

采油二厂伴生气处理系统隐患治理工程 环境影响报告书

(报批稿)

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2025 年 11 月

1. 概述

1.1 建设项目特点

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司（以下简称“西北油田分公司”）是中国石化上游第二大原油生产企业，油田主体位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区、巴音郭楞蒙古自治州境内，部分分布在和田地区境内。总部设在自治区首府乌鲁木齐市，并在巴音郭楞蒙古自治州轮台县建立了前线指挥基地。

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田位于新疆塔里木盆地北部，是中国第一个古生界海相亿吨级大油田，也是塔里木盆地主要石油天然气资源蕴藏区之一，资源量约 30 亿吨。目前，西北油田分公司油气勘查开采矿权范围为采矿区 10 处，探矿区 16 处，其中采矿区包括：新疆塔里木盆地亚松迪油气开采、雅克拉凝析气田、天山南缘三道桥油气开采、巴什托油气田、轮台气田、大涝坝天然气开采、塔河油田、跃进油气开采、顺北油田顺北 1 井区油气开采、顺北油田顺北 5 井区石油开采共计 10 处；探矿区包括：新疆塔里木盆地中 3 区块油气勘查、中 2 区块油气勘查、中 1 区块油气勘查、阿东区块油气勘查、夏河区块油气勘查、顺托果勒区块油气勘查、顺托果勒西区块油气勘查、小海子区块油气勘查、卡塔 4 区块油气勘查、顺托果勒南区块油气勘查、天山南缘区块油气勘查、巴什托区块油气勘查、玉北 1 区块油气勘查、玉北 2 区块油气勘查、顺托果勒北地区油气勘查、于奇区块油气勘查共计 16 处；分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理和开发。塔河油田二号联位于塔河油田 6 区，属于西北油田分公司油气勘查开采矿权范围中的塔河油田油气开采范围内，由采油二厂进行管理和开发。该油田尚未完成规划及规划环境影响评价工作。

塔河油田二号联轻烃站位于塔河油田 6 区，行政区划隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，为采油二厂管辖，毗邻塔河油田二号联合站，主要功能是对 6 区、7 区，10 区、12 区原油伴生气以及二号联、四号联天然气进行增压、脱硫、硫磺回收、轻烃回收，产品气输送至干气管网作生产用气及民用气，液化气和稳定轻烃销售给中石化网外企业，是塔河油田重要的生产基地。

二号联轻烃站已建硫磺回收装置的设计规模是 12t/d，酸气量 900Nm³/h，随着油田滚动、注氮开发，当前超过硫磺回收装置的设计处理能力，导致部分含硫气放空至火炬燃烧，SO₂ 排放超标，存在环保风险；脱硫装置贫液空冷器空冷效果较差，导致吸收塔入口贫液温度高，导致脱硫塔出口湿净化气硫化氢浓度高，以及分子筛脱水装置再生气有机硫浓度高，无法与外输干气掺混后进入燃料气管网（总硫超标），目前放空至火炬燃烧，SO₂ 排放超标，存在环保风险。

为解决上述问题，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂拟在二号联轻烃站新建 1 套“克劳斯+直接选择性氧化+烟气碱洗脱硫”硫磺回收装置、脱硫装置（胺液循环泵、冰机），以及新建 3 条注气管线将高含有机硫分子筛脱水再生气分别输至轻烃站就近的 3 口注气井进行回注，配套结构、电力、自控等公辅工程。本次扩建可解决二号联轻烃站硫磺回收装置处理能力不足、解决脱硫装置贫液温度高、分子筛脱水装置再生气有机硫含量高放空环保问题，以及运行成本高、环保达标等方面的问题和隐患，从而保障塔河油田生产平稳运行，在保障油田安全生产。本工程建设不仅有利于安全生产、生态环境保护和周边社会的稳定，也具有良好的经济效益和社会效益。

本工程主要建设内容为：①二号联轻烃站内改造，包括硫磺回收装置：新建克劳斯硫磺回收装置 1 套，设计酸气量 1900Nm³/h，酸气中 H₂S 浓度 31.1%(mol)，硫磺回收规模 20t/d；脱硫脱水装置：新建 1 台 15m³/h 胺液循环泵，1 台 650kW 冰机；新建液硫装车、碱洗废水装车撬 1 座；②新建 3 口单井（S67、TK699、TK6143X）再生气注气管线，管线长度 8.5km，管径 DN100，设计压力 1.6MPa；③配套电力、自控、通信、结构与安防、消防等配套工程。本工程建成后二号联轻烃站硫磺回收规模 20t/d，酸气处理能力为 1900Nm³/h。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程为油气田内部站场改扩建工程，所有工程均在已开发油气田范围内，为老区块改建项目；本工程所在区域分布有国家二级公益林，属天然林，且依据（新水水保〔2019〕4 号）文，本工程所在地库车市属于水土流失重点治理区，涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）第三条中的环境敏感区。根据《中

华人民共和国环境影响评价法》《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年），本工程占用国家二级公益林，且涉及“两区”，为《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）中涉及环境敏感区（含内部集输管线建设）的陆地石油、天然气开采行业，需要编制环境影响评价报告书。根据《关于印发《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2023 年本）》的通知》（新环环评发〔2023〕91 号），本工程涉及国家二级公益林和塔里木河流域水土流失重点治理区，本工程审批权限在自治区生态环境厅。

2025 年 8 月 27 日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（见附件 1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆中测测试有限责任公司于 2025 年 11 月对本工程评价区域声环境、土壤环境质量现状进行了监测。根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，对工程施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。

在以上基础上，天合公司编制完成了《采油二厂伴生气处理系统隐患治理工程环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

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

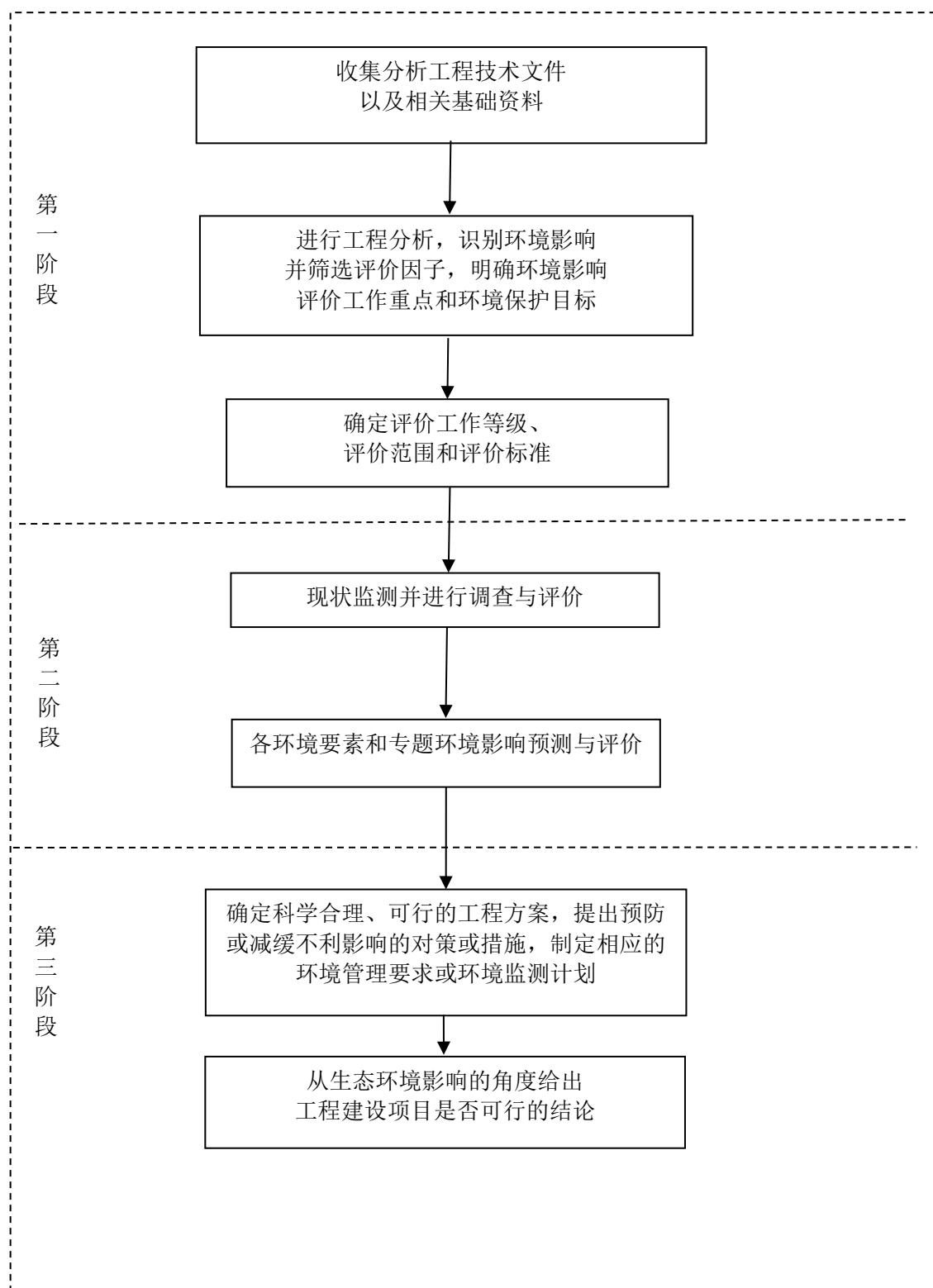


图 1.2-1 评价工作程序图（HJ349-2023）

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本工程为油气田内部站场改扩建工程,属于石油天然气开采辅助工程,根据《产业结构调整指导目录(2024年本)》,“第一类鼓励类”:“七、石油天然气”中“1. 石油天然气开采:常规石油、天然气勘探与开采,页岩气、页岩油、致密油(气)、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”,属鼓励类项目,本工程的建设符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程为油气田内部站场改扩建工程,选址选线除涉及公益林及塔里木河流域水土流失重点治理区外不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭,废水、固废处置措施得当。符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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)等相关政策、法律法规相关要求。

(3) 规划符合性判定结论

本工程为油气田内部站场改扩建工程,符合《中华人民共和国国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划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》《西北油田分公司“十四五”发展规划》的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》,本工程位于西北油田分公司矿权范围内,不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域,所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》,项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区(IV)、塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区(IV1)、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区(59)。本工程为油气田内部站场改扩建工程,二号联轻烃站改扩建不新增占地,配套的回注气管线为临时占地,且占地面积较小,

对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（4）选址合理性分析判定结论

本工程的实施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内符合阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

根据现场调查和资料搜集，工程不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等生态敏感区，本工程土地利用类型主要为工业用地、沙地、灌木林地、其他林地等，不涉及基本农田，涉及的部分灌木林地属于国家二级公益林，项目所在区域内林地的平均植被覆盖度约为 20%~30%。本工程在站场选址和管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，尽量减少对植被的生态扰动。本工程运营期废气主要为站场无组织挥发的烃类、硫化氢，以及有组织排放的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置。

综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

本工程位于阿克苏地区库车市境内塔河油田，不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）和新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

根据《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）、《关于印发<阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 版）>的通知》（阿地环字〔2024〕32 号）。本工程区位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001），不在划定的生态保护红线内。

项目区土壤、噪声可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多；本工程运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当；正常状况下不会造成土壤环境质量超标，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，符合生态环境分区管控动态更新成果要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程为油气田内部站场改扩建工程，环境影响主要来源于施工期的站场建设、集输管线，以及运营期的酸气处理、集输等各工艺过程。环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本工程不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。重点保护目标为本工程占用的国家二级公益林和塔里木河流域水土流失重点治理区等。

本次评价关注的主要环境问题为施工期临时占地及生态破坏对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“石油天然气开采辅助工程”属于鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《西北油田分公司“十四五”发展规划》等要求；项目不涉及自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区，不涉及生态保护红线，部分工程占用国家二级公益林；项目符合生态环境分区管控要求。西北油田分公司采油二厂按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：只要在施工期、运营期、退役期认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破

坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址选线合理，建设从生态环境影响的角度是可行的。

2. 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 环境保护法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
8	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
9	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
10	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
11	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
12	中华人民共和国节约能源法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
14	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
15	中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2024 年修正）	14 届人大 12 次会议	2025-07-01

2.1.2 环境保护法规、规章

表 2.1-2 环境保护法规、规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一 行政法规与国务院发布的规范性文件			
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
6	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	2023-11-30
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
8	中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第 278 号	2018-03-19
10	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
11	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
12	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32 号	2021-11-02
13	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令 第 748 号公布	2021-12-01
14	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
15	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正）	国务院令 第 666 号	2016-02-06
16	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
17	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	2023-12-07
18	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	——	2024-03-06
19	基本农田保护条例	国务院令 第 257 号	1999-01-01
二 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令 第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2025 年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令 第 36 号公布	2025-01-01

5	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	2024-02-01
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
8	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
9	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
10	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
11	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
12	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
13	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
15	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136 号	2013-09-01
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23 号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
18	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	2021-12-21
19	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	2019-06-30
20	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	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	2021-08-04
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发展改革委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
24	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
25	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	2021-02-05
26	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
27	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
28	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令 第 34 号	2015-06-05
29	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04

三	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修正）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
3	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150号	2016-10-27
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区13届人大第7次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例(2017年修订)	自治区12届人大第29次会议	2017-07-01
6	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告2021年第24号	2021-06-11
7	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	2023-12-29
8	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	2022-09-18
9	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
10	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35号	2014-04-17
11	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21号	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25号	2017-03-01
13	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）	新环发〔2024〕93号	2024-06-09
14	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80号	2018-03-27
15	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133号	2018-09-06
16	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20号	2018-12-20
17	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
18	转发《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》的通知	新环评价发〔2020〕142号	2020-07-29
19	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-11
20	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发〔2020〕138号	2020-09-04
21	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日修订	2013-10-01
22	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
23	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年）	国函〔2024〕70号	2024-05-17
24	新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果	新环环评发〔2024〕157号	2024-11-15
25	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生	新环环评发〔2021〕162	2021-07-26

	态环境分区管控要求》（2021 年版）的通知	号	
26	阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）	阿地环字〔2024〕32 号	2024-10-28
27	关于《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕147 号	2022-07-25
28	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）	新林资字〔2015〕497 号	2015-01-01
29	关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知	新环办环评〔2024〕20 号	2024-03-25
30	新疆维吾尔自治区基本农田保护办法	自治区人民政府令第 165 号修正	2010-12-13
31	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法	自治区 14 届人大第 16 次会议	2025-1-1
32	新疆维吾尔自治区河道管理条例	自治区 14 届人大第 16 次会议	2024-11-29-

2.1.3 环境保护技术规范

环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3 环境保护技术规范一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30

18	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生产环境保护推荐做法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	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	2022-07-01
30	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259—2022	2022-10-01

2.1.4 相关文件及技术资料

(1) 采油二厂伴生气处理系统隐患治理工程环境影响评价委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司；

(2) 采油二厂伴生气处理系统隐患治理工程相关资料，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确本工程各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

(3) 评述拟采取的环境保护措施的可性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

(4) 评价本工程与国家产业政策、区域总体规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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

2.2.2 评价原则

(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。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

结合项目特征，工程建设对环境的影响可分为施工期、运营期、退役期影响。

(1) 施工期

施工期的环境影响主要表现为生态影响，主要为地面设施建设，如平整场地、管线及站场建设等活动，将对生态环境产生一定不利影响，主要体现在占用土地及破坏土壤、地表植被等。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对项目施工期间产生的影响进行识别，具体见表 2.3-1。

表 2.3-1 施工期环境影响因素识别

环境要素	施工期影响因素				
	占地	废气	废水	固体废物	噪声
		施工机械及车辆废气、施工扬尘、焊接烟尘等	生活污水、管道试压废水	生活垃圾、建筑垃圾、土石方	施工机械及车辆等噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	-S	/
地下水	/	/	-S	-S	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	-L	/	-S	-S	/
生态	-S	-S	/	-S	/

注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。

(2) 运营期

本工程运营期环境影响主要为站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括集输管线、站场发生天然气、硫化氢泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，而且影响贯穿于整个生产期。工程运营期产生的环境影响识别矩阵见表 2.3-2。

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别

环境要素	运营期影响因素				
	废气	废水	固体废物	噪声	风险
	管路及设备动静密封点泄漏的无组织挥发的废气等、温室气体	生产废水	废润滑油、废催化剂、废渣	站场	站场设备泄漏、集输管线泄漏等
环境空气	-L	/	/	/	-SA
地表水	/	/	/	/	/
地下水	/	-S	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	-L	/
土壤	/	-S	-S	/	-SA
生态	/	/	-S	/	-SA

注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。

(3) 退役期

退役期主要表现在地表设施拆除等施工活动对环境的影响，施工活动将造成一定程度的水土流失，以及拆除生产设施过程中产生的落地油对土壤环境的影响等。退役期环境影响因素识别及筛选见表 2.3-3。

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别

环境要素	退役期影响因素				
	废气	废水	噪声	固体废物	风险
	施工扬尘、施工机械及车辆废气等	施工废水	施工机械及车辆噪声	落地油、建筑垃圾等	泄漏、火灾等
环境空气	-S	/	/	/	-SA
地表水	/	/	/	/	-SA
地下水	/	-S	/	-S	-SA
声环境	/	/	-S	/	/
土壤	/	-S	/	-S	-SA
植被及动物	-S	/	-S	/	-SA

注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。

2.3.2 评价因子

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），本工程评价因子见表 2.3-4。

表 2.3-4 评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
油气集输工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	NMHC、硫化氢	/		/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级 (L_d 、 L_n)
油气处理工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	NMHC、硫化氢、SO ₂	/	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、土壤盐分含量等	/	昼、夜间等效声级 (L_d 、 L_n)

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本工程位于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。

2.4.1.2 地下水环境功能区划

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水按III类功能区。

2.4.1.3 地表水环境功能区划

工程所在区域周边无地表水体，故不对区域内地表水进行现状调查。

2.4.1.4 环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单的要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.1.5 声环境功能区划

项目区为油气田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为2类声环境功能区。

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的NMHC参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2000μg/m³的标准，H₂S参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³。指标标准取值见表2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫 (SO_2)	60	150	500	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及修改单
2	二氧化氮 (NO_2)	40	80	200	
3	细颗粒物 ($\text{PM}_{2.5}$)	35	75	/	
4	可吸入颗粒物 (PM_{10})	70	150	/	
5	一氧化碳 (CO)	/	4000	10000	
6	臭氧 (O_3)	/	160	200	
7	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H_2S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

(2) 水环境

工程所在区域周边无地表水体, 故不对区域内地表水进行现状调查。

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 的 III 类标准; 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准。具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色 (铂钴色度单位)	≤ 15	18	氨氮 (以 N 计) (mg/L)	≤ 0.50
2	嗅和味	无	19	硫化物 (mg/L)	≤ 0.02
3	浑浊度 (NTU)	≤ 3	20	钠 (mg/L)	≤ 200
4	肉眼可见物	无	21	总大肠菌群 (MPN/100mL 或 CFU/100mL)	≤ 3.0
5	pH (无量纲)	$5.5 \leq \text{pH} < 6.5$	22	菌落总数 (CFU/mL)	≤ 100
6	总硬度 (以 CaCO_3 计) (mg/L)	≤ 450	23	亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤ 1.0
7	溶解性总固体	≤ 1000	24	硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤ 20.0
8	硫酸盐 (mg/L)	≤ 250	25	氰化物 (mg/L)	≤ 0.05
9	氯化物 (mg/L)	≤ 250	26	氟化物 (mg/L)	≤ 1.0
10	铁 (mg/L)	≤ 0.3	27	碘化物 (mg/L)	≤ 0.08
11	锰 (mg/L)	≤ 0.10	28	汞 (mg/L)	≤ 0.001
12	铜 (mg/L)	≤ 1.00	29	砷 (mg/L)	≤ 0.01

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
13	锌 (mg/L)	≤1.00	30	硒 (mg/L)	≤0.01
14	铝 (mg/L)	≤0.20	31	镉 (mg/L)	≤0.005
15	挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)	≤0.002	32	铬 (六价) (mg/L)	≤0.05
16	阴离子表面活性剂 (mg/L)	≤0.3	33	铅 (mg/L)	≤0.01
17	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	≤3.0	34	石油类 (mg/L)	≤0.05

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018),油田内地面工程、井场等建设用地为第二类用地,结合项目所在区域环境特征,本工程占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 第二类用地筛选值标准,见表 2.4-4;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 筛选值标准,根据监测结果,在监测期间,本工程区域土壤 pH>7,因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 中所列筛选值标准,见表 2.4-5。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值标准。

表 2.4-3 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》

序号	污染物项目	筛选值（mg/kg）		管制值（mg/kg）	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物					
1	砷	20	60	120	140
2	镉	20	65	47	172
3	铬（六价）	3.0	5.7	30	78
4	铜	2000	18000	8000	36000
5	铝	400	800	800	2500
6	汞	8	38	33	82
7	镍	150	900	600	2000
挥发性有机物					
8	四氯化碳	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	12	37	21	120

11	1, 1-二氯乙烷	3	9	20	100
12	1, 2 二氯乙烷	0.52	5	6	21
13	1, 1-二氯乙烯	12	66	40	200
14	顺-1, 2-二氯乙烯	66	596	200	2000
15	反-1, 2-二氯乙烯	10	54	31	163
16	二氯甲烷	94	616	300	2000
17	1, 2-二氯丙烷	1	5	5	47
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	1.6	10	26	100
20	四氯乙烯	11	53	34	183
21	1, 1, 1-三氯乙烷	701	840	840	840
22	1, 1, 2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	1	4	10	40
27	氯苯	68	270	200	1000
28	1, 2-二氯苯	560	560	560	560
29	1, 4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500
38	苯并(a)蒽	5.5	15	55	151
39	苯并(a)芘	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并(b)荧蒽	5.5	15	55	151
41	苯并(k)荧蒽	55	151	550	1500
42	蒽	490	1293	4900	12900
43	二苯并(a, h)蒽	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并(1, 2, 3-cd)芘	5.5	15	55	151
45	萘	25	70	255	700
46	石油烃	826	4500	5000	9000

表 2.4-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

序号	污染物项目①		风险筛选值（单位：mg/kg）			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	其他	40	40	30	25
4	铅	其他	70	90	120	170
5	铬	其他	150	150	200	250
6	铜	其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

注：①重金属和类重金属均按照元素总量统计。
②对于水旱轮作物，采用其中较严格的风险筛选值。

2.4.3 污染物排放标准

（1）废气

施工期颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求。

运营期站场非甲烷总烃无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）；站场厂界非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；甲醇执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准值

时段	污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
施工期	颗粒物	大气污染物综合排放标准	1.0	GB16297-1996
运营期	无组织	NMHC	企业边界污染物控制浓度	GB39728-2020
		挥发性有机物无组织排放控制标准	10（1h 平均浓度值） 30（任意一次浓度值）	GB37822-2019
	H ₂ S	厂界标准	0.06	GB14554-93

（2）废水

施工期施工人员在采油二厂有住宿地，本工程施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生。运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

按照《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）规定：在相关行业污染物控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）、《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

生产废水主要为尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）和《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注地层，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中储层空气渗透率（ μm^2 ） ≥ 2.0 的标准，标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6 回注水水质主要控制指标

储层空气渗透率（ μm^2 ）	<0.01	{0.01,0.05}	{0.05,0.5}	{0.5,2.0}	≥ 2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量 mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率 mm/a	≤ 0.076				

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），即昼间 70dB（A），夜间 55dB；

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2024）；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》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

（5）重大危险源识别标准

本工程涉及危险物质主要是天然气、硫化氢，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）相关标准。

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

（1）评价等级判定

本项目新增占地约 6.8hm²（0.068km²），均为临时占地。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），判定等级如下：

表 2.5-1 生态环境评价等级判定

序号	导则规定	本项目情况	评价等级
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及	/
	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及	/
	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及	/
	d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	地表水为三级 B	/
	e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	新建管线涉及公益林	不低于二级
	f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	本项目新增占地规模小于 20km ²	/
	g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	/	/
	h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	涉及 e)	二级
2	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及	/
3	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不涉及	/
4	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级	不涉及	/

	应上调一级		
5	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	不涉及	/
6	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及	/

由上表可见，本项目生态环境影响评价工作等级确定为二级。

（2）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目以站场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m，同时管线工程穿越重点公益林段，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

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》（HJ 349-2023），本工程扩建二号联轻烃站类别为Ⅱ类；回注气管线类别为Ⅲ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），项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此，本工程地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表 2.5-2 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的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、应急水源地，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；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（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。

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
不敏感	上述地区之外的其他地区。

③评价等级判定

依据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）中建设项目评价工作等级分级表（表 2.5-3），确定本工程地下水评价等级见表 2.5-4。综上，本工程地下水环境影响评价工作等级为三级。

表 2.5-3 地下水环境影响评价工作等级划分依据

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

表 2.5-4 本工程地下水评价工作等级一览表

工程内容	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
二号联轻烃站扩建	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三
回注气管线	III	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三

（2）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“8.2.2 调查评价范围确定”章节的相关要求，本次评价以查表法确定地下水评价范围，《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“表 3 地下水环境现状调查评价范围参照表”规定三级评价调查面积为 $\leq 6\text{km}^2$ ，同时应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围。结合项目实际建设内容，本次地下水评价范围为以地下水流向为长轴，为扩建站场中心四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km，回注气管道地下水评价范围为管线两侧 200m。评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本工程属于水污染影响型建设项目。在油气田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的生产废水、生活污水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价

等级为三级 B。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污（废）水处理设施的依托可行性。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

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）以及本次现状监测数据，工程所在区域 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，不属于土壤酸化和碱化地区，部分用地土壤盐分含量在 $2\text{g/kg} \sim 4\text{g/kg}$ ，属于土壤盐化地区。因此，本工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

本工程土壤项目类别按照采气进行考虑。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），本工程站场建设属于 II 类项目，单井回注气管线建设属于 IV 类项目。

（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（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。

本工程永久占地面积不足 5hm^2 ，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

本工程占地类型为工业用地、沙地、灌木林地、其他林地，占地范围内及周边土壤均为盐土、草甸土，故土壤敏感程度为不敏感

②生态影响型

表 2.5-5 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 $a > 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 > 2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 > 2.5 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他		$5.5 < \text{pH} < 8.5$

a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

根据本次土壤监测数据，本工程项目区土壤工程所在土壤中含盐量为 3.6g/kg，在 2g/kg~4g/kg，生态影响型土壤敏感程度为“较敏感”。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-6 和表 2.5-7。

表 2.5-6 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-7 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

占地规模 敏感程度	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

本工程土壤项目类别为 II 类、IV 类，生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为不敏感。

综上，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级。

根据导则要求，本工程土壤环境生态影响型评价范围为站场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围，同时兼顾管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。土壤环境污染影响型评价范围为站场占地范围内全部以及占地范围外 0.05km 范围，管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。

2.5.5 环境空气环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本工程新增废气排放源主要为井场、站场非甲烷总烃、甲醇无组织以及集输过程中非甲烷总烃的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况,采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响,选非甲烷总烃(NMHC)、甲醇为候选因子核算,计算出其最大地面浓度占标率 P_i (第 i 个污染物,简称“最大浓度占标率”)及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为:

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

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

C_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

C_{oi} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值,如项目位于一类环境空气功能区,应选择相应的一级浓度限值;对该标准中未包含的污染物,使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的,可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-7。

表 2.5-7 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.5-8。

表 2.5-8 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
最高环境温度($^{\circ}\text{C}$)		41.9
最低环境温度($^{\circ}\text{C}$)		-37.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	是

参数		取值
	地形数据分辨率 (m)	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离 (km)	/
	海岸线方向 (°)	/

本次预测估算结果详见表 2.5-9。

表 2.5-9 估算模式计算结果表

名 称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单 位	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
二号联硫磺回收装置 无组织	NMHC	5.1362	2000	0.26	3.85	44
	H ₂ S	0.3068	10	3.07		44
有组织	SO ₂	19.2610	500	3.85		37
	NO _x	5.7777	250	2.31		37
	PM ₁₀	0.8754	450	0.19		37

经计算可知，本工程最大占标率为：3.85%（来自二号联硫磺回收装置有组织的 SO₂）， $1\% \leq P_{max}=3.85 \leq 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据估算结果以及《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中关于评价范围的规定，本项目大气评价范围确定为以厂区为中心区域，自厂区边界外延 2.5km 的范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。本工程噪声源主要包括施工期内机械噪声、运营期站场机泵。

本工程所在区域声环境功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声环境功能区，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为站场边界外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 环境风险环境影响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

本工程在生产、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。

本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）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q₁, q₂...q_n 每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂...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≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为硫化氢、液硫、总硫（以甲硫醇计），硫化氢主要存在于硫磺回收装置内，液硫存储于液硫池内、总硫（以甲硫醇计）主要存在于新建的注气管线内。

本项目为石油天然气开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发油田范围内。站场与站场之间距离均较远，新建管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和井场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将站场、管线分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。

本工程涉及的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 2.5-10。

表 2.5-10 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_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质Q值
硫磺回收装置	1	酸性气体（以硫化氢为主）	7783-06-4	0.89	2.5	0.356
液硫池	2	硫	63705-05-5	200	10	20
ΣQ 值						20.356
TK6143X 注气管线	1	总硫（以甲硫醇计）	74-93-1	0.0006	5	0.00012
ΣQ 值						0.00012

经计算，本工程 Q 值最大为 20.356，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 2.5-11。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 2.5-11 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），本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 2.5-12。

表 2.5-12 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

本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 2.5-12 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 2.5-13。

表 2.5-13 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，二号联轻烃站周边无居住区、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 2.5-10，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 2.5-14，地表水环境敏感目标分级方法见表 2.5-15，地表水环境敏感程度分级见表 2.5-16。

表2.5-14 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 2.5-15 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 2.5-16 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

二号联轻烃站周边无地表水体，且生产废水不外排。对照表 2.5-14，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并且生产废水不外排。对照表 2.5-15，最终确定地表水环境敏感目标分级为 S3。对照表 2.5-16，最终确定本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 2.5-17，包气带防污性能分级方法见表 2.5-18，地下水环境敏感程度分级见表 2.5-19。

表 2.5-17 地下水功能敏感性分区一览表

分级	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区
a “环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

表 2.5-18 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 2.5-19 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

本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 2.5-20。

表 2.5-20 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 ⁺	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 ⁺ 为极高环境风险。				

对照表 2.5-20，确定本工程大气环境风险潜势为，地表水环境风险潜势为III，地下水环境风险潜势为III。因此本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 2.5-21。

表 2.5-21 环境风险评价工作等级划分一览表

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

对照表 2.5-21 可知，本工程环境风险潜势为III，因此本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，本工程大气环境风险评价为二级，结合项目周边情况，本次评价二号联轻烃站厂界外扩 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

本工程运营期含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，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

本工程地下水环境风险评价范围同地下水评价范围。

2.6 环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为区域内分布的重要物种。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域重要保护动植物、国家二级公益林、水土流失重点治理区等环境敏感区加入生态保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标为一类区的自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经判定本次环境空气环境影响评价等级为二级，本项目大气评价范围确定为以厂区为中心区域，自厂区边界外延 2.5km 的范围。具体见表 2.6-1。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《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敏感区。根据调查，评价区域不涉及水源地、饮用水井及名录中的地下水敏感区，本评价将评价范围内的区域潜水含水层作为地下水环境保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），声环境保护目标为法律法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。经调查，本工程评价范围不涉及需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。

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）以及本次现状监测数据，工程所在区域部分用地土壤盐分含量在 2g/kg~4g/kg，属于土壤盐化地区，属于土壤盐化地区。因此，本工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型敏感目标为盐化土壤；污染影响型土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象，结合现状调查，本工程评价范围内土壤环境不敏感。

综上，本评价主要环境保护目标见表 2.6-1、图 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征		环境保护要求
1	生态环境	重要物种	项目区及周边	荒野动植物及其生境	尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物。
		国家二级公益林	本工程新建管线临时占用国家二级公益林长度约0.48m，面积为0.29hm ²		灌木林地，优势种怪柳、胡杨，盖度约为15%。
		水土流失重点治理区	项目所在县域	塔里木河流域水土流失重点治理区	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设
2	大气环境	评价区大气	评价范围内		满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，不因本项目建设降低区域环境空气质量。
3	地下水环境	潜水含水层	站场、管线及周边		执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，不因本工程建设降低区域地下水环境质量。
4	声环境	-	评价范围内		满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，不因本工程建设降低区域声环境质量。
5	土壤环境	盐化	生态影响范围内的土壤		不进一步盐化
		评价范围内土壤	污染影响范围内的土壤		严格控制占地范围，确保占地范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求；占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准
6	环境风险	项目各要素环境风险等级为简单分析，无须设置评价范围，保护目标为项目区周边潜水含水层、土壤、大气环境；			发生风险事故时，快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对环境风险保护目标的影响程度可控

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、环境影响评价的工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、环境影响评价的主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、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	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：油田区块开发现状、“三同时”执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见 现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见 拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、依托工程 工程分析：工艺流程及产排污节点、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、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析 相关政策法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析 选址选线合理性分析
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、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析） 运营期环境影响预测与评价（大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险） 退役期环境影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	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及建议
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，以定性和定量相结合方式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；提出环境监理要求；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

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 地下水环境影响评价；
- (4) 土壤环境影响评价；
- (5) 环境风险影响评价及风险管理；
- (6) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

2.8.2 评价方法

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

表 2.8-1 评价内容一览表

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

3. 建设项目工程分析

塔河油田二号联轻烃站位于塔河油田 6 区，行政区划隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，为采油二厂管辖，毗邻塔河油田二号联合站，主要功能是对 6 区、7 区、10 区、12 区原油伴生气以及二号联、四号联天然气进行增压、脱硫、硫磺回收、轻烃回收，产品气输送至干气管网作生产用气及民用气，液化气和稳定轻烃销售给中石化网外企业，是塔河油田重要的生产基地。

二号联轻烃站投产于 2005 年，具备完整的天然气处理功能，包括原料气增压、胺液脱硫、分子筛脱水、凝液回收、硫磺回收、混烃脱硫等处理单元。通过未来 10 年采油二厂 28 个主力单元和于奇年产量预测，未来 10 年高含 H_2S 的超稠油单元产量有一定增长，部分低含 H_2S 单元产量略有下降，天然气中 H_2S 含量总体稳中有升，2026~2035 年在 $56000\sim 58000\text{mg/m}^3$ 之间，预测 2030 年达到峰值 57760mg/m^3 。2030 年潜硫量达到最大 17.85t/d ，酸气量 $1516\text{Nm}^3/\text{h}$ ，超装置设计负荷 46.7%，装置处理能力缺口、环保风险进一步加大。为确保轻烃站满足油田后续上产需求，在降低污染物排放的同时提高一定经济效益，西北油田分公司拟投资 9501.63 万元在阿克苏地区库车市境内塔河油田二号联轻烃站内实施“采油二厂伴生气处理系统隐患治理工程”，建设内容为：①二号联轻烃站内改造，包括硫磺回收装置：新建克劳斯硫磺回收装置 1 套，设计酸气量 $1900\text{Nm}^3/\text{h}$ ，酸气中 H_2S 浓度 31.1%(mol)，硫磺回收规模 20t/d ；脱硫脱水装置：新建 1 台 $15\text{m}^3/\text{h}$ 胺液循环泵，1 台 650kW 冰机；新建液硫装车、碱洗废水装车撬 1 座；②新建 3 口单井（S67、TK699、TK6143X）再生气注气管线，管线长度 8.5km，管径 DN100，设计压力 1.6MPa；③配套电力、自控、通信、结构与安防、消防等配套工程。本工程建成后二号联轻烃站硫磺回收规模 20t/d ，酸气处理能力为 $1900\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

由于二号联轻烃站分布于塔河油田 6 区内，为便于说明，本次评价对本次涉及的塔河油田 6 区开发现状进行回顾；将塔河油田二号联轻烃站作为现有工程进行介绍。二号联轻烃站由采油二厂进行管理开发，拟建工程环境管理由采油二厂负责，日常环境管理工作纳入采油二厂现有 QHSE 管理体系。

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 塔河油田 6 区开发现状

(1) 塔河油田 6 区主体工程建设情况

塔河油田 6 区主要地面设施情况统计见表 3.1-1。

表 3.1-1 塔河油田 6 区主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站名称	计转站/阀组站总数	联合站	其它
1	塔河油田 6 区	114 口	6-1 计转站、6-2 计转站、6-3 计转站、6-4 计转站	4	二号联合站、二号联合轻烃站	油气水依托二号联合站和二号联合轻烃站处理

(2) 塔河油田 6 区公辅建设情况

①给排水

塔河油田区域各井场、站场为无人值守井站场，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。采油厂厂部设置有基地，基地人员生活用水由油田工程服务中心统一供应，生活污水排入基地生活污水处理装置处理，基地生活污水采用一体化污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废水，采出水在联合站分离出来后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层，回注层位为油气开采层位。井下作业废水送至塔河油田绿色环保处理站处理。

②供热

塔河油田内大部分井场根据生产需要设置有真空加热炉，联合站设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为联合站经净化后的天然气。采油厂厂部单独设置有供暖锅炉用于冬季供暖。

③供电

塔河油田各区块范围内设置有 110kV 或 35kV 变电站，用于区域各联合站、站场及井场供电，区域电力线路网覆盖较全面，钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入。

(3) 塔河油田辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

目前塔河油田 6 区分布有二号联合站，周边区域井场就近进入附近联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

②内部道路建设情况

塔河油田 6 区内部建设有主干路、支干路和通井道路，主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

③储罐、运输及装载系统建设情况

塔河油田 6 区各井场不涉及储罐，现有储罐主要存在于各计转站、联合站，其中各计转站现状仅进行计量，原有建设的储罐仅作为应急措施备用，联合站内经过分离后的原油可进入联合站内缓冲罐暂存，也可直接通过管道外输。目前塔河油田内各井场均实现采出液管输，联合站分离后的采出水全部通过输水管线送至注水井回注地层，油、气通过单独管道外输，基本不需要单独的装载系统，但各联合站仍预留有装卸口，主要用于试油阶段井场采出液的装卸。

3.1.2 塔河油田 6 区“三同时”执行情况

2021 年塔河油田 6 区开展了环境影响后评价工作，后评价报告为《塔河油田 6、7 区环境影响后评价报告书》。

后评价工作中，梳理了后评价范围内各生产设施的环保手续，核查油气田历史遗留的环境问题，提出环境管理要求，使油田环境管理满足现行环保要求。后评价文件于 2021 年 2 月 25 日获得了备案意见。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。

本次评价引用后评价文件中环保手续梳理情况的主要结论，对塔河油田 6 区现有工程的“三同时”执行情况进行回顾。根据后评价结论，塔河油田 6 区经历了勘探-油藏评价阶段和规模开发阶段，基本按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收工作。

塔河油田 6 区已开展的主要工程环保手续履行情况如表 3.1-2 所示。

表 3.1-2 塔河油田 6 区“三同时”执行情况表

项目名称	环境影响评价			环境保护竣工验收		
	审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	批准文号	批准时间
新疆塔里木盆地塔河油田六区开发建设工程	原自治区环境保护局	新环监函〔2002〕68号	2002年4月	自主验收	--	2021年11月
塔河油田 6、7 区奥陶系油藏综合调整项目	原自治区环境保护局	新环评价函〔2011〕1235号	2011年12月	原自治区环境保护局	新环函〔2015〕1412号	2015年12月
塔河油田 6 区集中掺稀工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2011〕430号	2011年5月	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2015〕913号	2015年8月
塔河油田主体区奥陶系报告 2017 年第一期产能建设项目	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2017〕1974号	2017年12月	自主验收	--	2020年1月
环境风险应急预案	采油二厂于 2024 年 12 月 6 日修编了应急预案,在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案(备案编号: 652923-2024-218-L)					
排污许可执行情况	采油二厂于 2024 年 11 月 16 日排污许可证进行变更(证书编号为: 91650000742248144Q115W)					
环境影响后评价开展情况	《塔河油田 6、7 区环境影响后评价报告书》编制完成,并于 2021 年 2 月 25 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见(新环环评函〔2021〕163号)					

