

1.概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万 km²。塔里木盆地石油地质资源量 120.65 亿 t、天然气地质资源量 14.78 万亿 m³，油气当量 238.95 亿 t，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。

顺北油气田位于新疆塔里木盆地塔克拉玛干沙漠北缘，行政区划主要属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区，经过开发建设，顺北油气田共建成顺北一区、顺北二区、顺北三区、顺北四区、顺北气区等区块。

顺北 62 侧井和顺深 2 斜井探转采地面工程（以下简称“本工程”）属中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油四厂管辖，建设在顺北油气田二区。

本工程与各区块地理位置关系见图 1.1-1 所示。

图 1.1-1 本工程与各区块地理位置关系图

顺北油气田总面积 18967.007km²，包含顺托果勒北（一区块）、顺托果勒（二区块）、顺托果勒西（三区块）、阿东（四区块）。顺北区块勘探程度较低，区块勘探时间较晚。最先开发是顺北一区块，SHB1 井 2013 年 4 月 16 日开钻，顺北油气田自 2016 年大规模开发。顺北一区块形成完善的油气集输、处理等地面系统。顺北二三四区块正在勘探，还未进行大规模开发。经过勘探与开发结合发现，顺北二区具有良好勘探开发价值，为避免油气资源浪费，提高经济效益，需配套完善地面设施。此外，对于勘探潜力大的区块，有必要提前做好地面配套准备，当油气达到一定产量时，可以及时投入正常生产，以便充分利用顺北油田的油气资源，降低运行成本，提高经济效益，便于生产管理，保护生态环境。

本工程建设性质为改扩建，顺深 2 斜井和顺北 62 侧井钻井工程已单独做环评不包含在本工程内，本工程主要建设内容包括：①新建 2 座井场（顺深 2 斜井井场、顺北 62 侧井井场），井场内设置注醇撬、单井计量装置等设施，配套建设电气、仪表、自控、通信、防腐、消防等工程；②新建集输管线 3 条共计 19.9km；③顺北 62 侧井管线起点、中间预留阀室各 1 套，配套建设电力和仪表自控系统。本工程实施后年产气规模***m³/a，产油规模为***t。

1.2 环境影响评价的工作过程

根据《新水水保〔2019〕4 号》，本工程地处沙雅县，属于塔里木河流域水土流失重点治理区，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），涉及“水土流失重点预防区和重点治理区”的建设项目，属于环境敏感区（含内部集输管线建设）的陆地天然气开采行业，需要编制环境影响报告书，报阿克苏地区生态环境局审批。

为此，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司于 2025 年 7 月 31 日委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担“顺北 62 侧井和顺深 2 斜井探转采地面工程”的环境影响评价工作（附件 1）。接受委托后，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对本工程评价区域土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《顺北 62 侧井和顺深 2 斜井探转采地面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。

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，2025 年 7 月 31 日接受委托后，2025 年 8 月 1 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了第一次网上公示，2025 年 9 月 18 日进行第二次公示，并于 2025 年 9 月 24 日、9 月 25 日在新疆法制报进行两次报纸公示。公示期间未收到反对本工程建设的意见。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本工程施工期、运营期、退役期

的环境保护管理依据。

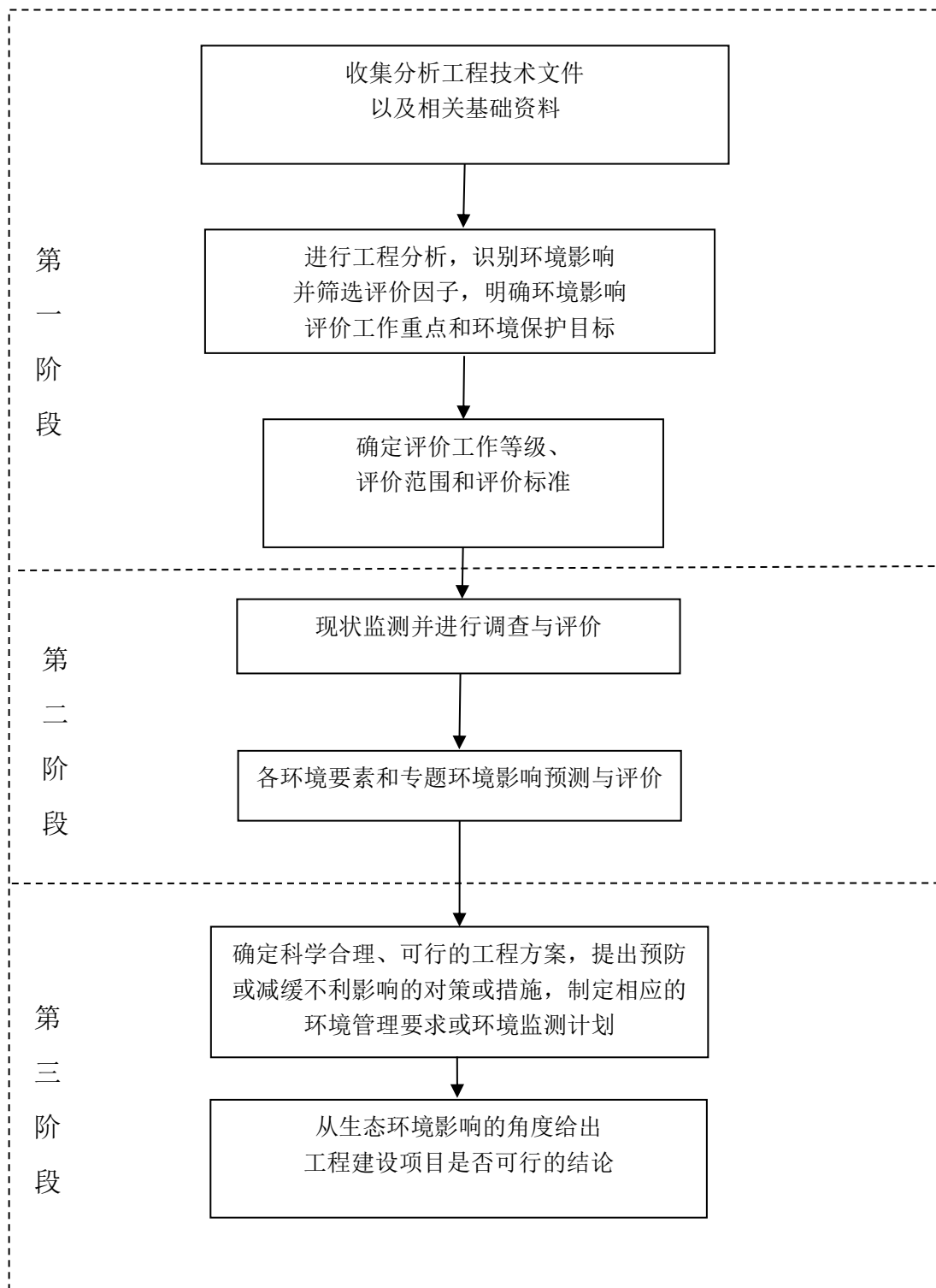


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

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”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。本工程的建设符合国家产业政策。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司滚动开发项目，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

本工程属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

(4) 选址合理性分析判定结论

本工程为西北油田分公司陆地石油天然气开采项目，选址符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程选址符合生态环境分区管控要求，没有位于法律法规明令禁止建设的区域，西北距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 58.4km，距离沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区 73.8km，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。项目建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属于可接受的范围，选址、选线基本合理。

(5) 生态环境分区管控要求相符性判定

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),本工程位于沙雅县一般管控单元(ZH65292430001),不涉及生态保护红线,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 58.4km。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的要求。

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。

本工程符合国家和自治区相关法律法规及产业政策,不涉及生态红线,符合自治区经济发展规划、环保规划等,无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为天然气开采项目,环境影响主要来源于施工期的井场建设、集输管线建设等工艺过程和运营期的采气、井下作业、油气集输等各工艺过程。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,本工程不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园,西北距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 58.4km,除油区工作人员外,项目区无人居住,重点保护目标是:评价范围内的水土流失重点治理区、野生动植物及其生境。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响以及施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施。

(1) 环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、焊接烟尘以及运输车辆尾气对环境空气产生的短期影响,运营期对空气环境的影响主要为采油过程中产生的无组织挥发烃类气体排放至大气环境,对其产生的影响。

（2）水环境

本工程评价区内无地表水体。施工期试压废水用作场地降尘用水；本工程施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生。

本工程施工期及运营期在正常情况下，采出水依托顺北油气田五号联合站处理，井下作业废水拉运至依托顺北油气田环保站处置，不外排。

可能对水产生影响的主要为管线泄漏或井喷等事故状况下，含油污水进入水环境对其产生污染影响。

（3）声环境

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

（4）土壤环境

投产前井场、管道建设时对土壤环境的扰动影响。项目建设期和运营期产生的落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

（5）生态环境

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

（6）固体废物

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

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是泄漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

1.5 环境影响评价主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“七、石油天然气”中的“1.常规石油、天然气勘探与开采”属鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》

等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域，项目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。

本工程采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

本工程生产过程中，井下作业、油气处理集输等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE 管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本工程的建设而发生明显改变。本工程建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降。

综上所述，符合国家产业政策和新疆国民经济和社会发展规划，符合新疆维吾尔自治区、七大片区及阿克苏地区生态环境分区管控要求，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态恢复措施、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，其生态破坏可以降至最低，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

环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 环境保护法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（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（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
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（2023 年修正）	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	15 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
20	中华人民共和国矿产资源法（2024 年修订）	14 届人大第 12 次会议	2025-07-01

2.1.2 环境保护法规、规章

环境保护法规、规章一览表见表 2.1-2。

表 2.1-2 环境保护法规、规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一 行政法规与国务院发布的规范性文件			
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
5	排污许可管理条例	国务院令 736 号	2021-03-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
6	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
7	生态保护补偿条例	国务院令 第 779 号	2024-04-06
8	地下水管理条例	国务院令 第 748 号	2021-12-01
9	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正）	国务院令 第 666 号	2016-02-06
10	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
11	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
12	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
13	国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24 号	2023-12-07
14	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
15	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32 号	2021-11-02
16	中共中央办公厅国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	新华社北京 3 月 17 日电	2024-03-06
二 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第 4 号	2019-01-01
2	《国家危险废物名录（2025 年版）》	生态环境部令 第 36 号	2025-01-01
3	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
4	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
5	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
6	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
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
12	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
13	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
14	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
15	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
16	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136 号	2013-09-01
17	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23 号令	2021-11-30
18	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
19	固体废物分类与代码目录	生态环境部公告 2024 年第 4 号	2024-01-19
20	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-21
21	关于在南疆四地州深度贫困地区实施《环境影响评价技术导则 石油天然气开采》的通知	环办环评函〔2019〕590 号	2019-06-30

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	导则 大气环境（HJ2.2-2018）》差别化政策有关事宜的复函	号	
22	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
23	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
24	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
25	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
26	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
27	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05
28	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
29	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
30	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
31	国家级公益林管理办法	林资发〔2017〕34 号	2017-05-08
32	关于印发《“十四五”噪声污染防治行动计划》的通知	环大气〔2023〕1 号	2023-01-03
33	关于印发《固体废物污染环境防治信息发布指南》的通知	环办固体函〔2024〕37 号	2024-01-24
34	《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》	生态环境部公告 2021 年第 82 号	2012-12.30
三、地方性法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
4	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
5	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
6	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字〔2022〕8 号	2022-03-09
7	新疆国家重点保护野生动物名录	自治区林业和草原局与农业农村厅 2021 年修订	2021-07-28
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发〔2022〕75 号	2022-09-18
9	新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
10	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
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	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
14	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	作的通知		
15	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20 号	2018-12-20
16	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
17	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
18	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142 号	2020-07-29
19	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-11
20	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发〔2020〕138 号	2020-09-04
21	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法	2013 年 7 月 31 日修订	2013-10-01
22	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
23	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	2023 更新
24	关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知	新环环评发〔2024〕157 号	2024-11-15
25	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021 年版）的通知	新环环评发〔2021〕162 号	2021-07-26
26	关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知	阿地环字〔2024〕32 号	2024-10
27	关于《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕147 号	2022-07-25
28	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
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）	自治区第 14 届人大 16 次会议	2025-01-01
30	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	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	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-04-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	气田水注入技术要求	SY/T6596-2016	2017-05-01
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 7745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生产环境保护推荐作法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01
30	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 相关文件及技术资料

- （1）委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2025.7。
- （2）《顺北 62 斜井探转采地面工程可行性研究报告》，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2025.8。
- （3）《顺深 2 斜井探转采地面工程方案》，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2024.12。

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，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程施工期、运营期和退役期主要污染源、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，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对油气田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出气田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、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，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

贯彻执行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

本工程主要包括地面工程、油气开采、集输等内容，对环境的影响主要表现在

施工期、运营期和退役期。施工期以井场以及管线敷设，输电线路架设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1 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	油气集输地表扰动、植被破坏等	施工机械和车辆废气、施工扬尘	试压废水、生活污水	生活垃圾、施工废料、土石方	施工机械及车辆噪声	井场、油气集输过程无组织废气	采出水、井下作业废液、生活污水等污(废)水等	井下作业、采气、油气集输等环节产生落地油、废防渗材料等	设备噪声	凝析油、天然气、甲醇等危险物质泄漏，井喷等事故引发的伴生/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管道和设备、建筑垃圾等	场地恢复
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。

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 2.3-2 评价因子筛选表

环境要素 单项工程	时期	大气	地下水	土壤	生态	噪声
油气集输	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性、生物多样性	昼间等效声级 (L_d)、夜间等效声级 (L_n)
	运营期	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃、硫化氢	耗氧量、氨氮、石油类等	/	生态系统完整性	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

2.4.1.1 环境空气

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，工程区远离沙雅县城镇规划区，没有划分环境空气功能区划。根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

工程评价范围内无天然地表水体。

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

2.4.1.3 声环境

工程区为油气田开发区，远离沙雅县城镇规划区，未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，油气田开发区执行 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），工程区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV₃），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。区域内的油气资源丰富，勘探开发工作已开展多年。根据新水〔2019〕4 号文，项目所在区域沙雅县属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

根据工程所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境质量标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准。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，指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg/m ³ ）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（SO ₂ ）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化氮（NO ₂ ）	50	80	200	
3	细颗粒物（粒径小于等于 2.5 微米，PM _{2.5} ）	35	75		
4	可吸入颗粒物（粒径小于等于 10 微米，PM ₁₀ ）	70	150		
5	一氧化碳（CO）		4000	10000	
6	臭氧（O ₃ ）		160	200	
7	非甲烷总烃（NMHC）			2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S	/	/	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 相关标准
9	甲醇	/	1000	3000	

（2）水环境

①地表水

本工程评价范围内无天然地表水体

②地下水

本工程评价范围内地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）类标准限值。地下水水质评价标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 单位：mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	17	亚硝酸盐氮	≤1.0
2	总硬度	≤450	18	硝酸盐（以氮计）	≤20
3	溶解性总固体	≤1000	19	氟化物	≤1.0
4	硫酸盐	≤250	20	汞	≤0.001
5	氯化物	≤250	21	砷	≤0.01
6	铁	≤0.3	22	硒	≤0.01
7	锰	≤0.10	23	镉	≤0.005
8	铜	≤1.00	24	六价铬	≤0.05
9	锌	≤1.00	25	铅	≤0.01
10	镍	≤0.02	26	三氯甲烷	≤0.06
11	铝	≤0.2	27	四氯化碳	≤0.002
12	氨氮	≤0.50	28	苯	≤0.01
13	硫化物	≤0.02	29	钠	≤200
14	总大肠菌群	≤3.0	30	挥发酚	≤0.002
15	菌落总数	≤100	31	耗氧量	≤3.0
16	氰化物	≤0.05	32	石油类	≤0.05

（3）声环境

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

（4）土壤环境

根据工程所在区域环境特征，地面工程、井场等建设用地执行《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 第二类用地筛选值限值，见表 2.4-3。占地范围外土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值限值，石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 第二类用地筛选值限值，见表 2.4-4。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

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

表 2.4-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 筛选值

序号	监测因子	单位	筛选值 pH>7.5
1	pH 值	无量纲	时各因子风险筛选值
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
10	石油烃	mg/kg	4500

2.4.3 污染物排放标准

(1) 废气

工程井场不设置加热炉，油气开采过程中井场、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求；硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中改扩建项目二级标准；甲醇执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 中表 2 企业边界污染物控制要求，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

污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
H ₂ S	企业边界污染物控制浓度	0.06	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)
甲醇	企业边界污染物控制浓度	12	《大气污染物综合排放标准》 (GB 16297-1996)

(2) 废水

施工期生活污水处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB 654275-2019) 表 2 中的“C 级标准”后用于荒漠灌溉，标准值见表 2.4-6。运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

表 2.4-6 《农村生活污水处理排放标准》

序号	污染物	标准
1	pH 值	6~9
2	化学需氧量 (COD _{Cr})，mg/L	200
3	悬浮物 (SS)，mg/L	100
4	粪大肠菌群，MPN/L	40000
5	蛔虫卵个数，个/L	2

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910 号) 规定：在相关行业污染物控制标准发布前，回注的开采废水应

当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

采出水依托顺北油气田五号联合站采出水处理系统处理，执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中储层空气渗透率（ μm^2 ） ≥ 2.0 的标准，标准值见表 2.4-7。井下作业废液依托顺北油气田环保站处理达标后回注油层，不向外环境排放。

表 2.4-7 回注水水质主要控制指标

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

（3）噪声

施工期采用《建筑施工厂界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。噪声限值见表 2.4-8。

表 2.4-8 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工厂界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

（4）固体废物

根据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）要求。

（5）重大危险源识别标准

本工程涉及危险物质主要是凝析油、天然气、 H_2S 及甲醇，其具体风险性执行

《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）相关标准。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本工程生态环境影响评价工作等级判定过程详见表 2.5-1。

表 2.5-1 生态评价等级判定过程

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
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	地表水为三级 B	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
f	当工程占地规模大于 20k m 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；	本工程占地小于 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	三级
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	已采用

根据上表判定，本工程生态环境影响评价工作等级为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），结合本工程特点及工程所在区域生态环境特征，确定生态环境评价范围为管线中心线向两侧外延 300m，井场边界向外扩展 50m 范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

本工程属于天然气开采，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，属于 II 类项目。

（2）地下水环境敏感程度

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（表 2.5-2）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为“不敏感”。

表 2.5-2 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	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（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于 I 类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，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）地下水评价等级为二级。

表 2.5-3 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（4）评价范围

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的规定，本工程井场评价范围为 6km²，根据地下水流向由北向南，选取下游 2km，两侧 1km，上游 1km 为评价范围。集输管线地下水评价范围为管线两侧 200m。评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，采出水依托顺北油气田五号联合站的生产废水处理系统处理后，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方

法》（SY/T5329-2022）中储层空气渗透率（ μm^2 ） ≥ 2.0 的标准后回注地层。井下作业废水拉运至顺北油气田环保站废液处理系统处理。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本工程废水处理后进行回注，无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价。

（2）评价范围

项目施工期产生的污染物可以依托处置，运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证工程废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

表 2.5-4 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 $Q/(\text{m}^3/\text{d})$ ；水污染物当量数 $W/(\text{无量纲})$
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—

注 1：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。

注 2：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。

2.5.4 土壤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 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）以及区域历史监测数据，本工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

①土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附表 A.1，本工程属于“采矿业”中的“天然气开采”项目，项目类别为 II 类。

②占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5 \sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”，本工程永久占地 0.84hm^2 （ $\leq 5\text{hm}^2$ ），占地规模为小型。

③土壤环境敏感程度

a. 污染影响型

本工程周边为荒漠，井场 1km 范围内、管线 200m 范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

b. 生态影响型

根据区域监测数据，项目区域 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ ，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

④ 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-5 和表 2.5-6。

表 2.5-5 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-6 污染影响类项目评价工作等级划分表

评价工作等级 \ 占地规模 敏感程度	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

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

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

（2）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，土壤环境生态影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 2km 范

围，管线两侧 0.2km 范围内。土壤污染影响型现状调查范围为各井场外扩 0.05km，管线边界两侧外扩 0.2km 范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中相关要求，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

① $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 的确定

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中最大地面浓度占标率 P_i 定义如下：

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

P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率%；

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

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

②评价等级判别表

评价等级按表 2.5-7 的分级判据进行划分。

表 2.5-7 评价工作等级判据表

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	$P_{\max} < 1\%$

③估算模型参数

估算模型参数见表 2.5-8。

表 2.5-8 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/

参数		取值
最高环境温度/°C		41.2
最低环境温度/°C		-24.2
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
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

④评价等级确定

本工程大气环境影响评价定级判定见表 2.5-9。

表 2.5-9 大气评价等级估算结果一览表

名 称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _i (%)	D _{10%} (m)	最大浓度出现距离 (m)
顺北 62 侧井	非甲烷总烃					
	硫化氢					
顺中 2 斜井	非甲烷总烃					
	硫化氢					

根据上述计算结果,本工程无组织废气污染物 $1\% < P_{\max} = 1.79\% < 10\%$, 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 中评价工作分级判据, 本工程大气环境影响评价工作等级为二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 并结合本工程特点, 最终确定将以各井场为中心, 边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本工程噪声源主要包括施工期施工机械噪声、运营期井场机泵噪声和井下作业噪声。

拟建工程位于顺北油气田, 周边区域以油气开发为主, 本工程所在功能区适用《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中规定的 2 类标准, 且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2021) 中

的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据工程特点，本次声环境评价范围为井场边界、管线两侧向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

根据工程分析和《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质为天然气（甲烷）、甲醇、凝析油，其中天然气（甲烷）、凝析油分布于井场和集输管线中，甲醇储存在井场甲醇加注撬内。

根据“章节 5.8.2”，确定本工程风险潜势为 I，环境风险评价为简单分析，不设置评价范围。

图 2.5-1 评价范围图

2.6 环境保护目标

本工程大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于天然气开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量；本工程周边无地表水体，且工程不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；工程周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将场站边界 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标；本工程西北距新疆塔里木河上游湿地自然保护区最近为 7.8km，位于新疆塔里木河上游湿地自然保护区之外，西北距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 58.4km，故本次评价将生态环境影响评价范围内野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境产生明显影响；将区域土壤、区域潜水含水层分别作为土壤环境风险保护目标和地下水风险保护目标。

表 2.6-1 生态保护目标一览表

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	-	-	满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及修改单
2	地下水环境	评价范围内潜水含水层	工程区及周边	满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准
3	声环境	-	-	满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准
4	土壤环境	场站边界 200m 范围内土壤	-	-
5	生态环境	塔里木河流域水土流失重点治理区	井场占地范围外扩 50m 及管线两侧 300m	不造成新的水土流失
		野生动植物		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
6	环境风险	工程区土壤、地下水	工程区及周边	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

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项 目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容和评价重点、相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划、评价标准、环境保护目标
3	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：主要介绍顺北油田开发现状、顺北油田回顾性评价等内容、存在环保问题及整改措施； 现有工程：现有工程概况、环保执行情况等； 拟建工程：基本概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及治理措施、营运期、闭井期污染源、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析。 依托工程：天然气处理厂（六号联合站）、顺北油气田五号联合站、顺北油气田环保站等基本情况及依托可行性分析。
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析(施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析) 营运期环境影响预测与评价(大气环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、声环境影响评价、土壤环境影响评价、固体废物影响分析、生态影响评价、环境风险评价) 退役期环境影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施)
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	碳排放影响评价	碳排放分析、减污降碳措施、碳排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账等相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划

10	环境影响 评价结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论
----	--------------	---

2.7.2 评价重点

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

- （1）工程分析；
- （2）生态环境影响评价；
- （3）地下水环境影响评价；
- （4）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。

3.建设项目工程概况和工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 油田区块开发现状

西北油田分公司顺北油气田包括顺托果勒北（1 区块）、阿瓦提东（2 区块）、顺托果勒西（3 区块）、顺托果勒（4 区块），均位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县。顺北油气田自 2016 年发现至今，已建成 70×10^4 年产能，2018 年产油超 52×10^4 。截至 2021 年底，现有油井总数 57 口。顺北油气田内现有油气处理站 3 座、阀组站 8 座、油田内部建设有较完善集输管网和油田道路等。

本工程位于顺北二区内，顺北二区 6、8 条带油气集输至顺北二区天然气处理厂，进站油气分离后，天然气进站处理后直接外输，原油利用已建 4、8 条带间原油管道输送至顺北五号联处理，天然气处理厂设计能力 10 亿方/年。详见表 3.1-1。开发现状见图 3.1-1。

表 3.1-1 顺北二区主要工程统计表

顺北二区块	二区 4 条带气井及阀组	阀组：顺北 4-4H 阀组站、顺北 42X 阀组站、顺北 43X 阀组站 气井：顺北 41X、顺北 42X、顺北 43X、顺北 44X、顺北 45X、顺北 46 斜、顺北 47 斜、SHB4-1H、SHB4-2H、SHB4-3H、SHB4-4H、SHB4-5H、SHB4-6H、SHB4-7H、SHB4-8H、SHB4-9H、SHB4-10H、SHB4-11H、SHB4-12H、SHB4-13H、SHB4-14H、顺中 41 斜井、顺深 1 斜井 分输站：顺北 4-2H 分输站（与顺北 4-2H 阀组站合建）
	二区 8 条带气井及阀组	阀组：顺北 8X 阀组站、顺北 801X 阀组站、顺北 802X 阀组站、顺北 85 阀组站、SHB8-10H 阀组站、顺北 82X 阀组站、顺北 83X 阀组站 气井：顺北 8X、顺北 801X、顺北 802 斜、顺北 803 斜、顺北 81 斜、顺北 82 斜、顺北 83 斜、SHB8-2H、SHB8-3H、SHB8-4H、SHB8-5H、SHB8-6H、顺北 84X、顺北 85X、SHB8-9X、SHB8-8X、顺北 804X、顺北 805X 拉油流程：顺北 8X 拉油流程
	二区 6 条带气井及阀组	阀组：顺北 61X 阀组、SHB6-1H 阀组、SHB6-3H 阀组站 气井：顺北 61X、顺北 6X 井、顺中 61 斜井、顺中 62 斜井、SHB6-1H、SHB6-2H、SHB6-3H、SHB6-4H
	条带间阀组站	中间原油阀组站（截断阀室）
	长停井和封井	SHB4（已封井）
	油气处理工程	五号联合站一座、顺北 1 处理站一座、六号联合站（天然气处理厂）一座、顺北酸化油处理站一座

	环保工程	顺北油气田环保站、顺北应急泥浆站
--	------	------------------

本工程位于阿克苏地区沙雅县顺北油气田顺北二区内。

图 3.1-1 顺北油气田二区开发现状图

3.1.2 油田区块环保手续履行情况

本次评价采用区块环评、验收、现场调查梳理油气集输及处理情况，顺北区块基本按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收工作。顺北油气田开发工程的环保手续履行情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 顺北油气田开发工程环保手续履行情况一览表

3.1.3 油田区块环境影响回顾性评价

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

顺北油气田开发建设过程中生态影响主要为钻前工程、钻井工程、油气集输工程、油气处理工程等施工过程中因占地等造成的地表扰动和植被破坏等，各类井（站）场的永久占地还会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。

从土地利用类型方面来看，顺北油气田二区基本均为沙地，区块内的开发建设活动使得该区域内的沙地面积略有减少，建设用地略有增加。

根据现场调查情况，结合顺北区块不同开发期卫星影像图解译数据分析结果可知，顺北油气田二区均为沙地所覆盖，地表基本无植被。区域自然条件十分恶劣，野生动物本不易生存，加上人类活动的影响，更是迫使一些对人为影响敏感的动物迁出此区域，因此此区域主要栖息分布着一些耐旱的荒漠动物，种类十分单调，数量也较少。从植被类型方面来看，区块内的开发建设活动对该区域植被盖度影响不大；从动物种类及数量方面来看，区块开发建设活动使得该区域动物数量暂时性减少，但随着工程施工活动结束，进入生产期后，人为影响程度趋于平稳，区域范围内动物数量又逐步增加，总体来讲，油气田开发建设活动对野生动物的负面影响较小。

区块开发中合理规划井场，严格控制占地，工程施工结束后，及时对临时占地区域进行了清理、恢复；对井场永久占地范围内地表进行了平整压实，并采取了铺垫砾石层等措施，对天然气处理厂内部地表进行了水泥硬化处理，对永久占地的硬化地面起到了防风固沙的作用；区块内井（站）场周围、道路两侧以及管道沿线等处采取草方格、阻沙栅栏等防风固沙措施，有利于减少水土流失，防止土地沙化程度加剧。总的来说，顺北二区的模地依旧是荒漠景观，

但人类干扰加强，油气田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分区域受人类活动的影响。

区块内的 SHB4 井为退役状态，已按照《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）》（HJ 651-2013）等的相关要求实施了封井。井场区域采取了自然恢复方式。

3.1.3.2 大气环境影响回顾评价

顺北区块作业过程中存在的废气污染源主要包括联合站内加热炉，以及井场地面工程等无组织排放废气。

根据区块例行监测报告及《顺北区块建设项目环境影响后评价报告书》开展期间进行的污染源监测数据，监测期间各监测点锅炉烟气中烟尘、SO₂、NO_x 排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。各监测点厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，无组织硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新改扩建项目二级标准要求，说明各加热炉有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复和验收意见落实。

3.1.3.3 水环境影响回顾评价

油气田开发过程中可能造成地下水污染的途径一般有两种，一种是直接污染，另一种是间接污染。

（1）施工期

施工期废水主要为管线试压废水、施工人员产生的生活污水。施工期管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压结束后洒水抑尘或绿化，管道施工期间不在施工现场设施工营地，产生少量生活污水，其污染物主要为 SS、COD，依托附近站场，不外排。

（2）运营期

运营期主要废水为采出水和修井过程中产生的井下作业废液。

区块内采出水经顺北油气田五号联合站污水处理系统处理，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）标准要求后回

