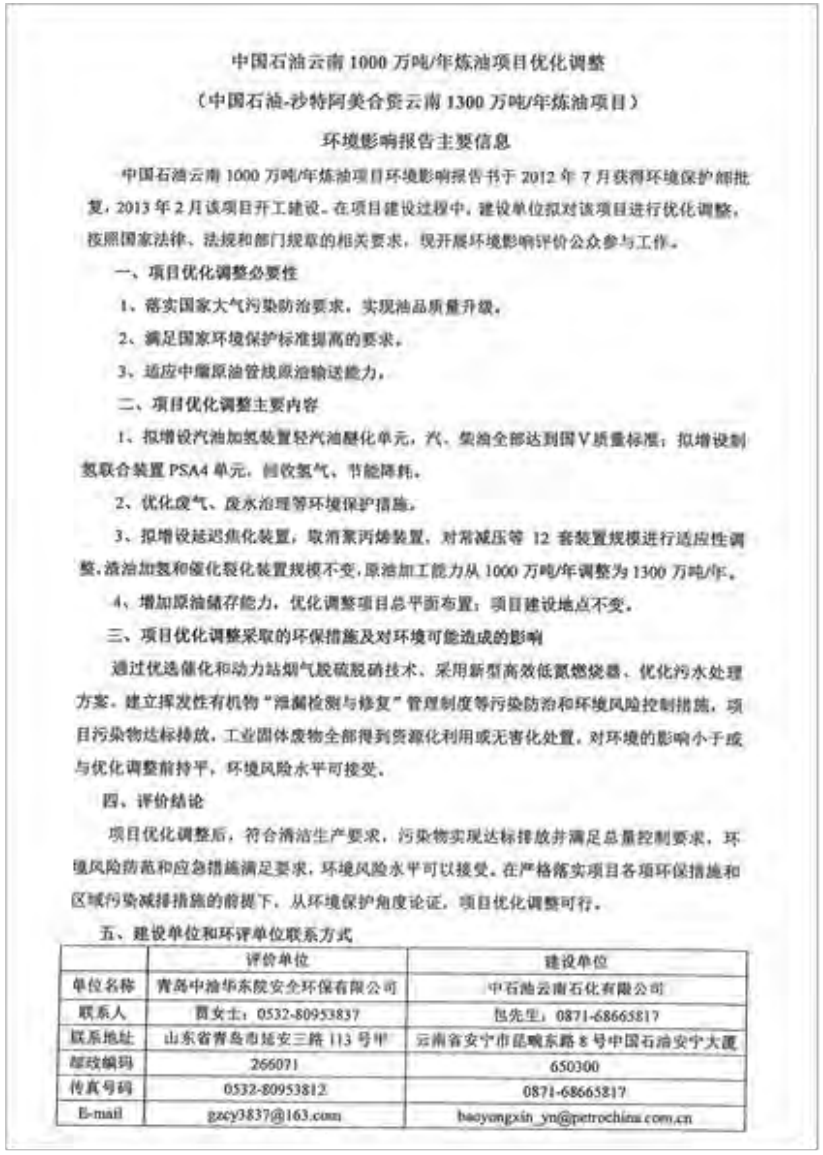
将污染降至最低！

被调查人（签字）：[illegible]

2015 年 4 月 21 日

说明：1、请详细填写个人基本情况。2、请用“√”表示您对每一个问题的态度。3、对于“其他意见和建议”，可附纸说明。

4、我们将保护您的个人隐私。



中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目优化调整

（中国石油-沙特阿美合资云南 1300 万吨/年炼油项目）

环境影响报告主要信息

中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目环境影响报告书于 2012 年 7 月获得环境保护部批复，2013 年 2 月该项目开工建设。在项目建设过程中，建设单位拟对该项目进行优化调整，按照国家法律、法规和部门规章的相关要求，现开展环境影响评价公众参与工作。

一、项目优化调整必要性

1、落实国家大气污染防治要求，实现油品质量升级。

2、满足国家环境保护标准提高的要求。

3、适应中缅原油管线原油输送能力。

二、项目优化调整主要内容

1、拟增设汽油加氢装置轻汽油醚化单元，汽、柴油全部达到国Ⅴ质量标准；拟增设制氢联合装置 PSA4 单元，回收氢气，节能降耗。

2、优化废气、废水治理等环境保护措施。

3、拟增设延迟焦化装置，取消聚丙烯装置，对常减压等 12 套装置规模进行适应性调整，渣油加氢和催化裂化装置规模不变，原油加工能力从 1000 万吨/年调整为 1300 万吨/年。

4、增加原油储存能力，优化调整项目总平面布置；项目建设地点不变。

三、项目优化调整采取的环保措施及对环境可能造成的影响

通过优选催化和动力站烟气脱硫脱硝技术、采用新型高效低氮燃烧器、优化污水处理方案、建立挥发性有机物“泄漏检测与修复”管理制度等污染防治和环境风险控制措施，项目污染物达标排放，工业固体废物全部得到资源化利用或无害化处置，对环境的影响小于或与优化调整前持平，环境风险水平可接受。

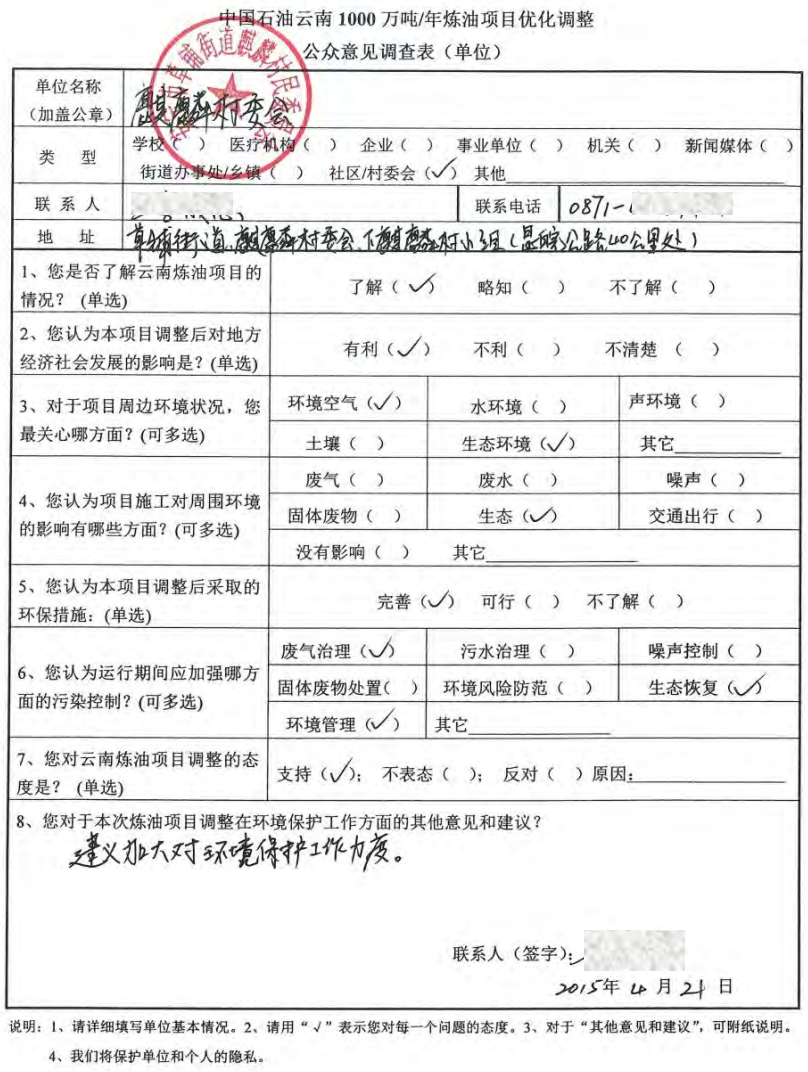
四、评价结论

项目优化调整后，符合清洁生产要求，污染物实现达标排放并满足总量控制要求，环境风险防范和应急措施满足要求，环境风险水平可以接受。在严格落实项目各项环保措施和区域污染减排措施的前提下，从环境保护角度论证，项目优化调整可行。

五、建设单位和环评单位联系方式

	评价单位	建设单位
单位名称	青岛中油华东院安全环保有限公司	中石油云南石化有限公司
联系人	贾女士；0532-80953837	包先生；0871-68665817
联系地址	山东省青岛市延安三路 113 号甲	云南省安宁市昆畹东路 8 号中国石油安宁大厦
邮政编码	266071	650300
传真号码	0532-80953812	0871-68665817
E-mail	gzcy3837@163.com	baoyongxin_yn@petrochina.com.cn

图 20.3-1 调查问卷样本



中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目优化调整

公众意见调查表（单位）

单位名称（加盖公章）	麒麟村委会		
类　型	学校（ ） 医疗机构（ ） 企业（ ） 事业单位（ ） 机关（ ） 新闻媒体（ ） 街道办事处/乡镇（ ） 社区/村委会（✓） 其他_____		
联 系 人	[redacted]	联系电话	0871-[redacted]
地　址	草铺街道麒麟村委会下麒麟村小组（昆碧公路40公里处）		
1、您是否了解云南炼油项目的情况？（单选）	了解（✓） 略知（ ） 不了解（ ）		
2、您认为本项目调整后对地方经济社会发展的影响是？(单选)	有利（✓） 不利（ ） 不清楚（ ）		
3、对于项目周边环境状况，您最关心哪方面？(可多选)	环境空气（✓）	水环境（ ）	声环境（ ）
	土壤（ ）	生态环境（✓）	其它_____
4、您认为项目施工对周围环境的影响有哪些方面？(可多选)	废气（ ）	废水（ ）	噪声（ ）
	固体废物（ ）	生态（✓）	交通出行（ ）
	没有影响（ ） 其它_____		
5、您认为本项目调整后采取的环保措施：(单选)	完善（✓） 可行（ ） 不了解（ ）		
6、您认为运行期间应加强哪方面的污染控制？(可多选)	废气治理（✓）	污水治理（ ）	噪声控制（ ）
	固体废物处置（ ）	环境风险防范（ ）	生态恢复（✓）
	环境管理（✓）	其它_____	
7、您对云南炼油项目调整的态度是？（单选）	支持（✓）； 不表态（ ）； 反对（ ）原因：_____		
8、您对于本次炼油项目调整在环境保护工作方面的其他意见和建议？ 建议加大对环境保护工作力度。 联系人（签字）：[redacted] 2015年 4 月 21 日			

说明：1、请详细填写单位基本情况。2、请用“√”表示您对每一个问题的态度。3、对于“其他意见和建议”，可附纸说明。
4、我们将保护单位和个人的隐私。

中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目优化调整

（中国石油-沙特阿美合资云南 1300 万吨/年炼油项目）

环境影响报告主要信息

中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目环境影响报告书于 2012 年 7 月获得环境保护部批复，2013 年 2 月该项目开工建设。在项目建设过程中，建设单位拟对该项目进行优化调整，按照国家法律、法规和部门规章的相关要求，现开展环境影响评价公众参与工作。

一、项目优化调整必要性

1、落实国家大气污染防治要求，实现油品质量升级。

2、满足国家环境保护标准提高的要求。

3、适应中缅原油管线原油输送能力。

二、项目优化调整主要内容

1、拟增设汽油加氢装置轻汽油醚化单元，汽、柴油全部达到国Ⅴ质量标准；拟增设制氢联合装置 PSA4 单元，回收氢气、节能降耗。

2、优化废气、废水治理等环境保护措施。

3、拟增设延迟焦化装置，取消聚丙烯装置，对常减压等 12 套装置规模进行适应性调整，渣油加氢和催化裂化装置规模不变，原油加工能力从 1000 万吨/年调整为 1300 万吨/年。

4、增加原油储存能力，优化调整项目总平面布置；项目建设地点不变。

三、项目优化调整采取的环保措施及对环境可能造成的影响

通过优选催化和动力站烟气脱硫脱硝技术、采用新型高效低氮燃烧器、优化污水处理方案、建立挥发性有机物“泄漏检测与修复”管理制度等污染防治和环境风险控制措施，项目污染物达标排放，工业固体废物全部得到资源化利用或无害化处置，对环境的影响小于或与优化调整前持平，环境风险水平可接受。

四、评价结论

项目优化调整后，符合清洁生产要求，污染物实现达标排放并满足总量控制要求，环境风险防范和应急措施满足要求，环境风险水平可以接受。在严格落实项目各项环保措施和区域污染减排措施的前提下，从环境保护角度论证，项目优化调整可行。

五、建设单位和环评单位联系方式

	评价单位	建设单位
单位名称	青岛中油华东院安全环保有限公司	中石油云南石化有限公司
联系人	贾女士：0532-80953837	包先生：0871-68665817
联系地址	山东省青岛市延安三路 113 号甲	云南省安宁市昆畹东路 8 号中国石油安宁大厦
邮政编码	266071	650300
传真号码	0532-80953812	0871-68665817
E-mail	gzcy3837@163.com	baoyongxin_yn@petrochina.com.cn

图 20.3-2　　调查问卷样本



权甫村村委



草铺社区居委会



草铺村



草铺村



县街街道办事处



县街村筲箕凹村

图 20.3-3　　公众参与问卷调查现场照片



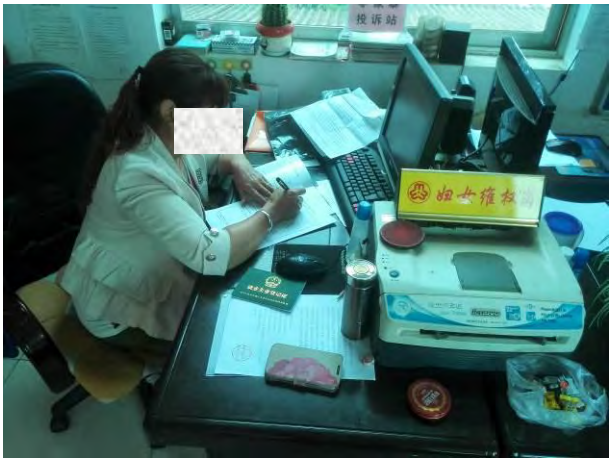
白塔村



安丰营村大哨村



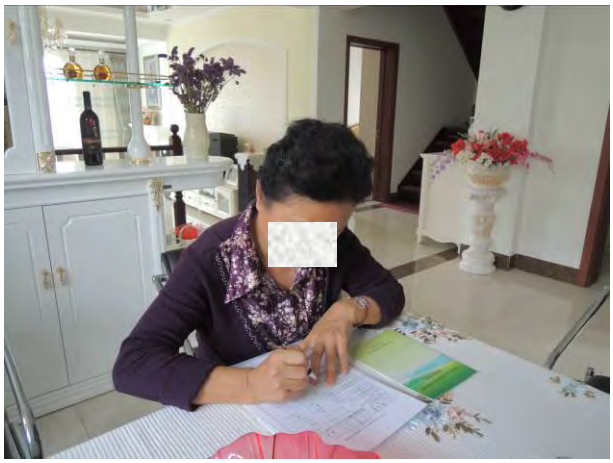
官庄村



温泉社区居委会



连然街道大屯社区居委会



金方街道

图 20.3-4　　公众参与问卷调查现场照片



座谈会现场



昆明市人大代表



安宁市环保局代表



县街街道代表



云天化代表



民主党派人士

图 20.3-5　公众参与座谈会现场照片

20.4 公众参与结果

20.4.1 问卷调查结果分析

调查结果详见表 20.4-1。

（1）公众知悉率：被调查者中，绝大多数公众了解本项目情况，公众知悉率达 98.69%，单位代表知悉率达 100%。少数不了解的公众，通过现场介绍，也知悉了项目优化调整环境信息。

表 20.4-1　　公众参与调查表主要调查结果统计表

调查项目	设定选项	调查结果			
		人数	占个人总数比例（%）	单位个数	占单位总数比例（%）
1、您是否了解云南炼油项目的情况？	了解	409	76.02	49	90.74
	略知	121	22.49	5	9.26
	不了解	8	1.49	0	0.00
2、您认为本项目调整后对地方经济社会发展的影响是？	有利	515	95.72	54	100.00
	不利	4	0.74	0	0.00
	不清楚	19	3.53	0	0.00
3、对于项目周边环境状况，您最关心哪方面?	环境空气	490	91.08	50	92.59
	水环境	297	55.20	28	51.85
	声环境	74	13.75	11	20.37
	土壤	138	25.65	17	31.48
	生态环境	344	63.94	40	74.07
	其它	2	0.37	0	0.00
4、您认为项目施工对周围环境的影响有哪些方面？	废气	282	52.42	32	59.26
	废水	190	35.32	20	37.04
	噪声	134	24.91	17	31.48
	固体废物	134	24.91	12	22.22
	生态	237	44.05	20	37.04
	交通出行	84	15.61	18	33.33
	没有影响	83	15.43	7	12.96
	其它	0	0.00	0	0.00
5、您认为本项目调整后采取的环保措施：	完善	296	55.02	40	74.07
	可行	202	37.55	14	25.93
	不了解	40	7.43	0	0.00
6、您认为运行期间应加	废气治理	414	76.95	41	75.93

强哪方面的污染控制？	污水治理	336	62.45	36	66.67
	噪声控制	118	21.93	15	27.78
	固体废物处置	151	28.07	17	31.48
	环境风险防范	209	38.85	31	57.41
	生态恢复	175	32.53	17	31.48
	环境管理	222	41.26	23	42.59
	其它	1	0.19	0	0.00
7、您对云南炼油项目调整的态度是？	支持	514	95.54	54	100.00
	不表态	20	3.72	0	0.00
	反对	4	0.74	0	0.00
8、您对于本次炼油项目调整在环境保护工作方面的其他意见和建议	1、建议将项目周围村庄及村民进行合理搬迁安置，同时解决因支持炼化项目而失地带来的生活、生存问题，增加本地劳动力就业。 2、建议加强环境保护工作，包括废气、废水等治理措施及相应监测，政府主管部门应加强企业的环保监管。 3、实施可行的环境风险防范措施和应急预案，最大限度降低风险事故发生和减轻事故的危害。 4、把各项环保措施落到实处，高度重视环保措施的监督和管理工作，使项目带来巨大社会效益的同时，把对当地环境的影响降到最小。 5、建议排水口移至云南华电昆明发电有限公司取水下游地，确保云南华电昆明发电有限公司取水安全。 6 及时公开信息，充分尊重百姓的知情权，用通俗的语言表述公示信息。 7、建议对交通道路和灰尘、噪声污染进行管理，炼厂施工期已经对村民出行造成了交通影响，建议对其管理。				

注：调查结果单位为：人次。

（2）项目调整后对地方经济社会发展的影响：绝大多数被调查者认为本项目优化调整对地方经济社会发展是有利的，占被调查人数的 95.72％，单位代表占 100%。

（3）项目周边环境状况：多数被调查者最关心环境空气和生态环境，占被调查人数的 91.08％和 63.94%，单位代表占 92.59%和 74.07%。项目周边水环境也是公众关心的热点，占被调查人数的 55.20%。

（4）项目施工对周围环境的影响：多数被调查者认为是废气污染，占被调查人数的52.42％，单位代表是59.26%。部分被调查者认为项目施工产生噪声污染，占被调查人数的 24.91%，单位代表是 31.48%。距离项目较近的部分被调查

者认为，项目施工对其交通出行产生了一定的影响，占被调查人数的 15.61%，单位代表是 33.33%。针对公众提出的项目施工期产生的噪声污染及交通出行困难，企业应当加强道路运输管理、尽量避免夜间施工、注意运输道路防尘降尘，严格环境监理，尽快对施工现场进行整顿，减少项目施工期对周边居民正常生活的影响。

（5）对于本项目调整后采取的环保措施，多数被调查者认为本项目采取的环保措施完善或可行，占被调查人数的 92.57％。认为有待改进的主要提出了需加强落实和监督，环评予以采纳，在报告书环境监测和管理制度篇章提出了监管要求。

（6）被调查者认为，项目运行后，企业应加强各个方面的污染控制：多数被调查者认为企业应加强废气治理和污水治理，占被调查人数的 76.95%和 62.45%，单位代表是 75.93%和 66.67%。38.85%和 41.26%的被调查人员认为企业应加强环境风险防范和环境管理。由于本项目属于大型炼油化工项目，在生产过程中不可避免的会产生大量的废气、废水、固废以及环境风险问题，因此建设单位必须保证环保设施的正常运行，加强各个方面的污染控制，同时做好各种监控工作，以保证项目的实施尽量减少周边环境影响。

（7）对本项目调整的总体态度：95.54％的被调查公众和 100%的被调查单位代表表示支持，3.72％的被调查公众不表态，有 0.74％的被调查公众对项目优化调整表示反对。主要原因是认为项目优化调整会对环境产生污染，担心对人体产生危害以及项目产生的环境风险等，不希望项目落户于安宁。建设单位和环评单位现场调查人员与反对者进行沟通，向其解释了项目优化调整后通过强化环保措施，污染物能够实现稳定达标排放，主要污染物排放量没有增加，对当地环境的影响也没有增加。同时，项目优化调整后采取多项环境风险防范措施尽可能降低事故发生概率，根据不同的情况制定了应急预案，并定期进行演练，可以确保及时处置突发情况。但是经过沟通后，反对者仍持反对态度。

20.4.2 座谈会结果

会议首先由主持人介绍本次座谈会的目的、议题、HSE 注意事项及主要议程，并介绍了参会专家和代表；建设单位和环评单位对云南炼油项目优化调整

概况及环评工作情况、环境影响报告书内容进行了介绍；与会代表发言，表达了对项目建设的态度，提出了各自的意见和建议；环评单位、建设单位和专家均给予了解释和答复，并进行了深入交流、沟通和讨论。

座谈会上共有 23 名代表（上午 11 名，下午 12 名）进行了发言，发言代表主要从项目优化调整内容及工艺技术、项目优化调整采取的环保措施及产生的环境影响、项目建设给当地居民带来的就业机会以及对周围居民的健康影响、项目优化调整在安全及环境风险方面采取的措施等方面进行了提问，环评单位、建设单位和专家对与会代表提出的问题现场做出了回答。与会代表普遍表示，通过座谈，对项目优化调整的原因、内容，项目优化调整后的变化均有了进一步了解，认为云南炼油项目落户安宁是云南省安宁市经济发展的重要机遇，符合国家战略；同时，与会代表也希望项目能加强环境管理，加大环保投资，并落实环评报告书提出的各项环保措施。在认真听取与会人员的意见和建议后，建设单位表示一定尽最大努力把环保工作做好，加大环保措施的资金投入，污染物实现达标排放，污染物排放量满足总量控制要求，同时为将会给本地老百姓的就业提供一个很大的机遇和改善，为建设绿色昆明和七彩云南而努力。

