

2024-2026 年春光油田勘探开发建设项目（乌苏）

环境影响报告书

（征求意见稿）

建设单位：中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂

编制单位：乌鲁木齐湘永丽景环保科技有限公司

2024 年 12 月

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	5
1.5 环境影响评价的主要结论	7
2.总则	8
2.1 评价目的与原则	8
2.2 编制依据	9
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	14
2.4 环境功能区划及评价标准	18
2.5 评价等级和评价范围	22
2.6 污染控制目标与环境保护目标	32
2.7 评价方法	32
3.建设项目工程分析	34
3.1 区块概况及存在的环境问题	34
3.2 工程概况	44
3.3 工程分析	71
3.4 清洁生产分析	90
3.5 污染物排放总量控制	97
3.6 与相关法律法规、规划符合性分析	98
3.7 与相关规划符合性分析	108
3.8 选址、选线合理性分析	111
3.9 “三线一单”符合性分析	111
4.环境现状调查与评价	116
4.1 自然环境概况	116
4.2 生态环境现状调查与评价	124
4.3 环境空气质量现状调查与评价	134
4.4 声环境现状调查与评价	134
4.5 水环境现状调查与评价	136
4.6 土壤境现状调查与评价	141
5.环境影响预测与评价	148
5.1 生态环境影响分析	148
5.2 大气环境影响分析	155
5.3 声环境影响分析与评价	158
5.4 水环境影响分析	164
5.5 土壤环境影响分析	171
5.6 固体废物影响分析	178
6 环境保护措施及其可行性论证	183
6.1 施工期环境保护措施	183
6.2 运营期环境保护措施	193
6.3 退役期环境保护措施	202
6.4 环境经济损益分析	204
7 环境风险评价	208

7.1 评价依据	208
7.2 环境敏感目标概况	208
7.3 环境风险识别	208
7.4 环境风险分析	210
7.5 环境风险防范措施及应急预案	213
7.6 风险评价结论	220
7.7 风险自查表	220
8.碳排放影响评价	222
8.1 碳排放分析	222
8.2 减污降碳措施	229
8.3 碳排放评价结论及建议	230
9.环境管理与监测计划	231
9.1 环境管理体系的建立和运行	231
9.2 环境管理机构	238
9.3 环境监测计划	240
9.4 污染物排放清单	242
9.5 环保设施竣工验收管理	243
10.结论与建议	246
10.1 评价结论	246
10.2 建议	253

1.概述

1.1 建设项目特点

春光油田于 2005 年开始开发建设，原属中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司开发的油田，中国石油化工股份有限公司于 2009 年 11 月将春光油田划归公司下属的河南油田分公司管理。春光油田地处克拉玛依市和塔城地区，位于克拉玛依市五五新镇西北约 13.2km，该区紧邻车排子、小拐和红山嘴油田，春光油田区块面积 1023km²，从地域上分为乌苏境内油田和七师境内油田，春光油区（七师境内）位于春光油田东部，春光油区（乌苏境内）位于春光油田西部。

春光油区（乌苏地区）2024-2026 年调整对象主要为排 2-400 区块、春 50 区块。排 2-400 井区东临 217 国道，位于排 2 块西北部，距克拉玛依市约 100 公里；春 50 井区位于春光油田西区西南部，是 2013 年 5 月发现的新含油区块。针对上述两个区块的构造、储量落实程度及产能评价状况，2024 年至 2026 年决定对这几个区块局部完善，改善开发效果。

本项目位于春光油区（乌苏地区），所在区域行政区隶属塔城地区乌苏市。春光油田自 2005 年开始建设，如今已成为集油气集输、处理各项设施完备的成熟油田。排 2-400 区块和春 50 区块目前的环评及验收情况：2016 年《春光油田排 2-400 井区产能建设地面工程环境影响报告书》（批复：新环函〔2016〕1974 号，验收：2019 年 7 月 3 日自主验收），2021 年《春光油田春 50X1、春 50-6、春 50-7 采油井建设项目环境影响报告表》（批复：塔地环字〔2021〕135 号，项目未完成）。

本项目建设 32 口井并配套建设油田集输工程、道路及附属设施，其中部署探井 2 口，预计进尺 0.44 万米，全部新增探明储量 37 万吨；其中开发井 30 口，预计进尺 4.91 万米，全部新建产能 4.5×10⁴ 吨。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目为为油气开采项目，所有工程均在已开发油区范围内，为老区块改扩建项目；依据《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），项目位于 II₂ 天山北坡诸小河流域重点治理区，涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）第

三条中的环境敏感区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）中的“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，需编制环境影响报告书。根据《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（2023年本）〉的通知》（新环环评发〔2023〕91号），将仅涉及水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区两类环境敏感区的（含内部集输管线建设）的老区块陆地石油天然气建设项目下放至地（州、市）生态环境主管部门，本项目报送塔城地区生态环境局审批。

2024年8月7日，中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂委托乌鲁木齐湘永丽景环保科技有限公司（以下简称“湘永丽景公司”）承担本项目的环评工作（委托书见附件1）。

湘永丽景公司接受委托后，即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、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本项目的环评工作。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。识别本项目的环评因素，筛选主要的环境影响因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环评的范围、评价等级和评价标准，最后制订工作方案。委托监测单位对本项目区域土壤、大气、水、声环境质量现状进行了监测。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《2024-2026年春光油田勘探开发建设项目（乌苏）环境影响报告书》编制。

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

环评工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环评报告书编制阶段见图1.2-1（环评工作程序图）。

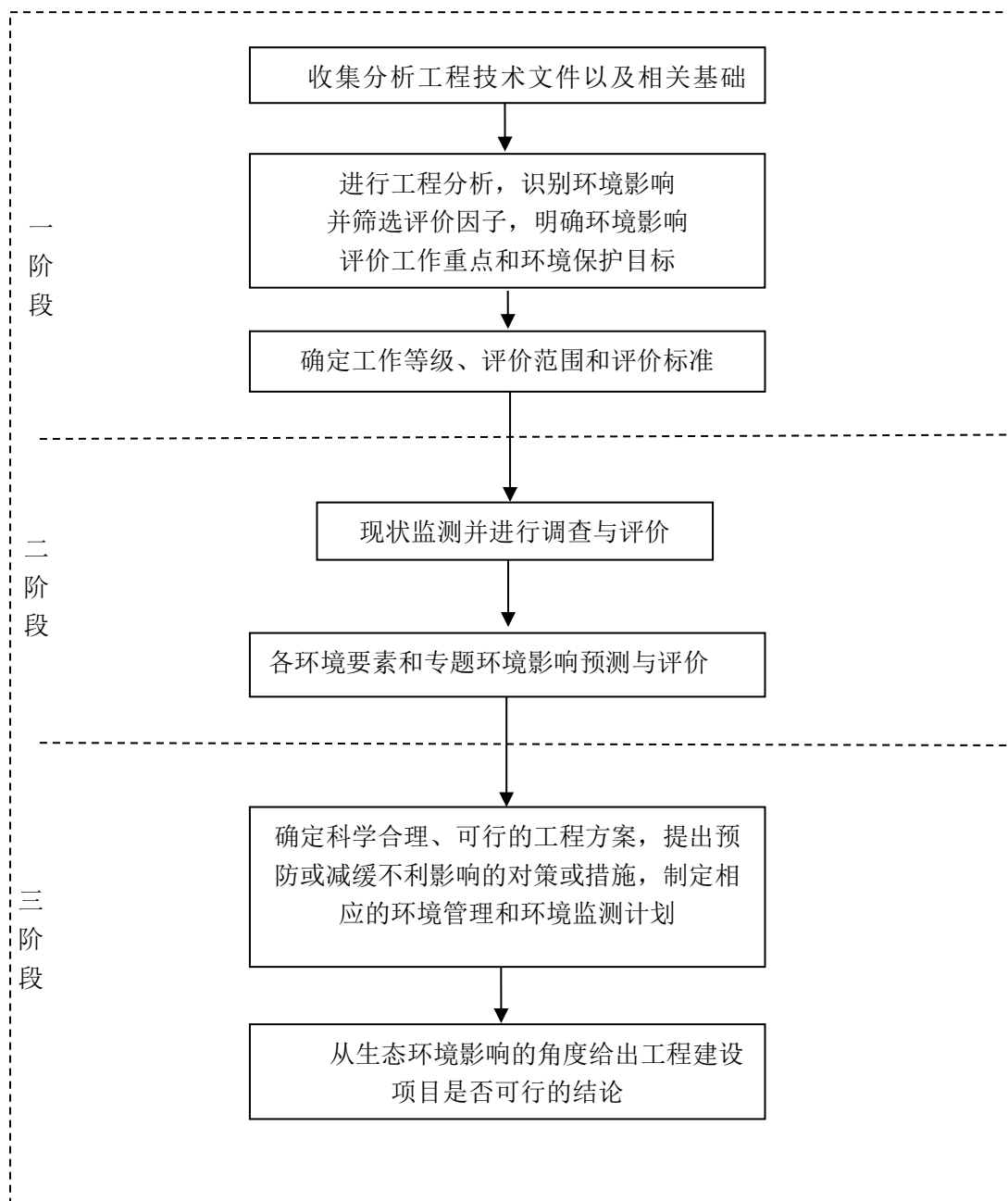


图 1.2.1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本项目为原油开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程属于原油开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。本项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等相关政策、法规相关要求。

(3) 规划符合性判定结论

本项目属于中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂的勘探开发项目，春光油田位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025）》划定的“两环八带”十个勘查开发区中的“环准噶尔能源矿产勘查开发区”，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025）》的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目位于新疆准噶尔盆地春光油气田开采区域内，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气开发活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，项目区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区、准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区、乌苏—甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区。本项目占地较小，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，项目建设符合区域生态功能定位。

(4) 选址选线合理性分析判定结论

本项目的实施符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程所在区没有位于法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区，本工程无法避让 II₂ 天山北坡诸小河流域重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

本项目部署开发井 32 口井，新建集输管线 4.4km。尽可能避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动；建成后所在区域的生态功能不会降低，对生态环境的影响属可接受的范围，工程的选址从环保角度认为可行。

(5) 三线一单符合性判定结论

根据《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新政发〔2024〕157 号）和关于印发《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）及 2023 年动态更新调整的成果，本项目位于乌苏市一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65420230001），不在划定的生态保护红线内。

本工程采用清洁生产工艺和技术，采出水经联合站水处理系统处理达标后回注油层，回用率达到 90% 以上；钻井废弃物采用不落地收集技术，泥浆循环过程中固液分离后，分离出的固相作为井场道路垫层；分离出的液相（废水）用于钻井液的配置，不外排。含油污泥集中收集定期委托有资质的单位处置，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%，各类污染物排放均能够满足相关标准要求；本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，工程实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目为原油开采项目，环境影响因素主要来源于施工期和运营期，影响类型包括生态影响、以及污染物排放导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群