注地层，顺北区块已实施注水工程，采出水实现有效回注。区块内井下作业废液经顺北油气田环保工作站处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后，用于油气田油层回注用水。

地下水检测中总硬度、溶解性总固体、氯化物和钠有不同程度的超标，与区块早期地下水监测数据基本一致，其余各项满足《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，根据顺北油气田区已掌握的地下水监测资料，顺北油气田地下水类型主要为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型咸水，地下水矿化度大于 10g/L。存在总硬度、溶解性总固体、氯化物和钠有不同程度超标的情况，区域地下水石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。

顺北油气田在开发和运营期间基本落实了环评及批复中提出的各项水污染防治措施。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

顺北油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、阀组站及联合站的各类机泵。类比顺北油田同类型井场及阀组站污染源监测数据，顺北油田井场、阀组站及联合站等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此区块开发对周围环境的影响较小，在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

区块开发对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后综合利用，钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至环保站或沙雅深蓝环保科技有限公司等其他第三方处置单位处理；建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾拉运至周边生活垃圾填埋场处置。油泥（砂）委托区域内持有危险废物经营许可证处置单位（阿克苏塔河环保工程有限公司、沙雅深蓝环保科技有限公司）处置。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》。

区块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。

3.1.3.6 土壤环境影响回顾评价

根据油气田开发建设的特点分析，顺北区块开发建设对土壤环境的主要影响是地面建设施工和地面建设设施如井场、道路、管网、站场等占用土地和造成的地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和理化性质，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（包括紧实度）、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（管沟破土宽以 8m 计）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。

根据调查，顺北区块采取以下了土壤保护措施，顺北区块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；在联合站内开展 LDAR 工作；站场内地表均用水泥硬化处理，部分重点区域均采取了防渗措施；顺北油田周围 3.0km 范围内无生产企业分布。场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

根据企业历次土壤自行监测报告和本次现状评价土壤监测表明，各监测点满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油气田的开发建设而明显增加。

3.1.3.7 环境风险回顾评价

顺北油气田隶属于西北油田分公司采油四厂管理，采油四厂自成立以来，已经稳定生产多年，西北油田分公司采油四厂编制了《西北油田分公司采油四厂突发环境事件应急预案》，并在阿克苏地区生态环境局沙雅县分局完成了修编备案（备案号：652924-2024-021-M）。应急预案内容包含企业基本情况、应急组织体系及职责、环境风险分析、预防与预警、应急响应、应急处置以及后期处置、应急保障、应急培训与演练、奖惩、应急保障、环境风险评估、环境应急物资调查。采油四厂每半年开展一次综合应急演练，主要是针对环境、安全、消防、反恐，以应对事故状况下的污染物排放，并每年定期组织员工学习各项相关制度，在各个生产装置进行实际演练，切实做到警钟常鸣，防患于未

然。截至目前，本工程所在区块暂未发生井喷、管线断裂等大型的突发环境风险事故。

3.1.3.8 污染物排放情况

根据 2023 年 6 月 20 日在新疆维吾尔自治区生态环境厅备案的《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司顺北区块建设项目环境影响后评价报告书》，现有区块在油气开发活动中，各项污染物能够实现达标排放，固废均得到妥善处置。污染物排放情况具体如下：

(1) 废气

顺北区块内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场加热炉燃料使用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，监测结果显示，站场锅炉废气排放满足《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、井场无组织排放的硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值和新建项目二级标准；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）标准限值。顺北区块采取的大气污染防治措施基本有效，大气污染物排放满足现行标准要求。

表 3.1-3 无组织废气监测数据及达标状况 单位：（mg/m³）

监测点位	采样时间		检测因子	
			非甲烷总烃浓度	硫化氢
顺北油气田环保工作站	2023.01.10	厂界上风向 1		
		厂界下风向 2		
		厂界下风向 3		
		厂界下风向 4		
	2023.01.11	厂界上风向 1		
		厂界下风向 2		
		厂界下风向 3		
		厂界下风向 4		
五号联合站	2024.01.09	厂界上风向 1		
		厂界下风向 2		
		厂界下风向 3		

		厂界下风向 4		
六号联合站	2024.01.06	厂界上风向 1		
		厂界下风向 2		
		厂界下风向 3		
		厂界下风向 4		
		评价标准		
达标状况			达标	达标

顺北油气田燃气锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）

表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。

表 3.1-4 后评价锅炉废气监测数据及达标状况

监测点选择	检测时间	检测因子												
		二氧化硫 mg/m³			氮氧化物 mg/m³			颗粒物 mg/m³			含氧量%			烟气 黑度
顺北油气田联合站蒸汽锅炉														<1 级
评价标准 (GB13271-2014) 表 2		≤50			≤200			≤20			/			≤1
达标状况		达标			达标			达标			/			达标

采油四厂对顺北联合站 1#、2#、3#、4#燃气低压蒸汽锅炉采取“低氮燃烧器”的治理措施，2023 年 9 月 15 日，委托新疆正天华能环境工程技术有限公司进行了例行监测，根据检测报告，燃气低压蒸汽锅炉排放的氮氧化物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求。

表 3.1-5 2023 年锅炉废气监测数据及达标状况 单位：（mg/m³）

监测点位	运行工况%	排气筒高度 m	含氧量%	氮氧化物 mg/m ³	烟气量 m ³ /h	检测时间
顺北油气田联合站 1#、2#、3#、4#燃气低压蒸汽锅炉						
评价标准 (GB13271-2014 表 2)						
达标状况						

根据顺北区块监测数据锅炉废气达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求。无组织废气排放均达到《陆上石油天然气开采工业大

气污染物排放标准（GB39728-2020）》有关标准、《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准。

（2）废水

顺北区块主要的生产废水为采出水，目前依托顺北油气田联合站和顺北 1 处理站后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。回注参照执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中储层空气渗透率 $>2.0\mu\text{m}^2$ 评价。

表 3.1-6 废水监测数据一览表

项目名称	位置	监测单位	监测时间		监测结果		
					pH	SS	石油类
例行监测	顺北油气田联合站采出水外输泵出口	西北油田分公司质量检测站	2023 年 7 月 1 日	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）			

顺北区块主要的生产废水为采出水，目前依托顺北油气田联合站和顺北 1 处理站后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。井下作业废水采用专用回收罐进行回收，拉运至顺北油气田环保站废液处理系统进行处理。回注参照执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中储层空气渗透率 $>2.0\mu\text{m}^2$ 评价。

根据顺北油根据西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目（一期）竣工环境保护验收调查报告中监测结果。

表 3.1-7 顺北油气田环保站外输水水质监测表

监测点位	采样时间	悬浮固体含量 (mg/L)	含油量 (mg/L)	铁细菌 (个/mL)	腐生菌 (个/mL)	硫酸盐还原菌 (个/mL)
顺北油田五号联合站污水处理系统出口						

顺北油田五号联合站及顺北油气田环保站废液处理系统出口各监测因子最大日均浓度均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的生产回注水质指标要求。

各井场厂界昼间、夜间的噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。

新疆天合环境技术咨询有限公司 43

	田环												
	保工												
	作站												

监测期间各站场四周边界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准要求，说明已采取的噪声控制措施治理效果明显，已采取措施基本可行。

（4）固废

在油气田进入正常运营期间，会产生含油污泥、油砂及生活垃圾等固体污染物。检查时未发现有明显的落地油。油井有事故放喷池，在事故状态下原油排入放喷池，不会对井场造成污染，放喷池原油用罐车回收，不会对环境造成很大的影响。

（5）污染物排放总量

根据顺北区块工程污染物排放情况见表 3.1-9。

表 3.1-9 顺北区块现有工程污染物排放情况汇总表

污染物类型	污染物名称	产生量（t/a）	排放量（t/a）
废气	颗粒物		
	二氧化硫		
	氮氧化物		
	VOCs		
废水	采出水		
	废液		
	生活污水		
固废	含油污泥		
	碱渣		
	混油泥浆和岩屑		
	水基钻井泥浆和岩屑（含磺化）		
	生活垃圾		
	废机油		

3.1.3.9 与排污许可衔接情况

（1）排污许可证申领情况

采油四厂已于 2021 年 6 月 10 日申领了采油四厂五号联合站排污许可证，于 2024 年 10 月 30 日对排污许可进行了变更，许可证编号

91650000742248144Q098Q，有效期至 2026 年 6 月 9 日；采油四厂于 2023 年 7 月 3 日申领了采油四厂六号联合站排污许可证，于 2024 年 11 月 7 日对排污许可进行了变更，许可证编号 91650000742248144Q118Q，有效期至 2028 年 7 月 2 日。

（2）排污口规范化管理

采油四厂按照相关规范要求，认真落实了各排污口规范化工作，主要包括：

废气排放点均设置了规范的采样口；锅炉房有组织废气监测点位设有永久采样平台；废气、噪声排放点设置了规范化的污染物排放标识牌；锅炉房除常规的压力、温度、液位、流量检测及相关连锁控制外，为满足站场无人值守的要求，还对关乎锅炉房安全运行的相关参数，如给水硬度、炉水 pH 值、炉水矿化度、凝结水含油量等进行了在线监测，确保锅炉房安全运行。

对顺北油气田五号联合站内产生噪声、有毒有害气体设备车间设置了职业危害告知牌，告知牌内容包含职业危害、理化特性、应急处理、防护措施、急救及消防应急电话、职防咨询电话。

（3）污染源监测及环境管理台账落实情况

采油四厂对区块范围内的加热炉、热水炉等建立了污染源台账，每月对烟气进行抽样检测分析，并进行统计。采油四厂根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），采油四厂建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行；同时按照要求定期进行年报填报并公示。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采油四厂围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范总则》，采油四厂建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.4 环境问题及“以新带老”改进意见

根据后评价报告、验收调查报告及本次现场调查情况，顺北二区井场目前存在的一些遗留环境问题，主要为：

（1）环保问题

- ①道路沿线草方格出现破损的情况。
- ②顺北 62 斜井场遗留有建筑垃圾。
- ③顺北 62 斜井（勘探井）和顺深 2 斜井（勘探井）尚未完成竣工验收工作。

（2）“以新带老”措施

针对以上问题，已纳入西北油田分公司制定了整改计划，对油田目前存在的问题加以有效解决，且落实到具体的责任部门，在后续滚动开发建设过程中将采取必要的措施进行整改，整改要求如下：

- ①顺北 62 斜井（勘探井）和顺深 2 斜井（勘探井）井场周边和道路沿线沙化严重的地段，采用草方格固沙工程措施进一步降低沙漠化程度。
- ②清理顺北 62 斜井井场遗留废弃物。
- ③待顺深 2 斜井钻进完毕，对现场进行清理、平整、恢复。
- ④井场平整恢复后及时对本工程 2 口利旧井顺北 62 斜井（勘探井）和顺深 2 斜井（勘探井）进行验收工作。

3.2 现有工程

顺北 62 侧井钻井工程已单独编制环境影响报告表，目前已完钻，正在进行竣工验收工作；顺深 2 斜井钻井工程已单独编制环境影响报告表，目前尚未完钻；管道复线起点 SHB6X 井包含在《顺北油气田二区奥陶系油气藏 2023 年第一期产能建设项目环境影响报告书》，已完成竣工验收工作。环保手续见表 3.2-1。

表 3.2-1 环保手续

序号	项目名称	环评			验收
		审批部门	文号	审批日期	
1	西北油田分公司顺北 62 斜井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2024〕335	2024 年 6 月 6 日	正在开展
2	西北油田分公司顺深 2 斜井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2024〕399 号	2024 年 7 月 24 日	工程尚未完工

3	顺北油气田二区奥陶系油气藏 2023 年第一期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2023〕240 号)	2023 年 5 月 4 日	2024 年 4 月完成自主验收
---	-------------------------------	------------	------------------	----------------	------------------

顺北 62 斜井和顺深 2 斜井基本数据详见表 3.1-12。

表 3.2-2 老井钻井基本数据

井号	顺北 62 斜井	顺深 2 斜井
地理位置	阿克苏地区沙雅县境内，顺北油气田二区	
井口坐标		
井深		
井型		
完钻层位		

目前顺北 62 斜井和顺深 2 斜井已完钻，建设单位承诺在《顺北 62 侧井和顺深 2 斜井探转采地面工程》施工前，完成对“西北油田分公司顺北 62 斜井（勘探井）钻井工程”和“西北油田分公司顺深 2 斜井（勘探井）钻井工程”的验收。

顺北 62 侧井

顺北 62 侧井现场有建筑垃圾

顺深 2 斜井进场道路

井场周边草方格破损

顺北 6X

顺北 62X 管线终点（SHB6-9X 集输管线）

根据顺北 62 侧井和顺深 2 斜井井场现场勘查情况，顺北 62 侧井井口周边区域均进行了硬化，井区的巡检道路均采用砂石路面，对占地区域进行了平整、

恢复，井场有建筑垃圾。顺深 2 斜井目前尚未完钻，井区的进场道路采用砂石路面。项目区风沙较大，井场周围及井场道路沿线草方格均有破损情况。

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司对存在问题进行及时整改，对顺北 62 侧井（勘探井）井场建筑垃圾及时进行清理，并对周边沿线沙化严重的地段采取草方格等防风固沙措施，待顺深 2 斜井完钻后，清理井场、并对井场平整恢复后，尽快对顺深 2 斜井（勘探井）进行验收工作。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

3.3.1.1 项目名称和性质

项目名称：顺北 62 侧井和顺深 2 斜井探转采地面工程

项目性质：改扩建

3.3.1.2 建设地点

项目位于新疆阿克苏地区沙雅县顺北油气田顺北二区内，由西北油田分公司采油四厂管辖。顺北 62 侧井坐标为：东经 83°21'35.881"，北纬 39°55'47.822"，顺深 2 斜井坐标为：东经 83°38'59.385"，北纬 40°10'21.164"，项目地理位置图见图 4.1-1。

3.3.1.3 建设规模

①新建 2 座井场（顺深 2 斜井井场、顺北 62 侧井井场），井场内设置注醇撬、单井计量装置等设施，配套建设电气、仪表、自控、通信、防腐、消防等工程；②新建集输管线 19.9km；③顺北 62 侧井管线起点、中间预留阀室各 1 套，配套建设电力和仪表自控系统。本工程实施后年产气规模***m³/a，产油规模为***t。

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、依托工程等。程组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 工程组成一览表

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
1	产能	产气规模***m ³ /a，产油规模为***t			

规模			
2	主体工程	井场工程	新建井场 2 座，包括顺深 2 斜井井场、顺北 62 侧井井场。井场采用标准化设计，主要建设内容包括计量装置、仪表配电间、甲醇加注撬等，同时井口预留加热接口。
		集输工程	新建顺北 62 侧井至 SHB6-9X 管线 8.5km，管径 DN150，管道起点、中间位置分别设置接入阀室；新建 SHB6-6X 井至 6 条带接入阀室复线 2.7km，管径 DN150；新建顺深 2 斜井至 SHB83 阀组集输管道 8.7km，管径 DN100。管道均采用柔性复合管。
3	公辅工程	供电工程	井场新建防爆变压器 1 台，为用电设备供电。 顺北 62 侧井新建 35KV 架空线路 8.5km，顺深 2 斜井附近有已建巴派 35kV 电力线，本工程电力线就近 T 接巴派电力线。
		供水工程	施工过程中用水由罐车拉运，运营期不消耗新鲜水。
		通信工程	顺北 62 侧井新建 8 芯通信光缆 8.5km，顺深 2 斜井新建通信光缆 8.7km，光缆与管道同沟敷设，通信数据接入计量阀组站后，视频、音频信号通过已建链路上传至相应的站场。
		自控工程	井场设置压力变送器、温度变送器、RTU、可燃气体报警器等，生产数据通过新建光缆传至阀组站。
		消防	拟建井场及站场均属于五级站场，可不设消防给水设施，配备一定数量的移动式灭火器材即可满足消防要求。
4	环保工程	废气	施工期：施工扬尘、焊接烟尘、机械、车辆尾气等。施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖，采取国家合格燃料等措施； 运营期：井场阀门和法兰等位置无组织挥发的非甲烷总烃和少量 H ₂ S，及甲醇储罐无组织挥发的极少量甲醇气体。本工程采用密闭集输工艺，单井采用井口不加热集输工艺；设备、仪表控制、阀门等做好密闭，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；设置可燃气体探测器； 退役期：采取洒水抑尘的措施。
		废水	施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；生活污水经“生化+过滤”撬装式装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，用于荒漠灌溉； 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水依托顺北油气田五号联合站处理；井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至顺北油气田环保站处理； 退役期：无废水产生。
		噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间。
		固体废物	施工期：施工土方、施工废料、生活垃圾。施工土方全部用于场地平整；施工废料全部统一回收至建设单位库房再利用；生活垃圾委托库车市老城环境卫生有限责任公司集中定期清运至库车景胜新能源环保有限公司处理； 运营期：落地油、废润滑油、废防渗材料等。落地油由作业单位

			100%回收；废润滑油、废防渗材料等危险废物委托持有危险废物经营资质单位处置。 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置，或进行综合利用；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，管线两端使用盲板封堵。
		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，定时巡查井场、管道； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除。
5	环境风险		运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案； 退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行。
6	依托工程	顺北天然气处理厂	天然气处理规模 $10 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，主要包括进站油气分离、天然气脱硫脱碳、硫磺回收、天然气脱水、深冷凝液回收、凝液分馏、产品储运、商品气外输增压等单元。
		顺北油气田五号联合站	原油通过管道输送至顺北油气田五号联合站进行处理；顺北五号联合站主要包括原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；原油处理规模 $100 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，天然气处理规模 $2.6 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，污水处理规模 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ；原油脱水采用两级热化学沉降脱水工艺；原油稳定采用负压稳定+气提脱硫一体化工艺；采出水处理采用高效除油沉降+气提+过滤工艺。
		顺北油气田环保站	顺北油气田环保工作站目前仅接收废液，废液设计处理能力为 $400 \text{m}^3/\text{d}$ 。目前没有接收磺化泥浆、含油污泥、受侵土壤、建筑垃圾等。废液包括水基泥浆分离出的溢流水、酸化压裂废液及采出液分离废液等，采取“预处理+破胶沉降混凝+过滤”工艺对钻井作业废液进行处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物等去除，使处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的生产回注水质指标要求，用于顺北区块油田油层回注用水。

3.3.1.5 工程投资

本工程总投资约***万元。

3.3.1.6 劳动组织及定员

本工程不新增劳动定员，均依托采油四厂工作人员，井场无人值守。

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 油（气）藏特征

顺北油气田位于顺托果勒低隆西北部，沙雅隆起西南倾没端，地层特征与塔河、跃进地区基本相似。自上而下发育第四系、新近系、古近系、白垩系、三叠系、二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系、寒武系，缺失侏罗系。

白垩系、二叠系、石炭系、泥盆系、志留系存在不同程度缺失。奥陶系中-下统碳酸盐岩是拟建项目主要目的层。目的层上覆地层为奥陶系上统的恰尔巴克组、良里塔格组、桑塔木组，一间房组与恰尔巴克组为平行不整合接触。目的层下伏寒武系，与奥陶系下统蓬莱坝组为整合接触。奥陶系中-下统一间房组厚度 160m~170m，鹰山组厚度 900m 左右。东部低隆区一间房组顶面埋深 7200m~7500m，斜坡区 7500m~8000m，洼地区 8000m~9000m，北部顺 8 北三维区 7200m~7700m。

顺北油气田发育两类火成岩。一类是火山喷发岩，发育在二叠系。另一类是侵入岩，目前在奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系。

3.3.2.2 流体性质参数

顺北 62 斜位于顺北 6 号断裂带南端，顺深 2 斜井位于一断片的中部，2 口井位于顺北二区内，本次均参照附近顺北二区 6 号带油气物性。顺北 6 号带原油属低凝固点、低粘度、中含蜡、低含硫凝析油，凝固点-14 至 4℃。天然气 C₁ 平均含量 88.33%，H₂S 含量 36-5960mg/m³

表 3.3-2 凝析油物性表

井名	密度 (g/cm ³)	运动粘度 (mm ² /s)	凝固点 (°C)	含硫 (%)	含蜡 (%)
顺北 61X					
顺北 6X					
顺中 6-2X					
顺中 6-1X					
顺中 61 斜					

表 3.3-3 天然气物性表

井名	C1	C2	C3	氮	CO ₂	氦气	其他	H ₂ S mg/m ³
顺北 61X								
顺北 6X								
顺中 6-2X								
顺中 6-1X								
顺中 61X								

表 3.3-4 地层水物性表

井号	水型	密度 (g/cm ³)	pH 值	总矿化度	Cl-	Br-
顺北 41X	氯化钙					

顺中 61 斜	氯化钙					
---------	-----	--	--	--	--	--

3.3.3 总体开发方案

3.3.3.1 开发部署

本工程为探转采工程，工程开展的目的是通过地面集输工程设计，减少资源浪费，增加油田收益，尽快形成原油生产能力，满足原油上产的需要。

根据西北田分公司编制的探转采设计方案，同时结合周边区块探转采工程经验，采油四厂顺北 62 侧井和顺深 2 斜井充分利用已建的阀组站外输油气干线将油气输至联合站或天然气处理厂。布站方式为“井口→阀组站→联合站（天然气处理厂）”，单井先集输至阀组，最终输至联合站或天然气处理厂处理。

本次拟部署单井与已建阀组站关系见表 3.3-5。

表 3.3-5 井站关系

序号	井站		
1	顺北 62 侧井→	SHB6-9X 井→	顺北二区天然气处理厂→顺北五号联合站
2	顺深 2 斜井→	SHB83 阀组→	顺北二区天然气处理厂→顺北五号联合站

3.3.3.2 开发指标预测

本工程开发指标预测见表 3.3-6。

表 3.3-6 本工程主要开发指标设计表

项目	最高年产油	最高年产气
	(10 ⁴ t/a)	(10 ⁸ m ³ /a)
顺北 62 侧井		
顺深 2 斜井		
合计		

3.3.3.3 主要技术经济指标

本次工程主要技术经济指标见表 3.3-7。

表 3.3-7 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	新建井场数量	座	
2		最高产油量	万 t/a	
3		最高产气量	10 ⁸ m ³ /a	
4		集输管线	km	
5	综合指标	总投资	万元	
6		环保投资	万元	
7		永久占地面积	hm ²	

8		临时占地面积	hm ²	
9		劳动定员	人	
10		工作制度	h	

3.3.4 主体工程

3.3.4.1 井场工程

①新建井场

新建井场工程量见表 3.3-8。

表 3.3-8 新建井场工程量

序号	内容		单位	数量	备注
	标准化井场		座	2	
1	单座井场				
2					
3					
4					
5					
6					

②平面布置

新建采气井场由采油树、单井计量装置、甲醇加注撬、仪表配电间等组成，占地面积 60m×70m，井场平面布置具体见图 3.3-1。

图 3.3-1 新建井场平面布置示意图

3.3.4.2 地面工程

因 6 条带南段管道无法满足顺北 62 侧井接入需求，本次需要建设 SHB6-6X 井-6 条带阀室管道复线。拟建工程新建集输管线共计 19.9km，具体管线部署情况见表 3.3-9。

表 3.3-9 集输管线部署一览表

序号	项目	起点	终点	管径 mm	长度 km	管材
1	顺北 62 斜					
2						
3	顺深 2 斜井					
合计					19.9	

3.3.5 公辅工程

(1) 供电工程

本工程顺北 62 侧井新建 35KV 架空线路 8.5km，顺北 62 侧井新增 35kV 四杆变压器 1 台；顺深 2 斜井附近有已建巴派 35kV 电力线，本工程电力线就近 T 接巴派电力线。

(2) 给排水

施工期用水由罐车拉运，运营期不消耗新鲜水。

本工程运营期油气井的采出水随油气混合物输送至顺北油气田五号联合站污水处理系统处理；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至顺北油气田环保站废液处理系统处理。

(3) 道路工程

本次不新增道路，依托现有道路。区块内道路和连通外界道路均采用砂石路面结构。已建五号联至顺北二区 4 条带主干路和 4、8 条带间主干路。

(4) 防腐工程

①基础防腐

基础底部设 100mm 厚 C20 聚合物水泥混凝土垫层（每边宽出基础边缘 100mm），其余基础与土壤接触部分外刷环氧沥青涂层，厚度不小于 500um，钢筋混凝土基础内添加钢筋阻锈剂，阻锈剂用量不小于产品说明书中要求的强腐蚀性条件下的最小用量。其中砖基础先做 20mm 厚 1:2.5 防水水泥砂浆抹面，再刷环氧沥青涂层。

②地基处理

建（构）筑物的基础应坐落在密实的天然地基上，且埋深不小于最大冻土深度 1.2m。基础超开挖部分采用戈壁土分层回填并压实，分层厚度不超过

300mm，压实系数不小于 0.97。

③钢结构除锈、涂装

次要钢构件的钢材表面除锈等级要求达到 St3 级；次要钢构件（钢材表面除锈等级要求达到 St3 级的构件）防腐涂层：环氧铁红底漆 2 遍，厚度不小于 60 微米；环氧云铁中间漆 1 遍，厚度不小于 80 微米；丙烯酸聚氨酯面漆 3 遍，厚度不小于 100 微米；涂层总厚度不小于 240 微米。

（5）自控工程

井场设置压力变送器、温度变送器、RTU、可燃气体报警器等，生产数据通过新建光缆传至阀组站。

（6）通信工程

本工程顺北 62 侧井新建 8 芯通信光缆（埋地）8.5km，顺深 2 斜井新建通信光缆 8.7km，光缆与管道同沟敷设，通信数据接入计量阀组站后，视频、音频信号及 RTU 数据通过工业以太网交换机，经光缆上传相应的站场。

3.3.6 依托工程

3.3.6.1 天然气处理厂（六号联合站）

（1）基本情况

来自顺北油气田二区 6、8 号带的气液混合物进入天然气处理厂进行油气分离，分离后的液相增压输至五号联合站进行处理，分离出的天然气至脱硫装置净化脱水处理，净化脱水后的天然气至凝液回收装置回收凝液，经净化处理、凝液回收后的天然气增压外输，脱硫后的再生酸气经硫磺回收装置回收硫磺后碱洗排放；建设天然气处理规模 $10 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。天然气处理厂于 2022 年 11 月 7 日取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环审〔2022〕572 号）。已于 2024 年 4 月 30 日完成自主验收。

（2）平面布置

天然气处理厂平面布置图如图所示。

图 3.3-2 天然气处理厂（六号联合站）平面布置示意图

（3）主要工艺流程

天然气经分离器至聚结过滤分离器进行精细过滤，过滤后的天然气进入吸收塔脱除 H_2S 。脱硫后的天然气升温至 $45^{\circ}C$ ，再进入净化气分离器气液分离，分离出的胺液排至富液闪蒸罐，分离出的天然气进入凝液回收单元；脱硫脱碳装置处理后的净化气去新建分子筛脱水装置进行脱水处理，处理后的天然气经压缩机增压外输。

图 3.3-3 天然气处理厂（六号联合站）工艺流程图

（4）依托可行性

本工程 2 口井输送至天然气处理厂，进站油气分离后，凝析油利用已建 4、8 条带间原油管道输送至顺北五号联合站处理。天然气依托天然气处理厂（六号联合站处理）处理，产气约 $****m^3/a$ 。

表 3.3-10 油气水处理及废液依托可行性分析一览表

依托工程		单位	处理规模	运行现状	现状富余量 (2024 年)	本工程新增量	是否可行
天然气处理厂 (六号联合站)	天然气	m^3/a				***	可行

3.2.6.2 顺北油气田五号联合站

（1）基本情况

顺北油气田五号联合站占地面积为 284 亩（ $790m \times 240m$ ），主要为处理油井产出物，主要接收顺北 1 井区、顺北 5 井区内油井产液，以及顺北 1 站伴生气、混烃的集中处理，处理后原油外输，天然气处理合格后外输，部分作为燃料气返输至顺北 1 号处理站，采出水处理合格后拉运至单井回注，同时生产液化气、稳定轻烃、硫磺颗粒等；顺北油气田五号联合站工艺装置区列装化布置，预留整列扩建位置。顺北油气田五号联合站包括：原油处理系统、天然气处理

系统及污水处理系统；共计分为 9 个工艺单元及 11 个辅助单元，主要产品为净化原油、天然气（干气）、采出水、液化气、稳定轻烃和硫磺共计 6 类。

顺北油气田五号联合站建设内容在《中国石化西北油田分公司顺北区块 2018 年新建产能建设项目》环境影响报告中，该项目已于 2019 年 8 月 8 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环审〔2019〕140 号），2021 年 7 月 16 日完工并调试运行，于 2021 年 12 月 16 日完成企业自主验收。2021 年扩建联合站第二列天然气处理装置（含硫磺回收装置），建设内容在《顺北二区 4 号断裂带油气藏试采评价项目-天然气处理工程》，该项目已于 2021 年 11 月 19 日取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环函字〔2021〕486 号）。

（2）平面布置

联合站平面布局见图 3.3-4。

图 3.3-4 五号联合站平面布置示意图

（3）主要工艺流程

①原油处理

五号联合站原油处理规模： $100 \times 10^4 \text{t/a}$ 。采用两级热化学沉降脱水工艺。为消除油气混输段塞流对站内生产造成的冲击、脱除游离水，一级热化学沉降脱水具备段塞流捕集、游离水脱除、伴生气分离等功能。处理工艺见图 3.3-5。

图 3.3-5 五号联合站原油处理工艺

工艺流程简述：顺北油气田五号联合站站外计量阀组来液进站加入破乳剂后，进入一级三相分离器，原油、伴生气进行分离，同时分离游离水（液相停留时间 $\geq 30\text{min}$ ），伴生气、采出水分别进入天然气处理装置区、采出水处理区处理；分离出的含水原油（含水 $\leq 35\%$ ）进入蒸汽换热器升温至 50°C ，然后进入二级三相分离器进行油气水分离（液相停留时间 $\geq 60\text{min}$ ），伴生气、采出水分别进入天然气处理装置区、采出水处理区处理，分离出的低含水原油（含水 $\leq 2\%$ ）进入原油稳定塔进行原油稳定。