20.4.3 其他调查结果分析

环境信息公开后，大量公众通过报纸、网络和现场公告了解了项目环境信息。截至 2015 年 4 月 29 日 24 时，安宁市政府、中国石油集团公司网站信息公告点击量分别为 16730 和 2864 次，环评简本点击量分别为 2778 和 5440 次。在报纸、网络公告和现场张贴公告过程中，建设单位和环评单位收到反馈电话 31 个，邮件 1967 封，其中绝大部分来自项目环境影响范围之外的昆明，只有 1 封邮件来自云南省安宁市。另外，在反馈电话和邮件中，大部分因为误以为项目是 PX 而提出反对，一部分没有提出明确理由单纯表示反对，剩余少部分关心项目建设的组织代表和个人提出意见和建议，建设单位和环评单位针对其提出的合理意见及建议进行了答复。

20.5 公众意见及采纳情况

对于公众意见和建议，项目建设单位和环评单位十分重视，经与相关部门沟通后，在环评报告书中采纳、落实了公众提出的合理意见和建议，对未采纳的意见和建议进行了说明（针对公众提出的迁移项目排污口，本项目认为，项目优化调整后，废水排放量及化学需氧量、氨氮、石油类等污染物的排放量与调整前有所降低。在昆明市及安宁市严格实施区域各项规划、落实区域污染防治措施及牛栏江—滇池补水工程有效实施后，排水对下游工业取水、城镇取水、水电站和农业取水基本无影响，对云南华电昆明发电有限公司取水无影响。因此，排污口位置不变，本建议不采纳），同时将有关意见反馈给地方政府。建设单位还承诺，云南石化一定主动接受大家的监督，按照国家和地方的法律、法规等相关要求建设好本项目，保护好环境。

20.6 公众参与四性分析

在本次项目优化调整环境影响书编制过程中，严格按照《环境影响评价公众参与暂行办法》（环发〔2006〕28 号）、《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号）、《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号）的有关规定，采取报纸公告、网络公告、基层组织信息公告栏张贴公告材料、公开环评报告简本、公开免费发放包含公告信息的印刷品、问卷调查和召开座谈会的方式，在前期项目环境影响评价信息公开的基础上开展了公众参与工作。

项目优化调整公参于 2015 年 4 月 15 日～29 日进行信息公开，期限为 10 个工作日。2015 年 4 月 20~24 日发放调查问卷，调查对象主要为中青年农民、行政管理人员，同时涵盖了工人、个体及自由职业者等不同行业、不同年龄的人员，被调查人员的特点与项目区域人口分布特征相符。2015 年 4 月 29 日，针对项目影响范围内的企事业单位代表和居民代表等社会各阶层人士代表召开两次公众参与座谈会。

本次项目优化调整公众参与采取的各种形式均截取了图片和照片。在发放调查表的过程中，由被调查者亲笔填写调查表的形式进行，不会写字的调查者可以由别人代写，但最后署名按手印以证真实性。

因此，本次项目优化调整公众参与程序合法、形式有效、调查对象具有代表性以及结果真实。

公众参与详细内容见附件。

第二十一章 环境管理及环境监控

21.1 施工期环境管理及监控

中石油云南石化有限公司下设 HSE 管理部、质量安全环保处负责施工期的环境管理。为保证本项目环保设施的施工质量，严格建立并实施环境监理制度。聘请了辽宁碧海环境保护工程监理有限公司负责本工程环境保护设施的施工监理。

中石油云南石化有限公司 HSE 管理部及监理公司具体负责如下工作：

（1）负责施工人员的环保教育和培训，提高其环境保护意识，做到文明施工。

（2）在施工中进行监督检查，防止乱砍乱伐、随意扩大施工场地和控制水土流失。

（3）重视施工期的环境保护管理工作，设专人负责落实施工阶段的生态保护和污染防治措施，接受地方环保主管部门的环保检查，并协助地方环境监测部门做好施工期的环境监测工作。

（4）控制施工期间的扬尘、噪声污染状况，如出现严重影响周围居民生活的情况应及时进行解决。

（5）监督和落实项目环保工程设计和实施，主要内容为：

①环保设施资金的筹措、落实及使用情况；

②施工中的环保工程项目是否与经批准的环保工程设计相符合；

③环保工程施工进度及施工质量情况；

④施工中排放“三废”处理情况对周围环境的影响；

⑤对本工程环保设施的施工检查中发现的问题应及时向工程建设指挥部提出，并做出书面意见送达工程建设指挥部及其主管部门；

⑥在对工程环保设施施工检查前，应通知本项目的主管部门和相关环保部门派员参加。

⑦应及时将执行过程出现的问题、建议向上级和当地环保部门报告，以便及时予以修改补充完善。

（6）当施工结束后，应全面检查施工现场地貌景观等的恢复情况。

21.2 施工期环境监理

中石油云南石化有限公司在施工期聘请了辽宁碧海环境保护工程监理有限公司承担项目建设环境监理工作，2013 年 6 月正式进场开展工作，全过程对工程建设进行环境保护专项监督，有效保证各项环境保护措施的工程质量和“三同时”制度落实。

监理公司依据云南炼油项目环评报告及批复制定了《中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目环境监理方案》、《环境监理计划表》并上报云南省环保厅、昆明市环保局、安宁市环保局等环保行政主管部门进行了备案。

具体的环境监理内容包括：

1）施工期环境保护达标监理：① 废水达标排放监理；② 废气达标排放监理；③ 固废达标排放监理；④ 噪声达标监理。

2）环保设施监理

3）生态保护措施监理

4）绿化建设

据项目特点制定了详细的现场巡视计划，对于现场发现的问题下发整改通知单告知施工单位，对整改情况及时进行复查并做好记录，做到闭环管理；对于防渗工程的施工，从材料进场的抽检，到防渗膜的铺设、验收进行全过程管理；坚持每个工作日填写《环境监理日志》，编制环境监理周报、月报，及时上报云南省三级环境保护行政主管部门。

21.3 运营期环境管理及监控计划

运营期环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。开展企业环境管理的目的是在项目运营阶段履行监督与管理职责，确保工程在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解工程明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。

21.3.1 环境管理机构设置

中石油云南石化有限公司设置了以公司总经理负责的 HSE 管理委员会，下辖质量安全环保处，负责全公司的环境管理和监控工作。并按中国石油天然气集团公司的相关管理规定建立了 HSE 管理体系，使全公司的环境管理工作在 HSE 管理体系框架内有效运行。

HSE 管理委员会由公司总经理、副总经理、总工程师、安全环保处长等组成，质量安全环保处设主管环保处长 1 人，专职环保管理工作人员 2 人。投产运行后，各生产车间将各设专职环保管理技术人员 1 人。

HSE 管理体系框架内的 HSE 管理运行模式见图 21.3-1。

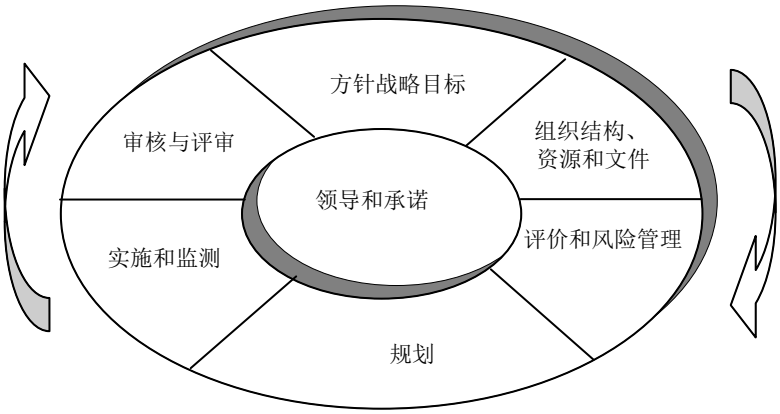


图 21.3-1 HSE 管理运行模式图

21.3.2 环境监测机构设置

中石油云南石化有限公司设立环境监测站，负责公司的环境监测工作，为环境保护管理部门及时提供有关情况和数据资料。

环境监测站与中心化验室共用一栋建筑物。环境监测站主要的监测仪器设备见表 21.3-1。

表 21.3-1 主要的环境监测仪器、设备

序号	名称	台(套)数	用途
1	万分之一分析天平	3-4	称重
2	十万分之一分析天平	1-2	称重

序号	名称	台(套)数	用途
3	pH 电位计	2-3	测定污水样品中的 PH 值
4	电热干燥箱	1	干燥
5	分光光度计	2-3	分析样品
6	气相色谱仪	3-4	分析样品
7	自动电位滴定仪	2-3	分析样品
8	原子吸收分光光度计	1	分析样品
9	COD 快速测定仪	1	测定污水样品中的 COD
10	生化培养箱	1	测定污水样品中的 BOD_5
11	液相层析仪	1	分析样品
12	SO_2、NO_X 测定仪	1-2	测定废气样品中的 SO_2、NO_X
13	离子选择电极	2-3	分析样品
14	CO 测定仪		测定废气样品中的 CO
15	烟道气采样仪器	2 套以上	测试锅炉等烟气
16	大气自动采样器	5-10	大气采样
17	粉尘采样仪	1-2	粉尘采样
18	声级计	2-3	测定厂区内主要噪声源、车间及厂界噪声强度
19	计算机	4	监测及分析数据处理
20	实验器皿、实验台		样品处理及分析
21	监测采样车辆	2	监测布点、采样用

环境监控机构主要职责是：

①依据国家颁布的环境质量标准、污染物排放标准及环保主管部门的要求，制定全厂的监测计划和工作方案；

②按有关规定及时完成全厂常规监测任务，建立污染源档案，并将监测结果及时上报主管部门；

③定期分析监测结果及发展趋势，防止污染事故的发生，如发现异常情况及时反馈到有关部门；

④参加本厂环保治理工程的竣工验收、污染事故的调查及分析工作；

⑤搞好环境监测仪器设备的维护保养，确保监测工作正常运行，加强环保监测人员的技术培训；

⑥按规定要求，编制污染监测及环保指标考核表。

21.3.3 环境监测计划

21.3.3.1 废气监测计划

废气污染源及厂界环境空气质量监测计划见表 21.3-2。

表 21.3-2 废气污染源监测计划一览表

序号	监测点	监测项目	监测频次
1	工艺加热炉排气筒	烟尘、SO_2、NOx	1 次/季度
2	污泥焚烧炉排气筒	烟尘、SO_2、NO_X	1 次/季度
3	催化裂化再生烟气排气筒	烟尘、SO_2、NO_X	在线监测
4	硫磺回收尾气焚烧炉排气筒	烟尘、SO_2、NO_X	在线监测
5	动力站锅炉排气筒	烟尘、SO_2、NO_X	在线监测
6	油气回收设施排气筒	NMCH、VOC	1 次/季度
7	污水处理场脱臭排气筒	NMCH、H_2S、NH_3	1 次/季度
8	污水处理场催化燃烧排气筒	NMCH、VOC	1 次/季度
9	厂界无组织排放	NMCH、H_2S、NH_3、二甲苯、苯、甲醇	1 次/季度
10	厂界环境空气质量	SO_2，NO_2，CO，O_3、PM_{10}、$PM_{2.5}$、VOC、H_2S、NH_3	1 次/季度

硫磺回收装置焚烧炉尾气排气筒、催化裂化再生烟气排气筒、动力站锅炉烟囱各设一套废气在线监测系统。

非正常工况下的应急废气监测方案根据实际情况确定。

21.3.3.2 废水监测计划

废水污染源监测计划见表 21.3-3。

表 21.3-3 废水污染源监测计划一览表

装置（设施）	监测点位置	监测项目	监测频次
各生产装置	生产污水排放口	pH、COD、石油类、硫化物、挥发酚、氨氮、SS、总氰化物	1 次/周
	含硫污水排放口	pH、COD、石油类、硫化物、挥发酚、氨氮、SS、总氰化物	1 次/周

循环水厂 除盐水站 催化烟气脱硫脱硝系统	污水排放口	pH、COD、石油类、氨氮、SS、总氰化物	1 次/日
酸性水汽提装置	进、出口	pH、COD、石油类、硫化物、挥发酚、氨氮、SS、总氰化物	1 次/日
污水处理场	进、出口	pH、COD、石油类、氨氮、SS、总氰化物	1 次/日
污水总排口	出口	pH、COD、氨氮	在线监测
		硫化物、挥发酚、SS、总氰化物、石油类	1 次/日

云南石化公司废水总外排口设废水在线监测系统一套。

在装置各类废水排放口和各污水处理设施安装废水排放量计量表。

非正常工况下排放的废水，监测频次加密，同时增加特征污染物的监测。

21.3.3.3 噪声监测计划

监测点位：厂界。

监测项目：等效声级 dB（A）。

监测频次：每季度监测一次昼夜噪声。

21.3.3.4 地下水监控计划

详见地下水专章。

21.3.4 应急监测计划

环境监测站负责应急监测工作实施，与公司总调度室、安全环保处、消防站联合设置应急值班中心，全天候接受厂内污染事故信息。配备应急监测设备及人员，及时采取应急监测方案，出动监测人员及分析人员，配合公司安全环保处进行环境事故污染源的调查与处置。

如果事故范围影响较大，则必须与当地环保监测部门联系，启动社会应急监测方案，配合地方环保监测站实施应急监测。

（1）大气污染监测

根据厂内发生污染物事故的地点、泄漏物的种类，及时安排监测点及监测项目

监测点：通常在事故现场及下风向一定范围内设置监测点，若为大型事故还应在下风向生活居住区增设监测点。

监测项目：根据泄漏物的种类可能包括：硫化氢、苯、二甲苯、CO、氨气、非甲烷总烃、颗粒物等。

监测频次：按事故级别制定监测频次，对大型事故或毒物泄漏事故，应对相关地点进行紧急高频次监测（至少 1 次/小时），并随着事故的处理及污染物浓度的降低，逐步降低监测频次，直至环境空气质量恢复正常水平。

（2）水污染监测

当发生火灾爆炸或物料泄漏至排水系统后，立即启动水质应急监测。

监测点设置：在爆炸事故现场或泄漏现场周围排水系统汇水处，增设临时监测点；增加各污水系统常规监测点的监测频次；

监测项目：根据事故泄漏情况监测 pH、石油类、硫化物、COD（快速法）、挥发酚、苯系物等。

监测频次：自动监测点连续监测，各装置排口及污水系统总口、污水处理场、雨水监控池等常规监测点及临时增设的监测点采取高频次监测（至少每小时 1 次），及时掌握污染物的流向，采取必要措施，防止污染物排放至外环境。

（3）地下水及土壤监测点

如果物料或事故污水泄漏到厂外螳螂川，则需要根据泄漏情况，在螳螂川两侧、下游地区，设置地下水及土壤的监测点，监测项目根据事故泄漏的物料决定。监测周期需要从事故发生至其后的半年～一年的时间内，定期监测地下水及土壤相关污染物含量，了解事故对地下水及土壤的污染情况。

21.4 厂区绿化管理

绿化环境对调节生态平衡、改善小气候、促进人的身心健康具有一定作用。植物可以吸收有害气体、吸附滞留粉尘、减噪以及反映大气污染程度等。

绿化设计从全厂角度综合考虑，根据全厂平面布置情况，结合当地土壤、气候条件，选择乡土植物和苗木来源可靠、产地近的植物对项目装置区空地进行适当绿化。

工艺装置区周围应根据装置性质及散发的有害物质，选择适宜的植物进行绿化；控制室附近进行重点绿化，栽植观赏性植物。

生产区内一般以道路两侧的行道树为主绿化网络，辅以在地下管线上及地上管架下的地表面绿化。

罐区与消防道路之间以草坪为主进行绿化。

本项目绿化系数按 15%考虑，满足《石油化工厂区绿化设计规范》（SH3008-2000）中厂区绿化用地系数不小于 12%的要求。

第二十二章 综合评价结论

22.1 评价结论

22.1.1 优化调整的内容

22.1.1.1 加工规模、加工工艺及工艺装置

项目优化调整后，原油加工量由 1000 万吨/年增加至 1300 万吨/年，原油来源和性质不变。

总加工工艺路线在原“常减压蒸馏-蜡油加氢裂化-渣油加氢脱硫–重油催化裂化的全加氢工艺”的基础上辅以延迟焦化装置，可提高原油加工适应性和提升重油平衡能力，改善渣油加氢装置进料性质，延长渣油加氢装置运行周期。

原环评批复的 15 套生产装置中，2 套（渣油加氢脱硫、催化裂化）不变，12 套调整，取消 1 套（聚丙烯装置）。新增 1 套延迟焦化装置。项目装置数量仍为 15 套。

22.1.1.2 总平面布置

根据项目场地工程地质详勘结果并保持布局紧凑与工艺流程顺畅，对厂区平面布置进行调整：

1、为便于原辅材料和产品的进出，厂运输铁路线位置由中部偏西移至厂区最西侧。

2、为加大火炬与居民区的间距，火炬建设地点由厂区西北侧移至厂区南侧。

3、取消原计划单独立项建设的 100 万立方米原油商业储备库项目，原油储罐由 4 具增至 10 具，新增储罐在储罐预留地布置。中间油罐区、成品油罐区总罐容随原油加工能力做适应性调整，平面布置微调。

4、增加延迟焦化装置，取消聚丙烯装置后，根据项目场地详勘结果并保持布局紧凑与工艺流程顺畅，对生产装置布置进行调整。

22.1.1.3 公用工程及环保措施

项目优化调整后，公用工程相应调整；同时，环境保护措施在原设计基础上进行强化，通过采用先进的工艺技术、多项节能降耗措施，减少污染物排放，确保满足《石油工业污染物排放标准》（GB31570-2015）限值要求。

1、催化裂化再生烟气采用湿法烟气脱硫脱硝工艺（BELCO 公司基于 NaOH 洗涤液的 EDV® 5000 脱硫、LoTOx^{TM} 脱硝）对再生烟气进行脱硫脱硝。优化调整设计过程中，通过加大碱液、臭氧注入量等措施，确保脱硫效率≥90%，脱硝效率≥75%；通过优化调整，使用新型脱硝剂，代替臭氧脱硝，在确保尾气氮氧化物达标的基础上，降低脱硫脱硝废水中的总氮浓度。

2、硫磺回收装置优化后采用先进的 BP/AMOCO 脱气技术，将含硫气体由焚烧炉燃烧改为制硫燃烧，提高总硫回收率；采用二级 Claus＋RAR 尾气处理工艺；尾气处理部分使用的加氢催化剂和高效脱硫剂均使用进口剂，提高操作指标。

3、连续重整催化剂再生烟气在原 UOP 的 Chlorsorb^{TM} 氯吸收技术基础上，增设阀门和脱氯旁路设施，设两台脱氯罐，进一步脱除烟气中的氯。

4、充分调研国内外加热炉燃烧器供应商技术能力及其低氮燃烧技术的发展情况，优化加热炉燃烧器选型，确保满足 NOx 排放指标。

5、优化油气回收设施：汽车、火车装卸站设置 1 座 5000m^3 缓冲气柜和 1 套 2000m^3/h 油气回收装置，采用“吸收+膜分离+吸附”工艺。处理汽油、航煤、芳烃产品汽车、火车装车过程中的挥发油气、异构化油罐区高压呼吸阀呼出油气及洗槽站产生的油气；芳烃罐区设置 1 套规模 300Nm^3/h 油气回收装置，采用“吸附冷凝+膜分离”工艺。处理芳烃罐区挥发的苯及混合二甲苯。

6、烃类火炬系统由 1 套优化为 2 套，并增设流量计。

7、22 具柴油罐加装内浮盘，由拱顶罐优化为内浮顶罐；增设 LDAR（泄漏检测与修复）系统；污水处理场增设催化燃烧系统，对高浓度有机废气进行处理。有效控制 VOCs 的无组织挥发量。

8、增设 10000/t/a 碱渣处理系统，采用废碱全生物氧化技术处理各工艺装置排出的废碱渣，碱渣处理过程中的储罐排气、曝气尾气收集后进入碱洗塔碱洗后，送污水处理场废气处理系统统一处理。

9、动力站锅炉炉外烟气脱硫由“石灰石--石膏湿法脱硫”优化调整为“氨法脱硫”。

10、借鉴其他炼厂成功运行的经验，结合环评批复中优化污水处理方案的意见，对污水处理场进行局部调整优化，确保污水处理稳定达标。——考虑含盐污水水质波动大，将清净废水并入含盐污水系统，污水处理场优化为 2 条污水处理线，并增加回用深度处理工艺段。加强含盐污水预处理，提高操作灵活性。在浓水处理系统增加反硝化池、V 型滤池，以处理总氮、总磷，确保废水达标排放；考虑含盐污水和含油污水两个系列互为备用，也可混合处理，两个系列设计规模均取 500m^3/h，则总规模 1000m^3/h。

11、新增延迟焦化装置设置密闭接触冷却系统，冷焦水闭路处理，循环使用，冷焦热水罐设置脱臭设施。

12、设置两个环境空气质量监测站，另外设立环境应急监测车，作为固定空气质量监测站的补充。

13、优化用水流程：将污水处理后的回用水脱盐后主要用于除盐水站原水，置换后的净水场产水和剩余分回用水用于循环水场补水，可减少再生水补水量。另外，由于补水水质提高，循环水浓缩倍数提高，可减少清净废水排放量和补水量

14、优化调整后，增设污泥深度干化系统，焚烧炉规模由原环评的 30t/d（含水率 85%污泥）优化为 10t/d（含水率 30%污泥），同时，气筒高度由 35m 提高至 60m，符合《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）的要求

22.1.1.4 产品及产量

总加工规模增加，汽油、柴油、煤油等相关产品产量相应增加；聚丙烯装置取消，产品由聚丙烯变为丙烯；新增延迟焦化装置，原催化油浆产品送入延迟焦化装置加工；另外，延迟焦化装置所产石油焦（共 29.66×10^4t/a），一部分（13.99×10^4t/a）送动力站作为燃料利用，一部分（15.67×10^4t/a）作为产品就近提供给天安公司煤气化装置作原料；动力站烟气脱硫由“石灰石--石膏湿法脱硫”优化调整为“氨法脱硫”，增加硫铵产品。

22.1.1.5 技术经济指标

多数指标有所降低，土地利用效率进一步提升，单位面积土地投资强度上升。如综合商品率由 92.38%增至 92.60%、炼油综合能耗由 62.96kgEo/t 降至 62.63kgEo/t，万吨/年原油加工能力所需建设投资由 2155.54 万元减少为 2050.36 万元。

22.1.1.6 污染物排放

优化调整后，有组织大气污染源仍为动力站锅炉燃烧烟气、催化裂化再生烟气、硫磺回收焚烧炉尾气以及加热炉的燃烧烟气等，污染物为 NOx、SO_2 和烟尘等；无组织大气污染源为装置区及储罐区散发的非甲烷总烃、硫化氢等。废水污染源为含硫污水、含油污水、含盐污水、清净下水等，含硫污水中污染物为硫化物、氨氮、COD 等，含油污水中污染物为石油类、COD 等，含盐污水污染物为石油类、COD、盐类等，清净下水污染物为盐类等。

