中佳气田中佳13井区石炭系哈拉阿拉特山组气藏开发建设工程

环境影响报告书

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2026年2月

1. 概述

1.1 建设项目特点

中佳气田位于准噶尔盆地西北缘，行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区和塔城地区沙湾市，北距克拉玛依市中心约 50km，西距小拐镇约 10km，西部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻。

《中佳二叠系石炭系、二叠系佳木河组开发概念设计》在中佳油气田总体计划部署 8 个区块，其中中佳 15、中佳 9、中佳 14、中佳 143 为产油区，隶属重油开发公司管辖，中佳 152、中佳 904、中佳 13、中佳 2_H 为产气区，隶属采气一厂管辖，井区总体共部署 155 口，其中，采油井 72 口、采气井 27 口、注气井 48 口和 8 口回注水井，本工程为中佳 13 地面建设工程，属采气一厂管辖。

中佳区块气田目前在中佳 2_H 建设有 12 口采气井，中佳 13 建设有 2 口采气井，中佳 14 建设有 1 口采气井。采用一级布站的技术路线。单井采气管线各自接入临时露点控制站进行计量、集气和处理。中佳 2_H 区块为前期主要开发区块，已建井场 9 座（单井 12 口）。中佳 14 区块建设井场 1 座（单井 1 口），与中佳 2_H 区块的 ZJHW213 井共同集输至 1#露点控制站。中佳 13 区块建设井场 2 座（单井 2 口），其中中佳 13 井集输至 1#露点控制站，中佳 131 井采用单井井场 CNG 工艺。

中佳 13 井区西接中佳 2_H 井区，北接中佳 143 和中佳 14 井区。总体位于中佳油气田西南角。本工程针对产能井开展配套地面工程设计，且作为《中佳二叠系石炭系、二叠系佳木河组开发概念设计》分年实施的第一批建设内容，需充分考虑油气田后续建设，故中国石油新疆油田分公司开发公司在中佳气田中佳 13 井区投资 20383.83 万元，建设内容主要有：①新建 3 座 2 井式平台井场（ZJHW1311、ZJHW1321、ZJHW1312、ZJHW1322、ZJHW1313、ZJHW1323）；②新建中佳 13 露点站 1 座，设计规模为 $48\times10^4m^3/d$；新建集气站 1 座（中佳 13 集气站）；③新建各类集输管道 18.3km（采气管线 6.4km，集输干线 5.3km，集输支线 0.9km，外输气线 5.7km）；④配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，区块新建产能 $1.39\times10^8m^3/a$（$42\times10^4m^3/d$）。2 口井（ZJHW1311 井、ZJHW1321 井）于 2026 年 1 月 29 日取得克拉玛依市生态环境局环评批复（克环函〔2026〕10

号），目前还未开钻；4 口井（ZJHW1312 井、ZJHW1322 井、ZJHW1313 井、ZJHW1323 井）目前正在办理钻井环评手续。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程属于油气开采项目，位于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市境内，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，项目所在区域属于天山北坡诸小河流域重点治理区范围，且项目区周边有基本农田。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”，应编制环境影响报告书。

2025 年 12 月 3 日，中国石油新疆油田分公司开发公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术咨询有限公司（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，新疆新环监测检测研究院(有限公司)于 2026 年 1 月对本工程评价区域环境质量现状进行了监测。

在以上基础上，新疆天合环境技术咨询有限公司编制完成了《中佳气田中佳 13 井区石炭系哈拉阿拉特山组气藏开发建设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。

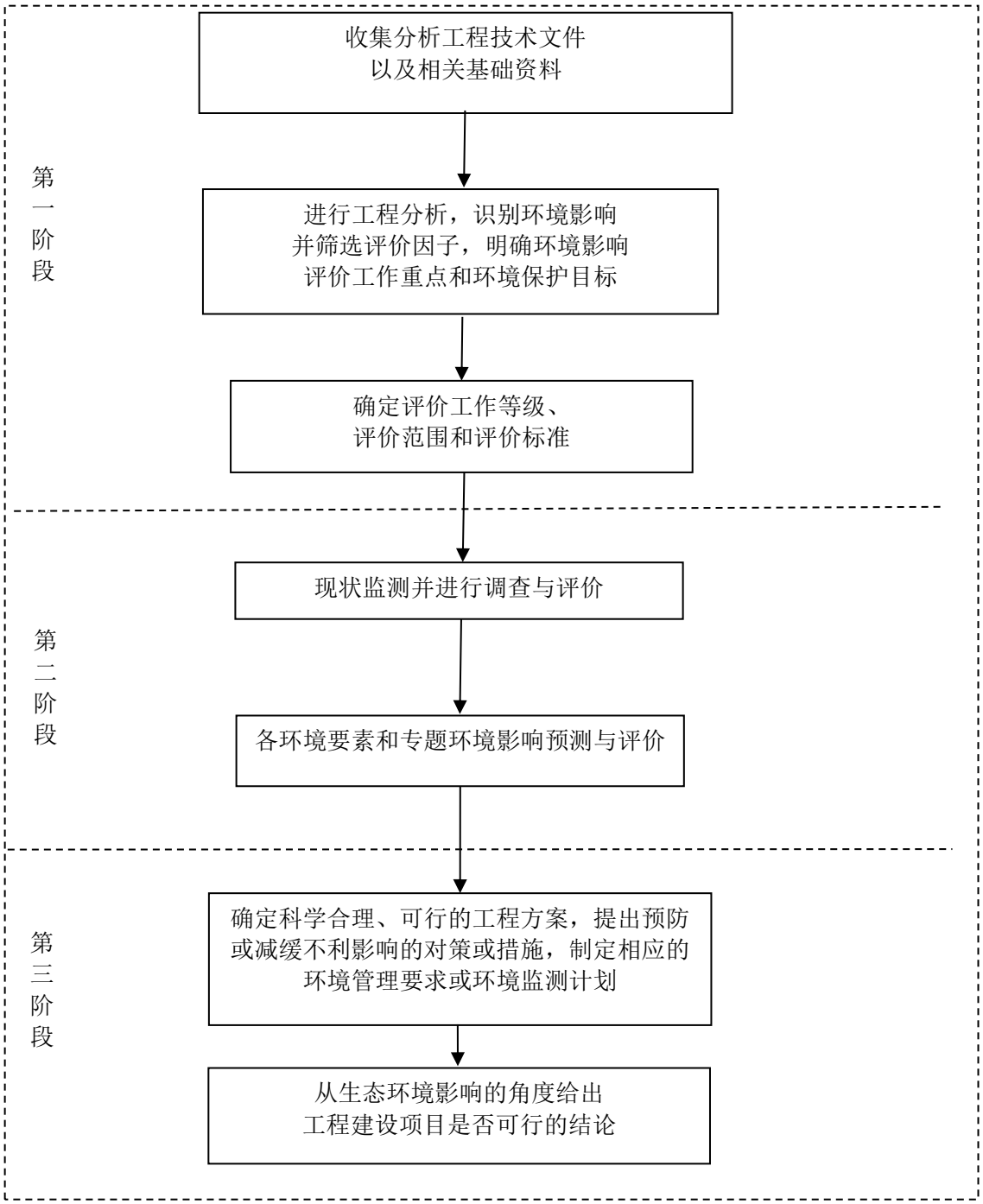

图 1.2-1　　评价工作程序图（HJ349-2023）

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本工程属于天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采，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”，属于鼓励类项目，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

本工程位于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市，属于中国石油新疆油田分公司开发公司开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年）》《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》《新疆油田公司“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。

（4）选址合理性分析判定结论

本工程为中佳气田中佳13井区开发项目，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，本工程占地范围内无水源涵养区、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；评价区域内的天山北坡诸小河流域重点治理区，不属于重要生态敏感区，属于一般区域，符合新疆及塔城地区经济发展规划、环保规划。本工程土地利用类型为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地。项目区域内地表水体为玛纳斯河下游的分流，周边范围无长期居住人群。

本工程在管线选线、井场、站场占地过程中注意避让周边基本农田、以及项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气主要为气井开采、集输处理过程中排放的无组织挥发的烃类，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，对环境的影响属于可接受的范围，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

本工程位于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市中佳气田中佳13井区内，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《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发〔2021〕18号）、《关于印发〈塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》《关于印发〈克拉玛依“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》，本工程位于克拉玛依市克拉玛依区一般管控单元04（环境管控单元编码为ZH65020330004）、沙湾市一般管控单元01（环境管控单元编码为ZH65420330001）、以及沙湾市重点管控单元（环境管控单元编码为ZH65420320004）。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足克拉玛依市、塔城地区生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合生态环境分区管控要求。

本工程符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态红线，符合新疆经济发展规划、环保规划等，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程为天然气开采项目，环境影响主要来源于施工期井场和站场建设、集输管线，以及运营期的采气、井下作业、油气集输、处理等各工艺过程。环境影响包括施工期和运营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，本工程不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、基本农田、基本草原等敏感区，主要环境敏感保护目标为项目区周边基本农田、天山北坡诸小河流域重点治理区以及玛纳斯河。重点关注施工过程中的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、试压废水、生活污水、施工废料、生活垃

圾等；运营期井场、站场无组织挥发的非甲烷总烃、井下作业废水、采出水、含油污泥、落地油、废润滑油、废防渗膜、清罐底泥等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、运输车辆尾气对环境空气产生的短期影响；运营期对空气环境的影响主要为气井采气、集输、处理过程中产生的无组织挥发烃类气体排放至大气环境，对其产生的长期影响。

（2）水环境

本工程评价区内分布有玛纳斯河下游的分流。施工期依托中佳13井区生活营地，生活营地设置防渗生活污水池，生活污水定期拉运至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理；试压废水用作场地降尘用水，不会对水环境产生影响。

本工程运营期在正常情况下，井下作业废水拉运至红山嘴油田原油处理站处理，不外排；油水分离产生的含油污水依托红山嘴油田原油处理站处理达标后回注，不外排，不会对环境产生影响。可能对地下水产生的影响主要为井漏、管线泄漏等事故状况下，含油污水渗漏到含水层，对地下水产生污染影响。

（3）声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响，运营期对声环境的影响主要为井场、站场生产设备运行产生的噪声对周围声环境产生的影响。

（4）土壤环境

施工期地面工程以及管道建设时对土壤环境的扰动影响。项目建设期和运营期产生的落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

（5）生态环境

本工程井场、站场施工、管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

（6）固体废物

本工程施工期产生的固体废物（施工废料、生活垃圾）及运营期产生的固体废弃物（落地油、含油污泥、废润滑油、废防渗膜、清罐底泥）对环境的影响。

（7）环境风险

本工程主要环境风险是天然气、凝析油泄漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

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）》中“鼓励类”项目，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》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年）》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》等相关规划要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、森林公园等环境敏感区，不涉及生态保护红线，项目符合克拉玛依市、塔城地区生态环境分区管控要求；本工程在切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放；中国石油新疆油田分公司开发公司按照《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，截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（2009 年修正）	中华人民共和国主席令第 18 号	2009-08-27

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	关于印发《“十四五”噪声污染防治行动计划》的通知	环大气〔2023〕1 号	2023-01-03
6	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
7	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令第 278 号	2018-03-19
8	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
9	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
10	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
11	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
12	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
13	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
14	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
15	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
16	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
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	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录	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”生态环境分区管控要求》（2021 年版）的通知	新环环评发〔2021〕162 号	2021-07-26
26	关于印发《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）》的通知	塔行办发〔2024〕38 号	2024-11-12
27	关于印发《克拉玛依“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）》的通知	新克政发〔2024〕22 号	2024-3-13
28	关于印发《新疆生产建设兵团“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	新兵发〔2021〕16 号	2021-4-14
29	关于《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕252 号	2022-12-1

30	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

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　土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	生产建设项目水土保持技术标准	GB 50433-2018	2019-04-01
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与使用	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作法	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

2.1.4 相关文件及技术资料

（1）中佳气田中佳 13 井区石炭系哈拉阿拉特山组气藏开发建设工程环境影响评价委托书，中国石油新疆油田分公司开发公司；

（2)中佳气田中佳 13 井区石炭系哈拉阿拉特山组气藏开发建设工程相关资料，中国石油新疆油田分公司开发公司。

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行性、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、区域总体发展规划、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，论证项目在环境方面的可行性，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

本工程主要包括钻井工程、地面工程、油气开采、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井工程、井场、站场工程建设、管线敷设以及配套工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表2.3-1。

表2.3-1　影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、站场	占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水、试压废水	SS、COD、NH_3-N	-
		扬尘、施工机械和车辆尾气	扬尘、NO_2、CO、THC	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场、站场无组织废气排放	NMHC	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥、废润滑油、废防渗膜、清罐底泥等	土壤、地下水	-
		天然气、凝析油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事	井喷、井漏、储罐泄漏、集输管	污染土壤环境、水环境、火	-

	故工况）	线破损泄漏	灾爆炸危险	
4	退役期	封堵井眼，拆除地面装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

注：“- -”为负影响较大；“-”为负影响较小；“+ +”正影响较大；“+”为正影响较小。

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），评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　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	pH 值、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总氮、总磷、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、硫化物、铬（六价）、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂	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	/		石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、土壤盐分含量等	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	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	NMHC、SO_2、NO_x	pH 值、悬浮物、BOD_5、COD、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	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}）、汞、砷、六价铬、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》，本工程位于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区，大拐—小拐农业开发生态功能区（18）。

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

本项目所在区域内地表水体为玛纳斯河下游的分流，位于项目区块的西侧，最近距离为 380 米（ZJHW1311 井、ZJHW1321 井平台井场），本工程新建集气干线采用定向钻穿越玛纳斯河下游的分流。

根据《中国新疆水环境功能区划》，玛纳斯河（克拉玛依市段）未划定水功能区划，考虑到玛纳斯河（克拉玛依市段）为玛纳斯河（肯斯瓦特—135 团 7 连段）下游区域，根据区划，玛纳斯河（肯斯瓦特—135 团 7 连段）为III类水体，因此玛纳斯河（克拉玛依市段）参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类水质控制。

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 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的 NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2000μg/m³ 的标准，H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg /m³）			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（$PM_{2.5}$）	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	硫化氢（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

①地表水

执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。各类水质标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地表水环境质量标准 单位：mg/L，除 pH

序号	监测项目	标准值
1	pH	6~9
2	溶解氧	≥5
3	高锰酸钾指数	6
4	化学需氧量	20

5	五日生化需氧量	4
6	氨氮	1.0
7	总磷	0.2
8	总氮	1.0
9	铜	1.0
10	锌	1.0
11	氟化物	1.0
12	硒	0.01
13	砷	0.05
14	汞	0.0001
15	镉	0.005
16	六价铬	0.05
17	铅	0.05
18	氰化物	0.2
19	挥发酚	0.005
20	粪大肠菌群	10000
21	阴离子表面活性剂	0.2
22	石油类	0.05
23	硫酸盐	250
24	氯化物	250
25	硝酸盐	10
26	硫化物	0.2
27	铁	0.3
28	锰	0.1

②地下水

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 2.4-3。

表 2.4-3　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	pH（无量纲）	5.5≤pH<6.5	16	菌落总数（CFU/mL）	≤100
2	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）（mg/L）	≤450	17	亚硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤1.0
3	溶解性总固体	≤1000	18	硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤20.0

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
4	硫酸盐（mg/L）	≤250	19	氰化物（mg/L）	≤0.05
5	氯化物（mg/L）	≤250	20	氟化物（mg/L）	≤1.0
6	铁（mg/L）	≤0.3	21	汞（mg/L）	≤0.001
7	锰（mg/L）	≤0.10	22	砷（mg/L）	≤0.01
8	铜（mg/L）	≤1.00	23	镉（mg/L）	≤0.005
9	锌（mg/L）	≤1.00	24	铬（六价）（mg/L）	≤0.05
10	挥发性酚类（以苯酚计）（mg/L）	≤0.002	25	铅（mg/L）	≤0.01
11	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3	26	三氯甲烷	≤60
12	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）（mg/L）	≤3.0	27	四氯化碳	≤2.0
13	氨氮（以 N 计）（mg/L）	≤0.50	28	苯	≤10.0
14	硫化物（mg/L）	≤0.02	29	石油类（mg/L）	≤0.05
15	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	≤3.0			

（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＞7.5，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 2.4-4 《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	铅	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	萘	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 2.4-5 《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。

运营期井场、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大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）		标准来源	
颗粒物	1.0		《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	
非甲烷总烃（厂界）	4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	
污染物	排放限值	限值含义	无组织排放监控位置	标准来源
非甲烷总烃（厂界内）	10	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）

（2）废水

施工期生活污水由防渗生活污水池收集，定期采用吸污车拉运至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理。运营期露点站工作人员生活污水排入一套独立的排放收集系统，采用重力自流排放收集的方式收集至化粪池，经化粪池沉降处理后暂存，定期送至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理。

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。

采出水输送至红山嘴油田原油处理站处理，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）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 2.4-7。

表 2. 4-7　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《生活垃圾填埋场污染控制标准》（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）。

危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥满足《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/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）要求。

（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、凝析油，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

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2022），本项目生态环境评价等级判定如下：

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	不涉及	/
	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	本项目为改扩建项目，新增占地小于 20km^2	/

	g）除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	/	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	/	三级
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，评价等级应上调一级	不涉及	/
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，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《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），本工程以新建井场、站场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 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），本工程井场、站场建设属于II类项目，集输管线建设属于III类项目。

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。
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二级。

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
采气井场、站场	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三
各类集输管线	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”规定三级级评价调查面积为≤6km^2，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，为新建井场、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，集输管线边界两侧外延 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，工程所在区域土壤中含盐量为1.5g/kg~17g/kg，土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、中度盐化、重度盐化、极重度盐化的情况，部分用地土壤盐分含量大于4g/kg，故项目所在区域属于土壤盐化地区。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），本工程井场、站场建设属于Ⅱ类项目，各类集输管线建设属于类Ⅳ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（≥50hm^2）、中型（5～50hm^2）和小型（≤5hm^2）”。

本工程永久占地面积14.412＞5hm^2，占地规模为中型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

本工程占地类型为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地，占地范围内及周边土壤均为灰漠土、盐土、风沙土，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＜1.5m 的地势平坦区域；或土壤含盐量＞4g/kg 的区域	pH≤4.5	pH≥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≥1.5m 的，或 1.8＜干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深＜1.8m 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＜1.5m 的平原区；或 2g/kg＜土壤含盐量≤4g/kg 的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他	5.5<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 1.5g/kg~17g/kg，大于 4g/kg，生态影响型土壤敏感程度为“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（井场、站场）、Ⅳ类（集输管线），生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为中型、污染影响型环境敏感程度为敏感。

综上，本工程井场、站场生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级；井场、站场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

（5）评价范围

根据导则要求，土壤环境污染影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 0.2km 范围，土壤环境生态影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围，同时兼顾集输管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。评价范围见图 2.5-1。

表 2.5-8　本项目土壤评价等级及范围

序号	建设内容	生态影响型		污染影响型	
		评价等级	调查评价范围	评价等级	调查评价范围
1	井场、站场	二级	井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围	二级	井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 0.2km
2	管线	/	集输管线两侧向外延伸 0.2km	/	集输管线两侧向外延伸 0.2km

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 Pi（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 D10%。其中 Pi 定义为：

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

式中：Pi——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，μg/m^3；

ρ_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量标准，μg/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 2.5-9。

表 2.5-9　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}≥10%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

估算模式所用参数见表 2.5-10。

表 2.5-10　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（℃）		40.5
最低环境温度（℃）		-25.5
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	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（º）	/

本次预测估算结果详见表 2.5-11。

表 2.5-11　　估算模式计算结果表

名　　称	评价因子	C_i（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_{max}（%）	P_{max}	最大浓度出现距离（m）
单井井场（集输）	NMHC	3.9564	2000	0.20	8.71	200
集气站	NMHC	0.0176	2000	0.88		112
露点站	NMHC	32.5350	2000	1.63		479

经计算可知，本工程最大占标率为：1.63%（来自 S86 站场阀组无组织排放的非甲烷总烃），Pmax 值为 1%≤1.63≤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《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关规定，二级评价以各井场为中心边长 5km 的矩形区域。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

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。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运营期井场、站场机泵和井场井下作业噪声。

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各井场、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

（1）风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.5-12。

表 2.5-12 环境风险评价工作等级划分依据表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

（2）风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 对本工程涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

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

式中：

q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，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 $Q\geq1$ 时，将 Q 值划分为：（1）$1\leq Q<10$；（2）$10\leq Q<100$；（3）$Q\geq100$。

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，本工程施工期涉及的危险物质主要为柴油，存在于井场的柴油罐内；运营期涉及的危险物质主要为天然气、凝析油，凝析油主要存在于新建的露点站、集气站、集输干线、集输支线内，天然气主要存在于采气管线、集输干线、集输支线、外输气线和露点站内的生产分离器内；退役期不涉及危险物质。

本工程井场与井场之间、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，各井场和站场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、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。

表 2.5-13　本工程各危险单元 Q 值情况一览表

时期	序号	危险单元	存储装置参数		危险物质名称	CAS 号	最大存在量（t）	临界量（Qn/t）	该种危险物质 Q 值
施工期	1	井场	20m³ 柴油罐		柴油	-	17	2500	0.0068
			∑Q						0.0068
运营期	2	露点站	生产分离器 1 座		凝析油	-	7.81	2500	0.0031
					天然气	74-82-8	2.96	10	0.296
			凝析油塔顶分液罐 1 座		凝析油	-	7.81	2500	0.0031
			60m³ 稳定凝析油储罐 6 座		凝析油	-	281.16	2500	0.1125
			∑Q						0.4147
	3	集气站	30m³ 埋地污油罐橇 1 座		凝析油	-	23.43	2500	0.0094
					天然气	74-82-8	5	10	0.5
			∑Q						0.5094
	4	采气管线	ZJHW 1313 井	DN65，L245N，1.9km	天然气	74-82-8	2	10	0.2

			ZJHW 1323 井	DN65，L245N，1.9km	天然气	74-82-8	2	10	0.2
			ZJHW 1312 井	DN65，L245N，1.3km	天然气	74-82-8	2	10	0.2
			ZJHW 1322 井	DN65，L245N，1.3km	天然气	74-82-8	2	10	0.2
			∑Q						0.8
	5	集输支线	DN100，L245N，0.9km		凝析油	-	5.467	2500	0.0022
			∑Q						0.0022
	6	集输干线	DN200，L360N，5.3km		凝析油	-	130.427	2500	0.0522
			∑Q						0.0522
	7	外输气线	D355.6，无缝钢管，5.7km		天然气	74-82-8	0.3256	10	0.0326
			∑Q						0.0326

注：根据提供的区域油气资源参数，凝析油密度平均 0.781g/cm³，天然气相对密度为 0.592kg/Nm³。柴油密度按 0.85 t/m³ 计。

根据表表 2.5-13 计算结果，本工程施工期井场 Q＜1，判断施工期风险潜势为Ⅰ；运营期井场、站场及各类管线 Q 值均＜1，判定运营期风险潜势为Ⅰ。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为Ⅰ的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

（3）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级确定评价范围，本工程风险评价工作等级为简单分析，不设置评价范围。

2.6 环境保护目标

结合现状调查，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本项目生态保护目标主要为评价范围内野生动植物的种群、群落和生态空间等，以及基本农田，同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将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、风景名胜区和其他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，大气环境影响评价范围以各气井、集气站、露点站为中心、边长 2.5km 的矩形范围。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环境敏感区。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 地表水环境》（HJ 2.3-2018），水环境保护目标为饮用水水源保护区、饮用水取水口，涉水的自然保护区、风景名胜区，重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场等渔业水体，以及水产种质资源保护区等。经调查，评价区域不涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口，涉水的自然保护区、风景名胜区，重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地等环境敏感目标，本评价将评价范围内的玛纳斯河下游的分流作为地表水环境保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），声环境保护目标为依据法律法规、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，工程所在土壤中含盐量为 1.5g/kg~17g/kg，土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、中度盐化、重度盐化、极重度盐化的情况，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敏感，敏感目标为周边基本农田。

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	荒野生动植物及其生境	尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物。
		基本农田	项目去周边分布着基本农田。		项目不占用基本农田，严格控制施工作业范围。
		水土流失重点治理区	项目所在县域	天山北坡诸小河流域重点治理区	依法落实水土流失防治责任，防治水土流失。
2	大气环境	-	以各气井、集气站、露点站为中心、边长 5km 的矩形范围		《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准，不因本工程建设降低区域环境空气质量。
4	地下水环境	潜水含水层	井场、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。
5	地表水		集输干线采用定向钻穿越玛纳斯河下游的分流		执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中III类标准，不因本工程建设降低玛纳斯河下游的分流水环境质量。
6	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。
7	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
8	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、地表水、土壤、大气环境等；			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等相关要求；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

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

中佳 152、中佳 904、中佳 13、中佳 2_H 为产气区，隶属采气一厂管辖，井区总体共部署 155 口，其中，采油井 72 口、采气井 27 口、注气井 48 口和 8 口回注水井，本工程为中佳 13 地面建设工程，属采气一厂管辖。

中佳气田油气勘探始于二十世纪九十年代，勘探开发历程大体可分为三个阶段：20 世纪 90 年代初期，利用二维地震资料开展中拐地区二叠系构造特征研究，分析认为二叠系佳木河组断裂发育，存在向东南倾的背斜构造。1993 年在新光断块南部高点钻探拐 3 井。该井 1994 年在佳木河组二段 4610.0m～4664.0m 共试气 3 层，日产气在 $1.089\times10^4m^3$～$2.809\times10^4m^3$ 之间，从而发现了该区二叠系佳木河组气藏。

2021 年利用重新处理的中拐南连片三维地震资料，进行构造精细解释，新落实多个断块圈闭，优选断块圈闭部署中佳 9 井。2022 年 6 月 16 日射开佳木河组 $P_1j_2^1$ 中部 4195.0m～4205.0m 试油，压裂后，7.0mm 油嘴自喷日产油 27.92t，日产气 $0.868\times10^4m^3$；2022 年 9 月 12 日射开佳木河组 $P_1j_2^1$ 顶部 4086.0m～4096.0m 试油，压裂后，5.0mm 油嘴自喷日产油 58.63t，日产气 $1.882\times10^4m^3$，从而发现了以中佳 9 为代表的二叠系佳木河组二段一砂组（$P_1j_2^1$）油藏。

2024 年，地质综合研究认为，在中佳鼻凸高部位佳木河组地层尖灭线东侧，石炭系鼻凸受东西向应力推覆挤压，隆升幅度大、逆冲挤压抬升遭受长期风化剥蚀形成石炭系有利岩相，具备有利成藏条件，在此基础上上钻了中佳 13 井，钻遇石炭系哈拉阿拉特山组二段火山角砾岩储层，油气显示活跃，2024 年 3 月 17 日和 2024 年 5 月 6 日分别在哈拉阿拉特山组二段二砂组（$C_2h_2^2$）4534.0m～4637.0m 和哈拉阿拉特山组二段一砂组（$C_2h_2^1$）4449.0m～4487.0m 试油，分别试获日产 $16.633\times10^4m^3$、$16.114\times10^4m^3$ 的高产工业气流，从而发现中佳 13 气藏。

中佳区块气田目前在中佳 2_H 建设有 12 口采气井，中佳 13 建设有 2 口采气井，中佳 14 建设有 1 口采气井。采用一级布站的技术路线。单井采气管线各自接入临时露点控制站进行计量、集气和处理。中佳 2_H 区块为前期主要开发区块，已建井场 9 座（单井 12 口）。中佳 14 区块建设井场 1 座（单井 1 口），与中佳 2_H 区块

的 ZJHW213 井共同集输至 1#露点控制站。中佳 13 区块建设井场 2 座（单井 2 口），其中中佳 13 井集输至 1#露点控制站，中佳 131 井采用单井井场 CNG 工艺。

3.1.2“三同时”执行情况

根据调查及资料统计，中佳气田中佳 13 井区已开展了环境影响评价工作，目前区块现有环评手续和验收情况见表 3.1-2。

表 3.1-2　　本工程各区块环保手续履行情况一览表

序号	工程名称	审批机关及批复文号	竣工环保验收情况
1	中佳 13 井中佳 14 井中佳 602 井地面建设工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅，环新环审〔2024〕242 号，2024.11.7	正在建设
2	中佳 13 井勘探钻探项目环境影响报告表	克拉玛依市生态环境局，克环函〔2022〕175 号，2022.10.6	2024 年 11 月 28 日通过了自主竣工环境保护验收
3	中佳 18 井、中佳 131 井勘探钻探环境影响报告表	伊犁哈萨克自治州塔城地区生态环境局，塔地环审〔2024〕184 号，2024.11.26	正在组织验收
4	中佳气田中佳 13 井区石炭系哈拉阿拉特山组气藏评价井工程（克拉玛依）	克拉玛依市生态环境局，克环函〔2026〕10 号，2026.1.29	还未开钻

3.1.3 区块现有工程环境影响回顾评价

本次结合《中佳 13 井 中佳 14 井 中佳 602 井地面建设工程环境影响报告书》及区内已有单井钻井竣工环保验收调查报告表中评价结论，结合环评组现场调查情况，本次分环境要素对中佳气田中佳 13 井区现有工程进行回顾性分析评价。

（1）生态环境

中佳气田主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等，工程占地分为临时占地和永久占地。根据现场调查及查阅资料，原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复；施工结束后，及时清除施工垃圾，对施工现场进行了回填平整，尽可能覆土压实，使其恢复至相对自然的状态，对井场周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，减少了侵蚀量。

根据现场调查结果可知，现有井场均已平整，周边已形成了较稳定的生态结构，各井场因建设先后时间，恢复程度略有不同。

项目前期开采对生态环境的影响不大，后期采取边开采边治理方式，气田在前期开采中未出现明显生态环境问题，后期开采中针对生态环境影响主要应防范因为

地表扰动等造成的植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对土壤的扰动，继续加强区域绿化工作的推进。

（2）废气

根据调查，中佳气田现有工程的废气污染源主要为井场采气无组织废气，油田集输处理过程中，露点站、集气站无组织废气和站场燃气锅炉有组织废气。根据作业区例行监测数据可知，典型井场、站场厂界无组织排放非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中限值要求（4.0mg/m^3），厂界无组织排放硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）中限值要求（0.06mg/m^3）。根据作业区例行监测数据可知：站场锅炉加热炉烟气中各污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求

（3）废水

废水主要为施工期生活营地产生的生活污水和试气期的井下作业废水。施工生活污水经收集后已清运至克拉玛依市第二污水处理厂处置。现有工程生产废水主要为采出水和井下作业废水。采出水和井下作业废水经81#联合站处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求回注，井区现状无废水外排。

采气一厂对81#联合站采出水系统排放口出水水质进行定期监测，出水能长期、稳定达标，用于油气田回注用水的处置措施基本有效。

（4）固体废物

根据环评分析，区块开发对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。根据现场踏勘并结合后评价期间调查结果，钻井期主要固废为水基岩屑和油基岩屑，水基泥浆岩屑暂存于井场专用储罐内，定期交由新疆盛洁环境技术有限责任公司处置，经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）后综合利用。油基岩屑交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司和克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司合规处置。运营期固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、沾油废物等危险废物以及生活垃圾，采气一厂与克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司签订了危险废物处置合同，对中佳

气田的危险废物进行处理。作业区生活垃圾集中收集后送至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）处置。含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》，加强危险废物的全过程管理，并于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及油田公司安全环保处备案。

（5）噪声

现有工程噪声主要为井场、站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，采取基础减震及厂房隔声等措施。根据竣工环保验收调查报告现状监测，各井场、站场边噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准。

（6）土壤环境影响回顾评价

根据油气田开发建设的特点分析，区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如站场、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，将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，营运期过程中，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，主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线爆管泄漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少， 从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在0～20cm的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

区块内主要土壤类型为盐土、灰漠土、风沙土。以中佳气田历年的土壤监测数据为依据，中佳气田大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气田的开发建设而明显增加。

（7）现有工程污染物排放汇总

根据《中佳13井 中佳14井 中佳602井地面建设工程环境影响报告书》数据，中佳气田中佳13井区污染物排放情况汇总见表3.1-3

表3.1-3 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
	非甲烷总烃		
现有工程排放量	0.486	0	0

3.1.4 排污许可制度

（1）排污许可登记

本工程属于采气一厂管理，采气一厂位于克拉玛依市克拉玛依区境内，采气一厂已在克拉玛依市生态环境局办理完成中国石油新疆油田分公司采气一厂克75采气作业区登记管理（登记编号：91650200715597998M073X）；采油一厂第一集中处理站已在克拉玛依市生态环境局办理完成新疆油田分公司采油一厂第一集中处理站（红山嘴油田原油处理站）简化管理（证书编号：91650200715597998M037Q）。

（2）排污许可制度落实情况

①中国石油新疆油田分公司采气一厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019版）》规定的范围，已对作业区管辖范围内红山嘴油田原油处理站的加热炉、燃气锅炉等固定污染源申报了排污许可登记表。

②作业区按照《中华人民共和国环境保护税法实施条例》规定，及时、足额按月缴纳了环境保护税。

③作业区按照排污许可登记管理要求定期开展了信息公开。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》《排污许可管理办法（试行）》《排污许可证申请与核发技术规范 总则》《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》《中华人民共和

国环境保护税法实施条例》，中国石油新疆油田分公司采气一厂应进一步建立完善项目环保“三同时”管理制度。

3.2 已建工程

3.2.1 已建工程基本情况

本次拟开发中佳 13 井区产能建设工程（以下简称“本工程”）位于中佳气田，属于采气一厂管辖。截至目前，中佳 13 井区建设井场 2 座（单井 2 口），其中中佳 13 井集输至 1#露点控制站，中佳 131 井采用单井井场 CNG 工艺。

本次部署 6 口采气井（ZJHW1311 井、ZJHW1321 井、ZJHW1312 井、ZJHW1322 井、ZJHW1313 井、ZJHW1323 井），其中 2 口井（ZJHW1311 井、ZJHW1321 井）位于克拉玛依市克拉玛依区，已取得钻井环评批复，还未开钻；4 口井（ZJHW1312 井、ZJHW1322 井、ZJHW1313 井、ZJHW1323 井）位于塔城地区沙湾市，目前正在办理钻井环评手续。

表 3.2-1　　克拉玛依区 2 口井工程基本概况一览表

名称 内容	ZJHW1311 井	ZJHW1321 井
位置	克拉玛依市克拉玛依区	
坐标		
设计井深	5554m	5554m
实际井深	未开钻	未开钻
开钻时间	/	/
完钻时间	/	/
完钻层位	石炭系	石炭系
完井形式	套管完井	套管完井
井场布置	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆暂存池等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐、泥浆泵、柴油罐等	

表 3.2-2　　沙湾市 4 口井工程基本概况一览表

名称 内容	ZJHW1312 井	ZJHW1322 井	ZJHW1313 井	ZJHW1323 井
位置	新疆维吾尔自治区塔城地区沙湾市			
坐标				
设计井深	5554m	5554m	5554m	5554m

实际井深	未开钻	未开钻	未开钻	未开钻
开钻时间	/	/	/	/
完钻时间	/	/	/	/
完钻层位	石炭系	石炭系	石炭系	石炭系
完井形式	套管完井	套管完井	套管完井	套管完井
井场布置	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆暂存池等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐、泥浆泵、柴油罐等			

3.2.2 已建工程“三同时”执行情况

已建工程三同时执行情况见表 3.2-4。

表 3.2-4　　在建工程环评及验收情况一览表

序号	建设内容	环评文件			验收文件	备注
		审批单位	批准文号	批准时间	-	
1	中佳气田中佳 13 井区石炭系哈拉阿拉特山组气藏评价井工程（克拉玛依）环境影响报告表	克拉玛依市生态环境局	克环函〔2026〕10 号	2026.1.29	还未建设	ZJHW1311 井、ZJHW1321 井

3.2.3 已建工程环境影响回顾评价

本次部署 6 口采气井（ZJHW1311 井、ZJHW1321 井、ZJHW1312 井、ZJHW1322 井、ZJHW1313 井、ZJHW1323 井），其中 2 口井（ZJHW1311 井、ZJHW1321 井）于 2026 年 1 月 29 日取得克拉玛依市生态环境局环评批复（克环函〔2026〕10 号），目前还未开钻；4 口井（ZJHW1312 井、ZJHW1322 井、ZJHW1313 井、ZJHW1323 井）目前正在办理钻井环评手续。

根据现场踏勘及资料收集（环评报告），钻井期间定期对柴油发电机进行维护，并且采用符合国家标准的柴油和设备，车辆减速慢行、加盖苫布，缩短测试放喷时间，降低了废气对周围大气环境质量影响。钻井废水循环利用，不外排；生活污水进入防渗生活污水池收集，定期拉运。对泥浆泵、钻机等设备采取安装消声器、基础减振等措施，降低噪声影响。固体废物主要为岩屑、泥浆、含油废物及生活垃圾，钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开为水基泥浆，采用泥浆不落地设备收集后由岩屑处置单位直接拉运进行处理，处理后委托检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等相关要求后综合利用；三开、四开

固相岩屑委托有危废处置资质的单位妥善处置。井场生活垃圾定点收集，定期收集后运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）填埋处置。含油废物由有危险废物处置资质的单位接收处置。

ZJHW1311 井、ZJHW1321 井、ZJHW1312 井、ZJHW1322 井、ZJHW1313 井、ZJHW1323 井完钻后尽快完成探井的竣工环保验收工作。

