新疆准噶尔盆地玛页油田玛51X井区二叠系风城组页岩油构造复杂区开发试验项目

生态环境影响报告书

（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：新疆天合环境技术咨询有限公司

2026年11月

1. 概述

1.1. 项目特点

2026年是“十五五”开局之年，我国持续推进能源安全保障与绿色低碳转型，强调油气资源的集约高效开发与生态环境保护相协调，加强全局性思考、战略性谋划，聚焦重点行业、重点地区，供需同向发力，努力为经济高质量发展、“十五五”良好开局提供坚实支撑。

中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司（以下简称“中石油新疆油田分公司”）于2022年9月1日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、党建综合等领域的综合队伍。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。其中，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。2023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等；2025年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等；2026年正在实施的有“新疆夏子街油田玛51X井区二叠系风城组页岩油2026年开发扩大试验地面工程完善项目”等，目前计划实施的有“新疆准噶尔盆地玛页油田玛页1井区风城组页岩油立体开发扩大试验项目”“新疆准噶尔盆地玛页油田玛页1井区风城组页岩油高陡区开发试验项目”“新疆准噶尔盆地玛页油田玛51X井区二叠系风城组页岩油构造复杂区开发试验项目”等。本次评价即为玛湖项目部2026年计划实施的项目之一。

本次针对“新疆准噶尔盆地玛页油田玛51X井区二叠系风城组页岩油构造复杂区开发试验项目”（以下简称“本项目”）开展生态环境影响评价，项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县（又称“和丰县”）。主要建设内容包括：①主体工程：在玛51X井区部署新井7口、老井3口，新建电加热器10台；新建计量站一座，内设12井式自动选井计量装置1套；新建集输管线21.2km，新建产能8.44×10^4t/a；②公辅工程：给排水、供电、防腐、自控等，井场采出液经加热后通过集输管线经新建计

量站、已建玛51X转油站密闭输送至风城2号稠油联合站进行处理。③环保工程：废气、废水、噪声、固体废物治理等污染防治和环境风险防范及生态环境保护工程。本项目总投资7997.63万元，其中环保投资250万元，占总投资的3.13%。经核查，本项目不涉及中央、自治区等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，最近距离约21km（准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区）。

1.2. 环境影响评价过程

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《中华人民共和国生态环境法典》《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”“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。

2026年10月，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咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆中检联检测有限公司于2026年11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《新疆准噶尔盆地玛页油田玛51X井区二叠系风城组页岩油构造复杂区开发试验项目生态环境影响报告书》（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、退役期的生态环境保护管理依据。

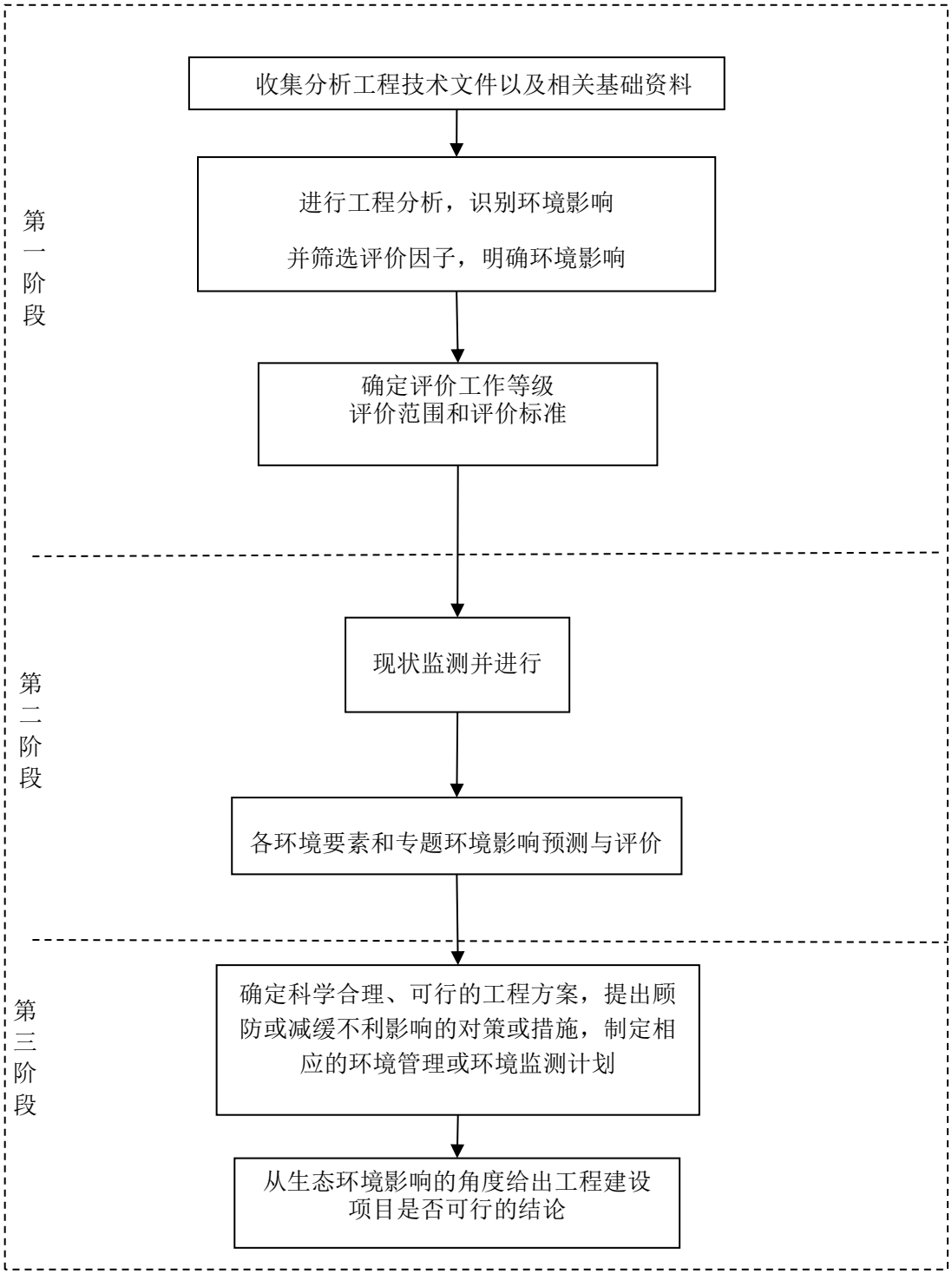

图 1.2-1　　评价工作程序图（HJ349-2023）

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”中的“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，属于鼓励类项目，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）、《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）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民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》等相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

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

（5）生态环境分区管控方案符合性判定结论

根据《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），本项目所在区域涉及“和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元01（ZH65422630001）”。项目运营期采出水依托已建联合站处理，不外排；项目能耗主要为井口电加热器及油气生产所需电能等，资源能源利用合理，项目实施后排放大气污染物不会造成区域环境空气质量等级降低。本项目对固废实

行无害化处置，在正常工况下不会降低区域土壤环境质量，不会增加环境风险，不会威胁生态安全及生物安全；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，因此，本项目建设符合生态环境分区管控方案要求。

本项目符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态保护红线，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

本项目重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、施工生活污水等污染问题；运营期井场、站场无组织挥发的非甲烷总烃、作业废水、采出水、含油污泥、落地油等对环境产生的影响。

本项目环境影响主要来源于单井地面配套工程等工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水水源保护区、风景名胜区、森林公园，不在生态保护红线内，除油区工作人员外，工程区无人居住。重点保护目标是：评价范围内的水土流失重点治理区、风蚀残丘等沙化土地地形地貌、荒漠动植物及其生境。

1.5. 环境影响评价主要结论

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《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环发〔2024〕93号）、《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；符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合生态环境分区管控方案要求；建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本项目在施工期、运营期和退役期认真落实报告中的各项污染防治

措施、生态保护措施及风险防范措施，各项污染物做到达标排放及无害化处置，其生态影响可有效降低，环境风险及生态安全影响可以接受，从生态环境保护角度看，本项目建设是可行的。

2. 总则

2.1. 评价目的与原则

2.1.1. 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、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、运营期以及退役期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

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

（4）评价本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。

2.1.2. 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。

2.2. 编制依据

2.2.1. 法律法规与条例

国家和地方性法律法规一览表见下表：

表 2.2-1　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国生态环境法典	主席令2026年第70号	2026-08-15
2	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
3	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
4	中华人民共和国能源法	14届人大第12次会议	2025-01-01
5	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	2019-08-26
6	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
7	中华人民共和国草原法（2012年修正）	12届人大第3次会议	2013-06-29
8	中华人民共和国野生动物保护法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2017-01-01
9	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
10	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
11	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
12	中华人民共和国矿产资源法（2024修订）	14届人大第12次会议	2025-07-01
二	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（2014年修正）	国务院令653号	2014-07-29
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17号	2015-04-02
6	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24号	2023-12-17
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31号	2016-05-28
8	中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17号	2018-06-16
9	地下水管理条例	国务院令748号	2021-12-01
10	生态保护补偿条例	国务院令779号	2024-06-01
11	排污许可管理条例	国务院令736号	2021-03-01
12	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5号	2024-01-31
13	国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24号	2023-01-30
14	国务院关于印发《固体废物综合治理行动计划》的通知	国发〔2025〕14号	2025-12-27
三	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）	部令第 16 号	2020-11-30

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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	国家危废名录（2025）	生态环境部令 第 36 号公布	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会令第 7 号	2024-02-01
6	危险废物污染防治技术政策	环发〔2001〕199 号	2001-12-17
7	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
9	关于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
11	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
12	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
13	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
14	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石油天然气股份有限公司能评〔2020〕1 号	2020-03-19
15	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
16	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-22
17	危险废物转移管理办法	部令 第 23 号	2022-01-01
18	危险废物产生单位管理计划制定指南	公告 2016 年第 7 号	2016-01-26
19	危险废物排除管理清单（2026 年版）	公告 2026 年第 2 号	2026-01-07
20	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年 第 82 号	2021-12-30
21	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
22	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
23	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021 年第 3 号）	2021-02-05
24	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告 2021 年 第 24 号	2021-06-11
25	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
26	关于发布《固体废物分类与代码目录》的公告	生态环境部	2024-01-22
27	自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）	自然资发〔2022〕142 号	2022-08-16
四	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	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 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
3	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水法》办法	自治区十四届人大五次会议	2024-03-01
4	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国土地管理法》办法	自治区第 13 届人大 34 次会议	2022-11-01
5	新疆国家重点保护野生植物名录	自治区林业和草原局	2022-03-09
6	新疆国家重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-12
8	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
9	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发〔2011〕330 号	2011-07-01
10	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发〔2011〕389 号	2011-07-29
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）	〔2024〕93 号	2024-06-09
14	新疆维吾尔自治区大气防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
15	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
16	关于进一步加强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
17	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
18	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》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
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	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	新环环评发〔2021〕162 号	2021-07-26
21	关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知	新环环评发〔2024〕157 号	2024-11-15
22	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
23	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	新环环评发〔2020〕142 号	2020-07-30
24	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
25	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发〔2021〕95 号	2021-10-29
26	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法（2024 年修订）	自治区第 14 届人大 16 次会议	2025-01-01
27	新疆第六次沙化监测报告	新疆第六次荒漠化和沙化监测领导小组办公室、新疆维吾尔自治区林业规划院	2021-10
28	关于印发新疆 自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
29	关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知	新政发〔2023〕63 号	2023-12-20
30	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	2022-09-08

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
31	新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2026 年本）	新环规〔2026〕1 号	2026-03-01
32	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	2012-12-27
33	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法（2013 年修正本）	自治区 12 届人大第 3 次会议	2013-10-01
34	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	2022-12-01

2.2.2. 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表2.2-2。

表2.2-2　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则　地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则　土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2018	2019-09-03
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2025	2026-03-28
14	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
15	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
16	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	2017-05-30
17	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
18	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
19	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017 年第 43 号	2017-10-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
21	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ 651—2013	2013-07-23

序号	依据名称	标准号	实施时间
22	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
23	废弃井封井回填技术指南（试行）	环办土壤函〔2020〕72号	2020-02-20
24	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2021-07-01
25	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7-2019	2021-01-01
26	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
27	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
28	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ 1248-2022	2022-07-01
29	工业企业周边土壤和地下水监测技术指南（试行）	总站土字〔2024〕73	2024-07-30
30	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/43936-2024	2024-08-01
31	石油天然气工程项目用地控制指标	TD/T1099-2024	2024-09-01
32	土壤环境监测技术规范	HJ166-2026	2026-06-01
33	陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范	SY/T7784--2024	2025-03-24
34	石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）	HJ1461-2026	2026-07-01
35	重点监管单位土壤和地下水污染隐患排查整治技术指南	HJ1478-2026	2026-08-15

2.2.3. 其他

（1）关于《新疆准噶尔盆地玛页油田玛51X井区二叠系风城组页岩油构造复杂区开发试验项目》生态环境影响评价的委托书，中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部；

