

乌夏老区中浅层油藏水平井加密提产
先行先试开发工程（塔城地区）

环境影响报告书

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

评价单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二二年九月

目 录

0 概述	- 1 -
0.1 项目建设特点	- 1 -
0.2 环境影响评价技术路线	- 1 -
0.3 分析判定相关情况	- 3 -
0.4 项目环境问题的主要特点	- 4 -
0.5 关注的主要环境问题	- 5 -
0.6 环境影响报告的主要结论	- 5 -
1 总则	- 6 -
1.1 编制依据	- 6 -
1.3 环境影响因素识别和评价因子	- 13 -
1.4 环境功能区划和评价标准	- 15 -
1.5 评价工作等级与评价范围	- 21 -
1.6 评价内容和评价重点	- 26 -
1.7 评价目的、原则	- 27 -
1.8 环境保护目标	- 28 -
1.9 相关规划相符性分析	- 30 -
2 建设项目工程分析	- 45 -
2.1 区块开发现状和环境影响回顾	- 45 -
2.2 建设项目概况	- 52 -
2.3 工程分析	- 69 -
2.4 清洁生产分析	- 92 -
2.5 污染物排放总量控制	- 105 -
3 环境现状调查与评价	- 107 -
3.1 自然环境概况	- 107 -
3.2 环境空气现状调查与评价	- 111 -
3.3 水环境现状调查与评价	- 113 -
3.4 声环境现状调查与评价	- 120 -

3.5 土壤环境现状调查与评价	121 -
3.6 生态环境现状调查与评价	127 -
3.7 区域污染源调查	132 -
4 环境影响预测与评价	133 -
4.1 施工期环境影响分析与评价	133 -
4.2 运营期环境影响预测与评价	139 -
4.3 退役期影响分析	161 -
4.4 生态环境影响分析	161 -
4.5 水土流失影响分析	168 -
5 环境风险评价与分析	171 -
5.1 环境风险评价目的	171 -
5.2 评价工作等级	171 -
5.3 环境风险识别及分析	173 -
5.4 环境风险影响分析	178 -
5.5 环境风险防范措施	180 -
5.6 环境风险应急预案	182 -
5.7 环境风险评价小结	185 -
6 环境保护措施论证分析	187 -
6.1 施工期环境保护措施	187 -
6.2 运营期环境保护措施	193 -
6.3 退役期环境保护措施	200 -
6.4 防沙治沙措施	205 -
6.5 水土保持方案	206 -
6.6 环保投资分析	209 -
7 环境影响经济损益分析	211 -
7.1 环境效益分析	211 -
7.2 社会效益分析	211 -
7.3 环境经济损益分析结论	211 -
8 环境管理与监测计划	213 -

8.1 环境管理 - 213 -

8.2 环境监测计划 - 225 -

8.3 企业环境信息公开 - 227 -

8.4 污染物排放清单 - 227 -

9 环境影响评价结论与建议 - 230 -

9.1 结论 - 230 -

9.2 建议 - 237 -

附件 1 环评委托书；

附件 2 关于克拉玛依夏子街油田建设工程环境影响报告书审批意见的复函，环监〔1994〕237 号；

附件 3 关于中国石油新疆油田分公司夏子街老区扩边调整建设项目环境影响报告表的审批意见，新环监建函〔2008〕10 号；

附件 4 关于中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司夏子街老区扩边调整项目竣工环境保护验收意见的函，新环评价函〔2011〕34 号；

附件 5 关于新疆油田分公司风城油田作业区乌 33、乌 36 井区开发及室内和项目环境影响报告书的批复，新环监函〔2008〕417 号；

附件 6 关于新疆油田分公司风城油田作业区乌 33、乌 36 井区开发及室内和项目竣工环境保护验收意见的函，新环评价函〔2012〕369 号；

附件 7 关于夏子街油田夏 55-夏 48-夏 9 区块产能开发建设工程环境影响报告书的批复，新环审〔2022〕124 号；

附件 8 关于中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价报告书备案意见的函，新环环评函〔2021〕989 号；

附件 9 风城油田作业区与克拉玛依顺通环保科技有限公司含油污泥处置协议；

附件 10 克拉玛依顺通环保科技有限公司营业执照、危废经营许可证、道路运输经营许可证；

附件 11 关于克拉玛依顺通环保科技有限公司含油废弃物处置利用扩能及技术升级项目工程变更事宜的复函；

附件 12 克拉玛依顺通环保科技有限公司含油废弃物处置利用扩能及技术升级项目竣工环境保护验收意见；

附件 13 中国石油新疆油田分公司风城油田作业区突发环境事件应急预案备案表；

附件 14 建设项目环境影响报告审批基础信息表。

0 概述

0.1 项目建设特点

新疆油田公司 2022 年 1 月组织编制了乌夏地区稀油“51215”百万吨规划方案，其中乌夏老区涉及加密调整产能 70.4 万吨。乌夏老区资源已落实、井控程度高、注水适应性差、采出程度低，潜力大。为加快乌夏老区实现百万吨方案实施，2022 年急需开展乌夏中浅层水平井加密提产先行先试。夏子街油田位于克拉玛依市东北约 150km，行政隶属和布克赛尔自治县辖区，主要包括：夏 54 井区、夏 55 井区、夏 9 井区、夏 18 井区等，其中夏 9 井区位于夏子街油田东南部、夏 18 井区位于夏子街油田中部，区内交通便利，已建混输站、转油注水站等完善的油田地面工程设施，具备良好的开发条件。

根据新疆油田公司风城油田作业区 2022 年 5 月编制的《乌夏老区中浅层油藏水平井加密提产先行先试实施意见》，2022 年计划在夏子街油田夏 9 井区、夏 18 井区优选 3 口水平井（XTHW9701、XTHW9801 和 XTHW1801）进行试验。3 口井设计新建产能 $0.975 \times 10^4 \text{t/a}$ ，配套单井出油管线、道路、供配电等设施。

0.2 环境影响评价技术路线

本工程属于油气开采项目，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）、《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）和《新疆维吾尔自治区 2020 年水土流失动态监测数据》（水利部水土保持监测中心、2021 年 4 月），项目所在区域属于水土流失重点治理区天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部部令第 16 号），本工程属于分类管理名录“五、石油和天然气开采业 077 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

2022 年 7 月，新疆油田分公司开发公司委托南京国环科技股份有限公司承担本项目的环评评价工作。

本单位接受环评委托后，在建设单位的大力协助下，进行了现场踏勘和资料

收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

本报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本工程建设期、运营期、服务期满的环境保护管理依据。

具体评价工程程序图如下：

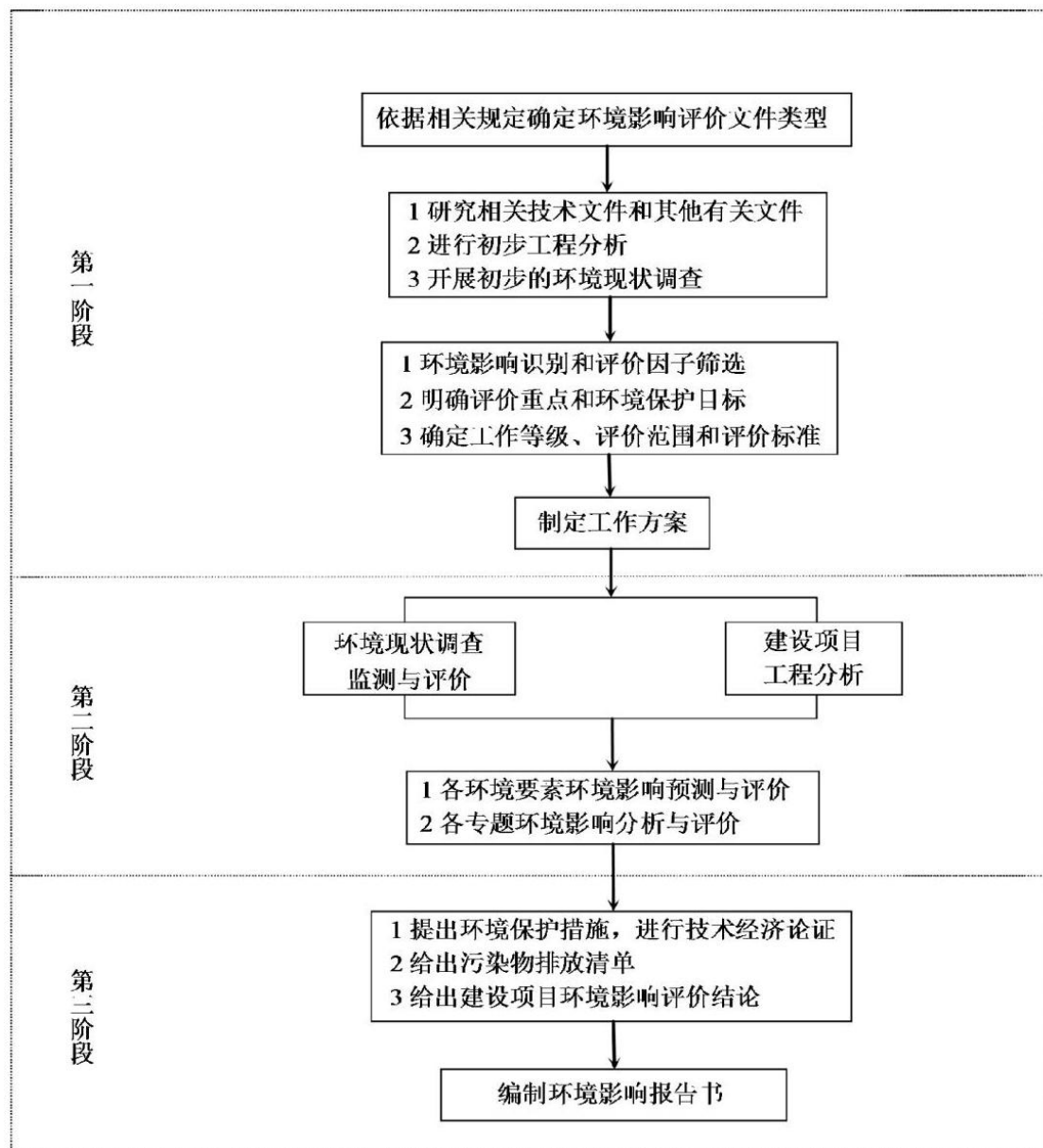


图 0.2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

0.3 分析判定相关情况

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本，2021 年修订），本项目属于第一类鼓励类中的“石油、天然气“中的”常规石油、天然气勘探与开采”。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

本项目属于陆上石油开采项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆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》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》《新疆生态环境功能区划》《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》《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）、《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》等文件要求。

项目建设内容也符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《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）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修订）等石油开采政策文件要求。

项目建设的 3 口采油井及配套工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县的一般管控单元，建设内容满足一般管控单元的管控要求，与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》一般管控单元管控要求相符。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

0.4 项目环境问题的主要特点

本工程为石油开采项目，环境影响主要来源于钻井过程、井场建设、单井出油管线和道路建设等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本工程周边 500m 范围内无自然保护区、风景名胜区、居住区、文化区、人群较集中的区域，周边 50m 范围内无声环境保护目标，周边 500m 范围内无地下水集中式饮用水水源和热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源。主要环境敏感保护目标为天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、柴油机燃烧废气、运输车辆尾气、试压废水、钻井泥浆和岩屑、机械设备废油和废弃防渗膜等；运行期无组织挥发的非甲烷总烃、井下作业废水、采出水、油泥（砂）、井下作业废液（废压裂液和洗井液）、落地油、废弃防渗膜等对环境产生的影响。

0.5 关注的主要环境问题

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声、固体废物的达标排放情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、固废以及施工临时占地造成的生态影响；运营期采出集输过程中的环境影响及风险、井下作业废水、依托场站清罐底泥以及事故状态下落地油等环境影响。

综上，本工程环境影响评价以工程分析、大气、地下水、土壤、生态环境影响分析与评价、拟采取的环境保护措施及环境风险防范措施分析作为本次评价的重点。

0.6 环境影响报告的主要结论

项目属于国家产业政策鼓励项目，项目所在区域环境质量较好，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修订）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日修订并施行）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2021 年 12 月 24 日修订，自 2022 年 6 月 5 日起施行）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日起施行）；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》（全国人大常委会，2019 年 8 月 26 日第三次修正）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席第三十九号令，2011 年 3 月 1 日施行）；
- (10) 《中华人民共和国水法》（2016 年修订，2016 年 7 月 2 日施行）；
- (11) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012 年 7 月 1 日施行）；
- (12) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年修订，2018 年 10 月 26 日施行）；
- (13) 《中华人民共和国节约能源法》（2016 年 7 月修订），2016 年 7 月 2 日施行；
- (14) 《中华人民共和国防洪法》（全国人大常委会，2015 年 4 月 24 日根据《关于修改<中华人民共和国港口法>等七部法律的决定》第二次修正）；
- (15) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年修订，2018 年 10 月 26 日施行）；
- (16) 《中华人民共和国草原法》（2012 年修订，2013 年 6 月 29 日施行）；

（17）《中华人民共和国野生动物保护法》（2016年修，2017年1月1日施行）；

（18）《中华人民共和国矿产资源法》（2019年8月27日修订）；

（19）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010年修订，2010年10月1日施行）；

（20）《中华人民共和国突发事件应对法》（全国人大大会常会，2007年11月1日起施行）。

1.1.2 法规及规范性文件

（1）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第253号，1998年11月29日发布施行，2017年7月16日根据《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第682号）修订，2017年10月1日起施行）；

（2）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，部令第16号；

（3）《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37号）；

（4）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17号）；

（5）《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）；

（6）《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环办〔2014〕30号）；

（7）《关于加强环境噪声污染防治工作改善城乡声环境质量的指导意见》（环境保护部等十一部委，环发〔2010〕144号，2010年12月15日）；

（8）《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46号）；

（9）《关于印发〈全国地下水污染防治规划（2011-2020年）〉的通知》（原环保部，环发〔2011〕128号）；

（10）《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》（中共中央办公厅、国务院办公厅，2017年2月7日印发）；

（11）《中华人民共和国土地管理法实施条例》（国务院令第256号，1999年1月1日施行，2014年7月29日根据《国务院关于修改部分行政法规的决定》

第二次修订）；

（12）《关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（2013 年第 14 号）；

（13）《关于发布<环境空气细颗粒物污染综合防治技术政策>的公告》（环保部公告 2013 年第 59 号）；

（14）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）；

（15）《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》（环办环评〔2018〕11 号）；

（16）关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知，环发〔2014〕197 号；

（17）《工业和信息化部关于进一步加强工业节水工作的意见》（工信部节〔2010〕218 号）；

（18）《产业结构调整指导目录》（2019 年本，2021 年修订）；

（19）《国家危险废物名录》（2021 年版）；

（20）《危险废物污染防治技术政策》（国家环保总局、国家经济贸易委员会、科学技术部，环发〔2001〕199 号）；

（21）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号，2012 年 03 月 07 实施）；

（22）《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）；

（23）《地下水管理条例》，国令第 748 号，2021 年 12 月 1 日起施行；

（24）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号），2019 年 1 月 1 日起施行；

（25）《关于发布<环境影响评价公众参与办法>配套文件的公告》（环办〔2018〕48 号）；

（26）《关于印发<建设项目环境影响评价信息公开机制方案>的通知》（环发〔2015〕162 号）；

（27）《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令第 34 号，2015 年 6 月 5 日起实施）；

（28）《突发环境事件信息报告办法》（环境保护部（第 17 号），2011 年

4月18日）；

（29）《危险废物转移管理办法》，部令第23号，2022年1月1日实施；

（30）《危险废物排除管理清单（2021年版）》，公告2021年第66号；

（31）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，2021年12月21日实施；

（32）《关于发布<危险废物产生单位管理计划制定指南>的公告》，环境保护部，公告2016年第7号；

（33）《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气[2021]65号）；

（34）《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（公告2013年21号）。

1.1.3 地方法律、法规和文件

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》，新疆维吾尔自治区人大常委会，2018年9月21日；

（2）《新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例》，2018年9月21日实施；

（3）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第七次会议于2018年11月30日通过，自2019年1月1日起施行；

（4）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》，2018年9月21日实施；

（5）《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国防沙治沙法>办法》，根据2020年9月19日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议修正，2020年9月19日实施）；

（6）《新疆维吾尔自治区地质灾害防治条例》，由新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十三次会议于2019年11月29日通过，自2020年3月1日起施行；

（7）《新疆维吾尔自治区地质环境保护条例》，新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第二十次会议于2020年11月25日通过，自2021年1月1日起施行；

（8）《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10月1日起施行；

（9）《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，新疆维吾尔自治区人民政府令第 163 号；

（10）《关于发布<新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）>的通知》，新疆维吾尔自治区环境保护厅，2017 年 1 月；

（11）《关于<新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）>有关适用问题的公告》，新疆维吾尔自治区生态环境厅，2019 年 9 月 29 日实施；

（12）《关于贯彻落实国务院加快发展循环经济若干意见的实施意见》，新政发〔2005〕101 号；

（13）《关于加强过渡期土地利用总体规划和城市总体规划实施管理工作的通知》，（新政办函〔2020〕32 号），2020 年 4 月 9 日；

（14）《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》；

（15）《新疆生态功能区划》；

（16）《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》，2021 年 2 月 5 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会第四次会议通过；

（17）《关于印发<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>修改单和<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（2021 年本）>的通知》，新环环评发〔2021〕53 号；

（18）《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）；

（19）《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）；

（20）《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》，新政发〔2014〕35 号，2014 年 4 月 17 日；

（21）《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，新疆维吾尔自治区人民政府令第 163 号公布，自 2010 年 5 月 1 日起施行；

（22）《新疆维吾尔自治区危险废物转移管理暂行规定》；

（23）《新疆维吾尔自治区危险废物环境防治办法》（新疆维吾尔自治区人民政府令第 163 号），自 2010 年 5 月 1 日起施行；

（24）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年

修订），2018年9月21日施行）；

（25）《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）；

（26）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）；

（27）《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》，2020年7月30日；

（28）《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》，2020年9月4日；

（29）《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，2019年1月21日；

（30）《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，2021年2月22日；

（31）《关于下放陆地石油天然气开采建设项目环评文件审批权限的通知》，新环环评发〔2021〕102号；

（32）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，2018年8月；

（33）《关于印发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）；

（34）《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》，塔行发〔2021〕48号；

（35）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）；

（36）《关于印发<新疆维吾尔自治区环境影响评价管理中建设项目重大变动界定程序规定>的通知》，新疆维吾尔自治区生态环境厅，2019年11月13日；

（37）《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

（38）《市场准入负面清单（2022年版）》（发改体改规〔2022〕397号，国家发展改革委、商务部）。

1.1.4 相关导则及技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；
- (9) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- (10) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号，2017年10月1日起施行）；
- (11) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；
- (12) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行），中华人民共和国国家发展和改革委员会、工业和信息化部，公告 2009 年第 3 号；
- (13) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- (14) 《石油化工企业环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；
- (15) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）；
- (16) 《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；
- (17) 《排污许可证申请与核发技术规范水处理通用工序》（HJ1120-2020）；
- (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）；
- (19) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；
- (20) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；
- (21) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）。

1.1.5 其他相关文件

- (1) 委托书；
- (2) 《乌夏老区中浅层油藏水平井加密提产先行先试开发工程方案》，2022

年 7 月；

（3）《乌夏老区中浅层油藏水平井加密提产先行先试实施意见》，2022 年 5 月；

（4）《新疆油田分公司风城油田作业区乌 33、乌 36 区块开发建设项目环境影响报告书》，新环监函〔2008〕417 号。（本次工程依托的乌尔禾稀油处理站所属的环评文件）。

1.3 环境影响因素识别和评价因子

1.3.1 环境影响因素识别

本项目对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。施工期以钻井工程、管线敷设及道路、输电线路建设等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的污染为主。环境影响因素识别见表 1.3-1。

表 1.3-1 环境影响因素识别表

影响因素 环境要素	施工期								运营期								退役期			
	占地	废气	废水	固体废物			噪声振动	环境风险	废气	废水		固体废物				噪声	风险事故	废气	噪声	固体废物
		柴油机 废气 车辆废 气 扬尘	试压 废水	泥浆岩 屑弃土	机械设 备废油	废弃防 渗膜	施工 车辆 施工设备	井喷 井漏	无组织 挥发烃 类	井下作业 废水	采出 水	井下作 业废液	油泥	落地 原油	废弃防 渗膜	机泵	管线破裂 原油泄漏、 井下作业废 水	拆卸 扬尘	施工 车辆 施工设 备	拆卸 后的建 筑垃圾
大气	○	+	○	+	+	+	○	+	++	○	○	+	+	+	+	○	+	+	○	+
地下水	○	○	○	○	○	○	○	+	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○
声环境	○	○	○	○	○	○	+	○	○	○	○	○	○	○	○	++	+	○	+	○
土壤	++	+	+	+	+	+	○	+	+	+	+	+	+	+	+	○	++	+	○	+
植被	+	+	+	+	+	+	○	+	+	○	○	+	+	+	+	○	++	+	○	+
动物	+	+	○	+			+	+	+	○	○	+	+	+	+	○	+	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

1.3.2 评价因子

根据建设项目环境影响因素识别结果，筛选出本项目环境影响评价因子，见表 1.3-2。

表 1.3-2 项目评价因子一览表

环境要素	现状评价因子	影响预测因子
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、H ₂ S	非甲烷总烃
地下水	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻	石油类
声环境	Leq[dB(A)]	Leq[dB(A)]
土壤	《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 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃	石油烃
生态环境	调查评价区域土地利用、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观	(1) 分析油田开发建设对土地利用结构的影响； (2) 分析油田开发建设可能造成的植被破坏影响； (3) 分析油田开发建设对评价区域野生动物的影响； (4) 分析油田开发建设对生态景观的影响； (5) 分析油田开发建设对土壤环境质量的影响。
环境风险	/	结合当地的气象条件，对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行预测分析

1.4 环境功能区划和评价标准

1.4.1 环境功能区划

1.4.1.1 环境空气

本项目油田所在地位于新疆塔城和布克赛尔蒙古自治县南约 76km 的夏子街油田，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

1.4.1.2 水环境

（1）地表水：本项目所在区域内无地表水体。

（2）地下水：本项目所在区域地下水参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类。

1.4.1.3 声环境

参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类声环境功能区。

1.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区II1准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区15.夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区。

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》和《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4号），项目区属于其中的重点治理区。

1.4.2 环境质量标准

1.4.2.1 环境空气质量标准

本项目油田区域属于大气环境二类功能区。

环境空气质量评价中SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准浓度限值；非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值2.0mg/m³执行；硫化氢按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中参考限值0.01mg/m³执行。

具体标准限值见表1.4-1。

表 1.4-1 环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
基本 污染 物	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
		24小时平均	150		
		1小时平均	500		
	PM ₁₀	年平均	70		
		24小时平均	150		
	TSP	年平均	200		
		24小时平均	300		
	NO ₂	年平均	40		
		24小时平均	80		

		1 小时平均	200	mg/m ³	
	CO	24 小时平均	4		
		1 小时平均	10		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
		1 小时平均	200		
特征 污 染 物	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》
	硫化氢	1 小时平均	0.01	mg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》 (HJ2.2-2018)附录 D

1.4.2.2 地下水环境质量标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，具体标准值见表 1.4-2。

表 1.4-2 地下水质量标准 （单位：mg/L）

序号	项目	标准值	序号	项目	标准值
1	pH	6.5-8.5	12	汞	≤0.001
2	总硬度	≤450	13	砷	≤0.01
3	溶解性总固体	≤1000	14	镉	≤0.005
4	耗氧量（COD _{Mn} 法）	≤3.0	15	铬（六价）	≤0.05
5	氨氮	≤0.5	16	铅	≤0.01
6	硝酸盐	≤20	17	钠	≤200
7	亚硝酸盐	≤1.0	18	硫酸盐	≤250
8	氰化物	≤0.05	19	氯化物	≤250
9	氟化物	≤1.0	20	挥发性酚类	≤0.002
10	铁	≤0.3	21	石油类	≤0.05
11	锰	≤0.1	-	-	-

1.4.2.3 声环境质量标准

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）。

1.4.2.4 土壤环境质量标准

项目所在地土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。

具体标准值见表 1.4-3。

表 1.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	风险筛选值（第二类用地）
基本项目（重金属和无机物）		
1	铬（六价）	5.7
2	镉	65
3	铜	18000
4	铅	800
5	砷	60

序号	污染物项目	风险筛选值（第二类用地）
6	汞	38
7	镍	900
基本项目（挥发性有机物）		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
基本项目（半挥发性有机物）		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a] 蒽	15
39	苯并[a] 芘	1.5
40	苯并[b] 荧蒽	15
41	苯并[k] 荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并[a,h] 蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd] 芘	15
45	萘	70
其他项目		
46	石油烃	4500

1.4.3 污染物排放标准

1.4.3.1 废气排放标准

（1）施工期

施工期产生的颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织排放监控浓度限值要求。

（2）运营期

油气开采过程中采油井无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；

硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）；具体标准限值要求见表1.4-4。

表 1.4-4 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m ³ ）	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
H ₂ S	厂界标准	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）

1.4.3.2 废水排放标准

（1）施工期

施工期不设置施工营地，项目区无生活污水产生和排放。管道试压废水用于场地洒水抑尘，不外排。

（2）运营期

本项目采出水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后，回注油藏等，不向外环境排放，标准值见表1.4-5。

不新增工作人员，运营期无新增生活污水产生。

表 1.4-5 碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法

注入层平均空气渗透率，μm ²		≤0.01	>0.01~ ≤0.05	>0.05~≤0.5	>0.5~ ≤1.5	>1.5
控制 指 标	悬浮固体含量，mg/L	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量，mg/L	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0

	平均腐蚀率, mm/a	≤0.076				
	硫酸盐还原菌 (SRB), 个/Ml	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	铁细菌 (IB), 个/mL	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴
	腐生菌 (TGB), 个/mL	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴

注：①1<n<10；②清水水质指标中去掉含油量。

1.4.3.3 噪声排放标准

(1) 施工期：施工期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，标准限值见表 1.4-6。

表 1.4-6 建筑施工场界噪声限值 (单位: dB(A))

昼间	夜间
70	55 (夜间噪声最大声级超过限值的幅度不高于 15dB(A))

(2) 营运期：厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区标准，即昼间 60dB (A)，夜间 50dB (A)。

1.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向：

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1~7)、《危险废物排除管理清单(2021 年版)》(公告 2021 年第 66 号)；

危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001, 2013 年修订)、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》(部令第 23 号)及《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》的相关要求进行监督和管理。

含油污泥的处理需满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T3998-2017)、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20 号)中的要求。

1.5 评价工作等级与评价范围

1.5.1 环境空气

（1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物），及第 i 个污染物地面浓度达标准限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ ，其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

估算模式 AERSCREEN 是基于 AERMOD 估算模式的单源估算模型，可计算污染源包括点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，能够考虑地形、熏烟和建筑物下洗的影响，可以输出 1 小时、8 小时、24 小时及年均地面浓度最大值，评价污染源对周边空气环境的影响程度和范围。本次评价将根据建设项目所在地的地貌特征及气象条件，利用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）公布的 AERSCREEN 估算模式确定大气评价等级。

表 1.5-1 大气环境评价工作等级分级判据

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

表 1.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		34.5
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-30.6
土地利用类型		戈壁

区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地型	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

筛选结果见表 1.5-3。

表 1.5-3 主要污染物估算模型计算结果表

污染源	污染物	下风向最大质量浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	下风向最大质量浓度占标率 $P_{\max}$ (%)	下风向最大质量浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
两井平台井	非甲烷总烃	24.062	1.2031%	100.01	0
单井	非甲烷总烃	10.813	0.54065%	100	0

根据筛选结果可知，项目污染物浓度最大占标率为非甲烷总烃，占标率为 1.2031%，属于 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中的相关规定，确定评价等级为二级。

（2）评价范围

本次大气环境评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定和估算结果，确定本次环境空气评价范围为：分别以单井井口为中心，向采油井四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线。评价范围见图 1.5-1。

1.5.2 水环境

1.5.2.1 地表水评价等级和评价范围

（1）评价等级

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。项目井区位于新疆塔城和布克赛尔蒙古自治县南约 76km 的夏子街油田，井区内无地表水体，输油管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及油气装卸运输过程中，本项目产生的含油污水不直接向外环境排放，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。

（2）评价范围

项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

1.5.2.2 地下水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 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 分级标准，本项目属于 F 类“石油、天然气”中的石油开采项目，属于 I 类建设项目。

表 1.5-4 地下水环境敏感程度分级表

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

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

表 1.5-5 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

根据表 1.5-4、表 1.5-5 以及《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发〔2021〕48 号）可知，项目位于一般管控区，周边无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目属于 I 类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目地下水评价等级为二级。

（2）评价范围

本项目地下水环境影响评价工作等级为二级，地下水评价范围根据地下水流向确定，为自西北向东南方向，选取以单井下游 2km，西侧 1km，东侧 1km，上游 1km 为评价范围；单井地下水评价范围 26km²，项目地下水评价范围 52km²，见图 1.5-2。

1.5.3 声环境

（1）评价等级

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声

环境》（HJ 2.4-2021）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在采油井，且噪声影响范围内无固定人群居住。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定本项目声环境评价等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求和本项目特征，本次噪声评价以采油井边界向外 200m 作为噪声评价范围。

1.5.4 土壤环境

（1）建设项目土壤环境影响类型与影响途径

表 1.5-6 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期			√					
运营期			√					
服务期满后								

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

项目对土壤环境可能产生的影响主要为原油泄漏入渗造成的土壤污染和石油开采过程中。故将本次项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直入渗。

（2）评价等级

本项目属于污染影响型项目，按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 A 土壤环境影响评价项目类别，项目属于“采矿业”中“金属矿、石油、页岩油开采”项目，属于 I 类项目。

本项目总占地面积为 0.34hm^2 ($\leq 5\text{hm}^2$)，属于小型，占地类型主要为戈壁，敏感程度为“不敏感”，因此按照《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中表 4 污染影响型评价工作等级划分表，本项目土壤环境影响评价等级为二级。

表 1.5-7 污染影响型敏感程度分级表

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

表 1.5-8 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	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									

（3）现场调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018），本项目评价工作等级为二级，为污染影响型项目，调查范围为以各采油井及管线两侧向外扩展 200m 范围。

1.5.5 环境风险

（1）评价等级

本项目危险物质影响环境的途径主要为大气环境和地下水环境，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 和附录 C，本项目 Q 值<1，环境风险潜势综合等级为 I 级，风险评价等级为简单分析。

（2）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的规定，评价等级为简单分析的项目未设环境风险评价范围。

1.5.6 生态环境

（1）评价等级

依据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，经判定本项目生态环境影响评价等级为三级，判定依据及结果见表 1.5-9。

表 1.5-9 生态环境影响评价工程等级划分

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	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，生态环境影响评价		不属于水文要素影响型项目

等级不低于二级		
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级		工程实施不影响地下水水位，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布
f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用），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		本项目占地面积为 26862m ² < 20km ²
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	三级	不涉及前述条款，评价等级确定为三级

(2) 评价范围

本生态评价范围为工程永久占地和临时占地范围内。

1.5.7 评价范围一览表

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表 1.5-10。

表 1.5-10 环境评价范围一览表

序号	项目	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	分别以单井井口为中心，向采油井四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线，见图 1.5-1
2	地表水	三级 B	——
3	地下水	二级	以单井项目为中心的 26km ² 范围分别设置地下水评价范围
4	噪声	二级	以采油井边界向外 200m
5	生态	三级	工程永久占地和临时占地范围内，见图 1.5-1
6	土壤	二级	以各采油井占地范围内和占地范围外扩 200m 范围，见图 1.5-1
7	环境风险	简单分析	/

