

新疆夏子街油田玛 51X 井区二叠系风城组页
岩油 2026 年开发扩大试验产能建设项目

环境影响报告书

(征求意见稿)

建设单位：中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部

编制单位：新疆天合环境技术有限公司

2026 年 1 月

1. 概述

1.1 建设项目特点

2022 年 9 月 1 日,中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司(以下简称“中国石油新疆油田分公司”)研究决定成立中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部(以下简称“玛湖项目部”),作为公司二级单位管理。该项目部是集油藏评价、油田开发、钻采工程、地面工程、质量安全、经营财务、党建综合等领域综合队伍。其主要任务是加大、加快玛湖油区勘探开发力度,负责在夏子街油田、玛北 131 区块等油田部署勘探开发,未来高质量建成玛湖 500 万吨示范区。

页岩油是指以页岩为主的页岩层系中所含的石油资源,其中包括泥页岩孔隙和裂缝中的石油,也包括泥页岩层系中的致密碳酸岩或碎屑岩邻层和夹层中的石油资源。与常规油藏和致密油的最显著区别在于页岩油是源内成藏,蕴藏着大量的原油,经过大型体积压裂后,可以获得工业产能,页岩油开采通常采用水力压裂法,即将化学物质和大量水、泥沙的混合物,用高压注入地下井,压裂附近的岩石构造,进而收集石油和天然气。

玛北风城组页岩油资源潜力大,自玛页 1 井突破以来,已形成玛 51X 井区、玛页 1 井区、夏云 1 井区、丰探 1 井区及风城 5 井区五大潜力区,申报三级储量 5.18 亿吨,面积 491.4km²;其中玛 51X 井区 C9-C10 层提交控制储量 13453×10⁴t,丰探 1 井区提交预测储量 13087×10⁴t,资源相对落实,是最现实上产领域。

拟建项目开发区域玛 51X 井区块属于夏子街油田,位于玛 49 井区块北侧,西部为玛页 1 井区。2021 年下半年预探评价一体化联合部署上钻了玛 51X 井,2023 年下半年实施夏子街油田玛 51X 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验项目。为加快储量升级、推动风城组有序动用,同时落实二叠系风城组合理的井网参数及井组生产规律,玛湖项目部拟实施“新疆夏子街油田玛 51X 井区二叠系风城组页岩油 2026 年开发扩大试验产能建设项目”。

本项目属于页岩油开采项目,项目主体工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内,集输工程中新建 4.8km 天然气管线,其中 1.1km 位于克拉玛依市乌尔禾区。主要建设内容如下:①新钻 16 口油井,分布在 8 座新建丛式井场内;老井利用探转采 4 口(夏 206H、夏 207H、夏 204X、玛 55H);②新建集中拉油站 1 座、

计量站 2 座，新建阀池 1 座；③新建单井集输管线 17km、集油支线 3.1km、天然气集输管线 4.8km；④配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，区块新建产能 $20.37 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目属于页岩油开采项目，主体工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》和新水水保〔2019〕4 号，项目所在区域属于天山北坡诸小河流域重点治理区范围。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），拟建工程属于分类管理名录“五石油和天然气开采业 07 陆地石油开采 0711”中页岩油开采以及“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”，应编制环境影响报告书。

2025 年 12 月 5 日，中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环评工作（见附件 1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆新环监测检测研究院（有限公司）于 2026 年 1 月对本项目评价区域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《新疆夏子街油田玛 51X 井区二叠系风城组页岩油 2026 年开发扩大试验产能建设项目环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

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

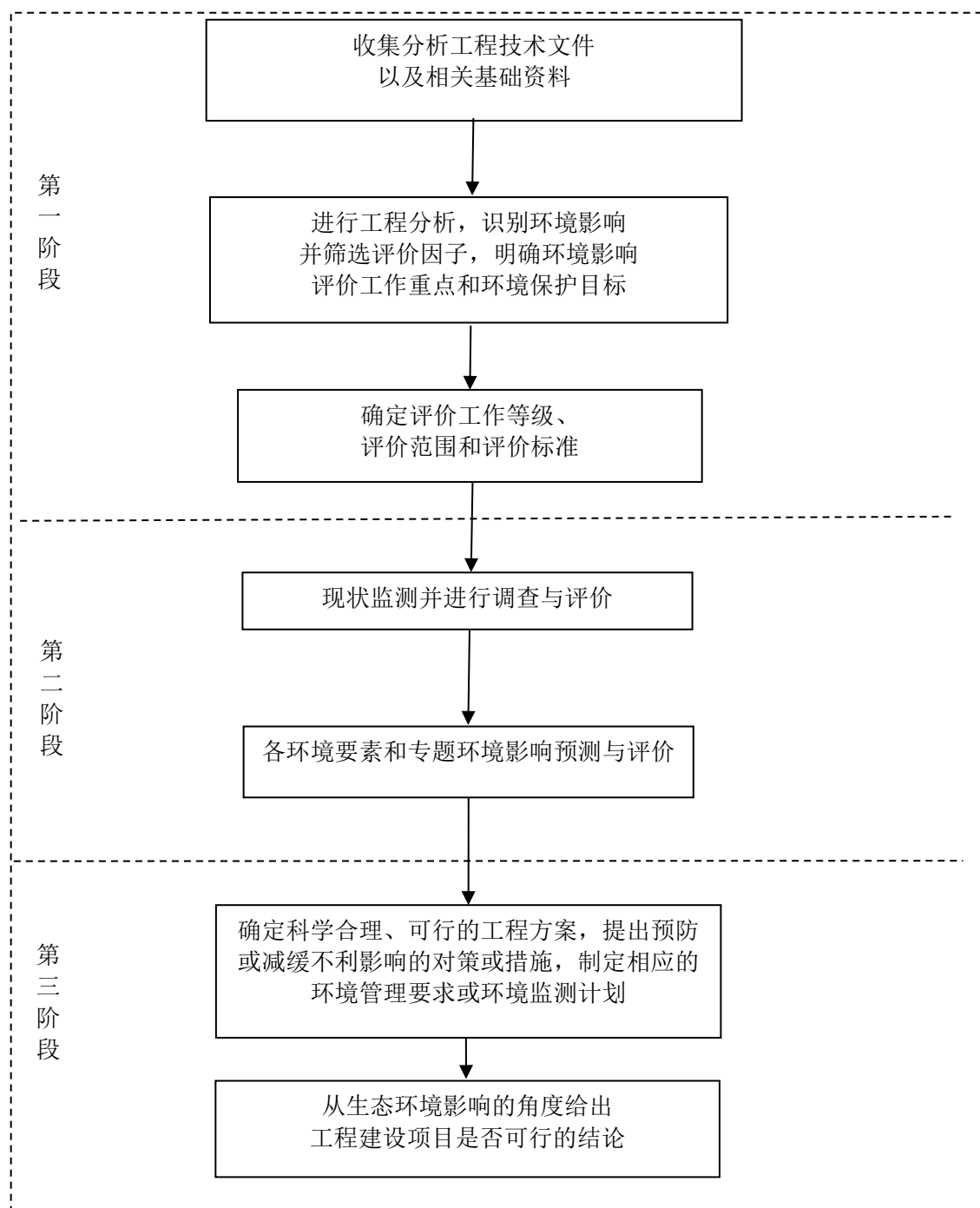


图 1.2-1 评价工作程序图（HJ349-2023）

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本项目属于页岩油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等相关政策、法律法规相关要求。

(3) 规划符合性判定结论

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，属于中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年）》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

(4) 选址合理性分析判定结论

本项目占地范围内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，项目区属于天山北坡诸小河流域重点治理区，符合新疆及塔城地区经济发展规划、环保规划。本项目土地利用类型主要为天然牧草地、裸土地和灌木林地等。项目区周边范围内无常年地表水体分布，无长期居住人群。

本项目在管线选线、井场、站场占地过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；运营期废气主要为油井开采、拉运过程中排放的无组织挥发的烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置。综上所述，本项目建成后所在区域

的环境功能不会发生改变，对环境的影响属于可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县夏子街油田玛 51X 井区内，不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区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〈塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）〉的通知》，本项目位于和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65422630001）。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足塔城地区生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合生态环境分区管控要求。

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

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目为页岩油开采项目，环境影响主要来源于施工期的钻井过程、井场和站场建设、集输管线，以及运营期的采油、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，本项目不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、基本农田、基本草原等敏感区，主要环境敏感保护目标为天山北坡诸小河流域重点治理区。重点关注施工过程中的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、柴油机燃烧废气、运输车辆尾气、储层改造废气、测试放喷废气、钻井废水、试压废水、生活污水、钻井岩屑、钻井泥浆、施工废料、生活垃圾、废油和含油废弃物等；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、井下作业废水、采出水、含油污泥、落地油、废润滑油、废防渗膜、清罐底泥等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本项目施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、柴油发电机燃烧产生的烟气、运输车辆尾气、储层改造废气以及测试放喷废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油井采油、拉运过程中产生的无组织挥发烃类气体排放至大气环境，对其产生的长期影响。

（2）水环境

本项目评价区内无地表水体。施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；本项目生活营地设置防渗生活污水池，生活污水定期拉运至乌尔禾污水处理厂处理；管线试压废水用作场地降尘用水，不会对水环境产生影响。

本项目运营期在正常情况下，井下作业废水拉运至风城二号稠油处理站处理，不外排；油水分离产生的含油污水依托风城二号稠油处理站处理达标后回注，不外排，不会对环境产生影响。可能对地下水产生的影响主要为井漏、管线泄漏等事故状况下，含油污水渗漏到含水层，对地下水产生污染影响。

（3）声环境

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

（4）土壤环境

施工期钻井、地面工程以及管道建设时对土壤环境的扰动影响。项目建设期和运营期产生的废弃泥浆、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

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

（6）固体废物

本项目施工期产生的固体废物（钻井泥浆、岩屑、弃土、施工废料、生活垃圾、废油、含油废弃物和废纯碱、膨润土、水泥等包装袋）及运营期产生的固体废弃物

（落地油、含油污泥、废润滑油、废防渗膜、清罐底泥）对环境的影响。

（7）环境风险

本项目施工期环境风险主要是柴油储罐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；运营期主要环境风险是天然气、原油泄漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；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规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》等相关规划要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、森林公园等环境敏感区，不涉及生态保护红线，项目符合塔城地区生态环境分区管控要求；本项目在切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放；中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部按照《环境影响评价公众参与办法》，在项目环评过程中开展了公众参与调查，截至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：只要在施工期、运营期、退役期认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设从生态环境影响的角度是可行的。

2. 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 环境保护法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
8	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
9	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
10	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
11	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
12	中华人民共和国节约能源法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
14	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
15	中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2009 年修正）	中华人民共和国主席令 第 18 号	2009-08-27

2.1.2 环境保护法规、规章

表 2.1-2 环境保护法规、规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一 行政法规与国务院发布的规范性文件			
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
5	关于印发《“十四五”噪声污染防治行动计划》的通知	环大气〔2023〕1 号	2023-01-03
6	中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
7	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第 278 号	2018-03-19
8	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
9	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
10	中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32 号	2021-11-02
11	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令 第 748 号公布	2021-12-01
12	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
13	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正）	国务院令 第 666 号	2016-02-06
14	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
15	国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24 号	2023-12-07
16	中共中央办公厅国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	——	2024-03-06
二 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令 第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2025 年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令 第 36 号公布	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会令 第 7 号	2024-02-01
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
8	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07

9	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
10	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
11	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
12	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
13	关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
15	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136 号	2013-09-01
16	危险废物转移管理办法	生态环境部公安部交通运输部 23 号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
18	危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-21
19	关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函	环办环评函〔2019〕590 号	2019-06-30
20	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发展改革委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
24	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
25	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05
26	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
27	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
28	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
29	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
三、地方性法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150 号	2016-10-27

4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
6	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发〔2022〕75 号	2022-09-18
9	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
10	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35 号	2014-04-17
11	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
13	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）	新环发〔2024〕93 号	2024-06-09
14	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
15	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
16	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20 号	2018-12-20
17	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
18	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142 号	2020-07-29
19	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-11
20	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发〔2020〕138 号	2020-09-04
21	新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法	2013 年 7 月 31 日修订	2013-10-01
22	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
23	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）	国函〔2024〕70 号	2024-05-17
24	新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果	新环环评发〔2024〕157 号	2024-11-15
25	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021 年版）的通知	新环环评发〔2021〕162 号	2021-07-26
26	关于印发《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）》的通知	塔行办发〔2024〕38 号	2024-11-12
27	关于《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕252 号	2022-12-1
28	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）	新林资字〔2015〕497 号	2015-01-01

2.1.3 环境保护技术规范

环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3 环境保护技术规范一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	生产建设项目水土保持技术标准	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	HJ2025-2012	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	DB65/T3998-2017	2017-05-30
18	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护与使用	GB/T17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生产环境保护推荐作法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01

28	污染源源强核算技术指南准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01

2.1.4 相关文件及技术资料

- (1)新疆夏子街油田玛 51X 井区二叠系风城组页岩油 2026 年开发扩大试验产能建设项目环境影响评价委托书，中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部；
- (2)与项目有关的其他工程文件，中国石油新疆油田分公司。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

- (1)通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。
- (2)通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。
- (3)评述拟采取的环境保护措施的可性性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。
- (4)评价本项目与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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

2.2.2 评价原则

- (1)依法评价
- 贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化本项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

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

表 2.3-1 影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、站场	占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		钻井废水、生活污水、试压废水、压裂返排液	SS、石油类、挥发酚、硫化物、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-
		施工机械和车辆尾气、储层改造废气、测试放喷废气	NO ₂ 、CO、SO ₂ 、烃类挥发	-
2	运营期（正常工况）	施工垃圾和生活垃圾、钻井泥浆、钻井岩屑、机械设备废油和含油废弃物、废包装袋	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
		采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场、站场无组织废气排放	NMHC	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥、废润滑油、废防渗膜、清罐底泥等	土壤、地下水	-
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	++

3	运营期(事故工况)	井喷、井漏、储罐泄漏、集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼, 拆除地面装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

2.3.2 评价因子

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），评价因子见表2.3-2。

表 2.3-2 评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、NMHC	/	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼、夜间等效声级（L _d 、L _n ）
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、NMHC	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
油气集输工程	施工期	颗粒物	pH 值、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总氮、总磷、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、硫化物、铬（六价）、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	NMHC	/	/	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、土壤盐分含量等	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级（L _d 、L _n ）
油气处理工程	施工期	/	/	/	/	/	/
	运营期	/	/	/	/	/	/

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目位于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区，白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区（16）。

2.4.1.2 地下水环境功能区划

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

2.4.1.3 地表水环境功能区划

工程所在区域周边无地表水体，故不对区域内地表水进行现状调查。

2.4.1.4 环境空气功能区划

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

2.4.1.5 声环境功能区划

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

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

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

表 2.4-2 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值 (μg/m³)			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫 (SO ₂)	60	150	500	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及修改单
2	二氧化氮 (NO ₂)	40	80	200	
3	细颗粒物 (PM _{2.5})	35	75	/	
4	可吸入颗粒物 (PM ₁₀)	70	150	/	
5	一氧化碳 (CO)	/	4000	10000	
6	臭氧 (O ₃)	/	160	200	
7	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	硫化氢 (H ₂ S)	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

(2) 水环境

工程所在区域周边无地表水体，故不对区域内地表水进行现状调查。

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 的 III 类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准。具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 地下水质量标准值

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

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

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

根据《土壤环境质量建设用 地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018),油田内地面工程、井场等建设用 地为第二类用地,结合项目所在区域环境特征,本项目占地范围内执行《土壤环境质量建设用 地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 第二类用地筛选值标准,见表 2.4-4;占地范围外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准,根据监测结果,在监测期间,本项目区域土壤 pH>7.5,因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 中所列筛选值标准,见表 2.4-5;石油烃执行《土壤环境质量建设用 地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值标准。

表 2.4-4 《土壤环境质量建设用 地土壤污染风险管控标准(试行)》

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

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

表 2.4-5 《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

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

序号	污染物项目①	风险筛选值（单位：mg/kg）			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
7	镍	60	70	100	190
8	锌	200	200	250	300

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

2.4.3 污染物排放、控制标准

（1）废气

本工程施工期及运营期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值。

运营期站场、井场厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。集中拉油站厂界内无组织废气非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 表 A.1 排放限值。具体标准限值要求见表 2.5.2-1。

表 2.4-6 大气污染物排放标准值

时段	污染物	排放形式	排放监控点	排放限值	标准来源
施工期	颗粒物	无组织	企业边界污染物控制浓度	1.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值
运营期	NMHC	无组织	企业边界污染物控制浓度	4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
	NMHC	无组织	厂区内	10.0mg/m ³ （监控点处 1h 平均浓度值） 30.0mg/m ³ （监控点处任意一次浓度值）	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 表 A.1 排放限值

（2）废水

施工期生活污水由防渗生活污水池收集，定期采用吸污车拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

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

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

采出水依托风城二号稠油处理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)中储层空气渗透率(μm^2) ≥ 2.0 的标准，标准值见表 2.4-7。

表 2.4-7 回注水水质主要控制指标

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

(3) 噪声

施工期采用《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025) (即昼间 70dB (A)，夜间 55dB；运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准即昼间 60dB (A)，夜间 50dB (A)。

(4) 固体废物

本项目新钻井井身结构为三开，一开、二开水基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 中相关标准要求后综合利用；三开油基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用；分离后的固相暂存于专用油基岩屑储罐，委托有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理。

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2024)；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；水基钻井岩屑执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 要求。

危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集贮存运输技术规范》

(HJ2025-2012) 进行监督和管理。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7301-2016) 相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20 号)、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号) 要求。

(5) 重大危险源识别标准

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

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级判定

本项目新增占地 42.13hm² (0.4213km²)，根据《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022) 的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 2.5-1

表 2.5-1 生态环境评价等级判定

序号	导则规定	本项目情况	评价等级
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及	/
	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及	/
	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及	/
	d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	地表水为三级 B	/
	e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不涉及	/
	f) 当工程占地规模大于 20km ² 时 (包括永久和临时占用陆域和水域)，评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地 (包括陆域和水域) 确定	本项目新增占地面积 0.42km ² ，小于 20km ²	/
	g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	三级	三级
	h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	三级	三级
2	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及	/
3	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不涉及	/
4	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级	不涉及	/

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

由上表可见，本项目生态环境影响评价工作等级确定为三级。

（2）评价范围确定

油气田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境的影响仅限于各井场及内部输送管线较近的范围。根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），考虑油气田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为各井场、站场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

①建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目井场、站场建设属于Ⅰ类项目，集输管线建设属于Ⅱ类项目。

②地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表 2.5-2 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

③评价等级判定

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中建设项目评价工作等级分级表（表2.5-3），确定本项目地下水评价等级见表2.5-4。综上，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

表 2.5-3 地下水环境影响评价工作等级划分依据

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

表 2.5-4 本项目地下水评价工作等级一览表

工程内容	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
采油井场、站场、	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二
各类集输管线	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三

（2）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）“8.2.2 调查评价范围确定”章节的相关要求，本次评价以查表法确定地下水评价范围，《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）“表3 地下水环境现状调查评价范围参照表”规定二级评价调查面积为6~20km²，结合项目实际建设内容，本次地下水评价范围为以地下水流向（总体流向为由北向南）为长轴，为新建井场、站场中心四周边界上游1km、下游2km，水流垂直方向分别外扩1km，集输管线边界两侧外延200m作为地下水评价范围。评价范围见图2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目属于水污染影响型建设项目。在油气田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的生产废水、生活污水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级B。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污（废）水处理设施的依托可行性。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及本次现状监测数据，工程所在区域土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、重度盐化、极重度盐化的情况，部分用地土壤盐分含量大于4g/kg，故项目所在区域属于土壤盐化地区。因此，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

本项目土壤项目类别按照采油进行考虑。根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目井场、站场建设属于Ⅰ类项目，各类集输管线建设属于Ⅱ类项目。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），“建设项目占地规模分为大型（≥50hm²）、中型（5~50hm²）和小型（≤5hm²）”。

本项目永久占地面积不足5hm²，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

本项目占地类型主要为天然牧草地，占地范围内及周边土壤均为灰棕漠土，故土壤敏感程度为敏感。

②生态影响型

表 2.5-5 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 $a>2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $>4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH}\leq 4.5$	$\text{pH}\geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8<\text{干燥度}\leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $<1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 >2.5 或常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg}<\text{土壤含盐量}\leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5<\text{pH}\leq 5.5$	$8.5\leq \text{pH}<9.0$
不敏感	其他	$5.5<\text{pH}<8.5$	
a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。			

根据本次土壤监测数据，本项目项目区土壤工程所在土壤中存在含盐量大于4g/kg，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

(4) 评价工作等级判定

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

表 2.5-6 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

项目类别 环境敏感程度	I 类项目 (井场、站场)	II 类项目 (集油管线)	III类项目
敏感	一	二	三
较敏感	二	二	三
不敏感	二	三	/

表 2.5-7 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

占地规模 敏感程度	I 类项目 (井场、站场)			II 类项目 (集油管线)			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

本项目土壤项目类别为I类（井场、站场）、II类（集输管线），生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为不敏感。

综上，本项目井场、站场生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，输油管线生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级；本项目井场、站场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，输油管线污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

(5) 评价范围

根据导则要求，土壤环境污染影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外1km范围，土壤环境生态影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外5km范围，同时兼顾油气集输管线两侧向外延伸0.2km作为调查评价范围。评价范围见图2.5-1。

表 2.5-8 本项目土壤评价等级及范围

序号	建设内容	生态影响型		污染影响型	
		评价等级	调查评价范围	评价等级	调查评价范围
1	井场、站场	一级	井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 5km 范围	一级	井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 1km
2	管线	二级	油气集输管线两侧向外延伸 0.2km	二级	油气集输管线两侧向外延伸 0.2km

2.5.5 环境空气环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-7。

表 2.5-7 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-8。

表 2.5-8 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（℃）		41.9
最低环境温度（℃）		-37.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（°）	/

本次预测估算结果详见表 2.5-9。

表 2.5-9 估算模式计算结果表

名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现 距离(m)
丛式井场 (MaYHW1037 井、 MaYHW0938 井)	非甲烷总烃	4.7472	2000	0.24	6.58	135
3 号计量站	非甲烷总烃	88.5760	2000	4.43		10
集中拉油站	非甲烷总烃	131.5300	2000	6.58		71

经计算可知，本项目最大占标率为：6.58%（来自集中拉油站无组织排放的非甲烷总烃），1%≤Pmax=6.58≤10%，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中评价工作分级判据，以各油井、计量站、拉油站为中心边长 5km 的矩形区域作为大气环境影响评价范围，见图 2.5-1。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本项目涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运营期井场、站场机泵和井场井下作业噪声。

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

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

2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围

（1）风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.5-10。

表 2.5-10 环境风险评价工作等级划分依据表

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

（2）风险评价等级划分确定

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

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录B, 本项目施工期涉及的危险物质主要为柴油; 运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气; 退役期不涉及危险物质。施工期柴油主要存储于井场柴油罐内; 运营期原油、天然气主要存储于新建的集中拉油站、单井集输管线、集输支线、输气管线内。

本项目井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远, 新建管线主要为单井至站场的集输管线, 各站场和井场均有控制(截断)阀, 发生泄漏时, 可通过控制(截断)阀进行紧急切断。本次将井场、站场、管线分别划分为危险单元, 评价各危险单元内危险物质的最大存在量。

表 2.5-11 本项目施工期危险单元 Q 值情况一览表

时期	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量 (t)	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
施工期	井场	20m ³ 柴油罐	柴油	-	17	2500	0.0068
		ΣQ					0.0068

表 2.5-12 本项目运营期各危险单元 Q 值情况一览表

时期	序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量（t）	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值	
运营期	1	集中拉油站	生产分离器 （Φ2.0m×6.0m， 0.6Mpa）	原油	—	24.7	2500	0.009	
				天然气	74-82-8	0.02	10	0.002	
			1000m³ 拉油罐 2 个	原油	-	1736	2500	0.694	
			ΣQ						
	2	单井集输管线	DN65,2.5MPa,17km	原油	-	48.61	2500	0.019	
				天然气	74-82-8	0.92	10	0.092	
			ΣQ						
	4	集油支线	DN150,2.5MPa,3.1km	原油	-	47.36	2500	0.018	
				天然气	74-82-8	0.29	10	0.029	
			ΣQ						
	5	输气管线	D219×5, 0.3MPa, 4.8km	天然气	74-82-8	0.25	10	0.025	
			ΣQ						
总计ΣQ _总								0.882	

注: 根据提供的区域油气资源参数, 原油密度平均 0.881g/cm³ 天然气相对密度为 0.798。柴油密度按 0.85t/m³ 计。

根据上表计算结果，本项目施工期井场 $Q < 1$ ，判断施工期风险潜势为I；运营期井场、站场及各类管线总计 $Q = 0.882 < 1$ ，判定运营期风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目环境风险为简单评价。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

（3）评价范围

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

2.6 环境保护目标

结合现状调查，根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），本项目生态保护目标主要为评价范围内野生动植物以及天山北坡诸小河流域重点治理区水土流失重点治理区。

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标为一类区的自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经判定本次环境空气环境影响评价等级为二级，大气环境影响评价范围以各油井、计量站、拉油站为中心边长 5km 的矩形范围。具体见表 2.6-1。

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

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

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及本次现状监测

数据，工程所在土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、重度盐化、极重度盐化的情况，属于土壤碱化地区。因此，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型敏感目标为盐化土壤；污染影响型土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象，结合现状调查，本项目评价范围内涉及天然牧草地，土壤环境敏感。

综上，本评价主要环境保护目标见表 2.6-1、图 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征		环境保护要求
1	生态环境	重要物种	项目区及周边	荒野生动植物及其生境	尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物。
		水土流失重点治理区	项目所在县域	天山北坡诸小河流域重点治理区	依法落实水土流失防治责任，防治水土流失。
2	大气环境	-	以各油井、计量站、拉油站为中心、边长5km 的矩形范围		《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准，不因本项目建设降低区域环境空气质量。
4	地下水环境	潜水含水层	井场、站场、管线及周边		执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，不因本项目建设降低区域地下水环境质量。
5	声环境	-	评价范围内		满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，不因本项目建设降低区域声环境质量。
6	土壤环境	盐化	影响范围内的土壤		不进一步盐化
		天然牧草地	影响范围内的土壤		执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
		评价范围内土壤	污染影响范围内的土壤		严格控制占地范围，确保占地范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求；占地范围外土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准
7	环境风险	项目各要素环境风险等级为简单分析，无须设置评价范围，保护目标为项目区周边潜水含水层、土壤、大气环境等；			发生风险事故时，快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对环境风险保护目标的影响程度可控

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价的工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、环境影响评价的主要结论。
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法。
3	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：油田区块开发现状、“三同时”执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见。 现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见。 拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、依托工程。 工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析。 相关政策法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析。 选址选线合理性分析。
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析） 运营期环境影响预测与评价（大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险） 退役期环境影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账等相关要求；提出环境监理

		要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结 and 综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

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

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

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

2.8.2 评价方法

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

表 2.8-1 评价内容一览表

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

3. 建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

玛北风城组页岩油资源潜力大，自玛页 1 井突破以来，已形成玛 51X 井区、玛页 1 井区、夏云 1 井区、丰探 1 井区及风城 5 井区五大潜力区，申报三级储量 5.18 亿吨，面积 491.4km²；其中玛 51X 井区 C9-C10 层提交控制储量 13453×10⁴t，丰探 1 井区提交预测储量 13087×10⁴t，资源相对落实，是最现实上产领域。

目前玛 51X 井区共完钻大斜度/水平井 11 口，其次为玛页 1 井区 4 口，丰探 1 井区 2 口，夏云 1 井区 1 口，主要目的层为 C8-C12。长期试采大斜度/水平井 12 口，其中自喷试采井 10 口，转抽井 2 口，目前日产油 5.1t~62.8t，累计生产 183 天~1092 天，核实累产油 3363t~41039t，平均日产油 13.8t~61.5t，生产效果整体较好，展现了玛北风城组区域动用潜力。

玛页 1 井风城组获得突破后，为扩大玛北风城组页岩油勘探规模。2022 年在玛页 1 井区东部实施了大斜度井玛 51X。玛 51X 井在风城组二 4791m~5816m 试油，日产油 79.66t，试油过程中连续 111 天日产油量超百方，最高日产油 125.9m³，从而发现了玛 51X 井区风城组页岩油。2022 年 10 月，玛 51X 井区二叠系风城组二段提交了石油预测储量 18117×10⁴t，2023 年底，玛 51X 井区二叠系风城组二段申报石油控制储量 13453×10⁴t，含油面积 143.7km²。

为推动玛北风城组开发进程，探索钻压提速提效方式，形成配套工艺技术，2023 年率先在玛 51X 井区域开展开发先导试验，试验方案部署 6 口页岩油井，钻井进尺 3.85×10⁴m，新建产能 7.06×10⁴t。试验方案动用面积 4.2km²，地质储量 343.2×10⁴t。

2024 年 6 月先导试验井组完钻，同年 9 月陆续压裂投产。目前 6 口试验井日产油 34.8t~62.0t，含水率 24.7%~42.09%，井组合计日产油 272.9t，平均单井日产油 45.5t，先导试验取得初步成效。

玛 51X 井区已建采油井 24 口、正常生产井 24 口，日产液量约 970.1t、日产油量约 605.6t、含水约 37.57%，自喷生产 20 口、机抽生产 4 口，采出液临时采用密闭集输 13 口至夏子街联合站处理；拉运 8 口至夏子街联合站处理；拉运 2 口至特二联处理。

表3.1-1 玛51X井区现有生产井生产情况一览表

井数	日产液 (t/d)	日产油 (t/d)	日产气 (m ³ /d)	是否 密闭	依托 处理站
13	617.9	399.1	31686.0	是	夏子街 处理站
8	250.1	179.6	3490.5	否	
2	102.1	26.9	/	否	特二联
合计	970.1	605.6	35176.5	/	/

3.1.2 “三同时”执行情况

根据收集资料可知，玛 51 井区的环保手续履行情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 玛 51X 井区环保手续

序号	项目名称	环评批复 时间	环评批复文号	验收情况
1	玛 50、玛 51、玛 52、玛 53 井勘探钻探项目环境影响报告表	2021.8.23	塔地环字 [2021]177 号	已验收
2	夏子街油田玛 51X 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验环境影响报告书	2023.12.11	新环审[2023]239 号	正在建设
3	玛 51X 井区二叠系风城组评价井工程建设项目环境影响报告表	2025.2.24	克环函[2025]22 号	正在建设
4	关于玛北地区玛 51X、丰探 1 区块二叠系风城组油藏评价井工程环境影响报告表	2025.3.10	塔地环审[2025]35 号	正在建设

3.1.3 区块现有工程环境影响回顾评价

本项目建成后运行单位为风城油田作业区，2021 年，风城油田作业区编制完成了《中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价报告书》，并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见函(新环环评[2021]989 号)，拟建玛 51X 井区所属的夏子街油田环境影响后评价工作也涵盖在内。后评价工作中，梳理了后评价范围内各生产设施的环保手续，核查油气田历史遗留的环境问题，提出环境管理要求，使油田环境管理满足现行环保要求。

本次评价引用后评价文件中环保手续梳理情况的主要结论，并结合玛 51 井区现有环保手续，以及现场调查情况对区块现有工程环境影响进行简单回顾分析。

(1) 生态环境

区块主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等，工程占地分为临时占地和永久占地。根据现场调查及查阅

资料，原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复；施工结束后，及时清除施工垃圾，对施工现场进行了回填平整，尽可能覆土压实，使其恢复至相对自然的状态，对井场周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，减少了侵蚀量。

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

项目前期开采对生态环境的影响不大，后期采取边开采边治理方式，油田在前期开采中未出现明显生态环境问题，后期开采中针对生态环境影响主要应防范因为地表扰动等造成的植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对土壤的扰动，继续加强区域绿化工作的推进。

(2) 废气

根据调查，区块现有工程的废气污染源主要为井场采油无组织废气、拉油无组织废气，油田集输处理过程中，站场、计量站无组织废气和站场燃气锅炉有组织废气。根据作业区例行监测数据可知，典型井场、站场厂界无组织排放非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中限值要求（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），厂界无组织排放硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）中限值要求（ $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ ）。根据作业区例行监测数据可知：站场锅炉加热炉烟气中各污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求

(3) 废水

区块现有工程生产废水主要为采出水和井下作业废水。采出水和井下作业废水经夏子街联合站和风城二号稠油处理站采出水处理装置处理，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）相关要求

风城油田作业区对夏子街联合站和风城二号稠油处理站采出水系统排放口出水水质进行定期监测，出水能长期、稳定达标，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。

(4) 固体废物

根据环评分析，区块开发对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。根据现场踏勘并结合后评价期间调查结果，采用非

磺化水基泥浆。本项目钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相进入岩屑储存罐，委托第三方处置单位进行处理，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）中相关标准要求后综合利用。运营期固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、沾油废物等危险废物以及生活垃圾，风城作业区与克拉玛依顺通环保科技有限公司均签订了危险废物处置合同，对夏子街油田的危险废物进行处理。作业区生活垃圾集中收集后送至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》，加强危险废物的全过程管理，并于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及油田公司安全环保处备案。

（5）噪声

现有工程噪声主要为井场、站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，采取基础减震及厂房隔声等措施。根据竣工环保验收调查报告现状监测，各井场、站场边噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

（6）土壤环境影响回顾评价

根据油气田开发建设的特点分析，区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如站场、井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，运营期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线爆管泄漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下

渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

区块内主要土壤类型为灰棕漠土。以夏子街油田历年的土壤监测数据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油气田的开发建设而明显增加。

（7）区块污染物排放汇总

根据玛 51X 井区现有工程环评及验收资料可知，区块现有工程污染物排放情况汇总见表 3.1-3

表 3.1-3 区块已建工程投产后污染物产生及排放情况汇总表

污染物类型	污染物名称	现有工程		
		产生量	削减量	排放量
废气	VOCs（以非甲烷总烃计）（t/a）	1.1	0	1.1
废水	采出水（10 ⁴ m ³ /a）	1.88	1.88	0
	井下作业废液（m ³ /a）	190	190	0
固废	清罐底泥（t/a）	641	641	0
	浮油（t/a）	15.98	15.98	0
	落地油（t/a）	3.5	3.5	0
	废沾油防渗材料（t/a）	8.35	8.35	0
	废润滑油（t/a）	0.35	0.35	0

3.1.4 排污许可制度

（1）排污许可登记

本项目属于风城作业区管理，其中与本项目有关的中国石油新疆油田分公司风城油田作业区二号稠油联合处理站排污许可管理类别为简化管理，许可证编号：91650200715597998M042U，有效期为 2023-09-19 至 2028-09-18。

（2）排污许可制度落实情况

①中国石油新疆油田分公司风城油田作业区按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对作业区管辖范围内处理站的加热炉、燃气锅炉等固定污染源申报了排污许可。

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

③作业区按照排污许可登记管理要求定期开展了信息公开。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》《排污许可管理办法（试行）》《排污许可证申请与核发技术规范总则》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范总则》《中华人民共和国环境保护税法实施条例》，中国石油新疆油田分公司风城油田作业区应进一步建立完善项目环保“三同时”管理制度。

3.2 现有工程

3.2.1 老井基本情况

本项目建设内容中涉及的 4 口老井利用，井号分别为夏 206H、夏 207H、夏 204X、玛 55H。

表 3.2-1 老井利用基本概况一览表

名称 内容	夏 206H 井	夏 207H 井	夏 204X 井	玛 55H 井
位置	新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县			
坐标				
实际井深	6304	6360	6101	6860
开钻时间	2024 年 5 月 11 日	2024 年 6 月 16 日	2024 年 7 月 3 日	2023 年 2 月 15 日
完钻时间	2024 年 7 月 30 日	2024 年 11 月 9 日	2024 年 9 月 11 日	2023 年 7 月 20 日
完井形式	套管完井	套管完井	套管完井	套管完井
井场布置	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆暂存池等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐、泥浆泵、柴油罐等			
完井	进行井场临时施工设施拆除、井场设备搬迁以及钻井产生的“三废”处理，井场地面、放喷池已清理、设备已搬离			

3.2.2 “三同时”执行情况

本项目部署 4 口评价井转产能，评价井三同时执行情况见表 3.2-4。

表 3.2-2 在建工程环评及验收情况一览表

序号	井号	建设工程	环评文件			验收文件
			审批单位	批准文号	批准时间	
1	夏 206H 井	玛北斜坡区夏 72	伊犁哈萨克	塔地环字	2021.9.14	正在开展竣

2	夏 207H 井	井区二叠系风城组 油藏评价井工程	自治州塔城 地区生态环 境局	(2021) 193 号		工环保验收
3	夏 204X 井					
4	玛 55H 井	玛 55H 井勘探钻探 项目	克拉玛依市 生态环境局	塔地环字 (2022) 230 号	2022.7.19	自主验收， 2024.5.25

3.2.3 现有老井环境影响回顾评价

根据现场调查和查阅资料可知，本项目部署 4 口评价井（夏 206H 井、夏 207H 井、夏 204X）转产能井，目前 4 口评价井均已完钻。

根据现场踏勘及资料收集，钻井期间所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免对工程区域地表的扰动和破坏。在植被分布茂盛的地段，为了更好地保护荒漠植被，采取修建弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整井场，临时占地正在自然恢复。钻井及试油期间定期对柴油发电机进行维护，并且采用符合国家标准的柴油和设备，车辆减速慢行、加盖苫布，缩短测试放喷时间，降低了废气对周围大气环境质量影响。钻井废水循环利用，不外排；生活污水进入防渗生活污水池收集，定期拉运。对泥浆泵、钻机等设备采取安装消声器、基础减振等措施，降低噪声影响。固体废物主要为岩屑、泥浆、含油废物及生活垃圾，钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开为水基泥浆，采用泥浆不落地设备收集后由岩屑处置单位直接拉运进行处理，处理后委托检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等相关要求后综合利用；三开油基岩屑委托克拉玛依博达环保科技有限公司妥善处置。井场生活垃圾定点收集，定期收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置。

根据调查，夏 206H 井、夏 207H 井、夏 204X 井目前已完钻，还在试油阶段，根据现场调查和查阅资料可知此 3 口评价井在钻井和试油过程中严格落实了环评及批复中提出的环保措施。

玛 55H 评价井目前已完成竣工环保验收工作，根据《玛 55H 井勘探钻探项目竣工环境保护验收调查表》和竣工环保验收意见可知，玛 55H 评价井在钻试过程中严格落实了环评及批复中提出的环保措施。

3.2.4 存在的环境问题及“以新带老”措施

根据现场调查和查阅资料可知，本次部署的 4 口评价井转产能，评价井在钻井和试油过程中严格落实了环评及批复中提出的环保措施。

现场踏勘期间，井场及周边无历史废弃物及建筑垃圾，现场调查过程中未发现环境问题。本次评价要求夏 206H 井、夏 207H 井、夏 204X 此 3 口评价井尽快完成竣工环保验收工作。

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：新疆夏子街油田玛 51X 井区二叠系风城组页岩油 2026 年开发扩大试验产能建设项目

建设单位：中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部

建设性质：改扩建

3.3.1.3 建设地点

本项目位于夏子街油田玛 51X 井区，主体工程行政区划隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，集输工程中新建 4.8km 天然气管线，其中 1.1km 位于克拉玛依市乌尔禾区。工程区中心西北距离和布克赛尔蒙古自治县城中心约 80km，西侧距离克拉玛依市乌尔禾区约 25km。生产运行管理由中国石油新疆油田分公司风城油田作业区负责。地理位置见图 3.3-1。

表 2-1 各行政辖区工程内容一览表

行政辖区	工程内容
塔城地区 和布克赛尔县	16 口新钻井、4 口老井利用、1 座集中拉油站、2 座计量站、1 座阀池、单井集输管线 17km、集油支线 3.1km、天然气管线 3.7km（总长 4.8km）
克拉玛依市乌尔禾区	天然气管线 1.1km（总长 4.8km）

3.3.1.4 建设内容及规模

本项目主要建设内容为：①新钻16口油井，分布在8座新建丛式井场内；老井利用探转采4口（夏206H、夏207H、夏204X、玛55H）；②新建集中拉油站1座、计量站2座，新建阀池1座；③新建单井集输管线17km、集油支线3.1km、天然气集输管线4.8km；④配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，区块新建产能 $20.37 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

3.3.1.5 项目组成

本项目主要建设内容为钻井工程、井场地面工程建设、站场工程、油气集输工程、公辅工程、环保工程等；工程组成见表3.3-1。

表 3.3-1 工程组成一览表

工程类别	工程名称		工程内容及规模	
	产能		新建产能为20.37×10 ⁴ t/a。	
主体工程	钻井工程		新钻16口采油井，均为水平井，合计进尺123000 m。	
	储层改造工程		本项目采用速钻桥塞+分簇射孔分段压裂工艺，后期压裂时根据每口井的具体油藏地质特点进行压裂设计；计划对MaYHW0874、MaYHW0875、MaYHW1272、MaYHW1273、MaYHW1274这5口井开展CO ₂ 前置压裂试验CO ₂ 前置压裂5口，采用“隔段注入+先造缝后注碳”前置模式。	
	集输工程		本项目新部署16口采油井、老井利用4口，采用集中拉油工艺，单井密闭集输至新建集中拉油站，然后集中拉运至风城二号稠油联合站处理。	
	地面工程	井场	新建标准化采油井场16座，采油井口采用16型节能抽油机举升工艺，配套7/45kW双速电机；井口设保温盒，保温盒内设0.25kW防爆电加热器。	
		站场	新建集中拉油站	新建1座集中拉油站，规模为1700m ³ /d（液）。集中拉油站内设备主要有生产分离器（Φ2.0m×6.0m）1台，除液器（Φ1.6m×6.4m）1台，原油储罐（1000m ³ ）2座，密闭装车撬（含两台装车泵Q=100m ³ /h，一用一备）5座，120m ³ /h烃蒸汽回收装置1套，1座缓蚀剂加药撬，储罐防爆电加热器（380V 200kW），DN80分流式无气源自动点火放空火炬（内含自动点火装置）1座等。
			新建计量站	新建14井式计量站2座（2号计量站、3号计量站），其中2号计量站与拉油站合建；新建阀池1座（12井式多通阀撬）。
		集输管线	新建单井输油管线17km，DN65 PN2.5MPa，柔性复合管（II型）。	
			新建集输支线3.1km（DN150），DN200 PN2.5MPa热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，埋地保温敷设。	
新建天然气集输管线4.8km（1.6MPa），D219×7/20#，材质为20#无缝钢管。				
公辅工程	道路工程		本次在利用现有已建道路的基础上，新建油区拉油站接引道路长度约为3.5km，路基宽度为9m，就近接入已建路网。	
	供电工程		玛51X井区新增电力负荷1662.52kW。2026年建设2条单杆双回10kV架空线路向井区供电，导线采用油区供电：新增负荷0.8MW，新建2条10kV架空线路向集中	

		拉油站和集油区供电，电源引自夏子街变，导线采用双回JL/G1A-150型，每条线路长度10km。新建35kV架空线路3km。后续根据负荷增长情况适时建设35kV变电站。 本项目施工期钻机动力、办公等用电等采用柴油发电机作为电源。 本项目运营期用电均采用电网供电。
	供水工程	施工过程用水由罐车拉运，运营期不消耗新鲜水。
	通信工程	本项目井场自控及视频数据在2座计量站汇聚后接入集中拉油站，最终数据上传至玛湖厂级生产调度中心（待建）集中管理。计量站采用二层工业以太网交换机，集中拉油站及玛131转油站采用三层工业以太网交换机，交换机具备STP、RSTP协议。
	消防工程	本次方案新建井场、站场配置相应干粉灭火器等设施。
	仪表自动化	井口仪表采用LoRa+无线仪表，计量橇新建LoRa+网关1座，井场数据通过LoRa+网关汇聚落地后与计量橇PLC数据通过新建光缆将监控数据上传至集中拉油站就地监控，但预留数据上传所需的通讯接口，以满足后期数据上传的需要。
环保工程	废气	施工期： 废气包括施工扬尘、柴油发电机燃烧产生的烟气和车辆尾气等；采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料等措施。 运营期： 本项目采出气液密闭集输至新建拉油站内进行分离，分离后天然气密闭集输至玛131天然气处理站处理。 退役期： 废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。
	废水	施工期： 施工期废水包括钻井废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，进入不落地系统，分离后的钻井液循环使用；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至乌尔禾污水处理厂处理；压裂返排液采用专用罐回收，集中收集进入风城二号稠油联合站采出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藏。 运营期： 运营期废水包括采出水、井下作业废水。采出水依托风城二号稠油联合站采出水处理系统处理。井下作业废水集中收集进入风城二号稠油联合站处理。
	固废	施工期： 施工期固废主要包括钻井泥浆、岩屑、废油、含油废物、施工土方、施工废料和生活垃圾。本项目钻井采用泥浆不落地系统，一开、二开油水基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用，完井后剩余泥浆由钻井液分公司回收；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用；三开油基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用，完井后剩余泥浆由钻井液分公司回收；分离后的固相暂存于专用油基岩屑储罐，委托有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理。废油、含油废物委托有危废处置资质单位进行处置；施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至指定建筑垃圾填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。 运营期： 运营期产生的固体废物主要为油泥砂、废防渗膜、废润滑油和落地油。油泥砂、废防渗膜、废润滑油、落地油委托有危废处置资质单位进行处置；落地原油由作业单位100%回收。
	噪声	施工期： 选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡，合理安排作业时间。 运营期： 选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。
	生态保护	施工期： 严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。 运营期： 管线上方设置标志，定时巡查井场、站场、管线。

