1 概　述

1.1 项目由来

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56\times10^4km^2$，石油资源储量约为 107.6×10^8t，天然气资源储量约为 $8.39\times10^{12}m^3$。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司(简称“塔里木油田分公司”)油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

和田河气田位于新疆维吾尔自治区和田地区墨玉县喀瓦克乡境内北部沙漠腹地，南北宽约 5km，西宽东窄，东西长约 110km，距离和田市 180km。本工程主要建设内容位于和田河气田内，该气田建设内容包括在《和田河气田开发产能建设项目环境影响报告书》中，于 2011 年 11 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅(新环评价函[2011]1096 号)。

和田河气田是南疆地区重要气源地,随着近年来和田河气田产量逐渐降低，处理厂及外输干线急需替补气源补给，缓解南疆地区用气紧张局面；同时为有效提高和田河气田开发效果，更好评价和田河气田地质储量可动用性，塔里木油田分公司决定投资 114440 万元在和田河气田实施“和田河气田开发调整方案地面工程”，主要建设内容为：①部署 26 口井（新井 9 口、老井 17 口，其中老井利用 12 口、老井措施 1 口、排水采气井 2 口、排水试验井 1 口、气田水回注井 1 口）；②新建采气井场 9 座(MA4-5H 井、MA4-7H 井、MA2-1H 井、MA5-10H 井、MA8-2H 井、MA2-3H 井、MA3-3H 井、MA8-3H 井、MA8-1H 井)，单井井场改造 2 座(MA5-2H 井、MA4-10H 井)；③新建气举站 3 座(MA4-8H 气举站、MA4-H4 气举站、MA5-4H 气举站)；④集气站改造 3 座（玛 4 集气站、玛 8 集气站、玛 2 集气站）；⑤新建配套综合公寓 1 座；⑥新建固废填埋场 1 座(包括 1 座生活垃圾填埋池，容积为 $42250m^3$；1 座一般工业固废填埋池，容积为 $17500m^3$；1 座生活污水蓄水池，容积为 $32400m^3$；该填埋场主要接收和田河气田产生的生活垃圾和一般工业固体废物，服务年限为 20 年)；⑦新建回注站 1 座(和田 2 井回注站)；⑧改建和田末站；⑨改建 500 万方油气处理厂(降级为集气总站)；⑩新建采气管线 9 条，总长 24.8km；改线管线 6 条，总长 6km；两厂管线 2 条，总

长 17.6km；还气管线 2 条，总长 2km；燃料气管线 1 条，总长 1.7km；气举管线 3 条，总长 21.2km；输水管线 8 条，总长 76.8km；转水管线 1 条，总长 13.2km；管道均采用埋地敷设方式，管顶埋深距自然地坪 1.5m；⑪建设道路 17.7km，并建设工程相配套的辅助设施。本工程实施后年产天然气 $3.3\times10^{8}m^{3}/a$，注水规模 $200m^{3}/d$。

1.2 环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法(2018 年 12 月 29 日修正)》、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，本次开发调整方案中天然气开采集输建设工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 陆地天然气开采 0721”中的“其他”，应编制环境影响报告表；固废填埋场建设工程属于分类管理名录“四十八、公共设施管理业 106 生活垃圾（含餐厨废弃物）集中处置（生活垃圾发电除外）”中的“采取填埋方式的”，应编制环境影响报告书。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)中第四条“建设内容涉及本名录中两个及以上项目类别的建设项目，其环境影响评价类别按照其中单项等级最高的确定”。综上，本次开发调整方案应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2021 年 1 月 29 日委托河北省众联能源环保科技有限公司进行本工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了工程现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2021 年 2 月 3 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本工程进行第一次环评信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)要求，于 2021 年 3 月 5 日至 3 月 18 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本工程环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2021 年 3 月 8 日、2021 年 3 月 11 日在和田日报(刊号：CN65-0024)对本工程环评信息进行了公示。根据塔里木油田分公司反馈情况，公示期间未收到反馈意见。

在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本工程环境影响报告书。

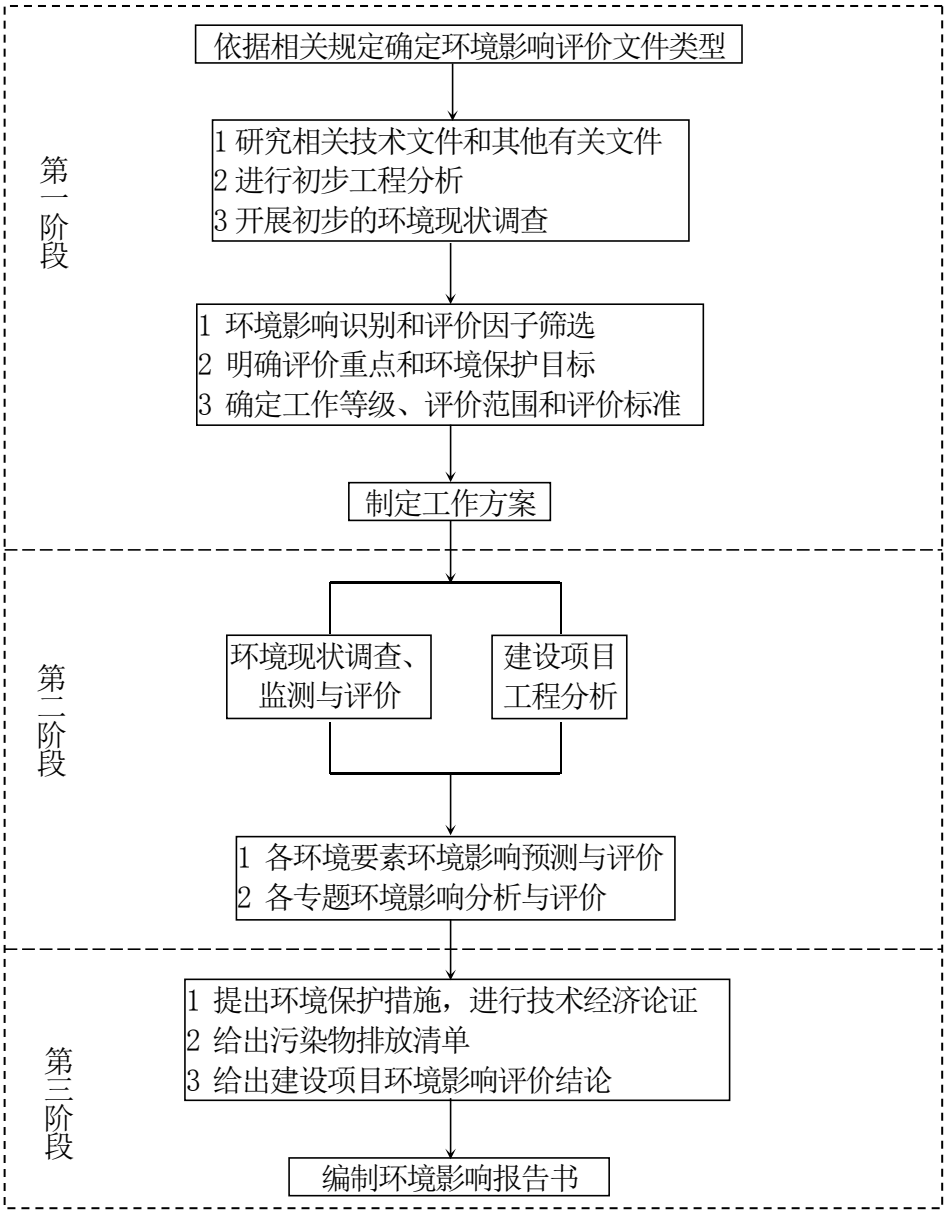

图 1.2-1　　建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1)产业政策符合性判定

本工程天然气开采集输部分建设工程属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号),本工程天然气开采集输部分建设工程属于第一类“鼓

励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业。结合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》，本工程满足文件中“一、通则”部分的环境准入条件总体要求；固废填埋场建设工程属于《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)中鼓励类“四十三、环境保护与资源节约综合利用 20、城镇垃圾、农村生活垃圾、农村生活污水、污泥及其他固体废弃物减量化、资源化、无害化处理和综合利用工程”，符合国家及地方当前产业政策要求。

(2)规划符合性判定

本工程属于塔里木油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》。本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程位于墨玉县北部，和田末站改建工程位于和田市境内，不涉及生态环保红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，本次开发调整方案中和田末站改建工程位于和田市境内，和田市属于新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的自治区级重点开发区域；其它建设内容位于墨玉县北部，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》不冲突。

(3)评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级、地表水环境影响评价工作等级为三级 B、地下水环境影响评价工作等级为二级、声环境影响评价工作等级为二级、土壤环境评价工作等级为三级、生态环境影响评价等级为二级、环境风险影响评价等级为二级。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目实施后污染物对区域环境空气、地下水、土壤、生态的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

(1)本工程燃气热水锅炉烟气和脱水装置重沸器采用净化后的天然气作为燃料，采出液采取密闭集输工艺，食堂油烟通过油烟净化器后排放，生活污水

处理设施采取盖板封闭的措施减少臭味气体的逸散，填埋作业区采取在填埋单元逐日覆土压实、洒水车及时洒水等措施控制松散固废及覆土扬尘。燃气热水锅炉烟气和脱水装置重沸器烟气排放可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值，井场、气举站、和田末站无组织废气中非甲烷总烃执行《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，集气站和 500 万方油气处理厂无组织废气中非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求，场站无组织废气硫化氢可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准，填埋场和综合公寓无组织废气中 H_2S、NH_3、臭气浓度可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准，填埋场无组织废气颗粒物可满足《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。工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2)本工程各生产井采出液输至 500 万方油气处理厂，分离后水相经 500 万方油气处理厂采出水处理装置处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；脱水装置废水和废脱硫剂全部进入 500 万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层；生活污水经隔油池和化粪池处理后同软水制备废水、锅炉排污水排入生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建固废填埋场内生活污水蓄水池；本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置 1 套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB 上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区，不外排。不会对周围水环境产生影响。

(3)本工程集输管线采用柔性复合管，生活污水调节池和渗滤液收集池采取严格的防腐防渗措施，正常状况下不会对地下水造成污染影响。本工程集输管线选用正规厂家生产材料、管线上方设置警示牌、井场内设置流量控制仪及压力变送器、生活污水调节池及渗滤液收集池严格按照要求进行防腐防渗施工等措施，非正常状况下，地下水环境影响可接受。同时，本工程采取源头控制、

分区防控、污染监控、应急响应的措施，防止对地下水造成污染。

(4)本工程选用低噪声设备，采取基础减振等措施，本工程和田末站场界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准限值要求；其他场界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准限值要求。

(5)本工程采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，预测结果表明对土壤环境的影响可接受。

(6)本工程营运期产生的生活垃圾、废树脂、污泥、化粪池沉渣和栅渣收集后定期清运至本工程新建固废填埋场填埋处理；清管废渣、含油废物、过滤废渣属于危险废物，定期由有危废处置资质的公司接收处置。即本工程固体废物能够妥善处置或综合利用，可避免对周围环境产生影响。

(7)本工程永久占地所在区域属于荒漠，植被稀少，未见野生动物出没，管线敷设完成后及时对管沟进行回填,对区域生态环境的影响通过 2～3 年可自然恢复。工程的实施对生态环境影响是可以接受的。

(8)本工程涉及的风险物质主要包括甲醇、凝析油、硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，本工程符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足“三线一单”的相关要求；工程通过采取完善相应的污染防治措施，污染物可达标排放，工程实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据塔里木油田分公司反馈的公众意见调查结果，未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为本工程建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、塔里木油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此一并致谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

(1)《中华人民共和国环境保护法》(2014 年 4 月 24 日修订，2015 年 1 月 1 日施行)；

(2)《中华人民共和国环境影响评价法》(中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修正，2003 年 9 月 1 日施行)；

(3)《中华人民共和国大气污染防治法》(中华人民共和国大气污染防治法》(2018 年 10 月 26 日修正，2016 年 1 月 1 日施行)；

(4)《中华人民共和国水污染防治法》(修订)(2017 年 6 月 27 日修正，2008 年 6 月 1 日施行)；

(5)《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2018 年 12 月 29 日修正，1997 年 3 月 1 日施行)；

(6)《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020 年 4 月 29 日修订，2020 年 9 月 1 日施行)；

(7)《中华人民共和国水法》(2016 年 7 月 2 日修正，2002 年 10 月 1 日施行)；

(8)《中华人民共和国土壤污染防治法》(2018 年 8 月 31 日审议通过，2019 年 1 月 1 日施行)；

(9)《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 10 月 26 日修正，2002 年 1 月 1 日施行)；

(10)《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010 年 6 月 25 日发布，2010 年 10 月 1 日施行)。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1)《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》(2019 年 7 月 24 日)；

(2)《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)；

(3)《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》(国务院令第682号，2017年7月16日公布，2017年10月1日实施)；

(4)《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年5月28日发布并实施)；

(5)《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年4月2日发布并实施)；

(6)《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年9月10日发布并实施)；

(7)《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》(国发[2010]46 号，2010年12月21日)；

(8)《产业结构调整指导目录(2019年本)》(国家发展改革委令第29号，2019年10月30日发布，2020年1月1日实施)；

(9)《关于印发<2020年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》(环大气[2020]33号)；

(10)《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》(环大气[2019]53号)；

(11)《关于印发<“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案>的通知》(环大气[2017]121号，2017年9月13日发布并实施)；

(12)《环境影响评价公众参与办法》(生态保护部公告 2018年 第48号)；

(13)《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》(部令第16号，2020年11月30日公布，2021年1月1日实行)；

(14)《关于加强和规范声环境功能区划分管理工作的通知》(环办大气函[2017]1709号，2017年11月10日发布并实施)；

(15)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告2017第43号，2017年8月29日发布，2017年10月1日实施)；

(16)《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令 第3号，2017

年5月3日发布，2018年8月1日实施)；

(17)《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，2016年10月26日发布并实施)；

(18)《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号，2020年11月25日发布，2021年1月1日实施)；

(19)《关于印发<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知》(环环评[2016]95号，2016年7月15日发布并实施)；

(20)《关于印发<建设项目环境影响评价区域限批管理办法(试行)>的通知》(环发[2015]169号，2015年12月18日发布并实施)；

(21)《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第34号，2015年4月16日发布，2015年6月5日实施)；

(22)《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年1月8日发布并实施)；

(23)《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》(环发[2014]197号，2014年12月30日发布并实施)；

(24)《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办[2014]30号，2014年4月25日发布并实施)；

(25)《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年8月8日发布并实施)；

(26)《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年7月3日发布并实施)；

(27)《突发环境事件应急预案管理暂行方法》(环发[2010]113号，2010年9月28日发布并实施)；

(28)《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年12月13日发布并实施)。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

(1)《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修正)》(2018年9月

21日修订并实施)；

(2)《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2016年修订)》(2018年9月21日修订并实施)；

(3)《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2015年3月1日实施，2018年9月21日修订)；

(4)《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年4月17日发布并实施)；

(5)《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年1月29日发布并实施)；

(6)《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年3月1日发布并实施)；

(7)《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》；

(8)《关于印发<自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》(新环发[2016]126号，2016年8月24日发布并实施)；

(9)《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》(新环发[2016]360号，2016年11月16日发布并实施)；

(10)《中国石油天然气集团公司关于落实科学发展观加强环境保护的意见》(中油质安字[2006]53号，2006年1月26日发布并实施)；

(11)《中国石油天然气集团公司建设项目环境保护管理办法》(中油安[2011]7号，2011年1月7日发布并实施)；

(12)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(13)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(14)《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(试行)》(新环发[2017]1号，2017年7月21日修订并实施)；

(15)《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138号，2020年9月7日发布并实施)。

(16)《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)。

2.1.3 环境保护技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ2.1-2016)；

(2)《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3)《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4)《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)；

(5)《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009)；

(6)《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)；

(7)《环境影响评价技术导则·土壤环境》(HJ 964-2018)；

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)。

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T 349-2007)；

(10)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环保部公告 2017年第43号)；

(11)《固体废物处理处置工程技术导则》(HJ2035-2013)；

(12)《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)。

(13)《生活垃圾卫生填埋场防渗系统工程技术规范》(CJJ133-2007)；

(14)《垃圾填埋场渗滤液处理工程技术规范》(HJ564-2010)；

(15)《生活垃圾卫生填埋处理工程项目建设标准》(建标124-2009)；

(16)《生活垃圾填埋场填埋气体收集处理及利用工程技术规范》(CJJ133-2009)；

(17)《生活垃圾卫生填埋处理技术规范》(GB50869-2013)。

(18)《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)；

(19)《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012年 第18号)；

(20)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

(21)《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)；

(22)《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T 3998-2017)；

(23)《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)；

(24)《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590 号)。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《和田河气田开发调整方案》(中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2020 年 1 月)；

(2)《和田河气田开发调整方案地面工程初步设计》(塔里木油田分公司勘探开发研究院天然气所，2020 年 12 月)；

(3)《对和田电站供气工程环境影响报告表的批复》(新环监发[2001]71 号)；

(4)《和田电站供气工程验收备案》(环验[2004]3 号)；

(5)《关于和田河气田开发产能建设项目环境影响报告书的批复》(新环评价函[2011]1096 号)；

(6)《关于中国石油塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司和田河气田产能建设项目竣工环境保护验收合格的函》(新环函[2017]143 号)；

(7)《关于和田河气玛 2-玛 8 区块试采方案环境影响报告表的批复》(和地环建函[2017]178 号)；

(8)《和田河气田玛 2-玛 8 区块试采方案竣工环境保护验收调查报告》专家组评审意见；

(9)《关于和田河气田地面系统(站外)完善配套工程建设项目环境影响报告表的批复》(和地环建函[2018]135 号)；

(10)《关于和田河气田地面系统(处理厂)完善配套工程建设项目环境影响报告表的批复》(和地环建函[2018]134 号)；

(11)《塔里木油田和田河作业区 2016 年污染源调查报告》；

(12)《环境质量现状检测报告》；

(13)塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

(14)环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1)通过环境现状调查和监测，掌握项目所在地一带的自然环境及环境质量现状。

(2)针对本项目特点和污染特征，确定主要环境影响要素及其污染因子。

(3)预测本项目对当地环境可能造成影响的程度和范围，从而制定避免和减轻污染的对策和措施，并提出总量控制指标。

(4)分析本项目可能存在的环境风险，预测风险发生后可能影响的程度和范围，对项目环境风险进行评估，并提出相应的风险防范和应急措施。

(5)从技术、经济角度分析本项目采取污染治理措施的可行性，从环境保护的角度对本项目的建设是否可行给出明确的结论。

(6)为环境管理主管部门决策、设计部门优化设计、建设单位环境管理提供科学依据。

2.2.2 评价原则

(1)坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

(2)严格执行国家、地方环境保护相关法律、法规、规章，认真遵守标准、规划相关要求。

(3)全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(4)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，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。

(5)严格贯彻执行“达标排放”、“总量控制”、“以新带老”等环保法律、法规。

(6)推行“清洁生产”，从源头抓起，实行生产全过程控制，最大限度节约能源，降低物耗，减少污染物的产生和排放。

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

根据本工程主要污染源、污染因子，结合工程所在区域环境功能区划、生态功能区划及环境现状，从自然环境和生态环境两方面分别进行施工期和营运期的因素识别。将本工程对环境的影响因素列于表 2.3-1。

表 2.3-1　　**环境影响要素识别结果一览表**

类别		自然环境					生态环境		
		环境空气	地表水环境	地下水环境	声环境	土壤	植被	野生动物	水土流失
施工期	钻井活动	-1D	—	—	-1D	-1D	-1C	-1C	-1D
	管线及道路施工	-2D	—	—	-1D	-1C	-2C	-1C	-1D
	材料及废弃物运输	-1D	—	—	-1D	—	—	—	—
	设备安装	—	—	—	-1D	—	—	—	—
营运期	天然气开采及集输	-1C	—	—	-1C	—	—	—	—
	综合公寓生活办公	-1C	—	—	-1C	—	—	—	—
	填埋场填埋活动	-1C	—	—	-1C	-1C	—	—	—

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

2、表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，本工程的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、声环境、土壤环境、生态环境要素中的植被、动物、景观等产生一定程度的负面影响；营运期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境等产生不同程度的直接的负面影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果,结合区域环境质量现状,以及本工程特点和污染物排放特征，确定本工程评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　**本工程评价因子一览表**

环境要素	项　目		评 价 因 子
环境空气	现状评价		PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NO_2、SO_2、H_2S、非甲烷总烃、NH_3
	污染源		颗粒物、PM_{10}、NO_X、SO_2、NH_3、H_2S、非甲烷总烃、臭气浓度、油烟
	影响评价		TSP、PM_{10}、NO_2、SO_2、NH_3、H_2S、非甲烷总烃
地下水	现状评价		基本水质因子：pH、色度、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、硫化物、氰化物、碘化物、挥发性酚类、铝、钠、铁、锰、铜、锌、砷、汞、铅、镉、铬(六价)、硒、阴离子表面活性剂、总大肠菌群、菌落总数、苯、甲苯、三氯甲烷、四氯化碳、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2}+、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-} 特征因子：石油类
	污染源		石油类、SS、COD、NH_3-N、色度、BOD_5、总氮、总磷、总砷、总汞、总铅、总铬
	影响评价		石油类、耗氧量、氨氮、铅、汞
固体废物	污染源		危险废物：含油废物、清管废渣、过滤废渣 一般工业固体废物：废树脂、化粪池沉渣、栅渣、生活污水处理设施污泥、渗滤液处理设施污泥生活垃圾
	影响分析		
土壤环境	现状评价		建设用地基本因子：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、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、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-cd]芘、萘 农用地基本因子：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃(C_{10}～C_{40})
	污染源		入渗型：pH、SS、BOD、COD、总氮、氨氮、总磷、六价铬、总铬、总镉、总铅、总砷、粪大肠菌群数、石油烃(C_{10}～C_{40})
	影响分析		入渗型：石油烃(C_{10}～C_{40})、铅、汞
声环境	现状评价		L_{eq}
	污染源		L_A
	影响评价		L_{eq}
生态环境	现状评价		动物、植物、景观、生态系统
	影响评价		
环境风险	风险识别		甲醇、凝析油、硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷
	风险评价	大气	甲醇、硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷
		地下水	采出液、渗滤液

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

本评价依据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中“5.3 评价等级判定”，选择工程污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用估算模型分别计算项目污染源的最大环境影响,然后按评价工作分级判据进行分级。

(1)P_{max}及$D_{10\%}$的确定

根据工程污染源初步调查结果，分别计算工程排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率P_i(第i个污染物，简称“最大浓度占标率”)，及第i个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的10%时对应的最远距离$D_{10\%}$。其中P_i定义公式：

$$P_i=\frac{\rho_i}{\rho_{0i}}\times 100\%$$

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，μg/m^3;

ρ_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

其中：P_i——如污染物数i大于1，取P值中最大者P_{max};

$D_{10\%}$——项目排放的污染物地面空气质量浓度达到标准值的10%时所对应的最远距离。

(2)城市农村选项确定

本工程天然气开采集输部分建设工程和固废填埋场建设工程位于新疆和田地区墨玉县境北部；和田末站改建工程位于和田市境内，和田火车站东北1.8km处，本工程天然气开采集输部分建设工程周边3km范围内的用地布局详见图2.4-1，和田末站周边3km范围内的用地布局详见图2.4-2。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录B中模型计算设置说明:当项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程半径3km范围内城市建成区或者规划区约占3km范围内面积的0%＜50%。因此工程估算模式“农村或城市”的计算选项为“农村”；和田末站改建工程位于和田市境内，该站半径3km范围内城市建成区或者规划区约占3km范围内面积的65%＞50%。因此项目估算模式“农村或城市”的计算选项为“城市”。

(3)模型参数和污染源及其预测结果

本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程估算模式参数取值见表2.4-1，和田末站估算模式参数取值见表2.4-2，废气污染源参数见表2.4-3和表2.4-4，相关污染物预测及计算结果见表2.4-5。

表2.4-1 **天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程估算模型参数一览表**

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		40.7
3	最低环境温度/℃		-18.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		荒漠
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是 □否
		地形数据分辨率/m	90
9	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/°	--

表2.4-2 **和田末站估算模型参数一览表**

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	城市
		人口数(城市选项时)	41万人

续表2.4-2　　和田末站估算模型参数一览表

序号	参数		取值
2	最高环境温度/℃		41.1
3	最低环境温度/℃		-21
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		城市
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是　□否
		地形数据分辨率/m	90
9	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：根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)中相关内容，项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。和田末站改建工程半径3km范围内城市建成区或者规划区约占3km范围内面积的65%＞50%。因此项目估算模式“农村或城市”的计算选项为“城市”；其他建设内容半径3km范围内城市建成区或者规划区约占3km范围内面积的0%＜50%。因此项目估算模式“农村或城市”的计算选项为“农村”。

表2.4-3　　主要废气污染源参数一览表(点源，100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度	排气筒高度	排气筒出口内径	烟气流量	烟气流速	烟气温度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)										
单位	-	m		m	m	m	m^3/h	m/s	℃	h	-	-	kg/h
1	1#燃气热水锅炉烟气			1180	23	0.2	1239	11	120	3360	正常	PM_{10}	0.0248
												SO_2	0.0049
												NO_x	0.2478
2	2#燃气热水锅炉烟气			1180	23	0.2	1239	11	120	3360	正常	PM_{10}	0.0248
												SO_2	0.0049
												NO_x	0.2478
3	玛8集气站重沸器烟气			1228	8	0.05	60.2	8.5	120	8000	正常	PM_{10}	0.0012
												SO_2	0.00024
												NO_x	0.012

续表2.4-3　　主要废气污染源参数一览表(点源，100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度	排气筒高度	排气筒出口内径	烟气流量	烟气流速	烟气温度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)										
单位	-	m		m	m	m	m^3/h	m/s	℃	h	-	-	kg/h
4	玛2集气站重沸器烟气			1257	8	0.05	60.2	8.5	120	8000	正常	PM_{10}	0.0012
												SO_2	0.00024
												NO_x	0.012

表2.4-4　　主要废气污染源源强一览表(面源，100%负荷)

序号	污染源名称	面源起点坐标		面源海拔高度	面源长度	面源宽度	与正北向夹角	面源有效排放高度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)									
单位	-	m		m	m	m	°	m	h	-	-	kg/h
1	井场无组织废气(以MA4-7H井作为代表)			1325	8	8	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.008
											硫化氢	0.0001
2	气举站无组织废气(以MA4-8H气举站作为代表)			1288	15	15	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.007
											硫化氢	0.0001
3	玛4集气站无组织废气			1393	20	20	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.008
											硫化氢	0.0001
4	玛8集气站无组织废气			1228	20	20	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.024
											硫化氢	0.0003
5	玛2集气站无组织废气			1257	20	20	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.024
											硫化氢	0.0003

续表2.4-4　　主要废气污染源源强一览表(面源，100%负荷)

序号	污染源名称	面源起点坐标		面源海拔高度	面源长度	面源宽度	与正北向夹角	面源有效排放高度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)									
单位	-	m		m	m	m	°	m	h	-	-	kg/h
6	和田末站无组织废气			1330	30	20	80	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.119
											硫化氢	0.0001
7	500万方油气处理厂无组织废气			1341	360	320	60	8	8760	正常	非甲烷总烃	0.072
											硫化氢	0.0009
8	生活污水处理设施无组织废气			1180	10	10	0	4	8760	正常	H_2S	0.0001
											NH_3	0.0001
9	生活垃圾填埋池填埋气			1180	130	130	0	6	8760	正常	H_2S	0.00027
											NH_3	0.0013
10	生活垃圾填埋池装卸扬尘			1180	130	130	0	6	730	正常	颗粒物	0.011
11	一般工业固废填埋池装卸扬尘			1180	100	70	0	6	730	正常	颗粒物	0.006
12	渗滤液收集池无组织废气*			1180	5	5	0	6	8760	正常	H_2S	0.00002
											NH_3	0.0009
13	渗滤液处理设施无组织废气*			1180	10	5	0	6	8760	正常	H_2S	0.00005
											NH_3	0.002

注：①本工程废气污染源面源包括9座井场、3座气举站，各井场及气举站废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，因此选取MA4-7H井场无组织废气和MA4-8H气举站无组织废气进行预测。**②*经类比分析，本工程前期无渗滤液产生，无渗滤液收集池无组织废气和渗滤液处理设施无组织废气；若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套渗滤液处理设施。**

表2.4-5 P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	评价标准(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	1#燃气热水锅炉烟气	PM_{10}	0.819	450	0.18	9.24	29	--
		SO_2	0.162	500	0.03			--
		NO_2	8.186	200	4.09			--
2	2#燃气热水锅炉烟气	PM_{10}	0.819	450	0.18		29	--
		SO_2	0.162	500	0.03			--
		NO_2	8.186	200	4.09			--
3	玛8集气站重沸器烟气	PM_{10}	0.467	450	0.1		67	--
		SO_2	0.093	500	0.02			--
		NO_2	4.677	200	2.34			--
4	玛2集气站重沸器烟气	PM_{10}	0.467	450	0.1		67	--
		SO_2	0.093	500	0.02			--
		NO_2	4.677	200	2.34			--
5	井场无组织废气(以MA4-7H井作为代表)	H_2S	0.412	10	4.13		10	--
		非甲烷总烃	33.009	2000	1.65			--
6	气举站无组织废气(以MA4-8H气举站作为代表)	H_2S	0.326	10	3.27		11	--
		非甲烷总烃	22.868	2000	1.14			--
7	玛4集气站无组织废气	H_2S	0.255	10	2.55		16	--
		非甲烷总烃	20.42	2000	1.02			--
8	玛8集气站无组织废气	H_2S	0.765	10	7.66		16	--
		非甲烷总烃	61.269	2000	3.06			--
9	玛2集气站无组织废气	H_2S	0.765	10	7.66		16	--
		非甲烷总烃	61.269	2000	3.06			--
10	和田末站无组织废气	H_2S	0.156	10	1.56		22	--
		非甲烷总烃	184.82	2000	9.24			--
11	500万方油气处理厂无组织废气	H_2S	0.172	10	1.72		376	--
		非甲烷总烃	13.799	2000	0.69			--
12	生活污水处理设施无组织废气	H_2S	0.776	10	7.77		10	--
		NH_3	0.388	200	0.19			--

续表2.4-5　　P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	评价标准(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
13	生活垃圾填埋池填埋气	H_2S	0.163	10	1.63	9.24	149	--
		NH_3	0.784	200	0.39			--
14	生活垃圾填埋池装卸扬尘	TSP	6.644	900	0.74		149	--
15	一般工业固废填埋池装卸扬尘	TSP	5.019	900	0.56		115	--
16	渗滤液收集池无组织废气*	H_2S	0.087	10	0.87		10	--
		NH_3	3.924	200	1.96			--
17	渗滤液处理设施无组织废气*	H_2S	0.213	10	2.13		10	--
		NH_3	8.535	200	4.27			--

注：*经类比分析，本工程前期无渗滤液产生，无渗滤液收集池无组织废气和渗滤液处理设施无组织废气；若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套渗滤液处理设施。。

(4)评价工作等级判定

根据上述计算结果，本次开发调整方案污染源中污染物最大地面浓度占标率为P_{max}=9.24%，1%≤Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ 2.2-2018)中评价工作分级判据，大气环境影响评价工作等级为二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

本工程施工期产生的废水主要有钻井废水、酸化压裂废水、生活污水。其中钻井废水用临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，使用撬装无害化处理装置就地无害化处理；钻井施工过程中生活污水在井场就地设置防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至和田河作业区公寓生活污水处理设施进行处理；地面工程施工过程中不设施工营地，施工人员盥洗废水就地泼洒抑尘，不外排地表水环境。

本工程营运期产生的废水主要有气田采出水、井下作业废水、脱水装置废水、废脱硫剂和生活污水。其中气田各生产井采出液输至500万方油气处理厂，分离后水相经500万方油气处理厂采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水

质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；玛8集气站、玛2集气站脱水装置产生的废水全部进入500万方油气处理厂采出水处理设施进行处理，处理达标后回注地层；玛8集气站、玛2集气站三嗪溶液脱硫装置产生的废脱硫剂全部进入500万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层；本工程营运期玛8集气站、玛2集气站值班人员和综合公寓住宿办公人员产生的生活污水经化粪池处理后排入综合公寓内生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建固废填埋场内生活污水蓄水池，不排至外环境；本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区。

综上所述，本工程废水全部综合利用不外排，根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ/T2.3-2018)地表水环境影响评价工作分级判据要求，本工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1)建设项目地下水环境影响评价行业分类

本次开发调整方案主要建设内容为：①新建采气井场 9 座；②新建气举站 3 座；③单井井场改造 2 座；④集气站改造 3 座；⑤新建配套综合公寓 1 座；⑥新建回注井 1 座；⑦新建 1 座固废填埋场；⑧改建和田末站；⑨改建 500 万方油气处理厂；⑩新建各类管线共计 163.3km；⑪建设道路 17.7km，并建设工程相配套的辅助设施。

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录 A，其中填埋场建设工程行业类别属于“U 城镇基础设施及房地产”中的“149、生活垃圾(含厨余废弃物)集中处置和 152 工业固体废物(含污泥)集中处置”，环评类别应为报告书，因此该部分建设内容地下水环境影响评价项目类别为Ⅰ类；开发调整方案中综合公寓生活污水处理设施建设工程行业类别属于“U 城镇基础设施及房地产”中的“144 生活污水集中处理”，环评类别应为报告表，因此

该部分建设内容地下水环境影响评价项目类别为Ⅲ类；开发调整方案中和田末站改建工程建设工程行业类别属于“U 城镇基础设施及房地产”中的“141 城市天然气供应工程”，环评类别应为报告表，因此该部分建设内容地下水环境影响评价项目类别为Ⅳ类；开发调整方案中天然气开采集输等建设内容行业类别属于“F 石油、天然气”中的“38 天然气、页岩气开采(含净化)”，环评类别应为报告书，因此该部分建设内容地下水环境影响评价项目类别为Ⅱ类。

(2)地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-6。

表 2.4-6　　**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它保护区，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；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，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它未列入上述敏感分级的环境敏感区[a]。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
[a]“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。	

上述建设内容中和田末站改建工程评价范围内涉及分散式饮用水水源地。因此，和田末站改建工程地下水环境敏感程度分级为“较敏感”；开发调整方案中天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程均不在集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的引用水水源)准保护区；亦不在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它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的引用水水源)准保护区以外的补给径流区；不涉及未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；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源(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，因此，开发调整方案中天然气开采、集输建设工程和填埋场建设工程地下水环境敏感程度分级为不敏感。

(3)评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-7。

表 2.4-7　　**地下水评价工作等级划分依据一览表**

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

本次开发调整方案中和田末站改建工程地下水环境影响评价项目类别为Ⅳ类，环境敏感程度为较敏感，根据上表判定结果，确定和田末站改建工程地下水环境影响评价工作等级为不评价；

填埋场建设工程地下水环境影响评价项目类别为Ⅰ类，环境敏感程度为不敏感，根据上表判定结果，确定填埋场建设工程地下水环境影响评价工作等级为二级；

综合公寓生活污水处理设施地下水环境影响评价项目类别为Ⅲ类，环境敏感程度为不敏感，根据上表判定结果，确定综合公寓生活污水处理设施地下水环境影响评价工作等级为三级；

开发调整方案中天然气开采集输等建设内容地下水环境影响评价项目类别为Ⅱ类，环境敏感程度为不敏感，根据上表判定结果，确定天然气开采集输等建设内容地下水环境影响评价工作等级为三级。本工程各建设内容地下水评价工作等级见表 2.4-8。

表 2.4-8　　**本工程各建设内容地下水评价工作等级一览表**

建设内容	项目类别	环境敏感程度	地下水评价工作等级
和田末站改建工程	Ⅳ类	较敏感	—
填埋场建设工程	Ⅰ类	不敏感	二级
综合公寓生活污水处理设施	Ⅲ类	不敏感	三级
天然气开采集输	Ⅱ类	不敏感	三级

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1)声环境功能区类别

本次开发调整方案中天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程位于墨玉县境北部，周边区域以石油勘探开采为主要功能，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，属于其规定的3类声环境功能区；本次开发调整方案中和田末站改建工程位于和田市境内，和田火车站东北1.8km处，周边区域以居住、商业、工业混杂为主要功能，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，属于其规定的2类声环境功能区。

(2)敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

本次开发调整方案建设内容中各场站周围200m范围内现状无声环境敏感目标。

(3)评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则•声环境》(HJ2.4-2009)中声环境影响评价等级划分原则，确定本工程声环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本工程不属于导则中规定的可能造成土壤环境盐化、酸化、碱化的项目，属于污染影响型建设项目，根据污染影响型建设项目类别判定评价等级。

(1)建设项目类别

本次开发调整方案主要建设内容为：①新建采气井场9座；②新建气举站3座；③单井井场改造2座；④集气站改造3座；⑤新建配套综合公寓1座；⑥新建回注井1座；⑦新建1座固废填埋场；⑧改建和田末站；⑨改建500万方油气处理厂；⑩新建各类管线共计163.3km；⑪建设道路17.7km，并建设工程相配套的辅助设施。

根据导则附表A.1，其中填埋场建设工程属于“环境和公共设施管理业”中的“采取填埋和焚烧方式的一般工业固体废物处置及综合利用；城镇生活垃圾集中处置”，项目类别为Ⅱ类；综合公寓生活污水处理设施属于“电力热力燃气及水生产和供应业”中的“生活污水处理”，项目类别为Ⅲ类；和田末站

改建工程属于“交通运输仓储邮政业”中的“其他”，项目类别为Ⅳ类；开发调整方案中天然气开采集输等建设内容属于“采矿业”中的“天然气开采”，项目类别为Ⅱ类。

(2)影响类型

本工程主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响，土壤环境的影响类型为“污染影响型”。

(3)占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型(≥50hm^2)、中型(5～50hm^2)和小型(≤5hm^2)”，本次开发调整方案中填埋场新增永久占地面积为12.035hm^2，占地规模为中型；综合公寓新增永久占地面积为3.7hm^2，占地规模为小型；和田末站改建工程不新增永久占地；开发调整方案中天然气开采集输建设工程新增永久占地共14.2hm^2，占地规模为中型。

(4)建设项目敏感程度

开发调整方案中和田末站改建工程周边为耕地，因此，环境敏感程度为“敏感”；开发调整方案中天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程周边均为荒漠，井场及各场站1km范围内、管线200m范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，因此，环境敏感程度为“不敏感”。

(5)评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境影响评价工作等级划分见表2.4-9。

表2.4-9 **评价工作等级分级表**

占地规模 / 敏感程度	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	—	—

填埋场建设工程项目类别为Ⅱ类、占地规模为中型、环境敏感程度为不敏感，则填埋场建设工程土壤环境评价工作等级为三级；综合公寓生活污水处理设施项目类别为Ⅲ类、占地规模为小型、环境敏感程度为不敏感，则综合公寓生活污水处理设施土壤环境评价工作等级为不评价；和田末站改建工程项目类别为Ⅳ类、不新增永久占地、环境敏感程度为敏感，则和田末站改建工程土壤环境评价工作等级为不评价；开发调整方案中天然气开采集输等建设内容项目类别为Ⅱ类、占地规模为中型、环境敏感程度为不敏感，则天然气开采集输等建设内容土壤环境评价工作等级为三级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1)占地范围

开发调整方案中和田末站改建工程位于和田市现有和田末站站内，不新增占地；开发调整方案中天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程位于和田地区墨玉县境北部，占地面积为 1.7116km^2，面积在 2km^{2}范围内；新建各类管线共计 163.3km，管线长度大于 100km。

(2)区域环境

开发调整方案中天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程周边为均荒漠，仅在和田末站改建工程周边有耕地，影响区域内不涉及《环境影响评价技术导则 生态环境》(HJ19-2011)中规定的特殊生态敏感区和重要生态敏感区，因此判定本工程区域属于 HJ19-2011 中规定的一般区域。

(3)评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)，生态影响评价工作等级划分办法见表2.4-10。

表 2.4-10 **生态影响评价工作等级划分表**

影响区域生态敏感性	工程占地(含水域)范围		
	面积≥20km^{2}或长度≥100km	面积 2～20km^{2}或长度 50～100km	面积≤2km^{2}或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

和田末站改建工程在站内进行改扩建，不新增占地，故和田末站改建工程生态影响评价工作等级为生态影响分析；天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程占地面积在 2km^{2}范围内，管线长度大于 100km，影响区域属一般区域，区域地势较平坦，根据以上分析结果判断，本工程生态影响评价工作等级为二级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

(1)建设项目风险源调查

本工程新建采气井场 9 座、新建气举站 3 座、单井井场改造 2 座、集气站改造 3 座、新建配套综合公寓 1 座、新建固废填埋场 1 座、新建回注站 1 座、改建和田末站、改建 500 万方油气处理厂(降级为集气总站)、新建采气管线 9 条(总长 24.8km)、改线管线 6 条(总长 6km)、两厂间管线 2 条(总长 17.6km)、还气管线 2 条(总长 2km)、燃料气管线 1 条(总长 1.7km)、气举管线 3 条(总长 21.2km)、输水管线 8 条(总长 76.8km)、转水管线 1 条(总长 13.2km)。

本工程回注站、输水管线、转水管线涉及物质为气田水，不作为风险物质考虑，老井利用不涉及新建内容，不在风险评价范围内，气举站主要是在井场回注天然气，无储存装置。本工程涉及的风险物质主要为甲醇、甲烷、乙烷、丙烷、凝析油及硫化氢，甲醇储存在井场甲醇储罐内，甲烷、乙烷、丙烷、凝析油及硫化氢主要存在于管线中，少量甲烷存在于填埋场生活垃圾填埋池导气石笼内。

(2)环境风险潜势初判

①P 的分级确定

a、本工程 Q 值确定

本工程涉及的各危险物质 Q 值确定表见表 2.4-11。

表 2.4-11 **本工程 Q 值确定表**

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
各单井井场	1	甲醇	67-56-1	21.38×9	10	19.242

续表 2.4-11　　**本工程 Q 值确定表**

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
井场Q值Σ						19.242
集气站(玛8集气站、玛2集气站)	1	凝析油	—	0.005×2	2500	0.000004
	2	H_2S	7783-06-4	0.035×2	2.5	0.028
	3	甲烷	74-82-8	0.81×2	10	0.162
	4	乙烷	74-84-0	0.013×2	10	0.0026
	5	丙烷	74-98-6	0.009×2	10	0.0018
集气站(玛8集气站、玛2集气站)Q值Σ						0.194
采气管线	1	凝析油	--	0.034	2500	0.000014
	2	H_2S	7783-06-4	0.186	2.5	0.0744
	3	甲烷	74-82-8	4.965	10	0.4965
	4	乙烷	74-84-0	0.078	10	0.0078
	5	丙烷	74-98-6	0.056	10	0.0056
采气管线Q值Σ						0.5843
改线管线	1	凝析油	--	0.006	2500	0.0000024
	2	H_2S	7783-06-4	0.033	2.5	0.0132
	3	甲烷	74-82-8	0.888	10	0.0888
	4	乙烷	74-84-0	0.014	10	0.0014
	5	丙烷	74-98-6	0.010	10	0.001
改线管线Q值Σ						0.0912
两厂管线	1	甲烷	74-82-8	15.917	10	1.5917
	2	乙烷	74-84-0	0.251	10	0.0251
	3	丙烷	74-98-6	0.179	10	0.0179
两厂管线Q值Σ						1.6347
还气管线	1	甲烷	74-82-8	8.421	10	0.8421
	2	乙烷	74-84-0	0.133	10	0.0133
	3	丙烷	74-98-6	0.095	10	0.0095
还气管线 Q值Σ						0.8649
燃料气管线	1	甲烷	74-82-8	0.246	10	0.0246
	2	乙烷	74-84-0	0.004	10	0.0004
	3	丙烷	74-98-6	0.0028	10	0.00028

续表 2.4-11　　**本工程 Q 值确定表**

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
燃料气管线 Q值Σ						0.02528
气举管线	1	甲烷	74-82-8	7.983	10	0.7983
	2	乙烷	74-84-0	0.126	10	0.0126
	3	丙烷	74-98-6	0.09	10	0.009
气举管线 Q值Σ						0.8199
填埋场	1	甲烷	74-82-8	0.0025	10	0.00025
填埋场 Q值Σ						0.00025
Q值Σ						23.46

注：填埋场危险物质储存量为生活垃圾填埋池 4 座导气石笼的最大存在量。

经计算，本工程Q值为23.46，故危险物质数量与临界量比值为10≤Q＜100。

b、M值确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C，建设项目行业及生产工艺分值见表 1-4-11。将 M 划分为(1)M＞20；(2)10＜M≤20；(3)5＜M≤10；(4)M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 2.4-12　　**行业及生产工艺(M)**

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺(氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解(裂化)工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程[a]、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
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
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
[a]高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力(P)≥10.0MPa； [b]长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价		

本工程行业属于表2.4-12中“石油天然气”和“其他”，涉及的工艺包括

石油、天然气、页岩气开采(含净化)；涉及危险物质使用、贮存的项目，经计算，本工程M分值为15，根据导则附录C划分要求，M值划分为M3。

c、危险物质及工艺系统危险性(P)分级

根据本工程的危险物质数量与临界量(Q)和行业及生产工艺(M)，按照表2.4-13确定危险物质及工艺系统危险性等级(P)。

表 2.4-13　　危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)一览表

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

经判断，本工程物质及工艺系统危险性分级为P3。

②E的分级确定

Ⅰ大气环境

根据环境敏感目标调查可知，本工程井场及站场周边5km范围内、管线200m范围内无村庄分布。对照表2.4-14最终确定拟建工程大气环境敏感程度为E3。

表 2.4-14　　大气环境敏感程度分级一览表

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

Ⅱ地表水环境

根据导则规定，地表水功能敏感性分区方法见表2.4-15，地表水环境敏感目标分级方法见表2.4-16，地表水环境敏感程度分级见表2.4-17。

表 2.4-15　　地表水功能敏感性分区一览表

分级	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类； 或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类及以上，或海水水质分类第二类； 或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表2.4-16　　地表水环境敏感目标分级一览表

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄露到内陆水体的排放点下游(顺水流向)10km 范围内，近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区(包括一级保护区、二级保护区及准保护区)；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗产；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄露到内陆水体的排放点下游(顺水流向)10km 范围内，近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存地区
S3	排放点下游(顺水流向)10km 范围内，近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

表2.4-17　　地表水环境敏感程度分级一览表

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

本工程距和田河最近距离为32km，周边无地表水，对照表1-4-16，地表水功能敏感性为低敏感F3。本工程危险物质不会泄露至内陆水体，因此，最终确定地表水环境敏感目标分级为S3。对照表1-4-16，最终确定本工程地表水环境敏感程度分级为E3。

Ⅲ地下水环境

本工程占地范围内无集中式饮用水水源地准保护区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，无分散式饮用水水源地。对照表2.4-18确定地下水功能敏感性为低敏感G3。

表2.4-18　　地下水功能敏感性分区一览表

分级	地下水环境敏感特征
敏感 G1	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 G2	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；未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(如热水、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[a]
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区
[a]“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	

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，本工程风险源所在区域为粉砂和细砂，包气带垂向渗透系数为1.16×10^{-2}cm/s，Mb≥20m。对照表2.4-19最终确定包气带防污性能分级为D1。

表2.4-19　　包气带防污性能分级一览表

分级	包气带岩土渗透性能
D3	Mb≥1.0m，k≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续稳定
D2	0.5m≤Mb≤1.0m，k≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续稳定 Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s<k≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续稳定
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件
Mb：岩土层单层厚度。K:渗透系数。	

依据以上确定的地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级，对照表2.4-20最终确定本工程地下水环境敏感程度分级为E2。

表 2.4-20　　地下水环境敏感程度分级一览表

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

③建设项目环境风险潜势判断

表2.4-21　　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

对照表2.4-21，最终确定本工程大气环境风险潜势为Ⅱ，地表水环境风险潜势为Ⅱ，地下水环境风险潜势为III，综合潜势为III。

④评价工作等级划分

表2.4-22　　环境风险评价工作等级划分一览表

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。				

对照表 2.4-22 可知，本工程地下水环境风险评价等级为二级；大气、地表水环境风险评价等级为三级。因此，本工程环境风险评价等级为二级。

2.4.2 评价范围

根据本工程各环境要素确定的评价等级、本工程污染源排放情形，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表 2.4-23。

表 2.4-23　　各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围	
1	环境空气	二级	以各场站为中心边长 5km 的矩形区域，边长 5km 的矩形包络线区域	
2	地表水环境	三级 B	—	
3	地下水环境	二级	固废填埋场地下水流向上游及轴线两侧延伸 2km，下游延伸 3km 的范围	
		三级	区块所在区域及周边外扩 2km 范围；综合公寓地下水流向上游及轴线两侧延伸 1km，下游延伸 2km 的范围	
4	声环境	二级	和田末站场界外 200m 范围	
		三级	其它各场站场界外 200m 范围	
5	土壤环境	三级	各场站场界外 50m 范围，管线两侧外延 200m 范围	
6	生态环境	二级	各场站占地范围内及管线两侧外延 500m 范围	
7	环境风险	二级	大气环境风险	以各场站边界外 5km 的范围内、管线中心线两侧 0.2km 范围内
			地下水环境风险	固废填埋场地下水流向上游及轴线两侧延伸 2km，下游延伸 3km 的范围、区块所在区域及周边外扩 2km 范围、综合公寓地下水流向上游及轴线两侧延伸 1km，下游延伸 2km 的范围

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据本工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1　　评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内　　容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、环境保护目标
3	工程分析	气田开发现状及回顾性分析； 现有工程：现有井场、现有集气站、500 万方油气处理厂、污染源调查与评价、现有工程污染物年排放量、环境问题及“以新带老”改进意见； 拟建工程：拟建工程概况、开发调整方案与总体布局 气田开发工程内容：新钻井工程、集输场站、油气水集输工程、固废填埋场、工艺流程及排污节点分析、施工期污染源及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、闭井期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析

续表 2.5-1　　评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内　　容
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、环境质量现状监测与评价、区域污染源调查
5	环境影响分析	施工期废气、施工期噪声、施工期固体废物、施工期废水和施工期生态环境影响分析；营运期环境空气、地下水、声环境、土壤、生态环境影响评价，固体废物环境影响分析，环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对本工程拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	环境影响经济损益分析	从工程实施后的环境影响的正负两方面，以定性与定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
8	环境管理、HSE管理体系与监测计划	按工程建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
9	结论与建议	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

结合工程的排污特征及周围环境现状，确定本工程评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水影响评价和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

2.6.1 环境质量标准

环境空气：TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)二级标准;非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3的标准；NH_3执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 0.2mg/m^3的标准；H_2S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m^3的标准。

地下水：本工程所在区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准。

声环境：开发调整方案建设内容中和田末站改建工程所在区域执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准；其他建设内容所在区域执行《声环境

质量标准》(GB3096-2008)3 类区标准。

土壤：井场及场站占地范围内土壤执行《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；井场及场站占地范围外土壤参照执行《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(基本项目)，石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值 4500mg/kg。

2.6.2 污染物排放标准

废气：燃气热水锅炉和重沸器烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值；食堂油烟满足《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)中表 2 中型要求；本工程井场、气举站、和田末站无组织废气中非甲烷总烃执行《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；集气站和 500 万方油气处理厂无组织废气中非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；场站无组织废气中 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)表 1 新改扩建项目二级标准；固废填埋场和生活污水处理设施无组织废气中 H_2S、NH_3、臭气浓度执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)表 1 新改扩建项目二级标准；固废填埋场无组织排放颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表 2 无组织排放监控浓度限值。

废水：各生产井采出液混输至集气站，气液分离后液相经管线输至 500 万方油气处理厂，与废脱硫剂和脱水装置废水一并经 500 万方油气处理厂采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）回注于地层；生活污水、软水制备废水、锅炉排污水收集后经综合公寓生活污水处理装置采用“化粪池+格栅+膜生物反应器+消毒”工艺进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)中

C级标准；本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺满足《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)表2标准限值后全部回喷填埋区，不外排。

噪声：施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中相应限值；运营期和田末站边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准，其他各场站边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的3类标准。

上述各标准的标准值见表2.6-1至表2.6-3。

2.6.3 控制标准

废气：废气排放控制要求执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中5.7节要求；

固体废物：含油废物参照执行《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T 3998-2017)，钻井固体废物参照执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；生活垃圾贮存执行《生活垃圾填埋场污染物控制标准》(GB16889-2008)；危险废物贮存执行《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)。

表2.6-1 **环境质量标准一览表**

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
空气	TSP	年平均	200	μg/m³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及其修改单
		24小时平均	300		
	PM_{10}	年平均	70		
		24小时平均	150		
	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24小时平均	75		

续表 2.6-1　　**环境质量标准一览表**

环境要素	项目	取值时间	标　准	单位	标准来源
空气	SO_2	年平均	60	μg/m³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及其修改单
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO_2	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m³	
		1 小时平均	10		
	O_3	日最大 8 小时平均	160	μg/m³	
		1 小时平均	200		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³的标准
	NH_3	1 小时平均	0.2	mg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值
	H_2S	一次	0.01	mg/m³	
环境要素	项目	标准		单位	标准来源
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表 1 感官性状及一般化学指标中III类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5～8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.0			
	锌	≤1.0			

续表 2.6-1　　**环境质量标准一览表**

环境要素	项目	标准		单位	标准来源
地下水	铝	≤0.20		mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表 1 感官性状及一般化学指标中III类
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤0.3		CFU/100mL	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)微生物指标中III类
	菌落总数	≤100		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表 1 毒理学指标中III类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	三氯甲烷	≤0.06			
	四氯化碳	≤0.002			
	石油类	≤0.05		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类
声环境	L_{eq}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准
		夜间	50		
	L_{eq}	昼间	65	dB(A)	《声环境质量标准》(GB3096-2008)3 类标准
		夜间	55		

表 2.6-2　　建设用地土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值(mg/kg)	序号	检测项目	第二类用地风险筛选值(mg/kg)
1	砷	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	六价铬	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间/对二甲苯	570
11	1,1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺 1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反 1,2-二氯乙烯	54	38	苯并[a]蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并[a]芘	1.5
17	1,2-二氯丙烷	5	40	苯并[b]荧蒽	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	41	苯并[k]荧蒽	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	42	䓛	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a,h]蒽	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	840	44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃	4500

表 2.6-3　　农用地土壤污染风险筛选值

项目 \ 级别		土壤污染风险筛选值(mg/kg)
		pH＞7.5
镉≤	其他	0.6
汞≤	其他	3.4
砷≤	其他	25

续表 2.6-3　　**农用地土壤污染风险筛选值**

项目 \ 级别		土壤污染风险筛选值(mg/kg)
		pH＞7.5
铜≤	其他	100
铅≤	其他	170
铬≤	其他	250
锌≤	其他	300
镍≤	其他	190

表 2.6-4　　**污染物排放标准一览表**

类别	污染源	项　　目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	燃气热水锅炉烟气和重沸器烟气	颗粒物	20	mg/m³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	200		
	井场、气举站、和田末站	非甲烷总烃	4.0		《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
		H_2S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新改扩建项目二级标准
	集气站和500万方油气处理厂	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)中边界污染物控制要求
		H_2S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新改扩建项目二级标准
	固废填埋场和生活污水处理设施无组织废气	NH_3	1.5	mg/m³	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1厂界浓度限值要求
		H_2S	0.06		
		臭气浓度	20	无量纲	
	固废填埋场无组织废气	颗粒物	1.0	mg/m³	《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
	食堂油烟	油烟	2.0	mg/m³	食堂油烟满足《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)中表2中型要求
		去除效率	75	%	
废水	生活污水、软水制备废水、锅炉排污水	pH	6～9	--	《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2中C级排放标准
		COD	200	mg/L	
		SS	100		

续表 2.6-4　　**污染物排放标准一览表**

类别	污染源	项　　目	排放限值	单位	标 准 来 源
废水	生活污水、软水制备废水、锅炉排污水	粪大肠菌群数	40000	MPN/L	《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 中 C 级排放标准
		蛔虫卵个数	2	个/L	
	气田采出水、脱水装置废水、废脱硫剂	悬浮固体含量	≤30	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
		含油量	≤50		
		硫化氢含量	≤2		
	渗滤液	色度	40(度)	mg/L	《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)表 2 标准限值
		COD	100		
		BOD_5	30		
		SS	30		
		总氮	40		
		氨氮	25		
		总磷	3		
		粪大肠菌群	10000	个/L	
		总汞	0.001	mg/L	
		总镉	0.01		
		总铬	0.1		
		六价铬	0.05		
		总砷	0.1		
		总铅	0.1		
施工噪声	L_{eq}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
厂界噪声	L_{eq}	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准
		夜间	50		
	L_{eq}	昼间	65	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类区标准
		夜间	55		

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 国家产业政策符合性分析

根据国家发展和改革委员会发布的《产业结构调整指导目录(2019 年本)》

(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号)指出:石油和天然气鼓励类项目包括常规石油、天然气勘探及开采，页岩气、油页岩、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发，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，油气伴生资源综合利用，提高油气田采收率、安全生产保障技术和设施、生态环境恢复与污染防治工程技术开发利用，放空天然气回收利用与装置制造，天然气分布式能源技术开发与应用，石油储运设施挥发油气回收技术开发与应用，液化天然气技术开发与应用。

对国家产业政策的分析可见，石油、天然气勘探开发属国家鼓励和重点发展的产业方向，与国家产业结构调整的目标、原则、方向和重点一致。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)》(国家发展和改革委员会令第 29 号)，本工程属于“鼓励类”。项目的建设符合国家产业政策政策。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。

2.7.2 地方和行业相关规划及政策符合性分析

本次开发调整方案建设内容位于新疆维吾尔自治区和田地区和田市和墨玉县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》等。

本工程与上述相关文件的符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《“十三五”环境影响评价改革实施方案》(环环评[2016]95 号)	拟定生态保护红线	本次开发调整方案中和田末站改建工程距离生态保护红线(拟定)最近距离为 0.6km，均不在生态保护红线范围内	符合 (待生态保护红线管控要求正式发布后，本工程若涉及新疆生态红线等禁止开发区域，届时按照文件相关要求进行处理)

续表 2.7-1　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《“十三五”环境影响评价改革实施方案》(环环评[2016]95 号)	环境质量底线	本工程施工期产生的废气、废水、固体废物、噪声对区域环境影响较小，且随施工结束而消失；营运期废气贡献浓度较低，不会对大气环境产生明显影响，废水及固废均得到妥善处理。环境质量可以保持现有水平	符合
	资源利用上线	本工程主要利用资源为配置泥浆用水、生活用水、锅炉和重沸器用气，本工程用水量及用气量较小，区域资源可保障工程实施	符合
	环境准入负面清单《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）》、《新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）》	墨玉县产业准入负面清单限制类及禁止类均无石油和天然气开采业。	符合
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目。	本工程属于塔里木油田油气勘探开发项目	符合
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》	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；	本工程属于油气开发项目，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。	符合

表 2.7-2 石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	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%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	本工程采用清洁生产工艺和技术，工业废水经采出水处理设施处理后回注，工业固体废物无害化处理处置率达到 100%，本工程采取严格的环境风险防控措施，可将环境风险概率降到最低。	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本工程建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用现有道路，油气均集输至 500 万方油气处理厂(降级为集气总站)收集后输至拟建天然气深冷工厂(不在本次评价范围内)	符合
	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本工程钻井期不涉及有毒有害化学剂	符合
	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	本工程井下作业配备相关设备，落地原油回收率可达 100%	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本工程钻井过程中使用的钻井液体系循环率可达 95%以上，钻井废水回用于泥浆配置	符合
	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本工程酸化压裂废液收集在回收罐后使用撬装无害化处理装置就地无害化处理；酸化、压裂作业和试油（气）过程已采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000㎥及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本工程各生产井至 500 万方油气处理厂(降级为集气总站)均为密闭流程，可将油气集输损耗降至 0.5%以下。	符合
	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本工程新钻井采用水平井	符合

续表 2.7-2 **石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本工程仅在事故状态下对天然气进行放空，放空时充分燃烧，本工程所在区域不涉及鸟类迁徙通道。	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本评价提出生态环境影响减缓措施及地下水污染防治措施，本工程设置 6 口地下水水质监测井。	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	本工程不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，集输管线采用地埋式铺设。	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	本工程钻井和井下作业过程中，污水进入生产流程循环利用	符合
	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	本工程固废填埋场按照相关要求进行防渗，危险废物暂存场已按标准要求采取防渗措施。	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年 第 18 号)	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本工程产生的含油废物收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	符合

表 2.7-3 **《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》符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《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)	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本工程施工期及营运期废水均不排放至地表水体	符合

续表 2.7-3 《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》符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《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)	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本工程回注水主要为采出水、脱水装置废水、废脱硫剂，均为油气开采过程产生的废水。本工程营运期回注废水经采出水处理装置处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）后回注于地层。本工程设置 1 座和田 2 井回注站，和田 2 井于 2018 年 12 月完钻，目前为关井状态。本评价第 2.3.1.4 章节以对施工期及营运期主要原辅材料进行了相关介绍。	符合
	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	本工程钻井工程采用水基泥浆，不涉及油基泥浆使用，钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，其中膨润土泥浆排放至井场的膨润土泥浆罐循环利用，磺化泥浆进入磺化泥浆罐拉运至下一钻井工程使用，膨润土泥浆岩屑排入岩屑池，干化后直接用于油气田开发过程中修路、填坑、铺垫井场或填埋，聚磺体系泥浆岩屑在井场不落地收集后在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理。本评价按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》中相关要求进行危险废物环境影响分析	符合

续表 2.7-3 《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》符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《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)	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。井场加热炉、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染物排放标准要求。	本工程各生产井至500万方油气处理厂(降级为集气总站)均为密闭流程，本工程采出水可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）中水质标准要求。本工程井场不设加热炉、锅炉，500万方油气处理厂压缩机采用电驱压缩机，综合公寓设置燃气热水锅炉采用处理后的天然气，废气排放可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值	符合
	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。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本工程施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	和田河气田制定有《塔里木油田塔西南勘探开发公司泽普油气开发部和田河采气作业区突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号653200-2019-132-M），后续应根据本工程生产过程存在的风险事故类型，更新或完善现有的突发环境事件应急预案。	符合
	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。	气田开发阶段将进行该项工作，并向社会公布，接受社会监督	符合

表 2.7-4 新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号)	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。	本工程不涉及水源涵养区、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。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	气田开发阶段将进行该项工作，并向社会公布，接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	本工程勘探及开发使用国家先进的技术和工艺设备，清洁生产水平可达到国内先进水平	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	本工程产生的含油废物收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	符合
	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	本工程采用无毒钻井液，钻井产生的废水用于配置泥浆，不外排。钻井作业产生的污油、废油收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本工程产生的危险废物暂存于危废暂存场，定期由有危废处置资质单位接收处置。	符合
	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。	本工程仅在事故状态下对天然气进行放空，放空时充分燃烧。	符合

2.7.3 主体功能区划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆国土空间划分为重点

开发、限制开发和禁止开发区域。重点开发、限制开发和禁止开发三类主体功能区，是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，以是否适宜或如何进行大规模、高强度的工业化城镇化开发为基准划分的。新疆主体功能区划中，重点开发区域和限制开发区域覆盖国土全域，而禁止开发区域镶嵌于重点开发区域或者限制开发区域内。

本次开发调整方案中和田末站改建工程位于和田市境内，和田市属于新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的自治区级重点开发区域；其它建设内容位于墨玉县北部，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，与主体功能区划不冲突。

2.7.4 环境功能区划

工程所在区域为油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区；工程周边无地表水体；本工程所在区域地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类区；和田末站改建工程位于以居住、商业、工业混杂为主要功能，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区，其他建设内容位于以工业生产(油气开采)为主要功能，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)3 类功能区。