混烃处理：含硫化氢的混烃来自原油稳定系统，混烃中硫化氢所占气体体积分数为 0.5%，混烃流量为 42t/d 。脱硫后的混烃可以减轻硫化氢对设备、管线的腐蚀，生产合格的高附加值产品，提高经济效益。

混烃分馏工艺流程见图 3.3-6。

图 3.3-6 混烃分馏工艺流程图

来自联合站原油稳定单元的混烃，压力为 0.9MPa ，温度 46°C 。含硫混烃经换热器加热后进入混烃脱硫稳定塔的中部，与塔下部进塔的净化天然气及塔底再沸器返塔气体逆流接触，混烃中的 H_2S 及大部分 $\text{C}_3\sim\text{C}_5$ 进入塔顶气相，塔顶气相经塔顶冷凝器冷却后进塔顶回流罐，凝液经塔底回流泵提升回到混烃脱硫稳定塔上部，塔顶回流罐富含硫化氢气相进入天然气脱硫装置。少量 $\text{C}_3\sim\text{C}_5$ 及绝大部分 C_5+ 进入塔底再沸器，绝大部分 C_5+ 作为轻烃产品经混烃换热器降温后进入轻烃储罐。

②天然气净化回收

天然气脱硫采用的砒胺法，使用的胺液为 N-一甲基二乙醇胺（MDEA），天然气净化后达到（GB 17820-2018）中二类气技术指标。

天然气脱硫工艺流程：原料气进站后进入原料气分离器脱出气体中的游离水和杂质，然后经一级压缩机增压之后进入脱硫单元进行 MDEA 胺法脱硫。

天然气脱水及干气外输：天然气脱硫完成后，经二级压缩之后进入脱水单元进行脱水，采用分子筛脱水固体吸附法，将天然气中的水分和杂质脱出，经脱水后的天然气进入冷凝分离部分凝液分馏，最后处理完成的干气 由外输压缩机外输。砒胺法脱硫部分工艺流程见图 3.3-7。

图 3.3-7 砒胺法脱硫部分工艺流程图

硫磺回收工艺流程：硫磺回收部分采用自循环 LO-CAT 工艺。经脱硫系统处理出的含硫化氢的酸气经酸气分离器分离后，进入吸收氧化塔后进行氧化还原反应，氧化塔得到的硫磺进入硫磺过滤机，制成含水 30%的硫饼，滤液经滤液分离器分离、溶液泵增压后进入吸收/氧化塔顶部循环使用。自循环硫磺回收部分工艺流程图见图 3.3-8。

图 3.3-8 自循环硫磺回收部分工艺流程

天然气凝液回收：为进一步提高工程的经济效益，五号联采用深冷凝液回收

工艺对天然气中的凝液进行回收。为减少单塔吸附剂装填量，降低设备投资及加热和冷却负荷，减少再生加热能耗，选取 3 座塔等压再生分子筛脱水流程。

图 3.3-9 分子筛脱水工艺流程简图

③采出水处理工程

根据污水的水质特性，污水中含 H_2S ，为此采用密闭工艺的压力流程对顺北区块产生的采出水进行处理，工艺处理过程中对污水处理设备内填充天然气增加设备的压力，使设备处于一个密闭的处理环境，以减少硫化氢气体的挥发，最终的天然气经管线输送至天然气净化单元进行脱硫处理，其具体工艺流程见图 3.3-10。

图 3.3-10 污水处理压力流程示意图

④联合站原油外输

根据顺北区块按照近期的总体产能，净化原油设计外输能力按照 $120 \times 10^4 t/a$ 计。原油外输正常压力 3.0MPa、最大压力 4.0MPa，联合站内配置 $Q=200m^3/h$ 、 $H=600m$ 、 $N=560kW$ 外输泵 2 台（离心泵，1 用 1 备，预留 2 台位置）。

（4）依托可行性

本工程两口井凝析油依托顺北五号联合站，产油约***t/a。顺北油气田五号联合站实际建设处理规模为***t/a，实际处理量***t/a，富余量***t/a，本工程依托可行

表 3.3-11 依托可行性分析一览表

依托工程		单位	处理规模	运行现状	现状富余量	本工程新增量	是否可行
五号联合站	凝析油	t/a					可行
	采出水	m³/d					可行

3.2.6.3 顺北油气田环保站

(1) 基本情况

顺北油气田环保站位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县中部顺北一区内 5 号联合站东南侧约 1.5km 处。顺北油气田环保站已于 2019 年 12 月 19 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环审〔2019〕317 号），于 2021 年 12 月 15 日完成企业自主验收。

(2) 主要工艺流程

绿色环保站需处理的废液主要为顺北区块油气田钻试修产生的废液（包括水基泥浆分离出的溢流水、酸化压裂废液及采出液分离废水），采用“预处理+破胶沉降混凝+过滤”工艺对废液进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的生产回注水质指标要求，用于顺北区块油田油层回注用水。工艺流程见下图。

图 3.2-16 废液处理工艺流程

该处理工艺主要包括预处理、破胶沉降混凝、过滤、外输回注等工序，具

体流程如下：

①预处理工序

油田钻井作业废液由专用运输车运送至环保站后，首先卸入废液接收池内，废液接收池分为接收区和中和区，废液在接收区通过撇油刮渣机将表面的油污刮到油污槽，自流进入污油池；之后废液自流进入中和区，根据水质情况，加药剂（NaOH）调节 pH 值，废液接收池底沉淀的油泥通过污泥提升泵提升至含油污泥贮存池。

②破胶、沉降及混凝工序

经前端油水分离后的废液经一级提升泵提升至破胶罐进行破胶处理（根据来液情况决定是否进行破胶），主要包括在废液中经计量泵添加破胶剂、混凝剂和絮凝剂处理。通过在含油废液中加入配置好的破胶剂，以破坏稳定的双电层结构及稳定胶体体系，从而达到两相分离的目的；通过在含油废水中加入配置好的混凝剂及絮凝剂，在水流作用下迅速与水中的聚合物、悬浮颗粒和油混合，通过吸附、桥连、网捕等作用发生凝聚，生成絮凝物，达到油水分离的目的。

废液经破胶絮凝后自流进入一次沉降池，一次沉降池分为沉降区和缓冲区，废液在沉降区通过撇油刮渣机将表面的油污刮到油污槽，自流进入污油池；之后沉降区中间清液通过滗水器进入缓冲区。一次沉降池池底沉淀的油泥通过污泥提升泵提升至含油污泥贮存池。

经沉降工序处理后的废水经二级提升泵提升至压力斜板混凝沉淀罐进行混凝净化，主要包括在废液中经计量泵添加混凝剂和絮凝剂处理，通过在含油废水中加入配置好的混凝剂及絮凝剂，在水流作用下迅速与水中的聚合物、悬浮颗粒和油混合，通过吸附、桥连、网捕等作用发生凝聚，生成絮凝物，进一步达到油水分离的目的。压力斜板混凝沉淀罐罐底沉淀的油泥通过污泥提升泵提升至含油污泥贮存池。

③过滤工序

经前段工序处理后的废水自流至过滤器，再经过一套过滤器，进行过滤、吸附，进一步除去废水中剩余的油、悬浮物等杂质，以达到生产回注水质指标。同时，根据出水水质情况，定期通过反冲洗泵对过滤器进行反冲洗，反冲洗废

水通过管网返回废液处理系统进行处理。过滤器底沉淀的油泥通过污泥提升泵提升至含油污泥贮存池。

④外输回注工序

回注系统是将经过处理达标的净化水进行回注地层，建设增压站及外输管网。钻井作业废液处理达到生产回注水质指标后排入反冲洗及外输缓冲水池，通过外输提升泵提升至增压站，再通过喂水泵、高压注水泵加压后，同时通过加药装置中计量泵添加缓蚀剂、杀菌剂、阻垢剂、酸剂和脱氧剂，再经管网送至顺北 5 号联合站外输系统进行外输回注。

(3) 依托可行性

顺北油气田环保工作站实际建设处理规模为***m³/d，实际处理量***m³/d，富余量***m³/d，本工程依托可行

表 3.3-12 油气水处理及废液依托可行性分析一览表

依托工程		单位	处理规模	运行现状	现状富余量	本工程新增量	是否可行
顺北油气田环保工作站	废液（酸化压裂液、井下作业废水）	万 m ³ /d					可行

3.2.6.4 危废贮存设施

(1) 基本情况

2022 年 4 月，新疆天合环境技术有限公司编制完成《采油四厂五号联合站危废暂存间建设项目环境影响报告表》。2022 年 7 月 7 日，阿克苏地区生态环境局批复了该项目（阿地环审〔2022〕349 号）。开工建设时间为 2022 年 7 月 28 日，竣工时间为 2022 年 8 月 7 日。新疆新能源（集团）环境检测公司编制完成《采油四厂五号联合站危废暂存间建设项目竣工环境保护验收监测报告表》，2023 年 1 月 19 日，企业完成自主竣工环保验收。

采油四厂五号联合站内已建成危废贮存设施。新建建筑面积 36m² 的撬装式危险废物贮存设施 1 间，内部设置防爆配电系统、排风换气通风系统、漏液回收系统、防爆照明系统、自动消防灭火系统、联动内装设备系统、固液分离

系统等。建设规模为最大贮存量为 4.7t/a，贮存周期小于 6 个月，主要贮存废机油桶、沾染矿物油的废弃包装物等危险废物。危险废物贮存设施在现有基础面上铺设 2mm 厚高密度聚乙烯，满足危险废物贮存污染控制标准，并且建立危废转移联单台账制度满足《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求。

(2) 依托可行性

本工程运营期产生的少量废防渗材料和废润滑油暂存于危废贮存设施，定期委托有资质的单位处理。

表 3.3-13 油气水处理及废液依托可行性分析一览表

依托工程		单位	处理规模	运行现状	现状富余量 (2024 年)	本工程新增量	是否可行
危险废物贮存设施	废润滑油、废防渗	t/a				少量	可行

图 3.3-15 本工程与依托工程位置关系图

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

油气开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油（气）、原油集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

本次工程主要为井场地面、集输及道路生产工艺。

3.4.1.1 施工期

本工程施工期主要包括地面井场建设和油气集输工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

（1）井场建设

新建井场施工期内容主要为设备安装及管线连接。井场设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场和站场，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。

井场建设废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及建筑废料，生活垃圾委托库车市老城环境卫生有限责任公司集中定期清运至库车景胜新能源环保有限公司处理；施工废料全部统一回收至建设单位库房再利用。

井场建设流程及产污环节如图 3.4-1 所示。

图 3.4-1 井场建设流程及产污环节示意图

（2）管线建设

管线敷设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。施工方案工艺流程图见图 3.4-2。

图 3.4-2 施工方案工艺流程图

①施工准备

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

②管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。施工作业带宽度 8 米，管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。管沟开挖采用机械开挖。

③管道穿(跨)越

管道穿越等级公路使用钢筋混凝土套管进行保护，采用顶管施工的方式；井场道路穿越采用大开挖的穿越方式。有套管穿越公路时，套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管应伸出公路边沟外 2m。保护套管采用钢筋混凝土套管，并满足强度及稳定性要求。管道穿越沟渠采用大开挖方式。

顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克

服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。顶管穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用推土机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、接头、检测合格后立即按照设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。管道施工示意图见图 3.4-3~3.4-5。

图 3.4-3 穿越道路施工作业示意图

图 3.4-4 一般地段管道施工方式断面示意图

图 3.4-5 管道交叉施工作业示意图

④管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，连接完成后进行吹扫，吹扫介质采用压缩氮气，吹扫完成后进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由管内排出后进入下一段管线循环使用，试压完成后用于洒水抑尘。

⑤井场配套设备安装及连头

将配套设备和井场设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与配套阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施。

⑥收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程碑、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；固体废物为管沟开挖产生的土方、管道焊接及吹扫废渣及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整。

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业。

(1) 油气开采工艺

拟建工程采用自喷采油方式，井口出液通过油嘴套节流，通过集输管道输送至阀组站。井场工艺流程见图 3.4-5。

图 3.4-5 井口工艺流程图

井场设甲醇加注撬 1 座，甲醇加注撬通过管线连接在井口回压管线采气数

针形阀外侧 1 米左右位置进行加注，根据冻堵管线距离加注甲醇时间内回压下降，如果发现回压上升调整加药量加注。甲醇主要在冬季使用，由建设单位第三方单位采用罐车拉运。

单井油气开采期间废气污染源主要为井场阀门、法兰等组件泄漏形成的无组织挥发性废气（包括非甲烷总烃和 H_2S ），及甲醇储罐无组织排放的甲醇，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄漏挥发；废水污染源主要为采出水及井下作业废水，采出水随采出液一起进入顺北油气田五号联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至顺北油气田环保站处置；噪声污染源主要为井场设备噪声，采取基础减振等措施；固体废物包括落地油、油泥（砂）、废润滑油、废防渗材料等收集后委托有资质的处置单位妥善处理。

（2）油气集输

顺北 62 侧井位于顺北二区 6 条带上，顺深 2 斜位于顺北 6 条带和顺北 8 条带之间。油气集输至顺北二区天然气处理厂，进站油气分离后，天然气进站处理后直接外输，原油利用已建 4、8 条带间原油管道输送至顺北五号联处理。

集油计量工艺：各井采出气液集输至 4 井式集油计量阀组橇，需要计量的单井可选井至计量橇进行计量，计量后与集油阀组橇汇管出的未计量气液汇合通过输油支线输至计转站。阀组站工艺流程见图 3.4-6。

图 3.4-6 运营期油气流向示意图

阀组站集输期间废气污染源主要为阀组泄漏形成的无组织挥发性有机废气；固体废物主要为阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢产生的油泥（砂）。

（3）井下作业

井下作业是进行油气生产的重要手段之一。一般在采气井投产前及投产以后进行，主要包括试井、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。

酸化压裂主要用于气藏的改造。经按比例配制好的压裂液、酸化液由压裂车及酸罐车拉运至井场暂存,通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后,利用地面加压泵组,向地层注入高于地层破裂压力的前置液,随即在井底附近产生高压,当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后,在地层中形成裂缝,继续将带有支撑剂(石英砂、陶粒)的压裂液注入裂缝中,支撑剂留在地层中,形成填砂(或陶粒)裂缝带。造成人工裂缝后,继续泵注酸液,依靠酸液和地层的不均匀溶蚀,把裂缝壁面刻蚀成凹凸不平的表面,可提高气层渗透性,从而达到增产的目的。

洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采气井使用一段时间后,因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将井管全部拔出,以便更换损坏的井管和机具;洗井采用活动洗井车密闭洗井。侧钻工艺过程与施工期相同。

图 3.4-7 运营期工艺流程图

油气开采、集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气(G_1),采取密闭集输工艺;废水污染源主要为采出水(W_1)和井下作业废水(W_2),其中采出水依托顺北油气田五号联合站处理;井下作业废水自带回收罐回收作业废水,拉运至顺北油气田环保站处理;噪声污染源主要为采气树/采油树(N_1)、井下作业设备(N_2)运行产生的噪声,采取基础减振的降噪措施;固体废物主要为落地油泥 S_1 、废防渗材料 S_2 等。

3.4.1.3 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。

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，建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置，或进行综合利用。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，管线两端使用盲板封堵。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场、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。集输管线开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地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。永久占地主要为井场、站场和架空线路的永久占地。

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

根据估算，本工程总占地约 24.38hm²，其中永久占地 0.84hm²、临时占地 23.54hm²，详见表 3.4-1。

表 3.4-1 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			备注	占地类型
		永久	临时	总占地		

1	新建井场						未利用地 (沙地)
3	新建 集输 管线	顺北 62 斜至 SHB6-9X 井管 线					未利用地 (沙地)
4		SHB6-6X 井至 6 条带接入阀 室管线					未利用地 (沙地)
5		顺深 2 斜井至 SHB83 阀组					未利用地 (沙地)
6	电力线						未利用地 (沙地)
合计							

3.4.2.2 施工期污染源分析

(1) 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、施工车辆尾气及焊接废气。

①施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、车辆运输过程中产生，管线施工过程中管沟开挖周期较短，且采取洒水抑尘，避开大风天气，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。

——车辆行驶产生的扬尘

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

表 3.4-2 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.4-2 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量 单位: kg/辆·km

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

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

——土石方工程及裸露场地产生的扬尘

管沟开挖、回填等土石方作业过程中，由于扰动了地表，破坏了原来的土壤结构，同时土方起落高差等因素，均会导致扬尘的产生；另一方面，由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，露天堆场和裸露场地在气候干燥又有风的情况下，较易产生风力扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

②施工车辆尾气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x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，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

③焊接废气

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。管线焊接时间一般都较短，污染物排放量较小，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

(2) 废水

①生活污水

本工程地面工程施工人数为 50 人，施工期为 100 天，按每人每天生活用水量按 60L/人·d 计，生活污水产生量按用水量 80%计，施工期生活污水共产生量为 240m³。

②管线试压废水

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。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本工程管线总长度为 19.9km，试压废水为 49.75m³，主要污染物为 SS。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水。

(3) 固体废物

本工程施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工人员生活垃圾。

①土石方

本工程施工期开挖土方主要产生于井场设备基础建设、管沟开挖、路基开挖等环节。本工程新建管线 3 条，管线总长 19.9km。本工程开挖量为 $4.71 \times 10^4 \text{m}^3$ ，全部用于回填，场地平整，无弃方。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。本工程土石方平衡表见表 3.4-3。

表 3.4-3 土石方平衡表 单位：万/ m^3

工程名称	挖方	填方	借方		弃方	
			数量	来源	数量	去向
管道工程			0	/	0	/
合计			0	/	0	/

②施工废料

施工废料主要为边角料、管道焊接及吹扫废渣，根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程焊接及吹扫废渣产生量约为 3.98t，施工废料全部统一回收至建设单位库房再利用。

③生活垃圾

地面工程施工人数约 50 人，施工周期 100 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，生活垃圾产生量共计 2.5t。生活垃圾委托库车市老城环境卫生有限责任公司集中定期清运至库车景胜新能源环保有限公司处理。

(4) 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、推土机、运输车辆、吊装机、焊接机器等，产生噪声级在 84~90dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

(5) 施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.4-4。

表 3.4-4 施工期污染物排放汇总

项目	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	扬尘机械、车辆尾气、放喷伴生气燃烧废气	CO		大气
		NO ₂		
		SO ₂		
		烃类		
水污染物	生活污水	COD、NH ₃ -N、SS		经撬装式污水处理装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 的 C 级标准，出水用于荒漠灌溉。
	管道试压水	SS		管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地洒水降尘。
固体废物	施工土石方	/		回填，无废弃土方量。
	生活垃圾	/		生活垃圾委托库车市老城环境卫生有限责任公司集中定期清运至库车景胜新能源环保有限公司处理。
	施工废料	/		施工废料全部统一回收至建设单位库房再利用。
噪声	施工设备及车辆	/		选用低噪声设备，加强施工管理。

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废气污染源

本工程运营期间产生的废气主要为井场阀门和法兰等位置无组织挥发的非甲烷总烃和少量 H₂S，及甲醇储罐无组织挥发的甲醇气体。

①无组织排放的非甲烷总烃

本工程无组织非甲烷总烃排放量参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)中 5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量计算公式对本工程无组织挥发的非甲烷总烃进行核算。

公式如下：

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

式中：E_{设备}——设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.4-5 设备与管道组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》, 若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数, 则取 1 进行核算, 则本工程采出液中 $WF_{\text{VOCs}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据, 项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见表 3.4-6 所示。

表 3.4-6 拟建工程无组织废气核算一览表

经核算, 拟建工程 2 口井无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.368t/a。

②无组织排放的 H_2S

根据设计提供资料, 顺北 62 侧井和顺深 2 斜井参照顺北二区 6 条带油气物性。6 条带甲烷 (C_1) 含量平均 87.74% (地面天然气 C_1 含量在 85.4%~89.82% 之间, 平均 87.74%), 故非甲烷总烃含量为 12.26%, 根据上文计算可知新建

单座井场非甲烷总烃排放量为***t/a，无组织的天然气排放量分别为***（t/a）；

折算成体积为：标况下，本区块油藏天然气密度为 0.699kg/m³（顺北地面天然气相对密度分布在 0.690~0.707，平均 0.699），故单座井场无组织排放的天然气体积分别为***（m³）；

顺北油气田 6 条带硫化氢含量平均值为***mg/m³，计算可得本工程单座井场无组织硫化氢的排放量为：***（t/a）（0.0001kg/h）。

本工程运营期 2 口井无组织硫化氢的排放量为：***t/a，可采用密闭集输，并设置腐蚀检测装置，防止 H₂S 的泄漏。

③无组织甲醇挥发

为系统冻堵时解堵需要，本工程新建甲醇加注系统一套。甲醇加注泵根据需注入凝液回收单元易冻堵部位。

甲醇加注撬内甲醇容积约 1m³（常温常压，充装系数为 0.85，甲醇密度为 791.4kg/m³，顶部设呼吸阀），一罐双泵：甲醇加注泵 2 台（1 用 1 备）排 50L/h。

甲醇加注间歇运行，年运行时间较短，用于系统冻堵时解堵；同时甲醇加注撬使用进行氮封，防止甲醇挥发，因此甲醇的挥发量极小，可忽略不计。

3.4.3.2 废水污染源

（1）采出水

采出水污染物源强分析参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中石油与天然气开采行业系数表。

表 3.4-7 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
天然气	非超低含硫天然气	自喷	所有规模	工业废水	t/万立方米-产品	0.77	物理+化学+回注
				化学需氧量	g/万立方米-产品	749	
				石油类	g/万立方米-产品	60.61	

A 取 0.24

表 3.4-8 采出水废水量及污染物产生量一览表

污染物指标	产污系数	2 口井污染物产生量（t/a）
工业废水量	0.77	3865.4
化学需氧量	749	3.76
石油类	60.61	0.30

本工程产油规模***m³/年，采出水量为 3865.4t/a。采出水随采出液一起进入五号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中储层空气渗透率（μm²）≥2.0 的标准后回注地层。

（2）生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。运营期工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

（3）井下作业废水

井下作业主要包括洗井、清蜡、清砂、修井、侧钻、酸化、压裂等，其中侧钻过程所产生的废水与钻井工程相类似，清蜡、清砂均属于洗井范畴，本次主要分析洗井、修井、侧钻、酸化、压裂等过程产生的废液。

根据顺北 2 区周边井场多年施工经验，单井产生压裂返排液量约 60~100m³/口（本工程按 100m³/口计）按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业废水包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，本项目共部署 2 座采气井场，则每年井下作业废水产生量为 100t。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至顺北油气田环保站进行达标处理。

3.4.3.3 固体废物污染源

（1）落地油

落地原油主要产生于井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本工程运行后落地油产生量约 0.2t/a，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08）。根据西北油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托持有危险废物经营资质单位处置。

（2）钻井泥浆及岩屑 可能是油基泥浆

井下作业主要包括压裂、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。压裂、侧钻工艺过程与施工期相同。考虑到后期上产需要，单座井场后期侧钻按 2 次考虑，单次侧钻钻尺深度按 600m 考虑，故本次单井侧钻总进尺为 0.12×10⁴m，侧钻过程中使用 KCl 聚磺体系泥浆，废钻井泥浆及岩屑排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式计算，初步估算侧钻产生泥浆量 125m³/a，钻井岩屑量 27.5m³/a 左右。

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，从井口振动筛、离心机、旋流除砂器排出的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至顺北油气田环保站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

（3）废润滑油

本工程废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约 0.05t，本工程共部署 2 口井，每次产生废润滑油约 0.10t，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，委托持有危险废物经营资质单位处置。

（4）废防渗材料

废防渗材料主要是在修井过程产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上。单块防渗布重约 250kg（12m*12m），单井作业用 2 块，则本工程产生废弃防渗布约 1t，修井作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗布最大量约 0.5t/a。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年 第 74 号），沾油废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集后，委托持有危险废物经营资质单位处置。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.4-9。

表 3.4-9 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含	071-001-08	0.2	井下作业、采油环节，集输环节	液态	石油类	间歇	T,I	委托持有危险废物经营资质单位处置

2	废防渗材料	矿物油废物	900-24 9-08	0.5	井下作业、维修	固态	石油类	间歇	T.I	
3	废润滑油		900-24 9-08	0.10	井下作业和采油过程中机械设备维修	固态	石油类	间歇	T.I	

(5) 生活垃圾

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

3.4.3.4 噪声源强

拟建工程实施后噪声污染源治理措施情况见表 3.4-10，拟建工程采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB(A)。

表 3.4-10 噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强(dB(A) (声功率级)	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	单井	采气树/采油树	1	80	基础减振	10
2	井场	甲醇加注撬	1	90	基础减振	10

3.4.3.5 运营期污染源汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.4-11。

表 3.4-11 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	烃类			
		硫化氢			
废水	采出水	工业废水量			
		化学需氧量			
		石油类			
	井下作业废水	井下作业废水量			
固体废物	落地油	石油类			
	废防渗材料	石油类			
	废润滑油	石油类			
	钻井泥浆	钻井磺化泥浆			

	钻井岩屑	废弃磺化岩屑			
噪声	采气树/采油树	机械噪声			
	甲醇加注撬				

3.4.4 退役期环境影响因素分析

服务期满后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，采取合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后拉运至当地垃圾填埋场填埋处理。

3.4.5 非正常排放

拟建工程非正常排放主要包括井口压力过高时的放喷。若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池燃烧放空。拟建工程非正常排放见表 3.4-12。

表 3.4-12 非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	非正常排放速率(kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次
井场井口	井口压力过高时的放喷	非甲烷总烃			
		颗粒物			
		NO _x			

3.4.6 清洁生产水平分析

本工程隶属西北油田分公司采油四厂管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本工程清洁生产水平作出评价。

3.4.6.1 清洁生产水平评价

（1）评价指标体系

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

定量评价指标：选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、

增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评本工程实施清洁生产的状况和清洁生产水平。

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

①评价依据

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

a 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；

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

c 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评价指标

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

的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-13。

表 3.4-13 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	审核后得分
(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	≤50	30
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率		%	10	≥60	/	/
		油井采出气回收利用率		%	10	≥60	≥60	10
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	≥90	10
(3)污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	0	5
		COD		mg/L	5	甲类区: ≤100 乙类区: ≤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	≥60	7.5
		油井采出气外排率		%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率		%	7.5	≥80	≥80	7.5
定性指标								
一级指标	权重值	二级指标					指标分值	审核后得分
(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	采气过程醇回收设施		10	井筒设施完好	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		10		套管气回收装置	20
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		5	5
		集输流程			全密闭流程, 并具有轻烃回收装置		5	5
(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	12
		制订节能减排工作计划					5	5
(3)贯彻执行环	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况					5	5

境保护政策法规 的执行情况		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

(2) 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据为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时，应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

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。如采用手工计算时，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 。

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。

由于企业因自身统计原因所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标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

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出本工程清洁生产综合评价指数。

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标见表 3.4-14。

表 3.4-14 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	$75 \leq P < 90$

根据清洁生产综合评价指数判定：审核后本工程综合评价指数为 90.8，属于清洁生产先进企业。

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立 HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

3.4.6.2 清洁生产建议

- (1) 建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。
- (2) 做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。
- (3) 需进一步提高清洁生产审核的参与度。
- (4) 对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。

因此西北油田分公司采油四厂在今后的生产过程中，还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入西北油田分公司采油四厂的管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

3.4.7 污染物排放“三本账”

本工程建成后运营期污染物排放变化情况见表 3.4-15。

表 3.4-15 运营期污染物排放“三本账”汇总表

污染物类型	污染物名称	现有工程排放量 (t/a)	本工程排放量 (t/a)	以新带老消减量 (t/a)	本工程实施后排放量(t/a)	排放增减量 (t/a)
废气	颗粒物					
	二氧化硫					
	氮氧化物					
	H ₂ S					
	VOCs					
废水	采出水					
	废液					
	生活污水					
固废	含油污泥					
	碱渣					
	混油泥浆和岩屑					
	水基钻井泥浆和岩屑(含磺化)					
	生活垃圾					
	废机油					

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷

控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合工程实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据国家现行总量控制因子及“十四五”总量控制要求，考虑本工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOCs

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.4.8.3 总量控制建议指标

采出水随采出油气输送至天然气处理厂处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)等相关标准后回注于地层，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本次评价采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，工程运营期 VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为 0.368t/a。

综上所述，本工程总量控制指标为：VOCs：0.368t/a。

3.5 相关法律法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

本工程位于国土资源部批准的新疆塔里木盆地油气开采区域内，有助于推进塔里木盆地的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“石油天然气开采”列入“鼓励类”项目。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。

3.5.2 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，符合性分析见表 3.5-1。由表 3.5-1 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 3.5-1 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》	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%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	本工程清洁生产水平可达到国内清洁生产先进水平；废水经处理后回注地层；固体废物处置率可达到 100%。	符合
	石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	本工程为探转采工程，工程方案设计基于区块概念设计，合理布置井场及管线；工程设计阶段提出了相应的污染防治措施以及固沙措施，注重环境保护。 工程符合清洁生产要求，废水、固废处置措施得当。 西北油田分公司采油四厂已制定突发环境事件应急预案，并已报生态环境主管部门备案。本报告中已提出针对性的风险防范措施，可降低事故发生概率，减轻事故影响。	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本工程为探转采工程，工程方案设计基于区块概念设计，合理布置站场及管线；本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，可有效减少油气损失；固体处置措施得当，处置率可达到 100%。	符合
	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业时铺设防渗材料，防止落地油产生，集中收集并及时委托有资质的单位处置。	符合
	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。 酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本工程酸化压裂液集中配制，酸化压裂返排液采用专用废液收集罐收集后拉运至已建环保站处理。酸化压裂作业和测试过程采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，可有效减少油气损失，油气损耗率低于 0.5%。	符合