3.1.3 塔河油田 6 区环境影响回顾评价

2021 年塔河油田 6 区开展了环境影响后评价工作,后评价报告为《塔河油田 6、7 区环境影响后评价报告书》(新环环评函〔2021〕163 号)。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据,为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。

后评价工作中,梳理了后评价范围内各生产设施的环保手续,核查油气田历史遗留的环境问题,提出环境管理要求,使油田环境管理满足现行环保要求。本次评价引用后评价文件中环保手续梳理情况的主要结论,并结合调查情况对塔河油田 6 区环境影响进行简单回顾分析。

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

(1) 植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。塔河油田 6 区经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

油田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其它临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，塔河油田 8 区的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场(计转站等)有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳及棉花等，西北油田分公司已按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地按《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。塔河油田 6 区位于塔里木河冲积平原，极端的干旱和强烈蒸发，项目区植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

a.井场临时占地的恢复情况

本次回顾分析就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，区域土壤类型有风沙土、草甸土、盐土、结壳盐土、林灌草甸土等，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

b.道路和管线

油田公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度地进行恢复。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，恢复较好。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

③退役井场影响回顾

退役井部分已按照西北油田分公司有关封井要求进行封井，封井时采取了如下保护措施：

- 1、挤堵裸眼段，封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒；
- 2、对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；
- 3、实施单井地面工程的拆除，将阀门、管线埋地水平段以上部分均全部拆除后统一拉运至报废场所，管线埋地水平段以下部分维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线埋地水平段以上部分拆除前管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，先用盐水进行清扫，再用氮气吹扫置换，置换完成后进行通球清管，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。
- 4、清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；
- 5、临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

（2）野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

油田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

②人类活动对野生动物生存的干扰

在油田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感(两栖类、爬行类、小型鸟类)的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人类影响的种类。

根据油田开发对野生动物的影响特征，对两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况进行了调查。

结果表明：在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因：虽然油田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但是，由于油田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。

(3) 生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，生态保护要求基本得到落实。

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，各项生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 水环境影响回顾评价

塔河油田 6 区采出水经二号联合站污水处理系统处理，二号联合站污水处理系统设计规模为 8000m³/d，处理流程为：含油污水→接收罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至塔河油田绿色环保站运至卸液接收池，分离后由泵提升进入沉淀池，进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池后回注。结合区域例行监测数据，二号联合站污水处理系统出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求，根据井场注水需要回注地层；塔河油田绿色环保站处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注。根据西北油田分公司的规定，落地原油 100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

表 3.1-3 生产污水处理设施出口监测结果统计表 单位：mg/L

监测项目		二号联合站
含油量	监测结果	1.78~2.93
	标准值	100
	达标情况	达标
悬浮固体	监测结果	22~25
	标准值	35
	达标情况	达标

通过区块内地下水监测井水质、地表水水质及废水的监测情况可看出，油田开发未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。上述分析可知，塔河油田 6 区在实施油气开发的过程中基本落实了地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.3.3 大气环境影响回顾评价

根据现场调查，塔河油田 6 区内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃

逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。结合区域例行监测数据，加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。

表 3.1-4 塔河油田井场、站场废气污染物达标情况一览表

名称	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
塔库首站加热炉 1#燃气锅炉排气筒	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	4.1~4.3 未检出 152~164 <1 级	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
TK662 井场加热炉	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	7.0~11.7 未检出 54~91 <1 级	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
二号联合站	站场无组织废气	硫化氢	未检出~0.006	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1标准限值要求 《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
		非甲烷总烃	0.40~1.05			
二号联轻站	站场无组织废气	硫化氢	未检出~0.008	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1标准限值要求 《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
		非甲烷总烃	0.73~0.76			
TK6103 井	井场无组织废气	硫化氢	未检出~0.007	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1标准限值要求 《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
		非甲烷总烃	0.40~0.60			

本次回顾引用阿克苏地区例行监测点 2020 年~2023 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，塔河油田 6 区废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃和硫化氢，本次基本 6 项因子仅分析 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂ 四项因子。

表 3.1-5 区域 2020 年~2023 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2020 年现状浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2021 年现状浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2022 年现状浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2023 年现状浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	达标情况
阿克苏地区	PM ₁₀	年平均值	95	87	94	95	70	超标
	PM _{2.5}	年平均值	39	35	41	37	35	超标
	SO ₂	年平均值	7	6	6	7	60	达标
	NO ₂	年平均值	28	29	24	32	40	达标

从表中可以看出，区域 PM₁₀、PM_{2.5} 年平均值均处于超标状态，主要原因是紧邻沙漠导致，并不是油气田开发过程造成；SO₂、NO₂ 年平均值均处于一个逐步降低的过程，说明油气田开发过程中加热炉的使用未导致区域二氧化硫、氮氧化物产生较大影响。

由于非甲烷总烃、硫化氢不属于基本 6 项因子，所在区域非甲烷总烃、硫化氢监测结果主要来源于区域历史环境影响评价报告中所开展的监测，由于各监测点位的差异，无法进行有效的对比，主要以区域的检测结果进行说明，根据统计的结果，整个区域非甲烷总烃、硫化氢小时值均未超过标准要求，监测值均在小范围波动，未因为油气田开发导致非甲烷总烃、硫化氢监测值大幅度变化。说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。开发期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

塔河油田 6 区内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场的各类机泵。类比塔河油田同类型井场及站场污染源监测数据，塔河油田 6 区井场、站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此区块开发对周围环境的影响可接受，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

塔河油田 6 区不同阶段固体废物主要为废钻井泥浆及岩屑、污泥、落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、生活垃圾等，目前塔河油田 6 区钻井均未涉及油基泥浆，以水基和磺化泥浆为主。钻井过程中，各钻井队制定了完善的管理制度，按照规范要求建设标准化的井场，施工过程中，要求带膜带罐作业，泥浆不落地，各钻井队钻井期间泥浆进入不落地系统后直接在井场进行无害化处理，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)标准中相应指标要求，同时岩屑中的含油率可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率 $<0.45\%$)。

同时，西北油田分公司要求各钻井队在井场设置有撬装化危废暂存间，钻井过程中及结束后产生的废防渗膜、落地油、废烧碱包装袋暂存危废暂存间，定期委托有资质单位接收处置。各钻井队严格按照《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)中相关管理要求，落实了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。填写了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。落实了环境保护标准制度，并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。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。

生活污水撬装化处理装置产生的污泥经脱水后，和生活垃圾一起送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

目前塔河油田 6 区内的历史遗留废弃物已全部清理干净，并进行了验收，各井场已无历史遗留废弃物残留。现状各阶段产生的固体废物基本得到妥善地处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 土壤环境影响回顾

根据油田开发建设的特点分析，塔河油田 6 区开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，

土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，运营期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线爆管泄漏致使油污进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

根据现场调查及收集相关资料，采油二厂主要采取了以下措施防治土壤污染：

（1）“大气沉降”途径阻断措施

①定期开展了 LDAR 工作，最新一次 LDAR 工作已于 2024 年完成，大大降低了对大气的污染。

②各井场油气集输基本全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。

（2）“地面漫流”途径阻断措施

①采出水在塔河油田二号联合站处理后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。

②重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

（3）“垂直入渗”途径阻断措施

①站场内储罐区、原辅料储藏区、加热装置区等区域均采取了防渗措施，油气密闭集输；场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

③塔河油田 6 区产生的含油污泥、压滤泥饼等危险废物均第一时间转运至有危废处置资质的单位接收并进行达标处理。含油污泥收集、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)。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

以塔河油田 6 区历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因塔河油田 6 区的开发建设而明显增加。

3.1.3.7 环境风险回顾

塔河油田 6 区隶属于塔河油田采油二厂管理。采油二厂完成了《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》。塔河油田 6 区采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

西北油田分公司采油二厂已申领了排污许可证并于 2024 年 11 月进行变更(登记编号：91650000742248144Q115W)；根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监[1996]470 号)、《<环境保护图形标志>实施细则》(环监[1996]470 号)、《<环境保护图形标志>实施细则》(环监[1996]463 号)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《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)等，采油二厂建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行；同时按照要求定期进行年报填报并公示。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采油二厂围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》、《排污单位

环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，采油二厂建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.3.9 环境管理情况

西北油田分公司已建立较为完善的环境管理制度，对各二级生产单位清洁生产审核、排污许可执行、例行监测等均实现全覆盖，并保证企业环境信息全公开。

建设单位已根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《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)等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。同时定期对管理辖区的各污染源进行定期检测。

3.1.4 区块环境问题及“以新带老”改进意见

目前，塔河油田 6 区已开展后评价工作并完成备案，针对后评价期间梳理的未进行验收的单井，已完成了验收工作。根据后评价报告、验收报告及现场调查情况，具体存在的问题如下：

(1) 信息公开不够规范，未定期公开企业环境管理信息，未能确保周边区域居民及时了解企业相关环保信息；

(2) 土壤自行监测频次低，不满足自行监测中频次及点位要求。

整改方案：

(1) 健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第 24 号)及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法(试行)》(环发〔2013〕81 号)、《关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告》(国环规环评〔2017〕4 号)等进行企业相关信息公开；

(2) 根据《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部部令 第 3 号)、《重点排污单位土壤污染隐患排查指南(试行)》(生态环境部 2021 年 1 号文)要求，加强土壤自行监测工作，并进行信息公开。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

二号联轻烃站 2005 年建成投产，具备完整的天然气处理功能，包括原料气增压、胺液脱硫、分子筛脱水、凝液回收、硫磺回收、混烃脱硫等处理单元。目前处于正常生产运行状态，设计最大处理规模 $35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

表 3.2-1 现有工程基本概况一览表

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，包括进站分离单元、增压单元、湿法脱硫单元、脱水脱烃单元、储存及装卸单元，天然气最大处理规模为 $35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
2	公辅工程	供热系统	1 台 600kW 再生气加热炉
3		放空及火炬系统	1 套放空系统，火炬高 95m，设计最大放空量 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
4		给排水系统	生产用水依托供水首站；生活用水由油田工程服务中心统一供应；生活污水依托采油二厂生活基地污水处理站处理
5		供电系统	设置低压配电室、变压器间等
6		消防水站	依托二号联合站消防系统
7		分析化验	天然气分析
8		中控系统	SCADA 系统
9		通信系统	主要为区域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
10	劳动定员工作制度		现有人员 50 人，采取四班三运转制度，年工作时间 8000h

3.2.2 产品方案

现有工程产品主要包括净化后的干天然气、液化气和稳定轻烃，其中干天然气通过管道送至区域各用气单元，液化气和稳定轻烃通过罐车装车外运。方案见表 3.2-2。

表 3.2-2 现有工程产品方案一览表

序号	原料名称	设计处理规模	产品名称	产品规模	去向
1	原料气	$35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	干气	$30.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	用作油田区域燃料气
			液化气	96t/d	罐车外运
			稳定轻烃	26t/d	罐车外运
			凝析油	1.8t/d	返回二号联合站原油处理装置

			石膏	7.06t/d	装车外运
--	--	--	----	---------	------

轻烃站设计天然气最大处理规模为 $35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，部分生产单元设计之初规模可达到 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，现有工程各处理单元设计、现状及后续需求处理能力情况如下表所示。

表 3.2-3 现有工程各单元处理能力一览表

序号	单元名称	设计最大处理能力	目前运行处理量	预测后续最大需求处理量	是否满足
1	进站分离单元	进气量： $40 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	进气量： $23 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	进气量： $30 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	满足
2	增压单元	进气量： $40 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	进气量： $23 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	进气量： $30 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	满足
3	脱硫单元	进气量： $35 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	进气量： $23 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	进气量： $33.01 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	脱硫能力满足，但贫液温度较高，需局部优化。
		H_2S ： $5.8 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	H_2S ： $3 \sim 5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	H_2S ： $5.776 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	
4	分子筛脱水	进气量： $35 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	进气量： $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	进气量： $27 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	脱水能力满足，但再生气有机硫浓度高，需优化去向
		再生气： $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	再生气： $4.2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	再生气： $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	
		再生气加热炉：600kW	再生气加热炉：330kW	再生气加热炉：470kW	
5	凝液回收	丙烷制冷：800kW	丙烷制冷：469kW	丙烷制冷：600kW	满足
		膨胀机： $36 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	膨胀机： $17.3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	膨胀机： $23 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	满足
6	储存及装卸单元	1号稳定轻烃罐： $84 \times 2 = 168 \text{m}^3$ 2号稳定轻烃罐： $106 \times 5 = 530 \text{m}^3$	稳定轻烃： 74t/d($119 \text{m}^3/\text{d}$ ， 储存 5.8d)	稳定轻烃： 98t/d($157 \text{m}^3/\text{d}$ ， 储存 4.5d)	满足
		液化气储罐： $106 \times 8 = 848 \text{m}^3$	液化气：55t/d($105 \text{m}^3/\text{d}$ ， 储存 8.1d)	液化气：70t/d($134 \text{m}^3/\text{d}$ ， 储存 6.3d)	满足
7	硫磺回收	酸气量：900Nm ³ /h	酸气量：1401Nm ³ /h	酸气量：1516Nm ³ /h	不满足
		潜硫量：12t/d	潜硫量：16.5t/d	潜硫量：17.85t/d	

3.2.4 主要生产设施

现有工程主要设备设施见表 3.2-4。

表 3.2-4 现有工程主要生产设施一览表

序号	单元	设备名称	台(套)	备注
1	进站分离单元	进站分离器	1	容积: 上层 20m ³ /下层 20m ³ 设计压力: 0.4MPa
2		原料气分离器	1	设计压力: 0.4MPa
3		旋风分离器	1	--
4		闭排罐	1	120m ³
5	增压单元	原料气压缩机	3	均为“变频”运行
6		原料气压缩机出口空冷器	3	--
7		原料气冷却器	1	--
8		天然气冰机	1	Q=460kW
		变频控制柜	1	对变频电机进行调速控制
9	脱硫单元	酸气分离器	1	--
10		酸气过滤分离器	1	--
11		凝液缓冲罐	1	--
12		MDEA 吸收塔	1	Φ1400×24200
13		MDEA 闪蒸罐	1	--
14		预过滤器+活性炭过滤器+后置过滤器	1	--
15		贫富液换热器	1	--
16		MDEA 再生塔	1	Φ1400×21600
17		MDEA 再生回流罐	1	S=85m ²
18		MDEA 溶液储罐	2	Φ4150×4600
19		尾气吸收器	2	--
20		预吸收塔	1	--
21		二级吸收塔	1	--
22		富液槽	1	--
23		再生槽	1	--
24		贫液槽	1	--
25		硫泡沫槽	1	--
26		硫磺过滤机	1	--
27	脱水脱烃单元	净化气分离器	1	--
28		第二分离器	1	--
29		聚结过滤器	1	--

30	脱水脱烃单元	分子筛干燥塔	3	$\Phi 1800 H=8400$ PN3.5MPa
31		膨胀压缩机	1	$Q=36 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
32		空冷器	1	--
33		增压后空冷器	1	--
34		冷箱	1	设计温度-100℃，设计压力 3.0MPa，设计热负荷 120kW。
35		丙烷压缩机	1	制冷负荷 200kW
36		丙烷吸入罐	1	1.9MPa DN600 H=1800
37	脱水脱烃单元	丙烷蒸发器	2	--
38		丙烷制冷机组	1	--
39		丙烷缓冲罐	1	1.9MPa DN1200×3600
40		低温分离器	1	$\Phi 1200\text{mm} \times 4000\text{mm}$
41		重接触塔	1	$\Phi 900\text{mm} \times 16950\text{mm}$
42		脱乙烷塔	1	1.2MPa DN1000/DN400 H=18280
43		脱丁烷塔	1	1.9MPa DN500 H=19710
44		再生气加热炉	1	600kW
45	储存及装卸单元	液化石油气储罐	8	$\phi 3200 \times 14000$
46		轻烃储罐	6	4 座 100 (106) m^3 ; 2 座 80 (84) m^3
47		液化气装车泵	2	$Q=25\text{m}^3/\text{h}$ H=123m
48		液化气装车头	2	--
49		轻烃装车头	2	--
50		混烃装车鹤管	1	--
51	公辅单元	循环水系统	--	包括开式循环冷却水塔、循环水池等设备
52		热水换热器、脱盐水制备间、化验间、工具间、控制值班室、低压配电室、变压器间等。	--	--
53		放空系统	1	包括凝液回收、点火系统、放空分液罐、阻火器、放空火炬等

3.2.5 主要原辅材料消耗

现有工程再生气加热炉需使用天然气作为原料，脱硫单元需添加药剂，现有工程原辅材料消耗情况见表 3.2-5。

表 3.2-5 现有工程原辅材料消耗情况一览表

序号	名称	主要成分	年消耗量		来源	储运方式	
			单位	消耗量		运输方式	贮存方式
1	天然气	甲烷	万m ³ /a	58.5	二号联轻烃站净化后的天然气	--	--
2	MDEA药剂	N-甲基二乙醇胺	m ³ /d	1.82	外购	汽车	不储存
3	润滑油	油类物质	t/a	5	外购	汽车	桶装贮存

3.2.6 公用工程

(1) 供电

利用区域现有 35kV 变电站电网系统。

(2) 供热

二号联轻烃站内生产用热采用再生气加热炉燃用清洁天然气供热，年运行时间为 8000h，1 座加热炉(0.6MW)燃料气年消耗量 58.5 万 m³。

(3) 给排水

①给水：现有工程用水主要包括生活用水及生产用水。

生产用水依托供水首站；生活用水由油田工程服务中心统一供应。站内工作人员共计 50 人，采取四班三运转制度，则生活用水量为 3.8m³/d；生产用水包括配置药剂用水 4m³/d、循环冷却水系统补水 15m³/d。

②排水：现有工程废水主要为生活污水。生活污水主要为盥洗废水，产生量约 3m³/d，依托采油二厂生活基地污水处理站处理。

3.2.7 工艺流程及产排污节点

二号联轻烃站 2005 年建成投产。主要负责 6 区、7 区、10 区北、12 区进入二号联合站的天然气处理，采用“增压+胺法脱硫+分子筛脱水+丙烷预冷+膨胀制冷+DHX 轻烃回收”工艺，生产干气、液化石油气及稳定轻烃。

(1) 进站分离单元

从 6 区、7 区、10 区北、12 区、二号联合站、四号联合站过来的天然气通过各自管道汇入进站分离单元阀室汇合后，依次进入双层进站分离器、原料气分离器和旋风分离器进行分离，主要是通过压力的突然释放使天然气中掺杂的少量凝析油分

离出来，天然气随后进入后续增压脱水单元，凝析油定期排入闭排罐缓冲，最终返回二号联合站原油处理系统处理；闭排罐中气体定期排入火炬中燃烧。

（2）增压单元

天然气首先进入原料气压缩机中进行增压达到 2.5MPa(温度 50℃左右)后，排气依次经过原料气压缩机出口空冷器、原料气冷却器和天然气冰机进行降温，其中原料气压缩机出口空冷器冷媒为空气，原料气冷却器冷媒为循环冷却水，天然气冰机冷媒为环保型制冷剂。经过三级降温后，可将天然气温度降低至 30℃左右。降温后的天然气进入后续湿法脱硫单元。

（3）湿法脱硫单元

增压单元过来的天然气(30℃、2.5MPa)依次进入酸气分离器、酸气过滤分离器，主要是去除天然气中的少量凝液(主要是轻烃组分)和机械杂质，酸气分离器产生的凝液进入凝液三相分离器和凝液缓冲罐分离出溶解的少量天然气后，最终进入后续碱洗单元。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净化气分离器进行分液，净化后的湿天然气(40℃,2.5MPa)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(40℃,2.5MPa)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，送至原料气压缩机前端。溶液中溶解的轻烃在闪蒸罐内分离并撇出溶液系统进入凝液三相分离器中。

从闪蒸罐底部抽出的 MDEA 富液依次进入预过滤器、活性炭过滤器和后过滤器过滤出携带的机械杂质、降解产物及细小活性炭颗粒。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，与塔内自下而上的蒸汽逆流接触，上升蒸汽气提出富液中的 H₂S 和 CO₂ 气体。

由 MDEA 再生塔顶部出来的酸性气体经再生塔顶空冷器冷却后进入 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。

热 MDEA 贫液自 MDEA 再生塔底部引出，然后经过贫/富液换热器、贫液空冷器后冷至 45℃。冷却后的 MDEA 贫液送至 MDEA 再生塔顶回流循环使用。

经过脱硫后的酸性气体经过再生气分离器分离后，依次进入预吸收塔和二次吸收塔内，与贫液槽中过来的液体充分接触吸收后，气体最终经过尾气分离器分离后进入火炬焚烧。预吸收塔和二次吸收塔塔底的液体进入富液槽后，通过泵打入再生槽，在再生槽内， H_2S 被三价铁离子(Fe^{3+})转化成单质硫，同时三价铁离子变成二价铁离子(Fe^{2+})，沉积在吸收氧化塔底部的硫单质通过硫浆泵泵入硫磺过滤机中，过滤出的液体通过溶液回收泵打回吸收氧化塔，硫膏装车外运。

(4) 脱水脱烃单元

经过 MDEA 吸收塔脱硫后的天然气首先进入净化气分离器、第二分离器和聚结过滤器过滤其中的少量水分后，进入分子筛干燥塔中进行进一步脱水，将原料气含水脱至 1ppm 以下，经出口过滤器除去粉尘及杂质，进入膨胀压缩机压缩中。分子筛泄放气定期排入火炬中燃烧，脱出水排入闭排罐，同凝析油一起最终返回二号联合站原油处理系统处理。

膨胀压缩机的工作原理是利用压缩气体膨胀降压时向外输出机械功，从而使气体温度降低。膨胀压缩机由膨胀端和压缩端组成，来气首先进入压缩端，经过压缩可将来气温度和压力提升(2.98~3.5MPa/83℃)，然后依次进入增压后空冷器、副冷箱 I、丙烷蒸发器、低温分离器降低温度(2.6~3.5MPa/-35℃)后，进入膨胀压缩机膨胀端，经过膨胀后天然气温度和压力进一步降低(0.78MPa/-76℃)。

随后膨胀后的天然气进入重接触塔，同来自脱乙烷塔顶部的 C2 冷凝液在重接触塔内进行逆向接触，天然气中的 C3 以上组分绝大部分被吸收进入塔底，从塔顶出来的天然气(-89℃)依次经过副冷箱 II、副冷箱 I 换热后形成净化后的干天然气，通过管道外输。重接触塔塔底出来的凝液随后进入经泵提升进入脱乙烷塔，脱乙烷塔底脱乙烷后的液烃靠自压去脱丁烷塔，在塔底重沸器的作用下蒸出液化气组分，再经水冷器冷却至 35℃ 进入回流罐然后用回流泵抽出，一部分打入塔顶作回流，一部分作为产品出装置。塔底稳定轻烃冷却至 35℃ 出装置，最终进入稳定轻烃储罐。

二号联轻烃站站场工艺流程见附图 14。

现有工程主要污染物排污节点见表 3.2-6。

表 3.2-6 现有工程主要排污节点汇总一览表

类别	序号	污染源名称	污染因子	防治措施	排放特征
废气	G ₁	再生气加热炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度	使用处理后清洁天然气，烟气经8m 烟囱外排	点源、连续
	G ₂	火炬燃烧废气	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	/	点源、连续
	G ₃	厂界无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	做好密闭措施，轻烃罐及液化气储罐使用浮顶罐，采用双重浸液式密封，定期对密封措施进行检查维护	面源、连续
废水	W ₁	生活污水	COD、SS、NH ₃ -N、BOD ₅	依托采油二厂生活基地污水处理站处理	连续
噪声	N ₁	再生气加热炉	噪声	基础减振	连续
	N ₂	压缩机		基础减振、厂房隔声	连续
	N ₃	泵类		基础减振、厂房隔声	连续
固废	S ₁	废润滑油	返回二号联合站原油处理系统处理		全部妥善处置
	S ₂	废润滑油桶	委托有资质单位接收处置		
	S ₃	过滤分离器废过滤介质			
	S ₄	废药剂包装	定期由厂家回收		
	S ₅	生活垃圾	送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置		

3.2.8 污染物达标情况

3.2.8.1 废气

二号联轻烃站废气主要为加热炉烟气、火炬燃烧废气及厂界无组织废气，加热炉使用经脱硫后的天然气供给燃烧，燃烧后产生的废气可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 2 标准。目前二号联轻烃站锅炉烟气可达标排放。结合排污许可执行报告及例行监测数据，锅炉烟气污染物排放量为颗粒物 0.10t/a、二氧化硫 0.01t/a、氮氧化物 0.76t/a。

二号联轻烃站厂界无组织废气非甲烷总烃排放浓度符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中无组织排放监控浓度周界外最高点 4.0mg/m³ 的限值要求，同时满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中“5 挥发性有机物排放控制要求”，硫化氢排放浓度符合《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级新改扩建标准限值要求。结合排污许可执

行报告及例行监测数据，无组织废气污染物排放量为非甲烷总烃 1.25t/a、硫化氢 0.03t/a。

由于火炬无相关废气排放标准且无法进行废气检测，本次按照经验公式进行计算其污染物排放量和排放速率等。

根据设计资料提供的数据，本项目进入火炬中的放空气量为 1326m³/d(55.25m³/h)，全部进入火炬中点燃，参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982—2018)和《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)中相关规定，火炬源计算公式具体如下：

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

式中：Si——火炬气中的硫含量，kg/m³；项目取值为 0.00002；

Qi——火炬气流量，m³/h；

ti——火炬系统 i 的年运行时间，h/a；

α ——排放系数，kg/m³；总烃系数取 0.002，氮氧化物取 0.054，二氧化硫根据物料衡算；

n——火炬个数。

根据公式核算可知，氮氧化物排放速率为 0.054kg/m³×55.25m³/h=2.98kg/h，非甲烷总烃排放速率为 0.002kg/m³×55.25m³/h=0.11kg/h，二氧化硫排放速率为 2×0.00002kg/m³×55.25m³/h=0.002kg/h。

根据核算，火炬中氮氧化物排放量为 26.10t，非甲烷总烃排放量为 0.96t，二氧化硫排放量为 0.02t。

根据 2024 年例行监测报告，监测结果统计见表 3.2-7 所示。

表 3.2-7 现有工程废气污染源及其治理措施一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m³)	主要处理 措施	标准	达标 情况
再生气加热 炉	真空加 热炉烟 气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	13.8 未检出 108 <1 级	使用净化后 的天然气作 为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气 污染物排放浓度限值	达标

二号联轻烃站无组织废气	站场无组织废气	硫化氢	未检出~0.008	做好密闭措施,定期对密封措施进行检查维护	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1 二级新改扩建标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.56~1.20		《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	

3.2.8.2 废水

根据现场调查,二号联轻烃站无生产废水产生;现场人员生活污水排入采油二厂生活基地污水处理站处理,达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2的B级标准后用于荒漠灌溉。

表 3.2-8 现有工程运营期废水产生情况一览表

类别	污染源名称	产生量(m ³ /d)	主要污染因子	污染物浓度(mg/L)	治理措施	污染物处理后浓度(mg/L)	排放去向
废水	生活污水	3	SS	220	依托采油二厂生活基地污水处理站处理	20	用于周边荒漠灌溉,不外排
			COD	400		60	
			BOD ₅	200		20	
			NH ₃ -N	25		15	

3.2.8.3 噪声

根据现场调查,现有工程站内设备全部选用低噪音设备,并设置隔声屏障,通过源头控制、基础减振、隔声、距离衰减等治理措施后,厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348—2008)中的2类区标准的要求。例行监测结果如下:

表 3.2-9 厂界噪声监测结果一览表 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	东场界					达标	达标
2	南场界					达标	达标
3	西场界					达标	达标
4	北场界					达标	达标

监测结果表明:厂界噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类昼间和夜间标准。

3.2.8.4 固体废物

根据二号联轻烃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 3.2-10。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 3.2-10 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	废润滑油	5	危险废物(HW08 900-214-08)	返回二号联合站原油处理系统处理	全部妥善处置
2	废润滑油桶	2	危险废物(HW49 900-041-49)	在二号联合站危废暂存间暂存后，定期由巴州联合环境治理有限公司接收处置	
3	过滤分离器废过滤介质	0.5	危险废物(HW49 900-041-49)		
4	废药剂包装	10	其他工业固体废物(SW59)	定期由厂家回收	
5	生活垃圾	13.7	—	送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置	

3.2.9 现有工程“三同时”执行情况

现有工程手续履行情况见表 3.2-11 所示。

表 3.2-11 现有工程基本情况一览表环评及验收情况一览表

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	新疆塔里木盆地塔河油田六区开发建设工程						
2	塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目						
3	二号联原油脱硫部分技术改造—降耗增效工程						
4	塔河油田二号联轻烃站硫磺回收系统隐患治理工程						
5	二号联轻烃站系统优化工程						
4	环境风险应急预案	中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件	采油二厂于 2024 年 12 月 6 日修编了应急预案，在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案(备案编号：652923-2024-218-L)				

		应急预案	
5	排污许可执行情况	西北油田分公司采油二厂联合站	2024 年 11 月 4 日排污许可证进行变更(证书编号为: 91650000742248144Q083U)

3.2.10 现有工程污染物年排放量

根据现场调查和实际监测结果，由于火炬燃烧产生的污染物无相关监测数据，本次以经验公式计算结果为主；加热炉核算过程中考虑满负荷进行计算，根据计算结果，现有工程污染物排放见表 3.2-12。

表 3.2-12 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	H ₂ S		
现有工程排放量	0.10	0.03	26.86	2.21	0.03	0	0

3.2.11 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

综合前述调查情况，以上现有工程均不涉及中央及自治区环保督察整改事项。与本工程相关的现有工程环境问题为：二号联轻烃站已建硫磺回收装置设计处理能力不足，导致部分含硫气放空至火炬燃烧，SO₂ 排放超标，存在环保风险；脱硫装置贫液空冷器空冷效果较差，导致吸收塔入口贫液温度高，导致脱硫塔出口湿净化气硫化氢浓度高，以及分子筛脱水装置再生气有机硫浓度高，无法与外输干气掺混后进入燃料气管网（总硫超标），目前放空至火炬燃烧，SO₂ 排放超标，存在环保风险。

为解决上述问题，消除二号联轻烃站硫磺回收装置超负荷运行带来的安全风险、环境污染风险隐患，满足未来开发生产需求，减少采油二厂对二号联轻烃站的管理强度，西北油田分公司采油二厂拟对二号联轻烃站硫磺回收装置、脱硫装置进行提升改造，以及优化再生气的去向。本工程施工期避免占用林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿；施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。

现有环境问题将随着本工程的实施，得以解决。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

3.3.1.1 项目名称

项目名称：采油二厂伴生气处理系统隐患治理工程。

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

3.3.1.2 建设性质

滚动开发（改扩建）。

3.3.1.3 建设地点

本工程位于塔河油田腹地，毗邻塔河油田二号联合站，中心地理坐标为：东经 $83^{\circ} 51'7.510''$ ；北纬 $41^{\circ} 19'8.390''$ 。行政区划隶属于库车市管辖，工程区中心西北距库车市城中心约 83km。地理位置见图 3.3-1

3.3.1.4 产能规模

本工程主要建设内容为：①二号联轻烃站内改造，包括硫磺回收装置：新建克劳斯硫磺回收装置 1 套，设计酸气量 $1900\text{Nm}^3/\text{h}$ ，酸气中 H_2S 浓度 31.1%(mol)，硫磺回收规模 20t/d；脱硫脱水装置：新建 1 台 $15\text{m}^3/\text{h}$ 胺液循环泵，1 台 650kW 冰机；新建液硫装车、碱洗废水装车撬 1 座；②新建 3 口单井（S67、TK699、TK6143X）再生气注气管线，管线长度 8.5km，管径 DN100，设计压力 1.6MPa；③配套电力、自控、通信、结构与安防、消防等配套工程。本工程建成后二号联轻烃站硫磺回收规模 20t/d，酸气处理能力为 $1900\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

3.3.1.5 建设周期

本工程计划 2026 年 1 月开始施工，2026 年 6 月完工，施工周期 6 个月。

3.3.1.6 项目投资

本工程总投资 9501.63 万元。

3.3.1.7 劳动组织及定员

本工程由西北油田分公司采油二厂进行全面管理，运营期不新增劳动定员，均依托现有管理区工作人员，井场无人值守。

3.3.2 项目背景

3.3.2.1 基本情况

塔河油田二号联轻烃站主要承担 6 区、7 区、10 区、12 区原油伴生气、四号联天然气（包括四号联负压稳定脱硫气、大罐气、分离器闪蒸气）、二号联天然气（包括二号联负压稳定脱硫气、大罐气、分离器闪蒸气）等天然气的处理，处理后天然气满足二类气指标要求，仅作为采油二厂单井、计转站、二号联以及轻烃站生产自用燃料气。液化气和稳定轻烃销售给中石化网外企业。

二号联轻烃站 2005 年建成投产，采用干法脱硫+分子筛脱水+膨胀制冷轻烃回收工艺，随着西北油田滚动开发，2006~2021 年先后共进行 3 次较大的优化改造。第一套硫磺回收装置于 2011 年设计，2012 年 10 月投入使用，设计潜硫量 6t/d，到

2015 年实际运行 6.67t/d。第二套硫磺回收装置 2020 年设计，2021 年投入使用，设计潜硫量 12t/d，目前实际运行 16.5t/d。

但因超稠油区难储量的快速规模动用，是导致设计不符的主要原因。方案设计时，十二区北部属于超稠油难动用储量（十二区北部 H_2S 含量 $68000\text{mg}/\text{m}^3$ ，十二区南部 H_2S 含量 $45000\text{mg}/\text{m}^3$ ），并未作为十四五期间的主要开发对象。但是，随着十二区北部高精度三维的采集、地质认识的深化，以及超稠油采油工艺技术的进步，十二区北部由前期难动用储量升级为相对落实可效益动用储量，地质工程一体化实现了储量规模动用，区域总井数由 252 上升至 397 口。同时于奇 30 万吨新阵地建成后（ H_2S 含量 $13000\text{mg}/\text{m}^3$ ）也于 2022 年 6 月管输进入二号联，导致二号联 H_2S 负荷进一步加大。

二号联所属区块天然气属于原油溶解气，气油比范围 $20\sim 100\text{m}^3/\text{t}$ 。其中：六区-七区，气油比 $100\text{m}^3/\text{t}$ ， H_2S 含量 $285\text{mg}/\text{m}^3$ ；十区北，气油比 $46\text{m}^3/\text{t}$ ， H_2S 含量 $25000\text{mg}/\text{m}^3$ ；十二区南部，气油比 $45\text{m}^3/\text{t}$ ， H_2S 含量 $45000\text{mg}/\text{m}^3$ ；十二区北部，气油比 $35\text{m}^3/\text{t}$ ， H_2S 含量 $68000\text{mg}/\text{m}^3$ ；于奇，气油比 $20\text{m}^3/\text{t}$ ， H_2S 含量 $13000\text{mg}/\text{m}^3$ 。

3.3.2.2 2026~2035 年开发预测

原油产量预测：预测未来 10 年，原油产量由 2025 年的 318.6 万吨/年缓慢降至 297 万吨/年；

液量及含水预测：目前进入含水快速上升阶段，未来开发以氮气驱、流场调整等方式为主，整体液量均呈上升趋势，液量由 894 万吨/年增加至 1449 万吨/年，综合含水由 62%增加至 80%，水量由 554.3 万吨/年增加至 1159 万吨/年。

伴生气气量预测：根据目前油藏潜力分析，后期气油比基本不发生变化，未来天然气产量保持基本规模；

氮气含量预测：目前氮气含量 25.2%，随着气窜井组逐年增加，每年按照 4% 含氮上升率，氮气的量呈现同步上升趋势。

CO_2 量预测：伴生气中 CO_2 含量基本不发生变化，但天然气中氮气的量增加， CO_2 含量呈下降趋势，预测为 5.4%。

总气量预测：2026 年至 2035 年期间，天然气产量保持在由 31.6-33 万方/天。

H₂S 含量预测：通过未来 10 年采油二厂 28 个主力单元和于奇年产量预测，未来 10 年高含 H₂S 的超稠油单元产量有一定增长，部分低含 H₂S 单元产量略有下降，天然气中 H₂S 含量总体稳中有升，2026~2035 年在 56000~58000mg/m³ 之间，预测 2030 年达到峰值 57760mg/m³。

3.3.2.3 硫磺回收装置处理能力不足

硫磺回收装置设计酸气量为 900Nm³/h，潜硫量 12t/d；目前总伴生气量达到 30.54 万方，酸气量 1401Nm³/h，总潜硫量 16.5t/d，超装置设计负荷 37.5%；存在站内部分酸气放空、排放不达标、刺鼻异味等环保问题。

根据开发未来 10 年预测，2030 年潜硫量达到最大 17.85t/d，酸气量 1516Nm³/h，超装置设计负荷 46.7%，装置处理能力缺口、环保风险进一步加大。因此，有必要对硫磺回收装置进行扩能改造。

3.3.2.4 脱硫脱水系统处理能力不足

（1）脱硫系统贫液温度高

二号联轻烃站脱硫采用胺法脱硫技术，原设计 H₂S 含量 41000mg/m³，目前实际进脱硫装置伴生气 H₂S 含量 54000~56000mg/m³，预测未来 H₂S 含量达到 56000~58000mg/m³。因硫化氢浓度增加，胺液循环量增加，夏季贫液空冷器出口温度不满足要求，设计 38~45℃（实际约 51~55℃），导致脱硫效果降低，湿净化气硫化氢含量约 120mg/m³。因此，有必要对脱硫贫胺液进行降温，提升脱硫效果。

（2）分子筛脱水系统再生气有机硫浓度高

由于原料气中有机硫含量较高，进入分子筛吸附后，导致分子筛再生气有机硫含量较高（约 2704mg/m³），再生气循环处理进轻烃单元后，液化气中有机硫超标。目前放空至火炬燃烧，存在环保风险。因此，有必要对分子筛再生气去向进行优化。

3.3.3 主要技术经济指标

本工程主要技术经济指标见表 3.3-1。

表 3.3-1 本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	克劳斯硫磺回收装置	套	1
2		胺液循环泵	台	1
3		冰机	台	1
4		液硫装车、碱洗废水装车撬	座	1
5		注气管线	km	8.5
6		新建硫磺回收规模	t/d	20
7		酸气处理能力	Nm ³ /h	1900
8		硫磺	t/a	6600
9	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kW·h/a	545.6
10		燃料气	10 ⁴ m ³ /a	183.95
11		脱盐水	t/a	4000
12	综合指标	总投资	万元	9501.63
13		环保投资	万元	188
14		总占地面积	hm ²	5.1
15		永久占地面积	hm ²	不新增占地
16		临时占地面积	hm ²	5.1
17		劳动定员	人	无人值守
18		工作制度	h	8760