1.6 评价内容和评价重点

1.6.1 评价工作内容

本次评价的主要内容包括工程分析、环境概况调查、环境质量现状与影响分析，环境影响预测与评价、环境保护措施及可行性分析、总量控制、环境风险评价、环境经济损益分析，环境管理与监控计划，结论及建议。

1.6.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合项目区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- (1) 建设项目工程分析；

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

1.6.3 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括建设期、生产运营期和退役期三个时段，以建设期和生产运营期两个时段为评价重点。

1.6.4 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及到的井区、采油管线。

1.7 评价目的、原则

1.7.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评述拟采取的环境保护措施的可性、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）评价该项目对国家产业政策、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，为环境保护主管部门提供决策依据。

1.7.2 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，充分利用符合时效的数据资料及成果，补充必要的现状监测，结合工程设计和预测数据，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

1.8 环境保护目标

现场踏勘结果表明，项目评价范围内有耕地，但评价范围无自然保护区、森林公园、风景名胜区、水源保护区、地质公园等环境敏感区。周边存在的环境敏感目标主要为自治区 I 级保护植物—梭梭、白梭梭，见图 1.5-3。

表 1.8-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与项目相对位置 (方位, 距离)	规模	保护要求
空气环境	—	—	—	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
地下水环境	评价区域内地下水	—	—	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准
声环境	—	—	—	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准
土壤环境	评价区域内			《土壤环境质量 建设用地 土壤污染风险管控标准（试 行）》（GB36600-2018）
生态环境	梭梭、白梭梭	评价区域内	—	自治区 I 级保护植物
社会环境	奎北铁路	铁路位于 XTHW1801 井东 南侧 1.75km	交通干 线	禁止在铁路线路保护区内作 业，油气集输设施及其建构 筑物距离铁路保护区外边缘 防火距离至少 200m
风险	—	—	—	—

奎北铁路起点为奎屯市终点为北屯市 2011 年实现通车，途经克拉玛依市、

和布克赛尔蒙古自治县可是托洛盖镇和福海县等，全长 458km，每日开行客车 12 对，年运货能力 2000 万 t，奎北铁路填补了北疆地区的铁路空缺，完善了北疆交通运输结构，是我国连接中西亚和欧洲铁路运输大通道的重要组成部分。

本工程项目建设内容无铁路穿越工程，奎北铁路的管理要求为：在建设过程中井位距奎北铁路的距离不得低于 200m，禁止在铁路线路保护区内作业，油气集输设施及其建构筑物距离铁路保护区外边缘防火距离至少 200m。本工程 XTHW1801 井东南距铁路线约 1.75km，符合《铁路运输安全保护条例》中规定的安全保护区范围。

1.9 相关规划相符性分析

1.9.1 与《中华人民共和国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》相符性分析

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》提出“实施能源资源安全战略”，按照“供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系。加强战略性矿产资源规划管控，提升储备安全保障能力，实施新一轮找矿突破战略行动。”

本工程属于陆地石油开采建设项目，符合规划中夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产要求。

1.9.2 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》相符性

根据《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》：

建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本项目的建设与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》相符。

1.9.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》：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》，项目位于属于自治区级重点生态功能区，见图 1.9-1。该区域的功能定位是：保障国家及自治区生态安全的主体区域，全疆乃至全国重要的生态功能区，人与自然和谐相处的生态文明区。新疆重点生态功能区以保障生态安全和修复生态环境，提供生态产品为首要任务，不断增强水源涵养、水土保持、防风固沙、维护生物多样性等提供生态产品的能力，同时因地制宜的发展资源环境可承载的适宜产业，引导超载人口逐步有序转移。

本项目为石油开采项目，依托区域石油资源优势发展经济，项目施工和运营期均采取有效的生态保护和恢复措施，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

1.9.4 与《新疆生态环境功能区划》相符性分析

对照《新疆生态环境功能区划》，本项目涉及的生态功能区为“II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区 II 1 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区 15. 夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区”，主要内容及发展方向见表 1.9-1，位置关系见图 1.9-2。

表 1.9-1 生态功能区评价

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区						
II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	II 1 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区	15. 夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区	荒漠化控制、农畜产品生产	地下水开采过度、荒漠植被衰败、土地荒漠化、野生动物过渠受阻	土地沙漠化轻度敏感，土壤侵蚀极度敏感、土壤盐渍化轻度敏感	保护天然荒漠植被、防止土壤次生盐渍化	建设渠道沿线绿化带和野生动物过渠通道、加强防护林建设、农灌区逐步开发	合理利用调水资源，发展农区畜牧业，建设人工新绿洲，恢复绿洲外围自然植被

相符性分析：本项目将采取严格的生态保护及恢复措施对沙漠、荒漠的生态环境进行保护及恢复，本次环评针对荒漠植被等方面提出了相应的保护措施。总体来看，相对整个功能区划范围而言，本项目的实施占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设与《新疆生态环境功能区划》对本项目建设区域的生态功能定位不冲突。

1.9.5 与《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 6 月 27 日）的相符性

《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》指出，加速制定“高污染、高能耗、高排放”项目认定标准，严禁“三高”项目进新疆。坚持能源、矿产资源开发自治区政府“一支笔”制度，环境保护“一票否决”制度。严格落实钢铁、有色、煤炭、电力、石油化工、建材、纺织等七个主要行业新建、改建和扩建的建设项目的环境准入，强化管理，不符合准入条件的项目一律不予批准。继续加大落后产能淘汰力度。按照国家产业结构调整政策，重点针对石油化工、钢铁、焦化、水泥、造纸、有色等行业，分年度淘汰落后产能。对高耗能、高污染、高排放企业严格行业对标，不达标企业限期整改，逾期未整改或经整改仍未达标的依法关停退出。

项目位于新疆塔城和布克赛尔蒙古自治县南约 76km 的夏子街油田，属于陆上石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录》（2019 本，2021 年版），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。不属于高污染产业、建材行业的落后产能，项目符合当地生态环境准入要求。因此，本项目符合《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 6 月 27 日）的要求。

1.9.6 与《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》及规划环评符合性分析

为满足油气田产能建设和重大开发试验需求，满足已建系统安全平稳运行、提质增效需求，促进传统生产向精益生产转变，助力安全、环保、节能上台阶，中国石油新疆油田分公司于 2020 年 11 月编制了《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》。规划总体部署包括五大重点工程：玛湖 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、南缘建产工程、老区千万吨稳产工程（稠油 400 万吨稳产工程、常规稀油稳产工程）和天然气加快发展工程。本项目属于 11#老区，在“老区千万吨稳产工程”中。见图 1.9-3。

根据《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》，稀油老区在西北缘新建产能 323.4 万吨、腹部新建产能 23.7 万吨、东部新建产能 136.3 万吨。本项目属于“西北缘新建产能 323.4 万吨”中规划内容，运营后属于新疆油田风城油田作业

区管辖，符合规划要求。

目前，新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环评已编制完成，目前正在专家复核报批中。

1.9.7 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）相符性

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）的相关要求相符性如下：

表 1.9-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目采出水经乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理后回注油藏，工业废水回用率大于 90%；落地油 100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目钻井期间使用的油气田化学剂均为无毒，环境友好的化学剂，无含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油 100%回收。	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目钻井期间使用无害化水基泥浆，钻井液体系为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用。	符合
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	本项目井下作业过程中，严格按照新疆油田公司要求带罐作业，100%回收。采出废水经乌尔禾稀油处理站处理达标后回注油藏，严禁直接外排。	符合
6	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。	本项目钻井期间采用钻井泥浆不落地技术，无钻井废水排放，运营期废水经乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理达标后，全部回注油藏。	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率	将落地油 100%进行回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合

	应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。		
8	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	新疆油田公司风城油田作业区目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系）。	符合
9	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了开发期环境监理计划。	符合

综上所述，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）的相关要求。

1.9.8 与《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）的符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）相符性见表 1.9-3。

表 1.9-3 与环办环评函〔2019〕910 号相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本项目包括拟建开发井及配套采油管线、供配电等地面工程。	符合
2	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。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本报告分析了依托工程及其可行性分析详见后文	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	本项目运营期采出废水经乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理达标后用于回注油藏。本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告第 6 章环保措施章节。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目钻井采用水基泥浆；运营期含油污泥委托有资质的单位进行处置。	符合
7	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。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合

8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境保护管理体系和制度,充分发挥企业内部生态环境保护部门作用,健全健康、安全与环境(HSE)管理体系,加强督促检查,推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员,建有HSE管理体系,监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合
---	--	--	----

综上所述,本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)的相关要求。

1.9.9 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中要求的相符性分析详见表 1.9-4。

表 1.9-4 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》的相符性分析

序号	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准中要求	本项目	是否相符
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输,接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目采出液密闭集输至乌尔禾稀油处理站处理。	相符
2	在气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程		相符
3	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m ³ 。	本项目采出液依托乌尔禾稀油处理站处理,在加强运营期管理等措施情况下,厂界非甲烷总烃可满足标准限值。	相符

1.9.10 与《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)符合性分析

本项目与《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)中要求的相符性分析详见表 1.9-5。

表 1.9-5 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	是否相符
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求,加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查,对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	本项目防沙治沙评价内容见 6.4 节。	相符
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)要求,强化建设项目的环	本项目按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)要求进行生态	相符

	境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	环境影响分析和环境保护措施分析见 4.4 节和 6.1.6、6.2.6、6.3 节	
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》和《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4 号），项目区属于其中的重点治理区，施工期和运营期拟采取有效的生态保护、生态恢复和防沙治沙、水土保持措施	相符

1.9.11 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析详见表 1.9-6。

表 1.9-6 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析一览表

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开采手续	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 HSE 要求规范管理	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 HSE 要求规范管理	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求，清洁生产分析详见 2.4 小节	符合
		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	边开采，边治理，施工期临时用地及时平整、恢复	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备	符合

		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各采油井、采油管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	本项目钻井期配备了完善的固井设施；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆循环使用	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	本项目伴生气不含硫化氢	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；油泥砂交由有资质的单位无害化处置	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	无组织挥发烃类达标排放；采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥交由有资质的单位无害化处置，处置率 100%	符合
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	落地油 100%回收	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用	落地油 100%回收	符合

1.9.12 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修订）相符性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修订）相符性如下：

表 1.9-7 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

条款	要求	本项目	相符性
----	----	-----	-----

八	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目用地不属于水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、重要湿地及人群密集区等敏感区域。	符合
十	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了环境监理计划，要求项目严格执行“三同时”制度	符合
十一	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	报告要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。	符合
十二	煤炭、石油、天然气开发项目防治污染的设施应当符合经批准的环境影响评价文件的要求。 煤炭、石油、天然气开发单位应当保证污染防治设施正常运行，不得擅自拆除或者停止使用；确有必要拆除或者停止使用的，应当征得环境保护主管部门的同意。 鼓励开发单位将污染防治设施委托给具有环境污染治理设施运营资质的单位进行运行管理。	在本项目应依法取得环境保护主管部门的审查意见，并按本报告提出的要求保证污染防治设施正常运行。	符合
十四	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	项目应按本报告提出的监测计划实施监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	符合
十五	煤炭、石油、天然气开发单位排放污染物的，应当向县级以上人民政府环境保护主管部门申报排放污染物的种类、浓度和数量，经依法审查后领取《排污许可证》。	项目应取得排污许可证后方可排污。	符合
二十二	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。 散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	严格落实中石油 SHEQ 管理措施，平整井场；工程所在地属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，未设置挡水墙、防洪渠道。井下作业铺设防渗膜，事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
二十三	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染。	本项目运营作业区人员定期对采油井、站场及管线进行巡检。采油管线定期进行腐蚀、泄漏检测，检测出腐蚀管线进行更换，合格管线出具合格报告。	符合

二十四	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。 对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。 对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	本项目钻井使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液；②运营期井下作业废水拉运至乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理后回注油藏；落地油 100%回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置；依托联合站产生的含油污泥定期委托有资质单位清运。	符合
二十五	石油、天然气开发单位应当采取保护措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	本项目钻井采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，并防止油气泄漏污染地下水	符合
二十六	运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落。	本项目井下作业废水进入进口方罐收集，防止油水泄漏；废钻井液回用	符合
二十七	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本环评提出危险废物、含油固体废弃物管理及运输等环节要求，防止污染大气、土壤、水体	符合
二十八	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	本项目采用密闭集输，伴生气均回收利用	符合
二十九	煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草，在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施，保护和改善生态环境。	本项目施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于施工区域表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧，减少水土流失，植被自然恢复	符合
三十	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强对作业区域地质环境的动态监测，采取下列措施防止发生地面沉降、塌陷、开裂等地质灾害： （一）对勘探、开采遗留的探槽、探井、钻孔、巷道等进行安全封闭或者	本项目报告提出生产期满后的封闭和生态恢复措施要求	符合

	回填		
三十一	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： （一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的； （二）震裂、压占等造成土地破坏的； （三）占用土地作为临时道路的； （四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	环评要求施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于施工区域表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧	符合
三十二	煤炭、石油、天然气开发单位应当在矿井、油井、气井关闭前，向县级以上环境保护主管部门提交生态恢复报告并提请验收。	本环评在闭井期措施章节提出该要求	符合
三十三	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	本次评价要求更新建设单位已编制并备案的突发环境事件应急预案	符合

综上所述，本项目符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018年修订）的相关要求。

1.9.13 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

根据《新疆生态环境保护“十四五”规划》：

推进土壤安全利用：……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。

加强危险废物医疗废物收集处理：……深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。

相符性分析：本项目钻井期间使用非磺化水基泥浆，采用不落地系统，岩屑随钻井泥浆带出，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相储存于岩屑储罐，委托岩屑公司处置。

落地原油及受污染土壤、含油污泥等均委托资质单位妥善处置。

项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求相符。

1.9.14 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》相符性分析

本项目与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气[2021]65号）中要求的相符性分析如下：

表 1.8-9 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检。	建设单位对管道、阀门、机械设备等进行定期检修，防止跑冒滴漏等情况产生。	相符
2	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本项目的采出液采用密闭集输的方式进入乌尔禾稀油处理站处理，可有效减少挥发性有机气体的排放。	相符
3	阀门腐蚀、损坏后应及时更换，鼓励选用泄漏率小于 0.5% 的阀门。	建设单位使用的是泄漏率小于 0.5% 的阀门，并对管道、阀门进行定期检查，对腐蚀、损坏进行及时更换	相符
4	石化、化工企业应加强可燃性气体的回收，火炬燃烧装置一般只用于应急处置，不作为日常大气污染处理设施。	本项目伴生气均回收利用。	相符
5	企业应按标准要求火炬系统安装温度监控、废气流量计、助燃气体流量计等，鼓励安装热值检测仪。	-	-

1.9.15 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相符性分析

本项目与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（公告 2013 年 21 号）中要求的相符性分析如下：

表 1.8-10 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象。	建设单位对管道、阀门、机械设备等制定相关检修计划，并进行定期检修，防止跑冒滴漏等情况产生。	相符
2	对生产装置排放的含 VOCs 工艺排气宜优先回收利用，不能（或不能完全）回收利用的经处理后达标排放；应急情况下的泄放气可导入燃烧塔（火炬），经过充分燃烧后排放。	伴生气均回收利用；采出液采用密闭集输，降低 VOCs 无组织排放。	相符
3	废水收集和处理过程产生的含 VOCs 废气经收集处理后达标排放	本项目采出水通过乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理达标后，回注油层。采出液和采出水均采用密闭集输和处理工艺，降低 VOCs 无组织排放。	相符

序号	要求	本项目	相符性
4	企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台帐等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。	建设单位需制定设施的运行维护规程和台帐，并定期对设备、电器、自控仪表进行检修。	相符

1.9.16 与“三线一单”生态环境分区管控方案的相符性分析

1.9.16.1 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目 3 口井及配套工程所在区域位于一般管控单元。本项目与一般管控单元管控要求相符。

1.9.16.2 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021 年版）相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021 年版），全区划分为七大片区，包括北疆北部（塔城地区、阿勒泰地区）、伊犁河谷、克奎乌—博州、乌昌石、吐哈、天山南坡（巴州、阿克苏地区）和南疆三地州片区。

本项目所在区域为塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，属于北疆北部片区。本

项目与其片区管控要求的相符性分析见表 1.9-8。

表 1.9-8 北疆北部片区管控要求相符性分析

序号	管控要求	本项目	相符性
1	加强对阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区内湖泊、湿地、森林和野生动植物保护，维护阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性功能。加大区域建设与管理力度，实现生态环境保护、矿产资源开发、旅游与畜牧业协调发展。	项目为石油天然气开采项目，在施工期和运营期落实生态保护措施，实现资源开发和生态保护协调发展	相符
2	巩固塔额盆地绿洲农业生态功能区基本农田土壤环境质量。积极推进地下水超采治理，逐步压减超采量，实现地下水采补平衡。	本项目不涉及占用基本农田，不涉及地下水开采	相符
3	强化额尔齐斯河、额敏河等跨界河流突发水环境污染事故的环境风险防控；严格管控河流两岸汇水区内分布的排污口、尾矿库以及沿河公路段危险品运输、上游山区段矿产资源开发等活动，建立风险防控体系。加强废弃矿区土壤重金属污染风险管控及修复治理。	本项目采出水和井下作业废水经乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，不外排。运营单位已编制突发环境事件应急预案并备案	相符

1.9.16.3 与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

塔城地区国土空间共划定 108 个环境管控单元，主要为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三大类。

优先保护单元 43 个。主要包括自然保护地、生态保护红线区和红线外饮用水源保护区、水源涵养区、生态多样性保护区、土地流失防控区、防风固沙区等一般生态空间管控区。自然保护地按照国家公园、自然保护区、自然公园等有关法律法规进行分区管理；生态红线区执行生态保护红线管理办法有关要求；一般生态空间控制区以改善提升生态功能为主要目标，遵循生态环境保护优先、节约集约、绿色发展的原则，开发建设和人为活动应执行相应区域基本草原、生态公益林、天然林保护、饮用水源保护区等有关法律法规要求，严格生态空间占用，保障生态安全底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 41 个。主要包括城镇建成区、工业园区、国家规划矿区、地下水开采重点管控区等重点区域。重点管控单元要优化建设用地和产业空间布局，提升资源利用效益，促进绿色低碳发展，有针对性的加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 24 个。主要包括优先保护单元和重点保护单元以外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目主体管线工程、单井井场以及临时占地均位于塔城和布克赛尔蒙古自治县，属于和布克赛尔县环境管控单元 04，为一般管控单元，具体如图 1.9-4 所示，管控要求相符性详见表 1.9-9。

表 1.9-9 项目与塔城地区“三线一单”管控要求相符性分析

环境管控单元类别	管控要求	本项目	相符性
一般管控单元	空间布局约束		
	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	本工程符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。符合本单元管控要求。	相符
	【A1.4-2】重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。	本工程位于布克赛尔蒙古自治县，属于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中准噶尔西部荒漠草原生态功能区，是自治区级的重点生态功能区，属于限制区。本工程属于石油天然气开采行业，属于风城作业区管辖，项目所在区域不在生态红线内，所占土地利用类型为戈壁，不占用耕地等；项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰，因此，本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》对项目所在区域的开发管制原则。符合本单元管控要求。	相符
	2.执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】条要求。 【A7.1-1】限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目.....加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	本工程为石油开采项目，不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目。符合本单元管控要求。	相符
	1.6 严禁“三高”项目进塔城，对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造十大产业类型，做好禁止类项目管控工作。	本工程为石油开采项目，不在“三高”项目之列。符合本单元管控要求。	相符
	1.8 全面规划、合理布局，优化规模化畜禽养殖场(小区)及其污染防治设施的布局，拟定畜禽养殖区划定方案，明确禁养、限和适养区，实施禁养区关停，限养区总量控制。	本工程为石油开采项目，不涉及畜牧养殖。符合本单元管控要求。	相符

2 建设项目工程分析

2.1 区块开发现状和环境影响回顾

2.1.1 上位规划情况

根据《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》，稀油老区在西北缘新建产能 323.4 万吨、腹部新建产能 23.7 万吨、东部新建产能 136.3 万吨。本项目属于“西北缘新建产能 323.4 万吨”中规划内容，运营后属于新疆油田风城作业区管辖，符合规划要求，见图 1.9-3。

目前，新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环评已编制完成，正在专家复核报批中。

2.1.2 区块开发简况

夏 9 井区和夏 18 井区均已建有完善的密闭集输系统。其中：

夏 9 井区目前采取四级布站方式：单井—计量站—混输泵站—转油站—处理站。即井口来气、液进计量站计量后输至夏 9 区块混输泵站增压后进入夏子街转油站，在转油站内气、液分离，分离出的伴生气依托夏子街天然气增压站进行处理增压外输，分离出的采出液输至乌尔禾稀油处理站处理。原油集输采用常温集输的方式。截止 2022 年 2 月底，该区有 4 口井生产，其中 1 口井生产克下组油层，3 口井克下组与八道湾组合层生产，单井日产油 0.1t/d~5.2t/d，平均 1.9t/d。该区采油速度 0.03%，综合含水 73.8%。截止目前该区累计产油 22.16×10^4 t，累计产水 18.21×10^4 t，地下存水 99.6×10^4 t，采出程度 2.97%。

夏 18 井区目前采取三级布站方式：单井—计量站—转油站—处理站。即井口来气、液进计量站计量后输至夏子街转油站，在转油站内气、液分离，分离出的伴生气依托夏子街天然气增压站进行处理增压外输，分离出的采出液输至乌尔禾稀油处理站处理。原油集输采用常温集输的方式。截止目前，夏 18 区块有采油井 29 口，开井 14 口，日产油 17.4t/d，采油速度 0.20%，综合含水 78.3%；有注水井 19 口，开井 7 口，日注水 120m³/d，月注采比 1.5。累计产油 59.6×10^4 t，单井平均累计产油 1.24×10^4 t，累计产气 2.87×10^8 m³，累计注水 347.9×10^4 m³，单

井平均累计注水 $18.3 \times 10^4 \text{m}^3$ ，累计注采比 2.3，采出程度 17.4%。

2.1.3 “三同时”执行情况

本工程共涉及 2 个区块（夏 9 和夏 18 区块），均为老区块滚动开发。油田开发建设过程中，夏 9 和夏 18 区块按照国家法律法规开展了环境影响评价和竣工环保验收工作。

2021 年风城油田作业区开展了环境影响后评价工作，本工程涉及的夏子街油田环境影响后评价工作也涵盖在内，后评价报告为《中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价报告书》。后评价工作中，梳理了后评价范围内各生产设施的环保手续，核查油气田历史遗留的环境问题，提出环境管理要求，使油田环境管理满足现行环保要求。后评价文件于 2021 年 10 月 29 日获得了备案意见。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。

本次评价引用后评价文件中环保手续梳理情况的主要结论，对夏 9 区块、夏 18 区块现有工程的“三同时”执行情况进行回顾。根据后评价结论，夏子街油田经历了勘探-油藏评价阶段和规模开发阶段，基本按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收工作。

本工程各区块的环保手续履行情况见表 2.1-1。

表 2.1-1 区块环保手续履行情况表

序号	工程名称	建设内容	审批机关及批复文号	竣工环保验收情况
1	克拉玛依夏子街油田建设工程	部署采油井 300 口、注水井 100 口，建设油气水管线 524km、各类电力网线路 345km，原油生产规模 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ；新建原油脱水外输处理站一座，能力 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	原国家环境保护局；环监〔1994〕237 号；1994 年 4 月 22 日	由于历史久远验收资料丢失
2	中国石油新疆油田分公司夏子街老区扩边调整建设项目	夏 9 井区和夏 29 井区共部署开发 97 口油水井，其中油井 69 口（利用老井 6 口），注水井 28 口（全部为新建），新建计量配水站 3 座、集油管汇间 2 座、混输泵站 1 座，集输管线 31.28km，道路 1.6km。	原自治区环境保护厅；新环监建函〔2008〕10 号；2008 年 2 月 14 日	新环评价函〔2011〕34 号；原自治区环境保护厅；2011 年 1 月 12 日

3	夏子街油田夏55-夏48-夏9区块产能开发建设工程	新钻36口井；新建采油井场38座，其中，新钻井场36座、已钻井场2座；新建计量站4座，阀池6座；新建混输站2座，扩建夏9混输站；新建各类集输管线43.4km，道路10km。	新疆维吾尔自治区生态环境厅；新环审〔2022〕124号；2022年6月21日	建设中
4	中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价报告书	回顾风城作业区夏18井区、夏29井区、夏26-27-35井区、夏9井区、乌33井区、乌36井区、乌5井区、乌36井区、重32井区、重18井区，重32SAGD井区、重37SAGD井区、重1SAGD井区、重18SAGD井区、重45SAGD井区、重58SAGD井区、重22SAGD井区、风南4井区、风南5井区共计19个井区可开发运行现状及环境影响、环境保护措施落实情况。	新疆维吾尔自治区生态环境厅；新环环评函〔2021〕989号	-

2.1.4 区块环境影响回顾评价

（1）生态环境

区块内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，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，区块内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；临时占地范围内的植被正在恢复中。

综上所述，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，区块在前期开采中未出现明显生态环境问题，后期开采中针对生态环境影响主要需防范因为地表扰动等造成的植被破坏问题，做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对土壤的扰动，继续加强区域绿化工作的推进。

（2）废气

现有工程的废气污染源主要为井场、采出液的装卸车、油田集输处理过程中，阀门、法兰等连接处的泄漏或设备超压放空等产生的油气无组织挥发性烃类排放。

根据《中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据，非甲烷总烃无组织排放能够达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）和《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）限值。

表 2.1-2 夏子街油田无组织非甲烷总烃监测数据表 单位：mg/m³

序号	监测点位		监测结果	标准值	达标情况
1	井场	FNHW4015	ND~0.48	4.0	达标
2		FND5007	ND~0.44	4.0	达标
3		F10800	1.14~2.34	4.0	达标
4	场站	稀油处理站	0.22~1.15	4.0	达标
5		10~8 号接转站	1.3	4.0	达标
6		伴生气处理站	1.31	4.0	达标

（3）废水

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

区块内采出水和井下作业废水经乌尔禾稀油处理站污水处理装置处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求后，根据井场注水需要回注地层。油气开采过程中产生的落地原油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

表 2.1-3 乌尔禾稀油处理站水处理系统出水监测结果表

监测因子	单位	监测结果	标准	达标情况
腐蚀率	mm/a	0.066	≤0.076	达标
腐生菌	个/mL	600	n×10 ³	达标
硫酸盐还原菌	个/mL	25	≤25	达标
铁细菌	个/mL	600	n×10 ³	达标
含油量	mg/L	1	≤15	达标
悬浮固体含量	mg/L	4.8	≤5.0	达标

注：1< n < 10

通过对区域地下水监测资料的收集分析，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准，监测因子中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物等超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准外，其它因子均满足标准要求。以上监测因子超标与区域地下水埋深浅、蒸

发量大、矿化度较高、存在地表水补给等原因有关。经对比区域历年地下水监测结果，项目区地下水水质与油气开采活动无明显相关，水质整体趋势较稳定。

（4）噪声

现有工程噪声主要为井场、站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，采取基础减振及厂房隔声等措施，根据现状监测，各井场、站场边界噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

表 2.1-4 夏子街油田噪声监测数据表 单位：Leq（A）

序号	监测点位		时段	监测结果				标准 值	达标情 况
				东	南	西	北		
1	井 场	FNHW4015	昼间	35	35	34	38	60	达标
			夜间	32	31	33	31	50	达标
2		F10800	昼间	43	33	43	43	60	达标
			夜间	42	42	42	41	50	达标
3	场 站	稀油处理站	昼间	46	46	46	46	60	达标
			夜间	43	43	42	42	50	达标

（5）固体废物

根据环评分析，区块开发对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。

根据现场踏勘并结合后评价期间调查结果，采用非磺化水基泥浆。钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相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。营运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，风城油田作业区已与克拉玛依顺通环保科技有限公司签订了危险废物处置合同，对夏子街油田的危险废物进行处理。作业区生活垃圾集中收集后送至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》，加强危险废物的全过程管理，并于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及油田公司安全环保处备案。

（6）土壤环境影响回顾评价

根据油气田开发建设的特点分析，区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如站场、井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改

变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，营运期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线爆管泄漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

区块内主要土壤类型为灰棕漠土。以夏子街油田历年的土壤监测数据为依据，夏子街油田大区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油气田的开发建设而明显增加。土壤环境现状引用《2020 年风城油田作业区土壤现状调查报告》（监测时间：2020 年 6 月 15 日）和《中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价报告书》（监测时间：2021 年 1 月 8 日），详见表 2.1-5 和表 2.1-6。

表 2.1-5 风城油田作业区土壤监测结果表 单位：mg/kg

污染物名称	污染物浓度			筛选值	超标率（%）
	最小值	平均值	最大值		
pH（无量纲）	7.42	8.57	9.52	/	/
铜	13.8	26.76	37.8	18000	0
锌	36.5	46.33	68.7	/	0
铅	0.46	7.17	11.6	800	0
镉	<0.01	<0.01	<0.01	65	0
镍	6.76	17.76	28.2	900	0
铬（六价）	<4	<4	<4	5.7	0
汞	0.0194	0.04	0.0646	38	0
矿物油	0.001mg/g	0.004mg/g	0.007mg/g	/	/

表 2.1-6 夏子街油田土壤监测结果表 单位：mg/kg

序号	监测项目	标准值	监测结果		
			单位	监测值	达标情况
1	砷	60	mg/kg	10.5	达标
2	镉	65	mg/kg	0.16	达标
3	六价铬	5.7	mg/kg	<2	达标
4	铜	18000	mg/kg	22.8	达标
5	铅	800	mg/kg	14	达标
6	汞	38	mg/kg	0.026	达标
7	镍	900	mg/kg	30	达标
8	四氯化碳	2.8	μ g/kg	<0.03	达标
9	氯仿	0.9	μ g/kg	<0.02	达标
10	氯甲烷	37	μ g/kg	<0.003	达标
11	1,1-二氯乙烷	9	μ g/kg	<0.02	达标
12	1,2-二氯乙烷	5	μ g/kg	<0.01	达标
13	1,1-二氯乙烯	66	μ g/kg	<0.01	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	μ g/kg	<0.008	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	54	μ g/kg	<0.02	达标
16	二氯甲烷	616	μ g/kg	<0.02	达标
17	1,2-二氯丙烷	5	μ g/kg	<0.008	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	μ g/kg	<0.02	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	μ g/kg	<0.02	达标
20	四氯乙烯	53	μ g/kg	<0.02	达标
21	1,1,2-三氯乙烷	2.8	μ g/kg	<0.02	达标
22	三氯乙烯	2.8	μ g/kg	<0.009	达标
23	1,2,3-三氯丙烷	0.5	μ g/kg	<0.02	达标
24	氯乙烯	0.43	μ g/kg	<0.02	达标
25	苯	4	μ g/kg	<0.01	达标
26	氯苯	270	μ g/kg	<0.005	达标
27	1,2-二氯苯	560	μ g/kg	<0.02	达标
28	1,4-二氯苯	20	μ g/kg	<0.008	达标
29	乙苯	28	μ g/kg	<0.006	达标
30	苯乙烯	1290	μ g/kg	<0.02	达标
31	甲苯	1200	μ g/kg	<0.006	达标
32	间二甲苯+对二甲苯	570	μ g/kg	<0.009	达标
33	邻二甲苯	640	μ g/kg	<0.02	达标
34	硝基苯	76	mg/kg	<0.09	达标
35	苯胺	260	mg/kg	<0.08	达标
36	2-氯酚	2256	mg/kg	<0.06	达标
37	苯并[a] 蒽	15	mg/kg	<0.1	达标
38	苯并[a] 芘	1.5	mg/kg	<0.1	达标
39	苯并[b] 荧蒽	15	mg/kg	<0.2	达标
40	苯并[k] 荧蒽	151	mg/kg	<0.1	达标