		退役期： 地面设施拆除、封井和井场清理等工作，恢复原有生态机能。
	环境风险	加强风险管理，完善应急预案；定期对井场、站场、管线进行巡视。 钻井期设置井控装置防止井漏和油水窜层。运营期管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，采油井场、站场设置可燃气体报警仪。
	防渗	井场、站场进行分区防渗。
依托工程	风城二号稠油联合站	本项目部署20口采油井的原油、采出水依托风城二号稠油联合站进行处理。风城2号稠油联合处理站主要包括常规原油处理系统、污水处理系统、SAGD循环液处理装置、废水达标处理系统及SAGD密闭处理站循环液处理，设计处理能力分别为150×10 ⁴ t/a、40000m ³ /d、6000m ³ /d、2500m ³ /d、120×10 ⁴ t/a。
	玛131天然气处理站	本项目采出液密闭集输至新建集中拉油站，经气液分离后，分离出天然气密闭集输至玛131天然气处理站处理。玛131天然气处理站处理规模为110×10 ⁴ m ³ /d，其中浅冷装置80×10 ⁴ m ³ /d，采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺；中冷装置30×10 ⁴ m ³ /d，目前中冷装置满负荷运行，浅冷装置运行40×10 ⁴ m ³ /d，富裕40×10 ⁴ m ³ /d，所有装置采用撬装。

3.3.1.6 建设周期

本项目新钻 16 口采油井，单井钻井周期平均为 100 天；地面工程施工周期 120 天。

3.3.1.7 项目投资

本项目总投资 15100 万元。

3.3.1.8 劳动组织及定员

本项目施工期单井钻井工程施工人数为 35 人，地面施工人数为 20 人；本项目由新疆油田分公司风城油田作业区进行全面管理，运营期不新增劳动定员，均依托现有管理区工作人员，井场无人值守。

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 区域构造特征

玛北地区风城组构造主体位于准噶尔盆地西部隆起乌夏断裂带，风城组可划分为掩覆带、斜坡区和凹陷区三个次级构造带，构造活动由强变弱，玛 51X 井区位于斜坡区。

玛 51X 井区风城组构造整体表现为东北高西南低，纵向上具较好继承性，埋深变化大，以 9 号层顶界构造为例，海拔深度从高部位-3500m 变化至低部位-4740m，

深度落差达到 1240m，构造高点位于玛 51X 井区东北部，构造低点位于玛 56X 井向斜，拟部署区埋深为 5100m。

玛 51X 井区四侧受断层切割，主要发育北东-南西和北西-南东向两组逆断裂，北东-南西向断裂断距大，延伸长，控制地区构造格局；北西-南东向断裂断距小，延伸短。两组断裂组合形成玛 51X 井断块，并以玛 51X 井北断裂、玛页 1 井东断裂及夏 72 井南断裂为边界，与丰探 1 井区、玛页 1 井区、夏云 1 井区分割。工区共发育 9 条主断裂，地震曲率属性显示断裂特征明显，断点清晰可靠，其中玛页 1 井东断裂特征相对较弱。主断裂断距 10m~380m，断裂倾角主体为 60°~90°，延伸长度为 6.4km~37.5km

工区内构造变化快，微幅构造相对发育，主体发育夏 72 井背斜、玛 49 井单斜、玛 56X 井向斜和玛 51X 井鼻状构造等 4 个微幅构造单元。部署区位于玛 56X 向斜南翼部，整体为单斜构造。地层倾角变化大，地层倾角范围为 0~30°，高陡地层主要分布于玛 51X 井区西南部。

3.3.2.2 储层特征

玛 51X 井区页岩油在溶蚀孔、微裂缝、晶间孔均有赋存。测井表明，玛 51X 井区 8-12 号层含油饱和度为 72.95%~77.34%，平均 74.95%，9 号层、10 号层较高，平均 77.32%。8 号层含油饱和度为 58.71%~80.84%，平均 73.05%，夏 208_X 井、夏 211X 井附近含油饱和度较高。9 号层含油饱和度为 68.85%~83.99%，平均 77.29%，夏 203 井-夏 208_X 井-夏 210X 井-夏 211X 井一带附近含油饱和度较高，在 80.0% 以上；10 号层含油饱和度为 71.39%~83.12%，平均 77.34%，夏 208_X 井-夏 210X 井-夏 211X 井附近含油饱和度较高，达到 80.0%；12 号层含油饱和度为 65.48%~82.08%，平均 74.12%。部署区 8-12 号层含油饱和度 71.22%~77.24%，平均 73.78%，9-10 号层较高，平均 75.69%。

3.3.2.3 流体性质参数

(1) 原油性质

玛 51X 井区二叠系风城组 P1f2 地面原油密度平均 0.881g/cm³，50℃地面原油粘度平均 32.82mPa.s，含蜡量平均 4.01%，凝固点平均-2.42℃；地层原油密度平均 0.779g/cm³，地层原油粘度平均 4.39mPa.s。玛 51X 井区风城组油藏属于低粘中质黑

油，井区东南部地面原油密度和粘度较高，北部相对较低，部署区相对更低，见表3.3-2。

表 3.3-2 玛51X井区风城组风二段原油性质数据表

井区	地面原油性质					地层原油性质			体积系数	气油比 (m³/m³)
	密度 g/cm³	粘度 (50℃) mPa.s	凝固点 ℃	初馏点 ℃	含蜡 %	密度 g/cm³	粘度 mPa.s	脱气油 粘度 mPa.s		
玛51X	0.881	34.82	-2.42	159.14	4.01	0.779	4.39	4.66	1.2109	85.0

(2) 天然气性质

玛51X井区风二段天然气相对密度平均为0.798，甲烷平均含量71.65%，乙烷平均含量11.04%，丙烷平均含量7.90%，氮平均含量2.87%，无H₂S，见表3.3-3。

表 3.3-3 玛51X井区风城组天然气性质数据表

层位	相对密度	天然气组分(%)								
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	二氧化碳	氮
P _{1f2}	0.798	71.65	11.04	7.90	1.49	2.78	0.67	0.90	0.70	2.87

(3) 地层水性质

玛51X井区风城组二段在夏40井取得1个水样，分析地层水矿化度为8306.0mg/L，水型为NaHCO₃。区域上地层水矿化度向湖盆中心逐渐变大，玛51X井区较低，水型以NaHCO₃为主，见表3.3-4。

表 3.3-4 玛51X井区块二叠系风城组 P_{1f2}油藏地层水性质表

井名	物理性质		化学性质							矿化度 (mg/L)	水型
	PH 值	密度 (g/cm³)	阳离子			阴离子					
			K ⁺ +Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	CL ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻		
夏 40	8.5	1.108	3120.64	43.89	18.59	3390.72	1095.41	114.3	1045.88	8306.0	NaHCO ₃

3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表3.3-5。

表 3.3-5 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
	开发指标	新部署采油井	口	16
		老井利用	口	4
1		标准化井场数量	口	16
2		新建产能	10 ⁴ t/a	20.37

3		集输管线	km	24.9
4		拉油站	座	1
5		计量站	座	2
6		新建阀室	座	1
7	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kW·h/a	1018.74
8	综合指标	总投资	万元	15100
9		总占地面积	hm ²	42.13
10		永久占地面积	hm ²	6.35
11		临时占地面积	hm ²	35.78
12		劳动定员	人	无人值守
13		工作制度	h	7920

3.3.4 总体开发方案

3.3.4.1 总体布局

玛 51X 井区距离风城二号稠油处理站 20km、距离夏子街联合站 6.5km、距离玛 131 转油站 4.8km。为满足玛 51X 井区采出液密闭处理需求，在油区就近处拟建集中拉油站 1 座、计量站 2 座，将玛 51X 井区已建采油井一同输至集中拉油站内将采出气液进行分离，采出液通过拉油方式输至风城二号稠油处理站处理，天然气密闭集输至玛 131 天然气处理站处理。

集输工艺采用井口→计量橇→集中拉油站→风城二号稠油处理站布站工艺。

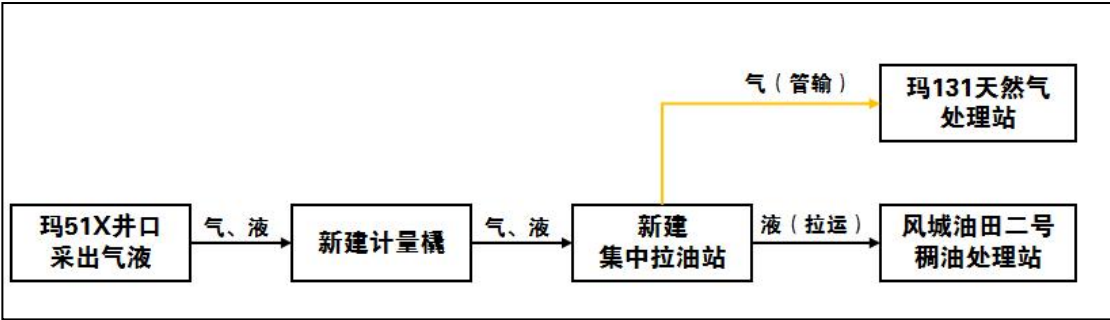


图3.3-2 本项目集输总体流向示意图

本方案部署玛 51X 井区采油井 16 口和周边已建老井 3 口（夏 206H、夏 207H、夏 204X）接入新建计量橇，采用井口加热密闭集输工艺一同输至新建集中拉油站处理；本方案部署玛 55H 老井接入玛 51X 井区已建计量橇，采用常温密闭集输工

艺输至拟建丰探 1 集中拉油站处理。油区整体集输工艺部署见图 3.3-3。本项目产能部署井站关系见表 3.2-6。

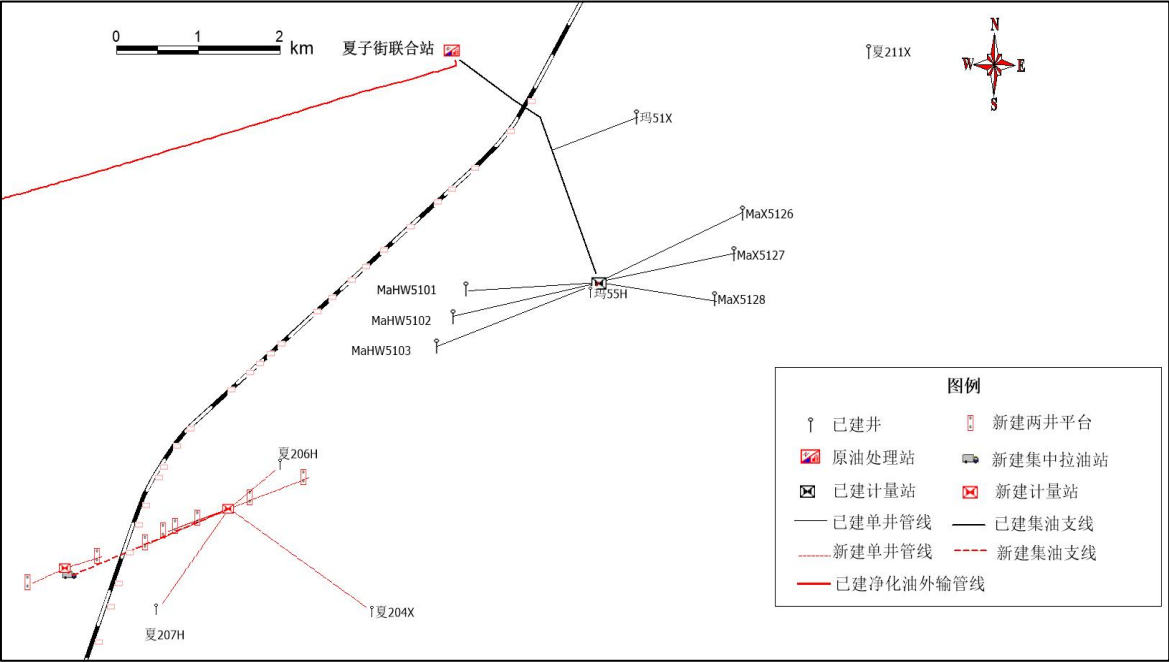


图3.3-3 油区整体集输工艺部署图

表 3.3-7 本项目产能部署井站关系一览表

计量橦	型号	已接入井数	新接入井数	剩余空 头数	本次接入井号	进站
已建玛 51X 井区 1 号计量橦	12 井式	6	1	5	老井玛 55H	拟建丰探 1 集中拉油站
新建玛 51X 井区 2 号计量橦	14 井式	0	4	10	新井： MaYHW093、MaYHW1036 MaYHW0938、MaYHW1037	拟建玛 51X 集中拉油站
新建玛 51X 井区 3 号计量橦	14+12 井式	0	12（新井） +3（老井）	11	新井： MaYHW1038、MaYHW0939 MaYHW1039、MaYHW0940 MaYHW1040、MaYHW1272 MaYHW0941、MaYHW0874 MaYHW1041、MaYHW1273 MaYHW1274、MaYHW0875 老井：夏 206H、夏 207H、 夏 204X	

3.3.4.2 开发指标预测

本次共部署 20 口产能井，其中新钻井 16 口（CO₂ 前置压裂 5 口），老井利用 4 口（夏 206H、夏 207H、夏 204X、玛 55H），新建产能 20.37×10⁴t/a。

方案合计部署 20 口井，最大产液量 34.45 万吨/年、最大产油量 22.49 万吨/年、最大产气量 6.49 万方/天，综合含水率 35%，气油比为 95m³/t。

表3.3-8 总体指标预测表

年份	日产油 (t)	日产液 (t)	日产气 (10 ⁴ m ³)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	年产气 (10 ⁴ m ³)	含水率 (%)	气油比 (m ³ /t)
2027	651.56	1569.50	6.16	9.28	21.24	852.28	58.49	94.60
2028	681.61	1043.96	6.49	22.49	34.45	2140.52	34.71	95.16
2029	453.03	693.10	4.29	14.95	22.87	1416.99	34.64	94.78
2030	354.51	542.05	3.35	11.70	17.89	1106.44	34.60	94.58
2031	301.31	460.65	2.85	9.94	15.20	939.98	34.59	94.53
2032	263.90	403.49	2.50	8.71	13.32	823.48	34.59	94.56
2033	231.69	354.27	2.19	7.65	11.69	723.17	34.60	94.58
2034	203.42	311.07	1.92	6.71	10.27	635.11	34.60	94.61
2035	178.61	273.14	1.69	5.89	9.01	557.78	34.61	94.64
2036	156.82	239.84	1.48	5.18	7.91	489.89	34.61	94.66
2037	137.70	210.61	1.30	4.54	6.95	430.25	34.62	94.68
2038	120.92	184.95	1.15	3.99	6.10	377.91	34.62	94.71
2039	106.18	162.42	1.01	3.50	5.36	331.92	34.63	94.73
2040	93.24	142.63	0.88	3.08	4.71	291.54	34.63	94.75
2041	81.80	125.16	0.78	2.70	4.13	255.90	34.64	94.79

3.3.5 主体工程

主体工程包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、地面工程、采油工程和油气集输等，其中地面工程包括井场、站场和管线。

3.3.5.1 钻前工程

钻前工程主要进行场地平整和进场道路修建等，施工周期约 10d。本项目新钻 16 口采油井，需进行钻前工程建设为后续钻井提供便利条件。

钻前工程主要建设内容包括钻井区域地表植被清理、场地平整、池体修建以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、生活污水池开挖等内容；生活营地主要为施工人员提供住宿、日常饮食、厕所等，保障施工人员基本生活需求；配备急救设施，处理突发医疗情况；配备消防设备和应急措施，确保营地安全。具体建设内容及工程量如表 3.3-8 所示。

表 3.3-8 本项目钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽 (120m×110m)	hm ²	10.56	本项目计划新钻 16 口井，分布在 8 座新建丛式井场内，单座井场规格 110m×120m，永久占地面积为 2000m ² （40m×50m），临时占地面积为 11200m ² 。
2	钻井平台	--	套	16	新建
3	泥浆不落地装置	—	套	16	新建
4	放喷池	120m ³	座	8	位于井场外，测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；“环保防渗膜+水泥压边”防渗
5	岩屑储罐	20m ³	个	24	位于井场内，单座井设置 3 个岩屑储罐，每个 20m ³ 。
6	应急池	10m×10m	座	8	位于井场内，单座井场设置 1 座应急池，每个 100m ³ ，发生事故时设置。
7	放喷管线	2×15m	m	16	井场左右两侧各设置 1 条放喷管线，井喷失控时采用应急放喷池处置
8	生活污水池	90m ³	座	8	位于生活营地内，单座生活污水池规格 90m ³ （15m×3m×2m）
	生活营地	40m×50m	座	8	单座生活营地规格 2000m ² （40m×50m）；人员居住，撬装装置
9	进场道路	--	m	3500	新建进场道路 3.5km，路宽 9m，路面设计为砂石路面。

3.3.5.2 钻井工程

(1) 井号、井位坐标情况

本项目部署新钻 16 口井，分布在 8 座新建丛式井场内；均为水平井，采用三开井身结构，钻井总进尺 123000m。钻井基本情况见表 3.3-9。

表 3.3-9 各井基本情况统计表

序号	井号	井口坐标		层位	进尺 (m)	设计产能 (t/d)	井型	备注
		X	Y					
1	MaYHW1036			10	7700	45.0	水平井	丛式井场
2	MaYHW0937			9	7700	45.0	水平井	
3	MaYHW1037			10	7700	45.0	水平井	丛式井场
4	MaYHW0938			9	7700	44.0	水平井	
5	MaYHW1038			10	7700	45.0	水平井	丛式井场
6	MaYHW0939			9	7700	45.0	水平井	
7	MaYHW1039			10	7700	45.0	水平井	丛式井场

8	MaYHW0940			9	7700	45.0	水平井	
9	MaYHW1040			10	7700	43.0	水平井	丛式井场
10	MaYHW1272			12	7700	42.9	水平井	
11	MaYHW0941			9	7700	45.0	水平井	丛式井场
12	MaYHW0874			8	7600	45.0	水平井	
13	MaYHW1041			10	7700	45.0	水平井	丛式井场
14	MaYHW1273			12	7700	42.9	水平井	
15	MaYHW1274			12	7700	40.7	水平井	丛式井场
16	MaYHW0875			8	7600	39.6	水平井	

(2) 井身结构

本次工程根据油田原有钻井形成的成熟技术，并考虑经济性和采油要求，本次部署的 16 口井均采用常规三开井身结构。

一开：采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至井深 500m 左右稳定地层，下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管，固井水泥浆返至地面，封隔地表疏松地层及浅层水。

二开：采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至夏子街组中部稳定地层（井深 4200m 左右），封隔夏子街组顶部易垮塌泥岩段，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管，固井水泥浆返至地面。

三开：采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管，固井水泥浆返至地面。

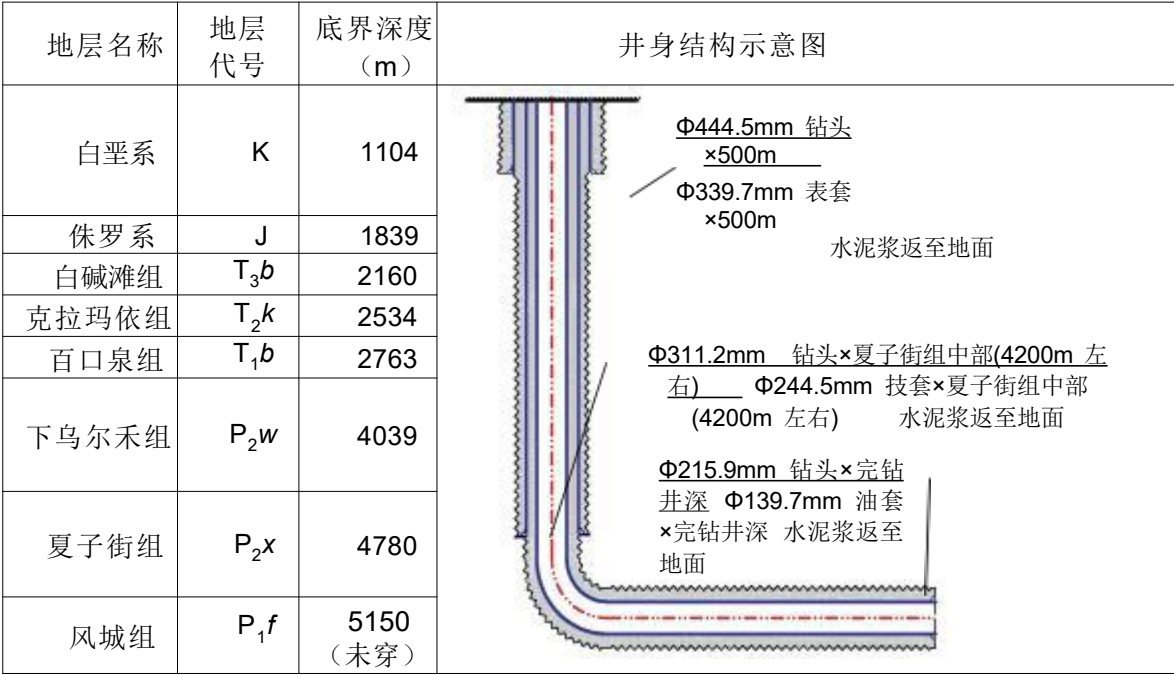


图 3.3-3 本项目井身结构图

(3) 钻井液

本项目钻井过程中均采用非磺化水基钻井液，一开采用坂土-CMC 钻井液体系，主要成分为坂土、 Na_2CO_3 、CMC（中）；二开采用钾钙基聚胺钻井完井液体系，主要成分为：坂土、 Na_2CO_3 、MAN101、NaOH、MAN104、复配胺盐、润滑剂、堵漏剂等，三开采用油基钻井液，主要成分：白油、 CaCl_2 、CaO 等。新钻井分段钻井液体系见表 3.3-10；钻井液成分明细及用量见表 3.3-11，钻井液主要成分理化性质见表 3.3-12。

表 3.3-10 钻井液体系设计

开钻次序	钻井液体系	主要成分	密度 (g/cm^3)
一开	坂土-聚合物	坂土、CMC（中）、 Na_2CO_3 等	1.10~1.20
二开	钾钙基-胺基 聚合物	坂土、 Na_2CO_3 、MAN101、NaOH、MAN104、 复配胺盐、润滑剂、堵漏剂等	1.20~1.40
三开	油基钻井液	白油、 CaCl_2 、CaO 等	1.45~1.95

表 3.3-11 钻井液原辅材料消耗表（单井）

材料名称	一开 (t)	二开 (t)	三开 (t)	小计 (t)
坂土（膨润土）	16.6	31.4	22.9	70.9
CMC（中）	0.9			0.9
纯碱	0.9	1.6	1.2	3.7
NaOH		4	3.0	7.0
SP-8		5.5	4	9.5
PMHA-2		5.5	4	9.5
KCl		54.9	40	94.9
CaO		2.8	2.5	5.3
复配铵盐		4	2.9	6.9
有机盐			129.9	129.9
随钻堵漏剂		15.7	11.5	27.2
液体润滑剂		4	15.9	19.9
SMP-2		15.7	11.5	27.2
SPNH		15.7	11.5	27.2
天然沥青		31.4	31.5	62.9
固体润滑剂			18.8	18.8

黄原胶			1.8	1.8
超细碳酸钙		15.7	11.5	27.2
重晶石 (4.2g/cm ³)	20	300		320
重晶石 (4.3g/cm ³)			882	882
气制油合成基 (油基) 钻井液			439	439
合计				2191.7

注：实际钻井液用量需根据地层情况进行调整。

表 3.3-12 钻井液主要成分理化性质

成分	作用	理化性质
坂土	增稠	又称膨润土，主要成分为蒙脱石，外观是适当粒度的粉末，因含杂质的不同，有白色、灰色、灰黄色和紫红色等颜色，易吸潮，吸潮后结块。
CMC	增黏剂、流变控制剂和降滤失剂	羧甲基纤维素 (CMC) 属阴离子型纤维素醚类，外观为白色或微黄色絮状纤维粉末或白色粉末，无臭无味，无毒；易溶于冷水或热水，形成具有一定黏度的透明溶液。溶液为中性或微碱性，不溶于乙醇、乙醚、异丙醇、丙酮等有机溶剂，可溶于含水 60% 的乙醇或丙酮溶液。有吸湿性，对光热稳定，黏度随温度升高而降低，溶液在 pH 值 2~10 稳定，pH 低于 2，有固体析出，pH 值高于 10 黏度降低。
纯碱	促进膨润土水化，降低泥浆的失水，提高泥浆的黏度和切力	碳酸钠，白色粉末结晶，密度 2.5cg/cm ³ ，易溶于水，水溶液呈碱性，在空气中易吸潮结块。
NaOH	调节泥浆 pH 值，促使膨润土分散造浆	氢氧化钠又称烧碱、火碱或苛性钠。白色结晶，有液体、固体片状三种产品，纯度从 50% 至 99% 不等，密度 2~2.2g/cm ³ ，易吸潮，有强烈的腐蚀性。
SP-8	降滤失	聚丙烯酰胺钾盐，一种无色无味的结晶体，常见于粉末状或颗粒状。其分子结构含有聚丙烯酰胺基团和钾离子，具有良好的溶解性和稳定性。聚丙烯酰胺钾盐在水中具有高度的吸水性，能迅速形成胶体溶液。此外，它还具有较好的胶凝性和黏附性，可用于沉淀、固化和黏合等多种用途。
PMHA-2	增黏剂	复合金属两性离子聚合物，由复合金属离子与乙烯基单体，阳离子单体聚合而成。产品外观呈白色或灰色细颗粒或粉末
钻井液用聚丙烯酰胺干粉	絮凝、润滑、堵漏、降滤失	白色或微黄色粉末、无毒、无腐蚀、易溶于水，主要用于不分散低固相水基钻井液的选择性絮凝剂。
KCl (氯化钾)	抑制泥岩分散调整流型	外观与性状：白色晶体，味极咸，无臭无毒性。易溶于水、醚、甘油及碱类，微溶于乙醇，但不溶于无水乙醇，有吸湿性，易结块；在水中的溶解度随温度的升高而迅速地增加，与钠盐常起复分解作用而生成新的钾盐。折射率：1.334；水溶解性：342g/L (20℃)；稳定性：稳定。与强氧化剂不相容，强酸。防潮。吸湿性。储存条件：2-8℃
CaO (氧化钙)	减水剂	化学式是 CaO，俗名生石灰。物理性质是表面白色粉末，不纯者为灰白色，含有杂质时呈淡黄色或灰色，具有吸湿性。
复配铵盐	降滤失	淡黄色粉末，溶于水，含有 -COOH、-COONH ₄ 、-CONH ₄ 、-CONH ₂ 、-CN 等基团，分子量在 10000~50000 之间，具有降低高压差失水的功能和良好的热稳定性。
随钻堵漏剂	降滤失、防渗漏	随钻堵漏剂外观为灰白色粉末，细度为 60 目，水分≤8%，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵功能，黏附性强，与传统的随钻堵漏剂相比，不受粒径“匹配”限制，适用

		于各种泥浆体系，可用于封堵漏失层，也可保护低压产层（油、气、水等）。
液体润滑剂	润滑	主要成分为醇醚类、酯类等，或选择同类型润滑剂，密度 $0.94\sim 1.04\text{g/cm}^3$ ，pH 值 $7\sim 9$
SMP-2	降滤失	磺化酚醛树脂，淡黄色粉末，是一种钻井液用降滤失剂。含有 $-\text{COOH}$ 、 $-\text{COONH}_4$ 、 $-\text{CN}$ 、 $-\text{CONH}_2$ 等基团，分子量在 $10000\sim 50000$ 之间。有降低高压差失水的特殊功能和良好的热稳定性，能改善钻井液流变性，防止黏土水化分散，具有一定的抗盐能力。
SPNH	抗高温抗盐降滤失水剂	褐煤树脂是由硝基腐殖酸、磺甲基酚醛树脂等共聚而成的多元共聚型钻井液降滤失剂，并且具有降黏效果，并且具有抗温抗盐性能。
重晶石	提高钻井液密度	化学组成为 BaSO_4 ，常呈厚板状或柱状晶体，多为致密块状、板状或粒状集合体。质纯时无色透明，含杂质时被染成各种颜色，条痕白色，玻璃光泽，透明至半透明。
天然沥青	防塌陷、润滑	沥青粉，又称沥青沉淀物，是一种从石油沥青中提取的黏稠物质，主要由芳香烃类和环烷烃类组成。
固体润滑剂	润滑	天然石墨及油脂类聚合物合成的一种油田化学剂，在钻井过程中主要作用：加固井壁，润滑钻杆，防止塌陷，加快钻进速度。
黄原胶	增黏、增稠、抗盐、抗污染	又名汉生胶，是由野油菜黄单胞杆菌以碳水化合物为主要原料（如玉米淀粉）经发酵工程生产的一种作用广泛的微生物胞外多糖。它具有独特的流变性，良好的水溶性、对热及酸碱的稳定性、与多种盐类有很好的相容性，作为增稠剂、悬浮剂、乳化剂、稳定剂。
碳酸钙	增加浆液的密度、调节酸碱度和防止井壁塌陷	化学式为 CaCO_3 ，是石灰石、大理石等的主要成分。碳酸钙通常为白色晶体，无味，基本上不溶于水，易与酸反应放出二氧化碳。白色微细结晶粉末，无味、无臭。有无定形和结晶两种形态。结晶型中又可分为斜方晶系和六方晶系（无水碳酸钙为无色斜方晶体，六水碳酸钙为无色单斜晶体），呈柱状或菱形，密度为 2.93g/cm^3 。
气制油	防止井漏、井喷、井塌	以天然气为原料，经催化聚合反应制成的大分子烷烃类，具有碳氢比高、十六烷值高、硫含量低、芳香烃含量低、生物降解性好等特点；采用气制油为基础油配制的钻井液具有如下优点：黏度低，有利于提高钻井速度；当量循环密度低，有利于防止井漏、井喷、井塌等井下复杂情况的发生；与各种处理剂配伍性好，性能容易调控

(4) 固井

一开采用 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管下入深度 500m ，采用 G 级水泥固井，固井水泥浆返至地面。

二开采用 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管下入中完井深，采用双凝双密度（ $1.40+1.50\text{g/cm}^3$ ）水泥浆体系双胶塞固井，水泥返至地面。

③ $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管下至完钻井深，采用抗高温+韧性三凝水泥浆体系（ $2.05+1.95+1.90\text{g/cm}^3$ ）常规固井，水泥浆返至地面。

(5) 完井方式

本次工程新钻井采用套管注水泥固井完井方式，均采用 $\Phi 340\text{mm}\times\Phi 245\text{mm}\times\Phi 140\text{mm}\times 105\text{MPa}$ 正规套管头，配备 105MPa 转 140MPa 升压法兰。

(6) 主要生产设备

本项目新钻16口采油井，均为水平井，设计使用ZJ70D钻机，项目施工所需设备设施情况见表3.3-14。

表 3.3-13 水平井施工设备配置一览表

项目组成	设备或部件名称		规格型号	主参数	单位	数量	备注
钻前工程	推土机		--	--	辆	1	开挖池体 平整井场
	挖掘机		--	--	辆	1	
钻井工程	钻机		ZJ-70D	4500	kN	1套	--
	井架		JJ450/45-K	4500	kN	1套	底座高度≥10.5m
	提升系统	绞车	JC70D	1470	kW	1套	--
		天车	TC-450	4500	kW	1套	--
		游车	YC-450	4500	kN	1套	--
		大钩	DG450	4500	kN	1套	--
		水龙头	SL450	4500	kN	1套	--
	顶部驱动装置		DQ70BS	4500	kN	1套	二开
	转盘		ZP375	--	--	--	开口直径952.5mm
	循环系统配置	钻井泵	F-1600HL	1193	kW	3台	--
		高压管汇		52	MPa	--	--
		钻井液罐	13000×3000×2500	--	--	1个	循环罐总容积350m³，储备罐总容积240m³
		搅拌器	NJ-7.5	7.5	kW	12个	--
	钻机动力系统	柴油机	CAT3512(B)	1022	kW	4台	--
	发电机组	发电机	MAGNETEC689SR4	800	kW	4台	--
	钻机控制系统	自动压风机	2V-6.5/12	--	--	--	6.5m³/min
		电动压风机	2V-6.5/12	--	--	--	6.5m³/min
		MCC房	--	--	--	--	--
		刹车系统	--	--	--	--	--
		辅助刹车	--	--	--	--	--
	固控系统	振动筛	--	2.2	kW	3台	处理量≥200m³/h
		除砂器	--	--	--	1台	--
		除泥器	--	--	--	1台	--

		离心机	LW450/1200、 LW600/945	--	--	2 台	处理量≥80m³/h
	加重装置	加重漏斗	--	--	--	1 套	--
		电动加重泵	--	--	--	--	--
井控系统	二开	环形防喷器	FH35-35	--	--	1 套	--
		双闸板防喷器	2FZ35-35	--	--	1 套	--
		节流管汇	JG-35	--	--	1 套	--
		压井管汇	YG-35	--	--	1 套	--
	三开	旋转防喷器	Xk35-10.5/21	--	--	1 套	--
		环形防喷器	FH35-35	--	--	1 套	--
		双闸板防喷器	2FZ35-70	--	--	1 套	--
		节流管汇	JG-70	--	--	1 套	--
		压井管汇	YG-70	--	--	1 套	--
	控制装置		FKQ5605	--	--	1 套	--
	司钻控制台		--	--	--	1 套	--
	节流控制箱		--	--	--	1 套	--
风险防护设施	消防房及消防工程		6.5×2.5	--	--	按标准配套	--
	二层台逃生装置		--	--	--	按标准配套	--
	钻台紧急滑道		--	--	--	按标准配套	--
	可燃气体监测仪		--	--	--	2 台	--
	便携式 H ₂ S 监测仪		--	--	--	5 台	--
	正压式空气呼吸器		--	--	--	14 套	--
	声光报警器		--	--	--	1 个	--
	防爆对讲机		--	--	--	5 个	--
	风向标		--	--	--	7 个	--
仪器仪表	钻井参数仪		多参数仪	--	--	1 套	--
	测斜仪		自浮式测斜仪	--	--	1 套	--
	防 H ₂ S 设备		便携式	--	--	≥1 套	--
液压大钳			ZQ203/125	--	--	1 台	--

(8) 井场平面布置

本项目新钻 16 口采油井，分布在 8 座新建丛式井场内；丛式井场钻井总占地面积 13200m²（110m \times 120m），永久占地面积 1200m²（30m \times 40m），临时占地面积 12000m²，临时生活营地 2000m²（40m \times 50m）。根据标准化井场布置要求，在前场

主要布置钻杆、套管等堆存区和值班房、消防房等设施，在右侧布置泥浆罐、泥浆泵、水罐、录井房、砂样房、工程房，在左场布置远控房、大班房、材料房、危险废物暂存间、柴油罐、油品房和配电房，在后场布置发电机房等设施。钻屑不落地设施布置在井场内循环罐右侧，与循环罐之间采用排水沟连接。钻井井场布置示意图详见图 3.3-4。

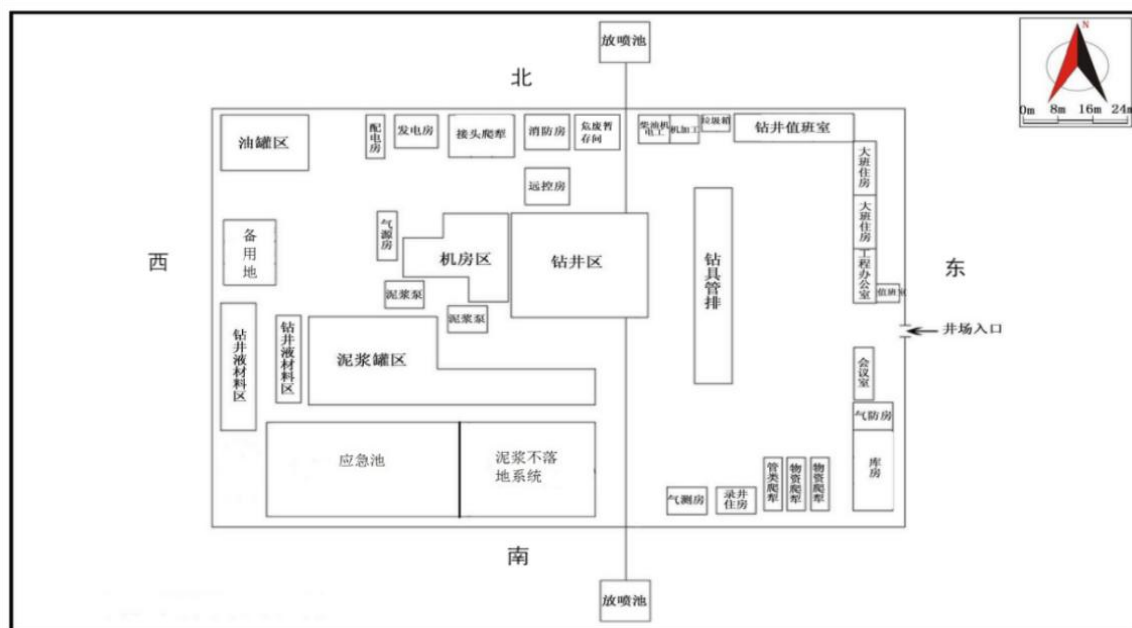


图 3.3-4 钻井井场平面布局示意图

3.3.5.3 储层改造工程

(1) 压裂工艺

采用速钻桥塞+分簇射孔分段改造工艺。采用电缆泵送桥塞至设计位置，实现对水平段的分段封隔；为满足桥塞顺利下入，要求桥塞尺寸适用于 $\Phi 111.16\text{mm}$ 套管内径。

(2) 射孔工艺

采用射孔方式实现井筒与地层的沟通，第一段采用趾端阀或连续油管传输射孔，第二段及以后采用电缆泵送桥塞和射孔联作，采用体积压裂技术对地层进行改造。

(3) 压裂液体系

本项目压裂液体系采用“常规免配变黏滑溜水+聚合物冻胶压裂液体系”。

本次水平井主体采用 70/140 目陶粒+40/70 目石英砂+40/70 目陶粒支撑剂组合,

40/70 目石英砂占比 20%，基质段、大夹角天然裂缝发育段、小夹角天然裂缝发育段 70/140 目支撑剂分别占比 15%、30%、50%，陶粒承压不低于 69MPa，石英砂承压不低于 28MPa。压裂液主要组分见表 3.2-14，主要成分理化性质见表 3.3-15。

表 3.3-14 压裂液组分

序号	压裂液主要成分	占比/%
1	水	90.620
2	陶粒支撑剂	8.950
3	酸碱调节剂	0.110
4	破胶剂	0.009
5	缓蚀剂	0.001
6	减阻剂	0.080
7	交联剂	0.010
8	助排剂	0.080
9	防垢剂	0.040
10	凝胶剂	0.050
11	黏土防膨剂	0.050
合计		100

表 3.3-15 压裂液主要成分理化性质

序号	压裂液主要成分	理化性质
1	支撑剂	主要为石英砂、陶粒等，保持裂缝处于张开位置，获得高倒流能力，增大排油面积，降低流体流动阻力，起到增产效果。
2	酸碱调节剂	通常使用盐酸、柠檬酸、氢氧化钠等，主要用于调节钻井液的 pH 值。
3	破胶剂	延缓中、高温储层压裂液冻胶破胶，在压裂施工中使冻胶保持较高的黏度，有利于造缝和携砂，施工后可使压裂液彻底破胶水化，有利于返排，降低施工风险，减少压裂液对支撑裂缝导流能力的伤害。
4	缓蚀剂	在金属表面定向吸附而形成保护膜，同时还可抑制酸与金属间的电极反应，避免设备腐蚀，起到抗蚀、阻蚀、缓蚀作用。
5	减阻剂	滑溜水压裂施工中泵速较大，因而会产生较高摩阻。减阻剂的作用是减少压裂液流动时的摩擦系数，从而减少施工压力，改善钻井液流变性能、减少摩阻等性能。
6	交联剂	保持压裂液的悬砂、造缝能力，降低滤失。
7	助排剂	在压裂液中加入助排剂的主要目的是降低表面张力，降低返排压裂液需要克服的地层喉道毛管力，从而促进压裂液返排。在致密油、气和页岩油、气的开采过程中，压裂液的滞留会对储层造成严重的水相圈闭损害，因此助排剂在这些开采过程中不可或缺。
8	防垢剂	防止沉积物附着于作业设备上。

9	凝胶剂	起到提高压裂液支撑性作用。
10	黏土防膨剂	吸附在黏土颗粒表面，防止水敏性矿物水化膨胀及分散运移对油气层造成的伤害，增强油层的胶结强度，防止地层出砂。

(4) 压裂液用量

本项目部署的 16 口井采油井水平段平均长度均为 2400m，根据设计单井压裂液量 $6.72 \times 10^4 \sim 7.68 \times 10^4 \text{m}^3$ ，平均为 $7.2 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

按照控制、稳定、连续的原则组织排液，返排液通常在初期（1~2 月）少量排出，后期随采出液进入油气处理流程。依据本项目井区勘探井压裂经验，施工期压裂液返排率约 2%~5%（本次按 5% 评价），则单井压裂液返排量为 3600m^3 ；正常投产运营后，随采出液进入油气处理流程。

(5) 压裂施工顺序

本项目 16 口新钻井单口压裂，每口井压裂完成后进行下一口井压裂工程，不存在同时压裂情况，避免废液量集中、大量产生对依托站场造成冲击。

3.3.5.4 采油工程

(1) 采油工艺

前期采用自喷采油，后期地层能量不足时采用抽油机采油，并配套相应的防砂清蜡措施。

采油井口：采用 KY179/78-140×78/78-105，配套主通径 180mm、耐压 140MPa 大闸阀和注入头。

举升方式：采用 16 型节能抽油机举升工艺，配套 37/45kW 双速电机。

清蜡方式：自喷期以机械清蜡为主，采用连续油管钻蜡；抽油期采用热洗或者化学清防蜡工艺，单井具体清蜡周期和工艺可根据油井结蜡情况进行调整，以不影响油井正常生产为原则。

(2) 采油井场

新建采油井口装置 16 座，采油井口采用 16 型抽油机，配套 37/45kW 电机，分布在 8 座新建丛式井场内。井口设保温盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内，设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

采油井场工程量见表 3.3-16，采油井场平台平面布置见图 3.3-6。

表3.3-16 采油井场主要工程量一览表

序号	名称	数量	单位	备注
一	采油井场			
1	16 型抽油机（配套电机 37/45W）	16	台	
2	105MPa DN65 保温油嘴加热采油井场	16	座	
3	井口角式节流平衡阀（含管线配件）	5	个	316L
4	井口角式节流平衡阀（含管线配件）	11	个	
5	井口电加热带	1.6	km	
6	40kW 井口电加热器	5	座	316L
7	40kW 井口电加热器	11	座	
8	10kW 井口电加热器	3	座	夏 206H、夏 207H、夏 204H
9	单井出油管线 DN65 PN2.5MPa，柔性复合管（Ⅱ型）	17	km	保温层采用 30mm 厚保温橡塑海绵，防护层采用 1mm 厚聚乙烯胶粘带