2.7.5 生态环境功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月),本工程天然气开采集输建设工程、填埋场建设工程及和田末站改建工程所在区域的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 2.7-5 和图 2.7-1。

表 2.7-5 **工程区生态功能区划**

工程内容	生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护
	生态区	生态亚区	生态功能区				
天然气开采集输建设工程、填埋场建设工程	Ⅳ 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	Ⅳ3 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区	68. 塔克拉玛干沙漠西部流动沙漠景观生态功能区	沙漠景观、风沙源地	极端干旱、风沙肆虐、威胁下风向皮山、墨玉绿洲安全	生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感。	保护麻扎塔格山前稀疏胡杨林、保护沙漠古城遗址

续表 2.7-5　　工程区生态功能区划

工程内容	生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护
	生态区	生态亚区	生态功能区				
和田末站改建工程	Ⅳ 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	Ⅳ2 塔里木盆地南部和东部沙漠、戈壁及绿洲农业生态亚区	62.皮山—和田—民丰绿洲沙漠化敏感生态功能区	农产品生产、沙漠化控制、土壤保持	沙漠化威胁、风沙危害、土壤质量下降和土壤盐渍化、能源短缺、荒漠植被破坏、浮尘和沙尘暴天气多	土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化轻度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护绿洲农田、保护荒漠植被、保护荒漠河岸林、保护饮用水源

由表 2.7-5 可知，本工程天然气开采集输建设工程、填埋场建设工程均位于“塔克拉玛干沙漠西部流动沙漠景观生态功能区”，主要服务功能为“沙漠景观、风沙源地”，主要保护目标为“保护麻扎塔格山前稀疏胡杨林、保护沙漠古城遗址”，主要生态环境问题为“极端干旱、风沙肆虐、威胁下风向皮山、墨玉绿洲安全”。本工程仅在综合公寓和固废填埋场所在区域有少量荒漠植被覆盖，其他地段基本无植物生长，且本工程建设过程进行的地面硬化工程可减少风沙量，减小沙丘移动速度，污染物排放以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，营运期产生的废气、废水、固废等采取有效预防和治理措施，与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响可接受；和田末站改建工程位于“皮山—和田—民丰绿洲沙漠化敏感生态功能区”，主要服务功能为“农产品生产、沙漠化控制、土壤保持”，主要保护目标“保护绿洲农田、保护荒漠植被、保护荒漠河岸林、保护饮用水源”，主要生态环境问题为“沙漠化威胁、风沙危害、土壤质量下降和土壤盐渍化、能源短缺、荒漠植被破坏、浮尘和沙尘暴天气多”。和田末站改建工程不新增占地，营运期无废水产生，与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响可接受。

2.8 环境保护目标

评价区域内无自然保护区、风景名胜区、珍稀动植物资源等敏感目标，根据工程性质及周围环境特征，将评价范围内的居民点作为大气环境保护目标；本工程周边无地表水体，且工程不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；工程各场站周边200m范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将场站占地外50m和管线两侧200m范围内的土壤作为土壤环境保护目标；本工程生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的对象，因此，不再设置生态保护目标；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表2.8-1至2.8-4。

表2.8-1 **环境空气保护目标一览表**

序号	保护目标	坐标(m)		保护对象		保护内容	环境功能区	相对最近站场方位	相对最近站场距离/m
		经度	纬度	户数(户)	人口(人)				
1	阔什库勒村			150	600	人群	二类区	和田末站/N	和田末站/1400
2	拉斯奎镇阔什库勒小学			—	—	人群	二类区	和田末站/NW	和田末站/1850
3	乃扎巴格村			130	520	人群	二类区	和田末站/NW	和田末站/2300
4	尼扎瓦格小学			—	—	人群	二类区	和田末站/NW	和田末站/2010
5	拉斯奎镇乃再巴格中学			—	—	人群	二类区	和田末站/NW	和田末站/2020
6	阿克塔什社区			1000	4000	人群	二类区	和田末站/SW	和田末站/2070
7	阿克塔什村			300	1200	人群	二类区	和田末站/SW	和田末站/2300
8	阿热坎特村			250	1000	人群	二类区	和田末站/SE	和田末站/900
9	伊里其乡阿热坎特村小学			—	—	人群	二类区	和田末站/SE	和田末站/2050
10	肖拉克村			120	480	人群	二类区	和田末站/SE	和田末站/2370

续表 2.8-1　　环境空气保护目标一览表

序号	保护目标	坐标(m)		保护对象		保护内容	环境功能区	相对最近站场方位	相对最近站场距离/m
		经度	纬度	户数(户)	人口(人)				
11	苏开墩村			350	1400	人群	二类区	和田末站/SE	和田末站/2500
12	苏开墩村摇篮幼儿园			—	—	人群	二类区	和田末站/SE	和田末站/3200
13	伊里其乡苏开墩村小学			—	—	人群	二类区	和田末站/SE	和田末站/3230
14	亚甫拉克村			150	600	人群	二类区	和田末站/NE	和田末站/440
15	伊里其乡起航幼儿园			—	—	人群	二类区	和田末站/NE	和田末站/2450
16	伊里其乡亚甫拉克小学			—	—	人群	二类区	和田末站/NE	和田末站/2700
17	依盖尔其村			80	320	人群	二类区	和田末站/SE	和田末站/1800
18	阿克铁热克村			400	1600	人群	二类区	和田末站/NE	和田末站/1660
19	伊里其乡阿克铁热克小学			—	—	人群	二类区	和田末站/SE	和田末站/2100

表 2.8-2　　地下水环境保护目标一览表

编号	名称	与项目位置关系		供水人口(人)	井深(m)	备注	功能要求	备 注
		方位	距离(m)					
G1	区域潜水含水层	—	—	—	—	—	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类	不对地下水产生污染影响

表 2.8-3　　土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距项目厂界(m)
各场站场界外50m范围，管线两侧外延200m范围	—	—

表 2.8-4　　环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	场站周边 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	区域大气环境	--	--	--	--

续表 2.8-4　　**环境风险保护目标一览表**

类别	环境敏感特征					
工程周边 500m 范围内人口数小计						--
工程周边 5km 范围内人口数小计						--
大气环境敏感程度 E 值						E3
类别	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)
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	—	III类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

3 建设项目工程分析

本工程在新疆维吾尔自治区和田地区墨玉县及和田市境内进行“和田河气田开发调整方案地面工程”，方案部署 26 口井（新井 9 口、老井 17 口，其中老井利用 12 口、老井措施 1 口、排水采气井 2 口、排水试验井 1 口、气田水回注井 1 口）、新建采气井场 9 座、新建气举站 3 座、单井井场改造 2 座、集气站改造 3 座、新建配套综合公寓 1 座、新建固废填埋场 1 座、新建回注站 1 座、改建和田末站、改建 500 万方油气处理厂(降级为集气总站)、新建各类管线总长 163.3km、新建井场道路 17.7km，并配套建设自动控制、供配电、通信、消防等公用工程。为此，本次评价对气田开发现状进行回顾性分析；将与本工程相关的MA4-H1 井、MA4-H2 井、MA5-1H井、MA5 井、MA2 井、MA4-H3 井、MA4-H6 井、MA4-10H井、MA4-12H井、MA4-B2H井、MA5-2H井、MA8 井、MA4-8H井、MA5-4H 井、MA4-H4 井、和田 2 井、玛 4 集气站、玛 8 集气站、玛 2 集气站、和田末站和 500 万方油气处理厂作为现有工程对本工程开发调整方案进行详细论述和分析。

3.1 气田开发现状及回顾性分析

和田河气田位于塔里木盆地中部，新疆和田地区墨玉县北部。和田河气田东西长约 110km，南北宽约 5km，西宽东窄，油气储量面积 216km^2，天然气地质储量 616.94×10^8m^3。

和田河气田自 2005 年 12 月 17 日投入试采，截止 2019 年 10 月 30 日，累积产气 31.79×10^8m^3，累积产油 2.65×10^4t，累积产水 8.88×10^4m^3，探明储量采出程度 6.10%。气田开发共经历了试采阶段、产能建设阶段、方案运行阶段及生产调整阶段等四个阶段。

(1)试采阶段（2005～2010 年）

共有试采井 7 口，其中开发评价井 3 口（玛 4-H1、玛 4-H2、玛 5-1），探井 4 口（玛 4、玛 5、玛 401、玛 402），均自喷投产，最高日产气 105.93×10^4m^3/d，日产油 10t/d，阶段累产气 2.77×10^8m^3，阶段累产油 0.17×10^4t。

(2)产能建设阶段（2011 年～2013 年 11 月）

新钻开发井 12 口，均自喷采气，最高日产气 243.07×10^4m^3/d，日产油 20t/d，阶段累产气 7.35×10^8m^3，阶段累产油 0.54×10^4t。

(3)方案运行阶段（2013 年 12 月～2015 年）

2013 年 12 月和田河气田完成建产，气田进入正式开采阶段。期间共有气井 18 口，均自喷采气，最高日产气 284.52×10^4m^3/d，日产油 33t/d，阶段累产气 9.84×10^8m^3，阶段累产油 0.99×10^4t。

(4)生产调整阶段（2016 年～2019 年 10 月）

自 2014 年 10 月开始气田呈现“多点出水”现象，导致产能下降迅速，到 2016 年气田年产能仅有 4.1×10^8m^3/a，气田开始排水采气调整开发。该阶段气井最高日产气 211.98×10^4m^3/d，日产油 18t/d，阶段累产气 11.85×10^8m^3，阶段累产油 0.96×10^4t。期间先后开展了泡沫排水采气、连续油管气举排水采气及地面氮气气举排水采气先导实验。

和田河气田目前采用单井集气、连续计量、气液混输至 500 万方油气处理厂，原料气在 500 万方油气处理厂经脱硫、脱水和脱烃处理后输至南疆管网，分离出的少量凝析油经稳定后汽车拉运至哈 6 联合站。

随着勘探开发的进程，塔里木油田分公司在和田河气田实施了多个气田开发及地面工程建设项目，具体工程内容及环保手续履行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1　　**和田河气田开发现状环评及验收情况一览表**

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	和田电站供气工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监发[2001]71 号	2001 年 3 月 30 日	—	环验[2004]3 号	2004 年 5 月 14 日
2	和田河气田开发产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096 号	2011 年 11 月 18 日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143 号	2017 年 1 月 20 日

续表 3.1-1　　**和田河气田开发现状环评及验收情况一览表**

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
3	和田河气玛2-玛8区块试采方案	原和田地区环境保护局	和地环建函[2017]178号	2017年11月27日	塔西南勘探开发公司	《和田河气田玛2-玛8区块试采方案竣工环境保护验收调查报告》专家组评审意见	2019年9月28日
4	和田河气田地面系统(处理厂)完善配套工程	原和田地区环境保护局	和地环建函[2018]134号	2018年9月15日	工程尚未完工		
5	和田河气田地面系统(站外)完善配套工程	原和田地区环境保护局	和地环建函[2018]135号	2018年9月15日	工程尚未完工		

3.2 现有工程

本工程现有站场环评及验收情况见表 3.2-1。

表 3.2-1　　**现有工程环评及验收情况一览表**

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	MA4-H1井	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监发[2001]71号	2001年3月30日	—	环验[2004]3号	2004年5月14日
2	MA4-H2井						
3	MA5-1H井						
4	MA5井	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096号	2011年11月18日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143号	2017年1月20日
5	MA2井	—	—	—	塔西南勘探开发公司	《和田河气田玛2-玛8区块试采方案竣工环境保护验收调查报告》专家组评审意见	2019年9月28日

续表 3.2-1　　现有工程环评及验收情况一览表

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
6	MA4-H3 井	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096号	2011 年 11 月 18 日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143 号	2017 年 1 月 20 日
7	MA4-H6 井	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096号	2011 年 11 月 18 日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143 号	2017 年 1 月 20 日
8	MA4-10H 井	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096号	2011 年 11 月 18 日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143 号	2017 年 1 月 20 日
9	MA4-12H 井	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096号	2011 年 11 月 18 日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143 号	2017 年 1 月 20 日
10	MA4-B2H 井	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096号	2011 年 11 月 18 日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143 号	2017 年 1 月 20 日
11	MA5-2H 井	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096号	2011 年 11 月 18 日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143 号	2017 年 1 月 20 日
12	MA8 井	—	—	—	塔西南勘探开发公司	《和田河气田玛2-玛8区块试采方案竣工环境保护验收调查报告》专家组评审意见	2019 年 9 月 28 日
14	MA4-8H 井	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096号	2011 年 11 月 18 日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143 号	2017 年 1 月 20 日
15	MA5-4H 井	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096号	2011 年 11 月 18 日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143 号	2017 年 1 月 20 日
16	MA4-H4 井	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096号	2011 年 11 月 18 日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143 号	2017 年 1 月 20 日
17	和田 2 井	原和田地区环境保护局	和地环建函[2016]150号	2016 年 12 月 28 日	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司	罗斯2井等10口单井钻井工程竣工环境保护验收意见	2019 年 7 月 20 日

续表 3.2-1　　现有工程环评及验收情况一览表

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
20	玛4集气站	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096号	2011年11月18日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143号	2017年1月20日
21	玛8集气站	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096号	2011年11月18日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143号	2017年1月20日
22	玛2集气站	原和田地区环境保护局	和地环建函[2017]178号	2017年11月27日	塔西南勘探开发公司	《和田河气田玛2-玛8区块试采方案竣工环境保护验收调查报告》专家组评审意见	2019年9月28日
23	和田末站	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监发[2001]71号	2001年3月30日	—	环验[2004]3号	2004年5月14日
24	500万方油气处理厂	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1096号	2011年11月18日	新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函[2017]143号	2017年1月20日

3.2.1 现有井场

现有各单井井口天然气经节流、计量后进入干线。除MA4-H3井外，其余井在井口天然气节流前注入甲醇以防止节流过程中形成水合物。玛2、玛8区块单井采气管线接入MA8集气站至500万方油气处理厂的集气干线；玛4区块单井采气管线接入玛4集气站至500万方油气处理厂的集气干线。

表 3.2-2　　已建勘探井现状及集输管线建设现状表

序号	井号	状态/完井时间	集输去向	集输管线长度
1	MA4-H1井	生产/2003.12	100万方处理站	1.7
2	MA4-H2井	生产/2009.10	100万方处理站	7.4
3	MA5-1H井	关井/2012.11	玛4集气站	1.3
4	MA5井	生产/2013.12	MA5－1H采气支线	0.1
5	MA2井	关井/1998.3	玛2集气干线	2.1
6	MA4-H3井	生产/2013.11	100万方处理站	9.6

续表 3.2-2　　已建勘探井现状及集输管线建设现状表

序号	井号	状态/完井时间	集输去向	集输管线长度
7	MA4-H6 井	生产/2012.12	100 万方处理站	1.95
8	MA4-10H 井	生产/2013.11	玛 4 集气干线	1.6
9	MA4-12H 井	生产/2013.11	500 万方油气处理厂	1.1
10	MA4-B2H 井	生产/2013.11	500 万方油气处理厂	7.7
11	MA5-2H 井	生产/2012.12	玛 4 集气干线	1.9
12	MA8 井	生产/1998.11	玛 8 集气站	0.1
13	MA4-8H 井	生产/2013.11	集气干线	1.9
14	MA5-4H 井	生产/2013.12	MA5－1H 采气支线	1.0
15	MA4-H4 井	关井/2011.12	100 万方处理站	1.2
16	和田 2 井	关井/2018.12	—	—

3.2.2 现有集气站

(1)玛 4 集气站

和田河气田玛 4 集气站于 2013 年月建成投产,目前 6 口井进该集气站生产,站内主要设备为甲醇加注撬、缓蚀剂加注撬、甲醇储罐、抗硫计量撬等。设计最大输气能力 190×10^4m^3/d，目前输送量为天然气 22×10^4m^3/d、液 26.36t/d。

(2)玛 8 集气站

和田河气田玛 8 集气站于 2013 年建成投产，目前 3 口井进该集气站生产，站内主要设备为清管器发送装置橇、缓蚀剂加注橇、甲醇加注撬、计量橇、放空系统焚烧池、甲醇储罐等。设计最大输气能力为 140×10^4m^3/d，目前输送量为天然气 18×10^4m^3/d、液 1.8t/d。

(3)玛 2 集气站

和田河气田玛 2 集气站目前仅接入 MA2 井，该井目前为关井状态。

3.2.3 500 万方油气处理厂

500 万方油气处理厂基本情况见表 3.2-3。

表 3.2-3　　500 万方油气处理厂基本情况一览表

项目	内容
地点	新疆和田地区墨玉县，和田河气田作业区

续表 3.2-3　　500 万方油气处理厂基本情况一览表

项目		内容
处理规模		天然气处理规模 500×10⁴m³/d、凝析油处理规模 63t/d、气田水处理规模为 360t/d
建设时间		2012 年开工建设，2013 年投入试生产，2017 年通过竣工环保验收
工程内容	主体工程	包括集气装置、脱硫装置、脱水脱烃装置、硫磺回收装置、产品气外输装置等装置
	公辅工程	配套建有加油站、油罐区、空氮站、废气灼烧系统、火炬放空系统、燃料气系统、工艺及热力系统管道、分析化验室、作业区公寓等公辅设施
	给排水	水源井、给水处理站、输水管线等给排水设施
	供热	包括 1 座导热油炉供热站、1 套发电余热锅炉以及水处理及换热站
	供配电	包括 4 台 2000kW 燃气内燃式发电机组，1 座 35kV 变电所及输电线路
	环保工程	废水处理：包括生产污水处理装置 1 套、生活污水处理装置 1 套、生产污水蒸发池 1 座、生活污水蒸发池 1 座、浓盐水蒸发池 1 座、钻井污水蒸发池 1 座； 噪声治理：采取基础减振的降噪措施； 固废设施：固体废物填埋场 1 座

3.2.3.1 天然气处理系统

(1)500 万方油气处理厂总体工艺流程

集气干线天然气气液混输至集气装置，经气液分离器分离后，分离天然气经孔板流量计计量后进入脱硫装置、脱水脱烃装置进行处理，净化气经计量后作为产品气外输。从集气装置分离出来的凝析油与气田水经流量计计量后进入凝析油处理装置，凝析油处理装置分离出的游离水进入气田水处理塔，脱除硫化氢，产生的含硫化氢闪蒸气体返回至脱硫装置进行脱硫处理。500 万方油气处理厂总体工艺流程示意图见图 3.2-1。

(2)集气装置

集气干线天然气气液混输至集气装置，汇总后进入气液分离器利用气液的密度差进行气液分离，分离后天然气经孔板流量计计量后进入脱硫装置；分离出的液相经管线输送至凝析油稳定装置。

(3)脱硫装置

主要由原料气脱硫吸收、MDEA 富液闪蒸、MDEA 溶液再生和酸性气体冷却四部分组成。

①原料气脱硫吸收

从集气装置来的原料气经过原料气旋流分离器及原料气过滤分离器脱除气体中可能夹带的小固体颗粒和液滴，分离出的液体(主要为凝析油和气田水)去凝析油稳定装置。

经过滤分离后的气体进入脱硫吸收塔下部自下而上流动，与 40%浓度 MDEA(甲基二乙醇胺)贫液逆流接触，气体中的 H_2S 和部分 CO_2 被 MDEA 贫液吸收脱除。脱硫吸收塔顶出塔湿气(天然气)经湿净化气分离器分液后，在约 30.6℃、8.45MPa.g 条件下送往脱水脱烃装置。

②富液闪蒸

吸收酸气的 MDEA 富液(8.5MPa.g、20.9℃)从脱硫吸收塔底部抽出，经脱硫吸收塔底液位调节阀，压力降至 0.5MPa.g 后进入脱硫闪蒸塔下部罐内，闪蒸出部分溶解的烃类气体，闪蒸气在脱硫闪蒸塔内自下而上流动与自上而下流动的 MDEA 贫液逆流接触，脱除闪蒸气中的 H_2S 气体，塔顶出来的闪蒸气至燃料气系统。溶液中溶解的凝析油在闪蒸罐内分离，撇出的油进入污油闪蒸罐(与低压放空系统联通)，将含硫含油污水中的一部分 H_2S 闪蒸出来，分离后的污油用氮气压至凝析油稳定装置处理。原料气旋流分离器、原料气过滤分离器分离出的含油污水送往凝析油稳定装置。

③溶液再生

从闪蒸罐底部抽出的 MDEA 富液经换热器与从脱硫再生塔底来的 MDEA 贫液换热，汽提出富液中的 H_2S、CO_2 气体。

MDEA 热贫液自再生塔底部引出，先经换热器与 MDEA 富液换热至 53.2℃左右，然后送至热贫液泵升压后，再经贫液空冷器冷却至 45℃后进入过滤器，除去溶液中的机械杂质、变质、降解产物以及可能夹带的细小活性炭颗粒。

过滤后的小部分 MDEA 贫液(约 1.3m^3/h)去脱硫闪蒸塔，大部分(约 15.5m^3/h)

经 MDEA 贫液循环泵升压后，送至脱硫吸收塔，完成整个溶液系统的循环。

④酸性气体冷却

由脱硫再生塔顶部出来的 102.6℃的酸性气体经空冷器冷却至 45℃后进入分离器，分离出酸性冷凝水后的酸气(H_2S 约 28%)在 0.8MPa.g 送至硫磺回收装置进行处理。分离出的酸性冷却水由酸水回流泵送至脱硫再生塔顶部回流。

(4)脱水脱烃装置

该装置采用 J-T 阀节流膨胀制冷工艺来脱除天然气中的水分和重烃组分，装置主要由 J-T 阀制冷、醇烃液分离、乙二醇再生及注醇三部分组成。

①J-T 阀制冷与低温分离

从脱硫装置来的湿净化天然气(8.45MPa.g,31℃)与来自注醇泵的乙二醇贫液(80%wt)通过乙二醇雾化器充分混合接触后,与冷干气在湿净化气预冷器中进行逆流换热,湿净化天然气被冷却至约-10℃,再经 J-T 阀节流膨胀至 5.9MPa.g,约-22℃后进入低温分离器分离,分离出的冷产品气进入湿净化气预冷器与湿净化天然气逆流换热，换热后的产品气(约 23℃，5.85MPa.g)至净化气外输装置。

②醇烃液分离

从低温分离器底部分离出来的醇烃混合液,节流降压至约 1.0MPa.g 后与从 MEG 重沸器底部来的 MEG 贫液经 MEG 贫液-醇烃液换热器换热至约 23℃,进入三相分离器进行分离。三相分离器顶部出来的闪蒸气经过调压至 0.4MPa.g 后进入燃料气系统；底部分离出的重液相(乙二醇富液)去乙二醇再生部分进行再生；底部分离出的轻液相(凝析油)经系统输送至凝析油稳定装置。

③乙二醇再生及注醇

从三相分离器分离出来的 MEG 富液降压至 0.4MPa.g 依次进入 MEG 富液机械预过滤器、MEG 活性炭过滤器和 MEG 富液机械后过滤器以除去富液中夹带的杂质。过滤后的 MEG 富液(0.15MPa.g)进入 MEG 再生塔顶部冷却管束，加热至约 54℃进入再生塔进行再生。从填料段顶部出来的蒸汽(100℃，0.1MPa)经过塔顶冷却盘管冷凝下来的水作为回流液，不凝气经管道排入大气中。塔底 MEG 富液(约 118℃)进入再生塔底重沸器,加热产生的蒸汽(约 129℃)从下部回到再生塔

与入塔的 MEG 富液逆流接触进行传热、传质。重沸器的加热介质采用导热油。从重沸器出来的 MEG 贫液-醇烃液换热器，冷却至 31℃后进入 MEG 贫液缓冲罐。缓冲罐内的贫液再经 MEG 贫液注入泵注入湿净化天然气管道中。

(5)硫磺回收装置

①从脱硫塔再生塔顶部出来的酸性气体经计量后被喷淋到吸收氧化塔(外筒吸收、内筒氧化)外筒，与向上流动的 OR-GREEN(络合铁)溶液反应，产生单质硫，同时铁离子从 Fe^{3+}变成 Fe^{2+}。其中 H_2S 的吸收反应式为：

$$H_2S(g)+2Fe^{3+}\rightarrow 2Fe^{2+}+2H^{+}+S$$

亚铁离子再生反应式为：

$$O_2(g)+2H_2O+4Fe^{2+}\rightarrow 4OH^{-}+4Fe^{3+}$$

干气从外筒顶部的出口排出，上升到吸收氧化塔上部的蒸汽空间，经消耗的催化剂溶液和硫磺由内筒底部分出，硫磺沉淀到容器的锥形低部位，浓缩至质量百分比为 5%～15t%的浆状固体。

②用泵把硫磺浆从吸收氧化塔锥形底部抽出，输送至真空带式过滤机吹干并压缩成饼状。

③经消耗的 OR-GREEN 溶液，由吸收塔外筒排出后，立即进入氧化塔完成催化剂再生。由氧化塔排出的再生催化剂，立即进入吸收塔外筒参加反应。

(6)凝析油处理装置

该装置采用凝析油闪蒸罐对集气装置原料气气—液分离后的含硫凝析油和含甲醇气田水及脱水脱烃三相分离器分出的液烃进行初步分离，降压后再利用凝析油三相分离器对油、气、水进行分离，得到的凝析油采用凝析油稳定塔分馏工艺脱除其所含有的绝大部分 H_2S，并分离出轻组分烃类，得到稳定凝析油产品。三相分离器出来的气田水采用重沸器加热工艺脱除其所含的绝大部分 H_2S 及甲醇。闪蒸罐、三相分离器、凝析油稳定塔中分离出的含 H_2S 闪蒸气进入酸气火炬灼烧。气田水处理塔塔顶气富含甲醇及水蒸气，进灼烧炉灼烧。脱除 H_2S 的凝析油送至罐区，气田水送至气田水处理装置。

①自集气装置来的含水凝析油(5℃，2.0MPa.g)进入闪蒸罐，在 2.0MPa.g

进行分离，分离出的闪蒸气(含 H_2S 0.05%)进酸气火炬。分离出的含水凝析油(含 H_2S 0.0038%)调压至 1.0MPa.g 进入三相分离器。

②凝析油三相分离器分离出的凝析油(含 H_2S 0.078%)与脱水脱烃装置来的凝析油(22℃，0.95MPa.g)混合后经凝析油换热器与凝析油稳定塔塔底稳定凝析油(98℃)换热至 50℃进入凝析油稳定塔。采用重沸器加热，汽提出凝析油中的闪蒸气，带出凝析油所含的大部分 H_2S，使稳定凝析油中的 H_2S 含量≤20mg/L。

③从塔顶出来的闪蒸气(含 H_2S 0.198%)去脱硫装置，塔底稳定凝析油(98℃)与三相分离器分出的凝析油换热至 65℃后经凝析油空冷器冷却至 45℃后去罐区储存。

④分离出的气田水(含 H_2S 0.0011%，甲醇 33%)调压至 0.5MPa.g 与气田水处理塔底出来的 127℃气田水混合换热至 32℃后从塔顶进入气田水处理塔。塔底采用重沸器加热，汽提出气田水中所含有的绝大部分 H_2S 及甲醇，同时大部分水也被带出。塔顶出来的含硫水蒸气及甲醇气去灼烧炉灼烧；塔底气田水经泵加压到 0.9MPa(含 H_2S≤20mg/L)后进入污水处理装置。

⑤各装置排放点来的凝析油储存再凝析油回收罐，经凝析油液下泵加压后注入凝析油三相分离器。

(7)产品气外输装置

从脱水脱烃装置来的净化气进入该装置，分四路向外输送：一路(100×10^4m^3/d)输往外输管道；一路(302×10^4m^3/d(正常生产)/477×10^4m^3/d(调峰))经孔流量计计量后输往外输管道；一路(5.2×10^4m^3/d)输往气田自备电站；一路(2.8×10^4m^3/d)输往处理厂内部调压橇。

(8)油罐区

①稳定凝析油

自凝析油处理装置来的稳定凝析油经管道送至凝析油内浮顶罐储存。罐内储存的稳定凝析油经管道进入凝析油装车泵，经管道输送至定量装车系统后，在经鹤管装车外运。

②未稳定凝析油

自凝析油处理装置来的未稳定凝析油经管道输送至中间储罐储存。中间储

罐储存的未稳定凝析油通过管道返回凝析油处理装置处理。

③气田水

自凝析油处理装置分离器收集来的气田水经管道输送至中间储罐储存。当中间储罐装满后通过管道输送至气田水处理装置处理。

3.2.3.2 主要生产设备

由于和田河气田需建设天然气深冷工厂，该工程建成后500万方油气处理厂现有装置中集气装置、给水处理站、35kV变电所、10/0.4变电所、作业区公寓、生产污水处理装置、生活污水处理装置、生产污水蒸发池保留，其余装置设备均停运。500万方油气处理厂主要生产设备情况见表3.2-4。

表3.2-4 **500万方油气处理厂主要生产设备情况一览表**

序号	建设内容	数量或规模	设备或技术经济指标	备注(拟建天然气深冷工厂实施后运行状态)
1	集气装置	312×$10^4m^3/d$	正常生产312×$10^4m^3/d$ 短期调峰504×$10^4m^3/d$	运行，收集和田河气田采出气
2	脱硫装置	312×$10^4m^3/d$	MDEA脱硫工艺 正常生产312×$10^4m^3/d$ 短期调峰504×$10^4m^3/d$	停运

续表 3.2-4　500 万方油气处理厂主要生产设备情况一览表

序号	建设内容		数量或规模	设备或技术经济指标	备注(拟建天然气深冷工厂实施后运行状态)
3	脱水脱烃装置		310×$10^4m^3/d$	J-T 阀节流膨胀制冷 正常生产 312×$10^4m^3/d$ 短期调峰 504×$10^4m^3/d$	停运
4	硫磺回收装置		1.03t/d	OR-GREEN 氧化-还原法 正常生产 1.03t/d 短期调峰 3.32t/d	停运
5	凝析油处理装置		2.1×$10^4t/a$	提馏工艺	停运
6	产品气外输装置		302×$10^4m^3/d$	正常生产 302×$10^4m^3/d$ 短期调峰 477×$10^4m^3/d$	停运
7	加油站		1 座	—	—
8	油罐区		1 个	2 个 200m^3 内浮顶罐，2 个 120m^3 卧罐	停运
9	空氮站		1 座	3 台螺杆式压缩机及吸附式干燥系统；变压吸附式制氮系统 1 套	停运
10	废气灼烧系统		1 套	DN1200×800×15000	停运
11	火炬放空系统		1 套	DN600×70000 天然气放空系统 1 座；DN200×70000 酸气放空火炬 1 座	保留
12	燃料气系统		1 套	—	停运
13	工艺及热力系统管道		1 套	—	停运
14	分析化验室		1 座	—	停运
15	给水处理站		1 座	2 套苦咸水淡化处理装置(1 用 1 备)；2 具 100m^3 淡化水罐	运行，为现有和田河公寓供水
16	供热	导热油炉供热站	1 座	3 台 2400kW 导热油炉	停运
17		余热利用系统	1 套	4 台 600kW 发电余热锅炉	停运
18		水处理及换热站	1 座	—	停运
19	供配电	燃气内燃式发电机组	4 台	2000kW/台	停运
20		柴油内燃式发电机组	1 台	200kW/台，启动时用	停运
21		35kV 变电所	1 座	—	运行，为集气装置供电
22		10/0.4 变电所	3 座	—	运行，为电子监控及公寓供电
23	作业区公寓		1 套	建筑面积 7428m^2	和田河气田工作人员办公住宿使用

续表 3.2-4　500 万方油气处理厂主要生产设备情况一览表

序号	建设内容		数量或规模	设备或技术经济指标	备注(拟建天然气深冷工厂实施后运行状态)
24	环保设施	生产污水处理装置	1 套	处理规模 360m³/d	运行，作为本工程生产废水处理装置依托工程
25		生活污水处理装置	1 套	处理规模 72m³/d	运行，处理和田河气田工作人员生活污水
26		生产污水蒸发池	1 座	有效容积 105800m³	运行，作为生产应急池
27		生活污水蒸发池	1 座	有效容积 24200m³	停运
28		浓盐水蒸发池	1 座	有效容积 18150m³	停运
29		钻井污水蒸发池	1 座	有效容积 14450m³	停运
30		固体废物填埋场	1 座	包含 10 座填埋池，其中 7 座为生活垃圾填埋池，3 座为工业固废填埋池，10 座填埋池有效容积均为 8000m³	运行，填满封场后启用本工程新建固废填埋场

3.2.4 污染源调查与评价

(1)井场、集气站及和田末站

类比同类型井场及集气站内，现有工程 12 口生产井井场、3 座集气站及和田末站污染源及治理措施情况见表 3.2-5。

表 3.2-5　现有工程单井井场及集气站主要污染物排放情况汇总一览表

项目	污染源名称	排放量(Nm³/h)	污染物	源强浓度/速率	治理措施	外排污染物		排气筒高度(m)	年排放时间(h/a)	排放量(t/a)
						外排浓度(mg/Nm³)	排放速率(kg/h)			
废气	井场无组织废气	--	非甲烷总烃 H_2S	0.008kg/h×12 0.0001kg/h×12	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气	—	0.008kg/h×12 0.0001kg/h×12	—	8760	0.07×12 0.0009×12
	集气站无组织废气	--	非甲烷总烃 H_2S	0.024kg/h×3 0.0003kg/h×3		--	0.024kg/h×3 0.0003kg/h×3	—	8760	0.21×3 0.0026×3
	和田末站	—	非甲烷总烃 H_2S	0.178kg/h 0.0001kg/h		—	0.178kg/h 0.0001kg/h	—	8760	1.559 0.0009

续表 3.2-5　**现有工程单井井场及集气站主要污染物排放情况汇总一览表**

项目	工程	污染源	污染物	排放量	主要处理措施	排放量	排放去向
废水	井场	井下作业废水(12 座井)	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	135m³/a (11.25m³/a/口井)	井下作业废水采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	0	不外排
	井场	气田采出水(12 座井)	石油类 SS	100m³/d (最大)	气田各生产井采出液输至 500 万方油气处理厂，分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后排入蒸发池	0	不外排
固体废物	井口及井下作业	含油污泥	含油污泥	2t/a	收集后送有资质单位处置	0	不外排
	输气干线	清管废渣	清管废渣	0.168/a		0	不外排
噪声	井场及集气站	采气树	L_{eq}	80dB(A)	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	65dB(A)	声环境
		计量撬	L_{eq}	80dB(A)		65dB(A)	声环境
		甲醇加注撬	L_{eq}	80dB(A)		65dB(A)	声环境
		缓蚀剂加注撬	L_{eq}	80dB(A)		65dB(A)	声环境

根据上表可知，现有工程 12 口生产井、3 座集气站及和田末站污染物均可达标排放。

(2)500 万方油气处理厂

根据《和田河气田产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》(验收时 500 万方油气处理厂生产成品气量仅占设计规模的 47.69%)和《塔里木油田和田河作业区 2016 年污染源调查报告》。500 万方油气处理厂污染源及治理措施情况见表 3.2-6。

表 3.2-6　**500 万方油气处理厂主要污染物排放情况汇总一览表**

类别	编号	污染源	排放量(m³/h)	污染物名称	处理措施	排气筒高度(m)	排放浓度(mg/m³)	排放速率(kg/h)	排放量(t/a)	达标情况
废气	1	燃气发电机烟气	6688×4	颗粒物 SO_2 NO_X	以处理后天然气为燃料	16×4	5.44 6.31 92.71	0.03 0.006 0.62	0.47 0.72 9.58	达标

续表 3.2-6　500 万方油气处理厂主要污染物排放情况汇总一览表

类别	编号	污染源	排放量(m^3/h)	污染物名称	处理措施	排气筒高度(m)	排放浓度(mg/m^3)	排放速率(kg/h)	排放量(t/a)	达标情况
废气	2	导热油炉烟气	4402×3	颗粒物 SO_2 NO_X	以处理后天然气为燃料	16×3	14.06 <2.86 99.95	0.06 0.0048 0.44	1.02 0.08 7.45	达标
	3	硫磺回收装置废气	2477	颗粒物 SO_2 NO_X H_2S	—	1	21.57 169.5 <2.05 0.003	0.05 0.42 0.0017 7.43×10^{-6}	0.33 3.53 0.01 —	达标
	4	废气灼烧炉废气	—	颗粒物 SO_2 NO_X	—	5	—	—	—	—
	5	火炬废气	—	颗粒物 SO_2 NO_X	—	50	—	—	—	—
	6	MEG 尾气	—	MEG 非甲烷总烃	—	—	—	—	—	—
	7	装置区无组织废气	—	硫化氢 非甲烷总烃	—	—	—	— 0.362	— 3.172	达标

类别	编号	污染源	排放量	污染物名称	处理措施	最终去向	治理措施	达标情况
废水	1	脱硫装置污水	$80m^3/a$(一次)	COD SS 石油类	生产废水“除油+过滤”处理装置	蒸发池	不外排	达标
	2	脱水脱烃装置检修污水	$140m^3/a$	COD SS 石油类				达标
	3	硫磺回收装置污水	少量	pH COD SS 石油类	生产废水“除油+过滤”处理装置	蒸发池	不外排	达标
	4	气田水	$12775m^3/a$	pH COD SS 石油类				达标
	5	检修污水	$660m^3/a$					达标
	6	给水净化装置排水	$216m^3/d$	pH COD SS	—	蒸发池	不外排	—
	7	生活污水	$8.9m^3/d$	COD SS NH_3-N	化粪池+地埋式处理装置	冬储夏灌，用于绿化	不外排	达标

续表 3.2-6　500 万方油气处理厂主要污染物排放情况汇总一览表

类别	编号	污染源	污染物	产生量(t/a)	固废种类	治理措施	治理效果	达标情况
固废	1	处理装置及罐区	油泥	0.8	危险废物	由塔里木油田绿色环保站妥善处置	全部妥善处置，不外排	—
	2	职工生活	生活垃圾	13.5	—	清运至和田河气田固废填埋场		—

根据《和田河气田产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》(新疆维吾尔自治区环境监测总站)，表中 MEG 尾气、装置区无组织废气的监测在厂界处统一监测，因此，具体源强未能确定；仅在厂界处监测达标情况。同时根据调查报告中“500 万方油气处理厂废气焚烧炉炉温高达 1100℃，超出本站废气源监测设备的适用条件，未对其实施监测，焚烧炉尾气中剩余甲醇对大气环境的影响通过监测厂界空气中的甲醇浓度进行评价。”验收期间 500 万方油气处理厂厂界的非甲烷总烃浓度 0.13～0.56mg/m^3，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中周界外浓度最高点浓度限值；硫化氢浓度 0.002～0.004mg/m^3，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 中新建项目二级标准限值；甲醇均为未检出，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中周界外浓度最高点浓度限值。验收监测期间，500 万方油气处理厂四周厂界昼间 48.9～53.4dB(A)，夜间 46.7～49.8dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类区标准限值。

3.2.5 现有工程污染物年排放量

根据《和田河气田产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》和《塔里木油田和田河作业区2016年污染源调查报告》，现有工程污染物年排放情况见表 3.2-7。

表3.2-7　现有工程污染物排放情况一览表　单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	1.82	4.33	17.04	6.201	0.0187	0	0

3.2.6 环境问题及“以新带老”改进意见

(1)工程产生的废油等危险废物贮存、运输、转移、处置等必须严格执行危险废物管理的相关规定。和田河气田目前已设置危废暂存场，未按照相关要求建设危废暂存场。根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB18596-2001)中第6.3.9“危险废物堆要进行防风、防雨、防晒”。气田已建危废暂存场未设置四周围挡进行防风。

整改方案：气田在危废暂存场四周设置围挡，使危废暂存场满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18596-2001)相关要求。

(2)经现场调查,现有500万方油气处理厂采出水处理设施处理后的采出水全部排入生产废水池蒸发处理。

整改方案：本工程实施后采出水经现有500万方油气处理厂采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后经本工程新建转水管线输至和田2井回注站，在站内经本工程新建高压回注泵加压后回注于地层。

3.3 拟建工程

3.3.1 拟建工程概况

3.3.1.1 基本概况

根据《和田河气田开发调整方案地面工程初步设计》，本工程基本情况见表3.3-1，主要经济技术指标见表3.3-2。

表3.3-1 **方案基本情况一览表**

项目	基本情况
项目名称	和田河气田开发调整方案地面工程
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设地点	天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程位于新疆和田地区墨玉县境北部；和田末站改建工程位于和田市境内，和田火车站东北1.8km处
建设性质	改扩建
建设周期	建设周期24个月，预计2023年5月正式投产运营
总投资	项目总投资114440万元，其中环保投资826.5万元，占总投资的0.7%
占地面积	占地面积1711681㎡（永久占地面积299681㎡，临时占地面积1412000㎡）

规模		$3.3\times10^8m^3/d$
建设内容	主体工程	①部署26口井（新井9口、老井17口，其中老井利用12口、老井措施1口、排水采气井2口、排水试验井1口、气田水回注井1口）； ②新建采气井场9座(MA4-5H井、MA4-7H井、MA2-1H井、MA5-10H井、MA8-2H井、MA2-3H井、MA3-3H井、MA8-3H井、MA8-1H井)，单井井场改造2座(MA5-2H井、MA4-10H井)； ③新建气举站3座(MA4-8H气举站、MA4-H4气举站、MA5-4H气举站)； ④集气站改造3座（玛4集气站、玛8集气站、玛2集气站）； ⑤新建回注站1座(和田2井回注站)； ⑥改建和田末站； ⑦改建500万方油气处理厂(降级为集气总站)； ⑧新建采气管线9条，总长24.8km；改线管线6条，总长6km；两厂间管线2条，总长17.6km；还气管线2条，总长2km；燃料气管线1条，总长1.7km；气举管线3条，总长21.2km；输水管线8条，总长76.8km；转水管线1条，总长13.2km。
	公辅工程	新建配套综合公寓1座、新建井场道路17.7km并配套建设土建、通信、电气、自控等
	环保工程	新建固废填埋场1座(包含1座生活垃圾填埋池、1座一般工业固废填埋池和1座生活污水蓄水池)
依托工程	现有和田河作业区公寓	施工期依托生活污水处理设施
	和田河作业区固废场	施工期依托生活垃圾填埋池和一般工业固废填埋池
	500万方油气处理厂	依托厂内分离设备及采出水处理设施
	哈6联合站	依托凝析油处理装置
	拟建天然气深冷工厂	依托油气处理设施(与本工程同步建设)
劳动定员		玛8集气站和玛2集气站各新增值班人员2人，综合公寓最大承载人数为400人

表 3.3-2　　**工程组成一览表**

序号	项目名称	工程内容			单位	规模	备注
1	钻井工程	采气井	新建开采井		口	9	MA4-5H井、MA4-7H井、MA2-1H井、MA5-10H井、MA8-2H井、MA2-3H井、MA3-3H井、MA8-3H井、MA8-1H井(单井配产$6\times10^4m^3/d$)
			老井	老井利用	口	12	MA4-H1井、MA4-H3井、MA5井、MA5-1H井、MA2井、MA4-H2井、MA4-H6井、MA4-10H井、MA4-12H井、MA4-B2H井、MA5-2H井、MA8井(单井配产$6\times10^4m^3/d$)
				老井措施	口	1	MA5-1井(单井配产$6\times10^4m^3/d$)
				排水采气井	口	2	MA4-8H井、MA5-4H井(注气规模$5\times10^4m^3/d$)

				排水试验井	口	1	MA4-H4 井(注气规模 5×10⁴m³/d)
		注水井			口	1	和田 2 井(注水规模为 200m³/d)
2	主体工程	站场工程	新建采气井场		座	9	MA4-5H 井、MA4-7H 井、MA2-1H 井、MA5-10H 井、MA8-2H 井、MA2-3H 井、MA3-3H 井、MA8-3H 井、MA8-1H 井
			改建单井井场		座	2	MA5-2H 井、MA4-10H 井(新建分离撬和气田水转输泵等设备，站内进行气液分离，分离出液相管线输送至集气站)
			新建气举站		座	3	MA4-8H 气举站、MA4-H4 气举站、MA5-4H 气举站(注气规模均为 5×10⁴m³/d)
			改建集气站		座	3	玛 4 集气站、玛 8 集气站、玛 2 集气站(玛 4 集气站新建分离器、气田水罐、气田水转输泵，分离出液相管线输送至集气总站；玛 8 集气站和玛 2 集气站主要新建分离器和脱硫脱水装置，站内进行气液分离，液相进入气田水罐，气相进入新建脱硫脱水装置)
			新建回注站		座	1	和田 2 井回注站(注水规模为 200m³/d，站内新建高压回注泵)
			改建和田河末站		座	1	站内新建计量调压撬和过滤分离器撬，输气能力由 120m³/d 增加至 200m³/d
			改建 500 万方油气处理厂		座	1	降级为集气总站，站内集气装置、给水处理站、35kV 变电所、10/0.4 变电所、作业区公寓、生产污水处理装置、生活污水处理装置、生产污水蒸发池保留，其余装置设备均停运，仅作为集气总站收集气田采出气，收集后送拟建天然气深冷工厂进行进一步处理

续表 3.3-2　　**工程组成一览表**

序号	项目名称	工程内容		单位	规模	备注
2	主体工程	集输管线	采气管线	km	24.8	具体见表 2.3-15 集输工程部署一览表
			气举管线	km	21.2	
			改线管线	km	6	
			还气管线	km	2	
			两厂管线	km	17.6	
			输水管线	km	76.8	
			燃料气管线	km	1.7	
			转水管线	km	13.2	
3	环保工程	固废填埋场	占地面积	m^2	120350	包括 1 座生活垃圾填埋池，容积为 42250m^3；1 座一般工业固废填埋池，容积为 17500m^3；1 座生活污水蓄水池，容积为 32400m^3。该填埋场主要接收和田河气田产生的生活垃圾和一般工业固体废物，服务年限为 20 年
4	配套工程	综合公寓	建筑面积	m^2	14183	400 人标准化公寓
		供电系统	35kV 杆上变电站 50kVA	座	9	MA4-5H 井、MA4-7H 井、MA2-1H 井、MA5-10H 井、MA8-2H 井、MA2-3H 井、MA3-3H 井、MA8-3H 井、MA8-1H 井
			一体化橇装房	座	9	
			35kV 杆上变电站 315kVA	座	3	气举站
			橇装配电房	座	3	
			10kV 杆上变电站 250kVA	座	1	和田 2 井回注站
			低压配电柜	套	2	
			杆上变电站 125kVA	座	2	MA5-2H 井、MA4-10H 井
			橇装配电房	座	2	
			杆上变电站 200kVA	座	2	玛 8 集气站、玛 2 集气站
			橇装配电房	座	2	
			10kV 预装式变电站	座	1	综合公寓
		自控系统	RTU 系统	套	19	—
		通信	12 芯 ADSS 架空光缆 ADSS-PE-12B1	km	49.1	与电力杆同杆架设

续表 3.3-2　　工程组成一览表

序号	项目名称	工程内容		单位	规模	备注
4	配套工程	消防	消防器材	套	19	—
		道路	单井道路	km	17.7	—

表 3.3-3　　本工程主要技术经济指标一览表

工程	序号	项目			单位	数量	备注
油气开采集输	1	开发指标	新建采气井		口	9	单井配产 $6\times10^4m^3/d$
	2		老井	老井利用	口	12	单井配产 $6\times10^4m^3/d$
	3			排水采气井	口	2	注气规模均为 $5\times10^4m^3/d$
	4			措施老井	口	1	单井配产 $6\times10^4m^3/d$
	5			排水实验井	口	1	注气规模 $5\times10^4m^3/d$
	6			注水井	口	1	注水规模为 $200m^3/d$
	7		年产气量		10^8m^3	3.3	采气速度 1.56%，稳产 15 年，天然气地质储量采出程度 56.9%
	8	综合指标	总投资		万元	114440	—
	9		环保投资		万元	826.5	—
	10	能源指标	电年耗量		$10^4kWh/a$	6536	—
	11		燃料气年耗量		$10^4m^3/a$	92.592	—
	12	工业固体废物资源化及无害化处理处置率			%	100	—
	13	落地原油回收率			%	100	施工车带罐作业
	14	压裂放喷返排入罐率			%	100	—
	15	气田油气集输损耗率			%	＜0.5	管线密闭集输
工程	序号	项目			单位	指标值	备注
固废填埋场	16	总容量	生活垃圾填埋池		m^3	42250	池顶=130m×130m；池深 2.5m
			一般工业固废填埋池			17500	池顶=100m×70m；池深 2.5m
			生活污水蓄水池			32400	池顶=180m×120m；池深 1.5m
	17	填埋池防渗系数			cm/s	$\leqslant1\times10^{-13}$	—
	18	日填埋量	生活垃圾填埋池		m^3/d	5.8	—
			一般工业固废填埋池		m^3/d	2.4	—

续表 3.3-3　　本工程主要技术经济指标一览表

工程	序号	项目		单位	指标值	备注
固废填埋场	19	固废填埋类型	生活垃圾填埋池	—	生活及办公垃圾	—
			一般工业固废填埋池	—	Ⅱ类一般工业固体废物	—
	20	服务年限		a	20	—
	21	渗滤液收集池体积		m^3	125	5m×5m×5m

3.3.1.2 主要设备及工程量

本工程新建主要设备及工程量见表 3.3-4。本工程新建主要建构筑物见表 3.3-5。

表 3.3-4　　本工程主要设备及工程量一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
新建单井井场(MA4-5H 井、MA4-7H 井、MA3-1H 井、MA2-1H 井、MA5-10H 井、MA8-2H 井、MA2-3H 井、MA3-3H 井、MA8-3H 井、MA8-1H 井)	1	计量撬	台	9	每个井场 1 台
	2	甲醇加注橇	台	9	每个井场 1 台
	3	缓蚀剂加注橇	台	9	每个井场 1 座
	4	甲醇储罐 DN2000×11000	台	9	每个井场 1 台
	5	自动点火焚烧池 3000×8000	座	9	每个井场 1 座
	6	采气树	台	9	每个井场 1 台
	7	一体化橇装房	座	9	每个井场 1 座
新建气举站(MA4-8H 气举站 MA4-H4 气举站 MA5-4H 气举站)	1	抗硫气液分离器橇 PN9.5MPa DN800×4000	台	3	每个气举站 1 台
	2	气田水转输泵橇 Q=10m^3/h，H≤200m	台	3	每个气举站 1 台
	3	仪表风橇 20m^3/h，0.8MPag	台	3	每个气举站 1 台
	4	一体化橇装房	座	3	每个气举站 1 台
单井井场改造(MA5-2H 井、MA4-10H 井)	1	抗硫气液分离器橇 PN9.5MPa DN800×4000	台	2	每个井场 1 台
	2	气田水转输泵橇 Q=10m^3/h， H≤200m	台	2	每个井场 1 台
	3	仪表风橇 20m^3/h，0.8MPag	台	2	每个井场 1 台
集气站改造(玛 4 集气站)	1	抗硫气液分离器橇 PN9.5MPa DN800×4000	台	1	—

续表 3.3-4　　**本工程主要设备及工程量一览表**

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
集气站改造(玛4集气站)	2	气田水罐 DN3000×9000	台	2	—
	3	气田水转输泵橇 Q=10m^3/h， H≤200m	台	1	—
集气站改造(玛8集气站、玛2集气站)	1	抗硫气液分离器橇 PN9.5MPa DN800×4000	台	2	每个集气站1台
	2	气田水罐 DN3000×9000	台	4	每个集气站2台
	3	气田水转输泵橇 Q=10m^3/h， H>200m	台	2	每个集气站1台
	4	仪表风橇 50m^3/h，0.8MPag	台	2	每个集气站1台
	5	放空火炬 DN200 H=15m	套	2	每个集气站1套 (管线超压、事故和检修状态下使用)
	6	三甘醇脱水装置	套	2	每个集气站1套
	7	脱硫装置	套	2	每个集气站1套
	8	燃料气调压橇 PN1.0MPa	台	2	每个集气站1台
	9	燃料气稳压罐 PN1.0MPa DN600×2500	台	2	每个集气站1台
	10	化粪池	座	2	每个集气站1台，V=3.75m^3
新建和田2井回注站	1	高压回注泵 Q=20m^3/h， H=25MPa， N=180kW	台	2	一用一备
改建和田末站	1	计量调压橇 PN6.3MPa DN200	套	3	—
	2	计量调压橇 PN6.3MPa DN50	套	2	—
	3	过滤分离器橇 100×$10^4$$m^3$/d	台	3	两用一备
	4	电加热器 50kW	台	3	—
改建500万方油气处理厂	1	抗硫旋风分离器橇 PN6.3MPa DN800×2500	台	1	—
	2	清管器发送装置橇 PN6.3MPa DN200×4200	台	2	—
	3	电驱往复式压缩机橇 355kw	台	2	—

续表 3.3-4　　本工程主要设备及工程量一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
改建500万方油气处理厂	4	过滤分离橇 PN6.3MPa DN500×3000	台	2	—
	5	密闭卸车装置	套	1	—
	6	气田水罐 $V_{有效}$=200m^3	座	1	—
	7	气田水转输泵 Q=10m^3/h，H=2.5MPa	台	2	—
新建综合公寓	1	燃气热水锅炉	台	2	1.05MW
	2	软化水装置	套	1	1m^3/h
	3	软化水箱	座	1	V=1m^3
	4	地埋式一体化污水处理设备	套	1	Q=5.0m^3/h N=10.2kW
	5	提升泵	套	2	Q=7.5m^3/h，H=24m，N=2.2kW
	6	外排泵	套	2	Q=30m^3/h，H=15m，N=55kW
	7	污水调节池	座	1	L×B×H=（6×6×3）m
	8	清水池	座	1	L×B×H=（12 ×6×3）m
	9	化粪池	座	2	V=60m^3
	10	隔油池	座	1	V=5m^3
新建固废填埋场	1	推土机	台	1	—
	2	洒水车	台	1	—
	3	泵类	台	1	—
新建管线	1	采气管线	24.8km		L360NS无缝钢管
	2	气举管线	21.2km		L245N无缝钢管
	3	改线管线	6km		L360NS无缝钢管
	4	还气管线	2km		L360NS无缝钢管
	5	两厂间管线	17.6km		L360NS无缝钢管
	6	输水管线	76.8km		DN80柔性复合管
	7	燃料气管线	1.7km		L245N无缝钢管
	8	转水管线	13.2km		DN80柔性复合管

表 3.3-5　　本工程主要建构筑物一览表

序号	名称		建筑面积(m^2)	楼层设计	建筑结构
1	综合公寓	公寓综合楼	12278	4F	框架结构
2		污水处理房	106	1F	框架结构

续表 3.3-5　　**本工程主要建构筑物一览表**

序号	名称		建筑面积(㎡)	楼层设计	建筑结构
3	综合公寓	生活污水提升用房	106	1F	框架结构
4		门卫室	25	1F	框架结构
5		锅炉房	232	1F	框架结构
6		洗衣房	158	1F	框架结构
7		车库	243	1F	框架结构
8		室内运动馆	1035	1F	钢结构
9	玛2集气站	控制室机柜间	68	1F	框架结构
10		值班室	24×2	1F	成品撬装房
11	玛8集气站	控制室机柜间	68	1F	框架结构
12		值班室	24×2	1F	成品撬装房
13	新建井场	设备间	24×9	1F	成品撬装房
14	新建气举站	设备间	24×3	1F	成品撬装房
15	和田2井回注站	回注泵房	150	1F	钢结构
16	500万方油气处理厂	110KV 变电所	402	1F	钢结构
17		气田水转输泵房	22	1F	钢结构

序号	构筑物名称	数量	单位	占地面积	尺寸	备注
18	生活垃圾填埋池	1	座	16900㎡	池顶=130m×130m；池深2.5m	按照生活垃圾填埋场进行防渗，2层高密度聚乙烯土工膜防渗，防渗层表层为20cm原开挖回填土和10cm原开挖细粒素土，防渗层间隔为10cm原开挖细粒素土，底层为10cm原开挖细粒素土和压实原素土
19	一般工业固废填埋池	1	座	7000㎡	池顶=100m×70m；池深2.5m	1层高密度聚乙烯土工膜防渗，防渗层表层为20cm原开挖回填土和10cm原开挖细粒素土，底层为10cm原开挖细粒素土和压实原素土
20	生活污水蓄水池	1	座	21600㎡	池顶=180m×120m；池深1.5m	池体为混凝土砌筑，中间层为1层4mm厚的SBS，池体表面采用防水涂料
21	渗滤液收集池	1	座	25㎡	长×宽×高=5m×5m×5m	池体为混凝土砌筑，中间层为1层4mm厚的SBS，池体表面采用防水涂料
22	刺网围栏	1400	m	—	高1.5m	填埋场边界围栏

3.3.1.3 油气水物性

①天然气物性

和田河气田奥陶系气藏为常温、常压气藏，地温梯度为1.92℃ /100m，气层组中深（海拔-890m）的原始地层温度是70.79℃。投产前气井实测压力系数1.02～1.23，属于正常压力系统。本工程产品为气井采出的油气水混合物。天然气物性见表3.3-6。

表 3.3-6 **天然气物性参数一览表**

项目	CH_4	C_2H_6	C_3H_8+	N_2	CO_2	He	H_2O	H_2S
单位	mol%	mol%	mol%	mol%	mol%	mol%	mol%	mol%
指标	83.3	0.54	0.60	12.39	1.85	0.29	0.09	0.94

②凝析油物性

从和田河气田各井区的平均值来看，地面凝析油性质差别较小，区域综合汽油比平均为$20\times10^4m^3/m^3$。各井区凝析油密度平均值0.7565～0.8171g/cm^3，50℃动力粘度平均值0.5389～0.955MPa·s，初馏点平均值61～76.67℃，含硫平均值0.0163～0.4193%，含蜡量平均值0～0.33%。

③地层水物性

根据和田河气田现有生产井地层水分析样品统计分析，和田河气田地层水pH在4.34～7.86之间，平均6.96，地层水密度1.01～1.07g/cm^3，平均密度1.06g/cm^3；Cl^-浓度在26026～60887mg/L之间，平均浓度为52147mg/L；总矿化度在65584～170363mg/L之间，平均为90567mg/L，属于$CaCl_2$水型。

3.3.1.4 原辅材料

（1）钻井期原辅材料

工程原辅材料消耗主要为钻井工程中钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥、防塌润滑剂以及降失水剂等，消耗的能源主要为柴油。

钻井工程原辅材料中的水由罐车拉运至井场贮存在水罐中，作为能源的柴油由罐车运输进场暂存于柴油储罐内，其他材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。

本工程部署新井9口，平均单口钻井工程原材料消耗见表3.3-7。

表 3.3-7　　平均单口钻井工程原材料消耗一览表

序号		材料名称	单位	数量	理化特性	用途
钻井工程	1	柴油	t	303.3	轻质石油产品，是复杂的烃类混合物，易燃易挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂，是组分复杂的混合物	柴油发电机燃料
	2	水	m^3	600	—	配制泥浆
	3	水泥+硅粉	t	338	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
	4	基础材料(膨润土)	t	45	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
	5	基础材料(Na_2CO_3)	t	3	烧碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
	6	烧碱/NaOH	t	5	纯碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化,为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
	7	大分子聚合物/80A51/NM1-4等	t	6	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
	8	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t	10	羧甲基纤维素钠,白色或灰白色粉末,无毒,不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
	9	中分子聚合物/LP++等	t	4	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
	10	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	4	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
	11	抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2等	t	8	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
	12	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	33	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
	13	磺化褐煤树脂/SPNH	t	18	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
	14	加重剂/重晶石粉	t	181	主要成分 $BaSO_4$，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm^3	钻井液加重剂
	15	加重剂/石灰石粉	t	53	主要成分 $CaCO_3$，可溶于含 CO_2 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂

续表 3.3-7　　平均单口钻井工程原材料消耗一览表

序号		材料名称	单位	数量	理化特性	用途
钻井工程	16	除硫剂	t	1	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂
	17	防塌剂(胶体)/SY-A01 等	t	13	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
	18	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	23	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
	19	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	18	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
	20	氯化钾	t	39	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
	21	超细碳酸钙	t	27	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
	22	固体润滑剂/SHR-102 等	t	5	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
	23	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	7	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系该性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害。	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂
	24	润滑剂	t	4	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂
随钻不落地无害化撬装处理装置	25	氯化钾	t	0.5	无色细长菱形或成一立方晶体，外观如同食盐，无臭、味咸，主要作用是打破胶体结构，将磺化泥浆有机质组分分离出来，以便后续处理	
	26	聚丙烯酰胺	t	0.2	非离子型高分子絮凝剂，有絮凝作用。属非危险品、无毒、无腐蚀性，有吸湿性、絮凝性、粘合性、降阻性、增稠性。	
	27	聚合氯化铝	t	1.3	水溶性无机高分子聚合物，颜色呈黄色或淡黄色、深褐色、深灰色树脂状固体，碱化度 70%-75%。对水中胶体和颗粒物具有高度电中和及桥联作用，性状稳定，絮凝沉淀速度快，能有效去除水中色质、COD	
	28	COD 去除剂	t	1	易溶于水，外观为白色/淡黄色晶体	
	29	氯化钙	t	5	离子型卤化物主要作用是与磺化物形成溶解度比较小甚至不溶的化合物，形成沉淀与粘土共同沉降	
	30	螯合剂	t	0.2	具有环状结构的配位化合物，稳定性较高	

（2）营运期原辅材料

工程营运期原辅材料消耗主要为新建综合公寓燃气热水锅炉和脱水装置重沸器使用的天然气、新建单井加注的甲醇和缓蚀剂、改建集气站后新增的脱水脱硫工序使用的脱水剂和脱硫剂。

①天然气

新建2台热水锅炉燃料气气源为拟建天然气深冷工厂内处理后的天然气，玛8集气站、玛2集气站新建脱水装置中重沸器气源为各集气站内脱水脱硫处理后的天然气。本工程天然气年消耗量总计92.592万m^3。燃料气低位发热值为34MJ/m^3，总硫≤20mg/m^3。其组分见表3.3-8，天然气用量情况见表3.3-9。

表3.3-8　　**天然气组分一览表**

组分	CH_4	C_2H_6	C_3H_8+	N_2	CO_2	H_2O	H_2S (mg/m^3)	总硫(mg/m^3)
含量，mol%	81.1	1.28	0.91	9.77	3.49	0.12	≤6	≤20

表3.3-9　　**本工程天然气用量情况一览表**

用气单元	小时用量气(m^3/h)	日运行时间(h)	运行天数(d)	年用量(万m^3/a)
2座1.05MW热水锅炉	123.5×2	24	140	82.992
2台脱水装置重沸器	6×2	22	365	9.6

②甲醇(防冻剂)、缓蚀剂

甲醇(防冻剂)、缓蚀剂全部罐装拉运至各场站。其中甲醇(防冻剂)主要作用为降低天然气露点温度，防止天然气中水合物的形成，单井用量约为0.158t/d，年用量为518.4t；缓蚀剂为液体，主要作用为防止站内管道和设备腐蚀，在进站管汇处加入缓蚀剂，单井用量约为3L/d，年用量为9.86m^3(约9.56t)。甲醇(防冻剂)及缓蚀剂理化性质见表3.3-10。

表3.3-10　　**营运期主要原辅材料理化性质一览表**

物料名称	理化性质或成分
甲醇	化学式为CH_3OH，是结构最为简单的饱和一元醇，CAS 号为67-56-1 或170082-17-4，分子量为32.04，沸点为64.7℃
缓蚀剂	缓蚀剂种类较多。较常见的包括CT2-10、CT2-7缓蚀剂。CT2-10缓蚀剂主要成分是有机胺，这是一种黄色透明液体，有刺鼻气味，密度0.997g/cm^3，pH＜4.5，凝固点≤一4.5℃，能与水互溶，与油田常用的灭菌剂、阻垢剂及净化剂等均有良好的配伍性；CT2-7缓蚀剂以水溶性有机胺盐成膜剂为主要成分，易溶于水，微溶于油，凝固点11℃，密度0.97g/cm^3，有低毒，对皮肤有刺激

