

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	2
1.3 分析判定相关情况	4
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	6
1.5 环境影响评价的主要结论	7
2 总则	8
2.1 编制依据	8
2.2 评价目的和评价原则	13
2.3 环境影响因素和评价因子	14
2.4 环境功能区划及评价标准	17
2.5 评价工作等级和评价范围	22
2.6 环境保护目标	36
2.7 评价内容和评价重点	41
2.8 评价时段和评价方法	42
3 建设项目工程概况和工程分析	43
3.1 现有工程	43
3.2 拟建工程	71
3.3 工程分析	91
3.4 相关政策法规、规划符合性分析	114
3.5 选址选线合理性分析	128
4 环境现状调查与评价	132
4.1 自然环境概况	132
4.2 生态环境现状调查与评价	137
4.3 地下水环境现状调查与评价	167
4.4 地表水环境现状调查与评价	181
4.5 土壤环境现状调查与评价	181

4.6 大气环境现状调查与评价	195
4.7 声环境现状调查与评价	198
5 环境影响预测与评价	201
5.1 生态影响评价	201
5.2 地下水环境影响评价	208
5.3 地表水环境影响评价	215
5.4 土壤环境影响评价	217
5.5 大气环境影响评价	225
5.6 声环境影响评价	234
5.7 固体废物影响分析	238
5.8 环境风险评价	240
6 环境保护措施可行性论证	259
6.1 生态保护措施可行性论证	259
6.2 地下水环境保护措施可行性论证	266
6.3 地表水环境保护措施可行性论证	271
6.4 土壤环境保护措施可行性论证	272
6.5 大气环境保护措施可行性论证	274
6.6 声环境保护措施可行性论证	276
6.7 固体废物处理措施可行性论证	277
7 温室气体排放影响评价	282
7.1 温室气体排放分析	282
7.2 减污降碳措施	285
7.3 温室气体排放评价结论	287
8 环境影响经济损益分析	288
8.1 环境效益分析	288
8.2 社会效益分析	290
8.3 综合效益分析	290
8.4 环境经济损益分析结论	291
9 环境管理与监测计划	292

9.1 环境管理	292
9.2 企业环境信息披露	297
9.3 污染物排放清单	298
9.4 生态环境监测	298
9.5 环保设施“三同时”验收	300
10 结论	303
10.1 建设项目情况	303
10.2 产业政策、选址符合性	303
10.3 环境质量现状	304
10.4 污染物排放情况	305
10.5 主要环境影响	305
10.6 环境保护措施	308
10.7 公众意见采纳情况	310
10.8 环境影响经济损益分析	310
10.9 环境管理与监测计划	310
10.10 项目可行性结论	310

1 概述

1.1 建设项目特点

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划期间实施 23 个探矿权，面积约为 $7.825 \times 10^4 \text{km}^2$ ；12 个采矿权，面积约为 $0.565 \times 10^4 \text{km}^2$ 。规划实施三维地震勘探 $1.05 \times 10^4 \text{km}^2$ ，新增探井 275 口、开发井 1216 口，到 2025 年建成年产 $1500 \times 10^4 \text{t}$ 油当量油气田。目前已投入开发的有亚松迪油气田、雅克拉凝析气田、天山南缘三道桥油气田、巴什托油气田、轮台气田、大涝坝气田、塔河油田、跃进油气田、顺北油田顺北 1 井区、顺北油田顺北 5 井区等 10 个油气田。

雅克拉凝析气田是近年来国内发现的中大型凝析油气藏之一，其为一高压气田。1984~1995 年，在雅克拉构造上相继钻探了 SC2、S4、S5、S6、S7、S15、YK2 等井，发现了下奥陶统、中寒武统及下白垩统等 3 个凝析气藏，在上震旦统及下侏罗统有 3 口井产工业油气流，并在上第三系苏维依组发现良好的油气显示，从而证明雅克拉凝析气田为一多油气层、多类型的复合型油气田。

大涝坝油气区带是一个大型多层系、多类型复合油气田。第一口探井 DLK8 并于 1994 年 1 月 23 日完钻，层位震旦系。大涝坝凝析气田 1 号气藏 DLK7 井完钻层位白垩系，苏维依组上下气层均获得工业油气流。2002 年 12 月提交了《大涝坝油气田 1、2 号苏维依组凝析气藏探明储量报告》，申报大涝坝油气田 1、2 号苏维依组凝析气田总的含气面积 17.0km^2 ，天然气地质储量 $48.20 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油地质储量为 $444.2 \times 10^4 \text{t}$ 。

未来五年雅克拉集气处理站气处理系统富裕量大，低气量运行导致能耗高；大涝坝集气处理站处理能力不足。同时，两站运行时间长，部分电气设备及压力容器设备老旧，易引起安全隐患。且由于 DN400 联络线干气湿气交替输送，造成管道腐蚀严重；外围部分区块压力低无法进站，新部署注气井无注气管线无法满足开发需求。因此，对雅克拉、大涝坝集气处理站装置进行优化调整，以适应开发需求，降低运行能耗，消除安全隐患，提升产品效益，保证管道安全稳定运行，实现效益最大化。以雅克拉集气处理站为主，承担区块核心处理任务，发挥规模与技术优势，保障产能稳定与外输产品质量；以大涝坝处理站为辅，承接周边产能，同时补充雅

克拉集气处理站处理缺口，并根据开发趋势，适时关停气处理系统。对雅克拉集气处理站及大涝坝集气处理站站内工艺及设备进行优化更新。本次研究范围包括：优化雅克拉集气处理站及大涝坝集气处理站工艺及设备，挖潜增效；消除站内安全隐患，保障站场安全运行；解决 DN400 管线腐蚀情况，将其进行源头控水，保证管线安全平稳运行。配套电气、自控、消防、结构等公用工程，完成工程投资估算，并进行经济效益评价。

本工程为优化调整雅克拉、大涝坝集气处理站装置，保证站间集输管道安全稳定运行，同时提升产品效益，降低运行成本，实现效益最大化。本工程主要建设内容包括：①雅克拉集气处理站优化改造：更换膨胀机主机机头 1 台，配套更换喷嘴组件、转子等；恢复混烃处理流程：新建 45m³/h 卸车泵 2 台、卸车鹤管撬 1 套、5m³/h 混烃提升泵 1 台，更换 150kW 混烃加热器 1 台；开排系统改造：原流程不变，更换 50m³开排罐，10m³/h 长轴螺杆泵 2 座，管线切改及配套阀门；更换低压分离器进口管线；更换排水管线，1 台蓝式过滤器，动火连头 1 处，已建管线及阀门吹扫置换及拆除；新建 350kW 凝析油空冷器 1 座；新建 2 座混烃切水器；雅克拉区块更换加热炉 6 台；更换老化电气设备 14 台，中压气压缩机气改电，改造 1 台膨胀机，更换压力容器及压力管道。②大涝坝集气处理站优化改造：新建 1×10⁴m³/d 稳定压缩机 2 座；更换一座 80m³污水缓冲罐；原位更换分子筛塔 1 座；新建 70×10⁴m³ 分子筛撬装脱水装置；凝析油稳定塔改负压塔，新建 6m³/min 空压机 1 座，拆除利旧污水增压泵 2 座，大涝坝区块更换加热炉 4 台，更换 1 台脱汞塔过滤器，更换压力容器及压力管道。③集输系统优化：在 S8-3 阀组新建油气混输增压装置 1 座，设计液量 100m³/d，气量 6.0×10⁴m³/d；新建大涝坝集气处理站至 DLK10 井高压注气管道 2km，DLK11 井至 DLK21 井高压注气管道 0.08km；治理 YK10 井至雅克拉集气处理站单井集气管线（高压集中气举）4.5km，至 YK1-1 井气举管线 0.2km，YKE1-5 至 YK14 集输管线 0.6km，YK6 阀组生产汇管到分离器所有的液相管线 0.3km。④配套电气、自控、消防、结构等公用工程。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程为石油和天然气开采项目，位于阿克苏地区库车市境内。根据新水水保〔2019〕4 号，项目所在地阿克苏地区库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理

区。本工程站场改造均为站内改造，不涉及新增占地，其中大涝坝集气处理站评价范围涉及永久基本农田，雅克拉集气处理站、S8-3 阀组评价范围内涉及地方公益林。本工程拟建的 DLK11 井至 DLK21 井高压注气管道距永久基本农田最近距离为 30m，大涝坝集气处理站至 DLK10 井高压注气管道管线距永久基本农田最近距离为 50m。大涝坝集气处理站周边分布有永久基本农田，北侧最近距离为 198m。S8-3 阀组周边分布有地方公益林。雅克拉集气处理站南侧分布有地方公益林，最近距离约 287m。治理管线周边分布有地方公益林，总计穿越地方公益林段 1.34km。本工程管线施工临时占用地方公益林 0.67hm²，不占用永久基本农田。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《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），本工程属于“五、石油和天然气开采业 07”，第 8 项“陆地天然气开采 0721”中的：“新区块开发”“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。根据《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2026 年本）》，本项目审批权限在阿克苏地区生态环境局。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》，2026 年 3 月 31 日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（委托书见附件 1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆中测测试有限责任公司于 2026 年 4 月对本工程评价区域大气环境、土壤环境、地下水环境、声环境质量现状进行了监测。根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，对工程施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。在上述工作基础上，天合公司编制完成了《雅克拉、大涝坝系统优化完善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。

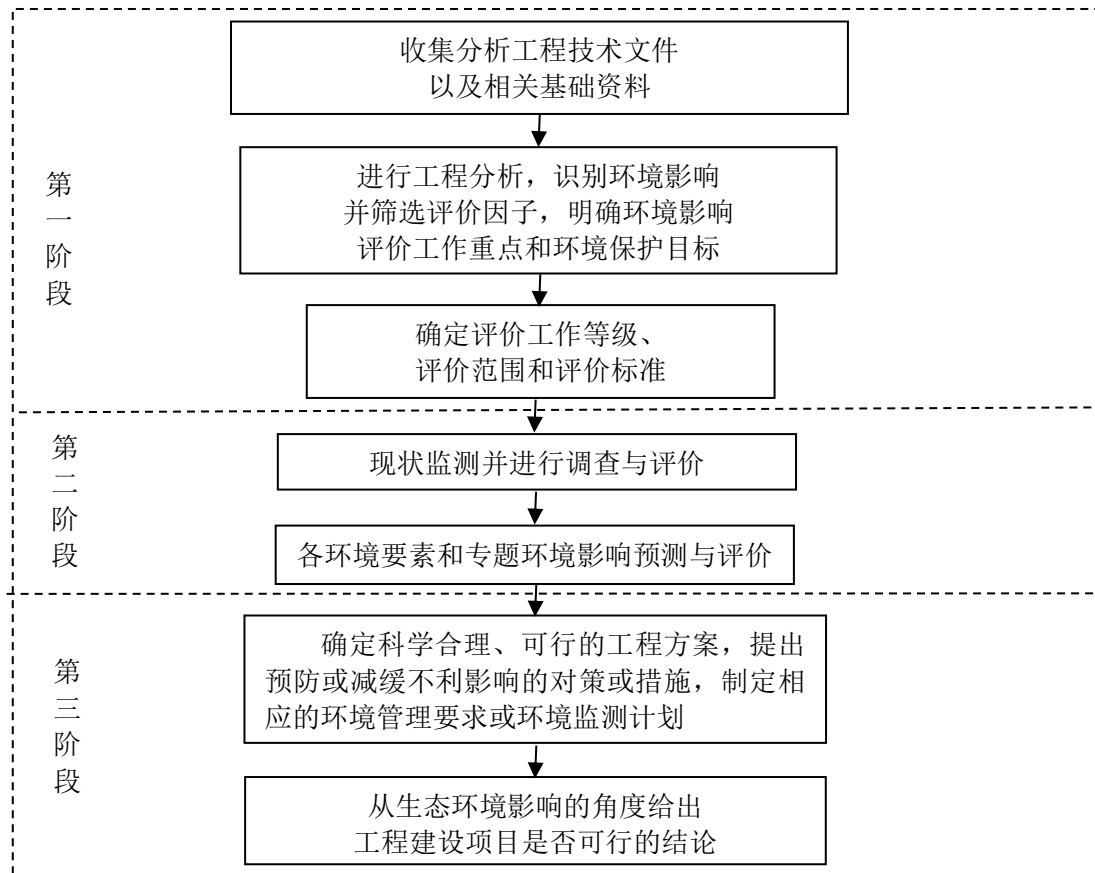


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

环评报告编制期间，建设单位于2026年4月7日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。天合公司完成环境影响报告书征求意见稿后，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）要求，于2026年6月12日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第二次公示，同时在工程所在地公示栏张贴了环评信息第二次公示材料。建设单位于2026年6月16日及2026年6月23日，在《阿克苏日报》对本工程的环境影响评价信息进行两次报纸公示。

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。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

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”

中的“七、石油天然气”中的“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，本工程的建设符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本工程属于石油和天然气开采项目，工程占地范围内不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等重要生态敏感区。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

本项目的建设有助于推进雅克拉凝析气田、大涝坝气田的油气开发，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》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》的相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

本工程选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，不在生态保护红线范围内，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。本工程建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属可接受的范围，选址、选线基本合理。

本工程土地利用类型主要为草地（天然牧草地、其他草地），其中管线施工临时占用地方公益林0.67hm²，评价范围涉及永久基本农田、地方公益林。项目区周边5km范围内无地表水分布。本工程运营期废气主要为油气处理过程中产生的无组织废气排放，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；固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，本工程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

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的

通知》（新环环评发〔2024〕157号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号），本工程位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001），不涉及生态保护红线，项目北侧距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区48.7km，南侧距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区35.7km。本工程不涉及生态保护红线变化区域。本工程所在区域土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。本工程建设满足区域生态环境准入清单要求和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。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89号）《关于印发新疆维吾尔自治区17个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796号）文件规定，本工程不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合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，不涉及生态保护红线，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为石油和天然气开采项目，环境影响主要来源于施工期的站场建设，运营期的油气处理等各工艺过程。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，本工程不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河流域水土流失重点治理区、永久基本农田、地方公益林。重点关注施工过程中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、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气、生活污水、生活垃圾、施工废料、废防渗材料、含油废物等；运营期油气处理过程无组织排放烃类、硫化氢污染物、清管废渣、废润滑油、废分子筛等对环境产生的

影响。

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）》，本工程属于“第一类 鼓励类”中的“七、石油天然气”中的“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”属于鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；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）等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态功能区划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等要求；本工程不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜區等重要环境敏感区域；本工程管线施工临时占用地方公益林 0.67hm²，工程不占用永久基本农田，评价范围涉及永久基本农田和地方公益林，需要办理相关用地手续后方可开工建设；本工程符合生态环境分区管控要求；建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划，符合新疆维吾尔自治区及阿克苏地区生态环境分区管控要求，公众认同性较好。只要在施工和运营过程中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，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

国家和地方环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	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
13	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
14	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修订）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
15	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
16	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
17	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
18	中华人民共和国土壤污染防治法	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
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

2.1.2 环境保护法规、规章

国家和地方性法规、规章一览表见表 2.1-2。

表 2.1-2 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	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	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修订）	国务院令 666 号	2016-02-06
4	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2011〕35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
9	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
10	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
11	国家林业和草原局 财政部关于印发《国家级公益林区划界定办法》和《国家级公益林管理办法》的通知	林资发〔2017〕34 号	2017-04-28
12	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01
13	排污许可管理条例	国务院令 736 号	2021-03-01
14	土地复垦条例	国务院令 592 号	2011-03-05
15	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令第 698 号	2018-03-19
16	基本农田保护条例	国务院令第 257 号	2011-01-08
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	危险废物污染防治技术政策	环发〔2001〕199 号	2001-12-17
7	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103号	2014-01-01
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
14	关于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
15	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
16	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48号	2017-05-27
17	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	2021-12-22
18	关于印发《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》及《石化企业泄漏检测与修复工作指南》的通知	环办〔2015〕104号	2015-11-17
19	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
20	国家重点保护野生动物名录（2021年）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021年第3号）	2021-02-05
21	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部令23号	2022-01-01
22	危险废物排除管理清单（2026年版）	生态环境部公告（2026年第2号）	2026-01-07
23	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告2021年第82号	2021-12-30
24	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2号	2021-11-04
25	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告2021年第24号	2021-06-11
26	企业环境信息依法披露管理办法	生态环境部令24号	2022-02-08
27	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
28	关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知	环发〔2014〕197号	2014-12-31
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）	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	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	新水水保〔2019〕4号	2019-01-21
3	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-09-21
4	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
5	关于印发《新疆国家重点保护野生动物名录》的通知	自治区林业和草原局与农业农村厅2021年修订	2021-07-28
6	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
7	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
8	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11届人大第9次会议	2010-05-01
9	关于进一步加强我区危险废物和医疗废物监督管理工作的	新政办发〔2014〕38号	2014-03-31

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	意见		
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	关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》的通知	新环环评发〔2024〕93号	2024-06-13
14	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13届人大第7次会议	2019-01-01
15	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
16	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
17	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
18	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	2021-02-22
19	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
20	关于印发《阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）》的通知	/	2024-10-28
21	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
22	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
23	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
24	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发〔2021〕95号	2021-10-29
25	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
26	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	13届人大第4次会议	2021-02-05
27	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年修正本）	12届人大第3次会议	2013-10-01
28	关于《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕147号	2022-07-25
29	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法（2024年修订）	自治区14届人大16次会议	2025-01-01
30	新疆维吾尔自治区自然资源厅、生态环境厅、林业和草原局关于加强自治区生态保护红线管理的通知（试行）	新自然资发〔2024〕56号	2024-04-17
31	新疆维吾尔自治区饮用水水源保护区管理规定（试行）	新政发〔2024〕36号	2024-06-30
32	关于印发《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》的通知	新政办发〔2024〕58号	2024-12-10

2.1.3 环境保护技术规范

环评有关的环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3 环评技术导则规范依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
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 坡耕地治理技术	GB/T16453.1-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2019-03-01
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发展和改革委员会公告 2009 第 3 号	2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	环境部公告 2012 年第 18 号	2012-03-07
17	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
18	突发环境事件应急监测技术规范	HJ589-2021	2022-03-01
19	危险废物鉴别标准通则	GB5085.7-2019	2020-01-01
20	排污许可证申请与核发技术规范 总则	HJ942-2018	2018-02-08
21	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
22	地下水环境监测技术规范	HJ 164-2020	2021-03-01
23	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
24	危险废物贮存污染控制标准	GB 18597-2023	2023-07-01
26	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ 1248-2022	2022-07-01
27	石油天然气工程设计防火规范	GB50183-2004	2005-03-01
28	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2021-01-01
29	石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）	HJ1461-2026	2026-07-01
30	挥发性有机物无组织排放控制标准	GB37822-2019	2019-07-01
31	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01

32	生产建设项目水土流失防治标准	GB/T 50434-2018	2019-04-01
33	一般固体废物分类与代码	GB/T 39198-2020	2021-05-01
34	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/ 43936-2024	2024-08-01

2.1.4 相关文件和技术资料

(1) 雅克拉、大涝坝系统优化完善工程环境影响评价委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2026 年 3 月。

(2) 雅克拉、大涝坝系统优化完善工程相关资料，中石化石油工程设计有限公司，2026 年 4 月。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解本工程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，掌握本工程所在区域的环境质量和生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程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、运营期及退役期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施。

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

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

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

通过上述评价，论证本工程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 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

本工程对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以站场与公辅工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气处理过程中产生的污染为主。环境影响因素识别表见表 2.3-1。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-1 环境影响因素识别表

影响 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
环境 因素	地表扰动、植被破坏等	施工扬尘、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气	管道试压废水、生活污水	生活垃圾、含油废物、施工废料、废防渗材料、土石方	土方施工、各类施工机械和运输车辆噪声	油气处理工程、无组织废气	无废水产生	清管废渣、废分子筛、废润滑油	泵撬等设备运转噪声	凝析油、天然气、柴油、混烃等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃设备、建筑垃圾等	土地复垦
地表水	○	○	+	+	○	○	○	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	○	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物							○						
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被							○						
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区							○						

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 环境影响因子筛选结果汇总表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
油气处理工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	硫化氢、非甲烷总烃	/	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	/	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

（1）生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本工程所在区域属于塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区（IV₁），渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区（55）。

根据新水水保〔2019〕4 号，水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果，本工程所在区域库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。

（2）水环境

本工程所在区域周边 5km 范围内无地表水体，不对区域内地表水进行现状调查。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水质量分类标准，本工程所在区域的地下水质量属于Ⅲ类功能区。

（3）大气环境

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，属于油气勘探开发区域，按照《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）要求，本工程所在区域的环境空气功能区属于二类功能区。

（4）声环境

本工程所在区域为油气勘探开发区域，远离库车市城镇规划区，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

根据本工程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）水环境

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表 1 中的Ⅲ类水质标准。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的Ⅲ类标准。有关标准限值见表 2.4-1。

表 2.4-1 《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类水质标准 单位：mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤15	21	总大肠菌群 （MPN ^b /100mL 或 CFU ^c /100mL）	≤3.0
2	嗅和味	无	22	菌落总数（CFU/mL）	≤100
3	浑浊度（NTU）	≤3	23	亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00
4	肉眼可见物	无	24	硝酸盐（以 N 计）	≤20.0
5	pH（无量纲）	6.5≤ pH<8.5	25	氰化物	≤0.05
6	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	≤450	26	氟化物	≤1.0
7	溶解性总固体	≤1000	27	碘化物	≤0.08
8	硫酸盐	≤250	28	汞	≤0.001
9	氯化物	≤250	29	砷	≤0.01
10	铁	≤0.3	30	硒	≤0.01
11	锰	≤0.10	31	镉	≤0.005
12	铜	≤1.00	32	铬（六价）	≤0.05
13	锌	≤1.00	33	铅	≤0.01
14	铝	≤0.20	34	三氯甲烷/（μg/L）	≤60
15	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.002	35	四氯化碳/（μg/L）	≤2.0
16	阴离子表面活性剂	≤0.3	36	苯（μg/L）	≤10.0
17	耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）	≤3.0	37	甲苯（μg/L）	≤700
18	氨氮（以 N 计）	≤0.50	38	总α放射性/（Bq/L）	≤0.5
19	硫化物	≤0.02	39	总β放射性/（Bq/L）	≤1.0
20	钠	≤200	40	石油类	≤0.05

（2）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），站场建设用地位为第二类用地。

结合本工程所在区域环境特征，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 2.4-2。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）中表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）风险筛选值。根据监测结果，在监测期间，本工程所在区域土 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 pH>7.5 所列筛选值标准，见表 2.4-3。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 2.4-2 《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

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

24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				
----	------	-------	-----	--	--	--	--

表 2.4-3 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 筛选值

序号	监测因子	单位	标准值
1	pH 值	无量纲	pH>7.5
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铬	mg/kg	250
5	铜	mg/kg	100
6	铅	mg/kg	170
7	汞	mg/kg	3.4
8	镍	mg/kg	190
9	锌	mg/kg	300

(3) 大气环境

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）表 1 中二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 的标准，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。环境空气指标标准取值见表 2.4-4。

表 2.4-4 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值（μg /m ³ ）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（SO ₂ ）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二级标准（过渡阶段）
2	二氧化氮（NO ₂ ）	40	80	200	
3	细颗粒物（PM _{2.5} ）	30	60	/	
4	可吸入颗粒物（PM ₁₀ ）	60	120	/	
5	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
6	臭氧（O ₃ ）	/	160	200	
7	非甲烷总烃（NMHC）	/	2000	/	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解
8	硫化氢（H ₂ S）	/	/	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

（4）声环境

本工程所在区域属于油田生产区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

2.4.3 污染物排放标准

（1）废水

施工期管道试压废水，试压结束沉淀后用于周边洒水抑尘。运营期不产生废水。

（2）固体废物

根据本工程产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；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）及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）相关要求。

（3）废气

本工程施工期无组织排放扬尘执行《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。油气处理过程中站场厂界内无组织排放的非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表A.1厂区内VOCs无组织排放限值；站场厂界外无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；无组织排放的硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1新扩改建项目二级标准。具体标准限值要求见表2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准值 单位：mg/m³

时段	污染源	污染物	最高允许排放浓度	标准来源
施工期	施工场地	颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织排放监控浓度限值
运营期	无组织	非甲烷总烃（厂界外）	4.0	《陆上石油天然气开采工

	排放			业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)
		非甲烷总烃(厂界内)	10.0(监控点处 1h 平均浓度 值); 30.0(监 控点处任意一 次浓度值)	《挥发性有机物无组织排 放控制标准》 (GB37822-2019)表 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放 限值
		H ₂ S	0.06	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)表 1 新扩 改建项目二级标准

(4) 噪声

施工期执行《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)表 1 建筑施工场
界环境噪声排放限值;运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》

(GB12348-2008)表 1 工业企业厂界环境噪声排放限值 2 类标准。环境噪声排
放标准限值见表 2.4-6。

表 2.4-6 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)	2 类	60	50

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022),评价区域内不涉
及依法划定各类自然保护地和生态保护红线。S8-3 阀组周边分布有地方公益林。
雅克拉集气处理站南侧分布有地方公益林,最近距离约 287m。治理管线周边分
布有地方公益林,总计穿越地方公益林段 1.34km,其中 YK10 气举管线穿越公
益林段 0.74km, YKE1-5H 集输管线穿越公益林段 0.6km。本工程管线施工临时
占用地方公益林 0.67hm²。

本工程雅克拉集气站、大涝坝集气处理站、S8-3 阀组站,均为站内改造,
不新增永久占地。本工程新增占地面积 3.84hm²,均为临时占地(管道施工占地),
占地面积<20km²。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，生态评价等级判定过程，见表 2.5-1。

表 2.5-1 生态环境评价等级判定

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
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	/
2	b 涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
3	c 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
4	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；	不涉及	/
5	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；	治理管线地下水水位或土壤影响范围内分布有地方公益林；建设项目生态影响主要是占地造成的土壤结构破坏和植被损失	评价等级为二级
6	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；	本工程管线临时占地面积为 3.84km ² ，3.84km ² < 20km ²	/
7	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。	雅克拉集气处理站、大涝坝集气处理站、S8-3 阀组站属于改扩建项目，均在站内进行，不新增占地	简单分析

本工程大涝坝集气处理站、雅克拉集气处理站、S8-3 阀组站，可进行生态影响简单分析；注气管线、非穿越公益林段的治理管线，生态环境影响评价等级为三级；穿越公益林段的治理管线，生态环境影响评价等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）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），考虑油气田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为站场场界周围 50 米范围；非穿越公益林段管线中心线两侧外延 300 米；穿越公益林段管线两端外延 1000 米，管线中心线向两侧外延 1000 米。评价范围示意图见图 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

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), 雅克拉集气处理站、大涝坝集气处理站, 项目类别为Ⅱ类; S8-3 阀组为采气阀组, 项目类别为Ⅱ类; 注气管线、治理管线(气举管线、气井集输管线), 项目类别均为Ⅲ类。根据调查, 本工程所在区域的地下水流向自北向南, 项目周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”, 也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”, 敏感程度为“不敏感”。

本工程依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表, 确定本工程站场、管道地下水评价等级均为三级。

表 2.5-2 地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
38、天然气、页岩气开采(含净化)	全部	-	Ⅱ类	

表 2.5-3 地下水环境敏感程度分级表

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, 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。

表 2.5-4 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用查表法确定地下水评价范围。

表 2.5-5 地下水环境现状调查评价范围参照表

评价等级	调查评价面积/km ²	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围。
二级	6~20	
三级	≤6	

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于“三级评价”范围的规定，本工程地下水评价范围为 6km²，结合区域水文地质条件及本工程分布特点、地下水调查点分布情况等，本次评价范围确定为：本工程站场上游 1km，下游 2km，两侧 1km 的矩形区域作为评价范围；管线边界两侧分别外延 200m 作为评价范围。评价范围示意图见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

本工程所在区域周边 5km 范围内无地表水体，且本工程运营期不产生废水，不与周边地表水体发生水力联系。

本工程不进行地表水环境影响评价等级判定，进行简单分析。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

（1）项目类别

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），“土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。”根据区域历史监测数据，本工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，即本工程所在区域属于土壤盐化地区，本工程项目类别应按照土壤污染影响型和生态影响型考虑，并根据不同项目类别分别判定评价等级。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本工程属于天然气开采项目，按照Ⅱ类建设项目开展土壤环境影响评价。同时根

据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本工程雅克拉集气处理站、大涝坝集气处理站项目类别为Ⅱ类；S8-3 阀组为采气阀组，项目类别为Ⅱ类；天然气管道，项目类别为Ⅳ类。本项目所涉及管线（注气管道、气举管道、气井集输管道），均不属于油类和废水输送管道，属于Ⅳ类项目，可不开展土壤环境影响评价。

本工程涉及的站场之间距离均较远（任两站之间均超过 20km），因此本次针对各站场（雅克拉集气处理站、大涝坝集气处理站、S8-3 阀组站）分别进行土壤等级判定。

（2）评价等级

①生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），“建设项目所在地土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感；同一建设项目涉及两个或两个以上场地或地区，应分别判定其敏感程度；产生两种或两种以上生态影响后果的，敏感程度按相对最高级别判定”，生态影响型判别依据见表 2.5-6。土壤环境生态影响型评价工作等级划分见表 2.5-7。

表 2.5-6 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>4 g/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≥1.5 m 的，或 1.8<干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深<1.8 m 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度>2.5 或常年地下水位平均埋深<1.5 m 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。

表 2.5-7 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	项目类别	I类	II类	III类
敏感		一级	二级	三级
较敏感		二级	二级	三级
不敏感		二级	三级	-

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

根据本次现状监测，本工程所在区域土壤含盐量大于 4g/kg，判定生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。本工程雅克拉集气处理站、大涝坝集气处理站、S8-3 阀组，项目类别为Ⅱ类，土壤生态影响型评价等级划分为二级评价。

②污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），“将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ），建设项目占地主要为永久占地”。本工程站场优化改造均为站内改造，不涉及新增占地。本工程占地主要为管线施工占地，均为临时占地。本工程占地面积为 3.84hm^2 （ $\leq 5\text{hm}^2$ ），均为临时占地，占地规模为小型。建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据见表 2.5-8。土壤环境污染影响型评价工作等级划分见表 2.5-9。

表 2.5-8 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

表 2.5-9 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 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	-	-

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

本工程大涝坝集气处理站周边为永久基本农田，最近距离为 198m（位于土壤污染影响型评价范围内），土壤敏感程度为“敏感”。S8-3 阀组站周边均为地方公益林，土壤敏感程度为“敏感”。雅克拉集气处理站南侧分布有地方公益林，最近距离约 287m（不在土壤污染影响型评价范围内），土壤敏感程度为“不敏感”。本工程为天然气开采项目，属于Ⅱ类建设项目，大涝坝集气处理站和S8-3 阀组站土壤污染影响型评价等级划分为二级评价，雅克拉集气处理站土壤污染影响型评价等级划分为三级评价。

(3) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为见表 2.5-10。评价范围图见图 2.5-1。

表 2.5-10 本工程土壤评价等级及评价范围一览表

序号	建设内容	生态影响型 评价等级	评价范围	污染影响型 评价等级	评价范围
1	雅克拉集气处理站	二级	占地范围外 2km，范围内	三级	占地范围外 0.05km 范围内
2	大涝坝集气处理站	二级	占地范围外 2km，范围内	二级	占地范围外 0.2km 范围内
3	S8-3 阀组站	二级	占地范围外 2km，范围内	二级	占地范围外 0.2km 范围内

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本工程废气排放源主要为站场无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢。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，选取非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢（H₂S）作为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值。对仅有 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 2.5-11。

表 2.5-11 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-12。

表 2.5-12 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		24.66
最低环境温度/°C		-6.6
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

本工程站场无组织估算模式预测污染物扩散结果详见表 2.5-13。

表 2.5-13 无组织估算模式预测污染物扩散结果

序号	污染源名称		评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{\max}(\%)$	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}(\text{m})$
1	雅克拉 集气处 理站	无组织 废气	非甲烷总烃	0.000702	0.04	0.16	150	-
			硫化氢	0	0			
2	大涝坝 集气处 理站	无组织 废气	非甲烷总烃	0.001104	0.06		150	-
			硫化氢	0.000001	0.01			-
3	S8-3 阀 组站	无组织 废气	非甲烷总烃	0.003216	0.16		75	-
			硫化氢	0.000002	0.02			-

经计算可知，本工程最大占标率为：0.16%，最大占标率在 $P_{\max} < 1\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境影响评价工作等级判据判别，确定本次各站场环评大气环境影响评价的工作等级均为三级评价。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的规定,本项目不需设置大气环境影响评价范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《声环境质量标准》(GB3096-2008),本工程所在区域为2类声环境功能区,依据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)规定,本工程声环境影响评价工作等级为二级评价。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)要求,“a)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;b)二级、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类别及声环境保护目标等实际情况适当缩小;c)如依据建设项目声源计算得到的贡献值到200m处,仍不能满足相应功能区标准值时,应将评价范围扩大到满足标准值的距离。”根据本工程特点,本次声环境评价范围为站场边界向外200m评价范围。评价范围示意图见图2.5-1。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018),本工程突发环境事件风险物质主要为天然气、凝析油、混烃、硫化氢,风险单元为站场、管线。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中的判定方法,当存在多种危险物质时,按照下式计算物质总量与其临界量比值(Q):

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ --每种危险物质的临界量, t;

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I;

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

$Q \geq 100$ 。

本工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施，本次优化改造工程不改变现有站场工艺流程、不新增站场天然气处理规模；管线治理工程针对管线腐蚀、穿孔刺漏等问题，进行管线更新，不改变管道输送规模；S8-3 阀组站油气混输装置仅为动态输送设备，无固定储存容量。因此，本次站场内天然气、凝析油、混烃、硫化氢等风险物质进行评价分析，但储存量不计入本次危险物质 Q 值的计算。

本项目新建注气管线 2.08km，注气气源为雅克拉集气处理站净化干气。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa，管线压力 5Mpa；

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。

表 2.5-14 本项目运营期危险物质储存量核算

储存装置	危险物质	管线长度	管径	密度	压力	储存量 (t)
注气管线	天然气	2.0km	65mm	0.6560kg/m ³	55MPa	0.118
		0.08km	80mm	0.6560kg/m ³	55MPa	0.045

本项目危险物质 Q 值结果详见表 2.5-15。

表 2.5-15 本项目危险物质 Q 值一览表

序号	危险物质	临界量 (t)	最大储存量 (t)	最大 Q 值
1	天然气	10	0.163	0.0163

根据上表计算结果可知，注气管线 $Q < 1$ ，判断风险潜势为 I，仅进行简单分析，不设置环境风险评价范围。

本工程各环境要素评价范围见表 2.5-16。

表 2.5-16 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	生态环境	二级	站场场界周围 50 米范围；非穿越公益林段管线中心线两侧外延 300 米；穿越公益林段管线两端外

				延 1000 米，管线中心线向两侧外延 1000 米
2	地下水		三级	站场上游 1km，下游 2km，两侧 1km 的矩形区域作为评价范围；管线边界两侧分别外延 200m 作为评价范围
3	土壤	生态影响型	二级	站场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围内
		污染影响型	二级（大涝坝集气处理站、S8-3 阀组站）	站场占地范围内全部以及占地范围外 0.2km 范围内
			三级（雅克拉集气处理站）	站场占地范围内全部以及占地范围外 0.05km 范围内
4	环境空气		三级	本项目不需设置大气环境影响评价范围
5	声环境		二级	站场边界向外 200m 评价范围
6	环境风险		简单分析（注气管线）	不需设置评价范围

图 2.5-1 本工程各环境要素评价范围图（大涝坝区块）

图 2.5-1 本工程各环境要素评价范围图（雅克拉区块）

图 2.5-1 本工程各环境要素评价范围图（S8-3 阀组站）

2.6 环境保护目标

(1) 污染控制目标

根据工程排污特点和周围环境情况，确定本评价污染控制及保护环境的目标为：工程建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证本工程污染物实现达标排放（符合相应标准要求，并使固体废物得到合理利用或无害化处置），使工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。本工程建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

(2) 环境保护目标

本项目位于库车市境内。根据资料收集和现场调查，本项目不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。除油区工作人员外，项目区无人居住。按照《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），将永久基本农田、公益林、水土流失重点治理区等环境敏感区加入生态保护目标。

根据新水水保〔2019〕4号，项目所在地阿克苏地区库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区。本工程管线临时占用地方公益林0.67hm²，工程不占用永久基本农田，评价范围涉及永久基本农田、地方公益林。本工程与永久基本农田位置关系见图2.6-1，本工程与公益林位置关系见图2.6-2，本工程治理管线穿越地方公益林位置关系见图2.6-3。

结合现状调查，本工程主要环境保护目标见表2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标一览表

序号	环境要素	环境保护目标和生态保护敏感区	与敏感点最近的工程距离	敏感点环境质量保护要求
1	大气环境	区域大气、土壤、地下水、永久基本农田、地方公益林等	油区内部	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，不因本项目建设降低区域环境空气质量
2	地下水环境	评价区地下水潜水	项目区及周边	满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，不因本项目建设降低区域地下水环境质量
3	声环境	项目区声环境	-	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准

4	生态环境	塔里木河流域水土流失重点治理区	评价范围内	不造成新的水土流失
		永久基本农田	本项目不占用永久基本农田，其中 DLK11 井至 DLK21 井高压注气管道距永久基本农田最近距离为 30m；大涝坝集气处理站至 DLK10 井高压注气管道管线距永久基本农田最近距离为 50m；大涝坝集气处理站周边分布有永久基本农田，北侧最近距离为 198m。	禁止占用；施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。
		地方公益林等天然林	YK10 气举管线穿越公益林段 0.74km，YKE1-5H 集输管线穿越公益林段 0.6km。	避免占用林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿；施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。
		野生动植物	评价范围内	控制占地面积，禁止捕杀野生动物，禁止对占地范围外的植被造成破坏
		荒漠草场、天然牧草地	项目区内/荒漠林地、盐碱地、草地等	严格控制施工范围，严禁随意砍伐植被。
		保护动、植物	肉苁蓉、塔里木兔、鹅喉羚、塔里木兔、塔里木马鹿、苍鹰、红隼、云雀、沙狐、白尾地鸦	尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物
5	环境风险	区域大气、土壤、地下水、永久基本农田、地方公益林等	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

图 2.6-1 本工程与永久基本农田位置关系示意图

图 2.6-2 本工程与公益林位置关系示意图

图 2.6-3 本工程治理管线穿越地方公益林位置关系示意图

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程概况和工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施可行性论证、温室气体排放影响评价、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、结论，见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	建设项目工程概况和工程分析	项目概况、油气资源概况、工程组成、工程分析、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算有组织与无组织的污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等。
2	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状调查（包括生态环境、地下水环境、地表水环境、土壤环境、大气环境、声环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期、运营期和退役期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。对退役期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。根据项目特点开展了环境风险评价。
4	环境保护措施可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治措施及依托措施进行论证。
5	温室气体排放影响评价	在节能降耗技术、清洁运输、挥发性有机物与甲烷协同控制等方面提出针对性的控制措施与要求。
6	环境影响经济损益分析	从项目环境效益、社会效益、综合效益等方面叙述。
7	环境管理与监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保“三同时”验收一览表。
8	结论	根据上述各章节的相关分析结果，结合生态环境质量目标要求，明确给出建设项目的生态环境影响可行或不可行的结论。

2.7.2 评价重点

经对本工程所在区域自然地理、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) 土壤及地下水环境影响评价；
- (4) 固体废物影响评价；
- (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

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。

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。本次评价采用了实测法、类比分析法、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	实测法、收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、产污系数法、排污系数法、查阅参考资料法
4	影响评价	类比分析法、数学模式法、预测模式

3 建设项目工程概况和工程分析

3.1 现有工程

3.1.1 现有工程概况

3.1.1.1 雅克拉集气处理站

雅克拉集气处理站为“雅克拉-大涝坝气田开发建设工程”的附属工程，于 2005 年 6 月 14 日取得新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环自函〔2005〕275 号）。2007 年 1 月 29 日通过原阿克苏地区环境保护局竣工环境保护验收意见（阿地环函字〔2007〕20 号）。雅克拉集气处理站于 2005 年投产，设计天然气处理量为 $260 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油设计处理量为 515t/d，液化气产量 144t/d，轻烃产量 135t/d。

目前天然气处理规模 $119 \sim 204 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （含大涝坝返输气 $12 \sim 97 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，循环气 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），负荷率 46%~79%，采用“分子筛脱水+DHX 凝液回收”工艺，包括低压（1.4MPa）、中压（2.2MPa）、高压（6.0MPa）共三套进站系统，C3⁺含量 3.0%（含大涝坝返输气），制冷温度 -73℃，C3⁺收率 89%，年产液化气 $2.7 \times 10^4 \text{t}$ 、2 号轻烃 $1.33 \times 10^4 \text{t}$ 。由于雅克拉集气处理站冬夏季运行模式不同，夏季平均处理气量 119 万方/天，生产干气 $97 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，其中 85×10^4 经 DN400 联络线输至大涝坝集气处理站用于注气， $12 \times 10^4 \text{m}^3$ 外销。冬季平均处理气量 $204 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，生产干气 $157 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，全部外销。凝析油处理规模 350t/d，负荷率 68%，采用“闪蒸+微正压稳定”处理工艺。

