

1 概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，石油资源储量约为 $107.6 \times 10^8 \text{ t}$ ，天然气资源储量约为 $8.39 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。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。

塔里木油田分公司富满油田是主力天然气上产区块，尤其在冬季保供期间，产量的稳定尤为重要。根据最新油田提供的油气产量预测，富满油田 2025 年预测产量 $485.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，2030 年预测产量达到峰值 $635 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。富满油田已建成满深联合站和哈一联合站 2 大油气处理中心，最大处理能力为 $440 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，同时满深联合站拟建设 1 座 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 低压伴生气处理通用橇，最大处理能力为 $60 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，以提高富满油田伴生气处理能力，建成后富满油田自建装置最大伴生气处理能力 $500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，剩余处理缺口可依托第三方处理。由于富满油田原料气中硫化氢含量超出设计值并根据油田开发需求，满深联合站未来 2~3 年将满负荷运行，硫磺回收装置处理存在干基硫磺 20t/d 处理缺口。

塔里木油田分公司决定投资 9828.25 万元，实施“满深联合站硫磺回收装置扩建工程”。拟建工程建设性质为扩建，主要建设内容为：①满深联合站新建 1 套 20t/d 二级常规克劳斯硫磺回收装置；②新建 1 套尾气处理装置，采用加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧工艺，尾气经 35m 高排气筒排放；③配套建设土建、通信、供电、给排水、仪表等。项目建成后满深联合站新增硫磺回收能力 20t/d，能满足联合站全厂的酸气处理需求。

1.2 环境影响评价工作过程

本工程建设性质为扩建，位于新疆阿克苏地区沙雅县。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》和“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。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），拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“涉

及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2025 年 5 月 7 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建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项目现场，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 2025 年 5 月 12 日在《阿克苏新闻网》进行第一次网络信息公示，并开展工程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 2025 年 8 月 8 日至 8 月 21 日在《阿克苏新闻网》对本工程环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2025 年 8 月 14 日、2025 年 8 月 15 日在《阿克苏日报》（刊号：CN65-0012）对本工程环评信息进行了公示；塔里木油田分公司向阿克苏地区生态环境局报批环境影响报告书前，于 2025 年 9 月 3 日在《阿克苏新闻网》网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。根据塔里木油田分公司提供的《满深联合站硫磺回收装置扩建工程公众参与说明书》，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。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

拟建工程属于石油开采配套硫磺回收项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令 第 7 号），拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油、天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

（2）规划符合性判定

拟建工程属于塔里木油田分公司石油开采配套硫磺回收项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《阿克苏地区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》

《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

（3）生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近为 20.5km，不在生态保护红线内；拟建工程硫磺回收装置尾气采取加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧处理措施，经 35m 高烟囱排放，硫磺回收装置无组织废气采取密闭流程，加强设备管理，加强阀门的检修与维护等措施。拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目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；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控要求。

（4）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、声环境影响评价等级为二级、土壤（污染影响型）环境影响评价等级为二级、生态影响评价等级为三级、环境风险评价等级为二级。

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的实施对区域环境空气、地下水、声环境、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）拟建工程硫磺回收装置尾气采取加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧处理措施，经 35m 高烟囱排放， SO_2 排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 1 天然气净化厂硫磺回收装置大气污染物排放限值（规模 $<200t/d$ ）；颗粒物、 NO_x 排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 新污染源大气污染物排放限值二级标准；硫磺回收装置无组织排放的 H_2S 可满足《恶臭污染物排放标准》

(GB14554-93) 中新扩改建二级标准限值。拟建工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 拟建工程废水主要为蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水，输送至满深联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 表 1 第 V 类水质标准后回注地层。即拟建工程无废水排入地表水体，对地表水环境影响可接受。

(3) 拟建工程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和地下水污染应急处置的前提下，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，对地下水环境影响可以接受，从土壤环境影响角度项目可行。

(4) 拟建工程选用低噪声设备，采取基础减振，对风机进出口加装消声器等措施，站场场界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求。

(5) 拟建工程运营期产生的废机油、废油桶、废催化剂、废瓷球均属于危险废物。废机油进入满深联合站原油处理系统资源回用，废油桶、废废催化剂、废瓷球收集暂存后委托有资质单位处置。

(6) 拟建工程对区域地表造成扰动，施工完成后，在采取相应措施后施工过程对生态环境造成的影响可自然恢复。从生态影响的角度分析，本工程可行。

(7) 拟建工程涉及的风险物质主要包括天然气、 H_2S 、硫，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 环境影响评价的主要结论

综合分析，拟建工程属于石油开采配套硫磺回收项目，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，满足新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目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提供的《满深联合站硫磺回收装置扩建工程公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建工程建设可行。

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》(2003年9月1日施行,2018年12月29日修正);

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

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

(5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》(2021年12月24日发布,2022年6月5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》(2002年10月1日施行,2016年7月2日修正);

(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》(2002年1月1日施行,2018年10月26日修正);

(10) 《中华人民共和国水土保持法》(2010年12月25日修订,2011年3月1日施行);

(11) 《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);

(12) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012年2月29日发布);

(13) 《中华人民共和国矿产资源法(2024年修订)》(2024年11月8日修订,2025年7月1日施行);

(14)《中华人民共和国野生动物保护法》(2022年12月30日修正,2023年5月1日施行);

(15)《中华人民共和国突发事件应对法》(2024年6月28日修订,2024年11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 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见》(2024年3月6日);

(2)《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》(2021年11月2日);

(3)《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);

(4)《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);

(5)《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》(国发〔2023〕24号,2023年11月30日发布并实施);

(6)《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);

(7)《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);

(8)《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);

(9)《地下水管理条例》(国务院令 第748号,2021年10月21日发布,2021年12月1日施行);

(10)《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》(国发〔2021〕23号);

(11)《产业结构调整指导目录(2024年本)》(国家发展改革委令 2023年第7号,2023年12月27日发布,2024年1月1日施行);

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

(13) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号);

(14) 《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号, 2018 年 7 月 16 日发布, 2019 年 1 月 1 日施行);

(15) 《国家危险废物名录(2025 年版)》(部令第 36 号);

(16) 《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 日施行);

(17) 《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部令第 24 号, 2021 年 12 月 11 日发布, 2022 年 2 月 8 日施行);

(18) 《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23 号, 2021 年 11 月 30 日发布, 2022 年 1 月 1 日施行);

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

(20) 《危险废物排除管理清单(2021 年版)》(环境部公告 2021 年第 66 号);

(21) 《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(环境部公告 2013 年第 31 号, 2013 年 5 月 24 日实施);

(22) 《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号, 2021 年 2 月 1 日发布并实施);

(23) 《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号, 2021 年 9 月 7 日发布并实施);

(24) 《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》(环评〔2016〕150 号, 2016 年 10 月 26 日发布并实施);

(25) 《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);

(26) 《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);

(27) 《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);

(28) 《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);

(29) 《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);

(30) 《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(环大气〔2021〕65号, 2021年8月4日发布并实施);

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

(32) 《关于进一步优化环境影响评价工作的意见》(环办环评〔2023〕52号);

(33) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评〔2017〕84号, 2017年11月14日发布并实施);

(34) 《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);

(35) 《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);

(36) 《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);

(37) 《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》(生态环境部公告2024年第4号);

(38) 《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)。

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日修正, 2006年12月1日施行);

(2) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修正)》(2018年9月21日修正, 2017年1月1日施行);

(3)《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);

(4)《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);

(5)《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);

(6)《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》(2013年7月31日修正,2013年10月1日施行);

(7)《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);

(8)《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发〔2020〕142号);

(9)《新疆生态环境保护“十四五”规划》;

(10)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;

(11)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(12)《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》;

(13)《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》(新环环评发〔2024〕157号);

(14)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018—2030年)》;

(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);

(16)《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》(2024年12月3日发布,2025年1月1日施行);

(17)《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》;

(18)《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》(新政发〔2023〕63号);

(19)《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》(新林护字〔2022〕8号)(2022年2月9日);

(20)《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)》(新政发〔2022〕75号,2022年9月18日施行);

(21)《关于印发〈新疆国家重点保护野生动物名录〉的通知》(自治区林业和草原局 自治区农业农村厅,2021年7月28日);

(22)《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》;

(23)《新疆维吾尔自治区环境保护条例(修正)》(自治区13届人大第6次会议,2018年9月21日);

(24)《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案的通知》(新政办发〔2024〕58号);

(25)《自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》(新水〔2019〕4号);

(26)《阿克苏地区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》;

(27)《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案(动态更新)〉的通知》(阿克苏地区生态环境局 2024年10月28日);

(28)《关于印发〈阿克苏地区水污染防治工作方案〉的通知》(阿行署办〔2016〕104号);

(29)《关于印发〈阿克苏地区土壤污染防治工作方案〉的通知》(阿行署发〔2017〕68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》(HJ2.4-2021);

(6)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022);

(7)《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(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》

(HJ349-2023)；

(10)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)；

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

(12)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

(13)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；

(14)《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《满深联合站硫磺回收装置扩建工程可行性研究报告》；

(2)《环境质量现状检测报告》；

(3)塔里木油田分公司提供的其他资料；

(4)环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1)依法评价

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

(2)科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本工程建设对环境质量的影响。

(3)突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2.2 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”“排污许可”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。

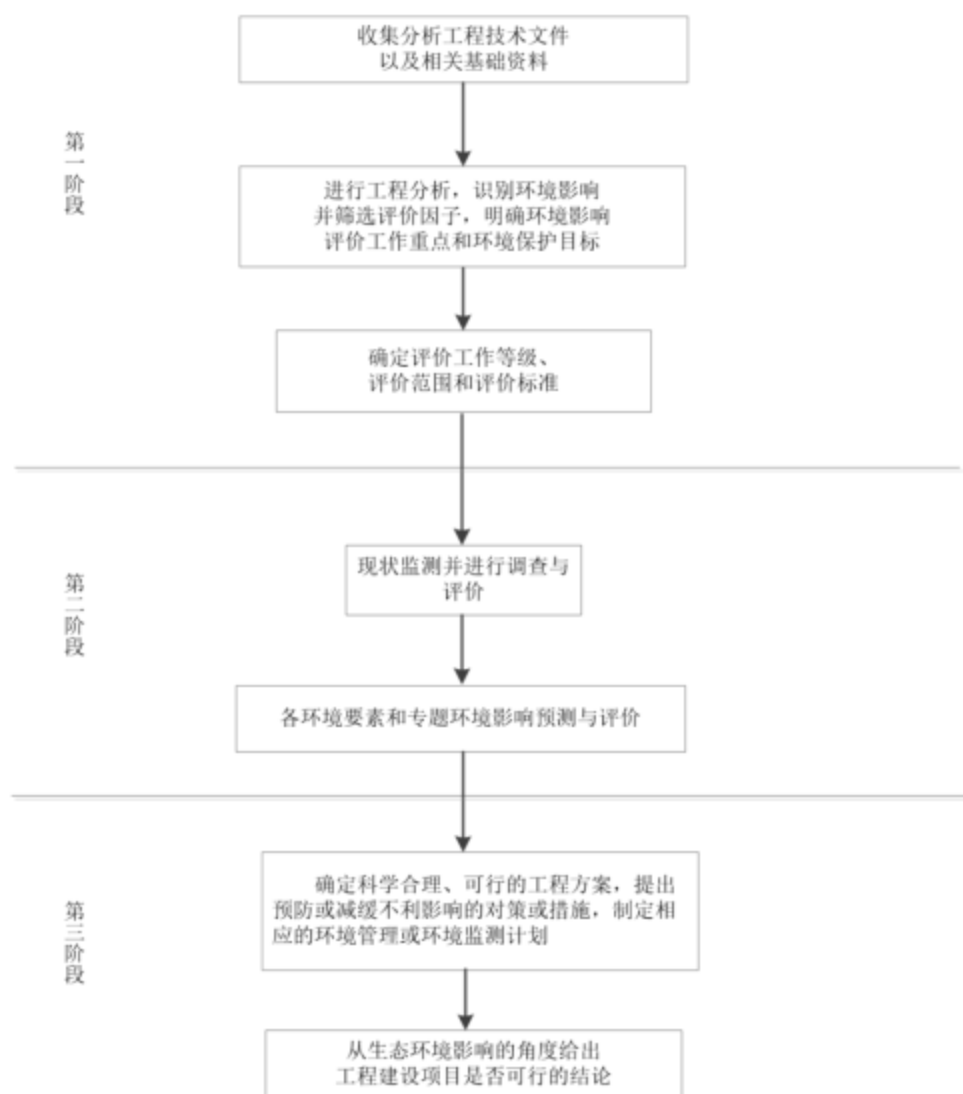


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据拟建工程主要污染源污染因子及区域环境特征，对项目实施后的主要环境影响因素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

环境因素		施工期	运营期	退役期
		油气处理工程	油气处理工程	地面设备设施拆除工程
自然环境	环境空气	-1D	-1C	-1D
	地表水	—	—	—
	地下水	-1D	-1C	—
	声环境	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	-1D	-1C	—
生态环境	地表扰动	-1C	—	-1C
	植被覆盖度	-1C	—	+1C
	生物量损失	-1C	—	—
	生态系统完整性	-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，项目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、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营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、地下水环境、土壤环境及生态系统完整性等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气和声环境的短期负面影响，以及对生态环境的长期正面影响。

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，以及拟建工程特点和污染物排放特征，确定拟建工程评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 拟建工程评价因子一览表

环境要素	油气处理工程		地面设备设施拆除工程
时期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、C ₂ H ₆	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、H ₂ S	颗粒物
地下水	—	pH、SS、硫酸盐、石油类	—
土壤	—	pH、SS、硫酸盐、石油类	—
生态	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性	生态系统完整性	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性
噪声	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
固体废物	施工土方、焊接及吹扫废渣、生活垃圾	废机油、废油桶、废废催化剂、废瓷球	建筑垃圾、废弃管线、废弃设备、设备残余废液
环境风险	—	天然气、H ₂ S、硫	—

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

拟建工程位于富满油田内，属于油气勘探开发区域，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；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）地下水质量分类规定，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；项目区域以油气开采为主要功能，声环境属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区。

2.4.2 环境质量标准

环境空气：PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃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；H₂S 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/m³的标准。

地下水：项目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：执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准。

土壤：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；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）中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。

上述各标准的标准值见表 2.4-1 至表 2.4-3。

表 2.4-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	二级标准	单位	标准来源
环境空气	PM ₁₀	年平均	70	μg/m ³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单标准
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	SO ₂	年平均	60		
		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/m ³	
		1 小时平均	10		
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³		
	1 小时平均	200			
H ₂ S	1 小时平均	0.01	mg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值	
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	—	

续表 2.4-1 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	pH	6.5~8.5	—	《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
	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	≤1.00		
	锌	≤1.00	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
	铝	≤0.20		
	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	≤3.0	CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表 1 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		
	硒	≤0.01		
镉	≤0.005			
铬（六价）	≤0.05			
铅	≤0.01			
三氯甲烷	≤0.06			

续表 2.4-1 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	四氯化碳	≤ 0.002	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表1 毒理学指标中Ⅲ类
	苯	≤ 0.01		
	甲苯	≤ 0.7		
	石油类	≤ 0.05	mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) Ⅲ类标准
声环境	$L_{\text{eq,T}}$	昼间	60	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2类区标准
		夜间	50	

表 2.4-2 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	23	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	24	氯乙烯	0.43
3	六价铬	5.7	25	苯	4
4	铜	18000	26	氯苯	270
5	铅	800	27	1, 2-二氯苯	560
6	汞	38	28	1, 4-二氯苯	20
7	镍	900	29	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	30	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	31	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	32	间/对二甲苯	570
11	1, 1-二氯乙烷	9	33	邻二甲苯	640
12	1, 2-二氯乙烷	5	34	硝基苯	76
13	1, 1-二氯乙烯	66	35	苯胺	260
14	顺 1, 2-二氯乙烯	596	36	2-氯酚	2256
15	反-1, 2-二氯乙烯	54	37	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

续表 2.4-2 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)
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	42	蒎	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并 (a, h) 蒎	1.5
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	44	茚并 (1, 2, 3-c, d) 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 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500

表 2.4-3 农用地土壤污染风险筛选值

污染项目		风险筛选值 (mg/kg)
		pH>7.5
镉	其他	0.6
汞	其他	3.4
砷	其他	25
铅	其他	170
铬	其他	250
铜	其他	100
镍		190
锌		300

2.4.3 污染物排放标准

废气：尾气焚烧炉外排烟气 SO₂排放浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中表 1 天然气净化厂硫磺回收装置大气污染物排放限值（规模<200t/d）；颗粒物、NO_x排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中表 2 新污染源大气污染物排放限值二级标准；硫磺回收装置无组织排放的 H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中新扩改建二级标准限值。

废水：蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送至采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 表 1 第 V 类水质标准后回注地层。

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；运营期站场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

固体废物：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）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

表 2.4-4 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	硫磺回收装置无组织废气	H ₂ S	0.06	mg/m ³	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 新改扩建项目二级标准
	硫磺回收装置尾气	SO ₂	800	mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）表 1 天然气净化厂硫磺回收装置大气污染物排放限值（规模<200t/d）
		颗粒物	120	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 新污染源大气污染物排放限值二级标准
			31（35m高排气筒）	kg/h	
		NO _x	240	mg/m ³	
			5.95（35m高排气筒）	kg/h	
废水	蒸汽发生器排污、汽提塔排污、设备清洗废水	悬浮固体含量	35.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中表 1 V级水质主要控制指标
		悬浮物颗粒直径中值	5.5	μm	
		含油量	100.0	mg/L	
		平均腐蚀率	0.076	mm/a	
施工噪声	L _{Aeq,T}	昼间	70	dB（A）	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
		夜间	55		
场界噪声	L _{Aeq,T}	昼间	60	dB（A）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准
		夜间	50		

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

2.5.1.1 生态影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则·生态影响》（HJ19-2022）中 6.1 评价等级判定，结合建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，生态评价等级划

分为一级、二级和三级。根据以下原则确定评价等级：

- (1) 拟建工程不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园。
- (2) 拟建工程不涉及生态保护红线。
- (3) 拟建工程地下水水位或土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标。
- (4) 根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，拟建工程不属于水文要素影响型建设项目。
- (5) 拟建工程永久占地面积 0.84hm^2 ，临时占地 0.35hm^2 ，总面积 $\leq 20\text{km}^2$ 。
- (6) 拟建工程不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2022)中划分依据，确定拟建工程生态环境评价工作等级为三级。

2.5.1.2 生态影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，项目生态影响评价范围为满深联合站周围 50m 范围。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

2.5.2.1 地下水环境影响评价等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，拟建工程扩建硫磺回收装置建设内容属于常规石油开采站场，项目类别为 I 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 2.5-1。

表 2.5-1 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区

续表 2.5-1 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
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式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
不敏感	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	

本工程调查评价范围内不涉及集中式及分散式饮用水水源，不属于集中式饮用水水源准保护区和准保护区以外的补给径流区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区及保护区以外的分布区，不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源及其保护区以外的补给径流区，项目区域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 2.5-2。

表 2.5-2 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	—	—	二
较敏感	—	二	三
不敏感	二	三	三

拟建工程扩建硫磺回收装置建设内容类别为 I 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.5.2.2 地下水环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），项目地下水环境影响评价范围为满深联合站地下水流向上游 1km，下游 3km，两侧外扩 1km，面积为 8km² 的区域。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

2.5.3.1 地表水环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），拟建工程废水主要为蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水，输送至满深联

合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层。同时根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），项目废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体，地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.5.3.2 地表水环境影响评价范围

拟建工程重点分析依托采出水处理设施的环境可行性。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

2.5.4.1 土壤环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域土壤盐分含量小于 2g/kg，区域 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，不属于土壤盐化、酸化和碱化地区，拟建工程类别按照污染影响型项目考虑。

（1）建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程满深联合站扩建硫磺回收装置建设内容属于常规石油开采站场，项目类别为 I 类。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5 \sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。

满深联合站及本次新增占地面积为 18.31hm^2 ，占地规模为中型。

（3）建设项目敏感程度

拟建工程周边 1km 范围内不涉及耕地等敏感点，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

（4）评价工作等级判定

拟建工程满深联合站扩建硫磺回收装置建设内容类别为 I 类项目、环境敏感程度为不敏感，土壤环境污染影响评价工作等级为二级。

2.4.4.2 土壤环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境影响评价范围为满深联合站边界外扩 200m。

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

2.5.5.1 大气环境影响评价等级

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”，选择项目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

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

ρ_{0i} ——第*i*个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

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

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。拟建工程周边 3km 半径范围内不涉及城市建成区，因此，拟建工程估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

（3）模型参数和污染源及其预测结果

拟建工程估算模式参数取值见表2.5-3；废气污染源参数见表2.5-4和表2.5-5，坐标以满深联合站中心为原点（0,0,0）；相关污染物预测及计算结果见表2.5-6。

表2.5-3 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/℃		-24.2
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		沙漠化荒地
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	90×90
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2.5-4 主要废气污染源参数一览表（点源，100%负荷）

污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度/m	排气筒出口内径/m	烟气流量（m³/h）	工况烟气流速（m/s）	烟气温度（℃）	年排放小时数（h）	排放工况	污染因子	排放速率（kg/h）
	经度（°）	纬度（°）										
硫磺回收装置尾气			955	35	0.4	5320	11.8	260	8000	正常	PM ₁₀	0.106
											SO ₂	1.541
											NO ₂	1.045

表2.5-5 主要废气污染源参数一览表（面源，100%负荷）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/（kg/h）
	经度（°）	纬度（°）									
硫磺回收装置区无组织废气			955	100	84	0	8	8760	正常	H ₂ S	0.0020

表 2.5-6 P_{max}及D10%预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
硫磺回收装置尾气	PM ₁₀	0.758	450	0.17	8.64	52	—
	SO ₂	11.026	500	2.21			
	NO ₂	7.477	200	3.74			
硫磺回收装置区无组织废气	硫化氢	0.864	10	8.64		155	

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果，拟建工程外排废气污染物 $P_{max}=8.64\% < 10\%$ ，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，拟建工程大气环境影响评价工作等级为二级。

2.5.5.2 大气环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)，项目大气环境影响评价范围为以满深联合站为中心边长 5km 的矩形区域。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

2.5.6.1 声环境影响评价等级

(1) 声环境功能区类别

拟建工程位于富满油田区域，周边区域以油气开采为主要功能，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

项目周围 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》(HJ2.4-2021) 中声环境影响评价等级划分原则，确定拟建工程声环境影响评价工作等级为二级。

2.5.6.2 声环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2021)，项目声环境影

响评价范围为满深联合站边界外 200m 范围。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

2.5.7.1 环境风险评价等级

2.5.7.1.1 危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

拟建工程在生产、使用、储存过程中涉及有毒有害、易燃易爆物质，参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 确定危险物质的临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M），按附录 C 对危险物质及工艺系统危险性（P）等级进行判断。

拟建工程存在多种危险物质，则按式（1-1）计算物质总质量与其临界量比值（Q）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \cdots \frac{q_n}{Q_n} \quad (\text{式 1-1})$$

式中： $q_1, q_2 \cdots q_n$ 每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2 \cdots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

拟建工程涉及的各危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.5-7。

表 2.5-7 建设项目 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_i /t	临界量 Q_i /t	该种危险物质Q值
硫磺回收装置	1	天然气	—	0.0023	10	0.00023
	2	H ₂ S	7783-06-4	0.56	2.5	0.224
液硫池	3	硫	63705-05-5	400	10	40
项目 Q 值						40.22423

经计算，拟建工程 Q 值为 40.22423，故危险物质数量与临界量比值为 $10 \leq Q < 100$ 。

（2）行业及生产工艺（M）

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 40。将 M 划分为（1） $M > 20$ ；（2） $10 < M \leq 20$ ；（3） $5 < M \leq 10$ ；（4） $M = 5$ ，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 2.5-8 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、氨基化工艺、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 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（P） $\geq 10.0\text{MPa}$ ；
^b长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

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），拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”。项目涉及加氢反应器 1 套（加氢工艺）、液硫池 1 座（危险物质贮存罐区）。经计算，建设项目 M 分值为 15，根据导则附录 C 划分要求，M 值划分为 M2。

（3）危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，危险物质及工艺系统危险性等级（P）确定方法见表 2.5-9。

表 2.5-9 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

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

拟建工程危险物质数量与临界量比值 $10 \leq Q < 100$ ，行业及生产工艺（M）划分为 M2，由表 9-4 可知，建设项目危险物质及工艺系统危险性为 P2。

2.5.7.1.2 环境敏感程度（E）的分级

根据环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 D 对建设项目大气、地表水、地下水环境敏感程度（E）等级分别进行判断。

（1）大气环境敏感程度（E）的分级

根据导则规定，大气环境敏感程度分为三种类型，分级原则见表 2.5-10。

表 2.5-10 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地区；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；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

根据环境敏感目标调查结果可知，满深联合站周边无居住区、医疗卫生、文化教育等机构，500m 范围内人口总数小于 500 人，对照表 2.4-11，最终确定大气环境敏感程度为 E3。

（2）地表水环境敏感程度（E）的分级

根据导则规定，地表水功能敏感性分区方法见表 2.5-11，地表水环境敏感目标分级方法见表 2.5-12，地表水环境敏感程度分级见表 2.5-13。

表 2.5-11 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 2.5-12 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，危险物质泄漏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；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏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 2.5-13 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

满深联合站周边无地表水体，对照表 2.4-12，地表水功能敏感性为低敏感 F3。厂区下游 10km 范围内不涉及农村及分散式饮用水水源井，对照表 2.4-13，最终确定地表水环境敏感目标分级为 S3。对照表 2.4-14 最终确定拟建工程地表水环境敏感程度分级为 E3。

（3）地下水环境敏感程度（E）的分级

根据导则规定，地下水功能敏感性分区方法见表 2.5-14，包气带防污性能分级方法见表 2.5-15，地下水环境敏感程度分级见表 2.5-16。

表 2.5-14 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

续表 2.5-14 地下水功能敏感性分区一览表

分级	地下水环境敏感特征
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	

表 2.5-15 包气带防污性能分级一览表

分级	包气带岩土渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$, $k \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续稳定
D2	$0.5m \leq Mb \leq 1.0m$, $k \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s < k \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 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。	

表 2.5-16 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

拟建工程占地范围不属于集中式饮用水水源（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，所在区域内无分散式饮用水井。对照地下水功能敏感性分区表，确定地下水功能敏感性为低敏感G3。

根据水文地质调查可知，项目场地区域局部范围天然包气带防污性能为“弱”，确定包气带防污性能分级为 D1。

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，对照地下水环境敏感程度分级表，确定地下水环境敏感程度分级为 E2。

2.5.7.1.3 建设项目环境风险潜势判断

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV⁺级。建设项目环境风险潜势划分方法见表 2.5-17。

表 2.5-18 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度	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 ^a	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

注：IV^a为极高环境风险。

对照表 2.5-18，确定拟建工程大气环境风险潜势为 III，地表水环境风险潜势为 III，地下水环境风险潜势为 III。因此拟建工程环境风险潜势综合等级为 III。

2.5.7.1.4 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表 2.5-19。

表 2.5-19 环境风险评价工作等级划分一览表

环境风险潜势	IV、IV ^a	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 2.5-19 可知，拟建工程环境风险潜势为 III，因此拟建工程确定环境风险评价等级为二级。

2.5.7.2 环境风险评价范围

(1) 大气环境风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)有关评价范围的要求，拟建工程大气环境风险评价为二级，结合项目周边情况，本次评价满深联合站厂界外扩 5km 的范围作为本次大气环境风险评价范围。

(2) 地表水环境风险评价范围

拟建工程运营期蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水，输送至满深联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排，同时项目周边无地表水体，故不再设置地表水环境风险评价范围。

(3) 地下水环境风险评价范围

拟建工程地下水环境风险评价范围同地下水评价范围，即项目满深联合站

地下水流向上游 1km，下游 3km，两侧外扩 1km，面积为 8km² 的区域。

2.6 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；站场边界外扩 200m 范围内无土壤环境保护目标，因此不再设置土壤环境保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区、重要物种（南疆沙蜥）作为生态保护目标；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 2.6-1 至 2.6-3。

表 2.6-1 地下水环境保护目标一览表

名称	与项目位置关系		供水人口（人）	井深（m）	备注	功能要求
	方位	距离（m）				
评价范围内潜水含水层	—	—	—	—	—	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类

表2.6-2 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离（m）
生态	塔里木河流域水土流失重点治理区	满深联合站周围 50m 范围	—
	重要物种（南疆沙蜥）		—

表2.6-3 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
大气环境	站场周边 5km 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	—	—	—	—
	站场周边 500m 范围内人口数小计					0
	站场周边 5km 范围内人口数小计					0
	集输管线周边 200m 内					0
	大气环境敏感程度 E 值					E3

续表2.6-3 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征				
地表水	序号	受纳水体名称	水域环境功能	24h内流经范围	与排放点距离
	1	—	—	—	—
	地表水环境敏感程度E值				
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能
	1	评价范围内潜水含水层	G3	III类	D1
	地下水环境敏感程度E值				

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内 容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响因素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
3	建设项目工程概况和工程分析	现有工程：基本情况、产品方案、主要技术经济指标、主要生产设施、主要原辅材料消耗、公辅工程、工艺流程及排污节点、污染源及治理措施、“三同时”执行情况、与排污许可衔接情况、污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见。 在建工程：基本情况、产品方案、主要技术经济指标、主要生产设施、原辅材料、公辅工程、工艺流程、污染源及治理措施、“三同时”执行情况、污染物排放量。 拟建工程：基本情况、产品方案、主要经济技术指标、主要生产设施、原辅材料、硫平衡、公辅工程、地面设备设施拆除工程、依托工程。 工程分析：工艺流程及排污节点分析、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产分析、污染物排放量、污染物总量控制分析。 拟建工程实施后满深联合站建设情况汇总：拟建工程实施后满深联合站建设概况、拟建工程实施后满深联合站产品方案、拟建工程实施后满深联合站主要技术经济指标、三本账。 相关政策法规、规划符合性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、地下水环境现状调查与评价、地表水环境现状调查与评价、土壤环境现状调查与评价、大气环境现状调查与评价、声环境现状调查与评价
5	环境影响预测与评价	生态影响评价、地下水环境影响评价、地表水环境影响评价、土壤环境影响评价、大气环境影响评价、声环境影响评价、固体废物影响分析、环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对拟建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

续表 2.7-1

评价内容一览表

序号	项 目	内 容
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论
8	环境影响经济损益分析	从项目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
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、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
10	结论	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

2.7.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状，确定拟建工程评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水环境影响评价、土壤环境影响评价、生态影响评价和环境保护措施可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

拟建工程评价时段分为施工期、运营期、退役期三个时段。

2.8.2 评价方法

拟建工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法等。

3 建设项目工程概况和工程分析

3.1 现有工程

3.1.1 基本情况

现有工程基本情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 现有工程基本情况一览表

序号	单元名称		工程内容
1	主体工程	天然气处理装置	1 套天然气处理装置，天然气处理规模为 $200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
2		原油处理装置	1 套原油处理装置，原油处理规模 $200 \times 10^4 \text{t/a}$
3		硫磺回收装置	硫磺回收规模（干基）为 10t/d
4		采出水处理系统	设计规模 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ，包括采出水处理、采出水回注
5	公辅工程	进站、外输阀组	集气、集油、收发球筒
6		放空及火炬系统	1 套高压放空系统、1 套低压放空系统，高压放空气量 $190 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，低压放空气量 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
7		空氮站	最大供风能力 $381 \text{Nm}^3/\text{h}$
8		变电所	110kV 变电所 1 座
9		给排水系统	生活及生产用水由水源井管输至满深联合站，生活污水依托满深联合站公寓生活污水处理装置，处理达标后用于联合站和倒班公寓植被绿化
10		消防水站	2 座 1500m^3 消防水罐，消防水储备量 2400m^3
11		供热站	3 台 8MW 热媒炉（2 用 1 备）
12		中控楼	SCADA 系统
13	储运工程	通信站	主要为富满油田相关生活及办公场所提供语音、计算机网络、有线电视、数据传输及安防系统
14		事故罐区	2 座 5000m^3 固定顶罐
15		危废暂存间	建筑面积 42m^2
16	储运工程	硫磺成型厂房	建筑面积 240m^2
17	劳动定员工作制度		现有人员 100 人，采取五班三运转制度，年工作时间 8000h

3.1.2 产品方案

现有工程产品方案见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有工程产品方案一览表

序号	产品名称	设计生产规模	现状生产规模	去向
1	净化天然气	$200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	外输至哈一联合站

续表 3.1-2 现有工程产品方案一览表

序号	产品名称	设计生产规模	现状生产规模	去向
2	净化原油	200×10 ⁴ t/a	170×10 ⁴ t/a	外输至哈一联合站
3	硫膏（含水率 30%）	14t/d	10t/d	装车外运至塔三联硫磺精制装置

3.1.3 主要技术经济指标

现有工程主要技术经济指标见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	工艺指标	原油处理规模	10 ⁴ t/a	200
2		天然气处理规模	10 ⁴ m ³ /d	200
3		采出水处理规模	m ³ /d	1500
4		原油转输	10 ⁴ t/a	200
5		混烃转输	10 ⁴ t/a	5.8
6		天然气转输	10 ⁴ m ³ /d	360
7		净化原油含水率	%	≤0.5
8		净化原油 H ₂ S 含量	mg/kg	≤10
9		净化天然气 H ₂ S 含量	mg/m ³	≤6
10		采出水处理系统出口含油量	mg/L	≤50
11		采出水处理系统出口悬浮物含量	mg/L	≤30
12		硫磺回收规模（干基）	t/d	10
13	能耗指标	硫膏含水率	%	30
14		年电耗量	10 ⁴ kWh/a	8747
15	综合指标	新鲜水消耗量	m ³ /d	200
16		劳动定员	人	100
17		作业时间	h/a	8000

3.1.4 主要生产设施

现有工程主要设备设施见表 3.1-4。

表 3.1-4 现有工程主要设备一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
原油处理系统					
1	气液分离器	卧式，Φ3.2m×10.8m	台	2	并联运行

续表 3.1-4 现有工程主要设备一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
原油处理系统					
2	含水原油/伴生气换热器	管壳式换热器, 热负荷 4MW, 换热面积 450m ²	台	2	1用1备
3	含水原油/导热油换热器	管壳式换热器, 热负荷 6MW, 换热面积 500m ²	台	4	并联运行, 3用1备
4	原油气提塔	立式, $\Phi 2.6\text{m}/3.2\text{m} \times 37\text{m}$	座	3	并联运行, 2用1备
5	热化学脱水球罐	球形, $\Phi 10.7\text{m}$, 容积 650m ³	座	2	1用1备
6	含水原油提升泵	200m ³ /h	台	3	2用1备
7	混烃提升泵	3m ³ /h	台	2	1用1备
8	破乳剂加药装置	储药罐	60m ³	座	1
9		加药罐	10m ³	座	1
10		隔膜计量泵	25L/h 0.8MPa	台	2
11	缓蚀剂加药装置	储药罐	60m ³	座	1
12		加药罐	5m ³	座	1
13		隔膜计量泵	20L/h 0.8MPa	台	2
天然气处理系统					
1	低压气压缩机	处理量 20×10 ⁴ m ³ /d, 出口压力 2.1~2.4MPa, 功率 800kW	台	3	并联运行
2	中压气压缩机	处理量 70×10 ⁴ m ³ /d, 出口压力 8.2MPa, 功率 2240kW	台	3	并联运行, 2用1备
3	润滑油储罐	5m ³	座	1	低压气压缩机和中压气压缩机共同使用
4	进站分离器	$\Phi 2.8\text{m} \times 11.2\text{m}$	座	1	—
5	中压进站分离器	$\Phi 2.8\text{m} \times 11.2\text{m}$	座	1	—
6	伴生气预冷换热器	1.5MW	台	1	—
7	生产分离器	$\Phi 1.4\text{m} \times 5.6\text{m}$	座	1	—
8	过滤分离器	气腔: DN1.1×3.6m 液腔: DN0.4×2m	台	2	串联运行
9	原料气换热器	—	台	1	—
10	MDEA吸收塔	$\Phi 1.6\text{m} \times 21.6\text{m}$	座	1	—
11	湿净化气分离器	$\Phi 1.8\text{m} \times 7.2\text{m}$	台	1	—
12	MDEA闪蒸罐	$\Phi 2.6\text{m} \times 7.8\text{m}$	座	1	—

续表 3.1-4 现有工程主要设备一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
天然气处理系统					
13	胺液过滤撬	—	套	1	—
14	贫/富液换热器	1.7MW	台	1	—
15	MDEA再生塔	$\Phi 1.4\text{m} \times 22.8\text{m}$	座	1	—
16	再生塔顶空冷器	1.5MW	台	1	—
17	MDEA再生回流罐	$\Phi 1.8\text{m} \times 6.0\text{m}$	座	1	—
18	消泡剂注入撬	—	套	1	—
19	胺液净化撬	—	套	1	—
20	胺液低位收集罐	$\Phi 2.0\text{m} \times 6.0\text{m}$	座	1	装置停工时,暂存首次设备冲洗废水
21	MDEA拱顶储罐	$\Phi 7.71\text{m} \times 7.6\text{m}$	座	2	存放新鲜胺液和首次设备清洗产生的稀溶液
22	MDEA再生回流泵	$3\text{m}^3/\text{h}$	台	2	—
23	MDEA增压泵	$30\text{m}^3/\text{h}$	台	2	—
24	MDEA循环泵	$30\text{m}^3/\text{h}$	台	2	—
25	一级烃气换热器	管板式换热器	台	2	—
26	三相分离器	$\Phi 1.8\text{m} \times 7.2\text{m}$	台	1	—
27	二级烃气换热器	管板式换热器	台	2	—
28	预冷分离器	$\Phi 1.8\text{m} \times 7.2\text{m}$	台	1	—
29	丙烷制冷撬	1800kW	套	1	包括丙烷螺杆压缩机2台(螺杆压缩机、润滑油系统、油分离器等),丙烷空冷器、丙烷储罐、丙烷经济器、丙烷蒸发器和入口洗涤器等
30	低温分离器	$\Phi 1.8\text{m} \times 7.2\text{m}$	台	1	—
31	混烃闪蒸罐	100m^3	座	2	—
32	注醇雾化器	—	台	3	—
33	乙二醇再生及注入撬	12t/d	套	1	包括乙二醇富液缓冲罐、乙二醇贫/富液提升泵、再生塔、塔底重沸器、乙二醇贫/富液换热器、乙二醇贫液缓冲罐、塔顶空冷器、塔底空冷器和塔顶气缓冲罐
34	乙二醇低位罐	$\Phi 2.0\text{m} \times 6.0\text{m}$	座	1	—