活动区。重点保护目标为本项目评价范围内的 II₂ 天山北坡诸小河流域重点治理区。

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、废水、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期无组织废气挥发、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、清管废渣、井场永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

（1）大气环境

本项目施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气、管道焊接烟尘等对环境空气产生的短期影响；运营期对大气环境的影响主要包括：油井采油过程中产生的无组织挥发烃类气体对周围大气环境的影响。

（2）水环境

采出水经排二联合站（春光联合站）水处理系统处理达标后回注油层，回用率达到90%以上；钻井废弃物采用不落地收集技术，泥浆循环过程中固液分离后，分离出的固相作为井场道路垫层；分离出的液相（废水）用于钻井液的配置，不外排。施工期生活污水全部进入施工生活区内防渗化粪池内，在施工结束后由清污车全部拉运至排二联合站，与联合站的生活污水一起进行处理。

（3）声环境

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

（4）土壤环境

本项目施工期对土壤环境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；运营期正常情况下不会对土壤产生影响，非正常工况下，集输管线事故状况下破裂，造成石油烃垂直渗入可能土壤的环境影响。

（5）生态环境

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

（6）固体废物

本项目施工期产生的固体废物（钻井泥浆岩屑、施工废料、生活垃圾、土石方、废防渗材料）及运营期产生的固体废弃物（油泥砂、清管废渣、废防渗膜、废压裂液、废酸化液、废洗井液、生活垃圾等）对环境的影响。

（7）环境风险

本项目的�主要环境风险是原油泄漏、井喷、井漏事故、管道刺漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录》（2024年版）中“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”中鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围，从环保角度分析，项目建设是可行的。

本项目采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，坚持“三同时”原则的基础上，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，污染物可以实现达标排放。

本工程生产过程中，井下作业、集输等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE管理体系）健全。

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

综上所述，本工程开发产生的废水、废气、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实报告书中提出的各项环境保护措施后，污染物可实现达标排放，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本工程建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态环境现状。

(2) 通过工程分析，明确本项目施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

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

(4) 评价本项目对国家产业政策、区域总体发展规划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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

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

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

贯彻执行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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2022 修正）	中华人民共和国主席令 第一〇四号	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019 年修正）	13 届人大第 10 次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修订）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
14	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
15	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
16	中华人民共和国土壤污染防治法	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
17	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大第 15 次会议	2010-10-01
18	中华人民共和国矿产资源法（2009 年修正）	8 届人大第 21 次会议	2009-08-27
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 第 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 第 204 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 第 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
5	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
6	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
7	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
8	中华人民共和国水土保持法实施条例（2011 年修订）	国务院令 第 120 号	2011-01-08
9	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01
10	空气质量持续改善行动计划	国发〔2023〕24 号	2023-11-30

总则

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
11	生态保护补偿条例	国务院令 第 779 号	2024-04-11
12	关于加强生态环境分区管控的意见	中共中央办公厅 国务院 办公厅	2024-03-06
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)	生态环境部令 第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录(2021 年版)	生态环境部 国家发展和 改革委员会 公安部 交 通运输部 国家卫生健康 委员会部令 第 15 号	2021-01-01
4	产业结构调整指导目录(2024 本)	国家发展和改革委员会 令 第 7 号	2024-02-01
5	国家重点保护野生植物名录(2021 年)	国家林业和草原局 农 业农村部公告 2021 年 第 15 号	2021-09-08
6	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农 业农村部公告 2021 年 第 3 号	2021-02-01
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案 备案管理办法(试行)》的通知	环发(2015)4 号	2015-01-08
8	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开 指南(试行)》的通知	环办(2013)103 号	2014-01-01
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险 的通知	环发(2012)77 号	2012-07-03
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的 通知	环发(2012)98 号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的 意见	环发(2013)16 号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的 实施意见	环环评(2018)11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤(2019)25 号	2019-03-28
14	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》 的公告	国环规环评(2017)4 号	2017-11-20
15	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令 第 37 号	2016-01-01
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管 理的通知	环办环评函(2019)910 号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评(2020)1 号	2020-03-19
18	挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
19	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	2017-11-14

总则

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
20	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150号	2016-10-26
21	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办〔2015〕113号	2015-12-30
22	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知	环发〔2015〕163号	2015-12-10
23	石油天然气开采业污染防治技术政策	环境保护部公告2012年第18号	2012-03-07
24	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	生态环境部令第3号	2018-08-01
25	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告2021年第1号	2021-01-04
26	污染地块土壤环境管理办法（试行）	环境保护部令第42号	2017-07-01
27	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65号	2021-08-04
28	关于印发《重点行业挥发性有机物综合治理方案》的通知	环大气〔2019〕53号	2019-06-26
29	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	2017-10-01
30	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第34号	2015-06-05
31	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	2014-03-25
32	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2号	2021-11-04
33	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告2021年第74号	2021-12-22
34	关于进一步加强危险废物规范化环境管理有关工作的通知	环办固体〔2023〕17号	2023-11-06
35	环境空气细颗粒物污染综合防治技术政策	环境保护部〔2013〕59号	2013-9-13
36	关于进一步加强危险废物规范化环境管理有关工作的通知	环办固体〔2023〕17号	2023-11-06
37	固体废物分类与代码目录	生态环境部公告2024年第4号	2024-01-19
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修正）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018年修正）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区13届人大第7次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017年	自治区12届人大第29	2017-05-27

总则

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	修订)	次会议	
6	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	2019-01-21
7	新疆国家重点保护野生植物名录	自治区林业和草原局与农业农村厅2022年修订	2022-03-09
8	新疆国家重点保护野生动物名录	自治区林业和草原局与农业农村厅2021年修订	2021-07-28
9	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新政发(2022)75号	2022-09-18
10	新疆生态功能区划	新政函(2005)96号	2005-07-14
11	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)	新环环评发(2024)93号	2024-06-09
12	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发(2018)80号	2018-03-27
13	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发(2018)133号	2018-09-06
14	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发(2020)142号	2020-07-29
15	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发(2020)162号	2020-09-11
16	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发(2020)138号	2020-09-04
17	新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国水土保持法>办法	2013年7月31日修订	2013-10-01
18	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
19	关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知(2023调整)	新政发(2021)18号	2021-02-21
20	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(2021年版)的通知	新环环评发(2021)162号	2021-07-26
21	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(2023更新)	塔行发[2021]48号	2021-06-26
22	新疆维吾尔自治区生态环境保护“十四五”规划	自治区党委、自治区人民政府	2021-12-24
23	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及2035年远景目标	自治区13届人大第4次会议	2021-2-5
24	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发(2018)20号	2018-12-20
25	关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知	新环固体函(2022)675号	2022-09-26

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

总则

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
10	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
11	石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）	国家发展和改革委员会公告 2009 年第 3 号	2009-02-19
12	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
13	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-07
14	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB65/T3997-2017	2017-05-30
15	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB65/T3999-2017	2017-05-30
16	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2023-01-01
17	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
18	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
19	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
20	陆上石油天然气生产环境保护推荐作法	SY/T6628-2005	2005-11-01
21	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
22	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
23	矿山生态修复技术规范 第 7 部分：油气矿山	TD/T1070.7-2022	2022-11-01
24	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
25	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
26	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
27	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01
28	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
29	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01

2.2.3 相关文件和技术资料

(1) 《2024-2026 年春光油田勘探开发建设项目（乌苏）》环境影响评价委托书，中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂；

(2) 《关于春光油田、宝浪油田 2024-2026 年勘探开发规划方案》，中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂；

(3) 工程其他相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井工程、原油开采、集输工程等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期和运营期。施工期以钻井、井场地面过程、集输管线等工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以原油开采、集输过程中产生的污染为主。环境影响因素识别详见表 2.3-1。

2.3.2 评价因子

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

总则

表 2.3-1 影响因素识别

影响 因素	施工期					运营期					退役期		生态影响
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	
环境 因素	钻井及地 面建设、 管道工程 地表扰 动、植被 破坏等	施工机械 和车辆施 工扬尘、 发电机柴 油燃烧非 甲烷总烃 等废气	钻井废水、 试压废水、 生活污水；	钻井岩屑泥 浆、施工废 料、生活垃 圾、工程弃土	施工机械 和车辆噪 声	无组织废 气（挥发性 有机物等）	采出水、井下作 业废液、生活污 水等污（废）水	油泥砂、清管 废渣、井下作 业固废、废防 渗膜、生活垃 圾等	井场设 备和井 下作业 噪声	石油危险物质 泄漏	构筑物 拆卸扬 尘	地面设施拆 除、井场清理 等环节产生 的废弃管道 和设备、建筑 垃圾等	土地复垦
地表水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	○
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													

总则

水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区	+	○	○	+	○	○	○	○	○	○	○	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

总则

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态	扰动面积、生态系统功能、物种丰富度、物种分布范围、物种组成、生物量、植被覆盖度、主要保护对象	扰动面积、生态系统功能、物种丰富度、物种分布范围、物种组成、生物量、植被覆盖度、主要保护对象
土壤	农用地：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌 建设用地：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、含盐量、pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,3-cd）芘、萘	石油烃
地下水	水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、氯化物、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃	非甲烷总烃
噪声	昼、夜等效连续 A 声级	昼、夜等效连续 A 声级
固体废物	-	施工期：危险废物（废防渗膜），一般工业固废（施工土方、施工废料、钻井泥浆岩屑），生活垃圾； 运营期：危险废物（含油污泥、清管废渣），一般工业固废（废防渗材料），生活垃圾
环境风险	-	原油、天然气等； （1）为石油、天然气等危险物质泄漏； （2）火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物 CO 对生态环境的影响

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本项目所在地位于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏境内，地处准噶尔盆地，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）要求，工程所在区域属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

（1）地表水

区域范围内有奎屯河，根据《中国新疆水环境功能区划》，项目区影响范围内的奎屯河按水域划分属于奎屯水库-艾比湖段，现状使用功能为农业用水，现状水质类别为V类；规划主导功能为农业用水，规划水质目标为V类。执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V类标准。

（2）地下水

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

2.4.1.3 声环境

项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划分，项目位于石油气探矿区范围内，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，执行 2 类声环境功能区要求，执行昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）的标准限值。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区、II₂ 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区、19 乌苏—甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区。

根据《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〔2019〕4 号），项目区属于 II₂ 天山北坡诸小河流域重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

总则

大气常规污染物（SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃）执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准，对于其中未作出规定的非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中确定的浓度限值 2.0mg/m³。其主要评价指标见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值μg/m ³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	TSP	200	300		《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	SO ₂	60	150	500	
3	NO ₂	40	80	200	
4	PM _{2.5}	35	75	/	
5	PM ₁₀	70	150	/	
6	CO	/	4000	10000	
7	O ₃	/	160	200	
8	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》

2.4.2.2 水环境

本项目为陆地石油开采项目，项目属于水污染影响型建设项目，不与周边地表水体发生水力联系，本评价不开展地表水环境影响评价。

地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类水质标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 单位：mg/L，pH 等除外