（2）《新疆准噶尔盆地玛页油田玛51X井区风城组页岩油构造复杂区开发试验项目可行性研究报告（地面工程）》（新疆油田分公司采油工艺研究院，2026年9月）；

（3）《新疆准噶尔盆地玛页油田玛51X井区二叠系风城组页岩油构造复杂区开发试验项目可行性研究报告（钻井工程）》（新疆油田公司采油工艺研究院，2026年9月）；

（4）与项目有关的其他工程文件，中国石油新疆油田分公司。

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下表：

表 2.3-1　影响因素识别

环境因素		施工期			运营期	退役期			
		钻前工程	钻井工程	油气集输等各类线性工程	油气开采	封井	井场清理	管线清理	进场道路
环境	环境空气	-2D	-2D	-1D	-1C	-1D	-1D	--	-1D
	地表水	--	--	--	--	--	--		--
	地下水	--	-1D	-1D	-1C	--	--		--
	声环境	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D	-1D	-1D	--
	土壤环境	--	-1D	-1D	-1C	--	--	+1C	+1C
生态	地表扰动	-1C	--	-1C	--	-1D	-1D	--	--
	土壤肥力	--	--	-1C	--	-1D	-1D	--	--
	植被覆盖度	--	--	-1C	--	--	+1D	--	+1D
	生物量损失	--	--	-1C	--	--	+1D	--	+1D
	生态系统完整性	-1C	--	-1C	--	+1D	+1D	--	+1C

注：1.表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

2.表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；

3.表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

工程建设对环境的影响具有阶段性和要素差异性。施工期主要表现为对环境空

气、声环境、土壤环境、生态环境的短期或阶段性不利影响，其中井场新增占地、管沟开挖、施工便道、材料堆放及车辆碾压对地表扰动、植被覆盖度、生物量损失及生态系统完整性影响相对突出；运营期主要表现为采油过程中无组织烃类挥发、设备噪声以及事故状态下管线泄漏对土壤、地下水环境的潜在影响；退役期在短期内会产生扬尘、噪声及固体废物影响，但随着设施拆除、场地清理和生态恢复措施落实，区域植被覆盖度、生物量和生态系统完整性将逐步恢复。

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）中附录B，结合油田开发阶段特征和所排放污染物对环境影响的性质以及对生态环境的影响，本次评价报告主要评价因子筛选结果见下表：

表 2.3-2　　评价因子一览表

环境要素	评价阶段	评价因子
环境空气	现状调查	PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3、NMHC、H_2S
	影响预测	运营期：NMHC、H_2S
	总量控制	/
地下水	现状调查	水位、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}的浓度，以及 pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟/氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数/耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数等基本水质因子，特征因子石油类、钡等
	影响预测	运营期：石油类
地表水	影响分析	施工期和运营期：废水综合利用不外排的可行性和可靠性
固体废物	影响分析	生活垃圾、建筑垃圾、沾油废防渗材料、落地油等
土壤	现状调查	农用地：pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍
		建设用地：石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，

环境要素	评价阶段	评价因子
		3-cd]芘、萘；
		其他：理化性质、土壤剖面、含盐量等调查。
	影响预测	运营期：石油烃、含盐量
噪声	现状调查	昼间等效连续 A 声级、夜间等效连续 A 声级
	影响预测	施工期：等效连续 A 声级；运营期：等效连续 A 声级
环境风险	影响分析	风险物质：天然气、原油，火灾、爆炸伴生/次生污染物：CO 风险识别：管线泄漏、火灾、爆炸等。

2.4. 环境功能区划

2.4.1. 生态环境

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）。根据新水水保〔2019〕4号文件，项目所在区域属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。

2.4.2. 水环境

本项目所在区域评价范围内无地表水体分布。

按照《地下水质量标准》（GB/T14843-2017）中的规定，项目所在区域地下水质量功能区划属III类地下水，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值。

2.4.3. 环境空气

工程区远离沙城镇规划区，没有划分环境空气功能区划。按《环境空气质量标准》（GB3095-2026）的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

2.4.4. 声环境

工程区为油田开发区，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。

2.5. 评价因子和评价标准

2.5.1. 环境质量评价因子及标准

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TSP、SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值。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》2.0mg/m³的标准，H_2S参考执行《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³。指标标准取值见下表：

表 2.5-1　环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg /m³）			标准来源
		年平均	24小时平均	1小时平均	
1	总悬浮颗粒物（TSP）	200	300	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值
2	二氧化硫（SO_2）	60	150	500	
3	二氧化氮（NO_2）	40	80	200	
4	细颗粒物（粒径小于等于2.5微米，$PM_{2.5}$）	30	60	/	
5	可吸入颗粒物（粒径小于等于10微米，PM_{10}）	60	120	/	
6	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
7	臭氧（O_3）	/	160	200	
8	氮氧化物（NOx）	50	100	250	
9	非甲烷总烃（NMHC）	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
10	硫化氢（H_2S）	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值

（2）水环境

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。具体标准值见下表：

表2.5-2　地下水质量标准值

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤15	18	氨氮（以N计）（mg/L）	≤0.50
2	嗅和味	无	19	硫化物（mg/L）	≤0.02

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
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CaCO3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
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（CODMn法，以$_2$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2.5-3；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。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2.5-3《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》表1筛选值标准

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1.2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1.2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1.4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1.1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1.2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1.1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并〔a〕蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并〔a〕芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	15
18	1.2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	151
19	1.1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	䓛	mg/kg	1293
20	1.1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并〔a、h〕蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并〔1、2、3-cd〕芘	mg/kg	15
22	1.1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1.1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	/	/	/	/

表2.5-4《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表1风险筛选值

序号	检测项目	单位	筛选值（pH＞7.5）
1	pH值	无量纲	/
2	镉	mg/kg	0.6
3	（总）汞	mg/kg	3.4

序号	检测项目	单位	筛选值（pH＞7.5）
4	（总）砷	mg/kg	25
5	铅	mg/kg	170
6	铬	mg/kg	250
7	铜	mg/kg	100
8	镍	mg/kg	190
9	锌	mg/kg	300

2.5.2. 污染物排放因子及标准

（1）废气

本项目新建井场、计量站场界NMHC无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；H_2S无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。具体标准限值要求见下表。

表2.5-5　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

（2）废水

施工期不设临时生活营地，依托油区内施工单位现有生活营地生活污水防渗收集池，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。试压水循环使用，试压结束后用作场地降尘用水，不外排。

运营期按照《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。

本项目运营期采出水依托风城2号稠油联合站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中储层空气渗透率（μm²）≥2.0的标准，标准值见表：

表2.5-7　回注水水质主要控制指标（SY/T5329-2022）

储层空气渗透率（μm²）	<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（A）】；

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【昼间60dB（A），夜间50dB（A）】。

（4）固体废物

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，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。

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2024）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；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/T 3997-2017）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原油、天然气，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。

2.6. 评价工作等级和评价范围

2.6.1. 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2022），判定等级如下：

表 2.6-1　生态环境评价等级判定

序号	导则要求	本项目	评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及	/
d	根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	地表水评价等级为三级B	/
e	根据HJ 610、HJ 964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	不低于二级
f	当工程占地规模大于20km^{2}时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定。	本项目占地规模小于20km^2	/
g	除本条a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	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	g)	三级

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

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、集输管道等线性工程两侧外延300m为评价范围。

2.6.2. 地下水评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目属于陆地石油开采项目，项目内容包含井场建设及油气集输管线建设等。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）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）：“依据HJ610的规定，按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照I类建设项目开展地下水环境影响评价。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照Ⅱ类建设项目开展地下水环境影响评价。天然气管道按照III类建设项目开展地下水环境影响评价（编制环境影响报告表的项目按V类建设项目开展评价）”。因此，本项目石油开采井场、站场等工程为“I类建设项目”、油类等输送管道为“II类建设项目”，详见表2.6-2。

表 2.6-2　　地下水环境影响评价行业分类表（HJ610-2016）

行业类别 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
37.石油开采	全部	/	I 类	
41.石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）	200km 及以上；涉及环境敏感区的	其他	油II类，气III类	油II类，气IV类

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 2.6-3　　地下水环境敏感程度分级

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

地下水环境影响评价工作等级划分见表2.6-4。

表 2.6-4　　地下水环境影响评价工作等级划分

序号	工程名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
1	石油开采井场、站场等工程	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二级
2	油类等输送管道	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三级

综上，本项目石油开采井场、站场等工程地下水环境影响评价工作等级为“二级”、油类等输送管道地下水环境影响评价工作等级为“三级”。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目采用“查表法”对地下水评价范围进行划分。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），二级评价的调查评价面积参照6km^2~20km^2，必要时适当扩大范围。本项目根据地下水流向（总体流向为由北向南），将石油开采井场、站场等工程向下游取2km、两侧及上游各取1km、集输管线两侧取200m组成包络面，面积约22.25km^2。评价范围见图2.6-1。

2.6.3. 地表水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），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均不外排，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。

2.6.4. 土壤环境评价等级和评价范围

本项目属于陆地石油开采类项目，土壤环境影响兼具污染影响型、生态影响型。

（1）建设项目类别

本项目属于陆地石油开采项目，项目内容包含采油井场及油气集输管线建设。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）：“建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照I类建设项目开展土壤环境影响评价。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。天然气管道按照IV类建设项目开展土壤环境影响评价”。

因此，本项目石油开采井场、站场按照I类建设项目开展土壤环境影响评价、油类等输送管道按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），“建设项目占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5～50hm^2）、小型（≤5hm^2），建设项目占地主要为永久占地”。

本项目总占地28.88hm^2，其中新增永久占地2.7hm^2，占地规模为“小型”。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

根据调查，本项目周边分布有牧草地等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

根据区域已开展的建设项目环评报告，区域土壤盐分含量普遍大于4g/kg，属于HJ964-2018附录D.1中中度盐化及以上地区，即项目所在区域属于土壤盐化地区，生

态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

（4）土壤环境影响评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价工作等级划分见下表：

表 2.6-5 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

表 2.6-6 生态影响型评价工作等级划分表

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

综上所述，本项目兼具生态影响型和污染影响型，土壤环境影响评价工作等级为一级。

（5）土壤环境影响评价范围

根据导则要求，本项目井场、站场土壤环境生态影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外5km、土壤环境污染影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外1km；配套管线以工程边界两侧向外延伸0.2km范围。

2.6.5. 环境空气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《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，结合工程特点、污

染特征及周围环境状况，选取非甲烷总烃（NMHC）为评价因子，计算出其最大地面浓度占标率*Pi*（第*i*个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值10%时所对应的最远距离$D_{10\%}$。其中*Pi*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，μg/m³；

ρ_{0i}——第 *i* 个污染物的环境空气质量标准，μg/m³。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 2.6-7。

表 2.6-7　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	Pmax≥10%
二级评价	1%≤Pmax<10%
三级评价	Pmax<1%

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，分别以计量站和各油井为中心边长 5km 的矩形区域作为大气环境影响评价范围，见图 2.6-1。

2.6.6. 声环境评价等级和评价范围

本项目噪声源主要包括施工期机械噪声、运营期井场机泵噪声等。

本项目所在功能区适用《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准，且噪声源周围200m没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则 声环境》

（HJ2.4-2021）中的规定，本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边界外扩200m作为评价范围。

2.6.7. 环境风险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下表：

表 2.6-8　环境风险评价等级划分

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

（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：

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

式中：q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q<1$ 时，该项目环境风险潜势为I。当 $Q\geq1$ 时，将 Q 值划分为：（1）$1\leq Q<10$；（2）$10\leq Q<100$；（3）$Q\geq100$。

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（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、天然气分布于井场、计量站、集输管线等区域。

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。

本项目 Q＜1，判断施工期风险潜势为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。

2.6.8. 各环境要素评价等级及范围汇总

综上，各环境要素评价等级及范围汇总详见下表：

表 2.6-9　　各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素		评价等级	评价范围
1	生态环境		三级	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
2	地下水		井场：二级	石油开采井场、站场等工程向下游取 2km、两侧及上游各取 1km、集输管线两侧取 200m 组成包络面，面积约 22.25km^2
			管线：三级	
3	地表水环境		三级 B	——
4	土壤环境	生态影响型	一级	生态影响型：占地范围内全部以及占地范围外 5km； 污染影响型：占地范围内全部以及占地范围外 1km； 配套管线以工程边界两侧向外延伸 0.2km
		污染影响型	一级	
5	环境空气		二级	以各井场为中心，边长 5km 的矩形区域
6	声环境		二级	各井场边界外扩 200m
7	环境风险		简单分析	——

2.7. 环境保护目标

2.7.1. 污染控制目标

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

2.7.2. 环境保护目标

2.7.2.1. 生态保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，本项目评价区域生态保护目标如下：

表 2.7-1 生态保护目标一览表

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
生态环境	重要物种		评价区域内保护动、植物及其生境等		尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物
	其他环境敏感区	水土流失重点治理区与预防区	项目所在县域	天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设
		沙化土地	类型为“风蚀残丘”		按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）、《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）落实防沙治沙措施

2.7.2.2. 地下水保护目标

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。地下水环境保护目标一览表见表2.7-2。

表 2.7-2 地下水环境保护目标一览表

序号	保护目标名称	功能要求	环境保护要求
1	潜水含水层、具有饮用水开发利用价值的含水层	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类	不对地下水产生污染影响

2.7.2.3. 土壤保护目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），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域对象。结合现状调查，项目占地及外延5km范围保护工程区的土壤盐渍化程度不会加剧。土壤环境保护目标一览表见表2.7-3。

表 2.7-3 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
牧草地	工程占地区域主要分布有天然牧草地	不对区域盐碱化程度进一步加深；不对土壤环境功能产生明显不利影响；进行征地补偿