③脱水剂和脱硫剂

改建玛8集气站、玛2集气站后新增的脱水脱硫工序使用的脱水剂和脱硫剂，脱水剂主要成分为三甘醇溶液，脱硫剂主要成分为三嗪溶液。本工程实施后集气站脱硫脱水工序原辅材料情况见表3.3-11。

表3.3-11 **集气站脱硫脱水工序原辅材料种类及数量情况一览表**

序号	储存物品名称	形态	包装方式	运输方式	年使用量(t)	最大储存量(t)	储存位置
1	三嗪溶液(脱硫剂)	液态	储罐	槽车运输	50	4	脱硫塔中
2	三甘醇溶液(脱水剂)	液态	储罐	槽车运输	2	2	三甘醇补充罐中

表3.3-12 **主要原辅材料理化性质一览表**

序号	原辅材料名称	理化性质	备注
1	三嗪溶液	为黄色粘稠液体，溶于水和乙醇，并具有一定油溶性，对金属无腐蚀性。主要成分为1,3，5-三(2-羟乙基)-六氢均三嗪分子式：$C_9H_{21}O_3N_3$，分子量：219.28。	脱硫剂
2	三甘醇溶液	无色无臭有吸湿性粘稠液体物化性质熔点-4.3℃,沸点289.4℃(101.3kPa)，134℃（0.267kPa），相对密度（15℃）1.1274，能与水、乙醇、苯、甲苯混溶，难溶于醚类，不溶于石油醚。有吸湿性。它具有与烷基相连的氧原子和羟基，因此具有醇和醚的性质。用作溶剂、萃取剂、干燥剂。	脱水剂

3.3.2 开发调整方案与总体布局

方案动用天然气地质储量211.02×10^8m^3，总井数26口(新井9口、老井17口，其中老井利用12口、老井措施1口、排水采气井2口、排水试验井1口、气田水回注井1口)。设计年产气规模3.3×10^8m^3，采气速度1.56%，稳产15年。预测40年末累产气120.07×10^8m^3，累产水304.20×10^4t，天然气地质储量采出程度56.9%。和田河气田调整方案推荐方案主要开发指标见表3.3-13。

表3.3-13 **和田河气田调整方案推荐方案主要开发指标一览表**

动用地质储量	采气速度	平均单井产量	天然气年产规模	总井数（口）	生产井(口)				排水试验井(口)	回注井(口)	稳产期	40年末累产		40年末采出程度
					老井利用	老井措施	新井	排水采气	老井	老井		天然气	水	
(10^8m^3)	(%)	(10^4m^3/d)	(10^8m^3)									(10^8m^3)	(10^4m^3)	(%)
211.02	1.56	6	3.30	26	12	1	9	2	1	1	15	120.07	304.20	56.90

3.3.3 气田开发工程内容

和田河气田开发调整方案由钻井工程、场站改建、内部集输系统、公用工程等组成。

3.3.3.1 新钻井工程

3.3.3.1.1 新钻井基本数据及井身结构

(1)目的层为CII的新钻水平井采用塔标I四开井身结构(MA4-5H井、MA4-7H井、MA2-1H井、MA2-3H井、MA3-3H井、MA8-3H井、MA8-1H井)。

①一开17 1/2″井眼，下入13 3/8″套管风疏松地层；

②二开12 1/4″井眼，下入9 5/8″套管封固二叠系漏层；

③三开8 1/2″井眼，下入7″套管封固CII以上地层；

④四开6″井眼裸眼完井。

(2)目的层为CIII的新钻水平井(MA5-10H井)采用塔标I四开井身结构(直导眼）。

①一开17 1/2″井眼，下入13 3/8″套管风疏松地层；

②二开12 1/4″井眼，下入9 5/8″套管封固二叠系漏层；

③三开8 1/2″井眼，下入7″套管封固CIII以上地层；

④四开6″井眼，下入5″套管目的层专封。

(3)目的层为O的新钻水平井(MA8-2H井)采用塔标I四开井身结构（斜导眼）。

①一开17 1/2″井眼，下入13 3/8″套管风疏松地层；

②二开12 1/4″井眼，下入9 5/8″套管封固CI漏失层；

③三开8 1/2″井眼，下入7″套管封固奥陶系以上地层；

④四开6″井眼裸眼完井。

3.3.3.1.2 钻井液及储层保护方案

(1)一开采用膨润土-聚合物体系,钻井液配方为膨润土(5%～8%)+大分子聚合物(0.1%～0.3%)+中分子(0.2%～0.4%)+小分子(0.2%～0.4%)。

(2)二开上部使用KCl聚合物体系，钻井液配方为膨润土(3%～5%)+大分子聚合物(0.3%～0.8%)+中分子(0.2%～0.5%)+小分子(0.2%～0.6%)+氯化钾(5%～

7%)；二开下部使用KCl聚磺体系，钻井液配方为膨润土(3%～5%)+磺甲基酚醛树脂(2%～4%)+磺甲基褐煤树脂(2%～3%)+防塌剂(2%～5%)+润滑剂（1%～3%）+氯化钾(7%～10%)。

(3)三开使用KCl聚磺体系，钻井液配方为膨润土(1%～3%)+氢氧化钠(0.5%～1.5%)+磺甲基酚醛树脂(2%～4%)+磺甲基褐煤树脂(2%～3%)+润滑剂（1%～3%）+防塌剂(2%～3%)+储层保护剂+除硫剂+氯化钾(7%～10%)。

(4)四开使用KCl聚磺体系，钻井液配方为膨润土(1%～3%)+氢氧化钠(0.5%～1.5%)+磺甲基酚醛树脂(2%～5%)+磺甲基褐煤树脂(2%～4%)+润滑剂（2%～3%）+防塌剂(2%～4%)+储层保护剂+除硫剂+氯化钾(7%～10%)。

3.3.3.1.3 固井方案

一开：表层套管采用常规密度水泥浆单级一次上返。

二开：表层采用常规密度水泥浆单级一次上返。

三开：表层采用常规密度水泥浆单级一次上返。

四开：双级固井；①一级：前置液（泥浆密度+0.02g/cm^3）+抗盐水泥浆（泥浆密度+0.05g/cm^3）；②二级：前置液（泥浆密度+0.02g/cm^3）+水泥浆（泥浆密度+0.05g/cm^3）。

3.3.3.1.4 井位部署

本工程新建钻井9口。其基本情况见表3.3-14。

表3.3-14 **本工程拟建新井钻井情况一览表**

名称		经纬度坐标	井型	井深(m)	完井周期(d)
新建单井	MA4-5H井		水平井	3317	71
	MA4-7H井		水平井	3317	71
	MA2-1H井		水平井	3317	71
	MA5-10H井		水平井	2856	68
	MA8-2H井		水平井	2396	67
	MA2-3H井		水平井	3317	71

续表3.3-14　　本工程拟建新井钻井情况一览表

名称		经纬度坐标	井型	井深(m)	完井周期(d)
新建单井	MA3-3H井		水平井	3317	71
	MA8-3H井		水平井	3317	71
	MA8-1H井		水平井	3317	71

3.3.3.2 集输场站

(1)新建单井井场

各单井原料气节流计量后，由采气管线气液混输输送至集气干线。采气管道采用碳钢+缓蚀剂，单井采用井口加注缓蚀剂以减缓设备、管线腐蚀。每个井口设置井口地面安全系统，在高压检测点压力超高、低压检测点压力超低以及井口火灾情况下能自动关闭井口，该系统也能接受现场控制柜的指令手动关闭井口。所有单井站均设置RTU，当出站压力过高或过低时，通过RTU发出控制信号关闭井口安全截断系统。

(2)单井与集气站改造

①玛4集气站

各生产井来液进入新建抗硫气液分离器橇进行气液分离，分离的气相输至下游集气干线，液相与玛8集气站、玛2集气站的气田水（通过本工程新建输水管线输至玛4集气站）一并进入新建气田水罐暂存，再由新建气田水转输泵撬加压通过输水管线输至集气总站。

②MA5-2H井、MA4-10H井

原料气在井口经过节流进入新建抗硫气液分离器橇进行气液分离，分离的气相输至下游集气干线，液相由新建气田水转输泵撬加压通过气田水管线输至集气总站。

③玛8集气站、玛2集气站

汇合各井来气后，通过已建的计量橇的分离器预留口进入分离器进行气分离，分离的气相进入新建三甘醇脱水装置脱水，再通过玛8区块干线输至集气总站;脱水后的部分含硫干气调压后再经新建脱硫装置脱硫用于站场的长明灯、脱水装置重沸器、气提气需要的燃料气；液相由新建气田水转输泵撬加压通过

气田水管线输至集气总站。

④气举站

根据排水采气方案，将气举站建在MA5-4H、MA4-8H、MA4-H4单井站，各站的气举气源采用集气总站来高压天然气（净化气）。气举气经计量后，通过采气树套管再注入井底，实现单井排水采气；采出的气液在站内经新建抗硫气液分离器橇分离，气相通过原采气管线输至集气干线，液相由新建气田水转输泵撬加压通过气田水管线输至集气总站。

⑤500万方油气处理厂改造(降级为集气总站)

集气总站的集气装置接收玛8区块干线输送的干气、玛4区块干线和周边采气支线输送的湿气；干气进入新建旋风分离器进行干式除尘后，气相再输往拟建天然气深冷工厂处理；湿气进入已建气液分离器分离后再输往拟建天然气深冷工厂处理；气液分离器分离的液相（含硫化氢、油、水等）输往凝析油稳定装置（已建）处理。集气总站的集气装置区接收气田水干线管道来液，再输往凝析油稳定装置（已建）处理。在油罐区附近新建气田水卸车区，以便于将拟建天然气深冷工厂、罗斯2井、山1井拉运的气田水卸车。在污水处理装置附近新建气田水转输泵房，以便将集气总站的采出水输往和田2井回注。集气总站的产品气外输装置的汇管接收拟建天然气深冷工厂返输燃料气（利旧原DN500的净化气管道），燃料气输往本站的燃料气橇、燃气电站、气举压缩机。新建2台往复式压缩机组将高压天然气输送至各气举站(采用往复式（电驱）压缩机组)。新建2台清管器发送装置撬定期清理集气干线。

⑥和田末站改造

和田末站目前站内设备及管道设计压力为6.3MPa,设计规模为$120\times10^4m^3/d$。为实现接收上游$200\times10^4m^3/d$来气,并改造站内过滤分离器和下游计量调压设施，新建规模为$100\times10^4m^3/d$过滤分离器3台（两用一备，替换原站的过滤分离器）；新建四路计量调压橇（和田方向调压计量规模：$120\times10^4m^3/d$，洛浦、墨玉方向调压计量规模均为：$40\times10^4m^3/d$，新捷方向调压计量规模均为：$2\times10^4m^3/d$，自用气橇调压计量规模均为：$0.002\times10^4m^3/d$）满足各用户的用气需求。

3.3.3.3 油气水集输工程

本工程管线工程均位于新疆和田地区墨玉县境内，本工程集输工程基本情况见表 3.3-15，和田河气田开发调整方案集输方案见图 3.3-13。

表 3.3-15 **本工程集输工程部署一览表**

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径(mm)	材质	输送介质
1	采气管线	新建 MA8-1H 井	新建 MA8-2H 井	0.2	DN80	L360NS	天然气
2		新建 MA8-3H 井	新建 MA8-2H 井	1.2	DN80	L360NS	
3		新建 MA8-2H 井	已建玛 8 集气站	1.1	DN150	L360NS	
4		新建 MA3-3H 井	已建玛 2 集气站	12	DN100	L360NS	
5		新建 MA2-1H 井	已建玛 2 集气站	2.7	DN80	L360NS	
6		新建 MA2-3H 井	已建玛2 井采气管线 T 接处	0.6	DN80	L360NS	
7		新建 MA5-10H 井	已建玛5-6H 采气支线阀室	1.6	DN80	L360NS	
8		新建 MA4-7H 井	已建玛 4-5H 阀室	4.3	DN80	L360NS	
9		新建 MA4-5H 井	已建 500 万方油气处理厂	1.1	DN80	L360NS	

续表 3.3-15　　**本工程集输工程部署一览表**

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径(mm)	材质	输送介质
10	改线管线	新建 MA3-1H 井	新建 MA3-3H 井采气管线 T 接处	0.1	DN80	L360NS	天然气
11		已建玛 2-1 采气支线阀室	玛 2 集气站	1.5	DN80	L360NS	
12		已建玛 4-H4 采气管 T 接处	已建 500 万方油气处理厂	1.1	DN80	L360NS	
13		已建玛 4-H1 单井站采气管线 T 接处	已建 500 万方油气处理厂	1.1	DN80	L360NS	
14		已建玛 4-H2 单井站采气管线 T 接处	已建 500 万方油气处理厂	1.1	DN65	L360NS	
15		已建玛 4-H6 单井站采气管线 T 接处	已建 500 万方油气处理厂	1.1	DN100	L360NS	
16	两厂管线	已建 500 万方油气处理厂	拟建天然气深冷工厂	8.8	DN200	L360NS	
17		已建 500 万方油气处理厂	拟建天然气深冷工厂	8.8	DN200	L360NS	
18	还气管线	拟建天然气深冷工厂	已建 DN500 外输净化气管道	1.0	DN500	L360NS	
19		拟建天然气深冷工厂	已建 DN350 外输净化气管道	1.0	DN350	L360NS	
20	燃料气管线	拟建天然气深冷工厂	拟建综合公寓	1.7	DN80	L245NS	燃料气
21	气举管线	已建 500 万方油气处理厂	已建玛 5-4H 井	16.6	DN80	L245NS	天然气
22		新建玛 5-4H 气举管线	已建玛 4-8H 井	2.3	DN50	L245NS	
23		已建 500 万方油气处理厂	已建玛 4-H4 井	2.3	DN50	L245NS	
24	输水管线	已建 MA5-4H 井	已建玛 4 集气站	2.8	DN80	柔性复合管	采出水
25		已建玛 8 集气站	已建玛 2 集气站	26.3	DN80	柔性复合管	
26		已建玛 2 集气站	已建玛 4 集气站	25.0	DN80	柔性复合管	
27		已建 MA5-2H 井	玛 4 集气站至 500 万方油气处理厂气田水干线 T 接处	2.3	DN80	柔性复合管	

续表 3.3-15　　**本工程集输工程部署一览表**

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径(mm)	材质	输送介质
28	输水管线	已建 MA4-10H 井	玛 4 集气站至 500 万方油气处理厂气田水干线 T 接处	2.1	DN80	柔性复合管	采出水
29		已建 MA4-8H 井	玛 4 集气站至 500 万方油气处理厂气田水干线 T 接处站	2.3	DN80	柔性复合管	
30		已建 MA4-H4 井	玛 4 集气站至 500 万方油气处理厂气田水干线 T 接处	2.2	DN80	柔性复合管	
31		已建玛 4 集气站	已建 500 万方油气处理厂	13.8	DN80	柔性复合管	
32	转水管线	已建 500 万方处理厂	新建田 2 井回注站	13.2	DN80	柔性复合管	

2.3.5 公辅工程

3.3.3.3.1 供电工程

和田河气田现有电力系统无法满足本项目建成后用电需求，电力系统改扩建已另行环评。本工程 9 口新建单井井场均设 1 座 35kV 50kVA 杆上变电站和 1 座一体化橇装房；MA5-4H 气举站、MA4-8H 气举站均新建 1 座 35kV 315kVA 杆上变电站和 1 座一体化橇装房；和田 2 井回注站新建 1 座 10kV 箱式变电站、3 座 10kV 开关柜和 1 套 10kV 180kW 软启动装置；6 座改建单井及集气站均新建 1 座 125kVA 杆上变电站和 1 座一体化橇装房为其供电;综合公寓新建 1 台干式电力变压器、4 台 10kV 环网柜、8 台低压配电柜。

3.3.3.3.2 通信工程

井口参数采集及上传、井口设置摄像头和远程喊话设备，视频、音频信号及 RTU 数据通过视频光端机，经光缆上传相应的站场。压力检测信号包括油压、套压、回压等。

3.3.3.3.3 供热

本工程综合公寓建设 2 台 1.05MW 燃气热水锅炉,负责综合公寓的冬季采暖。燃气热水锅炉燃料气气源为拟建天然气深冷工厂内处理后的天然气。燃气热水锅炉年运行 140d，每天运行时间为 24h，年有效运行时间为 3360h，本工程 2

台锅炉天然气年消耗量82.992万m^3。

3.3.3.3.4给排水

(1)钻井期间

钻井工程各单井主要用水包括钻井用水和生活用水。钻井用水由罐车拉运至井场贮存在水罐中，主要用于配制泥浆，各单井平均钻井用水量约为600m^3，平均钻完井周期为70d，开发调整方案部署新井9口，总计5400m^3(8.57m^3/d)。生活用水由水罐车拉至井场和生活区，钻井人数一般为60人，按每人每天用水量100L计算，则生活用水量为3780m^3(6m^3/d)。

钻井期间废水主要为生活污水和压裂作业产生的酸化压裂废水。生活污水产生量按用水量80%计，各井生活污水总产生量为3024m^3。生活污水排入生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期清运至现有和田河作业区公寓生活污水处理设施处理。配制钻井泥浆的新水在钻井过程中消耗一部分，大部分随钻井泥浆转移到下一钻井工程使用，不外排；各井压裂作业产生的酸化压裂废水约为80m^3(总计720m^3)，酸化压裂废水收集在回收罐内，使用撬装无害化处理装置就地无害化处理，不外排。

(2)营运期间

营运期玛8集气站和玛2集气站各新增2名值班人员，其他新建生产设施及配套设施纳入和田河气田统一维护管理，检维修利用已有维护、维修人员，不再新增定员。本工程新建1座400人综合公寓，营运期用水主要为玛8集气站和玛2集气站值班人员、综合公寓内住宿办公人员生活用水、燃气热水锅炉用水和填埋场喷洒抑尘用水。

本工程营运期总用水量为2568.62m^3/d，其中新水用量为68.62m^3/d，循环水量2500m^3/d。

新水：本工程新水依托现有2#水源井(最大供水量为288m^3/d）及3#水源井(最大供水量为480m^3/d)，新水用量为68.62m^3/d，其中生活用水32.32m^3/d，燃气热水锅炉补水33.3m^3/d、填埋场喷洒抑尘用水3m^3/d。

循环水：循环水量2500m^3/d，均为燃气热水锅炉循环用水。

排水：本工程废水产生量总计 47.59m^3/d。其中生活污水产生量为 25.85m^3/d，软水制备系统排污水 8.3m^3/d，锅炉排污水为 12.5m^3/d，全部经生活污水处理设施处理达标后冬储夏灌；经分析，本工程固废填埋场前期不产生渗滤液，本次评价考虑最不利情况，填埋后期渗滤液最大产生量为 0.94m^3/d，经撬装式渗滤液处理设施处理后废水回喷填埋区。

本工程新建各生产井生产后期采出水最大产生量为 100m^3/d，采出水经 500 万方油气处理厂采出水处理设施处理后由管线输送至和田 2 井回注站回注。

本工程营运期水量平衡图见下图。

3.3.3.3.5 防腐工程

本工程输水管线采用埋地敷设，采用耐腐蚀性好的柔性复合管，不需要额外采取防腐、保温措施。

输气管线采用 20#无缝钢管，管道外壁主要为保温层下的腐蚀和大气腐蚀，根据所处环境的不同采用不同的防腐结构，外防腐层系统的确定主要应考虑涂层的耐水性、抗紫外线性及能够适应管道的操作温度。不保温部分管道外壁底漆为环氧富锌底漆、中间漆为环氧云铁中间漆、面漆为丙烯酸聚氨脂面漆；保温部分管道底漆为无溶剂环氧涂料、面漆为无溶剂环氧涂料。

从生产厂家运来的输水管线及输气管道均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行连接。

3.3.3.3.6 道路工程

本工程新建道路共 17.7km，路面宽度为 4m，路基宽度为 4.5m，采用砂石路面。本工程新建道路占地类型均为荒地，占地范围内基本无植被覆盖，仅在综合公寓和固废填埋场新建道路占地范围内有少量旱苇、柽柳和胡杨分布。

3.3.3.4 固废填埋场

本工程配套建设 1 座固废填埋场，建设内容包括 1 座 42250m^3生活垃圾填埋池、1 座 17500m^3一般工业固废填埋池及 1 座 32400m^3生活污水蓄水池，该填埋场主要接收和田河气田产生的生活垃圾和一般工业固体废物，服务年限为 20 年。

3.3.3.4.1 平面布置

本工程新建固废填埋场生活垃圾填埋池和一般工业固废填埋池位于场区南部，生活污水蓄水池位于场区东北部，西北部为预留空地。平面布置见图 3.3-28。

3.3.3.4.2 一般工业固废填埋池类型的确定

一般工业固体废物，是指从工业生产、交通运输等行业的生产生活中产生的没有危险性的固体废物。根据《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中“按照 HJ557 规定方法获得的浸出液中任何一种特征污染物浓度均未超过 GB8978 最高允许排放浓度(第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行），且 pH 值在 6～9 范围之内的一般工业固体废物”为Ⅰ类一般工业固体废物，“按照 HJ557 规定方法获得的浸出液中有一种或一种以上的特征污染物浓度超过 GB8978 最高允许排放浓度(第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行），或 pH 值在 6～9 范围之外的一般工业固体废物”为Ⅱ类一般工业固体废物。

和田河气田的一般工业固体废物主要为管件外保温、厂房保温墙体及设备外包装材料等，从保守角度考虑，本工程把一般工业固废填埋池界定为Ⅱ类场，从严对池体进行防渗处理。

3.3.3.4.3 填埋场入场管理要求

3.3.3.4.3.1 生活垃圾入场及运行管理要求

(1)生活垃圾入场管理要求

根据塔里木油田公司提供的资料，进场生活垃圾主要是和田河作业区公寓产生的生活垃圾及办公废物，其主要成分见表 3.3-16，生活垃圾特性见表 3.3-17。

表 3.3-16 **生活垃圾成份一览表**

有机物(%)		无机物(%)						
植物	厨余	尘土	废塑料	废布	废纸	废旧包装金属	废玻璃	其他杂物(环卫垃圾、落叶等)
13.6	6.2	8.6	16.4	6.2	6.5	8.9	4.7	28.9

表 3.3-17 **生活垃圾特性表一览表**

项目	水分(%)	燃烧热值(kJ/kg)	挥发份(%)	灰份(%)	容重(kg/m^3)
数值	15～25	2000～3000	30	34	500

根据《生活垃圾卫生填埋处理技术规范》(GB50869-2013)及《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)中相关要求，下述固体废物可以进入本工

程生活垃圾填埋池处置：

①由环境卫生机构收集或者自行收集的混合生活垃圾，以及企事业单位产生的办公废物；

②生活垃圾焚烧炉渣（不包括焚烧飞灰）；

③生活垃圾堆肥处理产生的固态残余物；

④服装加工、食品加工以及其他城市生活服务行业产生的性质与生活垃圾相近的一般工业固体废物。

⑤《医疗废物分类目录》中的感染性废物经过《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)中相关要求处理后，可以进入生活垃圾填埋场填埋处置。

⑥生活垃圾焚烧飞灰和医疗废物焚烧残渣（包括飞灰、底渣）经处理后含水率小于 30%、二噁英含量低于 3μgTEQ/Kg 且按照 HJ/T300 制备的浸出液中危害成分浓度低于《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)中表 1 规定的限值，可以进入生活垃圾填埋场填埋处置。

⑦一般工业固体废物经处理后，按照 HJ/T 300 制备的浸出液中危害成分浓度低于《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)中表 1 规定的限值，可以进入生活垃圾填埋场填埋处置。

⑧经处理后满足第⑥条要求的生活垃圾焚烧飞灰和医疗废物焚烧残渣（包括飞灰、底渣）和满足第⑦条要求的一般工业固体废物在生活垃圾填埋场中应单独分区填埋。

⑨厌氧产沼等生物处理后的固态残余物、粪便经处理后的固态残余物和生活污水处理厂污泥经处理后含水率小于 60%，可以进入生活垃圾填埋场填埋处置。

根据《生活垃圾卫生填埋处理技术规范》(GB50869-2013)及《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)中相关要求，下述固体废物严禁进入本工程生活垃圾填埋池处置：

①除符合《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)中第 6.3 条规定的生活垃圾焚烧飞灰以外的危险废物；

②未经处理的餐饮废物；

③未经处理的粪便；

④禽畜养殖废物；

⑤电子废物及其处理处置残余物；

⑥除本填埋场产生的渗滤液之外的任何液态废物和废水。

(2)生活垃圾运行管理要求

①填埋作业应分区、分单元进行，不运行作业面应及时覆盖。不得同时进行多作业面填埋作业或者不分区全场敞开式作业。中间覆盖应形成一定的坡度。每天填埋作业结束后，应对作业面进行覆盖；特殊气象条件下应加强对作业面的覆盖。

②填埋作业应采取雨污分流措施，减少渗滤液的产生量。

③生活垃圾填埋场运行期内，应控制堆体的坡度，确保填埋堆体的稳定性。

④生活垃圾填埋场运行期内，应定期检测防渗衬层系统的完整性。当发现防渗衬层系统发生渗漏时，应及时采取补救措施。

⑤生活垃圾填埋场运行期内，应定期检测渗滤液导排系统的有效性，保证正常运行。当衬层上的渗滤液深度大于 30cm 时，应及时采取有效疏导措施排除积存在填埋场内的渗滤液。

⑥生活垃圾填埋场运行期内，应定期检测地下水水质。当发现地下水水质有被污染的迹象时，应及时查找原因，发现渗漏位置并采取补救措施，防止污染进一步扩散。

⑦生活垃圾填埋场运行期内，应定期并根据场地和气象情况随时进行防蚊蝇、灭鼠和除臭工作。

⑧生活垃圾填埋场运行期以及封场后期维护与管理期间，应建立运行情况记录制度，如实记载有关运行管理情况，主要包括生活垃圾处理、处置设备工艺控制参数，进入生活垃圾填埋场处置的非生活垃圾的来源、种类、数量、填埋位置，封场及后期维护与管理情况及环境监测数据等。运行情况记录簿应当按照国家有关档案管理等法律法规进行整理和保管。

3.3.3.4.3.2 一般工业固废入场管理要求

根据塔里木油田公司提供的统计资料，进场一般工业固废主要是管件的外保温、厂房的保温墙体及设备外包装材料等工业固废。根据《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)，本评价对一般工业固废填埋池入场提出以下技术要求：

和田河气田产生的的第Ⅰ类一般工业固体废物与第Ⅱ类一般工业固体废物可进入工业固废填埋池进行填埋。

①有机质含量小于 5%（煤矸石除外），测定方法按照 HJ761 进行；

②水溶性盐总量小于 5%，测定方法按照 NY/T1121.16 进行。

③《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中第 5.1.8 条所规定的一般工业固体废物经处理并满足 6.2 条要求后仅可进入 II 类场贮存、填埋。

④不相容的一般工业固体废物应设置不同的分区进行贮存和填埋作业。

⑤危险废物和生活垃圾不得进入一般工业固体废物贮存场及填埋场。国家及地方有关法律法规、标准另有规定的除外。

(2)一般工业固废运行管理要求

①贮存场、填埋场投入运行之前，企业应制定突发环境事件应急预案或在突发事件应急预案中制定环境应急预案专章，说明各种可能发生的突发环境事件情景及应急处置措施。

②贮存场、填埋场应制定运行计划，运行管理人员应定期参加企业的岗位培训。

③贮存场、填埋场运行企业应建立档案管理制度，并按照国家档案管理等法律法规进行整理与归档，永久保存。档案资料主要包括但不限于以下内容：

a）场址选择、勘察、征地、设计、施工、环评、验收资料；

b）废物的来源、种类、污染特性、数量、贮存或填埋位置等资料；

c）各种污染防治设施的检查维护资料；

d）渗滤液、工艺水总量以及渗滤液、工艺水处理设备工艺参数及处理效果记录资料；

e）封场及封场后管理资料；

f）环境监测及应急处置资料。

④贮存场、填埋场的环境保护图形标志应符合 GB 15562.2 的规定，并应定期检查和维护。

⑤易产生扬尘的贮存或填埋场应采取分区作业、覆盖、洒水等有效抑尘措施防止扬尘污染。尾矿库应采取均匀放矿、洒水抑尘等措施防止干滩扬尘污染。

⑥污染物排放控制要求

a）贮存场、填埋场产生的渗滤液应进行收集处理，达到 GB8978 要求后方可排放。已有行业、区域或地方污染物排放标准规定的，应执行相应标准。

b）贮存场、填埋场产生的无组织气体排放应符合 GB16297 规定的无组织排放限值的相关要求。

c）贮存场、填埋场排放的环境噪声、恶臭污染物应符合 GB12348、GB14554 的规定。

3.3.3.5 工艺流程及排污节点分析

气田开发建设过程中对环境的影响主要分为钻井过程、地面工程以及气田生产期的采气和油气集输过程。

气田开发过程工艺流程及排污节点见图 3.3-29。

3.3.3.5.1 施工期工艺流程及排污节点分析

3.3.3.5.1.1 钻井工程

钻(完)井工程基本作业程序包括井位测量、钻前工程、钻井、完井、集输管道连接5个主要步骤。工艺流程示意图见图3.3-30。

在钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声，污染物的产生发生在钻井期内，钻井作业一旦结束，污染物的产生即告结束。本次和田河气田开发调整方案地面工程部署新井9口(MA4-5H井、MA4-7H井、MA2-1H井、MA5-10H井、MA8-2H井、MA2-3H井、MA3-3H井、MA8-3H井、MA8-1H井)。

(1)井位测量

钻前工程主要为在钻井井位确定后铺设进场道路和井场建设。区块勘探工作已基本摸清气田资源分布情况，随着先期钻井获取的资料与三维地震资料相互得到验证，本次开发调整方案可以明确气井位置部署在产能较高的区域。

(2)钻前工程

井位确定后开始井场准备工作，包括场地平整、修建泥浆池及岩屑池、搭建钻井平台等。井场准备阶段的主要环境影响为场地平整导致的占地、生物量损失等生态影响，产生的施工扬尘以及施工车辆的尾气。

(3)钻井

气田开发新钻井平均钻井完井周期70d，且为24h连续作业。

项目使用的钻机为电钻机，主要采用柴油发电机供电，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井前期使用膨润土泥浆，返排含岩屑的泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，岩屑(膨润土泥浆钻井岩屑)排入岩屑池，干化后直接填埋。

随钻进加深及岩性变化，钻井泥浆改为聚磺体系泥浆后，返排含岩屑的泥

浆在井口仍采用上述工艺分离，聚磺体系泥浆进入泥浆罐循环使用，聚磺体系泥浆钻井岩屑采用不落地收集系统收集后，使用撬装无害化处理装置进行就地无害化处理。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同原料，泥浆原料暂存于泥浆罐区旁材料区内，配置时由人工破袋加入泥浆罐中。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

本工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为塔里木油田分公司服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》的单位。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

本工程表层钻井液为膨润土泥浆(主要为粘土，矿物成分为蒙脱石、高岭石等)，钻井时泥浆会沾附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

和田河气田电网覆盖不全，需配置燃油发电机，燃油发电机燃烧柴油会产生废气。钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物等组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的

产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等污染物，钻井废水用于配制泥浆，不外排。钻井过程中的噪声源主要是钻机、泥浆泵，通过基础减震降低噪声污染。钻井过程中产生的固体废弃物主要是废弃泥浆、岩屑和生活垃圾，分类进行收集和妥善处置。

(4)完井

完井方式：射孔酸化压裂完井。钻井固井结束后，下入射孔器，射孔弹射穿套管、水泥环并穿至气层某一深度，建立起天然气流通道，称做射孔。射孔打开产层后，用酸酸化产层，酸压过程中靠酸液的溶蚀作用将裂缝的壁面溶蚀成凹凸不平的表面，以使停泵卸压后，裂缝壁面不会完全闭合。在射孔及酸化压裂过程中由于井筒压力小于地层压力，所以射孔液基本由管道排出。

(5)集输管道连接

洗井作业过程中使用临时采气树，完井作业后，气井具备生产条件后，将临时采气树换成永久生产采气树。

综上所述，本次开发调整方案钻井期各种污染物汇总见表 3.3-18。

表3.3-18　　**钻井期污染物产生及处置措施一览表**

项目	污染源	污染物	主要处理措施	排放去向
废气	柴油机废气	CO 烃类 NO_x SO_2 颗粒物	首先具备条件的井场尽可能利用区域电网供电，减少柴油发电机的使用，柴油发电机作为备用；第二，钻井前对柴油机及发电机进行检修，保证工况良好，尾气达标；第三，燃烧满足《普通柴油》(GB 252-2015)现阶段油品要求的柴油	环境空气
废水	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚	钻井废水用于配制泥浆，不外排	不外排
	酸化压裂废水	液量	储存在井场的酸液罐内，使用撬装无害化处理装置就地无害化处理	不外排
	生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	生活污水排入生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期清运至现有和田河作业区公寓生活污水处理设施处理	不外排
固体废物	膨润土泥浆及钻井岩屑	/	在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，岩屑(膨润土泥浆钻井岩屑)排入岩屑池，干化后直接就地填埋	不外排

	磺化泥浆及钻井岩屑	/	在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，聚磺体系泥浆进入泥浆罐循环使用，由钻井队负责运至下一井场钻井使用；聚磺体系泥浆钻井岩屑采用不落地收集系统收集后，使用井场内撬装无害化处理装置进行就地无害化处理	不外排
	生活垃圾	/	井场和生活营地设置垃圾桶，定期清运至和田河作业区固废场填埋处理	不外排
噪声	钻机	L_p	合理安排施工时间，优化产噪设备布局，采取必要的基础减震或隔声降噪措施	声环境
	柴油发电机	L_p		
	泥浆泵	L_p		
	射孔机	L_p		
	施工机械	L_p		

3.3.3.5.1.2 地面工程

本工程地面工程主要为新建井场、改建站场、综合公寓及固废填埋场建设。

(1)新建井场及改建站场

井场配套设备安装及各场站改建施工前对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场及场站进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础、应急池等各类池体防渗层并进行平整。

(2)综合公寓建设

工程前期进行施工方案和施工图设计，而后施工单位进场，进行土石方施工，土石方施工工序包括场地平整、基坑开挖和回填，工程的基础完成后，进行结构施工，结构施工工序包括建筑物主框架的钢结构搭建、承重墙体的浇筑，建筑施工工序包括建筑物外墙和楼板的施工，建筑物主体建设完成后，装修单位入场，进行建筑物的内外装修，与此同时进行项目区地面的硬化和绿化，最后进入竣工验收阶段。本工程主要施工工艺流程见图 3.3-31。

(3)固废填埋场建设

固废填埋场施工前对占地进行场地平整，根据施工方案和施工图设计进行土石方施工，然后根据相关标准对池体进行防渗工程的建设。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，土石方施工、设备运输和装卸

时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及设备废弃包装等，收集后统一送至和田河作业区固废场填埋处理。

3.3.3.5.1.3 管道工程

(1)施工工艺特征分析

管道施工一般可分为线路施工和站场施工。施工由专业施工队伍完成。穿越砂石路时直接开挖，穿越路、沟等处加钢套管。施工过程如下：

①在线路施工时,首先要清理施工现场,并修建必要的施工便道(以便人员、施工车辆、管材等进入施工场地)。在完成管沟开挖、公路穿越等基础工作后，按照施工规范，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，然后下到管沟内。

②以上建设完成以后，对管道进行试压、清扫，然后覆土回填，清理作业现场，恢复地貌。

(2)陆地大开挖穿越施工

管线穿越道路时采取大开挖方式施工，管道安装完毕后，立即按原貌恢复地面和路面；采用开挖方式时设保护套管。见图 3.3-33。

管道施工作业带占地宽度应执行设计规定,设计无规定时,一般地段可按上图布置。气田内部管道施工作业带一般不超过 10m，此范围内影响施工机械通行及施工作业的石块等将予以清理干净。根据管道稳定性要求，结合沿线土被、地形地质条件、地下水位状况确定，管道设计埋深(管顶覆土)约 1.2m。

回填后管沟上方留有自然沉降余量多余土方就近平整。管线转弯处和出土端设置固定墩，以保持管道的轴向稳定性。在管线沿途设置线路三桩(里程桩、转角桩和标志桩)。

（3）其它交叉穿越

本工程管道与其它管道、电缆交叉穿越时，从原设施下部穿过。其中，与管道交叉时，其净间距大于 300mm；与电缆交叉时，其净间距大于 500mm，并对原电缆设置保护角钢套，管道在交叉点设置标志桩。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度和洒水抑尘减少扬尘产生量；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；施工期固体废物主要来源于管道清管废渣、管道包装材料、弃土弃渣，以及施工人员生活垃圾，弃土弃渣施工结束后用于回填管沟及场地平整，管道焊接及吹扫产生的废渣和废包装材料运至和田河作业区固废场填埋处理，施工人员生活垃圾收集后运至和田河作业区固废场填埋处理。

3.3.3.5.1.4 道路工程

(1)路基工程

气田道路路基工程采取机械施工为主,运距 100m 以内时,采用推土机铲土、运输；运距 100m～200m 时，采用铲运机铲土、运输；运距 200m 以上时，采用装载机配合自卸汽车挖运土方，由推土机推平、压实即可。

道路施工工艺见图 3.3-35。

(2)影响识别

道路施工过程中机械设备将产生噪声、扬尘，施工人员产生生活污水、固体废物，这些将随着施工的结束而消失，但是道路工程将占用土地、破坏一定量的地表植被。主要影响识别如下：

①噪声

道路施工噪声源主要来源于挖掘机、推土机等机施工机械，产噪声级可达 81～90dB(A)(距声源 5m 处)；施工过程中产生的噪声会对沿线声环境将产生一定的不利影响。

②废气

工程施工过程产生的废气污染物主要为扬尘，扬尘主要来源于土石方的运输和堆放、土石方的开挖和回填等作业过程。支线道路、井场道路采用砂石路面，砂石粒径中等，铺设时卸料过程产生一定粉尘。

③废水

施工期废水主要来源于施工人员产生的生活污水，主要污染因子有SS、COD、氨氮、BOD_5等。

④固体废物

施工期固体废物主要弃土弃渣，以及施工人员生活垃圾。其中，弃土弃渣作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用；生活垃圾集中堆放收集，定期统一清运。

⑤生态

新增永久占地为荒漠，和田河气田位于塔克拉玛干沙漠中部，地表基本无植被覆盖，仅在综合公寓和固废填埋场新建道路区域分布有少量荒漠植被。道路需设置草方格，以避免流动沙丘掩埋道路。

3.3.3.5.2 营运期工艺流程及排污节点分析

本工程营运期工艺流程及排污节点分述如下：

3.3.3.5.2.1 单井工艺

开发调整方案营运期各生产井产气通过各单井气嘴节流后进入井场计量器，加入甲醇和缓蚀剂后通过集输管线输送至各集气站。采气树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井(该阀由采气树自带)。井场设置有RTU控制器，井口采集数据通过RTU控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

油井开采一定年限后，需进行井下作业，周期大概为4～5年1次。营运期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在油井投入生产后，油井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入油井内，从而导致油井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，即是进行修复油井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入油井内。

单井采气期间废气污染源主要为场站内采气树阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门、泵类等泄露挥发；废水污染源主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出油

气资源混输至集气站，分离后通过输水干线输至500万方油气处理厂采出水处理系统，处理达标后用于地层回注，不外排地表水环境，井下作业废水收集后送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采气树、计量撬、甲醇加注撬、缓蚀剂加注撬等设备噪声，采取基础减振措施；正常情况下井场运营期无固废产生。

工艺流程见图3.3-36。

3.3.3.5.2.2 集输工艺

(1)集输和计量工艺

①集气工艺

气田内部集输采用单井集气、采气管线气液混输工艺。本工程所有新建单井油气就近接入集气站。

②输送工艺

借鉴已建工程集输工艺，单井管线采用气液混输进站的方式，各井油气经阀组进入新建计量撬计量后，加注甲醇(0.158t/d)、缓蚀剂(3L/d)，进入新建采气管线输至各集气站，集气站气液分离后液相通过新建输水干线输至500万方油气处理厂，气相通过现有输气干线输至500万方油气处理厂，最终进入拟建天然气深冷工厂进一步处理。

③计量工艺

每座井场设置计量装置，集气站亦设置计量装置。

④清管工艺

在500万方油气处理厂新建清管器接收阀组及发送阀组,对新建两厂管线及还气管线进行定期清管。

⑤防冻及防腐工艺

防止天然气水合物的产生，可采用天然气脱水、加热、保温或向天然气中注入抑制剂等措施。加热法、注醇法是集输系统常用的防止水合物的工艺。适宜的水合物防止方法应根据油气田的实际情况、结合拟采用的其它集气工艺作法来选择，以费用低、效果可靠和不影响环境保护作为评选的主要原则。本次开发调整方案选择注入甲醇防止天然气水合物的生成，还可防止管输过程中凝

析油的冻堵。缓蚀剂采用连续加注方式。投产之后，通过缓蚀剂注入系统向原料气管道内连续注入防止H_2S-CO_2-H_2O等介质引发腐蚀的缓蚀剂，控制管道内腐蚀。

集输工艺废气污染源主要为集气站、500万方油气处理厂内油气计量及输送过程中，在阀门和机泵处有轻微泄露，形成挥发性有机废气，通过加强阀门和机泵的检修和维护，管道密闭输送，减少挥发性有机废气的产生和排放；噪声污染源主要为井场计量撬、甲醇加注撬、缓蚀剂加注撬、集气站气液分离撬等设备产生的噪声，通过选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振降低噪声；废水污染源主要为玛8集气站、玛2集气站值班人员产生的生活污水，收集后排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至综合公寓生活污水处理设施进行处理；固体废物主要为清管过程中产生的清管废物和设备定期维护产生的含油废物，收集后定期由有危废处置资质的单位接收处置。

3.3.3.5.2.3 气举工艺

本工程新建3座气举站，利用注气对区块补充地层能量，进一步提高油藏气驱采收率，减缓由于地层能量不足造成的区域油气产量递减，进而实现区块较长时期的稳产。

本工程在玛5-4H井、玛4-4H井、MA4-8H井场新建气举站，分别新建1台抗硫气液分离器橇、气田水转输泵橇，在500万方油气处理厂新建2台电驱往复式压缩机橇。各气举站气源均来自500万方油气处理厂，在500万方油气处理厂新建压缩机橇将天然气自6.0MPaG增压至50MPaG后,通过新建气举管线接入各气举站后注入地层；采出的气液在站内经新建抗硫气液分离器橇分离，气相通过原采气管线输至集气干线，液相由新建气田水转输泵撬加压通过气田水管线输至集气总站。

气举工艺主要废气污染源为气举站(管道、阀门、法兰)无组织排放的非甲烷总烃和H_2S，采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门、泵类等泄露挥发；噪声污染源主要为压缩机、抗硫气液分离器橇、气田水转输泵橇等设备产生的设备运行噪声，采取基础减振的降噪措施。

3.3.3.5.2.4 注水工艺

开发调整方案选用气田外围的和田 2 井进行回注，回注层位为石炭系东河砂岩段。和田 2 井 2018 年完钻，距 500 万方油气处理厂直线距离 6.5km。本工程在和田 2 井新建 2 台高压回注泵(一用一备)，单井采出水经 500 万方油气处理厂采出水处理系统处理后通过新建转水管线输至和田 2 井井场，经井场内新建高压回注泵将采出水增压至 25MPa 后注入地层。

注水工艺主要噪声污染源为高压回注泵等设备产生的设备运行噪声，采取基础减振的降噪措施。

3.3.3.5.2.5 脱水工艺

本工程在玛 8 集气站、玛 2 集气站各新建 1 套三甘醇脱水装置。

原料气经原料气过滤分离器分液后，进入 TEG 吸收塔下部。在塔内原料气自下而上与自上而下的 TEG 贫液逆流接触，脱除天然气中的绝大部分饱和水。脱除水分后的天然气经干气-贫液换热器与 TEG 贫液换热后进入脱硫装置。

从 TEG 吸收塔下部出来的 TEG 富液经液位调节阀降压至 0.5MPa（g）经 TEG 重沸器上富液精馏柱顶换热盘管换热，然后进入 TEG 闪蒸罐闪蒸，闪蒸出来的闪蒸气经抗硫气液分离器橇后去脱硫装置。闪蒸后的 TEG 富液经过 TEG 预过滤器、活性炭过滤器、TEG 后过滤器除去溶液中的机械杂质和降解产物，然后经 TEG 贫富液换热器（Ⅱ-E-22102）换热后进入到富液精馏柱中。汽提气从贫液精馏柱下端进入。TEG 富液与重沸器来的水汽和汽提气在富液精馏柱中接触，TEG 富液在富液精馏柱中被提浓，然后进入到 TEG 重沸器中被加热至 202℃左右，经贫液精馏柱二次气提后经缓冲罐进入 TEG 贫富液换热器换热到 78℃，经 TEG 循环泵送至干气-贫液换热器，冷却至 47℃左右进入吸收塔顶部，完成 TEG 的吸收、再生循环过程。TEG 富液再生产生的废气（主要为水蒸气、CO_2、烃类）经装置内再生气空冷器冷却后，和 TEG 闪蒸气混合后进入抗硫气液分离器橇，分液后进入脱硫装置。

本装置设有溶液补充系统，以在生产运行过程中及时补充 TEG 溶液。该溶液补充罐还具有溶液储罐功能，检修期间用于储存 TEG。

本工序废气污染源主要为装置无组织废气、重沸器烟气、TEG 富液再生废气，重沸器烟气通过 1 根 8m 高烟囱排放；TEG 富液再生废气，主要为水蒸气、CO_2、烃

类，经装置内再生气空冷器冷却后，和 TEG 闪蒸气混合进入抗硫气液分离器橇，分液后进入脱硫装置；废水污染源主要为脱水装置产生的生产废水，最终进入 500 万方油气处理厂采出水处理设施进行处理，处理达标后回注地层；噪声污染源主要为设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施；固体废物主要为过滤装置产生的过滤废渣和活性炭过滤器产生的废活性炭，定期由有危废处置资质的公司接收处置处理。

3.3.3.5.2.6 脱硫工艺

本工程在玛 8 集气站、玛 2 集气站各新建 1 套三嗪溶液脱硫装置。

脱水净化后的天然气进入脱硫装置，从底部进入液体脱硫塔与脱硫剂反应，脱硫后的净化气经出口过滤器过滤后用于三甘醇脱水装置中 TEG 重沸器燃料用气、站场长明灯、和气提气。

管线上设置 H_2S 在线监测仪，并与装置连锁。根据初步设计脱硫剂更换周期为 15 天，一个月补充两次三嗪溶液。

本工序废气污染源主要为装置无组织废气，通过加强阀门和机泵的检修和维护，管道密闭输送，减少挥发性有机废气的产生和排放；废水污染源主要为废脱硫剂，最终进入 500 万方油气处理厂采出水处理设施进行处理，处理达标后回注地层；噪声污染源主要为设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施；固体废物主要为过滤装置产生过滤废渣，定期由有危废处置资质的公司接收处置处理。

3.3.3.5.2.7 公寓生活污水处理工艺

综合公寓生活污水处理装置采用“化粪池+格栅+膜生物反应器+消毒”工艺对生活污水进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)C 级标准。合格后的生活污水经泵提升至站外，夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入新建固废填埋场内生活污水蓄水池暂存。污水处理具体工艺流程如下：

(1)化粪池、隔油池

综合公寓生活污水经管网收集后，汇入化粪池内，食堂废水进入隔油池，经初步沉淀后上清液自流至格栅井进行处理。

(2)格栅

化粪池、隔油池污水首先汇入格栅池，以去除废水中夹杂的毛发、废渣、纸屑等大颗粒物质，经格栅处理后的废水进入调节池。

(3)污水调节

污水调节池的作用是通过对水质、水量的调节，保证一体化污水处理设备正常工作，不受污水高峰流量或浓度变化的影响。本工程设一座污水调节池，有效容积 108m^3，废水引入调节池中停留一定时间，保证污水在池内充分混和。

(4)一体化设备污水处理

一体化设备为地埋式，内置生物氧化池、消毒池，涉及到的主要工艺为生物接触氧化。

①膜生物反应器

出调节池的污水经提升泵送入生化处理工序，采用生物氧化工艺进一步处理，设备内设置悬挂式填料，污水在生物氧化池中浸没整个填料支架，与生长在填料上的大量微生物充分接触；用鼓风机在填料底部进行连续曝气充氧，空气自下而上，夹带待处理的废水，自由通过填料部分到达水面，空气逸走后，废水则在填料间格自上向下返回底部。填料上的微生物在有氧的条件下进行新陈代谢，与废水进行物质交换，污染物进入微生物，微生物代谢产物进入水流，从而达到净化废水的目的。再通过外压作用下由膜过滤出水进行固液分离。

②消毒

经膜生物反应器处理后的污水进行消毒处理，对污水中残留的细菌及病原体进行去除，本工程采用固体氯片消毒。

(5)污水外排

消毒后的污水进入清水池，由清水外排泵输至站外，夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入新建固废填埋场内生活污水蓄水池暂存。

(6)污泥处置

膜生物反应器内设污泥回流泵，将污泥回流至膜生物反应器前端，将系统产生的剩余污泥输送至污泥池，污泥池内污泥通过污泥泵定期排出外运，上清

液回流到膜生物反应器进行处理。

本工程运行过程中，废气污染源主要为污水处理设施的产生的无组织恶臭气体，通过及时清运污泥、加盖密闭等措施可有效减轻恶臭无组织排放的影响；噪声污染源主要为泵类等设备产生的机械噪声，采用泵房隔声的降噪措施；固废污染源主要为化粪池沉渣、格栅拦截的栅渣和污泥池污泥，全部送至本工程新建固废填埋场填埋处理。

3.3.3.5.2.8 固废填埋场工艺

本工程设置 1 座生活垃圾填埋池(容积为 42250m^3)、1 座一般工业固废填埋池(容积为 17500m^3)和 1 座生活污水蓄水池(容积为 21600m^2)，新建填埋场道路通至填埋场西侧，生活垃圾填埋池和一般工业固废填埋池位于场区南部，生活污水蓄水池位于场区东北部，西北部为预留空地。

3.3.3.5.2.8.1 填埋场固废填埋工艺

(1)填埋工艺流程

生活垃圾和一般工业固废填埋主要工序包括：收集拉运、倾倒、摊铺均匀、压实、覆土压实等工序。

①装车运输

生活垃圾填埋：和田河气田作业区产生的生活垃圾和办公废物由专用生活垃圾运输车装车后，经现有气田公路→垃圾填埋场进场道路运至生活垃圾填埋池，进入生活垃圾填埋池后，在现场人员的指挥下进行填埋作业，

一般工业固废填埋：和田河气田作业区的一般工业固废由运输车经气田公路和填埋场进场道路运至一般工业固废填埋池，进入填埋池后，在现场人员的指挥下进行填埋作业。

②基本填埋作业

生活垃圾填埋：垃圾填埋作业时，分单元作业，将产生的生活垃圾填埋至一个作业单元，当上一单元填埋池池顶时，按顺序进行下一单元填埋作业。垃圾运输车进入指定填埋作业区内卸车，卸下的垃圾摊匀、压实，为防止扬尘，在作业过程中根据垃圾的干燥程度，对作业面进行洒水抑尘。垃圾摊铺厚度为 0.8～1.0m，压实后厚度不大于 0.3m，然后在其上面进行第二层的垃圾摊铺和压实作业，逐层推进，层层压实。本工程生活垃圾填埋池采用分单元、日覆盖填埋工艺，该工艺可减少生活垃圾的厌氧发酵，有效减少填埋气排放量。

一般工业固废填埋：将工业固废摊匀、压实，为防止扬尘，在作业过程中对作业面进行喷水。固废摊铺厚度为 0.8～1.0m，然后在其上面进行第二层的固废摊铺和压实作业，逐层推进，层层压实。

③日覆盖

生活垃圾填埋：根据填埋场的作业要求，一个工作日结束前，需进行日覆盖，用自然土或建筑渣土作为覆盖材料盖住垃圾，厚度约为 10～20cm。日覆盖的目的是使垃圾不暴露于空气中，防止孳生蚊蝇，散发臭气，也防止垃圾中塑料袋、纸张等轻质组分被风吹散。

一般工业固废填埋：一个工作日结束前，需进行日覆盖，用自然土或建筑渣土作为覆盖材料盖住垃圾，厚度约为 10～20cm。防止垃圾中塑料袋、纸箱等轻质组分被风吹散。

④封场覆盖

填埋池池深 2.5m，当填埋至池顶时进行终期覆盖，不再向上堆填。根据国家规范《生活垃圾卫生填埋场封场技术规范》(GB51220-2017)和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)的要求，封场工程实施前应对垃圾表面进行覆盖。

本工程填埋场生活垃圾填埋池和一般工业固废填埋池封场覆盖系统结构由垃圾堆体表面至顶表面顺序为：气体导排层、防渗层、雨水导排层、碎石层。其中，气体导排层采用粗粒或多孔材料，厚度为 300mm；防渗层为 300mm 厚的压实黏土；排水层采用土工复合排水网，且与填埋区渗滤液收集管相连；碎石层采用 20mm 大小碎石铺设，厚度不小于 15cm，用于抑尘。

终期覆盖系统示意图见图 3-3，生活垃圾和一般工业固废填埋流程图见图 3-4。

填埋过程废气污染源主要为生活垃圾和一般工业固废装卸产生的扬尘、生活垃圾填埋产生填埋气体。其中生活垃圾和一般工业固废卸车填埋过程采取洒水抑尘的措施来降低粉尘产生的影响，同时大风天气不得作业；填埋气体通过导气石笼收集排放，同时及时进行填埋作业来减少生活垃圾填埋池恶臭的产生。

噪声污染源主要为垃圾填埋作业过程中产生的设备噪声，通过选择低噪声设备、加强设备维护、基础减振来减少机械噪声带来的影响。

3.3.3.5.2.8.2 防渗工程

本工程填埋场属于平原型填埋场，浅层表土以结壳盐土为主，地表分布有少量荒漠植被。填埋场在地表开挖，下挖深度约 3m，地下水埋深为 7～12m，生活垃圾填埋池和一般工业固废填埋池基础设防渗垫层，与地下水无直接水力联系，无需设置地下水导排系统。

其中生活垃圾填埋池采用两层高密度聚乙烯土工膜防渗，防渗层表层为 20cm 原开挖回填土和 10cm 原开挖细粒素土，防渗层间隔为 10cm 原开挖细粒素土，底层为 10cm 原开挖细粒素土和压实原素土；一般工业固废填埋池采用一层高密度聚乙烯土工膜防渗，防渗层表层为 20cm 原开挖回填土和 10cm 原开挖细粒素土，底层为 10cm 原开挖细粒素土和压实原素土。防渗材料采用环保聚乙烯土工膜人工合成有机防渗材料，其渗透系数≤1×10^{-12}cm/s，土工膜厚度≥1.5mm。其技术性能指标符合《土工合成材料 聚乙烯土工膜》(GB/T 17643-2011)中有关要求。

(1)生活垃圾填埋池

①底部防渗层结构设计

生活垃圾填埋池底部衬层结构由下至上可分为：膜下保护层、下层土工膜、膜上保护层、上层土工膜、膜上保护层。其中膜下保护层主要用于改善区域地质条件，最大限度的减少不均匀沉降，保护 HDPE 土工膜，在原压实素土(压实度>95>%)上覆盖 10cm 厚的原开挖细粒素土(粒径<5mm)；下层土工膜、上层土工膜均采用环保聚乙烯土工膜人工合成有机防渗材料；膜间保护层为回填原开挖素土(粒径<5mm)，厚度为 10cm；膜上保护层为回填原开挖细粒素土(粒径<5mm)以及回填原开挖土，其中回填原开挖细粒素土厚度为 10cm，回填原开挖土厚度为 20cm。

高密度聚乙烯土工膜铺设时留有 1.5%的余幅以备局部下沉拉伸，相邻两幅的纵向接头，接缝宽度 1m 以上，土工膜接缝处采用双轨热熔焊机进行焊接。

生活垃圾填埋池底部防渗结构见图 3.3-40 及表 3.3-19。

图 3.3-40　　生活垃圾填埋池底部防渗结构图

表 3.3-19　　生活垃圾填埋池底部防渗结构一览表

衬层结构	组成	备注
膜上保护层	原开挖土回填，200mm 厚	—
	原开挖细粒素土，100mm 厚	过筛，粒度<5mm
上层土工膜	聚乙烯土工膜	膜厚≧1.5mm
膜上保护层	原开挖细粒素土，100mm 厚	过筛，粒度<5mm
下层土工膜	聚乙烯土工膜	膜厚≧1.5mm

续表 3.3-19　　**生活垃圾填埋池底部防渗结构一览表**

衬层结构	组成	备注
膜下保护层	原开挖细粒素土，100mm 厚	过筛，粒度<5mm
	原素土压实	压实度>95%

(2)边坡防渗层结构设计

生活垃圾填埋池边坡衬层结构由下至上可分为膜下保护层、下层土工膜层、膜上保护层、上层土工膜、装砂土麻袋。其中膜下保护层为原压实素土(压实度>90%)上覆盖 10cm 厚的原开挖细粒素土(粒径<5mm)；下层土工膜、上层土工膜均采用环保聚乙烯土工膜人工合成有机防渗材料；膜间保护层为回填原开挖素土(粒径<5mm)，厚度为 10cm；膜上保护层为回填原开挖细粒素土(粒径<5mm)，厚度为 10cm，护坡采用麻袋装砂土水平顺坡摆放。

环保聚乙烯土工膜铺设时留有 1.5%的余幅以备局部下沉拉伸，相邻两幅的纵向接头，接缝宽度 1m 以上，土工膜接缝处采用双轨热熔焊机进行焊接。

生活垃圾填埋池边坡防渗结构见表 3.3-20。

表 3.3-20　　生活垃圾填埋池边坡防渗结构一览表

衬层结构	组成	备注
装砂土麻袋	麻袋装填砂土护坡顺堤水平摆放	—
	原开挖细粒素土，100mm 厚	过筛，粒度<5mm
上层土工膜	聚乙烯土工膜	膜厚≥1.5mm，与池底防渗材料层平顺搭接
膜上保护层	原开挖细粒素土，100mm 厚	过筛，粒度<5mm
下层土工膜	聚乙烯土工膜	膜厚≥1.5mm，与池底防渗材料层平顺搭接
膜下保护层	原开挖细粒素土，100mm 厚	过筛，粒度<5mm
	原素土压实	压实度>90%

(2)一般工业固废填埋池

①底部防渗层结构设计

一般工业固废填埋池底部衬层结构由下至上可分为：膜下保护层、土工膜、膜上保护层。其中膜下保护层主要用于改善区域地质条件，最大限度的减少不均匀沉降，保护 HDPE 土工膜，在原压实素土(压实度>95%)上覆盖 10cm 厚的原开挖细粒素土(粒径<5mm)；土工膜采用环保聚乙烯土工膜人工合成有机防渗材料；膜上保护层为回填原开挖细粒素土(粒径<5mm)以及回填原开挖土，其中回填原开挖细粒素土厚度为 10cm，回填原开挖土厚度为 20cm。

高密度聚乙烯土工膜铺设时留有 1.5%的余幅以备局部下沉拉伸，相邻两幅的纵向接头，接缝宽度 1m 以上，土工膜接缝处采用双轨热熔焊机进行焊接。

一般工业固废填埋池底部防渗结构见表 3.3-21。

表 3.3-21　　一般工业固废填埋池底部防渗结构一览表

衬层结构	组成	备注
膜上保护层	原开挖土回填，200mm 厚	—
	原开挖细粒素土，100mm 厚	过筛，粒度<5mm
土工膜	聚乙烯土工膜	膜厚≥1.5mm
膜下保护层	原开挖细粒素土，100mm 厚	过筛，粒度<5mm
	原素土压实	压实度>95%

(2)边坡防渗层结构设计

一般工业固废填埋池边坡衬层结构由下至上可分为膜下保护层、下层土工

膜层、膜上保护层、上层土工膜、装砂土麻袋。其中膜下保护层为原压实素土(压实度>90%)上覆盖 10cm 厚的原开挖细粒素土(粒径<5mm)；土工膜采用环保聚乙烯土工膜人工合成有机防渗材料；膜上保护层为回填原开挖细粒素土(粒径<5mm)，厚度为 10cm，护坡采用麻袋装砂土水平顺坡摆放。

环保聚乙烯土工膜铺设时留有 1.5%的余幅以备局部下沉拉伸，相邻两幅的纵向接头，相互错开 1m 以上，土工膜接缝处采用双轨热熔焊机进行焊接。

一般工业固废填埋池边坡防渗结构见表 3.3-22。

表 3.3-22　　**一般工业固废填埋池边坡防渗结构一览表**

衬层结构	组成	备注
装砂土麻袋	麻袋装填砂土护坡顺堤水平摆放	—
	原开挖细粒素土，100mm 厚	过筛，粒度<5mm
土工膜	聚乙烯土工膜	膜厚≧1.5mm，与池底防渗材料层平顺搭接
膜下保护层	原开挖细粒素土，100mm 厚	过筛，粒度<5mm
	原素土压实	压实度>90%

(3)生活污水蓄水池

本工程生活污水蓄水池池体采用混凝土浇筑。垫层采用 C15 素混凝土，垫层上铺 4mm 厚 SBS 防水卷材一层。池体混凝土采用 C30 抗渗混凝土。

3.3.3.5.2.8.3 渗滤液收集导排系统

(1)生活垃圾填埋池

根据《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB 16889-2008)中“5.8 生活垃圾填埋场应建设渗滤液导排系统，该导排系统应确保在填埋场的运行期内防渗衬层上的渗滤液深度不大于 30cm”，设置本工程生活垃圾填埋池渗滤液收集导排系统。渗滤液集排水系统设计要求如下：

①池底纵向坡度在 2%以上，有利于渗滤液的导流。

②渗滤液收集管埋设于排水层底部的渗滤液收集沟中，渗滤液收集沟用砾石填充，并衬以 300g/m^2 的厚长聚酯无纺土工布作为反滤层以防止细粒穿过进入渗滤液收集管。

③渗滤液收集管外径 200mm，最小坡度不小于 2%，材质采用高密度聚乙烯

(HDPE)，预先制孔，孔径 15～20mm，孔距 50～100mm，开孔率 2%～5%，梅花形交错布置，管道安装时开孔部分朝下，孔口避开拱线，以防止降低管身的纵向刚度和强度。

④各垃圾层的渗滤液沿垃圾层向底部流动，通过收集管汇流至填埋场南部最低点，最终汇入渗滤液收集池。

(2)一般工业固废填埋池

根据《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中第 5.1.3 条内容，本工程设置渗滤液收集导排系统。渗滤液集排水系统设计要求如下：

①池底纵向坡度在 2%以上，有利于渗滤液的导流。

②渗滤液收集管埋设于排水层底部的渗滤液收集沟中，渗滤液收集沟用砾石填充，并衬以 300g/m^2 的厚长聚酯无纺土工布作为反滤层以防止细粒穿过进入渗滤液收集管。

③渗滤液收集管外径 200mm，最小坡度不小于 2%，材质采用高密度聚乙烯(HDPE)，预先制孔，孔径 15～20mm，孔距 50～100mm，开孔率 2%～5%，梅花形交错布置，管道安装时开孔部分朝下，孔口避开拱线，以防止降低管身的纵向刚度和强度。

④填埋池产生的渗滤液沿垃圾层向底部流动，通过收集管汇流至填埋场南部最低点，最终汇入渗滤液收集池。

3.3.3.5.2.8.4 生活垃圾填埋池填埋气导排系统

根据《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)中第 5.15 节“设计填埋量大于 250 万吨且垃圾填埋厚度超过 20m 生活垃圾填埋场，应建设甲烷利用设施或火炬燃烧设施处理含甲烷填埋气体。小于上述规模的生活垃圾填埋场，应采用能够有效减少甲烷产生和排放的填埋工艺或采用火炬燃烧设施处理含甲烷填埋气体。”