	在油气开发过程中,应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。	本工程所在区域属于水土流失重点治理区,建设单位已委托第三方单位编制水土保持方案报告书,环评报告中也已提出针对性的生态保护措施。	符合
	油气田企业应制定环境保护管理规定,建立并运行健康、安全与环境管理体系。	本工程由西北油田分公司采油四厂统一运营管理,西北油田分公司采油四厂已建立了QHSE制度管理体系,并将各项环境管理制度作为QHSE制度管理体系重要建设内容,制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度,基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。	符合
	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	本工程建设单位将按照要求开展环境监理。	符合
	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别,制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作,采取环境风险防范和应急措施,防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	西北油田分公司采油四厂已制定突发环境事件应急预案,并已报生态环境主管部门备案。井场内拟设有毒气体探测器和可燃气体探测器,可实现有毒气体和可燃气体浓度检测和报警功能。	符合
《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》	第十八条规定:向大气排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者,应当按照国家有关规定和监测规范,自行或者委托有资质的监测机构监测大气污染物排放情况,并保存原始监测数据记录。	本工程已制定监测计划。	符合
	第三十条规定:下列产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动,应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行,并安装、使用污染防治设施;无法密闭的,应当采取措施减少废气排放:(五)其他产生挥发性有机物的生产和服务活动。石油、化工等排放挥发性有机物的企业事业单位和其他生产经营者在维修、检修时,应当按照技术规范,对生产装置系统的停运、倒空、清洗等环节实施挥发性有机物排放控制。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程,有效减少废气排放。	符合
	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。	本工程施工期产生的建筑垃圾集中收集后首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至当地垃圾填埋场处置。工程施工结束后拟对临时占地进行恢复治理,可减少扬尘影响。	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	本工程井场施工周期较短,且采取洒水抑尘措施,运输车辆采取减速	符合

	挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。	慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘。	
《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）	各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	中石化西北油田分公司已编制完成《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》环评。目前，该规划环评已在自治区生态环境厅备案。	符合
	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，将相关成果向省级生态环境主管部门通报。涉及海洋油气开发的，应当通报生态环境部及其相应流域海域生态环境监督管理局。	《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》环评已经就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出了预防和减轻不良环境影响的对策措施。	符合
	规划环评应当结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护地、生态保护红线管控等要求，切实维护生态系统完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议，合理确定开发方案，明确预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实“三线一单”（生态保护红线，环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求，页岩气等开采应当明确规划实施的水资源利用上限。涉及自然保护地、生态保护红线的，还应当符合其管控要求。在重点污染物排放总量超过国家或者地方规定的总量控制指标区域内，应当暂停规划新增排放该重点污染物的油气开发项目。在具有重大地下水污染风险的地质构造区域布局开发项目应当慎重，确需开发的，应当深入论证规划实施的环境可行性，采取严格的环境风险防范措施。	《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》环评已结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护地、生态保护红线管控等要求，切实维护了生态系统的完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出了油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议，合理确定开发方案，明确了预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实了生态环境分区管控要求。	符合
	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	本工程是以顺北油气田开展环评，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程的可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。	本工程已要求回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染，回注目的层为地质构造封闭地层，满足要求。	符合
油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	本工程运营期产生的落地油、废润滑油和废防渗膜均为危废，委托持有危险废物经营资质单位处置。	符合
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。	本工程最大限度地减少了油气的无组织挥发。	符合
施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	工程的建设符合相关规划及区域生态环境分区管控要求，选址选线合理；施工期严格按照既定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施；施工结束后应及时对工程区进行平整、清理，恢复临时占地。	符合
陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	本工程针对不同的穿越工程，采取适宜的施工方式；针对管线可能发生的风险，提出了相应的风险防范措施。	符合
油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环	本工程建成后归属采油四厂管辖，采油四厂具备完善的应急管理体制	符合

	境主管部门备案	系，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。	
	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，涉及自然保护区和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管	工程建成后归属采油四厂管辖，克拉采油气管理区具备完善的健康、安全与环境（HSE）管理体系，项目正式开工后，要求油气开采企业每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，接受生态环境主管部门依法监管	符合
	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。海洋油气勘探开发活动终止后，相关设施需要在海上弃置的，应当拆除可能造成海洋环境污染损害或者影响海洋资源开发利用的部分，并参照有关海洋倾倒废弃物管理的规定进行。拆除时，应当编制拆除环境保护方案，采取必要的措施，防止对海洋环境造成污染和损害。	已提出工程设施退役后须采取有效的生态环境保护措施。	符合
	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权、监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合
转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知（新环评价发〔2020〕	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。	中石化西北油田分公司已编制完成《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》环评。	符合
	请各有关单位于 2020 年 8 月 31 日前将本公司已开展的油气发展（开发）相关规划及规划环评编制和报批（报审）情况、下	《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》环评已取得新疆维吾尔自治区生态环	符合

142 号)	一步开展油气发展(开发)相关规划和规划环评编制的计划报送我厅,并抄送各有关地(州、市)生态环境部门。	境厅《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)	
	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评)。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块,建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。 2021年1月1日起,原则上不以单井形式开展环评。过渡期间,项目建设单位可以根据实际情况,报批区块环评或单井环评。	本工程以区块为单位开展环评,在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析,并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施,并分析了依托工程的可行性和有效性;同时对现有工程也进行了回顾性评价,对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
	各油气企业要切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境保护管理制度,加强督促检查,推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	环评要求本工程所属油气企业要切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境保护管理制度,加强督促检查,推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	矿区环境:矿区功能分区布局合理,应绿化和美化矿区,使矿区整体环境整洁美观。生产、运输和储存等管理规范有序。油气场站应采用合理有效的技术措施对高噪音设备进行降噪处理。因地制宜绿化矿区,绿化应与周边自然环境和景观相协调,绿化植物搭配合理。	本工程依托顺北油气田现有集输系统,整个生产、运输和储存管理规范有序,天然气处理厂周围因地制宜地进行了绿化,各油气站场对高噪音设备采取了降噪处理,本次新建工程提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。	符合
	资源开发方式:资源开发应与环境保护,资源保护、城乡建设相协调,最大限度地减少对自然环境的扰动和破坏,选择资源节约型、环境友好型开发方式。因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开发边治理、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。应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本工程开发方案设计考虑了区块资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备,符合清洁生产要求。	符合
	资源综合利用:按照减量化、再利用资源化的原则,综合开发利用油气藏伴生资源、综合利用固体废弃物、废水等,发展循环经济。气田伴生资源综合利用,与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于90%;与甲烷气伴生的硫化氢资源综合利用率不低于95%;与甲烷气伴生的二氧化碳资源综合利用率不低于95%。	工程凝析油完全回收,伴生气不含硫化氢和二氧化碳,工程满足资源综合利用要求。	符合

	节能减排：建立油气田生产全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求。	中石油西北油田分公司建立完善的节能减排制度，工程单位能耗、物耗、水耗及三废排放满足相关标准及规定要求。	符合
	科技创新与信息化：建立科技研发队伍，推广转化科技成果，加大技术改造力度，推动产业升级。建设数字化油气田，实现企业生产、经营和管理的信息化。	西北油田分公司已建成“石化通”油气生产等 5 类标准化工作信息平台基本实现数据采集全覆盖，单井数字化率达到 96%，站场数字化率 100%，标志着西北油田分公司数字化油田全面建成。	符合
	企业管理与企业形象：应建立涵盖产权、责任、管理和文化等方面的企业管理制度。应建立绿色矿山管理体系。	按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了采油四厂管理区 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。	符合
《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》	沙区开发建设项目应尽量减少占用已经治理好的沙化土地。需要占用固定沙地、半固定沙地、流动沙地，要根据各地实际情况，搞好生态保护、治沙等方面的科学论证，做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容的评价工作。	本项目位于塔克拉玛干沙漠，占用流动沙地。在施工过程中，不得随意碾压项目区内其他固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。	符合
	沙区开发建设项目应尽量减少占用沙区植被地。确需占用沙区植被地的建设项目，要严格按程序报批，并做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价报告的编制工作。	本工程位于沙漠腹地，占地范围内基本无植被分布。本次环评中已提出详细的防沙治沙措施。	符合
	严格控制在沙化土地封禁保护区内开展建设活动。确需在沙化土地封禁保护区实施的建设项目，必须按照沙化土地封禁保护区有关行政许可的要求，报国家林业局审批。对沙化土地封禁保护区内的建设项目，应把环评中防沙治沙内容评价作为审查的重点，不符合要求的将不予审批。	本工程距离沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区 73.8km。	符合
《关于加	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》要求，强化建设项目的可行性、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	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施，具体见“6.1.1.5 章节”	符合

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)	性、有效性评估		
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,不予批准其环评文件,从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程距离沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区 73.8km,不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施,不会超过区域生态环境承载能力	符合
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔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。	本工程不涉及基本农田,施工过程中严格控制施工占地,井场建设完成后,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。	符合
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》	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业生态环境准入条件(2024 年)》(新环环评发〔2024〕93 号)	(一)适用范围 适用于自治区行政区域内新、改、扩建陆地石油天然气开发项目相关环境管理活动。包括石油、天然气、页岩油、页岩气的勘探、开采、油气集输与处理等作业或过程。	本工程为石油天然气的开采	符合
	(二)选址与空间布局 1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求,原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本工程为区块地面工程。	符合
	2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下,经环境影响比选论证后,适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本工程位于沙雅县,站间管线已进行合理性论证	符合
	3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本工程不涉及自然保护地	/
	(三)污染防治与环境影响	施工期严格按照既定方案施工,合	符合

1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,有效降低生态环境影响。	理制定施工方案,加强施工管理,严禁施工人员和机械在施工范围外作业	
2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放,油气集输损耗率不得高于 0.5%;工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源,燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求,有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。	本工程采取设备密闭、有效控制挥发性有机物无组织排放,报告已要求相应环境风险措施。	符合
3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上;边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放。	油气全部密闭集输进站,不放空	符合
4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到 95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本工程采出水在五号联合站经过处理达标后回注,井下作业废水自带回收罐回收,拉运至顺北油气田环保站废液处理系统,处理达标后回注,不外排	符合
5.涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技	采出水在五号联合站经过处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注;井下作业废水,拉运至顺北油气田	/

	术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	环保站废液处理系统,处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注	
	6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固相优先综合利用,暂时不利用或者不能利用的,应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置;废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物,应按照国家有关规定制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	运营期危险废物委托有资质单位拉运处置。	符合
	7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。	项目选用低噪声机械设备,项目周围无居民区,通过合理布局、加强管理,项目噪声满足要求	符合
	8.对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	经调查,西北油田公司对退役的废弃井已进行生态修复,满足相应要求。	符合
《空气质量持续改善行动计划》	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。	本工程采用密闭集输工艺。	符合

(2) 与相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置,工程区位于阿克苏地区沙雅境内,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 3.5-2。由表 3.4-2 分析可知，工程建设符合上述规划。

表 3.5-2 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
全国矿产资源规划	强化东部老油田挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以 塔里木 、鄂尔多斯、准噶尔 等盆地为重点 ，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。	本工程属于塔里木盆地的石油天然气开采项目	符合
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本工程位于塔里木盆地油气基地，属于陆地天然气开采工程。	符合
《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	本工程行政区隶属新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县管辖，工程所在区域不属于禁止开发区域。本工程不占用自然保护区以及重要水源区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。本工程所在的顺北油气田是西北油田近年来石油勘探的重大发现，是原油上产增储的主力区块。建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。	符合

	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。		
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本工程符合生态环境分区管控要求。	符合
	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，有效减少废气排放。	符合
	加强环境噪声污染防控。加强噪声污染源监管，继续强化和深入推进交通运输噪声、建筑施工噪声、社会生活噪声、工业企业、机场周边噪声污染防治，推进工业企业噪声纳入排污许可管理。	本工程施工期及运营期拟采取针对性的噪声防治措施，减轻噪声影响。	符合
	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计	符合

		划,做好信息公开工作,规范运行危险废物转移联单。	
	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展,严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度,落实“三线一单”生态环境分区管控要求,守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线,实施生态环境准入清单管控。	本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县,为油气开发项目,不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目,符合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、地下水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。	本工程运营期产生的采出水依托顺北油气田五号联合站处理;井下作业废水自带回收罐回收作业废水,拉运至顺北油气田环保站处理,废水均不向外环境排放;严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求,进行分区防渗;制定完善的地下水监测计划;切实保障地下水生态环境安全。	符合
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点,开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查,建立油气资源开发区域土壤污染清单,对列入土壤污染清单	运营期固体废物主要为落地油、废润滑油、废防渗材料等,属于危险废物,委托持有危险废物经营资质单位处置。	符合

	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。		
《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》	顺北一、二、三区：按照“五化”建设理念，实现工艺方案先进，投资经济效益最优。一区和三区油气集中至五号联处理，二区净化厂建成前二区油气集输至一区五号联处理，建成后外输气至轮南。	本工程位于顺北二区，采出的油气集输至顺北二区天然气处理厂，进站油气分离后，天然气进站处理后直接外输，原油利用已建 4、8 条带间原油管道输送至顺北五号联处理。	符合
	参照《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)中挥发性有机物控制有关要求，定期对泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等进行泄漏检测，若发生泄漏情况及时修复并保留台账记录。	本工程为石油天然气开采项目，油气输送过程全密闭，运营期采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等定期的检查、检修。	符合
	施工期间施工现场设置围挡，车辆低速行驶、燃烧合格油品，场地大风天气适当洒水抑尘，减少扬尘产生。	施工期间施工现场设置围挡，车辆低速行驶、燃烧合格油品，场地大风天气适当洒水抑尘，减少扬尘产生。	符合
	采油(气)场站和油气处理场站均采用密闭集输管道输送油气	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，有效减少废气排放。	符合
	“十四五”规划实施过程产生的含油废水处理达标后回注于地层，生活污水处理达标后用于区域绿化，均不外排。	本工程运营期产生的采出水和井下作业废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注油层。施工期产生的生活污水经“生化+过滤”撬装式装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)表 2 的 C 级标准，出水用于荒漠灌溉。	符合
	“十四五”规划实施过程产生的一般工	本工程产生的生活	符合

	业固废收集后运至区域填埋场处理，生活垃圾收集后定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置或拉运至周边生活垃圾填埋场处理，危险废物委托有资质单位进行处理，均不随意排放、倾倒。	垃圾委托库车市老城环境卫生有限责任公司集中定期清运至库车景胜新能源环保有限公司处理。运营期产生的危险废物交由有资质的单位处置。	
《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	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。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，能有效减少废气排放。	符合
	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。	本工程运营期产生的采出水和井下作业废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注油层。	符合
	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。	本工程运营期产生的落地油 100%回收，油泥(砂)、废润滑油、废防渗材料，收集后交由有危险废物处置资质的单位处置。	符合
	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。	本工程施工期及运营期拟采取以下生态恢复治理工作：严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土保持措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施。	符合
	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	本次环评已提出运营期各环境要素的监测计划。	符合

	取有效的生态环境保护措施。		
	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。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，能有效减少废气排放。	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，落实生态保护红线要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局。	本工程属于西北油田天然气开采项目，本工程西北距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 58.4km，本工程所在区域不涉及城镇开发边界，本工程建设符合区域主体功能定位，对生态环境影响较小。	符合
	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 3.5-2 的分析，本工程与相关规划协调一致。

3.5.3 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 3.5-3~3.5-4。

综上所述，本工程位于沙雅县一般管控单元（ZH65292430001），本工程北距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 58.4km，不占用生态保护红线。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 3.5-3 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	1. 生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理，实施正面清单管控。遵循生态优先、严格管控、奖惩并重的原则，严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，生态保护红线内禁止城镇化和工业化活动。根据主导生态功能定位，实施差别化管理，确保生态保护红线生态功能不降低、面积不减少、性质不改变。 2.生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造。 3.森林和野生动物类型国家级自然保护区外的其他类型自然保护区，应当按照《中华人民共和国自然保护区条例》第三十二条“在自然保护区的实验区，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准”等有关规定，以及《中华人民共和国环境影响评价法》等法律法规，依法办理环评、土地等有关手续。	本工程井场属于沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292430001）。本工程周围无自然保护区、风景名胜区、居住区、学校等环境敏感目标。根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》对比分析，本工程距离最近的生态保护红线塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区的距离约 58.4km，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	水一般管控区：在开发建设活动中，严格遵守国家及自治区相关法律、法规、标准、规范，全面实现水污染物稳定达标排放，加强污水回用和综合利用，严格控制跑、冒、滴、漏等无组织排放。 大气一般管控区：贯彻实施国家和自治区大气污染相关各项标准，深化重点行业污染治理。实施防风固沙绿化工程、推进露天矿山综合整治。新（改、扩）建项目，满足产业准入、总量控制、排放标准等管理制度要求的前提下，实行工业项目进园、集约高效发展。 土壤环境分区管控要求：农用地优先保护区：①将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不	本工程运营期废水不对外排放。 本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，工程建设过程中将采取有效的防尘抑尘措施；运营期流程全密闭，有效减少废气排放。 本工程占地类型为沙地，不占用农田，在正常状况下不会造成土壤环境质量恶化。	符合

	减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 ②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收土地的，必须经国务院批准。 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。 ③永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目，已建成的，应当限期关闭拆除。 ④严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，有关环境保护主管部门依法不予审批可能造成耕地土壤污染的建设项目环境影响报告书或者报告表。优先保护类耕地集中区域现有可能造成土壤污染的相关行业企业应当按照有关规定采取措施，防止对耕地造成污染。		
环境管控单元	其他布局要求（A1.4-1）一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	本工程属于天然气开采建设项目，不属于高污染、高能耗和资源型的产业类型，属于国家产业政策中的鼓励类。本工程符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划，选址选线合理。	符合

表 3.5-4 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	单元特征	环境要素属性
ZH65292430001	沙雅县一般管控单元	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			本工程占地类型为沙地，不占用基本农

	《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、永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。 4、严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 5、禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。 6、禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	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。 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。	拟建项目不属于畜禽养殖项目，拟建项目采出水依托顺北油气田五号联合站处理；井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至顺北油气田环保站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全。
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	拟建项目不涉及受污染耕地。

	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。	
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。	拟建项目不涉及。

表 3.5-5 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
天山南坡片区总体管控要求	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。	本工程不位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
	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，井场建设完成后，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监督力度，实施博斯腾湖综合治理。	本工程位于阿克苏地区沙雅县，距离塔里木河较远，运营期耗水环节为生产以及井下作业用水，用水量较少，生产废水等进行综合利用，不挤占塔里木河生态用水。运营期加强环境风险防控，基本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
	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 3.5-1 本工程在环境管控单元分布图中的位置图

3.6 选址选线合理性分析

3.6.1 选址可行性

3.6.1.1 项目总体布局合理性分析

本工程位于现有顺北油田采矿权范围内，不涉及新申矿权范围。工程占地范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等；距离生态保护红线（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近距离 58.4km，距离沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区 73.8km，从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为沙地，主要以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。评价范围内植被覆盖度较低，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。

本工程站场选址严格按照设计实施，集输管线埋地敷设，总体布局合理，总体布局合理。本次评价要求油田开发要严格按照设计方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与周围其他建构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

3.6.1.2 井场布置合理性分析

（1）本工程为探转采工程，井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”，项目所在区域沙雅县属于塔里木河流域重点治理区和塔里木河流域水土流失预防区，井场布置无法避让，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减轻因工程建设带来的不利影响，减少水土流失。工程建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据工程影响预测分析，工程对周边产生的环境影响在可接受范围内。

（2）井场的平面布置按照现行的规范和标准的要求布设，使用的工艺设备管道相对集中，在满足工艺安装和检修需要的同时，布置较为紧凑，最大限度地减少对土地的占用。

综上，井场布置合理，满足相关要求。

3.6.2 管线选线可行性分析

（1）本工程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；距最近的塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区 58.4km，距离沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区 73.8km。

(2) 项目所在沙雅县属于塔里木河流域水土流失重点治理区和重点预防区。建设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。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内。

(3) 管线不穿越河流，施工期及正常运营期不会对河流产生影响。

(4) 管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

(4) 集输管线布设符合《油田油气集输设计规范》(GB50350-2015) 的要求，在满足生产要求的前提下，考虑地形、地质因素以及风险事故因素，避开可能塌方和被洪水冲侵的地段，选择土质沙地；集输管线沿路建设不占用耕地，不穿过村庄、水源地等环境敏感目标。管线选址靠近现有道路，方便运输、施工和生产维护管理。工程所在地环境质量现状良好，项目采取有效污染防治及风险防范措施后，建设和运行对评价区环境影响较小、风险可控，项目管线选址可行。

综上所述，拟建工程合理优化管线、道路选线方案，减少管线的长度。道路建设尽量利用现有油田道路，且尽量沿道路敷设，采用同沟敷设等方式，减少对评价区植被的破坏和水土流失。管道两侧 300m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为沙地。项目选址符合生态环境分区管控要求，不位于法律法规明令禁止建设的区域，距最近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 58.4km，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。本工程施工期前需要办理征地手续，严格控制占地范围，加强施工管理，尽量减少对植被的破坏，施工结束后及时进行生态恢复，可以确保区域生态环境功能不降低。从环境保护角度看，选线可行。

4.环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

本工程位于塔里木盆地塔克拉玛干沙漠北部，行政区划属于阿克苏地区沙雅县，位于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司顺北油气田二区，中心地理坐标为：***，***。地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

沙雅县大致可分为沙漠、塔里木河谷平原、渭干河冲积扇平原三大部分。全境海拔 943~1050m 之间，北高南低，由西向东略有坡降，塔里木河自西向东在沙雅县中部偏北横贯全县，将沙雅县分为南北两部分，北部为渭干河冲积扇下游平原区，是沙雅县的农业及人口聚居的地方。面积有 880km²，占总面积的 2.75%，但已耕地只占此处面积的很小一部分。在河谷平原里，有重盐渍地 2583km²，剩余的宜林宜牧面积只有 2212km²。

工程所在顺北区块位于沙雅县南部的塔克拉玛干沙漠区，目前该区处于油气资源开发期。该区除在塔河沿岸的绿色走廊内有少量的农牧业生产活动外，主要为无人沙漠区，该区地形由北向南倾斜，坡降约 1/6000，东西坡降为 1/4000~1/5000。区域内地貌为高大沙丘，无人居住区，地下油气资源丰富，已确定为西气东输的主要气源地之一。

项目所在区域内地表的沙丘多呈新月形，依风向呈鱼鳞式排列，凸出部分多在迎风的北及东方向。固定或半固定沙丘的岩性以灰、灰黄粉细砂为主，分选性较好，结构松散，矿物成分以石英、云母为主。

4.1.3 水文与水文地质

4.1.3.1 地表水

本工程周边无自然地表水体分布。沙雅县境内主要河流有渭干河和塔里木河，渭干河发源于天山南麓哈雷克群山和汗腾格里峰，年径流量 $22.46 \times 10^9 \text{m}^3$ ，沙雅县按 39.5%分水，实际水量为 $8.87 \times 10^9 \text{m}^3$ ，灌溉面积为 44840km²。

4.1.3.2 地下水

沙漠区地下水的补给主要来源于南部冲洪积平原区的地下水侧向径流补给。由

于评价区外南部的河流径流量小，流程短，在一般年份难以到达沙漠北缘便渗失殆尽，故地表水渗入补给在该区内几乎不存在。大气降水和凝结水由于水量有限，一般情况下也无法对该区地下水形成有意义的补给。但 5-8 月间偶尔出现降水量大于 5mm 的较大降雨，对丘间洼地浅埋带地下水有微弱的补给作用。

4.1.2.3 地质条件

顺北油田主体位于北部坳陷阿满过渡带中部，阿瓦提凹陷和满加尔凹陷之间低梁位置，西邻阿瓦提凹陷，东接满加尔凹陷，北靠塔北隆起，向南过渡到中央隆起，是轮古-塔河-哈拉哈塘-英买力奥陶系碳酸盐岩特大型油藏的一部分。

项目区块位于顺北油田，区块内奥陶系一间房组整体表现为一个向东南倾斜的斜坡，构造海拔范围-6500~-6625m，高差 125m。

4.1.4 气候气象

沙雅县地处欧亚大陆腹地，为典型的温带大陆性干燥气候。其显著气候特点是：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。沙雅县气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 沙雅县主要气象要素表

序号	项目	单位	数值
1	平均气温	°C	
2	最热月平均气温	°C	
3	最冷月平均气温	°C	
4	历年极端最高气温	°C	
5	历年极端最低气温	°C	
6	年主导风向	—	
7	最大风速极限	m/s	
8	静风频率平均值	%	
9	年降雨量	mm	
10	年平均风速	m/s	
11	年平均降水量	mm	
12	年均相对湿度	%	
13	年平均大气压	hPa	
14	年均蒸发量	mm	
15	最大冻土深度	m	

16	年平均日照时数	h	
17	年平均逆温层高度	m	
18	历年平均雷暴日数	d	

图 4.1-1 本工程地理位置图

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围

本工程属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区，行政区划隶属于沙雅县。项目主要新建 2 座井场（顺深 2 斜井、顺北 62 侧井），新建集输管线 19.9km。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），本工程以井场厂界周围 50m 范围、集输管线两侧外延 300m 为生态评价范围，面积约 12.38km²。

（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

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。

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（HJ710.5-2014）》《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，受时相、云量及季节的影响，数据时间为 2024 年 6 月。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。

D.生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，参考国内有关生物量的相关资料，并根据当地的实际情况，估算出评价范围内植被类型的生物量。

4.2.2 生态功能区划调查

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），工程区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV₃），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。工程所在区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。工程区主要生态服务功能、生态主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。本工程与新疆生态功能区划位置关系见图 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	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV ₃ ）
	生态功能区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源开发
主要生态环境问题		风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染
生态敏感因子敏感程度		土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹
主要保护措施		建立机械与生物相结合的油田和公路防风固沙体系、规范油气勘探开发作业、清洁化生产、防止油气污染和窜层、在沙漠南缘建设生态防护林
适宜发展方向		加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游

本工程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敏感区，除油区工作人员外，工程区无人居住。评价范围内主要环境敏感保护目标为野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区和重点预防区。

图 4.2-1 生态功能区划图

4.2.3 生态系统调查与评价

4.2.3.1 生态单元划分

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态单元进行分类。根据工程区的遥感影像、地形地貌、地表土壤、植被特征，工程区评价单元生态要素特点见表 4.2-2。

表 4.2-2 工程区生态单元划分

序号	工程内容	地貌类型	土壤类型	植被类型	土地利用类型
1	新建 2 座井场，新建集输管线 19.9km。	流动沙丘	风沙土	占地为裸地，地表基本无植被覆盖	沙地

4.2.3.2 生态系统特征

拟建工程所在区域主要是由沙漠景观和油气田生产设施相嵌分布形成的复合型生态系统。

评价范围内降水少，蒸发量远大于降水量，日夜温差大，并多有风沙与尘暴出现。区域内除局部地段外，地表基本无植被生长，为裸露地表。群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度极低。由于食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。

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（HJ 1166—2021）表 A.1 全国生态系统分类体系表，工程区所涉及的荒漠生态系统二级分类为沙漠，城镇生态系统二级分类为工矿用地。各生态系统的特征如下：

①荒漠生态系统

荒漠生态系统分布于评价区的绝大部分地区，新建 2 座井场和新建集输管线均位于荒漠生态系统。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，加上受土壤条件等自然条件的制约，评价区几乎无植被，地表被流动沙丘所覆盖。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

②城镇生态系统

本项目评价范围内还分布有部分采矿用地和道路用地，采矿用地主要是顺北

油气田内现有井场和阀室等，道路用地主要是油田内部已建油气运输道路，由此在评价范围内形成一种高度人工干预、扰动剧烈且生态功能退化的城镇生态系统。

该生态系统内主要是油田基础设施和城镇基础设施主导景观，钻井平台、集气站、处理厂、输气管线、道路等基础设施的建设，会将原本连续的荒漠景观切割，地表扰动、土壤退化和水土流失等进一步造成生物群落结构改变。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和遥感影像数据的解读分类，通过地理信息系统软件处理得到工程区域及周边地区的土地利用类型。工程区土地利用现状见图 4.2-2。

评价区土地利用类型主要有沙地、道路用地和采矿用地，本工程占用的土地类型只有沙地，工程区地表为流动沙丘所覆盖。

本工程土地利用现状见表 4.2-3。

表 4.2-3 本工程土地利用现状统计表

工程内容	占地面积 (hm ²)	占地性质	占地类型
新建井场		永久	沙地
		临时	沙地
新建集输管线		临时	沙地
电力线		永久	沙地
		临时	沙地
合计		/	/

图 4.2-2 工程区土地利用现状图

4.2.5 植被现状调查与评价

按中国植被区划，拟建工程区属于塔里木盆地裸露荒漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。根据现场调查情况，本工程所在区域大部分为连绵的流动沙丘，地表无植被覆盖。

植被类型分布图见图 4.2-3。

根据《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 15 号）、《新疆国家重点保护野生植物名录》（新疆维吾尔自治区林业和草原局与农业农村厅）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63 号），工程区域无国家和自治区重点保护野生植物。

图 4.2-3 植被类型图

4.2.6 野生动物现状调查与评价

评价范围内为沙漠区，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，没有大型哺乳动物分布。评价区野生动物种类及遇见频度见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区野生动物种类及遇见频度

目名	科名	属名	中文名	学名	遇见频度
有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	叶城沙蜥	<i>Phrynocephalus axillaries</i>	+
啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	++
啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	+++

备注：-偶见种类 + 一般种类 ++ 常见种类 +++ 多见种类

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》，将区域塔里木河流域水土流失重点治理区和重点预防一并进行调查及评价。