2.7.2.4. 大气保护目标

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标定义为一类区的自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经调查，本项目评价范围内均无分布，区域大气环境质量执行GB3095中二级标准要求。

2.7.2.5. 声环境保护目标

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200m评价范围内不涉及上述声环境保护目标。

2.7.2.6. 环境风险保护目标

本项目风险潜势为Ⅰ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），

本项目环境风险评价为简单分析，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。

2.8. 评价内容和评价重点

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

（1）工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）土壤及地下水环境影响评价；

（4）固体废物影响评价；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.9. 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。本报告评价方法见下表：

表2.9-1　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. 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1. 环境影响回顾评价

3.1.1.1. 生态环境影响回顾评价

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，后期开采中对生态环境影响主要应防范因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。

3.1.1.2. 水土保持措施回顾评价

本项目区占地均在规划的油区内，属于自治区级天山北坡诸小河流域重点治理区，属于轻度风力侵蚀区，区内现有工程在建设及运行过程中均按照设计及水土保持报告采取水土保持措施和防沙治沙措施，主要如下：

①正式开工前，办理了征地手续，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。②施工开挖严格控制边坡坡度，开挖土方分区堆置，临时堆土表面采用防尘土工布覆盖，防止风蚀起尘。雨季施工堆土区外围增设简易截水沟，雨水引至简易沉淀池。③施工结束后对占地进行了平整，对现场遗留的固废等进行清运。④临时占地施工结束后立即开展迹地整治，清除大块砾石，改良土壤表层结构，消除压实对植被根系生长的抑制；井场、站场等永久占地采用砂砾石铺设。

3.1.1.3. 土壤环境影响回顾

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。根据收集的夏子街油田历年的土壤监测数据表明，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。依据《夏子街油田玛 51X 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验竣工环境保护验收调查报告 》监测数据可知，玛51井区井场、站场内土壤环境质量满足《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标准。

3.1.1.4. 水环境影响回顾

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2号稠油联合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2号稠油联合站采出水系统排放口出水水质进行定期监测，出水能长期、稳定达标，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。

3.1.1.5. 大气环境影响回顾评价

根据调查，区块现有工程的废气污染源主要为站场、井场无组织废气。根据《夏子街油田玛51X井区二叠系风城组页岩油开发先导试验竣工环境保护验收调查报告》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（4.0mg/m^3），厂界无组织排放硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）中限值要求（0.06mg/m^3）。

3.1.1.6. 固体废物影响回顾

根据区域已开展的环评资料分析，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。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，分离后的水基岩屑进入岩屑储存罐，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；油基础岩屑委托有危废处置资质的单位进行处置。运营期固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、沾油废物等危险废物以及生活垃圾，风城作业区与克拉玛依顺通环保科技有限责任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。

根据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）中对固体废物的全流程管控要求，现根据“源头减量—分类收集—贮存转运—处置利用”各环节对玛51X井区现有固体废物处置情况合规性分析如下：

源头减量化合规：区块钻井工程采用泥浆不落地工艺，钻井液循环利用率达95%以上，从源头减少废弃泥浆与岩屑产生量；落地原油回收率达100%，符合规范“源头优先减量化”的核心要求。

分类收集合规：按一般工业固体废物、危险废物、生活垃圾分类收集；危险废物按油基岩屑、油泥砂、废润滑油、废防渗材料等类别分别采用专用容器收集，不

同类别不混装混存，符合规范分类收集要求。

贮存转运合规：危险废物贮存依托符合GB 18597-2023要求的临时贮存点；转运由具备相应资质的单位承担，采用密闭运输车辆，严格执行危险废物转移联单制度，实现全链条可追溯，符合规范贮存与转运的污染控制要求。

处置与资源化合规：水基钻井岩屑经处理满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）后优先综合利用；油基岩屑、含油污泥、落地原油交由具备危废处置资质的单位进行无害化处置；生活垃圾交由乌尔禾区生活垃圾填埋场卫生填埋。整体处置符合 “资源化优先、无害化兜底” 的原则，满足规范要求。

综上，玛51X井区现有固体废物的产生、收集、贮存、转运、处置全流程，整体符合《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）的污染控制要求。

3.1.1.7. 声环境影响回顾

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，采取基础减振及厂房隔声等措施。根据《夏子街油田玛51X井区二叠系风城组页岩油开发先导试验竣工环境保护验收调查报告》监测数据可知，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。

3.1.1.8. 环境风险回顾

油田生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气等，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄漏（包括井喷）；油气集输和储运过程中的原油、采出污水的泄漏。

根据调查，建设单位至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生泄漏事故，事故发生后，采取了有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。

本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

(1)钻井、井下作业事故风险预防措施

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

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

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

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

(2)油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

②集输管线敷设前，对管材和焊接质量检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

④按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；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；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(3)站场事故风险预防措施

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

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

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

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

本项目由中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部管理，建设单位编制完成并发布了“突发环境事件应急预案”，并在当地生态环境局进行了备案，采取了环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.2. 现有工程

3.2.1. 现有工程环境影响回顾评价

（1）采油井钻井工程环境影响回顾

①废气影响及措施

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、NOx、SO_2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。类比其他相似钻井井场，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。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。

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。

②废水影响及措施

钻井期间产生的废水主要为钻井废水、压裂返排液和施工人员生活污水。

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2号稠油联合站处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油藏，不外排。

钻井期间临时生活营地设置了防渗生活污水池，生活污水集中收集定期拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。

③噪声影响分析回顾

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。

为最大限度地避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，施工期间采取的减缓措施如下：a、对泥浆泵、发电机和柴油机等高噪声设备进行基础减振，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少在夜间使用。b、对受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材。c、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。

④固废影响分析回顾

钻井期间产生的固体废物主要包括钻井岩屑、废油和含油废弃物、废烧碱包装袋和施工人员产生的生活垃圾等。

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，油基岩屑属于危险废物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。

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，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，属于危险废物HW08（废物代码900-214-08），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。

钻井井场设置了撬装式危险废物临时贮存点，危险废物临时贮存点严格按照《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。

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。

（2）拉油井环境影响回顾

根据现场踏勘及资料收集，拉油井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；钻井期间临时生活营地设置防渗生活污水池，生活污水集中收集定期拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。

钻井期间对泥浆泵、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生态环保科技有限责任公司妥善处置。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。

根据现场调查和查阅资料，老井拉油过程中严格落实了环评及批复中提出的环保措施。

3.3. 拟建工程

3.3.1. 项目基本情况

3.3.1.1. 项目名称和性质

项目名称：新疆准噶尔盆地玛页油田玛51X井区二叠系风城组页岩油构造复杂区开发试验项目

项目性质：改、扩建

3.3.1.2. 建设地点

本项目所在区域行政区划隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，西北距县城约75km、北距和什托洛盖镇约41km、东北距夏孜盖乡约27km、东南距奎北铁路约1.5km。项目邻近夏子街油田和玛北油田开发区，地面水、电、交通较便利，有多条油田公路经过，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。

3.3.1.3. 建设内容及规模

项目建设内容主要为：①主体工程：在新疆准噶尔盆地玛页油田玛51X井区部署7口新井、3口老井，配套新建电加热器10台、计量站一座、集输管线21.2km，计量站内设12井式自动选井计量装置1套；②公辅工程：给排水、供电、防腐、自控等，井场采出液经电加热后通过集输管线经新建计量站、已建玛51X转油站密闭输送至风城2号稠油联合站进行处理。③环保工程：废气、废水、噪声、固体废物治理等污染防治和环境风险防范及生态环境保护工程。本项目总投资7997.63万元，其中环保投资250万元，占总投资的3.13%。

3.3.1.4. 工程组成

本项目组成包括主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程等。工程组成见下表：

表 3.3-1 工程组成一览表

项目	基本情况
项目名称	新疆准噶尔盆地玛页油田玛 51X 井区二叠系风城组页岩油构造复杂区开发试验项目
建设单位	中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部

项目	基本情况			
建设性质	改、扩建			
建设地点	塔城地区和布克赛尔蒙古自治县			
产能规模	8.44×10^4t/a			
产　　品	原油、伴生气			
建设周期	2027 年 1 月至 2027 年 10 月			
项目内容	类型	单位	总计	备注
主体工程	钻前工程	座	7	分别为 MaYX08091、MaYX08092、MaYX08121、MaYX08122、MaYX08123、MaYX10121、MaYX10122，性质为新钻井，对新钻井区域进行场地平整，新建通井道路，建设主副放喷池、活动房等
	钻井工程	口	7	新钻 7 口采油井，均为水平井，均采用三开井身结构，合计进尺 5.015×10^4m
	储层改造工程	口	7	本项目采用套管压裂工艺配套的电缆传输射孔方式，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
	井下作业	口	7	不定期井下作业主要包括压裂、洗井、修井、侧钻等
	井场地面工程	座	4	本项目新钻 7 口井分属 4 座井场，其中 3 座同台井场，1 座单井井场；新建井场永久占地规模分别为 40m×50m、30m×40m，采油井口采用 16 型抽油机，配套 37/45kW 电机。井口设保温盒，保温盒内设防爆电加热器，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
	油气集输工程	km	21.2	（1）新井：单井出油管线 DN65 PN2.5MPa，柔性复合管（II型），长度 10.7km，埋地保温敷设； （2）老井：玛 56X 井新建单井出油管道采用 DN65 2.5MPa 柔性复合管（Ⅱ型），管道长度为 1.6km；夏 213、夏 217 井新建单井出油管道采用 DN50 2.5MPa 柔性复合管（Ⅱ型），管道长度为 5.7km；埋地保温敷设； （3）集油支线采用 DN200 PN2.5MPa 高压玻璃纤维管线管，长度 3.2km，埋地保温敷设；埋深均为 1.8m
	电加热器	座	10	新建 7 口采油井各设 40kW 井口电加热器 1 座，用于井口集输加热、3 口老井各设 10kW 电加热器 1 座
	站场工程	座	1	新建 12 井式一体化自动选井计量装置 1 座（玛 51X 井区 3 号计量橇），为橇装结构，橇内安装 12 井式多通阀 1 座，连续计量装置 1 座，材质采用 316L；新井 7 口与老井 3 口均接入新建计量橇后输至玛 51X 转油站
公辅工程	供电工程	/	/	项目新增电力负荷约 381.62kW，年平均用电量约 192.34×10^4kWh。项目施工期依托井区已建 35kV 架空线路夏重线，由该线路就近 T 接引至井场；运营期用电依托井区已建 10kV 夏一线及玛 51X 井区 10kV 线路供电
	供水工程	/	/	施工过程用水由罐车拉运，运营期不消耗新鲜水

项目	基本情况			
	通信工程	/	/	计量站自控数据及视频数据经风城 2 号稠油联合站接入风城油田作业区，后期统一接入玛湖厂级生产调度中心
	消防工程	/	/	井场、站场配置相应干粉灭火器等设施
	防腐工程	/	/	单井出油管线保温层采用 30mm 厚保温橡塑海绵，防护层采用 1mm 厚聚乙烯胶粘带；集油支线保温层采用 30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯塑料
	道路工程	km	2	本次在利用现有已建道路的基础上，新建井场道路及计量站巡检道路长度约 2km，路基宽度为 9m，为四级路，就近接入已建路网
环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘和车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖、采取国家合格燃料等措施。 运营期：本项目采用密闭集输工艺，伴生气经分离后依托玛 131 天然气处理站处理。		
	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 2 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、生活污水等。采出水依托风城 2 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 2 号稠油联合站处理。新增定员生活污水依托风城油田作业区公寓内已建排水设施		
	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。		
	固体废物	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，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；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克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至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。		
	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。		

项目	基本情况	
	生态	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；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，恢复原生态功能。
依托工程	风城 2 号稠油联合站	本项目采油井的原油、采出水依托风城 2 号稠油联合站进行处理。风城 2 号稠油联合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 150×10^4t/a、40000m^3/d、6000m^3/d、2500m^3/d、120×10^4t/a。
	玛 51X 转油站	本项目依托《玛 51X 井区二叠系风城组页岩油开发扩大试验项目地面工程》中建设的玛 51X 转油站、集油干线实现密闭集输，一期设计规模 60×10^4t/a；玛 51X 转油站-风城 2 号稠油联合站 30km 转输线
	玛 131 天然气处理站	本项目采出液密闭集输至转油站，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 110×10^4m^3/d，其中浅冷装置 80×10^4m^3/d，采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺；中冷装置 30×10^4m^3/d，目前中冷装置满负荷运行，浅冷装置运行 40×10^4m^3/d，富余 40×10^4m^3/d，所有装置采用撬装设施

3.3.1.5. 项目投资

项目总投资 7997.63 万元。

3.3.1.6. 组织机构及劳动定员

玛 51X 井区属玛湖勘探开发项目部管辖，项目建设周期约 10 个月。集油区采用巡检制，井区及站场采用数字化油田建设模式，根据 Q/SY11102 规定，需新增劳动定员人数为 2 人，岗位为数字化油田管理模式油水井管理劳动定员。具体定员由风城油田作业区根据人员及生产现状组织配置。

3.3.2. 油气资源概况

略。

3.3.3. 总体开发方案

3.3.3.1. 开发部署

部署7口大斜度井，大斜度段长1700-1900m，8~9号层部署1700m大斜度段大斜度井1口、1800m大斜度段大斜度井1口；10~12号层部署1700m大斜度段大斜度井1口、1800m大斜度段大斜度井1口；8~12号层部署1900m大斜度段大斜度井3口，合计进尺5.015×10^4m，新建产能8.44×10^4t。