41	蒽	1293	mg/kg	<0.1	达标
42	二苯并[a,h] 蒽	1.5	mg/kg	<0.1	达标
43	茚并[1,2,3-cd] 芘	15	mg/kg	<0.1	达标
44	苯	70	mg/kg	<0.007	达标
45	石油烃（C10-C40）	4500	mg/kg	<6	达标

2.1.5 排污许可登记

本工程属于风城油田作业区管理，风城油田作业区位于克拉玛依市乌尔禾区境内，风城油田作业区已在克拉玛依市生态环境局办理完成中国石油新疆油田分公司风城油田作业区稀油处理站排污许可登记管理（证书编号：91650200715597998M023Y）。

2.1.6 现有工程存在问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，区域内产能开发项目已按照环评批复及环保要求采取了废气、废水、固废等污染防治措施，落实了生态保护及恢复措施，不存在遗留环境问题。

2.2 建设项目概况

2.2.1 工程基本情况

2.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：乌夏老区中浅层油藏水平井加密提产先行先试开发工程（塔城地区）；

建设单位：新疆油田分公司开发公司；

项目性质：改扩建。

2.2.1.2 建设地点

本项目位于新疆塔城和布克赛尔蒙古自治县南约 76km 的夏子街油田，XTHW9701 井和 XTHW9801 井位于夏 9 井区，XTHW1801 井位于夏 18 井区。

经纬度坐标：XTHW9701 N***, E***;

XTHW9801 N***, E***;

XTHW1801 N***, E***。

地理位置见图 2.2-1。新建井场周边均为戈壁，外环境关系见图 2.2-2。现场勘察照片见图 2.2-3。

2.2.1.3 建设规模及组成

本项目在夏 9 井区克下组、夏 18 井区百口泉组优选 3 口水平井进行试验，开发方式采用“水平井+体积压裂”开发，单井设计产能 10.0~12t/d，新建产能 $0.975 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

具体工程组成见表 2.2-1。

表 2.2-1 本项目主要工程组成一览表

类别		名称	规模	建设内容	备注	
产能			部署水平井 3 口，新建产能 $0.975\times 10^4\text{t/a}$		新建	
钻井工程		采油井	3 口	水平井 3 口，井号：XTHW9701 井、XTHW9801 井和 XTHW1801 井。其中，XTHW9701 井和 XTHW9801 井共用 1 个平台	新建	
		进尺	单井设计井深 2676m~2920m，总进尺 8348m			新建
		井身结构	水平井，三开井身结构			新建
		完井方式	套管完井			新建
地面工程	采油工程	采油井场	3 座	DN50 70MPa 采油井场	新建	
		采油井口	3 座	8 型节能抽油机，配套选用功率为 18.5kW 的电机	新建	
	集输工程	单井管线	890m	管径为 DN50，埋地敷设	新建	
油区配套辅助工程		供配电	施工期通过柴油机、发电机供电 运营期依托已建 10kV 夏一线作为供电电源，需新建 10kV 架空线路 1.1km			新建
		道路	新建巡检道路 348m，砂石路面，路面宽度 4.5m			新建
		消防	依托区域消防站			依托
		施工生活营地	施工期不设置生活营地，依托乌尔禾作业区集中公寓			依托
环保工程		废气	施工期材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖，施工现场洒水降尘；运输车辆采用合格油品			新建
			运营期采用密闭集输工艺			新建
		废水	施工期：管道试压废水用于场地洒水抑尘，不外排			新建
			运营期井下作业废水采用井口收集罐收集，拉运至乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理达标后回注油藏；油藏采出水依托乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理达标后回注油藏			依托
		噪声	施工期：①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置			新建
			运营期：①切合实际地提高工艺过程自动化水平；②定时保养设备			新建
		固废	施工期：①钻井采用“泥浆不落地工艺”进行固液分离，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。分离后的固相（岩屑）收集于储罐内，直接委托岩屑处置公司处置；②管道施工土方回填管沟，无弃土；③废弃防渗膜和机械设备废油交有资质的单位进行处置			新建
			运营期：油泥沙委托有资质单位进行无害化处置；事故状态下原油落地上层能收集的回收送至乌尔禾稀油处理站处理，无法收集的原油和收浸染的土壤等含油污泥委托有资质的单位处置；井下作业废压裂液和废洗井液进入乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理			依托
		生态恢复		①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施		

		工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施	
依托工程	原油转输	夏9和夏18井区原油转输依托夏子街转油站。夏子街转油站现状仅作为夏子街含水原油的转油站，气液分离后，分离出的伴生气依托夏子街天然气增压站进行处理增压外输；分离器出的含水原油和罐车拉运来的含水原油经加热后由夏子街转油站转输至乌尔禾稀油处理站进行处理。该站设计转液能力 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际转液量 $49 \times 10^4 \text{t/a}$ ，剩余转液能力 $1 \times 10^4 \text{t/a}$ ，满足本项目新增 $0.975 \times 10^4 \text{t/a}$ 转输需求	依托
		夏9井区采出液集输采取四级布站形式，采出液在进入夏子街转油站之前由夏9混输泵站传输。该站设计转液量 $200 \text{m}^3/\text{h}$ ($4800 \text{m}^3/\text{d}$)，目前实际送液量 $2809.53 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余输送能力满足本次工程夏9井区转液量需求。	依托
	原油处理	原油依托乌尔禾稀油处理站处置，原油处置能力 $80 \times 10^4 \text{t/a}$ ，现状运行能力 $42 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本次新增 $0.975 \times 10^4 \text{t/a}$ ，依托可行。	依托
	天然气处理	本工程采出液密闭集输至夏子街转油站，经气液分离后，分离出的伴生气依托夏子街天然气增压站进行处理增压外输。夏子街伴生气增压站设计增压规模为 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前实际增压伴生气气量为 $7 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，处理后的伴生气汇入天然气环网外输。满足本项目最大伴生气量 $1013.3 \text{m}^3/\text{d}$ ($30.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$) 处理需求。	依托
	采出水处理	采出水处理依托乌尔禾稀油处理站污水处理装置，该站设计处理规模 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量为 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ ，本次新增采出水和井下作业废水合计约 8.03t/d ，依托可行。	依托
	危险废物	危险废物依托克拉玛依顺通环保科技有限公司处置。克拉玛依顺通环保科技有限公司主要采用水-助溶剂体系加热萃取工艺、热解处理工艺，其危险废物处理能力为 $188 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量 $52 \times 10^4 \text{t/a}$ ，剩余处理量 $136 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目运营期危险废物为油泥（砂）产生量为 88.49t/a ，占剩余处理量的 0.03% ，剩余处理能力可满足本工程处理需求，依托可行。	依托

2.2.1.4 占地情况

本工程总占地面积为 26862m^2 ，其中临时占地 23496m^2 ，永久占地 3366m^2 。

占地类型、占地面积详见表 2.2-2。

生态影响主要体现在井场、管线等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

表 2.2-2 本工程占地概况一览表

分区	总占地面积 (m^2)	占地性质 (m^2)		占地类型	备 注
		永久占地	临时占地		
采油井	13500	1800	11700	戈壁	单井永久占地面积为 $20 \text{m} \times 30 \text{m}$ ，

					临时占地面积为 75m×85m；平台井永久占地面积 30×40m，临时占地面积为 75m×95m。
单井采油管线	8900	0	8900	戈壁	埋地敷设，临时作业宽度约为 10.0m，单井采油管线 890m。
道路	2262	1566	696	戈壁	新建道路 348m，路面宽 4.5m，两侧各宽 1m
电力线	2200	0	2200	戈壁	架空线路 1.1km，临时作业宽度约为 2m。
合计	26862	3366	23496	/	/

2.2.1.5 工程投资及工期安排

（1）工程投资估算

项目总投资 549.2 万元，环保投资约 154.1 万元，占总投资的 28.06%。

（2）工期安排

单井钻井周期 30 天，地面工程施工 30 天，累计施工 120 天。

2.2.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增定员，运营期人员均依托公司现有人员。

施工期人数为 30 人。

2.2.2 油藏地质特征

乌夏老区辖区内稀油有乌尔禾、夏子街、玛北 3 个油田的 34 个油藏，探明含油面积 298.3km²，探明石油地质储量 1.30×10⁸t。其中乌尔禾、夏子街油田早期采用直井注水开发油藏 19 个，埋深均小于 3200m，动用地质储量 0.76×10⁸t（乌尔禾油田动用地质储量 0.48×10⁸t、夏子街油田动用地质储量 0.28×10⁸t），主要层系为三叠系，占动用储量比 89.4%。

2.2.2.1 油藏类型

（1）夏 9 井区克下组油藏

夏 9 井区克下组油藏顶部构造为鼻隆构造，该鼻隆被两条 NE-SW 走向断层所夹持，总体呈北东-南西向，地层倾角为 5°~8°，该区最大水平主应力方向为北偏东 60°。克下组自上而下细分为 T₂k₁²、T₂k₁³ 两个砂层组，砂层平均厚度分别为 76.8m、53.8m。1993 年该区复算含油面积 4.80km²，地质储量 559.72×10⁴t，粘土矿物主要

为高岭土，其次为伊蒙混层、伊利石和绿泥石。油藏类型为受构造、岩性控制的构造-岩性油藏。

（2）夏 18 井区百口泉组油藏

夏 18 井区百口泉组油藏受多条断裂切割，主体构造形态为向北倾的单斜，局部发育小隆起，地层倾角为 $6^{\circ}\sim 23^{\circ}$ ，该区最大水平主应力方向为北偏东 60° 。百口泉组沉积厚度 $100\text{m}\sim 150\text{m}$ ，岩性主要为砂砾岩、砾岩夹砂岩、泥岩互层沉积，砂层非常发育，横向连续性好，单个砂层厚度大，呈块状，砂砾岩厚度在 $20\text{m}\sim 50\text{m}$ 之间，储集体主要呈北东—南西向展布。百口泉组 T_1b_1 和 T_1b_2 主要为冲积扇—扇三角洲平原沉积， T_1b_3 主要为扇三角洲平原—扇三角洲前缘沉积，百口泉组顶部沉积有一向西逐渐加厚的泥岩层，厚度 $2\text{m}\sim 61.5\text{m}$ ，其作为盖层对油藏起到封堵作用。百口泉组油藏类型为局部受边水和岩性控制的断块油藏。

2.2.2.2 流体性质

（1）原油物性

夏 9 井区和夏 18 井区地面原油物性见表 2.2-3。

表 2.2-3 原油性质表

区块	层位	地面原油密度 (g/cm^3)	粘度 ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)		凝固点 ($^{\circ}\text{C}$)	含蜡量 (%)
			20°C	50°C		
夏 9	T_2k_1	0.847	/	10.06	-2.00	6.03
夏 18	T_1b	0.820	25.70	6.25	-15.7~-12.58	3.58

（2）天然气物性

夏 9 井区和夏 18 井区天然气物性见表 2.2-4。

表 2.2-4 天然气性质表

井区	相对密度	组分含量 (%)							
		甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	戊烷	己烷	氮气	二氧化碳
夏 9	0.8444	69.52	11.60	7.35	4.90	2.35	/	3.15	/
夏 18	0.64	86.82	5.50	2.72	1.08	0.52	/	/	/

本工程所在区块天然气不含硫化氢。

（3）地层水物性

夏 9 井区和夏 18 井区地层水性质详见表 2.2-5。

表 2.2-5 地层水性质表

井位	层位	矿化度 mg/L	Cl 含量 mg/L	水型
夏 9	T_2k_1	3818	1946.5	NaHCO_3

夏 18	T _{1b}	4756.54	2225.3	NaHCO ₃
------	-----------------	---------	--------	--------------------

2.2.3 开发方案

2.2.3.1 本工程部署方案

本工程计划在夏9井区克下组和夏18井区百口泉组优选3口水平井进行试验，开发方式采用“水平井+体积压裂”开发，单井设计产能10.0-12.0t/d，新建产能 0.975×10^4 t/a。

乌夏老区中浅层水平井加密提产先行先试部署情况详见表2.2-6。

表 2.2-6 乌夏老区中浅层水平井加密提产先行先试部署表

序号	区块	层位	井数 (口)	水平段 长 (m)	单井设计 产能 (t/d)	新建产 能(10 ⁴ t)	设计 井深 (m)	钻井进 尺 (10 ⁴ m)	产能进 尺比 (t/m)
1	夏 9	T _{2k1}	2	800~850	10.0~10.5	0.615	2676~ 2752	0.54	1.13
2	夏 18	T _{1b}	1	1000	12.0	0.36	2920	0.29	1.23
3	合计	-	3	-	-	0.975	-	0.83	-

2.2.3.2 开发指标预测

预计本次新钻3口采油井产能预测见表2.2-7。

表 2.2-7 本次3口井开发指标预测表

2.2.4 主体工程

本项目主体工程包括钻井工程、采油工程、集输工程及地面工程。

2.2.4.1 钻井工程

(1) 井号、井位坐标情况

本工程在夏子街油田共新钻井3口，井型均为水平井、三开井身结构，合计进尺8348m。钻井基本情况详见表2.2-8。

表 2.2-8 各井基本情况统计表

序号	井号	井口坐标		目的 层位	进尺 (m)	水平段长 度 (m)	设计产 能 (t/d)
		E	N				
1	XTHW9701	***	***	T _{2k1}	2676	800	10.0
2	XTHW9801	***	***	T _{2k1}	2752	850	10.5
3	XTHW1801	***	***	T _{1b}	2920	1000	12

（2）井身结构

本工程新钻水平井 3 口，采用三开水平井井深结构。

①一开：采用 444.5mm 钻头钻至井深 500m，下入 339.7mm 表层套管，表层套管下到相对稳定的泥岩地层，水泥浆返至地面，封住上部松散易塌地层，为井口控制和后续安全钻井创造条件；

②二开：采用 311.2mm 钻头钻至 2000m，下入 244.5mm 套管，水泥返至指定层位，如上部地层含有油气显示段，视工程技术能力尽可能封固，具体由现场根据实际情况而定。

③三开：采用 215.9mm 钻头钻至设计井深，下入 139.7mm 油层套管，水泥浆返至指定高度，如上部地层含有油气显示段，视工程技术能力尽可能封固，具体由现场根据实际情况而定。钻井井身结构图见图 2.2-4。

图 2.2-4 井身结构图

（3）钻具选择

钻井钻机优选 ZJ30 及以上钻机。

目的层采用高效钻头，配合高压喷射复合钻井达到快速钻进的目的。

（4）钻井设备

本项目单井钻井主要设备见表 2.2-9。

表 2.2-9 单井钻井主要设备配置

序号	名称		型号	载荷	单位	数量
1	钻机		ZJ-30		部	1
2	井架		ZJ-30	3500KN	部	1
3	天车		TC-350	3500KN	个	1
4	游动滑车		YC-350	3500KN	个	1
5	大钩		DG-350	3500KN	个	1
6	水龙头		SL-350	3500KN	个	1
7	转盘		ZP-520A/ZP-205	200T	个	1
8	绞车		JC-200		个	1
9	泥浆泵	#1	3NB-1300		台	1

序号	名称		型号	载荷	单位	数量
		#2	3NB-1300		台	1
10	柴油机	#1	PZ12V190B		台	1
		#2	PZ12V190B		台	1
		#3	PZ12V190B		台	1
12	四级固控装置	振动筛×3	ZX-60×300		组	1
		除砂器	NCS250×2		台	1
		除泥器	ZQJ125×8-1.3×0.6		台	1
		离心机	LW450-842N		台	1
		除气器	HZQ1/4		台	1
13	柴油发电机	#1	Vovol		台	1
		#2	Vovol		台	1
14	净化罐		40m ³		个	4
15	套装水罐		60m ³		个	1
16	油水罐		40m ³		个	3
17	钻井液不落地设备				套	1

（5）钻井液

本工程钻井过程中采用水基钻井液，一开采用坂土-CMC 钻井液体系，主要成分为坂土、Na₂CO₃、CMC(中)；二开、三开为聚合物钻井液体系，主要成分为坂土、Na₂CO₃、NaOH、MAN104、复配铵盐、润滑剂、重晶石等。钻井液性能指标见表 2.2-10。

表 2.2-10 钻井液体系表

开钻次序	井段(m)	钻井液体系	主要成分	密度(g/cm ³)	钻井液用量(m ³)
一开	0~300	坂土-聚合物	坂土、CMC(中)、Na ₂ CO ₃ 等	1.15~1.20	68
二开、三开	~设计井深	钾钙基-胺基聚合物	坂土、Na ₂ CO ₃ 、MAN101、NaOH、MAN104、复配铵盐、润滑剂、堵漏剂等	1.15~1.7	

（6）固井

一开采用常规密度水泥浆一次上返固井。

二开若钻井过程未发生漏失，则采用 1.20g/cm^3 超低密度水泥浆+ 1.88g/cm^3 常规密度水泥浆一次上返固井；若钻进过程发生漏失，则采用封隔式分级箍双级固井。

三开采用常规密度水泥浆尾管固井。

（7）完井方式

结合油藏工程方案设计，立足于保护油层，本工程采用套管完井。

（8）井场平面布置

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。单井钻井井场布置示意图详见图 2.2-5，平台井井场平面布置示意图见图 2.2-6。

图 2.2-5 单井钻井井场平面布置图

图 2.2-6 平台井井场钻井平面布置图

2.2.4.2 采油工程

采油井口：采用 8 型游梁式节能抽油机，配套选用功率为 18.5kW 的电机。

2.2.4.3 集输工程及地面工程

（1）集输工艺

新建井优先接入部署区域内已建计量站空头，当部署区域内计量站无空头时，就近搭接已建井单井出油管道进入计量站。采油井进站情况见表 2.2-11。

表 2.2-11 新建采油井进站情况一览表

井区	计量站号	计量站空头数（个）	接入油井数（口）	接入的油井井号
夏 9	10 计量站	9	2	XTHW9701、XTHW9801
夏 18	12 计量站	2	1	XTHW1801

（2）采油井口

新建采油井场 3 座，配备 8 型节能抽油机，配套电机功率 18.5kW。井口设置保温盒保温，保温盒内设 0.15kW 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。

（3）单井出油管线

新建单井出油管道采用 DN50 2.5MPa 柔性复合管（II 型），管道长度 1.46km，新建管道采用埋地保温敷设，保温采用 30mm 厚发泡保温橡塑海绵，防护层采用 3mm 厚聚乙烯树脂，管底标高-1.7m。

主要工程量见表 2.2-12。平面布局见图 2.2-7，管网平面图见图 2.2-8 和图 2.2-9。

表 2.2-12 主要工程量表

序号	项目名称	规格	数量	备注
一	采油井部分			
1	采油井场安装	DN50 70MPa 采油井场	3 座	-
2	抽油机	8 型，节能型，功率 18.5kW	3 座	-
3	抽油机基础	8 型	3 座	-
二	集输系统			
1	采油管线	DN50 2.5MPa 柔性复合管（II 型）	1.46km	埋地保温敷设

2.2.5 辅助及公用工程

2.2.5.1 管道防腐及保温

（1）管道保温

井口保温盒内管道不保温，保温盒外埋地金属管道保温采用 30mm 厚硬质聚氨酯泡沫塑料，防护层采用 3mm 厚高密度聚乙烯塑料；埋地柔性复合管保温采用 30mm 厚发泡保温橡塑海绵（保温材料由管道厂家自带），防护层采用 2mm 厚聚乙烯粘胶带，保温层补口采用 30mm 厚憎水型复合硅酸盐毡。保温层外缠弹性聚氨酯漆及玻璃布做防护层。

（2）管道防腐

柔性复合管钢接头外壁防腐层采用弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆，防腐层干膜厚度>0.2mm。除锈等级 St3 级。

管线埋至冻土深度以下。

2.2.5.2 道路

新建单井道路 348m，采用砂砾石路面，路面宽度 4.5m。

2.2.5.3 供配电工程

夏子街井区新增 3 口采油井供电电源依托油区已建 10kV 夏一线，本次新建 10kV 架空线路 1.1km。新建线路导线均采用 JL/G1A-95/20 型，新建线路由已建线路 T 接，线路分支处设柱上真空断路器和避雷器组。

采用单变压器带单井的配电方式，设 50kVA 杆架式变电站 3 座。电缆选用 VV22-0.6/1kV 型，电缆采用直埋地敷设方式，直埋地电缆在过路段以及出入地面处均穿钢管保护。

2.2.5.4 仪表及自动控制

XTHW9701 井和 XTHW9801 井，生产数据通过 LoRa+方式上传至 10 号计量站通讯杆上已建 LoRa+网关后通过已建无线网桥链路接入风城已建光传输网络。针对 XTHW1801 井，在夏 18-13 号计量站附近已建通讯塔（已接入风城光传输网络）上新建 LoRa+网关，井口数据通过该网关接入接入风城已建光传输网络，最终上传至风城油田作业区生产监控中心 SCADA 系统，实现远程集中监控功能。

2.2.5.5 供排水

（1）供水

施工期不设生活营地，用水节点为钻井泥浆配比用水和单井采油管线管道试压用水。根据建设单位提供的资料，泥浆配比用水约为泥浆用量的 90%，则整个钻井周期单井用水量 61.2m^3 ，3 口井预计用水量 183.6m^3 ；施工期管道试压用水一般为充满整个管道容积的 1.2 倍，用水量为 3.43m^3 。

运营期不新增劳动定员，用水节点主要为井下作业用水。

本工程用水就近从夏子街稀油处理站由罐车拉运至项目区。

（2）排水

施工期废水主要为管道试压废水，管道试压废水用于施工区洒水抑尘。

运营期废水主要为井下作业废水时带回收罐作业，100%回收，经罐车拉运至夏子街稀油处理站处理后，回注油藏。

运营期项目新增采出水 $7.89\text{m}^3/\text{d}$ ，依托夏子街稀油处理站污水处理系统处理达标后回注含油层，不向外环境排放。

2.2.6 依托可行性分析

2.2.6.1 采出液转输

夏 9 井区采用四级布站形式，采出液需依托夏 9 混输站泵输后，和夏 18 井区采出液一起依托夏子街转油站转输。

（1）夏 9 混输站

①基本情况

夏 9 混输站建于 2008 年，在夏 9 区块 1 号计量站附近，该混输泵站属露天建设，共设置 2 台混输泵，负责夏 9 区块的油气集输。夏 9 混输站包含在夏子街老区扩边调整项目中，《夏子街老区扩边调整项目环境影响报告表》于 2008 年 2 月 14 日获得原自治区环境保护厅批复（新环监函〔2008〕10 号），2011 年 1 月 12 日对该项目进行了竣工环保验收，取得原自治区环境保护厅验收意见（新环评价函〔2011〕34 号）。

夏 9 混输内设 2 台混输泵，选用 NM148SY02D09Z 型单螺杆泵，单泵流量 $200\text{m}^3/\text{h}$ ($4800\text{m}^3/\text{d}$)，采用一开一备的运行方式。混输泵进口压力 0.21 MPa，出口压力 0.71MPa。

②依托可行性

夏 9 井区 8 座计量站采出液及伴生气均通过该混输泵增压后输至夏子街转油站。目前输送气量 $2468\text{m}^3/\text{d}$ ，输送液量 $341.53\text{m}^3/\text{d}$ ，合计输液量 $2809.53\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余转液能力 $1990.47\text{m}^3/\text{d}$ ，满足本项目夏 9 井区新增 2 口井采出液 ($20.5\text{m}^3/\text{d}$) 的转输需求。

（2）乌尔禾稀油处理站

①基本情况

夏子街转油站现状仅作为夏子街含水原油的转油站，气液分离后，分离出的伴生气依托夏子街天然气增压站进行处理增压外输；分离器出的含水原油和罐车拉运来的含水原油经加热后由夏子街转油站转输至乌尔禾稀油处理站进行处理。夏子街转油站扩建工程包含在《夏 26-35 井区三叠系克拉玛依组油藏加密调整 2014

年产能建设工程环境影响报告书》中，2014 年 12 月 1 日新疆维吾尔自治区环境保护厅以新环函〔2014〕1390 号文予以批复，2016 年 2 月通过新疆维吾尔自治区环境保护厅验收（新环函〔2016〕161 号）。

②工艺流程

夏子街油田密闭集输的采出液在夏子街采油注转站进行气液分离后，分离器出的含水原油和罐车拉运来的含水原油经加热后由夏子街采油注转站转输至乌尔禾稀油处理站进行处理，分离出的伴生气依托夏子街天然气增压站进行处理增压外输。

夏子街采油注转站工艺流程示意图见图 2.2-10。

图 2.2-10 夏子街转油站工艺流程框图

③依托可行性

本工程新增产能 $0.975 \times 10^4 \text{t/a}$ ，夏子街转油站设计转液能力 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际转液量 $49 \times 10^4 \text{t/a}$ ，剩余转液能力 $1 \times 10^4 \text{t/a}$ ，故夏子街转油站满足本工程转液需求。新增本项目产能后，夏子街转油站近满负荷运行，建议应根据后续油田开发预测情况，适时开展夏子街转油站扩建工程。

2.2.6.2 原油和采出水处理

本项目原油和采出水处理依托乌尔禾稀油处理站处理。

（1）基本情况

乌尔禾油田已建成乌尔禾稀油处理站 1 座，位于乌尔禾镇南侧 3.0km 处，地理坐标为***，设计原油处理规模为 $80 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量 $57.75 \times 10^4 \text{t/a}$ ； $4000 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理装置 1 座，目前实际处理量 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ ，已建成了乌尔禾处理站～百克首站 D219×6 的输油管线，管线全长 32km，设计输油能力 $80 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计压力 4MPa，材质为 20#无缝钢管。利用该管线将净化原油输至百克首站。

该站于 2008 年进行了扩建，扩建内容为新增 2 座 3000m^3 净化油罐与外输泵房；新增 2 台油气分离器，扩建原油气分离器操作间；更换 3 台提升泵和 3 台回掺泵，已满足乌尔禾油田 80 万 t/a 原油处理任务。

乌尔禾稀油处理站扩建工程包含在《新疆油田分公司风城油田作业区乌 33、

乌 36 区块开发建设项目环境影响报告书》中，2008 年 9 月 22 日新疆维吾尔自治区环境保护局以“新环监函〔2008〕417 号文”予以批复。2012 年 4 月通过新疆维吾尔自治区环境保护厅验收。

（2）工艺流程

①原油处理工艺流程

乌尔禾稀油处理站采用大罐热化学沉降脱水工艺。

油区来油气水三相混合物（0.25MPa，20℃）进入气液两相分离器进行气液分离，分离出的伴生气经调压至 0.25MPa 后去脱水增压装置；分出的含水原油进一段原油沉降脱水罐进行沉降脱水，脱出的大部分游离水靠液位差进入含油污水沉降缓冲罐，一段原油沉降脱水罐集油槽中原油（含水<20%）经提升泵提升进加热装置温升至 55℃后进入二段沉降脱水罐兼净化油罐进行热化学沉降脱水，脱出的含油污水回掺至一段原油沉降脱水罐，进行热能和化学能的再利用。

原油处理流程见图 2.2-11。

图 2.2-11 乌尔禾稀油处理站原油处理工艺流程框图

②含油污水处理流程

乌尔禾稀油处理站内含油污水的处理标准按照达到回注水的标准进行设计。乌尔禾稀油处理站污水处理能力 4000m³/d，目前实际处理量 3000m³/d，污水处理工艺为：由三相分离器脱出的含油污水经重力除油罐除去大部分游离油，出水进入缓冲罐，出水经泵提升进入反应罐，出水进入斜板除油罐，将大部分油及悬浮物去除，使水中含油达到<40mg/L，悬浮物<20mg/L，出水进入缓冲罐，由泵提升经 2 座市 2.8m 改性纤维球过滤器过滤达标后去注水站回注地层。斜板除油罐的污泥进入污泥池，污泥池的污水回收后进入污水处理系统进行处理，剩余污泥经压滤机后制成泥饼外运掩埋。

含油污水处理流程见图 2.2-12。

图 2.2-12 含油污水处理工艺流程框图

（3）依托可行性

①原油依托可行性分析

本工程的原油处理依托乌尔禾稀油处理站原油处理系统处理，设计处理规模为 $80 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量约 $42 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余量为 $38 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本工程新增产能为 $0.975 \times 10^4 \text{t/a}$ ，依托可行。

②采出水依托可行性分析

本工程采出水依托乌尔禾稀油处理站含油污水处理系统处理，设计处理规模 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量约 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $1000 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的生产回注水质指标要求。本工程采出水量最大约 $7.89 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托可行。

2.2.6.3 伴生气处理

本项目伴生气处理依托夏子街伴生气增压站。

（1）基本情况

夏子街天然气增压站是夏~百输气管线的首站，于 1992 年建成投产。该站设计增压规模为 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前实际增压伴生气气量为 $7 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。夏子街油田的气井产气量为 $5 \sim 6 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，气井产气直接进入伴生气压缩机出口，与增压后的伴生气汇合入进去天然气环网，通过已建夏~百输气管道输往西北缘管网利用。该站纳入《中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价报告书》（新环环评函〔2021〕989 号文）。

（2）依托可行性

本工程伴生气产生量最大约 $30.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （ $1013.3 \text{Nm}^3/\text{d}$ ），夏子街伴生气增压站设计增压规模为 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前实际增压伴生气气量为 $7 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。可以满足本工程伴生气（最大值 $1013.3 \text{m}^3/\text{d}$ ）处理需求。

2.2.6.4 危险废物处置

本工程施工期产生的废油、含油废弃物及运营期产生的油泥砂、清管废渣，属于危险废物（HW08），委托顺通环保有限责任公司进行处理。

（1）基本情况

克拉玛依顺通环保科技有限公司位于风城油田重 32 井区北侧，厂区中心地理坐标***，西南距乌尔禾镇约 8.5km 处，东距风城油田 1 号稠油联合站约 1.7km，北距 G3014 约 2.5km。该公司具备处置 HW08 废物的资质（危废经营许可证编号

6502040039，有效期限 2019 年 8 月至 2024 年 8 月）。克拉玛依顺通环保有限责任公司有《危险废物经营许可证》（6502040039）、《道路运输经营许可证》（新交运管许可克市字 650205000271 号），并具有油田污油泥运输及处置的资质，符合国家对危险废物的处置、转运要求。该公司利用自主研发的助溶剂体系萃取法对油泥（砂）进行回收处理。公司现有污油泥处理装置，年处理污油泥 30 万吨，位于克拉玛依乌尔禾风城油田作业区重 32 井区以西，装置能够适用于多种不同性质的油田污油泥处理。

2016 年 1 月，克拉玛依博达环保科技有限公司以风城油田污泥污水回收处置项目为基础，组建克拉玛依顺通环保科技有限公司；2016 年 11 月，原自治区环境保护厅 2016 年第 49 号公告同意《风城油田污泥污水回收处置项目》，危险废物经营许可证公司名称由克拉玛依博达环保科技有限公司变更为克拉玛依顺通环保科技有限公司。2017 年，克拉玛依顺通环保科技有限公司实施含油废弃物处置利用扩能及技术升级项目。2018 年 2 月，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制完成《克拉玛依顺通环保科技有限公司含油废弃物处置利用扩能及技术升级项目环境影响报告书》，2018 年 3 月取得原自治区环境保护厅批复（新环函[2018]375 号）。因项目部分储运工程、环保工程发生调整，2018 年 9 月，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制《克拉玛依顺通环保科技有限公司含油废弃物处置利用扩能及技术升级项目变更环境影响补充报告》，2018 年 12 月取得原自治区环境保护厅《关于克拉玛依顺通环保科技有限公司含油废弃物处置利用扩能及技术升级项目变更事宜的复函》（新环函[2018]129 号）。于 2020 年 7 月通过了竣工环保验收。