续表 3.1-4 现有工程主要设备一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
天然气处理系统					
35	注醇泵	柱塞式计量泵, 200L/h, 压力 10.0MPa	台	4	3用1备
36	吸收氧化塔	$\Phi 11.5\text{m} \times 7.6\text{m}$	座	1	—
37	酸气分离器	$\Phi 1.8\text{m} \times 3.0\text{m}$	台	1	—
38	空气缓冲罐	$\Phi 1.5\text{m} \times 2.0\text{m}$	座	1	—
39	药剂罐	$7\text{m} \times 2\text{m} \times 2.5\text{m}$	座	1	5个药剂箱连体, 内部由隔板分开
40	检修罐	$\Phi 11.5\text{m} \times 1.0\text{m}$	座	1	—
41	滤液槽	$2\text{m} \times 1\text{m} \times 1.5\text{m}$	个	1	—
42	KOH 配制罐	$\Phi 1.5\text{m} \times 2.5\text{m}$	座	1	—
43	空气鼓风机	$4200\text{m}^3/\text{h}$	台	3	2用1备
44	空气空冷器	冷却负荷 120kW	台	1	确保进入氧化塔的空气温度小于 110°C
45	溶液空冷器	冷却负荷 510kW	台	1	保证溶液温度 $\leq 55^\circ\text{C}$
46	真空带式过滤机	过滤面积 12m^2	台	1	含过滤机、真空泵系统、滤液罐、滤液增压泵等
47	喷射泵	$220\text{m}^3/\text{h}$	台	2	1用1备
48	硫浆泵	$20\text{m}^3/\text{h}$	台	2	1用1备
49	加药泵	$5\sim 100\text{L}/\text{h}$	台	5	—
50	混烃泵	$5\text{m}^3/\text{h}$	台	1	—
51	KOH 增压泵	$3.8\text{m}^3/\text{h}$	台	1	—
52	滤液回收泵	$15\text{m}^3/\text{h}$	台	1	—
水处理系统					
1	压力缓冲除油装置	$\Phi 3.2\text{m} \times 18\text{m}$	座	2	并联运行
2	一级过滤器	$\Phi 3\text{m} \times 8.6\text{m}$, $40\text{m}^3/\text{h}$	套	2	并联运行
3	净化水缓冲罐	$\Phi 8.91\text{m} \times 8.8\text{m}$	座	2	并联运行
4	加药撬	—	套	4	配套加药罐、加药泵、控制柜等
5	调水泵	$75\text{m}^3/\text{h}$	台	2	1用1备
6	冲砂泵	$30\text{m}^3/\text{h}$	台	2	1用1备
7	污水提升泵	$75\text{m}^3/\text{h}$	台	2	1用1备

续表 3.1-4 现有工程主要设备一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
外输系统					
1	离心泵	150m ³ /h	台	3	满深联合站轻质油外输
2	防爆污油离心泵	8m ³ /h	台	1	满深联合站轻质油外输
3	污油罐	8m ³	座	1	满深联合站轻质油外输
4	清管器发送筒	DN400×DN300	台	1	满深联合站轻质油外输
5	屏蔽泵	10m ³ /h	台	3	满深联合站混烃外输
6	清管器发送筒	DN200×DN100	台	1	满深联合站混烃外输
7	清管器发送筒	DN500×DN400	台	1	满深联合站天然气外输

3.1.5 主要原辅材料消耗

现有工程原辅材料消耗情况见表 3.1-5。

表 3.1-5 现有工程原辅材料年耗量一览表

序号	名称	相态	包装方式	最大储存量 (t)	储存位置	年耗量 (t/a)	运输方式
1	破乳剂	液态	桶装	10	仓库	147	汽车运输
2	缓蚀剂	液态	桶装	5	仓库	89	汽车运输
3	净水剂	固态	袋装	5	仓库	83	汽车运输
4	助凝剂	固态	袋装	0.1	仓库	1.65	汽车运输
5	杀菌药剂	固态	袋装	1	仓库	27.5	汽车运输
6	导热油	液态	桶装	600	不储存	3	汽车运输
7	压缩机润滑油	液态	桶装	5	仓库	30	汽车运输
8	MDEA	液态	桶装	120	不储存	2	汽车运输
9	消泡剂	液态	桶装	1.5	不储存	0.2	汽车运输
10	乙二醇	液态	桶装	15	不储存	2	汽车运输
11	铁离子	液态	桶装	1	仓库	11.5	汽车运输
12	螯合剂	液态	桶装	10	仓库	277.2	汽车运输
13	表面活性剂	液态	桶装	1.5	仓库	16.5	汽车运输
14	45%KOH 溶液	液态	桶装	5	仓库	171.6	汽车运输

3.1.6 公辅工程

3.1.6.1 供电工程

满深联合站周边建设 1 座 110kV 富源变电站,主变容量 2×40MVA,2 回 110kV

电源线路引自 220kV 渭干变和油田 110kV 哈一联变。110kV 变电站电压等级采用 110/35/10kV，输出 35kV 和 10kV 电源，完成联合站及其周边负荷的供电。

3.1.6.2 自控系统

满深联合站采用现场仪表+基本过程控制系统(BPCS)+安全仪表系统(SIS)+气体报警系统(GDS)+火灾报警控制系统(FS)模式实现联合站“少人值守，自动运行，集中监控”的管理模式。

3.1.6.3 供热

(1) 工艺用热

满深联合站生产系统采用燃气热媒炉+光热系统联合供热方式，选用 3 台 8MW 热媒炉，2 用 1 备。光热系统采用槽式集热器，与热媒炉并联使用，通过光热系统将导热油从 150℃加热至 180℃，然后经燃气热媒炉加热至 200℃送至生产系统使用。

(2) 冬季供暖

满深联合站内现建有换热站一座，用于满足站内建筑供暖、工艺储罐的供热需求。热源为热媒炉产热，经 2 台卧式油-水波纹管换热器进行换热，供热规模为 2.0MW，供热介质为 95/70℃热水，热媒为导热油（供油温度 180℃，回油温度 120℃）。

3.1.6.4 给排水

(1) 给水

满深联合站用水来源于哈得采油气管理区水源井，供水规模为 900m³/d。满深联合站内建有一套生活用水净化水系统。来水首先进入站内除盐水系统，然后进入缓冲水箱，经输水管线送至各用水单元。

满深联合站和倒班公寓用水主要包括加药间配药用水、生活用水和站区绿化用水，工程总用水量为 195.1m³/d，其中新水用量 133.1m³/d，包括设备清洗用水 10m³/d、加药间配药用水 28m³/d、绿化用水 11m³/d、反渗透装置进水量 360m³/d、实验室用水 4.1m³/d。重复用水量 72m³/d。

(2) 排水

满深联合站排水主要包括生产系统排水和生活系统排水，其中生产系统排水包括热化学脱水球罐废水 1460m³/d、三相分离器废水 30m³/d、设备清洗废水

10m³/d。生活系统排水包括反渗透系统排污水 40m³/d、实验废水 4m³/d、生活污水 48m³/d。生产系统排水经满深联合站采出水处理装置处理达标后回注地层。生活系统排水经倒班公寓一体化污水处理装置处理达标后，用于满深联合站和倒班公寓内植被绿化，冬季暂存于生活污水暂存池。

3.1.6.5 供气

满深联空氮站仪表风最大连续供气能力为 381m³/h，氮气最大生产能力为 165m³/h。设置 3 台微油螺杆压缩机，每台空气压缩机排气量为 12m³/min，2 用 1 备，排气压力为 0.8MPa。每座空压机配套 1 座无热再生吸附式干燥系统，处理量与空气压缩机一致。设置 1 套变压吸附制氮装置，制氮能力 2.5m³/min。

3.1.6.6 火炬系统

满深联合站设置 1 套高压火炬放空系统和 1 套低压火炬放空系统，每套火炬分别设置放空除液器和火炬。高压火炬系统火炬头直径及高度为 $\Phi 0.45\text{m} \times 60\text{m}$ ，高压放空气量 $190 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ；低压火炬系统火炬头直径及高度为 $\Phi 0.3\text{m} \times 60\text{m}$ ，低压放空气量 $30 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

3.1.7 工艺流程及产排污节点

3.1.7.1 原油处理工艺

原油处理系统工艺包括气提脱硫、热化学沉降脱水和负压闪蒸稳定三部分，具体工艺流程如下：

(1) 气提脱硫

富满油田各单井及混输管道汇集的采出液（5℃，0.5MPa，20%含水率）首先进入满深联合站进站气液分离器中进行气液分离，气液分离器操作压力 0.5MPa，操作温度 5℃。利用采出液中气相和液相密度不同，从分离器顶部出来的气相进入后续天然气处理系统处理，分离出的液相与富满油田计转站来液混合后，通过计量泵向混合液中分别加入破乳剂和缓蚀剂，随后混合液依次进入含水原油/伴生气换热器、含水原油/导热油换热器中进行热量交换。

含水原油/伴生气换热器、含水原油/导热油换热器均为管壳式换热器，管程为原油，壳程分别为高压伴生气和导热油，通过热量交换，将原油由 5℃加热至 25℃，再加热至 60℃，随后送入后续原油气提塔设备中。

经过换热后的原油从原油气提塔中上部进入，天然气处理系统提供的净化

天然气（50℃，0.40MPa）从原油气提塔底部进入，在原油气提塔内，原油与净化后的天然气逆向接触，气提塔操作温度 60℃，操作压力 0.25MPa，停留时间 10min。在气提塔内，加入净化天然气（H₂S 含量极低），导致塔内气相空间中 H₂S 分压降低，根据亨利定律（在一定温度，当气液之间达到相平衡时，溶质气体在气相中的分压与该气体在液相中的浓度成正比），H₂S 在原油中的浓度将降低，加快了 H₂S 从原油中向气相的传质。同时气提气在塔内自下而上运动，对原油中已分离出的 H₂S 组分起到一定程度的冲击携带作用，有利于 H₂S 的分出。气提塔顶部携带 H₂S 的气提气（58℃，0.25MPa）自压进入天然气处理系统，塔底脱除 H₂S 的原油（58℃，0.25MPa）进入后续脱水单元。

（2）热化学沉降脱水

自气提塔底部的脱硫原油通过提升泵提压至 0.45MPa 后，进入热化学脱水球罐中进行脱水。热化学脱水球罐操作温度 55~60℃，操作压力 0.45~0.5MPa，停留时间 1h。热化学脱水球罐内部设置有脱水填料，同时利用前期加入的破乳剂，能有效加快油水的重力分离。经过热化学脱水球罐分离后，油相从球罐中部出来后进入后续原油稳定塔中，分离的水相从球罐底部进入后续水处理系统。

（3）负压闪蒸稳定

从球罐中脱水后的原油（50~55℃，0.4MPa）直接进入原油稳定塔，原油稳定塔内操作压力为 -0.04MPa，操作温度为 50~55℃，停留时间 10min，主要工作原理为利用压缩机抽气，将原油稳定塔压力控制在负压，将原油中的轻组分抽出，降低饱和蒸汽压，达到原油稳定的目的。稳定后的原油通过稳定原油提升泵增压后（50~55℃，0.35MPa）进入外输系统。原油稳定塔塔顶气（50~55℃，-0.04MPa）经原稳压缩机增压后（100.4℃，0.4MPa）进入压缩机出口空冷器冷却，冷却后的塔顶气及混烃（45℃，0.35MPa）进入三相分离器进行油气水分离，分离出的气（45℃，0.35MPa）自压进入天然气处理系统，分离出的混烃增压后（45℃，1.2MPa）进入天然气处理系统，分离出的水进入后续水处理系统。

3.1.7.2 天然气处理工艺

天然气处理系统工艺包括前置增压、胺法脱硫、脱水脱烃、乙二醇再生、硫磺回收，具体工艺流程如下：

(1) 前置增压

满深联合站天然气处理系统来气包括低压进站气和中压进站气，其中低压进站气包括气提气、原稳气和原油分离伴生气，中压进站气来自果勒、果勒东 I、满深、富源 II 转油站。低压进站气来气压力在 0.25~0.3MPa，中压进站气来气压力在 2.10~2.55MPa。

低压气（0.25~0.3MPa）首先进入进站分离器进行气液分离，分离出的液相返回原油处理系统，气相进入低压气压缩机增压至 2.1MPa 后，与进站中压气汇合。汇合后的中压气进入中压进站分离器进行气液分离，分离出的液相返回原油处理系统，气相经中压气压缩机增压至 8.2MPa 后送至后续脱硫单元。低压气压缩机和中压气压缩机组为往复式压缩机，驱动方式为电动机驱动。

(2) 胺法脱硫

增压单元过来的天然气（20~50℃、8.2MPa）首先经过伴生气预冷换热器与混烃换热后预冷至 30℃，然后依次进入生产分离器、过滤分离器，主要是去除天然气中可能夹带的游离水和机械杂质，生产分离器为重力分离，过滤分离器过滤精度为 1μm，生产分离器产生的液烃进入原油处理系统进一步处理。经过滤后的天然气进入 MDEA 吸收塔下部，在塔内天然气与 MDEA 贫液逆流接触，气体中绝大部分 H₂S 和部分 CO₂ 被 MDEA 贫液吸收脱除，从吸收塔顶出来的湿净化天然气进入湿净化气分离器进行分液，净化后的湿天然气（40.35℃，8.5MPa）送至后续脱水脱烃装置。MDEA 吸收塔底部的液体送至 MDEA 闪蒸罐进行闪蒸处理。

吸收了酸气的 MDEA 溶液（45.8℃，8.55MPa）从 MDEA 吸收塔底部抽出，经 MDEA 吸收塔塔底液位调节阀后，压力降至约 0.6MPa 进入 MDEA 闪蒸罐下部，闪蒸出部分溶解的烃类气体，闪蒸气经减压后，送至低压气进站分离器。溶液中溶解的原油在闪蒸罐内分离并撇出溶液系统进入零位罐中。

从闪蒸罐底部抽出的 MDEA 富液首先进入胺液过滤撬过滤出携带的机械杂质、降解产物，然后进入贫/富液换热器与 MDEA 再生塔底来的贫液换热，温度升至约 85℃ 后进入 MDEA 再生塔，与再生塔底重沸器换热后成气液两相，上升气相气提出富液中的 H₂S 和 CO₂ 气体，返回到塔的上部，再生热量由再生塔重沸器提供，再生塔重沸器由导热油系统供热。

由 MDEA 再生塔顶部出来的 112.5℃ 的酸性气体经再生塔顶空冷器冷却至

45℃后进入MDEA再生回流罐，分离出酸性冷凝水后的酸气送至硫磺回收单元进行处理，分离出的酸性冷凝水由再生塔回流泵送至MDEA再生塔顶部作回流，为维持溶液浓度，补充除盐水加至酸水回流泵入口酸水管道中。

热MDEA贫液自MDEA再生塔底部引出，然后经过贫/富液换热器与MDEA富液换热至73.9℃左右，经贫液增压泵增压后送至贫液空冷器冷至45℃。冷却后的MDEA贫液进入MDEA循环泵升压后，送至MDEA吸收塔顶回流，完成整个溶液系统的循环。

（3）脱水脱烃

脱硫装置来气（8.5MPa，40.5℃）通过一级烃气换热器与二级烃气换热器过来的低温混烃热交换后冷却至25℃，随后进入预冷分离器进行气液分离，预冷分离器底部分离出的废水进采出水处理系统进行处理，出口的湿净化气经丙烷制冷撬降温至-15℃后进入低温分离器；低温分离器分离出的低温干气经过气气换热器换热后复热至16.5℃，去脱硫单元复热外输。低温分离器分出的液相（8.4MPa，-15℃）与预冷分离器液相通过二级烃气换热器复热至-6℃，再与脱硫单元来的净化湿气通过一级烃气换热器复热至29.5℃后进入三相分离器进行三相分离，低压闪蒸气去增压装置；乙二醇富液进乙二醇再生装置，混烃进混烃缓冲罐进行气液分离后，混烃闪蒸罐中闪蒸气去增压单元，闪蒸罐中液烃通过管道外输。

为防止节流降温形成水合物，分别在气气换热器管程、烃气换热器管程和丙烷制冷前管线注入乙二醇贫液。

（4）乙二醇再生

自脱水脱烃装置分离出来的乙二醇富液（37℃，0.02MPa）进入富液缓冲罐，从缓冲罐出来的富液由富液提升泵增压至0.2MPa后依次进入机械过滤器A、活性炭过滤器和机械过滤器B，除去乙二醇富液中可能存在的机械杂质及降解产物。过滤后的乙二醇富液首先进入再生塔塔顶换热至45℃，再进入贫/富液换热器换热至80℃从中部进入乙二醇再生塔，经再生塔底重沸器加热后成气液两相，被导热油加热至约137℃完成提浓再生。再生塔顶部出来的气相（117℃，0.02MPa）经再生塔顶空冷器冷却到90℃，然后进入再生塔顶冷凝罐，冷凝液相去原油处理系统。从重沸器底部出来的乙二醇贫液经贫/富液换热器换热到

86℃，后经塔底空冷器冷却至40℃进入乙二醇贫液缓冲罐循环使用。

自乙二醇贫液缓冲罐来的乙二醇贫液经注醇泵增压至12MPa注入至脱水脱烃装置注醇点。

(5) 硫磺回收

硫磺回收单元采用络合铁催化氧化脱硫工艺。来自脱硫单元的酸性尾气经酸气分离器分离，气体中的冷凝物和少量液体被去除，避免大量的MDEA胺液进入吸收氧化塔，分离出的冷凝液由酸水回流泵增压后输至MDEA再生回流罐，酸气进入吸收氧化塔。空气经氧化空气鼓风机增压，再经氧化风空冷器冷却后进入吸收氧化。

吸收氧化塔设有3个扇形内外筒，其中内筒为吸收区，外筒为氧化区。吸收氧化塔中盛装有 Fe^{3+} 的水配比溶液，由于含硫黄溶液与新鲜溶液之间存在密度差，同时在鼓入空气的推动作用下，内筒中的含硫黄溶液向下流动，新鲜溶液自外筒向内筒流动，即溶液可在塔内进行自循环。酸气通过多组喷头均匀分布在3个吸收区内，从喷头喷出的酸气与向下流动的水配比溶液反应，吸收酸气中的 H_2S ，生成单质硫，同时铁离子从 Fe^{3+} 变成 Fe^{2+} 。空气通过多组喷头均匀分布到氧化区内，从喷头喷出的空气在上升的过程中，与从吸收区排出的反应后的水配比溶液反应，使得铁离子从 Fe^{2+} 变成 Fe^{3+} 。去除 H_2S 后的尾气上升到吸收氧化塔上部，通过吸收氧化塔顶部的排气筒外排。

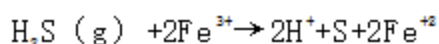
为稳定吸收氧化塔内配比溶液的pH值，通过药剂罐定期向吸收氧化塔中加入氢氧化钾溶液。同时为防止铁离子生成 FeS 沉淀的副反应，通过药剂罐定期向吸收氧化塔中加入复合螯合剂，螯合剂能够与铁离子和亚铁离子形成稳定的化学键，使得铁离子在宽泛的pH值范围内保持稳定。

沉积在吸收氧化塔底部的硫单质通过硫浆泵泵入真空带式过滤机中，过滤出的液体通过溶液回收泵打回吸收氧化塔，含水率30%的硫膏装车外运至塔三联硫磺精制装置进行硫磺精制后统一外销。

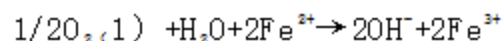
上述发生在吸收氧化塔内部的反应主要包括吸收和再生两部分，其反应方程式为：



吸收部分：



再生部分：



3.1.7.3 采出水处理工艺流程

原油系统来水根据水质情况向管道中注入絮凝剂或破乳剂，然后进入压力缓冲除油装置中进行水量、水质调节，经初步沉降去除大部分浮油和大颗粒悬浮物。压力缓冲除油装置出水经污水提升泵提升至一级过滤器，装置内装有粗粒化提料，使细微油珠聚结成大颗粒。压力缓冲除油装置和压力式聚结除油装置顶部收集的浮油经管道自流至原油系统零位罐。处理达标后的水进入净化水缓冲罐，出水口设置杀菌剂加药点，对外输水进行杀菌处理，最终净化水经外输调水泵输送至调水管道最终回注地层。

3.1.8 污染源及治理措施

本次评价依据《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程竣工环境保护验收调查报告》（2024年8月）分析现有工程污染物达标排放情况。

（1）废气

满深联合站油气集输过程采用密闭混合输送工艺，采用先进设备和材料，严格控制油气泄漏；对站场内的设备、阀门等进行定期检查、检修；热媒炉以净化后的天然气为燃料，并采用低氮燃烧技术；在吸收氧化塔生产过程中定期对水配比溶液的 pH 值、氧化还原性、铁离子浓度、螯合剂浓度等参数进行取样、分析，使水配比溶液处于最佳反应状态；同时定期开展了泄漏检测与修复（LDAR）工作。

根据《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程竣工环境保护验收调查报告》并结合例行监测报告，现有工程各类废气污染物均可达标排放，废气污染源及治理措施情况见表 3.1-6。

表 3.1-6 现有工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	治理措施	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间 (h)	年总排放量 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)	达标情况
1	1#热煤炉烟气	颗粒物	燃用净化后天然气+低氮燃烧	7600	2	0.02	8000	0.16	20	达标
		二氧化硫			未检出	0		0	50	
		氮氧化物			20	0.2		1.6	200	
		烟气黑度			≤1级	—		—	≤1级	
2	2#热煤炉烟气	颗粒物	燃用净化后天然气+低氮燃烧	7600	2	0.02	8000	0.16	20	达标
		二氧化硫			未检出	0		0	50	
		氮氧化物			20	0.2	8000	1.6	200	达标
		烟气黑度			≤1级	—		—	≤1级	
3	3#热煤炉烟气	颗粒物	燃用净化后天然气+低氮燃烧	7600	2	0.02	8000	0.16	20	达标
		二氧化硫			未检出	0		0	50	
		氮氧化物			20	0.2		1.6	200	
		烟气黑度			≤1级	—		—	≤1级	
4	吸收氧化塔废气	硫化氢	定期对水配比溶液进行取样、分析,使水配比溶液处于最佳反应状态	2000	10	0.02	8000	0.16	硫化氢排放速率≤0.33kg/h	达标

表 3.1-7 现有工程无组织废气污染物排放达标情况一览表

项目	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理措施	标准	达标情况
废气	满深联合站无组织废气	非甲烷总烃	0.89~2.63	日常维护,做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	达标
		硫化氢	未检出		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1标准限值要求	达标

(2) 废水

根据《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程竣工环境保护验收调查报告》并结合例行监测报告,满深联合站生产废水过管线排入采出水处理系统单元处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

(SY/T5329-2022)表1第V类水质标准后回注地层；生活污水及除盐水系统排水依托满深联合站公寓内生活污水处理装置处理，满足《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)表2中C级排放标准后用于联合站和倒班公寓植被绿化，均不外排。

表 3.1-8 现有工程废水产生情况一览表

序号	污染源名称	产生量 (m ³ /d)	污染因子	源强 (mg/L)	治理措施	处理效果			
						废水排放量 (m ³ /d)	排放浓度 (mg/L)	排放去向	污染物排放量 (t/a)
1	热化学脱水球罐废水	1460	SS COD 石油类	200 200 300	通过管线排入采出水处理系统单元	1500	SS:30 COD:30 石油类:50	处理达标后回注地层	—
2	三相分离器废水	30	SS COD 石油类	200 200 300					
3	设备清洗废水	10	COD 石油类	200 200					
4	实验废水	4	SS COD 石油类	200 200 100	生活污水排入化粪池后，与实验废水、反渗透装置排污水一起排入公寓一体化生活污水处理装置	72	SS:20 COD:30 氨氮:5 BOD ₅ :20 石油类:5	用于联合站和倒班公寓内植被绿化	—
5	生活污水	48	SS COD 氨氮 BOD ₅	150 350 30 200					
6	反渗透装置排污水	20	SS COD	200 200					

(3) 噪声

满深联合站主要产噪设备为热媒炉、泵类、压缩机等产生噪声。选用低噪声设备，对产噪设备进行基础减振、厂房隔声等降噪措施后，控制噪声对周围环境的影响。根据本次厂界现状监测结果，满深联合站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。现有工程厂界噪声达标情况见表 3.1-9。

表 3.1-9 现有工程厂界噪声达标情况一览表

项目	站场	监测值 dB (A)		主要处理措施	标准	达标情况
噪声	满深联合站	昼间	39~43	基础减振、 厂房隔声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 中 2 类标准要求	达标
		夜间	38~40			达标

(4) 固体废物

根据满深联合站固体废物产生情况统计数据，现有工程固体废物产生及处置情况见表 3.1-9。危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）及《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关要求。

表 3.1-10 现有工程主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	产生量 (t/a)	固废类别	处置措施	排放量 (t/a)
1	含油污泥	290	危险废物 (071-001-08)	定期委托有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置
2	废机油	10	危险废物 (900-217-08)	送入联合站原油处理系统	
3	过滤分离器废过滤介质	1.2	危险废物 (900-249-08)	定期委托有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置
4	废油桶	1	危险废物 (900-249-08)		
5	生活垃圾	36	—	集中收集后定期送哈得生活垃圾填埋场填埋处理	

(5) 分区防渗措施

现状满深联合站已严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）对厂区进行了分区防渗。根据《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程竣工环境保护验收调查报告》中地下水环境质量现状监测数据与本次评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。说明满深联合站采取的水污染防治措施基本有效，厂区内及周围地下水未受污染，地下水环境良好。

(6) 风险防范措施情况

哈得采油气管理区已制定《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》，并于 2025 年 2 月 28 日在阿克苏地区生态环境局沙雅县分局备

案，备案号：652924-2025-004-L，定期开展了应急演练。满深联合站在装置区、罐区等区域设置有可燃气体、有毒气体泄漏监测报警仪，同时配备有灭火器、防毒面具等应急器材。满深联合站已建设有完整的三级防控体系，各装置区、罐区地面进行了防渗处理，罐区四周设置有围堰；满深联合站现有厂区内设有2座5000m³事故罐，用于罐区事故状态下泄漏的物料的收集。

满深联合站现状风险防范措施完好，截至目前，未发生风险事故。

3.1.9 “三同时”执行情况

现有工程“三同时”执行情况如表3.1-11所示。

表3.1-11 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	
1	富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2022)71号	2022年4月24日	已于2024年10月20日完成自主验收工作

3.1.10 与排污许可衔接情况

满深联合站已于2023年11月13日申请取得排污许可证（许可证编号：9165280071554911XG115Q），制定了企业自行监测方案并严格执行，同时按照要求定期进行年报填报并公示。

3.1.11 污染物排放量

根据现场调查和资料搜集情况，现有工程污染物排放情况见表3.1-12。

表3.1-12 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		
满深联合站	3.14	0.62	14.12	5.52	0.52	0	0

3.1.12 环境问题及“以新带老”改进意见

满深联合站已于2023年11月13日申请取得排污许可证（许可证编号：9165280071554911XG115Q），制定了企业自行监测方案并严格执行。根据现场

踏勘及例行监测报告，满深联合站各污染源均可达标排放，现有措施符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求。现场调查过程中未发现环境问题。

3.2 在建工程

在建工程主要为在满深联合站内现有厂区内扩建一套 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 低压伴生气处理装置，建设内容包含在《富满油田伴生气处理能力提升工程环境影响报告书》中，已取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环审〔2025〕371号，2025年8月25日）。在建工程内容主要根据环境影响报告及可行性研究报告进行介绍。

全厂工程均实施后，现有工程及在建工程天然气处理单元酸气分离器分离后的酸气（经现有 $10\text{t}/\text{d}$ 硫磺回收装置处理后的酸气处理缺口）均进入拟建工程硫磺回收装置（ $20\text{t}/\text{d}$ ）处理。

3.2.1 基本情况

表 3.2-1 在建工程基本情况一览表

序号	单元名称		工程内容
1	主体工程	天然气处理装置	扩建一套 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 低压伴生气处理装置
2	公辅工程	供电工程	新建2座 $10/0.4\text{kV}$ 预装式变电站，为低压伴生气处理装置供电
3		给水工程	依托满深联合站内现有给水系统，新建给排水消防管道 1.1km
4		排水工程	运营期设备清洗废水、湿净化气分离器废水输送至满深联合站采出水处理系统处理达标后回注地层
5		供热工程	依托满深联合站内现有导热油系统
6		空氮站	依托满深联合站内现有空氮系统
7	劳动定员		依托满深联合站现有工作人员，不新增劳动定员
8	工作制度		年工作 8000h

3.2.2 产品方案

在建工程产品方案见表 3.2-2。

表 3.2-2 产品方案一览表

产品名称	设计规模	执行标准	去向
净化天然气	$45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	《天然气》（GB17820-2018）一类气质量要求	外输哈一联合站

3.2.3 主要技术经济指标

在建工程主要技术经济指标见表 3.2-3。

表 3.2-3 在建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	工艺指标	伴生气处理规模		10 ⁴ m ³ /d
2		增压单元	原料气压缩机入口压力	MPa
3			原料气压缩机出口压力	MPa
4			驱动方式	—
5			压缩机类型	—
6		脱硫单元	进系统天然气 H ₂ S 含量	mg/m ³
7			出系统天然气 H ₂ S 含量	mg/m ³
8		脱水脱烃单元	净化天然气工况水露点	℃
9			净化天然气工况烃露点	℃
10		乙二醇再生单元	乙二醇富液浓度	%
11			再生后乙二醇浓度	%
12	能耗指标	年电耗量		10 ⁴ kWh/a
13		新鲜水消耗量		m ³ /d
14	综合指标	总投资		万元
15		环保投资		万元
16		劳动定员		人
17		作业时间		h/a

3.2.4 主要生产设备

在建工程主要设备设施见表 3.2-4。

表 3.2-4 在建工程主要设备一览表

序号	单元	设备名称	型号	单位	数量	备注
1	增压单元	原料气压缩机	25×10 ⁴ m ³ /d	台	2	并联运行
2		进站分离器	16×6.5×4	座	1	—
3	脱硫单元	旋风分离器	50×10 ⁴ m ³ /d	座	1	—
4		聚结分离器	50×10 ⁴ m ³ /d	座	1	—
5		过滤分离器	50×10 ⁴ m ³ /d	台	1	—
6		原料气换热器	—	台	1	—

续表 3.2-4 在建工程主要设备一览表

序号	单元	设备名称	型号	单位	数量	备注
7	脱硫单元	MDEA 吸收塔	DN1000×23500	座	1	—
8		湿净化气分离器撬	12.0×3.75×3.7	座	2	—
9		MDEA 闪蒸罐撬	12.0×3.75×3.7	座	1	—
10		胺液过滤撬	25m ³ /h	套	1	—
11		贫/富液换热器撬	换热负荷 475kW	台	1	—
12		MDEA 再生塔	DN1000×23700	座	1	—
13		再生塔顶空冷器	换热负荷 355kW	台	1	—
14		MDEA 再生回流罐	DN1200×3000	座	1	—
15		消泡剂注入撬	—	套	1	—
16		胺液净化撬	—	套	1	—
17		胺液收集罐	DN2600×7800	座	1	常温、常压
18		MDEA 再生回流泵	—	台	1	—
19		MDEA 增压泵	—	台	1	—
20		MDEA 循环泵	—	台	1	—
21	脱水脱烃单元	湿净化器分离器	—	台	1	—
22		丙烷制冷撬	1800kW	套	1	包括丙烷压缩机 1 台、丙烷空冷器、丙烷储罐、丙烷制冷罐等
23		三相分离器	DN1600×6000	台	1	醇烃液三相分离器撬
24		一级烃气换热器	管板式换热器	台	1	—
25		二级烃气换热器	管板式换热器	台	1	—
26		低温分离器撬	—	台	1	—
27		湿净化器预冷器	管板式换热器	台	2	—
28		注醇雾化器	—	台	3	—
29		混烃闪蒸罐	DN1400×6000	座	1	—

续表 3.2-4 在建工程主要设备一览表

序号	单元	设备名称	型号	单位	数量	备注
30	乙二醇再生单元	乙二醇再生撬	150kg/h	套	1	包括乙二醇富液缓冲罐、乙二醇贫/富液提升泵、再生塔、塔底重沸器、乙二醇贫/富液换热器、乙二醇贫液缓冲罐、塔顶空冷器、塔底空冷器等
31		乙二醇低位罐	DN1600×6000	座	1	—
32		注醇泵	10.0MPa	台	3	—

3.2.5 原辅材料

在建工程原辅材料使用情况见表 3.2-5。

表 3.2-5 在建工程原辅材料消耗量一览表

序号	原辅料名称	用量	单位	储存方式	性状	运输方式	储存区域	来源
1	原料气	50	10 ⁴ m ³ /d	不储存	气态	管输	—	满深联合站内来气
2	润滑油	5	t/a	桶装	液态	汽车	现有仓库	外购
3	MDEA	0.5		桶装	液态	汽车	现有仓库	外购
4	消泡剂	0.1		桶装	液态	汽车	现有仓库	外购
5	乙二醇	0.5		桶装	液态	汽车	现有仓库	外购
6	空气	0.83	10 ⁴ m ³ /d	不储存	气态	管输	—	大气环境
7	丙烷	0.02	t/a	罐装	液态	汽车	丙烷储罐	外购

3.2.6 公辅工程

(1) 工艺管道

新建站内各工艺管道 8.6km，扩建装置与满深联合站内已建装置衔接均采用管架敷设，排污采用埋地敷设。

(2) 供电工程

依托满深联合站内现有供电系统，新建 2 座 10/0.4kV 预装式变电站为伴生气处理装置供电。

(3) 供热工程

①工艺用热

依托满深联合站内现有导热油系统,采用燃气热媒炉+光热系统联合供热方式,选用3台8MW热媒炉,2用1备。光热系统采用槽式集热器,与热媒炉并联使用,通过光热系统将导热油从150℃加热至180℃,然后经燃气热媒炉加热至200℃送至生产系统使用。已建导热油系统满足扩建后全站供热需求。

②冬季供暖

满深联合站内现建有换热站一座,用于满足站内建筑供暖、工艺储罐的供热需求。热源为热媒炉产热,经2台卧式油-水波纹管换热器进行换热,供热规模为2.0MW,供热介质为95/70℃热水,热媒为导热油(供油温度180℃,回油温度120℃)。

(4) 给排水

①给水

依托满深联合站内现有给水系统,新建站内给排水消防管道1.1km。工程用水由满深联合站供水管网供给,用量为5m³/d,主要用于设备及地面清洗、伴生气处理装置补水,其中设备及地面清洗水4m³/d,MDEA再生塔系统补水1m³/d。

②排水

排水主要包括设备清洗废水4m³/d、湿净化气分离器废水40m³/d,经满深联合站采出水处理装置处理达标后回注地层。

(5) 火炬系统

满深联合站设置1套高压火炬放空系统和1套低压火炬放空系统,高压火炬处理装置发生异常超压情况,超压气体依托现有放空火炬点燃排放。

(6) 清净雨水系统

拟建工程排水实现“雨污分流、清污分流”,装置区场地及道路清净雨水利用地形自然渗透及散排方式。工艺装置区四周设置有排水导流明沟,明沟末端的集水井设置倒换闸门,初期雨水收集后排至事故污水池存储(L×B×H=20m×15m×3.5m,V=1050m³),送至站内采出水处理系统处理。初期污染雨水与清净雨水系统分开,后期清净雨水随坡度排向站内道路,随道路排至站外。

(7) 供气

依托满深联已建空氮站，仪表风最大连续供气能力为 $381\text{m}^3/\text{h}$ ，氮气最大生产能力为 $165\text{m}^3/\text{h}$ 。

3.2.7 工艺流程

伴生气处理装置工艺包括前置增压、胺法脱硫、脱水脱烃、乙二醇再生，具体工艺流程如下：

(1) 前置增压

伴生气处理装置气源从满深联合站已建集气装置来，为确保气源灵活调配，分别从每座收球装置进中压汇管切断阀前引接。伴生气增压工艺流程与现有工程一致，详见“3.1.7.2 天然气处理工艺”中前置增压工艺流程。

(2) 胺法脱硫

增压单元来气（ 30°C 、 8.5MPa ）依次进入旋风分离器、聚结分离器、过滤分离器，能有效地除去原料气中挟带的液烃、游离水、对 $6\mu\text{m}$ 以上的固体微粒和 $0.3\mu\text{m}$ 以上的液滴脱除率为99%，以保证脱硫单元的平稳操作，分离器产生的液烃进入原油处理系统进一步处理。经过滤后的天然气进入MDEA吸收塔下部，在塔内天然气与MDEA贫液逆流接触，气体中绝大部分 H_2S 和部分 CO_2 被MDEA贫液吸收脱除，从吸收塔顶出来的湿净化天然气进入湿净化气分离器进行分液，净化后的湿天然气（ 40.35°C 、 8.5MPa ）送至后续脱水脱烃单元，MDEA吸收塔底部的液体送至MDEA闪蒸罐进行闪蒸处理。

吸收了酸气的MDEA溶液（ 45.8°C ， 8.55MPa ）从MDEA吸收塔底部抽出，经MDEA吸收塔塔底液位调节阀后，压力降至约 0.6MPa 进入MDEA闪蒸罐下部，闪蒸出部分溶解的烃类气体，闪蒸气经减压后，送至增压单元；闪蒸罐内含水油进入现有零位罐中，后续送至原油处理系统处理。

从闪蒸罐底部抽出的MDEA富液首先进入胺液过滤撬过滤出携带的机械杂质、降解产物，然后进入贫/富液换热器与MDEA再生塔底来的贫液换热，温度升至约 85°C 后进入MDEA再生塔，与再生塔底重沸器换热后成气液两相，上升气相气提出富液中的 H_2S 和 CO_2 气体，返回到塔的上部，再生热量由再生塔重沸器提供，依托现有导热油系统。

MDEA溶液再生工艺流程与现有工程一致，详见“3.1.7.2 天然气处理工艺”。

(3) 脱水脱烃单元

① 低温分离

不含硫湿气通过本装置在二级烃气换热器进行预冷后，进入湿净化气一级预冷器与干气进行换热冷却，温度降至约 30.15°C ，再进入湿净化气分离器气液分离，湿净化气分离器底部分离出的废水进现有采出水处理系统进行处理，出口的湿净化气进入本装置与喷雾乙二醇结合后经湿净化气二级预冷器与低温干气进行换热冷却，温度降至约 -1.00°C ，然后进入一级烃气换热器与低温醇烃液换热冷却，温度降至约 -4.00°C ，气体继续经过丙烷制冷橇温度降至约 -20.00°C ，再进入低温分离器中进行气、液分离；低温分离器气相出口干气经湿净化气二级预冷器、湿净化气一级预冷器两次换热升温后进入外输管道。