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主要建设内容

本工程主要建设内容为：①二号联轻烃站内改造，包括硫磺回收装置：新建克劳斯硫磺回收装置 1 套，设计酸气量 1900Nm³/h，酸气中 H₂S 浓度 31.1%(mol)，硫磺回收规模 20t/d；脱硫脱水装置：新建 1 台 15m³/h 胺液循环泵，1 台 650kW 冰机；新建液硫装车、碱洗废水装车撬 1 座；②新建 3 口单井（S67、TK699、TK6143X）再生气注气管线，管线长度 8.5km，管径 DN100，设计压力 1.6MPa；③配套电力、自控、通信、结构与安防、消防等配套工程。本工程建成后二号联轻烃站硫磺回收规模 20t/d，酸气处理能力为 1900Nm³/h。

本次工程主要建设内容为站场扩建工程、集输工程、公辅工程、环保工程等；工程组成见表 3.3-2。

表 3.3-2 工程组成一览表

项目	基本情况			
项目名称	采油二厂伴生气处理系统隐患治理工程			
建设单位	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司			
建设性质	改、扩建			
建设地点	阿克苏地区库车市			
产能规模	本工程建成后二号联轻烃站硫磺回收规模 20t/d，酸气处理能力为 1900Nm ³ /h			
建设周期	180d			
项目内容	类型	单位	总计	备注
主体工程	集输工程	km	8.5	新建 3 口单井（S67、TK699、TK6143X）再生气注气管线
	站场工程	二号联轻烃站内改造，包括硫磺回收装置：新建克劳斯硫磺回收装置 1 套，设计酸气量 1900Nm ³ /h，酸气中 H ₂ S 浓度 31.1%(mol)，硫磺回收规模 20t/d；脱硫脱水装置：新建 1 台 15m ³ /h 胺液循环泵，1 台 650kW 冰机；新建液硫装车、碱洗废水装车撬 1 座。		
公辅工程	供电工程	硫磺回收装置双回电源建设，站内装置区附近新建 1 座 10/0.4kV 撬装箱变，双回 10kV 电源采用电缆直埋引自站外已建两条 10kV 线路。		
	供水工程	依托现有二号联轻烃站现有供水系统。		
	通信工程	本次扩建区域增加工业电视监控系统摄像头；新建硫磺处理装置生产数据传输，生产数据传输 12 芯光缆至轻烃站中控室。		
	消防工程	二号联轻烃站消防系统依托二号联消防系统，二号联设有完善的消防系统，能力满足新建装置区消防要求。轻烃罐区设有 DN200 消防环状管网 1 套，四周设有消火栓，消火栓保护半径可以覆盖新建装置区，因装置区设有碱洗塔约 35m，考虑设置消防炮进行保护，消防管线引自轻烃罐区已建消防管线，同时设置一定数量的移动灭火器扑救零星火灾。		
	自控工程	本次在二号联轻烃站扩建区域新建机柜间 1 座，机柜间设 DCS 系统 1 套、SIS 系统 1 套、GDS 系统 1 套、火灾报警系统 1 套，用于硫磺回收工艺装置区的仪表、阀门等信号采集及控制；并通过光缆将信号传输至已建控制室。对中控室已建的 DCS、SIS、GDS 系统扩容，用于脱硫工艺装置区的仪表、阀门等信号采集及控制。		
	道路工程	不新建道路，利用现有已建道路。		
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：二号联轻烃站脱硫后的酸气经尾气处理装置脱除有机硫后排放；采取密闭管道集输工艺。 退役期：采取洒水抑尘的措施。		
	废水	施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于荒漠区洒水降尘；生活污水依托现有污水处理系统，产生的废水水质简单，能够达标排放。 运营期：运营期生产废水主要为尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理。		

项目	基本情况	
		退役期: 无废水产生
	噪声	施工期: 选用低噪声施工设备, 合理安排作业时间; 运营期: 选用低噪声设备、基础减振; 退役期: 合理安排作业时间
	固体废物	施工期: 施工土方全部用于管沟和站场回填; 施工废料应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置; 运营期: 运营期产生的固体废物主要为废润滑油、废催化剂和废渣, 其中废润滑油、废催化剂属于危险废物, 废润滑油由有危废处置资质单位接收处置, 废催化剂由第三方厂家回收; 废渣排入站内排污罐中存放, 定期运送至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。 退役期: 建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。
	环境风险	运营期: 管道上方设置标识, 定期对管道壁厚进行超声波检查, 站场设置可燃气体报警仪, 完善突发环境事件应急预案; 退役期: 保证采取的措施有效可行。
	生态	施工期: 严格控制施工作业带宽度; 填埋所需土方利用管沟挖方, 做到土方平衡; 临时堆土防尘网苫盖; 设置限行彩条旗; 充分利用区域已建道路, 运输车辆按照规定路线行驶, 禁止随意开辟道路; 约束施工人员的行为, 严禁惊扰、猎杀野生动物。 运营期: 管道上方设置标志, 定时巡查井场、站场管道; 退役期: 洒水降尘, 地面设施拆除
依托工程	二号联合站	本工程运营期产生的含硫污水、设备检修废水依托塔河油田二号联合站, 塔河油田二号联合站污水处理设施设计处理能力 5000m ³ /d。污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺, 处理后的废水经过 500m ³ 缓冲罐进入外输泵房, 全部用于油井回注。
	塔河油田绿色环保站	本工程运营期产生的尾气碱洗废水、含盐废水依托塔河油田绿色环保站。塔河油田绿色环保站包含原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污泥处理站。塔河油田绿色环保站内设有 1 座 9000m ³ 废液接收池(包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池)、1 套处理能力 1430m ³ /d 的一体化设备配套处理设施(包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池)、一体化气浮处理设备及相应的公用设施
	库车经济技术开发区工业固体废物填埋场	工业固体废物填埋场位于阿克苏地区静脉产业园(东区)内, 库车市垃圾填埋场东南侧。近期处理规模200吨/天, 远期处理规模100吨/天, 总库容80万方, 填埋场区占地面积11.2万平方米。

3.3.4.2 总体布局

本工程在二号联轻烃站新建 1 套“克劳斯+直接选择性氧化+烟气碱洗脱硫”硫磺回收装置, 设计酸气处理能力为 1900Nm³/h, 潜硫量 20t/d, 操作弹性 30%-110%; 本次为了解决脱硫装置贫胺液温度高问题: 新建 1 台胺液循环泵 15m³/h, 并在在贫液空冷器后端增设 1 套 650kW 的冰机, 将贫液温度由 55℃降低至 38℃; 同时新建 3 条注气管线将高含有机硫分子筛脱水再生气分别输至轻烃站就近的 3 口注气井进行回注, 解决分子筛再生气有机硫含量高放空环保问题。工程平面布置图见图 3.3-3。

3.3.4.3 开发指标预测

自 2022 年注氮开发以来，二号联轻烃站伴生气气量由原来 $15\sim 25\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 上升至目前的 $30.54\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。根据西北油田分公司开发和生产部门对二号联轻烃站未来 10 年的进站气量进行预测，近 10 年的进站气量呈现先递增后减少趋势，到 2030 年进站气量达到最大值，为 $33.01\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。预测见表 3.3-3 所示，本工程新增工程内容开发指标预测见表 3.3-4。

表 3.3-3 轻烃站天然气产能预测表

时间 年	6、7 区	10、12 区	二号联	四号联	于奇	二号联采出水气提气	气井气	合计
	$10^4\text{ Nm}^3/\text{d}$							
2025	2.26	11.22	4.66	6.95	0.60	1.35	3.50	30.54
2026	2.20	11.80	4.70	7.35	1.20	1.35	3.00	31.60
2027	2.12	12.35	4.72	7.51	1.40	1.35	2.50	31.95
2028	2.01	13.02	4.65	7.50	1.60	1.35	2.00	32.13
2029	1.95	13.47	4.60	7.50	1.70	1.35	2.00	32.57
2030	1.94	13.45	4.58	7.48	1.68	1.37	2.51	33.01
2031	1.91	13.43	4.58	7.47	1.67	1.39	2.47	32.92
2032	1.89	13.39	4.56	7.46	1.65	1.40	2.38	32.73
2033	1.86	13.36	4.55	7.44	1.63	1.43	2.30	32.57
2034	1.83	13.35	4.43	7.41	1.60	1.45	2.22	32.29

3.3.4.4 主体工程

3.3.4.4.1 二号联轻烃站扩建

(1) 二号联轻烃站基本情况

二号联轻烃站 2005 年建成投产，采用干法脱硫+分子筛脱水+膨胀制冷轻烃回收工艺，随着西北油田滚动开发，2006~2021 年先后共进行 3 次较大的优化改造。第一套硫磺回收装置于 2011 年设计，2012 年 10 月投入使用，设计潜硫量 6t/d，到 2015 年实际运行 6.67t/d。第二套硫磺回收装置 2020 年设计，2021 年投入使用，设计潜硫量 12t/d，目前实际运行 16.5t/d。

表 3.3-4 二号联轻烃站改造情况

序号	建设时间	建设内容	备注
1	2005 年	干法脱硫+原料气增压+分子筛脱水+膨胀制冷轻烃回收工艺	天然气处理规模 $15 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$, H_2S $335 \text{mg}/\text{m}^3$
序号	改造时间	改造内容	改造效果
1	2011 年	匹配天然气产能和硫磺规模,干法脱硫工艺改造为 MDEA 工艺,并配套建设双塔络合铁硫磺回收装置,脱硫装置设计规模 $40 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$, H_2S $20122 \text{mg}/\text{m}^3$, 硫磺回收规模 $6 \text{t}/\text{d}$ 。	干法脱硫改为胺法脱硫,并增加硫磺装置。
2	2018 年	匹配天然气 H_2S 浓度 ($41000 \text{mg}/\text{m}^3$) 变化,对二号联轻烃站脱硫系统、轻烃回收系统进行优化提升,更换脱硫塔、再生塔、主冷箱等核心设备。	满足脱硫需求,年增效 1520 万元
3	2021 年	硫磺回收装置改造,双塔络合铁装置改造为单塔自循环硫磺回收装置,硫磺回收规模 $12 \text{t}/\text{d}$ 。	提高硫磺装置处理能力

目前,轻烃站现有主要天然气处理工艺包括:天然气进站分离增压、复合胺脱硫脱碳、分子筛脱水、凝液回收(DHX 工艺)、硫磺回收(单塔自循环)等。目前轻烃站气处理系统最大处理能力详见表 3.3-5。

表 3.3-5 轻烃站气处理系统最大处理能力

序号	单元名称	核算最大处理能力
1	进站分离增压	进气量: $40 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
2	脱硫单元	进气量: $35 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$; 硫化氢浓度: $58000 \text{mg}/\text{m}^3$
3	分子筛脱水	进气量: $35 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
		再生气: $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
		再生气加热炉: 600kW
4	凝液回收	丙烷制冷: 800kW
		膨胀机: $36 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
5	硫磺回收	酸气量: $900 \text{Nm}^3/\text{h}$; 潜硫量: $12 \text{t}/\text{d}$

图 3.3-4 二号联轻烃站现有流程

(2) 本次扩建内容

本工程在二号联轻烃站新建 1 套“克劳斯+直接选择性氧化+烟气碱洗脱硫”硫磺回收装置，设计酸气处理能力为 $1900\text{Nm}^3/\text{h}$ ，潜硫量 20t/d ，操作弹性 30%-110%；本次为了解决脱硫装置贫胺液温度高问题：新建 1 台胺液循环泵 $15\text{m}^3/\text{h}$ ，并在在贫液空冷器后端增设 1 套 650kW 的冰机，将贫液温度由 55°C 降低至 38°C 。

表 3.3-6 二号联轻烃站扩建工作量统计表

序号	设备	名称	数量	规格型号
1	克劳斯硫磺回收装置	酸气分液罐	1	立式 $\Phi 600 \times 2600$ （筒体）
2		主风机	2	3560kg/h ， 70kPa
3		酸气预热器	1	管壳式 $\Phi 800 \times 2600$ ， 210kW
4		空气预热器	1	管壳式 $\Phi 800 \times 2200$ ， 120kW
5		制硫炉主烧嘴	1	90 型
6		制硫炉	1	$\Phi 1500 \times 5900$
7		制硫炉废热锅炉	1	管壳式， 1537kW
8		一级反应预热器	1	管壳式 $\Phi 800 \times 2600$ ， 135kW
9		二、三级硫冷凝器	1	管壳式 $\Phi 1200 \times 7000$ ， $121/65\text{kW}$
10		二级反应预热器	1	管壳式 $\Phi 800 \times 2600$ ， 140kW
11		一、二级克劳斯反应器、三级加氢反应器、选择性氧化反应器	1	$\Phi 2400 \times 13000$

序号	设备	名称	数量	规格型号
12		三级反应预热器	1	管壳式 $\Phi 800 \times 2600$, 135kW
13		选择性氧化预热器	1	管壳式 $\Phi 800 \times 2200$, 109kW
14		制硫炉、一级硫冷凝器	1	管壳式 $\Phi 1600 \times 8000$, 241/300kW
15		选择性氧化硫冷凝器	1	管壳式 $\Phi 1400 \times 7500$, 207kW
16		蒸汽冷凝器	1	空冷器, 热负荷 206kW
17		液流池硫冷凝器	1	管壳式, 3kW
18		液硫脱气筒	3	L \times W \times H: 600 \times 700 \times 1750
19		酸水泵	2	Q=2m ³ /h, H=40m, 4kW
20		液硫泵	2	15m ³ /h, 40m
21		低压蒸汽闪蒸罐	1	立式 $\Phi 500 \times 3200$
22		锅炉排污罐	1	立式 $\Phi 500 \times 3300$
23		锅炉排污泵	2	Q=2m ³ /h, H=20m, 3kW
24		焚烧炉鼓风机	2	流量 4344kg/h, 升压 35kPa
25		埋地脱气存储一体式 混凝土液硫池	1	L \times W \times H: 18000 \times 4000 \times 3300
26		氧化空气预热器	1	管壳式 $\Phi 400 \times 2200$, 16kW
27		焚烧炉烧嘴	1	YIB-4769
28		焚烧炉	1	$\Phi 2600 \times 5500$
29		焚烧炉废热锅炉	1	管壳式换热器, 热负荷 1559kW
30		硫封罐	6	
31		硫捕集器	1	$\Phi 800 \times 3100\text{mm}$
32		碱洗塔	1	$\Phi 1600/2800 \times 17000$
33		上逆喷管	1	$\Phi 600$, H=6500
34		下逆喷管	1	$\Phi 800$, H=6300
35		循环液冷却器	1	空冷器, 1850kW
36		上循环液循环泵	2	Q=200m ³ /h, H=55m
37		下循环液循环泵	2	Q=200m ³ /h, H=40m
38		锅炉排污空冷器	1	空冷器, 热负荷 115kW
39		尾气换热器	1	管壳式, 481kW
40		装车撬	1	L \times W \times H: 8500 \times 2600 \times 7000
41		碱液罐	1	$\Phi 2600$, L=8000
42		废液缓冲罐	1	$\Phi 2000$, H=3500
43		废水罐	1	$\Phi 3800$, H=6400

序号	设备	名称	数量	规格型号
44		液封管	1	DN200, H=2600
45		废水泵	2	Q=30m ³ /h, H=70m
46		污水装车鹤管	1	Q=30m ³ /h
47		碱液泵	2	Q=2m ³ /h, H=40m
48		减温减压撬	1	
49		静态混合器	1	
50		抽空器	1	
51	脱硫装置	胺液循环泵	1	Q=15m ³ /h, H=335m
52		制冷机组（氟利昂制冷机组）	1	冷却负荷 650kW

（3）平面布置

区域位置：轻烃站毗邻塔河油田二号联合站，本次新建装置区位于轻烃站南侧区域，相对二号联合站西南侧区域。

工艺装置区：将轻烃站南侧原已停用的碱渣处理装置区拆除，并新建克劳斯工艺装置，工艺装置区占地 86×25m，脱硫制冷机组、贫液泵设置在已建脱硫装置区。

装车区：液硫、碱洗废水装置布置在西南侧；

辅助用房区：新建机柜间、撬装箱变布置在站场东南侧，靠近新建克劳斯工艺装置区布置。总平面布置图见 3.3-5。

图 3.3-5 本次扩建总平面流程图

(4) 工艺流程

①硫磺回收装置：克劳斯+直接选择性氧化+烟气碱洗脱硫

本次扩建的硫磺回收装置（克劳斯+直接选择性氧化+烟气碱洗脱硫）工艺主要为：脱硫再生塔排出的酸气进制硫炉和克劳斯反应器后，剩余未反应 H_2S 再进入选择性氧化反应器进行进一步转化，总硫回收率达到 98% 以上，剩余未转化的硫（约 2%）进入到尾气焚烧段进行焚烧转化成 SO_2 ，焚烧后烟气进入后烟气碱洗脱除 SO_2 ，排放尾气中 SO_2 浓度 $< 800\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，达标排放。

图 3.3-6 硫磺回收装置总工艺流程图

1) 工艺流程-制硫炉及一、二级克劳斯部分：酸气在制硫炉内不完全燃烧， H_2S 和 SO_2 在高温下反应生成元素硫，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。

图 3.3-7 工艺流程-制硫炉及一、二级克劳斯部分流程图

2) 工艺流程-第三级及选择性氧化部分：前端两级克劳斯催化转化部分出口过程气，进入第三级反应器继续发生克劳斯反应，并将残留的 SO_2 大部分转化为 H_2S ，再进入选择性氧化反应器，与空气发生氧化反应，生产单质硫。

图 3.3-8 工艺流程-第三级及选择性氧化部分流程图

3) 工艺流程-尾气焚烧部分：选择性氧化反应器残余的 H_2S 、 COS 、 CS_2 、硫雾全部进入尾气焚烧炉焚烧，硫元素全部转化成 SO_2 ，然后进入烟气碱洗部分。

图 3.3-9 工艺流程-尾气焚烧部分流程图

4) 工艺流程-烟气碱洗脱硫部分：焚烧后烟气进入后烟气碱洗脱除 SO_2 ，排放尾气中 SO_2 浓度 $< 800\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，达标排放。

图 3.3-10 工艺流程—烟气碱洗脱硫部分流程图

②脱硫装置

本次为了解决脱硫装置贫胺液温度高问题：新建 1 台胺液循环泵 15m³/h，并在在贫液空冷器后端增设 1 套 650kW 的冰机，将贫液温度由 55℃降低至 38℃。

图 3.3-11 脱硫脱水装置局部流程图

3.3.4.4.2 集输工程（再生气回注）

目前，二号联轻烃站分子筛脱水装置再生气有机硫浓度高（95~1925mg/m³），无法与外输干气掺混后进入燃料气管网（总硫超标），采用放空至火炬燃烧，SO₂ 排放超标，存在环保风险。

二号联轻烃站分子筛再生气含氮量较高，热值较低，利用率低，故本次采用将高含氮再生气进行回注的方式解决再生气有机硫含量高放空环保问题。

经与油藏结合有注气开发需求，选取就近 S67、TK699、TK6143X 作为回注井场，将高含氮再生气回注，剩余可注气时间 10.9 年。故本次新建新建 3 口单井（S67、TK699、TK6143X）再生气注气管线，管线长度 8.5km，管线走向详见图 3.3-11。

表 3.3-7 管线工程工作量一览表

工程内容	起点	终点	规格	单位	数量	管道材质
注气管线	S67	二号联轻烃站	DN100, 1.6MPa	km	3.0	碳钢
	TK699		DN100, 1.6MPa	km	2.5	
	TK6143X		DN100, 1.6MPa	km	3.0	

3.3.4.5 配套工程

3.3.4.5.1 给排水工程

(1) 给水

本工程轻烃站新建硫磺回收装置区主要用水为烟气碱洗、凝结水除氧器补水，正常平均补水量 0.5m³/h，间歇用水。二号联轻烃站设有脱盐水装置，产水量 2m³/h，间歇用水。已建脱盐水系统满足本工程烟气碱洗、凝结水除氧器补水的用量和水质要求。本工程就近将脱盐水管线接入用水点。

(2) 排水

施工期施工人员的生活污水，依托塔河油田二厂厂部基地现有公共设施，不需设置临时厕所和生活场地，不新增临时集中式污水排放点。施工期管线的试压废水，主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

运营期工作人员内部调配，无生活污水产生。生产废水主要为尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理。

3.3.4.5.2 供配电工程

二号联轻烃站原变配电系统维持不变，新增工艺装置总用电负荷为 633kW，装置附近新建 10/0.4kV 2×800kVA 撬装箱变 1 座（2 台 S22-800/10 10/0.4kV 800kVA，10kV 环网柜 2 面，GGD3 低压配电柜 18 面，其中 1 面脱硫装置冰机厂家提供的

250kW 变频柜），为新建工艺装置配电，双回 10kV 电源采用电缆直埋引自站外已建两条 10kV 线路。新建不间断电源 UPS 装置 1 套，380V/380V 30kVA，后备 1 小时，为重要负荷供电，安装在机柜间旁新建 UPS 间内；新建装置区设户外防爆配电箱 7 台，为电伴热供电。

3.3.4.5.3 自控工程

二号联轻烃站设有站控系统（SCS）1 套，包括：集散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、气体泄漏报警系统（GDS），其中安全仪表系统（SIS）包括紧急关断系统（ESD）和消防控制系统（FAS）两个子系统。

DCS 系统负责监控站场工艺的生产运行，保障站场日常生产操作；ESD 系统完成整个站场的自动或手动紧急切断，保障站场人员与设备的安全；FAS 与 GDS 系统完成火气探测、报警及消防联动等功能。

轻烃站站控系统机柜间共包含两个区域：中控室机柜间和络合铁硫磺回收机柜间。两个机柜间剩余空间均不满足本工程扩容要求。故本工程对中控室已建的 DCS、SIS、GDS 系统扩容，负责接收脱硫区新增仪表信号；在硫磺回收区工艺区新建机柜间 1 座，机柜间放置集散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、气体泄漏报警系统（GDS）各 1 套、火灾报警控制系统 1 套。各系统的设置如下：

（1）集散控制系统（DCS）

DCS 系统主要对硫磺回收工艺区进行常规检测与 PID 控制，顺序控制，以及输入/输出监视和数据采集，历史数据记录和报表生成，报警指示记录。通过终端人机界面的显示器能够显示全厂工艺流程图及各种主要工艺参数，工艺参数的历史趋势，机、泵的启停状态，调节阀的开度及状态报警等。

DCS 系统由操作站（放置于已建的控制室）、控制站、I/O 机柜、端子柜及网络设备等组成。

（2）安全仪表系统（SIS）

安全仪表系统采用冗余容错技术，应具有高可靠性，系统的可利用率不低于 99.99%。系统应具备标准化操作和工程技术环境，能与 DCS 系统进行通讯，安全仪表系统（SIS）按故障安全型（Fail-Safe）设计。SIS 系统的设计应符合 IEC 61508

和 IEC 61511 标准要求，安全完整度等级不低于 SIL2 级；SIS 满负荷工作时，系统的 CPU、通信负荷不应大于 50%。

SIS 系统能与 DCS 系统进行实时数据通讯。SIS 系统应具有顺序事件（SOE）记录功能。在操作站上能监视联锁动作及报警显示；在 SIS 上还设置超驰功能，以便于系统启动、操作、维修。对关键的联锁回路，要求检测仪表和执行机构单独设置。

（3）可燃及有毒气体检测报警系统（GDS）

气体报警系统(GDS)由可燃气体探测器、有毒气体探测器及 1 套逻辑控制(PLC)站组成。GDS 控制站按照处理器模块、电源模块、通信模块 1:1 冗余配置。PLC 控制系统设置在机柜间。现场气体探测设备探测到可燃/有毒气体泄漏时，发出信号给气体监控 PLC 系统，以声光形式报警，提示操作人员确认气体泄漏状态，并根据控制逻辑在 PLC 内完成相关的联锁控制。GDS 满负荷工作时，系统的电源、软件、CPU、内存、通信负荷和其他各种负载不应大于 50%。

对工艺装置区、电池间等处可燃气体、有毒气体探测器进行实时监测报警。

现场探测设备包括：可燃气体探测器、有毒气体探测器、声光报警设备等。

（4）火灾自动报警系统

为及时发现火灾保护人员和设备安全，新增工艺装置区设置总线式火灾自动报警系统，主要用于新增工艺装置区的火灾检测报警。火灾自动报警采用总线式结构，由现场探测设备和安装在室内的火灾报警控制器组成。

在建筑物各房间内均设置火灾检测探头或报警设备（包括：感烟探测器、感温探测器、声光报警器、手动报警按钮等），当发生火灾时及时报警，并将报警信号传至机柜间火灾报警控制器，火灾报警控制器将报警信号传至站内 DCS/SIS 系统。

现场探测设备包括：火焰探测器、手动报警按钮、声光报警设备等。

3.3.4.5.4 通信工程

（1）视频监控系统

根据《工业电视系统工程设计规范》GB/T 50115-2019 的要求，本工程在扩建硫磺回收区新增 9 台摄像机，对硫磺回收装置区、热力除氧装置区、新建机柜间及配电室等进行监控，除机柜间及配电室非防爆场所采用非防爆摄像机，其余均采用防爆型摄像机，防爆等级不低于 Exdb IIB T4 Gb。前端摄像机采用数字网络高清摄

像机，清晰度不低于 1080P，视频监控图像通过光缆或网线接入扩建区域新建机柜间，然后通过 12 芯光缆上传至轻烃站中控室视频监控系统。视频监控图像按 1080P 格式进行存储，在机柜间就地存储，存储时间不小于 90 天，并通过已建光缆上传至中控室远程监控。机柜间新建 16 路硬盘录像机 1 台，配套 6T 硬盘 8 块。

（2）生产数据传输

新建硫磺回收装置机柜间 PLC 数据需要上传至轻烃站中控室工控系统数据传输采用工业以太网交换机，协议为 Modbus TCP/IP，接口为 RJ45，本次自机柜间新建生产数据传输 12 芯光缆至轻烃站中控室，生产数据和监控视频传输各采用 1 条光缆，实现物理隔离，互为备用，提高了传输可靠性。

（3）线缆敷设

光缆在场区内直埋或沿已建仪表桥架敷设，直埋敷设时应埋设在冻土层以下，且埋深不小于 1.2m，引下、过路及穿墙时穿保护钢管。

3.3.4.5.5 消防工程

二号联轻烃站消防系统依托二号联消防系统，目前设有 2 套消防系统。消防系统覆盖范围除二号联外，还包括输油首站。原油储罐设置固定式喷淋冷却消防系统及固定式泡沫混合液灭火系统。第一套消防系统建有 2 座 2000m³ 消防水罐，消防冷水泵 3 台，平衡式泡沫比例混合装置 1 套；第二套消防系统建有 2000m³ 钢制消防水罐 2 座，消防冷却水泵 2 台，泡沫消防水泵 2 台及稳压装置 1 套。

二号联设有完善的消防系统，能力满足新建装置区消防要求。轻烃罐区设有 DN200 消防环状管网 1 套，四周设有消火栓，消火栓保护半径可以覆盖新建装置区，因装置区设有碱洗塔约 35m，考虑设置消防炮进行保护，消防管线引自轻烃罐区已建消防管线，同时设置一定数量的移动灭火器扑救零星火灾。

3.3.4.5.6 防腐工程

本工程新建注气管线采用碳钢材质，外防腐涂层的设计使用年限应不小于 15 年，防腐涂层要求如下：

（1）地上钢结构、工艺钢质管线、设备以及设备、储罐附属结构（盘梯、抗风圈等）的外表面（不保温，介质温度 $\leq 100^{\circ}\text{C}$ ）。底漆：环氧富锌底漆，1 道，80 μm ；中间漆：环氧云铁中间漆，2 道，120 μm ；面漆：脂肪族聚氨酯面漆，2 道，80 μm ；总干膜厚度 $\geq 280\mu\text{m}$

(2) 埋地钢质管道外表面 (介质温度 $\leq 80^{\circ}\text{C}$)

a.埋地消防管线等不保温管线外表面

埋地消防管线 (不保温) 外表面采用加强级三层 PE 防腐层 (内表面采用无溶剂液体环氧涂层, 干膜厚度, $\geq 450\mu\text{m}$)

b.其他埋地管道外涂层如下:

底层: 无溶剂液体环氧涂料, 2 道, $400\mu\text{m}$

面层: 缠绕聚丙烯胶粘带, 带间搭接为带宽 55%, 其中: 带宽 150mm, 厚度 1.15mm。

(3) 埋地钢结构和钢套管外表面 (介质温度 $\leq 80^{\circ}\text{C}$, 不保温)

无溶剂液体环氧涂料, 2 道, 600 μm 。

(4) 地上保温管道、设备的外表面 ($-35^{\circ}\text{C} \leq$ 介质温度 $\leq 200^{\circ}\text{C}$)

耐高温环氧酚醛涂料, 2~3 道, 300 μm 。

(5) 保温管线、设备外表面 ($200 <$ 介质温度 $\leq 400^{\circ}\text{C}$)

底漆: 无机富锌底漆, 1 道, 70 μm

面漆: 有机硅铝粉耐热面漆, 3 道, 60 μm

总干膜厚度 $\geq 130\mu\text{m}$

(6) 需要涂色的地上镀锌钢管外表面 (不保温, 介质温度 $\leq 100^{\circ}\text{C}$)

底漆: 环氧钝化底漆, 1 道, 50 μm

中间漆: 环氧云铁中间漆, 1 道, 75 μm

面漆: 丙烯酸聚氨酯面漆, 2 道, 80 μm

(7) 埋地不锈钢管线、镀锌钢管外表面

采用聚丙烯网状增强纤维防腐胶带 (带间搭接为带宽 50%~55%)

(8) 地下碱液罐 (保温, 介质温度 $\leq 80^{\circ}\text{C}$)

不锈钢专用防腐涂料, 2 道, $\geq 400\mu\text{m}$

3.3.4.5.7 道路工程

随着塔河油田的不断开发, 油田内道路不断增多, 并与油田周围乡村路形成更紧密的路网, 内部道路配套完善, 主要巡线道路为三级沥青路面, 其余单井巡线道路为简易砂石路面。本工程不新增道路, 均依托现有道路。

3.3.4.6 依托工程

3.3.4.6.1 二号联合站

(1) 基本情况

塔河油田二号联合站和二号轻烃站于 2002 年 4 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环监函〔2002〕68 号),2009 年 4 月 15 日对二号联合站进行第一次扩建,取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环监函〔2009〕151 号),并于 2015 年 8 月 12 日取得备案意见(新环函〔2015〕909 号);第二次扩建工程于 2015 年 4 月 9 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环函〔2015〕353 号),2019 年 6 月进行了自主验收。

(2) 水处理系统

塔河油田二号联合站污水处理设施设计处理能力 5000m³/d。污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺,处理后的废水经过 500m³缓冲罐进入外输泵房,全部用于油井回注。

塔河油田二号联合站水处理系统位于二号联合站内东侧区域,呈长方形,自北向南可依次分为水处理区(主要是采出水接收罐、核桃壳过滤器、电化学预氧化装置、缓冲罐、加药装置等)、罐底水回收区(主要是回收池)。

工艺流程为:二号联合站处理污水处理系统主要生产流程:含油污水→接受罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。

二号联合站污水处理系统设计能力与实际处理量见下表 3.2-6。

(3) 依托可行性分析

本工程运营期产生的含硫污水、设备检修等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理。运营期产生的含硫污水量约为 87.6t/a (0.24m³/d)、设备检修量为 36t/a (1.2t/h),依托富余情况如表 3.3-8 所示。

表 3.3-8 依托工程可行性分析一览表

二号联合站情况			本工程需处理量	依托可行性
分类	设计最大处理规模	现状富余量		
生产废水(m ³ /d)	5000	230	1.44	

综上可知，二号联合站富余量可以满足本工程生产废水处理要求，本工程生产废水依托现有二号联合站处理可行，经过四期的注水工程建设，塔河3区、4区、6区、7区已有主、支干线的覆盖，8区、10、12区及托甫台区的主力井区也有主干线覆盖塔河油田采油废水经处理达到回注水标准后依托已建的注水管线可达到全部回注。本工程位于塔河6区区块内，废水经二号联的污水处理系统处理达到回注标准后可以依托塔河油田已建注水管线。

3.3.4.6.2 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站简称“塔河油田绿色环保站”（原为塔河油田一号固废液处理站）。本工程碱洗废水，依托绿色环保站处理。绿色环保站于2014年6月23日取得环评批复（阿地环函字〔2014〕236号），并于2015年12月17日取得竣工环保验收批复（阿地环函字〔2015〕501号）。2015年7月13日取得了扩建工程环评批复（新环函〔2015〕811号），并于2016年12月27日取得竣工环保验收批复（新环函〔2016〕2005号）。

（1）基本情况

绿色环保工作站，原为塔河油田一号固废液处理站，位于库车市与轮台县交界处。绿色环保站位于塔河油田S61井附近，库车市境内，距离东南侧一号联合站约4km，距离西侧的塔河油田二号联合站约15km，离西南侧的塔河油田三号联合站约34km，其南侧约1.8km处是塔河油田主干道，交通便利。绿色环保工作站主要有油污泥处理、废液处理、生活垃圾处理3部分工艺流程。油污泥处理部分，对其中受浸土(含油量<5%)入场计量后，依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司处理；含油污泥(含油量>5%)，自行在绿色环保工作站内处理；废液在站内自行处理；生活垃圾采用填埋处置。

（2）水处理系统

塔河油田绿色环保站包含原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田油污泥处理站。塔河油田油污泥处理站紧邻塔河油田一号固废液处理站。塔河油田一号固废液处理站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及生活垃圾、含油废物等。塔河油田一号固废液处理站现有2座10000m³工业垃圾池、库容73100m³的生活垃圾池、6座总容积为10×10⁴m³固体垃圾池、3座总容积为36000m³油污泥接收池、

1 座 5000m³ 脱硫剂暂存池、1 座 5000m³ 药渣暂存池、1 座 9000m³ 废液接收池(包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池)、1 套处理能力 1430m³/d 的一体化设备配套处理设施(包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池)、一体化气浮处理设备及相应的公用设施。各井钻井、酸化、压裂等作业废液由罐车从各井场拉运至卸液接收池, 进行分离后, 由泵提升进入沉淀池, 然后进行药剂混合、沉降分离, 上清液进入过滤器, 进入净化水池储存, 达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后通过注水泵回注地层。塔河油田绿色环保站内的废液接收池、加药调节池、废液沉降池、沉降池、石灰搅拌池等均填土面铺 100mm 厚混凝土, 下防水土工膜, 防渗系数 $<1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$ 。

(3) 依托可行性分析

本工程运营期产生的尾气碱洗废水、含盐废水采用专用罐收集, 拉运至塔河油田绿色环保站处理。运营期产生的尾气碱洗废水量约为 5544t/a (0.7m³/h)、含盐废水量为 1980t/a (0.25t/h), 依托富余情况如表 3.3-8 所示。

表 3.3-8 依托工程可行性分析一览表

单元名称	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
废液处理系统	设计处理能力 65m ³ /h	实际处理量 9.2m ³ /h	富余处理能力 55.8m ³ /h	0.95m ³ /h	可行

综上所述, 塔河油田绿色环保站富余量可以满足本工程生产废水处理要求, 本工程生产废水依托现有塔河油田绿色环保站处理可行

3.3.4.6.3 库车经济技术开发区工业固体废物填埋场

(1) 基本情况

库车经济技术开发区工业固体废物填埋场于 2019 年 11 月 1 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于库车经济技术开发区工业固体废物填埋场项目环境影响报告书的批复》(新环审〔2019〕263 号), 2020 年 5 月 20 日主体建成, 于 2020 年 6 月完成环保验收工作。

库车经济技术开发区工业固体废物填埋场位于阿克苏地区静脉产业园(东区)内, 库车市垃圾填埋场东南侧。近期处理规模 200 吨/天, 远期处理规模 100 吨/天, 总库容 80 万方, 填埋场区占地面积 11.2 万平方米。

(2) 依托可行性

本工程施工期总的施工废料产生量约为 1.7 吨。库车经济技术开发区工业固体废物填埋场近期处理规模 200 吨/天，远期处理规模 100 吨/天，总库容 80 万方；目前工业垃圾填埋池未填满，余量约为 60 万立方米，余量较大，故可满足项目处理要求，依托可行。

3.3.4.7 产品方案、产品性质

本工程产生的硫与三号联轻烃站、9 区净化站的硫膏一起集中处理。产品符合《工业硫磺质量标准》（GB/T2449.2-2015）一等品指标，规格见表 3.3-9。

表 3.3-9 工业硫磺优等品指标

序号	项目	指标
1	硫（S），w/%≥	常温下呈黄色或淡黄色，无肉眼可见杂质
2	水分，w/%≤	99.50
3	灰分，w/%≤	0.20
4	酸度（以 H ₂ SO ₄ 计），w/%≤	0.05
5	有机物（以 C 计），w/%≤	0.005
6	砷（As），w/%≤	0.10
7	铁（Fe），w/%≤	0.001
8	硫化氢和多硫化氢（以 H ₂ S 计），w/%≤	0.005
9	硫（S），w/%≥	0.0015

3.3.4.8 本工程各类平衡

（1）硫平衡

根据可研，本工程进气量为 $33.01 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，天然气含 H₂S 57760mg/m³，含 S 5921.9t/a，经过“两级克劳斯+加氢还原+选择性氧化”硫磺回收工艺装置处理后，硫磺回收率 98.42%，脱出单质硫 5825.3t/a，硫磺回收尾气经焚烧后产生 SO₂ 量共 192.646t/a，含硫元素 96.323t/a，焚烧后烟气经碱洗塔处理，脱硫效率 95%，外排烟气含硫元素 4.82t/a，进入废液中硫元素 91.503t/a。天然气脱硫装置产生净化天然气 $21.73 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ ，H₂S 含量 4mg/m³，硫元素含量 0.27t/a。本工程制硫炉与焚烧炉的助燃剂为天然气，年用量 $183.95 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{a}$ ，含硫 0.0069t/a。

本工程 S 平衡，见表 3.3-10。

表 3.3-10 本工程 S 平衡表

进入 (t/a)	产出 (t/a)	
5921.9	单质 S	5825.3
	净化天然气	0.27
	废液 (碱洗)	91.503
	外排烟气	4.82
	无组织泄漏	0.007
0.0069	外排烟气	0.0069
合计: 5921.9069	合计: 5921.9069	

(2) 水平衡

项目排水主要为尾气碱洗废水、设备检修废水、含硫污水、含盐废水以及部分损耗水。本工程水平衡见表 3.3-11。

表 3.3-12 项目水平衡表

入方		出方	
项目	数量 (t/h)	项目	数量 (t/h)
新鲜水	1.09	含硫污水	0.01
		设备检修	0.05
		含盐废水	0.25
		碱洗废水	0.53
		损耗	0.25
合计	1.09	合计	1.09

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

(1) 站场工程

本工程地面工程主要为二号联轻烃站硫磺回收装置、脱硫装置设备安装，由运输车辆将设备拉运至站场，进行安装调试。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；废水污染源为生活污水、管道试压废水，场站施工时间较短，不设施工营地，施工人员生活污水依托塔河油田二厂厂部基地现有公共设施处置，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；噪声污染源为施工机

械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为施工废料，定期拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。

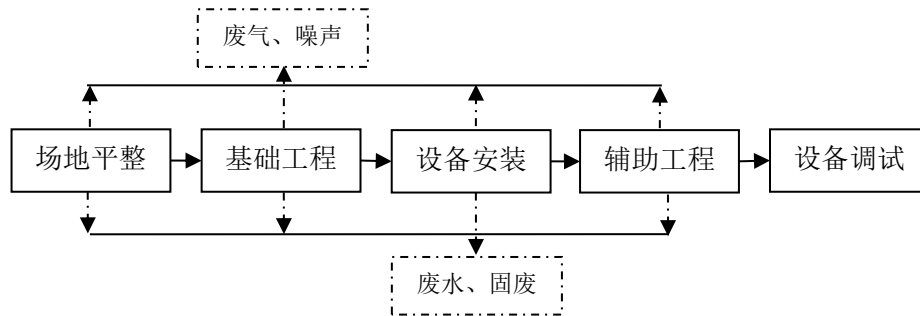


图 3.4-1 站场工程施工工艺及排污节点图

(2) 管线建设

本工程新建再生气注气管线 3 条，管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工方案见图 3.4-2。