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	20	总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3.0
2	色（度）	≤15	21	细菌总数（CFU/mL）	≤100
3	嗅和味	无	22	氰化物	≤0.05
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐氮	≤1.0
5	总硬度	≤450	24	硝酸盐（以氮计）	≤20
6	溶解性总固体	≤1000	25	氟化物	≤1.0
7	硫酸盐	≤250	26	碘化物	≤0.08
8	氯化物	≤250	27	汞	≤0.001
9	铁	≤0.3	28	砷	≤0.01
10	锰	≤0.10	29	硒	≤0.01
11	铜	≤1.00	30	镉	≤0.005
12	锌	≤1.00	31	六价铬	≤0.05
13	铝	≤0.20	32	铅	≤0.01
14	挥发酚	≤0.002	33	三氯甲烷	≤0.06
15	阴离子表面活性剂	≤0.3	34	四氯化碳	≤0.002
16	耗氧量	≤3.0	35	苯	≤0.01
17	氨氮	≤0.50	36	甲苯	≤0.7

总则

18	硫化物	≤0.02	37	石油类	≤0.05
19	钠	≤200			

注：石油类标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。

2.4.2.3 声环境

项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划分，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》（HJ2.4-2021）的规定要求，区块内井场以工业生产为主要功能，除油田工作人员外，基本无人群聚集区，声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准限值，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。敏感点康苏瓦特村声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准限值，即昼间 55dB(A)，夜间 45dB(A)。

2.4.2.4 土壤环境

根据项目所在区域环境特征，永久占地范围内土壤为建设用地，项目区内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-3。占地范围外土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，见表 2.4-4。

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

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	砷	mg/kg	60	24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	镉	mg/kg	65	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	铬（六价）	mg/kg	5.7	26	苯	mg/kg	4
4	铜	mg/kg	18000	27	氯苯	mg/kg	270
5	铅	mg/kg	800	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	汞	mg/kg	38	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	镍	mg/kg	900	30	乙苯	mg/kg	28
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	31	苯乙烯	mg/kg	1290
9	氯仿	mg/kg	0.9	32	甲苯	mg/kg	1200
10	氯甲烷	mg/kg	37	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	34	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	35	硝基苯	mg/kg	76
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	36	苯胺	mg/kg	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	37	2-氯酚	mg/kg	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	38	苯并（a）蒽	mg/kg	15

总则

16	二氯甲烷	mg/kg	616	39	苯并(a)芘	mg/kg	1.5
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	42	蒽	mg/kg	1293
20	四氯乙烯	mg/kg	53	43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	44	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	15
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	45	萘	mg/kg	70
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500

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

序号	项目	单位	风险筛选值 (pH>7.5)
1	砷	mg/kg	25
2	镉	mg/kg	0.6
3	铜	mg/kg	100
4	铅	mg/kg	170
5	汞	mg/kg	3.4
6	镍	mg/kg	190
7	铬	mg/kg	250
8	锌	mg/kg	300

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

本项目施工期及退役期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值。

原油开采过程中井场边界无组织非甲烷总烃排放执行《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。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准

污染物	浓度限值 (mg/m ³)	标准来源
颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
NMHC (厂界外)	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)

2.4.3.2 废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）规定：在相关行业污染物标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

春光油田（乌苏境内）油井作业废水、洗井废水等经排二联合站污水处理设施处理，满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注，不向外环境排放。回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中储层空气渗透率 $>0.05\text{-}\leq 0.5\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值详见表 2.4-6。

表 2.4-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

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

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中噪声排放限值；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准。噪声限值见表 2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放标准

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

2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目运营期废气排放物主要为井场无组织排放非甲烷总烃。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃（NMHC）为评价因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2 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（城市人口数）	--
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		41.3
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-32.3
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/

总则

	岸线方向/°	/
--	--------	---

(2) 估算模型计算点设置

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 B，本评价在距污染源 10m~25km 处默认为自动设置计算点，最远计算距离 25km。

(3) 地形数据

数据源采用 csi.cgiar.org 提供的 srtm 免费数据，定义生成的 DEM 文件覆盖的区域为 50×50km 并外延 3 分，精度为 3 秒（约 90m）。

(4) 地表参数

估算模型 AERSCREEN 地表参数根据模型特点取项目周边 3km 范围内占地面积最大的土地利用类型来确定。本项目地表类型为农作地，地表特征参数见表 2.5-3。

表 2.5-3 地表特征参数

序号	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
1	冬季(12, 1, 2月)	0.6	1.5	0.001
2	春季(3, 4, 5月)	0.18	0.4	0.05
3	夏季(6, 7, 8月)	0.18	0.8	0.1
4	秋季(9, 10, 11月)	0.2	1	0.01

表 2.5-4 单井主要废气污染源源强一览表

污染源名称	面源起点坐标 /m		海拔高度(m)	矩形面源		与正北向夹角 /°	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)
	x	y		长度(m)	宽度(m)					NMHC
井场	0	0	286	45	30	0	4	8760	正常排放	0.00215

估算结果详见表 2.5-5。

表 2.5-5 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D _{10%} (m)
1	井场无组织	非甲烷总烃	5.44	2000	0.27	55	/

(2) 评价范围

根据上述计算结果，本项目无组织废气污染物 1%<P_{max}=0.27%<10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价工作分级判据，

本项目大气环境影响评价工作等级为三级。

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，三级评价项目不需设置大气环境影响评价范围。

2.5.2 地表水环境评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。项目距离奎屯河最近的井为 2024 年产能井 10#，距离为 770m，在油田正常开采程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B，可不进行地表水环境现状评价和水环境影响预测。本次地表水环境影响评价重点论证项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效性和依托污水处理设施的环境可行性。

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表（表 2.5-6），本项目属石油、天然气开采项目，石油开采井场为 I 类项目，油类输送管道按照 II 类建设项目。评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，且项目区不位于集中式饮用水水源的补给径流区，区域地下水划分为不敏感，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表（表 2.5-7、表 2.5-8），确定本项目地下水评价等级石油开采井场为二级，集输管道为三级。

表 2.5-6 地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
37、石油开采	全部	/	I 类	

表 2.5-7 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。

总则

较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

表 2.5-8 地下水环境影响评价工作等级划分

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

(2) 评价范围

采用公式法计算评价范围。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），计算公式如下：

$$L=\alpha\times K\times I\times T/ne$$

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取 2，无量纲；

K—渗透系数，m/d；根据区内含水层岩性以粉、细砂为主，渗透系数取经验参数 10m/d。

I—水力坡度，无量纲，2‰；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

ne—有效孔隙度，无量纲，取 25%。

经计算，下游迁移距离 L 为 800m。项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，本次评价范围确定为：向下游（东南方向）外扩 0.8km，向两侧、上游各外扩 0.4km，上游外扩 0.4km。评价范围见图 2.5-2。

2.5.4 声环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目噪声源主要包括施工期内钻井机械噪声、生产运行期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。本项目所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，项目周边受噪声影响人口数量较少，项目实施前后噪声的增加值在 3dB（A）以下（不含 3dB（A））。依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

(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,“满足一级评价的要求,一般以建设工程边界向外 200m 作为评价范围;二、三级评价范围可根据建设工程所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”,根据工程特点,本次环评声环境评价范围为井场向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.5-2。

2.5.5 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目总占地面积约 0.0796km²,占地类型主要为耕地、草地和未利用地。评价区内无自然保护区、风景名胜区和水源保护区等特殊生态敏感区,属于一般区域。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)的生态评价等级判定条件,判定过程详见表 2.5-9。根据判定可知,因此本项目生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-9 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时,评价等级为一级;	不涉及	/
b	涉及自然公园时,评价等级为二级;	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时,评价等级不低于二级;	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目,生态影响评价等级不低于二级;	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目,生态影响评价等级不低于二级;	不涉及	/
f	当工程占地规模大于 20km ² 时(包括永久和临时占用陆域和水域),评价等级不低于二级;改扩建项目的占地范围以新增占地(包括陆域和水域)确定;	本项目占地面积为 0.0796km ² < 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况,评价等级为三级;	/	三级
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时,应采用其中最高的评价等级	/	三级

(2) 评价范围

油气田开发工程具有分布面积广的特点,且基本呈点状分布,故其对环境影响仅限于井场范围内。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022),考虑油气田整体开发对生态环境的影响,确定生态环境评价范围为井场边界向

外扩展 500m 范围，管线两侧 300m 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.5-2。

2.5.6 土壤环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)以及区域监测数据，土壤pH值在 $8.5 \leq \text{pH} < 9$ 范围内，为碱化土壤； $2 < \text{土壤盐含量} < 3$ ，属于 HJ964-2018 附录D.1 中轻度盐化地区。拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，分别判定评价等级。

2) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程采油井场属于I类建设项目，油类输送管道按照II类建设项目。

3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型 ($\geq 50\text{hm}^2$)、中型 ($5 \sim 50\text{hm}^2$) 和小型 ($\leq 5\text{hm}^2$)”，本项目永久占地面积约 6.24hm^2 ，占地规模为中型。

4) 建设项目敏感程度

①污染影响型

本项目所在区域内及周边存在基本农田、耕地、草地，因此，环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

根据监测数据项目区 $2 < \text{土壤盐含量} < 3$ ，生态影响型土壤敏感程度为“较敏感”，详见表 2.5-10。

表 2.5-10 生态影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	土壤含盐量(g/kg)	土壤 pH 值	环境敏感程度
采油井场	$2 < \text{土壤盐含量} < 3$	$8.5 \leq \text{pH} < 9$	较敏感

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，生态

影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级。生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-11 和表 2.5-12。

表 2.5-11 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-12 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

土壤环境污染、生态影响评价工作等级见表 2.5-13、2.5-14。

表 2.5-13 土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
各采油井场	I类	敏感	一级
各井集输管线	II类	敏感	二级

表 2.5-14 土壤环境生态影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
各采油井场	I类	较敏感	二级
各井集输管线	II类	较敏感	二级

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），并结合本项目特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为井场场界向外扩展 2km 的矩形区域范围，集输管线土壤环境影响评价范围为以管线边界两侧外延 200m。评价范围见表 2.5-15。

表 2.5-15 土壤评价范围一览表

环境要素	评价等级	评价范围
污染影响型	一级	井场外扩 1km 范围
生态影响型	二级	井场外扩 2km 范围

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目涉及的风险物质主要为原油。主要风险单元为密闭集输单元。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本项目涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q₁, q₂, ..., q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., 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≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本项目新建单井集输管线 32 条，共 4.4km，管线采用φ73×3.51 无缝钢管（外径 73mm，内径 69.49mm），埋地敷设。原油密度按照 0.828t/m³。危险物质数量与临界量比值计算结果如下表所示。

本项目 Q 值的确定见下表。

表 2.5-15 本项目风险单元 Q 值一览表

序号	风险源	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q _n /t	临界量Q _n /t	该种危险物质Q值
1	油气管线	原油	—	13.81	2500	0.0055
Q值Σ						0.0055