（2）处理工艺

顺通环保有限责任公司通过助溶剂体系萃取法处理油泥（砂），可将其分解为土、水和油。

（3）依托可行性分析

根据调查，顺通环保有限责任公司年处理污油泥能力 30 万吨，现剩余量较大，本工程运营期产生的油泥砂产生量为 88.49t/a。依托克拉玛依顺通环保有限责任公司是可行的。

2.3 工程分析

2.3.1 工艺流程及产污环节

2.3.1.1 总工艺流程

项目施工期、运营期的总工艺流程见下图：

图 2.3-1 项目施工期、运营期的总工艺流程图

2.3.1.2 施工期工艺流程

施工期主要是钻井工程、井口设备安装、管线敷设、道路施工等。

（1）钻井工程

钻井工程包括：钻前准备、钻井施工（钻井、固井）、井场清理平整。

钻前准备主要包括巡井道路建设、井场平整、铺垫、钻机基础和设备进场。

钻井工程是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻井。钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至储罐暂存。

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的油、气。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

另外，现场施工前根据实际情况要作水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻井中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，

防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

钻井工程作业流程见图 2.3-2 所示。

图 2.3-2 钻井工业及产污节点图

本项目钻井泥浆不落地设备工艺如下：

由于开挖大循环池存放钻井液及岩屑的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，对本工程施工期产生的岩屑及钻井液全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理。泥浆进入钻井不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后，剩余的少量液相由钻井施工单位回收至钻井液配制站，用于其他区块井场的钻井液配制，固相临时贮存在井场内岩屑储罐（方罐 2 用 1 备，容积 30m³）。

※工艺流程说明：

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井液（泥浆）进入不落地系统后，经以下步骤进行处理：

a、钻井液（泥浆）经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入收集箱，再输送至甩干机和离心机进行二次深度固液分离，二次分离出的液相（泥浆）回用，分离出的固相（岩屑）储存至岩屑储罐内；

b、初步分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。工艺流程图见图 2-3-3。

图 2.3-3 泥浆不落地工艺流程图

（2）井口设备安装

采油井口采用 8 型（18.5kW）节能抽油机及配置井口保温盒，保温盒内设 0.15kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内。

采油井安装井口装置、抽油机及配套电机等。主要工程活动包括抽油机基础施工、抽油机安装、电加热设备等安装。

抽油机安装顺序为：施工准备→基础验收划线→机座安装→抽油机主体安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油紧固螺栓。

（3）管线敷设工艺流程

①管线敷设

根据施工图坐标点施工放线，打百米桩和转角桩并撒白灰线作为施工作业带边界。项目单井管线施工作业带宽 10m。管线敷设方式主要为埋地敷设，管线顶埋深-1.7m。施工过程要经过测量定线、清理施工现场、平整工作带、修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材经过防腐绝缘后运到现场，开始布管、探伤、补口及防腐检漏。在完成管沟开挖工作以后下沟并进行管线系统安装。

②清管和试压

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管线内部的杂物并检验管线及焊缝的质量。当吹扫出的气体无铁锈、尘土、石块、水等脏物时为吹扫合格，吹扫合格后应及时封堵。管线液体压力试验介质为洁净水，强度试验压力为设计压力的 1.2 倍。液体压力试验时，必须排净系统内的空气。升压应分级缓慢，达到试验压力后停压 2h，然后降至设计压力，进行严密性试验，达到试验压力后停压 4h，不降压、无泄漏和无变形为合格。

③回填、地貌恢复

本次项目管线较短，试压后对管沟覆土回填，然后清理作业现场，做好恢复地貌、地表植被工作，最后通过竣工验收。

管道敷设工艺流程见图 2.3-4。

图 2.3-4 管线施工工艺流程图及产污环节示意图

④土石方平衡

单井出油管线埋地敷设，管底埋深-1.7m，管沟开挖宽度 $0.8+D$ ，管沟坡比为 1:1，管道在一般地段覆土应高出设计地面 0.5m，项目挖方量全部用于回填，无弃方产生。项目全线挖方量为 2110m^3 ，填方量为 2110m^3 ，无借方，无弃方。

（4）道路施工

项目新建道路施工工艺流程图见图 2.3-5。

图 2.3-5 新建道路施工工艺流程图

项目新建道路路面为 30cm 厚级配砾石面层+天然地基，路宽 4.5m。施工过程中对地表清理、平整后铺碎石面层，无弃方产生。故项目挖方量为 0，填方量为 470m³，借方 470m³，无弃方。

2.3.1.3 运营期工艺流程

（1）开采工艺

采用 8 型节能采油机采油。

（2）采油工艺

新建采油井口装置 3 座，均配备 8 型抽油机，电机功率 18.5kW。采用保温盒保温，井口保温盒内设 0.15kw 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。

（3）井下作业

井下作业是进行采油生产的主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、修井、洗井、酸化、压裂、下泵、除砂等一系列工艺工程。在钻开、测开后要进行射孔，将射孔枪下入开管中油层部位，用射孔弹或射孔液将开管射成蜂窝状孔，使原油流入开管并用抽油泵采出。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对油层进行处理，进一步提高原油产量。修井、洗井和除砂作业均是在采油开使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

图 2.3-6 运营期井下作业工艺流程

井下作业主要产生井下作业废水、压裂液、洗井液和噪声等。

（4）集输工艺

根据对夏 9 井区和夏 18 井区已建集输系统现状的分析，结合新建采油井部署位置，本工程集输工艺确定如下：

①夏 9 井区新建井沿用四级布站常温密闭输送工艺，即：井口→计量站→混输泵站→夏子街转油站→乌尔禾稀油处理站。

②夏 18 井区新建井沿用三级布站常温密闭输送工艺，即：井口→计量站→夏子街转油站→乌尔禾稀油处理站。

2.3.1.4 退役期封井流程

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、施工运输车辆和燃油机械排放的尾气，施工噪声及占地影响。同时井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至环保部门指定地点填埋处理。

2.3.1.5 事故状态环境影响因素分析

油田开发和生产过程，从采出液开采及集输等各个环节可能都会因工程设计、人为或自然因素等原因造成不同性质的工程污染事故。对于本工程的开发建设，可能出现的事故主要有井喷、储罐泄漏及井漏事故，这些事故都会使环境受到一定的污染。

（1）井喷事故

井喷主要是在井下作业中发生的事故。本工程井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出水和原油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

（2）井漏事故

井漏事故一般发生在井下作业修井过程中。通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下水层和油层造成一定的污染和危害。

本工程运营期井喷、井漏及储罐泄漏等事故状态下会产生落地油。原油落地后，上层能收集的原油回收送至乌尔禾稀油处理站处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

（3）管线泄漏

由于单井出油管线因腐蚀导致管道破裂，采出液发生泄漏，造成环境污染。

2.3.2 环境影响因素汇总

本项目建设分为建设期、生产运营期和退役期三个阶段。

（1）建设期

施工期主要包括钻井、采油平台、集输管线建设等施工作业内容，其环境影响因素主要来源于钻井、地面工程（采油平台、管线）建设等施工过程，主要包括生态影响，以及钻井过程排放的污染物质导致的环境污染。施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，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。

（2）生产运营期

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。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的采油、井下作业、集输等各工艺过程，主要包括生态影响以及排放的污染物质导致的环境污染。

（3）退役期

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，由施工单位运至指定位置进行处理。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。

油田开发过程环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别表

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
钻井	车辆尾气、设备燃料燃烧废气	环境空气	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	排放钻井泥浆、岩屑	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	废弃防渗膜	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故污染源，随作业结束而消除	事故
	落地油泥	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
采油井、管线施工、道路建设	施工扬尘、车辆尾气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	施工期
	管道试压废水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	施工土方	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	
	临时占用土地	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
道路建设	占用土地	土壤、植被	持续性影响环境，永久占地	生产期
采油、油气集输、乌尔禾稀油处理站	采出水	地表水	持续性影响环境的污染源	生产期
	烃类气体	环境空气	持续性影响环境的污染源	
	产生设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	
	含油污泥	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	
	落地油、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故
井下作业	井下作业废水	土壤、地表水	间断性污染源	生产期
	产生设备噪声	声环境	间断性污染源	
	井下作业废液（废压裂液、废洗井液）	土壤、地表水	间断性污染源	
	废弃防渗膜	土壤、植被	间断性污染源	
拆除/清理作业	废弃设施、废弃管线等固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	退役期

2.3.3 施工期污染源与污染物分析

项目施工期主要污染物为钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井液、施工生产废水、管道试压废水、钻井噪声、钻井岩屑、废弃钻井泥浆、建筑垃圾、废土石方等，平整场地和堆放设备破坏地表

等。

2.3.3.1 废气污染源

施工期大气污染源主要为井场工程、管线敷设、道路工程等在工作过程中产生的施工扬尘、钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、运输车辆的尾气等。

（1）施工扬尘

项目施工扬尘主要是道路施工、场地平整、井场设备安装，管道施工管沟的开挖回填，设备安装的过程中，由于设备的运输，少量临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程，均会导致部分尘埃散逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。

（2）钻井废气

每个井队配备钻井钻机（电钻）2台，柴油发电机2台，柴油消耗量平均1.4t/d，本项目新钻井3口，均为水平井。水平井单井平均钻井周期30d，施工期间共耗柴油126t。

根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》：

①非道路移动机械（柴油发电机组）大气污染物排放量计算公式为：

$$E = (Y \times EF) \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的CO、HC、NO_x、PM_{2.5}和PM₁₀排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

EF—排放系数，g/kg 燃料。

②二氧化硫排放量根据非移动源燃油中的硫含量计算，计算公式为：

$$E = 2 \times Y \times S \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的SO₂排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

S—燃油硫含量，g/kg 燃料。

③适用排放系数：

表 2.3-2 适用的非道路移动机械平均排放系数（g/kg 燃料）

	PM ₁₀	PM _{2.5}	HC	NO _x	CO	SO ₂
柴油发电机组	2.09	2.09	3.39	32.79	10.72	0.35

施工期大气污染物排放情况详见表 2.3-3。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

（3）车辆尾气

施工期各类工程及运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。经调查，平均每辆车日耗油量为 11.52kg/d，平均每辆车日排放 CO 0.157kg/d，烃类物质 0.269kg/d，NO₂ 为 0.723kg/d，SO₂ 为 0.008kg/d。

本项目开发施工期每个单井钻井场各类车辆 8 余驾次/日，预计每天可排放 CO1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO₂ 为 5.78kg/d，SO₂ 为 0.064kg/d。本次施工期以 120d 计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 2.3-3。

表 2.3-3 施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放（t）					
	烃类	CO	NO _x	SO ₂	PM ₁₀	PM _{2.5}
柴油机燃料烟气	0.43	1.35	4.13	0.04	0.26	0.26
车辆尾气	0.258	0.151	0.693	0.007	——	——
合计	0.688	1.501	4.823	0.047	0.26	0.26

2.3.3.2 废水污染源

施工期不设生活营地，无生活污水。管道铺设完毕后，需对管道进行压力试验，会产生少量试压废水。

本项目新建单井管线 1.46km（DN50），管道试压用水量一般为充满整个管道容积的 1.2 倍，则管道试压用水为 3.43m³，试压废水量为 2.74m³。主要污染物为悬浮物，浓度在 40mg/L~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

2.3.3.3 噪声污染源

施工期的噪声源主要是钻井过程发电机、钻机和各类泵的噪声以及地面工程建设过程中推土机、挖掘机等施工机械噪声。

施工期主要噪声源详见表 2.3-4。

表 2.3-4 施工期主要噪声源情况

序号	设备名称	数量	噪声强度（dB(A)）
----	------	----	-------------

序号	设备名称		数量	噪声强度（dB(A)）
1	钻井	钻机	1 台/队	90-110
		柴油机	3 台/队	95-100
		柴油发电机	2 台/队	100-105
		泥浆泵	2 台/队	80-90
2	地面工程建设	运输车辆	2 辆	80-95
		推土机	1 台	90-100
		挖掘机	2 台	80-95
		电焊机	1 台	90-100

2.3.3.4 固体废物

施工期固体废物主要为钻井泥浆、钻井岩屑、管线施工土方、机械设备废油和废弃防渗膜。

（1）钻井泥浆

参照《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）中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数计算泥浆（废弃钻井液）的产生量，见表 2.3-5。

表 2.3-5 石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	钻井液	普通油井	2.5~3.5 千米进尺	固体废物	t/井次-产品	吨/百米	无害化处理/处置/利用	19.5
			≤2.5 千米进尺	固体废物	t/井次-产品	吨/百米	无害化处理/处置/利用	18.81

本工程新钻 3 口采油井，钻井泥浆产生量见表 2.3-6。

表 2.3-6 各井钻井泥浆产生量

序号	井号	井深（m）	水基泥浆量（m³）
1	XTHW9701 井	2676	521.82
2	XTHW9801 井	2752	536.64
3	XTHW1801 井	2920	569.4
合计			1627.86

计算得知，三口井的钻井泥浆产生量总计为 1627.86m³，根据钻井液配方分析，钻井泥浆为水基泥浆，全部进入泥浆不落地系统，泥浆不落地系统处理后回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。

（2）钻井岩屑

钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，

待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水及废弃钻井液外排。岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

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

式中：W—钻井岩屑排放量，t；

D—井的直径，m；一开 0.4445m，二开 0.3112m，三开 0.2159m；

h—井深，m；

d—所钻岩石的密度（g/cm³），取 2.5g/cm³；

α —岩石膨胀系数，取 2.2。

本工程产生岩屑量见表 2.3-7。

表 2.3-7 本工程钻井岩屑产生量

序号	井号	井段	钻井岩屑产生量体积（t）	单井合计产生量（t）
1	XTHW9701	一开	426.53	1189.77
		二开	627.20	
		三开	136.05	
2	XTHW9801	一开	426.53	1205.06
		二开	627.20	
		三开	151.34	
3	XTHW1801	一开	426.53	1238.87
		二开	627.20	
		三开	185.15	
合计			3633.70	3633.70

计算得知：3 口井共产生钻井岩屑 3633.7t。岩屑储存于井场储罐，委托岩屑处置公司处置。

（3）管线施工土方

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。项目管线施工的挖方全部回填，无弃方。

（4）机械设备废油

钻井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、废机油等。类比调查一个钻井期机械设备产生的废机油产生量不足 0.5t，本项目 3 口采油井产

生量约 1.5t，钻井产生的机械设备废油由钻井公司回收利用。

（5）废弃防渗膜

本项目钻井施工区域铺垫防渗膜，防止施工过程中产生的废油污染土壤，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破损无法再次利用，则沾满油泥的废弃防渗膜作为危险废物，委托有资质单位处置。

表 2.3-8 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	钻井泥浆	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	1627.86m ³	√	/	《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）
2	钻井岩屑				3633.70t	√	/	
3	机械设备废油	机械设备维修、保养等	液态	机油	1.5	√	/	
4	废弃防渗膜	地面防渗	固态	石油类	/	√	/	
5	管线施工土方	管沟开挖	固态	土	/	√	/	

表 2.3-9 项目施工期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量（施工期）	拟采取的处理处置方式
1	钻井泥浆	一般工业固废	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	/	/	/	/	1627.86m ³	采用“泥浆不落地工艺”进行固液分离，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。分离后的固相（岩屑）收集于储罐内，直接委托岩屑处置公司处置
2	钻井岩屑									3633.7t	
3	管线施工土方		管线施工	固态	土	/	/	/	/	/	回填管沟
4	机械设备废油	危险废物	机械设备维修、保养等	液态	机油	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	1.5t	由钻井公司委托有资质的单位处置
5	废弃防渗膜		地面防渗	固态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-249-08	少量	收集后委托有资质的单位进行处置

2.3.3.5 生态影响

本次工程生态影响主要体现在井场、管线和道路建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工和道路施工的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。

地面工程施工作业包括地面设施的场地平整、管线敷设、井口设备安装等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本工程总占地面积为 26862m²，其中临时占地 23496m²，永久占地 3366 m²。占地类型为戈壁。

2.3.3.6 施工期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目施工期各种污染物汇总见表 2.3-10。

表 2.3-10 施工期污染物产生情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
废气	井场	钻井/车辆废气	PM ₁₀	0.26t	使用合格燃料，加强施工管理
			PM _{2.5}	0.26t	
			烃类	0.688t	
			CO	1.501t	
			NOX	4.823t	
			SO ₂	0.047t	
废水	井场	管道试压废水	废水量	2.74t	回用于施工现场洒水降尘
			SS	0.0006t	
固体废物	井场	钻井泥浆	/	1627.86m ³	泥浆采用钻井泥浆不落地技术，泥浆不落地系统处理后回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用
		钻井岩屑	/	3633.7t	岩屑储存于井场储罐，委托有岩屑处置公司处置
		机械设备费用	石油类	1.5t	直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存
		废弃防渗膜	石油类	少量	
	管线施工	施工土方	/	0	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施
噪声	井场、管线施工	施工机械	/	80~110	采用低噪声设备，合理安排施工时间，加强施工管理

2.3.4 运营期污染源分析及污染物排放

运营期环境影响因素主要体现在采油、集输过程中无组织排放的挥发性有机物；废水主要为井下作业废水、采出水等；固体废物主要为依托场站清罐底泥和事故状态下产生的含油污泥。噪声源主要为井场设备的运转噪声、井下作业噪声、巡检车辆的交通噪声等。

2.3.4.1 废气污染物

本工程运营期间产生的废气主要为油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物。

该过程的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）6.2 产污系数法-6.2.2.2 设备与管线组件密封点中挥发性有机物产生量进行核算。

设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物计算公式：

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

式中：D_{设备}：一核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

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，（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

WF_{TOC,i}—流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

t_i—核算时段内密封点 i 的运行时间，h；本次取 7920h。

e_{TOC,i}—密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000umol/mol），kg/h；取值详见表 2.3-11；

表 2.3-11 密封点 TOC 泄漏排放速率 e_{TOC} 取值

序号	设备类型	排放系数/(kg/h/源)
----	------	---------------

序号	设备类型	排放系数/(kg/h/源)
1	连接件	0.028
2	阀门	0.064
3	法兰	0.085

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 2.3-12。

表 2.3-12 油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

设备类型		排放系数/(kg/h/源)	设备数量（个/套）	污染物排放量（t/a）
单井井场	阀门	0.064	20	0.030
	法兰	0.085	8	0.016
	连接件	0.028	36	0.024
3 口井合计				0.21

2.3.4.2 废水污染物

本项目不新增定员，设 2 名巡井工作人员，均依托已有人员进行管理，故不新增生活污水。运营期废水主要为井下作业废水和采出水。

（1）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，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》（2021.6.11）“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”系数，计算洗井废水的产生量（详见下表）。

表 2.3-13 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	g/井次-产品	34679.3	回收回注	0
				石油类	g/井次-产品	6112.1	回收回注	0
注：洗井废水全部回注油层，故排污系数为 0。								

本工程均为低渗透油井，据表 2.5-8 计算洗井废水产生情况，作业区井下作业每 2 年 1 次，则井下作业废水中各污染物产生情况详见表 2.3-14。

表 2.3-14 井下作业废水产生及排放情况一览表

污染物	排污系数	井数 (口)	产生量(t/ 次)	产生量 (t/a)	平均周 期	产生浓度 (mg/L)
洗井废水	27.13t/井次-产品	3	81.39	40.7	每 2 年 1 次	/
化学需氧量	34679.3g/井次-产品	3	0.104	0.052		1290.08
石油类	6112.1g/井次-产品	3	0.018	0.009		184.30

井下作业（洗井）废水严禁直接外排，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废水收集罐收集后运至风城作业区乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理，无废水外排。正常情况下井下作业废水不会对地下水产生不利影响。

（2）采出水

油藏采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，油田开发初期，采出液中含水率相对油田开发后期较低，但随着开采时间延长，采出液的含水率也会不断加大。

根据开发方案预测，运营期单日采出水最大为 7.89m³，年产生量为 2367m³/a，依托乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理，处理后水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后，由处理站统一调配，回注含油层。

表 2.3-15 采出水处理前后水质表

采出水水质		污染物						
		pH	SS	COD	氨氮	石油类	挥发酚	硫化物
处理前	污染物浓度(mg/L)	7~8	860	1200	80	200	2.1	1.6
处理后	污染物浓度(mg/L)	7~8	25	150	25	10	0.5	1.0
	污染物排放量(t)	/	0.059	0.355	0.059	0.023	0.001	0.002

2.3.4.3 噪声污染源

运营期间的噪声源主要包括井场中各类机泵噪声等，噪声排放情况见表 2.3-16。

表 2.3-16 运营期噪声排放情况

序号	声源名称	型号	声源源强 dB (A)	声源控制措施	衰减后源强 dB (A)	运行时段	距厂界的相对位置 (m)			
							东	南	西	北

1	抽油机	8 型 节能 抽油 机	75-80	选用低噪声设备，减振垫、定期维护保养	60	连续	45	40	40	35
2	井下作业（压裂、修井等）	-	80~95	选用低噪声设备	75	偶发	45	40	40	35
3	巡检车辆	-	60~90	置于专用泵房，采取封闭隔声、机组基础减振处理	65	间断	25	36	32	50

2.3.4.4 固体废物

本工程不新增劳动定员，运营期产生的固废主要是井下作业废液（废压裂液和洗井废液）、油泥（砂）、落地原油和废弃防渗膜。

①井下作业废液

本项目运营期井下作业为压裂作业和修井作业，此过程会产生一定量的废压裂液和洗井废液。作业区井下作业每 2 年 1 次，3 口采油井，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”产污系数核算详见表 2.3-17。

表 2.3-17 井下作业废液产生量一览表

产污工段	固废名称	工艺名称	污染物指标项	产污系数	平均周期	井口数量（个）	产生量
井下作业	压裂液	低渗透油井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	153.21m ³ /井	每 2 年 1 次	3	229.82m ³ /a
	洗井液	修井	废洗井液	25.59t/井		3	38.39 t/a

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》，压裂返排液和废洗井液属于石油开采行业产生的固体废物，根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 21 日实施），压裂返排液和废洗井液不属于表 1 石油开采过程中产生的主要危险废物。本项目废洗井液、废压裂液拉运至乌尔禾稀油处理站，拉运过程中要求满足《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012）》《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日实施）等文件要求。

②油泥（砂）

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量。见表 2.3-18。

表 2.3-18 石油与天然气开采行业专业及复制性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标项	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐	所有规模	固体废物	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

本项目产能 $0.975 \times 10^4 \text{t/a}$ ，油泥（砂）最大产生量为 88.49t/a 。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，本工程产生的油泥（砂）属危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08。项目产生的油泥（砂）不在原油处理站贮存，产生的油泥（砂）直接委托有危险废物处置资质的单位处置。

③落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后共 3 口油井，落地油总产生量约 0.3t/a 。本项目井下作业时带罐作业，作业区域铺设防渗膜，落地油 100%回收，委托有资质单位处置。运输过程要求满足《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日实施）等文件要求。

④废弃防渗膜

项目运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗膜重约 250kg （ $12 \text{m} \times 12 \text{m}$ ），每口井作业用 2 块，则本工程 3 口油井作业 1 次共产生废弃防渗膜约 1.5t ，油井作业频次为 2 年/次，则项目产生废弃防渗膜最大量约 0.75t/a 。

作业过程中产生的含油废弃防渗膜布属于危险废物，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，由施工单位将废弃的含油防渗膜集中收集，不在井场贮存，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用

专车、按照指定的拉运路线。

根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断各类物质是否属于固体废物，根据《国家危险废物名录》（2021 年版）以及危险废物鉴别标准，判定上述固体废物是否属于危险废物，判定结果见表 2.3-19。

表 2.3-19 固体废物属性判定结果一览表

序号	固废名称		产生工序	形态	主要成分	预测产生量	种类判断		
							固体废物	副产品	判定依据
1	井下作业废液	压裂液	渗透油井加砂压裂	液态	石油类	229.82 m³/a	√	/	《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）
		洗井液	修井	液态	石油类	38.39t/a	√	/	
2	油泥（砂）		清罐	半固态	石油类	88.49t/a	√	/	
3	落地原油		事故状态下	半固态	石油类	0.3t/a	√	/	
4	废防渗膜		井下作业	固态	石油类	0.75t/a	√	/	

综上，固体废物的产生和排放汇总见表 2.3-20。

表 2.3-20 固废产生和处置情况（t/a）

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	产生量	处置方法
1	废压裂液（压裂返排液）	危废	渗透油井加砂压裂	液态	石油类	《国家危险废物名录》（2021年版）、《危险废物排除管理清单（2021年版）》	T, I	HW08	071-001-08	229.82 m³/a	井下作业采用带罐作业，压裂返排液和废洗井液通过罐车拉运至乌尔禾稀油处理站，在处理站内处置属于《固体废物鉴别标准 通则》（GB 34330-2017）第 7 条中不作为液态废物管理的物质，因此本项目压裂返排液和废洗井液在处理站中进入废水处理站处置不作为固体废物管理；压裂返排液和废洗井液进入污水处理系统处理污水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准限值后回注油藏。
	洗井液	危废	修井	液态	石油类		T, I	HW08	071-001-08	38.39t/a	
2	清罐底泥	危废	清罐	半固态	石油类		T, I	HW18	071-001-08	88.49t/a	定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
3	落地原油	危废	事故状态下	半固态	石油类		T, I	HW18	071-001-08	0.3t/a	作业单位 100%回收，事故状态下原油落地后，上层能收集的回收送至乌尔禾稀油处理站处理，无法收集的原油和收浸染的土壤等含油污泥委托有资质的单位处置
4	废弃防渗膜	危废	井下作业	固态	石油类		T, I	HW18	900-249-08	0.75	委托有资质的单位处置

2.3.4.5 运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目运营期污染物产排情况汇总见表 2.3-21。

表 2.3-21 运营期产排污情况汇总（单位：t/a）

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	管线 输送	无组织 废气	非甲烷总烃	0.21	0.21	无组织排放
废水	井场	井下 作业 废水	废水量	40.7	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业产生废水依托 乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理达 标后回注油藏
			COD	0.052	0	
			石油类	0.009	0	
	依托 处理 站	采出水	废水量	2367	0	依托乌尔禾稀油处理站污水处理系统处 理达标后回注油藏
固体 废物	危险 废物	废压裂液		229.82 m³/a	0	井下作业采用带罐作业，压裂返排液和 废洗井液通过罐车拉运至乌尔禾稀油处 理站，在处理站内处置属于《固体废物 鉴别标准 通则》（GB34330-2017）第 7 条中不作为液态废物管理的物质，因此 本项目压裂返排液在处理站中进入废水 处理站处置不作为固体废物管理；压裂 返排液进入污水处理系统处理污水处理 后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标 及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准 限值后回注油藏。
		废洗井液		38.39	0	
		清罐底泥		88.49	0	定期委托有危险废物处置资质的单位回 收、处置
		落地原油		0.3	0	上层能收集的回收送至乌尔禾稀油处理 站处理，无法收集的原油和收浸染的土 壤等含油污泥委托有资质的单位处置
		废弃防渗膜		0.75	0	委托有危险废物处置资质的单位回收、 处置
噪声	机泵、抽油机			75-80dB（A）		选用低噪声设备，减振垫、定期维护保 养
	井下作业（压裂、修井等）			80~95dB（A）		选用低噪声设备
	巡检车辆			60~90dB（A）		限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等

2.3.5 事故状态环境影响因素分析

油田开发和生产过程，从钻井、采出液开采及拉运等各个环节可能都会因工程设计、人为或自然因素等原因造成不同性质的工程污染事故。对于本工程的开发建设，可能出现的事故主要有井喷、储罐泄漏及井漏事故，这些事故都会使环

境受到一定的污染。

（1）井喷事故

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出水和原油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

（2）井漏事故

井漏事故一般发生在钻井和井下作业修井过程中。通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下水层和油层造成一定的污染和危害。

本工程运营期井喷、井漏及储罐泄漏等事故状态下会产生落地油。原油落地后，上层能收集的原油回收送至乌尔禾稀油处理站处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等清罐底泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

2.3.6 服役期满

服役期满后，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，进行拆除地面设施、清理井场等工作。

对完成采油的废弃井，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）的要求进行封井作业，对废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，主要污染物为：土壤回填过程中产生的部分扬尘、拆除的报废设备和建筑废料等。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；场站等拆除的报废设备、废弃建筑垃圾由建设单位运至指定位置进行处理。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

2.4 清洁生产分析

本节对本项目钻井过程、运营期、原油集输及处理过程、管理等方面进行清洁生产分析。

2.4.1 清洁生产技术和措施分析

2.4.1.1 钻井过程的清洁生产工艺

（1）采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

（2）在钻井、注水、防砂等钻采工艺中，采取防渗漏措施（下入表层套管），防止钻井化学药剂对地下水的污染。

（3）钻井过程中，采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井废水循环回收罐等环保设施，最大限度减少污染物排放量。

（4）作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施，泥浆循环利用率（重复利用）达到 90%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体做法如下。

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等祛除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池（防渗材料：采用土工膜）沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

④完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗件油及其他油品全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料净、场地清”。

（5）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（6）设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

（7）废钻井泥浆等采用钻井废弃物不落地达标处理技术，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

2.4.1.2 原油集输及处理清洁生产工艺

（1）采用功能较强的 PLC 系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

（2）系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。全密闭混合输送工艺能够减少投资，避免含油污水分散处理。

（3）油气集输采用密闭集输流程

在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用油藏的自然能量，确定合理的采油方式和油井回压。在集输流程上，油气从井口至计量站，再输送至处理站，采用密闭流程，降低了油气的损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

（4）优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，避免切割沙漠，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。为减少风季产生的风蚀作用，在集油支线、电力设施底部地面敷设的地表采用芦苇草方格固沙屏障。

2.4.1.3 运营期井下作业清洁生产工艺

（1）在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发；计量站及管汇撬阀门、油泵等设备采用密闭性能可靠的装置，杜绝跑、冒、滴、漏现象发生。

（2）原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

（3）采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

（4）在井下作业过程中，对产生的井下作业废水采用循环作业罐（车）收集，运至乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，节约了新鲜水的同时减少的外排；底泥暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行

无害化处置；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，拉运至乌尔禾稀油处理站原油处理系统进行处理。

2.4.1.4 节能及其它清洁生产措施分析

（1）采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

（3）采用先进、可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的安全性、准确性。集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

2.4.1.5 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入新疆油田分公司风城作业区安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本项目主要采取的环境管理措施如下：

（1）落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

（2）在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

（3）井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对管线管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限

度的降低了工程对环境造成的污染。

2.4.2 清洁水平分析

（1）评价指标体系

《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》（试行）中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 2.4-1～表 2.4-3。

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：P₁——定量评价考核总分值；

n——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：P₂——定性评价二级指标考核总分值；

F_i——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6 P_1 + 0.4 P_2$$

式中：P——清洁生产综合评价指数；

P₁——定量评价指标考核总分值；

P₂——定性评价指标考核总分值。

表 2.4-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm²	15	符合行业标准要求	2.92	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	3.46	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	95	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000m； 3000m 以上	10	≥40%； ≥50%； ≥60%	本工程井深 2676~2920m： 钻井液循环率 90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区： ≤30； 乙类区： ≤35	0	10
		废弃钻井液产生量	m³/100m 标准进尺	10	≤10	<10	10
		柴油机烟气排放浓度	——	5	符合排放标准要求	符合《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	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区： ≤100； 乙类区： ≤150	项目废水不外排	5
定性指标				本工程			
一级指标	权重值	二级指标	指标分值	本工程指标			得分