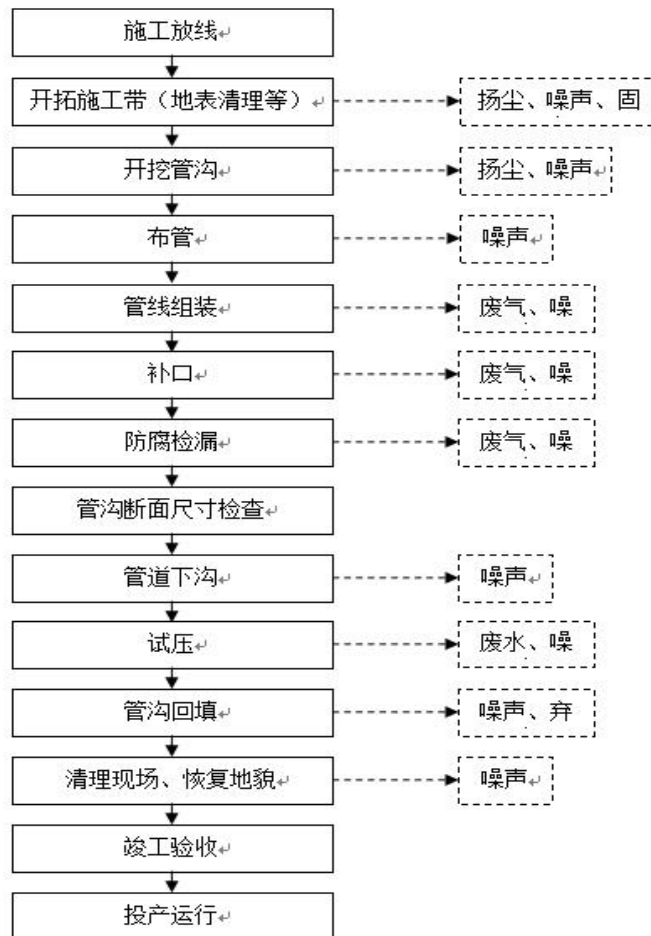


图 3.4-2 管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

①施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢距及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

②施工前土地清理

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路和拟建的巡检道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 8m 的作业带，并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

管道施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管道施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线之间保证 300mm 净距、与电缆之间保证 500mm 净距，与已建管线交叉时要保持 250mm 净距，以保证生产和施工安全。

③管沟开挖

工程沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 1.0m，沟深 1.5m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。将管线分段吊装至管沟内，管线下沟后，方可进行管线连接作业，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心。

④管线组装

本工程新建 3 条再生气注气管线均采用无缝钢管（碳钢），钢管的制造符合《耐腐蚀合金管线钢管》API 5LC-2015 的要求。

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，试压完成后用于洒水抑尘。

⑤管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。管道施工示意图见图 3.4-3。

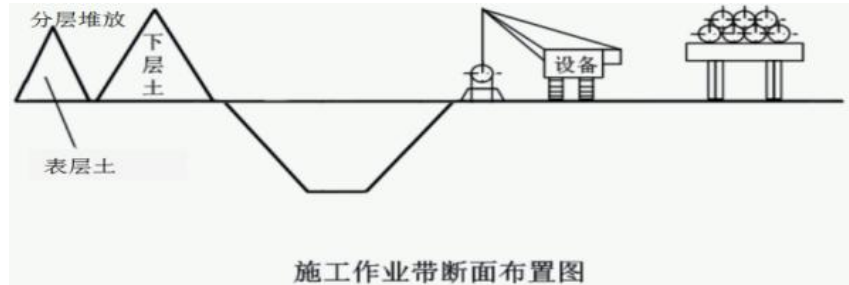


图 3.4-3 管道施工示意图

⑥吹扫与试压

管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于 20m/s。

集输管线试压介质采用中性洁净水。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管道环向应力不超过其屈服强度的 95%，且最高点压力应为管道设计压力的 1.5 倍。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压直至合格。

⑦管沟回填

管道下沟后应及时进行管沟回填，管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管顶上部，当回填至管顶以上 500mm 左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。

管线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，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；生活污水依托塔河油田二厂厂部基地现有公共设施处理。固体废物为管沟开挖产生的土方、管道焊接及吹扫废渣等施工废料，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括二号联轻烃站硫磺回收以及集输工程（再生气回注）。

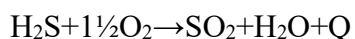
3.4.1.2.1 硫磺回收单元

本次扩建的硫磺回收装置（克劳斯+直接选择性氧化+烟气碱洗脱硫）工艺。

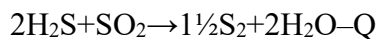
（1）工艺原理

①燃烧反应段

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

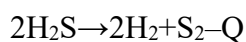


酸性进料气中 1/3 的 H_2S 燃烧，酸性气中杂质，如烃类，被完全燃烧为二氧化碳和水，剩余三分之二的 H_2S 与 SO_2 反应生成单质硫。



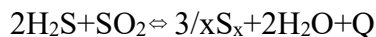
此平衡反应称为克劳斯反应。克劳斯反应的特点： H_2S 与 SO_2 的比值为 2:1 时，反应能够最大限度的进行。在这个过程中，此比值通过正确的燃烧空气控制在主烧嘴获得。

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



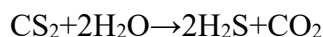
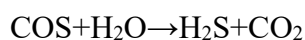
②克劳斯催化阶段

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



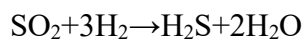
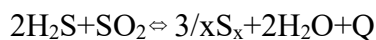
克劳斯平衡反应由于使用克劳斯催化剂向转化成硫的方向进行，经第一和第二克劳斯反应器后，硫的冷凝和移除，可促进硫在下一催化段的转化。

在第一克劳斯反应器内使用钛型催化剂，在主烧嘴内形成的 COS 和 CS₂ 发生水解反应：



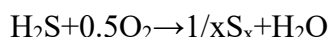
③加氢还原段

来自二级克劳斯反应器的工艺气，进入第三级克劳斯反应器继续发生克劳斯反应，并将残留的 SO₂ 全部转化为 H₂S。在第三级克劳斯反应器内使用钴钼类加氢还原催化剂，在第三级反应器内主要发生如下反应：



④选择性氧化工段

来自三级克劳斯反应器的工艺气与空气混合。在选择性氧化工段，采用一种特殊的选择性氧化催化剂将 H₂S 转化为单质硫。发生以下反应：

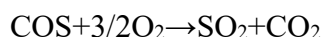
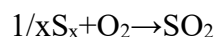
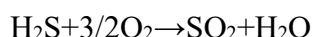


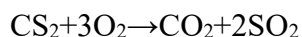
这是一个完全热力学反应，因此能获得单质硫的高回收率。

⑤焚烧炉部分

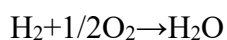
来自选择性氧化工段的尾气中会夹带少量的硫化物和硫蒸汽，这些残余的含硫物质将在焚烧炉内被高温氧化。

发生的主要反应为：





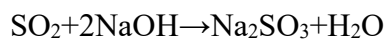
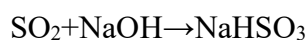
同时，其他可燃物质比如 H_2 和 CO 也分别氧化转化为水和 CO_2 。



⑥烟气碱洗部分

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

二氧化硫(SO_2)与碱液(NaOH)反应如下：



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

(2) 工艺流程

图 3.4-4 克劳斯+选择性氧化工艺流程图

①进料气系统

酸性气进入酸气分液罐，分离夹带的液体。收集在酸气分液罐的酸性液用酸水泵排到界区。

为提高制硫炉内主燃烧室的温度，酸气在进入主烧嘴前，通过中压蒸汽在酸气预热器中进行预热。

②热反应段

环境空气通过空气鼓风机压缩后，用于主烧嘴的燃烧空气，到主烧嘴的空气量足够使进料气中的烃类完全氧化，并燃烧所需的 H_2S ，以使第三级克劳斯反应器下游 $\text{H}_2\text{S}/\text{SO}_2$ 比值为 2。用先进的烧嘴控制系统（ABC 系统）控制主烧嘴的空气流量。

为获得稳定的火焰，燃烧温度必须足够高。酸气中的 H_2S 浓度不足以达到所需的温度，因此需用中压蒸汽预热酸气和燃烧空气。酸气分流也是必须的：部分酸气跨过主烧嘴直接进入主燃烧室。最终一定量的燃料气与酸气在主烧嘴一起燃烧，以获得所需的燃烧温度。

为移出燃烧产生的热量，气体通过制硫炉废热锅炉的管程，气体被冷却的同时产生中压饱和蒸汽。由液位控制中压锅炉给水送至壳程。

过程气中的硫蒸汽在制硫炉硫冷凝器中被冷凝和冷却，液硫从过程气中分离出来。制硫炉硫冷凝器中的液硫经过第一液硫封，被直接送到液硫池。

③催化克劳斯反应段

经过制硫炉硫冷凝器出来的气体通过第一级反应预热器，位于第一级克劳斯反应器的上游，获得催化转化的最佳温度。第一级克劳斯反应器内装填了两种催化剂，其床层上部装填的是氧化铝型催化剂，下部装填的是氧化钛型催化剂。通过调节第一级反应预热器中压蒸汽流量，控制反应器入口温度。为使 COS 和 CS_2 在催化床层底部充分转化，反应器入口温度较高。在反应器中，过程气中的 H_2S 和 SO_2 在催化剂上的反应直到达到平衡。来自第一级克劳斯反应器的气体在第一级硫冷凝器中被冷却。硫蒸汽被冷凝，液硫通过第二液硫封排到液硫池。

来自第一级硫冷凝器的过程气通过第二级反应预热器后，在装填氧化铝型催化剂的第二克劳斯反应器中继续发生克劳斯转化反应。第二级克劳斯反应器入口温度低于第一级克劳斯反应器入口温度，以促进 H_2S 和 SO_2 生成硫的转化。

第二级克劳斯反应器出口的过程气在第二级硫冷凝器中被冷却。在冷凝器中，硫蒸汽被冷凝。液硫经过第三液硫封排到液硫池。

来自第二级硫冷凝器的过程气进入第三级反应预热器，在装填有钴钼类加氢催化剂的第三级克劳斯反应器中，继续发生克劳斯转化反应，并将残留的 SO_2 全部转化为 H_2S 。第三级克劳斯反应器入口温度与第二级克劳斯反应器入口温度一致，以促进 H_2S 和 SO_2 转化呈硫的同时促进 SO_2 还原成 H_2S 。

第三级克劳斯反应器出口的过程气在第三级硫冷凝器中被冷却。在冷凝器中，硫蒸汽被冷凝。液硫经过第四液硫封排到液硫池。

④选择性氧化段

为获得高的硫磺回收率，工艺气进入第四个也是最后一个催化反应部分，即选择性氧化段。工艺气在选择性氧化预热器中预热以获得选择性氧化反应器最优的转化条件。氧化空气来源于空气风机，经氧化空气预热后，与工艺气在静态混合器中适当混合。利用一种特殊的选择性氧化催化剂，使得 H_2S 在选择性氧化反应器中被选择性的氧化为单质硫。

工艺气离开最后一级反应器后进入最后一级硫冷凝器。为尽可能多地冷凝硫蒸气，最后一级硫冷凝器在较低的温度下操作，通过副产低低压蒸汽来实现，蒸汽在空冷器中冷凝。

液硫通过第五液硫封直接进入液硫池。

来自最末级硫冷凝器的工艺气进入下游的硫捕集器，硫捕集器设置有除雾器，用于捕捉气体中剩余微量的硫雾。捕捉下来的液硫通过液硫封直接送入液硫池。

当发生故障时，旁路选择性氧化工段，克劳斯反应部分仍然正常工作。此时，来自第三级硫冷凝器的工艺气通过选择性氧化段的旁路管线直接进入尾气焚烧炉。

⑤液硫存储段

硫磺回收装置生产的液硫在地下液硫池内暂存，液硫池有 10 天的液硫储存能力。

液硫池排放的废气中含有参与的微量 H_2S ，通过抽空器在低压蒸汽的动力作用下送往焚烧炉。

液硫通过泵由液硫池液下泵送到液硫装车区进行外销。

⑥热焚烧炉段

尾气经硫捕集器除去夹带的硫泡沫后，尾气中含有残余的 H_2S 和其它硫化物，不能直接排放，至焚烧炉内氧化，焚烧温度为 $750\sim 800^\circ\text{C}$ ，焚烧炉中通入过量空气，将残余的 H_2S 和硫化物转化为 SO_2 。焚烧炉焚烧温度通过调节燃料气流量来控制，焚烧炉助燃空气由焚烧炉鼓风机提供，并被分为 3 个部分：

一次风，用于燃料气的次化学当量燃烧；

次级风，用于燃料气的过化学当量燃烧；

二次风，用于尾气的燃烧（氧化）。

通过在焚烧炉废热锅炉内生产中压蒸汽，实现焚烧炉过程气的余热充分利用，离开焚烧炉的烟道气被冷却后被送往碱洗装置。

⑦烟气碱洗

焚烧后的热烟气经尾气换热器与外排气换热后进入一级逆喷管，在逆喷管循环泵出口设置一个循环液冷却器，将循环的亚硫酸钠/硫酸钠溶液冷却至 50℃，利用冷却后的亚硫酸钠/硫酸钠溶液对热烟气进行绝热激冷，将热烟气降温至 56℃。激冷的部分干净的工艺气体从一级逆喷管进入二级逆喷管，利用下循环泵循环的亚硫酸钠/硫酸钠溶液对其进行吸收，再进入碱液塔，下循环泵循环喷射的亚硫酸钠/硫酸钠溶液进行逆流接触，进一步吸收烟气中的 SO₂。气体排放到空气之前，用两级除雾器将气体中夹带的亚硫酸钠/硫酸钠液滴从气体中分离下来。在碱洗塔底部用制硫炉主风机的空气进行喷射，产生合适的气泡，氧气与亚硫酸钠/硫酸钠溶液中的亚硫酸钠和亚硫酸氢钠发生反应生成硫酸钠。碱洗塔中亚硫酸钠/硫酸钠溶液输送至界外的流量通过密度控制。碱液塔冷却的出口气比废锅出来的进料气含水量高。碱洗废水经废水罐、废水缓冲罐缓存后，通过废水泵装车，拉运至第三方单位处理。烟气碱洗的工艺流程如图 3.4-5。产污环节一览，见表 3.4-1。

图 3.4-5 烟气碱洗工艺流程图

表 3.4-1 硫磺回收污染物产生及治理一览表

种类	编号	污染源名称	主要污染物	排放规律	排放去向
废气	G1	装置区	NMCH、硫化氢	连续	大气
	G2	烟囱	SO ₂	连续	排气筒排放
废水	硫磺回收	含硫污水	COD、硫化物	连续	塔河油田二号联污水处理站处理
		设备检修	COD、石油类、挥发酚	间断	
		含盐废水	COD、氨氮、挥发酚	连续	塔河油田绿色环保站
	尾气处理	碱洗废水	浓度为 10%的 Na ₂ SO ₄ 溶液	连续	
固体废物	硫磺回收	催化反应	废催化剂	间断	委托有资质单位的处理
	装置区	设备维修	废润滑油	间断	
		设备检修	粉尘、氧化铁粉末	间断	库车经济技术开发区工业固体废物填埋场
噪声	焚烧炉/制硫炉	设备噪声	设备噪声	连续	减震、隔声
	各类机泵系统	设备噪声	设备噪声	连续	减震、隔声
	风机系统	设备噪声	设备噪声	连续	减震、隔声
	冷却器/空冷器	设备噪声	设备噪声	连续	减震、隔声

3.4.1.2.2 集输工程（再生气回注）

二号联轻烃站分子筛再生气含氮量较高，热值较低，利用率低，与干气混合后总硫 37~444mg/m³，不满足二类天然气产品要求（总硫≤100mg/m³）。经与油藏结合，选取就近 S67、TK699、TK6143X 作为回注井场，将高含氮再生气回注，故本次新建新建 3 口单井（S67、TK699、TK6143X）再生气注气管线，将含氮约为 40% 的含硫再生气回注。

3.4.1.3 退役期

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为站场设施及其他公用工程等设施的拆除、清理等施工活动。管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，产生的污染物主要为扬尘、噪声、废弃设备、建筑垃圾等。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

本工程施工过程中占用土地，对地表植被及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、地下水环境等产生一定的影响。

3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在站场、管线等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管线开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地主要为管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为站场扩建的永久占地，位于现有二号联轻烃站占地内，不新增占地。

地面工程施工作业包括站场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本工程总占地约 6.8hm²，其中永久占地 0hm²、临时占地 6.8hm²，详见表 3.4-2。工程占地类型主要为工业用地、沙地、灌木林地、其他林地等。

表 3.4-2 占地面积统计表

序号	工程内容	新增占地面积 (hm ²)			占地类型	说明
		永久	临时	总占地		
1	二号联轻烃站	0	0	0	工业用地	位于现有接转站占地内，不新增占地。
2	管线	0	6.8	6.8	工业用地、沙地、灌木林地、其他林地	集输管线长 8.5km，作业带宽度 8.0m。
合计		0	6.8	6.8		/

3.4.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

本工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

①施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、车辆运输过程中产生，井场施工过程中、管沟开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，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

在油气田地面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、SO₂、NO_x、C_mH_n等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。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。

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为新管道试压废水、生活污水。

①新管道试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS。根据类比调查，产生的试压废水按照每千米2.5m³计算，本工程管线总长度为8.5km，试压废水约为21.25m³。

试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

②生活污水

根据调查，本工程施工人员在采油二厂有住宿地，本工程施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生。

（3）固体废物污染源

本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石方、施工废料、施工人员生活垃圾。

①施工废料

施工废料主要包括管材边角料及其包装纸、包装盒；防腐保温施工产生的废保温防腐材料及其包装物；切割钢制套管产生的废钢铁等固废。

根据类比调查，施工废料的产生量约 0.2t/km，本工程新建管线 8.5km，产生的施工废料约为 1.7t，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。

②生活垃圾

本工程施工人员在采油二厂有住宿地，施工区不设置施工营地。施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。

③土石方

根据建设单位提供资料，本工程在二号联轻烃站新建装置区 1800m²，场平高度约为 1m，开挖量为 0.18 万 m³，全部用于回填，场地平整。

新建管线 8.5km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.5m，挖方量约 2.55 万 m³。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

本工程站场设置临时堆土场区，覆盖防尘网或者防尘布，配合定期洒水等措施，防止风蚀起尘；临时堆土场区四周布设不低于堆放物高度的围挡物挡土，避免造成水土流失。

预计本工程挖方量约为 2.73 万 m³，填方总量为 2.73 万 m³，无废弃土方量。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。本工程土石方平衡表见下表 3.4-3。

表 3.4-3

土方挖填方平衡表

单位：万 m³

项目分区	挖方	填方	调入		调出		借方	
	土石方	土石方	数量	来源	数量	去向	数量	来源
站场工程区	0.18	0.18	0	—	0	—	0	—
管道工程区	2.55	2.55	0	—	0	—	0	—
合计	2.73	2.73	0	—	0	—	0	—

(4) 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。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

发工程中站场、管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.4-4。

表 3.4-4 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离 (dB(A)/m)	序号	设备名称	噪声值/距离 (dB(A)/m)
1	装载机	88/5	3	运输车辆	90/5
2	挖掘机	90/5	4	吊装机	84/5

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废水污染源

运营期工作人员内部调配，无生活污水产生。生产废水主要为尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理。本工程废水排放情况见表 3.4-5。

表 3.4-5 废水产生及排放情况

装置	废水类别	污染物	污染物产生量		处理措施
			废水产生量	产生量 t/a	
硫磺回收	含硫污水	COD、硫化物	0.01t/h	87.6	塔河油田二号联污水处理站处理
	设备检修	COD、石油类、挥发酚	0.05t/h	36	
	含盐废水	COD、氨氮、挥发酚	0.25t/h	1980	
尾气处理	碱洗废水	浓度为 10%的 Na ₂ SO ₄ 溶液	16.8m ³ /d	5544	塔河油田绿色环保站

3.4.3.2 废气污染源

本工程运营期废气主要为站场无组织废气和硫磺回收尾气焚烧炉排放的烟气经碱洗塔处理后排放的废气。根据采油二厂天然气中油气参数，天然气中含硫化氢，在油气处理环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃、硫化氢。

（1）非甲烷总烃（NMHC）

在油气处理环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

本工程运营过程中站场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中 5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量计算公式对本工程无组织挥发的非甲烷总烃进行核算。

公式如下：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

$E_{\text{设备}}$ ——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h；

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，根据设计文件取值；

$WF_{\text{TOC},i}$ ——流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，根据设计文件取值；

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-6 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，则本工程采出液中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见表 3.4-7 所示。

表 3.4-7 本工程非甲烷总烃无组织废气核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个)	单个设备排放速率 e _{TOC} (kg/h)	年运行时间 (h)	排放量	
						kg/h	t/a
1	硫磺回收装置	阀	21	0.024	8760	0.0015	0.0132
2		法兰	42	0.044	8760	0.0055	0.0486
3		泵	15	0.14	8760	0.0063	0.0552
合计				-	-	0.007	0.1170

由上表可知，二号联轻烃站新建硫磺回收装置新增无组织逸散非甲烷总烃排放速率为0.0134kg/h，排放量为0.117t/a；本项目非甲烷总烃无组织排放总量为0.117t/a。

(2) 硫化氢

生产装置无组织排放主要是指装置的密闭性泄露，装置密闭性泄露与工厂的管理水平及设备、管道管件的材质、耐压等级、物料性质、设备运行状况等多中因素有关。在正常的运行状况下，明显的跑冒滴漏不应该发生，但随着运行时间的增加，设备零部件的腐蚀、损耗增加，要完全消除的泄露是不可能的。因此、发生泄露的随机性较大，泄露的发生取决因素众多，很难做到详细的计算，因此本工程类比《内蒙古科迈化工有限公司 1.2 万吨/年硫磺回收装置项目》无组织硫化氢排放量，采用经验值估算，以物料量的 0.0001%计。

根据可研，本工程进气量为 $33.01 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采油二厂天然气中 H_2S 含量总体稳中有升，2026~2035 年在 $56000 \sim 58000 \text{mg}/\text{m}^3$ 之间，预测 2030 年达到峰值 $57760 \text{mg}/\text{m}^3$ 。则本次 H_2S 含量按 $57760 \text{mg}/\text{m}^3$ 计，则硫化氢产生量为 $19067 \text{kg}/\text{d}$ ，即 $794.5 \text{kg}/\text{h}$ 。因此，无组织泄露的 H_2S 量为 $0.0008 \text{kg}/\text{h}$ ，即 $0.007 \text{t}/\text{a}$ 。

(3) 尾气处理

尾气经过前端阻火器，由风机送入蓄热式焚烧炉中，经高温氧化分解，有机成分被分解成 CO_2 和 H_2O 。尾气首先进入一个蓄热室预热废气，然后进入氧化室氧化分解，接着烟气进入另一个蓄热室放热，最终烟气排出，阀门交替运行处理尾气。为避免氧化生成的酸性气体 SO_2 超标，燃烧产生的 SO_2 气体经过急冷塔冷却后，通过后端碱洗塔去除，达标后经 30m 高、内径 0.6m 的排气筒排放。

根据《工业锅炉烟气治理工程技术规范》（HJ462-2021）推荐的钠碱法脱硫工艺及工程设计文件，参考类似工程实例，本工程采用的碱洗法脱硫工艺脱硫效率可

达 95%以上。根据本工程硫平衡，外排废气中 SO₂ 排放量为 9.64t/a，SO₂ 排放浓度较低 <100mg/m³，达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 1 天然气净化厂硫磺回收装置（规模<200t/d）大气污染物 SO₂ 排放浓度限值 800mg/m³ 的要求。

根据《工业锅炉烟气治理工程技术规范》（HJ462-2021）推荐的钠碱法脱硫工艺及工程设计文件，参考类似工程实例，本工程采用的碱洗法脱硫工艺脱硫效率可达 95%以上。根据本项目硫平衡，外排废气中 SO₂ 排放量为 9.65t/a。

实际运行中烟尘产生量较少，颗粒物排放以《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）中新建燃气锅炉标准中颗粒物的标准浓度限值进行核算。NO_x 根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 4430 锅炉产排污量核算系数计算。核算系数表如 3.4-8。

表 3.4-8 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/热水/其他	天然气	燃烧室燃气炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S ^①	直排	0.02S ^①
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	15.87（低氮燃烧-国内一般）	直排	15.87
						6.97（低氮燃烧-国内领先）	直排	6.97
						3.03（低氮燃烧-国际领先 ^② ）	直排	3.03

拟建工程实施后废气污染物排放情况见表 3.4-9。

表 3.4-9 本工程硫磺回收装置及加热炉污染物排放情况

污染源	耗气量	烟气量	污染物排放情况					
	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	SO ₂		NO _x		颗粒物	
			t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³
硫磺回收装置尾气	183.95	1982.12	9.65	484.33	2.92	147.28	0.40	20

综上所述，本工程运营期，SO₂排放量为 9.64t/a，NO_x 排放量为 2.92t/a，颗粒物排放量为 0.40t/a。

3.4.3.3 固体废物污染源

（1）危险废物

根据《关于印发〈危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采〉等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告 2021 年 第 74 号）中附件 1《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，结合本工程建设内容，识别的固体废物污染源如下：

①废润滑油

本工程废润滑油主要是机械设备维修中产生的，产生量约 5t/a，属于危险废物 HW08 900-214-08，交由有资质单位进行处置。

②废催化剂

本工程废催化剂主要是硫磺回收单元使用选择性氧化催化剂，每 3 年更换一次，会产生废催化剂，产生量约 35m³/次，属于危险废物 HW049 900-041-049，产生由第三方厂家回收，不在站内储存。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.4-10。

表 3.4-10 运营期固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	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
3	废润滑油	HW08	900-214-08	5t	机械设备维修	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	交由有危废处置资质的单位进行处置
5	废催化剂	HW049	900-041-049	35m ³ /3a	硫磺回收单元	固态	Al ₂ O ₃ 、TiO ₂ 、Cu-Mo	Al ₂ O ₃ 、TiO ₂ 、Cu-Mo	间歇	T, I	产生由第三方厂家回收，不在站内储存

（2）废渣

本工程运营期设备检修作业产生的废渣主要成分为粉尘、氧化铁粉末等，产生量为 0.02t/a，属于一般工业固体废物，参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求，排入站内排污罐中存放，定期运送至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。

（3）生活垃圾

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

3.4.3.4 运营期噪声源强

本工程的噪声控制设计按《石油化工噪声控制设计规范》（SH/T3146-2004）进行，确保其工业噪声水平满足国家厂界噪声标准的要求。

本工程的噪声源主要为焚烧炉、风机及机泵等。在设计中采用低噪声电机、低噪声风机、低噪声火嘴和建筑隔声等各类降噪措施，确保厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。主要噪声设备见表 3.4-11。

表 3.4-11 噪声源统计表

序号	设备名称	数量 (台)	声压级 dB (A)	治理措施	工作特性
1	焚烧炉	1	80	选用低噪声设备、减震	连续
2	制硫炉	1	80	选用低噪声设备、减震	连续
3	循环液冷却器	1	90	选用低噪声设备、减震	连续
4	锅炉排污空冷器	1	90	选用低噪声设备、减震	连续
5	锅炉排污泵	2	85	选用低噪声设备、减震	一用一备，连续
6	上循环液循环泵	2	85	选用低噪声设备、减震	一用一备，连续
7	下循环液循环泵	2	85	选用低噪声设备、减震	一用一备，连续
8	废水泵	2	85	选用低噪声设备、减震	一用一备，连续
9	碱液泵	2	85	选用低噪声设备、减震	一用一备，连续
10	胺液循环泵	1	85	选用低噪声设备、减震	连续
11	主风机	2	95	选用低噪声设备、减震	连续
12	焚烧炉鼓风机	2	95	选用低噪声设备、减震	连续

3.4.3.5 合计

本工程运营期三废排放状况见表 3.4-12。

表 3.4-12 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	硫磺回收	无组织 排放废 气	NMHC	0.117	0.117	大气 为避免氧化生成的酸性气体 SO ₂ 超标，燃烧产生的 SO ₂ 气体经过急冷塔冷却后，通过后端碱洗塔去除，达标后经 30m 高、内径 0.6m 的排气筒排放。
			H ₂ S	0.007	0.007	
	尾气处理	有组织 排放废 气	SO ₂	9.64	9.64	
			NOx	2.92	2.92	
			颗粒物	0.40	0.40	
废水	含硫污水		COD、硫化物	87.6	0	通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理，处理达标后回注，不外排。
	设备检修		COD、石油类、挥发酚	36	0	
	含盐废水		COD、氨氮、挥发酚	1980	0	采用专用罐收集，拉运至塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，处理达标后回注，不外排。
	碱洗废水		浓度为 10% 的 Na ₂ SO ₄ 溶液	5544	0	
固体废物	机械设备维修	废润滑油	石油类	5	0	委托有资质单位处理
	硫磺回收	废催化剂	Al ₂ O ₃ 、TiO ₂ 、Cu-Mo	35m ³ /次	0	由第三方厂家回收，不在站内储存。
	设备检修	废渣	粉尘、氧化铁粉末等	0.02t/a		定期运送至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置
噪声	机泵、风机、焚烧炉、制硫炉、空冷器等	机械噪声	-	80~95 dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

3.4.4 退役期环境影响因素分析

退役期, 对站场装置拆除, 清理场地工作, 基本无废水产生, 仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生, 噪声主要源自站场设备拆卸等

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的油品。

(3) 退役期施工过程中, 应加强施工质量管理, 站场拆除的设备、集输设施、构筑物等为钢制材料, 可回收利用。

3.4.4.2 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生。

3.4.4.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

- (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

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

- (1) 废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，管线两端使用盲板封堵。
- (2) 地面设施拆除、站场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。
- (3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。
- (4) 退役期管线、设备拆卸过程中应防止废液泄漏污染地面；沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理；清理站场、管线施工区遗留的一切杂物，清除站场周边污染土壤。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

对站场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

- (1) 施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。
- (2) 站场停运后要拆除设备以及地面设施，并对站场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。
- (3) 经治理站场装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，站场无油污、无垃圾。

3.4.5 非正常排放

拟建工程非正常排放为二号联轻烃站内硫磺回收装置压力过高时,设备内气体紧急释放至火炬点燃。本次评价将站场设备压力异常情况作为非正常排放考虑非正常工况排污量,见表 3.4-13。

表 3.4-8 非正常工况排污量 单位: t

项目	单次持续时间(h)	年发生频次	进入火炬中物质燃烧速率	燃烧后产生的污染物排放速率(kg/h)	
火炬	1	1 次	13754m ³ /h	非甲烷总烃	28
				二氧化硫	803.32
				氮氧化物	743

拟建工程二号联硫磺回收装置处理量为 $33.01 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($13754 \text{m}^3/\text{h}$), 考虑紧急情况伴生气全部进入火炬中点燃, 参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ 982—2018)和《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ 853-2017)中相关规定, 火炬源计算公式具体如下:

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

式中: S_i ——火炬气中的硫含量, kg/m^3 ;

Q_i ——火炬气流量, m^3/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 ; 总烃系数取 0.002 , 氮氧化物取 0.054 , 二氧化硫根据物料衡算;

n ——火炬个数。

根据公式核算可知, 氮氧化物排放速率为 $0.054 \text{kg}/\text{m}^3 \times 13754 \text{m}^3/\text{h} = 743 \text{kg}/\text{h}$, 非甲烷总烃排放速率为 $0.002 \text{kg}/\text{m}^3 \times 13754 \text{m}^3/\text{h} = 28 \text{kg}/\text{h}$, 二氧化硫排放速率为 $2 \times 0.029 \text{kg}/\text{m}^3 \times 13754 \text{m}^3/\text{h} = 803.32 \text{kg}/\text{h}$ 。

3.4.6 清洁生产水平分析

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①本工程实施后，二号联轻烃站脱硫后的酸气经尾气处理装置脱除有机硫后排放；采取密闭管道集输工艺，解决了二号联轻烃站部分酸气放空、排放不达标、刺鼻异味等环保问题；处理后的再生气含氮量较高，热值较低，利用率低，本工程采用将高含氮再生气进行回注的方式解决再生气有机硫含量高放空环保问题，全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质、硫化氢的挥发量。

②采用全自动控制系统对脱硫后的酸气处理和外输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

③对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

④优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

（2）节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化外输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③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场站采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

本工程将环境管理和环境监测纳入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。

本工程主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

②对管线及场站设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

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

3.4.7 污染物排放“三本账”

拟建工程实施后“三本账”的排放情况见表 3.4-16。

表 3.4-16 本工程运营期污染物排放“三本账”表

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.4.8.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

由于施工期作业集中于较短时间内，施工期间排放的污染物将随施工的结束而消亡，故不考虑对施工期产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据项目工程特点，本工程新建硫磺回收装置，对脱硫后的酸气处理、以及集输采用密闭工艺，废气污染物主要为酸气处理过程产生的无组织排放的 VOCs 为 0.0618t/a，H₂S 量为 0.007t/a；尾气处理后 SO₂ 排放量为 9.64t/a，NO_x 排放量为 2.92t/a，颗粒物排放量为 0.40t/a。

运营期产生废水主要为尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，达标后回注，不外排。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：

VOCs:0.0618t/a，NO_x 排放量为 2.92t/a。

根据《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）中提出：“新增主要污染物排放总量的建设项目必须落实主要污染物排放总量指标来源和控制要求。石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼等新增主要污染物排放量的建设项目所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量标准的，建设项目应提出有效的区域削减方案，主要污染物实行区域倍量削减，确保项目投产后区域环境质量有改善。所在区域、流域控制单元环境质量达到国家或者地方环境质量标准的，原则上建设项目主要污染物实行区域等量削减，确保项目投产后区域环境质量不恶化。区域削减方案应符合建设项目环境影响评价管理要求，同时符合国家和地方主要污染物排放总量控制要求。”

3.5 相关法律法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 本）》符合性分析

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。拟建工程为为油气田内部站场改扩建工程，工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

（2）与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的符合性分析

表 3.5-1 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

文件名称	文件要求	本工程	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）》	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。	本工程属于西北油田分公司“十四五”规划中塔河地区塔河油田，本工程位于塔河油田 6 区块并以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
	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。	本工程站场永久占地以及管线临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。新建管线穿越公益林段作业宽度尽可能的减少，并在办理占地手续后开工建设。施工完成后及时对占用林地进行恢复，最大程度减少生态损失。	符合
	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。	本工程为塔河油田内部站场改扩建工程，运营期二号联轻烃站酸气处理，以及再生气回注均采用密闭工艺，减少烃类物质和硫化氢的挥发量，号联轻烃站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，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关要求。	符合
	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。	本工程为塔河油田内部站场改扩建工程，不涉及钻井及储层改造。	符合
	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，	本工程运营期尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分	符合

	含油污水应满足《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。	析方法》(SY/T5329-2022)标准中有关指标后回注油层,不外排。	
	废弃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《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置;废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物,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%。	本工程为塔河油田内部站场改扩建工程,不涉及钻井工程,无废弃钻井泥浆及岩屑;本工程运营期产生的废润滑油桶装密闭收集,严格按照《危险废物转移管理办法》委托有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输,送至有资质单位进行处置;废催化剂由第三方厂家回收,不在站内储存。	符合
	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。	本工程根据各种设备类型所产生噪声的特性,采用定期给机泵等设备加润滑油和减振垫,对各种机械设备定期保养等不同的控制手段,不会对周围声环境产生影响。	符合

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 相关法规符合性分析

(1) 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定:各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理,保持道路清洁、控制堆料和渣土堆放,科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积,防治扬尘污染。

第四十四条 矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地,并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施;施工便道应当硬化。

本工程施工期区块内大量出入中型车辆,区块内道路主要为砂石路,车辆行驶的扬尘污染较重,要求适当洒水降尘,减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线,利用油气田现有公路网络,禁止随意开辟道路,运输车辆应以中、低速行驶,减少车辆行驶动力起尘。站场平整、管沟开挖产生土方用于为站场回填、管沟回填,无

弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。项目施工结束后拟对临时占地进行平整，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

(2) 与《基本农田保护条例》的符合性分析

表 3.5-2 拟建工程与《基本农田保护条例》符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《基本农田保护条例》（国务院令〔2011〕588号）	基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。	本工程占地类型为工业用地、沙地、灌木林地、其他林地等，不涉及占用基本农田。	符合
	经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。		符合

3.5.2.2 相关政策符合性分析

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.5-3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	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。	拟建工程运营期废水主要为尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，处理达标后回注；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。	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；再生气回注采取密闭集输工艺，输送至 S67、TK699、TK6143X 井回注。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	拟建工程对酸气的处理，以及再生气回注均采用密闭工艺流程。	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

	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。	运营期废水主要为尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，处理达标后回注，不外排。	符合
--	---	--	----

(2) 与《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）、新环评价发〔2020〕142号的符合性分析

表 3.5-4 与《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）、新环评价发〔2020〕142号符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《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）	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（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。	西北油田分公司已编制完成西北油田分公司十四五发展规划，《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》于2022年7月25日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕147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）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程为站场改扩建项目，单独立项，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	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）	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，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，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、高标准清洁能源，减少废气排放。选用低噪声设备，	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影	符合

	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	响	
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	拟建工程再生气回注管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可控	符合
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	西北油田分公司采油二厂制定有《中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号 652923-2024-218-M），后续应根据本工程生产过程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
	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，已按照《环境影响评价公众参与办法》开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

（3）与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）符合性分析

表 3.5-5 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。	项目施工过程中严格控制施工占地，站场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响。	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续。	严格按照有关规定办理建设用地审批手续。	符合

（4）与《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）的符合性分析

表 3.5-6 与国发〔2023〕24 号文件的符合性分析

文件要求	本工程	符合性
重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原	本工程地处新疆阿克苏地区，所在区域不属于重点区域	符合
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含 VOCs 原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展	本工程为油气田内部站场改扩建工程，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列	符合
大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	拟建工程采用密闭集输工艺	符合
强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施	建设单位在运营期须加强 VOCs、和泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测；	符合
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全国 80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。	本工程不涉及	符合
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气污染防治	不涉及	符合
完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧 20 公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商	本工程所在区域不属于“联防联控区”	符合

综上，本工程建设符合《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）相关要求。

（5）《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》

据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程所在区域属于非沙化土地和戈壁。戈壁属于沙化土地的一种，本工程按照《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》单独分析了防沙治沙影响，并严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的要求，强化了项目的环境可行性、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。建设单位施工期间应按照《中华人民共和国防沙治沙法》以及本次环评提出的防沙治沙要求，落实防沙治沙生态环境保护措施。符合《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中相关要求。

（6）与《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》符合性分析

根据《建设项目使用林地审核审批管理办法》规定，“建设项目占用林地，经林业主管部门审核同意后，建设单位和个人应当依照法律法规的规定办理建设用地审批手续。建设项目需要使用林地的，用地单位或者个人应当向林地所在地的县级人民政府林业主管部门提出申请。公路、铁路、输电线路、油气管线和水利水电、航道建设项目临时占用林地的，可以根据施工进度情况，一次或者分批次由具有整体项目审批权限的人民政府林业主管部门审批临时占用林地。”