湿净化气在进入二级烃气换热器、湿净化气二级预冷器和一级烃气换热器前，分别加入乙二醇防冻剂。

② 丙烷制冷部分

丙烷经压缩机压缩至 1.7MPa ，经出口空冷器冷却至 50°C 成为液态丙烷。液体丙烷依次进入缓冲罐、经济器，通过引出一小股丙烷进行节流制冷，将液体丙烷过冷，节流换热气化的小股丙烷返回丙烷压缩机的中间级。经济器过冷后的液体丙烷，膨胀-高压液体丙烷在节流阀中通过节流膨胀降压至蒸发压力，由于压力降低，相应的沸点就降低，当液体沸点低于当时温度时，一部分液体丙烷蒸发，从而吸收热量，但由于膨胀过程发生很快，节流阀周围外界来不及供热，这部分热量从本身降低内能来供给，故节流后温度下降，膨胀成为 -27°C 低温气液混合物，进入满液式蒸发器和气液分离器，气化为气态丙烷，并将管程天然气冷却至 -20°C 。气态丙烷经压缩机入口气液分离器，分离出游离液滴后进入丙烷压缩机，完成丙烷制冷系统循环。

③ 醇烃液闪蒸

低温分离器底部分离出的醇烃液节流至 1.2MPa 后混合，经一级烃气换热器与湿净化气换热至约 -25.65°C ，进入二级烃气换热器与不含硫湿气换热至约 47.02°C ，进入醇烃液三相分离器进行三相分离，低压闪蒸气去增压装置；乙二醇富液进乙二醇再生装置，混烃进混烃缓冲罐进行气液分离后，混烃闪蒸罐中闪蒸气去增压单元，闪蒸罐中液烃通过管道外输。

(4) 乙二醇再生

乙二醇再生工艺流程与现有工程一致，详见“3.1.7.2天然气处理工艺”中乙二醇再生工艺流程。

3.2.8 污染源及治理措施

目前，《富满油田伴生气处理能力提升工程环境影响报告书》中，已取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环审〔2025〕371号，2025年8月25日）。根据环境影响评价报告，在建工程废气、废水、噪声、固废污染源及治理措施统计情况如下。

(1) 废气

在建工程主要废气污染源及治理措施见表 3.2-6。

表 3.2-6 在建工程废气污染源及治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年总排放量 (t/a)	排放标准
1	伴生气处理装置无组织废气	非甲烷总烃 H ₂ S	—	密闭输送	—	—	—	0.02 0.0006	8000	0.160 0.005	《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； 《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新扩改建厂界二级标准值

(2) 废水

运营期废水主要为设备清洗废水、湿净化气分离器废水，主要污染物为 SS、石油类等。设备清洗废水、湿净化气分离器废水输送至满深联合站采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准后回注地层，可保持油层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

(3) 噪声

运营期站场噪声源主要为压缩机、泵类、空冷器等，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实际

情况，产噪声级为90dBA。项目采取基础减振+厂房隔声降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约15dB（A）。

（4）固体废物

运营期产生的固体废物主要为废机油、废过滤吸附介质，废机油收集后进入满深联合站原油处理系统资源回用，废过滤吸附介质暂存于危废暂存间内，定期委托有资质单位进行接收处置。

（5）分区防渗措施

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），并结合《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），在建工程污染防治分区情况见表3.2-7。

表 3.2-7 在建工程污染防治分区情况一览表

站场	项目		防渗要求
满深联合站	一般防渗区	伴生气处理装置区	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	站场其他区域	一般地面硬化

3.2.9 “三同时”执行情况

在建工程“三同时”执行情况如表 3.2-8 所示。

表 3.2-8 在建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	
1	富满油田伴生气处理能力提升工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2025）371号	2025年8月25日	—

3.2.10 污染物排放量

根据《富满油田伴生气处理能力提升工程环境影响报告书》及资料搜集情况，在建工程污染物排放情况见表3.2-9。

表 3.2-9 在建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		
满深联合站	0	0	0	0.160	0.005	0	0

3.3 拟建工程

3.3.1 基本情况

拟建工程基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 拟建工程基本情况一览表

项目		基 本 情 况
项目名称		满深联合站硫磺回收装置扩建工程
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		新疆阿克苏地区沙雅县境内
建设性质		扩建
建设周期		7个月
总投资		项目总投资 9828.25 万元，其中环保投资 5123.49 万元，占总投资的 52.13%
占地面积		新增占地面积 1.19km ² （永久占地面积 0.84km ² ，临时占地面积 0.35km ² ）
建设规模		项目建成后满深联合站新增硫磺回收能力 20t/d
工程内容	油气处理工程	满深联合站新建 1 套 20t/d 二级常规克劳斯硫磺回收装置 新建 1 套尾气处理装置，采用加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧工艺，尾气经 35m 高排气筒排放
	公辅工程	供电工程 新建 1 座 10/0.4kV 预装式变电站，为硫磺回收装置及尾气处理装置供电
		给水工程 依托满深联合站内现有给水系统
		排水工程 运营期蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送至满深联合站采出水处理系统处理达标后回注地层
		供热工程 依托满深联合站内现有供热系统
		供气工程 新建 1 台 37m ³ 仪表风储罐，确保装置仪表风系统稳定可靠运行
	环保工程	废气 施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行； 运营期：硫磺回收装置尾气采取加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧处理措施，经 35m 高烟囱排放；硫磺回收装置无组织废气采取密闭流程，加强设备管理，加强阀门的检修与维护等措施 退役期：采取洒水抑尘的措施
		废水 施工期：生活污水依托满深联合站公寓内生活污水处理装置处理，管道试压废水最终用于荒漠洒水降尘； 运营期：运营期蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送至满深联合站采出水处理系统处理达标后回注地层 退役期：设备清洗废水输送至满深联合站采出水处理系统处理，达标后回注地层
		噪声 施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选取低产噪设备，采取基础减振，对风机进出口加装消声器等措施； 退役期：合理安排作业时间
		固体废物 施工期：施工土方用作站场回填；焊接及吹扫废渣收集后委托周边工业固废填埋场合规处置；生活垃圾收集后拉运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置； 运营期：废机油进入满深联合站原油处理系统资源回用，废油桶、废催化剂、废瓷球收集后委托有资质单位处置； 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃设备由厂家回收利用；管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，送至油田物资库房留用；酸性水罐、汽提塔等设备内残余的废液收集后由罐车送至周边处理站场的水处理系统进行处理

续表 3.3-1 拟建工程基本情况一览表

项 目			基 本 情 况
工程内容	环保工程	生态	施工期：严格控制施工占地范围；设置限行彩条旗；洒水降尘； 运营期：生产活动控制在厂区范围内； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除、场地清理平整
		环境风险	联合站设置可燃气体和硫化氢检测、报警仪，依托现有消防栓、事故罐、火炬系统等；管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查
劳动定员			依托满深联合站现有工作人员，不新增劳动定员
工作制度			年工作 8000h

3.3.2 产品方案

硫磺回收装置产品方案见表 3.3-2。

表 3.3-2 产品方案一览表

产品名称	设计规模	执行标准	去向
硫磺（干基）	20t/d	《工业硫磺第 2 部分：液体产品》（GB/T 2449.2-2015）	外售至沙运司或瑞通、兴发等当地企业

3.3.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-3。

表 3.3-3 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	
1	工艺指标	新增硫磺回收规模（干基）		t/d	20
2		硫磺回收单元	液硫产生规模	t/d	20
3			来气温度	℃	35～50
4			来气压力	kPa	50～70
5		尾气回收单元	出装置温度	℃	135
6			操作压力	kPa	33
7	能耗指标	年电耗量		10 ⁴ kWh/a	395.3
8		水消耗量		m ³ /d	224.1
9		燃料气消耗量		10 ⁴ m ³ /d	496
10	综合指标	总投资		万元	9828.25
11		环保投资		万元	5123.49
12		劳动定员		人	不新增
13		作业时间		h/a	8000

3.3.4 主要生产设备

拟建工程主要设备设施见表 3.3-4。

表 3.3-4 拟建工程主要设备一览表

序号	设备名称	数量 (台/套)	型号	操作条件		备注
				温度℃	压力 MPa	
一、硫磺回收装置						
(一) 反应器类		—				
1	一/二级反应器	1	Φ2600×7200mm（切线）	260/306	0.058	共用壳体
(二) 容器类		—				
1	酸性气分液罐	1	Φ1800×4500（切）立式	40	0.08	—
2	酸性液压送罐	1	Φ1000×2800（切）卧式	40	0.6	—
3	液硫封罐	4	Φ219/273×5200立式	170	0.06	—
4	尾气捕集器	1	Φ1200/Φ1400×3500（切） 立式	158	0.02	—
5	液硫池	1	12×7×4m	150	常压	20天存储量
6	排污扩容罐	1	Φ1200×2800（切）立式	150-170	常压	—
7	凝结水回收罐	1	Φ1500×4500（切）卧式	102-151	0.005	—
(三) 冷换类		—				
1	酸性气预热器	1	AES400-1.6-20-3/19-2I	184	1	—
2	空气预热器	1	AES400-1.6-20-3/19-2I	184	1	—
3	燃烧炉蒸汽发生器	1	换热面积61.57m ² Φ1000/1500×7500	850/350	0.057	—
4	一级硫冷凝器	1	换热面积161.32m ² Φ1200/1800×9200	350/170	0.052	共用壳体
5	二级硫冷凝器	1	换热面积161.32m ² Φ1200/1800×9200	286/160	0.044	
6	三级硫冷凝器	1	换热面积47.25m ² Φ1000/1500×7500	232/135	0.044	—
7	一级再热器 （电加热器）	1	Φ400×4000功率100kW	170/240	0.05	—
8	二级再热器 （电加热器）	1	Φ400×4000功率80kW	160/220	0.05	—
9	乏汽空冷器	1	GP6× 3-4-85-1.6S-23.4/DR-IIIa	102/55	0.1	1片
10	蒸汽空冷器	1	GP3×1.5-4-20-1.6S -23.4/DR-IIIa	120/70	0.1	1片

续表 3.3-4 拟建工程主要设备一览表

序号	设备名称	数量 (台/套)	型号	操作条件		备注
				温度℃	压力 MPa	
一、硫磺回收装置						
(四) 工业炉类		—				
1	制硫燃烧炉	1	卧式Φ1200（衬后）×4500 （切线长）	850-1000	0.06	
2	燃烧炉燃烧器	1	—	—	—	
(五) 其他类		—				
1	酸性气阻火器	1	—	160	0.08	—
2	燃烧炉燃料气阻火器	2	—	40	0.5	1用1备
3	蒸汽喷射器	2	—	—	—	—
4	过程气采样器	5	—	—	—	—
5	液硫装车鹤管	1	—	—	—	—
6	仪表风储罐	1	37m³	—	—	—
(六) 泵类及风机		—				
1	液硫泵	2	—	150	常压	1用1备
2	液硫脱气泵	2	—	150	常压	1用1备
3	燃烧炉鼓风机	2	1625m³/h	常温/80	常压 /0.07	—
4	凝结水泵	3	—	102	0.1	2用1备
5	除氧水输送泵	2	—	—	—	1用1备
二、尾气处理装置						
(一) 反应器类		—				
1	加氢反应器	1	—	280/310	0.038	共用壳体
(二) 容器类		—				
1	酸性水罐	1	Φ1800×5500卧式	40	0-0.1	地下罐
2	再生塔顶酸性气分液罐	1	Φ1200×3500（切）卧式	40	0.08	—
3	地下溶剂罐	1	Φ1400×3000卧式	40	0.6	地下罐； 甲基二乙醇胺溶剂
4	溶剂缓冲罐	1	Φ3750×5500立式	40	-50-200m mH2O	—
5	氮气水封罐	1	Φ500×2510mm	40	-50-200m mH2O	—
6	凝结水罐	1	Φ1400×3000卧式	143	0.3	—

续表 3.3-4 拟建工程主要设备一览表

序号	设备名称	数量 (台/套)	型号	操作条件		备注
				温度℃	压力 MPa	
二、尾气处理装置						
(三) 冷换类		—				
1	蒸汽发生器	1	换热面积 65.86m ² Φ1000/1500×7500	310/170	0.059	—
2	焚烧炉蒸汽发生器	1	换热面积146.05m ² Φ1200/1800×7500	850/260	850/260	—
3	酸性水-净化水冷却器	1	换热面积8.64m ² 板式换热器	107/75	0.3	—
4	急冷水空冷器	2	GP6× 3-4-85-1.6S-23.4/DR-IIIa	65/40	0.38	2片
5	贫富液换热器	2	BES1000-2.5-275-6/25-4I	125/70	0.4	—
6	再生塔底重沸器	1	BJ5900-2.5-215-6/25-2I	151	0.4	—
7	贫液空冷器	1	GP6× 3-6-128-1.6S-23.4/DR-IIIa	70/55	0.4	1片
8	再生塔顶空冷器	2	GP6× 3-6-128-1.6S-23.4/DR-IIIa	118-45	0.1	2片
9	贫液后空冷器	1	SL6× 3-6-148-2.5S-16.9/DR-Ia	55/35-40	0.5	1片
(四) 塔器类		—				
1	急冷塔	1	Φ1000×27000	170/40	0.025	—
2	吸收塔	1	Φ1000×27000	40	0.02	—
4	汽提塔	1	Φ800×9731	107	0.1	—
3	再生塔	1	Φ1000×22300	128	0.1	—
(五) 其他类		—				
1	加氢在线炉及燃烧器	1	Φ1000(衬后)×2200(切线长), 卧式	280-320	—	—
2	加氢在线炉燃料气阻火器	2	—	40	0.2	1用1备
3	焚烧炉燃料气阻火器	2	—	40	0.2	1用1备
4	尾气焚烧炉及燃烧器	1	Φ1800(衬后)×6000(切线长), 卧式	680-850	—	—
5	蒸汽喷射器	2	—	184	1.0	1用1备
6	开工蒸汽喷射器	2	—	184	1.0	—
7	急冷水过滤器	2	—	65	0.38	1用1备
8	贫液过滤设施	1	—	40	0.5	—

续表 3.3-4 拟建工程主要设备一览表

序号	设备名称	数量 (台/套)	型号	操作条件		备注
				温度℃	压力 MPa	
二、尾气处理装置						
(六) 烟囱		—				
1	烟囱	1	高度35m	260	微正压	自力式
(七) 泵类及风机		—				
1	焚烧炉鼓风机	1	—	常温/40	常压 /0.03	
2	急冷水泵	2	—	65~70	0.05	1用1备
3	富液泵	2	—	40	0.05	1用1备
4	净化水泵	2	—	109	0.1	1用1备
5	酸性水泵	1	—	109	0.1	—
6	贫液加压泵	2	—	75	0.1	1用1备
7	再生塔顶回流泵	2	—	40	0.16	1用1备
8	地下溶剂泵	1	—	40	常压	—
9	贫液泵	2	—	55	常压	1用1备
10	溶剂加入泵	1	—	40	常压	—
三、实验室分析仪器						
1	离子色谱仪	1	—	—	—	—
2	气相色谱仪	1	—	—	—	—
3	pH值检测仪	1	—	—	—	—

3.3.5 原辅材料

拟建工程原辅材料使用情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 拟建工程原辅材料消耗量一览表

序号	原辅料名称	用量	单位	储存方式	性状	运输方式	储存区域	来源
1	酸性气	4.296	10 ⁴ m ³ /d	不储存	气态	管输	—	满深联合站内来气
2	天然气	496	10 ⁴ m ³ /a	不储存	气态	管输	—	满深联合站内来气
2	润滑油	0.5	t/a	桶装	液态	汽车	现有仓库	外购
3	MDEA (甲基二乙醇胺)	5		桶装	液态	汽车	现有仓库	外购
4	克劳斯催化剂	9	t/3a	袋装	固态	汽车	现有仓库	外购
5	加氢催化剂	4.5		袋装	固态	汽车	现有仓库	外购
6	瓷球	10		袋装	固态	汽车	现有仓库	外购

酸性气为现有工程及在建工程天然气处理单元酸气分离器来酸气，来气温度为 20℃，压力为 0.05MPa；天然气为联合站内净化后的天然气。酸性气燃烧炉天然气耗量 $120 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ 、尾气焚烧炉天然气耗量 $360 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ 、加氢还原天然气耗量 $16 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ 。气体组分见表 3.3-6。

表 3.3-6 拟建工程气体组成一览表 单位：mol%

项目	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	C ₅ 及以上	N ₂	CO ₂	O ₂	H ₂ O	H ₂ S (mg/m ³)
酸性气	0	0	0	0	0.01	0.215	61.403	0.075	3.297	531250 (35mol%)
天然气	80.1	7.06	3.89	1.63	0.32	5.42	1.37	0.2	0	20

拟建工程原辅材料主要成分及理化性质见表 3.3-7。

表 3.3-7 原辅材料理化性质一览表

序号	物料名称	理化性质或成分
1	润滑油	沸点-250℃，闪点 120~340℃，引燃温度 300~350℃，饱和蒸汽压 0.13/145.8℃，可燃液体，遇明火、高热可燃
2	MDEA（甲基二乙醇胺）	是一种多功能有机胺类化合物，分子式为 C ₄ H ₁₁ NO，分子量 119.2，沸点 246~248℃，闪点 129.4℃，凝固点-21℃，汽化潜热 476kJ/kg，能与水醇混溶，微溶于醚。在一定条件下，对硫化氢、二氧化碳等酸性气体具有很强的吸收能力，MDEA 溶液脱除 H ₂ S 工艺具有工艺技术成熟、能耗低、吸收效果好，溶液稳定性好，无毒不降解，挥发性小，对碳钢设备腐蚀性小，对烃类溶解度低等优点
3	克劳斯催化剂	包括 Al ₂ O ₃ 、TiO ₂ 、NiO 等成分。氧化铝（Al ₂ O ₃ ）：主要活性成分，比表面积高、热稳定性较好；二氧化钛（TiO ₂ ）：辅助活性组分，能增强抗硫酸盐化能力，延长催化剂寿命；氧化镍（NiO）：特殊活性组分，提高催化剂活性和稳定性
4	加氢催化剂	多采用金属硫化物形式，如 Co-Mo-S、Ni-Mo-S 等。具有明显的中空结构，有利于反应物扩散。Co-Mo、Ni-Mo 之间存在电子协同效应，促进电子转移，对加氢脱氧反应表现出高选择性，兼具加氢和电催化活性
5	瓷球	是以氧化铝（Al ₂ O ₃ ）为主要成分的工业陶瓷制品，具有高化学稳定性和耐高温高压特性。在反应装置中瓷球主要作为催化剂支撑材料和流体分布介质使用。抗压强度：20-40MPa；耐温性：最高可达 1600℃；吸水率：<0.5%；耐酸碱腐蚀、化学稳定性强

3.3.6 硫平衡

拟建工程硫元素平衡见表 3.3-8。

表 3.3-8 拟建工程硫元素平衡表

收入项					支出项				
序号	名称	物料量 (t/a)	含硫率 (%)	含硫量 (t/a)	序号	名称	物料量 (t/a)	含硫率 (%)	含硫量 (t/a)
1	原料气	20883.735	34.25	7152.68	1	液硫	6660	99.95	6656.67
2	天然气	496 万 m ³ /a	20 (mg/m ³)	0.1	2	汽提塔排污水	799.2	0.315	2.52

续表 3.3-8 拟建工程硫元素平衡表

收 入 项					支 出 项				
序号	名称	物料量 (t/a)	含硫率 (%)	含硫量 (t/a)	序号	名称	物料量 (t/a)	含硫率 (%)	含硫量 (t/a)
3	—	—	—	—	3	尾气处理工艺回收酸气	656	74.3	487.41
4	—	—	—	—	3	尾气焚烧炉外排烟气	12.330	50	6.165
5	—	—	—	—	4	硫磺回收装置无组织废气	0.016	94.1	0.015
合计				7152.78	合计				7152.78

3.3.7 公辅工程

(1) 工艺管道

新建站内各工艺管道 3.5km，扩建装置与满深联合站内已建装置衔接均采用管架敷设，排污采用埋地敷设。

(2) 供电工程

新建 1 座 10/0.4kV 预装式变电站，为硫磺回收装置及尾气处理装置供电。

(3) 供气工程

新建 1 台 37m³ 仪表风储罐，确保装置仪表风系统稳定可靠运行。

(4) 供热工程

① 工艺用热

依托满深联合站内现有导热油系统，采用燃气热媒炉+光热系统联合供热方式，选用 3 台 8MW 热媒炉，2 用 1 备。光热系统采用槽式集热器，与热媒炉并联使用，通过光热系统将导热油从 150℃ 加热至 180℃，然后经燃气热媒炉加热至 200℃ 送至生产系统使用。已建导热油系统满足扩建后全站供热需求。

② 冬季供暖

满深联合站内现建有换热站一座，用于满足站内建筑供暖、工艺储罐的供热需求。热源为热媒炉产热，经 2 台卧式油-水波纹管换热器进行换热，供热规模为 2.0MW，供热介质为 95/70℃ 热水，热媒为导热油（供油温度 180℃，回油温度 120℃）。

拟建工程采暖供热就近引接至已建供热管网，已建换热站供热能力满足本工程用热需求。

(5) 给排水

① 给水

依托满深联合站内现有给水系统，拟建工程用水由满深联合站现有供水管网及除盐水、除氧水系统供给。满深联合站设计供水规模 $3700\text{m}^3/\text{d}$ ，实际生产使用负荷约 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷富裕 $3300\text{m}^3/\text{d}$ ；除盐水系统设计产水能力为 $360\text{m}^3/\text{d}$ ，实际生产使用负荷约 $130\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷富余 $230\text{m}^3/\text{d}$ ；除氧水系统设计产水能力为 $72\text{m}^3/\text{d}$ ，现有设施无除氧水需求。

用量包括新鲜水 $193\text{m}^3/\text{d}$ （设备及地面清洗水 $1\text{m}^3/\text{d}$ ，硫磺回收装置设备冷却及蒸发损耗补水 $192\text{m}^3/\text{d}$ ）、除盐水 $15.3\text{m}^3/\text{d}$ （蒸汽发生器补水）、除氧水 $15.8\text{m}^3/\text{d}$ （凝结水补水）。

② 排水

满深联合站排水主要包括蒸汽发生器排污水 $0.4\text{m}^3/\text{d}$ 、汽提塔排污水 $2.4\text{m}^3/\text{d}$ 、设备清洗废水 $1\text{m}^3/\text{d}$ ，经满深联合站采出水处理装置处理达标后回注地层。

图 3.3-1

拟建工程水平衡图

单位： m^3/d

（6）火炬系统

满深联合站设置 1 套高压火炬放空系统和 1 套低压火炬放空系统，硫磺回收装置处理过程中设置了放空系统，发生异常超压的情况下，超压气体可通过联合站现有放空火炬点燃排放。

（7）清净雨水系统

拟建工程排水实现“雨污分流、清污分流”，装置区场地及道路清净雨水利用地形自然渗透及散排方式。工艺装置区四周设置有排水导流明沟，明沟末端的集水井设置倒换闸门，初期雨水收集后排至满深联合站现有事故污水池存储（ $L \times B \times H = 20\text{m} \times 15\text{m} \times 3.5\text{m}$ ， $V = 1050\text{m}^3$ ），送至站内采出水处理系统处理。初期污染雨水与清净雨水系统分开，后期清净雨水随坡度排向站内道路，随道路排至站外。

3.3.8 地面设备设施拆除工程

随着石油开采的不断进行，硫磺回收装置区由于服务期满无法继续利用等原因，最终将进入退役期。清理场地，对废弃设备进行拆除，恢复原有地貌；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使装置区恢复到相对自然的一种状态。

3.3.9 依托工程

3.3.9.1 满深联合站采出水处理系统

满深联合站采出水处理系统总设计能力 $1500\text{m}^3/\text{h}$ ，采取“压力除油+过滤+沉降”处理工艺，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层；现有满深联合站采出水处理系统处理量 $1210\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量 $290\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足拟建工程 $3.8\text{m}^3/\text{d}$ 生产废水处理量要求（悬浮固体含量 $\leq 35.0\text{mg/L}$ 、含油量 $\leq 100.0\text{mg/L}$ ）。

3.3.9.2 满深联合站导热油系统

依托满深联合站内现有导热油系统，采用燃气热媒炉+光热系统联合供热方式，选用 3 台 8MW 热媒炉，2 用 1 备。光热系统采用槽式集热器，与热媒炉并联使用，通过光热系统将导热油从 150°C 加热至 180°C ，然后经燃气热媒炉加热至 200°C 送至生产系统使用。

3.3.9.3 满深联合站供水系统

拟建工程用水依托满深联合站内现有供水系统。联合站用水来源于沙雅县城乡水厂，供水规模为 $3700\text{m}^3/\text{d}$ ，实际生产使用负荷约 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷富裕 $3300\text{m}^3/\text{d}$ 。水厂来水首先进入站内水处理间一级多介质过滤器过滤掉水中的泥沙等，然后进入 2 座 1500m^3 消防及生产生活水罐暂存，可满足拟建工程用水需求；用量包括新鲜水 $193\text{m}^3/\text{d}$ （设备及地面清洗水 $1\text{m}^3/\text{d}$ ，硫磺回收装置设备冷却及蒸发损耗补水 $192\text{m}^3/\text{d}$ ）。

满深联合站除盐水系统设计产水能力为 $360\text{m}^3/\text{d}$ ，实际生产使用负荷约 $130\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷富余 $230\text{m}^3/\text{d}$ ，拟建工程除盐水用量 $15.3\text{m}^3/\text{d}$ （蒸汽发生器补水），已建除盐水系统满足扩建后全站供水需求。

满深联合站除氧水系统设计产水能力为 $72\text{m}^3/\text{d}$ ，现有设施无除氧水需求，除氧水系统可满足拟建工程用水需求：除氧水 $15.8\text{m}^3/\text{d}$ （凝结水补水）。

3.3.9.4 满深联合站换热站

满深联合站内现建有换热站一座，用于满足站内建筑供暖、工艺储罐的供热需求。热源为热媒炉产热，经 2 台卧式油-水波纹管换热器进行换热，供热规模为 2.0MW ，供热介质为 $95/70^\circ\text{C}$ 热水，热媒为导热油（供油温度 180°C ，回油温度 120°C ）。

拟建工程采暖供热就近引接至已建供热管网，已建换热站供热能力满足本工程用热需求。

3.3.9.5 满深联合站危废暂存间

满深联合站现有危废暂存间为混凝土建筑结构，该危废暂存间长 7m ，宽 6m ，面积 42m^2 ，地面进行防渗处理，防渗层为防渗钢筋混凝土+防渗膜，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}\text{cm/s}$ ，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中防渗要求；贮存能力为 200t ，拟建工程危险废物产生量为 7t/a ，小于设计危险废物存储量。因此，危废暂存间可容纳项目危险废物，暂存能力满足相关要求。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

施工内容主要包括土方施工、建筑施工、地基处理、设备安装等。人工对设备占地范围进行平整，并对地面进行水泥硬化处理；将生产设备由运输车辆拉运至满深联合站进行人工安装，硫磺回收装置及尾气处理装置与已建装置衔接均采用管架敷设，排污采用埋地敷设，工艺装置区主管廊架采用两层管架；为确保处理装置在满深联建成投产，需结合硫磺回收装置及尾气处理装置外配需求，全系统进行连头衔接；连头完毕后进行设备调试。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行措施；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；废水污染源主要为生活污水和管道试压废水，生活污水依托满深联合站公寓内生活污水处理装置处理，管道试压废水最终用于荒漠洒水降尘；固体废物为施工土方、焊接及吹扫废渣和生活垃圾，施工土方用作站场回填，焊接及吹扫废渣收集后委托周边工业固废填埋场合规处置；生活垃圾收集后拉运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

3.4.1.2 运营期

硫磺回收装置采用两级克劳斯工艺，尾气处理装置采用加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧工艺，具体工艺流程如下：

（1）硫磺回收工艺

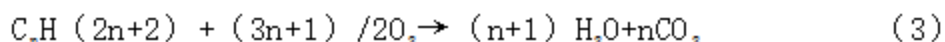
克劳斯硫磺回收工艺是由一个热反应段和两个催化反应段组成。即含 H_2S 的酸性气在燃烧炉内用空气进行不完全燃烧，通过控制风量，使 H_2S 燃烧后生成的 SO_2 量满足 H_2S/SO_2 分子比等于或接近 2， H_2S 和 SO_2 在高温下反应生成元素硫，受热力学条件的限制，剩余的 H_2S 和 SO_2 进入催化反应段，在催化剂作用下继续进行生成元素硫的反应。生成的元素硫经冷凝分离，达到回收的目的。

热反应段发生的反应：

主反应：



副反应：



催化反应段发生的反应



工艺流程说明如下：

满深联合站现有工程及在建工程天然气处理单元酸性气分离器来的酸性气进入硫磺回收装置，首先进入酸性气分液罐分离，分出的酸性液用氮气压送返回酸性水罐，酸性水经泵输送至汽提塔，酸性气进入后续硫磺回收工艺。由于酸性气中 H_2S 温度较低，为了提高酸性气燃烧炉炉膛温度，采用酸性气分流法，分液后的酸性气经酸性气预热器间接换热后进入到酸性气燃烧炉内。助燃空气由酸性气燃烧炉风机送至空气预热器间接换热后进入酸性气燃烧炉，随后与混入的天然气点燃发生氧化反应，生成二氧化硫（含少量天然气带入硫元素）。燃烧过程中空气通过流量控制阀，并根据酸性气流量比例调节空气量，控制目标是使尾气捕集器出口过程气中 H_2S/SO_2 比值为 2:1。 H_2S 和 SO_2 在高温下反应生成元素硫，受热力学条件的限制，剩余的 H_2S 和 SO_2 进入克劳斯反应器进行催化反应，继续进行生成元素硫的反应。燃烧烟气随过程气一并进入后续工艺。

燃烧后高温过程气进入燃烧炉蒸汽发生器降温至 320°C 并副产 1.0MPa 蒸汽，过程气进入一级硫冷凝器，将过程气中的硫磺冷凝出来进入液硫封，并副产 0.4MPa 蒸汽。冷凝后的过程气用一级电加热器加热到 260°C 后进入克劳斯一级反应器，在催化剂作用下，使 H_2S 和 SO_2 继续反应生成单质硫，出一级反应器的过程气进入二级硫冷凝器，冷凝器出液硫进入液硫封，并副产 0.40MPa 蒸汽。二级硫冷凝器出来的过程气经二级电加热器加热到 220°C 后进入到克劳斯二级反应器，再次使 H_2S 和 SO_2 反应生成单质硫，反应结束后的过程气进入三级硫冷凝器，冷凝器出液硫进入液硫封，并副产 0.40MPa 蒸汽。

各液硫封罐内的液硫汇总后送至密闭液硫池暂存，液硫定期经液硫装车鹤管装车外销。密闭液硫池内设置多组蒸汽维温蒸汽盘管，采用 0.4MPa 低压蒸汽持续伴热，确保液硫温度为 140°C ，同时液硫池底部设有搅拌系统，确保持存和输送过程中不凝固底部有搅拌系统，少量溶解在液硫内的硫化氢在液硫暂存过程中不断析出，并经管道返回酸性气燃烧炉作为酸性气回收。

(2) 尾气处理工艺

硫磺回收装置尾气处理采用加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧工艺，配套胺液再生及酸性水汽提。通过加氢还原将尾气中的各种形态的含硫化合物转化为 H_2S ，再通过胺液吸收及汽提过程对 H_2S 进行富集，最终将提浓的 H_2S 返回克劳斯装置回收元素硫。少量未还原吸收的 SO_2 、S 等通过焚烧处理后最终均以 SO_2 形式排放。

工艺流程说明如下：

从硫磺回收装置尾气捕集器来的过程气进入到在线加氢炉加热到 $280^{\circ}C$ 后进入加氢反应器，在线加氢炉制备氢气后其他气体随过程气一并进入后续工艺。

在 $Co-Mo/Al_2O_3$ 、 $Ni-Mo/Al_2O_3$ 催化剂作用下发生如下反应：



从硫磺回收装置尾气捕集器来的过程气进入到在线加氢炉加热到 $280^{\circ}C$ 后进入加氢反应器，将过程气中的 SO_2 、S 加氢还原为 H_2S ，出加氢反应器的过程气进入到蒸汽发生器降温至 $170^{\circ}C$ 并副产 0.4MPa 蒸汽。降温后的过程气进入急冷塔底部，上升过程与塔顶喷淋的冷水直接接触冷却，部分硫化氢吸收后进入塔底形成酸性水，降温后的过程气中未被吸收的硫化氢进入胺液吸收塔底部，由塔顶经雾化后胺液与降温后的过程气逆流接触，对过程气中的 H_2S 再次进行吸收富集，少量未被吸收的硫化氢进入尾气焚烧炉焚烧，使尾气中硫化氢、硫完全转化为二氧化硫。焚烧后的尾气经焚烧炉蒸汽发生器换热后进烟囱排空，焚烧炉蒸汽发生器副产 1.0MPa 蒸汽。

急冷塔底部产生的酸性水及酸性水罐中的酸性水经泵输送至汽提塔，汽提塔底通入 0.4MPa 蒸汽提供汽提所需的热量，酸性水在塔底经蒸汽加热至 $109^{\circ}C$ 时，溶解在酸性水中的 H_2S 进入气相，并由塔顶排出返回至克劳斯酸性气燃烧炉回用，塔底脱酸净化后的酸性水泵至站内污水处理系统。

来自吸收塔的富胺液经再生塔换热器换热至 $98^{\circ}C$ 进入再生塔。再生塔塔底由再生塔底重沸器供热，用 0.4MPa 蒸汽间接加热。加热沸腾后胺液中硫化氢、水等气体经再生塔顶空气冷却器冷凝冷却、酸性气分液罐分液后，硫化氢返回至克劳斯酸性气燃烧炉，冷凝液经再生塔顶回流泵返塔作为回流。脱酸后的塔底胺液（贫液）经再生塔换热器换热降温至 $70 \sim 75^{\circ}C$ 后，再送至贫液空冷器冷

却至 55℃ 进入贫液缓冲罐，最终再经贫液泵加压后送至吸收塔使用。此外需通过加药撬定期向吸收塔中补充胺液，以确保胺液循环使用过程中对硫化氢吸收效果，产生的药剂包装物直接由厂家回收再利用，不在联合站内暂存。

拟建工程废气污染源主要为硫磺回收装置尾气（G₁）及硫磺回收装置无组织废气（G₂），硫磺回收装置尾气经加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧处理，经 35m 高烟囱排放，硫磺回收装置采取密闭流程，加强设备管理，加强阀门的检修与维护等措施减少无组织废气排放。废水污染源主要为各蒸汽发生器排出的蒸汽发生器排污水（W₁）、汽提塔排污水（W₂）、设备清洗废水（W₃）排至联合站内采出水处理系统进行处理，达标后回注地层。噪声污染源主要为风机（N₁）、泵类（N₂）、空冷器（N₃）等设备运行产生的噪声，采取选用低噪设备，基础减振，对风机进出口加装消声器等降噪措施。固废污染源主要包括废机油（S₁）、废油桶（S₂）、废催化剂（S₃）、废瓷球（S₄），均属于危险废物，废机油进入满深联合站原油处理系统资源回用，废油桶、废催化剂、废瓷球收集后委托有资质单位处置。

拟建工程运营期主要排污节点详见下表。

表 3.4-1 主要排污节点一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放特征	治理措施及排放去向
废气	G ₁	硫磺回收装置尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	连续	采取加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧技术处理措施，经 35m 高烟囱排放
	G ₂	硫磺回收装置无组织废气	H ₂ S	连续	采取密闭流程，加强设备管理，加强阀门的检修与维护等措施
废水	W ₁	蒸汽发生器排污水	SS、COD	间歇	排至采出水处理系统进行处理，达标后回注地层
	W ₂	汽提塔排污水	pH、SS、硫酸盐、石油类	连续	
	W ₃	设备清洗废水	SS、石油类	间歇	
固废	S ₁	废机油	油类物质	间歇	收集后进入满深联合站原油处理系统资源回用
	S ₂	废油桶	油类物质	间歇	收集后暂存于危废暂存间内，定期委托有资质单位进行接收处置
	S ₃	废催化剂	金属氧化物/金属硫化物	间歇	
	S ₄	废瓷球	废瓷球	间歇	

续表 3.4-1 主要排污节点一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放特征	治理措施及排放去向
噪声	N ₁	风机	噪声	连续	选取低产噪设备、基础减振，对风机进出口加装消声器
	N ₂	泵类	噪声	连续	选取低产噪设备、基础减振
	N ₃	空冷器	噪声	连续	选取低产噪设备、基础减振

硫磺回收装置处理工艺流程图

图 3.3-2

图 3.3-3 尾气处理装置工艺流程图

图 3.3-4 胺液回收系统工艺流程图

3.4.1.3 退役期

随着石油开采的不断进行，生产装置由于服务期满无法继续利用等原因，最终将进入退役期。清理场地，对废弃设备进行拆除，恢复原有地貌；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使站场恢复到相对自然的一种状态。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；废水污染源主要为管道、设备清洗废水，输送至满深联合站采出水处理系统处理，达标后回注地层；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；固体废物主要为设备拆除过程中产生的废弃管线、废弃设备及残余废液、建筑垃圾，其中建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置；管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，送至油田物资库房留用；拆除后的设备清理后送至油田物资库房留用，酸性水罐、汽提塔等设备内残余的废液收集后由罐车送至周边处理站场的水处理系统进行处理。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

拟建工程施工过程中新增占地，对地表土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境等产生一定的影响。

3.4.2.1 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

项目占地主要包括永久占地和临时占地，永久占地主要为硫磺回收装置区永久占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括施工营地临时占地，随着施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。项目施工过程中，不可避免的对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，容易导致水土流失。

3.4.2.2 废气

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、施工车辆尾气和焊接烟气。

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要来自场地平整、车辆运输过程中产生，场地平整周期较短，且采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围

大气环境的不利影响。

(2) 车辆尾气和焊接烟气

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、 SO_2 、 NO_2 、 C_2H_2 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.4.2.3 废水

