顺北二区 4 号断裂带油气藏试采评价项目—天然气处理工程

环境影响报告书

（拟报批稿）

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

二〇二一年十月

目　录

1.概述.....1

1.1 建设项目特点.....1

1.2 环境影响评价的工作过程.....2

1.3 分析判定相关情况.....4

1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....5

1.5 环境影响评价的主要结论.....6

2.总则.....7

2.1 评价目的和原则.....7

2.2 编制依据.....8

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....11

2.4 环境功能区划与评价标准.....13

2.5 评价等级和评价范围.....18

2.6 污染控制目标与环境保护目标.....27

2.7 评价时段和评价重点.....28

2.8 评价方法.....28

3.工程分析.....29

3.1 工程概况.....29

3.2 主要生产单元及生产工艺.....37

3.3 辅助生产设施.....49

3.4 原辅材料及动力消耗.....52

3.5 储运工程.....53

3.6 依托工程.....53
3.7 给排水.....55
3.8S 平衡.....55
3.9 污染源源强核算及治理措施.....56
3.10 清洁生产水平分析.....67
3.11 污染物排放总量.....70
3.12 五号联建设现状.....71
3.13 相关法规、政策符合性分析.....72
3.14 相关规划符合性分析.....75
3.15“三线一单”符合性分析.....81
3.16 选址合理性及平面布置可行性分析.....84
4 环境现状调查与评价.....85
4.1 自然环境现状调查与评价.....85
4.2 环境质量现状调查与评价.....88
5.环境影响预测与评价.....114
5.1 施工期环境影响分析.....114
5.2 营运期环境影响评价.....121
5.3 环境风险评价.....142
6.环境保护措施及其可行性论证.....164
6.1 废气污染防治措施可行性论证.....164
6.2 水污染防治措施可行性分析.....165
6.3 噪声污染控制措施可行性分析.....168
6.4 固体废物治理措施可行性论证.....169

6.5 生态环境保护措施.....171

6.6 土壤环境保护措施.....172

7.环境影响经济损益分析.....175

7.1 社会效益分析.....175

7.2 经济效益分析.....175

7.3 环境效益分析.....175

7.4 结论.....176

8.环境管理与监测计划.....177

8.1 环境管理.....177

8.2 环境监理.....180

8.3 企业环境信息公开.....182

8.4 污染物排放清单.....182

8.5 环境及污染源监测.....183

8.6 环保设施“三同时”验收一览表.....185

9.结论与建议.....187

9.1 评价结论.....187

9.2 建议.....192

1.概述

1.1 建设项目特点

顺北油气田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，北距沙雅县城约65km，地处塔克拉玛干沙漠北缘的戈壁沙漠区，自然地理位置介于东经 81°30′～82°00′、北纬 40°20′～40°50′。顺北油气田总面积 19979km^2，包含顺托果勒北（一区块）、顺托果勒（二区块）、顺托果勒西（三区块）、阿瓦提东（四区块）。

“十三五”以来，西北油田分公司以保障国家能源安全为己任，坚决贯彻集团公司决策部署，获得油气重大突破，发现了顺北油气田。落实了 10 亿吨级资源阵地，累计提交三级储量 4.75 亿吨油当量，提交探明石油储量 1.33 亿吨，溶解气 343 亿方。按照中国石油化工股份有限公司千万吨油田部署，西北油田分公司规划 2022 年建成千万吨级油气田，2025 年实现油气当量 1500 万吨。西北油田分公司以新要求新目标为指引编制了油气产能高质量规划，按照“稳住一区、推进三区、加快二区”的总体思路大力推进地下勘探、地面开发配套一体化建设，落实高质量规划。

根据顺北油气田现有勘探成果，目前地下储层已发现有 4 个主要的断裂带，呈条状分布，断裂带是由主断层面及其两侧破碎岩块以及若干次级断层或破裂面组成的地带，其中顺北二区内为 4 号断裂带。在前期 4 号断裂带奥陶系油气藏的勘探成果基础上，西北油田分公司计划实施对顺北油气田二区 4 号断裂带奥陶系油气藏的产能建设。为解决顺北二区试采评价油气集输处理与产能释放之间的矛盾，坚持以高质量发展规划为指导，按照总体布局，试采先行，系统推进，按区布站、集中处理的建设思路，西北油田分公司计划实施顺北油气田二区 4 号断裂带奥陶系油气藏试采评价项目，项目总体建设内容包括“顺北二区 4 号断裂带油气藏试采评价项目—天然气处理工程”、“顺北油气田顺北二区至五号联联络线工程”，“4 号断裂带 110kV 输变电建设工程”。

目前“顺北油气田顺北二区至五号联联络线工程”和“顺北油气田二区 4 号断裂带 110kV 输变电建设工程”的环评文件已分别获得自治区生态环境厅和

阿克苏地区生态环境局的批复，详见附件（新环审〔2021〕130 号、阿地环函字〔2021〕230 号）。

本次评价的“顺北二区 4 号断裂带油气藏试采评价项目—天然气处理工程”（以下简称本工程）是顺北油气田二区 4 号断裂带奥陶系油气藏整体产能开发建设的重要组成部分，项目建设对于解决顺北二区试采评价油气集输处理与产能释放之间的矛盾具有重要意义，能够为西北油田分公司落实又一个百万吨上产阵地，对西北油田分公司高质量发展规划目标的落地、及中国石油化工股份有限公司资源战略规划提供有力的支撑。

本工程针对顺北油气田二区天然气进行处理，拟投资 56817.27 万元，在顺北油气田五号联合站内及南侧空地建设一列规模为 $10\times10^8Nm^3/a$ 天然气处理装置，主要包括进站油气分离、天然气脱硫脱碳、硫磺回收、天然气脱水、原料气增压、深冷凝液回收、凝液分馏、产品储运、商品气外输增压等单元。

本工程为天然气开采业中天然气净化工程，其建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平提高，具有明显的社会经济效益。

1.2 环境影响评价的工作过程

项目区属于塔里木流域水土流失重点治理区，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），涉及环境敏感区（含内部集输管线建设）的陆地天然气开采行业，需要编制环境影响报告书。本工程位于《中国石化西北油田分公司顺北区块 2018 年新建产能建设项目环境影响报告书》（新环审（2019）140 号，见附件 2）区块范围内，属老区块陆地天然气开采项目，根据《关于下放陆地石油天然气开采建设项目环评文件审批权限的通知》（新环环评发〔2021〕102 号），“将仅涉及水土流失重点预防区和重点治理区的老区块陆地石油天然气建设项目下放到地（州、市）生态环境主管部门”，因此本工程环境影响报告书需上报阿克苏地区生态环境局审批。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》中有关规定，2020 年 11 月，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制《顺北二区 4 号断裂带油气藏试采评价项目—天然气处理工程环境影响报告书》。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。委托新疆中测测试有限公司对本工程区域大气、地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本工程建设期、运营期的环境保护管理依据。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

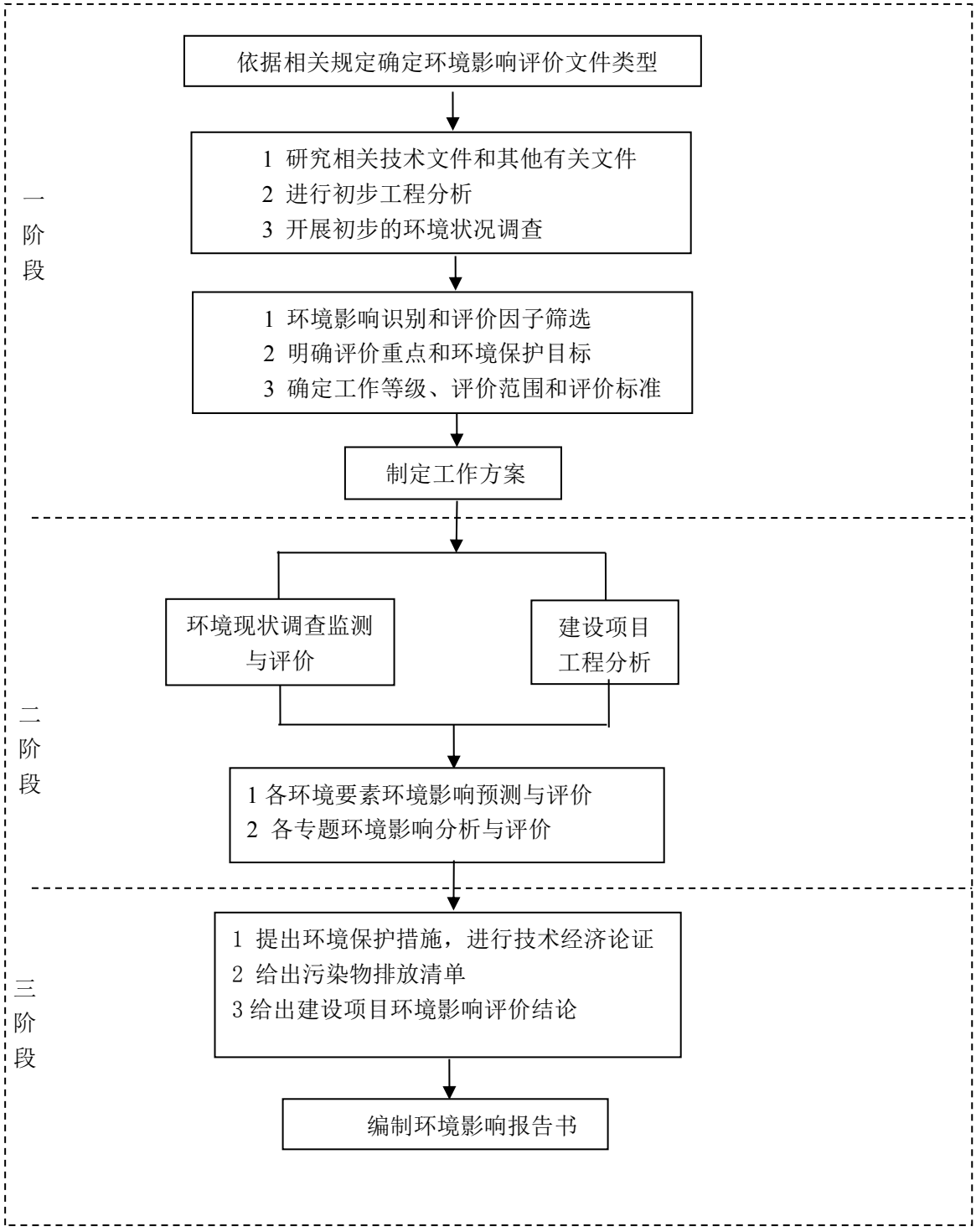

图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”

属鼓励类项目。天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程的建设符合国家产业政策。

本工程属于西北油田分公司天然气开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于Ⅳ塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，生态亚区属于Ⅳ$_3$塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区—71.塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。本项目占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

本项目不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

本工程符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为陆地天然气开采业中天然气净化工程，环境影响因素主要来源于天然气处理的工艺过程，影响因素主要为排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：评价范围内的塔里木流域水土流失重点治理区。

本次评价关注的主要环境问题为燃气锅炉、热媒炉排放的废气及 2 台硫磺回收尾气焚烧炉排放的烟气经碱洗塔处理后排放的废气对环境空气的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

本项目各站场涉及重大危险源的主要为液化气储罐，主要风险事故类型为火灾、爆炸及物质泄漏。在采取加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。

1.5 环境影响评价的主要结论

天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019 年本）中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家的相关政策。

本项目符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围，从环保角度分析，项目是可行的。

本项目采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

本项目生产过程中，资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE 管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内先进水平。

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本项目的建设而改变。本项目建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

综上所述，本项目开发产生的废气、废水、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实报告书中提出的各项环境保护措施后，污染物可实现达标排放，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本项目建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

（1）通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态现状。

（2）通过工程分析，明确本工程施工期、运行期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运行期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

（3）对工程拟采取的环境保护措施进行论证，提出工程建设施工期、运行期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

（4）评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性；

（5）分析本工程可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根

据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1　　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年续订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2018 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
13	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
14	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
15	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
16	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
17	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
二	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
5	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
6	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
7	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
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
9	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
10	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发[2015]4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
5	产业结构调整指导目录（2019 年本）	国家发展和改革委员会令第 29 号	2019-10-30
6	危险废物污染防治技术政策	环发[2001]199 号	2001-12-17
7	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	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
9	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	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
11	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	2014-01-01
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
15	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1 号	2020-03-19
16	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
四	**地方法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019.01.21
6	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发[2007]175 号	2007-08-01
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函[2002]194 号	2002-12
8	新疆生态功能区划	新政函[2005]96 号	2005-07-14
9	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
10	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发[2011]330 号	2011-07-01
11	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发[2011]389 号	2011-07-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发[2014]35 号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发[2016]21 号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发[2017]25 号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发[2017]1 号	2017-01-01
16	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发[2017]124 号	2017-06-22
17	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
18	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
19	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
20	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
21	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发〔2018〕66 号	2018-09-29
22	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
23	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-01
24	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18 号	2021-02-22
25	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知	新环环评发〔2020〕142 号	2020-07-30
26	关于印发《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	阿行署发〔2021〕81 号	2021-07-10

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2　　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则　地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01

9	环境影响评价技术导则　土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南		2017-10-01

2.2.3 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2020.11；

（2）《顺北二区 4 号断裂带油气藏试采评价项目—天然气处理工程可行性研究报告》，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2021.04；

（3）本工程的其他相关技术资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程拟在顺北油气田五号联合站内及南侧空地建设一列规模为 $10\times10^8Nm^3/a$ 天然气处理装置，主要包括进站油气分离、天然气脱硫脱碳、硫磺回收、天然气脱水、原料气增压、深冷凝液回收、凝液分馏、产品储运、商品气外输增压等单元。

本项目主要包括天然气处理站地面工程建设，对环境的影响主要表现运营期。施工期以站场建设过程中造成的生态影响为主，运营期以天然气处理过程中产生的污染为主。

（1）施工期

①生态环境影响

工程施工期间对生态环境的影响主要是施工期间土石方工程的开挖引起自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏，引起土地利用的改变，生物量和生产力的变化，由此引发的局部生态环境破坏。

②污染影响

施工期废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、混凝土搅拌废水。施工废气主要来自地面开挖和运输车辆行驶产生的扬尘及施工机械排放的烟气。施工期产生的固体废物主要为生活垃圾、工程弃渣和施工废料等。噪声源主要来自施工作业机械，如挖掘机、设备吊装机械等，产噪声级在 85～95dB(A)之间。

（2）运行期

运行期环境影响因素主要体现在燃气锅炉、热媒炉排放的废气及 2 台硫磺回收尾气焚烧炉排放的烟气经碱洗塔处理后排放的废气，站场无组织排放的挥发性有机物，废水主要为脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水、碱洗塔脱硫排放的废水等，固体废物主要为废活性炭、废润滑油、废催化剂、分子筛、离子交换树脂及污泥。

根据工程分析，本工程施工期、运行期环境影响因子识别见表 2.3-1。

表 2.3-1　　影响因素识别

影响因素 / 环境因素	施工期					营运期				
		废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故
	占地	车辆废气施工扬尘	生活污水、混凝土搅拌废水	弃土弃方、建筑垃圾	施工车辆	无组织挥发烃类、硫化氢	生产废水、生活废水	废活性炭、废润滑油、废催化剂、分子筛、离子交换树脂及污泥	设备 运转	天然气泄漏 起火 爆炸
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+
地下水	○	○	○	○	○	○	++	○	○	+
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++ ：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、	（1）分析站场建设对土地利用结构的影响

	动植物资源、 土壤侵蚀、 生态景观、和生物多样性	（2）对站场建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析； （3）对评价区域野生动物的影响分析
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃	石油烃
地下水	色(铂钴色度单位)、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度(以 $CaCO_3$ 计)、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量(COD_{Mn}法，以 O_2 计)、氨氮(以 N 计)、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐(以 N 计)、硝酸盐(以 N 计)、氰化物、氟化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}	石油类
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、H_2S	SO_2、NO_2、颗粒物、非甲烷总烃、H_2S
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废弃物	-	废活性炭、废润滑油、废催化剂、分子筛、离子交换树脂及污泥、建筑垃圾和生活垃圾
环境风险	-	天然气、H_2S 对运营期可能发生的天然气泄露事故进行影响分析。

2.4 环境功能区划与评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，地处塔克拉玛干沙漠北缘的沙漠地区，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

项目区域内无地表水体，尚未划分水环境功能区划。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为 III 类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在井场。项目西北距沙雅县县城 105km，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于Ⅳ塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，生态亚区属于$Ⅳ_3$塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区—71.塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4 号），项目所在区域属于塔里木流域水土流失重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10} 、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1　　环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 μg/Nm³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO_2	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	NO_2	40	80	200	

3	$PM_{2.5}$	35	75	/	
4	PM_{10}	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O_3	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H_2S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.2.2 水环境

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水质标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2　　地下水质量标准值　　单位：mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	20	亚硝酸盐氮	≤1
2	色度	≤15	21	硝酸盐	≤20
3	臭和味	无	22	总氰化物	≤0.05
4	浑浊度	≤3	23	氟化物	≤1
5	肉眼可见物	无	24	汞	≤0.001
6	总硬度	≤450	25	砷	≤0.01
7	溶解性总固体	≤1000	26	硒	≤0.01
8	铁	≤0.3	27	镉	≤0.005
9	锰	≤0.1	28	六价铬	≤0.05
10	铜	≤1	29	铅	≤0.01
11	锌	≤1	30	三氯甲烷	≤0.06
12	铝	≤0.2	31	四氯化碳	≤0.002
13	挥发酚	≤0.002	32	苯	≤0.01
14	阴离子表面活性剂	≤0.3	33	甲苯	≤0.7
15	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_3 计）	3	34	石油类	≤0.05
16	氨氮	≤0.5	35	钠	≤200
17	硫化物	≤0.02	36	硫酸盐	≤250
18	总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3	37	氯化物	≤250
19	菌落总数（CPU/mL）	≤100			

注：石油类标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准

2.4.2.3 声环境

项目区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

2.4.2.4 土壤环境

评价范围内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-3。

表 2.4-3　　建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	䓛	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

本工程燃气锅炉、热媒炉燃烧烟气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值；2 台硫磺回收尾气焚烧炉排放的烟气经碱洗塔处理后排放的废气执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 1 天然气净化厂硫磺回收装置大气污染物排放浓度限值。

本工程无组织挥发产生的非甲烷总烃排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）。具体标准限值要求见表 2.4-4。

表 2.4-4　　大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）	标准来源
颗粒物	20	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
SO_2	50	
NO_X	200	
SO_2	800	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
非甲烷总烃	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
H_2S	0.06	恶臭污染物排放标准（GB14554-93）二级标准

2.4.3.2 废水

运行期项目生产废水在顺北油气田五号联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率>1.5μm² 的标准，标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5　　《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率（μm²）		≤0.01	>0.01-≤0.05	>0.05-≤0.5	>0.5-≤1.5	>1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

2.4.3.3 噪声

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 2 类标准，噪声限值见表 2.4-6。

表 2.4-6　　环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

2.4.3.3 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1～7），危险废物的贮存执行《危险废物贮存污

染控制标准》（GB18597-2001/XG1-2013）、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第 5 号）及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-201）进行监督和管理。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

①P_{max}及$D_{10\%}$的确定

依据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中最大地面空气质量浓度占标率的计算公式：

$P_i=\rho_i/\rho_{oi}\times100\%$

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i——采用估算模型计算出的第i个污染物的最大1h地面空气质量浓度，$\mu g/m^3$；

ρ_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，$\mu g/m^3$。

根据项目污染源初步调查结果，本评价选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用导则推荐的估算模型AERSCREEN，计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率P_i及其地面空气质量浓度达到标准值的10%时所对应的最远距离$D_{10\%}$，同时依据计算结果选择最大地面空气质量浓度占标率P_{max}。估算模型所用参数见表2.5-1，废气污染源相关参数取值情况见表2.5-2和表2.5-3，计算结果见表2.5-4。

表 2.5-1　　估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/℃		41.2
参数		取值
最低环境温度/℃		-24.2
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	■是　　□否
	地形数据分辨率/m	90

是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ■否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

注：本工程周边3km半径范围内无规划的工业、商业及居住用地，因此，本工程估算模型计算选项选取农村。

表2.5-2 废气点源排放参数一览表

编号	名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物排放速率(kg/h)		
		经度	纬度								PM_{10}	SO_2	NO_x
1	锅炉烟囱			979	20	0.8	36	120	7200	正常	0.346	0.207	3.62
2	热媒炉烟囱			979	10	0.5	9.13	120	7200	正常	0.035	0.019	0.359
3	备用装置焚烧炉烟囱			979	30	0.6	12.96	120	7200	正常		0.861	1.055
4	本工程焚烧炉烟囱			979	30	0.6	34.09	120	7200	正常		2.264	2.776

表2.5-3 废气矩形面源排放参数一览表

编号	名称	面源起始点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物排放速率(kg/h)
		经度	纬度								非甲烷总烃
1	天然气处理装置区			979	430	330	0	10	7200	正常	2.17
2	轻烃装车区			979	90	120	0	10	7200		1.34

表2.5-4 最大浓度计算结果

名 称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离	$D_{10\%}$
单 位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m	m
锅炉烟囱	PM_{10}	1.699	450	0.38	9.03	217	—
	SO_2	1.027	500	0.21			—
	NO_2	17.804	200	8.90			—
热媒炉烟囱	PM_{10}	1.360	450	0.30		90	—
	SO_2	0.739	500	0.15			—
	NO_2	13.995	200	7.00			—

备用装置焚烧炉烟囱	SO_2	10.583	500	2.12		43	—
	NO_2	12.974	200	6.49			—
本工程焚烧炉烟囱	SO_2	14.736	500	2.95		54	—
	NO_2	18.063	200	9.03			—
天然气处理装置区	非甲烷总烃	107.64	2000	5.38		263	—
轻烃装车区	非甲烷总烃	66.425	2000	3.32		263	--

注：PM_{10}评价标准取二级标准日平均浓度的3倍。

②评价工作级别划分的依据

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ 2.2-2018)，将大气环境评价工作等级划分情况列于表2.5-5。

表2.5-5　　评价工作级别

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	P_{max}≥10%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

③评价工作级别确定

根据表 2.5-4 中计算结果可知，各污染源中污染物最大地面浓度占标率为 9.03%，小于 10%，$D_{10\%}$未出现。根据《环境影响评价技术导则•大气环境》（HJ2.2-2018），本工程大气环境影响评价工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，确定以项目区边界为起点，外扩 2.5km 的范围为大气环境评价范围。大气评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011），评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊和重要敏感区，评价区域内的塔里木流域水土流失重点治理区，不属于重要生态敏感区，属于一般区域。项目新增占地面积 6.4381hm²，占地面积＜2km²，据《环境影响评价技术导则　生态

影响》（HJ19-2011）的有关要求，具体见表 2.5-6，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-6　　生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（水域范围）		
	面积≥20km^2 或 长度≥100km	面积 2-20km^2 或 长度 20-100km	面积≤2km^2 或 长度≤50km
特殊生态敏感性	一级	一级	一级
重要生态敏感性	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

（2）评价范围

生态环境评价范围为项目厂界外 200m 范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

本工程属于天然气净化工程，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，属于Ⅱ类项目。

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-7）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-7　　地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；为划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于

Ⅱ类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-8，评价等级为三级。

表 2.5-8　　评价区地下水环境影响评价工作等级划分

项目类别 / 环境敏感程度	I 类项目	II 类项目	III 类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

（4）评价范围

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本项目调查、评价范围为 6km^2，根据地下水流向为自西向东，选取下游 2km，南北两侧 1km，上游 1km 为评价范围。地下水评价范围详见图 2.5-1。

2.5.4 地表水环境评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。本工程产生的生产废水在顺北油气田五号联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，项目区周边无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

本次地表水环境影响评价重点论证项目废水处置措施的可行性和可靠性。

2.5.5 噪声环境评价等级和评价范围

本工程噪声源主要包括压缩机、各类泵机、风机以及放空火炬产生的噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为项目厂界外 200m。

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

（1）环境风险潜势初判

根据建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.5-9 确定环境风险潜势。

表 2.5-9　　建设项目环境风险潜势划分一览表

环境敏感程度(E)	危险物质及工艺系统危险性(P)			
	极高危害(P1)	高度危害(P2)	中度危害(P3)	轻度危害(P4)
环境高度敏感区(E1)	Ⅳ+	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
环境中度敏感区(E2)	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
环境低度敏感区(E3)	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 C 及附录 D 确定危险物质及工艺系统危险性(P)及环境敏感程度(E)。其中危险物质及工艺系统危险性(P)由危险物质数量与临界量比值(Q)、行业及生产工艺(M)确定。本工程 Q、M、P 值具体见表 2.5-10～表 2.5-12，建设项目环境敏感特征表见表 2.5-13。

表 2.5-10　　建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	存储位置	最大存在总量 qn /t	临界量 Qn /t	该种危险物质 Q 值
1	LPG	68476-85-7	球形储罐	1185	50	23.7
2	天然气	8006-14-2	处理装置	1.68	50	0.03
3	H_2S	7783-06-4	处理装置	0.064	5	0.01
项目 Q 值 Σ						23.74

注：危险物质储存量为工程实施后厂区内最大存在量。

根据上表，本项目 Q 值为 23.74，故本项目危险物质数量与临界量比值 Q 划分为：10≤Q＜100。

表 2.5-11　　建设项目 M 值确定表

序号	行业	评估依据	分值
1	石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 b（不含城镇燃气管线）	10
项目M值Σ			10

根据上表，本项目 M 值为 10，M 值划分为 M=10，以 M3 表示。

表 2.5-12　　建设项目危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)

危险物质数量与临界量比值(Q)	行业及生产工艺(M)			
	M1(M＞10)	M2(10＜M≤20)	M3(5＜M≤10)	M4(M=5)
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

根据上表判断，本项目危险物质及工艺系统危险性分级为 P3。

表 2.5-13　　建设项目环境环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	厂址周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	-	-	-	-	-
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					0
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					0
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能			24h 内流经范围/km
	1	-	-			-
	内陆水体排放点下游 10km(近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍)范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标		与排放点距离/m
	1	-	-	-		-
	地表水环境敏感程度 E 值					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	调查评价范围内潜水含水层	G3	GB/T14848-2017 III类	D1	-
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

根据上表判断，本工程大气环境敏感程度分级为 E3、地表水环境敏感程度分级为 E3、地下水环境敏感程度分级为 E2。

对照表 2.5-13，本工程大气环境风险潜势为Ⅱ，地下水环境风险潜势为 II，最终确定本工程环境风险潜势为 II。

（2）评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 2.5-14。

表 2.5-14　　环境风险评价工作级别划分一览表

环境风险潜势	Ⅳ+、Ⅳ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析[a]
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明，见附录 A				

本工程环境风险潜势为 II，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为三级。

环境风险评价范围为：大气风险评价范围项目场界外半径 3.0km 范围。地下水环境风险评价范围同地下水评价范围，根据地下水流向为自西向东，选取下游 2km，南北两侧 1km，上游 1km 为评价范围。风险评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

从天然气净化过程对土壤环境的影响途径来看，本工程属于污染类项目，永久占地 6.4381hm^2，属于中型项目。占地类型主要为沙地，土壤敏感程度为不敏感。天然气净化工程属于 II 类项目，因此土壤评价工作等级划分为三级。土壤评价等级划分依据见表 2.5-15。

表 2.5-15　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

根据评价工作等级，并结合本工程特点，土壤评价范围为项目厂界外 50m 范围。

图 2.5-1　本工程评价范围示意图

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

（1）项目区属于塔里木流域水土流失重点治理区，因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

（2）保证项目建成后，废气达标排放，废水达标回注，固体废物得到合理利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

（3）保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.6.2 环境保护目标

项目区地处塔克拉玛干沙漠北部边缘，现场踏勘结果表明，区域大部分被风沙土所覆盖，项目区属于塔里木流域水土流失重点治理区。评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

本工程评价范围及环境保护目标见图 2.6-1 和表 2.6-1。

表 2.6-1　　环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标和生态保护敏感区	与敏感点最近的工程及距离	敏感点环境质量保护要求
1	大气	项目区环境空气	项目区及周边	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	声环境	项目区声环境	项目区周边	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准
3	地下水	评价区地下水	项目区及周边	满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准
4	生态	塔里木流域水土流失重点治理区	项目区	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，使项目区现有生态环境不因本工程的建设受到破坏。
5	土壤	项目区土壤	项目区及周边	满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用

				地风险筛选值
6	环境风险	项目区土壤、地下水	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期两个时段。

根据程特点及评价因子筛选的结果，结合项目区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

（1）工程分析

（2）大气环境影响评价及总量控制

（3）生态环境影响评价及水土保持

（4）环境风险影响评价及风险管理

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证

2.8 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1　　评价方法一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
4	影响评价	数学模式法、预测模式

3.工程分析

3.1 工程概况

3.1.1 工程基本情况

项目名称：顺北二区 4 号断裂带油气藏试采评价项目—天然气处理工程

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

项目类型：新建

建设地点：阿克苏地区沙雅县，西北距沙雅县县城 105km，塔克拉玛干沙漠北缘西北油田分公司顺北油气田五号联合站内及南侧空地。具体工程地理位置见图 3.1-1。

总投资：工程总投资 56817.27 万元。

本工程在五号联内空地内建设本天然气处理工程、在五号联南侧围墙外建设配套的硫磺回收装置区和外输压缩机区，本工程总占地面积 64381m^2，在五号联外新增占地面积 8155m^2。

工程占地现状见图 3.1-2。




图 3.1-2　　项目区现状概貌

3.1.2 主要建设内容

主工艺装置：进站油气分离、天然气脱硫脱碳、硫磺回收、天然气脱水、原料气增压、深冷凝液回收、凝液分馏、产品储运、商品气外输增压。

辅助生产设施：供热系统，仪表风、氮气系统，燃料气系统，放空系统，甲醇加注系统。

公用工程：供配电、给排水等。

表 3.1-1　　本工程主要建设内容表

类别	工程名称	内容及规模	备注
主体工程	天然气处理装置	进站油气分离、天然气脱硫脱碳、硫磺回收、天然气脱水、原料气增压、深冷凝液回收、凝液分馏、产品储运、商品气外输增压。装置处理规模 $10\times10^8Nm^3/a$。2 套硫磺回收装置，产量分别为 31t/d 和 11t/d（考虑顺北区块天然气产量波动较大，本工程在设置 1 套 31t/d 硫磺回收装置基础上，备用设计 1 套 11t/d）（为叙述方便 31t/d 硫磺回收装置称为本工程，11t/d 硫磺回收装置称为备用装置）。	新建
辅助系统	供热系统	在预留位置新建 2 套 3300kW 高温热媒系统，本工程低温用热采用蒸汽，设置 4 台 20t/h（3 用 1 备）蒸汽锅炉。总供热能力 60t/h。	新建
	仪表风氮气系统	本工程实施后吹扫空气需求仪表风需求量约 $502Nm^3/h$；氮气约 $150Nm^3/h$。预留位置建设一台 $20m^3/min$ 仪表风压缩机、$150m^3/h$ 制氮撬，干燥撬及仪表风储罐。	依托并扩建
	燃料气系统	站内设置燃料气流程，经脱烃后的净化、冷却后的天然气，进入燃料气分离器分离凝液，然后经过配气阀组分配，至站内各用气点。	依托
	放空系统	本装置天然泄放放量 $300\times10^4Nm^3/d$，新建放空火炬系统一套（火炬 DN550　H=100m）。酸气放空量最大 $10.2\times10^4Nm^3/d$，五号联合站在建酸气火炬可满足要求。	新建
	甲醇加注系统	五号联站内在建甲醇加注系统一套，甲醇加注系统为间歇运行，本工程深冷部分可依托五号联合站在建甲醇加注系统。	依托
公用工程	供水	五号联合站北侧约 1.5km 在建淡水处理工程，五号联合站的用水将从淡水处理工程引管道至站内各用水点。本工程新水用量 $9.5m^3/h$。	依托
	供电	在五号联合站原预留 10kV 架空路径，建设 1 条 10kV 双回路铁塔线路。线路长 0.6km，新建 2 条电缆线路，每条线路长 0.2km。	依托并扩建
	排水	五号联合站已设有排水管网系统，污水收集后排入站内已设的有排水管网系统。	依托

依托工程	原油处理	在建五号联原油处理系统处理规模 100×10^4t/a，最大处理能力 150×10^4t/a，本工程产生原油 40×10^4t/a，依托在建原油处理系统	依托
	原油及天然气外输	已建五号联至沙雅天然气外输管道，用于顺北油气田产品气外输，设计输量 10×$10^8$$m^3$/a（最大输气能力 20×$10^8$$m^3$/a），线路全长 90.7km，管径 DN500，设计压力 9.5MPa。沿线设 4 座阀室，沙雅建设末站。已建天然气外输管道可以满足本工程净化天然气的外输。 已建五号联至塔河原油外输管道，用于顺北油气田原油外输，设计输量 180×10^4t/a，线路全长 195km，管径 DN400mm，设计压力 6.3MPa。沿线 7 座阀室，1 座中间分输清管站。已建原油外输管道可以满足本工程净化油的外输。	依托
环保工程	大气治理	克劳斯硫磺回收焚烧炉烟气通过碱洗+低氮燃烧技术+2 根 30m 高的排气筒排放（备用装置烟囱高度 30m，排放口直径 0.6m；本工程烟囱高度 30m，排放口直径 1.2m）；锅炉房 4 台 20t/h 锅炉（3 用 1 备）烟气通过低氮燃烧技术+1 根 20m 高的排气筒排放（排放口直径 1.6m）；2 套 3300kW 高温热媒系统锅炉烟气通过低氮燃烧技术+2 根 10m 高的排气筒排放（排放口直径均为 0.7m）	新建
	废水治理	五号联合站采出水处理系统一期处理规模 1500m^3/d。将碱洗废水 50m^3/d 进行预处理，在装置内让碱洗废水与油田采出水（或加药）充分反应，沉淀后掺入五号联合站在建的污水处理系统回注地层。	依托
	噪声治理	将压缩机、空压机、风机等设备安装在室内，同时加固运行设备的基座及采取消声等措施。	新建
	固废	废离子交换树脂、分子筛、污泥等运送到西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站进行填埋处理。催化剂、废润滑油、废活性炭危险废物等交有资质的单位处理。	依托

3.1.3 建设规模

本工程处理对象主要为顺北二区天然气。装置设计处理规模 10×$10^8$$Nm^3$/a。天然气处理各装置建设规模见表 3.1-2。

表 3.1-2　　天然气处理规模一览表

序号	站场/装置名称	设计规模（×$10^8$$Nm^3$/a）	操作弹性
1	天然气进站分离装置	10	50%-100%
2	天然气脱硫脱碳装置	10	
3	天然气脱水装置	10	
4	天然气增压装置	10	
5	天然气深冷凝液回收装置	10	
6	外输增压装置规模	10	