根据《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》规定，“勘查、开采矿藏和修建道路、水利、电力、通信等工程需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续；占用征收国家级公益林地的单位，必须按照国家 and 自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少”。

经调查，本工程不涉及国有一级国家级公益林，所涉及的其他林地建设单位在施工前根据《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》的相关要求，根据施工进度情况，一次或者分批次经林业主管部门审批，办理占地手续后方开工建设。施工完成后及时对占用林地进行恢复，符合《国家级公益林管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》中的相关要求。

3.5.2.3 相关规范符合性分析

(1) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018) 的符合性分析

表 3.5-7 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018) 的符合性分析

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,恢复管线临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则	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管线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带宽度	符合

3.5.2.4 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置,项目区位于新疆阿克苏地区库车市境内,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》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》等。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 3.5-8、3.5-9。

表 3.5-8 拟建工程与相关规划符合性分析一览表

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。	本工程位于塔河油田,属于塔里木盆地油气勘探基地。本工程为油气田内部站场改扩建工程。	符合
《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区。按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域主要包括天山南北坡城市或城区以及县城关镇或重要工业园区,共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全,不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在	本工程为油气田内部站场改扩建工程,保障油气田安全生产,位于塔河油田矿权范围内,行政区隶属阿克苏地区库车市,属于重点开发区域,本工程建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。	符合

	天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。		
《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025 年)》	依据矿产资源分布特点及勘查开发利用现状，按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查开发”的总体思路，划分环准噶尔、环塔里木、阿尔泰、东准噶尔、西准噶尔、东天山、西天山、西南天山、西昆仑、东昆仑—阿尔金等“两环八带”十个勘查开发区。——环塔里木能源矿产勘查开发区。重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5-8 个油气远景区，圈定 10-15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城—库车等大型油气田建设。	本工程属于规划中环塔里木能源矿产勘查开发区，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》总体布局要求。	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—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。	本工程位于塔河油田，属于两大油田公司中的西北油田开发项目。	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 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 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管理；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	拟建工程站场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合
	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	企业现状已履行排污许可及自行监测，报告中已提出计划	符合
	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

《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 VOCS 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 VOCS 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 VOCS 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 VOCS 治理，加快更换装载方式。	本工程站场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	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。	拟建工程运营期废水主要为尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，处理达标后回注，废水均不向外环境排放；按照相关要求分区防渗；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	本工程不占用自然保护地	符合
	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	本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
《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	本工程为油气田内部站场改扩建工程，保障油气田安全生产，位于塔里木盆地。有利于安全生产、生态环境保护 and 周边社会的稳定，也具有良好的经济效益和社会效益。	符合

《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年）》	严格耕地占补平衡。各类非农建设选址布局尽量不占或少占耕地，特别是永久基本农田，确需占用的，必须做到补充耕地数量相等、质量相当、产能不降。严格控制耕地转为其他农用地，以年度国土变更调查为基础，除国家安排退耕还林还草、自然灾害损毁难以复耕、河湖水面自然扩大造成耕地永久淹没等特殊情况下，对耕地转为林地、草地、园地等其他农用地及农业设施建设用地的，应当补充同等数量、质量的可以长期稳定利用的耕地，将非农建设、造林种树、种果种茶等各类占用耕地行为统一纳入耕地占补平衡管理。	本工程占地类型为工业用地、沙地、灌木林地、其他林地等，不涉及占用基本农田。	符合
	加强永久基本农田保护和建设。以永久基本农田为基础，优先在粮食生产功能区、重要农产品生产保护区建设高标准农田，逐步把永久基本农田全部建成高标准农田。经依法批准确需占用的，应先补建后占用。完善永久基本农田储备区制度，土地整治和新建高标准农田增加的优质耕地应当优先补划为永久基本农田，在永久基本农田集中分布地区，不得规划新建可能造成污染的建设项目。	本工程占地类型为工业用地、沙地、灌木林地、其他林地等，不涉及占用基本农田。	符合
	推进水土流失治理。加强水土流失的预防保护，针对重点防治地区实施治理工程。到2035年，新疆水土流失面积和侵蚀强度有明显下降，人为水土流失得到全面防治。	项目采取严格的生态恢复、水土保持措施，项目建设对区域生态影响可接受。	符合
	加强荒漠生态保护。强化沙化土地封禁保护区管控，减少沙区人类活动影响。继续推行禁止滥樵采、禁止滥放牧、禁止滥开垦的“三禁”制度。依法加强沙化土地封禁保护区的管控，规范沙区各类开发建设活动，促进荒漠植被自然修复，减少人为破坏影响。	项目采取严格的生态恢复、水土保持措施，项目建设对区域生态影响可接受	符合
	科学划定生态保护红线。将整合优化后的自然保护地，生态功能极重要、生态极脆弱区域，以及目前基本没有人类活动、具有重要生态价值的生态空间划入生态保护红线。	拟建工程不在生态保护红线范围内	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021—2035年）》	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	本工程占地类型为工业用地、沙地、灌木林地、其他林地等，不涉及占用基本农田。拟建工程办理临时用地手续后方可施工；未处于城镇开发边界，本工程不在生态保护红线范围内。	符合

	<p>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。</p> <p>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</p>		
--	--	--	--

表 3.5-9 拟建工程与中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见	(一)严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。	本工程距离最近的生态保护红线约 6.15km，不在生态保护红线范围内；本工程符合新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案、新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案相关要求；本工程严格落实生态保护措施要求，与生态环境保护相协调，切实维护了区域生态系统的完整性和稳定性。	符合
	(二)合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整	本工程符合西北油田分公司整体开发方案布局，项目建设有利于塔河油田安全生产、环境保护和周边社会的稳定，也具有良好的经济效益和社会效益；进一步优化了石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，及时对生态环境保护措施进行了优化调整。	符合
	(三)严格生态环境保护，强化各类污染物防治。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	本工程废气主要为站场无组织废气和尾气处理后排放的 SO ₂ ，二号联轻烃站酸气处理，以及再生气回注均采用密闭工艺，定期巡检措施，尾气焚烧炉排放的烟气经碱洗塔处理后排放后（30m 高），废气达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求；废水主要为尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程	符合

	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	含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，处理达标后回注；固废主要为废润滑油、废催化剂，废润滑油桶装密闭收集，严格按照《危险废物转移管理办法》委托有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，送至有资质单位进行处置；废催化剂由第三方厂家回收，不在站内储存。	
--	--	---	--

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157号）、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）》（阿地环字〔2024〕32号）符合性分析分别见表3.5-10、3.5-11及图3.5-1、3.5-2。根据分析结果，本工程建设符合生态环境分区管控要求。

表 3.5-10 本工程与《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

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	经初步核查，拟建工程不在划定的生态保护红线内，符合生态保护红线管理要求。项目与生态保护红线位置关系见图3.5-1。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	拟建工程运营期废水主要为尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，处理达标后回注。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；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程酸气采取密闭集输工艺，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	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
		设单位应不断强化大气污染防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	拟建工程运营期废水主要为尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，处理达标后回注，不外排；运营期采用清洁燃料天然气加热，用量较小；站场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；本次站场扩建位于预留用地内，不新增永久占，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求。	符合
生态环境准入清单	自治区环境管控单元分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元主要为优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本工程为油气田内部站场改扩建工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”，符合国家相关产业政策。本工程位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65290230001）见图 3.5-2。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效地控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行。	符合

表 3.5-11 本工程与环境管控单元符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65290230001	库车市一般管控单元	一般管控单元	区域包含乡镇、部分基本农田	/
维度	管控要求		本工程	符合性
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。 2、对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏		本工程为油气田内部站场改扩建工程，符合阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求；本工程占地类型	符合

	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>为工业用地、沙地、灌木林地、其他林地，不占用基本农田，工程施工前应办理征地手续，根据工程建设实际用地面积办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。</p>	
污染物排放管控	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>本工程内容不涉及。</p>	符合

环境风险 防控	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>企业定期安排巡视工作，对管线、设备等进行隐患排查，防止设备损坏、管线腐蚀等情况，及时排查防止造成土壤污染。项目由西北油田分公司采油二厂管理，区块开发突发环境应急预案纳入采油二厂应急管理体系中。符合本单元管控要求。</p>	符合
资源利用 效率	<p>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。</p> <p>2、科学合理使用化肥农药，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。</p> <p>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。</p>	<p>本工程运营期正常平均补水量较小，间歇用水，依托二号联轻烃站脱盐水装置；焚烧炉采用清洁燃料天然气加热，用量较小；站场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；本次站场扩建位于预留用地内，不新增永久占，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求。</p>	符合

综上所述，本工程建设符合生态环境分区管控要求。

3.6 选址、选线合理性分析

本工程组成包括站场扩建、集输工程以及配套的供配电、自控、通信等工程。根据现场调查和资料搜集，本工程不占用法定生态保护区、重要生境以及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等生态敏感区，站场及管线选址均已避开生态保护红线，本工程评价范围主要的生态敏感目标为公益林（国家二级公益林）、塔里木河流域水土流失重点治理区。

本工程无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

（1）站场选址分析

本工程二号联轻烃站扩建硫磺回收系统位于站在预留用地内，故本次站场扩建不新增永久占地，占地类型为工业用地，不涉及基本农田、公益林等敏感区域，站场选址合理。

（2）管线选线合理性分析

①TK6143X 井注气管线

根据可研，TK6143X 井注气管线有两种走向方案，管线走向示意图见图 3.6-1。两个接入方案进行比选情况见表 3.6-1 所示。

经选线对比：方案 1 较方案 2 管线虽长度增加 1.56km，方案 1 管线穿越重点公益林比方案 2 长度减少 0.2km，减少占用重点公益林 0.12hm²，减小了对区域重点公益林的扰动。从整体而言，在采取相应的措施后，严格控制施工作业带，方案 1 较方案 2 对区域生态环境影响程度相对较小，故本工程采取方案 1 作为 TK6143X 井注气管线的最终走向。

表 3.6-1 TK6143X 井接入方案比选结果

接入方案	方案一（推荐）	方案二
方案描述	自 TK6143X 井避让公益林后接入塔河油田二号联油气处理站	自 TK6143X 井直线接入塔河油田二号联油气处理站
线路工程	3.0km	1.44km
重点公益林占用情况	管线不穿越重点公益林	管线穿越重点公益林长度 2.2km，临时占用重点公益林面积为 1.32hm ²
砍伐林木	不砍伐	砍伐一定数量的灌木
植被覆盖度	植被覆盖度约 10%	公益林分布区域，植被覆盖度约 15%—20%

环境风险	无环境风险敏感目标分布	穿越公益林，有生态环境风险
推荐意见	推荐	不推荐

②TK699 井注气管线

根据可研，TK699 井注气管线有两种走向方案，管线走向示意图见图 3.6-1。两个接入方案进行比选情况见表 3.6-2 所示。

经选线对比：方案 1 较方案 2 管线虽长度增加 0.54km，方案 1 管线穿越重点公益林比方案 2 长度减少 0.36km，减少占用重点公益林 0.22hm²，减小了对区域重点公益林的扰动。从整体而言，在采取相应的措施后，严格控制施工作业带，方案 1 较方案 2 对区域生态环境影响程度相对较小，故本工程采取方案 1 作为 TK699 井注气管线的最终走向。

表 3.6-2 TK699 井接入方案比选结果

接入方案	方案一（推荐）	方案二
方案描述	自 TK699 井避让公益林后接入塔河油田二号联油气处理站	自 TK699 井直线接入塔河油田二号联油气处理站
线路工程	2.5km	1.96 km
重点公益林占用情况	管线不穿越重点公益林	管线穿越重点公益林长度 0.36km，临时占用重点公益林面积为 0.22hm ²
砍伐林木	不砍伐	砍伐一定数量的灌木
植被覆盖度	植被覆盖度约 10%	公益林分布区域，植被覆盖度约 15%—20%
环境风险	无环境风险敏感目标分布	穿越公益林，有生态环境风险
推荐意见	推荐	不推荐

③S67 井注气管线

根据可研，S67 井注气管线有两种走向方案，管线走向示意图见图 3.6-1。两个接入方案进行比选情况见表 3.6-3 所示。

经选线对比：方案 1 较方案 2 管线虽长度增加 0.3km，方案 1 管线穿越重点公益林比方案 2 长度减少 0.97km，减少占用重点公益林 0.31hm²，减小了对区域重点公益林的扰动。从整体而言，在采取相应的措施后，严格控制施工作业带，方案 1 较方案 2 对区域生态环境影响程度相对较小，故本工程采取方案 1 作为 S67 井注气管线的最终走向。

表 3.6-3 S67 井接入方案比选结果

接入方案	方案一（推荐）	方案二
方案描述	自 S67 井避让公益林后接入塔河油田二号联油气处理站	自 S67 井直线接入塔河油田二号联油气处理站
线路工程	3.0km	2.03km
重点公益林占用情况	管线穿越重点公益林长度 0.48km，临时占用重点公益林面积为 0.29hm ²	管线穿越重点公益林长度 1.0km，临时占用重点公益林面积为 0.6hm ²
砍伐林木	可避免砍伐灌木	砍伐一定数量的灌木
植被覆盖度	植被覆盖度约 15%	公益林分布区域，植被覆盖度约 15%—20%
环境风险	穿越公益林段较短，生态环境风险较低	穿越公益林段稍长，生态环境风险较高
推荐意见	推荐	不推荐

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

塔河油田位于塔里木河北岸，本工程位于塔河油田 6 区块，隶属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂管辖，行政区划隶属于阿克苏地区库车市，距离库车市东南侧约 85.5km。本工程地理位置中心坐标为东经 $83^{\circ} 51'7.510''$ ；北纬 $41^{\circ} 19'8.390''$ （二号联轻烃站），地理位置见图 4.1-1。

库车市位于天山中部南麓，塔里木盆地北缘，地理位置为北纬 $40^{\circ}46' \sim 42^{\circ}35'$ 、东经 $82^{\circ}35' \sim 84^{\circ}17'$ 之间，东与巴音郭楞蒙古自治州的轮台县为邻，东南与尉犁县相接，南靠塔克拉玛干沙漠，西南与沙雅县相连，西以渭干河为界与阿克苏地区的新和县隔河相望，西北与拜城县接壤，北部与巴音郭楞蒙古自治州和静县毗连，属阿克苏地区东端。县境南北长 193km，东西宽 164km，全县面积 $1.52 \times 10^4 \text{km}^2$ ，西距行署驻地阿克苏市直线距离 227.5km，公路里程 257km。

地理位置见图 3.3-1。

4.1.2 地质构造

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木台地两大构造单元的接触部位，沿东西走向，在乌(乌鲁木齐)喀(什)公路(314 道)以北 30km 范围内分布新构造运动第三系地层，却勒塔克背斜(低山)和亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地，东路以南上部地层为第四纪地质结构的冲积、洪积和风积层，均为巨厚的松散堆积物。库车河冲洪积扇中下部，其北侧即为沿山前砾质平原隆起，东西向分布的亚肯背斜西部倾斜末端。库车市北部的天山山脉，东西走向，海拔 1400m~4550m，后山呈高山地貌，海拔 4000m 以上为积雪带，为库车平原提供着水源；前山区海拔在 1400m~2500m 之间，为风化作用强烈的低山带；低山带前局部有剥蚀残丘，海拔高程在 1300m 左右；低山带以南为山前洪积扇带和平原带。

塔河油田构造位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部，阿克苏凸起西部为哈拉哈塘凹陷，北部为雅克拉凸起，南部为顺托果勒隆起，东南部为满家尔拗陷，东部为草湖凹陷。

阿克库勒凸起于加里东中—晚期形成凸起雏形，海西早期受区域性挤压抬升形成向西南倾伏的北东向展布的大型鼻凸，在长期的抬升暴露风化剥蚀过程中，使凸起大部分地区普遍缺失志留系—泥盆系及中、上奥陶统。海西晚期运动使凸起再次抬升暴露风化剥蚀，形成了一系列近东西向的褶皱和断裂系统，断块活动特征较为明显，大部分地区仅仅保留石炭系下统（缺失石炭系上统及二叠系），局部地区奥陶系碳酸盐岩暴露，同时造成海西早期运动形成的区域不整合面进一步南倾。这种构造面貌一直持续演化至印支—燕山期。印支—燕山期主压应力为 NE—SW 方向，持续性的稳定挤压，形成盐边三叠、侏罗系中的 NEE 向右行扭动张性断裂组合，同时导致工区东南侧下石炭统盐体的大规模塑性流动形成三叠、侏罗系盐边低幅度背斜构造带。

4.1.3 地形地貌

库车市地形北高南低，自西北向东南倾斜，最高海拔高程为 4550m，最低海拔高程 922m。可概括划分为北部天山山地，冲积扇形砾石戈壁地和南部冲积平原。南部冲积平原，海拔在 930~1225m 之间，地形平坦。塔河油田位于天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，该区域为天山山前洪积倾斜戈壁平原与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，自西向东为渭干河冲积洪积平原，库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，地势较为平坦，为局部丘地和波状沙丘，海拔高度 900m-1000m。

本工程位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，海拔高度在 940m-960m 之间，地形简单，地貌单一。

4.1.4 水文与水文地质

4.1.4.1 地表水

塔河油田所在区域河流主要为塔里木河、渭干河、库车河。

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km²，属平原型

河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 $\text{HSO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{Ca}\cdot\text{Mg}\cdot\text{Na}$ 为主，矿化度枯水期最大。

渭干河发源于哈尔克驼山汗腾格里峰东侧的喀拉库勒冰川，流经拜城盆地后，穿过千佛洞峡谷进入平原区，经沙雅县努尔马克乡南部折向东南部消失于荒漠中。渭干河全长 452km，流域面积 $6.19\times 10^8\text{hm}^2$ ，年径流量 $1.9\times 10^8\text{m}^3$ ，多年平均流量为 $2.52\text{m}^3/\text{s}$ 。

库车河又名“苏巴什河”，整个流程在库车市境内，径流形成区面积 2946km^2 ，河流总长 121.6km，库车河水资源可利用量 $2.83\times 10^8\text{m}^3$ ，为冰雪融水及降雨补给型河流。库车河多年平均径流量为 $3.48\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ ，年均流量 $11.04\text{m}^3/\text{s}$ ，实测最大流量 $1940\text{m}^3/\text{s}$ ，最小流量 $0.62\text{m}^3/\text{s}$ 。库车河水质经多年长期监测，水质较好，矿化度为 0.4439g/L ，总硬度 118mg/L (以 CaO 计)，属微硬水，氯离子和硫酸盐含量多年平均值都小于 100mg/L 。河水的 pH 值在 $7.5\sim 8.5$ ，略偏碱性，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 型，枯水季节会出现硫酸盐钠型或氯化物钠型水。库车河流域的离子径流量为 21.85 万 t。

工程场地及周边临近区域地表水体为塔里木河，项目南距塔里木河最近约 27.1km。

4.1.4.2 水文地质

(1) 地下水类型及富水性

第四系松散地层是区域地下水赋存的主要介质。塔里木盆地第四系地层分布广泛，对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水储存提供了良好空间，第四系组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，也使该区域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方向地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至洪冲积倾斜平原下部溢出带部位，组成岩性由洪冲积平原区单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压(自流)水。该区域地下潜水水位埋深一般为 10m 左右，东北部地区埋深小于 10m，最浅埋深 1.26m。

塔里木河以北区域的潜水含水层富水性可划分为潜水水量中等、承压水水量丰富，顶板埋深小于 50m。潜水含水层近似呈扇状较大面积分布在塔北评价区的东北角地段。该区潜水位埋深 3.47m~29.7m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 10.5m~48.9m，含水层岩性为第四系卵砾石、砂砾石、粉砂、粉细砂，换算涌水量为 145.04m³/d~221.39m³/d，水量中等；渗透系数为 1.02m/d~3.88m/d。

(2) 包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

在塔里木河以北，从北部-中部的英达里亚、奥依库都克-南部的塔里木农场、塔里木一线，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 3~6.0m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22~0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15~1.93m/d。

(3) 区域地下水补给、径流、排泄条件

塔北区域地下水的补给来源主要是英达里亚河的渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给、水库水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给。因气候非常干燥，因而降水入渗补给微乎其微。地下水从渭干河冲洪积扇顶部向南部汇流。在渭干河冲洪积平原的上、中部，地下水含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为卵砾石、砂砾石，含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下水径流通畅，径流条件好。到冲洪积平原的中下部，含水层渐变为双层-多层结构的潜水-承压水含水层，含水层岩性也由粗颗粒的卵砾石、砂砾石地层渐变为细颗粒的中砂、细砂、粉砂等砂类地层，含水层的厚度变薄、渗透性变差、径流不畅，因而地下水径流条件相对变差。因塔北评价区位于渭干河冲洪积平原中下部，故其地下水径流条件相对较差。在塔北区域北部，地下水的水力坡度约 0.83‰，中部变为 0.59‰，南部变为 0.70‰。地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中，塔里木河又排泄到最低排泄点——台特玛湖。

(4) 地下水的水化学特征

——潜水的水化学类型

从塔北区域的中部向东西两侧，潜水的矿化度和水化学类型具有十分明显的水平分带规律性，表现为从中部到东西两侧，潜水矿化度由小于 1g/L 逐渐升高为

35.59g/L, 水化学类型也由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\text{--}\text{Na}(\text{Ca}\cdot\text{Mg})$ 型渐变为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\text{--}\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{--}\text{Na}(\text{Mg}\cdot\text{Ca})$ 型水。

从塔北区域的北部向中部、南部, 潜水的矿化度和水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性, 表现为从北部到南部, 潜水矿化度由小于 1g/L 逐渐升高为 12.27g/L, 水化学类型也由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\text{--}\text{Na}(\text{Ca}\cdot\text{Mg})$ 型渐变为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\text{--}\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{--}\text{Na}(\text{Mg}\cdot\text{Ca})$ 型水。

区内地下水主要接受英达里亚河、渠系、田间灌溉、水库水的渗漏补给、井灌水的回归补给, 上游地下水的侧向径流补给; 又通过潜水蒸发、植物蒸腾等方式排泄。这种补、径、排条件, 决定了潜水的水化学作用同时具有离子交替吸附作用和蒸发浓缩作用。

4.1.5 气候、气象

塔河油田所处地区气候干燥, 降水稀少, 夏季炎热, 冬季干冷, 年温差和日温差均较大, 属暖温带大陆性干旱气候。塔河油田主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.3℃	7	多年平均风速	2.0m/s
2	极端最高气温	36.8℃	8	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-32.0℃	9	年最大降雨量	128.1mm
4	月平均最高气温 (7 月)	32.9℃	10	日最大降雨量	37.5mm
5	月平均最低气温 (1 月)	-18.0℃	11	年平均降雨量	79.9mm
6	年平均相对湿度	54%	12	平均年蒸发量	2115.2mm

(1) 日照与气温: 每年日照时间 2947h, 日照百分率 67%, 7 月份最长, 日平均 9.1h, 12 月份最短, 日平均 6.1h。年平均气温 11.4℃, 年极端最高气温 41.6℃, 极端最低气温-27.4℃, 平均日较差 11.9℃。

(2) 降水与蒸发: 平均年降水量 74.5mm, 多集中每年 6-8 月份 (夏季)。小时最大降水量 30.3mm (1960 年 6 月 4 日), 年最小降水量为 33.6mm, 最长无水期 153 天。年平均蒸发量可达 2337.6mm。

(3) 地温与冻土：地表下深度 40cm 的地温变化与气温变化同步，大于 40cm 时，随着深度的增加，温度的滞后性越大，高低温均滞后于气温。地表极端最高地温为 69°C，极端最低地温-33°C。

(4) 湿度：年平均相对湿度 47%，12 月份相对湿度 66%，3-10 月份相对湿度 50%以下。

(5) 风速风向：年平均大风日（瞬间风速 $\geq 17\text{m/s}$ ）18 天，多出现在 4-6 月，占全年大风日 85%，风后浮尘有时持续数日，平均风力 9-10 级，历史瞬间最大风速 40m/s。历年最多风向为 N（北风），频率 16%，其中静风为 14%，SW（西南风）和 NNW（北北西风）各为 9%，E（东风）为 7%，年平均风速为 2.0m/s。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围

本项目行政区划隶属于库车市管辖，工程区位于塔河油田腹地，工程区中心西北距库车市城中心约 83km。项目主要建设内容为：二号联轻烃站内改造；新建 3 口单井再生气注气管线，管线长度 8.5km；配套电力、自控、通信、结构与安防、消防等配套工程。根据工程分析，本项目总占地约 6.8hm²，均为临时占地。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目以站场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m，同时管线工程穿越重点公益林段，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为生态环境评价范围，面积约 8.08km²。

(2) 调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布；重要物种的分布、生态学特征、种群现状，迁徙物种的主要迁徙路线、迁徙时间，重要生境的分布及现状。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

（3）调查方法

本次评价生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用“3S”等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A.基础资料收集

收集沿线地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，包括统计年鉴以及林草、生态环境、农业、自然资源等部门提供的相关资料，以及各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。

B.现场勘查

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则，在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时，突出重点区域和关键时段的调查，并通过对影响区域的实际踏勘，核实收集资料及遥感解译的准确性，以获取实际资料和数据。

生态敏感区逐一调查核实其类型、等级、分布、保护对象、功能区划、保护要求等。生态环境现状调查依据工程沿线生态系统类型，典型生态系统选取代表性样地进行调查。植被调查采用样方调查，明确典型植被类型中主要植物类型组成及盖度。

1) 调查点位选取及植被调查现场校验

在卫星定位技术和样地样方现状调查的支持下，利用该区域遥感卫星影像数据及相关资料，粗略判断项目区周围土地利用、植被、敏感目标状况，从中找出分辨困难的点位；对现场以点带面进行现场考察，进一步明确评价区内土地利用类型、植被类型、土壤类型和敏感目标保护等生态环境质量现状，从而建立卫星数据解译的判译标志。根据室内判读的植被与土地利用类型图，现场核实判读的正误率，适当做出点位调整，并对每个取样点做详细记录。

2) 陆生植被调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范——草地生态系统野外观测（HJ1168-2021）》的要求，在对评价区陆生生物资源历年资料检索分析的基础

上,根据调查方案确定路线走向及考察时间,进行现场调查。实地调查采取现场调查与样方调查的方法,确定评价区的植物种类、植被类型及珍稀濒危植物的生存状况等。

收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料,在综合分析现有资料的基础上,生物量和生物多样性调查依据已有资料推断,采用卫星遥感影像辅证并实测一定数量的具有代表性的样方调查验证的方法。

3) 陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物(HJ 710.3-2014)》《生物多样性观测技术导则 鸟类(HJ 710.4-2014)》《生物多样性观测技术导则 爬行动物(HJ 710.5-2014)》《生物多样性观测技术导则 两栖动物(HJ 710.6-2014)》等确定的技术方法,本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查及样线调查的方法,结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生物学和生态学特性,调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类,并适当扩展,确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料,包括统计年鉴以及生态环境、水利、林草、住建、自然资源、农业农村等部门提供的相关资料。同时,在重点施工区域(如重点公益林分布区等)以及动植物生境较好的区域进行重点调查。

从上述调查得到的种类之中,对相关重点保护物种进行进一步调查与核实,确定其种类。对有疑问动物、重点保护动物尽量采集凭证标本并拍摄照片,最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C.生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读,完成数字化的植被类型图和土地利用类型图,进行生态质量的定性和定量评价。从遥感信息获取的地面覆盖类型,在地面调查和历史植被基础上进行综合判读,采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征,不单纯依靠色彩进行划分,对监督分类产生的植被初图,结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息,对植被图进行目视解译校正,得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上,进一步合并有关地面类型,得到土地利用类型图。

D.生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，灌木及草本采用收获法进行生物量的测定。其余类型参考国内外有关生物生物量的相关资料，并根据当地的实际情况作适当调查，估算出评价范围植被类型的生物量。

4.2.2 生态功能区划调查

本项目所在区域行政区划隶属于阿克苏地区库车市，根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本项目位于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）、塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。生态功能区划见图 4.2-1。

表 4.2-1 项目区生态功能区划

生态功 能分 区 单 元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）
	生态功能 区	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）
主要生态服务功能		沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
主要生态环境问题		河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
生态敏感因子敏感 程度		生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
主要保护措施		退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻
适宜发展方向		加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区

项目区不占用生态保护红线等法定生态保护区域、重要生境以及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等生态敏感区。拟建工程对生态环境的影响主要体现在施工期，具有临时性、短暂性特点。本项目建设过程中减少水土流失、保护重点公益林；施工结束后，井场恢复和管沟回填，采取完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化、水土流失造成严重负面影响。

综上所述，本项目的建设不会对本项目所在区域土壤、动植物等生态环境产生明显的影响，符合本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

本项目地处塔里木盆地北部，塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，项目整体位于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买力油田英买2区块内。项目区属于塔里木河洪泛平原，地势平坦，地表为荒地。气候为温带大陆性干旱性气候，冬季干冷，夏季酷热，终年干燥少雨。

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，项目评价范围内分布的生态系统类型主要有草地生态系统、荒漠生态系统、灌丛生态系统和城镇生态系统等，总体生态系统类型简单、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后的自我恢复能力弱。

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。生态环境评价范围内土地利用现状见表 4.2-2。

表 4.2-2 生态环境评价范围内土地利用类型一览表

序号	土地利用类型		面积 (km ²)	百分比 (%)
	一级类	二级类		
1	工矿仓储用地	采矿用地	0.80	9.85
2	交通运输用地	公路用地	0.08	1.03
3		农村道路	0.03	0.38
4	林地	灌木林地	6.52	80.73
5	耕地	水浇地	0.03	0.36
6	草地	天然牧草地	0.11	1.40
7	其他土地	沙地	0.34	4.17
8	水域及水利设施用地	坑塘水面	0.17	2.08
合计			8.08	100.00

本项目生态现状调查范围面积 8.08km²，占比最大的土地利用类型主要是灌木林地、采矿用地和沙地，三种地类面积合计占比达到评价范围面积的 94%以上。其中有 6.52km²的现状地类为灌木林地，占评价范围面积的 80.73%，主要分布在工程区周边；有 0.80 km²的现状地类为采矿用地，主要分布在评价范围内各个区域，主

要是塔河油田内已建井场和站场等采矿设施用地，占评价范围面积的 9.85%；有 0.34km² 的现状地类为沙地，占评价范围面积的 4.17%，主要分布在塔河油田二号联油气处理站的东南侧。土地利用现状见图 4.2-2。

本项目新增征地占地类型见表 4.2-3。

表 4.2-3 项目占地土地利用类型一览表

工程内容		占地性质	占地类型	面积（hm ² ）	百分比（%）
集输工程	管线	临时	采矿用地	1.44	21.10
			灌木林地	4.66	68.59
			沙地	0.70	10.30
合计				6.80	100.00

本项目永久占地主要为二号联轻烃站扩建的永久占地，新增占地均位于已建二号联轻烃站范围内。新增临时占地主要是 3 条新建管线占地，集输管线长 8.5km，作业带宽度 8.0m，占地类型主要为采矿用地、沙地和灌木林地。

4.2.5 植被现状调查与评价

按中国植被自然地理区划，项目区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。区域内生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区域植被组成较为简单，类型较单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，主要为刚毛怪柳群系、盐穗木群系和骆驼刺群系。区域内生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区域植被组成较为简单，类型比较单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，主要为刚毛怪柳群系、花花柴群系、盐穗木群系和骆驼刺群系。工程区主要为怪柳植被群系和芦苇群系，项目评价区域内占优势的植被为怪柳荒漠，主要为刚毛怪柳和多枝怪柳，局部有芦苇群系分布，整个区域植被覆盖度在 30%左右。

评价区有高等植被 15 种，分属 7 科，详见表 4.2-4。植被类型见图 4.2-3。

表 4.2-4 区域野生植物情况一览表

序号	科	种名	拉丁名
1	蓼科 <i>Polygonaceae</i>	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
2	苋科 <i>Amaranthaceae</i>	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
3		圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
4		刺沙蓬	<i>Salsola tragus</i>
5		盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>
6	豆科 <i>Fabaceae</i>	铃铛刺	<i>Caragana halodendron</i>
7		疏叶骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i>
8	白刺科 <i>Nitrariaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
9		小果白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
10	怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
11		刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
12		短穗怪柳	<i>Tamarix laxa</i>
13	菊科 <i>Asteraceae</i>	盐生鸦葱	<i>Scorzonera pusilla</i> Pall.
14		花花柴	<i>Karelinia caspia</i>
15	禾本科 <i>Poaceae</i>	芦苇	<i>Phragmites australis</i>

4.2.6 野生动物现状调查与评价

(1) 野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，本项目所在区域的动物区系属于古北界、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。

(2) 野生动物栖息生境类型

本项目所在区域地处塔里木盆地，位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。通过对工程区内动物的实地调查和有关资料的查询，该区域以半灌木荒漠为主，栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

(3) 野生动物种类及分布

根据现场实地调查，目前油田开发区及其邻近区域内的野生动物数量不多，以荒漠动物为主。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 15 种，其中爬行类 3 种、鸟类 9 种、哺乳类 3 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-5。

表 4.2-5 评价区主要脊椎动物名录及其种类和分布

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
爬行类				
1	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		
2	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
3	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	/	±
鸟类				
4	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
5	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+
6	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
7	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	B	+
8	紫翅棕鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	W	++
9	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	B	+
10	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++
11	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	++
12	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	B	++

兽类				
13	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	/	+
14	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	/	±
15	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	±
注：（1）R—留鸟；B—繁殖鸟。（2）±—偶见种；+—常见种；++—多见种。				

4.2.7 生态敏感区调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），项目评价区域生态保护目标主要为区域内分布的重要物种，以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等，同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域重点公益林和水土流失重点治理区等环境敏感区一并进行调查及评价。

4.2.7.1 重要物种

（1）重点保护野生植物

根据《国家重点保护野生植物名录》（2021 年版）、《新疆国家重点保护野生植物名录》（新林护字〔2022〕8 号）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63 号文），评价区没有国家和自治区级重点保护野生植物。

（2）重点保护野生动物

根据《国家重点保护野生动物名录》（2021 年版）、《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021-07-28）和《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），该区域共有国家级重点保护动物 1 种，详见表 4.2-6。

表 4.2-6 重要野生动物调查结果统计表

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	项目占用情况（是/否）
1	塔里木兔（ <i>Lepus yarkandensis</i> ）	国家二级	近危 NT	是	分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲	现场调查、文献记录、历史调查资料	否

塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35~43cm，尾长 5~10cm，体重不到 2kg。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，

尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10cm，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。

塔里木兔栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。塔里木兔对农作物有一定危害，近几年数量明显减少。现场勘查时未见塔里木兔。

4.2.7.2 重点公益林

根据调查，本项目所在区域天然林主要为库车市重点公益林，植被以灌木为主。根据《新疆维吾尔自治区库车县重点公益林区划界定成果报告》，库车市共有林业用地 4272390 亩。其中公益林 3887490 亩，占林业用地的 90.99%，重点公益林面积为 2562398 亩，占公益林面积的 65.91%。

从重点公益林林种结构分析，库车市重点公益林共有 2 个二级林种，其中水源涵养林 638113 亩，占重点公益林面积的 24.9%；防风固沙林 1924285 亩，占 75.1%。其重要原因是库车市为一个荒漠化、沙化严重的市，且处在塔克拉玛干沙漠边缘，而防风固沙林是库车市工农业生产的天然屏障，是库车市绿洲农业及社会经济发展的基础和保证。从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

评价区域内重点公益林类型均为防风固沙林，属于吐加依灌丛和稀疏灌丛，主要植物种类为柽柳，灌木层高度 2m~3m，植被盖度为 30%~55%，伴生有盐穗木、疏叶骆驼刺等。本项目生态环境评价范围内分布有天然林，分别为国家二级公益林和库车市地方公益林，公益林主要是塔里木河流域灌丛，地类为灌木林地，主要生态功能为防风固沙。具体涉及公益林情况以林草部门核查为准。

评价区域重点公益林的保护对象主要为区域防风固沙林及生物多样性保护林的生态系统，防治沙漠化，保护农田和居住区不受风沙侵袭，保护野生动植物及其生境，维护区域生物多样性。

4.2.7.3 水土流失重点治理区

根据新水水保〔2019〕4号文件，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、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030年）》和新水水保〔2019〕4号文件，本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《2020年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，库车市水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占68.89%，中度侵蚀占17.60%，强烈侵蚀占7.45%，极强烈侵蚀占5.65%，剧烈侵蚀占0.41%，主要侵蚀土地利用类型为戈壁和裸岩石砾地。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），项目所在区域主要位于“II风力侵蚀类型区”中的“II1‘三北’戈壁沙漠及沙地风沙区”，主要为荒漠强烈风蚀区和塔里木绿洲轻度风蚀水蚀区。结合本项目区域地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力、水力侵蚀和中度风力侵蚀为主。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定本项目所在区域容许土壤流失量取值为2000t/km²·a。

项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田绿洲防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程以及石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

4.2.7.4 土地沙化现状调查

本项目位于阿克苏地区库车市，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于有明显沙化趋势的土地，本项目沙化土地类型分布情况见图4.2-5。

库车市沙化土地总面积为205142.19hm²，其中：流动沙地398.42hm²，半固定沙地47523.37hm²，固定沙地29508.53hm²，沙化耕地11478.91hm²，戈壁2242.15hm²，戈壁116232.96hm²，具有明显沙化趋势的土地244841.6hm²，其他土地类型面积1003714.98hm²。

4.2.8 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态的主要特征，生态较为脆弱。结合本次现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（1）水土流失问题

本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（2）土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态状况明显改善。

4.2.9 小结

本项目位于库车市山前倾斜戈壁洪积平原区，工程所在区域地势较为平坦，属于天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境，本项目距离最近的生态保护红线是西南侧 6.1km 处的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。生态保护目标主要为区域重要野生动植物、重点公益林和水土流失重点治理区等，本项目临时占用重点公益林 0.29hm²。

本项目评价区域内占优势的植被为怪柳荒漠，主要为刚毛怪柳和多枝怪柳，局部有芦苇群系分布，整个区域植被覆盖度在 30%左右；评价范围内涉及的土地利用类型主要为灌木林地、采矿用地和沙地；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域沙化土地类型属于有明显沙化趋势的土地；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生植物，未见到国家二级保护动物塔里木兔，观测到麻雀等鸟类，密点麻蜥、荒漠麻蜥等两栖动物。评价区域内受人为活动影响较大，生态系统类型简单、脆弱，主要是灌丛生态系统、荒漠生态系统和城镇生态系统等，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状监测

（1）调查方法

地下水环境现状调查采用搜集资料法。

（2）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本工程属二号联轻烃站（天然气处理站）改扩建工程，为Ⅱ类项目，评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，且项目区不位于集中式饮用水水源的补给径流区，区域地下水环境敏感程度为不敏感。本次地下水环境评价等级为三级。根据导则中现状监测点的布设原则要求，三级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 3 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 1~2 个。原则上建设项目场地上游和下游影响区的地下水水质监测点各不得少于 1 个。

根据导则要求，从实际出发，本次环评引用《塔河油田 2025 年第一期产能建设项目环境影响报告书》中的 2 个潜水监测点、1 个承压水监测点，《塔河油田四号联合站原油系统能力提升工程》中的 1 个潜水监测点，以及《西北油田分公司采油一厂地下水例行监测数据》中的 1 个潜水监测点。本次监测布点综合考虑了项目所在位置，并在项目区的上游、下游及侧向分别布点，引用点位与规划区在相同水文地质单元内，水文地质条件一致，数据均在三年有效期内，可以引用。监测点位基本满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求，故引用的数据具有一定代表性。具体监测点位见图 4.3-1，各监测点设置情况及基本信息见表 4.3-1。