通过强化环保措施，SO_2、NOx、苯、二甲苯及废水各污染物排放量在原环评基础上有所减少；烟尘、硫化氢、氨、甲醇等污染物排放量有所增加。

根据环境保护部 VOC 核算办法，对原环评的无组织排放量进行重新核算，非甲烷总烃、VOC 的无组织挥发量分别由原环评时的 1969.35t/a、2461.69t/a，削减至 884.36t/a、1105.45t/a，可见，项目优化调整中采取的一系列 VOC 控制措施，可有效减少 VOC 的无组织排放量。

22.1.1.7 清洁生产水平

项目优化调整后，炼油装置总能耗、炼油装置新鲜水总耗、净化水回用率、产品品质等主要清洁生产指标均有一定程度提高，可以满足《清洁生产标准 石油炼制业》（HJ/T125-2003）中一级指标的要求。

22.1.2 环境质量现状

22.1.2.1 环境空气质量

夏季区域大气环境质量各监测因子监测浓度能够满足相应环境标准要求，其中 SO_2、NO_2、PM_{10}、TSP、CO、O_3、氟化物、苯并芘也同时满足《环境空气质量标准》（GB3095-1996）及其修改单中相应标准要求：

夏季区域：

SO_2：各监测点 SO_2 小时浓度范围为 0.003～0.136mg/m^3，最大占标率 27.2%之间；日平均浓度范围为 0.003～0.041mg/m^3，最大占标率 27.3%，各监测点位小时浓度和日均浓度均符合 GB3095-2012 二级标准要求。

NO_2：各监测点 NO_2 小时浓度范围 0.002～0.084mg/m^3，最大占标率 42%；日平均浓度范围为 0.005～0.049mg/m^3，最大占标率 61.25%，各监测点位小时浓度和日均浓度均符合 GB3095-2012 二级标准要求。

PM_{10}：各监测点 PM_{10} 日平均浓度范围为 0.020～0.079mg/m^3，最大占标率 52.7%，均符合 GB3095-2012 二级标准要求。

TSP：各监测点 TSP 日均浓度范围为 0.029～0.163mg/m^3，最大占标率 54.3%，各监测点位均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

CO：各监测点 CO 小时平均浓度范围为 0.115～2.980mg/m^3，最大占标率 29.8%，日平均浓度范围为 0.306～2.003mg/m^3，最大占标率 50.1%，各监测点位均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

$PM_{2.5}$：各监测点 $PM_{2.5}$ 日平均浓度范围为 0.005～0.046mg/m^3，最大占标率 61.3%，均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

O_3：各监测点 O_3 小时平均浓度范围为 0.001～0.190mg/m^3，最大占标率 95%，各监测点位均未超标，8 小时平均浓度范围为 0.059～0.155mg/m^3，最大占标率 96.9%，符合 GB3095-2012 二级标准要求。

非甲烷总烃：各监测点非甲烷总烃小时浓度范围为 0.31～1.49mg/m^3，最大占标率 74.5%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准规定要求。

H_2S：各监测点 H_2S 浓度范围为 0.001～0.009mg/m^3，最大占标率 90%，均满足 TJ36-79 中居住区大气中有害物质的最高容许浓度要求。

氨：各监测点氨浓度范围为 0.021～0.158mg/m^3，最大占标率 79.0%之间，各监测点位均符合 GB18883/T-2002 小时均值要求。

苯：各监测点苯的小时浓度范围为未检出～0.015 mg/m^3，最大占标率为 13.6%，各监测均符 GB18883/T-2002 小时均值要求。

甲苯：各监测点甲苯小时平均浓度范围为未检出～0.010mg/m^3，最大占标率 5%，满足 GB/T18883-2002 小时均值要求。

二甲苯：各监测点二甲苯的小时浓度范围为未检出～0.045mg/m^3，最大占标率为 22.5%，满足 GB/T18883-2002 小时均值要求。

甲醇：各监测点甲醇小时浓度范围为未检出～1.813mg/m^3，最大占标率 60.4%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

TVOC：各监测点 TVOC 小时平均浓度范围为未检出～0.126mg/m^3，最大占标率 21%，满足 GB/T18883-2002 中标准要求。

氯化氢：各监测点氯化氢小时浓度范围为未检出～0.048mg/m^3，最大占标率 96%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

氟化物：各监测点氟化物小时浓度范围为 0.65～5.95μg/m^3，最大占标率 29.75%，各监测点位均均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

苯并芘：两个监测点苯并芘日均浓度范围为 2.06×10^{-4}～1.96×10^{-3}ug/m^3，最大占标率 78.4%，两个监测点位均符合 GB3095-2012 的标准要求。

臭气浓度：监测点臭气浓度范围为 9～18，最大占标率 90%，两个监测点位均符合 GB14554-93 中的标准要求。

二噁英：两个监测点日平均浓度范围为 0.0087～0.045pgTEQ/m^3，小于环发[2008]82 号文规定要求。

冬季区域：

SO_2：各监测点 SO_2 小时浓度范围为 0.003～0.125mg/m^3，最大占标率在 25.0%；日平均浓度范围为 0.018～0.054mg/m^3，最大占标率 36%，各监测点位小时浓度和日均浓度均符合 GB3095-2012 二级标准要求。

NO_2：各监测点 NO_2 小时浓度范围 0.002～0.079mg/m^3，最大占标率 39.5%之间；日平均浓度范围为 0.021～0.055mg/m^3，最大占标率 68.75%，各监测点位小时浓度和日均浓度均均符合 GB3095-2012 二级标准要求。

PM_{10}：各监测点 PM_{10} 日平均浓度范围为 0.010～0.086mg/m^3，最大占标率 57.3%，均符合 GB3095-2012 二级标准要求。

TSP：各监测点 TSP 日均浓度范围为 0.091～0.146mg/m^3，最大占标率 48.7%，各监测点位均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

CO：各监测点 CO 小时平均浓度范围为 0.085～3.609mg/m^3，最大占标率 36.1%，日平均浓度范围为 0.564～2.214mg/m^3，最大占标率 55.35%，各监测点位均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

$PM_{2.5}$：各监测点 $PM_{2.5}$ 日平均浓度范围为 0.016～0.059mg/m^3，最大占标率 78.7%，各监测点位均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

O_3：各监测点 O_3 小时平均浓度范围为 0.001～0.180mg/m^3，最大占标率 90.0%，8 小时平均浓度范围为 0.043～0.133mg/m^3，最大占标率 83.1%，各监测点位钧符合 GB3095-2012 二级标准要求。

非甲烷总烃：各监测点非甲烷总烃小时平均浓度范围为 0.21～0.70mg/m^3，最大占标率 35%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

H_2S：各监测点 H_2S 小时浓度范围为未检出～0.008mg/m^3，最大占标率 80%，各监测点均符合 TJ36-79 中居住区大气中有害物质的最高容许浓度要求。

氨：各监测点氨小时浓度范围为 0.007～0.149mg/m^3，最大占标率 74.5%，各监测点位均符合 GB18883/T-2002 小时均值要求。

苯：各监测点苯的小时浓度范围为未检出～0.005 mg/m^3，占标率 4.5%，各监测均符合 GB18883/T-2002 小时均值要求。

甲苯：各监测点甲苯小时浓度范围为未检出～0.007mg/m^3，最大占标率 3.5%，满足 GB/T18883-2002 小时均值要求。

二甲苯：各监测点二甲苯的小时浓度均未检出，满足 GB/T18883-2002 小时均值要求。

甲醇：各监测点甲醇小时浓度范围为未检出～2.45mg/m^3，最大占标率 81.7%，各监测点位均满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

TVOC：各监测点 TVOC 小时平均浓度范围为未检出～0.092mg/m^3，最大占标率 15.3%，均满足 GB/T18883-2002 要求。

氯化氢：各监测点氯化氢小时浓度范围为 0.001～0.049mg/m^3，最大占标率 98%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

氟化物：各监测点氟化物小时浓度范围为 0.72～8.52μg/m^3，最大占标率 42.6%，各监测点位均符合 GB3095-2012 中的标准要求。

苯并芘：草铺镇政府和海塘村监测点苯并芘日均浓度范围为 4.31×10^{-4}～2.13×10^{-3}ug/m^3，最大占标率 85.2%，两个监测点位均能满足 GB3095-2012 标准要求。

臭气浓度：监测点臭气浓度范围为 7～16，最大占标率 80%，两个监测点位均符合 GB14554-93 中的标准要求。

二噁英：两个监测点日平均浓度范围为 0.012～0.085pgTEQ/m^3，小于环发[2008]82 号文规定年均 0.6pgTEQ/m^3。

22.1.2.2 地表水环境质量

2014 年 5 月和 2014 年 9 月两个季节，螳螂川中滩闸门、温泉大桥等 10 个断面及普度河桥、蒙姑监测断面的监测结果表明：六价铬、镍、苯、甲苯、二甲苯、氰化物、硫化物、挥发酚、石油类等 9 个因子所有监测断面均未检出；溶解氧、氯化物、硫酸盐、全盐量、溶解性固体等 6 个因子满足《地表水环境质量标准》（GB3838－2002）相应标准要求；部分断面个别指标达不到标准要求，主要包括高锰酸盐指数、五日生化需氧量、化学需氧量、总磷和氨氮。

螳螂川各常规断面 2014 年例行监测数据显示：普渡河桥断面满足《地表水环境质量标准》（GB3838－2002）III类标准要求；中滩闸门、石龙坝、安宁大桥、温泉大桥、青龙峡、富民大桥等断面水质现状劣于Ⅴ类标准，主要包括五日生化需氧量、化学需氧量、总磷和氟化物。

22.1.2.3 地下水环境质量

项目优化调整建设位置没有发生改变，项目所处位置的区域地层岩性、构造特征、地下水含水岩组的特征与原环评一致。2014 年 9 月、2015 年 1 月、2015 年 4 月 3 期监测结果表明：项目建设区内的地下水水质总体较好，岩溶水水质优于浅层松散层地下水，大部分监测因子符合国家《地下水质量标准》（GB/T14848-93）中的III类标准和《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）要求，pH（孔隙水）、锰、铝、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮和总大肠菌群出现超标。地下水质量与原环评基本一致。

22.1.2.4 声环境质量

2014年5月、8月的声环境质量现状监测表明：厂界声环境昼、夜均可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的要求。

22.1.2.5 土壤环境质量

2014 年 5 月的土壤监测分析结果显示：工程区域土壤现状可以满足《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）中三级标准要求。与原环评相比未发生变化。

22.1.3 环境影响

22.1.3.1 大气环境影响

1）优化调整前后各关心点污染物最大浓度预测结果对比分析

项目优化调整以后，项目排放的常规污染物中，SO_2 对各环境关心点的小时、日均、年均影响较工程优化调整前均有一定程度降低；NO_2 对各环境关心点的小时、日均、年均浓度影响有所变化，但变化很小，其中日均、年均浓度影响大部分都是减少的；PM_{10} 对各环境关心点的日均、年均浓度影响有所变化，但变化很小，总体来看项目优化调整后常规污染物对周围关心点的影响是降低的或者保持同一水平不变。

项目排放的特征污染物中，除 NH_3 对部分关心点的小时最大浓度贡献值略有增加外，其它污染物对各环境关心点的小时最大浓度较优化调整前都是降低的。

通过对比可以看出，项目的优化调整对区域大气环境的影响较优化调整前总体上是有所改善的。

2）优化调整后区域网格点污染物预测结果达标分析分析

项目排放的常规污染物中，除 NO_2 的小时浓度预测值外，SO_2 的小时预测值，SO_2、NO_2 、PM_{10} 以及 $PM_{2.5}$ 的日均预测值，在叠加相应背景值后，均能满足《环境空气质量标准》（3095-2012）二级标准要求；SO_2、NO_2、 PM_{10} 以及 $PM_{2.5}$ 的年均预测值也能满足《环境空气质量标准》（3095-2012）二级标准要求；NO_2 的小时浓度叠加值超标位置主要位于项目西南侧 1.2km 左右的山上，超标率为 0.0076%。

项目排放的特征污染物中，H_2S、NH_3、苯、二甲苯小时最大落地浓度预测值，在叠加相应背景值后，均能满足相应质量标准要求； NMHC 的最大落地浓

度不能满足相应质量标准要求（能够满足厂界标准要求），超标范围主要位于厂区周围附近，超标范围距离厂界的最大距离为 1150m。

3）优化调整后各关心点污染物预测达标分析

项目排放的常规污染物在叠加相应背景值后，均能满足《环境空气质量标准》（3095-2012）二级标准要求；项目排放的特征污染物苯、二甲苯、H_2S、NH_3 和 NMHC 的小时预测值在叠加相应背景值后，也均能满足相应质量标准要求。

4）特征污染物厂界浓度预测结果

项目优化调整后，各特征污染物在叠加背景值后均满足相应的厂界排放浓度标准要求。

3、防护距离确定

本次优化调整炼厂区防护距离确定为 1200m。

在原环评已批复的防护距离范围内，因此，本次项目优化调整不涉及新的居民搬迁。

22.1.3.2 地表水环境影响

优化调整后，排污口位置不变，废水排放执行《石油工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 1 水污染排放限值，废水排放量及化学需氧量、石油类等污染物的排放量与原环评基本持平，氨氮排放量由 18.52t/a 减至 9.81t/a。

在昆明市及安宁市严格落实区域污染防治措施，及牛栏江—滇池补水工程有效实施后，项目优化调整后对地表水环境影响与原环评基本一致，项目排水对下游城镇取水、工业取水、水电站和农业取水基本无影响。

22.1.3.3 地下水环境影响

1）水文地质条件分析

场地浅层地下水类型主要为含砾粘土、角砾、砂岩层中的上层潜水，水量一般不大；深层地下水主要为赋存于泥盆系、寒武系的碳酸盐岩类型岩溶水，水量比较丰富。

松散层浅层地下水和岩溶深层地下水水流方向基本一致，从厂区向西北方向径流。

2）包气带防污性能和污染预测

根据厂区表土渗透试验和水文地质钻探钻孔的粘土土工试验，厂区的包气带粘土防污性能为“弱”类别。

饱水入渗条件下，污染物到达地下水最短时间则为 1.2 天。因此，需要对炼油厂区，尤其是罐区和污水处理场进行严格的防渗处理，并且发生污染泄漏后应及时采取措施，控制污染物入渗扩散。

3）地下水环境影响预测

在搜集当地历史水文地质资料基础上，开展了详细的现场勘察、现场试验和水文地质条件分析，掌握了评价区环境水文地质条件，采用原环评中的地下水数值模型对本优化调整项目的地下水环境影响进行了预测分析，模拟期为稳定流模拟 30 年。通过水流模拟结果表明：地下水流向由南部、东南部山区向西北方向流动。

根据国内外有关弥散系数选择方面的资料，选取了厂区污染物运移的弥散参数，取纵向弥散度为 10m。通过建立地下水数值模型，结合本项目的变更情况，重点选取输运铁路和原油罐区这两个优化调整设施的地下水环境影响进行了预测分析。在污染因子选择方面，主要选择持久性污染因子—石油类。针对正常工况、非正常工况以及有无防渗的情景分别模拟和预测了建设项目对地下水环境的影响。预测结果表明：在无防渗的情景下，污染物的泄漏会对第四系松散岩类孔隙水及岩溶水均造成不良影响。由于原油罐区坐落在粘土层之上且距离下游岩溶含水层距离相对较远，其对岩溶水造成的影响较小；而铁路运输区距离岩溶含水层较近，在孔隙水中的迁移时间约为 10 年；一旦进入岩溶水中，10 年内污染物就会运移到下游白土村、小石桥等地的水源井处，影响范围达 989353m^2；20 年内就会运移到下游青龙哨水源井处，影响范围达 583181m^2，可见，污染物泄漏至岩溶水中后对岩溶水的影响非常显著。

采取严格防渗条件下，污染物穿透防渗膜的时间 T 为 62.8 年，即防渗措施到位的情形下污染物很难通过渗透进入地下。

项目优化调整后，地下水环境影响预测分析结果与原环评一致。风险情形下，污染物下渗至地下水向西北方向运移，会对下游的取水点构成风险；在采取防渗

措施后，污染物穿透防渗层时间很长，难以进入地下水含水层系统中，有效的防渗措施能够有效地保护地下水环境，项目对地下水的影响可接受。

4）地下水环境保护措施

依据厂区可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，结合厂区地质和水文地质条件情况，厂区可划分为重点防渗区、一般防渗区和非防渗区。对于各个防渗区，严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）、《石油化工企业防渗设计通则》（Q/SY 1303-2010）执行防渗设计。

为了及时准确的掌握项目区地下水水质变化状况，建立全厂区的地下水监控体系，共布设了 26 个监测井和应急抽水井，可及时发现地下水水质污染，并迅速采取防控应急措施。一旦出现地下水污染事故，应立即启动应急预案和应急处置办法，有效控制地下水污染，同时启动应急饮用水源，保证项目区下游人畜饮用水安全。

在采取防渗措施后，项目对地下水的影响可接受。

22.1.3.4 声环境影响

优化调整前后，项目昼间、夜间厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348－2008）的 3 类标准的要求。

22.1.3.5 固体废物环境影响

项目生产运行中产生的固体废物均可得到有效的处理和处置，不会对环境产生二次污染。

22.1.3.6 生态环境影响

项目优化调整会造成一定的生态环境影响，但总体影响较小，在可接受范围内。通过对土地利用及土壤的恢复措施后，这些影响将得到缓解和降低。

22.1.3.7 社会环境影响

项目建成投产后将推动云南及周边地区产业结构的调整升级，带动相关产业发展，提升工业经济整体实力；在促进周边企业发展和人员就业的同时，将形成具有发展前景的石油化工优势产业链，拉动地方区域经济的发展。

新增的税收可有效增加地方政府的财政收入，有利于改善附近居民的居住、娱乐等民生问题，提高附近居民的生活质量。

项目的建设将使得周边环境发生一定的变化，它将对居民的健康效应发生影响，有些疾病可能因大量施工人员的进入而出现，有些疾病可能因项目建成后提供的大量就业机会及对周边经济的拉动导致人口聚集而出现，应引起足够重视，制定防范措施和应急计划，做到居安思危、有防无患。

本项目实施优化调整后，区域污染物种类无新增，且由于对工程采取了各种减少排放废气污染物的措施，同时促进了区域污染减排，从长期看将对区域内环境空气质量起到改善作用，环境空气中污染物对人群健康的不良影响也随之减弱。总体来说，本项目运行期对人群健康影响不大。

22.1.4 环境风险

项目优化调整后，生产装置环境风险事故概率仍为 1×10^{-5} 次/年，油罐火灾爆炸最大可信事故概率仍为 8.7×10^{-5}。根据物质危险性识别、生产设施风险识别等分析可知，本项目最大可信事故类型没有发生变化。

项目优化调整后，发生的各类风险事故在综合气象条件下（不同风向、风速和稳定度等），半致死浓度 LC_{50} 最大影响范围为 1450m（液氨泄漏，风速 2.5m/s、F 类稳定度），IDLH 最大范围为 2790m（原油燃烧次生 SO_2 事故，风速 2.5m/s、F 类稳定度）。在本项目卫生防护距离内的村庄实施搬迁后，各类风险事故半致死浓度最大范围全部位于卫生防护距离内，没有常驻居民，所以本项目环境风险事故风险值小于石油化工行业 8.33×10^{-5} 死亡人/年的可接受水平，环境风险水平可接受。

项目优化调整仍设三级防控体系，装置和罐区设围堰、防火堤，各联合装置区设置初期雨水收集池，建设事故水池和雨水收集池，确保生产事故水、消防水和污染雨水均处于受控状态，不排入外环境，可保障厂址附近的九龙河等地表水系环境安全。设置环境风险事故应急监测系统，该系统可在发生环境风险事故时与地方环境保护监测站的应急监测系统联动，对环境风险事故造成的影响进行实时监控，为应急指挥中心迅速、准确提供事故影响程度和范围的数据资料，保证应急指挥中心准确实施救援决策。中石油云南石化有限公司已制定本项目突发事

件总体应急预案和各专项应急预案，为控制工程可能发生的各类、各级环境风险事故、降低并最终消除其环境影响，提供有效的组织保障、措施保障。

优化调整项目的环境风险水平是可以接受的。

22.1.5 公众参与

项目优化调整的公众参与，在前期公众参与的基础上，采取了报纸公告、网络公告、基层组织信息公告栏张贴公告材料、公开环评报告简本、公开免费发放包含公告信息的印刷品、问卷调查（发放公众意见调查表 592 份，回收 592 份（个人 538 份，单位 54 份））和召开座谈会等方式进行，使项目影响范围内公众广泛知悉项目优化调整环境信息，并与公众进行了深入的沟通、交流和讨论。接受调查的公众可基本反映项目环境影响评价范围内受影响人群对本工程建设的意见和看法。

公众参与问卷调查结果表明，绝大多数被调查公众了解本项目情况，多数被调查公众认同项目优化调整，认为云南炼油项目的投入建设，有利于增强地方经济实力和调整产业结构；被调查公众同时要求项目的建设应加强环境管理，完善治理污染的设施，认真落实并加强监管，对居民搬迁工作要求做到妥善安置和依法合理补偿。调查结果显示，95.54％的被调查公众和 100%的被调查单位代表表示支持，3.72％的被调查公众不表态，有 0.74％的被调查公众对项目优化调整表示反对。反对的主要原因是认为项目优化调整会对环境产生污染，担心对人体产生危害以及项目产生的环境风险等。

座谈会与会代表普遍表示，通过座谈，对项目优化调整的原因、内容，项目优化调整后的变化均有了进一步了解，认为云南炼油项目落户安宁是云南省安宁市经济发展的重要机遇，符合国家战略；同时，与会代表也希望项目能加强环境管理，加大环保投资，并落实环评报告书提出的各项环保措施。

对于公众意见和建议，项目建设单位和环评单位十分重视，经与相关部门沟通后，在环评报告书中采纳、落实了公众提出的合理意见和建议，同时将有关意见反馈给地方政府。建设单位还承诺，云南石化一定主动接受大家的监督，按照国家和地方的法律、法规等相关要求建设好本项目，保护好环境。

22.2 综合评价结论

为满足国家环境保护新要求，适应中缅原油管线原油输送能力，对中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目进行优化调整。优化调整后，项目建设地点不变，平面布置进行适应性调整，调整生产装置规模，增加延迟焦化装置、轻汽油醚化单元、氢气提纯单元，聚消聚丙烯装置；优化废水、废气等环境保护措施，增加原油储存能力。

项目施工建设及优化调整中，全面落实了原环评报告书及批复、《大气污染防治行动计划》、《水污染防治行动计划》、《石化行业挥发性有机物综合整治方案》、《石油炼制工业污染物排放标准》中的各项环保要求。通过强化环保措施，加大环保投资，可确保项目污染物排放满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570－2015）限值要求。

优化调整后，项目采用清洁生产工艺，采取有效节能降耗和源头控制措施，减少污染物产生和排放，生产更清洁的国Ⅴ汽、柴油产品，符合清洁生产的要求。采取更加严格的环境保护措施，污染物实现达标排放，工业固体废物全部得到资源化利用或无害化处置，污染物排放量满足总量控制要求。