7	本工程硫磺回收装置	31t/d	
8	备用硫磺回收装置	11t/d	

3.1.4 产品方案

本工程天然气处理装置设计处理量 300×10⁴Nm³/d（10×10⁸Nm³/a），产品方案详见表 3.1-3。

表 3.1-3　　产品方案表

序号	产品名称	单位	数量	产品标准	备注
1	商品 天然气	×10⁸Nm³/a	9.01	《天然气》 GB 17820-2018	已建管道外输
2	LPG	×10⁴t/a	6.48	《液化石油气》 GB 11174-2011	储存、装车外运
3	稳定轻烃	×10⁴t/a	0.87	《稳定轻烃》 GB 9053-201	储存、装车外运
4	硫磺	×10⁴t/a	1.41	工业硫磺品质分级 GB/T2449.2	优级硫磺

备注：天然气深冷凝液回收装置具备生产乙烷功能，通过生产运行参数调整可回收天然气中的乙烷。

3.1.5 工程主要装置

本工程主要装置见表 3.1-4。

表 3.1-4　　工程主要装置表

序号	装置	单位	数量	备注
1	天然气进站分离装置	套	1	300×10⁴Nm³/d，新建
2	天然气压缩机撬块	套	4	40×10⁴Nm³/d，新建
3	天然气脱硫脱碳装置	套	1	300×10⁴Nm³/d，新建
4	天然气脱水装置	套	1	300×10⁴Nm³/d，新建
5	原料气增压压缩机	套	3	往复式压缩机 单台排量 100×10⁴Nm³/d，新建
6	深冷凝液回收装置	套	1	300×10⁴Nm³/d，新建
7	外输气压缩机	座	4	往复式压缩机 单台排量 100×10⁴Nm³/d，新建
8	克劳斯硫磺回收装置	套	2	本工程装置潜硫量：31t/d，新建; 备用装置潜硫量：11t/d，新建;
9	LPG 储罐	座	1	1500m³ 球罐，新建
10	LPG 装车系统	套	1	新建
11	热媒系统	套	1	3300kW 热媒炉 2 台，配套导热油系统，新建
12	仪表风、氮气系统	套		20m³/min，新建
13	站内消防系统	套	1	扩建

序号	装置	单位	数量	备注
14	压缩机房	座	2	新建
15	20t/h 锅炉	台	4	新建
16	配电系统			扩建
17	控制系统			扩容
18	安防系统			扩容

3.1.6 主要技术指标

本工程主要技术指标见表 3.1-5。

表 3.1-5　　本工程主要技术指标表

序号	指标名称	单位	数量	备注
一	建设规模			
1	原料天然气	$10^4m^3/d$	300	
2	硫磺回收	t/d	本工程装置 31，备用装置 11	
二	主要产品、副产品的产量及质量			
1	天然气	$\times10^8m^3/a$	9.1	1 类气
2	液化气	$\times10^4t/a$	6.48	
3	稳定轻烃	$\times10^4t/a$	0.87	1 号烃
4	硫磺	$\times10^4t/a$	1.41	优级品
三	工程消耗			
1	电力	$10^4kW\cdot h/a$	12878.5	
2	分子筛	m^3/a	75	
3	MDEA 溶液	m^3/a	89	
4	润滑油	t/a	20	
5	新鲜水	t/a	75240	制备脱盐水
四	定员	人	无新增定员	
五	占地面积	m^2	64381（新增征地 8155）	
六	建设投资	万元	56817.27	

3.1.7 平面布置

本工程在在建的五号联合站空地内建设天然气处理装置、在五号联南侧围墙外建设配套的硫磺回收装置和天然气外输机泵，其它配套的配电、消防等均依托在建的五号联合站。硫磺回收装置和天然气外输机泵区尺寸为 56m×130m、消防路与五号联顺接。

新建的火炬区位于站场的南侧，尺寸为25m×35m，距离站场南侧围墙约200m。

平面布置图见图3.1-3。

3.2 主要生产单元及生产工艺

站外来液经天然气进站分离器分离后，进入脱硫脱碳装置进行处理，脱硫脱碳单元产生的酸气进硫磺回收单元进行硫磺回收。处理后的天然气进入脱水装置，脱水后的天然气统一经过干燥气增压装置增压后，进入深冷凝液回收装置进行凝液回收。产品天然气经增压后外输，液化气、稳定轻烃进入储运设施储存运输。

天然气处理部分包括：油气进站分离单元、天然气脱硫脱碳单元、硫磺回收单元、天然气脱水单元、干燥气增压单元、深冷凝液回收单元、产品储运单元。

3.2.1 油气进站分离及增压单元

油气进站分离及增压单元处理对象为顺北二区混输来液，来液分为中压进站 2.6MPa，和低压进站 0.6MPa 两部分。

天然气处理规模：$10\times10^8Nm^3/a$（折合 $300\times10^4Nm^3/d$），其中 2.6MPa 中压天然气 $200\times10^4Nm^3/d$，0.6MPa 低压天然气 $100\times10^4Nm^3/d$。

原油规模：$40\times10^8t/a$

天然进站温度：20~35℃

在五号联预留位置建设 2 台进站分离器兼做段塞流捕集器，对中压（2.6MPa）来液进行油气分离；在预留位置上建设 2 台一级三相分离器，用于处理低压（0.6MPa）来液，进行油气分离。油气分离器出的凝液进入一级三相分离器统一进行处理；一级三相分离器分离出的凝液经过 2 台原油-蒸汽换热器换热后进入 2 台二级三相分离器进行分离脱水处理。污水进入五号联在建污水处理系统；原油进入五号联在建原油稳定装置。

油气分离器采用卧式分离器，设计压力 2.9MPa，设计温度 80℃，设备见表 3.2-1。

表 3.2-1　　油气进站分离部分设备表

序号	设备名称	规格/mm	单	数量	备注
1	进站分离器	Φ3600×17000	台	2	预留位置建设
2	一级三相分离器	Pw0.7MPa　Φ3600×17000	座	2	预留位置建设
3	原油-蒸汽换热器	浮头式　Q=2200kW/台	台	2	预留位置建设
4	二级三相分离器	Pw0.5MPa　Φ3600×17000	座	2	预留位置建设

顺北低压来液进站后经过两级分离出的低压天然气（0.45MPa），在进入脱硫装置装置前增压至 2.6MPa 后进入天然气脱硫装置，设备见 3.2-2。

表 3.2-2　　低压气增压部分设备表

序号	设备名称	规格/mm	单位	数量
1	原料气旋风分离器	Φ1400×7125	台	2
2	天然气压缩机撬块	40×10^4Nm^3/d　P=2.6MPa	套	4

3.2.2 天然气脱硫脱碳+硫磺回收单元

本工程原料气 H_2S 含量 11000mg/m^3，CO_2 含量 5%，为满足商品气一类气指标同时防止深冷凝液回收单元发生 CO_2 冻堵，需要对原料气进行同时脱 H_2S 和 CO_2 处理。天然气脱硫装置采用胺法脱硫+克劳斯硫磺回收方案。

天然气处理规模：10×10^8Nm^3/a（折合 300×10^4Nm^3/d）

天然气进装置压力：2.6MPa

天然进装置温度：30~35℃

净化气 H_2S：＜6mg/m^3

净化气 CO_2：≤2.5%

天然气总硫：＜30mg/m^3

3.2.2.1 天然气脱硫脱碳部分

（1）胺法脱硫脱碳工艺流程

天然气脱硫脱碳采用胺法脱硫脱碳工艺，流程见图 3.2-1。

图 3.2-1　胺法脱硫脱碳工艺流程图

流程描述：

顺北二区来气进入原料气聚结过滤器，分离出天然气中携带的液滴，之后进入 MDEA 吸收塔底部，气体逆流向上，并与塔顶来的 MDEA 复合胺溶液接触。吸收塔顶部的净化气与低温乙烷换热降温后进入湿净化气分离器进行气液分离，湿净化气分离器顶部分离出的气体去脱水装置进天然气脱水单元。

吸收塔底的富液通过液位调节阀控制吸收塔底部的液位，进入 MDEA 富液闪蒸罐，MDEA 富液闪蒸罐分离出的气体去在建一区天然气处理系统，一部分富液通过 MDEA 溶液过滤器橇，除去重烃、液态杂质以及不溶解的固体颗粒，与另一部分富液混合后，进入贫富液换热器进行热交换，最后进入 MDEA 再生塔。

胺液循环再生流程：富胺液自吸收塔底排出，调压至 0.5MPa（g）后进入闪蒸罐进行闪蒸分离，闪蒸后的胺液进入贫富液换热器进行换热，换热升温后的富液进入再生塔顶部，再生后的热贫液从塔底重沸器排出，依次经贫富液换热器冷却、循环泵增压、贫液空冷器冷却，冷却至吸收温度的贫胺液进入吸收塔。

再生塔顶气经塔顶冷凝器冷凝至 50℃，进入塔顶回流罐进行气液分离，气相至硫磺回收单元，液相经塔顶回流泵增压后重新注入再生塔塔顶。

胺溶液在装置运行过程中会消耗损失，设置溶液配制罐 2 台、溶液储罐 2 座、2 台 MDEA 溶液配制泵，用于溶液的配制和补充。另外，设置消泡剂加注阀组，可防止吸收塔内的起泡现象，减少运行故障。

（2）胺法脱硫脱碳主要设备选型

天然气脱硫脱碳部分的主要设备包括：原料气聚结过滤器、吸收塔、净化气换热器、净化气分离器、富液闪蒸罐、溶液过滤器橇（预过滤器、活性炭过滤器、后过滤器）、再生塔、再生塔顶空冷器、再生塔顶回流罐、再生塔顶回流泵、再生塔底再沸器、溶液循环泵、贫液空冷器、地下槽、溶液储罐、贫富液换热器、溶液配制泵等。胺法脱碳装置设备表见表 3.2-3。

表 3.2-3　　胺法脱硫脱碳部分工艺设备一览表

序号	设备名称	数量	规格尺寸（mm）	材质	备注
1	原料气聚结过滤器	2	Φ1300　H=4358	S31603	立式
2	贫富液换热器		Q=9420kW	S31603	板换
3	再生塔底再沸器	1	Q=17000kW	S31603	釜式
4	净化气分离器	1	Φ3000×12000	Q345R	
5	复合胺富液闪蒸罐	1	Φ3000×13616	Q245R（正火）	
6	再生塔顶回流罐	1	Φ2000×6000	S31603	
7	胺液储罐	2	Φ5140　H=25365	Q235B	立式
8	胺液配置罐（埋地）		Φ2200　H=210	Q235B	
9	胺液吸收塔	1	Φ3200　H=23500	Q345R+S31603（复合	板式塔

				板）	
10	胺液再生塔	1	Φ3400　H=20000	Q345R+S31603（复合板）	填料塔
11	贫液空冷器	1	Q=6600kW		1 组 2 台
12	再生塔顶空冷器	1	Q=7650kW		1 组 2 台
13	预过滤器	1	Φ1000　H=2881		
14	活性炭过滤器	1	Φ400　H=3729		
15	后过滤器		Φ1800　H=2489		
16	再生塔顶回流泵	2	Q=12m^3/h，H=40m		离心泵
17	胺液循环泵	3	Q=132m^3/h，H=260m		离心泵
18	胺液配制泵	2	Q=10m^3/h，H=50m		液下泵

3.2.2.2 克劳斯硫磺回收部分

克劳斯硫磺回收采用两级克劳斯+选择性氧化+尾气焚烧碱洗工艺，处理后硫磺回收率≥98.5%以上，克劳斯尾气经焚烧碱洗后排入大气，排放气中 SO_2 排放浓度≤100mg/Nm^3。

（1）工艺原理

图 3.2-1　　克劳斯硫磺回收工艺流程图

①燃烧反应段

热反应段包含主烧嘴，反应炉和废热锅炉。在主烧嘴内酸性进料气与空气次化学当量（氧气不足）燃烧，发生以下主要反应：

$H_2S + 1½\ O_2 \rightarrow SO_2 + H_2O + Q$

酸性进料气中 1/3 的 H_2S 燃烧，酸性气中杂质，如烃类，被完全燃烧为二氧化碳和水，剩余三分之二的 H_2S 与 SO_2 反应生成单质硫。

$2H_2S + SO_2 \rightarrow 1½\ S_2 + 2\ H_2O - Q$

此平衡反应称为克劳斯反应。克劳斯反应的特点：H_2S 与 SO_2 的比值为 2：1 时，反应能够最大限度的进行。在这个过程中，此比值通过正确的燃烧空气控制在主烧嘴获得。

另外，少量的一些硫会通过 H_2S 自动分解反应，在主烧嘴火焰里直接形成，同时产生氢气，反应式如下：

$2H_2S \rightarrow 2H_2 + S_2 - Q$

②克劳斯催化阶段

下游催化反应段进一步增加总的硫回收率。在两个下游催化反应段，克劳斯平衡反应通过氧化铝型催化剂在更低的温度下继续进行。

$2H_2S + SO_2 \longleftrightarrow 3/x\ S_x + 2\ H_2O + Q$

克劳斯平衡反应由于使用克劳斯催化剂向转化成硫的方向进行，经第一和第二克劳斯反应器后，硫的冷凝和移除，可促进硫在下一催化段的转化。

在第一克劳斯反应器内使用钛型催化剂，在主烧嘴内形成的 COS 和 CS_2 发生水解反应：

$COS + H_2O \rightarrow H_2S + CO_2$

$CS_2 + 2H_2O \rightarrow 2H_2S + CO_2$

③选择性氧化工段

来自二级克劳斯反应器的工艺气与空气混合。在选择性氧化工段，采用一种特殊的选择性氧化催化剂将 H_2S 转化为单质硫。发生以下反应：

$H_2S + 0.5\ O_2 \rightarrow 1/x\ S_x + H_2O$

这是一个完全热力学反应，因此能获得单质硫的高回收率。

④焚烧炉部分

来自选择性氧化工段的尾气和液硫池的释放气会夹带少量的硫。这些硫化物将在焚烧炉里被高温氧化。

发生的主要反应为：

$H_2S + 3/2\ O_2 \rightarrow SO_2 + H_2O$

$1/x\ S_x + O_2 \rightarrow SO_2$

$COS + 3/2\ O_2 \rightarrow SO_2 + CO_2$

$CS_2 + 3O_2 \rightarrow CO_2 + 2\ SO_2$

同时，其他可燃物质比如 H_2 和 CO 也分别氧化转化为水和 CO_2。

$H_2 + 1/2\ O_2 \rightarrow H_2O$

$CO + 1/2\ O_2 \rightarrow CO_2$

⑤尾气碱洗部分

用碱液吸收二氧化硫，这是脱除尾气中二氧化硫最简便的方法。酸-碱反应效率高，设备需求少。

二氧化硫(SO_2)与碱液(NaOH)反应如下：

$SO_2 + NaOH + ½O_2 \rightarrow NaHSO_4$

$SO_2 + 2NaOH + ½O_2 \rightarrow Na_2SO_4 + H_2O$

上述酸-碱反应比通常比使用其他碱液反应快，并且生成物和反应物都是可处理的。气体中含有的二氧化硫被液体吸收并与碱液发生上述反应。

（2）工艺流程

①进料气系统

酸性气进入酸气分液罐，分离夹带的液体。收集在酸气分液罐的酸性冷凝液用酸水泵连续地排到界区。

为了提高主燃烧室的温度，酸气在进入主烧嘴前，在酸气预热器中，用中压蒸汽先进行预热。

②热反应段

环境空气用空气鼓风机压缩，用于主烧嘴的燃烧空气，到主烧嘴的空气足够使进料气中的烃类完全氧化，并燃烧所需的 H_2S，以得到第二克劳斯反应器下游 H_2S/SO_2 比值为 2。用先进的烧嘴控制系统（ABC 系统）控制主烧嘴的空气流量。

为了获得稳定的火焰，燃烧温度必须足够高。酸气没有足够的可燃物来达到所需的温度，因此需用中压蒸汽预热酸气和燃烧空气。酸气分流也是必须的，部分酸气跨过主烧嘴并直接进入主燃烧室。最终一定量的燃料气与酸气在主烧嘴一起燃烧，以获得所需的燃烧温度。

为了移出燃烧产生的热量，气体通过从废热锅炉的管程，气体被冷却同时产生饱和中压蒸汽。由液位控制中压锅炉给水送至壳程。

过程气中的硫蒸汽被冷凝和冷却，液硫从过程气中分离出来。废热锅炉中的液硫经过第一液硫封，被直接送到液硫槽。

③催化克劳斯反应段

经过第一级硫冷凝器出来的气体通过第一再热器，第一克劳斯反应器上游，获得催化转化的最佳温度。第一克劳斯反应器装填了两种催化剂，其床层上部装填的是氧化铝型催化剂，下部装填的是氧化钛型催化剂。通过调节第一再热器中压蒸汽流量，控制反应器入口温度。为了获得在催化床层底部 COS 和 CS_2 充分转化，反应器入口温度较高。在反应器中，过程气中的 H_2S 和 SO_2 在催化剂上

的反应直到达到平衡来自第一克劳斯反应器的气体在第二硫冷凝器中被冷却。硫蒸汽被冷凝，液硫通过第二液硫封排到液硫槽。

过程气通过第二再热器后，在装填氧化铝型催化剂的第二克劳斯反应器中易于转化。第二克劳斯反应器入口温度低于第一克劳斯反应器入口温度，以促进 H_2S 和 SO_2 生成硫的转化。

接下来过程气在第三硫冷凝器中被冷却。

在冷凝器中，硫蒸汽被冷凝。液硫经过第三液硫封排到液硫槽。

④选择性氧化段

为了获得高的硫磺回收率，工艺气进入第三个也是最后一个催化反应部分，即选择性氧化段。工艺气在三级预热器预热以获得三级反应器最优的转化条件。氧化空气来源于空气风机。空气和工艺气在静态混合器中适当混合。利用一种特殊的选择性氧化催化剂，使得 H_2S 在选择性氧化反应器中被选择性的氧化为单质硫。

工艺气离开三级反应器之后进入最后一级硫冷凝器。为了尽可能多的冷凝硫蒸气，最后一级硫冷凝器在较低的温度下操作，通过副产低压蒸汽来实现。蒸汽在空冷器中冷凝。

液硫通过液硫封直接进入液硫池。

来自终级硫冷凝器的工艺气进入下游的硫捕集器，硫捕集器中有一个除雾器，用于捕捉气体中剩余微量的液硫。捕捉下来的液硫通过液硫封直接送入硫容器液硫池。

发生故障时，旁路选择性氧化工段，克劳斯反应部分仍然正常工作。那么来自三级预热器的工艺气通过选择性氧化段的旁路管线直接进入热焚烧炉。

⑤液硫存储

硫磺回收装置生产的液硫将被存储在地下液硫槽内，液硫槽有 3 天的液硫储存能力。

用泵将液硫槽中的液硫送到界区外。

⑥热焚烧炉

由于克劳斯尾气和液硫槽排放气含有残余的 H_2S 和其它硫化物，不能直接排放到大气中。因此，在大约 750℃时焚烧这些气体，在焚烧炉混合室，在过量空气存在下，转化残余 H_2S 和硫化物为 SO_2。

通过在废热锅炉内发生中压蒸汽，离开焚烧炉的烟道气被冷却后被送往碱洗装置。

⑦克劳斯尾气碱洗

从焚烧炉废锅出来的热尾气进入急冷文丘里管，利用循环的亚硫酸钠/硫酸钠溶液对其进行绝热急冷。急冷的尾气从急冷文丘里管进入碱液洗涤塔中。在急冷文丘里管的下游、洗涤塔的下段位置，设置了一个额外的液体喷雾器，这是为了保证气体能够被冷却到绝热饱和温度。冷却后的气体通过一个填料床，与亚硫酸钠/硫酸钠溶液进行逆流接触，以加强 SO_2 的吸收。气体排放到空气之前，用一个除雾器将气体中夹带的亚硫酸钠/硫酸钠液滴从气体中分离下来。

（3）设备构成

本工程克劳斯硫磺回收装置的主要设备见表 3.2-4。

表 3.2-4　　本工程劳斯硫磺回收装置主要设备一览表

序号	设备名	数量	规格尺寸
1	主烧嘴	1	-
2	焚烧炉烧嘴	1	-
3	主风机	2	流量 7000kg/h 风压 25kPa
4	酸性气气液分离罐	1	-
5	排污罐	1	-
6	硫捕集器	1	-
7	蒸罐	1	-
8	废热锅炉	1	Φ2200×6000
9	一级硫冷凝器	1	Φ1400×5000
10	二级硫冷凝器	1	Φ1400×5000
11	三级硫冷凝器	1	Φ1400×5000
12	四级硫冷凝器	1	-
13	酸性气预热器	1	管壳式换热器
14	蒸汽冷器	1	-
15	一级工艺预热器	1	管壳式换热器
16	二级工艺预热器	1	管壳式换热器
17	三级工艺预热器	1	-
18	焚炉废热锅炉	1	Φ2150×5000
19	主燃烧器	1	Φ1750×5000

序号	设备名	数量	规格尺寸
20	热焚烧炉	1	Φ7250×5000
21	尾气喷射器	1	-
22	静态混合器	1	-
23	液硫泵	2	-
24	一级克劳斯反应器	1	Φ1300×4500
25	二级克劳斯反应器	1	Φ1300×4500
26	选择性氧化反应器	1	Φ1300×4500
27	液硫槽	1	
28	液硫封	5	-
35	烟囱	1	烟囱高度 30m，排放口直径 1.2m

（4）药剂消耗

胺法脱硫+克劳斯硫磺回收方案药剂剂消耗表见表 3.2-5。

表 3.2-5　　胺法脱硫+克劳斯硫磺回收方案药剂消耗表

名称	药剂消耗量	备注
胺液	89m^3/a	胺法脱硫部分
铝系克劳斯催化剂	1.17 m^3/a	每 6 年更换一次克劳斯硫磺回收部分
钛系克劳斯催化剂	0.62 m^3/a	每 6 年更换一次克劳斯硫磺回收部分
选择性氧化催化剂	0.76 m^3/a	每 6 年更换一次克劳斯硫磺回收部分
NaOH 纯碱	10.2t/a	克劳斯硫磺回收部分

3.2.3 天然气脱水单元

天然气处理规模：$10\times10^8Nm^3/a$（折合 $300\times10^4Nm^3/d$）

天然气进脱水装置压力：2.4MPa

天然进装置温度：40~44℃

干燥气含水：＜1ppm

分子筛脱水工艺流程见图 3.2-2。

图 3.2-2　分子筛脱水工艺流程简图

脱硫脱碳装置处理后的净化气去新建分子筛脱水装置进行脱水处理。新建脱水装置工艺流程描述如下：

进入等压脱水的气体经过流量调节回路分成两路。

其中一路直接去 A 吸塔，分子筛将气体中的水分吸附下来，使气体得以脱水。在一台吸附塔处于吸附的状态下，另两台吸附塔处于再生过程。

吸附塔的再生过程包括加热再生和吹冷两个步骤。当 B 塔处于在吹冷再生过程时，C 塔处于加热过程。循环再生气对 B 塔吹冷降温后的气体经过加热器升温至 290℃后加热 C 吸附塔，使吸附剂升温、其中的水分得以解吸出来，控制吸附床出口温度为 270℃，该气体经空冷器冷却后，经过气液分离器分离 H2O 后再与另一路气体汇合，然后去处于吸附状态的 A 吸附燥塔进行吸附。

A 塔吸附时间完成，自动转为 B 吸附塔，这时对 C 吸附塔吹冷，对 A 吸附塔加热。B 塔吸附时间完成，自动转为 C 吸附塔，这时对 A 吸附塔吹冷，对 B 吸附塔加热。C 塔吸附时间完成，自动转为 A 吸附塔，这时对 B 吸附塔吹冷，对 C 吸附塔加热。

三个吸附塔分别进行不同的工作状态，循环工作，始终有 1 个吸附塔处于吸附脱水状态。

天然气脱水部分工艺设备见表 3.2-6。

表 3.2-6　　天然气脱水部分工艺设备一览表

序号	设备名称	数量	规格（mm）	材质
1	聚结过滤器	1	Φ1300 H5300	Q345R
2	分子筛干燥器	3	Φ3400 H9000	Q345R
3	再生气换热器	1	1160kW	重叠式
4	再生气加热	1	3040kW	浮头管式
5	再生气离器	1	Φ1400×5600	Q345R
6	再生气空冷器	1	2860kW	组合件
7	粉尘过滤器	2	Φ1000×3000	Q345R

3.2.4 干燥气增压单元

本工程原料气来气压力 2.6MPa，经过脱硫、脱水后压力约 2.3MPa，属于中压工况，深冷凝液回收后天然气需要增压至 6.5MPa 后外输。按照处理量 $300\times10^4Nm^3/d$，采用 DHX+膨胀制冷凝液回收工艺。

天然气处理规模：$10\times10^8Nm^3/a$（折合 $300\times10^4Nm^3/d$）

天然气进装置压力：2.3MPa

天然气出装置压力：5.3MPa

天然气压缩机为往复式压缩机组，主要设备见表 3.2-7。

表 3.2-7　　干燥气增压单元主要工艺设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	数量
1	干燥气增压压缩机	Q=100×$10^4m^3/d$，驱动机功率 2052kW	3 套

3.2.5 天然气深冷凝液回收单元

深冷凝液回收根据制冷深度不同回收 C_2+或 C3+产品，当制冷温度达-90℃时，可高效回收 C_3+产品，当制冷温度达-107℃时，可高效回收 C_2+产品。

（1）流程描述

脱水单元来的干燥气经过天然气 30%（v/v）进入副冷箱换热冷却至 2℃，70%（v/v）进入天然气主冷箱冷却至 18℃，两股天然气混合后共同进入主冷箱进一步冷却至-50℃后进入低温分离器，低温分离器分离出的气相 86%（v/v）进入天然气膨胀机进行膨胀，膨胀至-88℃后进入脱甲烷塔中部，剩余 14%（v/v）气相与 15%（v/v）低温分离器分离出的凝液混合后经天然气主冷箱与脱甲烷塔顶气（温度≤-107℃）换热过冷至-108℃，进入脱甲烷塔上部，进行精馏；低温分离器分离出的剩余的 85%（v/v）凝液进入进入脱甲烷塔上部。

脱甲烷塔顶部低温天然气（温度≤-107℃）通过天然气主冷箱回收冷量后（温度为 35℃）进天然气膨胀压缩机增压端增压至 2.3MPa，然后进入外输压缩机增压至 6.5MPa，增压后的天然气一部分 86%（v/v）作为产品天然气外输，另一部分 14%（v/v）回流作为循环干气对脱甲烷塔顶气相进行精馏。

不回收乙烷阶段操作：2025 年前装置不需要生产乙烷，将低温分离器分离温度调整为-45℃，中断外输回流干气，脱甲烷塔操作温度由-108℃提升至-90℃。装置运行能耗为设计值 93%~95%。

天然气深冷凝液回收部分工艺设备见表 3.2-8。

表 3.2-8　　天然气深冷凝液回收部分工艺设备一览表

序号	设备名	数量	规格（mm）	材质	备注
1	低温分离器	1 台	Φ2200×8800	S31603	
2	脱甲烷塔	1 台	Φ2400/1800/2400 H=3900	S30403	
3	脱甲烷塔底重沸器	1 台	2400×2200×6300	铝板	2 股流换热器
4	多股流换热器	1 台	3400×3200×16300	铝板	10 股流换热器
5	低温预分离器	1 台	Φ1600×6400	S31603	
6	膨胀压缩机组	2 台	6400×2660×3070	150×$10^4$$Nm^3$/d	
7	膨胀机增压端出空器	1 台	6000×3000×4700 Q=600kW		
8	低温丙烷制冷机组	1 台	压缩机功率 Q=1680kW	自带冷凝器辅机橇块	-25℃蒸发
9	中温丙烷制冷机组	1 台	压缩机功率	自带冷凝器辅	用于胺液及产

			Q=860kW	机橇块	品冷却 30℃蒸发
10	脱乙烷塔	1 台	Φ1600　H2200	Q345R	
11	脱乙烷塔底重沸器	1 台	Φ1200×8200	Q345R	
12	低温凝液收集罐	1 台	Φ1000　L=3600	S30403	
13	脱乙烷塔顶回流罐	1 台	Φ1000×3600	Q34R	
14	脱乙烷塔顶回流泵	2 台	Q=3.5m^3/h，H=25m		屏蔽泵
15	凝液提升泵	2 台	Q=12m^3/h，H=50m		屏蔽泵

3.2.6 天然气凝液分馏单元

天然气分馏装置利用 C_3^+凝液中各组分沸点差异进行精馏，得到产品液化石油气（LPG）和稳定轻烃。本工程实施后新增 C_3^+凝液 223t/d，新建 230t/d 凝液分馏装置，操作弹性（60%~120%）。

凝液处理规模：230t/d

分馏单元来液压力：1.8MPa

分馏单元来液温度：70~80℃

脱甲烷塔底的凝液经泵增压后进入脱乙烷塔中部。在塔内进行精馏脱除 C_2 组分。脱乙烷塔底得到的凝液与产品稳定轻烃换热后，进入液化气塔，在液化气塔内继续精馏，得到合格的液化气和稳定轻烃产品。液化气和稳定轻烃经储罐缓存后装车外运。为控制塔顶液化气产品指标，液化气塔采用塔顶全冷凝、强制回流的方式。

液化气塔顶温度 68℃，压力 1.25MPa；塔底温度 144℃，压力 1.30MPa。

凝液分馏部分工艺设备见表 3.2-9。

表 3.2-9　　天然气凝液分馏部分工艺设备一览表

序号	设备名称	数量	规格（mm）	材质	备注
1	液化气塔	1	Φ1800　H22000	Q345R	
2	液化气塔底再沸器	1	Q=2630kW	Q345R	浮头式
3	液化气塔顶空冷器	1	Q=2810kW		
4	液化气塔顶回流泵	2	Q=50m^3/h　H=70m		
5	液化气塔顶回流罐	1	Φ1000×3600	Q345R	
6	液化气塔进料换热器	1	Q=140kW	Q345R	管壳式

3.2.7 外输增压单元

天然气外输规模：10×10^{8}Nm^3/a（折合 300×10^{4}Nm^3/d）

天然气进口压力：1.7~2.0MPa

天然进站温度：50℃

原料气增压阶段已统筹考虑外输压缩机，外输压缩机选取与原料气增压压缩机同型号机组，设计单台机组排气量为 $100\times10^4Nm^3/d$，为降低工程投资，与原料气压缩机共用 1 台备用机组。压缩机进气压力 2.3MPa，进气温度 30~40℃；压缩机出口压力为 6.5MPa，出气温度 50℃。

外输增压单元工艺设备见表 3.2-10。

表 3.2-10　　外输增压单元主要工艺设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	数量
1	外输气增压压缩机	$Q=100\times10^4m^3/d$，驱动机功率 2052kW	4 套

3.3 辅助生产设施

本工程辅助生产设施包括：供热系统，仪表风、氮气系统，燃料气系统，放空系统，开闭排系统，甲醇加注系统，化验系统。顺北五号联建设过程中针对以上配套辅助系统部分进行了位置预留，部分进行了统一考虑。

3.3.1 供热系统

顺北五号联在建设热媒炉 1 套，为站内供热。

本工程实施后新增用热负荷见表 3.3-1。

表 3.3-1　　用热负荷统计表

项目	热负荷（kW）		用热温度（℃）
	正常	最大	
脱硫脱碳装置	15000	17000	12
脱乙烷塔底再沸器	1690	2028	81
液化气塔底再沸器	1025	1230	142
分子筛脱水加热器	2390	2870	290
原油加热	2260	2700	50
合计		25828	

3.3.1.1 高温位供热设计

新建 2 套 3300kW 高温热媒系统，为顺北凝液分馏单元脱乙烷塔底再沸器、液化气塔底再沸器及天然气脱水装置再生供热。设计出油温度为 300℃，回油温度为 270℃，配套热媒加热系统由热媒炉、热媒油循环泵、注入泵、膨胀罐、储罐、氮封系统以及装卸油系统。设备组成见表 3.3-2，热媒系统布置在预留区域。

表 3.3-2　　热媒系统设备表

设备名称	规格尺寸	单位	数量
热媒油炉	3300kW	台	2
高温位循环泵	150m³/h、100m	台	3
热媒油膨胀罐	15m³	座	1
热媒油储罐	30m³	座	1

3.3.1.2 低温位供热设计

本工程低温用热采用蒸汽，设置 4 台 20t/h 燃气蒸汽锅炉。

锅炉房内设 4 台 20t/h 燃气蒸汽锅炉（3 用 1 备），总供热能力 60t/h。

图 3.3-1　　锅炉房工艺流程

锅炉配套低氮型燃气燃烧器，氮氧化物排放浓度≤85mg/m³，能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014 的要求）。锅炉能够在 30～110%的负荷下稳定高效率运行，满足热负荷变化的要求。

3.3.2 仪表风、氮气系统

五号联仪表风需求量 700Nm³/h，氮气需求量 100Nm³/h。联合站建设 10Nm³/min 空压机组橇 3 套；仪表风供风能力 1044Nm³/h，其中 700Nm³/h 用于站内自控仪表、阀门供风；剩余 344Nm³/h 用于变压吸附制氮，氮气供风能力 120Nm³/h。空氮系统设备组成建见表 3.3-3。

表 3.3-3　　五号联空氮系统设备表

设备名称	规格尺寸/mm	单位	数量
空压机组	10m³/min　0.8MPa	套	3
工厂风储罐	Φ2200 H=9000	座	1
无热再生干燥撬	20Nm³/min	座	1
仪表风储罐	Φ2200 H=9000	座	2
制氮机撬	120Nm³/h	套	1
氮气储罐	Φ2200 H=9000	座	1

本工程实施后吹扫空气需求仪表风需求量约 502Nm³/h；氮气约 150Nm³/h。五号联氮气系统可满足本工程需求，预留位置建设一台 20m³/min 仪表风压缩机、150m³/h 制氮撬、干燥撬及仪表风储罐（规格与在建相同）。

3.3.3 燃料气系统

为满足各用户的要求，站内设置燃料气流程，经脱烃后的净化、冷却后的天然气，进入燃料气分离器分离凝液，然后经过配气阀组分配，至站内或站外各用气点。经核算在建燃料气系统可满足本工程实施后运行要求，安装需要进行管线切改。