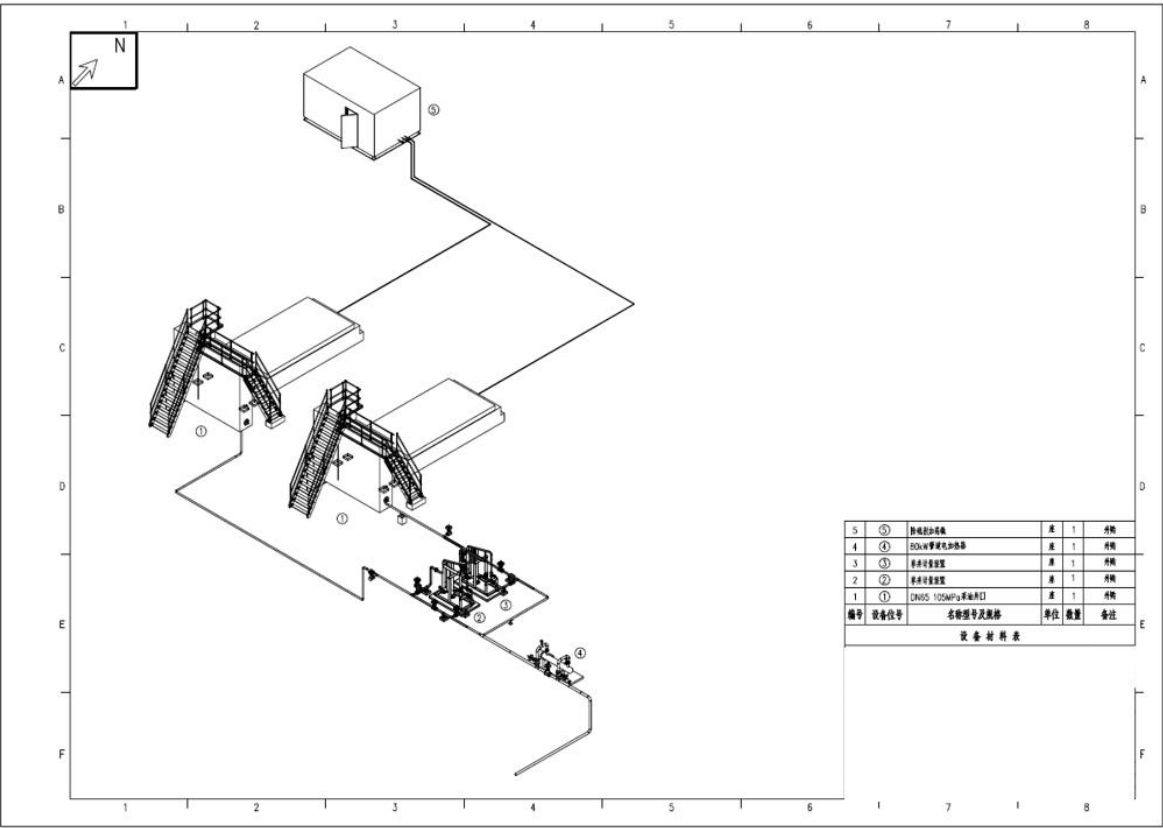


图 3.3-6 井场平台平面布置图

3.3.5.5 站场工程

3.3.5.5.1 计量站

新建 14 井式一体化自动选井计量装置 2 座（通集 20203），分别为玛 51X 井区 2 号计量站、玛 51X 井区 3 号计量站。一体化自动选井计量装置为橇装结构，橇内安装 14 井式多通阀 1 座，连续计量装置 1 座。

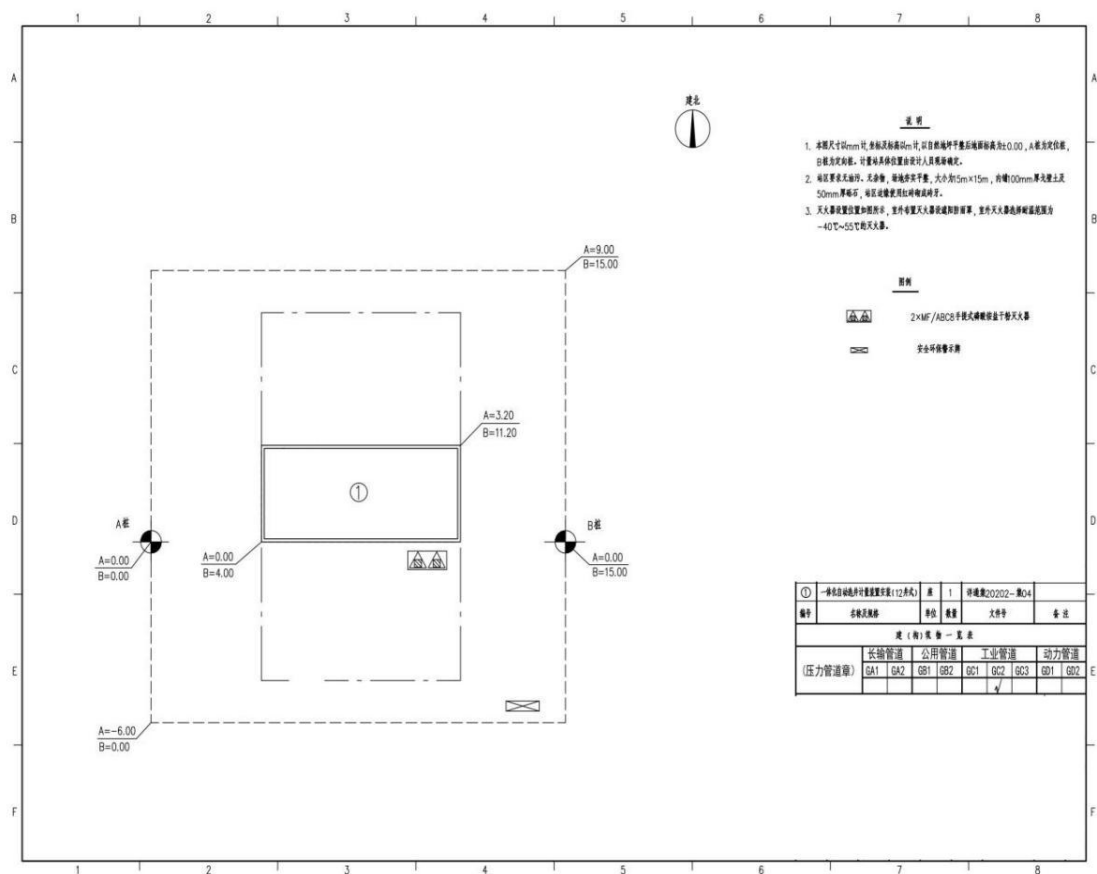
3 号计量橇接入采油井中有 5 口（MaYHW1272、MaYHW1273、MaYHW1274、MaYHW0874、MaYHW0875）采用 CO₂ 前置压裂，为有效控制 CO₂ 腐蚀，采用 316L 材质，另 1 座采用常规碳钢材质；新建 12 井式多通阀橇 1 座（通集 18142），接入新建 3 号计量橇内，采用 316L 材质。

计量橇内工艺流程为：单井来气液先进一体化自动选井计量装置，在装置内对需要计量的单井进行自动选井计量，将计量后的原油和天然气与未计量的油井来液混合后经管线输至新建转油站。

计量站主要工程量见表 3.3-17，计量橇平面布置图 3.3-7。

表3.3-17 计量站主要工程量一览表

序号	名称	数量	单位	备注
1	12 井式一体化自动选井计量装置	1	台	通集 20202
2	12 井式一体化自动选井计量装置	1	台	通集 20202，316L
3	12 井式多通阀橇	1	台	通集 18142，316L
4	DN200 PN2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，埋地保温敷设	3.1	km	保温层采用 30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯塑料



3.3.5.5.2 集中拉油站

本项目在玛 51X 井区新建集中拉油站 1 座，用于将玛 51X 井区采出液拉运至风城二号稠油联合站处理。设计规模 1700m³/d（液），进站温度 35℃，进站压力为 0.3~0.4MPa。

集中拉油站内工艺设施主要有生产分离器（Φ2.0m×6.0m）1 台，除液器（Φ1.6m×6.4m）1 台，固定顶罐（1000m³）2 座，密闭装车撬（含两台装车泵 Q=100m³/h，一用一备）5 座，120m³/h 烃蒸汽回收装置 1 套，1 座缓蚀剂加药撬，储罐防爆电加热器（380V 200kW），DN80 分流式无气源自动点火放空火炬（内含自动点火装置）1 座等。

玛 51X 集油区来液（Q 液=1637.49m³/d，P=0.25~0.3MPa，T=30~35℃）进生产分离器进行气液分离，分离出的含水原油进入拉油罐，经密闭装车撬装车外运至特二联处理，分离后伴生气经除液器撬后通过新建输气管线进入玛 131 天然气处理站回收处理。

工艺流程为：油区采油井油气混合物集输进入集中拉油站内的生产分离器，进行气液分离，分离出的含水原油进入拉油罐，经装车泵和密闭装车撬装车外运至风城二号稠油联合站处理，分离后伴生气经除液器撬后通过新建输气管线进入玛 131 天然气处理站回收处理。在分离器气相出口管道上设自立式调压阀，控制分离器运行压力，保证液体进入拉油罐。集中拉油站设置事故流程，事故状态下分离缓冲罐分离的气相进新建放空火炬放烧，液相进新建 2 座 1000m³拉油罐储存，通过新建采出液定量装车撬装车外运。

集中拉油站工作量见表 3.3-18，集中拉油工艺流程见图 3.3-8。

表3.3-18 新建集中拉油站主要工程量表

序号	名称	数量	单位	备注
1	生产分离器（Φ2.0m×6.0m）	1	座	316L 材质
2	除油器撬（Φ1.6m×6.4m）	1	座	316L 材质
3	缓蚀剂加药撬	1	座	
4	1000m ³ 拉油罐	2	座	
5	储罐防爆电加热器 380V 200kW	2	个	
6	撬装大罐抽气装置（处理量：120m ³ /d；25KW；附补气流程及稳压装置）	1	套	
7	密闭装车撬（含 2 台装车泵 Q=100m ³ /h、H=60m、N=22kW 1 用 1 备）	5	套	
8	DN80 分流式无气源自动点火放空火炬（内含自动点火装置），H=10m	1	座	
9	火炬除液器（Φ1.6m×6.4m）	1	座	
10	平板闸阀 Z43wF-1.6C DN200 1.6MPa	12	套	
11	平板闸阀 Z43wF-1.6C DN200 1.6MPa	4	套	
12	平板闸阀 Z43wF-1.6C DN150 1.6MPa	4	套	
13	平板闸阀 Z43wF-1.6C DN150 1.6MPa	20	套	
14	平板闸阀 Z43wF-1.6C DN100 1.6MPa	42	套	
15	金属闸阀 Z41H-1.6C DN50 1.6MPa	30	套	
16	金属球阀 Q41F-1.6C DN150 1.6MPa	4	套	
17	安全阀 A42F-1.6C DN100 1.6MPa 316L 金属	2	套	
18	管线 D219×6	360	m	地面保温 100mm
19	管线 D168×5	100	m	地面保温 100mm
20	管线 D114×4	220	m	埋地保温 85mm

序号	名称	数量	单位	备注
21	管线 D76×4	140	m	埋地保温 85mm
22	防爆电热带	920	m	

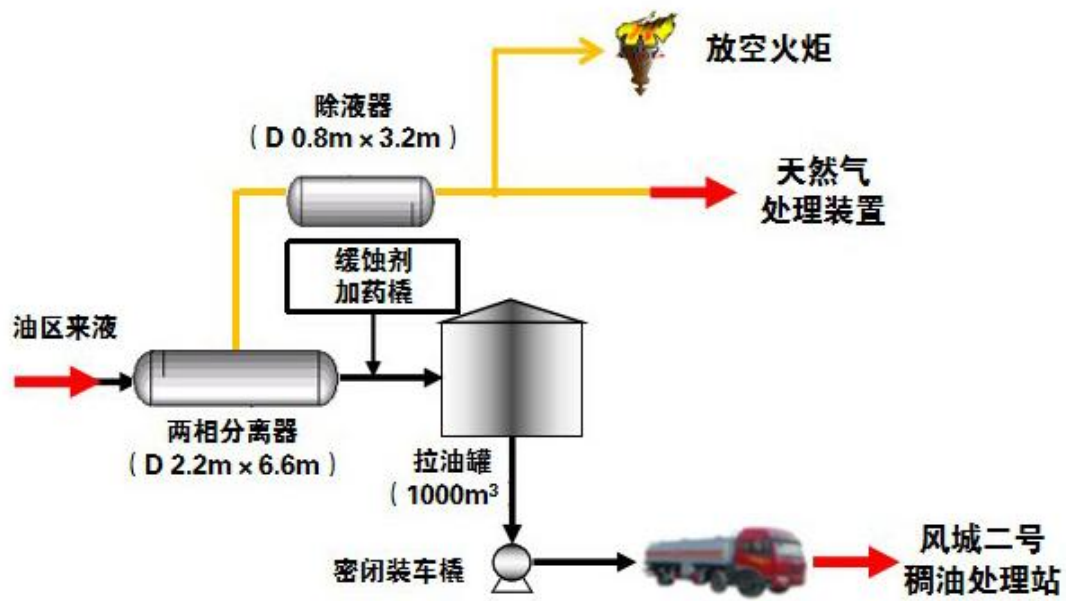


图 3.3-8 玛 51X 井区新建集中拉油站工艺流程图

3.3.5.6 油气集输管线

(1) 集输工艺

玛 51X 井区拟建集中拉油站 1 座、计量站 2 座，将井区新建油井和已建采油井一同输至新建集中拉油站内将采出气液进行分离，采出液通过拉油方式输至风城二号稠油处理站处理，天然气密闭集输至玛 131 天然气处理站处理。

集输工艺采用井口→计量橇→集中拉油站→风城二号稠油处理站布站工艺。

新建 16 口采油井和 3 口老井利用（夏 206H、夏 207H、夏 204H）均采用加热集输工艺，玛 55H 采用常温密闭集输工艺。玛 51X 井区新建 16 口采油井各设 40kW 井口电加热器 1 座、老井利用 3 口各设 10kW 井口电加热器 1 座，玛 55H 井口采用常温密闭集输工艺。

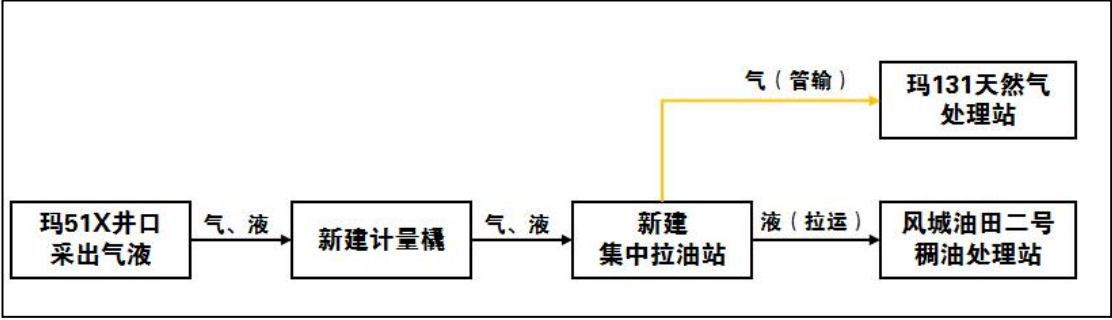


图3.3-9 油区集输工艺流程图

(2) 集输管线

本项目新建各类集输管线 24.9km，其中新建各单井集输管线 17km，新建计量站至拉油站集油支线 3.1km，新建拉油站至玛 131 天然气处理站天然气管线 4.8km。新建集输管线基本情况见表 3.3-19。

表 3.3-19 新建管道概况表

管线名称	管径	起点	末点	长度	材质
单井集输管线	DN65	MaYHW0937、 MaYHW1036	新建 2 号计量站	17km	柔性复合管 (II型)
		MaYHW0938、 MaYHW1037			
		MaYHW1038、 MaYHW0939	新建 3 号计量站		
		MaYHW1039、 MaYHW0940			
		MaYHW1040、 MaYHW1272			
		MaYHW0941、 MaYHW0874			
		MaYHW1041、 MaYHW1273			
		MaYHW1274、 MaYHW0875			
		夏 206H			
		夏 207H			
	夏 204X				
DN65	玛 55H	已建 1 号计量站			
集油支线	DN200	2 号计量站	玛 51X 井区集中 拉油站	3.1km	热塑性塑料 内衬玻璃钢 复合管
		3 号计量站			
拉油站至玛 131 天然 气处理站集输管线	DN200	新建集中拉油站	玛 131 天然气处 理站	4.8km	20#无缝钢管

3.3.6 配套工程

3.3.6.1 给排水工程

施工期用水由罐车拉运，运营期不消耗新鲜水。

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、管线试压废水、压裂返排液。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；工程结束由钻井队回收。管道试压采用洁净水，试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池，定期拉运至乌尔禾区污水处理厂处理；储层改造过程中产生的压裂返排液采取不落地直接排入专用废液收集罐中，拉运至风城二号稠油联合站处理，处理达标后回注。

本项目营运期的采出水和井下作业废水依托风城油田 2 号稠油处理站进行处理，处理达标后回注油藏不外排。

3.3.6.2 供配电工程

(1) 供电

玛 51X 井区新增电力负荷 1662.52kW。2026 年建设 2 条单杆双回 10kV 架空线路向井区供电，导线采用油区供电：新增负荷 0.8MW，新建 2 条 10kV 架空线路向集中拉油站和集油区供电，电源引自夏子街变，导线采用双回 JL/G1A-150 型，每条线路长度 10km，功率因数 $\cos\varphi$ 取 0.9 时，电压损失按 7% 计算，每条线路供电能力为 3.55MW。后续根据负荷增长情况适时建设 35kV 变电站。

(2) 配电

采油井：采用单变带双井的配电方式。每座平台设 2 座杆架式变电站，1 座向抽油机供电，1 座向井口电加热器供电，容量均为 100kVA，采用二级能效节能型电力变压器，采用电缆直埋地敷设至井口配电箱。

计量橇：采用 0.4kV 架空线路配电，用电依托油区新建杆架式变电站。

老井：每口井新增 1 只电加热器（10kW），配电依托已建变配电设施。

集中拉油站：拉油站新增负荷 522.44kW，站内新建 1 座 10/0.4kV 箱式变电站，内含 1 间 10kV 配电室，2 间变压器室，1 间 0.4kV 配电室，负责拉油站内负荷用电。

3.3.6.3 仪表自动化

采油井口、计量站实现“无人值守、故障巡检，集中监控”管理模式，集中拉油站实现“有人值守、定期巡检、集中监控”管理模式。

(1) 采油井口

井口仪表采用 LoRa+无线仪表，信号汇聚至部署在就近的 LoRa+网关（部署在新建计量橇），再通过新建光纤链路上传至集中拉油站就地监控，但预留数据上传所需的通讯接口，以满足后期数据上传的需要。

(2) 计量站

计量橇自带 PLC 控制箱，所有仪表测控信号引入 PLC 控制箱，实现多通阀自动倒井控制和选井一体化计量功能、具备计量装置出液及出气瞬时、累积流量自动计量及数据存储、显示、上传功能。PLC 控制箱配置现场就地显示屏用于就地巡检数据监控和设备操控。

计量橇新建 LoRa+网关 1 座，井场数据通过 LoRa+网关汇聚落地后与计量橇 PLC 数据通过新建光缆将监控数据（MODBUSTCP 协议）上传至集中拉油站，数据暂时不上传，只做就地监控，但预留数据上传所需的通讯接口，以满足后期数据上传的需要。

(3) 集中拉油站

本次计划在仪控橇内设置一套 PLC 控制系统，用以对集中拉油站内所有的仪表数据进行监测、控制。PLC 系统数据暂时不上传，只做就地监控，但预留数据上传所需的通讯接口，以满足后期数据上传的需要。与此同时，还需在该仪控橇内新建一套可燃气体报警控制系统，并在站内有可能发生可燃气体泄漏处增设可燃气体检测器。可燃气体报警控制系统数据通过 RS485 信号上传至 PLC 控制系统。

3.3.6.4 通信工程

本项目在计量橇新建通信光缆、集中拉油点仪控橇新建语音通信系统、火灾报警系统及防爆对讲系统。

本项目井场自控及视频数据在 2 座计量站汇聚后接入集中拉油站，最终数据上传至玛湖厂级生产调度中心（待建）集中管理。

(1) 计量站

本项目在 2 座计量站分别新建 1 套 4 千兆光 8 百兆电二层工业以太网交换机(自控及视频)，用于自控及视频数据传输，数据通过光缆接入集中拉油站。

(2) 集中拉油站

本项目集中拉油站及玛 131 转油站分别新建 1 套 12 千兆光 16 千兆电三层工业以太网交换机(自控及视频)，用于本项目计量站接入，并适当预留端口供其他井站接入。

3.3.6.5 道路工程

本次工程需新建油区拉油站接引道路长度约为 3.5km，就近接入已建路网。新建次干线道路技术等级采用三级公路标准，设计速度采用 40km/h，路基设计宽度为 9m，其中路面设计宽度为 7m，两侧各 1.0m 土路肩，路肩设计横坡 1.5%，道路边坡设计采用 1:1.5。

3.3.6.6 消防工程

各井场、站场分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备。

3.3.7 依托工程

本项目运营期原油依托风城油田 2 号稠油处理站进行处理，天然气依托玛 131 天然气处理站进行处理。运营期产生的采出水、井下作业废水依托风城油田 2 号稠油处理站处理；油泥砂等直接委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。依托设施的环保手续履行情况见表 3.3-20。

表 3.3-20 依托工程环保手续履行情况一览表

序号	类别	站场名称	项目名称	环评批复文号	验收情况
1	原油、采出水	风城油田 2 号稠油处理站	风城 2 号稠油联合站工程	原克拉玛依市环境保护局；克环保函(2013) 228 号；2013 年 7 月 3 日	原克拉玛依市环境保护局，克环保函(2015) 458 号，2015 年 9 月 11 日
			风城 2 号稠油联合站二期工程	原克拉玛依市环境保护局；克环保函(2017) 124 号；2017 年 5 月 9 日	2019 年 10 月 20 日完成自主验收
2	伴生气	玛 131 天然气处理站	2019 年玛 131 新增浅冷装置	克拉玛依市生态环境局；克环函(2019) 217 号；2019 年 12 月 9 日	2020 年 9 月 12 日完成自主验收

3	生活垃圾	乌尔禾区生活垃圾填埋场	克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理系统工程	原克拉玛依市环保局，克环保函（2016）376，2016 年 7 月 26 日	2016 年 7 月 26 日完成自主验收。
4	生活污水	乌尔禾区生活污水处理厂	乌尔禾城乡污水处理厂建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅；新环评审函（2010）116 号；2010 年 11 月 10 日	原克拉玛依市环保局，克环保函（2014）437 号，2014 年 10 月 29 日

3.3.7.1 风城二号稠油处理站

本项目玛 51X 集中拉油站内将采出气液进行分离，采出液通过拉油方式输至风城二号稠油处理站处理。根据测算，风城二号处理站内需新增卸油罐和缓存罐以满足页岩油现场卸油生产需求，风城二号处理站扩建工程单独进行环评，不包括在本次评价范围内。本次评价针对风城二号站原油和采出水处理依托可行性进行分析。

（1）基本情况

风城 2 号稠油联合处理站主要包括原油处理系统、污水处理系统及 SAGD 密闭处理站循环液处理，设计处理能力分别为 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ 、 $40000 \text{m}^3/\text{d}$ 、 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ 。全站承担着重 18 北部、南部区块常规稠油和 SAGD 区块循环阶段采出液集输处理、污水净化（除硅）处理。环保手续见表 3.3-20。

（2）原油处理系统

集油区来液（ $0.25 \sim 0.30 \text{MPa}$ ， $80 \sim 90^\circ\text{C}$ ）进管汇间，加破乳剂后进一段沉降脱水罐（含水率 $\leq 10\%$ ）。脱出的游离水去水处理系统，脱出的低含水油进相变掺热装置升温（利用 SAGD 余热蒸汽），升温至 95°C 后的原油进净化油罐进行二段热化学沉降脱水（含水率 $\leq 1.5\%$ ）。合格后的净化油从罐内浮动式收油装置进泵通过管道外输。

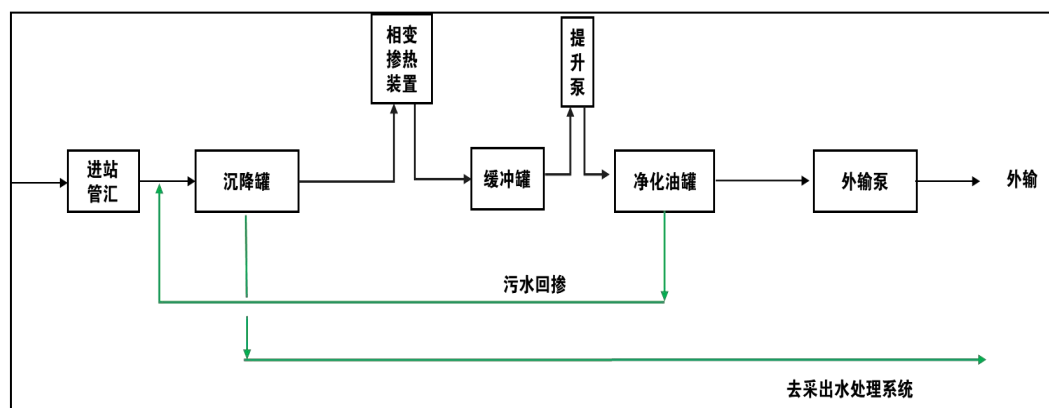


图 3.3-12 风城二号稠油处理站原油处理工艺流程示意图

(3) 采出水处理

风城二号稠油联合站内建有一套采出水处理装置，采用“重力除油+混凝反应沉淀+压力过滤”工艺，设计规模 40000m³/d，目前该站处理水量 35000m³/d，处理后水质达到含油≤2mg/L、悬浮物≤2mg/L，净化水经软化处理后用于油区注汽锅炉给水，部分富余净化水经输水泵输至 210 池暂存。风城二号稠油处理站采出水处理装置处理的采出水为 NaHCO₃ 水型。

风城二号稠油处理站采出水处理工艺流程：原油系统来水（含油≤10000mg/L，悬浮≤1000mg/L），进 2 座 15000m³ 除油罐进行预处理，采出水预处理系统出水（含油≤3000mg/L，悬浮≤500mg/L）进 2 座 10000m³ 调储罐，调储罐出水（含油≤250mg/L，悬浮≤250mg/L）再进入污水反应罐和 2 座 3000m³ 混凝沉降罐，出水（含油 10~15mg/L，悬浮 10~15mg/L）经过滤提升泵提升进入两级过滤器，双滤料过滤器出水（含油≤5mg/L，悬浮≤5mg/L），多介质过滤器出水（含油≤2mg/L，悬浮≤5mg/L），过滤器出水直接进入软化水处理系统。

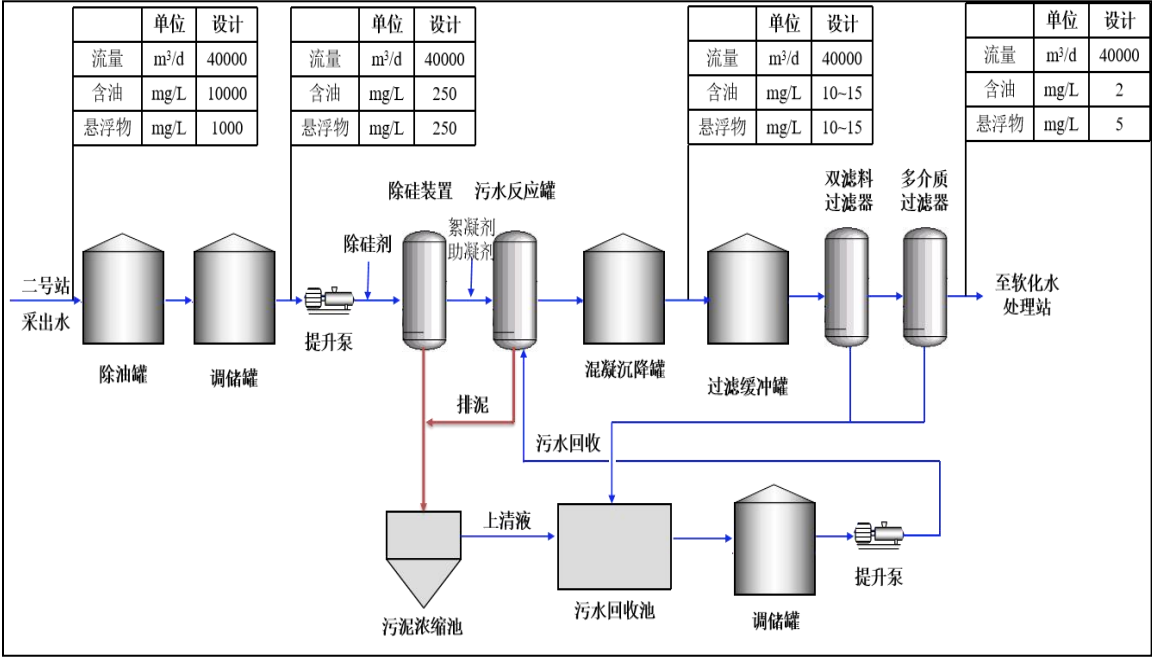


图 3. 3-13 风城二号稠油处理站采出水水处理流程图

(4) 依托可行性

①原油依托可行性分析

本项目原油处理依托风城二号稠油联合站原油处理系统处理，设计处理能力 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量 $64.27 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余量为 $85.73 \times 10^4 \text{t/a}$ 。根据设计预测指标，本项目最高年产油 $22.49 \times 10^4 \text{t}$ ，依托可行。

②采出水依托可行性分析

本项目采出水依托风城二号稠油联合站含油污水处理系统处理，设计处理规模 $40000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量约 $35000 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中指标要求。根据设计预测指标，本项目采出水量最大约 $362.35 \text{m}^3/\text{d}$ （ $11.96 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ），依托可行。

③井下作业废水

本项目运营期井下作业废水依托风城二号稠油联合站含油污水处理系统处理，设计处理规模 $40000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量约 $35000 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中指标要求。本项目井下作业废水量折算为 $0.82 \text{m}^3/\text{d}$ （ $272 \text{m}^3/\text{a}$ ），依托可行。

表 3.3-21 风城二号稠油处理站运行负荷统计表

风城二号稠油处理站	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
原油 $\times 10^4 \text{t/a}$	150	64.27	85.73	15.5	可依托
采出水 m^3/d	40000	35000	5000	362.35	可依托
井下作业废水 m^3/d	40000	35000	5000	0.82	可依托

3.3.7.2 玛 131 天然气处理站

（1）基本情况

玛 131 天然气处理站位于乌尔禾区以东约 24km，玛 131 转油站东南侧；现有处理量 $110 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，其中浅冷装置 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺，中冷装置规模 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；目前实际运行处理量 $70 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，富裕 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，所有装置采用撬装。

玛 131 天然气处理站的环保手续情况见表 3.3-20。

（2）工艺流程

玛 131 转油站来伴生气 (20°C , $0.10\sim 0.4\text{MPa}$) 经进站分离器进行气液分离, 分离后的伴生气经原料气压缩机增压至 4.5MPa , 经出口空冷器冷却至 50°C 的天然气, 经预冷脱水撬预冷至 20°C , 天然气脱除大部分饱和水后, 再去分子筛脱水撬进行深度脱水。脱水后的干气去低温脱烃装置, 先经绕管换热器预冷至 0°C , 再去制冷机组冷却至 -20°C , 出外冷的天然气经过低温分离器进行气液分离。分离后的气相去绕管换热器复热, 经外输计量撬计量后外输。预留 10 万方天然气, 去 CNG 压缩机增压后经加注系统注入槽车。

低温分离器分离出的混烃凝液经过节流后进入脱乙烷塔顶部进行混烃回收。回收的混烃经过换热器与脱乙烷塔塔顶气体进行换热, 降温后的混烃输送至带压混烃储罐进行储存, 经液烃泵进入用户罐车外运, 升温后的塔顶气体与分子筛后端预留的干气汇合后, 作为燃料气供第三方发电使用。

玛 131 天然气处理站生产工艺流程见图 3.3-14。

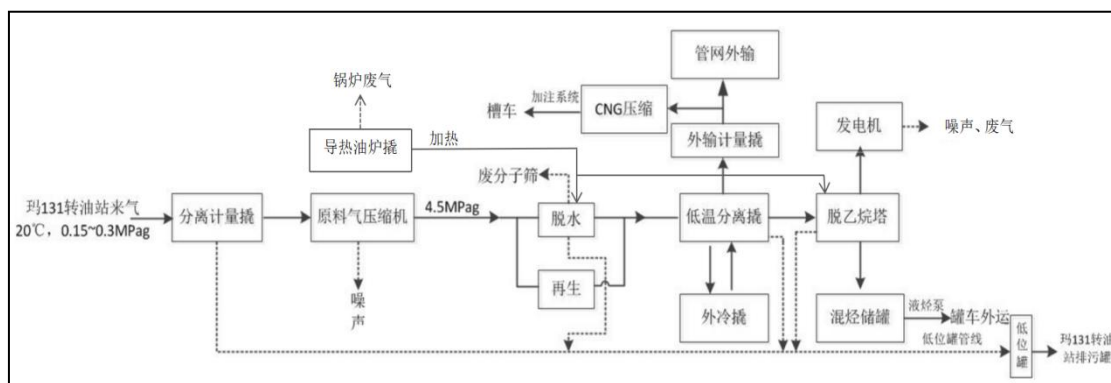


图 3.3-14 运营期工艺流程及产污环节图

(3) 依托可行性

本项目最大产气量 $6.49 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 玛 131 天然气处理站设计处理能力 $110 \times 10^4 \text{t/a}$, 目前实际处理量 $70 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 富裕处理能力 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 故玛 131 天然气处理站满足本项目天然气处理需求。

3.3.7.3 丰探 1 集中拉油站

(1) 基本情况

本项目部署玛 55H 老井接入玛 51X 井区已建计量撬, 采用常温密闭集输工艺输至拟建丰探 1 集中拉油站处理, 采出液拉运至风城二号稠油联合站处理。拟建丰探 1 集中拉油站包括在《新疆夏子街油田丰探 1 井区二叠系风城组页岩油 2025 年产能建设项目环境影响报告书中》。

拟建丰探 1 集中拉油站规模为 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ (液), 站内设置 1000m^3 拉油罐 (密闭固定顶罐) 及基础 2 座, 密闭装车撬 3 座, 每座含 2 台装车泵 $Q=100 \text{m}^3/\text{h}$ 及配套设施, DN80 分流式无气源自动点火放空火炬 (内含自动点火装置) 1 座等设备。

(2) 工艺流程

油区采油井油气混合物集输进入丰探 1 集中拉油站内的生产分离器, 进行气液分离, 分离出的含水原油进入拉油罐, 经装车泵和密闭装车撬装车外运, 分离后伴生气去夏子街增压站处理。在分离器气相出口管道上设自立式调压阀, 控制分离器运行压力, 保证液体进入拉油罐。集中拉油站设置事故流程, 事故状态下分离缓冲罐分离的气相进新建放空火炬放烧, 液相进新建 2 座 1000m^3 拉油罐储存, 通过新建采出液定量装车撬装车外运。工艺流程见图 3.3-15。

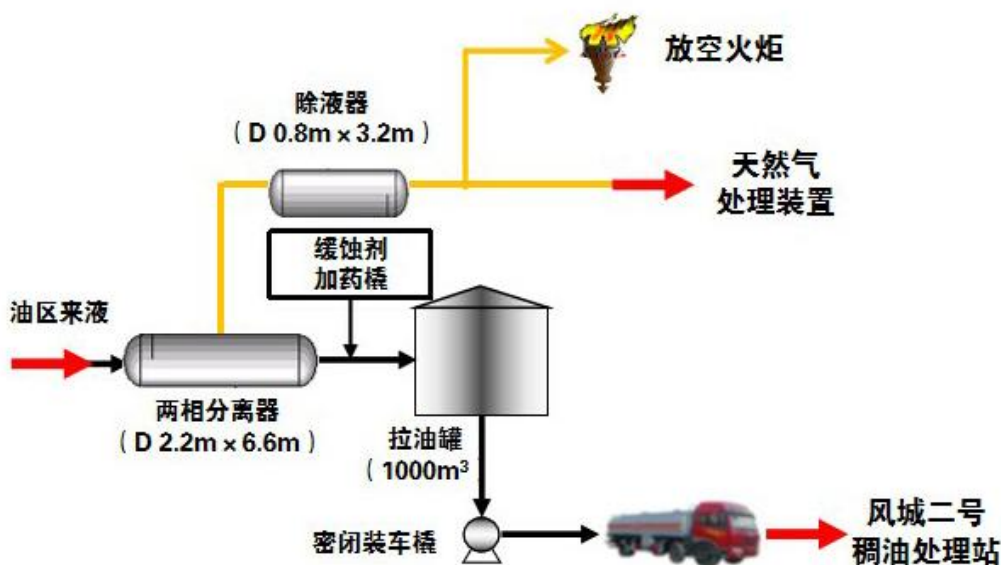


图 3.3-15 丰探 1 集中拉油站工艺流程图

(3) 依托可行性

本项目玛 55H 井最大产液量 $0.65 \times 10^4 \text{t/a}$, 拟建丰探 1 集中拉油站设计规模为 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ (液), 建成后主要接收丰探 1 井区采油井来液, 来液量最大预计为 $18 \times 10^4 \text{t/a}$, 预计投产时间为 2026 年下半年, 建成时序在本项目建成投产之前, 故可满足玛 55H 井拉油需求。

3.3.7.4 克拉玛依明华环境工程有限公司 (乌尔禾区生活污水处理厂)

(1) 基本情况

克拉玛依明华环境工程有限公司（乌尔禾区生活污水处理厂）位于乌尔禾区西南方向 10km 处，乌尔禾区生活污水处理厂于 2010 年取得原自治区生态环境厅批复新环评审函〔2010〕116 号，2014 年取得原克拉玛依市环境保护局环境竣工验收批复克环保函〔2014〕437 号；乌尔禾区生活污水处理厂提标改造工程于 2018 年 3 月 24 日取得原克拉玛依市生态环境局批复克乌环函〔2018〕17 号，2018 年 6 月通过竣工环保验收。

（2）工艺及规模

克拉玛依明华环境工程有限公司（乌尔禾区生活污水处理厂）占地 25600m²，由粗格栅间及提升泵房、细格栅及旋流沉砂池、CASS 生化池、污泥脱水间、出水消毒间、办公楼、机修间等组成，设计处理规模为 6000m³/d，预留远期 6000m³/d 扩建位置；乌尔禾区生活污水处理厂采用三级深度处理工艺，即：进水→粗格栅及进水泵房→细格栅及沉砂池→MBBR 生化池→反硝化滤池→混凝沉淀池→转盘滤池→次氯酸钠接触消毒池→出水，出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 标准。

（3）依托可行性分析

目前，乌尔禾区生活污水处理厂实际处理规模为 6000m³/d，目前剩余能力约为 2500m³/d，本项目施工期生活污水总产生量为 3737.6m³，因此依托可行。

3.3.7.5 乌尔禾区生活垃圾填埋场

（1）基本情况

乌尔禾区生活垃圾填埋场位于乌尔禾区西南 7km，采用卫生填埋处理工艺，该生活垃圾填埋场的环境影响报告书于 2016 年 7 月 27 日取得克拉玛依市环境保护局的批复并通过了竣工环境保护验收，环评批复文号为克环保函〔2016〕376 号，2018 年 6 月通过竣工环保验收。

（2）工艺及规模

乌尔禾区生活垃圾填埋场包括两部分：管理区和填埋库区，填埋区边坡及库底防渗衬里结构由下至上依次为：原地基整平、压实，压实度>93%；300mm 厚场地土（粒径<5mm），压实度>93%；4800g/m²钠基膨润土防水垫；1.5mm 厚高密度聚乙烯防渗土工膜（HDPE 土工膜）；600g/m²无纺土工布；300mm 厚卵石层（粒径 20~40mm）；200g/m²土工滤网。设计防渗衬里总厚度约为 600mm。

垃圾填埋场设计总库容约 240 万立方米，实际有效库容为 190 万立方米，目前已经使用库容 50 万立方米。

（3）依托可行性分析

本项目施工期钻井队的生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置，设计总库容约 240 万立方米，实际有效库容为 192 万立方米，目前已经使用库容 50 万立方米，本项目施工期钻井队的生活垃圾产生量为 29.2t，统一收集运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置是可行的。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

（1）钻井

本项目新钻采油井 16 口，采用常规钻井工艺。正常情况下，单井钻井周期平均为 100 天，且为 24h 连续作业。本项目水平井设计井深 7700m（平均），采用 ZJ70D 钻机。

工艺包括钻前准备、钻井、固井（下套管、注水泥）、测井、录井和完井等过程。

1) 钻前工程

①井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后采用挖掘机进行应急池、放喷池等池体开挖作业，并利用应急池、放喷池等的挖方进行填方作业，对场地进行平整。场地平整作业结束后，进行设备基础、池体防渗层的建设。本项目井场设置临时堆土场区，覆盖防尘网或者防尘布，配合定期洒水等措施，防止风蚀起尘；临时堆土场区四周布设不低于堆放物高度的围挡物挡土，避免造成水土流失。

②设备搬运及安装

进场道路及井场修建完成后，由运输车辆将各类设备逐步运至井场，并按井场平面布置所示位置进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井工程。

钻前工程施工过程及产污环节见图 3.4-1。

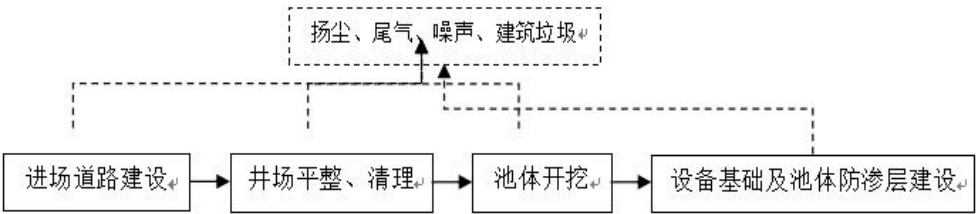


图 3.4-1 钻前工程施工过程及产污环节示意图

2) 钻井工程

正常钻井作业时动力主要由柴油机和发电机提供，通过钻机、转盘，带动钻杆切削油藏，同时由泥浆泵经钻杆将泥浆注入井筒冲刷井底，将切削下的岩屑不断带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液和检修设备。

在钻井时，泥浆自井口经钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图 3.4-2）。

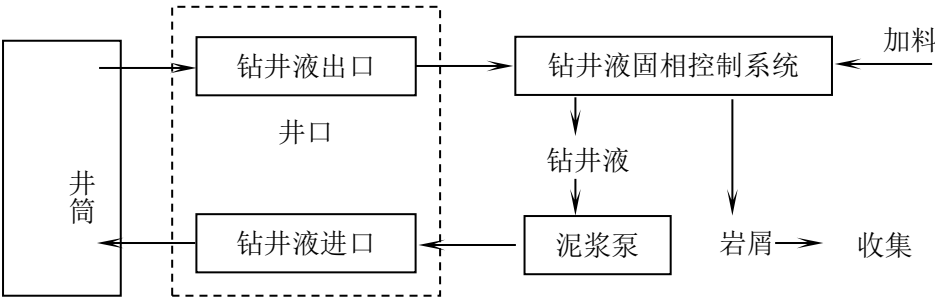


图 3.4-2 钻井液循环示意图

在钻井过程中，根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具粘附少量的钻井液和钻屑，这部分固体废物排往井场泥浆罐内。钻井工程施工过程及产污环节见图 3.4-3。

3) 固井

采用多层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下 1m 内的套管头。

4) 测井

在钻井过程中需利用电测、声波幅度测井或使用测井仪等方法，测定井斜和固井质量，判断油气层位置等，以便及时采取相应措施，保证钻井质量，即为测井作业。

测井就是在钻井过程中及钻井完成以后，利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含油藏位，检查固井质量并确定射孔层位等。

5) 录井

录井主要是用岩矿分析、地球物理、地球化学等方法，观察、采集、收集、记录、分析随钻过程中的固体、液体、气体等井筒返出物信息，以此建立录井地质剖面、发现油气显示、评价油气层，并为石油天然气开采工程（钻井工程、其他工程）提供钻井信息服务的过程。

录井技术多种多样，根据其资料应用可以分为地质录井和工程录井，根据其依据的科学理论基础，可以将录井方法分为：基于地质学原理的录井方法、基于物理学原理的录井方法、基于地球化学原理的录井方法。