3.3.3.2. 开发指标预测

本方案在玛51X井区新建采油井7口（MaYX08122、MaYX08121、MaYX08091、MaYX10121、MaYX10122、MaYX08092、MaYX08123），2028年最大年产液量12.97×10^4t/a，最大年产油量8.44×10^4t/a，最大日产气量2.47×$10^4$$m^3$，综合含水率35%，气油比为87.71$m^3$/t。

玛51X井区周边可密闭进接转系统的老井3口（玛56H、夏213、夏217），以上10口井考虑接入接转系统。

3.3.3.3. 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见下表：

表 3.3-2 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	采油井	口	10（新井 7+老井 3）
2		新建产能	10^4t/a	8.44
3		集输管线	km	21.2
4		井场道路	km	2
5		新增电加热器	座	10（7 座 40kW+3 座 10kW）
6		计量站	座	1
7	能耗指标	年电耗量	10^4kWh/a	192.34
8	综合指标	总投资	万元	7997.63
9		环保投资	万元	250
10		总用地面积	hm^2	28.88
11		永久占地面积	hm^2	2.7
12		临时用地面积	hm^2	26.18
13		劳动定员	人	2
14		工作制度	h	7920

3.3.4. 主体工程

3.3.4.1. 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7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下表所示：

3.3.4.2. 钻井工程

（1）钻井规模

本项目新钻7口井，部署3个2井平台、1个单井，采用滑轨钻机进行平台井的钻进作业，平台井口一字排开，井口间距10m，单井井场占地135m×100m；平台井每增加1口井，井场长度增加10m，宽度不变（即2井平台井场占地145m×100m）。钻井均为水平井，采用三开井身结构，钻井总进尺5.015×10^4m。

（2）井身结构

采用三开井身结构：

一开：采用Φ444.5mm钻头钻至井深500m左右稳定地层，下入Φ339.7mm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Φ311.2mm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Φ244.5mm技术套管，固井水泥浆返至地面。

三开：采用Φ215.9mm钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7mm油层套管，固井水泥浆返至地面。

（3）钻井液

略。

（4）固井

①Φ339.7mm表层套管下入深度500m，采用内管注水泥固井，水泥浆返至地面。

②Φ244.5mm技术套管下至中完井深，采用双凝双密度（1.75+1.60g/cm^3）水泥浆体系双胶塞固井，水泥返至地面。

③Φ139.7mm油层套管下至完钻井深，采用抗高温+韧性三凝水泥浆体系（2.00+1.90+1.90g/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Φ340mm×Φ245mm×Φ140mm×105MPa正规套管头，配备105MPa转140MPa升压法兰。

（6）原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电采用电网供电。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。烧碱属于危险化学品，单独存放在危险化学品间内。

（7）井场平面布置

本项目新钻7口采油井，单井井场占地135m×100m；两井平台井场占地145m×100m，永久占地面积分别为1200m^2（30m×40m）、2000m^2（50m×40m），临时生活营地2400m^2（40m×60m）。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。

3.3.4.3. 储层改造工程

（1）射孔作业

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）储层压裂改造

①压裂液体系

由于油页岩低孔低渗的特殊性，需要足够的外界压力驱使油气排出，压裂技术能够提供外界压力并可造成微裂缝作为通道，提高采收率。

本项目开发区块属于低渗储层，需要对钻井水平段进行压裂改造，改善地层渗流条件，扩大储层渗流波及范围，从而达到油井增产的目的。

本项目压裂液体系属于“全程滑溜水+小粒径石英砂”，压裂材料选用免配防垢聚合物、70/140目+40/70目陶粒支撑剂。

②压裂液用量

本项目单井压裂液量平均为6.30×10^{4}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），单井压裂液返排量约3150m^3；正常投产运营后，随采出液进入油气处理流程。

③压裂井场布局

压裂施工的井场布置主要分为四个区，即高压区、低压区、井口区和辅助区。

此外，工程设置有3口井采用二氧化碳前置压裂作业，注二氧化碳作业过程中，严格按照施工设计、油气田注二氧化碳安全技术要求和推荐做法执行。现场施工时穿戴防护用具，防止冻伤。施工作业时，进行大气CO_2动态监测。为有效控制CO_2腐蚀，部分设施采用316L材质。

3.3.4.4. 采油工程

（1）完井工程

1）完井方式：套管注水泥固井完井。

2）完井套管：采用Φ139.7×14.27mm套管完井，套管钢级Q125V。

3）生产管柱：Φ73×5.51mm P110外加厚油管。

4）井口装置：主体选用KY179/78-140×78/78-105型井口，压裂过程中配套主通径180mm、耐压140MPa大闸阀和压裂注入头。

5）投产工艺：采用衰竭式方式开采，体积压裂后先进行焖井，焖井后期钻除桥塞，择机下入生产油管。开井后先自喷生产，停喷后转抽生产。

（2）举升工艺

1）采油方式：有杆泵举升工艺。

2）抽油泵：采用Φ57mm抽油泵。

3）抽油杆：Φ25mm+Φ22mm+Φ19mm H级加强杆三级组合。

4）抽油机：16型节能抽油机，配套37/45kW双速电机。

（3）防砂工艺

玛51X井区地层在合理生产压差下储层不出砂，先期不采用防砂措施。在生产过程中若发现出砂，采用常规冲砂工艺可以满足正常生产。

（4）清防蜡工艺

自喷期采用连续油管清蜡，清蜡深度1500~1800m；抽油期采用周期热洗，周期60天，单次热洗液量70m^3，单井根据油井结蜡情况对清蜡周期及清蜡深度进行调整。

（3）防偏磨工艺

设计采用带限位扶正的抽油杆，磨损区域及泵上373~513m适当加强扶正。

（4）生产油管带压下入工艺

为保证水平井后期生产系统完整性，钻除桥塞后要求带压作业下入生产油管，满足自喷生产过程中井控的需求。

3.3.4.5. 站场工程

新建12井式一体化自动选井计量装置1座（玛51X井区3号计量橇），一体化自动选井计量装置为橇装结构，橇内安装12井式多通阀1座，连续计量装置1座。计量橇采用316L材质。

计量橇内工艺流程为：单井来气液进入多通阀选井装置，经多通阀装置选井后，需要计量的单井气液进入立式气液分离器，分离后分别对气液进行计量。当单井来液量较大时，分离后的液相通过质量流量计进行连续计量；当单井来液量特别小时，系统切换为容积式计量，计量后的液相进入集输汇管；伴生气通过出气流量计计量后进入集输汇管。其余未计量单井来气液与计量后的单井气液混合后，通过集油干支线输往后端站场。计量橇内设含水分析仪1台。

3.3.4.6. 老井进密闭

本项目新建12井式计量站1座（316L），依托玛51X转油站，将玛51X井区具备条件、连续生产的老井密闭接入转油站内。根据老井位置及产量分析，本次可接入的老井有3口（玛56X、夏213、夏217）。

（1）集输工艺

密闭的3口老井，集输工艺采用“井口→计量橇→玛51X转油站→风城2号稠油联合站”的加热集输工艺。

（2）电加热器

老井玛56X、夏213、夏217井均采用加热集输工艺。在3口老井的井口各设10kW电加热器1座（常规碳钢），加热装置实现全自动控制，以来液压力控制为主，温度

控制为辅。

3.3.4.7. 油气集输工程

本项目新建各类集输管线21.2km，其中单井出油管线DN65 PN2.5MPa，柔性复合管（II型），长度10.7km，埋地保温敷设；玛56X井新建单井出油管道采用DN65 2.5MPa柔性复合管（Ⅱ型），管道长度为1.6km；夏213、夏217井新建单井出油管道采用DN50 2.5MPa柔性复合管（Ⅱ型），管道长度为5.7km；埋地保温敷设；集油支线采用DN200 PN2.5MPa高压玻璃纤维管线管，长度3.2km，埋地保温敷设；埋深均为1.8m。所有管道均不属于高后果区。

3.3.5. 配套工程

3.3.5.1. 给排水工程

施工期用水由罐车拉运。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2号稠油联合站处理，处理达标后回注。

运营期10口油井的采出水依托风城油田2号稠油处理站进行处理，均回注油藏不外排；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至风城2号稠油处理站处理，回注油藏不外排。运营期新增2人定员给排水依托风城油田作业区公寓内已建给排水设施。

3.3.5.2. 供配电工程

本项目用电负荷主要包括抽油机、井口电加热器、计量橇、储罐电加热棒等，玛51X井区新增电力负荷381.62kW，年平均用电量约192.34×10^4kWh。玛51X井区已建35kV线路夏重线，为区域内钻井、压裂负荷提供电源，供电能力为31MW。玛51X井区1条10kV架空线路和1条已建10kV架空线路—夏一线，为区域的生产负荷提供电源。一体化计量橇设1座杆架式变电站，变压器容量为30kVA，采用二级能效节能型电力变压器。

3.3.5.3. 数智化建设工程

基于“中国石油工业互联网平台”相关要求，玛51X区块智能化建设总体架构采用“设备与设施层—边缘服务层（EaaS）—资源服务层（IaaS）—应用使能层（PaaS）—数据服务层（DaaS）—智能应用层（SaaS）”六层架构，确保技术栈、数据模型、服务治理统一，支撑智能应用模块运行和管理。

依据集团公司油气生产物联网建设标准和规范，本次玛51X区块物联网系统建成后将实现集油区（井场、计量站）生产单元全面感知、自动操作、预测趋势及优化决策。集油区实现“无人值守，故障巡检，集中监控”自动化水平。

3.3.5.4. 通信工程

在井场设置RTU，RTU集成ZigBee Pro无线数据采集网关及5G-CPE客户端，井口仪表选用ZigBee Pro无线通信仪表。井场所有无线仪表数据由RTU集中采集。RTU通过5G通信方式后期上传至附近5G基站，接入新疆油田生产数据传输网络，最终上传至风城油田作业区厂级生产调度中心生产监控SCADA系统进行集中监控。

3.3.5.5. 消防工程

本项目新建装置区配备一定数量的移动式灭火器材，其中在12井式一体化计量撬配备4具手提式磷酸铵盐干粉灭火器MF/ABC8。

外部消防依托：新疆油田应急抢险救援中心风城中队位于乌尔禾风城油田作业区，有干部员工41人，有消防车6辆，其中泡沫消防车5辆，载泡沫液30吨，清水58吨，抢险救援器材3件套。

3.3.5.6. 道路工程

玛北区块地表崎岖，有部分沟壑和隆起。国道G217、高速G3014线从油区西面经过，可直通克拉玛依市区、独山子与乌鲁木齐，是对外货运、物资中转的主通道，对外交通条件良好。油区内部建有主干道路（路面宽6~8m），主要连接区块内各重点井、计量站、联合站及生活区；支线道路（路面宽4~10m）连通单井与偏远站点，满足钻井设备拉运、修井、巡检与应急通行。

玛51X井区周边建有乌夏路和风南4路两条主干道路，对外交通便利。本次对外交通可以依托以上两条干线道路。

1）本次方部署区域地形起伏，多呈低丘缓坡状，需新建计量站巡检道路1km、其他井场道路1km，就近接入已建路网。新建巡检道路技术等级采用四级公路标准，设计速度采用20km/h，路基设计宽度为9m，含两侧各1.0m土路肩，路肩设计横坡1.5%，道路边坡设计采用1:1.5。

2）路面结构设计方案：25cm厚天然砂砾底基层+路基。土路肩采用25cm厚天然砂砾加固。路基压实度≥94%。

3）为满足错车需要，路线每300m设置1处错车道。每处错车道路面宽度6.0m，有效会车长度20m，过渡段采用线性过渡，两侧长度各10m。错车道路面结构设计与巡检道路相同。

4）道路两边需设置必要的道路指示和安全警示标牌。

3.3.5.7. 防腐与保温

本项目管道均采用硬质聚氨酯泡沫塑料防腐保温，聚氨酯泡沫厚度为40mm，外防护层采用高密度聚乙烯做防护层，厚度为4.9mm，采用“管中管”施工工艺。同时，为保证补口及弯管保温层与管体保温层性能的一致性，保温层补口采用模具发泡工艺，防护层采用热收缩套补口。管道钢接头及端面：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度≥0.20mm。

3.3.5.8. CO_2腐蚀控制

本项目3口井（MaYX08121、MaYX08122、MaYX08123）采用CO_2前置压裂开发。CO_2溶解于水形成碳酸对金属材料有很大的腐蚀作用，尤其是对钢铁材料有极强的腐蚀性，它能很快的引起金属基体的全面腐蚀以及局部腐蚀，一旦有局部腐蚀出现，那么管道和设备就可能被损坏，造成严重后果，影响CO_2腐蚀的主要因素有介质温度、CO_2分压、pH值、含水量、Cl^-的含量、流速等。

油区集输温度为25~40℃，集输压力0.50~1.5MPa，介质为含水原油和采出气（CO2浓度2.6%～77.27%），CO_2分压达到0.005-0.497MPa，处于CO_2重度腐蚀的工况范围内，故采油井场、计量站内管件、阀门、设备材质选用S31603不锈钢材质。单井管道选用柔性复合管，钢接头采用S31603不锈钢；集油干/支线选用高压玻璃纤维管线管。