3.3.4 放空系统

五号联在建 3 套放空火炬系统，分别为高低压放空火炬 DN450、酸气放空火炬 DN200、大罐气放空火炬 DN400，配套火炬分液罐及相关设施。

高低压放空火炬最大泄放量：$230\times10^4Nm^3/d$

酸气火炬最大泄放量：$10.86\times10^4Nm^3/d$

大罐气火炬最大泄放量：$3.3\times10^4Nm^3/d$

流程：

高低压放空气→高低压放空分液罐→高低压放空火炬

酸气→酸气放空分液罐→酸气放空火炬

大罐气→放空分液罐→大罐气放空火炬

天然气放空火炬、酸性气放空及大罐气放空火炬高度均为100m。

针对火灾工况全站关断紧急泄放工况，设备超压安全阀泄放工况、液化石油气球罐泄放、MDEA再生酸气超压泄放，进行综合计算。各种工况泄放量见表 3.3-4。

表 3.3-4　　五号联燃料气系统设备表

设备名称	计算放空量（$10^4Nm^3/d$）	备注
设备超压安全阀放空	300	
火灾工况BDV放空	280	脱硫、脱水、凝液回收设置单元关断
液化气球罐空	124.7	进一期放空系统
高压放空量选取	300	
酸气放空量	10.2	

本工程天然泄放量 $300\times10^4Nm^3/d$，新建放空火炬系统一套。酸气放空量最大 $10.2\times10^4Nm^3/d$，依托五号联合站在建酸气火炬可满足要求。本次新建放空设备见表 3.3-5。

表 3.3-5　　新建放空设备工作量表

设备名称	规格尺寸/mm	单位	数量
放空火炬分液罐	Φ2400　L=700	台	1
放空火炬	DN550　H=100m	套	1
排液泵	Q=10m³/h　H=30m	台	1

3.3.5 开闭排系统

五号联合站工艺装置设置开排、闭排罐。生产排污进入闭排罐；设备检修排液及放空分液罐等排污进入开排罐。

闭式排放罐操作压力 0.3MPa，操作温度 35℃。

开式排放罐操作压力常压，操作温度 35℃。

本工程实施后分子筛脱水装置新增连续排污 0.34m³/h，为污水，进入站内在建开排系统；其它单元正常生产无排污，临时事故排污接在建闭排系统，检修退液排污接入在建开排系统。

3.3.6 甲醇加注系统

为系统冻堵时解堵需要，五号联站内在建甲醇加注系统一套。

甲醇经甲醇卸车泵卸至甲醇储罐，再经甲醇加注泵根据需要注入凝液回收单元易冻堵部位：甲醇储罐使用天然气进行密封，防止甲醇挥发。

甲醇加注系统为间歇运行，本工程深冷部分可依托五号联合站在建甲醇加注系统。

3.3.7 化验系统

五号联在建集中化验室 1 座，位于生产运行应急中心。

3.4 原辅材料及动力消耗

3.4.1 原料天然气

顺北油气田天然气性质和组成主要受烃类成熟度的控制及后期油气藏生物降解破坏的影响。根据顺北二区4号断裂带已测试3口井的天然气均为凝析气，天然气组分差异较大，相对密度平均0.697，甲烷含量平均82.95%，重烃气（C_2＋）平均4.84%，干燥系数为0.95，氮气含量平均2.71%，二氧化碳含量平均9.52%。

顺北4号断裂带硫化氢含量分布在7200～19997mg/m³，平均为11000mg/m³，

按照含硫量分类表判断，天然气总体属于高含硫天然气。

表 3.4-1　　顺北油田二区天然气常规分析数据统计表

气源	相对密度	天然气组分（%）											硫化氢（mg/m³）
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	氮气	二氧化碳	硫化氢（mg/L）	
顺北 4 井断裂带平均	0.697	82.95	2.87	0.88	0.27	0.37	0.15	0.13	0.15	2.71	9.52	30.44	11000

3.4.2 燃料天然气

4台20t/h（3用1备）燃气锅炉用净化后天然气量2392万m^3/a；2台热媒炉用净化后天然气量474万m^3/a，合计用天然气2866万m^3/a。新鲜水用量31350m^3/a。用电量12878.5万kwh/a。本工程原辅材料用量见表3.4-2。

表 3.4-2　　工程原辅材料用量

序号	原料备名称	单位	数量
1	天然气	万 m^3/a	2866
2	水	m^3/a	31350
3	电	万 kwh/a	12878.5
4	分子筛	m^3/a	75
5	MDEA 溶液	m^3/a	89
6	润滑油	t/a	20
7	铝系克劳斯催化剂	m^3/a	1.17
8	钛系克劳斯催化剂	m^3/a	0.62
10	选择性氧化催化剂	m^3/a	0.76
11	离子树脂	t/a	1.0
12	NaOH 纯碱	t/a	105.2

3.5 储运工程

五号联在建 1500m^3 液化石油气储罐 2 座，DN50 装车鹤管 3 台，45m^3/h 装车泵 2 台；650m^3 稳定轻烃储罐 2 座，DN50 装车鹤管 2 台，45m^3/h 装车泵 2 台。本工程在五号联现有空地位置新建 1 座 1500m^3 液化石油气储罐，液化石油气储存天数 5.1d，满足《气田集输设计规范》储存 5~7 天的要求；新建 1 套装车 DN50 装车鹤管，满足装车需要。

3.6 依托工程

（1）污水处理系统

顺北油气田五号联合站污水处理系统设计污水处理规模 1500m³/d，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)的生产回注水质指标要求。污水处理工艺流程见图 3.6-1。

图 3.6-1　　污水处理工艺流程

（2）西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站

本工程产生的少量一般固体废物分子筛、离子交换树脂等交西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处置。

2019 年初，西北油田分公司成立了西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，该站包含了原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站，仅进行了整合和更名，未进行规模、地点、工艺等变化。塔河油田一号固废液处理站扩建工程于 2014 年 6 月 23 日取得环评批复（阿地环函字[2014]236 号），由于该工程建设规模发生变化，于 2015 年 9 月重新审批，批复文号为阿地环函字[2015]397 号，并于 2015 年 12 月 17 日取得竣工环保验收批复（阿地环函字[2015]501 号）。塔河油田一号固废液处理站位于库车市与轮台县交界处，行政区划隶属阿克苏地区库车市，距轮台县约 51km，距轮南镇 23.5km，东侧 15km 为沙漠公路，东南侧 3.75km 为塔河油田采油一厂基地。

绿色环保工作站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液等工业固体废物以及生活垃圾。站场内对各单位产生的一般固废和危险废物进行集中分类存放处置。

目前绿色环保工作站有 2 个 5000m³ 生活垃圾池（其中一个余量 2500m³）、2 个 5000m³ 工业垃圾池（其中一个余量 1000m³）、4 个 5000m³ 固体废物池（其中 1 个已满）、1 个 12000m³ 空的危废池、1 个 8000m³ 危废池（余量 7500m³）、1 个 5000m³ 脱硫剂池（余量 2000m³）、4 个 5000m³ 泥浆池（含油泥砂已满）。绿色环保工作站剩余处理能力完全可以满足本工程固废处置要求。

（3）原油处理

在建五号联原油处理系统处理规模 100×10⁴t/a，最大处理能力 150×10⁴t/a，本工程产生原油 40×10⁴t/a，依托在建原油处理系统。

（4）原油及天然气外输

已建五号联至沙雅天然气外输管道，用于顺北油气田一、三区产品气外输，设计输量$10\times10^8m^3/a$（最大输气能力$20\times10^8m^3/a$），线路全长90.7km，管径DN500，设计压力9.5MPa。沿线设4座阀室，沙雅建设末站。已建天然气外输管道可以满足本工程净化天然气的外输。

已建五号联至塔河原油外输管道，用于顺北油气田原油外输，设计输量$180\times10^4t/a$，线路全长195km，管径DN400mm，设计压力6.3MPa。沿线7座阀室，1座中间分输清管站。已建原油外输管道可以满足本工程净化油的外输。

3.7 给排水

3.7.1 供水

五号联合站北侧约1.5km在建淡水处理工程，满足顺北油田区块的用水需要，五号联合站的用水将从淡水处理工程引管道至站内各用水点。本工程新水用量$9.5m^3/h$（3135t/d）。

工程实施后整个五号联合站脱盐水总用量为$2.85m^3/h$。在建产水量为$4m^3/h$的脱盐水装置能够满足要求。本工程克劳斯装置新增用水$3.4m^3/h$，采用锅炉系统回水，不再用脱盐水。

本工程水平衡图见图3.7-1。

图 3.7-1　本工程水平衡图

3.7.2 排水

五号联合站已设有排水管网系统，污水收集后排入站内已设的有排水管网系统。

3.8S 平衡

（1）本工程天然气处理装置 S 平衡

本工程天然气处理装置处理天然气 $10\times10^8m^3/a$，天然气含 H_2S 11000mg/m³，含 S 10352.9t/a，经“胺法脱硫+克劳斯硫磺回收”处理，脱出单质 S 10164.7t/a，硫磺回收的尾气焚烧后产生 $SO_2$325.5t/a，含 S 162.8t/a，焚烧后烟气经碱洗塔处

理，脱硫效率 95%，外排烟气含 S 8.1t/a，进入废液中 S 154.7t/a，净化后天然气 9.1×$10^8$$m^3$/a,总 S 含量≤30mg/$m^3$，含 S 25.4t/a，本工程 S 平衡见表 3.8-1。

表 3.8-1　　本工程 S 平衡表

进入（t/a）	产出（t/a）	
10352.9	单质 S	10164.7
	净化天然气	25.4
	废液	154.7
	外排烟气	8.1
合计：10352.9	合计：10352.9	

（2）备用装置天然气处理装置 S 平衡

备用装置最大可对 3.8×$10^8$$m^3$/a 天然气进行脱硫，天然气含 H_2S 11000mg/m^3，含 S 3934.1t/a，经“胺法脱硫+克劳斯硫磺回收”处理，脱出单质 S 3865.7t/a，硫磺回收的尾气焚烧后产生 $SO_2$123.8t/a，含 S 61.9t/a，焚烧后烟气经碱洗塔处理，脱硫效率 95%，外排烟气含 S 3.1t/a，进入废液中 S 58.8t/a，净化后天然气 3.42×$10^8$$m^3$/a,总 S 含量≤30mg/$m^3$,含 S 9.6t/a，备用装置 S 平衡见表 3.8-2。

表 3.8-2　　第一列装置 S 平衡表

进入（t/a）	产出（t/a）	
3934.1	单质 S	3865.7
	净化天然气	9.6
	废液	58.8
	外排烟气	3.1
合计：3934.1	合计：3934.1	

3.9 污染源源强核算及治理措施

3.9.1 产排污环节分析

站外来液经天然气进站分离器分离后，进入脱硫脱碳装置进行处理，脱硫脱碳单元产生的酸气进硫磺回收单元进行硫磺回收。处理后的天然气进入脱水装置，脱水后的天然气统一经过干燥气增压装置增压后，进入深冷凝液回收装置进行凝液回收。产品天然气经增压后外输，液化气、稳定轻烃进入储运设施储存运输。

主要产污环节：

（1）废气

①热媒炉、锅炉燃烧天然气产生废气，主要污染物为 SO_2、NO_X、颗粒物。

②克劳斯硫磺回收尾气经焚烧炉焚烧后废气经碱洗塔脱硫后外排废气主要污染物为 SO_2。

（2）废水

①锅炉软化水装置产生净下水。

②克劳斯硫磺回收尾气经焚烧炉焚烧后废气经碱洗塔脱硫后产生含碱、硫酸盐的废水。

（3）固体废物

本工程天然气脱水产生的废分子筛、制作锅炉软化水产生的离子树脂、碱洗废水沉淀产生的污泥等为一般废物；各类机泵产生的废润滑油、克劳斯回收硫产生的废催化剂、MDEA 再生产生的废活性炭等属于危险废物。

（4）噪声

本工程各类压缩机、循环泵、增压压缩机、风机等产生噪声。

本工程产排污工艺流程示意图见图 3.9-1。

图 3.9-1　　本工程产排污工艺流程示意图

3.9.2 施工期污染源及其治理措施

本工程施工期预计为 4 个月，施工内容主要包括地表平整、结构施工、设备安装等。施工过程中间产生一定量的扬尘、施工噪声、施工废水、固体废物，对周围环境产生一定影响。

（1）施工扬尘

施工期，场地平整、基础开挖过程中，在一定的风力作用下，将产生一定量的扬尘。另外，在施工车辆来回运输及进出施工工地时，亦将产生一定量的运输扬尘，影响周围的大气环境。项目采用将施工工地内主要道路实施硬化，道路定时洒水，建筑材料遮盖存放等抑尘措施控制施工扬尘对周边环境的不利影响。

（2）施工噪声

施工期，在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、设备吊装机械等，产噪声级在 85～95dB（A）之间，对周围声环境产生一定的影响，工程

采取选用低噪施工设备、四周围挡的噪声控制措施，控制施工噪声对周围声环境的不利影响。

（3）施工废水

施工期产生的废水主要是施工人员产生的少量生活污水。在临时施工区设置沉淀池，生产废水经沉淀池澄清后，用于施工场地洒水抑尘，不外排；施工现场生活污水可排入五号联合站内一体化污水处理系统处理。

（4）固体废物

施工期产生的固体废物为建筑垃圾和生活垃圾。活动板房及辅助设施的建设施工过程产生的建筑垃圾、施工人员产生的生活垃圾全部送当地环卫部门指定地点处置。

施工期污染源及其治理措施一览表见表 3.9-1。

表 3.9-1　　施工期污染源及其治理措施一览表

内容 / 类型	排放源	污染物名称	防治措施	预期治理效果
大气污染物	施工场地粉尘	扬尘	撒升降尘	
水污染物	生活污水	COD、BOD、SS	施工现场生活污水可排入站内一体化污水处理系统处理。	荒漠植被生态恢复及降尘用水，不外排
	设备车辆洗涤水	泥沙	经沉淀后循环使用	不外排
	试压水量	泥沙、铁锈	经循环利用至最后一个罐沉淀后限流排入站内一体化污水处理系统处理。	
噪声	施工机械、车辆	噪声	合理安排施工时间、合理布局施工场地、选用低噪声施工设备、设置声屏障等。	厂界噪声值满足 GB12348-2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》
固体废物	建筑垃圾	建筑垃圾	交有资质的单位进行处理	减量化、资源化、无害化
	生活垃圾	固体废弃物	由环卫部门统一清运处理	

3.9.3 运行期污染源及其治理措施

3.9.3.1 废气污染源治理措施

生产运营期的大气污染源主要是 4 台 20t/h（3 用 1 备）燃气锅炉排放的废气、2 台 3300kW 热媒炉排放的废气及 2 台硫磺回收尾气焚烧炉排放的烟气经碱洗塔处理后排放的废气，油气处理过程中的无组织烃类挥发及酸气火炬放空。

（1）废气产生及排放情况

①燃烧烟气

4 台 20t/h（3 用 1 备）燃气锅炉排放的废气、2 台 3300kW 热媒炉排放的废气及 2 台硫磺回收尾气焚烧炉排放的烟气经碱洗塔处理后排放的废气以及天然气放空火炬。

根据《污染源强核算技术指南》中“工业锅炉的废气产排污系数”表 B.3 燃气工业锅炉的废气产排污系数可知，燃烧天然气产生废气量为 13.62 万 Nm^3/万 m^3-原料；NOx 产生量为 18.71kg/万 m^3；SO_2 产生量为 0.02Skg/万 m^3-原料（SO_2 的产排污系数是以含 S 的形式表示，其中含 S 是指燃气收到基 S 分含量，单位为 mg/m^3）；颗粒物产生量为 1.039kg/万 m^3。根据可研，工程净化天然气总硫＜30mg/m^3，4 台 20t/h（3 用 1 备）燃气锅炉用气量 2392 万 m^3/a，废气产生量 32580 万 m^3/a；2 台热媒炉用气量 474 万 m^3/a，废气产生量 6456 万 m^3/a。

②焚烧炉烟气

根据工程设计文件，备用克劳斯硫磺回收装置尾气焚烧炉焚烧前后 H_2S、SO_2 及废气量见表 3.9-2。

表 3.9-2　　本工程备用克劳斯硫磺回收装置焚烧炉污染物废气排放情况

污染源		污染物	废气量（m^3/h）	排放速率（kg/h）
备用焚烧炉	焚烧前	SO_2	4666	1.56
		H_2S		7.03
	焚烧后	SO_2	11992	15.63
		H_2S		0

本工程克劳斯硫磺回收装置尾气焚烧炉焚烧前后 H_2S、SO_2 及废气量见表 3.9-3。

表 3.9-3　　本工程劳斯硫磺回收装置焚烧炉污染物废气排放情况

污染源		污染物	废气量（m^3/h）	排放速率（kg/h）

本工程焚烧炉	焚烧前	SO_2	12272	4.11
		H_2S		18.45
	焚烧后	SO_2	31540	41.10
		H_2S		0

焚烧后的废气中 SO_2 浓度约为 1303mg/m³，从焚烧炉出来的热烟气经尾气换热器与外排气换热后进入一级逆喷管及二级逆喷管，利用循环的亚硫酸钠/硫酸钠溶液对其进行吸收，再进入碱液塔，下循环泵循环喷射的亚硫酸钠/硫酸钠溶液进行逆流接触，进一步吸收烟气中的 SO_2。根据《工业锅炉烟气治理工程技术规范》（HJ462-2021）推荐的钠碱法脱硫工艺及工程设计文件，参考类似工程实例，本工程采用的碱洗法脱硫工艺脱硫效率可达 95%以上，外排废气中 SO_2 浓度约为 65mg/m³，达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 1 天然气净化厂硫磺回收装置（规模＜200t/d）大气污染物 SO_2 排放浓度限值 800mg/m³ 的要求。

有组织废气产生及排放情况见表 3.9-4。

表 3.9-4　　有组织废气产生及排放情况一览表

污染源	污染物	废气量（万 m³/a）	产生浓度 (mg/m³)	产生量 (t/a)	拟采取的处理方式	排放浓度（mg/m³）	排放量 (t/a)	烟气温度（℃）	烟囱高度 (m)	直径 (m)
4 台 20t/燃气锅炉（P1）	SO_2	32580	4.4	1.44	/	4.4	1.44	120	20	0.8
	NO_x		/	/	低氮燃烧	80	26.06			
	颗粒物		7.6	2.49	/	7.6	2.49			
3300kW 热媒炉 1（P2）	SO_2	3228	4.3	0.14	/	4.3	0.14	120	10	0.5
	NO_x		/	/	低氮燃烧	80	2.58			
	颗粒物		7.7	0.25	/	7.7	0.25			
3300kW 热媒炉 2（P3）	SO_2	3228	4.3	0.14	/	4.3	0.14	120	10	0.7
	NO_x		/	/	低氮燃烧	80	2.58			
	颗粒物		7.7	0.25	/	7.7	0.25			
焚烧炉（备用）（P4）	SO_2	9498	1303	123.8	碱洗	65	6.2	54	30	0.6
	NO_x		/	/	低氮燃烧	80	7.60			
焚烧炉（本工程）（P5）	SO_2	24980	1303	325.5	碱洗	65	16.2	54	30	0.6
	NO_x		/	/	低氮燃烧	80	19.98			

注：根据查阅相关文献资料，低氮燃烧技术对于抑制燃料燃烧过程中 NO_x 产生量的效率一般可达到 40%~60%，本次评价取中值 40%进行估算。

③事故及非正常工况条件下放空天然气燃烧排放废气

本工程在五号联合站南侧建设高度为 100m 火炬一套，并且配套高低压火炬

分液罐、相关设施，高低压放空火炬泄放量为 $300\times10^4Nm^3/d$，事故及非正常工况条件下最大放空量按 2h 计，放空量按 $25\times10^4Nm^3/h$ 计。在事故及非正常工况下，放空气体通过天然气放空管线进入天然气放空分液罐分离后，进入天然气放空火炬进行燃烧，废气中 SO_2 排放量约 5.5t，NOx 排放量约 0.47t，颗粒物排放量约 0.07t。

④无组织排放废气

A、生产装置无组织排放

根据可研提供的本工程天然气中非甲烷总烃含量约为 9.15%，根据天然气组分估算非甲烷总烃分子量为 38.3，参照《环境影响评价试用技术指南（第二版）》（机械化工出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，油气集输全程密闭产污系数取值 0.1‰，本工程生产装置产生的无组织烃类物质按处理量 $10\times10^8m^3/a$ 的 0.1‰计算。

$V_{非排}=10\times10^8m^3/a\times9.15\%\times0.1‰=9150m^3/a=9150000L/a$

$M_{非排}=(9150000L/a\div22.4L/mol)\times38.3g/mol\approx15.64t/a$

无组织排放的非甲烷总烃约为 15.64t/a。

B、LPG 装车无组织排放

本工程液化石油气装车转输过程中会产生少量的逸散油气，主要污染物为非甲烷总烃，属于无组织排放源，参照《石化行业 VOC_S 污染源排查工作指南》，可由下式估算其产生量：

$L_W=5.164\times M_V\times P_{VA}\times Q\times K_N\times K_P\times K_B$

式中：

L_W-工作损失（g/a）；

M_V-项目液化石油气主要成分是丙烷（C_3H_8）和正丁烷（C_4H_{10}），其平均分子量为 48.2；

Q-年周转量，1b/1b-mol；

P_{VA}-真实蒸气压，取 1.05Pa；

K_N-周转因子，无量纲量，取值按年周转次数（K）确定（$K\leq36$，$K_N=1$；$36\leq K\leq220$，KN=（180+N）/6N）；本项目年周转次数 75 次，K_N 按 0.57；

K_p-工作损耗产品因子，取 1；

K_B-呼吸阀工作校正因子，取 1；

本工程 LPG 周转量为 6.48 万 t/a，液化石油气密度为 0.56t/m^3

经计算：L_W=9.65t/a

本项目无组织排放的 VOCs25.29t/a。

表 3.9-5　　本项目大气污染物排放量核算一览表

序号	污染物	年排放量（t/a）
1	SO_2	24.12
2	NO_x	58.8
3	颗粒物	2.99
4	非甲烷总烃	25.29

（3）废气污染防治措施

①锅炉及热媒炉烟气治理措施

锅炉及热媒炉均使用本工程处理后的净化天然气，总硫含量≤30mg/m^3，采用低氮燃烧技术，外排烟气 SO_2 浓度约为 4.4mg/m^3、NO_X 浓度约为 80mg/m^3、颗粒物浓度约为 7.6mg/m^3，符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中 $SO_2$50mg/m^3、NO_X 浓度 200 mg/m^3、颗粒物浓度 20mg/m^3 的要求。

②焚烧炉烟气治理措施

克劳斯硫回收工段尾气和液硫池排放气含有残余的 H_2S 和其它硫化物，不能直接排放到大气中。因此，在焚烧炉中焚烧（750℃）这些气体，转化硫化物为 SO_2。焚烧后的废气中 SO_2 浓度约为 1303mg/m^3，从焚烧炉出来的热烟气经尾气换热器与外排气换热后进入一级逆喷管及二级逆喷管，利用循环的亚硫酸钠/硫酸钠溶液对其进行吸收，再进入碱液塔，下循环泵循环喷射的亚硫酸钠/硫酸钠溶液进行逆流接触，进一步吸收烟气中的 SO_2。气体排放到空气之前，用两级除雾器将气体中夹带的亚硫酸钠/硫酸钠液滴从气体中分离下来。在碱洗塔底部用制硫炉主风机的空气进行喷射，产生合适的气泡，氧气与亚硫酸钠/硫酸钠溶液中的亚硫酸钠和亚硫酸氢钠发生反应生成硫酸钠。碱洗塔中亚硫酸钠/硫酸钠溶液输送至界外的流量通过密度控制。

根据《工业锅炉烟气治理工程技术规范》（HJ462-2021）推荐的钠碱法脱硫工艺及工程设计文件，参考类似工程实例，本工程采用的碱洗法脱硫工艺脱硫效率可达 95%以上，外排废气中 SO_2 浓度约为 65mg/m^3，达到《陆上石油天然气开

采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 1 天然气净化厂硫磺回收装置（规模＜200t/d）大气污染物 SO_2 排放浓度限值 800mg/m^3 的要求。

③挥发性有机物无组织排放控制措施

本工程处理顺北二区天然气，产品除商品天然气外，还包括 LPG 和稳定轻烃，在生产及产品储运过程中存在挥发性有机物的无组织排放，根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）的相关要求，项目运营期应采取以下措施控制挥发性有机物的无组织排放：

A 涉 VOCs 物料储存于密闭的容器、储罐中。

B LPG 储罐设计为压力球罐。

C 液态 VOCs 物料采用密闭管道输送。

D 采用浸没装车方式

汽车罐车装油作业是比较成熟的有机液体作业模式，目前我国有喷溅式装油和浸没式装油两种方式。喷溅式装油，鹤管管口在油面以上，油面上的高浓度油气层受到油流冲击和搅动，使油品蒸发速度加快，从而使大量的油气与空气的混合气体排放罐车外；浸没式装车，装油鹤管口伸到罐车底部(保持必须距离)，并装有分流头，油品从鹤管的侧面流出，装油后不久，鹤管流出口便被浸没，然后油面不断上升，鹤管流出口始终浸没在油面下，使油品蒸发大大减少，污染得到很好控制。经测试，浸没式装车方式比喷溅式要减少 70%的损耗。

D 本工程天然气处理装置的设备与管线组件的密封点达到 2000 个以上时，应开展泄漏检测与修复工作。

3.9.3.2 废水污染源及治理措施

本工程不新增员工，即不新增办公生活污水。

本工程废水主要为脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水、碱洗塔脱硫排放的废水。

（1）脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水

脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水为清净下水，含有少量盐分及 SS，废水排放量为 2.85m^3/h（68.4m^3/d）

（2）碱洗塔脱硫排放的废水

碱洗塔脱硫排放的废水，排放的废水量 3.4m^3/h（81.6m^3/d）。水质见表 3.9-6。

表 3.9-6　　碱洗废水水质情况

组分	摩尔分数
H_2O	97.74%
Na^+	1.506%
HSO_3^-	0.001%
SO_3^{-2}	0.007%
SO_4^{-2}	0.746%

（3）水污染防治措施

①脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水处理措施

本工程脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水为清净下水，含有少量盐分及SS，夏季用于厂区周边绿化，冬季排入沙漠中，第二年春季融化后用于荒漠绿化，对项目区及周边水环境影响较小。

②碱洗塔脱硫排放的废水处理措施及达标分析

由于碱洗废水水量掺入已建污水系统中将会与采出水（采出水为$CaCl_2$水型，Ca^{2+}含量约 4500mg/L）中的钙离子反应生成大量沉淀物，直接掺入已建的水处理系统会导致设备和管线等设施结垢，影响水系统正常运行。将碱洗废水进行预处理，让碱洗废水与油田采出水（或加药）充分反应，沉淀后掺入已建的污水处理系统。利用采出水中的 $CaCl_2$，生成 $CaSO_4$ 沉淀。将碱洗废水中的 Na_2SO_4 沉淀下来，处理达标后的水进入五号联合站采出水流程，统一回注。处理工艺见图 3.9-1。

反应缓冲罐出水→┐

碱洗装置来水→机械澄清罐→缓冲水罐→提升泵→已建的过滤器

图 3.9-1　　碱洗水处理工艺流程图

碱洗废水采取上述措施后可以达到回注水《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）水质指标的要求，与采出水一起回注地层。

3.9.3.3 噪声污染源及治理措施

（1）噪声源强

本工程噪声源主要为天然气处理系统各类泵机以及天然气放空火炬，对于机泵噪声较大的场所采用隔音或减震措施，根据机泵设计资料，估算本工程噪声源强见表 3.9-7。

表 3.9-7　　本工程噪声源强

序号	设备名称	数量	源强dB(A)	声源特征	位置
1	天然气压缩机撬块	4	85	连续、稳定	天然气处理系统
2	原料气增压压缩机	3	85	连续、稳定	
3	外输气压缩机	4	95	连续、稳定	
4	回流泵	6	90	连续、稳定	
5	胺液循环泵	3	90	连续、稳定	
6	主风机	4	85	连续、稳定	
7	膨胀压缩机组	2	85	连续、稳定	
8	凝液提升泵	2	80	连续、稳定	
9	高温位循环泵	3	80	连续、稳定	
10	空压机组	3	95	连续、稳定	
11	火炬系统	1	105	偶发	联合站外

在非正常工况下，启动火炬放空系统。火炬系统噪声源强可达到 105dB(A)。

（2）防治措施

本工程噪声源主要为天然气处理系统的各类泵机以及天然气放空火炬。在设备选型上选取低噪声型设备，加热燃烧器采用低噪声型；驱动电机选用新型高效低噪声系列电机。合理布置噪声源，对于机泵噪声较大的场所采用房屋减噪或减震措施。

3.9.3.4 固体废物产生情况及污染防治措施

本工程运行过程中产生的固废主要为生产固废，其中废活性炭、废润滑油、废催化剂属于危险废物，分子筛、离子交换树脂及污泥属于一般固体废物。因本工程依托五号联已有劳动定员，无新增劳动定员，不新增员工生活垃圾。本工程固废产生量及处置方式见表 3.9-8。

表 3.9-8　　本工程固废产生量及处置方式

名称	固废属性	危险废物类别及代码	危险废物特性	产生工序	产生量	处置方式	备注
废活性炭	危险废物	HW06 900-039-49	T	胺法脱硫脱碳单元	1.5t/a	委托有资质单位处理	每年更换一次
废润滑油	危险废物	HW08 900-214-08	T，I	各类机泵	20t/a		根据需要
铝系克劳斯催化剂	危险废物	HW049 900-041-049	T/In	克劳斯硫磺回收单元	1.17 m^3/a		每 6 年更换一次
钛系克劳斯催化剂	危险废物	HW049 900-041-049	T/In	克劳斯硫磺回收单元	0.62 m^3/a		每 6 年更换一次
选择性氧化催化剂	危险废物	HW049 900-041-049	T/In	克劳斯硫磺回收单元	0.76 m^3/a		每 6 年更换一次

名称	固废属性	危险废物类别及代码	危险废物特性	产生工序	产生量	处置方式	备注
分子筛	一般固体废物	/	/	天然气脱水单元	75m³/a	塔河油田一号固废液处理场填埋	每年更换一次
离子交换树脂	一般固体废物	/	/	锅炉房软水制备	1t/a		每年更换一次
污泥	一般固体废物	/	/	碱洗水处置单元	含水率60%10t/a		

本项目废活性炭和废润滑油应放置在独立的危险废物存放区，必须防风、防雨、防晒、防渗，设标识牌，修建围堰，并按《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)中危险废物贮存容器、危险废物贮存设施的选址与设计原则等相关规定做好危险废物存放区地面硬化、铺设防渗层，加强堆放区的防雨和防渗漏措施。

营运期污染源及其治理措施一览表见表 3.9-9。

表 3.9-9　　运营期污染源及其治理措施一览表

内容 / 类型	排放源	污染物名称	防治措施	预期治理效果
大气污染物	站场设备	非甲烷总烃	1、采用密闭流程；选用优质机泵、阀门 2、LPG 储罐设计为压力球罐。 3、设备、管道均进行防腐处理	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	克劳斯硫回收装置	NOx、SO_2	低氮燃烧+碱洗塔	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	锅炉、热媒炉	颗粒物、SO_2、NOx	低氮燃烧	满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
水污染物	清净下水	SS、盐	夏季用于厂区周边绿化，冬季排入沙漠中，第二年春季融化后用于荒漠绿化	用于绿化
	生产废水	SS	经五号联废水处理装置处理后回注地层	处理达标后全部回注，不外排
噪声	泵类	噪声	1、室内放置； 2、选用低噪音设备； 3、房间降噪处理	厂界噪声值满足GB12348-2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》
固体废物	生产装置	废活性炭、废润滑油、	交有资质单位处置	符合要求

内容 类型	排放源	污染物名称	防治措施	预期治理效果
		废催化剂		
	生产装置	分子筛、离子交换树脂	西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站填埋	
	污水处置单元	污泥		

3.10 清洁生产水平分析

本工程建设内容主要为天然气净化，无相关行业清洁生产标准，下面从原料，生产工艺与装备要求、物耗、能耗，新水耗量、废水排放量，污染物产生指标，污染物减量化措施，节能降耗措施，废物回收利用指标等方面对本工程进行清洁生产水平分析。

3.10.1 燃料清洁生产水平

本工程所采用的燃料为天然气，为清洁能源，符合清洁生产要求。

3.10.2 生产工艺与装备要求

本工程采取天然气脱硫脱碳、硫磺回收、天然气脱水、原料气增压、深冷凝液回收、凝液分馏对顺北二区天然气进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将湿气中的硫、碳、水等去除，从而达到净化天然气的目的。净化的天然气及回收的 LPG 出售。所采用的工艺能够最大限度利用资源，清洁生产水平处于国内领先水平。所用的装备属于国内领先水平。

3.10.3 能耗、新水耗量分析

本工程能耗指标见表 3.10-1。

表 3.10-1　　工程能耗指标表

序号	项目	年消耗量		折算标准煤系数	折标准煤
		单位	数量		$\times10^4$kgce/a
1	天然气	$\times10^4m^3/a$	2500.4	1.33 kgce/ m^3	3325.5
2	电力	$\times10^4$kW.h/a	12878.25	0.1229 kgce/（kW.h）	1582.8
3	软水	×t/a	6800	0.4857 kgce/t	0.3302
4	合计				4908.6
本工程天然气处理综合单耗		0.049kgce/Nm^3			

本工程主要能耗为电耗及燃料气消耗，天然气中压压进站，较五号联在建天然气处理装置省去了原料气增压能耗，天然气综合处理单耗为 0.049kgce/m^3，低于五号联在建天然气装置的 0.067kgce/m^3，项目能效指标处于行业领先水平。

3.10.4 污染物产生指标

本工程生产工艺简单，加热炉、热媒炉燃料使用清洁能源，废气可直接达标排放；硫磺回收采用两级克劳斯+选择性氧化+尾气焚烧碱洗工艺，处理后硫磺回收率≥98.5%以上，克劳斯尾气经焚烧碱洗后排入大气，排放气中 SO_2 排放浓度≤100mg/Nm^3；生产废水经处理后循环使用或送作为采油回注水回注采用。产生的固体废物得到妥善处置，处置过程做到按规范贮存、处置去向明确不产生二次污染。

3.10.5 污染物减量化措施

采取积极的污染治理，使污染物的排放均能达到国家和地方环保标准，是清洁生产不可缺少的重要环节。

（1）废水治理：本工程产生的含油废水经处理后循环使用或送作为采油回注水回注采用；厂区设备设施地面采取分区防渗措施，可防止污水对地下水的影响。

（2）废气治理：本工程热媒炉、锅炉采用低氮燃烧技术，废气可直接达标排放；硫磺回收采用两级克劳斯+选择性氧化+尾气焚烧碱洗工艺，处理后硫磺回收率≥98.5%以上，克劳斯尾气经焚烧碱洗后排入大气，排放气中 SO_2 排放浓度≤100mg/Nm^3，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。