6) 完井

完井后清理井场，即可开展采油生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

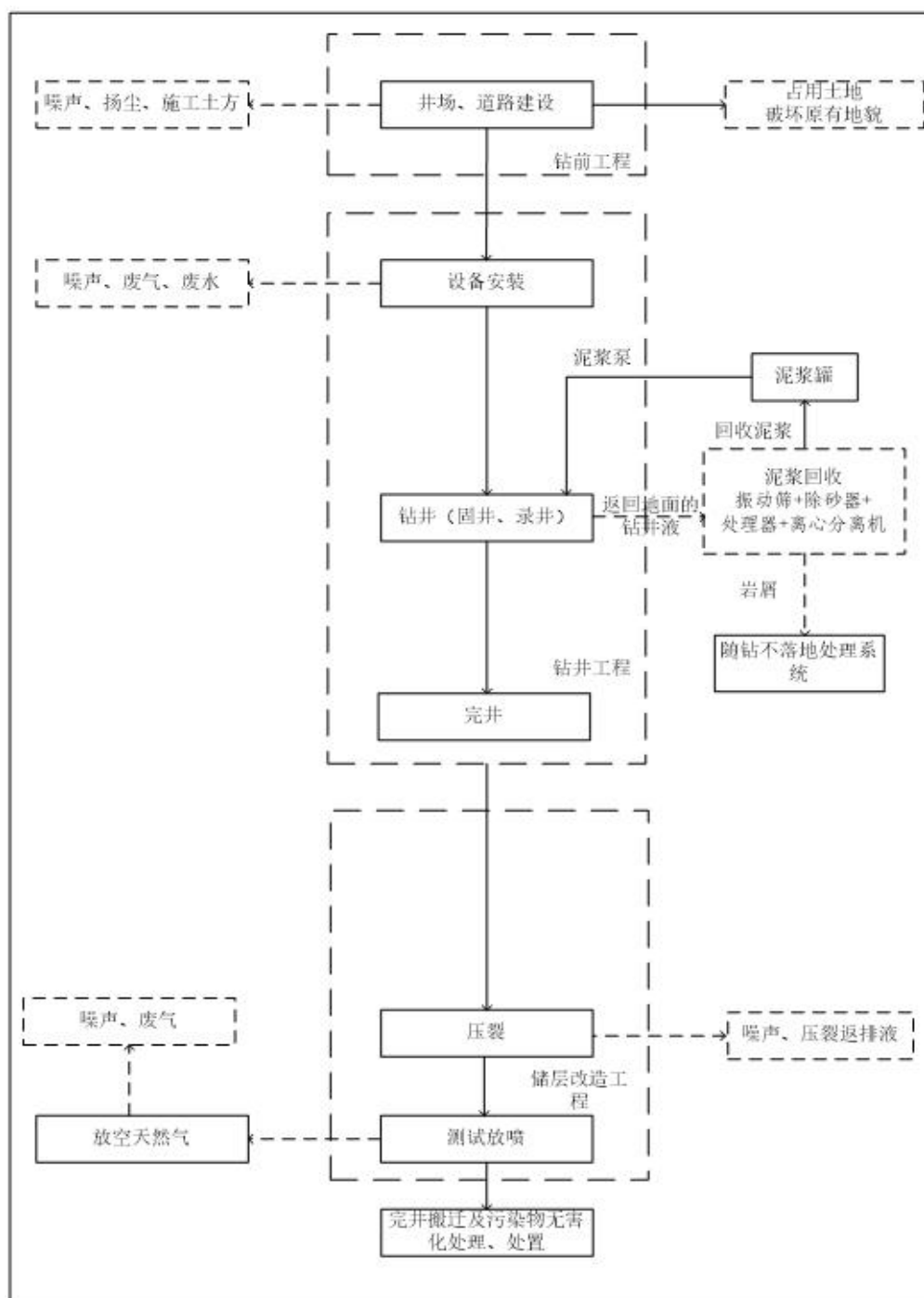


图 3.4-3 钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

(2) 储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、压裂以及后续的测试放喷等。

1) 射孔

套管射孔是油井钻井、固井完成后，利用射孔器射穿油层套管、水泥环并穿透至油层一定深度，从而建立井筒与地层间的油气流动通道。

2) 压裂

压裂是油气井增产的一项主要措施，油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定黏度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油气层的渗透能力，以增加产油量。本项目采用采用速钻桥塞+分簇射孔分段压裂工艺，计划对 MaYHW0874、MaYHW0875、MaYHW1272、MaYHW1273、MaYHW1274 这 5 口井开展 CO₂ 前置压裂试验 CO₂ 前置压裂 5 口，采用“隔段注入+先造缝后注碳”前置模式。

3) 测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐（油罐）、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相（包括油和水）通过管线输送至凝析油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

储层改造工程主要废气为压裂废气、放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及压裂返排液，生活污水暂存在生活污水池，定期拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。压裂返排液采用专用废液收集罐收集，拉运至风城二号稠油联合站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期送至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

（3）井场、站场建设

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

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪

声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及设备废弃包装等，施工废料收集后统一送至指定建筑垃圾填埋场进行处置；生活垃圾拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。

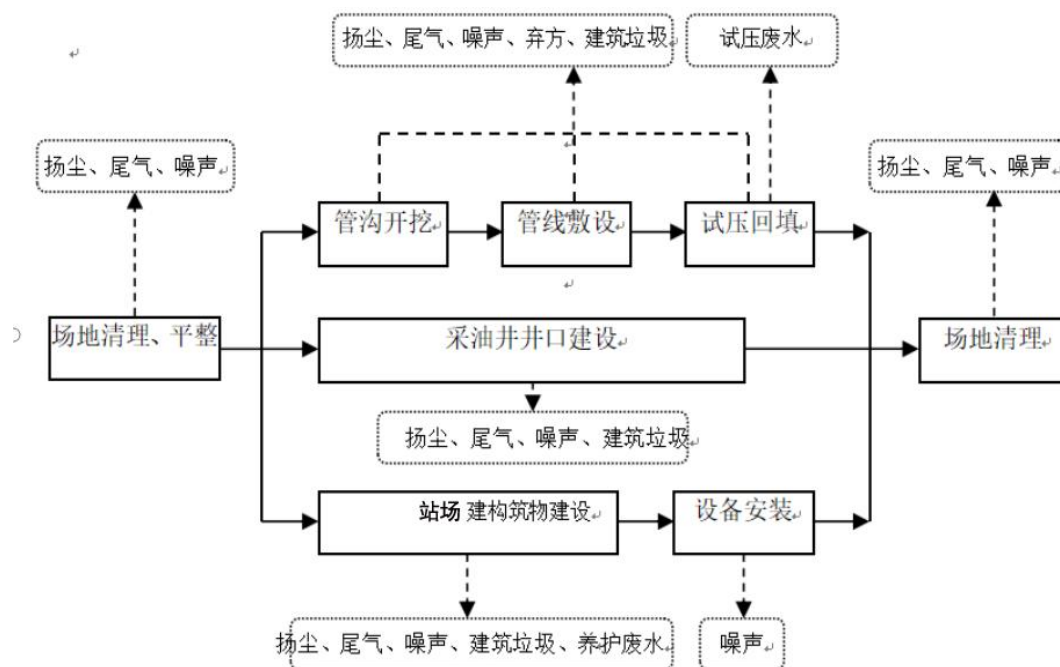


图 3.4-4 井场和站场建设流程及产污环节示意图

(4) 管线敷设

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程见图 3.3-5。

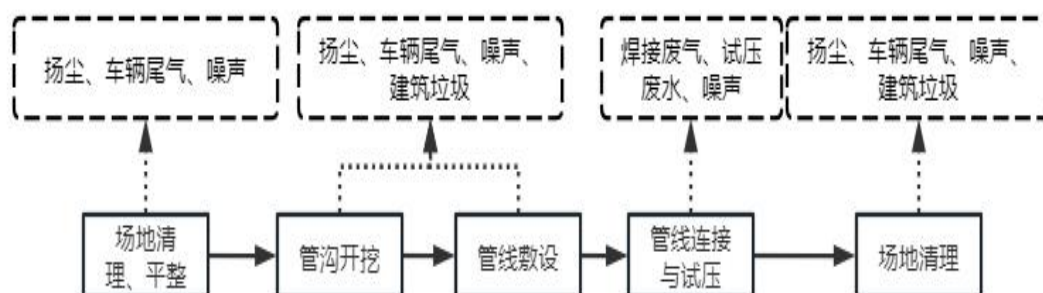


图 3.4-5 管道工程施工阶段工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间根据不同管线沿设计的管线走向设置一定宽度的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

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

③管道连接与试压

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

④井场、站场配套设备安装及连头

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

⑤收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.8m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业。

(1) 采油工程

采油就是借助油藏的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使油气从地下储油藏中产出的工艺过程。一般来说依靠气藏自身压力进行采油的方法称为自喷开采法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械开采法。本项目新建采油井前期为自喷生产，后期采用抽油泵生产。井场工艺流程见图3.4-6。

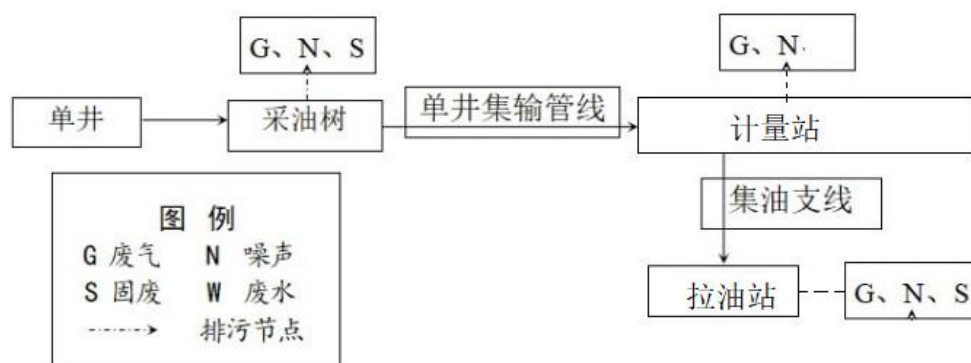


图 3.4-6 井场工艺流程图

(2) 油气集输

本项目部署20口采油井（16口新井和4口老井利用），单井气液通过新建集输管线混输至计量站计量后，通过新建集输支线自压密闭输送至新建集中拉油站，采出气液在新建集中拉油站内进行分离，采出液通过集中拉油方式拉运至风城二号稠油处理站处理，天然气密闭集输至玛131天然气处理站处理，即集输工艺采用井口→计量站→集中拉油站→风城二号稠油处理站三级布站工艺。本项目进站情况见图3.4-7。

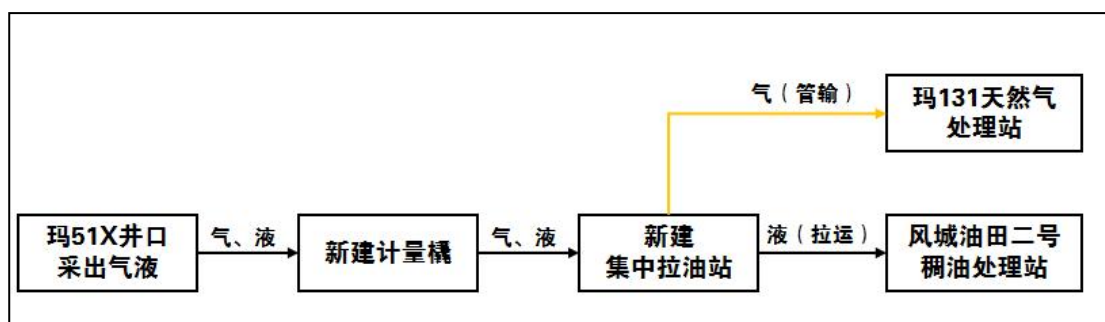


图 3.4-7 本项目工艺流程

(3) 井下作业

井下作业是进行油气生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油藏部位，用射孔弹

或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油藏进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.4.1.3 退役期

随着页岩油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

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

3.4.2.1 生态影响因素

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

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地主要为井场、站场、管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场、计量站、集中拉油站的永久占地。

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

根据估算，本项目总占地 42.13hm²，其中永久占地 6.35hm²、临时占地 35.78hm²，详见表 3.4-1。工程占地类型主要为天然气牧草地、裸土地、灌木林地等。

表 3.4-1 占地面积统计表

序号	工程内容	新增占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	新建井场	2.08	8.96	11.04	本项目新建井场 16 座，分布在 8 座新建丛式井场内，单座井场规格 110m×120m，永久占地面积为 2000m ² （40m×50m），临时占地面积为 11200m ² 。4 口评价井转产能，临时用地已在评价井环评中核算，本次不重复核算，只对 4 口井永久占地核算，单个井场永久占地 1200m ² （30m×40m）
2	计量站	0.12	0	0.12	本项目新建计量站 2 座，单座永久占地 20m×30m。
3	集中拉油站	1	0	1	本项目新建集中拉油站 1 座，永久占地面积为 10000m ² 。
4	集输管线	0	24.9	24.9	新建各类集输管线 24.9km（新建单井输油管线 17km，新建集输支线 3.1km，新建输气管线 4.8km），作业带宽度 10m 计。
5	生活营地	0	1.92	1.92	新建临时生活营地 8 座，单座占地面积 2400m ² （40m×60m）。
6	进场道路	3.15	0	3.15	本项目新建进场道路 3500m，路宽 9m。
合计		6.35	35.78	42.13	/

3.4.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

施工期主要污染来自钻井工程产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑及钻井废水、钻井噪声，平整场地和堆放设备破坏地表等。

①钻井废气

本项目钻井期间采用柴油发电机作为电源。每个井队配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d。本项目新钻 16 口采油井，单井钻井周期为 100 天，整个钻井周期合计 1600d，平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 3200t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO: 10.722g, NO₂: 32.792g, 烃类: 3.385g; 根据《车用柴油》(GB19147-2016) 表 3 要求，车用柴油 (VI) 中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.02kg。

因此，本项目钻井期间共向大气中排放 CO: 34.3t, 烃类: 10.83t, NO₂: 104.93t, SO₂: 0.064t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

本环评要求钻井期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油，使用检测合格的设备等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响。

②施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、车辆运输过程中产生，井场施工过程中、管沟开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

③车辆尾气和焊接烟气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x、C_mH_n等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

④储层改造废气

储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为非甲烷总烃等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低废气排放。

⑤测试放喷废气

钻井至目的层后，对油气应进行油气测试。测试放喷前安装井口放喷专用管线、计量设备、油气两相分离设备、原油罐等。测试放喷期间，产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，充分燃烧后排放。测试放喷时间依据具体情况确定。

测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、SO₂、NO_x 等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。

(2) 废水污染源

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、压裂返排液、管道试压废水和施工人员生活污水。

①钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。其产生量与钻井深度和钻井周期有关。根据类比调查，钻井废水中主要污染物浓度见表 3.4-2。

表 3.4-2 钻井废水水质表

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度 (mg/L)	2000~2500	3000~4000	60~70	0.1~0.2	0.2~0.3

本项目部署新钻采油井 16 口，设计井深 7700m（平均），总进尺 123000m。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，16 口采油井钻井废水参照普通油井（≥3.5km 进尺）产污系数 29.73t/100m 进行估算，则钻井废水产生量为 36567.9m³。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，循环利用不外排。

②生活污水

本项目单井钻井施工人员 35 人、生活用水量 80L/人·d 计算，排水量按用水量的 80%计算，按照单井钻井周期 100 天计算，16 口井合计 1600 天，则钻井

期内生活污水量约为 3584m^3 ；地面工程施工人员 20 人、生活用水量 $80\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，按照周期 120 天计算，排水量按用水量的 80% 计算，则地面工程生活污水量约为 153.6m^3 。

本项目施工期生活污水总量为 3737.6m^3 ，生活污水主要污染物为 COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L ， $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 60mg/L 、SS 为 240mg/L 。生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。

③试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，主要污染物为 SS，试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本项目各类管线共计 24.9km ，试压废水约为 62.25m^3 ，主要污染物为 SS。新建管线的试压废水可用作场地降尘用水。

④压裂返排液

当钻至目的层后，若钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂液注入地层孔隙、裂缝中，通过压裂液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。根据压裂工程设计方案，本项目压裂液为滑溜水体系，初期返排率约 5%，投加量的 95% 渗入油层中，后期随采出液返至地面并进入油气集输流程。本项目水平井压裂返排液产生量按 $3600\text{m}^3/\text{井}$ 计算，则 16 口新钻井共产生约 57600m^3 压裂返排液。废水中主要污染指标为 pH、COD、SS 等。

压裂返排液采用专用废液收集罐收集后及时拉运至风城二号稠油联合站处理，经处理达到《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藏，不对外排放。

(3) 固体废物污染源

本项目施工期固体废物主要是钻井岩屑、施工废料、施工机械废油和生活垃圾等。

①钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，进入不落地系统中，可进入废液池中的单井岩屑可用下式计算：

$$W=1/4\times\pi\times D^2\times h\times d$$

式中：W——产生的岩屑量， m^3 ；

D——井眼平均井径，mm；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，水基钻井岩屑取 $d=4$ ，油基钻井岩屑取 $d=4.5$ 。

根据井身结构计算项目水基岩屑的产生量，详见表 3.4-4。

表 3.4-4 钻井岩屑估算表

井段	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 岩屑量 (m^3)	固废性质
0~500	444.5	500	310.4	水基，一般固废
500~4200	311.2	3700	1125.7	水基，一般固废
4200~7700 (平均)	215.9	3500	576.6	油基，危险废物
单口井合计			2012.7	
16 口井合计			32203.2	

计算可知，本项目共产生钻井岩屑约 $32203.2m^3$ （其中水基钻井岩屑为 $22977.6m^3$ ，油基钻井岩屑为 $9225.6m^3$ ）。

本项目一开、二开采用水基泥浆，由膨润土、氯化钙、重晶石粉、天然高分子材料合成的聚合物润滑封堵钻井液及防塌降滤失剂、封堵剂等主要成分配制而成，不含重金属等难降解物质、不涉及磺化泥浆、不涉及合成基泥浆。根据《关于发布〈危险废物排除管理清单（2021 年版）〉的公告》（生态环境部公告 2021 年第 66 号），水基钻井岩屑不属于危险废物，属于一般工业固体废物；三开采用油基泥浆，根据《关于印发〈危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采〉等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告 2021 年第 74 号），三开油基钻井固废属于危险废物 HW08（废物代码：071-002-08）。

②生活垃圾

钻井期常驻井场人员 35 人，生活垃圾产生量按 $0.5kg/人 \cdot d$ 计算，单井钻井周期 100d，钻井周期总计 1600d，则本项目钻井期共产生生活垃圾 28t；地面工程常驻井场人员 20 人，生活垃圾产生量按 $0.5kg/人 \cdot d$ 计算，地面工程按照合计 120 天算，则本项目地面工程产生生活垃圾 1.2t。本项目施工期共产生生活垃圾 29.2t，生活垃圾集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。

③施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目新建各类集输管线均 24.9km，施工废料产生量约为 4.98t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至指定建筑垃圾填埋场填埋处置。

④土石方

本项目新建丛式井场 8 座，新建计量站 2 座，新建集中拉油站 1 座，新建各类管线 24.9km。项目区井场、站场永久占地为 3.2hm²，场平高度约为 1m，开挖量为 3.2 万 m³，全部用于回填，场地平整。

新建各类集输管线 24.9km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.8m，挖方量约 8.964 万 m³。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

新建油田道路 3.15km，开挖深度 0.3m、开挖宽度 9m，挖方量 0.8505 万 m³；回填高度 0.5m，填方量 1.4175 万 m³。填方的主要施工材料主要为水泥稳定砂砾和天然砂砾，就近料场购买；挖方全部用于回填，场地平整。

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

预计本项目挖方量约为 13.0145 万 m³，填方总量为 135875 万 m³，借方量为 0.567 万 m³，无废弃土方量。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场、站场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。本项目土石方平衡表见下表 3.4-5。

表 3.4-5 土方挖填方平衡表 **单位：万 m³**

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场、站场工程	3.2	3.2	0	—	0	—
管道工程	8.964	8.964	0	—	0	—
进场道路	0.8505	1.4175	0.567	外购	0	—
合计	13.0145	13.5875	0.567	—	0	—

⑤机械设备废油

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比调查一个钻井施工期产生量不足 0.1t，本项目部署新钻 16 口采油井，整个施工期废机油的产生量共计 1.6t，委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

按照《国家危险废物名录（2025 年版）》，属于危险废物 HW08（废物代码 900-214-08）。考虑到转运期间的时间间隔，井场地内应设置危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设，在此基础上，可确保工程产生的危险废物在过程控制阶段对环境的影响最小。

⑥废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋，属于危险废物 HW49（废物代码：900-041-49），施工单位及时回收烧碱废包装袋。钻井过程中，废烧碱包装袋产生量约为 0.02t/井，本工程新钻 16 口井，因此，项目施工期废烧碱包装袋产生量约为 0.32t，集中收集后委托具有相应危废处置资质的公司接收处置。

考虑到转运期间的时间间隔，钻井期间井场内应设置撬装化危险废物暂存点，钻井工程结束后可运至下一个井场继续使用，撬装化危废暂存点建设须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设，在此基础上，可确保工程产生的危险废物在过程控制阶段对环境的影响最小。

（4）施工噪声源强

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵、压裂车、测试放喷噪声等，产生噪声级在 80~110dB（A）之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

（5）施工期污染物排放情况汇总

本项目施工期污染物排放情况汇总见表 3.4-6。

表 3.4-6 本项目施工期污染物排放情况汇总表

项目	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
----	-----	-----	-----	-----	-------------

废气	钻井机械	CO	34.3t	34.3t	使用合格燃料，加强施工管理
		NO ₂	104.93t	104.93t	
		烃类	10.83t	10.83t	
		SO ₂	0.064t	0.064t	
	施工场地	TSP、SO ₂ 、NO _x 等	少量	少量	洒水降尘，使用合格燃料
	储层改造废气	非甲烷总烃等	少量	少量	压裂液和压裂返排液使用密闭罐存放，有效降低废气排放。
废水	测试放喷废气	烟尘、SO ₂ 、NO _x 等	少量	少量	测试放喷废气为天然气燃烧废气，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂时性排放。
	钻井废水	悬浮物、石油类、COD 等	36567.9m ³	0	采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。
	管道试压废水	SS	62.25m ³	0	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水
	生活污水	COD、氨氮等	3737.6m ³	0	依托乌尔禾污水处理厂处理
固体废物	压裂返排液	pH、COD、SS	57600m ³	0	采用专用废液收集罐收集后及时拉运至风城二号稠油联合站处理
	水基岩屑	/	32203.2m ³	0	本项目钻井采用泥浆不落地系统。新钻井井身结构均为三开，采用非磺化泥浆。本项目一开、二开水基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用；三开油基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用；分离后的固相暂存于专用油基岩屑储罐，委托有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理。
	油基岩屑	/	9225.6m ³	0	
	施工废料	/	4.98t	0	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至指定建筑垃圾填埋场填埋处置
	废油、含油废弃物	/	1.6t	0	委托有危废处置资质单位接收处置
	废烧碱包装袋	/	0.32t	0	
	生活垃圾	/	29.2t	0	集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。
噪声	施工机械、运输车辆	/	80~110dB(A)		加强施工管理

3.4.3 运营期环境影响因素分析

本项目运营期废水主要为采出水、井下作业废水。

3.4.3.1 废水污染源

(1) 采出水

根据开发预测指标，本项目最大采出水量预测核算为 $362.35\text{m}^3/\text{d}$ ($11.96 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)，采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等。采出水依托风城二号稠油处理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) 中推荐水质标准后回注油藏。

(2) 井下作业废水

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

表 3.4-7 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122	回收回注	0

本项目部署 20 口采油井(16 口新井、4 口老井)，井区为低渗透油藏，根据上表计算井下作业废水产生量为 $27.13\text{t}/\text{井次}$ ，化学需氧量产生量为 $34679\text{g}/\text{井次}$ ，石油类产生量为 $6122\text{g}/\text{井次}$ 。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 13.6t 、化学需氧量 17339.5g 、石油类 3061g ，则本项目井下作业工程产生的井下作业废水量为 $272\text{t}/\text{a}$ ，其中污染物化学需氧量、石油类为 $0.35\text{t}/\text{a}$ 、 $0.061\text{t}/\text{a}$ 。井下作业时带专用回收罐回收作业废水，拉运至风城二号稠油处理站

处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油藏，不外排。

（3）生活污水

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。故运营期间不新增生活污水。

3.4.3.2 废气污染源

本项目运营期废气主要为井场、站场无组织废气。根据区块油气藏流体性质，天然气中不含硫化氢，在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃。非甲烷总烃排放源包括：（1）储罐大小呼吸过程废气无组织排放；（2）装卸过程的废气无组织排放；（3）油气集输过程中为阀门、法兰等位置废气无组织排放。

（1）储罐大小呼吸废气

本项目集中拉油站原油储罐采用 2 座 1000m³ 固定顶罐，罐体因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃。小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式；大呼吸排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力，蒸气从罐内压出，而卸料损失发生于液面排出，空气被抽入罐体内，因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀，因而超过蒸气空间容纳的能力。

本项目固定顶罐的呼吸损耗采用公式法进行核算。

计算公式为：

$$\text{小呼吸： } L_B = 0.191 \times M(P/(100910-P))^{0.68} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.45} \times F_P \times C \times K_c \times \eta_1 \times \eta_2$$

$$\text{大呼吸： } L_W = 4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times K_N \times K_c \times \eta_1 \times \eta_2$$

式中：L_B——储罐的呼吸排放量（kg/a）；

L_W——固定顶罐的工作损失（kg/m³ 投入量）；

M——储罐内蒸汽的分子量；

P——在大量液体状态下，真实的蒸汽压力（Pa）；

D——罐的直径（m）；

H——平均蒸汽空间高度（m）；

ΔT ——一天之内的平均温差（℃）；

F_P ——涂层因子（无量纲），根据油气状况取值在 1~1.5 之间，取 1.2；

C——用于小直径罐的调节因子（无量纲），直径在 0~9m 之间的罐体， $C=1-0.0123(D-9)^2$ ，罐径大于 9m 的 $C=1$ ；

K_c ——产品因子（石油原油取 0.65）。

K_N ——周转因子（无量纲），取值按年周转次数（K，次）确定： $K \leq 36$ ， $K_N=1$ ， $36 < K \leq 220$ ， $K_N=11.467 \times K^{-0.7026}$ ， $K > 220$ ， $K_N=0.26$ ；

η_1 ——内浮顶储罐取 0.05，拱顶罐 1；

η_2 ——设置呼吸阀取 0.7，不设呼吸阀取 1。

表 3.4-5 各参数取值一览表

类别	M	P (Pa)	D/m	H (m)	ΔT (℃)	F_P	C	K_c	K_N	η_1	η_2
拉油站	50	33976.75	11.3	4	11	1.20	1	0.65	0.92	1	0.7

通过上述公式计算可知，本项目新建集中拉油站 2 座 1000m³ 罐静置损失 1.8t/a，工作损失 11.6t/a，则本项目拉油站 2 座 1000m³ 罐大小呼吸无组织挥发非甲烷总烃量为 13.41t/a。

（2）装卸废气

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

$$D_{\text{产生量}} = L_L \times Q / 1000$$

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

Q-核算时段内物料装载量，m³/a；

L_L -挥发性有机液体装载过程的排放系数，kg/m³，计算公式如下：

$$L_L = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{S \times P_T \times M_{\text{vap}}}{273.15 + T}$$

式中：S——饱和系数，无量纲，一般取 0.6。

P_T ——温度 T 时装载物料的真实蒸气压，Pa；根据设计取 67.2kPa。

M_{vap} ——油气分子量，g/mol；本次取 50g/mol。

T——物料装载温度，℃；本次取 25℃。

根据 L_L 计算公式计算出 L_L 为 0.81kg/m^3 ，本项目新建集中拉油站采出液装车时无组织挥发性非甲烷总烃量为 27.9t/a。

本项目设计配套建设 1 套 $120\text{m}^3/\text{h}$ 烃蒸汽回收装置，使拉油罐、罐车储罐形成闭路循环，采用密闭装车，减少拉油罐及装车时产生的无组织废气；根据设计文件，经过烃蒸汽回收装置回收后的气相进入两项分离器气相出口通过天然气管线输送，无组织废气排放量可减少 90%以上，则拉油站的拉油罐及装车过程无组织废气排放量见表 3.4-5。

表 3.4-5 各参数取值一览表

类别	大呼吸损耗 (t/a)	装车无组织废气 (t/a)	无组织废气 合计产生量 (t/a)	采用烃蒸汽回收装置后 无组织废气合计排放量 (t/a)
拉油站	11.6	27.9	39.5	3.95

(3) 油气集输无组织废气

①无组织非甲烷总烃

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

本项目运营过程中井场、站场和阀组无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）中设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物的计算公式对源强进行核算，本项目无组织挥发的非甲烷总烃核算过程如下：

公式如下：

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

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

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	阀门	0.064
	泵	0.074
	法兰	0.085
	压缩机、搅拌器、液压设备	0.073
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，则本项目采出液中 $WF_{\text{VOCs}, i}$ 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 3.4-10 所示。

表 3.4-10 本项目非甲烷总烃无组织废气核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个)	单个设备排放速率 eTOC(kg/h)	年运行时间 (h)	排放量	
						kg/h	t/a
1	单口采油井	阀	10	0.064	7920	0.002	0.015
2		法兰	20	0.085	7920	0.005	0.04
合计				-	-	0.007	0.055
20 口井合计				-	-	-	1.1

序号	设备名称		设备数量 (个)	单个设备排放速率 eTOC(kg/h)	年运行时间 (h)	排放量	
						kg/h	t/a
1	计量站	阀	35	0.064	7920	0.007	0.053
2		法兰	70	0.085	7920	0.018	0.141
合计				0.149	-	0.025	0.194
2 座合计				-	-	-	0.388

序号	设备名称		设备数量	单个设备排放速率	年运行时	排放量	
----	------	--	------	----------	------	-----	--

			(个)	eTOC(kg/h)	间 (h)	kg/h	t/a
1	集中拉	阀	40	0.064	7920	0.009	0.061
2	油站	法兰	80	0.085	7920	0.02	0.162
合计				-	-	0.029	0.223

由上表可知，本项目部署 20 口采油井（16 口新井、4 口老井）油气集输过程中非甲烷总烃年排放量为 1.1t/a，2 座计量站非甲烷总烃年排放量为 0.388t/a，集中拉油站集输过程中非甲烷总烃年排放量为 0.223t/a。因此本项目油气集输过程中非甲烷总烃排放量为 1.711t/a。

②无组织排放硫化氢

根据设计资料中玛 51 井区天然气物性可知，玛 51X 井区风二段天然气相对密度平均为 0.798，甲烷平均含量 71.65%，乙烷平均含量 11.04%，丙烷平均含量 7.90%，氮平均含量 2.87%，无硫化氢。故本次评价不对无组织排放 H₂S 核算。

3.3.3.3 固体废物污染源

(1) 油泥（砂）

油泥砂主要为处理厂的采出水处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08）。本项目运营期原油、采出水依托风城二号稠油联合站进行处理，故风城二号稠油联合站油气处理及采出水处理系统装置均会增加产生一定量的油泥砂。

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

表 3.4-11 石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等	所有规模	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

根据本项目开发指标预测，本项目投产后新建产能为 20.37×10⁴t/a，计算含油污泥最大产生量为 1848.78t/a。本项目产生的油泥（砂）委托有危废处置资质单位接收处置。

(2) 落地原油

落地原油主要产生于采油树的阀门、法兰等事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后落地油总产生量约 2.0t/a，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08）。根据中国石油新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目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有危废处置资质单位接收处置。

（3）废防渗膜

项目运营期井下作业时，油井作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1~2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本项目 20 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 10t，井下作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗材料最大量约 5t/a。

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

（4）废润滑油

本项目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，本项目共部署 20 口井，每次产生废润滑油约 1t，其危险废物类别为 HW08 类危险废物（废物代码 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油），委托有危废处置资质单位接收处置。

（5）清罐底泥

本项目集中拉油站内拉油罐等会定期产生一定量的油泥，预计年回收油泥 0.1t。含油污泥属危险废物，收集后分类储存至作业现场危险废物贮存点后，委托有危废处置资质单位接收处置。

（6）生活垃圾

运营期工作人员由风城油田作业区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

本项目运营期危险废物产排污统计表详见表 3.4-12。

表 3.4-12 运营期固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	油泥(砂)	HW08	071-001-08	1848.78t/a	处理站储罐底泥	固态	油类物质、泥砂	油类物质	间歇	T,I	密闭桶装收集后,委托有危废处置资质单位接收处置。
2	废防渗膜	HW08	900-249-08	5t/a	井下作业及设备维修	固体	油类物质	石油类	间歇	T,I	
3	废润滑油	HW08	900-214-08	1t	井下作业和采油过程中机械设备维修	固态	油类物质	油类物质	/	T,I	
4	落地原油	HW08	071-001-08	2.0t/a	油气开采和集输产生的油泥和油脚	固体、半固体	油类物质	油类物质	间歇	T,I	
5	清罐底泥	HW08	071-001-08	0.1t/a	拉油站拉油罐底泥	固态	油类物质、泥砂	油类物质	间歇	T,I	

3.4.3.4 运营期噪声源强

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

表 3.4-13 噪声源设备

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

3.4.3.5 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.4-14。

表 3.4-14 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
----	----	-----	-------	-----	-----	------

废气	储罐呼吸、装卸损耗	无组织排放	NMHC	3.95t/a	3.952t/a	大气
	油气集输			1.711t/a	1.711t/a	
废水	采出水		SS、COD、石油类等	11.96×10 ⁴ m ³ /a	0	采出水进入风城二号稠油处理站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）推荐值后回注油藏。
	井下作业废水		废水量	272t/a	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至风城二号稠油处理站处理。
			COD	0.35t/a	0	
			石油类	0.061t/a	0	
固体废物	依托处理站	油泥	石油类	1848.78t/a	0	委托有危废处置资质单位接收处置。
	拉油站	清罐底泥	石油类	0.1t/a	0	
	井下作业	废防渗膜	石油类	5t/a	0	
		废润滑油	石油类	1t/次	0	
	井场、管线及井下作业	落地原油	石油类	2.0t/a	0	
噪声	井场、站场设备、井下作业	机械噪声	-	60~120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施。

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

3.4.4.2 退役期水污染防治措施

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

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

3.4.4.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.4.4.4 退役期固体废物处置措施

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

(1) 废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(2) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；

(3) 对废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(4) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(5) 退役期管线、设备拆卸过程中应防止废液泄漏污染地面；沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理；清理井场、管线施工区遗留的一切杂物，清除井场周边污染土壤。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

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

(1) 施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

(2) 闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

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

3.4.5 非正常排放

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

本项目非正常排放为集中拉油站新建生产分离器和拉油罐等设备压力过高时，设备内气体紧急释放至火炬点燃。本次评价将站场设备压力异常情况作为非正常排放考虑。

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

式中： S_i ——火炬气中的硫含量， kg/m^3 ，本项目取 0kg/m^3 （玛 51X 井区风二段天然气不含硫化氢）；

Q_i ——火炬气流量， m^3/h ；

t_i ——火炬系统 i 的年运行时间， h/a ；

α ——排放系数， kg/m^3 ，总烃取 0.002， NO_x 取 0.054；

n ——火炬个数。

计算结果详见表 3.4-15。

表 3.4-15 非正常排放情况一览表

项目	持续时间 (h)	火炬气流量	燃烧后产生的污染物排放速率 (kg/h)		年总排放量 (kg/a)
火炬	1	150000 m^3/d (6250 m^3/h)	非甲烷总烃	12.5	12.5
			氮氧化物	337.5	337.5

3.4.6 清洁生产水平分析

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

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

本项目为油田开发建设项目，生产过程主要包括钻井、采油及油气集输和井下作业等。针对项目特点，本次评价对污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.4.6.1 清洁生产水平技术指标对比分析

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

（1）评价指标体系

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

——定量评价指标

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

——定性评价指标

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

（2）评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

（3）权重分值

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

（4）评价指标

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

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

钻井、井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.4-16~3.4-18。

(5) 评价指标考核评分计算

1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指标计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值

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

② 定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

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

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

2) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中：P₂—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

（3）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P₁—定量评价考核总分值；

P₂—定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-19。

表 3.4-19 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-16~3.4-18 计算可得：

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 95 分，综合评价 98 分。

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

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

3.4.6.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；

制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了施工废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

表 3.4-16 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	符合	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	>95%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深:2000m 以下;2000m~3000m; 3000m 以上	10	≥40%; ≥50%; ≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	>80	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区: ≤30; 乙类区: ≤35	29.73	10
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	<10	10
		柴油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	<10	5
		COD	mgL	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	<150	5
定性指标							
一级指标		指标分值	二级指标			指标分值	评分
(1) 原辅材料		15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		10	5
			柴油消耗	具有节油措施		5	0
(2) 生产工艺及设备要求		30	钻井设备	国内领先		5	5
			压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	5
			钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地		5	5
			固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备		5	5
			井控措施	具备		5	5
			有无防噪措施	有		5	5
(3) 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	20
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性		20	制定节能减排工作计划			5	5
			废弃钻井液处置措施满足法规要求			10	10
			污染物排放总量控制与减排措施情况			5	5
			满足其他法律法规要求			5	5

表 3.4-17 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5.0	符合	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	符合	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m³/井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	≤50	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标		指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分
(1) 生产工艺及设备要求		40	防喷措施		具备	5	5
			地面管线防刺防漏措施		按标准试压	5	5
			防溢设备（防溢池设置）		具备	5	5
			防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
			作业废液污染控制措施		集中回收处理	10	10
			防止落地原油产生措施		具备原油回收设施	10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核		40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15
			开展清洁生产审核			20	20
			制定节能减排工作计划			5	5
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性		20	满足其他法律法规要求			20	20

表 3.4-18 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	≤65	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	≤10	5	
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	≤100	5	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	评分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5
		采油	采油过程醇回收设施		10	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20		防治落地原油产生措施	20
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	0
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10	
		开展清洁生产审核				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	

3.4.7 污染物排放“三本账”

本项目实施后“三本账”的排放情况见表3.4-20。

表3.4-20 本项目运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量(t/a)	本项目排放量(t/a)	总体工程		
					排放量(t/a)	以新带老削减量(t/a)	排放增减量(t/a)
1	废气	SO ₂	0	0	0	0	
		NO _x	0	0	0	0	
		颗粒物	0	0	0	0	
		NMHC	1.1	5.661	5.661	0	+5.661
2	废水	采出水	0	0	0	0	
		井下作业废液	0	0	0	0	
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	0	
		生活垃圾	0	0	0	0	

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制原则

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

3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.4.8.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

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

(2) 运营期

根据项目工程特点，本项目油气集输和处理采用集中拉油工艺，废气污染物主要为集输过程产生的无组织排放的 VOCs 为 5.661t/a。

运营期产生的采出水输送至风城二号稠油处理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）标准后回注地层。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至风城二号稠油处理站处理，不外排。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：

VOCs：5.661t/a。

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

3.5 相关法律法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 本）》符合性分析

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

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

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

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目属于新疆油田“十四五”规划中夏子街油田，并以玛 51X 区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目井场、站场永久占地以及管线临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
	工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。	本项目采取密闭集输工艺，井场、站场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。	符合
	钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本项目采出水输送至风城二号稠油联合站采出水处理单元处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）和《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注地层；井下作业废水收集后送风城二号稠油联合站处理。	符合
	涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。		符合
	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	本项目钻井采用“泥浆不落地”工艺，暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理达标后综合利用，油基岩屑委托有资质单位进行处置。井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。	符合

	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	在采取低噪声设备、基础减震等措施的情况下，本项目井场、站场厂界噪声排放能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》2 类标准（GB12348）要求	符合
	油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目井口采出气液输至新建集中拉油站内将采出气液进行分离，天然气密闭集输至玛 131 天然气处理站处理，开发区块伴生气整体回收利用率 100%。	符合

3.5.2 相关环保规划、政策、规范符合性分析

3.5.2.1 相关规划符合性分析

（1）与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，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。”

本项目属于准噶尔盆地的原油开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

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

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

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

(3) 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》（2016 年 10 月 24 日），将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，和布克赛尔蒙古自治县属于自治区级重点生态功能区中的准噶尔西部荒漠草原生态功能区，其发展方向是：植树造林，退耕还草，加强以草原为主的生态建设，防治草场退化，禁止毁草开荒，保护珍稀野生物种。

本项目不属于主体功能区划中确定的自治区层面的禁止开发区域，属于限制开发区域；所进行的石油开采活动符合“全国重要的能源基地”定位，项目的建设有利于提高油气资源的安全供应能力和开发利用水平，支撑地区经济，因此拟建项目符合自治区对该区域的功能定位要求。

(4) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详见表 3.5-1。

表 3.5-1 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

序号	规划要求	本项目	符合性
1	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	本项目无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合

2	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	本项目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；本项目运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。	符合
3	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移电子联单。	本项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关管理要求。	符合
4	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本项目为油气开发项目，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，符合塔城地区生态环境分区管控要求。	符合

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

①水土保持分区

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，位于古尔班通古特沙漠北缘，水土流失类型为风力侵蚀。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》，本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，属于自治区级水土流失重点治理区 II₂ 天山北坡诸小河流域重点治理区。

1) 全国、自治区水土保持区划中和布克赛尔蒙古自治县划分情况

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

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

防护沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。

和布克赛尔蒙古自治县属于新疆七个三级区中的准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区。分区情况见表 3.5-2。

表 3.5-2 和布克赛尔蒙古自治县在国家级水土保持分区情况

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

2) 和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划中的分区情况

依托国家三级区划和省级区划，按照县区地形地貌、土壤侵蚀、水土保持基础功能等，根据辖区地貌形态和水土流失程度及治理方向的相似性，本次规划采用地貌类型为主导因素，按照“地理位置+优势地貌类型+主导基础功能”三因素命名法，依据区内相似性和区间差异性原则。和布克赛尔蒙古自治县水土保持分区表详见表 3.5-3。

表 3.5-3 和布克赛尔蒙古自治县水土保持分区表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	四级区名称及代码	区域
北方风沙区（新甘蒙高原盆地）II	北疆山地盆地（II-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（II-3-1hw）	北部山地、草原水源涵养区	1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区；
				1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区；
				1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区
			中部谷地丘陵平原荒漠—绿洲产业发展区	2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区； 2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区
			荒漠平原风力侵蚀预防保护区	3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区；
				3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区；
				3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区；

②水土流失治理分区

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

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

根据（新水〔2019〕4号），项目所在区域和布克赛尔蒙古自治县属于天山北坡诸小河流域重点治理区。

表 3.5-4 自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分表

II重点治理区		
II ₃ 天山北坡诸小河流域重点治理区	塔城地区	乌苏市、沙湾县、和布克赛尔蒙古自治县、塔城市、额敏县、托里县、裕民县

③本项目与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的可行性分析

1) 3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区现状情况

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

2) 管理要求

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

实施生态修复，推进周边防沙治沙工程，封育保护荒漠林，加大天然植被保护，恢复自然植被，遏制沙漠化趋势，保障绿洲生态安全。该区交通条件优越，具有发

展沙区特色经济林的优越的自然地理条件，适合发展肉蓉、葡萄、沙棘等经济树种，把察和特农业综合开发区与生态环境建设有机结合起来，以增加沙区林草种植为主，优先建设哈尔扎克梭梭林自然保护区工程，建设防风固沙林，防风治沙遏制荒漠化扩大。

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

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

（6）与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评、审查意见符合性分析

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）相关要求，新疆油田分公司委托南京国环科技股份有限公司编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》。

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

本项目位于夏子街油田玛 51X 井区，与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评提出的要求的符合性分析，见下表 3.5-5。

表 3.5-5 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评、审查意见符合性分析

内容	规划内容及规划环评审查意见	符合性分析
规划内容	规划基准年为 2020 年，规划期为 2021 年—2025 年。《规划》将新疆油田开发区域主要分为四大片区：西北缘区块、腹部区块、东部区块、南缘区块，规划面积 10956.40km ² 。	本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，属于西北缘区块。
	新疆油田公司“十四五”发展规划实施五大重点工程，玛湖 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、稀油老区稳产工程、稠油 350 万吨工程和天然气加快发展工程，其中老油田区块稀油新建产能 413.8 万吨（含措施产能 100 万吨）。	本项目位于夏子街油田玛 51X 井区，属于新疆油田重点开发区块，《新疆油田公司“十四五”发展规划》的油气开发的目标。
规划环评	新疆油田公司“十四五”发展规划的发展思路清晰，发展目标明确，油气开发总体部署和规划方案结合新疆油田的开发现状和	本项目环评对建设期间，运营期废气、废水、噪声、固废等污染物提出

内容	规划内容及规划环评审查意见	符合性分析
结论	勘探开发规划进行合理布局，并对老油气田进行全面优化升级，与国家国民经济与社会发展“十四五”规划纲要等相符，与新疆维吾尔自治区国民经济与社会发展“十四五”规划及行业规划等相符、符合相关环境保护规划及污染防治行动计划中的相关要求。在落实本评价提出规划优化调整建议、环境管理及污染防治减缓措施的前提下，规划实施过程对区域大气环境、水环境、声环境、土壤环境、生态环境等产生的不利影响可以得到有效减缓或控制，环境风险可以接受。从环境保护角度分析，新疆油田公司“十四五”发展规划总体可行。	了防治措施，建设单位在施工和运营期间应严格落实环评提出的各项污染防治措施。工程需严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施，对生态环境造成的影响降到最低。
规划环评审查意见	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	根据《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）、《关于印发〈塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）〉的通知》，本项目位于和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65422630001），不涉及生态红线。
	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。	项目区域和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区和生态红线，严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施。
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	本项目环评对建设期间，运营期废气、废水、噪声、固废等污染物提出了防治措施，建设单位在施工和运营期间应严格落实环评提出的各项污染防治措施。本项目采取密闭集输工艺，加强了伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。
	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	项目区井场、站场和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区和生态红线，严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施。