根据上表计算结果，本项目 Q=0.0055，Q<1，判断项目风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

图 2.5-2 评价范围图

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营期间对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 工程区属于 II₂ 天山北坡诸小河流域重点治理区。因此要控制建设项目在施工期的各种施工活动，严格控制施工作业带宽度，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

(2) 将工程对生态环境的不利影响降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

(3) 保证工程建成后，固体废物得到合理利用及无害化处置。

2.6.2 环境保护目标

据现场调查，确定本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境保护目标	相对位置	环境要素	环境保护要求
1	农村居民点 1: 康苏瓦特村北 (4 户约 15 人)	距 2024 产能井 6 西南侧约 108 米	大气、声环境	满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准。满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 1 类标准。
	农村居民点 2: 康苏瓦特村东北 (6 户约 20 人)	距 2024 产能井 2 西侧约 108 米		
2	农村居民点 3: 康苏瓦特村东南 (3 户约 10 人)	距 2024 产能井 4 西侧约 107 米		
3	农村居民点 4: 康苏瓦特村南 (3 户约 10 人)	距 2024 产能井 8 北侧约 141 米		
4	奎屯河	最近处约 770m	地表水	满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 V 类标准。
5	深层承压水和浅层地下水	井区、管线及周边	地下水	满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类标准。
6	评价范围内的基本农田, 其他农用地和草地	井区、管线及周边	土壤	避免占用或少占耕地, 并按规定进行补偿; 满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》

总则

				(GB15618-2018)表1 筛选值标准。
7	天山北坡诸小河流域重点 治理区	井区、管线及周 边	/	满足石油天然气行业的 水土保持综合治理。

2.7 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价方法一览表

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

3.建设项目工程分析

3.1 区块概况及存在的环境问题

3.1.1 春光油田（乌苏境内）概况

春光油田位于塔城地区乌苏市车排子镇，该区紧邻车排子、小拐和红山嘴油田。油井主要分布在甘家湖地区，呈南北向分布，南部油井分布于铁架子村一带，北部分布于甘家湖牧场一带。春光油田于 2005 年开始开发建设，原属中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司开发的油田，中国石油化工股份有限公司于 2009 年 11 月将春光油田划归公司下属的河南油田分公司管理。春光油田面积 1023km²，从地域上分为乌苏境内油田和七师境内油田，春光油区（七师境内）位于春光油田东部，春光油区（乌苏境内）位于春光油田西部。

春光油田（乌苏境内）开采原油以中轻质油为主，采油方法分为自喷采油法和机械采油法。开发初期采油完全靠自喷采油，停喷或自喷不能满足配产的情况下，转为人工举升，采用有杆泵、螺杆泵或电潜泵机械采油。油井开发初期，产能较高，均能自喷，不含水。为了保持油层的压力，采油中后期，当天然能量衰竭后，采用注水驱动采油。拉油工艺采用“单井采出液→集中拉油井场阀组→高架罐→汽车拉运→春光联合站”的集输方式。

春光油田（乌苏境内）目前建设 1 座联合站(春光联合站)、2 座转油站、12 座计量站、5 座拉油站，1 座 110kV 变电站，1 座 35kV 变电站，1 座生产值班点（排 2）和 1 座消防站。春光油田所产原油 2015 年 9 月实现了管道输油，即由春光联合站至中石油克拉玛依油田克独管道四泵站外输管道将春光原油交给克拉玛依油田。

春光油田（乌苏境内）开采的原油主要依托排二联合站（春光联合站）进行处理。排二联合站 2006 年建成投产，原设计处理原油 50×10⁴t/a，处理液量 70×10⁴t/a，原油汽车装车能力 70×10⁴t/a。联合站现实际处理油量 2200~2400t/d（其中特超稠油 300-400t/d），天然气量 1500~1600m³/d。2014 年进行了一次扩建。扩建后原油处理系统分为稀油处理和混合油/特稠油处理两个系统。其中稀油处理系统维持现有规模和工艺不变；混合油/特稠油处理系统考虑兼顾近期

混合油处理和后期纯稠油处理，设计原油年处理能力为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，扩建规模近期满足混合油 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ （掺稀油按 1: 0.5）处理要求，后期满足纯稠油 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ 处理要求，采用“预脱水+一段动态沉降+储罐切水”脱水工艺；原油装车系统增设特稠油/混合油装车系统，扩建装车栈桥 1 座（双侧装车）。污水处理系统扩建规模 $5500 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“自然沉降+混凝沉降+一级过滤”处理工艺；注水系统总规模 $5500 \text{m}^3/\text{d}$ （14MPa），采用站内高压单干管串接配水流程。春光联合站是集原油处理、采出水处理、装车卸油、消防等功能于一体的处理站。

工程基本情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 工程基本情况一览表

区块		乌苏境内区块
开采方式		天然能量+注水开发
输油方式		单井拉油+集中拉油
采出液储存		高架罐
道路 (km)		23.3
集油管线 (km)		34.6
年产油量 (t/a)		3.7×10^4
采油井 (口)	已建	99
	关停	32
勘探井 (口)	总数	35
	试油	11
	关停	29 (含试油后关停井 5 口)

春光油田（乌苏境内）区块地理位置图见图 3.1-1，开发现状见图 3.1-2。

图 3.1-1 春光油田（乌苏境内）区块地理位置图

图 3.1-2 春光油田（乌苏境内）开发现状图

现有工程环保手续履行情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有环保手续履行情况一览表

序号	站场	环评报告	审批文号及时间	验收情况
1	排二联合站	《春光油田排二联合站扩建工程环境影响报告书》	师环函（2014）213 号	师环审（2016）110 号

3.1.2 春光油田（乌苏境内）环境影响回顾评价

结合《中石化河南油田分公司新疆采油厂春光油田（乌苏境内）环境影响后评价报告书》中调查结论和本次环评组现场调查情况，本节分环境要素对区内现有工程进行回顾性分析评价。

3.1.2.1 生态环境影响回顾评价

春光油田（乌苏境内）开发建设对生态环境的主要影响为土地的永久/临时征用以及原有植被的破坏。

春光油田（乌苏境内）位于乌苏—甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区，总体上评价区自然生态系统主要为荒漠生态系统和农田生态系统。

根据后评价结论及现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，部分报废井已按照油田公司有关封井要求进行封井，进行了地质恢复。春光油田的建设和运营对周边生态环境影响较小。

永久占地恢复情况	临时占地恢复情况
植被恢复情况	甘家湖生活基地绿化情况

3.1.2.2 水环境影响回顾评价

施工期主要废水来源于钻井过程中产生的钻井废水及少量生活污水。

2017 年以前：各井场在钻井过程中均采用水基泥浆，并建设有防渗泥浆池。在钻井作业期间临时排入各井场防渗泥浆池中，固化后与钻井泥浆及岩屑一同进行填埋处理。在做好泥浆池防渗工作的前提下，泥浆池与外环境之间有防渗材料

阻隔，正常情况下不会影响到地下水环境质量。

2017年以后：钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，无钻井废水外排。

油气田开发建设期间生活污水主要来自钻井井场，井队在井人数一般为20人左右，各井场临时生活营地的生活污水排入环保厕所暂存后，拉运至春光联合站（排二联合站）生活污水处理装置处理，未对水体及周边环境造成明显影响。

油田开发过程中废水主要为采出水、生活污水、井下作业废水等。

油藏采出水依托春光联合站（排二联合站）的污水处理系统处理达到油田注水水质标准后用于回注地藏。井下作业废水是井下作业过程中产生的洗井、压井液，在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水。春光油田的井下作业废水采用专用废液收集罐收集运至春光联合站（排二联合站）处理。处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注，未外排。

目前油田通过数字化管理，远程监控、数据上传，无人值守，各井场不设办公区，新疆采油厂统一管理，故各井场无生活污水产生及排放。甘家湖生产管理区生活污水排入甘家湖牧场污水管网，经管网收集后集中处理。

3.1.2.3 大气环境影响回顾评价

油田开发建设项目总体开发过程中，施工期产生的废气主要是钻井作业柴油机废气、施工扬尘以及车辆尾气等，施工期对大气的影晌为短时、间断性的，伴随着施工期结束而消失。运营期的大气污染源主要为油气集输过程烃类的无组织挥发，主要污染物为非甲烷总烃。目前，评价区域油气集输方式为单井拉油集输。原油和烃类损失主要发生在油气集输的装卸车、管汇阀门、法兰等连接处的泄漏或设备超压放空等处。

由于春光油田（乌苏境内）井场建设较分散，且总体产能较小，距离排二联合站约20~30km，因此不具备采用管网集输条件，但项目运营中采取密闭集输流程，采出液进入密闭管道，采用顶部浸没装车方式，每个装车站点配备装车引管，保证顶部浸没式装载的出油口距离罐底高度应小于200mm，最大程度减少装车过程的油气挥发。符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中：5.3 挥发性有机液体装载排放控制要求-5.3.1 装载方式要

求-挥发性有机液体应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；若采用顶部浸没式装载，出料管口距离槽（罐）底部高度应小于 200mm。在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。

各井场无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放浓度限值；井场内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准（GB37822-2019）》表 A.1 中非甲烷总烃特别排放限值。

3.1.2.4 声环境影响回顾评价

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响，但钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，随着钻井作业的结束而结束。

运营期主要噪声源为井场各类机泵运行时产生的机械噪声以及运输车辆产生的噪声等。根据竣工环境保护验收报告和后评价现场调查，春光油田（乌苏境内）项目噪声污染防治措施与环评基本一致，根据春光油田（乌苏境内）各项目竣工环境保护验收报告监测数据可知，敏感点声环境质量均可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类标准；井场厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准限值，且超标站场外 200m 内均无声环境敏感目标，不存在噪声扰民问题。

3.1.2.5 土壤环境影响后评价

根据油田开发建设的特点分析，油田开发建设对土壤环境的主要影响是地面建设施工和地面建设设施如井场、道路等占用土地和造成的地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和理化性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。从现场调查与资料对比分析可以看出，春光油田区块土壤环境质量总体保持稳定，暂未发现土壤石油类污染。

根据后评价的土壤监测，通过分析土壤中污染物含量，历年土壤现状监测值中的石油类（或石油烃）和重金属指标均能满足相应的标准要求，土壤中的石油类（或石油烃）和重金属的含量并未因油田的开发建设而明显增加。各监测点石油烃均能满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值。说明评价范围内土壤环境质量未因油田开发作业而下降。后评价现场踏勘期间，钻井井场未见钻井岩屑等固废遗留，井口、管线连接处、阀门法兰等区域未见落地油泥；井场地面基本采取了硬化措施。