（3）噪声控制：选用低噪声的设备，采取消声、减振等降噪措施，通过利用距离衰减，可使厂界噪声贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求。

（4）固废控制：本工程产生的危险废物交有资质的单位妥善处置，一般固体废物送至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处置。

3.10.6 节能降耗措施

（1）充分利用天然气增压压缩机出口高温天然气作为本工程脱甲烷塔的塔底热源，既降低了供热系统负荷，同时降低乙烷回收装置冷负荷需求，综合节约热负荷 2132kW；

（2）导热油加热炉系统设置烟气余热回收装置，空气和燃料气余热升温后进入燃烧器，提高效率；

（3）分子筛脱水系统采用三塔流程，冷吹塔出来的再生气进入再生塔，节能降耗；三塔流程，再生气加热为连续过程，导热油炉负荷较平稳，有利于降低能耗。

（4）尽量简化工艺流程，总图优化布置，缩短系统流程，减少物料输送的能量损耗。

（5）轻烃处理装置低温设备集中布置，减少低温管道长度，使冷量损失最低。

（6）热介质及冷介质设备、管道均采用良好的保温和保冷措施，减少热量和冷量的损失。

（7）选择操作灵活、密封性能好的阀门产品，减少油气的泄漏。

（8）装置流程设计和设备选择考虑具有较高的操作弹性和操作灵活性，可适应油田产量递减时装置低负荷运转的操作条件。

（9）采用先进的 DCS 控制系统进行操作和管理及 ESD 紧急停车系统进行联锁保护，提高自动化水平，防止人为的误操作，加强了事故分析和处理能力，在事故发生时减少了天然气的放空量。

（10）选择高效节能设备，减少能量消耗。

①天然气处理装置换热器采用高效换热器。

②工艺冷却尽量采用空冷器，适应气候变化，节约电耗。

③选用高效压缩机，压缩机采用电驱变频往复式压缩机组，效率≥80%。

经采取以上系列措施后，使得全厂物耗及能耗得到进一步降低。

3.10.7 废物回收利用指标

本项目对天然气中的硫磺回收采用采用两级克劳斯+选择性氧化+尾气焚烧

碱洗工艺，处理后硫磺回收率≥98.5%以上，克劳斯尾气经焚烧碱洗后排入大气。回收的硫磺到达《工业硫磺品质分级》（GB/T2449.2）优级品的要求，生产工艺过程中的废物回收利用指标较高。

3.10.8 小结

综上所述，本工程对顺北二区天然气进行净化处理，净化的天然气及回收的 LPG 出售。所采用的工艺能够最大限度利用资源，所用的装备属于国内领先水平，项目能效指标处于行业领先水平，并采取了节能降耗措施，使得全厂物耗及能耗得到进一步降低。本工程清洁生产水平处于国内先进水平。

3.11 污染物排放总量

3.11.1 环评核算排放量

本工程各工序污染源均采取了相应有效的治理措施，可实现各类污染物达标排放，有效的控制了各类污染物的排放量。根据工程分析结果，本工程实施后污染物年排放量见表 3.11-1。

表 3.11-1　　环评核算污染物排放量一览表　　单位：t/a

污染物	大气污染物				水污染物				工业固体废物
	颗粒物	SO_2	NO_X	VOCs	COD	SS	石油类	NH_3-N	
排放量	2.99	24.12	58.8	28.29	0	0	0	0	0

3.11.2 总量控制目标的确定

根据国家总量控制相关要求，结合本工程厂址区域环境质量现状、外排污染物特征，确定以下污染物为本工程总量控制指标：

废气：氮氧化物、二氧化硫、VOCs。

3.11.2.1 总量控制目标值

根据环评核算排放量，本评价建议本工程实施后全厂总量控制目标值：NO_X：58.8t/a；SO_2：24.12t/a；VOCs：28.29t/a。

3.11.2.2 总量来源

西北油田分公司为落实自治区生态环境厅和阿克苏生态环境局“十四五”主要污染物总量减排工作的要求，对分公司所属的五个采油气厂的加热炉、锅炉等

设施进行了摸排，制定了减排措施，具体为：（1）关停“十四五”期间产能枯竭井的加热炉；（2）改善生产工艺，对夏季能停炉的尽量停炉，以减少污染物的排放；（3）采用控温等新技术节能减排；（4）回收放空天然气减少污染物排放。采取关停锅炉、改善生产工艺及采用控温措施后可以减少天然气用量 628.45 万 m^3/a，回收放空天然气 365.986 万 m^3/a。(5) 各联合站含油废水收集池、油水分离池加盖密闭。

通过上述减排措施，经核算“十四五”期间西北油田分公司可形成 SO_2、NO_x、VOCs 大气污染物的减排量见表 3.11-2。

表 3.11-2　　西北油田分公司“十四五”期间大气污染物减排量一览表

减排措施	减排污染物	减排量(t/a)
关停锅炉、节能、减少燃气消耗	SO_2	1.26
	NO_x	11.76
回收放空天然气	SO_2	73.20
	NO_x	197.63
联合站含油污水处理设施密闭改造	VOCs	39.51
合计	SO_2	74.46
	NO_x	209.39
	VOCs	39.51

从表 3.11-2 的数据可以看出，西北油田分公司“十四五”期间可形成 SO_2、NO_x、VOCs 大气污染物的减排量分别为 74.46t/a、209.39t/a 和 39.51t/a。

本工程建设新增大气污染物排放总量控制指标由上述污染物减排量进行等量替代。

3.12 五号联建设现状

五号联目前正在建设之中。五号联包括原油处理、天然气处理、采出水处理、产品储运等功能单元。设计原油处理量 100 万吨/年，最大处理量 150 万吨/年；设计天然气处理装置，处理量 3.8 亿 m^3/a；设计污水处理量 $1500m^3/d$，预留污水 $1500m^3/d$ 污水处理装置。

工艺流程：油气低压进站，计量阀组及混输泵站来液进入站内一级三相分离器进行一级油气水分离，分离出的原油经蒸汽换热器换热升温后进入二级三相分离器进行二级油气水分离。二级三相分离器分离出的原油进入原油负压稳定脱硫

装置，脱除原油中的 H_2S 同步实现原油稳定，稳定后的净化原油经泵提升至净化油储罐缓存，经过外输泵增压后进入原油外输管道，外输至雅集。一、二级分离器分离出的污水进入污水处理单元进行处理，处理合格的污水回灌地层。一、二级分离器分离出的天然气进入原料气增压压缩机增压至 2.6MPa，增压后的天然气进入脱硫单元脱除 H_2S，脱硫后的净化气进入分子筛脱水单元进行脱水，脱水后的干燥气进入天然气凝液回收单元（天然气凝液回收采用丙烷辅冷+膨胀制冷+DHX 工艺）进行凝液回收，凝液回收后的产品天然气经过外输压缩机增压至 6.5MPa 后进入天然气外输管道，外输至沙雅；凝液回收过程中产出的液化石油气和稳定轻烃分别进入液化石油气储罐和稳定轻烃储罐，缓存后装车外销。原油稳定过程中产出的含 H_2S 混烃，进入混烃分馏装置进行分馏，脱除混烃中的 H_2S，同时生产稳定轻烃产品，分馏装置产出的高含 H_2S 的烃类气体与原料气掺混后进入天然气处理流程。

3.13 相关法规、政策符合性分析

3.13.1 与国家产业政策协调性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程为天然气开采业中天然气净化工程，工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.13.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发；

第十条规定煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

第二十八条煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内，西北距沙雅县县城105km，位于顺北油气田顺北油田五号联合站内及南侧空地，地处塔克拉玛干沙漠北缘，项目占地为沙地。项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目区属于新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土保持措施；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。综上所述，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

3.13.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；在天然气净化过程中，应采用两级及以上克劳斯或其他实用高效的硫回收技术，在回收硫资源的同时，控制二氧化硫排放；站场放空天然气应充分燃烧；在天然气净化过程中，鼓励采用二氧化硫尾气处理技术，提高去除效率。

本工程产生的生产废水在顺北油气田五号联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放；产生的废活性炭、废润滑油、废催化剂委托有资质单位处置，分子筛、离子交换树脂及污泥依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处置；天然气净化过程中，采用两级克劳斯+选择性氧化+尾气焚烧碱洗工艺，回收硫资源的同时，控制二氧化硫排放；新建火炬一座，用于站场天然气放空燃烧。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.13.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第二十七条规定：禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境

风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。

第二十八条规定：禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。

第三十条：石油、化工等排放挥发性有机物的企业事业单位和其他生产经营者在维修、检修时，应当按照技术规范，对生产装置系统的停运、倒空、清洗等环节实施挥发性有机物排放控制。

本工程为天然气开采业中天然气净化工程，资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，不属于“三高”项目；涉 VOCs 物料储存于密闭的容器，LPG 储罐设计为压力球罐，采用密闭管道输送，控制 VOCs 的排放。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.13.5 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(新环环评发[2020]142 号)转发了（环 办环评函[2019]910 号）的内容。本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 3.13-1。

表 3.13-1　　与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本工程评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行。	符合

2	高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO_2 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污物排放标准要求。	本工程采用两级克劳斯+选择性氧化+尾气焚烧碱洗工艺，回收硫资源的同时，控制二氧化硫排放。加热炉、热媒炉采用净化后的天然气为原料，达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准各项污染物排放限值。	符合
3	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目对施工期环境影响进行了重点分析，并提出生态环境保护措施。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。	符合
4	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线区。	符合
5	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见	符合

3.14 相关规划符合性分析

3.14.1 能源发展“十三五”规划

国家《能源发展“十三五”规划》中明确，十三五”时期，要夯实油气供应基础,着力提高两个保障能力：“一是加大新疆、鄂尔多斯盆地等地区勘探开发力度，加强非常规和海上油气资源开发，提高资源的接续和保障能力，二是有序推进煤制油、煤制气示范工程建设，推广生物质液体燃料，提升战略替代保障能力”。本项目属于天然气开采业中天然气净化工程，符合国家能源规划。

3.14.2 全国矿产资源规划

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。

东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以**塔里木**、鄂尔多斯、准噶尔**等盆地为重点**，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本项目属于塔里木盆地天然气开采业中天然气净化工程，符合《全国矿产资源规划》要求。

3.14.3《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》第一章加快建设国家“三基地一通道”提出，按照“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、**塔里木**三大**盆地油气勘探开发力度**，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。本项目属于塔里木盆地天然气开采业中天然气净化工程，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

3.14.4《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）

新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；准东阜康矿区白杨河、准南乌鲁木齐矿区碱沟、库拜矿区拜城煤层气抽采区。

根据新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）全区划分为 9 个鼓励开采规划区：①阿尔泰山黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、宝石矿产开采规划区；②塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区；③西准噶尔铬、金、膨润土、煤炭、石材矿产开采规划区；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开采规划区；⑤西天山黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开采规划区；⑥东天山金、黑

色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开采规划区；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开采规划区；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开采规划区；⑨阿尔金山有色金属、金、石棉、玉石矿产开采规划区。限制开采规划区：马兰基地军事管理区边缘缓冲区；国家和自治区级 6 处风景名胜区；国家和自治区 14 处重要人文历史古迹保护区；26 处自然保护区的试验区。禁止开采规划区：军事管理区、风景名胜、历史遗迹保护等核心区；重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内；重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内；机场、国防工程设施圈定的地区、自然保护区的核心区和缓冲区。

本项目属于塔里木盆地天然气开采业中天然气净化工程，位于新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）九个鼓励开采规划区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区。

本项目符合新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）要求。

3.14.5《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

本项目所在的**塔里木盆地油气基地**属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）确定的 9 个国家级大型油气生产和加工基地，不属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》划定的禁采区和限采区，符合规划环评要求。

3.14.6《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》提出：“到 2020 年，基本建成安全、稳定、经济的矿产资源保障体系，基本形成节约高效、环境友好、矿地和谐的绿色矿业发展格局。矿业经济发展支撑自治区经济中高速增长，资源开发迈向中高端水平。基本建成统一开放、竞争有序的现代矿业市场体系，形成矿产资源开发保护与矿业发展新格局。……强化矿产资源的安全可持续供应与应急保障能力，对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘察开发政策。”《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》将规划分区划分为重点矿区、限制开采区和禁止开采区。重点矿区：全区划分为 9 大矿产资源开

发区域。限制开采区：严重供大于求以及下游产业产能过剩、耗能大、污染重的矿产分布区域；具有地方特色且需保护性限量开采矿种的分布区域；虽有可靠的资源基础，但当前市场容量有限，应用研究不够，资源利用方式不合理的区域；在较高技术经济条件与一定外部条件下，才能达到资源合理利用的区域；需要进行矿产资源储备和保护的矿产地；钨矿分布区域；国家和地方规定的其他限制开采矿产资源的区域。区内要进一步严格矿业权管理，按照现行法律法规加强监督管理。禁止开采区：军事管理区，国家和自治区级自然保护区、重要水源涵养区、风景名胜区、历史遗迹保护区，重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内，重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内，机场、国防工程设施圈定的地区。

本项目属于塔里木盆地天然气开采业中天然气净化工程，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区，本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》。

3.14.7 新疆维吾尔自治区主体功能区规划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，属于新疆农产品主产区中的天山南坡主产区，天山南坡主产区涉及 10 个县市，这些农产品主产区县市的城区和重要工业园区是自治区级的重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。本项目属于塔里木盆地天然气开采业中天然气净化工程，符合自治区对该区域的功能定位要求。

3.14.8《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，属于天山南麓产业带，不属于高污染产业、建材行业落后产能、不符合产业准入标准和政策的落后项目、

纺织印染项目、水泥行业。因此，本项目符合《新疆环境保护规划（2018-2022年）》（2018 年 2 月 1 日）的要求。

3.14.9 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的符合性分析

3.14.9.1 水土保持分区

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内，西北距沙雅县县城 105km，位于顺北油气田五号联合站内及南侧空地，地处塔克拉玛干沙漠北缘，项目占地为沙地。水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《沙雅县水土保持规划》（2020-2030）。本项目属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）。

（1）全国、自治区水土保持区划中沙雅县划分情况

根据《全国水土保持规划（2015-2030 年）》（国函〔2015〕160 号），全国水土保持区划采用三级分区体系，一级区为总体格局区，二级区为区域协调区，三级区为基本功能区。全国水土保持区划共划分为 8 个一级区、40 个二级区、115 个三级区。

新疆在全国水土保持区划中位于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）一级分区，包含北疆山地盆地区和南疆山地盆地区两个二级分区，准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区、天山北坡人居环境农田防护区、伊犁河谷减灾蓄水区、吐哈盆地生态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。

沙雅县属于新疆七个三级区中的塔里木盆地北部农田防护水源涵养区。

（2）沙雅县水土保持分区

依托国家三级区划和省级区划，按照县地形地貌、土壤侵蚀、水土保持基础功能等，根据辖区地貌形态和水土流失程度及治理方向的相似性，本次规划采用地貌类型为主导因素，按照“地理位置+优势地貌类型+主导基础功能”三因素命名法，依据区内相似性和区间差异性原则，将沙雅县划分为渭干河下游绿洲农田防护区（Ⅰ区）；塔里木河两岸生态维护区（Ⅱ区）；南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）。沙雅县水土保持分区详见下表。由下表可知，本工程属于南部塔

克拉玛干沙漠防沙治沙区（Ⅲ区）。沙雅县水土保持分区表详见表 3.14-1。

表 3.14-1　　沙雅县水土保持分区表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	沙雅县分区名称	行政范围	面积（km^2）
				乡、镇	
北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）Ⅱ	南疆山地盆地区（Ⅱ-4）	塔里木盆地北部农田防护水源涵养区（Ⅱ-4-1nh）	渭干河下游绿洲农田防护区（Ⅰ区）	沙雅镇、托依堡勒镇*、红旗镇、英买里镇、海楼镇、努尔巴格乡、央塔协海尔乡*、古勒巴格镇	880
			塔里木河两岸生态维护区（Ⅱ区）	托依堡勒镇*、央塔协海尔乡*、塔里木乡，盖孜库木乡、塔河管委会、哈德墩镇	5363
			南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（Ⅲ区）	沙雅县直辖	25605.17

注：标*镇表示涉及该镇部分行政区面积。

3、南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（Ⅲ区）

（1）基本情况

该区位于沙雅县南部，东连巴音郭楞蒙古自治州的尉犁、且末两县，西靠阿克苏市，南接和田地区的民丰、于田、策勒三县，北面直抵哈德墩镇、古勒巴格镇、海楼镇、塔河管委会的南部边界。总面积约 25605.17km^2。该区属于塔克拉玛干大沙漠的一部分，区内气候极端干燥，植被稀疏，地貌形态多表现为高大起伏的流动沙丘、沙地。区内盛行北风，全年大风日数在 20 天以上。因为没有水源和耕作土壤存在，再加上自然条件极其恶劣，所以就农业生产而言，该区暂无利用价值。

（2）主要问题

该区是极强度的风力侵蚀区，地表多为流动的沙丘或沙地，植被覆盖度不足 10%，区内全年大风日数在 20 天以上，盛行风向为北风。沙漠以风为外营力，不断北侵，对农区造成威胁，造成土壤沙化。该地区的植被（梭梭、红柳、胡杨等）遭到极为严重的破坏，特别是胡杨，由于河水断流，加之人为的樵采，大部

分被破坏，近几年来在林业部门的管护下，有部分得到恢复。该区是沙雅县风蚀最为严重的地区。

（3）治理措施

①保护好现有荒漠植被，对重点地区进行封育治理，减少乱砍乱伐现象，同时利用洪水灌溉荒地，恢复已稀疏的植被。

②应加大对沙漠内部原生自然植物资源的保护，严禁在沙漠内部采挖，制定相关法规条例来进行保护，对破坏者应给予行政处罚，行为特别严重的应追究其法律责任。

3.14.9.2 水土流失治理分区

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《沙雅县水土保持规划》（2020-2030），沙雅县不涉及国家级水土流失重点防治区，本项目属于新疆维吾尔自治区级沙雅县Ⅱ$_3$塔里木河流域重点治理区，详见下表 3.14-2。

表 3.14-2　　新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分表

Ⅰ重点预防区		
Ⅰ$_2$塔里木和中上游重点预防区	阿克苏地区	沙雅县
Ⅱ重点治理区		
Ⅱ$_3$塔里木河流域重点治理区	阿克苏地区	阿克苏市、乌什县、温宿县、阿瓦提县、拜城县、新和县、**沙雅县**、库车县

3.14.9.3 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的符合性分析

管理要求包括**“本区域水土保持主要任务是.....防灾减灾和防风固沙，治理规划中包括荒漠化治理”**。本工程选址符合《中华人民共和国水土保持法》、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县水土保持规划（2020-2030 年）》和《开发建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2018）要求，但无法避让自治区级塔里木河流域重点治理区，本工程水土流失防治将采用北方风沙区建设类项目一级标准，并适当提高防治目标值。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

3.15“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

本工程位于沙雅县，顺北油气田内，根据《新疆生态功能区划》，属于塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发〔2021〕18 号）和《关于印发＜阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（阿行署发〔2021〕81 号），本工程区域不在划定的生态保护红线内。本工程与生态保护红线位置关系图见图 3.15-1。

（2）环境质量底线

本工程为天然气开采业中天然气净化工程。产生的生产废水在顺北油气田五号联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放；产生的废活性炭、废润滑油、废催化剂委托有资质单位处置，分子筛、离子交换树脂及污泥依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处置；天然气净化过程中，采用两级克劳斯+选择性氧化+尾气焚烧碱洗工艺，回收硫资源的同时，控制二氧化硫排放；新建火炬一座，用于站场天然气放空燃烧。

项目区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，项目区占地范围内土壤基本项目执行《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

本次环评调查显示，项目区域环境质量总体满足相应质量标准要求，对环境影响较小，符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本项目生产过程中，资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产废水进行综合利用，节约了水资源；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超

出区域负荷上限。本项目用地性质主要是沙地，土地资源消耗符合要求。总之，本项目开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险放空和资源利用效率四个方面严格环境准入。

根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》的天山南坡片区的管控要求，“重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障”，本项目位于塔里木盆地北缘，环评提出各项防沙治沙措施，建设单位严格执行防沙治沙措施，能有效遏制沙漠化的加剧。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

3.16 选址合理性及平面布置可行性分析

3.16.1 选址合理性分析

本工程针对顺北油气田二区天然气进行处理，在顺北油气田五号联合站附近建设一列 $10\times10^8m^3/a$ 天然气处理装置，主要包括进站油气分离、天然气脱硫脱碳、硫磺回收、天然气脱水、原料气增压、深冷凝液回收、凝液分馏、产品储运、商品气外输增压。本工程选址处于顺北油气田作业开发区域，位于顺北五号联合站附近空地，配套的配电、消防等可依托五号联合站，工程实施后处理对象主要为顺北二区天然气。

根据现场调查和资料搜集，工程区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

工程占地均在规划的油区内，项目区属于塔里木河中上游水土流水重点治理区，项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，工程建设和运行对周边产生的环境影响在可接受范围内，工程选址合理。

3.16.2 厂区平面布置合理性分析

（1）工艺衔接合理性分析

由厂区平面布置图可知，按照不同功能分开布置，功能分区明确。从总图布置看，本工程工艺路线合理，各生产工序之间衔接紧密，总图布置合理。

（2）对周边环境影响分析

①本工程实施后厂界无组织废气非甲烷总烃、硫化氢的浓度分别满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制浓度和《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准。

②四周厂界噪声贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2011)2 类标准限值要求，另外本工程周边无敏感点分布，因此，本工程不会对周边声环境产生影响。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

沙雅县，古龟兹国的一部分，丝绸古道上的重镇，位于新疆维吾尔自治区西南部、阿克苏地区东南部，属阿克苏地区管辖。天山南支中段以南、塔里木盆地北缘的渭干河冲洪积平原南部地区，北靠天山，南拥大漠。地理坐标东经 81º45′～84º47′，北纬 39º31′～41º25′。县境南北长约 220km，东西宽约 180km，总面积 31955.15km^2。东连巴州的尉犁、且末两县，西与阿克苏市、阿拉尔市毗邻，北接天山南麓的新和、库车两县，南隔塔克拉玛干大沙漠，与和田地区的民丰、于田、策勒三县相邻。我国最长的内陆河－塔里木河由西向东从县域中偏北部横穿而过。沙雅镇是县政治、经济、文化的中心。

本工程位于阿克苏地区沙雅县，西北距沙雅县县城 105km，西北油田分公司顺北油田五号联合站内及南侧空地。具体工程地理位置图 3.1-1。

4.1.2 地形地貌

沙雅县地域辽阔，地面高程海拔 943～1050m，地势北高南低、西高东低，地貌奇特。县域内从南向北有三种地貌类型：渭干河冲积扇平原、塔里木河河谷平原、塔克拉玛干沙漠。

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

渭干河冲积洪积平原位于县城北部，村落及田园分部于渭干河及其支流，干、支渠道的两侧。县辖面积 880km^2，占全县总面积的 2.75％，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的 1020m 降至塔里木河沿岸的 950m。坡度南北 3‰～4‰、东西 2‰。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细沙、亚沙土、亚粘土组成，属山前缓倾土质平原，系现代山前绿洲带。

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分部在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯

全境，由塔里本河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20-60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积 5343.15km^2，占全县总面积的 16.85％。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20‰～25‰。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林 2133.33km^2，其次还有 166.67km^2 的野生甘草、200km^2 的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约 160km，东西宽约 170km，县境面积 25732km^2，占全县总面积的 80.4％。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为 1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在 10～50m 之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无有人类居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、柽柳及面积不等的麻黄、沙棘、假木贼、骆驼刺等。

本工程所在区域位于沙雅县中部，属于沙漠，沙丘起伏不大。

4.1.3 地质情况

塔里木盆地是天山和昆仑山两个强烈褶皱带之间的大型地块凹陷，盆地中央分布有第三纪背斜褶隆起带(即中央隆起带)，并将盆地分割成构造形式上接近对称的大型单向断褶盆地，但并未完全封闭，两个大型单向断褶盆地构成了统一的塔里木盆地。塔河油田地处于塔里木盆地北缘，构造上处于塔北断裂隆起带和塔中凹陷带的边缘交汇地带，构造条件较为复杂，塔北隆起带呈 NNE 向延伸约 300km，南北宽 8～40km，面积约 6000km^2，断裂和局部构造较为发育。

项目区由于地处顺托果勒低隆的北缘，第四纪沉积物厚度较薄，第四纪沙土层厚约 50m 较为疏松，下部有巨厚的第三纪泥岩粉砂岩和细砂岩。依据该区工程勘察报告场区以粉砂、粉土为主，结构松软。

4.1.4 水文地质

沙雅县地下水资源较为贫乏，主要集中于渭干河流域和塔里木河流域，属渗入——蒸发型。县境南部大面积的沙漠地区尚无资料。近年来石油勘探钻井资料证明，有些地方的地下水还相当丰富。

渭干河平原地下水年均储量有 2 亿 m^3，水力坡度 1/1000，水位 1～3m。灌区地下水位普遍升高，潜水主要靠滩地和地面蒸发，从而使盐碱聚集，形成土壤次生盐渍化。矿化度在 5～30g/L。县城区水化学类型为 SO_4-Cl-Na-Mg。

塔里木河冲积平原具有深厚的第四纪冲积层，其地下水分布在由细砂组成的含水层中。地下水资源主要由地表水的转化量和区外地下水潜流侧向补给量组成。降水补给甚微，地下水可开采 1.21 亿 m^3。地下水埋深在河滩地为 1～2m，水力坡度小于 6/1000，矿化度 1g/L；距现代河床 3～5km，埋深 5～8m，矿化度 5～10g/L；在古老冲积平原上，埋深 7～10m，矿化度 10～30g/L。

本工程位于塔里木河南岸，地下水埋深在 7～10m 左右，自西南向东北流动。但该层水含盐量高，不适合饮用。

4.1.5 地表水系

沙雅县境内的主要河流为塔里木河及渭干河，两河年总径流量为 56 亿 m^3。沙雅县每年从渭干河引水 6.9 亿 m^3，占渭干河总流量的 31.7%。

①渭干河

渭干河发源于拜城盆地的哈尔他乌山汗腾格里峰冰川，上游干流称为木扎提河(径流量 14.6 亿 m^3)，沿途汇入喀普斯浪河(径流量 6.29 亿 m^3)，台尔维其克河(径流量 1.9 亿 m^3)、喀拉苏河(径流量 8.29 亿 m^3)及克孜勒苏河(径流量 3.88 亿 m^3)后，最终流入渭干河。

渭干河由西向东沿拜城盆地南缘经克孜尔千佛洞东侧折向南，穿过却勒塔格山进入塔里木盆地的北缘，最后消失在塔里木河北岸附近，全长 340km。渭干河上游克孜尔水文站建有克孜尔水库，总库容 6.4 亿 m^3，防洪库容 3.2 亿 m^3，是以防洪灌溉为主，兼有发电、水产养殖、供水等功能的大(Ⅰ)型水库。

渭干河经龙口将河水分配给库车、新和、沙雅 3 县进行农业灌溉。按现行分水比例库车县占 38.5%，灌溉面积 400km^2；沙雅县年分水 6.889 亿 m^3，占总径

流量的 31.7%；新和县分水比例为 29.0%，每年可引水 6.24 亿 m^3，但多年平均实际引水量为 5.45 亿 m^3，灌溉面积为 305.8km^2。

②塔里木河

塔里木河西起阿克苏河、和田河和叶尔羌河交汇处的肖夹克，东到台特玛湖，全长 1224km，是新疆境内最长的河流，也是全国最长的内陆河。塔里木河流经塔里木盆地北部的阿克苏市、沙雅县、轮台县和尉犁县，止于若羌县，沙雅县境内的塔里木河属于中游段。

本工程周边无地表水分布，北距塔里木河 43km。

4.1.6 气候气象

沙雅县地处欧亚大陆腹地，为典型的温带大陆性干燥气候。其显著气候特点是：降水稀少，夏季炎热、冬季干冷。年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，风沙活动频繁。沙雅县气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1　　沙雅县主要气候气象参数一览表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均气温	11.4℃	6	年平均蒸发量	2044.6mm
2	年极端最高气温	41.2℃	7	年最大冻土深度	0.77m
3	年极端最低气温	-24.2℃	8	年平均相对湿度	49%
4	年平均降水量	47.3mm	9	多年平均风速	1.37m/s
5	年平均大气压	956.5hPa			

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状监测与评价

4.2.1.1 基本污染物环境空气质量现状评价

本次评价收集了 2020 年沙雅县气象局例行监测点 $PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3 逐日逐时监测数据。区域基本污染物环境空气质量现状评价见表 4.2-1。

表 4.2-1　　区域基本污染物环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m³	μg/m³		
SO_2	年平均	7	60	11.7	达标
NO_2	年平均	28	40	70	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1000	4000	25	达标
O_3	第 90 百分位数日平均	90	160	56.3	达标
$PM_{2.5}$	年平均	60	35	171.4	超标
PM_{10}	年平均	198	70	282.9	超标

由上表可知，沙雅县环境空气中 SO_2、NO_2、CO、O_3 年平均浓度值达标，$PM_{2.5}$、PM_{10} 年平均浓度值超标，超标原因主要是受季节性沙尘天气等因素影响。参照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中 6.4.1 项目所在区域达标判断规定：“城市环境空气质量达标情况评价指标为 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3，六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标”可知，本工程所在区域属于不达标区。

沙雅县通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限值，短期内不会有明显改善。

4.2.1.2 特征因子现状监测与评价

（1）监测点位与监测因子

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的要求及项目大气环境影响评价等级、功能分区同时兼顾区域近 20 年主导风向和均匀布点原则，共设置 1 个大气环境现状监测点，监测点位置和监测因子见表 4.2-2，监测点位置见图 4.2-1。

表 4.2-2　　环境空气监测点位及其监测因子一览表

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
五号联下风向		非甲烷总烃、硫化氢	2020 年 12 月 18 日至 2020 年 12 月 24 日连续监测 7 天、每天采样 4 次。

图 4.2-1　　项目环境空气、地下水现状监测点位示意图

（2）监测因子

监测项目：NMHC、H_2S。

（3）监测时间及频次

监测时间：2020 年 12 月 18 日至 2020 年 12 月 24 日连续监测 7 天。NMHC、H_2S 采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样不少于 45 分钟。

（4）采样及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.2-3。

表 4.2-3　　大气污染物采样分析方法及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限（mg/m^3）
1	H_2S	亚甲蓝分光光度法	GB11742-1989	1.25×10^{-3}
2	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07

（5）评价标准

NMHC 参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 $2mg/m^3$ 作为环境质量标准限值；H_2S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（$0.01mg/m^3$）。

（6）评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi = Ci / Coi$$

式中：Pi—污染物 i 的占标率；

C_i—污染物 i 的实测浓度，mg/m^3；

C_{0i}—污染物 i 的评价标准，mg/m^3。

（7）监测及评价结果

监测结果见表 4.2-4。

表 4. 2-4　　非甲烷总烃监测结果统计一览表　　单位：mg/m^3

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
五号联下风向	H_2S	1h 平均	0.01		0.2	0	达标
	NMHC		2		15	0	达标

由监测结果可知，监测期间评价区 NMHC 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

4.2.2 地下水环境质量现状监测与评价

4.2.2.1 地下水环境质量现状监测

（1）监测点位布设

根据工程所在区域水文地质条件及地下水流向，在评价区域内选取 5 个潜水水质监测点。监测点位及监测因子见表 4.2-5，监测点位置见图 4.2-1。

表 4.2-5　　监测点位及监测因子一览表

监测点编号	监测点位置	监测对象	所处功能区	监测与调查项目		
				检测分析因子	监测因子	调查项目
D1/ GL01		潜水	III 类	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}，共 8 项	色(铂钴色度单位)、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度(以 $CaCO_3$ 计)、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量(COD_{Mn} 法，以 O_2 计)、氨氮(以 N 计)、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐(以 N 计)、硝酸盐(以 N 计)、氰化物、氟化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共 36 项	井深(m)、水位(m)
D2/LJ07						
D3/ 五号联合站						
D4/ S03/30						
D5/ S05/30						
D6/ S04/30						

（2）监测时间及频率

监测时间为 2020 年 12 月 18 日，均监测 1 天，每个点位采样 1 次。

（3）监测含水层

监测含水层为潜水含水层。

（4）监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)有关标准和规范执行。各地下水监测因子和检测分析因子分析方法及检出限情况见表 4.2-6。

表 4.2-6　　地下水环境监测因子和检测因子分析方法及检出限值一览表

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
1	色度	水质 色度的测定 GB11903-89(稀释倍数法)	/
2	臭和味	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006	/
3	浑浊度	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006	1 NTU
4	肉眼可见物	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006	/
5	pH	水质 pH 值的测定 玻璃电极法 GB6920-86	/
6	总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-87	/
7	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006	/
8	铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB11911-89	0.03 mg/L
9	锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB11911-89	0.01 mg/L
10	铜	水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法 HJ700-2014	0.08 μg/L
11	锌	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB7475-87	0.02 mg/L
12	铝	水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法 HJ700-2014	1.15 μg/L
13	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	0.0003 mg/L
14	阴离子表面活性剂	水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法 GB7494-87	0.05 mg/L
15	耗氧量	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 GB/T5750.7-2006	0.05 mg/L
16	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂 分光光度法 HJ535-2009	0.025 mg/L
17	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 GB/T16489-1996	0.005 mg/L
18	总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 GB/T5750.12-2006	/
19	菌落总数	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 GB/T5750.12-2006	/
20	亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB7493-87	0.003 mg/L
21	硝酸盐	水质 无机阴离子(F-、Cl-、NO2-、Br-、NO3-、PO43-、SO32-、SO42-)的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.016 mg/L
22	总氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ484-2009	0.004 mg/L
23	氟化物	水质 无机阴离子(F-、Cl-、NO2-、Br-、NO3-、PO43-、SO32-、SO42-)的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.006 mg/L
24	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	0.00004 mg/L
25	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	0.0003 mg/L
26	硒	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	0.0004 mg/L
27	镉	水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法 HJ700-2014	0.05 μg/L
28	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-87	0.004 mg/L
29	铅	水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法 HJ700-2014	0.09 μg/L
30	三氯甲烷	水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ639-2012	1.4 μg/L
31	四氯化碳	水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ639-2012	1.5 μg/L

32	苯	水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ639-2012	0.4 μg/L
33	甲苯	水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ639-2012	0.3 μg/L
34	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 HJ970-2018	0.01 mg/L

4.2.2.2 地下水环境质量现状检测分析因子浓度

各监测点地下水检测分析因子分析结果见表 4.2-7。

表 4.2-7　　地下水检测分析因子分析结果一览表　　单位：mg/L

监测因子 / 监测点		K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	CO_3^{2-}	HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}
潜水	01 GL01								
	02 LJ07								
	03 五号联合站								
	04 S03/30								
	05 S05/30								
	06 S04/30								