3.2.4 存在的环境问题及“以新带老”措施

已完工的采气井场和单井采气管线施工过程中产生的施工废气、噪声已随施工活动的结束而消失，施工场地无废水、固体废物遗留，施工设备已全部搬离井场，施工场地进行了清理平整，临时占地已全部释放。经调查，已完工的采气井场和单井采气管线均不占用永久基本农田和一般耕地，占地类型均为草地，施工人员均在规定的区域内活动，未出现施工车辆及机械乱碾乱压的情况，未出现施工人员随意破坏砍伐野生植被的情况，未对周边的农田造成环境影响和生态破坏，临时占地范围内的植被正在自然恢复中。

根据评价期间现状调查，中佳 13 井区现有工程存在的环境问题主要为：①目前井区钻井井场道路多为简易便道，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被产生一定粉尘污染影响；②；4 口井（ZJHW1312 井、ZJHW1322 井、ZJHW1313 井、ZJHW1323 井）尽快办理钻井环评手续；③ZJHW1311 井、ZJHW1321 井、ZJHW1312 井、ZJHW1322 井、ZJHW1313 井、ZJHW1323 井目前还未开钻，完钻后尽快完成探井的竣工环保验收工作。

针对上述问题，本次环评提出作业区应对井区内的井场道路进行修复，充分利用现有道路，减少粉尘对区域环境的影响；尽快对已建工程开展竣工环境保护验收工作。

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：中佳气田中佳 13 井区石炭系哈拉阿拉特山组气藏开发建设工程。

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

3.3.1.2 建设性质

建设性质：改扩建。

3.3.1.3 建设地点

本工程位于中佳气田中佳 13 井区，中心地理位置坐标为：东经　　；北纬　　。行政区划隶属于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市管辖，工程区中心北距克拉玛依市中心约 50km，西距小拐镇约 10km，西部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻。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新建 3 座 2 井式平台井场（ZJHW1311、ZJHW1321、ZJHW1312、ZJHW1322、ZJHW1313、ZJHW1323）；②新建中佳 13 露点站 1 座，设计规模为 48×$10^4$$m^3$/d；新建集气站 1 座（中佳 13 集气站）；③新建各类集输管道 18.3km（采气管线 6.4km，集输干线 5.3km，集输支线 0.9km，外输气线 5.7km）；④配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，区块新建产能 1.39×$10^8$$m^3$/a（42×$10^4$$m^3$/d）。

表 3.3-1　工程量表

建设地点	克拉玛依市克拉玛依区	塔城地区沙湾市
工程量	新建 2 井式平台井场 1 座（ZJHW1311、ZJHW1321），新建中佳 13 露点站 1 座，新建集气站 1 座（中佳 13 集气站），新建各类集输管道 17.46km（采气管线 5.56km，集输干线 5.3km，集输支线 0.9km，外输气线 5.7km）。	新建 2 井式平台井场 2 座（ZJHW1312、ZJHW1322、ZJHW1313、ZJHW1323），新建采气管线 0.84km。

3.3.1.5 建设周期

本工程地面工程施工周期 300 天。

3.3.1.6 项目投资

本工程总投资 20383.83 万元。

3.3.1.7 劳动组织及定员

本工程施工期地面施工人数为 20 人；本工程由新疆油田分公司采气一厂进行全面管理，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 油气资源概况

中佳 13 区块油环含油面积 2.56km^2，原油地质储量 219.17×10^4t，溶解气地质储量 4.43×$10^8$$m^3$；含气面积 3.90$km^2$，天然气地质储量 57.50×$10^8$$m^3$，其中干气地质储量 56.16×$10^8$$m^3$，凝析油地质储量 75.20×$10^4$t。

3.3.2.1 区域构造特征

中佳地区石炭系断裂系统与二叠系佳木河组同属于一套断裂体系，为海西期活动的断裂，断裂向下断至石炭系内幕深处，向上断至二叠中上统。受北东-南西方向

应力挤压，石炭系逆冲挤压抬升发育古潜山推覆体，哈拉阿拉特山组与上覆乌尔组角度不整合、呈削截接触关系，目的层被北西-南东走向前展式逆断裂和近东西向逆断裂切割形成多个断块，顶面构造形态为向北抬升的鼻状构造。中佳13区块四周被切割形成断块圈闭，断块内构造高部位发育向东南倾的鼻状构造。

中佳13井断块位于新光1井东断裂、中佳2井断裂、拐13井东断裂、新光1井北断裂所夹持的断块内；新光1井东断裂为北西-南东向逆断裂，倾向北东，断距5m～100m，向北与新光1井北断裂相接，向南与中佳2井断裂相交，断裂控制佳木河组地层的展布，断裂以东佳木河组地层缺失，石炭系上覆地层为上二叠统地层。中佳2井断裂为该区规模较大的走滑断裂，对石炭系、二叠系油气运移聚集起重要的调节作用，将中佳地区整体分割为南北两部分，断裂断距5m～40m，延伸长度20.3km；拐13井东断裂是近东西向延伸的逆断裂，倾向北东，断裂断距5m～200m。

3.3.2.2 区域储层特征

（1）岩石学特征

石炭系储层岩性主要包括两类：火山碎屑岩类（主要为安山质角砾岩、角砾凝灰岩、凝灰岩）、熔岩类（安山岩）。其岩石学特征如下：

火山碎屑岩类：主要为安山质角砾岩、角砾凝灰岩、凝灰岩，其颜色多以灰色、灰褐色为主，火山碎屑物质多为安山岩等熔岩，是石炭系的主要储集层。

火山熔岩类：以中性的安山岩为主。安山岩类一般为浅色、浅褐色、深灰色及灰绿色，经风化蚀变后则多呈褐色、灰褐色；化学成分中SiO2含量一般在53.5%～62%；常具气孔、杏仁、块状构造，靠近熔岩层的顶部杏仁、气孔较发育；斑晶结构，斑晶为中性斜长石、辉石、角闪石、云母；基质为玻璃质、长石微晶和细粒辉石等；基质具玻晶交织结构、杏仁构造

（2）储集空间类型

火山岩储集空间类型包括原生孔隙、次生孔隙两类。其中原生孔隙主要为原生气孔、半充填气孔；次生孔隙主要为溶蚀孔。

根据岩心观察及铸体薄片和荧光薄片资料分析，该区石炭系储层孔隙类型主要有溶蚀孔（41.00%），其次为气孔（26.43%）、微裂缝（17.86%）、半充填气孔（14.29%），少量半充填缝（0.43%）。荧光薄片反映油气主要赋存于气孔、溶孔和微裂缝中。

（3）孔喉结构特征

根据压汞资料分析，石炭系毛管压力曲线表现为偏细歪度、孔隙分选中等-较差，具有细孔隙-微喉道的特征，渗流条件整体偏差。排驱压力 0.04MPa～0.26MPa，平均为 0.15MPa；饱和中值压力 0.37MPa～12.01MPa，平均为 7.09MPa；饱和中值半径 0.06μm～1.96μm，平均为 0.30μm；最大孔喉半径 2.80μm～19.4μm，平均为 8.45μm；平均毛管半径 0.92μm～8.44μm，平均为 2.58μm。

综上所述，研究区石炭系储层为较低排驱压力，孔隙连通性较差的储集层。

3.3.2.3 油气藏特征

根据勘探资料，中佳 13 井区块岩心孔渗分析数据，石炭系储层孔隙度分布范围 1.70%～33.11%，平均值 13.50%，中值 13.00%；渗透率分布范围 0.02mD～52.11mD，平均值为 0.43mD，中值为 0.34mD。油气层孔隙度分布范围 8.00%～33.11%，平均值 14.86%，中值 13.57%；渗透率分布范围 0.06mD～52.11mD，平均值 0.84mD，中值 0.55mD，属于高孔、特低渗储层。

$C_2h_2^1$ 气藏气藏高度 147.2m，高点海拔-4095.9m，中部深度 4469.5m，中部海拔-4169.5m；$C_2h_2^1$ 气藏油环高度 60.4m，高点海拔-4243.1m，中部深度 4573.3m，中部海拔-4273.3m；$C_2h_2^2$ 气藏高度 162.1m，高点海拔-4172.9m，中部深度 4554.0m，中部海拔-4254.0m。

中佳 13 区块 C_2h_2 气层平均有效厚度 101.1m，含气面积为 5.4km^2；$C_2h_2^1$ 气层平均有效厚度 31.3m，含气面积为 5.06km^2，$C_2h_2^1$ 油层平均有效厚度 33.8m，含油面积为 1.15km^2；$C_2h_2^2$ 气层平均有效厚度 59.8m，含气面积为 3.2km^2。

3.3.2.4 流体性质参数

（1）凝析油物性

中佳 13 区块石炭系哈拉阿拉特山组二段一砂组（$C_2h_2^1$）气藏地面原油密度 0.763t/m^3～0.791/m^3，平均 0.781/m^3；50℃粘度 0.70mPa·s～1.44mPa·s，平均 1.15mPa·s；含蜡量 2.34%～5.56%，平均 4.34%；不含硫；凝固点-30℃～4℃，平均-3℃；初馏点 80℃～101℃，平均 89℃。

中佳 13 区块石炭系哈拉阿拉特山组二段二砂层（$C_2h_2^2$）气藏地面原油密度 0.742t/m^3～0.786t/m^3，平均 0.776t/m^3；50℃粘度 0.47mPa·s～1.25mPa·s，平均 1.05mPa·s；含蜡量 0.55%～5.19%，平均 3.28%；不含硫；凝固点-22℃～8℃，平均-2℃；初馏点 53℃～105℃，平均 85℃。

表 3.3-2　中佳 13 区块石炭系哈拉阿拉特山组气藏地面原油性质数据表

区块	层位	密度 t/m^3	50℃粘度 mPa·s	凝固点 ℃	含蜡量 %	初馏点 ℃
中佳 13	$C_2h_2^1$	0.781	1.15	-3	4.34	89
	$C_2h_2^2$	0.776	1.05	-2	3.28	85

（2）天然气性质

中佳 13 区块石炭系哈拉阿拉特山组二段二砂组（$C_2h_2^2$）气藏，天然气相对密度为 0.582～0.602，平均 0.592；甲烷含量为 92.73%～95.73%，平均 94.58%；乙烷含量为 1.87%～1.93%，平均 1.90%；丙烷含量为 0.69%～0.75%，平均 0.72%；氮气含量为 0.89%～3.63%，平均 2.01%；二氧化碳含量为 0.00%～0.30%，平均 0.07%。不含硫化氢气体，天然气属于凝析气。

表 3.3-3　中佳 13 区块石炭系哈拉阿拉特山组气藏天然气性质

层位	相对密度	天然气组分（%）									
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	已烷以上	二氧化碳	氮
中佳 13	0.592	94.58	1.90	0.72	0.20	0.27	0.07	0.11	0.08	0.07	2.01
中佳 13	0.597	94.48	1.92	0.83	0.24	0.35	0.09	0.19	0.10	0.19	1.61

（3）地层水性质

中佳 13 石炭系哈拉阿拉特山组二段（C_2h_2）气藏水型为 $CaCl_2$ 型，矿化度为 19890.17mg/L，氯离子含量 8643.26mg/L。

表 3.3-4　中佳 13 石炭系哈拉阿拉特山组地层水性质表

物理性质	化学性质							矿化度（mg/L）	水型
pH 值	阳离子			阴离子					
	K^++Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	CL^-	SO_4^{2-}	CO_3^{2-}	HCO_3^-		
6.0	4930.97	2260.64	0	8643.26	3815.25	0	240.05	19890.17	$CaCl_2$

3.3.3 主要技术经济指标

本工程主要技术经济指标见表 3.3-5。

表 3.3-5　　本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
	开发指标	新部署采气井	口	6
1		2 井式平台井场	座	3
2		新建产能	$10^8m^3/a$	1.39
3		集输管线	km	18.3
4		露点站	座	1
5		集气站	座	1
6	能耗指标	年电耗量	$10^4kW·h/a$	1051.5
7	综合指标	总投资	万元	20383.83
8		环保投资	万元	281
9		总占地面积	hm^2	26.612
10		永久占地面积	hm^2	14.412
11		临时占地面积	hm^2	12.2
12		劳动定员	人	6（露点站）
13		工作制度	h	8760

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主要建设内容

本次工程主要建设内容为井场地面工程建设、站场工程、油气集输工程、公辅工程、环保工程等；工程组成见表 3.3-6。

表 3.3-6　工程组成一览表

工程类别	工程名称		工程内容及规模
产能			新建产能为$1.39\times10^8m^3/a$
主体工程	集输工程		本工程新部署6口采气井，采用密闭集输工艺。
	地面工程	井场	新建 2 井式平台井场 3 座，每座单井来气（P=40MPa，T=35℃，单井配产 $7\times10^4Nm^3/d$）均采用井口加热（电加热）节流工艺。来气一级加热至 52.8℃，一级节流至 20MPa，41℃，二级加热至 58.5℃，二级节流至 9.43MPa，38.5℃。通过新建采气管道保温输送至集气站进站生产计量管汇，平台井场设放喷池，两座井口共用。
		站	新建8井式集气站1座（中佳13集气站）。

		场	新建中佳 13 露点站 1 座，处理规模为 48×10⁴m³/d，操作弹性 30%~120%，进站预处理、脱水脱烃、凝析油稳定单元等主体装置设计均为单列装置。主要设备：①进站预处理单元主要设备有清管收球筒橇、生产分离器、段塞流捕集器；②脱水脱烃单元主要设备有气动 J-T 阀、预冷换热器、低温分离器、③凝析油稳定单元设备主要有二级闪蒸分离器、凝析油稳定塔、空冷器、塔顶分液罐提升泵；④外输及燃料气单元主要设备有燃料气加热器、外输气加热器；⑤以及配套辅助生产设施（乙二醇再生单元、凝析油储存及装车单元、火炬及放空单元）等；⑥排污单元设备主要有污油污水罐、污油水提升泵；⑦仪表风单元主要设备有空压机橇、无热再生吸附式干燥器橇、空气储罐。
		管线	新建采气管线 6.4km（DN65），材质为 L245N。
			新建集输干线 5.3km（DN200），材质为 L360N。
			新建集输支线0.9km（DN100），材质为L245N。
			新建外输气线5.7km（D355.6），材质为无缝钢管。
公辅工程	道路工程		本工程不修建施工便道，主要利用项目周边现有道路及施工作业带，不新增道路占地。
	供电工程		①集气站及 2 座井口（1 个平台）：本次从国网 10kV 石拐一线引接 1 回架空绝缘导线至站场附近 25m 处设置 1 座 10/0.4500kVA 落地变压器，同时在站内集气站和井口设置 1 座开关箱，开关箱内设置 1 面进线柜、1 面补偿柜、3 面出线柜、1 套 3kVAUPS 一体化装置（后备 8h），1 套 10kVAUPS 一体化装置（后备 2h）为站内工艺设备、仪表等做供电。②4 座井口（2 个平台）：本次从国网 10kV 石拐一线引接 1 回架空绝缘导线至 2 座井口平台附近 25m 处，各自设置 1 座 10/0.4400kVA 落地变压器，同时在变压器附近设置 1 面落地配电箱为井口内设备进行供电。③露点站：本次电源依托中佳 9 新建 35kV 变电站备用 10kV 开关柜，采用电缆埋地敷设至站内新建 1 座预装式配电室，由 1 间高压室(1 面进线柜、1 面计量柜、1 面出线柜)、1 座变压器室（1000kVA）、1 间 UPS 室（1 套 40kVAUPS，后备 2h，1 套 10kVAUPS，后备 8h）、1 间低压配电室（1 进线柜、1 面补偿柜、10 面出线柜）构成，低压侧进行柜采用 1 回高压电源和 1 回低压柴油发电机组，在低压侧构成双电源互投装置。 本工程施工期、运营期用电均采用电网供电。
	供水工程		施工过程用水由罐车拉运，运营期不消耗新鲜水。
	通信工程		本次工程在中佳 13 露点控制站内建立工控、视频业务的物理分隔网络架构，实现工控网与视频网物理隔离。站内设置 2 套逻辑专网接入交换机，数据通过新建光缆上传至 702 站，利用 702 站新建 PTN 光传输设备，将数据上传至采气一厂调控中心；在集气站内建立工控、视频业务的物理分隔网络架构，实现工控网与视频网物理隔离。站内设置 2 套逻辑专网接入交换机，数据通过新建光缆上传至露点控制站；在各井场分别设置两套光纤收发器，通过新建光缆将自控与视频数据上传至集气站，自控及视频工业以太网交换机由仪表专业负责开列。
	消防工程		本次方案新建井场、站场配置一定数量的移动式灭火器等设施。
	仪表自动化		本次露点控制站需单独新建一套站控系统，站控系统采用DCS系统，主要由检测仪表、控制器、执行元件三部分组成，完成对现场仪表的实时监控。站控系统的控制器主要由处理器、I/O系统、网络通信系统、电源、安装附件等构成。为保证系统的可靠性，站控系统采用具有容错技术的控制器。处理器应配有安全锁，以便进行离线测试，并防止未经授权的程序修改。控制器所选用的I/O模板应是带电可插拔型模板，且每块模板都应有自诊断功能。DCS系统主要配置如下：中央处理器、输入单元、输出单元、系统内部电源、通讯单元设备等单元，中央处理器、供电电源、通讯网络设备均按1：1冗余。采气井场设置远程终端单元（RTU），对采气井场的工艺参数和设备运行状况进行数据采集、监控，新建光缆传输将采

		集数据上传至新建露点控制站站控系统内。
环保工程	废气	**施工期：**废气包括施工扬尘和车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料等措施。 **运营期：**本工程采用密闭集输工艺，天然气经新建管线混输至新建中佳13露点站进行处理。
	废水	**施工期：**施工期废水包括管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理。 **运营期：**营运期废水包括采出水、井下作业废水。采出水依、井下作业依托红山嘴油田原油处理站进行处理。
	固废	**施工期：**施工期固废主要包括废油、含油废物、施工土方、施工废料和生活垃圾。废油、含油废物委托有危废处置资质单位进行处置；施工土方全部用于管沟和井场、站场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）进行处置。 **运营期：**运营期产生的固体废物主要为油泥砂、废防渗膜、废润滑油和落地油。油泥砂、废防渗膜、废润滑油、落地油委托有危废处置资质单位进行处置；落地原油由作业单位 100%回收。
	噪声	**施工期：**选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡，合理安排作业时间。 **运营期：**选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。
	生态保护	**施工期：**严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。 **运营期：**管线上方设置标志，定时巡查井场、站场、管线。 **退役期：**地面设施拆除、封井和井场清理等工作，恢复原有生态机能。
	环境风险	加强风险管理，完善应急预案；定期对井场、站场、管线进行巡视。 钻井期设置井控装置防止井漏和油水窜层。运营期管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，采气井场、站场设置可燃气体报警仪。
	防渗	井场、站场进行分区防渗。
依托工程	新建中佳 13 露点站 1 座	本工程部署6口采气井的天然气、凝析油均依托新建中佳13露点站1座进行处理。新建中佳13露点站1座，处理规模为48×$10^4$$m^3$/d，操作弹性30%~120%。进站预处理单元设计规模为138×$10^4$$Nm^3$，脱水脱烃单元48×$10^4$$Nm^3$/d，凝析油稳定单元60t/d，外输及燃料气单元设计规模150×$10^4$$Nm^3$/d。
	红山嘴油田原油处理站	本工程运营期 6 口井的采出水、井下作业废水依托红山嘴油田原油处理站处理。红山嘴油田原油处理站设有原油处理系统、采出水处理系统和压裂返排液处理系统。红山嘴油田原油处理站采出水处理系统分为自建系统和第三方处理系统。自建系统采用“压力缓冲+聚结除油+反应沉降”工艺处理常规采出水，处理完后回注油藏，处理能力 1300m^3/d。第三方处理系统有 1 套，采用“重力除油+气浮+过滤”工艺，可处理非常规与常规采出水，处理完后回注油藏，处理能力 2000m^3/d。

3.3.4.2 总体布局

本工程在中佳气田中佳 13 井区部署 6 口采气井，新建 3 座 2 井式平台井场（ZJHW1311、ZJHW1321、ZJHW1312、ZJHW1322、ZJHW1313、ZJHW1323）；

新建中佳 13 露点站 1 座，设计规模为 48×10^4m^3/d；新建集气站 1 座（中佳 13 集气站）；新建各类集输管道 18.3km（采气管线 6.4km，集输干线 5.3km，集输支线 0.9km，外输气线 5.7km）；配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。

本工程部署 6 口采气井均采用密闭电加热集输工艺：单井气液通过新建集输管线混输至集气站计量后，通过新建集输干线输送至新建中佳 13 露点站处理。本工程集输采用二级布站工艺，即集输工艺采用井口→集气站→露点站二级布站工艺。

本工程进站情况见表 3.2-7。

图 3.3-2　　中佳 13 井区总体流向示意图

表 3. 3-7　本工程进站情况一览表

站号	空头数（个）	接入井数（个）	新井井号	情况说明
中佳 13 集气站	8	6	ZJHW1311、ZJHW1321、ZJHW1312、ZJHW1322、ZJHW1313、ZJHW1323	新建 8 井式一体化自动选井计量装置 1 座

3.3.4.3 开发指标预测

本工程部署 6 口采气井，新建产能为 1.39×10^8m^3/a，产量建设方案指标预测见表 3.3-8。

表 3.2-8　中佳 13 井区开发方案指标预测表

年度	单井日产油量（t）	单井日产气量（10^4m^3）	单井日产水量（t）	年产油（10^4t）	年产气（10^4m^3）	年产水(10^4t)	单井井口温度（℃）	单井井口压力（MPa）
2026	9.1	7.0	0.7	0.2	0.14	0.01	35.0	40.0
2027	9.1	7.0	0.7	1.8	1.39	0.14	34.7	37.1

2028	8.4	7.0	1.0	1.7	1.39	0.19	34.3	34.4
2029	7.0	7.0	1.1	1.4	1.39	0.22	34.0	31.9
2030	7.0	7.0	1.5	1.4	1.39	0.30	33.6	29.6
2031	6.7	7.0	2.1	1.3	1.39	0.42	33.3	27.5
2032	6.7	7.0	2.5	1.3	1.39	0.49	33.0	25.5
2033	6.3	7.0	2.8	1.2	1.39	0.55	32.6	23.7
2034	5.0	6.2	2.8	1.0	1.23	0.56	32.3	22.0
2035	3.9	5.5	2.8	0.8	1.10	0.55	32.0	20.4
2036	3.0	4.9	2.7	0.6	0.98	0.54	31.7	18.9
2037	2.2	4.4	2.6	0.4	0.88	0.51	31.3	17.5
2038	1.6	4.0	2.3	0.3	0.79	0.46	31.0	16.2
2039	1.4	3.6	2.2	0.3	0.71	0.43	30.7	15.0
2040	1.1	3.3	2.0	0.2	0.65	0.40	30.4	13.9
2041	1.0	3.0	1.9	0.2	0.59	0.37	30.1	12.9
2042	0.5	2.7	1.7	0.1	0.54	0.34	30.0	12.0
2043	0.5	2.5	1.6	0.1	0.49	0.32	30.0	11.1
2044	0.4	2.2	1.5	0.1	0.44	0.29	30.0	10.3
2045	0.3	2.1	1.3	0.1	0.41	0.27	30.0	9.6

3.3.4.4 主体工程

主体工程包括地面工程、采气工程和油气集输等，其中地面工程包括井场、站场和管线。

3.3.4.4.1 采气工程

采气工艺为自压生产，单井采用电加热节流工艺。

本工程部署 6 口采气井，均采用平台井场形式生产，其中 ZJHW1311、ZJHW13218 构成 2 井式平台井场，ZJHW1312、ZJHW1322 构成 2 井式平台井场，ZJHW1313、ZJHW1323 构成 2 井式平台井场。每座单井来气（P=40MPa，T=35℃，单井配产 $7\times10^4Nm^3/d$）均采用井口加热节流工艺。来气一级加热至 52.8℃，一级节流至 20MPa，41℃，二级加热至 58.5℃，二级节流至 9.43MPa，38.5℃。通过新建采气管道保温输送至集气站进站生产计量管汇，平台井场设放喷池，两座井口共用。

3.3.4.4.2 站场工程

3.3.4.4.2.1 新建采气井场

本工程新建 2 井式平台井场 3 座，井场中每口单井设采气树 1 座，井口设保温盒，压力表置于保温盒内，井场按照控制系统采用远程终端控制系统。采气井场井口安装、标志标识等均采用标准化设计。本工程 2 井式平台井采用单座采气井对应单台加热节流橇的模式，单座采气井设置 100kW 电加热节流橇。各井场装置均无人值守，定期巡检。

采气井场平面布置见图 3.3-3。

图 3.3-3　拟建双井平台井场平面布置图

3.3.4.4.2.2 集气站

本工程在中佳 13 井区新建集气站 1 座（中佳 13 集气站），中佳 13 集气站与 13-1 平台井（ZJHW1311、ZJHW1321）合建。

中佳 13 集气站站设进站生产计量管汇橇，对单井来气进行轮井计量。站内主要设备有：8 井式进站计量管汇橇 1 座、计量分离橇 1 座、发球筒 1 套、电加热节流橇 2 座、埋地污油罐橇 1 座、燃料气调压加热撬 1 座、火炬除液器橇 1 座、放空火炬 1 座等设备。

工艺流程描述：中佳 13 集气站设进站生产计量管汇橇，对单井来气进行轮井计量，各单井来气经生产汇管汇集后通过集输干线输送到中佳 13 露点站。集输干线设清管发球筒，集气站生产辅助设施包括排污罐、放空火炬、燃料气调压橇等设备。集气站平面布置见图 3.3-4，集气站工艺流程见图 3.3-5。

图 3.3-4　拟建集气站平面布置图

图 3.3-5　集气站工艺流程图

3.3.4.4.2.3 中佳 13 露点站 1 座

本工程在中佳气田新建中佳 13 露点站 1 座，露点站设计处理规模为 $48\times10^4m^3/d$，操作弹性 30%~120%，进站预处理、脱水脱烃、凝析油稳定单元等主体装置设计均为单列装置。露点站平面布置见图 3.3-6。

表 3.2-9　主体工艺装置处理规模一览表

名称	设计规模	备注
主工艺装置		
进站预处理单元	$138\times10^4Nm^3/d$	考虑后续中佳 2_H 井气量接入集气干线共同进站,两气区共用进站预处理单元，按照 2 个区块气量考虑。 先期处理规模：$48\times10^4Nm^3/d$ 远期处理规模：$138\times10^4Nm^3/d$
脱水脱烃单元	$48\times10^4Nm^3/d$	/
凝析油稳定单元	60t/d	/
外输及燃料气单元	$150\times10^4Nm^3/d$	后期中佳 2_H、中佳 152、中佳 904 接入，外输及燃料气单元按照 4 个区块考虑。 先期处理规模：$48\times10^4Nm^3/d$ 远期处理规模：$150\times10^4Nm^3/d$

图 3.3-6　露点站工艺流程图

（1）装置进料及出料参数

①原料气

原料气组分见表 3.2-10。

表 3.2-10　进露点站原料天然气组分（mol%）

组分	C_1	C_2	C_3	i-C_4	n-C_4	i-C_5	n-C_5	C_6	C_7^+	CO_2	N_2	硫化氢	H_2O
参数	94.630	1.89	0.78	0.21	0.3	0.07	0.13	0.05	0.01	0.19	1.62	-	0.05

②产品指标

本工程产品天然气输送至 702 泵站接入克-乌输气管线供给准噶尔盆地环网。按照规范《天然气》（GB 17820-2018）要求：进入长输管道的天然气应符合一类气的质量要求，且在天然气交接点的压力和温度下，天然气中应不存在液态水和液态烃。产品天然气质量要求见表 3.2-11。

表 3.2-11　产品天然气质量要求

项目		一类	二类
高位发热值（MJ/m^3）	≥	34	31.4
总硫（mg/m^3）	≤	20	100
硫化氢（mg/m^3）	≤	6	20
二氧化碳摩尔分数/%	≤	3	4
标准参比条件：101.325kPa（绝压），20℃，高位发热量以干基计			

③稳定凝析油

稳定凝析油满足《原油稳定设计规范》（SY/T 0069-2023）的要求，储存温度下的饱和蒸汽压的设计值不超过当地大气压的 0.7 倍，稳定凝析油产品质量指标见表 3.2-12。

表 3.2-12　凝析油产品质量指标

储存温度，℃	≤40
密度（kg/m^3）	793.5
饱和蒸汽压（kPa）	≤60
含水量（质量分数）	≤0.1%

④工艺流程简述

气田集输来气液（压力 8.5MPa，温度 25℃），进入进站预处理单元进行初步气液分离，经段塞流捕集器和生产分离器分离的天然气去脱水脱烃单元，分离的油水混合物去凝析油稳定单元。

自进站预处理单元来的天然气（压力 8.5MPa，温度 25℃），进入脱水脱烃单元，采用注乙二醇防冻+J-T 阀节流制冷工艺进行脱水脱烃。出脱水脱烃单元的干气（压力 2.7~5.8MPa，温度 15℃），去外输装置计量外输。脱水脱烃装置液烃三相分离器分离的乙二醇富液去乙二醇再生装置再生循环利用，分离的液烃去凝析油稳定装置二级闪蒸分离器，与凝析油一起稳定处理。

进站预处理装置段塞流捕集器和生产分离器分离的凝析油、采出水混合物进入凝析油稳定装置的一级闪蒸分离器进行油水分离，分离的含油采出水去采出水储罐缓存、装车外运，分离的含水凝析油进入二级闪蒸分离器进一步闪蒸分离和缓冲分水。二级闪蒸分离器分离的凝析油进入稳定塔进行稳定处理。

脱水脱烃单元液烃三相分离器分离的醇烃富气、凝析油稳定装置一级、二级闪蒸分离器分离的闪蒸气去富气压缩机统一增压回收利用，露点站总工艺流程框图如图 3.3-7。

图 3.3-7 露点站总工艺流程

1）进站预处理单元

气田集输采用“采气井场→集气站→露点站”二级布站方式，进站预处理单元功能主要包括清管收球、段塞流捕集和气液分离。气田集输设计规模为 140×10^4m^3/d（考虑中佳 2_H 井区后期接入），进站预处理单元设计规模按 138×10^4m^3/d 考虑，先期运行规模 42×10^4m^3/d，操作弹性 30%~120%，装置年运行时间为 8000h。

工艺流程描述：井口采出气液通过集输干线混输至露点站（8.5MPa，25℃，42×10^4m^3/d），首先进入进站段塞流捕集器，然后进入进站生产分离橇进行气液两相缓冲分液，分离的天然气去脱水脱烃单元，分离的含水凝析油去凝析油稳定单元中一级闪蒸分离器。

进站集输干线设置紧急切断，当站内发生超压、火灾等紧急工况时，可实现进站紧急切断。

图 3.3-8　进站预处理单元工艺流程

2）脱水脱烃

露点站内设置 1 套 48 万方/天脱水脱烃装置，脱水脱烃装置采用低温分离工艺，同时脱除天然气中的水和重烃，实现天然气脱水、脱烃，控制天然气水露点和烃露点，作弹性 30%~120%，装置年运行时间为 8000h。

根据开发方案预测指标，稳产期限内气藏均具有较高的压力能可利用，本装置采用“注乙二醇防冻、节流膨胀制冷、低温分离”的脱水脱烃工艺，同时脱除天然气中水和重烃，该方法具有脱水脱烃的双重功能，工艺成熟、操作简单，为充分利用节流后的低温气的冷能，设置了预冷换热器对冷能进行回收，降低了操作压力，提高了装置的适应性。降低集输处理能耗，使得经济效益最大化。

工艺流程描述：进站预处理单元来气（8.5MPa，25℃）经一级注醇后通过一级预冷换热器预冷至 5℃左右，进预冷分离器，分离出的气相二级注醇后，再经二级预冷换热器预冷至-5℃后经 J-T 阀节流至 5.8MPa，温度降至-18℃进入高效低温分离器，分离出的低温干气分别和一级、二级预冷换热器复热至 15℃，然后去外输计量装置。低温分离器分出的液相（5.8MPa，-18℃）与预冷分离液相混合后，通过醇烃电加热器加热至 40℃进入到液烃三相分离器，分离出来的气相去凝析油稳定单元富气压缩机前塔顶分离器集中增压处理，分离出的天然气凝液去凝析油稳定装置一级闪蒸分离器，分离出的乙二醇富液去乙二醇再生装置。

图 3.3-9　脱水脱烃单元工艺流程

3）凝析油稳定单元

为降低凝析油的蒸发损耗和便于常压储存，稳定凝析油储存温度下的饱和蒸汽压要求低于当地大气压的 0.7 倍，建设 1 套凝析油稳定装置，设计处理能力为 60t/d，操作弹性为 30%~120%。装置内主要设施包括换热器，分离器，凝析油稳定塔，空冷器，凝液提升泵，富气压缩机等。

凝析油采用降压闪蒸、正压分馏稳定工艺，降低凝析油稳定能耗，降压闪蒸是使凝析油在较低压力条件下闪蒸，脱除部分易挥发的轻烃，以达到初步稳定凝析油的目的，然后再通过分馏工艺控制凝析油产品质量。

工艺流程描述：进站预处理单元来的含水凝析油以及脱水脱烃单元来的天然气凝液进入一级闪蒸分离进行油、水、气三相分离处理。一级闪蒸分离器分离的凝析油节流到 0.6MPa，进入二级闪蒸分离器，二级闪蒸分离后的凝析油经凝析油换热器与凝析油稳定塔塔顶气进行换热进，再进入凝析油稳定塔稳定处理，稳定塔操作压力约 0.2~0.25MPa，塔底温度 145~150℃。稳定凝析油自稳定塔底和凝析油换热器与进塔凝析油换热冷却到 35~40℃进入罐区储存。二级闪蒸分离器分离的闪蒸气、脱水脱烃单元来的闪蒸气、凝析油稳定塔顶出来的富气经冷却并进入塔顶分液罐分离的富气，一起进富气压缩机增压，经增压的富气（约 6.0MPa，50℃）去脱水脱烃单元低温分离器。

一级闪蒸气分离器的采出水去采出水储罐储存。

图 3.3-10　凝析油稳定单元工艺流程图

4）外输及燃料气单元

外输及燃料气单元分为外输流程和自用气流程，主要包括出站紧急放空、计量、加热、外输调压及在线露点分析、燃料气调压等设备。

主要功能有：露点站或干线发生事故时，具备紧急截断功能；干线发生事故时，天然气能够放空；当露点站或外输单元发生事故时，BDV 紧急放空；向燃料气单元提供燃料气。

中佳 13 井区外输规模为 $48\times10^4m^3/d$，远期中佳 2_H 井区、中佳 904 和中佳 152 井区接入，最大外输规模 $154.65\times10^4m^3/d$，因此，外输装置区按 $150\times10^4m^3/d$ 设计，并预留后期外输气接口。按照计量规范要求，每套计量装置的流量计均需 1 用 1 备。

为满足露点站内乙二醇再生单元乙二醇富液罐和配液罐补压、排污单元污油水排污罐补压、凝析油储罐补压、放空火炬用燃料气供应，露点站需设置燃料气系统，为全站用气点提供可靠的燃料气：露点站正常生产期间，本系统燃料气由露点站生产的产品气供给；首次投产或停工检修再开工时，燃料气由外输单元返输供给。

根据本工程各个用气点对燃料气的需求情况，适当考虑一定的富裕量，燃料气系统设计规模为 $180m^3/h$，各用气点均为间歇使用。燃料气供需平衡表如下。

表 3.2-13　燃料气供需平衡表

气源或用气点	温度（℃）	压力（MPa）	用气量（m^3/h）	备注
燃料气消耗				
放空火炬系统	常温	0.2	50	间歇，最大
乙二醇再生单元	常温	0.2	20	间歇，最大
排污单元	常温	0.2	20	间歇，最大
采出水罐	常温	0.2	20	间歇，最大
凝析油储罐	常温	0.2	70	间歇，最大
合计			180	
燃料气来源				
外输干气	常温	5.8	180	
合计			180	

工艺流程描述：经处理后的产品气，流量 $47.93\times10^4m^3/d$，压力为 5.8MPa，温度 15~16℃，进入外输单元，取约 $180m^3/h$ 气量供给站内自用气系统（主要为放空火炬系统点火燃料气和污油回收罐密封气），采用常规生产计量；其余部分全部进入交接计量装置，经交接计量后进入外输管道。

外输管道出站前设置了发球筒，可定期进行清管，确保管道内洁净，提高输送效率，降低管道积液和沉积杂质的风险，清管发球筒具体见油气外输部分内容。

工厂首次投产时，自用气可通过外输管道返输进行加热调压后去燃料气系统。

外输单元来净化干气（压力 5.8MPa，温度 15℃）进入燃料气调压单元，一级调压后 3MPa 进加热器加热到 30℃，经两级调压后（压力 0.2MPa，温度 15℃）进入燃料气汇管共分四路：一路去乙二醇再生乙二醇富液罐和乙二醇配液罐；一路去排污单元排污罐；一路去凝析油储运及装车凝析油储罐，一路去火炬及放空系统点火控制橇。

5）辅助生产设施

露点站内辅助生产装置为主体工艺装置的配套设施，也均为单列，按照单元进行划分，具体如下：

表 3.2-14　辅助生产设施处理规模

名称	设计规模	备注
辅助生产装置		
乙二醇再生单元	2.0t/d	后期中佳 2_H、中佳 152、中佳 904 接入，乙二醇再生单元按照 4 个区块考虑 先期处理规模：1.0t/d 远期处理规模：2.0t/d
凝析油储存及装车单元	360m^3/d	6 座 60m^3 稳定凝析油储罐（充装系数 0.9）
火炬及放空单元	200×10^{4}Nm^3/d	考虑后期第二套浅冷装置、伴生气增压装置和天然气回注装置共用。