预测结果表明，优化调整后，项目对评价区的环境影响小于或与优化调整前基本持平，环境风险防范措施和应急预案可以满足环境风险事故的防范和处置要求，环境风险水平可以接受。

综上所述，项目优化调整后，符合清洁生产要求，污染物实现达标排放并满足总量控制要求，环境风险防范和应急措施满足要求，环境风险水平可以接受。项目优化调整得到了绝大多数被调查公众的支持。在严格落实项目各项环保措施和区域污染减排措施的前提下，对环境的影响可以接受，优化调整项目建设可行。

中国石油—沙特阿美合资云南 1300 万吨/年炼油项目——附件列表

序号	附件名称	备注
1	关于中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目优化调整环境影响评价委托的函	中石油云南石化有限公司 云石化函〔2013〕63 号
2	云南省环境保护厅关于中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目优化调整环境影响评价执行标准的复函	云环函〔2015〕181 号
3	附件 3：国家能源局综合司关于请补报云南炼油项目有关材料的函	国能综科技〔2014〕960 号
4	关于中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目环境影响报告书的批复	环审〔2012〕199 号
5	国家发展改革委关于中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目核准的批复	发改能源〔2013〕56 号
6	云南省环境环保厅关于中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目二氧化硫和化学需氧量排放指标来源的复函	云环函〔2011〕104 号
7	云南省环境环保厅关于“昆钢二氧化硫排放量”的证明	云南省环保厅，2011.12.16
8	云南省环境环保厅关于中国石油 1000 万吨/年炼油项目氮氧化物和氨氮排放指标来源的复函	云环函〔2011〕261 号
9	云南省环保厅关于中国石油 1000 万吨/年炼油项目氮氧化物排放指标审核意见的函	云环函〔2011〕411 号
10	云南省环境保护厅关于云南安宁工业园区总体规划修编环境影响评价和中石油 1000 万吨/年炼油项目二氧化硫总量指标来源有关情况的函	云南省环保厅，2012.2
11	云南省环保厅关于中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目总量指标来源补充来源审核意见的函	云环函[2012]52 号
12	中共云南省委 云南省人民政府 关于建设滇中产业聚集区（新区）的决定	云发〔2013〕4 号
13	关于云南桥头堡滇中产业聚集区规划（2014－2020 年）的批复	发改地区〔2014〕1089 号
14	云南省委办公厅 云南省人民政府办公厅 关于建立滇中产业新区管理体制的意见	云厅字〔2014〕6 号
15	云南省环境保护厅关于《滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030 年）环境影响报告书》审查意见的函	云环函〔2015〕221 号

序号	附件名称	备注
16	《关于[redacted]有限公司脱硫、脱硝、除尘电价补偿环保验收意见》（锡环发〔2014〕73号）及烟气测试结果	
17	昆明市政府关于中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目水资源量支撑能力方案的批复	昆政复[2011]71号
18	昆明市政府关于螳螂川（海口—富民大桥）污染物减排方案的批复	昆政复[2011]72号
19	昆明市政府关于安宁市大气环境容量核算及污染物减排规划的批复	昆政复[2011]73号
20	昆明市人民政府办公厅关于安宁市污染源削减方案的函	昆明市人民政府办公厅
21	云南省水利厅关于云南省炼油项目排污口下游安宁区域无农灌用水的情况说明	云南省水利厅
22	关于安宁工业园区中国石油云南 1000 万吨/年炼油项目入河排污口设置的批复	长许可[2011]123号
23	中国石油云南1000万吨/年炼油项目王家滩水库供水协议	与安宁市水务局签定
24	中国石油云南1000万吨/年炼油项目生活水供水协议	与安宁市水务局签定
25	中国石油云南1000万吨/年炼油项目再生水供水协议	与安宁市水务局签定
26	张家坝水库作为中石油炼化项目备用水源供水协议	与安宁市水务局签定
27	中国石油云南1000万吨/年炼油项目危险废物处置协议	与昆明危险废物处置中心签
28	昆明市危险废物处置中心企业法人营业执照	昆明危险废物处置中心
29	云南1000万吨/年炼油项目一般固废处置意向协议书	与安宁工业园区管委会签
30	岩溶处理工程工程交接证书	2013年6月26日

附件1：委托书

中石油云南石化有限公司文件

云石化函〔2013〕63号

关于中国石油云南1000万吨/年炼油项目优化调整环境影响评价委托的函

青岛中油华东院安全环保有限公司：

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》的有关要求，现委托贵单位承担“中国石油云南1000万吨/年炼油项目优化调整环境影响评价”工作。

中石油云南石化有限公司

2013年10月31日

中石油云南石化有限公司　　2013年10月31日印发

云南省环境保护厅

云环函〔2015〕181号

云南省环境保护厅关于中国石油云南1000万吨/年炼油项目优化调整环境影响评价执行标准的复函

青岛中油华东院安全环保有限公司：

你公司《关于中国石油云南1000万吨/年炼油项目优化调整（中国石油—沙特阿美合资云南1300万吨/年炼油项目）环境影响评价标准的函》收悉。经函商滇中产业新区管委会，函复如下：

一、环境质量标准

（一）环境空气

2016年1月1日之前，执行《环境空气质量标准》（GB3095—1996）及《〈环境空气质量标准〉（GB3095—1996）修改单》（环发〔2000〕1号）二级标准；自2016年1月1日起，执行《环境空气质量标准》（GB3095—2012）二级标准。环境空气质量标准中没有规定的总挥发性有机物、氨、苯、甲苯和二甲苯参照《室内空气质量标准》（GB/T18883-2002）执行；甲醇、氯化氢、非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中的C_m取值执行；硫化氢参考《工业企业设计卫生标准》（TJ36—79）居住区标准执行；二噁英参考《关于进一步加强生物质发电项目环境影响评价管理工作的通知》（环发〔2008〕82）规定，执行年均浓度标准（0.6TEQ/m^3）。

（二）地表水

项目排水的受纳水体螳螂川，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅴ类标准限值。

（三）地下水

项目区域执行《地下水质量标准》（GB/T14848—1993）Ⅲ类标准，特征污染物石油类、苯系物（苯、甲苯、二甲苯）及硫化物执行《生活饮用水卫生标准》（GB/T5749—2006）中相应标准，甲基叔丁基醚（MTBE）参考丹麦地下水控制标准规定（0.03 mg/L）。

（四）声环境

项目厂区环境噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）3类标准；周边其他评价区域环境噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

（五）土壤

项目厂址用地为三类工业用地，执行《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）三级标准。

二、污染物排放标准

（一）大气污染物排放标准

1．加热炉烟气、催化裂化催化剂再生烟气、硫磺回收装置焚烧炉尾气等执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）表3大气污染物排放限值。

2．污泥焚烧尾气执行《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484—2001）表3中的限值标准。

3．动力站锅炉执行《火电厂大气污染物排放》（GB13223-2011）标准要求。

4．厂界监控污染物执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570—2015）表5企业边界大气污染物浓度限值；厂界恶臭污染物执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表1中新改扩建二级标准。

（二）废水排放标准

项目运营期，外排废水执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570—2015）表1水污染排放限值。

（三）厂界噪声标准

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运行期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中3类标准限值。

（四）固体废物

工业固体废物分类及危险废物辨识分别执行《国家危险废物名录》（2008）、《危险废物鉴别标准》（GB5085-2007）、《固体废物浸出毒性浸出方法》（GB5086-1997）的有关规定。

危险废物的处理、处置执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001及2013年修改单）、《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）；一般废物处理、处置执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001及2013年修改单）的有关规定。

云南省环境保护厅

2015年5月29日

附件3：国家能源局综合司关于请补报云南炼油项目有关材料的函

国 家 能 源 局

国能综科技[2014]960号

国家能源局综合司关于请补报云南炼油项目有关材料的函

云南省人民政府办公厅、中国石油天然气集团公司办公厅：

报来《关于请求对云南炼油项目优化调整的函》（云政函[2014]50号）收悉。根据《政府核准投资项目管理办法》及有关规定，请业主单位提供1300万吨/年项目方案环评批复等支持性文件。待条件具备后，再行办理相关手续。

特此函告。

国家能源局综合司

2014年12月5日

抄送：发展改革委、国土资源部、环境保护部、水利部办公厅

中华人民共和国环境保护部

环审〔2012〕199号

关于中国石油云南1000万吨/年炼油项目环境影响报告书的批复

中国石油天然气集团公司:

你公司《关于报送〈中国石油云南1000万吨/年炼油项目环境影响报告书〉的报告》(中油安函〔2011〕55号)收悉。经研究,批复如下:

一、该项目位于云南省昆明市安宁工业园区,主要建设内容包括新建1000万吨/年常减压蒸馏、400万吨/年渣油加氢脱硫、330万吨/年催化裂化、200万吨/年连续重整-芳烃联合、180万吨/年蜡油加氢裂化、380万吨/年柴油加氢精制、120万吨/年催化汽油加氢、40万吨/年航煤加氢、12万标立方米/小时制氢、10万标立方米/小时氢气提纯、40万吨/年气体分馏、15万吨/年聚丙

烯、6万吨/年甲基叔丁基醚、20万吨/年异构化、3套9万吨/年硫磺回收等15套主体装置。配套建设3台220吨/小时高压燃煤循环流化床锅炉配2台25兆瓦双抽汽轮发电机组、700立方米/小时净水场、4万立方米/小时和1.5万立方米/小时的循环水场、1000吨/小时化学水站、300吨/小时凝结水站、500立方米/分钟空压站、1万立方米/小时氮气站、余热回收站、环保监测及中心化验室及供配电系统、自动控制系统、消防系统等公用工程。储运及环保工程包括各类物料总容量为179.3万立方米的储罐118座，其中40万立方米原油罐4座、2000立方米甲醇罐2座、52.9万立方米中间原料罐43座、33.4万立方米成品油调合组份罐23座、52万立方米产品罐33座、1500立方米燃料油罐3座、6000立方米污油罐2座和1232立方米酸碱罐8座，火车装车栈台6座和汽车装车台18座，3万立方米燃料气回收设施1套、火炬2座；配套500立方米/小时含油污水处理系统、200立方米/小时含盐污水处理系统、550立方米/小时清净废水处理系统、210立方米/小时浓水处理系统、150立方米/小时污水回用设施、酸性水恶臭治理设施、污水处理除臭设施和30吨/日回转窑焚烧炉、危险废物临时储存库等环保及辅助工程。利用中缅油气管道的原油作原料。项目建成后，形成欧Ⅳ汽油271.03万吨/年(93#汽油197.48万吨/年、97#汽油73.55万吨/年)、欧Ⅳ柴油

463.42万吨/年、航空煤油61.70万吨/年、聚丙烯13.46万吨/年、丙烷5.17万吨/年、液化气44.94万吨/年、混合二甲苯35.32万吨/年、苯6.24万吨/年、硫磺25.24万吨/年、液氨1.01万吨/年、催化油浆16.32万吨/年等，产品采用铁路、公路运输。

该项目为中缅油气管道配套的炼油项目之一，符合国家能源发展战略和产业政策，满足《安宁市城市总体规划修编2008－2020》（云政复〔2010〕38号）和《安宁工业园区总体规划修编（2011－2020）》（园区〔2011〕693号）要求，采用全加氢工艺流程和先进工艺技术，达到国际清洁生产先进水平。在落实报告书提出的各项污染防治和风险防范措施后，污染物可做到达标排放，主要污染物排放符合地方环境保护部门核定的总量控制要求。鉴于本项目加工沙特和科威特的混合原油属高硫中间基原油，项目所处区域环境容量有限，应采取最严格的污染防治措施、风险防范及环境监控措施，按计划实施居民搬迁安置并严格控制周边人口规模，建立及时有效的应急响应与联动机制，防止污染事故发生。综合考虑，我部原则同意你公司按照报告书中所列建设项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺以及环境保护对策措施进行项目建设。

二、项目设计、建设和运行管理中应重点做好以下工作

（一）贯彻循环经济的理念，加强资源综合利用，实现高效率、低能耗和低排放。进一步优化工艺路线和设计方案，提高资源利

用率，降低能耗、物耗和水耗，从源头上减少污染物的产生量。项目生产工艺与装备要求、原材料指标、资源能源利用指标、污染物产生指标、环境管理要求等应确保达到国内外同行业清洁生产先进水平。

（二）根据各类工艺废气污染物的性质分别采用除尘、焚烧、汽提、回收利用等处理方式，各装置应配套的废气治理设施应当与主体工程同步建成，处理设施的处理能力、效率应满足需要，排放的各种大气污染物须满足国家和地方有关排放标准，排气筒高度须符合国家有关要求。

各生产装置加热炉以净化干气为燃料，采用新型低氮燃烧器控制氮氧化物排放，尾气分别经30米至120米高排气筒排放，烟气污染物排放符合《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078－1996）表2和表4中二级标准。催化裂化装置原料经加氢处理后，再生烟气采用非再生碱液湿法脱硫工艺，脱硫效率为95%，并采用低温氧化技术控制氮氧化物，设置三级旋风分离器除尘后，经125米高排气筒排放；硫磺回收装置采用二级Claus＋Scot尾气处理后，经150米高烟囱排放。烟气污染物排放符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297－1996）表2中二级标准。

动力站循环流化床锅炉烟气采用炉内石灰石、炉外石灰石－石膏湿法脱硫，选择性催化还原（SCR）和选择性非催化还原

(SNCR)脱硝及布袋除尘器除尘后，总脱硫效率为97%，总脱硝效率为70%，除尘效率为99.9%，经180米高排气筒排放，烟气污染物排放符合《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223－2011)中排放限值。回转窑焚烧炉配套余热锅炉，设计处理能力为30吨/日，焚烧炉二燃室温度不低于1100℃，烟气停留时间不小于2秒，烟气净化系统经急冷塔、石灰干粉脱酸剂除酸及活性炭吸附装置、布袋除尘器、洗涤除雾塔、烟气加热器处理后，经35米高排气筒排放，烟气污染物排放符合《危险废物焚烧污染控制标准》(GB18484－2001)表3中限值标准。酸性水罐排气采用超细雾化及高效液膜吸收＋干法固定床脱臭工艺处理，污水处理场恶臭气体经密闭收集采用生物除臭工艺处理后，经30米高排气筒排放。废气污染物排放符合《恶臭污染物排放标准》(GB14554－93)。

原料油、轻质油品及中间产品均采用浮顶罐储存，苯、二甲苯储罐采用内浮顶罐，并加设氮封。铁路、公路装卸车采用大鹤管、密闭液下浸没式装卸车方式，并配备油气回收设施和芳烃装车气体回收设施，厂界大气无组织排放符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297－1996)中无组织排放监控浓度限值。

加强对各类无组织排放和恶臭物质排放源的控制与管理，进一步优化脱硫脱硝工艺论证，确保各类污染物长期稳定达标。

(三)由安宁草铺片区生产用水水厂和王家滩水库作为生产水

源，根据“雨污分流、清污分流、分质处理、一水多用”的原则建设给排水系统，进一步加强浓盐水的处理，优化污水处理方案。新建含硫污水处理系统、含油污水处理系统、含盐污水处理系统、清净废水处理系统和浓水处理系统。酸性废水送酸性水汽提装置处理后，部分回用加氢精制和电脱盐，其余送含油污水处理系统。含油污水处理装置采用“均质＋二级浮选＋A/O＋臭氧氧化＋载体流动床生物膜(CBR)生化＋气浮过滤”处理工艺，装置区和储运区的含油污水、凝结水、净水场排水等经含油污水装置处理后全部回用于循环水系统。含盐污水处理系统主要用于处理常减压装置产生的电脱盐水、生活污水、催化裂化含盐污水等，经“均质＋二级浮选＋水解酸化＋活性污泥＋臭氧氧化＋CBR 生化”工艺处理后，全部进入清净废水处理系统进一步处理。清净废水处理系统的“超滤＋反渗透”单元为含盐污水处理系统和清净废水处理系统共用处理单元，主要用于处理循环水场、除盐水站和动力站排放废水，经“除油＋石灰软化＋臭氧＋曝气生物滤池(BAF)＋活性炭＋超滤＋反渗透”工艺处理后，反渗透出水回用至循环水场，浓盐水排至浓水处理系统。浓水处理系统主要用于处理清净废水处理系统产生的反渗透浓水，经“臭氧氧化＋BAF＋臭氧氧化＋活性炭过滤”工艺处理，出水水质符合《污水综合排放标准》(GB8978－1996)一级标准后，与絮凝、氧化处理后的催化裂化装置脱硫废水

混合经13.1公里排污管道排入蝗蜢川。循环流化床锅炉脱硫废水采用氢氧化物沉淀法处理后作为冲灰水回用。

（四）严格落实地下水污染防治措施。分区采取防渗措施，按照不同的防渗要求做好重点防治区、非污染防治区和一般污染防治区的地下水防渗。重点污染防治区主要包括地下油品管道、污水管道、污水处理站、事故池、厂区内污水井、污水检查井、油品储存池、地下储罐、储罐基础、油气回收区、铁路液体产品装卸区等，按照《石油化工企业防渗设计通则》（Q/SY1303－2010）要求建设；对危险性、毒性较大的生产装置区、物料储罐区、化学品库、固体废物暂存区、污水处理站等重点污染防治区，参照《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598－2001）等要求建设。一般污染防治区主要包括生产装置（单元）区的塔、反应器、换热器、加热炉、压缩机、泵区、管廊区、道路、火炬设施、化学品库、汽车液体产品装卸区等，参照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599－2001）要求建设。切实做好各类管网的防腐、防漏和防渗措施，设置地下水监测井，每月监测，一旦出现地下水污染，立即启动应急预案和应急处置办法，建立覆盖拟建厂区的检漏、报警和应急抽水系统；建设完善的监测制度，防止对地下水环境造成不利影响。

（五）选用低噪声设备，优化厂区平面布置，合理布置高噪声设

备。火炬布置在远离生产区的界区外，对大功率机泵加设隔音罩，对压缩机进行隔声、吸声及综合治理，主风机和空压机进出口安装消声器，加热炉采用低噪声火嘴，厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348－2008)中3类标准，确保噪声对环境敏感目标的影响满足环境功能要求。

(六)严格按照有关规定对固体废物实施分类处理、处置，做到“资源化、减量化、无害化”。危险废物的废活性炭、废环丁砜、污水处理油泥、浮渣、储罐油泥等送回转窑焚烧炉焚烧处理，含贵金属的废催化剂等送厂家回收利用；其余废催化剂、废脱硫剂、吸附剂、废瓷球、焚烧残渣等危险废物送昆明市危险废物处置中心处置。厂内危险废物临时储存库按《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597－2001)要求设置。一般固体废物锅炉灰渣全部外售，不能及时利用的灰渣和脱硫石膏运至依托安宁工业园区建设的一般固废填埋场填埋处理。生活垃圾经收集后由安宁市环卫部门处理。

(七)加强环境风险防范和应急管理，落实储运、生产等各环节的风险防范和应急措施。生产装置采用DCS控制系统，危险和关键部位设置报警、自动连锁系统及安全紧急放空系统。设置安全火炬系统，非正常工况及事故情况下排放气体送火炬焚烧后排放。厂内设三级防控体系，防范事故状况下的环境污染。一级防控为

装置和罐区的围堰、防火堤，二级防控为各联合装置区分别设置的污染雨水收集池，容积为6900立方米，事故排水通过重力流排入事故水池后由泵提升至污水处理场处理，三级防控为事故水池与清净雨水池合建的水池，包括25000立方米事故水池、85000立方米清净雨水池等，事故池容积应满足《化工建设项目环境保护设计规范》(GB50483－2009)要求。设置三台电泵和两台柴油泵，事故时通过三台电泵外排清净雨水池内雨水，供事故水存放，若发生停电，用柴油泵将雨水池排空。污水处理场建设容积为570立方米的事故缓冲设施，确保生产事故水、消防水和污染雨水均处于受控状态，不排入外环境。厂内设置大气、废水、地表水、地下水应急监测点位或断面，并配备相应监测系统并及时监控。建立突发事故环境污染应急管理规章制度，配合安宁工业园区、安宁市落实区域应急响应及联动机制，定期组织应急演练和培训，并不断优化、完善应急预案，确保任何情况下不造成环境污染。

进一步优化总图布置，生产装置、储罐以及存在爆炸、泄漏等风险和产生异味物质的各类设施应尽可能远离环境敏感区；优化项目管线路由及敷设方式，避免对地面环境及周边居民产生影响，防止环境风险。

(八)做好施工期各项环境保护措施，合理安排施工计划，防止水土流失、施工废水、扬尘、噪声污染和生态破坏。初步设计阶

段应进一步优化细化环境保护设施，在环保篇章中落实防治生态破坏和环境污染的各项措施及投资。在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，开展项目施工期环境监测和环境监理工作并定期向当地环保部门提交工程环境监理报告，环境监测和监理报告作为项目竣工环境保护验收的依据之一。

（九）建立环境保护机构和制度，落实企业的环境保护主体责任。在工程施工和运营过程中，应建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环境保护要求。定期发布企业环境信息，并主动接受社会监督。

（十）按照国家和地方有关规定设置规范的污染物排放口和固体废物堆放场，并设立标志牌。安装外排烟气污染物自动连续监测系统，并与环保部门联网。烟囱应按规范要求预留永久性监测口。

三、鉴于项目所在区域环境和生态现状，从总体和长远考虑，应设立专项资金，对建设、运营期的生态与环境影响实行跟踪监测，重点监测石化特征污染物和重金属污染物的影响，及时预测预报，发现问题立即采取有效措施并报告当地环境保护行政主管部门。在建设项目投运后适时开展环境影响后评价。

四、项目建设必须严格执行配套的环境保护设施与主体工程

同时设计、同时施工、同时投入使用的环境保护“三同时”制度。项目竣工后，建设单位应向云南省环境保护厅书面提交试生产申请，经检查同意后方可进行试生产。项目的环境保护措施，依托园区的相关处理、处置措施及防护距离内居民搬迁和规划控制不落实，不得投入试生产。在项目试生产期间必须按规定程序向我部申请环境保护验收。验收合格后，项目方可正式投入运行。

五、你公司应协助地方各级人民政府及相关部门做好以下工作

（一）配合昆明市及安宁市政府结合修编后的安宁工业园区规划及规划环境影响评价结论，进一步优化调整区域发展规划，合理布局石化化工等建设项目，控制发展规模，促进产业结构调整及区域环境质量提高。未来该园区石化化工项目建设布局还需满足西部大开发重点区域和行业发展战略环境评价的要求。

本项目属于安宁市工业园区石化行业的龙头项目，将带动工业园区及周边区域下游产业链的发展，应配合昆明市及安宁市政府根据区域水资源承载能力，合理统筹规划水资源分配，确保本项目及园区发展用水不挤占居民生活用水、农业用水和生态用水；落实下游人畜饮水替代方案和项目依托园区的供水管线、排污管道及一般固废处置场等工程的实施进度，确保在项目试生产前完成。