由表 4.2-7 分析可知，评价区地下水阴离子以 Cl^-、SO_4^{2-}为主，阳离子以 Na^+为主，水化学类型主要以 $Cl{\cdot}SO_4$-Na 型为主。

4.2.2.3 地下水环境质量现状评价

（1）评价方法

地下水水质现状评价采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}$$，pH≤7 时；

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$，pH＞7 时；

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

评价标准：《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，其中石油类参照执行《地表水质量标准》(GB3838-2002) Ⅲ类标准。

（2）监测及评价结果

各监测点地下水环境监测及评价结果见表 4.2-8。

表 4.2-8　　各监测点地下水环境监测及评价结果

序号	检 测 项 目	单位		检测结果						限值	检出限
				GW20120530-01 GL01	GW20120530-02 LJ07	GW20120530-03 五号联合站	GW20120530-04 S03/30	GW20120530-05 S05/30	GW20120530-06 S04/30		
1	pH	无量纲	检测值							6.5～8.5	-
			评价结果								
2	色度	度	检测值							15	5
			评价结果								
3	浑浊度	NTU	检测值							3	1
			评价结果								
4	臭和味	-	检测值							无	-
			评价结果								
5	肉眼可见物	-	检测值							无	-
			评价结果								
6	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	mg/L	检测值							450	0.25
			评价结果								
7	溶解性总固体	mg/L	检测值							1000	4
			评价结果								
8	耗氧量	mg/L	检测值							3.0	0.0125
			评价结果								
9	氯化物	mg/L	检测值							250	0.25
			评价结果								
10	总大肠菌群	MPN/100mL	检测值							3.0	-
			评价结果								
11	细菌总数	CFU/mL	检测值							100	-
			评价结果								
12	氨氮	mg/L	检测值							0.50	6.25×10^{-3}
			评价结果								
13	硝酸盐	mg/L	检测值			95				20.0	0.005

			评价结果								
14	亚硝酸盐	mg/L	检测值							1.00	0.003
			评价结果								
15	挥发酚	mg/L	检测值							0.002	0.0005
			评价结果								
16	氰化物	mg/L	检测值							0.05	0.0005
			评价结果								
17	六价铬	mg/L	检测值							0.05	0.001
			评价结果								
18	氟化物	mg/L	检测值							1.0	0.025
			评价结果								
19	硫酸盐	mg/L	检测值							250	2.5
			评价结果								
20	硫化物	mg/L	检测值							0.02	0.005
			评价结果								
21	阴离子表面活性剂	mg/L	检测值							0.3	0.0125
			评价结果								
22	碘化物	mg/L	检测值							0.08	6.25×10^{-4}
			评价结果								
23	汞	mg/L	检测值							0.001	2.50×10^{-5}
			评价结果								
24	砷	mg/L	检测值							0.01	2.50×10^{-4}
			评价结果								
25	硒	mg/L	检测值							0.01	1.00×10^{-4}
			评价结果								
26	铜	mg/L	检测值							1.00	0.05
			评价结果								
27	锌	mg/L	检测值							1.00	0.0125
			评价结果								
28	铅	mg/L	检测值							0.01	6.25×10^{-4}

			评价结果								
29	镉	mg/L	检测值							0.005	1.25×10^{-4}
			评价结果								
30	铁	mg/L	检测值							0.3	0.075
			评价结果								
31	锰	mg/L	检测值							0.10	0.025
			评价结果								
32	铝	mg/L	检测值							0.20	0.0025
			评价结果								
33*	三氯甲烷	mg/L	检测值							0.06	-
			评价结果								
34*	四氯化碳	mg/L	检测值							0.002	-
			评价结果								
35*	苯	mg/L	检测值							0.01	-
			评价结果								
36*	甲苯	mg/L	检测值							0.7	-
			评价结果								
	采样深度	m								-	-

由表 4.2-8 地下水监测结果可知，各潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐等存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准。总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐等超标主要是由于该地区分布的地下水类型主要为 $Cl•SO_4$-Na 型，同时因区域地下水埋深浅，气候干旱，伴随着蒸发和土壤盐渍化的影响，最终导致总硬度、溶解性总固体等超标。

4.2.3 土壤质量现状监测与评价

4.2.3.1 土壤环境质量现状监测

（1）采样区及监测因子

本次土壤监测共选取 4 个土壤采样区。具体位置见图 4.2-2 和表 4.2-9。

表 4.2-9　　土壤采样区点位及监测因子

类别	说明	坐标	编号	样品数	监测因子
厂区土壤	项目占地范围内土壤		1#	3 个柱状样	pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并(1,2,3-c,d)芘、萘、石油烃(C_{10}-C_{40})，共 47 项监测因子
			2#	1 个表层样	7 项重金属（砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍）、pH 值、石油烃(C_{10}-C_{40})
项目界区外土壤	项目界区东北侧厂界外外约 50m 处		3#	1 个表层样	7 项重金属（砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍）、pH 值、石油烃(C_{10}-C_{40})
	项目界区西南侧厂界外外约 50m 处		4#	1 个表层样	7 项重金属（砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍）、pH 值、石油烃(C_{10}-C_{40})

图 4.2-2　　土壤、噪声监测点位图

（2）监测时间与频率

监测时间为 2020 年 12 月 18 日，采样一次。

（3）采样方法

表层样采样深度为 0-0.2m；柱状样采样深度分别为 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m，柱状样采样点各层位混合采样分析。

（4）分析方法

分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)及 HJ649、GB/T17138、GB/T17141、GB/T17139、HJ491、GB/T 22105.2、HJ780、HJ680、《土壤理化分析》等最新版本标准执行。各土壤监测因子分析方法及检出浓度等情况见表 4.2-10。

表 4.2-10　　土壤监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测因子	检 测 方 法	检出限
1	pH	土壤 pH 的测定 NY/T1377-2007	/
2	砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 2 部分：土壤中总砷的测定 GB/T22105.2-2008	0.01 mg/kg
3	镉	土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法 HJ803-2016	0.07 mg/kg
4	六价铬	固体废物 六价铬的测定 碱消解/火焰原子吸收分光光度法 HJ687-2014	2 mg/kg
5	铜	土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法 HJ803-2016	0.5 mg/kg
6	铅	土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法 HJ803-2016	2 mg/kg
7	汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 1 部分：土壤中总汞的测定 GB/T22105.1-2008	0.002 mg/kg
8	镍	土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法 HJ803-2016	2 mg/kg
9	矿物油	城市污水处理厂污泥检验方法 CJ/T221-2005(只用 11 红外分光光度法)	/
10	四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ605-2011	1.3 μg/kg
11	氯仿		1.1 μg/kg
12	氯甲烷		1.0 μg/kg
13	1,1-二氯乙烷		1.2 μg/kg
14	1,2-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ605-2011	1.3 μg/kg
15	1,1-二氯乙烯		1.0 μg/kg

16	顺式-1,2-二氯乙烯		1.3 μg/kg
17	反式-1,2-二氯乙烯		1.4 μg/kg
18	二氯甲烷		1.5 μg/kg
19	1,2-二氯丙烷		1.1 μg/kg
20	1,1,1,2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ605-2011	1.2 μg/kg
21	1,1,2,2-四氯乙烷		1.2 μg/kg
22	四氯乙烯		1.4 μg/kg
23	1,1,1-三氯乙烷		1.3 μg/kg
24	1,1,2-三氯乙烷		1.2 μg/kg
25	三氯乙烯		1.2 μg/kg
26	1,2,3-三氯丙烷		1.2 μg/kg
27	氯乙烯		1.0 μg/kg
28	苯		1.9 μg/kg
29	氯苯		1.2 μg/kg
30	1,2-二氯苯		1.5 μg/kg
31	1,4-二氯苯		1.5 μg/kg
32	乙苯		1.2 μg/kg
33	苯乙烯		1.1 μg/kg
34	甲苯		1.3 μg/kg
35	间，对-二甲苯		1.2 μg/kg
36	邻-二甲苯		1.2 μg/kg
37	硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.09 mg/kg
38	苯胺		/
39	2-氯苯酚		0.06 mg/kg
40	苯并[a]蒽	土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法 HJ784-2016	4 μg/kg
41	苯并[a]芘		5 μg/kg
42	苯并[b]荧蒽		5 μg/kg
43	苯并[k]荧蒽	土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法 HJ784-2016	5 μg/kg
44	䓛		3 μg/kg
45	二苯并[a,h]蒽		5 μg/kg
46	茚并[1,2,3-cd]芘		4 μg/kg
47	萘		3 μg/kg

4.2.3.2 土壤环境质量现状评价

（1）评价方法

采用单因子污染指数法，其计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中：P_i—i 因子污染指数；

C_i—i 因子监测浓度，mg/L；

C_{Oi}—i 因子质量标准，mg/L。

评价标准：厂区内参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值，厂区外参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值。

（2）监测与评价结果

本工程土壤环境现状监测及评价结果见表 4.2-12。

表 4.2-12　　土壤环境现状监测结果一览表一　　单位：mg/kg

序号	检 测 项 目	单位		检测结果			限值	检出限
				TR20120530-01 厂区内 1#柱状样表层	TR20120530-02 厂区内 1#柱状样中层	TR20120530-03 厂区内 1#柱状样深层		
1*	六价铬	mg/kg	监测值				5.7	0.5
			评价指数					
2*	铅	mg/kg	监测值				800	0.1
			评价指数					
3*	镉	mg/kg	监测值				65	0.01
			评价指数					
4*	铜	mg/kg	监测值				18000	1
			评价指数					
5*	镍	mg/kg	监测值				900	3
			评价指数					
6*	汞	mg/kg	监测值				38	0.002
			评价指数					
7*	砷	mg/kg	监测值				60	0.01
			评价指数					
8*	四氯化碳	mg/kg	监测值				2.8	0.0013
			评价指数					

9*	氯仿	mg/kg	监测值				0.9	0.0011
			评价指数					
10*	氯甲烷	mg/kg	监测值				37	0.0010
			评价指数					
11*	1,1-二氯乙烷	mg/kg	监测值				9	0.0012
			评价指数					
12*	1,2-二氯乙烷	mg/kg	监测值				5	0.0013
			评价指数					
13*	1,1-二氯乙烯	mg/kg	监测值				66	0.0010
			评价指数					
14*	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	监测值				596	0.0013
			评价指数					
15*	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	监测值				54	0.0014
			评价指数					
16*	二氯甲烷	mg/kg	监测值				616	0.0015
			评价指数					
17*	1,2-二氯丙烷	mg/kg	监测值				5	0.0011
			评价指数					
18*	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	监测值				10	0.0012

			评价指数					
19*	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	监测值				6.8	0.0012
			评价指数					
20*	四氯乙烯	mg/kg	监测值				53	0.0014
			评价指数					
21*	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	监测值				840	0.0013
			评价指数					
22*	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	监测值				2.8	0.0012
			评价指数					
23*	三氯乙烯	mg/kg	监测值				2.8	0.0012
			评价指数					
24*	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	监测值				0.5	0.0012
			评价指数					
25*	氯乙烯	mg/kg	监测值				0.43	0.0010
			评价指数					
26*	苯	mg/kg	监测值				4	0.0019
			评价指数					
27*	氯苯	mg/kg	监测值				270	0.0012
			评价指数					
28*	1,2-二氯苯	mg/kg	监测值				560	0.0015
			评价指数					
29*	1,4-二氯苯	mg/kg	监测值				20	0.0015
			评价指数					

30*	乙苯	mg/kg	监测值				28	0.0012
			评价指数					
31*	苯乙烯	mg/kg	监测值				1290	0.0011
			评价指数					
32*	甲苯	mg/kg	监测值				1200	0.0013
			评价指数					
33*	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	监测值				570	0.0012
			评价指数					
34*	邻二甲苯	mg/kg	监测值				640	0.0012
			评价指数					
35*	硝基苯	mg/kg	监测值				76	0.09
			评价指数					
36*	苯胺	mg/kg	监测值				260	0.1
			评价指数					
37*	2-氯酚	mg/kg	监测值				2256	0.06
			评价指数					
38*	苯并[α]蒽	mg/kg	监测值				15	0.1
			评价指数					
39*	苯并[α]芘	mg/kg	监测值				1.5	0.1
			评价指数					
40*	苯并[b]荧蒽	mg/kg	监测值				15	0.2
			评价指数					
41*	苯并[k]荧蒽	mg/kg	监测值				151	0.1
			评价指数					

42*	菑	mg/kg	监测值				1293	0.1
			评价指数					
43*	二苯并[α，h]蒽	mg/kg	监测值				1.5	0.1
			评价指数					
44*	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	监测值				15	0.1
			评价指数					
45*	萘	mg/kg	监测值				70	0.09
			评价指数					
46*	石油烃	mg/kg	监测值				4500	6
			评价指数					
47	pH	无量纲	监测值				-	-
			评价指数					
48	坐标	-					-	-

表 4.2-12　　土壤环境现状监测结果一览表二　　单位：mg/kg

序号	检 测 项 目	单位		检测结果			限值	检出限
				TR20120530-04 厂区内 2#表层	TR20120530-05 厂区外东北侧 1#表层	TR20120530-06 厂区外西南侧 2#表层		
1	pH	无量纲	监测值				-	-
			评价指数					
2	六价铬	mg/kg	监测值				5.7	2
			评价指数					

3	铅	mg/kg	监测值				800	0.1
			评价指数					
4	镉	mg/kg	监测值				65	0.01
			评价指数					
5	铜	mg/kg	监测值				18000	1
			评价指数					
6	镍	mg/kg	监测值				900	3
			评价指数					
7	汞	mg/kg	监测值				38	0.002
			评价指数					
8	砷	mg/kg	监测值				60	0.01
			评价指数					
9*	石油烃	mg/kg	监测值				4500	6
			评价指数					
10	坐标	-					-	-

从上表中可以看出，各监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。

4.2.4 声环境质量现状监测与评价

声环境现状委托新疆中测测试有限公司进行现场监测。

（1）监测点布设

本次布设 4 个噪声监测点位，在五号联四周厂界外 1m 处。监测工作由新疆中测测试有限公司完成。监测点位见图 4.2-2。

（2）监测时间

声环境质量现状监测时间为 2020 年 12 月 18 日~19 日，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

（3）监测方法

本次噪声测量采用 AWA5688 多功能声级计，按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 Leq 作为评价量。

（4）评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（5）评价方法

评价方法采用直接对标法。

（6）监测结果

监测结果统计见表 4.2-13。

表 4.2-13　　声环境现状监测统计结果一览表

监测时间	监测点	昼间			夜间		
		实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
2020.12.18	东		60	达标		50	达标
	南			达标			达标
	西			达标			达标
	北			达标			达标
2020.12.19	东		60	达标		50	达标

	南			达标			达标
	西			达标			达标
	北			达标			达标

（7）评价结果

从表 4.2-13 可以看出，五号联四周昼间噪声值在 39.0~40.7dB(A)之间，夜间噪声值在 35.8~37.5dB(A)之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

4.2.5 生态现状调查与评价

4.2.5.1 植被现状调查与评价

项目所在区域在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木、半灌木沙漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木沙漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。

该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。

该区域的植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。

本工程占地范围内无植被分布。

4.2.5.2 野生动物资源现状调查与评价

按中国动物地理区划分级标准，项目所在区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。由于该区域油田已开发近 20 年，区域内野生动物主要是一些耐旱的荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，野生动物的栖息生境主要为荒漠。在现场调查中未发现大中型野生动物。

野生动物的区域分布规律：在物种的水平格局上，奔跑能力较强的物种多分布于沙漠外缘，由于难获得水源，它们极少进入沙漠纵深区域，如野猪、鹅喉羚等；不依赖水源，仅靠食物中的代谢水即可维持生命的物种，如沙鼠类、跳鼠类及具迁飞能力的鸟类则表现为均匀分布，但就分布地点而言，多集群栖息于有植被分布的小生境。具备长途跋涉能力的双峰驼能是躲避沙漠界外区人群的缘故，它们在沙漠腹地的数量明显高于外缘区，但其饮水仍然依赖沙漠外缘的河流或短

暂的雨水积淤地。

本工程位于阿克苏地区沙雅县，顺北油气田五号联合站内及南侧，场区内无珍稀动物出没，仅偶见麻雀、鼠类等近人动物出没。

本工程土地利用现状图见图 4.2-3，植被现状图见图 4.2-4，土壤类型图见图 4.2-5。

图 4.2-3　本工程土地利用现状图

图 4.2-4　项目区植被现状图

图 4.2-5　项目区土壤类型图

5.环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

本工程施工内容主要包括场地平整、结构施工、设备安装等，在此期间将会产生一定量的施工扬尘、施工废水、施工噪声和固体废物等。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响。

5.1.1 施工期大气影响分析

5.1.1.1 施工期大气影响分析

施工期大气环境影响因素主要是施工废气和施工扬尘。

施工阶段，需使用机动车辆运输建筑原材料、施工设备、器材及建筑垃圾，排出的机动车尾气主要污染物是 HC、CO、NOx 等，同时车辆运行、装卸建筑材料时将产生扬尘。

施工过程中废气主要来源于运输车辆所排放的废气。主要污染物为：氮氧化物（NOx）、一氧化碳（CO）和碳氢化合物（HC）等。这些污染物量都很小，影响范围仅局限在施工作业区内，除对施工人员会产生轻微的影响外，对外环境影响不大。

建设施工过程中产生施工扬尘。产生扬尘的作业有：①土方的挖掘、堆放、回填和清运过程造成的扬尘；②建筑材料如水泥、白灰、砂子等在其装卸、运输、堆放过程中，因风力作用产生的扬尘；③运输车辆往来造成的地面扬尘；④施工垃圾在其堆放和清运过程中产生的扬尘。

施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，所以本程施工对周围大气环境影响较小。

5.1.1.2 施工期大气污染防治措施

为最大限度地控制施工期间对周边环境空气质量的不良影响，建设单位应加大施工工地环境管理，大力提倡文明施工，积极推进绿色施工。另外，本评价对工程施工期提出以下要求：

（1）沙漠施工必需对基础先浇水，土层湿透后，过 1～2 天开挖基础。

（2）避免在大风天气施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间；遇到大风天气时，应避免进行挖掘、回填等大土方量作业；

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施，如在大风天气，应采用洒水抑尘；

（4）运输车辆进出施工现场车辆碾压地面产生扬尘，故应尽量依托临近道路行进，以减少施工车辆引起的地面扬尘污染，并尽量要求运输车辆减缓行车速度。

（5）加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放；

（6）禁止焚烧原油、废油品产生废气污染。

（7）建设单位应加大施工工地环境管理，大力提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

通过采取以上措施后，可最大限度的降低施工期废气对周围环境的影响，随着施工期的结束及场地的硬化，施工影响也将结束。

5.1.2 施工期噪声影响分析

5.1.2.1 施工期噪声影响分析

（1）施工噪声源强

根据类比调查和资料分析，本工程拟采用的各类施工机械产噪值见表 5.1-1。

表 5.1-1　　施工机械产噪值一览表　　单位:dB(A)/m

序号	设备名称	噪声值/距离	序号	设备名称	噪声值/距离
1	装载机	85.7/5	5	打桩机	90/2
2	挖掘机	84/5	6	运输车辆	82/5
3	推土机	83.6/5	7	吊车	85/5
4	混凝土搅拌机	85/5	--	--	--

（2）施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$L_r=L_{ro}-20lg(r/r_o)$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{ro}——距声源 r_o处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算本工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-2。

表 5.1-2　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]						
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m
1	装载机	68	64	60	54	50	48	45
2	挖掘机	66	62	58	52	48	46	44
3	推土机	66	62	58	52	48	46	44
4	混凝土搅拌机	67	63	59	53	49	47	45
5	夯土机	64	60	56	50	46	44	42
6	运输卡车	61	58	53	47	41	41	39
7	吊车	67	63	59	53	49	47	45

（3）影响分析

将表 5.1-2 噪声源预测计算结果与《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相互对照可知，昼间距施工设备 40m，夜间 200m 可满足 GB12523-2011 的要求；物料运输卡车距周围昼间 60m、夜间 200m 可达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求。

本工程 200m 范围内无声环境敏感点分布，因此，施工噪声不会对区域声环境产生明显影响。

5.1.2.2 施工期噪声控制措施

为避免施工机械对周围声环境的影响，本评价要求项目施工期间应采取以下措施：

（1）合理安排施工现场

根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，结合表 5.1-2 施工机械达标距离，合理科学地布局施工现场，施工现场的固定噪声源相对集中放置，以减轻对环境的影响。

（2）合理设计运输路线

施工单位应合理设计建筑材料等运输路线，尽可能绕开村庄、作业区公寓等敏感建筑物。

（3）合理安排施工时间

施工单位合理安排施工时间，施工运输车辆经过声环境敏感点时应控制车速、禁鸣，加强车辆维护，来减轻噪声对周围声环境的影响。

（4）采取噪声控制措施

施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备，减少对周围声环境的影响。加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。做好宣传工作，倡导科学管理和文明施工。

采取以上措施后，可有效减轻施工噪声对周围声环境的影响。

5.1.3 施工期废水影响分析

施工期废水主要包括施工生产废水和施工人员的生活污水两大类。

施工生产废水主要为施工运输车辆冲洗废水，产生量较少，主要污染物为泥沙，建议在临时施工区设置沉淀池，废水经沉淀池澄清后循环使用或用于场地洒水抑尘，不会对周边环境产生明显影响。

生活污水主要是施工期间施工人员日常生活产生的一定量的生活污水，主要含有 COD、SS、氨氮，生活污水水质简单，产生量少。本工程施工期不设施工营地，施工单位在五号联附近已建成基础设施完善的生活公寓，生活公寓内建有生活污水一体化装置，处理达标后用于周边荒漠绿化。

5.1.4 施工期固废影响分析

本工程施工期产生的固体废物主要为施工产生的少量砂土石块等建筑垃圾和施工人员产生的生活垃圾。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》及《危险废物鉴别标准》(GB5085.1～7-2007)判定，施工过程中产生的固体废物均属一般固体废物，不属于危险废物。建筑垃圾及生活垃圾全部送塔河油田绿色环保站进行填埋处置。

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议建设单位采取以下防范措施：

（1）遗留在现场的建筑废弃物要及时清运和回填；运送建筑废弃物的车辆在离开施工场地的时候，要及时清理干净车料粘带的泥土；

（2）运输时做好防扬散、防洒漏工作，避免固废、扬尘影响环境；

（3）废弃在施工场地的金属、其他可回收材料要及时回收；

（4）生活垃圾全部送塔河油田绿色环保站进行填埋处置。

综上所述，严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.1.5 施工期生态环境影响分析

5.1.5.1 占地影响分析

本工程厂址位于顺北油气田五号联合站内及南侧空地，占地面积 64381m^2。工程施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。工程占地对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

5.1.5.2 植被影响分析

工程厂区建设是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。本工程对植被的主要影响形式是土地的占用、施工阶段清场过程中对地表植被的清理以及施工过程中的辗压。施工过程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，工程结束后土地逐渐恢复到相对自然的状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。在建设后的 2 年～3 年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。

工程所在区域属干旱沙漠地区，土壤主要为流动风沙土，植物群落类型单一，结构简单，主要是少量超旱生地多枝柽柳灌丛和一些伴生种。本工程厂址所在地

植被稀少，全部为沙漠地带，植物的生物损失量极少。

5.1.5.3 野生动物影响分析

本工程施工期对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。建设过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。施工结束后，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于厂区附近等人员活动较多的区域。由于施工期较短，项目造成的生态影响仅限于占地范围内，不会对占地外的生态环境造成破坏，施工期结束后，项目区生态环境将再次趋于稳定。

本工程占地现状为沙漠，占地范围内无植被分布，且区域内无国家、地方重点保护动植物物种，项目占地相对较小，所以本工程的实施不会对区域内动植物资源环境产生明显影响。

5.1.5.4 水土流失影响分析

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），本项目位于沙雅县境内，属于沙雅县II_3塔里木河流域重点治理区，需要重点做好开发建设活动的水土保持工作，防止因生产建设活动造成新的水土流失。

项目建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧。

（1）土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累

的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

5.1.2.5 对周边沙化土地的影响

工程建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

工程施工内容主要为场地平整、结构施工、设备安装等。施工活动会破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.6 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤环境的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工对土壤环境的影响。

人为扰动对土壤的影响

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层可以生长适宜的植被。施工过程中土壤层次被翻动后，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，表层土被破坏，影响原有熟化土的肥力。

②车辆行驶和机械施工对土壤的影响车辆行驶和机械设备的碾压、施工人员

的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长。

施工期对土壤环境质量的影响随着施工期的结束逐渐减弱，施工结束后土壤形成新的层次结构，项目区周围无土壤环境敏感目标，对周围土壤环境的影响不大。

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 大气环境影响预测与分析

（1）估算模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN。

（2）估算源强

主要废气污染源排放参数见表 5.2-1 及表 5.2-2。

表5.2-1　　废气点源排放参数一览表

编号	名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物排放速率(kg/h)		
		经度	纬度								PM_{10}	SO_2	NO_x
1	锅炉烟囱			979	20	0.8	36	120	7200	正常	0.346	0.207	3.62
2	热媒炉烟囱			979	10	0.5	9.13	120	7200	正常	0.035	0.019	0.359
3	第 1 列焚烧炉烟囱			979	30	0.6	12.96	120	7200	正常		0.861	1.055
4	第 2 列焚烧炉烟囱			979	30	0.6	34.09	120	7200	正常		2.264	2.776

表5.2-2　　废气矩形面源排放参数一览表

编号	名称	面源起始点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物排放速率(kg/h)
		经度	纬度								非甲烷总烃
1	天然气处理装置区			979	430	330	0	10	7200	正常	2.17
2	轻烃装车区			979	90	120	0	10	7200		1.34

（3）估算模型参数选取

本工程估算模型参数见表 5.2-3。

表5.2-3　　估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/℃		41.2
最低环境温度/℃		-24.2
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	■是　□否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　■否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

注：本工程周边3km半径范围内无规划的工业、商业及居住用地，因此，本工程估算模型计算选项选取农村。

（4）估算结果

本工程所有污染源的正常排放的污染物的 P_{max} 和 $D_{10\%}$预测结果见下表 5.2-4。

表5.2-4　　最大浓度计算结果

名　　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离	$D_{10\%}$
单　　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m	m
锅炉烟囱	PM_{10}	1.699	450	0.38			—
	SO_2	1.027	500	0.21		217	—
	NO_2	17.804	200	8.90			—
热媒炉烟囱	PM_{10}	1.360	450	0.30	9.03		—
	SO_2	0.739	500	0.15		90	—
	NO_2	13.995	200	7.00			—
备用装置焚烧炉烟囱	SO_2	10.583	500	2.12		43	—

	NO_2	12.974	200	6.49			—
本工程焚烧炉烟囱	SO_2	14.736	500	2.95		54	—
	NO_2	18.063	200	9.03			—
天然气处理装置区	非甲烷总烃	107.64	2000	5.38		263	—
轻烃装车区	非甲烷总烃	66.425	2000	3.32		263	--

注：PM_{10}评价标准取二级标准日平均浓度的3倍。

由预测结果可知，本工程各污染源中建筑垃圾贮存场无组织 NOx 预测占标率最大，为 9.03%，项目的实施不会对大气环境产生明显影响。

5.2.1.2 废气污染源对厂界的影响

本工程废气污染源对其占地四周厂界污染物贡献浓度见表 5.2-5。

表5.2-5　　本工程废气污染源厂界贡献浓度一览表　　单位：mg/m^3

评价因子 \ 评价点	天然气处理装置区	轻烃装车区
非甲烷总烃	0.059	0.036

由表 5.2-5 预测结果可知，本工程无组织废气污染源对四周厂界 NMHC 贡献浓度为 0.036～0.059mg/m^3，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中标准限值。

5.2.1.3 大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境防护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境防护距离，本工程大气环境影响评价等级为二级，不需要进一步预测，因此不再计算大气环境功能防护距离。

5.2.1.4 污染物排放量核算

（1）有组织排放量核算

本工程有组织排放量核算情况见表 5.2-6。

表5.2-6　　大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度(mg/m^3)	核算排放速率(kg/h)	核算年排放量(t/a)
主要排放口					
1	锅炉烟囱	颗粒物	7.6	0.346	2.49
		SO_2	4.4	0.207	1.44
		NO_X	80	3.62	26.06
2	热媒炉烟囱 1	颗粒物	7.7	0.035	0.25
		SO_2	4.3	0.019	0.14
		NO_X	80	0.359	2.58
3	热媒炉烟	颗粒物	7.7	0.035	0.25

	囱 2	SO_2	4.3	0.019	0.14
		NO_X	80	0.359	2.58
4	焚烧炉烟囱 1	SO_2	65	0.861	6.2
		NO_X	80	1.055	7.6
5	焚烧炉烟囱 2	SO_2	65	2.264	16.2
		NO_X	80	2.776	19.98
主要排放口合计		颗粒物			2.99
		SO_2			24.12
		NO_X			58.8

（2）无组织排放量核算

本工程无组织排放量核算情况见表 5.2-7。

表 5.2-7　　大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
1	GW1	天然气处理装置区	非甲烷总烃	LDAR检测	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值	非甲烷总烃≤4.0，颗粒物≤1.0	15.64
2	GW2	轻烃装车区	非甲烷总烃	LDAR检测			9.65
无组织排放合计							
无组织排放总计			非甲烷总烃				25.29

（3）项目大气污染物排放量核算

本工程大气污染物排放量核算情况见表 5.2-8。

表 5.2-8　　大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	颗粒物	2.99
2	SO_2	24.12
3	NO_X	58.8
4	非甲烷总烃	25.29

5.2.1.5 大气环境影响评价结论与建议

（1）大气影响评价结论

本工程外排废气在采取相应的环保措施后，新增污染源正常排放下污染物中 NOx 预测占标率最大为 9.03%，占标率较小，项目的实施不会对大气环境产生明显影响。因此，本工程对大气环境影响可接受。

根据《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150 号)要求，环境质量现状超标地区，应加强推进工业源污染治理、加强城市扬尘等面源污染管理、加强燃煤污染治理、加强移动源污染防治，同时建设

项目应采取措施改善环境质量。因此本项目实施后应积极落实相关文件要求，保证污染源达标排放，不断强化大气污染源防治措施，实现区域内颗粒物削减以改善区域环境质量。

（2）大气环境防护距离与卫生防护距离

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境防护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境防护距离，本工程大气环境影响评价等级为二级，不需要进一步预测，因此不再计算大气环境功能防护距离。

（3）大气环境影响评价自查表

本次大气环境影响评价完成后，对大气环境影响评价主要内容与结论进行自查，详见下表。

表 5.2-9　　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑			三级□	
	评价范围	边长=50km□		边长5～50km□			边长=5km☑	
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥ 2000t/a□		500～2000t/a□			＜500t/a☑	
	评价因子	基本污染物 ($PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3) 其他污染物(NMHC)				包括二次$PM_{2.5}$□不含二次$PM_{2.5}$☑		
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准 □		附录D ☑	其他标准 ☑	
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑			一类区和二类区□	
	评价基准年	(2020)年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑			现状补充监测☑	
	现状评价	达标区□				不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本项目正常排源☑ 本项目非正常排放☑现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD □	ADMS □	AUSTAL2000 □	EDMS/AEDT □	CALPUFF □	网格模型□	其他 □
	预测范围	边长≥ 50km□		边长5～50km □			边长 =5 km □	
	预测因子	预测因子( )				包括二次$PM_{2.5}$□ 不包括二次$PM_{2.5}$□		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%□				$C_{本项目}$最大占标率＞100% □		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□			$C_{本项目}$最大标率＞10% □		
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□			$C_{本项目}$最大标率＞30% □		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长( )h		$C_{非正常}$占标率≤100% □			$C_{非正常}$占标率＞100% □	

	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标 □	$C_{叠加}$不达标 □	
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤-20% □	k ＞-20% □	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(颗粒物、SO_2、NO_X、非甲烷总烃)	有组织废气监测 ☑ 无组织废气监测 ☑	无监测□
	环境质量监测	监测因子：( )	监测点位数( )	无监测☑
评价结论	环境影响	可以接受☑ 不可以接受 □		
	大气环境防护距离	距( )厂界最远( )m		
	污染源年排放量	SO_2:(24.12)t/a	NO_x:(58.8)t/a	颗粒物:(2.99)t/a	VOC_s:(25.29)t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“( )”为内容填写项				

5.2.2 地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则·地表水环境》（HJ2.3-2018）中表1水污染影响型建设项目评价等级判定本工程地表水环境评价等级为三级B。

本工程废水主要为脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水、碱洗塔脱硫排放的废水。

（1）脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水

脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水为清净下水，含有少量盐分及 SS，废水排放量为 2.85m^3/h。

脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水为清净下水，含有少量盐分及 SS，夏季用于厂区绿化，冬季排入沙漠中，第二年春季融化后用于荒漠绿化，对项目区及周边水环境影响较小。

（2）碱洗塔脱硫排放的废水

碱洗塔脱硫排放的废水量 3.4m^3/h。

由于碱洗废水水量掺入已建污水系统中将会与采出水（采出水为$CaCl_2$水型，Ca^{2+}含量约 4500mg/L）中的钙离子反应生成大量沉淀物，直接掺入已建的水处理系统会导致设备和管线等设施结垢，影响水系统正常运行。将碱洗废水进行预处理，让碱洗废水与油田采出水（或加药）充分反应，沉淀后掺入已建的污水处理系统。利用采出水中的 $CaCl_2$，生成 $CaSO_4$ 沉淀。将碱洗废水中的 Na_2SO_4 沉淀下来，处理达标后的水进入五号联合站采出水处理系统，处理达标后回注油藏。

本工程评价范围内无地表水体，且生产废水经处理后绿化以及依托顺北五号

联合站外输系统作为采油回注水回注采用；生活污水排入化粪池，再经站内一体化污水处理装置进行处理后，出水水质达到《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GBT18920-2002）中表 1 城市杂用水水质标准城市绿化标准，回用于场区植被绿化。故本工程实施对地表水环境是可接受的。

5.2.3 地下水影响评价

本评价依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的相关要求，采用解析法分析预测工程建设对地下水环境的影响，从而有针对性的提出地下水保护和污染防治措施，防止区域地下水污染。

5.2.3.1 区域水文地质条件概况

（1）地下水的赋存条件及分布特征

区域地处塔克拉玛干沙漠北缘，塔里木河冲积泛滥平原区。根据相关资料研究表明，塔里木河是一条在先成平原上河道多变迁的游荡性河流，河流改道频繁，使得现塔里木河以南冲积泛滥平原的大片区域留下许多羽状分布的干枯河道。一般来讲，不同的古河道由于过水流量的不同，含水层岩性有一定的差异，地下水的赋水性也不相同。但从整体上看，与河间地相比，沿古河道沉积物颗粒相对较粗，地下水的径流条件相对较好，其地下水的富水性也相对较好。与此同时，矿化度较低的河水的淡化作用，在高矿化水化学背景中，形成了以干枯河道为轴线的浅层淡化水体带。