表 4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位名称	监测层位	与工程位置关系	水位埋深 m	井深 m	监测与调查项目		监测时间
						检测分析因子	监测因子	
1	塔河油田-3#	潜水	项目区上游 4.5km	-	-	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ , 共计8项	色度、嗅和味、肉眼可见物、pH值、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、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氟化物、碘化物、汞、砷、镉、硒、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类	2024年9月
2	塔河油田-4#	潜水	项目区 0.7km	-	-			
3	塔河油田-9#	承压水	项目区下游 4.6km	-	-			
4	S3	潜水	项目区上游 12.5km	4.56	30		pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物	2023年6月
5	W3 (TK4121)	潜水	项目区侧向 8.2km	-	-	/		2023年3月

(3) 监测项目及分析方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，本次评价的监测项目包括：K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、色度、嗅和味、肉眼可见物、pH 值、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、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氟化物、碘化物、汞、砷、镉、硒、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类等。

分析方法：采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版) 有关标准和规范执行。

(4) 监测结果

监测结果见表 4.3-1。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

(1) 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）Ⅲ类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH —pH 监测值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

（3）评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表 4.3-2~4.3-4。根据监测结果可知，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物、铁、锰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。承压水监测点均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准；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、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。结合塔河油田区域历史监测数据，多出现锰以及盐分超标的情况，与本次

调查情况基本一致，超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流较缓慢，蒸发排泄强烈，各类离子容易富集，这也是干旱区浅层地下水化学特征的共性表现。

表 4.3-2 地下水质量现状监测及评价结果一览表

检测项目	标准值		潜水含水层		承压水
			塔河油田-3#	塔河油田-4#	塔河油田-9#
色度	≤15 度	监测值(度)			
		标准指数			
嗅和味	--	监测值			
		标准指数			
肉眼可见物	--	监测值			
		标准指数			
pH 值	6.5~8.5	监测值			
		标准指数			
总硬度	≤450	监测值			
		标准指数			
溶解性总固体	≤1000	监测值			
		标准指数			
硫酸盐	≤250	监测值			
		标准指数			
氯化物	≤250	监测值			
		标准指数			
铁	≤0.3	监测值			
		标准指数			
锰	≤0.1	监测值			
		标准指数			
铜	≤1.0	监测值			
		标准指数			
锌	≤1.0	监测值			
		标准指数			
铝	≤0.2	监测值			
		标准指数			

挥发性酚类	≤ 0.002	监测值			
		标准指数			
阴离子表面活性剂	≤ 0.3	监测值			
		标准指数			
耗氧量	≤ 3.0	监测值			
		标准指数			
氨氮	≤ 0.5	监测值			
		标准指数			
硫化物	≤ 0.02	监测值			
		标准指数			
总大肠菌群	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	监测值			
		标准指数			
细菌总数	$\leq 100\text{CFU/mL}$	监测值			
		标准指数			
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	监测值			
		标准指数			
硝酸盐氮	≤ 20.0	监测值			
		标准指数			
氟化物	≤ 1.0	监测值			
		标准指数			
碘化物	≤ 0.08	监测值			
		标准指数			
汞	≤ 0.001	监测值			
		标准指数			
砷	≤ 0.01	监测值			
		标准指数			
镉	≤ 0.005	监测值			
		标准指数			
硒	≤ 0.01	监测值			
		标准指数			
六价铬	≤ 0.05	监测值			
		标准指数			
铅	≤ 0.01	监测值			
		标准指数			

三氯甲烷	≤ 0.06	监测值			
		标准指数			
四氯化碳	≤ 0.002	监测值			
		标准指数			
苯	≤ 0.01	监测值			
		标准指数			
甲苯	≤ 0.7	监测值			
		标准指数			
石油类	≤ 0.05	监测值			
		标准指数			

表 4.3-3 地下水质量现状监测及评价结果一览表

序号	检测项目	单位	标准限值 (III 类)	S3		
				监测值	Pi	达标情况
1	pH 值	无量纲	6.5~8.5			
2	氨氮	mg/L	0.5			
3	亚硝酸盐氮	mg/L	1			
4	硝酸盐氮	mg/L	20			
5	氰化物	mg/L	0.05			
6	挥发酚	mg/L	0.002			
7	汞	mg/L	0.001			
8	砷	mg/L	0.01			
9	铬(六价)	mg/L	0.05			
10	总硬度	mg/L	450			
11	铅	mg/L	0.01			
12	氟化物	mg/L	1			
13	镉	mg/L	0.005			
14	铁	mg/L	0.3			
15	锰	mg/L	0.1			
16	溶解性总固体	mg/L	1000			
17	耗氧量	mg/L	3			
18	硫酸根(硫酸盐)	mg/L	250			
19	氯离子(氯化物)	mg/L	250			
20	总大肠菌群	CFU/100mL	3			

序号	检测项目	单位	标准限值 (III 类)	S3		
				监测值	Pi	达标情况
21	细菌总数	CFU/mL	100			
22	硫化物	mg/L	0.2			
23	钾离子	mg/L	/			
24	钠离子 (钠)	mg/L	200			
25	钙离子	mg/L	/			
26	镁离子	mg/L	/			
27	碳酸根	mg/L	/			
28	碳酸氢根	mg/L	/			
29	石油类	mg/L	0.05			

表 4.3-4 地下水质量现状监测及评价结果一览表

序号	监测项目	标准值	W3		
			监测值	标准指数	达标情况
1	pH	6.5~8.5			
2	色度	≤15			
3	浑浊度	≤3			
4	肉眼可见物	无			
5	臭和味	无			
6	钠	≤200			
7	铅	≤0.01			
8	镉	≤0.005			
9	铁	≤0.3			
10	锰	≤0.10			
11	汞	≤0.001			
12	砷	≤0.01			
13	氨氮	≤0.5			
14	高锰酸盐指数	/			
15	六价铬	≤0.05			
16	挥发酚	≤0.002			
17	氰化物	≤0.05			
18	氯化物	≤250			
19	硫酸盐	≤250			

20	总硬度	≤450			
21	硝酸盐氮	≤20.0			
22	亚硝酸盐氮	≤1			
23	溶解性总固体	≤1000			
24	氟化物	≤1			
25	阴离子表面活性剂	≤0.3			
26	总大肠菌群	≤3.0			
27	硫化物	≤0.02			
28	石油类	≤0.05			

(3) 地下水离子检测结果与评价

①潜水地下水离子检测结果见表 4.3-5。

表 4.3-5 潜水地下水检测分析因子分析结果一览表

项目		潜水含水层		
		塔河油田-3#	塔河油田-4#	S3
监测值 (mg/L)	K ⁺	29.1		
	Na ⁺	520		
	Ca ²⁺	152		
	Mg ²⁺	70		
	CO ₃ ²⁻	0		
	HCO ₃ ⁻	169		
	Cl ⁻	1000		
	SO ₄ ²⁻	557		
毫克当 量百分 比(%)	K ⁺ +Na ⁺	63.99		
	Ca ²⁺	20.37		
	Mg ²⁺	15.64		
	CO ₃ ²⁻	0.00		
	HCO ₃ ⁻	6.51		
	Cl ⁻	66.21		
	SO ₄ ²⁻	27.28		

根据地下水离子检测结果，评价区潜水地下水阴离子以 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。

②承压水离子检测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 承压水地下水检测分析因子分析结果一览表

项目		承压水
		塔河油田-9#
监测值(mg/L)	K^+	
	Na^+	
	Ca^{2+}	
	Mg^{2+}	
监测值(mg/L)	CO_3^{2-}	
	HCO_3^-	
	Cl^-	
	SO_4^{2-}	
毫克当量百分比(%)	K^++Na^+	
	Ca^{2+}	
	Mg^{2+}	
	CO_3^{2-}	
	HCO_3^-	
	Cl^-	
	SO_4^{2-}	

根据地下水离子检测结果，承压水阴离子以 Cl^- 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ 为主，水化学类型主要以 $Cl \cdot SO_4 \cdot HCO_3-Na$ 型为主。

4.4 地表水环境现状调查与评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在二号联轻烃站天然气处理过程及再生气回注过程中，本工程运营期产生的生产废水不外排，且本工程周边 5km 范围内无天然地表水体，且距离塔里木河最近距离约 26km。项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，废水处理设施的依托可行性。

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

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区土壤类型主要为草甸土、盐土。土壤类型分布图见图 4.5-1。

（1）草甸土

草甸土发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤。属半水成土。其主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团粒结构较好，水分较充分。草甸土的成土过程具有腐殖质累积的草甸化过程和氧化还原交替特征。草甸土区水分供应充足，植被生长繁茂，根系又深又密，每年为土壤提供了大量的有机残体，在土壤冻结后，分解缓慢且不彻底，因而在土壤中逐渐积累了很高含量的腐殖质。同时由于地下水位的周期性升降，土壤氧化还原交替进行，形成了锈色斑纹层。

（2）盐土

水溶性盐类在土壤表层或土体内逐渐积聚的过程，即盐化过程是导致盐土形成的主要原因。气候干旱和地下水位高是盐化发生的必要条件。在干旱、半干旱地区，溶有各种盐类的地下水因蒸发作用而沿土壤毛细管孔隙上升至地表，其中的液态水分子汽化，水中的各种盐类则残留于土壤表面及土体，久而久之，土壤即因水溶性盐类日益增多而盐化成为盐土。

4.5.2 土壤理化性质调查

根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为本工程附近土壤表层样（0-0.2m）。调查结果如表 4.5-1 所示。

表 4.5-1 土壤理化特性调查表

点号		二号联轻烃站	S67 井场
坐标			
层次			
现场记录	颜色		
	结构		
	质地		
	砂砾含量		
	其他异物		
实验室测定	阳离子交换量 cmol ⁺ /kg		
	pH 值（无量纲）		
	氧化还原电（mv）		
	饱和导水率 cm/s		
	土壤容重 g/cm ³		
	孔隙度%		
	水溶性盐总量 g/kg		

4.5.3 土壤环境现状监测

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），工程所在区域属于土壤盐化地区，本工程类别同时按照生态影响型项目和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 个表层样，占地范围外设置 4 个表层样；土壤类型主要为草甸土、盐土。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。本工程引用《二

号联轻烃站系统优化工程环境影响报告书》中 3 个占地范围内监测点，监测点位在二号联轻烃站内，监测时间均在近三年之内，符合监测点引用时间要求。

根据项目区域土壤类型的特点以及土地利用方式，分为建设用地区和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆中测测试有限责任公司对土壤环境质量现状进行了监测，取样时间为 2025 年 10 月 26 日。土壤监测点位及监测因子见表 4.5-2。

表 4.5-2 土壤监测点位及监测因子

监测项目	监测点位	监测点位坐标	监测点情况	监测时间	监测频率/要求	监测因子
土壤	占地范围内		表层样	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的 45 项+特征因子：石油 烃
						pH、石油烃+土壤盐分含量
						pH、石油烃+土壤盐分含量
	占地范围外		表层样	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地中 45 项基本项目+pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
						《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)基本项目镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌+pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）

4.5.4 土壤环境现状评价

(1) 评价标准

油田内地面工程、站场等建设用地区为第二类用地，占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外灌木林地、其他林地等执行《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 筛选值标准，根据监测结果，在监测期间，本工程区域土壤 pH>7，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土

壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中所列筛选值标准。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值标准。

（2）评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

（3）评价结果

土壤评价结果见表 4.5-3～表 4.5-6。

表 4.5-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位				二号联轻烃站（膨胀压缩机周边）			S67 井场外 200m		
采样深度				0-20cm			0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值 （第二 类用地）	监测数 据	Pi	达标 情况	监测数 据	Pi	达标 情况
1	pH	-	-						
2	总砷	mg/kg	60						
3	镉	mg/kg	65						
4	六价铬	mg/kg	5.7						
5	铜	mg/kg	18000						
6	铅	mg/kg	800						
7	总汞	mg/kg	38						
8	镍	mg/kg	900						
9	四氯化碳	mg/kg	2.8						
10	氯仿	mg/kg	0.9						
11	氯甲烷	mg/kg	37						
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9						
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5						
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66						
15	顺式-1,2-二氯乙 烯	mg/kg	596						
16	反式-1,2-二氯乙 烯	mg/kg	54						
17	二氯甲烷	mg/kg	616						
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5						
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10						

20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8						
21	四氯乙烯	mg/kg	53						
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840						
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8						
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8						
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5						
26	氯乙烯	mg/kg	0.43						
27	苯	mg/kg	4						
28	氯苯	mg/kg	270						
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560						
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20						
31	乙苯	mg/kg	28						
32	苯乙烯	mg/kg	1290						
33	甲苯	mg/kg	1200						
34	间/对二甲苯	mg/kg	570						
35	邻二甲苯	mg/kg	640						
36	硝基苯	mg/kg	76						
37	苯胺	mg/kg	260						
38	2-氯酚	mg/kg	2256						
39	苯并(a)蒽	mg/kg	15						
40	苯并(a)芘	mg/kg	1.5						
41	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15						
42	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151						
43	蒽	mg/kg	1293						
44	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	1.5						
45	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	15						
46	萘	mg/kg	70						
47	石油烃	mg/kg	4500						
48	全盐量	g/kg	/						

表 4.5-4 占地范围内表层样土壤环境质量评价

检测项目		检测结果	
		二号联轻烃站(原料气压缩机周边)	二号联轻烃站(酸气分离器周边)
采样深度			
pH	监测值		
	级别		
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值		
	筛选值		
	标准指数		
盐分含量	监测值		
	级别		

表 4.5-5 占地范围外土壤环境质量评价 (筛选值 pH>7.5)

监测点位				TK699 井场外 200m 外		二号联轻烃站外 200m 外		TK6143X 井场外 200m 外	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm	
序号	检测项目	单位	筛选值	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
1	pH 值	无量纲	/						
2	镉	mg/kg	0.6						
3	汞	mg/kg	3.4						
4	砷	mg/kg	25						
5	铅	mg/kg	170						
6	铬	mg/kg	250						
7	铜	mg/kg	100						
8	镍	mg/kg	190						
9	锌	mg/kg	300						
10	石油烃	mg/kg	4500						
11	水溶性盐 总量	g/kg	/						

从评价结果可以看出,项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低,满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求。重金属元素

含量相对较低，场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

项目区占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”相应标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（4）土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，土壤盐化分级标准见表 4.5-6，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.5-7。项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区，项目所在区域土壤盐化、酸化碱化现状见表 4.5-8。

表 4.5-6 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量（SSC）/（g/kg）	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC<1	SSC<2
轻度盐化	1≤SSC<2	2≤SSC<3
中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤SSC<6	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10

表 4.5-7 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10.0	极重度碱化

表 4.5-8 土壤盐化、酸化现状

检测项目		pH	碱化程度	含盐量(SSC)/(g/kg)	盐化程度
二号联轻烃站(膨胀压缩机周边)	表层 0-0.2m				
二号联轻烃站(原料气压缩机周边)	表层 0-0.2m				
二号联轻烃站(酸气分离器周边)	表层 0-0.2m				
S67 井场外 200m 外	表层 0-0.2m				
TK699 井场外 200m 外	表层 0-0.2m				
二号联轻烃站外 200m 外	表层 0-0.2m				
TK6143X 井场外 200m 外	表层 0-0.2m				

综上所述,区内土壤 pH 值为 8.05~8.8,存在无酸化或碱化、轻度碱化的情况;土壤盐化程度不均,存在未盐化、中度盐化的情况,未出现极重度盐化的情况。

4.6 环境空气质量现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本工程地处阿克苏地区库车市，根据 2024 年阿克苏区域环境空气质量监测结果，阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表 4.6-1。

表 4.6-1 区域环境空气质量现状评价表

污染物	年度评价指标	现状浓度	标准值	占标率%	达标情况
2024 年					
SO ₂	年平均	5μg/m ³	60μg/m ³	8.3%	达标
NO ₂	年平均	27μg/m ³	40μg/m ³	67.5%	达标
PM ₁₀	年平均	81μg/m ³	70μg/m ³	115.7%	超标
PM _{2.5}	年平均	35μg/m ³	35μg/m ³	100%	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1600μg/m ³	4000μg/m ³	40%	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	132μg/m ³	160μg/m ³	82.5%	达标
2023 年					
SO ₂	年平均	7μg/m ³	60μg/m ³	11.6%	达标
NO ₂	年平均	32μg/m ³	40μg/m ³	80.0%	达标
PM ₁₀	年平均	95μg/m ³	70μg/m ³	135.7%	超标
PM _{2.5}	年平均	37μg/m ³	35μg/m ³	105.7%	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2200μg/m ³	4000μg/m ³	55.0%	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	130μg/m ³	160μg/m ³	81.2%	达标
2022 年					
SO ₂	年平均	6μg/m ³	60μg/m ³	10	达标
NO ₂	年平均	24μg/m ³	40μg/m ³	60	达标
PM ₁₀	年平均	94μg/m ³	70μg/m ³	134.29	超标
PM _{2.5}	年平均	41μg/m ³	35μg/m ³	117.14	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2000μg/m ³	4000μg/m ³	50	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	133μg/m ³	160μg/m ³	83.125	达标
2021 年					
SO ₂	年平均	6μg/m ³	60μg/m ³	10	达标
NO ₂	年平均	29μg/m ³	40μg/m ³	72.5	达标
PM ₁₀	年平均	87μg/m ³	70μg/m ³	124.3	超标
PM _{2.5}	年平均	35μg/m ³	35μg/m ³	100	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1700μg/m ³	4000μg/m ³	42.5	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	124μg/m ³	160μg/m ³	77.5	达标
2020 年					
SO ₂	年平均	7μg/m ³	60μg/m ³	11.7	达标

NO ₂	年平均	28μg/m ³	40μg/m ³	70.0	达标
PM ₁₀	年平均	95μg/m ³	70μg/m ³	135.7	超标
PM _{2.5}	年平均	39μg/m ³	35μg/m ³	111.4	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1500μg/m ³	4000μg/m ³	37.5	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	122μg/m ³	160μg/m ³	76.3	达标

根据上表结果，近 5 年来工程区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM₁₀、PM_{2.5}，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况，短期内不会有明显改善。

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

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点位及监测项目

本次环评特征污染物采用引用的方法，监测点位布设及基本信息见表 4.6-2 和图 4.3-1。

表 4.6-2 特征污染物监测点位基本信息 单位：mg/m³

监测点名称	与本工程位置关系	监测因子	监测时段	备注
二号联轻烃站南侧 1km 处	二号联轻烃站南侧 1km 处	非甲烷总烃、硫化氢	2024 年 11 月 21 日～ 2024 年 11 月 27 日	引用《二号联轻烃站系统优化工程环境影响报告书》

（2）数据可引用性

在空间上，所引用的监测点位于本工程区域内部，且生态环境、工程内容均与本工程相似，满足点位要求；在时间上，所引用数据均在三年以内，监测频率及时性均满足要求；监测因子方面，引用数据所监测的项目均为本工程所有的特征因子，满足监测因子要求；采样及分析方法方面，引用数据的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行、分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行，满足要求。

（3）评价标准

NMHC 参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（ $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求。

（4）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

P_i ——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i ——第 i 个污染物监测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

（5）评价结果

监测及评价结果见表 4.6-3。

表 4.6-3 NMHC、硫化氢监测评价结果监测结果表

监测点位	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/%	超标频率 /%	达标 情况
二号联轻烃站 南侧 1km 处	非甲烷总烃	1 小时平均	2	0.21~0.28	14	—	达标
	硫化氢	1 小时平均	0.01	未检出	—	—	达标

由监测结果可知，监测期间评价区特征污染物非甲烷总烃小时平均值 $210\sim 280\mu\text{g}/\text{m}^3$ 之间，最大占标率为 14%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求； H_2S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（ $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

4.7.2 声环境现状评价

声环境现状调查采用现场监测法。声环境现状委托新疆中测测试有限责任公司进行现场监测。

（1）监测点位

为了说明场地声环境质量现状，本次在扩建站场（二号联轻烃站）进行声环境质量现状监测。声环境现状监测点位信息见表 4.7-1，布点示意图见图 4.3-1。

表 4.7-1 监测点位信息一览表

监测点位名称	监测因子	监测时间	监测频率	监测单位
二号联轻烃站	等效连续 A 声级（Leq）	2025 年 10 月 26 日	监测 1 天昼、夜间各监测一次。	新疆中测测试有限责任公司

（2）监测项目：连续等效 A 声级 Leq〔dB(A)〕。

（3）监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中规定的方法进行监测。

（4）监测时间：本次现状监测时间为 2025 年 10 月 26 日。

（5）评价标准

项目区域扩建站场（二号联轻烃站）厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准【昼间 60 dB（A）、夜间 50 dB（A）】。

（6）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（7）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

表 4.7-2 声环境现状监测及评价结果表

监测点名称	监测点位	测量结果（dBA）				评价结果
		昼间		夜间		
		实测值	标准值	实测值	标准值	
2025年10月26日						
二号联轻烃站	东	47	60	41	50	达标
	南	48		43		达标
	西	48		42		达标
	北	47		40		达标

上表显示，在评价期内，已建站场（二号联轻烃站）的厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求。

5. 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 施工期生态环境影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

本项目充分利用现有道路，永久占地主要为二号联轻烃站扩建的永久占地，新增占地均位于已建二号联轻烃站范围内；项目新增临时占地 6.80 hm²，主要是新建管线占地，生态影响主要集中在施工期。新建管线主要占用采矿用地、沙地和灌木林地。管线建设对周边区域的生态环境影响主要有：

（1）临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失。

（2）施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加，对占地恢复后植被根系发育和生长不利。

（3）由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱，可能会加剧区域内的水土流失问题。

综上所述，临时性工程占地短期内将影响区域内的利用状况，施工结束后，当油田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐得到恢复，项目占地影响也会逐步减弱。

5.1.1.2 对植被的影响分析

本项目对植被的影响主要表现在施工期的占地产生的影响、人类活动产生的影响、其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

塔河油田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

（1）工程占地对植被影响

由影响因素分析和油气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

本项目新增占地范围内的现状用地主要为采矿用地、沙地和灌木林地，沙地自然植被覆盖率较低。在投入运营后，临时占地 6.80 hm² 面积的土地重新恢复到原来的自然状态。

（2）石油类污染对植被的影响

本项目开发建设过程中石油类对植被的污染途径主要是落地油会先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接地受到影响。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0~20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。本项目管线经过区域植被覆盖度较低，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（3）人类活动对植被的影响

本项目开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。

（4）大气污染物的影响

井场建设施工期，大气污染物主要是来自施工扬尘、施工机械产生的废气，废气中主要含有TSP、NO₂、SO₂、CO等有害成分，而在运营期产生的大气污染物主要有油气生产设施无组织释放的烃类气体等。

扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。夏季白天气温高，植物气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。

总体来说，工程区多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程建设规模较小，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

（5）植被生物量损失

本项目总占地约6.8hm²，均为临时占地。生物量损失按下式计算，其中S_i以有植被覆盖区域的占地面积计：

$$Y=S_i \times W_i$$

式中：Y——生物量损失，t；

S_i——有植被覆盖区域的占地面积，hm²；

W_i——单位面积生物量，t/hm²。

表 5.1-1 自然植被生物损失量估算一览表

植被类型	工程	占地类型	平均生物量 (t/hm ²)	占地面积 S _i (hm ²)	生物量损失 (t/a)	影响时间 (a)
荒漠植被	管线	临时	0.75	5.36	4.02	3-5

根据计算，本项目将造成 4.02t 自然植被生物量损失。新增生物量损失均来自临时占地，项目建设位于现有油田开发区内，因此只要加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(6) 管线修建对植被的影响

项目开挖管沟 8.5km，管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。本项目所在区域分布有重点保护野生动物塔里木兔，现场调查期间，在项目占地区域未发现其踪迹，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

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，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，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，随着本项目井场建设的各个过程，塔河油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原

有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

塔河油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油气田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.1.4 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号文，本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区和重点预防区，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下几个方面：

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据调查，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油田公路、管线、井场的危害

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

①管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层受到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

②管道临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。对原地貌的扰动降低了项目临时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。

5.1.1.5 管线建设对生态环境的影响

本项目开挖管沟 8.5km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为沙地、采矿用地和灌木林地，植被多为耐旱型植被，沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

在管线施工期间，管线两侧临时占地范围的土体将被扰动、植被遭到破坏，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的，并可恢复。

5.1.1.6 对重点公益林的生态影响分析

项目所在区域分布的天然林林地类型为灌木林地，优势树种为多枝怪柳，植被盖度为 15%~35%，主要作用为防风固沙，涉及国家公益林，林地保护等级为Ⅱ级。

经初步核算，本项目新建 S67 井管线占用国家二级公益林的长度为 0.48km，管线施工作业宽度按照 6m 核算，故新建管线临时占用公益林面积为 0.29hm²。管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境，建设单位须取得当地公益林主管部门许可后方可开工。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 6m 范围内，在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用重点公益林采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域重点公益林的影响在可接受范围内。

5.1.1.9 对土地沙化的影响分析

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于沙化区，沙化土地类型为有明显沙化趋势的土地。拟建工程总占地面积 6.8hm^2 ，均为临时占地，占用沙地面积为 0.7hm^2 ，占工程总占地面积的 10.3%。本项目管线建设对土地沙化的影响主要表现在地表扰动与破坏、植被破坏、风蚀加剧和人为活动增加等，对沙化土地类型的影响如下：

项目区沙化土地类型为有明显沙化趋势的土地，此类土地处于生态退化临界状态，表层土壤结构不稳定，植被抗干扰能力弱。井场建设和管线施工会显著加速其沙化进程：地表植被清除和土壤扰动将直接破坏微弱的生态平衡，使土地失去抵御风蚀的能力；管沟开挖形成的松散沙土若不及时固覆，易成为风沙源；施工便道及车辆碾压会形成带状风蚀沟，进一步割裂生态系统。

5.1.2 运营期生态环境影响分析

本工程运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物、植被等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。

5.1.2.1 对野生动物的影响分析

运营期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，人为活动相对施工也有所减少，通过加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀，本工程运营期的噪声和人为活动对野生动物的影响也相对减小。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

5.1.2.2 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.2.3 生态系统完整性影响评价

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

在项目建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.2.4 景观完整性影响分析

本项目属于塔里木盆地塔克拉玛干沙漠北缘塔河油田内的改扩建工程。项目区地处典型的荒漠生态景观区，其生态系统结构简单，生物多样性匮乏，环境异质性较低，导致该系统稳定性和抗干扰能力较差。经过多年开发，塔河油田区块内已形成了由道路、集输管网、站场等构成的密集基础设施网络，这些油田设施将原本广袤、连续的原始荒漠景观切割成碎片，在区块内部已逐步演变为一种高度依赖人工维持、生态功能退化的“城镇—工业—荒漠”复合生态系统。在宏观尺度上，油田开采导致了景观格局的破碎化，使荒野区域面积减小；在微观尺度上，则造成了局部地表结构的剧烈扰动、土壤理化性质改变、风蚀与水蚀加剧等问题，并最终引发荒漠生态系统功能退化等。

本次工程总占地面积 6.8hm²，均为临时占地。所有新增占地均集中于已划定的油气田开发范围内，不涉及新的生态区域。从宏观角度而言：本项目是在既有高度人工化的复合生态系统内的扩建项目，其影响是累积性和叠加性的。项目本身并未开辟新的扰动区域，因此，对于整个塔克拉玛干沙漠荒漠景观的整体性与完整性而言，本工程不构成颠覆性或质变性的新增破坏。从局部来看：本次新增的临时占地将在建设期内对地表植被和土壤结皮造成短期破坏，可能加剧局部风沙活动。然而，由于临时占地具有可恢复性，通过后续的生态修复措施，其影响在很大程度上是可

逆的。新增的永久占地规模极小，在广阔的已建油田区域内，其新增的景观切割效应与生态扰动相对有限。

综上所述，虽然本项目在局部范围内会造成不可避免的生态扰动，但其对区域荒漠景观完整性的新增负面影响整体可控。通过采取严格的、全周期的生态保护与修复措施，如：严格控制施工范围；施工结束后立即启动生态修复工程，选用适生的本地先锋植物物种，促进土壤结皮的形成和植被群落的自然恢复；强化施工期和运营期的环境管理，确保钻井废水、固体废弃物等妥善处理，杜绝污染物进入荒漠环境等，可以将工程对景观完整性的影响降至最低。

5.1.3 退役期生态环境影响分析

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、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环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线（地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出）、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

迹地经过清理后，根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.1.4 生态影响评价自查表

本项目对生态环境的影响主要在施工期，表现为临时管沟开挖建设带来的生态环境影响。本项目仅新增临时占地 6.80 hm²，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，且大部分用地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，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目位于阿克苏地区库车市境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区、重要生境以及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等生态敏感区。初步估算，本项目临时占用重点公益林 0.29hm²，具体以有关部门核查数据为准。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着林地恢复、生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。本项目生态影响评价自查表见表 5.1-3。

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 <input checked="" type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生态系统功能等） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （物种丰富度、优势度等） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （重点公益林、水土流失、土壤盐渍化、土地沙化等）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（8.08）km ² ；水域面积：（）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input checked="" type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>

	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响分析

5.2.1 区域地形地貌

塔河油田区块位于塔里木盆地北缘，区域北部为渭干河、库车河冲洪积平原，中部为塔里木河冲积平原，南部为风积沙漠，总体地势北高南低，西高东低。其中，北部渭干河、库车河冲洪积平原地势北高南低，西高东低，海拔 950m~990m，地形坡降 1‰~3‰左右，其上河流、渠道发育；中部塔里木河冲积平原南北高、中间低，西高东低，海拔 930m~990m，地形坡降 1‰~3‰左右，其上河网发育；南部塔克拉玛干沙漠地势东南高西北低，海拔 940m~1100m，地形起伏变化较大，主要由半固定沙丘及蜂窝状沙丘为主，沙丘高约 1m~5m 不等。

塔河油田区域位于塔里木河冲积平原，地表岩性为细砂、粉质粘土、粉土。地势南北高、中间低，西高东低，其上河网纵横交错，地下水埋藏较浅，有零星沼泽分布。

5.2.2 区域地质概况

（1）地质构造

塔河油田区块在大地构造分区上属于塔里木地台北部向斜二级大地构造单元，三级构造单元属沙雅隆起。地表主要为第四系覆盖区，无基岩裸露，构造上相对比较稳定，只发育有隐伏背斜和断裂，隐伏背斜轴部在评价区内北部边缘，隐伏断裂延伸方向为近东西向。

(2) 地层岩性

调查区内地表覆盖有厚层第四系松散物，无基岩出露。第四系从北部到南部的塔里木河区域依次为冲洪积和冲积成因，岩性结构颗粒有由粗到细的变化特征。

5.2.3 区域水文地质条件

(1) 含(隔)水层结构及其分布特征

调查区内地下水以多层潜水-承压水含水层结构为主，在塔里木河南岸分布为单一结构潜水。整体来看，从北向南第四系有含水层由厚变薄，颗粒由粗变细的规律性变化。

塔里木河北岸为多层潜水-承压水含水层结构。潜水含水层岩性为细砂，渗透系数一般小于 5m/d ，水位埋深一般 $2.5\sim 9\text{m}$ ，含水层厚度 $10\sim 30\text{m}$ ，单井涌水量 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，地下水渗透系数一般小于 10m/d ， 100m 钻孔揭露的含水层厚度为 $20\sim 30\text{m}$ ，单井涌水量 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，富水性中等。

潜水含水层与承压含水层之间存在厚 $2\sim 5\text{m}$ 的粉质粘土，构成区域稳定隔水层，此外承压含水层内部存在多层粉质粘土，也构成各含水层间隔水层。

塔里木河南岸为单层潜水结构，含水层岩性为粉细砂、粉土，其上河网纵横交错，地下水埋深 $3\sim 10\text{m}$ ，富水性中等，单井涌水量 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 地下水补径排条件

调查区内降雨量小，只有暴雨洪流存在少量入渗补给，补给来源主要为渠系入渗和田间灌溉，以及地下水侧向径流补给。地下水径流方向主要为自西向东，水力梯度小于 1‰ 。最终以人工开采、潜水蒸发、植物蒸腾和补给塔里木河方式排泄。

(3) 各含水层之间及与地表水之间水力联系

① 各含水层之间的关系

调查区内孔隙水含水层主要为上更新统冲洪积含水层和全新统冲积含水层。两含水层交互沉积，互相衔接为一体，地下水体互相传递，具有统一的水动力特征和统一的水面，构成完整的上、下游地下水补径排系统。

调查区内潜水和承压含水层之间存在 2~5m 的粉质粘土层，为分布稳定的隔水层，使潜水和承压水之间水力联系较弱。此外，承压含水层内部存在多层粉质粘土层，将承压含水层分割为多层结构。

②地表水与地下水的关系

调查区南部塔里木河自西向东穿过，该河为区域性河流，调查区内河流北岸地下水接受塔里木河向北补给地下水。此外，调查区内农业灌溉渠道和引水渠尾修建的排碱渠会使少量地表水补给地下水。

③地下水动态变化特征

调查区内地下水动态类型以渗入-蒸发型为主。动态曲线呈现为多峰型：每年 1~2 月地下水处于低水位期，3 月份水位开始上升，至 4 月~5 月达到高水位，之后水位开始回落；平水位期为 11 月底或 3 月底。

④地下水开发利用

经过调查，评价区地下水潜水、承压水水量中等，矿化度较高，水化学类型主要以 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型为主，区域地下水以工业、农业用水为主。区域水文地质图见图 5.2-1。

图 5.2-1 区域水文地质图

5.2.4 塔河油田区块水文地质条件

(1) 地层岩性

塔河油田区块地表岩层均为第四系松散沉积物，从成因类型上属于上更新统冲洪积层（ Q_3^{apl} ），地层岩性主要为粉质粘土、粉土和细砂，油田区块内第四系厚度相对稳定，约 400m。

(2) 评价目标含水层

依据区域水文地质资料，塔河油田区块均位于冲洪积平原区，地下水主要赋存于上更新统冲洪积含水层中。地下水主要为多层潜水-承压水结构，潜水含水层岩性为细砂，水位埋深一般 2.5~9m，含水层厚度 10~30m；承压水含水层岩性为中细砂、细砂，顶板埋深 40m 左右，100m 钻孔揭露的含水层厚度有 20~30m。承压水和潜水含水层之间有约 2~5m 的稳定粉质粘土层隔开，因此拟建工程地下水评价目标含水层均为潜水含水层。

(3) 油田区块水文地质特征

①地下水类型及赋存特征

塔河油田位于冲洪积平原区，区块范围内地下水均为多层潜水-承压水结构，潜水含水层岩性为细砂，水位埋深一般 2.5~9m，含水层厚度 10m~30m，单井涌水量 100~1000m³/d，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，含水层顶板埋深 40m 左右，100m 钻孔揭露的含水层厚度有 20m~30m，单井涌水量 100~1000m³/d，富水性中等。

(4) 地下水补径排及动态特征

塔河油田区块内地下水主要接受渠系入渗、田间灌溉和地下水侧向径流补给，由于降雨量小，只有在暴雨洪流时存在降雨入渗补给。地下水径流方向为自西向东，水力梯度 0.2‰~0.7‰。最终以侧向径流以及潜水蒸发、植物蒸腾和人工开采方式排泄。

(5) 包气带

①岩性特征

根据塔河油田区块内钻孔资料，揭露厚度 100m 内的地层岩性主要为粉质粘土、粉土和细砂。

②包气带防污性能

塔河油田区块内包气带岩性主要有：第四系松散岩类粉质粘土、粉土和细砂，第四系包气带厚度 2.5~9m，粉质粘土垂直渗透系数 $5.56 \times 10^{-5} \sim 1.11 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，粉土垂直渗透系数 $1.67 \times 10^{-4} \sim 6.67 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，细砂垂直渗透系数为 $6.11 \times 10^{-4} \sim 8.89 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ 。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中天然包气带防污性能分级参照表，粉质粘层分布不稳定，粉土和细砂的包气带垂向渗透系数 K 均大于 $1 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，综合判定塔河油田天然包气带防污性能为“弱”。

5.2.5 施工期地下水环境影响分析

(1) 施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

(2) 管道施工对地下水影响分析

本工程管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度 1.5m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，一般不会直接穿越地下含水层，且施工时间短，影响范围小，只在管线附近几米的范围，对地下水影响极微，管线施工结束就可恢复正常，对地下水影响很小。

综上，本工程施工期间无废水外排，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

5.2.6 运营期地下水环境影响分析

5.2.6.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 废水

拟建工程运营期间废水主要包括尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，处理达标后回注，不外排。

(2) 输送管线

本工程输送管线是全封闭系统，且输送的物质为再生气，采取严格防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（3）扩建站场

本工程正常状况下，站场装置区采取严格的防渗，定期开展设备完整性检查，泵体完整性检查等，避免“跑、冒、滴、漏”的发生，不会对区域地下水环境产生污染影响。

综上，正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

5.2.6.2 非正常状况下地下水环境影响分析

本项目非正常状况下，考虑闭排罐发生破损泄漏，如不及时修复，少量油类物质可能下渗对地下水造成影响。

（1）预测因子筛选

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)9.5 预测因子确定原则，结合拟建工程生产特性及油气物性，特征因子主要为石油类。因此，确定项目预测因子为石油类，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的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)
石油类	0.05	0.01	未检出

（2）源强设定

根据塔河油田实际操作经验，事故情景考虑非正常状况下，闭排罐出现破损泄漏发生 10min 发现并关闭阀门，事故状态下 10min 内油类物质泄漏量为 0.2t。考虑泄漏油类物质 1‰进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为 0.2kg。

（3）预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。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—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

- a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；
- b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
- c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

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_M —长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本工程瞬时注入的污染物质量为石油类为0.02kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为细砂，渗透系数取0.42m/d。水力坡度I为0.4‰，有效孔隙度取值0.18。因此地下水的渗透流速

$u = K \times I / n = 0.42 \text{ m/d} \times 0.4\text{‰} / 0.18 = 0.0009 \text{ m/d}$ ；

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 $D_L=0.00009 \text{ m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向y方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.00009 \text{ m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

(4) 预测内容

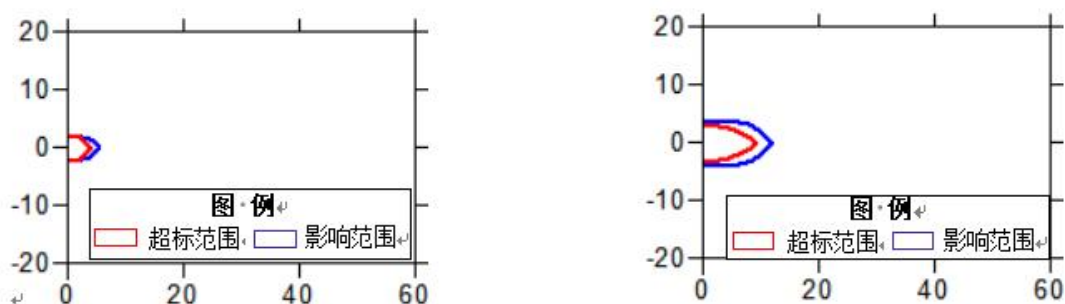
在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-2。

表 5.2-2 事故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)	最大运移距离(m)	晕中心浓度(mg/L)
100d	42	25	5	3.11
1000d	218	167	13	0.31
7300d	703	/	28	0.04