4.2.7.1 重要物种

根据《国家重点保护野生动物名录（2021 年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 7 月 28 日发布）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75 号）经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，该区域无国家和地方重点保护动物分布。

4.2.7.2 水土流失重点治理区和重点预防区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。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。

本工程所在沙雅县属于 I2 塔里木河中上游重点预防区、II3 塔里木河流域重点治理区。

根据《沙雅县水土保持规划》（2020-2030），项目属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（Ⅲ区），是极强度的风力侵蚀区，地表多为流动的沙丘或沙地，植被覆盖度不足 10%。沙漠以风为外营力，不断北侵，对农区造成威胁，造成土壤沙化。该地区的植被（梭梭、红柳、胡杨等）遭到极为严重的破坏，特别是胡杨，由于河水断流，加之人为的樵采，大部分被破坏，近几年来在林业部门的管护下，有部分得到恢复。该区是沙雅县风蚀最为严重的地区。

治理措施主要有：①保护好现有沙生植被，对重点地区进行封育治理，减少滥砍滥伐现象，同时利用洪水灌溉荒地，恢复已稀疏的植被；②应加大对沙漠内部原生自然植物资源的保护，严禁在沙漠内部采挖，制定相关法规条例来进行保护，对破坏者应给予行政处罚，行为特别严重的应追究其法律责任。

本项目类型属于天然气开采项目，项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工结束后，井场恢复和管沟回填，并采取了完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对区域的水土保持造成影响。

4.2.7.3 土地沙化现状调查

本工程位于沙雅县境内的顺北油气田，根据《新疆防沙治沙规划》，沙雅县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，近年来，塔里木河流域综合治理工程尚未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量沙生植被面临死亡。

沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm²，占沙雅县国土总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm²，占 60.27%；半固定沙地 1006795hm²，占 37.33%。固定沙地 59434.31hm²，占 2.20%；戈壁 2242.15hm²，占 0.08%。

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程所在区域属于沙化区，沙化土地类型为流动沙地。拟建工程总占地面积 24.38hm²（永久占地面积 0.84hm²，临时占地面积 23.54hm²），占用沙地面积为 24.38hm²。

沙化土地类型分布情况见图 4.2-4。

图 4.2-4 沙化土地类型图

4.2.8 主要生态问题调查

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

（1）水土流失

本工程位于塔里木河流域水土流失重点治理区和重点预防区。项目区气候干旱，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度极低，土壤侵蚀严重，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（2）土地荒漠化

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。根据现状调查结果，本工程所在区域土地沙化类型为流动沙地，属于土壤盐化区域。

近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态状况明显改善。

4.2.9 小结

本工程属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区，行政区划隶属于沙雅县，工程区大部分为连绵的流动沙丘，地表无植被覆盖。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，距离最近的生态保护红线是北侧 58.4km 处的塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区。生态保护目标主要为水土流失重点治理区，土地沙化和动植物等。

本工程新增占用的土地利用类型主要为沙地；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程所在区域属于沙化区，流动沙地；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生动植物，未见到大型哺乳动物。评价区域内生态系统类型简单、脆弱，主要是城镇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。

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

本工程地下水环境影响评价最高等级为二级。根据项目区综合水文地质图可知，项目区地处塔克拉玛干沙漠腹地，地下水类型主要为松散岩类孔隙水，地下水资源小于 10 万 $\text{m}^3/\text{km}^2\cdot\text{年}$ ，属于地下水资源贫乏地区，以潜水为主。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中二级评价项目监测点布设要求，本次调查工作中，共设置地下水调查点位 5 个。

本次 5 个点位均为引用数据，来源为《顺中 412 斜井探转采工程环境影响报告书》中 3 个地下水监测点（顺中 412 斜井 1#、顺中 412 斜井 2#、顺中 412 斜井 3#），《采油四厂顺中 411 斜井和顺北 601 斜井探转采工程环境影响报告书》中 2 个地下水监测点（顺中 411 斜井附近水井、顺北 601 斜井井场下游水井）。

本工程所在区域地下水类型为孔隙水，根据项目区综合水区域潜水流向为由西南向东北方向，本工程所引用的地下水监测井与本工程所在地属于同一水文地质单元，且引用数据监测时间在 3 年范围内，因此引用数据具有代表性和时效性。

(2) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中现状监测点的布设原则要求，二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个。具体监测点设置情况见表 4.3-1。地下水监测点位图见图 4.6-1。

表 4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

(2) 监测项目

监测项目包括 pH 值、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、

汞、砷、镉、铬（六价）、铅、石油类等。

（3）监测时间及频率

表 4.3-2 地下水监测点位信息

（4）分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ T164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。

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》（GB 3838-2002）Ⅲ类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i —第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i —第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si} —第 i 个水质因子的标准浓度值，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_{su} —标准中 pH 的上限值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值。

（3）水质监测结果及评价

项目区地下水监测及评价结果详见表 4.3-3。根据数据分析可知，工程区潜水各项监测指标中钠、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物出现不同程度的超标，超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，其它各项地下水监测指标均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。

表 4.3-3 地下水水质现状监测结果与评价一览表

序号	监测项目	单位	顺中 412 斜井 1#		顺中 412 斜井 2#		顺中 412 斜井 3#		顺中 411 斜井附近水井		顺北 601 斜井下游水井		标准值
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	色	度											
2	嗅和味	-											
3	肉眼可见物	-											
4	pH	无量纲											
5	总硬度	mg/L											
6	溶解性总固体	mg/L											
7	铁	mg/L											
8	锰	mg/L											
9	铜	mg/L											
10	锌	mg/L											
11	铝	mg/L											
12	挥发酚	mg/L											
13	阴离子表面活性剂	mg/L											
14	耗氧量	mg/L											
15	氨氮	mg/L											
16	硫化物	mg/L											
17	总大肠菌群	CFU/100 mL											

序号	监测项目	单位	顺中 412 斜井 1#		顺中 412 斜井 2#		顺中 412 斜井 3#		顺中 411 斜井附近水井		顺北 601 斜井下游水井		标准值
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
18	菌落总数	CFU/mL											
19	亚硝酸盐氮	mg/L											
20	硝酸盐氮	mg/L											
21	氰化物	mg/L											
22	氟化物	mg/L											
23	碘化物	mg/L											
24	汞	mg/L											
25	砷	mg/L											
26	硒	mg/L											
27	镉	mg/L											
28	六价铬	mg/L											
29	铅	mg/L											
30	三氯甲烷	μg/L											
31	四氯化碳	μg/L											
32	苯	μg/L											
33	甲苯	μg/L											
34	石油类	mg/L											
35	硫酸盐	mg/L											
36	氯化物	mg/L											
37	钠	mg/L											

表 4.3-4 地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		项目区内			项目区上游西北					
		mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%
阳 离 子	钾									
	钠									
	钙									
	镁									
	合计									
阴 离 子	碳酸氢根									
	氯离子									
	硫酸根									
	碳酸根									
	合计									
水化学类型		HCO ₃ ·SO ₄ ·Cl·Ca·Na			SO ₄ ·Cl·Ca·Na			HCO ₃ ·SO ₄ ·Na·Ca·Mg		

4.3.3 包气带污染现状调查

(1) 监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样。

本次评价引用《采油四厂顺中 411 斜井和顺北 601 斜井探转采工程环境影响报告书》（监测时间为 2024 年 5 月）对包气带进行的监测数据。引用监测点位与本工程所在区域属于同一水文地质单元，且引用数据监测时间在 3 年范围内，因此引用数据具有代表性和时效性。监测布点见表 4.3-5。

表 4.3-5 包气带现状监测点位置

调查点位	采样深度	监测项目
顺中 411 斜井井场内	0-20cm	石油类
顺北 601 斜井井场内	0~20cm	石油类

(2) 监测因子、时间与频次

监测因子：石油类。

监测时间：2023 年 12 月，监测一天，采样一次。

(3) 监测分析方法

监测项目分析方法具体见表 4.3-6。

表 4.3-6 包气带监测项目分析方法一览表

序号	分析项目	监测方法	方法来源及标准号	检出限
1	石油烃	《土壤和沉积物石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定气相色谱法》	HJ 1021-2019	6mg/kg

(4) 监测结果

包气带监测结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 包气带污染源监测点现状监测结果

序号	监测项目	单位	监测值	
			顺中 411 斜井井场内	顺北 601 斜井井场内
1	石油类	mg/kg		

注：数字加 L，其中数字表示检出限，L 表示小于检出限。

从表 4.3-7 调查结果可知，评价区域内已建井场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

4.4 土壤环境现状调查与评价

4.4.1 土壤类型及分布调查

工程区域土壤类型为风沙土。工程区土壤类型图见图 4.5-1。

本工程部分位于沙漠北缘，区域气候极端干旱，植被极为稀疏，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖。风沙土是在风成沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀风积作用的交替进行，使土壤发育处于不断的复幼状况下，加之植被稀疏生物作用微弱，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显。因此风沙土在很大程度上只具有风积沙沉积物岩性特征而缺乏其他的诊断层和诊断特征。

4.4.2 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。取样点位为顺北 62 斜井井场占地范围内表层样，监测工作由新疆中测测试有限责任公司完成，土壤理化特性见表 4.4-1。

表 4.4-1 土壤理化特性调查表

点号		顺北 62 斜井井场		
点位坐标				
时间				
层次				
现场记录	颜色			
	土壤结构			
	土壤质地			
	砂砾含量			
	其他异物			
	土壤容重 (g/cm ³)			
	阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg)			
氧化还原电位 (mV)				

	饱和导水率（渗透率 K_{10} ） （mm/min）			
	孔隙度（%）			

图 4.4-1 本工程土壤类型图

4.4.3 土壤环境现状监测

根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，同时兼顾生态型及污染型，并考虑新建站场、扩建站场及管线等所有工程内容，本次评价监测点位站内 3 个柱状样，5 个表层样，站外 6 个表层样，本次监测采用实测和引用数据相结合的方式，实测点位 8 个点位，其他均为引用。本评价范围土壤类型为风沙土。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《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）中污染影响型和生态影响型项目布点要求。本工程引用监测点监测时间均在近三年之内，符合监测点引用时间要求。具体位置见监测布点图。

（1）监测布点

根据工程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：

占地范围内共布设 3 个柱状样监测点：TN1（顺北 62 斜井井场）、TN2（顺深 2 斜井井场）、TN3（顺北 62 斜井管线）。

占地范围内共布设 5 个表层样监测点：TN4（顺深 2 斜井井场）、TN5（顺北 62 斜井井场）、TN6（顺深 2 斜井管线）、TN7（顺北 62 斜井管线终点）、TN8（顺深 2 斜井管线 SHB83 阀组附近）。

②占地范围外：

占地范围外引用 4 个表层样监测点：TW1（TC-5）、TW2（TC-6）、TW3（9# SHZ4-10CX 井场外）、TW4（10# SHB2-1X 井场外）。具体监测点位及监测因子见表 4.4-2

表 4.4-2 土壤监测点位及监测项目表

（2）监测频率

监测时间为 2025 年 8 月 26 日~9 月 1 日，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。

（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、蒎、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。

4.4.4 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 4.4-3~7。由表 4.4-3~7 可以看出，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。

表 4.4-3 建设用地土壤环境质量评价（占地范围内的表层样）（1）

表 4.4-4 建设用地土壤环境质量评价（占地范围内的表层样）（2）

表 4.4-5 建设用地土壤环境质量评价（占地范围内的柱状样）

表 4.4-6 农用地土壤环境质量评价（占地范围外表层样）（1）

监测点位				TW1（TC-5）			TW2（TC-6）		
采样深度				0~0.2m			0~0.2m		
序号	检测项目	单位	筛选值 (pH>7.5)	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
1	pH 值	无量纲							
2	砷	mg/kg							
3	镉	mg/kg							
4	铬	mg/kg							

5	铜	mg/kg							
6	铅	mg/kg							
7	汞	mg/kg							
8	镍	mg/kg							
9	锌	mg/kg							
10	石油烃	mg/kg							
11	盐分含量	g/kg							

表 4.4-7 农用地土壤环境质量评价（占地范围外表层样）（2）

检测项目	筛选值（第二类用地）	TW5（SHZ4-10CX 井场外）			TW6（SHB2-1X 井场外）		
		0~0.2m			0~0.2m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-						
石油烃（mg/kg）	4500						
含盐量（g/kg）	-						

(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 4.4-9，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.4-10。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、酸化碱化现状见表 4.4-11。本工程所在区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区。

表 4.4-9 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 4.4-10 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 4.4-11 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
TN1 表层 0-0.2m			未盐化	无酸化或碱化
TN2 表层 0-0.2m			轻度盐化	无酸化或碱化
TN3 表层 0-0.2m			未盐化	无酸化或碱化
TN4 表层 0-0.2m			轻度盐化	无酸化或碱化
TN5 表层 0-0.2m			未盐化	无酸化或碱化
TN6 表层 0-0.2m			未盐化	无酸化或碱化

TN7	表层 0-0.2m			未盐化	无酸化或碱化
TN8	表层 0-0.2m			未盐化	无酸化或碱化
TW1	表层 0-0.2m			未盐化	无酸化或碱化
TW2	表层 0-0.2m			未盐化	轻度碱化
TW3	表层 0-0.2m			极重度盐化	/
TW4	表层 0-0.2m			极重度盐化	/
TW5	表层 0-0.2m			轻度盐化	无酸化或碱化
TW6	表层 0-0.2m			轻度盐化	无酸化或碱化
TW7	表层 0-0.2m			/	/

4.5 大气环境现状调查与评价

4.5.1 基本污染物环境质量现状调查

本工程地处阿克苏地区沙雅县，根据 2023 年阿克苏区域环境空气质量监测结果，阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表 4.5-1。

表 4.5-1 区域环境空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率%	达标情况
2023年					
SO ₂	年平均				达标
NO ₂	年平均				达标
PM ₁₀	年平均				超标
Pm _{2.5}	年平均				超标
CO	24小时平均第95百分位数				达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数				达标
SO ₂	年平均				达标
NO ₂	年平均				达标
PM ₁₀	年平均				超标
Pm _{2.5}	年平均				超标
CO	24小时平均第95百分位数				达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数				达标
SO ₂	年平均				达标
NO ₂	年平均				达标
PM ₁₀	年平均				超标
Pm _{2.5}	年平均				达标

CO	24小时平均第95百分位数				达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数				达标
SO ₂	年平均				达标
NO ₂	年平均				达标
PM ₁₀	年平均				超标
Pm _{2.5}	年平均				超标
CO	24小时平均第95百分位数				达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数				达标
SO ₂	年平均				达标
NO ₂	年平均				达标
PM ₁₀	年平均				超标
Pm _{2.5}	年平均				超标
CO	24小时平均第95百分位数				达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数				达标

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

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

4.5.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点基本信息

本次特征污染物监测引用《采油四厂顺中 411 斜井和顺北 601 斜井探转采工程》中现状监测数据，监测时间分别为 2024 年 5 月。监测点位置及监测因子见表 4.5-2。监测点位见 4.6-1。

表 4.5-2 环境空气质量现状监测点一览表

序号	监测点	监测点坐标	本工程位置关系	监测因子
1	顺北 601 斜井下风向		位于本项目区中心 (两口井中间区域)	非甲烷总烃、硫化 氢、甲醇

（2）数据可引用性

在空间上，所引用的监测点均位于本工程区域内部，且生态环境、工程内容均

与本工程相似，满足点位要求；在时间上，所引用数据均在三年以内，监测频率及时效性均满足要求；监测因子方面，引用数据所监测的项目均为本工程所有的特征因子，满足监测因子要求；采样及分析方法方面，引用数据的采样方法按生态环境部门颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行、分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单引用标准的有关规定执行，满足要求。

（3）监测因子

非甲烷总烃、H₂S。

（4）监测时间及频率

监测时间分别为 2025 年 6 月 20 日~2025 年 6 月 25 日。非甲烷总烃 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 60 分钟。

（5）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2.0mg/m³ 作为环境质量标准限值；甲醇参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中浓度参考限值。

（6）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。

（5）评价结果

监测及评价结果见表 4.6-3。

表 4.5-3 污染物现状监测及评价结果一览表

监测点名称	监测因子	平均时间	评价标准（μg/m ³ ）	监测浓度范围（μg/m ³ ）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
顺北 601 斜井井场	NMHC	1h 平均	2000			0	达标
	H ₂ S		10			0	达标
	甲醇		3000			0	达标

从上表可以看出，本工程区域特征污染物非甲烷总烃小时平均值满足《大气

污染物综合排放标准详解》确定的一次浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求；甲醇小时平均值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中浓度参考限值。

4.6 声环境现状调查与评价

4.6.1 声环境现状监测

（1）监测布点

本次共布设 8 个噪声监测点位，顺北 62 侧井、顺深 2 斜井井场四周各布设 1 个噪声监测点，监测工作由新疆中测测试有限责任公司完成。监测点位见图 4.6-1。

（2）监测时间、监测项目

监测时间 2025 年 8 月 26 日，监测项目为等效连续 A 声级。

（3）监测方法

本次噪声监测仪器使用 WA5688 型多功能声级计，每组监测点昼、夜间各监测一次。

（4）监测因子：等效连续 A 声级。

（5）监测结果

噪声监测结果见表 4.6-2。

表 4.6-2 噪声现状监测结果 单位：dB（A）

序号	监测点位置		昼间			夜间		
			监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	顺北 62 侧井井场	东厂界		60	达标		50	达标
2		南厂界		60	达标		50	达标
3		西厂界		60	达标		50	达标
4		北厂界		60	达标		50	达标
5	顺深 2 斜井井场	东厂界		60	达标		50	达标
6		南厂界		60	达标		50	达标
7		西厂界		60	达标		50	达标
8		北厂界		60	达标		50	达标

4.6.2 声环境现状评价

从表 4.6-2 可以看出，在监测期内，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

图 4.6-1 监测点位图

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工生态影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

(1) 永久占地影响分析

本工程新增永久占地 0.84hm^2 ，主要是新建 2 座井场、架空线路电杆的永久占地。施工结束后，永久占地被井场构筑物代替，这部分占地的土壤类型和土地利用类型等将发生彻底地改变，永久占地使原先的自然地表被井场构筑物长期取代。

(2) 临时占地影响分析

本工程新增临时占地 23.54hm^2 ，主要是井场工程临时占地、新建各类管线和电力线路占地，生态影响主要集中在施工期。本工程临时性占地主要是沙地。施工道路以依托区块现有道路为主，施工结束后及时进行生态恢复，因此从宏观整体区域看，不会影响该区域的土地利用结构。

井场建设对周边区域的生态环境影响主要有：

①临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失。

②施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加，对土地复耕后植被根系发育和生长不利。

③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

本工程施工期建设是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。井场施工过程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表土壤结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，影响植被生长环境。

(1) 扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但结合工程区域具体情况分析：该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，加之工程施工阶段污染源分散，地表几乎无植被。因此在正常情况下，扬尘浓度低，工期短，对工程区植被影响不大。

(2) 施工废物对植被的影响

井场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被。在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。但项目区地表几乎无植被，仅在评价范围内偶尔可以见到一些灌丛沙包。在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最低程度甚至没有。

(3) 施工期人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等，主要表现在：

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，从而增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中大型机械大面积碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

(4) 生物量损失

本工程总占地面积 24.38hm²，占地范围内的现状用地主要为沙地。根据现场调查结果，项目占地范围内无植被覆盖，因此项目的建设不会造成项目区内现有生物量损失。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

评价范围内为沙漠区，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，主要野生动物以各种昆虫居多，其次是蜥蜴、鼠类和一些雀类，没有国家和自治区级保护动物分布。

项目各工程呈点块状（井场等）和线状（管线等）分布在评价区范围内，施工

可能会影响或缩小野生动物的栖息空间和生存环境；施工干扰会使野生动物受到惊吓，也将被迫离开施工区周围的栖息地或活动区域。施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

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和重点预防区，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

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

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙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。

（3）对油田区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而

此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。

5.1.1.5 井场建设对生态环境的影响

本工程拟新建 2 座井场，井场建设过程中将建设区域进行平整，地表植被被清除、压实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

工程所在区域评价范围内井场区的土壤类型主要为风沙土，类比调查表明，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油气田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 10m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油气田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。

5.1.1.6 管线建设对生态环境的影响

本工程开挖管沟 19.9km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为沙地，无植被覆盖。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

在管线施工期间，管线两侧临时占地范围的土体将被扰动，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。由于管道埋设复原后，绝大部分影响还可以恢复，并且区域内无植被，不会造成现有生物量损失。

5.1.1.7 土地沙化影响分析

据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程所在区域属于沙化土地。沙化土地本身生态系统极其脆弱，植被覆盖度低，土壤结构松散，风蚀活动强烈。本工程井场和管线建设对土地沙化的影响主要表现在地表扰动与破坏、植被破坏、风蚀加剧和人为活动增加等，具体影响如下：

（1）破坏地表稳定层

沙化土地的表土结皮和稀疏植被是抵抗风蚀的最后一道天然屏障。井场建设和管线开挖会彻底清除这些脆弱的结皮和植被，使下层松散的沙物质直接暴露于风力作用下。这将激活沙丘，裸露的地表在风力作用下就地起沙，迅速发生风蚀，并为

沙尘暴提供丰富的沙源。

(2) 形成风蚀突破口

井场硬化虽然避免了井场区域的风蚀，但其边缘地带（如硬化地面与自然地面的交界处）极易因人为踩踏、车辆碾压而形成风蚀突破口。风力在此处受阻、减速，导致沙粒堆积，并可能逐渐侵蚀周围的土地。

管线开挖回填后，土壤结构被破坏，土层变得更为松散。加上在干旱的沙区，植被覆盖率极低，抗风蚀能力弱。风力沿着管沟开挖形成的线状区域加强，不仅造成管线自身覆土被吹蚀，还可能切割地表，形成新的风蚀沟壑。

(3) 加剧土地破碎化

管线及其施工便道会分割原本连续的沙地生境，使本就孤立的生态系统更加破碎。井场和硬化道路等不透水表面改变了地表微地貌，可能导致在其上风向积沙或下风向出现风蚀，打破区域风沙输移平衡，造成新的沙害问题。

5.1.2 运营期生态影响分析

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

5.1.2.1 对野生动物的影响分析

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

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

5.1.2.2 植被影响分析

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

5.1.2.3 生态系统完整性影响评价

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是

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

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

5.1.2.4 景观完整性影响分析

评价区域的基质为荒漠生态景观，稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。

本工程总占地约 24.38hm²，其中永久占地 0.84hm²、临时占地 23.54hm²。荒漠区域被油气田设施等永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中，荒漠区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

综上所述，本工程区域生态完整性受项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显不利影响。

5.1.3 退役期生态影响分析

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工

作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

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

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

5.1.4 生态影响评价自查表

本工程对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等建设带来的生态环境影响。本工程永久占地约 0.84hm²，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 23.54hm²，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。本区域内少有大型野生动物出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着占地恢复等生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。本工程生态影响评价自查表见表 5.1-1。

表 5.1-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☐ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☐ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☒

	评价因子	物种 ☒ (分布范围、种群数量、种群结构、行为等) 生境 ☒ (生境面积、质量) 生物群落 ☒ (物种组成、群落结构等) 生态系统 ☒ (植被覆盖度、生态系统功能等) 生物多样性 ☐ (物种丰富度、优势度等) 生态敏感区 ☐ () 自然景观 ☒ (景观多样性、完整性) 自然遗迹 ☐ () 其他 ☒ (水土流失、土壤盐渍化、土地沙化等)
评价等级		一级 ☐ 二级 ☐ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积: (12.38) km ² ; 水域面积: () km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ; 遥感调查 ☒ ; 调查样方、样线 ☐ ; 调查点位、断面 ☐ ; 专家和公众咨询法 ☐ ; 其他 ☒
	调查时间	春季 ☐ ; 夏季 ☒ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐ 丰水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ; 沙漠化 ☒ ; 石漠化 ☐ ; 盐渍化 ☒ ; 生物入侵 ☐ ; 污染危害 ☐ ; 其他 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☒ ; 重要物种 ☒ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☒
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☐ ; 定性和定量 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☒ ; 生态敏感区 ☐ ; 生物入侵风险 ☐ ; 其他 ☒
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☐ ; 减缓 ☒ ; 生态修复 ☒ ; 生态补偿 ☒ ; 科研 ☐ ; 其他 ☒
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ; 长期跟踪 ☐ ; 常规 ☒ ; 无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ; 环境影响后评价 ☒ ; 其他 ☒
评价结论	生态影响	可行 ☒ ; 不可行 ☐
注: “ ☐ ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 评价区水文地质条件

5.3.1.1 地下水的赋存条件及分布特征

评价区位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区, 在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区, 含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。

5.3.1.2 含水层的分布及富水性

评价区地下水类型主要为松散岩类孔隙水, 以潜水为主。区内潜水的水位埋藏深度随沙漠地形变化, 由于地形复杂, 因而地下水埋深变化也很复杂, 无明显规律。沙漠区的风蚀洼地或垄间洼地内, 潜水位一般埋藏较浅, 静止水位多为 1-5m, 垄岗状沙丘上地下水水位埋深达到 37m。属于第四系松散岩类孔隙潜水水量中等区, 单

井涌水量 100-1000m³/d 的中等富水地段。

5.3.1.3 地下水的补给、径流、排泄条件

(1) 补给

项目区位于塔克拉玛干沙漠腹部，周边无地表河流穿过，也无其他地表水体和引水渠系等。地下水的补给来源于以下两个方面：

①南部沙漠区地下水侧向径流补给：这是评价区地下水的最主要补给来源。

②降水入渗补给：沙漠区降水稀少，47.3mm，平均蒸发量为 2044.6mm，蒸发量是降雨量的 43 倍，评价区内的降水基本上不能直接对浅埋带地下水形成入渗补给作用。所以区内降水入渗补给对地下水资源的补给一般无实际意义。

(2) 径流

评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，沙漠区地下水的径流运移速度总体上是极迟缓的。评价区地下水接受南部沙漠区地下径流侧向补给后，在粉细砂含水层的孔隙中总体上由南向北或北偏东方向径流。除局部地段外，地下水的径流方向与沙垄的延伸方向大体一致。水力坡度在 1-3‰左右，渗透系数一般小于 10m/d。

(3) 排泄

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

①北部（向下游的）地下侧向径流排泄。这是沙漠区地下水的主要排泄方式。区内地下水各含水组岩性均为大厚度粉细砂或粉砂层，径流条件较差。所以地下水总体上以缓慢径流的方式向北部下游地段排泄。

②潜水面垂直蒸发排泄

区内地下水埋藏条件总体上受风积沙丘、沙垄构成的地形地貌制约。在沙垄及其周边沙丘分布区，地下水埋藏较深，埋深一般大于 10m，垂直蒸发对地下水基本上不起作用。

但在沙垄之间的洼地中，地下水埋深大多小于 5m，部分地段为 5-10m。且垄间洼地内岩性颗粒较沙垄上细，多为粉砂或粉土，地下水通过包气带细颗粒地层的毛细管可上升到地表表面及其附近。尤其垄间洼地内地下水潜水位埋深小于 5m 的地

段，在沙漠区极干旱的气候条件和强烈的蒸发作用控制下，使地下水沿毛细管不断上升而消耗。由此可见，潜水的垂直蒸发也是垄间洼地内（地下潜水位埋深小于 5m 的地段）地下水的重要排泄方式之一。

5.3.1.4 地下水动态特征

评价区内的地下水位动态类型为径流—蒸发型。水位动态影响因素主要为自然因素，该类型区内地下水主要接受上游地下水侧向径流补给而以蒸发为主要排泄方式。高水位期出现在气温较低的 2-5 月份，低水位期出现在气温较高的 6-9 月份，水位变幅 < 1m。

5.3.1.5 地下水水化学特征

评价区远离塔河南岸，几乎无任何补给来源，径流滞缓。因此，区块内的水化学作用以蒸发浓缩作用为主，水化学类型为 Cl·SO₄-Na 型水，矿化度为 5.8~13.8g/L，水质差，为咸水。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

在施工期，对地下水环境可能造成影响的污染源为管道试压废水及生活污水。

（1）管道试压废水

本工程管线总长度为 19.9km，试压废水为 49.75m³，主要污染物为 SS。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水。

（2）生活污水

本工程施工期生活污水共产生 240m³。生活污水经撬装式污水处置装置处理后，水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，用于荒漠灌溉。

本工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

5.3.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）地下水污染源类型

运营期，废水污染源主要为回注的采出水和井下作业废水，污染物主要为石油类。

(2) 废水处置措施及可行性分析

①采出水

本工程最大采出水量核算为 3865.4t/a，采出水依托顺北油气田五号联合站污水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。

顺北油气田五号联合站的污水处理规模为 1500m³/d，顺北油气田五号联合站处理规模 500m³/d，富余量为 1000m³/d，本工程投产后新增最大采出水量为 10.5m³/d，本工程采出水处理依托顺北油气田五号联合站处理可行。

②井下作业废水

本工程井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至顺北油气田环保站进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

顺北油气田环保站废液处理能力为 400m³/d，实际处理量为 200m³/d，剩余处理量为 200m³/d，本工程井下作业废水量为 0.27m³/d（100t/a）。顺北油气田环保站满足本工程处理需求，依托处理设施可行。

正常情况下，本工程采出水及井下作业废水经处理达标后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

5.3.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为集输管线的采出液和井下作业废水的泄漏，污染物主要为石油类。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于废水的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。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

本工程非正常状况下，装置、管线、法兰连接处等破损泄漏，如不及时修复，

泄漏的污染物可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下装置发生泄漏的情形进行预测，以评价对下水环境的影响。

①预测情景

根据区域水文地质条件，项目范围内地下水为第四系潜水含水层。

非正常工况下，如果发生重大紧急泄漏事件等事故，而在这段时间污染物可能经过破坏的部位进入土壤和地下水。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，由于工作人员发现事故处理需要一定时间，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。