根据塔河三源汇流资料：昆仑山北麓及天山南麓是塔河冲积平原的沉积物质来源地。因其气候环境的差异，使塔河所携带的沉积物中包含透水性能好的砂土及透水性能差的粉质粘土或粘土不稳定层，粉质粘土或粘土一般呈薄层状或透镜体状。在塔河中段的第四系松散沉积层，以松散粉砂、细砂为主，夹薄层透镜体状粉质粘土、粘土。地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水。

（2）含水层的分布及富水性

区域地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主。在评估区塔里木河南岸的冲积泛滥平原区和古河道内广泛分布，冲积泛滥平原区潜水含水层组成含水层的岩性主要为冲积细砂、粉细砂，夹粉质粘土、粘土透镜体，地下水位埋深一般 1-5m，在评价区南侧区域地下水埋深多大于 5m。受塔里木河径流以及洪流期

补给，地下水越是靠近塔里木河流域地下水富水性越好，涌水量为 100-1000m^3/d，富水等级中等；距离塔里木河流域较远的地段，受地下水补给源相对匮乏，地下水富水性相对较差，涌水量多在小于 100m^3/d。组成古河道潜水含水层的地层岩性为细砂、粉细砂，地下水位埋深 3-10m，富水程度小到中等。根据资料显示，本工程区域浅层地下水埋深为 3m。

（3）地下水的补给、径流、排泄条件

在塔里木河以南地区，大气降水量稀少。虽降水过程短，但多以暴雨形式集中降落，且分布不均。在塔河南岸冲积泛滥平原区，地下水位埋深一般 1-5m，地下水可以直接得到降水的补给，在其他地区，因地下水位埋深较大，降水只能形成一定深度的半饱和砂地水份，对沙漠地下水的补给作用很微弱。塔河是塔河冲洪积泛滥平原区地下水的主要补给来源，它以沿途渗漏方式补给地下水。此外，地下径流的侧向补给以及洪水泛滥都直接、间接地补给地下水。

地下水主要以地下径流的形式由西向东向下游排泄，在塔河现代冲积泛滥平原，地下水位埋深较浅，地下水受垂直蒸发作用的影响比较大。在古河道分布的塔河现代冲积平原，地下水位埋深一般在 1~10m 之间，地下水受垂直蒸发作用的影响基本可以认为不存在。在塔河两岸及古河道两岸地段，分布有疏密不等的深根系耐盐、耐旱的胡杨林及红柳林地，植被的覆盖率高大 40~50%，在干旱、炎热的环境中，植物的垂直蒸腾作用也是详查区地下水的排泄方式之一。因此，详查区地下水的排泄方式主要为地下径流的形式由西向东向下游排泄；其次为垂直蒸发和蒸腾方式垂直排泄；此外，随着区内油田建设的日益发展，油区开采地下水也是地下水排泄的一个途径。

区域内地下水径流方向总体上是由西向东，由两侧向塔里木河径流，但在局部地段地下水的流向并不一致。塔河冲洪积泛滥平原区内地下水径流速度非常缓慢，以浅层潜水为主的地下水在强烈的蒸发蒸腾作用下浓缩，形成了一个水化学类型以 Cl•SO_4—Na 型为主的高矿化背景地下水。评价区地下水的径流方向与区域内地下水的径流方向基本一致。

（4）地下水水化学特征

评价区属典型的内陆干旱气候，干燥炎热、降水稀少、蒸发强烈、光照充足，夏季干热、冬季干冷，春季干旱多风，昼夜温差大，日照时间长。区域内地下水

水化学背景是 Cl-SO_4-Na 型高矿化咸水。受塔里木河的影响，形成了塔河南岸一定范围内河水泛滥区及古河道分布地段的是地下淡水与淡化水带，这些地区内的水化学特征与区域地下水水化学背景的 Cl-SO_4-Na 型咸水不同。

塔河南岸冲积及河水泛滥区地下水矿化度与距离塔里木河相对位置相关联，距离塔河近的地段地下水矿化度 1-3g/L，与塔河河水水质成分相近，但浅层潜水的化学类型和组分稍有变化，地下水的 HCO_3^-占阴离子摩尔总量的百分比明显增高；Na^+所占的百分比相应有所降低，而 Ca^{2+}、Mg^{2+}的摩尔百分比则有所增高，地下水化学类型为 Cl-SO_4-Na-Mg 型及 Cl-SO_4-Na-Ca 型水；古河道及淡化带地下水的矿化度一般小于 5g/L，水化学类型一般为 Cl-SO_4-HCO_3-Na 型或 HCO_3^- Cl-Na 型。而距离塔里木河较远的地段，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化多大于 10g/L，地下水类型多为 Cl-SO_4-Na 型咸水。

5.2.3.2 评价区水文地质条件

（1）地下水的赋存条件及分布特征

评价区位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。评价区综合水文地质图见图 5.2-1。

图 5.2-1　区域水文地质图

（2）含水层的分布及富水性

评价区地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主，潜水位埋深约1.77-10.14m，钻孔揭露的含水层厚度约 29.86-38.23m，含水层岩性为第四系细砂；换算涌水量为 70.43-133.19m^3/d，水量中等-贫乏；渗透系数 0.40-0.99m/d，影响半径 52.95-91.23m。

（3）地下水的补给、径流、排泄条件

评价区位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区。地下水的补给来源主要是塔里木河的渗漏补给，其次在靠近塔河南岸地段有部分渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、水库水的渗漏补给。因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计。评价区内也仅仅在沿塔河南岸地段，潜水的补给来源充分，补给条件较好；而向南远离塔河的地段，因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

评价区地下水的径流方向是从西向东。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水的水力坡度约 0.37‰。

地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄，最终排泄至塔里木河中，塔里木河又一直向东排泄到排泄最低点—台特玛湖。

（4）地下水水化学特征

评价区远离塔河南岸，几乎无任何补给来源，径流滞缓。因此，区块内的水化学作用以蒸发浓缩作用为主，水化学类型为 Cl·SO_4-Na 型水，矿化度为12.44-14.40g/L，水质差，为咸水。

5.2.3.3 地下水影响评价

（1）正常状况下地下水环境影响分析

①脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水

脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水为清净下水，含有少量盐分及 SS，废水排放量为 2.85m^3/h。

脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水为清净下水，含有少量盐分及 SS，夏季用于厂区绿化，冬季排入沙漠中，第二年春季融化后用于荒漠绿化，对项目区及周边水环境影响较小。

②碱洗塔脱硫排放的废水

碱洗塔脱硫排放的废水量 3.4m^3/h。

由于碱洗废水水量掺入已建污水系统中将会与采出水（采出水为 CaCl2 水型，Ca2+含量约 4500mg/L）中的钙离子反应生成大量沉淀物，直接掺入已建的水处理系统会导致设备和管线等设施结垢，影响水系统正常运行。将碱洗废水进行预处理，让碱洗废水与油田采出水（或加药）充分反应，沉淀后掺入已建的污水处理系统。利用采出水中的 $CaCl_2$，生成 $CaSO_4$ 沉淀。将碱洗废水中的 Na_2SO_4 沉淀下来，处理达标后的水进入顺北油田五号联合站采出水处理系统，处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率>1.5μm^2 的标准后回注油藏。

顺北油田五号联合站的污水处理规模为 1500m^3/d，目前正在建设之中，本项目投产后碱洗塔脱硫排放的废水量为 81.6m^3/d，依托顺北油田五号联合站采出水处理系统处理可行。

综合回注井地质资料，回注层为奥陶系一间房组和鹰山组（未穿），回注段 7901-7914m，视厚度 13m。地层水为高矿化的盐水，与项目区所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。奥陶系上统恰尔巴克组为一套泥岩和灰岩地层，区域上比较稳定，厚度为 23m，埋藏深度在 7000m 以下，压实作用较强，岩性致密，是良好的区域盖层，确保回注污水不破坏潜水和承压水的水质，可对回注污水实现有效封堵。且回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。后期随着注水量的不断增加，地层压力也随之不断升高，必须加强监测、观察，避免因水窜层造成地下水的污染。因此，碱洗塔脱硫排放的废水处理依托顺北油田五号联合站采出水处理系统处置措施可行。

（2）非正常状况下地下水环境影响分析

非正常工况下，废水污染源主要为油气分离装置区单原油泄漏，污染物主要为石油类。

泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用

和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

通常泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

a、地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。本项目油气分离装置区一旦发生泄漏，建设单位会组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质。将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入地下水，其历时时间与包气带的厚度成正比，与土壤的渗透系数成反比，即：t=h/k。

式中：t—污染物渗透穿过包气带的时间（d）；

h—包气带厚度（m）；

k—垂直渗透系数（m/d）。

由区域地质资料可知，该区域内包气带土壤厚度为大于 10m；土壤垂向饱和平均渗透系数为 0.4-0.99m/d，则由此推算当事故发生，评价区域内污染物达到饱水状态后渗透至潜水含水层的时间大于 25d。

b、油气分离装置区泄漏对地下水的影响分析

当污染物连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，污染物可到达地下水潜水含水层大于 25d。如果考虑以上作用，污染物穿过包气带到达地下水所需时间会更长一些。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层

的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的最大浓度按 10mg/L 计，并成为污染地下水的源强浓度。

（4）预测源强

油气分离装置区泄漏可能对地下水造成影响，在发生泄露事故后，站场监控系统会及时发现压力发生变化，一般情况下，可在 1 分钟内关闭阀组。

根据现场调查和顺北油田多年统计数据，油气分离装置区泄漏可在 1h 内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏时间取 1h，根据类别，泄漏的原油约 2.92t。事故发生后，施工工作人员会及时清理渗漏的落地油和含油污泥，剩余土壤中残留的原油为泄漏量的0.01%，即泄漏量实际为0.292kg，浓度为10mg/l。

根据相关研究资料，本次采用解析法，按照一级衰减动力学方程分析石油中有机污染物的衰减规律。

$e_i=C_0 \cdot e^{-kt}$

$t^{1/2}=0.693/k$

式中：e_i——预测浓度（被降解后的浓度），按 0.3mg/L 计（该值取自《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)）；

C_0——污染源强（mg/l），按 10mg/L 计；

k——有机物的降解速率常数（/d），根据相关研究，按 0.015 计；

t——降解发生的时间（d）；

$t_{1/2}$——有机物的半衰期（d）；

图 5.2-1　有机污染物的一级衰减曲线

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为 50d 左右，经过 231 天的自然降解，污染物浓度才可达到地下水中石油类浓度的标准值 0.3mg/L。故油气分离装置区泄漏采取必要的防渗和防腐措施，并加强检查，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞

状态，为密闭型地下水，因此，油气分离装置区泄漏对地下水环境产生的影响也非常有限。

因此，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.2.3.4 小结

（1）评价区水文地质条件

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。大气降水是塔克拉玛干沙漠平原区地下水的主要补给来源，以垂直蒸发和植物垂直蒸腾方式排泄。项目区平均降雨量为 47.3mm，平均蒸发量为 2044.6mm，蒸发量是降雨量的 43 倍，因地下水埋深较深，降水补给地下水的影响微乎其微，因此项目区属于地下水资源贫乏地区，径流条件差。地下水化学类型为 $Cl{\cdot}SO_4$-Na 型水，矿化度为 12.44-14.40g/L，水质差，为咸水。

（2）地下水环境影响

运营期，正常工况下，脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水为清净下水，夏季用于厂区绿化，冬季排入沙漠中，第二年春季融化后用于荒漠绿化，对项目区及周边水环境影响较小；碱洗塔脱硫排放的废水经预处理后，依托顺北油田五号联合站采出水处理系统，处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率>1.5μm^2 的标准后回注油藏，不外排。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于油气分离装置区泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生大的不利影响。因项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，油气分离装置区泄露对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.2.4 声环境影响评价

5.2.4.1 噪声源

本工程噪声源主要为天然气处理系统各类泵机以及天然气放空火炬，对于机泵噪声较大的场所采用隔音或减震措施，根据机泵设计资料，本工程噪声源强见表 5.2-10。

表 5.2-10　　本工程噪声源强

序号	设备名称	数量	源强 dB(A)	声源特征	位置
1	天然气压缩机撬块	4	85	连续、稳定	天然气处理系统
2	原料气增压压缩机	3	85	连续、稳定	
3	外输气压缩机	4	95	连续、稳定	
4	回流泵	6	90	连续、稳定	
5	胺液循环泵	3	90	连续、稳定	
6	主风机	4	85	连续、稳定	
7	膨胀压缩机组	2	85	连续、稳定	
8	凝液提升泵	2	80	连续、稳定	
9	高温位循环泵	3	80	连续、稳定	
10	空压机组	3	95	连续、稳定	
11	火炬系统	1	105	偶发	联合站外

5.2.4.2 预测结果及评价

（1）预测模式

选用点源模式，根据噪声衰减特性，分别预测其在评价范围内产生的噪声声级。

①噪声随距离衰减模式

采用预测模式为点声源几何发散衰减模式：

$$L_A(r) = L_A(r_o) - 20\lg(r/r_o)$$

式中：　　LA（r）— 距点声源 r 处的 A 声级（dB）；

r0，r — 离点声源的距离（m）；

Lw— 参考位置噪声源声功率级（dB）。

②多声源叠加模式

$$L_0 = 10\lg(\sum_{i=1}^{n} 10^{Li/10})$$

式中:：　　L0 ---- 叠加后总声压级，dB(A)；

n ---- 声源级数；

Li --- 各声源对某点的声压值，dB(A)。

（2）预测结果

①正常工况

预测正常工况下各噪声源对各厂界影响的等效连续声级，见表 5.2-11。

表 5.2-11　　正常工况下厂界噪声影响预测

项目	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界
正常工况下噪声影响值[dB(A)]	48	45	47	44
标准	昼间 60 dB(A)，夜间 50 dB(A)			
评价结果	不超标	不超标	不超标	不超标

从预测结果可以看出，在正常工况下各厂界噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

（2）非正常工况

在非正常工况下，启动火炬放空系统。火炬系统噪声源强可达到 105dB(A)。火炬系统噪声源随距离衰减结果见表 5.2-12。

表 5.2-12　　火炬系统噪声源随距离衰减

距离(m)	50	100	150	200	250	300	350	400
噪声值 dB(A)	69.73	63.74	60.23	57.73	55.79	54.21	52.87	51.71

（3）小结

正常工况下，在正常工况下各厂界噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

非正常工况下，火炬放空昼间 150m 外、夜间 400m 外可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

评价区域内无常住居民，不会造成噪声扰民。

5.2.5 固体废物影响分析

本工程运行过程中产生的固废主要为废活性炭、废润滑、废催化剂、分子筛、离子交换树脂和碱水洗装置产生的污泥。根据《国家危险废物名录》（2021 年版）和《危险废物鉴别标准》(GB5085.1～7-2007)，废活性炭、废润滑油、废催化剂属于危险废物，委托有资质单位进行处置；分子筛、离子交换树脂及碱水洗装置产生的污泥属于一般固体废物，定期运至塔河油田绿色环保站进行处置。

本工程固废产生量及处置方式见表 5.2-13。

表 5.2-13　　本工程固废产生量及处置方式

名称	固废属性	危险废物类别及代码	危险废物特性	产生工序	产生量	处置方式	备注
废活性炭	危险废物	HW06 900-039-49	T	胺法脱硫脱碳单元	1.5t/a	委托有资质单位处理	每年更换一次
废润滑油	危险废物	HW08 900-214-08	T，I	各类机泵	20t/a		根据需要
铝系克劳斯催化剂	危险废物	HW049 900-041-049	T/In	克劳斯硫磺回收单元	1.17m^3/a		每 6 年更换一次
钛系克劳斯催化剂	危险废物	HW049 900-041-049	T/In	克劳斯硫磺回收单元	0.62m^3/a		每 6 年更换一次
选择性氧化催化剂	危险废物	HW049 900-041-049	T/In	克劳斯硫磺回收单元	0.76m^3/a		每 6 年更换一次
分子筛	一般固体废物	/	/	天然气脱水单元	75m^3/a	塔河油田绿色环保站	每年更换一次
离子交换树脂	一般固体废物	/	/	锅炉房软水制备	1t/a		每年更换一次
污泥	一般固体废物	/	/	碱洗水处置单元	含水率 60%10t/a		/

本工程废活性炭和废润滑油应放置在独立的危险废物存放区，必须防风、防雨、防晒、防渗，设标识牌，修建围堰，并按《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单中危险废物贮存容器、危险废物贮存设施的选址与设计原则等相关规定做好危险废物存放区地面硬化、铺设防渗层，加强堆放区的防雨和防渗漏措施。

本工程产生的危险废物若处置不当就会对周围环境造成危害，因此，必须按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》以及危险废物防治有关办法的要求严格管理和安全处置。根据本项目产生危废的特性，环评要求采用厂内设危废暂存库+定期送至危废处置单位进行处置的处置方式。在厂址内设置一个危废暂存库，危废暂存库内各种废物单独存放，存放容器应清楚地标明内盛物的类别与危害说明，以及数量和装进日期，设置危险废物识别标志。

5.2.6 生态环境影响分析

工程建成后将进行相应的绿化和地面硬化措施，因此不会导致生态环境质量的降低。

由于评价区现有的野生动物多为一些常见的蜥蜴、鸟类和沙鼠等，工程建设完成后，厂区的正常生产不会对野生动物的栖息地和生境再产生干扰和影响，因此，在运营期对野生动物的影响很小。

综合以上分析，本工程实施后及不会对周围生态环境产生明显影响。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 土壤类型调查

本工程所在区域具有气候干燥、降水稀少、蒸发量大、大风多的特点，致使在土壤形成过程中物理风化占有突出的地位。风沙土是项目区唯一的土质，是风成沙性母质上发育的土壤，它是在风的搬迁、堆积下形成的。土壤剖面无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。风沙土的土壤颗粒十分均匀，颗粒组成以 0.25～0.1mm 的细砂粒为主，占各粒级组成的 55%～70%，次为 0.1～0.05mm 的极细砂，占 20～30%。有机质含量低，平均在 5.6g/kg 左右，重矿物含量低，但种类较多。

5.2.7.2 土壤环境影响分析

参照《环境影响评价技术导则・土壤环境(试行)》(HJ610-2016)中表 4 污染影响评价工作等级划分表，确定本工程土壤环境评价工作等级为三级，可采用定性描述或类比分析法进行分析。

本次评价采用定性描述分析工程运行对土壤环境的影响，从而有针对性的提出地土壤环境污染防治措施，防止区域土壤污染。

（1）土壤环境影响类型及途径识别

本工程污染物质可以通过多种途径进入土壤，主要类型有以下二种：①水污染型：项目产生废水主要为脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水和碱洗废水。其中脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水为清净下水，含有少量盐分及 SS，夏季用于厂区绿化，冬季排入沙漠中。碱洗废水进行预处理，将碱洗废水中的 Na_2SO_4 沉淀下来，然后进入五号联合站采出水处理系统，处理达标后回注油藏。因此水污染对周围土壤环境造成影响较小。但如果厂区内管道、阀门及污水处理设施出现跑、冒、滴、漏则会使污水下渗污染土壤。②固体废物污染型：项目暂存车间的固废，尤其危废等在运输、贮存或堆放过程中通过扩散、降水淋洗等直接或间接地影响土壤。正常工况下，本工程危险废物在有防渗设施的危废贮存间内存放，

交由有资质单位处置。本工程对土壤的潜在污染源主要为原油泄漏、污水泄漏对土壤环境的垂直入渗影响。

本工程土壤环境影响类型如表 5.2-14 所示。

表 5.2-14　土壤环境影响类型及途径表

污染影响型				生态影响型			
大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
/	/	√	/	/	/	/	/

（2）土壤污染影响与评价

①影响源与影响因子

本工程对土壤环境的影响主要为油气分离装置区泄漏及废水泄漏导致的土壤污染，主要影响因子有石油类。

②评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），结合工程特征，土壤现状调查范围为工程占地范围及范围外 0.05km 范围。可见本工程土壤环境影响目标主要位于厂区范围。

③影响分析

垂直入渗造成土壤污染主要发生在事故工况下，泄漏原油或污水垂直入渗进入土壤，石油类等污染因子对土壤环境造成的影响。工程厂区均已进行了地面防渗，可以有效阻隔泄漏污染物与土壤之间的传播途径。即使假定防渗层完全失效的情况下，污染物完全下渗至土壤，土壤特殊的多孔状结构也会对污染物起到较好的截留、吸附作用。 由于工程区干旱少雨，无大量降水淋滤作用，根据类比可知石油类污染物一般积聚于土壤表层 20cm 以上深度内，最大影响深度不超过 2m，受土壤吸附作用影响，垂直方向上石油类污染物浓度自上而下逐渐降低。

污染物在土壤环境中的行为主要有吸附、迁移、降解 3 种。一般将进入土壤介质中污染物的存在状态分为 3 种，即吸附态、气态和溶解态。本工程主要是液体泄漏，由于重力作用垂直迁移、由于毛细管力作用发生平面扩散迁移。迁移能力与环境温度、植物根系分布以及土壤类型有关。本装置事故状态下进入土壤环境的污染物主要以液态为主。本工程产污装置全部位于地面以上，一旦发生原油、废水泄漏，均可及时发现并进行处理。厂区全部进行硬化防渗处理，可有效隔绝土壤污染的途径，总体来看，对土壤环境的影响不大。

（3）土壤污染防治措施

根据土壤环境影响评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。土壤环境污染防治措施具体见第 6.6 土壤环境保护措施。

（4）项目建设可行性

工程场地现状土壤为风沙土，现状监测结果表明，各监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。

工程场地在采取源头控制措施、过程防控措施的基础上，建立完善的跟踪监测制度和有效的应急响应措施。因此，从土壤环境影响分析的基础上，项目建设可行。

本工程土壤环境影响评价自查表见表 5.2-15。

表 5.2-15　　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地□；农用地□；未利用地☑				土地利用类型图
	占地规模	(6.4381)hm^2				
	敏感目标信息	敏感目标(-)、方位(-)、距离(-)				
影响识别	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他(　　)				
	全部污染物	石油烃(C_{10}-C_{40})				
	特征因子	石油烃(C_{10}-C_{40})				
	所属土壤环境影响评价项目类别	Ⅰ类□；Ⅱ类☑；Ⅲ类□；Ⅳ类□				
	敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感☑				
评价工作等级		一级□；二级□；三级☑				
现状调查内容	资料收集	a)☑；b)☑；c)☑；d)☑				
	理化特性	黄色，砂土，干				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	1	2	0.2m	
		柱状样点数	3		0.5m、1m、2m	
	现状监测因子	pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并(1,2,3-c,d)芘、萘、				

		石油烃(C_{10}-C_{40})，共 47 项监测因子			
现状评价	评价因子	全部现状监测因子			
	评价标准	GB15618□；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他(　　)			
	现状评价结论	各监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值			
影响预测	预测因子	石油烃(C_{10}-C_{40})			
	预测方法	附录 E□；附录 F□；其他☑			
	预测分析内容	影响程度、影响范围			
	预测结论	达标结论：a)☑；b)□；c)□ 不达标结论：a)□；b)□			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他(　　)			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		1 个（厂区内）	石油烃(C_{10}-C_{40})	每五年 1 次	
	信息公开指标	特征因子			
评价结论		在工程做好定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。			
注 1：“□”为勾选项，可 √；“(　)”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。					

5.3 环境风险评价

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求，环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.3.1 风险调查

5.3.1.1 建设项目风险源调查

本工程涉及的危险物质概况见表 5.3-1。

表 5.3-1　　建设项目风险源调查概况一览表

序号	危险物质名称	CAS 号	存储位置	最大存在总量 qn /t	临界量 Qn /t
1	LPG	68476-85-7	球形储罐	1185	50
2	天然气	8006-14-2	处理装置	1.68	50
3	H_2S	7783-06-4	处理装置	0.064	5
项目 Q 值 Σ					

5.3.1.2 环境敏感目标概况

本工程周边均为沙漠，评价范围内无敏感目标存在。

5.3.2 环境风险识别

5.3.2.1 物质危险性识别

主要危险物质天然气、硫化氢、液化石油气理化性质见表 5.3-2。

表 5.3-2　　主要物料物化性质表

序号	名称	组分	毒性	闪点	爆炸极限	危险级别
1	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷、硫化氢、二氧化碳等	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。此外天然气中还有硫化氢是无色有毒气体，它具有强烈的臭鸡蛋气味。	-218℃	3.6%～6.5%	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007
2	液化气	它的主要成分是丙烷、丁烷、丙烯和丁烯等	组成液化气的碳氢化合物均有较强的麻醉作用，但在血液中的溶解度较小，常压下，对机体的生理功能无影响。	-77℃～-108℃	2%～9%	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21053

3	硫 化 氢	--	本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈 刺激作用。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/m3 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。		4%-46%	

5.3.2.2 生产系统危险性识别

（1）运输系统和装卸过程危险性分析

物料在厂外运输、厂内输送过程中具有一定事故隐患。具体包括：

①厂外运输途中发生交通事故，或火灾意外情况，导致火灾爆炸。

②装卸过程中管道损坏、破裂以及运输过程中运输车辆储槽损坏、破裂均会导致物料泄露或操作人员在装卸过程中不严格按操作规程装卸，碰撞及静电积累产生火花，可引起火灾爆炸事故。

（2）存储系统危险性分析

本工程 LPG 采用储罐存储，一般来说，储罐区存在如下危险性：

①罐体焊缝的开裂、构件（如接管或人孔法兰）的泄漏，以及操作不当造成的满罐、超压，致使发生物料泄漏事故，引起易燃物质外泄，发生火灾爆炸事 故。

②罐体焊缝附近或定位焊的焊接等处会发生应力腐蚀裂纹，导致储罐的破裂而发生泄漏，易燃物质外溢，发生火灾爆炸事故。

③储罐液位装置失灵或液位装置损坏造成超量充装，易燃液体外溢，被引燃。

④由于储罐的焊缝经风、雨的常期侵蚀、锈蚀等原因造成罐体焊缝泄漏，可燃物质被引燃。

⑤防晒涂料失效或绝热设施故障，高温季节罐区环境及罐体温度升高，使罐内压力发生变化，造成罐体物理性爆炸（撕裂性破坏）大量泄漏，可燃物质被引燃发生爆炸。

⑥储罐放散泄压管自控阀失灵，在罐内压升高时无法及时泄压调节罐内压，形成内压升高引起大量泄漏。

⑦由于储罐管道接头脱落、管道连接处及垫片破损等而造成泄漏，可燃物质被引燃发生火灾、爆炸。

⑧易燃、易爆液体贮罐区的电气设备、设施的主要危险是触电事故和超负荷引起的火灾、爆炸事故。

⑨夏季高温期间如防护措施不力或冷却降温系统发生故障，易引发易燃液体贮罐的火灾、爆炸。

表 5.3-3　　烃类蒸气对人体危害

蒸气浓度（g/m^3）	接触时间	毒性反应
38-49	2s	咳嗽
38-49	20s	眼、咽喉等有刺激症状
38-49	4-5min	显著眩晕、头痛、酩醉感
38-49	5-6min	可有生命危险
38-49	0.5-1 h	可引起死亡
25-30	0.5-1 h	可有生命危险
10-20	0.5-1 h	可有急性中毒症状
9.5-11.5	1 h	有明显粘膜刺激，并有兴奋和共济失调等
3.2-3.9	1 h	均有鼻及咽喉刺激症状，少数人有步态不稳
0.6-1.6	7 h	部分有头痛、咽喉不适、咳嗽及结膜刺激症状等

（3）天然气处理装置、管道破裂泄漏的事故风险

本工程的天然气处理装置、管道发生事故的类型有两种：破裂和渗漏。

①装置和管道破裂事故的特点是突发性强，泄漏量大，持续时间短，此类事故比较容易发现，一般影响范围较小。

②装置和管道渗漏事故的主要原因是由于管道年久腐蚀穿孔，阀门、接头密封不严等，此类事故一般不容易被发现，具有泄漏量小、持续时间长的特点。该类事故一旦发生，泄漏的油、水会长时间对地下水造成污染。

本工程处理的天然气硫化氢平均含硫量 11000mg/m^3。

硫化氢为无色有恶臭的气体，是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。硫化氢易燃其爆炸下限 4.0%，爆炸上限 46.0%。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。硫化氢对人体危害程度见表 5.3-4。

表 5.3-4　　硫化氢气体对人体危害详细情况

浓度（mg/m^3）	接触时间	毒性反应
1400	立即	昏迷并呼吸麻痹而死亡，除非立即人工呼吸急救。于此浓度时嗅觉立即疲劳，其毒性与氰氢酸相似。
1000	数秒钟	很快引起急性中毒，出现明显的全身症状。开始呼吸加快，接着呼吸麻痹而死亡。
760	15 ～ 60 分钟	可能引起生命危险—发生肺水肿、支气管炎及肺炎。接触时间更长者，可引起头痛、头昏、兴奋、步态不稳、恶心、呕吐、鼻和咽喉发干及疼痛、咳嗽、排尿困难等。
300	1 小时	可引起严重反应—眼和呼吸道粘膜强烈刺激症状，并引起神经系统抑制，6～8 分钟即出现急性眼刺激症状。长期接触可引起肺水肿。
70～150	1～2 小时	出现眼及呼吸道刺激症状。长期接触可引起亚急性或慢性结膜炎。吸入 2～15 分钟即发生嗅觉疲劳。
30～40	—	虽臭味强烈，仍能忍耐，这是可能引起局部刺激及全身性症状的阈浓度。
4～7	—	中等强度难闻臭味
0.4	—	明显嗅出
0.035	—	嗅觉阈

（4）公辅工程及辅助设施危险性识别

①触电危险

电气设备和输电线路存在触电危险。由于电器设备本身缺陷或绝缘损坏、线头外露等未能及时发现和整改等原因，可能造成触电事故的发生。

供配电设备、设施在生产运行中现场环境恶劣（高温、潮湿、腐蚀、振动）、运行不当、机械损伤、维修不善导致绝缘老化破损；设计不合理、安装工艺不规范、各种电气安全净距离不够；安全措施和安全技术措施不完备、违章操作、保护失灵等原因，若人体不慎触及带电体或过份靠近带电部分，都有可能发生电击、电灼伤的触电危险。特别是高压设备和线路，因其电压值高，电场强度大，触电的潜在危险更大。

电器维修要严格执行挂牌制度，防止意外触电事故的发生。如检修电器设备拉闸断电后，要挂“有人工作，切勿合闸”的警示牌，否则，就有可能发生触电事故。

线路维修作业时，应按规定在作业区前后挂接地线，不然会发生意外事故；电器检修时，一定要切断电源，登高作业时要作好保护。

手持电动工具如没有安装漏电保护器，就可能导致触电事故的发生；照明灯

具如果不使用安全电压，则移动照明设备时可能发生触电事故。

②火灾、爆炸危险

电气火花是引发事故的一个重要原因，如电缆质量不好；电缆隔热、散热 不良；负荷过截，引起电缆发热；电缆绝缘老化，接触不良；电缆沟被车辆压坏，造成瓷套管破裂损坏，潮湿（或积水）引起短路；电缆接头不好，接头材料选择不当，接头氧化等，都容易引发电气火花或电气火灾。电气线路，如果由于以下原因出现短路、超负荷、接触电阻过大情况，可能发生电气线路火灾：

A、短路包括以下原因：

a 使用绝缘导线、电缆时，没有按具体环境选用，使导线的绝缘受高温、潮湿或腐蚀等作用的影响而失去绝缘能力。

b 线路年久失修，绝缘层陈旧老化或受损，使线芯裸露。

c 电源过电压，使导线绝缘层被击穿。

d 用金属线捆扎绝缘导线或把绝缘导线挂在钉子上，日久磨损生锈腐蚀，使绝缘受到破坏。

e 裸导线安装太低，搬运金属物件时不慎碰在电线上，金属构件搭落或小动物跨接在电线上。

f 不按规程要求私接乱拉，管理不善，维护不当造成短路。

B、超负荷包括以下原因：

a 设计或选择导线截面不当，实际负荷超过了导线的安全截流量。

b 在线路中接入了过多的或功率过大的电气设备，超过电气线路的负载能力。

C、接触电阻过大包括以下原因：

a 安装质量差，造成导线与导线、导线与电气设备衔接点连接不牢。

b 连接点由于热作用或长期振动使接头松动。

c 在导线连接处有杂质，如腐蚀、产生氧化层或渗入尘土。

d 铜线与铝线的连接方法不对。

③雷电

在雷雨季节，如装置的防雷设施未设置或设置不当，不能有效发挥作用，有可能导致设备设施发生雷击事故，进而可能引起火灾。

④建筑及其它火灾

如在建筑设计或施工时，建筑材料达不到耐火等级，或用可燃材料做建筑材料，有可能在使用过程中引发建筑火灾；或发生建筑物火灾时，建筑物达不到耐火极限而坍塌，使建筑物内人员来不及逃生而引发人员伤害。

5.3.2.3 主要环境风险因素识别

综上分析，本项目存在的各种危险、有害因素中，可能带来环境风险的有害因素为装置和管线破裂、LPG 储罐泄漏事故以及火灾爆炸事故。

5.3.3 风险事故情形分析

5.3.3.1 主要事故源项分析

根据类比调查，本项目主要可能事故及原因分析详见表 5.3-5。

表 5.3-5　　生产过程中潜在事故及其原因一览表

序号	事故类型	产生原因	事故易发场所
1	火灾、燃爆事故	①误操作； ②设备缺陷，未及时维修； ③设备维修时不慎，引起火灾爆炸； ④夏季气温高、日照强时，罐内温度会急剧增加，罐内液体压力也会急剧升高，导致爆炸； ⑤交通事故。	①生产装置区 ②储存库 ③运输过程
2	泄漏事故	①误操作或违章作业； ②设备故障，管道堵塞或损坏； ③环保设施配置不当； ④安全设施有缺陷； ⑤交通事故。	①生产装置区 ②储存库 ③运输过程
3	自然灾害	地震等	

一般化工原料储存项目的主要风险源为物料储罐区，根据 DOW 火灾爆炸指数手册（第七版），确定储罐区的物质系数 MF、火灾爆炸影响区域半径 R，安全措施修正系数 C、单元破坏系数 DF 及危险度等危险指数。危险指数分级和危险度评价结果分别详见表 5.3-6、表 5.3-7。

表 5.3-6　　火灾爆炸危险指数 F&EI 的分级

单元危险性分值	危险程度	安全对策
0-60	轻微(A)	可适当考虑措施
61-96	较轻(B)	提出意见，应考虑采取措施
97-127	中等(C)	
128-158	严重(D)	警告，应采取具体措施
≥159	很严重(E)	必需立即采取措施