主工艺流程描述：油气井流体进入处理站装置区的计量和生产分离系统进行气液分离，气相与天然气增压后的低压不凝气作为天然气凝液回收装置的原料天然气，首先进入分子筛入口分离器，除去液态和固体杂质后，分离器的气相进入分子筛脱水系统，采用两塔分子筛脱水工艺脱除天然气中含有的饱和水，防止在低温系统中生成水合物。脱水后的天然气经过脱汞除去单质汞，然后经过粉尘过滤器除去粉尘，再经过冷箱预冷后，进入低温分离器，将部分重烃液体从气相中分离出来。离开低温分离器的气相进入膨胀/压缩机组的膨胀端，经过膨胀降温后的物流作为重接触塔塔顶进料，重接触塔塔底凝液作为脱乙烷塔塔顶进料。离开低温分离器的液相经过液位调节阀后进入冷箱，经冷箱复热后作脱乙烷塔中部进料。重接触塔塔顶气相经过冷箱回收冷量后，进入膨胀/压缩机组的同轴压缩机，

增压后大部分作为干气进入外输管线。脱乙烷塔底液相作液化气塔中部进料，液化气塔顶产品为液化气，送入液化气储罐；塔底产品为轻油，经液化气塔进料换热器降温后进入轻油储罐。计量分离系统凝析油进入三相分离器，完成油、气、水的分离。凝析油再经过凝析油稳定塔进料换热器升温后，进入凝析油稳定塔；三相分离器的气相与凝析油稳定塔回流罐的不凝气汇合，然后进入压缩机入口分离器，分离掉夹带的液体杂质后，离开分离器的气相经过压缩、空气冷却后进入压缩机出口分离器，进一步分离掉液体杂质。离开压缩机出口分离器的气相与计量生产分离系统的原料天然气汇合，然后一并进入天然气处理系统，以回收凝析油稳定过程产生闪蒸气。

雅克拉集气处理站平面布置图见图 3.1-1，主工艺流程见图 3.1-2。

图 3.1-1 雅克拉集气处理站平面布置图

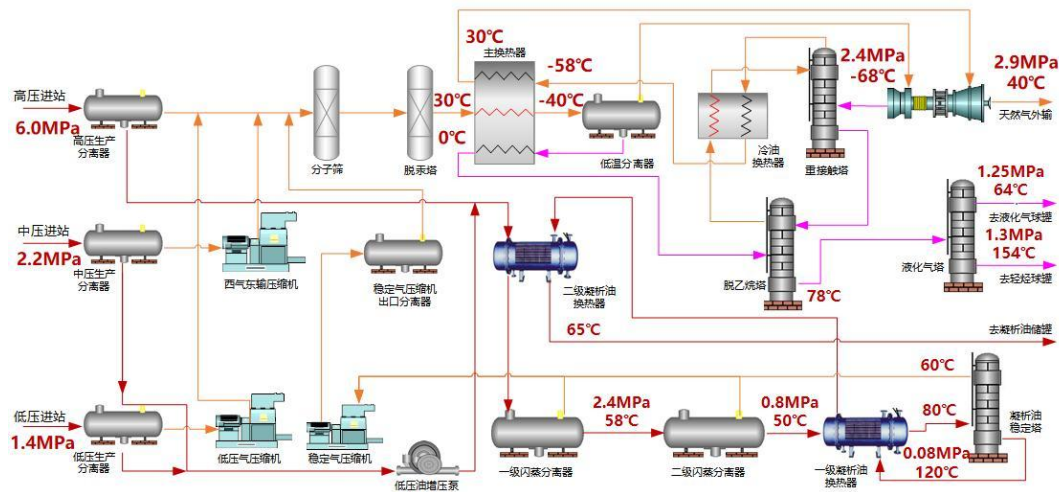


图 3.1-2 雅克拉集气处理站主工艺流程图

3.1.1.2 大涝坝集气处理站

大涝坝集气处理站于 2005 年投产，是集凝析油稳定、露点控制、凝液回收于一体的综合性凝析气处理装置。设计天然气处理量为 $25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油设计处理量为 $240 \text{t}/\text{d}$ ，液化气产量 $22 \text{t}/\text{d}$ ，轻烃产量 $29 \text{t}/\text{d}$ 。目前大涝坝集气处理站运行模式为“夏运冬停”，采用“分子筛脱水+膨胀制冷凝液回收”工艺，包括低压（ $0.8\text{--}1 \text{MPa}$ ）、高压（ $3\text{--}5 \text{MPa}$ ）两套进站系统， C_3^+ 含量 1.75% ，制冷温度 -69°C ， C_3^+ 收率 80% ，液化气塔停运，年产混烃 2061 吨。大涝坝区块为“夏注冬采”，夏季气量 $37 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，其中 $12 \times 10^4 \text{m}^3$ 经 DN200 联络线输至雅克拉集气处理站中压系统， $25 \times 10^4 \text{m}^3$ 进站处理，生产干气 $24.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，全部用于注气。冬季气量 $97 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，其中 $85 \times 10^4 \text{m}^3$ 经 DN400 联络线输至雅克拉集气处理站高压系统处理、 $12 \times 10^4 \text{m}^3$ （含 120m^3 水）经 DN200 联络线输至雅克拉集气处理站中压系统处理。

凝析油处理：设计处理规模 $240 \text{t}/\text{d}$ ，全年运行。目前处理规模 $175 \text{t}/\text{d}$ ，负荷率 72.9% ，采用“闪蒸+正压稳定”处理工艺，合格原油外销。

采出水处理：无采出水处理系统， $120 \text{m}^3/\text{d}$ 采出水增压后经 DN200 管线输送至雅克拉集气处理站水系统处理。

排污许可执行情况：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂申领了排污许可证登记回执（登记管理），登记日期 2024 年 9 月 26 日，登记编号：91650000742248144Q030Y，有效期限自 2024 年 9 月 26 日至 2029 年 9 月 25 日止。

大涝坝集气处理站主要工艺生产装置包括：凝析油稳定单元，天然气增压、

脱水和分子筛再生系统,轻烃回收、分馏系统。距离雅克拉污水处理站距离约 15km,生产过程中产生的含油污水经收集后运往雅克拉污水处理站处理后全部用于回注。单井油气经单井采气管线输至大涝坝集注站处理,所得主要产品有天然气干气、液化气、稳定轻烃和稳定凝析油。干气输送至 705 配气站后进入雅-库车输气干线;液化气、稳定轻烃经站内储存采取就地装车外运;稳定凝析油通过新建 DN100 的管线输至雅克拉装车末站。

工艺流程:天然气经采气管线进入站内,在站内经计量、分离、节流后气相进入脱水前分离器,分离后的天然气进入天然气脱水装置,采用分子筛脱水。脱水后的天然气经天然气换热器冷却后进入低温分离器;经分离后的天然气进入透平膨胀机的膨胀端,膨胀后的天然气进入重吸收塔回收凝液后经天然气换热器回收冷量后进入透平膨胀机的增压端,增压后,外输至库车大化。生产分离器、计量分离器得到的凝液经二级凝析油换热器、一级凝析油换热器换热后进入一级闪蒸分离器、二级闪蒸分离器。经脱水后的凝液进入凝液稳定塔进行分离,液相经凝析油外输泵增压后进入凝析油外输管线。为保证凝析油稳定部分的正常生产,站内设凝析油储罐。经透平膨胀机低温膨胀得到的凝液进入脱乙烷塔,在该塔内进行分离,分离出的液相进入液化气塔,在液化气塔内分离出合格的液化气和轻油产品。液化气和轻油经储罐储存后装车外运。

液化气塔采用塔顶全冷凝、强制回流的方式。当处理装置出现故障时,通过紧急切换阀,使进站天然气去火炬放空。大涝坝集气处理站平面布置图和工艺流程图见图 3.1-3 和图 3.1-4 所示。

图 3.1-3 大涝坝集气处理站平面布置图

图 3.1-4 大涝坝集气处理站工艺流程图

3.1.1.3 S8-3 阀组

S8-3 阀组站为“雅克拉一二八台油气藏 2022 年产能建设项目（变更）”的主要工程，于 2023 年 5 月取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环审〔2023〕297 号），于 2024 年 9 月 13 日自主验收。

S8-3 阀组站站内设备主要为井口装置区、三相分离器、自动选井阀组等，周边井场的采出液通过管线输送至 S8-3 阀组站，低压井油气通过三相分离器分离后，经集输管线最终输至雅克拉集气处理站处理。

目前 S8-3 井区管辖 5 口气井，产液量 46.5 吨/天，气量 3.4 万方/天，油气集输至 S8-3 阀组、YD1 阀组后再自压集输至雅克拉集气处理站，S8-3 阀组至 YD1 阀组建有混输管线 8.91km（DN150 柔性复合管），目前阀组回压 3.1MPa，有 3 口气井井口压力在 2.2~2.6MPa，无法进站生产。

3.1.1.4 零散混烃生产现状

（1）零散混烃产量

目前，油田公司年度烃类产品总产量达 48.3 万吨。其中液化气年产量 21.8 万吨，稳定轻烃年产量 25.4 万吨，混烃年产量 1.10 万吨。

从生产设施布局方面，公司设有 7 座专门生产液化气或稳定轻烃的站场，分别为一号联、二号联、三号联、四号联、五号联，以及顺北天然气处理厂、雅克拉集气处理站。此外，公司拥有 8 座混烃生产井站，其中托甫台、桥古、大涝坝 3 座站场混烃年产量 8303 吨，由分公司直接销售；中 102 斜井、巴什托站、顺北

6-1 阀组、顺北 53X 井、顺北 53-7 井 5 座井站混烃年产量 2685 吨，由第三方回收处理。零散混烃产量见表 3.1-1。

表 3.1-1 零散混烃产量

序号	井/站场名称	气量 (10 ⁴ m ³ /d)	产量 (t/a)	备注
1	托甫台南回收站	10	4800	配备混烃罐，按照新建站场投产后考虑产量
2	桥古集气处理站	5.25	1300	配备混烃罐
3	大涝坝集气处理站	27	2203	配备混烃罐
4	中 102 斜井	5	300	配备混烃罐，赛普回收，生产 LNG，目前关井
5	巴什托集油站	1.2	300	配备混烃罐，峰海回收，生产 CNG，目前关井
6	顺北 6-1 阀组	45	1000	配备混烃罐，赛普回收，生成 LNG
7	顺北 53X 井	5	260	配备混烃罐，奎和回收，生产 LNG，目前关井
8	顺北 53-7 井	8	825	配备混烃罐，三新回收，生产 LNG，目前关井
9	顺北 10X 井	5.0	0	未配备混烃罐，赛普回收，生产 LNG，目前关井
10	顺北 12X 井	10.7	0	未配备混烃罐，三新回收，生产 LNG，目前关井
合计			10988	

(2) 零散混烃组分

零散混烃其主要构成成分包括 C3、C4、C5 以及 C6⁺（这些成分在零散混烃中的占比范围在 96.1%至 100%之间），同时含有少量或者几乎不含 C2（C2 的含量范围在 0 至 3.8%之间），其饱和蒸汽压处于 95.5kPa 至 841kPa 的区间内。生产工艺方面：目前主要采用节流膨胀制冷或者丙烷制冷等浅凝液回收工艺来进行处理（制冷温度控制在 0℃至-35℃的范围内）。

混烃含硫情况：在托甫台、桥古、大涝坝等区域所生产的为零散不含硫混烃，年产量为 8903 吨，而在顺北 6-1 阀组、顺北 53X 井等区域所生产的则为零散含硫混烃，年产量为 2085 吨。混烃组分（质量分数）见表 3.1-2。

表 3.1-2 混烃组分（质量分数）

井站	产量 (t/a)	C2 (%)	C3+C4 (%)	C5 (%)	C6+	37.8℃饱和 蒸汽压 (kPa)	硫含量	备注
托甫台南回收站	4800	0.2	17.6	25.7	56.6	156	0.0003%	不含硫
桥古集气处理站	1300	1.5	14.7	14.8	68.9	138	0.0019%	不含硫
大涝坝集气处理站	2203	2.5	25.9	17.8	53.9	124	0.0005%	不含硫

巴什托集油站	300	3.8	40.0	32.5	23.5	841	0.0003%	不含硫
中 102 斜井	300	0.0	1.9	5.3	92.8	95.5	0.0004%	不含硫
顺北 6-1 阀组	1000	0.0	1.2	21.7	77.2	79.2	>0.1%	含硫
顺北 53X 井	260	检测天然气中 H ₂ S 含量 3049mg/m ³					>0.1%	含硫
顺北 53-7 井	825	检测天然气中 H ₂ S 含量 24104mg/m ³					>0.1%	含硫

(3) 零散混烃销售

当前，西北油田零散混烃产品主要采用用户直接汽车拉运的方式进行外销。销售范围广泛，不仅覆盖疆内地区，如塔化等重要客户，还拓展至疆外多个省份，包括宁夏、青海、西藏、四川等地，形成了较为完善的销售网络。

油田公司生产不含硫零散混烃井站共 5 座，生产混烃 8903 吨/年，采用用户拉运外销模式。据统计 2025 年 2 月~2026 年 2 月产品销售价，其中液化气 3259.62 元/吨、2 号轻烃 5590.92 元/吨、零散混烃 2715.67 元/吨。零散混烃销售单价较液化气低 541.25 元/吨，较 2 号轻烃低 2875.25 元/吨，年经济效益损失 2000 余万元。

(4) 混烃处理现状

混烃脱硫装置情况：目前，二号联、三号联、四号联以及五号联这 4 套混烃脱硫装置均处于满负荷或者超负荷的运行状态，装置已无任何富余的处理能力，无法再接纳额外的混烃进行处理。

凝液回收装置情况：一号、二号、三号、五号凝液回收装置均超负荷运行，同样不存在富余处理能力。其中，雅克拉集气处理站的凝液回收装置设计规模为 280t/d，当前实际处理量为 99t/d（此数据包含冬季大涝坝进站生产的情况），而外围区块新增混烃产量为 33t/d，经核算，该装置能力能够满足外围区块新增混烃的处理要求。

雅克拉集气处理站设计天然气处理规模 260 万方/天，目前处理气量 112 万方/天，生产液化气 66t/d，生产 2 号稳定轻烃 33t/d。

雅克拉集气处理站内建有混烃处理流程 1 套（2017 年建成，后因四号联混烃自行处理，站内无混烃处理后停用），主要设备为 2 台 49m³ 混烃缓冲罐（可利旧）、2 台 10m³/h 混烃提升泵（其中 1 台报废）、1 台 260kW 混烃加热器（已报废）。已建混烃处理流程示意图 3.1-5。

图 3.1-5 已建混烃处理流程示意图

雅克拉集气处理站外建有轻烃液化气装卸区（2005 年建成），共 4 个鹤位，目前 2 个卸车鹤位、4 台卸车泵停用，经检测均已报废，无法利旧。已建混烃处理设备平面布置图 3.1-6。

图 3.1-6 已建混烃处理设备平面布置图

3.1.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程环评及验收情况一览表见表 3.1-3 所示，具体文件见附件 2-7。

表 3.1-3 现有工程环评及验收情况一览表

序号	工程名称	环评批复文件	验收文件
1	雅克拉-大涝坝气田开发工程	自治区环境保护局；新环自函（2005）273 号；2005 年 6 月	阿克苏地区环境保护局；阿地环函字（2007）20 号；2007

			年 1 月
2	雅克拉白垩系凝析气藏 2017 年产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境 保 护 厅，新环函〔2018〕422 号	已于 2020 年 4 月进行自主验收
3	大涝坝凝析气藏 2018 年调整方案建设项目	阿克苏地区生态环境局；阿地环函字〔2019〕654 号，2019 年 11 月 22 日	2021 年 3 月自主验收
4	雅克拉一二八台油气藏 2022 年产能建设项目（变更）环境影响报告书	阿克苏地区生态环境局，阿地环审〔2023〕297 号，2023.5	2024 年 9 月 13 日自主验收

3.1.3 雅克拉凝析气田环境影响回顾评价

根据现场踏勘情况及调查结果，并结合《天山南片区环境影响后评价报告书》（备案意见的函，附件 8），对雅克拉凝析气田分别从大气环境影响、水环境影响、声环境影响、固废环境影响、土壤环境影响、生态环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

1、植被环境影响回顾分析

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

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

（1）永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，雅克拉凝析气田的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油气田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳、芦苇等，西北油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

废弃油气井按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井及时实施封井，油田公司督促相关方落实相关协议与责任，保证其做好场地恢复工作，对关停、搬迁和退役生产设施采取防止土壤和地下水污染的措施，对油气生产和储运等设施要制定退出方案，实施清除设施内残存物料、清理遗留污染等措施。

（2）临时占地植被影响回顾

①井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油气田开发规划用地，占地类型以盐土为主，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

②道路和管线

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

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

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免对项目区域地表的扰动和破坏。施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

图 3.1-7 区域现有道路和管线周边恢复效果

2、野生动物影响回顾分析

(1) 破坏栖息环境

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

(2) 人类活动对野生动物生存的干扰

在油气田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油气田进入生产期，人为影响程度趋于平稳。同时会增加一些适应人类影响的种类。

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

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

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

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

3、生态保护措施回顾

(1) 井场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积为 60m×60m，符合施工设计要求。施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

(2) 管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主，人工植树为辅。项目区自然植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖雨水，因此植被的恢复需要时间长。通过现场调查，被扰动的区域水分条件好的已恢复植被，水分条件不好的区域有

零星植物恢复生长。油气管线占地因各自所在区域水分条件不同，自然恢复程度有所不同。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。

综上所述，雅克拉凝析气田井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油气田内部永久占地范围的植被完全清除，井场内临时性占地的地表基本裸露，植被正在自然恢复。区域道路和管线两侧植被自然恢复。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。油气开采在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，也没有发生捕猎保护动物的现象，对周边生态环境影响可接受。

3.1.3.2 大气环境影响回顾评价

雅克拉凝析气田目前主要分布有 1 座集气站和 39 口生产井，大气污染源主要为加热炉燃烧的天然气、检修或紧急状态下放空火炬燃烧天然气产生的废气以及井场、地面工程无组织排放废气。加热炉均使用净化后的天然气作燃料，天然气气质稳定。井场集输均为密闭集输过程，各站场及井场之间间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其它污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。

根据区域例行监测的结果显示，站场加热炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求，各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表 1 新改扩建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。因此，油气田开发对区域环境空气质量影响不大。

3.1.3.3 水环境影响回顾评价

雅克拉凝析气田采出原油及天然气依托雅克拉集气处理站处理，分离出的采出水依托回注水处理系统处理，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/T5329-2022）标准要求后，根据井场注水需要回注地层。根据现场踏勘及咨询企业现场管理人员，出水水质可稳定达标。

回注水回注层为原石油开采层，经处理达标后的含油污水通过密闭的注水管线输送至回注井和注水替油井，注入地下，不外排，由于回注井回注层位在 5000m 左右并设有套管，深层地下水基本得不到补给和循环，径流和排泄处于停滞状态，正常情况下基本不会对地下水产生不利影响。

结合区域各阶段地下水环境质量现状监测数据，与历史监测数据对比：从监测结果可知，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值，除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物外其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，超标的主要原因与当地水文地质条件有关，其天然背景值较高。

雅克拉凝析气田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，结合水环境质量监测结果，从整体区域看历年来雅克拉区块地下水污染物浓度没有显著变化，油气田开发未对该区块主要供水层的地下水环境产生不良影响。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

雅克拉凝析气田现有噪声源主要来自雅克拉集气处理站、各井场，雅克拉区块评价范围无居民区分布，不存在噪声扰民现象。油气田开发时间较长，已进入开发后期，工业活动较少，影响较小。

根据区域例行监测结果。区域各声环境敏感点均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准限值，声环境质量较好。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自集输过程中产生的落地油、生活垃圾等。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。

钻井井场设置岩屑池，其池底和池体压实，采取 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗，水基废弃泥浆和岩屑排入岩屑池。施工过程中，岩屑池中的一开、二开上部的废弃泥浆和岩屑在单井废液池中干化后综合利用，二开下部含磺化的钻井废弃物应用不落地达标处理技术，进行固液分离，分离出的磺化泥浆岩屑现场处理后，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB

65/T3997-2017)标准中相应指标要求后用于铺垫油区内的井场、道路等;生活垃圾合理处置。

落地油、废矿物油等危险废物均第一时间委托阿克苏塔河环保工程有限公司(塔河油田一号固废液处理站,危险废物经营许可证编号:6529230040)接收并进行达标处理。落地油、废矿物油收集、贮存、运送、处置过程中,严格执行《危险废物转移管理办法》(生态环境部部令第23号)。雅克拉凝析气田生活垃圾合理处置。

生活垃圾集中收集后定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司清运、处置。个别新井在钻井完成后,由于车辆及人力限制,没能及时处理施工场地。存在的问题已纳入西北油田分公司整改计划中,已落实到具体的责任部门,并明确了资金来源并进行整改。

总体来说,雅克拉凝析气田内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置,固体废物环境保护措施基本有效。

3.1.3.6 土壤环境影响回顾评价

根据油气田开发建设的特点分析,雅克拉凝析气田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质,使表层土内有机质含量降低,并且使土壤的富集过程受阻,土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时,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、集气站产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响,如废水和固废进入土壤造成土壤的污染,但这些影响主要是发生在事故条件下,如单井管线爆管泄漏致使污油进入土壤。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。

根据现场调查及收集相关资料，雅克拉采气厂针对雅克拉凝析气田主要采取了以下措施防治土壤污染：

1、“大气沉降”途径阻断措施

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

2、“地面漫流”途径阻断措施

（1）采出水在雅克拉集气处理站处理后，直接回注单井。

（2）重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

3、“垂直入渗”途径阻断措施

（1）站场内储罐区、原辅料储藏区、加热装置区等区域均采取了防渗措施，油气密闭集输。

（2）对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

（3）雅克拉凝析气田产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司（塔河油田绿色环保站，危险废物经营许可证编号：6529230040）和中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（西北油田分公司一号固废液处理站西北侧，危险废物经营许可证编号：6529230053）接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《国家危险废物转移管理办法》（生态环境部部令第23号）。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

结合雅克拉凝析气田历年的土壤监测数据分析，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雅克拉凝析气田的开发建设而明显增加。

3.1.3.7 环境风险回顾评价

雅克拉凝析气田隶属于雅克拉采气厂管理。雅克拉采气厂于2023年9月5日取得阿克苏地区生态环境局库车市分局关于《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案备案登记表》，备案编号为652923-2023-137-L（附件9）。雅克拉凝析气田采取了有效的环境风险防范和应

急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 环境管理回顾评价

（1）环保设施运行记录

评价期调查发现，早期勘探开发阶段环保设施运行记录不规范、不完整，随着国家和自治区环境保护法律法规和政策的调整与规范，油田废气、废水、固体废物及危险废物污染防治设施运行记录较为规范、完整。

（2）排污许可手续

排污许可执行情况：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂申领了排污许可证登记回执（登记管理），登记日期 2024 年 9 月 26 日，登记编号：91650000742248144Q030Y，有效期限自 2024 年 9 月 26 日至 2029 年 9 月 25 日止。

（3）排污口规范化管理

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《排污单位自行监测技术指南 总则》，雅克拉采气厂建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

（4）自行监测

雅克拉采气厂制定了自行监测方案，为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为自动监测和手工监测相结合。

（5）档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，雅克拉采气厂围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，雅克拉采气厂建立并完善了环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.4 大涝坝气田环境影响回顾评价

3.1.4.1 生态环境影响回顾评价

(1) 植被环境影响回顾分析

对植被的影响主要表现在土地永久性占用造成的植物生物量损失，施工期间由于施工机械活动对植被的碾压及项目建设的临时占地，不仅改变了土壤的坚实程度，同时损失和破坏植被。大涝坝气田各项项目的建设对生态环境的主要影响为土地的永久/临时征用以及原有植被的破坏。

①永久占地植被影响回顾

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

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。大涝坝区域自然植被恢复缓慢，临时占地的植被恢复以自然恢复为主，人工植树为辅。种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。

1) 井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。井场施工期临时占地均为气田开发规划用地，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

2) 道路和管线

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

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整。

大涝坝区块主干路为沥青路面，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情

况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免对项目区域地表的扰动和破坏。施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

③生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复，其原因主要为在施工过程中地表碾压严重，土壤紧实度增加，不利于持水及植物生长。井场外植被基本已经恢复，长势较好。临时占地的植被恢复以自然恢复为主，人工植树为辅。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，生态保护要求基本得到落实。管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度，施工期间被扰动的区域水分条件好的已恢复植被，水分条件不好的区域有零星植物恢复生长。油气管线占地因各自所在区域水分条件不同，自然恢复程度有所不同。管道施工作业带形成的临时性作业带区域植被未恢复至周边地貌水平。整个区域，尤其是植被稀疏区域，由于管道敷设对整个区域的切割形成了廊道效应，影响了区域整体自然景观。

（2）野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

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

②人类活动对野生动物生存的干扰

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

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

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

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

大涝坝区域基本无大型野生动物活动，项目建设期机械噪声、施工扬尘以及钻井工作人员的活动，对区域野生动物生活环境造成了一定干扰；随着施工结束和进入运营期，人为影响程度逐渐减弱，部分啮齿类、爬行类动物又返回调查区地带生存。建设方在施工期及运营期能按照环评提出的要求，没有发生捕杀野生动物的现象。

（3）水土流失影响回顾分析

大涝坝区块在施工期和运营期基本落实了水土流失防治措施，建设方根据项目对水土流失的影响特点，为减轻在开发建设过程中，井场建设等有可能造成的水土流失，采取了以下水土保持措施：

①施工时划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的行驶范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

②井场建设挖、填方尽量做到互补平衡。

③施工结束后进行了施工迹地平整和清理，施工作业中产生的各类固体废弃物均按要求进行处置。

④单井永久占地范围内敷设戈壁砂石料压实，在主要设备区和通道铺设了混凝土和砂砾石层，防止风蚀。

（4）区块环境影响后评价结论

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，部分报废井已按照油田公司有关封

并要求进行封井，进行了地质恢复。环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

3.1.4.2 水环境影响回顾评价

大涝坝气田现状采出水经雅克拉采出水处理站处理系统处理后回注地层。根据例行监测结果，采出水处理系统出水中石油类、硫化物、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中高渗地层生产回注水质指标要求，用于地层回注用水的处置措施基本有效；生活基地的生活污水均经基地内的一体化污水处理设备处理，根据监测数据，pH、COD、BOD₅、NH₃-N、SS、动植物油、石油类、总氮、粪大肠菌群、总磷等指标均能满足《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表2的B级标准；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河绿色环保站处理，处理后的井下作业废水均不外排。

在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

总体来说，油气田开发未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。

区块环境影响后评价结论：从后评价阶段的废水监测情况看，生产废水能够完全回注。对比历年监测数据，处理后的采出水中，石油类、悬浮物均超过《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中高渗地层生产回注水质指标要求，说明处理设施运行不正常，分析原因是过滤材料未及时更新，导致过滤效率变低。本次后评价提出，后期需加强对雅克拉集气处理站污水处理系统、设施的调试，运维，及时维修和更换滤料，确保联合站的出水可稳定达标。

目前天山南片区内采出水在雅克拉集气站污水处理设施处理达标后，管输至四号联合站进行回注；井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至塔河油田绿色环保站进行处理达标回注；生活污水处理达标后用于绿化。上述分析可知，天山南片区在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，通过区内地下水监测井水质、地表水水质以及废水的监测情况可看出，油田开发未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。

由上述分析可知，天山南片区在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.4.3 大气环境影响回顾评价

区域现有地面设施布置着零星井场和站场，各站场及井场之间相对间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其他污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。主要站场、典型井场的非甲烷总烃、硫化氢的无组织挥发监测浓度达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放非甲烷烃监控浓度限值的要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准。

收集了往年环评报告中的监测数据、例行监测数据及评价时段内的环境空气质量监测数据，针对主要监测因子进行统计分析，评价时段内作业区SO₂、NO₂均未超标。因此油气田开发对区域环境空气质量影响不大。

区块环境影响后评价结论：根据项目环评大气环境影响预测结果，项目的建设对项目区大气环境质量影响不大，本次后评价期间收集项目环评阶段环境空气质量现状监测数据，与本次后评价期间实地进行的环境空气质量监测数据进行对比，对照《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准要求，进行项目大气环境影响的预测验证。自项目建成以来，区域大气环境质量未发生明显变化，各项指标均能满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准要求，说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大，预测结果合理、有效。

3.1.4.4 声环境影响回顾评价

收集往年环评报告中的监测数据及评价时段内的环境噪声的监测数据，从监测数据可知，各声环境敏感点均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值，声环境质量较好。根据监测结果，项目区环境噪声均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值要求。区块声环境质量较好，区块开发对声环境的影响较小。

区块环境影响后评价结论：本次后评价阶段，对站场以及 8 座井场厂界进行了监测。早期天山南片区环评工作中将油气田区域整体作为工业区对待，《声环境质量标准》和《工业企业厂界环境噪声排放标准》均采用 3 类进行评价，而后期新疆环境工程评估在工作中结合油气田开发呈点和线分布的特点以及油气田开发区域未进行过规划和声环境功能区划工作的实际情况，将油气田开发类项目作为 2 类区进行对待，本次后评价也按照 2 类区进行对待。

根据监测结果可知，12 个监测点厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准限值；距离站场较近的作业区公寓声环境质量均可以满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准限值，因此可以说明项目的建设运营对周边声环境质量影响较小，区块声环境质量较好。

3.1.4.5 固体废物环境影响回顾评价

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自集气站以及集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾、废机油。钻井废弃物影响集中在井场内，未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。含油污泥及受浸土处置后的还原土，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）要求，可用于铺垫井场和井场道路。

根据现场调查，大涝坝气田在落地油处理中采取了有力的措施，井下作业必须带罐上岗，铺设作业，控制落地原油产生量，落地原油回收率为 100%，由汽车拉运至绿色环保站回收处理。由于回收措施严密，井场杜绝了油污散落到地表的现象；含油污泥（砂）委托塔河油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

区块环境影响后评价结论：天山南片区产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司(塔河油田一号固废液处理站，危险废物经营许可证编号：6529230040)和中石化西南石油工程有限

公司巴州分公司(西北油田分公司一号固废液处理站西北侧,危险废物经营许可证编号:6529230053)接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中,严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》。钻井废弃物影响集中在井场内,未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。天山南片区生活垃圾处置主要依托西北油田分公司塔河油田绿色环保站填埋处置。天山南片区内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置,油田区域内的固体废物环境保护措施基本有效。

天山南片区后评价范围开发时间从2004年开始,陆续开展有7次区块环评其中雅克拉区块前后开展共三次区块环评,大涝坝区块开展两次区块环评(一次是与雅克拉区块共同开发),桥古区块、轮台S3区块分别开展一次环评,油气运销部站场开展一次环评。

环评中固废影响预测结论显示:本工程产生的固体废物主要来自两方面:开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、建筑垃圾和少量生活垃圾等;运行期产生的固体废物主要包括:油泥(砂)、生活垃圾等。这些固体废物进行分类收集,定点堆放处理。这些固体废物主要依托塔河油田绿色环保站处理。本工程所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置,不会对周围环境产生影响。

总体来说,项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善处置,没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.4.6 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析,大涝坝气田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、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,运营期来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响,如废水和固废进入土壤造成土壤的污染,但这些影响主要是发生在事故条件下,如单井管线爆管泄漏致使污油进入土壤。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。

区块环境影响后评价结论：各地块表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物检测数值波动较小，均满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地选值。

各地块深层土壤样品中重金属检测数值波动较小，均满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）第二类用地选值；总石油烃检测结果浮动较大（6~1100mg/kg），满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地选值。由此说明，在油田开发工程过程中对区域表层土壤造成了一定的影响，但在可接受范围内。

结合历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因开发建设而明显增加，未对区域土壤产生累积性影响。

3.1.4.7 环境风险回顾

雅克拉采气厂于 2023 年 9 月 5 日取得阿克苏地区生态环境局库车市分局关于《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案备案登记表》，备案编号为 652923-2023-137-L。大涝坝气田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。

大涝坝气田生产过程中的风险物质主要包括天然气、凝析油等，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的凝析油泄漏（包括井喷）；油气集输和储运过程中的凝析油、采出污水的泄漏。

根据调查，大涝坝气田至今未发生过井喷事故及管道、设备泄漏事故。

本次对环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

（1）钻井、井下作业事故风险预防措施

①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

②井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

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。

④井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

⑤每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后探伤，更换不符合要求的汇管。

（2）油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

②集输管线敷设前，对管材和焊接质量检查，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。

③在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

④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。

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患；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。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（3）站场事故风险预防措施

①在建、构筑物区域内设置接地装置，工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

②站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均采用防爆型。

③在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动检测和报警机制。

3.1.4.8 环境管理现状

（1）环保设施运行记录

评价期调查发现，早期勘探开发阶段环保设施运行记录不规范、不完整，随着国家和自治区环境保护法律法规和政策的调整与规范，油气田废气、废水、固体废物及危险废物污染防治设施运行记录较为规范、完整。

（2）排污许可手续

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂申领了排污许可证登记回执（登记管理），登记日期 2024 年 9 月 26 日，登记编号：91650000742248144Q030Y，有效期限自 2024 年 9 月 26 日至 2029 年 9 月 25 日止。

（3）排污口规范化管理

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《（环境保护图形标志）实施细则》《排污单位自行监测技术指南 总则》，雅克拉采气厂建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

（4）自行监测

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《<环境保护图形标志>实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，雅克拉采气厂建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，雅克拉采气厂制定了自行监测方案，为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为自动监测和手工监测相结合。

（5）清洁生产审核

雅克拉采气厂 2024 年开展了清洁生产审核工作，通过了阿克苏地区生态环境局审核，2024 年 9 月已完成清洁生产审核验收工作。根据《中国石化西北油田分公司雅克拉采气厂 2024 年清洁生产实施方案情况》清洁生产水平分析结论，并结合《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》《陆上石油天然气

开采业绿色矿山建设规范》《关于开展油气田企业绿色矿山创建工作的通知》中的相关要求，进行了综合客观评价，评价结论表明，属于国内清洁生产先进水平。

（6）档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，雅克拉采气厂围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，雅克拉采气厂建立并完善了环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

（7）危险废物管理计划

西北油田分公司已按照年度建立了完善的危险废物管理计划，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险废物管理。

3.1.5 现有工程污染物年排放量

根据区域例行监测数据，雅克拉凝析气田现有污染物年排放情况见表3.1-4。

表 3.1-4 雅克拉凝析气田污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
雅克拉凝析气田现有污染物排放量	1.8	0	12.38	90.23	0.10	0	0

区域污染物排放统计了大涝坝气田现有工程（已建工程+在建工程）的污染物产生及排放量，再结合本项目污染物排放，对污染物排放“三本账”核算，见表3.1-5。

表 3.1-5 大涝坝气田污染物排放情况一览表 (t/a)

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
大涝坝气田现有污染物排放量	0.874	0.253	5.619	27.911	0.1072	0	0

3.1.6 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

（1）现有工程环境问题

①雅克拉集气处理站：膨胀机运行负荷低，产品收率低；中压压缩机运行负荷低，补气运行，运行能耗高；开排罐运行时间长，腐蚀严重，存在环保风险。

②大涝坝集气处理站：进站单元低压气压缩机处理能力不足；凝析油稳定单元原油稳定深度不足，凝析油储存挥发损耗大；污水池、落地罐不密闭，可燃气挥发存在安全环保风险，且暴氧状态加剧沿途设备、管线腐蚀风险。

③YKE1-5 井原管线为柔性复合管，因井口温度 80℃以上，2025 年将该管线切改至 YK14 井，该段管线材质为 20#壁厚 6mm，2026 年壁厚检测发现三处弯头最小壁厚 2.02mm，高温高液量腐蚀严重，需更换不锈钢管材。YK10 井至雅克拉集气处理站单井集气老管线（高压集中气举），管道设计压力 12MPa，管线运行压力 10MPa，建设至今服役年限超 20 年，持续高压运行存在安全隐患。YK6 阀组生产汇管到分离器所有的液相管线，2025 年共发生 7 次穿孔刺漏，刺漏位置包括生产管段中部，进站竖直管段，以及靠近阀组与站内的弯头、三通、法兰等结构。

④管线、站场建设等开发活动对地表植被和土壤造成扰动，在植被遭到破坏的区域，自然恢复缓慢。井场道路为砂石简易便道，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大。周边管线两侧施工迹地基本恢复平整，但管线两侧原始植被恢复较慢。

（2）改进意见

①雅克拉集气处理站优化改造：更换膨胀机主机机头 1 台，配套更换喷嘴组件、转子等；恢复混烃处理流程：新建 45m³/h 卸车泵 2 台、卸车鹤管撬 1 套、5m³/h 混烃提升泵 1 台，更换 150kW 混烃加热器 1 台；开排系统改造：原流程不变，更换 50m³ 开排罐，10m³/h 长轴螺杆泵 2 座，管线切改及配套阀门；更换低压分离器进口管线：更换排水管线，1 台蓝式过滤器，动火连头 1 处，已建管线及阀门吹扫置换及拆除；新建 350kW 凝析油空冷器 1 座；新建 2 座混烃切水器；雅克拉区块更换加热炉 6 台；更换老化电气设备 14 台，中压气压缩机气改电，改造 1 台膨胀机，更换压力容器及压力管道。

②大涝坝集气处理站优化改造：新建 $1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 稳定压缩机 2 座；更换一座 80m^3 污水缓冲罐；原位更换分子筛塔 1 座；新建 $70 \times 10^4 \text{m}^3$ 分子筛撬装脱水装置；凝析油稳定塔改负压塔，新建 $6 \text{m}^3/\text{min}$ 空压机 1 座，拆除利旧污水增压泵 2 座，大涝坝区块更换加热炉 4 台，更换 1 台脱汞塔过滤器，更换压力容器及压力管道。

③管线治理：治理 YK10 井至雅克拉集气处理站单井集气管线（高压集中气举）4.5km，至 YK1-1 井气举管线 0.2km，YKE1-5 至 YK14 集输管线 0.6km，YK6 阀组生产汇管到分离器所有的液相管线 0.3km。

④本次施工过程中对站场道路和井场道路定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘。施工完成后对本次拟建管线遗迹平整并对植被进行有效恢复。

3.2 拟建工程

3.2.1 项目概况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：雅克拉、大涝坝系统优化完善工程

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设性质：改扩建

建设地点：新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市

建设周期：180 天（6 个月）

3.2.1.2 建设地点

本工程位于阿克苏地区库车市境内，雅克拉凝析气田位于塔里木盆地北部，距库车县东南约 50km；大涝坝凝析气田位于新疆塔里木盆地北缘、库车县东南约 70km 处，气田地处戈壁，距离 314 国道 10 公里处。本工程主要站场地理坐标见表 3.2-1。地理位置见图 3.2-1。

表 3.2-1 本工程坐标一览表

名称	坐标	备注
雅克拉集气处理站		站场改造
大涝坝集气处理站		站场改造
S8-3 阀组站	E8	" 站场改造

3.2.1.3 建设规模

本工程主要建设内容包括：①雅克拉集气处理站优化改造：更换膨胀机主机机头 1 台，配套更换喷嘴组件、转子等；恢复混烃处理流程：新建 45m³/h 卸车泵 2 台、卸车鹤管撬 1 套、5m³/h 混烃提升泵 1 台，更换 150kW 混烃加热器 1 台；开排系统改造：原流程不变，更换 50m³开排罐，10m³/h 长轴螺杆泵 2 座，管线切改及配套阀门；更换低压分离器进口管线：更换排水管线，1 台蓝式过滤器，动火连头 1 处，已建管线及阀门吹扫置换及拆除；新建 350kW 凝析油空冷器 1 座；新建 2 座混烃切水器；雅克拉区块更换加热炉 6 台；更换老化电气设备 14 台，中压气压缩机气改电，改造 1 台膨胀机，更换压力容器及压力管道。②大涝坝集气处理站优化改造：新建 1×10⁴m³/d 稳定压缩机 2 座；更换一座 80m³污水缓冲罐；原位更换分子筛塔 1 座；新建 70×10⁴m³分子筛撬装脱水装置；凝析油稳定塔改负压塔，新建 6m³/min 空压机 1 座，拆除利旧污水增压泵 2 座，大涝坝区块更换加热炉 4 台，更换 1 台脱汞塔过滤器，更换压力容器及压力管道。③集输系统优化：在 S8-3 阀组新建油气混输增压装置 1 座，设计液量 100m³/d，气量 6.0×10⁴m³/d；新建大涝坝集气处理站至 DLK10 井高压注气管道 2km，DLK11 井至 DLK21 井高压注气管道 0.08km；治理 YK10 井至雅克拉集气处理站单井集气管线（高压集中气举）4.5km，至 YK1-1 井气举管线 0.2km，YKE1-5 至 YK14 集输管线 0.6km，YK6 阀组生产汇管到分离器所有的液相管线 0.3km。④配套电气、自控、消防、结构等公用工程。