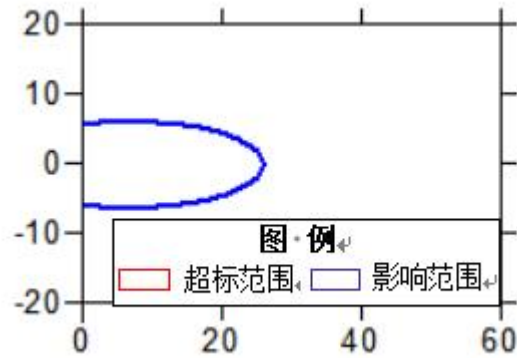
地下水石油类浓度预测结果表明，泄漏发生 100d 后，含水层污染物影响范围 42m²，超标范围 25m²，最大运移距离 5m，晕中心最大浓度为 3.11mg/L；1000d 后，含水层污染物影响范围 218m²，超标范围 167m²，最大运移距离 13m，晕中心最大浓度为 0.31mg/L；7300d 后，含水层污染物影响范围 703m²，超标范围为 0，最大运移距离 28m，晕中心最大浓度为 0.04mg/L。闭排罐出现破损泄漏时石油类泄漏对周围地下水环境影响较小。

蓝色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围。详见图 5.2-2。



(1) 100d 时污染晕运移分布图

(2) 1000d 时污染晕运移分布图



(3) 7300d 时污染晕运移分布图

图 5.2-2 石油类地下水预测情景图

5.2.6.3 地下水环境污染预测评价结论

正常状况下，拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，各预测因子均能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，各污染物污染晕超标范围较小，地下水中各评价因子满足相应标准要求。

综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1 内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中各评价因子均能满足 GB/T14848 的要求。

5.2.7 退役期地下水环境影响分析

本工程退役期，无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不会造成周边地下水环境污染。

5.2.8 地下水环境评价结论

(1) 在正常状况下，本工程各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道、设备材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线、设备泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小。

(2) 本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影

响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.3 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，判定本工程地表水环境评价等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

本工程周边 5km 范围内无天然地表水体，且距离塔里木河最近距离约 26km。施工期的污染源为生活污水、管道试压废水。

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

（1）生活污水

根据调查，本工程施工人员在采油二厂有住宿地，本工程施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生。

（2）管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

综上，本工程施工期间废水全部妥善处理，不外排，正常情况下，项目施工期废水不会对水环境产生明显影响。

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本工程运营期产生的废水主要有尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，处理达标后回注地层，不外排，不会对周边水环境产生影响。

（1）含硫污水、设备检修依托处理环境可行性评价

根据工程分析，本工程运营期新增运营期产生的含硫污水量约为 87.6t/a（0.24m³/d）、设备检修量为 36t/a（1.2t/h），含硫污水、设备检修依托塔河油田二号联合站污水处理系统处理，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）、《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注地层，不外排。根据前述依托可行性分析，塔河油田二号联合站污水处理系统运行正常，且富余能力可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）尾气碱洗废水、含盐废水依托处理环境可行性评价

本工程运营期产生的尾气碱洗废水量约为 5544t/a（0.7m³/h）、含盐废水量为 1980t/a（0.25t/h），采用专用回收罐收集后依托塔河油田绿色环保站污水处理装置处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）、《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注地层。根据前述依托可行性分析，塔河油田绿色环保站污水处理装置采出水处理系统运行正常，且富余能力可满足本工程尾气碱洗废水、含盐废水处理需求，依托处理设施可行。

综上，本工程运营期产生的各类废水均能妥善处置，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.4 地表水环境评价结论

采取上述水污染控制措施后，本工程运营期产生的废水均能妥善处置，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本工程的实施对地表水环境整体可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-1

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 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
	影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；pH 值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位（水深） <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 A <input type="checkbox"/> ；三级 B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

5.4.1.1 地面工程施工对土壤环境的影响

拟建工程占地类型主要为工业用地、沙地、灌木林地、其他林地，土壤类型涉及草甸土、盐土等。项目施工期主要为土方开挖、场地平整以及管线敷设，施工期对土壤的主要影响为施工作业破坏土壤原有结构，改变土壤层次、质地、紧实度、物理性质等，导致土壤养分流失。

（1）人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是站场建设、管道敷设建设过程中，车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化。本工程评价区域内土壤类型主要是草甸土、盐土，油气开发工程占地开辟了土地利用的途径，站场和管道的施工场地等产生的这种影响非常轻微。

（2）土方开挖、场地平整等对土壤的环境影响

土方开挖、场地平整过程中，表土的剥离导致土壤结构破坏、有机质流失，可

能引发水土流失。在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程建设内容主要为站场建设、管线敷设等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复，但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

（3）站场建设

本工程开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田施工期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

（4）管线敷设对土壤的环境影响

本工程管线施工作业带宽 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

（5）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，使风蚀荒漠化的过程加剧。

（6）水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会

加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程地面建设的内容主要包括站场的建设、管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.4.1.2 废弃污染物污染影响分析

本工程施工期产生的污染物可能会对土壤造成影响的主要为施工期的废水和固废。本工程施工期产生的废水主要为生活污水和管线试压废水；产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾。根据前述分析，本工程施工期产生的废水和固废均能妥善处置，因此在落实以上环保措施的情况下，本工程施工期间产生的废弃污染物不会对工程周边的土壤产生影响。

5.4.2 运营期土壤环境影响分析

5.4.2.1 土壤环境等级划分

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响分为生态影响型和污染影响型，拟建工程二号联轻烃站改扩建工程属于II类项目；再生气回注管线属于IV类项目，不开展土壤环境影响评价工作。

本项目土壤项目类别为II类、IV类，生态影响型环境敏感程度为较敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为不敏感。

综上，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级。

5.4.2.2 土壤污染途径

本工程为油气田内部站场改扩建工程，拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。运营期本工程采用密闭工艺对酸气处理、再生气集输，正常情况下不会对土壤环境造成污染。非正常情况下设备和工艺管线连接处破损泄漏，油类物质泄漏可能会对土壤环境造成污染。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下泄漏对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。

油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在场站永久占地内，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的含油污水量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤—植物及土壤—食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防采出液泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对含油污水进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.4.2.3 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下生产过程中各类物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.4.2.4 非正常工况下土壤环境影响分析

（1）生态影响型

考虑事故状态下，管线、设备、储罐连接处破裂后，含油污水进入表层土壤中，管道、设备、储罐两端设置有压力和远传信号，当发生管道、设备、储罐破裂时，可远程关闭，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管线、设备、储罐中泄漏的量为 3.5m^3 。含油污水中矿化度为 154537mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为： $3.5 \times 154537 = 540879.5\text{g}$ 。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b—表层土壤容重，kg/m³；

A—预测评价范围，m²；

D—表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n—持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.25×10³kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值（最大）为 3.6g/kg。预测年份为 0.027a(10 天)。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.15g/kg，叠加现状值后的预测值为 3.75g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

（2）污染影响型

本工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。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，如果是管线、设备、储罐出现破损泄漏，建设单位将及时采取措施，不可能任由含油污水漫流渗漏，任其渗入土壤。

综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，管线、设备、储罐出现破损含油污水中的石油烃泄露对土壤垂直下渗的污染。

根据相关资料可知，为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，类比同类项目在站场边缘选择存在地表积油的位置进行的土壤剖面的采样监测，其结果详见表 5.4-1。

表 5.4-1 油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度 (cm)	石油类含量 mg/kg
1	0~20	5630.140
2	20~40	253.016
3	40~60	68.451
4	60~80	57.220
5	80~100	48.614

注：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值石油烃标准为 4500mg/kg。

表 5.4-1 中的监测结果表明，非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下，且站场已建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，泄漏油类物质能够及时地清理，将含油污泥污染土壤集中收集，送有危险废物处置资质单位处理。因此，本工程实施后对周边土壤环境影响可接受。

运营期须定期检查管线、设备、储罐的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在运营期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，在生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

综上,本工程正常工况下无废水及固废等污染物外排,不会造成土壤环境污染。如果发生装置、设备、管线泄漏等事故,泄漏的石油烃会对土壤环境产生一定的影响,泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤,从而使土壤质地、结构发生改变,影响土地功能,进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知,本工程风险潜势很低,发生泄漏事故的可能性很小,在做好源头控制、过程防控等措施的前提下,可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.5 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表,见表 5.4-2。

表 5.4-2 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影 影 响 识 别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	（ ） km ²				永久占地/小型
	敏感目标信息	敏感目标（无）、方位（/）、距离（/）				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他（生态影响）				
	全部污染物	盐分、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	特征因子	盐分、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				站场
		I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input checked="" type="checkbox"/>				再生气回注管线
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>				污染影响型
敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				生态影响型		
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input checked="" type="checkbox"/>				污染影响型
		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				生态影响型
现 状 调 查 内	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	见表 4.5-1				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见监测点位布置图
		表层样点数	3	4	0~0.2m	

工作内容				完成情况				备注		
容				柱状样点数	/	/	0~0.2m, 0.5~1.5m, 1.5~3m			
	现状监测因子			《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的 45 项+特征因子：石油烃+土壤盐分含量；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本工程 8 项+pH+石油烃+土壤盐分含量						
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 ）、盐分含量						
	预测方法			附录 E☑；附录 F□；其他（ ）						
	预测分析内容			影响范围（站场周围）；影响程度（较小）				污染影响型		
				影响范围（站场管线、设备、储罐泄漏点） 影响程度（盐化加剧程度）				生态影响型		
	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		层位	站场占地范围内	占地范围外	深度	监测指标	监测频次	站场	
			生态影响	表层	1	1	0-0.2m	pH、含盐量		每 3 年 1 次
			污染影响	表层	1	1	0-0.2m	石油烃		每 5 年 1 次
	信息公开指标			石油烃、盐分含量、pH						
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							
注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。										

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

5.5.1.1 施工期扬尘影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，车辆扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

施工期由于主要进行地面建筑、井场、管线的建设，项目区内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染少年；③灰土拌和、混凝土拌合加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。开挖表土应采用防尘网覆盖以减少扬尘污染。

项目施工在混凝土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

5.5.1.2 车辆尾气和焊接烟气

在油气田地面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 SO_2 、 NO_x 、 CmHn 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。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可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，使用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

（1）常规气象资料分析

本项目位于本项目地处阿克苏地区库车市境内，库车市地处欧亚大陆腹地，天山中段南麓，塔里木盆地北缘，由于深入大陆腹地，距离水汽源地较远，气候干旱，环境水分的时空分布极少且不均匀，为北温带典型大陆性沙漠干旱气候区。日照时间长，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，春季多风沙。光热、风能气候资源丰富。多年平均风速为 2.03m/s，最大风速为 27m/s，全年盛行北风。年平均气温为 10.6℃，夏季最高气温 40.5℃，冬季最低气温-25.5℃。

（2）风向、风速

①全年及四季风向频率分布和平均风速

风向和风速决定了大气污染物的输送方向及速度，对污染物地面浓度影响作用重大。本次环评采用库车市气象站的气象观测数据。地面风速资料进行统计分析，库车市全年及四季的风向玫瑰图见图 5.5-1。

全年主导风向为北风，年平均风速为 1.79m/s，多年最大风速为 16.0m/s，年平均静风频率为 1.38%。一年中各季的主导风向均为 N，相应的平均风速分别为春季 2.06m/s、夏季 2.04m/s、秋季 1.07m/s、冬季 1.50m/s。其中春、夏季平均风速大于年平均风速，对大气污染物的输送比较有利。

②月平均温度及风速

1月平均温度统计

月平均温度统计见表 5.5-1 及图 5.5-2。

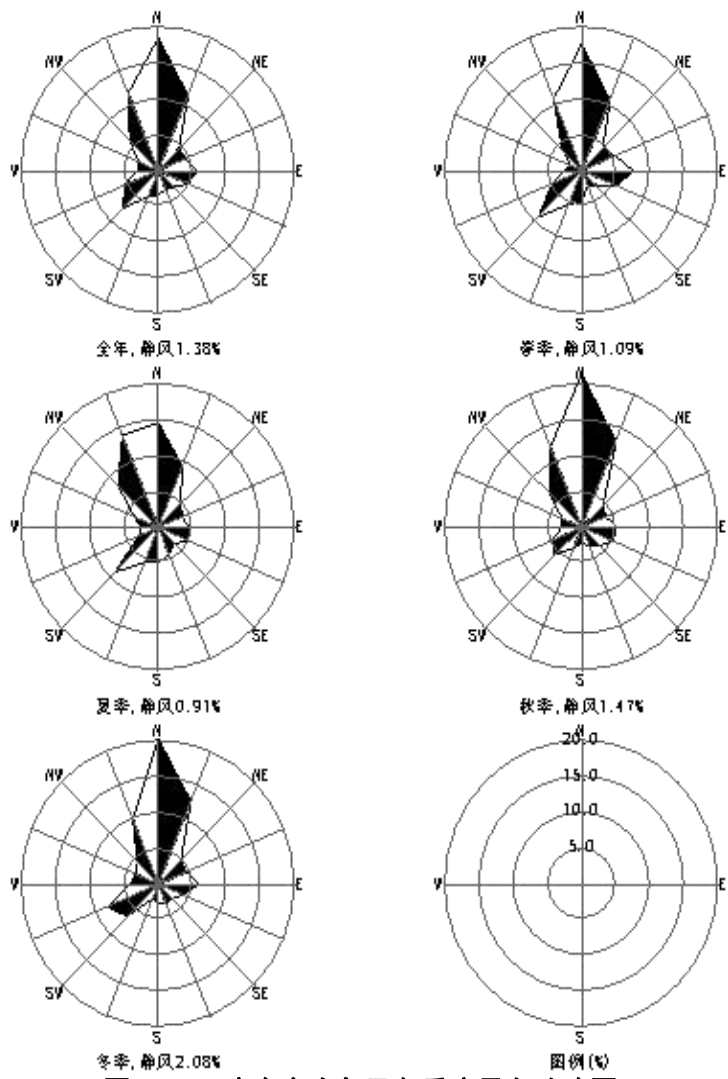


图 5.5-1 库车市全年及各季度风向玫瑰图

表 5.5-1 平均温度月变化统计表 单位: °C

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
温度	-6.60	0.85	8.09	16.80	19.04	23.85	24.66	24.00	18.36	12.23	0.97	4.67

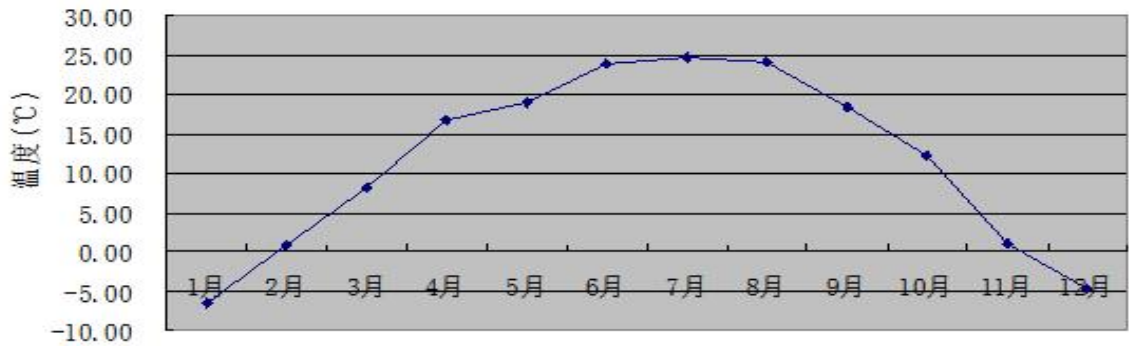


图 5.5-2 平均温度月变化统计图

由表 5.5-1 和图 5.5-2 可见，库车市气温变化明显，四季分明，其中冬季 12 月、1 月平均气温在冰点以下，以 1 月气温最低，为 -6.6°C ；夏季（6、7、8 月）气温为全年最高，以 7 月温度最高，平均气温为 24.66°C 。

II 月平均风速统计

月平均风速统计见表 5.5-2 及图 5.5-3。

表 5.5-2 平均风速的月变化统计表 单位：m/s

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
风速	1.36	1.74	2.09	1.96	2.13	2.22	2.01	1.89	1.70	1.51	1.51	1.42

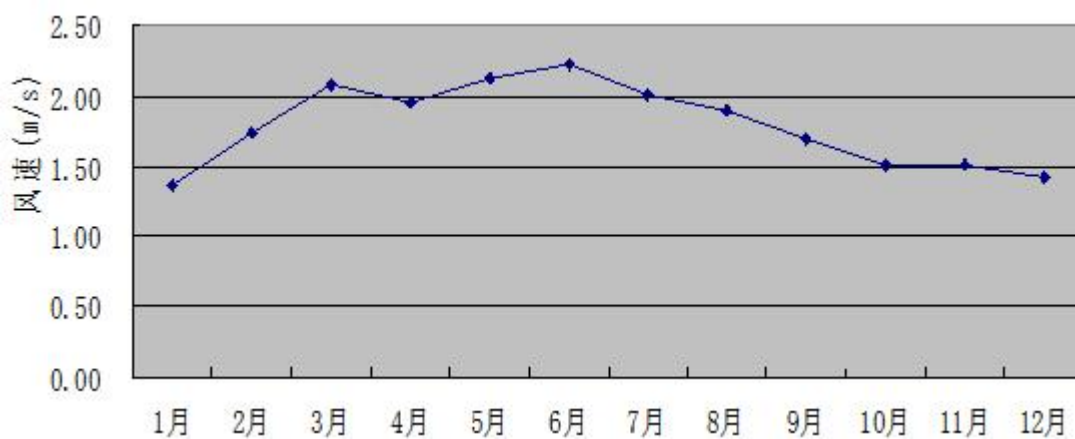


图 5.5-3 平均风速的月变化统计图

由表 5.5-3 及图 5.5-3 可见，库车市月平均风速变化不大，在 $1.36\sim 2.22\text{m/s}$ 之间，3~8 月风速较大，均大于年平均风速 1.80m/s ，有利于大气污染物扩散，也同时容易引起风沙。9 月到次年 2 月份风速均低于年平均风速 1.80m/s ，不利于大气污染物的扩散。

III 季小时平均风速的日变化

季小时平均风速的日变化统计见表 5.5-3。

表 5.5-3 季小时平均风速的日变化统计表

小时 (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	1.67	1.61	1.75	1.76	1.82	1.81	1.92	1.87	1.73	1.86	2.15	2.44
夏季	1.92	1.75	1.98	1.76	1.73	1.54	1.64	1.60	1.52	1.65	1.88	2.24
秋季	1.48	1.58	1.43	1.41	1.38	1.34	1.40	1.49	1.53	1.49	1.45	1.77
冬季	1.26	1.36	1.43	1.37	1.34	1.37	1.30	1.39	1.24	1.37	1.36	1.41
小时 (h)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季	2.44	2.48	2.45	2.70	2.87	2.78	2.66	2.29	1.70	1.56	1.53	1.61

夏季	2.33	2.51	2.46	2.52	2.61	2.48	2.38	2.28	2.05	1.83	2.03	2.18
秋季	1.90	2.08	2.06	2.15	2.19	1.99	1.67	1.21	1.06	1.13	1.20	1.35
冬季	1.67	1.84	1.93	2.09	2.10	1.96	1.73	1.41	1.19	1.23	1.25	1.32

由表 5.5-3 可见，库车市各季度平均风速以中午 12 时至夜间 21 时风速较大，其中 17 时风速最大，早、晚风速相对较小。由此可见，中午及下午一定时段内有利于污染物的扩散。

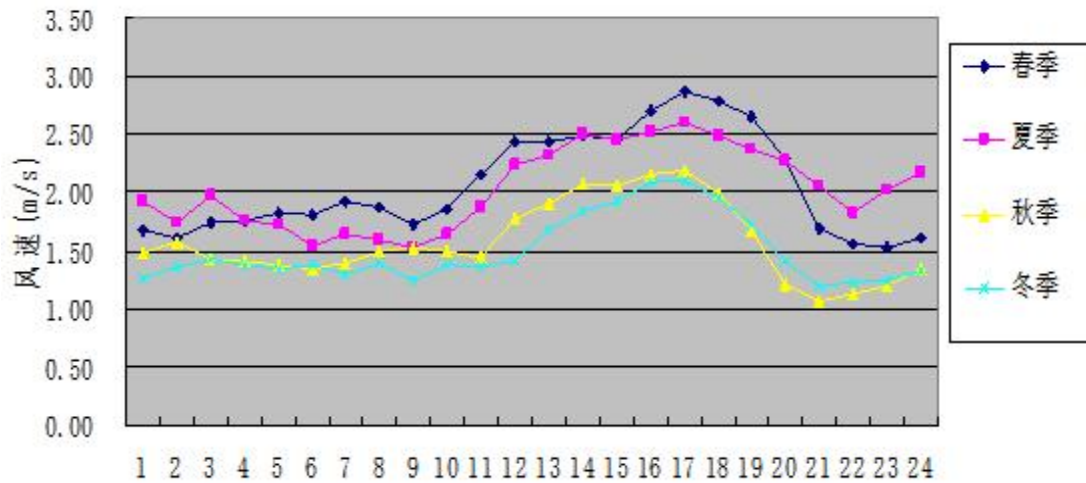


图 5.5-4 季小时平均风速的日变化图。

表 5.5-4 库车市全年及四季风向频率(%)分布、风速变化统计表

风向		N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
风频 (%)	春	18.39	11.29	4.38	4.32	5.68	4.75	3.28	3.01	3.45	3.98	7.44	5.11	3.05	3.04	5.83	11.61	1.38
	夏	17.66	10.55	4.35	5.25	7.77	5.53	3.31	2.36	4.17	5.12	8.97	4.66	2.72	1.90	4.12	10.69	1.09
	秋	14.58	9.33	4.48	3.76	4.26	4.66	3.35	4.08	4.94	5.39	8.83	2.99	2.58	3.71	8.29	13.86	0.91
	冬	21.20	12.87	4.21	3.75	5.04	4.85	3.57	2.70	2.24	3.16	5.49	4.81	2.79	3.11	6.68	12.04	1.47
	全年	20.19	12.45	4.49	4.49	5.88	3.94	2.87	2.92	2.41	2.22	6.44	8.06	4.12	3.43	4.21	9.81	2.08
风速 m/s	春	1.73	1.25	1.19	1.57	2.54	2.43	1.91	1.77	1.61	1.84	2.23	2.03	1.51	1.39	1.88	2.08	1.79
	夏	2.14	1.34	1.21	1.62	2.89	2.68	2.00	1.75	1.66	2.00	2.48	2.15	1.43	1.57	2.35	2.53	2.06
	秋	1.88	1.27	1.36	1.62	2.46	2.77	2.26	2.22	1.84	2.20	2.36	1.93	1.74	1.75	2.19	2.56	2.04
	冬	1.48	1.23	1.12	1.50	2.43	2.39	1.88	1.57	1.36	1.33	1.87	1.86	1.52	1.18	1.63	1.63	1.57
	全年	1.52	1.16	1.06	1.54	2.25	1.71	1.45	1.35	1.28	1.30	1.99	2.10	1.42	1.09	1.19	1.47	1.50

5.2.2.2 有组织排放废气大气影响估算

(1) 污染源参数

本项目有组织排放废气主要为焚烧炉燃烧废气，评价选取该焚烧炉作为最大有组织废气污染源进行预测分析。

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录A 推荐模型中估算模型，选取烟尘、NO_x，SO₂利用导则推荐模式分别计算加热炉最大地面浓度占标率。污染物排放参数见表 5.5-6，估算模型参数见表 5.5-5。

表 5.5-5 项目估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		41.2
最低环境温度/°C		-28.7
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

表 5.5-6 运营期大气污染物排放参数一览表

序号	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)	烟气温度(°C)	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								
1	排气筒	83.8463	41.3198	944	30	0.6	142	8760	正常	SO ₂	1.1
2										NO _x	0.30
3										PM ₁₀	0.05

(2) 预测结果

预测污染物扩散结果见表 5.5-7。

表 5.5-7 P_{max} 及 D_{10%}预测及计算结果一览表

名 称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _{max} (%)	D _{10%} (m)	最大浓度出现距离 (m)
排气筒	SO ₂	19.2610	500	3.85	/	37
	NO _x	5.7777	250	2.31	/	37
	PM ₁₀	0.8754	450	0.19	/	37

排气筒二氧化硫最大落地浓度 19.2610μg/m³，占标率 3.85%，最大落地浓度点位下风向 37m，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

5.2.2.3 无组织排放烃类大气影响估算

（1）污染源参数

运营期本项目产生的无组织排放参数见表 5.5-8。

表 5.5-8 无组织排放参数表

污染源名称	坐标(°)		海拔高度 (m)	矩形面源(m)			污染物排放速率(kg/h)	
	经度	纬度		长度	宽度	有效高度	NMHC	H ₂ S
二号联硫磺回收装置	83.846326	41.319764	944	86	25	10	0.0134	0.0008

（2）预测结果

表 5.5-9 P_{max} 及 D_{10%}预测及计算结果一览表

名 称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _{max} (%)	D _{10%} (m)	最大浓度出现距离 (m)
二号联硫磺回收装置	NMHC	5.1362	2000	0.26	/	44
	H ₂ S	0.3068	10	3.07	/	44

经估算，工程区域非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 5.1362μg/m³，最大占标率 0.26%。硫化氢最大地面浓度点预测浓度 0.3068μg/m³，最大占标率 3.07%，最大落地浓度出现距离为 44m。

综上，本项目大气环境影响可接受。

5.5.2.4 污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.5-10。

表 5.5-10 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	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	有组织	SO ₂	克劳斯+直接选择性氧化+烟气碱洗脱硫	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中表1天然气净化厂硫磺回收装置(规模<200t/d)	800	9.65
2		NO _x	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)	200	2.92
3		PM ₁₀			20	0.4
4	无组织废气	NMHC	采取密闭集输工艺,加强巡检	《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	4.0	0.117
5		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1恶臭污染物厂界标准值二级新扩改建标准	0.06	0.007

5.5.2.5 非正常工况影响分析

(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。

拟建工程二号若出现设备压力过高,天然气将通过管道送入火炬进行点燃。本次评价将设备压力异常情况作为非正常排放考虑,拟建工程放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.5-11。

表 5.5-11 非正常工况下污染物排放一览表

名称	排气筒底部中心坐标		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)	年排放小时数(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(m ³ /h)	非甲烷总烃	氮氧化物	二氧化硫
火炬	83.8463	41.3198	944	30	0.6	142	20	1	非正常	天然气	13754	28	743	803.32

(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 5.5-12。

表 5.5-12 非正常排放 P_{\max} 及 D10%预测及计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{\max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)
1	火炬	非甲烷总烃	117.53	5.88	1247.56	50
		二氧化硫	3371.2	674.24		
		氮氧化物	3118.9	1247.56		

由表 5.5-12 计算结果表明, 非正常工况条件下, 非甲烷总烃最大落地浓度为 $117.53\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率为 5.88%; 二氧化硫最大落地浓度为 $3371.2\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率为 674.24%; 二氧化氮最大落地浓度为 $3118.9\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率为 1247.56%。

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, 确保二号联各生产装置、阀门、压力表、流量计、安全阀等处于正常工作状态, 减少非正常排放的发生, 同时对火炬进行监控, 确保长明灯处于正常点燃状态。

5.5.3 退役期大气环境影响分析

站场退役后各种相关辅助工作均停止, 油气开采造成的环境空气污染源将消失, 井场退役期将进行一系列清理工作, 包括地面设施拆除、站场清理等, 将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较, 清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的, 且该区域内活动人群较少, 主要为油田工作人员。

5.5.4 大气环境影响评价结论

拟建工程位于环境质量达标区, 污染源正常排放下非甲烷总烃、 H_2S 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井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。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-13。

表 5.5-13 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑				三级□	
	评价范围	边长=50km□		边长 5~50km☑				边长=5km□	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a□		500~2000t/a□				<500t/a☑	
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC、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							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑				现状补充监测☑	
	现状评价	达标区☑						不达标区□	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑	
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km □			边长=5km☑		
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} □ 不包括二次 PM _{2.5} ☑			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100%☑				C _{本项目} 最大占标率>100% □			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10%□				C _{本项目} 最大标率>10% □		
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30%□				C _{本项目} 最大标率>30% □		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长/h	C _{本项目} 占标率≤100% □				C _{非正常} 占标率>100%□		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 □				C _{叠加} 不达标 □			
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% □				k>-20% □				

环境监测计划	污染源监测	监测因子：（NMHC）		有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子（ ）		监测点位数（ ）	无监测 <input type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境保护距离	距厂界最远（ ）m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (9.64)t/a	NO _x : (2.92)t/a	颗粒物: (0.40)t/a	无组织 NMHC: (0.117)t/a 有组织 NMHC: ()t/a

5.6 声环境影响分析与评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

本工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。表 5.6-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.6-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

主要噪声源	噪声源强 dB (A)	距离 (m)						施工阶段
		10	20	40	80	100	200	
推土机	85	73	67	61	55	53	47	土石方施工管 线施工
挖掘机	85	73	67	61	55	53	47	
电焊机	85	73	67	61	55	53	47	
混凝土搅拌机	90	78	72	66	60	58	52	
吊装机	85	73	67	61	55	53	47	物料运输
运输车辆	78	66	60	54	48	46	40	设备安装

通过类比分析可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 150m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求（昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)）；设备安装施工期间昼间距施工机械 20m、夜间 80m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)）场界噪声限值要求。

工程区 200m 内无居民，地面工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期钻井的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属于可接受范围。

5.6.2 运营期声环境影响分析

拟建项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.5m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本工程扩建站场（二号联轻烃站）的噪声源主要为各类机泵、风机、空冷器等噪声，本次对二号联轻烃站进行预测。

5.6.2.1 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），在环境影响评价中，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，计算公式为：

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

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，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，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。

在只考虑几何发散衰减时，可按下列公式计算：

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

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。

预测点的噪声预测值为预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，计算公式为：

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

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，dB；

L_{eqb} ——预测点的背景噪声值，dB。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

项目噪声源参数见表 5.6-2。

表 5.6-2 噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称		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	二号联轻烃站	空冷器	100	30	2	90	基础减振	昼夜
2		机泵	30	35	2	85	基础减振	昼夜
3		风机	30	40	2	95	基础减振	昼夜

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，拟建项目各噪声源对井场、站场四周场界的贡献声级值见表 5.6-3。

表 5.6-3 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	厂界		噪声现状贡献值		本项目新增噪声源噪声贡献值		叠加后预测值		噪声标准		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	二号联轻烃站	东场界	47	41	44.9	44.9	49.09	46.38	60	50	达标	达标
2		南场界	48	43	38.3	38.3	38.30	44.27	60	50	达标	达标
3		西场界	48	42	45.2	45.2	49.83	46.90	60	50	达标	达标
4		北场界	47	40	43.5	43.5	48.60	45.10	60	50	达标	达标

由表 5.6-3 可知，本次新增噪声源对二号联轻烃站场界的噪声贡献值为 38.3～45.2dB(A)，与现状贡献值叠加后，叠加后场界贡献值昼间为 38.30～49.83dB(A)，夜间 44.27～46.90dB(A)，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。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本工程退役期，噪声主要源自站场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.6.4 声环境影响评价结论

综上所述，本工程开发建设区域声环境质量现状较好。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，扩建站场（二号联轻烃站）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类区标准要求。

5.6.5 声环境影响评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见表 5.6-4。

表 5.6-4 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	200 m□		大于 200 m□		小于 200 m☑		
	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□		
	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 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>
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

本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石方、施工废料、施工人员生活垃圾。

站场平整、管沟开挖产生土方用于为站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；本工程施工人员在采油二厂有住宿地，施工区不设置施工营地。施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

5.7.2 运营期固体废物影响

5.7.2.1 固体废物产生种类及数量

本工程运营期产生的固体废物主要有废润滑油、废催化剂、废渣，其中废润滑油、废催化剂均属于危险废物。

本工程废润滑油主要是机械设备维修中产生的，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为 900-214-08。废润滑油桶装收集后交由有危废处置资质的单位处置。

本工程废催化剂主要是硫磺回收单元使用选择性氧化催化剂，每 3 年更换一次，会产生废催化剂，产生量约 35m³/次，属于危险废物 HW049 900-041-049，产生由第三方厂家回收，不在站内储存。

本工程运营期设备检修作业产生的废渣主要成分为粉尘、氧化铁粉末等，产生量为 0.02t/a，属于一般工业固体废物，参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污

染控制标准》（GB18599-2020）要求，排入站内排污罐中存放，定期运送至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，故不新增生活垃圾。

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

（1）危废收集过程影响分析

本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）中相关管理要求，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。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。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显地标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

（2）危废运输过程影响分析

本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。

本工程运营期产生的危险废物桶装收集，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。运输过程中严格遵守相关规定，产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

（3）危险废物的处置

本工程运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内

及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本工程运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

（4）运输过程的污染防治措施

运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部部令第23号）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）执行。危险废物转移过程中应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。

本工程所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单位，按照其许可证的经营范围组织实施，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令〔2005年〕第9号）执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照GB18597附录A设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按GB13392设置车辆标志；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，本工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

综上，本工程运营期产生的危险废物均可得到妥善处置，在严格落实《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）《危险废物转移管理办法》等的要求的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期站场拆除的设备、集输设施、构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

5.7.4 固废环境影响评价小结

本工程施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境影响较小。

5.8 环境风险评价

5.8.1 风险调查

5.8.1.1 危险物质调查

(1) 风险调查

本工程涉及的风险物质主要为 H_2S 、硫、甲硫醇，存在于硫磺回收装置和液硫池内以及注气管线内。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	H_2S	硫磺回收装置	设备及工艺管道	0.89	涉及危险物质使用	--
2	硫	液硫池		200	涉及危险物质贮存	--
3	甲硫醇	注气管线		0.0006	管线内最大在线量	--

(2) 环境敏感目标调查

本工程周边敏感特征情况见表 2.6-1。

5.2.8.2 环境风险潜势初判

根据 2.5.7.1 环境风险评价工作等级判定内容，本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。因此本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

本工程涉及的风险物质主要为 H_2S 、硫、甲硫醇。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	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
3	甲硫醇	74-93-1		注气管线

5.8.2.2 生产系统危险性识别

根据本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，本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、注气管线）5 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			
			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	H_2S	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	液硫池	易燃易爆、有毒有害	常压	存在火源
3	TK6143X 注气管线	总硫（以甲硫醇计）	注气管线	易燃易爆、有毒有害	高温、高压	泄漏、存在火源
4	S67 注气管线					
5	TK699 注气管线					

5.8.2.3 环境风险类型及危害分析

本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注气管线因腐蚀穿孔或人为破坏导致管道泄漏，释放出的总硫遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的二氧化硫进入大气引起中毒。

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 ₂ S 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
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
注气管线	气体泄漏	注气管线因腐蚀穿孔或人为破坏导致管道泄漏，释放出的总硫遇火源会发生火灾、爆炸事故	燃烧产生的二氧化硫进入大气引起中毒	大气

5.8.2.4 风险识别结果

本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 ₂ S	环境空气	泄漏、火灾爆炸	--
2	液硫池	液硫池	硫	环境空气	火灾爆炸	--
3	注气管线	注气管线	甲硫醇	环境空气	泄漏、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本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）；

p0—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 QG 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：QG—气体泄漏速度，kg/s；

P—容器压力，Pa（站内酸性气体管线取 150000Pa）；

Cd—气体泄漏系数；当裂口形状为圆形时取 1.00，三角形时取 0.95，长方形时取 0.90（本工程取 1.0）；

A—裂口面积，m²（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）；

TG—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 SO₂ 量计算公式如下：

$$G_{SO_2} = 2BS$$

式中：G_{SO₂}——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，m²；

H_c——燃烧热，J/kg；

C_p——定压比热容，J/kg·℃；

T_b——沸点，℃；

T₀——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 SO₂ 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	液硫池	SO ₂	大气	0.056	10	33.6

	灾，产生二氧化硫进入大气引起中毒						
--	------------------	--	--	--	--	--	--

5.8.4 风险预测与评价

5.8.4.1 风险预测

(1) 模型选取

本工程硫磺回收装置 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，本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_{10m} 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。本工程泄漏时间为 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：

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

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_t ——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/m³，瞬时排放的物质质量为 432kg，按上述公式核算，理查德森数为 $Ri=1.15>0.04$ ，为重质气体，扩散计算采用 SLAB 模式；SO₂ 密度为 2.86kg/m³，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 $Ri=1.83>0.04$ ，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，项目所处位置为荒漠区，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/(°)		
	事故源纬度/(°)		
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，本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 70mg/m³）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 687.4mg/m³，毒性终点浓度-2（大于 2mg/m³）出现最远距离为 2770m，毒性终点浓度-1（大于 79mg/m³）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

本工程位于荒漠区，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

本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。本评价在地下水及土壤环境影响评价章节对液硫池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		--
			大气毒性终点浓度-2	38		--
			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			
	SO2	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		--
			大气毒性终点浓度-2	2		--
			敏感目标名称	超标时间/min	超标持续时间/min	最大浓度/ (mg/m3)
			--	--	--	--

5.8.5 环境风险管理

5.8.5.1 风险防范措施

(1) 工艺技术方案防范措施

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，并采取措施防氮气和物料互串。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本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、设备泄漏事故风险预防措施

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，并由二号联轻烃站已建 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/T6137-2024）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15mg/m³（或10ppm），第2级报警阈值应设置为30mg/m³（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15mg/m³（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30mg/m³（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150mg/m³（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H₂S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[150mg/m³（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，结合区域联动及二号联轻烃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

本工程二号联轻烃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

二号联轻烃站现有厂区内设有应急池，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，防止对二号联轻烃站原油处理装置的

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

西北油田分公司采油二厂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，二号联轻烃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

本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。 $q=q_a/n$ ， q_a ——年平均降雨量，mm，取 60.8mm；n——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 5.32 hm^2 。

根据计算，联合站全厂初期雨水量为 215.6 m^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，本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 486 m^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 1050 m^3 ，可以保证本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。

5.8.5.4 环境风险监控要求

(1) 本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) 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 现有环境风险防范措施的有效性分析及环境风险应急预案

本项目由采油二厂管理。采油二厂已编制完成并发布了“突发环境事件应急预案”，并在当地生态环境局进行了备案。采油二厂于2024年12月取得《中国石油

化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号：652923-2024-218-L。塔河油田各采油厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，定期开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

本评价建议将本次建设内容的突发环境事件应急预案纳入各采油厂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。

5.8.6 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注气管线因腐蚀穿孔或人为破坏导致管道泄漏，释放出的总硫遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的二氧化硫进入大气引起中毒。

（2）环境敏感性及事故环境影响

本工程实施后的环境风险主要有酸性气及液硫、注气管线再生气泄漏，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二氧化碳及酸气中硫化氢有害气体进入大气，硫、总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中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

（4）环境风险评价结论与建议

综上，本工程环境风险是可防控的。

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。

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	酸性气体（以硫化氢为主）		硫	总硫（以甲硫醇计）
		存在总量/t	0.89		200	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 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input checked="" type="checkbox"/>
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input checked="" type="checkbox"/>
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input checked="" type="checkbox"/>
			包气带防污性能	D1 <input checked="" type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>
	物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 <input type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input checked="" type="checkbox"/>	100≤Q <input type="checkbox"/>
		M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input checked="" type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>
P 值		P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input checked="" type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>	
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input checked="" type="checkbox"/>		
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input checked="" type="checkbox"/>		
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input checked="" type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>		
环境风险潜势	IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input checked="" type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input type="checkbox"/>	
工作内容		完成情况				
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input type="checkbox"/>	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>	
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>	
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>	地表水 <input type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>	
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其它估算法 <input type="checkbox"/>	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input checked="" type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
		H ₂ S 预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m			
		SO ₂ 预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m			
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 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 管线

(1) 施工过程中，加强施工人员的管理，严格限制施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，禁止施工人员对野生植被滥砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