本工程生活垃圾填埋池容积为 42250m^3，垃圾填埋厚度与池顶平齐，不需建设甲烷利用设施或火炬燃烧设施，但是为了防止填埋气体对其他系统可能造

成的破坏，对其进行安全排放。本工程对生活垃圾填埋池设置气体导排系统，竖向收集井采用导气石笼结构，生活垃圾填埋池内设置导气井 4 个，纵横间距按 45m 布置，导气石笼直径 800mm，石笼结构由外向内分别是 Φ8～12 钢筋网，粒径 40～60mm 的碎石，中心为外径 160mm 的多孔 HDPE 管，轴向方向开孔间距 150mm。导气系统的铺设随着填埋作业逐层上升而逐渐加高，导气管排放口高度高出最终覆盖层 1m 以上。根据《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)中第 9.2 章节要求，本工程生活垃圾填埋池填埋工作面上 2m 以下高度范围内甲烷的体积百分比应不大于 0.1%。导气石笼排放口的甲烷的体积百分比不大于 5%。

3.3.3.5.2.8.4 渗滤液处理工艺流程

经类比区域其他同类固废填埋场实际，本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液后，本工程将设置 1 套撬装式渗滤液处理设施，采用“调节池+UASB 上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区。渗滤液处理设施设计处理能力为 12m^3/d。

①升流式厌氧污泥床反应器

升流式厌氧污泥床反应器简称 UASB，是高浓度有机废水主要处理单元，其工艺特征是在反应器上部设气、固、液三相分离器，下部为污泥悬浮区和污泥床区，废水从反应器底部进入，通过反应区经气、液、固三相分离器后进入沉淀区，气、液、固分离后，沼气由气室收集后排放，液体至反应器顶部出水槽流出，污泥自行回流到污泥床区，该单元运行环境为 30℃，故需要一定的伴热，通过电加热。

UASB 反应器中的厌氧反应过程包括水解，酸化，产乙酸和产甲烷等。通过不同的微生物参与底物的转化过程而将底物转化为最终产物——沼气、水等无机物。在厌氧反应过程中参与反应的厌氧微生物主要有以下几种：①水解—发酵(酸化)细菌，它们将复杂结构的底物水解发酵成各种有机酸，乙醇，糖类，氢和二氧化碳；②乙酸化细菌，它们将第一步水解发酵的产物转化为氢、乙酸和二氧化碳；③产甲烷菌，它们将简单的底物如乙酸、甲醇和二氧化碳、氢等转化为甲烷。

UASB 反应器内在反应的同时使污泥颗粒化，颗粒化后污泥的粒径一般为 0.1cm～0.2cm。在反应器内污泥的平均浓度可达 50gvss/L 左右，污泥龄一般在 30 天以上。

此单元对 COD 的去除率约 90%，BOD_5去除率约 90%，SS 去除率 80%以上。

②SBR

SBR 按间歇曝气方式运行。经厌氧处理后的废水泵送到 SBR 反应器中，用高效射流曝气系统限时曝气充氧，待充氧到一定程度，静止沉淀。

SBR 处理过程一个运行周期包括 5 个阶段：①进水期，污水在该时段内连续进入处理池，直到达到最高运行液位，并且借助于池底泵的搅动，使废水和池中活性污泥充分混合。此时活性污泥中菌胶团(由细菌、藻类、原生动物、后生动物等组成)将对废水中的有机物产生吸附作用，COD 和 BOD 为最大值；②反应期，进水达到设定的液位后，开始曝气，采用推流曝气或完全混合曝气方式，使废水中的有机物与池中的微生物充分吸收氧气，水中的溶解氧达到最大值，COD 不断降低；③静置期，既不曝气也不搅拌，反应池处于静沉状态，进行高效的泥水分离，COD 降为最小值，随着水的溶解氧不断降低；④排水期，上清液由滗水器排出；⑤闲置期，污泥中微生物充分休息，恢复活性，为了保证污泥的活性，防止污泥老化，定期排出剩余污泥，为新鲜污泥提供足够的空间生长繁殖。

SBR 段 COD 处理效率可达 80%、BOD_5处理效率为 95%、SS 处理效率 70%、NH_3-N 处理效率 96%以上。

③物化处理(二沉池)

物化处理方式为混凝沉淀。通过向水中投加混凝剂、絮凝剂，使其中颗粒杂质脱稳形成大的絮凝体,继而通过沉降进行固液分离。此单元SS去除率约80%，同时对 COD、BOD_5也有一定去除作用，去除率约 20%～30%。

为保证处理质量，渗滤液在厌氧反应器里处理时间不少于 10d，SBR 处理时间不少于 12h。类比采用相同处理工艺的渗滤液处理设施，渗滤液处理后 SS 浓度为 9mg/L、NH_3-N 浓度为 18mg/L、COD 浓度为 97.5mg/L、BOD_5浓度为 28.8mg/L，水质可满足《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)中排水浓度限值

要求。

渗滤液处理过程中废气污染源主要为渗滤液收集池无组织废气及处理设备无组织废气，渗滤液收集池和渗滤液处理设施设置封闭盖板抑制恶臭外散，同时利用区域地势开阔、风速较大，自然扩散；废水污染源主要为经处理后达标的渗滤液，全部回喷填埋区；噪声污染源主要为泵运行过程中产生的设备噪声，通过选用低噪声作业机械来减少机械噪声带来的影响；固体废物主要为渗滤液处理过程产生的污泥，经收集后在本工程生活垃圾填埋池进行卫生填埋。

3.3.3.5.3 闭井作业工艺流程

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃建筑垃圾等，废弃建筑垃圾等收集后送本工程新建固废填埋场填埋处理。

3.3.3.6 施工期污染源及其防治措施

施工期建设内容主要包括钻井，管线敷设及气田内部道路建设，井场建设、综合公寓和固废填埋场建设、场站改建等。

3.3.3.6.1 钻井

本次新钻井9口，钻井阶段排放的主要污染物为：钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等，污染物的排放仅发生在钻井期内，作业一旦结束，污染物的排放即告结束。

(1)废气

正常钻井作业时由柴油发电机作为动力来源。柴油发电机等设备燃料燃烧废气主要污染物为NO_X、烃类、CO等。

根据开发方案，钻井井队配备4台柴油机发电，柴油消耗量平均4.3t/d。新钻水平井9口，平均钻井完井周期为70d。整个钻井期间共耗柴油2730t。

依据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单（生态环境部公告2020年第74号）、《普通柴油》(GB252-2015)核算，单台柴油发电机满负荷运行污染物最大排放速率为：HC+NO_X 5.12kg/h、CO 2.8kg/h、颗粒物0.16kg/h，根据柴油消耗量核算钻井过程中柴油发电机烟气排放量404.3万m^3，排放烃类0.649t、CO 5.665t、NO_X 5.665t、SO_2 0.006t、颗粒物0.327t。

(2)废水

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等。

根据目前气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。单井排放的酸化压裂废水为60～100m^3，平均80m^3。本次和田河气田开发调整方案新建9口单井，产生的酸化压裂废水约为720m^3。

酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，使用撬装无害化处理装置就地无害化处理。

③生活污水

根据开发调整方案，新钻井9口，平均钻井完井周期70天。钻井人数一般为60人，按每人每天用水量100L计算，则生活用水量为3780m^3，生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为3024m^3。生活污水中主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-N、SS等；类比区域内周边油田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD_5为250mg/L、NH_3-N为20mg/L、SS为200mg/L；各污染物的产量COD为1.21t、BOD_5 为0.756t、NH_3-N为0.06t、SS为0.605t。

钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至和田河作业区公寓生活污水处理设施进行处理。

(3)噪声

钻井过程中的噪声源主要是钻机、泥浆泵等设备运转时产生的噪声。根据调查并类比可知，钻井过程中主要产噪设备柴油发电机、钻机噪声源强在100～110dB(A)、泥浆泵噪声源强在95～105dB(A)、射孔机和压裂泵车噪声源强在100～110dB(A)。

(4)固体废物

钻井过程中产生的固体废弃物主要是废弃泥浆、岩屑和生活垃圾。

①钻井废弃泥浆

钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

$$V=\frac{1}{8}\pi D^2h+18\left(\frac{h-1000}{500}\right)+116$$

式中：V——废弃钻井泥浆产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，取0.3m；

h——井深，取平均值3165m。

由以上经验公式计算可得，单井产生的废弃泥浆量约为230m^3，废弃泥浆中膨润土泥浆约172.5m^3，磺化泥浆约57.5m^3，分别在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，其中膨润土泥浆排放至井场的膨润土泥浆罐循环利用，磺化泥浆进入磺化泥浆罐拉运至下一钻井工程使用。本工程新钻井9口，产生的废弃泥浆量约为2070m^3，废弃泥浆中膨润土泥

浆约1552.5m^3，磺化泥浆约517.5m^3。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W=\frac{1}{4}\times\pi\times D^2\times h$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，取0.30m；

h——井深，取平均值3165m。

利用上述公式计算出每口井钻井期内产生的岩屑量约为223m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑167m^3，磺化泥浆钻井岩屑56m^3。本工程新钻井9口，总岩屑产生量为2007m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑1503m^3，磺化泥浆钻井岩屑504m^3。

在钻井井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆。其中膨润土泥浆岩屑(膨润土泥浆钻井岩屑)排入岩屑池，干化后直接用于油气田开发过程中修路、填坑、铺垫井场或填埋；聚磺体系泥浆岩屑在井场不落地收集后在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理。

③废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为0.01t/口，本工程新钻井9口，废机油量产生量为0.09t。废机油收集后送有资质单位处置。

④生活垃圾

根据开发调整方案，本次开发调整方案新钻井9口，平均钻井完井周期70天。单井施工人数约60人，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计18.9t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至和田河作业区固废场填埋处理。

综上所述，本开发调整方案钻井期各种污染物产生和排放情况见表3.3-23。

表3.3-23　**本开发调整方案钻井期各种污染物产生和排放情况一览表**

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	单座井场柴油机烟气	烟气量	0.24万m^3/h	404.3万m^3	首先具备条件的井场尽可能利用区域电网供电，减少柴油发电机的使用，柴油发电机作为备用；第二，钻井前对柴油机及发电机进行检修，保证工况良好，尾气达标；第三，燃烧满足《普通柴油》(GB 252-2015)现阶段油品要求的柴油	404.3万m^3	环境空气
		CO	3.372kg/h	5.665t		5.665t	
		烃类	0.3863kg/h	0.649t		0.649t	
		SO_2	0.00357kg/h	0.006t		0.006t	
		NO_x	3.372kg/h	5.665t		5.665t	
		颗粒物	0.1946kg/h	0.327t		0.327t	
废水	钻井废水	悬浮物、COD、石油类等	—	—	钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排	0	不外排
	酸化压裂废水	酸液	—	720m^3	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	0	不外排
	生活污水	水量	4.8m^3/d	3024m^3	钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至和田河作业区公寓生活污水处理设施进行处理	0	不外排
		COD	400mg/L	1.21t		0	
		BOD_5	250mg/L	0.756t		0	
		NH_3-N	20mg/L	0.06t		0	
		SS	200mg/L	0.605t		0	

续表3.3-23　**本开发调整方案钻井期各种污染物产生和排放情况一览表**

项目	污染源		污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
固体废物	一般工业固废	膨润土泥浆及钻井岩屑	—	—	废泥浆1552.5m³ 岩屑1503m³	在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，岩屑(膨润土泥浆钻井岩屑)排入岩屑池，干化后就地填埋	0	不外排
		磺化泥浆及钻井岩屑	—	—	废泥浆517.5m³ 岩屑504m³	在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，聚磺体系泥浆进入泥浆罐循环使用，由钻井队负责运至下一井场钻井使用；聚磺体系泥浆岩屑在井场不落地收集后在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理。	0	不外排
	危险废物	废机油	—	—	0.09t	收集后送有资质单位处置	0	不外排
	生活垃圾		—	—	18.9t	井场和生活营地设置垃圾桶，定期清运至和田河作业区固废场填埋处理	0	不外排
噪声	钻机		—	—	100dB(A)	合理安排施工时间，利用距离衰减	90dB(A)	声环境
	柴油发电机		—	—	105dB(A)		95dB(A)	
	泥浆泵		—	—	105dB(A)		95dB(A)	
	压裂泵车		—	—	100dB(A)		90dB(A)	
	射孔机		—	—	100dB(A)		90dB(A)	

3.3.3.6.2 地面工程建设

(1)占地情况

和田河气田开发调整方案地面工程建设内容包括新建采气井场9座、新建气举站3座、单井井场改造2座、集气站改造3座、新建配套综合公寓1座、新建固废填埋场1座、改建和田末站、改建500万方油气处理厂、新建管线163.3km、井场道路17.7km。项目位于塔克拉玛干中部，地表为沙漠，基本无自然植被，仅在综合公寓和固废填埋场所在区域有少量荒漠植被覆盖。地面工程占地面积情况见表3.3-24。

表3.3-24　和田河气田开发调整方案地面工程占地面积汇总一览表

序号	工程内容	占地面积(㎡)			说明
		永久	临时	总占地	
1	单井(MA4-5H井、MA4-7H井、MA2-1H井、MA5-10H井、MA8-2H井、MA2-3H井、MA3-3H井、MA8-3H井、MA8-1H井)	21600	70200	91800	单井井场施工期用地面积10200㎡
2	单井井场改造(MA5-2H井、MA4-10H井)	3550	0	3550	现有场站改建，本次新增永久占地
3	MA8单井集气站改造	12328	0	12328	现有场站改建，本次新增永久占地
4	玛2区块集气站改造	8675	0	8675	现有场站改建，本次新增永久占地
5	新建气举站(MA4-8H气举站、MA4-H4气举站、MA5-4H气举站)	14700	0	14700	现有场站改建，本次新增永久占地
6	和2井回注站	1726	0	1726	现有场站改建，本次新增永久占地
7	综合公寓	37102	0	37102	—
8	固废填埋场	120350	0	0	—
9	管线	0	1306400	1306400	总长163.3km，施工作业宽度控制在8m范围内
10	井场道路	79650	35400	115050	单井道路17.7km，路基宽4.5m，扰动范围按两侧各+1m计算
合计		299681	1412000	1711681	—

(2)影响识别及减缓措施

地面工程建设主要分为3类，第一类是井场、综合公寓及固废填埋场建设、场站改建，第二类是集输管线建设，第三类是道路建设。

本工程施工内容主要包括管沟和池体开挖、建筑施工、设备安装、覆土回填等，在此期间将产生施工扬尘、施工废水、施工噪声和建筑垃圾等，此外物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气环境、声环境产生不利影响。

①施工废气

本工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。本工程采用洒水抑尘、车辆减速慢行、等抑尘措施，控制施工扬尘对周围大气环境的不利影响；通过购买成品管材，现场严格按操作规程焊接减少焊接烟气产生量；

机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行，杜绝车辆尾气的超标排放。

②施工废水

施工期产生的废水主要是管道试压废水和施工人员产生的少量生活污水。试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘。施工现场四周为荒漠，不设置施工营地，生活污水就地泼洒抑尘。

③施工噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械和运输车辆，如挖掘机、吊机、运输车等，产噪声级在85～100dB(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，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

④固体废物

本工程施工过程中产生的固体废物主要为施工过程中产生土方、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾。土方全部用于回填管沟及场地平整，焊接及吹扫废渣运至和田河作业区固废场处理，施工人员生活垃圾收集后送至清运至和田河作业区固废场填埋处理。

本次开发调整方案三类工程施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表3.3-25。

表3.3-25　　**场站、管线及道路施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表**

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
井场、综合公寓及固废填埋场建设、场站改建	废气	车辆行驶、土方施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO_2、NO_2、C_mH_n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	不设施工营地，施工人员盥洗废水就地泼洒抑尘	不外排自然地表水体
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	收集后送至清运至和田河作业区固废场填埋处理	妥善处置

续表3.3-25　　**场站、管线及道路施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表**

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
井场、综合公寓及固废填埋场建设、场站改建	固体废物	建筑垃圾	间断	包装物、废建材等	有回收价值的回收利用，无价值的集中收集运至和田河作业区固废场填埋处理	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；距离声环境敏感点较近的需采取基础减震、隔声降噪等综合措施	声环境
	生态	占用土地	永久	土地利用	永久占地改变土地利用类型；场站四周设置草方格防沙	生态影响最小化
管道工程	废气	施工扬尘	间断	粉尘	场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO_2、NO_2、C_mH_n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
		管道焊接烟气	间断	粉尘	购买成品管材，现场严格按操作规程焊接；焊接量小且沿管线离散点状分布，烟气自然扩散	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	不设施工营地，施工人员盥洗废水就地泼洒抑尘	不外排自然地表水体
		试压废水	间断	SS	该股水质较简单，试压结束后可用于区域抑尘用水	不外排自然地表水体
	固体废物	管道清管、试压	一次	少量铁锈、泥沙	收集后运至和田河作业区固废场填埋处理	妥善处置
		生活垃圾	间断	生活垃圾	收集后送至和田河作业区固废场填埋处理	妥善处置
		施工废料	间断	碎铁屑、废弃混凝土、废焊条等	收集后运至和田河作业区固废场填埋处理	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；采取噪声防治措施，如基础减震、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间	声环境
	生态	占用土地、破坏植被	临时	土地利用植被	严格控制施工作业宽度；选线尽可能避开沙漠植被	生态影响最小化
道路工程	废气	车辆行驶、地面开挖施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO_2、NO_2、C_mH_n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气

续表3.3-25　　场站、管线及道路施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
道路工程	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	不设施工营地，施工人员盥洗废水就地泼洒抑尘	不外排自然地表水体
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	收集后送至和田河作业区固废场填埋处理	妥善处置
		弃土弃渣	间断	废土石	作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；采取噪声防治措施，如基础减震、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间	声环境
	生态	占用土地、破坏植被	永久	土地利用植被	选线尽可能避开沙漠植被，充分利用气田勘探阶段形成的土路，减少对沙漠的扰动；道路两侧设置草方格防沙	生态影响最小化

3.3.3.7 营运期污染源及其防治措施

3.3.3.7.1 废气污染源及其治理措施

气田生产过程中油气集输及外运过程中大气污染物主要是无组织泄露烃类气体、综合公寓燃气热水锅炉和集气站重沸器产生的燃烧烟气、生活污水处理设施产生的无组织废气、食堂油烟、固废填埋场产生的填埋废气等。主要污染物为烃类、颗粒物、SO_2、NO_X、NH_3、H_2S、臭气浓度和油烟等。

(1)燃气热水锅炉烟气

本工程综合公寓燃气热水锅炉燃料气为拟建天然气深冷工厂处理后的天然气。处理后的天然气低位发热值为 34MJ/m^3，天然气组分见表 3.3-26。

表 3.3-26　　燃料气组分一览表

组分	CH_4	C_2H_6	C_3H_8+	N_2	CO_2	H_2O	H_2S (mg/m^3)	总硫(mg/m^3)
含量，mol%	81.1	1.28	0.91	9.77	3.49	0.12	≤6	≤20

本工程共计2台1.05MW燃气热水锅炉，根据下列公式计算本工程燃气热水锅炉燃气量：

$$A=\frac{3600pt}{\varepsilon Q_L}=\frac{3600\times1.05\times1}{0.9\times34}=123.5N\mathrm{m}^3/\mathrm{h}$$

式中：A为燃气量，m^3；

P为燃气热水锅炉功率，MW；

ε 为燃气热水锅炉炉热转化效率，燃气热水锅炉取0.9；

Q_L为燃气的低位热值，取34MJ/m^3；

t为燃气热水锅炉运行时间，h。

则综合公寓每台燃气热水锅炉每小时燃气量为123.5m^3，本工程综合公寓共设置2台1.05MW燃气热水锅炉，则本工程燃气热水锅炉每小时燃气量共计为247m^3。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018)中5.2.3.2基准烟气量核算方法的经验公式估算法可得出综合公寓燃气热水锅炉基准烟气量为10.033m^3/m^3。则综合公寓单台燃气热水锅炉废气排放量为1239m^3/h(416.33万m^3/a)。

按照天然气中总硫浓度为20mg/m^3进行硫平衡计算，烟气中颗粒物浓度为20mg/m^3，SO_2浓度为4mg/m^3、NO_X浓度取200mg/m^3，燃气热水锅炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。燃气热水锅炉年运行3360h，营运期综合公寓2台燃气热水锅炉烟气中SO_2、NO_x、颗粒物排放量总计分别为：0.032t/a、1.666t/a、0.166t/a。废气污染源一览表具体见表3.3-27。

表 3.3-27　　**本工程燃气热水锅炉污染物排放情况一览表**

污染源	烟气量(10^4 m^3/a)	排放高度(m)	污染物排放情况					
			SO_2		NO_x		颗粒物	
			t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3
1#燃气热水锅炉烟气	416.33	23	0.016	4.0	0.833	200	0.083	20
2#燃气热水锅炉烟气	416.33	23	0.016	4.0	0.833	200	0.083	20
合计	832.66	—	0.032	—	1.666	—	0.166	—

(2)重沸器烟气

重沸器燃烧烟气来源为燃气热水锅炉排放烟气，其燃料气为集气站脱水脱硫处理后的天然气。处理后的天然气低位发热值为 34MJ/m^3，天气组分见表 3.3-28。

表 3.3-28 **燃料气组分一览表**

组分	CH_4	C_2H_6	C_3H_8+	N_2	CO_2	H_2O	H_2S (mg/m^3)	总硫(mg/m^3)
含量，mol%	81.1	1.28	0.91	9.77	3.49	0.12	≤6	≤20

本工程玛8集气站、玛2集气站共计新建2套三甘醇脱水装置，根据设计资料，单台重沸器燃气量为6m^3/h，本次开发调整方案在玛8集气站、玛2集气站共新增2台重沸器，则本工程重沸器每小时燃气量共计为12m^3。重沸器烟气中废气污染物排放量参照《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018)中5.2.3.2基准烟气量核算方法的天然气燃气锅炉经验公式估算法可得出重沸器基准烟气量为10.033m^3/m^3，则集气站单台重沸器废气排放量为60.2m^3/h(48.16m^3/a)。

按照天然气中总硫浓度为20mg/m^3进行硫平衡计算，烟气中颗粒物浓度为20mg/m^3，SO_2浓度为4mg/m^3、NO_X浓度取200mg/m^3，重沸器烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。重沸器年运行8000h，营运期2台重沸器烟气中SO_2、NO_x、颗粒物排放量总计分别为：0.0038t/a、0.192t/a、0.0192t/a。废气污染源一览表具体见表3.3-29。

表 3.3-29 **本工程重沸器污染物排放情况一览表**

污染源	烟气量(10^4 m^3/a)	排放高度(m)	污染物排放情况					
			SO_2		NO_x		颗粒物	
			t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3
玛8集气站重沸器烟气	48.16	8	0.0019	4.0	0.096	200	0.0096	20
玛2集气站重沸器烟气	48.16	8	0.0019	4.0	0.096	200	0.0096	20
合计	96.32	—	0.0038	—	0.192	—	0.0192	—

(3)生活污水处理设施无组织废气

类比《城镇污水处理厂臭气处理技术规程》(CJJ/T243-2016)中恶臭气体浓度，综合公寓生活污水处理设施无组织废气中NH_3排放速率为0.0001kg/h，H_2S排放速率为0.0002kg/h。按年有效工作时间8760h计算，综合公寓生活污水处理

设施NH_3年排放量为0.001t/a，H_2S年排放量为0.002t/a。

(4)固废填埋场无组织废气

①生活垃圾填埋池填埋气

类比周边油气田同类型固废填埋场，本工程固废填埋场内生活垃圾填埋池填埋气中NH_3排放速率为0.0013kg/h，H_2S排放速率为0.00027kg/h。按年有效工作时间8760h计算，生活垃圾填埋池填埋气中NH_3年排放量为0.011t/a，H_2S年排放量为0.002t/a。

②生活垃圾填埋池装卸扬尘

生活垃圾填埋池的无组织扬尘是由堆场的扬尘源排放量是装卸、运输引起的扬尘与堆积存放期间风蚀扬尘的加和，垃圾填埋作业区颗粒物浓度与土壤含水率、气候、风速等有较大关系，本工程作业时应加大洒水和及时覆土，大风天气严禁作业。

根据《扬尘源颗粒物排放清单编制技术指南》中堆场扬尘源排放量的计算，计算公式如下：

公式 1

$$W_y = \sum_{t=1}^{m} E_h \times G_{yi} \times 10^{-3} + E_w \times A_y \times 10^{-3}$$

式中：W_Y—堆场扬尘源中颗粒物总排放量，t/a。

E_h—堆场装卸运输过程的扬尘颗粒物排放系数，kg/t，其估算公式见公式 2。

m—每年料堆物料装卸总次数，取 365 次/a。

G_{Yi}—第 i 次装卸过程的物料装卸量，取 147t/a

E_w—料堆受到风蚀作用的颗粒物排放系数，kg/m^2，其估算公式见公式 3。

A_Y—料堆表面积，m^2。

装卸、运输物料过程扬尘排放系数的估算

公式 2

$$E_h = k_j \times 0.0016 \times \frac{\left(\frac{u}{2.2}\right)^{1.3}}{\left(\frac{M}{2}\right)^{1.4}} \times (1-\eta)$$

式中：E_h—堆场装卸扬尘的排放系数，kg/t。

k_j—物料的粒度乘数，取 0.74。

u—地面平均风速，取 1.53m/s。

M—物料含水率，取 3.4%。

η—污染控制技术对扬尘的去除效率，本工程参照选取《扬尘源颗粒物排放清单编制技术指南》表 12 中“TSP 控制效率”的参考值，74%。

堆场风蚀扬尘排放系数的计算方法

料堆表面遭受风扰动后引起颗粒物排放的排放系数可以用下式计算：

公式 3

$$E_w = k_j \times \sum_{i=1}^{n} P_i \times (1-\eta) \times 10^{-3}$$

公式 4

$$P_i = \begin{cases} 58 \times (u^* - u_t^*)^2 + 25 \times (u^* - u_t^*); & (u^* > u_t^*) \\ 0 \quad ; & (u^* \le u_t^*) \end{cases}$$

式中：E_w—堆场风蚀扬尘的排放系数，kg/m^2。

k_i—物料的粒度乘数，取 1.0。

n—料堆每年受扰动的次数，取 730 次/a。

P_i—第 i 次扰动中观测的最大风速的风蚀潜势，g/m^2，通过公式 4 求得。

η—污染控制技术对扬尘的去除效率，取 74%。

U^*—摩擦风速，m/s。计算方法见公式 5。

U^{t*}—阈值摩擦风速，即起尘的临界摩擦风速，m/s，本工程参照选取《扬尘源颗粒物排放清单编制技术指南》表 15 中“煤粉尘堆”的参考值，0.54。

公式 5

$$u^* = 0.4u(z) / \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$

式中：u(z)—地面风速，取 1.53m/s。

z—地面风速检测高度，取 2m。

z_0—地面粗糙度，m，城市取值 0.6，郊区取值 0.2，本工程取 0.2。

0.4 为冯卡门常数，无量纲。

经计算，生活垃圾填埋池装卸扬尘的排放系数为 0.057kg/t。生活垃圾填埋池平均每天装卸填埋作业时间约 2h，则根据生活垃圾产生量(0.404t/d)反算可得颗粒物排放源强为 0.011kg/h。本工程通过加强管理，避免大风天气集中作业和加强场区洒水抑尘来降低扬尘的产生量和排放量。

③一般工业固废填埋池装卸扬尘

根据上述计算方法计算，一般工业固废装卸扬尘的排放系数为 0.057kg/t。一般工业固废填埋池平均每天装卸填埋作业时间约 2h，和田河气田一般工业固废产生量约为 0.2t/d，反算可得颗粒物排放源强为 0.006kg/h。本工程通过加强管理，避免大风天气集中作业和加强场区洒水抑尘来降低扬尘的产生量和排放量。

④渗滤液收集池无组织废气

本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期渗滤液产生量较大，本工程将设置1套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，本工程将渗滤液收集于渗滤液收集池经处理回喷填埋区。

渗滤液收集池恶臭的产生和温度高低有很大关系，炎热的夏季渗滤液收集池恶臭气味较浓，冬季恶臭气味较小。

对于渗滤液收集池产生的恶臭，经类比陆梁油田新建生活垃圾填埋场工程(陆梁油田生活垃圾填埋场建有3座18000m^3的填埋池、1座100m^3的渗滤液收集池，生活垃圾填埋类型与本工程类似)，渗滤液收集池恶臭产量系数为NH_3：3.71×10^{-5}kg/h·m^2；H_2S：9.36×10^{-7}kg/h·m^2；由此得出渗滤液渗滤液收集池NH_3源强为0.0009kg/h，H_2S的源强为0.00002kg/h，NH_3排放量为0.008t/a、H_2S排放量为0.0002t/a。本工程通过对渗滤液收集池加封闭盖板来降低恶臭气体的排放量。

⑤渗滤液处理设施无组织废气

本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期渗滤液产生量较大，本工程将设置1套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水

回喷填埋区。

渗滤液处理设施在运行过程中会产生一定的恶臭。本评价根据处理装置占地、当地平均风速及实际运行时间等条件，估算无组织废气中NH_3排放源强为0.002kg/h、H_2S排放源强为0.00005kg/h，NH_3排放量为0.017t/a、H_2S排放量为0.0004t/a。本工程通过对渗滤液处理设施各池体密封来降低恶臭气体的排放量。

(4)烃类挥发

油气集输过程采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。由国内外有关计算和气田实测数据分析，采用上述集输工艺，其烃类气体的损耗可控制在1%以下；根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南(试行)》附表5，天然气开采过程中挥发性有机物排放系数为0.5g/kg。则根据各单井、气举站及集气站新增产气或集输天然气量，和田河气田开发调整方案各场站无组织挥发性有机废气产生量如下：

①井场无组织废气

本工程新建井场的无组织排放污染物主要为非甲烷总烃和H_2S，类比国内油气开采过程中的油气耗损，经核算，本工程各新建单井无组织废气中非甲烷总烃排放速率为0.008kg/h，H_2S排放速率为0.0001kg/h。按年有效工作时间8760h计算，各井场非甲烷总烃年排放量为0.07t/a，H_2S年排放量为0.0009t/a。本工程共新建9口单井，非甲烷总烃年排放量总计为0.63t/a，H_2S年排放量为0.0081t/a。本工程的实施基本上不改变现有各井场的无组织排放量。因此，不再分析现有井场无组织废气。

②气举站无组织废气

和田河气田开发调整方案共设置3座气举站，各气举站最大注气量为$5\times10^4m^3/d$，则各气举站无组织废气中非甲烷总烃排放速率为0.007kg/h，H_2S排放速率为0.0001kg/h，按年有效工作时间8760h计算，单个气举站非甲烷总烃年排放量为0.061t/a，H_2S年排放量为0.0009t/a。本工程含3座气举站，非甲烷总烃年排放量总计为0.183t/a，H_2S年排放量为0.0027t/a。

③集气站无组织废气

和田河气田共设置3座集气站，开发调整方案中玛4集气站新接入1口新井、玛8集气站新接入3口新井、玛2集气站新接入3口新井，则玛8集气站和玛2集气站无组织废气中非甲烷总烃排放速率为0.024kg/h，H_2S排放速率为0.0003kg/h，玛4集气站无组织废气中非甲烷总烃排放速率为0.008kg/h，H_2S排放速率为0.0001kg/h，按年有效工作时间8760h计算，非甲烷总烃年排放量总计为0.49t/a，H_2S年排放量为0.006t/a。

④和田末站无组织废气

本次开发调整方案将改建和田末站，和田末站目前输气送能力为120×10^4m^3/d，本次改建后和田末站输气能力可达到200×10^4m^3/d，则本次改建将增加和田末站80×10^4m^3/d的输气量，新增无组织废气排放量中非甲烷总烃排放速率为0.119kg/h，H_2S排放速率为0.0001kg/h，按年有效工作时间8760h计算，非甲烷总烃年排放量总计为1.042t/a，H_2S年排放量为0.0009t/a。

⑤500万方油气处理厂无组织废气

本次开发调整方案将500万方油气处理厂降级改建为集气总站，同时接入新井9口，则500万方油气处理厂无组织废气中非甲烷总烃排放速率为0.072kg/h，H_2S排放速率为0.0009kg/h，按年有效工作时间8760h计算，非甲烷总烃年排放量总计为0.631t/a，H_2S年排放量为0.008t/a。

(4)食堂油烟

综合倒班公寓设置食堂1座，该食堂设置有灶头5座，根据《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)，该食堂属于中型食堂。食堂运行过程中会有一定量的油烟废气产生，经过油烟净化器处理后通过食堂风机窗口排出，外排油烟废气量4000m^3/h，废气中油烟浓度为2mg/m^3，处理效率75%，均满足《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)中表2要求。按照食堂年运行时间2190h(365d×6h)计算，年外排油烟0.018t/a。

3.3.3.7.2 废水污染源及其治理措施

气田生产过程中产生的废水主要包括气田采出水、井下作业废水、玛8集气站、玛2集气站及综合公寓内产生的生活污水等。

(1)气田采出水

气田采出水主要来源于气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发调整方案预测，气田开发前期采出水水量较小，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。气田各生产井采出液输至500万方油气处理厂，分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层。

本工程各新钻生产井生产后期采出水最大产生量为100m^3/d，气田营运期采出水量共计36500m^3/a。

(2)井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的，主要是通过酸化、压裂等工序，产生大量的酸化、压裂废水。平均每次修井排放废水45m^3，按同类项目类比，每口井平均4年修井一次，因此每口井井下作业废水年排放量为11.25m^3/a。开发调整方案新钻生产井共计9口，则井下作业废水每年产生量合计101.25m^3。废水中主要含有酸、盐类和有机物，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。本次开发调整方案利用老井已进行竣工环境保护验收，本工程不再对其营运期井下作业废水进行分析评价。

(3)脱水装置废水

玛8集气站、玛2集气站各设1套脱水装置，营运期脱水装置废水产生量约为10m^3/d，全部进入500万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层。

(4)废脱硫剂

玛8集气站、玛2集气站各设1套三嗪溶液脱硫装置，营运期三嗪溶液年使用量为50t/a(约41.6m^3/a)，产生废脱硫剂约56t/a(0.114m^3/d)，全部进入500万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层。

(5)生活污水

本工程新建井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。

①玛8集气站、玛2集气站生活污水

2座集气站各有2人值班。生活用水按80L/d·人考虑，生活污水产生量为用

水量的80%计，则新增生活污水总计0.256m^3/d。类比可知，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD_5为250mg/L、NH_3-N为20mg/L、SS为200mg/L。集气站内产生的生活污水排入化粪池暂存，定期拉运至综合公寓生活污水处理设施进行处理。处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)中C级标准冬储夏灌，夏季用于绿化用水，冬季排至新建固废填埋场内生活污水蓄水池。按年工作365天计算，则集气站生活污水产生量为93.44m^3/a，主要污染物产生量为COD 0.037t/a、BOD_5 0.023t/a、NH_3-N 0.0018t/a、SS 0.018t/a。

②综合公寓生活污水

开发调整方案设置1座400人标准综合公寓。生活用水按80L/d·人考虑，生活污水产生量为用水量的80%计，则新增生活污水总计25.6m^3/d。类比可知，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD_5为250mg/L、NH_3-N为20mg/L、SS为200mg/L。综合公寓产生的生活污水经隔油池和化粪池处理后排入生活污水处理设施，处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)中C级标准冬储夏灌，夏季用于绿化用水，冬季排至新建固废填埋场内生活污水蓄水池。按年工作365天计算，则综合公寓生活污水产生量为9344m^3/a，主要污染物产生量为COD 3.737t/a、BOD_5 2.336t/a、NH_3-N 0.187t/a、SS 1.868t/a。

(6)软水制备废水及锅炉排污水

软水制备装置及锅炉运行过程中分别产生废水8.3m^3/d、12.5m^3/d，经收集后排入生活污水处理设施，处理达标后冬储夏灌，夏季用于绿化用水，冬季排至新建固废填埋场内生活污水蓄水池。

(7)填埋池渗滤液

垃圾渗滤液是流经垃圾并自垃圾中吸收容纳溶解物和悬浮物的液体，由大气降水、垃圾自身携带水及分解产生水等组成，其中大气降水是渗滤液的主要来源。本工程固废填埋场位于墨玉县北部，塔克拉玛干沙漠腹地。该区域多年平均蒸发量为2239mm，平均降雨量为36mm，蒸发量远远大于降雨量，另外本工程生活垃圾含水量较少，经类比现有和田河作业区固废场生活垃圾填埋池，该填埋场自2013年运行至今尚无渗滤液产生，类比可知本工程固废填埋场前期无渗滤液产生。

本评价从最不利角度出发，不考虑水份蒸发因素，采用年平均降水量作为填埋场年平均渗滤液产生量的计算依据。其计算公式为：

Q=CIA/1000

式中:Q——渗滤液年均产生量（m^3/a）；

I——降水量（mm）；

C——渗透系数，即填埋场内降水量中成为渗滤液的分数，其值与降雨量和蒸发量有关，一般取值在 0.4～1 之间。墨玉县属于暖温带大陆性干燥气候，根据多年气象统计资料可知：多年平均蒸发量为 2239mm，平均降雨量为 36mm，因此渗透系数 C 取 0.4 计算。

A——填埋场面积，（m^2）。

根据场址所在区域气候条件，渗滤液计算按最不利情况计算，生活垃圾填埋池占地面积为 16900m^2，一般工业固废填埋池占地面积为 7000m^2，共计 23900m^2。

据墨玉县多年的气象统计资料，年平均降雨量 36mm，渗滤液年平均和全年日平均产生量分别为：

$Q_{年平均}$=0.4×36×23900÷1000=344.16(m^3/a)

$Q_{全年日平均}$= $Q_{年平均}$/365=344.16÷365=0.943(m^3/d)

按以上公式计算，在不考虑水份蒸发因素，从最不利的角度出发，填埋场渗滤液全年日平均产生量 0.94m^3/d，年产生量约 344.2m^3/a。

本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液,若填埋后期渗滤液产生量较大，本工程将设置 1 套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB 上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区。

3.3.3.7.3 噪声污染源及其治理措施

气田生产阶段，噪声源主要集中在各场站。噪声源为各类机泵、锅炉、压缩机、分离器、计量撬、火炬等。噪声源强在90～105dB(A),常用设备如压缩机、分离器、计量撬、锅炉、各种机泵类采取基础减震的措施，降噪效果可到10dB(A)至15dB(A)；火炬、井下作业等属于偶发噪声，持续时间短，随着操作的结束而

消失。

3.3.3.7.4 固体废物及其治理措施

气田生产过程中产生的固体废物主要是含油废物、清管废物、过滤废渣、废树脂、化粪池沉渣、栅渣、污泥和生活垃圾。

(1)含油废物

工程营运期设备定期维护、阀门和法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下修井作业时会产生含油污泥，根据类比调查，含油废物产生量约为4t/a，桶装收集后送有资质的危险废物处置单位妥善处置。

(2)清管废渣

集输管线中的输气干线清管作业产生清管废渣，每年清管 1～2 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本工程两厂管线及还气管线总长为 19.6km，每次废渣产生量约 22.54kg，产生量最多约为 0.045t/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置。

(3)过滤废渣

玛8集气站和玛2集气站新建脱水和脱硫装置、和田末站新建过滤分离撬、500万方油气处理厂新建过滤分离撬营运期均会产生过滤废渣，年产生量约为1t/a。过滤废渣收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置。

(4)废树脂

新建综合公寓中燃气热水锅炉制备软化水的过程中会产生废树脂，软水制备系统树脂约 1～2 年更换 1 次，每次废树脂产生量约 100kg，则产生量最多约为 0.1t/a。废树脂收集后清运至本工程新建固废填埋场填埋处理。

(5)生活垃圾

本工程玛 8 集气站和玛 2 集气站共新增值班人员 4 人,新建综合公寓为 400 人标准公寓。生活和工作过程中会产生一定量的生活垃圾，按 1kg/d·人计算，年工作 365 天，生活垃圾产生量为 147.46t/a。产生的生活垃圾按公寓管理要求放入垃圾桶，定期清运至本工程新建固废填埋场填埋处理。

(6)化粪池沉渣和栅渣

本工程生活污水处理设施营运期处理过程会产生化粪池沉渣和栅渣，其中化粪池沉渣产生量为25t/a，栅渣产生量为20t/a，定期清运至本工程新建固废填埋场填埋处理。

(7)污泥

本工程生活污水处理设施营运期程会产生污泥，产生量为20t/a；本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，渗滤液处理设施处理过程中会产生污泥，产生量为2t/a，生活污水处理设施和渗滤液处理设施污泥收集后送本工程新建固废填埋场填埋处理。

综上所述，营运期污染物产生及治理措施情况见表3.3-30。

表3.3-30　　**运营期主要污染物排放情况汇总一览表**

项目	污染源名称	排放量(Nm^3/h)	污染物	源强浓度/速率	治理措施	外排污染物		排气筒高度(m)	年排放时间(h/a)	排放量(t/a)
						外排浓度(mg/Nm^3)	排放速率(kg/h)			
废气	1#燃气热水锅炉烟气	1239	颗粒物 SO_2 NO_X	0.0248kg/h 0.0049kg/h 0.2478kg/h	燃用净化后的天然气	20 4 200	0.0248kg/h 0.0049kg/h 0.2478kg/h	23	3360	0.083 0.016 0.833
	2#燃气热水锅炉烟气	1239	颗粒物 SO_2 NO_X	0.0248kg/h 0.0049kg/h 0.2478kg/h		20 4 200	0.0248kg/h 0.0049kg/h 0.2478kg/h	23	3360	0.083 0.016 0.833
	玛8集气站重沸器烟气	60.2	颗粒物 SO_2 NO_X	0.0012kg/h 0.00024kg/h 0.012kg/h		20 4 200	0.0012kg/h 0.00024kg/h 0.012kg/h	8	8000	0.0096 0.0019 0.096
	玛2集气站重沸器烟气	60.2	颗粒物 SO_2 NO_X	0.0012kg/h 0.00024kg/h 0.012kg/h		20 4 200	0.0012kg/h 0.00024kg/h 0.012kg/h	8	8000	0.0096 0.0019 0.096
	食堂油烟	4000	油烟	0.032kg/h	油烟净化器	2	0.008kg/h	--	2190	0.018
	生活污水处理设施无组织废气	—	H_2S NH_3	0.0005kg/h 0.005kg/h	盖板封闭	—	0.0005kg/h 0.005kg/h	—	8760	0.004 0.044
	生活垃圾填埋池填埋气	—	H_2S NH_3	0.00027kg/h 0.0013kg/h	及时覆土，加强管理	—	0.00027kg/h 0.0013kg/h	—	8760	0.002 0.011

续表 3.3-30　　运营期主要污染物排放情况汇总一览表

项目	污染源名称	排放量(Nm^3/h)	污染物	源强浓度/速率	治理措施	外排污染物		排气筒高度(m)	年排放时间(h/a)	排放量(t/a)
						外排浓度(mg/Nm^3)	排放速率(kg/h)			
废气	生活垃圾填埋池装卸扬尘	—	颗粒物	0.011kg/h	设置洒水车，定期洒水抑尘	—	0.011kg/h	—	730	0.008
	一般工业固废填埋池装卸扬尘	—	颗粒物	0.006kg/h		—	0.01kg/h	—	730	0.0044
	渗滤液收集池无组织废气*	—	H_2S NH_3	0.00002kg/h 0.0009kg/h	盖板封闭	—	0.00002kg/h 0.0009kg/h	—	8760	0.0002 0.008
	渗滤液处理设施无组织废气*	—	H_2S NH_3	0.00005kg/h 0.002kg/h		—	0.00005kg/h 0.002kg/h	—	8760	0.0004 0.017
	井场无组织废气	--	非甲烷总烃 H_2S	0.008kg/h 0.0001kg/h	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气	—	0.008kg/h 0.0001kg/h	—	8760	0.07 0.0009
	气举站无组织废气	--	非甲烷总烃 H_2S	0.007kg/h 0.0001kg/h		—	0.007kg/h 0.0001kg/h	—	8760	0.061 0.0009
	玛4集气站无组织废气	--	非甲烷总烃 H_2S	0.008kg/h 0.0001kg/h		—	0.008kg/h 0.0001kg/h	—	8760	0.07 0.0009
	玛8集气站无组织废气	—	非甲烷总烃 H_2S	0.024kg/h 0.0003kg/h		—	0.024kg/h 0.0003kg/h	—	8760	0.21 0.0026
	玛2集气站无组织废气	—	非甲烷总烃 H_2S	0.024kg/h 0.0003kg/h		—	0.024kg/h 0.0003kg/h	—	8760	0.21 0.0026
	和田末站无组织废气	—	非甲烷总烃 H_2S	0.119kg/h 0.0001kg/h		—	0.119kg/h 0.0001kg/h	—	8760	1.042 0.0009
	500万方油气处理厂无组织废气	—	非甲烷总烃 H_2S	0.072kg/h 0.0009kg/h		—	0.072kg/h 0.0009kg/h	—	8760	0.631 0.008

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废水	井场	井下作业废水(9座井)	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	101.25m^3/a(11.25m^3/a/口井)	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	0	不外排

续表 3.3-30　　**运营期主要污染物排放情况汇总一览表**

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废水	井场	气田采出水	石油类 SS	100m³/d	气田各生产井采出液输至 500 万方油气处理厂，分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层	0	不外排
	玛 8 集气站、玛 2 集气站	脱水装置废水	石油类 SS	10m³/d	全部进入 500 万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层	0	不外排
	玛 8 集气站、玛 2 集气站	废脱硫剂	噻二嗪	0.114³/d	全部进入 500 万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层	0	不外排
	玛 8 集气站、玛 2 集气站	生活污水	SS、COD、NH_3-N、BOD_5	0.256m³/d	定期拉运至综合公寓生活污水处理设施进行处理	0	不外排
	综合公寓	生活污水		25.6m³/d	经隔油池和化粪池处理后排入生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建固废填埋场内生活污水蓄水池	0	不外排
	综合公寓	软水制备废水	SS	8.3m³/d	收集后排入综合公寓新建生活污水处理设施	0	不外排
	综合公寓	锅炉排污水	SS	12.5m³/d		0	不外排
	固废填埋场	渗滤液*	色度、SS、COD、BOD_5、总氮、总磷、NH_3-N、总砷、总汞、总铅、总铬	0.94m³/d	本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置 1 套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB 上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区	0	不外排

续表 3.3-30　　运营期主要污染物排放情况汇总一览表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
固体废物	井口、井下作业	含油废物	含油废物	4t/a	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	0	不外排
	输气干线	清管废渣	清管废渣	0.045t/a		0	不外排
	玛8集气站、玛2集气站、和田末站、500万方油气处理厂	过滤废渣	过滤废渣	1t/a		0	不外排
	综合公寓	废树脂	废树脂	0.1t/a	收集后清运至本工程新建固废填埋场填埋处理	0	不外排
		化粪池沉渣	化粪池沉渣	25t/a		0	不外排
		栅渣	栅渣	20t/a		0	不外排
		生活污水处理设施污泥	污泥	20t/a		0	不外排
	固废填埋场	渗滤液处理设施污泥*	污泥	2t/a		0	不外排
	综合公寓、玛8集气站及玛2集气站	生活垃圾	生活垃圾	147.46t/a		0	不外排
项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要控制措施	排放量	排放去向
噪声	井场	采气树	L_{eq}	85dB(A)	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	75dB(A)	声环境
		计量撬	L_{eq}	80dB(A)		70dB(A)	声环境
		甲醇加注撬	L_{eq}	80dB(A)		70dB(A)	声环境
		缓蚀剂加注撬	L_{eq}	80dB(A)		70dB(A)	声环境
		井下作业(压裂、修井等)	L_{eq}	105dB(A)	偶发噪声，修井作业时间短，呈阶段性	105dB(A)	声环境
		火炬	L_{eq}	105dB(A)	事故状态下偶发噪声	105dB(A)	声环境

续表 3.3-30　　运营期主要污染物排放情况汇总一览表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要控制措施	排放量	排放去向
噪声	气举站(MA4-8H气举站、MA4-H4气举站、MA5-4H气举站)	抗硫气液分离器橇	L_{eq}	85dB(A)	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	75dB(A)	声环境
		气田水转输泵橇	L_{eq}	90dB(A)		80dB(A)	声环境
	改建井场(MA5-2H井、MA4-10H井)	抗硫气液分离器橇	L_{eq}	85dB(A)		75dB(A)	声环境
		气田水转输泵橇	L_{eq}	90dB(A)		80dB(A)	声环境
	玛4集气站	气田水转输泵橇	L_{eq}	90dB(A)		80dB(A)	声环境
	玛8集气站、玛2集气站	抗硫气液分离器橇	L_{eq}	85dB(A)		75dB(A)	声环境
		气田水转输泵橇	L_{eq}	90dB(A)		80dB(A)	声环境
		三甘醇脱水装置	L_{eq}	80dB(A)		70dB(A)	声环境
		脱硫装置	L_{eq}	80dB(A)		70dB(A)	声环境
	和田2井回注站	高压回注泵	L_{eq}	95dB(A)	厂房隔声、基础减振	80dB(A)	声环境
	500万方油气处理厂	电驱往复式压缩机橇	L_{eq}	95dB(A)	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	85dB(A)	声环境
		抗硫旋风分离器橇	L_{eq}	85dB(A)		75dB(A)	声环境
		药剂加注撬	L_{eq}	80dB(A)		70dB(A)	声环境
		气田水转输泵	L_{eq}	90dB(A)		80dB(A)	声环境
	和田末站	计量调压橇	L_{eq}	80dB(A)		70dB(A)	声环境
	综合公寓	燃气热水锅炉	L_{eq}	85dB(A)	厂房隔声、基础减振	70dB(A)	声环境
		提升泵	L_{eq}	90dB(A)		75dB(A)	声环境
		外排泵	L_{eq}	90dB(A)		75dB(A)	声环境
	固废填埋场	推土机	L_{eq}	90dB(A)	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	80dB(A)	声环境
		洒水车	L_{eq}	85dB(A)		75dB(A)	声环境
		泵类	L_{eq}	90dB(A)		80dB(A)	声环境

注：*经类比分析，本工程前期无渗滤液产生，无渗滤液收集池无组织废气、渗滤液处理设施无组织废气和污泥产生；若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套渗滤液处理设施。

3.3.3.8 闭井期污染源及其防治措施

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃建筑垃圾等，均属于一般工业固体废物，废弃建筑垃圾等收集后送本工程新建固废填埋场处理。

3.3.3.9 非正常排放

非正常生产排放包括设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

本工程属于开采过程，若井口压力过高，采出液通过放喷火炬在焚烧池点燃排放。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑；集气站同时设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空管由放空火炬向外排放。根据《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)中第 9.2.3 火炬排放污染物量公示(21)计算。本工程非正常排放情况见表 3.3-31。

表 3.3-31 **非正常排放情况一览表**

项目	持续时间(min)	产生的污染物排放速率(kg/h)	
放喷口	30	非甲烷总烃	2.5
		颗粒物	1.0
		SO_2	16.86
		NO_X	67.5
火炬	60	非甲烷总烃	7.5
		颗粒物	3.0
		SO_2	50.58
		NO_X	202.5

3.3.3.10 清洁生产分析

3.3.3.10.1 钻井工艺清洁生产工艺

(1)钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学的进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

(2)作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到90%以上，钻井液循环率达到95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法是：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等祛除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

(3)采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4)设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

(5)钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

(6)井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

(7)钻井新鲜水使用量低于行业要求的清洁生产标准

(8)先进性分析

塔里木油田分公司在各个油气田区块内新建钻井,不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配置、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.3.3.10.2 运营期清洁生产工艺

(1)集输及处理清洁生产工艺

①本项目所在区域具备较完善的油气集输管网，各井场采出液经集输管线输送至集气站，最终进入油气处理站集中处理，全过程密闭集输，降低了损耗，

减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐（车）收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

⑦优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

(2)节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

③气田采用自动化管理，提高了管理水平。

(3)建立有效的环境管理制度

本工程将环境管理和环境监测纳入气田安全环保部门负责,采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本工程主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

②井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采气过程中加强管理，对集输管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、

冒、滴、漏”现象发生。

根据综合分析和类比已开发油气田，本工程严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.3.3.11 三本账

本工程实施后污染物年排放量见表 3.3-32。

表 3.3-32 **本工程“三本账”污染物排放一览表** 单位：t/a

类别	废气						废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢	氨		
现有工程排放量	1.82	4.33	17.04	6.201	0.0187	0	0	0
本工程新增排放量	0.1976	0.0358	1.858	2.294	0.0234	0.08	0	0
削减量(500 万方油气处理厂降级为集气总站)	1.82	4.33	17.04	0	0	0	0	0
本工程实施后排放量	0.1976	0.0358	1.858	8.495	0.0421	0.08	0	0
本工程实施后增减量	-1.6224	-4.2942	-15.182	2.294	0.0234	0.08	0	0

3.3.3.11 污染物总量控制分析

3.3.3.11.1 总量控制因子

根据现行国家“十三五”总量控制水平，同时考虑到国家“十四五”总量控制要求，结合本工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：SO_2、NO_X、VOCs

废水污染物：COD、NH_3-N。

3.3.3.11.2 本工程污染物排放总量

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，VOCs 是指参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。对于本工程而言，其排放的 VOCs 基本可以等同为非甲烷总烃。根据计算，本工程运营期产生的 VOCs（非甲烷总烃）排放量估算为 2.294t/a。

本工程营运期废气污染物主要为燃气热水锅炉和重沸器产生的颗粒物、二氧化硫和氮氧化物，各场站无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢、污水处理设施和填埋场无组织排放的氨和硫化氢。营运期废水均不外排。

结合本工程排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子：SO_2、NO_X、VOCs。

3.3.3.11.3 污染物总量分析

本工程污染物总量指标见表 3.3-33。

表 3.3-33 **本工程污染物总量指标一览表**

类别	污染物名称	项目排放量(t/a)
废气	SO_2	0.0358
	NO_X	1.858
	VOCs	2.294
废水	COD	0
	NH_3-N	0

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

(1)和田市

和田市位于新疆最南端，地处喀喇昆仑山与塔克拉玛干大沙漠之间，地理坐标位于东经 79° 50′ 20″ 至 79° 56′ 40″ 、北纬 36° 59′ 50″ 至 37° 14′ 23″ 之间，东西最宽为 60km，南北最长约 200km。总面积 585.11km^2。和田位于塔里木盆地西南部、玉龙喀什河（和田河）畔的绿洲内。邻近的河流有克里雅河、尼雅河、牙通古孜河。其北为塔克拉玛干沙漠，其南为昆仑山脉。

(2)墨玉县

墨玉县位于塔里木盆地南缘,地理坐标为东经 79° 08′ ～80° 4′ ,北纬 36° 36′ ～39° 38′ 。东与和田县隔河相望，西与皮山县相接，北入塔克拉玛干大沙漠腹地与阿克苏地区的阿瓦提县接壤；南北长 319.5km、东西宽 45～112.5km，行政区域面积 2.5 万 km^2，其中绿洲面积 846km^2，耕地面积 53.38 万亩。地势南高北低，南部最高点海拔 3600m，北部最低点海拔 1120m。

本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程位于新疆和田地区墨玉县境北部。本工程地理位置见图 4.1-1，周边关系见图 4.1-2。

4.1.2 地形地貌

(1)和田市

和田市地处玉龙喀什河与喀拉喀什河两河冲积形成的沙漠绿洲上，南部为喀喇昆仑山及昆仑山，北部为塔里木盆地，地势自南向北倾斜，呈南高北低，西高东低的格局。海拔高程1300～1450m，坡度约为5.4%。和田市南部地形狭窄呈带状，中部建成区以和田路为分水岭呈中间高、东西低的地势。玉龙喀什河沿城区东缘穿过，北部较为开阔、平坦，是主要的农业产地。

(2)墨玉县

墨玉县地势南高北低。地形分成三个地貌单元：南部为山腰起伏势山区；中部为洪冲积扇平原，是主要的农业种植区；西北部是冲积沙漠平原。工程区位于墨玉县北部沙漠地带，地面海拔1210m。

本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程周边地表均为沙漠，气田南缘座落着长条状的玛扎塔格山，山体西部近东西走向，东部为西北至东南走向，东西长约 100km，宽 1km～3.5km，高差达 100m～300m，地形起伏大。山北是塔克拉玛干大沙漠，巨大的流动沙丘几乎与山脉持平，由于有山脉作屏障，山南只有零星小沙丘，地势平坦，属盐碱戈壁；和田末站改建工程位于玉龙喀什河冲积平原。

4.1.3 区域地质概况

塘古坳陷为塔里木盆地二级构造单元，呈北东-南西走向，西-西北-东北部边界以奥陶系良里塔格组台缘带为边界，分别与西南坳陷、巴楚隆起、塔中隆起相邻；南部以车尔臣断裂带为边界与东南隆起毗邻。塘古坳陷古生代晚期处于塔西南加里东古隆起的围斜部位，发育多排北东-南西走向的构造带，现今为一负向构造单元。

玉龙构造带位于塘古坳陷西北部，是形成于加里东晚期的褶皱冲断带。该构造带由多排平行分布的 NE-SW 走向滑脱-冲断构造组成，以中寒武统膏盐层为主滑脱面，盐上发育滑脱-冲断构造(玛东构造带)、盐下往往发育基底卷入型背斜、断背斜构造，这些构造是玉龙地区有利的勘探目标。

根据构造变形特征，玉龙地区在地质构造剖面上可以划分出 3 大构造层：中寒武统盐下构造层，发育基底卷入型冲断构造，以断背斜为主；滑脱-冲断构造层，中寒武统以上至志留系，以中寒武统膏盐层为主滑脱面，滑脱-冲断形成玛东褶皱冲断带，构造变形强烈；冲断后构造层，泥盆-石炭系及其以上地层，构造活动以整体升降和倾翘为特征，地层平整，构造变形微弱，断裂和褶皱都较弱。

4.1.4 水文地质

(1)和田市

本工程和田末站改建工程位于和田市，和田市区地下水流向与地形及地表水系相吻合、山南向北流动，水力坡度逐渐变缓，流速减慢。但地质构造、水文网系发育程度的不同及岩性、结构的变化，也局部改变地下水的径流规律。

由于地质、地貌各种自然因素和水文条件的差异，和田地下水补给、径流排泄多有明显的水平分带性和垂直分带性。地下水的分布基本在沿河流域，集中在河道两侧及受基岩顶托处，从山区、平原到沙漠构成一个比较完整的地下水循环带。地下水的补给方式主要靠大气降水直接渗入补给和冰雪消融、渠系河流渗漏补给两种。地下水的化学特征是在极干旱的气候条件下，伴随不同的地层岩性、补给与径流条件形成的。其显著特点是绝大部分地区为氯化物硫酸盐型水或硫酸盐氯化物型水，矿化度一般较高，氯离子与钠离子含量高，重碳酸根与镁离子含量低。

和田市区地下水属第四系松散岩类孔隙水的玉河冲洪积层孔隙潜水，含水层由上更新统冲积层和中更新统冲积层构成，含水层岩性为卵砾石、粉砂、细砂、亚砂土薄层，厚度约为 300～900m，潜水位埋深由山前的 50m，逐渐过渡到 30～10～5m，单井涌水量一般在 3000～5000m³/d。地下水流向整体为自南向北。

(2)墨玉县

本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程均位于塔克拉玛干沙漠腹地，地下水极其匮乏，由于蒸腾作用强烈，水质矿化度较高，无利用价值，属极差水区。

①地层

根据区域水文地质资料调查，区域出露的地层比较简单，均为第四系全新统风积物(沙丘)，岩性单一，为灰黄色、黄色的细砂、粉砂，结构松散。区域内第四系厚度的变化规律是:东南部第四系厚度较大，约 330-350m,最大厚度约 350m；由东南部向中部第四系厚度逐渐减小，厚度由 330m 减小为 310m 左右；从中部向西北部，第四系厚度由 310m 迅速减小为 170m 左右；在北部边界附近，第四系厚度最小，约 160m 左右。

②构造

塔里木地台位于天山和昆仑地槽褶皱系之间,包括塔里木盆地及周边山区，北以库尔勒、乌恰、阿其克库都克深断裂为界，南以阿尔金、柯岗深断裂为界。塔里木地台由一系列断隆和坳陷构成，可划分为五个三级构造单元和十九个四级构造单元，宏观上一般可概括为“三隆四坳”，并具有三重结构。

三隆包括塔北隆起、塔中隆起和塔南隆起，面积 18 万 km^2；四坳是：库车坳陷、塔东坳陷、塔西南坳陷和塔东南坳陷，面积 35 万 km^2。本工程位于塔西南坳陷。

③水文地质条件

在区域上，南部终年积雪的昆仑山常年大量的冰雪消融水为区域地下水提供了充沛的补给来源。节理裂隙发育的古老变质岩系和山前松散堆积物是地表水转化为地下水的良好通道和赋存场所，尤其是山前巨厚的第四系松散堆积层是区域地下水赋存的主要场所和富水地段。巨大的地势高差为地下水运移提供了动力。北部浩瀚沙漠区地下水的强烈蒸发，是地下水消耗的主要方式。

④地下水补给、径流和排泄

沙漠区地下水的补给主要来源于南部上游区地下水的侧向径流补给。其次，在沿喀拉喀什河、玉龙喀什河、和田河河道部位，特大洪水时暂时性洪流的渗入补给也是补给来源之一，但补给量极不均匀、不固定。

墨玉县地下水径流方向总体上由南向北，水力坡度极小，地下水基本处于滞绥状态。地下水的排泄方式主要是蒸发消耗为主。此外，还向区外进行侧向径流排泄。

4.1.5 地表水

(1)和田市

流经和田市的河流为玉龙喀什河，其径流补给以融冰雪水为主，流量日变化特征显著，呈现一日一峰、谷的流量过程；冬季则以地下水补给为主，径流量小且平稳。全年径流量的70％以上集中于6～8月高温时期。受补给水源影响，径流年际变化比较平稳，但年内分配极不均匀，多年平均径流量22.21×10^8m^3，多年平均流量70.2m^3/s，保证率75%的年径流为18.09×10^8m^3，保证率95％的年径流量为13.64×10^8m^3，多年平均含沙量5.27kg/m^3，多年平均含沙量达1100×10^4t。

(2)墨玉县

墨玉县境内有3条河流，喀拉喀什河发源于喀喇昆仑山北麓，从排孜阿瓦提出山口，向北偏东西行，形成墨玉河，流径于康西拉西处，与玉龙喀什河汇合形成和田河。项目区位于和田河西侧82km处。和田河纵穿塔克拉玛干大沙漠，最后汇入塔里木河。全长808km。水源以融雪为主，还有少量降水。河界上段的排孜阿瓦提以上为常流水，以下则为季节性流水。每年10月份到次年5月，上段水量少，下段为枯水期。多年平均年径流量21×10^4m^3，洪水期出现在6月上旬至8月下旬。洪峰多在7月20日前后，1999年最高洪峰流量达1340m^3/s。枯水期出现在12月至次年1月，最大枯水量只有8m^3/s。

本次开发调整方案和田末站改建工程东距玉龙喀什河3.5km；其他建设内容东距和田河约32km，周围无地表河流。

4.1.6 气候气象

(1)和田市

本工程和田末站改建工程位于和田市，和田市位于欧亚大陆深处，由于昆仑山和帕米尔高原的阻挡作用，使海洋的湿气难以进入，形成了当地极度干旱的暖温带大陆性气候，其气候特点为：气候干燥、蒸发量大、降水稀少且年、季变化大、晴天多、日照长、热量资源丰富、气候变化剧烈、冬寒夏暑、昼热夜冷、全年平均风速小。