（二）通过区域削减腾出环境容量是本项目建设的前提条件，应配合昆明市及安宁市严格按照计划落实流域污染减排方案和大

气污染减排规划，并纳入本项目环境监理和竣工环境保护验收工作。该项目二氧化硫排放总量2600吨/年，从武钢集团昆明钢铁股份有限公司1、2号和3号烧结机脱硫、昆明市东风水泥厂等7家企业关停减排量中调剂；氮氧化物排放总量1300吨/年，从云南昆钢嘉华水泥建材有限公司1号生产线低氮改造和2号生产线脱硝减排量中调剂。为满足新的环境空气质量标准，应配合地方政府进一步采取区域削减措施。

（三）配合昆明市及安宁市政府按期实施防护距离内的居民搬迁安置工作。按计划完成本项目卫生防护距离内727户2193人的搬迁安置，严格控制本项目防护距离内不得新建居民区、学校、医院等环境敏感建筑物。

（四）配合安宁市政府和工业园区设置覆盖整个工业园区及草铺镇周边居民聚集区的环境监测网络，及时监测大气、废水和地下水等特征污染物，制定跟踪监测方案，明确监测进度、资金、点位、频率、监测因子及实施方式等内容，重点监测石化特征污染物的影响，监测结果分别报地方环境保护部门备案。

六、项目规模、生产工艺以及污染防治措施等发生重大变动，应按照法律法规的规定，重新履行相关审批手续。

七、我部委托西南环境保护督查中心和云南省环境保护厅，分别组织开展该项目的“三同时”监督检查和日常监督管理工作。

八、你公司应在收到本批复后20个工作日内，将批准后的环境影响报告书分别送我部西南环境保护督查中心、云南省环境保护厅、昆明市和安宁市环境保护局，并按规定接受各级环境保护行政主管部门的监督检查。

中华人民共和国环境保护部

二〇一二年七月二十三日

主题词：环保　石化　环评　报告书　批复

抄　送：国家发展和改革委员会，国家能源局，中国国际工程咨询公司，云南省环境保护厅，昆明市、安宁市人民政府，昆明市、安宁市环境保护局，青岛中油华东院安全环保有限公司，环境保护部西南环境保护督查中心、环境工程评估中心。

环境保护部　　2012年7月24日印发

国家发展和改革委员会文件

发改能源〔2013〕56号

国家发展改革委关于中国石油云南1000万吨/年炼油项目核准的批复

中国石油天然气集团公司,云南省发展改革委:

云南省人民政府、中国石油天然气集团公司报来《关于报请核准中国石油云南1000万吨/年炼油项目的函》(云政函〔2009〕70号)收悉。经国务院批准,现就该项目核准事项批复如下:

一、为实现原油供应多元化,优化炼油产业布局,保障国内油品市场稳定供应,同意中国石油天然气集团公司建设云南1000万吨/年炼油项目。

二、项目建设地点为云南省安宁市草铺镇,占地234.72公顷。

三、项目建设内容主要包括1000万吨/年常减压蒸馏等15套

生产装置，3台220吨/时高压燃煤锅炉、2台双抽汽轮发电机组等公用工程和辅助设施。项目所产汽柴油全部达到国Ⅳ及以上标准，请中国石油与中国石化密切合作，做好项目投产后成品油运输和销售工作，进一步优化西南地区成品油流向，降低物流运输成本。

四、项目总投资估算200.8亿元（含外汇31137万美元），其中建设投资191.5亿元，建设期利息6.3亿元，铺底流动资金3亿元。项目资本金130.5亿元，占总投资的65%，由中国石油出资解决，其余资金由中油财务公司贷款解决。

五、节能减排与循环经济。请按项目节能评估报告审查意见（发改办环资〔2011〕2883号）的要求，在详细设计阶段和实际操作运行中，进一步研究和运用具体节能降耗措施，提高能效水平。按照循环经济理念，做好炼油产品综合利用，炼油和化肥企业间物料互供，提高资源加工转化效益。

六、环保、水土保持和社会稳定工作。请严格按照环境保护部和水利部批复要求做好相关工作，广泛听取项目影响区内社情民意，落实社会稳定风险防范措施，有效化解社会稳定风险。

七、招投标工作。根据《招标投标法》等规定，该项目属于应招标的项目，招标范围包括勘察、设计、施工、监理以及重要设备、材料采购等，项目单位要根据相关规定做好招投标工作。本工程实施要支持技术装备自主化，招标采购不得歧视国内企业，设备招标采购前应报送具体实施方案，经同意方可实施。

八、核准项目的相关文件是云南省住房和城乡建设厅建设项目选址意见书(选字第530000201000036号);环境保护部《关于中国石油云南1000万吨/年炼油项目环境影响报告书的批复》(环审〔2012〕199号);国土资源部《关于云南1000万吨/年炼油项目建设用地预审意见的复函》(国土资预审字〔2011〕269号);水利部关于《中国石油云南1000万吨/年炼油项目水土保持方案的复函》(水保函〔2011〕54号)。

九、如需对项目核准文件所规定的有关内容进行调整,请及时以书面形式向我委报告,并按照有关规定办理。

十、请项目单位根据本核准文件,办理相关城乡规划、土地使用、资源利用、安全生产、设备进口减免税确认等相关手续。

十一、本核准文件有效期2年,自发布之日起计算。在核准文件有效期内未能开工建设项目的,应在核准文件有效期届满30日前向我委申请延期。项目在核准文件有效期内未开工建设也未申请延期的,或虽提出延期申请但未获批准的,本核准文件自动失效。

中华人民共和国国家发展和改革委员会

2013年1月10日

抄送：国土资源部、环境保护部、水利部、交通运输部、商务部、海关总署、税务总局、工商总局、安全监管总局，外汇局，中国国际工程咨询公司，云南省人民政府

云南省环境保护厅（函件）

云环函〔2011〕104号

云南省环保厅关于中国石油云南1000万吨/年炼油项目二氧化硫和化学需氧量排放指标来源的复函

昆明市环保局：

你局《关于中国石油云南1000万吨/年炼油项目二氧化硫和化学需氧量排放指标来源的函》（昆环保请〔2011〕41号）文收悉，经研究，复函如下：

一、昆明市已完成了"十一五"污染减排目标任务。

二、中国石油云南1000万吨/年炼油项目二氧化硫（SO2）和化学需氧量（COD）排放指标为2600t/a和75 t/a，由昆明市"十一五"期间完成的污染减排项目削减量安排解决。

具体来源为：武钢集团昆明钢铁股份有限公司1号、2号和3号烧结机脱硫污染减排项目已完成（3号烧结机已淘汰），预计SO_2削减量为4000吨。昆明第七污水处理厂减排项目已投入运营，预计COD削减量为7460吨。同意昆明市环保局意见，由此两项目削减量中分配2600t/a SO_2和75 t/aCOD给中国石油云南

1000万吨/年炼油项目总量指标。

三、要求昆明市环保局加强对武钢集团昆明钢铁股份有限公司1号、2号烧结机脱硫设施和昆明第七污水处理厂运营的监管，确保两污染减排项目的正常运行。

二〇一一年四月十九日

主题词：环保　炼油项目　总量指标　复函

抄送：中国石油云南石化公司、中国石油炼化工程建设项目部

云南省环境保护厅办公室　　2011年4月19日印发

附件7： 云南省环境环保厅关于“昆钢二氧化硫排放量”的证明

云 南 省 环 境 保 护 厅

证 明

昆明钢铁集团有限责任公司属国控重点污染源，其排污许可证已于2010年12月31日到期。按照我厅2010年11月4日下发的《关于开展排污许可证换证及完善试点工作的通知》（云环发〔2010〕175号）要求，该公司目前正在办理排污许可证换证工作。根据我厅换证时间安排，其排污许可证换发工作将在2012年1月底完成。（经初步核定，该公司二氧化硫年排放量为9000吨左右）

特此证明。

二〇一〇年十二月十六日

附件8：云南省环境环保厅关于“中国石油1000万吨/年炼油项目氮氧化物和氨氮排放指标来源”的复函

云南省环境保护厅（函件）

云环函〔2011〕261号

云南省环保厅关于中国石油云南1000万吨/年炼油项目氮氧化物和氨氮排放指标来源的复函

昆明市环保局：

你局《关于中国石油云南1000万吨/年炼油项目氮氧化物和氨氮排放指标来源的请示》（昆环保请〔2011〕126号）收悉，经研究，函复如下：

一、昆明市已完成了“十一五”污染减排目标任务。

二、中国石油云南1000万吨/年炼油项目氮氧化物（NOx）和氨氮（NH3-N）排放指标分别为1700吨/年、和19吨/年，由昆明市“十一五”期间及2011年完成的减排项目削减量安排解决。

具体来源为：云南华电昆明发电有限公司1号机组在“十二五”期间项目实施后，预计削减氮氧化物4602吨。昆明滇池投资有限责任公司昆明第七污水处理厂减排工程已列为2011年省级重点减排项目，预计氨氮削减量为429吨。同意昆明市环保局意见，由上述减排项目削减量中分配1700吨/年氮氧化物（NOx）、

19吨/年氨氮（NH3-N）给中国石油云南1000万吨/年炼油项目总量指标。

三、要求昆明市环保局加强对云南华电昆明发电有限公司、昆明第七污水处理厂运营的监管，确保减排项目正常运行。



主题词：环保　炼油项目　总量指标　复函

抄送：中国石油云南石化公司、中国石油炼化工程建设项目部

云南省环境保护厅办公室　　2011年9月6日印发

云南省环境保护厅（函件）

云环函〔2011〕411号

云南省环保厅关于中国石油云南1000万吨/年炼油项目氮氧化物排放指标审核意见的函

昆明市环保局：

你局《关于中国石油云南1000万吨/年炼油项目氮氧化物排放指标来源的请示》（昆环保请〔2011〕207号）收悉。经研究，函复如下：

一、中国石油云南1000万吨/年炼油工程建设项目是实施国家战略的重点项目，我厅支持该项目的建设。

二、经分析你市2011年度主要污染物总量减排情况及“十二五”减排计划，我厅同意你局分配给该项目氮氧化物总量指标1300吨/年，具体来源于云南昆钢嘉华水泥建材有限公司“十二五”氮氧化物计划减排量（1400吨/年）。

二〇一一年十月二十七日

主题词：环保　中国石油　氮氧化物　指标　函

云南省环 境保护厅办公室　　2011 年 12 月 23 日印发

云 南 省 环 境 保 护 厅

云南省环境保护厅关于云南安宁工业园区总体规划修编环境影响评价和中石油1000万吨/年炼油项目二氧化硫总量指标来源有关情况的函

环保部环境工程评估中心：

2011年7月21日，环保部环境工程评估中心（以下简称"评估中心"）对《中国石油云南1000万吨/年炼油项目环境影响报告书》进行了技术评估；2011年9月23日，项目环评报告书通过环保部评估中心技术复核审查；报告书根据审查要求修改完善后于2011年10月10日报环保部评估中心。项目环评报告通过环保部评估中心石化轻纺部审查后报环保部评估中心主任会议审查。环保部评估中心先后召开三次会议对项目环境影响报告书进行审查。现将会议提出的有关云南安宁工业园区总体规划修编未开展环境影响评价和中石油1000万吨/年炼油项目二氧化硫总量来源不落实的情况函告如下：

一、关于云南安宁工业园区总体规划修编环境影响评价问题

2009年2月我厅对《云南省安宁工业园区总体规划（2008—2020）》环境影响报告书进行了审查，并出具了审查意见。2010年2月26日《云南省安宁工业园区总体规划

（2008—2020）》通过云南省工业和信息化委员会审查。为使工业园区规划更加符合安宁市产业发展需要，根据中石油、昆钢草铺钢铁等项目的建设发展情况，安宁市委、市政府研究决定将工业园区发展区域由原来的"三片一基地"调整为工业向青龙、草铺和禄脿三镇集中。2011 年 1 月 12 日，安宁市工业园区管委会完成《云南省安宁工业园区总体规划修编（2011—2020）》。2011 年 10 月经云南省人民政府授权云南省工业和信息化委员会批复同意该规划修编。

2011 年 12 月 6 日，安宁市工业园区管委会委托云南省新世纪环境科学研究院编制《云南省安宁工业园区总体规划修编（2011—2020）环境影响评价报告书》。根据协议，编制单位应于 2012 年 3 月 20 日前完成《云南省安宁工业园区总体规划修编（2011—2020）环境影响评价报告书》（以下简称《报告书》）的编制工作并上报我厅审查，我厅将督促有关单位按期完成《报告书》的编制，并承诺 2012 年 3 月底前完成《报告书》的审查并出具审查意见。

二、关于中石油 1000 万吨/年炼油项目二氧化硫总量来源问题

环保部评估中心根据环保部已批复的《武钢集团昆明钢铁股份有限公司淘汰落后、结构调整技术改造工程环境影响报告书》及昆钢现有二氧化硫排污许可指标为 6640.68 吨/年，昆钢技改后的排放量 4375.68 吨/年，剩余的二氧化硫指标仅为 2265 吨/年，认为中石油 1000 万吨/年炼油项目排放二氧化硫总量来源不足。另外 2012 年昆钢将换发新的排污许可证，预计二氧化硫总量为

9000多吨，因此，需说明昆钢排污许可证允许的排污量增大的原因。

我厅认为，中石油炼油项目排放二氧化硫总量指标可有3种核算方法解决：

（一）中石油1000万吨/年炼油项目排放二氧化硫总量为2600吨/年，我厅《关于中国石油云南1000吨/年炼油项目二氧化硫和化学需氧量排放指标来源的复函》（云环函〔2011〕104号）确认，中石油炼油项目排放二氧化硫总量由昆钢1号、2号和3号烧结机脱硫污染减排项目预计削减二氧化硫4000吨中解决。此总量指标是根据国家"十一五"污染减排相关核查核算办法确定的减排量，能满足中石油炼油项目排放二氧化硫总量指标要求。

（二）昆钢现有二氧化硫排污许可指标为6640.68吨/年，此许可指标是"十一五"的二氧化硫排放总量指标，昆钢淘汰落后，结构调整技术改造工程完成后二氧化硫总的排放量为4375.68吨/年，以昆钢"十一五"的二氧化硫目标控制总量作为计算基准，理论上减排量为6640.68--4375.68吨/年=2265吨/年，总量还缺少335吨/年。经我厅确认，昆明市已提供经环保部核算认定的2011年度污染减排总量为：昆明量微建材有限责任公司关停2#水泥立窑生产线减排二氧化硫72吨、嵩明县嵩阳水泥有限公司全厂关停减排二氧化硫39.52吨、昆明市东风水泥厂全厂关停减排二氧化硫15.43吨、晋宁县昆阳造纸厂全厂关停减排二氧化硫61.40吨、宜良县爱花纸业有限公司全厂关停减排二氧化硫81.60吨、宜良县群益造纸厂全厂关停减排二氧化硫38.40吨、宜良永兴造纸厂全厂关停减排二氧化硫96.00吨，以上七家结构减排企业共形成二

氧化硫减排量404.35吨，可作为中石油炼油项目所需二氧化硫总量的来源补充，满足中石油炼油项目排放二氧化硫总量要求。

（三）根据国家要求，“十二五”污染减排以2010年动态更新数据为基数。按照我省2010年动态更新数据，昆钢“十二五”动态更新数据为二氧化硫总量指标为17482.37吨/年，鉴于昆钢“十一五”未已完成烧结机脱硫工程，“十二五”昆钢拟形成二氧化硫减排量8054吨/年。因此，我厅拟发放昆钢排污许可证二氧化硫许可排放总量为17482.37—8054.00吨/年=9428.37吨/年，这也是昆钢排污许可证允许的排污量增大的原因。若以此作为计算依据，“十二五”昆钢拟形成二氧化硫减排量8054吨/年，也能满足中石油炼油项目排放二氧化硫总量要求。

以上三种污染减排核算中无论采用哪一种方式核算都能满足中石油1000万吨/年炼油项目排放二氧化硫总量2600吨/年的要求，我厅恳请贵中心支持该项目建设，尽快出具评估意见。

云南省环境保护厅

二〇一二年二月二十七日

主题词：环保　环评　规划　总量　函

云南省环境保护厅办公室　　2012年2月27日印发

云南省环境保护厅（函件）

云环函〔2012〕52号

云南省环保厅关于
中国石油云南1000万吨/年炼油项目
二氧化硫排放指标补充来源审核意见的函

昆明市环保局：

你局《关于补充中国石油云南1000万吨/年炼油项目所需二氧化硫排放指标来源的请示》（昆环保请〔2012〕10号）收悉。经研究，函复如下：

一、中国石油云南1000万吨/年炼油工程建设项目是实施国家战略的重点项目，我厅支持该项目的建设。

二、经核实，你市2011年度非电非钢工业二氧化硫共计削减824.57吨（国家核定量），我厅同意你局将其中404.35吨补充分配给该项目。

云南省环境保护厅

二〇一二年二月[illegible]十七日

中共云南省委文件

云发〔2013〕4号

中共云南省委　云南省人民政府
关于建设滇中产业聚集区（新区）的决定

（2013年3月25日）

根据《国务院关于支持云南省加快建设面向西南开放重要桥头堡的意见》（国发〔2011〕11号）和《国家发展改革委关于印发云南省加快建设面向西南开放重要桥头堡总体规划（2012—2020年）的通知》（发改地区〔2012〕3422号）要求，结合我省实际，现就建设滇中产业聚集区（新区）（以下简称新区），作出如下决定。

一、充分认识新区建设的形势和意义

（一）面临形势。当前，随着我国区域经济发展战略的实施，各省（区、市）为了提升区域竞争力、推动区域发展，围绕市场、资源、技术等方面竞相抢占产业发展制高点，形成了以规划建设产业高度聚集、创新驱动高度活跃、产城高度融合的新经济区为重点的新一轮发展态势，对区域经济发展产生了重大而深远的影响，对我省缩小差距、加快发展提出了新的挑战，也提供了重要的借鉴。

（二）重要意义。滇中城市经济圈是推动桥头堡建设和深入实施西部大开发的核心、引擎和龙头，是国家主体功能区规划确定的全国18个重点开发区之一。为推动全省科学发展和谐发展跨越发展，选择滇池径流区域以外的安宁、易门、禄丰、楚雄四县市（西区）和滇中城市经济圈中位于昆明东部的嵩明、寻甸、马龙三县（东区），利用丰富的低丘缓坡土地和较好的交通、能源和产业等基础条件，规划建设新区。这一顺应时代发展要求的重大战略决策，有利于打造我国面向西南开放的重要战略平台，推动桥头堡建设取得新成效、实现新突破；有利于更好地提升滇中城市经济圈的竞争力、辐射力、影响力和带动力；有利于培育壮大战略性新兴产业、先进制造业、现代服务业，推进经济结构战略性调整和加快经济发展方式转变；有利于保护滇中地区自然生态系统，加快资源节约型、环境友好型社会建设，促进全省经

济社会可持续发展；有利于聚集人才、资金、技术等产业发展要素，为央企、民企、外企入滇提供服务高效、环境良好的新平台，为扩大开放创造新空间。

二、明确新区建设的指导思想、战略定位、基本原则和发展目标

（三）指导思想。高举中国特色社会主义伟大旗帜，以邓小平理论、“三个代表”重要思想、科学发展观为指导，深入贯彻落实党的十八大及省第九次党代会精神，以加快转变经济发展方式为主线，以改革创新体制机制为突破口，以产业园区为载体，按照“产业带动、组团发展、产城融合”的要求，统筹整合优势资源，采取有力政策措施，全力打造高新技术产业、战略性新兴产业高度聚集发展和特色鲜明、配套完善、绿色发展、国际一流的产业新区，形成全省技术创新的新高地，投资创业的新热土，外向型特色优势产业的新基地，改革开放的新窗口，品质优良的新家园，成为我国面向西南开放重要桥头堡建设的新引擎、承接产业转移的新示范、实现全省跨越发展的新支撑。

（四）战略定位

——桥头堡建设的核心区。立足资源、区位和政策优势，进一步增强竞争力和辐射带动作用，更好地发挥滇中地区在桥头堡建设中的核心和龙头作用，形成云南跨越发展新的重要增长极。

——产业发展的聚集区。站在世界现代产业发展的高端和科技创新的前沿，进一步加大产业结构调整和发展方式转变力度，聚集一批带动能力强、科技含量高、产业关联度大的现代新兴产业，积极构建外向型特色优势产业基地，为桥头堡建设和全省跨越发展提供强有力的产业支撑，打造西南地区重要的产业聚集区。

——改革开放的试验区。充分发挥建设我国沿边开放试验区和西部地区实施“走出去”战略先行区的政策优势，进一步创新体制机制，积极探索加快新区建设发展的新路子，当好改革开放的排头兵。

——产城融合的示范区。统筹协调、科学规划，以现代产业聚集发展为支撑，以特色新城为载体，产城融合，组团发展，创建产业发展、城镇建设与区域发展紧密结合的新模式。

——科技创新的引领区。大胆创新、敢于突破，营造有利于自主创新的发展环境，以科技创新研发基地建设、人才引进与培养、高新技术产业集聚发展为重点，努力成为创新引领的“先行者”和“试验田”。

——绿色发展的样板区。高度重视生态环境保护和建设，走资源节约、环境友好的发展路子，推动绿色发展、循环发展、低碳发展，打造绿色经济强省建设的样板区。

（五）基本原则

——坚持政府主导，市场运作。加强组织领导，明确各自责任，落实具体工作，强化政策支持和考核监督机制。充分发挥市场机制的作用，积极引进国内外大企业大集团参与新区建设。

——坚持统筹规划，科学发展。着眼长远和全局，高水平规划、高起点建设，处理好当前与长远、经济与社会、城市与农村、保护生态环境与加快建设发展的关系，确保新区又好又快发展。

——坚持开放带动，高效发展。以桥头堡建设为抓手，积极融入国内外区域合作，创新合作方式、拓展合作领域。加大招商引资力度，推动央企、民企、外企入区，以外促内，内外结合，共同促进新区高效发展。

——坚持突出特色，错位发展。按照组团发展的要求，以市场为导向，以外向型高新技术产业和特色优势产业基地建设为突破口，重点打造一批产业链长、规模经济效益好、辐射带动大的特色优势产业。

——坚持以人为本，和谐发展。把保障和改善民生作为新区规划建设和各项工作的出发点和落脚点，着力统筹城乡协调发展，高度重视发展新区教育、卫生、文化等社会事业，进一步完善社会保障体系，努力增加就业，不断提高新区群众物质文化生活水平。

（六）发展目标

——到2015年，与新区建设需要相适应的高效便捷的综合交通网络基本建成，能源、供水、通讯等要素保障体系初步完善，新区主导产业初见雏形，组团发展的产业新区建设初见成效，新区城市规划建设有效推进、管理运行顺畅、良好的服务和政策环境基本形成，带动全省经济社会加快发展的核心作用开始显现。新区生产总值达到1500亿元以上（其中西区1000亿元以上，东区500亿元以上）。