3.3.5.9. 新能源利用和碳减排

单井分布式光伏为负荷侧（用户侧）接入，采用400V/10kV等级并网，发电就近供给油机、集输等页岩油生产负荷，以自发自用，就地消纳为主，优先满足井场用电需求。按照全年用电量35%绿电替代，根据“以荷定源”和绿电自发自用、不向电网反送电的原则，绿电直连工程配套光伏0.44MW（容配比1.2，直流侧0.53MWp），采用460kW及以上的组串式逆变器，储能250kW/1000kWh；支架采用固定倾角式安装方式，光伏阵列间距16m。光伏额定容量为0.53MWp，光伏阵列由1个单晶硅电池子发电单元组成，全部采用N型725Wp单晶硅双面双玻光伏组件。采用分块发电、集中并网方案。太阳能电池阵列由1个光伏发电单元组成，升压光伏发电单元接入2台300kW逆变器，每台逆变器接入29串或30串；光伏组串采用26块光伏组件构成一个光伏组串，系统容配比为1.2。综合首年发电量769.4MWh，综合首年等效利用小时数1451.78h。综合多年平均年发电量731.9MWh，综合年平均等效利用小时数1361.4 h。新能源工程实施前峰值年总能耗236吨，碳排放量1115.5吨；实施后年均消纳绿电67万kWh，新能源产量当量57.6吨标油，总碳排放量726.3吨，年减少二氧化碳排放389.2吨，新能源清洁替代率达到35%。

3.3.6. 依托工程

本项目运营期原油依托风城油田 2 号稠油联合站进行处理，伴生气依托玛 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 号稠油联合站处理；润滑油、废防渗膜等危废临时贮存依托风城油田作业区危险临时贮存点，定期交由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下表：

表 3.3-3 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 号稠油联合站	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	危险废物	风城油田作业区危险临时贮存点	风城油田作业区危险临时贮存点建设工程	克环保函〔2018〕181号；2018年8月20日	2019年12月12日完成自主验收
4	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	原克拉玛依市保护局，克环保函〔2016〕376，2016年7月26日	2016年7月26日完成自主验收。
5	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

3.4. 工程分析

3.4.1. 主要生产工艺过程

3.4.1.1. 施工期

（1）钻井

本项目新钻采油井7口，采用常规钻井工艺。正常情况下，单井钻井周期为120天，且为24h连续作业。本项目水平井设计井深7160m（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。

2）钻井工程

正常钻井作业时通过钻机、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。

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。

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。

（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。本方案新部署试验水平井7口，均采用体积压裂投产，其中3口井采用CO_2前置压裂。

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）通过管线输送至储油罐，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。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2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克拉玛依市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。

（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。

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

运营期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。

（2）油气集输

本项目部署10口采油井（7口新井和3口老井转密闭），均采用密闭电加热集输工艺：单井气液通过新建集输管线混输至计量橇计量后，通过新建集输支线输送至玛51X转油站，采出气液在玛51X转油站进行分离，采出液通过管线输至风城2号稠油处理站处理，天然气密闭集输至玛131处理站处理，即集输工艺采用井口→计量橇→转油站→风城2号稠油处理站三级布站工艺。

（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. 环境影响因素分析

本项目建设可分为施工期、运营期、退役期三个阶段。

施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本项目建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规

模的增加而加大，贯穿于整个运营期。退役期，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

3.4.3. 施工期环境影响因素分析

3.4.3.1. 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。占用土地形式包括临时用地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时用地主要为井场钻井工程、管线施工作业带等，施工结束后临时用地可恢复原有使用功能；永久占地主要为新建井场、计量站等。

经核算，本项目总占地28.88hm^2，其中新增永久占地2.7hm^2、临时用地26.18hm^2。

3.4.3.2. 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

本项目钻井期间优先使用网电，玛51X井区已建35kV线路夏重线，为区域内钻井、压裂负荷提供电源。柴油发电机作为备用电源。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、检测合格设备等措施，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、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、SO_2、NOx、C*m*H*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、SO_2、NOx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下表：

本项目新钻采油井7口，设计井深7160m（平均），总进尺5.015×10^4m。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，7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，本项目钻井废水产生量为14910t。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 120 天计算，7 口井合计 840 天，则钻井期内生活污水量约为 1881.6m^3；地面工程施工人员 20 人、生活用水量 80L/人•d 计算，按照周期 150 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 192m^3。

本项目施工期生活污水总量为 2073.6m^3，生活污水主要污染物为 COD、NH_3-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH_3-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。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；每座井场设置 1 座环保厕所，粪便排入环保厕所内，定期由清污车清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场。

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 21.2km，试压废水约为 53m^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。根据前文，本项目水平井压裂返排液产生量按 3150m^3/井计算，则 7 口新钻井共产生约 22050m^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 2 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

①　钻井泥浆

钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随井深改变而变化。钻井废弃泥浆的产生量按下式进行计算：

$$V=\frac{1}{8}\pi D^2h+18\left(\frac{h-1000}{500}\right)+116$$

式中：V——废弃钻井泥浆产生量，m^3；

D——井的直径，mm；

h——井深，m。

根据上述公式计算得知：本项目共产生废弃钻井泥浆5248m^3 。

② **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，参照同类报告，本评价 d 取 4.5。

计算可知，本项目共产生钻井岩屑约 14728m^3。

本项目钻井液体系由膨润土、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），废弃水基钻井泥浆及岩屑不属于危险废物，属于一般工业固体废物。

③ **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·d计算，单井钻井周期120d，钻井周期总计840d，则本项目钻井期共产生生活垃圾14.7t；地面工程常驻井场人员20人，生活垃圾产生量按0.5kg/人·d计算，地面工程按照合计150天算，则本项目地面工程产生生活垃圾1.5t。本项目施工期共产生生活垃圾16.2t，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。

④ **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，本项目新建管线21.2km，施工废料产生量约为4.24t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。

⑤ **土石方**

本项目管沟长度共计 21.2km（DN65：12.3km、DN50：5.7km、DN200：3.2km），埋深 1.8m，预计开挖土方约 17.35 万 m^3，回填土方 17.35 万 m^3，无弃方。开挖土方主要为井场、站场、道路等场平施工及管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场、站场、道路铺垫及管沟回填等。

⑥ **机械设备废油和含油废弃物**

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 7 口采油井，整个施工期废机油的产生量共计 0.7t，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。

按照《国家危险废物名录（2025 年版）》，将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。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。

⑦ **废纯碱、膨润土、水泥等包装袋**

本项目钻井过程中，会产生废纯碱、膨润土、水泥等包装袋。钻井过程中，单井膨润土、纯碱、水泥等包装袋产生量约为 0.02t，本项目新钻 7 口采油井，因此，项目施工期废膨润土、废纯碱、水泥等包装袋产生量约为 0.14t，属于一般工业固体废物，参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求，由钻井施工单位集中收集后统一回收处置。

（4）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工等过程中各种施工机械设备噪声以及物料运输车辆噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表A.2和类比油田开发工程中管线铺设等情况。

3.4.4. 运营期环境影响因素分析

3.4.4.1. 废水污染源

（1）采出水

根据开发方案，本项目预计采出水量最大约4.53×10^{4}m^3/a，约合137.3m^3/d，采出水中主要污染物为SS、COD、石油类、挥发酚等。采出水输送至风城2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）和《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注地层。

（2）井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告2021年第24号）中1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，本项目部署10口采油井（7口新井、3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27.13t/井次，化学需氧量产生量为34679g/井次，石油类产生量为6122g/井次。按井下作业每2年1次计算，则单井每年产生井下作业废水13.6t、化学需氧量17339.5g、石油类3061g，则本项目井下作业工程产生的井下作业废水量为136t/a，其中污染物化学需氧量、石油类为0.1734t/a、0.0306t/a。井下作业时带专用回收罐回收作业废水，拉运至风城2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。

（3）生活污水

运营期需新增劳动定员人数为2人，岗位为数字化油田管理模式油水井管理劳动定员，井场均为无人值守。运营期生活用水量约120L/人·d计算，排水量按用水量的80%计算，新增生活污水量约为70m^3/a。生活污水主要污染物为COD、NH_3-N、SS等，其主要指标浓度COD为350mg/L，NH_3-N为60mg/L、SS为240mg/L。新增定员给

排水依托风城油田作业区公寓内已建给排水设施，不外排。

3.4.4.2. 废气污染源

本项目井场采用电加热，且油藏不含硫化氢，运营期大气污染源主要是采油、集输过程中无组织烃类气体挥发，主要位于站场、井口、管线接口、阀门等连接处。

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。项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算：

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

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

t_i——密封点i的年运行时间，h/a；

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

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

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$WF_{VOCs,\ i}$和$WF_{TOC,\ i}$比值取1。根据设计单位提供的数据，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算。

因此，项目运营期无组织排放NMHC=$E_{井场}$+$E_{计量撬}$=1.38t/a+0.192t/a=1.572t/a。

3.4.4.3. 固体废物

① 油泥（砂）

油泥砂主要为联合站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2号稠油联合站进行处理，故风城2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。

根据项目开发指标预测，项目投产后新建产能为8.44×10^4t/a，计算含油污泥最大产生量为766.02t/a。本项目产生的油泥（砂）委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

② 落地油

落地油主要来自阀门、法兰等设施油品渗漏及突发环境事件产生的落地油，属于《国家危险废物名录》（2025 本）HW08类危险废物（废物代码：071-001-08）。按照单井落地原油产生量约0.1t/a计算，本项目运营期10口井预计落地油约1.0t/a。落地油回收率为100%，落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的相关要求收集、贮存、运输。

对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按各采油厂突发环境事件应急预案进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。

③ 废防渗材料

项目运营期油井作业时，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，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用1～2年。单块防渗材料重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，约合0.25t/a·井。本项目10口井预计废防渗材料约2.5t/a。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为HW08中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，废防渗材料折叠打包装袋收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

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10口井，每次产生废润滑油约0.5t，其危险废物类别为HW08类危险废物（废物代码900-214-08），委托有危废处置资质单位接收处置。

使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，根据润滑油的使用量计算出废润滑油桶的产生量约为0.1t，废润滑油桶属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码为900-249-08），交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

⑤ 生活垃圾

运营期需新增劳动定员人数为2人，岗位为数字化油田管理模式油水井管理劳动定员，井场均为无人值守。运营期生活垃圾产生量按0.5kg/人·d计算，则项目运营期新增生活垃圾约0.37t/a（900-099-S64）。新增定员生活垃圾依托风城油田作业区公寓内已建垃圾收集设施。

3.4.4.4. 运营期噪声源强

运营期间的噪声源主要包括站场、井场设备的运转噪声、井下作业噪声和巡检车辆的交通噪声等，噪声级为60～120dB（A）。

3.4.4.5. 运营期三废排放状况汇总

本项目运营期三废排放状况见下表：

表 3.4-1 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	油气集输	无组织排放	NMHC	1.572t/a	1.572t/a	大气
废水	采出水		SS、COD、石油类等	4.53×10^4t/a	0	采出水进入风城2号稠油处理站的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）和《陆上

						油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注油藏。
	井下作业废水		井下作业废水	136t/a	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至风城 2 号稠油处理站处理。
			COD	0.1734t/a	0	
			石油类	0.0306t/a	0	
	生活污水		COD、NH_3-N、SS	70m^3/a	0	依托风城油田作业区公寓内已建给排水设施
固体废物	依托处理站	油泥（砂）	石油类	766.02t/a	0	委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。
	井下作业	废防渗材料	石油类	2.5t/a	0	
		废润滑油	油类	0.5t/a	0	
		废润滑油桶	油类	0.1t/a	0	
	井场、管线及井下作业	落地油	石油类	1.0t/a	0	落地油 100%回收，回收后的落地原油委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。
	生活垃圾		生活垃圾	0.37t/a	0	依托风城油田作业区公寓内已建垃圾收集设施
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。

3.4.5. 退役期环境影响因素分析

3.4.5.1. 退役期环境空气影响因素分析

（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。

3.4.5.2. 退役期水环境影响因素分析

退役期埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖出，水环境影响因素主要为埋地管线的冲洗废水。本项目管线 21.2km，冲洗废水按照每千米 2.5m^3 核算，预计产生含油废水约 53m^3，废水收集入罐后拉运至联合站污水处理系统进行处理，严禁外排。井口严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）要求进行施工作业，首先进行井场进行

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

3.4.5.3. 退役期噪声污染源分析

项目退役期噪声主要包括建（构）筑物结构施工、设备吊运拆除等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2和类比油气田实际情况，项目退役期拟采用的各类施工设备产噪值见下表：

（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。

3.4.5.4. 退役期固体废物污染源分析

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集后送至周边固废填埋场填埋处置。落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；管道中残余的液体先用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本项目管线 21.2km，则退役期清管废渣量约 0.025t。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），在清管端由撬装设施收集后，委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，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。

3.4.5.5. 退役期生态环境影响因素分析及恢复措施

油田单井进行开采后，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。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，埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖除，避免对生态环境的二次破坏。

（2）闭井后拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染

物等。

（3）在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植被；不得惊扰、伤害野生动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，理解保护野生动植物的重要意义。

（4）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

3.4.6. 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依托转油站生产分离器等设备压力过高时，设备内气体紧急释放至火炬点燃。本次评价将站场设备压力异常情况作为非正常排放考虑。

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

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

式中：S_i——火炬气中的硫含量，kg/m^3，本项目取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。