3.1.2.6 固体废物环境影响回顾评价

春光油田（乌苏境内）钻井期产生的固体废物主要是钻井废弃泥浆和岩屑、建筑垃圾和少量生活垃圾等。春光油田（乌苏境内）钻井液均采用水基钻井液。2017 年之前，分两种情况：占用耕地、公益林的井场钻井泥浆、岩屑固化处理后拉运至 129 团春光油田固废场填埋处理，其余井场的钻井泥浆和岩屑等排入井场具有防渗措施的泥浆池内，待固化后覆土掩埋处理。2017 年后，按照《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）的相关要求，钻井井场泥浆、岩屑及废弃钻井液逐渐采用不落地设备收集后依托山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司等有资质单位处置。生活垃圾中收集后清运至 128 团生活垃圾填埋场填埋处理，现场无遗留。春光油田产生的建筑垃圾主要为油田井场建设过程产生的水泥块、砖块等建筑垃圾，施工单位在施工结束后及时清理，作为铺垫井场、修路、防洪工程等原料综合利用。

春光油田（乌苏境内）运营期产生的固体废物主要为油泥（砂）和生活垃圾。春光油田（乌苏境内）油泥砂等危险废物均委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等具有含油污泥处置资质的单位负责接收、转运和处置。废机油一般来自机械设备维修、维护产生的润滑油，维修检修期间自行综合利用或交第三方有资质单位处理。废油桶在七师境内春光联合站危废暂存间暂存，最终交由有资质单位金派环保科技有限公司处置。生活垃圾中收集后清运至 128 团生活垃圾填埋场填埋处理。

3.1.2.7 环境风险回顾评价

春光油田（乌苏境内）环境风险包括钻井、采油过程中的井喷风险、储罐、集输管线泄漏风险，井喷或泄漏产生的油类物质对土壤造成了污染，如通过包气带进入地下水，还会对地下水造成污染。泄漏的时间持续越长，污染的可能性越大。泄漏油类物质及天然气如遇火源，还可能形成火灾爆炸事故，对环境空气造成不利影响。春光油田（乌苏境内）井场设置了自动监控设施，设有专职人员对井区进行巡检、检查、检修，可最大程度避免环境风险事故的发生。春光油田（乌苏境内）所属新疆采油厂配备各类消防器材及应急物资，制定了突发环境事件专项应急预案并定期进行演练，可将区块内环境风险控制在可接受的范围之内。经核实春光油田（乌苏境内）在开发、运营过程中未发生环境风险事故。

3.1.2.8 与排污许可衔接情况

从评价调查及收集资料可以看出，目前按照《固定污染源排污许可分类管理名录》，春光油田（乌苏境内）各区块已根据法律法规相关规定以及开采区块和集输情况在全国排污许可证管理信息平台上填报了排污登记表，自动即时生成登记编号和回执，登记编号：916528007637503601004W，有效期：2020年07月06日至2025年07月05日，排污许可仅要求排放浓度达标即可。

中国石化河南油田分公司新疆采油厂制定了《新疆采油厂排污许可管理指南（第一版）》，对本公司辖区的排污许可管理提出了以下要求：

①严格执行国家排污许可管理要求，禁止出现超排污总量或超排放标准行为。

②排污许可管理工作由安全环保部负责。

③公司负责编制《排污许可管理指南》，明确排污许可管理工作具体内容、流程、时限等。

④各单位须委托第三方单位提供技术支持，严控排污许可管理中不合规风险。第三方单位工作内容至少包括协助排污许可证申报及变更、月度自动连续监测数据合规审核、协助季度执行报告申报、排污许可管理台账规范建立的技术支持（月度开展），排污许可证规定的环境监测工作等。

3.1.2.9 环境管理回顾

新疆采油厂建立了三级环境保护管理机构，形成了较为完善的环境管理网

络。油田分公司 HSSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 HSSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 HSSE 管理小组及办公室为三级管理机构。

结合国家、地方环境保护法律、法规要求，中石化河南油田分公司新疆采油厂制定了《新疆采油厂环境保护管理实施细则》《新疆采油厂固体废物污染防治实施细则》《节能降碳实施细则》等多项环保、节能管理制度。对环境保护管理工作进行监督管理，建立了 HSSE 管理体系，基本明确了机构与职责、污染防治、生态环境保护、清洁生产、风险防控、奖励处罚等内容。

建设单位已根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

春光油田编制完成并发布了《中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂春光油田（乌苏境内）突发环境事件应急预案》，第一版于 2018 年 7 月发布并在伊犁哈萨克自治州塔城地区生态环境局进行了备案，备案编号 654200-2018-042-1。第二版于 2021 年 12 月发布并备案，备案编号 654200-2021-117-L（备案号：654200-2021-117-L）。依据《企业突发环境事件风险分级办法》(HJ941-2018)和《中国石化突发环境事件风险评估指南》(2019 年 7 月)，编制了《中石化河南油田分公司新疆采油厂春光油田（乌苏境内）突发环境事件应急预案环境风险评估报告》(2021 年 12 月)，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善，与当地环保主管部门建立响应系统，可及时应对事故状况下的污染物排放，在发生环境污染事故的同时，及时上报当地环保部门。

3.1.3 春光油田（乌苏境内）污染源达标情况

根据区域例行监测数据，区域内各污染源均可达标排放，本次选取代表性的集气站、无组织废气、噪声进行分析。

春光油田（乌苏境内）后评价范围工程污染物排放情况见表 3.1-2。

表3.1-2 代表性井场及站场污染物排放情况汇总一览表

项	位置	污染	污染	排放速率/	主要处理措施及	标准	达
---	----	----	----	-------	---------	----	---

建设项目工程分析

目		源	物	浓度	去向		标情况
废气	春光联合站（排二联合站）	站场无组织废气	非甲烷总烃	0.37~0.49mg/m ³	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	达标
			硫化氢	0.0023~0.004mg/m ³	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表1新扩改建项目二级标准	达标
废水	采出水	采出水	石油类	4.63~8.56mg/L	经排二联合站处理达标后回注地层	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	达标
			悬浮物	30~184mg/L			超标
噪声		噪声	昼间	38~46	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中3类昼间、夜间标准要求	达标
			夜间	32~44			
	生活公寓	噪声	昼间	53~54			
			夜间	38~44			
固废	生活公寓	生活垃圾	--	--	送至生活垃圾填埋场填埋处理	--	不外排
	井场	岩屑	--	--	不落地设备收集后依托山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司等有资质单位处置	--	不外排
	井场、处理站	落地油、油泥砂等危险废物	--	--	委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等具有含油污泥处置资质的单位负责接收、转运和处置	--	妥善处置

3.1.4 现有区块污染物排放量

根据后评价数据，春光油田（乌苏境内）污染物排放情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 春光油田（乌苏境内）后评价范围污染物排放情况一览表

序号	影响类别	污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	备注
1	废气	SO ₂	0.23	0.23	-
		NO _x	2.722	2.722	-
		颗粒物	0.636	0.636	-
		非甲烷总烃	1.519	1.519	-
2	废水	生产废水	10.23×10 ⁴	0	-
		生活污水	0.11×10 ⁴	0	-
3	固体废物	含油污泥	545.765	0	-
		生活垃圾	7	0	-

3.1.5 存在环保问题及“以新带老”措施

(1) 环境问题

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，春光油田（乌苏境内）现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。在现场勘查过程中也发现目前存在的一些问题，主要为：

临时占地部分井场遗留有废弃设施及弃渣，周边场地存在未及时平整恢复情况。退役井未及时实施井场拆除、清理封井工作。

(2) “以新带老”措施

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

①督促施工单位，及时清理井场遗留废弃物，并做好场地平整和自然恢复工作，减少对区域环境的影响。

②按照封井相关要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井及时实施封井，并分区进行生态恢复。

3.2 工程概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 工程名称和性质

工程名称：2024-2026 年春光油田勘探开发建设项目（乌苏）

建设性质：改扩建

3.2.1.2 建设地点

春光油田地处克拉玛依市和塔城地区，位于克拉玛依市五五新镇西北约 13.2km。该区紧邻车排子、小拐和红山嘴油田，区块面积 1023km²。春光油区（乌苏地区）位于春光油田西部。项目区地理坐标范围为：东经**°**′**″，北纬**°**′**″。地理位置图见图 3.2-1。

3.2.1.3 建设规模

①探井：2024-2026 年预计在乌苏范围内整体部署探井 2 口。其中 2024 乌苏市范围内暂未部署探井；2025 年部署探井 1 口，2025 年在上一年度钻探效果的基础上，继续对探区西南部白垩系地层-岩性圈闭群进行勘探部署，计划部署探井 1 口，预计新增探明储量 $17 \times 10^4 \text{t}$ ，新增控制储量 $33 \times 10^4 \text{t}$ ；2026 年在乌苏市范围内重点在一个区域勘探部署，继续对西南部古近系和白垩系地层-岩性圈闭群进行勘探部署，计划部署探井 1 口，预计新增探明储量 $20 \times 10^4 \text{t}$ 。

②产能井：2024-2026 年预计在乌苏范围内整体部署钻井 30 口，其中，2024 年在乌苏范围内排 2-400 井区部署完善井 10 口，2024 年新建产能 $1.5 \times 10^4 \text{t}$ ，10 年末累积产油 $6.1 \times 10^4 \text{t}$ ；2025 年在春 50、春 22 等井区部署 10 口完善井，2025 年新建产能 $1.5 \times 10^4 \text{t}$ ，10 年末累积产油 $6.1 \times 10^4 \text{t}$ ；2026 年在春 129 侧井区部署 10 口完善井，2026 年新建产能 $1.5 \times 10^4 \text{t}$ ，10 年末累积产油 $6.1 \times 10^4 \text{t}$ 。

本次井场坐标见表 3.2-5~3.2-9。

3.2.1.4 工程组成

本项目包括钻井工程、采油工程、集输工程及其他配套工程，工程组成详见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

项目	基本情况		
项目名称	2024-2026 年春光油田勘探开发建设项目（乌苏）		
建设单位	中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂		
建设地点	新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市境内		
建设性质	改扩建		
总投资	4186.93 万元，环境保护投资约 832 万元，环境保护投资占总投资的 1.99%		
占地面积	项目总占地面积为 7.96hm^2 ，其中永久性占地面积为 6.24hm^2 ，临时占地面积 1.72hm^2		
建设内容	主体工程	钻井工程	新增探井 2 口，井场永久占地规模 $45 \text{m} \times 30 \text{m}$ ，新建井口装置、抽油机、管线、高架罐及配套供电、仪表控制、通信等系统工程。
		采油工程	排 2-400 井区、春 50 井区、春 22 井区、春 129 侧周边新建产能井 30 口，井场永久占地规模 $45 \text{m} \times 30 \text{m}$ ，新建井口装置、抽油机、管线及配套供电、仪表控制通信等系统工程。
		集输工程	采用“集中拉油或分散拉油”方式，即油井产出液进井场拉油罐，再由罐车拉至春光联合站（排二联合站）进行原油处理。2024 年排 2-400 井的 10 口产能井在每座井场新建高架罐 1 座进行生产，2025 年产能井 1 进春 22 井集中拉油点生产，产能井 2 进春 63 井集中拉油点生产，产能井 3 进春 27 集中拉油点生产，其它井井场新建高架罐生产；2026