表 4.1-1　　和田市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	年平均风速	1.6m/s	8	年平均降水量	33.5mm
2	全年主导风向	W-NW	9	年一次最大降雨量	26.6mm
3	最大风速	13.8m/s	10	年平均降雨日数	18.2d
4	年平均气温	13.1℃	11	年平均日照时数	2653.7h
5	极端最低气温	—21℃	12	大风天数	20.7d
6	极端最高气温	41.1℃	13	年蒸发量	2563.4mm
7	年平均相对湿度	42	14	年最大沙暴日数	54d

(2)墨玉县

本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程所在区域气候属温带内陆荒漠气候，其特点是降水稀少，日照蒸发量极大，春夏多沙暴浮尘天气，冬季少雪，昼夜温差大，光照资源丰富。主要的气象灾害有干旱、干热风、霜冻、大风和洪水灾害等。气象资料见表 4.1-2。

表 4.1-2　　墨玉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	11.3℃	6	年平均蒸发量	2239mm
2	年极端最高气温	40.7℃	7	年主导风向	NW
3	年极端最低气温	-18.7℃	8	年均无霜期	244d
4	年均日照时数	2655h	9	多年平均风速	1.5m/s
5	年平均降水量	36mm			

4.1.7 土壤

(1)和田市

和田市土壤类型分灌淤土、棕漠土、盐土、草甸土、潮土、风沙土 6 个土类，下分 8 个亚土类、17 个土种。本次开发调整方案中和田末站改建工程所在区域土壤类型为草甸盐土，由于该冲积扇区域地下水水位较浅，成土过程中土壤盐分上升，使得原有的草甸土变为盐土。土壤剖面下部的土质较细且较潮湿，含有盐结晶体，深层土壤多具有锈斑。

(2)墨玉县

本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程建设区域位于墨玉县北部，地处塔克拉玛干沙漠腹地无人区，占地类型为沙漠。区域土壤类型单一。本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程土壤评价范围内土壤类型为均结壳盐土、含盐石质土和荒漠风沙土。

结壳盐土是本工程所在区域分布较广的一类土壤，由于有害盐类抑制植物生长，盐土的养分含量不高，土壤中有机质累积量少，盐分在盐土的表面有表聚性。含盐石质土一般生物富集作用弱，有机质含量多在 1 克每千克左右，全氮在 1g/kg 以下，磷、钾含量变异很大。工程区风沙土主要是流动风沙土，分布在离河流较远的地带，风沙土沙质疏松、一般没有明显的剖面分层结构，土壤质地多为黄色粉砂，颗粒组成以<0.25mm 粒级为主，十分干燥。

4.1.8 生态环境

本项目和田末站改建工程位于和田市，本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程均位于墨玉县北部。

(1)和田市

①土壤

和田末站所在区域成土母质为第四纪沉积物，由于为古老绿洲区，原来的土壤类型已演变为灌耕土、绿洲黄土、绿洲潮土、水稻土、盐土等土壤类型。

②植被

和田末站所在区域为古老绿洲平原区，自然植被分布较少，主要农作物有小麦、玉米等；主要经济作物核桃、甜瓜、西瓜、石榴等；主要防护林树种有毛白杨、新疆杨，柳树、沙枣树等。

自然植被在低洼荒地区域分布有芦苇、香蒲等水生植被，在地下水较高地区，还分布有少量盐生植被，另外在田间地头，生长有少量杂草，构不成植被群系。

③动物

由于工程区地处古老绿洲区，野生动物已较少见，常见动物主要为伴人性动物。

(2)墨玉县

①土地利用类型

本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，地处塔克拉玛干沙漠腹地无人区，麻扎塔格山北侧和南侧，占地类型均为荒漠。

②植被利用现状

本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程所在区域区位于塔克拉玛干沙漠腹地，气候干燥、降水稀少、蒸发强烈，自然环境极其恶劣。植被盖度极低，多处为无植被覆盖的沙丘地，除填埋场建设工程和综合公寓建设工程所在区域有少量旱苇、柽柳和胡杨外，其余地区基本属于无植被沙地。

③野生动物资源现状

项目区域自然环境恶劣，野生动物稀少，调查期间未见野生动物出没，且未见到野生动物活动痕迹，经向处理厂工作人员询问，从和田河气田勘探开发启动至今，作业区及周边范围内未发现野生兽类活动踪迹。

④生态系统稳定性与完整性

评价区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。从现场调查来看，目前该区域人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、自然保护区、水源地保护区、文物保护单位、风景名胜区、森林公园等。

4.2.1 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。本工程所在区域主要生态功能为防风固沙。

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本工程建设内容中和田末站改建工程距生态保护红线(拟定土地沙化生态保护红线区)最近距离为0.6km，均不在红线内。项目与生态保护红线图相对位置见图4.2-1。

4.2.2 麻扎塔格戍堡遗址

麻扎塔格戍堡遗址位于新疆维吾尔自治区西南部墨玉县驻地喀拉喀什镇北166公里和田河西侧，麻扎塔格山东段。戍堡初建于唐，依山势建筑，占地1.1平方公里，呈长方形，分内外三重，下筑地仓，堡墙用砂岩板块垒筑，其间又用柽柳树干捆扎，墙高3～5米，宽3米，设一高约10米的烽火台，堡侧有佛寺遗址。在此曾出土乾元重宝、大历元宝、龟兹铜币、铁镞、吐蕃文木简。麻扎塔格戍堡遗址是物质文化遗产文物保护单位和全国重点文物保护单位。本工程东南距麻扎塔格戍堡遗址约28km，不会对其产生影响。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

按《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)相关规定，本次评价收集了2019年1月1日至2019年12月31日和田市例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，和田市例行监测点位于本工程和田末站东南侧，距和田末站4.1km。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1)补充监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合工程所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价共设置2个大气环境质量现状补充监测点，同时引用1个大气环境质量现状监测点。补充监测点位和引用监测点位基本信息见表4.3-1。

表4.3-1 **其他污染物补充监测点位基本信息一览表**

编号	监测点名称	监测点与最近场站相对方位	监测点与场站最近距离(m)	监测点坐标		监测因子	环境功能区
				经度	纬度	1小时平均	
1						H_2S、NH_3	二类区
2						H_2S、非甲烷总烃	二类区
3						H_2S、非甲烷总烃	二类区

(2)监测时间及频率

拟建综合公寓选址下风向500m处和和田末站下风向100m处监测点监测7天，监测时间为2020年12月23日～2020年12月29日，其中NH_3、H_2S、非甲烷总烃1小时浓度每天采样4次，每次采样45分钟；1#作业区公寓监测7天，监测时间为2018年6月26日～7月2日，H_2S、非甲烷总烃1小时浓度每天采样4次，每次采样45分钟。

(3)监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表4.3-2。

表4.3-2　　**环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表**

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H_2S	《空气和废气监测分析方法》	(第四版 增补版)(3.1.11.2)亚甲基蓝分光光度法	mg/m^3	0.001
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2010	mg/m^3	0.07
3	NH_3	纳氏试剂分光光度法	HJ 533-2009	mg/m^3	0.01

4.3.1.3 各污染物环境质量现状评价

(1)评价因子

评价因子为H_2S、非甲烷总烃、NH_3。

(2)评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{io}} \times 100\%$$

式中：P_i——i评价因子最大占标百分比；

C_i——i评价因子最大监测浓度(mg/m^3)；

C_{io}——i评价因子评价标准(mg/m^3)。

(3)评价标准

非甲烷总烃1小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的

2.0mg/m^{3}的标准；NH_3、H_2S参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中附录D其他污染物空气质量浓度参考限值。

(4)空气达标区判定

本次评价收集国控监测站和田市监测站2019年的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表4.3-3所示。

表4.3-3 **区域环境空气质量现状评价一览表**

点位名称	污染物	年评价指标	评价标准（μg/m^3）	现状浓度（μg/m^3）	占标率(%)	达标情况
和田地区例行监测点	PM_{10}	年平均浓度	70	162	231.4	超标
	$PM_{2.5}$	年平均值	35	62	177.1	超标
	SO_2	年平均值	60	15	25.0	达标
	NO_2	年平均值	40	29	72.5	达标
	CO	24小时平均第95百分位数值	4mg/m^3	2.2mg/m^3	55.0	达标
	O_3	最大8小时滑动平均值的第90百分位数值	160	120	75.0	达标

由表4.3-3可知，工程所在区域$PM_{2.5}$、PM_{10}年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095－2012)及修改单(环境保护部公告2018年第29号)中二级标准要求，即工程所在区域为不达标区。影响工程区域环境空气质量主要大气污染物为悬浮颗粒物，主要为区域地处沙漠区域，降水量少，气候干燥，风沙较大所致。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590号)要求，对和田地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本工程实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。

(5)其他污染物环境质量现状评价

根据监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表4.3-4。

表 4.3-4　　其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准(μg/m³)	监测浓度范围(μg/m³)	最大浓度占标率/%	超标频率/%	达标情况
拟建综合公寓选址下风向500m处	NH_3	1小时平均	200	30～70	35	—	达标
	硫化氢	1小时平均	10	未检出～9	90	—	达标
和田末站下风向100m处	非甲烷总烃	1小时平均	2000	110～780	39	—	达标
	硫化氢	1小时平均	10	未检出～8	80	—	达标
1#作业区公寓	非甲烷总烃	1小时平均	2000	220～680	34	—	达标
	硫化氢	1小时平均	10	未检出～4	40	—	达标

根据监测结果，各监测点 NH_3 和硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。

4.3.3 地下水环境现状监测

本次评价期间，新疆广宇众联环境监测有限公司于 2020 年 12 月 27 日、2021 年 3 月 23 日至 3 月 25 日对该工程进行地下水检测。

4.3.3.1 地下水质量现状监测

4.3.3.1.1 监测点位及因子

根据监测项目所在区域地下水流向及地下水导则要求，在评价区域内共设置 6 个监测井。地下水具体监测点位及因子见表 4.3-5。

表 4.3-5 **地下水监测点及监测因子一览表**

序号	监测点名称	与项目最近场站的相对方位	距边界最近距离(m)	纬度	经度	功能区	含水层	监测因子	检测因子
1	1#水源地下水	综合公寓/N	2000	38° 40′ 09.17″	80° 33′ 41.48″	GB/T14848-2017 中III类	潜水含水层	色度、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH 值、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群*、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共计 35 项	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2}+、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-}共计 8 项
2	2#水源地下水	综合公寓/N	2700	38° 40′ 11.49″	80° 33′ 45.65″				
3	3#水源井	综合公寓/N	6500	38° 34′ 42.69″	80° 26′ 22.30″				
4	500 万方油气处理厂内地下水	500 万方油气处理厂内	0	38° 39′ 16.13″	80° 29′ 24.54″				
5	玛东 3 井	固废填埋场/N	44000	38° 11′ 24.99″	80° 30′ 58.91″				
6	和田末站地下水	和田末站/—	0	37° 10′ 09.89″	79° 55′ 26.33″				

4.3.3.1.2 监测时间及频率

1#水源井、2#水源井、和田末站地下水监测时间为 2020 年 12 月 27 日、3#水源井、500 万方油气处理厂内地下水和玛东 3 井监测时间为 2021 年 3 月 23 日至 3 月 25 日，监测 1 天，采样 1 次。

4.3.3.1.3 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)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-6。

表 4.3-6 **地下水各监测因子分析方法和检出限一览表** 单位：mg/L(pH 除外)

序号	监测项目	分析方法	分析方法来源	检出限(mg/L)
1	色度	铂-钴标准比色法	GB/T 5750.4-2006	—
2	臭(嗅)和味	嗅气和尝味法	GB/T 5750.4-2006	—

续表4.3-6 **地下水各监测因子分析方法和检出限一览表** 单位:mg/L(pH除外)

序号	监测项目	分析方法	分析方法来源	检出限(mg/L)
3	浑浊度	散射法-福尔马肼标准	GB/T 5750.4-2006	0.5 NTU
4	肉眼可见物	直接观察法	GB/T 5750.4-2006	—
5	pH值	玻璃电极法	GB/T 6920-1986	—
6	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025 mg/L
7	总氮	碱性过硫酸钾消解紫外分光光度法	HJ 636-2012	0.05 mg/L
8	总磷	钼酸铵分光光度法	GB/T 11893-1989	0.01 mg/L
9	硝酸盐氮	紫外分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.2 mg/L
10	亚硝酸盐氮	重氮偶合分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.001 mg/L
11	挥发性酚类	萃取分光光度法	HJ 503-2009	0.0003 mg/L
12	氰化物	异烟酸-吡唑酮分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.002 mg/L
13	砷	原子荧光法	HJ 694-2014	0.3 μg/L
14	汞	原子荧光法	HJ 694-2014	0.04 μg/L
15	硒	原子荧光法	HJ 694-2014	0.4 μg/L
16	铬(六价)	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 5750.6-2006	0.004 mg/L
17	总硬度	乙二胺四乙酸二钠滴定法	GB/T 5750.4-2006	1.0 mg/L
18	氟化物	离子选择电极法	GB/T 5750.5-2006	0.2 mg/L
19	铝	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	1.15 μg/L
20	铅	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.09 μg/L
21	镉	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.05 μg/L
22	铁	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.03 mg/L
23	锰	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.01 mg/L
24	铜	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.08 μg/L
25	锌	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.67 μg/L
26	钼	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.06 μg/L
27	镍	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.06 μg/L
28	总铬	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.11 μg/L
29	钠	离子色谱法	HJ 812-2016	0.02 mg/L
30	溶解性总固体	称量法	GB/T 5750.4-2006	—
31	耗氧量	酸性高锰酸钾滴定法	GB/T 5750.7-2006	0.05 mg/L
32	硫酸盐	离子色谱法	HJ 84-2016	0.018 mg/L

续表 4.3-6 **地下水各监测因子分析方法和检出限一览表** 单位：mg/L(pH除外)

序号	监测项目	分析方法	分析方法来源	检出限(mg/L)
33	氯化物	离子色谱法	HJ 84-2016	0.007 mg/L
34	总大肠菌群	滤膜法	GB/T 5750.12-2006	—
35	菌落总数	平皿计数法	GB/T 5750.12-2006	—
36	石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01 mg/L
37	K^+	离子色谱法	HJ 812-2016	0.02 mg/L
38	Na^+			0.02 mg/L
39	Ca^{2+}			0.03 mg/L
40	Mg^{2+}			0.02 mg/L
41	CO_3^{2-}	滴定法	DZ/T 0064.49-1993	5 mg/L
42	HCO_3^-			5 mg/L
43	Cl^-	离子色谱法	HJ 84-2016	0.007 mg/L
44	SO_4^{2-}			0.018 mg/L

4.3.3.2 地下水质量现状评价

4.3.3.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

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值，mg/L；

C_{oi}——第i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

$P_{pH}=(7.0-pH_i)/(7.0-pH_{sd})(pH_i \leqslant 7.0)$

$P_{pH}=(pH_i-7.0)/(pH_{su}-7.0)(pH_i > 7.0)$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH_i--i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd}—评价标准值的下限值；

pH_{su}—评价标准值的上限值。

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

4.3.3.2.2 水质监测及评价结果

(1)地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 **地下水质量现状监测及评价结果一览表**

检测项目	标准值		潜水含水层					
			1#水源地下水	2#水源地下水	3#水源井	500 万方油气处理厂内地下水	玛东 3 井	和田末站地下水
色度	≤15 度	监测值(度)	未检出	未检出	5	5	5	未检出
		标准指数	—	—	0.33	0.33	0.33	—
溴和味	无	监测值	无	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—	—
浑浊度	≤3	监测值(NTU)	1.5	1.8	1.1	1.1	1.0	0.6
		标准指数	0.5	0.6	0.36	0.36	0.33	0.2
肉眼可见物	无	监测值	无	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—	—
pH 值	6.5～8.5	监测值	7.68	7.72	7.73	7.74	7.81	7.62
		标准指数	0.45	0.48	0.48	0.49	0.54	0.413
总硬度	≤450	监测值	180	333	117	178	2460	42.9
		标准指数	0.40	0.74	0.26	0.39	5.46	0.095
溶解性总固体	≤1000	监测值	2630	623	1570	1950	10800	559
		标准指数	2.63	0.62	1.57	1.95	10.80	0.559
硫酸盐	≤250	监测值	190	143	196	238	3560	5.87
		标准指数	0.76	0.57	0.78	0.95	14.24	0.0235
氯化物	≤250	监测值	1370	199	670	896	3620	230
		标准指数	5.48	0.79	2.68	3.58	14.48	0.92
铁	≤0.3	监测值	0.28	0.09	0.06	ND	0.24	0.12
		标准指数	0.93	0.30	0.2	—	0.80	0.4

续表4.3-7　　**地下水质量现状监测及评价结果一览表**

检测项目	标准值		潜水含水层					
			1#水源地下水	2#水源地下水	3#水源井	500万方油气处理厂内地下水	玛东3井	和田末站地下水
锰	≤0.10	监测值	0.02	ND	ND	ND	0.05	ND
		标准指数	0.2	—	—	—	0.5	—
铜	≤1.0	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—
锌	≤1.0	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—
铝	≤0.20	监测值	ND	ND	0.074	0.087	0.024	ND
		标准指数	—	—	0.37	0.43	0.12	—
挥发性酚类	≤0.002	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	ND	ND	0.06	0.07	0.07	ND
		标准指数	—	—	0.20	0.23	0.23	—
氨氮	≤0.50	监测值	ND	ND	0.214	0.027	0.292	ND
		标准指数	—	—	0.43	0.05	0.58	—
硫化物	≤0.02	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—
总大肠菌群	≤3.0MPN/100mL	监测值	ND	ND	1.0	1.0	1.0	ND
		标准指数	—	—	0.33	0.33	0.33	—
菌落总数	≤100CFU/mL	监测值	43	37	31	29	30	56
		标准指数	0.43	0.37	0.31	0.29	0.30	0.56
亚硝酸盐氮	≤1.00	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	ND	ND	ND	0.15	ND	ND
		标准指数	—	—	—	0.007	—	—
氰化物	≤0.05	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—

续表4.3-7　　**地下水质量现状监测及评价结果一览表**

检测项目	标准值		潜水含水层					
			1#水源地下水	2#水源地下水	3#水源井	500万方油气处理厂内地下水	玛东3井	和田末站地下水
碘化物	≤0.08	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—
汞	≤0.001	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—
砷	≤0.01	监测值	0.0041	0.004	ND	0.0004	ND	ND
		标准指数	0.041	0.04	—	0.04	—	—
硒	≤0.01	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—
镉	≤0.005	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—
六价铬	≤0.05	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	0.012
		标准指数	—	—	—	—	—	0.24
铅	≤0.01	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—
苯	≤0.01	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—
甲苯	≤0.7	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—
耗氧量	≤3.0	监测值	1.95	2.40	0.58	0.61	0.94	1.72
		标准指数	0.65	0.8	0.19	0.21	0.31	0.57
石油类	≤0.05	监测值	ND	ND	ND	0.03	0.02	ND
		标准指数	—	—	—	0.6	0.4	—
氟化物	≤1.0	监测值	1.64	1.66	1.58	1.66	0.58	0.35
		标准指数	1.64	1.66	1.58	1.66	0.58	0.35
三氯甲烷	≤0.06	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—
四氯化碳	≤0.002	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—

由表 4-3-7 分析可知，本工程地下水监测点中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物和氟化物存在超标现象，评价区地下水中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物和氟化物超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，并非受人类活动所致。除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物和氟化物之外的其它监测因子的标准指数均小于 1，满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准。

(2)地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8　　**地下水离子检测结果一览表**

项目		1#水源地下水	2#水源地下水	和田末站地下水	3#水源井	500 万方油气处理厂内地下水	玛东 3 井
		潜水含水层					
		2020 年 12 月 27 日			2021 年 3 月 23 日至 3 月 25 日		
K^+	监测值(mg/L)	5.84	32.0	14.2	3.05	3.89	44.2
Na^+		981	50.4	204	498	667	2540
Ca^{2+}		38.0	118	2.58	18.3	27.4	286
Mg^{2+}		20.9	12.9	9.18	18.7	30.3	460
CO_3^{2-}		5.19	5.19	81.1	ND	ND	ND
HCO^{3-}		146	121	28.4	90.5	71.9	138
Cl^-		1370	199	230	670	896	3620
SO_4^{2-}		190	143	5.87	196	238	3560

根据表 4.3-8 地下水离子检测结果，以及地下水化学类型的舒卡列夫分类法，2#水源地下水为 39-A 型，即矿化度(M)≤1.5g/L 的 Cl+SO_4-Ca+Na 型水；1#水源地下水及和田末站地下水为 49-B 型，即矿化度(M)1.5＜M≤10g/L 的 Cl-Na 型水；3#水源井和 500 万方油气处理厂内地下水为 49-B 型，即矿化度(M)1.5＜M≤10g/L 的 Cl-Na 型水；玛东 3 井地下水为 42-C 型，即矿化度(M)10＜M≤40g/L 的 Cl+SO_4-Na 型水。

(3)地下水质量现状监测结果统计分析

监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表

4.3-9。

表4.3-9　　地下水监测统计分析结果一览表

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
色度	≤15度	5	0	2.5	2.5	50	0
溴和味	—	—	—	—	—	—	—
浑浊度	≤3	1.8	0.6	1.18	0.38	100	0
肉眼可见物	—	—	—	—	—	0	0
pH值	6.5~8.5	7.81	7.62	7.71	0.06	100	0
总硬度	≤450	2460	42.9	551.81	857.82	100	16.6
溶解性总固体	≤1000	10800	559	3022.0	3552.69	100	0.66
硫酸盐	≤250	3560	5.87	722.14	1271.23	100	16.6
氯化物	≤250	3620	199	1164.16	1168.60	100	66.6
铁	≤0.3	0.28	0.06	0.15	0.08	83.3	0
锰	≤0.10	0.05	0	0.01	0.019	66.6	0
铜	≤1.0	—	—	—	—	0	0
锌	≤1.0	—	—	—	—	0	0
铝	≤0.20	0.087	0	0.03	0.036	50	0
挥发性酚类	≤0.002	—	—	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	≤0.3	0.07	0	0.03	0.033	50	0
氨氮	≤0.50	0.292	0	0.08	0.119	50	0
硫化物	≤0.02	—	—	—	—	0	0
总大肠菌群	≤3.0MPN/100mL	1	0	0.50	0.50	50	0
菌落总数	≤100CFU/mL	56	29	37.66	9.51	0	0
亚硝酸盐氮	≤1.00	—	—	—	—	0	0
硝酸盐氮	≤20.0	0.15	0	0.02	0.056	16.6	0
氰化物	≤0.05	—	—	—	—	0	0
碘化物	≤0.08	—	—	—	—	0	0
汞	≤0.001	—	—	—	—	0	0
砷	≤0.01	0.0041	0	0.001	0.002	50	0
硒	≤0.01	—	—	—	—	0	0
镉	≤0.005	—	—	—	—	0	0

续表4.3-9　　地下水监测统计分析结果一览表

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
六价铬	≤0.05	0.012	0	0.002	0.004	16.6	0
铅	≤0.01	—	—	—	—	0	0
苯	≤0.01	—	—	—	—	0	0
甲苯	≤0.7	—	—	—	—	0	0
耗氧量	≤3.0	2.4	0.58	1.36	0.69	100	0
石油类	≤0.05	0.03	0	0.008	0.012	33.3	0
氟化物	≤1.0	1.66	0.35	1.24	0.556	100	66.6
三氯甲烷	≤0.06	—	—	—	—	0	0
四氯化碳	≤0.002	—	—	—	—	0	0

由表 4-3-9 分析可知，各监测点水质监测因子中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物和氟化物外均满足相关标准限值要求。

(4) 包气带质量现状监测

包气带监测点布置在 500 万方油气田处理厂内，包气带质量现状监测结果见表 4.3-10。

表 4.3-10　　包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值(mg/L)
1	500 万方油气田处理厂内	土壤裸露处	0.2m	＞500g	石油类	0.04

4.3.4 声环境现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

(1)监测点布设

根据各场站位置情况，在 MA8-2H 井、MA2-3H 井、MA4-5H 井拟建位置布设 3 个声环境质量监测点，在和田末站边界布设 4 个声环境质量监测点。具体布置情况见表 4.3-11。

表 4.3-11　　噪声检测布置情况一览表

监测点名称		监测点位(个)
MA8-2H 井	N1	1

续表 4.3-11　　**噪声检测布置情况一览表**

监测点名称			监测点位(个)
MA2-3H井		N2	1
MA4-5H井		N3	1
和田末站边界	东厂界	N4	1
	南厂界	N5	1
	西厂界	N6	1
	北厂界	N7	1

(2)监测因子

等效连续 A 声级(L_{eq})。

(3)监测时间及频率

监测时间为 2020 年 12 月 24 日至 12 月 27 日，各监测 1 天，分昼夜进行监测，昼间监测时段为 6:00～22:00，夜间监测时段为 22:00～次日 06:00，每次噪声监测时间不少于 1 分钟。

(4)监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的规定进行。

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1)评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，和田末站所在区域场界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准，其他场站边界执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 3 类区标准。

(2)声环境现状监测及评价结果

各监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.3-12。

表 4.3-12　　**声环境质量现状监测及评价结果一览表**　　单位：dB(A)

序号	监测点位置		昼间			夜间		
			监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	MA8-2H井	N1	26	65	达标	26	55	达标
2	MA2-3H井	N2	25	65	达标	24	55	达标
3	MA4-5H井	N3	65	65	达标	55	55	达标

续表 4.3-12　　**声环境质量现状监测及评价结果一览表**　　单位：dB(A)

序号	监测点位置			昼间			夜间		
				监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
4	井场边界	东厂界	N4	47.7	60	达标	42.6	50	达标
5		南厂界	N5	44.1	60	达标	41.1	50	达标
6		西厂界	N6	42.8	60	达标	39.7	50	达标
7		北厂界	N7	40.5	60	达标	38.3	50	达标

由表 3.3-20 分析可知，各井场声环境质量监测点昼间为 25～47dB(A)，夜间为 24～41(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)3 类区标准要求；和田末站厂界噪声监测值昼间为 40.5～47.7dB(A)，夜间为 38.3～42.6dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准要求。

4.3.5 土壤环境现状监测与评价

4.3.5.1 土壤环境现状监测

(1)监测点位

根据工程位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)布点要求，本工程在场站内共设置 3 个柱状样监测点和 4 个表层样，场站外设置 2 个表层样。

(2)监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.3-13。

表 4.3-13　　**监测点位及监测因子一览表**

序号	区域	监测点名称	点位坐标	类型	采样深度	监测因子
1	场站占地范围内			柱状样	0.5m	基本因子：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、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、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-cd]芘、萘 特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
					1.5m	特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
					3.0m	特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
2				柱状样	0.5m	特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
					1.5m	特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
					3.0m	特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
3				表层样	0.2m	特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
4				柱状样	0.5m	特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
					1.5m	特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
					3.0m	特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
5				表层样	0.2m	基本因子：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、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、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-cd]芘、萘 特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）

续表 4.3-13　　**监测点位及监测因子一览表**

序号	区域	监测点名称	点位坐标	类型	采样深度	监测因子
6	场站占地范围内			表层样	0.2m	特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
7				表层样	0.2m	特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
8	井场占地范围外			表层样	0.2m	特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
9				表层样	0.2m	基本因子：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）
10				表层样	0.2m	特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	土壤	pH 值	《土壤 pH 值的测定 电位法》（HJ 962-2018）	DZS-706 多参数分析仪	——
2		砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013）	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01mg/kg
3		镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T 17141-1997）	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01mg/kg
4		铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》（HJ 1082-2019）		0.5mg/kg
5		铬	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019）		4mg/kg
6		铜			1mg/kg
7		锌			
8		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T 17141-1997）		0.1mg/kg
9		汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013）	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002mg/kg
10		镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019）	GGX-830 原子吸收分光光度计	3mg/kg

续表 4.3-13　　**监测点位及监测因子一览表**

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
11	土壤	挥发性有机物*	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》（HJ 605-2011）	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3μg/kg
12			氯仿			1.1μg/kg
13			氯甲烷			1.0μg/kg
14			1,1-二氯乙烷			1.2μg/kg
15			1,2-二氯乙烷			1.3μg/kg
16			1,1-二氯乙烯			1.0μg/kg
17			顺-1,2-二氯乙烯			1.3μg/kg
18			反-1,2-二氯乙烯			1.4μg/kg
19			二氯甲烷			1.5μg/kg
20			1,2-二氯丙烷			1.1μg/kg
21			1,1,1,2-四氯乙烷			1.2μg/kg
22			1,1,2,2-四氯乙烷			1.2μg/kg
23	土壤	挥发性有机物*	四氯乙烯	《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》（HJ 605-2011）	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.4μg/kg
24			1,1,1-三氯乙烷			1.3μg/kg
25			1,1,2-三氯乙烷			1.2μg/kg
26			三氯乙烯			1.2μg/kg
27			1,2,3-三氯丙烷			1.2μg/kg
28			氯乙烯			1.0μg/kg
29			苯			1.9μg/kg
30			氯苯			1.2μg/kg
31			1,2-二氯苯			1.5μg/kg
32			1,4-二氯苯			1.5μg/kg
33			乙苯			1.2μg/kg
34			苯乙烯			1.1μg/kg
35			甲苯			1.3μg/kg
36			间-二甲苯+对-二甲苯			1.2μg/kg
37			邻-二甲苯			1.2μg/kg

续表 4.3-13　　**监测点位及监测因子一览表**

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
38	土壤	半挥发性有机物#	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》（HJ 834-2017）	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09mg/kg
39			苯胺			0.09mg/kg
40			2-氯酚			0.06mg/kg
41			苯并[a]蒽			0.1mg/kg
42			苯并[a]芘			0.1mg/kg
43			苯并[b]荧蒽			0.2mg/kg
44			苯并[k]荧蒽			0.1mg/kg
45			䓛			0.1mg/kg
46			二苯并[a,h]蒽			0.1mg/kg
47			茚并[1,2,3-cd]芘			0.1mg/kg
48			萘			0.09mg/kg
49		石油烃（C_{10}-C_{40}）		《土壤和沉积物 石油烃（C_{10}-C_{40}）的测定 气相色谱法》（HJ 1021-2019）	8860 气相色谱仪	6mg/kg

(3)监测时间及频率

本次监测采样时间为 2020 年 12 月 26 日和 2021 年 3 月 25 日。

(4)采样方法

柱状样采样点分别采集表层样 0.5m、中层样 1.5m、深层样 3.0m，各层土壤单独分析。表层样采集表层样 0.2m。

(5)监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《场地环境调查技术导则》(HJ25.1)、《场地环境监测技术导则》(HJ25.2)要求进行。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)和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中有关要求进行。

检测分析方法及检出限见表 4.3-14。

表 4.3-14　　检测分析方法及检出限一览表

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	土壤	pH 值		《土壤 pH 值的测定 电位法》（HJ 962-2018）	DZS-706 多参数分析仪	——
2		砷		《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013）	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01mg/kg
3		镉		《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T 17141-1997）	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01mg/kg
4		铬(六价)		《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》（HJ 1082-2019）		0.5mg/kg
5		铬		《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019）		4mg/kg
6		铜				1mg/kg
7		锌				
8		铅		《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T 17141-1997）		0.1mg/kg
9		汞		《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013）	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002mg/kg
10		镍		《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019）	GGX-830 原子吸收分光光度计	3mg/kg
11		挥发性有机物*	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》（HJ 605-2011）	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3μg/kg
12			氯仿			1.1μg/kg
13			氯甲烷			1.0μg/kg
14			1,1-二氯乙烷			1.2μg/kg
15			1,2-二氯乙烷			1.3μg/kg
16			1,1-二氯乙烯			1.0μg/kg
17			顺-1,2-二氯乙烯			1.3μg/kg
18			反-1,2-二氯乙烯			1.4μg/kg
19			二氯甲烷			1.5μg/kg
20			1,2-二氯丙烷			1.1μg/kg
21			1,1,1,2-四氯乙烷			1.2μg/kg
22			1,1,2,2-四氯乙烷			1.2μg/kg

续表 4.3-14　　**检测分析方法及检出限一览表**

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
23	土壤	挥发性有机物*	四氯乙烯	《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》（HJ 605-2011）	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.4μg/kg
24			1,1,1-三氯乙烷			1.3μg/kg
25			1,1,2-三氯乙烷			1.2μg/kg
26			三氯乙烯			1.2μg/kg
27			1,2,3-三氯丙烷			1.2μg/kg
28			氯乙烯			1.0μg/kg
29			苯			1.9μg/kg
30			氯苯			1.2μg/kg
31			1,2-二氯苯			1.5μg/kg
32			1,4-二氯苯			1.5μg/kg
33			乙苯			1.2μg/kg
34			苯乙烯			1.1μg/kg
35			甲苯			1.3μg/kg
36			间-二甲苯+对-二甲苯			1.2μg/kg
37			邻-二甲苯			1.2μg/kg
38		半挥发性有机物#	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》（HJ 834-2017）		0.09mg/kg
39			苯胺			0.09mg/kg
40			2-氯酚			0.06mg/kg
41			苯并[a]蒽			0.1mg/kg
42			苯并[a]芘			0.1mg/kg
43			苯并[b]荧蒽			0.2mg/kg
44			苯并[k]荧蒽			0.1mg/kg
45			䓛			0.1mg/kg
46			二苯并[a,h]蒽			0.1mg/kg
47			茚并[1,2,3-cd]芘			0.1mg/kg
48			萘			0.09mg/kg
49		石油烃（C_{10}-C_{40}）		《土壤和沉积物 石油烃（C_{10}-C_{40}）的测定 气相色谱法》（HJ 1021-2019）	8860 气相色谱仪	6mg/kg

4.3.5.2 土壤环境质量现状评价

(1)评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$P_i=C_i/S_i$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

(2)评价标准

井场及场站占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值；井场及场站占地范围外土壤执行《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(基本项目)，石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值。

(3)土壤环境现状监测结果与评价

本工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.3-15。

表 4.3-15 **土壤现状监测及评价结果一览表** 单位：mg/kg

检测项目		检测结果												
		和田 2 井场内			MA8-2H 井场内			和田末站站内			MA2-3H 井场内	填埋场内		综合公寓站内
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
pH		8.35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	8.34	—	—
重金属与无机物														
砷	监测值	5.94	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7.67	—	—
	筛选值	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
	标准指数	0.099	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.12	—	—
镉	监测值	0.13	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.11	—	—
	筛选值	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	60	60	60
	标准指数	0.002	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.002	—	—

续表 4.3-15　　**土壤现状监测及评价结果一览表**　　单位：mg/kg

检测项目		检测结果												
		和田2井场内			MA8-2H井场内			和田末站站内			MA2-3H井场内	填埋场内		综合公寓站内
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
pH		8.35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	8.34	—	—
重金属与无机物														
铬(六价)	监测值	1.2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
	标准指数	0.21	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.21	—	—
铜	监测值	33	—	—	—	—	—	—	—	—	—	11	—	—
	筛选值	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
	标准指数	0.02	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.0006	—	—
铅	监测值	6.8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	11.3	—	—
	筛选值	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
	标准指数	0.085	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.014	—	—
汞	监测值	0.015	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.05	—	—
	筛选值	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
	标准指数	0.0004	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.0013	—	—
镍	监测值	7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26	—	—
	筛选值	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
	标准指数	0.008	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.028	—	—
挥发性有机物														
四氯化碳	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
氯仿	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
氯甲烷	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-15　　**土壤现状监测及评价结果一览表**　　单位：mg/kg

检测项目		检测结果												
		和田2井场内			MA8-2H井场内			和田末站站内			MA2-3H井场内	填埋场内		综合公寓站内
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
pH		8.35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	8.34	—	—
挥发性有机物														
1,1-二氯乙烷	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,2-二氯乙烷	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,1-二氯乙烯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
顺-1,2-二氯乙烯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
反-1,2-二氯乙烯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
二氯甲烷	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,2-二氯丙烷	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,1,1,2-四氯乙烷	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-15　　**土壤现状监测及评价结果一览表**　　单位：mg/kg

检测项目		检测结果												
		和田2井场内			MA8-2H井场内			和田末站站内			MA2-3H井场内	填埋场内		综合公寓站内
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
pH		8.35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	8.34	—	—
挥发性有机物														
1,1,2,2-四氯乙烷	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
四氯乙烯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,1,1-三氯乙烷	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	840	840	840	840	840	840	840	840	840	840	840	840	840
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,1,2-三氯乙烷	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
三氯乙烯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,2,3-三氯丙烷	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
氯乙烯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-15 **土壤现状监测及评价结果一览表** 单位：mg/kg

检测项目		检测结果												
		和田2井场内			MA8-2H井场内			和田末站站内			MA2-3H井场内	填埋场内		综合公寓站内
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
pH		8.35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	8.34	—	—
挥发性有机物														
氯苯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,2-二氯苯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,4-二氯苯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
乙苯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯乙烯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1290
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
甲苯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
间二甲苯+对二甲苯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
邻二甲苯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-15　　**土壤现状监测及评价结果一览表**　　单位：mg/kg

检测项目		检测结果												
		和田2井场内			MA8-2H井场内			和田末站站内			MA2-3H井场内	填埋场内		综合公寓站内
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
pH		8.35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	8.34	—	—
半挥发性有机物														
硝基苯	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯胺	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2-氯酚	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	2256	2256	2256	2256	2256	2256	2256	2256	2256	2256	2256	2256	2256
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯并[a]蒽	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯并[a]芘	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯并[b]荧蒽	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
挥发性有机物														
苯并[k]荧蒽	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
䓛	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-15　　**土壤现状监测及评价结果一览表**　　单位：mg/kg

检测项目		检测结果												
		和田2井场内			MA8-2H井场内			和田末站站内			MA2-3H井场内	填埋场内		综合公寓站内
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
pH		8.35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	8.34	—	—
挥发性有机物														
二苯并[a,h]蒽	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
茚并[1,2,3-cd]芘	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
萘	监测值	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND	—	—
	筛选值	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
石油烃类														
石油烃(C_{10}-C_{40})	监测值	37	ND	ND	ND	ND	ND	9	ND	ND	ND	ND	—	—
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	0.008	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

表 4.3-16　　**占地范围外土壤环境现状监测结果**　　单位：mg/kg(pH值除外)

采样点	采样层位	监测结果	监测因子									
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃(C_{10}-C_{40})
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500
和田末站站外，西北20m处	0.2m	监测值	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
和田末站站外，东南20m处	0.2m	监测值	8.56	22.4	34	9.15	0.16	0.014	21	18	52	ND
		标准指数	—	0.13	0.14	0.37	0.27	0.004	0.11	0.18	0.17	—
气田道路旁	0.2m	监测值	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ND
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

由表 4.3-15 和 4.3-16 分析可知，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。

4.3.6 生态环境调查与评价

4.3.6.1 生态背景调查范围

评价区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。从现场调查来看，目前该区域人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。根据区域生态环境特点，考虑生态环境特点、地理环境等因素，从维护生态系统完整性出发，确定生态环境现状调查范围为场站边界及管线两侧外延 500m 范围。

4.3.6.2 土壤环境现状评价

该区域属极端干旱的暖温带气候，气候干旱、高温、不利于土壤中矿物质分解，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。结壳盐土是本工程所在区域分布较广的一类土壤,由于有害盐类抑制植物生长，盐土的养分含量不高，土壤中有机质累积量少，盐分在盐土的表面有表聚性。含盐石质土一般生物富集作用弱，有机质含量多在 1 克每千克左右，全氮在 1g/kg 以下，磷、钾含量变异很大。工程区风沙土主要是流动风沙土，分布在离河流较远的地带，风沙土沙质疏松、一般没有明显的剖面分层结构，土壤质地多为黄色粉砂，颗粒组成以<0.25mm 粒级为主，十分干燥。

4.3.6.3 土地利用现状调查

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，以确定工程区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。土地利用现状图见图 4.3-1.本次开发调整方案内和田末站改建工程位于建设用地，其他建设内容的主要土地类型为裸地。

4.3.6.4 生态背景调查

(1)天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程所在区域(墨玉县境内)

①生态系统

本工程所在区域生态系统主要为荒漠生态系统。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。

区域属于新疆南部地区塔里木盆地荒漠生态系统。系统由乔木、半灌木、小半灌木构成初级生产力，分布 3 种天然植被类型，4 个植物群系，43 种以上天然植物。土壤主要为风沙土、结壳盐土和含盐石质土，属于典型的盐生荒漠。

②动植物

本工程所在区域内除固废填埋场和综合公寓周边地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、柽柳等植物群落。本工程固废填埋场和综合公寓所在区域少量分布有旱苇、柽柳和胡杨等荒漠植被，其余建设内容所在区域基本无植物生长，为裸地。

区域动物种群数量较少，多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 34 种，其中爬行类 5 种，哺乳动物 14 种，鸟类 15 种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存(仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内)。在气田开发区域，因气田开发建设活动早已开展，人类活动频繁，加之地处塔克拉玛干沙漠腹地，动物种类较少，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物。

(2)和田末站所在区域(和田市境内)

①生态系统

和田市建立起以人工水域生态系统为支撑的农田生态系统,人工林生态系统,村镇和城市生态系统，这些人工生态系统耦合在一起，构成了荒漠地区特有

的人工绿洲生态系统，使部分荒漠变绿洲。其生物种类少，层次简单,系统的自身调节能力很差,很容易受到外界因素的干扰而发生变化。

②动植物

和田市广大地域植物区系简单,种类少,野生植物有 53 个科,193 个属,348 种，大部分为牧草饲用植物,也有部分特殊经济植物、固定植物、食用植物、工艺植物、农药植物等。全地区天然草场总面积 262.9 万 hm^2,林地面积 28.2 万 hm^2,其中天然荒漠林 17.4hm^2,人工林 10.8 万 hm^2。

和田市动物种群数量较少，多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。在和田末站所在区域，因人类活动频繁，加之地处市郊，动物种类较少，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物。

4.4 区域污染源调查

评价范围内无其他工业企业，项目区现有工程为区域主要污染源，具体见工程分析现有工程内容。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

气田开发过程中施工内容主要为钻井工程、场站改建、内部道路修建、管道铺设、配套地面工程建设等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工扬尘、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。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；气田地面工程施工过程中除永久占地外，还将有一部分临时占地，集输管线地下敷设，在生态影响方面变现为占用土地，改变土地利用类型，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1)土方施工扬尘

在气田地面工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

(2)机械设备和车辆废气

在气田地面工程施工中使用燃油机动设备和运输车辆，会产生废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小。管道工程的管道在焊接时有焊接烟气。

(3)钻井工程废气

在电网覆盖不到或供电不稳定的区域钻井，需配备柴油发电机，燃烧柴油会产生烟气；钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。

放喷期间油气通过分离器分离，凝析油进入油罐储存，分离出的气体燃烧放空。

(4)环境影响分析

气田开发阶段，钻井工程、地面管线工程和场站改建工程，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本工程地面工程施工活动范围周边无环境感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、柴油发电机废气、测试废气、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响。

5.1.1.2 施工期废气污染防治措施

(1)施工扬尘防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《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)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)相关文件要求，同时结合《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)及《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1　　施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报投诉电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	施工车辆冲洗设施	在施工现场出口处设置车辆冲洗设施并配套设置排水、泥浆沉淀设施，施工车辆不得带泥上路行驶，施工现场道路以及出口周边的道路不得存留建筑垃圾和泥土	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
3	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
4	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》

续表 5.1-1　　施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
5	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
		施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
6	重污染天气应急预案	Ⅳ级(蓝色)预警：强化日常检查	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)
		Ⅲ级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶	
		Ⅱ级(橙色)预警：区域内 50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶(生活垃圾清运车辆除外)	
		Ⅰ级(红色)预警:停区域内 70%的重点排放企业限产或者停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除等施工作业，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	

(2)机械设备和车辆废气污染防治措施

对机械设备和车辆定期进行检测和保养维修，使其处于良好运行状态；不超过其设计能力超负荷运行；使用满足现行质量标准和环保标准的燃料。

(3)钻井工程废气污染防治措施

钻井阶段施工单位使用满足《普通柴油》(GB252-2015)标准现阶段要求的柴油，定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单标准。

由于本次开发调整方案提出新建 9 口井，钻井工程量较大、工期较长且柴油机及发电机尾气产生量较大，因此本评价建议：具备条件的井场尽可能利用区域电网供电，减少柴油发电机的使用，柴油发电机作为备用。

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1)施工噪声源强

本工程施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油气田开发工程中井场、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，本工程拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.1-2。

表 5.1-2 **本工程主要施工设备噪声源不同距离声压级** 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	93/5	6	压路机	84/5
2	推土机	86/5	7	吊装机	96/5
3	挖掘机	84/5	8	钻机	100/1
4	运输车辆	86/5	9	泥浆泵	90/1
5	柴油发电机	105/1			

(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，预测计算本项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 4.1-3。

表 5.1-3 **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)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	装载机	74.9	71.4	67.0	61.0	57.4	54.9	53.0	土石方 道路 管线
2	挖掘机	65.9	62.4	58.0	52.0	48.4	45.9	44.0	

续表 5.1-3　　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)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
3	推土机	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	
4	压路机	62.9	59.4	55.0	49.0	45.4	42.9	41.0	
5	运输卡车	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	物料运输
6	吊装机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	设备安装
7	钻机	68.0	64.4	60.0	54.0	50.5	48.0	46.0	钻井
8	泥浆泵	58.0	54.4	50.0	44.0	40.5	38.0	36.0	
9	柴油发电机	73.0	69.4	65.0	59.0	55.5	53.0	51.0	

(3)影响分析

根据表 4.2-2 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 100m,夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。距离运输车辆昼间 100m、夜间 300m 才能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值。钻井工程在昼间 100m、夜间 400m 以上才能满足 3 类区标准限值。

根据开发调整方案新建钻井位置，与最近的噪声敏感点的距离大于 400m。因此，钻井施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。另外，运输车辆产生的交通噪声可能对运输路线沿途的居住区声环境质量产生影响。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

为避免施工机械对周围声环境的影响，本评价要求工程施工期间采取以下措施：

(1)合理安排施工

①根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)确定工程施工场界，合理科学地布局施工现场，施工生产生活区远离环境敏感点。

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的声敏感点进行公开，取得谅解。

③施工运输车辆在驶经声敏感点时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，来减轻噪声对周围声环境的影响。

(2)合理安排施工时间

在距离气田生活区、和田末站改建工程周边村庄等声环境敏感点附近的地面工程建设施工，一般可采取控制施工时间，缓解、避免强噪声设备集中施工。

施工单位合理安排施工时间，在敏感点附近施工，一般可采取变动施工方法措施和控制施工时间；必要时禁止夜间施工。

(3)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和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响。钻井期间用的柴油发电机安装隔声垫和消音器。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，施工噪声不会对区域声环境产生明显影响。且施工噪声影响是短期的、暂时的，且具有局部路段特性，噪声影响将随着各施工路段的结束而消除。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工期固体废物影响分析

开发调整方案新钻井 9 口。钻井过程中产生的固体废物主要来自于开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、废机油及少量生活垃圾等。

①钻井泥浆

根据工程分析可知，新钻井产生的废弃泥浆量约为 2070m^3，废弃泥浆中膨润土泥浆约 1552.5m^3，磺化泥浆约 517.5m^3。

②钻井岩屑

根据工程分析可知，新钻井产生的总岩屑产生量为 2007m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 1503m^3，磺化泥浆钻井岩屑 504m^3。

在每个钻井井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆。其中膨润土泥浆岩屑(膨润土泥浆钻井岩屑)排入岩屑池，干化后直接用于气田开发过程中修路、填坑、铺垫井场或填埋；聚磺体系泥浆岩屑在井场不落地收集后在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对

环境产生明显污染影响。

③废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为0.01t/口，本项目新钻井9口，废机油量产生量为0.09t。废机油收集后委托有危废处置资质单位接收处理。

④生活垃圾

根据开发调整方案，本次区块开发新钻井 9 口，平均钻井完井周期 70 天。单井施工人数约 60 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计 18.9t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至和田河作业区固废场填埋处理。

5.1.3.2 施工期固体废物污染防治措施

严格执行塔里木油田分公司“塔里木油田公司钻井(试油、修井)环境保护管理办法”和《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》(新环发[2016]360 号)文件及《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T 3998-2017)、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)标准等相关要求。

(1)不含油钻井废弃物不落地处理方案

①钻井液废弃物全部使用不落地分离及收集系统(罐体收集)进行减量化处理；

②钻井阶段一开、二开使用聚合物钻井液体系，严禁加入不环保的处理剂。废弃物采用堆坑收集就地干化后，固废可资源化利用；脱出水 90%以上实现井场资源化利用；

③钻井阶段三开至完钻转化为聚磺钻井液体系，最终钻井废弃物经不落地收集后，使用无害化处理装置进行就地无害化处理。

(2)其它要求或方案

①妥善存放泥浆材料等化学品，不得失散在井场。废弃包装袋等应及时加以回收，废油必须使用废油罐(桶)储存，并回收。

②完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理；废泥浆池等要求掩埋、填平、覆净土、压实，恢复原地貌。做到“工完、料尽、场地清”。

③钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的废机油，废机油收集后应置于铁质油桶内且不得超过者容器的3/4，废机油必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接受,钻井队与之签订危废转移协议,并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

5.1.4 施工废水影响分析

5.1.4.1 施工期地表水环境影响分析

气田在区域无地表水系分布。施工期钻井废水、生活污水。钻井废水、试压废水等均得到妥善处置，不外排。

5.1.4.2 施工期地下水环境影响分析

(1)钻井作业对地下水环境影响分析

项目钻井过程水环境污染源有：钻井废水、钻井岩屑、废弃泥浆和钻井队生活污水。

①钻井废水、泥浆、岩屑

根据目前气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

根据工程分析可知，在气田内新钻井9口，产生的废弃泥浆量约为2070m^3，废弃泥浆中膨润土泥浆约1552.5m^3，磺化泥浆约517.5m^3；总岩屑产生量为2007m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑1503m^3，磺化泥浆钻井岩屑504m^3。在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，其中膨润土泥浆排放至井场的膨润土泥浆罐循环利用，磺化泥浆废水进入泥浆罐拉运至下一钻井工程使用。膨润土泥浆钻井岩屑排入岩屑池，干化后直接用于气田开发过程中填坑、铺垫井场或填埋；聚磺体系泥浆岩屑经不落地收集后，使用无害化处理装置进行就地无害化处理。钻井期间产生的废弃泥浆通过循环利用，岩屑分类处置，不会对环

境产生明显污染影响。

②酸化压裂废水

本次气田开发新钻井 9 口单井，产生的酸化压裂液约为 720m^3。酸化压裂结束后，返排液采取不落地直接排入回收罐中，使用撬装无害化处理装置就地无害化处理。

妥善处置的情况下，不会对环境产生明显影响。

③钻井队生活污水

根据工程分析，本次气田开发新钻井 9 口，平均钻井完井周期 70 天，生活用水共 3780m^3，生活污水产生量共 3024m^3。根据钻井工程在区块内的分布情况，在井场就地设置生活污水池，定期拉运至和田河作业区公寓生活污水处理设施进行处理，不外排地表水环境。

(2)管线施工对地下水的影响

管线施工废水主要包括管道试压水和少量生活污水。

管道试压采用罐装车从和田河作业区公寓拉运的清洁水，试压结束后可用于区域抑尘用水。工程施工人员现场不设施工营地，施工期间产生少量生活污水，其污染物主要为 SS、COD，就地泼洒抑尘，不会对周边环境产生明显影响。

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

(1)项目占地情况

本次开发调整方案主要建设内容为：①新建采气井场 9 座；②新建气举站 3 座；③单井井场改造 2 座；④集气站改造 3 座；⑤新建配套综合公寓 1 座；⑥新建回注井 1 座；⑦新建 1 座固废填埋场；⑧改建和田末站；⑨改建 500 万方油气处理厂；⑩新建各类管线共计 163.3km；⑪建设道路 17.7km。工程占地约 1.712km^2(永久占地面积约 0.3km^2，临时占地面积约 1.412km^2)。地面工程中井场、集气站、气举站、综合公寓、固废填埋场和管线占地为未利用地，除综合公寓和固废填埋场建设工程外其他建设内容所在区域地表基本无植被覆盖，综合公寓和固废填埋场建设工程所在区域地表有少量荒漠植被。工程新增占地占评价区范围总面积的比例很低，对当地的土地利用影响较小。

①临时占地的影响

本工程临时占地约 1.412km^2，主要为施工作业带占地。工程临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。

②永久占地的影响

本工程永久占地主要为新增井场占地、各场站新增占地、综合公寓、固废填埋场及道路占地，占地面积约为 0.3km^2，占地类型主要为未利用地。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为人工建筑，改变了其自然结构与功能特点。本工程场站较为分散，就区块而言，每一工程单元占地面积较小，且在区域呈分散性布置，因此本工程永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响很小。

(2)对土壤环境影响

本工程对土壤环境的影响主要表现在钻井作业影响、场站、道路及管道建设影响。钻井作业对土壤的环境影响主要泥浆池和固体废弃物对周围土壤环境的影响。管道建设工程对土壤结构和质地等的影响。本工程所在区域的土壤类型主要是荒漠风沙土、含盐石质土、结壳盐土。

①钻井影响

钻井作业产生的固体废弃物主要为钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾等。

钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相排放至井场的膨润土泥浆罐循环利用，分离后的固相排入岩屑池，干化后直接用于油气田开发过程中修路、填坑、铺垫井场或填埋；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相进入磺化泥浆罐拉运至下一钻井工程使用，固相在井场不落地收集后在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理；检修期间地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废机油落地污染土壤和地下水，收集后送有资质单位处置；生活垃圾集中收集后，定期清运至和田河作业区固废场填埋处理。

综上所述，通过对钻井作业产生的钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾等进行妥善处置，可对地表土壤的影响范围和程度降到

最小。

(2)管线临时占地对土壤环境的影响

本工程新建各类管线共计 163.3km。管线开挖临时占地面积共 130.64hm^2。主要土壤类型是荒漠风沙土、含盐石质土、结壳盐土，临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

(3)车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、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(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。井场和管道的施工场地存在这种影响。

(3)对植被的影响分析

根据工程建设的特点，对植被环境影响最大的是管道施工和场站对地表植被的扰动和破坏。在管道施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

本工程对植被的破坏主要在于施工期对施工作业带内地表植被的铲除和碾压，土方开挖及临时堆场对地表植被的压埋，设备、车辆、施工机械及施工人员在施工期碾压、践踏植被等。

本工程永久占地面积约 0.3km^2，临时占地 1.412km^2，本工程井场和管线施工区域以荒漠风沙土和含盐石质土为主、综合公寓和固废填埋场施工区域以结壳盐土为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，t；S_i——占地面积，hm^2；W_i——单位面积生物量，t/hm^2。

本工程临时占地面积 141.2hm^2。占地主要为荒漠风沙土、含盐石质土、结壳盐土，平均生物量 0.2t/hm^2。本工程的实施将造成 28.24t 临时植被损失，施工结束后立即对临时占地进行植被恢复，一般经 2～3 个生长期后即可恢复至原有生产水平。通过加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(4)对野生动物的影响分析

施工机械噪声和人员活动将影响野生动物的正常生活。因气田开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物种类较少，主要为伴人动物，如啮齿类动物。施工活动可能影响到这些动物生息繁衍的区域，迫使一些对人类活动影响敏感的动物逃离或迁移。但气田地面工程多呈点状分布，占地面积相对较小，就整个区域而言施工对野生动物产生的影响较小。

本工程施工活动和工程占地对土壤、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。

项目区生态完整性受本工程影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧了局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.5.2 生态环境影响减缓措施

①工程施工临时占地，应按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。

②严格遵守国家和地方有关动植物保护和防止水土流失等环境保护法律法规，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

③工程选线及占地应避开植被覆盖度较高的区域，尽量减少对其他自然植被的践踏破坏。

④提高施工效率，缩短施工时间，以保持土壤肥力，缩短植物生长季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开植物的生长期，减少植被破坏。

⑤施工过程中产生的固体废物应妥善收集处置，禁止随意丢弃。

⑥充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

⑦在进场道路及井场区，设置“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

⑧工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

项目实施后及时对临时占地区域进行恢复，对区域生态环境的影响通过2～3年可恢复，且本工程占地面积较小，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。且参照现有工程对占地进行恢复后，区域植被及生态系统恢复良好，因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施对生态环境的影响是可以接受的。

5.1.5.3 施工期防沙治沙分析及措施

5.1.5.3.1 项目背景说明

(1)项目名称（主体工程、附属工程）、性质、规模、总投资等要素

本工程性质属于改扩建项目，项目总投资114440万元。建设内容包括：①部署26口井（新井9口、老井17口，其中老井利用12口、老井措施1口、排水采气井2口、排水试验井1口、气田水回注井1口）；②新建采气井场9座(MA4-5H井、MA4-7H井、MA2-1H井、MA5-10H井、MA8-2H井、MA2-3H井、MA3-3H井、MA8-3H井、MA8-1H井)，单井井场改造2座(MA5-2H井、MA4-10H井)；③新建气举站3座(MA4-8H气举站、MA4-H4气举站、MA5-4H气举站)；④集气站改造3座（玛4集气站、玛8集气站、玛2集气站）；⑤新建配套综合公寓1座；⑥新建固废填埋场1座(包括1座生活垃圾填埋池，容积为42250m^3；1座一般工业固废填埋池，容积为17500m^3；1座生活污水蓄水池，容积为32400m^3；该填埋场主要接收和田河气田产生的生活垃圾和一般工业固体废物，服务年限为20年)；⑦新建回注站1座(和田2井回注站)；⑧改建和田末站；⑨改建500

万方油气处理厂(降级为集气总站)；⑩新建采气管线 9 条，总长 24.8km；改线管线 6 条，总长 6km；两厂间管线 2 条，总长 17.6km；还气管线 2 条，总长 2km；燃料气管线 1 条，总长 1.7km；气举管线 3 条，总长 21.2km；输水管线 8 条，总长 76.8km；转水管线 1 条，总长 13.2km。管道均采用埋地敷设方式，管顶埋深距自然地坪 1.5m；⑪建设道路 17.7km，并建设工程相配套的辅助设施。本工程实施后年产天然气 $3.3\times10^8m^3$，注水规模 $200m^3/d$。

(2)项目区地理位置、范围和面积（附平面图）

本次开发调整方案中天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程位于新疆和田地区墨玉县境北部；和田末站改建工程位于和田市境内，和田火车站东北 1.8km 处。本工程总占地预计 $1711681m^2$，其中永久占地 $299681m^2$（主要包括场站、道路永久占地），临时占地 $1412000m^2$（主要包括井场临时占地、管线和道路施工作业带临时占地）。本工程平面布置情况见图 3.2-1～图 3.2-6。

(3)项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程周边地表均为沙漠，气田南缘座落着长条状的玛扎塔格山，山体西部近东西走向，东部为西北至东南走向，东西长约 100km，宽 1km～3.5km，高差达 100m～300m，地形起伏大。山北是塔克拉玛干大沙漠，巨大的流动沙丘几乎与山脉持平，由于有山脉作屏障，山南只有零星小沙丘，地势平坦，属盐碱戈壁；和田末站改建工程位于玉龙喀什河冲积平原。

本工程所在区域区植被盖度极低，多处为无植被覆盖的沙丘地，除填埋场建设工程和综合公寓建设工程所在区域有少量旱苇、柽柳和胡杨外，其余地区基本属于无植被沙地；和田末站所在区域为古老绿洲平原区，自然植被分布较少，主要农作物有小麦、玉米等；主要经济作物核桃、甜瓜、西瓜、石榴等；主要防护林树种有毛白杨、新疆杨，柳树、沙枣树等。

和田末站区域地下水属第四系松散岩类孔隙水的玉河冲洪积层孔隙潜水，含水层由上更新统冲积层和中更新统冲积层构成，含水层岩性为卵砾石、粉砂、细砂、亚砂土薄层，厚度约为 300～900m，潜水位埋深由山前的 50m，逐渐过渡到 30～10～5m，单井涌水量一般在 3000～5000m^3/d，地下水流向整体为自南

向北；本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程所在区域地下水径流方向总体上由南向北，水力坡度极小，地下水基本处于滞绥状态。地下水的排泄方式主要是蒸发消耗为主。此外，还向区外进行侧向径流排泄。本次开发调整方案和田末站改建工程东距玉龙喀什河 3.5km；其他建设内容东距和田河约 32km，周围无地表河流。

(4)项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据墨玉县和和田市调查数据，墨玉县沙化土地面积 2171940.61 公顷，有明显沙化趋势的面积 72902.75 公顷；和田市沙化土地面积 3301.17 公顷，有明显沙化趋势的面积 10359.76 公顷。

区域防沙治沙工作已实施“和田地区绿洲外围治理小区”，采取封沙育林育草与人工造林种草相结合的措施，在农区外围沙漠前沿营造大型绿洲防护屏障，阻止风沙威胁绿洲。在和田河流域结合小流域治理，通过封沙育林育草和人工造林种草，减少水土流失，增加蓄洪拦沙效益。

5.1.5.3.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1)占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本项目总占地面积 1711681㎡，其中永久占地 299681㎡，临时占地 1412000㎡，占地均为荒漠、沙地等沙化土地。

(2)弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本工程场站平整、管沟开挖、填埋池开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫场站，无弃方。

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，由于工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若工程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。

(3)损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

本工程占地主要为荒漠和沙地，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4)可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

本工程施工期主要包括钻井工程和地面工程，钻井工程包括池体开挖、场地平整、井场道路等，地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整及道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，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。

5.1.5.3.3 防沙治沙内容及措施

(1)采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》(林沙发[2013]136 号)；

③《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发[2020]138 号）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

(2)制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善。

(3)工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

本工程不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

(4)植物措施（在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河

流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施）

①施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

②植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

③针对部分场站、道路周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施，场站及道路周边种植草方格，防止土地沙漠化。

(5)其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(6)各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施及其他措施，要求在工程建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

5.1.5.3.4 方案实施保障措施

(1)组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全,促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。

本工程防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各钻井队、施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各钻井队、施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

(2)技术保证措施

①邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用，用于区域植被绿化。

(3)防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本工程防沙治沙措施投资概算预计 100 万,由塔里木油田分公司自行筹措，已在本工程总投资中考虑。

(4)生态、经济效益预测

本工程防沙治沙措施实施后,预计和田河气田区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

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 常规气象资料分析

(1)和田市气象资料搜集

本次开发调整方案中和田末站改建工程位于和田地区和田市，距离该工程最近的气象站为和田气象站，该地面观测站与和田末站改建工程距离 4.1km，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可直接采用和田气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用和田气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5-2-1。

表 5.2-1　　观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			纬度	经度				
和田气象站	51828	一般站			4100	1375	2019	风速、风向、总云量、干球温度

(1)墨玉县气象资料搜集

本次开发调整方案中天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程位于和田地区墨玉县，距离该工程最近的气象站为墨玉县气象站，该地面观测站与本工程最近距离为 162km，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，评价范围与气象站的地理特征基本一致，墨玉县气象站资料可以代表评价范围的污染气象特征。因此，本次评价气象统计资料分析选用墨玉县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 521-2。

表 5.2-2　　观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			纬度	经度				
墨玉县气象站	51827	一般站			162	1326	2018	风速、风向、总云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

5.2.1.2.1 和田市

根据和田气象站近 30 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

(1)温度

区域内近 30 年各月平均气温变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3　　近 30 年各月平均温度变化统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年均
温度	-10.1	-6.6	13.0	16.4	22.8	27.0	26.3	26.2	20.8	13.4	4.5	-1.4	12.7

由表 5.2-3 分析可知，区域近 30 年平均温度为 12.7℃，3～10 月月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，6 月份平均气温最高，为 27℃，1 月份平均气温最低，为-10.1℃。

(2)风速

区域内近30年各月平均风速变化情况见表5.1-4。

表5.2-4 近30年各月平均风速变化统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年均
风速	0.9	1.3	2.1	1.9	1.9	2.0	1.7	1.8	1.6	1.4	1.1	1.4	1.6