计算结果详见下表：

表 3.4-2　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	150000m^3/d（6250m^3/h）	非甲烷总烃	12.5	12.5
			氮氧化物	337.5	337.5

3.5. 相关法规、政策、规划符合性分析

3.5.1. 相关法规、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“页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂等非常规资源勘探开发”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”规划中夏子街油田玛51X区块	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2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2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	本项目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	符合

	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%。	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。	
	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、基础减振等措施的情况下，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转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十五个五年规划纲要》符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提出：加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油（气）等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率。提升油气勘探力度。以塔里木、准噶尔大型盆

地为重点，兼顾吐哈、三塘湖、焉耆、伊犁等中小盆地，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程。 提高油气开发水平。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜一大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。 推进非常规油气资源开发。提升吉木萨尔、玛湖等页岩油开发能力水平，推动国家级陆相页岩油示范区稳产增效。以准噶尔盆地东南缘、塔里木盆地北缘等区域为重点，加快推进阜康、库拜、尼勒克、沙湾等地区煤层气资源开发。

本项目位于准噶尔盆地油气基地，属于页岩油开发项目，符合《自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》的发展要求。

（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》，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

表 3.5-2 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、	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

	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		
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，为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）》，项目区属于自治区级水土流失重点治理区 II_2 天山北坡诸小河流域重点治理区。

1）全国、自治区水土保持区划中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、吐哈盆地生态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。

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。分区情况见下表：

表 3.5-3　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北疆山地盆地区	II-3-1hw准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区	乌苏市、沙湾县、**和布克赛尔蒙古自治县**、塔城市、额敏县、托里县、裕民县

2）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 3.5-4　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（新甘蒙高原盆地区）II	北疆山地盆地区（II-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（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 3.5-5　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-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-玛纳斯湖-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保护起着举足轻重的作用，同时该区域的生态演化趋势也具有极高的科学研究价值，应尽力避免梭梭林的大面积退化死亡现象。

2）管理要求

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

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

以防风固沙林建设和生物多样性保护为重点，在稳定和保护现有生态公益林地的同时，加大抚育力度，通过封育等人工措施提高林地覆盖率。优化森林生态系统结构，增强森林防风固沙、保持水土的功能，构建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，根据《环境保护综合名录（2021 年版）》页岩油开采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：

表 3.5-6　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

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。	本项目位于夏子街油田玛51X井区，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。
规划环评结论	新疆油田公司“十四五”发展规划的发展思路清晰，发展目标明确，油气开发总体部署和规划方案结合新疆油田的开发现状和勘探开发规划进行合理布局，并对老油气田进行全面优化升级，与国家国民经济和社会发展“十四五”规划纲要等相符，与新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展“十四五”规划及行业规划等相符、符合相关环境保护规划及污染防治行动计划中的相关要求。在落实本评价提出规划优化调整建议、环境管理及污染防治减缓措施的前提下，规划实施过程对区域大气环境、水环境、声环境、土壤环境、生态环境等产生的不利影响可以得到有效减缓或控制，环境风险可以接受。从环境保护角度分析，新疆油田公司“十四五”发展规划总体可行。	本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。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），不涉及生态保护红线。
	（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保护红线，严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施。
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注	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。

内容	规划内容及规划环评审查意见	符合性分析
	水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	
	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	项目区井场、站场和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水水源保护区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区和生态保护红线，严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施。
	（五）加强规划区现有环境问题治理，严格落实《报告书》提出的现有环境问题的整改要求。按照标准规范要求恢复现有废弃场地生态环境，及时恢复公益林区域历史遗留临时占地。继续加强各类管线的环保隐患治理工程，以进一步降低管线刺漏等风险事故的发生频率。细化完善环境管理制度，积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。	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）与《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。本项目是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

加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制堆料和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

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

本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。

（3）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.5-7　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、井下作业废水、生活污水等，采出水和井下作业废水依托风城2号稠油联合站处理达标后回注，生活污水依托作业区已建生活公寓；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	本项目采用密闭集输工艺	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	运营期井下作业废水送风城2号稠油联合站处理	符合

	等处理后达标外排		

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

表 3.5-8 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了回顾性评价，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、654226-2023-017-L）。	符合
《转发〈关于进一步加强石	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	新疆油田分公司目前正在编制“十五五”发展规划和规	符合

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）	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	划环评，《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）。	

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

表 3.5-9 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、拌和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

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

表 3.5-10 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；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	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年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气。企业不	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

文件要求	本项目	符合性
得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施		
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到2025年，全国80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。	本项目不涉及	符合
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气污染防控	不涉及	符合
完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧20公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商	本项目所在区域不属于“联防联控区”	符合

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

表 3.5-11 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

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

表 3.5-12 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	本项目	符合性

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场、站场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
	对伴生有 CO_2 气体的油气藏，CO_2 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO_2 气体处置方案的油气藏不得开发	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

（9）与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.5-13 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（环保部公告 2013 年第 31 号）	遵循源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则，采用清洁生产技术，严格控制含 VOCs 原料与产品在生产和储运销过程中的 VOCs 排放；对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等无组织排放源进行有效管控。	本项目采用全密闭集输工艺，采出气液通过密闭管线输送至转油站进行气液分离，分离后天然气密闭集输至玛 131 天然气处理站处理，采出液密闭管输至风城 2 稠油联合站处理，无敞口挥发环节；对阀门、法兰、泵等密封点按规范设计管控，厂界浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）限值要求；非正常工况下超压气体进入自动点火放空火炬燃烧排放，严禁直接放空；采出水密闭输送、处理后回注地层，无敞口液面逸散；落地原油 100%回收，减少油品敞口挥发。	符合
	油气集输采用密闭工艺流程，采出液采用管道集输；对采油井场套管气予以回收利用，原油稳定装置生产的轻烃密闭储运，不凝气就近输入回收系统回收利用，不得放空。	本项目井口采出气液全程采用管道密闭集输，无敞口拉运环节；伴生气全部密闭输送至天然气处理站回收利用，正常工况无放空排放；集输系统设置多级截断阀，降低泄漏风险。	符合

（10）与《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》符合性分析

表 3.5-14 与《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》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 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》	实施重点行业 VOCs 深度治理，推进石油天然气等重点行业 VOCs 全流程、精细化管控；将核发排污许可证的涉气企业纳入重污染天气应急减排清单管理；强化天山北坡等重点区域大气污染联防联控，严控无组织排放。	本项目属于油气开采行业，采用密闭集输工艺从源头控制 VOCs 无组织排放，无组织非甲烷总烃排放量低，对区域空气质量贡献极小；项目运营纳入风城油田作业区统一环境管理体系，可纳入区域重污染天气应急减排清单，落实应急管控措施；项目不涉及燃煤锅炉、焦化、水泥等高耗能高排放行业，不属于区域重点淘汰的落后产能范畴。	符合
	持续开展“一企一策”污染治理，推进重点行业污染物排放总量控制，加强无组织排放监管。	本项目针对无组织 VOCs 排放制定了源头密闭、过程管控、定期巡检的全流程控制措施，厂界排放浓度满足国家标准要求；项目污染物排放量小，不涉及区域污染物总量倍量替代要求。	符合

（11）与《甲烷排放控制行动方案》的符合性分析

表 3.5-15 与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《甲烷排放控制行动方案》	石油天然气开采行业力争逐步实现陆上油气开采零常规火炬。强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放控制，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。	本项目正常生产工况下，伴生气（含甲烷）全部密闭集输至玛 131 天然气处理站回收利用，无常规火炬排放，符合“零常规火炬”发展方向；仅在设备超压等非正常工况下，气体通过分流式自动点火放空火炬燃烧后排放，严禁甲烷直接放空。	符合
	推广应用泄漏检测与修复技术，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用；加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力。	本项目采用全密闭集输工艺和高标准密封设备，从设计层面降低泄漏风险；运营期建立定期巡检机制，对井场、站场、管线的密封点开展常态化泄漏检测与维护，及时处置泄漏隐患，提升甲烷泄漏管控水平。	符合
	优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量；推进油气开采领域使用烃蒸汽回收利用、作业密闭化改造、安全氧化燃烧等一体化控制技术中国政府网。	本项目地面工程优先采用密闭化集输工艺，伴生气全部回收利用，从设计源头减少甲烷排放；设置事故储罐和超压放空保护系统，兼顾生产安全与排放控制。	符合

（12）与《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》符合性分析

表 3.5-16 与《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《石油天然气开采业固	总体要求：含油废物综合考虑含油率、剩余固相的利用或处	本项目含油废物（油泥/砂、落地油、废防渗材料、废润滑油等）委托有	符合

体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）	置污染控制要求等因素采取适当的利用处置技术，宜采用回收矿物油的方式利用。 油气开采固体废物、剩余固相和回收的矿物油收集、贮存、转移、利用、处置过程涉及的国家安全生产、职业健康、交通运输、消防等，应符合国家和地方相关法律法规及标准的规定。	危废处置资质的单位进行处置；危险废物转移严格执行《危险废物转移管理办法》，采用专用密闭罐车运输，执行转移联单制度。	
	收集、贮存、转移污染控制要求：含油废物的收集、贮存、转移等环节采取防雨、防渗、防泄漏等措施。属于挥发性有机物（VOCs）物料的，采取有效措施减少 VOCs 的无组织排放。 剩余固相的转移采取防遗撒、防扬尘、防泄漏的措施。剩余固相和回收的矿物油收集、贮存、转移过程的其他要求，根据其管理属性分别执行相关环境保护规定和标准的要求。	危废贮存严格执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023），采取防雨、防渗、防泄漏措施；采用密闭集输工艺，减少无组织烃类排放。危险废物转移严格执行《危险废物转移管理办法》，采用专用密闭罐车运输，执行转移联单制度。	符合

3.5.2.3. 与“碳达峰、碳中和”符合性分析

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、在全过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后温室气体排放量及温室气体排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及温室气体排放水平。符合“碳达峰、碳中和”的相关要求。

3.5.3. 生态环境分区管控相符性分析

本项目部署10口油井，新建1座计量撬，新建各类管线21.2km。工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。项目不在划定的生态保护红线内，与生态保护红线位置关系图见下图：

根据《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），本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元01（ZH65422630001），符合性分析分别见下表：

表 3.5-17　本项目与环境管控单元符合性分析一览表

①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01	一般管控单元	/	/
维度	**管控要求**	**本项目**		**符合性**
空间布局约束	1. 建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 2. 永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。	1. 本项目为陆地石油开采项目，不涉及畜禽养殖； 2. 本项目不占用永久基本农田；		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。 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。	1. 本项目不新增总量控制指标； 2. 本项目施工期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；运营期新增定员生活污水依托风城油田作业区公寓内已建排水设施，不外排。		符合
环境风险防控	1. 额敏河、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。 2. 塔城地区行政公署和各县市人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突	1. 玛51X井区现有生产设施全面纳入风城油田作业区突发生态环境事件应急管理体系。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》，在塔城地区和布克赛尔蒙古自治县备案（备案编号654226-2023-017-L），建议风城油田作业区后期及时更新应急预案； 2. 本项目污（废）水均不外排； 3. 根据项目产生的各种固体废		符合

	发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。 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。 4. 健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间医疗废物应急处置	物的性质和去向，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。一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）。工程占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1第二类用地筛选值标准；占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中pH>7.5所列筛选值标准； 4. 本项目不涉及医疗废物；	

	能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。		
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。 2. 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，塔城地区2025年、2030年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为0.66、0.69。	1. 本项目不涉及开采地下水； 2. 本项目不涉及农业灌溉；	符合

综上所述，本项目建设符合区域生态分区管控要求。

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配电、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

项目部署7口新井、3口老井，7口新井分布在4座井场内，其中3座两井平台、1座单井平台，土地利用现状主要为天然牧草地，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。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/T 5466-2013），满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒和防冻的各项安全要求，井场选址合理。

（2）站场选址合理性分析

本项目新建计量撬1座，土地利用现状为天然牧草地，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21.2km。管线分布在塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，评价范围内无自然保护区、水源保护区、固定集中人群等敏感区，不涉及生态保护红线区。

综上所述，本项目管线选址合理。

3.7. 清洁生产分析

3.7.1. 工艺与装备清洁生产水平

本项目采用生产管线密闭集输工艺方案，单井采出液经加热、计量后通过生产管线密闭输送至周边既有站场，减少了采出液在井场周边临时转运和敞口停留环节，降低了烃类物质无组织挥发和跑冒滴漏风险。

工程依托新疆油田分公司风城油田作业区既有生产管理及自控系统，对加热装置、计量装置和管道泵等主要设施运行状态进行管理，采用无人值守、定期巡检的运行方式，有利于减少现场操作人员和生产管理过程中的环境风险。

本项目优先依托既有井场、道路、供电、通信和自控系统，不新建大型站场；管线以埋地敷设为主，部分井采用同台井方式，减少新增占地和地表扰动，符合油田地面工程集约化布置和清洁生产要求。

3.7.2. 污染控制和环境管理水平

本项目施工期采取洒水抑尘、临时堆土苫盖、施工废料分类收集、试压废水回用于施工场地洒水抑尘或区域降尘、临时用地及时恢复等措施；运营期采取电加热、

密闭集输、密封点巡检维护、危险废物规范收集处置、生态恢复和环境风险防控等措施，能够减少污染物产生和排放。

本项目建成后纳入风城油田作业区现有 QHSE 管理体系，实行环境管理、隐患排查、设备巡检、应急处置和危险废物规范化管理。通过落实环境保护“三同时”制度、运行期巡检维护制度、生态恢复制度和突发环境事件应急管理要求，可保证项目清洁生产措施持续有效。