——到2020年，以汽车和装备制造、电子信息、生物、新材料、轻纺家电、现代服务业等为主的中高端产业体系基本形成，科技创新引领能力、产业竞争力和发展实力明显增强，新区生产总值达到6000亿元左右，力争新区生产总值占全省20%以上（其中西区和东区各3000亿元以上），产城高度融合的城市新区和推动桥头堡建设的重要增长极基本形成。

三、着力推动五项工作

（七）认真搞好规划编制。立足实际、科学谋划，深入研究新区发展定位、功能布局、产业导向等关键问题，高起点、高标准、高水平编制新区总体规划和专项规划。力争新区总体规划获得国家批准，为加快新区建设提供科学依据。

（八）积极推进产业集聚。着眼现代产业和世界科技前沿，把引进大企业、大集团，加快培育高新技术产业、战略性新兴产业作为新区工作的重中之重。把产业园区建设作为

重要平台，大力发展以汽车和装备制造、电子信息、生物、新材料、轻纺家电、现代服务业等为主的中高端产业。形成几个科技含量高、产业关联度大、具有较强市场竞争力和带动力的新型化、集群式大产业，促进全省产业优化升级。

（九）加快基础设施建设。加快以高速公路、干线公路、轨道交通、城市干道等为重点的交通基础设施建设。完善内联外通的交通网络，努力构建布局合理、安全便捷的现代综合交通运输体系。加大电力、油气等能源保障建设力度，建设适应新区长远发展、安全稳定、量足质优的能源支撑体系。加快水资源保障建设步伐，高度重视区域内水资源节约保护和综合开发利用，加大主要水源点和配套设施建设，确保新区生产生活用水。加快通讯、信息网络建设，努力实现信息化和智能化城市建设目标。

（十）发展新型山地城镇。利用新区良好的生态环境、丰富的低丘缓坡土地资源，高水平建设产城高度融合、服务功能完善、空间布局合理、山青水秀、特色鲜明的山水园林城市和文化创意城市，为提高全省城镇建设质量、加快特色城镇化进程发挥重要示范作用。

（十一）改善和保障民生。按照统筹城乡协调发展的要求，紧密结合农民进城、推进新农村建设和发展现代农业的实际，同步推进新区新型工业化、城镇化、信息化、农业现代化进程。认真做好被征地拆迁农民的利益保障工作，进一

步加大对农民的培训力度，有效增加就业，落实各项社会保障措施，不断提高城乡居民收入和物质文化生活水平，构建和谐稳定社会。

四、积极推进十大创新

（十二）创新管理体制机制

本着精简高效的原则，设立授权托管、集中统一、统分结合、统筹各方的滇中产业聚集区（新区）管理委员会，作为省政府派出机构，授予省级行政审批管理权限，托管安宁市、易门县、禄丰县、嵩明县、寻甸县、马龙县，统一组织领导新区的规划开发建设。管理委员会下设东、西片区开发建设管理机构，西片区开发建设管理机构以省为主组建，东片区开发建设管理机构以昆明市为主组建。同时，设立中共滇中产业聚集区（新区）工作委员会，作为省委派出机构，履行相应职能。新区区域内行政区划不变、统计口径不变、原有税费基数不变、分级管理项目不变，以及社会管理等职能职责不变；管理委员会在托管区域内负责统一规划、统一招商、统一建设、统一重大项目融资、统一干部管理、统一新增财税管理（管理体制和运行机制按照“五不变、六统一”的原则另行制定具体方案）。

（十三）创新投资建设模式

——组建市场融资平台。组建1—2个新区开发投资公司，由管理委员会管理。新区开发投资公司享有特许业务独

家经营权，参与土地一级开发，负责市场化筹资，为新区基础设施建设、土地整理等提供资金保障。适时组建股权多元化的金融控股集团和其他融资平台，为新区资本运作、产业发展和基础设施建设提供投融资服务。

——推行市场化开发建设模式。实行以园招商、以商建园、以商兴业的市场化开发建设模式，鼓励境内外金融机构、大企业在新区内成立各类园区开发公司。依据总体规划，实施从园区规划、建设到产业培育的一条龙开发，同步推进园区规划建设与产业聚集发展。通过对新区内产业园区建设、房地产开发、城镇建设、文化旅游与商贸商务服务及休闲娱乐等产业开发获得投资收益，有效拓展新区融资渠道，推进新区加快建设。

（十四）创新产业融资方式

——鼓励信贷资源向新区倾斜。鼓励各银行业金融机构积极争取总行支持，将新区建设和产业发展作为重点信贷支持领域，在新区设立专项服务机构，引导金融机构投放于新区的贷款增速高于其全省贷款增速。对新区建设予以较大信贷支持的金融单位给予奖励。

——加大金融机构建设。吸引各类金融机构来新区设立区域性总部、后援服务基地和分支机构，吸引各类投资主体到新区设立金融机构。对在新区新开办银行机构的，在土地使用等方面给予优先保障，并对建设和租赁经费给予适当补

贴。积极争取国家批准设立为新区服务的商业银行。

——实施“基金入区”工程。设立新区股权投资政府引导基金，吸引私募股权投资基金入驻新区，投资新区产业发展。努力争取国家批准设立新区战略性新兴产业创投基金。在国家和省市财政的引导支持下，通过社会募集方式建立100亿元左右的产业投资基金，对新区内发展前景好、投资回报高的高新技术产业、战略性新兴产业和科技成果转化运用项目，以项目资本金的形式先期投入。

——鼓励企业上市融资。积极引导和扶持新区内科技含量高、市场前景好、盈利能力强的企业实现上市融资。对新区内上市成功的企业，从新区产业专项扶持资金中视情况给予500—1000万元的一次性上市费用补助或奖励。

——推进企业债券融资和保险机构融资。在新区开展资产证券化试点，积极探索区域性股权交易市场融资。引导鼓励保险机构以多种方式参与新区建设。对成功发行债券融资的企业，在政策指导、融资项目审批等方面提供高效便捷服务，从新区产业专项扶持资金中按融资额给予千分之一的奖励扶持。

（十五）创新国土资源管理机制

——多渠道保障新区建设用地。新区建设用地计划指标，在国家下达我省计划指标内实行单列。低丘缓坡土地综合开发利用试点项目和城乡建设用地增减挂钩项目优先安排

在新区实施。增加新区建设用地规模，统筹平衡适当调减新区范围内的耕地保有量和基本农田保护面积。新区建设项目占用耕地的，可通过补充耕地指标有偿流转等方式，在省域范围内实现占补平衡。

——降低用地成本。制定新区用地按年度纳税额度给予资金扶持的优惠政策，按企业所交纳土地出让金的一定比例给予资金扶持。新区内交通、能源、水利等基础设施建设用地以划拨方式供地，不缴纳新增建设用地有偿使用费。除商住用地外免收新区内坝区耕地质量补偿费。新区内新增建设用地有偿使用费上缴省级部分全额列支用于新区内的土地整理项目。对使用未利用土地的建设项目，土地出让金标准可区别情况按《全国工业用地最低价标准》的10%—50%执行。

（十六）创新投资审批管理机制

——建立高效便捷的“并联”办理流程。设立新区投资审批服务中心，实行项目备案或核准、规划选址、用地预审、环境影响评价等手续同步“并联”办理。企业投资鼓励类、允许类项目一律简化备案手续，推行网上在线备案。

——建立投资建设全过程跟踪服务制度。对在新区投资的项目，由管理委员会负责代业主办理所有审批手续，形成让投资者省心、省力、省钱、省时的高效便捷服务机制，确保项目及时开工建设。对新区内重大建设项目进行全程跟

踪，及时协调解决项目建设中的各种困难和问题。

（十七）创新产业发展扶持方式

——设立新区产业发展专项扶持资金。2020年前，省级财政每年向新区注入资金设立产业发展专项扶持资金，专项用于产业园区科技创新、促进高端制造业与现代服务业发展等政策性扶持资金的兑付。

——统筹新区基础设施规划建设。入驻新区的重大产业项目，由新区负责同步配套区内市政基础设施，并负责同步规划建设与区外通道的互联互通。

——加大产业发展的资金扶持力度。对新区内列入省级重点项目的企业，优先享受新区产业发展专项扶持资金的扶持，对符合国家资金支持条件的优先申报，争取中央投资支持。对入驻新区投资额大、产业关联度高、带动能力强、符合产业发展导向的大项目实行“一企一策”的扶持政策，在土地使用、贷款贴息、标准厂房使用等方面给予优惠扶持。对新引进新区的高端产业项目，除享受西部大开发和结构性减税政策外，投产后形成税收的地方部分（包括增值税、企业所得税），作为财政专项扶持企业科技创新资金5年内全额用于补助企业，5年后的10年内减半支持企业用于科技创新和物流补助（在省内其他园区已经享受科技创新和物流补助的进行扣减）。对入驻新区的产业项目，除国家有关法律法规已有明确规定及中央管理的行政事业性收费项目外，

新区内免收所有行政事业性收费，实行“零收费”政策。

——积极引进央企、民企、外企。在全省“央企、民企、外企入滇”和“科技入滇”战略实施过程中，符合新区产业定位发展方向的优先引入新区发展。对世界500强、国内500强企业在新区设立具有法人资格地区总部的给予最高1000万元的一次性补助和奖励。鼓励民间资本“非禁即入”，每年新区产业专项扶持资金安排向新区民营企业、外资企业重大投资项目倾斜。对参与基础设施建设的民企，采用BT、BOT等投资方式的给予一定贴息补助。对入驻新区的全国百强民营企业，凡符合民营企业发展专项资金管理办法规定的项目，视情况给予一定的资金扶持。

（十八）创新人才培养引进和科技创新机制

——积极培养和引进各类人才。进一步创新科技进步和人才培养使用的机制和政策，对有重大贡献的科技人员和企业家视情况给予表彰和重奖。由管理委员会按产业投资方的要求，代为协调联系各类专门技术工人、经营管理人员。鼓励在新区创办高等校院、高等职业学院，倡导“校企”、“校区”合作培养人才。对新区内中高级技术人员和管理人员工资、薪金所缴纳的个人所得税地方部分，从缴纳年度起，前5年全额奖励给个人，后5年减半奖励给个人。对进入新区工作的所有外来人员包括家属子女，与当地居民同等待遇。鼓励省内党政机关公务员到新区挂职或依法辞职、提前退休

到新区创业或到企业工作。鼓励高校、科研院所等事业单位的人员到新区创业、工作或兼职，对产业发展有突出贡献的给予重用或奖励。

——积极推进科技创新和成果转化。对入驻新区的国家级科技创新实验室、工程技术（研究）中心和企业技术中心，从省级科技创新专项资金中给予500—1000万元的补助。对进入新区实施重大科技成果转化的项目，给予优先立项和重点支持，最高资助或奖励500万元。对新区内企业实施的国家级、省级技术创新项目，从省级企业技术改造补助专项资金中给予一定的补助。鼓励保险机构推出服务高新技术产业技术创新和优化升级的产品服务。

——加大知识产权保护力度。对申请国内外专利的予以快捷办理。对国家授权的发明专利给予适当奖励。建立快速高效的知识产权执法维权机构，切实保护企业知识产权。

（十九）创新煤电油气运要素配置保障机制。对入驻新区且符合国家产业政策的企业和项目，优先保障，优惠配置。积极争取国家将新区符合产业政策的项目纳入发电企业与大用户直购电试点。从2013年起，支持云南新投产的电站，按国家批准的电价加过网费对新区直供。

（二十）创新外向型产业发展机制。努力争取国家批准在新区内设立综合保税区，扶持鼓励外向型企业发展加工贸易，努力扩大加工贸易进出口，大力发展外向度高的外向型

产业。支持新区外向型企业开展对外投资或贸易境外人民币结算，对“走出去”项目给予政策指导和扶持，在通关便利、进出口配额、税收优惠等方面积极争取国家对企业的支持。鼓励外向型企业运用政策性出口信用保险工具保障出口贸易发展。

（二十一）创新招商引资机制

——实行代理招商制。委托国内外知名大企业、各类商会、行业协会和社会组织负责人为新区招商代理，重点为新区引进重大项目发挥作用。招商代理一经委托后，每年给予一定的工作经费，招商项目成功后视项目资金到位情况给予奖励。

——鼓励全社会参与新区招商引资。招商成功后按实际到位资金1亿元奖励10万元，以此累计加奖，上不封顶。

五、切实加强组织领导

（二十二）落实各级党委政府的责任。各级党委、政府要高度重视，将新区建设作为全省重大工程，切实加强领导，协调配合、明确责任、强化服务，及时协调解决发展中的问题。各级各部门必须高度重视和发挥规划的龙头作用，扎实做好规划编制工作。积极做好与国家部委的汇报衔接，争取国家更多的支持。各相关州（市）、县（市）、省级各部门要围绕加快新区发展大局，全力支持配合，勇于开拓创新，研究制定出台新区建设相关配套政策实施细则。省委督

查室、省政府督查室要定期组织力量对各地区各部门的工作进展情况进行督促检查，确保各项目标任务落到实处。

（二十三）营造支持新区建设的良好氛围。加大宣传力度，大力弘扬改革创新精神，支持改革探索，爱护改革者，保护创业干事者，在全省上下形成支持新区建设的浓厚氛围，形成加快新区建设的强大合力。

加快新区建设，意义深远，任务艰巨，责任重大。全省各级各部门要以高度的责任感、使命感、紧迫感，统一思想，提振信心，不观望、不犹豫，主动工作、积极作为，确保新区建设早日取得成效。

（此件发至县）

中共云南省委办公厅　　2013年3月26日印发

国家发展和改革委员会
工业和信息化部
国土资源部
住房和城乡建设部
商务部 文件

发改地区〔2014〕1089号

关于云南桥头堡滇中产业聚集区发展规划（2014-2020年）的批复

云南省人民政府：

你省人民政府《关于上报云南省滇中产业聚集区发展规划（2013-2020年）的函》（云政函〔2013〕79号）及有关材料收悉。经研究，现批复如下：

一、原则同意《云南桥头堡滇中产业聚集区发展规划（2014—

2020年)》(以下简称《规划》),请认真组织实施。

二、《规划》实施要以邓小平理论、"三个代表"重要思想、科学发展观为指导,深入贯彻落实党的十八大精神,以加快转变经济发展方式为主线,以改革创新体制机制为突破口,以产业功能区为载体,按照"产业带动、组团发展、产城融合"的要求,全力打造绿色发展、特色鲜明、配套完善的外向型特色优势产业聚集区,成为云南省加快建设我国面向西南开放重要桥头堡和实现跨越发展的重要支撑。

三、请你省切实加强对《规划》实施的组织领导,健全机制、明确分工、落实责任,按照《规划》确定的功能定位、空间布局和发展重点,合理安排有关重大项目和重大工程建设,统筹推进规划各项任务的落实。《规划》实施要强化资源节约、环境保护和生态建设理念,加强环境保护基础设施建设和生态建设,实现经济社会、人与自然的和谐发展。

四、《规划》实施涉及的重大项目按程序报批。

附件:《云南桥头堡滇中产业聚集区发展规划(2014—2020年)》

（此页无正文）











2014年5月28日

抄送：中央编办，国务院办公厅、国务院有关部委、直属机构，中国铁路总公司

000316

中共云南省委办公厅

云厅字〔2014〕6号

中共云南省委办公厅　云南省人民政府办公厅
关于建立滇中产业新区管理体制的意见

（2014年4月1日）

为加快滇中产业新区（以下简称新区）建设，经省委、省政府同意，现就建立新区管理体制提出如下意见。

一、总体要求

（一）工作思路

按照“东西联动、点上突破、远近结合、分步推进”的思路，围绕产业带动、组团发展、产城融合要求，选择基础较好、相对集中连片、便于产业聚集、有利于率先突破的区域为“引爆点”，加快转变发展方式，突出改革创新，采用

全方位授权、扁平化管理、实体化运作、开放式经营的模式，构建精简高效、责权一致、建管一体、执行有力的新型管理体制，形成新区东西片区两翼齐飞、梯度推进、带动全局的发展格局。

（二）建设目标

新区建设确保“一年有突破、两年大变化、三年见成效”。2014年，新区发展规划、重大基础设施、产业项目建设、招商引资取得突破，开发建设全面展开；2015年，一批重大建设项目建成投产，新区建设取得较大进展；2016年，产城融合发展初具雏形，带动全省经济社会发展的核心区作用开始显现。

（三）区域划分

新区规划区域包括官渡区、安宁市、嵩明县、马龙县、易门县、楚雄市、禄丰县等7县（市、区）的全部或部分区域。其中，安宁市、嵩明县（滇源街道和阿子营街道除外）和官渡区大板桥街道作为新区直管区（托管区），总面积约2528.3平方公里，人口约72.2万人，由新区党工委、管委会全面管理（包括辖区内的各类园区）；马龙县马鸣乡、旧县镇，易门县六街街道，楚雄市苍岭镇，禄丰县仁兴镇、碧城镇、勤丰镇、土官镇，总面积约1875.46平方公里，人口约22.67万人，由新区党工委、管委会逐步对条件成熟的实行统一规划、统一产业布局和统一招商政策的“三统一”管

理，与新区直管区同步启动重大基础设施建设，具体开发建设工作由属地政府负责。

二、管理体系

（一）“16+1”管理模式

省委、省政府将新区党工委、管委会视同一级党委、政府管理，对新区直管区规划计划、人员编制、预算安排、项目申报、用地指标、征占用林地指标等实行单列管理，直接下达新区，并进行检查和考核；暂不能下达的，积极探索“省直管县”模式管理。赋予新区管委会相应的审批和管理权限，行使省级行政审批权（国家法律法规禁止授予的除外），同时承担新区直管区范围内原昆明市政府的行政审批和管理权限。涉及地方性法规明确的管理权限变更，由省政府提请省人大常委会决定调整为新区行使。国家法律法规规定不能变更的审批事项，实行2号章制度。

（二）新区党工委、管委会

主要职责：新区党工委、管委会为省委、省政府派出机构，行使省委、省政府授权的管理职能，对新区直管区经济、政治、文化、社会、生态文明建设和党的建设进行全面管理，组织实施新区经济发展、开发建设等重大事项，与昆明市、曲靖市、玉溪市、楚雄州统筹协调好规划建设工作。

工作机构：综合办公室、党群工作局、经济贸易发展局、财政局（金融办）、规划局、建设管理局、招商合作局、

农业农村工作局、社会事务管理局、监察审计局。

派驻机构：纪工委、公安局、国土资源局、环境保护局、林业局、水务局、国家税务局、地方税务局、工商行政管理局、质量技术监督局。

事业单位：土地收购储备中心、政务服务中心（公共资源交易中心、土地交易中心）、投资项目咨询评审中心。

（三）县（市）党政机关和各类园区管理机构

主要职责：安宁市、嵩明县及官渡区大板桥街道受新区党工委、管委会的直接领导，对辖区经济、政治、文化、社会、生态文明建设和党的建设进行全面直接管理。各类园区党工委、管委会负责园区内的具体开发建设。

机构设置：新区直管区县（市）和园区的机构设置、职能配置、工作流程和人员编制，由新区党工委、管委会本着科学合理、精干高效的原则进行优化调整。

（四）组建云南省滇中产业发展集团有限责任公司

将省政府20亿元新区发展专项资金注入，把新区直管区内省属部分国有土地、林地、矿产资源等作为实物资产评估作价后划拨，整合新区直管区内具备条件的国有投融资公司，组建云南省滇中产业发展集团有限责任公司。

主要职责：省属国有企业，由新区直接管理，承担新区重大基础设施和公共服务设施建设、土地开发、产业培育和投融资等工作；根据建设需要，兴办若干独资、控股、参股

公司作为专项开发建设的主体。

三、管理权限

（一）组织人事和干部管理

新区直管区内机构和编制，由新区党工委、管委会按规定统一管理。新区党工委负责新区直管区领导班子和领导干部队伍建设，处级领导班子和领导干部由新区党工委考核、调配和管理。法院、检察院、武装部按原渠道管理。干部任免征求新区党工委意见。省直相关部门的派出机构接受省直主管部门和新区党工委双重领导，以部门管理为主。

（二）规划管理

负责组织编制新区直管区国民经济和社会发展规划、城乡建设规划，并对新区的总体规划实行统一管理。

（三）财税金融管理

参照省对州（市）的财政管理体制，建立省对新区的财政管理体制，设立新区金库，负责办理新区直管区内财政预算收入的收缴、划分、留解和预算支出拨付。按照财随事走和权责对等的原则，以2013年为基期年，划断新区直管区与昆明市及官渡区的财政收支关系。统筹新区直管区财政收入分享体制及支出责任承担机制，综合考虑省和昆明市对新区直管区的财力性转移支付政策、标准，由省财政厅牵头协调新区财政预算管理体制报省政府确定。新区管委会负责编制本级财政收支预算，汇总纳入省级预算。新区新增财政收

入应上缴省级部分全额留新区（中央及省政府有特殊规定的收入项目除外）。省国税局、地税局在新区的派出机构，负责新区直管区内相应的税收收入组织和税务管理。中央代云南省发行的地方政府债券优先安排给新区。新区要创新市场化的投资建设模式，加快成立滇中银行工作步伐，推进金融市场体系建设。

（四）项目管理

新区直管区的建设项目和产业项目按照省政府授权和法定程序分级审批。需国家部委及以上机关批准审批的项目，由新区管委会报省直有关部门上报；必须按行政区划上报的项目，由昆明市配合新区予以转报。

（五）国土资源管理

负责新区直管区土地资源、矿产资源等自然资源的规划、管理、保护与利用工作，对新区直管区耕地和基本农田等国土资源进行保护，统一组织实施新区直管区内的土地收储和供应工作。

（六）农林水管理和生态建设

负责新区直管区农业、林业、水务、农村经济社会发展，以及生态建设和环境保护等事务。

（七）统计管理

按照属地统计原则，新区直管区各项经济社会发展指标按现行统计体系进行统计；省、州（市）、县（市、区）对

新区直管区的统计数据提供新区，作为工作和考核依据。

（八）党群管理

负责新区直管区党的思想建设、组织建设、作风建设、反腐倡廉建设和制度建设工作，负责统战和工会、共青团、妇联等群团工作。

（九）社会事务管理

负责新区直管区内社会保障、科技、教育、文化、卫生、计生、体育、民政等社会事务，以及司法行政、综治维稳、民族宗教等工作。

四、组织实施

（一）统一思想认识

各地区各部门要站在全省发展全局的高度，把思想和行动统一到省委、省政府重大决策部署上来，深刻认识建设新区是贯彻落实党的十八届三中全会精神的重要举措，是全省跨越发展的重要支撑，必须把加快新区建设作为义不容辞的责任，切实增强紧迫感、责任感、使命感，凝聚力量、整合资源、群策群力，确保新区建设各项工作高效顺利推进。

（二）大胆改革创新

新区党工委、管委会要大力弘扬改革创新精神，着力创新体制机制，尽快掀起招商开发建设热潮。创新行政审批，实行负面清单制度，充分用好省、市两级审批权，优化审批流程、简化审批手续、提高行政效率。创新金融服务，优化