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预测模型

预测按最不利的情况设计情景，污染物泄漏直接进入地下水，并在含水层中沿水力梯度方向径流，污染物质浓度在未渗入地下水前不发生变化，不考虑污水在包气带中下渗过程的降解与吸附作用，不考虑含水层中对污染物的吸附、挥发、生物化学反应。设计情景为极端情况，用于表征污水排放对地下水环境的最大影响程度和影响范围。

由于收集及调查的水文地质资料有限，因此在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计，主要原因为：

1) 地下水中污染物运移过程十分复杂，不仅受对流、弥散作用的影响，同时受到物理、化学、微生物作用的影响，这些作用通常在一定程度上造成污染物浓度的衰减；而且目前对这些反应参数的确定还没有较为确定的方法。

2) 此方法作为保守性估计，即假定污染质在地下运移过程中，不与含水层介质发生作用或反应，这样的污染质通常被称为保守型污染质，计算按保守性计算，可估计污染源最大程度上对地下水水质的影响。

3) 保守计算符合工程设计的理念。

项目区的地下水主要是从南向北方向流动，根据含水层分布特征，污染物在潜水含水层中的迁移，可将情景概化为一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界

预测模型和一维短时泄露点源的水动力弥散问题。

情景模型：

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

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。

④预测时间及范围

预测层位以潜水含水层为主，预测时段为污染发生后 100d、1000d、3650d。

预测范围与评价范围一致。

⑤预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。本工程废水主要污染因子为石油类，因此，本次影响预测以石油类进行预测。由于《地下水质量标准 GB/T14848-2017》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。模型中所需参数及来源见表 5.3-1。

表 5.3-1 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	0.07m/d	地下水的平均实际流速 $u = KI/n$ ，渗透系数取较大值 10m/d，根据历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 1‰~3‰，本次预测取水力坡度最大值为 3‰。
2	D _L	纵向弥散系数	0.7m ² /d	$D_L = aL u$ ，aL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，参考前人的研究成果《空隙介质水动力弥散尺度效应的分形特征及弥散度初步估计》（李国敏、陈崇希）中孔隙介质数值模型的 $\lg aL$ — $\lg L$ ，结合项目区水文地质

				条件，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	42%	根据项目所在区域含水层特征，含水层岩性主要为细砂，依据《水文地质手册》（第二版），细砂孔隙度 0.42，故本次评价有效孔隙度 n 取 0.42。
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	参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。	

⑥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，石油类在泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。

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、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。

表 5.3-2 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄露）

污 染 物	100d		1000d		3650d	
	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
石 油 类	0					
	10					
	18					
	30					
	33					
	50					
	60					
	70					
	80					
	90					

表 5.3-3 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d			无
	1000d			无
	3650d			无

图 5.3-1 发生短时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：预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，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、3650d 时影响距离约 33m、108m、0m，对该地区地下水的潜在影响依然存在。故建设单位必须加强工程质量控制、施工期施工质量及运营期管理，做好设备、阀门、管线的防渗和防漏处理，最大程度地确保高质量施工和运营期管理，加强设施的维护和管理，落实地下水及土壤污染防治，加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

综上，在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄漏对地下水环境产生的影响也非常有限，对地下水的影响属可接受范围。事故发生后，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.2.4 地下水环境评价结论

本工程施工期管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水。生活污水经撬装式污水处理装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019) 表 2 的 C 级标准，出水用于荒漠的恢复。

本工程运营期的采出水依托顺北油气田五号联合站采出水处理设施处理；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至顺北油气田环保站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准中指标后，回注油层。

工程区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水。正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，石油烃多属疏水性有

机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响，因此，事故情况对地下水环境产生的影响也非常有限。

5.3 地表水环境影响评价

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

本工程施工期废水主要为试压废水和生活污水。

施工期生活污水经撬装式污水处理装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，用于荒漠灌溉。管道分段试压，试压结束后试压废水用于场地四周洒水抑尘。

本工程施工期间无废水直接外排，同时项目周边无地表水体，不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故施工过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，对地表水环境影响可接受。

5.3.2 运营期地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，本工程地表水环境评价等级为三级 B。

5.3.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本工程采出水依托顺北油气田五号联合站污水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层；井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至顺北油气田环保站进行处理。

拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.3.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

（1）五号联合站采出水处理单元

拟建工程建成投运后，采出水随采出液经管道输送进入五号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。处理后净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.3-1 五号联合站采出水处理规模一览表 m³/d

序号	联合站名称	项目内容	设计最大处理规模	预计富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	五号联合站	采出水				依托可行

(2) 顺北油田绿色环保站

顺北油田绿色环保站处理站采取“预处理+破胶沉降混凝+过滤”工艺，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)指标要求，用于顺北区块油田油层回注用水。处理规模为 400m³/d，顺北油田绿色环保站处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。

表 5.3-2 顺北油田绿色环保站废水处理规模一览表 m³/d

序号	联合站名称	项目内容	设计最大处理规模	预计富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	顺北油田绿色环保站	废液（酸化压裂液、井下作业废水）				依托可行

综上，拟建工程废水处理设施处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

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

5.3.4 地表水环境评价结论

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

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.4-1 地表水环境影响评价自查表

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

		一级 ☐ ; 二级 ☐ ; 三级 A ☐ : 三级 B ☒		一级 ☐ ; 二级 ☐ ; 三级 ☐		
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源		
		已建 ☐ ; 在建 ☐ ; 拟建 ☐ ; 其他 ☐	拟替代的污染源 ☐	排污许可证 ☐ ; 环评 ☐ ; 环保验收 ☐ ; 既有实测 ☐ ; 现场监测 ☐ ; 入河排放口数据 ☐ ; 其他 ☐		
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源		
		丰水期 ☐ ; 平水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 冰封期 ☐ ; 春季 ☐ ; 夏季 ☐ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐		生态环境保护主管部门 ☐ ; 补充监测 ☐ ; 其他 ☐		
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ; 开发量 40%以下 ☐ ; 开发量 40%以上 ☐				
	水文情势调查	调查时期		数据来源		
丰水期 ☐ ; 平水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 冰封期 () 春季 ☐ ; 夏季 ☐ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐		水行政主管部门 ☐ ; 补充监测 ☐ ; 其他 ☐				
补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位		
	丰水期 ☐ ; 平水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 冰封期 ☐ 春季 ☐ ; 夏季 ☐ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐		()	监测断面或点位个数 () 个		
现状评价	评价范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²				
	评价因子	()				
	评价标准	河流、湖库、河 ☐ : I类 ☐ ; 类 ☐ ; 类 ☐ ; IV类 ☐ ; V类 ☐ 近岸海域: 第一类 ☐ ; 第二类 ☐ ; 第三类 ☐ ; 第四类 ☐ 规划年评价标准 ()				
	评价时期	丰水期 ☐ ; 平水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 冰封期 ☐ 春季 ☐ ; 夏季 ☐ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐				
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 ☐ : 达标 ☐ ; 不达标 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标状况 ☐ : 达标 ☐ ; 不达标 ☐ 水环境保护目标质量状况 ☐ : 达标 ☐ ; 不达标 ☐ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 ☐ : 达标 ☐ ; 不达标 ☐ 底泥污染评价 ☐ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐ 水环境质量回顾评价 ☐ 流域(区域)水资源(包括水能资源)与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐				达标区 ☐ 不达标区 ☐
影响预测	预测范围	河流: 长度 () km; 湖库、河 ☐ 及近岸海域: 面积 () km ²				
	预测因子	()				
	预测时期	丰水期 ☐ ; 平水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 冰封期 ☐ 春季 ☐ ; 夏季 ☐ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐ 设计水文条件 ☐				
	预测情景	建设期 ☐ ; 生产运营期 ☐ ; 服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ; 非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区(流)域环境质量改善目标要求情景 ☐				
	预测方法	数值解 ☐ ; 解析解 ☐ ; 其他 ☐				

		导则推荐模式 ☐ : 其他 ☐					
	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ; 替代削减源 ☐					
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求,重点行业建设项目, 主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目 同时应包括水文情势变化评价、 主要水文特征值影响评价、 生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目, 应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐					
影响预测	污染源排放量核算	污染物名称 ()		排放量 (t/a) ()	排放浓度 (mg/L) ()		
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/(t/a) 排放浓度/ (mg/L)		
		()	()	()	()		
	生态流量确定	生态流量: 一般水期 () m ³ /s; 鱼类繁殖期 () m ³ /s; 其他 () m ³ /s 生态水位: 一般水期 () m; 鱼类繁殖期 () m; 其他 () m					
防治措施	环保措施	污水处理设施 ☒ ; 水文减缓设施 ☐ ; 生态流量保障设施 ☐ ; 区域消减 ☐ ; 依托其他工程措施 ☒ ; 其他 ☐					
	监测计划	环境质量		污染源			
		监测方式	手动 ☐ ; 自动 ☐ ; 无监测 ☐		手动 ☐ ; 自动 ☐ ; 无监测 ☐		
		监测点位	()		()		
		监测因子	()		()		
	污染物排放清单	☒					
	评价结论	可以接受 ☒ ; 不可以接受 ☐					

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

施工期土壤环境影响主要来自井场建设的人为扰动、车辆行驶和机械施工等行为产生的影响。

(1) 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中, 不可避免地要对土壤进行人为扰动, 主要是井场建设过程中, 车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

施工过程中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，导致沙化加重。

（2）管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽 8m，管沟的开挖将破坏原先的土壤结构，加之机械及车辆的碾压、施工人员的踩踏等将使土壤表面压实，通透性变差，影响植被恢复，进而导致沙化加重。

（3）水土流失影响分析

油气田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。本工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程建设内容主要为井场建设、管线工程等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

5.4.2.1 项目类型

对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）规定，根据建设项目对土壤环境可能产生的影响，将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。本工程为油气开采工程，土壤环境影响评价项目类别为I类，所在区域属于极重度盐化轻度碱化地区。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）的相关要求，本工程按照土壤污染影响型和生态影响型开展土壤环境影响评价工作。

5.4.2.2 土壤污染途径

本工程所在区域属于极重度盐化轻度碱化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。本工程运营期废水不外排，正常情况下不会对土壤环境造成污染。非正常情况下采出液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采出液泄漏对土壤环境的污染影响。

本工程井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。本工程集输管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高对土壤造成影响。

表 5.4-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	-	-	-	-	-	-	-	√
运营期	-	-	√	-	√	√	-	-
退役期	-	-	-	-	-	-	-	-
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

本工程输送介质为采出液，管线连接处破裂时，油类物质可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.4-2。

表 5.4-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
集输管线	密闭集输	垂直入渗	石油类	事故工况

考虑最不利情况，单井集输管道破裂导致其中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测，见表 5.4-3。

表 5.4-3 生态影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
集输管线	密闭集输	垂直入渗	盐分含量	事故工况

5.4.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程属于土壤污染影响型和生态影响型建设项目，土壤污染的途径主要为油气输送过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。本工程生产过程中液体均为全密闭管线连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.4.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

(1) 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）中污染影响型建设项目要求，本工程评价工作等级为二级，预测方法可采用类比分析法。污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

根据本工程土壤环境质量现状监测结果，土壤中石油类监测浓度为 54~85mg/kg，由此可知，井场在试油过程中，未对项目区的土壤环境产生污染影响。

根据相关资料可知，为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，类比同类项目进行土壤剖面的采样监测，其结果详见表 5.4-4。

表 5.4-4 油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度（cm）	含油量（mg/kg）
1	0~20	
2	20~40	
3	40~60	
4	60~80	
5	80~100	

注：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值石油烃标准为 4500mg/kg。

根据表 5.4-4 中的结果，非正常状况下石油烃污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈黏稠状。石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，由于项目所在区域土壤为沙土，渗透率大，污染物迁移速度极快，泄漏约 1d 后，石油类迁移至含水层处，污染物迁移过程中对土壤环境有一定影响。本工程运营期需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，

且本工程井口设置 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，泄漏油类物质能够及时地清理。从土壤环境影响的角度，工程建设可行。

运营期须定期检查井场生产设备、集输管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在本工程运营期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下，本工程对土壤环境的影响可接受。

(2) 生态影响型

考虑事故状态下，单井集输管道破裂后，采出液进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。

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

$$S = Sb + \Delta S$$

S —单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

Sb —单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

本工程所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域

土壤理化特性调查取值为 $1.4 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 60.4g/kg 。预测年份为 0.027a（10 天）。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.4g/kg ，叠加现状值后的预测值为 34.4g/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。

运营期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在本工程运营期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下，本工程对土壤环境的影响可接受。

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，废水及固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

本工程采用密闭集输工艺，正常工况下无废水及固体废物等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生管线泄漏等事故，泄漏的采出液对土壤环境产生一定的影响，泄漏的采出液覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的采出液如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.5 土壤环境影响自查表

土壤环境影响自查表详见表 5.4-5。

表 5.4-5 土壤环境影响自查表

	工作内容	完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒	
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐	土地利用类型图

	占地规模	(0.84) 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 (C ₁₀ -C ₄₀)				
	特征因子	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ; II类 ☐ ; III类 ☐ ; IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☐ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☒				
	评价工作等级	一级 ☒ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☒ ; d) ☐				
	理化特性	土壤结构、土壤质地等			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	5	7	0-0.2m	
		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) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		项目区内一个柱状样	石油烃	1 次/5 年		
	信息公开指标					
	评价结论	通过采取源头控制、过程防控措施, 从土壤环境影响的角度, 本工程建设可行。				
注 1: “□”为勾选选项, 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) 运输车辆扬尘的影响分析

在油气田地面工程施工过程中，区块内大量出入中型车辆，且区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用气田现有公路网络，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。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，因此施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

地面工程施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌合加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。土方运输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。

工程施工在混合土工序阶段，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。施工扬尘以土壤颗粒为主，对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，对环境的影响较小。

(3) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田钻井工程和地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，

焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

施工期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响。

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

拟建工程位于沙雅县境内，距离本工程最近的气象站为沙雅县气象站，项目周边地形、气候条件与沙雅县一致，本次评价气象统计资料分析选用沙雅县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.5-1。

表 5.5-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
沙雅	51639	基本站						风速、风向、总云量、干球温度

根据沙雅县气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

(1) 温度

近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2 近 20 年平均温度月变化统计表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	平均
温度(℃)													

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12.5℃，4~10 月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 26.7℃，12 月份平均气温最低，为-8.7℃。

(2) 风速

近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.5-3。

表 5.5-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	年均
平均风速													

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 2.6m/s，5 月份平均风速最大为 3.6m/s，12 月份平均风速最低，为 1.7m/s。

(3) 风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.5-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.5-4 近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1 月																	
2 月																	
3 月																	
4 月																	
5 月																	
6 月																	
7 月																	
8 月																	
9 月																	
10 月																	
11 月																	
12 月																	
春季																	
夏季																	
秋季																	
冬季																	
全年																	

图 5.2-1 沙雅县各季风向玫瑰图

由表 5.5-4 和图 5.2-1 分析可知，沙雅县近 20 年资料统计结果表明，该地区多

年 NE 风向的频率最大，其次是 SW 风向。

5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

(1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-5。

表 5.5-5 项目估算模式参数一览表

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

(2) 预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.5-6。预测及计算结果见表 5.5-7。

表 5.5-6 拟建工程污染源源强一览表(面源，100%负荷)

名称	面源起点坐标 (°)		海拔高度 (m)	长度 (m)	宽度 (m)	有效排放高度 (m)	与正北向夹角 (°)	污染物排放速率 (kg/h)	
	经度	纬度						非甲烷总烃	硫化氢
顺北 62 侧井									
顺深 2 斜井									

表 5.5-7 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$P_{\max}$ (%)	$D_{10\%}$ (m)	最大浓度出现距离 (m)
----	------	------------------------------------	-----------------------------------	-----------	----------------	----------------	--------------

顺北 62 侧井	非甲烷总烃					
	硫化氢					
顺深 2 斜井	非甲烷总烃					
	硫化氢					

①经估算，项目生产过程中无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为 36.8980 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.79%；硫化氢最大落地浓度为 0.1709 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.71%，D10%均未出现。

②无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 21m 范围内，项目区周边 1.0km 范围内无敏感点，因此对大气环境敏感目标影响不大。

③预测结果表明，本工程正常工况下排放的非甲烷总烃下风向地面浓度均低于《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0 mg/m^3 标准限值；硫化氢下风向地面浓度均低于《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的浓度限值。

综上所述，井场无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）厂界无组织排放监控限值 4.0 mg/m^3 的要求，硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）改扩建项目厂界二级标准限值（0.06 mg/m^3 ）要求。无组织排放源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向近距离范围内，工程区周边无敏感点，说明井场、站场正常运营期间无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢对周围环境空气影响较小。

5.5.2.3 污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.5-8。

表 5.5-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m^3)	
1	无组织废气	非甲烷总烃	工艺流程全密闭；做好日常维护	《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		
2		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂界二级标准值		

5.5.2.4 非正常工况影响分析

(1) 污染源强

本工程非正常排放主要包括井口压力过高时放喷和集输管线刺漏等情况。本工程油气集输过程中，若井口压力过高，凝析油、天然气通过防喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。拟建工程属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将顺北 62 侧井井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表 5.5-9。

表 5.5-9 非正常工况下污染物排放一览表

污染源名称	面源起点坐标		海拔 (m)	矩形面源			污染物排放速率 (kg/h)		
	X	Y		长度 (m)	宽度 (m)	有效高度 (m)	颗粒物	NO _x	VOCs
放喷废气									

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.5-10。

表 5.5-10 非正常排放 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	C _i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D _{10%} (m)
1	井口压力过高时的放喷废气	非甲烷总烃					
		颗粒物					
		NO ₂					

由表 5.5-10 计算结果表明，非正常工况条件下，NO₂ 最大落地浓度为 476.44 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 238.22%。

由以上分析可知，拟建工程非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场及站场阀门、压力表、流量计、安全阀等处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.5.3 退役期大气环境影响分析

井场退役后各种相关辅助工作均停止，油气开采造成的环境空气污染源将消失，井场退役期将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、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，主要为油田工作人员。

5.5.4 大气环境影响评价结论

拟建工程位于环境质量不达标区，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井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本工程大气环境影响评价自查表见表 5.5-10。

表 5.5-10 大气环境影响评价自查表

工作内容				自查项目					
评价等级与范围	评价等级		一级 ☐		二级 ☒			三级 ☐	
	评价范围		边长=50km ☐		边长 5～50km ☐			边长=5km ☒	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量		≥ 2000t/a ☐		500～2000t/a ☐			<500t/a ☒	
	评价因子		基本污染物（PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ ） 其他污染物（NMHC、甲醇）			包括二次 PM _{2.5} ☐ 不含二次 PM _{2.5} ☒			
评价标准	评价标准		国家标准 ☐		地方标准 ☐		附录 D ☒		其他标准 ☒
现状评价	环境功能区		一类区 ☐		二类区 ☒			一类区和二类区 ☐	
	评价基准年		（2023）年						
	环境空气质量现状调查数据来源		长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒				现状补充监测 ☒
	现状评价		达标区 ☐					不达标区 ☒	
污染源调查	调查内容		本工程正常排放源 ☒ 本工程非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐
大气环境影响评价与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围		边长≥50km ☐		边长 5～50km ☐		边长=5km ☒		
	预测因子		预测因子（非甲烷总烃）				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		

	正常排放短期浓度贡献值	C _{本工程} 最大占标率≤100% ☒			C _{本工程} 最大占标率>100% ☐	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本工程} 最大占标率≤10% ☐			C _{本工程} 最大标率>10% ☐
		二类区	C _{本工程} 最大占标率≤30% ☐			C _{本工程} 最大标率>30% ☐
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长/h	C _{本工程} 占标率≤100% ☐			C _{非正常} 占标率>100% ☐
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐			C _{叠加} 不达标 ☐	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% ☐			k>-20% ☐	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（NMHC、硫化氢）			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 NMHC: (0.368)t/a 硫化氢: (0.006)t/a 有组织 NMHC: ()t/a	

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

5.6.1.1 施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_P(r) = L_P(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_P(r)$ ——预测点处声压级，dB(A)；

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

r_0 ——参考位置距声源的距离，m。

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

表 5.6-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值〔dB(A)〕										施工 阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机								—	—	—	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机								—	—	—	
3	压路机								—	—	—	
4	运输车辆								—	—	—	物料运输
5	吊装机								—	—	—	设备安装

5.6.1.2 影响分析

根据表 5.6-1 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工厂界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）厂界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工厂界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）厂界噪声限值要求；物料运输施工期间昼间距施工机械 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工厂界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）厂界噪声限值要求。本工程各站场周边 300m 范围内均无村庄等声环境敏感目标，且工程施工周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响。

5.6.2 运营期声环境影响评价

拟建项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建项目产噪设备为采气树以及井场和站场内的各类泵撬等设备。各井场均为标准井场，本评价以场站四周厂界作为评价点，预测分析噪声源对厂界的声级贡献值，分析说明产噪设备对四周厂界声环境的影响。

5.6.2.1 预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

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

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB (A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

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

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

c) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

f) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对厂界四周噪声贡献值。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

拟建项目噪声源参数见表 5.7-2。

表 5.7-2 井场噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级） [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--					基础减振	昼夜
2	甲醇加注橇	10MPa 50L/h					基础减振	昼夜

5.5.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程各噪声源对站场四周厂界的贡献声级值见表 5.7-3。

表 5.7-3 站场噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

场地	厂界	贡献值	时段	标准值	结论
井场噪声	东厂界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南厂界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西厂界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北厂界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.7-3 可知，站场噪声源对厂界的噪声预测值为 32.5~44.5dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本工程退役期，噪声主要源自站场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.6.4 声环境影响评价结论

综上所述，本工程开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，站场厂界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

5.6.5 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表 5.7-4。

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	监测因子：（ ）			监测点位数（ ）		无监测☑	

	噪声监测			
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土石方、施工废料以及施工人员生活垃圾。

①土石方

施工过程中土石方主要来自管沟开挖。本工程开挖土方 4.458 万 m³，回填土方 4.458 万 m³，无弃方。

②施工废料

施工废料主要为边角料、管道焊接及吹扫废渣和，根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建集输管线共计 19.9km，则焊接及吹扫废渣产生量约为 3.98t，施工废料全部统一回收至建设单位库房再利用。

③生活垃圾

本工程施工人数约 50 人，施工周期 100 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，生活垃圾产生量共计 2.5t。生活垃圾委托库车市老城环境卫生有限责任公司集中定期清运至库车景胜新能源环保有限公司处理。

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落地油、废润滑油、废防渗材料以及生活垃圾。

①落地油

落地油主要来自井下作业环节。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），落地油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。

本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。按照单井落地油产生量约 0.1t/a 计算，本工程运营后落地油总产生量约 0.2t/a。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托持有危险废物经

营资质单位处置。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中的相关要求收集、贮存、运输。

②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）。每口井每次产生废润滑油约 0.05t，本工程共部署 2 口井，每次产生废润滑油约 0.1t，委托持有危险废物经营资质单位处置。

③废防渗材料

废防渗材料主要来自作业过程。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）。

本工程运营期修井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上。单块防渗布重约 250kg（12m*12m），单井作业用 2 块，修井作业频次为 2 年/次，则本工程产生废弃防渗布约 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，不在井场贮存，委托持有危险废物经营资质单位处置，拉运过程中委托持有相应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。

本工程产生的危险废物汇总表见表 5.7-1。

表 5.7-1 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08	071-001-08		井下作业、采油环节，集输环节	液态	石油类	间歇	T.I	委托持有危险废物经营资质单位处置
2	废防渗材料		900-249-08		井下作业、维修	固态	石油类	间歇	T.I	
3	废润滑油		900-214-08		井下作业和采油过程中机械	固态	石油类	间歇	T.I	

					设备维 修					
--	--	--	--	--	----------	--	--	--	--	--

④生活垃圾

本工程运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

⑤侧钻泥浆岩屑

运营期侧钻产生的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》

（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期固体废物污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，优先考虑可回收利用，不可回收利用的一般工业固体废物清运至固废填埋场妥善处理。含油固废等危险废物委托阿克苏塔河环保工程有限公司无害化处置。

5.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.8.1 风险调查

5.8.1.1 风险调查

拟建工程涉及的风险物质主要为原油(采出液)、硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷和甲醇，甲醇储存在井场甲醇加药装置内，甲烷、乙烷、丙烷及硫化氢主要存在于集输管线中，原油(采出液)存在于井场集油器内。

5.8.1.2 环境敏感目标调查

拟建工程周边均为荒漠，无敏感目标存在。

5.8.2 环境风险潜势初判

(1) 危险物质及工艺系统危险性 (P) 等级

①Q 值确定

计算所涉及的每种危险物质在各危险单元内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q，计算公式如下：

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

式中： q_1 、 q_2 、... q_n ——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1 、 Q_2 、... Q_n ——每种危险物质相对应的临界量，t。

计算出 Q 值后，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) $Q \geq 100$ 。

本工程所涉及的危险物质主要为天然气（主要成分为甲烷）、凝析油、 H_2S 、甲醇，其临界量分别为 2500t、10t、2.5t、10t。危险物质主要存在于井场工艺管道、设备以及外输管道内。

本工程 Q 值计算结果见表 5.8-2：

表 5.8-2 本工程危险单元 Q 值计算结果一览表

危险单元	危险物质最大存在量 (t)	危险物质临界量 (t)	Q 值	计算参数
甲醇加药装置	甲醇			甲醇储罐容积 1m ³
顺北 62 侧井至 SHB6-9X 管道	凝析油			油气混输管道，管道长度 8.5km，管径 DN150，运行压力 10MPa， H_2S 含量 589.55mg/m ³ ，
	天然气			
	H_2S			
SHB6-6X 井至 6 条带接入阀室复线	凝析油			油气混输管道，管道长度 2.7km，管径 DN150，运行压力 10MPa， H_2S 含量 589.55mg/m ³
	天然气			
	H_2S			
顺深 2 斜井至 SHB83 阀组管线	凝析油			油气混输管道，管道长度 8.7km，管径 DN150，运行压力 10MPa， H_2S 含量 589.55mg/m ³
	天然气			
	H_2S			
危险单元 Q 值最大			2.192	/

根据表 2.5-7 中计算结果，本工程各危险单元 Q 值最大为 0.824， $Q < 1$ 。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 危险物质风险识别

对照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程所涉及的危险物质主要包括凝析油、天然气（主要成分为甲烷）、H₂S、甲醇。危险物质主要存在于站场工艺管道、设备以及外输管道内。

本工程所涉及的危险物质的危险性分析如下：

（1）凝析油

凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.8-3。

表 5.8-3 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称及企业标识	化学品名称	凝析油
	生产企业名称	西北油田分公司
组成/组分分析	凝析油为混合物，主要成分是 C ₄ 至 C ₆ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好，是生产溶剂油优质的原料。	
危险特性	危险性类别：易燃液体 与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着自燃。	
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，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。	
消防措施	喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。用水灭火无效。	
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入，切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排水沟等限制空间。少量泄漏用砂土等惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。	
操作处置与储存	操作处置注意事项：密闭操作，局部排风。操作人员必须遵守操作规程，远离火种、热源。作场所严禁吸烟，防止蒸气泄漏到工作场所空气中。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。倒空的容器可能残留有害物。 储存注意事项：大量易燃液体应储存在储罐内，桶装易燃液体应储存在规定要求的库存房内；库房地坪和铺垫不渗油，不会撞击而发生火花。	

接触控制/个体防护	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，高浓度接触时可佩戴自吸过滤式防毒面具（半面具）。眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴安全防护镜。防护服：穿防静电工作服。手防护：戴耐油防护手套。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。			
理化特性	燃烧性	易燃	火灾危险性分类	甲 A 类
	闪点（℃）	-2℃	爆炸极限（%）	1.1~8.7
	自燃点（℃）	482~632	密度（水=1）	0.7916~0.8116g/cm ³
	稳定性	不稳定	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳
稳定性和反应活性	稳定性：不稳定。禁配物：无资料。避免接触的条件：无。聚合危害：不聚合。分解产物：碳化物。			
毒理学资料	毒性：IV（低度危害）LD ₅₀ ：无资料 LC ₅₀ ：无资料			
生态学信息	生态毒性：无相关资料。生物降解性：无相关资料。非生物降解性：无相关资料。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。废弃处置方法：建议用焚烧法处置。废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	包装标志：易燃液体。包装类别：II。包装方法：全密闭罐包装。运输注意事项：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。			
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。			
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。			

（2）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.8-4。

表 5.8-4 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	Natural gas dehydration

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、二氟化氧及其它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。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。			
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℃）； 相对蒸气密度（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	LD ₅₀ ：LC ₅₀ ：50%（小鼠吸入，2h）。 LC ₅₀ ：无资料。			
生态学资料	其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，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。			

（3）H₂S

H₂S 主要理化性质及毒性情况见表 5.8-5。H₂S 气体对人体危害详细情况见表 5.8-6。

表 5.8-5 H₂S 主要物质理化性质及毒性情况

名称	简述	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
硫化氢	可燃性无色气体，属于甲类火灾、爆炸危险物质	硫化氢是强烈的神经毒物，对神经、呼吸道、黏膜具有明显刺激作用，属于高度危害毒性物质，最高允许浓度为 10mg/m ³ ，职业危害程度为Ⅱ级，具有臭鸡蛋味。 LC ₅₀ (半致死浓度)：618mg/m ³	易溶于水 沸点：-60.3℃ 爆炸极限：4.3%-45.5% 自燃温度：260℃ 燃烧热：15104.6kJ/kg 相对密度：1.19	属于易燃气体（5.1 类）