建设项目工程分析

		<p>年春 129 侧附近的 10 口产能井在每座井场新建高架罐 1 座进行生产。集输管线利用废旧油管。单井集输管道采用 $\Phi 73$ (壁厚 $\geq 2.5\text{mm}$) 废旧油管, 单井拉油管道 0.1km, 集输进拉油点管道 0.5km, 管道总计 4.4km。</p>
公辅工程	道路	<p>30 口井每口井井场道路长约 100m, 3.5m 宽泥结碎石路, 征地 6.0m 宽, 每座井场道路征地 600m² (合 0.9 亩); 每座井场道路铺筑 350m²。</p>
	供电	<p>电源利用现有 10kV 架空线路供电, 就近引接, 每座井场新建 LGJ-70/10 线路约 100m, 合计 3.0km。油井抽油机电机功率 15kW, 油井单井安装负荷约 90kW, 计算有功功率 86.6kW。</p>
	配电	<p>油井配电采用每个井台集中建设 1 座变压器台的供电方式。本次 32 口井中其中 32 个井台配套新建 1 座 S22-125/10 10/0.4kV 柱上式变压器台; 32 口井中每口井安装室外型动力配电箱 1 台, 为整个井场用电设备配电; 每口井设置抽油机智能控制箱 1 台, 实现电机保护、信号采集、远程控制等功能; 动力箱至抽油机智能控制箱及电加热等设备配电采取放射式配电方式, 配电电缆直埋敷设。</p>
	供水	<p>各井场用水量小, 用水由水罐车拉运至施工场地。</p>
	加热方式	<p>本项目施工期和运营期无需供热。</p>
	通信	<p>井场配套新建监控及安装无线一体温压变送器、无线压力变送器、RTU 等相关仪控系统。</p>
	防腐	<p>集输管道保温防腐选用黄夹克泡沫作保温与防腐, 保温层厚 $\delta = 40\text{mm}$; 管线采用埋地敷设方式, 管顶埋深不小于 -1.6m。</p>
	消防	<p>井场配备一定数量的移动式消防器材等设施。</p>
环保工程	废气	<p>施工期: 废气包括施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气等; 施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖等措施; 试油放喷阶段采取疏散周边作业人员, 控制放喷时间的措施; 运营期: 集输过程产生的无组织挥发性有机物等; 采用密闭设施减少烃类无组织挥发。 退役期: 废气主要为施工扬尘, 采取洒水抑尘的措施。</p>
	废水	<p>施工期: 施工期废水包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离, 分离后的液体回用于钻井液配备, 不对外排放; 施工期不设施工营地, 施工人员居住在甘家湖牧场生活管理区, 施工区设置移动环保厕所, 生活污水由生活污水收集罐收集, 定期拉运至排二联合站污水处理系统处理。 运营期: 运营期废水为井下作业废水, 井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至排二联合站, 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油层。运营期工作人员由内部调剂解决, 不新增工作人员, 故不新增生活污水。 退役期: 无废水产生。</p>
	噪声	<p>施工期: 选用低噪施工设备, 合理安排作业时间; 运营期: 选用低噪声设备、基础减振; 退役期: 选用低噪施工设备, 合理安排作业时间。</p>
	固废	<p>施工期: 施工期固废主要为钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、</p>

建设项目工程分析

		<p>施工废料、生活垃圾、废防渗材料等。施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，处理达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置；施工生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至乌苏市生活垃圾填埋场处置。</p> <p>运营期：运营期产生的固体废物主要为油泥砂、清管废渣、废防渗材料委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置；工作人员由内部调剂解决，不新增工作人员，故不新增生活垃圾。</p> <p>退役期：废弃管线、废弃建筑残渣收集后委托周边有资质工业固废填埋场合规处置；</p>
	环境 风险	<p>施工期：每个井场各设置 2 座放喷池。</p> <p>运营期：管线上方设置标识，定期巡检，对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。纳入中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂环境风险应急预案。</p>
依托 工程	排二 联合 站	<p>本项目采出水依托排二联合站处置，排二联合站于 2006 年建成，2014 年进行了一次扩建。主要负责周边单井的集中处理及装车外运。联合站内建有 4 座原油动态沉降罐(其中 2 座 2000m³ 沉降罐、2 座 3000m³ 沉降罐)、4 座 2000m³ 原油罐、6 座 5000m³ 原油储罐、4 座 500m³ 污水缓冲罐，设计储罐总容量为 4.8 万 m³。春光联合站是集原油处理、采出水处理、装车卸油、消防等功能于一体的处理站。</p>
	新疆 锦恒 利废 矿物 油处 置有 限公 司	<p>新疆锦恒利废矿物油处置有限公司是以从事石油产品销售、沥青生产和销售的私营公司。该公司利用油田和石化公司产生的废矿物油进行沥青生产，年处理加工设计能力达到 7200 吨。2018 年 10 月 26 日，新疆生产建设兵团环保局为新疆锦恒利废矿物油处置有限公司颁发了危废经营许可证，编号：6607010801。经营内容：071-001-08、071-002-08、072-001-08。经营规模为：利用含油污泥 30000t/a、岩屑泥浆 20000t/a。本项目清管废渣、油泥砂、井下作业废水依托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处理。</p>
	山东 奥友 环保 工程 有限 责任 公司 乌苏 分公 司	<p>山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司钻井泥浆废弃液不落地处理项目位于第七师 123 团职工多元化增收创业园，新建钻井泥浆处理生产线 2 条，配套建设 3000m³ 泥浆储存池 3 座、不落地收集罐 40 个、单井 2 个、140×100m² 固废暂存场一座，年处理钻井废液 10 万 m³。春光油田施工期产生的废弃钻井泥浆和岩屑委托山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司钻井泥浆废弃液不落地处理项目进行无害化处置。</p>

3.2.1.5 工程投资

工程预算总投资 4186.93 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目建成后，春光油田原配置人员即可满足生产需要，不再增加劳动定员。

图 3.2-1 地理位置图

3.2.2 油藏特征

3.2.2.1 储层特征

车排子地区的沉积基底为石炭系地层，充填的重要目的层段为下白垩统、古近系和新近系。自下而上划分为白垩系吐谷鲁群、古近系安集海河组、新近系中新统沙湾组和塔西河组。基底石炭系是一套火成岩为主的地层，白垩系地层相对较薄，古近系地层在靠近凸起边缘呈楔状分布，新近系沙湾组、塔西河组地层在全区分布较广。总体上，基底以上的地层厚度自东向西、自南向北变薄、尖灭。车排子凸起背斜等构造不发育，坡度平缓，新近系沙湾组主要以缓坡扇三角洲、浅水辫状河三角洲、冲积扇、滨浅湖滩坝等沉积相为主。

通过对排2-400井区录井及取心资料统计，岩石类型主要由陆源碎屑岩组成，岩性类型较多，包括：砾岩、砂砾岩、粗砂岩、中砂岩、细砂岩、粉砂岩、钙质砂岩、泥质粉砂岩、泥岩。细砂岩所占比例占43.5%，砂砾岩占20.97%，两者所占比例近64.47%，其中细砂岩中以含砾细砂岩为主，对含量达82.7%。排2-400井区整体岩性粗，说明物源与沉积区较近。根据岩石薄片观察结果，岩性主要为岩屑砂岩，有少部分岩屑长石砂岩。岩屑含量集中在87-99%，石英含量从1-52%不等，长石含量在1-28%之间。岩屑主要以凝灰岩为主，少量花岗岩。总的岩石学特征为：结构成熟度低，成分成熟度低，分选差，石英、长石含量低，岩屑含量高。在岩心观察、粒度概率曲线、C-M图及其他各种地质资料综合分析的基础上，分析认为排2-400井区主要以冲积扇沉积体系为主，南部部分区域为东北辫状河道沉积体系。

春50井区古近系II砂组8小层岩性为灰绿色粉砂岩、砾状细砂岩、含砾细砂岩等，以粉砂岩为主；泥质胶结，胶结疏松，颗粒呈次圆-圆状，分选、磨圆较好，岩石成分以石英为主，长石次之。综合岩心、测井、地震属性等资料，认为春50井区古近系II砂组8小层（EII8）为三角洲前缘水下分流河道沉积。

3.2.2.2 油层分布特征

排2-400井区油层以中、薄层为主，单层厚度一般1.2-4.2m，据已完钻井钻遇油层统计结果，排2-400井区14口井钻遇油层，累积钻遇油层数22层，油层有效厚度56.4m，其中，厚度<3.0m的油层14层，有效厚度30.6m，分别占总层数总厚度的63.6%和54.2%；厚度>3.0m的油层8层，有效厚度25.8m，

分别占总层数总厚度的 36.4%和 45.%，中、薄层在厚度分布上相当。

据完钻井钻遇油层深度统计结果，排 2-400 井区油层埋藏深度在 747-1060.6m，油层埋藏浅。

根据开发井钻遇油层情况，排 2-400 井区平面上油层呈现北部叠合程度相对较好、南部含油层位单一的特点。北部的排 2-406 井区油层叠合性较高，单井钻遇（I²₁、I²₂、III³₁、VII¹₁、IV¹₂）5 个含油小层；春 39 井区以南油层较单一，单井钻遇 1-2 个含油小层。

春 50 井区古近系 II 砂组 8 小层油藏类型为断层+岩性油藏，按原油性质为稀油油藏，油层埋藏较深 1825-1925m，油层厚度 4.2m。

3.2.2.3 流体特征

(1) 原油性质

根据该区地面原油分析结果，排 2-400 井区 N₁S₁I 砂组地面脱气原油密度为 0.8979-0.9292g/m³，油层温度下的原油粘度为 27.1-127.2mPa.s 之间，含蜡量：1.38-6.19%，凝固点：(-4)-(-25)°C，含硫 0.08-3.94 m%，胶质含量 3.99-21.82m%，沥青质含量 0.88-4.29m%，饱和烃含量 47.49-65.67m%，芳香烃含量 16.5-31.46m%。春 50 井区 N₁S₁I 砂组地面脱气原油密度为 0.8392g/m³，油层温度下的脱气原油粘度为 3.2mPa.s 之间，含蜡量 13.7%，凝固点 8°C，含硫 0.14m%，胶质含量 2.31m%，沥青质含量 0.65m%，饱和烃含量 71.76m%，芳香烃含量 10.85m%。