3.2.1.4 工程组成

本工程组成包括主体工程、公辅工程、环保工程等，工程组成见表3.2-2。

表 3.2-2 工程组成一览表

序号	项目名称	类型	工程内容及规模	备注
1	主体工程	雅克拉集气处理站优化改造	更换膨胀机主机机头 1 台，配套更换喷嘴组件、转子等	更换
			恢复混烃处理流程：新建 45m ³ /h 卸车泵 2 台、卸车鹤管撬 1 套、卸车管线 280m、5m ³ /h 混烃提升泵 1 台，更换 150kW 混烃加热器 1 台	部分新增
			开排系统改造：原流程不变，更换 50m ³ 开排罐，新增 10m ³ /h 长轴螺杆泵 2 座，管线切改及配套阀门	部分新增
			更换低压分离器水管线：更换排水管线，1 台蓝式过滤器，动火连头 1 处，已建管线及阀门吹扫置换及拆除	部分新增

3	公辅工程		雅克拉区块更换加热炉 6 台；更换老化电气设备 14 台，中压气压缩机气改电，改造 1 台膨胀机，更换压力容器及压力管道，新建 350kW 凝析油空冷器 1 座；新建 2 座混烃切水器	更换
		大涝坝集气处理站优化改造	新建 10×10 ⁴ m ³ /d 低压气压缩机 1 座	新增
			凝析油稳定单元改造：新建 6m ³ /min 空压机 1 座，拆除利旧污水增压泵 2 座	更换
			更换 80m ³ 污水缓冲罐 1 座	更换
			原位更换分子筛 A 塔 1 座	更换
			新建 70×10 ⁴ m ³ 分子筛撬装脱水装置 1 座	新增
			大涝坝区块更换加热炉 4 台，更换 1 台脱汞塔过滤器，更换压力容器及压力管道	更换
		危险废物贮存库优化	在雅站实验室新增一座危险废物贮存库，新增雅克拉集气处理站危险废物贮存库、大涝坝集气处理站危险废物贮存库危险废物种类	新增
		集输系统优化	S8-3 阀组站：新建油气混输增压装置 1 座，设计液量 100m ³ /d，气量 6.0×10 ⁴ m ³ /d	新增
			新建大涝坝集气处理站至 DLK10 井高压注气管道 2km	新建
			新建 DLK11 井至 DLK21 井高压注气管道 0.08km	新建
			管线治理：治理 YK10 井至雅克拉集气处理站单井集气管线（高压集中气举）4.5km，至 YK1-1 井气举管线 0.2km，YKE1-5 至 YK14 集输管线 0.6km，YK6 阀组生产汇管到分离器所有的液相管线 0.3km	治理
4	环保工程	供水工程	施工现场不设施工营地，生活用水依托雅克拉采气厂生活基地；施工期生活污水依托雅克拉采气厂生活基地现有生活污水处理系统处理。施工期管道试压废水结束沉淀后用于洒水抑尘；本工程运营期无废水产生。	
		供电工程	大涝坝集气处理站内新增欧式箱变一座（2×1600kVA）。雅克拉集气处理站部分在扩建混烃卸油泵区域新建防爆配电箱 1 面。	
		自控工程	雅克拉集气处理站扩建装置区新增紧急关断信号传至雅克拉集气处理站已建 ESD 系统，新建可燃气体探测器信号传至雅克拉集气处理站已建 GDS 系统。大涝坝集气处理站扩建装置区新建可燃、有毒气体探测器信号传至大涝坝集气处理站已建 GDS 系统。新建火焰探测器信号传至大涝坝集气处理站已建 FAS 系统。S8-3 阀组站扩建装置区新增过程控制监控信号均上传至 S8-3 阀组站已建 PLC。	
		通信工程	雅克拉集气站轻烃及液化气装车区扩建，新增混烃卸车鹤管橇、混烃卸车泵、混烃提升泵等，需要增加视频监控摄像头。	
		消防工程	雅克拉集气处理站设有完善的固定式消防冷却水系统和固定式泡沫灭火系统，满足新建设施的消防需求。	利旧
		道路工程	依托本工程附近已建道路。	利旧
4	环保工程	废气	施工期：施工扬尘采取洒水抑尘措施，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品。 运营期：密闭输送。 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。	-

		废水	施工期：管线试压废水属于清净废水，试压完成沉淀后用于区域降尘；生活污水依托雅克拉采气厂生活基地现有生活污水处理装置处理。 运营期：无废水产生。 退役期：无废水产生。	-
		噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间。 运营期：选用低噪声设备、基础减振。 退役期：合理安排作业时间。	-
		固废	施工期：施工土方全部用于管沟回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置；含油废物、废防渗材料集中收集后，委托有危废处置资质的单位接收处置；施工人员少量生活垃圾随车带走，现场不遗留。 运营期：废分子筛由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置；清管废渣、废润滑油委托有危废处置资质的单位接收处置。 退役期：建筑垃圾等进行集中收集，委托有资质的单位运至固废填埋场进行填埋处理。	-
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗。 运营期：管道上方设置标志，定时巡查站场、管道，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，切实增强保护生态的意识。 退役期：洒水降尘，地面设施拆除。	-
		环境风险	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪	-

图 3.2-1 本工程地理位置图

3.2.1.5 工程投资

本工程总投资约 4891.28 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本工程不新增劳动定员，均依托现有雅克拉采气厂工作人员。

3.2.2 油气资源概况

雅克拉采气厂主要管辖着雅克拉、大涝坝、巴什托、轮台S3、桥古及外围试采区等6个油气区块，其中雅克拉、大涝坝、轮台、桥古及外围试采区均以凝析气藏为主，巴什托区块主要为常规油藏。

雅克拉区块平面上自西向东分为雅克拉主体区、雅东、雅东1井区及二八台多个开发单元，纵向上自下而上发育五套含油层系，为潜山（O、C、Z）侏罗系、白垩系K1y、白垩系K1s、古近系E1-2km。

大涝坝区块平面上主要包含大涝坝2号构造、大涝坝外扩区（含1号圈闭、东扩区、西扩区等），纵向上自下而上发育两套含油层系，为白垩系K1bs、古近系E3s。

图 3.2-2 雅克拉凝析气田、大涝坝凝析气田地理位置示意图

根据各区块油气藏部署，预测2026~2030年，雅克拉集气处理站+大涝坝集气处理站最大产油量737吨（2026年），产气量160万方（2028年）。其中：①夏季日产油量2027年到最高值687吨，夏季日产气2028年达到最高值106万方；②冬季日产油量2026年到最高值737吨，冬季日产气2028年达到最高值160万方。

3.2.2.1雅克拉集气处理站物性

雅克拉集气处理站伴生气相对密度0.656，凝析油属于低密度、低粘度、低含硫、高凝固点（12℃）、高含蜡的凝析油（6.0%）。雅克拉集气处理站原料气及凝析油组分表见表3.2-3、表3.2-4。

表 3.2-3 雅克拉集气处理站原料气组成表

项目		检测结果
天然气组成	甲烷摩尔分数/%	83.66
	乙烷摩尔分数/%	6.09
	丙烷摩尔分数/%	1.79
	异丁烷摩尔分数/%	0.29
	正丁烷摩尔分数/%	0.57
	新戊烷摩尔分数/%	0.00
	异戊烷摩尔分数/%	0.16
	正戊烷摩尔分数/%	0.18
	己烷及己烷以上摩尔分数/%	0.00
	氧气摩尔分数/%	0.27
	氮气摩尔分数/%	5.48
	二氧化碳摩尔分数/%	1.34
	氦气摩尔分数/%	0.05
	氢气摩尔分数/%	0.13
高位发热量（在101.325kPa、20℃下）MJ/m ³		38.22
低位发热量（在101.325kPa、20℃下）MJ/m ³		34.55
相对密度		0.6560
沃泊指数		47.19

注：检测日期为2025年9月12日

表 3.2-4 雅克拉集气处理站凝析油组成表

项目		检测结果
水含量（质量分数），%		0.000
密度（20℃），（g/cm ³ ）		0.8068
盐含量（以氯化钠的质量分数计）	mg/L	36.9
	%	0.0046
硫含量（质量分数），%		0.113
相对于101.325大气压下开口闪点，℃		<23
相对于101.325大气压下开口燃点，℃		<23
运动粘度 γ （30℃）（mm ² /s）		3.267
凝固点，℃		12
蜡含量，%		6.0
析蜡点，℃		/

注：检测日期为2025年9月12日

3.2.2.2大涝坝集气处理站物性

大涝坝集气处理站凝析油属于低密度、低粘度、低含硫、高凝固点（12℃）、高析蜡点（15℃）、高含蜡的凝析油（10.9%）。大涝坝集气处理站原料气及凝析油组分表见表3.2-5、表3.2-6。

表 3.2-5 大涝坝集气处理站原料气组成表

项目		检测结果
天然气组成	甲烷摩尔分数/%	84.82
	乙烷摩尔分数/%	6.89
	丙烷摩尔分数/%	1.51
	异丁烷摩尔分数/%	0.29
	正丁烷摩尔分数/%	0.35
	新戊烷摩尔分数/%	0.00
	异戊烷摩尔分数/%	0.11
	正戊烷摩尔分数/%	0.09
	己烷及己烷以上摩尔分数/%	0.08
	氧气摩尔分数/%	0.17
	氮气摩尔分数/%	4.66
	二氧化碳摩尔分数/%	1.02
	氦气摩尔分数/%	/
	氢气摩尔分数/%	/
高位发热量（在101.325kPa、20℃下）MJ/m³		38.58
低位发热量（在101.325kPa、20℃下）MJ/m³		34.87
相对密度		0.6472
沃泊指数		47.96

注：检测日期为2025年9月18日

表 3.2-6 大涝坝集气处理站凝析油组成表

项目		检测结果
水含量（质量分数），%		0.000
密度（20℃），（g/cm³）		0.7890
盐含量（以氯化钠的质量分数计）	mg/L	39.0
	%	0.0049
硫含量（质量分数），%		0.00606
相对于101.325大气压下开口闪点，℃		<23
相对于101.325大气压下开口燃点，℃		<23
运动粘度γ（30℃）（mm²/s）		2.379
凝固点，℃		12
蜡含量，%		10.9
析蜡点，℃		/

注：检测日期为2025年9月18日

3.2.3 主要技术经济指标

本工程主要技术经济指标见表 3.2-7。

表 3.2-7 本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	备注
1	开发指标	注气管线	km	2.08	
2	能耗指标	电力	10 ⁴ kWh/a	688.4	本项目仅增加耗能设备，不新增耗气设备
3	综合指标	总投资	万元	4891.28	
4		环保投资	万元	82	
5		永久占地面积	hm ²	0	
6		临时占地面积	hm ²	3.84	
7		劳动定员	人	0	不新增，依托雅克拉采气厂现有工作人员
8		工作制度	h	8760	

3.2.4 工程组成

3.2.4.1 主体工程

(1) 雅克拉集气处理站优化改造

①膨胀机改造

雅克拉集气处理站气系统最小处理量 100×10⁴m³/d，最大处理量为 200×10⁴m³/d。已建膨胀机单台处理规模为 125×10⁴m³/d，需要回流保证生产。为降低能耗，对已建膨胀机进行改造，对其中 1 台膨胀机进行改造，使其满足最小气量 60×10⁴m³/d 需求。站内现有膨胀机运行负荷低，运行效率低，产品收率降低。

本工程改造膨胀机内容为更换 1 台膨胀机主机机头，并同步配套更换喷嘴组件、转子等关键部件。

改造完成后，膨胀压缩机单台设计能力达 70×10⁴m³/d，与已建膨胀机并联运行时，可灵活适应气量在 50~230×10⁴m³/d 范围内的波动。

②开排系统改造

雅克拉集气处理站开排罐（50m³）已运行 20 年，设备原始壁厚 20mm，2025 年 9 月开展壁厚检测，经检测设备最小壁厚 8mm，内部腐蚀严重，存在渗漏污染环境及可燃气逸散风险。埋地开排管线外壁腐蚀严重，存在渗漏风险。

本次工程新建雅克拉集气处理站开排系统，原流程不变，更换 50m³开排罐（规格：Ø2600mm×9900mmP=0.6MPa），罐体采用碳钢+玻璃钢内衬，新建 10m³/h 长轴螺杆泵 2 座。

新建开排罐位于已建开排罐南侧。更换站内所有排污管线。

图 3.2-3 雅克拉集气处理站开排系统改造

③更换低压分离器水管线

原位置更换低压分离器排水管线，管径选用 DN200，长度 0.17km，设计承压 1.6MPa，材质选用玻璃钢，解决管线腐蚀刺漏问题，保障管道安全稳定运行。

④零散混烃集中处理

雅克拉集气处理站内现有混烃处理流程 1 套（2017 年建成，已停用），主要设备为 2 台 49m³混烃缓冲罐（可利旧）、2 台 10m³/h 混烃提升泵（其中 1 台报废）、1 台 260kW 混烃加热器（已报废）。目前因混烃外售价格低，经济效益损失大，本次将零散分布的混烃资源全部拉运至雅克拉集气处理站进行集中处理，以生产出市场所需的液化气以及 2 号稳定轻烃。

本次需新建 45m³/h 卸车泵 2 台、卸车鹤管撬 1 套、卸车管线 280m、5m³/h 混烃提升泵 1 台，更换 150kW 混烃加热器 1 台。具体流程为，混烃首先通过卸车环节进入缓冲罐，随后经过增压与加热处理，最终进入液化气塔进行生产。

图 3.2-4 新建混烃处理设备平面布置图

⑤其他更换改造工程

雅克拉集气处理站更换老化电气设备 14 台，中压气压缩机气改电，改造 1 台膨胀机，更换压力容器及压力管道。新建 350kW 凝析油空冷器 1 座；新建 2 座混烃切水器。

雅克拉区块更换加热炉 6 台，均进行原位更换，且不增加功率，不新增燃气量，不新增运行时间。雅克拉区块老旧加热炉/锅炉更换基本情况见下表 3.2-8。

表 3.2-8 雅克拉区块老旧加热炉/锅炉更换基本情况一览表

序号	场所	设备型号	加热介质	现有加热炉/锅炉		更换加热炉/锅炉		年运行小时数 (h)
				原热负荷 (kW)	耗气量 (万 m ³ /a)	拟选设备负荷 (kW)	耗气量 (万 m ³ /a)	
1	YK2	加热炉/锅炉	油气水	200	0.03	200	0.03	8760
2	YD1(1)	加热炉/锅炉	油气水	200	0.03	200	0.03	8760
3	YD1(2)	加热炉/锅炉	油气水	200	0.03	200	0.03	8760
4	YK29	加热炉/锅炉	油气水	200	0.03	200	0.03	8760
5	YK30	加热炉/锅炉	油气水	200	0.03	200	0.03	8760
6	S8-1H	加热炉/锅炉	油气水	200	0.03	200	0.03	8760

综上，雅克拉集气处理站优化改造主要工程量，见表 3.2-9。

表 3.2-9 雅克拉集气处理站优化改造主要工程量

序号	主要工程量	规格	数量	单位	备注
1	膨胀机压缩机机头	-	1	台	配套更换控制柜 2 台，原位更换

2	恢复混烃处理流程				
(1)	新建混烃卸车泵	Q=80m ³ /h H=60m N=37W	2	台	一用一备, 新增
(2)	新建混烃卸油鹤管撬单臂	DN100	1	台	新增
(3)	新建混烃提升泵	Q=5m ³ /h H=140m N=15kW	1	台	新增
(4)	新建混烃换热器浮头式换热器	150kW	1	台	更换
3	新建开排系统				
(1)	密闭排污罐	50m ³ P=0.6MPa	1	座	玻璃钢内衬, 更换
(2)	长轴螺杆泵	10m ³ /h	2	座	新增
(3)	管线切改及配套阀门				更换
4	更换分离器水管线				
(1)	玻璃钢管线	DN200	170	m	更换
(2)	钢法兰闸阀	DN200 PN40	3	台	更换
(3)	篮式过滤器	DN200 PN40	1	台	更换
(4)	凝析油空冷器	350kW	1	座	新增
(5)	混烃切水器		2	座	新增
(6)	已建管线及阀门吹扫置换及拆除		1	项	更换
(5)	动火连头	DN200	1	处	更换
5	工艺专业				
(1)	更换单盘管加热炉	200kW 25MPa	6	座	雅克拉区块更换 加热炉 6 座
(2)	拆除加热炉	200kW	6	座	
(3)	切改管线	DN100 8.0mm	60	m	每座加热炉 10m
2	电气专业	-	-	-	更换电气设备, 压缩机气改电, 压力管道

(2) 大涝坝集气处理站优化改造

①新建低压气压缩机

低压气最大规模 $17 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 已建 2 台 $2.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 低压气压缩机, 无法满足生产需求。

本次新建 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, $P_{\text{出}}=5.0\text{MPa}$ 低压气压缩机 1 座, 最大处理规模 $13 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 三台压缩机并联运行, 增压后输送至雅克拉集气处理站。

②凝析油稳定工艺改造

凝析油稳定单元原油稳定深度不足, 凝析油储存挥发损耗大, 将目前的凝析油正压稳定工艺改为负压稳定。进稳定塔前, 降低凝析油闪蒸压力, 提高凝析油稳定深度, 凝析油闪蒸压力由原 0.35MPa 降至 -30kPa , 闪蒸后将原油闪蒸气经稳定气压缩机增压至 0.35MPa 后进入低压气压缩机, 增压后外输。原油负压稳定工艺流程见图 3.2-5。

图 3.2-5 原油负压稳定工艺流程示意图

经核算,现有凝析油稳定塔能够满足负压工况。凝析油稳定塔压力由 0.35MPa 下降至-30kPa, 稳定后凝析油由饱和蒸气压由 156.2kPa 下降至 39kPa (45℃), 满足饱和蒸气压 $\leq 63\text{kPa}$ 规范要求(不高于当地大气压 0.7 倍)。凝析油稳定塔塔顶稳定气量约 $1.5\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 本次利旧二号联大罐抽气压缩机。利旧压缩机为 2008 年投产运行, 2023 年停运。目前 2 台在采油二厂大库, 需要对压缩机更换密封及仪表并维修后投入使用。压缩机设计参数流量: $10\text{m}^3/\text{min}$, 进口压力: 0.1~1.5kPa, 排气压力: 0.3MPa。现进口压力下降至-30kPa, 压缩机流量: $5.3\text{m}^3/\text{min}$, 进口压力: -30kPa, 排气压力: 0.35MPa, 2 台压缩机同时使用, 能满足需求。新建 $6\text{m}^3/\text{min}$ 空压机 1 座, 拆除利旧污水增压泵 2 座。

③新建 $70\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 脱水装置

针对大涝坝集气处理站至雅克拉集气处理站 DN400 联络线腐蚀问题, 冬季输送湿气调整为输送干气, 需要新建 $70\times 10^4\text{m}^3$ 分子筛脱水装置。大涝坝集气处理站冬季产气 $102\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 其中 $70\times 10^4\text{m}^3$ 经新建 $70\times 10^4\text{m}^3$ 分子筛脱水装置脱水, $25\times 10^4\text{m}^3$ 经已建大涝坝集气处理站 $25\times 10^4\text{m}^3$ 分子筛脱水装置脱水后经 DN400 联络线输至雅克拉集气处理站高压系统。保障管道安全稳定运行。其余 $12\times 10^4\text{m}^3$ 气通过 DN200 联络线与采出水输至雅克拉集气处理站中压系统。且雅克拉集气处理站检修期间, 可将该分子筛装置搬迁至雅克拉集气处理站回收检修气, 按照 1 次/3 年、检修时间 30 天测算, 可回收检修气 $600\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。

目前主要脱水工艺为分子筛吸附脱水和三甘醇吸收脱水工艺, 由于大涝坝储气库采出气中含凝析油, 会导致三甘醇起泡, 而脱水效果变差, 因此本工程选用

分子筛吸附工艺。

④新建污水缓冲罐

站内现有污水池 1 座、落地罐 5 座，均为敞口罐，不密闭，VOCs 挥发较严重，存在较大安全环保风险，将原污水池及落地罐废弃。

本次在站内更换一座 80m³污水缓冲罐，将大涝坝集气处理站生产污水增压进已建 DN200 的玻璃钢管线，输往雅克拉集气处理站处理。

⑤更换分子筛 A 塔

原料气干燥塔 A 因裂纹过深，为保障站场安全运行，原位更换原规格更换分子筛 A 塔。原位更换分子筛塔 1 座（Ø900×5475mm 设计压力：8.0MPa 设计温度：280℃）。

图 3.2-6 大涝坝集气处理站优化改造工程平面布置图

⑥其他更换改造工程

大涝坝集气处理站更换 1 台脱汞塔过滤器，更换压力容器及压力管道；均为原位更换，不新增设备。

大涝坝区块更换加热炉 4 台，均进行原位更换，且不增加功率，不新增燃气量，不新增运行时间。大涝坝区块老旧加热炉/锅炉更换基本情况见下表 3.2-10。

表 3.2-10 大涝坝区块老旧加热炉/锅炉更换基本情况一览表

序号	场所	设备型号	加热介质	现有加热炉/锅炉		更换加热炉/锅炉		年运行小时数 (h)
				原热负荷 (kW)	耗气量 (万 m ³ /a)	拟选设备负荷 (kW)	耗气量 (万 m ³ /a)	
1	DLK15	加热炉/锅炉	油气	200	0.05	200	0.03	8760

2	DLK4	加热炉/锅炉	油气	200	0.05	200	0.03	8760
3	DLK7	加热炉/锅炉	油气	200	0.05	200	0.03	8760
4	S45	加热炉/锅炉	油气	200	0.05	200	0.03	8760

综上，大涝坝集气处理站优化改造主要工程量，见表 3.2-11。

表 3.2-11 大涝坝集气处理站优化改造主要工程量

序号	主要工程量	规格	数量	单位	备注
1	低压气压缩机扩建	Q=10×10 ⁴ m ³ /d P 入=0.3MPa P 出=5.0MPa	1	座	新增
2	凝析油稳定单元改造				
(1)	稳定气压缩机	P 入=-30kPa P 出=0.35MPa	2	座	新增
(2)	负压稳定塔改造		1	座	改造利旧
(3)	空压机	6m ³ /min	1	座	新增
(4)	污水增压泵		2	座	拆除
3	污水池、落地罐改造				
(1)	80 方污水缓冲罐	1.6MPa	1	座	更换
4	更换分子筛 A 塔	设计压力：8.0MPa 设计温度：280℃ 0900×5475mm	1	座	更换
5	70 万方分子筛脱水装置	P=7.0MPa	1	座	新增
6	工艺专业				
(1)	更换单盘管加热炉	200kW 25MPa	3	座	大涝坝区块更换加热炉 4 座
(2)	更换单盘管加热炉	200kW 16MPa	1	座	
(3)	拆除加热炉	200kW	4	座	
(4)	更换脱汞过滤器	φ500×2530mm	1	座	更换
(5)	拆除脱汞过滤器	φ500×2530mm	1	座	
(6)	切改管线	DN100 壁厚 8.0mm	80	m	每座加热炉 10m

(3) 危险废物贮存库优化

本次危险废物贮存库优化工程中，将在雅站实验室新增一座危险废物贮存库（撬装化危废贮存库，轻钢结构，建筑总面积 7.54m²，层高 5m），新增雅克拉集气处理站危险废物贮存库、大涝坝集气处理站危险废物贮存库危险废物种类。危险废物贮存库具体优化信息见表 3.2-12。

表 3.2-12 危险废物贮存库优化工程信息一览表

危废贮存库	危废名称	类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	形态	危险特性	备注
雅克拉集气处	废机油	HW08	900-217-08	0.1	液态	T,I	现有
	废矿物油桶	HW08	900-249-08	30.0	固态	T,I	现有

理站危 废贮存 库	废油漆桶	HW49	900-041-49	0.1	固态	T,I	现有
	油泥	HW08	071-001-08	10	固态	T,I	新增
	废矿物油	HW08	900-249-08	10	液态	T, I	新增
	粘油塑料	HW08	900-249-08	1	固态	T, I	新增
	粘油塑料、大布、手套等	HW49	900-249-08	1	固态	T,I	新增
	废活性炭	HW49	900-039-49	0.5	固态	T	新增
大涝坝 集气处 理站危 废贮存 库	废机油	HW08	900-217-08	0.1	液态	T,I	现有
	废矿物油桶	HW08	900-249-08	14.4	固态	T,I	现有
	废油漆桶	HW49	900-041-49	0.1	固态	T,I	现有
	废矿物油	HW08	900-249-08	10	液态	T, I	新增
	油泥	HW08	071-001-08	5	固态	T,I	新增
	粘油塑料	HW08	900-249-08	1	固态	T, I	新增
	粘油塑料、大布、手套等	HW49	900-249-08	1	固态	T,I	新增
	废活性炭	HW49	900-039-49	0.5	固态	T	新增
雅站实 验室危 废贮存 库	油泥	HW08	071-001-08	5	固态	T,I	新增
	实验室废液	HW49	900-047-49	0.5	液态	T/C/I/R	新增
	废矿物油	HW08	900-249-08	10	液态	T, I	新增

(4) 集输系统改造

①S8-3 阀组站改造

目前 S8-3 阀组站回压 3.1MPa，有 3 口井井口压力在 2.2~2.6MPa，无法进站生产。

在 S8-3 新建油气混输装置 1 座（液量 100m³/d，气量 6.0×10⁴m³/d），新建混输装置自加热炉后管线进行切改加热后增压外输。S8-3 阀组站改造后平面布置图 3.2-7。

图 3.2-7 S8-3 阀组站改造平面布置图

②新建注气管道

新建大涝坝集气处理站至 DLK10 井高压注气管道 DN65，55MPa，2.0km 管道，L415Q（高温 3PE 防腐）。DLK21 井就近 T 接 DLK11 井高压注气管道 DN80，55MPa，80m 管道，L415Q（高温 3PE 防腐）。注气管道切改井口注气流程改造 2 处。

注气气源为雅克拉集气站净化干气，注气条件下无水相析出，无腐蚀性，无缝钢管可以满足工况。本工程新建注气管道相关信息具体见表 3.2-13，新建注气管线布局见图 3.2-8。

表 3.2-13 注气管道信息一览表

管道起点	管道终点	管道长度 (km)	管道材质	管道压力 (MPa)	管道管径 (mm)	备注
大涝坝集气 处理站	DLK10 井	2.0	无缝钢管 L415Q	55	DN65	新建
DLK21 井	DLK11 井高 压注气管道	0.08	无缝钢管 L415Q	55	DN80	新建

图 3.2-8 注气管线布局示意图

③管线治理

YKE1-5 井原管线为柔性复合管，因井口温度 80℃ 以上，2025 年将该管线切改至 YK14 井，该段管线材质为 20#壁厚 6mm，2026 年壁厚检测发现三处弯头最小壁厚 2.02mm，高温高液量腐蚀严重，需更换不锈钢管材。YK10 井至雅克拉集气处理站单井集气老管线（高压集中气举），管道设计压力 12MPa，管线运行压力 10MPa，建设至今服役年限超 20 年，持续高压运行存在安全隐患。YK6 阀组生产汇管到分离器所有的液相管线，2025 年共发生 7 次穿孔刺漏，刺漏位置包括生产管段中部，进站竖直管段，以及靠近阀组与站内的弯头、三通、法兰等结构。

因以上管线腐蚀、穿孔刺漏等问题，本工程针对以上管线进行治理：YK10 井至雅克拉集气处理站单井集气管线（高压集中气举）治理 4.5km，至 YK1-1 井气举管线 0.2km；YKE1-5 至 YK14 集输管线治理 0.6km；YK6 阀组生产汇管到分离器所有的液相管线治理 0.3km。

本工程管线治理相关信息具体见表 3.2-14，治理管线布局见图 3.2-9。

表 3.2-14 管道治理相关信息一览表

序号	管线名称	管道长度 (km)	管道材质	管道压力 (MPa)	管道管 径(mm)	备注
1	YK10 井至雅克拉单井气举管 线	4.5	16Mn	12	114	治理
2	YK10 井至 YK1-1 井气举管线	0.2	16Mn	12	114	治理
3	YKE1-5H 集输管线	0.6	金属 06xr13	6	114	治理
4	YK6H 阀组生产汇管到分离器 所有的液相管线治理	0.3	无缝钢管 L245NS	9.5	114	治理

图 3.2-9 治理管线布局示意图

3.2.4.2 公辅工程

(1) 供水工程

①给水

本工程施工期用水主要为施工人员生活用水。施工现场不设施工营地，生活用水依托雅克拉采气厂生活基地。

②排水

施工期不设置生活营地，施工期生活污水依托雅克拉采气厂生活基地现有生活污水处理系统处理。施工期管道试压废水结束沉淀后用于洒水抑尘。

本工程运营期无废水产生。

（2）供电工程

大涝坝集气处理站内建设有变压器 2 台 2x800kVA，最大运行负荷 930kW。站内变压器无法满足新增用电负荷需求，需新建电源。大涝坝集气处理站外建设有 10kV 处理站 1#、2#线。大涝坝集气处理站部分为满足新增用电负荷需要，并预留部分负荷，大涝坝集气处理站内新增欧式箱变一座（2x1600kVA）。

雅克拉集气站站内已建欧式箱变 1 座，变压器容量 2x1600kVA，主要带站内负荷；已建箱变 1 座，变压器容量 2x1600kVA，主要带 400kW 压缩机及其配套空冷器等负荷。雅克拉集气处理站部分在扩建混烃卸油泵区域新建防爆配电箱 1 面，为新增卸油泵、混烃提升泵、卸油鹤管和照明等负荷供电，电源接已建配电室低压柜备用回路。

（3）自控工程

主要为大涝坝集气处理站改造部分、雅克拉集气处理站改造部分、S8-3 阀组站改造部分、零散混烃集中处理部分配套自控内容。

大涝坝集气处理站已建 DCS 系统，2005 年投用；SIS 系统，2017 年投用；火灾报警系统 2018 年从 DCS 系统中独立出来单独监控。已建 1 套 GDS 系统位于机柜间。大涝坝集气处理站扩建装置区新增过程控制监控信号均上传至大涝坝集气处理站已建 DCS 系统。新建可燃、有毒气体探测器信号传至大涝坝集气处理站已建 GDS 系统。新建火焰探测器信号传至大涝坝集气处理站已建 FAS 系统。

雅克拉集气处理站设有站控系统（SCS）1 套，包括：过程控制 DCS 系统、安全仪表系统（SIS），其中安全仪表系统（SIS）包括紧急关断系统（ESD）和消防控制系统（FGS）两个子系统。站内设置数据采集服务器，用于本站的数据存储、查询，控制系统上位操作站、打印机及通信专业操作台放置在中控室，实现整个站场的集中监控、统一管理。雅克拉集气处理站扩建装置区新增过程控制监控信号均上传至雅克拉集气处理站已建 DCS 系统。新增紧急关断信号传至雅克拉集气处理站已建 ESD 系统。新建可燃气体探测器信号传至雅克拉集气处理站已建 GDS 系统。

S8-3 阀组站已建 PLC 站控系统 1 套，PLC 采集的数据通过光缆最终上传至雅克拉集气处理站仪表间 DCS 系统上，在 DCS 系统上进行显示、控制、联锁、

报警、处理、打印等。S8-3 阀组站扩建装置区新增过程控制监控信号均上传至 S8-3 阀组站已建 PLC。新建可燃气体探测器信号传 PLC 独立 I/O 卡件。

（4）通信工程

目前，雅克拉集气站已建视频监控系统 1 套，视频监控后台设置在中控室，后台设备包括：硬盘录像机、视频工作站、监控大屏等，在压缩机厂房、储罐区、轻烃及液化气装车区、进站路、围墙等重点区域设置有监控摄像头。视频监控硬盘录像机、网络交换机接口及容量满足本工程接入要求。

雅克拉集气站高低压配电室内摄像头监控视频通过光缆接入中控室集中监控，电力数据未上传。雅克拉集气站轻烃及液化气装车区扩建，新增混烃卸车鹤管橇、混烃卸车泵、混烃提升泵等，需要增加视频监控摄像头。

（5）消防工程

消防设计范围：雅克拉集气处理站利旧的 2 座 50m³混烃缓冲罐等。

雅克拉集气处理站为三级站场，混烃缓冲罐内存储的主要介质为混烃，火灾类型属 B 类，属于严重危险级。

雅克拉集气处理站消防系统为固定式消防冷却水和固定式消防泡沫系统，设有 3000m³钢制消防水罐 2 座（截矮），消防贮水量为 4800m³；消防泵房 1 座，内设电动消防冷却水泵 3 台，其中参数为：Q=100L/s、H=100m、N=200kW；稳压装置 1 套；2 套压力式泡沫比例混合装置。

雅克拉集气处理站设有完善的固定式消防冷却水系统和固定式泡沫灭火系统，满足新建设施的消防需求。

（6）道路工程

本工程充分利用项目周边现有道路。

3.3 工程分析

3.3.1 工艺流程及产排污节点

3.3.1.1 施工期

（1）站场建设

本工程施工期主要为雅克拉集气处理站、大涝坝集气处理站、S8-3 阀组站等站场改造，及地面配套设施建设。站场施工内容主要为构筑物基础建设、设备安

装及管线连接、设备调试等。

站场设备安装首先需对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将压缩机等设备拉运至站场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。站场建设流程及产污环节如图 3.3-1 所示。

图 3.3-1 站场建设流程及产污环节示意图

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备及建筑材料等运输和装卸时产生的扬尘，可通过洒水等措施减少扬尘产生量；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建筑废料等，本项目拆除设备拉运至库房或原位备用；施工现场不设置施工营地，生活垃圾随车带走，现场不遗留；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

（2）管线建设

本项目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。管线施工工艺流程详见图 3.3-2。

图 3.3-2 管道工程施工流程及产污环节示意图

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气；土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量。废水污染源主要为试压废水，试压结束后用于区域降尘。噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声。固体废物为管沟开挖产生的土方，施

工结束后用于回填管沟及场地平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置；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。

3.3.1.2 运营期

本工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深、设备老化、加热炉无自动点火装置等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施，本次优化改造工程不改变现有站场工艺流程、不新增站场天然气处理规模；加热炉的更换不新增功率，且不新增燃气量。

本工程运营期因有部分新增设施（压缩机、卸车泵、提升泵等），会导致站场内阀门、法兰数量增加，导致无组织废气排放增加；新增分子筛脱水装置会产生废弃分子筛等，管线清管作业会产生清管废渣等，设备检修等会产生废机油等；同时本工程运营期会产生新的噪声源。

3.3.1.3 退役期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

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。

3.3.1.4 环境影响因素分析

本工程环境影响时段主要表现在施工期、运营期。施工期间，将产生噪声、扬尘及废气、固体废弃物、污水等污染物。运营期间，将产生无组织废气、固废及噪声。本工程污染物产生情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 本工程污染物产生情况

时段	环境要素	污染因子	产污环节
施工期	施工废水	SS、pH 等	主要来源于管道试压、生活污水
	废气	CO、NO _x 等	施工机械燃油废气、运输车辆尾气、焊接废气等
	扬尘	TSP	工程开挖、车辆运输等扬尘
	噪声	等效连续 A 声级 (Leq)	机械施工噪声、车辆运行噪声
	固废	-	弃土、拆除的设备、废弃管线、施工废料、生活垃圾
	生态	-	施工扰动土壤，造成植被破坏等
运营期	废气	H ₂ S、NMHC	机泵、阀门、接口等处会产生无组织废气
	噪声	等效连续 A 声级 (Leq)	设备运行噪声、气流噪声
	固废	含油废物	设备检修、清管作业
		废分子筛	分子筛脱水装置

3.3.2 施工期环境影响因素分析

3.3.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在站场、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。集输管道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。

本工程占地主要为管线施工占地，均为临时占地。本工程站场优化改造均为站内改造，不涉及新增占地。临时占地包括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。

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，本工程的占地面积为 3.84hm^2 ，均为临时占地，详见表 3.3-2。本工程占地类型主要为天然气牧草地、其他草地。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm^2)			说明
		永久	临时	总占地	
1	注气管线	0	1.04	1.04	管线长度共计 2.08km，施工作业带宽度为 5m。
2	管线治理	0	2.8	2.8	治理管线长度共计 5.6km，施工作业带宽度为 5m，占用面积约 2.8hm^2 。治理管线周边分布有地方公益林，共计穿越公益林段 1.34km，共计占用 0.67hm^2 。
合计		0	3.84	3.84	/

3.3.2.2 施工期污染源分析

(1) 废水污染源

①生活污水

本工程不设置生活营地，施工人员生活污水依托雅克拉采气厂的生活基地进行处置。

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。本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。根据类比调查，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程试压管线总长度为 7.68km，试压废水约为 19.2m^3 。

试压废水中主要污染物为悬浮物，待试压作业结束，废水经沉淀后用于场地降尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

(2) 固体废物污染源

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。根据类比调查，施工废料的产生量约为 $0.2\text{t}/\text{km}$ ，本工程新建管线总长度为 7.68km，施工废料产生量约为 1.54t。

施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

②生活垃圾

本工程不设置生活营地，施工人员少量生活垃圾（纸屑、废水瓶等）随车带走，现场不遗留。

③含油废物

本项目拆除设备拉运至库房或原位备用，拆除设备产生的含油废物属于危险废物（约为 1.0t），集中收集后，委托有危废处置资质的单位接收处置。

④废防渗材料

废防渗材料主要来自施工过程。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），废防渗材料废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-249-08）。本工程施工期设备拆除等作业时，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。本工程产生废弃防渗材料量约 0.5t/a。

作业施工结束后，由施工单位将废弃的废防渗材料集中收集，不在站场贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，拉运过程中持有危险废物经营许可证的单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

⑤土石方平衡

本项目站场工程在现有厂区内实施，站场现状已进行平整，无土方作业。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.20m，管沟深度按 1.6m 计，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每延米挖方量约 3.84m³，管道工程长 7.68km，合计挖方约 2.9491×10⁴m³，所有挖方后期全部回填，无弃方。

本项目共开挖土方 2.9491×10⁴m³，回填土方 2.9491×10⁴m³，无借方，无弃方，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。本项目不设置取土场。本项目土石方平衡表见下表 3.3-3。

表 3.3-3 土方挖填方平衡表 单位：m³

工程分区	挖方	填方	借方		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管线工程	29491	29491	0	-	0	-

表 3.3-4 施工期危险废物产生、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(t/a)	产生环节	外观性状	特征污染物	产生规律	危废特性	污染防治措施
----	--------	------	------	----------	------	------	-------	------	------	--------

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生环节	外观性状	特征污染物	产生规律	危废特性	污染防治措施
1	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5	设备拆除等作业	固体	废矿物油	间歇产生	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
2	含油废物	HW08	071-001-08	1.0	设备拆除产生的含油废物	固体	油类物质、泥砂	间歇产生	T, I	

(3) 废气污染源

本工程在施工期对环境空气的影响包括施工扬尘、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气。

①施工扬尘

施工扬尘主要来自场地平整和车辆运输过程中产生，站场施工周期较短，且采取洒水抑尘措施，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

②焊接废气

金属材质管线连接、设备安装等过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接废气对周围大气环境的影响是有限的。

③施工机械废气及运输车辆尾气

在气田地面工程、管线施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，对周围大气环境的影响是有限的。

(4) 噪声污染源

本工程施工期噪声主要包括土方施工、各类施工机械和运输车辆产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中站场和管线铺设实际情况，本工程施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.3-5。

表 3.3-5 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位: dB(A)/m

噪声源名称	源强 (dB(A))	噪声源名称	源强 (dB(A))
推土机	90	混凝土搅拌机	95
挖掘机	92	运输车辆	75

混凝土翻斗车	90		
--------	----	--	--

(5) 施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.3-6。

表 3.3-6 施工期污染物排放汇总

项 目	工程	污染源	主要污染物排放量		排放去向
废水污 染源	管道工 程	试压废水	SS	19.2m ³	试压废水中主要污染物为悬浮物，待试压作业结束，废水经沉淀后用于场地降尘
固体废 物污 染源	站场、 管道	施工废料	/	1.54t	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置
		生活垃圾	/	/	施工人员少量生活垃圾随车带走，现场不遗留。
		含油废物	/	1.0t	收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
		废防渗材料	/	0.5t	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
废气污 染源	站场、 管道	施工扬尘、 焊接废气、 施工机械废 气及运输车 辆尾气	CO	阶段性排放	环境空气
			NO _x	阶段性排放	
			SO ₂	阶段性排放	
			颗粒物	阶段性排放	
噪声污 染源	站场、 管道	土方施工、 施工机械、 运输车辆	/	75~95dB(A)	加强施工管理。

3.3.3 运营期环境影响因素分析

3.3.3.1 废水污染源

本工程运营期不产生废水。

本工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施，本次优化改造工程不改变现有站场工艺流程、不新增站场天然气处理规模。本工程运营期不新增废水。