(2) 确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐森林植被作为燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，要对沿线管线占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

(3) 采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将减小施工作业带宽度。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施。

(4) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。采油支线就近进入计量转油站、自选计量阀组间。燃料气管线与单井采油管线同沟敷设。

(5) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(6) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

(7) 一般地段项目管道工程施工作业带宽度控制在 8m 范围内，重点公益林管道工程施工作业带宽度控制在 6m 范围内。

(8) 在设计阶段优化地面管线的走向，尽量避让重点公益林及荒漠植被，无法避让的，须采取移栽、减小施工作业带宽度等生态保护措施，占用重点公益林前建设单位须取得占地手续后方可开工。

6.1.1.2 重点公益林的生态保护措施

(1) 重点公益林保护措施

本项目新建管线部分涉及国家二级公益林。项目施工占用公益林前，应向林草主管部门办理相关手续，应按《森林法》和《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）及阿行署办〔2008〕27号文件〈印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知〉阿地油区委〔2009〕3号文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续后施工建设。

本项目新建 S67 井管线占用国家二级公益林，应遵守以下规定：

①《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）第十二条规定：“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”第十三条规定“二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济”。占用国家二级公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。

②管线尽量避开植被茂盛的区域，减少公益林占用和对植被的破坏，井场、道路和管线占地避让胡杨林。

③采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，缩减施工作业带宽度。

④在重点公益林分布区域施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作。

6.1.1.3 水土流失防治措施

(1) 工程措施

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(2) 场地平整

站场工程区场地平整：针对站场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(3) 水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

④对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑤加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

⑥施工营地应选择植被稀疏的地段并减少占地面积。

⑦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，在施工作业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。

6.1.1.4 对野生动植物的生态保护措施

(1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

(2) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(3) 管线施工范围应严格限制在 6~8m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(4) 在施工区域设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强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。

(5) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

(6) 建设选址尽量少占植被茂密的地块，同时严格控制占地面积，以减少占地和保护野生动、植物。

6.1.1.5 防沙治沙措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《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）文件，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。

根据《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025 年 1 月 1 日实施）的要求，本次环评提出的防沙治沙方案具体内容如下：

（1）防沙治沙采取的技术规范、标准

- ①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- ②《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）；
- ③《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；
- ④《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）；
- ⑤《沙化土地监测技术规程》（GB/T 24255-2009）。

（2）制定方案的原则与目标

A.制定方案的原则：

- ①预防为主，保护优先：加强对沙化土地的监测和预警，及时采取预防措施，防止沙化土地进一步扩大。
- ②因地制宜，分区施策：根据评价范围内不同区域的自然条件和沙化程度，制定针对性的防沙治沙措施。
- ③科学防治，合理利用：依靠科学技术，提高防沙治沙的科学性和有效性，同时注重沙区资源的合理开发和利用。
- ④统筹推进，综合效益：将防沙治沙与生态保护、经济发展、民生改善相结合，实现生态效益、经济效益和社会效益的有机统一。

B.制定方案的目标：遏制沙化进程，恢复与重建生态系统。

（3）防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

根据上述防沙治沙目标，提出防沙治沙治理措施及实施计划，具体见下表：

表 6.1-1 防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

阶段	措施类型	具体措施	实施内容	完成期限
第一阶段	工程措施	布设重点区域沙障	新建井场周边、道路两侧布设 1m×1m 草方格，关键风口设阻沙栅栏。具体长度和面积与水土保持方案保持一致。	项目实施后一年内

	植被措施	种植适生灌木	具体种类和数量与水土保持方案保持一致。	项目实施后一年内完成补植
第二阶段	工程措施	完善沙障系统	维护现有沙障，流沙区增设沙障。	项目实施后第三年完成优化
	植被措施	提升植被恢复	补植成活不足区域，沙障保护区内试种草本植物。	项目实施后第三年评估效果
第三阶段	工程措施	巩固防护体系	更新老化沙障，关键设施试用新型复合材料沙障。	项目实施后第五年全面更新
	植被措施	培育群落稳定性	促进自然更新，引入深根性树种，建立本地种子采集区。	持续至项目实施后第五年
	管护措施	建立长效机制	制定维护规程，培训 1~2 名专职管护人员。	项目实施后第五年规范运行
实施保障	按“先核心后外围”原则推进；每年根据监测结果优化方案；利用油田现有管护力量和设备；与当地治沙站协作			

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③在施工过程中，不得随意碾压区域内固沙植被。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

工程措施中草方格设置施工部署如下：

1) 技术准备

①确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。

②熟悉及审查设计图纸及有关资料；

③编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准，且对施工人员进行交底。

2) 施工要求

①整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

②根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打线放出 1m×1m 的正方形方格网，方格网与坡脚线成 45 度（或 135 度）的角。

③利用大型拖拉机等机械配合倒运芦苇材料。

④植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈，改变为柔性材料。扎制前将材料切成 40—50cm 长的段，整齐堆放。

⑤铺放植草：沿草方格网线平铺植草，扎制材料要垂直“线”排放，并置中间位置于线上。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。

⑥植草沙障防护必须符合相关技术标准、规范以及图纸要求，监理抽查合格后，再进行下一道工序的施工。

3) 施工措施

草方格材料可就地选用芦苇，将之充分碾压使之变柔，且不散碎，用切割机将之分解成长 40—50cm 左右的小段。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，使麦秆、谷秆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。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。

本工程防沙治沙措施主要采用草方格固沙方式，该方法具有普遍性、通用性、高效性，是比较有效的防沙治沙措施。草方格通用设置图见图 6.1-2。

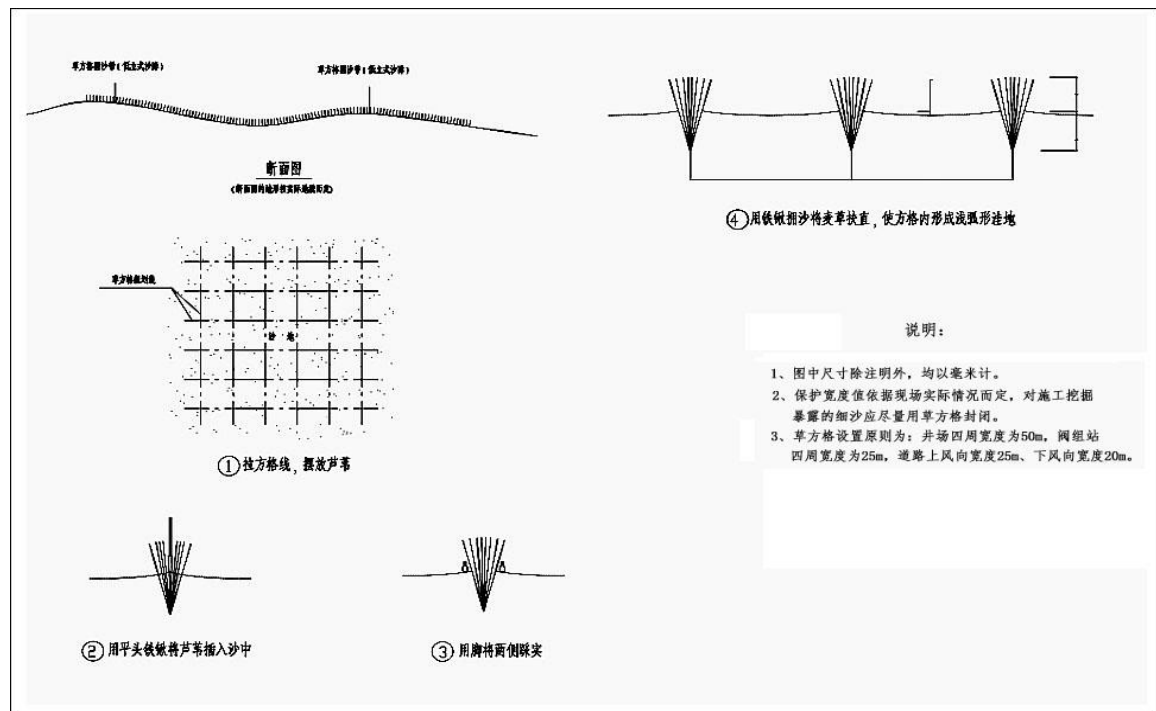


图 6.1-2 固沙草方格设置通用图

6.1.2 运营期生态保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本项目的建设，采油二厂QHSE管理委员会负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

④针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本项目环保投资。

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

(3) 生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

管线施工完毕后须进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主。

6.1.3 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

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，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

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

本工程施工期污染源主要为生活污水、管道试压废水。本工程施工人员在采油二厂有住宿地，本工程施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生。本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压废水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，施工期不会对地下水产生影响，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》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.5.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①本工程运营期产生的废水主要有尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保

站污水处理站进行处理，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）、《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注地层，不外排。在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在，本工程对水环境基本没有影响；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

另外，本工程废水拉运应建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，加强拉运过程环境管理，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施，本工程运营期废水均经处理后回注于油藏，不外排。废水污染防治措施合理可行。

②定期对站场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的设备、储罐、管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对设备、储罐、管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

6.2.5.2 分区防治措施

对站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-3），提出防渗技术要求。

表 6.2-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.2-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土防污性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 Mb≥6.0m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及 COD、盐分等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区和简单防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-4 项目污染防渗区分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	站场工艺装置区、液硫池	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}cm/s$ 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
简单防渗区	撬装设备间	简单硬化

6.2.5.3 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《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），结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，三级评价的建设项目监测点数量一般不少于 1 个，应至少在建设项目下游设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井，根据区域水文地质条件，监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-5。

表 6.2-5 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时,可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。
G2	地下水下游				
备注: 可利用区块下游及附近已有的监测井					

另外，应对本工程站场设备压力、套管压力、环孔压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油二厂管理区进行汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，站场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现站场内的生产运行管理和控制，上传站场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派人员负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1) 定期对设备、储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年2次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.5.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入采油二厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程运营期采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

退役期二号联轻烃站内设备拆除，管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留回含油污水，管线两端使用盲板封堵，吹扫过程中产生的少量废水集中收集后送至塔河油田二号联污水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排。

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

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

（1）生活污水

根据工程分析，本工程施工人员在采油二厂有住宿地，本工程施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生。

（2）管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

综上，本工程施工期间废水全部妥善处理，不外排，措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

本工程运营期产生的废水主要有尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水。

(1) 含硫污水、设备检修废水处理

本工程运营期新增含硫污水量约为 87.6t/a (0.24m³/d)、设备检修废水量为 36t/a (1.2t/h)，含硫污水、设备检修依托塔河油田二号联合站污水处理系统处理，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)、《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》(SY/T7784-2024) 标准后回注地层，不外排。根据前述依托可行性分析，塔河油田二号联合站污水处理系统运行正常，且富余能力可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 尾气碱洗废水、含盐废水处理

本工程运营期产生的尾气碱洗废水量约为 5544t/a (0.7m³/h)、含盐废水量为 1980t/a (0.25t/h)，采用专用回收罐收集后依托塔河油田绿色环保站污水处理装置处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)、《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》(SY/T7784-2024) 标准后回注地层。根据前述依托可行性分析，塔河油田绿色环保站污水处理装置采出水处理系统运行正常，且富余能力可满足本工程尾气碱洗废水、含盐废水处理需求，依托处理设施可行。

对运营期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施，本工程运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

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) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的废水和固废不得随意抛洒丢弃，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地进行平整。

本工程施工期土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.4.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低含油污水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查站场，是否有含油污水泄漏的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生站场设备、管道的含油污水渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关闭设备

在站场设备、管道发生断裂、泄漏事故时，按顺序停泵或关闭设备。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏含油污水

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏含油污水移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的含油污水，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.4.2.2 过程控制措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对装置区及管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

(1) 地面设施拆除，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 退役期地下集输管道维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留，管道两端使用盲板封堵。

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

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。为有效控制施工期间的废气影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

(1) 场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

(2) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

(3) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）；建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘。

(4) 合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(5) 合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

(6) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业，同时作业处用防尘网覆盖。

(7) 焊接作业时使用无毒低尘焊条。

(8) 加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《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的》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

(9) 加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

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

(1) 硫磺回收工艺

本工程采用了克劳斯+直接选择性氧化+烟气碱洗脱硫工艺。克劳斯硫磺回收工艺硫回收率较高，生产操作流程相对简单，尾气经处理后可达标排放，因此硫磺回收装置采用二级克劳斯硫磺回收工艺。工艺由两个燃烧反应段、三级催化反应段、焚烧和碱洗组成，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 $\text{H}_2\text{S}/\text{SO}_2$ 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发生水解反应，继续进行还原反应将残留的 SO_2 全部转化为 H_2S ，最后用氧化催化剂将 H_2S 转化为单质硫。生成的元素硫经冷凝封排到液硫池，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。

(2) 尾气处理工艺

拟建工程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 30m 高排气筒排放。

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 混合气体作为还原气体，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来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。

本工程选择加氢还原+选择性氧化+尾气焚烧工艺+烟气碱洗的硫磺回收装置尾气，该工艺集成了多种技术的优点，形成了一个多级保障的深度处理体系，有效降低排放尾气中 SO_2 浓度，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。 NO_x 、非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》

（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级标准要求；

颗粒物排放浓度满足《新疆维吾尔自治区工业炉窑大气污染综合治理实施方案》中限值要求。

6.5.2.2 无组织废气治理措施

(1) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵，对管道，法兰、阀门，均按规范要求选用专用材质的材料。

(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。

(4) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，NMHC 无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(5) 结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 要求，本工程对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

①监测要求，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按 HJ733 的规定执行。

②管控要求，定期对设备与管线组件的密封点进行 VOC_s 泄漏检测，对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门至少每 6 个月检测一次，法兰至少每 12 个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识，并紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

(6) 进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无

功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

(7) 温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低机泵等设备的工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④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；⑤加强站场生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

(3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

综上所述，采取的大气环境保护措施是可行的。

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

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(1) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

(2) 施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

(4) 运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标。

本工程施工期是短期的、暂时的，噪声影响将随着施工活动的结束而消除，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，保护措施切实可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

运营期噪声源主要包括站场内设备、风机、各类机泵等产生的噪声。采取的降噪措施如下：

(1) 对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养等不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

(3) 定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

综上，运营期站场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

(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。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

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

(1) 站场平整、管沟开挖产生土方用于为站场回填、管沟回填，无弃方；

(2) 施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；

(3) 本工程施工人员在采油二厂有住宿地，施工区不设置施工营地。施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。

经类比塔河油田同类项目，采取以上固体废物处理措施后，不会对周围环境产生明显影响，措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

本工程运营期产生的废润滑油收集后暂存二号联已建危废暂存间，交由有危废处置资质的单位处置。严格按照《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》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

(1) 危险废物收集

采油二厂严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》相关要求对含油废物进行收集和管理。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位运输、处置。

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，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b.危险废物类别：按危险废物种类选择。

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

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。

序号	危险特性	警示图形	图形颜色
1	腐蚀性		符号：黑色 底色：上白下黑
2	毒性		符号：黑色 底色：白色
3	易燃性		符号：黑色 底色：红色（RGB: 255,0,0）
4	反应性		符号：黑色 底色：黄色（RGB: 255,255,0）

图 6. 7-1 危险废物类别标识示意图

危险废物		
废物名称：	危险特性	
废物类别：		
废物代码：		废物形态：
主要成分：		
有害成分：		
注意事项：		
数字识别码：		
产生/收集单位：		
联系人和联系方式：		
产生日期：	废物重量：	
备注：		



图 6. 7-2 危险废物相关信息标签

(2) 危险废物贮存

本工程运营期依托二号联已建危废暂存间，危废暂存设施建设满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），并定期委托有资质单位进行处置。

本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。

（3）危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移联单，实施危险废物转移全过程控制。

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

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

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

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

（4）危废运输要求

本工程产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，按要求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。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

（5）危废委托处置

本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，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。

本工程运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本工程运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

采油二厂要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护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。本工程运营期环境管理要求见表 6.7-1。

表 6.7-1 运营期固体废物环境管理重点要求

项目	防治措施/设施
固体废物暂存	依托已建危废贮存设施，固废规范收集暂存，及时清运并做好台账管理。
固体废物运输、处置	委托有资质的单位运输、处置，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）及《危险废物转移管理办法》中的相关要求，防止有毒有害物质渗漏泄漏造成土壤和地下水污染。
环境应急设施	按照环境风险应急预案进行环境风险应急管理，配备环境风险应急物资，采取环境风险防范措施，加强突发环境事故应急系统维护、管理。
制定危险废物运行管理计划	产生危险废物的单位，应当按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022）中 4.3 规定的分类管理要求，制定危险废物管理计划，内容应当包括减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的措施以及危险废物贮存、利用、处置措施；建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关信息；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备案危险废物管理计划。
危险废物管理台账	根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022），建设单位应建立环境管理台账制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，

	明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等。环境管理台账应包括基本信息、接收固体废物信息、生产设施运行管理信息、污染防治设施运行管理信息、监测记录信息及其他环境管理信息等。
危险废物申报	定期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、利用、处置等有关资料。

因此，本工程危险废物处置措施可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

（1）地面设施拆除、站场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣等收集后送至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场或生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理。

（2）运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

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，本次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，计算本工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

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 碳排放源分析

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碳排放源主要包括：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 回收利用率、 CO_2 回收利用率、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。

本工程在二号联轻烃站扩建焚烧炉 1 台，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支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。

本工程非正常工况下放空气体通过天然气放空管线进入天然气放空分液罐分离后，进入天然气放空火炬进行燃烧，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到大气中的 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。

本工程不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

(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。

本工程站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，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。

本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 地质埋存或驱油的减排问题。

本工程不涉及，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。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本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	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	站场焚烧炉	CO ₂	有组织
2	火炬燃烧排放	站场事故状态下的燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	无组织
3	CH ₄ 逃逸排放	站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
4	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 碳排放核算边界

本工程碳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	碳排放核算内容
1	采油二厂伴生气处理系统隐患治理工程	包括油气开采、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) CH ₄ 逃逸排放 (4) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本工程涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、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：

$$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

式中：E_{CO₂燃烧}——企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i——化石燃料的种类；

j——燃烧设施序号；

AD_{ij} ——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_{ij} ——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_{ij} ——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。

本工程燃料燃烧碳排放计算主要核算为二号联轻烃站扩建焚烧炉 1 台，根据设计资料，本工程年燃料气消耗量为 183.95 万 Nm^3 。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）》附录二表 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 389.31GJ/万 Nm^3 ，根据换算得出天然气中含碳量为 5.96 吨碳/万 Nm^3 。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 3979.7t。

（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，本工程主要核算事故导致的火炬气燃烧（主要为井场、站场事故状态下的放空燃烧）。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；

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

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；

VCH₄-事故火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

②计算结果

本工程核算火炬气温室气体排放主要为站场超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	E _{CO₂} （吨 CO ₂ ）
1	二号 联轻 烃站	事故 工况	16.505	2	5.7	0.98	0.006734	340.003

根据表中参数，结合公式计算可知，本工程二号联轻烃站火炬燃烧排放温室气体总量为 340.003 吨 CO₂。

（3）CH₄ 逃逸排放

本工程运营期 CH₄ 逃逸排放主要来自站场装置逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4\text{开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个； $EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

本工程扩建二号联轻烃站 1 座。

开采逃逸的 CH₄ 为：

$$E_{CH_4-开采逃逸}=1 \times 31.52tCH_4=31.52tCH_4$$

GWPC_{CH₄}-CH₄ 相比 CO₂ 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 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，因此 GWPC_{CH₄} 等于 21。根据上述公式计算可得本工程开采逃逸的 CH₄ 为 31.52t，折算成 CO₂ 排放量为 31.52×21=661.92t。

（4）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：

ECO₂-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：

ECO₂-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

本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 5456MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 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 3639.7t。

（5）碳排放核算结果汇总

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：

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_s - R_{CH_4-回收} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

E_{CO_2} -燃烧—核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

E_{GHG} -火炬—企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

E_{GHG} -工艺—企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

E_{GHG} -逃逸—企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 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_{CH_4} -回收—企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO_2} -回收—企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

E_{CO_2} -净电-报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

E_{CO_2} -净热为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则本工程实施后 CO_2 排放总量见表 7.1-4 所示。

表 7.1-4 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2 ）	占比（%）
本工程	燃料燃烧 CO_2 排放	3979.7	46.16
	火炬燃烧排放	340.003	3.94
	工艺放空排放	0	0
	CH_4 逃逸排放	661.92	7.68
	CH_4 回收利用量	0	0
	CO_2 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	3639.7	42.22
	合计	8621.323	100

由上表 7.1-4 分析可知，本工程 CO_2 总排放量为 8621.323t。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 清洁运输

天然气进行汇集、处理、输送至装置的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

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

7.2.3 节能降耗技术

本工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级低的，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级低的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.3 温室气体排放评价结论

本工程实施后，CO₂总排放量为 8621.323t。在工艺技术、节能设备和能源及碳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，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

8.1.1 施工期环境效益

施工期对环境造成的直接影响主要表现在：

- (1) 项目占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 施工期产生的污染物造成环境损失。

本工程施工期对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降以及土壤结构发生变化可能导致农田减产。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。在施工期间，严格控制占地。按照《中华人民共和国土地管理法》及相关法律法规办理用地手续。因此，在正常情况下，施工期产生的污染物基本上不会对周围环境产生影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.1.2 运营期环境效益

(1) 废气

本工程运营期采用密闭集输工艺，事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理，减少烃类物质的挥发，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

(2) 废水

本工程运营期生产废水主要为尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等，其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进

行处理；本工程含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，达标后回注油层，不外排。

（3）固体废弃物

本工程产生的废润滑油和废催化剂属于危险废物，其中废润滑油交由有危废处置资质单位接收处置；废催化剂由第三方厂家回收；废渣排入站内排污罐中存放，定期运送至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本工程运营期采取各项环保措施后，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。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，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 退役期环境效益

本工程退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留，管线两端使用盲板封堵。在落实以上环保措施后，退役期的环境影响可接受。

8.2 社会效益分析

本工程开发的社会效益主要体现在油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。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求,严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”,从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来,本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。

本工程总投资为 9501.63 万元,其中环保投资 188 万元,占总投资 1.98%。估算见表 8.3-1。

表 8.3-1 主要环保投资估算

类别	时段	污染源		环保措施	治理效果	投资 (万元)
生态	施工期、 退役期	临时占地		施工结束后进行场地平整;控制施工作业带宽度;水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后 场地平整	50
废水处理	施工期	试压废水		新建管线的试压废水可用作场地降尘用水	施工废水不 外排	2
	运营期	尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水		含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理;含盐废水、碱洗废水拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理,达标后回注油层,不外排。	废水不外排	10
地下水、 土壤	施工期	一般 防渗区	站场工艺装置区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7}cm/s$;或参照 GB18598 执行	渗透系数小 于 $1.0 \times 10^{-7}cm/s$	8
	施工期	简单 防渗区	站场撬装设备间	实施地面硬化	地面硬化	
		管道防腐		注气管线采用碳钢材质,外防腐涂层的设计使用年限应不小于 15 年。	防腐性能良好	20
废气	施工期、 退役期	施工扬尘		临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水(防尘、洒水等)	/	6
	运营期	无组织排放		装置做好日常维护,做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵	NMHC $\leq 4.0mg/m^3$ 硫化氢 $\leq 0.06mg/m^3$	8
噪声	运营期	设备 噪声	采油树	选择低噪声设备、加强设备维护,基础减振	场界:	5
					昼间 $\leq 65dB(A)$	

类别	时段	污染源		环保措施	治理效果	投资 (万元)
			机泵		夜间 ≤55dB(A)	
固体废物	施工期、 退役期	地面工程施工		施工期固废清运、处置	妥善处理	4
	运营期	废润滑油、废催化剂、 废渣		废润滑油交由有危废处置 资质单位接收处置；废催 化剂由第三方厂家回收； 废渣排入站内排污罐中存 放，定期运送至库车经济 技术开发区工业固体废物 填埋场处置。	妥善处理	10
环境 管理	运营期	环境管理		环境影响评价、环境保护竣工验收、运 营期环境监测		50
				环保培训，演练		15
环保投资合计						188

8.4 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于站场建设、敷设管线需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。同时在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，在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

9.1.1 环境管理机构与职责

本工程日常环境管理工作纳入采油二厂开发部现有 QHSE 管理体系。西北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西北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。

9.1.2 施工期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.1.3 运营期的环境管理任务

采油二厂 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）运营期的 QHSE 管理体系纳入西北油田分公司采油二厂 QHSE 系统统一管理。

（2）协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责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) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1250-2022）中相关内容，制定危险废物管理计划和管理台账，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、利用、处置等有关资料。

(6) 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。

(7) 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。

(8) 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

在合理选择施工队伍的基础上，加强对退役井场、管线的环境管理工作，监督退役期各项环保措施的落实情况。

(1) 加强施工质量管理，避免出现非正常工况的烃类泄漏，保证各类措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

(2) 加强退役期施工过程管理。妥善处置地面设施拆除、站场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣等，做到“工完、料尽、场地清”。

(3) 加强对退役期施工队伍及其运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

(4) 组织开展环境保护宣传教育，对全体员工组织开展环境保护培训。

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, 分别对施工期和运营期提出本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, 严格控制站场、管线外围作业范围, 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	保护灌丛植被; 收集保存表层土, 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	主体工程与水保措施同时施工, 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		
	废水	试压结束后, 试压废水用于洒水抑尘		
	固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟回填, 施工废料应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置;		
	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		
运营期	正常工况	运营期生产废水主要为尾气碱洗废水、含硫污水、设备检修废水、含盐废水等, 其中含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理; 本工程含盐废水、碱洗废水量较少, 拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理, 达标后回注油层, 不外排。	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	废气	密闭集输		
	噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险	事故预防及天然气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	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
	固体废物	废弃管线维持现状, 避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏, 管线内物质应清空干净, 并按要求进行吹扫, 管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置		
	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		
	生态恢复	退役后要拆除设备, 并对站场土地进行平整, 清除地面上残留的污染物; 保证各类措施有效可行, 防止发生油水窜层		

9.1.6 环境监理

本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。

本工程实施后，区域站场、管线等工程内容发生变化，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

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，采油二厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。采油二厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》

《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），采油二厂进一步建立了自行监测制度及排污口规范化管理制度。采油二厂已取得排污登记回执（登记编号为：91650000742248144Q083U）。本工程新增 1 台焚烧炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。并按照《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》要求进行排污单位台账管理。排污许可证有效期届满，排污单位需要继续排放污染物的，应当于排污许可证有效期届满 60 日前向审批部门提出申审批部门应当自受理申请之日起 20 日内完成审查。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采油二厂围绕 HSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，采油二厂建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：王世洁

生产地址：新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。

其他基础信息：组织机构代码、生产地址、联系方式以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等。

（2）排污信息

包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排

放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量。

（3）环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本工程环境监测计划见表 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；采油二厂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

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	硫磺回收	无组织 排放废 气	NMHC	0.117	0.117	大气
			H ₂ S	0.007	0.007	
	尾气处理	有组织 排放废 气	SO ₂	9.64	9.64	为避免氧化生成的酸性气体 SO ₂ 超标，燃烧产生的 SO ₂ 气体经过急冷塔冷却后，通 过后端碱洗塔去除，达标后 经 30m 高、内径 0.6m 的排气 筒排放。
			NOx	2.92	2.92	
			颗粒物	0.40	0.40	
废水	含硫污水		COD、硫化 物	87.6	0	通过泵输至塔河油田二号联 污水处理站进行处理，处理 达标后回注，不外排。
	设备检修		COD、石油 类、挥发酚	36	0	

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
	含盐废水		COD、氨氮、挥发酚	1980	0	采用专用罐收集，拉运至塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，处理达标后回注，不外排。
	碱洗废水		浓度为 10% 的 Na ₂ SO ₄ 溶液	5544	0	
固体废物	机械设备维修	废润滑油	石油类	5	0	委托有资质单位处理
	硫磺回收	废催化剂	Al ₂ O ₃ 、TiO ₂ 、Cu-Mo	35m ³ /次	0	由第三方厂家回收，不在站内储存。
	设备检修	废渣	粉尘、氧化铁粉末等	0.02t/a		定期运送至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置
噪声	机泵、风机、焚烧炉、制硫炉、空冷器等	机械噪声	-	80~95 dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.4 生态环境监测

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，同时对废气、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西北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

本工程在运营期间，需对生产过程产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。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》（HJ1248-2022），制定环境监测计划见表 9.4-1。企业应根据《中华人民共和国环境保护法》及《企业事业单位环境信息公开办法》，定期公开企业环境管理信息，积极通过网站、信息平台或当地报刊等便于公众知晓。将自行监测工作开展情况及监测结果向社会公众公开。

表 9.4-1 运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
废气	站场焚烧炉	1 次/季度	竣工环保验收后开始	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、烟气黑度
	站场厂界下风向 10m 范围内	1 次/年		非甲烷总烃、H ₂ S
噪声	站场边界	1 次/季度		连续等效 A 声级（dB）
地下水	项目区域周边、上游及下游（可利用区域地下水监控井）	1 次/半年		水位埋深、pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬等
土壤	站场	1 次/3 年		石油类、石油烃、汞、砷、六价铬
生态环境	项目区及管线周围	1 次/5 年		生态恢复情况（管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成）及水土保持措施落实情况

本工程事故预案中需包括应急监测程序，本工程运行过程中一旦发生事故，应立即启动应急监测程序，直至事故影响根本消除，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制订和实施。

9.5 环保设施“三同时”验收

9.5.1 环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.5.2 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自 2017 年 10 月 1 日施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

(3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本工程“三同时”验收一览表见 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	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	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	试压废水	循环利用，沉淀后场地降尘用水	不外排	-
	2	生活污水	生活污水依托现有污水处理系统，产生的废水水质简单，能够达标排放。	不外排	-
噪声	1	装载机、运输车辆等施工设备	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间，运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。	-	-

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场、站场回填。	-	-
	2	施工废料	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。	-	-
	3	生活垃圾	施工区不设置施工营地。施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。	-	-
生态	1	生态恢复	严格控制作业带宽度	-	-
			管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土		
		公益林	施工机械、物料堆放场地等均设置在公益林外，通过采取严格的管控措施，可减少对公益林的占用和破坏。		
			项目建设时应尽量采取避让措施，对怪柳实施原址保护；确实无法避让的，移栽后进行异地保护。项目区建设用地内有其他树木的，移栽后进行异地保护。		
			本工程占用公益林等，占用征用及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由土地管理部门许可后方可开工建设。		
运营期					
类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
废水	1	含硫污水、设备检修废水	含硫污水、设备检修废水等通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）和《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注地层。	-	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）和《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注地层
	2	含盐废水、碱洗废水	含盐废水、碱洗废水量较少，拉运至就近的塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）和《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注地层。	-	
废气	1	站场无组织废气	密闭设备。管道、阀门的检修和维护。	厂界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
				硫化氢 ≤0.06mg/m ³	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）改扩建项目厂界二级标准

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
	2	站场焚烧炉	为避免氧化生成的酸性气体 SO ₂ 超标，燃烧产生的 SO ₂ 气体经过急冷塔冷却后，通过后端碱洗塔去除，达标后经 30m 高、内径 0.6m 的排气筒排放。	颗粒物 20mg/m ³ SO ₂ 50mg/m ³ NO _x 150mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)表 3 燃气锅炉大气污染物 特别排放浓度限值
噪声	1	站场	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施	昼间 ≤60dB(A) 夜间 ≤50dB(A)	《工业企业厂界环境 噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类区排放限值
固废	1	废润滑油	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	《危险废物贮存污染 控制标准》 (GB18597-2023)
	2	废催化剂	由第三方厂家回收	-	-
	3	废渣	定期运送至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置	-	-
防渗	1	分区防渗	具体见表 6.2-4	满足防渗要求	-
	2	管道防腐	管道钢接头部分做好外防腐	防腐性能良好	-
风险防范措施		站场	设置可燃气体检测报警仪、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	-
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	-	保证实施
	2	站场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	-	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》《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》等文件组织开展环境影响后评价。	-	保证实施
退役期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-
噪声	1	运输车辆	减速慢行，合理安排作业时间。	-	-
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	优先回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。	妥善处置	-
	2	设施拆除过程产生的油泥	委托有危废处置资质单位进行处置	妥善处置	-
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。	恢复原貌	-

10. 结论

10.1 建设项目情况

采油二厂伴生气处理系统隐患治理工程位于塔河油田 6 区块,中心地理坐标为:东经 $83^{\circ} 51'7.510''$; 北纬 $41^{\circ} 19'8.390''$ 。行政区划隶属于库车市管辖,工程区中心西北距库车市城中心约 83km。

本工程主要建设内容为:①二号联轻烃站内改造,包括硫磺回收装置:新建克劳斯硫磺回收装置 1 套,设计酸气量 $1900\text{Nm}^3/\text{h}$,酸气中 H_2S 浓度 31.1%(mol),硫磺回收规模 20t/d;脱硫脱水装置:新建 1 台 $15\text{m}^3/\text{h}$ 胺液循环泵,1 台 650kW 冰机;新建液硫装车、碱洗废水装车撬 1 座;②新建 3 口单井(S67、TK699、TK6143X)再生气注气管线,管线长度 8.5km,管径 DN100,设计压力 1.6MPa;③配套电力、自控、通信、结构与安防、消防等配套工程。本工程建成后二号联轻烃站硫磺回收规模 20t/d,酸气处理能力为 $1900\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

10.2 产业政策、选址符合性

(1) 产业政策符合分析

本工程为油气田内部站场改扩建工程,根据《产业结构调整指导目录(2024 年本)》,属于“鼓励类”第七项“石油、天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”项目,本工程建设符合国家产业政策。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程为油气田内部站场改扩建工程,选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭,废水、固废处置措施得当。符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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)等相关政策、法律法规的相关要求。

(3) 规划符合性分析

本工程为油气田内部站场改扩建工程，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《西北油田分公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程位于西北油田分公司矿权范围内，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

（4）生态环境分区管控符合性判定结论

本工程位于阿克苏地区库车市境内塔河油田 6 区块，不在拟定的生态红线范围内；项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

根据《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）和阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）。本工程区位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001），不在划定的生态保护红线内。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足阿克苏地区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。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本工程位于塔里木盆地北缘。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及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。项目区属于“塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区”，主要生态环境问题为“河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒”。根据现场踏勘，评价范围内主要生态问题为土壤荒漠化、盐渍化。评价区内植被种类单一，郁闭度

小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

（2）环境空气质量现状

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2024 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 监测结果：2024 年项目所在地阿克苏地区 SO_2 、 NO_2 年平均浓度及 CO 、 O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求； PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

（3）水环境质量现状

本工程无涉地表水的工程，故不对区域内地表水进行现状调查。项目所在区域地下水中潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，氯化物、硫酸盐、总硬度、溶解性总固体、钠、铁、锰、氟化物、硫化物等出现不同程度的超标，超出了《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，超标主要是受半干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响；其他项目监测值均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

（4）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（5）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，项目区占地范围内土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准。项目区占地范围外土壤环境质量可满足《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 中 $\text{pH}>7.5$ 其他农用地对应的风险筛选值标准；石油烃含量均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值。

10.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 10.1-1。

表 10.1-1 污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	硫磺回收	无组织 排放废 气	NMHC	0.117	0.117	大气 为避免氧化生成的酸性气体 SO ₂ 超标，燃烧产生的 SO ₂ 气体经过急冷塔冷却后，通过后端碱洗塔去除，达标后经 30m 高、内径 0.6m 的排气筒排放。
			H ₂ S	0.007	0.007	
	尾气处理	有组织 排放废 气	SO ₂	9.64	9.64	
			NOx	2.92	2.92	
			颗粒物	0.40	0.40	
废水	含硫污水		COD、硫化物	87.6	0	通过泵输至塔河油田二号联污水处理站进行处理，处理达标后回注，不外排。
	设备检修		COD、石油类、挥发酚	36	0	
	含盐废水		COD、氨氮、挥发酚	1980	0	采用专用罐收集，拉运至塔河油田绿色环保站污水处理站进行处理，处理达标后回注，不外排。
	碱洗废水		浓度为 10% 的 Na ₂ SO ₄ 溶液	5544	0	
固体废物	机械设备维修	废润滑油	石油类	5	0	委托有资质单位处理
	硫磺回收	废催化剂	Al ₂ O ₃ 、TiO ₂ 、Cu-Mo	35m ³ /次	0	由第三方厂家回收，不在站内储存。
	设备检修	废渣	粉尘、氧化铁粉末等	0.02t/a		定期运送至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置
噪声	机泵、风机、焚烧炉、制硫炉、空冷器等	机械噪声	-	80~95 dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

10.5 主要环境影响

(1) 生态环境影响分析

本工程地处塔里木盆地北缘, 渭-库三角洲绿洲东部, 根据现场和资料收集, 项目区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标。项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响, 本工程总占地面积为 6.8hm², 均为临时占地, 工程占地相对较小, 对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动不会带来显

著影响。因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。本工程重点保护目标是：占用重点公益林以及评价范围内的塔里木河流域重点治理区。公益林林地征用应按照国家《国家级公益林管理办法》和《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）等有关工程征地补偿标准进行。对林业资源产生的影响很小。

本工程对生态环境的影响主要在施工期，主要为站场、管线工程等的建设带来的生态环境影响。本工程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，且所有用地在施工结束后能恢复原有的生态功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

（2）地下水环境影响分析

在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本工程对水环境的影响属可接受范围。

（3）土壤影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响；本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生排水管线泄漏等事故，泄漏的采出水会对土壤环境产生一定的影响，改变土壤理化性质，从而影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（4）大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期大气影响主要为站场无组织废气和硫磺回收尾气焚

烧炉排放的烟气经碱洗塔处理后排放的废气。根据预测结果，焚烧炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值；站场的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（5）声环境影响分析

本工程开发建设区域声环境质量现状较好。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，站场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 类区标准要求。

（6）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为生活垃圾、施工废料、土石方。站场平整、管沟开挖产生土方用于为站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。

运营期产生的固体废物主要有废润滑油、废催化剂、废渣，其中废润滑油、废催化剂均属于危险废物。废润滑油桶装收集后交由有危废处置资质的单位处置；废产生由第三方厂家回收，不在站内储存；废渣排入站内排污罐中存放，定期运送至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。

退役期站场设备、集输设施、构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

（8）环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括天然气、硫化氢，可能发生的风险事故包括站场事故、管线泄漏事故。严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，

污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：①优化站场布设，管道选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线施工临时占地作业带宽度不得超过 8m，减少对地表的碾压。施工期充分利用现有油田道路，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。对站场地表进行砾石压盖。加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”；②临时占用灌木林地、其他草地、采矿用地等，严格按照有关规定办理建设用地审批手续后实施，项目完工后，要对本工程占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平；③严格控制施工临时占地面积，管道临时占地作业带宽度不得超过 8m，应在保证施工质量的前提下尽可能采取人工开挖，减少临时占地范围。对占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏植被。

地下水环境保护措施：按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

大气污染防治措施：本工程采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对天然气处理设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、

漏的发生。定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止天然气、硫化氢泄漏进入大气环境。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

固体废物防治措施：施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；危险废物委托有资质的单位处理。

土壤污染防治措施：本工程施工期应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地进行平整。加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对注水管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好天然气、硫化氢气体泄漏风险防范措施，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于

污染防治和恢复地貌等，经估算本工程总投资为 9501.63 万元，其中环保投资 188 万元，占总投资 1.98%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油化工股份有限公司西北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。本工程制定了生态环境监测计划，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求，具体见第 9 章。

10.11 项目可行性结论

采油二厂伴生气处理系统隐患治理工程属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度，本工程建设在环境保护方面可行。