(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10	一开：采用坂土钻井液； 二开：GRD 聚合物钻井液体系，钻井液密度控制在 1.7g/cm ³ 以内。	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	具有节油措施	5
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	新疆油田分公司建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		定制节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	废弃钻井泥浆采用钻井不落地技术收集，采用非磺化水基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，剩余少量液相拉运至乌尔禾稀油处理站；分离后的固相储存于岩屑储罐内委托岩屑公司处置	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 2.4-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分

(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5.0	1.8	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	2.2	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液排放量	m³/井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m³ /井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m³ /井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标					本工程		
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程指标	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	废水、使用液、原油等可能落地处	5

		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	井下作业时带罐作业,落地原油运至乌尔禾稀油处理站原油处理系统进行处理	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	新疆油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 2.4-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160	<65	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	——	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	0	5

		落地原油回收率			%	7.5	100	100	7.5		
		采油废水回用率			%	7.5	≥60	100	7.5		
		油井伴生气外排率			%	7.5	≤20	0	7.5		
		采出废水达标排放率			%	7.5	≥80	100	7.5		
定性指标											
一级指标	指标 分值	二级指标					指标 分值	本工程			
								本工程指标	得分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好			5	井筒设施完好	5	
		采气	采气过程醇回收设施		10	采油	套管气回收装置		10	有套管气回收装置	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		10		防止落地原油产生措施		10	井下作业时带罐作业	10
		采油方式			采油方式经过综合评价确定			10	注水采油		10
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置			10	采用密闭集输工艺		10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					10	新疆油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证		10	
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	所属油田作业区已完成清洁生产审核		20	
		制定节能减排工作计划					5	制定有节能减排工作计划		5	
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况					5	按要求执行		5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	按要求执行		5	

		老污染源限期治理项目完成情况	5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 2.4-4。

表 2.4-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 2.4-1～表 2.4-3 计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分；综合评价指数平均得分 98 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

2.4.3 清洁生产建议

本项目较好地考虑了清洁生产的要求，但为更好地、持续地进行清洁生产，针对钻井液循环率低的情况，提出以下建议。

（1）采用闭合泥浆循环系统。对钻井液性能进行四级净化，避免钻井液的频繁稀释及反复加药，这样可以使钻井液体积减小，耗药量降低，从而使完井后的废钻井液处理量降低。

（2）回收再利用：可以用机械方法将废弃泥浆转化为干粉再用，主要回收加重剂和少量钻屑及膨润土。

（3）搞好固井，防止固井工程事故，而增加钻井废液的排放量。

（4）提高钻井泥浆固相控制效率。钻井液密度是一项重要的性能指标，其必须控制在一定范围内。随着钻井液的重复使用，泥浆中的固相含量一般会逐渐升高，升至一定限度后必须加药加水重新调制，因此，提高钻井液固控系统的处理效率，控制钻井液中固相含量的升高，对减少钻井液的产生和排放量起着重要作用。

（5）提高钻井泥浆抑制能力，控制地层造浆。具体措施是采用具有抑制泥页岩水化作用的钻井液，抑制由于地层水向井筒浸渗而形成的表面造浆，从而减少在表层钻进时泥浆量的迅速增加。

针对废洗井液产生指标高的情况，提出以下建议：利用井口出水压力降污水注入洗井车内进行净化处理，处理后的清水排入水箱，再用泵车注入井内，如此循环直至合格。

2.4.4 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。作为业主应成立相应的组织机构（或由环保、安全等部门牵头，其它部门参加），依据有关环保法规和节能、节水规定，在工程的开发建设和生产运营中，制定相应的预防污染计划和措施，并根据企业的经营发展情况，有组织、有计划地安排和协调，有序地实行清洁生产；广泛收集新的工艺信息，国内外先进技术信息，清洁生产技术信息，不断地开发研究和应用新的清洁生产技术；同时还要不断地对员工进行培训，以提高他们对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识，把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

由于清洁生产是一个相对的动态过程，因此，保持清洁生产的 P（计划）、D（实施）、C（检查）、A（改进）—持续改进是极其重要的。为了使清洁生产不间断地开展下去，必须做到以下几点：

- （1）建立和完善清洁生产组织；
- （2）建立和完善清洁生产管理制度；
- （3）制定持续清洁生产计划。

企业要在生产运营中，制定相应的预防污染计划，有序地推行清洁生产，定期对清洁生产情况作出评价。

①全面评价企业生产全过程及其各个过程单元或环节的运行管理现状，掌握运营过程的原材料、能源与产品、废物（污染物）的输入输出状况；

②分析识别影响资源能源有效利用，造成废物产生，以及制约企业生产效率的原因或“瓶颈”问题；

③产生并确定企业从产品、原材料、技术工艺、生产运行管理、以及废物循环利用等多途径进行综合污染防治的机会、方案与实施计划；

④不断提高企业管理者与广大职工清洁生产的意识与参与程度，促进清洁生产在企业的持续改进。

2.4.5 清洁生产结论

本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

2.5 污染物排放总量控制

2.5.1 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。

2.5.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平，考虑本工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x 和 VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺，废气污染物主要为集输过程中的无组织经类气体挥发。

运营期产生的采出水进入乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注地层；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至乌尔禾稀油处理站含油污水处理系统处理达标后回注，不外排，因此不对废水污染物进行总量控制建议。

根据本工程开采处理的工艺特点及本工程具体情况,在生产过程中总量控制的指标为 VOCs。

2.5.3 总量控制建议指标

本工程在正常运行期间，采出水随油气混合物输送至乌尔禾稀油处理站含油污水处理系统处理，处理达标后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至乌尔禾稀油处理站处理达标后回注，无废水外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程而言，其排放的VOCs基本可以等同为非甲烷总烃，VOCs（以非甲烷总烃计）的总量考核指标为0.21t/a，均为无组织挥发，不建议作为本工程的总量控制指标。

油气开采过程中井场、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求4.0mg/m³。

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境概况

3.1.1 地理位置

本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。夏子街油田位于准噶尔盆地西北部，西距乌尔禾镇约 15km。北接哈拉阿拉特山，南临玛北油田，西与黄羊泉地区相接，东部延伸到红旗坝地区，为一东西长 70km、南北宽约 30km 的区域。

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

项目地理位置见图 2.2-1。

3.1.2 地形地貌

和布克赛尔蒙古自治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世代山间凹陷，凹陷的东北段有大面积的侏罗纪的含煤地层出露。和什托洛盖中新世代中间凹陷核部是以石炭纪的地层为主，两翼是泥盆纪的地层和少量的奥陶纪到志留纪的地层，地层走向和深裂断走向均以东北西南向为主。

项目所在区域位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠西北缘，处于玛纳斯河流域下游的东部，属典型的风积沙漠地貌，整个地势由东北向西南倾斜，海拔高程 360~440m。受构造作用及风力等外力作用，形成风积地形，地形复杂。其地貌成因类型为风积平原区，表现为沙漠、土质和沙质平原。沙漠广为分布在开发区域大部分地区，由第四系风积物组成，沙丘高 10~30m，宽数十米。土质平原在

开发区东部一带分布，海拔高程 360~400m，由亚砂土、亚粘土组成，地形较平坦。沙质平原在开发区域东部广泛分布，海拔高程 400~440m，地形较平坦，植被稀疏。

项目区西部是扎依尔山，西北和东北为哈拉阿拉特山，东南和南部为低山丘陵向东南方向倾斜的山地延伸带，即由山前冲积平原、湖泊、沼泽地组成的盆地部分，海拔高度在 200~300m 之间。整个项目区处在准噶尔盆地西北缘的斜坡带，地势是西北高，东南低。

3.1.3 地质构造与地层岩性

项目区位于准噶尔凹陷西北部，西准噶尔褶皱带与准噶尔地块的交界部位。距项目工程场地较近的断裂有两条：克-乌断裂及达尔布特断裂。克-乌断裂带位于准噶尔盆地西北缘褶皱山系与盆地交接处，靠盆地一侧，为隐伏逆掩断裂带，空间展布方向大致为北东向，在平面上的展布形态为典型的逆掩断裂带形状，由北至南，可分为三条次级断裂带，呈三个凸向盆地的弧形弯曲，分别为乌尔禾-夏子街断裂带、克拉玛依-乌尔禾断裂带、红山嘴-车排子断裂带。在垂直剖面上，克-乌断裂带的主要断裂为上陡下缓的“铲状”，滑脱构造。克-乌断裂带自第四纪以来，没有新构造活动的迹象，不属于活动断裂，也不具备发生 6 级以上地震的构造条件。

项目区地层较复杂，各时代地层均有不同程度出露，其中泥盆纪、石炭纪地层分布最为广泛。泥盆系主要在谢米斯台山一带有大面积出露区，沉积时代距今约 1-3.5 亿年，沉积环境为浅海，沉积过程伴有海底火山喷发。石炭系出露主要在赛尔山（萨吾尔山）一带，沉积时代距今有 3.5-2.8 亿年。三迭系时代主要出露于和什托洛盖以南、布伦一带，距今 2.3-1.95 亿年，含蕨类植物化石。下第三系出露主要在玛纳斯湖一带，距今 6700-2250 万年，主要岩性是石英砂、泥质沙岩。上第三系沉积距今 2250-200 万年，主要分布在和布克谷地以南丘陵区，主要岩性是砂质泥岩和泥灰岩等。第四系是最年轻的地层，距今 200 万年，分布范围广，入侵岩准噶尔盆地最厚，和布克谷地较薄。第四系成因复杂，有湖泊沼泽堆积、河流堆积、冰川堆积等。一般分散不成岩，主要成分为大小不等的砾石、砂、沙土和黄土等。

3.1.4 气候、气象

夏子街油田属典型的大陆型干旱、半干旱气候。夏季炎热，冬季严寒，春秋多风，降水稀少，蒸发量大，空气干燥，光照丰富。夏子街油田气象资料见表 3.1-1。

表 3.1-1 气象参数统计表

统计项目		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	%	W19
	夏季	%	W19
	年平均	%	W13
极大风速及风压	风速/标准风压	m/s/Pa	25.4

3.1.5 水文及水文地质

3.1.5.1 水文

和布克赛尔蒙古自治的主要河流有和布克河、纳木郭勒河（白杨河）、木哈塔依河和达拉布特河、玛纳斯河等；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 0.415×10⁸m³，八月至翌年 3 月上旬为枯水期。

②纳木郭勒河（白杨河）

纳木郭勒河（白杨河）：白杨河是县境较大的一条河。发源于谢米斯台山西段，全长约 200km。出谢米斯台山进入白杨河谷地时形成较大的洪积扇。切过哈

拉阿拉特山，经乌尔禾注入艾里克湖。有 14 条小支流汇入纳木郭勒河，河流集水面积 1532 平方公里，在县境流域面积 528 平方公里。平均流量 $3.56\text{m}^3/\text{s}$ ，年径流量 $0.7—2.187 \times 10^8\text{m}^3$ 。4—6 月山上积雪融化，为洪水期，最大洪水流量 $38.84\text{m}^3/\text{s}$ 。7 月至翌年 3 月为枯水期。

③木哈塔依河和达拉布特河

木哈塔依河和达拉布特河：均发源于扎依尔山。3~4 月为洪水期，5 月至翌年 3 月为枯水期。年径流量前者为 $0.33 \times 10^8\text{m}^3$ ，后者为 $0.12 \times 10^8\text{m}^3$ 。主要靠基岩裂隙水补给，其次为降水。流出山口后几乎全部补给百口泉一带洪积扇的潜水和下部承压水。

④玛纳斯河

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

项目区周边无地表水。

3.1.5.2 水文地质

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

本工程建设地点位于夏子街油田。根据水文地质勘探资料表明，该区域白垩系富含孔隙—裂隙水。通过对白垩系地层岩性、特征的分析研究，说明中生带地层是在潮湿气候的泻湖—湖泊环境条件下形成的。从新生代开始，区域地壳不断上升，白垩系地层接受风化和剥蚀，湖泊相的水份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。

3.1.6 地震

按《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001）确定：夏 9 井区、夏 18 井

区地震烈度为 VII，地震动峰值加速度值为 0.15g。

3.2 环境空气现状调查与评价

3.2.1 项目所在区域环境质量达标情况

本次评价引用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 2021 年塔城地区环境空气质量达标区判定数据，具体如下表所示。

表 3.2-1 2021 年塔城地区基本污染物浓度监测结果表

污染物名称	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	浓度占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	60	5.0	8	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	11	27.5	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	38	54.28	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	12	34.29	达标
CO	95%保证率日均浓度	4000	900	22.5	达标
O ₃	90%保证率日最大 8h 平均浓度	160	102	63.75	达标

由上表可知，2021 年塔城地区 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均值、CO24 小时平均第 95 百分位数、O₃ 最大 8 小时平均第 90 百分位数均能满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准的要求，区域环境空气质量较好，属于环境空气质量达标区。

3.2.2 特征因子补充监测

本次大气环境质量补充监测特征因子委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测。

3.2.2.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，在夏 9 井区和夏 18 井区所在地主导风向下风向 5km 范围内各设置 1 个监测点进行补充监测，详见表 3.2-2 和图 3.2-1 所示。

表 3.2-2 项目大气现状监测点相对位置

标号	监测点位名称	监测点位坐标	相对位置关系	监测因子
----	--------	--------	--------	------

标号	监测点位名称	监测点位坐标	相对位置关系	监测因子
G1	夏 9 井区	***	项目区下风向（东南侧 300m）	非甲烷总烃、硫化氢
G2	夏 8 井区	***	项目区下风向（东南侧 300m）	

3.2.2.2 监测因子

补充监测因子均为特征污染物，为非甲烷总烃、硫化氢。监测时同步记录监测期间气象条件（风向、风速、气温、气压、稳定度等常规气象参数值）。

3.2.2.3 监测时间及频次

监测时间为 2022 年 8 月 2 日至 8 月 7 日共 7 天，每天监测 4 次小时平均浓度，每小时至少有 45min 采样时间。采样时间及频次见表 3.2-3。

3.2.2.4 监测及分析方法

监测分析方法均按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及国家环保局颁发的《环境监测技术规范》（大气部分）、《空气和废气监测分析方法》的有关要求进行。具体见表 3.2-3。

表 3.2-3 监测方法

序号	监测项目	监测方法	检出限	仪器名称/型号
1	硫化氢	居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法 GB 11742-1989	0.005mg/m ³	可见分光光度计 V1600
2	非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法 HJ 604-2017	0.07mg/m ³	气相色谱仪 GC9790PLUS

3.2.2.5 现状质量监测结果及评价

（1）评价方法

采用单因子标准指数法。

$$I_{ij} = \frac{C_{ij}}{C_{si}}$$

式中：I_{ij}—i 指标 j 测点指数；

C_{ij}—i 指标 j 测点监测值（mg/m³）；

C_{si-i} 指标二级标准值 (mg/m^3)。

(2) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》(GB16297-1996) 中监控点无组织排放监控浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 进行评价。

(3) 评价结果

监测时间段大气环境现状监测结果见表 3.2-4。

表 3.2-4 项目特征污染物监测结果汇总

监测点 位	污染物	平均时 间	评价标准 $/\text{mg}/\text{m}^3$	监测浓度范 围/ mg/m^3	最大浓度占 标率	超标率/%	达标 情况
G1	非甲烷总 烃	1h	2.0		46%	——	达标
G2		1h	2.0		39.5%	——	达标
G1	硫化氢	1h	0.01		/	——	达标
G2		1h	0.01		/	——	达标

由表 3.2-5 监测结果可知，评价区域内各监测点非甲烷总烃小时浓度值在 $0.09\sim 0.92\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃” $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准，未出现超标现象。硫化氢未检出，评价区域现状环境空气质量较好。

3.3 水环境现状调查与评价

评价区域内无地表水系。因此，本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

3.3.1 监测点位

根据项目所在区域的地质特征和环境影响特点，在评价范围内设置 8 个监测点，对地下水水位、水质进行监测，地下水水质监测点位见图 1.5-2 和表 3.3-1。

表 3.3-1 补充监测地下水环境监测点布置

编 号	监测点位	监测点位坐标	与本项目位置 关系	监测 对象	监测 类型	水位 (m)	监测时间
W1	217 国道东侧 景陵庄园内	***	西侧（侧向） 28km	潜水	水质	/	2021 年 11 月 17 日
W2	夏水 18 井	***	西侧 11.7km （侧向）	潜水	水质	/	2021 年 11 月 22 日

W3	夏水 21 井	***	西侧 13km 侧向	潜水	水质	/	2019 年 9 月 30 日
W4	夏水 9 井	***	西侧 12.7km 侧向	潜水	水质	/	
W5	玛水 9 井	***	西南 7.12km (侧向下游)	潜水	水质	/	2021 年 9 月 15 日
W6	玛水 21 井	***	西南 12.8km (侧向下游)	潜水	水质	/	
W7	玛湖区块上游水井 GW1	***	西侧 (侧向) 31.1km	潜水	水位	4.5	2021 年 11 月 11 日
W8	玛湖区块两侧水井 GW3	***	西南侧 (侧向下游) 16.9km	潜水	水位	43.4	

表 3.3-2 地下水引用数据合理性分析表

序号	分析角度	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8	本项目	引用点位合理性判定
1	监测点所属含水层	潜水	潜水	潜水	潜水	潜水	潜水	潜水	潜水	潜水	同一含水层
2	水文地质	裸露型裂隙孔隙水	碎屑岩类孔隙裂隙层间水					裸露型裂隙孔隙水	碎屑岩类孔隙裂隙层间水	碎屑岩类孔隙裂隙层间水	W2~W6、W8 为同一水文地质单元
3	监测点方位	侧向	侧向	侧向	侧向	侧向下游	侧向下游	侧向	侧向下游	-	
4	时效	2021.11.17	2021.11.22	2019.9.30		2021.9.15		2021.11.11		-	有效期内

通过表 3.3-2 可知，本项目所属含水层、水文地质、监测点方位与所引用地下水点位的所属含水层、水文地质、监测点方位基本一致，同时监测数据在三年有效期内，因此地下水监测数据具有代表性，有效性。

3.3.2 监测项目

W1~W4 监测因子：pH、总大肠菌群、细菌总数、氟化物、氯化物、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氰化物、硫化物、六价铬、汞、砷、铅、镉、铁、锰、总硬度、溶解性总固体、钾 (K^+)、钠 (Na^+)、钙 (Ca^{2+})、镁 (Mg^{2+})、

碳酸根（ CO_3^{2-} ）、重碳酸根（ HCO_3^- ）、硫酸根（ SO_4^{2-} ）、氯离子（ Cl^- ）、挥发性酚类和石油类共 31 项。

W5、W6 监测因子：pH 值、氟化物、溶解性总固体、总硬度、氯化物、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、硫酸盐、氰化物、六价铬、汞、砷、碳酸根（ CO_3^{2-} ）、重碳酸根（ HCO_3^- ）、硫酸根（ SO_4^{2-} ）、氯离子（ Cl^- ）、钾（ K^+ ）、钠（ Na^+ ）、钙（ Ca^{2+} ）、镁（ Mg^{2+} ）、挥发性酚类和石油类共 23 项。。

3.3.3 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《中华人民共和国环境保护行业标准地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）以及《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）规范规定的方法进行。

3.3.4 现状质量监测结果及评价

（1）评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准限值对地下水水质进行评价。

（2）评价方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数 >1 ，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。标准指数计算分为以下两种情况：

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

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

式中： P_i —第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i —第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）；

S_{si} —第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

②对于评价标准为区间值得水质因子（如 pH 值），其标准指数计算方法如下：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} (pH \leq 7.0)$$

$$P_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} (pH_j > 7.0)$$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su}—地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

（3）监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 3.3-2。

由表 3.3-4 监测结果可知：根据监测结果可知，监测因子溶解性总固体、硫酸盐、氯化物未达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准要求。调查区溶解性总固体、氯化物和硫酸盐超标的原因：本区地下水为天然劣质水分布区，属高矿化度的咸水-盐水-卤水。

表 3.3-3 地下水环境质量现状监测结果 （单位：mg/L，pH 值无量纲）

项目	IV 类标准值	W1		W2		W3		W4		W5		W6	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
pH 值（无量纲）	6.5~8.5												
总大肠菌群	≤30												
细菌总数	≤100												
氟化物	≤1.0												
氯化物	≤250												
耗氧量	≤3.0												
氨氮	≤0.5												
挥发酚	≤0.002												
硝酸盐氮	≤20												
亚硝酸盐氮	≤1												
硫酸盐	≤250												
氰化物	≤0.05												
硫化物	≤0.02												

项目	IV 类标准值	W1		W2		W3		W4		W5		W6	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
石油类	≤0.05												
六价铬	≤0.05												
汞	≤0.001												
砷	≤0.01												
铅	≤0.01												
镉	≤0.005												
铁	≤0.3												
锰	≤0.1												
Na ⁺	/												
K ⁺	/												
Ga ²⁺	/												
Mg ²⁺	/												
SO ₄ ²⁻	/												
Cl ⁻	/												
CO ₃ ²⁻	/												

项目	IV 类标准值	W1		W2		W3		W4		W5		W6	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
HCO ₃ ⁻	/												
总硬度	≤450												
溶解性总固体	≤1000												

3.4 声环境现状调查与评价

3.4.1 现状监测

（1）监测布点

结合评价范围、环境功能区划分布，在本项目井区边界设 8 个监测点进行实测，监测点位图见图 3.2-1。

所有监测点设在场地红线外一米。

表 3.4-1 噪声监测点布置一览表

标号	监测点位	监测因子
N1	XTHW9701 和 XTHW9801 平台井东侧外 1m	LAeq
N2	XTHW9701 和 XTHW9801 平台井南侧外 1m	LAeq
N3	XTHW9701 和 XTHW9801 平台井西侧外 1m	LAeq
N4	XTHW9701 和 XTHW9801 平台井北侧外 1m	LAeq
N5	XTHW1801 井场东侧外 1m	LAeq
N6	XTHW1801 井场南侧外 1m	LAeq
N7	XTHW1801 井场西侧外 1m	LAeq
N8	XTHW1801 井场北侧外 1m	LAeq

（2）监测日期、频率

2022 年 8 月 2 日至 3 日进行了现场监测，连续 1 天，每天昼间、夜间各监测 1 次，每次 20 分钟。

（3）监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）和《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中有关规定执行。

3.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表 3.4-2。

表 3.4-2 声环境质量现状监测及评价结果（单位：dB(A)）

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)	评价标准	超标率
N1	昼间		60	0
	夜间		50	0
N2	昼间		60	0
	夜间		50	0
N3	昼间		60	0

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)	评价标准	超标率
N4	夜间		50	0
	昼间		60	0
	夜间		50	0
N5	昼间		60	0
	夜间		50	0
N6	昼间		60	0
	夜间		50	0
N7	昼间		60	0
	夜间		50	0
N8	昼间		60	0
	夜间		50	0

由监测结果可以看出，评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

3.5 土壤环境现状调查与评价

（1）监测点位及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的要求布设监测点。现状监测点位图见图 3.2-1，监测项目见表 3.5-1。

（2）监测时间及频次

2022 年 8 月 2 日在各监测点采样一次。

（3）采样要求

①表层样：在 0~0.2m 处取样。

②柱状样：在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别采样。

（4）监测分析方法

建设用地按 GB36600-2018 表 3 土壤污染物分析方法执行。

（5）监测结果及评价

土壤环境质量现状监测统计结果见表 3.5-2、表 3.5-3、表 3.5-4、表 3.5-5。

根据监测结果，项目建设场地及占地范围外评价区的建设用地土壤环境质量各监测因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

表 3.5-1 土壤环境现状监测点位

编号	位置/井号	坐标		样品类别	采样点相对监测方位	监测项目
		东经	北纬			
T1	XTHW9701 井	***	***	柱状样	项目占地范围内	pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷
T2	XTHW9801 井	***	***	柱状样	项目占地范围内	
T3	XTHW1801 井	***	***	柱状样	项目占地范围内	第一层土壤监测《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）表 1 中 45 项因子和 pH、石油烃； 第二层和第三层只监测 pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷
T4	XTHW9801 井单井出油管线	***	***	表层样	项目占地范围内	《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 中 45 项因子和 pH、石油烃
T5	XTHW9701 井东侧 100m	***	***	表层样	项目占地范围外	pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷
T6	XTHW1801 井单井出油管线北侧 100m	***	***	表层样	项目占地范围外	

表 3.5-3 土壤检测结果表（3#和 4#监测点）

检测因子	单位	3#	4#	GB36600-2018 表 1 第二类用地筛选值
		0~0.2m	0~0.2m	
pH 值	无量纲			/
总汞	mg/kg			38
总砷	mg/kg			60
六价铬	mg/kg			5.7

铅	mg/kg			800
镉	mg/kg			65
铜	mg/kg			18000
镍	mg/kg			900
石油烃(C10-C40)	mg/kg			4500
氯甲烷	μg/kg			21
氯乙烯	μg/kg			
1,1-二氯乙烯	μg/kg			66
二氯甲烷	μg/kg			616
反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg			54
1,1-二氯乙烷	μg/kg			9
顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg			596
氯仿	μg/kg			0.9
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg			840
四氯化碳	μg/kg			2.8
苯	μg/kg			4
1,2-二氯乙烷	μg/kg			5
三氯乙烯	μg/kg			2.8
1,2-二氯丙烷	μg/kg			5
甲苯	μg/kg			1200
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg			2.8
四氯乙烯	μg/kg			53
氯苯	μg/kg			270
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg			10
乙苯	μg/kg			28

间，对-二甲苯	μg/kg			570
邻-二甲苯	μg/kg			640
苯乙烯	μg/kg			1290
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg			6.8
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg			0.5
1,4-二氯苯	μg/kg			20
1,2-二氯苯	μg/kg			560
2-氯苯酚	mg/kg			2256
硝基苯	mg/kg			76
萘	mg/kg			70
2-硝基苯胺	mg/kg			260
3-硝基苯胺	mg/kg			
4-硝基苯胺	mg/kg			
2-硝基苯胺	mg/kg			
苯并(a)蒽	mg/kg			15
蒽	mg/kg			1293
苯并(b)荧蒽	mg/kg			15
苯并(k)荧蒽	mg/kg			151
苯并(a)芘	mg/kg			1.5
茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg			15
二苯并(a,h)蒽	mg/kg			1.5

表 3.5-4 土壤检测结果表（5#、6#）

检测	单位	5#	6#	GB36600-2018 表 1 第二类用地筛选值
		0~0.2m	0~0.2m	
pH 值	无量纲			>7.5

总汞	mg/kg			3.4
总砷	mg/kg			25
六价铬	mg/kg			5.7
铅	mg/kg			170
镉	mg/kg			0.6
铜	mg/kg			100
镍	mg/kg			190
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg			826

表 3.5-5 土壤检测结果表（1#、2#、3#）

检测因子	单位	1#			2#			3#		GB36600-2018 表 1 第二类用地筛选值
		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	0.5~1.5m	1.5~3m	
pH 值	无量纲									/
总汞	mg/kg									38
总砷	mg/kg									60
六价铬	mg/kg									5.7
铅	mg/kg									800
镉	mg/kg									65
铜	mg/kg									18000
镍	mg/kg									900
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg									4500

3.6 生态环境现状调查与评价

3.6.1 生态系统调查与评价

3.6.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区Ⅱ1准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区15。夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区，生态功能区划见图1.9-2。

3.6.1.2 生态系统调查

本工程生态系统主要为荒漠生态系统。

野生动物栖息地生境单一，以荒漠野生动物类群构成系统的次级和顶级生物主体。主要分布耐旱和适应缺水环境的爬行类、啮齿类和鸟类，大型哺乳类的种类和数量较少。

荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏较难恢复。但因其分布面积大，处于人类活动频繁的区域外围，所以在防止土地荒漠化、维持生物多样性方面具有十分重要的作用。

3.6.2 植被现状调查与评价

3.6.2.1 评价区植被类型

评价区内天然植物种类贫乏，以超旱生、耐盐碱的亚洲中部荒漠成分占优势。所分布的植物中，藜科植物种类较多，主要是藜科的白梭梭、假木贼、驼绒藜等。就其区系地理成分而言，总体来说比较简单。从历史成分来看，显示出其古老性，藜科中的梭梭等植被均发生于第三纪。

从植物的水平地带分布来说，工程区植被主要是由超旱生的小半乔木、半灌木荒漠植被所形成。由于干旱无水，地表干燥，植被稀疏，植被覆盖率均较低。

根据现场实地考察，评价区内及外围同类型区域有植被生长处的覆盖度大都在5%左右，盖度极低，也有部分区域为裸地。说明评价区土壤贫瘠，植被分布及生长状况极差。

评价区植被均为梭梭+假木贼群系（*Form Haloxylon*

ammodendron+*Anabasis salsa* +*Anabasis truncata*），是新疆荒漠植被中具有重要作用的显域性植被，梭梭+假木贼群系分布在整个油田开发区，所适应的土壤为灰棕漠土，土壤中含有石膏，机械组成为砾沙质，群落盖度很低，多在 5%左右。区域植被类型图详见图 3.6-1。

（1）主要植物种类分布

油田开发区内植物种类主要为荒漠植物种类。根据实地调查结果统计，评价区内主要高等植物 19 种，主要物种及分布环境见表 3.6-1。

表 3.6-1 评价区植物种类名录

序号	中文名	学名	分布
1	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
2	白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	++
3	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++
4	盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	++
5	高枝假木贼	<i>Anabasis elatior</i>	++
6	展枝假木贼	<i>Anabasis truncata</i>	+
7	直立猪毛菜	<i>Salsola orientalis</i> S.G. Gmel.	++
8	猪毛菜	<i>Salsola spp</i>	++
9	怪柳	<i>Tamarix chinensis</i> Lour	+
10	骆驼刺	<i>Karelinia caspia</i>	+
11	驼绒藜	<i>Iljinia regelii</i>	+
12	木碱蓬	<i>Suaeda dendroides</i>	+
13	囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i> Pall.	++
14	翅花碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>	++
15	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	++
16	肥叶碱蓬	<i>Suaeda kossinskyi</i>	++
17	盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	+
18	翼果霸王	<i>Zygophyllum pterocarpum</i>	++
19	叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+

注：++为多见；+为少见。

（2）保护植物

工程所在地区内分布的天然野生植物中，受自治区重点保护的植物有梭梭、白梭梭，为自治区 I 级保护植物，是典型的荒漠植物及优良固沙植物。

（3）植被分布特征

根据现场调查及资料分析表明，在油田区域内分布的主要高等植物有 20 种左右，在各种群落类型中，常见种最多不超过 10 种。由于组成群落的植物种类很少，所以群落结构也比较简单。

区域内的旱生小半乔木梭梭及小半灌木假木贼为主的植被类型占主导地位，

分布在油田的绝大部分区域，由于地表较干燥，导致区块植被盖度较低，在 5% 左右，项目区域植物种类少，多为藜科植物。

3.6.2.2 植被利用现状

油田开发区内为稀疏植被戈壁区，没有农田及其它人工植被，由于生产力低下，作为牧场的利用价值极低。其地表的戈壁砾石具有防止地表破坏，防止水土流失的生态作用。

评价区生态环境属于荒漠生态系统。自然植被作为一种饲养牲畜获得畜产品的主要自然生物资源，在生态系统中起着决定性的作用。牲畜、牧草、土壤条件及其它环境因子组成相互制约的供需型食物结构。生态系统中牧草类型、种类、植被特点及地形、地貌条件反映草场自然特征和利用水平的基本标准。