A.乙二醇再生单元

露点站采用 J-T 阀制冷分离天然气中的水和液烃的工艺方法，为防止天然气在节流后低温条件下生产水合物，需注乙二醇防冻。为再生和循环利用乙二醇，需建乙二醇再生及注入装置，将液烃分离器分离出的乙二醇富液提浓再生，再生浓度约 80%（wt）。

设置 1 套乙二醇再生及注入装置，经计算，先期乙二醇总注入量（80%wt）约 29.64L/h），循环再生量约 29.65L/h，考虑后续扩建浅冷装置的乙二醇再生和一定余量，装置再生规模为 80L/h（约 2.0t/d），年运行时间 8000h。

乙二醇再生及注入流程：自脱水脱烃单元分离出来的 EG 富液（40℃，0.1MPa）进入乙二醇再生单元的 EG 富液缓冲罐，从缓冲罐出来的富液由 EG 富液提升泵增压至 0.2MPa 后依次进入 EG 富液前置过滤器、活性炭过滤器和 EG 富液后过滤器，以除去富液中可能存在的机械杂质及降解产物。过滤后的 EG 富液首先进入再生塔

塔顶换热，换热至 45℃，再进入 EG 贫富液换热器换热至 80℃从中部进入 EG 再生塔，与来自重沸器的蒸汽逆流接触，继续被加热后的 EG 富液进入塔底重沸器，被电加热器加热至约 141℃完成提浓再生。再生塔顶部出来的蒸气（123℃，0.02MPa）经再生塔顶空冷器冷却到 50℃，然后进入再生塔顶冷凝罐，分离出的液相经增压泵去采出水缓冲罐，分离出不凝气去站外放散管。从重沸器底部出来的 EG 贫液经 EG 贫富液换热器换热到 90℃，后经塔底空冷器冷却至 45℃进入 EG 贫液缓冲罐循环使用。

自EG贫液缓冲罐来的EG贫液经注醇泵增压至9~11MPa注入至脱水脱烃单元，注醇点一共分 2 处，分别位于一级预冷换热器前和二级预冷前。

装置内设置 EG 低位罐，补充新鲜 EG 和收集装置检修时排放的 EG 溶液。

在富液缓冲罐、贫液缓冲罐上设置液位检测及报警，确保其液位在正常工作范围；为确保出重沸器气体温度，设置再生塔底温度调节电加热功率回路，确保塔底温度稳定。在再生塔底部及再生塔底重沸器上设置液位检测及报警，确保其液位在正常工作范围；塔顶和塔底设置远传温度检测；对富液过滤器就地差压检测；对贫液冷却器后设远传温度检测装置；对贫富液换热器进出口管线设就地温度、压力检测。橇内富液提升泵设置泵状态指示。

图 3.3-11　乙二醇再生单元工艺流程

B.储运及装车单元

本装置主要用于储存自凝析油稳定装置来的稳定凝析油，并通过凝析油装车泵和密闭定量装车橇将稳定凝析油装车外运至独山子石化。

露点站在设计规模下凝析油产量为71.4m^3/d（57.15t/d），为此设置6座凝析油储罐（卧式压力储罐），单座公称容积为60m^3，总有效容积324m^3，实际存储天数为4.5天；，设置2台凝析油装车泵（Q=60m^3/h，H=60m）和2座密闭定量装车橇。

C.火炬及放空单元

本系统是保障工艺装置安全生产的重要辅助生产设施，其中包括高压放空系统、低压放空系统以及放散系统。高压放空系统包括1套站内高压放空管网、1座火炬除液器和一个放空火炬；低压放空系统设置独立的低压放空管网，火炬除液器和放空火炬与高压放空系统共用，低压放空总管接至高压放空系统的火炬除液器。放空火炬设有自动点火系统、长明灯及防回火密封装置。

工艺流程：①放空流程：高压放空系统和低压放空系统分别设置放空管网，但共用一座火炬除液器，高压放空总管和低压放空总管分别独立接入火炬除液器，将排放气中大于300μm的液滴分离出来，防止火炬气体燃烧时下火雨。火炬除液器出口至放空火炬的放空管道上配置阻火器、爆破片，阻止回火确保火炬系统放空燃烧安全。全站各泄放点以及放空总管均设置流量计，随时检测各泄放点的放空量，以供生产运行人员跟踪分析放空量和造成放空的因素，以便尽量消除放空。火炬放空管道上设置双流量开关，实现火炬放空气体双保险检测。放空管道安装坡度不小于0.002%，坡向火炬除液器，以便于排液。火炬除液器分离的放空气凝液通过凝液提升泵打入站内排污总管。②点火气流程：点火气总管经自立式调节阀组、阻火器后分成4路：其中2路（DN25）管线通往火炬气系统的2套点火器用作点火器气源，每套点火器管线均配有自动控制阀组；2路(DN25)管线分别通往火炬气系统的2套长明灯用作长明火常燃气源，管线配有自动控制阀组。③燃料气密封流程：燃料气管线（DN50）进入界区后经过截止阀、止回阀后通往火炬放空总管，作为流体密封气。在通往火炬的燃料气密封气管线上设置自动开关阀与火炬放散管线上的流量信号连锁。当流量开关检测到流量信号时，由自动控制系统打开开关阀，通入密封气，当排放结束时，延时关闭开关阀，停止通入氮气。

D.排污单元

露点站新建排污罐 1 座，装置由排污罐及装车泵组成。

露点站检修时，各工艺装置检修污油水通过排污管线进入排污罐，然后通过橇自带的提升泵打入采出水储罐，与气田采出水一并装车外运。

C.仪表风单元

露点站设置仪表风橇一座，为全站各装置提供正常生产用的净化空气，全站各单元正常生产需净化空气 60m^3/h，考虑一定富裕量，空气压缩机选用排气量为 1.5m^3/min 的空压机组 2 台，1 用 1 备，每台空气压缩机的最高排气压力为 1.0MPa，设置 2 套无热再生吸附式干燥系统，处理量与空气压缩机配套。

工艺流程描述：设置 2 座排气量为 1.5m^3/min 的空压机橇块，每个橇块提供压力为 0.8MPa 的压缩空气。来自压缩机的压缩空气分别经管道进入空气缓冲罐，缓冲罐的作用是避免后面干燥部分受脉动气流固频冲击、同时分离出凝结水。来自缓冲罐的压缩空气分别经前置过滤器、无热再生吸附式干燥器、后置过滤器的先后净化，净化后的压缩空气水露点≤-40℃(0.8MPa 压力下)，油含量≤0.001ppm(w)，含尘粒径≤0.01μm。净化后的压缩空气分两路：进入净化空气储罐。

3.3.4.4.2.4 井场、站场主要工程及设备

表 3.3-15　井场、集气站主要工程及设备一览表

序号	项目	单位	数量	备注
1	采气井场（2 井式）	座	3	/
1.1	采气树	座	6	
1.2	100kW 空气能辅助电加热节流橇	套	6	/
1.3	采气树保温盒	个	9	/
2	集气站	座	1	/
2.1	发球筒（DN200×DN300　P12MPa）	套	1	
2.2	100kW 空气能辅助电加热节流橇	套	2	采用电动节流阀
2.3	计量分离橇（Φ1200×4800 P12MPa）	座	1	/
2.4	进站计量管汇橇（P12MPa）	座	1	8 井式，采用电动开关阀
2.5	埋地污油罐橇（30m^3）	座	1	含污油泵，常压罐，WE1.4×6.0m
2.6	燃料气调压加热橇	座	1	P12MPa，二级调压，带电加热器及缓冲罐
2.7	火炬除液器橇（P0.8MPa，WE1.8m×9m）	座	1	含污油泵
2.8	放空火炬（Φ200 H2500）	座	1	拉绳式，含点火控制系统

表 3.3-16　露点站主要工程及设备一览表

单元	装置名称	数量	备注
进站预处理单元	集气干线收球筒	1 座	橇装
	段塞流捕集器	1 座	模块化
	生产分离器	1 座	
脱水脱烃单元	一级注醇雾化器	1 座	模块化
	一级预冷换热器	1 座	
	预冷分离器	1 座	
	二级注醇雾化器	1 座	
	二级预冷换热器	1 座	
	低温分离器	1 座	
	醇烃加热器	1 座	
	液烃三相分离器	1 座	
凝析油稳定单元	一级闪蒸分离器	1 座	模块化（一级闪蒸分离器（按照 150 万/天，考虑）
	二级闪蒸分离器	1 座	
	凝析油闪蒸换热器	1 座	
	凝析油稳定塔	1 座	
	凝析油塔底重沸器	1 座	
	凝析油塔顶分液罐	1 座	
	富气压缩机橇	2 座	
	凝析油塔顶空冷器	1 座	
	凝液提升泵	1 座	
外输单元	外输气加热器	1 座	橇装
	燃料气调压计量橇	1 座	橇装
乙二醇再生单元	富液缓冲罐	1 座	模块化
	贫液缓冲罐	1 座	
	富液提升泵	2 座	
	注醇泵	3 座	
	机械过滤器	2 座	
	活性炭过滤器	2 座	
	塔顶空冷器	1 座	
	贫/富液换热器	1 座	
	乙二醇再生塔	1 座	

	塔底空冷器	1 座	
	塔底重沸器	1 座	
	塔顶冷凝罐	1 座	
	排水泵	2 座	
储运及装车单元	凝析油储罐	6 座	橇装
	凝析油装车泵	2 座	橇装
	凝析油装车橇	2 座	橇装
	VOCS 处理装置	1 座	橇装
火炬单元	凝液回收泵	1 座	橇装
	火炬除液器	1 座	橇装）
	放空火炬	1 座	包括控制系统
排污单元	排污罐	1 座	橇装
	污油污水泵	2 座	橇装
仪表风单元	仪表风橇	1 座	橇装
采出水系统	采出水罐橇	2 座	
	采出水泵	2 座	
	采出水装车橇	2 座	

3.3.4.4.6 油气集输工程

新建各类集输管道 18.3km，其中新建采气管线 6.4km，新建集输干线 5.3km，新建集输支线 0.9km，新建外输气线 5.7km。本工程管线工程主要设备设施一览表见 3.2-17。本工程总体布局见图 3.3-12。

表 3.3-17　　集输工程主要工程内容表

工程内容	起点	终点	规格	单位	数量	管道材质
采气管线	ZJHW1313 井	新建中佳 13 集气站	DN65	km	1.9	L245N
	ZJHW1323 井		DN65	km	1.9	
	ZJHW1312 井		DN65	km	1.3	
	ZJHW1322 井		DN65	km	1.3	
集油支线	3 号露点控制站	集输线路阀池	DN100	km	0.9	L245N
集输干线	新建中佳 13 集气站	新建露点站	DN200	km	5.3	L360N
外输气线	新建露点站	中佳 2 外输首站	D355.6	km	5.7	无缝钢管

图 3.3-12　　本工程总体布局示意图

3.3.4.5 配套工程

3.3.4.5.1 给排水工程

施工期用水由罐车拉运，运营期不消耗新鲜水。

施工期废水主要为生活污水、管线试压废水。管道试压采用洁净水，试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池，定期拉运至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理。

本工程营运期6口气井的采出水依托红山嘴油田原油处理站进行处理，均回注油藏不外排；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至红山嘴油田原油处理站处理，回注油藏不外排。

3.3.4.5.2 供配电工程

本工程施工期、运营期用电均采用电网供电。本次集气站和井口电源依托国网10kV石拐一线，露点站依托中佳9新建35kV变电站

（1）集气站及2座井口（2井式平台井合建）

本次从国网10kV石拐一线引接1回架空绝缘导线至站场附近25m处设置1座10/0.4500kVA落地变压器，同时在站内集气站和井口设置1座开关箱，开关箱内设置1面进线柜、1面补偿柜、3面出线柜、1套3kVAUPS一体化装置（后备8h），1套10kVAUPS一体化装置（后备2h）为站内工艺设备、仪表等做供电设计。

（2）4座井口（2座2井式平台井）

本次从国网10kV石拐一线引接1回架空绝缘导线至2座井口平台附近25m处，各自设置1座10/0.4400kVA落地变压器，同时在变压器附近设置1面落地配电箱为井口内设备进行供电。

（3）露点站

本次电源依托中佳9新建35kV变电站备用10kV开关柜，采用电缆埋地敷设至站内新建1座预装式配电室，由1间高压室(1面进线柜、1面计量柜、1面出线柜)、1座变压器室（1000kVA）、1间UPS室（1套40kVAUPS，后备2h，1套10kVAUPS，后备8h）、1间低压配电室（1进线柜、1面补偿柜、10面出

线柜）构成，低压侧进行柜采用1回高压电源和1回低压柴油发电机组，在低压侧构成双电源互投装置。

3.3.4.5.3 仪表自动化

本次采用先进、适宜的计算机测控技术对井、站生产过程进行集中监测和管理，完成主要工艺参数的数据采集，满足生产过程监控和管理的需要。

依据中国石油新疆油田分公司油气生产物联网建设标准，中佳气田物联网系统实现气田各类井场、站场生产单元全面感知、自动操作、预测趋势及优化决策的全面深化应用，实现以物联网系统为核心的生产管理新模式，优化管理层级，提高油田综合效益。采气井口、集气站实现“无人值守、故障巡检，集中监控”管理模式，露点站实现“有人值守、定期巡检、集中监控”管理模式。

（1）采气井口

采气井场设置远程终端单元（RTU），对采气井场的工艺参数和设备运行状况进行数据采集、监控，新建光缆传输将采集数据上传至新建露点控制站站控系统内。

（2）集气站

集气站控制系统由四套基本功能不同、相互独立的系统组成，即过程控制系统（BPCS）、安全仪表系统（SIS）、云台式激光甲烷探测系统和可燃气体报警系统（GDS）。过程控制系统用于处理站设备的数据采集及过程控制，该系统设备采用集散控制系统。安全仪表系统用于人员及生产设施的保护，在出现异常工况时执行对生产装置的紧急关断。安全仪表系统（SIS）的控制器安全等级暂定采用SIL2级，最终以相关专业机构出具的分析报告中的SIL定级为基础再行确定，相关的检测仪表和切断阀的选择和技术要求也按该等级要求。云台式激光甲烷探测系统和可燃气体报警系统用于对生产设施的可燃气体泄漏进行探测、报警和联动控制。

（3）露点站

露点控制站控制系统由六套基本功能不同、相互独立的系统组成，即SCADA系统、过程控制系统（BPCS）、安全仪表系统（SIS）、GDS系统、计量系统和气云成像可燃气体泄露检测系统。过程控制系统用于处理站设备的数据采集及

过程控制，该系统设备采用集散控制系统。安全仪表系统用于人员及生产设施的保护，在出现异常工况时执行对生产装置的紧急关断。安全仪表系统（SIS）的控制器安全等级暂定采用SIL2级，最终以相关专业机构出具的分析报告中的SIL定级为基础再行确定，相关的检测仪表和切断阀的选择和技术要求也按该等级要求。消防控制系统用于站内消防、装置区现场的手动火灾报警信号、火焰检测信号、以及综合值班室内火灾检测信号的接入、报警及消防联动功能。气云成像可燃气体泄露检测系统和可燃气体报警系统用于对生产设施的可燃气体泄漏进行探测、报警和联动控制。

3.3.4.5.4 通信工程

本工程通信部分主要包括井场的数据传输系统及光缆线路，集气站的数据传输系统、火灾自动报警系统及光缆线路，露点控制站的计算机网络及语音通信系统、火灾自动报警系统、数据传输系统、门禁系统、无线应急通信系统及光缆线路。

（1）中佳13露点站

①数据传输系统

本次工程在中佳13露点控制站内建立工控、视频业务的物理分隔网络架构，实现工控网与视频网物理隔离。站内设置2套逻辑专网接入交换机，数据通过新建光缆上传至702站，利用702站新建PTN光传输设备，将数据上传至采气一厂调控中心。

②语音通信系统

在露点控制站内设置1套8口IAD，语音网通过新建光缆接至702站新建PTN光传输设备，最终接入新疆油田语音系统UC平台。

③无线应急通信系统

本次工程在露点控制站及702站考虑配置无线双模防爆对讲机（集群+公网）。通过配置无线手持对讲机实现管道沿线、露点控制站及702站之间的应急无线对讲通信，无线集群通信系统工作在V段（136MHz~176MHz）。

根据站区管理需要，露点控制站及702站管理人员配置4部无线双模防爆对讲机（集群+公网）和1套固定车载台；为巡线人员配置2部无线双模防爆对讲机。

④门禁系统

本次工程在站区大门处设置1套人员门禁系统（带人脸识别功能），在站区主大门处设置人脸识别门禁一体机、门磁、电锁、出门按钮及闭门器等设备用于人员通行，门禁信号通过视频交换机上传至露点控制站仪控室。门禁相关人脸识别软件安装在露点控制站视频监控系统客户端上。

在站区大门设置1套车辆道闸设备（含道闸、直杆与出入口杆式抓拍显示补光一体机），门卫室设置1套出入口控制终端。车辆通过信号通过视频交换机上传至露点控制站仪控室。视频管理服务软件安装在露点控制站视频监控系统客户端上，并对车牌等相关信息进行统一管理及存储。

（2）集气站

本次工程在集气站内建立工控、视频业务的物理分隔网络架构，实现工控网与视频网物理隔离。站内设置2套逻辑专网接入交换机，数据通过新建光缆上传至露点控制站。

（3）采气井场

本次工程在各井场分别设置两套光纤收发器，通过新建光缆将自控与视频数据上传至集气站，自控及视频工业以太网交换机由仪表专业负责开列。

（4）外输系统

本次工程在中佳13露点控制站设置2套逻辑专网接入交换机，自控、视频数据物理隔离。数据通过新建光缆上传至702站，利用702站新建PTN光传输设备，接入新疆油田骨干传输网，上传至油气储运公司昌吉调控中心。

（5）火灾自动报警系统

本工程在集气站、露点控制站各设置 1 套区域型火灾自动报警系统，系统由火灾报警控制器、智能电源箱、火灾探测器、手动报警按钮及声光警报器等设备组成。

露点控制站火灾报警系统信号本地监控及显示，集气站火灾报警系统通过光纤连网卡及光纤转换器与露点控制站火灾报警控制器联网，如若发生火灾险情，火灾探测器、手动报警按钮等装置可及时的将火灾报警信号传递到火灾报警控制器中，远传至露点控制站显示。

3.3.5.5 道路工程

随着中佳气田的不断开发，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。

3.3.4.5.6 消防工程

各井场、站场分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备。

3.3.4.6 依托工程

本工程6口井的天然气、凝析油依托新建中佳13露点站进行处理，采出水依托红山嘴油田原油处理站进行处理。运营期产生的井下作业废水依托红山嘴油田原油处理站处理；油泥砂等直接委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。依托设施的环保手续履行情况见表3.3-18。

表3.3-18　依托工程环保手续履行情况一览表

序号	类别	站场名称	项目名称	环评批复文号	验收情况
1	采出水	红山嘴油田原油处理站	采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程	原克拉玛依市生态环境局；克环函〔2020〕141号；2020年8月日	/
			采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程（变更）	克拉玛依市生态环境局；克环函〔2022〕140号；2022年9月	目前正在组织眼验收
2	天然气、凝析油	中佳13露点站	包含在本工程内		
3	生活垃圾	新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）	克拉玛依生活垃圾填埋场二期建设工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅，新环评价函〔2012〕723号	2017年通过原克拉玛依市环保局验收（克环保函〔2017〕217号）
4	生活污水	克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）	克拉玛依市第二污水处理厂	原新疆维吾尔自治区发改委、建设厅；新环监建函〔2008〕97号	2013年取得原克拉玛依市环境保护局环境竣工验收批复克环保函〔2013〕281

					号
5			克拉玛依市第二污水处理厂二期工程	原克拉玛依市环保局，克环保函〔2017〕210 号，2017 年 7 月 18 日	2020 年 1 月 15 日完成自主竣工环境保护验收

3.3.4.6.1 红山嘴油田原油处理站

红山嘴油田原油处理站设有原油处理系统、采出水处理系统和压裂返排液处理系统。2020 年 8 月红山嘴油田原油处理站取得了原克拉玛依市生态环境局对《采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程》进行了批复（克环函〔2020〕141 号），工程在建设过程中因部分工序规模、工艺发生变化，重新报批，并于 2022 年 9 月取得克拉玛依市生态环境局对《采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程（变更）》进行了批复（克环函〔2022〕140 号），目前正在组织眼验收。

（1）采出水处理

红山嘴油田原油处理站采出水处理系统分为自建系统和第三方处理系统。自建系统采用“压力缓冲+聚结除油+反应沉降”工艺处理常规采出水，处理完后回注油藏，处理能力 1300m^3/d。第三方处理系统有 1 套，采用“重力除油+气浮+过滤”工艺，可处理非常规与常规采出水，处理完后回注油藏，处理能力 2000m^3/d。红山嘴油田原油处理站采出水处理系统工艺流程见图 3.3-12。

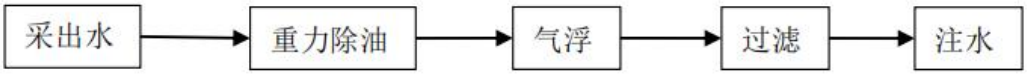

图 3.3-12 红山嘴油田原油处理站采出水处理系统工艺流程示意图

（2）排污许可执行情况

采油一厂红山嘴油田原油处理站已申领排污许可证，证书编号为 91650200715597998M037Q。

（3）依托可行性

本工程采出水依托红山嘴油田原油处理站的采出水处理系统处理，设计处理规模 3300m^3/d，目前处理量约 1900m^3/d，富余量为 1400m^3/d，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中指标要求。本工程采出水量最大约 16.8t/d（0.56×10^4t/a），依托可行。

表 3.3-19　红山嘴油田原油处理站运行负荷统计表

红山嘴油田原油处理站	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
采出水 m^3/d	3300	1900	1400	16.8t/d（0.56×10^4t/a）	可依托

3.3.4.6.2 克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）

（1）基本情况

克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）位于克拉玛依区，地理位置坐标东经 84°55′51"，北纬 45°31′47"。污水处理厂总设计规模为 15 万 m^3/d，其中一期规模 5 万 m^3/d，采用“曝气生物滤池+厌氧反硝化深床滤池+紫外线消毒”三级处理工艺；二期规模 10 万 m^3/d，采用“多段多级 AO 生物池+终沉池+厌氧反硝化深床滤池+接触消毒”三级处理工艺。克拉玛依市第二污水处理厂于 2008 年取得原新疆维吾尔自治区发改委、建设厅环评批复新环监建函〔2008〕97 号，2013 年取得原克拉玛依市环境保护局环境竣工验收批复克环保函〔2013〕281 号；克拉玛依市第二污水处理厂二期工程于 2017 年 7 月 18 日取得原克拉玛依市环保局批复克环保函〔2017〕210 号，2020 年 1 月 15 日完成自主竣工环境保护验收。

（2）依托可行性分析

目前，克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）污水处理厂总设计规模为 15 万 m^3/d。本工程施工期施工队的生活污水总产生量为 $384m^3$，因此本工程施工期施工队的生活污水依托克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理，是可行的。

3.3.4.6.3 新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）

（1）基本情况

新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）一期工程位于克拉玛依市城区西北侧，距城区边缘约 1km，有效库容 $540\times104m^3$；二期位于石西公路 20km 处（奎北铁路以南），有效库容 $223.6\times10^4m^3$，使用年限约为 10 年。《克拉玛依生活垃圾填埋场二期建设工程环境影响报告书》由原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评价函〔2012〕723 号），2017 年通过

原克拉玛依市环保局验收（克环保函〔2017〕217号）。垃圾填埋场采用底部水平防渗与侧壁防渗相结合的人工防渗衬层。场底水平防渗面积约21.5×10^{4}m^2，侧壁防渗面积约6.0×10^{4}m^2，总防渗面积约27.5×10^{4}m^2。

（2）依托可行性分析

本工程施工期施工队的生活垃圾依托新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）填埋处置，一期工程位于克拉玛依市城区西北侧，距城区边缘约1km，有效库容540×104m^3；二期位于石西公路20km处（奎北铁路以南），有效库容223.6×10^{4}m^3，剩余库容可以容纳本工程的施工期施工队的生活垃圾。

本工程施工期施工队的生活垃圾产生量为3t，统一收集至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）填埋是可行的。

3.3.4.6.3 克拉玛依顺通环保科技有限责任公司

（1）基本情况

本项目施工期和运营期产生的含油废物，属于危险废物（HW08），委托顺通环保有限责任公司进行处理。克拉玛依顺通环保科技有限责任公司（危险废物经营许可证编号：6502040039，有效期2023年4月17日—2028年4月16日）经营危险废物类别包括HW08废矿物油与含矿物油废物和HW49其他废物。

克拉玛依顺通环保有限责任公司，位于克拉玛依乌尔禾采气一厂重32井区以西（E85°46′15.95″，N46°09′57.12″），具备188万吨/年HW08类危险废弃物处置能力，厂内生产设施包括：1套52万吨/年化学水洗-助剂萃装置处置含油污泥；1套112万吨热解装置处置干化油泥98万吨/年、废矿物油7万吨/年、废防渗膜7万吨/年；1套24万吨/年含油废液处理装置。2018年3月28日新疆维吾尔自治区生态环境厅批复克拉玛依顺通环保有限责任公司危废处置利用项目环评文件（新环函〔2018〕375号），2020年7月通过企业自主环保验收。

（2）处理工艺

化学水洗-助剂萃装置和热解装置处置油泥（砂）。

（3）依托可行性分析

根据调查，顺通环保有限责任公司年处理污油泥能力150万吨（52万吨/年化学水洗-助剂萃装置+热解装置处置干化油泥98万吨/年），实际处理量为30

万t，现剩余量120万t，本工程运营期产生的油泥砂为97.3t/a，富余量120万吨大于1406.78t/a，因此本工程运营期产生的油泥砂依托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司是可行的。

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）井场、站场建设

新建井场、站场施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增设备为成品外购，用施工车辆运至指定井场位置即可。首先需对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将各类设备拉运至场地，进行安装调试。施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

该过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；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及设备废弃包装等，施工废料收集后统一送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行处置；生活垃圾拉运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）进行处置。

图3.4-1　井场和站场建设流程及产污环节示意图

（2）管线敷设

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。管道工程施工阶段工艺流程见图3.4-2。

图3.4-2 管道工程施工阶段工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间根据不同管线沿设计的管线走向设置一定宽度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。

②管沟开挖及下管

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员做好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧5m范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。

新建集输管道均在沙漠地区敷设，人烟稀少，管道沿线冻土属于季节性冻土，最大冻土深度1.97m。通过对管道沿线的工程地质、水文条件以及输送介质的高压、高危险性分析，本工程工艺管道全线采用埋地敷设方式，管沟坡比为1：0.67，管道在一般地段覆土应高出设计地面0.3m，形成管堤，管沟回填土需每隔0.3m分层夯实。

采气管道与通信光缆并行同沟敷设，光缆与管道垂直投影净距不得小于0.3m。二者之间垂直净距不应小于0.5m，当小于0.5m时，中间必须设置坚固的绝缘隔离物，确保其不接触，集输管道与光缆交叉敷设时应确保集输管道从下方穿越。

③管道连接与试压

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。

④管道穿越工程

本工程管道穿越工程主要指管道穿越碎石路和沥青路。工艺管道穿越农田道路时，应设置保护套管。保护套管顶距路面＞2.0m，宜正交穿越，受地形地物限制时不应小于60°。穿越碎石路采取大开挖方式通过，穿越沥青路面采用顶管方式。

表3.4-1　穿越一览表

序号	管道	位置	套管规格（mm）	长度（m）	穿越方式	穿越数量
1	ZJHW1313井	碎石路	D325×8/20	10/处	直埋	1处
		沟渠	D325×8/20	20/处	直埋	1处
2	ZJHW1323井	碎石路	D325×8/20	10/处	直埋	1处
		沟渠	D325×8/20	20/处	直埋	1处
3	ZJHW1312井	碎石路	D325×8/20	10/处	直埋	1处
		沟渠	D325×8/20	20/处	直埋	1处
4	ZJHW1322井	碎石路	D325×8/20	10/处	直埋	1处
		沟渠	D325×8/20	20/处	直埋	1处
5	集气干线	碎石路	D457×8/20	10/处	直埋	9处
		林带	D406×10/20	12/处	顶管	1处
		玛纳斯河	/	350/处	定向钻	1处
6	集气支线	碎石路	D406×10/20	10/处	直埋	1处

⑤井场、站场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场、站场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接，并安装RTU室等辅助设施；采出液通过单井集输管线输送至各对应集气站，然后再通过新建和已建集输管线输送至联合站处理。

⑤收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁300mm范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于2.0m且管沟回填土高出自然地面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。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业。

（1）采气工程

采气就是借助气层的自身压力或者排液采气等工艺方法，使天然气从地下储气层中产出的工艺过程。一般来说依靠气藏自身压力进行采气的方法称为自喷开采法，而需要用排液采气等方法解决气井井筒及井底附近地层积液过多或产水，并使气井恢复正常生产的措施，简称“助排”。本次部署井采用天然能量衰竭式开发，生产后期，若气井出水导致停喷，则采用排水采气工艺。井场工艺流程见图3.4-6。

图3.4-3 井场工艺流程图

（2）油气集输

本工程部署6口采气井，均采用密闭电加热集输工艺，单井气液通过新建集输管线混输至集气站计量后，通过新建集输干线输送至新建中佳13露点站处理。本工程集输采用二级布站工艺，即集输工艺采用井口→集气站→露点站二级布站工艺。本工程进站情况见图3.4-4。

图3.4-4　本工程工艺流程

（3）井下作业

井下作业是进行油气生产的重要手段之一。一般在采气井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油藏部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油藏进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采气井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.4.1.3 退役期

随着天然气、凝析油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。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。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

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，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

施工期污染主要来自井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气，管道试压废水，各类施工机械和运输车辆噪声，平整场地和管沟开挖破坏地表等。

3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场、站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管沟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。临时占地主要为井场、站场、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。永久占地主要为采气井场、集气站、露点站的永久占地。

地面工程施工作业包括井、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26.612hm^2，其中永久占地14.412hm^2、临时占地12.2hm^2，详见表3.4-2。工程占地类型主要为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地等。

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）			说明
		永久	临时	总占地	
1	新建井场	4.56	0	4.56	本工程新建 3 座 2 井式平台，单座平台井场格 190m×80m。
2	集气站	0.852	0	0.852	本工程新建集气站 1 座，永久占地面积为 8520m^2。
3	露点站	9	0	9	本工程新建露点站 1 座，永久占地面积为 90000m^2。
4	集输管线	0	12.2	12.2	新建各类集输管线 18.3km（新建采气管线 6.4km，新建集输干线 5.3km，新建集输支线 0.9km，新建外输气线 5.7km，其中 ZJHW1313 井、ZJHW1323 井采气管道有 0.85km 采用同沟铺设；ZJHW1312 井、ZJHW1322 井采气管道有 0.25km 采用同沟铺设；ZJHW1313、ZJHW1323、ZJHW1312、ZJHW1322 井采气管道有 1.05km 采用四管同沟铺设；新建集输干线和新建外输气线有 5.3km 采用同沟铺设）。根据设计资料单管敷设作业宽度 12m，双管同沟敷设作业宽度 14m，四管同沟敷设扫线宽度 16m 计。
合计		14.412	12.2	26.612	/

3.4.2.2 施工期污染源分析

（1）废气污染源

本工程施工期废气主要包括井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等

①施工扬尘

1）车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占扬尘总量的 60%。

表 3.3-3 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.4-3　不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位：kg/辆·km

车速 \ P	0.1(kg/m^2)	0.2(kg/m^2)	0.3(kg/m^2)	0.4(kg/m^2)	0.5(kg/m^2)	1.0(kg/m^2)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186

15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

2）裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

②施工机械及运输车辆尾气和焊接烟气

本工程的作业机械废气主要为施工机械（装载机、载重车、挖掘机等燃油机械）和运输车辆的燃油废气，所排放的污染物主要有CO、NO_2、THC，为无组织排放源。站内金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。由于施工机械多为大型机械，单车排放系数较大，但施工机械数量少且较分散，主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响，排放量不大，其污染程度也相对较轻，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

本工程施工期产生的废水主要包括管道试压废水和施工人员生活污水。

①生活污水

本工程地面工程施工人员20人、生活用水量80L/人•d计算，按照周期300天计算，排水量按用水量的80%计算，则地面工程生活污水量约为384m^3。

本工程施工期生活污水总量为384m^3，生活污水主要污染物为COD、NH_3-N、SS等，其主要指标浓度COD为350mg/L，NH_3-N为60mg/L、SS为240mg/L。中佳13集中生活区内设置防渗生活污水池，定期拉运至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理；中佳13集中生活区设置1座环保厕所，粪便排入环保厕所内，定期由清污车清运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）。

②试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，主要污染物为SS，试压结束后，产生的试压废水按照每千米2.5m^3计算，本工程各类管线共计18.3km，试压废水约为45.75m^3，主要污染物为SS。新建管线的试压废水可用作场地降尘用水。

（3）固体废物污染源

本工程施工期固体废物主要是施工废料、施工机械废油和生活垃圾等。

①生活垃圾

地面工程常驻井场人员20人，生活垃圾产生量按0.5kg/人·d计算，地面工程按照合计300天算，则本工程地面工程产生生活垃圾3t，生活垃圾集中收集后运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）进行处置。

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为0.2t/km，本工程新建各类集输管线均18.3km，施工废料产生量约为3.66t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。

③土石方

本工程新建3座2井式平台，新建集气站1座，新建露点站1座，新建各类管线18.3km。项目区井场、站场永久占地为14.412hm^2，场平高度约为1m，开挖量为14.412万m^3，全部用于回填，场地平整。

新建各类集输管线18.3km，新建采气管线6.4km，新建集输干线5.3km，新建集输支线0.9km，新建外输气线5.7km，其中ZJHW1313井、ZJHW1323井采气管道有0.85km采用同沟铺设；ZJHW1312 井、ZJHW1322井采气管道有0.25 km采用同沟铺设；ZJHW1313、ZJHW1323、ZJHW1312、ZJHW1322井采气管道有1.05km采用四管同沟铺设，开挖宽度2m、开挖深度2m，挖方量约3.5万m^3。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

本工程井场、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17.912万m^3，填方总量为17.912万m^3，无废弃土方量。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场、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3.4-4。

表3.4-4　　土方挖填方平衡表　　单位：万m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	4.56	4.56	0	—	0	—
管道工程	3.5	3.5	0	—	0	—
站场工程	9.852	9.852	0	—	0	—
合计	17.912	17.912	0	—	0	—

（4）施工噪声源强

本工程噪声主要来自施工机械及运输车辆等。施工期主要噪声源及其源强详见表3.4-5。

表3.4-5 施工期主要噪声源及源强

噪声源名称	源强（dBA）	噪声源名称	源强（dBA）
推土机	88	吊装机	85
挖掘机	90	运输车辆	90
电焊机	85	切割机	93

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、推土机、吊机、电焊机、切割机等，产生噪声级在85～93dB（A）之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

（5）施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总见表3.4-6。

表3.4-6 本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工期废气	施工扬尘（TSP、SO_2、NOx等）	少量	少量	洒水降尘，使用合格燃料
		车辆尾气（CO、NO_2、THC）	少量	少量	
废水	管道试压废水	SS	47.75m^3	0	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水
	生活污水	COD、氨氮等	384m^3	0	依托克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理
固体废物	施工废料	/	3.66t	0	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置
	生活垃圾	/	3t	0	集中收集后运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）进行处置。
噪声	施工机械、运输车辆	/	85~93dB(A)		加强施工管理

3.4.3 运营期环境影响因素分析

本工程运营期废水主要为采出水、井下作业废水。

3.4.3.1 废水污染源

（1）采出水

根据开发方案，本工程前期采出水量较小，最大采出水量预测核算为16.8t/d（0.56×10^4t/a），采出水中主要污染物为SS、COD、石油类、挥发酚等。采出水输送至红山嘴油田原油处理站处理，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）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）井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告2021年第24号）中1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表3.4-7），计算井下作业废水的产生量。

表3.4-7 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122	回收回注	0

本工程部署6口采气井，中佳13为低渗透油藏，根据上表计算井下作业废水产生量为27.13t/井次，化学需氧量产生量为34679g/井次，石油类产生量为6122g/井次。按井下作业每2年1次计算，则单井每年产生井下作业废水13.6t、化学需氧量17339.5g、石油类3061g，则本工程井下作业工程产生的井下作业废水量为81.6t/a，其中污染物化学需氧量、石油类为0.1t/a、0.018t/a。井下作业时带专用回收罐回收作业废水，拉运至红山嘴油田原油处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）和《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）中的有关标准后回注油藏，不外排。

（3）生活污水

露点控制站按6人定员设置，单人消耗生活水量80L/d（参考《新疆用水定额》），则生活用水量为0.48m^3/d(175.2m^3/a)，排水系数取0.8，则生活污水产生量为0.384m^3/d（140.2m^3/a），其排水水质与居民生活污水相近似，化学需氧量（CODCr）浓度350mg/L、氨氮（NH_3-N）浓度30mg/L、悬浮物（SS）浓度200mg/L。生活污水排入一套独立的排放收集系统，采用重力自流排放收集的方式收集至60m^3化粪池，经化粪池沉降处理后，进入20m^3污水池收集暂存，定期送至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理。

3.4.3.2 废气污染源

本工程运营期废气主要为井场、站场无组织废气。根据区块油气藏流体性质，天然气中不含硫化氢，在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括