(1) 生活污水

本工程施工天数为210d，施工人数为20人，按每人每天用水量100L计算，则生活用水量为 420m^3 ，生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为 336m^3 。生活污水中主要污染物为COD、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS等；类比满深联合站公寓现状，生活污水中主要污染物浓度COD为 400mg/L 、 BOD_5 为 200mg/L 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 25mg/L 、SS为 220mg/L 。生活污水依托满深联合站公寓内生活污水处理装置处理。

(2) 管线试压废水

拟建工程集输管线试压介质采用中性洁净水，根据项目管线长度及直径，试压用水量约为 2m^3 ，管道试压废水中主要污染物为SS，试压结束后用于洒水抑尘。

3.4.2.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如施工运输车辆、吊装机等，产噪声级在 $88\sim 95\text{dB(A)}$ 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。

3.4.2.5 固体废物

拟建工程施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾。

(1) 土石方

拟建工程共开挖土方 0.55万 m^3 ，回填土方 0.67万 m^3 ，借方 0.12万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为场地平整产生土方，回填土方主要为场地回填。新建生产装置区需进行压盖，借方主要来源于周边砂石料场。

拟建工程土石方平衡见下表 3.4-2。

表 3.4-2 土石方挖填方平衡表 单位: 万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
站场工程	0.55	0.67	0.12	周边砂石料场	0	—

(2) 焊接及吹扫废渣

根据类比调查,焊接及吹扫废渣的产生量约为 0.05t/km,拟建工程焊接及吹扫废渣产生量约为 0.175t,收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。

(3) 生活垃圾

施工期间施工人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算,本工程工期约 210d,施工人员共计 20 人,则生活垃圾总产生量为 2.1t,收集后拉运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)、《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884—2018)等要求对废气进行源强核算,拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.4-3。

表 3.4-3 拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年总排放量 (t/a)
1	硫磺回收装置尾气	颗粒物 SO ₂ NO _x	20 12393(尾气中单质硫折算为 SO ₂) 280.7	采取加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧技术,经 35m 高烟囱排放	35	5320	20 289.7 196.5	0.106 1.541 1.045	8000	0.851 12.330 8.363
2	硫磺回收装置无组织废气	H ₂ S	—	采取密闭流程,加强设备管理,加强阀门的检修与维护等措施	—	—	—	0.0020	8000	0.016

源强核算过程:

(1) 硫磺回收装置尾气

拟建工程运营过程中硫磺回收装置尾气燃烧后产生的 SO_2 中的硫元素来源包括两部分，其一为硫磺回收装置未回收的硫元素，其二为酸性气燃烧炉、在线加氢炉及尾气焚烧炉装置消耗天然气过程中带入的硫元素，以上硫元素最终转化为二氧化硫通过尾气焚烧炉排气筒一并外排。硫元素均采用加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧处理工艺，通过加氢还原将尾气中的各种形态的含硫化合物转化为 H_2S ，然后通过胺液吸收及汽提过程对 H_2S 进行富集，最终将提浓的 H_2S 返回克劳斯装置回收元素硫。少量未还原吸收的 H_2S 、 SO_2 、 S 通过尾气焚烧炉焚烧处理后最终均以 SO_2 形式排放。

根据原料及天然气组分、处理效率等设计资料并根据物料衡算结果，外排烟气量为 $5320\text{m}^3/\text{h}$ （天然气燃烧烟气量为 $4221\text{m}^3/\text{h}$ ，原料酸气带入不燃气（主要为 CO_2 ）为 $1099\text{m}^3/\text{h}$ ）， SO_2 排放浓度为 $289.7\text{mg}/\text{m}^3$ ，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（天然气净化厂硫磺回收装置总规模 $<200\text{t}/\text{d}$ ）的 SO_2 浓度限值（ $800\text{mg}/\text{m}^3$ ）。按年有效作业时间 8000h 计，年外排二氧化硫 12.330t 。

尾气焚烧装置尾气氮氧化物产生量参照《排污许可证申请与核发技术规范工业炉窑》（HJ1121-2020）中“表 6 加热炉、热处理炉、干燥炉（窑）排放口参考绩效值表”中气体燃料氮氧化物绩效值进行核算。本项目天然气低位热值为 $33.5\text{MJ}/\text{m}^3$ ，对应氮氧化物绩效值为 $2.409\text{g}/\text{m}^3$ ，本次评价将酸性气燃烧炉、在线加氢炉、尾气焚烧炉装置天然气燃烧产生的 NO_x 全部经尾气焚烧装置排气筒排放，天然气耗量为 $620\text{m}^3/\text{h}$ （酸性气燃烧炉天然气耗量为 $150\text{m}^3/\text{h}$ ，尾气焚烧炉装置天然气耗量为 $450\text{m}^3/\text{h}$ ，在线加氢炉天然气耗量为 $20\text{m}^3/\text{h}$ ），则氮氧化物产生量为 1493.58g ，结合烟气量 $5320\text{m}^3/\text{h}$ ，则 NO_x 产生浓度为 $280.7\text{mg}/\text{m}^3$ ，根据设计资料，采用低氮燃烧技术 NO_x 去除率按 30% 计， NO_x 排放浓度为 $196.5\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 新污染源大气污染物排放限值二级标准（ $240\text{mg}/\text{m}^3$ ）。按年有效作业时间 8000h 计，年外排氮氧化物 8.363t 。

通过类比同类型的塔三联硫磺回收尾气焚烧装置，其排气筒监测浓度小于 $20\text{g}/\text{m}^3$ 。本次评价保守考虑，颗粒物排放浓度取值 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物

综合排放标准》(GB16297-1996)中表2 新污染源大气污染物排放限值二级标准($120\text{mg}/\text{m}^3$)。按年有效作业时间8000h计,年外排颗粒物0.851t。

(2) 硫磺回收装置区无组织废气

硫磺回收装置区无组织废气中硫化氢主要通过阀门、法兰连接处泄漏,参照《环境统计手册》中经验公式计算出气体泄漏速率后,根据硫化氢在气体中的比例折算。

$$G_e = KCV \times (M/T)^{0.5}$$

G_e 为设备或管道不严密处的散发量, kg/h ;

K 为安全系数,本工程取0.5;

C 压力系数,取0.005;

V 为设备和管道内部容积,本次取 8m^3 ;

M 为设备和管道内气体分子质量,本工程取32.7;

T 为设备和管道内部气体绝对温度, K , 本工程取293。

经过核算, G_e 取值为 $0.0067\text{kg}/\text{h}$,根据酸性气体成分,硫化氢体积百分数占比为35%,折合成质量百分数占比约为30%, H_2S 无组织排放源强为 $0.002\text{kg}/\text{h}$,年有效工作时间按8000h计算,则拟建工程 H_2S 无组织挥发量为 $0.016\text{t}/\text{a}$ 。

3.4.3.2 废水污染源及其治理措施

运营期废水主要为蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水,主要污染物为pH、SS、COD、硫酸盐、石油类等。废水输送至满深联合站采出水处理系统处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表1第V类水质标准后回注地层,可保持油层压力,使油气藏有较强的驱动力,以提高油气藏的开采速度和采收率。

表 3.4-4 拟建工程废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量 (m^3/d)	排放量 (m^3/d)	主要 污染物	产生 特点	治理措施
废水	W_1	蒸汽发生器排污水	0.4	0	SS、COD、石油类	间歇	输送至满深联合站采出水处理系统处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表1第V类水质标准后回注地层
	W_2	汽提塔排污水	2.4	0	SS、pH、硫酸盐、石油类	连续	
	W_3	设备清洗废水	1	0	SS、石油类	间歇	

3.4.3.3 噪声污染源及其治理措施

运营期站场噪声源主要为风机、泵类、空冷器等，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实际情况，产噪声级均为 90dB（A）。项目选取低产噪设备、基础减振，对风机进出口加装消声器等措施，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB（A）。

表 3.4-5 噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称	数量/（台/套）	源强（dB（A））	降噪措施	降噪效果（dB（A））
1	风机	3	90	选取低产噪设备、基础减振，对风机进出口加装消声器	15
2	泵类	14	90	选取低产噪设备、基础减振	15
3	空冷器	8	90	选取低产噪设备、基础减振	15

3.4.3.4 固体废物及其治理措施

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号），拟建工程运营期产生的危险废物主要为废机油、废油桶、废催化剂、废瓷球。

①废机油及废油桶

设备设施定期维护、保养产生废机油，并随之产生废油桶。根据满深联合站现有设备运行情况，废机油产生量约 0.5t/a，收集后进入满深联合站原油处理系统资源回用；废油桶产生量 0.02t/a，收集后在联合站内现有危废间暂存，委托有资质单位进行接收处置。

②废催化剂

拟建工程克劳斯装置一级、二级反应器内需装填克劳斯催化剂，装填量为 9t，使用寿命为 3 年；加氢反应器内需装填加氢催化剂，装填量为 4.5t，使用寿命为 3 年。运营期需定期更换产生废催化剂，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号），废克劳斯催化剂、废加氢催化剂均属于危险废物（HW46 900-037-46），收集后在联合站内现有危废间暂存，委托有资质单位进行接收处置。

③废瓷球

克劳斯装置一级、二级反应器及加氢反应器均使用瓷球，装填量共 10t，使用寿命为 3 年，定期更换产生废瓷球。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号），废瓷球属于危险废物（HW49 900-041-49），收集后在联合站内现有危废间暂存，委托有资质单位进行接收处置。

拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.4-6。

表 3.4-6 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	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
废机油	HW08	900-217-08	0.5t/a	油气处理	固态	油类物质	油类物质	1 年/次	T, I	收集后进入满深联合站原油处理系统资源回用
废油桶	HW08	900-249-08	0.02t/a	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后暂存于危废暂存间内，定期委托有资质单位进行接收处置
废催化剂	HW46	900-037-46	13.5t/3a	克劳斯一级、二级反应器及加氢反应器	固态	TiO ₂ 、Al ₂ O ₃ 、NiO 等金属氧化物或 Co、Ni、Mo 等金属硫化	金属化合物	3 年/次	T, I	
废瓷球	HW49	900-041-49	10t/3a	克劳斯一级、二级反应器及加氢反应器	固态	废瓷球	废瓷球	3 年/次	T/In	

3.4.3.5 运营期生态恢复措施

运营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，生产活动控制在厂区范围内。

3.4.3.6 分区防渗措施

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），拟建工程污染防治分区情况见表 3.4-7。防渗分区示意图见附图 6。

表 3.4-7 拟建工程污染防治分区情况一览表

站场	项目		防渗要求
满深联合站	一般防渗区	新建生产装置区	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	站场其他区域	一般地面硬化

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

(1) 退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

(2) 运输车辆使用符合国家标准油品。

3.4.4.2 退役期废水污染防治措施

退役期管道、设备清洗废水输送至满深联合站采出水处理系统处理，达标后回注地层。

3.4.4.3 退役期噪声防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.4.4.4 退役期固体废物处置措施

地面设施拆除、站场清理等工作中会产生废弃管线、废弃设备及残余废液、建筑垃圾，其中建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置；管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，送至油田物资库房留用；拆除后的设备清理后送至油田物资库房留用，酸性水罐、汽提塔等设备内残余的废液收集后由罐车送至周边处理站场的水处理系统进行处理。退役期无危险废物产生。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

(1) 施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(2) 对站场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

(3) 在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植被；不得惊扰、伤害野生动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，理解保护野生动植物的重要意义。

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

3.4.5 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。

拟建工程硫磺回收装置处理过程中设置了放空系统，发生异常超压的情况下，超压气体可通过联合站现有放空火炬点燃排放。参照《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式（21）计算。拟建工程非正常排放情况见表 3.2-20。

$$E_{\text{火炬系统}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & \text{(二氧化硫)} \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & \text{(氮氧化物、挥发性有机物)} \end{cases}$$

式中： S_i —火炬气中的硫含量， kg/m^3 ，（取 $0.02\text{kg}/\text{m}^3$ ）；

Q_i —火炬气流量， m^3/h ，（取 $2266.8\text{m}^3/\text{h}$ ）；

t_i —火炬系统 i 的年运行时间， h/a ，（取 1h ）；

α —排放系数， kg/m^3 ，氮氧化物取 0.054 ；

n —火炬个数，1个。

表 3.4-8 非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 /h	年发生频次 /次
火炬	硫磺回收装置泄压情况	SO_2	90.672	1	1
		NO_x	122.407		

3.4.6 清洁生产分析

（1）清洁生产工艺

①酸气处理全过程采取密闭措施，降低损耗。

②采用全自动控制系统对主要处理工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使处理系统的安全性、可靠性得到保证。

③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。

（2）装备水平

按照国家有关技术政策要求，项目采用高效节能设备，提高生产效率。

(3) 节能降耗

①站内新增设备综合考虑规划期内油气产量，合理配置，确保不同台阶流量下，泵仍在高效区工作；泵的选型满足国家对泵效的技术要求。

②站内地上工艺管道采用保温设计，选用了导热系数小、吸水率低、强度高、不易燃无腐蚀的材料。

③选用密闭性能好，使用寿命长的阀门、计量设备，避免泄漏、降低能耗。

④选用节能型电气设备。站场的动力、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。

(4) 污染物产生

拟建工程硫磺回收装置尾气采取加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧处理措施，经 35m 高烟囱排放，硫磺回收装置无组织废气采取密闭流程，加强设备管理，加强阀门的检修与维护等措施；拟建工程选取低噪设备、基础减振，对风机进出口加装消声器，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求；满足清洁生产的要求。

(5) 建立有效的环境管理制度

拟建工程将环境管理和环境监测纳入油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，制定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。

拟建工程全过程密闭输送，采用高效节能设备，充分有效地降低了项目的能耗及污染物排放水平，同时选用高效、先进生产工艺，符合清洁生产要求。

3.4.7 污染物排放量

根据工程分析结果，拟建工程污染物年排放量见表 3.4-9。

表 3.4-9 拟建工程污染物年排放量一览表 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		
拟建工程排放量	0.851	12.330	8.363	0	0.016	0	0

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平以及地方生态环境主管部门对污染物排放总量控制的要求，考虑拟建工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： VOC_s 、 NO_x 。

废水污染物： COD 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.4.8.2 拟建工程污染物排放总量

(1) 废水

拟建工程蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送至采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

(2) 废气

废气主要对硫磺回收装置尾气排放的 NO_x 进行总量控制。

尾气焚烧装置尾气氮氧化物产生量参照《排污许可证申请与核发技术规范 工业炉窑》（HJ1121—2020）中“表6 加热炉、热处理炉、干燥炉（窑）排放口参考绩效值表”中气体燃料氮氧化物绩效值进行核算。本项目天然气低位热值为 $33.5\text{MJ}/\text{m}^3$ ，对应氮氧化物绩效值为 $2.409\text{g}/\text{m}^3$ ，本次评价将酸性气燃烧炉、在线加氢炉、尾气焚烧炉装置天然气燃烧产生的 NO_x 全部经尾气焚烧装置排气筒排放，天然气耗量为 $620\text{m}^3/\text{h}$ （酸性气燃烧炉天然气耗量为 $150\text{m}^3/\text{h}$ ，尾气焚烧炉装置天然气耗量为 $450\text{m}^3/\text{h}$ ，在线加氢炉天然气耗量为 $20\text{m}^3/\text{h}$ ），则氮氧化物产生量为 1493.58g ，结合烟气量 $5320\text{m}^3/\text{h}$ ，则 NO_x 产生浓度为 $280.7\text{mg}/\text{m}^3$ ，尾气焚烧炉装置采用低氮燃烧技术，根据设计资料， NO_x 去除率按30%计， NO_x 排放浓度为 $196.5\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2 新污染源大气污染物排放限值二级标准（ $240\text{mg}/\text{m}^3$ ）。按年有效作业时间8000h计，年外氮氧化物8.363t。

综上所述，拟建工程总量控制指标为： NO_x 8.363t/a， VOC_s 0t/a， COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.5 拟建工程实施后满深联合站建设情况汇总

3.5.1 拟建工程实施后满深联合站建设概况

拟建工程实施后满深联合站建设情况汇总见表 3.5-1。

表 3.5-1 拟建工程实施后满深联合站基本概况一览表

序号	单元名称		工程内容	备注
1	主体工程	天然气处理装置	2套天然气处理装置,天然气处理规模为 250×10 ⁴ m ³ /d	不变
2		原油处理装置	1套原油处理装置,原油处理规模 200×10 ⁴ t/a	不变
3		硫磺回收装置	2套硫磺回收装置,硫磺回收规模为 30t/d	增大
4		采出水处理系统	设计规模 1500m ³ /d,包括采出水处理、采出水回注	不变
5	公辅工程	进站、外输阀组	集气、集油、收发球筒	不变
6		放空及火炬系统	1套高压放空系统、1套低压放空系统,高压放空气量 190×10 ⁴ m ³ /d,低压放空气量 30×10 ⁴ m ³ /d	不变
7		空氮站	最大供风能力 381Nm ³ /h;新建 1台 37m ³ 仪表风储罐,确保装置仪表风系统稳定可靠运行	不变
8		变电所	110kV 变电所 1座	不变
9		给排水系统	生活及生产用水由水源井管输至满深联合站,生活污水依托满深联合站公寓生活污水处理装置,处理达标后用于联合站和倒班公寓植被绿化	不变
10		消防水站	2座 1500m ³ 消防水罐,消防水储备量 2400m ³	不变
11		供热站	3台 8MW 热煤炉(2用1备)	不变
12		中控楼	SCADA 系统	不变
13		危废暂存间	站内危险废物暂存	不变
14		通信站	主要为富满油田相关生活及办公场所提供语音、计算机网络、有线电视、数据传输及安防系统	不变
15	储运工程	事故罐区	2座 5000m ³ 固定顶罐	不变
16		危废暂存间	建筑面积 42m ²	不变
17		液硫池	12×7×4m	新增
18	劳动定员工作制度		现有人员 100人,采取五班三运转制度,年工作时间8000h	不变

3.5.2 拟建工程实施后满深联合站产品方案

拟建工程实施后满深联合站产品方案见表 3.5-2。

表 3.5-2 拟建工程实施后满深联合站产品方案一览表

序号	产品名称	设计生产规模	去向	备注
1	净化天然气	$250 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	外输至哈一联合站	规模不变
2	净化原油	$200 \times 10^4 \text{t/a}$	外输至哈一联合站	规模不变
3	硫膏(含水率 30%)	14t/d	装车外运至塔三联硫磺精制装置	规模不变
4	硫磺	20t/d	外售至沙运司或瑞通、兴发等当地企业	规模增大

3.5.3 拟建工程实施后满深联合站主要技术经济指标

拟建工程实施后满深联合站主要技术经济指标见表 3.5-3。

表 3.5-3 拟建工程实施后满深联合站主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	备注
1	工艺指标	原油处理规模	10 ⁴ t/a	200	不变
2		天然气处理规模	10 ⁴ m ³ /d	250	不变
3		采出水处理规模	m ³ /d	1500	不变
4		原油转输	10 ⁴ t/a	200	不变
5		混烃转输	10 ⁴ t/a	5.8	不变
6		天然气转输	10 ⁴ m ³ /d	360	不变
7		净化原油含水率	%	≤0.5	不变
8		净化原油 H ₂ S 含量	mg/kg	≤10	不变
9		净化天然气 H ₂ S 含量	mg/m ³	≤6	不变
10		采出水处理系统出口含油量	mg/L	≤50	不变
11		采出水处理系统出口悬浮物含量	mg/L	≤30	不变
10		采出水处理系统出口含油量	mg/L	≤50	不变
11		采出水处理系统出口悬浮物含量	mg/L	≤30	不变
12		硫磺回收规模	t/d	30	增大
13	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kWh/a	11381.33	增大
14		水消耗量	m ³ /d	331.1	增大
15	综合指标	劳动定员	人	100	不变
16		作业时间	h/a	8000	不变

3.5.4 三本账

拟建工程实施后满深联合站“三本账”的情况见表 3.5-4。

表 3.5-4 拟建工程实施后满深联合站“三本账”的情况一览表单位: 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	3.14	0.62	14.12	5.52	0.52	0	0
在建工程排放量	0	0	0	0.160	0.005	0	0
拟建工程排放量	0.851	12.330	8.363	0	0.016	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
所有工程实施后全厂排放量	3.991	12.950	22.483	5.680	0.541	0	0
拟建工程实施后增减量	+0.851	+12.330	+8.363	0	+0.016	0	0

3.6 相关法律法规、规划符合性分析

3.6.1 产业政策符合性分析

拟建工程为石油开采配套硫磺回收项目，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（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号），拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

3.6.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.6.2.1 主体功能区划符合性分析

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。

拟建工程未占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域（农产品主产区）。《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中限制开发区域（农产品主产区）功能定位：新疆农产品主产区的功能定位是：保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义新农村建设的示范区。农产品主产区发展方向和开发原则是：位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

拟建工程主要对满深联合站扩建硫磺回收装置，项目位于沙雅县塔克拉玛干沙漠腹地，不占用农田区域，不会对区域农产品生产产生影响；同时项目施工过程中严格控制施工占地，站场建设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响，运营期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。综上所述，项目与区域主体功能区中限制开发区域发展方

向和开发原则相协调，符合主体功能区划。

3.6.2.2 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，所在地涉及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第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《阿克苏地区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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等。

拟建工程与相关规划的符合性分析结果参见表 3.6-1。

表 3.6-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建工程属于塔里木盆地石油开采配套硫磺回收项目	符合
《阿克苏地区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》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜一大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县	拟建工程属于塔里木油田分公司富满油田石油开采配套硫磺回收项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合
	加强重点行业 VOC _s 治理。实施 VOC _s 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOC _s 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOC _s 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOC _s 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOC _s 排放量	拟建工程不涉及 VOC _s 排放	—
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求	符合

续表 3.6-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点,加快实施 VOC ₂ 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造,使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀,推进低泄漏设备和管线组件的更换,中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造,新建油气回收装置和 VOC ₂ 在线监控设施;中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOC ₂ 治理设施,对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOC ₂ 治理,加快更换装载方式	拟建工程不涉及 VOC ₂ 排放	—
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点,开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查,建立油气资源开发区域土壤污染清单,对列入土壤污染清单中的区域,编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用,开展油气资源开发历史遗留污染场地治理,对历史遗留油泥坑进行专项排查,建立整治清单、制定治理与修复计划	运营期固体废物主要为废机油、废油桶、废催化剂、废瓷球,均属于危险废物,废机油进入满深联合站原油处理系统资源回用,废油桶、废催化剂、废瓷球收集后委托有资质单位处置	符合
	持续开展地下水环境状况调查评估,以傍河型地下水饮用水水源为重点,防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施,开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网,推进城镇污水管网全覆盖,落实土壤污染和地下水污染的协同防治,切实保障地下水生态环境安全	拟建工程蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送至采出水处理系统处理达标后回注地层,废水均不向外环境排放;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”相关要求,进行分区防渗;制定完善的地下水监测计划;切实保障地下水生态环境安全	符合
	按照生态环境部统一部署,建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查,实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理,严控自然保护地内各类开发建设活动	拟建工程不占用自然保护地	符合

续表 3.6-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《阿克苏地区国土空间规划（2021年-2035年）》	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	拟建工程不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。 严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局	拟建工程占地范围内不涉及基本农田，未处于城镇开发边界，站场距离生态保护红线最近距离 20.5km。	符合
《沙雅县国土空间总体规划（2021-2035年）》	永久基本农田一经划定，任何单位和个人不得擅自占用或者改变用途。重大能源、交通、水利、通信、军事设施等确实无法避开永久基本农田保护红线，必须严格论证，按程序报批。各乡镇国土空间总体规划应严格落实耕地和永久基本农田保护目标任务，确保划定的耕地和永久基本农田保护红线稳定。	拟建工程不占用基本农田	符合
	生态保护红线严格按照“自然保护地核心区和其他区域”进行分类管控。生态保护红线一经划定，未经批准，严禁擅自调整，确保生态保护红线生态功能不降低、面积不减少、性质不改变，提升生态系统质量和稳定性。	拟建工程距离生态保护红线最近距离 20.5km	符合
	实施“三线一单”（生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单）生态环境分区管控制度。规划落实沙雅县“三线一单”生态环境分区管控要求，坚决制止违反生态环境准入清单规定进行生产建设活动的行为，不断强化生态环境源头防控	拟建工程符合阿克苏地区生态环境分区管控要求	符合
	除法律、法规允许外，禁止在生态保护红线、永久基本农田、城镇开发边界、自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、文物保护单位保护范围内新批矿产资源开发项目。	拟建工程不在生态保护红线、永久基本农田、城镇开发边界、自然保护区、风景名胜区等保护范围内	符合

表 3.6-2 塔里木油田分公司“十四五”发展规划环评及审查意见符合性

分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	拟建工程为石油开采配套硫磺回收项目，可保证富满油田精益生产	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油及其他固体废物，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，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，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。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《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，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。 （四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作	拟建工程废气主要为硫磺回收装置尾气和硫磺回收装置无组织废气，硫磺回收装置尾气采取加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧处理措施，经 35m 高烟囱排放，硫磺回收装置无组织废气采取密闭流程，加强设备管理，加强阀门的检修与维护等措施；拟建工程蒸汽发生器排污、汽提塔排污、设备清洗废水，输送至采出水处理单元处理达标后回注地层；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；废机油进入满深联合站原油处理系统资源回用，废油桶、废催化剂、废瓷球收集后委托有资质单位处置。项目采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

3.6.2.3 相关法规、政策文件符合性分析

拟建工程与相关法规、政策文件符合性分析见表 3.6-3。

表 3.6-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	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)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制,并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的,应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已按要求编制了“十四五”规划,目前《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得自治区生态环境厅审查意见(新环审(2022)214号)	符合
	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	拟建工程属于满深联合站扩建项目,不属于单井环评	符合
	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施,并在报告中对现有工程进行回顾性评价,同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	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	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业范围,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,避免对区域生态造成影响	符合
《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)	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	哈得采油气管理区制定有《塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》(备案编号652924-2025-004-L),后续应根据本工程生产过程中存在的风险事故类型,完善现有的突发环境事件应急预案	符合

续表 3.6-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后,恢复站场周边临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	拟建工程开发方案设计考虑了富满油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目站场永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业范围	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)	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	拟建工程蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送至采出水处理系统处理,达标后回注地层;危险废物妥善处置;无石油类污染物排放	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。	拟建工程建设布局合理,已在设计阶段合理选址,合理利用区域现有道路,减少项目占地;危险废物直接委托有危废处置资质的单位接收处置	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	本评价已提出生态影响减缓措施	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。	拟建工程不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道,集输管道采用埋地敷设	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	运营期蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送至采出水处理系统处理,达标后回注地层	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环评发〔2020〕138号)	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,不予批准其环评文件,从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内,不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施,不会超过区域生态环境承载力	符合

表 3.6-4 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	选址与空间布局	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
		2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	符合
		3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	符合
	污染防治与环境影响	1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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，有效降低生态环境影响。	符合
		2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、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，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。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。高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。高含硫天然气净化厂应采用先进的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	符合
		3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	符合

续表 3.6-4 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	4. 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	运营期蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送联合站采出水处理单元处理达标后回注地层	符合
	5. 涉及废水回注的，应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，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	拟建工程蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送联合站采出水处理单元处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层	—
	6. 钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	运营期产生的废机油、废油桶、废催化剂、废瓷球均属于危险废物，废机油进入满深联合站原油处理系统资源回用，废油桶、废催化剂、废瓷球收集后委托有资质单位处置	符合
	7. 噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	拟建工程站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求	符合

综上所述，拟建工程符合《阿克苏地区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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《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）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

3.6.3 生态环境分区管控符合性分析

2024年11月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）；2024年10月，阿克苏地区生态环境局发布了《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）的通知》。拟建工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表2.6-5至表2.6-7，拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图见附图7，拟建工程与环境管控单元位置关系见附图4。

表 3.6-5 拟建工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项。	符合
			【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	符合
			【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	—
			【A1.1-4】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。	符合
			【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	—

续表 3.6-5 拟建工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。 【A1.1-7】①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。 ②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深入开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。 【A1.1-8】严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。 【A1.1-9】严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。 【A1.1-10】推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。 【A1.1-11】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的生态环境。	符合 符合 符合 符合 符合 —

续表 3.6-5 拟建工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1.2 限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	拟建工程不属于高耗水高污染行业	符合
		【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建工程不占用基本农田	符合
		【A1.2-3】以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程不涉及占用湿地	符合
		【A1.2-5】严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合
		【A1.3-2】对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	拟建工程不属于严重污染水环境的生产项目	符合
		【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉5炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	拟建工程不涉及重金属落后产能和化解过剩产能	符合
		【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A1.4 其他布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	拟建工程与区域主体功能区划目标相协调，符合塔里木油田“十四五”规划及规划环评	符合
		【A1.4-2】新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	拟建工程不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合

续表 3.6-5 拟建工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.4 其他布局要求	【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	拟建工程不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	拟建工程符合“三线一单”、《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号）、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
			【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程不涉及 VOC _s 排放	—
			【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
			【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOC _s ）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOC _s “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOC _s 集中高效处理。	拟建工程不涉及 VOC _s 排放	—
		A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-1】推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	符合

续表 3.6-5 拟建工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求	拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2.2 污染物排放管控		
	【A2.2-2】实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不属于重点行业	—
	【A2.2-3】强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	拟建工程不涉及相关内容	—
	【A2.2-4】强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期用水量不超过用水总量控制指标	符合
	【A2.2-5】持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	拟建工程不涉及相关内容	—
	【A2.2-6】推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期用水量不超过用水总量控制指标	符合

续表 3.6-5 拟建工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控要求	【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。	拟建工程蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送至采出水处理系统处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；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”相关要求要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		【A2.2-8】严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险防控与修复工程。	富满油田各区已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
		【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A3 环境风险防范要求	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌—昌—石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及相关内容	—

续表 3.6-5 拟建工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建工程不涉及相关内容 —
		A3.2 联防联控要求	【A3.2-2】依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建工程不涉及受污染耕地 —
		A3.2 联防联控要求	【A3.2-3】加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	拟建工程不涉及相关内容 —
		A3.2 联防联控要求	【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对 符合

续表 3.6-5 拟建工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求	拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	资源利用效率	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 【A4.3-3】到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上	符合
		【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	—
		【A4.3-5】以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	符合
		【A4.3-6】深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	符合
	A4.4 禁燃区要求	【A4.4-1】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	资源综合利用	【A4.5-1】加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。	符合
		【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有色组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。	—

续表 3.6-5 拟建工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	资源利用效率	【A4.5-3】结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价值组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	拟建工程不涉及相关内容。	—
		【A4.5-4】发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。	拟建工程不涉及相关内容。	—

表 3.6-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	拟建工程为石油开采配套硫磺回收项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
	1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	拟建工程为石油开采配套硫磺回收项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
	1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程符合国家和自治区环境保护标准	符合
	1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	拟建工程不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
	1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜區、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建工程不涉及	—
	1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、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。	拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合

续表 3.6-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区空间布局约束要求	1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	拟建工程不涉及	-
	1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	拟建工程产生的废机油进入满深联合站原油处理系统资源回用，废油桶、废催化剂、废瓷球收集后委托有资质单位处置	-
	1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
	1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目	符合
	1.11 引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区间错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	拟建工程不属于化工项目	符合
	1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	拟建工程不属于化工项目、“两高”项目，拟建工程避让生态保护红线和永久基本农田	符合
	1.13 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	拟建工程不涉及	-
	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	拟建工程避让永久基本农田	符合

续表 3.6-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总管控要求	1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	拟建工程距离生态保护红线最近为 20.5km，不在生态保护红线范围内	符合
	1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	拟建工程不涉及	-
	1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	拟建工程不涉及	-
	1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	拟建工程不涉及	-
	1.19 限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改扩建产业准入负面清单中限制类项目。	拟建工程为石油开采配套硫磺回收项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目	符合
	1.20 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程不涉及占用湿地	符合
	1.21 在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利设施安全，不得影响河势稳定。	拟建工程不涉及	-
	1.22 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	拟建工程不涉及	-
	1.23 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关，对于不符合相关法律法规的，依法不予审批。	拟建工程不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合
	1.24 在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其他活动类规划，应征求水行政部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	拟建工程不涉及	-

续表 3.6-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区 总 体 管 控 要 求	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	拟建工程符合生态环境分区管控、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
	2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程不涉及 VOC ₃ 排放	—
	2.3 加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	拟建工程不涉及	—
	2.4 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	拟建工程不涉及	—
	2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减排降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
	2.6 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及	—
阿克苏地区 污 染 物 排 放 管 控	2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	拟建工程不涉及	—
	2.8 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	拟建工程不涉及	—

续表 3.6-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区 总 体 管 控 要 求	2.9 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期用水量不超过用水总量控制指标	符合
	2.10 全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	拟建工程不涉及	-
	2.11 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副产品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合处理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程严格执行《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，对站场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
	2.12 强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	拟建工程制定完善的地下水监测计划，切实保障地下水生态环境安全	符合
	2.13 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	拟建工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
	2.14 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及	-
	2.15 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	拟建工程不涉及	-

续表 3.6-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.16 聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整 and 污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	拟建工程不涉及	-
	2.17 建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。	拟建工程不涉及	-
	2.18 实施塔里木河重要源流区（阿克苏河流域）山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。	拟建工程不涉及	-
	2.19 全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设，进一步提高县城、城市污水处理率，提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系，实现污泥稳定化、无害化和资源化处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。	拟建工程不涉及	-
	2.20 提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行生活垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及生活垃圾分类示范试点。	拟建工程不涉及	-
	2.21 加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	项目生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求	符合

续表 3.6-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总管控要求	3.1 对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	拟建工程不涉及	—
	3.2 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及相关内容	—
	3.3 严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全 and 卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工业园区或关闭退出。	拟建工程不涉及相关内容	—
	3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建工程不涉及相关内容	—
	3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。	拟建工程不涉及涉重金属行业污染防治与工业废物处理处置，拟建工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
	3.6 在高敏感性县市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层级环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”章节	符合

续表 3.6-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区 总体管控要求	3.7 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建工程不涉及受污染耕地	—
	3.8 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复，形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程，在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入塔里木油田分公司现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
	3.9 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入塔里木油田分公司现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期用水量不超过用水总量控制指标	符合
	4.2 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期用水量不超过用水总量控制指标	符合
	4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035 年）》。	拟建工程站场永久占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求	符合
	4.4 到 2025 年，单位地区生产总值二氧化碳排放较 2020 年下降 12%，单位地区生产总值能耗强度较 2020 年下降 14.5%，非化石能源消费比重增长至 18% 以上。	拟建工程整体温室气体排放量相对较小	符合
	4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	拟建工程不涉及	—

表 3.6-7 拟建工程与“沙雅县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
ZH65292 430001 沙雅县 一般管 控单元	空间布 局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建工程不占用基本农田	符合
		2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	拟建工程不涉及	—
		3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	拟建工程不占用基本农田	符合
		4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	拟建工程不涉及	—
		5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	拟建工程各类危险废物均妥善处置，未向外环境排放	符合
		6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	拟建工程各类危险废物均妥善处置，未向外环境排放	符合
	污染物 排放 管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	拟建工程不涉及	—
		2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	拟建工程不涉及	—
		3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	拟建工程不涉及	—
		4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	拟建工程制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	富满油田已开展历史遗留油污泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
		6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	拟建工程不涉及	—

续表 3.6-7 拟建工程与“沙雅县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
ZH65292 430001 沙雅县 一般管 控单元	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	富满油田已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理	符合
	2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	拟建工程不涉及	—
	3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用	拟建工程不涉及	—
	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集	拟建工程不涉及	—
	2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长	拟建工程不涉及	—
	3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	拟建工程不涉及	—

拟建工程符合《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）中新疆维吾尔自治区总体管控要求、《阿克苏地区生态环境准入清单（2023年）》中阿克苏地区总体管控要求、所在管控单元沙雅县一般管控单元要求。

3.7 选址合理性分析

硫磺回收装置区利用满深联合站南侧空地区域扩建；根据现场调查硫磺回收装置区不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位、永久基本农田等敏感目标；根据《关于印发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），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，站场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。

综上所述，站场选址合理。

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

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 $81^{\circ}45' \sim 84^{\circ}47'$ ，北纬 $39^{\circ}31' \sim 41^{\circ}25'$ 之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km²。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

拟建工程位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，区域以油气开采为主，中心坐标为 ，项目周边及邻近区域无居民区、村庄等人群较集中的区域。拟建工程地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

沙雅县地域辽阔，地面高程海拔 948~977m，地势北高南低、西高东低，地貌奇特。县域内从南向北有三种地貌类型：渭干河冲积扇平原、塔里木河河谷平原、塔克拉玛干沙漠。

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

渭干河冲积洪积平原位于县城北部，村落及田园分布于渭干河及其支流，干支渠道的两侧。县辖面积 880km²，占全县总面积的 2.75%，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的 1020m 降至塔里木河沿岸的 950m。坡度南北 3%~4%、东西 2%。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细沙、亚沙土、亚粘土组成，属山前缓倾土质平原，系现代山前绿洲带。

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分布在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20~60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积 5343.15km²，占全县总面积的 16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20%~25%。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长

有天然胡杨林 2133.33km²，其次还有 166.67km² 的野生甘草、200km² 的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约 160km，东西宽约 170km，县境面积 25732km²，占全县总面积的 80.4%。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为 1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在 10~50m 之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无人类居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、多枝桧柳灌丛及面积不等的骆驼刺、芨芨草等。

本工程所在区域位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠区。

4.1.3 工程地质

富满油田位于继承性坳陷区，地层发育齐全，自上而下钻遇地层有新生界第四系、新近系、古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系和奥陶系，奥陶系地层可细分为上奥陶统铁热克阿瓦提组、桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中一下统一间房组及鹰山组，主力产层为奥陶系一间房组—鹰山组。

4.1.4 水文及水文地质

(1) 地表水系

塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321km，位于我区天山以南，是沿塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 103 万 km²，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿立方，但塔里木河本身不产水，只起到向下游输水的作用。

沿塔里木河两岸依靠各源流可系的水资源繁衍发展起来的，以胡杨林和灌木林为主体形成的绿色走廊是保护流域的绿洲经济和各族人民生存发展以及防止塔克拉玛干大沙漠风沙侵害的重要屏障，对维护塔里木盆地的生态环境有着