运营期不新增工作人员，故不新增生活污水。

3.3.3.2 固体废物污染源

①废分子筛

本工程在雅克拉集气站新建分子筛撬装脱水装置一座，脱除原料气中的水分。

本工程在天然气脱水单元会产生废分子筛，分子筛每两年更换一次，产生量约 0.7t/次（0.35t/a）。

本工程产生的废分子筛属于危险废物（HW49 900-041-49），由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置。

②清管废渣

管线清管作业会产生清管废渣，每年 2 年清管 1 次。根据类比调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本工程新建集输管线总长为 7.68km，每次废渣产生量约 8.83kg（0.0044t/a）。

清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等，属于危险废物，危险废物类别为 HW08，废物代码为 900-249-08，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。

③废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程，机泵（压缩机、提升泵等）运行时会使用一定量的润滑油，由于受温度、介质影响，油质发生变化，失去润滑等作用，需定期进行更换。

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），废润滑油属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约 1.5t/a，收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

④生活垃圾

运营期工作人员由雅克拉采气厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

根据《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，xif）和《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），本工程运营期危险废物产排污统计表详见表 3.3-7。

表 3.3-7 运营期危险废物产生、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（t/a）	产生环节	外观性状	特征污染物	产生规律	危废特性	污染防治措施
1	废分子筛	HW49	900-041-49	0.35	原料气脱水	固体	石油类、烃类、汞等	间歇产生	T, In	由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置
2	清管废渣	HW08	900-249-08	0.0044	清管作业	固体	石油类、SS	间歇产生	T, I	委托持有危险废物经营许可证

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生环节	外观性状	特征污染物	产生规律	危废特性	污染防治措施
							和氧化铁等			证的单位利用处置。
3	废润滑油	HW08	900-214-08	1.5	站场	固体	废矿物油	间歇产生	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

3.3.3.3 废气污染源

本工程雅克拉区块更换加热炉 6 台、大涝坝区块更换加热炉 4 台，均进行原位更换，不增加功率，不新增燃气量，不新增运行时间。本工程加热炉更换工程实施后不会增加加热炉废气排放量，且能降低污染物排放量，因此，本项目加热炉废气排放量不计入运营期污染源。

本工程运营期的废气排放源主要站场生产过程中的无组织废气排放。无组织排放的污染物主要为阀门、法兰、压缩机等处产生的无组织挥发烃类。

雅克拉集气站新增 2 座长轴螺杆泵（Q=10m³/h），新增 2 台混烃卸车泵（Q=45m³/h），1 台混烃卸油鹤管撬（DN100），混烃卸车管线（DN100）280m，1 座 350kW 凝析油空冷器，2 座混烃切水器。

大涝坝集气处理站新增 1 座低压气压缩机（Q=10×10⁴m³/d），2 座稳定压缩机，1 座空压机（6m³/min），1 座分子筛脱水装置（70×10⁴m³）。

S8-3 阀组站新增 1 座油气混输装置（液量=100m³/d，气量=6.0×10⁴m³/d）。

本工程运营期无组织排放的废气污染物主要为非甲烷总烃、硫化氢。

①非甲烷总烃

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

本项目运营过程中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，《污染源核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中：

$D_{\text{设备}}$ ：—核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数（雅克拉集气处理站取 7.27%，大涝坝集气处理站取 5.85%，S8-3 阀组站取 7.7%）；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数（雅克拉集气处理站取 94.08%；大涝坝集气处理站取 95.16%，S8-3 阀组站取 93.6%）；

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 2000umol/mol），kg/h；

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 8760h。

表 3.3-8 密封点 TOC 泄漏排放速率 e_{TOC} 取值

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}$ (kg/h 排放源)
石油炼制工业	连接件	0.028
	开口阀或开口管线	0.03
	阀门	0.064
	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
	泵	0.074
	法兰	0.085
	其他	0.073

根据上述公式计算得本项目阀门、法兰等位置无组织排放的非甲烷总烃量，详见表 3.3-9。

表 3.3-9 本项目站场无组织排放的非甲烷总烃量

污染源	设备类型	设备数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
雅克拉集气处理站	阀门	28	0.064	0.00042	8760	0.0037
	法兰	62	0.085	0.00122	8760	0.0107
	连接件	52	0.028	0.0011	8760	0.0096
	泵	4	0.074	0.000069	8760	0.0006
	小计			/	/	0.0246
大涝坝集气处理站	阀门	32	0.064	0.00038	8760	0.0033
	法兰	68	0.085	0.00107	8760	0.0094

	连接件	75	0.028	0.00118	8760	0.0103
	泵	2	0.074	0.000027	8760	0.0003
	压缩机	3	0.073	0.000041	8760	0.0004
	小计			/	/	0.0237
S8-3 阀组站	阀门	45	0.064	0.00067	8760	0.0059
	法兰	80	0.085	0.00158	8760	0.0138
	连接件	100	0.028	0.00197	8760	0.0173
	小计			/	/	0.037
合计				/	/	0.0853

综上，本项目无组织非甲烷总烃排放量共计约 0.0853t/a。

②无组织 H₂S

本工程雅克拉集气处理站天然气中 H₂S 平均含量为 10mg/m³，大涝坝集气处理站天然气中 H₂S 平均含量为 14.9mg/m³，S8-3 阀组站天然气中 H₂S 平均含量为 24.1mg/m³。

无组织排放 H₂S 计算思路为：通过无组织排放的非甲烷总烃推算出无组织排放的天然气排放量，根据天然气中硫化氢的浓度，计算出硫化氢的排放量，计算过程如下：

雅克拉集气处理站天然气中 H₂S 平均含量为 10mg/m³，挥发性有机物平均质量分数取 7.27%，天然气的泄漏量为 0.3384t/a，硫化氢的泄漏量为 0.0000052t/a。

大涝坝集气处理站天然气中 H₂S 平均含量为 14.9mg/m³，挥发性有机物平均质量分数取 5.85%，天然气的泄漏量为 0.4051t/a，硫化氢的泄漏量为 0.0000093t/a。

S8-3 阀组站天然气中 H₂S 平均含量为 24.1mg/m³，挥发性有机物平均质量分数取 7.7%，天然气的泄漏量为 0.5089t/a，硫化氢的泄漏量为 0.000018t/a。

综上，本项目无组织硫化氢排放量共计约 0.0000325t/a。

3.3.3.4 噪声源

项目实施后，各噪声污染源噪声强度及治理措施情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 噪声源设备 单位：dB (A)

场所	名称	数量 (台)	空间相对位置 (m)			源强 dB (A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
雅克拉集气	长轴螺杆泵	2	315	22	0.2	85	优化站场总	昼夜连续运

处理站							图布置,采用 低噪声设备、 基础减振、加 强保养维修	行
	卸车泵	2	367	24	0.2	85		间断
	卸油鹤管撬	1	332	32	0.2	90		间断
	凝析油空冷器	1	311	26	0.2	90		昼夜连续运行
	混烃切水器	2	305	35	0.2	80		昼夜连续运行
大涝坝集气 处理站	压缩机	3	160	112	0.2	90	优化站场总 图布置,采用 低噪声设备、 基础减振、加 强保养维修	昼夜连续运行
	空压机	1	50	117	0.2	85		昼夜连续运行
	分子筛脱水装置	1	82	227	0.5	70		昼夜连续运行
S8-3 阀组站	油气混输装置	1	20	43	0.2	70	加强保养维修	昼夜连续运行
备注:以站场的西南角作为(0.0)点								

本工程站场产噪设备主要为泵撬等设备运转噪声,噪声值为70~90dB(A),采取基础减振降噪,控制噪声对周围环境的影响,降噪效果约10dB(A)。

3.3.3.5 运营期污染源汇总

本工程运营期三废排放状况见表3.3-11。

表 3.3-11 运营期污染物排放汇总

工段	排放源	污染物名称	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.0853t/a	0.0853t/a	大气
		硫化氢	0.0000325	0.0000325	大气
固体废物	生产装置	废分子筛	0.35t/a	0	由生产厂家进行更换,更换后由其拉走处置
	清管作业	清管废渣	0.0044t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	检修作业	废润滑油	1.5t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
噪声	机泵、压缩机等	机械噪声	70~90dB(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

3.3.4 退役期环境影响因素分析

3.3.4.1 退役期水污染防治措施

退役期严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72号)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)要求进行施工作业,首先

进行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，避免发生油水串层。

3.3.4.2 退役期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。落地油收集后委托有资质单位接收处置；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。

(2) 对废弃井应封堵，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。

3.3.4.3 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。

3.3.4.4 退役期噪声防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.3.4.5 退役期生态恢复措施

气田开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场、站场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

(1) 施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，将施工作业带宽度控制在8m以内，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) 在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植被；不得惊扰、伤害野生动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，理解保护野生动植物的重要意义。

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(5) 井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

3.3.5 非正常排放

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

雅克拉集气处理站和大涝坝集气处理站改造工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施，本次优化改造工程不改变现有站场工艺流程、不新增站场天然气处理规模；管线治理工程针对管线腐蚀、穿孔刺漏等问题，进行管线更新，不改变管道输送规模。因此，本评价不再核算雅克拉集气处理站改造工程、大涝坝集气处理站改造工程、管线治理工程的非正常工况污染物排放量。

本次评价仅针对 S8-3 阀组站站内新增油气混输装置（设计液量 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，气量 $6.0\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ），因装置阀门破损、法兰渗漏、接口破裂等情形引发的油品泄漏等非正常工况。S8-3 阀组站油气混输装置仅为动态输送设备，无固定储存容量，非正常工况下按工艺设计液相输送流量核算泄漏源强，选取正常输送流量 30%作为泄漏情景，核算石油类污染物 1h 泄漏源强为 0.1875m^3 （ 159.38kg ）。

S8-3 阀组站站内油气混输装置因阀门破损、法兰渗漏、接口破裂等情形引发的油品泄漏等，会对周边土壤、地下水造成一定的污染。

3.3.6 清洁生产水平分析

3.3.6.1 集输及油气处理清洁生产工艺

(1) 油气经集输管线最终输送至集气处理站。全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

(2) 采用全自动控制系统对主要水处理装置和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

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

3.3.6.2 节能及其他清洁生产措施分析

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

(2) 采用自动化管理，提高管理水平。

本工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施；管线治理工程针对管线腐蚀、穿孔刺漏等问题，进行管线更新。项目实施后，可有效降低设备能耗、提升运行效率，保障设备安全稳定运行，消除了设备及管道腐蚀隐患，有效防范和消除站场设备、管线运行过程中的安全风险与环境隐患，全面满足清洁生产要求。

3.3.6.3 建立有效的环境管理制度

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

3.3.6.4 清洁生产技术指标对比分析

根据《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》（国家发展和改革委员会公告 2009 年第 3 号），对本工程清洁生产指标进行定量和定性的评价。

（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。

①定量评价

定量评价指标选取有代表性的、能反映“节能”“降耗”“减污”和“增效”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式。通过对各项指标的实际达到值、评价基准值和指标的权重值进行计算和评分，综合考评企业实施清洁生产的状况和企业清洁生产程度。

②定性评价

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，用于定性考核企业对有关政策法规的符合性及其清洁生产工作实施情况。

③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。

（2）评价基准值及权重值

①评价基准值

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就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。

②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。

（3）本评价基准值及权重值

采气和拉运作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.3-19~21。

（4）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数值为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。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（如水的循环利用率、回收率、固体废物综合利用率等指标）。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。

A.定量评价二级指标的单项评价指数计算

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；如手工计算，其值取小数点后两位；

S_{xi} ——第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

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，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会较大，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），取该 S_i 值为 k/m 。

B. 定量评价考核总分值的计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

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 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标的考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

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 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

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数见表 3.3-12。

表 3.3-12 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	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.3-13 计算得出：采气定量指标 80 分，定性指标 80 分，综合评价 80

分。本工程清洁生产企业综合评价指数介于 $75 \leq P < 90$ 之间，属于清洁生产企业。

表 3.3-13 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标									
一级指标	权重值	二级指标			单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗			kg 标煤/t 天然气	30	天然气：≤50	34.32	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率			%	10	≥60	无	0
		伴生气回收利用率			%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率			%	10	≥90	0	0
(3) 污染物产生指标	40	石油类			mg/l	5	≤10	0	5
		COD			mg/l	5	≤150	0	5
		落地原油回收率			%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率			%	7.5	≥60	100	7.5
		伴生气外排率			%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率			%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标									
一级指标	权重值	二级指标					指标分值	得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好			5	5
		采气	采气过程回收设施	10	采油	套管气回收装置		10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施		10	10
		采油方式			采油方式经过综合评价确定			10	10

		拉油流程	具有油气回收装置	10	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	0
		制定节能减排工作计划		5	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5

3.3.7 污染物排放“三本账”

本工程建成后污染物排放变化情况见表 3.3-14。

表 3.3-14 主要污染物排放变化情况表

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量 (t/a)	本工程排放量 (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	NMHC	118.141	0.0853	118.2263	0	+0.0853
		H ₂ S	0.2072	0.0000325	0.2072325	0	+0.0000325
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	

3.3.8 污染物总量控制分析

3.3.8.1 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。

3.3.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

(1) 废气污染物

本工程主要废气污染物为油气处理过程中无组织烃类气体的挥发。

(2) 废水污染物

本工程运营期不产生废水。

经核算，本工程油气处理过程产生无组织排放的 VOC_s 为 0.0853t/a。

3.3.8.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

由于施工期的地面工程集中于较短时间内，地面工程期间排放的污染物将随地面工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

(2) 运营期

根据工程分析可知，本工程油气处理过程无组织排放的 VOCs 为 0.0853t/a。
故本工程投产后总量控制建议指标为无组织排放的 VOCs：0.0853t/a。

3.4 相关法律法规、规划符合性分析

3.4.1 产业政策符合性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于“第一类 鼓励类”中的“七、石油天然气”中的“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.4.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

(1) 与相关政策、法规符合性分析

本工程属于西北油田分公司石油天然气开发项目，相关的政策、法规有：《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，符合性见表 3.4-1。由表 3.4-1 分析可知，工程建设符合上述油气开采政策法规的相关规定。

表 3.4-1 与相关的政策、法规符合性分析

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环 境 部 公 告 2012 年 第 18 号）	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充	本工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施。项目实施后，可有效降低设备能耗、提升运行效率，保障设备安全稳定运行，消除设备腐蚀隐患，有效防范和消除站场设备运行过程中的安全风险与环	符合

	分燃烧。	境隐患，全面满足清洁生产要求。	
《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（第13届人大第7次会议）	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、控制料堆和渣土堆放，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。	本工程施工土方全部用于场地平整。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。	符合
	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。	本工程施工周期较短，且采取洒水抑尘措施，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘。	符合
《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）	在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染；陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放；涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫油气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。井场加热炉等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求；建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。	本工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深、设备老化、加热炉无自动点火装置等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施。项目实施后，可有效降低设备能耗、提升运行效率，保障设备安全稳定运行，消除了设备腐蚀隐患，有效防范和消除站场设备运行过程中的安全风险与环境隐患。	符合
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》（新环评价发〔2020〕142号）	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	西北油田分公司已编制西北油田分公司“十四五”规划，且《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》，已于2022年7月25日取得审查意见（新环审〔2022〕147号）。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T03	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。	本工程提出施工期结束后，恢复管线施工作业带周边占地。	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择	本工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设	符合

17-2018)	与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施。	
	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	本工程管线施工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。	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本工程同步制定并落实生态保护和修复方案；综合考虑了防沙治沙等相关要求；本工程已提出一系列生态环境保护措施。	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资源规〔2021〕2号）	县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或者委托相关部门行使审批权。城镇开发边界内使用临时用地的，可以一并申请临时建设用地规划许可和临时用地审批，具备条件的还可以同时申请临时建设工程规划许可，一并出具相关批准文件。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；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本工程站场改造均在现有占地内进行，不新增占地；管线施工过程中严格控制施工占地，管线建设完成后，采取措施及时恢复占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。本工程不占用永久基本农田，仅评价范围内涉及永久基本农田。	符合
《关于印发〈建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》（环发〔2014〕197号）	严格落实污染物排放总量控制制度，把主要污染物排放总量指标作为建设项目环境影响评价审批的前置条件。排放主要污染物的建设项目，在环境影响评价文件（以下简称环评文件）审批前，须取得主要污染物排放总量指标。	本工程站场改造新增的无组织废气，VOCs排放量为投产前后主要总量控制指标。	符合
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（第13届人大第6次会议）	建设单位对水利、交通、电力、化工、冶金、轻工、核与辐射和矿产资源开发等施工周期长、生态环境影响大的建设项目，以及环境影响评价批复文件要求开展环境监理的建设项目，应当自行或者委托具备相应技术条件的机构依法实施环境监理。	本工程为油气开发项目，为了全面控制和减缓本工程造成的环境影响，在建设过程中应在实施工程监理的同时开展环境监理。	符合
《新疆维吾尔自治区重点行	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、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。	本工程不涉及永久占地，仅为管线建设的临时占地，尽可能缩小占地面积，最大程度减少生态损失。	符合

业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	本工程执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）表1工业企业厂界环境噪声排放限值2类标准。	符合
《关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号）	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	本工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施。项目实施后，可有效降低设备能耗、提升运行效率，保障设备安全稳定运行，消除了设备腐蚀隐患，有效防范和消除站场设备运行过程中的安全风险与环境隐患。	符合
《关于印发〈新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案〉的通知》（新政办发〔2024〕58 号）	实施石化、化工、工业涂装、包装印刷等重点行业及油品储运销（储罐）VOCs 深度治理。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，不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。联防联控区石化、化工行业集中的园区，建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。加大锅炉、炉窑及移动源氮氧化物减排力度，有序实施燃气锅炉低氮燃烧改造。加强氮肥、纯碱等行业大气氨排放治理，强化工业源烟气脱硫脱硝氨逃逸防控。	本工程优化改造新增设备产生无组织废气 VOCs 排放量为投产后主要总量控制指标。	符合
《基本农田保护条例》	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占用。若气田项目确需占用基本农田，必须满足国家能源重点项目属性，且选址无法避开基本农田保护区，并需经国务院批准农用地转用或土地征用。	本工程不占用基本农田。	符合

（2）与相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，工程区位于库车市，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态功能区划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等。本工程与上述相关规划的协调性分析结果参见表 3.4-2。由表 3.4-2 分析可知，工程建设符合上述规划。

表 3.4-2 本工程与相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本工程	协调性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四	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	本工程属于塔里木盆地能源资源勘查开发区。	符合

个五年规划和2035年远景目标纲要》	化过程中的参与度。		
《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	《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。	本工程行政区隶属新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市管辖，本工程所在区域属于重点开发区域。本工程管线施工临时占用地方公益林0.67hm ² ，工程不占用永久基本农田，评价范围涉及永久基本农田和地方公益林。本工程不占用自然保护区以及重要水源地等需要特殊保护的区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。本工程符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	“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。”	本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，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，符合阿克苏地区生态环境分区管控要求。	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施VOCs治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和VOCs在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的VOCs治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展VOCs治理，加快更换装载方式。	本工程运营期采取的废气污染防治措施可有效减少无组织非甲烷总烃和H ₂ S的排放，减轻对大气环境的影响。	符合
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河	本工程运营期不产生废水。	符合

	段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施,开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网,推进城镇污水管网全覆盖,落实土壤污染和地下水污染的协同防治,切实保障地下水生态环境安全。		
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点,开展油气资源开发区域土壤环境质量专项调查,建立油气资源开发区域土壤污染清单,对列入土壤污染清单中的区域,编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用,开展油气资源开发区域历史遗留污染场地治理,对历史遗留油泥坑进行专项排查,建立整治清单、制定治理与修复计划。	本工程营运期固体废物主要为废分子筛,由厂家回收处置;清管废渣、废润滑油,均属于危险废物,委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。	符合
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》	塔河油田持续开展技改增效、系统配套、节能和隐患治理工作。	本项目实施后,可有效降低设备能耗、提升运行效率,保障设备安全稳定运行,消除设备腐蚀隐患,有效防范和消除站场设备运行过程中的安全风险与环境隐患。	符合
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见(新环审〔2022〕147号)	(一)严守生态保护红线,加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导,严守生态保护红线,严格维护区域主导生态功能,积极推动绿色发展,促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划,进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解,严格落实各项生态环境保护要求,协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调,切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。	本工程不在生态保护红线范围内;本工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》等相关要求;本工程严格落实生态保护措施要求,与生态环境保护相协调,切实维护了区域生态系统的完整性和稳定性。	符合
	(二)合理确定开发方案,优化开发布局。根	本工程符合西北油	符合

	据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	田分公司整体开发方案布局，项目实施后有效防范和消除站场设备运行过程中的安全风险与环境隐患。	
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开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。	本工程废气主要是无组织废气；固废主要为废分子筛，由厂家回收处置；清管废渣、废润滑油，均属于危险废物，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。	符合
	（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。	本工程同步制定并落实生态保护和修复方案；综合考虑了防沙治沙等相关要求；本工程已提出一系列生态环境保护措施。	符合
	（五）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。	本工程环境管理由雅克拉采气厂负责，本工程日常环境管理工作纳入雅克拉采气厂现有 HSE 管理体系，并长期开展跟踪监测，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。	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021—2035 年）》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，	本工程属于塔河油田天然气开采项目。本工程管线施工临时占用地方公益林 0.67hm ² ，工程不占用永久基本农田，评价范围涉及永久基本农田和地方公益林。本工程所在区域不涉及生态保护红	符合

	严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局。	线以及城镇开发边界，本工程建设符合区域主体功能定位，对生态环境影响较小。	
	根据矿产资源现状分布以及矿产勘查开发保护布局。	本工程属于矿产能源发展区、油气国家规划矿区。	符合

根据表 3.4-2 的分析，本工程与相关规划协调一致。

3.4.3 生态环境分区管控符合性分析

本工程与《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32 号）及《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》的符合性分析分别见表 3.4-3~5。

综上所述，根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32 号）及《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》，本工程位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001）。本工程不涉及生态保护红线，工程区北侧距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 48.7km，南侧距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区 35.7km。本工程建设满足区域生态环境准入清单要求和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。

表 3.4-3 本工程与《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）符合性分析

文件要求		本工程	符合性
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。	本工程所在区域位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65290230001）。本工程周围无自然保护区、风景名胜区等环境敏感目标。根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》对比分析，本工程所在区域不在生态保护红线内，工程布局符合生态保护红线的管控要求。	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。	本工程为天然气开采项目。施工期污水不排入地表水体，不会突破水环境质量底线。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。施工过程中产生的噪声采取有效的污染防治措施，能够达标排放，不会突破声环境质量底线。所在区域属于大气环境质量不达标区域，本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求。本工程实施后建设单位应不断强化大气污染防治措施，改善区域环境空气质量。符合环境质量底线要求。	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。	本工程占地类型主要为天然牧草地、气体草地，均为管线施工临时占地，本工程的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。本工程运营期消耗量总体相对区域资源利用总量较少，能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	符合
生态环境准入清单	环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线	本工程位于阿克苏地区库车市境内，位于一般管控单元，属于《产	符合

	和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。	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。各类污染物均满足国家及地方排放标准要求，落实生态环境保护基本要求，严守生态环境质量底线，不会降低区域生态功能。	
--	--	--	--

表 3.4-4 本工程与阿克苏地区生态环境准入清单符合性分析一览表符合性分析

单元编码	单元名称	单元属性
ZH65290230001	库车市一般管控单元	一般管控单元
控维度	管控要求	符合性
空间布局约束	1、建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 2、对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 3、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。	本工程占地类型为草地（天然牧草地、其他草地），不占用永久基本农田，评价范围涉及永久基本农田。本工程产生的有害物质、危险废物均能妥善处置。
污染物排放管控	1、强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2、严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 3、加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。 4、对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本工程不涉及畜禽养殖。本工程不使用高毒、高残留农药。本工程产生的废分子筛，由厂家回收处置；废润滑油、清管废渣委托持有危险废物经营许可证的单位清运处置。本工程对土壤的污染影响在可控范围内。

	5、严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。 6、因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	
环境风险防控	1、加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 2、对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 3、依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本工程纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司突发环境事件应急预案。本工程产生的污染物合理处置，不向外环境排放。本工程对站场进行了严格的分区防渗，能有效防止污染土壤和地下水。符合本单元管控要求。
资源利用效率	1、全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 2、减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 3、推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。	本工程会消耗一定量的水资源，但资源消耗量对于区域资源利用总量较少，符合本单元管控要求。

表 3.4-5 本工程与《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

名称	管控要求	本工程	符合性
天山南坡片区	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。	本工程区不属于托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区。	符合
总体管控要求	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。	本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，施工过程中严格控制施工占地，管线建设完成后，采取措施及时恢复占地，进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和	本工程位于库车市，距离塔里木河较远，运营期不挤占塔里木河生态用水。运营期加强环境风险防控，不会对塔里木河水环境产生影响。	符合

名称	管控要求	本工程	符合性
	监督力度，实施博斯腾湖综合治理。		
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	本工程已提出土壤污染防治措施，本工程不涉及涉重金属行业污染防控，产生的危险废物委托有危险废物经营许可证的单位利用处置。	符合

图 3.4-1 本工程与生态保护红线位置关系示意图

图 3.4-2 本工程环境管控单元分布图

3.5 选址选线合理性分析

本工程位于阿克苏地区库车市境内，工程主要为站场优化改造、管线建设，其中站场优化改造均为站内改造，不涉及新增占地；管线施工占地，为临时占地。

3.5.1 项目总体布局合理性分析

本工程开发区域位于雅克拉凝析气田和大涝坝气田内，位于城市建成区以外，不占用及穿越自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；本工程站场改造均为站内改造，不涉及新增占地，其中大涝坝集气处理站评价范围涉及永久基本农田，雅克拉集气处理站、S8-3 阀组评价范围内涉及地方公益林。治理管线周边分布有地方公益林，临时占用地方公益林 0.67hm²，不占用永久基本农田。从现状调查结果看，项目占地的土地利用类型为草地，均为临时占地，拟建管线沿途所经区域生态系统为荒漠生态系统，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。

3.5.2 管线比选方案

根据拟建工程管线分布情况，注气管线不涉及占用永久基本农田，不涉及穿越公益林，无需再进行比选。

本工程治理管线周边分布有地方公益林，其中 YK10 气举管线、YKE1-5H 集输管线无法避让公益林分布区。YKE1-5H 集输管线治理，整个管线选线均位于地方公益林分布区域，设计阶段已避让植被茂密处，亦为最优方案，本次不再对其进行方案比选。因此，本次评价仅针对治理的 YK10 气举管线路由进行比选，比选方案具体内容见表 3.5-1。本工程 YK10 气举管线治理方案比选走向详见下图 3.5-1。

方案 1：管线起自 YK10 井，终点至 T 接点，管线沿直线敷设，管线穿越公益林地长度约为 0.89km，线路长度约 4.2km；

方案 2：管线起自 YK10 井，终点至 T 接点，管线沿现有道路敷设，管线穿越公益林地长度约为 0.74km，线路长度约 4.5km。

表 3.5-1 方案 1 和方案 2 对比

项目	方案 1	方案 2	备注
线路总长	线路总长 4.2km	线路总长 4.5km	方案 1 较方案 2 总长度减少 2km, 总体成本有一定减少
公益林地穿越情况	管线穿越地方公益林 0.89km, 公益林类型为灌木林, 沿线无道路依托, 增加作业带宽度, 临时占用公益林面积 0.53hm ²	管线穿越地方公益林 0.74km, 公益林类型为灌木林, 管线沿现有道路敷设, 可以充分依托现有道路, 减少施工作业带宽度, 临时占用公益林面积 0.37hm ²	方案 2 沿线现有道路较多, 可减少对公益林的扰动
管线穿越土壤类型	漠境盐土、盐土	漠境盐土、盐土	-
占地类型	天然牧草地、其他草地	天然牧草地、其他草地	-
土壤扰动影响	管沟开挖扰动会影响土壤的物理、化学和生物特性, 导致土壤质量下降和生态环境的变化	管沟开挖扰动会影响土壤的物理、化学和生物特性, 导致土壤质量下降和生态环境的变化	-
保护植被分布	管线路由临时占地无保护植被分布	管线路由临时占地无保护植被分布	-
野生动物生境分布	使得对人类活动敏感的野生动物早已离去, 管线路由无野生保护动物栖息地	使得对人类活动敏感的野生动物早已离去, 管线路由无野生动物栖息地	-
洪水影响	区域气候干旱, 降雨量较少, 且项目区周围无地表水体, 结合历史调查资料, 项目区域发生洪水概率很小	区域气候干旱, 降雨量较少, 且项目区周围无地表水体, 结合历史调查资料, 项目区域发生洪水概率很小	-
施工难易程度	管线沿线无现有道路依托, 增加施工难度	管线沿现有道路敷设, 可以充分依托现有道路, 施工较方便	方案 2 依托现有道路, 施工方便
穿越位置及方式	穿越砂石路面 1 处, 采用大开挖	穿越砂石路面 1 处, 采用大开挖	-
是否推荐	不推荐	推荐	-

图 3.5-1 YK10 气举管线治理方案比选走向示意图

经上述对比方案 1 与方案 2 的特点：方案 2 管线沿现有道路敷设，可充分利用现有道路施工，较方案 2 植被及土壤影响更小，方案 2 占用公益林面积更小，对公益林的影响较小；从环保的角度，方案 1 相较于方案 2 环境影响程度较小，故拟建工程采取方案 1 作为管线的最终走向。

3.5.3 管线选线可行性分析

①本项目管线敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；管线走向全线避让生态保护红线，敷设管线未穿越红线，未占用永久基本农田；管线周边无居民集中区域。

②治理管线周边分布有地方公益林，总计穿越地方公益林段 1.34km，其中 YK10 气举管线穿越公益林段 0.74km，YKE1-5H 集输管线穿越公益林段 0.6km。管线可研设计阶段已选择植被相对稀疏地带，建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。

③管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

④本项目充分利用区域现有道路。

本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他建构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

综上所述，本工程选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，不在生态保护红线范围内，本工程选址选线合理。

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

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，位于阿克苏地区东部。县境位于东经 $82^{\circ} 35' \sim 84^{\circ} 17'$ ，北纬 $40^{\circ} 46' \sim 42^{\circ} 35'$ 之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。市境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km²。其中，南部平原占总面积的 53.8%，北部山地约占 46.2%。

本项目建设内容位于阿克苏地区库车市，位于雅克拉凝析气田、大涝坝凝析气田内，隶属于雅克拉采气厂管辖，工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。雅克拉凝析气田位于塔里木盆地北部，距库车县东南约 50km；大涝坝凝析气田位于新疆塔里木盆地北缘、库车县东南约 70km 处，气田地处戈壁，距离 314 国道 10 公里处。

4.1.2 地形地貌

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

本项目区块位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，地形简单，地貌单一。

4.1.3 工程地质

塔里木盆地是天山和昆仑山两个强烈褶皱带之间的大型地块凹陷，盆地中央分布有第三纪背斜褶皱隆起带（即中央隆起带），并将盆地分割成构造形式上接近对称的大型单向断褶盆地，但并未完全封闭，两个大型单向断褶盆地构成了统一的塔里木盆地。大涝坝气田地处于塔里木盆地北缘，构造上处于塔北断裂隆起带和塔中凹陷带的边缘交汇地带，构造条件较为复杂，塔北隆起带呈 NNE 向延伸约 300km，南北宽 8~40km，面积约 6000km²，断裂和局部构造较为发育。

项目区由于地处塔北隆起带上，第四纪沉积物厚度较薄，第四纪沙土层厚约 50 多米较为疏松，下部有巨厚的第三纪泥岩粉砂岩和细砂岩。依据该区工程勘察报告场区以粉砂、粉土为主，结构松软。

4.1.4 水文及水文地质

4.1.5.1 地表水

库车河又名“苏巴什河”，整个流域在库车市境内，径流形成区面积2946km²，河流总长121.6km，库车河水资源可利用量 $2.83 \times 10^8 \text{m}^3$ ，为冰雪融水及降雨补给型河流。库车河多年平均径流量为 $3.48 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，年均流量 $11.04 \text{m}^3/\text{s}$ ，实测最大流量 $1940 \text{m}^3/\text{s}$ ，最小流量 $0.62 \text{m}^3/\text{s}$ 。库车河水质经多年长期监测，水质较好，矿化度为 0.4439g/L ，总硬度 118mg/L （以CaO计），属微硬水，氯离子和硫酸盐含量多年平均值都小于 100mg/L 。河水的pH值在7.5~8.5，略偏碱性，水化学类型为HCO₃-Ca型，枯水季节会出现硫酸盐钠型或氯化物钠型水。库车河流域的离子径流量为 $21.85 \times 10^4 \text{t}$ 。

项目区周边5km范围内无常年地表水体。

4.1.5.2 地下水

本工程所在的雅克拉气田位于渭干河—库车河冲洪积平原前缘与却勒塔格山（库车河—迪那河之间的小河流域）山前冲洪积平原交汇处，南部多属塔里木河冲积平原与北部山前倾斜平原上渭干河、库车河冲洪积扇前缘的交汇部位，垂向上成层状分布的细砂、粉砂与粉土互层结构为赋存第四系松散岩类孔隙潜水和承压含水提供了基础条件。区域地下水流向总体北向南，周边无地下水环境敏感点，项目所在区靠近山前，位于地下水埋深较高区域，根据监测水井的水位基本

在40m-60m之间。

(1) 地下水类型与含水层的特征

地下水含水层岩性主要为第四系上更新统中砂、细砂及粉细砂多层结构，根据含水层特征可划分为潜水含水层和承压含水层，其中，承压水又根据赋存深度的不同可划分为浅层承压水和深层承压水。潜水与承压水二者间以粉土、粉质粘土相隔，开采条件下通过越流作用，具有微弱水力联系。

①潜水含水层特征

在项目区内连续分布，厚度一般小于30m，水位埋深较浅，一般1~10m，由西北向东南逐渐减小，埋深变幅也呈减小趋势；西北部埋藏深度大，在5~10m左右，局部大于10m；向东南部埋深逐渐减小，大多在3.0~5.0m之间，局部小于1.0m。其含水层岩性为中砂、细砂和粉砂，局部为中细砂或亚砂土。富水性中等，单井涌水量为500~1000m³/d（降深5m，井径8寸），渗透系数为3.25~3.14m/d，富水性由北向南逐渐减小，并呈现出西部较好，向东逐渐变差的趋势。

②承压含水层特征

由系统内潜水含水层以下的承压含水层组构成，承压水水头低于地面，与潜水水位差基本小于1~3m，含水层岩性也为上更新统冲洪积细砂、粉砂。项目区承压水含水层顶板埋深一般为50~100m，仅在西南角边界一带顶板埋深小于50m。在前人施工钻孔控制深度内（400m内）内有多个含水层组成，含水层厚度10~65m不等。按照深度及水动力条件不同可划分为浅层承压含水层及深层承压含水层，400m勘探深度内，上部约50m深度范围内没有连续稳定的隔水层，为潜水含水层；而50m深度以下存在多层隔水层。第一层稳定、连续的隔水层（粉质黏土层）位于45~50m深度处，为承压水的隔水顶板；此外，还存在另一厚度较大的稳定、连续的隔水层（粉质黏土层）位于205~215m深度处。以该隔水层为界，将项目区的承压含水层进一步的划分为浅层承压含水层和深层承压含水层，两者之间水力联系微弱。项目区大部承压含水层单井涌水量为500~1000m³/d（降深5m，井径8寸），富水性中等，渗透系数1.5~3m/d。

(2) 地下水的补、经、排特征

雅克拉-大涝坝凝析油气田所处地带，含水层为多层结构，地下水具多层结构特征。潜水可接受人工渠系、田间灌溉和大气降水的入渗补给以及上游潜水的

侧向径流补给，受地表平坦、地下水水力坡度小(千分之一左右)、含水层颗粒细的控制，地下水径流运移十分缓慢，以潜水面蒸发、植被蒸腾、人工排碱渠排水等方式排泄；承压水主要从上游地段地下水侧向径流为补给来源，水平径流运移十分缓慢，为弱径流一停滞状态，区域径流方向为西南方向。目前，人工开采深层地下水也是其排泄的另一种方式。

图4.1-1 区域水文地质图

(3) 地下水动态特性

项目区内潜水动态主要受水文、气象、人为活动等因素影响，因为区内潜水补给主要来源于地表渠系、田间水入渗，以蒸发形式排泄，因此其动态类型为渗入—蒸发型，受灌溉季节及气候的影响，潜水位在2~4月春灌期间上升达到年内最高水位，然后呈下降趋势，6~9月虽然为主要灌溉期，但由于气温逐渐升高，蒸发强烈，也是作物耗水旺盛时期，地下水位起伏波动，至9~11月冬灌期地下水位重新上升，至11月出现另一峰值，11月以后由于蒸发及土壤冻结作用，地下水位逐渐下降，一般至次年2~3月达最低值。

项目区承压水动态由于不受入渗及蒸发影响，处于缓慢径流状态，因此呈现径流型动态特征，年内呈微弱波动，自然状态下最大水位差仅0.75米。项目区承压水由于受砾质带补给区水位动态变化的影响，呈现出滞后效应，一般3~5月份水位处于一年中最高值，随后下降。6~9月份，由于水位自然下降，加之为项目区主要的灌溉季节，大量抽取承压水灌溉农田，水位降幅增大，基本为一年中的

最低值。

(4) 地下水化学特征

①潜水水化学特征

项目区内潜水埋深较浅，一般1~10m，为地下水强烈蒸发区，根据以往地下水水化学资料分析，区内潜水文地球化学作用以蒸发浓缩作用为主。由于径流滞缓，蒸发强烈，地下水类型主要为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4(\text{Ca})\cdot\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型，矿化度多大于3g/L。在南部荒漠地带表层潜水含水层中，由于存在局部不连续隔水层，垂向补给较少，因此还存在表层5~10m以上由于蒸发极为强烈，矿化度多大于10g/L，水质极差矿化度极高的现象。

②承压水水化学特征

项目区内承压水水化学作用以溶滤作用为主。系统内浅层承压水水化学类型主要为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型，矿化度基本小于1g/L，局部地段超过1g/L。

4.1.5 气候气象

项目所在地库车市地处暖温带，气田所处地区气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差均较大，属暖温带大陆性干旱气候。库车市平原区域南北地形地貌不同，地势高差较大，形成了明显的区域性气候差异。其基本特征是：北部山区气候湿润，气温凉爽，光照充足，降水量大，蒸发量小。南部平原气候干燥，气温炎热，光照充足，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，风沙活动频繁。

(1) 风向、风速：全年主导风向为北风，年平均风速为1.79m/s，多年最大风速为16.0m/s，年平均静风频率为1.38%。一年中各季的主导风向均为N，相应的平均风速分别为春季2.06m/s、夏季2.04m/s、秋季1.07m/s、冬季1.50m/s。其中春、夏季平均风速大于年平均风速，对大气污染物的输送比较有利。

(2) 月平均温度及风速：库车市气温变化明显，四季分明，其中冬季12月、1月平均气温在冰点以下，以1月气温最低，为-6.6℃；夏季（6、7、8月）气温为全年最高，以7月温度最高，平均气温为24.66℃。

(3) 库车市月平均风速变化不大, 在 1.36~2.22m/s 之间, 3~8 月风速较大, 均大于年平均风速 1.80m/s, 有利于大气污染物扩散, 也同时容易引起风沙。9 月到次年 2 月份风速均低于年平均风速 1.80m/s。

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

本工程位于阿克苏地区库车市境内, 雅克拉凝析气田位于塔里木盆地北部, 距库车县东南约 50km; 大涝坝凝析气田位于新疆塔里木盆地北缘、库车县东南约 70km 处, 气田地处戈壁, 距离 314 国道 10 公里处。

本工程主要为雅克拉集气处理站和大涝坝集气处理站优化改造, S8-3 阀组新建油气混输增压装置 1 座, 新建注气管道 2.08km, 治理管线 5.6km。根据工程分析, 本工程总占地面积为 3.84hm², 均为临时占地。治理管线周边分布有地方公益林, 总计穿越地方公益林段 1.34km。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022) 及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》(HJ349-2023), 本工程以各站场场界周围 50 米范围; 非穿越公益林段管线中心线两侧外延 300 米; 穿越公益林段管线两端外延 1000 米, 管线中心线向两侧外延 1000 米。

(2) 调查内容

A. 调查评价范围内的植物区系、植被类型; 动物区系、物种组成及分布特征; 生态系统的类型、特征; 重要野生动植物等。

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

收集工程周边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，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

1) 陆生植被调查

本次调查主要在收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料、综合分析现有资料的基础上，结合实地调查结果，获取评价区陆生植被现状。

2) 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收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料、野外踪迹进行调查的方法，结合现场调查结果确定动物种类及数量，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。本次遥感数据采用 Landsat8 OLI 卫星遥感影像，从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史资料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。

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阿克苏地区库车市。根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本工程属于VI塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区-IV₁塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区-渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）。塔里木河流域的乔灌木及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。工程区生态

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 工程区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV ₁ ）
	生态功能区	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源
主要生态环境问题		土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染
生态敏感因子敏感、程度		生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感
主要保护目标		保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害
主要保护措施		节水灌溉、开发地下水、完善水利工程施工、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水
适宜发展方向		发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地

由上表可知，本工程所在区域属于“塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区”，主要生态服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”，主要发展方向为“发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地”。