由表5.1-4分析可知，区域近30年平均风速为1.6m/s，3月份平均风速最大为2.1m/s，1月份平均风速最低，为0.9m/s。

(3)风向、风频

区域近30年平均各风向风频变化情况见表5.2-5，近30年风频玫瑰图见图5.2-1。

表5.2-5 近30年不同风向对应频率统计一览表

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
全年	2.8	3.9	4.6	5.3	5.6	5.3	5.0	3.7	3.4	3.4	8.5	5.5	10.4	11.4	10.1	4.8	5.9
春季	3.1	4.6	4.8	6.5	6.5	3.8	4.3	3.5	2.8	2.9	9.8	6.0	10.8	12.9	10.6	4.8	2.2
夏季	2.9	4.2	4.9	3.7	3.9	7.1	7.8	4.3	3.1	3.9	8.3	5.1	8.7	11.5	12.5	5.9	2.1
秋季	3.4	4.3	5.6	5.8	5.6	4.4	3.7	3.7	3.8	4.3	10.5	5.4	10.1	9.9	8.4	4.4	6.5
冬季	1.8	2.9	3.2	5.4	6.4	5.8	4.2	3.4	3.7	2.8	5.3	5.7	11.9	11.3	8.9	4.3	13.0

由表5.1-3分析可知，和田市近30年资料统计结果表明，该地区多年WNW风向的频率最大，其次是W风向。

5.2.1.2.2 墨玉县

根据墨玉县气象站近20年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

(1)温度

墨玉县近20年各月平均气温变化情况见表5.2-6。

表5.2-6 近20年各月平均温度变化统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年均
温度	-5.4	1.1	8.5	15.0	20.0	23.2	23.8	22.1	18.9	10.1	2.9	-3.2	11.4

由表5.2-6分析可知，区域近20年平均温度为11.4℃，4月～9月平均温

度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7月份平均气温最高，为23.8℃，1月份平均气温最低，为-5.4℃。

(2)风速

墨玉县近20年各月平均风速变化情况见表5.2-7。

表5.2-7 近20年各月平均风速变化统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年均
风速	1.2	1.4	1.8	2.1	1.7	1.7	1.7	1.6	1.4	1.2	1.2	1.3	1.5

由表5.1-6分析可知，区域近20年平均风速为1.5m/s，4月份平均风速最大为2.1m/s，1月、10月、11月份平均风速最低，为1.2m/s。

(3)风向、风频

墨玉县近20年平均各风向风频变化情况见表5.2-8，近20年风频玫瑰图见图5.2-2。

表5.2-8 近20年不同风向对应频率统计一览表

风频(%) 风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
全年	5.8	3.9	4.6	6.2	8.7	4.2	3.1	2.9	6.2	3.5	3.0	3.5	7.8	8.7	5.9	4.7	17.3
春季	6.1	3.4	4.6	6.4	8.9	4.8	4.1	3.4	4.7	3.8	3.8	3.5	5.8	10.7	7.7	5.2	13.1

续表5.2-8 近20年不同风向对应频率统计一览表

风频(%) 风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
夏季	7.4	4.0	5.0	6.5	9.0	4.5	2.8	2.0	3.4	2.5	2.7	4.0	6.9	10.3	4.8	5.2	19.0
秋季	4.8	4.6	4.7	6.2	8.9	3.8	2.2	3.4	8.6	3.7	1.4	2.4	6.6	5.1	3.7	4.1	25.8
冬季	4.9	3.6	4.0	5.9	7.8	3.7	3.3	2.8	8.4	3.7	4.0	4.2	11.9	8.6	7.6	4.1	11.5

由表5.1-3分析可知，墨玉县近20年资料统计结果表明，该地区多年WNW风向的频率最大，其次是E风向。

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

(1)预测模式

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，经估算模式可计算出某一污

染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-9。

表5.2-9　本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		40.7
3	最低环境温度/℃		-18.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		荒漠
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是　□否
		地形数据分辨率/m	90
9	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/°	--

表5.2-10　和田末站估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	城市
		人口数(城市选项时)	41万人
2	最高环境温度/℃		41.1
3	最低环境温度/℃		-21
4	测风高度/m		10

续表5.2-10　和田末站估算模型参数一览表

序号	参数		取值
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		城市
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是　□否
		地形数据分辨率/m	90

9	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：根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)中相关内容，项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。和田末站改建工程半径3km范围内城市建成区或者规划区约占3km范围内面积的65%＞50%。因此项目估算模式“农村或城市”的计算选项为“城市”；其他建设内容半径3km范围内城市建成区或者规划区约占3km范围内面积的0%＜50%。因此项目估算模式“农村或城市”的计算选项为“农村”。

(2)预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表5.2-11和表5.2-12。

表5.2-11 **主要废气污染源参数一览表(点源)**

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度	排气筒高度	排气筒出口内径	烟气流量	烟气流速	烟气温度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)										
单位	-	m		m	m	m	m^3/h	m/s	℃	h	-	-	kg/h
1	1#燃气热水锅炉烟气			1180	23	0.2	1239	11	120	3360	正常	PM_{10}	0.0248
												SO_2	0.0049
												NO_x	0.2478
2	2#燃气热水锅炉烟气			1180	23	0.2	1239	11	120	3360	正常	PM_{10}	0.0248
												SO_2	0.0049
												NO_x	0.2478
3	玛8集气站重沸器烟气			1228	8	0.05	60.2	8.5	120	8000	正常	PM_{10}	0.0012
												SO_2	0.00024
												NO_x	0.012

续表 5.2-11　　主要废气污染源参数一览表(点源)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度	排气筒高度	排气筒出口内径	烟气流量	烟气流速	烟气温度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)										
单位	-	m		m	m	m	m^3/h	m/s	℃	h	-	-	kg/h
4	玛2集气站重沸器烟气			1257	8	0.05	60.2	8.5	120	8000	正常	PM_{10}	0.0012
												SO_2	0.00024
												NO_x	0.012

表 5.2-12　　主要废气污染源参数一览表(面源)

序号	污染源名称	面源起点坐标		面源海拔高度	面源长度	面源宽度	与正北向夹角	面源有效排放高度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)									
单位	-	m		m	m	m	°	m	h	-	-	kg/h
1	井场无组织废气(以MA4-7H井作为代表)			1325	8	8	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.008
											硫化氢	0.0001
2	气举站无组织废气(以MA4-8H气举站作为代表)			1288	15	15	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.007
											硫化氢	0.0001
3	玛4集气站无组织废气			1393	20	20	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.008
											硫化氢	0.0001
4	玛8集气站无组织废气			1228	20	20	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.024
											硫化氢	0.0003
5	玛2集气站无组织废气			1257	20	20	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.024
											硫化氢	0.0003

续表 5.2-12　　主要废气污染源参数一览表(面源)

序号	污染源名称	面源起点坐标		面源海拔高度	面源长度	面源宽度	与正北向夹角	面源有效排放高度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)									
单位	-	m		m	m	m	°	m	h	-	-	kg/h
6	和田末站无组织废气			1330	30	20	80	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.119
											硫化氢	0.0001
7	500 万方油气处理厂无组织废气			1341	360	320	60	8	8760	正常	非甲烷总烃	0.072
											硫化氢	0.0009
8	生活污水处理设施无组织废气			1180	10	10	0	4	8760	正常	H_2S	0.0001
											NH_3	0.0001
9	生活垃圾填埋池填埋气			1180	130	130	0	6	8760	正常	H_2S	0.00027
											NH_3	0.0013
10	生活垃圾填埋池装卸扬尘			1180	130	130	0	6	730	正常	颗粒物	0.011
11	一般工业固废填埋池装卸扬尘			1180	100	70	0	6	730	正常	颗粒物	0.006
12	渗滤液收集池无组织废气*			1180	5	5	0	6	8760	正常	H_2S	0.00002
											NH_3	0.0009
13	渗滤液处理设施无组织废气*			1180	10	5	0	6	8760	正常	H_2S	0.00005
											NH_3	0.002

注：①本工程废气污染源面源包括9座井场、3座气举站，各井场及气举站废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，因此选取MA4-7H井场无组织废气和MA4-8H气举站无组织废气进行预测。**②*经类比分析，本工程前期无渗滤液产生，无渗滤液收集池无组织废气和渗滤液处理设施无组织废气；若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套渗滤液处理设施。**

表 5.2-13　　P_{max}及 $D_{10\%}$预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	1#燃气热水锅炉烟气	PM_{10}	0.819	450	0.18	9.24	29	--
		SO_2	0.162	500	0.03			--
		NO_2	8.186	200	4.09			--
2	2#燃气热水锅炉烟气	PM_{10}	0.819	450	0.18		29	--
		SO_2	0.162	500	0.03			--
		NO_2	8.186	200	4.09			--
3	玛8集气站重沸器烟气	PM_{10}	0.467	450	0.1		67	--
		SO_2	0.093	500	0.02			--
		NO_2	4.677	200	2.34			--
4	玛2集气站重沸器烟气	PM_{10}	0.467	450	0.1		67	--
		SO_2	0.093	500	0.02			--
		NO_2	4.677	200	2.34			--
5	井场无组织废气(以MA4-7H井作为代表)	H_2S	0.412	10	4.13		10	--
		非甲烷总烃	33.009	2000	1.65			--
6	气举站无组织废气(以MA4-8H气举站作为代表)	H_2S	0.326	10	3.27		11	--
		非甲烷总烃	22.868	2000	1.14			--
7	玛4集气站无组织废气	H_2S	0.255	10	2.55		16	--
		非甲烷总烃	20.42	2000	1.02			--
8	玛8集气站无组织废气	H_2S	0.765	10	7.66		16	--
		非甲烷总烃	61.269	2000	3.06			--
9	玛2集气站无组织废气	H_2S	0.765	10	7.66		16	--
		非甲烷总烃	61.269	2000	3.06			--
10	和田末站无组织废气	H_2S	0.156	10	1.56		22	--
		非甲烷总烃	184.82	2000	9.24			--
11	500万方油气处理厂无组织废气	H_2S	0.172	10	1.72		376	--
		非甲烷总烃	13.799	2000	0.69			--
12	生活污水处理设施无组织废气	H_2S	0.776	10	7.77		10	--
		NH_3	0.388	200	0.19			--

续表 5.2-13　　P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	评价标准(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
13	生活垃圾填埋池填埋气	H_2S	0.163	10	1.63	9.24	149	--
		NH_3	0.784	200	0.39			--
14	生活垃圾填埋池装卸扬尘	TSP	6.644	900	0.74		149	--
15	一般工业固废填埋池装卸扬尘	TSP	5.019	900	0.56		115	--
16	渗滤液收集池无组织废气*	H_2S	0.087	10	0.87		10	--
		NH_3	3.924	200	1.96			--
17	渗滤液处理设施无组织废气*	H_2S	0.213	10	2.13		10	--
		NH_3	8.535	200	4.27			--

注：*经类比分析，本工程前期无渗滤液产生，无渗滤液收集池无组织废气和渗滤液处理设施无组织废气；若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置 1 套渗滤液处理设施。

由表 5.2-13 可知，项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 0.819 μg/m³、占标率为 0.18%；SO_2 最大落地浓度为 0.162 μg/m³、占标率为 0.03%；NO_2 最大落地浓度为 8.186 μg/m³、占标率为 4.09%；非甲烷总烃最大落地浓度为 184.82 μg/m³、占标率为 9.24%；H_2S 最大落地浓度为 0.765 μg/m³、占标率为 7.65%，$D_{10\%}$均未出现；NH_3 最大落地浓度为 8.535 μg/m³、占标率为 4.27%，$D_{10\%}$均未出现；TSP 最大落地浓度为 6.644 μg/m³、占标率为 0.74%，$D_{10\%}$均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周厂界贡献浓度

本工程实施后，无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表 5.2-14。

表 5.2-14　　井场四周边界浓度计算结果一览表　　单位：ug/m³

污染源		污染物	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
井场无组织排放		非甲烷总烃	23.903	15.89	23.903	15.89
		H_2S	0.298788	0.198625	0.298788	0.198625
气举站无组织排放		非甲烷总烃	13.441	13.441	13.441	13.441
		H_2S	0.192014	0.192014	0.192014	0.192014
玛4集气站无组织废气	本工程贡献值	非甲烷总烃	20.052	11.141	14.841	18.379
		H_2S	0.25065	0.139263	0.185513	0.229738

续表 5.2-14　　**井场四周边界浓度计算结果一览表**　　单位：ug/m³

污染源		污染物		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
玛 4 集气站无组织废气	现有工程贡献值	非甲烷总烃		60.165	33.426	44.529	55.143
		H_2S		0.752063	0.417825	0.556613	0.689288
	合计	非甲烷总烃		80.217	44.567	59.37	73.522
		H_2S		1.002713	0.557088	0.742126	0.919026
玛 8 集气站无组织废气	本工程贡献值	非甲烷总烃		55.143	55.143	52.706	32.334
		H_2S		0.689288	0.689288	0.658825	0.404175
	现有工程贡献值	非甲烷总烃		55.143	55.143	52.706	32.334
		H_2S		0.689288	0.689288	0.658825	0.404175
	合计	非甲烷总烃		110.286	110.286	105.412	64.668
		H_2S		1.378576	1.378576	1.31765	0.80835
玛 2 集气站无组织废气		非甲烷总烃		60.165	55.143	55.143	55.143
		H_2S		0.752063	0.689288	0.689288	0.689288
和田末站无组织废气	本工程贡献值	非甲烷总烃		119.38	146.3	146.3	119.38
		H_2S		0.100319	0.122941	0.122941	0.100319
	现有工程贡献值	非甲烷总烃		178.57	218.86	218.86	178.57
		H_2S		0.10032	0.122955	0.122955	0.10032
	合计	非甲烷总烃		297.95	365.16	365.16	297.95
		H_2S		0.200639	0.245896	0.245896	0.200639
500 万方油气处理厂	本工程贡献值	非甲烷总烃		5.6211	5.6211	5.6211	5.6211
		H_2S		0.070264	0.070264	0.070264	0.070264
	现有工程贡献值	非甲烷总烃		460.0	450.0	560.0	440.0
		H_2S		4.0	3.0	4.0	3.0
	合计	非甲烷总烃		465.6211	455.6211	565.6211	445.6211
		H_2S		4.070264	3.070264	4.070264	3.070264
综合公寓		NH_3		0.09648	0.09987	0.38831	0.38831
		H_2S		0.19296	0.19974	0.77662	0.77662
固废填埋场		渗滤液收集池无组织废气	H_2S	0.14596	0.15876	0.082907	0.07326
			NH_3	0.70277	0.7644	0.399182	0.352733
		渗滤液处理设施无组织废气	H_2S	0.26156	0.29084	0.129521	0.11846
			NH_3	0.97077	1.22647	0.662843	0.60934

续表 5.2-14　　**井场四周边界浓度计算结果一览表**　　单位：ug/m³

污染源	污染物		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
固废填埋场	生活垃圾填埋池装卸扬尘	TSP	6.3241	2.9847	3.3778	6.467801
	一般工业固废填埋池装卸扬尘	TSP	2.5202	2.7863	4.427101	4.2269
	合计	H_2S	0.40752	0.4496	0.212428	0.19172
		NH_3	1.67354	1.99087	1.062025	0.962073
		TSP	8.8443	5.771	7.804901	10.694701

注：*经类比分析，本工程前期无渗滤液产生，无渗滤液收集池无组织废气和渗滤液处理设施无组织废气；若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置 1 套渗滤液处理设施。

由表 5.2-14 预测结果可知，本工程实施后井场、气举站、和田末站无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 13.441～365.16μg/m³，满足《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；集气站和 500 万方油气处理厂无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 44.567～565.62μg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；各场站对四周厂界 H_2S 浓度贡献值为 0.19172～4.07μg/m³、对四周厂界 NH_3 浓度贡献值为 0.096～1.99087μg/m³满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值；对四周厂界 TSP 浓度贡献值为 5.771～10.964701μg/m³满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控点浓度限值颗粒物 1.0mg/m³的要求。

5.2.1.5 非正常排放影响分析

5.2.1.5.1 污染源强

本工程属于开采过程，若井口压力过高，采出液通过放喷火炬在焚烧池点燃排放。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑；集气站同时设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空管由放空火炬向外排放。本工程非正常工况下火炬污染物源强情况见表 5.2-15。

表 5.2-15　　非正常工况下火炬污染物排放一览表

名称	中心坐标		底部海拔高度(m)	火炬等效高度(m)	等效出口内径(m)	烟气温度(℃)	等效烟气流速(m/s)	排放小时数(h)	排放工况	燃烧物质及热释放速率			污染物排放速率(kg/h)			
	经度(°)	纬度(°)								燃烧物质	燃烧速率(kg/h)	总热释放速率(cal/s)	非甲烷总烃	PM_{10}	SO_2	NO_X
集气站火炬			1228	28	2.7	1000	20	1	非正常	天然气	5380	16914120	7.5	3.0	50.58	202.5

注：本工程非正常废气污染源2座集气站，各集气站站废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率基本一致，因此选取玛8集气站非正常排放火炬废气进行预测。

表 5.2-16　　非正常工况下井场放喷口污染物排放一览表(面源)

序号	污染源名称	面源起点坐标		面源海拔高度	面源长度	面源宽度	与正北向夹角	面源有效排放高度	单次持续时间	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)									
单位	-	m		m	m	m	m	°	m	h	-	-	kg/h
1	井场放喷口(以MA4-7H井作为代表)			1325	8	3	0	8	0.5	非正常	非甲烷总烃	2.5
											颗粒物	1.0
											SO_2	16.86
											NO_X	67.5

注：本工程包括9座井场，各井场放喷口废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率基本一致，因此选取MA4-7H井场放喷口废气进行预测。

5.2.1.5.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，预测计算非正常排放对各评价点 1 小时最大贡献浓度及评价区域最大 1 小时贡献浓度，计算结果见表 5.2-17。

表 5.2-17　　非正常排放 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表　　单位：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	井场放喷口	非甲烷总烃	8.908	0.45	27606.62	292	5000
		PM_{10}	3.563	0.79			5000
		SO_2	60.079	12.02			5000
		NO_X	240.529	120.26			5000

续表5.2-17　**非正常排放P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表**　单位：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
2	集气站火炬	非甲烷总烃	2043.62	102.18	27606.62	10	5000
		PM_{10}	818.62	181.92			5000
		SO_2	13793.05	2758.60			5000
		NO_X	55213.23	27606.62			5000

由表5.2-17计算结果表明，非正常工况条件下，井场放喷废气中非甲烷总烃最大落地浓度为1640μg/m³，占标率为82.19%，D10%对应距离为250m；PM_{10}最大落地浓度为229.1μg/m³，占标率为50.9%，D10%对应距离为250m；SO_2最大落地浓度为768μg/m³，占标率为153.6%，D10%对应距离为250m；NO_X最大落地浓度为376.0μg/m³，占标率为188%，D10%对应距离为250m。集气站火炬废气中非甲烷总烃最大落地浓度为2043.62μg/m³，占标率为102.18%，D_{10}%对应距离为5000m；PM_{10}最大落地浓度为818.62μg/m³，占标率为181.92%，D_{10}%对应距离为5000m；SO_2最大落地浓度为13793.05μg/m³，占标率为2758.60%，D_{10}%对应距离为5000m；NO_X最大落地浓度为55213.23μg/m³，占标率为27606.62%，D_{10}%对应距离为5000m。

由以上分析可知，本工程非正常排放对环境空气影响较大，建议做好年度检修计划，充分利用定修、年修机会检修设备、处理设备隐患，为避免或减少非正常排放的发生，需加强日常设施检查和维修。

5.2.1.6 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，本项目大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境防护距离。

5.2.1.7 污染物排放量核算

(1)有组织排放量核算

本项目有组织排放量核算情况见表5.2-18。

表 5.2-18　　**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)
一般排放口					
1	GY-1 1#燃气热水锅炉烟气	颗粒物	20	0.0248	0.083
		SO_2	4	0.0049	0.016
		NO_x	200	0.2478	0.833
2	GY-2 2#燃气热水锅炉烟气	颗粒物	20	0.0248	0.083
		SO_2	4	0.0049	0.016
		NO_x	200	0.2478	0.833
3	GY-3 玛8集气站重沸器烟气	颗粒物	20	0.0012	0.0096
		SO_2	4	0.00024	0.0019
		NO_x	200	0.012	0.096
4	GY-4 玛2集气站重沸器烟气	颗粒物	20	0.0012	0.0096
		SO_2	4	0.00024	0.0019
		NO_x	200	0.012	0.096
有组织排放合计					
有组织排放合计		颗粒物			0.1852
		SO_2			0.0358
		NOx			1.858

(2)无组织排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表5.2-19。

表 5.2-19　　**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	GW-1	井场无组织废气废气	非甲烷总烃	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气	《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	0.07
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	H_2S≤0.06	0.0009
2	GW-2	气举站无组织废气	非甲烷总烃		《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	0.061

续表 5.2-19　　**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)	
2	GW-2	气举站无组织废气	硫化氢	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	H_2S≤0.06	0.0009
3	GW-3	玛4集气站无组织废气	非甲烷总烃		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	0.07
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	H_2S≤0.06	0.0009
4	GW-4	玛8集气站无组织废气	非甲烷总烃		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	0.21
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	H_2S≤0.06	0.0026
5	GW-5	玛2集气站无组织废气	非甲烷总烃		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	0.21
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	H_2S≤0.06	0.0026
6	GW-6	和田末站无组织废气	非甲烷总烃		《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	1.042
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	H_2S≤0.06	0.0009
7	GW-7	500万方油气处理厂无组织废气	非甲烷总烃		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	0.631
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	H_2S≤0.06	0.008

续表 5.2-19　　**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)	
8	GW-8	生活污水处理设施无组织废气	氨	盖板封闭	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	氨≤1.5	0.044
			硫化氢			H_2S≤0.06	0.004
9	GW-9	生活垃圾填埋池填埋气	氨	及时覆土，加强管理	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	氨≤1.5	0.011
			硫化氢			H_2S≤0.06	0.002
10	GW-10	生活垃圾填埋池装卸扬尘	颗粒物	设置洒水车，定期洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2无组织排放监控浓度限值	颗粒物≤1.0	0.008
11	GW-11	一般工业固废填埋池装卸扬尘	颗粒物	设置洒水车，定期洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2无组织排放监控浓度限值	颗粒物≤1.0	0.0044
12	GW-12	渗滤液收集池无组织废气*	氨	盖板封闭	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	氨≤1.5	0.008
			硫化氢			H_2S≤0.06	0.0002
13	GW-13	渗滤液处理设施无组织废气*	氨			氨≤1.5	0.017
			硫化氢			H_2S≤0.06	0.0004
无组织排放合计							
无组织排放总计					非甲烷总烃		2.294
					硫化氢		0.0234
					氨		0.08
					颗粒物		0.0124

注：*经类比分析，本工程前期无渗滤液产生，无渗滤液收集池无组织废气和渗滤液处理设施无组织废气；若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置 1 套渗滤液处理设施。

(3)项目大气污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表5.1-14。

表 5.2-20　　**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	0.1976
2	二氧化硫	0.0358

续表 5.2-20　　**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)
3	氮氧化物	1.858
4	硫化氢	0.0234
5	非甲烷总烃	2.294
6	氨	0.08

5.2.1.8 评价结论

本工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下 PM_{10}、二氧化硫、氮氧化物、硫化氢、非甲烷总烃、氨、颗粒物短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本工程废气污染源对各场站四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本工程实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.9 大气环境影响评价自查表

本工程大气环境影响评价自查表见表 5.2-21。

表 5.2-21　　**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(H_2S、非甲烷总烃、氨、TSP)				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	（2019）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	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 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=5km ☑		

续表 5.2-21　　**大气环境影响评价自查表**

工作内容		自查项目			
大气环境影响预测与评价	预测因子	预测因子(PM_{10}、SO_2、NO_2、H_2S、非甲烷总烃、氨、TSP)		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（1）h	$C_{本项目}$占标率≤100% ☐	$C_{非正常}$占标率＞100%☑	
大气环境影响预测与评价	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、H_2S、非甲烷总烃、NH_3、臭气浓度）	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(0.0358) t/a	NO_x：（1.858）t/a	颗粒物：（0.1976）t/a	VOC_s：（　）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，结合本工程废水属于间接排放的特点，判定本工程地表水环境评价等级为三级B。

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施

本工程营运期产生的废水主要有气田采出水、井下作业废水、脱水装置废水、废脱硫剂、生活污水。其中气田各生产井采出液输至500万方油气处理厂，分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；玛8集气站、玛2集

气站脱水装置产生的废水全部进入500万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层；玛8集气站、玛2集气站三嗪溶液脱硫装置产生的废脱硫剂全部进入500万方油气处理厂采出水处理装置进行处理,处理达标后回注地层；本工程营运期玛8集气站、玛2集气站值班人员和综合公寓住宿办公人员产生的生活污水经化粪池处理后排入综合公寓内生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至本工程新建固废填埋场内生活污水蓄水池；本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

①500 万方油气处理厂采出水处理设施

500 万方油气处理厂采出水处理设施设计处理规模 360m^3/d，目前实际处理量 100m^3/d，可以满足本工程采出水处理需求。该设施采用“压力除油+气浮除油+过滤”处理工艺。采出水经收集后进入接收罐，通过水力旋流器进行油水分离出污油，最后经核桃壳过滤器和双料过滤器过滤后进入注水罐暂存，再通过高压注水泵回注地下。注水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）。

②综合公寓生活污水处理设施

本工程新建综合公寓生活污水处理设施设计处理规模 120m^3/d，本工程生活污水、软水制备系统排污水、锅炉排污水产生量为 46.65m^3/d，可以满足本工程综合公寓污水处理需求。该设施采用 MBR 处理工艺，处理后出水水质满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 中 C 级排放标准冬储夏灌。

③哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 300m^3/d,本工程营运期井下作业废水产生量为 101.25m^3/a，仅占哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水年处理规模的 0.1%。钻试修废水处理后满足《碎屑岩

油藏注水水质指标及分析方法》标准后回注。因此哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理装置处理规模可以满足本工程废水处理需求。

④渗滤液处理设施

渗滤液处理设施采用“调节池+UASB 上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，该污水处理工艺 COD 综合处理效率为 99.7%、BOD_5综合处理效率为 99.7%、SS 综合处理效率为 99.1%、NH_3-N 综合处理效率为 99%，处理后总排口出水 COD 小于 100mg/L，BOD_5小于 30mg/L，SS 小于 30mg/L，NH_3-N 小于 25mg/L，出水可满足《生活垃圾卫生填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)表 2 标准，处理达标后的废水回喷于本工程填埋区。回喷也能通过渗滤液在循环回灌时可以将垃圾本身作为载体，有机物在微生物的分解作用下尽快形成生物膜，当富含 COD 的渗滤液流经已形成的生物膜时，可降低渗滤液中的污染物。

渗滤液处理设施处理能力为 12m^3/d，处理能力可满足本工程填埋后期渗滤液处理需求。综上，从水质和处理能力两方面分析，该撬装式渗滤液处理设施可满足本工程渗滤液处理需求。

综上，本工程评价范围内无地表水体，且废水全部妥善处理，水污染控制和水环境影响减缓措施有效，依托的污水处理设施可行，本项目地表水环境影响可接受。

表 5.2-22　　**地表水环境影响评价自查表**

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型□；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□ 重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放☑；其他□	水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□； 非持久性污染物□；pH值□；热污染□； 富营养化□；其他☑	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级A□；三级B☑	一级□；二级□；三级□

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 调查区域水文地质条件分析

(1)区域地质构造控水条件

①塔里木盆地构造控水条件

地质构造是控制地下水区域储存形成的基础。塔里木盆地在大地构造中称为塔里木地台，其基底(指第四系以前的地质时代的地层)形态特征受南北向天山和昆仑山地槽褶皱带挤压应力场的作用，使塔里木地台的构造格局以南北向分带性、地层系统发育的完整性及强烈的新构造运动的差异性为显著特点，新构造作用使地台缓慢抬升，基底的坳陷、隆起呈波状起伏，断裂发育等为基本形态特征，对地下水储存具有较强的控制作用。

②第四系松散地层赋水介质分布规律

第四系松散地层是地表水流床，也是地下水赋存的主要介质。昆仑山前平原至塔中沙漠区，第四系地层分布广泛，它不仅塑造了盆地现代地貌景观，而且对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。昆仑山前倾斜平原由河流冲洪积扇群组成，基底岩层处于民丰—若羌坳陷带内，补偿性岩性主要为巨厚的卵砾石、砂砾石层，通称戈壁砾石带，向扇前缘过渡为冲积平原，由原层砂夹亚砂土，亚粘土互层组成，通称细土带，厚度为500～800m；向盆地中央延伸，流水作用逐渐减弱，岩性粒度由粗变细，向河湖相和风积相过渡，被巨厚的粉细砂夹薄层亚砂土或精致粘土层代替。工程区处于中央隆起构造带内，第四系厚度有所变薄，一般沉积厚度小于300m，最大厚度可达500m，在较低的沙垅间洼地中可见冲、湖积地层出露，其岩性结构粒度同风成沙类同，流水层理清楚，并发现较多的螺壳化石，证明冲湖积的物质来源于风积砂再搬运沉积的结果。

综上，塔里木盆地基底地形，由南向北经过的坳陷—隆起—再坳陷至塔中再隆起的波浪式变化，对第四系的补偿堆积具有很强的控制作用，为地下水的赋存和运移创造了有利的储水构造条件。

(2)区域地下水系统特征

工程区沙漠地下水同昆仑山前冲洪积平原地下水具有紧密联系并处于同一

水环境单元，构成了区域地下水系统。

①地下水赋存及分布规律

本区从昆仑山前至工程区基底地质构造由两个坳陷和两个隆起组成。直接影响储水介质—第四系松散物质的补偿性沉积厚度和地下水赋存条件。在地貌上山前倾斜平原街接沙漠覆盖的冲积湖积平原，构成完整的水系统单元，自南向北沿流向水文地质条件呈有规律的变化。

②地下水补给、径流、排泄条件

昆仑山前平原至沙漠腹地气田区，为一个整体的地下水动力系统，具有良好的储水条件，贮水体积巨大，地下水分布较为普遍，其补给水源主要靠山地流入的河流和季节洪流的转化下渗补给。据调查，这些地表径流在山前平原区除蒸发消耗和小面积灌溉被作物吸收外约有90%以上水量渗失地下转换为地下水，地表水补给地下水作用极为强烈。平原区虽有大气降水，但不足40mm，其它如灌溉水入渗等，其量甚微，对平原地下水补给不具实际意义。地下水径流总体自南向北运动，局部流向变化频繁，地下水大体呈放射状扇形面状流动。在砾质平原，地下水流动速度相对较快，水力坡度约1～4‰；在细土平原，地下水流动速度减慢，水力坡度小于1‰。

地下水的排泄方式主要是蒸发以及向北部沙漠区的地下水侧向径流排泄。

(3)地下水水化学演变规律

地下水化学特征的形成及演变，是地下水在地质构造、地层岩性及水文地质条件控制下，在不同介质中运移与围岩进行各种水文地球化学作用的结果。塔克拉玛干沙漠区地下水化学特征，是在极端干旱的气候条件下形成的，在水化学演化作用中从山地到倾斜径流过程中，水文地球化学作用十分复杂强烈。表现为大陆盐化过程，是沙漠地下水最显著的水化学特征。

从山前平原单一的卵砾石带过渡到细土平原和冲洪积平原(沙漠区)，地下水化学成份，表现为由上游到下游沿地下水流向的水平演变；而且也有沿河床由近及远方向的水平分带规律，同时大厚度含水层水化学垂直分带规律也普遍存在。

①沿地下水流向自南向北水平变化规律。从山前至沙漠矿化度不断增高，

水质向劣化方向递变，水化学类型由倾斜平原 SO_4-Ca(Mg)→细土带 SO_4·Cl—Ca(Mg)→至沙漠区 Cl·SO_4—Na·Mg 水递变；矿化度由＜1g/L→1～3g/L→3～10g/L 递增。特别是大面积的沙漠地下水类型比较稳定，均为 Cl·SO_4—Na·Mg 水。

②垂直河床方向的水平分带规律。因河水是地下水主要补给源，所以垂直河床两侧的地下水的水质由近及远地表现为水平分带规律。即随着河床向两侧地表水和地下水混合作用由强到弱，水化学成份近河水向原始水型事呈分带变化，各带的宽度大小与河水流量大小和所接触的含水层透水性密切相关。

③垂直分带规律。地下水上咸下淡的倒置垂直分带性是干旱区潜水化学的普遍特征之一。主要表现在细土带和沙漠区大厚度含水层和上部潜水与下部承压水分布区。这类地区含水层颗粒细，水力坡度小，地下水径流速度滞缓，水位埋深浅，在极端干旱的气候条件下，潜水大量蒸发，盐份自下而上不断迁移，使盐份在潜水上部或地面富集,而下层(或深部)潜水(或承压水)水质相对较好。

5.2.3.2 调查区域地下水环境分析

①水环境自然演化背景

项目区所处塔克拉玛干沙漠，是地质构造和气候长期变迁的产物。第三纪中新世盆地形成至晚第三纪上新世后期第四纪更新世早期，盆地内广大面积已为沙漠所占据，第四纪以来至距今7万年，末冰期后(指古冰期)现持续干旱。冰后期大量来自昆仑山的诸河流形成广泛的古水文网，已延伸至盆地腹部气田地区，对时期形成的风沙地经过河流冲刷破坏和搬运改造，形成当今流动沙地早期形成的风沙地经过河流冲刷破坏和搬运改造,形成当今流动沙地覆盖下的400多米厚的河湖相的粉细砂为主的夹薄层亚砂、亚粘土层，构成优越的储水介质，成为与山前平原有水力联系的大厚度含水层，通过地下水径流交替，形成当今沙漠区普遍含有地下水的自然环境背景。17世纪以来盆地气候更为干旱，河流萎缩，风沙肆虐，表层风积层及流动沙丘形成。据水井地层资料和垅间洼地野外调查所见，风蚀基准稳势面的海拔标高约为1047～1056m。由于地下水补给水源经过150多公里以外的长途径流，同时伴随水文地球化学演化作用，故本区为不同程度的劣质地下水区。

②含水地层岩性结构及包气带水理性质

潜水含水层的岩性主要为第四系全新统冲积的细砂，其次为粉砂。其中粉砂层数较多，单层厚度较小，呈薄层或透镜体状，单层厚度一般 0.5～3.5m，最大可达 6m。粉砂的埋藏深度从北向南由 50.5m 变为 35m；从西向东，由 35m 变为 60.0m。

包气带地层岩性，主要是无层次的风积沙，结构松散，空隙率极高，厚度约 5 至 10m，为水埋性质极强的渗透层。气田区垅间洼地潜水位埋藏虽然很浅，但因沙土孔隙率大，毛细作用相对减弱，潜水表面蒸发相对较小，据沙土化学分析，盐份含量较小，没有形成表面积盐作用和潜水蒸发量很小已得到证实。则于当地沙土基质松散，饱水性极差，长期处于炎热干燥状态，形成大面积流动风沙所占据的裸地，极端缺乏水份，无天然植物生长条件。

③地下水流场及水位埋藏条件

据气田区沙漠地下水流场分析，等水位线疏展排列，水力坡度平缓(1～1.5‰左右)，水交替极为滞缓，自西南向东北流，处于缓慢径流区。垅间洼地浅水埋深一般 5～10m，不具潜水垂直蒸发消耗条件，均通过地下径流向气田区北边界外缓慢排泄。

④含水层水力性质及富水性

气田区流动的沙层不含地下水，属透水不含水层，厚度约 5～10mm。地下潜水位以下至 400m 深度，为综合含水层。可划分为三个含水段，埋深 5m 水位以下至 135m 为潜水含水段；143m～227m 为微承压水含水段；243m～400m 为第二承压含水段。

潜水含水段，井深 100～200m，以粉砂含水层为主，夹有亚砂土薄层，8 寸口径滤水管单井出水量可达 500～700m^3/d，矿化度 5g/L 左右，为 Cl•SO_4—Na•Mg 水。

第二承压含水段，含水层岩性以粉细砂为主，夹有小于 12m 厚的二层亚砂土微含水层，隔水层为粘土层，最大厚度 8m，取水段深度 273～346.5m，含水层厚 61.5m，水位埋深 7.5m，孔径 10 英寸，降深 14.17m，最大单井涌水量为 765.5m^3/d。水质为 Cl•SO_4—Na 型水，矿化度 4.25g/L。

总之，气田区含水层虽很发育，厚度大，岩性单一，但因密实程度强，透

水性能低，为较小富水性的含水段。

本工程区域水文地质图见图 5.2-3，水文地质剖面图见图 5.2-4。

5.2.3.3 工程场区包气带污染调查

项目所在区域包气带上部主要为荒漠风沙土、结壳盐土和含盐石质土，底部存在一层稳定的粉质粘土层，包气带平均厚度约 6m，根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录 B 中表 B.1 渗透系数经验值表，本工程所在区域包气带渗透系数在 5.79×10^{-4}cm/s～1.74×10^{-3}cm/s，包气带防护性能弱。

5.2.3.4 区域地下水污染源调查

本工程天然气开采集输建设工程和填埋场建设工程位于墨玉县北部，区域主要以油气开发为主，油气开发过程中的主要污染物为石油类，根据区域地下水现状监测结果表明，区域地下水除潜水含水层中氯化物、溶解性总固体、氟化物超标外，其他潜水含水层监测因子均未超标。

5.2.3.5 地下水环境影响评价

本次开发调整方案中和田末站改建工程地下水环境影响评价项目类别为Ⅳ类，环境敏感程度为较敏感，和田末站改建工程地下水环境影响评价工作等级为不评价；填埋场建设工程地下水环境影响评价项目类别为Ⅰ类，环境敏感程度为不敏感，填埋场建设工程地下水环境影响评价工作等级为二级；综合公寓生活污水处理设施地下水环境影响评价项目类别为Ⅲ类，环境敏感程度为不敏感，综合公寓生活污水处理设施地下水环境影响评价工作等级为三级；开发调整方案中天然气开采集输建设工程地下水环境影响评价项目类别为Ⅱ类，环境敏感程度为不敏感，天然气开采集输建设工程地下水环境影响评价工作等级为三级。

本工程地下水环境影响预测应遵循《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ 2.1)与《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)确定的原则进行。

5.2.3.5.1 正常状况

①废水

本工程营运期产生的废水主要有生产井开采过程中产生的气田采出水、井下作业废水、脱水装置产生的废水、脱硫装置产生的废脱硫剂、综合公寓和集气站值班人员生活污水。其中各生产井采出液输至500万方油气处理厂，分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；玛8集气站、玛2集气站脱水装置产生的废水全部进入500万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层；玛8集气站、玛2集气站三嗪溶液脱硫装置产生的废脱硫剂全部进入500万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层；本工程营运期玛8集气站、玛2集气站值班人员和综合公寓住宿办公人员产生的生活污水经化粪池处理后排入综合公寓内生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建固废填埋场内生活污水蓄水池；本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区。

正常回注期间，水在回注入目标层（石炭系东河砂岩段）后，由于其回注层位顶层的封隔条件好，回注层吸收性较强，水能及时的扩散到回注层，且回注层在地面以下3721m～3779m，有效储层厚度34.5m。注水层与第四系地层之间垂向距离在1000m以上，之间有多个隔水层阻隔，试注时井内安装有封隔器，穿过第四系的井壁已固井，使得井内于第四系不连通，因此注水过程在第四系地层不会发生漏水现象。因此综上分析，正常情况下不会对地下水产生污染影响。

②含油废物

采气过程中产生的含油废物，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到20cm。由于气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含

油废物一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对气田区域地下水的影响很小。

③集输管线

本工程正常状况下，集输管线采用柔性复合管和无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

④渗滤液

本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区。正常状况下，填埋池防渗层及渗滤液收集池均采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.5.2 非正常状况

(1)油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时气层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

(2)集输管道泄漏事故对地下水的影响

井场管线与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的液相可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。

通常管道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。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本工程非正常状况下，采气树管线链接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，少量凝析油可能下渗对地下水造成影响。

(3)综合公寓污水调节池泄漏对地下水的影响

非正常状况下，污水调节池防渗措施出现老化破损，不易被发现，如不及时修复，污水可能下渗并对地下水造成影响。

(4)填埋场渗滤液收集池泄漏对地下水的影响

非正常状况下，本工程填埋场渗滤液收集池底部出现破损导致渗滤液出现泄漏，对地下水环境造成影响。

由于生活垃圾渗滤液和生活污水成分复杂，污染物浓度高，本评价采取最不利原则，故选取非正常状况下生活垃圾渗滤液收集池和综合公寓污水调节池底部出现破损导致渗滤液和污水出现泄漏作为本次评价的预测情景；同时将非正常状况下，采气树管线链接和阀门处出现破损泄漏，采出液出现泄漏也作为本次评价的预测情景。

5.2.3.5.3 预测因子筛选

本工程采出液主要为天然气、凝析油及水组成，污染物主要为石油类，故选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准；根据导则要求，按照重金属、持久性有机污染物和其他类别进行分类，并对每一类的各项因子采用标准指数法进行排序，渗滤液收集池和污水调节池分别取汞、铅、氨氮和耗氧量。

作为预测因子各评价因子检出限及评价标准见表 5.2-23。

表 5.2-23 **评价因子及评价标准一览表**

预测情景	评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值(mg/L)
采气树管线链接和阀门处出现破损泄漏	石油类	≤0.05	0.01	0.03
综合公寓污水调节池底部出现破损泄漏	耗氧量	≤3.0	0.05	2.4
	氨氮	≤0.50	0.025	0.292

渗滤液收集池底部出现破损泄漏	耗氧量	≤3.0	0.05	2.4
	氨氮	≤0.50	0.025	0.292

续表 5.2-23 **评价因子及评价标准一览表**

预测情景	评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值(mg/L)
渗滤液收集池底部出现破损泄漏	铅	≤0.01	0.01	0.005
	汞	≤0.001	0.00004	0.00002

注：①由于选取的废水污染因子为 COD，但预测对地下水影响的评价因子为耗氧量，为使污染因子 COD 与评价因子耗氧量在数值关系上对应统一，故在模型计算过程中，本次评价参照国内学者胡大琼(云南省水文水资源局普洱分局)《高锰酸盐指数与化学需氧量相关关系探讨》一文得出的耗氧量与化学需氧量线性回归方程 Y=4.76X+2.61(X 为耗氧量，Y 为 COD)进行换算,得出耗氧量的超标范围、影响范围以及污染晕中心耗氧量。②区域地下水监测点铅和汞均未检出，背景浓度按检出限一半计。

5.2.3.5.4 预测源强

(1)集输管道泄漏

本次评价考虑工程最不利情况(输送最大压力、最大输送量、管线最大使用年限等)，采用解析模型预测污染物在含水层中扩散并进行影响评价。根据和田河气田实际操作经验，考虑非正常状况下，采气树泄露发生0.5h发现并关闭阀门，和田河气田区域综合汽油比平均为$20\times10^4m^3/m^3$，本工程气井日产凝析油量约为0.24t/d，故凝析油渗漏量取0.005t。

(2)污水调节池泄漏

本评价采取最不利原则，根据《给水排水构筑物工程施工及验收规范》(GB50141-2008)，污水调节池渗水量应按池底的面积计算，正常状况下钢筋混凝土结构水池渗水量不超过 2L/(m^2·d)。一般情况下，非正常状况污水泄漏量按正常状况下泄漏量 10 倍进行计算，则本工程污水调节池泄漏速率为 0.72m^3/d，假定泄漏时间为 10d 计算，则废水泄漏量为 7.2m^3。其中耗氧量浓度为 400mg/L、氨氮浓度为 20mg/L。

(3)填埋场渗滤液收集池泄漏

本评价采取最不利原则，根据《给水排水构筑物工程施工及验收规范》(GB50141-2008)，渗滤液收集池渗水量应按池底的面积计算，正常状况下钢筋

混凝土结构水池渗水量不超过 2L/(m^2·d)。一般情况下，非正常状况渗滤液泄漏量按正常状况下泄漏量 10 倍进行计算，则本工程渗滤液收集池泄漏速率为 0.5m^3/d，假定泄漏时间为 10d 计算，则废水泄漏量为 5m^3。其中耗氧量浓度为 3000mg/L、氨氮浓度为 500mg/L、铅浓度为 0.10mg/L、汞浓度为 0.005mg/L。

5.3.4.5 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中凝析油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃，凝析油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的落地油最多可下渗到20cm。本工程所在区域地下水埋深大于10m，本次预测考虑泄露凝析油1%进入潜水含水层，然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散；③其他污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。为了考虑最不利的情况和使预测模型简化，本次预测概化为污染物直接进入潜水含水层，然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，不考虑污染物在包气带中的吸附净化效应。根据本工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则•地下水环境》(HJ610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

$$C(x,y,t)=\frac{m_M/M}{4\pi nt\sqrt{D_L D_T}}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}+\frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t时刻点x,y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约20m；

m_M—长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本工程线源瞬时注入的污染物质量石油类5kg；模拟污水调节池泄露废水量为7.2m^3，耗氧量浓度为400mg/L、氨氮浓度为20mg/L，则线源瞬时注入的污染物质量m_M为耗氧量2.88kg、氨氮0.144kg；模拟渗滤液收集池泄露废水量为5m^3，耗氧量浓度为3000mg/L、氨氮浓度为500mg/L、铅浓度为0.10mg/L、汞浓度为0.005mg/L。则线源瞬时注入的污染物质量m_M为耗氧量15kg、氨氮2.5kg、铅0.0005kg、汞0.000025kg；

u—地下水流速度，m/d；参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，潜水含水层岩性为中砂，渗透系数取25m/d。水力坡度I为1.5‰，因此地下水的渗透流速u=K×I/n=25m/d×1.5‰/0.32=0.12m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；潜水含水层岩性为中砂，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录B，有效孔隙度n=0.32；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度α_m=10m，纵向弥散系数$D_L=\alpha_m \times u$=1.56m^2/d；

D_T—横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数D_T=0.156m^2/d；

π—圆周率。

5.3.4.6 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类、耗氧量、氨氮、铅及汞的检出下限值等值线作为影响范围，其中耗氧量、氨氮、铅及汞取《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的Ⅲ类标准值、石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的

运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-24 至表 5.3-8。

(1)集输管道泄漏对地下水影响预测

表 5.2-24　**事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表**

预测时间	超标范围(m^2)	影响范围(m^2)	背景浓度(mg/L)	贡献浓度(mg/L)	叠加浓度(mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界	超出场界最远距离(m)
100d	39.93	1437.48	0.03	0.86	0.89	66	—	—
365d	119.13	2942.38	0.03	0.24	0.27	94	—	—
1000d	—	7001.32	0.03	0.01	0.04	145	—	—

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染超标范围为 39.93m^2，影响范围为 1437.48m^2，污染物最大贡献浓度为 0.86mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.89mg/L，污染物最大迁移距离为 66m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 365d 后污染超标范围为 119.13m^2，影响范围为 2942.38m^2，污染物最大贡献浓度为 0.24mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.27mg/L，污染物最大迁移距离为 94m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 1000d 后影响范围为 7001.32m^2，污染物最大贡献浓度为 0.03mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.04mg/L，污染物最大迁移距离为 145m，项目周边无超标范围。

(2)污水调节池泄漏对地下水影响预测

①耗氧量对地下水影响预测

本工程非正常状况下耗氧量污染影响见表 5.2-25。

表 5.2-25　**非正常状况下耗氧量污染影响范围一览表**

预测时间	超标范围(m^2)	影响范围(m^2)	背景浓度(mg/L)	贡献浓度(mg/L)	叠加浓度(mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界	超出场界最远距离(m)
100d	172.8	1525.9	2.4	0.73	3.13	68	否	否
365d	—	6938.2	2.4	0.19	2.59	145	否	否
1000d	—	25503.7	2.4	0.07	2.47	278	否	否

由表 5.2-25 分析可知，在非正常状况下，污水调节池废水泄漏 100d 后耗氧量影响范围为 1525.9m^2，污染物最大贡献浓度为 0.73mg/L，叠加背景值后的浓度为 3.13mg/L，污染物最大迁移距离为 68m，超标范围为 172.8m^2，超标范

围未出场界；365d 后耗氧量影响范围为 6938.2m^2，污染物最大贡献浓度为 0.19mg/L，叠加背景值后的浓度为 2.56mg/L，污染物最大迁移距离为 145m，无超标范围；1000d 后耗氧量影响范围为 25503.7m^2，污染物最大贡献浓度为 0.07mg/L，叠加背景值后的浓度为 2.47mg/L，污染物最大迁移距离为 278m，无超标范围。

②氨氮对地下水影响预测

本工程非正常状况下氨氮污染影响见表 5.2-26。

表 5.2-26　　**非正常状况下氨氮污染影响范围一览表**

预测时间	超标范围(m^2)	影响范围(m^2)	背景浓度(mg/L)	贡献浓度(mg/L)	叠加浓度(mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界	超出场界最远距离(m)
100d	—	1072.2	0.294	0.036	0.33	57	否	—
365d	—	5749.9	0.294	0.01	0.304	132	否	—
1000d	—	—	0.294	—	—	—	否	—

由表 5-18 分析可知，在非正常状况下，污水调节池废水泄漏 100d 后氨氮影响范围为 1072.2m^2，污染物最大贡献浓度为 0.036mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.33mg/L，污染物最大迁移距离为 57m，无超标范围；365d 后氨氮影响范围为 5749.9m^2，污染物最大贡献浓度为 0.01mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.304mg/L，污染物最大迁移距离为 132m，无超标范围；泄露 1000d 后氨氮污染晕消失，不再检出。

(2)渗滤液收集池泄漏对地下水影响预测

①耗氧量对地下水影响预测

本工程非正常状况下耗氧量污染影响见表 5.2-27。

表 5.2-27　　**非正常状况下耗氧量污染影响范围一览表**

预测时间	超标范围(m^2)	影响范围(m^2)	背景浓度(mg/L)	贡献浓度(mg/L)	叠加浓度(mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界	超出场界最远距离(m)
100d	50.7	1228.8	2.4	3.78	6.18	64	否	—
365d	1080.6	5070.0	2.4	1.03	3.43	130	否	—
1000d	—	23352.3	2.4	0.37	2.77	279	否	—

由表 5.2-27 分析可知，在非正常状况下，渗滤液收集池废水泄漏 100d 后

耗氧量污染超标范围为50.7m²，影响范围为1228.8m²，污染物最大贡献浓度为3.78mg/L，叠加背景值后的浓度为6.18mg/L，污染物最大迁移距离为64m，超标范围未出场界；365d后耗氧量影响范围为5070.0m²，污染物最大贡献浓度为1.03mg/L，叠加背景值后的浓度为3.43mg/L，污染物最大迁移距离为130m超标范围未出场界；1000d后耗氧量影响范围为23352.3m²，污染物最大贡献浓度为0.37mg/L，叠加背景值后的浓度为2.77mg/L，污染物最大迁移距离为279m，无超标范围。

②氨氮对地下水影响预测

本工程非正常状况下氨氮污染影响见表5.2-28。

表5.2-28　　**非正常状况下氨氮污染影响范围一览表**

预测时间	超标范围(m²)	影响范围(m²)	背景浓度(mg/L)	贡献浓度(mg/L)	叠加浓度(mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界	超出场界最远距离(m)
100d	86.7	1153.2	0.292	0.63	1.002	62	否	—
365d	—	5713.2	0.292	0.17	0.462	138	否	—
1000d	—	20436.3	0.292	0.06	0.352	261	否	—

由表5.2-28分析可知，在非正常状况下，填埋池废水泄漏100d后氨氮超标范围为86.7m²，影响范围为1153.2m²，污染物最大贡献浓度为0.63mg/L，叠加背景值后的浓度为1.002mg/L，污染物最大迁移距离为62m，超标范围未出场界；365d后氨氮影响范围为5713.2m²，污染物最大贡献浓度为0.17mg/L，叠加背景值后的浓度为0.462mg/L，污染物最大迁移距离为138m，无超标范围；泄露1000d后氨氮影响范围为20436.3m²，污染物最大贡献浓度为0.06mg/L，叠加背景值后的浓度为0.352mg/L，污染物最大迁移距离为261m，无超标范围。

③铅对地下水影响预测

本工程非正常状况下铅污染影响见表5.2-29。

表5.2-29　　**非正常状况下铅污染影响范围一览表**

预测时间	超标范围(m²)	影响范围(m²)	背景浓度(mg/L)	贡献浓度(mg/L)	叠加浓度(mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界	超出场界最远距离(m)
100d	—	1034.8	0.005	0.00012	0.000512	56	否	—

365d	—	—	0.005	—	—	—	否	—
1000d	—	—	0.005	—	—	—	否	—

由表 5.2-29 分析可知，在非正常状况下，渗滤液收集池废水泄漏 100d 后铅污染晕影响范围为 1034.8m^2，未出现超标范围，污染晕最大迁移距离为 31m；泄露 365d 后铅污染晕消失，不再检出。

④汞对地下水影响预测

本工程非正常状况下汞污染影响见表 5.2-30。

表 5.2-30　　**非正常状况下汞污染影响范围一览表**

预测时间	超标范围(m^2)	影响范围(m^2)	背景浓度(mg/L)	贡献浓度(mg/L)	叠加浓度(mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界	超出场界最远距离(m)
100d	—	1034.8	0.00002	0.00006	0.0013	56	否	—
365d	—	—	0.00002	—	—	—	否	—
1000d	—	—	0.00002	—	—	—	否	—

由表 5.2-30 分析可知，在非正常状况下，渗滤液收集池废水泄漏 100d 后汞污染晕影响范围为 1034.8m^2，未出现超标范围,污染晕最大迁移距离为 56m，污染晕中心最大浓度为 0.00006mg/L；泄露 365d 后汞污染晕消失，不再检出。

5.2.3.6 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(1)源头控制措施

①输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②输送管道采用地下敷设，对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对输送管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④污水调节池、渗滤液收集池、生活垃圾填埋池和一般工业固废填埋池等

重点防渗区按照相关要求进行防渗,施工过程中建设单位应加强施工期的管理，严格按照防渗设计施工，不得偷工减料，并加强防渗设施的日常维护，使防渗措施达到应有的防渗效果。

(2)分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610－2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934－2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求。本评价确定防渗要求见表 5.2-31。

表 5.2-31 **分区防渗要求一览表**

站场	防渗分区		防渗要求
钻井期间井场	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		柴油罐区	
		危废暂存间	
	一般防渗区	泥浆罐区	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行
		危险化学品区	
		岩屑池	
		应急池	
营运期井场	一般防渗区	采气树	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行
		甲醇加注橇	
		缓蚀剂加注橇	
		甲醇储罐区	
		计量撬	
	简单防渗区	工艺装置区	实施地面硬化
MA5-2H井、MA4-10H井	一般防渗区	抗硫气液分离器橇	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行
		气田水转输泵橇	
集气站(玛8集气站、玛2集气站)	一般防渗区	气田水罐	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行
		三甘醇脱水装置区	
		固体脱硫装置区	
		气田水转输泵橇	
	简单防渗区	工艺装置区	实施地面硬化

玛4集气站	一般防渗区	气田水罐	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行
		气田水转输泵橇	

续表 5.2-31　　**分区防渗要求一览表**

站场	防渗分区		防渗要求
气举站	一般防渗区	抗硫气液分离器橇	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行
		气田水转输泵橇	
	简单防渗区	工艺装置区	实施地面硬化
和田2井回注站	一般防渗区	高压回注泵	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行
和田末站	一般防渗区	过滤分离橇	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行
		计量调压区	
500万方油气处理厂	一般防渗区	抗硫旋风分离器橇	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行
		清管器发送装置橇	
		过滤分离橇	
		密闭卸车装置	
		气田水罐区	
	简单防渗区	压缩机区	实施地面硬化
综合公寓	重点防渗区	污水处理房	防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		化粪池	
固废填埋场	重点防渗区	生活垃圾填埋池	防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		一般工业固废填埋池	
		渗滤液收集池	
		渗滤液处理设施*	
	一般防渗区	生活污水蓄水池	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行

注：*经类比分析，本工程前期无渗滤液产生，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套渗滤液处理设施。

(3)地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则•地下水环境》(HJ610-2016)、《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)及《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)的要求，同时根据地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，在气田区共布设6口地下水水质监测井，地下水监测计划见表5.2-32。

表5.2-32　　**地下水监测点布控一览表**

区域	编号	监测层位	功能	井深	监测因子	方位/距离
气田区	J1	潜水含水层	污染扩散监测井	≤50m	pH、耗氧量、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氨氮、硫化物、亚硝酸盐、硝酸盐、挥发性酚类、石油类、汞、砷、镉、六价铬、铅、铜、锌、苯、甲苯	气田区
固废填埋场区域	J2	潜水含水层	本底井	≤50m	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氯化物、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、铅、氟、镉、铁、锰、铜、锌、粪大肠菌群	设在填埋场地下水流向上游50m处
	J3	潜水含水层	污染扩散井	≤50m		分别设在垂直填埋场地下水走向的两侧各50m处
	J4	潜水含水层	污染扩散井	≤50m		
	J5	潜水含水层	污染源监测井	≤50m		设在填埋场地下水流向下游30m处
	J6	潜水含水层	污染源监测井	≤50m		设在填埋场地下水流向下游50m处

(4)应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

a地下水环境保护目标的确定,采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

b特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

a 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报主管领导，通知当地环境保护主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.3.7 地下水环境评价结论

(1)环境水文地质现状

区域包气带岩性主要为粉土质砂和粉砂，包气带平均厚度约为 6m，包气带防污性能为弱。区域地下水类型为单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，地下水潜水水位埋深 5～30m 左右。地下水的补给来源主要是地表水流入补给。由于区域气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。工程所在区域地下水的总体流向是从西南向东北方向径流。地下水一部分通过潜水蒸发和向北部沙漠区的地下水侧向径流排泄。

(2)地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，采气树管线与法兰连接处油品渗漏、生活污水调节池和渗滤液收集池泄漏，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

(3)地下水环境污染防控措施

本评价建议本工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。

①严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610－2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934－2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求。防渗措施的设计使用年限

不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

②建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划；对输送管道、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

③在制定环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4)地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施地下水污染应急处置的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

5.2.4 声环境影响评价

为了分析本工程新建井场、气举站、和田 2 井回注站、综合公寓、固废填埋场，改建单井井场、改建集气站及改建 500 万方油气处理厂产噪设备对其周围声环境的影响，本评价以场站四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

本工程新建 9 座井场、3 座气举站和改建 2 座井场的新增设备和平面布置基本一致，因此选取 MA4-7H 井场、MA4-8H 气举站和 MA5-2H 井场界噪声进行预测。

5.2.4.1 预测模式

(1)单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级(从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带)，预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下式计算：

$$L_p(r) = Lw + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中：$L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w —倍频带声功率级，dB；

D_c —指向性校正，dB；

A —倍频带衰减，dB；

A_{div}—几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar}—声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

(2)室内点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

①首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

$$L_{p1} = L_w + 10\lg(\frac{Q}{4\pi r^2} + \frac{4}{R})$$

式中：L_{p1}—室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_w—声源的倍频带声功率级，dB；

r—声源到靠近围护结构某点处的距离，m；

Q—指向性因子；

R—房间常数，$R = S\alpha/(1-\alpha)$，S为房间内表面面积，m^2，α为平均吸声系数。

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的i倍频带叠加声压级：

$$L_{p1i}(T) = 10\lg(\sum_{j=1}^{N} 10^{0.1L_{p1ij}})$$

式中：$L_{p1i}(T)$—靠近围护结构处室内N个声源i倍频带的叠加声压级，dB；

L_{p1ij}—室内j声源i倍频带的声压级，dB；

N—室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{p2i}(T) = L_{p1i}(T) - (TL_i + 6)$$

式中：$L_{p2i}(T)$—靠近围护结构处室外N个声源i倍频带的叠加声压级，dB；

TL_i—围护结构i倍频带的隔声量，dB；

④将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位

置位于透声面积(S)处的等效声源的倍频带声功率级。

$$L_w = L_{p2}(T) + 10\lg S$$

⑤等效室外声源的位置为围护结构的位置，其倍频带声功率级为L_w，根据厂房结构(门、窗)和预测点的位置关系，分别按照面声源、线声源和点声源的衰减模式，计算预测点处的声级。

假设窗户的宽度为 a，高度为 b，窗户个数为 n；预测点距墙中心的距离为r。预测点的声级按照下述公式进行预测：

当$r \le \frac{b}{\pi}$时，$L_A(r) = L_2$(即按面声源处理)；

当$\frac{b}{\pi} \le r \le \frac{na}{\pi}$时，$L_A(r) = L_2 - 10\lg\frac{r}{b}$(即按线声源处理)；

当$r \ge \frac{na}{\pi}$时，$L_A(r) = L_2 - 20\lg\frac{r}{na}$(即按点声源处理)；

(3)计算总声压级

①计算本项目各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

设第i个室外声源在预测点产生的 A 声级为L_{Ai}，在 T 时间内该声源工作时间为t_i；第j个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为L_{Aj}，在 T 时间内该声源工作时间为t_j，则本项目声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为:

$$L_{eqg} = 10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N} t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^{M} t_j 10^{0.1L_{Aj}})]$$

②预测点的噪声预测值

$$L_{eq} = 10\lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

(4)噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本工程噪声源噪声参数见表 5.4-1。

表 5.2-33　　**场站噪声源参数一览表**

序号	声源名称		数量(台/套)	中心坐标(X，Y，Z)	最大噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]	预测噪声源强[dB(A)]
1	采气井场(以MA4-7H井作为代表)	采气树	1		85	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	10	75
		计量撬	1		80		10	70
		甲醇加注撬	1		80		10	70
		缓蚀剂加注撬	1		80		10	70
2	气举站(以MA4-8H气举站作为代表)	抗硫气液分离器橇	1		85		10	75
		气田水转输泵橇	1		90		10	80
3	改建井场(以MA5-2H井作为代表)	抗硫气液分离器橇	1		85		10	75
		气田水转输泵橇	2		90		10	80
4	玛4集气站	气田水转输泵橇	1		90		10	80
5	玛8集气站	抗硫气液分离器橇	1		85		10	75
		气田水转输泵橇	1		90		10	80
		三甘醇脱水装置	1		80		10	70
		脱硫装置	1		80		10	70
6	玛2集气站	抗硫气液分离器橇	1		85		10	75
		气田水转输泵橇	1		90		10	80
		三甘醇脱水装置	1		80		10	70
		脱硫装置	1		80		10	70
7	和田2井回注站	高压回注泵	2		95	厂房隔声、基础减振	15	80
8	500万方油气处理厂	电驱往复式压缩机橇	2		95	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	10	85
		抗硫旋风分离器橇	1		85		10	75
		药剂加注撬	1		80		10	70
		气田水转输泵	2		90		10	80
9	和田末站	计量调压橇	5		80		10	70

续表 5.2-33　　场站噪声源参数一览表

序号	声源名称		数量(台/套)	中心坐标(X，Y，Z)	最大噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]	预测噪声源强[dB(A)]
10	综合公寓	燃气热水锅炉	2		85	厂房隔声、基础减振	15	70
		提升泵	2		90	厂房隔声、选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	15	75
		外排泵	2		90		15	75
11	固废填埋场	推土机	1		90	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	10	80
		洒水车	1		85		10	75
		泵类	1		90		10	80

注：本工程新建9座井场、3座气举站和改建2座井场的新增设备和平面布置基本一致，因此选取MA4-7H井场、MA4-8H气举站和MA5-2H井场界噪声进行预测。

5.2.4.3 预测结果及评价

本工程玛 8 集气站和玛 2 集气站场界噪声现状值引用《和田河气田玛 2-玛 8 区块试采方案竣工环境保护验收调查表》中监测数据，玛 4 集气站和改建井场类比同类型场站。按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.2-34。

表 5.2-34　　噪声预测结果一览表　　单位：dB(A)