不可替代的作用。塔里木河自西向东流经沙雅县中部偏北，横贯全县，总长 220 千米，先后流经沙雅县的二牧场，海楼乡牧场、托依堡勒迪乡（沙雅监狱）、塔里木乡、古力巴克乡牧场、一牧场等 7 个乡、场。由于上游的叶尔羌河、喀什噶尔河已有 20 多年不向塔里木河输水，全县湖泊集中在塔里木河两岸，其特点是：面积不大，咸水皆分布于沼泽及荒漠地区，无养殖价值。只有和田河（季节性输水）及阿克苏河还向塔里木河干流输水，因此，造成沙雅县塔里木河灌区春季用水无保证，每年的春旱一直持续到 6 月底。另外，径流量减少，而输沙量增加，输沙量由 20 世纪 80 年代的 1870 万吨增加为 90 年代的 2452 万吨，增加了 76.76%，加之塔里木河弯道多，叉河多，河道的纵坡缓（ $1/4000 \sim 1/5000$ ），因此造成河床较二十世纪五六十年代平均抬高 1.2~1.4 米，河道的泄洪能力锐减。

本工程距塔里木河最近距离为 37km。

（2）地下水类型及含水岩组富水性

在塔里木盆地，环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，上述环带状特征最为明显，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水的储存提供了良好空间。例如，盆地北缘的阿克苏冲洪积倾斜平原中上部、渭干河-迪那河冲洪积倾斜平原中上部以及盆地南缘和田至于田一代，第四系沉积厚度一般为 1000~1500m，其它山前冲洪积倾斜平原和盆地西缘诸河流冲洪积平原中上部第四系厚度一般为 500~1000m，其组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，使这些地区成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心防线，地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至冲洪积倾斜平原下部溢出带部位和冲洪积平原区，组成岩性由单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层的多层结构，这里分布的地下水除上部的孔隙潜水外，在下部还赋存承压水。到盆地腹部塔里木河冲积平原区和塔克拉玛干沙漠区，组成岩性为黏土与粉细砂呈互层状，这里分布的地下水位多层结构的潜水和承压水。塔克拉玛干沙漠区，由于细颗粒黏性土夹层薄、不稳定或呈透镜体状，期间分布的多层结构地下水仅具有微承压性质。

古河道和冲蚀洼地地下水埋深 1~3m，矿化度在 1~3g/L，是可利用的淡水资源。沙漠区含水层为下伏的冲积、洪积、风积粉细砂层。潜水平井出水量一

一般为 $100 \sim 500 \text{ m}^3/\text{d}$ ，含水层在 $10 \sim 100 \text{ m}$ 之间。沙漠腹地亦有承压水存在，含水层在 $200 \text{ m} \sim 500 \text{ m}$ 之间，单井最大涌水量 $700 \sim 4000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。地下水流方向由西向东，含水层岩性为粉细砂、夹不连续的亚砂土、亚粘土薄层，总厚度超过 300 m ，没有区域性隔水层，深层地下水矿化度大于 10 g/L 。

（3）地下水的补给、径流与排泄

富满油田所在的塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由西南向东北缓慢径流，至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特马湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾进行垂直排泄。

（4）地下水化学特征

在塔里木盆地中，地下水的水化学特征环带状水平分带规律表现尤为明显。但在占据塔里木盆地 58% 以上的塔克拉玛干沙漠中，地下水的水化学特征除环带状水平分带规律外，还表现为与现代河床和古河道相垂直的水平分带规律。在现代河床两侧和古河道中，含水层颗粒相对较粗，地下水径流条件较好，水质相对较好，以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3\text{-Na}$ 型、 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 型或 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 型、 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型水为主，矿化度 $< 1 \text{ g/L}$ 或 $1 \sim 3 \text{ g/L}$ 。向古河道两侧含水层颗粒变细，地下水径流条件变差，水质逐渐变差，水化学类型逐渐过渡为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型或 Cl-Na 型，矿化度逐渐增大到 $3 \sim 5 \text{ g/L}$ 或 $5 \sim 10 \text{ g/L}$ 。在广袤的沙漠中地下水化学类型多为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型（或 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 型），矿化度多在 $3 \sim 5 \text{ g/L}$ 或 $5 \sim 10 \text{ g/L}$ 。

4.1.5 气候气象

富满油田所在区域属暖温带沙漠边缘气候区，北受拜城、库车等邻县荒漠沙地的影响及南部塔克拉玛干大沙漠的影响较大，区域内日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，风沙较多，常年主风向为东北风。气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 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	12°C	6	年平均蒸发量	2044.6 mm
2	年极端最高气温	40.7°C	7	年最大冻土深度	0.77 m
3	年极端最低气温	-24.2°C	8	年平均相对湿度	49%

续表 4.1-1 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
4	年平均降水量	60.8mm	9	多年平均风速	1.4m/s
5	年平均大气压	956.5hPa	-	-	-

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围及时间

评价单位于 2025 年 6 月对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查,调查范围为站场周围 50m。

(2) 调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

(3) 调查方法

①基础资料收集

收集整理工程区现有相关资料,包括工程区周边县市的统计年鉴,以及林业、农业、国土资源等部门提供的相关资料和生态敏感区的规划报告。还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

②土地利用现状调查

土地利用现状调查主要通过遥感解译分析与现场调查相结合的方法,本次遥感数据采用卫星遥感影像,分析方法为首先应用 ArcGIS 进行手工解译,然后进行现场校验。

③植被及植物资源调查

本次调查主要按照《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》(HJ710.1-2014)等的要求,确定评价区的植物种类、植被类型等。

④野生动物资源调查

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》(HJ710.3-2014)、《生物多样性观测技术导则 鸟类》(HJ710.4-2014)、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》(HJ710.5-2014)等确定的技术方法,对各类野生动物开展了调查,主要采取了访谈法及查询资料,评价人员主要走访了工程区附近的施工

人员及林业部门工作人员，重点询问了附近野生动物的种类及分布情况。

4.2.2 生态功能区划调查

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），拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1 和附图 5。

表 4.2-1 区域生态功能区划

项 目		主 要 内 容
生态功能分区 单元	生态区	塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区
	生态功能区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源
主要生态环境问题		风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染
主要生态敏感因子、敏感程度		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
主要保护目标		保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹
适宜发展方向		加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水，进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游

由表 4.2-1 可知，项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”，主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”，主要发展方向为“加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水，进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游”。

项目主要是为满深联合站扩建，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

4.2.3 生态系统调查与评价

（1）生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统主要为荒漠生态系统，生态

系统结构简单。

(2) 生态系统特征

荒漠生态系统分布于评价区北部荒漠戈壁中，环境水分稀少是荒漠生态系统的最基本环境特征。在气候上，该区域处于干旱和半干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

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，根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定项目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。生态现状调查范围内土地利用类型为沙地和工业用地。

4.2.5 植被现状调查与评价

区域内除局部地段外，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、怪柳等植物群落，植被覆盖度<5%，但项目评价区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，无国家和地方保护植物。项目区域植被类型图见附图 11，生态调查评价范围内野生植物情况见表 4.2-2。

表 4.2-2 生态调查评价范围内野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	保护级别
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	—
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	—

4.2.6 野生动物现状调查与评价

(1) 区域野生动物调查

拟建工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，气候极端干旱，生态系统极为脆弱，油气田建设工程势必会对脆弱的沙漠生态环境造成一定的影响，同时也会不同程度地影响到建设项目周围的野生动物活动。

拟建工程位于塔里木盆地，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 8 种，其中爬行类 3 种、鸟类 3 种、哺乳动物 2 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）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型，在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，主要是爬行动物沙蜥等。评价区野生动物种类及保护级别见表 4.2-3。

表 4.2-3 项目区域主要野生动物名录

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
爬行纲						
1	有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>	—
2	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	—
3	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	—
鸟纲						
4	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	—
5	雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	—
6	雀形目	文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	—
哺乳纲						
7	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—
8	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—

(2) 野生动物重要物种

① 种类组成

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)》(新政发〔2022〕75号)、《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号)及《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷(2020)》(生态环境部公告 2023 年第 15 号),该区域特有种中南疆沙蜥被列入中国生物多样性红色名录,评价区域重点野生动物调查结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区域重点野生保护动物

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	南疆沙蜥 (<i>Phrynocephalus forsythi</i>)	—	近危	是	主要栖息于荒漠地区,尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见	现场调查、文献记录、历史调查资料	否

在油田开发区域,因油气田开发建设活动早已开展,人类活动频繁,使得对人类活动敏感的野生动物早已离去,项目区偶尔可见到南疆沙蜥的活动。

② 生理生态特征

表 4.2-5 评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>	—	
		生态学特征: 体形较小,头体长 36~50 毫米,尾长 48~62 毫米;背鳞光滑;无腋斑;沿背脊中央有 4~5 对清晰的深黑色小圆斑;四肢及尾背无深色横纹;尾的腹面白色与黑环相间,尾梢黑色。		
		生存现状: 栖息在干旱的沙漠或戈壁滩边缘地带。		

4.2.7 生态敏感区调查与评价

(1) 生态保护红线

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在

阿克苏地区新和县、沙雅县、库车市及巴州轮台县、尉犁县。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；主要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物，塔里木沙拐枣、梭梭、肉苁蓉等珍稀野生植物。

拟建工程距生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）约 20.5km，不在生态保护红线内。本工程与生态保护红线区位置关系示意图见附图 7。

（2）水土流失重点治理区

根据《关于印发新疆维吾尔自治区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），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是防风固沙，为了实现水土保持主导功能，水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

（3）塔里木河上游湿地自然保护区

塔里木河上游湿地自然保护区位于新疆塔里木河流域上游范围内，涵盖了塔里木河沙雅县境内 164.38km 流域，包括塔河流域的古河道、自然积水坑、河漫滩、冲蚀阶地和台地等；河流两岸的沼泽、湖泊、水塘、人工水库、排水沟渠等；以及荒漠中的积水洼地。行政上跨越沙雅县一牧场、二牧场、英买里镇、海楼乡、托依堡镇、塔里木乡，地理坐标为：东经 81° 44′ 45″~83° 39′ 06″、北纬 41° 09′ 55″~40° 40′ 05″，总面积为 256840hm²，海拔 950~1020m。

塔里木河上游湿地自然保护区典型干旱荒漠隐域性湿地，是新疆内陆干旱区塔里木河流域集河流湿地、湖泊湿地、沼泽湿地的人工湿地于一体的典型的、

永久性湿地。其建设内容主要包括塔里木河上游鸟类、鱼类、有蹄类野生动物、生物多样性等保护小区。是集生态保护、生态重建、科研监测、宣传教育、生态旅游等可持续利用为一体的资源管理保护区。塔里木河上游湿地自然保护区属于大型湿地自然保护区,保护区面积 256840hm²,其中核心区面积为 71586hm²,占保护区总面积的 27.87%;缓冲区面积为 149468hm²,占保护区面积的 58.08%,实验区面积为 36086hm²,占保护区面积 14.05%。

本工程北距塔里木河上游湿地自然保护区最近为 39.2km。本工程与塔里木河上游湿地自然保护区位置关系示意图见附图 7。

(4) 沙雅国家沙漠公园

沙漠公园是以沙漠景观为主体,以保护荒漠生态、合理利用沙漠资源为目的,在促进防沙治沙和维护生态服务功能的基础上,开展公众游憩休闲或进行科学、文化和教育活动的特定区域。

2014年9月,沙雅国家沙漠公园成为全国首批国家级沙漠公园之一。沙雅国家沙漠公园位于新疆阿克苏沙雅县盖孜库木乡塔里木古河道范围内,面积为 27800公顷。建于沙雅县盖孜库木乡,位于塔里木古河道范围内,距离沙雅县城 60公里。规划面积27800公顷,建设期限为2014年-2020年,规划有沙地保育区、宣教展示区、沙漠体验区、服务管理区等。

本工程西北距沙雅国家沙漠公园最近距离为 44.5km,不在沙雅国家沙漠公园内。本工程与沙雅国家沙漠公园位置关系示意图见附图7。

(5) 沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区

根据《中华人民共和国防沙治沙法》(中华人民共和国主席令第五十五号)《国家沙化土地封禁保护区管理办法》(林沙发〔2015〕66号)有关规定,2016年12月28日,国家林业局正式将沙雅县盖孜库木乡南部 2.1 万公顷的沙化土地划分为国家级沙化土地封禁保护区(国家林业局公告(2016年第22号)),距离沙雅县城约 46km,地处塔里木河南岸,塔克拉玛干沙漠北缘。四至地理坐标 N40° 39′ 04″, E82° 34′ 22″; N40° 48′ 19″, E83° 02′ 20″; N40° 48′ 45″, E82° 34′ 36″; N40° 38′ 38″, E83° 02′ 02″。

封禁意义:对封禁区人为活动频繁地段采取全封方式修建围栏,对风沙流动频繁地段采取机械固沙埋设草方格沙障,通过采取固沙压沙、生态修复等方

式，促进封禁保护区内植被的自然恢复和地表皮的形成，拯救现有天然荒漠植被，环保生态环境，遏制沙化扩展趋势。

2016 年开始实施沙化土地封禁保护试点补助项目（新林计字〔2016〕66 号），主要包括刺丝围栏 40.34km，维修刺丝围栏 3.2km，草方格沙障 69.03hm²，建设护管站 1 座，建筑面积 289.21m²，检查哨卡 1 座，建设输电线路 4.638km，维修道路 4.43km，设置警示牌 147 个，安装监控设备 1 套，购置相关检测、保护等设施设备。

封禁期限：永久。

本工程西距沙化土地封禁保护区最近约 31.5km，不在保护区。本工程与沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区位置关系示意图见附图 7。

4.2.8 主要生态问题调查

（1）区域沙化土地现状

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化监测报告》，项目位于塔克拉玛干沙漠，属于流动沙地。塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积 362366 平方千米，占全疆沙漠的 82.25%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。塔克拉玛干主体沙漠中的沙化土地面积 3435.59 万公顷，其中：流动沙地 2618.66 万公顷，半固定沙地 549.82 万公顷，固定沙地 247.10 万公顷，沙化耕地 11.83 万公顷，非生物工程治沙地 8.18 万公顷。

塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占新疆沙漠流动沙地总面积的 92.54%，是我国流沙分布最广的沙漠。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在 25 米以下，内部一般在 50~80 米之间，少数高达 200~300 米。沙丘类型有 10 多种，以复合型纵向沙垄和新月形沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月形沙丘等。沙漠边缘地区年降水量 60~80 毫米，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

图 4.2-1 项目区沙化土地现状

（2）水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年水土流失动态监测年报》，2022 年沙雅县轻度以上风力侵蚀总面积 23822.19km²，占全县土地总面积的 31.60%。其中水力侵蚀面积为 3652.71km²，占土壤侵蚀总面积的 74.71%。2022 年民丰县轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 42112.65km²，占全县土地总面积的 74.19%。其中水力侵蚀面积为 2107.56km²，占土壤侵蚀总面积的 5.00%；风力侵蚀面积为 40005.09km²，占土壤侵蚀总面积的 95.00%。

（3）区域生态面临的压力和存在的问题

项目评价区域降水量少，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对富满油田的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化。

4.3 地下水环境现状调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，根据区域水文地质等资料判定该区域无承压水，故不再设置承压水监测点，本次引用《富满油田伴生气处理能力提升工程环境影响报告书》编制期间监测的 5 个潜水监测点监测数据。根据区域水文地质资料，区域潜水流向为由西南向东北方向，场地上游设置 1 个监测点，场地两侧设置 1 个监测点，场地下游设置 3 个监测点，监测点与拟建工程处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映拟建工程所在区域地下水环境质量现状。

4.3.1 地下水环境现状监测

(1) 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-1。

表 4.3-1 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与项目关系 (km)	监测时间	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	富满油田-1#	满深联合站西南 3.4km	2025 年 2 月 10 日	潜水	III类	K ⁺ 、Na ⁺ 、 Ca ²⁺ 、 Mg ²⁺ 、 CO ₃ ²⁻ 、 HCO ₃ ⁻ 、 Cl ⁻ 、 SO ₄ ²⁻ ，共 计 8 项	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、 总硬度、溶解性总固体、硫酸 盐、氯化物、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、钠、总大肠菌群、菌落总 数、亚硝酸盐、硝酸盐、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 37 项
2	富满油田-2#	满深联合站西 1.8km					
3	富满油田-3#	满深联合站北 3km					
4	富满油田-4#	满深联合站北 4.1km					
5	富满油田-5#	满深联合站北 5.6km					

(2) 监测时间及频率

监测点监测时间为 2025 年 2 月 10 日，监测 1 天，采样 1 次。

(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》（HJ164-2020）、《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。

4.3.2 地下水环境现状评价

(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：

$$P_{\text{pH}} = (7.0 - \text{pH}_i) / (7.0 - \text{pH}_{\text{sd}}) \quad (\text{pH}_i \leq 7.0)$$

$$P_{\text{pH}} = (\text{pH}_i - 7.0) / (\text{pH}_{\text{su}} - 7.0) \quad (\text{pH}_i > 7.0)$$

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：各监测因子执行《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。

（2）水质监测及评价结果

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			富满油田-1#	富满油田-2#	富满油田-3#	富满油田-4#	富满油田-5#
色度	≤15 度	监测值(度)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
嗅和味	—	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—
肉眼可见物	—	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4
		标准指数	0.20	0.20	0.27	0.27	0.27
总硬度	≤450	监测值	1300	2820	3540	3820	3720
		标准指数	2.89	6.27	7.87	8.49	8.27
溶解性总固体	≤1000	监测值	9570	15900	15700	18500	17800
		标准指数	9.57	15.90	15.70	18.50	17.80
硫酸盐	≤250	监测值	2320	4580	3890	3960	4370
		标准指数	9.28	18.32	15.56	15.84	17.48
氯化物	≤250	监测值	4390	6120	6270	8940	7680
		标准指数	17.56	24.48	25.08	35.76	30.72
铁	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—

续表 4.3-2 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			富满油田-1#	富满油田-2#	富满油田-3#	富满油田-4#	富满油田-5#
锰	≤ 0.1	监测值	未检出	0.01	未检出	0.01	未检出
		标准指数	—	0.1	—	0.1	—
铜	≤ 1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
锌	≤ 1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
铝	≤ 0.2	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
挥发性酚类	≤ 0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	≤ 0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
耗氧量	≤ 3.0	监测值	0.99	0.51	0.55	0.57	0.72
		标准指数	0.33	0.17	0.18	0.19	0.24
氨氮	≤ 0.5	监测值	0.072	0.084	0.064	0.089	0.059
		标准指数	0.5	0.54	0.51	0.48	0.49
硫化物	≤ 0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
总大肠菌群	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	监测值	0	0	0	0	0
		标准指数	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
细菌总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	监测值	42	32	36	40	28
		标准指数	0.42	0.32	0.36	0.4	0.28
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
硝酸盐氮	≤ 20.0	监测值	0.47	0.73	5.75	0.26	0.26
		标准指数	0.024	0.037	0.288	0.013	0.013
氰化物	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
氟化物	≤ 1.0	监测值	2.51	1.04	1.36	1.08	1.09
		标准指数	2.51	1.04	1.36	1.08	1.09
碘化物	≤ 0.08	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—

续表 4.3-2 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			富满油田-1#	富满油田-2#	富满油田-3#	富满油田-4#	富满油田-5#
汞	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
砷	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
镉	≤0.005	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
硒	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
六价铬	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
铅	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
三氯甲烷	≤0.06	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
四氯化碳	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
苯	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
甲苯	≤0.7	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—

由表 4.3-2 分析可知，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物、氟化物等因

子呈梯度变化。

(3) 地下水离子检测结果与评价

潜水地下水离子检测结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 地下水检测分析因子分析结果一览表单位: mg/L

项目		富满油田-1#	富满油田-2#	富满油田-3#	富满油田-4#	富满油田-5#
监测值 (mg/L)	K ⁺	54.3	50	74	55	45
	K ⁺ +Na ⁺	2860	4320	4890	5230	5310
	Ca ²⁺	230	481	659	696	700
	Mg ²⁺	179	451	472	526	522
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	108	219	193	212	200
	Cl ⁻	4390	6120	6270	8940	7680
	SO ₄ ²⁻	2320	4580	3890	3960	4370
毫克当量百分比 (%)	K ⁺ +Na ⁺	82.75	75.51	74.91	74.50	74.79
	Ca ²⁺	7.51	9.56	11.44	11.28	11.24
	Mg ²⁺	9.74	14.94	13.65	14.21	13.97
	CO ₃ ²⁻	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	HCO ₃ ⁻	1.02	1.32	1.21	1.03	1.06
	Cl ⁻	71.17	63.52	67.72	74.55	69.64
	SO ₄ ²⁻	27.82	35.16	31.07	24.42	29.31

根据地下水离子检测结果,评价区地下水阴离子以 Cl⁻、SO₄²⁻为主,阳离子以 Na⁺为主,水化学类型主要以 Cl-SO₄-Na 型为主。

(4) 地下水质量现状监测结果统计分析

潜水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 4.3-4。

表 4.3-4 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 (%)
pH值	6.5~8.5	7.4	7.3	7.36	0.05	100	0
总硬度	≤450	3820	1300	3040.00	937.74	100	100
溶解性总固体	≤1000	18500	9570	15494.00	3151.34	100	100
硫酸盐	≤250	4580	2320	3824.00	794.29	100	100

续表 4.3-4 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 (%)
氯化物	≤250	8940	4390	6680.00	1538.40	100	100
铁	≤0.3	未检出	未检出	—	—	0	0
锰	≤0.1	0.01	未检出	—	—	40	0
铜	≤1.0	未检出	未检出	—	—	0	0
锌	≤1.0	未检出	未检出	—	—	0	0
铝	≤0.2	未检出	未检出	—	—	0	0
挥发性酚类	≤0.002	未检出	未检出	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	≤0.3	未检出	未检出	—	—	0	0
耗氧量	≤3.0	0.99	0.51	0.67	0.18	100	0
氨氮	≤0.5	0.089	0.059	0.07	0.01	100	0
硫化物	≤0.02	未检出	未检出	—	—	0	0
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	0	0	0	0	0	0
细菌总数	≤100CFU/mL	42	28	35.60	5.12	100	0
亚硝酸盐氮	≤1.0	未检出	未检出	—	—	0	0
硝酸盐氮	≤20.0	5.75	0.26	1.49	2.14	100	0
氰化物	≤0.05	未检出	未检出	—	—	0	0
氟化物	≤1.0	2.51	1.04	1.42	0.56	100	100
碘化物	≤0.08	未检出	未检出	—	—	0	0
汞	≤0.001	未检出	未检出	—	—	0	0
砷	≤0.01	未检出	未检出	—	—	0	0
硒	≤0.01	未检出	未检出	—	—	0	0
镉	≤0.005	未检出	未检出	—	—	0	0
六价铬	≤0.05	未检出	未检出	—	—	0	0
铅	≤0.01	未检出	未检出	—	—	0	0
三氯甲烷	≤0.06	未检出	未检出	—	—	0	0
四氯化碳	≤0.002	未检出	未检出	—	—	0	0
苯	≤0.01	未检出	未检出	—	—	0	0
甲苯	≤0.7	未检出	未检出	—	—	0	0
石油类	≤0.05	未检出	未检出	—	—	0	0

(5) 包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.3-5。

表 4.3-5 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
1	现有脱硫单元周边	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出
			1m	>500g	石油类	未检出

4.4 地表水环境现状调查与评价

拟建工程废水不外排，不涉及穿（跨）越地表水水域功能Ⅲ类及以上水体，项目周边无地表水体，故不再开展地表水环境现状监测。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

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，土壤评价范围内土壤类型为风沙土。区域土壤类型见附图 9。

4.5.2 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤理化性质调查结果一览表

点号		满深联合站周边	时间	2025 年 5 月
深度		0.5	1.5	3.0
现场记录	颜色	浅黄色	浅黄色	浅黄色
	结构	疏粒状	疏粒状	疏粒状
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量	0	0	0
	其他异物	无	无	无
实验室测定	pH 值	8.27	8.39	8.32
	阳离子交换量 cmol^+/kg	1.8	1.8	1.9
	氧化还原电位 mV	220	223	225
	饱和导水率 mm/h	5.09	5.12	5.13
	土壤容重 g/cm^3	1.21	1.20	1.23
	孔隙度%	52	57	55

4.5.3 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域不属于土壤盐化地区，拟建工程类别按照污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 3 个柱状样和 1 个表层样，占地范围外设置 2 个表层样。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.5-2。

表 4.5-2 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	采样深度	监测因子
占地范围内	1	站内现有脱硫单元周边	浅层样	0.5m	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]蒎、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒎、苯并[k]荧蒎、蒎、二苯并[a,h]蒎、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
			中层样	1.5m	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
			深层样	3.0m	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
	2	拟建克劳斯硫磺回收装置处 1	浅层样	0.5m	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
			中层样	1.5m	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
			深层样	3.0m	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
	3	拟建克劳斯硫磺回收装置处 2	浅层样	0.5m	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
			中层样	1.5m	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
			深层样	3.0m	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
	4	拟建克劳斯硫磺回收装置处 3	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
占地范围外	5	拟建克劳斯硫磺回收装置东北侧 50m 处	表层样	0.2m	pH、砷、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、全盐量
	6	拟建克劳斯硫磺回收装置西南侧 50m 处	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2025 年 5 月 14 日，采样一次。

(4) 采样方法

柱状样采样点分别采集浅层样 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)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)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)、《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。

检测分析及检出限见表 4.5-3。

表 4.5-3 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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	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	0.01 mg/kg
2		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	0.01 mg/kg
3		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)		0.5 mg/kg
4		铜	《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	1 mg/kg
5		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)		0.1 mg/kg
6		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	0.002 mg/kg
7		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	3 mg/kg
8		挥发性有机物	《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	1.3×10^{-3} mg/kg
9		氯仿			1.1×10^{-3} mg/kg

续表 4.5-3 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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
10	土壤	氯甲烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	$1.0 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
11		1, 1-二氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
12		1, 2-二氯乙烷			$1.3 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
13		1, 1-二氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
14		顺-1, 2-二氯乙烯			$1.3 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
15		反-1, 2-二氯乙烯			$1.4 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
16		二氯甲烷			$1.5 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
17		1, 2-二氯丙烷			$1.1 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
18		1, 1, 1, 2-四氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
19		1, 1, 2, 2-四氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
20		四氯乙烯			$1.4 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
21		1, 1, 1-三氯乙烷			$1.3 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
22		1, 1, 2-三氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
23		三氯乙烯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
24		1, 2, 3-三氯丙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
25		氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
26		苯			$1.9 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
27		氯苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
28		1, 2-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
29		1, 4-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
30		乙苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
31		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
32		甲苯			$1.3 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
33		间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
34		邻-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
30	挥发性有机物	乙苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
31		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
32		甲苯			$1.3 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
33		间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
34	挥发性有机物	邻-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$

续表 4.5-3 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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
35	土壤	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	0.09 mg/kg
36		苯胺			0.09 mg/kg
37		2-氯酚			0.06 mg/kg
38		苯并[a]蒽			0.1 mg/kg
39		苯并[a]芘			0.1 mg/kg
40		苯并[b]荧蒽			0.2 mg/kg
41		苯并[k]荧蒽			0.1 mg/kg
42		蒽			0.1 mg/kg
43		二苯并[a, h]蒽			0.1 mg/kg
44		茚并[1, 2, 3-cd]芘	《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	0.1 mg/kg
45		萘			0.09 mg/kg
46		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	6 mg/kg
47		全盐量	《土壤检测 第 16 部分: 土壤水溶性盐总量的测定》(NY/T 1121.16-2006)	BSA124S 电子天平	—

4.5.4 土壤环境现状评价

(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

占地范围外执行《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; 占地范围内执行《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准。

(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 4.5-4、表 4.5-5。

表 4.5-4

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

监测因子		监测点 站内现有脱 硫单元周边		监测因子		监测点 站内现有脱 硫单元周边	
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.232	乙苯	筛选值 ≤28	监测值	未检出
		标准指数	0.0061			标准指数	—
砷	筛选值 ≤60	监测值	5.96	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出
		标准指数	0.099			标准指数	—
铅	筛选值 ≤800	监测值	16.6	甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出
		标准指数	0.021			标准指数	—
镉	筛选值 ≤65	监测值	0.17	间二甲苯+ 对二甲苯	筛选值 ≤570	监测值	未检出
		标准指数	0.0026			标准指数	—
镍	筛选值 ≤900	监测值	31	邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值	未检出
		标准指数	0.034			标准指数	—
铜	筛选值 ≤18000	监测值	14	四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	未检出
		标准指数	0.00078			标准指数	—
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	1, 2, 3-三 氯丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	未检出	1, 1, 1-三 氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1, 1-二氯乙 烷	筛选值 ≤9	监测值	未检出	氯苯	筛选值 ≤270	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1, 2-二氯乙 烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1, 1-二氯乙 烯	筛选值 ≤66	监测值	未检出	苯并[a]蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1, 4-二氯苯	筛选值 ≤20	监测值	未检出	苯并[a]芘	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
顺 1, 2-二氯 乙烯	筛选值 ≤596	监测值	未检出	苯并[b]荧 蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
反 1, 2-二氯 乙烯	筛选值 ≤54	监测值	未检出	苯并[k]荧 蒽	筛选值 ≤151	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	未检出	蒽	筛选值 ≤1293	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

续表 4.5-4

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

监测因子			监测点		站内现有脱 硫单元周边		监测因子			监测点		站内现有脱 硫单元周边	
1, 2-二氯丙 烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出		二苯并 [a, h] 蒽	筛选值 ≤1. 5	监测值	未检出		标准指数	—		
		标准指数	—					—					
1, 1, 1, 2- 四氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	未检出		茚并(1, 2, 3 -c, d) 芘	筛选值 ≤15	监测值	未检出		标准指数	—		
		标准指数	—					—					
1, 1, 2, 2- 四氯乙烷	筛选值 ≤6. 8	监测值	未检出		萘	筛选值 ≤70	监测值	未检出		标准指数	—		
		标准指数	—					—					
1, 1, 2-三 氯乙烷	筛选值 ≤2. 8	监测值	未检出		六价铬	筛选值 ≤5. 7	监测值	未检出		标准指数	—		
		标准指数	—					—					
三氯乙烯	筛选值 ≤2. 8	监测值	未检出		氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	未检出		标准指数	—		
		标准指数	—					—					
氯乙烯	筛选值 ≤0. 43	监测值	未检出		硝基苯	筛选值 ≤76	监测值	未检出		标准指数	—		
		标准指数	—					—					
苯	筛选值 ≤4	监测值	未检出		苯胺	筛选值 ≤260	监测值	未检出		标准指数	—		
		标准指数	—					—					
1, 2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	未检出		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	筛选值 ≤4500	监测值	未检出		标准指数	—		
		标准指数	—					—					
检测结果													
检测项目		站内现有脱硫单元 周边			拟建克劳斯硫磺 回收装置处 1			拟建克劳斯硫磺 回收装置处 2			拟建克 劳斯硫 磺 回收装 置处 3		
采样深度		0. 5m	1. 5m	3. 0m	0. 5m	1. 5m	3. 0m	0. 5m	1. 5m	3. 0m	0. 2		
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
全盐量 g/kg	监测值	1. 4	1. 1	1. 1	0. 2	0. 6	0. 2	0. 3	1. 2	0. 7	1. 0		
	级别	未盐化	未盐化	未盐化	未盐化	未盐化	未盐化	未盐化	未盐化	未盐化	未盐化	未盐化	
pH	监测值	7. 73	7. 79	7. 61	7. 46	7. 38	7. 24	7. 66	7. 56	7. 36	7. 81		
	级别	无酸化 碱化	无酸化 碱化	无酸化 碱化	无酸化 碱化	无酸化 碱化	无酸化 碱化	无酸化 碱化	无酸化 碱化	无酸化 碱化	无酸化 碱化	无酸化 碱化	

表 4.5-5 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	监测结果	监测因子										
		pH	砷	镉	铬	铜	铅	汞	镍	锌	全盐量 g/kg	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	筛选值	>7.5	≤25	≤0.6	≤250	≤100	≤170	≤3.4	≤190	≤300	—	≤4500
拟建克 劳斯硫 磺回收 装置东 北侧 50m 处	监测值	7.80	7.3	0.16	48	19	17.2	0.214	30	38	1.2	未检出
	标准 指数	无酸化 碱化	0.29	0.27	0.19	0.19	0.10	0.063	0.16	0.13	未盐化	—
拟建克 劳斯硫 磺回收 装置西 南侧 50m 处	监测值	7.96	—	—	—	—	—	—	—	—	0.6	未检出
	标准 指数	无酸化 碱化	—	—	—	—	—	—	—	—	未盐化	—

由表 4.5-4 和 4.5-5 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,同时占地范围内各监测点土壤属于未盐化、无酸化碱化;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)表 1 农用地土壤污染风险筛选值,石油烃满足《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,同时占地范围内各监测点土壤属于未盐化、无酸化碱化。

(4) 土壤环境质量现状监测结果统计分析

本次各土壤监测点各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.5-6。

表 4.5-6 土壤监测统计分析结果一览表

项目	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
砷	2	7.3	5.96	6.630	0.670	100	0
镉	2	0.17	0.16	0.165	0.005	100	0
铬(六价)	1	未检出	未检出	—	—	0	0
铜	2	19	14	16.500	2.500	100	0

续表 4.5-6 土壤监测统计分析结果一览表

项目	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
铅	2	17.2	16.6	16.900	0.300	100	0
汞	2	0.232	0.214	0.223	0.009	100	0
镍	2	31	30	30.500	0.500	100	0
铬	1	48	48	48	0	100	0
锌	1	38	38	38	0	100	0
四氯化碳	1	未检出	未检出	—	—	0	0
氯仿	1	未检出	未检出	—	—	0	0
氯甲烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1-二氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,2-二氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1-二氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
顺-1,2-二氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
反-1,2-二氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
二氯甲烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,2-二氯丙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1,1,2-四氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1,2,2-四氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
四氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1,1-三氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1,2-三氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
三氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,2,3-三氯丙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
氯苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,2-二氯苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,4-二氯苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
乙苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0

续表 4.5-6 土壤监测统计分析结果一览表

项目	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
苯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
甲苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
间二甲苯+对二甲苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
邻二甲苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
硝基苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯胺	1	未检出	未检出	—	—	0	0
2-氯酚	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯并(a)蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯并(a)芘	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯并(b)荧蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯并(k)荧蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
二苯并(a,h)蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
茚并(1,2,3-cd)芘	1	未检出	未检出	—	—	0	0
萘	1	未检出	未检出	—	—	0	0
pH	10	7.96	7.24	7.613	0.209	100	—
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	10	未检出	未检出	—	—	0	0
全盐量	10	1.4	0.2	0.800	0.404	100	—

4.6 大气环境现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本次评价收集了 2024 年 1 月 1 日至 2024 年 12 月 31 日期间阿克苏地区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，并对各污染物的年评价指标进行评价，现状评价结果见表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	81	115.7	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	35	100.0	达标

续表 4.6-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	60	5	8.3	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	27	67.5	达标
CO	日均值第95百分位浓度	4000	1600	40.0	达标
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位浓度	160	132	82.5	达标

由表 4.6-1 可知，项目所在区域阿克苏地区 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。季节性沙尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

(1) 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，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征布设 1 个大气环境质量监测点，本次评价引用《富满油田伴生气处理能力提升工程环境影响报告书》编制期间开展的环境空气现状监测数据。监测点位基本信息见表 4.6-2。

表 4.6-2 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	方位/距离(km)	监测因子	监测时间
			1 小时平均浓度	
1	满深联合站下风向	满深联合站西南 1km	非甲烷总烃、 H_2S	2025 年 2 月 9 日~2025 年 2 月 15 日

(2) 监测时间及频率

监测点位监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 60 分钟，具体为北京时间：2:00、8:00、14:00、20:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.6-3。

表 4.6-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	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 604-2017	mg/m^3	0.07

续表 4.6-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
2	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m ³	0.005

(4) 各污染物环境质量现状评价

①评价因子

评价因子为非甲烷总烃、硫化氢。

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/m³)；

C_{io}——i 评价因子评价标准 (mg/m³)。

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；硫化氢执行《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/m³ 的标准。

(5) 其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.6-4。

表 4.6-4 其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
满深联合站下风向	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	0.21~0.28	17.0	0	达标
	硫化氢	1 小时	0.01	未检出	—	0	达标

根据监测结果，监测期间评价区域硫化氢 1 小时平均浓度均满足《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 小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

(1) 监测点布设

根据站场周边环境，具体布置情况见表 4.7-1。

表 4.7-1 声环境质量现状监测布置情况一览表

序号	监测点名称	监测点位(个)	监测因子
1	满深联合站厂界	4	$L_{Aeq, T}$

(2) 监测因子

等效连续 A 声级 ($L_{Aeq, T}$)。

(3) 监测时间及频率

满深联合站厂界监测时间为 2025 年 2 月，监测 1 天，分昼夜进行监测，昼间监测时段为 8:00~24:00，夜间监测时段为 24:00~次日 08:00。

(4) 监测方法

按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的规定进行。

4.7.2 声环境现状评价

(1) 评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，满深联合站执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区标准。

(2) 声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

表 4.7-2 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	满深联合站	东厂界	39	60	达标	38	50	达标
2		南厂界	42	60	达标	40	50	达标
3		西厂界	40	60	达标	39	50	达标
4		北厂界	43	60	达标	40	50	达标

由表 4.7-2 分析可知，现有满深联合站厂界噪声监测值昼间为 39~43dB

(A)，夜间为 38~40dB (A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区标准。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 地表扰动影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是站场占地，临时占地主要为施工营地占地。

表 5.1-1 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)		备注
		永久占地	临时占地	
1	硫磺回收装置区	0.84	0	100m×84m
2	施工营地	0	0.35	50m×70m
合计		0.84	0.35	—

站场及施工营地施工因占地面积小，且影响范围主要集中在站场周围，同时工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，站场周边采用草方格防风固沙措施，对地表扰动相对较小。

5.1.1.2 对植被的影响分析

(1) 植被覆盖度的影响分析

拟建工程植被影响主要表现为永久占地影响和临时性施工对植被的破坏影响，但由于拟建工程区域地表基本无植被覆盖，仅零星分布柽柳等植物，因此工程的建设对植被覆盖度影响较小。

(2) 生物量损失

拟建工程施工区域均为沙地，施工占地会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——生物量损失，t； S_i ——占地面积，hm²； W_i ——单位面积生物量，t/hm²。

项目区域内生态以荒漠生态环境为主要特征，区域地表基本无植被覆盖，仅零星分布柽柳等植物，平均生物量参考《中国区域植被地上与地下生物量模

拟《中西部荒漠、半荒漠地区生物量数据》，得出占地范围内植被类型平均单位面积生物量指标。生物量损失见表 5.1-2。

表 5.1-2 项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量 (t/hm ²)	永久占地 (hm ²)	永久植被损失 (t)	临时占地 (hm ²)	临时植被损失 (t)
沙地	0.3	0.84	0.252	0.35	0.105