非甲烷总烃。非甲烷总烃排放源包括两个，一个为储罐大小呼吸过程以及装卸过程的无组织排放，一个为阀门、法兰等位置的无组织排放。

（1）储罐无组织挥发非甲烷总烃

①凝析油储罐无组织挥发

本工程露点站储运及装车单元新建6座凝析油储罐，储罐均采用卧式压力储罐，压力罐通常装有安全阀，可以阻止因沸腾引起的外排损失以及因昼夜温差和气压变化引起的呼吸损失。压力罐的操作中几乎没有蒸发或工作损失发生。故本次只计算装卸过程中的无组织挥发。

②凝析油装卸过程中无组织挥发性有机物

凝析油装车时产生的无组织挥发性有机物无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制》（HJ982-2018）中挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量计算，计算公式如下：

$D_{产生量}=L_L\times Q/1000$

式中：$D_{产生量}$——核算时段内挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量，t/a；

Q-核算时段内物料装载量，m^3/a；本工程外运量$2.36\times10^4m^3/a$；

L_L-挥发性有机液体装载过程的排放系数，kg/m^3，计算公式如下：

$$L_L=1.20\times10^{-4}\times\frac{S\times P_T\times M_{vap}}{273.15+T}$$

式中：S——饱和系数，无量纲，一般取0.6。

P_T——温度T时装载物料的真实蒸气压，Pa；本次取33.98kPa。

Mvap——油气分子量，g/mol；本次取50g/mol。

T——物料装载温度，℃；本次取25℃。

根据L_L计算公式计算出L_L为$0.41kg/m^3$，本工程新建露点站凝析油装车时产生的无组织挥发性有机物约为9.667t/a。拉运装车过程中对凝析油储罐、罐车采用气相平衡系统，使凝析油储罐、罐车储罐形成闭路循环，减少凝析油储罐及装车时产生的无组织废气；根据《利用气相平衡管原理控制有机污染物的无组织排放》（齐刚）研究可知，采用气相平衡系统之后无组织废气排放量可减少

90%以上，故本工程新建露点站凝析油装车时产生的无组织挥发性有机物0.967t/a。

（2）油气集输过程中非甲烷总烃（NMHC）

在油气集输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。

本工程运营过程中井场、站场和阀组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）中设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物的计算公式对源强进行核算，本工程无组织挥发的非甲烷总烃核算过程如下：

公式如下：

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

$E_{设备}$——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；

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

$WF_{VOCs,\ i}$——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；

$WF_{TOC,\ i}$——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3.4-9　设备与管线组件$e_{TOC,\ i}$取值参数表

类型	设备类型	排放速率$e_{TOC,\ i}$/（kg/h排放源）
石油炼制工业	阀门	0.064
	泵	0.074
	法兰	0.085
	压缩机、搅拌器、液压设备	0.073
	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 $WF_{VOCs,\,i}$ 和 $WF_{TOC,\,i}$ 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3.4-10所示。

表3.4-10　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eTOC(kg/h)	年运行时间（h）	排放量	
						kg/h	t/a
1	单座采气井场	阀	10	0.064	7920	0.002	0.015
2		法兰	20	0.085	7920	0.005	0.04
合计				-	-	0.007	0.055
6口井合计				-	-	-	0.33
序号	设备名称		设备数量（个）	单个设备排放速率eTOC(kg/h)	年运行时间（h）	排放量	
						kg/h	t/a
1	集气站	阀	35	0.064	7920	0.007	0.053
2		法兰	70	0.085	7920	0.018	0.141
合计				0.149	-	0.025	0.194
序号	设备名称		设备数量（个）	单个设备排放速率eTOC(kg/h)	年运行时间（h）	排放量	
						kg/h	t/a
1	露点站	阀	40	0.064	7920	0.009	0.061
2		法兰	80	0.085	7920	0.02	0.162
3		压缩机	2	0.073	7920	0.0004	0.003
4		泵	15	0.074	7920	0.003	0.026
合计				-	-	0.032	0.252

由上表可知，单座井场油气集输过程中无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.007kg/h，按年有效工作时间7920h计算，单座井场非甲烷总烃排放量为0.055t/a，本工程部署6口采气井油气集输过程中非甲烷总烃排放量为0.33t/a；集气站非甲烷总烃排放量速率为0.025kg/h，非甲烷总烃排放量为0.194t/a；露点站集输过程中非甲烷总烃排放量为0.252t/a，露点站装卸过程中非甲烷总烃排放量为0.967t/a，露点站无组织非甲烷总烃年排放量为1.219t/a。因此本工程油气集输过程中非甲烷总烃排放量为1.743t/a。

（3）无组织排放 H_2S

中佳13区块石炭系哈拉阿拉特山组二段二砂组（$C_2h_2^2$）气藏，天然气相对密度为0.582～0.602，平均0.592；甲烷含量为92.73%～95.73%，平均94.58%；乙烷含量为1.87%～1.93%，平均1.90%；丙烷含量为0.69%～0.75%，平均0.72%；氮气含量为0.89%～3.63%，平均2.01%；二氧化碳含量为0.00%～0.30%，平均0.07%。不含硫化氢气体。故本次评价不对无组织排放H_2S核算。

3.3.3.3 固体废物污染源

（1）油泥（砂）

油泥砂主要为处理厂的采出水处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08）。本工程运营期凝析油依托新建露点站、采出水依托红山嘴油田原油处理站进行处理，故新建露点站和红山嘴油田原油处理站油气处理及采出水处理系统装置均会增加产生一定量的油泥砂。

油泥（砂）产生量与气井的出砂情况有关，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021年）中07石油和天然气开采业行业系数手册（续35）中产污系数核算含油污泥产生量详见表3.4-11。

表3.4-11　石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
天然气（含煤层气）	天然气（含煤层气）	检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等	所有规模	含油污泥	吨-万立方米产品	0.007	无害化处理/处置/利用	0

根据本工程开发指标预测，本工程投产后新建产能为$1.39\times10^8m^3/a$，计算含油污泥最大产生量为97.3t/a。本工程产生的油泥（砂）委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

（2）落地原油

落地原油主要产生于采气树的阀门、法兰等事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约0.1t/a计算，本工程运行后落地油总产生量约0.6t/a，属于危险废物HW08（废物代码：071-001-08）。根据中国石油新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，

本工程井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地原油委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

（3）废防渗膜

项目运营期井下作业时，气井作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用1～2年。单块防渗布重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，则本工程6口井作业1次共产生废弃防渗布约3t，井下作业频次为2年/次，则工程产生废弃防渗材料最大量约1.5t/a。

作业过程中产生的含油废防渗膜属于危险废物，为HW08类危险废物（废物代码900-249-08其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置，拉运过程处置单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（4）废润滑油

本工程废润滑油主要是井下作业和采气过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约0.05t，本工程共部署6口井，每次产生废润滑油约0.3t，其危险废物类别为HW08类危险废物（废物代码900-214-08车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油），委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

（5）清罐底泥

本工程露点站内凝析油储罐、采出水储罐等会定期产生一定量的油泥，预计年回收油泥0.1t。含油污泥属危险废物，收集后委托有危废处置资质单位接收处置。

（6）生活垃圾

新建露点站新增劳动定员6人，按0.5kg/人•d计算，产生量约为1.1t/a，定期清运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）填埋处置。

本工程运营期危险废物产排污统计表详见表3.4-12。

表3.4-12 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
1	油泥（砂）	HW08	071-001-08	97.3t/a	处理站储罐底泥	固态	油类物质、泥砂	油类物质	间歇	T, I	密闭桶装收集后，委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。
2	废防渗膜	HW08	900-249-08	1.5t/a	井下作业及设备维修	固体	油类物质	石油类	间歇	T, I	
3	废润滑油	HW08	900-214-08	0.3t	井下作业和采气过程中机械设备维修	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	
4	落地原油	HW08	071-001-08	0.6t/a	油气开采和集输产生的油泥和油脚	固体、半固体	油类物质	油类物质	间歇	T, I	
5	清罐底泥	HW08	071-001-08	0.1t/a	露点站凝析油罐底泥	固态	油类物质、泥砂	油类物质	间歇	T, I	

3.4.3.4 运营期噪声源强

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声、装卸车和巡检车辆的交通噪声等，噪声级为60～120dB（A），见表3.4-13。

表3.4-13 噪声源设备

噪声源名称			声功率级〔dB（A）〕	噪声特性	排放规律	备注	运行时段	声源控制措施
正常工况	单井井场	机泵	75~80	机械	连续	单台噪声	昼间至夜间	选用低噪设备
	露点站	装车泵	80~90	机械	间歇	单台噪声	昼间至夜间	选用低噪设备
	交通噪声	装卸车、巡检车辆	60~90	机械	间歇	/	昼间	/
非正常工况	单井井场	井下作业（压裂、修井等）	80~120	机械	间歇	单台声源	昼间至夜间	/

3.4.3.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况见表3.4-14。

表3.4-14 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	排放量	排放去向
废气	储罐呼吸损耗	无组织排放	NMHC	0.967t/a	0.967t/a	大气
	油气集输			0.776t/a	0.776t/a	
废水	采出水		SS、COD、石油类等	0.56×10^4t/a	0	采出水进入红山嘴油田原油处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

						和《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注油藏。
	生活污水		SS、COD、NH_3-N	140.2m^3/a	0	生活污水排入一套独立的排放收集系统，采用重力自流排放收集的方式收集至60m^3化粪池，经化粪池沉降处理后，进入20m^3污水池收集暂存，定期送至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理
	井下作业废水		井下作业废水	81.6t/a	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至红山嘴油田原油处理站处理。
			COD	0.1t/a	0	
			石油类	0.018t/a	0	
固体废物	井场	油泥	石油类	97.3t/a	0	委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。
	站场	清罐底泥	石油类	0.1t/a	0	
	井下作业	废防渗膜	石油类	1.5t/a	0	
		废润滑油	石油类	0.3t/次	0	
	井场、管线及井下作业	落地原油	石油类	0.6t/a	0	落地油100%回收，回收后的落地原油委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。
噪声	井场、站场设备、井下作业	机械噪声	-	60~120dB(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

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。

3.4.4.2 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，

根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

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，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（2）地面设施拆除、井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；

（3）对废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，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。

（4）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。

（5）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；清理井场、管线施工区遗留的一切杂物，清除井场周边污染土壤。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

油气田单井进行开采后，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。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）闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

（3）经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

3.4.5 非正常排放

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。

本工程非正常排放为露点站新建天处理装置、天伴生气增压装置、天然气回注装置和凝析油储罐等设备压力过高时，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。

放空废气污染物排放量《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中公式（21）进行计算，公式如下：

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

式中：S_i——火炬气中的硫含量，kg/m^3，本工程取0kg/m^3（中佳13区块石炭系哈拉阿拉特山组二段二砂组气藏天然气不含硫化氢）；

Q_i——火炬气流量，（取8333m^3/h）；

t_i——火炬系统 i 的年运行时间，h/a；

α——排放系数，kg/m^3，总烃取0.002，NO_x取0.054；

n——火炬个数。

计算结果详见表3.4-15。

表3.4-15　　非正常排放情况一览表

项目	持续时间（h）	火炬气流量	燃烧后产生的污染物排放速率（kg/h）		年总排放量（kg/a）
火炬	1	50m^3/h	非甲烷总烃	16.7	16.7
			氮氧化物	450	450

3.4.6 清洁生产水平分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本工程为油田开发建设项目，生产过程主要包括采气、油气集输和井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.4.6.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部2009年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》对本工程的清洁生产水平进行评价。

（1）评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

——定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

——定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（2）评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的，执行国家要求的数值。

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

（3）权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

（4）评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

钻井、井下作业、采气和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表3.4-16~3.4-17。

（5）评价指标考核评分计算

1）定量评价考核总分值计算

①单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i=S_{xi}/S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i=S_{oi}/S_{xi}$$

式中：S_i—第i项评价指标的单项评价指数。

S_{xi}—第i项评价指标的实际值

S_{oi}—第i项评价指标的评价基准值

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在1.0左右，但当实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的S_i值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当S_i＞k/m时（其中k为该类一级指标的权重值，m为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取S_i值为k/m。

②定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P1=\sum_{i=1}^{n}S_i\cdot K_i$$

式中：P_1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第i项评价指标的单项评价指数；

K_i—第i项评价指标的权重值。

2）定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

$$P2=\sum_{i=1}^{n}F_i$$

式中：P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

（3）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$P=0.6P_1+0.4P_2$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1—定量评价考核总分值；

P_2—定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-18。

表 3.4-18 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P<90

由表 3.4-16~3.4-17 计算可得：

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

——采气和集输：定量指标 90 分，定性指标 90 分，综合评价 90 分。

表3.4-16 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	符合	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	符合	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m^3/井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	≤50	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本工程评分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立HSE管理体系并通过验证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（3）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20

表 3.4-17 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	≤160	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	评分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量				井筒设施完好	5	5
		采油	采油过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
		采油	天然气净化设施先进、净化效率高	20	采油	防治落地原油产生措施	20	20
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	0
（2）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证					10	10
		开展清洁生产审核					20	20
		制定节能减排工作计划					5	5
（3）环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况					5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况					5	5
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5

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 3.4-20。

表 3.4-20　　本工程运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程产生量（t/a）	本工程产生量（t/a）	总体工程		
					产生量（t/a）	以新带老削减量（t/a）	排放增减量
1	废气	SO_2	0	0	0	0	
		NO_X	0	0	0	0	
		颗粒物	0	0	0	0	
		NMHC	0.486	1.743	2.229	0	+1.743
2	废水	生产废水	0	0	0	0	
		生活污水	0	0	0	0	
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	0	
		生活垃圾	0	0	0	0	

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、NH_3-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，本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺，废气污染物主要为集输过程产生的无组织排放的VOCs为1.743t/a（克拉玛依市克拉玛依区区VOCs：1.523t/a，塔城地区沙湾市VOCs：0.22t/a）。

运营期产生的采出水送至红山嘴油田原油处理站处理，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）标准后回注地层。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至红山嘴油田原油处理站处理，不外排。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：

VOCs：1.743t/a（克拉玛依市克拉玛依区区VOCs：1.523t/a，塔城地区沙湾市VOCs：0.22t/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 相关政策法规、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

本工程属于油气开采项目，属于国家战略性矿产资源开发，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024年本）》，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

（2）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。	本工程属于新疆油田“十四五”规划中中佳气田，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。	本工程井场、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。	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燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。	本项目采取密闭集输工艺，井场、站场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）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。	本项目采出水输送至红山嘴油田原油处理站处理，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）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；井下作业废水收集后送红山嘴油田原油处理站处理。	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，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。		符合
	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%。	本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，落地油回收率为100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。	符合
	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放	在采取低噪声设备、基础减震等	符合

	标准》（GB12348）要求。	措施的情况下，本工程井场、站场厂界噪声排放能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》2 类标准（GB12348）要求	
	油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目采取密闭集输工艺，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上。	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井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行处置。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	地方各级人民政府应当采取措施，确保土地利用总体规划确定的本行政区域内基本农田的数量不减少	本工程占地类型为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地等，其中水浇地属于一般农田，不属于基本农田。本工程周边有基本	符合
	基本农田保护区经依法划定后，任何单位		符合

号	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。	农田，井场、站场、管线选址选线均避让基本农田，故不涉及占用基本农田。	
	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
	禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动		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采出水和井下作业废水，采出水输送至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送至红山嘴油田原油处理站处理；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；天然气采取密闭集输工艺，输送至新建露点站集中处理	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	拟建工程油气集输过程为密闭流程	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，	运营期井下作业废水送至红山嘴油田原油处理站处理。	符合

	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		

（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）	加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	新疆油田分公司已编制新疆油田分公司十四五发展规划和规划评价，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕252 号）。	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。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有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
	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。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。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。自 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。	根据《全国矿产资源规划（2021—2025 年）》，本项目属于准噶尔盆地的油气开采项目，为加快储量升级、推动油气能源资源基地油气田勘探开发，促进增储上产的要求；采气一厂实施中佳气田中佳 13 井区石炭系哈拉阿拉特山组气藏开发建设工程。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气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、	拟建工程油气集输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	符合

	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	围内，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控	
	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	新疆油田分公司采气一厂《新疆油田公司采气一厂中佳运维中心突发环境事件应急预案》，该应急预案在克拉玛依市生态环境局克拉玛依区分局进行备案（备案号：650203-2025-027-L）。	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，井场、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	本工程地处克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市，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	本工程为油气开采项目，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	建设单位在运营期须加强 VOCs 泄漏检	符合

文件要求	本工程	符合性
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	测，定期对油气生产设施开展密封性检测；	
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控	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）与《关于“十四五”大宗固体废弃物综合利用的指导意见》（发改环资〔2021〕381 号）的符合性分析

表 3.5-7　　与发改环资〔2021〕381 号文件的符合性分析

文件要求	本工程	符合性
加强建筑垃圾分类处理和回收利用，规范建筑垃圾堆存、中转和资源化利用场所建设和运营，推动建筑垃圾综合利用产品应用。鼓励建筑垃圾再生骨料及制品在建筑工程和道路工程中的应用，以及将建筑垃圾用于土方平衡、林业用土、环境治理、烧结制品及回填等，不断提高利用质量、扩大资源化利用规模	本工程施工期产生的施工废料尽可能回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。	符合
加强大宗固废贮存及处置管理，强化主体责任，推动建设符合有关国家标准的贮存设施，实现安全分类存放，杜绝混排混堆。统筹兼顾大宗固废增量消纳和存量治理，加大重点流域和重点区域大宗固废的综合整治力度，健全环保长效监督管理制度。	本工程施工期固废分类储存；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。	符合

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 3.5-8　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	项目井场、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
	对伴生有 CO_2 气体的油气藏，CO_2 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO_2 气体处置方案的油气藏不得开发	中佳气田中佳 13 井区气藏中 CO_2 含量平均为 0.07%，符合《天然气》（GB17820-2018）天然气的质量标准要求（CO_2≤3%），CO_2 随天然气外输	符合

3.5.2.4 相关规划符合性分析

（1）与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采气技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本工程属于准噶尔盆地的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

（2）与《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》符合性分析

《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》提出，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改

革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本工程位于准噶尔盆地油气基地，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

（3）与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该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。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市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域，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。

本工程属于油气开采项目，属于采气一厂管辖，行政区隶属于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市管辖。项目区位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的重点开发区，功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。本工程为油气开采项目，符合要求。

（4）与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详见表 3.5-9。

表 3.5-9 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

序号	规划要求	本工程	符合性
1	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控；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	本工程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
2	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。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，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	本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；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；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）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。	符合
3	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电子联单。	本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
4	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本工程位于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市，为油气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合克拉玛依市、塔城地区生态环境分区管控要求。	符合

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

①水土保持分区

本工程位于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市境内，工程区中心北距克拉玛依市中心约 50km，西距小拐镇约 10km。位于古尔班通古特沙漠西侧，水土流失类型为风力侵蚀。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》，本工程位于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市，其中塔城地区沙湾市属于自治区级水土流失重点治理区 II_2 天山北坡诸小河流域重点治理区。

1）全国、自治区水土保持区划中沙湾市划分情况

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

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

沙湾市属于新疆七个三级区中的准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区。分区情况见表 3.4-10。

表 3.5-10　沙湾市在国家级水土保持分区情况

一级区	二级区	三级区	涉及范围
II 北方风沙区	II-3 北疆山地盆地区	II-3-1hw 准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区	乌苏市、**沙湾县**、和布克赛尔蒙古自治县、塔城市、额敏县、托里县、裕民县

2）沙湾市水土保持规划中的分区情况

依托国家三级区划和省级区划，按照县区地形地貌、土壤侵蚀、水土保持基础功能等，根据辖区地貌形态和水土流失程度及治理方向的相似性，本次规划采用地貌类型为主导因素，按照“地理位置+优势地貌类型+主导基础功能”三因素命名法，依据区内相似性和区间差异性原则。沙湾市水土保持分区表详见表 3.5-11。

表 3.5-11　　沙湾市水土保持分区表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	四级区名称及代码	区域
北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）II	北疆山地盆地区（II-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区	北部山地、草原水源涵养区	1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区；
				1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区；
				1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区

		（II-3-1hw）	中部谷地丘陵平原荒漠—绿洲产业发展区	2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区； 2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区
			荒漠平原风力侵蚀预防保护区	3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区； 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区； 3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区；

②水土流失治理分区

水土流失重点预防区的定量指标主要包括地形坡度、集中连片面积、林草覆盖率、轻度以下水土流失面积占总土地面积的比例。定性因素主要考虑水土保持功能的重要性，水土流失潜在危险危害程度，是否处于江河源头区、饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区、重要湿地、水功能区中的自然保护区和重要源头水保护区。

水土流失重点治理区的定量指标包括水土流失面积占总土地面积的比例，中度以上水土流失面积占水土流失面积的比例。定性因素主要考虑水土流失危害程度、水土流失治理的紧迫性、民生要求的迫切性。

根据（新水〔2019〕4 号），项目所在区域沙湾市属于天山北坡诸小河流域重点治理区。

表 3.5-12　自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分表

II重点治理区		
II_3 天山北坡诸小河流域重点治理区	塔城地区	乌苏市、**沙湾县**、和布克赛尔蒙古自治县、塔城市、额敏县、托里县、裕民县

③本工程与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》的可行性分析

1）3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区现状情况

该区域位于县域境内西南部，与克拉玛依市接壤，准噶尔盆地西缘沿玛纳斯湖－艾里克湖一带。该区域属于限制开发区，应以生态保育为导向，在国家主体功能区划中天山北坡经济带建设中专门提到，加强克拉玛依一玛纳斯湖一艾里克湖沙漠西部防护区生态防护体系建设要求。在科学研究，有序规划调度基础上，借鉴干旱区内陆河流生态治理的经验，构建一条阻隔古尔班通古特沙漠入侵的绿色生态隔离带。同时该区域的哈尔扎克荒漠梭梭林保护区位于玛纳斯湖水体收缩后的古湖盆沉积区上，具有典型的“荒漠森林”自然原生态景观，该区靠近克拉玛依地区，是北疆地区沙尘暴的重要策源之一，作为古尔班通古特沙漠植被的建群种，林地的保护

对生态环境的保护起着举足轻重的作用，同时该区域的生态演化趋势也具有极高的科学研究价值，应尽力避免梭梭林的大面积退化死亡现象。

2）管理要求

禁止毁荒建林、在绿洲－荒漠过渡带以及在无水源保障区域造人工林。禁止樵采、挖药、猎捕和车辆碾压等随意破坏地表的活动。严格控制灌溉面积，保障生态用水。规范矿产资源开发、交通运输及水利工程建设活动，不得扰动或破坏工程区外地表形态，不得阻隔野生动物迁徙。

实施生态修复，推进周边防沙治沙工程，封育保护荒漠林，加大天然植被保护，恢复自然植被，遏制沙漠化趋势，保障绿洲生态安全。该区交通条件优越，具有发展沙区特色经济林的优越的自然地理条件，适合发展肉蓉、葡萄、沙棘等经济树种，把察和特农业综合开发区与生态环境建设有机结合起来，以增加沙区林草种植为主，优先建设哈尔扎克梭梭林自然保护区工程，建设防风固沙林，防风治沙遏制荒漠化扩大。

以防风固沙林建设和生物多样性保护为重点，在稳定和保护现有生态公益林地的同时，加大抚育力度，通过封育等人工措施提高林地覆盖率。优化森林生态系统结构，增强森林防风固沙、保持水土的功能，构建沙湾市重要生态屏障，最大限度地减少沙尘暴、浮尘等自然灾害危害。

本工程属于天然气开采项目，不属于高耗能高污染项目。本工程水土流失防治将采用北方风沙区建设类项目一级标准，并适当提高防治目标值。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。本工程按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。

（7）与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评、审查意见符合性分析

根据《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）相关要求，新疆油田分公司委托南京国环科技股份有限公司编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》。

2022年12月1日，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕252号，详见附件）。

本工程位于中佳气田中佳 13 井区，与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评提出的要求的符合性分析，见下表 3.5-13。

表 3.5-13 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评、审查意见符合性分析

内容	规划内容及规划环评审查意见	符合性分析
规划内容	规划基准年为 2020 年，规划期为 2021 年—2025 年。《规划》将新疆油田开发区域主要分为四大片区：西北缘区块、腹部区块、东部区块、南缘区块，规划面积 10956.40km^2。	本工程位于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市，属于西北缘区块规划新增区块。
	新疆油田公司“十四五”发展规划实施五大重点工程，玛湖 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、稀油老区稳产工程、稠油 350 万吨工程和天然气加快发展工程，其中老油田区块稀油新建产能 413.8 万吨（含措施产能 100 万吨）。	本工程位于中佳气田中佳 13 井区，属于新疆油田重点开发区块，《新疆油田公司“十四五”发展规划》的油气开发的目标。
规划环评结论	新疆油田公司“十四五”发展规划的发展思路清晰，发展目标明确，油气开发总体部署和规划方案结合新疆油田的开发现状和勘探开发规划进行合理布局，并对老油气田进行全面优化升级，与国家国民经济与社会发展 “十四五”规划纲要等相符，与新疆维吾尔自治区国民经济与社会发展“十四五”规划及行业规划等相符、符合相关环境保护规划及污染防治行动计划中的相关要求。在落实本评价提出规划优化调整建议、环境管理及污染防治减缓措施的前提下，规划实施过程对区域大气环境、水环境、声环境、土壤环境、生态环境等产生的不利影响可以得到有效减缓或控制，环境风险可以接受。从环境保护角度分析，新疆油田公司“十四五”发展规划总体可行。	本工程环评对建设期间，运营期废气、废水、噪声、固废等污染物提出了防治措施，建设单位在施工和运营期间应严格落实环评提出的各项污染防治措施。工程需严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施，对生态环境造成的影响降到最低。
规划环评审查意见	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发〔2021〕18 号）、《关于印发〈塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）〉的通知》《关于印发〈克拉玛依“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）〉的通知》，本工程位于克拉玛依市克拉玛依区一般管控单元 04（环境管控单元编码为 ZH65020330004）、沙湾市一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65420330001）、以及沙湾市重点管控单元（环境管控单元编码为 ZH65420320004），不涉及生态红线。
	（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，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对规划建设油气长输 管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步 优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。	项目区域和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区和生态红线，严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施。
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废	本工程环评对建设期间，运营期废气、废水、噪声、固废等污染物提出了防治措施，建设单位在施工和运营期间应严格落实环评提出的各项污染防治措施。本工程采取密闭集输工艺，加强了伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。

内容	规划内容及规划环评审查意见	符合性分析
	水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	
	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相 关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	项目区井场、站场和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区和生态红线，严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施。
	（五）加强规划区现有环境问题治理，严格落实《报告书》 提出的现有环境问题的整改要求。按照标准规范要求恢复现有废弃场地生态环境，及时恢复公益林区域历史遗留临时占地。继续加强各类管线的环保隐 患治理工程，以进一步降低管线刺漏等风险事故的发生频率。细化完善环境管理制度，积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。	采气一厂已细化完善环境管理制度，积极通过开展清洁生产审核。
	（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境 保护措施。	本工程环评要求开展运营期环境监测计划，对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

（8）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

本工程位于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市境内，不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区，距离生态保护红线较远。本工程符合国土空间规划的油田开发建设工程；对开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源；油气采用电加热集输，不消耗燃料。本工程占地类型为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地等，土地资源消耗符合要求。因此，本工程符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》的要求。

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）、《关于印发〈塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）〉的通知》（塔行办发〔2024〕38 号）、《关于印发〈克拉玛依“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）〉的通知》（新克政发〔2024〕22 号）《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》符合性分析分别见表 3.5-14、3.5-15、3.5-16 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 3.5-14 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图见图 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，提出区域或者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。	拟建工程采出水送至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送红山嘴油田原油处理站处理；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，拟建工程油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，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。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	符合
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。	本工程采出水送至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送红山嘴油田原油处理站处理，不外排；油气集输不消耗天然气，井场、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；井场、站场永久占地面积较小，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。	本项目为油气开采项目，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。本工程位于克拉玛依市克拉玛依区一般管控单元 04（环境管控单元编码为 ZH65020330004）、沙湾市一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65420330001）、以及沙湾市重点管控单元（环境管控单元编码为 ZH65420320004），见图 3.5-2。项目建设	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
		过程中以生态环境保护优先为原则，在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。	

表 3.5-15　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
ZH65420330001	沙湾市一般管控单元	一般管控单元	农村地区、分布有永久基本农田。	/
维度	管控要求		本工程	符合性
空间布局约束	1.建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。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。		本工程不涉及	--
	2.永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。		本工程占地类型为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地，其中为一般农田，不属于基本农田；项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰。	符合
污染物排放管控	1.排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。		本项目不涉及	--
	2.农业面源和生活污染源一般管控要求：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。		本项目不涉及	--
环境风险防控	1.涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。		本项目不涉及	符合
	2.塔城地区行政公署和各县市人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、		本项目不涉及	--

	所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。			
	3.实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。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。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度。		本项目不涉及	--
	4.健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。		本项目不涉及	符合
资源利用效率	1.至 2025 年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在 0.67m/a 左右，至 2030 年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率控制在 0.2m/a，至 2035 年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在 0.1m/a 以上。		本项目不涉及	--
	2.积极落实引调水工程，增加可利用地表水，提高水资源利用效率，增加再生水回用规模，对无法保证水源的耕地推行轮作休耕制度，节约利用水资源。		本项目不涉及	--
	3.结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区（不含兵团）2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.64、0.68。		本项目不涉及	--
单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65420320004	沙湾市重点管控单元	重点管控单元	农村地区、分布有永久基本农田。	/
维度	管控要求		本工程	符合性
空间布局约束	1.建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖		本工程不涉及	符合

	禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。		
	2.永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。	本工程占地类型为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地，其中为一般农田，不属于基本农田；项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰。	符合
	3 超采区内禁止审批农业生产及服务业新增取用地下水，在地下水限采区开采地下水应符合县级以上人民政府水行政主管部门制定和下达的年度开采计划，合理调度地表水、地下水，从严控制取水总量，严格对每眼机电井进行管理，对超采严重区域实施关停封填机井，不得擅自扩大地下水开采，以实现采补平衡。	本项目不涉及	--
污染物排放管控	1.排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。	本项目不涉及	--
	2.农业面源和生活污染源一般管控要求：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。	本项目不涉及	--
环境风险防控	1.涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。	本项目不涉及	符合
	2.塔城地区行政公署和各县市人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。	本项目不涉及	符合
	3.实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。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。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度。	本项目不涉及	符合

	4.健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。		本项目不涉及	符合
资源利用效率	1.至 2025 年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在 0.67m/a 左右，至 2030 年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率控制在 0.2m/a，至 2035 年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在 0.1m/a 以上。		本项目不涉及	--
	2.积极落实引调水工程，增加可利用地表水，提高水资源利用效率，增加再生水回用规模，对无法保证水源的耕地推行轮作休耕制度，节约利用水资源。		本项目不涉及	--
	3.结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区（不含兵团）2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.64、0.68。		本项目不涉及	--
单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65020330004	克拉玛依市克拉玛依区一般管控单元 04	一般管控单元	乡镇区域，单元内无工业园区	/
维度	管控要求		本工程	符合性
空间布局约束	1.执行自治区总体准入要求中【A1.4-1】【A1.4-2】【A1.4-3】条要求。 【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。 【A1.4-2】重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。 【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥		本工程为天然气开采项目，属于国家产业政策鼓励类项目，符合符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清	符合

	发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷、油品储运销等涉 VOCs 排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。	单、区域和产业规划环评要求。本工程为天然气开采项目，不属于石化、化工、煤化工、制药、农药等行业。	
	2.执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】条要求。 【A7.1-1】限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目……加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	本工程为天然气开采项目，属于国家产业政策鼓励类项目，符合国家产业政策，不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目；本工程占地类型为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地，其中水浇地为一般农田，不属于基本农田；项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰。	符合
	3.执行“克奎乌-博州片区”管控要求【B1.1-5】条要求。 【B1.1-5】在大拐-小拐农业开发生态功能区，保护农田、防止土壤盐渍化、防风固沙、防治污染。建立种植、畜牧、林纸加工、商贸一体化的生态农业基地。	本工程占地类型为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地，其中水浇地为一般农田，不属于基本农田；项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰。本工程施工期、运营期严格执行报告中提出的各项生态保护措施，符合本单元管控要求。	符合
	4.执行克拉玛依市总体管控要求 1.1、1.2、1.3、1.5、1.6、1.8 条要求。 1.1 严格按照自治区明确的“三高”项目范围执行，严格执行有关政策、标准，确保“三高”项目在克拉玛依市无处藏身。 1.2 严禁新建、扩建“三高”项目及淘汰类、限制类化工项目，禁止新增钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、轮胎等产能严重过剩行业的项目。 1.3 独山子区禁止新（改、扩）建未落实二氧化硫（SO_2）、氮氧化物（NOx）等主要大气污染物总量指标“倍量替代”的项目。克拉玛依区、高新区（白碱滩区）、乌尔禾区以自治区人民政府	本工程为天然气才开项目，属于国家产业政策鼓励类项目，符合国家产业政策，不属于“三高”项目、不属于重污染项目及高 VOCs 排放建设项目，符合本单元管控要求。	符合

	批复的《克拉玛依区域大气污染防治总体规划》（新政函〔2014〕202 号）所划定的范围为准，禁止新（改、扩）建未落实二氧化硫（SO_2）、氮氧化物（NOx）等主要大气污染物总量指标等量替代的项目。 1.5 对土地、环保、工商、质监等手续不全或不符合国家、自治区产业政策的重污染项目立即关停淘汰，做到“两断三清”。其他手续完备，不符合产业布局规划的小微企业，督促其搬迁入驻园区，污染物排放不达标的污染企业停产整改。 1.6 严格限制石化、化工等高 VOCs 排放建设项目。新建涉 VOCs 排放的工业企业要入园区。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建炼化项目一律不得建设。 1.8 新建污染企业必须全部进入相应的工业集聚区。严格城市规划蓝线管理，城市规划区范围内应保留一定比例的水域面积，新建项目一律不得违规占用水域。		
污染物排放管控	1.执行克拉玛依市总体管控要求 2.1、2.2、2.3、2.4、2.5、2.7 条要求。 2.1 重点行业污染物排放管控（石化行业、火电行业、装备行业、纺织服务行业、轻工行业）。	本工程为天然气开采项目，属于国家产业政策鼓励类项目，符合国家产业政策，不属于石化行业、火电行业、装备行业、纺织服务行业、轻工行业等	符合
	2.2 所有新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。全市二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物（VOCs）全面执行大气污染物特别排放限值。	本项目不涉及	--
	2.3 钢铁、水泥、煤炭、垃圾焚烧等重点行业完成治理设施升级改造，实现达标排放。	本项目不涉及	--
	2.5 重点加强对石油开采、石油石化等废水排放量大的行业进行提标改造，采取综合利用、技术改造、污染治理等措施对重点工业废水污染源实施综合治理。	本工程采出水送至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送红山嘴油田原油处理站处理，不外排。	符合
	2.7 严禁向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。加强对油气田等矿产资源开采活动影响区域内低覆盖度草地、人工牧草地、林地的环境监管，发现土壤污染问题的，及时督促有关企业采取防治措施。	本工程施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置；运营期油泥砂、清罐底泥、废防渗膜、废润滑油委托有危废处置资质单位接收处置，落地油 100%回收，委托有危	符合

		废处置资质单位接收处置。本工程施工期、运营期不向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质，加强管理，不会对周边环境、土壤造成危害。	
	2.执行自治区管控单元分区管控要求中【A7.2-1】条要求。 【A7.1-1】限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目……加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	本工程为天然气开采项目，属于国家产业政策鼓励类项目，符合国家产业政策，不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目；本工程占地类型为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地，其中水浇地为一般农田，不属于基本农田，本工程不占用基本农田。	符合
环境风险防控	1.执行自治区管控单元分区管控要求【A7.3-1】条要求。 【A7.3-1】加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。	本工程占地类型为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地，其中水浇地为一般农田，不属于基本农田，本工程不占用基本农田。	符合
	2.执行克拉玛依市总体管控要求 3.11 条要求。 3.11 排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投用。自 2017 年起，市、区两级人民政府要与重点行业企业签订土壤污染防治责任书，明确相关措施和责任，责任书向社会公开。	本工程属于天然气开采项目，不属于排放重点污染物的建设项目；本工程井场、站场采取防渗措施，危险废物委托有资质的单位处理，避免造成土壤污染问题。	符合
资源利用效率	1.执行自治区总体准入要求中【A4.1-2】【A4.1-3】【A4.2-1】【A4.5-2】条要求。 【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%。 【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。 【A4.2-1】土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。 【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有价组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	本工程施工期、运营期用水通过罐车拉运，用水量较少；本工程占地类型为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地，其中水浇地为一般农田，不属于基本农田，本工程不占用基本农田。	符合

	着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。		
	2.执行自治区管控单元分区管控要求【A7.4-1】条要求。 【A7.4-1】实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。	本工程施工期、运营期用水通过罐车拉运，用水量较少；本工程建设过程不消耗柴油，依托区域电网。本工程占地类型为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地，其中水浇地为一般农田，不属于基本农田，本工程井场、站场以及管线选址均避开周边基本农田。	符合
	3.执行克拉玛依市总体管控要求 4.1、4.2 条要求。 4.1 乌尔禾区、白碱滩区、克拉玛依区、独山子区用水总量控制目标（万 m^3）2020 年分别为（克白 43602、乌 718、独 23500），2025 年分别为（克白 43708、乌 732、独 27700），2030 年分别为（克白 43814、乌 746、独 31900）。地下水开采控制目标（万 m^3）2020 年分别为（克白 3057、乌 372、独 5900），2025 年分别为（克白 3046、乌 386、独 5800），2030 年分别为（克白 3035、乌 400、独 5700）。 4.2 乌尔禾区、白碱滩区、克拉玛依区、独山子区耕地保有量（公顷）2020 年分别为（克 17221.93、白 199.43、乌 972.64、独 206），城乡建设用地规模（公顷）2020 年分别为（克 29520.33、白 27039.18、乌 14711.36、独 5340.06），建设用地总规模（公顷）2020 年分别为（克 33926.97、白 29146.75、乌 16507.90、独 6741.09）。	本项目不涉及	--