内容	规划内容及规划环评审查意见	符合性分析
	(五) 加强规划区现有环境问题治理, 严格落实《报告书》提出的现有环境问题的整改要求。按照标准规范要求恢复现有废弃场地生态环境, 及时恢复公益林区域历史遗留临时占地。继续加强各类管线的环保隐患治理工程, 以进一步降低管线刺漏等风险事故的发生频率。细化完善环境管理制度, 积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。	风城油田作业区已细化完善环境管理制度, 积极通过开展清洁生产审核。
	(六) 加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任, 进一步健全生态环境管理和应急管理体系, 确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系, 开展长期跟踪监测。根据监测结果, 及时优化开发方案, 并采取有效的生态环境保护措施。	本项目环评要求开展运营期环境监测计划, 对区域地下水、土壤、大气环境(非甲烷总烃)等的监测, 对环境污染隐患做到及早发现、及时处理, 制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施, 强化环境风险防范和应急处理能力, 严防污染事故发生, 不定期开展环境突发事件应急演练。

3.5.2.2 相关政策、规范符合性分析

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内, 不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区, 距离生态保护红线较远。本项目符合国土空间规划的油田开发建设工程; 对开发过程中的生产废水进行综合利用, 节约了水资源; 油气集输常温, 不消耗燃料, 不消耗燃料。本项目占地类型为天然牧草地、裸土地和灌木林地等, 土地资源消耗符合要求。因此, 本项目符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》的要求。

(2) 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本项目施工期区块内大量出入中型车辆, 区块内道路主要为砂石路, 车辆行驶的扬尘污染较重, 要求适当洒水降尘, 减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线, 利用油气田现有公路网络, 禁止随意开辟道路, 运输车辆应以中、低速行驶, 减少

车辆行驶动力起尘。站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运至指定建筑垃圾填埋场进行处置。项目施工结束后拟对临时占地进行平整，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

（4）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析见表 3.5-6。

表 3.5-6 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》 （公告 2012 年第 18 号）	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水和井下作业废水依托风城二号稠油联合站处理达标后回注；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；天然气采取密闭集输工艺，输送至玛 131 天然气处理站集中处理	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目单井至集中拉油站采用密闭集输，集中拉油站分离出的天然气采用密闭集输	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	运营期井下作业废水送风城二号稠油联合站处理	符合

（5）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、新环评价发〔2020〕142 号的符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》及新环评价发〔2020〕142 号文的符合性分析见表 3.5-7。

表 3.5-7 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、新环评价发〔2020〕142 号符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
------	------	------	-----

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目属于准噶尔盆地的页岩油开采项目，为加快储量升级、推动页岩油气能源资源基地油气田勘探开发，促进增储上产的要求，以玛 51X 井区开展产能建设项目。	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	本项目环评报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、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	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控	符合
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	中国石油新疆油田分公司风城油田作业区制定有《风城油田作业区突发环境事件应急预案》（备案编号 650205-2023-016-L）。	符合
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142 号）	加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	新疆油田分公司已编制新疆油田分公司十四五发展规划和规划评价，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕252 号）。	符合

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

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析见表 3.5-8。

表 3.5-8 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

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

(7) 与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24 号）的符合性分析

本项目与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》符合性分析见表 3.5-9。

表 3.5-9 与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》的符合性分析

文件要求	本项目	符合性
重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原	本项目地处塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，所在区域不属于重点区域	符合
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含 VOCs 原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展	本项目为页岩油开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列	符合
大力发展新能源和清洁能源；严格控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	本项目不涉及锅炉和工业炉窑，井口采用电加热。	符合
强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施	建设单位在运营期须加强 VOCs 泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测；	符合
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全国 80% 以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超	本项目不涉及	符合

文件要求	本项目	符合性
低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。		
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气污染防治	不涉及	符合
完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染防治联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧 20 公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商	本项目所在区域不属于“联防联控区”	符合

(8) 与《关于“十四五”大宗固体废弃物综合利用的指导意见》（发改环资〔2021〕381 号）的符合性分析

本项目与《关于“十四五”大宗固体废弃物综合利用的指导意见》符合性分析见表 3.5-10。

表 3.5-10 与《关于“十四五”大宗固体废弃物综合利用的指导意见》符合性分析

文件要求	本项目	符合性
加强建筑垃圾分类处理和回收利用，规范建筑垃圾堆存、中转和资源化利用场所建设和运营，推动建筑垃圾综合利用产品应用。鼓励建筑垃圾再生骨料及制品在建筑工程和道路工程中的应用，以及将建筑垃圾用于土方平衡、林业用土、环境治理、烧结制品及回填等，不断提高利用质量、扩大资源化利用规模	本项目施工期产生的施工废料尽可能回收利用，不可回收利用部分拉运至指定建筑垃圾填埋场填埋处置。	符合
加强大宗固废贮存及处置管理，强化主体责任，推动建设符合有关国家标准的贮存设施，实现安全分类存放，杜绝混排混堆。统筹兼顾大宗固废增量消纳和存量治理，加大重点流域和重点区域大宗固废的综合整治力度，健全环保长效监督管理制度。	本项目施工期固废分类储存，井场设置撬装式危废贮存点；本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境影响较小。	符合

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

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析见表 3.5-11。

表 3.5-11 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）的符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《陆上石油天然气开采业绿	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合

色矿山建设规范》 (DZ/T0317-2018)	境，复垦矿区压占和损毁土地		
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场、站场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
	对伴生有 CO ₂ 气体的油气藏，CO ₂ 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO ₂ 气体处置方案的油气藏不得开发	玛 51X 井区气藏中 CO ₂ 含量为 0.7%，符合《天然气》(GB17820-2018)二类天然气的质量标准要求 (CO ₂ ≤3%)，CO ₂ 随天然气外输	符合

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本项目主体工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）、《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》《关于印发〈塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）〉的通知》（塔行办发〔2024〕38 号）符合性分析分别见表 3.5-12、3.5-15、3.5-16 及图 3.5-1、3.5-2。根据分析结果，本项目建设符合生态环境分区管控要求。

表 3.5-12 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	经初步核查，本项目不在划定的生态保护红线内，符合生态保护红线管理要求。项目与生态保护红线位置关系图见图 3.5-1。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控	本项目采出水和井下作业废水依托风城二号稠油处理站采出水处理单元处理达标后回注油藏；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，环评文件中提出大气污染防治措施、防风固沙、生态修复的要求。项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
	制要求。	量超标，不会增加土壤环境风险	
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本项目采出水和井下作业废水依托输送至风城二号稠油处理站采出水处理单元处理达标后回注油藏；井口采用电加热不消耗天然气，井场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场、站场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；本项目开发符合资源利用上线要求	符合
生态环境准入清单	自治区环境管控单元分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元主要为优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目为页岩油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”，符合国家相关产业政策。本项目位于和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65422630001），见图 3.5-2。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，在开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行。	符合

表 3.5-15 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》符合性分析一览表

名称	管控要求	本项目	符合性
北疆北部片区总体管控要求	加强对阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区内湖泊、湿地、森林和野生动植物保护，维护阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性功能。加大区域建设与管理力度，实现生态环境保护、矿产资源开发、旅游与畜牧业协调发展。	本项目所在地不属于阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区	符合
	巩固塔额盆地绿洲农业生态功能区基本农田土壤环境质量。积极推进地下水超采治理，逐步压减超采量，实现地下水采补平衡。	本项目环评提出大气污染防治措施、生态修复的要求，施工过程中严格控制施工占地，井场、站场建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	强化额尔齐斯河、额敏河等跨界河流突发水环境污染事故的环境风险防控；严格管控河流两岸汇水区内分布的排污口、尾矿库以及沿河公路段危险品运输、上游山区段矿产资源开发等活动，建立风险防控体系。加强废弃矿区土壤重金属污染风险管控及修复治理。	本项目塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，不涉及额尔齐斯河、额敏河等跨界河流；运营期耗水环节仅为井下作业用水，用水量较少，施工废水、生活污水等进行综合利用，不外排。	符合

表 3.5-16 本项目与塔城地区生态环境分区管控方案（2023 版）符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65422630001	和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元	一般管控单元	农村地区、分布有永久基本农田。	/
维度	管控要求		本项目	符合性
空间布局约束	1.限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。		本项目不涉及	--
	2.永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让基本农田，涉及农用地转用或者土地征收的，必须经国务院批准。		本项目占地类型为牧草地、灌木林地等，不占用耕地等；项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰。	符合
污染物排放管控	1.排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。		本项目不涉及	--
	2.农业面源和生活污染源一般管控要求：因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。		本项目不涉及	--
环境风险防控	1.涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响应方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。		本项目不涉及	--
	2.严格地表水型水源地上游和地下水型水源地集水区高污染高风险行业环境准入。		本项目不涉及	--
	3.实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度		本项目不涉及	--
	4.企业事业单位应当依照《中华人民共和国突发事件应对法》的规定，制定突发环境事件应急预案，做好突发环境事件的风险控制、应急准备、应急处置和事后恢复等工作。各类工业园区和工业聚集区应设立环境应急管理机构，编制环境风险应急预案，并具备环境风险应急救援能力。		中国石油新疆油田分公司风城油田作业区制定有《风城油田作业区突发环境事件应急预案》（备案编号650205-2023-016-L）。	符合

资源利用效率	1.至2025年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在0.67m/a左右，至2030年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率控制在0.2m/a，至2035年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在0.1m/a以上。	本项目不涉及	--
	2.积极落实引调水工程，增加可利用地表水，提高水资源利用效率，增加再生水回用规模，对无法保证水源的耕地推行轮作休耕制度，节约利用水资源。	本项目不涉及	--
	3.结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区（不含兵团）2025年、2030年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为0.64、0.68。	本项目不涉及	--

3.6 选址、选线合理性分析

本项目组成包括钻井工程、地面工程、采油工程、油气集输工程以及配套的供电、自控、通信等工程。根据现场调查和资料搜集，本项目不占用法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，井场、站场及管线选址均已避开生态保护红线，本项目评价范围主要的生态敏感目标为天山北坡诸小河流域重点治理区。

本项目无法避让天山北坡诸小河流域重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

(1) 井场选址分析

本项目新建丛式井场8座，土地利用现状均为天然气牧草地、裸土地等，不涉及占用法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。本项目地势平坦，钻前工程的场地平整对工程区土壤扰动较少。井场选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013），满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒和防冻的各项安全要求，井场选址合理。

(2) 站场选址合理性分析

本项目新建计量站2座、集中拉油站1座，土地利用现状均为牧草地，不涉及占用法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，站场选址合理。

(3) 管线选线合理性分析

本项目新建各类集输管线 24.9km，其中新建各单井集输管线 17km、集油支线 3.1km，天然气管线 4.8km。管线临时占地类型为天然气牧草地、裸土地、灌木林地等。评价范围内无自然保护区、水源保护区、固定集中人群等敏感区，不涉及生态保护红线区。

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

和布克赛尔蒙古自治县位于准噶尔盆地西北部，是新疆维吾尔自治区西北部的一个边境民族自治县，位于东经 $84^{\circ}37' \sim 87^{\circ}20'$ ，北纬 $45^{\circ}20' \sim 47^{\circ}12'$ 之间，东西长约210km，南北长约207km。县境东接福海县，南在古尔班通古特沙漠与昌吉市、呼图壁县、玛纳斯县、沙湾县毗邻，西南接石油城克拉玛依市，西以白杨河为界与额敏县、托里县相连，西北与哈萨克斯坦共和国交界，北隔赛尔山与吉木乃县接壤。全县总面积3.06万 km^2 。

本项目主体工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，集输工程中新建4.8km天然气管线，其中1.1km位于克拉玛依市乌尔禾区，属于风城油田作业区管辖。工程区中心西北距离和布克赛尔蒙古自治县城中心约80km，西侧距离克拉玛依市乌尔禾区约25km。构造上主体位于准噶尔盆地西部隆起乌夏断裂带，南位于中央拗陷玛湖凹陷，北邻丰探1井区，南邻夏云1井区，西部为玛页1井区。地理位置见图3.3-1。

4.1.2 地形地貌

和布克赛尔蒙古自治区从北往南分布有高山、谷地、丘陵、平原、沙漠等多种地貌，县境在地质构造上属准噶尔凹陷——北天山褶皱系的一部分。和布克赛尔蒙古自治属东北西南向构造带，赛尔山（萨吾尔山）南侧是和布克赛尔新生代的山间凹陷。谢米斯台复背斜东侧是和什托洛盖中生代山间凹陷，凹陷的东北段有大面积的侏罗纪的含煤地层出露。和什托洛盖中生代中间凹陷核部是以石炭纪的地层为主，两翼是泥盆纪的地层和少量的奥陶纪到志留纪的地层，地层走向和深裂断走向均以东北西南向为主。

项目所在区域位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠西北缘，处于玛纳斯河流域下游的东部，属典型的风积沙漠地貌，整个地势由东北向西南倾斜，海拔高程360~440m。受构造作用及风力等外力作用，形成风积地形，地形复杂。其地貌成因类型为风积平原区，表现为沙漠、土质和沙质平原。沙漠广为分布在开发区域大部分地

区，由第四系风积物组成，沙丘高 10~30m，宽数十米。土质平原在开发区东部一带分布，海拔高程 360~400m，由亚砂土、亚粘土组成，地形较平坦。沙质平原在开发区域东部广泛分布，海拔高程 400~440m，地形较平坦，植被稀疏。

4.1.4 水文与水文地质

4.1.4.1 水文

和布克赛尔蒙古自治的主要河流有和布克河、白杨河等；湖泊有玛纳斯湖、艾里克湖。

①和布克河

和布克河发源于萨吾尔山西段，流经和布克谷地时又汇集了谷地中的泉水和溪流，至加林塔拉切过谢米斯台山进入和什托罗盖镇地后大量渗漏，直至夏子街以南桃安台布克一带消失，长约 134km，平均流量 $1.19\text{m}^3/\text{s}$ ，4—5 月为洪水期，流量 $13.72\sim 50\text{m}^3/\text{s}$ ，年径流量为 $0.415\times 10^8\text{m}^3$ ，八月至翌年 3 月上旬为枯水期。

②白杨河

白杨河是县境较大的一条河。发源于谢米斯台山西段，全长约 200km。出谢米斯台山进入白杨河谷地时形成较大的洪积扇。切过哈拉阿拉特山，经乌尔禾注入艾里克湖。有 14 条小支流汇入纳木郭勒河，河流集水面积 1532 平方公里，在县境流域面积 528 平方公里。平均流量 $3.56\text{m}^3/\text{s}$ ，年径流量 $0.7\sim 2.187\times 10^8\text{m}^3$ 。4—6 月山上积雪融化，为洪水期，最大洪水流量 $38.84\text{m}^3/\text{s}$ 。7 月至翌年 3 月为枯水期。

③玛纳斯湖

玛纳斯河发源于北天山，流出山口后折向西径流注入玛纳斯湖。洪水出现在仲夏时期，年径流量约 $10\times 10^8\text{m}^3$ 。当流过洪积扇时，河水大量渗漏补给地下水。因蓄、引灌溉，下游早已断流。

④艾里克湖

艾里克湖位于克拉玛依市乌尔禾区境内，地处准噶尔盆地西部低山丘陵的东缘，为白杨河的尾闾湖泊，湖盆三面环山，水源补给大部分来自白杨河，面积 52.4km^2 ，长度 12.4km，最大宽度 4.2km，平均宽度为 3.5km。湖泊环抱小盆地及大面积洪积扇平原，自然坡降约 3%。最低海拔 278m，大部分海拔在 300m 左

右。地貌单元上艾里克湖东南接玛纳斯河下游冲积，湖积平原，分为构造剥蚀地貌、堆积地貌两类，地势基本由西北向东南倾斜。

项目区周边 5km 内无地表水。

4.1.4.2 水文地质

根据《新疆准噶尔盆地油田区地下水及其利用》资料，本项目所在区域地下水化学特征受地质、地貌、岩性、埋深及补排关系等因素的影响和控制。地下水的补给主要由地表水渗透、大气降水以及地下潜流组成，以地表水的渗漏为主，其次是地下潜流和大气降水。

本项目建设地点位于夏子街油田。根据水文地质勘探资料表明，该区域白垩系富含孔隙—裂隙水。通过对白垩系地层岩性、特征的分析研究，说明中生代地层是在潮湿气候的泻湖—湖泊环境条件下形成的。从新生代开始，区域地壳不断上升，白垩系地层接受风化和剥蚀，湖泊相的水分便在白垩系碎屑岩层的裂隙孔隙中残留下来，形成了区域地下水。与此同时，山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水，在漫长的地质历史时期，通过侧向流入和渗漏补给储存在白垩系地层中，构成地下水的含水层。

(1) 地下水赋存条件及含水层特征

评价区地处准噶尔盆地西北部，区域上位于和什托洛盖盆地西缘。为广阔的戈壁砾石带，自西北向东南倾斜，宽阔而平坦，海拔 600~800m。受后期洪流侵蚀切割，局部呈崎岖梳状垅岗。地表岩性由次圆或次棱角状砂卵砾石组成，部分地段有亚砂土与砂砾石的交互层。地表植物稀少，呈荒漠戈壁景观。评价区内地下水类型为碎屑岩类裂隙孔隙水。

井区地下水类型为单一的碎屑岩类裂隙孔隙水，含水层岩性为砂岩和泥岩互层，上部为透水不含水第四系松散沉积物。含水层岩组为古近系、新近系和侏罗系岩组，含水层岩性为砂岩、砾岩与泥岩的互层，颜色呈青灰色至灰白色，风化程度中等，裂隙不发育，地下水的赋存条件比较差，富水性较弱。地下水埋深较大，且第四系松散层之下有一层连续厚 2~20 米的泥岩层，隔水能力较强。据原有钻探 S10 号孔资料，水位埋深 56.89 米，因含水岩组完整，孔隙裂隙发育程度差，地下水流动缓慢，渗透系数 1.611 米/日，含水层厚度为 30.49 米，单井涌水量为 217 立方米/日。

(2) 补给、径流、排泄条件

区内地下水类型为碎屑岩类裂隙孔隙水，无地表水分布，无田地分布，井区地下水主要接受西北部地下径流补给，新建净化油管道所在区域还有少量大气降雨和暴雨洪流入渗补给。地下水流向近北西流向东南，水力坡度为 4‰~9‰。地下水排泄方式以侧向地下径流排泄为主。玛纳斯湖为评价区地下水的最终排泄区。

（3）地下水动态

评价区地下水的显著特点是垂向补给与排泄很少，主要接受上游地下水的侧向径流补给，向下游侧向径流排泄，因而动态类型主要受地下水径流等水文因素影响，地下水动态类型以径流型为主。根据当地气象资料及统测资料，上游冰雪融水时期主要为每年的 3 月，水位出现大峰值丰水期；降水主要集中在每年的 9 月，水位出现小峰值；降雪冰冻时期主要集中在每年的 12 月一次年 2 月，为枯水期。

（4）地下水化学特征

该区域地下水化学特征受地质、地貌、岩性、埋藏及补排关系等因素的影响和控制。评价区水化学类型由南向北由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{—Na}$ 型过渡为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{—Na}$ 型。

根据项目区地层水分析资料统计表明，风城组二段水型以 NaHCO_3 为主，密度平均 1.101g/cm^3 ，地层水矿化度为 8306.0mg/L ，氯根平均 3390.72mg/L 。

4.1.5 气候、气象

夏子街油田属典型的大陆性干旱、半干旱气候。夏季炎热，冬季严寒，春秋季节多风，降水稀少，蒸发量大，空气干燥，光照丰富。夏子街油田气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气候气象参数一览表

项目名称		单位	数值
气温	最冷月平均	°C	-14.7
	最热月平均	°C	20.3
	极端最高	°C	34.5
	极端最低	°C	-30.6
	年平均	°C	4.3
室外计算相对湿度	最冷月	%	63
	最热月	%	43
	最热月 14 时平均	%	31
平均风速	冬季	m/s	1.3

	夏季	m/s	2.6
	年平均	m/s	2.2
最多风向及其频率	冬季	%	NW19
	夏季	%	W19
	全年最多	%	W13
极大风速及风	风速/标准风压	m/s/Pa	25.4

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围

本项目地处准噶尔盆地西北部，所在区域位于新疆油田分公司夏子街油田。项目主体工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，集输工程中新建 4.8km 天然气管线，其中 1.1km 位于克拉玛依市乌尔禾区。根据工程分析，本项目总占地约 42.13hm²，其中永久占地 6.35hm²、临时占地 35.78hm²。根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目以井场、站场场界周围 50m 范围、集输管线等线性工程两侧外延 300m 为生态评价范围。

(2) 调查内容

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

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

(3) 调查方法

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

A.基础资料收集

收集沿线地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，包括统计年鉴以及林草、生态环境、农业、自然资源等部门提供的相关资料，以及各生态敏感区的规划报告，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B.现场勘查

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

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

1) 调查点位选取及植被调查现场校验

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

2) 陆生植被调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范—草地生态系统野外观测（HJ1168-2021）》的要求，在对评价区陆生生物资源历年资料检索分析的基础上，根据调查方案确定路线走向及考察时间，进行现场调查。实地调查采取现场调查与样方调查的方法，确定评价区的植物种类、植被类型及珍稀濒危植物的生存状况等。

收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料，在综合分析现有资料的基础上，生物量和生物多样性调查依据已有资料推断，采用卫星遥感影像辅证验证的方法。

3) 陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则陆生哺乳动物（HJ710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则鸟类（HJ710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则爬行动物（HJ710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则两栖动物（HJ710.6-2014）》等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查及样线调查的方法，结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生物学和生态学特性，调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类，并适当扩展，确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料，在重点施工区域以及动植物生境较好的区域进行重点调查。

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

C.生态制图

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

D.生物量的测定与估算

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

4.2.2 生态功能区划调查

本项目主体工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，集输工程中新

建 4.8km 天然气管线，其中 1.1km 位于克拉玛依市乌尔禾区。根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本项目位于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区（Ⅱ）、准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区（Ⅱ₁）、白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区（16）。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。生态功能区划见图 4.2-1。

表 4.2-1 项目区生态功能区划

生态功 能分区 单元	生态区	准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区
	生态功能区	16.白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区
主要生态服务功能		土壤保持、景观多样性维护、旅游
主要生态环境问题		河谷林衰败、土壤风蚀、滥挖甘草和肉苁蓉、自然景观受损
生态敏感因子敏感程度		土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感
主要保护目标		保护河谷林、保护地貌景观
适宜发展方向		河谷林封育保护、增加生态用水、旅游建设与自然景观相协调

本项目所在区域属于“准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区，夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区”，主要生态服务功能为“荒漠化控制、农畜产品生产”，适宜发展方向为“建设渠道沿线绿化带和野生动物过渠通道、加强防护林建设、农灌区逐步开发”。

本项目属于页岩油开采项目，项目区不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。拟建工程对生态环境的影响主要体现在施工期，具有临时性、短暂性特点。本项目建设过程中减少水土流失；施工结束后，井场恢复和管沟回填，采取完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对土地沙漠化、土壤盐渍化和土壤侵蚀造成负面影响。

综上所述，本项目的建设符合项目所在区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

4.2.3 生态系统调查与评价

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

本项目所在区域处于我国西北干旱温带风沙区（脆弱区），从该区整体情况来看，区域生态环境的结构和功能属于重度脆弱区，生态脆弱性体现在生态系统抗干扰能力差和自然恢复能力弱。在干旱荒漠区的大背景下，植被种类单一，荒漠在现有水资源条件下，对人为地表和植被破坏等外界干扰仍然敏感，并易于演化为生物多样性减少，植物初级生产力降低的次一级脆弱类型。

根据表 4.2-1 及图 4.2-1，本项目所在区域属于白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。评价区植被以典型的荒漠植被为主，主要植被类型为白梭梭、假木贼和驼绒藜等，人工生态建设单元植被覆盖度 5%~10%，区域生态环境质量现状差，且十分脆弱。生态系统类型主要是荒漠生态系统和城镇生态系统。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图，见图 4.2-2。

本项目区域内土地利用类型为天然牧草地、裸土地和灌木林地。工程区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。

4.2.5 植被现状调查与评价

4.2.5.1 区域植被区系

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，拟建工程所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区植被地理区划

植被区	植被亚区	植被省	植被亚省	植被州
(二)新疆荒漠区(亚非荒漠区的一部分)	A.北疆荒漠亚区(与哈萨克斯坦荒漠同属一亚区)	III.准噶尔荒漠省	b.准噶尔荒漠亚省	15.古尔班通古特洲

评价区域内占优势的植被为梭梭，常见的其他植物种类主要为耐旱的小半乔木组、盐柴类半灌木组等。

4.2.5.2 评价区植被类型

评价区内主要高等植物 21 种，分属 6 科，主要是超旱生的小乔木、灌木、半灌木荒漠植被和多年生草本植物，物种及分布环境见表 4.2-2，评价区植被类型分布见图 4.2-3。

评价区高等植被有 18 种，分属 4 科，详见表 4.2-5。

表 4.2-5 区域野生植物情况一览表

序号	科	种名	拉丁名	分布
1	柽柳科 <i>Tamaricaceae</i>	红砂	<i>Rcaumuriasoongaria</i>	+
2		柽柳	<i>Tamarixchinensis</i>	+
3	蒺藜科 <i>Zygophyllaceae</i>	翼果骆驼蹄瓣	<i>Zygophyllumpterocarpum</i>	+
4	苋科 <i>Amaranthaceae</i>	白梭梭	<i>Haloxylonpersicum</i>	++
5		盐生假木贼	<i>Anabasisalsala</i>	++
6		展枝假木贼	<i>Anabasis truncata</i>	++
7		高枝假木贼	<i>Anabasiselator</i>	++
8		东方珍珠柴	<i>Caroxylonorientale</i>	+
9		驼绒藜	<i>Krascheninnikoviaceratoides</i>	+
10		木碱蓬	<i>Suaedadendroides</i>	+
11		猪毛菜	<i>Salsolacollina</i>	++
12		囊果碱蓬	<i>Suaedaphysophora</i>	++
13		肥叶碱蓬	<i>Suaedakossinskyi</i>	+
14		盐爪爪	<i>Kalidiumfoliatum</i>	+
15		梭梭	<i>Haloxylonammodendron</i>	++
16		叉毛蓬	<i>Petrosimoniasibirica</i>	+

17	白刺科 <i>Nitrariaceae</i>	小果白刺	<i>Nitrariasibirica</i>	++
18	菊科 <i>Asteraceae</i>	苍耳	<i>Xanthium strumarium</i>	+
19		蒲公英	<i>Taraxacum mongolicum</i>	++
20	豆科 <i>Fabaceae</i>	铃铛刺	<i>Caraganahalodendron</i>	+
21		骆驼刺	<i>Alhagicamelorum</i>	+

注：++为多见种；+为少见种

根据现场实地考察，评价区域气候干旱，土壤贫瘠，植被分布及生长状况极差，植物群落较为单一。项目区发育着以梭梭灌丛为建群种的水平地带性荒漠植被，主要组成植物有梭梭、白梭梭、盐生假木贼和驼绒藜等。大部分区域植被稀疏，植被覆盖度极低约5%，局部覆盖度可达10%，也有部分区域为裸土地。

评价区植被均为梭梭+假木贼群系（FormHaloxylonammodendron+Anabasis salsa+Anabasis truncata），分布在本项目所在整个油田开发区，所适应的土壤为灰棕漠土和草甸土，群落盖度很低，多在5%左右，局部在10%左右。植被类型见图4.2-3。

4.2.6 野生动物现状调查与评价

（1）野生动物区划

本项目区位于准噶尔盆地西北部，纳斯河流域下游的东部。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。

（2）野生动物栖息生境类型

本项目所在区域属典型的风积沙漠地貌，整个地势由东北向西南倾斜，海拔在360~440m。通过对评价范围内动物的实地调查和查询有关资料发现，该区域周边由于受到干旱环境和陆地石油、页岩油开采等人为活动的双重胁迫，已经几乎看不到野生动物的踪迹。仅在半灌木植物分布的区域还栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

（3）野生动物种类及分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，项目区栖息分布着各种野生脊椎动物22种，其中爬行类3种、鸟类14种、哺乳类5种。爬行类的蜥蜴、哺乳类的啮齿动物和鸟类是评价区内主要建群种动物，详见表4.2-6。

表 4.2-5 评价区主要脊椎动物名录及其种类和分布

序号	中文名	学名	居留特性	分布
爬行类				
1	快步麻蜥	<i>Eremiasvelox</i>		+
2	荒漠麻蜥	<i>Phrynocephalusgrumgrizimaloi</i>		+
3	密点麻蜥	<i>Eremiasmultiocellata</i>		+
鸟类				
4	石鸡	<i>Alectorischukar</i>	R	++
5	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptesparadoxus</i>	R	±
6	原鸽	<i>Columbalivia</i>	R	+
7	岩鸽	<i>Columbarupestis</i>	R	±
8	角百灵	<i>Eremophilaalpestris</i>	R	+
9	短趾沙百灵	<i>Calandrellacinerea</i>	R	+
10	小沙百灵	<i>Alaudalarufescens</i>	R	+
11	凤头白灵（新疆亚种）	<i>Galeridacristata</i>	R	+
12	毛脚燕	<i>Delichonurbicum</i>	B	+
13	云雀	<i>Alaudaarvensis</i>	B	+
14	家燕（指名亚种）	<i>Hirundarusticarustica</i>	T	±
15	红尾伯劳（北疆亚种）	<i>Laniuncristatusphoenicuroides</i>	R	+
16	家麻雀（新疆亚种）	<i>Passderdomesticusbactrianus</i>	R	±
17	树麻雀（新疆亚种）	<i>Passermontanus</i>	B	+
哺乳类				
18	子午沙鼠	<i>Merionesmeridianus</i>		+
19	大沙鼠	<i>Rhombomysopimus</i>		+
20	黄兔尾鼠	<i>LagarusLuteus</i>		+
21	小五趾跳鼠	<i>Allactagesibirca</i>		+
22	红尾沙鼠	<i>Merioneserythrourus</i>		±

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

评价区植被主要以梭梭、盐生假木贼为主，严酷的自然环境以及油田区的开发建设活动，导致区域内的大型脊椎动物早已远离栖息地，隐匿在荒漠深处，有时仅有少数动物进入项目区，人为干扰和旅游活动会进一步使大型兽类和鸟类逐渐远离

其栖息地，使当地野生动物种类和数量再度减少。评价区主要动物为啮齿动物（荒漠麻蜥、快步麻蜥等）及鸟类（家燕、凤头百灵、红尾伯劳等）。

4.2.7 生态敏感区调查与评价

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为区域内分布的野生动植物。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域水土流失重点治理区一并进行调查及评价。

4.2.7.1 重要物种

根据《国家重点保护野生动物名录（2021年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》新政发〔2022〕75号，经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，该区域没有国家和新疆重点保护野生动物。

根据《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号）及《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》（新林护字〔2022〕8号），评价区域无国家和新疆重点保护野生植物。

4.2.7.2 水土流失重点治理区

（1）水土流失现状

根据新水水保〔2019〕4号文件，新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，根据《2020年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，和布克赛尔蒙古自治县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占86.48%，主要侵蚀土地利用类型为草地、裸土地。

根据2020年新疆水土流失动态监测成果数据和《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），结合现场踏勘调查：项目区内大部分地区以棕漠土为主，地表植被稀疏，自然植被覆盖度5%~10%。项目区主要水土流失问题为地表裸露，大风、降雨天气容易引发水土流失，因此，确定项目区土壤侵蚀类型为轻度风蚀。工程原地貌土壤侵蚀模数为 $1500\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ ，依据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中土壤侵蚀强度分级标准，根据实地调查，依据土壤侵蚀与地貌、土壤、植被覆盖度关系，确定项目区容许土壤流失量为 $1500\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

（2）水土流失成因

①自然因素

项目区降雨多集中在4~6月，大多为季节性降雨，形成微度水力侵蚀。多年平均风速 $3.1\text{m}/\text{s}$ ，风季为每年的4—6月，风向多为西北风，极大风速 $39.0\text{m}/\text{s}$ 。项目区植被类型属旱生荒漠植被，地表植被稀疏，植被覆盖度5%左右，形成轻度风力侵蚀区。现状条件下，表层易蚀物质被剥蚀殆尽，地表形成厚薄不一的砂砾覆盖层，质地较密实，对防止土壤侵蚀有一定作用，若不人为扰动的情况下，不易发生大面积、较严重的侵蚀。

②人为因素

在没有人为干扰的情况下，一个地区的抗侵蚀力基本不变。在项目建设过程中，由于地形地貌、地表植被等遭受人为破坏和干扰，土壤结构变得松散，植被覆盖度降低，区域抗侵蚀力减弱，因而加剧了土壤侵蚀。根据工程的建设特点，施工建设活动主要从以下几个方面形成新增水土流失：

a.使原生植被受到扰动和破坏

由于项目的建设，扩大了人类活动范围，增大了对地表土壤和植被的扰动强度。原生植被在以下几方面遭到破坏：地面平整、开挖、填筑等形成较大范围的裸露面；工程施工作业及施工机械的碾压等占压地面、损坏植被，并可能使周边区域的植被也受到影响。

b.使土壤表层松散性加大

土壤是侵蚀过程中被侵蚀的对象。比如项目区场地高挖低填及基础处理，土石方开挖回填期间占地范围内临时堆置的松散土方易产生风蚀，由于工程的施工作业，

大量的松散土方发生运移和重新堆积，植被破坏，使土壤水分大量散失，土体的机械组成混杂不一，丧失了原地表土壤的抗蚀力。在大风及强降雨的作用下，裸露带极易形成较强的水土流失。

c.人为改变了原地貌形态

项目建设中，工程施工作业改变了相对稳定的原地貌，使表土变得疏松、裸露，如果无适当的保护措施，在当地大风及强降雨的作用下，裸露带极易形成较强的水土流失。

4.2.7.3 土地沙化现状调查

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于非沙化土地、风蚀残丘和戈壁，本项目沙化土地类型分布情况见图4.2-7。

4.2.8 主要生态问题调查

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

（1）水土流失问题

本项目位于天山北坡诸小河流域重点治理区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，因此水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（2）土地荒漠化问题

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

4.2.9 小结

本项目地处准噶尔盆地西北部，位于新疆油田分公司夏子街油田区域，工程所

在区域属典型的风积沙漠地貌，整个地势由东北向西南倾斜。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境。生态保护目标主要为区域野生动植物、水土流失重点治理区、土地沙化等。

本项目所在区域自然植被主要以梭梭、假木贼为主，严酷的自然环境及地势平坦的地形地貌，导致区域内的主要动物为啮齿动物（荒漠麻蜥、快步麻蜥等）及鸟类（小嘴乌鸦、凤头百灵、红尾伯劳等）。评价范围内涉及的土地利用类型主要为天然牧草地、裸土地和灌木林地等；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于非沙化土地、风蚀残丘和戈壁；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生动植物，生态系统类型简单、脆弱，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状调查与评价

（1）调查方法

本次地下水环境质量现状调查采用资料收集和现场实测的方法相结合。评价期间收集了《玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书》中 5 个潜水地下水监测点位的监测数据，同时本次委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）对项目区域地下水采样进行实测。

（2）监测点位

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本项目属于页岩油开采项目，为 I 类项目，评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，且项目区不位于集中式饮用水水源的补给径流区，区域地下水环境敏感程度为不敏感。本次地下水环境评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中“8.3.3.3 现状监测点的布设原则，3）二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2~4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个”。

本项目大部分地处荒漠，经过现场核实，项目区周边人工开采水井分布数量极少。根据导则要求，从实际出发，本次在场地上游布设1个地下水水质监测点，侧向部署3个地下水水质监测点，在项目区布设1个地下水水质监测点，在下游影响区布设2个地下水水质监测点，布点满足导则要求，且引用监测点位与本项目所在区域属于同一水文地质单元，监测取样时间在三年有效期内。监测点位基本满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的要求，故引用的数据具有一定代表性。具体监测点位见图4.3-1，各监测点设置情况及基本信息见表4.3-1。

表 4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位名称	经度 (°)	纬度 (°)	监测层位	与工程位置关系	监测时间	监测单位
1	玛水 9			潜水	场址兼上游	2026.1	新疆新环监测检测研究院（有限公司）
2	玛水 22			潜水	下游 1.9km		
3	玛水 41			潜水	下游 1.4km		
4	玛水 21			潜水	下游 4.4km		
5	夏水 19			潜水	项目区下游 4.8km	2024.10	新疆西域质信检验检测有限公司
6	夏水 18			潜水	项目侧向 2.9km		
7	夏水 9			潜水	项目区侧向 4.9km		
8	夏水 21			潜水	项目区侧向 4.5km		
9	夏水 7			潜水	项目区侧向 9.8km		

（3）监测项目及分析方法

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：pH、水位埋深、井深、K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氯化物、总硬度、铁、锰、汞、砷、镉、六价铬、铅、铜、锌、溶解性总固体、耗氧量、硫化物、硫酸盐、阴离子表面活性剂、钡、氟化物、氰化物、石油类等。

分析方法：采样按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》（第二版）有关标准和规范执行。

(4) 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

(5) 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：Pi——第i个水质因子的标准指数，无量纲；

Ci——第i个水质因子的监测浓度，mg/L；

Csi——第i个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如pH值），其标准指数计算公式：

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

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

式中：P_{pH}—pH的标准指数，无量纲；

pH—pH监测值；

pH_{sd}—标准中pH的下限值；

pH_{su}—标准中pH的上限值。

(6) 评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表4.3-1~表4.3-2。从结果可以看出，根据监测结果可知，在监测期间，潜水监测点除总硬度、锰存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。潜水监测点位硬度、锰超标与区域水文地质条件有关，该地区地下水位高，土壤含盐量大，盐分易升至地表造成的。

4.3.2 包气带污染现状调查与评价

本项目地下水环境评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），对于评价工作等级为一、二级的改、扩建项目，应开展包气带污染现状调查，分析包气带污染状况。本次对夏 207X 井场和玛 55 井场包气带的环境现状进行调查，以说明项目区包气带环境现状。

（1）监测点位

监测点位信息见表 4.3-2。

表 4.3-2 包气带环境现状调查点位

监测点位	坐标	采样深度	监测项目
夏 207X 井场		0~0.2m	石油类
玛 55 井场		0~0.2m	石油类

（2）监测方法

包气带浸溶液检测方法参照地下水水质检测分析方法进行。

（3）监测结果

监测结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 包气带污染源监测点现状监测结果

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	夏 207X 井场 空地	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出
2	玛 55 井场 空地	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出

4.4 地表水环境现状调查与评价

按照《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，且本项目周边 5km 范围内无天然地表水体。项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，废水处理设施的依托可行性。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区土壤类型主要为灰棕漠土。土壤类型分布图见图 4.5-2。

灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤，该土类是在北疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质（砾质—砂质）成土母质上形成的，其形成和分布与大风的作用密切相关，在大风的作用下，地表细颗粒物质被强大的风力搬运殆尽，留存的砾石和砂粒在风和短暂暴雨的作用下，互相镶嵌形成部分较密实的砾幕，也就是黑褐色的“荒漠漆皮”。因而其生产性能较差，植物生长极少，部分区域甚至为不毛之地。在灰棕漠的形成过程中，生物累积作用很小，土壤表层的有机质含量仅为 3g~5g/kg，在剖面中无明显聚积层。灰棕漠土为粗骨性母质，细土物质很少，土体非常干燥，地表有一层厚约 2~3cm 而略带黄灰色的结皮砾幕，混有砾石和碎石；下为浅褐棕色或褐红。棕色、砾质沙壤的不明显层片状层，比较疏松，一般厚约 8~12cm；以下开始出现石膏聚积层，大量石膏聚积在 10~40cm。

4.5.2 土壤理化性质调查

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

4.5.3 土壤环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 5 个柱状样和 5 个表层样，占地范围外设置 6 个表层样；土壤类型主要为灰棕漠土。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地区和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）对土壤环境质量现状进行了监测，取样时间为2026年1月。土壤监测点位及监测因子见表4.5-2。

表 4.5-2 土壤监测点位及监测因子

监测项目	序号	监测点位	监测点情况	监测频次	监测要求	监测因子
土壤	占地范围内	T1	表层样	监测1次	表层样：0-0.2m	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的45项+特征因子：石油烃+土壤盐分含量+pH
		T2				pH+土壤盐分含量+（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		T3				
		T4				
		T5				
		T6	柱状样	监测1次	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m分别取样	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		T7				
		T8				
		T9				
		T10				
	占地范围外	T11	表层样	监测1次	表层样0-0.2m取样	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表1规定的基本项目：pH+8项重金属+土壤盐分含量+石油烃
		T12				pH+土壤盐分含量+石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		T13				
		T14				
		T15				
		T16				

4.5.4 土壤环境现状评价

(1) 评价标准

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

占地范围外草地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1筛选值标准，根据监测结果，在监测期间，本项目区域土壤pH>7.5，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中所列筛选值标准。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2第二类用地筛选值标准。

(2) 评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

(3) 评价结果

土壤评价结果见表4.5-3～表4.5-6。

表 4.5-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价（建设用地土壤）

监测点位				T1 拟建拉油站内		
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值(第二类用地)	监测数据	Pi	达标情况
1	pH	-	-			-
2	总砷	mg/kg	60			达标
3	镉	mg/kg	65			达标
4	六价铬	mg/kg	5.7			达标
5	铜	mg/kg	18000			达标
6	铅	mg/kg	800			达标
7	总汞	mg/kg	38			达标
8	镍	mg/kg	900			达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8			达标
10	氯仿	mg/kg	0.9			达标
11	氯甲烷	mg/kg	37			达标

12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9			达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5			达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66			达标
15	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596			达标
16	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54			达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616			达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5			达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10			达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8			达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53			达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840			达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8			达标
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8			达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5			达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43			达标
27	苯	mg/kg	4			达标
28	氯苯	mg/kg	270			达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560			达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20			达标
31	乙苯	mg/kg	28			达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290			达标
33	甲苯	mg/kg	1200			达标
34	间/对二甲苯	mg/kg	570			达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640			达标
36	硝基苯	mg/kg	76			达标
37	苯胺	mg/kg	260			达标
38	2-氯酚	mg/kg	2256			达标
39	苯并(a)蒽	mg/kg	15			达标
40	苯并(a)芘	mg/kg	1.5			达标
41	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15			达标
42	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151			达标
43	蒎	mg/kg	1293			达标
44	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	1.5			达标
45	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	15			达标

46	苯	mg/kg	70			达标
47	石油烃	mg/kg	4500			达标
48	全盐量	g/kg	/			达标

表 4.4-4 占地范围内表层样土壤监测结果一览表

监测项目	筛选值（第二类用地）	T2 拟建 MaYHW1036 井场内		T3 拟建 MaYHW1274 井场内		T4 拟建 3 号计量站内		T5 玛 55H 井场内	
		0~20cm		0~20cm		0~20cm		0~20cm	
		监测结果	达标情况	监测结果	达标情况	监测结果	达标情况	监测结果	达标情况
pH	/		/		/		/		/
全盐量（g/kg）	/		/		/		/		/
石油烃（mg/kg）	4500		达标	/	/		/		/

表 4.4-5 占地范围内柱状样土壤监测结果一览表

监测项目	筛选值（第二类用地）	T6 拟建拉油站内					
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
		监测数据	达标情况	监测数据	达标情况	监测数据	达标情况
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）（mg/kg）	4500	<6	达标	<6	达标	<6	达标
监测项目	筛选值（第二类用地）	T7 拟建 MaYHW1037 井场内					
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
		监测数据	达标情况	监测数据	达标情况	监测数据	达标情况
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）（mg/kg）	4500	<6	达标	<6	达标	<6	达标
监测项目	筛选值（第二类用地）	T8 拟建 MaYHW0940 井场内					
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
		监测数据	达标情况	监测数据	达标情况	监测数据	达标情况
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）（mg/kg）	4500	<6	达标	<6	达标	<6	达标
监测项目	筛选值（第二类用地）	T9：拟建 MaYHW1273 井场内					
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
		监测数据	达标情况	监测数据	达标情况	监测数据	达标情况
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）（mg/kg）	4500	<6	达标	<6	达标	<6	达标