本工程属于天然气开采项目，项目区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。本工程管线施工临时占用地方公益林 0.67hm²，工程不占用永久基本农田，评价范围涉及永久基本农田及地方公益林。站场优化改造、管线建设对生态环境的影响主要体现在施工期，本工程废气达标排放、产生的固废妥善处置，通过采取严格控制占地范围，做好施工期生态保护和环境管理工作，在本工程建设过程中减少水土流失、保护永久基本农田和公益林，工程结束后及时对临时占地进行恢复等措施，本工程建设不会对本工程所在区域土壤、动植物等生态环境产生明显的影响，符合本区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

图 4.2-1 生态功能区划图

4.2.3 生态系统调查与评价

本工程位于塔里木盆地北部、天山南麓，属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区，地势较为平坦。评价区属温暖带大陆性干旱气候，降水稀少，夏季炎热、冬季干冷。年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，风沙活动频繁，年平均气温 11.4℃，夏季最高气温 41.5℃，冬季最低气温-27.4℃。平均年降水量 51.9mm，风向以北风为主，年平均风速 1.5m/s。

本工程所在区域土壤类型主要为盐土、漠境盐土，大涝坝区块植被类型以人工栽培植被为主，主要种植棉花、小麦等，农田周边分布有防护林、灌木荒漠和草本荒漠；雅克拉区块、S8-3 阀组站周边植被类型以荒漠盐（碱）生灌草丛为主，主要为多枝柽柳、盐穗木、骆驼蓬等。野生动物多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型有农田生态系统、荒漠生态系统。评价区内总体生态系统类型简单、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后的自我恢复能力弱。

雅克拉集气处理站、大涝坝集气处理站、S8-3 阀组站，均为站内改造，不新增永久占地。YK10 气举管线穿越公益林段 0.74km，YKE1-5H 集输管线穿越公益林段 0.6km，评价对涉及公益林的区域开展生态二级评价，项目评价范围生态系统包括城镇生态系统、湿地生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、其他。

根据实地调查和遥感影像判读解译，评价区城镇生态系统占评价范围的 6.59%，湿地生态系统评价范围的 0.78%，灌丛态系统占评价范围的 1.16%，草地生态系统占评价区面积的 91.30%，其他占评价范围的 0.17%。各类生态系统统计见表 4.2-2。评价区生态系统分布见图 4.2-2。

表 4.2-2 评价区生态系统类型及特征

序号	生态系统类型	二级分类	面积 (hm ²)	比例
1	城镇生态系统	工矿用地	76.0677	6.59
2	湿地生态系统	沼泽	8.9983	0.78
3	灌丛生态系统	稀疏灌丛	13.3653	1.16
4	草地生态系统	稀疏草地	1054.3943	91.30
5	其他	裸地	1.9865	0.17
合计			1154.8121	100

图 4.2-2 生态系统分布图（公益林段）

A.草地生态系统

草地生态系统是评价区最常见和分布最广泛的生态系统,面积 1054.3943hm²,占评价区比例为 91.30%,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》评价区为稀疏草地生态系统,评价区气候干旱降水稀少,但由于项目区位于冲洪积扇的下游,地下水位较浅,评价区生长有芦苇和疏叶骆驼刺等植被。植被覆盖度低,有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏,动物的种类不多,数量也少。常见的有昆虫、蜥蜴、啮齿类和某些鸟类。

B.灌丛生态系统

灌丛生态系统在评价区分布较少,类型为稀疏灌丛,面积为 13.3653hm²,占评价区 1.16%。评价区为极端大陆性气候,降水变率很大,蒸发量大于降水量许多倍,温度变化剧烈,尤以日夜温差最大,并多有风沙与尘暴出现,土壤中营养物质比较贫乏,严酷的自然条件限制了许多植物的生存,只有为数不多的超旱生灌木、半灌木、小半灌木植物稀疏地分布。主要为盐穗木,群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低,有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏,动物

的种类不多，数量也少。常见的有昆虫、蜥蜴、啮齿类和某些鸟类。

C.城镇生态系统

评价范围内涉及的城镇生态系统主要为石油天然气开发形成的工矿用地，面积 76.0677hm²，占评价区比例为 6.59%，均以井场、站场、道路等建设活动形成的人工地表为主。

D.湿地生态系统

评价范围内涉及湿地生态系统主要为少量沼泽，面积 8.9983hm²，占评价区比例为 0.78%，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）为地表经常过湿或有薄层积水，生长沼泽生和部分湿生、水生或盐生植物。

E.其他

评价范围内涉及其他生态系统为裸地，面积 1.9865hm²，占评价区比例为 0.17%，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）裸地为自然，松散表面或坚硬表面，壤质或石质。

（2）生态系统特征

A.天然降水稀少

环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的沙生植物才能得以生存，由此形成内陆干旱沙漠生态景观。

B.沙漠包围绿洲

评价区域是一个典型的“盐化荒漠广布，壤土隘狭，边缘镶嵌分布”的地区。区域内绿洲面积相对较小，绿洲常面临着风沙危害和土壤侵蚀(风蚀)的威胁。

C.植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的灾害性影响。

D.生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。植被低矮，物种贫乏，异质性较差，

系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

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现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），以确定评价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。

本次环评针对 YK10 气举管线穿越公益林段 0.74km，YKE1-5H 集输管线穿越公益林段 0.6km，开展生态二级评价。

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。评价范围土地利用类型见表 4.2-3，土地利用分布见图 4.2-3。

表 4.2-3 评级范围土地利用现状表

土地类型	评价区		工程占地	
	面积 (hm ²)	百分比 (%)	面积 (hm ²)	百分比 (%)
采矿用地	27.3406	2.37		
工业用地	21.3688	1.85		
公路用地	3.9526	0.34		
沟渠	4.2205	0.37		
管道运输用地	0.3616	0.03		
灌木林地	13.3653	1.16	0.67	19.3
河流水面	1.1985	0.10		
坑塘水面	3.5794	0.31		
裸土地	1.9865	0.17		
农村道路	17.8367	1.54		
其他草地	45.1908	3.91		
乔木林地	4.3815	0.38		
特殊用地	0.8258	0.07		
天然牧草地	1009.2035	87.39	2.8	80.7

合 计	1154.8121	100	3.47	100
-----	-----------	-----	------	-----

图 4.2-3 土地利用分布图（公益林段）

4.2.5 植被现状调查与评价

4.2.5.1 区域自然植被区系类型

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，本工程所在的植被区划属新疆荒漠区。该区域的主要植被类型有：灌木荒漠、小半灌木荒漠、半灌木荒漠、多汁木本盐柴类荒漠等 4 种类型。具体内容见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区植被地理区划

植被区	植被亚区	植被省	植被亚省	植被州
（二）新疆荒漠区（亚非荒漠区的一部分）	B.东疆-南疆荒漠亚区（亚中荒漠亚区的一部分）	VII.塔里木荒漠省	b.塔克拉玛干荒漠亚省	15.阿克苏-库尔勒洲

按中国植被自然地理区划，工程区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。区域内生态环境条件较差，荒漠景观决定

了该区域植被组成较为简单，类型较单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型、耐盐碱，主要自然植被为多枝怪柳、盐穗木、骆驼刺等。

4.2.5.2 评价区植被类型

(1) 植被类型

在项目区及影响区的植物区系地理成分组成主要有中亚成分：如多枝怪柳（*Tamarix ramosissima*）、短穗怪柳（*T.laxa*）、刚毛怪柳（*T.hispida*）、骆驼刺（*Alhagi pseudalhagi*）等是吐加依林、盐生草甸的优势种；古地中海成分：如盐穗木（*Halostachys caspica*）、盐节木（*Halocnemum strobilaccum*）、盐爪爪（*Kalidium foliatam*）等盐化荒漠草地的主要种类；还有芦苇（*phragmitas australis*），既是沼泽化草甸的建群种，又是低地盐生草甸、水泛地草甸的主要植物种。项目区天然植物种类贫乏，仅分布有 8 科 17 种，以旱生、耐盐碱的荒漠植物占优势。植物名录列于表 4.2-5。本工程植被类型见图 4.2-4。

表 4.2-5 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
蓼科 <i>Polygonacae</i>	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	猪毛菜	<i>Salsolacollina Pall</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i>
蒺藜科 <i>Zygophyllaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata</i>
	沙生怪柳	<i>Tamarix taklamakanensis</i>
	琵琶柴	<i>Reaumuria songonica</i>
列当科 <i>Orobanchaceae</i>	肉苁蓉	<i>Cistanche deserticola</i>
菊科 <i>Compositae</i>	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites australis</i>

(3) 重点保护野生植物

根据《国家重点保护野生植物名录》《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 号文）

《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，区域内分布的国家二级保护植物、自治区 I 级保护植物肉苁蓉，项目占地范围及周边主要自然植被为多枝柽柳、盐穗木、骆驼刺等，工程占地范围内无保护植物。

评价区有保护植物 1 种，详见表 4.2-6。

表 4.2-6 重点保护野生植物分布表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	极小种群野生植物(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	肉苁蓉 (<i>Cistanche deserticola</i>)	国家二级	濒危 EN	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上	现场调查、文献记录、历史调查资料	否

由于项目区处在山前平原洪冲积扇扇缘地带，地形平坦，土地盐渍化比较严重，调查统计结果表明主要群落类型以荒漠盐（碱）生灌草丛为主，主要有柽柳灌丛和盐穗木灌丛。根据现场踏勘，工程所在区域周围 50m 范围内植被主要为多枝柽柳、盐穗木等。

YK10 气举管线穿越公益林段 0.74km，YKE1-5H 集输管线穿越公益林段 0.6km，开展生态二级评价。该区域的主要植被类型有：稀疏植被、盐穗木、半灌木荒漠、灌木 3 种类型。评价范围植被类型见表 4.2-7，植被类型分布见图 4.2-1。

表 4.2-7 评级范围植被类型

植被类型	评价区		工程占地	
	面积 (hm ²)	百分比 (%)	面积 (hm ²)	百分比 (%)
稀疏植被	643.6124	55.73	2.80	80.7
盐穗木	5.6584	0.49		
灌木	505.5413	43.78	0.67	19.3
合计	1154.8121	100	3.47	100

图 4.2-4 植被类型图（公益林段）

4.2.5.3 样方调查概况

根据 2.5.1 章节分析，本工程大涝坝集气处理站、雅克拉集气处理站、S8-3 阀组站，可进行生态影响简单分析；注气管线、非穿越公益林段的治理管线，生态环境影响评价等级为三级；穿越公益林段的治理管线，生态环境影响评价等级为二级。因此，本次环评主要针对穿越公益林段的治理管线进行样方、样线调查。

（1）项目区内主要植物群落的分布情况如下

本工程穿越公益林段的治理管线区域自然植被以怪柳灌丛群系为主。这类灌丛怪柳为优势种，多枝怪柳灌丛、盐穗木镶嵌生长，长势较好，灌丛高 60~90cm，覆盖度约为 30%~40%左右。群系中优势种为多枝怪柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木。

(2) 植被群落样方分析

A. 布设原则

为了获取评价区植被类型及其生长状况信息(覆盖度、生物量、分布特征等),评价人员采取了遥感影像解译、实地踏勘、样方分析、查阅资料等多种方法。下面着重说明样方调查情况。

评价人员于 2026 年 4 月 28 日对评价区进行了现场踏勘,根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19—2022)要求,选取的典型生境为荒漠灌木。

B. 样方调查内容

样方调查选择纵贯评价区的调查线路,使调查结果能充分代表评价区内的植被现状。布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所述:

灌木植物样方调查:设置 5m×5m 的灌木植被样方 3 个,记录该样方的 GPS 坐标和周围地形,同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

C. 样方信息统计

调查过程共做实测和记录样方 3 个,主要样方情况见表 4.2-8。根据样内和样外记录,结合以往有关研究等资料进行分析,由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

表 4.2-8 本项目样方调查统计表

编号	位置	坐标	海拔 (m)	样方面积	群系
01#	YK10 至雅站 气举管线治理 穿越公益林段 西侧	E	954	5m×5m	多枝桉柳群 系
02#	YK10 至雅站 气举管线治理 穿越公益林段 东侧		964	5m×5m	多枝桉柳群 系
03#	YKE1-5H 井集 输管线治理中 间段		951	5m×5m	多枝桉柳群 系

①样方 1

调查地点: YK10 至雅站气举管线治理穿越公益林段西侧

土壤类型: 漠境盐土

样方大小: 灌丛植被 5m×5m 总盖度: 30%~40%

表 4.2-9 样方 1 统计表

群落名称		多枝桉柳群系	样方号		01#	
样方照片			建群种照片			
位置	YK10 至雅站气 举管线治理穿 越公益林段西 侧	样方面积	5m×5m		时间	4 月 28 日
经度					海拔(m)	954
坡向	--	坡位	--		坡度	--
土壤类型	漠境盐土	地貌	平原		珍稀植物	--
建群植物	多枝桉柳	样方总盖度	30~40%		样方外植 物	--
灌木层	名称	学名	株（丛）数	平均高 度（cm）	平均冠 幅(cm)	盖度 （%）
建群种	多枝桉柳	Tamarix ramosissima	7	80	40	30
伴生种	盐穗木	Halostachys caspica	2	15	10	10

②样方 2

调查地点：YK10 至雅站气举管线治理穿越公益林段东侧

土壤类型：漠境盐土

样方大小：灌丛植被 5m×5m 总盖度：25%~35%

表 4.2-10 样方 2 统计表

群落名称	多枝桉柳群系	样方号	02#
样方照片		建群种照片	

位置	YK10 至雅站 气举管线治理 穿越公益林段 东侧		样方面积	5m×5m	时间	4 月 28 日
经度					海拔 (m)	964
坡向	--	坡位	--	坡度	--	--
土壤类型	漠境盐土	地貌	平原	珍稀植物	--	--
建群植物	多枝桤柳	样方总盖度	25%~35%	样方外植物	--	--
灌木层	名称	学名	株 (丛) 数	平均高度 (cm)	平均冠幅 (cm)	盖度 (%)
建群种	多枝桤柳	Tamarix ramosissima	5	60	30	30

③样方 3

调查地点: YKE1-5H 井集输管线治理中间段

土壤类型: 漠境盐土

样方大小: 灌丛植被 5m×5m

总盖度: 30%~40%

表 4.2-11 样方 3 统计表

群落名称		多枝桤柳群系		样方号		03#	
样方照片				建群种照片			
位置	YKE1-5H 井 集输管线治理中间段		样方面积	5m×5m	时间	4 月 28 日	
经度					海拔（m）	951	
坡向	--		坡位	--	坡度	--	

土壤类型	漠境盐土	地貌		平原	珍稀植物	--
建群植物	多枝怪柳	样方总盖度		30~40%	样方外植物	--
灌木层	名称	学名	株（丛）数	平均高度 （cm）	平均冠幅 （cm）	盖度（%）
建群种	多枝怪柳	Tamarix ramosissim a	8	90	45	40
伴生种	盐穗木	Halostachy s caspica	3	12	12	10

(4) 植被覆盖度调查

植被覆盖度可用于定量分析评价范围内的植被现状,植被指数法主要是通过对各像元中植被类型及分布特征的分析,建立植被指数与植被覆盖度的转换关系。采用归一化植被指数(NDVI)估算植被覆盖度的方法如下:

$FVC = (NDVI - NDVI_s) / (NDVI_v - NDVI_s)$ 式中: FVC——所计算像元的植被覆盖度;

NDVI——所计算像元的 NDVI 值; NDVI_v——纯植物像元的 NDVI 值;

NDVI_s——完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。根据遥感解译工程评价范围内不同盖度植被统计见表 4.2-12, 评价范围植被盖度分布见图 4.2-5。

表 4.2-12 评价范围植被覆盖度统计表

植被覆盖度	面积 (hm ²)	百分比%
<10%	1132.331058	98.05
10%-30%	17.70213804	1.53
50%-80%	4.711595675	0.41
>80%	0.06730851	0.01
合计	1154.8121	100.00%

根据遥感解译和实地考察,评价区的植被覆盖度大部分在 10%以下,面积占评价区范围的 97.11%,项目区南部植被盖度超过 20%,植被盖度较高的区域主要分布评价区的东北部,小范围的人工种植植被。

图 4.2-5 植被覆盖度分布图（公益林段）

4.2.6 野生动物现状调查与评价

4.2.6.1 区域动物区系类型

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，所在区域的动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。通过对项目区内动物的实地调查和有关资料的查询，野生动物生存环境可分为以下 2 种类型：①灌丛区：在项目区北部植被生长较好的区域，分布着以怪柳、盐穗木等为主的灌丛，为野生动物提供了另一类型的栖息场所和隐蔽地。②荒漠区：在项目区南部植被覆盖度较低的区域以半灌木荒漠为主，栖息分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对较差。从有关资料调查中得知，本项目区栖息分布着野生动物（指脊椎动物中的兽类、鸟类、爬行类和两栖类）。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-13。

。

表 4.2-13 评价区主要脊椎动物名录及其种类和分布

种 名	拉丁名	居留特性	分布及频度		
			I	II	III
爬行类					
新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i>			±	
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>			±	±
密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i>			+	++
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>			±	±
鸟类					
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R		±	
银鸥	<i>Larus argentatus</i>	B			
红嘴鸥	<i>Larus ridibundus</i>	B			
原鸥	<i>Columba livia</i>	R			+
欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B	+	+	
灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+	+	
戴胜	<i>Upupa epops</i>	R		±	
白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucopertus</i>	B	±		
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R		+	++
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R		+	++
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B		+	
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	+	+	±
紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	S	++	++	+
喜鹊	<i>Pica Pica</i>	R	+	+	
白尾地鸦	<i>Podoces hiddulphi</i>	R			+
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	++	++	
小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++	++	
沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	B		±	++
漠即鸟	<i>Oenanthe seserti</i>	B		±	++
沙白喉莺	<i>Sylvia minual</i>	B	+	++	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	+	++	
巨嘴沙雀	<i>Rhodopechys obsoleta</i>	B	+		+
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+		+
哺乳类					
塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>		+	++	+
三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>				+
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>				+
子午沙鼠	<i>Euchoreutes naso</i>				+
大耳虫胃	<i>Hemiechinus auritus</i>				±
沙狐	<i>Vulpes corsac</i>				±
鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>		+		+
塔里木马鹿	<i>Cervus yarkandensis</i> Linnaeus		±		

注：（1）R—留鸟； B—繁殖鸟； W—冬候鸟； S—夏候鸟；（2）±：偶见种； +：常见种； ++：多见种；（3）I胡杨林区；II怪柳灌丛区；III半灌木荒漠区。

本工程位于气田开发区域，因该区域周边石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难以再见到大中型野生动物。

4.2.6.2 重点保护野生动物

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号）及《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，区域重点保护动物见下表 4.2-14，主要保护动物为鹅喉羚、塔里木兔、塔里木马鹿、苍鹰、红隼、云雀、沙狐、白尾地鸦等。

表 4.4-14 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	项目占用情况（是/否）
1	鹅喉羚 (<i>Gazella subgutturosa</i>)	国家二级	近危 NT	否	新疆是鹅喉羚的主要分布区，鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，在项目气田区和外输管道沿线无人活动区域均可见活动的踪迹，种群密度 0.51 ± 0.11 只/km ²	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	塔里木兔(<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家二级	近危 NT	是	分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲		否
3	塔里木马鹿 (<i>Cervus yarkandensis</i>)	国家一级	濒危 EN	是	在自然条件下，塔里木河沿岸绿色走廊中的原始胡杨林、次生胡杨林及灌木丛和草地，则是野生塔里木马鹿繁衍的主要栖息地。		否
4	苍鹰 (<i>Accipiter gentilis</i>)	国家二级	近危 NT	是	苍鹰为森林猛禽，栖息于不同海拔的针叶林、混交林和阔叶林等森林地界，于疏林、林缘和灌丛地带，次生林中也较常见。也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内，是森林中肉食性猛禽。在项目区北部的山区森林中及南部的农田绿洲林木生长区有分布。		否
5	红隼 (<i>Falco tinnunculus</i>)	国家二级	无危 LC	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，分布在地带森林、森林苔原、低山丘陵、草		否

					原、旷野等，在项目区北部的山区及南部的农田绿洲区有分布。		
6	云雀 (<i>Alauda arvensis</i>)	国家二级	无危 LC	否	栖息于非常开阔的草地环境，喜欢各种不同类型的天然草地，栖息地很少或没有木本植被，大多数繁殖种群处于具有适合它的特征的农业环境中，会明显避开森林，甚至森林的边缘、草丛类型的环境、树篱和灌木丛等过于丰富的地区		否
7	白尾地鸦 (<i>Podoces himaladulphi</i>)	国家二级	近危 NT	否	主要栖息于干旱平原和荒漠地区，尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见		否
8	沙狐 (<i>Vulpes corsac</i>)	国家二级	无危 LC	否	主要栖息于干草原、荒漠和半荒漠地带，远离农田、森林和灌木丛，喜欢在草原和半沙漠中生活		否

现场勘查时未见鹅喉羚、塔里木兔、塔里木马鹿、苍鹰、红隼、云雀、沙狐、白尾地鸦等保护动物，但发现有鹅喉羚、塔里木兔的足迹，空中偶尔飞过云雀等。

4.2.6.3 样线调查概况

根据 2.5.1 章节分析，本工程大涝坝集气处理站、雅克拉集气处理站、S8-3 阀组站，可进行生态影响简单分析；注气管线、非穿越公益林段的治理管线，生态环境影响评价等级为三级；穿越公益林段的治理管线，生态环境影响评价等级为二级。因此，本次环评主要针对穿越公益林段的治理管线进行样方、样线调查。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）要求，二级评价每种生境类型设置的野生动物调查样线数量不少于 3 条。

本次单条样线调查长度为 100m~200m，在有道路的区域通过驱车观测的方式进行调查，观测时行进速度 1.5~3km/h，在无路且车辆不能通行的区域通过步行观测的方式进行调查，在调查样线内记录该空间范围内出现的陆生野生动物。

野生动物调查主要采用样线法，样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法，按照评价区域野生动物生境类型设置 3 条样线。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及两栖类动物，借助其遗留下的且易于鉴定的活动痕迹，推测动物的种类，估算其种类和数量。

本次调查发现了一些野生动物的足迹，本次观测到的主要为野生鸟类、哺乳类和爬行类。野生动物调查样线见表 4.2-15。

编号	位置	长度	野生动物观测情况
1-1	YK10 至雅站气举管线治理 穿越公益林段西侧沿线	200m	麻雀、喜鹊、凤头百灵， 鹅喉羚足迹
编号	位置	长度	野生动物观测情况
1-2	YK10 至雅站气举管线治理 穿越公益林段东侧沿线	100m	麻雀、喜鹊、凤头百灵、 乌鸦
编号	位置	长度	野生动物观测情况
1-3	YKE1-5H 井集输管线治理中间段	100m	麻雀、乌鸦，兔子足迹

现场勘查时未见鹅喉羚、塔里木兔、塔里木马鹿、苍鹰、红隼、云雀、沙狐、白尾地鸦等保护动物，但发现有鹅喉羚、塔里木兔的足迹，空中偶尔飞过云雀。由于项目区地处干旱荒漠区，动物生境较差，因油气开发建设活动早已开展，人类活动频繁，已难见大中型的野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹，鸟类多见麻雀、乌鸦等常见鸟类。

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重要物种。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将生态保护红线区、基本农田、公益林和水土流失重点治理区作为生态保护目标的关心点。

4.2.7.1 生态保护红线区

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

本工程北侧距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 48.7km，南侧距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区 35.7km。本工程与生态保护红线位置关系见图 3.4-1。

4.2.7.2 永久基本农田

永久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。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。

区域永久基本农田为库车市永久基本农田，形状和内部结构比较规则，主要种植棉花、小麦等。另外还有人工防护林，主要树种有杨树、榆树等，起着防风降尘、保护农田和人群的作用。

本工程拟建的 DLK11 井至 DLK21 井高压注气管道距永久基本农田最近距离为 30m，大涝坝集气处理站至 DLK10 井高压注气管道管线距永久基本农田最

近距离为 50m，均沿油气田内部已征的建设用地及油气田道路进行敷设，不占用永久基本农田。本工程与永久基本农田位置关系见图 2.6-1。

4.2.7.3 公益林

根据《新疆维吾尔自治区库车市重点公益林区划界定成果报告》，库车市共有林业用地 4272390 亩。其中公益林 3887490 亩，占林业用地的 90.99%，重点公益林面积为 2562398 亩，占公益林面积的 65.91%。

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

从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

就林种而言，水源涵养林是库车市绿洲的生命线，山区的几条河流是绿洲灌溉的主要来源，而防风固沙林又是绿洲的天然屏蔽，阻挡了沙漠的北移，同时也维护着塔河流域的稳定。

就地类分析，在重点公益林中，有林地占 36.82%，疏林地占 11.19%，灌木林地占 49.72%，合计为 97.73%。突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。

全市共区划林班 93 个，小班 574 个。管理单位分别为林业局下属的库车市天山林场、库车市胡杨林管理站和林业工作站。

本项目位于库车市境内，根据现场调查并结合收集的重点公益林资料，S8-3 阀组周边均为地方公益林，因为站内改造，不新增占地。雅克拉集气处理站南侧分布有地方公益林，最近距离约 287m。治理管线周边分布有地方公益林，总计穿越地方公益林段 1.34km。本工程与公益林位置关系见图 2.6-2，本工程治理管线穿越地方公益林位置关系见图 2.6-3。

4.2.7.4 水土流失

(1) 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年度水土流失动态监测年报》，2022 年库车市轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 3634.3km²，占全市土地总面积的 25.01%。

其中水力侵蚀面积为 738.6km²，占土壤侵蚀总面积的 20.32%；风力侵蚀面积为 2895.7km²，占土壤侵蚀总面积的 79.68%。库车市 2022 年水土流失面积比 2021 年减少了 8.67km²。

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，本项目位于“渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区”，主要生态环境问题为“土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染”。根据现场踏勘，评价范围内主要生态问题为土壤盐渍化。

本项目区水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度以轻度为主，拟建项目不占用水土流失防治设施。

(2) 水土流失重点防治分区

根据《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》(新水水保〔2019〕4 号)，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

(3) 水土流失分布及成因

水土流失是指由水力、风力、冻融等外营力引起的对水土资源和土地生产力的破坏和损失。库车市地处大陆腹部的干旱地区，水土流失问题严重，水土流失类型复杂多样，主要可分为风力侵蚀、水力侵蚀和冻融侵蚀。根据库车市水土流失现状图，南部平原区主要以轻度和中度风力侵蚀为主。影响库车市水土流失分布的原因如下：

①自然条件方面

库车市地处欧亚大陆腹地，属典型的温带大陆性气候，日照时间长，热量条件好，无霜期较长，降水稀少，蒸发旺盛，空气干燥，四季分明，昼夜温差大，春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气，秋季短暂而降温迅速，风沙较多。各地的气温、降水量随地理条件的影响差异十分明显。北部山区主要受冻融侵蚀；库车市南部、西南部和中东部区域存在季节洪水与干旱风沙，影响着库车市人民的生产和生活，荒漠区地域广阔、植被稀疏，为风蚀、水蚀提供了有利条件。

库车市地貌大致可分为北部山区和南部平原，暴雨常将山上疏松的岩石冲刷成各种形态的沟谷。山地由于受冰川的侵蚀作用，坡降与水流冲刷强度成正比关系，为水流的侵蚀提供了动力势能夷平面支离破碎，暴雨和融雪容易形成汇流冲刷地表，形成细沟坎坡，造成水土流失，北部山区比南部平原区更易受冻融侵蚀。南部平原区地势平坦风力大、植被稀少，易产生风蚀，对绿洲构成严重威胁。

库车市年降水量少，加上时空的分配不均，夏季温度融化、降雨集中，局部地区暴雨成灾，短时间内产生大量的地面土壤表面植被少，保水能力差，这都是造成该地区水土流失后山区冰雪径流，形成洪水的原因。

②人为方面

林草植被在保持水土中起着重要的作用，它既能保水保土，又能改善局部小气候。但是随着人口的增长，人们在自然界的活动日益频繁，毁林、毁草开荒，不合理的耕作、无相应水土保持措施的开发建设造成大面积出现。

由于一些地方经济尚不发达，农牧民为了开荒、燃火、建房和修建一些工程设施需要木材，进行了不合理的砍伐林木，使本来不丰富的森林资源日益减少。荒漠植被因砍挖胡杨、红柳、梭梭、灌木林及缺水死亡。使荒漠森林破坏很严重。天山南坡山前冲洪积扇牧业上的超载放牧造成草场退化，也是水土流失面积扩大的主要原因。

库车市山区和平原冲沟分布较多，地面坡度大，畜草不平衡，牧草日益衰退，草场覆盖率降低，水土流失不断加重。库车市生态环境存在的主要问题有 a.荒漠化土地面积扩大。库车市属天山山间谷地，由高山和谷带，年降水量少，地表径流不发育，存在大面积无流区，荒漠化危害十分严重。b.由于库车市自然环境的严酷性，造成其生态环境十分脆弱，灾害频繁发生，造成房屋、渠道、道路、农田、桥梁、输电线路被毁、牲畜死亡等，人类生存环境受到威胁。

（4）水土保持基础功能类型

项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田绿洲防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。

水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程以及石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

（5）水土流失治理范围与对象

水土流失治理范围与对象为：a.自治区级水土流失重点治理区；b.水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；c.项目运营期油气资源开发建设活动；d.其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

（6）水土流失预防措施

本项目建设远离生态红线和水源保护地，对村镇中水源地采取预防保护。对已铺设管线外和已建站场外进行人工种植恢复措施，提高林草覆盖率，增加土壤入渗，减少地表径流和水土流失，防治土地沙化。加强石油天然气开发建设项目水土保持监督管理，实施建设项目施工迹地土地整治和植被恢复，有效控制新的人为水土流失。

4.2.7.5 区域土地沙化现状

项目位于塔克拉玛干沙漠北缘，根据《新疆第六次沙化监测报告》，项目区属于非沙化土地，具体位置见附图 4.2-4。

4.2.8 主要生态问题调查

本工程位于阿克苏地区库车市，工程评价区域属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区，项目周边农田分布面积广，自然植被分布较少。工程区整体降水量少，植被覆盖率低、物种组成简单、生态系统结构简单异质性低、气候干旱半干旱，生态环境较为脆弱。结合本次现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（1）水土流失

本工程位于水土流失重点治理区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低。项目区周边农田广布，开垦农田一方面会破坏原生植被，削弱自然水土保持功能，另一方面长期单一作物种植导致土壤结构退化，使土壤更易受侵蚀。因此，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（2）土壤盐渍化

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）以及本次土壤监测数据，工程所在区域土壤盐分含量均大于 4g/kg，且均属于 HJ964-2018 附录 D.1 中

极重度盐化，即项目所在区域属于土壤盐化地区。因此，土壤盐渍化是评价范围内的主要生态问题之一。

4.2.9 生态环境现状小结

本工程位于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司天山南缘区块油气勘查区，本工程所在区域地势较为平坦，属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境。本工程北侧距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 48.7km，南侧距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区 35.7km。生态保护目标主要为区域重要野生动植物、永久基本农田、地方公益林及水土流失重点治理区等。本工程不占用永久基本农田，拟建的 DLK11 井至 DLK21 井高压注气管道距永久基本农田最近距离为 30m，大涝坝集气处理站至 DLK10 井高压注气管道管线距永久基本农田最近距离为 50m，仅评价范围内涉及永久基本农田。S8-3 阀组周边分布有地方公益林。雅克拉集气处理站南侧分布有地方公益林，最近距离约 287m。治理管线周边分布有地方公益林，总计穿越地方公益林段 1.34km。

本项目占地范围及周边主要植被为多枝怪柳、盐穗木、骆驼刺等，工程占地范围内无保护植物。本工程占地主要是天然牧草地、其他草地；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区；现场调查范围内未发现国家及自治区级重点保护野生植物，未见到国家二级保护动物塔里木兔，观测到麻雀和灰斑鸠等鸟类，密点麻蜥、荒漠麻蜥等两栖动物。评价区域内受人为活动影响较大，生态系统类型简单、脆弱，主要是农田生态系统和荒漠生态系统，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

图 4.2-2 本工程土地利用图

图 4.2-3 本工程植物类型分布图

图 4.2-4 本工程沙化土地类型分布情况图

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）数据来源

本次评价采用资料收集和现场实测相结合的方法来说明区域地下水环境质量现状，D1~D3 点引用《大涝坝气田 2025 年注采调整方案环境影响报告书》中 3 口地下水井的水质和水位监测数据，采样时间为 2024 年 12 月 19 日~27 日。监测井与项目区处于同一水文地质单元，地下水流场特征基本相同，项目区周边不存在地下水环境保护目标，且引用监测数据的时间和监测因子能满足项目需求，数据引用可行。本次在雅克拉集气站、S8-3 阀组站厂址上游、场地、下游各设置 1 个监测点，共计设置 6 个监测点位。监测点位基本情况见表 4.3-1，监测布点见附图 4.3-1。监测报告见附件 10。

表 4.3-1 地下水环境质量现状监测数据点位

序号	点位	区域位置关系	坐标	监测时间	监测单位	备注
D1	地下水1#	大涝坝集气处理站西北侧280m		2024年12月19日~27日	新疆锡水金山环境科技有限公司	大涝坝气田2025年注采调整方案环境影响报告书
D2	地下水2#	大涝坝集气处理站西南侧967m				
D3	地下水3#	大涝坝集气处理站西南侧1.5km				
D4	一号中间站水井	雅克拉集气站西南侧3.8km		2026年4月26日~30日	新疆中测测试有限责任公司	
D5	雅克拉集气站水井	雅克拉集气站				
D6	1#地下水点	雅克拉集气站北侧8.3km				
D7	2#地下水点	S8-3阀组站南侧6.8km				
D8	3#地下水点	S8-3阀组站东北侧18.2km				
D9	4#地下水点	S8-3阀组站东北侧18.4km				

（2）监测项目及分析方法

①监测项目

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、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等项目。

②分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	-
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	1.0 mg/L
3	溶解性总固体		-
4	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ 503-2009）	0.0003 mg/L
5	高锰酸盐指数（以 O_2 计）	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标》（GB/T 5750.7-2023）	0.05 mg/L
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	0.025 mg/L
7	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》（GB/T 5750.12-2023）5.2 滤膜法	-
8	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》（GB/T 5750.12-2023）4.1 平皿计数法	-
9	亚硝酸盐（氮）	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB 7493-87）	0.003 mg/L
10	硝酸盐（氮）	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ/T 346-2007）	0.08 mg/L
11	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标》（GB/T 5750.5-2023）7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	0.002 mg/L
12	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB 7484-87）	0.05 mg/L
13	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ 694-2014）	4×10^{-5} mg/L
14	砷		3×10^{-4} mg/L
15	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）12.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10^{-4} mg/L
16	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》	0.004 mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
		(GB 7467-87)	
17	铅	《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5×10^{-3} mg/L
18	钡	《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 19.1 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
19	硫酸根 (硫酸盐)	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.018 mg/L
20	氯离子 (氯化物)		0.007 mg/L
21	钾离子		0.02 mg/L
22	钠离子		0.02 mg/L
23	钙离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》(HJ 812-2016)	0.03 mg/L
24	镁离子		0.02 mg/L
25	碳酸根	《地下水水质分析方法 第49部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
26	碳酸氢根		
27	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	0.03 mg/L
28	锰		0.01 mg/L
29	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.003 mg/L
30	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	0.01 mg/L

4.3.2 地下水环境现状评价

(1) 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 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：

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

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

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）监测及评价结果

本次环评地下水监测及评价结果见表 4.3-3~4。监测期间，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，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、钠外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集。

表 4.3-3 地下水质量现状监测及评价结果一览表 单位：mg/L（pH 无量纲）

检测项目	标准限值	大涝坝区块					
		1#地下水井		2#地下水井		3#地下水井	
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
pH	6.5~8.5	7.0	0.000	7.1	0.067	7.1	0.067
挥发酚	≤0.002mg/L	<0.0003	0.150	<0.0003	0.150	<0.0003	0.150
镉	≤0.005mg/L	<0.001	0.200	<0.001	0.200	<0.001	0.200
碳酸根离子	--	<5	--	<5	--	<5	--
碳酸氢根离子	--	78	--	73	--	70	--
钾离子	--	5.13	--	5.59	--	5.54	--
钠离子	--	389	--	366	--	370	--
镁离子	--	45.6	--	61.3	--	41.6	--
钙离子	--	92.4	--	98.0	--	85.7	--
砷	≤0.01mg/L	0.0036	0.360	0.0024	0.240	0.0024	0.240
汞	≤0.001mg/L	<0.00004	0.040	<0.00004	0.040	<0.00004	0.040

检测项目	标准限值	大涝坝区块					
		1#地下水井		2#地下水井		3#地下水井	
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
铅	≤0.01mg/L	<0.00124	0.124	<0.00124	0.124	<0.00124	0.124
色度	≤15 铂钴色度单位	<5	--	<5	--	<5	--
总硬度	≤450mg/L	420	0.933	498	1.107	386	0.858
溶解性总固体	≤1000mg/L	1757	1.757	1779	1.779	1650	1.650
硫酸盐	≤250mg/L	512	2.048	526	2.104	484	1.936
氯化物	≤250mg/L	488	1.952	502	2.008	453	1.812
铁	≤0.3mg/L	<0.03	0.100	<0.03	0.100	<0.03	0.100
锰	≤0.10mg/L	<0.01	0.100	<0.01	0.100	<0.01	0.100
铜	≤1.00mg/L	<0.001	0.001	<0.001	0.001	<0.001	0.001
锌	≤1.00mg/L	<0.05	0.050	<0.05	0.050	<0.05	0.050
铝	≤0.20mg/L	<0.009	0.045	<0.009	0.045	<0.009	0.045
氨氮	≤0.50mg/L	0.11	0.220	0.13	0.260	0.13	0.260
阴离子表面活性剂	≤0.3mg/L	<0.04	0.133	<0.04	0.133	<0.04	0.133
耗氧量 (高锰酸盐指数)	≤3.0mg/L	2.1	0.700	2.3	0.767	2.6	0.867
亚硝酸盐氮	≤1.00mg/L	<0.003	0.003	<0.003	0.003	<0.003	0.003
硝酸盐氮	≤20.0mg/L	0.46	0.023	0.56	0.028	0.54	0.027
氟化物	≤1.0mg/L	0.65	0.650	0.59	0.590	0.61	0.610
碘化物	≤0.08mg/L	<0.025	0.313	<0.025	0.313	<0.025	0.313
硒	≤0.01mg/L	0.0006	0.060	0.0006	0.060	0.0006	0.060
三氯甲烷	≤60μg/L	<0.4	0.007	<0.4	0.007	<0.4	0.007
四氯化碳	≤2.0μg/L	<0.4	0.200	<0.4	0.200	<0.4	0.200
苯	≤10.7μg/L	<0.4	0.037	<0.4	0.037	<0.4	0.037
甲苯	≤700μg/L	<0.3	0.000	<0.3	0.000	<0.3	0.000
石油类	≤0.5mg/L	<0.01	0.020	<0.01	0.020	<0.01	0.020
菌落总数	≤100CFU/ml	3	0.030	未检出	--	未检出	--
总大肠菌群	≤3.0MPN/100mL	<2	--	<2	--	<2	--
氰化物	≤0.05mg/L	<0.002	0.040	<0.002	0.040	<0.002	0.040
六价铬	≤0.05mg/L	<0.004	0.080	<0.004	0.080	<0.004	0.080

检测项目	标准限值	大涝坝区块					
		1#地下水井		2#地下水井		3#地下水井	
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
备注：1#井深 110m；水位 18m。2#井深 120m；水位 18m。3#井深 120m；水位 17m							

表 4.3-4 地下水质量现状监测及评价结果一览表 单位: mg/L (pH 无量纲)

序号	检测项目	单位	标准限值	一号中间站水井		雅克拉集气站		1#地下水点		2#地下水点		3#地下水点		4#地下水点	
				监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
1	pH	无量纲	6.5~8.5	7.8	0.5333	7.9	0.6	7.7	0.4667	7.8	0.533	7.9	0.6	7.8	0.533
2	总硬度(以CaCO ₃ 计)	mg/L	≤450	204	0.4533	669	1.4867	572	1.271	548	1.217	583	1.295	655	1.455
3	溶解性总固体	mg/L	≤1000	1.01×10 ³	1.01	2.17×10 ³	2.17	2.07×10 ³	2.07	2.10×10 ³	2.1	2.13×10 ³	2.13	2.16×10 ³	2.16
4	钙	mg/L	-	43.6	-	133	-	132	-	113	-	106	-	121	-
5	镁	mg/L	-	23.3	-	81.8	-	58.9	-	64.5	-	77.3	-	85.7	-
6	耗氧量	mg/L	≤3.0	0.8	0.2667	1.3	0.433	1.0	0.333	1.2	0.4	1.1	0.366	1.4	0.466
7	氯化物	mg/L	≤250	374	1.496	772	3.088	667	2.668	705	2.82	733	2.932	699	2.796
8	碳酸盐	mg/L	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
9	重碳酸盐	mg/L	-	113	-	109	-	100	-	106	-	115	-	131	-
10	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-