表 3.5-16 与《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》符合性分析一览表

名称	管控要求	本工程	符合性
北疆北部片区总体管控要求	加强对阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区内湖泊、湿地、森林和野生动植物保护，维护阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性功能。加大区域建设与管理力度，实现生态环境保护、矿产资源开发、旅游与畜牧业协调发展。	本工程不位于阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区	符合
	巩固塔额盆地绿洲农业生态功能区基本农田土壤环境质量。积极推进地下水超采治理，逐步压减超采量，实现地下水采补平衡。	本工程已提出持续改善、生态修复的要求，施工过程中严格控制施工占地，井场、站场建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	强化额尔齐斯河、额敏河等跨界河流突发水环	克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙	符合

名称	管控要求	本工程	符合性
	境污染事故的环境风险防控；严格管控河流两岸汇水区内分布的排污口、尾矿库以及沿河公路段危险品运输、上游山区段矿产资源开发等活动，建立风险防控体系。加强废弃矿区土壤重金属污染风险管控及修复治理。	湾市，不涉及额尔齐斯河、额敏河等跨界河流；运营期耗水环节仅为井下作业用水，用水量较少，施工废水、生活污水等进行综合利用，不外排。运营期加强环境风险防控，基本不会对额尔齐斯河、额敏河等跨界河流水环境产生影响。	

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

本工程组成包括地面工程、采气工程、油气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，井场、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基本农田、天山北坡诸小河流域重点治理区。

本工程无法避让天山北坡诸小河流域重点治理区，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）井场选址分析

拟建工程新建 2 井式平台井场 3 座，土地利用现状均为水浇地、其他草地，不涉及占用法定生态保护区域、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。本工程地势平坦，地面工程场地平整对工程区土壤扰动较少。井场选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013），满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒和防冻的各项安全要求，井场选址合理。

（2）站场选址合理性分析

本工程新建集气站 1 座、露点站 1 座，土地利用现状均为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地，不涉及占用法定生态保护区域、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，站场选址合理。

（3）管线选线合理性分析

本项目新建各类集输管线 18.3km，其中新建采气管线 6.4km，新建集输干线 5.3km，新建集输支线 0.9km，新建外输气线 5.7km。管线分布在塔城地区沙湾市、克拉玛依市克拉玛依区境内，评价范围内无自然保护区、水源保护区、固定集中人群等敏感区，不涉及生态保护红线区。

本工程井场、站场和管线在选址选线的过程中均避开周边基本农田。

综上所述，本项目管线选址合理。

4. 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

本工程位于克拉玛依市克拉玛依区区、塔城地区沙湾市。工程区中心北距克拉玛依市中心约 50km，西距小拐镇约 10km，西部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻。本工程地理位置示意图见图 3.2-1。

克拉玛依市位于北纬 44°07′～46°18′，东经 84°14′～86°01′之间。该市东部与古尔班通古特沙漠接壤，南面是沙湾县和乌苏市，西部和西北部与托里县相连，北面与和布克赛尔蒙古自治县为邻。全市呈南北长，东西窄的斜长条状，总面积为 9500km^2，占自治区总面积的 0.6%，海拔高度在 270m～500m 之间。

湾市位于新疆西北部、塔城地区东南部，准噶尔盆地南缘，天山北麓，地处东经 84°57'—86°09'，北纬 43°29'—45°20'之间，东距自治区首府乌鲁木齐 185 千米，总面积 13110 平方千米，东接石河子市、玛纳斯县隔河相望；南到依连哈比尔尕山分水岭，与和静县毗连；西至巴音沟、开干齐、小拐乌苏市、克拉玛依市、奎屯市接壤；北至古尔班通古特沙漠，与和布克赛尔蒙古自治县为邻。

中佳气田中佳 13 井区石炭系哈拉阿拉特山组气藏西北部主体行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区，东南部行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区沙湾市，区域构造位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起南翼，工程区中心北距克拉玛依市中心约 50km，西距小拐镇约 10km，西部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻。区块中心地理位置坐标为东经　　；北纬　　。地理位置见图 3.3-1。

4.1.2 地质构造

中佳地区石炭系断裂系统与二叠系佳木河组同属于一套断裂体系，为海西期活动的断裂，断裂向下断至石炭系内幕深处，向上断至二叠中上统。受北东-南西方向应力挤压，石炭系逆冲挤压抬升发育古潜山推覆体，哈拉阿拉特山组与上覆乌尔组角度不整合、呈削截接触关系，目的层被北西-南东走向前展式逆断裂和近东西向逆断裂切割形成多个断块，顶面构造形态为向北抬升的鼻状构造。中佳 13 区块四周被切割形成断块圈闭，断块内构造高部位发育向东南倾的鼻状构造。

中佳 13 井断块位于新光 1 井东断裂、中佳 2 井断裂、拐 13 井东断裂、新光 1 井北断裂所夹持的断块内；新光 1 井东断裂为北西-南东向逆断裂，倾向北东，断距 5m～100m，向北与新光 1 井北断裂相接，向南与中佳 2 井断裂相交，断裂控制佳木河组地层的展布，断裂以东佳木河组地层缺失，石炭系上覆地层为上二叠统地层。中佳 2 井断裂为该区规模较大的走滑断裂，对石炭系、二叠系油气运移聚集起重要的调节作用，将中佳地区整体分割为南北两部分，断裂断距 5m～40m，延伸长度 20.3km；拐 13 井东断裂是近东西向延伸的逆断裂，倾向北东，断裂断距 5m～200m。

4.1.3 地形地貌

克拉玛依地处我国第二大沙漠—古尔班通古特沙漠的西北缘的冲积扇前倾平原地带，总的地貌特征比较单一，多为开阔平坦的单一戈壁滩。中心城区位于山脉与盆地之间的漫坡上，北有加依尔山，南北走向，由构造剥蚀低山及丘陵地形组成，海拔 600m～800m；南部独山子山海拔为 1283m；东南面是茫茫戈壁滩，一直伸展到盆地中部的沙漠区；中部、东部地势开阔平坦，向准噶尔盆地中心倾斜。大部分地区在海拔 270m～500m 之间，整个市域地势呈西北高，东南低，南北向和东西向坡度为 2%。

沙湾市位于亚欧大陆腹地，北部是西准噶尔盆地，南部为天山支脉依连哈比尔尕山，总体地势特征为南高北低，有山地、平原、沙漠。山地广泛分布于县境南部，主要山脉为依连哈比尔尕山。按形态成因不同，可将山地划分为冰川作用高山、极高山区、侵蚀作用强烈中山区、剥蚀作用强烈低山丘陵区和黄土覆盖的剥蚀垅岗状丘陵；平原广泛分布于中部，按形态成因不同，可将平原划分为冲洪积倾斜平原和冲洪积细土平原；沙漠位于辖区北部，属古尔班通古特沙漠的一部分，名为德佐索腾艾里松沙漠，总体上由南向北倾斜。

4.1.4 水文与水文地质

4.1.4.1 水文

（1）克拉玛依市

克拉玛依市是水资源极度贫乏的地区，其境内的地表水均分布于乌尔禾区。乌尔禾区境内共有 3 条河流，1 个天然淡水湖和 3 个人工水库。3 条河流分别是：白

杨河、克拉苏河和达尔布图河，三河均属季节性河流。河流的终点也都在乌尔禾区境内。3 条河流多年平均径流量 $1.628\times10^8m^3$。由于白杨河上游水库的修建，致使进入本区盆地中部的河水已基本断流。艾里克湖是克拉玛依地区唯一内陆淡水湖泊，原是白杨河水的归宿。3 个人工水库分别为白杨河水库、黄羊泉水库和风城水库。

（2）沙湾市

沙湾市辖区有六条河流，自西向东分别为巴音沟河、金沟河、宁家河、玛纳斯河、大小南沟河、沙湾河。除沙湾河是由金沟河、宁家河的地下径流溢出形成的泉水河以外，其余均发源于南部天山山脉高山及中低山区，由冰川融水、雨、雪水混合补给汇流而成。

（3）项目区

本项目所在区域内地表水体为玛纳斯河下游的分流。

玛纳斯河(以下简称玛河)发源于天山北坡的依连哈比尔尕山（发育良好现代冰川），3600m 高程以上大部分面积为冰雪所覆盖，平均雪线高程为 3970m。冰川总面积 $608.25km^2$，冰川总储量 $39.06km^3$，平均覆盖层厚度 64m。冰川类型以山地冰川、小冰川和雪原冰川为主，冻结系数为 0.118，多年平均冰川融水量约为 4.422 亿 m^3，占肯斯瓦特站断面径流量的 34.56%，是玛河径流的主要补给源，其它补给源依次为降雨、季节性融雪和地下水。纳斯河南部高中山区从雪线以下至前山地带，随着海拔高程的垂直递减，自然条件也随之发生明显变化。流域内地势由东南向西北倾斜，干流全长约 324km(河源至小拐)。山区(红山嘴水文站以上)集水面积 $5156km^2$，平均海拔高程 3000m，河长 190km。

玛雪线至海拔 3300m 范围内，因气候寒冷干燥，冻裂风化和重力崩塌作用强烈，土壤发育程度很弱，有机质含量低，植被稀少，土壤类型属高山寒漠型土。海拔 3300m～1700m 高程范围内，属降水丰沛地区，年降水量可达 600mm 左右，夏季蒸发较少，土体终年保持湿润状态，土壤淋溶和生物累积腐殖作用都很强烈，有机质含量较高，一般在 10%～30%之间，植物生长很茂密。此区土壤类型有高中山草甸土、灰褐森林土和山地黑钙土，分布着(亚)高山草甸带、中山森林草原和天山森林带。海拔 1500m 上下为森林带、干草原带和荒漠草原带。土壤类型为森林灰褐土、黑钙土、栗钙土和棕钙土，是本流域主要的天山牧场。随海拔高程下降，野生植被

逐渐减少，覆盖程度变差。近出山口段为低山丘陵区，表层覆盖着第四系黄土及砾石层，下部为比较完整的基岩。在出山口附近，有大量的泉水出露，年水量约在 1.0 亿 m3，主要为山前地下水侧向补给。玛河中下游平原区，地势由东南向西北倾斜，以南北向为主。该区域农业比较发达，主要从事粮、棉等作物的种植，水利工程比较完善，水资源开发利用程度较高。

玛纳斯河洪水主要集中于七、八月份的汛期内。洪水的成因，以高温期的冰川及永久性积雪融化为主，以降水补给为辅。本项目所在河段位于夹河子水库下游 206km 处，海拔 270～300m，地形平坦开阔。目前从小拐乡以下至玛纳斯湖上百公里的河段，除泄洪期有来水外，其他年份基本处于断流状态。

本工程位于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市，其中 ZJHW1311 井西侧距玛纳斯河下游的分流约 380m，ZJHW1321 西侧距玛纳斯河下游的分流约 394m，新建集输干线采用定向钻穿越玛纳斯河下游的分流。项目区地势均高于玛纳斯河，在洪水季节存在井场污染物进入水体污染水质的风险，但不存在洪水季节洪水冲击井场。玛纳斯河的汛期是 6-8 月，其他年份基本处于断流状态，施工期避开汛期，本工程井场采取垫高措施，且井场四周设置防洪沟和防洪坝等防洪设施，行洪活动中洪水不会冲毁井场造成污染物进入地表径流。正常情况下，不会对地表水环境产生不利影响。

4.1.4.2 水文地质

项目区地下水化学类型较为单一，属于 SO_4－Cl－Na－Mg 型高矿化度水，区域地下水动态的变化除受气候条件中的降水入渗制约外，还受山区河流出山后大量入渗补给地下水，渠系引水和灌溉水入渗补给地下水、盆地中部地下水浅埋区强烈的蒸发浓缩和植物蒸腾以及人工开采地下水等诸多因素的影响。包气带岩性为粉质粘土，渗透系数 1.15×10^{-5}cm/s，且连续分布，具有较高的阻水性和防渗性能，可对水污染物起到一定的阻渗作用，在一定程度上防止对浅层地下水的污染。

4.1.5 气候、气象

工程区域属温带大陆性气候，年温差悬殊，其特点是四季分明，光热资源丰富。春秋季短促，冬季严寒而漫长，最低气温可达-30℃以下；夏季炎热，最高气温可达

40℃以上。各季的气温和降水量差异明显，年降雨稀少，年平均降水量 121.6 毫米，蒸发强烈，相时湿度低；年积雪时间 107 天，最大积雪深度 43 厘米。地面气象资料参考小拐镇，具体见表 4.1-1。

表 4.1-1　　主要气候气象参数一览表

项目名称		单位	数值
气温	最冷月平均	℃	-16.7
	最热月平均	℃	27.5
	极端最高	℃	42.9
	极端最低	℃	-35.9
	年平均	℃	8.1
相对湿度	冬季	%	77.0
	夏季	%	32
	年平均	%	48
平均风速	冬季	m/s	1.5
	夏季	m/s	5.1
	年平均	m/s	3.7
最多风向及其频率	冬季	%	NW/9
	夏季	%	NW/32
	年平均	%	NW/22
极大风速及风向	风速/标准风压	m/s/Pa	42.2/80
	风向		NW
最大积雪厚度：厚度/雪荷		mm/Pa	250/400
最大冻土深度：平均值/极值		cm/cm	163.4/197
地下土壤温度	-0.8m 处历年各月平均值	℃	11.9
	-1.6m 处历年各月平均值	℃	11.3
大气压力	冬季	102Pa	980.6
	夏季	102Pa	958.9
地震烈度		度	Ⅶ
降水量	一日最大值	mm	26.7
	一小时最大值	mm	10.0
	10 分钟最大值	mm	/
	历年平均值/极大值	mm/mm	105.3/227.3
	年降水天数平均值/极大值	d/a/d/a	68/101
抗震设防烈度		度	7

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

本工程地处准噶尔盆地西北部，所在区域位于中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司中佳气田，区域构造位于准噶尔盆地西北缘乌夏断裂带东段。本工程总占地约 26.612hm^2，其中永久占地 14.412hm^2、临时用地 12.2hm^2。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《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），本工程以井场、站场场界周围 50m 范围、集输管线等线性工程两侧外延 300m 为生态评价范围，面积约 5.2991km^2。

（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、种群现状等。

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

本工程生态环境影响评价等级为三级评价，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区域进行调查。植被调查采用现场调查法，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，粗略判断工程区周围土地利用、植被状况，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（HJ 1168-2021）》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地块调查验证的方法。

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，在重点施工区域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

本工程所在区域行政区划隶属于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市，根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本工程所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II_2 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区—18.大拐/小拐农业开发生态功能区。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			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	II2 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区	18 大拐—小拐农业开发生态功能区	克拉玛依市	荒漠化控制、农产品生产	土壤盐渍化、底土粘重、废水污染、风大多沙、	土壤盐渍化轻度敏感	保护农田、防止土壤盐渍化、防风固沙、防治污染	分期开发、逐步实施和完善防护林体系、土壤培肥改良、治理污染、农田精量灌溉	建立种植、畜牧、林纸加工、商贸一体化的生态农业基地

本工程属于陆地天然气开采类项目，工程不占用永久基本农田，对区域以“保护农田、防止土壤盐渍化”等主要保护目标影响较小，不会加剧土壤盐渍化等环境问题。工程的建设与生态功能区相适应。

4.2.3 生态系统调查与评价

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。

本工程所在区域处于准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业区，从该区整体情况来看，区域生态环境的结构和功能较为脆弱，生态脆弱性体现在生态系统抗干扰能力差和自然恢复能力弱。在干旱荒漠区的大背景下，人工生态系统占比逐年增大，自然植被种类单一，荒漠在现有水资源条件下，对人为地表和植被破坏等外界干扰仍然敏感，并易于演化为生物多样性减少，植物初级生产力降低的次一级脆弱类型。

工程所在区域植被以农田为主，交替分布有原生荒漠植被，占地周边评价区分布有大面积农田，生态系统主要以农田、草地生态系统为主。项目区占地类型为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸土地，主要是因为近年来，开荒种棉和其他经济作物，逐渐形成了农田生态系统，荒漠生态系统镶嵌在农田生态系统中。

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，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，见图 4.2-2。本工程评价区域土地利用现状统计见表 4.2-3。

表 4.2-3　评价区域土地利用现状一览表

土地类型		评价区域	
		面积（km^2）	百分比（%）
耕地	水浇地	2.1290	40.18
林地	乔木林地	0.0370	0.70
	灌木林地	0.0766	1.45
草地	人工牧草地	1.4680	27.70
	其他草地	1.4541	27.44
水域及水利设施用地	河流水面	0.0282	0.53
住宅用地	村庄	0.0429	0.81
其他土地	盐碱地	0.0633	1.19
总计		5.2991	100

由上表可知，评价区域土地利用结构趋于荒漠向绿洲演替，土地利用类型主要为水浇地、人工牧草地、其他草地，此外还间隙分布有乔木林地、灌木林地、河流水面、村庄、盐碱地等。工程区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。

4.2.5 植被现状调查与评价

4.2.5.1 区域植被现状调查

按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属北方植物界-新疆荒漠区-准噶尔荒漠区-古尔班通古特沙漠。该区域植被组成简单、分布不均，种类贫乏。

区域内的荒漠生态系统植被类型为白梭梭+多枝柽柳群系，白梭梭+多枝柽柳群系属于小半乔木荒漠，建群种为梭梭和白梭梭，梭梭和白梭梭属于沙丘间低地常见灌木，植株一般高约 0.5m～1m，最高可达 1.5m～2m，植被分布不均匀，植株差别较大。稀疏的乔木中混有多枝柽柳（*Tamarix ramosissima*）。白梭梭高 1.5m 左右，形成盖度达 30%的建群层片。形成从属层片的一年生草本植物均为典型的沙生超旱生植物，如对节刺（*Horaninowiau licina*）、倒披针叶虫实（*Corispermum lehmannianum*）、猪毛菜（*Salso laspp*）、沙生角果藜（*Ceratocar pusarenarius*）。结合《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63 号），本工程不占用、不破坏国家及新疆地方重点保护植物。

周围的农田生态系统为人工生态系统，主要为棉花和玉米等一年生农作物，伴生有杂草。

评价区植被类型分布见图 4.2-3。项目生态评价区域内主要植物名录见表 4.2-4。

表 4. 2-4　项目所在区域高等植物种类及分布环境

中文名	学名	分布
梭梭	*Haloxylonammodendron*	＋
白梭梭	*HaloxylonPersicumBungeexBoiss.EtBuhse*	＋
琵琶柴	*Reaumuriasoongorica*	＋
盐生假木贼	*Anabasissalsa*	＋＋
展枝假木贼	*Anabasistruncata*	＋＋
高枝假木贼	*Anabaiselatior*	＋＋
直立猪毛菜	*Salsolarigida*	＋＋
柽柳	*Tamarixspp.*	＋
骆驼刺	*Kareliniacaspia*	＋
驼绒藜	*Iljiniaregelii*	＋＋
沙生针茅	*Stipaglareosa*	＋＋
木碱蓬	*Suaedadendroides*	＋
翼果霸王	*Zygophyllumpterocarpum*	＋
猪毛菜	*Salsolaspp.*	＋＋
西伯利亚白刺	*Nitrariasibirixa*	＋＋
囊果碱蓬	*Suaedaphysophora*	＋＋
翅花碱蓬	*Suaedapterantha*	＋＋
肥叶碱蓬	*Suaedakossinskyi*	＋＋
盐爪爪	*Kalidiumfoliatum*	＋
芦苇	*Phrogmitesaustralis*	＋
花花柴	*Kareliniacaspia*	＋＋
叉毛蓬	*Petrosimoniasibirica*	＋
棉花	人工栽培	＋＋

注：++多见，+少见，-偶见

4.2.5.2 工程区植被现状评价

根据现场调查及资料分析表明，项目区组成群落的植物种类较多。按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，本工程占地范围内植被类型主要为栽培植物、花花柴草甸、芦苇草甸、红皮沙拐枣荒漠、无植被区，植物群落结构为水平结构，植被覆盖度约 20%。

4.2.6 野生动物现状调查与评价

（1）野生动物类型

按中国动物地理区划的分级标准，工程区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处内陆盆地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中爬行类 4 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。爬行类的蜥蜴、哺乳类的啮齿动物和鸟类是项目区内主要建群种动物，没有国家及自治区级保护动物，具体详见表 4.2-5。

表 4.2-5　项目所在区域野生脊椎动物分布种类及遇见频度

序号	中名	学名	居留特性	分布
爬行类				
1	快步麻蜥	*Eremiasvelox*		+
2	黄脊游蛇	*Coluberspinalis*		+
3	旱地沙蜥	*Phrynocephalushelioseopus*		+
4	密点麻蜥	*Eremiasmultiocellata*		+
鸟类				
5	石鸡	*Alectorisgraeca*	R	++
6	毛脚沙鸡	*Syrrhaptesparadoxus*	R	±
7	原鸽	*Columbalivia*	R	+
8	岩鸽	*Columbarupestris*	R	±
9	角百灵	*Eremophilaalpestris*	R	+
10	短趾沙百灵	*Calandrellacinerea*	R	+
11	小沙百灵	*Calandrellarufescens*	R	+

12	凤头白灵	*Galeridacristata*	R	+
13	毛脚燕	*Delichonurbica*	B	+
14	云雀	*Alaudaarvensis*	B	+
哺乳类				
15	小五趾跳鼠	*Allactageelater*		+
16	子午沙鼠	*Merionesmeridianus*		+
17	大沙鼠	*Rhombomysopimus*		+

注：表中 R 留鸟；S 夏候鸟；B 繁殖鸟；W 冬候鸟；T 旅鸟；++多见种；+常见种；±偶见种。

（2）野生动物现状评价

本工程所在区域由于油田开发及周围农田的开垦大量人员、机械的进入，周围生态环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，因此，项目所在区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来开发所导致的必然趋势。

目前，油田开发力度和范围将逐步加大以及农田开垦范围的增大，会继续导致该区域野生动物种类和种群数量的减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区动物组成发生一定变化，部分啮齿动物和伴人型鸟类如麻雀、田鼠等将成为该区域的优势种动物。

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），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野生动植物。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域水土流失重点治理区、永久基本农田一并进行调查及评价。

4.2.7.1 重要物种

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》《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，经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，该区域没有国家和新疆重点保护野生动物。

根据《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）及《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》（新林护字〔2022〕8 号），评价区域无国家和新疆重点保护野生植物。

4.2.7.2 水土流失重点治理区

（1）区域水土流失情况

1）水土流失类型及面积

区域土壤侵蚀总面积达 6266.49km^2，侵蚀类型主要有水力侵蚀、风力侵蚀。轻度侵蚀面积 1116.63km^2，占区域土壤侵蚀总面积的 18.07%；中度侵蚀面积 5062.64km^2，占区域土壤侵蚀总面积的 81.93%；强度侵蚀面积 0.01km^2，占区域土壤侵蚀总面积的 0.00%。

本工程位于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市，区域水土流失面积 3555.9km^2，占土地总面积的 92.77%，轻度侵蚀面积为 3490.39km^2，中度侵蚀面积为 4.86km^2，强烈侵蚀面积为 8.94km^2，极强烈侵蚀面积为 51.69km^2，剧烈侵蚀面积为 0.02km^2。

2）水土流失分布与特征

①空间分布与特征

区域水土流失的空间分布表现为：

a. 植被稀疏、风力强劲的戈壁及沙漠附近地带，风蚀、沙埋现象严重，主要位于克拉玛依区的荒漠及荒漠绿洲过渡带等地；

b. 地表径流减少、地下水位下降、生态系统受损较严重的地带，天然植被的减少导致风蚀、沙害不断加重，如玛纳斯河下游段，河流断流导致玛纳斯湖干涸，沿途植被破坏严重，白杨河水库的修建使白杨河下游断流，艾里克湖也曾干涸，目前干涸的湖泊出现了水面、地表植被覆盖度有所提高，但该湖周围的生态环境有恶化的趋势，部分草场开始沙化；

c. 少数的几条河流在洪水季节，其河水冲蚀河岸，侵蚀耕地、草场，主要是小拐乡境内的玛纳斯河，由于其沙床为沙质河床，抗蚀性能差，河水冲蚀严重。

②时间分布与特征

从时间分布看，区域水土流失在不同时间表现是不同的。年际表现为：

a. 在干旱少雨年份，戈壁地带风力侵蚀加剧，表现为沙尘暴、浮尘等天气增多；

b. 高温多雨年份，河流洪水冲蚀加重；

c. 多雨多风年份，风力水力交错侵蚀较严重。

年内表现为：

a. 春季以风蚀为主，不仅造成地表土粒及养分的流失，对农作物的生长造成影响，而且使城市化的环境恶化。土地沙化、沙埋主要发生在此季节；

b. 夏季暴雨及山区冰雪融水对低山区及河谷地带的水土流失影响较大，表现为洪水对河岸的淘刷，并危及两岸和下游的耕地及民房区域也曾受到过洪水的威胁。

（2）项目区水土流失治理分区

根据《全国水土保持规划》项目区属于北方风沙区；根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（水利部办公厅办水保〔2013〕188号），工程区不属于国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果内；根据新疆维吾尔自治区水利厅《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水办水保〔2019〕4号），工程区不属于新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区。

根据新疆维吾尔自治区水土保持公报，区域水土侵蚀面积6135.65km^2，其中，水力侵蚀面积为10.61km^2，风力侵蚀面积为6125.04km^2，主要为风力侵蚀。

本工程所在区域位于轻度侵蚀范围，采气井场、中佳13露点站、集气站及配套工程建设将会使周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。项目建设过程中应严格按照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

4.2.7.4 永久基本农田

本工程不占用永久基本农田。

工程生态评价范围内（300m）分布有永久基本农田，分属克拉玛依市克拉玛依区及塔城地区沙湾市。

根据《中华人民共和国基本农田保护条例》（中华人民共和国国务院令〔2011〕第588号），基本农田是指按照一定时期人口和社会经济发展对农产品的需求，依

据土地利用总体规划确定的不得占用的耕地。基本农田保护区是指为对基本农田实行特殊保护而依据土地利用总体规划和依照法定程序确定的特定保护区域。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。

基本农田保护实行全面规划、合理利用、用养结合、严格保护的方针，地方各级人民政府应当采取措施，确保土地利用总体规划确定的本行政区域内基本农田的数量不减少。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。禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。

本工程在设计阶段已对永久基本农田采取了避让措施，工程占地范围内不涉及永久基本农田。

4.2.7.5 土地沙化现状调查

本工程位于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程不涉及沙区，所在区域属于有明显沙化趋势的土地。本工程沙化土地类型分布情况见图 4.2-4。

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，工程区目前主要的生态问题为土壤盐渍化。

土地盐渍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。

4.2.9 小结

本工程地处准噶尔盆地西北部，位于中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司中佳气田区域，工程所在区域属准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区、大拐/小拐农业开发生态功能区。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。生态保护目标主要为区域野生动植物等。工程所在区域植被以典型的荒漠植被为主、占地周边评价区分布有大面积农田，生态系统主要以农田、草地生态系统为主。项目区占地类型为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸土地，主要是因为近年来，开荒种棉和其他经济作物，逐渐形成了农田生态系统。工程占地范围内植被类型主要为栽培植物、花花柴草甸、芦苇草甸、红皮沙拐枣荒漠、无植被区，植物群落结构为水平结构。生态系统类型简单、脆弱，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

本次地下水环境质量现状调查采用资料收集和现场实测的方法相结合。评价期间收集了《中佳2_H区块2024-2025年开发工程环境影响报告表》3个潜水地下水

监测点位的监测数据，并委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）对项目区域地下水采样进行实测。

（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，本工程属于天然气开采项目，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《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中“8.3.3.3 现状监测点的布设原则，4）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及下游影响区的地下水水质监测点均不得少于 1 个。”根据导则要求，从实际出发，本次在场地上游布设 1 个地下水水质监测点，在项目区布设 2 个地下水水质监测点，在下游影响区布设 2 个地下水水质监测点，布点满足导则要求，且引用监测点位与本工程所在区域属于同一水文地质单元，监测取样时间在三年有效期内。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	地理坐标	监测层位	与工程位置关系	水位埋深 m	井深 m	监测时间	监测单位
1	项目区上游水井		潜水	项目区上游 1.3km	90	150	2024.8.28	新疆正天华能环境工程技术有限公司
2	项目区周边水井		潜水	项目区 1.1km	89	147		
3	项目区下游水井		潜水	项目区侧向 1.5km	92	149		
4	地下水井 1#		潜水	项目区 600m	17	100	2025.12.30	新疆新环监测检测研究院（有限公司）
5	地下水井 2#		潜水	项目区下游 2.1km	16	100		

（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：水位埋深、井深、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-}、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、铬（六价）、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 164-2020）、《地下水质量标准》（GB /T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》（第二版）有关标准和规范执行。

（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：

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

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

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 4.3-1。从表 4.3-1 可以看出，根据监测结果可知，在监测期间，潜水监测点除为氯化物、氟化物、钠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，各潜水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。潜水监测点位硬度、锰超标与区域水文地质条件有关，该地区地下水位高，土壤含盐量大，盐分易升至地表造成的。

表 4.3-1（1）　　地下水质量现状监测及评价结果一览表

检测结果								标准指数（无量纲）				
检测点位			1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
检测项目	单位	标准限值（III 类）	项目区上游水井	项目区周边水井	项目区下游水井	地下水井 1#	地下水井 2#	项目区上游水井	项目区周边水井	项目区下游水井	地下水井 1#	地下水井 2#
pH 值	无量纲	6.5~8.5	8.6	8.6	8.7	7.4	7.4	/	/	/	0.27	0.27
色度	mg/L	≤15	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/
嗅和味	mg/L	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
肉眼可见物	mg/L	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氟化物	**mg/L**	**≤1.0**	**1.91**	**1.67**	**1.66**	**0.673**	**0.636**	**1.91**	**1.67**	**1.66**	0.67	0.64
氯化物	**mg/L**	**≤250**	**263**	**305**	**339**	**/**	**/**	**1.052**	**1.22**	**1.356**	**/**	**/**
碘化物	mg/L	≤0.08	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/
硫化物	mg/L	≤0.02	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
耗氧量	mg/L	≤3.0	0.7	1.0	1.1	1.1	1.3	0.23	0.33	0.37	0.37	0.43
氨氮	mg/L	≤0.50	ND	ND	0.046	0.058	0.072	/	/	0.092	0.12	0.14
亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.00	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
硝酸盐氮	mg/L	≤20.0	0.272	0.046	0.103	2.52	2.49	0.014	0.002	0.005	0.13	0.12
硫酸盐	mg/L	≤250	208	194	184	2.48×10^3	2.32×10^3	0.832	0.776	0.736	**9.92**	**9.28**
氰化物	mg/L	≤0.05	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
挥发酚	mg/L	≤0.002	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/

阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.3	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
三氯甲烷	mg/L	≤60	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
四氯化碳	mg/L	≤2.0	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
苯	mg/L	≤10.0	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
甲苯	mg/L	≤700	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
石油类	mg/L	≤0.05	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
六价铬	mg/L	≤0.05	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
汞	mg/L	≤0.001	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
砷	mg/L	≤0.01	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
铅	mg/L	≤0.01	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
镉	mg/L	≤0.005	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
硒	mg/L	≤0.01	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/
铜	mg/L	≤1.00	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
锌	mg/L	≤1.00	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
铝	mg/L	≤0.20	0.010	0.009	0.012	/	/	0.05	0.045	6	/	/
铁	mg/L	≤0.3	0.01	0.01	0.05	0.04	0.04	0.033	0.033	0.167	0.13	0.13
锰	**mg/L**	**≤0.10**	0.02	0.01	ND	**0.13**	**0.15**	0.2	0.1	/	**1.30**	**1.50**
钠	mg/L	≤200	270	288	324	**1.62×10^3**	**1.52×10^3**	1.35	1.44	162	**8.10**	**7.60**
溶解性总固体	mg/L	≤1000	869	881	909	**6.86×10^3**	**6.90×10^3**	0.869	0.881	0.909	**6.86**	**6.90**
总硬度	mg/L	≤450	98	80	101	**1.28×10^3**	**1.23×10^3**	0.218	0.178	0.224	**2.84**	**2.73**
*菌落总数	CFU/mL	≤100	29	27	30	30	33	0.29	0.27	0.30	0.30	0.33

*总大肠菌群	MPN/L	≤30	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	/
CO_3^{2-}	mg/L	/	0	0	18.6	0.00	0.00	/	/	/	/	/
HCO_3-	mg/L	/	116	109	93.6	209	217	/	/	/	/	/
SO_4^{2-}	mg/L	/	208	194	184	971	901	/	/	/	/	/
Cl^-	mg/L	/	263	305	339	2.48×10^3	2.32×10^3	/	/	/	/	/
Ca^{2+}	mg/L	/	14.4	13.1	14.2	336	315	/	/	/	/	/
Na^+	mg/L	/	270	288	324	1.62×10^3	1.52×10^3	/	/	/	/	/
K^+	mg/L	/	0.71	1.40	0.83	4.16	4.13	/	/	/	/	/
Mg^{2+}	mg/L	/	4.39	2.74	3.07	118	111	/	/	/	/	/

4.4 地表水环境现状调查与评价

项目区域内的地表水体主要为玛纳斯河下游的分流。本工程地表水评价等级为三级 B，由于本工程新建管道穿越玛纳斯河下游的分流 1 处，采用定向钻穿越，本次评价仅对区域内主要地表水现状进行评价。本次采用现状监测的方式对玛纳斯河下游的分流进行评价。

（1）监测布点及监测项目

为了解项目区域地表水水质现状，本次采用现状监测的方式对玛纳斯河下游的分流进行评价，监测断面位于管线穿越的上下游。

监测时间：2025 年 12 月 29 日～31 日。

监测项目：pH、溶解氧、高锰酸钾指数、COD、五日生化需氧量、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、粪大肠菌群、阴离子表面活性剂、石油类、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、硫化物、铁、锰、石油类。

地表水监测按照《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）相关要求执行。各项目分析方法按有关国家标准方法和行业标准方法分析。

（2）评价标准

玛纳斯河下游的分流执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准；

（3）评价方法

评价方法采用标准指数法对监测结果进行评价。其单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数为：$S_i=C_i/C_{0i}$

式中，S_i－某监测点 i 污染物污染指数；

C_i－第 i 种污染物测定浓度值，单位 mg/L；

C_{0i}－第 i 种污染物评价标准，单位 mg/L。

①对 pH 值单项指数计算式为：

pH≤7 时，$S_{PH}=\frac{7.0-PH_{实测}}{7.0-PH_6}$；

pH＞7 时，$S_{PH}=\frac{PH_{实测}-7.0}{PH_9-7.0}$；

②DO 的标准指数为：

对溶解氧（DO）的标准指数计算公式为：

$$DO_j \leq DO_f \text{时，} S_{DO,\ j}=DO_s/DO_j;$$

$$DO_j > DO_f \text{时，} S_{DO,j}=\frac{\left|DO_f-DO_j\right|}{DO_f-DO_s};$$

式中：SD_{Oj}－溶解氧的标准指数；

D_{Oj}——溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L;

D_{Os}——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L;

D_{Of}－饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流，D_{Of}=468/（31.6+T）；

T—水温，℃。

（4）监测结果及现状评价

地表水水质监测结果见表 4.4-1。

由监测结果可知，监测期间玛纳斯河下游的分流监测断面各项指标均可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求。硫酸盐超标与当地水文地质条件有关。

表 4.5-1 地表水监测及评价结果

序号	监测项目	标准值	单位	项目区上游断面						项目区下游断面					
				12 月 29 日		12 月 30 日		12 月 31 日		12 月 29 日		12 月 30 日		12 月 31 日	
				检测值	标准指数 Pi	检测值	标准指数 Pi	检测值	标准指数 Pi	检测值	标准指数 Pi	检测值	标准指数 Pi	检测值	标准指数 Pi
1	pH 值	6~9	无量纲	7.3	0.15	7.3	0.15	7.3	0.15	7.3	0.15	7.3	0.15	7.3	0.15
2	溶解氧	≥5	mg/L	8.0	0.625	7.9	0.633	8.0	0.625	8.0	0.625	8.0	0.625	8.0	0.625
3	高锰酸盐指数	6	mg/L	1.4	0.23	1.4	0.23	1.2	0.20	1.5	0.25	1.5	0.25	1.4	0.23
4	化学需氧量	20	mg/L	13	0.65	13	0.65	14	0.70	14	0.70	12	0.60	14	0.70
5	五日生化需氧量	4	mg/L	2.4	0.60	2.4	0.60	2.7	0.68	2.6	0.65	2.5	0.63	2.6	0.65
6	氨氮	1.0	mg/L	0.486	0.49	0.464	0.46	0.492	0.49	0.478	0.48	0.475	0.48	0.476	0.48
7	总磷	0.2	mg/L	0.02	0.10	0.02	0.10	0.02	0.10	0.02	0.10	0.02	0.10	0.02	0.10
8	总氮	1.0	mg/L	8.38	8.38	8.05	8.05	8.62	8.62	8.62	8.62	8.29	8.29	8.22	8.22
9	铜	1.0	mg/L	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
10	锌	1.0	mg/L	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	ND	/	ND	/	ND	/
11	氟化物	1.0	mg/L	0.67	0.67	0.66	0.66	0.65	0.65	0.64	0.64	0.63	0.63	0.65	0.65
12	硒	0.01	mg/L	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
13	砷	0.05	mg/L	0.0022	0.04	0.0022	0.04	0.0023	0.05	0.0015	0.03	0.0016	0.03	0.0016	0.03
14	汞	0.0001	mg/L	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
	镉	0.005	mg/L	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
	六价铬	0.05	mg/L	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
	铅	0.05	mg/L	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/