表 5.3-7　　DOW 火灾爆炸指数单元危险性评价

评价单元	MF	F&EI	R	DF	修正前危险度	C	F&EI×C	R	修正后危险度
有机物储罐	16	97.8	25.0	0.59	C	0.51	50.2	12.8	A

由表 5.3-6、表 5.3-7 可见，在不采取风险控制的情况下，项目罐区的危险度为 D（严重）或 C（中等）级别，采取控制措施后，均可变为 B（较轻）或 A（轻微）级别，达到可接受的风险水平，由此表明对该项目采取风险控制措施是非常重要的。

5.3.3.2 事故树分析

事故树分析方法，也称故障树，是预测事故和分析事故的一种科学方法，是从结果到原因找出与灾害有关的各种因素之间因果关系和逻辑关系的分析法。这种方法是把系统可能发生的事故放在图的最上面，称为顶上事件，按系统构成要素之间的关系，分析与灾害事故有关的原因。通过事故树分析可以找出基本事件及其对顶上事件影响的程度，为采取安全措施、预防事故提供科学的依据。本工程顶端事故和各储罐发生泄漏事故的事故树分析详见图 5.3-1 和图 5.3-2。

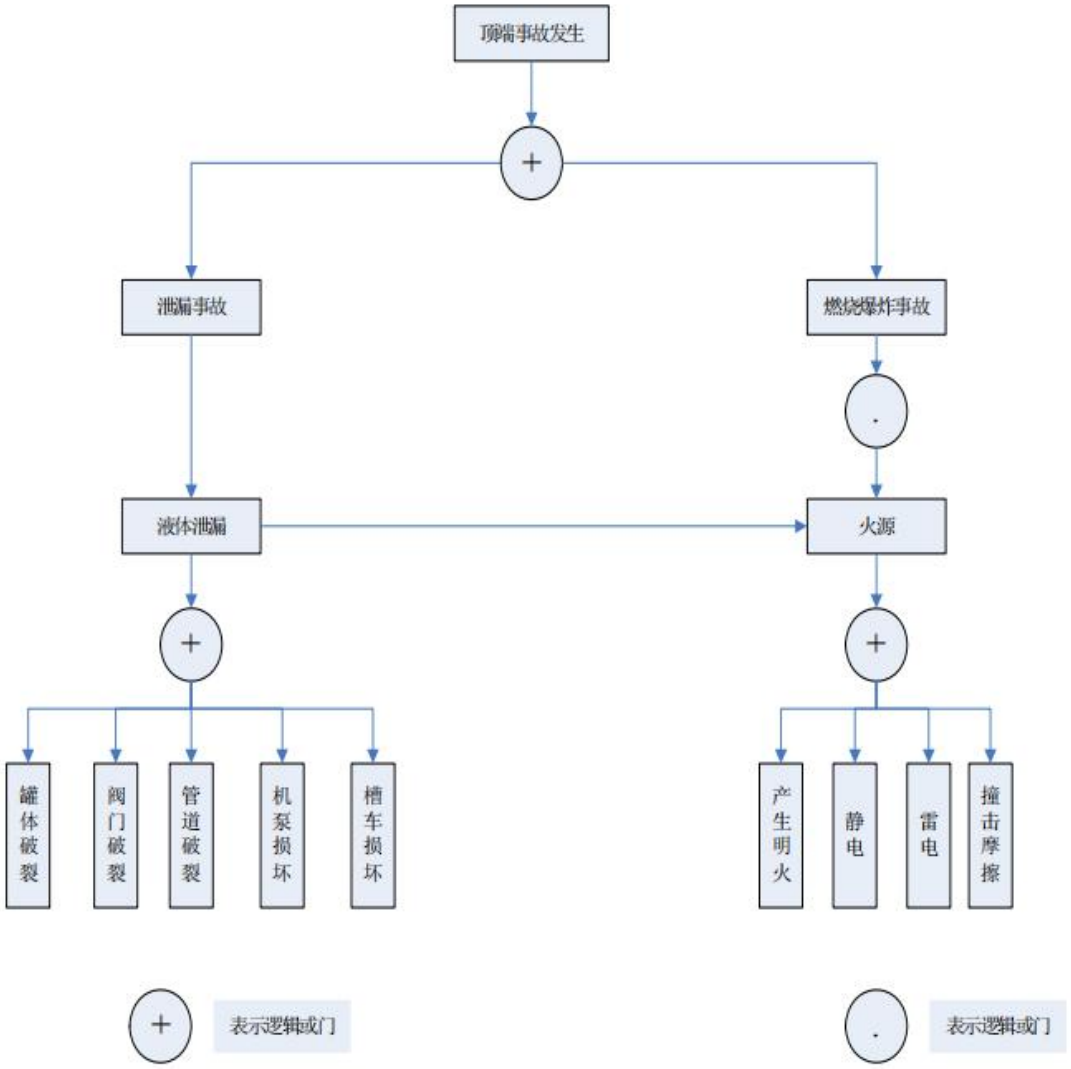

图 5.3-1　　顶端事故发生示意图

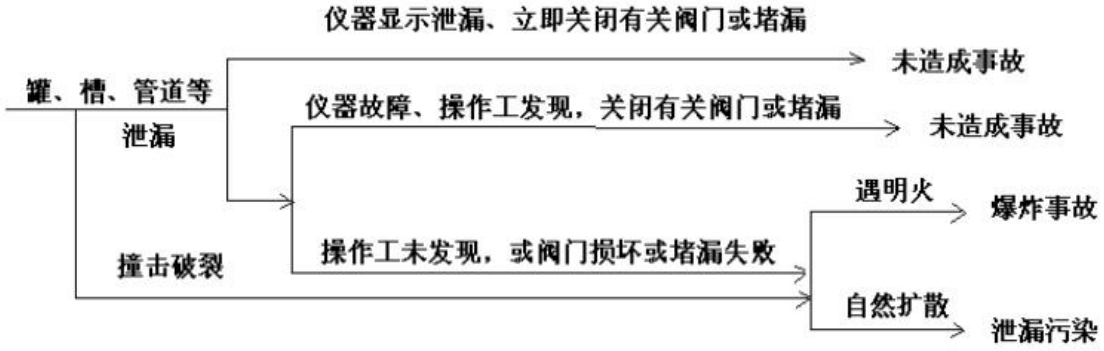

图 5.3-2　　储罐、管道系统事故发生示意图

5.3.3.3 次生/伴生污染

（1）发生泄漏后，需要用砂土或其它不燃材料吸附或吸收，也可以用大量

泡沫覆盖、大量水冲洗。其可能产生的伴生/次生污染为废弃的沙土、不燃材料等废 物或者冲洗废水。

（2）储罐区发生火灾、爆炸时，容器内会有大量液体向外环境溢出或散发出，其可能产生的次生污染为火灾消防液、消防土以及燃烧废气。

（3）储罐区发生火灾、爆炸时，有可能引燃周围易燃物质，产生的伴生事故为其他易燃物质的火灾爆炸，产生的伴生污染为燃烧产物。

5.3.3.4 最大可信事故

最大可信事故是指“在所有预测的概率不为零的事故中，对环境（或健康）危害最严重的重大事故”。本环评确定的最大可信事故为：LPG 球罐泄漏事故。

5.3.3.5 事故源强确定

本项目 LPG 储罐为常温压力储罐。根据事故统计，LPG 储罐典型的损坏类型是 LPG 储罐与其输送管道的接头破损泄漏。评价按照泄漏孔径为 20mm 计算其泄漏速率。事故发生后安全系统报警，在 30min 内泄漏得到控制，据此条件计算物料的泄露源强。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 F 中推荐的气体泄漏速率计算公式进行估算，计算结果列于表 5.3-8。

$$Q_G = YC_d AP\sqrt{\frac{M\gamma}{RT_G}\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}}$$

式中：Q_G——气体泄漏速率，kg/s；

P——容器压力，Pa；

C_d——气体泄漏系数；当裂口形状为圆形时取 1.00，三角形时取 0.95，长方形时取 0.90；

M——物质的摩尔质量，kg/mol；

R——气体常数，J/(mol·K)；

T_G——气体温度，K；

A——裂口面积，m^2；

Y——流出系数，对于临界流 Y=1.0；对于次临界流按下式计算：

$$Y = \left[\frac{P_0}{P}\right]^{\frac{1}{\gamma}} \times \left\{1 - \left[\frac{p_0}{p}\right]^{\frac{(\gamma-1)}{\gamma}}\right\}^{\frac{1}{2}} \times \left\{\left[\frac{2}{\gamma-1}\right] \times \left[\frac{\gamma+1}{2}\right]^{\frac{(\gamma+1)}{(\gamma-1)}}\right\}^{\frac{1}{2}}$$

表 5.3-8　　液体泄漏量计算参数

泄漏事故规模	LPG储罐泄漏孔径20mm
泄漏源	管路/阀门系统
泄漏事故	管道/阀门大裂口
罐内操作压力，MPa	1.87
环境压力，MPa	0.1

裂口面积（m^2）	0.000314
泄漏系数	0.62
泄漏出口气体密度，kg/m^3	2.335
裂口之上液位高度（m）	3
气体泄漏速度，kg/s	11.757
30min 控制泄漏量，kg	21163

5.3.4 风险事故影响预测与评价

5.3.4.1 大气毒性终点浓度值选取

大气毒性终点浓度即预测评价标准，其具体选取浓度值见表 5.3-9。

表 5.3-9　　项目液化石油气大气毒性终点浓度选取一览表

序号	物质名称	CAS 号	毒性终点浓度-1/(mg/m^3)	毒性终点浓度-2/(mg/m^3)
1	石油气	68476-85-7	720000	410000

其中“毒性终点浓度-1 ”为当大气中危险物质浓度低于该限值时，绝大多数人员暴露 1h 不会对生命造成威胁，当超过该限值时，有可能对人群造成生命威胁；“毒性终点浓度-2”为当大气中危险物质浓度低于该限值时，暴露 1h 一般不会对人体造成不可逆的伤害，或出现的症状一般不会损伤该个体采取有效防护措施的能力。

5.3.4.2 预测结果与评价

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，本评价选取 SLAB 模式进行预测计算。预测计算最不利气象风速 0.7m/s、D 类稳定度气象条件下，一座 LPG 储罐发生泄漏事故，假定储罐泄漏点在下风向轴线造成的最大浓度分布，结果见表 5.3-10。

表 5.3-10　　不同时刻下风向轴线石油气浓度变化　　(单位：mg/m^3)

泄漏点下风向距离 (m)	浓度出现时间(min)	高峰 浓度 (mg/m3)
10	15.067	103820
50	15.362	33964
100	15.732	18673
200	16.471	9259.8
300	17.21	5647.7
400	17.95	3839.5
500	18.688	2757.8
600	19.429	2105.7
700	20.167	1652.9

800	20.907	1329.9
900	21.646	1097.6
1000	22.385	925.05
1100	23.124	788.03
1200	23.863	682.23
1300	24.603	597.55
1400	25.342	529.85
1500	26.081	471.67
1600	26.821	422.75
1700	27.56	381.85
1800	28.299	346.38
1900	29.039	316.01
2000	29.778	289.78
2100	30.518	267.21
2200	31.257	246.82
2300	31.995	229.06
2400	32.73	213.54
2500	33.459	199.43
2600	34.183	186.61
2700	34.902	175.19
2800	35.618	165
2900	36.331	155.88
3000	37.04	147.32

从表 5.3-10 的预测结果可以看出，当发生液化石油气泄漏时，距泄漏点下风向范围内污染物出现最大浓度为 103820mg/m^3，低于石油气的毒性终点浓度，发生液化石油气泄漏事故时，不会造成人员中毒伤亡。

5.3.4.3 交通运输环境风险分析

本项目涉及的危险化学品种主要是 LPG，主要采用公路运出。厂区内主要以管道输送为主。汽车运输过程中，存在由于交通事故、容器老化破裂等导致车运危险品发生泄漏事故。

运输的风险特征列于表 5.3-11。

表 5.3-11　　运输的风险特征一览表

运输方式	风险类型	危害	原因简析
公路运输	泄漏	污染陆域；污染地表水；火灾、爆炸	碰撞、翻车；装卸设备故障；误操作
	火灾、爆炸	财产损失；人员伤亡；污染环境	燃料泄漏；存在机械、高温、电气、化学火源

交通事故引发的环境污染属于突发环境污染事故，其没有固定的排放方式和

排放途径，事故发生的时间、地点、环境具有很大的不确定性，发生突然，在瞬时或短时间内大量的排出污染物质，易对环境造成污染。

为避免事故发生，降低事故情况下的环境影响，项目危险品运输过程中必须严格按照《危险化学品安全管理条例》、《道路危险货物运输管理规定(2005 年)》和《汽车危险货物运输规则》执行，运输过程采取必要的事故防范措施与应急对策。

5.3.4.4 蒸汽云爆炸事故预测与影响分析

根据项目危险化学品的特点，罐区泄漏引起爆炸事故采用蒸气云爆炸（VCE）模型进行预测。

当爆炸性气体以液态储存，如果瞬间泄漏后，遇到延迟点火则可能发生蒸气云爆炸，如果遇不到火源，则将扩散并消失掉。用 TNT 当量法来预测其爆炸严重度。其原理是这样的：假定一定百分比的蒸气云参与了爆炸，对形成冲击波有实 际贡献，并以 TNT 当量来表示蒸气云爆炸的威力。

本次预测选取蒸气云爆炸的冲击波超压模型：泄漏物扩散到广阔的区域，形成弥漫相当大空间的云状可燃性气体混合物，经过一段延滞时间后，可燃蒸气云被点燃，由于存在某些特殊原因和条件，火焰加速传播，产生危险的爆炸冲击波超压，发生蒸气云爆炸。

蒸气云爆炸通常采用传统的 TNT 当量系数法计算，将事故性爆炸产生的爆炸能量同一定当量的 TNT 联系起来。在 TNT 当量系数法中，当量的 TNT 质量与云团中的燃料的总质量有关。

TNT 当量计算公式如下：

$$W_{TNT}=\frac{\alpha W_f Q_f}{Q_{TNT}}$$

式中：

W_{TNT}——蒸汽云的 TNT 当量，kg；

W_f——蒸汽云中燃料的总质量，kg；

α——蒸汽云爆炸的效率因子，表明参与爆炸的可燃气体的分数，一般取 3%

Q_f——蒸汽的燃烧热，KJ/kg；

Q_{TNT}——TNT 的爆炸热，一般取 4.52×10^6J/kg。

爆炸中心与给定超压间的距离可以按下式计算：

$$R = 0.3967W_{TNT}^{1/3}\exp\left[3.6031-0.7241\mathrm{In}\left(\Delta p/6900\right)+0.0398\left(\mathrm{In}\Delta p/6900\right)^2\right]$$

通过上式可推算出：

$$\Delta p = 6900\exp\left(\frac{0.7241-\sqrt{0.524321-0.1592\times\left(3.5031-\log\left(\frac{R}{0.3967W_{TNT}^{1/3}}\right)\right)}}{0.0796}\right)$$

式中：

R——距离，m；

Δp——目标处的超压值，Pa。

下面是常用的一个根据超压－冲量准则和概率模型得到的死亡半径公式。

$$R_{0.5}=13.6\left(\frac{W_{TNT}}{1000}\right)^{0.37}$$

死亡率取 50%，可以认为此半径内的人员全部死亡，半径以外无一人死亡，这样可以使问题简化。

财产损失半径可按下式计算：

$$R=\frac{4.6W_{TNT}^{1/3}}{\left[1+\left(\frac{3175}{W_{TNT}}\right)^2\right]^{1/6}}$$

通常死亡半径按超压 90kPa 计算，重伤半径按 44kPa 计算，轻伤半径按 17kPa 计算。财产损失半径按 13.8kPa 计算。

蒸汽云爆炸后果评价结果详见下表。

表 5.3-12　　爆炸超压的损害效应

物质	死亡半径（m）	重伤半径（m）	轻伤半径（m）	财产损失半径（m）
LPG	362.42	447.08	869.63	1042.94

由上表看出，项目一旦发生爆炸事故，死亡半径最大为 362.42m，重伤半径最大为 447.08m，轻伤半径最大为 869.63m，财产损失半径最大为 1042.94m。由此可见，发生爆炸事故时主要是对厂区人员造成危险。

5.3.5 环境风险防范措施及应急要求

项目建成后，由西北油田分公司采油四厂负责生产运行管理，采油四厂制定有《西北油田分公司采油四厂突发环境事件应急预案》，并在沙雅县环保局备案（备案编号：652924-2019-005）。

5.3.5.1 风险防范措施

（1）总图布置和建筑安全防范措施

①总图布置

储罐建设以及所配套的安全、消防设施的平面布局等均需符合《石油库设计规范》（GB50074-2002）及《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）中的相关标准要求，所有建、构筑物之间或与其它场所之间留有足够的防火间距，防止在火灾或爆炸 时相互影响；严格按工艺处理物料特性，将库区进行危险区划分。

②建筑安全防范

项目储罐区有良好的通风，装车区也应有良好的通风措施，以利可燃气体的扩散， 防止爆炸。 根据火灾危险性等级和防火、防爆要求，建筑物的防火等级均采用国家现行规范要求的耐火等级设计，满足建筑防火要求。凡禁火区均设置明显标志牌，储罐区不允许非工作人员随便入内 ，安全出口及安全疏散距离应符合 《建 筑设计防火规范》（GB50016-2006）的要求。在装置区设置救护箱，工作人员配备必要的个人防护用品。

（2）安全防范措施

①储罐区储存防范措施 该项目储存的液化气可燃物质，若储罐出现溢漏将可能造成吸入和接触风险危害， 甚至引起火灾等风险危害。因此，采取以下防范措施减少风险事故：

对于进出罐区的物料管道，除起讫点设有阀门外，全线均采用钢管焊接密闭输送，以确保正常情况下无油气泄漏。

储罐区为相对独立的区域，储罐区域将设置 1.2m 高的防火堤。

在有可能散发易燃易爆气体的场所，如罐区、装车区等，均设有监控系统，并有控制室进行监控；另外在项目入口设立明显标志，禁止使用手机等通讯设施。五号联合站在罐区、装车区安装可燃气体检测报警仪，同时引入控制室进行监控。

储罐按《石油库设计规范》（GB50074-2002）及《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）中的相关标准要求进行设计、施工，项目地上储罐区与周边各建筑的距离均需符合《石油库设计规范》（GB50074-2002）及《石油化工企业设计防火规范》 （GB50160-2008）中的相关标准要求。 罐区四周设置 1.2m 高的防火堤，罐区防火堤内利用水泥进行硬底化处理后，采用 沙子填充平铺，一旦发生泄漏，围堰可用于收集部分油品，同时泄漏油品可通过专用管道引流至应急事故池暂存。储罐顶部设有放空管，同时为防雷击、防静电还要安装接地装置。

每隔两个小时通过储罐检测口用试纸进行检测油品中的含水率，同时通过试纸的长度变化情况与自动监控系统的液位情况进行相比对，可即时发现是否发生泄露情况。

储罐区地表铺设防油渗透扩散的材料。

②监控防范措施

根据罐区的日常监控管理制度，罐区内各储罐内均配备液位自动监测仪，储罐外设置有视频监控，上述液位数据和视频资料均可在总控室获取，总控室内设有专职人员 24 小时监视。

罐区内部实行专职人员巡视管理制度，每 2h 巡视一次，专职人员需在每次检查过程中在相应签到点中签名，并填写巡视情况。

项目油品装车平台、泵区设置有视频监控，各操作人员的操作过程均由总控室内设有专职人员在线监控，确保操作过程符合规范。

③火灾、爆炸事故预防措施

储罐区设备安全管理和火源管理对策

A．根据规定对设备进行分级；

B．按分级要求，确定检查频率，记录保存；

C．建立完备消防系统；

D．防止机械（撞击、磨擦）着火源；

E．控制高温物体着火源，电气着火源及化学着火源。

燃料管理对策

A．了解熟悉各种物料的性能，控制在安全条件下；

B．采用通风等手段，并建议项目安装可燃气体检测报警仪，使其控制在爆炸下限。

防爆对策

A．罐顶设安全膜等防爆装置；

B．防爆检测和报警系统；

C．设置可燃气体检测报警装置。

抗静电对策

A．油品中添加抗静电剂，增加燃料的电传导性；

B．储罐设备良好接地，设永久性接地装置；

C．装罐输送中防静电限制流速，禁止高速输送，禁止在静电时间进行检查作业，禁止用空气搅拌，采用惰性气体搅拌；

D．储罐内不安装金属性突出物；

E．作业人员穿戴抗静电工作服和具有导电性能的工作鞋。

（3）H2S 气体泄漏风险事故预防和处置措施

含 H_2S 的油气生产和天然气处理装置的事故预防和控制措施：

①含 H_2S 的油气生产和气体处理中，要加强对 H_2S 相关知识的培训，制定相应的应急预案，并定期进行演练。

②在有油气可能散发、泄漏的场所设置可燃、有毒气体监测报警器，及时发现有害气体泄漏情况，以便及时处理。

③在 H_2S 浓度被认为是对生命或健康有即时危险的浓度(IDLH)的场所，配备合适的救援设备，如自给式正压式空气呼吸器、救生绳及安全带等。

④在油气生产和天然气的加工装置操作场地上，应遵循有关风向标的规定，设置风向袋、彩带、旗旆或其他相应的装置以指示风向。风向标应置于人员在现场作业或进人现场时容易看见的地方。

⑤在加工和处理含 H_2S 采出液的设施的适当位置(例如进口处)，可能会遇到 H_2S 气体时，遵循设置标志牌的规定，在明显的地方(如入口)张贴如“H_2S 作业区—只有监测仪显示为安全区时才能进人”，或“此线内必须佩戴呼吸保护设备”等清晰的警示标志。

⑥降低腐蚀是防止 H_2S 气体泄漏的关键。对场站应定期监测设备、管道腐蚀

情况。

⑦加强岗位巡检，严格执行岗位操作规程，按照规定的巡检路线、巡检时间和巡检部位要求，及时认真地排查生活场所和生产工艺设施。

⑧当生产场所 H_2S 浓度达到 15mg/m^3 时，开始进入“临战”状态。场所人员的主要任务是密切观察，严阵以待。当生产场所 H_2S 浓度达到 30mg/m^3 时，开始进入“实战”状态。所有与应急行动无关的人员立即撤离现场，应急人员穿戴空气呼吸器等气防器具，按照应急预案或操作规程要求，进行应急处理和应急处置。当生产场所 H_2S 浓度达到 150mg/m^3 时，开始进入“撤退”状态。现场的所有作业人员立即撤离井场，等待专业应急抢险队伍进行应急抢险救援。

⑨配置固定式 H_2S 监测仪，24h 连续监测现场 H_2S 浓度；监测仪探头置于现场 H_2S 易泄漏区域，主机应安装于远离现场的控制室。

（4）其他风险防范措施

日常的环境管理措施也是防范环境风险事故的必要措施。具体如下：

①在厂站平面布置时，严格执行国家和行业的的安全环保标准规范、法律法规及相关规定。在油田地面开发建设的同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面综合考虑。

②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准。

③对施工单位及人员定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识。对全体员工进行 QHSE 培训教育、制定 QHSE 管理目标。

④在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人培训，提高操作水平。严格岗位责任制，上岗职工一定要达到上岗技术要求，否则不准上岗。

⑤在作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全和环保问题。

⑥地面建设设施选择在地势较高处。

5.3.5.2 应急预案

（1）应急工作原则

①坚持以人为本，预防和应急相结合，常态与非常态相结合。

加强对环境事故危险源的检测、监控并实施监督管理。建立环境污染事故风

险防范体系，积极预防、及时控制、消除隐患，提高突发环境污染事故的防范和处置能力，把保护员工健康和人身安全作为突发环境污染事故应急工作的出发点和落脚点，做好应对突发环境污染事件的各项准备工作，最大可能地避免和减少突发环境污染事件及其造成的人员伤害和社会影响。

②坚持统一领导、分级管理、快速反应

接受各级政府安全、环保部门的指导，使突发环境污染事故应急系统成为区域系统的有机组成部分，并确保油田作业区各部门之间的协同与合作，增强快速反应能力。针对不同污染源所造成的危害特点，实行分类管理，确保采取的应急救援措施与突发环境污染事故造成的危害范围和社会影响相适应。

③坚持平战结合，专兼结合，充分利用现有资源

积极做好应对突发环境污染事故的思想准备、组织准备、行动准备、物资准备、技术准备、处置准备。结合培训演练，使应急处置做到常备不懈，确保为油田作业区和其它部门以及社会提供服务，在应急救援时快速有效。

（2）应急响应程序

①应急领导小组组长下达启动应急预案的命令；

②应急办公室负责通知领导小组成员及各职能部门的主要负责人，立即赶往现场；

③应急办公室通知专家组成员赶赴现场；

④应急办公室通知应急抢险组、调度组和综合保障组赶赴现场；

⑤应急办公室向作业区应急领导小组组长报告现场情况；

⑥解除应急状态。

（3）风险事故应急处理措施

①应急处置原则

加强日常安全防范，制定切实可行的应急救预案，并积极采取预防性的保护措施；

加强日常监控，通过污染源在线监测设施的安装、使用切实落实对五号联等各环境风险点的实时监控；

事件发生后及早报告，及早采取初期处置措施；

遵循“以人为本、救人第一”的原则，积极抢救已中毒人员，立即疏散受有毒

物质 威胁的群众；

做好现场应急人员的个人防护，制定现场安全规则，禁止抢险现场的不安全操作；

采取一切措施，迅速阻止有毒物质泄漏、蔓延；

提早采取一切措施控制和消除污染影响。在保证人员安全的前提下，积极实施扩 散、稀释、降解、吸附等人工干预，迅速降低毒气浓度；

及时、准确发布信息，消除群众的疑虑和恐慌，积极防范污染衍生的群体性事件， 维护社会稳定。

②火灾爆炸污染事件的应急处置措施

事发单位采取有效措施，尽快切断引发火灾爆炸的泄漏源；

事发单位立即组织危险源附近的相关人员撤离，应急处置人员使用现有消防设备 进行灭火，并开启消防泵房内的消防泡沫和消防水管线，当作业区应急救援队伍到达后进一步采取措施控制影响范围；

③有毒气体泄漏燃烧扩散事件的处理

事发单位采取有效措施，尽快切断污染源；

迅速了解气象条件等情况；

布点监测，确定污染物种类、浓度，以及现场空气动力学数据(气温、气压、风 向、风力等)；

做好可能受污染人群的疏散及中毒人员的救治工作；

对污染状况进行跟踪监测，预测污染扩散强度、速度和影响范围，及时调整对策；

采取积极的处置措施，利用现有的消防应急设备对有毒有害气体尽可能多的进行吸收降解回收处理。

5.3.6 小结

（1）重大危险源的类别及其危险性主要分析结果

本项目各站场涉及重大危险源的主要为五号联合站储罐区的液化气储罐，主要风险事故类型为火灾、爆炸及物质泄漏。

（2）环境风险后果预测结果

当发生液化石油气泄漏时，距泄漏点下风向范围内污染物出现最大浓度为103820mg/m^3，低于石油气的毒性终点浓度，发生液化石油气泄漏事故时，不会造成人员中毒伤亡。

（3）环境风险防范措施和应急预案

本工程设置环境风险事故应急监测系统，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。在日常管理中制定各类环境风险事故应急、救援措施，与此同时明确各级预案的职责、启动机制、联动方式，为控制项目可能发生的各类、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，可将环境风险事故造成的影响控制在可接受范围内。

（4）环境风险评价结论

综上所述，本项目建设环境风险是可以接受的。

表 5.3-13　　环境风险评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="9">完成情况</td></tr>
<tr><td rowspan="4">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td>LPG</td><td>天然气</td><td>H_2S</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>存在总量/t</td><td>1185</td><td>1.68</td><td>0.064</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境敏感性</td><td>大气</td><td colspan="3">500m 范围内人口数 ＜500 人</td><td colspan="3">5km 范围内人口数 ＜1 万 人</td></tr>
<tr><td colspan="3">每公里管段周边 200m 范围内人口数(最大)</td><td colspan="3">_____人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td>地表水功能敏感性</td><td colspan="2">F1 ☐</td><td colspan="2">F2 ☐</td><td>F3 ☐</td></tr>
<tr><td>环境敏感目标分级</td><td colspan="2">S1 ☐</td><td colspan="2">S2 ☐</td><td>S3 ☐</td></tr>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="9">完成情况</td></tr>
<tr><td rowspan="2">风险调查</td><td rowspan="2">环境敏感性</td><td rowspan="2">地下水</td><td>地下水功能敏感性</td><td colspan="2">G1 ☐</td><td colspan="2">G2 ☐</td><td>G3 ☑</td></tr>
<tr><td>包气带防污性能</td><td colspan="2">D1 ☑</td><td colspan="2">D2 ☐</td><td>D3 ☐</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">物质及工艺系统危险性</td><td>Q 值</td><td>Q＜1 ☐</td><td colspan="2">1≤Q＜10 ☐</td><td colspan="2">10≤Q＜100 ☑</td><td>Q＞100 ☐</td></tr>
<tr><td>M 值</td><td>M1 ☐</td><td colspan="2">M2 ☐</td><td colspan="2">M3 ☑</td><td>M4 ☐</td></tr>
<tr><td>P 值</td><td>P1 ☐</td><td colspan="2">P2 ☐</td><td colspan="2">P3 ☑</td><td>P4 ☐</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">环境敏感程度</td><td>大气</td><td colspan="3">E1 ☐</td><td colspan="2">E2 ☐</td><td>E3 ☑</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="3">E1 ☐</td><td colspan="2">E2 ☐</td><td>E3 ☐</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td colspan="3">E1 ☐</td><td colspan="2">E2 ☑</td><td>E3 ☐</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td colspan="2">Ⅳ$^+$ ☐</td><td colspan="2">Ⅳ ☐</td><td colspan="2">Ⅲ ☐</td><td>Ⅱ ☑</td><td>Ⅰ☐</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td colspan="3">一级 ☐</td><td colspan="3">二级 ☐</td><td colspan="2">三级 ☑</td><td>简单分析 ☐</td></tr>
<tr><td>风险</td><td>物质危险性</td><td colspan="5">有毒有害 ☑</td><td colspan="4">易燃易爆 ☑</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td rowspan="2">识别</td><td>环境风险类型</td><td colspan="2">泄漏 ☑</td><td colspan="2">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☑</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td>大气 ☑</td><td>地表水 ☐</td><td colspan="2">地下水 ☐</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td>计算法 ☑</td><td>经验估算法 ☐</td><td>其他估算法 ☐</td></tr>
<tr><td rowspan="5">风险预测与评价</td><td rowspan="3">大气</td><td>预测模型</td><td>SLAB ☑</td><td>AFTOX ☐</td><td>其他 ☐</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测结果</td><td colspan="3">大气毒性终点浓度-1 最大影响范围____m</td></tr>
<tr><td colspan="3">大气毒性终点浓度-2 最大影响范围____m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="4">最近环境敏感目标_____，到达时间_____h</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="4">下游厂区边界到达时间_____d</td></tr>
<tr><td colspan="4">最近环境敏感目标_____，到达时间_____d</td></tr>
<tr><td colspan="2">重点风险防范措施</td><td colspan="4">主要包括选址、总图布置和建筑安全防范措施，存贮过程中的安全防范措施，操作过程中的安全防范措施及风险事故应急预案，具体见 5.3.5 环境风险防范措施及应急要求</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论与建议</td><td colspan="4">本项目涉及重大危险源的主要为储罐区的液化气储罐，主要风险事故类型为火灾、爆炸及物质泄漏。当发生液化石油气泄漏时，距泄漏点下风向范围内污染物出现最大浓度为 103820mg/m^3，低于石油气的毒性终点浓度，发生液化石油气泄漏事故时，不会造成人员中毒伤亡。在采取加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。项目建设环境风险是可以接受的。</td></tr>
<tr><td colspan="6">注：“☐”为勾选项，“　　”为填写项。</td></tr>
</table>

6.环境保护措施及其可行性论证

6.1 废气污染防治措施可行性论证

6.1.1 锅炉及热媒炉烟气治理措施可行性

锅炉及热媒炉均使用本工程处理后的净化天然气，总硫含量≤30 mg/m^3，采用低氮燃烧技术，外排烟气 SO_2 浓度约为 4.4 mg/m^3、NO_X 浓度约为 85 mg/m^3、颗粒物浓度约为 7.6 mg/m^3，符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中 $SO_2$50 mg/m^3、NO_X 浓度约为 200 mg/m^3、颗粒物浓度约为 20 mg/m^3 的要求。

6.1.2 焚烧炉烟气治理措施可行性

克劳斯硫回收工段尾气和液硫池排放气含有残余的 H_2S 和其它硫化物，不能直接排放到大气中。因此，在焚烧炉中焚烧（750℃）这些气体，转化硫化物为 SO_2。焚烧后的废气中 SO_2 浓度约为 1303mg/m^3，从焚烧炉出来的热烟气经尾气换热器与外排气换热后进入一级逆喷管及二级逆喷管，利用循环的亚硫酸钠/硫酸钠溶液对其进行吸收，再进入碱液塔，下循环泵循环喷射的亚硫酸钠/硫酸钠溶液进行逆流接触，进一步吸收烟气中的 SO_2。气体排放到空气之前，用两级除雾器将气体中夹带的亚硫酸钠/硫酸钠液滴从气体中分离下来。在碱洗塔底部用制硫炉主风机的空气进行喷射，产生合适的气泡，氧气与亚硫酸钠/硫酸钠溶液中的亚硫酸钠和亚硫酸氢钠发生反应生成硫酸钠。碱洗塔中亚硫酸钠/硫酸钠溶液输送至界外的流量通过密度控制。

根据《工业锅炉烟气治理工程技术规范》（HJ462-2021）推荐的钠碱法脱硫工艺及工程设计文件，参考类似工程实例，本工程采用的碱洗法脱硫工艺脱硫效率可达 95%以上，外排废气中 SO_2 浓度约为 65mg/m^3，达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 1 天然气净化厂硫磺回收装置（规模＜200t/d）大气污染物 SO_2 排放浓度限值 800mg/m^3 的要求。

6.1.3 挥发性有机物无组织排放控制措施可行性

本项目处理顺北二区天然气的产品除商品天然气外还包括 LPG 和稳定轻烃，

在生产及产品储运过程中存在挥发性有机物的无组织排放，根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)的相关要求，项目运营期应采取以下措施控制挥发性有机物的无组织排放：

（1）涉 VOCs 物料应储存于密闭的容器、储罐中。

（2）LPG 储罐设计为压力球罐。

（3）液态 VOCs 物料应采用密闭管道输送。

（4）项目天然气处理装置的设备与管线组件的密封点达到 2000 个以上时，应开展泄漏检测与修复工作。

6.2 水污染防治措施可行性分析

6.2.1 脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水

脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水为清净下水，含有少量盐分及 SS，废水排放量为 2.85m^3/h。

脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水为清净下水，含有少量盐分及 SS，夏季用于厂区绿化，冬季排入沙漠中，第二年春季融化后用于荒漠绿化，对项目区及周边水环境影响较小。

6.2.2 碱洗塔脱硫排放的废水

碱洗塔脱硫排放的废水量 3.4m^3/h。

由于碱洗废水水量掺入已建污水系统中将会与采出水（采出水为 CaCl2 水型，Ca2+含量约 4500mg/L）中的钙离子反应生成大量沉淀物，直接掺入已建的水处理系统会导致设备和管线等设施结垢，影响水系统正常运行。将碱洗废水进行预处理，让碱洗废水与油田采出水（或加药）充分反应，沉淀后掺入已建的污水处理系统。利用采出水中的 $CaCl_2$，生成 $CaSO_4$ 沉淀。将碱洗废水中的 Na_2SO_4 沉淀下来，处理达标后的水进入顺北油田五号联合站采出水处理系统，处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率>1.5μm^2 的标准后回注油藏。

顺北油田五号联合站的污水处理规模为 1500m^3/d，目前正在建设之中，本项目投产后碱洗塔脱硫排放的废水量为 81.6m^3/d，依托顺北油田五号联合站采出

水处理系统处理可行。

综合回注井地质资料，回注层为奥陶系一间房组和鹰山组（未穿），回注段7901-7914m，视厚度13m。地层水为高矿化的盐水，与项目区所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。奥陶系上统恰尔巴克组为一套泥岩和灰岩地层，区域上比较稳定，厚度为23m，埋藏深度在7000m以下，压实作用较强，岩性致密，是良好的区域盖层，确保回注污水不破坏潜水和承压水的水质，可对回注污水实现有效封堵。且回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。后期随着注水量的不断增加，地层压力也随之不断升高，必须加强监测、观察，避免因水窜层造成地下水的污染。因此，碱洗塔脱硫排放的废水处理依托顺北油田五号联合站采出水处理系统处置措施可行。

6.2.3地下水污染防控措施

（1）源头控制

源头控制措施是直接减少污染泄漏机会、降低污染物进入地下水体数量，从而杜绝污染、保护地下水环境的根本措施。本工程使用先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好的管道、设备和污水储存设施，采用较清洁的原辅材料，对产生的废水进行合理的治理和综合利用，尽可能从源头上减少污染物产生。严格按照国家相关规范要求，对工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应的措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，将环境风险事故降低到最低。

源头控制措施主要有以下几个方面：

罐区除按照《储罐区防火堤设计规范》（GB50351-2005）的要求设置防火堤外，防火堤的地面和围堰或地沟进行防渗处理。

装置与储运系统内除输送消防水、生产用水等非污染介质的管道外，管道上所有安装后不需拆卸的螺纹连接部位均应密封焊，其它需要经常进行拆装或不允许密封焊的螺纹连接部位应有可靠的密封措施。对于高压类流体介质管道排放采用双阀并加丝堵或法兰盖。对考虑液压试验所设置的防空和排净口除按要求设置阀门外，应设置螺纹管路或丝堵，试压结束后对螺纹管帽或丝堵进行密封焊处理，

并定期检查和测厚。

厂房内有可能发生物料或化学药品或含有污染物的介质泄漏的地面按污染区地面处理，地面坡向集水点的坡度须大于 0.01，地面与墙、柱、设备基础等交接处须做翻边处理。

建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

（2）分区防治

根据可能泄漏至地面的污染物的性质和生产单元的构建方式，结合拟建项目总平面布置情况，将厂区各生产单元可能产生污染的地区划分为一般防渗区和简单防渗区，并按要求进行地表防渗。对厂区可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，可有效防治污染物渗入地下，并及时地将泄漏/渗漏的污染物收集并进行集中处理。

①一般防渗区

本工程一般防渗区主要包括：生产装置区、储罐区及废料棚区、导热油炉区等作为一般防渗区。

一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。

在抗渗钢纤维混凝土面层中掺水泥基渗透结晶型防水剂，其下铺砌砂石基层，原土夯实，可达到防渗的目的。对于混凝土中间的伸缩缝和与实体基础的缝隙，通过填充柔性材料达到防渗的目的，渗透系数不大于 1.0×10^{-7}cm/s。

②简单防渗区：

除一般防渗区以外的其他区域，主要包括火炬、消防泵房、变电所等等区域，不采取专门针对地下水污染的防治措施。

（3）污染监控措施

①监测井布设和监测频率

本工程应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。根据项目区地下水流向、污染源分布状况和污染物在地下水中扩散形式，设置背景值监测井一眼，设在厂区地下水流向上游 30～50m 处；跟踪监测井一眼，

设在厂区内；污染扩散监测井一眼，设在厂区地下水流向下游 30m 处。

主要监测项目：pH、COD、石油类等。

监测频率：每季度采样 1 次，发生事故时加大取样频率。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

6.3 噪声污染控制措施可行性分析

本工程噪声源主要为天然气处理系统的各类泵机以及天然气放空火炬。在设备选型上选取低噪声型设备，加热燃烧器采用低噪声型；驱动电机选用新型高效低噪声系列电机。合理布置噪声源，对于机泵噪声较大的场所采用房屋减噪或减震措施。

空压机房采取的具体降噪方案：

（1）内墙面安装 100mm 厚穿孔铝板吸声模块，构造做法：钢制 U 型龙骨+75mm 厚岩棉+增水玻璃丝布+1.0mm 厚铝穿孔板。

（2）墙体上通风口加装通风消声百叶；

（3）屋面设隔声板及吸声层，构造做法： 13mm 厚防火阻尼隔音板+75mm 厚吸声棉+憎水玻璃丝布+1.0mm 铝穿孔板。

（4）排风机处安装消声器。

（5）含噪声源房间使用隔声窗。

压缩机房采取的具体降噪方案：

（1）内墙面、屋面安装 150mm 厚穿孔铝板吸声模块，从吸声和构造做法：0.6mm 彩钢板+13mm 阻尼防火隔声板+100mm 厚吸声棉+玻璃丝布+1.0mm 铝穿孔板。

（2）压缩机房通风口加装进风消声器；

（3）屋顶采光窗采用隔声窗，外门采用隔声门；

（4）压缩机房加装强排风机及强排风机消声器。

其他噪声源降噪方案：

对机组加装隔声罩。隔声罩构造（由外到内）：0.6mm 彩钢板+13mm 阻尼防火隔声板+1.5mm 厚轻钢龙骨+吸声棉+玻璃丝布+1.0mm 铝穿孔板。

正常工况下，各厂界噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。非正常工况下，火炬放空昼间 150m 外、夜间 400m 外可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。评价区域内无常住居民，不会造成噪声扰民，因此，本工程采取的降噪措施可行。

6.4 固体废物治理措施可行性论证

本工程运行过程中产生的废活性炭、废润滑油、废催化剂属于危险废物，委托有资质单位进行处置；分子筛、离子交换树脂及碱水洗装置产生的污泥属于一般固体废物，定期运至塔河油田绿色环保站进行处置。

本工程废活性炭和废润滑油应放置在独立的危险废物存放区，必须防风、防雨、防晒、防渗，设标识牌，修建围堰，并按《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单中危险废物贮存容器、危险废物贮存设施的选址与设计原则等相关规定做好危险废物存放区地面硬化、铺设防渗层，加强堆放区的防雨和防渗漏措施。

根据本工程产生危废的特性，环评要求采用厂内设危废暂存库+定期送至危废处置单位进行处置的处置方式。在厂房内设置一个危废暂存库，危废暂存库内各种废物单独存放，存放容器应清楚地标明内盛物的类别与危害说明，以及数量和装进日期，设置危险废物识别标志。

6.4.1 危险废物暂存、转运要求

危险废物暂存库应按照《危险废物贮存和污染控制标准》建造，具体要求为：

（1）危废暂存库建设要求

①暂存库地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造，建筑材料必须与危险废物不相容，防渗系数要求≤10^{-10}cm/s。

②暂存库要有足够地面承载能力，并能确保雨水不会流至贮存设施内，贮存设施应封闭，以防风、防雨、防晒。

③暂存库内要有安全照明设施和安全防护设施。

④暂存库内危废堆放处必须有耐腐蚀的硬化地面，且表面无裂隙。

⑤不相容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断。

⑥对贮存设施及危险废物进行定期检查。

（2）危险废物堆放要求

①本项目危险废物主要呈固态，要求分类置于封闭塑料桶或专用容器内，盛装危险废物的容器必须粘贴危险废物种类标识。

②暂存库设置明显的贮存危险废物种类标识和警示标识，并在暂存库周围显著处标记“严禁烟火”的禁示牌。

③厂内要有专人管理危险废物，危险废物出入贮存场前，应登记造册，做好记录，注明危险废物的名称、来源、数量、特性、入库日期、出库日期、接受单位等。

④定期对所贮存的危险废物包装容器及贮存设施进行检查，发现破损及时清理更换。

（3）危险废物的转运

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。同时，根据国务院令第 344 号《危险化学品安全管理条例》、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①做好每次外运处置废弃物的运输登记，认真填写危险废物转移联单（每种废物填写一份联单），并加盖公司公章，经运输单位核实验收签字后，将联单第一联副联自留存档，将联单第二联交移出地环境保护行政主管部门，第三联及其余各联交付运输单位，随危险废物转移运行。第四联交接收单位，第五联交接收地生态环境局。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押

运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

6.4.2 塔河油田绿色环保站依托可行性分析

塔河油田绿色环保站（原名为：塔河油田一号固废液处理站）位于塔河油田 S61 井西北侧 1km 处，距轮台县城东北约 55km。该处理站于 2002 年建成运行，2014 年进行了扩建，扩建后的处理能力达 $30\times10^4m^3/a$。

塔河油田绿色环保站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液等工业固体废物以及生活垃圾。站场内对各单位产生的一般固废和危险废物进行集中分类存放处置。本项目生活垃圾、一般固废主要依托塔河油田绿色环保站进行处理。

塔河油田绿色环保站于 2002 年建成运行，2014 年进行了扩建。扩建工程于 2014 年 6 月取得阿克苏地区环保局批复(阿地环函字[2014]236 号)，2015 年通过竣工环境保护验收(阿地环函字[2015]501 号)。

目前塔河油田绿色环保站有 2 个 $5000m^3$ 生活垃圾池(其中一个余量 $2500m^3$)、2 个 5000 m^3 工业垃圾池(其中一个余量 $1000m^3$)、4 个 $5000m^3$ 固体废物池(其中 1 个已满)、1 个 $12000m^3$ 空的危废池、1 个 $8000m^3$ 危废池(余量 $7500m^3$)、1 个 $5000m^3$ 脱硫剂池(余量 $2000m^3$)、4 个 $5000m^3$ 泥浆池(含油泥砂已满)。

塔河油田绿色环保站剩余处置能力完全可以满足本工程生活垃圾、一般固废处置要求。因此，本工程生活垃圾、一般工业固废依托塔河油田绿色环保站可行。

6.5 生态环境保护措施

（1）加强管理，确保各项环保措施落实。对于永久占地地面上部实施砾石覆盖措施，减少风蚀量。

（2）结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

（3）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（4）严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水、固废乱排乱堆的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

（5）加强对设备、管线的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的原油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

（6）对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

6.6 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据土壤环境影响评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低原油和废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期检查装置区是否有采出液泄露的现象发生。

（2）本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

（3）对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

（4）由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

（5）如果发生原油和废水渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油

类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1）停泵

在管道发生断裂、漏油事故时停泵。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2）回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

3）挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m～30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.6.2 过程控制措施

根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对油气分离装置区、集输管线可能影响区域跟踪监测，在厂区占地范围内设 1 个柱状样，每 5 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本项目的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.6.4 小结

本工程通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

综合以上分析可知，本工程平面布置可行。

7.环境影响经济损益分析

环境影响经济损益分析是环境影响评价工作中的重要环节之一，它的主要任务是衡量建设项目需要投入的环保投资所能收到的环保效果，以及建设项目对外界产生的环境影响和经济影响。

7.1 社会效益分析

本工程主要服务于顺北油气田，工程建设对于解决顺北二区试采评价油气集输处理与产能释放之间的矛盾具有重要意义，能够为西北油田分公司落实又一个百万吨上产阵地，对西北油田分公司高质量发展规划目标的落地、及集团公司资源战略规划提供有力的支撑。

7.2 经济效益分析

本工程主要的环保经济效益体现在对顺北二区天然气处理过程中，进行硫磺回收，不但达到了环保要求，而且得到产品硫磺，通过对本工程的实施，可直接获得较好的经济效益。

7.3 环境效益分析

7.3.1 环保投资及比例分析

本工程总投资 56817.27 万元，环保投资估算约 1005 万元，占工程总投资的 1.77%，各环保设施组成及投资估算详见表 7.3-1。

表 7.3-1　　环保投资(措施)及投资估算一览表

项目	内容		投资(万元)
废气治理	克劳斯硫回收尾气	焚烧炉+碱洗+30m 高排气筒	800
	锅炉	低氮燃烧+20m 高排气筒	5
	热媒炉	低氮燃烧+10m 高排气筒	5
废水治理	碱洗废水	碱洗废水与采出水混合后将碱洗废水中的 Na_2SO_4 沉淀下来，预处理后的水进入五号联合站采出水流程，统一回注	160
	清净下水	夏季绿化，冬季堆冰	1
噪声治理	生产设备隔声、减震、降噪等措施		20
固废处置	生产固废收集处理		10
危险废物	危废暂存间		4

环境保护措施投资合计	1005

7.3.2 环保投资的环境效益分析

本工程对顺北二区天然气进行处理，并采用克劳斯工艺进行硫磺回收，解决了顺北二区试采评价油气集输处理与产能释放之间的矛盾。但工程本身也将对环境产生一定的影响，但本工程对废气、废水、噪声及固废等均采取了有效的治理及处置措施，使工程污染物排放得到了有效的控制。

综合分析，本工程污染防治措施具有较好的环境效益。

7.4 结论

通过以上分析，本工程的实施具有明显的社会和环境效益，同时具有一定的经济效益。工程采取了较为完善的环保治理措施，不会对周围环境产生明显影响，做到了社会效益、经济效益和环境效益的协调发展。

8.环境管理与监测计划

8.1环境管理

8.1.1HSE 管理体系及体系运行

8.1.1.1 组织机构

本工程建设项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会(设在安全环保处)的直接领导，下设中国石油化工股份有限公司西北油田分公司开发公司 HSE 管理委员会、顺北井区 HSE 管理委员会，各设专职 HSE 管理员一名。

8.1.2.2 职责

（1）中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会

①贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

②作为最高管理部门负责组织制定 HSE 方针、目标和管理实施细则。

③每季召开一次 HSE 例会，全面掌握 HSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 HSE 工作，讨论、处理本单位 HSE 工作中存在的重大问题。

④组织本单位 HSE 工作大检查，每季度至少一次。

⑤负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。

⑥组织开展本单位清洁文明生产活动。

⑦组织开展本单位环境宣传、教育工作。

⑧直接领导开发公司管理委员会。

（2）开发公司 HSE 管理职责

①负责组织职工完成 HSE 工作任务。

②适时召开会议，研究、分析 HSE 工作动态，及时制止(处罚)、纠正“违规”行为和现象，整改不合格因素，无法解决的问题及时向 HSE 管理委员会汇报。

③如发生环境污染与破坏事故，必须及时采取有效措施进行抢救，及时向上级部门汇报，配合有关组织对事故的调查处理。

④组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

⑤开展清洁文明生产活动，组织推广和实施先进的污染治理技术。

（3）顺北井区 HSE 管理委员会职责

①负责运行期间 HSE 管理措施的制定、实施和检查。

②对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 HSE 管理措施的落实情况。

③协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律、法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 HSE 方针。

④配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

⑤及时向上级主管部门汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议，为环境审查和改进提供依据。

(4)HSE 兼职管理人员和全体人员

①HSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

②严格执行 HSE 管理规程和标准。

③了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

④严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.1.2 环境管理机构

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司下设质量安全环保处，负责西北油田分公司的环保工作，各二级单位下设安全环保科，各生产单位设专职环保员，负责本单位的环保工作。

8.1.3 环境管理主要任务

8.1.3.1 施工期的环境管理任务

（1）建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。

（2）工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

（3）实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业队生态环境造成的破坏降到最低限度。

（4）工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

8.1.3.2 运营期的环境管理任务

（1）本项目运行期的 HSE 管理体系纳入中石化西北油田分公司 HSE 系统统一管理。

（2）协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

（3）负责日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

（4）编制各种突发事故的应急计划。

（5）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

（5）强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

（7）参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

8.1.4 环境管理措施

环境管理应根据建设单位特点与主要环境因素，依据相关的法律法规，制定具体的方针、目标、指标和实现的方案；结合建设单位组织机构的特点，由主要领导负责，规定环保部门和其他部门以及员工承担相应的管理职责、权限和相互关系，并予以制度化，使之纳入建设单位的日常管理中。

参照《危险废物经营单位审查和许可指南》(环境保护部公告 2009 年 第 65 号)，建设单位应建立健全废物分析管理制度、交接班制度、内部监督管理制度、环境监测制度、危险废物转移联单制度、危险废物经营记录簿制度等。

为保证环境保护设施的安全稳定运行，建设单位应建立健全环境保护管理规章制度，完善各项操作规程，其中主要应建立以下制度：

岗位责任制度：按照“谁主管，谁负责”的原则，落实各项岗位责任制度，明确管理内容和目标，落实管理责任并签订环保管理责任书。

检查制度：按照日查、周查、月查、季度性检查等建立完善的环境保护设施定期检查制度，保证环境保护设施的正常运行。

培训教育制度：对环境保护重点岗位的操作人员，实行岗前、岗中等培训制度，使操作人员熟悉岗位操作规程及环境保护设施的基本工作原理，了解本岗位的环境重要性，掌握事故预防和处理措施。

结合本工程特点和建设单位管理模式，提出以下环境管理措施：

（1）制定各环保设施操作规程，定期维修制度，使各项环保设施在生产过程中处于良好的运行状态。

（2）对技术工人进行上岗前的环保知识法规教育及操作规范的培训，使各项环保设施的操作规范化，保证环保设施的正常运转。

（3）加强对环保设施的运行管理，如环保设施出现故障，应立即停产检修，严禁事故排放。

（4）专人负责废液、固体废物收集和暂存场所的维护工作，防止废液、固体废物在厂内产生二次污染。

（5）加强环境监测工作，重点是各污染源的监测，并注意做好记录，监测中如发现异常情况应及时向有关部门通报，及时采取应急措施，防止事故排放。

（6）定期向生态环境保护主管部门汇报环保工作情况，污染治理设施运行情况，建视性监测结果。

（7）建立本企业的环境保护工作档案，包括污染物排放情况；污染治理设施的运行、操作和管理情况；监测记录；污染事故情况及有关记录；其他与污染防治有关的情况和资料等。

8.2 环境监理

8.2.1 监理目的

环境监理的目的是根据国家有关建设项目环境管理的法律法规、标准、建设项目环境影响评价文件及其批复的要求、建设项目工程技术资料，协助和指导建设单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的营运期环境保护措施及风险防范措施，有效落实建设项目“三同时”制度；监督施工单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的各项施工期环境保护措施；为建设单位提供环保技术咨询服务，为环保设施“三同时”验收提供依据。

8.2.2 监理实施机构

本项目应委托专业的环境监理机构进行监理，环境监理机构由总监理工程师、监理工程师和监理员三级组成。其中总监理工程师 1 名，监理工程师 1 名，监理员 2～3 名。

8.2.3 监理时段

环境监理为全过程监理，分 3 个阶段进行，即设计阶段、施工阶段和试运行阶段。

8.2.3.1 设计阶段

设计阶段的工作内容包括收集环境保护相关文件如环评文件、环评批复，并以此为基础对初步设计、施工图设计的工程内容进行复核。主要关注的内容包括工程变化尤其是涉及环境敏感区的工程内容变化情况；项目初步设计、施工图设计中落实环境保护要求的情况；以及项目的施工组织设计、环保工程工艺路线选择，设计方案及环保设施的设计内容等。

8.2.3.2 施工阶段

环境监理施工阶段分为 2 个阶段，分别为是施工准备阶段和施工阶段。

（1）施工准备阶段

参加项目设计交底，了解项目设计要点及设计变更情况；对施工组织设计(方案)中环保相关内容是否满足环评及其批复文件要求进行审核；组织召开首次环境监理工地会议，建立沟通网络和工作关系，明确施工期环境监理的关注点与监理要求；结合工作需要编制《环境监理实施细则》。

（2）施工阶段

收集相关施工资料，一般包括施工组织设计(方案)、施工进度计划、相关环保设施合格证和施工方案及图纸、施工扬尘控制方案等。采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、本项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

8.2.3.3 调试运行阶段

收集相关试运行资料，一般包括设备运行台账、生产记录、监测报告、突发环境事件应急预案等。对主体工程和环保设施的试运行情况，环境管理制度、突

发环境事件应急预案的执行情况等开展监理工作，编制试运行阶段环境监理工作报告和环境监理工作总结报告。督促建设单位在具备竣工环保验收条件的情况下尽快开展竣工环保验收监测或调查工作。

8.3 企业环境信息公开

参照《企业事业单位环境信息公开办法》（环保部第 31 号）等规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量 和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的 排放总量；

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.4 污染物排放清单

本工程污染物排放清单见表 8.4-1。

表 8.4-1　　污染物排放清单一览表

内容 类型	排放源	污染物名称	防治措施	预期治理效果
大气污染物	站场设备	非甲烷总烃	1、采用密闭流程；选用优质机泵、阀门 2、LPG 储罐设计为压力球罐。 3、设备、管道均进行防腐处理	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	克劳斯硫回收装置	NOx、SO_2	低氮燃烧+碱洗塔	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	锅炉、热媒炉	颗粒物、SO_2、NOx	低氮燃烧	满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）

内容 类型	排放源	污染物名称	防治措施	预期治理效果
水污染物	清净下水	SS、盐	夏季用于厂区周边绿化，冬季排入沙漠中，第二年春季融化后用于荒漠绿化	用于绿化
	生产废水	SS	经五号联废水处理装置处理后回注地层	处理达标后全部回注，不外排
噪声	泵类	噪声	1、室内放置； 2、选用低噪音设备； 3、房间降噪处理	厂界噪声值满足GB12348-2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》
固体废物	生产装置	废活性炭、废润滑油、废催化剂	交有资质单位处置	符合要求
	生产装置	分子筛、离子交换树脂	塔河油田绿色环保站	
	污水处置单元	污泥		

8.5 环境及污染源监测

8.5.1 监测目的

环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废气、废水、噪声等污染源情况进行监测。

通过对项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

8.5.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《全国环境监测管理条例》要求，本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

8.5.3 监测计划

本工程监测主要针对厂区生产装置，根据项目的特点和实际情况，依据国家颁布的环境质量标准、污染物排放标准及地方环保部门的要求，本工程环境监测工作以废水、废气和固体废物监测为主，兼顾地下水，场界噪声等，环境监测包括运行期。其监控要求如下：

（1）根据《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环境保护部公告，2013 年第 36 号)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)进行监测。

（2）根据《环境保护图形标志—排放口(源)》(GB15562.1-1995)标准要求，分别在污水排放口、废气排放口和噪声排放源设置环境保护图形标志，便于污染源的监督管理和常规监测工作的进行。

（3）污染监控应严格按照国家有关标准和技术规范进行。

根据生产特征和污染物排放情况，依据国家颁布的环境质量标准，污染物排放标准及地方环保部门的要求以及《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，制定本工程的监测计划，具体内容见表 8.5-1。

表 8.5-1　　环境监测计划一览表

监测项目		监测点	主要监测指标	监测频次	报告制度	监测单位	监督机构
废气	有组织废气	燃气锅炉排气筒出口	NO_x、SO_2、颗粒物（烟尘）	每季 1 次	报当地生态环境局每季 1 次	委托当地有资质环境监测单位	当地生态环境局
		热媒炉 1 排气筒出口	NO_x、SO_2、颗粒物（烟尘）	每季 1 次			
		热媒炉 2 排气筒出口	NO_x、SO_2、颗粒物（烟尘）	每季 1 次			
		焚烧炉 1 排气筒出口	SO_2	每季 1 次			
		焚烧炉 2 排气筒出口	SO_2	每季 1 次			
	无组织废气		非甲烷总烃	每季 1 次			
噪声		厂界四周	监测项目：厂界噪声	每季 1 次			
地下水		①背景值监测井，一眼，设在厂区地下水流向上游 30～50m 处；②跟踪监测井，一眼，设在厂区内③污染扩散监测井，设在厂区地下水流向下游 30m 处	pH、总硬度、耗氧量、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐(以 N 计)、亚硝酸盐(以 N 计)、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类、汞、镉、铅、砷、锰、镍、六价铬、石油类	每年 1 次			

土壤环境	厂区内	石油烃(C_{10}-C_{40})	每 5 年 1 次			
固体废物	/	监测项目：处置方式	不定期			
环保措施	/	监测项目：环保设施落实及运行情况	不定期			

8.6 环保设施“三同时”验收一览表

本工程环保设施“三同时”验收一览表见表 8.6-1。

表 8.6-1　　建设项目环保验收内容一览表

类别		验收内容	验收指标	验收标准
废气	克劳斯硫回收尾气	焚烧炉+低氮燃烧技术+碱洗+排气筒	SO_2 800 mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	锅炉	低氮燃烧技术+20m 高排气筒	颗粒物 20 mg/m^3 SO_2 50 mg/m^3 NO_X 200 mg/m^3	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
	热媒炉	低氮燃烧技术+20m 高排气筒	颗粒物 20 mg/m^3 SO_2 50 mg/m^3 NO_X200 mg/m^3	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
	无组织排放废气	厂区内 VOC_S	监控点处1h非甲烷总烃平均浓度值≤10mg/m^3 监控点处任意一次非甲烷总烃浓度值≤30mg/m^3	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)附录 A 表 A.1 厂区内 VOC_S 无组织排放限值
		厂界	非甲烷总烃 4mg/m^3 硫化氢 0.06 mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制浓度；《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准。
废水	生产废水	碱洗废水	悬浮固体含量，30mg/L	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
固废	危险废物	废活性炭、废润滑油、废催化剂的储存、运输、处置	定期委托资质单位处置，《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求。	
	一般固废	分子筛、离子交换树脂及碱水洗装置产生的污泥的处置	定期送至塔河油田绿色环保站处置。	
噪	风机、压	选择低噪声设备，减	厂界外 1m 噪声：	《工业企业厂界环境噪声

类别		验收内容	验收指标	验收标准
噪声	缩机、空压机、循环泵等	震降噪、隔声消声措施，加强绿化等	昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	排放标准》2 类
土壤环境		厂区内	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（Gb36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子+石油烃	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
环保图形标志化		废水、固废、噪声排放口标识牌	《环境保护图形标志-排放口（源）》 《环境保护图形标志-固体废物贮存（处置）场》	
环境管理		环境管理机构及管理制度	建立环境管理机构，设置环境管理制度	
环境风险控制		各类应急设施及员工个人保护装备	运营前完成，符合国家有关安全生产要求	

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，西北距沙雅县县城105km，顺北油田五号联合站内及南侧空地，地处塔克拉玛干沙漠北缘。

本工程处理对象主要为顺北二区天然气。装置设计处理规模 $10\times10^8Nm^3/a$,主要包括进站油气分离、天然气脱硫脱碳、硫磺回收、天然气脱水、原料气增压、深冷凝液回收、凝液分馏、产品储运、商品气外输增压等系统。

本项目总投资为 56817.27 万元，环保投资估算约 1005 万元，占工程总投资的 1.77%。

9.1.2 产业政策及规划符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程为天然气开采业中天然气净化工程，工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。项目建设符合国家的相关政策，符合自治区主体功能区划、环境保护及污染防治政策。

9.1.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

根据 2020 年沙雅县气象局例行监测点 $PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3 逐日逐时监测数据可知：沙雅县环境空气中 SO_2、NO_2、CO、O_3 年平均浓度值达标，$PM_{2.5}$、PM_{10} 年平均浓度值超标，超标原因主要是受季节性沙尘天气等因素影响。参照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中 6.4.1 项目所在区域达标判断规定：“城市环境空气质量达标情况评价指标为 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3，六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标”可知，本工

程所在区域属于不达标区。

特征因子补充监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

监测期间区域地下水各监测点中除总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐等存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐等超标主要是由于该地区分布的地下水类型主要为$Cl•SO_4$-Na型，同时因区域地下水埋深浅，气候干旱，伴随着蒸发和土壤盐渍化的影响，最终导致总硬度、溶解性总固体等超标。

（3）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准。

（5）生态环境质量现状

本项目区位于塔克拉玛干沙漠北缘，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于Ⅳ塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，生态亚区属于$Ⅳ_3$塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区—71.塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，野生动物极少。

9.1.4 环境影响预测与分析

9.1.4.1 生态环境影响分析

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目

标。项目位于沙雅县境内，属于塔里木流域水土流失重点治理区，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目对生态环境的影响主要来自占地影响，项目总占地面积 64381m^2，占地类型为沙地，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

9.1.4.2 大气环境影响分析

根据工程分析，本项目建设期废气排放主要是施工场地平整清理、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。建设期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运行期项目对大气环境的影响主要来自主要是 4 台 20t/h（3 用 1 备）燃气锅炉排放的废气、2 台 3300kW 热媒炉排放的废气及 2 台硫磺回收尾气焚烧炉排放的烟气经碱洗塔处理后排放的废气，油气处理过程中的无组织烃类挥发及酸气火炬放空。

锅炉及热媒炉均使用本工程处理后的净化天然气，总硫含量≤30 mg/m^3，采用低氮燃烧技术，外排烟气 SO_2 浓度约为 4.4 mg/m^3、NO_X 浓度约为 85 mg/m^3、颗粒物浓度约为 7.6 mg/m^3，符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中 $SO_2$50 mg/m^3、NO_X 浓度约为 200 mg/m^3、颗粒物浓度约为 20 mg/m^3 的要求。

采用两级克劳斯+选择性氧化+尾气焚烧碱洗工艺，回收硫资源的同时，控制二氧化硫排放，外排废气中 SO_2 浓度约为 65mg/m^3，达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 1 天然气净化厂硫磺回收装置（规模＜200t/d）大气污染物 SO_2 排放浓度限值 800mg/m^3 的要求。

本工程外排废气在采取相应的环保措施后，新增污染源正常排放下污染物中 NOx 预测占标率最大为 9.03%，占标率较小，项目的实施不会对大气环境产生明显影响。因此，本工程对大气环境影响可接受。

根据《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150 号)要求，环境质量现状超标地区，应加强推进工业源污染治理、加强城市扬尘等面源污染管理、加强燃煤污染治理、加强移动源污染防治，同时建设项目应采取措施改善环境质量。因此本项目实施后应积极落实相关文件要求，保证污染源达标排放，不断强化大气污染源防治措施，实现区域内颗粒物削减以改善区域环境质量。

9.1.4.3 水环境影响分析

本工程废水主要为脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水、碱洗塔脱硫排放的废水。

脱盐水站及锅炉软水制备排放的废水为清净下水，废水排放量为 2.85m^3/h，含有少量盐分及 SS，夏季用于厂区绿化，冬季排入沙漠中，第二年春季融化后用于荒漠绿化，对项目区及周边水环境影响较小。

碱洗塔脱硫排放的废水量 3.4m^3/h，经预处理后，依托顺北油田五号联合站采出水处理系统，处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率>1.5μm^2 的标准后回注油藏，不外排。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于油气分离装置区泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生大的不利影响。因项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，油气分离装置区泄露对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

9.1.4.4 声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆，对环境的影响是短暂的，随着施工结束而结束，同时项目区周边无居民等敏感点，因此不存在扰民现象。

在正常工况下各厂界噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。非正常工况下，火炬放空昼间 150m 外、夜间 400m 外可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。项目周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

9.1.4.5 固体废物影响分析

施工期产生的固体废物主要为施工产生的少量砂土石块等建筑垃圾和施工人员产生的生活垃圾，全部送塔河油田绿色环保站进行填埋处置。

运行过程中产生的固废主要为废活性炭、废润滑、废催化剂、分子筛、离子交换树脂和碱水洗装置产生的污泥。其中，废活性炭、废润滑油、废催化剂属于危险废物，委托有资质单位进行处置；分子筛、离子交换树脂及碱水洗装置产生的污泥属于一般固体废物，定期运至塔河油田绿色环保站进行处置。

本项目对开发建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生不利影响。

9.1.4.6 环境风险分析

本项目各站场涉及重大危险源的主要为液化气储罐，主要风险事故类型为火灾、爆炸及物质泄漏。

当发生液化石油气泄漏时，距泄漏点下风向范围内污染物出现最大浓度为103820mg/m^3，低于石油气的毒性终点浓度，发生液化石油气泄漏事故时，不会造成人员中毒伤亡。

本工程设置环境风险事故应急监测系统，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。 在日常管理中制定各类环境风险事故应急、救援措施，与此同时明确各级预案的职责、启动机制、联动方式，为控制项目可能发生的各类、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，可将环境风险事故造成的影响控制在可接 受范围内。

综上所述，本项目建设环境风险是可以接受的。

9.1.5 总量控制指标

根据环评核算排放量，本评价建议本工程实施后全厂总量控制目标值：NO_X：58.8t/a；SO_2：24.12t/a；VOCs：28.29t/a。

西北油田分公司为落实自治区生态环境厅和阿克苏生态环境局“十四五”主要污染物总量减排工作的要求，对分公司所属的五个采油气厂的加热炉、锅炉等设施进行了摸排，制定了减排措施，具体为：（1）关停“十四五”期间产能枯竭井的加热炉；（2）改善生产工艺，对夏季能停炉的尽量停炉，以减少污染物的排放；（3）采用控温等新技术节能减排；（4）回收放空天然气减少污染物排放。

采取关停锅炉、改善生产工艺及采用控温措施后可以减少天然气用量 628.45 万 m^3/a，回收放空天然气 365.986 万 m^3/a。(5) 各联合站含油废水收集池、油水分离池加盖密闭。通过上述减排措施，西北油田分公司“十四五”期间可形成 SO_2、NO_x、VOCs 大气污染物的减排量分别为 74.46t/a、209.39t/a 和 39.51t/a。本工程建设新增大气污染物排放总量控制指标由上述污染物减排量进行等量替代。

9.1.6 总结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 建议

（1）严格执行环保“三同时”制度，确保各类环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行。

（2）加强设备维护、维修工作，确保各类环保设施正常运行。

（3）做好厂区防渗处理和硬化，避免污染物下渗对地下水的影响。

（4）注意学习同行业的先进经验，及时更新和提高工程技术装备和管理水平，进一步降低污染物的排放量。