监测项目	筛选值（第 二类用地）	T10 夏204X井场内					
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
		监测 数据	达标 情况	监测数据	达标 情况	监测数据	达标 情况
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ） （mg/kg）	4500	<6	达标	<6	达标	<6	达标

表 4.4-6 土壤监测结果一览表（占地范围外表层样）

采样点位	采样 深度	监测项目	单位	检测结果	筛选值（pH >7.5）	达标情况
T11 拟建 MaYHW1274 井场外北侧 200m （草地）	0.2 m	pH 值	无量纲		/	/
		砷	mg/kg		25	达标
		镉	mg/kg		0.6	达标
		铬	mg/kg		250	达标
		铜	mg/kg		100	达标
		铅	mg/kg		170	达标
		汞	mg/kg		3.4	达标
		镍	mg/kg		190	达标
		锌	mg/kg		300	达标
		全盐量	g/kg		/	/
		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg		4500	达标
T12 拟建拉油站外东 北侧 200m	0.2 m	pH 值	无量纲		/	/
		全盐量	g/kg		/	/
		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg		4500	达标
T13 拟建 MaYHW1036 井场外西侧 200m	0.2 m	pH 值	无量纲		/	/
		全盐量	g/kg		/	/
		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg		4500	达标
T14 拟建 MaYHW0939 井场外东北侧 200m	0.2 m	pH 值	无量纲		/	/
		全盐量	g/kg		/	/
		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg			
T15 拟建 3 号计量站外 北侧 200m	0.2 m	pH 值	无量纲		/	/
		全盐量	g/kg		/	/

		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg			
T16 夏 204X 井场外东 北侧 200m	0.2 m	pH 值	无量纲	8.40	/	/
		全盐量	g/kg	10.6	/	/
		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg			

从评价结果可以看出，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，土壤中重金属和石油烃含量较低，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）中表 1 第二类用地风险筛选值要求。项目区占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低，满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”相应标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

4.6 环境空气质量现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本项目地处塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，根据生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”中塔城地区达标区判定数据，塔城地区环境空气中六项基本污染物SO₂、NO₂、PM₁₀、Pm_{2.5}、CO、O₃监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表4.6-1、4.6-2。

表 4.6-1 区域环境空气质量现状评价表

污染物	年度评价指标	现状浓度	标准值	占标率%	达标情况
2024 年					
SO ₂	年平均	5	60	8.3	达标
NO ₂	年平均	7	40	57.5	达标
PM ₁₀	年平均	29	70	42.9	达标
PM _{2.5}	年平均	13	35	40.0	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	400	4000	52.5	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	77	160	68.8	达标
2023 年					
SO ₂	年平均	5	60	8.3	达标
NO ₂	年平均	23	40	57.5	达标
PM ₁₀	年平均	30	70	42.9	达标
PM _{2.5}	年平均	14	35	40.0	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2100	4000	52.5	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	110	160	68.8	达标
2022 年					
SO ₂	年平均	4	60	6.7	达标
NO ₂	年平均	10	40	25.00	达标
PM ₁₀	年平均	32	70	45.7	达标
PM _{2.5}	年平均	14	35	40.0	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	600	4000	15.0	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	104	160	65.00	达标
2021 年					
SO ₂	年平均	5	60	8.3	达标
NO ₂	年平均	11	40	27.5	达标
PM ₁₀	年平均	38	70	54.3	达标
PM _{2.5}	年平均	12	35	34.3	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	900	4000	22.5	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	102	160	63.8	达标
2020 年					
SO ₂	年平均	3	60	10.0	达标

NO ₂	年平均	10	40	52.5	达标
PM ₁₀	年平均	37	70	77.1	达标
PM _{2.5}	年平均	12	35	74.3	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1100	4000	35.0	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	106	160	73.1	达标

根据上表结果,近5年来塔城地区SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃等污染物长期浓度均可满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准限值,为环境空气质量达标区。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

(1) 监测点位及监测项目

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

在兼顾开采区所在区域的地形特点及当地常年主导风向和均布性原则,本次在拟建拉油站布设1个大气监测点。监测点位基本信息见表4.6-3和图4.3-1

表4.6-2 特征污染物监测点位基本信息 单位:mg/m³

位置	监测因子	监测频次
拟建拉油站	非甲烷总烃、H ₂ S	硫化氢连续监测7天、每天采样4次;非甲烷总烃每天采样4个小时,每小时4次,取小时平均值,连续监测7天。

(2) 监测时间及频率

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

(3) 监测及分析方法

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

表4.6-4 大气污染物采样分析及依据

序号	监测项目	分析及依据	检出限(mg/m ³)
1	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法亚甲蓝分光光度法》(GB/T11742-1989)	0.005
2	NMHC	《环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定直接进样一气相色谱法》(HJ604-2017)	0.07

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（ $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求。

(5) 评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$P_i = C_i / C_{0i} \times 100\%$$

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

(6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.6-5。

表 4.6-5 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	达标 情况
拟建拉油站	非甲烷总烃	2000			达标
	硫化氢	10			达标

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

4.7 声环境现状调查与评价

声环境现状调查采用现场监测法。声环境现状委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）进行现场监测。

(1) 监测点位

为了说明场地声环境质量现状，本次在井场、站场进行声环境质量现状监测。声环境现状监测点位信息见表 4.7-1，布点示意图见图 4.3-1。

表 4.7-1 监测点位信息一览表

监测点位名称	监测因子	监测时间	监测频率	监测单位
拟建 MaYHW0875 井	等效连续 A 声级 (Leq)	2026 年 1 月	监测 1 天昼、 夜间各监测 一次。	新疆新环监测检 测研究院(有限公 司)
拟建 3 号计量站				
玛 55 井场厂界四周				

(2) 监测项目：连续等效 A 声级 Leq〔dB(A)〕。

(3) 监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中规定的方法进行监测。

(4) 评价标准

项目区域拟建井场、站场背景噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）；已建井场声环境质量执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

(5) 评价方法

采用对标法进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

(6) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

表 4.7-2 声环境现状监测及评价结果表

监测点名称		测量结果（dB(A)）				评价 结果
		昼间		夜间		
		实测值	标准值	实测值	标准值	
拟建拉油站			60		50	达标
拟建 MaYHW0875 井						达标
拟建 3 号计量站						达标
玛 55 井场厂界四周	东		60		50	达标
	南					达标
	西					达标
	北					达标

监测结果表明，在评价期内，拟建井场、站场声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求；已建井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

5. 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 施工期生态环境影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

(1) 永久占地影响分析

本项目新增永久占地 6.35hm^2 ，主要是井场、计量站、集中拉油站和进场道路的永久占地。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、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被井场长期取代。

(2) 临时占地影响分析

本项目新增临时占地 35.78hm^2 ，主要是井场、新建各类管线、生活营地占地，生态影响主要集中在施工期。本项目临时性占地主要是天然牧草地和裸土地。

井场建设对周边区域的生态环境影响主要有：

a. 临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失。

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

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

综上所述，临时性工程占地短期内将影响区域内的利用状况，施工结束后，随着占地和生态恢复等措施的实施，这一影响将逐渐减小直至消失。

5.1.1.2 对植被的影响分析

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

夏子街油田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久

性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

（1）工程占地对植被影响

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

本项目共占地 42.13hm²，本项目占地范围内的现状用地主要为天然牧草地、裸土地和灌木林地等，其他草地和灌木林地自然植被覆盖度较低。在投入运营后，其中有 6.35hm² 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖，临时占地 35.78hm² 土地重新恢复到原来的自然状态。

（2）石油类污染对植被的影响

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

本项目占地范围内自然植被覆盖度低，本项目开工建设尽量避开植被较多的区域，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（3）人类活动对植被的影响

人类活动对植被的影响主要表现在施工人员和施工机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被压紧踩实和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。

本项目所在区域无国家和自治区重点保护野生动物，夏子街油田已开发多年，大型的野生脊椎动物早已离开此地。现场调查期间，在项目占地区域未发现大型野生动物踪迹，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类，且由于评价区域

不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。对动物的具体影响主要表现在以下方面：

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

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

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

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

5.1.1.4 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号文，本项目所在区域属于天山北坡诸小河流域重点治理区，本项目实施对区域水土流失影响如下：

项目区土壤类型为灰棕漠土，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，其影响主要表现在以下几个方面：

（1）破坏地表稳定层，加剧风力侵蚀

项目区地表虽植被覆盖度极低，但井场平整、管沟开挖等施工活动将破坏地表结皮，使下方松散的沙物质完全裸露，在风力的作用下，这些新裸露区域的土壤风蚀量将成倍增长。

项目实施后，井场永久占地区域将形成硬化的下垫面，但其周边因施工扰动会形成松动沙土带，成为持续供沙的源头。尽管管线最终埋设，但施工期开挖形成的临时堆土、回填的疏松土壤，以及作业带内被彻底扰动的地表，将形成一条线性的、高度易被侵蚀的脆弱带。在草方格等防护措施生效前，这条带状区域极易发展成风蚀沟或成为沙尘的输送通道。

（2）叠加与累积影响

项目区属于风力侵蚀强度较大的区域，本底风蚀量大。工程活动新增的沙源与本底风沙流叠加，将进一步加剧区域性的风沙危害强度和频度。

项目大部分工程位于风蚀残丘和戈壁，本身需要固定沙地、减少沙尘。本项目在施工期及运营初期，因新增了大面积的活动沙面，会在局部暂时削弱了该区域的防沙治沙生态功能。

（3）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，便产生风选作用，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。

（4）对油田公路、管线、井场的危害

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，施工期主要包括井场地面工程、油气集输工程和站场工程，包括管沟开挖等。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为裸土地。主要表现在：

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

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

③由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

5.1.1.5 井场、站场建设对生态环境的影响

本项目井场和站场工程主要包括拟新建8座丛式井场和3座站场。井场站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灰棕漠土，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，说明油田开采对土壤存在石油类污染，油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

本项目拟开挖管沟24.9km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为其他草地和裸土地，植被多为耐旱型植被。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、改变土壤质地、影响土壤养分、影响土壤紧实度等。

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

5.1.1.7 土地沙化影响分析

据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于非沙化土地、风蚀残丘和戈壁。本项目井场、站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，对不同沙化土地类型的影响如下：

（1）非沙化土地

非沙化土地生态相对较好、植被覆盖度相对较高、土壤表层有一定结皮或有机质。井场、站场建设时清除地表植被、破坏土壤结构、移除表土，将原本稳定的土地转变为易侵蚀的裸地。场地硬化和井场设施建设形成永久性不透水面，使井场和站场所在区域彻底丧失生态功能，同时施工期车辆碾压破坏井场、站场周边植被。管线建设时开挖管沟会破坏地表植被和土壤结构，形成一条易蚀带，表土回填后若压实不足或植被恢复不良，该线状区域极易成为风蚀突破口或积沙带。同时，管线施工便道也会造成平行于管线的扰动带。

（2）风蚀残丘

风蚀残丘是由相对抗蚀性较强的物质组成，形态固定或半固定的风沙地貌。在此区域植被是重要的固沙地貌单元，通常植被比较稀疏。

井场、站场若选址在残丘上，需要大规模削平或开挖，彻底破坏残丘形态和抗蚀层，暴露内部松散沙物质，导致残丘迅速解体沙化。若选址在残丘附近，施工活动（碾压等）可能破坏残丘坡脚稳定性，削弱其抗蚀能力。新建管线穿越残丘时，管沟开挖会切断残丘的连续性，破坏其结构的稳定性；车辆碾压施工便道会破坏残丘表面脆弱的结皮或植被。

（3）戈壁

戈壁区域地表覆盖砾石层，下方是沙物质。砾石层能有效保护下伏沙粒不被风吹走，是典型的“覆盖型”稳定地表，戈壁区植被极其稀疏。

井场、站场建设需要清除地表砾石层进行平整和基础施工，移除砾石保护层会使暴露的下伏沙物质直接成为风蚀源。井场和站场建设的构筑物会改变局地风场，可能在设施下风向形成新的积沙区或加剧上风向的吹蚀作用等。开挖管沟会剥离地表砾石层，暴露沙质沟底，形成线状风蚀带。开挖土回填后，表层往往缺乏足够的砾石覆盖，形成一条易蚀的带状区域。此外，重型设备碾压会破坏井场、站场选址区域和管线施工便道处的砾石层结构，降低其保护效能。

5.1.2 运营期生态环境影响分析

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

5.1.2.1 对野生动物的影响分析

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

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

5.1.2.2 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时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

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

因此，项目建设会对局地的生态系统完整性产生短期影响。然而，通过严格控制作业范围、实施生态补偿与修复措施，可以最大限度地减缓这种扰动，并促进系统逐步建立新的动态平衡。从区域景观尺度来看，在有效的环保措施保障下，项目不会从根本上改变景观生态的稳定性格局，生态系统维持其关键进程与功能完整性的能力将得以保持。

5.1.2.4 景观完整性影响分析

本项目处于准噶尔盆地西北部，所在区域位于新疆油田分公司夏子街油田。项目区地处典型的荒漠生态景观区，其生态系统结构简单，生物多样性匮乏，环境异质性较低，导致该系统稳定性和抗干扰能力较差。经过多年开发，夏子街油田区块内已形成了由道路、集输管网、站场等构成的密集基础设施网络，这些油田设施将原本广袤、连续的原始荒漠景观切割成碎片，在区块内部已逐步演替为一种高度依

赖人工维持、生态功能退化的“城镇-工业-荒漠”复合生态系统。在宏观尺度上，油田开采导致了景观格局的破碎化，使荒野区域面积减小；在微观尺度上，则造成了局部地表结构的剧烈扰动、土壤理化性质改变、风蚀与水蚀加剧等问题，并最终引发荒漠生态系统功能退化等。

本次工程总占地面积 42.13hm^2 ，其中永久占地 6.35hm^2 、临时占地 35.78hm^2 。所有新增占地均集中于已划定的油气田开发范围内，不涉及新的生态区域。从宏观角度而言：本项目是在既有高度人工化的复合生态系统内的扩建项目，其影响是累积性和叠加性的。项目本身并未开辟新的扰动区域，因此，对于整个准噶尔盆地西北部荒漠景观的整体性与完整性而言，本项目不构成颠覆性或质变性的新增破坏。从局部来看：本次新增的临时占地将在建设期内对地表植被和土壤结皮造成短期破坏，可能加剧局部风沙活动。然而，由于临时占地具有可恢复性，通过后续的生态修复措施，其影响在很大程度上是可逆的。新增的永久占地规模极小，在广阔的已建油田区域内，其新增的景观切割效应与生态扰动相对有限。

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

5.1.3 退役期生态环境影响分析

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

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

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

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

5.1.4 生态影响评价自查表

本项目对生态环境的影响主要在施工期，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。本项目永久占地约 6.35hm²，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 35.78hm²，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，在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。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。本项目生态影响评价自查表见表 5.1-3。

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input checked="" type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量）

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

5.2 地下水环境影响分析

5.2.1 水文地质条件

5.2.1.1 区域地层概况

玛 51X 井区石炭系基底之上自下而上发育地层为：二叠系佳木河组（P_{1j}）、风城组（P_{1f}）、夏子街组（P_{2x}）、下乌尔禾组（P_{2w}），三叠系百口泉组（T_{1b}）、克拉玛依组（T_{2k}）、白碱滩组（T_{3b}），侏罗系八道湾组（J_{1b}）、三工河组（J_{1s}）、西山窑组（J_{2x}）、头屯河组（J_{2t}）及白垩系。其中石炭系与二叠系，二叠系与三叠系，三叠系与侏罗系，侏罗系与白垩系为区域性不整合接触。根据目前勘探结果，二叠系风城组、夏子街组、乌尔禾组，三叠系百口泉组、克拉玛依组及侏罗系八道湾组均发育油层（表 5.2-1）。

根据岩性和电性特征，玛 51X 井区块风城组自下而上分为风一段(P_{1f1})、风二段(P_{1f2})、风三段(P_{1f3})。风一段主要发育火山岩与泥页岩互层；风二段自下而上分

为 P_{1f23}、P_{1f22}、P_{1f21} 三个亚段，主要发育长英质页岩、含云灰长英质页岩、云灰质页岩、硅质页岩等，P_{1f22} 局部 含硅硼钠石、碳钠镁石、碳钠钙石等碱性矿物；风三段主要发育灰褐色长英质页岩和云灰质 页岩，顶部为灰色、灰绿色泥岩。

表 5.2-1 玛 51X 井区田地层简表

地层			岩性简述
层系	组/群	地层代号	
白垩系	吐谷鲁群	K _{1tg}	灰褐色粉砂质泥岩、褐色泥岩互层，底部为灰色砂砾岩。
侏罗系	头屯河组	J _{2t}	上部为灰色泥岩夹薄层泥质粉砂岩；中部以灰色砂砾岩、粉砂岩为主夹粉砂质泥岩；下部以灰色泥岩为主。
	西山窑组	J _{2x}	顶部褐色含砾细砂岩、泥岩互层，中下部主要为灰色、浅灰色泥质细砂岩、灰色砂质泥岩及少量灰白色细砂岩，偶夹薄层黑色煤及灰色泥岩。
	三工河组	J _{1s}	主要为灰色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩互层。
	八道湾组	J _{1b}	上部为灰色泥岩与黑色煤互层，中部为厚层灰色泥质粉砂岩、粉砂质泥岩，夹薄层深灰色炭质泥岩及黑色煤，底部大部分为灰白色荧光含砾泥质细砂岩、灰色含砾细砂岩及粉砂质泥岩，夹薄层黑色煤，深灰色泥岩与泥质粉砂岩互层。
三叠系	白碱滩组	T _{3b}	主要以大段深灰色泥岩为主，中间夹有绿灰色泥质细砂岩及泥质砂岩。
	克上组	T _{2k2}	上部主要为灰色、绿灰色泥质粉砂岩、含砾泥质粉砂岩、砂砾岩与深灰色泥岩、砂质泥岩不等厚互层，底部为灰褐色砂质泥岩。
	克下组	T _{2k1}	以灰色砂砾岩、含砾泥质粉砂岩为主，夹灰褐色、褐色泥岩。
	百口泉组	T _{1b}	上部主要为灰褐色泥岩；中部为灰色砂砾岩夹少量泥岩；下部为褐灰色砂砾岩、灰色砂砾岩夹一套泥岩隔夹层。
二叠系	下乌尔禾组	P _{2w}	顶部为不整合面风化壳形成的深灰色泥岩、砂质泥岩，中下部为灰绿色砂砾岩。
	夏子街组	P _{2x}	顶部为灰色砂砾岩夹泥质粉砂岩，中部为褐色泥质粉砂岩与灰色细砂岩互层，底部为灰色砂砾岩、粗砂岩夹少量泥岩。
	风城组	P _{1f3}	主要发育深灰色含云长英质页岩和长英质页岩。
		P _{1f2}	主要为一套深灰色长英质页岩、含云长英质页岩和云灰质页岩、硅质页岩。
		P _{1f1}	上部为凝灰质砂岩，中部发育一套流纹质熔结角砾凝灰岩，底部为凝灰质泥岩及粉砂质泥岩。

5.2.1.2 地质构造

玛北地区风城组构造主体位于准噶尔盆地西部隆起乌夏断裂带，风城组可划分为掩覆带、斜坡区和凹陷区三个次级构造带，构造活动由强变弱，玛 51X 井区位于斜坡区。

玛 51X 井区风城组构造整体表现为东北高西南低，纵向上具较好继承性，埋深变化大，以 9 号层顶界构造为例，海拔深度从高部位-3500m 变化至低部位-4740m，深度落差达到 1240m，构造高点位于玛 51X 井区东北部，构造低点位于玛 56X 井向斜，拟部署区埋深为 5100m。

玛 51X 井区四侧受断层切割，主要发育北东-南西和北西-南东向两组逆断裂，北东-南西向断裂断距大，延伸长，控制地区构造格局；北西-南东向断裂断距小，延伸短。两组断裂组合形成玛 51X 井断块，并以玛 51X 井北断裂、玛页 1 井东断裂及夏 72 井南断裂为边界，与丰探 1 井区、玛页 1 井区、夏云 1 井区分割。工区共发育 9 条主断裂，地震曲率属性显示断裂特征明显，断点清晰可靠，其中玛页 1 井东断裂特征相对较弱。主断裂断距 10m~380m，断裂倾角主体为 60°~90°，延伸长度为 6.4km~37.5km

工区内构造变化快，微幅构造相对发育，主体发育夏 72 井背斜、玛 49 井单斜、玛 56X 井向斜和玛 51X 井鼻状构造等 4 个微幅构造单元。部署区位于玛 56X 向斜南翼部，整体为单斜构造。地层倾角变化大，地层倾角范围为 0~30°，高陡地层主要分布于玛 51X 井区西南部。

5.2.1.3 区域水文地质概况

（1）区域水文地质概述

项目区位于准噶尔盆地西北边缘，地下水的赋存与分布直接受构造控制，水文地质分带明显，并与地貌岩相带相适应，从加依尔山山前向准噶尔盆地中心，即由山地过渡为山前洪积倾斜平原-洪积冲积平原-冲积湖积平原。地下水含水层结构，由单一的卵砾石层变为砂砾（卵）石、砂、黏性土的综合互层。地下水类型由基岩裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水、松散岩类裂隙水单层结构的潜水过渡到多层结构的潜水-承压（自流）水。从山前洪积砾质倾斜平原到冲积湖积平原，潜水的埋藏深度由深逐渐变浅，呈平行山地的带状分布。地下水在山区接受大气降水直接渗入的补给，在强烈的构造断裂、节理、裂隙的控制下径流、赋存、运移，以侧向径流的形式排泄向南东方向，大部份以地下径流的形式排泄到盆地中部冲湖积平原，小部份以泉的形式溢出地表。

（2）地下水赋存条件

区域上地下水类型主要为第四系松散岩类孔隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水和基岩裂隙水。

第四系松散岩类孔隙水沿和布克河、白杨河呈条带状分布，地下水埋藏较浅，含水层厚度较薄，富水性贫乏。地下水的补给主要接受上游的地下径流补给，其次为大气降雨、暴雨洪流和田间入渗补给，主要以侧向径流、人工开采和蒸发蒸腾等方式排泄。该层地下水水质较差。

碎屑岩类孔隙裂隙水主要分布在和什托洛盖及夏子街一带，根据含水岩组的不同可划分为古近系-新近系含水岩组、白垩系含水岩组和侏罗系含水岩组

基岩裂隙水，根据含水岩性特征，可划分为层状岩类裂隙水和块状岩类裂隙水。其中层状岩类裂隙水：主要分布在萨吾尔山南坡、谢米斯台山南坡西段。地层岩性主要以火山碎屑岩为主，构造活动剧烈，岩层裂隙发育，有良好的地下水赋存空间；块状岩类裂隙水：主要分布在和什托洛盖镇西北部，含水层以花岗岩为主的块状岩类，裂隙不发育。

（3）地下水补给、径流、排泄条件

区域内地下水的补给、径流与排泄受地形地貌、地层岩性、地质构造、水文和气象等因素的制约。从整个区域上看，山区是区内地下水的主要形成区及补给区，山前冲洪积倾斜平原是地下水的主要径流区，盆地或山间谷地沿河地带是地下水的主要排泄区。

结合地层资料和区域水文地质资料，通过对白垩系、侏罗系地层岩性、特征的分析研究，说明中生代地层是在潮湿气候的泻湖—湖泊环境条件下形成的。从新生代开始，区域地壳不断上升，地层接受风化和剥蚀，湖泊相的水分便在白垩系碎屑岩层的裂隙孔隙中残留下来，形成了区域地下水。与此同时，山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水，在漫长的地质历史时期，通过侧向流入和渗漏补给储存在白垩系地层中，构成地下水的含水层。区块内下白垩统吐谷鲁群中地下水的补给区主要是扎依尔山、雪米斯坦山及阿尔加提山，补给区基岩主要由古生代基底岩石及不同时期侵入的花岗岩等组成，岩体遭受侵入变质构造破坏作用强烈，赋存着风化及成岩裂隙水、构造及接触带脉状水。单泉涌水量在0.1~1.0L/s之间，多数在0.1~1.0L/s之间。大气降水也是该区主要的补给源。白杨河、和布克河等河流也是其不可或缺的补给来源。

地下水接受山区的地下水补给后，在松散岩类的孔隙中大体由盆地边缘向盆地腹部径流，流向大体为由西北向东南，在冲洪积扇前缘地带因受透水性差的黏性土层阻挡多以溢出泉的形式排泄于地表，或以侧向地下径流的形式继续向盆地中部细土平原区排泄，最终排泄于盆地最低处的内陆湖泊中。在地下水位埋深浅的地带，地下水通过土壤毛细管上升到地表，而后进入蒸发或者通过植物蒸腾进行排泄。

(4) 地下水动态

平原区地下水动态的变化，除受气候条件中的降水入渗制约外，还受山区河流出山后大量入渗补给地下水，渠系引水和灌溉水入渗补给地下水、盆地中部地下水浅埋区强烈的蒸发浓缩和植物蒸腾以及人工开采地下水等诸多因素的影响。地下水动态的类型除渗入型外，还表现为水文型（即地下水动态变化受地表水影响明显，与地表水动态变化一致）、蒸发型（高温季节蒸发强烈时，地下水位下降，水质浓度变差；低温季节蒸发微弱时，地下水位上升，水质有所变好）和开采型（开采期间地下水位明显下降，非开采期地下水位上升）及其不同组合的混合类型。

5.2.1.4 评价区水文地质条件

(1) 地下水赋存条件及含水层特征

评价区地处准噶尔盆地西北部，区域上位于和什托洛盖盆地西缘。为广阔的戈壁砾石带，自西北向东南倾斜，宽阔而平坦，海拔 600~800m。受后期洪流侵蚀切割，局部呈崎岖梳状垅岗。地表岩性由次圆或次棱角状砂卵砾石组成，部分地段有亚砂土与砂砾石的交互层。地表植物稀少，呈荒漠戈壁景观。评价区内地下水类型为碎屑岩类裂隙孔隙水。

井区地下水类型为单一的碎屑岩类裂隙孔隙水，含水层岩性为砂岩和泥岩互层，上部为透水不含水第四系松散沉积物。含水层岩组为古近系、新近系和侏罗系岩组，含水层岩性为砂岩、砾岩与泥岩的互层，颜色呈青灰色至灰白色，风化程度中等，裂隙不发育，地下水的赋存条件比较差，富水性较弱。地下水埋深较大，且第四系松散层之下有一层连续厚 2~20 米的泥岩层，隔水能力较强。据原有钻探 S10 号孔资料，水位埋深 56.89 米，因含水岩组完整，孔隙裂隙发育程度差，地下水流动缓慢，渗透系数 1.611 米/日，含水层厚度为 30.49 米，单井涌水量为 217 立方米/日。

项目区水文地质图见图 5.2-2。

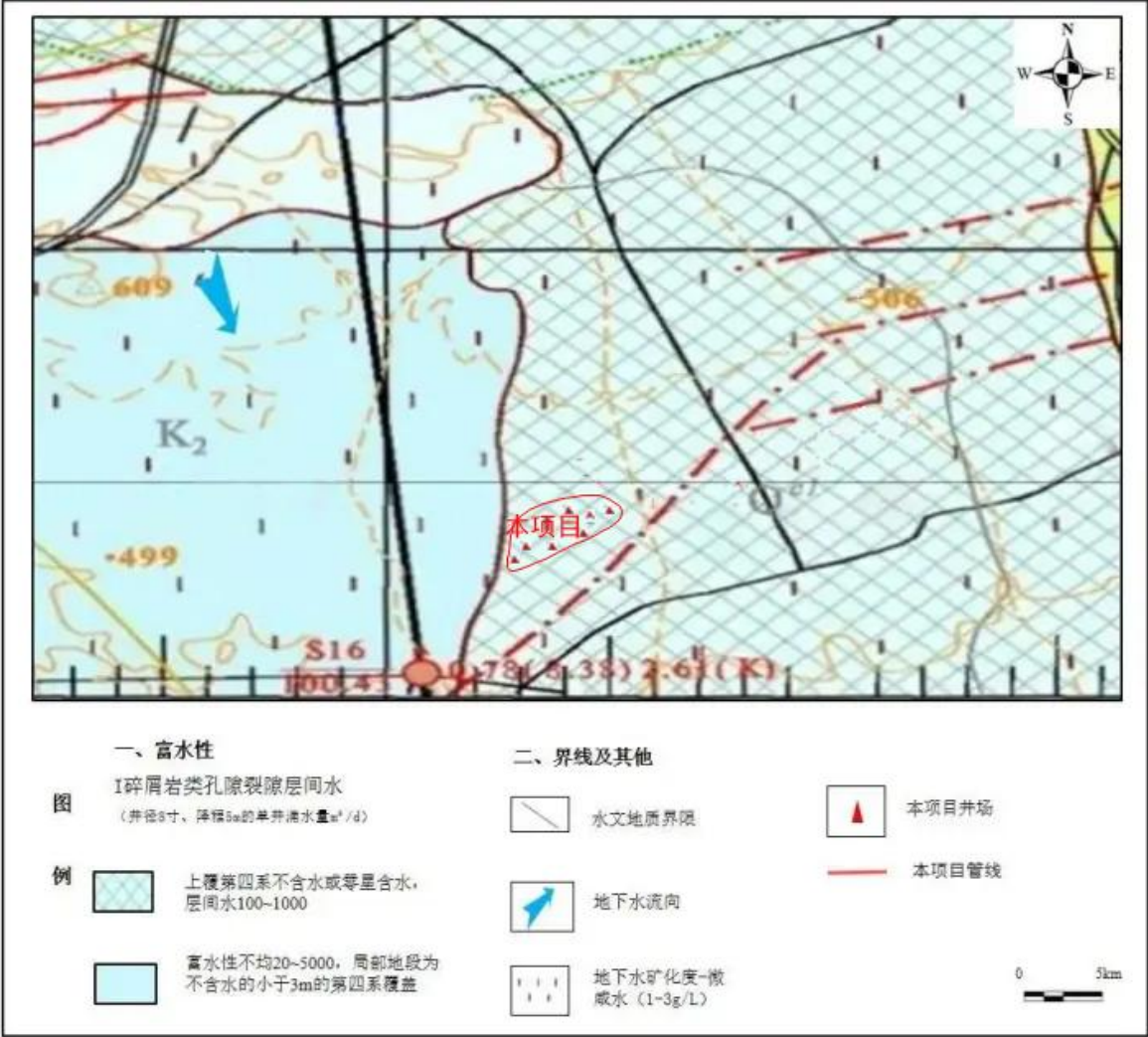


图 5.2-2 项目区水文地质图

(2) 补给、径流、排泄条件

区内地下水类型为碎屑岩类裂隙孔隙水，无地表水分布，无田地分布，井区地下水主要接受西北部地下径流补给，新建净化油管道所在区域还有少量大气降雨和暴雨洪流入渗补给。地下水流向近北流向南，水力坡度为 4‰~9‰。地下水排泄方式以侧向地下径流排泄为主。玛纳斯湖为评价区地下水的最终排泄区。

(3) 地下水动态

评价区地下水的显著特点是垂向补给与排泄很少，主要接受上游地下水的侧向径流补给，向下游侧向径流排泄，因而动态类型主要受地下水径流等水文因素影响，地下水动态类型以径流型为主。根据当地气象资料及统测资料，上游冰雪融水时期主要为每年的 3 月，水位出现大峰值丰水期；降水主要集中在每年的 9 月，水位出现小峰值；降雪冰冻时期主要集中在每年的 12 月一次年 2 月，为枯水期。

（4）地下水化学特征

该区域地下水化学特征受地质、地貌、岩性、埋藏及补排关系等因素的影响和控制。评价区水化学类型由南向北由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{—Na}$ 型过渡为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{—Na}$ 型。

根据项目区地层水分析资料统计表明，风城组二段水型以 NaHCO_3 为主，密度平均 1.101g/cm^3 ，地层水矿化度为 8306.0mg/L ，氯根平均 3390.72mg/L 。

（5）地下水开发利用现状

根据调查，区域内地下水开采主要集中在和布克河、白杨河谷地等，开采层位主要为河谷区第四系松散岩类孔隙潜水，以分散开采为主，取水井类型主要为机井，井深一般在 30m 左右，主要用途为农业灌溉用水，其次为人蓄及绿化用水。评价区内碎屑岩类孔隙裂隙水富水性较差，除用于油田开发外，未进行其他方式的开采利用。

（6）包气带污染现状调查

第四系松散沉积物为透水不含水层，参考区域周边已进行的渗水试验结果，表层渗透系数为 5.96m/d ，包气带天然防污性能较弱。

本次评价区内包气带土壤表层样（ $0\sim 0.2\text{m}$ ），特征因子石油烃（ $\text{C}_{10}\sim\text{C}_{40}$ ）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，包气带土壤质量状况良好。

根据本次评价中土壤环境的调查结论，各监测点表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物检测数值波动较小，均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值；石油烃（ $\text{C}_{10}\sim\text{C}_{40}$ ）检测结果均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）第二类用地筛选值，包气带土壤质量状况良好。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

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

根据工程分析，在建设期，对水环境可能造成影响的污染源主要是采油井场、站场，主要污染物为钻井废水（包括机械冷却废水、冲洗废水、钻井液流失废水和

其他废水等）和钻井队生活污水、施工废水。本项目整个钻井期间，钻井期间产生的废水都是以井场为中心，呈点状分布。

（1）钻井废水

本项目钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。本项目钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，一般情况下不会对地下水环境产生影响。

（2）生活污水

生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

（3）管道施工废水

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

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

5.2.3 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）生产废水对地下水影响分析

运营期，本项目废水污染源主要为采出水、井下作业废水等。

本项目采出水和井下作业废水均依托风城二号稠油联合站含油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）、《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）中的有关标准后回注地层。回注地层与区域地下水处于不同层系，超出本区域地下水含水层的深度。在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。故正常情况下，采出水和井下作业废水不外排，对地下水影响很小。

（2）油泥（砂）对地下水影响分析

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

（3）各类管线对地下水影响分析

本项目各类集输管线采用柔性复合管、热塑性塑料内衬玻璃钢复合管及无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。本项目顶管埋深-1.8m，管线埋设区域的地下水埋深大于30m，正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）采油井场、站场

本项目正常状况下，井口区、站场装置区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，泵体完整性检查等，避免“跑、冒、滴、漏”的发生，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（5）小结

运营期主要水污染物为油田采出水和井下作业废水。运营期本项目采出水和井下作业废水可以依托风城二号稠油联合站含油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）、《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）中的有关标准后回注地层，回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效保护地下水层，在正常情况下不会对其产生影响；集输管线正常运行时输送、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，故不会对管线穿越地区的地下水环境造成影响。

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

5.2.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现因操作失误或处理措施不

当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；集输管线、阀组、设备运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

（1）情景1：穿透污染（油水窜层）

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。一旦出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本项目按 I 类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类等污染物。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

- 1) 对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。
- 2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。
- 3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确模拟还需要大量的实验支持。
- 4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

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；

C_0 —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， m^2/d ；

$erfc()$ —余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表5.2-2。

表 5. 2-2 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	0.06 m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据评价区水文地质条件，渗透系数取 1.611m/d，水力坡度取 9‰。
2	D_L	纵向弥散系数	$0.6m^2/d$	$D_L=aLu$ ， aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，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	25%	根据项目所在区域含水层特征，确定区域有效孔隙度 $n=0.25$ 。
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	根据工程分析，石油类污染物浓度取 69.53mg/L。石油类参照《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。	

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，在预测情景下，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。具体见表 5.2-3、表 5.2-4，图 5.2-2。

表 5.2-3 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

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)
0	69.500	0	69.500	0	69.500

10	38.500	30	62.600	60	69.300
20	11.500	60	42.200	120	66.600
30	1.700	90	17.600	180	54.000
40	0.117	120	4.050	240	29.900
43	0.05	150	0.48	300	9.460
47	0.01	174	0.05	360	1.150
50	0.004	180	0.03	420	0.08
60	0.000	189	0.01	429	0.05
70	0.000	210	0.00	458	0.01
80	0.000	240	0.000	480	0.003
90	0.000	270	0.000	540	0.000

表 5.2-4 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)	影响范围内居民 饮用水井
石油类	100d	43	47	无
	1000d	174	189	无
	3650d	429	458	无

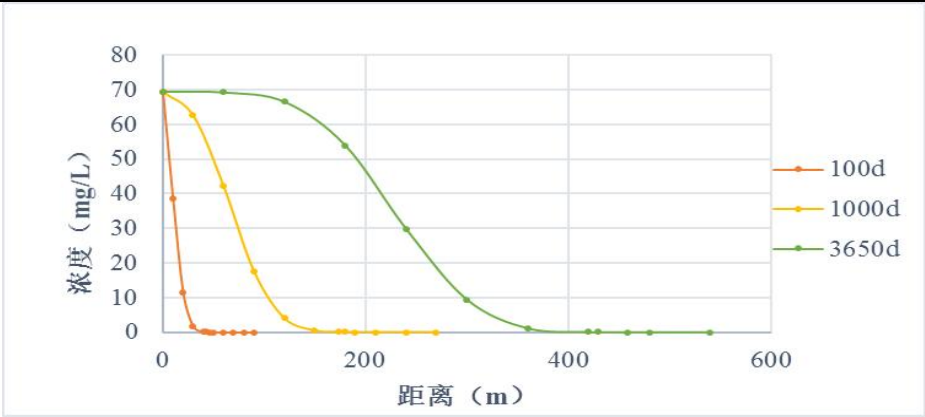


图 5.2-2 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 43m、174m、429m，影响距离分别为 47m、189m、458m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。因此，为预防污染的发生和污染源的形 成，表层套管严格封闭上层淡水含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下

水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）情景2：渗透污染（管线泄漏）

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本项目可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄漏、落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

当区域地层压力增大，就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

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

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

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

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，石油类污染物可能通过包气带进入潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短

时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

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

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C (x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

④预测参数及因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是油田开采污染监测项目的特征污染物，标准污染指数也最高。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.2-2。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-5、表 5.2-6，图 5.2-3。

表 5.2-5 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 2）

污	100d	1000d	3650d
---	------	-------	-------

染物	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	0.066	0	0.005	0	0.000
	10	0.190	30	0.025	50	0.001
	20	0.145	60	0.048	100	0.004
	30	0.0409	90	0.041	150	0.012
	36	0.01	120	0.016	200	0.023
	40	0.005	129	0.010	250	0.024
	50	0.00	150	0.00	300	0.014
	60	0.00	180	0.00	318	0.010
	70	0.000	210	0.00	350	0.00
	80	0.000	240	0.00	400	0.00
	90	0.000	270	0.00	450	0.00
	100	0.000	300	0.000	500	0.000

表 5. 2-6 预测结果统计表（情景 2）

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内居民饮用水井
石油类	100d	0	35	无
	1000d	0	120	无
	3650d	0	210	无

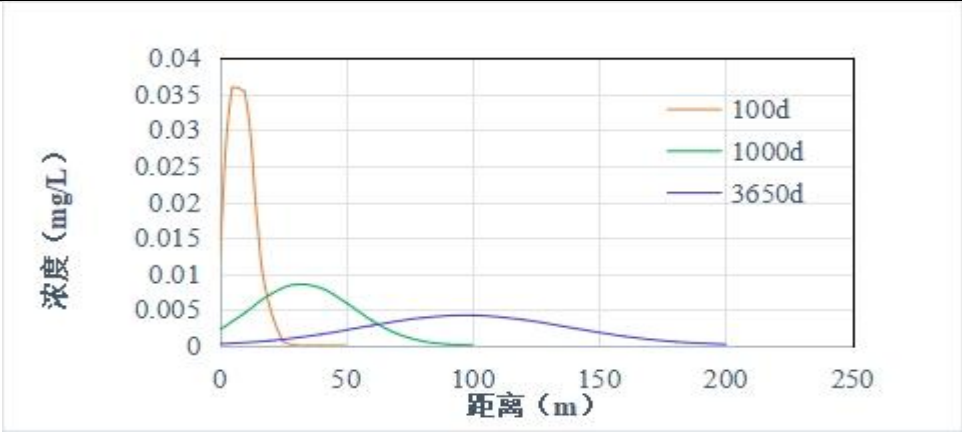


图 5. 2-3 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 2）

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。石油类浓度在泄漏发生后 100d、1000d、3650d 时的影响距离约 35m、

120m、210m，下渗废水对该地区地下水的潜在影响依然存在。故管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染周边区域内的地下水。

（3）情景3：渗透污染（储罐泄漏）

储罐泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生，对环境产生的影响较大。故综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：单个1000m³的储罐泄漏，如未及时修复，储罐中的油类物质可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下储罐破裂情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

①预测因子筛选

原油储罐泄漏污染物主要为石油类，本次评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

②预测源强

根据环境风险影响章节，单个1000m³的储罐一次事故最大存在量约868t。而包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留非有机污染物。根据原油特点，石油类污染物很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0~10cm或0~20cm表层土壤中，其中表层0~5cm土壤截留了90%以上的输入原油。本次考虑较不利情况，按照泄漏的污染物10%（86.8t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入地下水含水层中，针对污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

③预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比

可忽略；

- b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
- c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

式中：
$$C(x,y,t)=\frac{m_M}{4\pi nt\sqrt{D_LD_T}}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_Lt}+\frac{y^2}{4D_Tt}\right]}$$

- x, y—计算点处的位置坐标；
- t—时间，d；
- C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；
- M—含水层厚度，m；
- m_M—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。
- u—地下水流速度，m/d；
- n—有效孔隙度，无量纲；
- D_L—纵向弥散系数，m²/d；
- D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d；
- π—圆周率。

表 5.2-7 水质预测模型所需参数一览表（情景 3）

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.06m/d	地下水的平均实际流速u=KI/n，根据评价区水文地质条件，渗透系数取1.611m/d，水力坡度取9‰。
2	D _L	纵向弥散系数	0.6m ² /d	D _L =αLu，αL为纵向弥散度。参考前人的研究成果，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	D _T	横向弥散系数	0.06m ² /d	依据美国环保署（EPA）提出的经验数据：横/纵向弥散度比（D _T /D _L ）一般为0.1，则横向弥散系数为0.06m ² /d。
4	M	含水层厚度	30.49m	根据评价区水文地质资料，含水层厚度约30.49m。
5	n	有效孔隙度	25%	依据《水文地质学基础》（王大纯），根据项目所在区域含水层特征，有效孔隙度n取25%。
6	t	时间	计算发生渗漏后1d、100d、1000d、5475d后各预测点的浓度	
7	m _M	瞬时注入污染物的质量	根据前文计算，泄漏量取86.8t。	

④预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值 0.01mg/L 的等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准值等值线 0.05mg/L 作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。

储罐泄漏石油类对地下水影响预测结果见表 5.2-8，图 5.2-4～图 5.2-7。

表 5.2-8 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表（情景 2）

预测时间	超标面积（m ² ）	影响面积（m ² ）	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
1d	42.7	46.64	6.5	7	无
100d	3218.51	3597.88	62.5	65.8	无
1000d	26946.38	30522.2	228	236	无
5475d	124889.72	145750.42	680	710	无