金融环境。用好用足沿边金融改革试验区政策。创新用人机制，实行聘任公务员制度，推行购买服务，面向海内外引进规划、招商、投融资等方面的优秀高层次人才，建设人才特区。创新管理方式，明确岗位权责，规范行使权力，健全激励机制及责任追究制度。新区各级干部要发扬艰苦奋斗、奋发图强的精神，工作在一线、指挥在一线、推动在一线，创造性地全面贯彻落实省委、省政府加快新区发展的各项部署。

（三）明确工作任务

省直各部门要积极支持新区管理体制改革创新。省委办公厅、省政府办公厅牵头负责综合协调，省委组织部、省委编办和省发改、工信、教育、公安、民政、财政、人社、国土、环保、住建、交通、农业、林业、水利、卫生、税务、统计、金融等部门要按照各自职能职责，根据省委、省政府对新区的授权制定实施细则，明确赋予新区经济管理和行政审批事项目录，并上报国家有关部门备案、告知省直部门和相关州（市）；完成派出机构的组建和职能设置。加强向国家相关部委汇报衔接，创造条件设立国家级滇中新区。

（四）做好交接工作

昆明市委、市政府要尽快与新区党工委、管委会完成移交工作。涉及法律法规规定不能移交或托管的事项，保持原渠道不变。新区直管区党代表、人大代表、政协委员由原行

政区按新区直管区人口比例分配名额，人选意见商新区党工委确定，依法依规选举产生。省直各部门和昆明市原已安排到新区直管区的项目，按责任主体不变、资金渠道不变、目标任务不变的原则继续组织实施。昆明市的优质教育、卫生、科技和文化等社会公共服务资源，继续按原有标准和水平为新区直管区提供支持保障。

为确保新区管理体制调整平稳顺利，按照一事一移交的原则，在2014年底前全面完成移交，确保各项工作实现无缝对接，杜绝出现管理服务真空和盲点。新区直管区的债权债务由新区和昆明市共同协商，形成意见报省政府决定。新区直管区居民的社会保险、社会救济、社会福利、教育等待遇，按昆明市现行政策标准不变，由省直部门牵头商昆明市和新区落实。

（五）加强组织领导

调整充实的新区规划建设领导小组，负责研究新区规划建设的重大政策，健全完善新区管理体制，统筹协调解决推进过程中的重大问题和重要事项，办公室设在新区管委会。新区规划建设领导小组要加大对新区党工委、管委会以及相关部门工作的指导和督促，及时解决新区推进过程中遇到的困难和问题。新区党工委、管委会要认真履行职责，对开发建设过程中出现的重大问题要及时向省委、省政府报告。省委督查室、省政府督查室要将各项工作细化分解、立项督

查。纪检监察部门要牵头组成专项工作组进行监督检查，对工作不力、落实不到位的单位和个人，要追究责任、严肃处理。

（此件发至市厅级，官渡区、安宁市、嵩明县）

中共云南省委办公厅　　2014年4月1日印发

云南省环境保护厅

云环函〔2015〕246号

云南省环境保护厅关于《滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030年）环境影响报告书》审查意见的函

滇中产业聚集区（新区）管委会：

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《规划环境影响评价条例》、《关于进一步做好规划环境影响评价工作的通知》（环办〔2006〕109号）等的有关规定，2015年5月20日，我厅组织有关部门代表和专家组成审查小组，对《滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030年）环境影响报告书》（以下简称《报告书》）进行了审查。报告书编制单位根据审查小组的意见对报告书进行了修改，现将审查小组提出的审查意见（见附件）和修改后的《报告书》送你委，作为规划上报审批的依据。

附件：滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030年）环境影响报告书审查意见

云南省环境保护厅

2015年7月21日

附件

滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030年）环境影响报告书审查意见

2015年5月20日，云南省环境保护厅在昆明组织召开了《滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030年）环境影响报告书》（以下简称《报告书》）审查会。省环境保护厅，省发展和改革委，滇中产业新区管委会，滇中产业新区规划局、环保局，安宁市环保局、发改局、工信局，云南环境工程设计研究中心（规划环评编制单位）等单位代表和8名特邀专家参加了会议，有关部门代表和专家共13人组成了审查小组（名单附后）。规划环评编制单位汇报介绍了《报告书》，审查小组经过认真讨论和审议，形成审查意见如下：

一、云南省委、省政府决定规划建设滇中产业聚集区，其中安宁组团是聚集区西区的核心区。《滇中产业聚集区安宁组团总体发展规划（2014-2030年）》（以下简称《安宁组团规划》）提出，利用现有的产业基础，不断完善各项基础设施和综合服务能力，提升产业发展能级，规划构建以高端植入产业为引领，基础优势产业为依托、支撑服务产业为保障、特色优势产业为补充的现代产业体系，把安宁组团打造成为对外开放的陆路门户枢纽，繁荣高效的工业基地，和谐宜居的特色园林城市。规划范围包括安宁市域九个街道办事处（连然、金方、八街、温泉、青龙、禄脿、

草铺、太平新城、县街）和禄丰县土官镇，全域总面积1397平方公里；规划期限为2014-2030年。

二、《报告书》在调查区域发展和资源环境现状的基础上，从环境空气、地表水、地下水、生态环境影响等方面分析了区域资源环境承载能力和制约因素，预测、评价了规划实施对区域水环境和大气环境的影响和风险，提出了环境影响的减缓措施和规划方案的调整建议。《报告书》内容全面，重点明确，评价方法正确，主要环境问题论述清楚，对规划实施的环境影响分析、预测和评价基本正确，提出的预防措施、减轻不良环境影响的对策建议符合规划区域实际，评价结论总体可信。

三、审查小组认为，《安宁组团规划》针对规划区域存在问题，通过布局整合、企业搬迁置换、降低三类工业用地面积、增加园区与城区的防护距离等方式进行了调整，从目标、规模、产业定位、空间结构等方面优化了现有的工业和产业布局，但由于历史原因，形成部份区域空间结构还不尽合理。规划实施中应重点关注以下问题：

（一）充分考虑安宁组团的总体定位和主导职能，以及规划提出的“打造以‘高端、清洁、创新’为导向的新型工业基地”的发展策略，进一步提高资源环境效率，通过采取综合性措施降低污染物排放强度。对资源环境规划指标进行核实和优化调整，对其中的主要污染物排放量约束性指标，要在充分考虑区域环境承载力的基础上进行调减。

（二）规划依托主要交通走廊串联重点产业发展空间，强化

产业的轴向集聚，形成东西向发展核心产业、南北向发展旅游休闲、生态农业的格局。但由于区域主导风向以西南西风为主，安宁主城区空气环境压力大，应当进一步优化空间布局，严格环境准入，同时加大产业转型升级力度，加强现有企业污染治理和监管。

（三）区域内水环境容量受制于外环境入水水质的改善和区内现有项目的污染物排放总量削减，应当从体制机制上建立滇池流域和螳螂川流域水环境保护的联防联控体系，从更高层次为规划实施提供保障。在水环境质量未达标前，应当推行“污染物超量削减替代”制度，排放 COD、氨氮等主要污染物的新建项目，实行区域内现役源 1.5-2 倍的削减量替代。将中水回用率作为园区管理重要考核指标，严格控制排水量大的企业。入园企业必须建设生产废水处理和回用设施，生产废水循环利用必须达到各相关行业的标准要求，进一步提高工业园区生产废水循环利用率，尽量做到区域内水资源的合理循环和分质分级利用。同时加快实施滇池“十二五”水污染防治规划和普渡河水污染防治规划，尽快编制滇池“十三五”水污染防治规划，确保区域内水环境质量持续改善，为区域产业持续发展提供支撑。

（四）加快环保基础设施建设，按照“雨污分流、生产废水和生活污水分流、分散与集中处理相结合”的原则，规范设计和建设各工业片区初期雨水、事故水、生活污水、生产废水的收集处理系统和回用系统。

（五）各片区生活污水必须处理达到 GB18918—2002《城镇

污水处理厂污染物排放标准》一级A标；规划区污水收集、污水处理设施、再生水处理及其回用设施要同步规划、同步建成、同步使用。

（六）加快淘汰落后产能，优化产业布局。加快现有污染源的清理整治，加强监管。与组团规划功能不相符的现有企业不应再行扩建，切实淘汰区域内不符合产业政策和落后产能的企业，根据规划布局要求，制定搬迁改造计划，并抓紧实施。

（七）加强固体废弃物的管理，按照分散与集中处理相结合的原则，抓紧固废处置场等基础设施的建设，确保入区企业产生的固体废弃物得到妥善处置。提高固体废物综合利用率，实现工业固体废物资源化和减量化。

（八）规划编制审批实施中应根据制约因素进一步调整优化各片区功能定位和布局，严格环境准入，提高节能减排和清洁生产水平，发展循环经济，实现社会经济环境可持续发展。

（九）安宁组团部分片区风险源较多，应重点考虑安全和环境风险的影响，优化空间布局，留有足够的防护距离。

滇中产业聚集区安宁组团（2012-2025）总体规划环境影响报告书审查小组成员名单

	姓 名	工作单位	职务/职称	签名
组长	杨春明	云南省环保厅	高工程师	
副组长	武军	云南省地质环境监测院	副院长 高工	
副组长				
成员		云南省环境工程评估中心	正高	
		省环境宣教中心站	正高	
	李柳燕	昆明理工大学	教授	
	吴志华	昆明理工大学	教授	
	李恒	云南省环境科学学会	正高	
	赵丹	中国电建集团昆明勘测设计研究院	正高	
		云南省环境工程评估中心	高工	
	陈玉权	省环保厅滇中产业新区分局	副局长	
		安宁市环保局		
		安宁市发改局	副局长	

2015 年 5 月 20 日

无锡市环境保护局

锡环发〔2014〕73号　　签发：汪春

关于[redacted]有限公司脱硫、脱硝、除尘电价补偿环保验收意见

江苏省环保厅：

根据《国家发展改革委、环境保护部关于印发〈燃煤发电机组环保电价及环保设施运行监管办法〉的通知》（发改价格〔2014〕536号）有关要求，依据[redacted]有限公司脱硫、脱硝、除尘电价补偿环保验收申请，新区建设环保局、市环境监察局分别对该公司烟气脱硫、脱硝、除尘设施及在线监控、联网等情况进行了验收。根据对相关资料审查，形成验收意见如下：

[redacted]有限公司建有2台100t/h、2台150t/h循环流化床锅炉，配2台15MW抽凝机组、1台24MW抽凝机组、1台12MW背压机组，其烟气环保技改工程项目（新建4套SNCR烟气脱硝系统、2套烟塔合一的氨-硫酸铵湿法脱硫系统、对4台布袋除尘器内部改造完善），于2013年10月17日通过环评审批，于2014年6月完成改造，于2014年6月30日通过96

小时试运行。无锡新区环境监测中心于2014年8月17日完成该项目的“三同时”验收监测和比对监测，报告显示其二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放浓度分别为：1#塔33、75、7.26；2#塔21、75、6.99（单位：毫克/标立方米），满足考核限值要求（考核限值分别为50、100、20毫克/标立方米），CEMS（二氧化硫、氮氧化物、烟尘）比对合格，2014年9月18日完成环保“三同时”验收，2014年10月20日完成污染源自动监控设施验收。

有限公司污染源自动监控设施的监测孔、排污口建设、自动监控设施的安装和调试检测、自动监测数据传输协议、设备参数设置、采样方法与频次、自动监测数据联网传输等符合规范要求，设备操作、使用、维护保养、故障处理制度完善，符合《固定污染源烟气排放连续监测技术规范（试行）》（HJ/T75-2007）和《江苏省重点监控企业污染源自动监控设施验收指南》（苏环办〔2012〕93号）等技术规范的要求，未设置烟气旁路通道。

脱硫设施的关键辅助参数和CEMS数据（总排放口SO_2、O_2浓度、烟气温度、湿度、压力、流速、机组负荷、吸收循环泵电流、脱硫塔PH值、脱硫塔进出口压力差）等均已与省环保厅“江苏省电力企业锅炉烟气在线监控系统联网”，且各项参数可连续可靠上传。

脱硝设施的关键辅助参数和CEMS数据（总排放口NO_x、O_2浓度、烟气温度、湿度、压力、流速、机组负荷、氨水流量、

电流）等均已与省环保厅“江苏省电力企业锅炉烟气在线监控系统联网”，且各项参数可连续可靠上传。

除尘设施的关键辅助参数和 CEMS 数据（总排放口烟尘、O_2 浓度、烟气温度、湿度、压力、流速、机组负荷、除尘器进出口压差、除尘器脉冲信号）等均已与省环保厅“江苏省电力企业锅炉烟气在线监控系统联网”，且各项参数可连续可靠上传。

经资料审核和现场核查，同意通过脱硫、脱硝、除尘电价环保验收，验收合格日期（已通过现场验收，且以上各项条件均需符合的第 2 天为验收合格之日）为 2014 年 10 月 21 日。

无锡市环境保护局
2014 年 11 月 6 日

无锡市环境保护局办公室　　2014 年 11 月 6 日印发

附表8

FQ-01#排放口监测结果

8月4日

序号	测试项目	单　位	标准	监测结果	
				脱硫塔前 11#点位	FQ-01#（脱硫塔后）12#点位
7	二氧化硫排放浓度	mg/m^3（额定）	50	1049	31.2
8	二氧化硫排放速率	kg/h	-	353.2	10.37
9	氮氧化物排放浓度	mg/m^3（额定）	100	72.14	70
10	氮氧化物排放速率	kg/h	-	24.3	23.4
11	氨排放浓度	mg/m^3（额定）	30	-	0.456
12	氨排放速率	kg/h	-	-	0.175
备注					

附表10

FQ-02#排放口监测结果

7月31日

序号	测试项目	单　位	标准	监测结果	
				脱硫塔前 13#点位	FQ-02#（脱硫塔后） 14#点位
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7	二氧化硫排放浓度	mg/m^3（额定）	50	1708	22.8
8	二氧化硫排放速率	kg/h	-	626.2	8.39
9	氮氧化物排放浓度	mg/m^3（额定）	100	57.49	52.0
10	氮氧化物排放速率	kg/h	-	21.2	19.2
11	氨排放浓度	mg/m^3（额定）	30	-	1.29
12	氨排放速率	kg/h	-	-	0.516
13					
14					
15					
16					
18					
备注					

附表6

1号脱硫塔烟气脱硫监测结果

8月4日

序号	测试项目	单　位	标准	监测结果	
				脱硫塔前 11#点位	脱硫塔后 12#点位
1					
2					
3					
4					
5	二氧化硫排放浓度	mg/m^3（额定）	50	1049	31
6	二氧化硫排放速率	kg/h	-	353.2	10.37
7	二氧化硫去除效率	%	-	-	97.06
备注					

1号脱硫塔烟气脱硫监测结果

8月5日

序号	测试项目	单　位	标准	监测结果	
				脱硫塔前 11#点位	脱硫塔后 12#点位
1					
2					
3					
4					
5	二氧化硫排放浓度	mg/m^3（额定）	50	1065	33
6	二氧化硫排放速率	kg/h	-	361.9	11.25
7	二氧化硫去除效率	%	-	-	96.89
备注					

附表7

2号脱硫塔烟气脱硫监测结果

7月31日

序号	测试项目	单　位	标准	监测结果	
				脱硫塔前 13#点位	脱硫塔后 14#点位
1					
2					
3					
4					
5	二氧化硫排放浓度	mg/m^3（额定）	50	1708	23
6	二氧化硫排放速率	kg/h	-	626.2	8.39
7	二氧化硫去除效率	%	-	-	98.66
备注					

2号脱硫塔烟气脱硫监测结果

8月1日

序号	测试项目	单　位	标准	监测结果	
				脱硫塔前 13#点位	脱硫塔后 14#点位
1					
2					
3					
4					
5	二氧化硫排放浓度	mg/m^3（额定）	50	1538	19
6	二氧化硫排放速率	kg/h	-	530.4	6.93
7	二氧化硫去除效率	%	-	-	98.69
备注					

昆明市人民政府(批复)

昆政复〔2011〕71号

昆明市人民政府
关于中国石油云南1000万吨/年炼油项目
水资源量支撑能力方案的批复

市水务局：

你局《关于上报〈中国石油云南1000万吨/年炼油项目水资源量支撑能力方案〉的请示》（昆水请〔2011〕209号）收悉。经研究，现批复如下：

原则同意《中国石油云南1000万吨/年炼油项目水资源量支撑能力方案》。请你局认真组织实施，并做好后续相关工作。

此复。

昆明市人民政府

二〇一一年九月三十日

主题词：水利　炼油项目△　水资源量△　方案　批复

抄送：省环保厅、省水利厅。

昆明市人民政府办公厅　　2011年9月30日印发

校对：李金能

昆明市人民政府（批复）

昆政复〔2011〕72号

昆明市人民政府
关于螳螂川（海口—富民大桥）污染物减排方案的批复

市环保局：

你局《关于报请审定〈螳螂川（海口—富民大桥）污染物减排方案〉的请示》（昆环保请〔2011〕155号）收悉。经研究，现批复如下：

一、原则同意《螳螂川（海口—富民大桥）污染物减排方案》（以下简称《方案》），请认真组织实施。

二、《方案》实施范围从西山区海口镇中滩闸附近滇池流域西边界线起，至富民县螳螂川富民大桥控制断面止，干流总长约85公里，总面积约2108平方公里，涉及西山区、安宁市、晋宁县、富民县等4个县（市）区，15个乡镇。

三、《方案》目标为富民大桥断面水功能 2014 年达到地表水

Ⅴ类标准，2015年达到地表水Ⅳ类标准，到2020年达到Ⅲ类水标准。

四、西山区、安宁市、晋宁县、富民县人民政府是《方案》实施的责任主体，负责《方案》的具体组织实施，要将《方案》确定的目标、任务分解到行政区域内各级政府和有关部门；建立多元化的投资渠道，多方筹集资金，落实《方案》项目；加强项目建设和运行管理，加大环境执法和监管力度。

此复。

昆明市人民政府

二〇一一年九月三十日

主题词：环保　螳螂川△　减排△　方案　批复

抄送：省环保厅、省水利厅。

昆明市人民政府办公厅　　2011年9月30日印发

校对：李金能

昆明市人民政府(批复)

昆政复〔2011〕73号

昆明市人民政府
关于安宁市大气环境容量核算及污染物
减排规划的批复

安宁市人民政府:

你市《关于报请审批安宁市大气环境容量核算及污染物减排规划的请示》(安政请〔2011〕97号)收悉。经研究,现批复如下:

原则同意《安宁市大气环境容量核算及污染物减排规划》,请你市结合实际环境容量情况和中石油云南炼油项目环境要求,认真组织实施。

此复。

昆明市人民政府

二〇一一年九月三十日

主题词：环保 环境容量△ 减排△ 规划 批复

抄送：省环保厅、省水利厅。

昆明市人民政府办公厅　　2011年9月30日印发

校对：李金能

昆明市人民政府办公厅公文处理笺

文件名称：关于报请审批安宁市污染源削减方案的请示（安政请〔2010〕116号）

来文单位：安宁市政府

收文时间：2010-10-20　　经办人：赵德茗

政府领导批示：

同意。

何波　2010-10-21 16:46:43

厅领导批示：

拟同意，报请何副市长审批。

李何瑜　2010-10 21 8:32:26

来文摘要：

安宁市政府向昆明市政府请示：

安宁是全省重要的钢铁、磷盐、化工基地，为改善区域空气和地表水环境质量，促进安宁市区环境质量持续稳定达标，确保中石油炼油项目顺利入驻安宁，安宁市编制完成了《安宁市污染源削减方案》，并已通过省、昆明市专家评审，现报请昆明市政府审批。

市发改委意见：

鉴于削减方案专业性较强，建议意见以专家意见和环保局意见为主，市发改委无意见。

市环保局意见：

一是根据《关于印发电石法聚氯乙烯行业汞污染综合防治方案的通知》（工信部节[2010]261号），《削减方案》应增加"到2015年，电石法聚氯乙烯行业要全部使用低汞触媒"的削减汞排放的措施；

二是《削减方案》应增加"经螳川流域磷化工企业要尽早实现生产废水零排放、工业固体废物配套'三防'措施和产生的危险废物依法妥善处置"的削减氟化物的措施。

无其他意见。

拟办意见：

根据市发改委、市环保局以及专家评审意见，为满足中石油云南炼油项目的审批条件，拟建议同意安宁市政府上报的《安宁市污染源削减方案》。

赵德茗　2010-10-20 18:59:46

处室负责人意见：

拟同意拟办意见，呈何副市长、李主任审示。

徐国兆　2010-10-21 7:59:03

拟同意。

何盛光　2010-10-20 19:10:33

年　月　日

昆明市人民政府办公厅

昆明市人民政府办公厅
关于安宁市污染源削减方案的函

安宁市人民政府:

你市《关于报请审批安宁市污染源削减方案的请示》(安政请〔2010〕116号)已收悉。按照你市提供的专家评审意见,经市级有关部门研究,为加快推进中石油云南炼油项目,昆明市人民政府批准同意《安宁市污染源削减方案》(批示附后)。同时,请你市认真吸纳市环保局的一些建议。

此函。

昆明市人民政府办公厅

二〇一〇年十月二十五日

云南省水利厅

关于中石油云南炼油项目排污口下游安宁区域无农灌用水的情况说明

中石油云南炼油项目排污口设置于安宁市青龙镇小河口村，流经螳螂川至马鹿塘出安宁市行政辖区，流程 17.98 公里。该区域农灌用水主要由温青沟引水工程供给。温青沟引水工程取水点位于中石油云南炼油项目排污口上游 15.12 公里。因此，中石油云南炼油项目排污口下游螳螂川安宁市区域不再作为农灌用水。

云南省水利厅

二〇二〇年十一月五日

水利部长江水利委员会行政许可决定

长许可〔2011〕123号

关于安宁工业园区中国石油云南1000万吨/年炼油项目入河排污口设置的批复

安宁工业园区管理委员会：

你单位报送的安宁工业园区中国石油云南1000万吨/年炼油项目入河排污口设置申请书及《安宁工业园区中国石油云南1000万吨/年炼油项目入河排污口设置论证报告》（以下简称《论证报告》）收悉。我委组织专家对《论证报告》进行了技术评审，并对其他相关材料进行了审查。经征求云南省水利厅、昆明市水利局、安宁市水利局等地方水行政主管部门的意见后，现按照《水法》、《入河排污口监督管理办法》（水利部22号令），批复如下：

一、在全面落实《昆明市人民政府关于普渡河流域昆明境内水污染防治规划的函》（昆政函〔2011〕28号）中确保2015年富民大桥断面达到Ⅳ类水，到2020年达到Ⅲ类水标准的承诺，以及

“十二五”滇池流域和普渡河流域水污染防治各项措施的前提下，同意中国石油云南1000万吨/年炼油项目经处理的废污水通过管道加压由工业园区入河排污口排入螳螂川。该入河排污口位于螳螂川小河口村（东经102°20′51″，北纬24°59′09″），处于滇池昆明市开发利用区内螳螂川安宁－富民过渡区，排放方式为连续排放。