本项目清洁生产水平分析见下表：

表 3.6-1　本项目清洁生产水平分析一览表

类别	本项目采取的清洁生产措施	清洁生产水平分析
集输工艺	采出液通过生产管线密闭输送，配套加热、计量设施，接入既有油田处理系统	减少敞口转运和烃类挥发，降低跑冒滴漏风险，符合密闭集输要求
工程布置	依托既有站场、道路、供电、通信和自控系统，管线埋地敷设，具备条件的管段同沟敷设	减少新增永久占地和地表扰动，符合集约化布置要求
能源利用	采用电加热方式，按工艺需要对管线及加热设施采取保温措施	无化石能源消耗，能耗与采出液加热和稳定输送需求相匹配
水资源利用	运营期不新增生产废水外排口	减少新鲜水消耗和废水排放
污染控制	采用密闭集输设施加强密封点巡检，含油废物按危险废物管理	污染物产生环节明确，治理和管理措施可行
生态保护	施工期控制作业带宽度，施工结束后及时回填、平整和恢复地貌	降低临时用地和植被扰动影响，符合生态恢复要求
环境管理	纳入风城油田作业区现有 QHSE 管理体系和突发环境事件应急体系	环境管理责任明确，具备持续改进和风险防控能力

综上，本项目采用成熟可靠的地面集输工艺，依托既有油田公辅、处理、环保和应急管理体系，污染物排放量较小，运营期不新增生产废水外排口，在落实设计和本评价提出的污染防治、生态恢复及环境管理措施后，项目清洁生产水平能够满足油田地面集输工程环境管理要求。

3.8. 污染物排放总量控制

3.8.1. 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境

管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.8.2. 污染物总量控制因子

根据《“十五五”污染减排工作方案编制技术指南》，污染物排放总量控制因子如下：

主要大气污染物：全国层面对氮氧化物（NOx）和挥发性有机物（VOCs）实施排放总量控制。

主要水污染物：全国层面对COD和总磷实施排放总量控制。

3.8.3. 项目需求指标

（1）施工期

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

（2）运营期

本项目运营期油气集输和处理采用密闭集输工艺，新建的井场均采用电加热。

运营期产生的采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注，不外排。

综上，本项目不新增总量控制指标。

4. 环境现状调查与评价

4.1. 自然环境概况

4.1.1. 地理位置

本项目位于夏子街油田玛51井区，行政隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，生产运行属于风城油田作业区管辖。

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，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。

本项目所在区域行政区划隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，西北距县城约75km、北距和什托洛盖镇约41km、东北距夏孜盖乡约27km、东南距奎北铁路约1.5km。构造上主体位于准噶尔盆地西部隆起乌夏断裂带，南部位于中央坳陷玛湖凹陷，北邻丰探1井区，南邻夏云1井区，西部为玛页1井区。

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新生代山间凹陷，凹陷的东北段有大面积的侏罗纪的含煤地层出露。和什托洛盖中新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，地层走向和深断裂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。

4.1.3. 地质构造

和布克赛尔蒙古自治县大地构造上处于准噶尔盆地西北缘、西准噶尔增生造山带（西准噶尔优地槽褶皱带）的组成部分，属中亚造山带西南缘，是古亚洲洋晚古生代俯冲—增生作用的产物。区内构造单元自北向南可划分为谢米斯台（色米斯台）弧形褶皱带、和布克赛尔凹陷及和什托洛盖凹陷，其中褶皱带内进一步发育沙尔布尔提复向斜及多个断块构造；出露地层以泥盆系、石炭系海相火山—沉积岩为主，局部见志留系碎屑岩，凹陷区被中生界侏罗系含煤地层、新近系红层及第四系洪积、冲积、风积松散堆积物覆盖。区内断裂构造较发育，以近东西向为主，兼有北东向、北西向断裂及隐伏断裂，并受达拉布特等深大断裂的派生影响；华力西期岩浆活动强烈，超基性至酸性侵入岩及火山岩广泛分布，超基性岩体多沿断裂带侵位。第四纪以来构造活动趋于稳定，新构造运动表现较弱，区域地壳相对稳定，未发现活动断裂直接通过，区域构造稳定性较好。玛51X井区风城组构造整体表现为东北高西南低，纵向上具有较好继承性，构造落差大，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井周缘。复杂区处于构造低部位，埋深较大，8-12号层中部埋深5085m。

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县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1.19m3/s，4—5月为洪水期，流量13.72～50m/s，年径流量为0.415×$10^8$$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3.56m3/s，年径流量0.7—2.187×$10^8$$m^3$。4—6月山上积雪融化，为洪水期，最大洪水流量38.84m/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×$10^8$$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. 区域水文地质

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。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潟湖—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。

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$HCO_3 \cdot SO_4$—Na型过渡为$Cl \cdot SO_4$—Na型。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27043.5mg/L~31821.8mg/L。

4.1.5. 气候、气象

区域气象资料见下表：

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	℃	-14.7
	最热月平均	℃	20.3
	极端最高	℃	34.5
	极端最低	℃	-30.6
	年平均	℃	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	%	NW 19
	夏季	%	W 19
	全年最多	%	W 13
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

本项目地处准噶尔盆地西北部，工程所在区域属白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区，土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感，为典型的风积荒漠地貌。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中

分布区、栖息地等重要生境，本项目距离最近的生态保护红线为西南侧21km处的准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区。生态保护目标主要为区域野生动植物、水土流失重点治理区、土壤侵蚀等。

本项目所在区域自然植被主要以白梭梭、假木贼、驼绒藜为主，严酷的自然环境，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、灌木林地等；根据《新疆第六次沙化监测报告》，本项目所在区域分布有风蚀残丘、戈壁等；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

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、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐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。潜水监测点位总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐等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。

4.4. 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

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。

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。

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. 区域大气环境质量达标判定

本项目主体工程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2024年环境空气中六项基本污染物SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析。

根据上表结果，2024年塔城地区SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3等污染物长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表1中过渡阶段二级标准限值，为环境空气质量达标区。

由监测结果可知，监测期间评价区特征污染物非甲烷总烃小时平均值在560～680μg/m^{3}之间，最大占标率为34%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值2000μg/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（10μg/m^3）的浓度限值要求。

4.7. 声环境现状评价

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

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，在项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。

5.2. 地下水环境影响分析

（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护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.3. 地表水环境影响分析

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3961.6m³。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联合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联合站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油藏，不外排。

（3）井下作业废水

本项目井下作业时带专用回收罐回收作业废水，拉运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。

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。

退役期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物、石油类，清管废水收集后由罐车拉运至风城二号稠油联合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/T 5329-2022）中水质主要控制指标后回注地层，用于油田注水开发，不外排。

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。。

5.4. 土壤环境影响分析

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、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。

5.5. 大气环境影响分析

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。

5.6. 声环境影响分析与评价

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。

5.7. 固体废物影响分析

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

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、伴生气；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、伴生气主要存储于单井集输管线、集油支线内。

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、伴生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，可以将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可以防控的。

6. 环境保护措施及可行性论证

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，不得将白梭梭、假木贼、驼绒藜等自然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。

（4）评价区内分布有白梭梭等自然植被，施工期禁止占用、碾压、切割白梭梭等自然植被潜在集中分布区。项目与西南侧准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线保持约 17km 安全距离，施工内容均不得进入红线管控范围，不得改变红线外围地表形态与植被结构。对蜥蜴、啮齿类动物潜在活动区、地面鸟类潜在筑巢区，施工范围原地避让≥5m，管沟开挖前人工清场，避免直接掩埋伤害；戈壁砾石保护层完整区域，管线绕行敷设，防止破坏地表稳定结构引发土壤侵蚀；施工营地、材料堆场、设备停放区优先选址裸土地、植被覆盖度＜3%区域，避开天然牧草地与灌木林地；避开鸟类繁殖期、爬行动物活跃期施工，无法避开时，夜间 22:00－次日 8:00 停止高噪声作业，关闭非必要照明，减少灯光与噪声惊扰；大风天气减少大土方作业。

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，有利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠；③站场应尽量避开不良工程地质区，保证运行安全可靠。

（5）施工前对占地区 0-30cm 表层土壤统一剥离，分层堆放、分区标识，堆放区设沙袋挡埂+土工布全覆盖，防止风蚀、雨水冲刷与养分流失，专用于后期生态恢复，不得与深层土混合。表土堆放高度≤2m，堆放时间≤6 个月，期间定期检查覆盖完整性，破损立即修补。

（6）井场、站场永久占地生态恢复与补偿方案及验收、监测、后评估要求

1）生态恢复与补偿方案

永久占地为硬化与构筑物占压，以功能保留、景观协调、周边修复、异地补偿为原则。场内砾石压盖降低风蚀与扬尘影响；井场边界及外围扰动带平整地表、保护原生植被、适度人工促恢复，维持场地周边生态连通性与稳定性。对永久占地造成的不可逆生态损失，按同类型、同面积、同功能实施异地生态补偿，在区域适宜地段开展固沙植被建设与沙化土地治理，弥补永久占地的生态功能损失。

2）验收要求

井场及周边满足：场内整洁无裸露沙源、边界与周边地貌协调、外围植被无明显退化；异地补偿区植被长势良好、覆盖度达标、固沙效果稳定、与区域生态功能匹配；整体达到生态影响可控、补偿措施到位、生态功能不降低的要求。

3）监测计划

对井场周边及异地补偿区布设监测点，运营期重点监测周边植被状况、地表风

蚀、补偿区植被成活率与覆盖度、生态功能稳定性。

4）后评估要求

项目退役前或生态补偿实施满 5 年时开展后评估，系统评价永久占地影响、恢复与补偿措施成效、区域生态功能变化情况，形成评估结论与管理建议，确保生态补偿长期发挥效益。

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保护工作，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为燃料；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10m范围内，采用人工开挖+人工回填替代大型机械作业，降低扰动范围；施工机械单向行驶、原路往返，禁止随意转向、碾压作业带外植被。

（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。

（9）管线临时占地生态恢复方案及验收、监测、后评估要求

1）生态恢复方案

管线临时占地以自然恢复为主、人工辅助为辅，施工结束后立即开展地貌与植被恢复。首先对管沟及作业带进行场地平整、分层回填、适度压实，还原原有地形坡度，不形成积水洼地与松散沙面；对扰动区域回覆表层原生土壤，保护土壤结构与肥力；依托区域自然条件，撒播适生乡土草本与灌木种子，促进植被自然演替；对地表裸露、易风蚀地段辅以砾石压盖等简易固沙措施，增强地表稳定性。整个过程严格控制扰动范围，不新增破坏，尽可能还原临时占地前生态状态。

（2）验收要求

临时占地恢复后满足：地形地貌与周边自然过渡、无明显松散堆土与冲沟、无裸露易蚀面；植被以本地物种为主，覆盖度不低于周边天然植被水平；土壤结构稳定，无明显风蚀与沙化迹象；达到与周边荒漠生态系统协调性良好、生态功能基本恢复的状态。

（3）监测计划

在管线沿线布设代表性监测点位，施工完成后重点监测植被覆盖度、物种组成、地表稳定度、土壤风蚀情况。

（4）后评估要求

项目运营中后期或临时占地恢复满 5 年开展生态恢复后评估，全面评价恢复效果、生态功能改善程度、措施有效性，形成后评估报告，提出持续管护建议，确保临时占地生态系统长期稳定。

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。

规范土石方作业，控制裸露时长。施工过程中尽量减少土石方开挖量，遵循分层开挖、分层堆放、分层回填、及时整平的方式作业，避免土壤长期松散裸露。管沟开挖、场地平整等作业尽量缩短工期，做到分段施工、分段完成、分段防护，减少土壤裸露时间。

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。

优化工程布局，减少地表扰动。合理优化井场、站场、管线及施工便道布置，尽量依托现有场地与道路，减少新增占地与地表开挖范围，避免大范围破坏地表结皮层与植被，从源头降低水土流失发生风险。

加强临时防护，降低风蚀水蚀。对施工临时堆土、裸露地表采取遮盖、拦挡等简易可行的防护措施，减少大风与降雨天气下的土壤流失。施工便道合理规划并适度压实，控制车辆行驶范围，避免随意碾压扩大扰动区域。遇大风、降雨等不利天气，暂停易产生水土流失的作业，进一步降低侵蚀风险。

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。

及时恢复地表，增强抗蚀能力。施工完成后及时对施工迹地进行平整，恢复原有地形地貌，对裸露区域采取砾石压盖、适度压实等措施，重建地表抗蚀层，提升土壤抗风蚀、抗水蚀能力，促进地表尽快稳定。

（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。

⑧强化施工管理，落实防护责任。加强施工过程组织管理，明确水土流失防治责任，对施工人员开展生态与水土保持宣教，规范施工行为，避免随意取土、弃土、破坏地表，确保各项防护措施落实到位。

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，切实增强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项目用地扰动区域需保护区域生态系统，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，切实增强保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

（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保护及实施力度，建设单位与施工单位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。

6.1.1.6 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。同时防沙治沙措施应征求林草部门意见。

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 日起实施）的要求，本次环评提出的防沙治沙方案具体内容如下：