11	菌落总数	CFU/mL	≤100	18	0.18	9	0.09	29	0.29	10	0.1	20	0.2	13	0.13
12	氨氮	mg/L	≤0.50	0.419	0.838	0.409	0.818	0.229	0.458	0.268	0.536	0.360	0.72	0.180	0.36
13	硝酸盐氮	mg/L	≤20.0	0.24	0.012	0.28	0.014	0.25	0.0125	0.27	0.0135	0.21	0.0105	0.26	0.013
14	亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.00	0.014	0.014	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.0135	0.005	0.005	0.004	0.004
15	挥发酚	mg/L	≤0.002	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-0.004	ND	-	ND	-
16	氰化物	mg/L	≤0.05	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
17	铬(六价)	mg/L	≤0.05	0.006	0.12	0.004	0.08	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
18	氟化物	mg/L	≤1.0	1.54	1.54	1.88	1.88	1.91	1.91	1.86	1.86	1.91	1.91	1.90	1.9
19	硫酸盐	mg/L	≤250	126	0.504	379	1.516	358	1.432	356	1.424	350	1.4	387	1.548
20	石油类	mg/L	≤0.05	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
21	硫化物	mg/L	≤0.02	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
22	铅	mg/L	≤0.01	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-

23	镉	mg/L	≤0.005	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
24	铁	mg/L	≤0.3	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
25	锰	mg/L	≤0.10	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
26	钾	mg/L	-	26.9	-	53.8	-	53.6	-	53.4	-	53.6	-	54.0	-
27	钠	mg/L	≤200	307	1.535	541	2.705	480	2.40	466	2.33	535	2.675	487	2.435
28	钡	mg/L	≤0.70	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
29	汞	mg/L	≤0.001	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
30	砷	mg/L	≤0.01	0.0006	0.06	0.0005		0.0006		0.0005		0.0005		0.0004	
31	井深	m	-	60	-	65	-	63	-	60	-	70	-	68	-
32	水位	m	-	23	-	27	-	28	-	25	-	32	-	31	-
33	埋深	m	-	37	-	38	-	35	-	35	-	38	-	37	-
34	井口 标高	m	-	1075.8	-	1083.2	-	1072.9	-	1087.5	-	1079.3	-	1081.6	-

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

表 4.3-5 八大离子平衡表

监测点		大涝坝区块								
		1#地下水井			2#地下水井			3#地下水井		
监测因子		$\rho(\text{B})$ mg/L	$c(1/z\text{Bz}^\pm)$ mmol/L	$x(1/z\text{Bz}^\pm)$ %	$\rho(\text{B})$ mg/L	$c(1/z\text{Bz}^\pm)$ mmol/L	$x(1/z\text{Bz}^\pm)$ %	$\rho(\text{B})$ mg/L	$c(1/z\text{Bz}^\pm)$ mmol/L	$x(1/z\text{Bz}^\pm)$ %
阳离子	钾	5.13	0.132	0.52	5.59	0.143	0.55	5.54	0.142	0.59
	钠	389	16.91	66.57	366	15.91	61.23	370	16.09	67.23
	钙	92.4	4.61	18.15	98.0	4.89	18.82	85.7	4.28	17.87
	镁	45.6	3.75	14.77	61.3	5.04	19.40	41.6	3.42	14.30
	合计	532.13	25.41	100.00	530.89	25.99	100.00	502.84	23.93	100.00
阴离子	碳酸氢根	78	1.28	4.97	73	1.20	4.55	70	1.15	4.78
	氯化物	488	13.77	53.56	502	14.16	53.83	453	12.78	53.24
	硫酸盐	512	10.66	41.47	526	10.95	41.63	484	10.08	41.98
	碳酸根	<5	0.00	0.00	<5	0.00	0.00	<5	0.00	0.00
	合计	1078.00	25.70	100.00	1101.00	26.31	100.00	1007	24.00	100.00
相对偏差		0.58			0.61			0.16		

表 4.3-6 八大离子平衡表

监测点		一号中间站水井			雅克拉集气站			1#地下水点			2#地下水点			3#地下水点			4#地下水点		
监测因子		$\rho(B)$ mg/L	c (1/z Bz±) mmol/ L	x (1/zB z±) %	$\rho(B)m$ g/L	c (1/zB z±) mmol/ L	x (1/z Bz±) %	$\rho(B)mg/$ L	c (1/z Bz±) mmol/ L	x (1/z Bz±) %	$\rho(B)mg/$ L	c (1/z Bz±) mmo l/L	x (1/z Bz±) %	$\rho(B)mg/$ L	c (1/z Bz±) mmol/ L	x (1/zB z±) %	$\rho(B)m$ g/L	c (1/z Bz±) mmol/ L	x (1/zB z±) %
阳 离 子	钾	26.90	0.69	3.80	53.80	1.38	3.60	53.60	1.37	4.08	53.40	1.37	4.20	53.60	1.37	3.79	54.00	1.38	3.88
	钠	307.0 0	13.35	73.62	541.00	23.52	61.47	480.00	20.87	61.97	466.00	20.26	62.20	535.00	23.26	64.11	487.00	21.17	59.40
	钙	43.60	2.18	12.00	133.00	6.64	17.34	132.00	6.59	19.56	113.00	5.64	17.31	106.00	5.29	14.58	121.00	6.04	16.94
	镁	23.30	1.92	10.57	81.80	6.73	17.59	58.90	4.85	14.39	64.50	5.31	16.29	77.30	6.36	17.53	85.70	7.05	19.78
	合计	400.8 0	18.13	100.00	809.60	38.27	100.0 0	724.50	33.68	100.0 0	696.90	32.58	100.0 0	771.90	36.28	100.00	747.70	35.65	100.00
阴 离 子	碳酸 氢根	113.0 0	1.85	12.32	113.00	1.85	12.32	100.00	1.64	5.87	106.00	1.74	5.98	115.00	1.88	6.31	131.00	2.15	7.17
	氯化 物	374.0 0	10.55	70.22	374.00	10.55	70.22	667.00	18.82	67.42	705.00	19.89	68.49	733.00	20.68	69.27	699.00	19.72	65.90
	硫酸 盐	126.0 0	2.62	17.46	126.00	2.62	17.46	358.00	7.45	26.71	356.00	7.41	25.53	350.00	7.29	24.41	387.00	8.06	26.93
	碳酸 根	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	合计	613.0 0	15.03	100.00	613.00	15.03	100.0 0	1125.00	27.91	100.0 0	1167.00	29.04	100.0 0	1198.00	29.85	100.00	1217.0 0	29.92	100.00
相对偏差		-9.49			-9.94			-9.52			-5.91			-9.9			-8.91		

图 4.3-1 本工程监测点位分布示意图（大涝坝区块）

图 4.3-1 本工程监测点位分布示意图（雅克拉区块）

图 4.3-1 本工程监测点位分布示意图（S8-3 阀组站）

4.4 地表水环境现状调查与评价

本工程不涉及地表水体。因此，本评价不进行地表水环境质量现状评价，仅对地下水进行评价。

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、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，本工程所在区域土壤类型主要以盐土、漠境盐土为主。评价区土壤类型见图 4.5-1。

漠境盐土是漠境地区由于气候干旱，淋洗微弱而形成的积盐土壤。其特点是盐分在剖面不同深度累积，漠境盐土亚类主要分布于洪积扇前部，是山洪将含盐风化物 and 地层中的盐分与洪积物一起带至洪积扇上沉积，随物质沉积与水分蒸发，而使土壤表层与心土层盐分累积而形成盐土。漠境盐土分布地区气候异常干旱，少雨多风蒸发强烈。山地母岩和成土母质含有大量的可溶性盐，并有几乎纯质的盐分结晶，这些盐类，无法被雨水淋洗，往往溶解于天山雪水或山洪中，使流经盐岩的径河和河水矿化度增高，径流流至平原地区，流速减缓，受强烈干燥气候蒸发的影响，大量盐分富积地表。但也有部分径流补充入地下水，因而在高矿化度地下水的影响下，土壤大量积盐，全剖面可见白色的盐结晶，往往形成盐壳，盐盘或盐晶簇。漠境盐土的盐分组成比较复杂，既有以中性盐为主形成的氯化物、硫酸盐氯化物、氯化物硫酸盐、硫酸盐盐土；也有受当地植被影响而形成的硝酸盐盐土。漠境盐土除含大量的可溶性盐外，还含有大量的碱土金属碳酸盐和石膏。漠境盐土由于所处干旱的环境，加之本身含有大量的盐分，因此大面积的开垦农作存在极大困难，应尽可能保持现有植被，骆驼刺等盐生植物，作为放牧用地。

4.5.2 土壤理化性质调查

本工程同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，根据项目工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为本工程附近土壤。分析结果如表 4.5-1 ~ 表 4.5-3 所示。

表 4.5-1 土壤理化性质表（雅克拉集气处理站）

点位		雅克拉集气处理站 1#表层样	时间	2026 年 04 月 26 日 ~05 月 03 日
经度				
层次		(表层 20cm)		
现场记录	颜色	暗棕		
	结构	粒状		
	质地	砂土		
	砂砾含量	7.3%		
	其他异物	无		
实验室测定	pH 值（无量纲）	9.1		
	阳离子交换量 (cmol/kg)	16.7		
	氧化还原电位 (mV)	523		
	饱和导水率 (cm/s)	1.37×10^{-3}		
	土壤容重 (kg/m ³)	1.23×10^3		
	孔隙度 (%)	52.7		

表 4.5-2 土壤理化性质表（大涝坝集气处理站）

点位		TR26040709-02-05 大涝坝集气处理站 1#表 层样	时间	2026 年 04 月 26 日 ~05 月 03 日
经度				
层次		(表层 20cm)		
现场记录	颜色	暗棕		
	结构	粒状		
	质地	砂土		
	砂砾含量	7.1%		
	其他异物	无		
实验室测定	pH 值（无量纲）	10.1		
	阳离子交换量 (cmol/kg)	10.75		
	氧化还原电位 (mV)	531		
	饱和导水率 (cm/s)	1.27×10^{-3}		
	土壤容重 (kg/m ³)	1.26×10^3		
	孔隙度 (%)	51.5		

表 4.5-3 土壤理化性质表（S8-3 阀组站）

点位		S8-3 阀组占地范围外 1#表层样	时间	2026 年 04 月 26 日 ~05 月 03 日
经度				
层次		(表层 20cm)		
现场记录	颜色	暗棕		
	结构	粒状		
	质地	砂土		
	砂砾含量	7.2%		
	其他异物	无		
实验室测定	pH 值（无量纲）	9.0		
	阳离子交换量 (cmol/kg)	6.67		
	氧化还原电位（mV）	533		
	饱和导水率（cm/s）	1.30×10 ⁻³		
	土壤容重（kg/m ³ ）	1.24×10 ³		
	孔隙度（%）	52.3		

图 4.5-1 本工程土壤类型图

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），本工程所在区域属于土壤盐化地区，本工程项目类别应按照土壤污染影响型和生态影响型考虑。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求，综合土壤生态影响型和土壤污染影响型，本评价在占地范围内各设置3个柱状样和3个表层样，占地范围外各设置4个表层样。雅克拉集气处理站、大涝坝集气处理站占地范围内，均进行了场地防渗、硬化处理，无取样条件，因此占地范围内未进行取样。

（1）监测布点

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。

①占地范围内：

S8-3 阀组站占地范围内：布设3个柱状样：SN1、SN2、SN3；布设3个表层样监测点：SN4、SN5、SN6。

②占地范围外：

雅克拉集气站占地范围外：4个表层样监测点：YW1、YW2、YW3、YW4。

大涝坝集气处理站占地范围外：4个表层样监测点：DW1、DW2、DW3、DW4。

S8-3 阀组站占地范围外：4个表层样监测点：SW1、SW2、SW3、SW4。

具体监测点位及监测因子见表 4.5-4。

表 4.5-4 土壤监测点位及监测项目表

采样点位		编号	监测频次，取样深度		监测项目
雅克拉集气处理站	占地外表层样	YW1#	1 天	表层样：0-0.2m； 监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、 镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌
		YW2#			pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		YW3#			pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		YW4#			pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
大涝坝集气处	占地外表层样	DW1#	1 天	表层样：0-0.2m； 监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、 镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌
		DW2#			pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）

理站		DW3#			pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		DW4#			pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
S8-3 阀组	占地内 柱状样	SN1#	1 天	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、 1.5-3m 分别取样； 监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		SN2#			pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		SN3#			pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	占地内 表层样	SN4#	1 天	表层样：0-0.2m； 监测 1 次	《土壤环境质量 建设用地土壤污 染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)中表 1 第二类用 地中 45 项基本因子+pH、全盐量、 石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		SN5#			pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		SN6#			pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	占地外 表层样	SW1#	1 天	表层样：0-0.2m； 监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、 镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌
		SW2#			pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		SW3#			pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		SW4#			pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）

（2）监测频率

监测 1 天，监测 1 次。

（3）监测单位

本次评价土壤检测委托新疆中测测试有限责任公司对土壤环境质量现状进行了监测，采样时间为 2026 年 4 月 26 日。

（4）监测项目及分析方法

①监测项目

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），本次评价的监测项目包括：

《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 规定的基本工程：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、土壤盐分含量、石油烃共计 11 项。

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的基本因子+特征因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺式-1，2-二氯乙烯、反式-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，

2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、蒽、二苯并〔a, h〕蒽、茚并〔1, 2, 3-cd〕芘、萘、pH、石油烃、土壤盐分含量共计 48 项。

②分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》执行，监测分析方法按照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）《建设用地土壤污染状况调查 技术导则》（HJ25.1-2019）有关标准和规范执行。

4.5.4 土壤环境现状评价

（1）评价标准

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）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”的 $pH > 7.5$ 所列标准；石油烃参考《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 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其他项目）”第二类用地风险筛选值。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

（3）监测及评价结果

本次环评土壤监测及评价结果见表 4.5-5~9。监测期间，工程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，重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤各监测因子满足《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。

占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染

风险筛选值（基本工程）”的 $\text{pH}>7.5$ 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。

表 4.5-5 建设用地柱状样土壤环境质量评价（占地范围内）

监测点位				S8-3 阀组占地范围内 1#表层样		达标情况
采样深度				0-0.2m		
序号	检测项目	单位	筛选值 (第二类用地)	监测数据	Pi	
1	六价铬	mg/kg	5.7	ND	-	达标
2	铅	mg/kg	800	23.1	0.0289	达标
3	镉	mg/kg	65	0.16	0.0025	达标
4	铜	mg/kg	18000	33	0.0018	达标
5	镍	mg/kg	900	48	0.0533	达标
6	汞	mg/kg	38	0.050	0.0013	达标
7	砷	mg/kg	60	15.8	0.2633	达标
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	ND	-	达标
9	氯仿	mg/kg	0.9	ND	-	达标
10	氯甲烷	mg/kg	37	ND	-	达标
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	ND	-	达标
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	ND	-	达标
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	ND	-	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	ND	-	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	ND	-	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	616	ND	-	达标
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	ND	-	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	ND	-	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	ND	-	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	53	ND	-	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	ND	-	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	ND	-	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	ND	-	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	ND	-	达标

25	氯乙烯	mg/kg	0.43	ND	-	达标
26	苯	mg/kg	4	ND	-	达标
27	氯苯	mg/kg	270	ND	-	达标
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560	ND	-	达标
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20	ND	-	达标
30	乙苯	mg/kg	28	ND	-	达标
31	苯乙烯	mg/kg	1290	ND	-	达标
32	甲苯	mg/kg	1200	ND	-	达标
33	间, 对-二甲苯	mg/kg	570	ND	-	达标
34	邻二甲苯	mg/kg	640	ND	-	达标
35	硝基苯	mg/kg	76	ND	-	达标
36	苯胺	mg/kg	260	ND	-	达标
37	2-氯酚	mg/kg	2256	ND	-	达标
38	苯并[α]蒽	mg/kg	15	ND	-	达标
39	苯并[α]芘	mg/kg	1.5	ND	-	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	ND	-	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	ND	-	达标
42	蒽	mg/kg	1293	ND	-	达标
43	二苯并[α, h]蒽	mg/kg	1.5	ND	-	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	ND	-	达标
45	萘	mg/kg	70	ND	-	达标
46	pH	无量纲	-	9.0	-	-
47	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	mg/kg	4500	32	0.0071	达标
48	水溶性总盐量	g/kg	-	38.9	-	-
					-	

表 4.5-6 农用地土壤环境质量评价（占地范围外的表层样）

检测项目	筛选值 (pH>7.5)	雅克拉集气处理站 1#表层样			大涝坝集气处理站 1#表层样			S8-3 阀组占地范围外 1#表层样		
		0~20cm			0~20cm			0~20cm		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	9.1	-	-	10.1	-	-	9.0	-	-
铅（mg/kg）	170	11.4	0.0671	达标	10.9	0.0641	达标	12.9	0.0759	达标
镉（mg/kg）	0.6	0.09	0.1500	达标	0.08	0.1333	达标	0.10	0.1667	达标
铜（mg/kg）	100	18	0.1800	达标	16	0.1600	达标	18	0.1800	达标
镍（mg/kg）	190	23	0.1211	达标	20	0.1053	达标	24	0.1263	达标
锌（mg/kg）	-	47	-	-	44	-	-	52	-	-
铬（mg/kg）	-	50	-	-	52	-	-	55	-	-
汞（mg/kg）	3.4	0.0120	0.0035	达标	0.0151	0.0044	达标	0.0134	0.0039	达标
砷（mg/kg）	25	11.7	0.4680	达标	8.92	0.3568	达标	6.17	0.2468	达标
石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）（mg/kg）	4500	31	0.0069	达标	35	0.0078	达标	37	0.0082	达标
水溶性总盐量（g/kg）	-	225.8	-	-	31.9	-	-	24.2	-	-

表 4.5-7 农用地土壤环境质量评价（占地范围外表层样）单位：mg/kg

检测项目	筛选值 (pH>7.5)	雅克拉集气处理站 2#表层样			雅克拉集气处理站 3#表层样			雅克拉集气处理站 4#表层样		
		0~20cm			0~20cm			0~20cm		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	9.2	-	-	9.4	-	-	9.6	-	-
石油烃	4500	53	0.0117	达标	26	0.0057	达标	51	0.0113	达标
水溶性总盐量 (g/kg)	-	343.7	-	-	48.8	-	-	182.3	-	-
检测项目	筛选值 (pH>7.5)	大涝坝集气处理站 2#表层样			大涝坝集气处理站 3#表层样			大涝坝集气处理站 4#表层样		
		0~20cm			0~20cm			0~20cm		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	9.5	-	-	9.6	-	-	9.7	-	-
石油烃	4500	50	0.0111	达标	26	0.0057	达标	52	0.0115	达标
水溶性总盐量 (g/kg)	-	58.7	-	-	53.1	-	-	97.5	-	-
检测项目	筛选值 (pH>7.5)	S8-3 阀组占地范围外 2#表层样			S8-3 阀组占地范围外 3#表层样			S8-3 阀组占地范围外 4#表层样		
		0~20cm			0~20cm			0~20cm		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	9.1	-	-	9.2	-	-	9.5	-	-
石油烃	4500	63	0.014	达标	23	0.0051	达标	26	0.0057	达标
水溶性总盐量 (g/kg)	-	76.9	-	-	44.3	-	达标	43.8	-	-

表 4.5-8 建设用地土壤环境质量评价（占地范围内的柱状样） 单位：mg/kg

检测项目	筛选值 (第二类 用地)	S8-3 阀组柱状样 (1#)								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	9.3	-	达标	9.5	-	达标	9.6	-	达标
石油烃	4500	45	0.01	达标	34	0.0075	达标	21	0.0046	达标
含盐量 (g/kg)	-	26	-	达标	21.4	-	达标	22.8	-	达标
检测项目	筛选值 (第二类 用地)	S8-3 阀组柱状样 (2#)								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	9.0	-	达标	9.4	-	达标	9.1	-	达标
石油烃	4500	20	0.0044	达标	20	0.0044	达标	22.4	0.0049	达标
含盐量 (g/kg)	-	22.8	-	达标	19.8	-	达标	18	-	达标
检测项目	筛选值 (第二类 用地)	S8-3 阀组柱状样 (3#)								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	9.5	-	达标	9.2	-	达标	9.3	-	达标
石油烃	4500	20	0.0044	达标	18	0.004	达标	16	0.0035	达标
含盐量 (g/kg)	-	28.7	-	达标	23.0	-	达标	25.8	-	达标

表 4.5-9 建设用土壤环境质量评价（占地范围内表层样）单位：mg/kg

监测点位				S8-3 阀组占地范围内 2#表层样			S8-3 阀组占地范围内 3#表层样		
采样深度				0-20cm			0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值 (第二类用地)	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
1	pH 值	无量纲	-	9.1	-	达标	9.2	-	
2	石油烃 (C10~C40)	mg/kg	4500	62	0.0137	达标	30	0.0066	
3	水溶性总盐量	g/kg	-	48	-	-	72.5	-	

(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 4.5-10，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.5-11。本工程属于干旱、半荒漠和荒漠地区，本工程所在区域土壤盐化、酸化和碱化现状见表 4.5-12。

表 4.5-10 土壤盐化分级标准

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

表 4.5-11 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 4.5-12 土壤盐化、酸化现状

检测项目		pH	含盐量（SSC）/ （g/kg）	盐化程度	碱化程度
雅克拉集气处理站 1#表层样	表层 0-0.2m				
大涝坝集气处理站 1#表层样	表层 0-0.2m				
S8-3 阀组占地范围 外 1#表层样	表层 0-0.2m				

4.6 大气环境现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本工程地处阿克苏地区库车市，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，空气质量现状主要指标包括：细颗粒物（PM_{2.5}）、二氧化硫（SO₂）、二氧化氮（NO₂）、可吸入颗粒物（PM₁₀）、一氧化碳（CO）、臭氧（O₃）。

本项目地处阿克苏地区库车市境内，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用中国空气质量在线监测分析平台中阿克苏地区 2024 年的数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM_{2.5}和 PM₁₀的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.6-1。

表 4.6-1 阿克苏地区基本污染物环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度 μg/m ³	《环境空气质量标准》 （GB3095-2012）二级标准			《环境空气质量标准》 （GB3095-2026）二级标准 （过渡阶段）		
			标准限值 μg/m ³	占标率%	达标情况	标准限值 μg/m ³	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均	5	60	8.33	达标	60	8.33	达标
NO ₂	年平均	27	40	67.5	达标	40	67.5	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1600	4000	40	达标	4000	40	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	132	160	82.5	达标	160	82.5	达标
PM _{2.5}	年平均	35	35	100	达标	30	116.67	超标
PM ₁₀	年平均	81	70	115.7	超标	60	135	超标

由上表可知：对照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准，本工程所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂、PM_{2.5} 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足要求，PM₁₀ 年浓度超过标准限值；对照《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二级标准（过渡阶段）的二级标准，本工程所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足要求，PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过标准限值超标。超标原因主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）区域达标判断标准，本工程所在区域环境空气质量属于不达标区。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）调查方法

本次评价采用资料收集和现场实测相结合的方法来说明区域环境空气质量现状。

（2）监测点位

项目特征因子为 NMHC、H₂S，其中 DLK17X 井下风向点位引用《大涝坝气田 2025 年注采调整方案环境影响报告书》中环境空气监测数据，采样时间为 2024 年 12 月 16 日～22 日，位置及时间满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的相关要求。

本次在工程所在区域布设 2 个监测点位，对区域环境空气质量现状进行补充监测，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的数量和分布要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.6-2，具体监测点位见图 4.3-1。

表 4.6-2 监测点位设置情况及基本信息表

序号	监测点位名称	地理坐标	与本工程位置关系	监测因子	监测时间	监测单位
1	雅克拉集气站	E	项目区	非甲烷总烃、H ₂ S	2026年4月	新疆中测测试有限责任公司
2	S8-3阀组		项目区			
3	DLK17X井下风向		位于项目区南侧 150m		2024年12月16日～2024年12月22日	新疆锡水金山环境科技有限公司

（3）监测频率

连续 7 天，每天采样 4 次。

（4）监测单位

本次评价大气监测委托新疆中测测试有限责任公司对大气环境质量现状进行了监测，监测时间为 2026 年 4 月 21 日～27 日。

（5）监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本次评价的监测项目包括：非甲烷总烃、H₂S。

②分析方法

采样按照《环境空气质量监测点位布设技术规范（试行）》（HJ664-2013）执行，监测分析方法按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）有关标准和规范执行。

表 4.6-3 大气环境监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H ₂ S	空气质量 硫化氢、甲硫醇、甲硫醚和二甲二硫的测定 气相色谱法	GB/T 14678-1993	mg/m ³	0.001
2	非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07

(6) 评价标准

非甲烷总烃小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准，硫化氢 1 小时平均浓度执行《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 0.01mg/m³ 的浓度限值要求。

(7) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

(8) 评价结果

监测及评价结果见表 4.6-4。

表 4.6-4 非甲烷总烃、H₂S 监测评价结果表：mg/m³

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率/%	达标情况
雅克拉集气	非甲烷总烃	1小时平均	2	0.26~0.6	30	达标

处理站	硫化氢	1小时平均	0.01	ND	-	达标
S8-3阀组站	非甲烷总烃	1小时平均	2	0.35~0.8	40	达标
	硫化氢	1小时平均	0.01	ND	-	达标
DLK17X井下风向	非甲烷总烃	1小时平均	2	0.60~0.69	34.5	达标
	硫化氢	1小时平均	0.01	<0.005	-	达标

从上表可以看出，在监测期内本工程区域特征污染物 H₂S 小时平均值满足《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 0.01mg/m³的浓度限值要求；非甲烷总烃小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³的标准。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

（1）调查方法

声环境现状调查采用实测法。

（2）监测布点

本次评价在工程所在区域布设 3 个监测点，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.7-1，具体监测点位见图 4.3-1。

表 4.7-1 声环境监测点设置情况一览表

序号	监测点位名称	地理坐标	监测因子	监测时间	监测单位
1	雅克拉集气站厂界四周		等效连续 A 声级（Leq）	2026 年 4 月 22 日 ~ 23 日	新疆中测测试有限责任公司
2	大涝坝集气站厂界四周				
3	S8-3 阀组厂界四周				

（3）监测频率

监测 1 天，昼间、夜间各 1 次。

(4) 监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求，本次评价的监测项目为等效连续 A 声级（ L_{eq} ）。

②分析方法

监测分析方法按照《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）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）有关标准和规范执行。

4.7.2 声环境现状评价

(1) 评价标准

工程所在区域已建井场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。背景噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

(2) 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。

(3) 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 声环境监测点设置情况一览表

序号	监测点位		昼间			夜间		
			实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
1	雅克拉集气站厂界四周	东	49	60	达标	40	50	达标
		南	50		达标	39		达标
		西	48		达标	39		达标
		北	49		达标	40		达标
2	大涝坝集气处理站厂界	东	51	60	达标	40	50	达标
		南	50		达标	39		达标

3	S8-3 阀组站 场界	西	49		达标	40		达标
		北	50		达标	40		达标
		东	49		达标	39		达标
		南	50		达标	40		达标
		西	48		达标	38		达标
		北	49		达标	39		达标

从上表可以看出，在监测期内，本工程所在区域声环境质量均满足《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 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

本工程占地主要为管线施工占地，均为临时占地，占地面积为 3.84hm²。本工程站场优化改造均为站内改造，不涉及新增占地。临时占地包括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。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。

管线建设对周边区域的生态环境影响主要有：

a.临时占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，对土地复耕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，使便道两侧作物叶面覆盖降尘，光合作用减弱，影响作物生长；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到公路路面的清洁，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

①工程占地对植物的影响分析

本工程主要为管线施工作业对植被的影响，主要是施工阶段清场过程中对地表植被的清理和碾压。临时占地范围内地表植被及地表结构却发生了较大的变化，地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目总占地约 3.84hm²，均为临时占地。项目区为荒漠生态系统，根据现场踏勘，自然植被主要为多枝怪柳、盐穗木等灌木树种，参考新疆农业大学李霞教授主持的国家自然科学基金项目《塔里木河流域植被恢复与遥感测度》中的数据 3000kg/hm²，施工过程预计将造成 11.52t 临时性植被损失。本工程结束后，土地将不再受人为扰动，植被逐步自然恢复，工程占地面积较小，最终重新回到原来的自然状态。

②施工人员活动对植物的影响分析

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

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

地面工程施工和运营对陆栖动物的影响具体表现为破坏植被导致动物栖息地受到损害，管线施工可能阻断动物活动路线，以及施工与运营噪声、废气对动物的不良影响等方面。

①对野生动物生境的破坏

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

②对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于施工机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着拟建工程建设的各个过程，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的鸟类和哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

塔河油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些鼠类和鸟类(漠雀等)。

③对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域共有国家级重点保护动物 8 种，分别为塔里木马鹿、鹅喉羚、沙狐、塔里木兔、苍鹰、红隼、云雀、白尾地鸦。苍鹰、红隼这些鸟类主要分布于湿地保护区及周边的灌木林地内，不会集群分布，栖息地范围广阔。本评价区主要是猛禽的觅食场所，极少在工程区繁殖和育幼。

由于猛禽数量稀少，飞行高度很高，工程区周边觅食场所广阔，因此，本工程施工期对猛禽影响较小。塔里木马鹿、鹅喉羚、沙狐、塔里木兔主要分布于塔里木河沿岸植被丰富的林地及林缘灌丛生境，工程占地和建筑施工会减少它们的适宜生境，对其在评价范围内的生存和种群数量存在一定影响。但考虑到拟建工程所在区域附近类似生境很多，这些兽类可以向周围相似生境中迁移，并且施工范围内分布范围较少，不会对其生存生活和种群数量产生大的影响。

5.1.1.4 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号文，本工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，本工程实施对区域水土流失影响如下：

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

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

（3）管道建设的危害

拟建工程对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

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

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

本项目所在区域库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区，区域地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度风蚀为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减少因工程的建设而产生的水土流失。

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

本项目施工期主要为施工清表和管沟开挖。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

通过对施工过程中临时土方采用防尘布（或网）苫盖，管沟开挖土方全部回填等减少风蚀的水土保持工程措施，以及加强施工过程中水土保持管理，严格控制各项工程作业面积和管理运输车辆的运行范围，同时要求建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。采取上述措施后，可将本项目对水土流失的影响降至最低，加上项目占地呈点、线状分布，占地面积不大，本项目实施不会明显加剧区域水土流失程度。

5.1.1.5 对基本农田的生态影响分析

本工程拟建的 DLK11 井至 DLK21 井高压注气管道距永久基本农田最近距离为 30m，大涝坝集气处理站至 DLK10 井高压注气管道管线距永久基本农田最近距离为 50m，均沿油气田内部已征的建设用地及油气田道路进行敷设，不占用永久基本农田。管线在选址选线设计、施工作业时避让永久基本农田；在永久基本农田附近区域避免机械开挖，尽可能采取人工开挖，同时加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压永久基本农田。

拟建工程在设计阶段已对基本农田采取了避让措施，项目占地范围内不涉及基本农田。因此，拟建工程的实施不会对区域基本农田产生明显影响。根据《基本农田保护条例》(国务院令〔2011〕588 号)第十五条规定基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。本项目站场和管线不占用不跨越基本农田，管线沿已建气田道路施工。本项目对沿线基本农田的环境影响在可接受范围内。

5.1.1.6 对地方公益林的生态影响分析

本项目 S8-3 阀组周边均为地方公益林，因 S8-3 阀组站改造工程为站内改造，不新增占地。雅克拉集气处理站南侧分布有地方公益林，最近距离约 287m，在站内改造，不新增临时占地。治理管线周边分布有地方公益林，总计穿越地方公益林段 1.34km，管线施工临时占用地方公益林 0.67hm²。具体以林草部门核查为准。

管道占地范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境，建设单位须取得当地公益林主管部门许可后方可开工。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 5m 范围内，在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用地方公益林采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域地方公益林的影响在可接受范围内。

5.1.2 运营期生态影响分析

运营期临时占地随着施工作业的结束将逐步自然恢复,施工人员撤离作业区域,人类活动和占地都将减少,野生动物对新环境适应后,活动和分布范围将恢复。

运营期正常的巡检等活动会对野生动物的生存及其生境造成一定的影响,中国石油化工股份有限公司西北油田分公司通过加强环境保护的宣传工作,增强员工的环保意识,特别强调对野生动物、受保护的野生植物的保护,可将对野生动物的影响降至最低。

5.1.3 退役期生态影响分析

退役期内,各种机械设备停用,工作人员陆续撤离,废气、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的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。在此过程中,将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物,退役期工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案,并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾,将废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。废弃管线等进行集中清理收集,管线外运经清洗后可回收再利用。固体废物的妥善处理,可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各采气井均使用水泥灌注进行封井,将井筒与地下水含水层彻底隔离,有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染,退役期对地下水环境没有不良影响。

井场经过清理后,永久性占地范围内的水泥平台被清理,人员撤离,区域内没有人为的扰动,井场及其他占地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

表 5.1-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影	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

响识别		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 ☒ （水土流失等）
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：（0.0384）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。		

5.1.5 小结

本工程对生态环境的影响主要在施工期，工程占地约 3.84hm²，均为临时占地，临时性工程占地仅在施工阶段对工程区及周边土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。本工程不占用永久基本农田，仅评价范围内涉及永久基本农田，在永久基本农田附近区域避免机械开挖，尽可能采取人工开挖，同时加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压永久基本

农田；管线施工临时占用地方公益林 0.67hm^2 ，在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用地方公益林采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域地方公益林的影响在可接受范围内。

本工程位于阿克苏地区库车市境内，工程评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。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，本工程对野生动物的影响较小。综上所述，本工程建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 水文地质条件

（1）地下水类型与含水层的特征

地下水含水层岩性主要为第四系上更新统中砂、细砂及粉细砂多层结构，根据含水层特征可划分为潜水含水层和承压含水层，其中，承压水又根据赋存深度的不同可划分为浅层承压水和深层承压水。潜水与承压水二者间以粉土、粉质粘土相隔，开采条件下通过越流作用，具有微弱水力联系。

①潜水含水层特征

在项目区内连续分布，厚度一般小于 30m ，水位埋深较浅，一般 $1\sim 10\text{m}$ ，由西北向东南逐渐减小，埋深变幅也呈减小趋势；西北部埋藏深度大，在 $5\sim 10\text{m}$ 左右，局部大于 10m ；向东南部埋深逐渐减小，大多在 $3.0\sim 5.0\text{m}$ 之间，局部小于 1.0m 。其含水层岩性为中砂、细砂和粉砂，局部为中细砂或亚砂土。富水性中等，单井涌水量为 $500\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ （降深 5m ，井径 8寸 ），渗透系数为 $3.25\sim 3.14\text{m/d}$ ，富水性由北向南逐渐减小，并呈现出西部较好，向东逐渐变差的趋势。

②承压含水层特征

由系统内潜水含水层以下的承压含水层组构成，承压水水头低于地面，与潜水水位差基本小于 $1\sim 3\text{m}$ ，含水层岩性也为上更新统冲洪积细砂、粉砂。项目区承压水含水层顶板埋深一般为 $50\sim 100\text{m}$ ，仅在西南角边界一带顶板埋深小于 50m 。在前人施工钻孔控制深度内（ 400m 内）有多个含水层组成，含水层厚度 $10\sim 65\text{m}$ 不等。按照深度及水动力条件不同可划分为浅层承压含水层及深层承压含水层，

400m 勘探深度内，上部约 50m 深度范围内没有连续稳定的隔水层，为潜水含水层；而 50m 深度以下存在多层隔水层。第一层稳定、连续的隔水层（粉质黏土层）位于 45~50m 深度处，为承压水的隔水顶板；此外，还存在另一厚度较大的稳定、连续的隔水层（粉质黏土层）位于 205~215m 深度处。以该隔水层为界，将项目区的承压含水层进一步的划分为浅层承压含水层和深层承压含水层，两者之间水力联系微弱。项目区大部承压含水层单井涌水量为 500~1000m³/d（降深 5m，井径 8 寸），富水性中等，渗透系数 1.5~3m/d。

（2）地下水的补、径、排特征

雅克拉-大涝坝凝析油气田所处地带，含水层为多层结构，地下水具多层结构特征。潜水可接受人工渠系、田间灌溉和大气降水的入渗补给以及上游潜水的侧向径流补给，受地表平坦、地下水水力坡度小(千分之一左右)、含水层颗粒细的控制，地下水径流运移十分缓慢，以潜水面蒸发、植被蒸腾、人工排碱渠排水等方式排泄；承压水主要从上游地段地下水侧向径流为补给来源，水平径流运移十分缓慢，为弱径流一停滞状态，区域径流方向为西南方向。目前，人工开采深层地下水也是其排泄的另一种方式。

（3）地下水化学特征

①潜水水化学特征

项目区内潜水埋深较浅，一般 1~10m，为地下水强烈蒸发区，据以往地下水水化学资料分析，区内潜水文地球化学作用以蒸发浓缩作用为主。由于径流滞缓，蒸发强烈，地下水类型主要为 Cl•SO₄⁻(Ca)•Na•Mg 型，矿化度多大于 3g/L。在南部荒漠地带表层潜水含水层中，由于存在局部不连续隔水层，垂向补给较少，因此还存在表层 5~10m 以上由于蒸发极为强烈，矿化度多大于 10g/L，水质极差矿化度极高的现象。

②承压水水化学特征

项目区内承压水水化学作用以溶滤作用为主。系统内浅层承压水水化学类型主要为 SO₄•Cl-Na•Mg 型和 Cl•SO₄⁻-Na•Mg 型，矿化度基本小于 1g/L，局部地段超过 1g/L。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 管道试压废水

管道试压采用清水，产生的废水中污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘，对项目区地下水环境基本无影响。

(2) 生活污水

本工程不设置生活营地，施工人员生活污水依托雅克拉采气厂的生活基地进行处置。采取上述措施后，不会对所在区域地下水产生影响。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

本工程运营期不产生废水。

本工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施，本次优化改造工程不改变现有站场工艺流程、不新增站场天然气处理规模。本工程运营期不新增废水。

运营期工作人员由雅克拉采气厂内部调剂解决，故不新增生活污水。

5.2.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

雅克拉集气处理站和大涝坝集气处理站改造工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施，本次优化改造工程不改变现有站场工艺流程、不新增站场天然气处理规模。管线治理工程针对管线腐蚀、穿孔刺漏等问题，进行管线更新，且治理管线为气举管道和气井集输管道，不属于油类和废水输送管道。新建的注气管线，气源为雅克拉集气站净化干气，也不属于油类和废水输送管道。因此，上述工程内容无新增潜在地下水污染风险源，未新增产污环节与污染物排放量，且项目实施后可有效降低设备能耗、提升运行效率，保障设备安全稳定运行，消除了设备腐蚀隐患、管线泄漏风险，从源头强化项目区域地下水生态环境保护效能。

本次评价仅针对 S8-3 阀组站站内新增油气混输装置（设计液量 100m³/d，气

量 $6.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），因装置阀门破损、法兰渗漏、接口破裂等情形引发的油品泄漏等非正常工况，开展地下水环境影响预测分析。本工程站场地下水评价等级为三级。

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本项目可能产生的渗透污染主要是油气混输装置因阀门破损、法兰渗漏、接口破裂等情形引发的油品泄漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于装置泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，故本次地下水环境影响预测采用解析法，针对石油类污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

结合上述分析，本次评价对非正常状况下的预测情景设置及预测内容如下：

①预测情景

非正常状况下，阀门等泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的凝析油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。

污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，根据地表渗透污染特点，预测层位为第四系潜水含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后 100d、1000d。

④预测因子

选取泄漏后影响相对最大的特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测。

⑤预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄漏点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予以保守性估计。

$$c = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L (t - t_0)}} \right) \right]$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t时刻x处的示踪剂浓度，g/L；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/L；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

⑥预测参数

根据区域水文地质条件，水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-1。

表 5.2-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.03m/d	根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录B，渗透系数取5m/d。水力坡度I为2.1‰。因此地下水的渗透流速 $u = K \times I / n = 5\text{m/d} \times 2.1\text{‰} / 0.32 = 0.03\text{m/d}$
2	D _L	纵向弥散系数	0.02m ² /d	根据资料，纵向弥散度α _m =0.29m，纵向弥散系数 DL=0.02m ² /d

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
3	n	有效孔隙度	0.32	有效孔隙度n=0.32
4	t	时间	计算发生渗漏后100d、1000d、3650d后各预测点的浓度	
5	C ₀	污染物浓度	850mg/cm ³	S8-3阀组站油气混输装置仅为动态输送设备，无固定储存容量，非正常工况下按工艺设计液相输送流量核算泄漏源强，选取正常输送流量30%作为泄漏情景，核算石油类污染物1h泄漏源强为0.1875m ³ （159.38kg）

⑦预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-2，图 5.2-4。

表 5.2-2 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	预测最大值 (mg/L)	影响距离	影响范围内居民饮用水井
石油类	100d	/	0.02889889	20	无
	1000d	/	0.004649492	70	无