评价区域内的草地植被以小半乔木及半灌木为主，在工程区优势种植物为梭梭，其次还有假木贼等。草地类型简单，覆盖度一般在 5% 左右，做为牧场使用的价值极低。

3.6.3 野生动物现状调查与评价

按中国动物地理区划的分级标准，工程区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处内陆盆地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。

项目所在地区内分布的主要为野生脊椎动物 15 种，其中爬行类 3 种、鸟类 10 种、哺乳类 2 种。爬行类的蜥蜴、哺乳类的啮齿动物和鸟类是项目区内主要建群种动物，没有国家及自治区级保护动物，具体详见表 3.6-2。

表 3.6-2 项目所在区域野生脊椎动物分布种类及遇见频度

序号	中名	学名	居留特性	分布
爬行类				
1	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>		+
2	旱地沙蜥	<i>Phrynocephalus helioseopus</i>		+
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		+
鸟类				
4	石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	R	++
5	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	R	±
6	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
7	岩鸽	<i>Columba rupestris</i>	R	±
8	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
9	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	R	+

10	小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	+
11	凤头白灵	<i>Galerida cristata</i>	R	+
12	毛脚燕	<i>Delichon urbica</i>	B	+
13	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	+
哺乳类				
14	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>		+
15	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>		+

注：表中 R 留鸟 B 繁殖鸟 ++ 多见种 + 常见种 ± 偶见种

由于区域严酷的生境条件，野生动物分布种类少，没有区域特有种，也无保护动物。

3.6.4 土壤类型及分布

本工程所在区域土壤类型为石膏灰漠土，项目区土壤类型图见图 3.6-2。

灰漠土是石膏盐层土中稍微湿润的类型，是温带漠境边缘细土物质上发育的土壤。灰漠土土壤的砾质化程度很弱，这主要是它的成土母质大多数是黄土的原因。砂砾石母质也有一部分，但含砾石比较少。在草长得比较多的地段，还可见到少量鼠类活动的洞隙和小土包，这在其它漠土上是很少有的。

3.6.5 水土流失现状

根据“新水水保〔2019〕4 号文”，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本工程所在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。根据《2019 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，和布克赛尔蒙古自治县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 86.48%，主要侵蚀土地利用类型为草地、裸地。

3.6.6 土地利用现状

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图，项目区的土地利用类型主要是戈壁。项目区土地利用现状图见图 3.6-3。

3.6.7 区域沙化土地现状

项目所处区域为和布克赛尔蒙古自治县，根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014 年），该县沙化土地动态变化情况见下表。

表 3.6-3 区域的沙化土地动态变化情况（单位：公顷）

行政区域	时间	总面积	沙化土地面积														有明显沙化趋势的土地	其他土地类型
			计	流动沙地	半固定沙地			固定沙地			露沙地	沙化耕地	非生物治沙工程地	风蚀残丘	风蚀劣地	戈壁		
					计	人工半固定沙地	天然半固定沙地	计	人工固定沙地	天然固定沙地								
塔城地区和布克赛尔蒙古自治县	第五次	2874225.27	2022340.03	0	184170.75	0	184170.75	659004.02	0	659004.02	0	1329.82	0	48010.65	14240.9	1115583.89	19165.56	832719.68
	第四次	2874391.36	2019706.9	0	224323.27	0	224323.27	678027.56	0	678027.56	0	0	0	57201.45	0	1060154.62	17930.16	836754.3
	动态变化	-166.09	2633.13	0	-40152.52	0	-40152.52	-19023.54	0	-19023.54	0	1329.82	0	-9190.8	14240.9	55429.27	1235.4	-4034.62

3.6.8 与重要生态敏感区的位置关系

区域内无文物古迹分布，也无地下水源保护区。

3.7 区域污染源调查

区域内无其他工业污染源分布。

4 环境影响预测与评价

4.1 施工期环境影响分析与评价

4.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为：（1）在管线敷设、道路工程、供电线架空敷设等在施工作业过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等；（2）施工期钻井过程中产生的废气，主要来自于柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NO_x 、 SO_2 、烃类等；（3）各种施工燃油机械及运输车辆的尾气。

4.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在井场地面建设及管道敷设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运等过程。

湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的最主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

（1）风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023W}$$

式中：Q—起尘量，kg/吨·年；

V_{50} —距地面 50 米处风速，m/s；

V_0 —起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表 4.1-1。由表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 $250 \mu\text{m}$ 时，沉降

速度为 1.005m/s，因此可认为当尘粒大于 250 μm 时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 4.1-1 不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径(μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度(m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径(μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度(m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径(μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度(m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内，由于距离的不同，其污染影响程度亦不同，在扬尘点下风向 0~50m 为重污染带，50~100m 为较重污染带，100~200m 为轻污染带，200m 以外对大气影响甚微。据类比调查，在一般气象条件，施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内，被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m³ 左右。

参照同类施工场地的一般做法，施工场地可用塑料编织袋布置围栏，场地经常洒水保持表土湿润，物料运输车辆采用密闭的专用车辆等，在采取有效的防尘措施后，施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内，随着距离的增加，浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远，施工扬尘对周边居民影响很小。

（2）车辆行驶扬尘

据文献报导，在施工过程中，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{v}{5} \right) \left(\frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，吨；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 4.1-2 为一辆 10 吨卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 4.1-2 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 4.1-2 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

清洁 车速	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小，只要控制车速，做到减速慢行，项目建设规模小，施工材料运输量不大，间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 4.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效的控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 4.1-3 施工场地洒水抑尘实验结果

距离（m）		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度（mg/m ³ ）	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

4.1.1.2 钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电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，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

4.1.1.3 汽车尾气

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械，排放的污染物

主要有 CO、NO₂。据类似工程监测，在距离现场 50m 处，CO、NO₂1 小时平均浓度分别为 0.2mg/m³ 和 0.13mg/m³，日平均浓度分别为 0.13mg/m³ 和 0.062mg/m³，均可达到《大气污染物综合排放标准》无组织排放监控浓度限值标准要求，其影响范围在 200m 以内的范围。

同时，施工单位应使用满足《普通柴油》（GB252-2015）标准现阶段要求的柴油，并定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《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）中的标准要求。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

综上，施工期大气污染源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

4.1.2 施工期地下水环境影响分析

施工期废水主要为管道试压废水。

管道试压采用中性洁净水，试压废水为清净下水，废水中主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，用于施工期洒水抑尘，不会对项目区地下水产生影响。

4.1.3 施工期声环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声，发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~100dB(A)。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

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

式中：L_p(r)—距离声源 r 处的倍频带声压级；

L_p(r₀)—参考位置 r₀ 处的倍频带声压级；

r—预测点距离声源的距离（m）；

r₀—参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 4.1-4。

表 4.1-4 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

距场界距离 方位	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
西	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
南	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90

由预测结果可以看出：

（1）钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井场 10m 处，夜间 50m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)的要求。

（2）昼间施工噪声在 30m 外，夜间施工噪声在 100m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，没有集中固定居民居住，不产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，施工期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须要做好劳动防护措施。

4.1.4 施工期固体废物环境影响分析

（1）钻井泥浆、岩屑

采用泥浆不落地技术收集，经泥浆不落地装置固液分离后，液相循环使用，用于钻井液的配制，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑道路。

岩屑本身无污染物，其主要成份为水和膨润土；泥浆中不含碘化物、铬等有毒物质，均属于一般工业固废，对井场周围的环境影响较小。

（2）机械设备废油

钻井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、废机油等。类比调查一个钻井期机械设备产生的废机油产生量不足 0.5t，本项目 3 口采油井

产生量约 1.5t，钻井产生的机械设备废油由钻井公司委托有资质的单位处置。

（3）废弃防渗膜

本项目钻井施工区域铺垫防渗膜，防止施工过程中产生的废油污染土壤，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破损无法再次利用，则沾满油泥的废弃防渗膜作为危险废物，委托有资质单位处置。

（4）施工土石方：施工土方在管线施工结束后全部用于回填管沟，并实施压实平整水土保持措施。本项目不设置集中弃土场。

综上，只要加强管理，并严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

4.1.5 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）管线临时占地对土壤环境的影响

本工程管线临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

（2）落地原油影响

正常工况下，油气集输过程中落地油对土壤的污染主要集中在表层 0~20cm，仅在采油井周围 50m 内，一般多呈点片状分布，对土壤的影响仅在局部和表层，影响不大。受污染的土壤清理后按危险废物进行转移处置。

（3）施工各种废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括管道防腐材料以及施工生活垃圾，如塑料袋等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

综上，油气田开发对土壤影响，呈点块状（如井场）和线状（如管线和井场道路等）分布，影响范围明确。该建设工程在施工期对土壤环境影响较大。

4.2 运营期环境影响预测与评价

4.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

4.2.1.1 大气环境影响预测

根据工程分析内容，项目运营期单井加热采用电加热，无燃气加热炉废气污染物排放。本项目的废气污染物主要为油气集输过程无组织排放的烃类气体。

（1）相关判定

本工程大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

（2）模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模型 AERSCREEN 进行估算。

（3）估算模型使用数据来源

①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取（<http://srtm.csi.cgiar.org>），符合导则要求。

②地表参数

项目大气评价范围占地类型为林地和农用地两种，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 4.2-1。

表 4.2-1 本工程地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
草地（0~360）	春	0.6	2	0.001
	夏	0.18	1	0.05
	秋	0.18	2	0.1
	冬	0.2	2	0.01

注：本工程所在林地不属于落叶林也不属于针叶林，地表特征参数参考草地

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 4.2-2。

表 4.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-30.6℃	34.5℃	0.5m/s	10m

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 1.5-1。

(5) 预测结果

运营期产生的废气主要为井口采出液集输过程中无组织排放的挥发性有机物，本次评价选取 XTHW9701 和 XTHW9801 两口井的平台井和 XTHW1801 单井分别作为预测情形。污染物排放参数如表 4.2-3 所示。

表 4.2-3 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源	区块	污染物	排放速率 (t/a)	排放形式	排放参数
无组织挥发的 非甲烷总烃	两井平台井	NMHC	0.14	无组织排放	75m×95m×4.5m
	单井	NMHC	0.07	无组织排放	75m×85m×4.5m

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，采用 AERSCREEN 估算模式对污染物落地浓度进行预测，预测结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 项目区废气排放估算结果一览表

污染源	预测结果	
	最大落地浓度 (μg/m³)	最大浓度占标率 (%)
两井平台井非甲烷总烃	24.062	1.2031%
单井非甲烷总烃	10.813	0.54065%

由预测结果可知，非甲烷总烃的最大浓度占标率为占标率为 1.2031%，对应的为最大落地浓度为 24.062 μg/m³。

由预测结果可知，本工程运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃的占标率小于 10%，则项目运营期排放的污染物对周边环境空气影响较小。

(7) 大气环境影响评价结论

由估算结果可知：各井场无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为 24.062μg/m³，占标率 1.2031%，D_{10%}未出现，非甲烷总烃到达区块边界浓度和最大落地浓度均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》。

项目所排放的大气污染预测浓度能满足相关环境质量标准要求；可满足相关无组织排放浓度排放限值要求，可达标排放，项目周边 2.5km 范围内无环境敏感目标。项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响

响可以保持在环境可接受的范围之内。

4.2.1.2 大气污染物核算

大气污染物排放量核算表见表 4.2-5 和 4.2-6。

表 4.2-5 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口 编号	产污 环节	污染物	主要污染物防 治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/ (t/a)
					标准名称	浓度限值/ (mg/m ³)	
1	A1	井场 集输	非甲烷 总烃	采用密闭混合 输送工艺	《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	4.0	0.21 (单井排放 量 0.07t/a)
无组织排放合计/ (t/a)							
无组织排放总计				非甲烷总烃		0.21	

注：年排放量为 3 口井合计排放量。

表 4.2-6 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/ (t/a)
1	非甲烷总烃	0.21

4.2.1.3 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表详见表 4.2-7。

表 4.2-7 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等 级与范 围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒	三级 ☐
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☐	边长=5km ☒
评价因 子	SO ₂ +NO ₂ 排 放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐	<500t/a ☒
	评价因子	基本污染物 (PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、 O ₃ 、CO) 其他污染物 (非甲烷总烃、硫化氢)		包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒	
评价标 准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐	附录 D ☒ 其他 标准 ☒
现状评 价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒	一类区和 二类区 ☐
	环境基准年	(2021) 年			
	环境空气质 量 现状调查数	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒	现状补充 监测 ☒

	数据来源						
	现状评估	达标区 ☒				不达标区 ☐	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐	区域污染源 ☐
大气环境影响预测与评价	预测模型	AER MOD ☒	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网络模型 ☐ 其他 ☐
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐		边长 5~50km ☐			边长=5km ☒
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物）				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒	
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率 $\leq 100\%$ ☒				C 本项目最大占标率 $> 100\%$ ☐	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C 本项目最大占标率 $\leq 10\%$ ☐		C 本项目最大占标率 $> 10\%$ ☐	
		二类区		C 本项目最大占标率 $\leq 30\%$ ☒		C 本项目最大占标率 $> 30\%$ ☐	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（/）h		C 非正常占标率 $\leq 100\%$ ☐			C 非正常占标率 $> 100\%$ ☐
保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐				C 叠加不达标 ☐		
区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐				$k > -20\%$ ☐		
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（/）			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）		监测点位数（2）			无监测 ☐
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐					
	大气环境防护距离	距（/）厂界最远（/）m					
	污染源年排放量	SO ₂ ：（/）t/a		NO ₂ ：（/）t/a		颗粒物：（/）t/a	VOCs：（0.21）t/a
注：“ ☐ ”为勾选项，填“ ☒ ”；“（/）”为内容填写项							

4.2.2 运营期地下水环境影响分析

4.2.2.1 水文地质条件

（1）区域地层概况

本工程位于新疆准噶尔盆地西缘，区域构造位于准噶尔盆地西北缘乌夏断裂带东部。

夏子街油田自上而下钻揭了白垩系的吐谷鲁群（K₁tg），侏罗系的齐古组（J₃q）、头屯河组（J₂t）、西山窑组（J₂x）、三工河组（J₁s）、八道湾组（J₁b），三叠系的白碱滩组（T₃b）、克上组（T₂k₂）、克下组（T₂k₁）、百口泉组（T₁b），二叠系的乌尔禾组（P₂w）；其中白垩系和侏罗系、侏罗系和三叠系、三叠系和二叠系皆为不整合接触。夏子街油田地层简表见表 4.2-8。

表 4.2-8 夏子街油田地层简表

地层		地层代号	厚度 m	岩性简述
系	组			
白垩系	吐谷鲁群	K ₁ tg	800~1500	厚层状灰绿色泥岩、砂质泥岩；底部为浅灰色中一细砂岩
侏罗系	齐古组	J ₃ q	200~250	灰白色泥质粉砂岩及砂质不等粒小砾岩互层
	头屯河组	J ₂ t	40~120	棕色泥岩、粘土岩、不等砾砂岩、泥质砂岩
	西山窑组	J ₂ x	50~100	深灰色砂砾岩、含砾泥岩
	三工河组	J ₁ s	70~100	上部为灰白色泥质粉砂岩，下部为灰色砂质砾岩
	八道湾组	J ₁ b	500~80	上部为灰色泥岩、灰色中细砂岩互层，下部为厚层状砂砾岩
三叠系	白碱滩组	T ₃ b	50~150	灰黑色泥岩夹薄层泥质粉砂岩
	克上组	T ₂ k ₂	150~250	灰绿色、灰褐色砂砾岩、砂质不等粒砾岩夹
	克下组	T ₂ k ₁	150~400	薄层不稳定灰褐色砂质泥岩
	百口泉组	T ₁ b	100~150	棕色、灰褐色砾岩夹薄层杂色砂质泥岩
二叠系	乌尔禾组	P ₂ w	未穿	棕色泥岩与绿灰色砂砾岩互层，夹薄层砂质小砾岩

（2）区域水文地质概况

①地下水赋存条件

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

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

碎屑岩类孔隙裂隙水主要分布在和什托洛盖及夏子街一带，根据含水岩组的不同可划分为古近系-新近系含水岩组、白垩系含水岩组和侏罗系含水岩组基岩裂隙水，根据含水岩性特征，可划分为层状岩类裂隙水和块状岩类裂隙水。其中层状岩类裂隙水：主要分布在萨吾尔山南坡、谢米斯台山南坡西段。地层岩性主要火山碎屑岩为主，构造活动剧烈，岩层裂隙发育，有良好的地下水赋存空间；块状岩类裂隙水：主要分布在和什托洛盖镇西北部，含水层以花岗岩为主的块状岩类，裂隙不发育。

②地下水补径排条件

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

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

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

③地下水动态

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

（3）评价区水文地质条件

①地下水赋存条件及含水层特征

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

夏 18、夏 9 区块地下水类型为单一的碎屑岩类裂隙孔隙水，含水层岩性为砂岩和泥岩互层，上部为透水不含水第四系松散沉积物。含水层岩组为古近系、新近系和侏罗系岩组，含水层岩性为砂岩、砾岩与泥岩的互层，颜色呈青灰色至灰白色，风化程度中等，裂隙不发育，地下水的赋存条件比较差，富水性较弱。地下水埋深较大，且第四系松散层之下有一层连续厚 2-20m 的泥岩层，隔水能力较强。据原有钻探 S10 号孔资料，水位埋深 56.89m，因含水岩组完整，孔隙裂隙发育程度差，地下水流动缓慢，渗透系数 1.611m/d，含水层厚度为 30.49m，单井涌水量为 217m³/d。

项目区水文地质图见图 4.2-1。

②补给、径流、排泄条件

区内地下水类型为碎屑岩类裂隙孔隙水，无地表水分布，无田地分布，区块地下水主要接受西北部地下径流补给。地下水流向近北西流向东南，水力坡度为 4‰~9‰。地下水排泄方式以侧向地下径流排泄为主。玛纳斯湖为评价区地下水

的最终排泄区。

③地下水动态

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

④地下水化学特征

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

区块内地下水矿化度为 $0.41\sim 1.44\text{g/L}$ ，西北部和中部小于 1g/L ，东南部大于 1g/L ，为微咸水。区内地下水 pH 值在 7.8 左右，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 型和 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型。

根据项目区地层水分析资料统计表明，地层水密度 1.021g/cm^3 ，总矿化度变化范围为 $3818\text{mg/L}\sim 4756.54\text{mg/L}$ ，水化学类型为 NaHCO_3 型。

⑤地下水开发利用现状

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

⑥包气带污染现状调查

第四系松散沉积物为透水不含水层，参考区域周边已进行的渗水试验结果，表层渗透系数为 5.96m/d ，包气带天然防污性能较弱。本次评价区内包气带土壤取样深度为 $0\sim 0.2\text{m}$ 、 $0\sim 0.5\text{m}$ 、 $0.5\sim 1.5\text{m}$ 、 $1.5\sim 2.0\text{m}$ 等，检测因子主要重金属、挥发性及半挥发性有机物、石油烃（ $\text{C}_{10}\sim\text{C}_{40}$ ），并对比《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值进行了对比分析。

根据本次评价中土壤环境的调查结论，各监测点表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物检测数值波动较小，均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值；石油烃（C₁₀~C₄₀）检测结果均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，包气带土壤质量状况良好。

4.2.2.2 正常工况下地下水环境影响

（1）生产废水对地下水影响分析

运营期，本工程废水污染源主要为采出水、井下作业废水等。

本工程采出水和井下作业废水均依托乌尔禾稀油处理站含油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注地层。回注地层与区域地下水处于不同层系，超出本区域地下水含水层的深度。在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。故正常情况下，采出水和井下作业废水不外排，对地下水影响很小。

（2）油泥（砂）对地下水影响分析

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

（3）各类管线对地下水影响分析

本工程各类管线均是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管及高压玻璃纤维管，采取严格的防腐防渗措施。本工程顶管埋深-1.7m，管线埋设区域的地下水埋深大于30m，正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）小结

运营期主要水污染物为油田采出水和井下作业废水。运营期本工程采出水和井下作业废水可以依托乌尔禾稀油处理站含油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注地层，

回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效保护地下水层，在正常情况下不会对其产生影响；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

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

4.2.2.3 事故工况下地下水环境影响

（1）井漏事故的泥浆对地下水的影响

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

就钻井液漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。

因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

本项目油井在钻井过程中一开采用 444.5mm 钻头钻至井深 500m，下入 339.7mm 表层套管，采用内管注固井工艺固井，水泥浆返至地面。封隔上部松散易塌流沙层和地表水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。二开采用 311.2mm 钻头钻至 2000m 深，下入 244.5mm 套管，固井水泥返至指定层位。根据地下水资料可知，本项目区域地下水深度在 50~120m，钻井采用水泥固井，三开采用 215.9mm 钻头钻至设计井深，下入 139.7mm 油层套管，水泥浆返至指定高度。对潜水所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔

离含水层与井内泥浆的交换,有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能,不会对地下水产生影响。

（2）井喷事故对地下水的污染影响

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

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

（3）油水窜层对地下水的污染影响

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

由油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象,在前期不会发生,待油田开发到中后期时,油井废弃,在长期闲置过程中,废弃的油井、套管被腐蚀破坏,固井水泥被腐蚀,加上只封死井口,原油物质失去了释放通道,会通过越流管道进入潜水含水层,参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力,原油不大可能进入到含水层污染地下水,但这一现象仍应引起重视,评价区内的废弃井应全部打水泥塞,并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

（4）原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透,并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中,就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常原油泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而原油泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

①情景设置

本次评价针对单井管线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

当集输管线发生全管径泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

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

式中：

Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，取 0.65；

A ——裂口面积，m²；

ρ ——泄漏液体密度；

P ——容器内介质压力，Pa；

P_0 ——环境压力，Pa；

g ——重力加速度，9.8m/s²；

h ——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下污水的泄漏速率见表 4.2-9。

表 4.2-9 设定事故条件下管线的泄漏速率计算结果

泄漏口面积 (m ²)	泄漏口之上液位高度 (m)	内部压力	环境压力	液体密度 (kg/m ³)	泄漏速率 (kg/s)
0.002	0.05	2.5MPa	0.1MPa	831	2.81

根据上述公式计算出该段集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为 2.81kg/s，事故应急反应时间为 30min，据此计算液体的泄漏量为 5.06t。管线输送为油水混合物，项目区块最低含水率为 10%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为 4.55t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.455t。

②影响预测

预测因子选取油田特征污染物石油类，根据《环境影响评价技术导则 地下

水环境》（HJ610-2016），采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：

x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间（d）；

C(x,y,t)—t时刻点 x,y 处的示踪剂浓度（g/L）；

M—含水层厚度（m）；

mM—瞬时注入的质量（kg）；

U—水流速度（m/d）；

ne—孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数（m²/d）；

Dt—横向 y 方向的弥散系数（m²/d）；

Π—圆周率。

③参数选择

本次评价水文地质参数主要通过区域的勘察资料确定。模型中所需参数及来源见表 4.2-10。

表 4.2-10 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值	数值来源
1	u	水流速度	0.06m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据评价区水文地质条件，渗透系数取 1.611m/d，水力坡度取 9%。
2	DL	纵向弥散系数	0.6m ² /d	$D=aLu$ ，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	ne	有效孔隙度	0.25	根据项目所在区域含水层特征，确定区域有效孔隙度 $n=0.25$ 。
4	t	时间	100d、500d、1000d-	
5	mM	瞬时注入的质量	0.455t	泄漏量计算

6	M	含水层厚度	30m	-
7	DT	横向 y 方向的弥散系数	0.012m ² /d	-
8	C0	污染物浓度	根据工程分析，石油类污染物浓度取 69.53mg/L。石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

④预测结果

当集输管线发生全管径泄漏及储油罐发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 4.2-2。

图 4.2-2（1） 泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

图 4.2-2（2） 泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

图 4.2-2（3） 泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 6m、30m、60m。随着时间增加，污染范围有所增加，集输管道泄漏后 100d、500d 和 1000d 后超标最远距离分别为 59m、126m、166m，不会影响区域地下水。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。对于颗粒较粗，结构较松散、孔隙比较多的灰棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 50～120m，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，并定期对集输管线进行巡检，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

4.2.2.4 地下水环境影响评价结论

运营期采出水和井下作业由乌尔禾稀油处理站水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排，正常情况下不会对项目区地下水环境产生不良影响。

运营期对地下水可能产生不利影响的主要有井喷事故下原油的污染、钻井完井后原油窜层污染以及单井出油管线泄漏对地下水的影响。井喷事故后石油类污

染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。本项目钻井采用水泥固井，对潜水所在地层进行了固封处理，有效隔离含水层与井内原油的交流，有效保护地下水层。事故状态下单井储油罐破裂导致原油泄漏进入地下水，项目评价范围内不存在地下水保护目标，若及时采取有效措施治理污染，可避免对地下水造成污染。综上所述，本工程运营期建设单位在采取本报告提出的地下水保护措施，并加强事故防范、应急处理，本工程对地下水环境造成的影响不大。

4.2.3 运营期声环境影响分析

4.2.3.1 声环境影响预测

本工程井场噪声源主要为井场的机泵，井场四周未设围栏，是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain,i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$ ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout,j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级为

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \left[\sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1 L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1 L_{Aout,j}} \right] \right)$$

式中：

T ——计算等效声级的时间；

N ——为室外声源个数；

M ——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式:

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

式中: L_{eqg} ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值, dB(A);

L_{eqb} ——预测点的背景值, dB(A)。

(2) 噪声源源强及分布

项目噪声源为井场机泵, 本次评价以平台井(2口井)为例, 对运营期井场厂界噪声进行预测。单井机泵噪声源强在85~90dB(A)之间, 设备选用低噪设备, 并采取基础减振等措施, 衰减量按20dB(A)计, 其运行噪声不高于70dB(A)。项目工程主要噪声源强见表4.2-11。

表 4.2-11 项目主要噪声源强至厂界距离

序号	位置	声源名称	声源源强 dB(A)	声源控制措施	衰减后源强 dB(A)	运行时段	距厂界的相对位置 (m)			
							东	南	西	北
1	井场	抽油机	75-80	选用低噪声设备, 减振垫、定期维护保养	60	连续	45	40	40	35
2	井场	井下作业(压裂、修井等)	80~95	选用低噪声设备	75	偶发	45	40	40	35
3	交通噪声	巡检车辆	60~90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	65	间断	25	36	32	50

(3) 预测结果

根据以上公式, 预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表4.2-12。

表 4.2-12 厂界噪声贡献值预测结果 [单位: dB(A)]

预测点编号	预测点位置	贡献值	现状值		预测值		评价标准	达标情况
			昼间	夜间	昼间	夜间		
两口井平台井场	东侧外 1m	42.21	45.7	40.2	47.31	44.33	昼间 60, 夜间 50	达标
	南侧外 1m	43.23	46.4	40.1	48.11	44.95		
	西侧外 1m	43.23	46.6	40.8	48.24	45.19		
	北侧外 1m	44.39	45.8	39.6	48.16	45.63		
单口井	东侧外 1m	42.08	42.2	40.7	45.15	44.45		

	南侧外 1m	43.10	47.3	40.8	48.7	45.11		
	西侧外 1m	43.10	48.5	41.2	49.6	45.26		
	北侧外 1m	44.26	49.1	41.3	50.33	46.04		

由预测结果可知，本工程单井井场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

（4）声环境影响评价小结

项目运营期噪声污染源主要为井场各类机泵及运输车辆噪声。

经预测，营运期本工程井场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

4.2.3.2 声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表详见表 4.2-13。

表 4.2-13 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐					
	评价范围	200m ☒ 大于 200m 小于 200m					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 					

测计划		无监测□		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（等效连续 A 声级）	监测点位数（8）	无监测□
评价结论	环境影响	可行☑ 不可行□		

4.2.4 运营期固体废物环境影响分析

（1）井下作业废液（废压裂液、废洗井液）

井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废液，井下作业废液先运至乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理，处理达标回注油藏。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》，井下作业废液（废压裂液和废洗井液）属于石油开采行业产生的固体废物；根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 21 日实施），井下作业废液不属于表 1 石油开采过程中产生的主要危险废物。本项目废洗井液、废压裂液拉运至乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理达标后回注油藏，拉运过程中要求满足《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012）》《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日实施）等文件要求。

（2）落地原油

油田在修井、采油等过程中将会产生落地油。

根据现场调查，建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，作业单位将落地油 100%进行回收。井喷、井漏及管线泄漏等事故状态下产生的落地油，会破坏周围区域的土壤，使土壤中石油类的含量超标，土壤板结，并使区域内的植被遭到破坏。因项目区处于干旱少雨的荒漠地带，以及土壤对石油分子的托顶作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0~20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。原油落地后上层能收集的原油回收送至乌尔禾稀油处理站原油处理系统处理，无法收集的原油和受侵染的土壤等清罐底泥属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响。

（3）清罐底泥

乌尔禾稀油处理站原油处理过程中产生的清罐底泥定期委托有资质的单位进行无害化处置。

（4）废弃防渗膜

项目运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗膜重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 3 口油井作业 1 次共产生废弃防渗膜约 1.5t，油井作业频次为 2 年/次，则项目产生废弃防渗膜最大量约 0.75t/a。

作业过程中产生的含油废弃防渗膜属于危险废物，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，由施工单位将废弃的含油防渗膜集中收集，不在井场贮存，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

4.2.5 运营期土壤环境影响分析

本工程土壤影响类型于途径见表 4.2-14，影响因子见表 4.2-15。

表 4.2-14 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期								
运营期			√					
服务期满后								

注：在可能产生的土壤影响类型打出“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 4.2-15 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
采油管线	/	垂直入渗	石油类	/

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为管线垂直下渗造成的土壤污染。故将本工程土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

4.2.5.1 正常工况下

（1）管线临时占地对土壤环境的影响

本工程管线临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结

构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

（2）落地原油影响

正常工况下，油气集输过程中落地油对土壤的污染主要集中在表层 0~20cm，仅在采油井周围 50m 内，一般多呈点片状分布，对土壤的影响仅在局部和表层，环评要求将受原油污染的土壤清理后按照危险废物进行转移处置，影响不大。

4.2.5.2 非正常工况下

（1）井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，本项目井下作业中可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层土壤，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

（2）单井出油管线泄漏

若本项目单井出油管线发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；在评价区内的泄漏的落地油对土壤环境的影响是局部的，它受发生源的制约，主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散。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。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

根据新疆油田多年来实际运行情况，类比其他油田开发区块，本工程原油开采项目对土壤环境质量基本不会造成不良影响。

（3）土壤影响预测

按照《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的相关要求，本工程土壤环境影响属于污染影响型，土壤环境影响评价工作等级判定为二级，本次采用导则附录 E 推荐的类比分析法并结合定性分析法进行土壤环境影响预测。根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，对运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

本工程污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

①项目污废水产生情况

拟建项目为石油开采项目，项目运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄露，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。考虑管线发生泄露对土壤造成的影响。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

④预测情景设定

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。

⑤类比分析结果

根据类比同类型集输管道在非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 同时参考《新疆石油污染土壤修复技术研究》（韩妮，2014）等相关文献，落地油一般富集在 0-30cm 的土层中，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