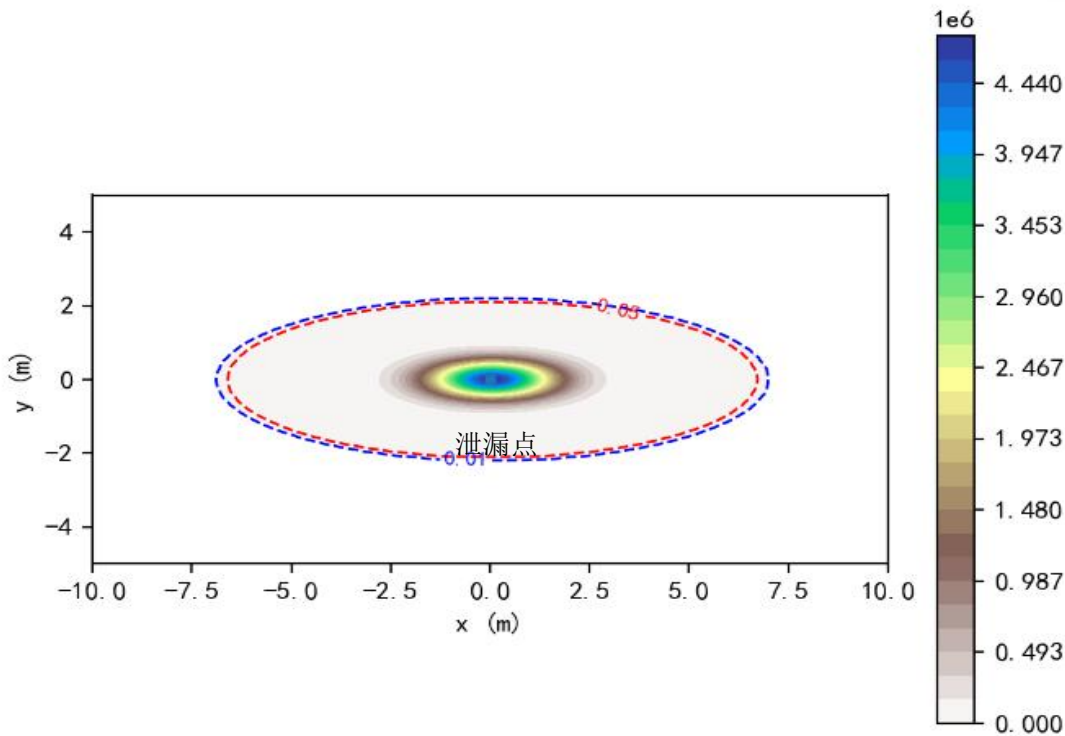


图 5.2-4 情景 3：1 天石油类污染晕运移分布图

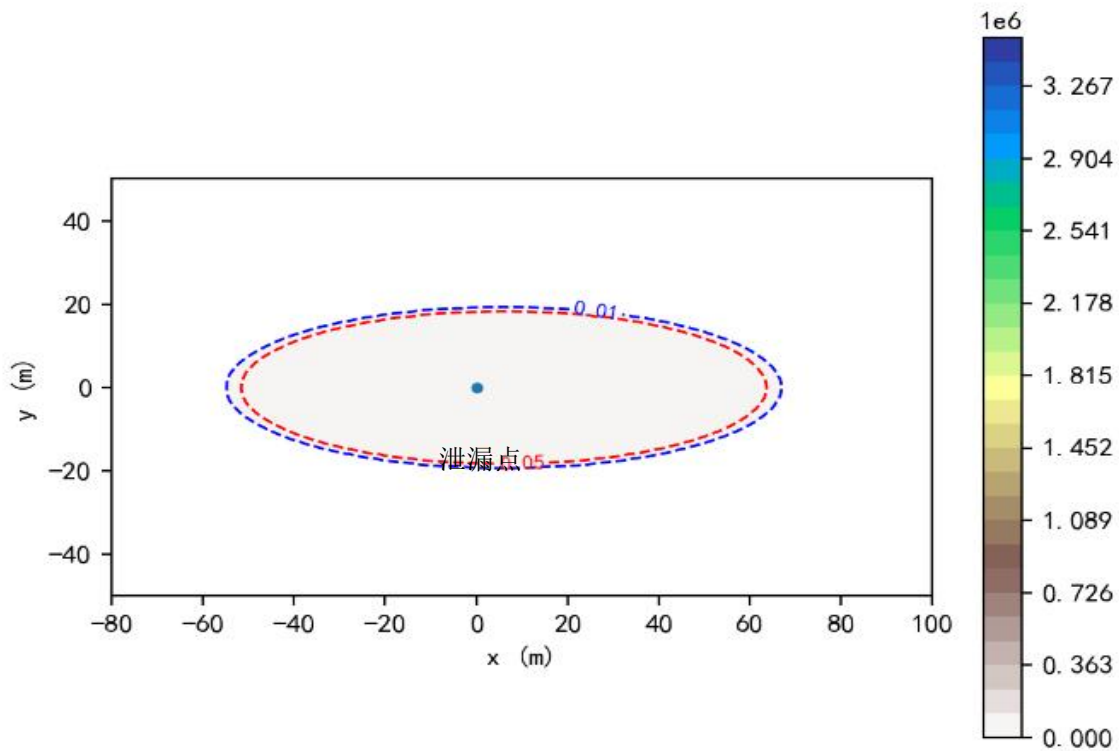


图 5.2-5 情景 3：100 天石油类污染晕运移分布图

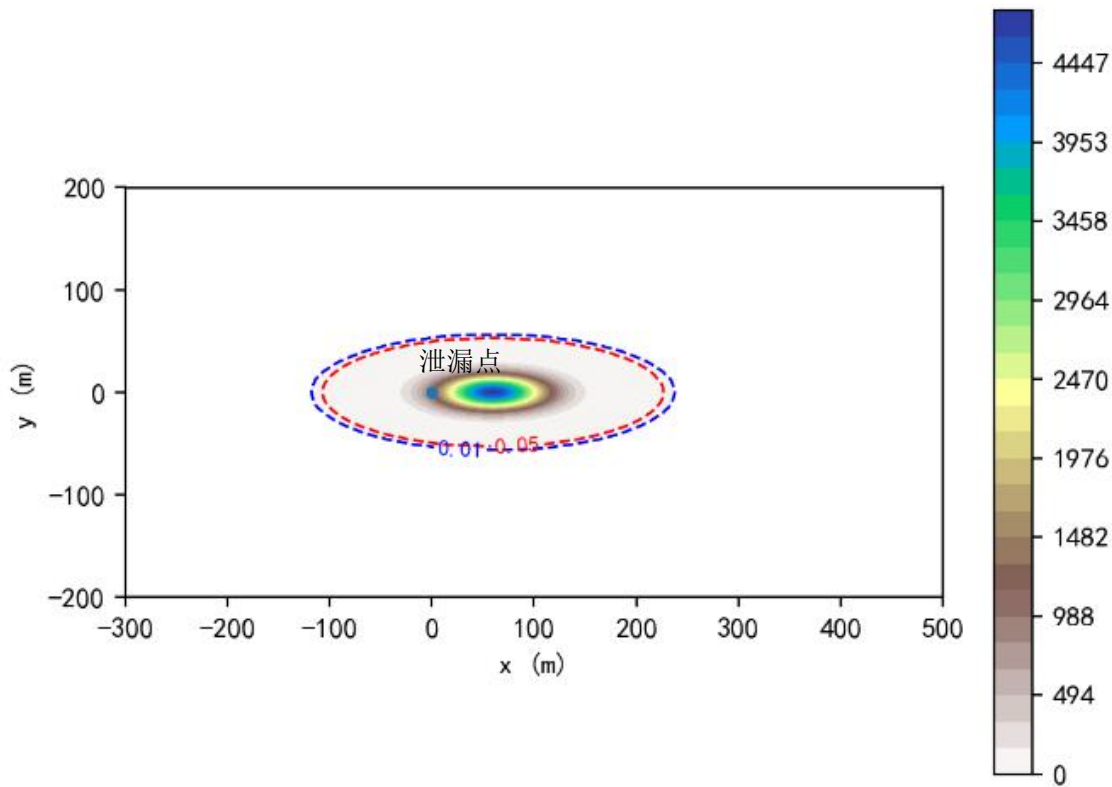


图 5.2-6 情景 3：1000 天石油类污染晕运移分布图

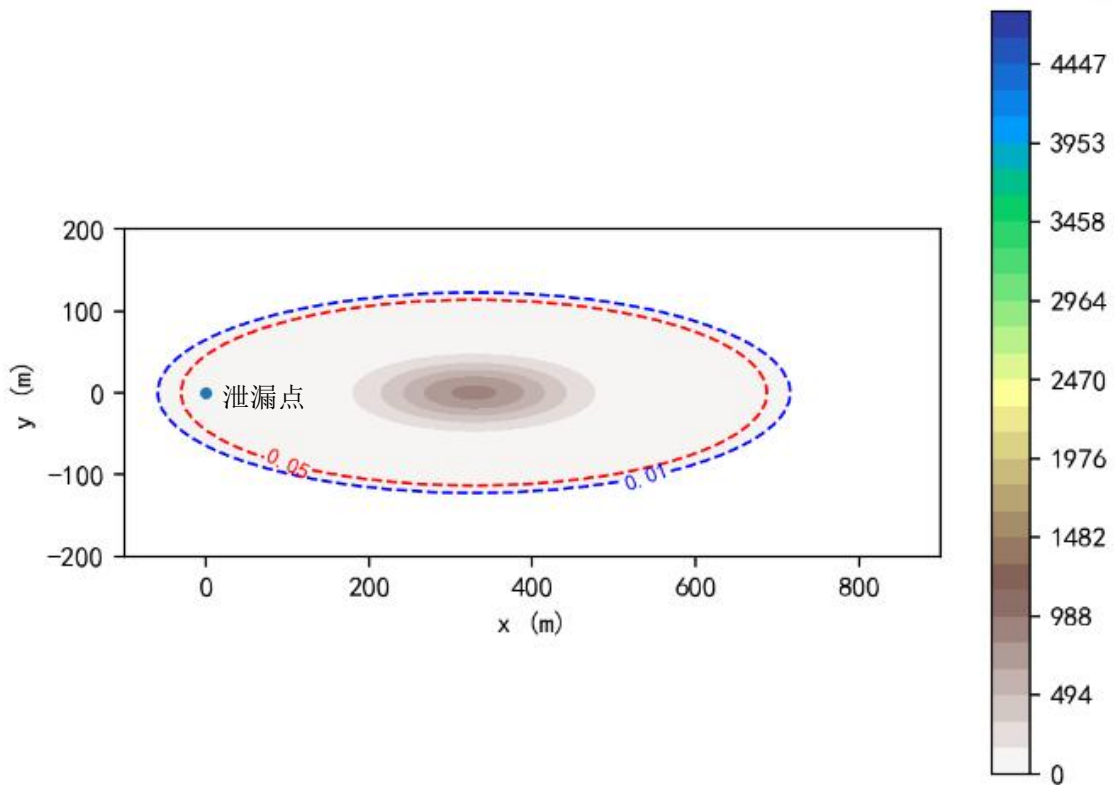


图 5.2-7 情景 3：5475 天石油类污染晕运移分布图

根据以上预测结果，在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，管线发生破裂后，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化：当泄漏发生后，若不采取地下水污染治理措施，在预测期间，随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，污染物泄漏发生后 1d、100d、1000d、5475d 的污染晕超标范围分别为 42.7m²、3218.51m²、26946.38m²、124889.72m²，影响范围分别为 46.64m²、3597.88m²、30522.2m²、145750.42m²，污染物的迁移对地下水有一定影响，但各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点，随着影响范围的扩大，污染物浓度呈减小趋势。

本项目井场、站场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，另外，根据风城油田作业区环境风险应急预案，发生泄漏后，建设单位立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，可在 1 天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水中迁移，使影响范围控制在油区内。

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

综上，本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

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

5.2.5 地下水环境评价结论

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

（2）本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。本项目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，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本项目地表水环境评价等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

本项目周边 5km 范围内无天然地表水体。施工期的废水为钻井废水、生活污水、管道试压废水。

(1) 钻井废水

本项目钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。本项目钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，一般情况下不会对地表水环境产生影响。

(2) 生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生总量约为 3737.6m³。生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

(2) 管道试压废水

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

(4) 压裂返排液

本项目压裂返排液采用专用废液收集罐收集后及时拉运至风城二号稠油联合站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）、《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）中推荐水质标准后回注油藏，不对外排放。

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

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水和井下作业废水依托风城二号稠油处理站处理达标后回注油藏，不外排，不会对周边水环境产生影响。

5.3.2.1 废水产生及处置情况

(1) 采出水

本项目运营期最大采出水量预测核算为 $362.35\text{m}^3/\text{d}$ ($11.96 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)，采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等。采出水依托风城二号稠油处理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) 中推荐水质标准后回注油藏，不外排。

(3) 井下作业废水

本项目井下作业废液产生量为 $272\text{m}^3/\text{a}$ ，井下作业时带专用回收罐回收作业废水，拉运至风城二号稠油处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中推荐水质标准后回注油藏，不外排。

5.3.2.2 依托处理环境可行性评价

风城二号稠油联合站含油污水处理系统设计处理规模 $40000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量约 $35000\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $5000\text{m}^3/\text{d}$ ，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中指标要求。根据设计预测指标，本项目采出水量最大约 $362.35\text{m}^3/\text{d}$ ($11.96 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)，本项目井下作业废水量折算为 $0.82\text{m}^3/\text{d}$ ($272\text{m}^3/\text{a}$) 依托可行。

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

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

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

5.3.4 地表水环境评价结论

采取上述水污染控制措施后，本项目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，本项目的实施对地表水环境整体可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
	影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；pH 值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位（水深） <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 A <input type="checkbox"/> ；三级 B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）人为扰动对土壤的影响

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

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化。本项目评价区域内土壤类型主要是漠土（灰漠土、灰棕漠土）、草甸土，油气开发工程占地开辟了土地利用的途径，井场、站场和管道的施工场地、临时生活营地等产生的这种影响非常轻微。

（2）钻井作业对土壤环境的影响

本项目开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田开发期间，

占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

①钻井作业对土壤环境的影响

本项目部署新钻 16 口采油井，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

②固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，一开、二开水基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用，完井后剩余泥浆由钻井液分公司回收；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用；三开油基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用，完井后剩余泥浆由钻井液分公司回收；分离后的固相暂存于专用油基岩屑储罐，委托有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理。

（3）站场、井场建设

本项目开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田施工期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

（4）管线施工对土壤环境的影响

本项目管线施工作业带宽 10m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

（5）水土流失及沙化影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管

线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目地面建设的内容主要包括井场的建设、管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.4.2 运营期土壤环境影响分析

5.4.2.1 土壤环境等级划分

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响分为生态影响型和污染影响型，本项目为页岩油开采项目，本项目井场、站场建设属于I类项目，集输管线建设属于II类项目。

本项目土壤项目类别为I类、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敏感。

综上，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级。

5.4.2.2 土壤污染途径

本项目为页岩油开采项目，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。运营期正常情况下不会对土壤环境造成污染，非正常情况下采出液泄漏可能会对土

壤环境造成污染。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下泄漏对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。

油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在场站永久占地内，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的含油污水量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤—植物及土壤—食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防采出液泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对含油污水进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.4.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下生产过程中管线和罐体等不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，不会对土壤环境产生影响。

5.4.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

本项目所处区域土壤属于盐化的区域，根据项目类别土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型

（1）生态影响型

考虑事故状态下，集中拉油站储罐和集输管道连接处破裂后，采出液进入表层土壤中，拉油站储罐以及集输支线管道设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭站场阀门，并在1h内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从集输干线/储罐中泄漏的采出水量为3.5m³。采出水中矿化度为8306.0mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为：3.5×8306.0=29072.8g。

本次预测采用HJ964-2018附录E.1.3中预测方法，预测公式如下：

1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b —表层土壤容重， kg/m^3 ；

A—预测评价范围， m^2 ；

D—表层土壤深度，一般取0.2m，可根据实际情况适当调整；

n—持续年份，a。

2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls和Rs取值均为0，预测评价范围为以泄漏点为中心20m×20m范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.39 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，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0.3g/kg~31.4g/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0.0006g/kg，叠加现状值后的预测值为0.3006~31.4006g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

（2）污染影响型

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，如果是集输管线、拉油罐出现破损泄漏，建设单位将及时采取措施，不可能任由采出水漫流渗漏，任其渗入土壤。

综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，集输管线、拉油罐出现破损采出水中的石油烃泄漏对土壤垂直下渗的污染。

根据相关资料可知，为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，类比同类项目在站场边缘选择存在地表积油的位置进行的土壤剖面的采样监测，其结果详见表 5.4-1。

表 5.4-1 油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度 (cm)	石油类含量 mg/kg
1	0~20	5630.140
2	20~40	253.016
3	40~60	68.451
4	60~80	57.220
5	80~100	48.614

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

表 5.4-1 中的监测结果表明，非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下，且站场已建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，泄漏油类物质能够及时地清理，将含油污泥污染土壤集中收集，送有危险废物处置资质单位处理。因此，本项目实施后对周边土壤环境影响可接受。

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

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，在生活污水、固体废物均妥善处理的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

综上，本项目正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生装置、储罐、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可

能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.5 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.4-2。

表 5.4-2 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影 影 响 识 别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(0.0635) km ²				永久占地/小型
	敏感目标信息	敏感目标（天然牧草地）、方位（占地范围内）、距离（0）				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他（生态影响） <input checked="" type="checkbox"/>				
	全部污染物	盐分、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	特征因子	盐分、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II 类 <input type="checkbox"/> ；III 类 <input type="checkbox"/> ；IV 类 <input type="checkbox"/>				井场、站场
		I 类 <input type="checkbox"/> ；II 类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III 类 <input type="checkbox"/> ；IV 类 <input type="checkbox"/>				集输管线
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				污染影响型
敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				生态影响型		
评价工作等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				污染影响型
		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				生态影响型
现 状 调 查 内 容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	见表 4.5-1				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见监测点位布置图
		表层样点数	5	6	0~0.2m	
		柱状样点数	5	/	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）中的 45 项+特征因子：石油烃+土壤盐分含量；《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目 8 项+pH+石油烃+土壤盐分含量					
现 状 评 价	评价因子					
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他（）				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				

工作内容				完成情况				备注		
影响预测	预测因子			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、盐分含量						
	预测方法			附录 E☑；附录 F□；其他（ ）						
	预测分析内容			影响范围（井场、站场、管线周围）；影响程度（较小）				污染影响型		
				影响范围（集输管线、储罐泄漏点） 影响程度（较小）				生态影响型		
预测结论			达标结论：a）□；b）□；c）☑ 不达标结论：a）□；b）□							
防治措施	防控措施			土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（ ）						
	跟踪监测			层位	拉油站占地范围内	占地范围外	深度	监测指标	监测频次	
				生态影响	表层	1	1	0-0.2m	pH、含盐量	每3年1次
				污染影响	表层	1	1	0-0.2m	石油烃	每1年1次
	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，本项目建设可行							
注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。										
注 2：需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。										

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

5.5.1.1 钻井废气影响分析

本项目拟新钻 16 口采油井，钻井工程基本作业程序包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接生产管线 5 个主要步骤。

本项目钻井期间采用柴油发电机作为电源，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_x、SO₂ 等。

钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之大气环境影响评价范围内地域辽阔，扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值 and 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中浓度限值。钻井作业柴油机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

5.5.1.2 施工期扬尘影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业4~5次，其扬尘造成的污染距离可缩小到20~50m范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，车辆扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

施工期由于主要进行地面建筑、井场、管线的建设，项目区内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

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

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。开挖表土应采用防尘网覆盖以减少扬尘污染。

项目施工在混凝土工序阶段，灰土拌合、混凝土拌合是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

5.5.1.3 车辆尾气和焊接烟气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有SO₂、NO_x、CmHn等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

5.5.1.4 储层改造废气

储层改造过程废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为 HCl 等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低废气排放。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

(1) 相关判定

本工程大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

(2) 模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的 AERSCREEN 模型进行估算。

(3) 估算模型使用数据来源

①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取（<http://srtm.csi.cgiar.org>），符合导则要求。

②地表参数

项目大气评价范围占地类型主要为盐碱地，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 5.5-1。

表 5.5-1 本工程地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0~360	全年	0.3275	7.75	0.2625

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 5.5-2。

表 5.5-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-34.5℃	42.3℃	0.5m/s	10

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.5-3。

表 5.5-3 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		42.3
最低环境温度/°C		-34.5
土地利用类型		盐碱地、戈壁
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(5) 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 5.2-2。

表 5.5-2 本项目污染源源强一览表（面源，100%负荷）

名称	面源起点坐标（°）		海拔高度（m）	长度（m）	宽度（m）	有效排放高度（m）	与正北向夹角（°）	污染物排放速率（kg/h）
	经度	纬度						NMHC
丛式井场（MaYHW1037、MaYHW0938）				120	110	6	0	0.014
3 号计量站				30	20	6	0	0.025
集中拉油站				100	100	12	0	0.499

(6) 预测结果

由预测结果可知，本工程各大气污染物占标率较小，均小于 10%，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

5.5.2.2 污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.5-7。

表 5.5-7 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	油气集输	无组织非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 中边界污染物控制要求	4.0	1.711
2	储罐呼吸、装卸	无组织非甲烷总烃	配套烃蒸汽回收装置		4.0	3.95

5.5.2.3 非正常工况影响分析

(1) 污染源强

本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，若井口压力过高，采出物通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将 MaYHW1037 井井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表 5.5-8。

表 5.5-8 非正常工况下污染物排放一览表

序号	污染源	非正常排放原因	面源起点坐标		海拔 /m	面源长度 /m	面源宽度 /m	非正常排放速率 /(kg/h)	单次持续时间 /min	排放工况	评价因子	应对措施
			X	Y								
1	放喷口	井口压力过高			466	8	3	1.399	10	非正常工况	非甲烷总烃	修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.5-9。

表 5.5-9 非正常排放 P_{max} 及 D_{10%}预测及计算结果一览表 单位：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D _{10%} (m)
1	井口放喷	非甲烷总烃	8652.00	432.60	432.60	10	500

由表 5.2-9 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 8652.00μg/m³，占标率为 432.60%。

由以上分析可知，本项目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

本项目位于环境质量达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求，工程实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-10。

表 5.5-10 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑		三级□
	评价范围	边长=50km□	边长 5～50km□		边长=5km☑
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□		<500t/a☑
	评价因子	基本污染物（PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ ） 其他污染物（NMHC、硫化氢）		包括二次 PM _{2.5} □ 不含二次 PM _{2.5} ☑	
评价标准	评价标准	国家标准□	地方标准□	附录 D☑	其他标准☑
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区☑		一类区和二类区□
	评价基准年	(2024) 年			
	环境空气质	长期例行监测	主管部门发布的数据☑		现状补

	量现状调查数据来源		数据 <input type="checkbox"/>					充监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	现状评价		达标区 <input checked="" type="checkbox"/>					不达标区 <input type="checkbox"/>	
污染源调查	调查内容		本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>
大气环境影响评价预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围		边长 $\geq 50\text{km}$ <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子		预测因子（非甲烷总烃）				包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ <input type="checkbox"/> 不包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 100\%$ <input checked="" type="checkbox"/>				$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 100\%$ <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值		一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ <input type="checkbox"/>			$C_{\text{本项目}}$ 最大标率 $> 10\%$ <input type="checkbox"/>		
			二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ <input type="checkbox"/>			$C_{\text{本项目}}$ 最大标率 $> 30\%$ <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值		非正常持续时长/h	$C_{\text{本项目}}$ 占标率 $\leq 100\%$ <input type="checkbox"/>			$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值		$C_{\text{叠加}}$ 达标 <input type="checkbox"/>				$C_{\text{叠加}}$ 不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境质量的整体变化情况		$k \leq -20\%$ <input type="checkbox"/>				$k > -20\%$ <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测		监测因子：（NMHC）			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测		监测因子（）			监测点位数（）		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响		可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>						
	大气环境防护距离		距厂界最远（）m						
	污染源年排放量		SO_2 ：（0）t/a	NO_x ：（0）t/a	颗粒物：（0）t/a	无组织 NMHC：（5.661）t/a			

5.6 声环境影响分析与评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

5.6.1.1 噪声源分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵等发出的噪声，泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB（A），地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~100dB（A）。

5.6.1.2 预测模式

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

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

式中：L_P（r）——预测点处声压级，dB（A）；

L_P（r₀）——参考位置 r₀ 处的声压级，dB（A）；

r——预测点距声源的距离，m；

r₀——参考位置距声源的距离，m。

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

表 5.6-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值〔dB（A）〕										施工 阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	—	—	—	设备安装
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	
9	柴油发电机	77.5	74.0	69.5	63.5	60.0	57.5	55.6	52.6	50.5	48.0	

通过各种施工机械噪声预测结果可以看出,各种施工机械噪声预测结果可以看出,在不采取减振降噪措施的情况下,土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备60m、夜间300m即可满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)场界噪声限值要求;设备安装施工期间昼间距施工机械40m、夜间200m即可满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)场界噪声限值要求;钻井期间昼间距施工机械100m、夜间500m即可满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)场界噪声限值要求。

5.6.1.3 预测结果分析

(1) 钻井影响分析

项目区周边200m内无居民,钻井工程噪声不影响当地居民正常生活,施工期钻井的这些噪声源均为暂时性的,只在短时期对局部环境和施工人员造成影响,待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属于可接受范围。

(2) 地面工程影响分析

本项目地面工程在建设施工过程中,由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等需要使用各种车辆和机械,其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响,但随着施工的结束这种影响也随之消失。

(3) 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声,最高可达120dB(A),导致作业现场周围噪声超出《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)标准要求,但是由于油井分布在空旷地带,加上井下作业周期较短,声源具有不固定性和不稳定性,在施工时,对高噪声设备设置临时屏蔽设施,则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.6.2 运营期声环境影响分析

本项目管线均埋设在地下,埋深1.8m,油气集输不会对周围声环境产生影响;本项目拟建井场产噪设备主要为井场抽油机和集中拉油站装车泵,井场布置基本一致,本次选择MaYHW1037、MaYHW0938丛式井场进行预测;拟建站场噪声主要是集中拉油站内装车泵噪声,计量站内均为计量设备,无噪声源,本次对丛式井场和集中拉油站进行预测。

5.6.2.1 预测模式

(1) 根据《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2021), 在环境影响评价中, 应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减, 计算预测点的声级, 计算公式为:

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

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。

(2) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

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;

(3) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB (A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

(4) 工业企业噪声计算

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

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

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。

(5) 噪声预测值计算

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

式中: L_{eq} —预测点的噪声预测值, dB;

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值;

L_{eqb} —预测点的背景噪声值, dB。

(6) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对井场、站场界四周噪声贡献值。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

项目噪声源参数见表 5.6-2。

表 5.6-2 噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称		空间相对位置/m			声源源强（声功率级）（dB（A））	声源控制措施	运行时段	备注
			X	Y	Z				
1	丛式井场	抽油机	20	30	1	85	基础减振	昼夜	
2	拉油站	装车泵	38	30	1	90	独立基础，加减震垫，采用软连接	昼夜	

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目各噪声源对井场、站场四周场界的贡献声级值见表 5.6-3。

表 5.6-3 噪声预测结果一览表单位：dB（A）

预测点	测点位置	贡献值	标准值		结论	
			昼	夜	昼	夜
井场噪声	东	46	60	50	达标	
	南	48			达标	
	西	44			达标	
	北	48			达标	
集中拉油站	东	32			达标	
	南	38			达标	
	西	41			达标	
	北	36			达标	

由表 5.6-3 可知，井场噪声源对场界的噪声预测值为 40~49dB（A），集中拉油站噪声源对场界的噪声预测值为 35~48dB（A），均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.6.3 退役期声环境影响分析

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

5.6.4 声环境影响评价结论

综上所述，本项目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、集中拉油站场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

5.6.5 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.6-4。

表 5.6-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m <input type="checkbox"/> 小于 200m <input type="checkbox"/>					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	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 <input type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>					
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m <input type="checkbox"/> 小于 200m <input type="checkbox"/>					
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）		监测点位数（）		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。							

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

本项目在开发期产生的固体废物主要包括钻井岩屑、施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物、废烧碱包装袋、施工废弃土石方。

本项目新钻井井身结构为三开，一开、二开水基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用，完井后剩余泥浆由钻井液分公司回收；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用；三开油基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用，完井后剩余泥浆由钻井液分公司回收；分离后的固相暂存于专用油基岩屑储罐，委托有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，产生量约为4.98t。首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至指定建筑垃圾填埋场填埋处置。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为29.2t，集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋，属于危险废物HW49（废物代码：900-041-49），施工单位及时回收烧碱废包装袋。本项目钻井过程废烧碱包装袋产生量约为0.32t，集中收集后委托具有相应危废处置资质的公司接收处置。

本项目施工期共产生机械设备废油和含油废弃物约1.6t，废油划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为HW08，采用专用罐集中收集后暂存于井场撬装式危废贮存点，施工结束后，委托有危废处置资质单位接收处置。

考虑到转运期间的时间间隔，钻井井场应设置撬装式危险废物临时贮存点，危险废物临时贮存点须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设。危险废物转运过程中由专用运输车辆进行运输、转移，按照危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012），并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。具体措施详见固体废物污染防治措施章节。

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

5.7.2 运营期固体废物影响

5.7.2.1 固体废物产生种类及数量

(1) 油泥（砂）

根据产排污系数计算，本项目油泥（砂）最大产生量为 1848.78t/a，委托有危废处置资质单位接收处置。

对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号），实施危险废物转移管理制度。本项目产生的油泥（砂）桶装收集后委托有危废处置资质单位接收处置，基本不会对环境产生不利影响。

(2) 废防渗膜

本项目井下作业完成后，进行场地清理时产生的废弃防渗材料最大量约 5t/a，为 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托有危废处置资质单位处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

(3) 落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。根据工程分析，本项目运行后落地油总产生量约 2.0t/a。根据中国石油新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目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有危废处置资质单位进行处理。

(4) 废润滑油

运营期废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的。经类比估算设备维修每次产生废润滑油约 1t，其危险废物类别为 HW08 中 900-214-08 车辆、轮船及其他机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油，委托有危废处置资质单位接收处置。

(5) 清罐底泥

本项目集中拉油站内拉油罐等会定期产生一定量的油泥，预计年回收油泥 0.1t。含油污泥属危险废物，收集后分类储存至风城油田作业区危险废物临时贮存点后，委托有危废处置资质单位接收处置

（6）生活垃圾

运营期工作人员由风城油田作业区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

（1）危险废物收集

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。

（2）危险废物暂存

本项目运营期产生的危险废物桶装收集后暂存在风城油田作业区危险废物暂存间，危废暂存间的建造满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求。

（3）危险废物运输过程影响分析

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

①内部运输

本项目运营期产生的固体废物采用专用容器收集后运至风城油田作业区已建危废暂存间贮存。危险废物内部转运作业应采用专用的工具，并填写内部转运记录

表，转运结束后对路线进行检查和清理，确保无危险废物遗落在内部运输路线上。正常情况下危险废物产生散落、泄漏的可能性较小，不会对周围环境产生明显不利影响。万一发生散落或泄漏，应及时对散落物进行收集、清理，减轻污染影响。

②外部运输

本项目运营期产生的危险废物最终交由有相应资质的单位进行运输、处置。本工程运营单位、危险废物承运单位以及危险废物处置单位应按要求填写危险废物转移联单，承运单位应按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

(4) 危险废物委托处置环境影响分析

项目运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本项目运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

本项目运营期产生的危险废物均可得到妥善处置，在严格落实《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物转移管理办法》等的要求的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本项目退役期井场拆除的井架、集输设施、井（站）构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

5.7.4 固废环境影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境影响较小。

5.8 环境风险评价

5.8.1 风险调查

5.8.1.1 危险物质调查

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B, 本项目施工期涉及的危险物质主要为柴油; 运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气; 退役期不涉及危险物质。

施工期柴油主要存储于井场柴油罐内; 运营期原油和天然气主要存储于新建的集中拉油站、单井集输管线、集输支线、天然气管线内。

本项目井场与站场之间距离均较远, 新建单井集输管线主要为单井至站场的集输管线, 各站场和井场均有控制(截断)阀, 发生泄漏时, 可通过控制(截断)阀进行紧急切断。本次将井场、站场、各类管线分别划分为危险单元, 评价各危险单元内危险物质的最大存在量。

根据克拉伯龙方程, 计算管道带压运行状态下的气体质量:

$$pV=nRT$$

p: 气体压强, 标况压强 0.101325Mpa;

V: 气体体积, 管道体积;

n: 气体的物质的量, 单位 mol;

T: 绝对温度, 293.15K;

R: 气体常数。

经计算, 本项目危险物质数量及分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 本项目危险物质分布情况一览表

时期	序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量 (t)
施工期	1	井场	20m³ 柴油罐	柴油	-	17
运营期	2	集中拉油站	生产分离器 (Φ2.0m×6.0m, 0.6Mpa)	原油	—	55.55
				天然气	74-82-8	0.05
			1000m³ 拉油罐 2 个	原油	-	1736
	3	单井集输管线	DN65,2.5MPa,17km	原油	-	17.36
				天然气	74-82-8	0.33

	4	集输支线	DN150,2.5MPa,3.1km	原油	-	53.82
				天然气	74-82-8	
	5	输气管线	D219×5,1.6MPa,4.8km	天然气	74-82-8	0.013

注：根据提供的区域油气资源参数，原油密度平均 0.881g/cm³，天然气相对密度为 0.798。柴油密度按 0.85t/m³ 计。

5.8.1.2 环境敏感目标调查

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目 Q=0.882<1，风险潜势为I，环境风险为简单评价，不设置评价范围，本次风险评价环境敏感目标与各要素环境保护目标一致，具体见表 2.6-1。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目 Q<1，判断项目风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），拟建项目钻井期所涉及危险物质主要是柴油，运营期所涉及危险物质主要是原油、天然气（伴生气）等以及火灾爆炸产生的次生污染物 CO。各风险物质危险特性见表 5.8-2。

表 5.8-2 本项目涉及的环境风险物质危险特性表

序号	物料名称	理化性质	物质类型	危险性描述	产生或使用环节
1	天然气（原油伴生气）	常温下为无色无臭气体，沸点：-160℃，闪点：-190℃，相对密度：0.45（液化），微溶于水，自燃温度：482℃~632℃，爆炸极限（V%）：5~14，燃烧分解产物为一氧化碳、二	2.3 毒性气体、2.1 易燃气体	健康危害：天然气、原油伴生气扩散和不完全燃烧产生的一氧化碳、二氧化硫对人体有毒害作用。急性中毒时，可有头昏、头痛、呕吐、乏力甚至昏迷。病程中尚可出现精神症状，步态不稳，昏迷久者，醒后可有运动性失语及偏瘫。长期接触原油伴生气者可出现神经衰弱综合症。	采油过程产生

		氧化碳、二氧化硫。			
2	原油	外观为黑褐色，具有特殊气味的黏稠性油状液体；相对密度 0.86~0.98，分子量 280~300，凝固点-8~41℃	第 3 类：易燃液体	危险毒性：原油本身无明显毒性。遇热分解释放出有毒的烟雾，吸入大量引起危害；有刺激和麻醉作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头昏、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状。 燃烧特性：原油是由多种碳氢化合物组成的可燃性液体，在一定温度条件下可以燃烧。闪点、燃点和自燃点是衡量物质易燃性的三个基本条件，原油具有较低的闪点、燃点和自燃点，具有很大的火灾危险性。	原油开采主要产物、产生危废主要成分
3	CO	常温下为无色无味气体；沸点：-191.5℃，难溶于水，爆炸极限（V%）：12.5~74.2，燃烧产物为二氧化碳。	2.1 易燃气体	危险特性：是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。健康危害：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、耳鸣、心悸、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤黏膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。	火灾事故时产生的特征污染物
4	柴油	外观稍有黏性的棕色液体；熔点-18℃，沸点 282~338℃，相对密度（水=1）0.87~0.9。	第 3 类：易燃液体	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。对环境有危害，对水体和大气可造成污染。本品易燃，具刺激性。	施工期

5.8.3.2 生产系统危险性识别

(1) 井场

①井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

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。本项目在井场设置了可燃气体检测报警仪，设置了工业电视监视系统，采取了合格防喷措施后，井喷的可能性很小，在上述安全措施的前

提下，井场还设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放喷管线通往放喷池进行燃烧。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。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

钻井施工表层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，采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

（2）井场、站场

本项目拟新建 8 座丛式井场、2 座计量站、1 座集中拉油站。可能发生风险主要为井场、站内设备穿孔、破裂，导致油气泄漏进而可能引发的火灾、爆炸事故，导致环境污染。

（3）集输系统

单井气液通过新建集输管线混输至计量站计量后，通过新建集输支线自压输送至新建集中拉油站，采出气液在新建集中拉油站内进行分离，采出液通过拉油方式输至风城二号稠油处理站处理，天然气密闭集输至玛 131 天然气处理站处理。各类集输管线均采用埋地敷设方式。集输过程中常见的事故有集输管线因腐蚀穿孔而造成油气泄漏；冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，会直接污染周围大气和土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.8.4 环境风险事故情形分析

通过分析本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、井场、站场工艺设备和集输管线发生油气泄漏以及原油、天然气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、站场工艺设备和集输管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，油罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-3。

表 5.8-3 危险物质向环境转移的途径识别

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
施工期	井喷	钻井过程	原油、天然气	①井喷时，油气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇明火易引发爆炸； ②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水； ③油气中的天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。	大气、土壤、地下水
	井漏	钻井过程	钻井液等	钻井液等沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质	地下水
	储罐泄漏	钻井过程	柴油	柴油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸	钻井过程	伴生气及次生污染物 CO 等	井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大气
运营期	泄漏	集输管线	原油、天然气	集输管线发生泄漏，油气中天然气扩散至环境空气中，可能引发员工天然气中毒事件，油类物质会污染土壤甚至地下水；	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
	泄漏	集中拉油站	原油、天然气	井场、站场设备或者储罐等发生破损，导致原油、天然气泄漏，油气中天然气扩散至环境空气中，原油通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染。	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	设备破损导致油气发生泄漏，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 大气环境风险事故分析

(1) 井喷对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4~5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，因此一旦发生井喷，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，并组织附近人员进行疏散。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污

染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本项目井场所在区域人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

（2）集输管线对大气环境影响分析

本项目集输管线内为采出液，主要为原油以及天然气，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，采出液中伴生气扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本项目的油气发生泄漏遇明火燃烧，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。

本项目一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 $0.15\text{MPa}/\text{min}$ 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。集输管线发生泄漏对大气环境的影响可控。

（3）井场储罐、站场油罐等泄漏对大气环境的影响

本项目钻井期在井场设置 1 座 20m^3 柴油储罐，运营期新建的集中拉油站内建设生产分离器 1 座， 1000m^3 拉油罐 2 座，柴油罐、油罐、站内工艺设备等发生泄漏后，若得不到及时处理，所泄漏的原油/混烃会挥发轻烃组分，使局部大气环境中的轻烃含量增加，若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气。本项目井场、站场周围无环境敏感目标，且地域空旷，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 地表水环境风险事故分析

本项目在油气田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的生产废水、生活污水不外排，不与周边地表水体发生水力联系；项目区周边无地表水，不对此进行评价。

5.8.5.3 地下水环境风险事故分析

（1）井场、站场设备、储罐发生泄漏对地下水环境风险影响分析

井场油罐、站场工艺罐以及油罐发生泄漏，泄漏的油品通过土壤渗透影响浅层地下水，在地下水位埋深较浅的区域可能通过土壤渗透到地下水环境。本项目新建一座集中拉油站，站内建设 1000m^3 拉油罐（密闭固定顶罐）及基础 2 座，环墙厚

25cm, 采用 C40 钢筋砼现浇, 埋深 2m, 同时设置防火堤长 150m, 宽 100m, 高 2m, 正常情况下拉油罐发生泄漏不会对地下水造成影响。根据地下水预测结果, 非正常情况下, 拉油罐泄露的污染物进入含水层后, 若不采取地下水污染治理措施, 在预测期间, 随着泄漏后的时间的增加, 影响范围呈增加趋势, 污染物的迁移对地下水有一定影响, 但各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点, 随着影响范围的扩大, 污染物浓度呈减小趋势。因此在油田开发过程中, 应按设计规范做好井场、站内的防渗措施, 防止泄漏事故发生。

(2) 集输管线对地下水的环境影响分析

集输管道发生事故时, 漏油能否对地下水环境产生影响, 取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。发生泄漏事故后, 若及时维修处理, 即使有少量的污染物泄漏, 也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下, 加强检修力度, 发生泄漏事故及时找到泄漏点, 及时维修, 并将受污染的土壤全部集中收集, 交由有资质的单位进行处理, 污染物从源头和末端均得到控制, 阻断了污染地下水的通道, 污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时, 泄漏的油品经土层渗漏, 通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳占林文)中结论: 油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大, 但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中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 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中, 其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。由此可以推断, 油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型, 如盐土、林灌草甸土、龟裂土等, 对石油类的截留作用更大, 在相同实验条件下, 石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移, 其下渗迁移范围也不超过 20cm; 对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土, 在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下, 石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。

本项目评价区土壤类型主要为灰棕漠土, 因此区域土壤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 20cm 表层土壤中。因此, 即使发生集输管线泄漏事故, 做到及时发现、及时处理, 彻底清除泄漏油品、被污染的土壤, 不会对地下水环境产生大的影响。

5.8.5.4 土壤环境风险事故分析

(1) 井场、站场设备发生泄漏对土壤的环境影响分析

井场、站场设备发生泄漏，原油进入土壤可使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。本项目井场及站场工艺设备一般设置C40钢筋砼基础，正常情况下不会对土壤造成污染，根据土壤预测结果，非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层40cm以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到2m以下，且站场已建设RTU采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，泄漏油类物质能够及时地清理，将含油污泥污染土壤集中收集，送有危险废物处置资质单位处理。因此，本项目事故状态下对周边土壤环境影响可接受。

(2) 集输管线对土壤环境影响分析

集输管线泄漏的原油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送风城二号稠油联合站处理，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。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。

综上所述，本项目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。

5.8.6 环境风险管理

5.8.6.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

(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 井漏事故风险防范措施

(1) 采用双层套管，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。

(2) 设置地下水监测井，定期对工程区各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

(3) 及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.8.6.3 井场、站场风险防范措施

(1) 平面布局科学合理：撬装装置平面布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)和《建筑设计防火规范》(GB50016-2014[2018 年版])中的有关规定，平面布置力求紧凑，建筑、构筑物及设施间的防火安全距离严格执行设计规范和标准的要求。平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点数控制到最少，并布置在生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

(2) 在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

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

(6) 井场应采取多种防井喷控制措施、防漏措施和固井措施，防止发生井喷等事故；按规范设置安全防火距离，配置相应消防设施。加强工作人员和车辆管理，

必须在规定的路线和范围内活动，严禁乱压乱碾，严禁破坏基本农田，并加强防火措施，防止火灾发生。

(7) 事故时所有排放气体均密闭放空至放喷池燃烧后排放，不允许就地排入大气；油罐区周围设置防火堤，避免事故废水污染附近土壤。

消防事故废水的计算参照《化工建设项目环境保护工程设计标准》(GB/T50483-2019) 及《事故状态下水污染物的预防与控制技术要求》(Q/SY1190-2013) 附录 B “事故缓冲设施容积的确定”，对事故废水池总有效容积的有关规定，计算公式如下：

$$V_{\text{总}} = (V_1 + V_2 - V_3)_{\text{max}} + V_4 + V_5$$

注： $(V_1 + V_2 - V_3)_{\text{max}}$ 是指对收集系统范围内不同罐组或装置分别计算 $V_1 + V_2 - V_3$ ，取其中最大值。

上式中， V_1 —收集系统范围内发生事故的一个罐组或一套装置的物料量最大储罐物料量， m^3 ；注：储存相同物料的罐组按一个最大储罐计，装置物料量按存留最大物料量的一台反应器或中间储罐计。

V_2 —发生事故的储罐或装置的消防水量， m^3 ；

V_3 —发生事故时可以转输到其它储存或处理设施的物料量， m^3 ；

V_4 —发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量， m^3 ；

V_5 —发生事故时可能进入该收集系统的降雨量， m^3 。

①针对 V_1 ，本项目集中拉油站包含 2 座 1000m^3 拉油罐。

②针对 V_2 ，发生事故时，消防用水量计算公式如下：

根据可研提供，本项目最大消防用水量为 50m^3 ，则 $V_2 = 50\text{m}^3$ 。

③针对 V_3 ，发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量，本项目取 $V_3 = 0\text{m}^3$ 。

④针对 V_4 ，本项目火灾事故发生时，生产车间停产，生产废水不会进入该应急池，故取 0m^3 ；

⑤ V_5 为发生事故时可能进入该收集系统的降雨量，

根据可研，罐区有效容积为 14170m^3 ，本项目集中拉油站位于和布克赛尔蒙古自治县，该县近 20 年日最大降水量为 38.5mm ，则进入罐区最大可能的降雨量 V_5 为 545.5m^3 。

综上所述，事故废水产生量为：

$$V_{\text{总}} = (V_1 + V_2 - V_3)_{\text{max}} + V_4 + V_5 = 1595.5\text{m}^3$$

根据《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）建设项目设计阶段应参照《化工建设项目环境保护设计规范》（GB50483）等规范要求设置有效防止泄露物质、消防水、污染雨水等扩散至外环境的收集、倒流、拦截、降污等环境风险防范措施。

本项目事故废水主要考虑的是消防事故废水和初期雨水，罐区设置防火堤长 150m ，宽 100m ，高 2m ，有效的收集空间为 28339m^3 。根据前述核算，事故废水最大产生量为 1595.5m^3 ，则防火堤的收集空间足够收集事故所产生的事故废水量，本项目拉油站可不设置事故水池。

（8）建设单位应在施工期严把质量关，严格按照环评提出的分区防渗要求进行防渗体系建设；运营期应严格按照地下水污染防治管理要求规范生产活动，编制企业环境风险应急预案并建立相关配套环保制度，定期检查防渗层及罐体、管道的破损情况，定期开展地下水环境监测，将地下水污染事故的发生概率降至最低。