表 3.2-2 春光油田排 2-400 井区、春 50 井区 I 砂组原油分析统计表

井号	层位	密度 (g/cm ³)	粘度 Mpa.s				凝固点 °C	含蜡量 %	胶质含量 %	芳香烃 (m%)	饱和烃 (m%)	含硫 (m%)	沥青质 (m%)
			30°C	40°C	50°C	70°C							
排 2-400	N ₁ S ₁ I	0.917	181.69	88.08	47.51		-4	1.38					
排 2-401	N ₁ S ₁ I	0.9022	48.81	31.47	21.35	11.22	-25	7.01	21.82	28.5	50.4	0.08	4.29
春 23	N ₁ S ₁ I	0.9021	48	30.9	20.6	10.8	-15	3.67	7.86	31.46	47.49	0.24	0.88
排 400-1H	N ₁ S ₁ I	0.8979	42.3	27.1	18.4	9.93	-19	6.19	3.99	16.5	65.67	1.03	1.67
春 39	N ₁ S ₁ I	0.9292	228.5	127.2	74.2	30.3	-16	2.32	4.47	22.23	63.17	3.94	0.99
春 50	N ₁ S ₁ I	0.8392	9.15	6.7	4.98	3.3	8	13.7	2.31	10.85	71.76	0.14	0.65

(2) 地层水性质

根据排 2-400 井区地层水化验分析结果，该区 N₁S₁I 地层水主要含油 K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Cl⁻、HCO₃⁻、SO₄²⁻、Mg²⁺离子。其中：Cl⁻含量为 54172.1mg/l，总矿化度 88696mg/l，PH 值 5.4，属 CaCl₂ 水型。

表 3.2-3 春光油田排 2-400 井区地层水分析统计表

层位	地层水分析									
	水型	PH 值	阳离子			阴离子			总矿化度	地层水密度
			mg/L			mg/L				
			K ⁺ Na	Ca ²⁺	Mg ²⁺	CL ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	mg/L	g/cm ³
s1I1	氯化钙型	5	28368.36	2445.08	3111.55	56793.73	374.58	202.79	91346	1.072
s1I2	氯化钙型	5.8	26238.7	6123.2	497.7	51550.5	1432.5	202.8	86045.8	1.1
平均		5.4	27303.5	4284.2	1804.6	54172.1	903.5	202.8	88696	1.1

根据春 29 井地层水化验分析结果，春 50 井区古近系地层水主要含有 K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、Cl⁻、SO₄²⁻、CO₃²⁻、HCO₃⁻、OH⁻离子。其中 Cl⁻含量为 49694.51mg/l，总矿化度 82496.11mg/l，属 CaCl₂ 水型。

表 3.2-4 春 29 井地层水化验分析表

层位	地层水分析									
	水型	PH 值	阳离子			阴离子			总矿化度	
			mg/L			mg/L				
			K ⁺ Na	Ca ²⁺	Mg ²⁺	CL ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	mg/L	
古近系	氯化钙型	6	31739.50	332.46	183.78	49694.51	207.87	337.99	82496.11	

3.2.2.4 油层温度与压力特征

(1) 油层压力

跟据春光油田实际测试资料统计，本区块属正常压力系统。经回归分析，在油层埋藏深度段，油层中部海拔深度与地层压力的关系为：

$$P=0.0102h+2.922 \quad r=0.94$$

式中：P 为地层压力（MPa），h 为海拔深度（m）。

上式相关系数为 0.94，回归关系较好。压力系数为 1.02MPa/100m。

由上推出：春光油田（乌苏地区）排 2-400 区块油层段原始地层压力 7.9-10.9MPa，春 50 井区油层段原始地层压力为 18.4-19.4MPa，均属于正常压力系统。

(2) 油层温度

根据春光油田测温资料统计结果，本区块属正常温度系统。经回归分析，

在油层埋藏深度段，油层中部井深与地层温度的关系为：

$$T=0.0296H+15r=0.92$$

式中：T 为地层温度（℃），H 为井深（m）。

上式相关系数为 0.92，回归关系较好，地温梯度为 2.96℃/100m。

由上式可推出：春光油田（乌苏地区）排2-400井区油层温度37.5-46.4℃，春50区块油层温度69.0-72.0℃，均属正常温度系统。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 勘探部署

（1）2024年勘探部署

2024年在乌苏市范围内暂未部署探井。

（2）2025年勘探部署

2025年在上一年度钻探效果的基础上，继续对探区西南部白垩系地层-岩性圈闭群进行勘探部署，计划部署探井 1 口，预计进尺 2200 米。预计新增探明储量 17 万吨，新增控制储量 33 万吨。

表 3.2-5 春光探区 2025 年乌苏市范围内井位部署规划表

部署时间	井名	井口		预计进尺 (米)
		X	Y	
2025	探井			2200

图 3.2-2 春光探区 2025 年乌苏市范围内井位部署图

（3）2026 年勘探部署

2026年在乌苏市范围内重点在一个区域勘探部署，继续对西南部古近系和白垩系地层-岩性圈闭群进行勘探部署，计划部署探井 1 口，预计进尺 2200 米。预计新增探明储量 20 万吨。

表 3.2-6 春光探区 2026 年乌苏市范围内井位部署规划表

部署时间	井名	井口		预计进尺 (米)
		X	Y	
2026	探井			2200

图 3.2-3 春光探区 2026 年乌苏市范围内井位部署图

3.2.3.2 开发部署

(1) 2024 年开发部署

根据春光油区（乌苏地区）试油试采分析，2024 年计划在春光油区（乌苏地区）排 2-400 井区部署完善井 10 口。

表 3.2-7 春光探区 2024 年乌苏市范围内井位部署规划表

部署时间	井名	井口		预计进尺 (米)
		X	Y	
2024	产能井 1			1000
	产能井 2			1000
	产能井 3			1000
	产能井 4			1000
	产能井 5			1000
	产能井 6			1000
	产能井 7			1000
	产能井 8			1000
	产能井 9			1000
	产能井 10			1000

图 3.2-4 2024 年春光油区（乌苏地区）整体井位部署图

(2) 2025 年开发部署

春光油区（乌苏地区）2025 年计划在春 50、春 22 等井区部署 10 口完善井。

表 3.2-8 春光探区 2025 年乌苏市范围内井位部署规划表

部署时间	井名	井口		预计进尺 (米)
		X	Y	
2025	产能井 1			1600
	产能井 2			1700
	产能井 3			1750
	产能井 4			2000
	产能井 5			2000
	产能井 6			2000

	产能井 7			2000
	产能井 8			2000
	产能井 9			2000
	产能井 10			2000

图 3.2-5 2025 年春光油区（乌苏地区）整体井位部署图

(3) 2026 年开发部署

春光油区（乌苏地区）2026 年计划在春 129 侧井区部署 10 口完善井。

表 3.2-9 春光探区 2026 年乌苏市范围内井位部署规划表

部署时间	井名	井口		预计进尺 (米)
		X	Y	
2026	产能井 1			2000
	产能井 2			2000
	产能井 3			2000
	产能井 4			2000
	产能井 5			2000
	产能井 6			2000
	产能井 7			2000
	产能井 8			2000
	产能井 9			2000
	产能井 10			2000

图 3.2-6 2026 年春光油区（乌苏地区）整体井位部署图

3.2.3.3 开发指标预测

(1) 2024 年

参考春光油区（乌苏地区）2024 年部署完善井主要集中在排 2-400 井区，依据各开发单元钻遇及配产情况对 2024 年部署完善井进行产量预测。

表 3.2-10 春光油区（乌苏地区）2024 年部署完善井产量预测表（10 年）

年度	生产井	平均单	平均单	年生产天	年产液	年产油	累产油	综合含	采出程
----	-----	-----	-----	------	-----	-----	-----	-----	-----

建设项目工程分析

	数 (口)	井日产油(t)	井日产液(t)	数 (d)	量 (10 ⁴ t)	量 (10 ⁴ t)	(10 ⁴ t)	水 (%)	度 (%)
1	10	5	5	300	1.50	1.50	1.5	0.0	3.1
2	10	3.8	5.1	300	1.53	1.13	2.6	25.9	5.5
3	10	2.9	5.1	300	1.53	0.86	3.5	44.0	7.3
4	10	2.2	5.2	300	1.56	0.67	4.2	57.3	8.7
5	10	1.7	5.1	300	1.53	0.52	4.7	66.0	9.7
6	10	1.4	5.2	300	1.56	0.41	5.1	73.9	10.6
7	10	1.1	5.2	300	1.56	0.32	5.4	79.3	11.3
8	10	0.9	5.1	300	1.53	0.26	5.7	83.0	11.8
9	10	0.7	5	300	1.49	0.22	5.9	85.2	12.3
10	10	0.6	5	300	1.49	0.19	6.1	87.4	12.7

根据各开发单元新井投产初期日产状况，春光油区（乌苏地区）2024年部署完善井单井初始日配产液量 5.0t，根据上述配产及递减规律，预计春光油区（乌苏地区）2024年新建产能 1.5×10⁴t，10年末累积产油 6.1×10⁴t。

(2) 2025 年

春光油区（乌苏地区）2025年部署完善井在春 50、春 22 等井区，依据各开发单元钻遇及配产情况对 2025 年部署完善井进行产量预测。

表 3.2-11 春光油区（乌苏地区）2025 年部署完善井产量预测表（10 年）

年度	生产井数 (口)	平均单井日产油(t)	平均单井日产液(t)	年生产天数 (d)	年产液量 (10 ⁴ t)	年产油量 (10 ⁴ t)	累产油 (10 ⁴ t)	综合含水 (%)	采出程度 (%)
1	10	5	5	300	1.50	1.50	1.5	0.0	3.1
2	10	3.8	5.1	300	1.53	1.13	2.6	25.9	5.5
3	10	2.9	5.1	300	1.53	0.86	3.5	44.0	7.3
4	10	2.2	5.2	300	1.56	0.67	4.2	57.3	8.7
5	10	1.7	5.1	300	1.53	0.52	4.7	66.0	9.7
6	10	1.4	5.2	300	1.56	0.41	5.1	73.9	10.6
7	10	1.1	5.2	300	1.56	0.32	5.4	79.3	11.3
8	10	0.9	5.1	300	1.53	0.26	5.7	83.0	11.8
9	10	0.7	5	300	1.49	0.22	5.9	85.2	12.3
10	10	0.6	5	300	1.49	0.19	6.1	87.4	12.7

根据各开发单元新井投产初期日产状况，春光油区（乌苏地区）2025年部署完善井单井初始日配产液量 5.0t，根据上述配产及递减规律，预计春光油区（乌苏地区）2025年新建产能 1.5×10⁴t，10年末累积产油 6.1×10⁴t。

(3) 2026 年

春光油区（乌苏地区）2026年部署完善井在春 129 侧井区，依据各开发单

元钻遇及配产情况对 2026 年部署完善井进行产量预测。

表 3.2-12 春光油区（乌苏地区）2026 年部署完善井产量预测表（10 年）

年度	生产井数（口）	平均单井日产油(t)	平均单井日产液(t)	年生产天数（d）	年产液量（10 ⁴ t）	年产油量（10 ⁴ t）	累产油（10 ⁴ t）	综合含水（%）	采出程度（%）
1	10	5	5	300	1.50	1.50	1.5	0.0	3.1
2	10	3.8	5.1	300	1.53	1.13	2.6	25.9	5.5
3	10	2.9	5.1	300	1.53	0.86	3.5	44.0	7.3
4	10	2.2	5.2	300	1.56	0.67	4.2	57.3	8.7
5	10	1.7	5.1	300	1.53	0.52	4.7	66.0	9.7
6	10	1.4	5.2	300	1.56	0.41	5.1	73.9	10.6
7	10	1.1	5.2	300	1.56	0.32	5.4	79.3	11.3
8	10	0.9	5.1	300	1.53	0.26	5.7	83.0	11.8
9	10	0.7	5	300	1.49	0.22	5.9	85.2	12.3
10	10	0.6	5	300	1.49	0.19	6.1	87.4	12.7