二、同意中国石油云南1000万吨/年炼油项目废污水排放总量为147m^3/h（年排放量为123.5万m^3），其中浓水处理系统尾水130m^3/h，催化裂化再生烟气脱硫废水17m^3/h。该项目浓水处理系统采用前臭氧氧化＋BAF＋后臭氧氧化处理工艺处理项目废水，尾水应符合《污水综合排放标准》（GB8978－1996）一级标准要求，其中COD不超过60mg/L，氨氮不超过15mg/L，挥发酚不超过0.5mg/L，石油类不超过5mg/L，硫化物不超过1.0mg/L。特征污染物苯和二甲苯的浓度分别不超过0.1mg/L和0.4mg/L。

三、该项目应采取措施确保含油污水处理系统、含盐污水处理系统和清净废水处理系统尾水循环利用不外排。其浓水处理系统应采取措施做到稳定达标排放和符合总量控制要求，禁止超标排放。落实“罐区防火堤－事故收集池－污水处理场终端截断阀”三级防控措施，制定并落实事故状态下的废污水处置应急预案，防止各类污染物事故及事故处理过程中的伴生、次生污染，确保发生事故时陆源污染物不会进入螳螂川。

四、建设单位应进一步加大污水回用力度，最大限度减少废污水排放量，减小对螳螂川水环境和水生态的影响。

五、入河排污口投入使用前，应及时报请验收，经验收合格后

方可正式投入使用。

六、应在入河排污口处竖立标志牌，并在该项目废污水接入排污管道前安装监控排污的在线流量计，COD、氨氮及特征污染物监测仪等监测设备，按规定开展污水水质水量监测。投入运行后，应定期向当地水行政主管部门和我委报送入河排污口统计有关信息。

七、今后因园区内项目建设等原因导致此入河排污口的排污量或排放污染物发生改变的，应及时论证、报批。

八、入河排污口设施建设涉及河道内建设项目管理的，按河道内建设项目管理规定执行。

附件：《安宁工业园区中国石油云南石化1000万吨/年炼油项目入河排污口设置论证报告》专家评审意见

二〇一一年六月十六日

附件：

《安宁工业园区中国石油云南石化1000万吨/年炼油项目入河排污口设置论证报告》专家评审意见

长江水利委员会于2010年11月30日在武汉主持召开了《安宁工业园区中国石油云南石化1000万吨/年炼油项目入河排污口设置论证报告》（以下简称《论证报告》）专家评审会。长江水利委员会水资源保护局、办公室、总工办、水资源局、水文局，云南省水利厅、工信委，云南省环科院，昆明市水务局，安宁市水务局等单位的专家和代表参加了会议，会议成立了技术评审委员会（名单附后）。与会专家和代表听取了业主单位安宁工业园区管理委员会和报告编制单位云南省水文水资源局对建设项目和《论证报告》的介绍，经过认真审议，形成评审意见如下：

一、《论证报告》分析论证了入河排污口设置后的影响范围及其对水功能区、水生态环境和第三者权益的影响，提出了水资源保护措施和建议。技术路线正确，内容全面，资料较翔实，结论基本合理，基本符合《入河排污口监督管理办法》关于入河排污口设置论证的要求。

二、该项目入河排污口属于新建排污口，设置于安宁市小河口村螳螂川河道，排污口类型为企业排污口，排放方式为连续排放。

建设项目废污水包括浓水处理系统尾水 130m³/h 和催化裂化再生烟气脱硫废水 17m³/h，总排污量 147m³/h，按年运行 8400h 计，年排放量为 123.5 万 m³。排水水质：氨氮≤15mg/L；CODcr≤60mg/L；挥发酚≤0.5mg/L；石油类≤5.0mg/L；硫化物≤1.0mg/L。

三、该项目入河排污口位于螳螂川安宁－富民过渡区，自安宁温青闸至富民大桥，水功能区河长 47.0km，现状水质劣Ⅴ类，不满足水功能区水质管理目标要求。COD、氨氮已无纳污能力。

“十二五”滇池流域和普渡河流域水污染防治各项措施的实施能够大幅削减上游河段的污染负荷，通过在本区域内进一步采取措施，加大减排力度，可以为该建设项目排污留出容量。

四、《论证报告》提出的污水处理措施和应急处理措施等基本可行。

五、《论证报告》分析了项目建成后，在保证各项措施到位的情况下，排污口设置对水功能区的总体水质影响不大，对该河段水生态环境及第三者权益影响有限。该排污口设置基本可行。

六、修改意见及建议

1、进一步分析该项目排污对螳螂川退水影响范围内污染负荷的影响。

2、补充滇池及螳螂川，特别是滇池的污染治理规划的内容，并补充螳螂川水质变化分析内容，据此进一步分析项目排水对水功能区纳污能力的影响。

3、补充严加监管的措施、排污口设置方案、监测方案等。

4、补充本项目取排水与安宁工业园区草铺片区供、排水规划的关系。

5、补充特征污染物的处理情况及效果分析。

技术评审委员会主任：

二〇一〇年十一月三十日

主题词：水资源保护　排污口　设置　审批　云南　意见

抄送：云南省水利厅、昆明市水利局、安宁市水利局。

长江水利委员会办公室　　2011年6月16日印发

编号：P9511-000-CONT-GCFW-4003

安宁市王家滩水库供水协议

甲方：安宁市水务局

乙方：中国石油天然气股份有限公司炼化工程建设项目部

安宁市王家滩水库（以下简称“水库”）于2010年1月由甲方负责开工建设，2012年底项目主体完工，2013年2月其他工程完工，水库建设项目全面竣工后投入使用。为确保王家滩水库建成后，满足乙方拟建《中国石油云南1000万吨/年炼油项目》（以下简称“项目”）的供水需求，同时取得较好的社会经济效益，经协商，甲、乙双方达成以下协议：

一、水库年供水量766万m³，乙方年需水量约550万m³。甲方按乙方具体计划提供供水。

二、供水价格不高于当地当时执行的工业用水价格，按月结算。目前可暂按3.20元/m³估算。

三、甲方应在2013年4月底前具备向乙方供水的条件，乙方用水时间按照工艺生产的需求执行。

四、供水交接点在乙方项目厂区红线外1米。

五、甲、乙双方职责

（一）甲方负责按时、按量提供水质合格的用水；

（二）乙方负责按时支付水费；

（三）维护甲乙双方共同利益。

六、违约责任

甲乙双方不履行本协议所定条款，均视为违约，违约方应就其违约行为赔偿给守约方所造成的一切直接损失。

七、因不可抗拒力（如自然灾害等因素），或因项目未能获得批准，造成双方损失，一方不能履行或不能完全履行该协议，甲乙双方应友好协商，同时根据实际情况变更或终止该协议。

八、其他未尽事宜，双方协商解决。

九、本协议经签字、盖章之日起生效。

十、在水库具备向乙方供水条件后，甲、乙双方将另行签署《供用水合同》，明确约定用水价格、支付方式、违约责任、计量等具体事宜。《供用水合同》签署后，本协议自动终止。

十一、本协议一式五份，甲方执三份，乙方执二份。

乙方：中国石油天然气股份有限公司炼化工程建设项目部

法定代表人：

日期：2010年9月23日

甲方：安宁市水务局

日期：2010年9月23日

生活水供水协议

甲方：安宁工业园区管理委员会

乙方：中国石油天然气股份有限公司炼化工程建设项目部

为满足拟建的《中国石油云南1000万吨/年炼油项目》（以下简称"项目"）的生活水供水需求，同时取得较好的社会经济效益，经协商，甲、乙双方达成以下协议：

一、乙方用水量为最高日用水量1100m³、最大时用水量110m³/h，年需水量约33万m³。甲方按乙方具体计划提供供水；

二、供水价格目前暂按3.2元/m³。

三、甲方应在2011年3月底前具备向乙方供水的条件，乙方用水时间按照生活需求执行。

四、供水交接点在乙方项目厂区红线外1米。供水到厂区围墙的界区压力不小于0.5MpaG，供水管线暂按DN250mm。

五、供水水质应满足国家标准《生活饮用水卫生标准》GB5749-2006。

六、甲乙双方职责

（一）甲方负责按时、按量提供水质合格的用水；

（二）乙方负责按时支付水费；

（三）维护甲乙双方共同利益

七、违约责任

甲乙双方不履行本协议所定条款，均视为违约，违约方应就其违约行为赔偿给守约方所造成的一切直接损失。

八、因不可抗拒力（如自然灾害等因素），或因项目未能获得批准，造成双方损失，一方不能履行或不能完全履行该协议，甲乙双方应友好协商，同时根据实际情况变更或终止该协议。

九、其他未尽事宜，双方协商解决。

十、本协议经签字、盖章之日起生效。

十一、在甲方建设的具备向乙方供水条件后，甲、乙双方将另行签署《供用水合同》，明确约定用水价格、支付方式、违约责任、计量等具体事宜。《供用水合同》签署后，本协议自动终止。

十二、本协议一式六份，甲方执三份，乙方执三份。

甲方：安宁工业园区管理委员会

法定代表人：

委托代理人：

日期：

乙方：中国石油天然气股份有限公司
炼化工程建设项目部

法定代表人：

委托代理人：

日期：2010年10月12日

再生水供水协议

甲方：安宁工业园区管理委员会

乙方：中国石油天然气股份有限公司云南化工程建设项目部

为满足拟建的《中国石油云南1000万吨/年炼油项目》（以下简称"项目"）的循环水供水需求，同时取得较好的社会经济效益，经协商，甲、乙双方达成以下协议：

一、乙方用水量为最高日用水量24000m³；最大时用水量1400m³/h，年需水量约350万m³。甲方按乙方具体计划提供供水；

二、供水价格目前可暂按2.6元/m³估算。

三、甲方应在2013年4月底前具备向乙方供水的条件，乙方用水时间按照工艺生产的需求执行。

四、供水交接点在乙方项目厂区红线外1米。供水到厂区围墙的界区压力不小于0.25MpaG，供水管线暂按DN500mm。

五、供水水质应满足国家标准《工业循环冷却水处理设计规范》GB50050—95，并且最低应满足下表的要求（以下数据由总体设计单位中国寰球工程公司提供）

控制项目	标 准
pH 值	6.5－8.5
悬浮物（SS）（mg/L）	≤5
浊度（NTU）	≤3
色度（度）	≤30
生化需氧量（BOD_5）（mg/L）	≤5
化学需氧量（COD_{Cr}）（mg/L）	≤30
铁（mg/L）	≤0.2
锰（mg/L）	≤0.2
氯离子（mg/L）	≤200
硫酸根离子（mg/L）	≤300
二氧化硅（SiO_2）	≤50
总硬度（以 $CaCO_3$ 计/mg/L）	≤250
总碱度（以 $CaCO_3$ 计 mg/L）	≤200
氨氮（以 N 计 mg/L）	≤2
总磷（以 P 计 mg/L）	≤1
溶解性总固体（mg/L）	≤800
石油类（mg/L）	≤1
粪大肠菌群（个/L）	≤1000

六、甲乙双方职责

（一）甲方负责按时、按量提供水质合格的用水；

（二）乙方负责按时支付水费；

（三）维护甲乙双方共同利益。

七、违约责任

甲乙双方不履行本协议所定条款，均视为违约，违约方应就其违约行为赔偿给守约方所造成的一切直接损失。

八、因不可抗拒力（如自然灾害等因素），或因项目未能获得批准，造成双方损失，一方不能履行或不能完全履行该协议，甲乙双方应友好协商，同时根据实际情况变更或终止该协议。

九、其他未尽事宜，双方协商解决。

十、本协议经签字、盖章之日起生效。

十一、在甲方建设的再生水厂具备向乙方供水条件后，甲、乙双方将另行签署《供用水合同》，明确约定用水价格、支付方式、违约责任、计量等具体事宜。《供用水合同》签署后，本协议自动终止。

十二、本协议一式六份，甲方执三份，乙方执三份。

甲方：[illegible]宁工业园区管理委员会

法定代表人：

委托代理人：[illegible]

日期：2010年[illegible]月[illegible]日

乙方：中国石油天然气股份有限公司

[illegible]化工程建设项目部

法定代表人：[illegible]

委托代理人：

日期：2010年10月[illegible]日

安宁市张家坝水库作为中石油炼化项目备用水源供水的协议

甲方：安宁市水务局

乙方：中国石油天然气股份有限公司炼化工程建设项目部

安宁市张家坝水库（以下简称“水库”）为云天化云南天达化工实业有限公司现有水库，现主要作为云天化集团工业用水水源。为确保乙方拟建《中国石油云南1000万吨/年炼油项目》（以下简称“项目”）的供水可靠性，同时取得较好的社会经济效益，经甲方与云南天达化工实业有限公司协商，云南天达化工实业有限公司同意甲方从其水厂连接并铺设供水管道，供应乙方施工期间用水，并作为中石油今后的备用水源。在此基础上，甲、乙双方达成以下协议：

一、张家坝水库作为项目的备用水源。甲方在王家滩水库水源不能保证乙方供水要求的特殊情况下，按乙方具体计划，张家坝水库水源为乙方提供供水。供水水量暂时按照正常550立方米/小时，最大1200立方米/每小时估算；供水管径初步确定为DN500。

二、供水价格目前暂按3.20元/m^3计，水质不低于地表水IV类（含IV类）以上水质；随着市场发展，今后水价不高于当地当时执行的工业用水价格，按月结算。

三、甲方应在2013年4月底前具备向乙方供水的条件，乙方用水时间按照工艺生产的需求执行。

四、供水交接点由甲方协调建设管网调供至乙方项目厂区红线外1米。

五、甲、乙双方职责

（一）甲方负责协调确保按时、按量提供水质合格的用水；

（二）乙方负责按时支付水费；

（三）维护甲乙双方共同利益。

六、违约责任

甲乙双方不履行本协议所定条款，均视为违约（甲方与云天化集团之间原因造成的本协议不能履行，视为甲方不履行本协议），违约方应就其违约行为赔偿给守约方所造成的一切直接损失。

七、因不可抗拒力（如自然灾害等因素），或因项目未能获得批准，造成双方损失，一方不能履行或不能完全履行该协议，甲乙双方应友好协商，同时根据实际情况变更或终止该协议。

八、在具备向乙方供水条件后，甲、乙双方将另行签署《供用水合同》，明确约定用水价格、支付方式、违约责任、计量等具体事宜。《供用水合同》签署后，本协议自动终止。

九、本协议一式 六 份，甲方执三份，乙方执 三 份。

十、其他未尽事宜，双方协商解决。

十一、本协议经签字、盖章之日起生效。

甲方：安宁市水务局

法定代表人：[redacted]

日期：2010.8.24

乙方：中国石油天然气股份有限公司炼化工程建设项目部

法定代表人：[redacted]

日期：2010年8月24日

中国石油云南1000万吨/年炼油项目危险废物委托处置意向协议书

本协议于[2011]年[9]月[29]日由以下双方签署：

甲　　方：中国石油天然气股份有限公司炼化工程建设项目部
地　　址：北京市朝阳区太阳宫金星园8号
电　　话：010-63592040　　传　　真：010-63592035
联 系 人：

乙　　方：云南大地丰源环保有限公司（昆明危险废物处理处置中心）
地　　址：昆明市高新区科医路59号
电　　话：0871-5326226　　传　　真：0871-5326226
联 系 人：

鉴于：

（1） 乙方承担《全国危险废物和医疗废物处置设施建设规划》项目之一——昆明危险废物处理处置中心的筹建和运营。目前，项目正在建设过程中。项目在2011年开始试运行，2012年正式投运。项目建成后，乙方将取得“危险废物收集、贮存、处置综合经营许可”资质，并具备提供危险废物收集、贮存及处理处置服务的能力。

（2） 甲方“中国石油云南1000万吨/年炼油项目”产生废白土、废瓷球、废脱硫剂、污泥焚烧灰渣、废催化剂及其它危险废物约4200吨/年。

（3） 依据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》中“危险废物污染环境防治的特别规定”和《昆明市危险废物污染防治管理办法》，双方就甲方所产生的上述危险废物委托

100页 30/05 2002 22:25 FAX

乙方进行收费处置达成以下一致意见：

意见条款：

（1） 甲方有责任进一步给乙方提供上述废物物化性状、包装特性、暂存情况、收运基本情况等明细信息。

（2） 乙方对协议范围内甲方产生的废物提供处置服务，按国家有关规定和标准对废物进行安全处置，在处理处置过程中产生的安全问题和环保问题由乙方按照国家有关法律法规的规定承担责任。甲方有权向乙方咨询相关业务专业知识。

（3） 若甲方废物种类发生重大变化时，须对产生的废物签订新的协议；若甲方废物性状发生较大变化，或因为某种原因而导致某些批次废物性状发生重大变化，甲方应及时通报乙方，经双方协调，可重新就该批次废物处理签订相关处置协议。

（4） 由乙方负责协议范围内甲方产生废物的处置运输任务，待处置废物的运输须严格按国家有关危险废物的运输规定执行。甲方需在每次运输提前十个工作日通知乙方，以便乙方调度安排车辆运输；在乙方运输时，甲方应给予乙方进出厂区的方便。乙方至甲方运输时应遵守甲方规章制度及指挥。乙方违反甲方规章制度及指挥，发生之人身安全及财产损失由乙方承担。

（5） 乙方每次接收甲方委托的废物时，需按照《危险废物转移联单管理办法》详细填写“危险废物转移联单”，双方加盖

30/05 2002 22:35 FAX
002

公章后由乙方报送环保部门备案。

（6） 相关委托处置费用将按云南省（或昆明市）发改委物价处制定的危险废物处理处置相关收费政策及标准执行。

（7） 其它未尽事项，再行商议。

（8） 本协议一式六份，双方各持三份。

本协议经双方签订盖章后生效。

甲 方：中国石油天然气股份有限公司炼化工程建设项目部

代 表：

2011 年 9 月 29 日

乙 方：云南[illegible]环保有限公司（章）

代 表：

2011年 9月 29日

30/05 2002 22:36 FAX 003

企业法人营业执照

（副　本）2/2

注册号　530000000000164

名　　称	云南大地丰源环保有限公司
住　　所	昆明市新闻南路23号
法定代表人姓名	李伟
注册资本	叁仟伍佰万元正
实收资本	叁仟伍佰万元正
公司类型	非自然人出资有限责任公司
经营范围	固体废物和危险废物，废液废水处置、利用；环保技术咨询、技术服务；环保设备产品的销售（专项审批的凭许可证开展经营）。（以上经营范围中涉及国家法律、行政法规规定的专项审批，按审批的项目和时限开展经营活动）***

此复印件仅供办理
中石油滇源项目报证
使用，再次复印无效

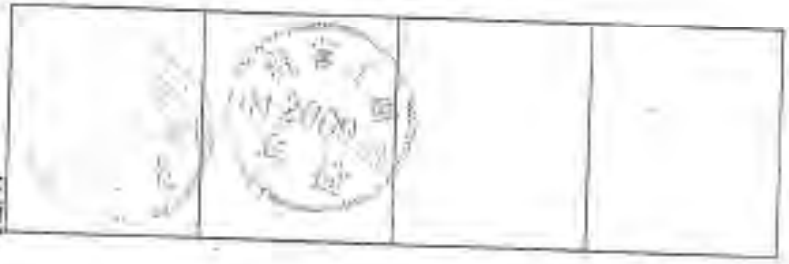
成立日期　二〇〇五 年 一 月 十八 日

营业期限　自 二〇〇五 年 一 月 十八 日至 二〇二五 年 一 月 十八 日

须　知

1. 《企业法人营业执照》是企业法人资格和合法经营的凭证。
2. 《企业法人营业执照》分为正本和副本，正本和副本具有同等法律效力。
3. 《企业法人营业执照》正本应当置于住所的醒目位置。
4. 《企业法人营业执照》不得伪造、涂改、出租、出借、转让。
5. 登记事项发生变化，应当向公司登记机关申请变更登记，换领《企业法人营业执照》。
6. 每年三月一日至六月三十日，应当参加年度检验。
7. 《企业法人营业执照》被吊销后，不得开展与清算无关的经营活动。
8. 办理注销登记，应当交回《企业法人营业执照》正本和副本。
9. 《企业法人营业执照》遗失或者毁坏的，应当在公司登记机关指定的报刊上声明作废，申请补领。

年度检验情况





附件28：昆明市危险废物处置中心企业法人营业执照

附件29： 云南1000万吨/年炼油项目一般固废处置意向协议书

中国石油云南1000万吨/年炼油项目

一般固废处理处置意向协议书

甲方：中国石油天然气股份有限公司炼化工程建设项目部

乙方：安宁工业园区管委会

根据国家的有关法律、法规的规定，本着平等自愿的原则，就中国石油云南1000万吨/年炼油项目（建设地点：云南省安宁市草铺镇）生产过程中所产生的一般固废处理处置事宜，经双方协商一致，达成如下协议，供双方共同遵守执行。

一、甲方委托乙方处理处置甲方生产过程中产生的一般固废，协议处置量为10万吨/年。

二、乙方一般固废处理处置场所须满足《一般工业固体废弃物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）等相关要求。

三、乙方不得将接收的一般固体废物进行转移或挪作它用。

四、甲方承诺将按相关标准要求支付一般固废的处理处置费用。

五、本协议自甲、乙方双方盖章之日起生效，未尽事宜，双方协商。

六、协议执行过程中，甲、乙双方若发生争议，应协商解决。

七、本协议一式六份，甲、乙双方各执三份，具有同等法律效力。

甲方：（盖章）

签字：

2010年10月14日

乙方：（盖章）

2010年10月14日

附件33：岩溶处理工程工程交接证书

中国石油云南1000万吨/年炼油项目	工程交接证书	Q/SY 1476--2012
		SY01-020

单项工程	土方工程及地基处理	单项工程编号	5400
单位工程	岩溶处理工程	单位工程编号	5400-04
开工日期	2012年07月18日	交工日期	2013年06月26日

主要交接内容：

我公司按合同要求已完成中国石油云南1000万吨/年炼油项目土方工程及地基处理岩溶处理工程，经我方质量自检及第三方检测，（一期）岩溶治理补充检测的BJ8~BJ10，BJ12-BJ14，BJ16，BJ17，BJ23~BJ26检测孔的检测结果不满足设计承载力要求，但满足稳定要求，其他检测孔的检测结果满足设计要求；岩溶治理二期检测的JA20检测孔的检测结果不满足设计承载力要求，但满足稳定要求，其他检测孔的检测结果满足设计要求，工程质量合格。

工程质量监督机构意见：

项目总监督工程师：

工程质量监督站站长：　　（公章）　　年　月　日

接收意见：

根据第三方检测结果，综合评定为合格，同意接收

2013年6月26日

总承包单位	设计单位	施工单位
项目负责人： （公章） 年　月　日	项目负责人： （公章） 年　月　日	项目负责人： （公章） 2013年6月26日
建设单位（生产）	建设单位（工程）	监理单位
负责人： （公章） 年　月　日	负责人： （公章） 2013年6月26日	总监理工程师： （公章） 2013年6月26日