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

4.2.5.3 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响自查表详见表 4.2-17。

表 4.2-17 土壤环境影响自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型√；生态影响型□；两者兼有□				
	土地利用类型	建设用地√；农用地□；未利用地□				土地利用类型图
	占地规模	(0.29) hm ²				
	敏感目标信息	周边土壤				
	影响途径	大气沉降√；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；				
	全部污染物	石油类				
	特征因子	同上				
	所属类别	I类√；II类□；III类□；IV类□				
	敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感☑				
评价工作等级		一级□；二级☑；三级□				
现状调查内容	资料收集	a□； b□； c□； d□；				
	理化特性	-				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	1	2	0.2m	
		柱状样点数	5	0	3m	
	现状监测因子	GB15618-2018 表 1 中镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌，石油烃、pH、共 10 项。 GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃、土壤含盐量				
	评价因子	同上				
	评价标准	GB15618√；GB36600√；表 D.1；表 D.2；其他√				
现状评价结论		各评价因子均满足相应标准要求				
影响预测	预测因子	/				
	预测方法	附录 E√；附录 F□；其他（√）				
	预测内容	影响范围（项目边界外 1km 区域）影响程度（较小）				
	预测结论	达标结论：a)√；b)□；c)□ 不达标结论：a)□；b)□				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制√；过程防控√；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		1	GB15618-2018 表 1 中镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌，石油烃、		3 年一次	

工作内容		完成情况		备注
			pH、共 10 项。 GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、 pH、石油烃、土壤含盐量	
	信息公开指标	石油烃		
评价结论		建设项目对土壤环境影响可以接受		
注 1：“□”为勾选项，可√，“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。				
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表				

4.3 退役期影响分析

随着油田开采年限的增加，储量逐渐下降，最终将进入退役期。退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的清理工作包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、采油井清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至克拉玛依乌尔禾区建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

采油井井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，随后根据周边区域的自然现状进行恢复，使采油井恢复到与周边生态环境相协调的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，采油井范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

4.4 生态环境影响分析

4.4.1 生态影响因素及类型

（1）生态影响类型

本工程总占地面积为 26862m²，其中临时占地 23496m²，永久占地 3366m²。

占地类型以戈壁为主。施工期间，场地平整及输电线敷设等活动将会使地表活化，并对植被造成一定程度的破坏，加剧水土流失。

①占地影响

地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构功能。在施工期工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。井场施工、道路、管线敷设作业本身要占用一定面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员踩踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身，工程施工占地属于暂时性影响，致使植被被砍伐、铲除，野生动物受到惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

施工完毕后，高强度的临时性占地和影响将消除，而井场等地面建设属于永久性占地，将会使原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

本工程占地主要包括临时占地和永久占地，将暂时或永久破坏土地原有使用功能。本总占地面积为 26862m²，其中临时占地 23496m²，永久占地 3366m²。临时占地主要为井场施工、道路施工、供电线敷设、管线敷设等施工场所，施工结束后，临时占地可恢复原有使用功能；永久占地主要为采油井、道路永久占地。

① 污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形十分复杂，主要污染源集中在采出液开采、井下作业过程。污染源具有分布广、污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性与双重性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境和土壤环境被污染的程度和固体废物的产生量及处置方式。

（2）生态环境影响因素

生态环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面设施建设、配套设施和道路建设等）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析生态环境因素。

① 井场

井场平整会产生土方，施工结束后，井场部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。

② 管线修建

管道修建中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

③道路

根据工程分析，在油田区内部需修建单井道路，主要影响因素是修路过程中的施工行为，包括道路修建过程中的土方、路基平整、道路占地及施工机械的运行等。道路建成后的占地为永久性占地，路基两侧影响范围内的占地为临时性占地。

生态环境影响因素见表 4.4-1。

表 4.4-1 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
道路建设	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、施工过程对道路两侧植被和土壤产生不利影响。

4.4.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、集输管道、场站建设及道路工程是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程、道路和管道建设的影响最为显著。

（1）工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括井场、道路、管道等占地，对植被的影响主要表

现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

项目位于荒漠地区，土地类型为裸地，项目占地范围内均未见自治区保护植物。生物生产量按照 $0.75\text{t}/(\text{hm}^2\cdot\text{a})$ 计算，本项目对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响下表 4.4-2。

表 4.4-2 评价区域占地类型及生物量损失

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积（hm ² ）	生物量损失（t/a）	影响时间(A)
白梭梭荒漠	永久占地	井场	0.18	0.135	永久
		井场道路	0.16	0.12	永久
	小计		0.34	0.255	——
	临时占地	井场	1.17	0.878	3-5 年
		井场道路	0.07	0.05	3-5 年
		管线	0.89	0.65	3-5 年
		电力线	0.22	0.165	
	小计		2.35	1.743	——
合计		2.69	1.998	——	

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为 2.35hm^2 ，永久占地面积为 0.34hm^2 。在油田开发初期的 3~5 年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得 2.69hm^2 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 1.998t/a （见表 4.7-3）。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

此外，评价区内分布有新疆地方 I 级保护植物白梭梭和梭梭，但项目区不是上述 2 种保护植物的集中分布区，仅有零星分布。工程施工过程中管线、电力线敷设等临时占地，应尽量采取避让措施，不占用、破坏保护植物。无法避开的，建设方必须在项目施工前，对占地范围内的白梭梭、梭梭采取移植、异地抚育等措施进行保护。通过加强环保宣传教育，普及野生动物保护相关法律法规，以及

严格的环境保护管理措施，可以有效的避免施工及人员活动对保护植物的破坏。

（2）道路修建对植被的影响

本项目建设过程中需修建单井道路。在道路修建过程中，除了路基永久性地占用原有土地外，主要影响的是道路两侧的植被。施工完成后，由于区域内有冬季降雪，在融雪季节道路两侧有积水产生，有利于荒漠植被的自然恢复。

（3）管线敷设对植被的影响

集输管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道敷设过程中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，管线施工完成后，将开挖的表层土壤回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

（4）人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区形成次生荒漠化。

但评价区内植被盖度极低，小于 5%，项目在开发建设过程中，尽量避让植被相对较多的区域，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

4.4.3 对动物的影响分析

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

（1）施工期对动物的影响

井场、管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，荒漠型鸟类和哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型野生动物如麻雀、田鼠等数量增加，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着开发各个过程的变化，该区域内野生

动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

项目区域为沙质荒漠，植被盖度低。由于干旱和食物短缺，加上区域内乔灌木植被少，难以给野生动物提供栖息及躲藏之地，大型野生动物分布较少，仅以啮齿类动物的活动痕迹较为多见，基本上没有区域特有种分布。

通过对施工人员加强环保宣传，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理要求，可以有效的保护野生动物，施工过程基本不妨碍野生动物的生息繁衍。

（2）运营期对动物的影响

施工期结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，仅有少量的工作人员在项目区内定期巡检，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于井场和管线沿线等人员活动较多的区域。野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。油田生产运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强环境保护的宣传工作，员工的环保意识。特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

4.4.4 生态系统结构与其功能的影响分析

（1）对生态系统结构、功能的影响

本工程施工期建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，造成的不利影响均在可接受的范围内。

（2）生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统主要为荒漠生态系统。

荒漠生态系统以白梭梭+多枝怪柳群系，分布不均匀，植株差别较大，建群种为梭梭和白梭梭，伴生小半灌木假木贼等，植被盖度在 10%左右。从现场调查

来看，目前拟建工程区域内的人为干扰较大，基本从自然荒漠生态环境逐渐变为农田生态系统。拟建工程在油田勘探建设期施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，施工占地、机械碾压及人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

（3）景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统、道路、油田设施有规律地相间组成。拟建工程占地面积小，且项目区周边有已开发的油田生产区，项目实施后可以与现有的油田开发区域景观相协调。

4.4.5 运营期生态环境影响

4.4.5.1 对植被的影响

项目永久占地 0.34hm^2 ，永久占地主要是井场、站场和道路占地。油田开发后，对周边植被造成一定的影响。

4.4.5.2 对野生动物的影响

在运营期内，部分野生鸟类和兽类（啮齿类动物）将逐渐适应新的环境而在开发区域内重新出现；在采油井场、噪声较小的场站周围，常见有麻雀等活动。就整个区域而言，区域内野生脊椎动物种类和种群数量没有明显变化。

4.4.5.3 突发性事故影响

（1）突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为采出液泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植

被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

（2）突发性事故对野生动物的影响

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

4.4.6 生态影响评价结论

本工程建设区域内没有特殊生态敏感区和重要生态敏感区，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响和事故状态下油品泄漏对土壤环境的污染，占地类型为林地。项目所在区域地表植被较稀疏，由工程造成的生物量损失不大，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本项目位于油田已开发区域，加之周围农田的开垦，受人为干扰活动频繁，周围野生动物极少出入油田区域，故该项目对动物区域性生境影响不大。施工过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地，但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在2~3年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个建设过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

4.5 水土流失影响分析

4.5.1 水土流失成因分析

（1）侵蚀类型多样

项目区侵蚀类型分为自然侵蚀和人为侵蚀两个方面。自然侵蚀主要为风力侵

蚀，人为侵蚀，人为侵蚀主要是由于油田开发对原生地貌植被破坏而产生的新增侵蚀。

由于地表状况、土壤抗蚀性能、植被类型和植被覆盖程度以及侵蚀营力作用强度与作用时间长短的差异性，导致土壤侵蚀程度、方式和类型的多样化。

（2）侵蚀过程集中

土壤侵蚀的变化因侵蚀类型不同而异。风力作用以春季和夏季最为强烈，这是因为大风天气多出现在此时，加之此时植被枯萎、土壤裸露、土质结构松散，易受风力侵蚀。

（3）人为造成水土流失突出

由于人为开发建设活动扰动和破坏地表，使项目区新增水土流失量急剧增加，且防治难度大。造成该区域新增水土流失增加的原因主要是油田开采、修路等建设活动，这些活动不但使当地原生的生态环境遭到破坏，还加剧了水土流失，如不及时采取防治措施，对整个区域的生态环境构成危害。

4.5.2 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、伴行公路路基填筑、土方排放、穿越工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

4.5.2.1 开发过程

开发车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使荒漠化的过程加剧。

4.5.2.2 管线、道路建设

油田道路建设可能引起水土流失的因素较多，如破坏地表结构、砍伐植被、挖取土方等。带来的环境问题是使具有稳定结皮的地表结构被破坏，使其失去原有稳定性，引发流沙的重新分布。如遇起沙风，地表在没有保护的状态下极易被吹蚀，从而引起水土流失。道路施工期间的水土流失影响主要在于动土引起的风沙影响，风沙影响的范围主要集中于油田区域内。施工期结束后，路面风沙影响

即告结束，但此时路边作业带的影响还将持续几年，呈逐渐衰减趋势。

油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放，施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，既使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

4.5.3 小结

项目区域水土流失类型主要为风力侵蚀。在地面工程建设过程中，临时占地面积为 2.35hm^2 ，地面被扰动后失去地表保护层，下层的细小物质成为风蚀的主要对象。随着细土物质不断被吹蚀，以后每年可吹物质减少，风蚀量将逐年降低，直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

建设单位在采取一系列的水土保持措施后，对防止荒漠化促进生态环境的恢复起到了良好的作用，可将水土流失的程度降低到最小限度。

5 环境风险评价与分析

5.1 环境风险评价目的

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素、项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起的有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接收水平。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，需要对本项目建设进行环境风险评价，通过评价认识本项目的风险程度、危险环节和事故后果影响大小，从中提高风险管理的意识，提出本项目环境风险防范措施和应急预案，杜绝环境污染事故的发生。本项目为油田开采项目，石油原油和伴生气属于易燃易爆危险物质，在储存、运输过程中可能发生泄漏、火灾爆炸等突发事件。

5.2 评价工作等级

5.2.1 Q 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量，t；

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

Q 值的确定见表 5.2-1。

本项目建设 DN50 单井出油管线 1.46km，密度取 0.831g/cm^3 ，则管线最大原油储存量为 0.27 吨。区域气油比 $69\text{m}^3/\text{m}^3$ ，天然气密度取 0.742kg/m^3 ，管线内天然气最大存在量为 0.15t。

表 5.2-1 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 qn/t	Q 值
1	原油	8002-05-9*	2.38	2500	0.0009
2	天然气（伴生气）	8006-14-2	0.15	10	0.015
项目 Q 值 Σ					0.0159

注：原油 CAS 号根据《危险化学品目录》（2018）确定。

综上，本项目 $Q=0.0159<1$ ，环境风险潜势为 I。

5.2.2 评价工作等级划分

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。本项目环境风险潜势综合等级为 I，评价工作等级判定为简单分析。

表 5.2-2 评价工作等级划分

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。				

表 5.2-3 项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	简单分析	简单分析	简单分析
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

5.2.3 环境保护目标识别

本项目所在区域干旱少雨，项目区周围 5km 范围内无重要生物群落、无地表水体，小于 1 万人。

表 5.2-4 风险环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
	厂址周边 5km 范围内					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数/人
	1	—	—	—	—	—
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					0
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					小于 1 万人
	大气环境敏感程度 E					E3

地表水	受纳水体						
	序号	受纳水体名称		排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	/		/		/	
	内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标						
	序号	敏感目标名称		环境敏感特征		水质目标	与排放点距离 /m
	1	/		/		/	/
	地表水环境敏感程度 E						E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m	
	1	/	/	/	/	/	
	地下水环境敏感程度 E						E2

5.3 环境风险识别及分析

5.3.1 物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油和天然气，其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.3-1 和表 5.3-2。

表 5.3-1 原油的理化特性及毒理特性一览表

理化性质	化学品名称	原油（未经处理的石油）	热值	41870KJ/kg
	主要成分	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物	火焰温度	1100℃
	外观及性状	黑褐色并带有绿色荧光，具有特殊气味的粘稠性油状液体	自然燃点	380-530℃
	沸点	300-325℃	闪点	-6.7~32.2℃
	熔（凝固）点	-60℃	爆炸极限	1.1-6.4%（v）
	相对密度	（水=1）：0.8332~0.8775g/cm ³ ，平均值为 0.861g/cm ³	溶解性	不溶于水
	稳定性	常温常压稳定		
危险特性	易燃易爆。 【燃烧与爆炸特性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。			

毒理学资料	急性毒性：LD50≥4300mg/kg；LC50 无资料。 健康危害：刺激眼睛和皮肤，导致皮肤红肿、干燥和皮炎，食入将引发恶心、呕吐和腹泻，影响中枢神经系统，表现为兴奋，继而引发头痛、眼花、困倦及恶心，更严重者将精神崩溃、失去意识、陷入昏迷，甚至由于呼吸系统衰竭导致死亡。吸入高浓度蒸汽将影响中枢神经系统肺损伤，引发恶心、头痛、眼花至昏迷。
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速撤离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医。 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。灭火剂：二氧化碳、干粉、泡沫。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。
防护措施	工程控制：采用通风装置； 呼吸系统防护：无资料； 眼睛防护：化学安全防护眼镜； 身体防护：橡胶工作服； 手防护：防护手套。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。

表 5.3-2 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气
	化学品英文名称	Natural gas dehydration
成分/组成信	主要有害成分	甲烷

息	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	【危险性类别】 第 2.1 类易燃气体。侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30% 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 【环境危害】 对环境有害。 【燃爆危险】 易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	【皮肤接触】 如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38℃~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 【吸入】 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	【危险特性】 易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 【有害燃烧产物】 一氧化碳。 【灭火方法】 用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
操作处置与储存	【操作注意事项】 密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	【工程控制】 生产过程密闭，全面通风。 【呼吸系统防护】 一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 【眼睛防护】 一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 【身体防护】 穿防静电工作服。 【手防护】 戴一般作业防护手套。 【其他防护】 工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲

				苯等
	密度	相对密度(水=1): 0.42(-161.4℃) 相对蒸汽密度(空气=1): 0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%(V%)	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性: 稳定; 禁配物: 强氧化剂、强酸、强碱、卤素; 避免接触的条件: 高热, 火源和不相容物质; 聚合危害: 不发生; 分解产物: 一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LC ₅₀ : 50%(小鼠吸入, 2h)。 LD ₅₀ : 无资料。			
生态学资料	【其它有害作用】温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	【废弃物性质】危险废物。废弃处置方法: 建议用焚烧法处置。 废弃注意事项: 处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	【运输注意事项】采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放, 并将瓶口朝同一方向, 不可交叉; 高度不得超过车辆的防护栏板, 并用三角木垫卡牢, 防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置, 禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输, 防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶, 勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

5.3.2 生产系统危险性识别

根据工程内容, 结合油田项目的风险经验分析, 项目可能发生风险事故的单元为采油井、站场、输油管道。

(1) 采油井危险性识别

井喷事故风险: 井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、气、水层时, 油、气或水窜进井内的钻井液里, 加快了即将流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力, 地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢, 即发生溢流。此时, 如果对地下油、气压力平衡控制不当, 不能及时控制溢流, 会造成油、气、水或其他混合物迅速喷到地面, 即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸, 对空气环境、水环境及生态环境造成危害, 致使人员伤亡、财产损失。

井漏事故风险: 钻井期若施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发油气上窜造成地下水污染等。

(2) 输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式, 但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用, 同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节

节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

5.3.3 风险事故类型分析

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

（1）火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

（2）爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

（3）挥发及泄漏危险性

原油发生火灾爆炸的事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

（4）其他危险性

此外，工程危险性特征化包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

5.3.4 环境影响途经识别

根据项目物质危险性识别、生产系统危险性识别，本项目危险物质在事故情形下对环境的影响途径主要是油罐泄漏导致火灾爆炸事故对周围环境产生影响。

表 5.3-3 项目环境风险识别表

危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
------	-----	--------	--------	--------	--------------

采油井	原油、伴生气	原油、伴生气	井喷、油水窜层	土壤、地下水、大气	周边 3 公里
采油管线	采油管线	采出液	泄漏	大气、土壤、地下水	

5.4 环境风险影响分析

（1）对土壤的影响分析

井喷、管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响农作物和自然植被的生长，并可影响局部的生态环境。

井喷、管线发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

井喷发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制，据类比资料显示，井喷持续时间 2d 井喷污染范围在半径约 300m 左右。

原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

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

（3）对地下水环境的影响

根据设计方案，管线敷设在地表以下 1.7m，只有发生泄漏事故才有可能影响到地下水。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

①原油采出水对地下水的影响

当采出水连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，采出水在 10d 可到达地下水浅水含水层。因此建设单位需加强管线的巡检工作，一旦发现管线穿刺等问题立即关闭进出阀门，及时对管线进行修补，随后对污染土壤进行挖除，以减少采出水下渗对区域地下水的影响。

②石油类对地下水的影响

各种土壤的不同土层对石油类均有着吸附能力。石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0cm~30cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。所以油品泄漏将迅速沿土壤下渗，到达紧实层后下渗缓慢，影响地下水的可行性不大。在事故发生后，建设单位会组织专门力量进行污染物的清除工作，会在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下浅水的可行性较小。

总之，做好管线安全监测及处理泄漏事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。在管线泄漏事故状态下若能尽快关闭进出阀门，缩短油品泄漏时间，则可大大减少油品泄漏量，将事故状态下原油及采出水泄漏对地下水环境的影响控制在最小程度。

另外，井喷事故下以及钻井完井后原油窜层污染都可能对地下水造成影响。井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。本项目钻井采用水泥固井，对潜水所在地层进行了固封处理，有效隔离含水层与井内原油的交换，有效保护地下水层。由于现在钻机工艺设备、材料都比较先进，发生井喷、窜漏的概率很小，本次预测只考虑输油过程中石油泄漏对地下水的

影响。

（4）对大气环境的影响分析

发生泄漏事故后，原油进入环境，其中原油中挥发的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无大气环境敏感目标，且地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（5）风险对生态环境的影响分析

原油对植物的影响主要通过油膜覆盖植物叶片和覆盖土壤表面来进行的，当植物叶片被油膜覆盖时，植物叶片气孔被堵塞，植物蒸腾通道受阻，CO₂ 的交换受到限制，引起植物叶片高温胁迫和叶片光合效率降低，尤其是影响湿地植物的氧气输送，如堵塞叶片气孔等，同时原油对地表的覆盖会妨碍土壤与氧气之间的交换，影响植物的生长。

5.5 环境风险防范措施

5.5.1 钻井风险防范措施

（1）建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系第 1 部分：规范》（Q/SY1002.1-2013）；《健康、安全与环境管理体系第 2 部分：实施指南》（Q/SY1002.2-2014）；《健康、安全与环境管理体系第 3 部分：审核指南》（Q/SY1002.3-2015）；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/SY 08053-2017）的要求执行。建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照一级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

（2）在井场右侧设置 1 条放喷管线，1 条燃烧管线，放喷伴生气通过液气

分离器进行分离，经排气管道输送至点火装置燃烧。本项目要加强对放喷管线、燃烧管线、点火装置的等放喷系统的维护、保养、检查，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中若发现管线泄漏、点火装置发生故障等非正常工况，应立即关闭井口，停止放喷作业。

（3）井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处理资质单位转运、处理。

（4）井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

5.5.2 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固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求，发现固井质量不合格，及时采取措施，保证固井质量合格。

③固井作业时选用了优质水泥浆固井，保证了固井质量合格。运营期要定期对固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，及时采取修补措施。

④井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染土壤产生的含油污泥交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

5.5.3 单井管线风险防范措施

①单井管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。

②定期对设备进行维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

③完善各井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

④在运营期间，定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患，使危害影响范围减小到最低程度。

⑤严禁在管线近旁严禁动土开挖。

5.5.4 采油井事故风险防范措施

采油井设置明显的禁止烟火标志。

在采油井路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

5.5.5 事故状态下固体废物的应急处置措施

非正常工况下，固体废物主要为井喷、井漏、管线泄漏等事故状态下会产生落地油。原油落地后，上层能收集的原油回收送至乌尔禾稀油处理站原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于 HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

5.5.6 应急处理准备充分

要检查随车配备的消防器材的数量及有效性。要随车携带不发火的工具、专业堵漏设备、劳动防护用品，不得穿钉子鞋和化纤服装。运输过程中如发生事故时，驾驶员和押运员应立即向安全生产管理部门、环境保护部门、质检部门报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

5.6 环境风险应急预案

本工程投产后归属新疆油田分公司风城作业区管理，应将项目实施区域纳入新疆油田分公司风城作业区突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。风城油田作业区于编制完成了《风城油田作业区环境污染突发事件专项应急预案》，并于 2022 年 7 月 4 日在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局完成备案（备案编号：650205-2022-014-L）。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入新疆油田分公司风城油田作业区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

本工程应急预案应急处置措施如下：

5.6.1 井场泄漏处置

5.6.1.1 伴有甲烷、二氧化氮等有害气体逸散时

（1）应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

（2）监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

（3）现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

5.6.1.2 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

5.6.2 管道泄漏处置

5.6.2.1 输油管道破裂泄漏时

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

5.6.2.2 管道破裂泄漏时

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业。

5.6.2.3 油气管道泄漏引发火灾、爆炸时

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

5.6.2.4 井喷失控

（1）伴有甲烷、二氧化氮等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

（2）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火;②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）遇险人员应急撤离条件

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度 25%~30%、3%以上，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

5.6.3 现有环境风险防范措施的有效性分析

风城油田作业区目前采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

5.7 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为原油管线泄漏、火灾及爆炸等类型。

在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

表 5.7-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	乌夏老区中浅层油藏水平井加密提产先行先试开发工程（塔城地区）
建设地点	（新疆维吾尔自治区）省（塔城）地区（和布克赛尔蒙古自治）县
地理坐标	XTHW9701 ***; XTHW9801 ***;

	XTHW1801 N46° 09' 26.970" ， E86° 04' 37.800" 。
主要危险物质及分布	集输管道内原油和伴生气
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	原油泄漏导致火灾爆炸事故对大气、地下水的影响
风险防范措施要求	项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。
填报说明（列出项目相关信息及评价说明）： 在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。	

6 环境保护措施论证分析

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期大气环境保护措施

（1）钻井过程大气污染防治措施

①钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，可以通过采用高效设备的方式，减少污染物影响。

②钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。

（2）地面施工大气污染防治措施

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

③单井出油管线在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 1.5m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

④散装运输的车辆应完好，定时检修汽车档板，凡装载不宜过满，防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘。

⑤对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有蓬布遮盖和防风防雨措施。

⑥风速过大时，应停止施工作业。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

本工程施工期废水主要为管道试压废水。

管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

（1）泥浆泵、钻机、柴油发电机等设备采用低噪声设备，降低噪声源强，加快施工进度，避免及减少形成污染影响。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）定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、压裂车等高噪声设备；

（3）泥浆泵、柴油发电机和钻机等高噪声设备，应装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，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；

（4）做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作；

（5）少量需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间。

6.1.4 施工期固体废物防治措施

6.1.4.1 钻井泥浆污染防治措施

由于岩屑及泥浆的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，本工程施工期产生的钻井液、岩屑及泥浆全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理，不外排。岩屑及泥浆进入钻井废弃物不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用；分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，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）后用于铺筑本项目新建道路。

（1）控制钻井废弃物产生量的措施：

保护环境的首要工作是控制污染源，因此，要从源头上控制钻井废弃物的产生量。

①优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，聚合物钻井液能满足的井

段不使用聚磺钻井液。禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

②加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量。

③含油固废必须与水基固废分开存放，不得混放。

④采用固液分离装置进行固液分离，并分类存放在各自收集系统内，钻井过程应尽可能回用分离后的油基钻井液。

（2）处理后的钻井泥浆资源化利用可行性分析

钻井泥浆经钻井废弃物不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，固相用于铺筑道路。

钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，进入钻井废弃物不落地系统，同钻井岩屑、泥浆一起在钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离后的固相满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑道路。

（3）一般工业固废暂存方式可行性分析

钻井过程产生的泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集处理后，分离后的固相储存岩屑储罐，委托岩屑公司处置。

6.1.4.2 施工土方污染防治措施

本项目新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。

6.1.4.3 危险废物污染防治措施

（1）机械设备废油

机械设备废油由钻井公司委托有资质的单位处置。危险废物的收集过程中，应依据《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ 2025-2012）》的要求进行管理；转移过程应按《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）执行。

（2）废弃防渗膜

钻井施工区域铺垫防渗膜，防止施工过程中产生的废油污染土壤，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破损无法再次利用，则沾满油泥的废弃防渗膜作为危险废物，委托有资质单位处置。

综上，项目固体废物在得到分类收集，合理处置后，对外环境影响较小。为进一步减少施工期固废污染，采取如下措施：

①尽量提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量；

②加强环境管理，为防止对土壤的污染，经泥浆不落地工艺处理后的固体废物存固废存放点做好防雨、防渗、防外溢等措施。经无害化达标处理的固相在井场存放时间不应超过 10 天，及时运至存入点存放。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；在运输的起点和终点之间，不进行中转、存放及装卸作业。

③本项目井下作业时带罐铺膜作业，避免落地油产生。

④钻井井场设置生活垃圾箱（桶），分类收集，定期运往环卫部门指定的地点处置。

⑤钻井生产施工中，禁止废水、泥浆、药品及其他废物流失和乱排放，严禁机油、柴油等各种油料落地，擦洗设备和更换的废油品料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

⑥在钻台、机房、泥浆罐、柴油机、发电房底部等容易造成环保污染的区域应铺设防渗膜等防渗隔层，防止油污、泥浆污染土壤。

⑦完井后回收各种原料，清理井场上的落地泥浆、污水、油料和各种废弃物。泥浆药品、泥浆材料及废油品必须全部回收，不随意遗弃于井场。完井后做到作业现场整洁、平整、卫生，无油污，无固废，做到“工完、料净、场地清”。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

（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）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

（4）为减少本工程建设过程中对项目区土壤的扰动和破坏，本次环评要求建设单位严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018）、《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）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

①土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

②禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

③禁止一切在沙化土地封禁保护区范围内破坏植被的活动。

④应当按照林业或其他有关行政部门的技术要求进行治理，并按规定进行经济补偿。

6.1.6 施工期生态环境保护措施

（1）井场工程生态环境保护措施

①对井场占地合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少的区域布点，采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围，施工过程中尽量避开梭梭、白梭梭生长地段。

②在设计中明确各采油井和单井拉油的占地面积，施工作业严格按照设计规定进行建设，不得随意改变、调整施工区域，采油井永久占地不得超过 1800m²。

③施工结束后，对采油井永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

（2）管线工程生态保护措施

①应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设。尽量避开植被茂密区域，避让梭梭、白梭梭等分布区域，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

②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。管线敷设时，管线施工作业带宽度不得超过 10m。

③划定施工作业范围和路线，严格控制和管理运输车辆及机械施工作业范围，采用拉设彩条等方式限定行驶范围，所有车辆采用“一字”行驶，避免并行开辟新路。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，确定作业路线，不得随

意改线。

④管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

⑤施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

（3）道路工程生态保护措施要求

①无道路区域作业车辆“一”字型行驶

道路施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆沿原有道路行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围，不得破坏自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭）。

②道路选线过程中应尽量利用原有道路，新建井场道路选线尽量沿管线敷设走向铺设，避让植被密集区域，并全线避让自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。

③道路施工作业宽度控制在 6.5m。

④严禁在道路两侧取弃土。

（4）对自然植被的生态保护措施要求

经调查，项目区域绝大部分地段很少或根本无植物生长，为戈壁，地表大面积裸露，景观单调，项目区的植被利用价值低。评价范围内有新疆地方Ⅰ级保护植物白梭梭和梭梭分布，但项目区域不是上述 2 种保护植物的集中分布区，仅有零星分布。

①项目采油井口及井场、道路及集输管线在设计过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对自然植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物，尤其是保护植物。

②确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的自然植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

③加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，最大限度减少对自然植物生存环境的踩踏破坏。

④建设方应根据林业用地的管理规定，严格按照林业部分审核确定的范围、面积进行作业，并办理了相关手续，交纳森林资源补偿费，并对临时占用的部分进行施工后的恢复；施工过程中发现白梭梭、梭梭应采取移植、异地抚育等措施进行保护。

⑤对占用的耕地，应采取避让措施，施工期尽量避开耕种、收获期，尽量减少栽培植物损失，确实避免不了的，应按规定进行经济补偿。

⑥强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

⑦在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

（4）对野生动物的生态保护措施要求

项目区域野生动物栖息生境较为单一。爬行类的蜥蜴、哺乳类的啮齿动物和鸟类是项目区内主要建群种动物，没有国家及自治区级保护动物分布。

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，严禁捕杀任何野生动物。

③对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，在施工营地、施工便道及钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

④加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避让对野生的动物的惊扰，车辆在有野生动物的地区行驶时，禁鸣喇叭。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气环境保护措施

（1）选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；

（2）定期对采油井和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生，确保 NMHC 厂界浓度低于（GB16297-1996）中的无组织

排放监控浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

在采取上述措施后，结合预测结果分析，采油井 NMHC 的厂界及厂区内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。

6.2.2 运营期废水污染防治措施

本项目运营期废水主要包括井下作业废水（洗井水）和采出水。

6.2.2.1 井下作业废水

（1）井下作业废水的产生是临时性的。井下作业过程中，严格按照新疆油田分公司环境保护规定的要求，带罐作业，井下作业废水严禁直接外排，作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水拉运至乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后，全部回注含油层。

（2）井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

（3）井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

（4）采用高质量的油气输送管道，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。

（5）修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.2.2 采出水

本项目原油处理系统产生的采出水依托乌尔禾稀油处理站污水处理系统进行处理，达标后回注含油层，不向外环境排放。

6.2.2.3 单井采油管线地下水污染防治措施

采用高质量的单井采油管线，并采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止原油泄漏。定期对管线进行检查，一旦发现异常，及时维修和更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

6.2.3 地下水污染防治措施

6.2.3.1 总体原则

地下水污染防治措施坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。

（1）主动控制，即从源头控制措施，主要包括在井口、钻井设备等位置采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