。图 5.2-4 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄漏发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小，石油类浓度在预测 100d、1000d 时，预测浓度最大值影响距离约 20m、70m，均不超标。

本工程站场设施基座采取了必要的防渗措施，在发生泄漏后，建设单位可在 1 天内立即发现并采取切断措施，及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的污染物，避免出现泄漏的污染物运移至站场外。

综上，建设单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防治措施的情况，在非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、站场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，依托作业区生活污水处理设施，对环境影响较小。退役期站场拆除采气设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。退役期各采气井均使

用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染。

综上，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，本工程不产生废水。

(2) 本次地下水评价，对本工程运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。

本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

本工程所在区域周边 5km 范围内无地表水体，且本工程运营期不产生废水，不与周边地表水体发生水力联系。

本工程运营期不会对区域地表水体产生不利影响。

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

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、试压废水。

本工程不设置生活营地，施工人员生活污水依托雅克拉采气厂的生活基地进行处置。

试压废水中主要污染物为悬浮物，待试压作业结束，废水经沉淀后用于场地降尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

本工程施工期间废水全部妥善处理，由于工程区附近无地表水体。本工程在施工期对区域地表水体不产生影响。

5.3.2 运营期地表水环境影响评价

本工程运营期不产生废水，且工程所在区域周边 5km 范围内无地表水体，不与周边地表水体发生水力联系。

本工程运营期不会对区域地表水体产生不利影响。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

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

5.3.4 地表水环境评价结论

本工程施工期产生的各类废水不外排，运营期不产生废水，且本工程场地及周边临近区域无地表水体分布，因此本工程的建设不会对地表水环境产生影响。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

地表水环境影响评价自查表见表 5.3-1。

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□；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□
评价等级	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

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是站场建设、管道敷设等工程建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏致使土壤紧实度增高，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）反复碾压后的土壤，植物很难再生长。站场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响；土壤在形成过程中具有一定的分层特性，一般来说表层为腐殖质层，中层为淋溶积淀层，底层为成土母质层。腐殖质层是植物根系分布密集区，是土壤肥力、水分集中分布区。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

(2) 施工期污染影响分析

施工期各种原辅料堆放，如各类施工设备、原辅料堆放及各类施工废弃物暂存等，若遇防渗措施破损或大雨淋滤等情况，导致物料泄漏、废弃物渗滤液直接进入土壤，对土壤造成污染影响。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

5.4.2.1 土壤污染途径

本工程为油气开采项目，运营期以污染影响为主。本工程运营期正常情况下不会对土壤环境造成污染，非正常情况下凝析油、含油污水泄漏可能会对土壤环境造成污染。结合本工程特点，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。

土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在站场永久占地内，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。

事故时排放的凝析油、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，气田生产中一定要严防凝析油泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对凝析油、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。

5.4.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程运营期正常工况下，无废水及固体废物排至外环境，不会造成土壤环境污染。

5.4.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

根据 5.2.3 章节非正常工况地下水环境分析可知，雅克拉集气处理站、大涝坝集气处理站改造工程，管线治理工程，新建的注气管线工程，均无新增潜在污染风险源，未新增产污环节与污染物排放量，且项目实施后可有效降低设备能耗、提升运行效率，保障设备安全稳定运行，消除了设备腐蚀隐患、管线泄漏风险，从源头强化项目区域土壤环境保护效能。

本次评价仅针对 S8-3 阀组站站内新增油气混输装置（设计液量 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，气量 $6.0\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ），因阀门破损、法兰渗漏、接口破裂等情形引发的油品泄漏等非正常工况，开展土壤环境影响预测分析。

本工程 S8-3 阀组站土壤生态影响型评价等级为二级，土壤污染影响型评价等级也为二级。

（1）生态影响型

S8-3 阀组站油气混输装置仅为动态输送设备，无固定储存容量，非正常工况下按工艺设计液相输送流量核算泄漏源强，选取正常输送流量 30%作为泄漏情景，核算石油类污染物 1h 泄漏源强为 0.1875m^3 （ 159.38kg ）。凝析油中的矿化度为 172000mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=0.1875\text{m}^3\times 172000\text{mg/L}=32250\text{g}$ 。

本次预测采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（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： ΔS ——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b ——表层土壤容重，kg/m³；

A ——预测评价范围，m²；

D ——表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n ——持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中： S_b ——单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg；

S ——单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg。

本工程所处区域气候干燥，年降雨量较小，本工程考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.24×10³kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 72.5g/kg（最大值）。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 0.0088g/kg，叠加现状值后的预测值为 72.5088g/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

考虑事故状态下，影响途径主要为运营期站场污染物以垂直入渗方式进入土壤环境。本次预测采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E.2.2 中预测方法，预测公式如下：

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中： c ——污染物介质中的浓度，mg/L；

D ——弥散系数，m²/d；

q ——渗透速度，m/d；

z ——沿 z 轴的距离，m；

t ——时间变量，d；

θ ——土壤含水率，%。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

$$c(z,t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

④模型边界条件的概化

土壤类型概化，结合区域水文地质调查及本工程土壤现状调查结果，将预测油气混输装置底部以下土壤概化为一层，埋深 300cm 土层。

⑤边界条件

模型为一维垂向模型，上边界概化为稳定的污染物定压力水头补给边界，下边界为自由排水边界。

⑥预测参数选取

本工程选取 S8-3 阀组站进行预测。预测模型参数根据本次土壤理化特性调查结果和壤土特性进行确定，具体取值见表 5.4-1。

表 5.4-1 预测模型参数一览表

土壤质地	渗透系数(cm/d)	孔隙度(%)	土壤含水率(%)	弥散系数(m ² /d)	土壤容重(kg/m ³)
砂土	500	0.523	18	0.02	1.24×10 ³

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取油气混输装置连接处或阀门处出现破损泄漏过程中，油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.4-2 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	泄漏源强 (mg/cm ³)	渗漏特征
油气混输装置连接处或阀门处	石油烃	850	短时泄漏

⑥预测分析结果

设备阀门等处出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 850mg/cm³，预测时段按项目运行期 3650 天考虑。预测时间节点分别为：T1（10 天）、T2（100 天）、T3（365 天）、T4（1000 天）、T5（3650 天）；观测点位置分别为 N1（0.2m）、N2（0.5m）、N3（1m）、N4（2m）、N5（3m）。污染物浓度穿透曲线图和在不同水平年沿土壤迁移模拟结果见图 5.4-1~2。



图 5.4-1 不同深度观测点石油类浓度穿透曲线图



图 5.4-2 石油类在不同水平年沿土壤迁移情况图

由上述土壤预测结果可知，短时泄漏情况下，在不同观测深度处，土壤中石油烃浓度呈现出先增大后减小的趋势，石油烃泄漏迁移到土壤 0.2m、0.5m、1m、2m、3m 最大浓度出现时间为 26h、69h、147h、306h、468h，短期泄漏时石油烃污染主要集中于土壤表层。若在泄漏事故发生后，及时对污染区域土壤进行清理处置，可有效阻断石油烃污染物的下渗，避免其对深层土壤产生不利影响。

由以上分析可以看出，发生泄漏后，最先污染表层土壤，落地油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。时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响相对严重。在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃（C₁₀-C₄₀）浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）。综上所述，本工程经垂直入渗途径影响土壤环境的深度较小，浓度很低。

运营期间须定期检查，若发现装置有破损或破裂部位须及时进行修补。故在本工程运行期间，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，生活污水、固体废物均妥善处理的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

综上，本工程运营期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。如果发生油气混输装置泄漏等事故，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，影响到土地功能，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，可避免本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

土壤环境影响自查表详见表 5.4-3。

表 5.4-3 土壤环境影响自查表

	工作内容	雅克拉、大涝坝系统优化完善工程				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐				土地利用类型图
	占地规模	(3.84) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 (内)、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ()				
	全部污染物	石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☐ ； II类 ☒ ； III类 ☐ ； IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☒				
	评价工作等级	一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☒				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ； b) ☒ ； c) ☒ ； d) ☐				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	4	20cm	
		柱状样点数	3	/	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）基本工程 45 项和 pH、土壤盐分、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本工程 8 项和 pH、石油烃、土壤盐分				
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618 ☒ ； GB 36600 ☒ ； 表 D.1 ☐ ； 表 D.2 ☐ ； 其他				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《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、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量				
	预测方法	附录 E ☐ ； 附录 F ☐ ； 其他 ☒				
	预测分析内容	影响范围 ☐ ； 影响程度 ☒				
	预测结论	达标结论： a) ☐ ； b) ☐ ； c) ☒ 不达标结论： a) ☐ ； b) ☐				
防	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ； 源头控制 ☒ ； 过程防控 ☒ ；				

治 措 施		其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		站场	石油烃	1 次/5 年	
	信息公开指标				
评价结论		项目区占地范围主要土壤类型是盐土、漠境盐土。油田开发对土壤影响，呈点块状（如站场等）分布，影响范围明确。本工程在施工期对土壤环境影响较大，运营期一般影响较小。			
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。注 2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，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

（1）施工扬尘影响分析

施工扬尘污染主要来自场地平整和车辆运输过程。地基路基开挖及土地平整等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；水泥、砂石及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；灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；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。本工程的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路洒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。本工程施工在混凝土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

施工期由于地面建筑施工，区域内大量出入中型车辆，车辆行驶的扬尘污染较重，要求采用洒水降尘，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，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）焊接废气影响分析

管线连接过程中会产生一定量的焊接废气，污染物主要为颗粒物。管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接废气对周围大气环境的影响是有限的。

(3) 施工机械废气及运输车辆尾气影响分析

在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 、 C_mH_n 等。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。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，对周围大气环境的影响是有限的，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

① 常规气象资料分析

库车市地处欧亚大陆腹地，天山中段南麓，塔里木盆地北缘，由于深入大陆腹地，距离水汽源地较远，气候干旱，环境水分的时空分布极少且不均匀，为北温带典型大陆性沙漠干旱气候区。日照时间长，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，春季多风沙。光热、风能气候资源丰富。

② 风向、风速

1) 全年及四季风向频率分布和平均风速

风向和风速决定了大气污染物的输送方向及速度，对污染物地面浓度影响作用重大。

本次环评采用库车市气象站的气象观测数据。地面风速资料进行统计分析，全年及四季风向频率分布和风速变化情况分析结果见表 5.5-1，图 5.5-1 是库车市全年及四季的风向玫瑰图。

图 5.5-1 库车市全年及各季度风向玫瑰图

全年主导风向为北风，年平均风速为 1.79m/s，多年最大风速为 16.0m/s，年平均静风频率为 1.38%。一年中各季的主导风向均为 N，相应的平均风速分别为春季 2.06m/s、夏季 2.04m/s、秋季 1.07m/s、冬季 1.50m/s。其中春、夏季平均风速大于年平均风速，对大气污染物的输送比较有利。

2) 月平均温度及风速

月平均温度统计见表 5.5-1 及图 5.5-2。月平均风速统计见表 5.5-2 及图 5.5-3。

表 5.5-1 平均温度月变化统计表

单位：℃

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
温度	-6.60	0.85	8.09	16.80	19.04	23.85	24.66	24.00	18.36	12.23	0.97	4.67

图 5.5-2 平均温度月变化统计图

库车市气温变化明显，四季分明，其中冬季 12 月、1 月平均气温在冰点以下，以 1 月气温最低，为 -6.6°C ；夏季（6、7、8 月）气温为全年最高，以 7 月温度最高，平均气温为 24.66°C 。

表 5.5-2 平均风速的月变化统计表 单位：m/s

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
风速	1.36	1.74	2.09	1.96	2.13	2.22	2.01	1.89	1.70	1.51	1.51	1.42

图 5.5-3 平均风速的月变化统计图

库车市月平均风速变化不大，在 $1.36\sim 2.22\text{m/s}$ 之间，3~8 月风速较大，均大于年平均风速 1.80m/s ，有利于大气污染物扩散，也同时容易引起风沙。9 月到次年 2 月份风速均低于年平均风速 1.80m/s ，不利于大气污染物的扩散。

季小时平均风速的日变化统计见表 5.5-3。

表 5.5-3 季小时平均风速的日变化统计表

小时 (h) 风速 (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	1.67	1.61	1.75	1.76	1.82	1.81	1.92	1.87	1.73	1.86	2.15	2.44
夏季	1.92	1.75	1.98	1.76	1.73	1.54	1.64	1.60	1.52	1.65	1.88	2.24
秋季	1.48	1.58	1.43	1.41	1.38	1.34	1.40	1.49	1.53	1.49	1.45	1.77
冬季	1.26	1.36	1.43	1.37	1.34	1.37	1.30	1.39	1.24	1.37	1.36	1.41
小时 (h) 风速 (m/s)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季	2.44	2.48	2.45	2.70	2.87	2.78	2.66	2.29	1.70	1.56	1.53	1.61
夏季	2.33	2.51	2.46	2.52	2.61	2.48	2.38	2.28	2.05	1.83	2.03	2.18
秋季	1.90	2.08	2.06	2.15	2.19	1.99	1.67	1.21	1.06	1.13	1.20	1.35
冬季	1.67	1.84	1.93	2.09	2.10	1.96	1.73	1.41	1.19	1.23	1.25	1.32

由表 5.5-4 可见，库车市各季度平均风速以中午 12 时至夜间 21 时风速较大，其中 17 时风速最大，早、晚风速相对较小。由此可见，中午及下午一定时段内有利于污染物的扩散。

图 5.5-4 季小时平均风速的日变化图

表 5.5-4 库车市全年及四季风向频率（%）分布、风速变化统计表

风向		N	N N E	N E	E N E	E	ES E	SE	SS E	S	SS W	S W	W S W	W	W N W	N W	N N W	C
风 频 （ %）	春	18.3 9	11. 29	4.3 8	4.3 2	5.6 8	4.7 5	3.2 8	3.0 1	3.4 5	3.9 8	7.4 4	5.1 1	3.0 5	3.0 4	5.8 3	11. 61	1. 38
	夏	17.6 6	10. 55	4.3 5	5.2 5	7.7 7	5.5 3	3.3 1	2.3 6	4.1 7	5.1 2	8.9 7	4.6 6	2.7 2	1.9 0	4.1 2	10. 69	1. 09
	秋	14.5 8	9.3 3	4.4 8	3.7 6	4.2 6	4.6 6	3.3 5	4.0 8	4.9 4	5.3 9	8.8 3	2.9 9	2.5 8	3.7 1	8.2 9	13. 86	0. 91
	冬	21.2 0	12. 87	4.2 1	3.7 5	5.0 4	4.8 5	3.5 7	2.7 0	2.2 4	3.1 6	5.4 9	4.8 1	2.7 9	3.1 1	6.6 8	12. 04	1. 47

	全年	20.19	12.45	4.49	4.49	5.88	3.94	2.87	2.92	2.41	2.22	6.44	8.06	4.12	3.43	4.21	9.81	2.08
风速 m/s	春	1.73	1.25	1.19	1.57	2.54	2.43	1.91	1.77	1.61	1.84	2.23	2.03	1.51	1.39	1.88	2.08	1.79
	夏	2.14	1.34	1.21	1.62	2.89	2.68	2.00	1.75	1.66	2.00	2.48	2.15	1.43	1.57	2.35	2.53	2.06
	秋	1.88	1.27	1.36	1.62	2.46	2.77	2.26	2.22	1.84	2.20	2.36	1.93	1.74	1.75	2.19	2.56	2.04
	冬	1.48	1.23	1.12	1.50	2.43	2.39	1.88	1.57	1.36	1.33	1.87	1.86	1.52	1.18	1.63	1.63	1.57
	全年	1.52	1.16	1.06	1.54	2.25	1.71	1.45	1.35	1.28	1.30	1.99	2.10	1.42	1.09	1.19	1.47	1.50

5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

(1) 污染源参数

本项目各站场大气环境影响评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“三级评价项目不进行进一步预测”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取 NMHC、H₂S 利用导则推荐模式分别计算最大地面浓度占标率。估算模型参数见表 5.5-5。

表 5.5-5 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/°C		24.66
最低环境温度/°C		-6.6
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

运营期本工程产生的无组织大气污染物主要为油气开采和处理过程中的烃类、硫化氢无组织挥发。

根据工程分析，本工程运营期站场产生的无组织排放污染物参数见表 5.5-6。

表 5.5-6 主要无组织废气污染源参数一览表

序号	污染源名称	面源起点坐标		面源海拔 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	与正北向夹角 (°)	面源有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	评价因子	排放速率 (kg/h)
		经度 (°)	纬度 (°)									
1	雅克拉集气处理站扩建设施			955	400	280	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0028
											硫化氢	0.00000059
2	大涝坝集气处理站扩建设施			966	210	240	-15	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0027
											硫化氢	0.00000106
3	S8-3 阀组站扩建设施			951	120	90	15	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.00422
											硫化氢	0.00000205

(2) 预测结果

本工程站场产生的无组织废气预测结果见表 5.5-7。

表 5.5-7 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表 (无组织)

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)	D _{10%} (m)
1	雅克拉集气处理站扩建设施	非甲烷总烃	0.000702	0.04	0.16	150	-
		硫化氢	0	0			
2	大涝坝集气处理站扩建设施	非甲烷总烃	0.001104	0.06		150	-
		硫化氢	0.000001	0.01			
3	S8-3 阀组站扩建设施	非甲烷总烃	0.003216	0.16		75	-
		硫化氢	0.000002	0.02			

根据预测结果可知：

①站场无组织排放的污染物非甲烷总烃、硫化氢最大落地浓度占标率均小于 1%，最大落地浓度站场无组织排放的非甲烷总烃，最大落地浓度 0.003216μg/m³，最大占标率 0.16%。

②预测结果表明，本工程正常工况下排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求。

③无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风 150m 范围内，无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢对周围环境空气影响较小。

（3）大气环境影响分析

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

本项目油气集输及处理采用密闭流程，设备密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，且项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，加上项目区地域空旷，无集中固定人群居住，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

5.5.2.3 大气污染物核算

本工程运行期大气污染物排放量见表 5.5-8。

表 5.5-8 本工程大气污染物排放量核算表

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)	
无组织排放						
1	站场	NMHC	日常维护， 做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气 污染物排放标准》 (GB39728-2020) 》	厂界外 4.0mg/m³	0.0853
2		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)新建项目二级标准	0.06	0.0000325

5.5.3 退役期大气环境影响分析

退役后各种相关辅助工作均停止，天然气、凝析油造成的环境空气污染源将消失，停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。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,主要为井场清理的油田工作人员。

5.5.4 大气环境影响评价结论

本工程位于环境质量不达标区,污染源正常排放下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。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表见表 5.5-9。

表 5.5-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□		
	评价范围	边长=50km□		边长 5～50km□		边长=5km☑		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□		<500t/a☑		
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ） 其他污染物（NMHC、H ₂ S）				包括二次 PM _{2.5} □ 不包括二次 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	(2025) 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☑		

预测与评价	预测因子	预测因子（NMHC、H ₂ S）		包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒	
	正常排放短期浓度贡献值	C _{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} 最大占标率>10% ☐
		二类区	C _{本工程} 最大占标率≤30% ☐		C _{本工程} 最大占标率>30% ☐
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（） h	c _{非正常} 占标率≤100% ☐		c _{非正常} 占标率>100% ☐
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐			C _{叠加} 不达标 ☐
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% ☐			k>-20% ☐
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（NMHC、H ₂ S）	有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒	无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子：（）	监测点位数（）	无监测 ☐	
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境防护距离	距厂界最远（）m			
	污染源年排放量	SO ₂ :()t/a	NO _x :()t/a	颗粒物：（）t/a	无组织 VOCs： （0.0853）t/a H ₂ S:(0.0000325) t/a

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中, 由于运输、场地平整、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。

地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果见表 5.6-1。

表 5.6-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

机械	不同距离处的噪声贡献值 dB (A)									
	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
运输车辆	75	55	49	43	37	35	29	/	/	/
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38

混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43

根据上表可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，昼间距施工设备 80m 以外均不超过《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）昼间限值，夜间距施工场地 400m 以外均不超过《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）夜间限值。

施工期的噪声源均为暂时性的，本工程施工区周围无村庄等声环境敏感目标，本工程施工只在短时期内对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受程度。

5.6.2 运营期声环境影响评价

5.6.2.1 运营期主要噪声源

本工程运营期噪声源主要为站场泵撬等设备运转噪声。

5.6.2.2 运营期噪声环境影响预测

（1）噪声预测模型

噪声源主要为压缩机、机泵等产生的噪声，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距离声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain,i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$ ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout,j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eq} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \left[\sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1 L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1 L_{Aout,j}} \right] \right)$$

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级（ L_{eq} ）计算公式：

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

式中： L_{eqg} ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB(A)。

（2）噪声源源强及分布

噪声源主要为计量阀组、压缩机、机泵等，本次针对雅克拉集气处理站、大涝坝集气处理站、S8-3 阀组站运营期厂界噪声进行预测，噪声源强见表 5.6-2。

表 5.6-2 主要噪声源强

场所	名称	数量（台）	空间相对位置（m）			源强 dB（A）	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
雅克拉集气处理站	长轴螺杆泵	2	315	22	0.2	85	优化站场总图布置，采用低噪声设备、基础减振、加强保养维修	昼夜连续运行
	卸车泵	2	367	24	0.2	85		间断
	卸油鹤管撬	1	332	32	0.2	90		间断
	凝析油空冷器	1	311	26	0.2	90		昼夜连续运行
	混烃切水器	2	305	35	0.2	80		昼夜连续运行
大涝坝集气处理站	压缩机	3	160	112	0.2	90	优化站场总图布置，采用低噪声设备、基础减振、加强保养维修	昼夜连续运行
	空压机	1	50	117	0.2	85		昼夜连续运行
	分子筛脱水装置	1	82	227	0.5	70		昼夜连续运行
S8-3 阀组站	油气混输装置	1	20	43	0.2	70	加强保养维修	昼夜连续运行
备注：以站场的西南角作为（0.0）点								

（3）预测结果

根据以上公式，预测项目建成后雅克拉集气处理站、大涝坝集气处理站、S8-3 阀组站厂界四周噪声贡献值，详见表 5.6-3。

表 5.6-3 厂界噪声贡献值预测结果 (单位: dB (A))

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
雅克拉集气处理站	东厂界	46.8	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	47.5		
	西厂界	32.9		
	北厂界	35.4		
大涝坝集气处理站	东厂界	46.5	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	42.6		
	西厂界	43.1		
	北厂界	45.8		
S8-3 阀组站	东厂界	35.2	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	36.2		
	西厂界	35.4		
	北厂界	31.1		

由预测结果可知, 本项目雅克拉集气处理站、大涝坝集气处理站、S8-3 阀组站厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求, 且周边无声环境敏感点, 因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本工程退役期, 噪声主要源自站场设备拆卸, 且本工程周边无声环境敏感目标, 不会造成噪声污染。

5.6.4 声环境影响评价结论

综上所述, 本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的, 随施工结束即消失。

本工程运营期产生的噪声主要包括泵撬等设备运转噪声等。站场设备噪声源强较低, 影响范围有限, 正常生产时厂界噪声值较低, 能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中的 2 类区标准要求。

5.6.5 声环境影响评价自查表

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	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐					
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐					
	声环境保护目标 处噪声值	达标 ☐ 不达标 ☐					
环境监测 计划	排放监测	厂界监测 ☐ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐					
	声环境保护目标 处噪声监测	监测因子: ()		监测点位数 ()		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					
注: “ ☐ ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。							

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

本工程施工期产生的固体废物主要包括施工废料、废润滑油、含油废物、废防渗材料、生活垃圾和土石方。

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。施工废料应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

②生活垃圾

本工程不设置生活营地, 施工人员少量生活垃圾(纸屑、废水瓶等)随车带走, 现场不遗留。

③含油废物

本项目拆除设备拉运至库房，拆除设备产生的含油废物属于危险废物，集中收集后委托有危废处置资质的单位接收处置。

④废防渗材料

本工程施工期设备拆除等作业时，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废防渗材料集中收集，不在站场贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，拉运过程中持有危险废物经营许可证的单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

⑤土石方平衡

本项目站场工程在现有厂区内实施，站场现状已进行平整，无土方作业。本项目无借方，无弃方，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。本项目不设置取土场。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

本工程运营期产生的固体废物主要有废分子筛、清管废渣、废润滑油等。

①废分子筛

本工程在天然气脱水单元会产生废分子筛，属于危险废物（HW49 900-041-49），由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置。

②清管废渣

清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等，属于危险废物，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。

③废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程，机泵（压缩机、提升泵等）运行时会使用一定量的润滑油，由于受温度、介质影响，油质发生变化，失去润滑等作用，需定期进行更换。废润滑油间歇产生，收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

④生活垃圾

运营期工作人员由雅克拉采气厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期，站场拆除的设备、构筑物等钢质材料，清洗油污后可回收利用。

5.7.4 固体废物影响评价小结

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本工程突发环境事件风险物质主要为天然气、凝析油、混烃、硫化氢等，风险单元为站场、注气管线。

5.8.2 环境风险潜势初判

（1）P 的分级确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

本工程危险物质辨识结果详见表 5.8-1。

表 5.8-1 本工程风险单元 Q 值一览表

序号	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
1	天然气	10	0.163	0.0163

根据上表计算结果，本工程 $Q=0.0163$ ， $Q<1$ ，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》（HJ169-2018）相关要求，本工程环境风险评价工作等级为简单分析，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

(2) 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

5.8.3 环境风险识别

本工程涉及的主要风险物质为天然气、凝析油、混烃和硫化氢，存在于站场设备、管线内。

①天然气

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
危险特性	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。			
急救措施	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。			
消防措施	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。			
泄漏应急处理	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。			
操作处置与储存	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。			
接触控制/个体防护	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。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）； 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	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：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学	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。			

资料	
废弃物处置	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

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。	
急救措施	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。 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。			
消防措施	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。			
泄漏应急处理	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。			
操作处置与储存	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质。 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。			
接触控制/个体防护	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。			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂

	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	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。 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混烃

表 5.8-4 混烃理化性质、危险危害特性及防护措施表

标识	中文名：混烃（戊烷）	分子式：-	相对分子量：-
	英文名：-	UN 编号：1075	CAS 号：109-66-0
	危险性类别：甲类，易燃气体		危险货物编号：21053
理化性质	外观与性状：无色无臭气体	饱和蒸汽压（KPa）：840（20℃）	
	时间加权平均容许浓度（mg/m ³ ）：1000	沸点（℃）：-12-4	
	溶解性：不溶于水	PC-STEL（短时间接触容许浓度）（mg/m ³ ）：1500	

	健康危害与急救措施：主要侵犯中枢神经系统。急性液化气轻度中毒主要表现为头昏、头痛、咳嗽、食欲减退、乏力、失眠等。重者失去知觉、小便失禁、呼吸变浅变慢。	
	其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。	
	生态学：该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。	
燃烧爆炸危险性	燃烧性：易燃	爆炸上限（V%）：33
	闪点（℃）：-80-60	爆炸下限（V%）：5
	燃烧热（kJ/mol）：-	自燃温度：426-537
	危险特性：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源或明火有燃烧爆炸危险。比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇点火源会着火回燃	
	燃烧分解产物：一氧化碳、二氧化碳。	
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	禁忌物：与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应	
安全措施	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
	一般要求：操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。密闭操作，避免泄漏，为工作场所提供良好的自然通风条件。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。	
	生产、储存、使用液化石油气的车间及场所应设置泄漏检测报警仪，使用防爆型的通风系统和设备，配备两套以上重型防护服。穿防静电工作服，工作场所浓度超标时，建议操作人员应该佩戴过滤式防毒面具。可能接触液体时，应防止冻伤。储罐等压力容器和设备应设置安全阀、压力表、液位计、温度计，并应装有带压力、液位、温度远传记录和报警功能的安全装置，设置整流装置与压力机、动力电源、管线压力、通风设施或相应的吸收装置的联锁装置。储罐等设置紧急切断装置。	
	避免与氧化剂、卤素接触。	
安全措施	生产、储存区域应设置安全警示标志。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。禁止使用电磁起重机和用链绳捆扎或将瓶阀作为吊运着力点。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。	
	操作安全：（1）液化石油气槽车装卸作业时，凡有以下情况之一时，槽车应立即停止装卸作业，并妥善处理：附近发生火灾；检测出液化气体泄漏；液压异常；其他不安全因素。（2）充装时，使用万向节管道充装系统，严防超装。	
	储存安全：（1）应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。照明线路、开关及灯具应符合防爆规范，地面应采用不产生火花材料或防静电胶垫，管道法兰之间应用导电跨接。压力表必须有技术监督部门有效的检定合格证。储罐站必须加强安全管理。站内严禁烟火。进站人员不得穿易产生静电的服装和穿戴钉鞋。进站机动车辆排气管出口应有消火装置，车速不得超过 5km/h。液化石油气供应单位和供气站点应设有符合消防安全要求的专用钢瓶库；建立液化石油气实瓶入库验收制度，不合	

	格的钢瓶不得入库；空瓶和实瓶应分开放置，并应设置明显标志。储存区应备有泄漏应急处理设备。（2）液化石油气储罐、槽车和钢瓶应定期检验。（3）注意防雷、防静电，厂（车间）内的液化石油气储罐应按《建筑物防雷设计规范》（GB50057）的规定设置防雷、防静电设施。 运输安全：（1）运输车辆应有危险货物运输标志、安装具有行驶记录功能的卫星定位装置。未经公安机关批准，运输车辆不得进入危险化学品运输车辆限制通行的区域。（2）槽车运输时要用专用槽车。槽车安装的阻火器（火星熄灭器）必须完好。槽车和运输卡车要有导静电拖线；槽车上要备有 2 只以上干粉或二氧化碳灭火器和防爆工具。（3）车辆运输钢瓶时，瓶口一律朝向车辆行驶方向的右方，堆放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。不准同车混装有抵触性质的物品和让无关人员搭车。运输途中远离火种，不准在有明火地点或人多地段停车，停车时要有人看管。发生泄漏或火灾要到安全地方进行灭火或堵漏。 （4）输送液化石油气的管道不应靠近热源敷设；管道采用地上敷设时，应在人员活动较多和易遭车辆、外来物撞击的地段，采取保护措施并设置明显的警示标志；液化石油气管道架空敷设时，管道应敷设在非燃烧体的支架或栈桥上。在已敷设的液化石油气管道下面，不得修建与液化石油气管道无关的建筑物和堆放易燃物品；液化石油气管道外壁颜色、标志应执行《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》（GB7231）的规定。 【急救措施】 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，立即输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸并就医。 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。 【灭火方法】 切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，尽可能将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水。 【泄漏应急处置】 消除所有点火源。根据气体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；静风泄漏时，液化石油气沉在底部并向低洼处流动，无关人员应向高处撤离。建议应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器，穿防静电、防寒服。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、通风系统和密闭性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。 作为一项紧急预防措施，泄漏隔离距离至少为 100m。如果为大量泄漏，下风向的初始疏散距离应至少为 800m。
防护措施	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，佩戴自吸过滤式防毒面具（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。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护

④硫化氢

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

其危险性和危害特性见表 5.8-5。

表 5.8-5 硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
% (V)	ppm	mg/m ³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m ³ (0.13ppm) 时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m ³ (4.6ppm) 时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈限值 (8h 加权平均值)。 我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的最高硫化氢浓度
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全与健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和 (或) 摇晃。超过 75mg/m ³ (50ppm) 将会出现肺水肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康 (IDLH)，参见 (美国) 国家职业安全与健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和 (或) 心肺复苏技术

0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏

5.8.3.1 生产系统危险性识别

根据工程分析，本工程开发建设过程中油气处理等环节均接触到易燃、易爆的危险物质，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、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
管线	火灾爆炸、物理爆炸	管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、天然气破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏	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，导致人员中毒事故。	大气、土壤、地下水
工艺装置	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		

5.8.3.2 风险识别结果

根据本工程所涉及的危险物质及生产系统危险性识别结果，本工程可能发生的环境风险主要包括油气泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期设备、管线发生破损造成天然气及凝析油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏凝析油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；发生硫化氢泄漏后，在空气中扩散，易发生中毒事故。

5.8.4 环境风险事故情形分析

5.8.4.1 对大气环境的影响分析

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。

5.8.4.2 对地下水的环境影响分析

站场生产装置泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应处置资质的单位进行回收处置。发污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论“风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。由此可以推断，本工程区域土壤类型，如盐土、漠境盐土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移的范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的

棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。在排除土体裂隙和腐烂根孔影响的条件下，当 20mg/L 的含油污水（三级污水排放标准浓度）甚至更高浓度的含油污水持续排放于石油勘探开发的各类土壤上，石油类污染物在土体中下渗迁移程度有限，很难穿透包气带而进入地下水。”因此，即使发生泄漏事故，做到及时发现及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水环境产生大的影响。

5.8.4.3 对土壤环境的影响分析

站内管线及地面以上设备发生泄漏后及时将泄漏的物料进行清理，不会对土壤环境产生不利影响；埋地管线发生泄漏后相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

5.8.4.4 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。

5.8.5 环境风险防范措施

5.8.5.1 站场风险防范措施

（1）平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最小，并布置在生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

(2) 在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 站场内的装置区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(5) 在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

(6) 站场应按规范设置安全防火距离，配置相应消防设施。加强工作人员和车辆管理，必须在规定的路线和范围内活动，严禁乱压乱碾，加强防火措施，防止火灾发生。

(7) 事故时所有排放气体均密闭放空至火炬系统燃烧后排放，不允许就地排入大气；储罐区周围设置防火堤。

(8) 建设单位应在施工期严把质量关，严格按照环评提出的分区防渗要求进行防渗体系建设；运营期应严格按照地下水污染防治管理要求规范生产活动，编制企业环境风险应急预案并建立相关配套环保制度，定期检查防渗层及设备的破损情况，定期开展地下水环境监测，将地下水污染事故的发生概率降至最低。

5.8.5.2 管线事故风险防范措施

①施工阶段的事故防范措施

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

b. 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

c. 在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平。

②运营期的事故防范措施

a. 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

b. 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

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

d. 设置现场检测仪表，设备一旦发生泄漏，立即切断泄漏源阀门，对泄

漏区土壤设置围堰，将受污染区域的土壤交由有资质单位接收处置。

e.定期对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，消除爆管和泄漏的隐患。

f.根据设备及管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

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

5.8.5.3 H₂S 气体泄漏风险防范措施

①硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2024）要求进行。

a.作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第1级预警阈值应设置为15mg/m³（或10ppm），第2级报警阈值应设置为30mg/m³（或20ppm），进入作业区域应注意是否有报警信号。

b.作业人员在检修和抢险作业时应携带硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

c.当监测到空气中硫化氢的浓度达到15mg/m³（或10ppm）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，实施应急程序。

d.当监测到空气中硫化氢的浓度达到30mg/m³（或20ppm）时，应迅速疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

e.当监测到空气中硫化氢浓度达到150mg/m³（或100ppm）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

②预防措施

a.在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受H₂S危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方可持证上岗。

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

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

d.当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³（100ppm）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

③泄漏事故风险防范措施

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

b.严格执行“禁止吸烟”的规定。

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

5.8.5.4 危险废物运输风险防范措施

（1）运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

（2）对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。

（3）不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

（4）转移危险废物时，必须按照规定填报危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接收地的县级以上地方人民政府生态环境行政主管部门报告。

（5）禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运。

（6）运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。

（7）运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

（8）运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(9) 运输时, 发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害, 及时通报给附近的单位和居民, 并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告, 接受调查处理。

5.8.5.5 植被保护措施

(1) 强化责任, 实行森林防火领导负责制。西北油田分公司领导应制定防火操作规程, 奖罚分明, 增强工作人员森林防火责任意识。

(2) 大力开展宣传教育。西北油田分公司应普遍开展宣传周、宣传月、举办知识竞赛, 利用报纸、电视、广播、黑板报、张贴标语等多种形式在各种场合不厌其烦地进行宣传。

(3) 强化野外火源管理, 制定办法, 严格要求, 加强对工作人员管理, 严禁携带火种进入公益林区。

5.8.5.6 现有风险防范措施有效性

本工程由雅克拉采气厂管理, 雅克拉采气厂于 2023 年 9 月 5 日取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》的备案证明, 备案编号为 652925-2023-137-L。

(1) 雅克拉采气厂制定安全生产责任制, 实施责任管理, 层层签订年度 HSE 责任书; 制定了岗位“一册三卡”操作手册。环境风险防控重点岗位的责任人明确; 定期巡检和维护保养, 制订日常点检表, 专人巡检, 作好点检记录, 做好交接班记录。

(2) 雅克拉采气厂对应急救援人员(包括应急指挥人员和应急救援组人员)进行环境风险应急救援培训; 制定了突发环境事件应急预案, 站场每月开展 1 次现场应急处置方案演练, 厂区每季度开展 1 次演练; 在厂区内张贴应急疏散图等。站内设置有事故罐; 罐区设置了围堰; 污水池周边设置有围堰。站内配备有沙袋等截流物资。

(3) 除开展日常检查外, 还针对实际情况开展专项检查、节前检查、专业检查等, 同时, 接受上级单位中石化总部及西北油田分公司的安全检查。已配备基本的应急处理物资, 包括环境应急指挥装备, 如应急照明等。环境应急监测装

备，如便携可燃气体微漏检测仪等。个体防护装备，如防毒面具等。环境应急处置器材，如消防锹等。

(4) 设置了雅克拉采气厂应急指挥中心。各应急救援队员平时状态下在本职岗位上，根据应急日常管理工作要求参加培训学习和应急演练，发生突发事故后立即进入急抢险救援专业小组进行应急抢险工作。

综上，雅克拉采气厂基本具备环境风险防范及应急处置能力，各项风险防范及应急响应措施基本有效，站场等的环境风险是可控的，在发生突发环境事件后，可以有效地开展事故应急。

5.8.6 环境风险管理

(1) 环境风险人员管理

除采取上述安全预防措施外，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。

②加强干部、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。

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。

(2) 环境风险应急预案

本工程由雅克拉采气厂管理，雅克拉采气厂于 2023 年 9 月 5 日取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652925-2023-137-L。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司雅克拉采气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。

5.8.7 环境风险分析结论

本工程所涉及的危险物质包括天然气、凝析油、柴油、混烃和硫化氢，分布于站内工艺装置、管线内，可能发生的风险事故包括泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

天然气泄漏导致 H₂S 扩散可能使附近人员中毒，而泄漏引发的火灾产生的 CO、SO₂等伴生/次生污染物会使附近大气环境中污染物超出质量标准限值；凝析油泄漏可能会对土壤环境、地下水环境产生一定的影响。虽然风险事故发生的概率较低，但建设单位在管理上仍不可掉以轻心，应严格落实各项风险防范措施，定期检测和实时监控，力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得风险事故发生概率降至最低。

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。雅克拉采气厂已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施。

本工程环境风险简单分析内容见表 5.8-7。

表 5.8-7 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	雅克拉、大涝坝系统优化完善工程		
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市		
地理坐标	经度		
主要危险物质及分布	主要危险物质：天然气、凝析油、混烃和硫化氢，站场工艺装置、管线内。		
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的风险事故包括生产装置、管线泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期天然气泄漏导致 H ₂ S 扩散可能使附近人员中毒，而泄漏引发的火灾产生的 CO、SO ₂ 等伴生/次生污染物会使附近大气环境中污染物超出质量标准限值；凝析油泄漏可能会对土壤环境、地下水环境产生一定的影响。		
风险防范措施要求	①设置可燃气体检测报警仪等防范设施。 ②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准。 ③制定环境风险应急预案，定期演练。		
结论：本工程所涉及的危险物质包括天然气、凝析油、混烃和硫化氢，分布于站场工艺装置、管线内，可能发生的风险事故包括泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。运营期设备、管线发生破损造成天然气及凝析油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏凝析油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。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。雅克拉采气厂已制定了环境风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。			

表 5.8-8 环境风险评价自查表

工作内容			完成情况							
风险调查	危险物质	名称	天然气	凝析油	柴油	混烃	甲醇			
		存在总量/t	0.163							
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数				人	5km 范围内人口数		

			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			人			
		地表水	地表水功能敏感性	F1 ☐	F2 ☐	F3 ☐			
			环境敏感目标分级	S1 ☐	S2 ☐	S3 ☐			
		地下水	地下水功能敏感性	G1 ☐	G2 ☐	G3 ☐			
			包气带防污性能	D1 ☐	D2 ☐	D3 ☐			
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 ☒	1≤Q<10 ☐	10≤Q<100 ☐	Q>100 ☐				
	M 值	M1 ☐	M2 ☐	M3 ☐	M4 ☐				
	P 值	P1 ☐	P2 ☐	P3 ☐	P4 ☐				
环境敏感程度	大气	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☐					
	地表水	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☐					
	地下水	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☐					
环境风险潜势	IV+ ☐	IV ☐	III ☐	II ☐	I ☒				
评价等级	一级 ☐		二级 ☐	三级 ☐	简单分析 ☒				
风险识别	物质危险性	有毒有害 ☒		易燃易爆 ☒					
	环境风险类型	泄漏 ☒		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☒					
	影响途径	大气 ☒		地表水 ☐	地下水 ☒				
事故情形分析	源强设定方法	计算法 ☐		经验估算法 ☐	其他估算法 ☐				
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB ☐	AFTOX ☐	其他 ☐				
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围		m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围		m				
	地表水	最近环境敏感目标，到达时间				h			
	地下水	下游厂区边界到达时间				d			
		最近环境敏感目标，到达时间				d			
重点风险防范措施		①制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准。②按消防规定配备消防器材。③本工程环境风险应急预案依托雅克拉采气厂编制的《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》（备案编号：652925-2023-137-L），定期演练。							
评价结论与建议		本工程所涉及的危险物质包括天然气、凝析油、混烃和硫化氢，分布于站场工艺装置、管线内，可能发生的风险事故包括泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。运营期设备、管线发生破损造成天然气及凝析油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏凝析油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。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。雅克拉采气厂已制定了环境风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。							
注：“□”为勾选项，“ ”为填写项。									