表 5.8-6 硫化氢气体对人体危害详细情况

浓度 (mg/m ³)	接触时间	毒性反应
1400	立即	昏迷并呼吸麻痹而死亡，除非立即人工呼吸急救。于此浓度时嗅觉立即疲劳，其毒性与氢氰酸相似
1000	数秒钟	很快引起急性中毒，出现明显的全身症状。开始呼吸加快，接着呼吸麻痹而死亡
760	10-60 分钟	可能引起生命危险—发生肺水肿、支气管炎及肺炎。接触时间更长者，可引起头痛、头昏、兴奋、步态不稳、恶心、呕吐、鼻和咽喉发干及疼痛、咳嗽、排尿困难等
300	1 小时	可引起严重反应—眼和呼吸道黏膜强烈刺激症状，并引起神经系统抑制，6-8 分钟即出现急性眼刺激症状。长期接触可引起肺水肿
70-150	1-2 小时	出现眼及呼吸道刺激症状。长期接触可引起亚急性或慢性结膜炎。吸入 2-15 分钟即发生嗅觉疲劳
30-40	—	虽臭味强烈，仍然忍耐，这是可能引起局部刺激及全身性症状的阈浓度
4-7	—	中等强度难闻臭味
0.4	—	明显臭味
0.035	—	嗅觉阈

(4) 甲醇

甲醇 LD₅₀=5628mg/kg，对人体有毒，其毒性对人体的神经系统和血液系统影响最大，它经消化道、呼吸道或皮肤摄入都会产生毒性反应，甲醇蒸气能损害人的呼吸道黏膜和视力。甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表详见表 5.8-7。

表 5.8-7 甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表

国标编号	32058	CAS 号	67-56-1
分子式	CH ₄ O	中文名称	木醇、木精，哥伦比亚酒精
外观形状	无色类似果酒气味的挥发性液体。	分子量	32.04
熔点	93.9℃	蒸汽压	(20℃) 12.8kPa
沸点	65℃	燃烧热	726.51kJ/mol
闪点	11℃	溶解性	溶于水、可混溶于醇、醚等多数有机溶剂
相对密度	0.7914 (水=1) : 1.11 (空气=1)	稳定性	稳定
爆炸极限	5.5~44 (V/V, %)		
危险性类别	3.2 类 闪点易燃液体		
侵入途径	吸入、食入、经皮吸收		
毒理学	毒性属中毒类。小鼠吸入 70.7g/m ³ ×54 小时麻醉、死亡；小鼠静脉 LD:		

	5.66kg，大鼠经口 LD₅₀: 1214mL/kg；猴吸入 52.4g/m³，4 小时死亡。甲醇是主要危害神经及血管的毒品具有麻醉效应，有十分显著的蓄积作用。可引起视神经及视网膜的损伤。口服甲醇 1g/kg 或低于此值时，即可失明、致死，也有饮用不到 30mL 甲醇即发生死亡的例子。吸入高浓度蒸气能产生眩晕、昏迷、麻木、痉挛、食欲缺乏等症状。蒸气与液体都能严重损害眼睛和黏膜。皮肤接触后会干燥、裂开、发炎，也有人因甲醇溅洒在足部，甲醇浸湿了衣服及皮靴仍继续工作，数日后失明的报道。
危险特性	易燃，遇明火有燃烧爆炸危险。燃烧时发出蓝色火焰，在常温下挥发出的蒸气有毒。蒸气能与空气形成爆炸性混合物。爆炸极限 6.0~36%，是一种燃烧、爆炸范围较广的物品。闪点 1℃。自燃点 385℃。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧危险。在火场中，受热的容器有爆炸危险。
燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳
接触限值	职业接触限值：PC-TWA：25mg/m³（皮）；PC-STEL：50mg/m³（皮）；IDLH：6000ppm
泄漏应急措施	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗液稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。由第三方单位回收或运至处置。
防护措施	呼吸系统防护：可能接触其蒸气时，应该佩戴过滤式防毒面罩（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。 眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴橡胶手套。 其他：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。实行就业前和定期的体检。
急救措施	皮肤接触：脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。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。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮足量温水，催吐，用清水或 1%硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。 灭火方法：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。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。
储运须知、包装标志	易燃液体。副标志：毒害品。包装方法：（II）类。 储运条件：注意轻装轻卸，防止容器破损，避免日光暴晒，严禁接触火源。夏天高温季节早晚运输。储存于阴凉、通风的易燃液体库房或储罐内，与氧化钙隔绝，远离火源，炎热气候采取通风降温措施。泄漏处理：首先切断所有火源，戴好防毒面具与手套。用水冲洗，对污染地面

进行通风处理。

5.8.3.2 井下作业危险性识别

(1) 井喷事故风险

井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。顺北油气田已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井喷的可能性很小，但也并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

(2) 井漏事故风险

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

5.8.3.3 集输管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管道破裂造成的油气泄漏。

天然气属于甲 A 类火灾易燃易爆危险物质，在空气中爆炸极限为 5~15%（体积百分含量），当事故性释放的天然气浓度达到爆炸极限时，遇到明火便会引起火灾或爆炸；可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围造成热辐射危害，不完全燃烧产物 CO、颗粒物将会对周边环境造成一定不利影响，使一定范围内污染物浓度超标。另外由于本工程所在区域天然气中 H₂S 浓度较高，若发生天然气泄漏事故，H₂S 的扩散不仅会污染环境空气，而且可能使附近人员中毒，若遇降水天气，还可能随雨水进入土壤，污染土壤环境。

如果发生管道破裂事故，管道中输送的凝析油将直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.8.3.4 甲醇泄漏

装置腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致装置破裂，导致泄漏、

火灾、爆炸事故。甲醇泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

5.8.3.5 环境风险类型识别

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，判断本工程可能发生的环境风险主要包括：油气泄漏、甲醇泄漏、井喷、井漏，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物（CO、烟尘、SO₂等）排放。

运营期管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原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，引发周围人员中毒事件，若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境

5.8.4 环境风险事故情形分析

5.8.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响，井喷影响范围约 100m。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油气田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

井喷释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害，也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害，或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，但烃类物质扩散会污染周围环境空气。井位周围无居民点，一般不会造成井厂外人员伤亡。

为防范井喷风险，本工程各井场井位选择时，按照《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）的要求，项目各个井场均配备一定数量的灭火器材和报警器材，企业根据自身实际情况制定了适用于本企业的环境管理制度，同时企业内部各分场根据自身的不同情况，制定了各分场的相关管理规定，以及

相关演练记录等。一旦发生火灾事故能及时启动救援，并疏散居住人群，对其影响较小。

5.8.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本工程采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.8.4.3 甲醇加药装置泄漏事故影响分析

通常情况下，拟建工程使用的甲醇在常温常压下液化储存，一旦泄漏到空气中会迅速气化，并扩散到周围空间，由于溢出的甲醇属于有毒气体，会影响到区域环境空气质量，可能造成周围区域人员中毒事故。假定事故情况为甲醇加药装置 10mm 孔径泄漏，由于无自动切断装置，气体检测器发生报警后操作人员在 1h 内制止泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 F（液体泄漏速率）计算甲醇加药装置中甲醇泄漏速率。具体计算公式如下：

甲醇泄漏为液体，泄漏速度采用伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64，取 0.62；

A——裂口面积，0.000079m²；

P——容器内介质压力，101000Pa；

P₀——环境压力，101000Pa；

g——重力加载速度，9.81m/s²；

ρ——液体密度，786.6kg/m³；

h——裂口之上液位高度，1m。

经计算，甲醇加药装置泄漏液体泄漏速度为 0.38kg/s，本次评价考虑甲醇加

药装置泄漏，1h 泄漏量为 1.37t。

泄漏液体的蒸发分为闪蒸蒸发、热量蒸发和质量蒸发三种，其蒸发总量为这三种蒸发之和。由于甲醇常压下沸点为 64.7℃、蒸汽压 12.26kPa(20℃)，而拟建工程甲醇储存温度和环境温度均不高于 60℃，当液体泄漏时不发生闪蒸和热量蒸发，因此本次环境风险仅考虑质量蒸发量。本次评价考虑甲醇泄漏后在地面形成液池，地面液池在 4h 内全部清理完毕。

采用以下公式计算甲醇的挥发量：

$$Q_3 = a \times p \times M / (R \times T_0) \times u^{(2-n)/(2+n)} \times r^{(4+n)/(2+n)}$$

式中：Q3——质量蒸发速度，kg/s；

a, n——大气稳定度系数(二级评价，选择 F 类稳定度，n=0.3，a=5.285×10⁻³)；

p——液体表面蒸气压，Pa（甲醇 20℃时为 16820Pa）；

R——气体常数，J/mol.K；（取值为 8.31）

T0——环境温度，K；（按 298.15K 计算）

r——液池半径，m；（估算液池面积 86.5m²，折合液池等效半径 5.3m）

u——风速，m/s（取 1.5m/s）；

M——摩尔质量，kg/mol（甲醇为 0.032kg/mol）。

根据以上公式计算出甲醇挥发量为 0.03kg/s。综上所述，甲醇加药装置泄漏风险源源强见表 5.8-8。

表 5.8-8 甲醇加药装置泄漏环境风险源强一览表

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	泄漏速率 kg/s	泄露时间/min	最大泄漏量/kg	泄漏液体蒸发量/kg
1	甲醇加药装置泄漏	甲醇加药装置	甲醇	大气				

甲醇加药装置发生事故泄漏后，液态物料会泄漏至加药装置区，由于甲醇为极易挥发的物质，及时发现并清理收集泄漏的甲醇。

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 对大气环境的影响分析

天然气泄漏进入大气引起人员中毒事故；天然气和凝析油遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，引发的火灾事故可在短时间内产生大量的烟气。由于主要成分是烃类，完全燃烧反应生成物主要是 H₂O 和 CO₂，对大气环境影响较小，但如

果出现不完全燃烧，则会产生一定量的 CO。

项目发生井喷事故时会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标，但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。喷出采出气遇明火燃烧，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。井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1~2 天能得以控制。

甲醇加药装置泄漏甲醇逸散至环境空气中引发中毒事故，同时遇到明火可能发生火灾、爆炸事故。原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，其中挥发的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.8.5.2 对地下水的环境影响分析

拟建工程可能泄露的危险液态物料主要为甲醇和原油，甲醇加药装置发生事故泄露后，液态物料会泄露至加药装置区，由于甲醇为极易挥发的物质，在及时发现并清理收集泄露的甲醇溶液后对区域地下水造成污染的环境风险可接受；非正常状态下，采出液中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损采出液泄漏的情况下，石油类在下渗过程受到包气带的吸附作用以后，也会不可避免地对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对罐体进行检查，避免因罐体质量缺陷、阀门腐蚀老化破损造成石油类对地下水水质的影响。因此在事故下造成采出液泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

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：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。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.8.5.3 对土壤环境的影响分析

油品泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的油品可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

油品发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的油品进入土壤中后，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。

将能回收的油品回收，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本工程施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.5.4 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接黏附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原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；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

5.8.6 环境风险管理

5.8.6.1 井下作业事故风险防范措施

(1) 生产中采取有效预防措施，严格遵守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) 井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(5) 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。

(6) 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, 施工后必须探伤, 更换不符合要求的汇管。

5.8.6.2 集输事故风险防范措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①管道敷设前, 应加强对管材质量的检查, 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。

②建立施工质量保证体系, 提高施工检验人员水平, 加强检验手段。

③按施工验收规范进行水压及密闭试验, 排除更多地存在于焊缝和母材的缺陷。

④选择有丰富经验的单位进行施工, 并对其施工质量进行监理。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场监测仪表, 并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制, 并与所属的集气站 SCADA 管理系统通信, 上传井场的重要生产运行数据, 接收上位系统的控制指令, 设置现场监控系统, 随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②在集输系统运营期间, 定期对管线进行超声波检查, 对壁厚低于规定要求的管段应及时更换, 消除爆管的隐患; 定期对集输管线上的安全保护设施, 如截断阀、安全阀系统等进行检查, 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。

③利用管线的压力、流量监控系统, 发现异常立即排查, 若出现问题, 立即派人现场核查, 如有突发事件启动应急预案。

④加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理, 定期进行环境监测。

⑤建立腐蚀监测系统, 随时监测介质的腐蚀状况, 了解和掌握区域系统的腐蚀原因, 有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

⑥在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志, 包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等, 以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线, 并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

⑤增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案(包括维护记录档案)，文件齐全。

(4) 油气泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及油气管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④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。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.8.6.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

——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/T6137-2017)要求进行。

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

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

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

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm) 时，作业人员应

该迅速打开排风扇，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。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ （或 100ppm ）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

——预防措施

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

①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。

②应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

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

5.8.6.4 甲醇储罐泄漏事故风险防范措施

（1）甲醇储罐区应严格采取防渗措施，并在甲醇储罐周边设置围堰，防止事故情况下甲醇泄漏外流。

（2）严格管理，并定期检查，及时发现泄漏情况。

（3）储罐区应按要求配备必要的应急器材。

（4）如发生泄漏事故，应及时切断电源，转移事故现场易燃、易爆物品，防止事故扩大。抢修人员应穿戴防化服、正压式呼吸器，确认泄漏点，利用雾状水枪和蒸汽管在不同方向对泄漏散发在空气中的甲醇蒸气进行雾喷驱赶、稀释，防止产生爆炸混合物，掩护其他人员对甲醇泄漏部位进行堵漏，并将泄漏物料进行覆盖及收集处理。如现场人员无法处理或控制，应及时向上级报告，并监测甲醇泄漏事故现场的变化情况。

（5）如发生泄漏事故，应及时疏散周边人员，避免出现人员中毒等事故。

（6）事故处理完毕后，应及时对泄漏现场进行彻底清理，对处理过程中使用过的应急设施进行更新和维护。

5.8.6.5 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生,减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响,应采取以下安全环保措施:

(1) 管线敷设过程中应严格按设计要求进行,确保埋设深度、防腐和保温质量,防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志,提醒人们在管线两侧活动,保护管线的安全。

(2) 为了减轻管线的内外腐蚀,每年定期用超声波检测仪,测量 1-2 次管线内外防腐情况,若管壁厚度减薄,应及时更换管段。

(3) 为保护管道不受深根系植被破坏,在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中,应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理,以确保管道的安全运行。

(4) 机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验,管道焊接是最关键的工艺,焊接工应接受专门培训,持证上岗。

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

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训,制定安全生产操作规程。

(7) 集输管线敷设前,应加强对管材和焊接质量的检查,严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验,防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生;按规定进行管道的定期检验、保养,及时更换易损及老化部件,防止原油泄漏事故的发生。当有风险事故发生时,立即启动应急预案,使事故带来的损失降低到最低。

5.8.6.6 井场事故的风险防范措施

(1) 管理措施

①定期对井场进行检查,对于腐蚀老化的部件和设备及时更换,消除爆管的隐患。

②利用监控系统,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在生产设施投产运行前,应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册,并对操作、维修人员进行培训,持证上岗。

④制订应急操作规程,在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

⑤规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

⑦提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑧对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（2）油气泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④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。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.8.6.7 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至持有危险废物经营许可证的公司进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

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。

5.8.6.8 重视和加强管理

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) 加强各级干部、职工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。

5.8.6.9 环境风险应急预案

西北油田分公司采油四厂编制有《采油四厂突发环境事件应急预案》（备案编号：652924-2021-140），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容的突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油四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。

本工程生产过程中存在的事故类型主要为：井场事故，以及油气管道泄漏。西北油田分公司采油四厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本工程应急预案应急处置措施如下：

(1) 井场泄漏处置

1) 伴有甲烷、H₂S 等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、H₂S 报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

(2) 管道泄漏处置

①在管道发生断裂、泄漏事故时，按顺序关井；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内；

⑤采取筑堤等措施对污染物进行隔离，对泄漏的油品进行回收；

⑥将严重污染的土壤集中收集，持有危险废物经营许可证的公司接收处置；

⑦采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑧当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

⑨迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑩当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑪火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑫灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

5.8.6.10 现有环境风险防范措施的有效性分析

西北油田分公司采油四厂目前采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，

定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

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、原油、硫化氢、甲醇，可能发生的风险事故包括井喷事故和管线泄漏事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

5.8.8 风险自查表

本工程风险自查表见表 5.8-1。

表 5.8-1 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	原油	天然气	H ₂ S	甲醇				
		存在总量/t								
	环 境 敏 感 性	大 气	500m 范围内人口数 人				5km 范围内人口数 人			
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）					人		
		地 表 水	地表水功能敏 感性		F1□		F2□		F3☑	
			环境敏感目标 分级		S1□		S2□		S3☑	
		地 下 水	地下水功能敏 感性		G1□		G2□		G3☑	
			包气带防污性 能		D1☑		D2□		D3□	
	物 质 及 工 艺 系 统 危 险 性		Q 值	Q<1☑		1≤Q<10□		10≤Q<100□		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	物 质 危	有毒有害☑				易燃易爆☑				

风险识别	危险性				
	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生产中采取有效预防措施,严格遵守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定期对管线及站场进行巡视,定期进行管道、设备壁厚和防腐情况检测;④井下作业时要求带罐操作,最大限度避免落地油产生。按消防规定配备消防器材。⑤本工程环境风险应急预案依托西北油田分公司采油四厂编制的《采油四厂突发环境事件应急预案》(备案编号: 652924-2021-140),定期演练。			
评价结论与建议		本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气、H ₂ S、甲醇,主要危险单元为站场和密闭集输单元,可能发生的风险事故包括油气泄漏、甲醇泄漏、井喷、井漏,以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物(CO、烟尘、SO ₂ 等)排放。 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;甲醇泄漏会对附近大气环境产生较明显的影响,而且可能会对周边活动人员带来中毒风险。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。 本工程环境风险属于可防控风险,在做好风险防范措施的前提下,可使风险发生概率降低,使事故发生对环境的影响控制在可接受水平。			
注:“□”为勾选项,“ ”为填写项。					

(4) 加强工程区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(5) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(6) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.1.2 管线

(1) 本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，经相关部门批准后方可开工建设。

(2) 合理调整管线走向，管线施工作业宽度应控制在 8m 以内。

(3) 合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免造成土地松动。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 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。

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

(8) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(9) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(10) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

(11) 在沙地区域，管线施工结束后，在施工扰动区域采取草方格进行防沙治

沙。

(12) 施工前进行区域动植物状况调查，施工必须限制在划定范围内，并且在工程施工区设置警示牌，尽可能减少噪声、扬尘等对生态环境的间接影响，以最大限度减缓对项目区野生动植物的影响。

6.1.1.3 水土流失防治措施

(1) 工程措施

井场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) 场地平整

井场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(3) 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。

6.1.1.4 对野生动植物的生态保护措施

(1) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

(2) 设计选线过程避免破坏野生动物的活动场所和潜在动物生境。

(3) 施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(4) 确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰远处的野生动物。

(5) 降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

6.1.1.5 防沙治沙措施

本工程 2 座新建井场和集输管线新增征地均位于沙地，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环

境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

根据《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025 年 1 月 1 日实施）的要求，本次环评提出的防沙治沙方案具体内容如下：

（1）防沙治沙采取的技术规范、标准

- ①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- ②《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）；
- ③《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；
- ④《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）；
- ⑤《沙化土地监测技术规程》（GB/T 24255-2009）。

（2）制定方案的原则与目标

A.制定方案的原则：

- ①预防为主，保护优先：加强对沙化土地的监测和预警，及时采取预防措施，防止沙化土地进一步扩大。
- ②因地制宜，分区施策：根据顺北油气田不同区域的自然条件和沙化程度，制定针对性的防沙治沙措施。
- ③科学防治，合理利用：依靠科学技术，提高防沙治沙的科学性和有效性，同时注重沙区资源的合理开发和利用。
- ④统筹推进，综合效益：将防沙治沙与生态保护、经济发展、民生改善相结合，实现生态效益、经济效益和社会效益的有机统一。

B.制定方案的目标：

第一阶段目标

- ①控制区块内流沙移动，在井场周边、主干道路区域设置草方格等，使沙害影响范围减少 20%以上。

②初步恢复植被，在适宜区域（如固定沙丘、土壤条件较好处）种植耐旱灌木（怪柳、梭梭），成活率达到 50%以上。

③建立短期监测体系，对沙丘移动、植被生长情况进行定期观测，评估治理效果。

第二阶段目标

①稳定沙地表面，使区块内 50%以上的流动沙丘转为半固定或固定状态，降低风沙对油田设施的侵蚀。

②提高植被覆盖，在已治理区补植耐旱植物，使植被覆盖率提升至 15%以上，形成初步防风固沙带。

③优化节水措施，采用滴灌或雨水收集技术，提高水资源利用效率，减少人工维护成本。

第三阶段目标

①巩固治理成果，确保已固定的沙丘不再活化，植被群落趋于稳定，具备自然更新能力。

②形成可持续防护体系，使项目所在区域内主要设施（井场、管线、道路）周边风沙危害降低 60%以上。

③建立长期管护机制，结合油田生产管理，定期维护沙障和植被，确保治理效果持久。

（3）防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

根据上述防沙治沙目标，以项目实施后的五年为期限分三个阶段从工程措施、植被措施和其他措施（监测措施、管护措施等）提出防沙治沙分阶段治理措施及实施计划，具体见下表：

表 6.1-1 防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

阶段	措施类型	具体措施	实施内容	完成期限
第一阶段	工程措施	布设重点区域沙障	新建井场周边、道路两侧布设 1m × 1m 草方格，关键风口设阻沙栅栏。具体长度和面积与水土保持方案保持一致。	项目实施后一年内
	植被措施	种植适生灌木	具体种类和数量与水土保持方案保持一致。	项目实施后一年内完成补植
	监测措施	建设基础监测网络	设置监测点，采集沙丘移动、植被成活、风蚀强度数据等。具体设置数量和位置与水土保持方案保持一致	项目实施后一年的年底建成

			致。	
第二阶段	工程措施	完善沙障系统	维护现有沙障，流沙区增设沙障。	项目实施后第三年完成优化
	植被措施	提升植被恢复	补植成活不足区域，沙障保护区内试种草本植物。	项目实施后第三年评估效果
第三阶段	工程措施	巩固防护体系	更新老化沙障，关键设施试用新型复合材料沙障。	项目实施后第五年全面更新
	植被措施	培育群落稳定性	促进自然更新，引入深根性树种，建立本地种子采集区。	持续至项目实施后第五年
	管护措施	建立长效机制	制定维护规程，培训 1~2 名专职管护人员。	项目实施后第五年规范运行
实施保障	按“先核心后外围”原则推进；每年根据监测结果优化方案；利用油田现有管护力量和设备；与当地治沙站协作			

对废弃土、石、渣及其他地面覆盖提出以下处理措施：

针对井场施工过程，提出如下措施：井场平整后，采取砾石压盖。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③在施工过程中，不得随意碾压区域内固沙植被。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

工程措施中草方格设置原则为：井场四周宽度为 20m，单井集输管线上风向一侧 7m、下风向一侧 5m。施工部署如下：

1) 技术准备

①确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。

②熟悉及审查设计图纸及有关资料；

③编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准，且对施工人员进行交底。

2) 施工要求

①整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

②根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打

线放出 1m×1m 的正方形方格网，方格网与坡脚线成 45 度（或 135 度）的角。

③利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。

④植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈，改变为柔性材料。扎制前将材料切成 40-50cm 长的段，整齐堆放。

⑤铺放植草：沿草方格网线平铺植草，扎制材料要垂直“线”排放，并置中间位置于线上。先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。

⑥植草沙障防护必须符合相关技术标准、规范以及图纸要求，监理抽查合格后，再进行下一道工序的施工。

3) 施工措施

①沙丘及粗沙平地固沙方式

对于沙丘地及粗沙平地的固沙方法通常采用的方式为以管线为中心，在该地区主风向的上风向草方格固沙宽度不小于 40m，在风沙地区主导风向下风向草方格固沙 20m，同时在管道主风向上方≥10m 左右，地势较高的沙丘顶部，设置阻沙栅栏，以防止管线伴行路及管线被风移沙丘埋没。

②草方格固沙

草方格材料可就地选用芦苇，将之充分碾压使之变柔，且不散碎，用切割机将之分解成长 40-50cm 左右的小段。规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹插入沙中，插入深度应在 25-30cm 之间，地表留 15-20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙，使麦秆、谷秆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

草方格通用设置图见图 6.1-3，移动沙丘固沙平面示意图见图 6.1-4。

本工程防沙治沙措施主要采用草方格固沙方式，该方法具有普遍性、通用性、高效性，是比较有效的防沙治沙措施。

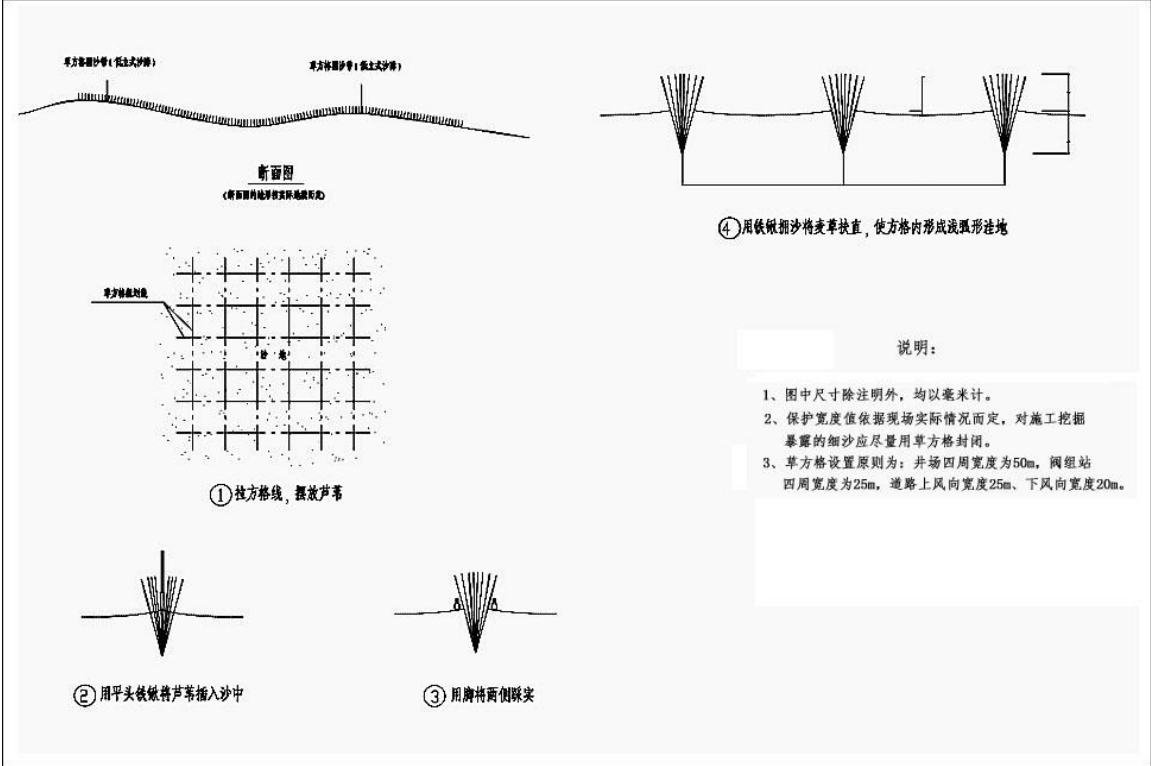


图 6.1-3 固沙草方格设置通用图

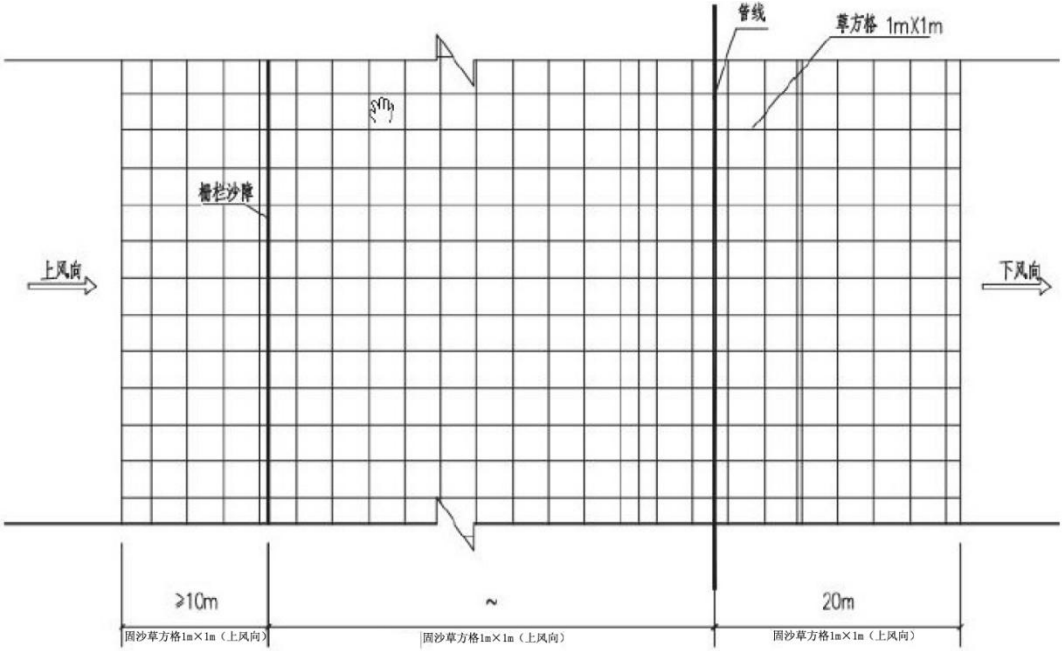


图 6.1-4 移动沙丘固沙平面示意图

6.1.2 运营期生态保护措施

6.1.2.1 监督和管理措施

(1) 针对本工程的建设，西北石油局采油四厂 QHSE 管理委员会负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本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。