评价点		预测时段	现状值	本工程贡献值	预测值	标准值	达标情况
采气井场	东厂界	昼间	—	43.9	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	南厂界	昼间	—	50.3	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	西厂界	昼间	—	51.7	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	北厂界	昼间	—	50.2	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标

续表 5.2-34　　**噪声预测结果一览表**　　单位：dB(A)

评价点		预测时段	现状值	本工程贡献值	预测值	标准值	达标情况
气举站	东厂界	昼间	—	46.6	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	南厂界	昼间	—	46.1	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	西厂界	昼间	—	50.1	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	北厂界	昼间	—	51.7	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
改建井场	东厂界	昼间	46.7	51.3	52.6	65	达标
		夜间	42.1		51.8	55	达标
	南厂界	昼间	47.1	54.5	55.2	65	达标
		夜间	41.3		54.7	55	达标
	西厂界	昼间	47.0	53.0	53.9	65	达标
		夜间	41.5		53.3	55	达标
	北厂界	昼间	47.5	48.8	51.2	65	达标
		夜间	41.8		49.6	55	达标
玛4集气站	东厂界	昼间	47.1	51.5	52.8	65	达标
		夜间	42.8		52.1	55	达标
	南厂界	昼间	46.7	45.5	49.1	65	达标
		夜间	43.0		47.4	55	达标
	西厂界	昼间	46.8	48.9	51.0	65	达标
		夜间	43.1		49.9	55	达标
	北厂界	昼间	47.6	51.5	53.0	65	达标
		夜间	43.7		52.2	55	达标
玛8集气站	东厂界	昼间	47.1	50.7	52.3	65	达标
		夜间	42.8		51.4	55	达标
	南厂界	昼间	46.7	53.2	54.1	65	达标
		夜间	43.0		53.6	55	达标

续表 5.2-34　　**噪声预测结果一览表**　　单位：dB(A)

评价点		预测时段	现状值	本工程贡献值	预测值	标准值	达标情况
玛8集气站	西厂界	昼间	46.8	47.3	50.1	65	达标
		夜间	43.1		48.7	55	达标
	北厂界	昼间	47.6	53.7	54.6	65	达标
		夜间	43.7		54.1	55	达标
玛2集气站	东厂界	昼间	46.7	50.7	52.1	65	达标
		夜间	42.1		51.3	55	达标
	南厂界	昼间	47.1	53.3	54.2	65	达标
		夜间	41.3		53.6	55	达标
	西厂界	昼间	47.0	50.7	52.3	65	达标
		夜间	41.5		51.2	55	达标
	北厂界	昼间	47.5	48.8	51.2	65	达标
		夜间	41.8		49.6	55	达标
和田2井回注站	东厂界	昼间	—	52.1	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	南厂界	昼间	—	50.9	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	西厂界	昼间	—	52.1	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	北厂界	昼间	—	53.4	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
500万方油气处理厂	东厂界	昼间	53.1	37.6	53.2	65	达标
		夜间	47.3		47.7	55	达标
	南厂界	昼间	48.9	49.3	52.1	65	达标
		夜间	46.7		51.1	55	达标
	西厂界	昼间	52.7	49.2	54.3	65	达标
		夜间	48.9		52.1	55	达标
	北厂界	昼间	51.4	39.4	51.7	65	达标
		夜间	48.7		49.2	55	达标

续表 5.2-34　　**噪声预测结果一览表**　　单位：dB(A)

评价点		预测时段	现状值	本工程贡献值	预测值	标准值	达标情况
和田末站	东厂界	昼间	47.7	39.5	48.3	60	达标
		夜间	42.6		44.3	50	达标
	南厂界	昼间	44.1	42.5	46.4	60	达标
		夜间	41.1		44.9	50	达标
	西厂界	昼间	42.8	45.9	47.6	60	达标
		夜间	39.7		46.8	50	达标
	北厂界	昼间	40.5	38.0	42.4	60	达标
		夜间	38.3		41.2	50	达标
综合公寓	东厂界	昼间	—	41.6	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	南厂界	昼间	—	38.1	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	西厂界	昼间	—	52.1	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	北厂界	昼间	—	53.6	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
固废填埋场	东厂界	昼间	—	40.2	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	南厂界	昼间	—	41.1	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	西厂界	昼间	—	40.6	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标
	北厂界	昼间	—	31.2	—	65	达标
		夜间	—		—	55	达标

由表 5.2-34 可知，本工程各场站噪声源对四周场界的噪声预测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类区噪声排放限值要求；和田末站噪声源对四周场界的噪声预测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区噪声排放限值要求。因此，本工程运营过程不会对周围声环境产生明显影响。

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物产生种类及数量

本工程产生的固体废物包括生活垃圾、废树脂、化粪池沉渣、栅渣、污泥、含油废物、清管废渣和过滤废渣。根据《一般固体废物分类与代码》(GB/T39198-2020)、《国家危险废物名录(2021年版)》(部令 第15号，2020年11月5日发布，2021年1月1日实施)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，本工程固体废物种类、产生量及拟采取的处置措施如下：

(1)生活垃圾

本工程玛8集气站和玛2集气站共新增值班人员4人,新建综合公寓为400人标准公寓，生活垃圾产生量为147.46t/a。产生的生活垃圾按公寓管理要求放入垃圾桶，定期清运至本工程新建固废填埋场填埋处理。

(2)废树脂

新建综合公寓中燃气热水锅炉制备软化水的过程中会产生废树脂，软水制备系统树脂约1～2年更换1次，每次废树脂产生量约100kg，则产生量最多约为0.1t/a。废树脂收集后清运至本工程新建固废填埋场填埋处理。

(3)化粪池沉渣和栅渣

本工程生活污水处理设施营运期处理过程会产生化粪池沉渣和栅渣，其中化粪池沉渣产生量为25t/a，栅渣产生量为20t/a，定期清运至本工程新建固废填埋场填埋处理。

(4)污泥

本工程生活污水处理设施营运期程会产生污泥，产生量为20t/a；本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，渗滤液处理设施处理过程中会产生污泥，产生量为2t/a，生活污水处理设施和渗滤液处理设施污泥收集后送本工程新建固废填埋场填埋处理。

(5)危险废物

本工程设备定期维护、阀门和法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下修井作业时会产生含油废物；集输管线中的输气干线清管作业产生的清管

废渣；玛8集气站和玛2集气站新建脱水及脱硫装置、和田末站新建过滤分离撬、500万方油气处理厂新建过滤分离撬产生的过滤废渣。根据《国家危险废物名录(2021年版)》，含油废物、清管废渣、过滤废渣均属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

表5.2-35　　危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
清管废渣	HW08	251-002-08	0.045	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2次/年	T，I	桶装收集后，临时贮存在危废暂存场内，后续定期由有危废处置资质单位接收处置
含油废物	HW08	071-001-08	4	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	
过滤废渣	HW08	900-249-08	1	脱水装置、脱硫装置、过滤分离撬	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令 第15号，2020年11月5日发布，2021年1月1日实施)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，工程产生的TEG溶液预过滤器产生过滤废渣、TEG溶液活性炭过滤器产生废活性炭、TEG溶液后过滤器产生过滤废渣、脱汞吸附塔废脱汞剂为危险废物，采取桶装形式暂时存放在厂区危废暂存间内，定期由有危废处置资质的单位接收处置。本评价根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告2017第43号)中相关要求从以下几个方面进行危险废物环境影响分析；

(1)危险废物贮存场所(设施)环境影响分析

本工程依托和田河气田现有危废暂存场，该暂存场位于和田河作业区固废场西南部，现有危废暂存场包含2座危废暂存池(面积均为360m^2)，危险废物贮存及周转设计能力为50t/a，危险废物定期由有资质处理单位负责清运处理，清运处理频率为1次/年。

①危废暂存场选址可行性分析

和田河气田现有危废暂存场所处区域位于地质结构相对较稳定，不属于溶

洞区或易遭受洪水、滑坡、泥石流等易遭受严重自然灾害区域，设施底部高于地下水最高水位，且距离周边村庄等敏感点较远，现有危废暂存场采取严格防渗措施，按照防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能要求设计，满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单中选址要求。

②危废暂存间贮存能力分析

本工程危险废物产生量为 5.045t/a，和田河气田现有危废暂存场贮存及周转能力为 50t/a，可满足本工程危废贮存需求。

③危废暂存间贮存过程环境影响分析

本工程危险废物中含油废物、清管废渣、过滤废渣采用桶装密闭收集。贮存过程中挥发量较少，不会对环境空气产生明显影响。和田河气田现有危废暂存场按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单(环保部公告 2013 年第 36 号)的相关要求，地面进行了防渗处理，防渗层渗透系数小于 1×10^{-10}cm/s，设置泄漏液体的收集装置，有效切断危险废物泄漏途径，可避免对地下水、地表水及土壤环境的产生污染影响。但未按照要求在暂存场四周设置围挡进行防风，本评价已提出“以新带老”改进意见“气田在危废暂存场四周设置围挡，使危废暂存场满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18596-2001)相关要求。”

④危废暂存间环境管理

为防止危险固体废物在危废储存间存储过程中对环境产生污染影响，根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单中的相关内容，油田公司应采取以下措施：

1)收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整翔实。具体要求如下：

a．危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b．危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-18 所示；

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-19

所示。

d、装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

2）本工程产生的危险废物按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求进行运输，并按要求填写危险废物的收集记录、内转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物桶装收集后，委托具有资质的危险废物处置单位进行处理。

3）危废暂存间按规范要求建设四防设施(防风、防雨、防晒和防渗漏)，并根据危废特性，采用专用的容器分区存放，不得将不相容的废物混合或合并存放，并定期检查容器是否泄漏。

(2)运输过程环境影响分析

本工程产生的危险废物运输过程中全部采用密闭容器收集储存，运输道路较短，且路线不经过办公区等人员密集区，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上。危险废物运输过程中全部采用密闭容器储存，正常情况下不会发生散落或泄漏。危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(3)委托处置的环境影响分析

本工程产生的含油废物、清管废渣、过滤废渣等危险废物全部外委有资质单位妥善处置，根据新疆维吾尔自治区生态环境厅网站公布全区危险废物经营许可证发放情况，截止 2020 年 11 月 18 日全区共有 68 家危废处置单位取得危险废物经营许可证。根据工程分析，本工程主要涉及危险废物类别具体包括 HW08 251-002-08、HW08 071-001-08、HW08 900-249-08，本工程所在区域及周边市县具备处理本工程涉及危废类别的有资质单位情况及分布见表 5.2-36。

表 5.2-36　　**本工程周边危废处置单位情况一览表**

地区	序号	企业名称	县(区)	核准经营类别	核准经营规模	核准经营方式	许可证流水号
和田地区	1	新疆沙运环保工程有限公司	民丰县	HW08(071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-010-08、251-011-08、900-210-08、900-249-08)	20000吨/年	收集贮存利用	6532270051

阿克苏地区	2	库车畅源生态环保科技有限责任公司	库车市	HW08(071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-210-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-218-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08）	46万吨/年（其中：化学水洗—低温热解析处理工艺21万吨/年，回转窑焚烧处置工艺22万吨/年，原有废矿物油蒸馏处理工艺3万吨/年）	收集贮存利用	6528260024

由表 5.2-36 分析可知，本工程危险废物产生量为 0.65 吨/年，本工程周边共计 2 家有资质单位具备处理本工程危险废物，且在处理类别及处理能力上均可满足本工程危废处理需求，同时建议本工程优先选择本工程较近的有资质危废处置单位，尽量避免危险废物处置长途运输过程中带来的潜在风险。

综合以上分析，本工程产生的固体废物全部妥善处置，在落实本工程提出的控制措施的情况下不会对周围环境造成二次污染。

5.2.6 生态环境影响评价

运营期生态影响主要为对生态系统完整性及生态景观影响，土壤环境、植被、野生动物等的影响以及生态景观影响。

(1)生态系统完整性影响评价

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本上生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在气田开发如场站、管线、道路和公寓等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而气田开发建设不会改变区

域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于气田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

(2)对土壤环境的影响评价

运营期气田对土壤环境的影响主要来自井场产生的污染物，但主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线爆管泄漏致使凝析油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在0～20cm的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

(3)对植被的影响评价

营运期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 3～5 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如井喷、管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

(4)对野生动物的影响评价

工程所在区域仅在新建固废填埋场和综合公寓周边有少量旱苇、柽柳和胡杨分布，其他地段基本无植物生长，基本上无野生动物生长的条件。因此本工程对野生动物影响很小。

地面基础设施建设完成后,井场及各类集输管道及场站处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目气田开发建设不会改变区域内生态系统的稳定性及完整性。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附表A.1，本次开发调整方案中填埋场建设工程属于“环境和公共设施管理业”中的“采取填埋和焚烧方式的一般工业固体废物处置及综合利用；城镇生活垃圾集中处置”，项目类别为Ⅱ类；综合公寓生活污水处理设施属于“电力热力燃气及水生产和供应业”中的“生活污水处理”，项目类别为Ⅲ类；和田末站改建工程属于“交通运输仓储邮政业”中的“其他”，项目类别为Ⅳ类；开发调整方案中天然气开采集输建设工程属于“采矿业”中的“天然气开采”，项目类别为Ⅱ类。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

本工程施工期主要为管沟开挖、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、焊接烟尘等，不涉及土壤污染影响。

营运期外排废气中主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃、硫化氢和氨。本工程正常情况下生产及生活废水泄漏及造成地面漫流影响，但泄漏事故下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响；渗滤液收集池池体泄漏，可能造成垃圾渗滤液垂直入渗污染。影响类型见表5.2-37。

表5.2-37 **建设项目影响类型表**

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	--	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

由表5.2-37可知，本工程影响途径主要为运营期垂直入渗染，因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3)影响源及影响因子

本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表5.2-38。

表5.2-38 **土壤环境影响源及影响因子识别表**

污染源	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃、SS	石油烃	事故工况

填埋池、渗滤液收集池泄漏	垂直入渗	pH、SS、BOD、COD、总氮、氨氮、总磷、六价铬、总铬、总镉、总铅、总砷、粪大肠菌群数	铅、汞	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤现状调查范围为井场边界及管线两侧外扩 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

本工程井场及各场站占地外扩50m范围和管线两侧200m范围内无土壤保护目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1)土地利用现状

根据现场调查结果，本工程井场及各场站新增永久占地、管线周边均为荒地，分布有少量的荒漠植被。

(2)土地利用历史

根据调查，本工程井场及各场站建设之前现状为荒地。

(3)土地利用规划

本工程占地范围暂无规划。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源：二普调查，2016 年)，《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类。本次开发调整方案中和田末站占地范围内土壤类型为草甸盐土；填埋场建设工程和综合公寓建设工程土壤评价范围内土壤类型为均结壳盐土；天然气开采集输建设工程土壤评价范围内土壤类型为荒漠风沙土和含盐石质土。

5.2.7.3 环境影响预测与评价

5.2.7.3.1 填埋场建设工程

本工程填埋池及渗滤液收集池等区域若防渗层发生泄漏，其中的有害成份渗出后直接渗入土壤，使土壤结构和土质受到破坏，土壤中微生物生长受到污染物抑制，栖息环境恶劣，微生物种群改变和减少，土壤质量下降，由于土壤污染和酸化，而对植被的生长发育造成不良影响；同时，这些水分经土壤渗入地下水，对地下水也造成污染。

本次采用类比方法进行土壤环境影响评价，类比轮南固废填埋场来说明本项目对土壤环境的影响。根据轮南固废填埋场土壤环境质量现状可知，本工程填埋池的各生产装置对土壤环境质量的影响是可接受的。且本工程填埋池严格按照《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)、《生活垃圾卫生填埋场防渗系统工程技术规范》(CJJ133-2007)及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)等有关规范标准设计，生活垃圾填埋池、一般工业固废填埋池及渗滤液收集池等废水收集系统各建构筑物均按要求做好防渗措施，可有效隔绝土壤污染的途径。在填埋场各个环节得到良好控制的前提下，可以将本工程对土壤的影响降至最低。

5.2.7.3.2 天然气开采集输建设工程

本工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生采出液渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据气田的实际情况分析，如果是采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏，即使有采出液泄漏，建设单位必须及时采取措施，不能任由采出液漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，只在地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

类比同类天然气开采项目，正常情况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常情况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状态下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污

染。为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，参照同类项目井场边缘选择存在地表积油的位置进行了土壤剖面的采样监测，其结果详见表 5.2-39。

表 5.2-39　　油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度(cm)	石油类含量mg/kg
1	0～20	5630.140
2	20～40	253.016
3	40～60	68.451
4	60～80	57.220
5	80～100	48.614

注：《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石油烃标准为 4500mg/kg。

表 5.2-39 中的监测结果表明，非正常状态下石油类污染物主要积聚在土壤表层 20cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 1m 以下，且井场设电控信一体化撬 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，造成采出液泄漏主要集中在站场区域范围，加之泄漏采出液量较少且基本上能够及时地完全回收，若采出液泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质单位接收处置。因此，本工程实施后对周边土壤环境影响可接受。

5.2.7.4 保护措施与对策

(1)源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

(2)过程防控措施

①固废填埋场建设工程

本工程主要土壤污染防护措施包括源头控制措施及过程控制措施，本工程

土壤污染防护措施见表 5.2-40。

表 5.2-40　　土壤污染防护措施一览表

污染类别	污染源	污染因子	污染防护措施	
垂直入渗影响	填埋池、渗滤液收集池泄漏	pH、SS、BOD、COD、总氮、氨氮、总磷、六价铬、总铬、总镉、总铅、总砷、粪大肠菌群数	源头控制措施	填埋池和渗滤液收集池严格按照相关规定进行防渗，填埋池加强对生活垃圾的覆盖，减少渗滤液的产生量。
			过程防控措施	填埋池和渗滤液收集池应根据相关标准规范要求,对池体采取相应的防渗措施,以防止土壤环境污染

②天然气开采集输建设工程

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934－2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将各场站划分为重点防渗区、一般污染防治区和简单防渗区，重点防渗区防渗层的防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能，一般污染防治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，简单防渗区应实施地面硬化。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

5.2.7.5 结论与建议

本工程井场及各场站占地范围内土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移,石油烃主要积聚在土壤表层 20cm 以内,其污染也主要限于地表,一般很难渗入到 1m 以下。本评价要求工程运行期间严格执行各项环境保护管理制度、落实土壤跟踪监测措施和应急措施，发现异常及时采取措施。

综上所述，在严格落实各项环保措施、环境保护管理制度、跟踪监测和应急措施的情况下，本工程实施对土壤环境的影响可接受。

本工程土壤环境影响评价自查表见表 5.2-41 至表 5.2-44。

表 5.2-41　　固废填埋场建设工程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	(12.035)hm^2				
	敏感目标信息	敏感目标( )、方位( )、距离( )				
	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	pH、SS、BOD、COD、总氮、氨氮、总磷、六价铬、总铬、总镉、总铅、总砷、粪大肠菌群数				
	特征因子	铅、汞				
	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	—				
	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	3	—	20cm	
		柱状样点数	—	—	—	
现状调查内容	现状监测因子	石油烃(C_{10}-C_{40})				点位布置图
现状评价	评价因子	—				
	评价标准	GB15618□；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他(　)				
	现状评价结论	—				
影响预测	预测因子	—				
	预测方法	附录 E□；附录 F□；其他(类比分析)				
	预测分析内容	影响范围：井场及场站占地 影响程度：—				
	预测结论	达标结论：a)□；b)□；c)□ 不达标结论：a)□；b)□				
防治	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他				

措施		（ ）	

续表 5.2-41 **固废填埋场建设工程土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况			备注
防治措施	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		—	—	—	
	信息公开指标	—			
评价结论		建设项目对土壤环境影响可以接受			
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。					

表 5.2-42 **综合公寓生活污水处理设施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	(3.7102)hm^2	
	敏感目标信息	敏感目标（ ）、方位（ ）、距离（ ）	
	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	SS、BOD、COD、氨氮	
	特征因子	COD、氨氮	
	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□	不评价
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。			

表 5.2-43 **和田末站改建工程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□	
	占地规模	（ ）hm^2	
	敏感目标信息	敏感目标（ ）、方位（ ）、距离（ ）	

	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗□；地下水位□；其他( )	

续表 5.2-43　　和田末站改建工程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	全部污染物	—	
	特征因子	—	
	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□	不评价
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。			

表 5.2-44　　天然气开采集输建设工程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	(14.2229)hm^2				
	敏感目标信息	敏感目标( )、方位( )、距离( )				
	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	—				
	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	0.5m、1.5m、3m	

续表 5.2-44　**天然气开采集输建设工程土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况	备注
现状调查内容	现状监测因子	占地范围内：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-cd]芘、萘、pH、石油烃(C_{10}-C_{40}) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})	点位布置图
现状评价	评价因子	占地范围内：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-cd]芘、萘、pH、石油烃(C_{10}-C_{40}) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})	
	评价标准	GB15618□；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他(　)	
	现状评价结论	井场及场站占地范围内各监测点各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值标准；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值	
影响预测	预测因子	—	
	预测方法	附录 E□；附录 F□；其他(类比分析)	
	预测分析内容	影响范围：井场及场站占地 影响程度：—	
	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（ ）	

续表 5.2-44 **天然气开采集输建设工程土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况			备注
防治措施	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		—	—	—	
	信息公开指标	石油烃(C_{10}-C_{40})			
评价结论		建设项目对土壤环境影响可以接受			
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。					

5.2.8 环境风险评价

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。

5.2.8.1 风险调查

5.2.8.1.1 风险调查

本工程新建采气井场 9 座、新建气举站 3 座、单井井场改造 2 座、集气站改造 3 座、新建配套综合公寓 1 座、新建固废填埋场 1 座、新建回注站 1 座、改建和田末站、改建 500 万方油气处理厂(降级为集气总站)、新建采气管线 9 条，总长 24.8km、改线管线 6 条，总长 6km、两厂间管线 2 条，总长 17.6km、还气管线 2 条，总长 2km、燃料气管线 1 条，总长 1.7km、气举管线 3 条，总长 21.2km、输水管线 8 条，总长 76.8km、转水管线 1 条，总长 13.2km。

本工程回注站、输水管线、转水管线涉及物质为气田水，不作为风险物质考虑，老井利用不涉及新建内容，不在风险评价范围内，气举站主要是在井场回注天然气，无储存装置。本工程涉及的风险物质主要为甲醇、甲烷、乙烷、丙烷、凝析油及硫化氢，甲醇储存在井场甲醇储罐内，甲烷、乙烷、丙烷、凝析油及硫化氢存在于管线中，少量甲烷存在于填埋场生活垃圾填埋池导气石笼内。

5.2.8.1.2 环境敏感目标调查

本工程周边均为荒漠，无敏感目标存在。

5.2.8.2 环境风险识别

根据导则规定，风险识别包括物质危险性识别、生产系统危险性识别、危险物质向环境转移的途径识别等。

5.2.8.2.1 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为凝析油、甲醇、H_2S、甲烷、乙烷以及丙烷。其理化性质见表 5.2-45。

表 5.2-45 **物质危险性一览表**

序号	危险物质名称	理化性质	分布
1	甲烷	沸点-161.5℃，熔点-182.5℃，闪点-188℃，引燃温度538℃	固废填埋场石笼、各类管线及集气站内
2	乙烷	沸点-88.6℃，熔点-183.3℃，闪点-50℃，引燃温度515℃	类管线及集气站内
3	丙烷	熔点-187.6℃，沸点-42.1℃，闪点-104℃，引燃温度450℃	
4	甲醇	熔点-97.8℃，沸点64.8℃，闪点11℃，引燃温度385℃	井场甲醇罐区
5	凝析油	油状液体；沸点(℃)：120～200℃；闪点＜28℃	采气管线、改线管线、集气站
6	H_2S	无色酸性气体，有恶臭，熔点：-85.5℃，沸点：-60.4℃，闪点：-50℃；爆炸极限4.0～46.0V%，溶于水、乙醇	采气管线、改线管线、集气站

5.2.8.2.2 生产系统危险性识别

根据本工程生产工艺流程及平面布置功能分区，并结合物质危险性识别。生产系统危险性识别结果见表 5.2-46。

表 5.2-46 **生产系统危险性识别结果一览表**

序号	危险单元名称	单元内危险物质		风险源			
		危险物质	最大存在量(t)	名称	危险性	存在条件	转化为事故的触发因素
1	单井井场	甲醇	26.9×9	甲醇储罐	与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险	1MPa，30℃	储罐破裂
2	集气站	凝析油	0.05×2	设备及管线中	可燃液体	--	设备管道破裂
		H_2S	0.035×2		易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性		
		甲烷	0.81×2				

		乙烷	0.013×2		混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸		
		丙烷	0.009×2				

续表 5.2-46 **生产系统危险性识别结果一览表**

序号	危险单元名称	单元内危险物质		风险源			
		危险物质	最大存在量(t)	名称	危险性	存在条件	转化为事故的触发因素
3	各类输送管线	凝析油	0.034	采气管线	易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸	5MPa，50℃	管道破裂
		H_2S	0.186				
		甲烷	4.965				
		乙烷	0.078				
		丙烷	0.056				
4		凝析油	0.006	改线管线		5MPa，50℃	
		H_2S	0.033				
		甲烷	0.888				
		乙烷	0.014				
		丙烷	0.010				
5		甲烷	15.917	两厂管线		5MPa，20℃	
		乙烷	0.251				
		丙烷	0.179				
6		甲烷	8.421	还气管线		5MPa，20℃	
		乙烷	0.133				
		丙烷	0.095				
7		甲烷	0.246	燃料气管线		5MPa，20℃	
		乙烷	0.004				
		丙烷	0.0028				
8		甲烷	7.983	气举管线	易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸	15MPa，20℃	
		乙烷	0.126				
		丙烷	0.09				
9	固废填埋场	甲烷	0.0025	生活垃圾填埋池 4 座导气石笼		常压常温	遇明火燃烧

5.2.8.2.3 环境风险类型及危害分析

根据工程分析，本工程开发建设过程中采气、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故

风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括泄露、火灾、爆炸等，具体危害和环境影响可见表 5.2-47。

表 5.2-47　　生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场	甲醇罐泄漏	储罐腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致储罐破裂，导致泄露、火灾、爆炸、事故	甲醇泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
集气站	设备、管线泄漏	管道或储罐腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致泄露、火灾、爆炸、事故	天然气、凝析油泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，采出气中 H_2S 气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工 H_2S 中毒事件，天然气泄露后，进入大气引发中毒事故	大气
输气管线	输气管线泄漏	管道或储罐腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致泄露、火灾、爆炸、事故	天然气泄露后，进入大气引发中毒事故；天然气泄露后遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
固废填埋场	甲烷引发火灾	填埋池堆体表面或堆体内甲烷气体堆积，遇火源发生火灾	甲烷浓度升高可能导致火灾，或引发爆炸事故，对环境造成危害	大气
	渗滤液收集池泄漏	池体破裂，导致渗滤液泄漏	渗滤液收集池池体发生破损，渗滤液泄漏进入环境，造成地下水、土壤污染	地下水、土壤
	渗滤液运输罐车途中发生事故	罐车发生车祸	罐车罐体发生破损，渗滤液进入环境，造成地下水、土壤污染	地下水、土壤

5.2.8.2.4 风险识别结果

本工程风险识别结果见表 5.2-48。

表 5.2-48　　环境风险识别表

序号	危险单元	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标	备注
1	井场	甲醇	环境空气	泄漏、爆炸	--	--
2	集气站	甲烷、乙烷、丙烷、H_2S、凝析油	环境空气	泄漏、爆炸	--	--
3	采气管线、改线管线	甲烷、乙烷、丙烷、H_2S、凝析油	环境空气	泄漏、爆炸	--	--
4	还气管线、两厂管线、燃料气管线、气	甲烷、乙烷、丙烷	环境空气	泄漏、爆炸	--	--

	举管线					
5	固废填埋场	甲烷	环境空气	泄漏、爆炸	--	--

5.2.8.3 风险事故情形分析

5.2.8.3.1 风险事故情形设定

根据本工程生产特点以及风险识别结果，确定本工程甲醇储罐发生泄漏对周围环境的影响较严重。确定最大可信事故为甲醇储罐泄漏。同时考虑到本工程为油气开采工程，开采、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此将采气管线泄漏也设定为风险事故情形。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 E“泄漏概率的推荐值”。

风险情形设定见表 5.2-49。

表 5.2-49 **风险事故情形一览表**

序号	设施	环境风险类型	事故情形	泄漏频率	危险物质
1	甲醇储罐	泄漏	甲醇储罐 10mm 孔径泄漏	1.0×10^{-4}/a	甲醇
			10min 内甲醇储罐泄漏完	5.0×10^{-6}/a	
			甲醇储罐全部破裂	5.0×10^{-6}/a	
2	采气管线	75mm＜内径≤150mm的管道	泄露孔径为10%孔径	2×10^{-6}/a	甲烷、乙烷、丙烷、H_2S、凝析油
			全管径泄漏	3×10^{-7}/a	

5.2.8.3.2 源项分析

(1)泄漏事故

①甲醇储罐泄漏事故

通常情况下，本工程使用的甲醇在常温下加压、液化储存，一旦泄漏到空气中会在常压下迅速膨胀，释放显热，大量气化，并扩散到周围空间，由于溢出的甲醇属于有毒气体，会影响到区域环境空气质量，可能造成周围区域人员中毒事故。假定事故情况为甲醇储罐 10mm 孔径泄漏，由于无自动切断装置，气体检测器发生报警后操作人员在 2h 内制止泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录F(液体泄漏速率)计算甲醇储罐中甲醇泄漏速率。具体计算公式如下：

甲醇泄露为液体，泄露速度采用伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，此值常用0.6～0.64，取0.62；

A——裂口面积，0.000079m^2；

P——容器内介质压力，1000000Pa；

P_0——环境压力，101325Pa；

g——重力加在速度，9.81m/s^2；

ρ——液体密度，786.6kg/m^3；

h——裂口之上液位高度，2m。

经计算，甲醇储罐泄漏液体泄漏速度为1.86kg/s，本次评价考虑甲醇储罐泄露，每个甲醇储罐中甲醇质量为21.38t，2h泄漏量为13.39t。

泄漏液体的蒸发分为闪蒸蒸发、热量蒸发和质量蒸发三种，其蒸发总量为这三种蒸发之和。由于甲醇常压下沸点为64.7℃、蒸气压12.26kPa(20℃)，而本工程甲醇储存温度和环境温度均不高于60℃，当液体泄漏时不发生闪蒸和热量蒸发，因此本次环境风险仅考虑质量蒸发量。本次评价考虑甲醇泄漏后在地面形成液池，地面液池在4h内全部清理完毕。

采用以下公式计算甲醇的挥发量：

$Q_3 = \alpha \times p \times M/(R \times T_0) \times u^{(2-n)/(2+n)} \times r^{(4+n)/(2+n)}$

式中：Q_3——质量蒸发速度，kg/s；

a，n——大气稳定度系数(二级评价，选择F类稳定度，n=0.3，a=5.285$\times 10^{-3}$)；

p——液体表面蒸气压，Pa(甲醇20℃时为16820Pa)；

R——气体常数，J/mol.K；(取值为8.31)

T_0——环境温度，K；(按298.15K计算)

r——液池半径,m;(估算液池面积 422.5m^2,折合液池等效半径 23.2m)

u——风速，m/s(二级评价取 1.5m/s 风速)；

M——摩尔质量，kg/mol(甲醇为 0.032kg/mol)。

根据以上公式计算出甲醇挥发量为 0.236kg/s。

综上所述，甲醇储罐泄漏风险源源强见表 5.2-50。

表 5.2-50　　甲醇储罐泄漏环境风险源强一览表

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	泄漏速率	泄露时间/min	最大泄漏量/kg	泄漏液体蒸发量/kg
1	甲醇储罐泄漏	甲醇储罐	甲醇	大气	1.86kg/s	120	13390	3398.4

②采气管线泄漏事故

根据《建设项目环境风险评价技术导则》要求，油气长输管线泄漏事故，按管道截面 10%孔径泄漏估算泄漏量，应考虑截断阀启动前、后的泄漏量。采气管线泄露发生 1 小时发现并关闭阀门；截断阀启动后，泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需要时间计，本工程取 10min。本工程采气管线总泄漏时间按 70min 计。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 F(气体泄漏速率)计算输气管道中天然气泄漏速率。具体计算公式如下：

当气体流速在音速范围(临界流)：

$$\frac{P_0}{P} \le \left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}$$

当气体流速在亚音速范围(次临界流)：

$$\frac{P_0}{P} > \left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}$$

式中：

P—容器内介质压力，Pa(管道压力 10MPa)；

p_0—环境压力，Pa(取值为 101325Pa)；

γ—气体的绝热指数(热容比)，即定压热容 C_p 与定容热容 C_V 之比(取值为 1.32)。

假定气体的特性是理想气体，气体泄漏速度 Q_G 按下式计算：

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

式中：Q_G—气体泄漏速度，kg/s；

P—容器压力，Pa(取 5MPa)；

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(本工程取 1.0)；

A—裂口面积，m^2(取 5.03×10^{-5})；

M—物质相对分子质量，kg/mol(输气管道中天然气中甲烷相对分子量为 0.016，硫化氢相对分子量为 0.034)；

R—气体常数，J/(mol•k)；

T_G—气体温度，K(取值为 298K)；

Y—流出系数，对于临界流 Y=1.0 对于次临界流按下式计算：

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

经计算，其泄漏源强见表 5.2-51。

表 5.2-51　　**采气管线泄漏环境风险源强一览表**

项　目	开口面积(m^2)	泄漏速率(kg/s)		泄漏持续时间(min)
采气管线泄漏	5.03×10^{-5}	甲烷	0.468	70
		硫化氢	0.0065	

(2)风险源源强汇总

综上所述，本工程风险源源强汇总见表 5.2-52。

表 5.2-52　　**本工程环境风险源强一览表**

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	泄漏速率	泄露时间/min	最大泄漏量/kg	泄漏液体蒸发量/kg
1	甲醇储罐泄漏	甲醇储罐	甲醇	大气	1.86kg/s	120	13390	3398.4

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	释放或泄漏速率(kg/s)	释放或泄漏时间(min)	最大释放或泄漏量/kg

2	采气管线泄漏	采气管线	甲烷	大气	0.468	70	1965.6
3	采气管线泄漏	采气管线	硫化氢	大气	0.0065	70	27.3

5.2.8.4 风险预测与评价

5.2.8.4.1 风险预测

5.2.8.4.1.1 大气环境风险评价

(1)模型选取

①甲醇储罐泄漏

本工程甲醇储罐风险源 5km 范围内无敏感点，依据附录 G 中 G.2 推荐的理查德森数计算公式判定气体性质，连续排放公式如下：

$$Ri=\frac{[\frac{g(Q/\rho\mathrm{rel})}{D\mathrm{rel}}\times\frac{(\rho\mathrm{rel}/\rho\mathrm{a})}{\rho\mathrm{a}}]^{\frac{1}{3}}}{U\mathrm{r}}$$

式中：ρ_{rel}——排放物质进入大气的初始密度，kg/m^3；

ρ_a——环境空气密度，取 1.29kg/m^3；

Q——连续排放烟羽的排放速率，kg/s；

Ur——10m 高处风速，1.5m/s。

根据判定结果，甲醇储罐泄漏理查德森数 R_i=0.073,R_i<1/6，为轻质气体。扩散计算建议采用 AFTOX 模式。

②采气管线泄漏

本工程采气管线风险源 5km 范围内无敏感点，依据附录 G 中 G.2 推荐的理查德森数计算公式判定气体性质，连续排放公式如下：

$$Ri=\frac{[\frac{g(Q/\rho\mathrm{rel})}{D\mathrm{rel}}\times\frac{(\rho\mathrm{rel}/\rho\mathrm{a})}{\rho\mathrm{a}}]^{\frac{1}{3}}}{U\mathrm{r}}$$

式中：ρ_{rel}——排放物质进入大气的初始密度，kg/m^3；

ρ_a——环境空气密度，取 1.29kg/m^3；

Q——连续排放烟羽的排放速率，kg/s；

Ur——10m 高处风速，1.5m/s。

根据判定结果，采气管线甲烷泄漏烟团初始密度未大于空气密度，不计算理查德森数。扩散计算建议采用 AFTOX 模式；硫化氢泄漏理查德森数 Ri=1.6414,Ri≥1/6，为重质气体。扩散计算采用 SLAB 模式。

(2)预测范围与计算点

经计算，预测范围为以场界向外 5km 的区域；计算点分为特殊计算点和一般计算点，一般计算点指下风向不同距离点。特殊计算点指大气环境敏感目标等关心点，本工程无关心点。

(3)事故源参数

大气风险预测模型主要参数见表 5.2-53。

表 5.2-53　　**大气风险预测模型主要参数表**

参数类型	选项	参数
基本情况	事故源经度/(°)	80.525165
	事故源纬度/(°)	38.642226
	事故源类型	甲醇储罐泄漏、采气管线泄漏
气象参数	气象条件类型	最不利气象
	风速/(m/s)	1.5
	环境温度/℃	25
	相对湿度/%	50
	稳定度	F
其他参数	地表粗糙度/m	0.3
	是否考虑地形	/
	地形数据精度/m	/

(4)气象参数

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)要求，二级评价需选取最不利气象条件进行后果预测。其中最不利气象条件 F 类稳定度，1.5m/s 风速，温度 25℃，相对湿度 50%。

(5)预测评价标准

预测评价标准见表 5.2-54。

表 5.2-54　　预测评价标准一览表

物质	CAS 号	毒性终点浓度-1/(mg/m³)	毒性终点浓度-2/(mg/m³)
甲醇	67-56-1	9400	2700
甲烷	74-82-8	260000	150000
硫化氢	7783-06-4	70	38

(5)预测结果

①甲醇

甲醇储罐泄漏 2h 的事故情形下,最不利气象条件下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度及最大影响范围见表 5.2-55。

表 5.2-55　　甲醇下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

下风向距离	最大落地浓度(mg/m³)	下风向距离	最大落地浓度(mg/m³)
10.00	6.40	2510.00	8.66
60.00	1205.40	2560.00	8.44
110.00	778.24	2610.00	8.23
160.00	520.67	2660.00	8.02
210.00	368.42	2710.00	7.82
260.00	274.01	2760.00	7.64
310.00	212.07	2810.00	7.46
360.00	169.36	2860.00	7.28
410.00	138.69	2910.00	7.12
460.00	115.90	2960.00	6.96
510.00	98.48	3010.00	6.80
560.00	84.86	3060.00	6.66
610.00	73.98	3110.00	6.52
660.00	65.16	3160.00	6.38
710.00	57.89	3210.00	6.25
760.00	51.83	3260.00	6.12
810.00	46.71	3310.00	6.00

860.00	42.36	3360.00	5.88
910.00	38.61	3410.00	5.76

续表5.2-55 甲醇下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

下风向距离	最大落地浓度(mg/m³)	下风向距离	最大落地浓度(mg/m³)
960.00	35.36	3460.00	5.65
1010.00	32.53	3510.00	5.55
1060.00	30.04	3560.00	5.44
1110.00	27.84	3610.00	5.34
1160.00	25.88	3660.00	5.25
1210.00	24.14	3710.00	5.15
1260.00	22.58	3760.00	5.06
1310.00	21.17	3810.00	4.97
1360.00	19.89	3860.00	4.89
1410.00	18.62	3910.00	4.80
1460.00	17.78	3960.00	4.72
1510.00	17.01	4010.00	4.64
1560.00	16.29	4060.00	4.57
1610.00	15.62	4110.00	4.49
1660.00	15.00	4160.00	4.42
1710.00	14.42	4210.00	4.35
1760.00	13.88	4260.00	4.28
1810.00	13.38	4310.00	4.22
1860.00	12.90	4360.00	4.15
1910.00	12.46	4410.00	4.09
1960.00	12.04	4460.00	4.03
2010.00	11.64	4510.00	3.97
2060.00	11.27	4560.00	3.91
2110.00	10.91	4610.00	3.86
2160.00	10.58	4660.00	3.80
2210.00	10.26	4710.00	3.75
2260.00	9.96	4760.00	3.70
2310.00	9.68	4810.00	3.64
2360.00	9.40	4860.00	3.59

2410.00	9.15	4910.00	3.55
2460.00	8.90	4960.00	3.50

由表5.2-55预测结果可知，最不利气象条件下，甲醇泄露事故发生后甲醇地面浓度最大值为1205.4mg/m^3。

②甲烷

采气管线泄漏 70min 的事故情形下，最不利气象条件下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度及最大影响范围见表 5.2-56。

表5.2-56　　甲烷下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

下风向距离	最大落地浓度(mg/m³)	下风向距离	最大落地浓度(mg/m³)
10.00	74157.00	2510.00	22.24
60.00	8231.20	2560.00	21.66
110.00	3258.80	2610.00	21.11
160.00	1788.30	2660.00	20.58
210.00	1148.30	2710.00	20.07
260.00	808.45	2760.00	19.59
310.00	604.66	2810.00	19.13
360.00	471.97	2860.00	18.68
410.00	380.29	2910.00	18.25
460.00	314.04	2960.00	17.84
510.00	264.45	3010.00	17.45
560.00	226.27	3060.00	17.07
610.00	196.17	3110.00	16.70
660.00	171.99	3160.00	16.35
710.00	152.24	3210.00	16.01
760.00	135.87	3260.00	15.69
810.00	122.14	3310.00	15.37
860.00	110.49	3360.00	15.07
910.00	100.52	3410.00	14.77
960.00	91.91	3460.00	14.49
1010.00	84.42	3510.00	14.21
1060.00	77.86	3560.00	13.95

1110.00	72.08	3610.00	13.69
1160.00	66.95	3660.00	13.44

续表5.2-56　　甲烷下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

下风向距离	最大落地浓度(mg/m³)	下风向距离	最大落地浓度(mg/m³)
1210.00	62.38	3710.00	13.20
1260.00	58.29	3760.00	12.96
1310.00	54.61	3810.00	12.74
1360.00	51.29	3860.00	12.52
1410.00	47.98	3910.00	12.30
1460.00	45.81	3960.00	12.10
1510.00	43.80	4010.00	11.90
1560.00	41.93	4060.00	11.70
1610.00	40.21	4110.00	11.51
1660.00	38.60	4160.00	11.33
1710.00	37.10	4210.00	11.15
1760.00	35.71	4260.00	10.97
1810.00	34.40	4310.00	10.80
1860.00	33.17	4360.00	10.64
1910.00	32.02	4410.00	10.48
1960.00	30.93	4460.00	10.32
2010.00	29.91	4510.00	10.17
2060.00	28.94	4560.00	10.02
2110.00	28.03	4610.00	9.87
2160.00	27.17	4660.00	9.73
2210.00	26.35	4710.00	9.59
2260.00	25.58	4760.00	9.46
2310.00	24.84	4810.00	9.33
2360.00	24.14	4860.00	9.20
2410.00	23.48	4910.00	9.08
2460.00	22.84	4960.00	8.95

由表5.2-56预测结果可知，最不利气象条件下，采气管线泄露事故发生后甲烷地面浓度最大值为74157mg/m^3。

③硫化氢

采气管线泄漏 70min 的事故情形下，最不利气象条件下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度及最大影响范围见表 5.2-57。

表 5.2-57　　硫化氢下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

下风向距离	最大落地浓度(mg/m³)	下风向距离	最大落地浓度(mg/m³)
10.00	0.00017	2510.00	0.18
60.00	19.83	2560.00	0.17
110.00	15.97	2610.00	0.17
160.00	10.90	2660.00	0.17
210.00	7.71	2710.00	0.16
260.00	5.72	2760.00	0.16
310.00	4.42	2810.00	0.15
360.00	3.52	2860.00	0.15
410.00	2.88	2910.00	0.15
460.00	2.41	2960.00	0.14
510.00	2.04	3010.00	0.14
560.00	1.76	3060.00	0.14
610.00	1.53	3110.00	0.13
660.00	1.35	3160.00	0.13
710.00	1.20	3210.00	0.13
760.00	1.07	3260.00	0.13
810.00	0.97	3310.00	0.12
860.00	0.88	3360.00	0.12
910.00	0.80	3410.00	0.12
960.00	0.73	3460.00	0.12
1010.00	0.67	3510.00	0.11
1060.00	0.62	3560.00	0.11
1110.00	0.58	3610.00	0.11
1160.00	0.53	3660.00	0.11
1210.00	0.50	3710.00	0.11
1260.00	0.47	3760.00	0.10
1310.00	0.44	3810.00	0.10

1360.00	0.41	3860.00	0.10
1410.00	0.38	3910.00	0.10

续表5.2-57　　硫化氢下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

下风向距离	最大落地浓度(mg/m³)	下风向距离	最大落地浓度(mg/m³)
1460.00	0.37	3960.00	0.10
1510.00	0.35	4010.00	0.10
1560.00	0.34	4060.00	0.09
1610.00	0.32	4110.00	0.09
1660.00	0.31	4160.00	0.09
1710.00	0.30	4210.00	0.09
1760.00	0.29	4260.00	0.09
1810.00	0.28	4310.00	0.09
1860.00	0.27	4360.00	0.09
1910.00	0.26	4410.00	0.08
1960.00	0.25	4460.00	0.08
2010.00	0.24	4510.00	0.08
2060.00	0.23	4560.00	0.08
2110.00	0.23	4610.00	0.08
2160.00	0.22	4660.00	0.08
2210.00	0.21	4710.00	0.08
2260.00	0.21	4760.00	0.08
2310.00	0.20	4810.00	0.08
2360.00	0.19	4860.00	0.07
2410.00	0.19	4910.00	0.07
2460.00	0.18	4960.00	0.07

由表5.2-57预测结果可知，最不利气象条件下，采气管线泄露事故发生后硫化氢地面浓度最大值为19.83mg/m^3。

5.2.8.4.1.2 地下水环境风险影响评价

①天然气开采集输建设工程

本工程可能泄露的危险液态物料主要为甲醇和凝析油，甲醇储罐发生事故泄露后，液态物料会泄露至储罐区，由于甲醇为极易挥发的物质，在及时发现并清理收集泄露的甲醇溶液后对区域地下水造成污染的环境风险可接

受；非正常状态下，采出液中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损采出液泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成石油类对地下水水质的影响。因此在事故下造成采出液泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

②固废填埋场建设工程

渗滤液收集池、填埋池防渗层存在一定的失效概率，在长期的运作过程中，由于不可预料因素的影响，渗滤液可能发生泄露，泄漏的渗滤液直接进入地层；此外在进行垃圾填埋作业过程中，上层受力不均匀出现不均匀沉降致使污泥上层防渗层撕破至垃圾崩塌，也可能导致渗滤液进入地层。渗滤液中含有高浓度的污染物和一些有毒有害物质，若进入地下水，则将污染地下水体。本评价要求建设单位加强环境管理，定期对对地下水监测井进行取样监测，若是出现异常，立即派人现场核查，避免因渗滤液长时间泄漏对地下水环境质量造成影响。

5.2.8.4.1.3 地表水环境风险影响评价

①天然气开采集输建设工程

本工程在发生安全生产事故造成采出液泄漏主要集中在站场及管线区域范围，加之泄漏采出液量较少且基本上能够及时地完全回收，且工程周边无地表水，因此在事故下造成采出液泄漏不会对区域地表河流造成污染。

②固废填埋场建设工程

本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置 1 套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB 上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区。因此在事故下造成渗滤液泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.2.8.4.2 风险评价

根据大气环境风险的预测结果分析可知，本工程泄漏危险物质落地浓度没有出现超过毒性终点浓度-1及毒性终点浓度-2的区域。本工程甲醇储罐泄漏事故源项及事故后果基本信息见表5.2-58。采气管线泄漏事故源项及事故后果基本信息见表5.2-59。

表5.2-58　　**甲醇储罐泄漏事故源项及事故后果基本信息表**

<table>
<tr><td colspan="8">风险事故情形分析</td></tr>
<tr><td colspan="2">代表性风险事故情形描述</td><td colspan="6">甲醇储罐泄漏</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险类型</td><td colspan="6">泄漏</td></tr>
<tr><td colspan="2">泄露设备类型</td><td>甲醇储罐</td><td>操作温度/℃</td><td>25</td><td>操作压力/kPa</td><td colspan="2">1000</td></tr>
<tr><td colspan="2">泄露危险物质</td><td>甲醇</td><td>最大存在量/t</td><td>21.38</td><td>泄露孔径/mm</td><td colspan="2">10</td></tr>
<tr><td colspan="2">泄露速率/(kg/s)</td><td>1.86</td><td>泄露时间/min</td><td>120</td><td>泄漏量/t</td><td colspan="2">13.39</td></tr>
<tr><td colspan="2">泄露高度</td><td>1</td><td>泄漏液体蒸发量/kg</td><td>3398.4</td><td>泄露频率</td><td colspan="2">1.00×10^{-4}/a</td></tr>
<tr><td rowspan="8">大气</td><td>危险物质</td><td>气象条件</td><td colspan="5">大气环境影响</td></tr>
<tr><td rowspan="7">甲醇</td><td rowspan="7">不利气象</td><td colspan="2">指标</td><td>浓度值/(mg/m³)</td><td>最远影响距离/m</td><td>到达时间/min</td></tr>
<tr><td colspan="2">大气毒性终点浓度-1</td><td>—</td><td>—</td><td>--</td></tr>
<tr><td colspan="2">大气毒性终点浓度-2</td><td>—</td><td>—</td><td>--</td></tr>
<tr><td colspan="2">敏感目标名称</td><td>超标时间/min</td><td>超标持续时间/min</td><td>最大浓度/(mg/m³)</td></tr>
<tr><td colspan="2">--</td><td>--</td><td>--</td><td>--</td></tr>
<tr><td colspan="2">--</td><td>--</td><td>--</td><td>--</td></tr>
</table>

表5.2-59　　**采气管线泄漏事故源项及事故后果基本信息表**

<table>
<tr><td colspan="6">风险事故情形分析</td></tr>
<tr><td>代表性风险事故情形描述</td><td colspan="5">采气管线泄漏</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="5">泄漏</td></tr>
<tr><td>泄露设备类型</td><td>采气管线</td><td>操作温度/℃</td><td>50</td><td>操作压力/kPa</td><td>5000</td></tr>
<tr><td>泄露危险物质</td><td>甲烷
硫化氢</td><td>最大存在量/t</td><td>4.965(甲烷)
0.186(硫化氢)</td><td>泄露孔径/mm</td><td>8</td></tr>
<tr><td>泄露速率/(kg/s)</td><td>0.468(甲烷)
0.0065(硫化氢)</td><td>泄露时间/min</td><td>70</td><td>泄漏量/t</td><td>1.9656(甲烷)
0.0273(硫化氢)</td></tr>
</table>

泄露高度	—	泄漏液体蒸发量/kg	—	泄露频率	2×10^{-6}/a

续表5.2-59 **采气管线泄漏事故源项及事故后果基本信息表**

风险事故情形分析						
	危险物质	气象条件	大气环境影响			
大气	甲烷	不利气象	指标	浓度值/(mg/m³)	最远影响距离/m	到达时间/min
			大气毒性终点浓度-1	—	—	--
			大气毒性终点浓度-2	—	—	--
			敏感目标名称	超标时间/min	超标持续时间/min	最大浓度/(mg/m³)
			—	—	—	—
	硫化氢		大气毒性终点浓度-1	--	--	--
			大气毒性终点浓度-2	—	—	—
			敏感目标名称	—	—	—
			—	—	—	—

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本项目特点，采取以下风险防范措施。

5.2.8.5.1 管道和储罐事故风险预防措施

(1)施工阶段的事故防范措施

①管道敷设和储罐安装前，应加强对管材和储罐质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2)运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②定期对管线及储罐进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

③利用管线和储罐的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

④在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.5.2 固废填埋场风险预防措施

（1）填埋废气引发的火灾及爆炸的防范

本工程设置有填埋气体导排系统,在运行过程中需做好填埋气体管控工作。

①定期维护填埋场的导气系统，保障导气系统畅通。

②填埋区内严禁烟火，设置醒目的消防、禁或标志，设置足够宽的防火隔离带及应急通道。

③填埋区甲烷气体含量不得超过 5%，建（构）筑物（如导气石笼）内甲烷气体含量不得超过 1.25%，为防止填埋气体发生爆炸。

④填埋场需建立火灾事故应急处置计划，一般发生火灾事故，能够迅速有效的控制火势，并报告相关部门，对可能危及的人群进行警报、疏散。

⑤做好员工防火、消防安全教育，定期举行消防演练。

采用以上科学、系统的填埋气体收集、处理系统和实行填埋场运行的科学管理，将能有效防范和杜绝填埋气体风险事故的发生。

（2）渗滤液溢出引发的污染防范措施

本工程渗滤液收集池容积为 125m^3，填埋前期不产生渗滤液，填埋后期渗滤液收集池完全可以满足对渗滤液的调节作用。如果出现特大降水等情况，渗滤液收集池不能容纳填埋场所产生的渗滤液时，及时用吸污车将渗滤液外运，确保渗滤液不外溢。因此一般情况下的降雨径流和洪水均不会造成污水直接排放。

防止渗滤液溢出的主要风险防范措施有：

①保持填埋区底部及中层渗滤液导排系统畅通，减少填埋区内渗滤液积存量，防止填埋区内渗滤液处于高位，在雨季因降雨增加导则填埋区渗滤液外溢。

②在渗滤液收集池外建设防洪沟，阻止地表径流进入收集池内。

项目通过以上措施，可将渗滤液外溢风险降至最低。

（3）渗滤液引发地下水污染防范措施

生活垃圾填埋池采用两层高密度聚乙烯土工膜防渗。防渗材料采用环保聚乙烯土工膜人工合成有机防渗材料，其渗透系数≤1×10^{-12}cm/s，土工膜厚度≥1.5mm。其技术性能指标符合《土工合成材料 聚乙烯土工膜》(GB/T 17643-2011)中有关要求。

通过上述工程措施，渗滤液泄漏引发地下水污染风险极低。且建立地下水监测系统，定期对地下水水质进行跟踪监测。

5.2.8.5.3 环境风险应急处置措施

(1)管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

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收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

(2)储罐泄漏事故应急措施

①迅速查明泄漏源点，关闭相关阀门或装置作紧急停工处理，防止污染扩散。

②查明风向，确定并封锁受污染区域。

③现场清理人员要加强现场个人防护，佩戴相应的防护用品。

④如有人员中毒受伤，由应急救援人员采取有效措施后，进附近医院抢救。

⑤安排环境监测人员监测周围大气中有毒有害物质的浓度,确定危害程度，

及时报告指挥部。

⑥根据监测结果和现场当时风向等气象情况，确定警戒和疏散范围，并迅速发出有害气体逸散报警，在事件波及区域外界出示现场警示布告。

(3)火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，气田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

(4)管道刺漏事故应急措施

本工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

(5)渗滤液外泄应急处置措施

当填埋场发生渗滤液外泄时，应立即启动如下应急措施：

①如发现应立即向生产调度室报警。

②值班调度在接到报警后，应迅速查清发生事故的部位，并向指挥部成员报告。

③指挥部应立即通知各职能部门按专业分工开展工作，向主管部门报告和向相关单位通报情况。

④向应急中心汇报事情的事态，初步预测可能对附近水体造成的危害。根据实际情况，提出后续恢复处置措施。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

和田河气田制定有《塔里木油田塔西南勘探开发公司泽普油气开发部和田河采气作业区突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号653200-2019-132-M)。塔里木油田分公司对本工程进行统一管理，建议企业在本工程实施后，根据本工程生产过程存在的风险事故类型，更新或完善现有的突发环境事件应急预案。并按照应急预案要求定期组织员工进行演练，提高全体员工应对突发环境事件的处理能力。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1)项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致采出液泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；甲醇储罐泄漏甲醇逸散至环境空气中引发中毒事故，同时遇到明火可能发生火灾、爆炸事故。

(2)环境敏感性及事故环境影响

本工程周边均为荒漠，评价范围内无敏感目标存在。本工程实施后的环境风险主要有采出液和甲醇泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3)环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入和田河气田现有突发环境事件应急预案中,对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(4)环境风险评价结论与建议

综上，本工程环境风险是可防控的。

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，本次评价建议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。

本工程环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-60。

表 5.2-60　　**环境风险防范措施“三同时”验收一览表**

序号	防 范 措 施	台(套)	投资(万元)	效　果
1	甲醇和H_2S检测、报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	20	便于识别风险，减少事故发生
2	消防器材		20	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
3	警戒标语和标牌		10	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合　　计		—	50	—

5.2.9 闭井作业环境影响分析

5.2.9.1 闭井期环境影响分析

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。当气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.2.9.2 闭井期生态保护措施

(1)地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。

(2)对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3)保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行,防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

6 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

(1)场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度；

(2)为了控制扬尘，限制场地内的车速小于 20km/h；

(3)用标识带或者围栏，标识出井场钻前工程的井场布置，并禁止在井场外作业；

(4)在管线和道路作业带内施工作业；

(5)钻井泥浆料等均储存在罐内，没有散料的露天堆场。

以上总扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.1.1.2 测试放喷废气

(1)在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷。

(2)采用防喷器组(环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器)等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

建设单位在施工招投标时，要说明施工扬尘工程措施和管理措施的管理要求。定期检查以上抑尘措施的落实情况。通过以上工程措施和管理措施，管线、道路和站场周围的施工扬尘影响能够减缓到可接受的程度，因此，以上抑尘措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

(1)锅炉和重沸器用气均使用净化后的天然气作为燃料,从而减少有害物质的排放。

(2)工程采用密闭集输工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，站场和阀室以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制天

然气泄漏对大气环境影响；

(3)超压火炬燃烧废气：天然气若发生超压放空时，为防止事故和减少非甲烷总烃的排放量，对放空的天然气采用点火燃烧(自动点火系统)，不允许就地排入大气。

（4）本工程定期巡检，确保集输系统安全运行；各装置的安全阀及事故紧急放空、采样等气体均采用密闭放空至火炬系统，燃烧后排放。

（5）提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

（6）根据《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》要求，建议本工程运营后期开展泄漏检测与修复(LDAR)，建立健全管理制度，加强压缩机等动密封点，以及液位计、仪表连接件等静密封点的泄漏管理。凝析油装卸过程采取油气回收措施，使用具有油气回收接口的车辆。

从以往同类管道、井场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

(1)钻井工程

工程钻井过程水环境污染源有：钻井废水、压裂废水和施工队生活污水。

①钻井废水

根据目前气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

②压裂废水

本次和田河气田开发新建 9 口单井，产生的酸化压裂废水约为 720m^3。酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，使用撬装无害化处理装置就地无害化处理。

③施工队生活污水

根据工程分析，本次开发调整方案新钻井 9 口，平均钻井完井周期 70 天，生活用水量为 3780m^3，生活污水产生量为 3024m^3。钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至和田河作业区公寓生

活污水处理设施进行处理，不外排地表水环境。

④结论

上述措施是具有技术成熟、经济节约、应用普遍的特点。类比和田河气田其它钻井工程采取的生活污水处理措施，在井场施工营地附近设置防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，利用区域气候干燥、蒸发量大的自然环境，施工结束后清运至和田河作业区公寓生活污水处理设施进行处理，措施可行。钻井废水以泥浆的形式产生和处置，不外排至环境；综上所述，上述措施可行。

(2)地面工程施工

除钻井工程以外的地面工程主要为井场建设、管线工程和道路工程，施工呈现区域性、线性。地面工程施工均不设置施工营地，施工期间产生少量施工人员盥洗废水，其污染物主要为SS、COD，用于区域绿化或抑尘用水。不会对周边环境产生明显影响。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

6.2.2.1 采出水和脱水装置废水处理措施可行性分析

本工程采出液采用管道密闭输送至500万方油气处理厂，分离后水相和脱水装置废水一并经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层。

500万方油气处理厂采出水处理设施设计处理规模360m^3/d，目前实际处理量120m^3/d，可以满足本工程采出水处理需求。该设施采用“压力除油+气浮除油+过滤”处理工艺。采出水经收集后进入接收罐，通过水力旋流器进行油水分离出污油，最后经核桃壳过滤器和双料过滤器过滤后进入注水罐暂存，滤后水由高压注水泵地质回注地下。注水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）。

6.2.2.2 井下作业废水处理措施可行性分析

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站,处理后的井下作业废水均不外排。

(1)基本情况

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部(简称“环保站”),

分南北两个站址，其中北站址为污水处理环保站，设施的中心坐标为北纬XXXXXXX，东经XXXXXXX；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为北纬XXXXXXX，东经XXXXXXX。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站钻井聚磺泥浆体系固废处理规模120m^3/d，钻试修废水处理规模300m^3/d，本工程仅依托该处理站钻试修废水处理系统。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站于2016年11月7日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626号)，并于2020年5月4日进行自主验收。

(2)工艺流程

采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的碳酸盐岩回注水质指标要求，用于哈拉哈塘油田油层回注用水。

废水处理工艺主要包括预处理(均质除油)、破乳絮凝、固液分离、过滤、回注等工序。钻试修废水工艺流程图见图6.2-1。

(3)依托可行性

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为300m^3/d，本工程营运期井下作业废水产生量为101.25m^3/a，仅占哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水年处理规模的0.1%。因此哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足本工程需求。

6.2.2.3 废脱硫剂处理措施可行性分析

本工程选用三嗪溶液作为集气站脱硫剂，三嗪液体脱硫剂是一种水溶性的三嗪衍生物，非再生但脱硫效率高，实验室瞬时除硫率达到98%以上，常温常压下为无色或淡黄的黏稠液体，无刺激性气味。三嗪化合物是一种大分子的活性剂，其分子链上富含氮原子，能与硫化氢中的硫离子发生不可逆的化学反应，反应后的产物主要成分为噻二嗪，易溶于水且安全性高。理论上1mol的三嗪可以吸收3mol的硫化氢，但实际上第三步反应很难发生，故其反应产物主要为噻

二嗪化合物。三嗪液体脱硫剂与硫化氢反应机理下图。

近年来,三嗪溶液作为一种新型的除硫药剂,通过与天然气接触发生不可逆的化学反应脱除硫化氢，在国外应用较为广泛，其脱硫产物无毒无害可回注地层，具有较好的经济技术优势。正常回注期间，废脱硫剂在回注入目标层（石炭系东河砂岩段）后，由于其回注层位顶层的封隔条件好，回注层吸收性较强，水能及时的扩散到回注层，且回注层在地面以下3721m～3779m，有效储层厚度34.5m。注水层与第四系地层之间垂向距离在1000m以上，之间有多个隔水层阻隔，试注时井内安装有封隔器，穿过第四系的井壁已固井，使得井内于第四系不连通，因此注水过程在第四系地层不会发生漏水现象。

国内对三嗪溶液除硫的研究起步较晚，根据《三嗪类液体脱硫技术在气井井口的应用研究》(石油化工应用 2019年第38卷 第5期)和《三嗪溶液脱硫新工艺在长庆气区的研究与实践》(天然气技术与经济 2020年第14卷 第3期)研究成果，本工程废脱硫剂处理措施可行。

6.2.2.4 生活污水、软水制备废水、锅炉排污水处理措施可行性分析

本工程营运期玛8集气站、玛2集气站和综合公寓产生的生活污水、软水制备废水、锅炉排污水及产生量共计46.65m^3/d，收集后送综合公寓内新建生活污水处理设施处理，该处理设施采用“化粪池+格栅+膜生物反应器+消毒”工艺处理生活污水，处理能力为120m^3/d，可以满足本工程生活污水处理需求。