	氰化物	0.2	mg/L	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
	挥发酚	0.005	mg/L	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
	石油类	0.05	mg/L	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
	阴离子表面活性剂	0.2	mg/L	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
	硫化物	0.2	mg/L	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
	粪大肠菌群	10000	MPN/L	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
	氯化物	250	mg/L	235	0.94	233	0.93	223	0.89	232	0.93	222	0.89	220	0.88
	硝酸盐（氮)	10	mg/L	7.42	0.74	7.29	0.73	7.64	0.76	7.60	0.76	7.47	0.75	7.36	0.74
	硫酸盐	250	mg/L	394	1.58	383	1.53	383	1.53	411	1.64	411	1.64	402	1.61
	铁	0.3	mg/L	1.85	6.17	1.86	6.20	1.84	6.13	0.08	0.27	0.08	0.27	0.08	0.27
	锰	0.1	mg/L	0.07	0.70	0.07	0.70	0.07	0.70	0.02	0.20	0.02	0.20	0.02	0.20
	水温	/	℃	3.2	/	2.8	/	3.3	/	3.6	/	3.1	/	3.5	/

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灰漠土、盐土、风沙土。土壤类型分布图见图 4.5-2。

（1）灰漠土

灰漠土是石膏盐层土中稍微湿润的类型，是温带漠境边缘细土物质上发育的土壤。土壤的砾质化程度很弱，这主要是它的成土母质大多数是黄土的原因。结皮厚度 1~4 厘米不等，浅灰或棕灰色，干燥松脆，易顺着上边的裂纹开裂散碎。下面的薄片或鳞片状结构厚 1~5 厘米，孔隙更少，松散易碎。在沙性大和积沙较多地段，这种结皮发育不好，甚至没有。紧实层厚 5~15 厘米，呈褐棕色或黄棕色，结构为块状或柱状，粘粒含量达 20~28%，比上下土层约多 5~10%。铁稍多一点。中、下部常有斑点状、假菌丝状或斑块状不明显的钙积层，碳酸钙含量为 10~20%，比上部孔状结皮中的多 1 倍左右，说明它具有轻微淋溶作用。石膏和盐分聚积在 40 或 60 厘米以下，以 80~100 厘米深处较多，有的还出现几层石膏。石膏一般呈白色小结晶或晶簇状态，含量高低不一。盐分组成多属氯化物为主或硫酸盐为主的混合类型，但含重碳酸盐较多，一般为 0.03~0.08%。包括表土孔状结皮在内，都有一定碱化现象，碱化度 10~20%。土壤呈强碱性反应，pH8.5~10，以紧实层为最高。

（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。

（3）风沙土

风沙土是在风成沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀风积作用的交替进行，使土壤发育处于不断的复幼状况下，加之植被稀疏生物作用微弱，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显，因此风沙土在很大程度上只具有风积沙沉积物岩性特征而缺乏其它的诊断层和诊断特征。

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。取样点位为项目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		中佳 13 露点站
坐标		
层次		表层土（0-0.2m）
现场记录	颜色	黄褐色
	结构	团粒
	质地	砂土
	砂砾含量	90%
	其他异物	地膜、草根
实验室测定	阳离子交换量 $cmol^{+}/kg$	5.7
	pH 值（无量纲）	8.62
	氧化还原电（mv）	360
	饱和导水率 cm/s	8.85×10^{-4}
	土壤容重 g/cm^3	2.04
	孔隙度%	17.8
	水溶性盐总量 g/kg	2.6

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 5 个柱状样和 5 个表层样，占地范围外设置 6 个表层样；土壤类型主要为灰漠土、盐土、风沙土。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。

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托 新疆新环监测检测研究院(有限公司)对土壤环境质

量现状进行了监测，取样时间为 2025 年 12 月 29 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		序号	监测点位	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	T1	1#拟建中佳 13 露点站站场（85°09'42.315"E，45°12'48.802"N）	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+土壤盐分含量+pH
		T2	2#拟建中佳 13 集气站站场（E85°12'17.083"，N45°11'30.602"）				pH+土壤盐分含量+特征因子石油烃
		T3	3#拟建 ZJHW1321 井场（E85°12'17.083"，N45°11'30.602"）				
		T4	4#拟建 ZJHW1312 井场（E85°12'48.974"，N45°11'40.812"）				
		T5	5#拟建 ZJHW1313 井场（E85°13'12.259"，N45°11'39.559"）				
		T6	6#拟建中佳 13 露点站站场（85°09'42.315"E，45°12'48.802"N）	柱状样	监测 1 次	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样	
		T7	7#拟建中佳 13 集气站站场（E85°12'17.083"，N45°11'30.602"）				
		T8	8#拟建 ZJHW1311 井场（E85°12'15.858"，N45°11'32.697"）				
		T9	9#拟建 ZJHW1322 井场（E85°12'50.668"，N45°11'38.888"）				
		T10	10#拟建 ZJHW1323 井场（E85°13'15.147"，N45°11'40.537"）				
	占地范围外	T11	11#拟建中佳 13 露点站站场 200m 外（E85°09'41.785"，N45°12'51.470"）	表层样	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	《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 规定的基本项目：pH+8 项重金属+土壤盐分含量+石油烃
		T12	12#拟建中佳 13 集气站站场 200m 外（E85°12'20.597"，N45°11'44.286"）				
		T13	13#拟建 ZJHW1321 井 200m 外（E85°12'31.893"，N45°11'26.629"）				pH+石油烃+土壤盐分含量
		T14	14#拟建 ZJHW1312 井场 200m 外（E85°12'57.306"，N45°11'53.464"）				
		T15	15#拟建 ZJHW1323 井场 200m 外（E85°13'35.302"，N45°11'47.787"）				
		T16	16#拟建中佳 13 露点站站场 200m 外（E85°09'58.240"，N45°12'41.970"）				

4.5.4 土壤环境现状评价

（1）评价标准

油田内地面工程、井场、站场等建设用地为第二类用地，在占地范围内执行《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。

占地范围外水浇地、其他草地、灌木林地、人工牧草地执行《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＞7.5，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4.5-5。

表4.5-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位				拟建中佳13露点站		
采样深度				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
1	pH	-	-	8.62	/	-
2	总砷	mg/kg	60	5.72	0.095	达标
3	镉	mg/kg	65	0.09	0.001	达标
4	六价铬	mg/kg	5.7	ND	/	达标
5	铜	mg/kg	18000	16	0.001	达标
6	铅	mg/kg	800	19.2	0.024	达标
7	总汞	mg/kg	38	0.02	0.001	达标
8	镍	mg/kg	900	18	0.020	达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	ND	/	达标
10	氯仿	mg/kg	0.9	ND	/	达标

11	氯甲烷	mg/kg	37	ND	/	达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	ND	/	达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	ND	/	达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	ND	/	达标
15	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	ND	/	达标
16	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	ND	/	达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616	ND	/	达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	ND	/	达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	ND	/	达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	ND	/	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53	ND	/	达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	ND	/	达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	ND	/	达标
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	ND	/	达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	ND	/	达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43	ND	/	达标
27	苯	mg/kg	4	ND	/	达标
28	氯苯	mg/kg	270	ND	/	达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560	ND	/	达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20	ND	/	达标
31	乙苯	mg/kg	28	ND	/	达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290	ND	/	达标
33	甲苯	mg/kg	1200	ND	/	达标
34	间/对二甲苯	mg/kg	570	ND	/	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640	ND	/	达标
36	硝基苯	mg/kg	76	ND	/	达标
37	苯胺	mg/kg	260	ND	/	达标
38	2-氯酚	mg/kg	2256	ND	/	达标
39	苯并〔a〕蒽	mg/kg	15	ND	/	达标
40	苯并〔a〕芘	mg/kg	1.5	ND	/	达标
41	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	15	ND	/	达标
42	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	151	ND	/	达标
43	䓛	mg/kg	1293	ND	/	达标

44	二苯并〔a,h〕蒽	mg/kg	1.5	ND	/	达标
45	茚并〔1,2,3-cd〕芘	mg/kg	15	ND	/	达标
46	萘	mg/kg	70	ND	/	达标
47	石油烃	mg/kg	4500	8	0.002	达标
48	全盐量	g/kg	/	2.6	/	达标

表 4.5-4　占地范围内柱状样土壤环境质量评价

占地范围内 柱状样监测点位		pH 值	全盐量（mg/kg）	监测层位	石油烃标准限值	石油烃检测结果（mg/kg）	标准指数	评价结果
6#拟建中佳13露点站站场	T1-1-1	8.54	2.2	0~0.5m	4500	ND	/	达标
	T2-1-1	8.60	3.3	0.5~1.5m		7	0.002	达标
	T3-1-1	8.53	2.8	1.5~3.0m		ND	/	达标
7#拟建中佳13集气站站场	T4-1-1	8.43	10.4	0~0.5m		9	0.002	达标
	T5-1-1	8.42	11.5	0.5~1.5m		ND	/	达标
	T6-1-1	8.47	10.8	1.5~3.0m		ND	/	达标
8#拟建ZJHW1311井场	T4-1-1	8.57	2.1	0~0.5m		ND	/	达标
	T5-1-1	8.43	13.3	0.5~1.5m		8	0.002	达标
	T6-1-1	8.42	16.8	1.5~3.0m		ND	/	达标
9#拟建ZJHW1322井场	T4-1-1	8.87	4.5	0~0.5m		ND	/	达标
	T5-1-1	8.46	9.8	0.5~1.5m		8	0.002	达标
	T6-1-1	8.47	14.2	1.5~3.0m		8	0.002	达标
10#拟建ZJHW1323井场	T7-1-1	8.77	1.5	0~0.5m		19	0.004	达标
	T8-1-1	8.50	9.3	0.5~1.5m		15	0.003	达标
	T9-1-1	8.43	17.0	1.5~3.0m		7	0.002	达标
占地范围内 表层样监测点位		pH 值	全盐量（mg/kg）	监测层位	石油烃标准限值	监测结果（mg/kg）	标准指数	评价结果
2#拟建中佳 13 集气站站场		8.49	9.7	0~20cm	4500	10	0.002	达标
3#拟建 ZJHW1321 井场		8.71	2.4	0~20cm		ND	/	达标
4#拟建 ZJHW1312 井场		9.01	1.7	0~20cm		ND	/	达标
5#拟建 ZJHW1313 井场		8.68	2.5	0~20cm		9	0.002	达标
占地范围外 表层样监测点位		pH 值	全盐量（mg/kg）	监测层位	石油烃标准限值	监测结果（mg/kg）	标准指数	评价结果
14#拟建 ZJHW1312 井场 200m 外		8.40	8.5	0~20cm	4500	9	0.002	达标

15#拟建 ZJHW1323 井场 200m 外	8.38	15.3	0~20cm		ND	/	达标
16#拟建中佳 13 露点站站场 200m 外	8.40	15.6	0~20cm		ND	/	达标

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				11#拟建中佳 13 露点站站场 200m 外		12#拟建中佳 13 集气站站场 200m 外		13#拟建 ZJHW1321 井 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	/	8.74	/	8.57	/	8.32	/
2	镉	mg/kg	0.6	0.08	0.133	0.11	0.222	0.08	0.133
3	汞	mg/kg	3.4	0.021	0.006	0.029	0.002	0.018	0.005
4	砷	mg/kg	25	4.15	0.166	5.11	0.007	7.34	0.294
5	铅	mg/kg	170	63.9	0.376	25.4	0.002	20.5	0.121
6	铬	mg/kg	250	34	0.136	37	0.001	43	0.172
7	铜	mg/kg	100	9	0.090	11	0.001	11	0.110
8	镍	mg/kg	190	12	0.063	13	0.000	14	0.074
9	锌	mg/kg	300	40	0.133	41	0.000	42	0.140
10	石油烃	mg/kg	4500	19	0.004	ND	0.000	ND	/
11	水溶性盐总量	g/kg	/	3.0	/	4.2	/	3.9	/

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）》（GB156 18-2018）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≤SC<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
拟建中佳 13 露点站	表层 0-0.2m	8.62	轻度碱化	2.6	轻度盐化
	0-0.5m	8.54	轻度碱化	2.2	轻度盐化
	0.5~1.5m	8.60	轻度碱化	3.3	中度盐化
	1.5~3.0m	8.53	轻度碱化	2.8	轻度盐化
拟建中佳 13 集气站站场	表层 0-0.2m	8.49	无酸化或碱化	9.7	重度盐化
	0-0.5m	8.43	无酸化或碱化	10.4	极重度盐化
	0.5~1.5m	8.42	无酸化或碱化	11.5	极重度盐化
	1.5~3.0m	8.47	无酸化或碱化	10.8	极重度盐化
拟建 ZJHW1321 井场	表层 0-0.2m	8.71	轻度碱化	2.4	轻度盐化
拟建 ZJHW1312 井场	表层 0-0.2m	9.01	中度碱化	1.7	未盐化
拟建 ZJHW1313 井场	表层 0-0.2m	8.68	轻度碱化	2.5	轻度盐化
拟建 ZJHW1312 井场 200m 外	表层 0-0.2m	8.40	无酸化或碱化	8.5	重度盐化

拟建 ZJHW1323 井场 200m 外	表层 0-0.2m	8.38	无酸化或碱化	15.3	极重度盐化
拟建中佳 13 露点站站场 200m 外	表层 0-0.2m	8.40	无酸化或碱化	15.6	极重度盐化
拟建中佳 13 露点站站场 200m 外	表层 0-0.2m	8.74	轻度碱化	3.0	中度盐化
拟建中佳 13 集气站站场 200m 外	表层 0-0.2m	8.57	轻度碱化	4.2	中度盐化
拟建 ZJHW1321 井 200m 外	表层 0-0.2m	8.32	无酸化或碱化	3.9	中度盐化
拟建 ZJHW1311 井场	0~0.5m	8.57	轻度碱化	2.1	轻度盐化
	0.5~1.5m	8.43	无酸化或碱化	13.3	极重度盐化
	1.5~3.0m	8.42	无酸化或碱化	16.8	极重度盐化
拟建 ZJHW1322 井场	0~0.5m	8.87	轻度碱化	4.5	中度盐化
	0.5~1.5m	8.46	无酸化或碱化	9.8	重度盐化
	1.5~3.0m	8.47	无酸化或碱化	14.2	极重度盐化
拟建 ZJHW1323 井场	0~0.5m	8.77	轻度碱化	1.5	未盐化
	0.5~1.5m	8.50	无酸化或碱化	9.3	重度盐化
	1.5~3.0m	8.43	无酸化或碱化	17.0	极重度盐化

综上所述，区内土壤 pH 值为 8.32~9.01，存在无酸化或碱化、轻度碱化、中度碱化；评价范围内土壤中含盐量为 1.5g/kg~17g/kg，土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、中度盐化、重度盐化、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

本项目地处克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市，根据生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”中塔城地区、克拉玛依市达标区判定数据，塔城地区及克拉玛依市环境空气中六项基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$Pm_{2.5}$、CO、O_3 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、4.6-2。

表 4.6-1　　塔城地区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	5	60	8.3	达标
NO_2	年平均	7	40	57.5	达标
PM_{10}	年平均	29	70	42.9	达标
$PM_{2.5}$	年平均	13	35	40.0	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	400	4000	52.5	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	77	160	68.8	达标
2023 年					
SO_2	年平均	5	60	8.3	达标
NO_2	年平均	23	40	57.5	达标
PM_{10}	年平均	30	70	42.9	达标
$PM_{2.5}$	年平均	14	35	40.0	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2100	4000	52.5	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	110	160	68.8	达标
2022 年					
SO_2	年平均	4	60	6.7	达标
NO_2	年平均	10	40	25.00	达标
PM_{10}	年平均	32	70	45.7	达标
$PM_{2.5}$	年平均	14	35	40.0	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	600	4000	15.0	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	104	160	65.00	达标
2021 年					
SO_2	年平均	5	60	8.3	达标
NO_2	年平均	11	40	27.5	达标
PM_{10}	年平均	38	70	54.3	达标
$PM_{2.5}$	年平均	12	35	34.3	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	900	4000	22.5	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	102	160	63.8	达标

2020年					
SO_2	年平均	3	60	10.0	达标
NO_2	年平均	10	40	52.5	达标
PM_{10}	年平均	37	70	77.1	达标
$PM_{2.5}$	年平均	12	35	74.3	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1100	4000	35.0	达标
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位数	106	160	73.1	达标

表4.6-2　　克拉玛依市环境空气质量现状评价表　　单位：μg/m³

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	5	60	8.33	达标
NO_2	年平均	23	40	57.50	达标
PM_{10}	年平均	30	70	42.86	达标
$PM_{2.5}$	年平均	14	35	40.00	达标
CO	24小时平均第95百分位数	2100	4000	52.50	达标
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位数	110	160	68.75	达标
2023年					
SO_2	年平均	5	60	8.33	达标
NO_2	年平均	23	40	57.50	达标
PM_{10}	年平均	30	70	42.86	达标
$PM_{2.5}$	年平均	14	35	40.00	达标
CO	24小时平均第95百分位数	2100	4000	52.50	达标
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位数	110	160	68.75	达标
2022年					
SO_2	年平均	4	60	6.67	达标
NO_2	年平均	10	40	25	达标
PM_{10}	年平均	32	70	45.71	达标
$PM_{2.5}$	年平均	14	35	40	达标
CO	24小时平均第95百分位数	600	4000	15	达标
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位数	104	160	65	达标
2021年					
SO_2	年平均	3	60	5.0	达标
NO_2	年平均	10	40	25.0	达标
PM_{10}	年平均	37	70	52.9	达标
$PM_{2.5}$	年平均	12	35	34.3	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1100	4000	27.5	达标
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位数	106	160	66.3	达标
2020年					
SO_2	年平均	6	60	10.00	达标
NO_2	年平均	21	40	52.50	达标

PM_{10}	年平均	54	70	77.14	达标
$PM_{2.5}$	年平均	26	35	74.29	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1400	4000	35.00	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	117	160	73.13	达标

根据上表结果，近 5 年来塔城地区、克拉玛依市 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 等污染物长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量达标区。

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

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次委托 新疆新环监测检测研究院(有限公司)对本工程所在区域环境空气质量现状进行实地监测。

在兼顾开采区所在区域的地形特点及当地常年主导风向和均布性原则，本次在新建中佳 13 露点站及下风向 500m 处各布设 1 个大气监测点。监测点位基本信息见表 4.6-3 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

位置	监测因子	监测频次
新建中佳13露点站	非甲烷总烃、H_2S	硫化氢连续监测 7 天、每天采样 4 次；非甲烷总烃每天采样 4 个小时，每小时 4 次，取小时平均值，连续监测 7 天。
新建中佳13露点站下风向 500m 处		

（2）监测时间及频率

监测时间为 2025 年 12 月-2026 年 1 月 4 号。其中，硫化氢采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟。非甲烷总烃为每天采样 4 次，每次取 1 小时等时间间隔 4 个样品的平均值。

（3）监测及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.6-5。

表 4.6-4 大气污染物采样分析方法及依据

序号	监测项目	分析方法及依据	检出限（mg/m³）
1	H_2S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》（GB/T 11742-1989）	0.005
2	NMHC	《环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定直接进样－气相色谱法》（HJ 604-2017）	0.07

（4）评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值 2000μg/m³，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（10μg/m³）的浓度限值要求。

（5）评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi=Ci/Coi\times100\%$$

式中：Pi—第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

Ci—采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，μg/m³；

C0i—第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（6）评价结果

监测及评价结果见表 4.6-5。

表 4.6-5 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	评价标准（μg/m³）	监测浓度范围(μg/m³)	最大浓度占标率(%)	达标情况
新建中佳 13 露点站	非甲烷总烃	2000	550~650	32.5	达标
	硫化氢	10	ND	/	达标
新建中佳 13 露点站下风向 500m 处	非甲烷总烃	2000	540~650	32.5	达标
	硫化氢	10	ND	/	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在 540～650μg/m³ 之间，最大占标率为 32.5%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 2000μg/m³ 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（10μg/m³）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 新疆新环监测检测研究院(有限公司)进行现场监测。

（1）监测点位

为了说明场地声环境质量现状，本次在新建井场、新建站场、声环境敏感点等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

序号	监测点位名称	监测因子	监测时间	监测频率	监测单位
1	ZJHW1312 井场背景噪声	等效连续 A 声级（Leq）	2025 年 12 月 30 日	监测 1 天昼、夜间各监测一次。	新疆新环监测检测研究院(有限公司)
2	中佳 13 集气站背景噪声				
3	新建中佳 13 露点站背景噪声				

（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 12 月 30 日。

（5）评价标准

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

（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	监测时间	测量结果（dB(A)）				评价结果
		昼间		夜间		
		实测值	标准值	实测值	标准值	
ZJHW1312 井场背景噪声	2025 年 12 月 30 日	44	60	41	50	达标
中佳 13 集气站背景噪声	2025 年 12 月 30 日	43		41		达标
新建中佳 13 露点站背景噪声	2025 年 12 月 30 日	42		41		达标

上表显示，在评价期内，项目区昼间噪声值在 42-44dB（A），夜间噪声值在 41dB（A），声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）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

本工程占地区域土地利用类型如下：

表 5.1-1　占地面积统计表

序号	工程内容	地类	新增占地面积（hm^2）		
			永久	临时	总占地
1	新建井场	水浇地（非基本农田）	3.04	0	3.04
		其他草地	1.52	0	1.52
2	集气站	其他草地	0.852	0	0.852
3	露点站	灌木林地	0.75	0	0.75
		人工牧草地	6.44	0	6.44
		其他草地	1.81	0	1.81
4	集输管线	水浇地（非基本农田）	0	1.82	1.82
		灌木林地	0	0.04	0.04
		人工牧草地	0	2.15	2.15
		其他草地	0	8.16	8.16
		河流水面	0	0.03	0.03
合计			14.412	12.2	26.612

（1）永久占地影响分析

本工程新增永久占地 14.412hm^2，主要是新建井场、集气站和新建 1 座露点站永久占地。施工结束后，永久占地被井场构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被井场长期取代。

（2）临时用地影响分析

本工程新增临时用地 12.2hm^2，主要是井场和站场工程临时用地、新建各类管线、生活营地占地和进场道路，生态影响主要集中在施工期。本工程临时用地主要是采矿用地、其他草地和裸土地。

井场建设对周边区域的生态环境影响主要有：

a.临时用地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失。

b.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。

c.在干燥天气下，车辆行驶扬尘，使道路两侧植被叶面覆盖降尘，光合作用减弱，影响植被生长；降雨天气，施工车辆进出施工场地，施工便道上的泥土将影响路面的清洁，干燥后会产生扬尘污染。

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，随着占地和生态恢复等措施的实施，这一影响将逐渐减小直至消失。

5.1.1.2 对植被的影响分析

本工程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。

中佳气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。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。

本工程共占地 26.612hm^2，本工程占地范围内的现状用地主要为裸土地、其他草地、采矿用地、灌木林地和盐碱地等，其他草地和灌木林地自然植被覆盖度较低。在投入运营后，其中有 14.412hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖，临时用地 12.2hm^2 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

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

本工程占地范围内自然植被覆盖度低，本工程开工建设尽量避开植被较多的区域，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

人类活动对植被的影响主要表现在施工人员和施工机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。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压紧踩实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）植被生物量损失

本工程总占地约26.612hm^2，其中永久占地14.412hm^2、临时用地12.2hm^2。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。根据调查，项目区植被主要为梭梭灌丛，平均生物量约1500kg/hm^2，生物量损失按下式计算，其中Si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——占地面积，hm^2；

W_i——单位面积生物量，t/hm^2。

表5.1-2　自然植被生物损失量估算一览表

地类	平均生物量/t·hm^2	扰动面积/hm^2	生物量损失/t
水浇地（非基本农田）	6.0	4.86	29.16
灌木林地	4.5	0.79	3.56
人工牧草地	2.02	8.59	17.35
其他草地	1.5	12.342	18.51
河流水面	0	0.03	0
合计		26.612	68.58

根据计算，本工程将造成68.58t自然植被生物量损失。新增生物量损失主要来自临时用地，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。

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。

本工程所在区域无国家和自治区重点保护野生动物，中佳气田已开发多年，大型的野生脊椎动物早已离开此地。现场调查期间，在项目占地区域未发现大型野生动物踪迹，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类，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。对动物的具体影响主要表现在以下方面：

（1）在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 50m 远处活动，待无噪声干扰时较常见于生活区附近。此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。

（2）管沟开挖会直接摧毁爬行类的洞穴、孵卵场和隐蔽所等。行动相对迟缓的爬行类可能被直接掩埋或碾压，导致即时性死亡。若有荒漠鸟类（如百灵、沙鸡等）在地面筑巢，管沟开挖施工将直接摧毁这些巢穴，导致卵和雏鸟死亡。噪音和人员干扰也会惊扰亲鸟，使其弃巢。

（3）管沟回填后，虽然地表形态恢复，但其上方的土地及两侧一定范围会形成一条与周边自然环境不同的“线性廊道”，这种廊道会产生复杂的生态效应，短期内会将对于领域性强或扩散能力弱的爬行类动物们原本连续的栖息地切割成更小的斑块。

因此，随着本工程井场站场和管线建设的各个过程，项目建设对野生动物的影响主要集中在一些爬行类和鸟类，但由于中佳气田内野生动物的种类和数量很少，且项目是在既有油田区块内建设，原有的荒漠型鸟类早已避开人类活动的干扰迁至其他区域，在采取完善的动物和生态保护措施后，本工程对野生动物的影响不大。

5.1.1.4 对荒漠生态景观的影响分析

本工程开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目将新建各类集输管线18.3km，管线在设计选线时尽量避开植被长势良好、茂密的区域，同时要求严格控制作业范围，根据管径的大小尽可能少占地。管线施工完成后会造成一定的生境切割现象，但管线敷设均为临时占地，在施工完成后需及时对临时占地进行恢复。因此集输管线敷设引发的生境切割现象为暂时性影响，随着区域植被的恢复或人工防风固沙措施的实施而恢复。

本项目开发过程中永久性占地面积为14.412m^2，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中减少了14.412m^2。对于整个油气田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小，同时还增加了局部区域的异质性。

5.1.1.5 生态系统结构、功能完整性和生物多样性的影响

本工程开发区的基质为单一荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和抵御干扰的柔韧性较差。在油气田开发如井场、站场、管线、道路等的建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，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。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性状况划分为5个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见表5.1-3。

表 5.1-3　本工程区域生态环境完整性等级表

标准		生态系统完整性					
		高	好	适度	差	恶化	项目区域
指示物种	指示种	没有或几乎没有指示植物死亡	一般草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或几乎没有	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	<1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	适度
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所替代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	差
	斑块连续性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好

从上表可以看出，项目评价区域生态完整性受本项目的影响较小。项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。

本项目活动会直接破坏地表植被和土壤结构，导致生境丧失和破碎化。井场、站场及道路的修建会直接切割生境，隔断了生境之间的联系，降低了生境的连通性，形成生境的破碎化。单井采气管线、外输管线为埋地敷设，施工阶段会对生境造成一定影响，施工结束后生境会有所恢复。

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，本工程总占地约 26.612hm^2，其中永久占地 14.412hm^2、临时占地 12.2hm^2。占地类型为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸地，植被覆盖度为 20%。由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.2 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，对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，临时用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

生态系统完整性是指生态系统在外来干扰下维持其自然结构、功能与自我恢复能力的程度。本工程区的油田开发活动，包括新增设施与永久构筑物，将对原有地表形成一定程度的扰动，使区域景观异质性的构成发生变化。这种由人为引入的异质性，与自然演化形成的生态异质性有本质区别。

因此，项目建设会对局地的生态系统完整性产生短期影响。然而，通过严格控制作业范围、实施生态补偿与修复措施，可以最大限度地减缓这种扰动，并促进系

统逐步建立新的动态平衡。从区域景观尺度来看，在有效的环保措施保障下，项目不会从根本上改变景观生态的稳定性格局，生态系统维持其关键进程与功能完整性的能力将得以保持。

5.1.2.4 突发性事故影响

（1）突发性事故对植被的影响

工程开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和凝析油、含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

（2）突发性事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致原油的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生事故时，井场和处理站周围 200m～500m 范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

5.1.3 退役期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，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

本工程对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等建设带来的生态环境影响。本工程永久占地约 14.412hm^2，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时用地 12.2hm^2，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。

本工程位于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市，在项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区域、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。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。本工程生态影响评价自查表见表 5.1-4。

表 5.1-4　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用□；施工活动干扰□；改变环境条件□；其他☑
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境☑（生境面积、质量　　） 生物群落☑（物种组成、群落结构等　　） 生态系统☑（植被覆盖度、生态系统功能等　　） 生物多样性☑（物种丰富度、优势度等　　） 生态敏感区□（　　） 自然景观☑（景观多样性、完整性　　） 自然遗迹□（　　） 其他☑（土壤盐渍化等　　）
评价等级		一级□　二级□　三级☑　生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（5.2991）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☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑
	调查时间	春季☑；夏季□；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失□；沙漠化□；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵□；污染危害□；其他☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；其他☑
生态影响预测与评价	评价方法	定性☑；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑
生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓☑；生态修复□；生态补偿□；科研□；其他☑
	生态监测计划	全生命周期☑；长期跟踪□；常规□；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价□；其他☑
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响分析

5.2.1 水文地质条件

5.1.2.1 区域水文地质条件

项目所在的克拉玛依市位于准噶尔盆地西北缘，地下水的赋存与分布直接受构造控制，水文地质分带明显，并与地貌岩相带相适应，从加依尔山山前向准噶尔盆地中心，即由山地过渡为山前洪积倾斜平原-洪积冲积平原-冲积湖积平原。地下水

含水层结构，由单一的卵砾石层变为砂砾（卵）石、砂、粘性土的综合互层。地下水类型由基岩裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水、松散岩类裂隙水单层结构的潜水过渡到多层结构的潜水-承压（自流）水。从山前洪积砾质倾斜平原到冲积湖积平原，潜水的埋藏深度由深逐渐变浅，呈平行山地的带状分布。地下水在山区接受大气降水直接渗入的补给，在强烈的构造断裂、节理、裂隙的控制下径流、赋存、运移，以侧向径流的形式排泄向南东方向，大部分以地下径流的形式排泄到盆地中部冲湖积平原，小部分以泉的形式溢出地表。

项目区大部分位于天山北麓冲洪积细土平原，地貌以冲洪积细土平原为主。天山北麓冲洪积细土平原地形平坦开阔，微向北西倾斜。为各大河流下游汇聚、游荡、冲积而成，古河道、牛轭湖、现代人工渠系十分发育，植被茂盛，土壤盐渍化程度较高，局部有零星分布沙漠；地表以下数十米均为第四系全新统冲积物，岩性为亚粘土、粘土与砂层互层。古尔班通古特沙漠西缘边小拐镇以南一带为沙漠区。形态主要有活动性新月形沙丘、沙垄，多呈近南北向或北西向展布，复合形沙垄及固定-半固定性灌丛沙丘、平沙地等。在沙丘、沙垄之间分布有风蚀洼地，呈长带状、浅碟状，局部裸露出下垫层的第四系全新统冲积物。风成平原整体地形呈波状起伏，东高西低，主风向北西。西北侧成吉思汗山倾斜平原，西北侧起山前接触带，南至项目区一带，地层岩性为砂砾层、含砾亚砂土。倾斜平原区以及细土平原区砂石层为松散岩类孔隙裂隙水提供了良好地下水储存场所。

项目区所在区域绝大部分属于南部的天山水系地下水系统，从南部天山山区分水岭到平原、古尔班通古特沙漠西缘构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的天山山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、径流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水径流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。

5.1.2.2 水文地质分区

分区原则：主要是结合地貌、第四纪上部地层沉积条件、考虑水源补给及水文地质条件综合进行划分的，再根据水文埋深、富水程度、矿化度的高低进行地带和地段的划分。

①包古图河洪-冲积潜水区

富水地带，处于低洼地积洪和冲积扇的边缘，现代包古图河河水流经地区。靠上部为砾石含水层，近补给水源，但地势较陡，储水条件不利，含水层很薄。水型为重碳酸盐类型的低矿化度水地段。靠下部地势平坦，岩性变细，水层多为细砂薄层，水型为硫酸、重碳酸盐型，矿化度4～35g/L，潜水不丰富。贫水地带，处于陡地带，又远离河流，所以推测水源贫乏。

②奎屯河岸潜水区

低矿化水地带：分布在奎屯河沿岸共青团农场一个狭窄带，受奎屯河水补给，含水层岩性为细砂、粉砂，厚度在3m～9m，水位埋深较浅，水化学类型为硫酸-重碳酸盐型，矿化度一般小于2g/L。

中高矿化度带：分布在独克公路以西，车五坊西南的沿奎屯河地带，含水层岩性为细砂-粉砂薄层，厚度为4m～10m，最大15m，主要受奎屯河和东南和南部地下水径流补给，在该点汇合，径流较缓慢，水化学系类型为氯化物-硫酸盐和硫酸盐-氯化物型，矿化度一般小于2g/L。

③玛纳斯河床浅水区

该区分布狭小，含水岩性为中砂—细砂，含水层厚度约为20m，直接受玛纳斯河河水补给，水源较可靠，井的涌水量在0.5～1L/s，矿化度0.8～5g/L。水化学类型为重碳酸-硫酸盐和硫酸-氯化物盐水型。

④车排子-山前涝坝复杂补给排泄区

农田灌溉地带：在车排子一带大量地灌水，使水位发生一定程度的变化，改变了原来潜水的状况，在较远奎屯河岸灌溉补给地段，水位埋深较浅，含水层岩性为细砂、砂砾，含水层厚度在4m～10m，矿化度在2～12g/L，水型为硫酸-重碳酸盐水和硫酸-氯化物水，在靠近奎屯河岸为灌水的排泄地段，矿化度2g/L，水型为硫酸-重碳酸盐水。

⑤沙漠中部地下水混合聚集区

该区包气带岩性为粉砂、细砂为主，局部夹粘土层。含水层岩性为砂，砾砂，中细砂，水层厚度20m～30m，储水条件好，但地势平坦，为四周水源的集中地带，地下水循环较慢，地下水埋深较大，通过调查得知该区潜水地下水埋深在90m左右，

流向为从东南到西北，矿化度30～50g/L，水化学类型为硫酸盐-氯化物-镁-钙型，为高矿化度地段。

5.1.2.3 项目区水文地质

（1）地下水类型，含水层及富水特征

项目区大部分位于大部分属玛纳斯河冲洪积细土平原。按照地下水含水介质分，地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水和承压水，具有单一结构和双层、多层结构；双层、多层结构的地下水具有承压性

①单一结构潜水含水层及富水性

潜水在项目区内分布较少，仅分布于项目区西北部边界的山前陡倾斜平原区；西北侧起山前接触带，南至项目区边界一带。含水层岩性为第四纪冲洪积卵砾石层和钙质胶结卵砾石层（砾岩），为单一结构的潜水；其下隔水底板为第三系紫红色泥岩、泥质粉砂岩及粉砂质泥岩等。地下水水位埋深＞50m，富水性中等，水量在100～1000m^3/d。

②承压水含水层及富水性

大范围的分布于项目区内，主要为项目区车排子镇至一二九团北部的细土平原区和沙漠区。大多地段表现为上部潜水、下伏承压水或自流水的双层或多层含水层结构。

上部潜水：潜水分布于区域绝大部分地段，局部为潜水-承压水互层。含水层岩性以中细砂、粉细砂为主。水位埋深由东向西逐渐增加，潜水水深在10m～20m。含水层厚度不一，厚度5m～30m。富水性极弱区，水量少，单井涌水量10～100m^3/d•m，渗透系数为1.02m/d。富水性极弱区，单井涌水量10～100m^3/d•m。

下伏孔隙承压含水层：承压含水层为双层或多层结构，岩性以粉细砂为主，隔水层为粉质粘土、粉土，厚度不等。区内承压含水层厚度变化较大，整体由东向西，由南向北逐渐变薄，岩性由南向北逐渐变细，其富水性也由强变弱。深部承压水水质较好，咸淡水界面在垂向上由南向北逐渐加深，区内含水层富水性为弱富水性区。依据收集资料，浅部承压水水位埋深15m～30m，含水层单层厚3m～30m不等，富水性较弱，单位涌水量100～500m^3/d•m，渗透系数1.07m/d

（2）地下水补给、径流、排泄条件

项目区大部分位于冲洪积细土平原，上覆潜水补给来源于渠系入渗、农田灌溉入渗、降水入渗及下伏承压水的径流补给，下伏承压水主要接受侧向径流补给。地下水径流方向总体为西南-东北向。地下水径流条件较差，以垂向交替运动为主。在含水层内部存在深部承压水的顶托补给，以及上覆潜水与下伏承压水之间的越流补给。地下水的排泄方式主要为细土平原区的人工灌溉开采，油气田生产开采，植物蒸腾也是其排泄之一。

（3）地下水化学特征

项目区地势平缓，岩性颗粒变细，径流条件差，潜水埋深浅，蒸发浓缩作用增强，在地下水处于滞流状态及温度不断增高情况下，产生脱碳酸作用，使水中的 SO_4^{2-} 离子相应增加，潜水多为高矿化的微咸水、咸水，局部还有盐水、卤水。水化学类型主要是 SO_4^{2-}•Cl—Na•Cl 型水，最终向 Cl•SO_4^{2-}和 Cl•Na 型水，矿化度 1～3g/L。零星沙漠一带，矿化度大于 3g/L，局部可达 50g/L。