拟建工程的实施，将造成 0.252t 永久植被损失及 0.105t 临时植被损失。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

(1) 对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，迫使其暂离其栖息地或活动场所，远离施工区域；同时项目占地对地表的扰动和破坏，破坏其正常生境。

(2) 对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于油气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对荒漠生态系统中的爬行类（沙蜥等）动物的干扰不大。一些伴人型鸟类（麻雀等），一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着拟建工程建设的各个过程，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的鸟类和爬行类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，随着施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。

(3) 对重要物种的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域分布特有种南疆沙蜥。对于重要物种，要重点加强保护。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将项目实施对重要物种的影响降到最低。

5.1.1.4 对生态系统的影响分析

拟建工程对生态系统的影响主要是对地表植被的破坏、土地的占用等，拟建工程永久占地主要为硫磺回收装置区占地，临时占地主要为施工营地占地。

施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对荒漠生态系统植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效地恢复。

从整个评价区来看，拟建工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的荒漠生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

5.1.1.5 水土流失影响分析

拟建工程施工过程将扰动地表、破坏植被、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

（1）扩大侵蚀面积，加剧水土流失。拟建工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度较低，项目建设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，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

（2）扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

（3）工程占用破坏原有植被，增加了地面裸露和松动，植被面积减少和植被破坏，使得植被覆盖率降低，抗蚀能力减弱，水土流失加剧。

施工过程中土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免地造成水土流失量增大，必须采取相应的水土保持措施，要求项目建设过程中应严格执行《中华人民共和国水土保持法》等法律法规要求，编制水土保持方案报告，具体水土保持结论及要求应以水土保持方案报告为准。同时拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因拟建工程的建设而产生的水土流失。

5.1.1.6 防沙治沙分析

按照《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2024年12月3日发布，2025年1月1日施行）及《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）中相关要求，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

（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

拟建工程性质属于扩建项目，项目总投资9828.25万元。建设内容包括：①满深联合站新建1套20t/d二级常规克劳斯硫磺回收装置；②新建1套尾气处理装置，采用加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧工艺，尾气经35m高排气筒排放；③配套建设土建、通信、供电、给排水、仪表等。

②项目区地理位置、范围和面积（附平面图）

拟建工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，项目总占地面积1.19hm²（永久占地面积0.84hm²，临时占地面积0.35hm²）。

③项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

拟建工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，地形简单，地貌单一。区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂。区域内包气带岩层主要为第四系松散岩类细砂等，天然包气带防污性能为“弱”。

④项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据《新疆维吾尔自治区防沙治沙规划（2021-2030）》，阿克苏地区沙化土地总面积为6155603.85hm²，其中：流动沙地3342078.59hm²，半固定沙地1211993.69hm²，固定沙地410037.97hm²，戈壁1100445.33hm²。

区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”，在流域节水改造和河道治理的基础上，通过实施退耕封育和荒漠林封育恢复，治理沙化土地，保护和恢复荒漠林草植被，改善流域生态环境建设工程。项目实施以来，在塔北区累计完成生态建设工程面积6.69万hm²，其中完成退耕封育保护0.44

万 hm^2 ；荒漠林封育保护 5.92 万 hm^2 ；草地改良保护 0.33 万 hm^2 。

(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

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化监测报告》，拟建工程总占地面积 1.19 hm^2 （永久占地面积 0.84 hm^2 ，临时占地面积 0.35 hm^2 ），项目位于塔克拉玛干沙漠区，占用沙地 1.19 hm^2 。

② 项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表基本无植被覆盖，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等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）。

拟建工程占地范围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。

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，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。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。

5.1.2 运营期生态影响分析

项目运营期对生态的影响主要表现在对生态系统完整性的影响。在油气田开发如站场等建设中，新设施的增加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，同时由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因而项目开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.3 退役期生态影响分析

随着石油开采的不断进行，满深联合站由于服务期满无法继续利用等原因，最终将进入退役期，各种机械设备将停止使用，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。退役期的环境影

响以生态的恢复为主，站场经过清理后，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使站场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态的改善。

5.1.4 生态影响评价结论

拟建工程对生态环境的影响主要在施工期，主要为永久占地平整及临时施工营地等的建设带来的生态环境影响。临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程占地影响将逐渐消失。

运营期影响主要集中在站场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物妥善处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现。

退役期的环境影响以生态的恢复为主，站场经过清理后，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使站场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态的改善。

综上，从生态影响的角度，本工程建设可行。

5.1.5 生态影响评价自查表

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☒ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☒
	评价因子	物种 ☒ （ ☐ ） 生境 ☒ （地表扰动） 生物群落 ☐ （ ☐ ） 生态系统 ☒ （生态系统完整性、植被覆盖度、生物量损失） 生物多样性 ☐ （ ☐ ） 生态敏感区 ☐ （ ☐ ） 自然景观 ☐ （ ☐ ） 自然遗迹 ☐ （ ☐ ） 其他 ☐ （ ☐ ）
评价等级		一级 ☐ 二级 ☐ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积：（0.31）km ² ；水域面积：（ ☐ ）km ²

续表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线 ☐ ；调查点位、断面 ☐ ；专家和公众咨询法 ☐ ；其他 ☐
	调查时间	春季 ☐ ；夏季 ☒ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 丰水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ；沙漠化 ☒ ；石漠化 ☐ ；盐渍化 ☐ ；生物入侵 ☐ ；重要物种 ☐ ；生态敏感区 ☐ ；其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☐ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☐ ；其他 ☐
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☐ ；定性和定量 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☐ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☐ ；生物入侵风险 ☐ ；其他 ☐
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☒ ；减缓 ☒ ；生态修复 ☐ ；生态补偿 ☐ ；科研 ☐ ；其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☒ ；无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ；环境影响后评价 ☐ ；其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行 ☐
注：“ ☐ ”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 水文地质条件

(1) 地下水的赋存条件及分布特征

项目评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主，含水层岩性为细砂。

(2) 含水层的分布

根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，评价区内仅存在一种类型的地下水：第四系松散岩类孔隙水。本工程位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水含水层为主的沙漠平原区。区域水文地质图见附图 12。

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，在 60m 钻探深度内，在南北方向上主要分布有一层单一结构的潜水含水层，潜水位埋深 1.43~5.13m，含水层厚度小于 50m，含水层岩性为第四系粉砂、细砂，渗透系数 1.15~2.44m/d。含水层的岩性、结构、厚度在空间分布上基本保持

连续性、稳定性，变化不大。

（3）含水层的富水性

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，工程所在区域富水性为潜水水量贫乏（换算成 8 英寸口径、降深 5m 时的单井涌水量为 $<100\text{m}^3/\text{d}$ ）。

（4）地下水的补给、径流、排泄条件

项目评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，地下水的补给来源主要是塔里木河的渗漏补给。因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计。评价区远离塔河的地段，因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

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

当丰水年份塔河径流量变大时，塔河对塔南沙漠区的地下水补给量有所增加，距离塔里木河近的井场地下水的补、径、排条件变好，而对距离塔里木河远的井场影响较小。当枯水年份塔河径流量变小时，塔里木河对塔南沙漠区的地下水补给量有所减少，距离塔里木河近的井场地下水的补、径、排条件变差，而对距离塔里木河远的井场影响较小。

图 5.2-1 区域潜水等水位线图

(5) 地下水水化学特征

评价区潜水的水化学类型较为单一，均为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型水。矿化度则变化较大，从 $5.81 \sim 32.15\text{g/L}$ 不等，水质均较差，为半咸水-咸水。

(6) 包气带

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》中勘探孔 MS1、MS3 的钻孔柱状图，地表出露的地层比较简单，均为第四系全新统风积物，钻孔揭露的包气带岩性单一，均为细砂，厚度 $1.46 \sim 1.8\text{m}$ ，包气带渗透系数为 $2 \times 10^{-3}\text{cm/s}$ ，综合判定项目场地内天然包气带防污性能为“弱”。

(7) 地下水开发利用现状

评价区随着油田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。目前，评价区内的油田勘探井和油田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，而部分钻前供水井在油井施工完成后即已停止开

采地下水。

(8) 区域地下水污染源调查

根据地下水监测结果，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

根据工程分析，施工期管线试压废水、生活污水不外排，正常情况下不会对地下水环境造成影响。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

5.2.3.1 地下水环境影响预测

拟建工程地下水环境影响评价等级为“二级”，项目场地位于沙漠区，水文地质条件较为简单，污染物的渗漏对地下水流场基本不会产生影响，含水层水文地质参数变化很小。因此，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），为了解项目实施对地下水环境的影响，本次评价采用解析法进行地下水环境影响预测工作。

(1) 正常状况

① 废水

拟建工程运营期间废水主要包括蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水。站场不设置废水池，废水均输送至采出水处理系统处理达标后回注地层正常情况下不会对地下水产生污染影响。

② 硫磺回收装置

正常状况下，硫磺回收装置采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，定期做好设备、阀门、管线等巡检，不会对区域地下水环境产生污染影响。

(2) 非正常状况

拟建工程站场各新建生产装置区均划定一般为一般防渗区，装置区各设备以撬装化设备为主，非正常工况下汽提塔发生破裂，考虑预测硫酸盐、石油类对潜水含水层水质产生的影响。

①预测因子筛选

汽提塔泄漏污染物主要为 SS、pH、硫酸盐、石油类，本评价选取特征污染物硫酸盐、石油类作为代表性污染物进行预测，硫酸盐执行《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。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-1。

表 5.2-1 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准 (mg/L)	检出下限值 (mg/L)	现状监测值最大值 (mg/L)
硫酸盐	250	0.018	4580
石油类	0.05	0.01	<0.01

②预测源强

结合地下水现状监测结果并考虑污染物对地下水危害程度，本次考虑非正常状况下汽提塔破损泄漏，裂口面积为 5cm^2 ，采取措施 0.5h 后成功堵漏并停止泄漏，根据伯努利方程计算可得废水渗漏量 0.54m^3 ，废水中石油类浓度取 300mg/L ，硫酸盐浓度取 480mg/L ，则最终进入地下水中的石油类源强为 0.162kg ，硫酸盐源强为 0.259kg 。

③预测模型

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建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一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

- 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；
- 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；
- 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一平面瞬时点源的预测模型为：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

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30m;

m_w —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量, kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类0.162kg, 硫酸盐0.259kg;

u —地下水流速度, m/d; 潜水含水层岩性为第四系粉砂、细砂, 渗透系数取2.44m/d。水力坡度 I 为0.65‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=2.44\text{m/d} \times 0.65\text{‰}/0.18=0.009\text{m/d}$;

n —有效孔隙度, 无量纲; 含水层岩性主要为细砂, 参照相关资料, 其有效孔隙度 $n=0.18$;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ; 根据资料, 纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$, 纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.09\text{m}^2/\text{d}$;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ; 横向弥散系数 $D_T=0.009\text{m}^2/\text{d}$;

π —圆周率。

④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、硫酸盐的检出下限值等值线作为影响范围, 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, 硫酸盐取《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)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。

a. 石油类预测结果

预测结果见表 5.2-2。

表 5.2-2 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m^2)	超标范围 (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
100d	475	370	0.005	0.182	0.187	25	否

续表 5.2-2 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (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
1000d	1200	240	0.005	0.069	0.074	120	否
7300d	—	—	0.005	—	—	—	—

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

(1) 100d 时污染晕运移分布图

(2) 1000d 时污染晕运移分布图

图 5.2-2 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

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 后污染晕影响范围为 475m²，超标范围为 370m²，污染晕最大运移距离为 25m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.182mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.187mg/L；石油类污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 1200m²，超标范围为 240m²，污染晕最大运移距离为 120m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.069mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.074mg/L；石油类污染物泄漏 7300d 后污染晕影响范围消失。

b. 硫酸盐预测结果

由地下水环境现状监测结果可知，区域潜水中硫酸盐现状监测最大值为 4580mg/L，超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，超标原因与区域原生水文地质条件有关，本次硫酸盐预测不再考虑叠加现状监测值，只进行硫酸盐贡献浓度预测。硫酸盐预测结果见表 5.2-3。

表 5.2-3 在非正常状况下硫酸盐在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (m ²)	贡献浓度 (mg/L)	污染晕最大运移距离 (m)	超标范围是否出场界
100d	495	—	1.931	25	否
1000d	1280	—	0.188	125	否
7300d	—	—	—	—	—

(1) 100d 时污染晕运移分布图

(2) 1000d 时污染晕运移分布图

图 5.2-3 非正常状况下，硫酸盐渗漏含水层影响范围图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，硫酸盐污染物泄漏100d后污染晕影响范围为495m²，无超标范围，污染晕最大运移距离为25m，污染晕中心最大贡献浓度为1.931mg/L；硫酸盐污染物泄漏1000d后污染晕影响范围为1280m²，无超标范围，污染晕最大运移距离为125m，污染晕中心最大贡献浓度为0.188mg/L；硫酸盐污染物泄漏7300d后硫酸盐污染晕影响范围消

失。

5.2.3.2 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采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；

②设备定期检验、维护、保养，做好站场设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生；

(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。拟建工程各分区防渗等级具体见表 5.2-4。

表 5.2-4 厂区各区域防控措施一览表

防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
		天然包气带防污性能	污染控制难易程度		
一般防渗区	新建生产装置区	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$, 或参考 GB16689 执行
简单防渗区	站场其他区域	弱	易	—	一般地面硬化

(3) 地下水跟踪监控措施

根据拟建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）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则设置地下水跟踪监测计划，地下水监测计划见表 5.2-5。

表 5.2-5 地下水监测点布控一览表

名称	相对位置	监测层位	功能	井孔结构	监测因子	监测频次
FY216-H12	满深联合站周边现有地下水井	潜水含水层	跟踪监测井	按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)执行	石油类、砷、汞、六价铬、硫酸盐	每半年 1 次
FY212						
MS3-1						

(4) 应急响应

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：

①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；

②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。

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：

①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，在第一时间尽快上报主管领导，通知当地生态环境主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

②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；

③对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期管道、设备清洗废水输送至满深联合站采出水处理装置处理，达标后回注地层不外排；在加强环境管理的情况下，不会对地下水环境造成污染影响。

5.2.5 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

项目评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主，含水层岩性为细砂、粉砂，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等

方式排泄。潜水含水层厚度小于 50m，含水层岩性为第四系细砂，渗透系数 1.15~2.44m/d。

区域内包气带岩层主要为第四系全新统风积物，钻孔揭露的包气带岩性单一，均为细砂，厚度 1.46~1.8m 等，综合判定项目场地内天然包气带防污性能为“弱”。监测期间区域地下水中监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标外，其他因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求。

(2) 地下水环境的影响

正常状况下，站场内硫磺回收装置等完好无损且站场严格按照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934) 相关要求采取了防渗措施，可避免废水泄漏而对地下水产生污染影响。

非正常状况下，汽提塔破损泄漏导致硫酸盐、石油类等物质泄漏进入地下水后沿水流迁移，但影响范围较小，不会对周围地下水水质产生明显污染影响。

(3) 地下水污染防治措施

拟建工程依据“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治措施。①依据《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013) 相关要求，采取相应的分区防渗措施，防渗的设计使用年限不应低于拟建项目主体工程的设计使用年限；②建立和完善拟建项目的地下水环境监测制度 and 环境管理体系，制定完善的监测计划；③在制定全厂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，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

拟建工程采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防治措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，拟建工程对地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

施工期管线试压废水、生活污水不外排，且项目周边无地表水体，对地表水环境影响可接受。

5.3.2 运营期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，判定拟建工程地表水环境评价等级为三级B。

5.3.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

拟建工程运营期产生的废水主要为蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水，输送至采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层，拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.3.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

拟建工程蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水进入满深联合站采出水处理系统处理。满深联合站采出水处理系统采取“压力除油+过滤+沉降”处理工艺：系统来水根据水质情况向管道中注入絮凝剂或破乳剂，然后进入压力缓冲除油装置中进行水量、水质调节，经初步沉降去除大部分浮油和大颗粒悬浮物。压力缓冲除油装置出水经污水提升泵提升至压力式聚结除油装置，装置内装有粗粒化提料，使细微油珠聚结成大颗粒。压力缓冲除油装置和压力式聚结除油装置顶部收集的浮油经管道自流至原油系统零位罐。处理达标后的水进入净化水缓冲罐，出水口设置杀菌剂加药点，对外输水进行杀菌处理。根据《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程竣工环境保护验收调查报告》：采出水处理系统出水能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准（悬浮固体含量 $\leq 35.0\text{mg/L}$ 、含油量 $\leq 100.0\text{mg/L}$ ）后回注地层，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

表 5.3-1 采出水处理单元采出水处理规模一览表 m^3/d

联合站名称	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程需处理量	依托可行性
富满油田满深联合站	1500	1210	290	3.8	可依托

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

退役期管道、设备清洗废水输送至满深联合站采出水处理装置处理，达标后回注地层不外排，且项目周边无地表水体，不会对地表水环境造成污染影响。

5.3.4 地表水环境评价结论

综上，拟建工程废水不外排，且项目周边无地表水体，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-2 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
	影响途径	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 ☐

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

(1) 土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工区域内，该工程对土壤表层的影响较大。

(2) 施工期废弃物对土壤环境质量影响

施工期管线试压废水、生活污水不外排；施工土方用作站场回填，焊接及吹扫废渣收集后委托周边工业固废填埋场合规处置，生活垃圾收集后拉运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。因此，正常情况下施工期废弃物不会对土壤环境产生影响。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

5.4.2.1 环境影响识别

(1) 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程满深联合站扩建硫磺回收装置建设内容属于石油开采配套硫磺回收项目，项目类别为Ⅰ类。

(2) 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域土壤盐分含量小于 2g/kg，区域 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，不属于土壤盐化、酸化和碱化地区，拟建工程类别按照污染影响型项目考虑。

运营期废水主要为蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水，站场不设置废水池，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况管线连接处破裂泄漏，可能通过垂直入渗形式对土壤造成影响。影响类型见表 5.4-1。

表 5.4-1 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	—	—	—	—	—	—	—	—

(3) 影响源及影响因子

拟建工程汽提塔破损泄漏时污水中的硫酸盐、石油烃可能会下渗到土壤中，

造成一定的影响，因此本评价选取硫酸盐、石油烃作为代表性污染物进行预测。拟建工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.4-2。

表 5.4-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
汽提塔破损泄漏	垂直入渗	石油烃、硫酸盐	事故工况

5.4.2.2 现状调查与评价

(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），土壤污染影响型现状调查范围为站场外扩 200m 范围。

(2) 敏感目标

站场边界外扩 200m 范围内无土壤环境保护目标，因此不再设置土壤环境保护目标。

(3) 土地利用类型调查

① 土地利用现状

根据现场调查结果，站场占地现状为沙地。

② 土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为沙地，局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

③ 土地利用规划

拟建工程占地范围暂无规划。

5.4.2.3 土壤环境影响预测与评价

(1) 预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点对站内汽提塔出现破损泄漏的硫酸盐及石油烃对土壤垂直下渗的污染，作为预测情景。

(2) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 中预测方法对本工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ -土壤含水率，%。

②初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

a. 连续点源：

$$\begin{aligned} c(z, t) &= c_0 & t > 0, z = 0 \\ c(z, t) &= \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases} \end{aligned}$$

b. 非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

（3）预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.4-3。

表 5.4-3 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重 (kg/m ³)
砂土	2	4.5	0.53	0.12	1	1.25×10 ³

(4) 预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对站内汽提塔破损泄漏产生的石油烃、硫酸盐对土壤垂直下渗的污染。

表 5.4-4 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
汽提塔破损泄漏	石油烃	300	瞬时
	硫酸盐	480	瞬时

(5) 土壤污染预测结果

汽提塔破损泄漏，泄漏物质中石油烃、硫酸盐以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度分别设定为 300mg/L、480mg/L，考虑到污染物以点源形式泄漏，第 10 天对周边污染的土壤进行清理作业，预测时段按 10 天考虑。

①石油烃预测结果

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.4-1 所示。

图 5.4-1 石油烃沿土壤垂向迁移情况

表 5.4-5 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	100d	9cm
2	1000d	15cm
3	3650d	21cm
4	7300d	33cm

由图 5.4-1 土壤模拟结果可知，入渗 7300 天后，石油烃污染深度为 33cm，整体渗漏速率较慢。

②硫酸盐预测结果

硫酸盐沿土壤迁移模拟结果如图 5.4-2 所示。

图 5.4-2 硫酸盐沿土壤垂向迁移情况

表 5.4-6 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	100d	9cm
2	1000d	18cm
3	3650d	27cm
4	7300d	33cm

由图 5.4-2 土壤模拟结果可知，入渗 7300 天后，硫酸盐污染深度为 33cm，整体渗漏速率较慢。

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

退役期管道、设备清洗废水输送至满深联合站处理，达标后回注地层；对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。因此，退役期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《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，石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用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、硫酸盐在土壤中随时间不断向下迁移，污染物主要积聚在土壤表层 33cm 以内，其污染也主要限于地表。因此，拟建工程需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

5.4.5 土壤环境影响自查表

表 5.4-7 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 ☐ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒	
	占地规模	中型	
	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 ）、硫酸盐	

续表 5.4-7 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	特征因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、硫酸盐				
	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☑				污染影响型
评价工作等级		一级□；二级☑；三级□				污染影响型
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	
		表层样点数	1	2	0.2m	
		柱状样点数	3	0	0.5m、1.5m、3m	
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，蒽，二苯并[a，h]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、盐分含量 占地范围：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、盐分含量					
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	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、硫酸盐				
	预测方法	附录E☑；附录F□；其他（）				
	预测分析内容	污染影响范围：站场周围； 影响程度：较小				
	预测结论	达标结论：a) □；b) □；c) ☑ 不达标结论：a) □；b) □				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
	跟踪监测	满深联合站	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、硫酸盐		每5年一次	
	信息公开指标	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、硫酸盐				
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行				

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

(1) 施工扬尘

油气处理工程在施工过程中，不可避免地要占用土地、物料运输、场地建设等，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。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，对环境的影响较小。施工期严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气处理工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、 SO_2 、 NO_2 、 C_xH_x 等，施工机械废气满足《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）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）限制要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，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，可为环境所接受。

(3) 环境影响分析

经现场踏勘可知，拟建工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 多年气候统计资料分析

拟建工程位于沙雅县境内，距离拟建工程最近的气象站为沙雅县气象站，项目周边地形、气候条件与沙雅县一致，本次评价气象统计资料分析选用沙雅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 5.5-1。

表 5.5-1 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/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
沙雅	51639	基本站			175	981	2004年-2023年	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

根据沙雅县气象站近 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

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2 近 20 年各月平均温度月变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(℃)	-6.8	-0.3	8.5	16.4	21.1	24.6	25.9	24.8	19.9	11.8	3.0	-4.7	12.0

由表 5.5-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12℃，4~9 月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 25.9℃，1 月份平均气温最低，为 -6.8℃。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.5-3。

表 5.5-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.1	1.3	1.5	1.7	1.8	1.8	1.6	1.5	1.3	1.0	1.0	1.1	1.4

表 5.5-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.4m/s，5~6 月份平均风速最大为 1.8m/s，10~11 月份平均风速最低为 1.0m/s。

③风向、风频

区域近 20 年各月、各季及全年平均风向频率见表 5.5-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.5-1。

表 5.5-4 近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1月	4.8	5.6	8.8	5.6	0.8	0.8	1.6	1.6	1.6	14.5	14.5	12.1	2.4	5.7	0.8	0.0	18.6
2月	5.2	1.7	2.5	1.7	0.8	0.9	0.0	0.9	0.0	8.6	25.0	22.4	12.1	6.0	2.6	1.7	7.8
3月	4.8	12.1	20.9	10.5	4.0	1.6	2.4	0.8	1.6	5.7	4.8	6.5	4.8	4.0	1.6	2.4	11.3
4月	5.0	11.7	11.6	8.3	4.2	3.3	0.0	3.3	7.5	3.3	9.2	7.5	2.5	3.3	2.5	2.5	14.2
5月	9.7	16.9	13.7	12.1	1.6	3.2	7.3	4.0	0.0	2.4	4.0	4.8	1.6	16.1	4.0	4.8	8.1
6月	11.7	14.2	10.8	12.5	9.2	5.8	4.2	1.7	1.7	1.7	2.5	2.5	1.7	4.2	6.7	2.5	6.7
7月	11.3	13.7	8.1	8.9	2.4	3.2	1.6	2.4	3.2	4.8	4.8	3.2	6.5	5.7	6.5	6.5	7.3
8月	6.4	16.1	20.2	13.7	6.5	5.7	3.2	4.0	1.6	1.6	3.0	0.8	1.6	0.0	2.4	6.5	5.7
9月	10.0	18.3	13.3	11.7	5.8	1.7	1.7	3.3	1.7	1.7	5.8	2.5	6.7	2.5	2.5	1.7	9.2
10月	5.6	13.7	8.1	8.1	2.4	0.0	1.6	1.6	0.8	5.7	5.7	4.0	4.8	4.0	4.0	3.2	26.6
11月	0.0	3.3	5.8	4.2	1.7	2.5	0.8	0.8	2.5	6.7	15.0	15.8	6.7	4.2	1.7	1.7	26.7
12月	1.6	8.1	15.3	10.4	4.8	0.8	2.4	2.4	2.4	6.5	11.3	10.5	5.7	2.4	0.0	1.6	13.7
春季	6.5	13.6	15.5	10.3	3.3	2.7	3.3	2.7	3.0	3.8	6.0	6.3	3.0	3.0	2.7	3.3	11.1
夏季	9.8	14.7	13.1	11.6	6.0	4.9	3.0	2.7	2.2	2.7	3.8	2.2	3.3	3.3	5.2	5.2	6.5
秋季	5.2	11.8	9.1	7.9	3.3	1.4	1.4	1.9	1.7	4.7	8.8	7.4	6.0	3.6	2.8	2.2	20.9
冬季	3.8	5.2	9.1	6.0	2.2	0.8	1.4	1.7	1.4	9.9	16.8	14.8	6.6	4.7	1.1	1.1	13.5
全年	6.3	11.3	11.7	9.0	3.7	2.5	2.3	2.3	2.1	5.3	8.8	7.7	4.7	3.6	2.9	2.9	13.0

图 5.5-1 近 20 年风频玫瑰图

由表 5.5-4 分析可知，沙雅县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE 风向的频率最大。

5.5.2.2 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高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 5.5-5。

表 5.5-5 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	人口数 (城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		40.7
3	最低环境温度/℃		-24.2
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		沙漠化荒地
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	90×90
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/°	—

(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 5.5-6 及 5.5-7。

表 5.5-6 主要废气污染源参数一览表 (点源, 100%负荷)

污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m ³ /h)	工况烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)										
硫磺回收装置尾气			955	35	0.4	5320	11.8	260	8000	正常	PM ₁₀	0.106
											SO ₂	1.541
											NO ₂	1.045

表 5.5-7 主要废气污染源参数一览表（面源，100%负荷）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
硫磺回收装置区无组织废气			955	100	84	0	8	8760	正常	H ₂ S	0.0020

表 5.5-8 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
硫磺回收装置尾气	PM ₁₀	0.758	450	0.17	8.64	52	—
	SO ₂	11.026	500	2.21			
	NO ₂	7.477	200	3.74			
硫磺回收装置区无组织废气	硫化氢	0.864	10	8.64		155	

由表 5.2-8 可知，项目废气中 PM₁₀最大落地浓度为 0.758 μg/m³、占标率为 0.17%；SO₂最大落地浓度为 11.026 μg/m³、占标率为 2.21%；NO₂最大落地浓度为 7.477 μg/m³、占标率为 3.74%；H₂S 最大落地浓度为 0.864 μg/m³、占标率为 8.64%，D_{10%}均未出现。

5.5.2.3 废气源对四周场界贡献浓度

拟建工程实施后，全厂无组织废气对满深联合站四周贡献浓度情况如表 5.5-9。

表 5.5-9 无组织废气场界贡献浓度一览表 单位：μg/m³

污染因子	类别	现有工程贡献值	在建工程贡献值	拟建工程贡献值	全厂预测值	标准值	达标情况
硫化氢	东厂界	3.448	0.480	0.519	4.447	60	达标
	南厂界	4.168	0.672	0.519	5.359		达标
	西厂界	3.808	0.736	0.646	5.190		达标
	北厂界	2.720	0.608	0.737	4.065		达标

由表 5.5-9 预测结果可知，拟建工程实施后，站场无组织排放 H₂S 浓度贡献值为 4.065~5.359 μg/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。

5.5.2.4 非正常排放影响分析

(1) 污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、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。

拟建工程硫磺回收装置处理过程中设置了放空系统，发生异常超压的情况下，超压气体可通过联合站现有放空火炬点燃排放。非正常工况下污染物源强情况见表 5.5-10。

表 5.5-10 非正常工况下污染物排放一览表

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)	SO ₂	NO _x
放空火炬			955	82	4.7	1000	20	1	非正常	酸性气	18333	51152538	90.672	122.407

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.5-11。

表 5.5-11 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/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)
1	放空火炬	SO ₂	514.957	102.99	239.83	65
		NO ₂	479.665	239.83		

由表 5.5-11 计算结果表明，非正常工况条件下，放空火炬 SO₂ 最大落地浓度为 514.957 μg/m³，占标率为 102.99%；NO₂ 最大落地浓度为 479.665 μg/m³，占标率为 239.83%；非甲烷总烃最大落地浓度为 17.759 μg/m³，占标率为 0.89%。

由以上分析可知，拟建工程非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保站场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.5.2.5 污染物排放量核算

(1) 有组织排放量核算

拟建工程有组织排放量核算情况见表 5.5-12。

表 5.5-12 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)	核算年排放量 (t/a)
1	硫磺回收装置尾气	颗粒物	20	0.851
		SO ₂	289.7	12.330
		NO _x	196.5	8.363

(2) 无组织排放量核算

拟建工程无组织排放量核算情况见表 5.5-13。

表 5.5-13 大气污染物无组织排放量核算表

序号	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	硫磺回收装置区无组织废气	H ₂ S	采取密闭流程, 加强设备管理, 加强阀门的检修与维护等措施	《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 ₂ S≤0.06	0.016

(3) 项目大气污染物排放量核算

拟建工程大气污染物排放量核算情况见表 5.5-14。

表 5.5-14 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	0.851
2	SO ₂	12.330
3	NO _x	8.363
4	H ₂ S	0.016

5.5.3 退役期大气环境影响分析

退役期的环境影响以生态的恢复为主, 站场清理会产生少量扬尘, 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, 同时在清理站场时防止飞灰、扬尘的产生, 尽可能降低对周边大气环境的影响。同时拟建工程施工活动范围区域开阔, 废气污染物气象扩散条件好。因此, 施工扬尘对区域环境空气可接受, 且这种影响是局部的, 短期的, 项目退役完成之后影响就会消失。

5.5.4 大气环境影响评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下各污染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。项目废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

表 5.5-15 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 (PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S)					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	(2024) 年						
现状评价	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	拟建工程正常排放源 ☒ 拟建工程非正常排放源 ☐ 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 ☒	
	预测因子	预测因子 (颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、H ₂ S)					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 _{贡献} 最大占标率≤100% ☐					C _{贡献} 最大占标率>100% ☐	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{贡献} 最大占标率≤10% ☐					C _{贡献} 最大占标率>10% ☐
		二类区	C _{贡献} 最大占标率≤30% ☐					C _{贡献} 最大占标率>30% ☐
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 (1) h	C _{非正常} 占标率≤100% ☒				C _{非正常} 占标率>100% ☒	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐				C _{叠加} 不达标 ☐		
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% ☐				k>-20% ☐			

续表 5.5-15 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、H ₂ S）		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			
评价结论	污染源年排放量	SO ₂ （12.330）t/a	NO _x （8.363）t/a	颗粒物：（0.851）t/a	VOC _s ：（0）t/a

注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

（1）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括设备吊运安装等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.6-1。

表 5.6-1 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离[dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	运输车辆	—	100	30	1.5	90/5	基础减振	昼夜
2	吊装机	—	70	25	1.5	95/5	基础减振	昼夜
3	装载机	—	80	20	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	挖掘机	—	60	25	1.5	90/5	基础减振	昼夜
5	推土机	—	80	30	1.5	88/5	基础减振	昼夜

（2）施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.6.2.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程施工期各噪声源对满深联合站四周场界的贡献声级值见表 5.6-2。

表 5.6-2 施工期噪声预测结果一览表 单位: dB (A)

序号	站场		噪声贡献值/dB (A)		噪声标准/dB (A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	满深联合站	东场界	64	64	70	55	达标	超标
2		南场界	65	65	70	55	达标	超标
3		西场界	62	62	70	55	达标	超标
4		北场界	68	68	70	55	达标	超标

(3) 影响分析

根据表 5.6-2 可知, 各种施工机械噪声预测结果可以看出, 施工期满深联合站噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 62~68 dB (A), 昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求, 夜间不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求, 拟建工程满深联合站周边无声环境保护目标, 施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响, 随着施工结束, 对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.2 运营期声环境影响评价

5.6.2.1 预测模式

a) 应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减, 计算预测点的声级:

$$L_p(r) = L_w + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

L_w —由点声源产生的声功率级 (A 计权或倍频带), dB;

D_c —指向性校正, 它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级, dB;

D_c —指向性校正, 它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级

L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\}$$

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处, 第 i 倍频带声压级, dB;

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB (A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

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 , 则拟建工程声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 L_{Aj}} \right) \right]$$

式中： L_{eq} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T —用于计算等效声级的时间，s；

N —室外声源个数；

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M —等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

$$L_{eq} = 10 \lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

(3) 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。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

本工程产噪设备主要为风机、泵类、空冷器等。

表 5.6-3 本工程噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级）[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	液硫泵	—	65	32	1	90	选取低产噪设备、基础减振	昼夜
2	液硫脱气泵	—	65	30	1	90		昼夜
3	燃烧炉鼓风机	1625m ³ /h	60	23.5	1	90	选取低产噪设备、基础减振，对风机进出口	昼夜
4		1625m ³ /h	58	23.5	1	90		昼夜
5	焚烧炉鼓风机	—	13.5	23.5	1	90	选取低产噪设备、基础减振，加装消声器	昼夜
6	急冷水泵	—	40	23.5	1	90		昼夜
7	富液泵	—	46	23.5	1	90		昼夜
8	净化水泵	—	11	6.5	1	90		昼夜
9	酸性水泵	—	11	3	1	90		昼夜
10	凝结水泵	—	55	23.5	1	90		昼夜
11		—	56	23.5	1	90		昼夜
12	贫液加压泵	—	34	23.5	1	90		昼夜
13	再生塔顶回流泵	—	31	23.5	1	90		昼夜

14		地下溶剂泵	—	11	9.5	1	90		昼夜
----	--	-------	---	----	-----	---	----	--	----

续表 5.6-3 本工程噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称		型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级）[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
15	硫磺回收装置区	贫液泵	—	11	13.5	1	90		昼夜
16		溶剂加入泵	—	11	9.5	1	90		昼夜
17		除氧水输送泵	—	34	15	1	90		昼夜
18		急冷水空冷器	—	40	23.5	1	90		昼夜
19			—	46	23.5	1	90		昼夜
20		乏汽空冷器	—	48	23.5	1	90		昼夜
21		蒸汽空冷器	—	32	23.5	1	90		昼夜
22		贫液空冷器	—	34	23.5	1	90		昼夜
23		再生塔顶空冷器	—	38	13.5	1	90		昼夜
24			—	40	13.5	1	90		昼夜
25		贫液后空冷器	—	40	23.5	1	90		昼夜

注：以满深联合站扩建后站场西边界及南边界延伸交界点为坐标原点（0,0,0）。

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程新建噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.6-4。

表 5.6-4 噪声预测结果一览表

序号	厂界		噪声现状值/dB(A)		拟建工程噪声贡献值/dB(A)		叠加后预测值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	满深联合站	东场界	39	38	47	47	47.6	47.5	60	50	达标	达标
2		南场界	42	40	46	46	47.5	47.0	60	50	达标	达标
3		西场界	40	39	37	37	41.8	41.1	60	50	达标	达标
4		北场界	43	40	39	39	44.5	42.5	60	50	达标	达标

由表 5.6-4 可知拟建工程实施后，满深联合站场界噪声昼间为 41.8~47.6dB(A)，夜间噪声为 41.1~47.5dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

5.6.3 退役期声环境影响分析

项目退役期噪声主要包括设备拆除等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声，拟建工程满深联合站周边无声环境保护目标，设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.4 声环境影响评价结论

施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期满深联合站场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。退役期设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.6.5 声环境影响评价自查表

表 5.6-5 声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	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐						
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐						
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐						
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐	
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐		远期 ☐
	现状调查方法	现场实测法 ☐ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☒						
	现状评价	达标百分比		100				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☒ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐						
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐						
	预测范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐						

	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐
--	------	--

续表 5.6-5 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
声环境影响预测与评价	厂界噪声贡献值	达标☑不达标□		
	声环境保护目标处噪声值	达标☑不达标□		
环境监测计划	排放监测	厂界监测☑固定位置监测□自动监测□手动监测□ 无监测□		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）	监测点位数（）	无监测☑
评价结论	环境影响	可行☑不可行□		
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。				

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

拟建工程施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、焊接及吹扫废渣和施工人员生活垃圾。

(1) 土石方

拟建工程共开挖土方 0.55 万 m³, 回填土方 0.67 万 m³, 借方 0.12 万 m³, 无弃方, 开挖土方主要为场地平整产生土方, 回填土方主要为场地回填。新建生产装置区需进行压盖, 借方主要来源于周边砂石料场。

(2) 焊接及吹扫废渣

焊接及吹扫废渣收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。

(3) 生活垃圾

施工人员生活垃圾随车带走, 运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置, 现场不遗留。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

根据《国家危险废物名录(2025 年版)》(部令第 36 号)、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号), 拟建工程运营期产生的危险废物主要为废机油、废油桶、废催化剂、废瓷球。拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.7-1。

表 5.7-1 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	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
废机油	HW08	900-217-08	0.5t/a	油气处理	固态	油类物质	油类物质	1年/次	T, I	收集后进入满深联合站原油处理系统资源回用
废油桶	HW08	900-249-08	0.02t/a	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后暂存于危废暂存间内，定期委托有资质单位进行接收处置
废催化剂	HW46	900-037-46	13.5t/3a	克劳斯一级、二级反应器及加氢反应器	固态	TiO ₂ 、Al ₂ O ₃ 、NiO 等金属氧化物或 Co、Ni、Mo 等金属硫化	金属化合物	3年/次	T, I	
废瓷球	HW49	900-041-49	10t/3a	克劳斯一级、二级反应器及加氢反应器	固态	废瓷球	废瓷球	3年/次	T/In	