污水处理具体工艺流程如下：

(1)化粪池、隔油池

生活污水经管网收集后，汇入化粪池内，食堂废水进入室外隔油池，经初步沉淀后上清液自流至格栅井进行处理。

(2)格栅

化粪池、隔油池污水首先汇入格栅池，以去除废水中夹杂的毛发、废渣、纸屑等大颗粒物质，经格栅处理后的废水进入调节池。

(3)污水调节

污水调节池的作用是通过对水质、水量的调节，保证一体化污水处理设备正常工作，不受污水高峰流量或浓度变化的影响。本工程设一座污水调节池，

有效容积108m^3，废水引入调节池中停留一定时间，保证污水在池内充分混和。

(4)一体化设备污水处理

一体化设备为地埋式，内置生物氧化池、消毒池，涉及到的主要工艺为生物接触氧化。

①膜生物反应器

出调节池的污水经提升泵送入生化处理工序，采用生物氧化工艺进一步处理，设备内设置悬挂式填料，污水在生物氧化池中浸没整个填料支架，与生长在填料上的大量微生物充分接触；用鼓风机在填料底部进行连续曝气充氧，空气自下而上，夹带待处理的废水，自由通过填料部分到达水面，空气逸走后，废水则在填料间格自上向下返回底部。填料上的微生物在有氧的条件下进行新陈代谢，与废水进行物质交换，污染物进入微生物，微生物代谢产物进入水流，从而达到净化废水的目的。再通过外压作用下由膜过滤出水进行固液分离。

②消毒

经膜生物反应器处理后的污水进行消毒处理，对污水中残留的细菌及病原体进行去除，本工程采用固体氯片消毒。

(5)污水外排

消毒后的污水进入清水池，由清水外排泵泵送升提升至站外已建管线，夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入生活污水蓄水池暂存。

(6)污泥处置

膜生物反应器内设污泥回流泵，将污泥回流至膜生物反应器前端，将系统产生的剩余污泥输送至污泥池，污泥池内污泥通过污泥泵定期排出外运，上清液回流到膜生物反应器进行处理。

综合以上分析，采用“化粪池+格栅+膜生物反应器+消毒”工艺处理生活污水，出水指标可满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)C级标准要求。

6.2.2.5 渗滤液处理措施可行性分析

本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用

“调节池+UASB 上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区。

(1)处理工艺可行性分析

本工程固废填埋场渗滤液处理设备采用“UASB 升流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，设计处理能力为 12m^3/d。渗滤液处理工艺核心是上流式厌氧污泥反应器和 SBR。物化处理采用沉淀池，主要去除废水中的 SS。收集池为常用有机废水处理方法，不再赘述。

①上流式厌氧污泥床反应器

上流式厌氧污泥床反应器简称 UASB，是高浓度有机废水主要处理单元，其工艺特征是在反应器上部设气、固、液三相分离器，下部为污泥悬浮区和污泥床区，废水从反应器底部进入，通过反应区经气、液、固三相分离器后进入沉淀区，气、液、固分离后，沼气由气室收集，液体至反应器顶部出水槽流出，污泥自行回流到污泥床区，该单元运行环境为 30℃，通过电加热。

UASB 还有一个特点是反应器内实现污泥颗粒化，颗粒污泥的粒径一般为 0.1cm～0.2cm，具有良好的沉降性能。污泥颗粒化后，反应器内污泥的平均浓度可达 50gvss/l 左右，污泥龄一般在 30 天以上，而反应器的水力停留时间比较短，所以 UASB 反应器具有很高的容积负荷。此单元对 COD 的去除率约 90%，BOD_5去除率约 90%，SS 去除率在 80%以上，处理后，水中 COD、BOD_5指标大幅度下降。

②SBR

SBR 按间歇曝气方式运行。经厌氧处理后的废水泵送到 SBR 反应器中，用高效射流曝气系统限时曝气充氧，待充氧到一定程度，静止沉淀，达标废水经滗水器排出，消毒后排放。SBR 段 COD 处理效率可达 80%、BOD_5处理效率为 95%、SS 处理效率 70%、NH_3-N 处理效率 96%以上。

③物化处理(二沉池)

物化处理方式为混凝沉淀。通过向水中投加混凝剂、絮凝剂，使其中颗粒杂质脱稳形成大的絮凝体，继而通过沉降进行固液分离。此单元 SS 去除率约 80%，同时对 COD、BOD_5也有一定去除作用，去除率约 20%～30%。

渗滤液各段处理工序控制指标见表 6.2-1，处理工艺流程如图 6.2-3 所示。

表 6.2-1　**渗滤液及污水处理设施各段处理工序控制指标**　单位：mg/L

工艺段	项目	COD	BOD_5	SS	NH_3-N
收集池	进水	10000	4500	1000	500
	出水	7500	3600	500	450
	去除率%	25	20	50	10
UASB 升流式厌氧反应器	进水	7500	3600	500	450
	出水	750	720	150	450
	去除率%	90	80	70	--
SBR	进水	750	720	150	450
	出水	150	36	45	18

续表 6.2-1　**渗滤液及污水处理设施各段处理工序控制指标**　单位：mg/L

工艺段	项目	COD	BOD_5	SS	NH_3-N
SBR	去除率%	80	95	75	96
混凝沉淀	进水	150	36	45	18
	出水	97.5	28.8	9	18
	去除率%	35	20	80	--
《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)表 2 标准		100	30	30	25

综合以上分析，收集池段处理效率以 COD25%、$BOD_5$20%、SS50%、NH_3-N10%计，UASB 段处理效率以 COD90%、$BOD_5$80%、SS70%计，SBR 段处理效率以 COD80%、$BOD_5$95%、SS70%、NH_3-N96%计，混凝沉淀段处理效率以 COD35%、$BOD_5$20%、SS80%计，该污水处理流程 COD 综合处理效率为 99.7%、BOD_5综合处理效率为 99.7%、SS 综合处理效率为 99.1%、NH_3-N 综合处理效率为 99%，处理后总排口出水 COD 小于 100mg/L，BOD_5小于 30mg/L，SS 小于 30mg/L，NH_3-N 小于 25mg/L，出水满足《生活垃圾卫生填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)表 2 标准，全部用于填埋区回喷。

(2)处理能力可行性分析

本工程固废填埋场渗滤液处理设施处理能力为 12m^3/d。根据工程分析计算，本工程固废填埋场填埋后期最不利情景下渗滤液产生量为 0.94m^3/d，处理能力

可满足本工程渗滤液处理需求。

(3)渗滤液回喷措施可行性分析

渗滤液的循环喷洒是一种较为有效的处理方法。通过回喷，可以因喷洒过程中挥发蒸发等作用而减少渗滤液的产生量。除有上述作用外，回喷的渗滤液自上而下流经垃圾层时，其中的有机物被垃圾层中微生物所降解。此时，垃圾以及回喷的渗滤液中易降解和中等易降解的有机组分，在微生物作用下快速发生水解、酸化和甲烷发酵等反应,从而利用比传统填埋场更短的时间将垃圾和回喷渗滤液中有机物去除,缩短填埋生活垃圾的稳定化进程(使原需 15～20 年的稳定过程缩短到 2～3 年)。

本工程所在区域属暖温带大陆性干燥气候，年降雨量小，年蒸发量大，蒸发量可达年降雨量的 60 倍,渗滤液采用循环喷洒处理可防止晴天特别是大风天气固废未覆土前四处飞扬，又可利用蒸发量大于降雨量这一特点，使污水自然蒸发，同时在实际生产中，当气温高蒸发量大时可延长喷洒时间，反之可缩短喷洒时间，具有较强的生产应变能力。综上，采用渗滤液回喷措施可行。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 钻井期井场工程

在井场，高噪声污染源主要是柴油发电机、钻机、泥浆泵，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声，以及射孔机噪声。主要隔声减噪措施包括：

(1)泥浆泵、柴油机做好基础减振；

(2)定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、射孔机等高噪声设备；

(3)需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间。

6.3.2 施工期道路及管线工程

(1)道路及管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内,集输管线的作业带宽度为 8m。

(2)施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准。

6.3.3 营运期

(1)提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2)对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。

(3)在营运期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫,对各种机械设备定期保养。

类比同类工程，营运期各场站场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准，和田末站场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本工程新钻9口井，钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开为膨润土泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相综合利用，用于铺筑井场、道路等；三开、四开为磺化泥浆，在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，磺化岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，泥浆进入泥浆罐拉运至下一钻井工程使用。

主要工艺如下：

首先把废弃钻井液进行均匀化调整，调整好后用污泥泵打入一级螺旋式混拌装置，同时加入与废弃钻井液打入量相匹配量的絮凝——脱稳剂，经混拌装置传输，进入固液分离装置进行泥水分离，水相收集到指定位置，固相进入二级螺旋式混拌装置，同时加入与之相匹配量的高效原还粉，在设计时间内，经二级螺旋式混拌装置传输，处理为类土壤性状的无害化处理产物。

目前，塔里木油田分公司有多处采用相同处理工艺的撬装化装置处理聚磺体系泥浆钻井岩屑，类比其评估调查结果，处理后废弃物可达到相关标准要求。

6.4.1.2 废机油处理措施

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的废机油，废机油收集后应置于铁质油桶内且不得超过者容器的3/4,废机油必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接受,钻井队与之签订危废转移协议,并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 生活垃圾处理措施

施工期井场生活垃圾收集后定期清运至现有和田河作业区固废场填埋处理。和田河作业区固废场位于500万方油气处理厂西北侧1.2km处，和田河作业区固废场建设工程内包含《和田河气田开发产能建设项目环境影响报告书》，该报告书于2011年11月18日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅出具的批复(新环评价函[2011]1096号)，并于2017年1月20日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅出具的验收合格的函(新环函[2017]143号)。

和田河作业区固废场场内有 10 座填埋池，其中 7 座生活垃圾填埋池，3 座一般工业固废填埋池，10 座填埋池有效容积均为 8000m^3。目前生活垃圾填埋池已填满 4 座，一般工业固废填埋池已填满 2 座，剩余容积可满足本工程施工期固废处置需求。

6.4.2 运营期

6.4.2.1 一般工业固废处理措施

(1)废树脂

本工程新建综合公寓中燃气热水锅炉制备软化水的过程中会产生废树脂，软水制备系统树脂约1～2年更换1次，每次废树脂产生量约100kg，则产生量最多约为0.1t/a。废树脂收集后清运至本工程新建固废填埋场填埋处理。

(2)生活垃圾

本工程玛8集气站和玛2集气站共新增值班人员4人，新建综合公寓为400人标准公寓。生活和工作过程中会产生一定量的生活垃圾，按1kg/d·人计算，年

工作365天，生活垃圾产生量为147.46t/a。产生的生活垃圾按公寓管理要求放入垃圾桶，定期清运至本工程新建固废填埋场填埋处理。

(3)化粪池沉渣和栅渣

本工程生活污水处理设施营运期处理过程会产生化粪池沉渣和栅渣，其中化粪池沉渣产生量为25t/a，栅渣产生量为20t/a，定期清运至本工程新建固废填埋场填埋处理。

(4)污泥

本工程生活污水处理设施营运期程会产生污泥，产生量为 20t/a；本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置 1 套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，渗滤液处理设施处理过程中会产生污泥，产生量为 2t/a，生活污水处理设施和渗滤液处理设施污泥收集后送本工程新建固废填埋场填埋处理。

6.4.2.2 危险废物处理措施

(1)危险废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令 第 15 号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，本工程设备定期维护、阀门和法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下修井作业时会产生含油废物；集输管线中的输气干线清管作业产生的清管废渣；玛 8 集气站和玛 2 集气站新建脱水及脱硫装置、和田末站新建过滤分离撬、500 万方油气处理厂新建过滤分离撬产生的过滤废渣属于危险废物。本工程危险废物种类、产生量及拟采取的处置措施如下：

本工程危险废物产生情况及危险特性见表 6.4-1。

表 6.4-1 **本工程危险废物情况一览表**

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
清管废渣	HW08	251-002-08	0.045	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2 次/年	T，I	桶装收集后，临时贮存在和田河作业区固废场危废暂存场内，后续定期由有危废处置
含油废物	HW08	071-001-08	4	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	

过滤废渣	HW08	900-249-08	1	脱水装置、脱硫装置、过滤分离撬	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	资质单位接收处置

(2)危险废物贮存及运输

本工程产生的危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置，危险废物运输过程由危废处置单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(3)小结

综上，本工程根据固废性质，采取分类处理措施，可保证项目实施后产生的危险废物全部综合利用或妥善处置，不会对周围环境产生明显不利影响，措施可行。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 区域生态环境保护措施

(1)严格控制占地面积，减少扰动土地面积。

(2)钻井采用“钻井废弃泥浆不落地达标处理技术”，做到资源化、减量化及无害化处理。

(3)站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

(4)对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，见图6.5-1。

图 6.5-1　井场砾石压盖措施典型设计图

(5)荒漠植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。

③确保各环保设施正常运行，落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用。

⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对荒漠植物的破坏。

(6)野生动物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，不得捕猎。

⑤确保各类废弃物妥善处理，固废填埋场采用铁丝围栏加以防护，避免野生动物陷入而危及生命。

⑥降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

6.5.1.2 工程和施工人员环境教育

在工程管理和施工人员进场前进行环境教育。环境教育的主要内容包括：

——开展《中华人民共和国环境保护法(2014 年修订)》、《中华人民共和国大气污染防治法(2015 年修订)》、《中华人民共和国水污染防治法(2017 年修订)》、《中华人民共和国环境噪声污染防治法(2018 年修订)》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法(2016 年修订)》、《中华人民共和国石油天

然气管道保护法》、《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第682号)、《中华人民共和国野生植物保护条例(2018年修订)》等相关法律法规的宣传和教育。

——印制气田区及周边分布的国家重点保护野生动物以及具有重要生态功能的本土植物的野外鉴定手册，并分发到工作人员手中。手册中配以彩色图片和简洁的文字说明，突出对于这些物种的保护方法和保护的重要性。

——对工程工作人员和施工人员开展相关动植物辨认和生态保护措施方面的短期培训工作，通过培训详细介绍如何最大限度减少自然植被的丧失；如何在干旱地区及时开展植被恢复；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

6.5.2 营运期生态恢复措施

开发方案实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

(1)在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

(2)定时巡查井场及各场站、管线等，及时清理含油污泥。

(3)及时做好井场清理平整工作，掩埋岩屑池做到掩埋，填平、覆土、压实。

(4)井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，井场周围及管道两侧设置草方格等生态恢复措施。

通过采取以上措施，本工程井场及各场站、管线、道路永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。

6.6 闭井期环境保护措施

闭井期的环境影响主要为气田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。

(1)污染治理措施

随着气田开采的不断进行，其储量将逐渐下降，最终进入闭井期。当气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

闭井期的环境影响以环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

气田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中进行收集，外运至固体废物填埋场处理。

(2)闭井期生态环境保护措施

①各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

②闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如原油等。

③经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

④凡需排污油、污水，必须配备足够容量的容器，收集排出的污油、污水等，施工场地要铺设防渗地膜，确保排出物不污染井场、不渗入地下。

⑤拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土(拉运并填埋具有原来特性的土质)，恢复原有生态机能。

⑥在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。

⑦设备排出的废水、固体废物采用车辆拉运至临近环保站和固废填埋场处理，避免对周围环境造成影响。

⑧保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

6.7 填埋场选址合理性分析

6.7.1 填埋场选址方案比选

(1)选址原则

本工程是采用填埋技术处置生活垃圾。由于垃圾填埋场的投资和工程量均较大，场址确定后不可更改，如因场址选择错误而污染环境时，将造成巨大的环境和经济损失，其影响在很长的时期内也难以消除。因此，填埋场的选址是至关重要的。

本工程填埋场选址应符合《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)、《生活垃圾卫生填埋处理技术规范》(GB50869-2013)、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中的相关要求。

(2)场址比选

本工程在初步设计阶段确定2个场址作为垃圾填埋场的比选方案，详见表6.7-1。

表6.7-1 **场址比选一览表**

比选场址	1#场址	2#场址	较优方案
位置	拟建综合公寓东南3.6km处	500万方油气处理厂北侧1.5km处	—
土地利用价值及征地费用	沙漠化荒地，土地利用价值低，征地费用较低	沙漠化荒地，土地利用价值低，征地费用较低	—
交通、运距状况	交通较便利，紧邻沙漠公路，运距较近	交通便利，紧邻油田井场道路，运距较远	1#
周围村庄居民情况	5km范围内无居民点分布	5km范围内无居民点分布	—

续表6.7-1 **场址比选一览表**

比选场址	1#场址	2#场址	较优方案
环境敏感目标	无	无	—
周围河流情况	东距和田河37.4km	东距塔里木河35km	2#
地下水情况	地下水埋深7～10m，填埋场挖深3m，池底与地下水距离大于1m，无需设置地下水导排系统	地下水埋深10～30m，填埋场挖深3m，池底与地下水距离大于1m，无需设置地下水导排系统	1#
地形地貌及工程地址	地形相对平坦，经调查，勘察范围内无岩溶、滑坡、崩塌、泥石流及地震液化等不良地质作用和地质灾害	地形相对平坦，经调查，勘察范围内无岩溶、滑坡、崩塌、泥石流及地震液化等不良地质作用和地质灾害，但该区域风沙较大，需投入人力、物力、财力阻止沙丘移动覆盖填埋场	1#
供水	供水由罐车拉运进场	供水由罐车拉运进场	—
建设成本	无需设置地下水导排系统，且征地费用低，建设成本较低	无需设置地下水导排系统，且征地费用低，建设成本较低	—
运行费用	运距较近，运行成本较低	运距较远，运行成本较高	1#

综上所述，1#场址完全满足相关规范对生活垃圾填埋场项目场址选择的具体要求，且对地下水、生态环境和社会环境的影响最小，推荐选用 1#场址作为项目场址。

6.7.2 填埋场选址与相关规范符合性分析

经场址比选，1#场址作为最终方案。1#场址固废填埋场与相关规范符合性具体见表 6.7-2。

表6.7-2 **固废填埋场选址符合性一览表**

标准规范	相关条文	本工程	符合性
《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)	选址应符合区域性环境规划、环境卫生设施建设规划和当地的城市规划	本工程符合《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》的相关要求，本工程填埋场不在城市总体规划及环境卫生设施建设规划的范围内	不冲突
	不应选在城市工农业发展规划区、农业保护区、自然保护区、风景名胜区、文物(考古)保护区、生活饮用水水源保护区、供水远景规划区、矿产资源储备区、军事要地、国家保密地区和其他需要特别保护的区域内	本工程地处油田开发区域内，距离自然保护区等敏感点较远，不在城市工农业发展规划区、农业保护区、自然保护区、风景名胜区、文物(考古)保护区、生活饮用水水源保护区、供水远景规划区、矿产资源储备区、军事要地、国家保密地区和其他需要特别保护的区域内	符合

续表6.7-2　　**固废填埋场选址符合性一览表**

标准规范	相关条文	本工程	符合性
《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)	选址的标高应位于重现期不小于50年一遇的洪水位之上，并建设在长远规划中的水库等人工蓄水设施的淹没区和保护区之外	填埋场东距和田河37.4km，填埋场标高1180m，且近50年工程选址未发生过洪水	符合
	应避开破坏性地震及活动构造区；活动中的塌陷、滑波和隆起地带；活动中的断裂带；石灰岩熔洞发育带；废弃矿区的活动塌陷区；活动沙丘区；海啸及涌浪影响区；湿地；尚未稳定的冲积扇及冲沟地区；泥炭以及其他可能危及填埋场安全的区域	工程区无活动断裂带分布，相对应的抗震设防烈度为6度。项目区地震结构稳定	符合
《生活垃圾卫生填埋处理技术规范》(GB50869-2013)	符合当地城市总体规划、区域规划及城市环境卫生专业规划要求	本工程符合《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》的相关要求，本工程不在城市总体规划及环境卫生设施建设规划的范围内	不冲突
	应与当地的大气防护、水土资源保护、自然保护及生态平衡要求相一致；	本工程与和田地区大气防护、大气防护、水土资源保护、自然保护及生态平衡要求不冲突	不冲突
	交通方便，运距合理	本工程服务于和田河气田，服务对象与填埋场由气田公路连通，运距较短	符合
	人口密度、土地利用价值及征地费用均应合理	本工程所在区域为塔克拉玛干沙漠中部，人烟稀少，征地费用合理	符合
	位于地下水贫乏地区、环境保护目标的地下水流向下游地区及夏季主导风向下风向	本工程2.5km范围内无环境空气敏感点，周边无水源地	符合
《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)	一般工业固体废物贮存场、填埋场的选址应符合环境保护法律法规及相关法定规划要求	本工程填埋场选址符合环境保护法律法规及相关法定规划要求	符合
	贮存场、填埋场的位置与周围居民区的距离应依据环境影响评价文件及审批意见确定	本工程填埋场位于塔克拉玛干沙漠中部，周边2.5km范围内无居民等敏感点	符合
	贮存场、填埋场不得选在生态保护红线区域、永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域内	本工程填埋场距拟定生态保护红线4.5km，不在生态保护红线、永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域内	符合
	贮存场、填埋场应避开活动断层、溶洞区、天然滑坡或泥石流影响区以及湿地等区域	本工程填埋场选址无不良工程地质作用，场地和地基土稳定，本区域无活动断裂带、溶洞区分布	符合

续表6.7-2　　固废填埋场选址符合性一览表

标准规范	相关条文	本工程	符合性
《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)	贮存场、填埋场不得选在江河、湖泊、运河、渠道、水库最高水位线以下的滩地和岸坡，以及国家和地方长远规划中的水库等人工蓄水设施的淹没区和保护区之内	本工程填埋场标高1180m，近年项目选址未发生过洪水	符合

综合以上分析，本工程填埋场选址基本符合《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)、《生活垃圾卫生填埋处理技术规范》(GB50869-2013)和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中相关选址要求。

6.8 场区平面布置的可行性分析

6.8.1 工艺衔接

根据场址地形地貌及当地气候条件，将整体场区按功能分区划为填埋作业区和生活污水蓄水区两部分。

填埋作业区位于场区南部，场区周围设置防洪坝，拦截场区外可能发生的洪水；场区东北部为生活污水蓄水区，以道路与填埋区分开，减轻来自作业区的影响。

本工程填埋场所在地夏季最多风向为WNW风。根据现场踏勘，填埋场场界2.5km内无居民居住区，可有效避免填埋场各污染物对居民生活的影响。

6.8.2 对场界环境影响分析

由环境空气影响预测结果分析可知，颗粒物无组织排放对四周场界贡献浓度值满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)无组织排放监控浓度限值的要求；H_2S、NH_3无组织排放对四周场界贡献浓度值满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1中二级标准要求；由声环境影响预测结果分析可知，项目对四周场界的噪声贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类标准要求。

6.9 垃圾运输途中污染防治措施可行性分析

本工程拟采用如下措施控制垃圾运输中的污染：

(1)生活垃圾运输采用垃圾压缩式专用车，可有效减少垃圾沿途洒漏；

(2)认真检修、严格监管各运输车辆，切实保证垃圾运输仓封闭，严禁运输中垃圾的泄漏和臭味的逸散；

结合类比调查结果，上述垃圾运输途中污染防治措施是可行的。

7 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

7.1 经济效益分析

本工程投资 114440 元，环保投资 826.5 万元，环保投资占总投资的比例为 0.7%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

7.2 社会效益分析

本工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前天然气供应紧张、与时俱进的形势，同时，气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了气田基础设施的建设。

因此本工程具有良好的社会效益。

7.3 环境措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出废水通过处理厂的污水处理系统处理，处理达标后回用，节约了使用新鲜水的资金。

由此看来，本工程采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

7.3.1 环保措施的环境效益

（1）废气

本工程采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。燃气热水锅炉和脱水装置重沸器采用清洁能源-天然气作为燃料，污染物均能达标排放。食堂油烟经过油烟净化器处理

后通过食堂风机窗口排出，可满足《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)中表 2 要求。生活污水处理设施、渗滤液收集池和渗滤液处理设施采用盖板封闭，减少臭味气体的排放。

（2）废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至钻试修废弃物环保处理站；采出废水、脱水装置废水和废脱硫剂依托 500 万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层；生活污水、软水制备废水和锅炉排污水经生活污水处理设施处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至转油站东侧生活污水蓄水池；本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置 1 套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB 上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区。

（3）固体废弃物

本工程产生的固体废物包括生活垃圾、废树脂、化粪池沉渣、栅渣和危险废物。生活垃圾、废树脂、化粪池沉渣、栅渣和污泥定期清运至本工程新建固废填埋场填埋处理，危险废物收集后定期由有危废处置资质单位接收处置，减少了对环境的影响。

本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置 1 套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，渗滤液处理设施处理过程中会产生污泥，产生量为 2t/a，收集后清运至本工程新建固废填埋场填埋处理。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的

技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.3.2 环境损失分析

本工程在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

本工程将扰动、影响沙漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆荒漠林生态功能的经济价值平均为 50×10^4元/km^2～60×10^4元/km^2，根据项目永久占地面积(约 0.2997km^2)，计算得出生态经济损失预计 17.982×10^4元。结合本工程区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

7.3.2 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些设施的经济效益也很可观。

7.4 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 826.5 万元，环境保护投资占总投资的 0.7%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理、HSE 管理体系与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，加强环境监测是了解和掌握工程排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来一定的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本工程在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、HSE(健康、安全与环境)管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理

8.1.1 施工期环境管理

本评价对本工程施工期环境管理提出如下要求：

(1)建设单位应配备一名具有环保专业知识的技术人员,专职或兼职负责施工期的环境保护工作，其主要职责如下：

①根据国家及地方政策有关施工管理条例和施工操作规范，结合本工程的特点，制定施工环境管理条例，为施工单位的施工活动提出具体要求；

②监督、检查施工单位对条例的执行情况；

③参与有关环境纠纷和污染事故的调查处理工作。

(2)施工单位设置一名专职或兼职环境保护人员，其主要职责为：

①按建设单位和环境影响评价的要求制定文明施工计划，向当地环保行政部门提交施工阶段环境保护报告；

②与业主单位环保人员一同制定施工环境管理条例；

③定期检查施工过程中环境管理条例实施情况,并督促有关人员进行整改；

④定期听取生态环境部门、建设单位对施工污染影响的意见，以便进一步

加强文明施工。

8.1.2 营运期环境管理

根据国家有关规定要求，为切实加强环境保护工作，搞好气田污染源的监控，值班人员应同时负责气田环保管理工作。

（1)本工程运行期的 HSE 管理体系纳入中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 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）负责和田河气田的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。

（6）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。

8.2 HSE(健康、安全与环境)管理体系建立

塔里木油田分公司在环境保护工作部署中，已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律、法规和各项方针政策，紧紧围绕油田分公司改革和发展的总目标，以宣传为先导、以管理为中心、以科技为依托，全面建立和实施 HSE 管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，已逐步形成完整的 HSE 管理体系。

8.2.1 建设期的 HSE 管理计划

8.2.1.1 HSE 方针和目标

参加本工程建设的施工作业队伍应遵循以下 HSE 方针和目标：

(1)各项活动都遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条例，同时满足建设单位对健康、安全和环境的有关要求。

(2)参加施工作业的全体员工首先通过教育、培训，提高环境意识，认识到

健康、安全与环境问题的重要性，认识到工程建设对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高保护环境的能力。

(3)将 HSE 管理体系作为施工单位管理制度的重要组成部分,把环境保护管理工作贯穿于施工的全过程，使各种环境影响降到最低限度。

(4)在施工期间，尽可能做到不毁坏施工作业面附近的生态环境，施工完后尽快恢复受影响区域的原貌。

(5)加强施工作业营地管理，作业和生活产生的污水、垃圾、废弃物要集中处理，不乱扔乱排。

(6)对施工单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

8.2.1.2 组织机构和职责

本工程施工期间的 HSE 管理机构实行逐级负责制，上设项目经理，项目经理下面设置 HSE 部门经理，施工队设置 HSE 负责人和现场 HSE 协调员。

(1)项目经理

•项目经理作为最高管理者负责制定 HSE 方针和 HSE 目标；

•采取相应的措施使 HSE 管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；

•为 HSE 管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；

•坚持进行监视、记录和审查；负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；

•任命 HSE 部门经理。

(2)HSE 部门经理

•在 HSE 事务中代表项目经理行使职权；

•监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；

•宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例、环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；

•组织员工进行 HSE 教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查，并定期组织召开 HSE 管理会议；

•在施工过程中，发现问题，及时向项目经理汇报、提出建议，使项目经理对管理体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；

(3)HSE 负责人和 HSE 工程师

•负责施工期间 HSE 管理措施的编制、实施和检查；

•对施工期间出现的环境问题加以分析；

•监督施工现场对 HSE 管理措施的落实情况；

•协助 HSE 部门经理宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；

•配合 HSE 部门经理组织施工人员进行教育和培训；

•及时向 HSE 部门经理汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议，为 HSE 审查和改进提供依据。

(4)全体施工人员

•每位施工人员应清楚地意识到环境保护的重要性；

•执行 HSE 管理规程、标准；

•了解对环境的影响和可能发生的事故；

•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。

8.2.1.3 培训

为提高施工作业人员的环境意识和能力,对参加施工作业的人员进行培训，培训内容如下：

(1)提高各级管理人员和全体施工作业人员的环境保护意识

•学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规及建设单位对环境的要求；

•认清环境保护的目标和指标；

•认识到遵守环境方针与工作程序，及符合 HSE 管理体系要求的重要性；

•认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

(2)从事环境保护工作的能力

•减少、收集和处理废弃物的方法；

•保护及恢复地表的方法；

•处理工程建设可能引起的其它污染情况等。

8.2.1.4 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

(1)所有文件都必须报建设单位审批；

(2)经批准的文件及时下发给各个施工队，要求他们按照文件执行；

(3)所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

(4)根据当地政府和建设单位的要求及时修改有关文件,确保现存文件的适宜性；

(5)凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位,都能得到有关文件的现行版本；

(6)文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；

(7)所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

(8)所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，并在工程结束时同其它记录一起交给建设单位。

8.2.1.5 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在工程施工期间要进行不定期的检查和 HSE 审核，在工程结束时，不但进行工程质量检查验收，还要进行 HSE 工作审核验收。综上所述，HSE 管理体系的运作方式用图 8.2-1 简示如下：

此运作方式也适合运营期的HSE管理体系。

8.2.2 运营期HSE管理计划

8.2.2.1 HSE方针和目标

运营期管理遵循以下HSE方针：

(1)遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条款，同时满足上级主管单位对健康、安全和环境的有关要求。

(2)工程运营期的全体员工首先通过教育、培训，不断提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性；通过教育、培训，提高正确使用健康、安全和环境保护设施以及应急处理方面的能力。

(3)将HSE管理体系作为本工程各环节管理制度的重要组成部分,把环境保护管理工作贯穿于本工程运营期管理的全过程中，使风险和环境影响降到最低限度。

(4)有效地处理垃圾填埋过程中产生的废水、废气，尽最大努力减少对环境的污染。

(5)上级主管部门对运营期管理单位的HSE管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到HSE管理体系的持续改进。

8.2.2.2 组织机构和职责

根据塔里木油田的特点和已建油气田多年运行经验，本工程HSE管理体系纳入塔里木油田分公司统一进行管理。

8.2.2.3 培训

为提高全体员工的HSE意识和能力，应对工程的全体管理及工作人员进行上岗培训，考核合格后方可投入工作，培训内容如下：

(1)提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

•学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府有关自然保护区的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；

•了解塔里木油田分公司环境保护的目标和指标；

•认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

(2)从事环境保护工作的能力

•熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程；

•掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法，按要求处理和处置废水、废气和固体废物等的方法；

•掌握事故的预防和紧急处理方法。

8.2.2.4 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

(1)所有文件都必须经报上级主管单位的 HSE 管理部门审批；

(2)经批准的文件及时下发给各个有关岗位，要求他们按照文件执行；

(3)所有文件都要专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

(4)根据政府和上级单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；

(5)凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位,都能得到有关文件的现行版本；

(6)文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以注明；

(7)所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管。

(8)所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录。

8.3 企业环境信息公开

8.3.1 公开内容

(1)基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：杨学文

生产地址：新疆和田地区墨玉县境北部；和田末站改建工程位于和田市境内，和田火车站东北 1.8km 处

主要产品及规模：①部署 26 口井（新井 9 口、老井 17 口，其中老井利用 12 口、老井措施 1 口、排水采气井 2 口、排水试验井 1 口、气田水回注井 1 口）；②新建采气井场 9 座(MA4-5H 井、MA4-7H 井、MA2-1H 井、MA5-10H 井、MA8-2H 井、MA2-3H 井、MA3-3H 井、MA8-3H 井、MA8-1H 井)，单井井场改造 2 座(MA5-2H 井、MA4-10H 井)；③新建气举站 3 座(MA4-8H 气举站、MA4-H4 气举站、MA5-4H 气举站)；④集气站改造 3 座（玛 4 集气站、玛 8 集气站、玛 2 集气站）；⑤新建配套综合公寓 1 座；⑥新建固废填埋场 1 座(包括 1 座生活垃圾填埋池，容积为 42250m^3；1 座一般工业固废填埋池，容积为 17500m^3；1 座生活污水蓄水池，容积为 32400m^3；该填埋场主要接收和田河气田产生的生活垃圾和一般工业固体废物，服务年限为 20 年)；⑦新建回注站 1 座(和田 2 井回注站)；⑧改建和田末站；⑨改建 500 万方油气处理厂(降级为集气总站)；⑩新建采气管线 9 条，总长 24.8km；改线管线 6 条，总长 6km；两厂间管线 2 条，总长 17.6km；还气管线 2 条，总长 2km；燃料气管线 1 条，总长 1.7km；气举管线 3 条，总长 21.2km；输水管线 8 条，总长 76.8km；转水管线 1 条，总长 13.2km。管道均采用埋地敷设方式，管顶埋深距自然地坪 1.5m；⑫建设道路 17.7km。配套建设土建、通信、电气、自控等。工程建成后产气规模为 $3.3\times10^8 m^3/d$。

(2)排污信息

本工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3-29、3-31、3-34。

本工程污染物排放标准见表 2.3-5。

本工程污染物排放量情况见表 3.8-1。

本工程污染物总量控制指标情况见表 3.8-1。

(3)环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见和田河气田现行突发环境风险应急预案。

(4)环境监测计划

本工程环境监测计划见表 8-2。

8.2.2 公开方式及时间要求

公式方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方

式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3 污染物排放清单

本工程污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1 **本工程污染物排放清单一览表**

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标(t/a)	执行标准(mg/m^3)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量(Nm^3/h)	排放浓度(mg/m^3)	排气筒高度(m)	内径(m)			
废气	综合公寓	1#燃气热水锅炉烟气	燃用净化后的天然气	—	颗粒物 SO_2 NO_X	3360	1239	20 4 200	23	0.2	SO_2：0.0358 NO_X：1.858	颗粒物≤20 SO_2≤50 NO_X≤200	按照《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)相关规定执行
		2#燃气热水锅炉烟气	燃用净化后的天然气	—	颗粒物 SO_2 NO_X	3360	1239	20 4 200	23	0.2			
	玛8集气站	玛8集气站重沸器烟气	燃用净化后的天然气	—	颗粒物 SO_2 NO_X	8000	60.2	20 4 200	8	0.05			
	玛2集气站	玛2集气站重沸器烟气	燃用净化后的天然气	—	颗粒物 SO_2 NO_X	8000	60.2	20 4 200	8	0.05			
	综合公寓	食堂油烟	油烟净化器	—	油烟	2190	4000	2	—	—		油烟≤2	按照《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)相关规定执行
	综合公寓	生活污水处理设施无组织废气	盖板封闭	—	H_2S NH_3 臭气浓度	8760	—	—	—	—		H_2S≤0.06 NH_3≤1.5 臭气浓度≤20	按照《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)相关规定执行

续表 8.3-1

本工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标(t/a)	执行标准(mg/m^3)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量(Nm^3/h)	排放浓度(mg/m^3)	排气筒高度(m)	内径(m)			
废气	固废填埋场	生活垃圾填埋池填埋气	及时覆土，加强管理	—	H_2S NH_3 臭气浓度	8760	—	—	—	—	SO_2：0.0358 NO_X：1.858	H_2S≤0.06 NH_3≤1.5 臭气浓度≤20	按照《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)相关规定执行
		生活垃圾填埋池装卸扬尘	设置洒水车，定期洒水抑尘	—	颗粒物	730	—	—	—	—		颗粒物≤1.0	按照《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)相关规定执行
		一般工业固废填埋池装卸扬尘	设置洒水车，定期洒水抑尘	—	颗粒物	730	—	—	—	—		颗粒物≤1.0	
		渗滤液收集池无组织废气*	盖板封闭	—	H_2S NH_3 臭气浓度	8760	—	—	—	—		H_2S≤0.06 NH_3≤1.5 臭气浓度≤20	按照《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)相关规定执行
		渗滤液处理设施无组织废气*	盖板封闭	—	H_2S NH_3 臭气浓度	8760	—	—	—	—			

续表 8.3-1

本工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标(t/a)	执行标准(mg/m^3)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段h/a	标况烟气量(Nm^3/h)	排放浓度(mg/m^3)	排气筒高度(m)	内径(m)			
废气	井场	井场无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气	—	非甲烷总烃 H_2S	8760	—	—	—	—	SO_2：0.0358 NO_x：1.858	非甲烷总烃≤4.0 H_2S≤0.06	非甲烷总烃按照《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；硫化氢按照《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)相关规定执行
	气举站	气举站无组织废气		—	非甲烷总烃 H_2S	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃≤4.0 H_2S≤0.06	
	和田末站	和田末站无组织废气		—	非甲烷总烃 H_2S	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃≤4.0 H_2S≤0.06	
	玛4集气站	玛4集气站无组织废气		—	非甲烷总烃 H_2S	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃≤4.0 H_2S≤0.06	非甲烷总烃按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；硫化氢按照《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)相关规定执行
	玛8集气站	玛8集气站无组织废气		—	非甲烷总烃 H_2S	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃≤4.0 H_2S≤0.06	
	玛2集气站	玛2集气站无组织废气		—	非甲烷总烃 H_2S	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃≤4.0 H_2S≤0.06	
	500万方油气处理厂	500万方油气处理厂无组织废气		—	非甲烷总烃 H_2S	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃≤4.0 H_2S≤0.06	

续表 8.3-1

本工程污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标(t/a)	执行标准(mg/L)	环境监测要求
废水	井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	—	哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站	—	悬浮固体含量≤30 含油量≤50 硫化氢含量≤2	—
	气田采出水	石油类 SS	气田各生产井采出液输至500万方油气处理厂，分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层	—	不外排	—		—
	脱水装置废水	石油类 SS	全部进入500万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层	—	不外排	—		—
	废脱硫剂	噻二嗪	全部进入500万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层	—	不外排	—		—
	生活污水	SS、COD、NH_3-N、BOD_5	经隔油池和化粪池处理后排入生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建固废填埋场内生活污水蓄水池	—	不外排	—	pH≤6～9 COD≤200mg/L SS≤100mg/L 粪大肠菌群数≤40000MPN/L 蛔虫卵个数≤2个/L	—
	软水制备废水	SS	收集后排入综合公寓新建生活污水处理设施	—	不外排	—		—
	锅炉排污水	SS	收集后排入综合公寓新建生活污水处理设施	—	不外排	—		—

续表 8.3-1

本工程污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标(t/a)	执行标准(mg/L)	环境监测要求
废水	渗滤液*	色度、SS、COD、BOD_5、总氮、总磷、NH_3-N、总砷、总汞、总铅、总铬	本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区	—	不外排	—	pH≤6～9 COD≤200mg/L SS≤100mg/L 粪大肠菌群数≤40000MPN/L 蛔虫卵个数≤2个/L	—

序号	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准	环境监测要求
噪声	井场	采气树	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪10dB(A)	厂界 昼间≤65dB(A)； 夜间≤55dB(A)	按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中规定执行
		计量撬	L_{eq}		降噪10dB(A)		
		甲醇加注撬	L_{eq}		降噪10dB(A)		
		缓蚀剂加注撬	L_{eq}		降噪10dB(A)		
		井下作业(压裂、修井等)	L_{eq}	偶发噪声，修井作业时间短，呈阶段性	降噪10dB(A)		
		火炬	L_{eq}	事故状态下偶发噪声	降噪10dB(A)		
	气举站	抗硫气液分离器橇	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪10dB(A)	厂界 昼间≤65dB(A)； 夜间≤55dB(A)	
		气田水转输泵橇	L_{eq}		降噪10dB(A)		

续表 8.3-1

本工程污染物排放清单一览表

序号	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准	环境监测要求
噪声	改建井场	抗硫气液分离器橇	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 10dB(A)	厂界 昼间≤65dB(A)； 夜间≤55dB(A)	按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中规定执行
		气田水转输泵橇	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 10dB(A)		
	玛4集气站	气田水转输泵橇	L_{eq}		降噪 10dB(A)	厂界 昼间≤65dB(A)； 夜间≤55dB(A)	
	玛8集气站、玛2集气站	抗硫气液分离器橇	L_{eq}		降噪 10dB(A)	厂界 昼间≤65dB(A)； 夜间≤55dB(A)	
		气田水转输泵橇	L_{eq}		降噪 10dB(A)		
		三甘醇脱水装置	L_{eq}		降噪 10dB(A)		
		脱硫装置	L_{eq}		降噪 10dB(A)		
	和田2井回注站	高压回注泵	L_{eq}	厂房隔声、基础减振	降噪 15dB(A)	厂界 昼间≤65dB(A)； 夜间≤55dB(A)	
	500万方油气处理厂	电驱往复式压缩机橇	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 10dB(A)	厂界 昼间≤65dB(A)； 夜间≤55dB(A)	
		抗硫旋风分离器橇	L_{eq}		降噪 10dB(A)		

续表 8.3-1

本工程污染物排放清单一览表

序号	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准	环境监测要求
噪声	500万方油气处理厂	药剂加注撬	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 10dB(A)	厂界 昼间≤65dB(A)； 夜间≤55dB(A)	按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中规定执行
		气田水转输泵	L_{eq}		降噪 10dB(A)		
	和田末站	计量调压橇	L_{eq}		降噪 10dB(A)	厂界 昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)	
	综合公寓	燃气热水锅炉	L_{eq}	厂房隔声、基础减振	降噪 15dB(A)	厂界 昼间≤65dB(A)； 夜间≤55dB(A)	
		提升泵	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 15dB(A)		
		外排泵	L_{eq}		降噪 15dB(A)		
	固废填埋场	推土机	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 10dB(A)	厂界 昼间≤65dB(A)； 夜间≤55dB(A)	
		洒水车	L_{eq}		降噪 10dB(A)		
	泵类	泵类	L_{eq}		降噪 10dB(A)		

序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	执行标准	监测要求
固废	含油废物	含油物质(危险废物 HW08)	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排		严格按照《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)相关规定进行
	清管废渣	含油物质(危险废物 HW08)				

续表 8.3-1

本工程污染物排放清单一览表

序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	执行标准	监测要求
固废	过滤废渣	含油物质(危险废物 HW08)	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排		严格按照《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)相关规定进行
	废树脂	一般工业固废	收集后清运至本工程新建固废填埋场填埋处理			按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)相关规定进行
	化粪池沉渣	一般工业固废				按照《生活垃圾填埋场污染物控制标准》(GB16889-2008)相关规定进行
	栅渣	一般工业固废				
	生活污水处理设施污泥	一般工业固废				
	渗滤液处理设施污泥*	一般工业固废				
	生活垃圾	生活垃圾				
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行				

注：*经类比分析，本工程前期无渗滤液产生，无渗滤液收集池无组织废气、渗滤液处理设施无组织废气和污泥产生；若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置 1 套渗滤液处理设施。

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。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水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、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，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

8.4.2 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，也可由塔里木油田分公司的质量检测中心承担。

8.4.3 监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，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，制定本工程的监测计划和工作方案。

本工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。本工程固废填埋场封场后监测内容及频率见表 8.4-2。

表 8.4-1　　**本工程监测计划一览表**

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	燃气热水锅炉烟气	颗粒物、SO_2、NO_X	排气筒采样孔	每季 1 次
	重沸器烟气	颗粒物、SO_2、NO_X	排气筒采样孔	每季 1 次
	生活污水处理设施无组织废气	H_2S、NH_3、臭气浓度	下风向厂界外 10m 范围内	每季 1 次
	固废填埋场无组织废气填埋气	颗粒物、H_2S、NH_3、臭气浓度	下风向厂界外 10m 范围内	地方环境保护行政主管部门每3个月进行一次监督性监测
	井场、气举站、集气站、和田末站、500 万方油气处理厂无组织废气	非甲烷总烃、H_2S	下风向厂界外 10m 范围内	每季 1 次

续表 8.4-1　　**本工程监测计划一览表**

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
噪声	场站场界噪声	L_{eq}	厂界外 1m	每季 1 次
地下水	固废填埋场	pH、浑浊度、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氯化物、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、铅、氟、镉、铁、锰、铜、锌、粪大肠菌群	①本底井，一眼，设在填埋场地下水流向上游 30～50m 处；②污染扩散井，两眼，分别设在垂直填埋场地下水走向的两侧各 30～50m 处；③污染源监测井，两眼，分别设在填埋场地下水流向下游 30m、50m 处。	①在垃圾填埋场投入使用之前应监测地下水本底水平，在垃圾填埋场投入使用之时即对地下水进行持续监测，直至封场后填埋场产生的渗滤液中水污染物质量浓度连续两年低于《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)表 2 中的限值为止。 ②填埋场管理机构对污染扩散井和污染监测井的水质监测频率应不少于每 2 周一次，对本底井的水质监测频率应不少于每个月一次
	气田区	pH、耗氧量、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氨氮、硫化物、亚硝酸盐、硝酸盐、挥发性酚类、石油类、汞、砷、镉、六价铬、铅、铜、锌、苯、甲苯	气田区中部	每年监测一次
其他		防渗衬层	防渗衬层完整性	固废填埋场管理机构每 6 个月进行一次

表 8.4-2　　**本工程固废填埋场封场后监测内容及频率**

监测内容	监测位置	监测项目	监测频率
废气	下风向场界外 10m 范围内	颗粒物、H_2S、NH_3、臭气浓度	每年监测一次
地下水	①本底井，一眼，设在填埋场地下水流向上游 30～50m 处；②污染扩散井，两眼，分别设在垂直填埋场地下水走向的两侧各 30～50m 处；③污染源监测井，两眼，分别设在填埋场地下水流向下游 30m、50m 处	pH、浑浊度、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氯化物、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、铅、氟、镉、铁、锰、铜、锌、粪大肠菌群	①监测至封场后填埋场产生的渗滤液中水污染物质量浓度连续两年低于《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)表 2 中的限值为止 ②化学需氧量、生化需氧量、悬浮物、总氮、氨氮每 3 个月测定一次，其他指标每年一次

8.4.4 设备及管线组件泄漏检测与控制

参照《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)中挥发性有机物控制有关要求，挥发性有机物流经以下设备与管线组件时，应进行泄漏检测与控制：泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等。

(1)泄漏检测周期

根据设备与管线组件的类型采用不用的泄漏检测周期：

①泵、阀门、开口阀或开口管线、取样连接系统每 3 个月检测一次；

②法兰及其他连接件、其他密封设备每 6 个月检测一次；

③对于挥发性有机物流经的初次开工开始运转的设备和管线组件，应在开工后 30 日内对其进行第一次检测；

④挥发性有机液体流经的设备和管线组件每周进行牧师观察，检查其密封处是否出现滴液现象。

(2)泄漏的认定

出现以下情况，则认定为发生了泄漏：

①有机气体或或挥发性有机液体流经的设备与管线组件，采用氢火焰离子化检测仪(以甲烷或丙烷为校正气体)，泄漏检测值大于等于 2000μmol/mol；

②其他挥发性有机液体流经的设备与管线组件，采用氢火焰离子化检测仪(以甲烷或丙烷为校正气体)，泄漏检测值大于等于 500μmol/mol。

(3)泄漏修复

①当检测到泄漏时，在可行条件下应尽快维修，一般不晚于发现泄漏后 15 日；

②首次(尝试)维修不应晚于检测到泄漏后 5 日。首次尝试维修应当包括(但不限于)以下描述的相关措施：拧紧密封螺母或压盖、在设计压力及温度下密封冲洗；

③若检测到泄漏后，在不关闭工艺单元的条件下，在 15 日内进行维修技术上不可行，则可以延迟维修，但不应晚于最近一个停工期。

(4)记录要求

泄漏检测应记录检测时间、检测仪器读数；修复时应记录修复时间和确认已完成修复的时间，记录修复后检测仪器读数，记录应保存 1 年以上。

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1。

表 8.5-1 **环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
废气	1	燃气热水锅炉烟气	以净化后天然气为燃料+23m 高排气筒	2	颗粒物≤20mg/m^3 SO_2≤50mg/m^3 NO_X≤200mg/m^3	2	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值
	2	重沸器烟气	以净化后天然气为燃料+8m 高排气筒	2	颗粒物≤20mg/m^3 SO_2≤50mg/m^3 NO_X≤200mg/m^3	1	
	3	食堂油烟	油烟净化器	1	油烟≤2mg/m^3	1	《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)中表 2 中型要求
	4	生活污水处理设施无组织废气	盖板封闭	—	H_2S≤0.06 NH_3≤1.5 臭气浓度≤20	1	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)表 1 新改扩建项目二级标准
	5	生活垃圾填埋池填埋气	及时覆土，加强管理	—	H_2S≤0.06 NH_3≤1.5 臭气浓度≤20	20	
	6	生活垃圾填埋池装卸扬尘	设置洒水车，定期洒水抑尘	—	颗粒物≤1.0	20	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表 2 无组织排放监控浓度限值
	7	一般工业固废填埋池装卸扬尘	设置洒水车，定期洒水抑尘	—	颗粒物≤1.0		
	8	渗滤液收集池无组织废气*	盖板封闭	—	H_2S≤0.06 NH_3≤1.5 臭气浓度≤20	0.5	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)表 1 新改扩建项目二级标准
	9	渗滤液处理设施无组织废气*	盖板封闭	—	H_2S≤0.06 NH_3≤1.5 臭气浓度≤20		
	10	井场、气举站、和田末站无组织废气	加强管道、阀门的检修和维护	—	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m^3	—	《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

续表 8.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
废气	10	井场、气举站、和田末站无组织废气	加强管道、阀门的检修和维护	—	厂界硫化氢≤0.06mg/m^3	—	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新改扩建项目二级标准
	11	集气站、500 万方油气处理厂无组织废气	加强管道、阀门的检修和维护	—	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m^3	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
				—	厂界硫化氢≤0.06mg/m^3	—	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新改扩建项目二级标准
废水	1	井下作业废水	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	—	不外排	20	保证实施
	2	气田采出水	气田各生产井采出液输至 500 万方油气处理厂，分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层	—	不外排	—	保证实施
	3	脱水装置废水	全部进入 500 万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层	—		—	
	4	废脱硫剂		—		10	
	5	集气站生活污水	排入化粪池暂存，定期拉运至综合公寓新建生活污水处理设施进行处理	1	pH≤6-9 COD≤200mg/L SS≤100mg/L 粪大肠杆菌≤40000MPN/L 蛔虫卵个数≤2个/L	500	《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 C 级标准
	6	综合公寓生活污水	经隔油池和化粪池处理后排入生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建固废填埋场内生活污水蓄水池				

续表 8.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源		环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
废水	7	渗滤液*		本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区	1	色度≤40 COD≤100mg/L SS≤30mg/L BOD_5≤30mg/L 总氮≤40mg/L 总磷≤3mg/L NH_3-N≤25mg/L 大肠菌群数≤10000个/L Cd≤0.01mg/L Cr^{6+}≤0.05mg/L As≤0.1mg/L Pb≤0.1mg/L Hg≤0.001mg/L 总铬≤0.1mg/L	—	《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)表2标准限值
噪声	1	井场	采气树	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	—	厂界达标： 昼间≤65dB(A) 夜间≤55dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类区排放限值
	2		计量撬		—		—	
	3		甲醇加注撬		—		—	
	4		缓蚀剂加注撬		—		—	
	5	气举站	抗硫气液分离器橇		—		—	
	6		气田水转输泵橇		—		—	
	7	改建井场	抗硫气液分离器橇		—		—	
	8		气田水转输泵橇		—		—	
	9	玛4集气站	气田水转输泵橇		—		—	
	10	玛8集气站、玛2集气站	抗硫气液分离器橇		—		—	
	11		气田水转输泵橇		—		—	
	12		三甘醇脱水装置		—		—	
	13		脱硫装置		—		—	

续表 8.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源		环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
噪声	14	和田2井回注站	高压回注泵	厂房隔声、基础减振	1	厂界达标：昼间≤65dB(A)夜间≤55dB(A)	5	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类区排放限值
	15	500万方油气处理厂	电驱往复式压缩机橇	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	—		—	
	16		抗硫旋风分离器橇		—		—	
	17		药剂加注撬		—		—	
	18		气田水转输泵		—		—	
	19	和田末站	计量调压橇		—	厂界达标：昼间≤60dB(A)夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区排放限值
	20	综合公寓	燃气热水锅炉	厂房隔声、基础减振	1	厂界达标：昼间≤65dB(A)夜间≤55dB(A)	10	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区排放限值
	21		提升泵					
	22		外排泵					
	23	固废填埋场	推土机	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	—		—	
	24		洒水车		—		—	
	25		泵类		—		—	
固体废物	1	含油废物		严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	—	全部妥善处置，不外排	2	《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)，《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T3998-2017)
	2	清管废渣			—		1	
	3	过滤废渣			—		2	
	4	废树脂		收集后清运至本工程新建固废填埋场填埋处理	—		1	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)

续表 8.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
固体废物	5	化粪池沉渣	收集后清运至本工程新建固废填埋场填埋处理	—	全部妥善处置，不外排	—	《生活垃圾填埋场污染物控制标准》(GB16889-2008)
	6	栅渣		—		—	
	7	生活污水处理设施污泥		—		—	
	8	渗滤液处理设施污泥*		—		—	
	9	生活垃圾		—		—	
防渗	1	重点防渗区	防渗层防渗性能不应低于6.0m厚渗透系数为1×10^{-7}cm/s黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于1.0×10^{-10}cm/s	—	—
	2	一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1×10^{-7}cm/s黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于1.0×10^{-7}cm/s	—	—
	3	简单防渗区	地面硬化或绿化处理	—	进行硬化或绿化处理	—	—
其他	1	风险防范措施	H_2S、甲醇检测、报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置		50	—
			消防器材				—
			警戒标语标牌				—
			应急救援预案	应急保障措施按照环境风险应急预案进行设置		10	—
	2	生态保护	井场恢复			50	植被恢复，恢复程度不低于开发前
			水土保持			100	—
合计				—		826.5	—

注：*经类比分析，本工程前期无渗滤液产生，无渗滤液收集池无组织废气、渗滤液处理设施无组织废气和污泥产生；若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置 1 套渗滤液处理设施。

9 结论与建议

9.1 建设项目情况

9.1.1 项目概况

项目名称：和田河气田开发调整方案地面工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①部署 26 口井（新井 9 口、老井 17 口，其中老井利用 12 口、老井措施 1 口、排水采气井 2 口、排水试验井 1 口、气田水回注井 1 口）；②新建采气井场 9 座(MA4-5H 井、MA4-7H 井、MA2-1H 井、MA5-10H 井、MA8-2H 井、MA2-3H 井、MA3-3H 井、MA8-3H 井、MA8-1H 井)，单井井场改造 2 座(MA5-2H 井、MA4-10H 井)；③新建气举站 3 座(MA4-8H 气举站、MA4-H4 气举站、MA5-4H 气举站)；④集气站改造 3 座（玛 4 集气站、玛 8 集气站、玛 2 集气站）；⑤新建配套综合公寓 1 座；⑥新建固废填埋场 1 座(包括 1 座生活垃圾填埋池，容积为 42250m^3；1 座一般工业固废填埋池，容积为 17500m^3；1 座生活污水蓄水池，容积为 32400m^3；该填埋场主要接收和田河气田产生的生活垃圾和一般工业固体废物，服务年限为 20 年)；⑦新建回注站 1 座(和田 2 井回注站)；⑧改建和田末站；⑨改建 500 万方油气处理厂(降级为集气总站)；⑩新建采气管线 9 条，总长 24.8km；改线管线 6 条，总长 6km；两厂间管线 2 条，总长 17.6km；还气管线 2 条，总长 2km；燃料气管线 1 条，总长 1.7km；气举管线 3 条，总长 21.2km；输水管线 8 条，总长 76.8km；转水管线 1 条，总长 13.2km。管道均采用埋地敷设方式，管顶埋深距自然地坪 1.5m；⑫建设道路 17.7km。配套建设土建、通信、电气、自控等。

建设规模：产气量 $3.3\times10^8m^3/d$。

项目投资和环保投资：项目总投资 114440 万元，其中环保投资 826.5 万元，占总投资的 0.7%。

劳动定员及工作制度：玛 8 集气站和玛 2 集气站各新增值班人员 2 人，综合公寓最大承载人数为 400 人。

9.1.2 项目选址

本工程天然气开采集输建设工程位于新疆和田地区墨玉县境北部；和田末站改建工程位于和田市境内，和田火车站东北 1.8km 处。区域以油气开采为主，现状占地以荒漠为主，除和田末站改建工程外选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。

9.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发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)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号)相关内容，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目。因此，本工程的建设符合国家产业政策要求。

本工程属于塔里木油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》。本工程不涉及生态环保红线及水源地、风景名胜区等其他环境敏感区，本次开发调整方案中和田末站改建工程位于和田市境内，和田市属于新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的自治区级重点开发区域；其它建设内容位于墨玉县北部，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，与主体功能区划不冲突。

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

环境质量现状监测结果表明：监测期间各监测点 NH_3 和硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 的标准。

地下水环境质量现状监测结果表明：本工程地下水监测点中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物和氟化物存在超标现象，评价区地下水中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物和氟化物超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，并非受人类活动所致。除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物和氟化物之外的其它监测因子的标准指数均小于 1，满足《地下水质量标准》

(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明：各井场声环境质量监测点昼间为25～47dB(A)，夜间为24～41(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)3类区标准要求；和田末站声环境质量监测点昼间为40.5～47.7dB(A)，夜间为38.3～42.6dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。

9.2.2 环境保护目标

本工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区、珍稀动植物资源等敏感目标，根据工程性质及周围环境特征，将评价范围内的居民点作为大气环境保护目标；本工程周边无地表水体，且工程不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标;工程周边200m范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将井场占地外50m和管线两侧200m范围内的土壤作为土壤环境保护目标；本工程生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的对象，因此，不再设置生态保护目标；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

9.3 拟采取环保措施的可行性

9.3.1 废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

(1)所有的锅炉用气均用净化后的天然气作为燃料,从而减少有害物质的排放。

(2)工程采用密闭集输工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材

料，站场和阀室以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设ESD系统，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

(3)本工程定期巡检，确保集输系统安全运行。

(4)固废填埋场扬尘主要为扬风起尘和固废倾倒产生的扬尘,固废填埋作业区粉尘浓度与气候、风速等有较大关系，本工程通过作业时加大洒水和及时覆土，大风天气严禁作业，粉尘(颗粒物)可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2无组织排放监控浓度限值(周界外浓度最高点1.0mg/Nm^3)要求。

(5)生活污水处理设施、渗滤液收集池和渗滤液处理设施均采用盖板封闭，减少臭味气体的逸散。

(6)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

从以往同类管道、井场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

9.3.2 废水污染源及治理措施

本工程营运期产生的废水主要有气田采出水、井下作业废水、脱水装置废水、废脱硫剂、生活污水。其中气田各生产井采出液输至500万方油气处理厂，分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；玛8集气站、玛2集气站脱水装置产生的废水全部进入500万方油气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层；玛8集气站、玛2集气站三嗪溶液脱硫装置产生的废脱硫剂全部进入500万方油气处理厂采出水处理装置进行处理,处理达标后回注地层；本工程营运期玛8集气站、玛2集气站值班人员和综合公寓住宿办公人员产生的生活污水经化粪池处理后排入综合公寓内生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建固废填埋场内生活污水蓄水池；本工程固废填埋场填埋前期不产生渗滤液，若填埋后期产生渗滤液，本工程将设置1套撬装式渗滤液处理设施用于处理固废填埋场产生的渗滤液，采用“调节池+UASB上流式厌氧反应器+SBR+混凝沉淀”处理工艺，经处理后的废水回喷填埋区。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

气田生产阶段，噪声源主要集中在各场站。噪声源为各类机泵、锅炉、压缩机、分离器、计量撬、火炬等。噪声源强在 90～105dB(A),常用设备如压缩机、分离器、计量撬、锅炉、各种机泵类采取基础减震的措施，降噪效果可到 1015dB(A)至 15dB(A)；火炬、井下作业等属于偶发噪声，持续时间短，随着操作的结束而消失。。

9.3.4 固体废物及处理措施

本工程产生的固体废物包括生活垃圾、废树脂、化粪池沉渣、栅渣、污泥、含油废物、清管废渣和过滤废渣。其中生活垃圾、废树脂、化粪池沉渣、栅渣、污泥收集后送本工程新建固废填埋场填埋处理。含油废物、清管废渣和过滤废渣为危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

本项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 0.819 μg/m^3、占标率为 0.18%；SO_2 最大落地浓度为 0.162 μg/m^3、占标率为 0.03%；NO_2 最大落地浓度为 8.186 μg/m^3、占标率为 4.09%；非甲烷总烃最大落地浓度为 184.82 μg/m^3、占标率为 9.24%；H_2S 最大落地浓度为 0.765 μg/m^3、占标率为 7.65%，$D_{10\%}$均未出现；NH_3 最大落地浓度为 8.535 μg/m^3、占标率为 4.27%，$D_{10\%}$均未出现；TSP 最大落地浓度为 6.644 μg/m^3、占标率为 0.74%，$D_{10\%}$均未出现。

本工程实施后井场、气举站、和田末站无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 13.441～365.16 μg/m^3，满足《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；集气站和 500 万方油气处理厂无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 44.567～565.62 μg/m^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)中边界污染物控制要求；各场站对四周厂界 H_2S 浓度贡献值为 0.19172～4.07 μg/m^3、对四周厂界 NH_3 浓度贡献值为 0.096～1.99087 μg/m^3 满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值；对四周厂界 TSP 浓度贡献值为 5.771～10.964701 μg/m^3 满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控点浓度限值颗粒物 1.0mg/m^3 的要求。

本项目实施后，井场各废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

9.4.2 地下水环境影响

(1)环境水文地质现状

区域包气带岩性主要为粉土质砂和粉砂，包气带平均厚度约为6m，包气带防污性能为弱。区域地下水类型为单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，地下水潜水水位埋深5～30m左右。地下水的补给来源主要是地表水流入补给。由于区域气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。工程所在区域地下水的总体流向是从西南向东北方向径流。地下水一部分通过潜水蒸发和向北部沙漠区的地下水侧向径流排泄。

(2)地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，采气树管线与法兰连接处油品渗漏、生活污水调节池和渗滤液收集池泄漏，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

(3)地下水环境污染防控措施

本评价建议本工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。

①严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610－2016)“11.2.2分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934－2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求。防渗措施的设计使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

②建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划；对输送管道、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

③在制定环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4)地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施地下水污染应急处置的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

9.4.3 声环境影响

本工程各场站噪声源对四周场界的噪声预测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类区噪声排放限值要求；和田末站噪声源对四周场界的噪声预测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区噪声排放限值要求。因此，本工程运营过程不会对周围声环境产生明显影响。

9.4.4 固体废物环境影响

本工程产生的固体废物全部妥善处置，在落实本工程提出的控制措施的情况下不会对周围环境造成二次污染。

9.4.5 生态影响

生态影响评价分析表明本工程地面基础设施建设完成后，井场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目气田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

9.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子：SO_2、NO_X、VOCs。项目营运期SO_2排放量为0.0358t/a，NO_x排放量为1.858t/a，VOCs排放量为2.294t/a。

9.6 环境风险评价

和田河气田已制定了应急预案，本次开发方案实施后，将结合本工程新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

9.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、

报纸公示征求公众意见。调查结果表明：本工程的建设得到了当地公众的支持，没有公众提出反对意见。

9.8 项目可行性结论

综上所述，本工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对场址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险水平可接受。从环境保护角度出发，项目可行。