（1）工程措施

1）优化工程选址与施工布局，从源头减少沙化风险。合理布设井场、站场、集输管线及施工便道，尽量避让地表易蚀区域，严格控制施工扰动范围，减少对地表结皮层、砾石覆盖层及天然植被的破坏，避免人为活动加剧地表风蚀，从源头降低

沙化发生与扩展的可能。

2）严控施工扰动强度，缩短地表裸露时间。施工过程中规范土石方开挖、堆放与回填作业，减少松散土体暴露。采取分段施工、及时回填、及时整平的方式，避免土壤长期裸露受风蚀作用影响。合理控制施工机械与车辆行驶范围，减少对周边地表的碾压与扰动，维护地表原有抗风蚀能力。

3）强化临时防护与地表稳固，减缓风蚀进程。对施工期临时裸露地面、堆土等采取适宜的遮盖、拦挡与压实措施，降低大风天气扬尘与风蚀强度。施工结束后及时对迹地进行平整，对裸露区域采取砾石压盖等简易可行措施，重建地表稳定结构，增强抗风蚀能力，减少沙物质活化与输移。

4）注重植被保护与自然恢复，提升固沙功能。加强区域天然荒漠植被保护，避免随意砍伐、踩踏、破坏。施工完成后，结合区域自然条件，以自然恢复为主，辅助采取适宜的本土植物措施，促进地表植被逐步恢复，提高植被覆盖度，增强地表固沙、抗蚀能力。

5）加强全过程管理，保障治沙措施落实。强化施工与运营期管理，明确防沙治沙责任，开展针对性宣传引导，规范现场作业行为。运营期定期开展地表状况巡查，及时处置局部风蚀、沙化隐患，保持各项防沙治沙措施持续有效，维护区域沙化土地稳定。

（2）植物措施

①植被生境较好的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管道工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏。

（3）其他措施

针对井场施工过程，提出如下措施：①施工过程中不得随意碾压区域其他固沙植被，严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对占地范围外的区域造成扰动。②严禁施工人员在荒漠地段随意踩踏、占用，施工结束后，应对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。③拟建工程位于风蚀残丘、戈壁等区域，为保护土地资源，应在钻井工程作业结束后对场地进行平整，覆土压实并覆盖砾石，防止风蚀现象发生。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③在施工过程中，不得随意碾压区域内其他固沙植被。④管沟开挖过程中采取边开挖边回填措施，降低土壤裸露风化风险，严禁随意堆放。

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。

（4）工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

类比油田同类项目施工采取的防沙治沙措施，本项目采取的防沙治沙措施可行。

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。

（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，防止污染扩散蔓延。

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本项目在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。

（1）退役期生态恢复措施

1）设施拆除与场地清场。全面拆除地面构筑物、设备、管线，彻底清理建筑垃圾、油污、危险废物，分类收集、合规处置，做到工完、料尽、场地清。

2）按规范封井固井。井筒切割至地面以下≥1m，水泥灌注封堵，地面抹平，不留井口凸起。

3）地表原貌与土壤恢复。破除水泥平台、硬化地面、砾石垫层，清除人工硬化层，回覆施工期保存的原生表土，恢复土壤结构与肥力。

4）全面平整场地，消除坑洼、土堆、埂坎，恢复戈壁自然地貌，与周边地形一致。

5）植被重建与生态验收。采用自然恢复为主、人工辅助为辅，撒播白梭梭、驼绒藜、假木贼乡土植物种子，播种量、播种深度符合荒漠植被恢复技术要求。退役后开展生态恢复验收，验收指标：植被覆盖度≥5%、无明显风蚀沟、地表稳定、无污染物残留。

（2）生态补偿措施

1）补偿依据与原则。依据“谁破坏、谁恢复、谁补偿、谁监管”原则，对项目永久占地造成的植被破坏、生物量损失实施异地生态补偿，弥补区域生态功能损失。

2）补偿对象与规模。永久占地6.47hm² 造成13.07t永久生物量损失，在项目区外同类型荒漠生态区实施异地补植补偿，补偿面积≥6.47hm²，与永久占地面积1:1匹配。补偿区选择土壤条件相近、植被类型一致、生态功能重要的区域，优先纳入当地防沙治沙规划。

3）补偿内容与技术要求。

植物措施：种植白梭梭、柽柳、驼绒藜等乡土固沙植物，采用植苗+撒播结合，株行距、种植密度符合当地技术规范。

工程措施：补偿区设置砾石压盖，防止风蚀，提高植被成活率。

管护措施：补偿区实施管护，包括浇水、防风固沙维护等，确保植被成活率。

6.2 废水污染防治措施

6.2.1 施工期废水处置措施

施工期废水主要为钻井废水、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。

6.2.2 运营期废水处置措施

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，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，依托可行。

对营运期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施，本项目运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

6.2.3 退役期废水处置措施

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。

退役期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物、石油类，清管废水收集后由罐车拉运至风城二号稠油联合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/T 5329-2022）中水质主要控制指标后回注，用于油田注水开发，不外排，措施可行。

6.2.4 废水拉运处置管控措施和要求

为规范油田建设开采废（污）水收集、转运、处置全流程管理，杜绝废水私排、乱排、偷排及处置不规范等环保风险，压实各岗位、各单位管控责任，保障油田区域生态环境安全，废（污）水拉运处理应实施台账管理、全过程管控、防止肆意排放。

（1）建立台账管理

应建立全过程、可溯源、电子化+纸质双存档台账管理体系，实现废水产生、装车、拉运、交接、处置全环节数据留痕、全程可追溯。

（2）全流程闭环管控措施

对废水产生暂存、装车管控、途中运输、进站交接、终端处置五大关键环节，实施全过程、无死角管控，规范各环节操作标准，杜绝流程漏洞。

（3）严防肆意排放专项管控要求

防止私排、偷排、漏排、溢流排放等违规行为，强化源头防控、过程巡查、智能监管、严厉惩戒，全面杜绝废水肆意排放问题。

6.3 地下水环境保护措施可行性论证

6.3.1 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，主要污染物为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撒，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，采取相应的防渗措施，其余区域划分为简单防渗区，可有效避免发生渗漏事故。

综上，本项目施工期采取的水污染防治措施可行。

6.3.2 运营期地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，本项目在正常工况下，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。

6.3.2.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、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、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.3.2.2 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 6.3-2）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.3-3）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.3-4），提出防渗技术要求。

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。

6.3.2.3 管道刺漏防范措施

（1）各井场设置现场检测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站SCADA管理系统通信，上传井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。

6.3.2.4 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。

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，井场设置现场检测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，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）运营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）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。

6.3.2.5 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。

6.3.3 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。

6.4 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、可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，本项目采取的土壤污染防治措施可行。

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洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（2）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）；建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘。

（4）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随

意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（5）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（6）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业，同时作业处用防尘网覆盖。

（7）焊接作业时使用无毒低尘焊条。

（8）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（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）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、泄漏、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。

（2）污染物监测要求

a）企业应按照有关法律、《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。为最大限度地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。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，回用于钻井液配置用循环使用，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；检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行进一步处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后综合利用。

钻井单位严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》相关要求对油基岩屑进行收集和管理，

油基岩屑采用专用储罐收集后在井场临时贮存，交由有危废处置资质单位运输、处置。

收集油基岩屑的储罐应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。填写油基础岩屑的收集记录、转运记录表，并将记录表作为油基岩屑管理的重要档案妥善保存；及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。油基岩屑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。

（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在固定地点集中暂存，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

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

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，强化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。

6.7.2.2 危险废物处置措施可行性分析

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）、《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。

（1）危险废物收集

风城油田作业区严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》相关要求对含油废物进行收集和管理。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位运输、处置。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

a．危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b．危险废物类别：按危险废物种类选择。

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

d、装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

（2）危险废物临时贮存

本项目运营期新建站场、井场内不设置危险废物临时贮存间，依托风城油田作业区危险临时贮存点，危废临时贮存点建设满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)“六防”：防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防止措施，并定期委托有资质单位进行处置。

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)、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存；及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和

运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b．危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 6.7-1 所示；

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 6.7-2 所示；

d.装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

（3）危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令第 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运

人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

（4）危废运输运输要求

本项目产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

（5）危废委托处置

本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，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本项目运营单位风城油田作业区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。

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。

经核算，本项目CO_2总排放量为5650t。

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CO_2排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级低的，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级低的节能产品，与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，CO_2总排放量为5650t。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CO_2排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

本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

本项目采用密闭集输工艺，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控制。工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 退役期环境效益

本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 7997.63 万元，其中环保投资 250 万元，占总投资 3.13%。

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业基准收益要求，在财务上可行，在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及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对退役井场、站场、管线的环境管理工作，监督退役期各项环保措施的落实情况。

（1）加强封井施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

（2）加强退役期施工过程管理。妥善处置地面设施拆除、井场和站场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣等，做到“工完、料尽、场地清”。

（3）加强对退役期施工队伍及其运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

（4）组织开展环境保护宣传教育，对全体员工组织开展环境保护培训。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分别对施工期和运营期提出本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	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物	加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等		
		植被	保护灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；在施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	污染防治	施工扬尘	避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量		
		废水	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		
		固体废物	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；检测不合格的岩屑委托有处置能力第三方进一步处置，直至满足综合利用限值要求。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，回用于钻井液配置，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置；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		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	采出水随原油一起拉运至风城二号稠油联合站进行处理，井下作业废水采用废水回收罐收集后运至风城二号稠油联合站处理	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气	密闭集输		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		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 环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工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主体工程：在新疆准噶尔盆地玛页油田玛 51X 井区部署 7 口新井、3 口老井，配套新建电加热器 10 台、计量站一座、集输管线 21.2km，计量站内设 12 井式自动选井计量装置 1 套；②公辅工程：给排水、供电、防腐、自控等，井场采出液经电加热后通过集输管线经新建计量站、已建玛 51X 转油站密闭输送至风城 2 号稠油联合站进行处理。③环保工程：废气、废水、噪声、固体废物治理等污染防治和环境风险防范及生态环境保护工程。本项目总投资 7997.63 万元，其中环保投资 250 万元，占总投资的 3.13%。

（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 3.4-1。

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。

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。

10. 结论

10.1建设项目情况

新疆准噶尔盆地玛页油田玛 51X 井区二叠系风城组页岩油构造复杂区开发试验项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。主要建设内容包括：①主体工程：在玛 51X 井区部署新井 7 口、老井 3 口，新建电加热器 10 台；新建计量站一座，内设 12 井式自动选井计量装置 1 套；新建集输管线 21.2km，新建产能 8.44×10^4t/a；②公辅工程：给排水、供电、防腐、自控等，井场采出液经加热后通过集输管线经新建计量站、已建玛 51X 转油站密闭输送至风城 2 号稠油联合站进行处理。③环保工程：废气、废水、噪声、固体废物治理等污染防治和环境风险防范及生态环境保护工程。本项目总投资 7997.63 万元，其中环保投资 250 万元，占总投资的 3.13%。经核查，本项目不涉及中央、自治区等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，最近距离约 21km（准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区）。

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，工程所在区域属白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区，土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感，为典型的风积荒漠地貌。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境，本项目距离最近的生态保护红线为西南侧 21km 处的准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区。生态保护目标主要为区域野生动植物、水土流失重点治理区、土壤侵蚀等。

本项目所在区域自然植被主要以白梭梭、假木贼、驼绒藜为主，严酷的自然环境，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、灌木林地等；根据《新疆第六次沙化监测报告》，本项目所在区域分布有风蚀残丘、戈壁等；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、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐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、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐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，H_2S1 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 10.4-1。

表 10.4-1 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	油气集输	无组织排放	NMHC	1.572t/a	1.572t/a	大气
废水	采出水		SS、COD、石油类等	4.53×10^4t/a	0	采出水进入风城 2 号稠油处理站的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）和《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注油藏。
	井下作业废水		井下作业废水	136t/a	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至风城 2 号稠油处理站处理。
			COD	0.1734t/a	0	
			石油类	0.0306t/a	0	
	生活污水		COD、NH_3-N、SS	70m^3/a	0	依托风城油田作业区公寓内已建给排水设施
固体废物	依托处理站	油泥（砂）	石油类	766.02t/a	0	委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。
	井下作业	废防渗材料	石油类	2.5t/a	0	
		废润滑油	油类	0.5t/a	0	
		废润滑油桶	油类	0.1t/a	0	
	井场、管线及井下作业	落地油	石油类	1.0t/a	0	落地油 100%回收，回收后的落地原油委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其

						他有危废处置资质单位接收处置。
	生活垃圾		生活垃圾	0.37t/a	0	依托风城油田作业区公寓内已建垃圾收集设施
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域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。生态保护目标主要为基本农田、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，占地类型主要为天然牧草地等，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于可接受范围。

（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联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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，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；检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行进一步处置直至满足综合利用限值要求。

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伴生气，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，减少事故造成的损失，环境风险是可以防控的。

10.6 环境保护措施

本项目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，经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油藏，不外排。

大气污染防治措施：本项目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、伴生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，本次即为第二次网络公示。

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，本项目总投资 7997.63 万元，其中环保投资 250 万元，占总投资的 3.13%。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。

10.10 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。

10.11 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

新疆准噶尔盆地玛页油田玛51X井区二叠系风城组页岩油构造复杂区开发试验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，其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度，本项目建设在生态环境保护方面可行。