承压（自流）水水质普遍较好，矿化度小于 1g/L，地下水类型以 HCO_3•SO_4—Ca 型、SO_4•HCO_3—Ca•Na 型水为主，适合灌溉。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

项目开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本工程在开发建设、运营对当地区域地表水体不产生影响。本环评仅对工程开发、运行排放废水对工程区域地下水环境的影响进行分析。

根据工程分析，在建设期，对水环境可能造成影响的污染源主要是采气井场、站场，主要污染物为施工队生活污水、施工废水。本工程整个施工期间产生的废水都是以井场、站场为中心，呈点状分布。

（1）生活污水

生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理，粪便排入环保厕所内，收集后运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）。

（2）管道施工废水

管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水。

综上，在落实开发期各项环保措施的情况下，本工程开发期废水对水环境的影响较小。

5.2.3 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）生产废水对地下水影响分析

运营期，本工程废水污染源主要为采出水、井下作业废水等。

本工程采出水和井下作业废水均依托红山嘴油田原油处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）、《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）中的有关标准后回注地层。回注地层与区域地下水处于不同层系，超出本区域地下水含水层的深度。在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。故正常情况下，采出水和井下作业废水不外排，对地下水影响很小。

（2）油泥（砂）对地下水影响分析

本工程在修井及采气等过程中都可能产生落地油。根据新疆油田公司的作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。新疆油田公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

（3）各类管线对地下水影响分析

本工程各类管线均是全封闭系统，集输管线采用无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。本工程顶管埋深-2.0，管线埋设区域的地下水埋深大于30m，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。

（4）采气井场、站场

本工程正常状况下，井口区、站场装置区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，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。

（5）小结

运营期主要水污染物为气田采出水和井下作业废水。运营期本工程采出水和井下作业废水可以依托红山嘴油田原油处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）、《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）中的有关标准后回注地层，回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效保护地下水层，在正常情况下不会对其产生影响；集输管线是全封闭系统，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，正常运行时不会对管线穿越地区的地下水环境造成影响。

因此，正常状况下，本工程在运营期，建设方严格按照拟定的环保措施进行的情况下，可对废水进行妥善处置，对水环境的影响很小

5.2.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

（1）井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含Ca、Na等离子，且pH、盐分较多，易造成地下含水层水质污染。

评价区内浅层承压水含水层顶板埋深＜50m，含水层岩性为中细砂、粉细砂；深部承压水含水层的顶板埋深一般＞100m。

本项目采气目的层深约6086m～6563m，采气与注水目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

因此，在采取严格要求套管下入深度、严格执行固井设计等措施后，可以有效控制钻井液在地层中的漏失。

（2）油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油品物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，油品不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

（3）井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要1d～2d才能得以控制

据类比资料显示，井喷污染范围在半径约300m左右时，井喷持续时间2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

（4）凝析油泄漏对地下水的影响

事故状态下，本项目单井采气管线破损泄露、凝析油储罐破损泄露导致油品外泄，石油类污染物有可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解

度为10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准中没有对石油类进行说明，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，将石油类污染物浓度标准定为0.05mg/L。

①泄漏源强

A.管线输送全管径泄漏

本项目自动控制系统采用SCADA系统，系统采用全线调控中心控制级、站场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线站场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

经和本工程设计单位充分沟通，并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，供油及加压泵站立即关闭，管内压力减小，各截断阀可以确保在2min内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间10min考虑。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中：Vrel—集输管线油品泄漏量，bbl（1桶=0.14吨）；

Vpipe—管段体积，ft3（1ft3=0.0283m3），按最大计算，r取0.0325m，长度取1500m；

frel—最大泄漏量，取0.2；

fGOR—压力衰减系数，取0.2；

Vpre-shut—截断阀关闭前泄漏量，bbl。

其中管道截断阀关闭前泄漏量（Vpre-shut）计算公式如下：

$$V_{pre-shut} = \frac{Q \times t}{1440}$$

式中：Q—管道流量（标准桶/天），流速0.8m/s；

t—关闭阀门时间（分钟），取10min。

根据上述公式计算可知：管线输送全管径泄漏最大油品泄漏量为 1.435t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.1435t。

B.凝析油储罐破损泄漏

本工程按最不利情况考虑假设条件，假设储油罐底部出现穿孔（孔径 20cm）且防渗层全部失效，其泄漏速度 QL 用伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A_r \rho_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0)}{\rho_1} + 2gh}$$

式中：QL——液体泄漏速度，kg/s；

Cd——液体泄漏系数，取 0.62；

A——裂口面积，m2；0.002m^2；

ρ——泄漏液体密度；799.5kg/m^3；

P——容器内介质压力，Pa；2500kPa；

P0——环境压力，Pa；取 101.325kPa；

g——重力加速度，9.8m/s^2；

h——裂口之上液位高度，m，在此取 0m。

表 5.2-2　模型所需参数一览表

序号	参考符号	参数名称	罐体参考数值
1	P	容器内介质压力	2500kPa
2	P0	环境压力	101.325kPa
3	Cd	液体泄漏系数	0.62
4	A	裂口面积	0.002m^2
5	g	重力加速度	9.8m/S^2
6	h	有效孔隙度	0m
7	ρ	泄漏液体密度	799.5kg/m^3
8	QL	液体泄漏速率	2.43kg/s

根据上述公式计算可知：油品泄漏速率为 2.43kg/s，假定发现泄漏后 10min 处理完毕，切断事故阀门，则 1 座凝析油罐泄漏油品量约为 1.458t。由于罐区均按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的要求进行防渗，进入含水层含油量为 14.6kg

②预测因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是油田开采污染监测项目的特征污染物，标准污染指数也最高。因此，本次影响预测以石油类进行预测。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级按照二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间（d）；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度（g/L）；

M—含水层厚度（m）；

mM—瞬时注入的质量（kg）；

U—水流速度（m/d）；

ne—孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数（m^2/d）；

Dt—横向 y 方向的弥散系数（m^2/d）；

π—圆周率。

④参数选取

模型中所需参数选取具体见表 5.2-3。

表 5.2-5 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 2）

序号	参数符号	参数名称	集输管线参考数值	凝析油储罐破损
1	mM	瞬时注入的质量	143.5kg	14.6kg
2	t	时间	100d、500d、1000d	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	30m	30m
4	u	水流速度	0.1m/d	0.1m/d

5	DL	纵向弥散系数	0.12m^2/d	0.12m^2/d
6	DT	横向 y 方向的弥散系数	0.012m^2/d	0.012m^2/d
7	ne	有效孔隙度	0.2	0.2

⑤预测结果与分析

当集输管线发生全管径泄漏及凝析油储罐破裂发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.2-3～图 5.2-4。

图 5.2-3　集输管线泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.2-4　集输管线泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.2-5　集输管线泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.2-6　凝析油储罐泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.2-7　凝析油储罐泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.2-8　凝析油储罐泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，输送管线发生全管径泄漏和凝析油储罐发生破损后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 20m、50m、100m。随着时间增加，污染范围有所增加。

根据预测结果和区内水文地质条件，评价区所在区域的地下水在潜水和第一层承压水之间有连续的相对隔水层。当发生泄漏事故后，在采取及时堵漏等风险应急措施的情况下，泄漏的油品虽然可能会对潜水含水层产生一定的影响，但受承压水隔水顶板的保护作用，基本不会对承压水含水层产生影响。

本工程井场、站场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，另外，根据采气一厂环境风险应急预案，发生泄漏后，建设单位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，可在 1 天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水中迁移，使影响范围控制在油区内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，及时采取地下水污染防控措施的情况，在非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

综上，本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、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护措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.2.4 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。

5.2.5 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。

（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护措施后，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

本工程所在区域内地表水体为玛纳斯河下游的分流，新建集气干线采用定向钻穿越玛纳斯河下游的分流。施工期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，本工程施工期生活污水产生总量约为 384m³ 。施工期依托中佳 13 集中生活区，生活区设置防渗生活污水池，定期拉运至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理，粪便排入环保厕所内，收集后运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）。

（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专用罐收集后，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采出水、井下作业废水。采出水送至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送红山嘴油田原油处理站处理，设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水，不会对周边水环境产生影响。

（1）采出水依托处理环境可行性评价

根据工程分析，本工程运营期新增采出水最大量为 16.8t/d（0.56×10^4t/a），采出水输至红山嘴油田原油处理站处理，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，红山嘴油田原油处理站运行正常，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）井下作业废水依托处理环境可行性评价

本工程井下作业废水产生量 81.6t/a，红山嘴油田原油处理站设计处理规模 3300m^3/d，目前处理量约 1900m^3/d，富余量为 1400m^3/d，处理能力满足本项目需求。因此本工程井下作业废水可依托红山嘴油田原油处理站进行处理。

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、封井和清理井场时，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☑；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□重点保护珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他☑	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放☑；其他□	水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他☑	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑	一级□；二级□；三级□

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

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。

（1）人为扰动对土壤的影响

油气田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场、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漠土（灰漠土、灰棕漠土）、草甸土，油气开发工程占地开辟了土地利用的途径，井场、站场和管道的施工场地等产生的这种影响非常轻微。

（2）站场、井场建设

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。油气田施工期间，

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）管线施工对土壤环境的影响

新建各类集输管线18.3km（新建采气管线6.4km，新建集输干线5.3km，新建集输支线0.9km，新建外输气线5.7km，其中ZJHW1313井、ZJHW1323井采气管道有0.85km采用同沟铺设；ZJHW1312 井、ZJHW1322井采气管道有0.25km采用同沟铺设；ZJHW1313、ZJHW1323、ZJHW1312、ZJHW1322井采气管道有1.05km采用四管同沟铺设；新建集输干线和新建外输气线有5.3km采用同沟铺设）。根据设计资料单管敷设作业宽度12m，双管同沟敷设作业宽度14m，四管同沟敷设作业宽度16m。本工程管线施工作业带范围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）水土流失及沙化影响分析

油气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井场的建设、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。

5.4.2 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，本工程为天然气开采项目，本工程井场、站场建设属于II类项目，集输管线建设属于IV类项目。

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敏感；项目占地规模为中型、污染影响型环境敏感程度为敏感。

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二级。

5.4.2.2 土壤污染途径

本工程为天然气开采项目，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集输系统进行油气集输，正常情况下不会对土壤环境造成污染。非正常情况下含油污水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。

5.4.2.1 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。

5.4.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

拟建工程所处区域土壤属于盐化的区域，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

（1）生态影响型

考虑事故状态下，露点站储罐和集输管道连接处破裂后，采出液进入表层土壤中，露点站内储罐以及集输支线管道设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭站场阀门，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，预计从集输干线/储罐中泄漏的采出水量为 3.5m^3。采出水中矿化度为 19890.17mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为：3.5×19890.17=69615.6g。

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；

Is-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；

Ls-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；

Rs-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；

ρb－表层土壤容重，kg/m^3；

A－预测评价范围，m^2；

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=Sb+△S

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

Sb-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，Ls和Rs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$2.04\times10^3kg/m^3$，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为1.5g/kg~17g/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0.0009g/kg，叠加现状值后的预测值为1.5009～17.0009g/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，如果是集输管线、凝析油储罐出现破损泄漏，建设单位将及时采取措施，不可能任由采出水漫流渗漏，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，集输管线、凝析油储罐出现破损采出水中的石油烃泄漏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，本项目实施后对周边土壤环境影响可接受。

运营期须定期检查管道、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、储罐、管线泄漏等事故，泄漏的凝析油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
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑	
	土地利用类型	建设用地☑；农用地☑；未利用地☑	土地利用类型图
	占地规模	（0.14412）km^2	永久占地/中型
	敏感目标信息	敏感目标（周边基本农田）、方位（/）、距离（/）	
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（生态影响）☑	

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="7">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="6"></td><td>全部污染物</td><td colspan="7">盐分、石油烃（C_{10}-C_{40}）</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="7">盐分、石油烃（C_{10}-C_{40}）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="7">Ⅰ类□；Ⅱ类☑；Ⅲ类□；Ⅳ类□</td><td>井场、站场</td></tr>
<tr><td colspan="7">Ⅰ类□；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类☑</td><td>集输管线</td></tr>
<tr><td rowspan="2">敏感程度</td><td colspan="7">敏感☑；较敏感□；不敏感□</td><td>污染影响型</td></tr>
<tr><td colspan="7">敏感☑；较敏感□；不敏感□</td><td>生态影响型</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">评价工作等级</td><td colspan="7">一级□；二级☑；三级□</td><td>污染影响型</td></tr>
<tr><td colspan="7">一级□；二级☑；三级□</td><td>生态影响型</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="7">a）☑；b）☑；c）☑；d）☑</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="7">见表 4.5-1</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td>/</td><td colspan="2">占地范围内</td><td colspan="2">占地范围外</td><td colspan="2">深度</td><td rowspan="3">见监测点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td colspan="2">5</td><td colspan="2">6</td><td colspan="2">0~0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td colspan="2">5</td><td colspan="2">/</td><td colspan="2">0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="7" rowspan="2">《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）中基本项目 8 项+pH+石油烃+土壤盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="7">GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="7">各评价因子均满足相应标准要求</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="7">石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="7">附录 E☑；附录 F□；其他（ ）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测分析内容</td><td colspan="7">影响范围（井场、站场、管线周围）；影响程度（较小）</td><td>污染影响型</td></tr>
<tr><td colspan="7">影响范围（集输管线、储罐泄漏点）
影响程度（较小）</td><td>生态影响型</td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="7">达标结论：a）□；b）□；c）☑
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="7">土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">跟踪监测</td><td>层位</td><td colspan="2">露点站占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>生态影响</td><td>表层</td><td colspan="2">1</td><td>1</td><td>0-0.2 m</td><td>pH、含盐量</td><td>每 3 年 1 次</td></tr>
<tr><td>污染影响</td><td>表层</td><td colspan="2">1</td><td>1</td><td>0-0.2 m</td><td>石油烃</td><td>每 5 年 1 次</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="7">-</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="7">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</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="9">注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。</td></tr>
</table>

工作内容	完成情况	备注
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灰土拌合、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，灰土拌合、混凝土拌合是扬尘的主要来源。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，燃用合格的燃料，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

本项目位于本项目地处克拉玛依市克拉玛依区区、塔城地区沙湾市内，本次选取克拉玛依市常年逐时 24 次地面观测数据进行统计分析。

（1）风速

克拉玛依市全年平均风速为 2.54m/s，全年各季均以春、夏季平均风速为最大，冬季平均风速最小。区域各月平均风速统计见表 5.5-1。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.5-1。

表 5.5-1　　评价区域各月平均风速统计表

区域	平均风速（m/s）												
	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	平均
克拉玛依市	3.37	2.77	2.67	2.53	2.23	2.43	3.30	3.27	2.90	1.63	1.73	1.71	2.54

图 5.5-1　评价区全年各月风速变化曲线

（2）风向、风频

大气污染物的传输与扩散受地面风向风速的影响，风向决定了污染物被输送的方向以及被污染区域的方位，而风速的大小则影响大气污染物的扩散稀释速度。一般在风向频率较大的方位其下风向的轴线区域污染物浓度较大。

克拉玛依市全年主导风向为 WNW-NW-NNW。克拉玛依市各季及全年的风向频率统计情况见表 5.5-2，风向频率玫瑰见图 5.5-2。

表 5.2-2　克拉玛依市全年及各季风向频率（fi）、平均风速（ui）及污染系数（ai）

风向	春			夏			秋			冬			年		
	fi	ui	αi	fi	ui	αi	fi	ui	αi	fi	ui	αi	fi	ui	αi
N	3.53	2.57	1.37	4.67	3.33	1.40	3.43	2.20	1.56	2.87	1.90	1.51	3.70	2.50	1.48
NNE	2.77	2.57	1.07	2.23	2.77	0.80	2.17	2.00	1.09	1.93	1.57	1.23	2.30	2.23	1.03
NE	4.23	3.40	1.24	3.47	3.23	1.07	3.10	2.60	1.19	2.57	1.87	1.37	3.40	2.78	1.22
ENE	5.73	3.30	1.73	1.70	3.10	0.55	6.73	2.67	2.52	7.07	1.90	3.72	5.30	2.74	1.93
E	10.10	3.10	3.26	9.30	3.23	2.88	12.27	2.70	4.54	7.20	1.87	3.85	9.70	2.73	3.55
ESE	2.83	3.07	0.92	0.77	2.93	0.26	2.60	2.33	1.11	1.07	1.60	0.67	1.80	2.50	0.72
SE	1.93	2.97	0.65	3.20	3.30	0.97	2.13	2.03	1.05	0.50	2.17	0.23	1.90	2.62	0.72
SSE	1.83	2.80	0.65	1.63	3.23	0.50	1.27	2.27	0.56	0.57	1.23	0.46	1.20	2.38	0.50
S	6.80	3.37	2.01	8.53	3.33	2.56	7.07	2.47	2.86	1.87	1.73	1.08	6.10	2.73	2.23
SSW	3.53	3.40	1.04	2.73	4.23	0.65	3.27	2.63	1.24	3.33	1.63	2.04	3.20	2.97	1.08
SW	1.27	2.30	0.55	2.53	3.93	0.64	1.27	2.37	0.53	3.60	1.40	2.57	2.20	2.50	0.88
WSW	2.00	3.47	0.58	2.97	3.87	0.77	1.10	2.77	0.40	2.47	1.53	1.61	2.10	2.91	0.72
W	1.67	3.83	0.44	3.00	4.57	0.66	1.03	2.93	0.35	1.87	2.07	0.90	1.90	3.35	0.57
WNW	4.33	6.67	0.65	6.83	5.33	1.28	3.07	6.20	0.50	2.27	3.00	0.76	4.10	5.49	0.75
NW	24.53	6.80	3.61	31.20	6.07	5.14	19.30	6.00	3.22	6.17	3.77	1.63	20.40	5.66	3.60
NNW	10.47	3.30	3.17	7.53	3.53	2.13	13.30	3.17	4.20	4.70	1.80	2.61	9.00	2.95	3.05
C	12.53			8.47			16.77			50.00			21.80	2.70	

图 5.2-2　克拉玛依市全年及各季风向频率玫瑰图

（3）污染系数

污染系数比较全面地反映了风矢（风向、风速）对污染物的输送作用。全年及各季最大污染系数及相应的方位见表 5.5-3。

表 5.5-3　各季污染系数最大、最小值及相应的方位

季　节	春	夏	秋	冬	年
污染系数最大值	3.61	5.14	4.54	3.85	3.60
最大值方位	NW	NW	E	E	NW
污染系数最小值	0.44	0.26	0.35	0.23	0.50
最小值方位	W	ESE	W	SE	SSE

由表 5.5-3 可以看出，本项目的大气污染源在 NW 风向时最易造成污染。

5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

（1）预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-4。

表 5. 5-4　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/℃		40.5
最低环境温度/℃		-25.5
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（2）预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.5-5。预测及计算结果见表 5.5-6。

表 5.5-5　拟建工程污染源源强一览表（面源，100%负荷）

名称	面源起点坐标（°）		海拔高度（m）	长度（m）	宽度（m）	有效排放高度（m）	与正北向夹角（°）	污染物排放速率（kg/h）
	经度	纬度						NMHC
单井井场（以 ZJHW1322 为例）			289	190	80	6	0	0.007
集气站			289	150	50	6	0	0.025
露点站			287	435	205	8	0	0.154

表 5.5-6　Pmax 及 D10%预测及计算结果一览表

名　　称	评价因子	C_i（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_{max}（%）	$D_{10\%}$（m）	最大浓度出现距离（m）
单井井场（集输）	NMHC	3.9564	2000	0.20	/	200
集气站	NMHC	0.0176	2000	0.88	/	112
露点站	NMHC	32.5350	2000	1.63	/	479

经估算，无组织非甲烷总烃最大落地浓度出现在露点站 479m 处，最大浓度为 32.5350μg/m³，最大浓度占标率为 1.63%，非甲烷总烃厂界贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界控制 要 求 。

综上，本工程大气环境影响可接受。

5.5.2.3 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 5.5-7。

表 5.5-7　　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/m³）	
1	无组织废气	非甲烷总烃	采出液密闭集输	《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	1.743

5.5.2.4 非正常工况影响分析

（1）污染源强

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

本项目中佳 13 露点站设置了放空系统，发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空火炬点燃排放。参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中第 9.2.3 火炬排放污染物量公式（21）计算，拟建工程非正常工况下污染物源强情况见表 5.5-11。

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

式中：Si—火炬气中的硫含量，kg/m^3，（取 0，根据表 3.2-10 不含 S）；

Qi—火炬气流量，m^3/h,（取取 8333m^3/h）；

ti—火炬系统 i 的年运行时间，h/a,（取 1h）；

α—排放系数，kg/m^3，总烃取 0.002，氮氧化物取 0.054；

n—火炬个数,1 个。

表 5.5-8 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	火炬气流量(m^3/h)	污染物排放速率(kg/h)	
	经度(°)	纬度(°)									非甲烷总烃	氮氧化物
火炬			286	50	0.4	1000	18.4	1	非正常	8333	16.7	450

（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 5.5-9。

表 5.5-9 非正常排放 Pmax 及 D10%预测及计算结果一览表 单位：μg/m^3

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m^3)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)
1	火炬	非甲烷总烃	64.9798	3.10	4.01	569
		氮氧化物	10.0290	4.01		

由表 5.5-9 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 64.9798μg/m^3，占标率为 3.10%；氮氧化物最大落地浓度为 64.9798μg/m^3，占标率为 4.01%。

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，确保中佳 13 露点站设备各生产装置、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。

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 5.5-10。

表 5.5-10　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑		三级□
	评价范围	边长=50km□	边长 5～50km☑		边长=5km□
评价因子	SO_2+NO_x 排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□		<500t/a☑
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（NMHC）		包括二次 $PM_{2.5}$□ 不含二次 $PM_{2.5}$☑	
评价标准	评价标准	国家标准□	地方标准□	附录 D ☑	其他标准☑
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区☑		一类区和二类区□
	评价基准年	（2023）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	本工程正常排放源☑ 本工程非正常排放源□ 现有污染源□	拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□			区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑
	预测范围		边长≥50km□	边长 5～50km □		边长=5km☑		
	预测因子		预测因子（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		$C_{本工程}$最大占标率≤100%☑			$C_{本工程}$最大占标率＞100% □		
	正常排放年均浓度贡献值		一类区	$C_{本工程}$最大占标率≤10%□		$C_{本工程}$最大标率＞10% □		
			二类区	$C_{本工程}$最大占标率≤30%□		$C_{本工程}$最大标率＞30% □		
	非正常排放 1h 浓度贡献值		非正常持续时长/h	$C_{本工程}$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 □ 无组织废气监测 ☑		无监测□	
	环境质量监测	监测因子（ ）			监测点位数（ ）		无监测□	
评价结论	环境影响	可以接受 ☑ 不可以接受 □						
	大气环境防护距离	距厂界最远（）m						
	污染源年排放量	SO_2：( )t/a	NOx：( )t/a	颗粒物：( )t/a	无组织 NMHC：(1.743)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

5.6.1.1 噪声源分析

施工期的噪声主要为地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~100dB（A）。

5.6.1.2 预测模式

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，本评价采用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_P（r）=L_P（r_0）-20\lg（r/r_o）$$

式中：$L_P（r）$——预测点处声压级，dB（A）；

$L_P（r_0）$——参考位置 r_o 处的声压级，dB（A）；

r——预测点距声源的距离，m；

r_o——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算本项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-1。

表 5.6-1　施工主要机械噪声值及衰减情况表

序号	机　械	不同距离处的噪声贡献值〔dB（A）〕										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	道路施工
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	管线施工
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	—	—	—	设备安装

通过各种施工机械噪声预测结果可以看出，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、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 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；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 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。

5.6.1.3 预测结果分析

本项目地面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、建筑物修建等需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，但随着施工的结束这种影响也随之消失。

5.6.2 运营期声环境影响分析

本工程管线均埋设在地下，埋深 2.0m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本工程拟建井场产噪设备主要为井场采气树和露点站装车泵，井场布置基本一致，本次选择 ZJHW1312 井场进行预测；拟建站场噪声主要是露点站内装车泵噪声，集气站内均为计量设备，无噪声源，本次对 ZJHW1312 井和露点站进行预测。

5.6.2.1 预测模式

（1）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：

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

L_w—由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

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

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$—参考位置 r0 处的声压级，dB；

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

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

（2）预测点的 A 声级 L_A（r）可按下式计算：

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

式中：$L_A(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB（A）；

$L_{pi}(r)$—预测点（r）处，第 i 倍频带声压级，dB；

$\triangle L_i$—第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

（3）在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

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

式中：$L_A(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB（A）；

$L_A(r_0)$—参考位置 r_0 处的 A 声级，dB（A）；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

（4）工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j，则本项目声源对预测点产生的贡献值（L_{eqg}）为：

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

t_i—在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

t_j—在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

（5）噪声预测值计算

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

式中：L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb}—预测点的背景噪声值，dB。

（6）噪声预测点位

本评价预测噪声源对井场、站场界四周噪声贡献值。

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	备注
			X	Y	Z				
1	井场	采气树	20	30	1	85	基础减振	昼夜	
2	露点站	装车泵	38	30	1	90	独立基础，加减震垫，采用软连接	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，本工程各噪声源对井场、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)

预测点	贡献值	现状监测值		预测值		标准值		结论	
		昼	夜	昼	夜	昼	夜	昼	夜
井场噪声	36	44	41	44.6	42.2	60	50	达标	
露点站	40	42	41	44.1	43.5			达标	

由表 5.6-3 可知，井场噪声源对场界的噪声预测值为 42.2～44.6dB（A），露点站噪声源对场界的噪声预测值为 43.5～44.1dB（A），均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本工程退役期，噪声主要源自井场、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，采气井场、露点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	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□	

计划	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）	监测点位数（ ）	无监测□
评价结论	环境影响	可行☑ 不可行□		
注：“□”为勾选项，可 √ ；“（ ）”为内容填写项。				

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

本工程在开发期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员产生的生活垃圾、施工废弃土石方。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，产生量约为9.15t。首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为3t，集中收集后运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）进行处置。

本工程开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

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

（1）油泥（砂）

根据产排污系数计算，本工程油泥（砂）最大产生量为97.3t/a。委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

对照《国家危险废物名录（2025年版）》，油泥（砂）危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物中071-001-08石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥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》（生态环境部、公安部、交通运输部令第23号），实施危险废物转移管理制度。本工程产生的油泥（砂）桶装收集后委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置，基本不会对环境产生不利影响。

（2）废防渗膜

本工程井下作业完成后，进行场地清理时产生的废弃防渗材料最大量约1.5t/a，为HW08类危险废物（废物代码900-249-08）。作业施工结束后，由施工单位将废

弃的含油防渗布集中收集，委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（3）落地原油

落地原油主要产生于气井采气树的阀门、法兰等事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。根据工程分析，本工程运行后落地油总产生量约0.6t/a。根据中国石油新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地原油委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司进行处理。

（4）废润滑油

运营期废润滑油主要是井下作业和采气过程中机械设备维修中产生的。经类比估算设备维修每次产生废润滑油约0.3t，其危险废物类别为HW08中900-214-08车辆、轮船及其他机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油，委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

（5）清罐底泥

本工程露点站内凝析油储罐等会定期产生一定量的油泥，预计年回收油泥0.1t。含油污泥属危险废物，收集后分类储存至采气一厂危险废物临时贮存点后，委托有危废处置资质单位接收处置

（6）生活垃圾

新建露点站新增劳动定员6人，生活垃圾产生量约为1.1t/a，定期清运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）填埋处置。

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

（1）危险废物收集

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的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。

（2）危险废物暂存

拟建工程施工期产生的危险废物桶装收集后暂存在井场危废贮存点内，运营期产生的危险废物桶装收集后暂存在采气一厂危险废物临时贮存点，施工结束后委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。依照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的贮存设施的分类，本工程施工期危险废物暂存间属于贮存库，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）建造，具体要求为：

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

②危废暂存点要有足够地面承载能力，并能确保雨水不会流至贮存设施内，贮存设施应封闭，以防风、防雨、防晒、防渗、防腐、防漏以及其他环境污染防治措施。

③危废暂存点内要有安全照明设施和安全防护设施。

④危废暂存点内危废堆放处必须有耐腐蚀的硬化地面，且表面无裂隙。

⑤不相容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断。

⑥对贮存设施及危险废物进行定期检查。

⑦贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

⑧贮存库内不同贮存分区之间应采取隔离措施。隔离措施可根据危险废物特性采用过道、隔板或隔墙等方式。

⑨在贮存库内或通过贮存分区方式贮存液态危险废物的，应具有液体泄漏堵截设施，堵截设施最小容积不应低于对应贮存区域最大液态废物容器容积或液态废物

总储量1/10（二者取较大者）；用于贮存可能产生渗滤液的危险废物的贮存库或贮存分区应设计渗滤液收集设施，收集设施容积应满足渗滤液的收集要求。

⑩贮存易产生粉尘、VOCs、酸雾、有毒有害大气污染物和刺激性气味气体的危险废物贮存库，应设置气体收集装置和气体净化设施；气体净化设施的排气筒高度应符合GB16297要求。

（3）危险废物运输过程影响分析

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

拟建工程施工期产生的危险废物桶装收集后暂存在井场危废贮存点内，运营期产生的危险废物桶装收集后暂存在采气一厂危险废物临时贮存点，施工结束后委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。运输过程中严格遵守相关规定，产生的危险废物在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。

（4）危险废物委托处置环境影响分析

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021年 第74号）中相关要求，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。

拟建工程落地油、废防渗材料、油泥（砂）等危废可委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

（5）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。

拟建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》（交通运输部令〔2005年〕第 9 号）、JT/T 617-2018 以及 JT/T 617-2018 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，拟建工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

综上，本工程产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《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》要求进行运输，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期井场拆除的井架、集输设施、井（站）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

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，本工程施工期涉及的危险物质主要为柴油，存在于井场的柴油罐内；运营

期涉及的危险物质主要为天然气、凝析油，凝析油主要存在于新建的露点站、集气站、集输干线、集输支线内，天然气主要存在于采气管线、集输干线、集输支线、外输气线和露点站内的生产分离器内；退役期不涉及危险物质。

本工程井场与井场之间、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，各井场和站场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、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。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

式中：

P——气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V——气体体积，管道体积；

n——气体的物质的量，单位 mol；

T——绝对温度，293.15K；

R——气体常数。

经计算，本工程危险物质数量及分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1　本工程危险物质分布情况一览表

时期	序号	危险单元	存储装置参数		危险物质名称	CAS 号	最大存在量（t）
施工期	1	井场	20m³ 柴油罐		柴油	-	17
运营期	2	露点站	生产分离器 1 座		凝析油	-	7.81
					天然气	74-82-8	2.96
			凝析油塔顶分液罐 1 座		凝析油	-	7.81
			60m³ 稳定凝析油储罐 6 座		凝析油	-	281.16
	3	集气站	30m³ 埋地污油罐橇 1 座		凝析油	-	23.43
					天然气	74-82-8	5
	4	采气管线	ZJHW 1313 井	DN65，L245N，1.9km	天然气	74-82-8	2
			ZJHW 1323 井	DN65，L245N，1.9km	天然气	74-82-8	2
			ZJHW 1312 井	DN65，L245N，1.3km	天然气	74-82-8	2
			ZJHW 1322 井	DN65，L245N，1.3km	天然气	74-82-8	2

	5	集输支线	DN100，L245N，0.9km	凝析油	-	5.467
	6	集输干线	DN200，L360N，5.3km	凝析油	-	130.427
	7	外输气线	D355.6，无缝钢管，5.7km	天然气	74-82-8	0.3256

注：根据提供的区域油气资源参数，凝析油密度平均0.781g/cm³，天然气相对密度为0.592kg/Nm³。柴油密度按0.85 t/m³计。

5.8.1.2 环境敏感目标调查

根据章节2.5.7环境风险环境影响评价等级和评价范围，本工程风险潜势为I，可开展简单评价，不设置评价范围，本次风险评价环境敏感目标与各要素环境保护目标一致，具体见表2.6-1。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节2.5.7环境风险环境影响评价等级和评价范围，本工程Q＜1，判断项目风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的主要风险物质为天然气、凝析油和柴油，存在于井场、露点站、集气站、采气管线、集输支线、集输干线及外输气线内。

①天然气

中佳13井区块油藏中的天然气平均相对密度为0.592；甲烷平均含量为94.58%，N_2平均含量为2.01%，CO_2平均含量为0.07%，不含硫化氢。天然气理化性质及危险危害特性详见表5.8-2。

表5.8-2　天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Naturalgasdehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH_4	分子量	16.05

<table>
<tr><td>危险特性</td><td colspan="4">危险性类别：第 2.1 类易燃气体。
侵入途径：吸入。
健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。
环境危害：对环境有害。
燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</td></tr>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="4">皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。
吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术，就医。</td></tr>
<tr><td>消防措施</td><td colspan="4">危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。
有害燃烧产物：一氧化碳。
灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。
储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：生产过程密闭，全面通风。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。
眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无味气体</td><td>饱和蒸汽压</td><td>53.32kPa/-168.8℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>-161.4℃</td><td>闪点</td><td>-218℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-182.6℃</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；
相对蒸汽密度（空气=1）：0.6</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
</table>

	爆炸极限	5%～15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC_{50}：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

②凝析油

中佳 13 区块油藏中的凝析油密度平均为 0.781g/cm^3，含蜡量平均为 4.34%，凝固点平均为-3℃，初馏点平均为 89℃，不含硫。凝析油理化性质及危险危害特性详见表 5.8-3。

表 5.8-3　凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	凝析油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83%～87%和 11%～14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。	

<table>
<tr><td>措施</td><td colspan="4">眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。
吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。
食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。</td></tr>
<tr><td>消防措施</td><td colspan="4">危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。
有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。
灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。
储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护；生产过程密闭，加强通风；提供安全淋浴和洗眼设备。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。
眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至 500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.7365-1.0724g/cm^3</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%~8.7%（V%）</td><td>自燃温度</td><td>280℃~380℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定。
禁配物：氧化剂。
避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。
聚合危害：不聚合。</td></tr>
</table>

	分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。
毒理学资料	有毒。凝析油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50：>4300mg/kg（大鼠经口） LC50：无资料
生态学资料	生态毒理毒性：凝析油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将凝析油的大部分物质降解。 非生物降解性：凝析油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废物处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

③柴油

本工程柴油发电机作为备用电源，柴油作为发电和提供动力的燃料，柴油的理化性质及危险特性见表 5.8-4。

表 5.8-4　柴油理化性质、危险危害特性及防护措施表

标识	中文名：柴油	英文名：dieseloil；dieselfuel
理化性质	外观与现状：稍有粘性的浅黄至棕色液体	
	主要成分：烷烃、芳烃、烯烃等	
	熔点（℃）：< -35～20	沸点（℃）：280～370
	相对密度（水=1）：0.8～0.9	禁忌物：强化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	电阻率（欧米）：1012	
危险特性	危险性类别：丙 A 类易燃液体	燃烧性：易燃
	自然温度（℃）：257	闪电（℃）：易燃
	爆炸下限（%）：1.5	爆炸上限（%）：4.5
	燃烧热（KJ/kg）43732	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器压力增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火的方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处	

	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮肤吸收。
	健康危害：皮肤接触柴油可能引起接触性皮炎。油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能引起胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。

5.8.3.2 生产系统危险性识别

（1）施工期危险因素识别

施工期危险因素及可能产生的事故见表 5.8-5。

表 5.8-5　施工期主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	管线、设备失效
2	防喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	管线、设备失效
3	未及时发现溢流显示或发现后处理不当等	导致天然气溢出，发生天然气燃烧爆炸

（2）运营期危险因素识别

根据工程分析，本工程开发建设过程中采气、油气处理等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.8-6。

表 5.8-6　运营期主要危险及有害因素分析

危险单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场、露点站设备	火灾爆炸	设备穿孔、破裂，导致天然气泄漏，引发的火灾、爆炸事故	天然气及油品泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水
储罐	火灾爆炸、物理爆炸	操作不当或自然灾害等外力作用导致储罐破裂，导致火灾、爆炸事故		
管线	泄漏	管线腐蚀穿孔、破裂		

5.8.4 环境风险事故情形分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质、危险特性及风险单元，本工程可能发生的环境风险主要包括井漏、管线泄漏、储罐泄漏等，以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。管线泄漏、储罐泄漏会对大气、土壤、地下水产生直接

影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-7。

表 5.8-7　危险物质向环境转移的途径识别

风险单元	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
井场	井漏	修井过程	采出液	修井时的压井、冲砂作业，若液体压力超过地层承受能力，导致井漏。	地下水
	火灾爆炸	采气过程	伴生及次生污染物	油气泄漏遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被。	大气
	泄漏	回收过程	天然气	天然气发生泄漏，气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气。	大气
	火灾爆炸		伴生及次生污染物	天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。	大气
露点站、集气站	泄漏	生产分离器、凝析油塔顶分液罐、稳定凝析油储罐、埋地污油罐橇	凝析油	①罐体破损后，油气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇明火易引发爆炸； ②凝析油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水。	大气、土壤、地下水
		生产分离器、埋地污油罐橇	天然气	天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。	大气
管线	泄漏	采气管线、集输支线、集输干线、外输气线	凝析油、天然气	管线发生泄漏，油气中天然气泄漏气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气中毒事件，油类物质会污染土壤甚至地下水。	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。	大气

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 对大气环境的影响分析

（1）站场储罐泄漏对大气环境的影响

本工程单座井场设置 1 座 20m^3 柴油罐，露点站设置 1 座生产分离器、1 座凝析油塔顶分液罐、6 座 60m^3 稳定凝析油储罐，集气站设置 1 座 30m^3 埋地污油罐橇，发生泄漏后，若得不到及时处理，所泄漏的凝析油会挥发轻烃组分，使局部大气环境中的轻烃含量增加。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气。本工程油类物质在井场、站场内的储量较小，火灾或爆炸产生的 CO 浓度较低，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（2）天然气泄漏及火灾事故影响分析