5.7.2.1 危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

拟建工程危险废物暂存于满深联合站现有危废暂存间，暂存间为混凝土建筑结构，地面进行防渗处理，防渗层为防渗钢筋混凝土+防渗膜，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s，满足防渗要求；拟建工程危险废物产生量为 7t/a，小于设计危险废物存储量。因此，危废暂存间可容纳项目危险废物，暂存能力满足相关要求。

5.7.2.2 危险废物贮存过程中的环境影响分析

拟建工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、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。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

- a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形， $40 \times 40\text{cm}$ ；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 5.7-1 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 5.7-2 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。

图 5.7-1 危险废物类别标识示意图

图 5.7-2 危险废物相关信息标签

5.7.2.3 危险废物运输过程环境影响分析

(1) 厂内运输

危险废物内部转运作业应满足如下要求：

①危险废物内部转运应综合考虑厂区的实际情况确定转运路线，尽量避开办公区和生活区。

②危险废物内部转运作业应采用专用的工具，危险废物内部转运应填写《危险废物厂内转运记录表》。

③危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。

④危险废物内部转运过程中出现危险废物散落的情况，应立即启动相关应急预案，防止其影响进一步扩大。

综上，在严格落实相关要求的前提下，项目危险废物厂内运输对环境影响较小。

(2) 厂外运输

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨

迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

拟建工程产生的危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，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。

综上，在严格落实相关要求的前提下，项目危险废物厂外运输对环境的影响较小。

5.7.2.4 危险废物委托处置的环境影响分析

拟建工程产生的废催化剂、废瓷球等危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

通过调查可知，距离项目较近的库车红狮环保科技有限公司信息统计情况如下表。

表 5.7-2 拟建工程周边危废处置单位情况一览表

企业名称	危险废物经营类别	经营规模	许可证号
库车红狮环保科技有限公司	HW02、HW03、HW04、HW05、HW06、HW07、HW08、HW09、HW11、HW12、HW13、HW14、HW16、HW17、HW18、HW19、HW21、HW22、HW23、HW24、HW31、HW32、HW33、HW34、HW35、HW37、HW38、HW39、HW40、HW45、HW46、HW47、HW48、HW49、HW50	100000	6529230063

由表 5.2-27 分析可知，拟建工程周边涉及库车市共计 1 家有资质单位具备处理拟建工程危险废物，且在处理类别及处理能力上均可满足拟建工程危废处理需求，同时建议拟建工程优先选择拟建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。

5.7.2.5 危险废物利用处置的环境影响分析

拟建工程产生的废机油收集后进入满深联合站原油处理系统资源回用。满深联合站原油处理系统生产流程：采出液→气液分离→加热→气提脱硫→热化学脱水→负压闪蒸稳定→外输系统。富满油田各单井及混输管道汇集的采出液首先进入满深联合站进站气液分离器中进行气液分离，混合液依次进入含水原油/伴生气换热器、含水原油/导热油换热器中进行热量交换，原油进入原油气提塔

塔底脱除 H_2S 的原油进入热化学脱水球罐进行脱水，油相从球罐中部出来后进入原油稳定塔，将原油中的轻组分抽出，降低饱和蒸汽压稳定后的原油通过稳定原油提升泵增压后进入外输系统。原油设计处理规模 $200 \times 10^4 t/a$ ，现状生产规模约 $170 \times 10^4 t/a$ ，拟建工程废机油产生量为 $0.5 t/a$ ，依托满深联合站原油处理系统资源回用可行。

5.7.2.6 环境管理要求

(1) 落实污染防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度。

(2) 落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

(3) 落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

(4) 落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

(5) 落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

(6) 落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

(7) 落实排污许可制度，执行排污许可管理制度的规定。

(8) 落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

(9) 危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册, 填写《危险废物管理计划》, 并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定, 并存档 5 年以上。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

地面设施拆除、站场清理等工作中会产生废弃管线、废弃设备及残余废液、建筑垃圾, 其中建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置; 管线内物质应清空干净, 并按要求进行吹扫, 送至油田物资库房留用; 拆除后的设备清理后送至油田物资库房留用, 酸性水罐、汽提塔等设备内残余的废液收集后由罐车送至周边处理站场的水处理系统进行处理。退役期无危险废物产生。

5.8 环境风险评价

5.8.1 风险调查

(1) 风险调查

拟建工程涉及的风险物质主要为天然气、 H_2S 、硫, 存在于硫磺回收装置和液硫池内。危险物质分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 风险源调查概况一览表

序号	危险物质名称	分布的单元		数量 (t)	生产工艺特点	备注
1	天然气	硫磺回收装置	燃料气工艺管道	0.0023	涉及危险物质使用	—
2	H_2S		设备及工艺管道	0.56	涉及危险物质使用	—
3	硫	液硫池		400	涉及危险物质贮存	—

(2) 环境敏感目标调查

拟建工程周边敏感特征情况见表 2.6-4。

5.2.8.1.3 环境风险潜势初判

根据 2.4.1.7 环境风险评价工作等级判定内容, 拟建工程大气环境风险潜势为 III, 地表水环境风险潜势为 III, 地下水环境风险潜势为 III。因此拟建工程环境风险潜势综合等级为 III。

5.8.2 环境风险识别

风险识别内容包括物质危险性识别、生产系统危险性识别及危险物质向环境转移的途径识别。

5.8.2.1 物质危险性识别

拟建工程涉及的风险物质主要为天然气、 H_2S 、硫。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.8-2。

表 5.8-2 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	CAS 号	危险特性	分布
1	H_2S	7783-06-4	具有臭鸡蛋味，易溶于水，爆炸极限：4.3%~45.5%，自燃温度：260℃，沸点：-60.3℃，硫化氢是强烈的神经毒物，对神经、呼吸道、眼贴膜具有明显刺激作用	硫磺回收装置设备及工艺管道
2	天然气	74-82-8	无色无味气体，爆炸上限 16%，爆炸下限 4.8%，蒸汽压：53.32kPa(-168.8℃)，闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度 0.42 (-164℃)	硫磺回收装置燃料气工艺管道
3	硫	63705-05-5	燃烧性：易燃，闪点：-2℃，爆炸上限 8.7%、爆炸下限 1.1%，自燃点 482℃~632℃，密度 1.8g/cm ³ ~2g/cm ³	液硫池

5.8.2.2 生产系统危险性识别

根据拟建工程生产工艺与物质危险性识别，并结合风险物质最大存储量，拟建工程风险单元按生产系统可划分为生产设施（硫磺回收装置）、储运设施（液硫池）2 个单元。

表 5.8-3 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	硫磺回收装置	天然气	0.0023	燃料气工艺管道	易燃易爆、有毒有害	高温、高压	泄漏、存在火源
2		H_2S	0.56	设备及工艺管道	易燃易爆、有毒有害	高温、高压	泄漏、存在火源
2	液硫池	硫	400	液硫池	易燃易爆、有毒有害	常压	存在火源

5.8.2.3 环境风险类型及危害分析

拟建工程环境风险事故主要包括：①原料酸气管道发生泄漏，泄漏的酸性气及 H_2S 气体进入大气引起中毒，或发生火灾、爆炸事故引发的二氧化硫等伴生/次生污染物进入大气引起中毒；②液硫泄漏遇火发生火灾，产生二氧化硫进入大气引起中毒；③设备连接的燃料气工艺管道因腐蚀穿孔或人为破坏导致管道泄漏，释放出的天然气遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

具体危害和环境影响见表 5.8-4。

表 5.8-4 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
硫磺回收装置	设备及工艺管道泄漏	管道或设备腐蚀,施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂,导致泄漏、火灾、爆炸、事故	原料酸气管道发生泄漏,泄漏的 H_2S 气体进入大气引起中毒,或发生火灾、爆炸事故引发的二氧化硫等伴生/次生污染物进入大气引起中毒,燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
	燃料气工艺管道	管道腐蚀,施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂,导致泄漏、火灾、爆炸、事故	燃料气工艺管道发生泄漏,泄漏的天然气进入大气引起中毒,或发生火灾、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
液硫池	池体泄漏	池体泄漏,施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致池底破裂,导致泄漏、火灾、爆炸、事故	液硫泄漏遇火发生火灾,产生二氧化硫进入大气引起中毒	大气

5.8.2.4 风险识别结果

拟建工程风险识别结果见表 5.8-5。

表 5.8-5 生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

序号	危险单元	风险源	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
1	硫磺回收装置	设备及工艺管道	H_2S	环境空气	泄漏、火灾爆炸	—
2		燃料气工艺管道	天然气	环境空气	泄漏、火灾爆炸	—
3	液硫池	液硫池	硫	环境空气	火灾爆炸	—

5.8.3 风险事故情形分析

5.8.3.1 风险事故情形设定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018),风险事故情形的设定并不能包含全部可能的环境风险,但通过对具有代表性的事故情形分析可为风险管理提供科学依据,故在环境风险识别的基础上筛选具有危险物质、环境危害、影响途径等方面代表性的事故进行情形设定。

结合工程特点并同时综合拟建工程生产特点及风险物质储存方式考虑,本次风险评价最大可信事故为硫磺回收装置中的酸气管道泄漏及液硫泄漏遇火发生火灾。

5.8.3.2 源项分析

5.8.3.2.1 酸气管道泄漏

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）计算酸气管道泄漏速率。具体计算公式如下：

当气体流速在音速范围（临界流）：

$$\frac{p}{p_0} \leq \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}}$$

当气体流速在亚音速范围（次临界流）：

$$\frac{p}{p_0} > \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}}$$

式中：

P—容器内介质压力，Pa（站内酸性气体管线取 150000Pa）；

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（天然气取值为 1.32，硫化氢取值为 1.30）。

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：

$$Q_G = Y C_d A P \sqrt{\frac{M \gamma}{R T_G} \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}}}$$

式中： Q_G —气体泄漏速度，kg/s；

P—容器压力，Pa（站内酸性气体管线取 150000Pa）；

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（拟建工程取 1.0）；

A—裂口面积， m^2 （站内酸性气体管线取 0.002）；

M—物质相对分子质量，kg/mol（站内酸性气体中硫化氢的相对分子质量为 0.034）；

R—气体常数，J/（mol·K）（取值为 8.314）；

T_c —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：

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

5.8.3.2.2 液硫泄漏

假设液硫池发生破损泄漏后遇明火导致液硫急剧燃烧，事故状态下液硫燃烧过程将产生二氧化硫，对周围环境产生影响。燃烧产生 SO_2 量计算公式如下：

$$G_{SO_2} = 2BS$$

式中： G_{SO_2} ——二氧化硫排放速率，kg/s；

B ——物质燃烧量，kg/s；

S ——物质中硫的含量（%），取 99.95%；

$$Q = A \times \frac{0.001H_c}{C_p(T_b - T_0) + H}$$

式中： Q ——单位时间参与燃烧的物质的量，kg/s；

A ——燃烧表面积， m^2 ；

H_c ——燃烧热，J/kg；

C_p ——定压比热容，J/kg·℃；

T_b ——沸点，℃；

T_0 ——环境温度，℃。

H ——汽化热，J/kg。

经计算，火灾情况下参与燃烧的液硫的质量为 0.028kg/s，火灾伴生 SO_2 的源强为 0.056kg/s，考虑火灾持续时长 10min。

经计算，气体泄漏及液体泄漏风险源源强汇总见表 5.8-6。

表 5.8-6 本项目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	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
1	硫磺回收装置中的酸气管道泄漏,进入大气引起中毒	硫磺回收装置	H ₂ S	大气	0.72	10	432
2	液硫泄漏遇火发生火灾,产生二氧化硫进入大气引起中毒	液硫池	SO ₂	大气	0.056	10	33.6

5.8.4 风险预测与评价

5.8.4.1 风险预测

(1) 模型选取

拟建工程硫磺回收装置 10km 范围内无村庄等敏感点分布,结合《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中明确预测距离不超过 10km,拟建工程事故发生地与计算点的距离取值为 10000m。10m 高处风速为 1.5m/s。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 G 中 G.2 推荐的计算公式:

$$T = 2X / U_r$$

式中: X——事故发生地与计算点的距离, m;

U_r ——10m 高处风速, m/s。假设风速和风向在 T 时间段内保持不变。

根据核算, T=222min。拟建工程泄漏时间为 10min 均小于 T, 确定泄漏均为瞬时泄漏。

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, 瞬时排放公式如下:

瞬时排放:

$$R_i = \frac{g(Q_i / \rho_{rel})^{\frac{1}{3}}}{U_r^2} \times \left(\frac{\rho_{rel} - \rho_a}{\rho_a} \right)$$

式中: ρ_{rel} ——排放物质进入大气的初始密度, kg/m³;

ρ_a ——环境空气密度, kg/m³;

Q_i ——瞬时排放的物质质量, kg;

D_{rel} ——初始的烟团宽度，即源直径，m；

U_r ——10m 高处风速，1.5m/s。

经计算，硫化氢密度为 1.53kg/m^3 ，瞬时排放的物质质量为 432kg，按上述公式核算，理查德森数为 $R_i=1.15>0.04$ ，为重质气体，扩散计算采用 SLAB 模式； SO_2 密度为 2.86kg/m^3 ，瞬时排放的物质质量为 33.6kg，按上述公式核算，理查德森数为 $R_i=1.83>0.04$ ，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 6km 范围；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，间距为 50m。特殊计算点指大气环境敏感目标等关心点，项目所处位置为沙漠腹地及边缘，无特殊环境敏感目标。

(3) 事故源参数

大气风险预测模型主要参数见表 5.8-7。

表 5.8-7 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/(°)	83° 21' 37.2755"	83° 21' 37.3239"
	事故源纬度/(°)	40° 29' 25.6304"	40° 29' 26.2072"
基本情况	事故源类型	硫磺回收装置中的酸气管道泄漏，进入大气引起中毒	液硫泄漏遇火发生火灾，产生二氧化硫进入大气引起中毒
气象参数	气象条件类型	最不利气象	最不利气象
	风速/(m/s)	1.5	1.5
	环境温度/℃	25	25
	相对湿度/%	50	50
	稳定度	F	F
其他参数	地表粗糙度/m	0.3m	0.3m
	是否考虑地形	是	是
	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，拟建工程大气环境风险评价等级为二级，选取最不利气象条件进行后果预测。最不利气象条件取 F 类稳定度，1.5m/s 风速，温度 25℃，相对湿度 50%。

(5) 大气毒性终点浓度值选取

大气毒性终点浓度即为预测评价标准，根据《建设项目环境风险评价技术导则》附录 H.1，确定危险物质大气毒性终点浓度值见表 5.8-8。

表 5.8-8 危险物质大气毒性终点浓度值选取一览表

物质	项 目	浓度 (mg/m ³)
硫化氢	毒性终点浓度-1	70
	毒性终点浓度-2	38
二氧化硫	毒性终点浓度-1	79
	毒性终点浓度-2	2

(6) 预测结果

①硫磺回收装置中的酸气管道泄漏事故情形下，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 5.8-9。

表 5.8-9 下风向不同距离处硫化氢最大浓度

下风向距离		最大落地浓度 (mg/m ³)
		最不利气象
50		3206
100		2088
200		1017
500		280
1000		76
2000		18
3000		7.6
4000		4.1
5000		2.5
6000		1.7
最大落地浓度		3206
最远出现距离 (m)	大气毒性终点浓度-1	1040
	大气毒性终点浓度-2	1400

由表 5.8-9 预测结果可知，最不利气象条件下，泄漏事故发生后硫化氢地面浓度最大值为 3206mg/m³，毒性终点浓度-2（大于 38mg/m³）出现最远距离为

1400m, 毒性终点浓度-1 (大于 $70\text{mg}/\text{m}^3$) 出现最远距离为 1040m。

图 5.8-1 最不利气象条件下硫化氢最大影响范围图

②液硫泄漏遇火发生火灾事故情形下, 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 5.8-10。

表 5.8-10 下风向不同距离处二氧化硫最大浓度

下风向距离	最大落地浓度 (mg/m^3)
	最不利气象
50	687.4
100	280.7
200	140.7
500	40.9
1000	12.8
2000	3.7
3000	1.7
4000	1.0
5000	0.6
6000	0.4
最大落地浓度	687.4

表 5.8-10 下风向不同距离处二氧化硫最大浓度

下风向距离		最大落地浓度 (mg/m^3)
		最不利气象
最远出现距离 (m)	大气毒性终点浓度-1	330
	大气毒性终点浓度-2	2770

由表 5.8-10 预测结果可知,最不利气象条件下,泄漏事故发生后二氧化硫地面浓度最大值为 $687.4\text{mg}/\text{m}^3$, 毒性终点浓度-2 (大于 $2\text{mg}/\text{m}^3$) 出现最远距离为 2770m, 毒性终点浓度-1 (大于 $79\text{mg}/\text{m}^3$) 出现最远距离为 330m。

图 5.8-2 最不利气象条件下二氧化硫最大影响范围图

(7) 地表水环境风险分析

拟建工程位于沙漠腹地及沙漠边缘地带,周边无地表水体,在事故下不会对区域地表水环境造成影响。

(8) 地下水、土壤环境风险分析

拟建工程液硫储存在液硫池内,池体基础及四壁均做防渗处理,并定期对池体完整情况进行检查,出现泄漏能及时发现并将泄漏物料收集转移,基本不存在下渗通道。满深联合站内现设有 2 座 5000m^3 应急事故罐,用于设备、管线

事故状态下泄漏的物料的收集；设有 1050m³事故污水池，用于初期雨水、消防废水及事故废水收集。发生事故后产生的事故污水经现有事故应急设施收集后作相应处理，其容积均可满足全厂需求，确保事故状态下废水处于可防控状态。

本评价在地下水及土壤环境影响评价章节对汽提塔破损泄漏给出相应的泄漏预测，并提出了相应的污染防治措施。为防止污染土壤及地下水，本评价要求企业采取的措施详见“运营期地下水环境保护措施”及“运营期土壤环境保护措施”小节，不再赘述。

5.8.4.2 环境风险评价

事故源项及事故后果基本信息见表 5.8-11。

表 5.8-11 事故源项及事故后果基本信息表

风险事故情形分析						
代表性风险事故情形描述		硫磺回收装置中的酸气管道泄漏，进入大气引起中毒				
环境风险类型		危险物质泄漏				
泄漏设备类型	酸性气体管道	操作温度/℃	25	操作压力/MPa	0.15	
泄漏危险物质	H ₂ S	最大存在量/t	0.56	泄漏孔径/mm	50	
泄漏速率/(kg/s)	0.72	泄漏时间/min	10	泄漏量/kg	432	
泄漏高度	—	泄漏液体蒸发量/kg	—	泄漏频率	1.0×10 ⁻⁷	
事故后果预测						
大气	危险物质	气象条件	大气环境影响			
	H ₂ S	最不利气象	指标	浓度值/(mg/m ³)	最远影响距离/m	到达时间/min
			大气毒性终点浓度-1	70	1040	—
			大气毒性终点浓度-2	38	1400	—
			敏感目标名称	超标时间/min	超标持续时间/min	最大浓度/(mg/m ³)
			—	—	—	—
风险事故情形分析						
代表性风险事故情形描述		液硫泄漏遇火发生火灾，产生二氧化硫进入大气引起中毒				
环境风险类型		危险物质泄漏				

续表5.8-11 事故源项及事故后果基本信息表

泄漏设备类型	液硫池	操作温度/℃	50	操作压力/MPa	0.15	
泄漏危险物质	SO ₂	最大存在量/t	—	泄漏孔径/mm	5	
泄漏速率/ (kg/s)	0.056	泄漏时间/min	10	泄漏量/kg	33.6	
泄漏高度	—	泄漏液体蒸发量/kg	—	泄漏频率	1.0×10 ⁻⁷	
事故后果预测						
大气	危险物质	气象条件	大气环境影响			
	SO ₂	最不利气象	指标	浓度值/(mg/m ³)	最远影响距离/m	到达时间/min
			大气毒性终点浓度-1	79	2770	—
			大气毒性终点浓度-2	2	330	—
			敏感目标名称	超标时间/min	超标持续时间/min	最大浓度/(mg/m ³)
			—	—	—	—

5.8.5 环境风险管理

5.8.5.1 风险防范措施

(1) 工艺技术设计防范措施

①项目的设计，必须认真执行国家及行业有关法令、规范、标准、规定和HSE 指导方针。设备总图及工艺装置设备布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）等规范的要求，保证建、构筑物的耐火等级、防火间距等。工艺和动力管架、电缆槽架等的布置应严格按标准规范进行设计。

②按规范要求设置可燃气体检测报警仪和有毒气体检测报警仪，并将报警信号引入主控室。安全阀设置必须满足压力容器及压力管道安全与技术监察有关规定。凡属甲、乙A类设备和管道，应设氮气接管，以便吹扫、置换，并采取措防氮气和物料互串。装置区四周应设防爆型手动火灾报警按钮。

③设备和管线要严格按照规定选材，特别是硫化氢介质接触的部位，要按其压力、温度等级严格选材，以避免硫化氢腐蚀伤害。

④拟建工程生产装置绝大部分属易燃易爆场所，故应根据规范划分爆炸危险区域，凡在爆炸危险区域内的电气设备及仪表均应按规范要求选用相应防爆级别的电气设备及仪表，并按规范要求进行配线。

⑤生产装置应设有完善的自动控制系统和紧急停车自动保护系统。自动控制系统、仪表系统等应设置 UPS 不间断电源。建、构筑物均应按《建筑物防雷设计规范》(GB50057-2010) 要求设置防雷保护装置, 并防直击雷及感应雷。

⑥各生产装置区内应有独立的接地系统, 工作接地、防雷接地、防静电接地共用一个接地系统, 生产装置和建、构筑物内要进行等电位联结, 并注意保护线的重复接地。所有电气设备非带电的金属外壳均应直接接地, DCS 接地系统应根据制造厂商要求设置, 特别是对大型容器、管线均应按规定做好接地。

(2) 站内管道、设备泄漏事故风险防范措施

①施工阶段的事故防范措施

a. 加强对管材和设备质量的检查, 严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理, 确保施工质量。

b. 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。

c. 在施工、选材等环节严守质量关, 加强技术工人的培训, 提高操作水平。

②运行阶段的事故防范措施

a. 加强自动控制系统的管理和控制, 严格控制压力平衡。

b. 按规定进行设备维修、保养, 及时更换易损及老化部件。

c. 定期检查设备和管线上的阀门及其连接法兰的状况, 防止泄漏发生; 定期检查设备状况, 防止因腐蚀等原因造成设备开裂、穿孔。

d. 场站设置现场检测仪表, 并由满深联合站已建 SCADA 系统实现场站内的生产运行管理和控制, 设备一旦发生泄漏, 立即切断泄漏源阀门, 对泄漏区土壤设置围堰, 将受污染区域的土壤交由有资质单位接收处置。

e. 定期对站内管线、设备进行超声波检查, 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。

f. 根据设备及管线所处的不同环境, 采用相应的涂层防腐体系。

g. 建立防腐监测系统, 随时监测介质的腐蚀状况, 有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

(3) H₂S 气体泄漏风险防范措施

①硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T 6137-2024）要求进行。

a. 作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第 1 级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （或 10ppm ），第 2 级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （或 20ppm ），进入作业区域应注意是否有报警信号。

b. 作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

c. 当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （或 10ppm ）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，实施应急程序。

d. 当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （或 20ppm ）时，应迅速疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

e. 当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ （或 100ppm ）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

②预防措施

a. 在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方可持证上岗。

b. 为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

c. 应特别注意低洼的工作区域，由于较重的硫化氢在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

d. 当人员在达到硫化氢危险临界浓度 [$150\text{mg}/\text{m}^3$ （ 100ppm ）] 的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

③泄漏事故风险防范措施

a. 操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便地取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

b. 严格执行“禁止吸烟”的规定。

c. 站内配备满足要求的正压式空气呼吸器、可燃气体监测报警仪，便携式硫化氢报警仪；作业班除进行常规防喷演习外，还应佩戴硫化氢防护器具进行防喷演习；防护器具每次使用后对其所有部件的完好性和安全性进行检查；在硫化氢环境中使用过的防护器具还应进行全面的清洁和消毒。

（4）液硫池风险防范措施

①液硫腐蚀性强，池体结构采用耐酸混凝土增强防腐性，并定期检查防腐层、隔热层及池体跑冒滴漏情况，发现腐蚀及时修补；

②液硫池内设置多组蒸汽维温蒸汽盘管，采用0.4MPa低压蒸汽持续伴热，确保液硫温度控制在130-150℃，采用蒸汽盘管伴热维持温度。液硫管道均采用蒸汽夹套管，确保存储和输送过程中液硫不凝固。

③池体安装液位计、温度计等监控设备，数据实时上传监控平台。

④池体周边保持现场通风，作业工作人员佩戴呼吸面具、防护服、手套等防护装备。作业前需检测液硫温度、颜色、容量及设备运行状态，发现异常及时处理。

5.8.5.2 三级防控体系

本评价参照《事故状态下水体污染的预防和控制规范》（Q/SY08190-2019）中相关要求，结合区域联动及满深联合站现行三级预防与控制体系，确保初期雨水和事故状态下的污水全部处于受控状态。三级防控机制具体如下：

（1）一级防控措施

拟建工程满深联合站周围采取地面硬化，设置围墙导流沟，并与站内零位罐及事故污水池相连，收集事故泄漏的油品及消防废水，防止轻微事故泄漏造成的水环境污染。

（2）二级防控措施

满深联合站现有厂区内设有2座5000m³应急事故罐，可满足设备、管线事故状态下泄漏的物料的收集，保证物料有足够的缓冲处理空间，防止对满深联合站原油处理装置的处理能力产生冲击。应急事故罐可对设备事故状态下泄漏的物料起到了收集、均质和缓冲等作用，作为厂区二级防控手段降低环境风险。

（3）三级防控措施

哈得采油气管理区与政府有关部门协调一致，企业的事故与政府的事故应急网络联网，建立联动协调机制。若发生事故，上报管理部门，立即向调度室和应急指挥办公室报告。根据《阿克苏地区突发事件总体应急预案》分级响应条件，启动相应的预案分级措施，进行三级防控措施。

综合以上分析，满深联合站三级预防与控制体系可有效降低项目风险事故发生时事故废水对外环境的影响，确保环境安全。

5.8.5.3 事故应急要求

①初期雨水量计算

拟建工程建设后联合站全厂初期雨水量根据公式计算：

$$V=10q \times F$$

式中：V——发生事故可能进入收集系统的降雨量， m^3 ；

q——降雨强度，按平均日降雨量， mm 。 $q=q_z/n$ ， q_z ——一年平均降雨量， mm ，取 $60.8mm$ ；n——一年平均降雨日数，取 15 天；

F——应进入事故废水收集系统的雨水汇水面积， hm^2 ，取 $5.32hm^2$ 。

根据计算，联合站全厂初期雨水量为 $215.6m^3$ 。初期雨水外的雨水随坡度排向站内道路，随道路排至站外。

②消防废水量计算

根据收集的现有工程及在建工程资料，拟建工程建设后联合站全厂最大消防用水量为 $45L/s$ ，火灾延续时间按 3h 计算。假设一次火灾产生的消防废水量为消防废水用量，则产生量为 $486m^3$ 。工艺装置区四周设置有排水导流明沟，明沟末端的集水井设置倒换闸门，消防废水收集后排至事故污水池存储，事故污水池容积为 $1050m^3$ ，可以保证拟建工程消防废水的暂存，保证消防废水不直接外排，收集的消防废水按批次送至站内采出水处理系统处理。

③事故水

考虑采出水处理系统发生事故时，废水不能及时处理，排入事故污水池进行暂存。假设采出水处理系统事故在 12h 内排除，则产生的事故水量 $240m^3$ 。

满深联合站现有厂区内设有 2 座 $5000m^3$ 应急事故罐，用于设备、管线事故状态下泄漏的物料的收集；设有 $1050m^3$ 事故污水池，用于初期雨水、消防废水及

事故废水收集，可满足事故应急需求（941.6m³）。

5.8.5.4 环境风险监控要求

（1）拟建工程现场设置可燃气体、有毒气体泄漏监测报警仪。并结合环境质量现状监测布设情况在厂界设置环境监测点位；

（2）地下水环境风险监控，结合地下水评价章节，在厂界或者风险装置下游设置监控井；

（3）应急监测依托当地生态环境部门或者合作的第三方环境检测机构。

5.8.5.5 环境风险应急处置措施

（1）天然气、硫化氢泄漏事故应急措施

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。

⑤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。

（2）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，联合站停产，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。

5.8.5.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅

速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。哈得采油气管理区编制完成并发布了《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号 652924-2025-004-L）。本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区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。

5.8.5.7 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区现有突发环境事件应急预案中。目前哈得采油气管理区已建立完善的应急管理体系，配备有专业的应急管理队伍，同时配备有充足的应急物资。哈得采油气管理区已针对油田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

5.8.6 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

①原料酸气管道发生泄漏，泄漏的酸性气及 H_2S 气体进入大气引起中毒，或发生火灾、爆炸事故引发的二氧化硫等伴生/次生污染物进入大气引起中毒；②液硫泄漏遇火发生火灾，产生二氧化硫进入大气引起中毒；③设备连接的燃料气工艺管道因腐蚀穿孔或人为破坏导致管道泄漏，释放出的天然气遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

（2）环境敏感性及事故环境影响

拟建工程实施后的环境风险主要有酸性气、天然气及液硫泄漏，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及酸气中硫化氢有害气体进入大气，硫燃烧产生二氧化硫，对大气环境造成影响。

（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纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区现有

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，拟建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防范措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。

环境风险自查表见表 5.8-12。

表 5.8-12 环境风险自查表

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	硫化氢		硫	天然气	
		存在总量/t	0.56		400	0.0023	
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数__人		5km 范围内人口数__人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）		__人		
		地表水	地表水功能敏感性	F1 ☐	F2 ☐	F3 ☒	
			环境敏感目标分级	S1 ☐	S2 ☐	S3 ☒	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 ☐	G2 ☐	G3 ☒	
			包气带防污性能	D1 ☒	D2 ☐	D3 ☐	
	物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 ☐	1≤Q<10 ☐	10≤Q<100 ☒	100≤Q ☐	
		M 值	M1 ☐	M2 ☐	M3 ☒	M4 ☐	
P 值		P1 ☐	P2 ☐	P3 ☒	P4 ☐		
环境敏感程度	大气	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☒			
	地表水	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☒			
	地下水	E1 ☐	E2 ☒	E3 ☐			
环境风险潜势	IV ☐	IV ☐	III ☒	II ☐	I ☐		
工作内容		完成情况					
评价等级		一级 ☐	二级 ☒	三级 ☐	简单分析 ☐		
风险识别	物质危险性	有毒有害 ☒		易燃易爆 ☒			
	环境风险类型	泄漏 ☒		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☒			
	影响途径	大气 ☒	地表水 ☐		地下水 ☒		
事故情形分析		源强设定方法	计算法 ☐	经验估算法 ☐	其它估算法 ☐		

续表 5.8-12

环境风险自查表

工作内容		完成情况			
风险 预测 与 评价	大气	预测模型	SLAB ☒	AFTOX ☐	其他 ☐
		H ₂ S 预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 <u>1040</u> m		
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 <u>1400</u> m		
		SO ₂ 预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 <u>330</u> m		
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 <u>2770</u> m				
	地表水	最近环境敏感目标____，到达时间____h			
	地下水	下游厂区边界到达时间____d			
最近环境敏感目标____，到达时间____d					
重点风险防范措施		具体见“环境风险防范措施及应急要求”			
评价结论与建议		在认真落实安全措施和评价提出的风险防范措施以及风险应急预案后，环境风险可防控。			
注：“（”为勾选项，“____”为填写项。					

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 地表扰动生态环境保护措施

(1)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，最大限度地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。

(2)严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最小程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。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。

(3)对站场地表进行砾石压盖及硬化处理，防止由于地表扰动造成的水土流失。

(4)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，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，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。

(5)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，站场周边采用草方格防风固沙措施，减少水土流失。

图 6.1-1 富满油田区域地表扰动恢复效果

类比富满油田现有站场采取的地表扰动保护措施，拟建工程采取的地表扰动保护措施可行。

6.1.1.2 动植物保护措施

(1) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被；对施工人员进行《中华人民共和国野生动物保护法》的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。施工活动中发现重要物种（新疆沙蜥）活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响。

(3) 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植物和野生动物的影响。

类比富满油田现有站场采取的动植物保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.1.3 维持区域生态系统完整性措施

(1) 施工应严格限定作业范围，严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏。

(2) 施工结束初期，对站场等永久占地范围内的地表实施砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。

(3) 工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。

6.1.1.4 水土流失防治措施

(1) 砾石压盖：站场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

(2) 限行彩条旗：为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在站场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

图 6.1-2 限行彩条旗典型措施设计图

类比富满油田站场已采取的水土流失防治措施，拟建工程采取的水土流失防治措施可行。

6.1.1.5 防沙治沙措施

(1) 站场主体工程施工结束后，对站场周边采用草方格防风固沙措施，减少水土流失，防止土地沙漠化。草方格设置原则为：上风口防沙宽度 30m，下风口防沙宽度 20m。

草方格采用芦苇制作，方格尺寸 1.0m×1.0m，规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹将插入沙中，插入深度应在 25~30cm 之间，地表留 15~20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

(2) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施

工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

(3) 站场平整后，采取砾石压盖及硬化处理；施工土方全部用于站场平整，严禁随意堆置。遇到易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘时间，同时作业处覆以防尘网。在施工过程中，不得随意碾压区域内其它固沙植被；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，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(4) 相关防沙治沙措施要求在站场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。

图 6.1-3 草方格固沙典型设计图

类比富满油田同类项目施工采取的防沙治沙措施，拟建工程采取的防沙治沙措施可行。

6.1.2 运营期生态保护措施

拟建工程实施后，运营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。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，对进行野生动物保护法的宣传教

育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

类比现状满深联合站采取的生态保护措施，拟建工程采取的生态保护措施可行。

6.1.3 退役期生态保护措施

随着石油开采的不断进行，硫磺回收装置由于服务期满无法继续利用等原因，最终将进入退役期。后期按照要求对站场设备进行拆除，并对站场生态恢复至原貌。根据《矿山生态修复技术规范 第7部分：油气矿山》（TD/T 1070.7-2022），项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

（1）清除地面建筑物、构筑物及其他相关设施，清除硬化地面并挖除地基部分设施，清运、整平等措施恢复土地的基本功能。

（2）占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使站场恢复到相对自然的一种状态。

（3）退役期站内管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，送至油田物资库房留用。

（4）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

（1）管道试压废水

集输管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管道试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，试压结束后用于荒漠洒水降尘。

（2）施工队生活污水

生活污水依托满深联公寓生活污水处理装置处理，满深联公寓生活污水处理装置出水水质满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二C级标准后用于联合站和倒班公寓植被绿化，设计处理规模为 $72\text{m}^3/\text{d}$ ，现状实际处理量为 $35\text{m}^3/\text{d}$ ，拟建工程施工期生活污水为 $1.6\text{m}^3/\text{d}$ ，其富余处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

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采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；

②设备定期检验、维护、保养，做好站场设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生；

(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。

(3) 地下水跟踪监控措施

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则设置地下水跟踪监测计划。

(4) 应急响应

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：

①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；

②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。

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：

①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，在第一时间尽快上报主管领导，通知当地生态环境主管部门，密切关注地下水水质变

化情况；

②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；

③对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

类比现状满深联合站采取的地下水环境保护措施，拟建工程采取的地下水环境保护措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

退役期管道、设备清洗废水由罐车送至周边处理站场的水处理系统进行处理，达标后回注地层。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，送至油田物资库房留用。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

(1) 管道试压废水

集输管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管道试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，试压结束后用于荒漠洒水降尘。

(2) 施工队生活污水

生活污水依托满深联公寓生活污水处理装置处理，满深联公寓生活污水处理装置出水水质满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二C级标准后用于联合站和倒班公寓植被绿化，设计处理规模为 $72\text{m}^3/\text{d}$ ，现状实际处理量为 $35\text{m}^3/\text{d}$ ，拟建工程施工期生活污水为 $1.6\text{m}^3/\text{d}$ ，其富余处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

拟建工程蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送至采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。要求日常加强油气处理和集输过程的动态监测，避免事故泄漏污染土壤和地下水。

满深联合站采出水处理装置运行稳定，可稳定达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表1第V类水质标准后回注地层，采出水处理规模富余量满足项目采出水量处理要求，且区域地层可回注水量仍有较大缺口，项目采出水处理依托满深联合站可行。

拟建工程排水实现“雨污分流、清污分流”，装置区场地及道路清净雨水利用地形自然渗透及散排方式。工艺装置区四周设置有排水导流明沟，明沟末端的集水井设置倒换闸门，初期雨水收集后排至事故污水池存储($L \times B \times H = 20m \times 15m \times 3.5m$, $V=1050m^3$)，送至站内采出水处理系统处理。初期污染雨水与清净雨水系统分开，后期清净雨水随坡度排向站内道路，随道路排至站外。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

退役期管道、设备清洗废水输送至满深联合站采出水处理装置处理，达标后回注地层。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

- (1) 站场施工结束后，及时清理施工过程中的固体废弃物和生活垃圾；
- (2) 站场竣工投运前，对永久和临时占地范围进行检查，对遗留固体废物进行二次清理；
- (3) 生活污水依托满深联公寓生活污水处理装置处理。
- (4) 施工期结束前应对临时占地进行土地整理，恢复原状，保持土体紧实度。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

- (1) 源头控制
 - ①定期检修维护站场压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；
 - ②人员定期巡检，巡检时应对管线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；
 - ③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；

④加强站场巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

①建设单位应当按照《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》要求，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。发现污染隐患的，应当立即制定整改方案，及时采取技术、管理等措施消除隐患。

②严格执行《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，将各新建生产装置区划分为一般防渗区，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

为了掌握拟建工程土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对拟建工程实施土壤跟踪监测。根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）相关要求，制定监测计划，详情见表 6.4-1。

表 6.4-1 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	满深联合站	表层样	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、硫酸盐	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）中第二类用地筛选值	每 5 年 1 次

类比现状满深联合站采取的土壤环境保护措施，拟建工程采取的土壤环境保护措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

退役期管道、设备清洗废水输送至满深联合站处理，达标后回注地层；对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗

留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

6.5.1.1 施工扬尘

(1) 施工现场设置围挡、定时洒水抑尘、控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、避免大风天作业等。