5.8.6.4 管线事故风险防范措施

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

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

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

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

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

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

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

5.8.6.5 拉油运输风险措施

鉴于上述拉油运输风险分析，评价结合事故原因、影响造成的因素提出如下风险防范措施：

(1) 罐车是原油的运输工具，必须认真执行《压力容器安全技术监察规程》及原劳动部颁发的《液化气体汽车罐车安全监察规程》以及相关运行安全规范的有关条款。

(2) 罐车必须有材质分析、探伤检查、热处理、水压试验和气密试验等技术资料，并有合格证书，旧罐车应按期检查。

(3) 安全阀、压力表、液位计、进出口阀、手动放空阀、压力表经过校验并有铅封。

(4) 色别、标志必须清楚。

(5) 罐车必须定期检验。检验间隔是：每 6 年进行 1 次全面检验，每年进行 1 次年度检验。

(6) 使用过程中，在任何情况下，必须留有不少于最大充装重量 0.5% 或 100kg 的余量，且余压不低于 0.1MPa。

(7) 罐车的检修，必须严格执行有关安全检修制度、安全动火制度以及防火防爆安全技术规程的规定。

(8) 罐车每次充装，都应按规定的表格认真填写充装记录。

5.8.6.6 危险废物运输事故风险防范措施

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

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

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

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

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

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

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

5.8.6.7 重视和加强管理

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

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

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

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

5.8.6.8 突发环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。风城油田作业区已编制完成并发布了《风城油田作业区突发环境事件应急预案》，同时在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局备案，备案编号 650205-2023-016-L。

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》第五条环境应急预案备案管理，应当遵循规范准备、属地为主、统一备案、分级管理的原则。第九条跨县级以上行政区域的企业，编制分县域或者分管理单元的环境应急预案。第十四条跨县级以上行政区域的企业环境应急预案，应当向沿线或跨域涉及的县级环境保护主管部门备案。县级环境保护主管部门应当将备案的跨县级以上行政区域企业的环境应急预案备案文件，报送市级环境保护主管部门，跨市级以上行政区域的同时报送省级环境保护主管部门。

本项目生产过程中存在的事故类型主要为：井喷、井漏、油气管道泄漏、火灾爆炸，项目运营管理单位为风城油田作业区。目前风城油田作业区现有应急预案基本可以满足本项目风险应急的需求。本评价建议风城油田作业区根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》以及本次建设内容的具体情况补充现有环境应急预案。

5.8.6.9 环境风险应急处置措施

（1）井场、站场泄漏处置

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

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐，集中拉油站内可引至油罐区防火堤内。

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）管道泄漏处置

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织油气管道泄漏的围控、处置；

⑤油气管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

⑦应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

⑧监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众

⑨条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑩放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于1m时应立即关闭放空阀门。

(3) 火灾应急处置措施

- 1) 立即阻断火源，并组织灭火；
- 2) 确定警戒范围，撤离无关人员。
- 3) 火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；
- 4) 灭火完毕后，立即清理火灾现场。

(4) 危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本项目涉及的危险废物主要为油泥砂等，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班1~2次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

- 1) 消除火源；
- 2) 根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区；
- 3) 应急处理人员戴好防护口罩；
- 4) 作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间；

小量泄漏：用砂土或其他无火花工具收集吸收材料。

大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

5.8.7 环境风险分析结论

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录B，本项目施工期涉及的危险物质主要为柴油；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气；退役期不涉及危险物质。

施工期柴油主要存储于井场柴油罐内；运营期原油、天然气主要存储于新建的集中拉油站、单井集输管线、集油支线、输气管线内。

本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、站场工艺设备和集输管线发生油气泄漏以及原油、天然气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、井场、站场工艺设备、储罐和集输管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆

炸等引发的伴生/次生污染物排放，油罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。

本项目应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，定期对管线进行检查。本项目区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。

本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，负责实施的风城油田作业区应结合本项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。本项目环境风险简单分析内容见表 5.8-4。

表 5.8-4 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	新疆夏子街油田玛51X井区二叠系风城组页岩油2026年开发扩大试验产能建设项目			
建设地点	主体工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	本项目施工期涉及的危险物质主要为柴油；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气；退役期不涉及危险物质。 施工期柴油主要存储于井场柴油罐内；运营期原油、天然气主要存储于新建的集中拉油站、单井集输管线、集油支线、输气管线内。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、站场工艺设备和集输管线发生油气泄漏以及原油、天然气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、站场工艺设备、储罐和集输管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，油罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。			
风险防范措施要求	本项目应落实钻井、井下作业事故风险预防措施、井漏事故风险防范措施、井场、站场、管线事故等风险防范措施，加强日常环境管理，定期演练。 详见 5.8.6 节			
结论：本项目应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，定期对管线进行检查。本项目区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。				

6. 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 生态避让措施

(1) 设计选址选线过程中, 管线敷设尽量取直, 考虑管线距离最短, 尽量避开植被较丰富的区域, 避免破坏荒漠植物, 不得将沙生植被随意作为薪柴使用。

(2) 合理规划工程占地, 严格控制占地面积, 尽量避让植被长势较好的区域; 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, 避免破坏自然植被, 造成土地松动。

(3) 施工过程中严格规定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, 最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。

6.1.1.2 井场、站场生态保护措施

(1) 井场和站场区域新增占地类型主要为天然牧草地, 施工过程中须严格控制井场、站场占地面积, 减少扰动面积, 减少对荒漠植被影响。

(2) 施工中大量建筑材料的调运及人员的流动, 会增加作业区内的拥挤度, 施工区应设置明显的作业区域标志, 加强管理, 严格控制施工作业范围, 并安排专人监察。

(3) 施工在开挖地表、平整土地时, 临时堆土必须进行拦挡。施工完毕, 应尽快整理施工现场, 对井场、站场地表进行砾石压盖, 防止由于地表扰动造成的水土流失。

(4) 结合本项目所在区的地形地貌、交通、人文、社会经济状况及工程地质条件, 在满足建设单位的要求的同时, 采用合理的工程技术。井场选址主要依据以下原则: ①本项目井场选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013), 满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒和防冻的各项安全要求; ②尽量靠近和利用现有油区公路, 方便施工及运行管理, 利于将来管线的管理与维护, 做到经济合理, 安全可靠; ③站场应尽量避免不良工程地质区, 保证运行安全可靠。

6.1.1.3 管线生态保护措施

(1) 施工过程中，加强施工人员的管理，严格限制施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，严格限制人员的活动范围，禁止破坏沿线的生态环境。

(2) 确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐荒漠植被作燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，尽量恢复原有的自然环境。

(3) 采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施。

(4) 管线单元主要占地类型主要为其他草地、裸土地和盐碱地等，影响呈线状，施工过程中须根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 一般地段项目管道工程施工作业带宽度控制在8m范围内。

(6) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(7) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表面形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

(8) 在设计阶段优化地面管线的走向，尽量避让荒漠植被，无法避让的，须采取移栽、减小施工作业带宽度等生态保护措施。

6.1.1.4 水土流失防治措施

(1) 工程措施

① 管线防治区

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

② 井场、站场防治区

井场、站场工程区场地平整：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道路防治区

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，在施工作业区两侧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。

（2）场地平整

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

（3）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不得另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

④对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑤加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

⑥施工营地应选择植被稀疏的地段并减少占地面积。

⑦严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

6.1.1.5 对野生动植物的生态保护措施

6.1.1.5.1 对评价区植被的生态保护措施

（1）生态避让

①合理选择管线走向，应避开植被生长较好的地段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

②评价区域分布有盐生假木贼、梭梭和驼绒藜等植被，管线、井场和站场建设选址尽量少占盖度相对较高的地块，同时严格控制占地面积。

③管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。

（2）生态防护

①管线施工范围应严格限制在10m范围内，在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

②在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

④充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。

⑤施工中应严格按照环境管理要求，施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等。

（3）生态恢复

①工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

②在施工区域局部有植被分布，须先将原表层土集中分层堆放，待施工完毕后，在临时占地区域对地表土层进行恢复，达到植被生长所需生境；

③施工占地区域土层上部的保护层稳态发生变化，加之区域风力、水力作用较大，土质极易流失，应在临时占地区域进行平整压实，以避免区域生态环境恶化；

④由于工程建设造成了一定的地表植被破坏，在施工结束后应对植被覆盖区域进行生态修复，优先使用原生表土和选用本土物种，防止外来生物入侵，构建与周边生态环境相协调的植物群落，最终形成可自我维持的生态系统；

⑤项目用地扰动区域须保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减少项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

6.1.1.5.2 对评价区动物的生态保护措施

(1) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(2) 加强生态保护宣传教育工作，施工前后，应加强沿线生态环境保护的宣传教育工作，在工地及周边，设立与环境保护有关的科普性宣传牌，包括生态保护的科普知识、相关法规、工程所采取的生态保护措施及意义等。

(3) 建议施工单位与林草部门配合在项目区内张贴项目区野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物。

(4) 施工单位和人员要严格遵守国家法令，坚决禁止捕猎任何野生动物；同时减少夜间作业，避免灯光、噪声对夜间动物活动的惊扰。

(5) 为了加强沿线生态环境的保护及实施力度，建设单位与施工单位共同协商制定相应的环境保护奖惩制度，明确环保职责，提高施工主体的环保责任感。

6.1.1.7 防沙治沙措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告

应当包括有关防沙治沙的内容。

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

（1）防沙治沙采取的技术规范、标准

- ①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年10月26日修订）；
- ②《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）；
- ③《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；
- ④《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）；
- ⑤《沙化土地监测技术规程》（GB/T24255-2009）。

（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：根据夏子街油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。

制定方案的目标：

- ①非沙化土地：防止生态逆转，恢复地表覆盖。
- ②风蚀残丘：保护抗蚀层结构，减少解体沙化。
- ③戈壁：维持砾幕完整性，防止下伏沙活化。

（3）防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

根据上述防沙治沙目标，提出防沙治沙治理措施及实施计划，具体见下表：

表 6.1-2 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
第一阶段（施工结束 1~2 年）	工程措施	布设重点区域沙障	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。
	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。
	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。
第二阶段（施工结束 3~5 年）	工程措施	完善沙障系统	维护现有沙障，流沙区增设沙障。
	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。
第三阶段（施工结束 5~10 年）	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。
	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。
	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。
实施保障	按“先核心后外围”原则推进；每年根据监测结果优化方案；利用油田现有管护力量和设备；与当地治沙站协作。		

针对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。

6.1.2 运营期生态保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本项目的建设，风城油田作业区 HSE 管理委员会负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

④针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本项目环保投资。

（2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

（3）生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到100%，建立生态安全应急系统。

管线施工完毕后须进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.1.3 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

(1) 废水处置措施

施工期产生的废水主要为钻井废水、压裂返排液、管道试压废水和施工人员生活污水。

本项目钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液，压裂返排液采用专用废液收集罐收集后及

时拉运至风城二号稠油联合站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油藏，不外排。

管道施工期间产生的废水主要为试压废水，主要污染物有SS。管道试压采用清洁水，试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

施工期设置生活营地，施工人员生活污水排入防渗污水收集池，定期拉运至乌尔禾污水处理厂处置，施工结束后对防渗生活污水池进行平整恢复。

（2）其他施工期水环境保护措施：

①施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，在施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水；施工时所产生的废油等物严禁倾倒或抛洒，加强施工机械维护，防止施工机械漏油，污染水环境。

②对运输车辆加强管理，制定合理运输路线；对运输容器定期维修，避免运输过程中遗撒泄漏，造成污染事故。

③集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，确保施工质量。严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

④油气井的设计、建造应按照SY/T6596的要求保证其完整性，钻井通过第四系潜水含水层，选用清洁钻进方式。严格按照《固井作业规程第1部分：常规固井》（SY/T5374.1）《固井设计规范》（SY/T5480）实施固井工程，确保固井质量满足《固井质量评价方法》（SY/T6592）相关要求，避免套管返液窜漏污染地下水。

⑤为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井工程基础区域、放喷池、油罐区、危险废物临时贮存点、泥浆随钻不落地处理系统、泥浆泵区等划分为重点污染防治区，应急池、库房、钻具管排、垃圾箱为一般防渗区，

控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，本项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护本项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合本项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.5.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①采出水、井下作业废水依托至风城二号稠油联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油藏，不外排。

②定期对井场、站场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④采油井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.5.2 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本项目不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.2-2）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-3）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-4），提出防渗技术要求。

表 6.2-2 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.2-3 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土防污性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-4 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有	等效粘土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ，

	中-强	难	机污染物	K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照GB18598 执行
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s，或参照GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中表 6 及前文分析,项目区内包气带防污性能为“弱”,生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及 COD、盐分等,不属于重金属和持久性有机物类,为“其他类型”。另外,参照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)及拟建拉油站的设计方案,罐基础设为重点防渗区,储罐到防火堤之间的地面及防火堤为一般防渗区。故运营期将工程区域整体划分为重点防渗、一般防渗区和简单防渗区。具体划分方案如下:

表 6.2-5 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
重点防渗区	拉油站罐基础	防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。
一般防渗区	井口区、井场/站场工艺装置区、储罐到防火堤之间的地面及防火堤、焚烧池	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。
简单防渗区	撬装设备间	简单硬化

6.2.5.3 管道刺漏防范措施

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

(2) 在管道上方设置标志,以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀,定期检测管道的内外腐蚀情况,并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 定期对管线进行检查,对壁厚低于规定要求的管段应及时更换,消除爆管的隐患;按规定进行设备维修、保养,及时更换易损及老化部件,防止油气泄漏

事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

（4）一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.5.4 地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中要求，二级评价的建设项目监测点数量一般不少于 3 个，应至少在建设项目场地，上、下游各布设 1 个，监测井位的设置可依托已有水井，根据区域水文地质条件，监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-5。

表 6.2-5 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜水 /单管单 层	地下水环境 影响跟踪 监测井	每年采样 1 次。 发生事故时加 大取样频率。	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、 硫化物、氯化物、硫酸盐、 氟化物、石油类等。
G2	地下水上游				
G3	地下水下游				

另外，应对本项目各井井口压力、套管压力、环空压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

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

为保证地下水监测工作高效有序运行，必须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派人员负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道、储罐等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年2次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.5.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入风城油田作业区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本项目运营期采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

油井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为钻井废水、生活污水、管道试压废水。

(1) 钻井废水

钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；工程结束由钻井队回收。

（2）生活污水

本项目施工期设置临时生活营地，生活污水集中收集至防渗生活污水池，定期拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。

（3）管道试压废水

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

（4）压裂返排液

本项目压裂返排液采用专用废液收集罐收集后及时拉运至风城二号稠油联合站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油藏，不对外排放。

综上，本项目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

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

②采出水处置依托可行性

本项目采出水依托风城二号稠油联合站含油污水处理系统处理，设计处理规模40000m³/d，目前处理量约35000m³/d，富余量为5000m³/d，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中指标要求。根据设计预测指标，本项目采出水量最大约362.35m³/d（11.96×10⁴m³/a），依托可行。

③井下作业废水处置依托可行性

本项目运营期井下作业废水依托风城二号稠油联合站含油污水处理系统处理，设计处理规模40000m³/d，目前处理量约35000m³/d，富余量为5000m³/d，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中指标要求。本项目井下作业废水量折算为0.82m³/d（272m³/a），依托可行。

对运营期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施，本项目运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的废水和固废不得随意抛洒丢弃，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地进行平整。

本项目施工期土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

(1) 源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区以及井场和站场的储罐区，防止采出液泄漏；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能好、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时

切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区、站场设备区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

（1）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）退役期地下集输管道维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

本项目施工过程中废气包括钻井废气、施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。为有效控制施工期间的废气影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标

准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛撒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（2）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）；建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘。

（4）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（5）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（6）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业，同时作业处用防尘网覆盖。

（7）焊接作业时使用无毒低尘焊条。

（8）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（9）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

本项目运营期的废气排放源主要为井场及站场排放的无组织废气。无组织排放的污染物主要为井口、站场、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）和《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》，为了减少对环境大气的污染，工程拟采取的主要无组织废气VOCs污染防治措施有：

（1）储罐挥发性有机物控制措施

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.2.2.1 原油和2号稳定轻烃储存应符合表2规定的特别控制要求。本项目含水原油蒸气压约为67.2kPa，属于 $>66.7\text{kPa}$ ，其单罐设计容积应 $\geq 75\text{m}^3$ ，排放控制要求需满足①符合下列要求之一：a)采用压力罐或低压罐；b)采用固定顶罐，采取油罐烃蒸汽回收措施；c)采取其他等效措施。

本项目设置2座 1000m^3 含水原油储罐，采用固定顶罐，并配套建设1套 $120\text{m}^3/\text{h}$ 烃蒸汽回收装置，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.2.2.1原油储存要求。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关运行要求，固定顶罐应满足：

①罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙。②储罐附件开口(孔)，除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。③应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。

（2）装卸系统挥发性有机物控制措施

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.3 挥发性有机液体装载排放控制要求：

①装卸方式要求：挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于200mm。

②油气集中处理站、天然气处理厂、储油库装载真实蒸气压 $\geq 27.6\text{kPa}$ 的原油和2号稳定轻烃，应符合下列规定之一：

- a) 对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于80%；
- b) 采用气相平衡系统。

本项目采用密闭装车。设计配套建设1套120m³/h烃蒸汽回收装置，使原油罐、罐车储罐形成闭路循环，减少原油罐及装车时产生的无组织废气；根据设计文件，经过烃蒸汽回收装置回收后的气相进入两项分离器气相出口通过天然气管线输送，无组织废气排放量可减少90%以上；满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中对装载废气进行收集，非甲烷总烃去除效率不低于80%要求。

（3）设备与管线组件泄漏排放控制要求

①严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中VOCs排放、泄露、收集处理等控制措施。非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

②VOCs污染控制措施：a、选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；b、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，并尽快内完成修复；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。

③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。

（4）污染物监测要求

a) 企业应按照国家有关法律、《环境监测管理办法》和HJ819等规定，建立监测制度，制订监测方案，对大气污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。

b) 企业应按照国家环境监测管理规定和技术规范的要求，设计、建设、维护永久性采样口、采样监测平台和排污口标志。

c) 大气污染物监测应在规定的监控位置进行，有废气处理设施的，应在处理设施后监测。

d) 企业边界非甲烷总烃的监测采样和测定方法按 HJ/T 55 以及 HJ 604 的规定执行。

本工程运营后在日常生产过程中,加强非甲烷总烃无组织排放例行监测,对集中拉油站厂界非甲烷总烃每年监测一次,确保非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求。

综上,本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工,防止水泥等的洒落与飘撒;尽量避开大风天气进行作业。

(3) 退役期封井施工过程中,应加强施工质量管理,避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

综上所述,采取的大气环境保护措施是可行的。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响,本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议:

(1) 钻井期做好泥浆泵、发电机和柴油机等高噪声设备的基础减振和设置隔声罩减少噪声传播,合理安排施工时间,高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用,避免形成污染影响;在不能对声源采取有效措施情况下,对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材,消除噪声污染影响。

(2) 施工设备选型时,在满足施工需要的前提下,尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养,避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

(4) 运输车辆进出工地时应低速行驶,少鸣笛或不鸣笛。

综上所述，项目区200m范围内没有声环境敏感点，采取噪声污染防治措施是可行的。

6.6.2 运营期声环境保护措施

运营期噪声源主要包括井场抽油机、站场装车泵等机泵产生的噪声。采取的降噪措施如下：

(1) 对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养等不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

(3) 定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

综上，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

本次油田建设在施工期产生的固体废物主要包括钻井固废、施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物。施工单位不准将各种固体废物随意丢弃和随意排放。

(1) 钻井固废

本项目钻井采用泥浆不落地系统。一开、二开水基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用，完井后剩余泥浆由钻井液分公司回收；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测

满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用；三开油基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用；分离后的固相暂存于专用油基岩屑储罐，属于危险废物HW08（废物代码：071-002-08）委托有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理。

（2）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至指定建筑垃圾填埋场填埋处置。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

（3）生活垃圾

施工人员生活垃圾集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。生活垃圾应定点存放，由施工单位定时和统一集中处置。

（4）机械设备废油

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，属于危险废物HW08（废物代码900-214-08），委托有危废处置资质单位接收处置。

（5）废烧碱包装袋

施工期产生的废烧碱包装袋属于危险废物HW49（废物代码：900-041-49），施工单位及时回收烧碱废包装袋，暂存于钻井井场撬装化危废暂存点，施工结束后委托具有危废处置资质的公司接收处置。

（6）加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期主要产生的固体废物主要有油泥（砂）、废润滑油、落地原油、废防渗膜。

(1) 运营期产生的含油污泥、废润滑油、废防渗膜等危废委托有危废处置资质单位接收处置。

(2) 井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

(3) 加强巡检频率，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

(4) 风城油田作业区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危废管理。

(5) 及时清理回收因管线破损产生的油污，定期委托具有含油污泥处置资质的单位处置。

(6) 加强管线的日常巡检工作，在原有基础上增加巡检频次和密度，巡检的内容包括定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

(7) 加强员工危险废物知识培训，增强员工的危险废物安全管理及处置意识；加强原油落地。

(8) 事故应急培训，能够在第一时间对原油落地做出反应和处理。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响

本项目产生的危险废物运输委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线避让水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。并严格按照《危险废物转移管理办法》（2021 年 11 月 30 日生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等相关要求制定危险废物管理台账。

因此，本项目危险废物处置措施可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣等收集后拉运至指定建筑垃圾填埋场处理或生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理。

(2) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(4) 退役期对旧管道两端采用混凝土封堵，以防今后其他作业动火发生火灾爆炸。封堵作业时地面布设防护层，防止含油废物对土壤造成污染。旧管废弃后不再挖出，减少对生态环境和景观的二次污染。

7. 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本项目实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

本项目新增井场以及站场采用电加热，无需核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

本项目井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设

备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4） CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目井场、站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5） CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本项目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。

本项目不涉及，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目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	井场、站场事故状态下的燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	无组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场、站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本项目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	新疆夏子街油田玛51X井区二叠系风城组页岩油2026年开发扩大试验产能建设项目	包括油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本项目涉及火炬燃烧排放、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，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 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 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-正常火炬}$ —正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-事故火炬}$ —由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4-正常火炬}$ —正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4-事故火炬}$ —事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$GWPC_{CH_4-CH_4}$ 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 $GWPC_{CH_4}$ 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中：

i—火炬系统序号；

$Q_{正常火炬}$ —正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

$CC_{非CO_2}$ —火炬气中除 CO_2 之外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF—第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} —火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} —为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

$$E_{CO_2-事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2),j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2),j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4-事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

式中：

J—事故次数；

$GF_{事故,j}$ —报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3 /小时；

$T_{事故,j}$ —报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

CC（非 CO₂）_j—第 j 次事故火炬气中除 CO₂ 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(CO₂)_j—第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度；

VCH₄—事故火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流 速（万 Nm ³ /h）	持续时 间（h）	火炬气中除 CO ₂ 外其他含碳化合 物的总含碳量 （吨碳/万 Nm ³ ）	火炬燃 烧的碳 氧化率	火炬气 中 CO ₂ 的体积 浓度	火炬气中 CH ₄ 的体 积浓度	E _{CO₂} （吨 CO ₂ ）	E _{CH₄} （吨 CO ₂ ）
1	单座井场	事故 工况	0.38	0.5	7.555	0.98	0.18	73.24	5.83	2
2	集中拉油 站	事故 工况	0.625	0.5	7.555	0.98	0.18	73.24	30.1	3.3

根据表中参数，结合公式计算可知，本项目 20 座井场、1 座集中拉油站火炬燃烧排放温室气体总量为 1056 吨 CO₂。

（2）CH₄ 逃逸排放

本项目运营期 CH₄ 逃逸排放主要来自天然气开采过程中井口装置和站场逃逸排放的 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_{CH₄-开采逃逸}——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j——不同的设施类型；

Numoil,j——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；井场为 14 个，站场为 3 个；

EFoil,j——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；井口装置为 0.23，接转站为 0.18；

Numgas,j——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；EFgas,j——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；井口装置为 2.5。

本项目涉及逃逸的 CH₄ 的装置有 20 座井口装置，新建计量站 2 座、集中拉油站 1 座。

开采逃逸的 CH₄ 为：

$$E_{CH_4-开采逃逸}=20\times 0.23tCH_4+3\times 0.18tCH_4=5.14tCH_4$$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 5.14t，折算成 CO₂ 排放量为 5.14×21=107.94t。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电}=AD_{电力}\times EF_{电力}$$

式中：

ECO₂-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF 电力为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b.净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热}=AD_{热力}\times EF_{热力}$$

式中：

ECO₂-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

②计算结果

本项目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8379MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子0.6671吨CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的CO₂排放量为5589.6t。

(4) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的CO₂排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{-工艺}} + E_{GHG\text{-逃逸}})_s - R_{CH_4\text{-回收}} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{-回收}} + E_{CO_2\text{-净电}} + E_{CO_2\text{-净热}}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨CO₂；

$E_{CO_2\text{-燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的CO₂排放量，单位为吨CO₂；

$E_{GHG\text{-火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨CO₂当量；

$E_{GHG\text{-工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨CO₂当量；

$E_{GHG\text{-逃逸}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨CO₂当量；

S -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4\text{-回收}}$ -企业的CH₄回收利用量，单位为吨CH₄；

GWP_{CH_4} -CH₄相比CO₂的全球变暖潜势值。取值21；

$R_{CO_2\text{-回收}}$ -企业的CO₂回收利用量，单位为吨CO₂。

$E_{CO_2\text{-净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的CO₂排放量，单位为吨CO₂；

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的CO₂排放量，单位为吨CO₂。

按照上述CO₂排放总量计算公式，则本项目实施后CO₂排放总量见表7.1-4所示。

表 7.1-4 CO₂排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨CO ₂ ）	占比（%）
本项目	燃料燃烧CO ₂ 排放	0	0.0
	火炬燃烧排放	1056	15.6
	工艺放空排放	0	0.0

	CH ₄ 逃逸排放	107.94	1.6
	CH ₄ 回收利用量	0	0.0
	CO ₂ 回收利用量	0	0.0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	5589.6	82.8
	合计	6753.54	100

由上表 7.1-4 分析可知，本项目 CO₂ 总排放量为 6783.54t。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 清洁运输

油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，定期对井场、站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复，有效提升温室气体泄漏控制能力。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

7.2.3 节能降耗技术

本项目在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿

电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级低的，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级低的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.3 温室气体排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为 6753.54t。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，本项目吨产品 CO₂排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

8.1.1 施工期环境效益

施工期对环境造成的直接影响主要表现在：

- (1) 项目占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 施工期产生的污染物造成环境损失。

本项目施工期对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降以及土壤结构发生变化可能导致植被覆盖度降低。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。在施工期间，严格控制占地。按照《中华人民共和国土地管理法》及相关法律法规办理用地手续。因此，在正常情况下，施工期产生的污染物基本上不会对周围环境产生影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.1.2 运营期环境效益

(1) 废气

本项目采用集中拉油工艺，采出物从井口均密闭集输至集中拉油站，站内拉油罐采用固定顶罐，配套烃蒸汽回收装置，减少烃类物质的挥发，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

(2) 废水

运营期废水包括采出水、井下作业废水。采出水、井下作业废水依托风城二号稠油联合站处理，达标后回注油层。

(3) 固体废弃物

本项目产生的油泥砂、废防渗膜、废润滑油、落地油、清罐底泥属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本项目运营期采取各项环保措施后，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 退役期环境效益

本项目退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。在落实以上环保措施后，退役期的环境影响可接受。

8.1.4 环保投资估算

本项目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，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

本项目总投资为 15100 万元，其中环保投资 905 万元，占总投资 5.9%。估算见表 8.3-1。

表 8.3-1 主要环保投资估算

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	治理效果	投资(万元)
施工期	生态环境	工程占地、生态保护	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度、设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	施工结束后场地平整，临时占地植被和土壤恢复	20
	水土流失	水土保持措施	管沟分层开挖分层回填；按照施工	减少水土流失	纳入水

			作业带进行作业；施工迹地恢复		土保护 方案投 资中
土地沙化	防沙治沙措施	永久占地铺设砾石；临时占地平整， 清运现场遗留的污染物；按照正式 征地文件的规定对占地进行经济补 偿等	防止土地沙化	20	
废气	施工产生的施工 扬尘	临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、 洒水（防尘、洒水等）	/	20	
	施工机械尾气、储 层改造废气、测试 放喷废气	使用达标油品，加强设备维护	/	10	
固废	钻井废弃物	泥浆不落地装置	水基岩屑满足《油气田 钻井固体废物综合利用 污染控制要求》 （DB65/T3997-2017）， 油基岩屑委托有危废处 置资质单位处置	350	
	施工废料	废弃施工材料清运至指定建筑垃圾 填埋场填埋处置。	妥善处理	10	
废水	钻井废水、施工废 水	钻井废水循环利用不外排；管道试 压采用清洁水，试压结束后全部用 于施工场地洒水抑尘	施工废水循环利用	5	
地下水、土壤	防渗	钻井工程基础区域、钻井液循环系 统、清洁生产操作平台、废水池、 钻井柴油罐区、油水罐区、放喷池、 危废贮存点等重点防渗；施工作业 区地面一般防渗。	防止地下水、土壤污染	40	
环境风险 管理	环境风险 防范措施	井口防喷器	风险防范设施数量按照	165	
		施工期井场设置撬装式危废贮存点； 消防器材、警戒标语标牌、设置可燃 气体检测报警仪等防范设施。	消防、安全等相关要求 设置	20	
运 营 期	废气	无组织挥发 烃类	拉油罐配套烃蒸汽回收装置密闭装 车；密闭管道、阀门的检修和维护。	厂界外非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg/m}^3$ ，厂界内 6.0mg/m^3 （1h 平均浓度 值）、 20.0mg/m^3 （任意 一次浓度值	35
	噪声	井场、站场噪声	选择低噪声设备、加强设备维护， 基础减振。	场界： 昼间 $\leq 60\text{dB(A)}$ 夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$	15
	固废	危险废物	委托有资质的单位处置	妥善处理	20
	废水	采出水	依托风城二号稠油联合站的采出水 处理系统处理，经处理后满足《碎 屑岩油藏注水水质指标技术要求及 分析方法》（SY/T5329-2022）中指 标后回注油藏，不外排	《碎屑岩油藏注水水质 指标技术要求及分析方 法》（SY/T5329-2022）	20

		井下作业废水	井下作业废水采用专用罐拉运至风城二号稠油联合站处理。		20
	地下水、土壤	井场、站场、管线防渗	井场永久占地、站场设施永久占地进行一般防渗。	防止地下水、土壤污染	20
	环境风险管理	应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	20
退役期	固废	20 座井场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至指定建筑垃圾填埋场	项目各井场及相关地面设施	20
	生态恢复	临时占地	完工后迹地清理并平整压实，临时占地内植被和土壤的恢复	场地平整，临时占地植被和土壤恢复	20
环境管理			环境监理、环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测、生态监测等		50
			环保培训，演练		5
合计					905

8.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

因此本项目建设具有良好的社会效益。

8.3 经济效益分析

根据项目可研报告提供的经济评价，该项目税前主要财务评价指标满足行基准收益要求，在财务上可行，评价期内创造较大的经济增加值。

8.5 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于井场、站场建设、敷设管线需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。同时在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，在实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9. 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构与职责

本项目日常环境管理工作纳入风城油田作业区现有 QHSE 管理体系。新疆油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入新疆油田分公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.2 施工期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.1.3 运营期的环境管理任务

风城油田作业区 QHSE 管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（1）运营期的 QHSE 管理体系纳入新疆油田分公司风城油田作业区 QHSE 系统统一管理。

（2）协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)中相关内容，制定危险废物管理计划和管理台账，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

(6) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(7) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(8) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对退役井场、站场、管线的环境管理工作，监督退役期各项环保措施的落实情况。

(1) 加强封井施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

(2) 加强退役期施工过程管理。妥善处置地面设施拆除、井场和站场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣等，做到“工完、料尽、场地清”。

(3) 加强对退役期施工队伍及其运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

(4) 组织开展环境保护宣传教育，对全体员工组织开展环境保护培训。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和

安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分别对施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。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 本项目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、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物		
		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	废水	建设单位	建设单位环保部门及

	况	废气	密闭集输		当地生态环境主管部门
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		固体废物	废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		退役后要拆除井架、井台，并对井场、站场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层		

9.1.6 环境监测

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部部令第 37 号）、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后，区域井场、站场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），本项目应纳入新疆油田分公司风城油田作业区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时风城油田作业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：中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部

法人代表：叶义平

生产单位地址：克拉玛依市克拉玛依区境内

主要产品及规模：①新钻 16 口油井，分布在 8 座新建丛式井场内；老井利用探转采 4 口（夏 206H、夏 207H、夏 204X、玛 55H）；②新建集中拉油站 1 座、计量站 2 座，新建阀池 1 座；③新建单井集输管线 17km、集油支线 3.1km、天然气集输管线 4.8km；④配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，区块新建产能 $20.37 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

（2）排污信息

本项目污染物排放标准，见“2.4.3 污染物排放标准”章节。

本项目污染物排放量情况，详见表 3.3-14。

本项目污染物总量控制指标情况，详见“3.3.8 污染物总量控制分析”章节。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见新疆油田分公司风城油田作业区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本环境监测计划见表 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；风城油田作业区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

本项目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	污染源	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标（t/a）	执行标准（mg/m³）		环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段（h/a）	排放浓度（mg/m³）				
废气	井场、站场、管线	油气开采集输无组织废气	拉油罐配套烃蒸汽回收装置；加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄漏产生的无组织废气。	—	非甲烷总烃	8000	/	5.661	厂界外；非甲烷总烃≤4.0	《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限值	
									厂界内；10.0mg/m³（1h 平均浓度值）；30.0mg/m³（任意一次浓度值）	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 表 A.1 排放限值	
	井场、站场	温室气体	降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，开发清洁能源替代现有能源等，从而减少温室气体排放。	—	甲烷	8000	/	6753.54	/	/	
类别	污染源	污染因子	处理措施				处理后浓度（mg/L）	排放去向	总量控制指标（t/a）	执行标准（mg/L）	环境监测要求
废水	采出水、井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水和井下作业废水依托风城二号稠油联合站处理达标后回注。				—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
类别	噪声源		污染因子	治理措施			处理效果	执行标准		环境监测要求	
噪声	井下作业（修井、洗井等）		L _{eq}	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施			厂界达标	厂界昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	
	站场设备、泵、井口装置		L _{eq}								
序号	污染源名称		固废类别	处理措施							
固废	清罐底泥、废防渗膜、废润滑油等		危险废物	收集后委托有危废处置资质单位接收处置。							
	落地油		/	井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。							
	环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行								

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本项目的环境监测工作由新疆油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定监测计划。本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目	备注	执行标准
环境空气	集中拉油站、代表性井场厂界下风向 5km 范围内	1 次/半年		NMHC	环境质量监测	NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m ³ 的标准

废气	集中拉油站、代表性井场厂界	1 次/季度	竣工环保验收后开始	NMHC	污染源监测	NMHC 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
噪声	集中拉油站、代表性井场厂界	1 次/季度		连续等效 A 声级（dB）	污染源监测	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准
土壤	集中拉油站、代表性井场占地范围内、占地范围外 200m 内	1 次/年		石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）汞、砷、六价铬	环境质量监测	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求 《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
地下水	在项目区上游地区处设 1 眼地下水背景（或对照）监控井，重点污染防治区附近设置 1 眼地下水污染监控井，区块下游布设 1 眼地下水污染监控井，监测点充分依托夏子街油田已有监测井。	每半年一次。发生事故时加大取样频率		耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类、砷、六价铬等。	环境质量监测	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的 III 类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准
生态	项目区及管线周围	3~5 年一次		生态恢复情况	环境质量监测	-

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收

9.5.1 环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.5.2 环境设施验收建议

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自2017年10月1日起施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

(3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本项目“三同时”验收一览表见表9.5-1。

表9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期					
生态	1	生态恢复	严格控制作业带宽度。 管道埋埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土。	临时占地恢复到之前状态	《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）
	2	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗等水土保持宣传牌。	防止水土流失	
	3	防沙治沙	永久占地铺设砾石；施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围。	防止土地沙化	
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。	--	--
	2	钻井机械、运输车辆产生的燃油废气	使用合格燃料，加强施工管理。	--	--
	3	测试放喷废气	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。	--	--

	4	储层改造废气	压裂液、废压裂返排液使用密闭罐存放。	--	--
废水	1	试压废水	循环利用	不外排	--
	2	钻井废水	采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。	不外排	
	3	生活污水	排入生活污水池暂存，定期拉运至乌尔禾污水处理厂处理。	不外排	
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间。	--	--
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填。	--	--
	2	施工废料	部分回收利用，剩余收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。	--	--
	3	泥浆	本项目钻井采用泥浆不落地系统，一开、二开水基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用，完井后剩余泥浆由钻井液分公司回收；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用；三开油基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用，完井后剩余泥浆由钻井液分公司回收；分离后的固相暂存于专用油基岩屑储罐，委托有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理。	--	--
	4	岩屑			
	5	生活垃圾	集中收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。	--	--
	6	机械设备废油和含油废弃物	委托有相应危废处置资质单位接收处置。	--	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
	7	废纯碱、膨润土、水泥等包装袋	由钻井施工单位集中收集后统一回收处置	--	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
运营期					
类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
废气	1	站场厂界外无组织废气	拉油罐配套烃蒸汽回收装置密闭装车；密闭管道、阀门的检修和维护。	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg/m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；
	2	集中拉由站厂界内无组织废气		6.0mg/m ³ (1h平均浓度值)	《挥发性有机物无组织排放控制

				20.0mg/m ³ (任意一次浓度值)	标准》 (GB37822-2019) 附录A表A.1特别 排放限值
废水	1	采出水	采出水进入风城二号稠油联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中推荐水质标准后回注油藏,不外排。	不外排	《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	采用专用废水回收罐收集,运至风城二号稠油联合站处理。	不外排	
噪声	1	井场、站场	基础减震	场界达标: 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2类区排放限值
固废	1	油泥(砂)、废防渗膜、废润滑油、落地油	委托克拉玛依顺通环保科技有限公司接收处置。	--	《危险废物贮存污染控制标准》 (GB18597-2023)
防渗	1	简单防渗区 井场、站场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	-
	2	管道防腐、保温	储罐内外壁涂层防腐,管道外壁涂层防腐。	防腐、保温性能良好	-
	3	拉油站储罐	重点防渗:设置围堰;不应低于6.0m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。	重点防渗:设置围堰;不应低于6.0m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。	-
风险防范措施		井场、站场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	—
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	--	保证实施
	2	井场、站场	按照监测计划,委托有监测资质的单位开展监测。	--	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	--	保证实施
退役期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	--	--

固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。	妥善处置不外排	--
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。	恢复原貌	《废弃井封井回填技术指南（试行）》

10. 结论

10.1 建设项目情况

本项目位于夏子街油田玛 51X 井区，主体工程行政区划隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，集输工程中新建 4.8km 天然气管线，其中 1.1km 位于克拉玛依市乌尔禾区。工程区中心西北距离和布克赛尔蒙古自治县城中心约 80km，西侧距离克拉玛依市乌尔禾区约 25km。

本项目主要建设内容为：①新钻 16 口油井，分布在 8 座新建丛式井场内；老井利用探转采 4 口（夏 206H、夏 207H、夏 204X、玛 55H）；②新建集中拉油站 1 座、计量站 2 座，新建阀池 1 座；③新建单井集输管线 17km、集油支线 3.1km、天然气集输管线 4.8km；④配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，区块新建产能 $20.37 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本项目属于新疆油田分公司页岩油开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）》（国函〔2024〕70 号）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆油田公司“十四五”发展规划》的相关要求。本项目位于夏子街油田玛 51X 井区，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本项目地处准噶尔盆地西北部，位于新疆油田分公司夏子街油田区域，工程所在区域属典型的风积沙漠地貌，整个地势由东北向西南倾斜。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境。生态保护目标主要为区域野生动植物和水土流失重点治理区等。

本项目所在区域自然植被主要以梭梭、假木贼为主，严酷的自然环境及地势平坦的地形地貌，导致区域内的主要动物为啮齿动物（荒漠麻蜥、快步麻蜥等）及鸟类（小嘴乌鸦、凤头百灵、红尾伯劳等）。评价范围内涉及的土地利用类型主要为天然牧草地、裸土地和灌木林地等；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于非沙化土地、风蚀残丘和戈壁；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生动植物，生态系统类型简单、脆弱，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

（2）地下水环境质量现状

地下水监测结果表明：在监测期间，潜水监测点除总硬度、锰存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。潜水监测点总硬度、锰超标与区域水文地质条件有关，该地区地下水位高，土壤含盐量大，盐分易升至地表造成的。

（3）地表水环境质量现状

本项目周边 5km 范围内无天然地表水体。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，占地范围内土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准；占地范围外草地等土壤环境质量可满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中PH>7.5其他农用地对应的风险筛选值标准；石油烃含量均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值。

(5) 环境空气质量现状

本项目所在区域为达标区，监测期间 NMHC1 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，H₂S1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

(6) 声环境质量现状

评价期内，新建井场、站场声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

10.4 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 10.1-1。

表 10.1-1 污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	储罐呼吸、装卸损耗	无组织排放	NMHC	3.95t/a	3.952t/a	大气
	油气集输			1.711t/a	1.711t/a	
废水	采出水		SS、COD、石油类等	11.96×10 ⁴ m ³ /a	0	采出水进入风城二号稠油处理站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）推荐值后回注油藏。
	井下作业废水		废水量	272t/a	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至风城二号稠油处理站处理。
			COD	0.35t/a	0	
			石油类	0.061t/a	0	
固体废物	依托处理站	油泥	石油类	1848.78t/a	0	委托有危废处置资质单位接收处置。
	拉油站	清罐底泥	石油类	0.1t/a	0	
	井下作业	废防渗膜	石油类	5t/a	0	
		废润滑油	石油类	1t/次	0	
	井场、管线及井下作业	落地原油	石油类	2.0t/a	0	
噪声	井场、站场设备、井下作业	机械噪声	-	60~120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施。

10.5 主要环境影响

(1) 生态环境影响分析

本项目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。生态保护目标主要为基本农田、区域重要物种、水土流失重点治理区，对生态环境的影响主要来自施工期占地影响，项目总占地42.13hm²，其中永久占地6.35hm²、临时占地35.78hm²，占地类型主要为天然牧草地、裸土地、灌木林地等，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被逐渐恢复，临时占地影响将逐渐减小。在规范施工以及严格按照相关部门的要求对占用土地采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域生态影响在可接受范围内。区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

(2) 地下水环境影响分析

在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本项目对水环境的影响属可接受范围。

(3) 地表水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为页岩油开采过程中的采出水和井下作业废水。采出水和井下作业废水依托风城二号稠油处理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）中推荐水质标准后回注油藏，不外排。

(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；本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生集输管线、站场设备泄漏等事

故，泄漏的采出水会对土壤环境产生一定的影响，改变土壤理化性质，从而影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（5）大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率小于10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对井场、站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本项目实施后大气环境影响可以接受。

（6）声环境影响分析

本项目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、站场厂界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

（7）固体废物影响分析

本项目新钻井井身结构为三开，一开、二开水基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用，完井后剩余泥浆由钻井液分公司回收；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用；三开油基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，液相泥浆进罐收集，循环使用；分离后的固相暂存于专用油基岩屑储罐，委托有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理。

井场、站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运指定建筑垃圾填埋场进行处置。生活垃圾集中收集后定期清理运送至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。

运营期产生的固体废物主要有油泥（砂）、落地油、废防渗材料、废润滑油和清罐底泥，均属于危险废物，委托有危废处置资质的单位处置。

退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）等相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

（8）环境风险分析

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录B，本项目所涉及的危险物质包括原油和天然气，可能发生的风险事故包括井场事故、管线、设备泄漏事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目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，本项目环境风险程度属于可以防控的。

本项目应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，编制应急预案并备案，拟建工程实施后，负责实施的风城油田作业区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.6 环境保护措施

本项目的的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：施工期进一步优化井场、站场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可

后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

地下水环境保护措施：按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

地表水防治措施：本项目采出水 and 井下作业废水依托风城二号稠油联合站处理达标后回注油藏，不外排。

大气污染防治措施：本项目拉油罐配套烃蒸汽回收装置，密闭装车，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

固体废物防治措施：运营期产生的油泥（砂）、废防渗膜、废润滑油等收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好原油、天然气泄漏风险防范措施，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

本项目公众参与由建设单位新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部负责实施，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反馈信息。

10.8 环境影响经济损益分析

本项目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，经估算本项目总投资为 15100 万元，其中环保投资 905 万元，占总投资 5.9%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了生态环境监测计划，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求，具体见第 9 章。

11.10 清洁生产分析

本项目总体符合清洁生产要求，属于清洁生产先进企业。

11.11 污染物总量控制

本项目仅涉及井场、站场无组织排放的 VOCs，故不涉及总量控制指标。

10.12 项目可行性结论

新疆夏子街油田玛 51X 井区二叠系风城组页岩油 2026 年开发扩大试验产能建设项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度，本项目建设在环境保护方面可行。