（2）被动控制，即末端控制措施，主要包括井场地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在井场可能受到污染的区域地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送至有资质单位处置；

（3）应急响应措施，包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理；

（4）各污染区防渗设计采取地上污染地上防治，地下污染地下防治的设计原则。

6.2.3.2 污染防治措施

（1）确保固井质量以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。

钻井中遇到浅层地下含水层（带）时，下套管注水泥封固，套管长度必须穿透含水层（带），避免潜水层受到钻井泥浆等的污染；在固井、下套管时必须严格按照操作规范操作，防止因固井质量问题和套管破裂、报废等原因使泥浆废水窜入含水层而污染地下水。

本项目油井在施工过程中采用两层套管序列井身结构，采用下套管注水泥固

井完井方式进行了水泥固井。根据地下水资料可知，本项目区域浅层地下水深度在 56m，一开钻井采用水泥固井，钻至 500m，对潜水层以及承压水层所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。

在固井完井过程中，要按设计规定实施，确保施工质量，不得因固井不合格造成油气窜入地层，污染地下水源；应保证表层套管封固质量完好，防止井漏及油气窜层而污染地下水。防止井漏对区域地下水环境的影响。

同时，推广使用清洁无害的泥浆，严格要求套管下入深度，有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（2）确保固井质量以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。

（3）落实地下水分区防控。

①井场防渗措施

根据《环境影响技术导则地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的相关规定，根据每个生产装置、以及布置相应的辅助设施和公用工程设施，将项目区分为污染防治区和非污染防治区，其中污染防治区分为一般污染防治区和简单防渗区。将井口装置区划分为一般防渗区，一般防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{m/s}$ 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。

②管道的防护措施

a.集输管线敷设前，加强对管材质量的检查，防止因管材质量缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

b.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。

c.加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

d.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，应加强管线和警戒标志的管理工作，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。

综上，本工程运营期采取的废水污染防治措施可行。

6.2.4 地下水污染应急措施

一旦发生风险事故，大量物料泄漏至地表，首先污染包气带，因此首先要查明污染物污染的范围及深度，尽可能的将污染物控制在包气带的范围内，根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理，以免扩大对土壤和地下水的污染影响。

一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的品质。因此，一旦发现渗漏进入地下水饱水带后，应立刻采取如下措施：

（1）在风险情况下（井喷等），物料可能大量泄漏至地表，通常物料会控制在一定区域内，风险发生后，只要尽快对物料进行收集处理，对污染的防渗土层进行清理，则可避免物料大量进入地下水。

（2）如果发生井喷等风险事故，应在井场地下水流向下游 30m、50m 处设置潜水含水层地下水观测井，并定期进行监测监控油田开采地下水污染情况，掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度，根据地下水由北东向南西的主导流向，密切监视污染物所到达的范围，为迅速采取地下水应急措施提供信息保障。

（3）一旦监测到地下水污染，及时查清污染范围和程度，发生事故时，应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组，组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测，制定消除污染方案。

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

（1）尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。

（2）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。

（3）实行工人巡检制，减少操作工人该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

（4）定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转

经以上措施，各采油井场界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》

（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪声限值要求。

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

井下作业废液（压裂返排液和洗井废液）、清罐底泥和落地原油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物。

6.2.4.1 井下作业废液

井下作业采用带罐作业，压裂返排液和废洗井液通过罐车拉运至乌尔禾稀油处理站，拉运过程中要求满足《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ 2025-2012）》《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日实施）等文件要求。在处理站内处置属于《固体废物鉴别标准 通则》（GB 34330-2017）第 7 条中不作为液态废物管理的物质，因此本项目压裂返排液在处理站中进入废水处理站处置不作为固体废物管理；压裂返排液进入污水处理系统处理污水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准限值后回注油藏。

6.2.4.2 油泥（砂）

本项目原油在处理过程中所产生的清罐油泥（砂）属于危险废物，编号为 HW08。定期清理，按照原油处理系统的清淤年限，及时清淤并妥善处置。清罐工作交由有资质的单位进行，产生的清罐污泥直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在站场内暂存。

6.2.4.3 落地原油

本项目运营期井下作业、修井作业时会产生落地原油。经调查，井下带罐作业，井口排出物全部进罐，运营期修井作业时用防渗膜铺垫井场，做到原油 100% 不落地，一旦落地原油收集后拉运至乌尔禾稀油处理站原油处理系统处理。

井喷、井漏及管线泄漏等事故状态下产生的落地油，会破坏周围区域的土壤，使土壤中石油类的含量超标，土壤板结，并使区域内的植被遭到破坏。因项目区处于干旱少雨的荒漠地带，以及土壤对石油分子的托顶作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0~20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。原油落地后收集的原油和受侵染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08

废矿物油和含矿物油废物，拉运至乌尔禾稀油处理站原油处理系统处理，不会对区域环境造成不利影响。

6.2.4.4 废弃防渗膜

井下作业产生的废弃防渗膜委托有资质的单位进行处置。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

6.2.4.5 危险废物运输环境影响分析

（1）作业区内运输（内部）

项目区事故状态下的落地油和压裂、修井产生的废液均来自采油井。采油井产生的危险废物在收集和运输过程中使用专用车辆及专用容器进行收集，不能与其他物质混装。项目场地不设置危险废物暂存场地，各类危险废物产生后直接由危废运输车辆转运。

针对本项目危险废物运输过程提出以下要求：危险废物内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。危险废物转移应遵从《危险废物转移管理办法》（部令第23号，2022年1月1日实施）及《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012）》《危险废物产生单位管理计划制定指南》等其他有关规定的要求。

（2）危险废物委托处置环境影响分析

本项目危险废物运输和处置委托有危险废物运输和处置资质的第三方单位。要求盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）且完好无损；危险废物在运输过程中采用密闭运输；运输路线避开周边的农田、灌溉水渠等。

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。

6.2.5 运营期土壤环境保护措施

（1）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。

（2）井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强采油井及管线巡检，避

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进行转运、接收和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

（1）由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量。对站场周边的绿化要选择本地植物种类，已对工程永久占地造成的生物量损失进行生态补偿。

（2）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物、自然植被和农作物的保护。严禁在场外砍伐植被。严禁捕杀任何野生动物。

（3）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，切实提高保护生态环境的意识。

（4）提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。车辆在有野生动物出现的地区行驶时，严禁鸣笛。

（5）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，降低土壤污染。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 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散；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。

6.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资

源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

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

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、采油井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。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域恢复至相对自然的地貌。

（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。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

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

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

退役期生态环境保护措施如下：

（1）扬沙污染防治措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

（2）固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

（3）及时清理作业现场，做到“工完、料净、场地清”，

（4）确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，污染地下水和土壤。

（4）井场地表恢复

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被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

（5）加强环保宣传

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区域生长的自治区Ⅰ级保护植物：梭梭和白梭梭，有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁踩踏破坏。加强对《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自治区Ⅰ级保护植物的法律后果。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

6.3.6.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其它法律法规规定的禁采区域内开采。

②油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

6.3.6.2 采油井生态恢复治理

（1）采油井生态恢复治理范围

本工程采油井建设所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①施工结束初期，对永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

②工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子，临时占地内植被在未来3~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。农田中临时占地的农作物第二年进行复垦恢复。

6.3.6.3 管线生态恢复

（1）管线生态恢复治理范围

本工程需新建各类管线共计1.46km，该范围内需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在10m范围内，施工过程中保护土壤成分和结构。施工结束后，尽快分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

工程施工结束后采用人工播撒种子的方式进行植被恢复，临时占地内植被在未来3~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

（3）植被恢复措施及恢复要求

①工程施工结束后荒漠生态系统的植被采用人工撒播种子的方式对区域植被进行恢复，临时占地的植被在未来3~5年时间内通过自然降水及温度等因素

得以恢复。

②工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，采油井恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

6.3.6.4 道路生态恢复治理

（1）道路生态恢复治理范围

本项目需修建简易油田公路，路面宽度 4.5m，临时占地 696m²，该范围内需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①工程保护措施路面用简易砂石铺设，路宽控制在 4.5m，施工作业带宽度控制在 6.5m，不设路肩及路基。开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。

②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式对区域内的植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

（3）植被恢复要求

植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行植被恢复。

6.3.6.5 闭井期生态保护恢复与重建措施

油田闭井期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

（1）井场生态恢复与重建措施

①闭井期油井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

②在采油设备拆除过程中产生的落地原油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

③保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不

变，生态环境质量不低于目前现状。

④关闭油井应将封堵油层、封闭井口，并同步实施井场复垦还田或植树种草工程措施。

（2）道路管线生态恢复与重建措施

①对井场道路的永久占地要进行生态恢复，及时恢复原有植被和生态景观，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

②部分道路可以作为当地交通用地，不必恢复；其余道路应恢复为原土地利用类型。

综上所述，项目闭井期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.4 防沙治沙措施

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.4.1 防治目标

开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及到的区域基本为原始的戈壁荒漠地带，只有零星植被分布，植被覆盖度小于5%，地表大面积裸露，景观单调。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.4.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

（1）严禁在戈壁滩和荒漠结皮地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。

（2）项目所在区域都是荒漠戈壁，表层基本都为砾石构成的砾幕。为保护土地资源，在施工前，对施工区所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在施工区周边修筑地边埂；施工作业结束后，将临时占地进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm）或恢复原地貌植被，防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

（3）植物措施：项目采油井口、采油管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（4）工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

6.5 水土保持方案

井场、道路等施工扰动，将使井场及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制订合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

6.5.1 指导原则

（1）严格遵循《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持

法实施条例》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定，贯彻执行“预防为主，全面规划，综合防治，因地制宜，加强管理，注重效益”水土保持方针，尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

（2）根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和运营期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

（3）坚持“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁治理”的原则，合理界定本项目水土流失防治的责任范围。

（4）各项治理措施要符合有关技术规范要求，采取工程措施与植物措施相结合，永久措施与临时措施相结合的原则，对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理，治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入，要做到经济上合理，技术上可行，实施后有明显的生态和环境效益。

6.5.2 防治目标和范围

根据《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。

总体防治目标是：预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.5.3 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于吉木萨尔县管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、脱水站

场、管线及道路区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.5.4 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

（1）井场区

①为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（2）道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基填料尽量利用处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的施工弃方。路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。在有灌溉条件的路段两侧进行人工绿化。

（3）管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表

层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

（4）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种。

（5）编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期按《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

6.6 环保投资分析

项目总投资 549.2 万元，环保投资约 154.1 万元，占总投资的 28.06%。本工程环保投资具体见表 6.6-1。

表 6.6-1 环境保护投资估算

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资 (万元)
施 工 期	生态 环境	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地 释放后植被和土壤的恢复	3 口井	3
				管线 1.46km	5
	废气	采油井和管线 施工产生的施 工扬尘	严格按国家环保部《防治城市扬尘污染 技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措 施	/	1
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	0.3
	井控 装置	井口防喷	井口防喷器	/	35
	固废	岩屑、泥浆	泥浆不落地	/	60
		废弃防渗膜	委托有资质的单位处置	/	2
运 营 期	废气	无组织挥发 烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、 阀门等与采油井、管线同步建设	/	1
运 营 期	废水	井下作业废 水、采出水	由乌尔禾稀油处理站采出水处理系统处 理	/	0（依托）
	噪声	采油井、站场 噪声	采用低噪声设备、基础减振、隔声等	/	0.8
运 营	固体 废物	清罐底泥、落 地原油、废弃	交由具有相应危险废物处置资质的单位 进行转运、接收和处置	处置	2

期		防渗膜			
		废压裂液（压裂返排液）、废洗井液	井下作业采用带罐作业，压裂返排液和废洗井液通过罐车拉运至乌尔禾稀油处理站	带罐作业、拉运、联合站处置	0（依托）
运营期	地下水	原油泄漏、井喷等	防渗	满足防渗要求	2
退役期	固体废物	3个采油井、单井储油罐及管线拆除的建筑垃圾	截去地下1m内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至建筑垃圾填埋场	项目各采油井及相关地面设施	2
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后场地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	10
环境管理		环境监理、跟踪监测等	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	/	30
合计					154.1

7 环境影响经济损益分析

7.1 环境效益分析

本工程开发建设对环境造成的损失主要表现在工程占地造成的环境损失、突发环境事故污染造成的环境损失和其它环境损失。

工程占地主要为采油井、管线和道路等，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本工程开发建设工程施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。在工程实施初期的3~5年内，占地范围内的野生植被破坏后不易恢复。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。工程施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。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，引起单井管线、井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成较严重的影响。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种补偿费用来体现。

本工程建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

7.2 社会效益分析

本工程开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本工程开发是对支持新疆地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的GDP，提高当地国税、地税有着积极的作用。

7.3 环境经济损益分析结论

综上，在建设过程中，由于采油井、单井储油罐、敷设管线等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资

金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

本项目的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作由新疆油田分公司公司风城作业区完成并全面负责该油田生产运行期的环境管理工作。风城作业区基层单位至少设一名专职环保工程技术人员负责油田建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

8.1.2.1 生产区环境管理

（1）日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测采油井环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按“达标排放”的原则，在生产过程中，油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技

术的目的。

8.1.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

- （1）工艺流程分析；
- （2）污染生态危害和影响分析；
- （3）泄漏事故危害和风险影响分析；
- （4）建立预防危害的防范措施；
- （5）制定环境保护措施；
- （6）建立准许作业手册和应急预案。

8.1.3 环境管理计划

项目的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括施工期、运营期和闭井期，计划内容涉及生态环境、声环境、大气环境、水环境、景观保护以及水土流失等方面不利影响的减缓和保护措施。

8.1.3.1 施工期环境管理计划

建设项目施工期环境监督管理计划见表 8.1-1。

表 8.1-1 施工期环境保护监督管理计划

序号	影响因素	环保措施
1	生态环境	严格控制占地面积，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。 施工结束后，施工单位应负责及时清理现场。 严禁破坏植被、捕杀野生动物。 对于开挖管道产生的土方，回填在管堑处，土方不集中产生。 施工结束后临时施工营地恢复地貌。
2	声环境	加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。
3	大气环境	粉状材料（石灰、水泥）的运输要袋装或罐装，禁止散装，堆放时设篷盖。 运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬。 严禁焚烧各类废弃物。
4	水环境	严禁施工废液乱排乱放。
5	固废	管沟回填后多余土方应作为廊覆，不得随意丢弃。 施工垃圾应分类存储，严禁现场抛洒、掩埋。 钻井泥浆是否采取泥浆不落地工艺。

8.1.3.2 运营期环境管理计划

（1）日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

a.定时定点监测采油井环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

b.废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水全部回注，均不外排。

c.废气污染源的控制是重点加强对集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提

高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-2。

表 8.1-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复； 培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时的采取补救措施。	新疆油田分公司风城作业区	自治区生态环境厅及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入工程费用
2	声环境	对采油井的厂界噪声进行监测，在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施。			
3	大气环境	对大气进行定期监测。			
4	水环境	对污水的收集设施进行定期维护。			
5	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督。			
6	管道保护	在施工结束、投入运行之前，对易遭车辆碰撞破坏的局部管道采取防护措施，设置安全标志。 对管道设施定期巡查，及时维修保养； 制定事故应急预案，对安全运行的重大隐患和重大事故能够作出快速反应并及时处理。			
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系； 实施环境监测计划。			纳入运行管理费用
8	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和能够快速作出反应并及时处理。			
9	固体废物处置	事故状态产生的落地原油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。			

8.1.3.3 退役期环境管理计划

建设项目退役期运营环境监督管理计划见表 8.1-3。

表 8.1-3 退役期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好退役期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。	新疆油田分公司风城作业区	所在行政区环境保护行政主管部门	纳入退役期闭井管理费用中
2	声环境	退役期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

8.1.3.4 环保设施竣工验收管理

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）要求，建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。

（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，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”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

（2）环境保护设施验收建议

应按照《中华人民共和国环境保护法》、《建设项目环境保护管理条例》、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）要求，开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告。

①验收范围

a.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。

b.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验收工作流程

a.建设项目竣工后，建设单位或委托的相关技术机构应当依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、本环境影响报告书和审批决定等要求，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，同时还应如实记载其他环境保护对策措施“三同时”落实情况，编制竣工环境保护验收报告。验收报告编制人员对其编制的验收报告结论终身负责，不得弄虚作假。

b.验收报告编制完成后，建设单位应组织成立验收工作组。验收工作组由建设单位、设计单位、施工单位、环境影响报告书（表）编制机构、验收报告编制机构等单位代表和专业技术专家组成。

c.验收工作组应当严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、建设项目环境影响报告书和审批决定等要求对建设项目配套建设的环境保护设施进行验收，形成验收意见。验收意见应当包括工程建设基本情况，工程变更情况，环境保护设施落实情况，环境保护设施调试效果和工程建设对环境的影响，验收存在的主要问题，验收结论和后续要求。

d.建设单位应当对验收工作组提出的问题进行整改，合格后方可出具验收合格的意见。建设项目配套建设的环境保护设施经验收合格后，其主体工程才可以投入生产或者使用。

e.验收报告存档备查。

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。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.1-4。

表 8.1-4 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
施 工 期	废水	管道试压 废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	/	综合利用，不外排
	废气	施工扬尘	钻井井场、道路、 管线施工场地	采取覆盖防尘布，分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对 施工场地进行恢复平整	——	——
		钻井废 气、车辆 废气	钻井井场、道路、 管线施工场地	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴 油助燃剂等措施	——	《大气污染物综合排放标准》 （GB16297-1996）表 2 中无 组织排放监控浓度要求
	噪声	施工噪声	钻井井场、道路、 管线施工场地	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，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	——	《建筑施工场界环境噪声排 放标准》（GB12523-2011）
	固废	钻井岩 屑、泥浆	钻井井场	采用“泥浆不落地工艺”进行固液分离，钻井泥浆循环使用，完 井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。分离后的固相（岩 屑）收集于储罐内，直接委托岩屑处置公司处置	回收罐若干 不落地处理系统 1 套，撬装式	钻井固体废物预处理后需满 足《油气田钻井固体废物综合 利用污染控制要求》 （DB65/T3997-2017）
		落地油 泥、废弃 防渗膜、 机械设备 废油	钻井井场	直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场 内暂存	——	零排放
		施工土方	管线施工	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	不设集中弃土场	零排放
	生态	水土流失	井场、管线	恢复地貌	永久占地：0.34hm ²	恢复地貌

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
	恢复	植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度	临时占地：2.91hm ²	《建设项目竣工环境保护验收技术规范-石油天然气开采》（HJ612-2011）
		工程占地	井场、管线、道路	严格控制占地范围		
		土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆、落地油处理情况		
运营期	废水	采出水	依托的污水处理系统	依托乌尔禾稀油处理站污水处理系统进行处理，达标后回注含油层	/	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）相关标准
		井下作业废水	井场	作业单位自带回收罐回收，运至乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理达标后回注含油层	回收罐若干 依托乌尔禾稀油处理站污水处理系统	
	废气	烃类无组织挥发	井场、管线集输过程	密闭管线集输。采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	噪声	各类机泵	井场	低噪声设备	若干	设备设在密闭房间内
	固废	清罐污泥	乌尔禾稀油处理站原油处理系统	交由有资质的单位进行无害化处置	——	《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）、危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013年修正）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准	
				治理措施	工程量		
						的相关要求	
		落地油	井场	回收罐回收，作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至乌尔禾稀油处理站原油处理系统进行处理	回收罐若干	井场无落地油痕迹	
		废弃防渗膜	采油井场日常巡检、检修过程	定期委托有资质的单位进行无害化处置	/	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013年修正）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求	
		井下作业废液	井场	井场产生的废压裂液、废洗井液由方罐收集后拉运至乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理达标后回注油藏	/	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)相关标准	
地下水污染防治措施		井口装置区划分为一般防渗区，一般防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚、渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ m/s 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区					防止原油泄漏污染井场地下水
环境风险		详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范措施；管道断裂、泄漏、火灾等风险事故应急预案					严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响
环境监测		发挥其施工期和运营期的监控作用					污染源达标排放 环境质量达标
环境管理		成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人					

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
			环保设施与措施、环境管理制度、施工期环境监理报告、环境风险事故应急预案		

8.1.4 其他环境管理计划

8.1.4.1 排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年修订），产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017），建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

8.1.4.2 环境影响后评价要求

根据《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）严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。

在本工程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年后，区域油田产能项目须组织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，推动油气田开发建设绿色高质量发展。

8.2 环境监测计划

8.2.1 施工期环境监理计划

为减轻建设项目对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实施工程环境监理。

由建设单位聘请有资质的环境监理单位对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 8.2-1。

表 8.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
----	----	------	------

1	新建井场	(1) 井位布设是否满足环评要求； (2) 井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； (3) 施工作业是否超越了限定范围； (4) 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	(1) 集油线路由是否满足环评要求 (2) 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； (3) 施工作业是否超越了作业带宽度； (4) 挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； (5) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； (6) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 (2) 是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落实到位
4	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； (2) 施工季节是否合适； (3) 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.2.2 运营期环境监测计划

本项目在运营期的排污主要集中在依托工程的乌尔禾稀油处理站，其监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。根据《排污单位自行监测技术指南（HJ819-2017）》中相关内容，制定采油井区域的环境监测计划见表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	废气	1 次/年	采油井厂界	NMHC	GB16297-1996	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
		1 次/年	采油井厂区内	NMHC	GB37822-2019		
	噪声	4 次/年	采油井厂界四周	等效连续 A 声级	GB12348-2008 2 类		
环境质量现状	地下水环境质量	1 次/年	利用项目区附近环	pH、总硬度、溶解性总固体、耗	GB/T14848-2017 III类		

			境质量现状监测的水井，监测井数不少于3个	氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氯化物、硫酸盐、氟化物、氰化物、挥发酚、汞、砷、石油类	石油类参照GB3838-2002 III类		
	土壤环境质量	1次/年	典型采油井周边	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		

8.3 企业环境信息公开

根据《企业环境信息依法披露管理办法》等规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

- （一）企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- （二）企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；
- （三）污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；
- （四）碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；
- （五）生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；
- （六）生态环境违法信息；
- （七）本年度临时环境信息依法披露情况；
- （八）法律法规规定的其他环境信息。

8.4 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.4-1。

表 8.4-1 本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标 (t/a)
施工期	废水	管道试压废水	SS	回用于荒漠绿化或道路降尘	2.74t	0	—	—
	废气	采油井及集输管线施工	扬尘	无组织排放	作业面小，起尘量较少	-	《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	—
	固废	施工土方	施工土方	用于回填施工场地	少量	0	—	—
		钻井	泥浆、岩屑	采用“泥浆不落地工艺”进行固液分离，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。分离后的固相（岩屑）收集于储罐内，直接委托岩屑处置公司处置	岩屑 3633.7t 岩屑 1627.86m ³	0	—	—
		废弃防渗膜	废弃防渗膜	交有资质的单位处置	少量	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013年修正）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求	—
		机械设备废油	机械设备废油	交有资质的单位处置	1.5t	0	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)相关标准	—
运营期	废水	井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	依托乌尔禾稀油处理站处理达标后回注油藏	40.7t/a	0	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)相关标准	—
		采出水	SS、COD、石油类、挥发酚、		2367t/a	0		—

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标（t/a）
			硫化物					
	废气	油气集输	NMHC	无组织排放	0.21 t/a	0.21 t/a	《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	—
	固废	废压裂液		井下作业采用带罐作业，压裂返排液和废洗井液通过罐车拉运至乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理污水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准限值后回注油藏；油泥等危险废物委托有资质单位进行处置。	229.82 m³/a	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单	—
		废洗井液			38.39t/a	0		—
		油泥（砂）		88.49 t/a	0	—		
		落地原油		0.3t/a	0	—		
		废弃防渗膜		0.75t/a	0	—		

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

乌夏老区中浅层油藏水平井加密提产先行先试开发工程（塔城地区）本项目在夏9井区克下组、夏18井区百口泉组优选3口水平井进行试验，开发方式采用“水平井+体积压裂”开发，单井设计产能10.0~12t/d，新建产能 0.975×10^4 t/a。配套单井采油管线1.46km，配套建设供配电等设施。工程总投资549.2万元，环保投资约154.1万元，占总投资的28.06%。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状

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2021年塔城地区环境空气质量达标区判定数据可知：各项基本指标达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级要求，项目所在地属于环境空气质量达标区。

根据特征因子补充监测结果，评价区域内各监测点非甲烷总烃小时浓度值在***之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃” $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准，未出现超标现象。硫化氢未检出，评价区域现状环境空气质量较好。

9.1.2.2 水环境质量现状

项目所在地及周边地下水除溶解性总固体、硫酸盐、氯化物外，其余因子满足《地下水环境标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准，上述因子超过III类水质标准主要是受地质环境因素影响。调查区溶解性总固体、氯化物和硫酸盐超标的原因：本区地下水为天然劣质水分布区，属高矿化度的咸水-盐水-卤水。

9.1.2.3 声环境质量现状

根据监测结果表明：项目评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，无超标现象，说明区域声

环境质量较好。

9.1.2.4 土壤环境质量现状

项目建设场地及占地范围外评价区的建设用地土壤环境质量各监测因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。

土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状

（1）生态功能区划：本项目开发区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区Ⅱ1准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区15.夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区。

（2）土壤类型：区域分布的土壤为灰漠土。灰漠土是石膏盐层土中稍微湿润的类型，是温带漠境边缘细土物质上发育的土壤。

（3）植被：项目区所在地生态环境主要为荒漠生态系统。项目评价区域内植被大类均为荒漠植被，以强旱生的小半灌木最为普遍。评价区内分布有新疆地方Ⅰ级保护植物白梭梭和梭梭，但项目区不是上述2种保护植物的集中分布区，仅有零星分布。

（3）野生动物：据调查，项目所在地区内常见野生动物主要有野生脊椎动物15种，其中爬行类3种、鸟类10种、哺乳类2种，没有国家及自治区级保护动物。随着油田开发力度和范围将逐步加大，会继续导致该区域野生动物种类和种群数量的减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区动物组成发生一定变化，部分啮齿动物和伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等将成为该区域的优势种动物。

（4）土地利用类型：项目区的土地利用类型主要是戈壁。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 环境空气影响评价结论

（1）施工期废气：井场工程、管线敷设、道路工程等在施工作业过程中产

生的施工扬尘、钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、运输车辆的尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

（2）运营期废气：主要为采油、集输过程中的非甲烷总烃挥发。本工程采用密闭集输。经预测，本项目集输过程无组织挥发的非甲烷总烃下风向各个距离的浓度均能满足《大气污染物综合排放标准详解》（GB16297-1996）中监控点无组织排放监控浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求，不会对周围环境产生不利影响。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

（1）施工期正常的管线敷设作业对地下水基本不产生影响；管道试压废水用于施工期洒水抑尘，不会对项目区地下水产生影响。

（2）运营期井下作业废水送至乌尔禾稀油处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。正常工况下，本工程对项目区地下水环境无不良影响。

（3）落地油等危险废物不在项目区域暂存，100%进行回收，并且油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此不存在污染地下水的可能；

（4）井喷及输油管道原油泄漏事故对水环境的影响主要表现为对其周围地表水体的影响，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染；

9.1.3.3 声环境影响评价结论

本项目施工期噪声随施工结束而消失。生产运营期，采油井和管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井区周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，且本项目位于戈壁荒漠，周边 500m 范围内无固定居民居住，故在运营期间本项目不会产生扰民现象。同时，本项目对各类机泵设施加装变频，有效地使设备在各种工况下达到最佳状态，降低噪声影响。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

（1）施工期：施工期不设施工营地，无生活垃圾产生。施工期产生的固体废物主要为建筑垃圾。施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统

一回收利用，废包装物等无法再利用的集中堆放，定期送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。机械设备废油和废弃防渗膜委托有资质的单位处置。

（2）运营期：运营期固体废物主要为依托处理站清罐底泥以及井喷、井漏及管线泄漏等事故状态下产生落地油；井下作业废液；废弃防渗膜。原油落地后会破坏周围区域的土壤，使土壤中石油类的含量超标，土壤板结，并使区域内的植被遭到破坏，原油落地后上层能收集的原油回收送至乌尔禾稀油处理站原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置，不会对区域环境造成不利影响。井下作业产生的废压裂液废洗井液由井口方罐收集后拉运至乌尔禾稀油处理站污水处理系统处理达标后回注油藏。废弃防渗膜委托有资质的单位处置。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

（1）占地影响

油田工程施工完成后临时性占地和影响将消除，破坏的生态环境可逐步自然恢复。而井场等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，长久影响生态系统的类型和结构。

（2）对植被的影响

在油田开发初期的3~5年中，荒漠植被破坏后不易恢复，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。项目采油井口及井场及集输管线全部避让自治区一级保护植物，不占用、不破坏。

（3）对野生动物的影响

由于本项目建设开发时期，极少动物出入该区域，故该项目对动物区域性生境不产生明显影响。

（4）对土壤环境的影响

本工程正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。

（5）对土地利用变化的影响分析

油田开发区域内的土地利用类型在油田开发前后有一定的变化，土地利用类型由林地变为建筑用地，但变化幅度很小，因此油田开发建设不会对该区域内的土地利用类型造成较大影响。

（6）对生态系统稳定性及完整性影响

油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在 3-5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

9.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为原油管线破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 环境保护措施

9.1.4.1 施工期

本工程各项地面工程建设过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声。污染物的排放仅发生在施工期内，施工期结束后，污染物的排放即结束。

施工期采取有效的生态环境保护措施，减缓对生态的影响。严格控制临时占地面积；管线施工尽量避开植被密集的区域，避免破坏荒漠植物（尤其是梭梭、白梭梭等保护植物），最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；对农田、林地按照相关法律法规进行补偿和恢复。

9.1.4.2 运营期

（1）废气：选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期对采油井的设备、阀门等检查、检修，定期对单井采油管线进行巡检。

（2）废水：井下作业均带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至乌尔禾稀油处理站处理，处理达标后的采出水回注油藏，不外排。采用高质量的单井采油管线和油罐车，防止油水泄漏；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，严禁流入采油井；采用高质量的单井

采油管线和单井拉油原油储罐，并采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止原油泄漏；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。

（3）噪声：尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。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。加强噪声防范，做好个人防护工作。

（4）固废：单井储油罐清罐底泥和事故状态下原油泄漏，受污染的含油污泥均属于危险废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责转运、接收和处置。井下作业采用带罐作业，压裂返排液和废洗井液通过罐车拉运至乌尔禾稀油处理站，进入污水处理系统处理污水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准限值后回注油藏；油泥、废弃防渗膜等危险废物委托有资质单位进行处置。

（5）生态保护措施：对于永久占地（油田采油井、管线）地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；定时巡查采油井、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染；开展生态环境恢复治理工作。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目无需申请总量控制指标。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本，2021 年修订），本项目属于第一类鼓励类中的“石油、天然气“中的”常规石油、天然气勘探与开采”。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

本项目属于陆上石油开采项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区主

体功能区规划》、《新疆生态环境功能区划》、《新疆环境保护规划（2018-2022年）》、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》、《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）、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》等文件要求。

项目建设内容也符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《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）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018年修订）等石油开采政策文件要求。

项目建设的3口采油井及配套工程位于新疆维吾尔自治区塔城地区的一般管控单元，建设内容满足各一般管控单元的管控要求，与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》、《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发〔2021〕48号）一般管控单元管控要求相符。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

9.1.7 公众意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响报告书的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目所在区域环境质量较好，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对

周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 建议

（1）在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

（2）危废应严格按照《危险废物转移联单管理办法》及《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012）》《危险废物产生单位管理计划制定指南》《危险废物转移管理办法》（部令第23号，2022年1月1日实施）等要求进行处理。

（3）项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

（4）针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。