(2) 加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

(3) 施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

以上扬尘防治措施，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。

6.5.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响，措施是可行的。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

6.5.2.1 废气治理措施可行性分析

硫磺回收装置采用二级克劳斯硫磺回收工艺。由两个热反应段和两个催化反应段组成。即含 H_2S 的酸性气在燃烧炉内用空气进行不完全燃烧，严格控制风量，使 H_2S 燃烧后生成的 SO_2 量满足 H_2S/SO_2 分子比等于或接近 2， H_2S 和 SO_2 在高温下反应生成元素硫，受热力学条件的限制，剩余的 H_2S 和 SO_2 进入催化反应段在催化剂作用下，继续进行生成元素硫的反应。生成的元素硫经冷凝分离，达到回收的目的。

为确保硫回收率，在克劳斯装置设计、运行中采取如下措施：

- I. 精确控制风气比；
- II. 选择适宜的催化剂；
- III. 燃烧炉确保酸性气和空气的良好混合与燃烧。

拟建项目硫磺装置设置尾气处理单元包括加氢反应器、急冷塔、吸收塔、尾气焚烧炉等设施，废气通过 35m 高排气筒排放。

(1) 废气处理方案比选

硫磺回收装置尾气处理的工艺技术较多，传统尾气处理方法按工艺原理大致可分为还原吸收法、氧化吸收法和直接氧化法等几大类。

①还原吸收法

原理是利用 H_2 或 H_2 和 CO 混合气体作还原气体，将尾气中的 SO_2 和元素硫加氢还原生成 H_2S ，尾气中硫化物水解为 H_2S ，再通过 MDEA 等溶液进行化学吸收。该工艺对克劳斯硫回收装置的适应性强，净化度高，总硫回收率达 99.8%。

该方法主要通过改进流程、设备、操作条件、溶剂和催化剂等途径来实现提高硫回收率和降耗的目的。与传统克劳斯工艺组合总硫回收率较高，处理 H_2S 浓度范围广的酸性气，可实现硫资源的闭路循环利用；需持续供应还原气体，贵金属催化剂成本较高。

随着硫磺装置尾气排放标准的日趋严格，传统尾气吸收部分为确保 MDEA 溶剂吸收效果，需要将胺液进吸收塔操作温度控制较低或者提高胺液贫度，造成装置能耗大幅上升。目前通过采用脱硫吸收溶剂，已能够在正常的吸收温度下达到更好的脱硫效果，在节能降耗的同时，确保了装置的烟气排放满足环保要求。

②氧化吸收法

氧化吸收工艺是近年在国内发展最为迅速的一种工艺技术，利用氧化剂（如 ClO_2 、 O_3 ）将废气中的 SO_2 、 H_2S 等硫化物转化为高价态硫氧化物，过碱性吸收剂（如 $NaOH$ 、 $CaCO_3$ ）与氧化产物发生中和反应，生成稳定的盐类。脱硫效率 95%-99.6%，适用于 50-180℃ 的低温烟气，工艺稳定，适应不同硫浓度，但药剂消耗量大，产生含盐废水。

工艺流程为酸性气经过制硫部分（两级克劳斯流程）以后，直接进入尾气焚烧炉焚烧，尾气焚烧炉蒸汽发生器出口的烟气先与冷烟气换热，再进入综合塔经洗涤液急冷和冷却至 40℃ 后进入二氧化硫吸收塔，在吸收塔内与贫液逆向接触，脱除尾气中的二氧化硫。净化后的尾气经与焚烧炉出口的热烟气换热后，返回至烟囱高空排放。综合塔底的酸性水通过碱液中和处理后排放，贫液经再生后回用。

③直接氧化法

直接氧化法是工业废气脱硫处理的重要技术之一，将含硫化氢的酸性气体在催化剂作用下直接氧化生成硫磺的工艺方法，主要用于处理硫化氢浓度在2%-15%之间的酸性气体。该方法通过催化氧化将硫化氢直接转化为硫磺，流程步骤精简，设备投资较低，反应在常压或较低压力下进行，无需高温高压设备，能耗较小且反应效率较高。仅适用于 H_2S 浓度 2%-15% 的酸性气，过高或过低都影响效率，硫总转化率约 50%-70%。

工艺流程为酸性气经过制硫部分（两级克劳斯流程）以后，烟气进入脱硫塔与循环浆液逆流接触进行洗涤、降温 and 吸收，在此过程中含氨吸收剂的循环液将烟气中的二氧化硫吸收，反应生成亚硫酸铵，再与从脱硫塔底部鼓入的空气进行氧化反应，将亚硫酸铵氧化成硫酸铵，含硫酸铵的稀溶液流至循环槽，通过二级循环泵再送入脱硫塔，再进一步浓缩、结晶后，得到一定含固量的硫酸铵浆液，从而形成闭合循环，通过铵排出泵将生成的硫酸铵浆液送入硫铵后处理系统。反应后的净烟气经除雾器进行净化达标后再经主烟囱直接排出。

硫磺回收尾气处理工艺方案比较见表 6.5-1。

表 6.5-1 硫磺回收尾气处理工艺方案比较

项目	还原吸收工艺	氧化吸收法	直接氧化法
优点	①工艺流程运行可靠度高； ②总硫回收率可达 99.95% 以上；二氧化硫排放浓度较低； ③介质腐蚀低，管阀件材质选择要求低； ④工艺在国内有很多应用业绩。	①脱硫效率高，总硫回收率可达 99.95% 以上； ②二氧化硫返回至制硫单元生成硫磺产品，相对于直接氧化法脱硫无副产物； ③二氧化硫排放浓度较低； ④比加氢还原吸收法少了加氢还原工艺。操作费用低、操作流程简单。	①氨脱硫总硫回收率可达 99.95% 以上； ②1 吨液氨约产出 3.8 吨硫酸铵，能生产优级品硫酸铵产品； ③无废液和废渣排放； ④二氧化硫排放浓度较低； ⑤装置投资低，运行成本低。
缺点	①装置流程长，设备多； ②操作相对复杂。	①综合塔急冷产生的稀酸需碱液中和、氧化，产生一部分含盐废水排放； ②部分设备和管线需要选用抗硫酸腐蚀材料，选材较高，设备投资高； ③缺少规模化的应用业绩，目前尚处于改进阶段。	①要消耗液氨，产品硫酸铵市场容量受限，销路不广，回收效益受限； ②氨逃逸和气溶胶产生等环境潜在风险； ③硫酸铵后处理系统及硫酸铵仓库占地较大

综合比选，还原吸收法工艺技术成熟可靠，应用业绩多；总硫回收率高，不新增其他污染物排放；介质腐蚀低，管阀件材质选择要求低；在国内企业应用广泛，工艺技术成熟，经过多年的不断实践，硫回收率较高，能够满足达标排放要求。

因此选择加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧工艺处理硫磺回收装置尾气，该工艺在塔里木油田有成熟的应用案例，排放尾气中 SO_2 浓度较低，能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 1 天然气净化厂硫磺回收装置大气污染物排放限值（规模 $<200\text{t/d}$ ）。

为使 NO_x 达标排放，采取低氮燃烧技术减少 NO_x 产生。 NO_x 主要是空气中 N_2 与 O_2 在高温下反应生成的，在燃烧过程中影响 NO_x 生成的主要因素为燃烧温度、氧气浓度和烟气在高温区的停留时间。 NO_x 控制技术分为燃料控制、燃烧过程控制及末端控制，燃烧过程控制即低氮燃烧技术，是目前应用最广泛的措施，是通过改变燃烧条件来控制燃烧关键参数，以抑制 NO_x 生成或破坏已生成的 NO_x 为目的，从而减少 NO_x 排放的技术，主要围绕如何降低燃烧温度，减少热力型 NO_x 生成开展。

拟建工程用气采用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放，并采用低氮燃烧技术。颗粒物、 NO_x 排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 新污染源大气污染物排放限值二级标准。

6.5.2.2 无组织废气治理措施可行性分析

为减少挥发性有机物无组织排放，项目从生产工艺选择、设备选型开始，到日常管理、采取控制和治理技术入手，结合《恶臭污染物排放标准》GB14554-93）中要求，切实地有针对性采取有效环保措施，最大限度减少无组织排放。

（1）酸气进行汇集、处理、输送全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

（2）定期对站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

(3) 在日常生产过程中, 加强 H_2S 无组织排放例行监测, 确保满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中新扩改建二级标准限值。

综上, 拟建工程采取的环境空气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘, 要求退役期作业时, 采取洒水抑尘的降尘措施, 同时要求严禁在大风天气进行作业。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

(1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声的机械设备, 并在施工中设专人对其进行保养维护, 对设备使用人员进行培训, 严格按操作规范使用各类机械。

(2) 应合理安排施工作业, 避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3) 运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶, 少鸣笛或不鸣笛。

类比富满油田同类项目采取的站场噪声防治措施, 拟建工程采取的噪声防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

(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) 选取低产噪设备、基础减振, 对风机进出口加装消声器。

根据满深联合站例行监测数据, 运营期满深联合站场界噪声满足《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。

6.6.3 退役期声环境保护措施

退役期噪声主要为车辆噪声等, 合理控制车速, 施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶, 少鸣笛或不鸣笛, 加强车辆维护, 合理安排运输路线, 来减轻噪声对周围声环境的影响。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

施工土方用作站场回填；焊接及吹扫废渣拉运至周边固废填埋场填埋处置；生活垃圾现场集中收集后沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

类比富满油田同类项目采取的固体废物处理措施，拟建工程采取的固体废物处理可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号），拟建工程运营期产生的危险废物主要为废机油、废油桶、废催化剂、废瓷球，均属于危险废物，废机油进入满深联合站原油处理系统资源回用，废油桶、废催化剂、废瓷球收集后委托有资质单位处置。拟建工程危险废物产生情况及危险特性见表6.7-1。

表 6.7-1 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	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
废机油	HW08	900-217-08	0.5t/a	油气处理	固态	油类物质	油类物质	1年/次	T, I	收集后进入满深联合站原油处理系统资源回用
废油桶	HW08	900-249-08	0.02t/a	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后暂存于危废暂存间内，定期委托有资质单位进行接收处置
废催化剂	HW46	900-037-46	13.5t/3a	克劳斯一级、二级反应器及加氢反应器	固态	TiO ₂ 、Al ₂ O ₃ 、NiO等金属氧化物或Co、Ni、Mo等金属硫化	金属化合物	3年/次	T, I	
废瓷球	HW49	900-041-49	10t/3a	克劳斯一级、二级反应器及加氢反应器	固态	废瓷球	废瓷球	3年/次	T/In	

6.7.2.2 危险废物处置措施可行性分析

（1）危险废物贮存及运输

拟建工程危险废物暂存于满深联合站现有危废暂存间，暂存间为混凝土建筑结构，地面进行防渗处理，防渗层为防渗钢筋混凝土+防渗膜，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中防渗要求；

危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，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。

（2）危险废物委托处置

拟建工程产生的废催化剂、废瓷球等危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

通过调查可知，距离项目较近的库车红狮环保科技有限公司信息统计情况如下表。

表 6.7-2 拟建工程周边危废处置单位情况一览表

企业名称	危险废物经营类别	经营规模	许可证号
库车红狮环保科技有限公司	HW02、HW03、HW04、HW05、HW06、HW07、HW08、HW09、HW11、HW12、HW13、HW14、HW16、HW17、HW18、HW19、HW21、HW22、HW23、HW24、HW31、HW32、HW33、HW34、HW35、HW37、HW38、HW39、HW40、HW45、HW46、HW47、HW48、HW49、HW50	100000	6529230063

由表 6.7-2 分析可知，拟建工程周边涉及库车市共计 1 家有资质单位具备处理拟建工程危险废物，且在处理类别及处理能力上均可满足拟建工程危废处理需求，同时建议拟建工程优先选择拟建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。

（3）危险废物利用处置

拟建工程产生的废机油收集后进入满深联合站原油处理系统资源回用。满深联合站原油处理系统生产流程：采出液→气液分离→加热→气提脱硫→热化学脱水→负压闪蒸稳定→外输系统。富满油田各单井及混输管道汇集的采出液首先进入满深联合站进站气液分离器中进行气液分离，混合液依次进入含水原油/伴生气换热器、含水原油/导热油换热器中进行热量交换，原油进入原油气提塔塔底脱除 H_2S 的原油进入热化学脱水球罐进行脱水，油相从球罐中部出来后进入原油稳定塔，将原油中的轻组分抽出，降低饱和蒸汽压稳定后的原油通过稳定原

油提升泵增压后进入外输系统。原油设计处理规模 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ ，现状生产规模约 $170 \times 10^4 \text{t/a}$ ，拟建工程废机油产生量为 0.5t/a ，依托满深联合站原油处理系统资源回用可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

拟建工程退役期固体废物主要为设备拆除过程中产生的废弃管线、废弃设备及残余废液、建筑垃圾，其中建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置；管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，送至油田物资库房留用；拆除后的设备清理后送至油田物资库房留用，酸性水罐、汽提塔等设备内残余的废液收集后由罐车送至周边处理站场的水处理系统进行处理。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后温室气体排放量及温室气体排放强度，提出温室气体减排建议，并分析减污降碳措施可行性及温室气体排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 温室气体排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业温室气体排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

拟建工程酸性气燃烧炉、尾气焚烧炉涉及燃用天然气作为燃料，需核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程运营期硫磺回收装置发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空火炬燃烧排放，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

(3) 工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程不涉及工艺装置泄放口。

(4) CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程产生的无组织废气中不涉及甲烷排放，无需核算该部分气体排放量。

(5) CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质封存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	温室气体排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	酸性气燃烧炉、尾气焚烧炉涉及燃用天然气作为燃料	CO ₂	有组织
2	火炬燃烧排放	硫磺回收装置发生异常超压的情况下，超压气体通过放空火炬燃烧排放	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	—

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建工程温室气体排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	温室气体排放核算内容
1	满深联合站硫磺回收装置扩建工程	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧 CO ₂ 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 温室气体排放量核算过程

拟建工程涉及燃料燃烧 CO₂排放、火炬燃烧排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂排放量。具体核算过程如下：

(1) 燃料燃烧 CO₂排放

企业的化石燃料燃烧 CO₂排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO₂排放量，单位为吨 CO₂；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3 ）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$ 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

$OF_{i,j}$ 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。天然气取值为 0.99。

根据核算，项目消耗燃气量为 496 万 m^3/a 。查阅《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3} 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 335GJ/万 m^3 ，根据换算得出天然气中含碳量为 5.13 吨碳/万 m^3 。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 2544.48 吨。

（2）火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，拟建工程不涉及正常工况下的火炬气燃烧；天然气处理装置发生异常超压的情况下，超压气体通过放空火炬燃烧排放。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

$E_{GHG_火炬}$ —火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_正常火炬}$ —正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_事故火炬}$ —由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4_正常火炬}$ —正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4-事故火炬}$ -事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i-火炬系统序号；

$Q_{正常火炬}$ -正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

$CC_{非CO_2}$ -火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} -火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} -为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c. 事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2),j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2),j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4-事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

上式中，

J-事故次数；

$GF_{事故,j}$ -报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3 /小时；

$T_{事故,j}$ -报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(非CO_2),j}$ -第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(CO_2),j}$ -第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH_4} -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

②计算结果

拟建工程核算火炬气温室气体排放主要为硫磺回收装置泄压过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流 速 (万 Nm ³ /h)	持续时 间 (h)	火炬气中除 CO ₂ 外其 他含碳化合物的总含 碳量 (吨碳/万 Nm ³)	火炬燃烧 的碳氧化 率	火炬气中 CO ₂ 的体积浓度	火炬气中 CH ₄ 的体积浓度
1	满深联合站 硫磺回收装 置区	非正 常工 况	0.2	1	5.52	0.98	0.017	0.837

根据表中参数，结合公式计算可知，硫磺回收装置发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空火炬燃烧排放温室气体量为 40.34 吨 CO₂。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

①计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时 (MWh)；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{热力}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ 为热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

②计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 3953MWh，电力排放因子根据《关于发布 2022 年电力二氧化碳排放因子的公告》(生态环境部公告 2024 年 第 33 号) 中新疆电力平均二氧化碳排放因子

为 0.6231 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂排放量为 2463.11t。

(4) 温室气体排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO₂排放总量计算公式为：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} + E_{\text{GHG火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG工艺}} + E_{\text{GHG逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{回收}} \\ \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{回收}} + E_{\text{CO}_2\text{净电}} + E_{\text{CO}_2\text{净热}}$$

式中， E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{\text{GHG火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂当量；

$E_{\text{GHG工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂当量；

$E_{\text{GHG逃逸}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{\text{CH}_4\text{回收}}$ -企业的 CH₄回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} -CH₄相比 CO₂的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{\text{CO}_2\text{回收}}$ -企业的 CO₂回收利用量，单位为吨 CO₂。

$E_{\text{CO}_2\text{净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO₂排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{\text{CO}_2\text{净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述 CO₂排放总量计算公式，则拟建工程实施后温室气体排放总量见表 7.1-4 所示。

表 7.1-4 CO₂排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO ₂)	占比(%)
拟建工程	燃料燃烧 CO ₂ 排放	2544.48	50.41
	火炬燃烧排放	40.34	0.80
	工艺放空排放	0	0.00
	CH ₄ 逃逸排放	0	0.00

续表 7.1-4 CO₂排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO ₂)	占比 (%)
拟建工程	CH ₄ 回收利用量	0	0.00
	CO ₂ 回收利用量	0	0.00
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	2463.11	48.79
	合计	5047.93	100.00

由上表 7.1-4 分析可知，拟建工程温室气体总排放量为 5047.93 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及温室气体排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，同时结合《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）中相关建议要求，提出如下措施。

7.2.1 清洁运输

硫磺回收装置全过程采用密闭工艺流程，定期对站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复，有效提升温室气体泄漏控制能力。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

加强工艺系统的优化管理，减少事故放空作业时间，减少火炬燃烧量。

7.2.3 节能降碳技术

（1）站内新增设备综合考虑规划期内油气产量，合理配置，确保不同台阶流量下，泵仍在高效区工作。泵的选型满足国家对泵效的技术要求；

（2）站内地上工艺管道采用保温设计，选用了导热系数小、吸水率低、强度高、不易燃无腐蚀的材料；

（3）选用密闭性能好，使用寿命长的阀门、计量设备，避免泄漏、降低能耗。

（4）各级配电装置设无功电容补偿，以降低网损、补偿后功率因数可达 0.96 以上。

（5）选用能效 I 级的变压器。

（6）配电开关等电气元件均选用国家推广使用低损耗的产品。

（7）照明灯具选用高效、节能、长寿命 LED 光源，采用分散控制方式，

节约电能。

(8) 电缆按经济电流选择截面，合理确定供配电线路导线和电缆的截面，降低线路损耗。

7.3 温室气体排放评价结论

拟建工程实施后，温室气体总排放量为 5047.93 吨。在工艺技术、节能设备和能源及温室气体排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业温室气体排放水平，拟建工程吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

8 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。

8.1 环境效益分析

拟建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。由此看来，拟建工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.1.1 环保措施的环境效益

（1）废气

拟建工程硫磺回收装置尾气采取加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧处理措施，经35m高烟囱排放；硫磺回收装置无组织废气采取密闭流程，加强设备管理，加强阀门的检修与维护等措施，可有效减少废气对大气环境影响，污染物能达标排放。

（2）废水

拟建工程运营期蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送至满深联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。

（3）固体废弃物

运营期产生的废机油、废油桶、废催化剂、废瓷球均属于危险废物，废机油进入满深联合站原油处理系统资源回用，废油桶、废催化剂、废瓷球收集后委托有资质单位处置。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备，采取基础减振，对风机进出口加装消声器等措施，降低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业范围，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；厂区地表采取砾石压盖，减少水土流失。

拟建工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。拟建工程选用先进、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地削减。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。

8.1.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于站场工程建设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。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为沙地。拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

项目的开发建设中土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内辅之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.1.3 环保措施的经济效益

拟建工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.2 社会效益分析

拟建工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，油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。拟建工程的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

拟建工程通过一定的环保投资，采取技术上可行、经济上合理的环保措施，对其生产过程中产生的“三废”进行了综合治理或妥善处置，这些措施的实施既取得了一定的经济效益，又减少了项目对环境造成的污染，达到了削减污染物排放和保护环境的目的，其环境保护效果显著。

8.4 环境经济损益分析结论

拟建工程经分析具有良好的环境效益和社会效益。

在建设过程中，由于站场建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在硫磺回收过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

拟建工程日常环境管理工作纳入哈得采油气管理区现有QHSE管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司QHSE管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位QHSE管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位QHSE管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田分公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其QHSE管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求，建立了富满油田QHSE制度管理体系，并将各项环境管理制度作为QHSE制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

9.1.1.3 环境管理职责

哈得采油气管理区QHSE管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（1）贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制

度、标准和规划，制定环境保护规章制度；

（2）分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

（3）监督、检查采油气管理区生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

（4）组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

（5）组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

（6）组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

（7）组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收。

9.1.2 施工期的环境管理任务

（1）建立和实施施工作业队伍的QHSE管理体系。

（2）工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

（3）实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态造成的破坏降到最低限度。

（4）工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.3 运营期的环境管理任务

（1）拟建工程运行期的QHSE管理体系纳入哈得采油气管理区QHSE系统统一管理。

（2）协助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）负责集输管线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）编制各种突发事件的应急计划。

（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 & 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。

9.1.4 退役期的环境管理任务

根据油田开发规律，一般生产设施设备在投产运行一定周期后，不可避免地面面临停产、设备报废等过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废设施采取安全、环境友好的处置方式。对于报废管线应及时回收，并采取措 施不得造成管线内含油物质的外溢污染。永久建筑在开发结束停用后进行拆除，设备收回，恢复原地貌。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安 全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	土地占用	严格控制施工占地面积，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	动物	加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等		
	植被	临时占地及时清理；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
	水土保持	主体工程与水土保持措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
	防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	施工扬尘	避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	废水	试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工人员生活污水依托满深联公寓生活污水处理装置处理		
	固体废物	施工土方用作站场回填；焊接及吹扫废渣收集后委托周边工业固废填埋场合规处置；生活垃圾收集后拉运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置		
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		

续表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
运营期	正常工况	废气	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废水		
		固体废弃物		
		噪声		
	事故风险	事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	污染防治	施工扬尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废水		
		固体废弃物		
		噪声		
	生态恢复	拆除站场设备，并对站场土地进行平整		

9.1.6 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）》，拟建工程施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部 部令第37号）、

《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满5年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

拟建工程实施后，站场工程内容发生变化，应在5年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84号），拟建工程应纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区排污许可管理，同时哈得采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 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：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县境内

主要产品及规模：①满深联合站新建1套20t/d二级常规克劳斯硫磺回收装置；②新建1套尾气处理装置，采用加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧工艺，尾气经35m高排气筒排放；③配套建设土建、通信、供电、给排水、仪

表等。项目建成后满深联合站新增硫磺回收能力 20t/d。

(2) 排污信息

拟建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 3.2-3~表 3.3-8。

拟建工程污染物排放标准见表 2.4-3。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.3-10。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.3.8 污染物总量控制分析”章节。

(3) 环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司哈得采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：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。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；哈得采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

表 9.3-1 拟建工程污染物排放清单一览表

项目	工程组成情况
油气处理工程	满深联合站新建 1 套 20t/d 二级常规克劳斯硫磺回收装置 新建 1 套尾气处理装置，采用加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧工艺，尾气经 35m 高排气筒排放
原辅材料使用情况	拟建工程运营期原辅材料消耗主要包括酸性气、天然气、润滑油、MDEA（甲基二乙醇胺）、克劳斯催化剂、加氢催化剂及瓷球等，具体用量、储存方式等见表 3.2-6。

续表 9.3-1 拟建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	站场	硫磺回收装置尾气	采取加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧处理措施,经 35m 高烟囱排放	—	颗粒物	8000	5320	20	35	0.5	NO _x : 8.363	≤ 120mg/m ³ 、31kg/h
					SO ₂			289.7				≤800mg/m ³
					NO _x			196.5				≤ 240mg/m ³ 、5.95kg/h
		硫磺回收装置区无组织废气	采取密闭流程,加强设备管理,加强阀门的检修与维护等措施	—	硫化氢	8760	—	—	—	—		厂界硫化氢 ≤ 0.06mg/m ³
类别	噪声源		污染因子	治理措施				处理效果		执行标准		
噪声	风机、泵类、空冷器		L _{Aeq,T}	选取低产噪设备、基础减振,对风机进出口加装消声器				降噪 15dB(A)		厂界昼间≤60dB(A); 夜间≤50dB(A)		
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	执行标准 (mg/L)		
废水	蒸汽发生器排污水		SS、石油类	进入满深联合站处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第V类水质标准后回注地层			—	—	—	—		
	汽提塔排污水		SS、pH、硫酸盐、石油类									
	设备清洗废水		SS、石油类									
固废	废机油			危险废物 HW08			收集后进入满深联合站原油处理系统资源回用			全部妥善处置		
	废油桶			危险废物 HW08								
	废催化剂			危险废物 HW46			收集后暂存于危废暂存间内,定期委托有资质单位进行接收处置					
	废瓷球			危险废物 HW49								
环境风险防范措施				严格按照风险预案中相关规定执行,具体见“5.8.6 环境风险管理”								

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 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，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、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。

通过对拟建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，同时对噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 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。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，结合满深联合站现有例行监测计划，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 拟建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	备注
废气	硫磺回收装置尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	排气筒	每年 1 次	新增
	站场无组织废气	H ₂ S	满深联合站边界	每季度 1 次	依托现有
地下水	潜水含水层	石油类、砷、汞、六价铬、硫酸盐	3 口地下水环境跟踪监控井	每年 2 次	依托现有
土壤环境	土壤环境质量	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、硫酸盐	满深联合站	每 5 年 1 次	依托现有
噪声	厂界噪声	昼间和夜间等效连续 A 声级	满深联合站四周厂界	每季度 1 次	依托现有

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收

拟建工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	—	2	落实环保措施
	2	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	—	
废水	1	生活污水	生活污水依托满深联合站公寓内生活污水处理装置处理	—	—	不外排
	2	管道试压废水	循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘	—	—	
噪声	1	运输车辆、吊装机等	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
固废	1	焊接及吹扫废渣	收集后委托周边工业固废填埋场合规处置	—	5	妥善处置
	2	施工土方	用作站场回填	—		妥善处置
	3	生活垃圾	收集后拉运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置	—		妥善处置
生态		生态恢复	对临时占地区域进行平整、恢复	—	4	恢复原有地貌
		水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失	10	落实水土保持措施
		防沙治沙措施：站场周边采用草方格防风固沙措施，减少水土流失，防止土地沙漠化。草方格设置原则为：上风口防沙宽度30m，下风口防沙宽度20m；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被；站场平整后，采取砾石压盖及硬化处理；施工土方全部用于站场平整，严禁随意堆置		防止土地沙化	10	落实防沙治沙措施
环境监理		开展施工期环境监理		—	2	—
运营期						
废气	1	硫磺回收装置尾气	采取加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧处理措施，经35m高烟囱排放	二氧化硫≤800mg/m ³	4999.49	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)表1天然气净化厂硫磺回收装置大气污染物排放限值（规模<200t/d）

续表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)	验收标准
运营期						
废气	1	硫磺回收装置 尾气	采取加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低 氮燃烧处理措施，经 35m 高烟囱排放	颗粒物 $\leq$ 120mg/m ³ 、 31kg/h 硫化氢 $\leq$ 240mg/m ³ 、 5.95kg/h	4999.49	《大气污染物 综合排放标 准》 (GB16297-19 96) 中二级标 准限值要求
	2	硫磺回收装置区 无组织废气	采取密闭流程，加强设备管理，加强阀 门的检修与维护等措施	厂界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg/m}^3$	—	《恶臭污染物 排放标准》 (GB14554-93) 中表 1 新扩 改建项目二级 标准
废水		蒸汽发生器排污 水、汽提塔排污 水、设备清洗废水	输送至满深联合站采出水处理系统处 理，达标后回注地层	—	—	《碎屑岩油藏 注水水质指标 技术要求及分 析方法》 (SY/T5329- 2022) 表 1 第 V 类水质标 准
噪声		风机、泵类、空冷 器	选取低产噪设备、基础减振，对风机进 出口加装消声器	厂界达标： 昼间 $\leq 60\text{dB}$ (A) 夜间 $\leq 50\text{dB}$ (A)	20	《工业企业厂 界环境噪声排 放标准》 (GB12348-20 08) 2 类排放 限值
固废		废机油	进入满深联合站原油处理系统资源回 用	—	—	《危险废物 贮存污染控制 标准》 (GB18597-2023)、《危险废物 收集贮存 运输 技术规范》 (HJ 2025-2012)
		废油桶、废催化 剂、废瓷球	收集后委托有资质单位处置	—	3	
防渗		将各新建生产装 置区划分为一般 防渗区	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透 系数为 $1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能	渗透系数小 于 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$	20	—
环境 监测		废气、土壤、地下 水、噪声	按照监测计划，委托有资质单位开展监 测	污染源达标排 放	—	—
风险 防范 措施		站场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测 报警仪、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施 数量按照消 防、安全等相 关要求设置	15	—

续表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)	验收标准
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—
废水	1	管道、设备清洗废水	管道、设备清洗废水输送至满深联合站处理，达标后回注地层	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—
固废	1	建筑垃圾	现场收集、合规暂存，委托周边工业固体废物填埋场合规处置。	妥善处置	5	—
	2	废弃设备及残余废液	拆除后的设备清理后送至油田物资库房留用，酸性水罐、汽提塔等设备内残余的废液收集后由罐车送至周边处理站场的水处理系统进行处理	妥善处置	—	—
	3	废弃管线	管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，送至油田物资库房留用			
生态	1	生态恢复	地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复原貌	28	—
合计				—	5123.49	—

10 结论

10.1 建设项目情况

项目名称：满深联合站硫磺回收装置扩建工程

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

建设内容：①满深联合站新建 1 套 20t/d 二级常规克劳斯硫磺回收装置；②新建 1 套尾气处理装置，采用加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧工艺，尾气经 35m 高排气筒排放；③配套建设土建、通信、供电、给排水、仪表等。

建设规模：项目建成后满深联合站新增硫磺回收能力 20t/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 9828.25 万元，其中环保投资 5123.49 万元，占总投资的 52.13%。

劳动定员及工作制度：依托满深联合站现有工作人员。

10.2 产业政策、选址符合性

10.2.1 项目选址

拟建工程位于新疆阿克苏地区沙雅县境内。区域以油气开采为主，不占用自然保护区、生态保护红线、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址合理。

10.2.2 产业政策符合性

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令第 7 号）相关内容，“石油天然气开采”属于“鼓励类”项目。因此，拟建工程的建设符合国家产业政策要求。

拟建工程属于塔里木油田分公司石油开采配套硫磺回收项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田分公司“十四五”发展规划》。拟建工程位于富满油田内，项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，拟建工程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，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.2.3 生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护

生态保护红线区)最近为 20.5km,不在生态保护红线内;拟建工程硫磺回收装置尾气采取加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧处理措施,经 35m 高烟囱排放,硫磺回收装置无组织废气采取密闭流程,加强设备管理,加强阀门的检修与维护等措施。拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求,项目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;工程在正常状况下不会造成土壤污染,不会增加土壤环境风险;水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标;满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求,符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控要求。

10.3 环境质量现状

10.3.1 环境质量现状评价

地下水环境质量现状监测结果表明:潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外,其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准要求,石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关。

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,同时占地范围内各监测点土壤属于未盐化、无酸化碱化;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)表 1 农用地土壤污染风险筛选值,石油烃满足《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,同时占地范围内各监测点土壤属于未盐化、无酸化碱化。

环境质量现状监测结果表明:项目所在区域属于不达标区;根据监测结果,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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

声环境质量现状监测结果表明:现有满深联合站厂界噪声监测值昼间为

39~43dB(A)，夜间为 38~40dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准。

10.3.2 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；站场边界外扩 200m 范围内无土壤环境保护目标，因此不再设置土壤环境保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区、重要物种（南疆沙蜥）作为生态保护目标；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。

10.4 污染物排放情况

拟建工程污染源经治理后，排放的废气污染物均低于相应的排放标准；废水经处理达标后回注地层；固体废物按照减量化、资源化、无害化的方式处理后避免对周边环境造成不良影响；对生产中产噪设备加强治理后，确保厂界噪声达标排放。拟建工程各主要污染物具体排放见表 10.4-1。

表 10.4-1 拟建工程污染物年排放量一览表 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		
拟建工程排放量	0.851	12.330	8.363	0	0.016	0	0

10.5 主要环境影响

10.5.1 生态影响

拟建工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、植被覆盖度、生物损失量、生态系统完整性、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.5.2 地下水环境影响

拟建工程采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防治措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，拟建工程对地下水环境影响可接受。

10.5.3 地表水环境影响

拟建工程运营期蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送至采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。拟建工程周边无地表水体，项目采出水不外排，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

10.5.4 土壤影响

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量建设用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；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《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，石油烃满足《土壤环境质量建设用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。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃、硫酸盐在土壤中随时间不断向下迁移，污染物主要积聚在土壤表层33cm以内，其污染也主要限于地表。因此，拟建工程需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

10.5.5 大气环境影响

拟建工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下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站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

10.5.6 声环境影响

拟建工程实施后，满深联合站场界噪声昼间为41.8~47.6dB（A），夜间

噪声为 41.1~47.5dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准要求。从声环境影响角度，拟建工程建设可行。

10.5.7 固体废物环境影响

拟建工程运营期产生的废机油、废油桶、废催化剂、废瓷球均属于危险废物，废机油进入满深联合站原油处理系统资源回用，废油桶、废催化剂、废瓷球收集后委托有资质单位处置，不会对周围环境产生不利影响。

10.5.8 环境风险

塔里木油田分公司哈得采油气管理区制定了应急预案，拟建工程实施后，负责实施的哈得采油气管理区将结合项目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，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。

10.6 环境保护措施

10.6.1 废气污染源及治理措施

(1) 硫磺回收装置尾气采取加氢还原+急冷吸收+尾气焚烧+低氮燃烧处理措施，经 35m 高烟囱排放，酸性气燃烧炉、尾气焚烧炉用气采用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

(2) 酸气进行汇集、处理、输送全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

(3) 定期对站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

(4) 在日常生产过程中，加强 H_2S 无组织排放例行监测，确保满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中新扩改建二级标准限值。

10.6.2 废水污染源及治理措施

拟建工程蒸汽发生器排污水、汽提塔排污水、设备清洗废水输送至采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 表 1 第 V 类水质标准后回注地层。要求日常加强油气处理和集输过程的动态监测，避免事故泄漏污染土壤和地下水。

拟建工程排水实现“雨污分流、清污分流”，装置区场地及道路清净雨水利用地形自然渗透及散排方式。工艺装置区四周设置有排水导流明沟，明沟末端的集水井设置倒换闸门，初期雨水收集后排至事故污水池存储，送至站内采出水处理系统处理。初期污染雨水与清净雨水系统分开，后期清净雨水随坡度排向站内道路，随道路排至站外。

10.6.3 噪声污染源及治理措施

拟建工程站场周围地形空旷，站场的噪声在采取有效的基础减振措施后，再通过距离衰减，控制噪声对周围环境的影响。

10.6.4 固体废物及处理措施

拟建工程运营期产生的废机油、废油桶、废催化剂、废瓷球均属于危险废物，废机油进入满深联合站原油处理系统资源回用，废油桶、废催化剂、废瓷球收集后委托有资质单位处置。

10.7 公众意见采纳情况

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。根据塔里木油田分公司提供的《满深联合站硫磺回收装置扩建工程公众参与说明书》，拟建工程公示期间未收到公众反馈意见。

10.8 环境影响经济损益分析

拟建工程经分析具有良好的环境效益和社会效益。在建设过程中，由于站场建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在硫磺回收过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。拟建工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

拟建工程的建设符合国家相关产业政策和自治区、阿克苏地区生态环境分

区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田分公司“十四五”发展规划》等。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可控；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 环境影响评价的主要结论	4
2 总则	5
2.1 编制依据	5
2.2 评价目的和评价原则	11
2.3 环境影响因素和评价因子	13
2.4 环境功能区划及评价标准	14
2.5 评价工作等级和评价范围	19
2.6 环境保护目标	32
2.7 评价内容和评价重点	33
2.8 评价时段和评价方法	34
3 建设项目工程概况和工程分析	35
3.1 现有工程	35
3.2 在建工程	52
3.3 拟建工程	61
3.4 工程分析	71
3.5 拟建工程实施后满深联合站建设情况汇总	89
3.6 相关法律法规、规划符合性分析	92
3.7 选址合理性分析	119
4 环境现状调查与评价	120
4.1 自然环境概况	120
4.2 生态现状调查与评价	124
4.3 地下水环境现状调查与评价	132
4.4 地表水环境现状调查与评价	139
4.5 土壤环境现状调查与评价	139
4.6 大气环境现状调查与评价	148
4.7 声环境现状调查与评价	151

5 环境影响预测与评价	153
5.1 生态影响评价	153
5.2 地下水环境影响评价	159
5.3 地表水环境影响评价	170
5.4 土壤环境影响评价	171
5.5 大气环境影响评价	179
5.6 声环境影响评价	187
5.7 固体废物影响分析	193
5.8 环境风险评价	199
6 环境保护措施可行性论证	219
6.1 生态保护措施可行性论证	219
6.2 地下水环境保护措施可行性论证	223
6.3 地表水环境保护措施可行性论证	225
6.4 土壤环境保护措施可行性论证	226
6.5 大气环境保护措施可行性论证	228
6.6 声环境保护措施可行性论证	232
6.7 固体废物处理措施可行性论证	232
7 温室气体排放影响评价	236
7.1 温室气体排放分析	236
7.2 减污降碳措施	243
7.3 温室气体排放评价结论	244
8 环境影响经济损益分析	245
8.1 环境效益分析	245
8.2 社会效益分析	246
8.3 综合效益分析	247
8.4 环境经济损益分析结论	247
9 环境管理与监测计划	248
9.1 环境管理	248
9.2 企业环境信息披露	252
9.3 污染物排放清单	253
9.4 环境及污染源监测	254
9.5 环保设施“三同时”验收	256

10 结论	259
10.1 建设项目情况	259
10.2 产业政策、选址符合性	259
10.3 环境质量现状	260
10.4 污染物排放情况	261
10.5 主要环境影响	261
10.6 环境保护措施	263
10.7 公众意见采纳情况	264
10.8 环境影响经济损益分析	264
10.9 环境管理与监测计划	264
10.10 项目可行性结论	264