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 站场

(1) 管线及道路施工期生态保护措施

①避让

设计选线过程中, 尽量避开植被较丰富的区域, 全线避让重点保护野生植物(肉苁蓉), 避免破坏荒漠植物, 最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。尽可能避免破坏自然植物。施工过程中避让保护植物, 若无法进行避让, 需对保护植物进行移植保护。

②减缓

1) 施工时严格按照既定方案施工, 严格控制管线施工作业带宽度, 以减少工程占地; 其中管线不得超过 5m, 严禁毁坏占地范围外的自然植被。

2) 加强施工期管理, 对施工人员宣讲生态环境保护相关保护措施, 施工期禁止掩埋废弃污染物, 应派专人监管。

3) 管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填, 特别是表层土壤分层堆放, 以保护植被生长层, 降低对土壤养分的影响, 尽快使土壤恢复生产力, 同时减少水土流失; 土石方不得随意堆放, 应集中堆置于管沟一侧, 且不影响施工安全的距离内, 施工完毕后全部用于回填并分层压实。并在管线上方设置管线走向标志。

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) 管线施工过程中要做到分段施工、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, 减少裸地和土方的暴露面积。

6) 管线及道路施工中尽可能利用就近气田现有道路, 减少对地表和植被的破坏。

③修复

施工结束后, 及时对施工场地进行平整, 根据《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T 43936-2024), 对管道等临时用地及时实施土地复垦和修复工程, 对地表废弃物进行清理, 覆土、平整及植被恢复。要采用分层剥离、分层

堆放方式剥离表土，保持土壤理化性质，减少土壤结构的破坏。沿管线表土剥离采用分层剥离和分层堆放措施，保持分层土壤理化性质的稳定，并减少对土壤结构的破坏。管道堆放区域，可采取棕垫铺盖等方式减少地表扰动和破坏，开挖的表土和底土分层临时堆放于管沟作业带两侧。管线工程完成后应立即回填，采用分层回填时宜尽量保证原土体剖面结构和土层厚度不变，回填时可同步实施土壤改良措施。

④恢复措施

严格控制管线施工作业带宽度，对于临近永久基本农田地段采用非机械化施工，可根据地形、地貌条件酌情适当减少作业宽度。充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。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，临时占地内植被在未来3~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；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。

⑤补偿措施

施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期野生植被的自然恢复，临时占地内植被在未来3~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；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。建设单位作为责任主体，应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》等相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，专款用于植被恢复。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

（3）施工管理措施

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，不得毁坏占地范围外的植被，尽量不侵

扰野生动物的栖息地。施工车辆和运输车辆应结合保护植物分布情况，在限定的路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧。

②确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

③加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物。

④加强施工期环境监理，监理对象为管线等工程的施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及施工过程中的环境管理等内容。

⑤在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

⑥宣传教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，特别是夏、秋干旱季节，防止林草火灾的发生。

（4）动植物保护措施

①管线的选址、选线阶段，应对施工场地周边进行现场调查，选址阶段避让国家及自治区保护植物，施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

②施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

③加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场外砍伐植被，尤其是分布在区域受保护的植被——肉苁蓉；加强野生动物保护，对施工人员进行《中华人民共和国野生动物保护法》的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。施工活动中发现国家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。

④确保各环保设施正常运行，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

(5) 生态影响的治理

①针对管线工程生态治理措施

1) 管线施工时管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，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，避免形成汇水环境，防止水土流失。

2) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

②针对野生动植物的生态治理措施

注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

6.1.1.2 永久基本农田的生态保护措施

本工程不占用永久基本农田，评价范围涉及永久基本农田，工程施工时应采取的保护措施如下：

(1) 在工程的总体规划中必须考虑施工对农业生产的影响，将农业损失纳入工程预算中。尽量缩小施工影响范围，提高施工效率，缩短施工时间，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

(2) 管线施工平整分层回填前应清理留在土壤中的固体废物，回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。

(3) 禁止设备、车辆和材料堆放进入农田侧 2m 范围内，设置警示标志。

(4) 设备检修区铺设防渗布等防渗材料，防止油污下渗或径流污染。

(5) 对临时堆土场覆盖防尘网，定期洒水抑尘；在农田侧开挖临时排水沟等，防止雨水携带泥沙流入农田。

(6) 在施工中应尽量减少对农田防护树木的砍伐，完工后采取植被恢复措施，种植速生树木和耐贫瘠的先锋灌木草本植物，在农地可种植绿肥作物，加速农业土壤肥力的恢复。

(7) 施工完成后做好现场清理及恢复工作，包括弃渣妥善处置等，尽可能降低施工对农田生态系统带来的不利影响。

6.1.1.3 公益林的生态保护措施

本工程治理管线周边分布有地方公益林，总计穿越地方公益林段 1.34km，管线施工临时占用地方公益林 0.67hm²，工程施工时应采取的保护措施如下：

(1) 公益林保护要求

根据《国家级公益林管理办法》第十八条：“进行勘查、开采矿藏和各项建设工程，应当不占或少占林地；必须占用或征用林地的，经县级以上人民政府林业主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续，并由用地单位依照国务院有关规定缴纳森林植被恢复费。森林植被恢复费专款专用，由林业主管部门依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。上级林业主管部门应当定期督促、检查下级林业主管部门组织植树造林、恢复森林植被的情况。”

(2) 公益林保护措施

① 管线在选线、选址设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，禁止砍伐林木，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

② 开挖管沟缩短施工作业范围，将作业带宽度控制在 5m 范围内，减少植被损失。

③ 后续项目建设中需采取有效措施，加强施工管理，严禁使用林地，杜绝非法采伐、破坏植被等行为，严防森林火灾。

④ 严格控制施工范围，教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

⑤ 严禁砍伐施工区外围的植被等被作燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

⑥施工期应加强施工管理，科学合理施工，维护植物的生境条件，减少水土流失，杜绝对工程用地范围以外林地的不良影响。积极配合护林员管护沿线森林资源，保护好野生动植物及其栖息环境；防止毁林采石、采砂、采土以及其他毁林行为的发生，杜绝非法征占用林地。

在严格执行上述公益林保护措施后，区域重点公益林能维持其原有的生态系统现有的服务功能，措施可行。

6.1.1.4 水土流失防治措施

（1）工程措施

工程区开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

（2）管沟平整

本项目站场工程在现有厂区内实施，站场现状已进行平整。施工结束后需要进行管沟平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

（3）限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

6.1.1.5 对野生动植物的生态保护措施

（1）施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

（2）在施工区域设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

（3）注意施工后的地表修复应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。

(4) 建设选址尽量避免砍伐野生植物，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生动、植物。

6.1.2 运营期生态保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本工程的建设，西北油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

(3) 生态修复方案

运营期开展生态修复目标为污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

本工程施工完毕后须对临时占地进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，同时建设单位须积极配合林草部门落实“占补平衡”，维持区域林地、草地的生态功能不降低。将永久基本农田防护措施加入项目区应急预案，报送当地生态环境部门备案；在本工程与农田间种植耐旱灌木（如柽柳），形成缓冲带，吸附粉尘并阻隔污染物迁移。运营期定期对农田边界土壤进行检测，重点关注重金属和总石油烃等指标。建立补偿机制，若监测发现农田质量下降，立即启动生态修复并对农户补偿。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.3 退役期生态保护措施

随着气井开采时间的延长，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，站场内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

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期间要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对本工程可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

分区防治：结合建设场区生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施。

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制。

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

施工期产生的废水主要是管线试压废水、生活污水。

（1）试压废水

本项目管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，由于项目管道较为分散，局部废水产生较少，水质相对简单，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。因此，本项目管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

（2）生活污水

本工程不设置生活营地，施工人员生活污水依托雅克拉采气厂的生活基地进行处置。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

6.2.2.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①定期对站场、工艺装置、管线的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止凝析油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②定期对站内管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

6.2.2.2 分区防治措施

现有站场已经对可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，能及时将泄漏/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。

本工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施。项目实施后，可有效降低设备能耗、提升运行效率，保障设备安全稳定运行，消除了设备腐蚀隐患，有效防范和消除站场设备运行过程中的安全风险与环境隐患。

6.2.2.3 管道刺漏防范措施

(1) 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。

(2) 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。

(3) 一旦管道发生泄漏事故，站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，自动关闭阀门。

6.2.2.4 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，需分别在雅克拉区块、大涝坝区块建设项目上游、项目区附近、下游各设置 1 个跟踪监测点。

根据区域水文地质条件，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），本工程监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-1。

表 6.2-1 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	雅克拉区块地下水上游	孔隙潜水/ 单管单层	地下水环境背景值对照井	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	水位埋深、pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬等。
G2	雅克拉区块项目区附近		地下水环境影响跟踪监测井		
G3	雅克拉区块地下水下游		地下水环境影响跟踪监测井		
G4	大涝坝区块地下水上游	孔隙潜水/ 单管单层	地下水环境背景值对照井	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	水位埋深、pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬等。
G5	大涝坝区块项目区附近		地下水环境影响跟踪监测井		
G6	大涝坝区块地下水下游		地下水环境影响跟踪监测井		

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向气田管理区安全环保部门汇报，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，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。

另外，站场设置现场监测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现站内的生产运行管理和控制，上传站场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察站场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人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 1 次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.2.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

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特重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

本工程退役期拆除设备、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，采气设备拆除区域地面铺设 HDPE 防渗膜，防止污油进入外环境，对周围水环境影响较小。

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

施工期产生的废水主要是试压废水、生活污水。

(1) 试压废水

本项目管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，由于项目管道较为分散，局部废水产生较少，水质相对简单，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。因此，本项目管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

(2) 生活污水

本工程不设置生活营地，施工人员生活污水依托雅克拉采气厂的生活基地进行处置。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

本工程运营期不产生废水。

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、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，杜绝长期事故性排放源的存在；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

本工程退役期拆除设备、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。

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) 严格控制施工期占地面积，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) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛撒，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) 施工过程中，严禁对本工程周围分布的基本农田、地方公益林进行人为扰动。

(5) 工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后对临时占地进行平整。

综上，本工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

从生产过程入手，在工艺、设备等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低凝析油和含油废水泄漏的可能性和泄漏量，使本工程所在区域污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

①加强日常巡检监管工作，定期对站场的设备、阀门及储罐进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止凝析油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②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。

③发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由持有危险废物经营许可证的单位负责接收、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。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

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，本工程每5年内开展1次跟踪监测

工作。根据工程特点及土壤环境敏感目标情况，当发生事故泄漏时应加强监测点位和监测频次。

综上所述，正常情况下，本工程不会污染土壤环境。非正常情况下，按照环境风险章节具体内容采取措施，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

(1) 地面设施拆除、清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣外运至生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落，影响土壤环境。

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

施工期主要废气污染为施工扬尘、焊接废气以及施工机械及运输车辆排放的废气。

(1) 施工扬尘防治措施

①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。

②合理规划、选择最短的运输路线，充分利用现有公路网络，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。

③开挖等过程，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，经常洒水防止扬尘。

④加强回填土方堆放场的管理，采取土方表面压实、定期喷水、覆盖等措施；不需要的泥土、建筑材料弃渣应及时运走。

⑤施工前对车辆进场应限制车速，减少行驶产生的扬尘。

⑥加强运输管理，如散货车不得超高超载、使用有盖的运输车辆，以免车辆颠簸物料洒出；水泥使用密封罐装运输车，装卸应有除尘装置，防止扬尘污染；化学物质的运输要防止泄漏；坚持文明装卸。

⑦施工单位必须加强施工区域的管理。建筑材料的堆场应定点定位；根据风速，采取相应的防尘措施，对散料堆场采用篷布遮盖散料堆。

⑧合理安排施工计划，根据平面布局，减轻扬尘环境影响。

⑨加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

（4）焊接废气防治措施

①在焊接作业时使用无毒低尘焊条，减少有害废气排放。

②施工前期加强设备的检修和维护，保证设备正常稳定运行，使用合格的燃料和设备，从而从源头减少设备及焊接废气对环境的影响。

（5）施工机械及运输车辆排放的废气

①加强对施工机械、车辆的检修和保养，严禁使用超期服役和尾气超标的车辆，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

②对施工期间进出施工现场车流量进行合理安排，防止施工现场车流量过大。

③尽可能使用耗油低，排气小的施工车辆，选用优质燃油。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

本工程运营期的废气排放源主要为站场无组织废气排放及温室气体排放等。无组织排放的污染物主要为站场、管线接口、阀门、法兰等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢；温室气体的污染物主要为开采过程中产生的甲烷逃逸。

针对以上污染源，采取以下大气污染治理措施：

（1）选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。

（2）应加强对密封点的巡检，站场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

(3) 在日常生产过程中, 加强非甲烷总烃、硫化氢无组织排放例行监测, 对站场厂界非甲烷总烃每年监测一次, 确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求、《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 厂区内 VOCs 无组织排放限值和《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值。

(4) 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, 降低抽油机井工作能耗; 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加强对储罐及密封点的巡检, 一旦发生泄漏立即切断控制阀, 并尽快完成修复; ⑤加强气井生产管理, 减少温室气体的跑、冒, 做好气井的压力监测, 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) 在施工操作中应做到文明施工, 防止水泥等的洒落与飘散; 尽量避免大风天气进行作业。

(3) 退役期施工过程中, 应加强施工质量管理, 避免出现密封不严等非正常工况的烃类泄漏。

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) 施工单位合理安排施工时间, 避免长时间使用高噪声设备, 使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

(2) 施工设备选型时, 在满足施工需要的前提下, 尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

(4) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

综上，本工程施工期采取的噪声防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

(1) 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。

本工程采取的噪声污染防治措施可行。

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。

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

本工程施工期产生的固体废物主要包括施工废料、废润滑油、含油废物、防渗材料、生活垃圾和土石方。

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。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

②生活垃圾

本工程不设置生活营地，施工人员少量生活垃圾（纸屑、废水瓶等）随车带走，现场不遗留。

③含油废物

本项目拆除设备拉运至库房，拆除设备产生的含油废物属于危险废物，集中收集后委托有危废处置资质的单位接收处置。

④废防渗材料

本工程施工期设备拆除等作业时，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废防渗材料集中收集，不在站场贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，拉运过程中持有危险废物经营许可证的单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

⑤土石方平衡

本项目站场工程在现有厂区内实施，站场现状已进行平整，无土方作业。本项目无借方，无弃方，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。

综上，本工程施工期间固体废物全部妥善处置，不外排。施工期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

本工程运营期产生的固体废物主要有废分子筛、清管废渣、废润滑油等。

①废分子筛

本工程在天然气脱水单元会产生废分子筛，属于危险废物（HW49 900-041-49），由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置。

②清管废渣

清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等，属于危险废物，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。

③废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程，机泵（压缩机、提升泵等）运行时会使用一定量的润滑油，由于受温度、介质影响，油质发生变化，失去润滑等作用，需定期进行更换。废润滑油间歇产生，收集后委托持有危险废物经营许可证的单位

利用处置。

④生活垃圾

运营期工作人员由雅克拉采气厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

6.7.2.2 危险废物处置措施可行性分析

本工程产生的危险废物废分子筛、清管废渣、废润滑油由持有危险废物经营许可证的单位利用处置，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中的相关要求收集、贮存、运输。

（1）危险废物收集措施及可行性分析

本工程建成运行后，雅克拉采气厂应按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）相关要求对含油废物进行收集和管理。

含油废物的收集、贮存、转移等环节采取防雨、防渗、防泄漏等措施，属于挥发性有机物（VOCs）物料的，采取有效措施减少 VOCs 的无组织排放。

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

①危险废物标签规格颜色说明：规格为正方形，40×40cm；底色为醒目的橘黄色；字体为黑体字；字体颜色为黑色。

②危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别见图 6.7-1。

③材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀，危险废物相关信息标签见图 6.7-2。

④装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

图 6.7-1 危险废物类别图

图 6.7-2 危险废物相关信息标签

（2）危险废物运输依托可行性分析

本工程产生的危险废物委托持有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号），实施危险废物转移联单管理制度。为防止危险废物在站场内临时贮存过程中对环境产生污染影响，根据《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）、《危险废物产生单位管理计划制定指南》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求，本评价要求：

①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。

②建设单位在借鉴同行业发展水平和经验的基础上，提出减少危险废物产生量和危害性的计划，明确改进原料、工艺、技术、管理等方面的具体措施。

③综合考虑实际情况确定转运路线，尽量避开办公区和生活区；危险废物内部转运作业应采用专用的工具，内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。

④危险废物转移应遵从《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）及其他有关规定的要求。

（3）危险废物处置依托可行性分析

①废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），废润滑油属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油间歇产生，收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

②清管废渣

管线清管作业会产生清管废渣，主要成分为石油类、SS 和氧化铁等，属于危险废物，危险废物类别为 HW08，废物代码为 900-249-08，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

本工程退役期，站场拆除的设备、构筑物等为钢质材料，清洗油污后可回收利用。废弃建筑残渣外运至生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，含油固体废物等危险废物委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

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。

本工程为站场优化改造工程，不涉及化石燃料的燃烧过程，因此不核算该部分 CO_2 气体排放量。

（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。

本次优化改造工程不改变现有站场工艺流程、不新增站场天然气处理规模，因此不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、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5） CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施放空废气中的甲烷回收利用。

（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。

本工程不涉及燃料燃烧或工艺放空过程，不核算该部分 CO_2 气体排放量。

（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，但本工程不涉及蒸汽用量。

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	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	雅克拉、大涝坝系统优化完善工程	包括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) 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

本工程净购入电力和热力隐含的 CO₂排放具体核算过程如下：

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂排放计算公式

$$E_{\text{CO}_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{\text{CO}_2\text{-净电}}$ ——企业净购入电力隐含的 CO₂排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{\text{电力}}$ ——企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ ——电力供应的 CO₂排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂排放计算公式

$$E_{\text{CO}_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

$E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$ ——企业净购入热力隐含的 CO₂排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{\text{热力}}$ ——企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{\text{热力}}$ ——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 $688.4 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h}$ ($6884 \text{MW} \cdot \text{h}$)，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 4592.32t 。

本工程实施后 CO_2 排放总量为 4592.32 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

定期组织人员对站场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理。

本工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施。项目实施后，可有效降低设备能耗、提升运行效率，保障设备安全稳定运行，消除了设备腐蚀隐患，从工艺技术上进行了减污降碳。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建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) 本工程针对站场现有设施运行效率低、能耗高等设备，进行原位更换，可有效降低设备能耗、提升运行效率。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，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。

(5) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，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。

7.2.3 减污降碳管理措施

雅克拉采气厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.2.4 管控措施

(1) 二氧化碳排放管控措施

本项目采用先进的生产技术和设备，未采用国家明令禁止或淘汰的落后工艺、设备。项目碳排放源为净购入电力排放。

①电力减排：各种生产装置设备均采用效率高、低损耗、节能产品，能有效提高能源利用率，减少二氧化碳排放强度。

②降低项目配电变压器的损耗，降低配电网的损耗，选用高效节能泵、加热炉等重点用电设备的效率，减少用电量等。

③加强管网中的阀门、阀及管线部位保温层的检查，出现破损及时维修。

④应积极对职工进行宣传。在生产装置区、办公区域等位置设置节能、低碳宣传材料，增强单位职工的节能意识。

⑤照明选用节能型灯具，提高照明系统的功率因数，合理设置分组开关，室外照明采用光控。

(2) 甲烷排放管控措施

①加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期进行 LDAR 检测，并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。

7.3 温室气体排放评价结论

7.3.1 碳排放评价结论

本工程实施后，CO₂总排放量为 4592.32t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO₂排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

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。积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术。

8 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。环境影响、社会影响、综合影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

8.1 环境效益分析

8.1.1 施工期环境效益

施工期环境效益分析，油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在：

- (1) 本工程占地造成的环境损失。
- (2) 突发事件状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失。
- (3) 其他环境损失。

本工程建设对本工程所在区域的直接影响是生态影响，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。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。在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对本工程所在区域生态环境和地下水环境产生影响。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

本工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施。项目实施后，可有效降低设备能耗、提升运行效率，保障设备安全稳定运行，消除了设备腐蚀隐患，有效防范和消除站场设备运行过程中的安全风险与环境隐患。

- (1) 废气

本工程运营期的废气排放源主要站场生产过程中的无组织废气排放。无组织排放的污染物主要为阀门、法兰、压缩机等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢。

(2) 废水

本工程不产生废水。

(3) 固体废弃物

本工程产生的废分子筛属于危险废物（HW49 900-041-49），由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置；清管废渣、废润滑油属于危险废物，由持有危险废物经营许可证的单位利用处置。运营期工作人员由雅克拉采气厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

(4) 噪声

本工程通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 环保投资估算

本工程总投资为 4891.28 万元，其中环保投资 82 万元，占总投资的 1.7%。估算见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保投资估算

类别	时段	污染源		环保措施	治理效果	投资 (万元)
生态	施工期、退役期	临时占地		施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	10
废水	施工期	试压废水		试压结束后用于洒水抑尘	不外排	5
地下水、土壤	施工期	一般防渗区	站场工艺装置区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ；或参照 GB18598 执行	渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$	20
		简单防渗区	站场其他区域	实施地面硬化	地面硬化	
		管道防腐		管线采用聚氨酯泡沫保温	防腐性能良	2

			层，防腐层采用无溶剂重防腐涂料，2 道，厚度 200μm；	好	
废气	施工期、退役期	施工扬尘	临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	2
	运营期	无组织排放	装置做好日常维护，密闭集输	NMHC ≤4.0mg/m³ H₂S≤0.06mg/m³	2
噪声	运营期	设备噪声	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	昼间 ≤65dB(A)	0.5
				夜间 ≤55dB(A)	
固体废物	施工期、退役期	地面工程施工	施工期固废清运、处置	妥善处理	0.5
	运营期	清管废渣、废润滑油	清管废渣、废润滑油集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。	妥善处理	20
环境管理	运营期	环境管理	环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		15
			环保培训，演练		5
环保投资合计					82

8.2 社会效益分析

本工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前天然气供应紧张、与时俱进的形势。同时，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。本工程的实施补充和加快了油田基础设施的建设，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。

8.4 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的环境效益、社会效益和综合效益。在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 82 万元，环境保护投资占总投资的 1.7%。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 环境管理机构及职责

本工程由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂运营管理。雅克拉采气厂建立了三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。雅克拉采气厂 HSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，雅克拉采气厂环境保护领导小组为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。

雅克拉采气厂设置安全环保中心，负责雅克拉采气厂工业现场“三标”、HSE 管理体系执行、环境保护、井控管理、劳动保护等工作的管理，为采油厂有效地开展环保工作提供了依据。本工程日常环境管理工作纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂现有 HSE 管理体系。

9.1.2 施工期的环境管理任务

- (1) 建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。
- (2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。
- (3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态环境造成的破坏降到最低限度。

9.1.3 运营期的环境管理任务

- (1) 本工程运营期的 HSE 管理体系纳入雅克拉采气厂 HSE 系统统一管理。
- (2) 根据《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) 要求，开展企业自主验收，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) 负责站场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) 根据《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)，及时更新企业事业单位突发环境事件应急预案备案表。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况以及处理结果，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

(1) 加强施工质量管理，避免出现封闭不严等非正常工况的泄漏。

(2) 负责站场的定期进行检查，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内。

9.1.5 环境管理计划

采用行政、经济、技术、教育等环境管理手段进行本工程的环境管理工作。

(1) 行政手段

制定环境保护目标责任制，将环境保护列入岗位责任制及生产调度当中，不定期检查环境保护状况，以行政手段督促、检查、奖惩，促使生产岗位按要求完成环保任务。

(2) 技术手段

从项目设计、施工到运营全过程采取先进的工艺、设备，同环境保护措施密切结合，积极推广应用新技术，解决环境问题，实现清洁生产。

(3) 经济手段

制定并严格按照《环境保护奖惩办法》开展工作，促进环保工作的定量考核，切实将防治污染和保护环境落实到油田生产管理建设的各个工作环节，做到奖优罚劣，将环境保护与经济效益结合起来。

(4) 教育手段

气藏开发、生产过程中造成的环境污染部分与人为因素有关，要加强教育，通过环境保护宣传和教育增强全体职工的环保意识，做到自觉保护环境。

9.1.6 环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关工程环境监理经验，实行工程环境监理，或将环境监测纳入工程监理中。

由建设单位聘请环境监理单位对施工单位、承包商、供应商和中国石油化工有限公司西北油田分公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

（3）环境监理范围

本工程不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期试压废水的环境保护处理措施；施工废料、废润滑油、含油废物、废防渗材料主要处理措施；施工扬尘、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气的大气环境影响控制措施；土方施工、各类施工机械和运输车辆的声环境控制措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管线等施工期间的生态保护措施及恢复方案进行监理。

②运营期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

本工程运营期环境监督管理计划见表 9.1-1。

表 9.1-1 运营期环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等。	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行。 ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放。 ③检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染。 ④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放。	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源无组织排放厂界监测，防止废气影响。 ②组织地下水环境监测，防止水环境污染。 ③组织厂界环境噪声监测，防止厂界超标。	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局

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》《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》《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》《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》等要求，气田开发业主单位对区域内通过环境影

响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本工程实施后，应在 5 年内开展环境影响后评价工作，对本工程实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，雅克拉采气厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。雅克拉采气厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），雅克拉采气厂进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。雅克拉采气厂已取得排污登记回执（登记编号为：91650000742248144Q031X）。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，雅克拉采气厂围绕 HSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规定 环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，雅克拉采气厂建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：王世洁

生产地址：新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内

主要产品及规模：①雅克拉集气处理站优化改造：更换膨胀机主机机头 1 台，配套更换喷嘴组件、转子等；恢复混烃处理流程：新建 45m³/h 卸车泵 2 台、卸车鹤管撬 1 套、5m³/h 混烃提升泵 1 台，更换 150kW 混烃加热器 1 台；开排系统改造：原流程不变，更换 50m³开排罐，10m³/h 长轴螺杆泵 2 座，管线切改及配套阀门；更换低压分离器进口管线：更换排水管线，1 台蓝式过滤器，动火连头 1 处，已建管线及阀门吹扫置换及拆除；新建 350kW 凝析油空冷器 1 座；新建 2 座混烃切水器；雅克拉区块更换加热炉 6 台；更换老化电气设备 14 台，中压气压缩机气改电，改造 1 台膨胀机，更换压力容器及压力管道。②大涝坝集气处理站优化改造：新建 1×10⁴m³/d 稳定压缩机 2 座；更换一座 80m³污水缓冲罐；原位更换分子筛塔 1 座；新建 70×10⁴m³分子筛撬装脱水装置；凝析油稳定塔改负压塔，新建 6m³/min 空压机 1 座，拆除利旧污水增压泵 2 座，大涝坝区块更换加热炉 4 台，更换 1 台脱汞塔过滤器，更换压力容器及压力管道。③集输系统优化：在 S8-3 阀组新建油气混输增压装置 1 座，设计液量 100m³/d，气量 6.0×10⁴m³/d；新建大涝坝集气处理站至 DLK10 井高压注气管道 2km，DLK11 井至 DLK21 井高压注气管道 0.08km；治理 YK10 井至雅克拉集气处理站单井集气管线（高压集中气举）4.5km，至 YK1-1 井气举管线 0.2km，YKE1-5 至 YK14 集输管线 0.6km，YK6 阀组生产汇管到分离器所有的液相管线 0.3km。④配套电气、自控、消防、结构等公用工程。

(2) 排污信息

本工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.3-11。

(3) 环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见中国石油化工股份有限公司西北油田分公司现

行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

本工程环境监测计划见表 9.4-1 至表 9.4-4。

9.2.2 披露方式及时间要求

(1) 公式方式

通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

(2) 公开时间要求

环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律法规另有规定的，从其规定。

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 污染源排放清单

工段	排放源	污染物名称	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.0853t/a	0.0853t/a	大气
		硫化氢	0.0000325	0.0000325	大气
固体废物	生产装置	废分子筛	0.35t/a	0	由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置
	清管作业	清管废渣	0.0044t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	检修作业	废润滑油	1.5t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
噪声	机泵、压缩机等	机械噪声	70~90dB(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，可以为生态环境部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进

行记录。

通过对本工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

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。本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

9.4.3 监测计划

运营期间需对生产过程中生产的“三废”进行严格管理，根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等标准规范，制定本工程的监测计划和工作方案。环境监测计划见表 9.4-1、表 9.4-2、表 9.4-3、表 9.4-4。

表 9.4-1 运营期污染源监测计划

监测类别	监测因子	监测点位置		监测频率	执行标准/监测方法	监测时间
无组织废气	NMHC、H ₂ S	项目所在区域常年主导风向下风向站场外		1 次/季	GB39728—2020、GB14554-93	
	设备泄漏检测	设备与管线组件密封点	泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统	1 次/半年	GB37822—2019	竣工验收后
			法兰及其他连接件、其他密封设备	1 次/年		

表 9.4-2 运营期地下水环境质量监测计划

监测对象	类别	监测点	监测因子	监测频率	执行标准
地下水环境	环境质量	利用下游已有水井进行监测，一般雅克拉区块、大涝坝区块各不少于 1 个监测点	石油类、砷、六价铬	1 次/年	GB/T14843-2017Ⅲ类和 GB3838-2002Ⅲ类

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。

表 9.4-3 运营期土壤环境质量监测计划

监测类别	监测因子	监测点位置	监测频率	执行标准/监测方法	监测时间
土壤环境	石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）、砷、六价铬	站场	1 次/5 年	GB36600-2018 第二类用地筛选值	竣工验收后

表 9.4-4 运营期生态环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目	监测方式
生态	永久基本农田和地方公益林穿越段	1 次/年	运营初期夏季 6 月-7 月	检查管道沿线公益林的植被恢复情况：柽柳生长状况、区系组成及特点，主要植被类型及分布；其他植物种类及其所占比例、面积、物候期、株高、优势度、频度、覆盖度、天然更新状况等。样方调查和遥感监测相结合。	样方调查和遥感监测相结合

9.5 环保设施“三同时”验收

建设单位按照国务院生态环境部门规定的标准和程序，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，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。

9.5.1 验收调查范围

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394-2007）和《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），确定本工程竣工环境保护验收调查范围为：

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。

9.5.2 验收调查建议

按照《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）中有关规定开展验收。环保验收建议清单见表 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”验收一览表（建议）

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-
	2	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	-	-
废水	1	试压废水	沉淀后场地降尘用水	不外排	-

噪声	1	装载机、运输车辆等施工设备	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间，运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。	-	-
固废	1	施工废料	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。	-	-
	2	生活垃圾	施工人员少量生活垃圾随车带走，现场不遗留。	-	-
	3	含油废物	定期委托有资质单位接收处置	-	-
	4	废防渗材料	定期委托有资质单位接收处置	-	-
	5	施工土方	土方回填管沟，不产生弃方	-	-
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；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复	临时占地恢复到之前状态	-
	2	水土保持	水土流失补偿、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失	
	3	防沙治沙	道路、管线沿线采用草方格防风固沙措施		
运营期					
类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
废气	1	无组织废气	密闭管道、阀门的检修和维护	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg/m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
				场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg/m}^3$	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表1新扩改建项目二级标准
噪声	1	站场	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施	昼间 $\leq 60\text{dB(A)}$ 夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$	《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	清管废渣	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
	2	废润滑油		-	
	3	废分子筛	厂家回收	-	
防渗	1	分区防渗	站场工艺装置区为一般防渗区，等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB18598 执行。站场其他区域简单防渗区实施地面硬化。	满足防渗要求	-
	2	管道防腐	管线采用聚氨酯泡沫保温层，防腐层采用无溶剂重防腐涂料	防腐性能良好	-
风险防范措施		站场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	-

环境 管 理 与 监 测	1	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
	2	环境影响 后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	-	保证实施
退役期					
废 气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-
噪 声	1	运输车辆	减速慢行,合理安排作业时间。	-	-
固 废	1	废弃管线、 废弃建筑垃圾	优先回收利用,不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。	妥善处置	-
	2	设施拆除过 程产生的油 泥	委托有危废处置资质单位进行处置	妥善处置	-
生 态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理,恢复原有自然状况。	恢复原貌	《废弃井封井回填 技术指南(试行)》

10 结论

10.1 建设项目情况

项目名称：雅克拉、大涝坝系统优化完善工程

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设性质：改扩建

建设地点：新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市

本工程主要建设内容为：①雅克拉集气处理站优化改造：更换膨胀机主机机头 1 台，配套更换喷嘴组件、转子等；恢复混烃处理流程：新建 45m³/h 卸车泵 2 台、卸车鹤管撬 1 套、5m³/h 混烃提升泵 1 台，更换 150kW 混烃加热器 1 台；开排系统改造：原流程不变，更换 50m³开排罐，10m³/h 长轴螺杆泵 2 座，管线切改及配套阀门；更换低压分离器进口管线：更换排水管线，1 台蓝式过滤器，动火连头 1 处，已建管线及阀门吹扫置换及拆除；新建 350kW 凝析油空冷器 1 座；新建 2 座混烃切水器；雅克拉区块更换加热炉 6 台；更换老化电气设备 14 台，中压气压缩机气改电，改造 1 台膨胀机，更换压力容器及压力管道。②大涝坝集气处理站优化改造：新建 1×10⁴m³/d 稳定压缩机 2 座；更换一座 80m³污水缓冲罐；原位更换分子筛塔 1 座；新建 70×10⁴m³分子筛撬装脱水装置；凝析油稳定塔改负压塔，新建 6m³/min 空压机 1 座，拆除利旧污水增压泵 2 座，大涝坝区块更换加热炉 4 台，更换 1 台脱汞塔过滤器，更换压力容器及压力管道。③集输系统优化：在 S8-3 阀组新建油气混输增压装置 1 座，设计液量 100m³/d，气量 6.0×10⁴m³/d；新建大涝坝集气处理站至 DLK10 井高压注气管道 2km，DLK11 井至 DLK21 井高压注气管道 0.08km；治理 YK10 井至雅克拉集气处理站单井集气管线（高压集中气举）4.5km，至 YK1-1 井气举管线 0.2km，YKE1-5 至 YK14 集输管线 0.6km，YK6 阀组生产汇管到分离器所有的液相管线 0.3km。④配套电气、自控、消防、结构等公用工程。

10.2 产业政策、选址符合性

本工程属于石油和天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》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）》（新环环评发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。本工程选址符合生态环境分区管控要求，建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属可接受的范围，选址基本合理。

10.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本工程所在区域为非达标区，监测期间非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

地下水监测结果表明：在监测期，评价范围的各水井各项监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、钠外等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求，石油类符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集。

（3）声环境质量现状

在评价期内，本工程所在区域声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，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）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”的 pH>7.5 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）生态环境质量现状

本项目所在区域地势较为平坦,属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区,也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境。本工程北侧距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 48.7km,南侧距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区 35.7km。生态保护目标主要为区域重要野生动植物、永久基本农田、地方公益林及水土流失重点治理区等。

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 10.4-1。

表 10.4-1 污染物产排情况一览表

工段	排放源	污染物名称	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.0853t/a	0.0853t/a	大气
		硫化氢	0.0000325	0.0000325	大气
固体废物	生产装置	废分子筛	0.35t/a	0	由生产厂家进行更换,更换后由其拉走处置
	清管作业	清管废渣	0.0044t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	检修作业	废润滑油	1.5t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
噪声	机泵、压缩机等	机械噪声	70~90dB(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

本工程对生态环境的影响主要在施工期,工程占地约 3.84hm²,均为临时占地,临时性工程占地仅在施工阶段对工程区及周边土地利用产生短期影响,且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言,施工结束后,随着生态补偿或生态恢复措施的实施,临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复,临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。本工程不占用永久基本农田,仅评价范围内涉及永久基本农田,在永久基本农田附近区域避免机械开挖,尽可能采取人工开挖,同时加强施工人员的教育工作,施工机械不得随意行驶,碾压永久基本

农田；管线施工临时占用地方公益林 0.67hm^2 ，在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用地方公益林采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域地方公益林的影响在可接受范围内。

本工程位于阿克苏地区库车市境内，工程评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。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，本工程对野生动物的影响较小。综上所述，本工程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）大气环境影响分析

本工程位于环境质量不达标区，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 1%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本工程废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。

（3）声环境影响分析

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的，随施工结束即消失。

本工程运营期产生的噪声主要包括泵撬等设备运转噪声等。站场设备噪声源强较低，影响范围有限，正常生产时厂界噪声值较低，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求。

（4）水环境影响分析

本工程施工期产生的各类废水不外排，运营期不产生废水，且本工程场地及周边临近区域无地表水体分布，因此本工程的建设不会对地表水环境产生影响。

本工程正常状况下，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，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

（5）固体废物影响分析

施工期固废主要为施工废料、废润滑油、含油废物、废防渗材料、生活垃圾和土石方。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。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。施工期不设置生活营地，施工人员少量生活垃圾（纸屑、废水瓶等）随车带走，现场不遗留。含油废物、废防渗材料属于危险废物，集中收集后委托有危废处置资质的单位接收处置。土石方全部用于管沟回填，场地平整。

运营期固废主要为废分子筛、清管废渣、废润滑油等。废分子筛属于危险废物，由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置。清管废渣、废润滑油属于危险废物，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。

退役期设备拆除过程中产生的落地油由委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

本工程对施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善地处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

（6）土壤影响分析

施工期土壤环境影响主要来自站场、管线建设的人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废物污染影响。落实环保措施的情况下，本工程施工期间对站场、管线周边的土壤影响很小。

运营期对土壤质量的影响主要分为污染影响和生态影响。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，泄漏的凝析油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的凝析油如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，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。

（7）环境风险分析

本工程涉及的突发环境事件风险物质有天然气、凝析油、混烃和硫化氢等。天然气泄漏导致 H_2S 扩散可能使附近人员中毒，而泄漏引发的火灾产生的 CO 、 SO_2 等伴生/次生污染物会使附近大气环境中污染物超出质量标准限值；凝析油泄

漏可能会对土壤环境、地下水环境产生一定的影响。虽然风险事故发生的概率较低，但建设单位在管理上仍不可掉以轻心，应严格落实各项风险防范措施，定期检测和实时监控，力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得风险事故发生概率降至最低。

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和编制应急预案并备案，可将环境风险概率降到最低。

10.6 环境保护措施

（1）生态环境保护措施

施工期严格控制管线施工作业带宽度，对于临近永久基本农田地段采用非机械化施工；采用分层剥离、分层堆放方式剥离表土，保持土壤理化性质，减少土壤结构的破坏；管线在选线、选址设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，禁止砍伐林木，最大程度地保护沿线的林业生态环境；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道路，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。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，定时巡查站场，及时清理落地凝析油；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。

（2）大气污染防治措施

本工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。在日常生产过程中，加强非甲烷总烃、硫化氢无组织排放例行监测；定期进行巡检，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。

（3）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。

（4）废水防治措施

本工程运营期不产生废水。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、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，杜绝长期事故性排放源的存在；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

（5）固体废物防治措施

施工期施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。施工期不设置生活营地，施工人员少量生活垃圾（纸屑、废水瓶等）随车带走，现场不遗留。含油废物、废防渗材料属于危险废物，集中收集后委托有危废处置资质的单位接收处置。土石方全部用于管沟回填，场地平整。

运营期废分子筛由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置。清管废渣、废润滑油属于危险废物，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。运营期工作人员由雅克拉采气厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。退役期设备拆除过程中产生的落地油由委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

（6）土壤污染防治措施

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，发生事故泄漏时对站场可能影响区域进行跟踪监测。

（7）风险防治措施

做好凝析油、天然气、混烃、硫化氢等泄漏风险防范，制定切实可行、有效的应急预案。虽然风险事故发生的概率较低，但建设单位在管理上仍不可掉以轻心，应严格落实各项风险防范措施，定期检测和实时监控，力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得风险事故发生概率降至最低，本工程建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

10.8 环境影响经济效益分析

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 4891.28 万元，其中环保投资 82 万元，占总投资 1.7%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

本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。本工程为现有站场系统优化改造，主要是针对站场现有设施运行效率低、能耗高、挥发损耗大、腐蚀严重、裂纹深等现有问题，进行原位更换或者新增设施等优化措施；管线治理工程针对管线腐蚀、穿孔刺漏等问题，进行管线更新。项目实施后，可有效降低设备能耗、提升运行效率，保障设备安全稳定运行，消除了设备及管道腐蚀隐患，有效防范和消除站场设备、管线运行过程中的安全风险与环境隐患。

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。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。