(4) 针对本工程所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本工程环保投资。

6.1.2.2 运营期生态保护措施

(1) 井场、管线施工完成后，对施工迹地进行场地平整与地貌恢复，在井场及周边实施砾石覆盖等生态恢复措施。

(2) 对临时占地区域及时开展地表复垦，恢复原地貌形态及土壤结构。

(3) 对易受风蚀影响的裸露地表铺设砾石层，有效降低风蚀作用对土壤的破坏。

(4) 在施工结束后清除征地范围外硬化地表，恢复原有土地功能。

(5) 建立泄漏应急响应机制，对事故性落地油实施快速清理与无害化处置，防止油污扩散污染土壤及植被。

(6) 加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，定期巡检管线周边区域，及时修复受损地表覆盖层。

通过采取以上措施，本工程井场永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.1.3 退役期生态保护措施

6.1.3.1 生态保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

(1) 严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，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建设单位进行回收处置。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 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。

6.1.3.2 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏

和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）中生态恢复要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②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。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定井场场址、管网等建设占地规模。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本工程新建井场的临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行戈壁土+砾石覆盖，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本工程新建集输管线 19.9km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，项目区植被生境较优的区域可进行人工播撒草籽方式等措施进行辅助植被恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行场地植被恢复；风沙土分布区等植被生境较差的区域，采取草方格等措施进行辅助植被恢复。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期废水污染防治措施

本工程施工期污染源主要为生活污水、管道试压废水。施工期间人员依托四条带生活基地撬装式一体化污水处理设施，处理达标后用于周边荒漠绿化，不外排。本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。管道试压水排出后进入下一段

管线循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。在落实以上废水处理措施的情况下，施工期不会对地下水产生影响，措施可行

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》等的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

(1) 源头控制措施

①对集输管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。集输管道采用地下敷设，对工艺要求必须地上走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

②输送原油的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

(2) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 6.2-1。

表 6.2-1 分区防渗要求一览表

区域	项目		防渗要求
井场	一般防渗区	井口区	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
其他区域	简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

(3) 管道刺漏防范措施

①各新建场站设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井、站场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，井场及试采点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 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(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）及《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，本工程地下水监测计划见表 6.2-2。

表 6.2-2 地下水监测计划一览表

监测井位置	监测层位	功能	监测频率	监测因子	备注
工程区上游	潜水含水层	地下水环境影响跟踪监测井	每年 1 次	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	充分利用现状监测井
工程区					
工程区					

(5) 应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

- a 地下水环境保护目标的确定,采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；
- b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

a 当确定发生地下水异常情况时，按照制定的地下水应急预案，在第一时间尽快上报主管领导，通知当地生态环境保护主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受，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

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

(1) 生活污水

根据工程分析，本工程施工期生活污水产生总量约为 240m³。拟建工程不设施工营地，施工期间人员依托四条带生活基地生活污水经撬装式污水处理装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，用于荒漠灌溉。

(2) 管道试压废水

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

综上，本工程施工期间废水全部妥善处理，不外排，措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

(1) 采出水处理

本工程运营期新增采出水最大量为 3865.4t/a，采出水输送至顺北油气田五号联合站污水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排。根据前述依托可行性分析，顺北油气田五号联合站污水处理系统运行正常，且富余能力可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水处理

本工程井下作业废水产生量 $0.27\text{m}^3/\text{d}$ ($100\text{m}^3/\text{a}$)，本工程井下作业废水运至顺北油气田环保站进行处理，顺北油气田环保站废液处理能力为 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理量为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，处理能力满足本工程需求。因此本工程井下作业废水可依托顺北油气田环保站进行处理。处理后的井下作业废液均不外排。

运营期采出水、井下作业废水经处理后可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关要求，用于回注地层，不外排，正常情况下不会对区域水环境产生明显不利影响。措施可行

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

（1）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）施工产生的施工废料不得随意抛洒，集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

（4）工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后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、集输管线等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低集输管线中凝析油泄漏量，使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人员定期检查井口区，是否有泄漏现象发生。

②本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能好、耐热性及抗冻性能好的管材作为

集输管线，可有效地防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

③对管线定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

④如果发生集输管线的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托持有危险废物经营许可证的单位对污染土壤进行转运处置，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

（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）土壤一级、二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，本工程必要时开展跟踪监测工作，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，按照土壤章节以及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、井场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固废填埋场妥善处置，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）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，管线内物质清空，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) 参照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72 号)对完成采气的废弃井封堵,拆除井口装置,最后清理场地,清除各种固体废弃物,不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(4) 运输过程中运输车辆均加盖篷布,以防止行驶过程中固体废物的散落,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,充分利用油田现有公路网络,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。

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单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方,本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

⑥施工期间对于村庄路段应限制车速,减少行驶产生的扬尘。

⑦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。

⑧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。

⑨合理安排施工计划,根据平面布局,可以对厂址局部提前进行绿化,改善生态景观,减轻扬尘环境影响。

⑩运输路线优先避让村庄，无法避让的车辆途经村庄应使用有盖的运输车辆或加盖篷布等措施，低速通过，减少施工对村庄的影响。

(2) 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，设备，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备及焊接废气对环境的影响。

(3) 施工机械及运输车辆排放的废气

①加强对施工机械、车辆的检修和维护，严禁使用超期服役和尾气超标的车辆。

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。

综上，本工程施工采取的大气环境保护措施，简单可行，具有可操作性，防治措施可行。

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厂界无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵

(2) 油气进行汇集、处理、输送采用密闭工艺流程，严格控制凝析油泄漏对大气环境影响。

(4) 定期对设备、阀门、管线等进行定期巡检，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

(5) 合理规划巡检道路，巡检道路尽量避绕村庄等敏感目标。

(6) 加强气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好气井的压力监测，并准备应急措施。

(7) 在日常生产过程中, 加强非甲烷总烃无组织排放例行监测, 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) 无组织排放监控限值要求。

(8) 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, 降低采气井工作能耗, 加强油气技术和管道密闭性能; ②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术, 开发清洁能源替代现有能源; ③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等; ④加强对密闭管线及密封点的巡检, 一旦发生泄漏立即切断控制阀, 并尽快完成修复; ⑤加强井场、站场生产管理, 减少温室气体的跑、冒, 做好油井的压力监测, 并准备应急措施, 从而减少温室气体排放。

综上, 本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘和运输车辆尾气。

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在退役期施工操作中应做到文明施工, 防止水泥等的洒落与飘散; 尽量避开大风天气进行作业。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声

(1) 合理安排施工场地, 在不影响施工情况下避免噪声设备过于集中。

(2) 施工单位可合理安排施工时间, 避免长时间使用高噪声设备, 使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 运输设备等车辆沿固定路线行驶, 应该尽量避开居民点, 如无法避开经过居民区时尽量减少鸣笛。

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响。且施工噪声影响是短期的、暂时的，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。拟建项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

(1) 对噪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。

(3) 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。

综上所述，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

(1) 生活垃圾委托库车市老城环境卫生有限责任公司集中定期清运至库车景胜新能源环保有限公司处理。

(2) 施工废料全部统一回收至建设单位库房再利用。

(3) 施工过程中土石方主要来自管沟开挖。所有挖方后期全部回填，无弃方。

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

(1) 危险废物

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料以及废润滑油。

本工程危险废物产生情况及危险特性见表 6.7-1。

表 6.7-1 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物	危险废物代码	产生量 (t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
----	--------	------	--------	-----------	------	----	------	------	------	--------

		类别								
1	落地油	HW08	071-001-08	0.2	井下作业、采油环节，集输环节	液态	石油类	间歇	T.I	委托持有危险废物经营资质单位处置
2	废防渗材料		900-249-08	0.5	井下作业、维修	固态	石油类	间歇	T.I	
3	废润滑油		900-214-08	0.1	井下作业和采油过程中机械设备维修	固态	石油类	间歇	T.I	

(2) 生活垃圾

本工程运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

(3) 侧钻泥浆岩屑

运营期侧钻产生的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

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由持有相应危险废物运输许可证单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，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，采油四厂应按照《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）相关要求对含油废物进行收集和管理。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显地标明危险废物相关信息的标签，标

签信息应填写完整详实。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。

序号	危险特性	警示图形	图形颜色
1	腐蚀性		符号：黑色 底色：上白下黑
2	毒性		符号：黑色 底色：白色
3	易燃性		符号：黑色 底色：红色 (RGB: 255,0,0)
4	反应性		符号：黑色 底色：黄色 (RGB: 255,255,0)

图 6.7-1 危险废物类别图

危险废物		
废物名称：	危险特性	
废物类别：		
废物代码：		
废物形态：		
主要成分：		
有害成分：		
注意事项：		
数字识别码：		
产生/收集单位：		
联系人和联系方式：		
产生日期：		
废物重量：		
备注：		

图 6.7-2 危险废物相关信息标签

(2) 危险废物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经营许可证的公司采用专用运输车

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。为防止危险废物在井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

本工程产生的落地油、废防渗材料全部由阿克苏塔河环保工程有限公司无害化处置。

综上，本工程危险废物处置措施可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

本工程退役期固体废物主要为废弃管道、建筑垃圾等，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，管线内物质清空，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。建筑垃圾收集后送至固废填埋场填埋处置。

7 温室气体排放影响评价

7.1 温室气体排放分析

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，计算拟建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。

7.1.1 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。

拟建工程不新增加热炉不涉及化石燃料燃烧，不再核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程运营期井口发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空火炬燃烧排放，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

(3) 工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场、站场地面建设内容，不涉及工艺装置泄放口，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

(4) CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

本工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	拟建项目井场装置紧急情况下，采出液/天然气排入放喷池/放散管中进行燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	-

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	顺北 62 侧井和顺深 2 斜井探转采地面工程	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) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本工程涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本工程主要核算非正常工况下的火炬气燃烧。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

$E_{GHG_火炬}$ ——火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-正常火炬}}$ ——正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{-事故火炬}}$ ——由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4\text{-正常火炬}}$ ——正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4\text{-事故火炬}}$ ——事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} —— CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times \left(CC_{\text{非}CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中：

i ——火炬系统序号；

$Q_{\text{正常火炬}}$ ——正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

$CC_{\text{非}CO_2}$ ——火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF ——第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} ——火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} ——为火炬气中 CH_4 的体积浓度。

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中：

j ——事故次数；

$GF_{\text{事故},j}$ ——报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3 /小时；

$T_{\text{事故},j}$ ——报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(\text{非}CO_2)_j}$ ——第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，

单位为吨碳/万 Nm³；

OF——火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(CO_2),j}$ ——第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度；

V_{CH_4} ——事故火炬气中 CH₄ 的体积浓度。

②计算结果

本工程核算火炬温室气体排放主要为站场稀油缓冲罐分离出气相通过站场火炬燃烧放空排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

场所	工况	火炬气流 速(万 Nm ³ /d)	持续 时间 (d)	火炬气中除 CO ₂ 外 其他含碳化合物 的总含碳量(吨碳 /万 Nm ³)	火炬燃 烧的碳 氧化率	火炬气中 CO ₂ 的 体积浓度	火炬气中 CH ₄ 的 体积浓度
2 座井 场	非正 常工 况						

根据表中参数，结合公式计算可知，本工程 2 座井场发生异常超压的情况下火炬燃烧排放温室气体量为 3.41 吨 CO₂。

(2) CH₄ 逃逸排放

①计算公式

本工程运营期主要排放的温室气体为原油开采过程中阀门和接转站逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；井口装置为 0.23；

$Num_{gas, j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas, j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年 \cdot 个）$ ；井口装置为 2.5。

②计算结果

$$\begin{aligned} E_{CH_4\text{-开采逃逸}} &= Num_{oil, \text{油井井口}} \times EF_{oil, \text{油井井口}} + Num_{oil, \text{油井加热炉}} \times EF_{oil, \text{油井加热炉}} \\ &= 2 \times 0.23tCH_4 + 2 \times 0.23tCH_4 \\ &= 0.92tCH_4 \end{aligned}$$

本工程甲烷逃逸排放 0.92t，折算成 CO_2 排放量为 19.32t。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$ ——企业净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ ——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 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

b.净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净热}}$ ——企业净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{热力}}$ ——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 380MWh，电力排放因子《生态环境部、国家统计局关于发布 2021 年电力二氧化碳排放因子的公告》(2024 年 第 12 号)中新疆电力平均二氧化碳排放因子为 0.6577 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 249.926t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，报告主体的温室气体（GHG）排放总量计算公式为：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} + E_{\text{GHG-火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG-工艺}} + E_{\text{GHG-逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{-回收}} \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{-回收}} + E_{\text{CO}_2\text{-净电}} + E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$$

式中：

E_{GHG} ——温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ ——企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{GHG-火炬}}$ ——企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-工艺}}$ ——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-逃逸}}$ ——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

s ——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{\text{CH}_4\text{-回收}}$ ——企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} —— CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

$R_{\text{CO}_2\text{-回收}}$ ——企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-净电}}$ ——企业净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$ ——企业净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则本工程实施后 CO_2 排放总量见表 7.1-4 所示。

表 7.1-4 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2 ）	占比（%）
本工程	燃料燃烧 CO_2 排放		
	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		

	合计		100
--	----	--	-----

由上表 7.1-4 分析可知，本工程 CO₂ 总排放量为 276.866 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

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，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，减少井场测试放喷作业时间。

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 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 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。

（4）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

采油四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。

7.3 温室气体排放评价结论

7.3.1 温室气体排放评价结论

本工程实施后，CO₂总排放量为 276.866 吨。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 CO₂排放强度相对较低。

7.3.2 温室气体排放建议

- （1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平。
- （2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量。
- （3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本工程永久占地主要为井场占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本工程对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，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，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.2 社会效益分析

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大战略意义。油

气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

8.3 综合效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

本工程总投资为 2176.22 万元，其中环保投资 134 万元，占总投资 6.16%。估算见表 8.3-1。

表 8.3-1 主要环保投资估算

阶段	类别	项目	环保措施	投资 (万元)
施工期	生态	生态修复	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度	
		防沙治沙	管线两侧以及井场周边草方格沙障	
		水土保持	水土保持措施	
	废气	井场、管线等施工产生的施工扬尘治理	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），洒水抑尘等	
	废水	生活污水	生活污水处理装置	
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾清运、填埋处置	
		建筑垃圾	建筑垃圾清运、填埋处置	
	噪声	施工机械噪声	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	
	废气	无组织废气	密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。	
运营期	废水	井下作业废水	井下作业废水清运、处置	
		采出水	管输至顺北五号联合站进行油水分离，后分离出的采出水依托顺北油气田五号联联污水处理系统处理达标后回注油层	
	地下水环境保护	井场防渗	井场进行分区防渗	
	噪声	井场噪声	基础减振等措施	
	固体废物	油泥（砂）、废润滑油、废防渗材料	委托处置	
服务期满后	固体废物	建筑垃圾	建筑垃圾清运、填埋处置	
	生态	生态恢复	恢复原貌	

环境风险	环境风险	硫化氢、可燃气体报警器	
环境管理	环保培训，演练		
	环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		
合计			

8.4 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中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，经估算该项目环境保护投资约 134 万元，环境保护投资占总投资的 6.16%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

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

(1) 组织机构

本项目建设项目的 QHSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 QHSE 管理委员会（设在质量安全环保处）的直接领导，下设中国石油化工股份有限公司西北油田分公司承保开发公司 QHSE 管理委员会、采油三厂 QHSE 管理委员会，各设专职 QHSE 管理员一名。

(2) 职责

①中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 QHSE 管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定 QHSE 方针、目标和管理实施细则。

——每季召开一次 QHSE 例会，全面掌握 QHSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 QHSE 工作，讨论、处理本单位 QHSE 工作中存在的重大问题。

——组织本单位 QHSE 工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——组织开展本单位环境宣传、教育工作。

——直接领导开发公司管理委员会。

②开发公司 QHSE 管理职责

——负责组织职工完成 QHSE 工作任务。

——适时召开会议，研究、分析 QHSE 工作动态，及时制止（处罚）、纠正“违规”行为和现象，整改不合格因素，无法解决的问题及时向 QHSE 管理委员会汇报。

——如发生环境污染与破坏事故，必须及时采取有效措施进行抢救，及时向上级部门汇报，配合有关组织对事故的调查处理。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——开展清洁文明生产活动，组织推广和实施先进的污染治理技术。

③采油二厂 QHSE 管理委员会职责

——负责运营期间 QHSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运营期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 QHSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 QHSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

④QHSE 兼职管理人员和全体人员

——QHSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 QHSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

9.1.2 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

(2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态环境造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后，会同当地生态环境主管部门共同参与检查验收。

9.1.3 运营期的环境管理任务

(1) 本项目运营期的 QHSE 管理体系纳入中石化西北油田分公司 QHSE 系统统一管理。

(2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

(3) 负责原油集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制突发环境事件应急预案。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对退役井场、管线的环境管理工作，监督退役期各项环保措施的落实情况。

加强封井施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

加强退役期施工过程管理。妥善处置地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣等，做到“工完、料尽、场地清”。

加强对退役期施工队伍及其运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

组织开展环境保护宣传教育，对全体员工组织开展环境保护培训。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分别对施工期和运营期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物		
		植被		
		水土保持		
		防沙治沙		
	污染防治	施工扬尘		
		废水		
		固体废物		
		噪声		
运营期	正常工况	废水	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气		
		固体废物		
		噪声		
	事故风险	事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	污染防治	施工扬尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境
		固体废物		

	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合适的施工时间等		主管部门
	生态恢复	退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况		

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，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，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机构对施工单位、承包商、供应商和中国石化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，确保本项目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，了解当地生态环境部门的要求和环境标准。

②必须接受过 QHSE 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和输油气管道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 QHSE 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 QHSE 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 QHSE 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

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，严禁自行扩大施工用地范围。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期管线试压废水、生活污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，钻机、机泵及运输车辆的声环境控制措施，废弃泥浆及岩屑、施工土方等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

②试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。

环境监理工作计划及重点见表 9.1-2。

表 9.1-2 现场环境管理与监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	新建井场	①井位站场布置是否满足环评要求； ②各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； ③施工作业是否超越了作业带宽度； ④挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ⑤施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑥施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复原有面貌。	
3	其他	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复和水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

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，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本工程实施后，应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项

目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在的问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》(中华人民共和国国务院令 第 736 号)第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》(环办环评〔2017〕84 号)，本工程应纳入克拉采油气管理区排污许可管理，工程无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中其他排放控制要求，同时克拉采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 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：张煜

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县境内，顺北油田内

主要产品及规模：①新建 2 座井场（顺深 2 斜井井场、顺北 62 侧井井场），井场内设置注醇撬、单井计量装置等设施，配套建设电气、仪表、自控、通信、防腐、消防等工程；②新建集输管线 3 条共计 19.9km；③顺北 62 侧井管线起点、中间预留阀室各 1 套，配套建设电力和仪表自控系统。本工程实施后年产气规模***m³/a，产油规模为***t。

(2) 排污信息

拟建工程污染物排放标准见表 2.4-6~2.4-8。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.4-4、3.4-12。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

(3) 环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见采油四厂现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油四厂在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部令 第 24 号)第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污 染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集 输	无组织 排放废 气	NMHC			大气
			硫化氢			
废水	采出水		废水量			采出水进入五号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水			拉运至顺北油气田环保站处理达标后回注
固体废物	井场作 业	落地油	石油类			委托有资质单位处置
		废防渗	石油类			

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
		材料				
		废润滑油	石油类			
噪声	采油树、 加药撬、 机泵	机械噪声	-			选用低噪声设备,采取 减振、隔声、消声等降 噪措施

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分,也是环境管理规范化的主要手段,通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案,可以为上级环保部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础,是进行污染源治理及环保设施管理的依据,因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对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。根据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等要求,本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

9.4.3 监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征,依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求,制定本工程的监测计划和工作方案。

本工程投入运行后,各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 本工程监测计划一览表

编号	环境要素	监测点	监测项目	监测频次
1	地下水	在项目区上游、区域内、下游各布设 1 个监测点,优先采用区块已有观测井,其监测点根据实际情况而定	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时,可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。	每年 2 次,发生事故时加大取样频率
2	土壤	占地范围内设一个柱状样	石油烃	每 3 年一次
3	生态环境	项目区及管道沿线及扰动范围	植物物种数、数量和覆盖度等、土壤侵蚀类型、侵蚀量	每年一次
		水土流失变化量	井场内(风蚀监测小区)	每年的年初、年中、年末各一次
		沙化土地	井场等建设工程采取植草方格等防沙治沙措施。	施工期结束后

9.5 环保设施“三同时”验收

根据建设项目“三同时”原则,在项目建设过程中,环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用,拟建项目建成运行时,应对环保设施进行验收,验收清单见表 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表(建议)

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-
	2	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修,状况良好,燃烧合格油品,不超负荷运行;焊接作业时使用无毒低尘焊条	-	-
废水	1	试压废水	循环利用,沉淀后场地降尘用水	不外排	-
	2	生活污水	在临时生活区设置撬装式污水处理设备,生活污水经“生化+过滤”撬装式装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)表 2 的 C 级标准,出水用于荒漠灌溉。	不外排	-
噪	1	施工机械、	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间、采	-	-

声		车辆	取基础减振、安装消声器等声源控制措施。			
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场、站场回填。		-	-
	2	施工废料	施工废料全部统一回收至建设单位库房再利用。		-	-
	3	生活垃圾	生活垃圾委托库车市老城环境卫生有限责任公司集中定期清运至库车景胜新能源环保有限公司处理。		-	-
生态	1	占地、场地平整	(1) 在井场场地平整后, 采取砾石压盖; 在施工结束后恢复临时占地, 在井场周边修建草方格, 在施工和运营过程中起到防沙固沙的作用; (2) 合理规划拟建区域, 尽量减少占地面积, 车辆行驶应避开沙区内植被盖度较高的区域。		-	井场场地采取砾石压盖; 临时占地恢复原地貌; 井场周边修建草方格;
运营期						
类别	序号	污染源	环保措施		治理效果	验收标准
废水	1	采出水	依托顺北油气田五号联合站处理达标后回注油层。		-	处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》
	2	井下作业废水	依托顺北油气田环保站处理达标后回注油层。		-	(SY/T5329-2022) 中的有关标准后回注油层。
废气	1	无组织排放非甲烷总烃	密闭输送、采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等, 烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵、定期检查、检修和维护。		厂界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)
		无组织排放H ₂ S			厂界 H ₂ S≤0.06mg/m³	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 中新建项目二级标准要求
噪声	1	井口装置、井下作业	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振		昼间 ≤60dB(A) 夜间 ≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类区排放限值
固废	1	落地油	收集后委托持有危险废物经营资质单位处置		-	《危险废物贮存污染控制标准》 (GB18597-2023)
	2	废防渗材料			-	
	3	废防渗材料			-	
防渗	1	分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”		满足防渗要求	-
	2	管道防腐	管道钢接头部分做好外防腐		防腐性能良好	-
风险防范措施		井场、站场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。		风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	-

环境 管理 与 监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	-	保证实施
	2	井场、站场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	-	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	-	保证实施
退役期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	-	-
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	-	-
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	优先回收利用，不能回收利用的依托库车城乡建设投资（集团）有限公司拉运至当地垃圾填埋场处置。	妥善处置	-
	2	设施拆除过程产生的水泥	委托持有危险废物经营许可证的公司进行处置	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

本工程位于顺北油气田二区，构造位置位于塔里木盆地北部坳陷的中西部，处于阿瓦提坳陷北斜坡、顺托果勒低隆西北部与沙雅隆起西南部的倾没端，行政区划隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，距离沙雅县城约 132.7km。

本工程主要建设内容为：主要建设内容包括：①新建 2 座井场（顺深 2 斜井井场、顺北 62 侧井井场），井场内设置注醇撬、单井计量装置等设施，配套建设电气、仪表、自控、通信、防腐、消防等工程；②新建集输管线 3 条共计 19.9km；③顺北 62 侧井管线起点、中间预留阀室各 1 套，配套建设电力和仪表自控系统。本工程实施后年产气规模***m³/a，产油规模为***t。

10.2 产业政策、选址符合性

本工程为石油天然气开采项目，对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”中第一款“常规石油、天然气勘探与开采”项目，符合国家当前产业政策要求。

本工程的建设有助于推进顺北油气田的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2024〕70 号）《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。

本工程位于顺北区块内，本工程选址符合生态环境分区管控要求，没有位于法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区和重点预防区，项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，选址选线合理。

根据现场调查，本工程选址符合生态环境分区管控要求，没有位于法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏

感区。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

工程区地处天山南麓，塔里木盆地塔克拉玛干沙漠腹地，塔里木河南岸。工程区域主要为沙漠生态系统，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、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。根据《新疆生态功能区划》（2005 版），工程区属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。井区地表为流动沙丘所覆盖，占地为裸地，地表基本无植被覆盖，土壤类型为风沙土，土地利用类型为沙地

（2）地下水环境质量现状

工程区潜水各项监测指标中钠、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物出现不同程度的超标，超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，其它各项地下水监测指标均可满足《地下水质量标准》

（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》

（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。

（3）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。

（4）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， H_2S 和甲醇 1 小时平均浓度、日均浓度未超过《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。

（5）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

10.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 10.1-1。

表 10.1-1 污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	NMHC	0.848	0.848	大气
			甲醇	0.006	0.006	
废水	采出水		废水量	3865.4	0	采出水在五号联合站经过处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中储层空气渗透率(μm ²)≥2.0后回注地层。
	井下作业废水		井下作业废水	100	0	自带回收罐回收,拉运至顺北油气田环保站废液处理系统,处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层,不外排。
固体废物	井场作业	落地油	石油类	0.2	0	委托有资质单位处置
		废防渗材料	石油类	0.5	0	
		废润滑油	石油类	0.10	0	
噪声	采油树、甲醇加注橇、机泵	机械噪声	-	80~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备,采取减振、隔声、消声等降噪措施

10.5 主要环境影响

（1）生态环境影响分析

本工程不涉及法定生态保护区、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。距离最近的生态保护红线是北侧 58.4km 处的

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区。生态保护目标主要为水土流失重点治理区和预防区，土地沙化和动植物等，对生态环境的影响主要来自施工期占地影响，项目总占地 24.38 公顷，其中永久性占地面积为 0.84 公顷，临时占地面积 23.54 公顷，占地类型主要为沙地，施工结束后，随着生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被逐渐恢复，临时占地影响将逐渐减小。区域的野生动物种类较少，现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生动植物，未见到大型哺乳动物，项目对野生动物的影响较小。项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

（2）地下水环境影响分析

工程区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水。正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响，因此，事故情况对地下水环境产生的影响也非常有限。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）地表水环境影响分析

施工期产生的废水主要是管线试压废水和生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水。生活污水经撬装式污水处理装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，用于荒漠的恢复。

运营期的采出水依托顺北油气田五号联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至顺北油气田环保站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后，回注。

（4）土壤影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响；本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生排水管线泄漏等事故，泄漏的

采出水会对土壤环境产生一定的影响，改变土壤理化性质，从而影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（5）大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气，随工程的结束而逐渐消失。

运营期间产生的大气污染物主要为油气集输过程中的烃类挥发和硫化氢。烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本工程油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类和硫化氢气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。本工程实施后，各场站废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

（6）声环境影响分析

本工程开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油井场厂界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

（7）固体废物影响分析

本工程施工期固废主要包括施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于场地平整；施工废料全部统一回收至建设单位库房再利用；生活垃圾委托库车市老城环境卫生有限责任公司集中定期清运至库车景胜新能源环保有限公司处理。

运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油、废防渗材料、侧钻泥浆岩屑。落地油由作业单位 100%回收；油泥（砂）、废润滑油、废防渗材料等危险废物委托持有危险废物经营资质单位处置。本工程服务期满后产生的固体废物主要为建筑垃圾，其中不可回收利用的部分拉运至当地垃圾填埋场填埋处理。运营期侧钻产生的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工

作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

本工程各阶段产生的固体废物均可得到妥善处置，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

（8）环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括天然气、凝析油、H₂S、甲醇，主要危险单元为井场和密闭集输单元，可能发生的风险事故包括油气泄漏、甲醇泄漏、井喷、井漏，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物（CO、烟尘、SO₂等）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；甲醇泄漏会对附近大气环境产生较明显的影响，而且可能会对周边活动人员带来中毒风险。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。

本工程环境风险属于可防控风险，在做好风险防范措施的前提下，可使风险发生概率降低，使事故发生对环境的影响控制在可接受水平。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：优化站场布设，管道和道路选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；采取必要的防沙治沙措施，防止土地沙漠化。施工结束

后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

地表水防治措施：生活污水经撬装式污水处理装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，用于荒漠灌溉。采出水依托顺北油气田五号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后，回注，做到废水不外排。

大气污染防治措施：施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。避免在大风季节施工，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。本工程采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

噪声防治措施：选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备，合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备。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、保养，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

固体废物防治措施：施工土方用于周边场地平整。施工废料全部统一回收至建设单位库房再利用。生活垃圾委托库车市老城环境卫生有限责任公司集中定期清运至库车景胜新能源环保有限公司处理。运营期产生的落地油由作业单位 100%回收，废润滑油、废防渗材料等危险废物委托持有危险废物经营资质单位处置。危险废物

由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移管理制度。

土壤污染防治措施：按规定的道路行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构，施工废料不得随意抛洒；对井口及管线定期检修，将事故发生的概率降至最低；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现，发生渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织污染物的清除工作。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，做好源头控制、过程防控等措施。

风险防治措施：在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。井场严格按防火规范进行平面布置，电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查。严禁使用不合格产品。定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

10.7 公众意见采纳情况

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程总投资为 2176.22 万元，其中环保投资 134 万元，占总投资 6.16%。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

针对本工程建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施，在该项目的设计、施工和运营中逐步得到落实，从而使得环境建设和管道建设符合国家同步设计、同步实施和同步投产使用的“三同时”制度要求。为环境保护措施得以有计划地落实和地方生态环境管理部门对其进行监督提供依据。通过环境管理计划的实施，将本工程对沿线环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内，使项目的建设经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

10.11 项目可行性结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类“七、石油、天然气”“1、常规石油、天然气勘探与开采”项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合生态环境分区管控要求；中国石油化工有限公司西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设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，本工程选址选线合理，建设是可行的。