生产设施、管线发生泄漏事故时，会造成泄漏源附近甲烷浓度的显著增加，并在一定范围内形成甲烷聚集区，在不利气象条件下会造成爆炸危险区域，如果遇到明火发生燃爆会造成区域内人员死亡。由于甲烷对人基本无毒，且甲烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在设施发生大量泄漏时，主要的产生的安全隐患是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。本工程所在区域气藏的天然气中甲烷含量很高，在发生天然气泄漏的安全事故时，散逸到环境空气中的天然气（主要为甲烷成分）在特定气象条件下，会在泄漏点附近的环境空气中形成很高浓度，但其造成的结果是形成可能发生火灾爆炸的区域，这种结果更多的属于安全风险事故。由于甲烷对人体基本无毒，因此在泄漏事故发生后不会造成严重的环境污染灾害事故。

发生火灾事故的主要原因是明火造成的，当天然气或混烃发生泄漏遇明火或空气中积聚到一定浓度后发生着火会放出一定的热量，根据《危险评价方法及其应用》点源模型分析可知，火焰辐射出的能量为燃烧热的一部分，热辐射强度与燃烧速率成正比，与接收距离的平方成反比，当火灾产生的热辐射强度足够大时，可使周围的物体燃烧或变形，更强烈的热辐射可能烧毁设备甚至造成人员伤亡等。火灾除以直接产生的热量破坏形式外还会产生次生危害，产生有害气体 CO、烟尘、NO_x 等，产生大量的消防废水。

5.8.5.2 对地下水的环境影响分析

井场及站场的生产设施、储罐发生泄漏，泄漏的油品通过土壤渗透影响浅层地下水，在地下水位埋深较浅的区域可能通过土壤渗透到地下水环境。在油田开发过程中，应做好井场内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

5.8.5.3 对土壤环境的影响分析

本工程井场及站场的生产设施、储罐发生泄漏，泄漏的油品进入土壤可使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。在油田开发过程中，应做好井场内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

综上所述，本工程发生油类物质泄漏事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.5.4 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接黏附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是凝析油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的凝析油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

5.8.6 环境风险管理

5.8.6.1 井场事故风险防范措施

（1）井场设置明显的禁止烟火标志，井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地。

（2）在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

（4）柴油储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于50m。

（5）在可能发生凝析油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃气体浓度监测报警装置、硫化氢检测仪，以便及时发现事故隐患。

5.8.6.2 站场事故风险预防措施

（1）设备安装前，应加强对设备质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

（2）建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

（3）站场设置现场检测仪表、现场监控系统，随时通过监控系统观察站场内生产情况。将泄漏污染控制在站场内防止污染周边植被及土壤。

（4）定期对站场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。

（5）利用设备的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

（6）制定巡线制度，并设置专门巡线工，定时对设备设施进行巡视，加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对设备设施安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

5.8.6.3 管线事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查。严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善井场、站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（6）在管线运营期间，定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各50m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

5.8.6.4 柴油罐泄漏事故风险防范措施

（1）选用质量、防腐措施合格的储罐。安装过程中焊接要经过 100%的探伤，安装时应选择刚性不燃的坚固基础作为罐体基础。储罐在投用前，必须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验。

（2）在柴油储罐区严格用火管理；采用有效的避雷装置和接地装置等防止雷电的措施。

（3）加强柴油储罐的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

5.8.6.5 储罐泄漏事故风险防范措施

（1）按生产工艺合理划分和安全布局，各生产设施间满足规定的防火间距。

（2）本工程自动化程度高，由控制中心进行统一监控和管理，遇有紧急情况或事故发生，可实现紧急控制和切断，提高系统的可靠性和安全性。

（3）在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。爆炸危险区域内的所有电气设备全部选用防爆型，并满足相应的防爆等级和组别。

（4）站场的储罐区外围设 0.5m 高围堰，C20 混凝土修筑。储罐区下方按一般防渗要求防渗。

（5）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、储罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查，消除事故隐患。

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

5.8.6.6 危险废物运输事故风险防范措施

（1）危险废物须按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，由专业人员进行押运。

（2）建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

（3）对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装定位系统，并保存相关影像资料。

（4）出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

（5）加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

（6）运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

（7）行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

5.8.6.7 重视和加强管理

除采取上述分项防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（2）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断，并严格遵守开、停工规程。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。

（5）对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：管线、储罐等）进行必要的定期巡检。

（6）施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

（7）提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

（8）对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

5.8.6.8 突发环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。中佳 13 井区隶属于新疆油田分公司采气一厂管理，《新疆油田公司采气一厂中佳运维中心突发环境事件应急预案》已在克拉玛依市生态环境局克拉玛依区分局进行备案（备案号：650203-2025-027-L），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，且未发生过重大风险事故。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入新疆油田公司采气一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。

5.8.6.9 环境风险应急处置措施

（1）井场、站场泄漏处置

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展。

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理。

③对泄漏的凝析油进行有效防护或转移至安全处，防止发生火灾、爆炸事故。

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐。

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域。

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集。

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所。

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员。

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）管道泄漏处置

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警。

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员。

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众。

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业。

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于1m时应立即关闭放空阀门。

（3）储罐破损泄漏事故应急措施

①经与生产调度中心取得联系后，关闭多功能储罐最近两侧阀门。

②根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护。

③堵漏作业完成后，对储罐进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④恢复储罐泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，由有危废处置资质单位进行处置。

（4）火灾应急处置措施

①立即阻断火源，并组织灭火。

②确定警戒范围，撤离无关人员。

③火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见。

④灭火完毕后，立即清理火灾现场。

（5）危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本工程涉及的危险废物主要为油泥砂、废防渗膜、废润滑油、落地油，委托有危废处置资质单位进行处置，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班1～2次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

①消除火源。

②根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。

③应急处理人员戴好防护口罩。

④作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。小量泄漏，用砂土或其他无火花工具收集吸收材料。大量泄漏，构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

5.8.7 环境风险分析结论

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，本工程施工期涉及的危险物质主要为柴油，存在于井场的柴油罐内；运营期涉及的危险物质主要为天然气、凝析油，凝析油主要存在于新建的露点站、集气站、集输干线、集输支线内，天然气主要存在于采气管线、集输干线、集输支线、外输气线和露点站内的生产分离器内；退役期不涉及危险物质。

本工程可能发生的环境风险主要包括井漏、管线泄漏、储罐泄漏，以及凝析油、天然气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。管线泄漏、储罐泄漏会对大气、土壤、地下水产生直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。

本工程应落实各项井场、站场制度，降低井漏发生概率，定期对管线进行检查。本工程区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在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。

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，负责实施的采气一厂应结合本工程新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。本工程在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。本工程环境风险简单分析内容见表 5.8-8。

表 5.8-8　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	中佳气田中佳 13 井区石炭系哈拉阿拉特山组气藏开发建设工程			
建设地点	克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	本工程施工期涉及的危险物质主要为柴油；运营期涉及的危险物质主要为天然气、凝析油；退役期不涉及危险物质。 施工期柴油主要存储于井场柴油罐内；运营期凝析油主要存在于新建的露点站、集气站、集输干线、集输支线内，天然气主要存在于采气管线、集输干线、集输支线、外输气线和露点站内的生产分离器内。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括井漏、管线泄漏、储罐泄漏，以及凝析油、天然气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。管线泄漏、储罐泄漏会对大气、土壤、地下水产生直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。			
风险防范措施要求	本工程应落实井场、站场、管线事故等风险防范措施，加强日常环境管理，定期演练，详见 5.8.6 章节。			
结论：本工程应落实各项井场、站场制度，降低井漏发生概率，定期对管线进行检查。本工程区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在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。				

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 井场、站场工程生态保护措施要求

（1）井场、站场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，避开植被长势良好、茂密的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场和站场的建设。

（2）对井场的临时性占地合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

（3）钻井废弃物100%回收，减少对周围土壤、植被的影响。

（4）施工结束后，做到井场整洁、无杂物，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低。对于地面工程建设临时扰动的地表要及时进行植被恢复工作，恢复原有生态环境，同时结合灌水，经常保持土壤表层湿度，使植物尽快繁殖定居，形成植物群落，促进其按正常演替规律进行发展，形成永久性的植被，以加速生态环境重建。减少地表裸露面积，防止水土流失。迅速恢复被破坏的地表形态，填埋废土坑、平整作业现场、改善植被更新生长条件，防止局部土地退化。严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时调整，使之尽快恢复原貌。对于拟永久使用的伴行道以及各平台等，建设完成后，应因地制宜地进行地表原始景观恢复。加强管理工作，严禁车辆和人员践踏、碾压，车辆要严格行驶在已建的道路上。

6.1.1.2 管线工程生态保护措施要求

（1）对油气田区域内的临时性占地（管线埋设）合理规划，严格控制临时占地面积，在选线阶段避开植被长势良好、茂密的区域。

（2）管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，开挖的土方堆放在施工作业带范围内，不单独设置临时堆土场，架空线路临时施工作业带宽

度控制在4m，当遇到植被密集区域，可将机械施工改为人工施工，减少施工作业宽度，降低对区域植被的影响。

（3）管沟、塔基开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

（4）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（5）管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。

（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，不得形成汇水区域，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，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，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

（7）施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

6.1.1.3 对荒漠植物保护措施要求

经调查，工程区域地表主要为荒漠植被，整个区域植被覆盖度在20%，视地貌部位变化而异。

对于荒漠植物的生态保护要求如下：

①避让：设计选线过程中，避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，项目采气井口及井场、天然气处理站、管线、道路及供配电杆塔尽量避让植被，管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。根据管径大小确定施工作业带宽度，严格控制占地，对破坏的区域开采结束后进行恢复。

②减缓：严格遵守油气田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线，运输车辆应结合植被的分布情况，在限定的路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。各固体废物均得到妥善处置，现场禁止遗留任何固体废物，占地清理平整，尽量利用管线等施工时产生的表层弃土对临时占地进行恢复覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定。

③补偿：本项目施工前，应向当地相关主管部门办理征地手续，按照相关法律法规进行补偿，由土地管理部门许可后方可开工建设。工程结束后，建设单位还应承担恢复生态的责任。

④恢复与重建：施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，施工为分段施工，建议“边施工、边修复”。恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行占地范围内的植被恢复。

⑤强化风险意识：确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物收集，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对荒漠野生植物生存环境造成威胁。

6.1.1.4 对工程周边永久基本农田的生态保护措施

（1）要尽量避开农作物生长季节，以减少农业生产的损失。

（2）要注意对熟化土壤的保护和利用：在施工前，首先要把表层的熟化土壤尽可能地推到合适的地方并集中起来；待施工结束后，再施用到要进行植被建设的地段，使其得到充分、有效的利用。

（3）施工完毕后，作好现场清理、恢复工作，包括田埂、农田水利设施等。

（4）管线两侧5m范围内禁止种植深根植物。

（5）管线破坏的田坎，为保护坡面，防止风蚀，根据当地立地条件选择两种草种进行混播。

6.1.1.5 对野生动植物的生态保护措施

经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。

对于野生动物的生态保护要求如下：

（1）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（2）为了更好的保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

（3）对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

（4）加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

（5）建议施工单位在项目区张贴野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物；施工活动中发现国家、自治区重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。管线管沟采取边开挖、边回填措施，在可能有野生动物活动的区域设置人员巡逻。

6.7.1.8 开展生态环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期和钻井期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、井工程等项目承包招标书中。

6.7.1.9 其他生态保护措施要求

（1）在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训。

（2）严禁施工人员进行非油气生产的其他活动，如：严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物；并在钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

（3）施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

（4）施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到“工完、料净、场地清”，以利于植被的自然恢复。

（5）根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》对生态保护要求如下：

①生态防护：石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染；

②生态恢复及补偿：工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任。石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。项目用地扰动区域须保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减小项目实施对区域生态环境功能的不利影响。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。石油、天然气开发环境保护工作，实行全面规划、保护优先、预防为主、污染防治与生态保护相结合的方针，坚持谁开发谁保护，谁受益谁补偿，谁破坏谁恢复，谁污染谁治理的原则。

6.1.2 运营期生态保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失，抵制盐渍化化发展起到了一定的积极作用。

6.7.2.1 井场、站场等永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化：由于油气田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量；对油气田区及油气田道路、集输管线上方、电力设施底部地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量。

6.7.2.2 其它生态保护措施要求

（1）加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。

（2）在道路边、油气田区，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）在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

（4）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。

通过上述处理方法，油气田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

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的认识与了解。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

（1）废水处置措施

施工期产生的废水主要为管道试压废水和施工人员生活污水。

管道施工期间产生的废水主要为试压废水，主要污染物有 SS。管道试压采用清洁水，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。

施工期设置生活营地，施工人员生活污水排入防渗污水收集池，定期拉运至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处置，施工结束后对防渗生活污水池进行平整恢复。

（2）其他施工期水环境保护措施：

①施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，在施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水；施工时所产生的废油等物严禁倾倒或抛洒，加强施工机械维护，防止施工机械漏油，污染水环境。

②对运输车辆加强管理，制定合理运输路线；对运输容器定期维修，避免运输过程中遗撒泄漏，造成污染事故。

③集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，确保施工质量。严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

④油气井的设计、建造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性，钻井通过第四系潜水含水层，选用清洁钻进方式。严格按照《固井作业规程 第 1 部分：常规固井》（SY/T 5374.1）《固井设计规范》（SY/T 5480）实施固井工程，确保固井质量满足《固井质量评价方法》（SY/T 6592）相关要求，避免套管返液窜漏污染地下水。

综上，本工程施工期采取的水污染防治措施可行。

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，本工程在正常工况下，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。

为有效保护本工程区的地下水环境，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。下面结合本工程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，对井场、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采出水送至红山嘴油田原油处理站处理，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。

②定期对井场、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采用高质量的集输管道，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；定期对输油管道进行检查，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。

④采气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采气井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.5.2 分区防治措施

对井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 6.2-2）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-3）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-4），提出防渗技术要求。

表 6.2-2　　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 6.2-3　　天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土的防污性能
强	岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定

中	岩（土）层单层厚度 0.5m≦Mb<1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定；岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 1×10^{-6}cm/s<K≦1×10^{-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 6.2-4　　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”。另外，参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）及露点站的设计方案，罐区设为重点防渗区。故运营期将工程区域整体划分为重点防渗、一般防渗区和简单防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-5　　项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
重点防渗区	露点站罐区	防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。
一般防渗区	井口区、井场/站场工艺装置区	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。
简单防渗区	撬装设备间	简单硬化

6.2.5.3 管道刺漏防范措施

（1）各井场设置现场监测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

（2）在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（3）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

（4）一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.5.4 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，应至少在建设项目场地下游布置 1 个，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
地下水井 2#	地下水下游	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类等。

另外，应对本工程各井井口压力、套管压力、环空压力、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，并定期向采气一厂安全环保部门汇报，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，井场设置现场监测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，必须明确职责、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）按突发事故的性质、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）定期对法兰、阀门、管道、储罐等进行检查。

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：了解全井场、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。

6.2.5.5 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定井场、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，并纳入采气一厂应急预案中。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体，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

气井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采气的废弃

井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

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，本工程施工期生活污水产生总量约为384m³。中佳13集中生活区内设置防渗生活污水池，定期拉运至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理；中佳13集中生活区设置1座环保厕所，粪便排入环保厕所内，定期由清污车清运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）。

（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专用罐收集后，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采出水、井下作业废水、设备擦洗废水。

（1）采出水依托处理环境可行性评价

根据工程分析，本工程运营期新增采出水最大量为16.8t/d（0.56×10⁴t/a），采出水输至红山嘴油田原油处理站处理，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，红山嘴油田原油处理站运行正常，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）井下作业废水依托处理环境可行性评价

本工程井下作业废水产生量81.6t/a，红山嘴油田原油处理站设计处理规模3300m³/d，目前处理量约1900m³/d，富余量为1400m³/d，处理能力满足本项目需求。因此本工程井下作业废水可依托红山嘴油田原油处理站进行处理。

对营运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。

（1）源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区以及井场和站场的储罐区，防止凝析油、采出水泄漏；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能好、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

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，发生事故泄漏时对井口区、站场设备区及集输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）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，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，确保管道内无残留采出液，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。

6.5.1.1 施工扬尘防治措施

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛撒土石方作业，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。

6.5.1.2 车辆尾气和焊接烟气防治措施

（1）施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行。

（2）燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、避免大风天作业等。

（3）焊接作业时使用无毒低尘焊条。

（4）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

（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、泵、鹤管、阀门、法兰、管线等易发生泄漏的设备与管线组件进行检测、及时修复，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）本工程采用卧式压力储罐，储罐应保持完好，不应有孔洞、缝隙；除采样、计量、例行检查、维护等必要作业外，储罐附件开口（孔）必须保持密闭。

（4）本工程采用了气相平衡系统，凝析油定量装车橇并设置回气线返回罐中有效的减少了烃类气体的挥发。

（5）系统设置火炬系统，VOC_S 处理装置，采用 VCU 燃烧工艺，伴生气及散逸废气燃烧后排放。

（6）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，井口至露点站全部采用密闭集输工艺流程，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。

（6）非正常状态下产生的废气经露点站已建放空火炬放空燃烧。

（7）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，对露点站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VOCs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。

（8）进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低采气井工作能耗，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。

（9）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撒；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

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

（1）做好高噪声设备的基础减振和设置隔声罩减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用，避免形成污染影响；在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响。

（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）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

综上所述，项目区 200m 范围内没有声环境敏感点，采取噪声污染防治措施是可行的。

6.6.2 运营期声环境保护措施

运营期噪声源主要包括井场采气树、站场装车泵等机泵产生的噪声。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，运营期井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

本次油田建设在施工期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员产生的生活垃圾。施工单位不准将各种固体废物随意丢弃和随意排放。

（1）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

（2）生活垃圾

施工人员生活垃圾集中收集后运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）进行处置。生活垃圾应定点存放，由施工单位定时和统一集中处置。

（3）加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

本工程运营期主要产生的固体废物主要有油泥（砂）、废润滑油、落地原油、废防渗膜。

（1）运营期产生的含油污泥、废润滑油、废防渗膜等危废委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

（2）井下作业时带罐作业，落地油100%回收。

（3）加强巡检频率，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

（4）采气一厂已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危废管理。

（5）及时清理回收因管线破损产生的油污，定期委托具有含油污泥处置资质的单位处置。

（6）加强管线的日常巡检工作，在原有基础上增加巡检频次和密度，巡检的内容包括定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

（7）加强员工危险废物知识培训，增强员工的危险废物安全管理及处置意识；加强原油落地。

（8）事故应急培训，能够在第一时间对原油落地做出反应和处理。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响

本工程产生的危险废物运输委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线避让水体、重要敏感目标，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。

本项目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）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 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。并严格按照《危险废物转移管理办法》（2021 年 11 月 30 日生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定 技术导则》（HJ1259-2022）等相关要求制定危险废物管理台账。

因此，本项目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、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。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克拉玛依市建筑垃圾填埋场处理或生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，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）退役期对旧管道两端采用混凝土封堵，以防今后其他作业动火发生火灾爆炸。封堵作业时地面布设防护层，防止含油废物对土壤造成污染。旧管废弃后不再挖出，减少对生态环境和景观的二次污染。

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 回收利用量、CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

本项目新增井场以及站场采用电加热，无需核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

本工程井场不涉及测试放喷，站场火炬为事故状态下燃烧排放，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 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。

本工程井场、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	火炬燃烧排放	站场事故状态下的燃烧	CO_2 和 CH_4	无组织
2	CH_4 逃逸排放	井场、站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量	电力隐含排放	CO_2	--

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 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	中佳气田中佳13井区石炭系哈拉阿拉特山组气藏开发建设工程	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）火炬燃烧排放 （2）CH_4 逃逸排放 （3）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、CH_4 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量。具体核算过程如下：

（1）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，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为站场事故状态下火炬燃烧碳排放量）。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 CH4 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + \left(E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}\right) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

$E_{GHG-火炬}$—火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-正常火炬}$—正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-事故火炬}$-由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CH4-正常火炬}$—正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

$E_{CH4-事故火炬}$—事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

$GWPCH_4$-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 $GWPCH_4$ 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；

VCO_2—火炬气中 CO_2-的体积浓度，取值范围为 0～1；

VCH_4—为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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；

VCH_4－事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3　　火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速（万 Nm^3/h）	持续时间（h）	火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量（吨碳/万 Nm^3）	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO_2 的体积浓度	火炬气中 CH_4 的体积浓度	E_{CO2}（吨 CO_2）	E_{CH4}（吨 CO_2）
1	露点站	事故工况	8.3	0.5	8.6	0.98	0.15	94.23	378	56.1

根据表中参数，结合公式计算可知，本工程 1 座露点站火炬燃烧排放温室气体总量为 1556.1 吨 CO_2。

（2）CH_4 逃逸排放

本工程运营期 CH_4 逃逸排放主要来自天然气开采过程中井口装置和站场逃逸排放的 CH_4。《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 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中：$E_{CH4_开采逃逸}$——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 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j——不同的设施类型；

Numoil,j——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；井场为 6 个，站场为 2 个；

EFoil,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 CH_4/（年·个）；；

Numgas,j——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；EFgas,j——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）；井口装置为 2.5，集气站为 27.9，天然气处理站 40.34（吨/亿 Nm^3）。

本工程涉及逃逸的 CH_4 的装置有 6 座井口装置，新增集气站 1 座·，新建露点站 1 座（$42\times10^4m^3/d$）。

开采逃逸的 CH_4 为：

$E_{CH4\text{-开采逃逸}}=6\times2.5tCH_4+27.9+40.34\times1.533tCH4=104.7tCH_4$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 104.7t，折算成 CO_2 排放量为 104.7×21=2198.7t。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{电力}\times EF_{电力}$$

式中：

ECO_2-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

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 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh。

b.净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净热}} = AD_{热力}\times EF_{热力}$$

式中：

ECO_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；

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 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/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1051.5MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO_2/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 701.5t。

（4）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 CO_2 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_S \left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_S - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

式中：

E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO_2；

E_{CO2}-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；

$R_{CH4_}$回收－企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO2}-回收－企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2。

E_{CO2}-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_{CO2}-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	0	0
	火炬燃烧排放	1556.1	35.0
	工艺放空排放	0	0

	CH_4 逃逸排放	2198.7	49.3
	CH_4 回收利用量	0	0
	$C0_2$ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	701.5	15.7
	合计	4456.3	100

由上表 7.1-4 分析可知，本工程 CO_2 总排放量为 4456.3t。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 清洁运输

油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，定期对井场、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 CO_2 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，CO_2 总排放量为 4456.3t。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 CO_2 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植被覆盖度降低。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

本工程井口密封，均采用电加热密闭集输工艺，露点站凝析油储罐采用固定顶罐，凝析油装车时的 VOCs 通过密闭装车鹤管返回露点站生产分离器分离处理，事故状态下输至火炬放空燃烧处理，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

废水包括采出水、井下作业废水、生活污水。采出水、井下作业废水经专用罐收集后输送至红山嘴油田原油处理站处理，达标后回注地层，生活污水排入防渗污水池，定期拉运至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理。

（3）固体废弃物

本工程产生的油泥砂、废防渗膜、废润滑油、落地油、清罐底泥属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，定期拉运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）填埋。

（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大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大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，确保管线内无残留采出液，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 20383.83 万元，其中环保投资 281 万元，占总投资 1.38%。估算见表 8.3-1。

表 8.3-1　　主要环保投资估算

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	治理效果	投资（万元）
施工期	生态环境	工程占地、生态保护	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度、设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	施工结束后场地平整，临时占地植被和土壤恢复	20
	水土流失	水土保持措施	管沟分层开挖分层回填；按照施工作业带进行作业；施工迹地恢复	减少水土流失	纳入水土保护方案投资中
	土地沙化	防沙治沙措施	永久占地铺设砾石；临时占地平整，清运现场遗留的污染物；按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿等	防止土地沙化	10
	废气	施工产生的施工扬尘	临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	10
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	6
	固废	生活垃圾	生活垃圾集中收集后运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）进行处置	妥善处理	6
		施工废料	废弃施工材料清运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。	妥善处理	10
	废水	管道试压废水和施工人员生活污水	管道试压采用清洁水，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘；生活污水定期拉运至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理	施工废水循环利用	12
	地下水、土壤	防渗	施工作业区地面一般防渗。	防止地下水、土壤污染	15
	环境风险管理	环境风险防范措施	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施。	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	15

运营期	废气	无组织挥发烃类、温室气体	密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m^3	15
	噪声	井场、站场噪声	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振。	场界： 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	15
	固废	危险废物	委托有资质的单位处置	妥善处理	15
	废水	采出水	依托红山嘴油田原油处理站的采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油藏，不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	6
		井下作业废水	井下作业废水采用专用罐拉运至红山嘴油田原油处理站处理。	废水不外排	6
	地下水、土壤	井场、站场、管线防渗	井场永久占地、站场设施永久占地进行一般防渗。	防止地下水、土壤污染	15
	环境风险管理	应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	20
退役期	固废	6座井场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下1m内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场	项目各井场及相关地面设施	15
	生态恢复	临时占地	完工后迹地清理并平整压实，临时占地内植被和土壤的恢复	场地平整，临时占地植被和土壤恢复	15
环境管理			环境监理、环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测、生态监测等		50
			环保培训，演练		5
合计					281

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，由于井场、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

本项目日常环境管理工作纳入采气一厂现有 QHSE 管理体系。新疆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新疆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

采气一厂 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 管理体系纳入新疆油田分公司采气一厂 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》（HJ 1259-2022）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及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

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、站场、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）加强封井施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，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、井场和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	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，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	保护耕地、草地、灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；在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		
	污染防治	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	管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理		
		固体废物	施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）进行处置		
		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	废水	采出水输至红山嘴油田原油处理站进行处理，井下作业废水采用废水回收罐收集后运至红山嘴油田原油处理站处理	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	运营期产生的固体废物主要为油泥砂、废防渗膜、废润滑油和落地油。油泥砂、废防渗膜、废润滑油、落地油委托有危废处置资质单位进行处置；落地原油由作业单位 100%回收		
		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		事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境
		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		主管部门
	生态恢复		退役后要拆除井架、井台，并对井场、站场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层		

9.1.6 环境监理

本项目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。

本项目实施后，区域井场、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

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），本工程应纳入新疆油田分公司采气一厂排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时采气一厂应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油新疆油田分公司开发公司

法人代表：叶义平

生产地址：克拉玛依市克拉玛依区境内

主要产品及规模：①新建 3 座 2 井式平台井场（ZJHW1311、ZJHW1321、ZJHW1312、ZJHW1322、ZJHW1313、ZJHW1323）；②新建中佳 13 露点站 1 座，设计规模为 $48\times10^4m^3/d$；新建集气站 1 座（中佳 13 集气站）；③新建各类集输管道 18.3km（采气管线 6.4km，集输干线 5.3km，集输支线 0.9km，外输气线 5.7km）；④配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，区块新建产能 $1.39\times10^8m^3/a$（$42\times10^4m^3/d$）。

（2）排污信息

本工程污染物排放标准见“2.4.3 污染物排放标准”章节。

本工程污染物排放量情况见表 3.3-14。

本工程污染物总量控制指标情况见“3.3.8 污染物总量控制分析”章节。

（3）环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见新疆油田分公司采气一厂现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；采气一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	排放量	排放去向
废气	储罐呼吸损耗	无组织排放	NMHC	0.967t/a	0.967t/a	大气
	油气集输			0.776t/a	0.776t/a	
废水	采出水		SS、COD、石油类等	0.56×10^4t/a	0	采出水进入红山嘴油田原油处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）和《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注油藏。
	生活污水		SS、COD、NH_3-N	140.2m^3/a	0	生活污水排入一套独立的排放收集系统，采用重力自流排放收集的方式收集至 60m^3 化粪池，经化粪池沉降处理后，进入 20m^3 污水池收集暂存，定期送至克拉玛依天创水务有限公

						司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理
	井下作业废水		井下作业废水	81.6t/a	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至红山嘴油田原油处理站处理。
			COD	0.1t/a	0	
			石油类	0.018t/a	0	
固体废物	井场	油泥	石油类	97.3t/a	0	委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。
	站场	清罐底泥	石油类	0.1t/a	0	
	井下作业	废防渗膜	石油类	1.5t/a	0	
		废润滑油	石油类	0.3t/次	0	
	井场、管线及井下作业	落地原油	石油类	0.6t/a	0	落地油100%回收，回收后的落地原油委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。
噪声	井场、站场设备、井下作业	机械噪声	-	60~120dB(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新疆油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610－2016）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表9.4-1。

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	备注	执行标准
环境空气	代表性井场、站场厂界下风向5km范围内	1次/半年		NMHC	环境质量监测	NMHC参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m^{3}的标准
废气	代表性井场、站场厂界	1次/季度	竣工环保验收后开始	NMHC	污染源监测	NMHC执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
噪声	代表性井场、站场厂界	1次/季度		连续等效A声级（dB）	污染源监测	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准
土壤	代表性井场、站场占地范围内、占地范围外200m	1次/年		石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）汞、砷、六价铬	环境质量监测	《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 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
地下水	在项目区下游布设1眼地下水污染监控井，监测点充分依托中佳气田已有监测井。	每半年一次。发生事故时加大取样频率		耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类、砷、六价铬等。	环境质量监测	《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
生态	项目区及管线周围	3～5年一次		生态恢复情况	环境质量监测	-

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照HJ164的附录F中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照GB36600的表1中的污染物项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收

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，本工程建成运行时，应对环保设施进行验收。

本工程“三同时”验收一览表见表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	台（套）	治理效果	验收标准
施工期						
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。	--	临时占地恢复到之前状态	《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）
	2	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗等水土保持宣传牌。	--	防止水土流失	
	3	防沙治沙	永久占地铺设砾石；施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；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。	--	防止土地沙化	
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。	--	--	--
	2	运输车辆产生的燃油废气	使用合格燃料，加强施工管理。	--	--	--
废水	1	试压废水	循环利用	--	不外排	--
	2	生活污水	排入生活污水池暂存，定期拉运至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理。	--	不外排	
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间。	--	--	--
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填。	--	--	--
	2	施工废料	部分回收利用，剩余收集后运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）进行处置。	--	--	--
	3	生活垃圾	集中收集后拉运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）进行处置。	--	--	--
运营期						
类别	序号	污染源	环保措施	台（套）	治理效果	验收标准
废气	1	井场、站场无组织废气	密闭管道、阀门的检修和维护。	—	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；
废水	1	采出水	采出水进入红山嘴油田原油处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分	--	不外排	《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）标准后回注油藏，不外排。			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）
	2	井下作业废水	采用专用废水回收罐收集，运至红山嘴油田原油处理站处理。	--	不外排	
噪声	1	井场、站场	基础减震	--	场界达标： 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区排放限值
固废	1	油泥（砂）、废防渗膜、废润滑油、落地油	委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司接收处置。	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
防渗	1	简单防渗区 井场、站场永久占地	实施地面硬化	--	地面硬化	-
	2	管道防腐、保温	储罐内外壁涂层防腐，管道外壁涂层防腐。	--	防腐、保温性能良好	-
	3	露点站储罐	重点防渗：设置围堰；不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。	--	重点防渗：设置围堰；不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。	-
风险防范措施		井场、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	井场、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	--	--	--
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	--	--	--
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后拉运至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）进行处置。	--	妥善处置不外排	--

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	《废弃井封井回填技术指南（试行）》

10. 结论

10.1 建设项目情况

中佳气田中佳 13 井区石炭系哈拉阿拉特山组气藏开发建设工程位于中佳气田中佳 13 井区，中心地理坐标为：东经　　；北纬　　。行政区划隶属于克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区沙湾市管辖，程区中心北距克拉玛依市中心约 50km，西距小拐镇约 10km，西部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻。

本工程主要建设内容为：①新建 3 座 2 井式平台井场（ZJHW1311、ZJHW1321、ZJHW1312、ZJHW1322、ZJHW1313、ZJHW1323）；②新建中佳 13 露点站 1 座，设计规模为 48×$10^4m^3/d$；新建集气站 1 座（中佳 13 集气站）；③新建各类集输管道 18.3km（采气管线 6.4km，集输干线 5.3km，集输支线 0.9km，外输气线 5.7km）；④配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，区块新建产能 1.39×$10^8m^3/a$（42×$10^4m^3/d$）。

10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《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）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本工程属于新疆油田分公司天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）》（国函〔2024〕70 号）《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》《新疆油田公司“十四五”发展规划》的相关要求。本工程位于中佳气田中佳 13 井区，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本工程地处准噶尔盆地西部，位于中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司中佳气田区域，工程所在区域属典型的平原地貌。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，本工程距离最近的生态保护红线是西北侧6.6km处的准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区。生态保护目标主要为区域基本农田、野生动植物和水土流失重点治理区等。

本工程所在区域自然植被主要以当地农作物为主，严酷的自然环境及地势平坦的地形地貌，导致区域内的主要动物为啮齿动物（荒漠麻蜥、快步麻蜥等）及鸟类（小嘴乌鸦、凤头百灵、红尾伯劳等）。评价范围内涉及的土地利用类型主要为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地等；根据《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、风蚀残丘和戈壁；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生动植物，生态系统类型简单、脆弱，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

（2）地下水环境质量现状

地下水监测结果表明：在监测期间，潜水监测点除溶解性总固体、总硬度、锰、氯化物、氟化物、钠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，各潜水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。潜水监测点溶解性总固体、总硬度、锰、氯化物、氟化物、钠超标与区域水文地质条件有关，该地区地下水位高，土壤含盐量大，盐分易升至地表造成的。

（3）地表水环境质量现状

本项目所在区域内地表水体为玛纳斯河下游的分流，监测期间玛纳斯河下游的分流监测断面各项指标均可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本工程占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”所列标准；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。

（5）环境空气质量现状

本工程所在区域为达标区，监测期间 NMHC 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（6）声环境质量现状

评价期内，新建井场、站场声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

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	排放量	排放去向
废气	储罐呼吸损耗	无组织排放	NMHC	0.967t/a	0.967t/a	大气
	油气集输			0.776t/a	0.776t/a	
废水	采出水		SS、COD、石油类等	0.56×10^{4}t/a	0	采出水进入红山嘴油田原油处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）和《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注油藏。
	生活污水		SS、COD、NH_3-N	140.2m^3/a	0	生活污水排入一套独立的排放收集系统，采用重力自流排放收集的方式收集至 60m^3 化粪池，经化粪池沉降处理后，进入 20m^3 污水池收集暂存，定期送至克拉玛依天创水务有限公司（原克拉玛依市第二污水处理厂）处理
	井下作业废水		井下作业废水	81.6t/a	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至红山嘴油田原油处理站处理。
			COD	0.1t/a	0	
			石油类	0.018t/a	0	
固体废物	井场	油泥	石油类	97.3t/a	0	委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。
	站场	清罐底泥	石油类	0.1t/a	0	
	井下作业	废防渗膜	石油类	1.5t/a	0	
		废润滑油	石油类	0.3t/次	0	
	井场、管线及井下作业	落地原油	石油类	0.6t/a	0	落地油 100%回收，回收后的落地原油委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。
噪声	井场、站场设备、井下作业	机械噪声	-	60~120dB(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

本工程不涉及法定生态保护区域、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。生态保护目标主要为魔鬼城风景名胜区、区域重要物种、水土流失重点治理区，对生态环境的影响主要来自施工期占地影响，项目总占地 26.612 公顷，其中永久性占地面积为 14.412 公顷，临时占地面积 12.2 公

顷，占地类型主要为水浇地、其他草地、人工牧草地、灌木林地等，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逐渐恢复，临时占地影响将逐渐减小。在规范施工以及严格按照相关部门的要求对占用土地采取相应补偿措施后，本工程的建设对区域生态影响在可接受范围内。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。项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

（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）地表水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为页岩油开采过程中的采出水和井下作业废水。采出水经红山嘴油田原油处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注地层；井下作业废水采用专用回收罐收集后运至红山嘴油田原油处理站处理。

（4）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集输管线、站场设备泄漏等事故，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。

（5）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。运营期污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最

大浓度占标率小于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、站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本工程实施后大气环境影响可以接受。

（6）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，采气井场、站场厂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。

（7）固体废物影响分析

井场、站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行处置。生活垃圾集中收集后定期清理运送至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）填埋。

运营期产生的固体废物主要有油泥（砂）、落地油、废防渗材料、废润滑油和清罐底泥，均属于危险废物。委托有危废处置资质的单位处置。

退役期井场拆除的井架、集输设施、井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

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，本工程所涉及的危险物质包括原油和天然气，可能发生的风险事故包括井场事故、管线、设备泄漏事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在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。

本工程应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在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；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，编制应急预案并备案，拟建工程实施后，负责实施的采气一厂将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。

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：施工期进一步优化井场、站场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，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；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，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。

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。

地表水防治措施：本工程采出水送至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至红山嘴油田原油处理站处理，废水不外排。

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；定期对油气生产设施、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。

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，不可回收利用部分收集后拉运克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行处置。生活垃圾集中收集后定期清理运送至新疆融汇城市生态环境服务有限责任公司（原克拉玛依市生活垃圾填埋场）填埋，危险废物委托有资质的单位处理。

土壤污染防治措施：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。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好原油、天然气泄漏风险防范措施，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，正在开展。

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 20383.83 万元，其中环保投资 281 万元，占总投资 1.38%。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

中国石油新疆油田分公司开发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

中佳气田中佳 13 井区石炭系哈拉阿拉特山组气藏开发建设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。