根据各开发单元新井投产初期日产状况，春光油区（乌苏地区）2026 年部署完善井单井初始日配产液量 5.0t，根据上述配产及递减规律，预计春光油区（乌苏地区）2026 年新建产能 1.5×10⁴t，10 年末累积产油 6.1×10⁴t。

3.2.4 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。

3.2.4.1 钻井工程

（1）轨道设计参数

轨道设计以实现地质目的，有利于提高机械钻速、有利于降低摩阻、有利于控制和调整井眼轨迹为原则。采用三段制“直-增-稳”剖面。

表 3.2-13 排 2-400 井区预测轨道设计

井深 m	井斜角°	方位角°	垂深 m	南北 m	东西 m	狗腿度°/100m	闭合距 m	闭合方位°	备注
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	井口
400.00	0.00	0.00	400.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	造斜点
604.84	24.58	336.98	598.62	39.83	-16.92	12.00	43.27	336.98	增斜
1014.34	24.58	336.98	971.00	196.6	-83.53	0.00	213.61	336.98	油顶
1015.44	24.58	336.98	972.00	197.03	-83.71	0.00	214.07	336.98	靶 A
1016.54	24.58	336.98	973.00	197.45	-83.88	0.00	214.53	336.98	油底
1052.00	24.58	336.98	1005.25	211.02	-89.65	0.00	229.28	336.98	井底

表 3.2-14 春 50、春 22、春 129 侧井区预测轨道设计

建设项目工程分析

井深 m	井斜 角°	方位 角°	垂深 m	南北 m	东西 m	狗腿度 °/100m	闭合 距 m	闭合方 位°	备注
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	井口
600.00	0.00	0.00	600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	造斜点
828.70	29.73	28.59	818.57	50.94	27.76	13.00	58.02	28.59	增斜
1978.48	29.73	28.59	1817.00	551.63	300.61	0.00	628.22	28.59	油顶
1978.64	29.73	28.59	1817.14	551.70	300.65	0.00	628.30	28.59	靶 A
1983.08	29.73	28.59	1821.00	553.64	301.71	0.00	630.51	28.59	油底
2022.00	29.73	28.59	1854.79	570.58	310.94	0.00	649.81	28.59	井底

①直井段：用塔式钻具组合，严格控制井斜角，采用低钻压、高转速钻井参数，保证打直，为后期定向施工创造条件。

②定向造斜段：根据地层造斜率选择合适的弯螺杆，及时测斜，准确定向，确保井眼轨迹平滑。

③稳斜井段：选择合适的钻具组合、钻井参数，做好待钻井眼的预测和实钻井眼轨迹的实时监测。

(2) 井身结构

根据本区块地层特点、地层压力预测及目前钻井技术状况，参照邻井井身结构，依据有利于安全、优质、高效钻井和保护油气层的原则进行设计，达到实现地质目的及安全钻井要求。

根据油藏方案，结合地面条件，本方案井型设计为直井和定向井。通过对地层岩性、已钻井资料、区块压力资料综合分析，确定采用三开或二开井身结构方案：

探井二开井身结构：

表层套管采用Φ339.7mm，钻头用Φ444.5mm，水泥返至地面；

油层套管采用Φ139.7mm，钻头采用Φ215.9mm，水泥返至油顶以上200m。

开发井二开井身结构：

表层套管采用Φ244.5mm，钻头用Φ311.1mm，水泥返至地面；

油层套管采用Φ139.7mm，钻头用Φ215.9mm，水泥返至地面。

井身结构数据见表3.2-15~3.2-17及图3.2-7~3.2-8。

表 3.2-15 探井井身结构数据表

开钻 次序	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	水泥浆返深 m	备注
一开	444.5	301	339.7	300	地面	表层
二开	215.9	设计井深	139.7	设计套管下深	地面	油层

表 3.2-16 排 2-400 井区开发井井身结构数据表

开钻次序	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	水泥浆返深 m	备注
一开	311.1	151	244.5	150	地面	表层
二开	215.9	设计井深	139.7	设计套管下深	地面	油层

表 3.2-17 春 50、春 22、春 129 侧井区开发井井身结构数据表

开钻次序	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	水泥浆返深 m	备注
一开	311.1	201	244.5	200	地面	表层
二开	215.9	设计井深	139.7	设计套管下深	地面	油层

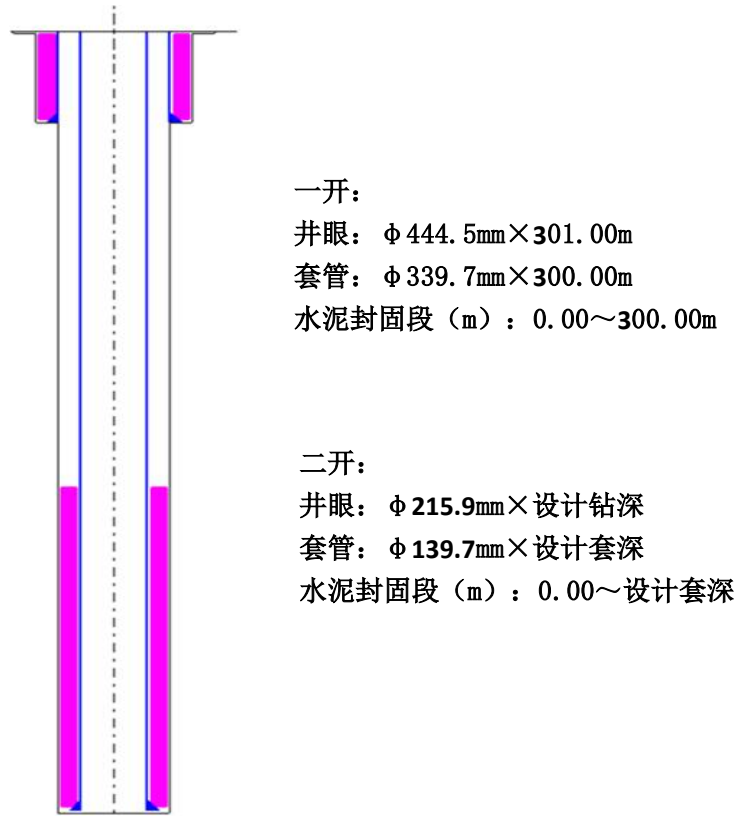


图 3.2-7 探井二开井身结构示意图

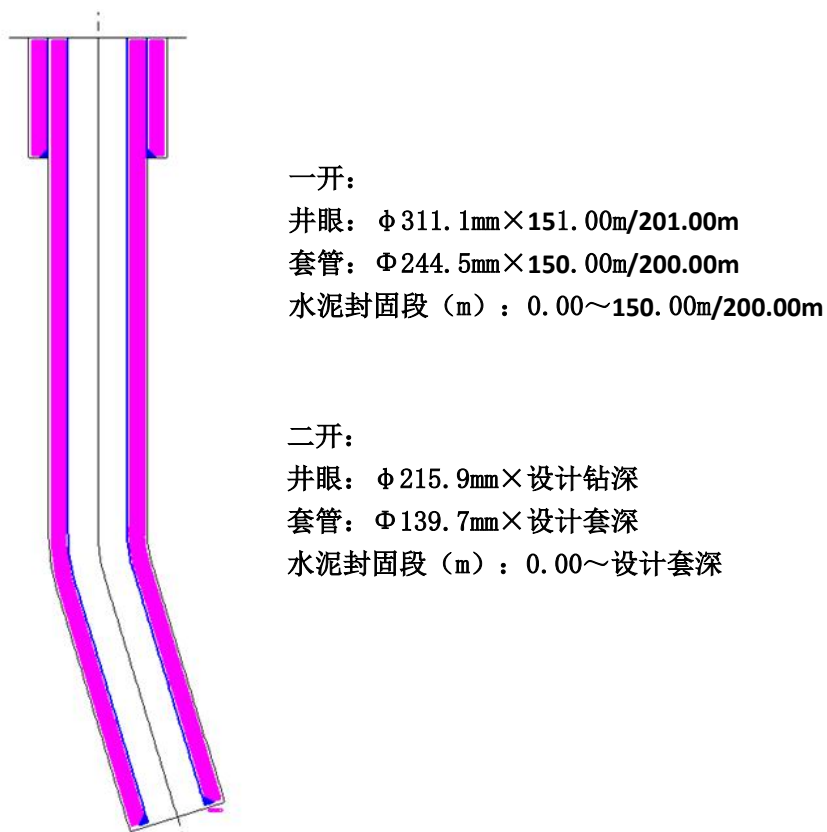


图 3.2-8 开发井二开井身结构示意图

(3) 钻机设备

探井钻深 2200m，开发井钻深 1000~2000m。依据 GB/T23505-2017《石油天然气工业钻机和修井机》及豫油分公司技〔2015〕290 号《河南油田分公司钻井工程设计管理办法》，探井采用 ZJ30 钻机；排 2-400 井区开发井采用 1500 轻便钻机；春 50、春 22、春 129 侧井区开发井井深 1600~1800m 采用 ZJ20 型钻机，1800~2000m 采用 ZJ30 型钻机。

要求钻机具有整拖能力，配套设备工况良好，设备防护与安全设施齐全，动力与传动系统效率高，循环与钻井液净化、维护处理系统能够满足不同井段对排量、钻井液性能维护与钻井液储备的要求。

表 3.2-18 ZJ30 钻机基本参数表

序号	名称	型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注
1	钻机	ZJ30	1700		
2	井架	JJ180	1700		
3	天车	TC180	1700		
4	游动滑车	YG180	1700		
5	大钩	YG180	1700		
6	水龙头	SL225	1700		
7	转盘	ZP205	1700		

建设项目工程分析

序号	名称	型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注
8	绞车	JC28/11		500	
9	1号泥浆泵	3NB-1300C		956	
10	2号泥浆泵	3NB-1300C		956	
11	1号柴油机	PZ12V190B		882	
12	2号柴油机	CAT 3408C		396	
13	3号柴油机	CAT 3408C		396	
14	自动压风机	2v6.5/12		55	
15	电动压风机	2v6.5/12		55	
16	1号发电机	PZ8V190/300GF4		300	
17	2号发电机	PZ8V190/300GF4		300	
18	1号振动筛	2ZZS-D		2×3	
19	2号振动筛	2ZZS-D		2×3	
20	除砂器	SB150		55	
21	除泥器	SB150		55	
22	离心机	LW450-842N		22+5.5	
23	加重装置	SB150		55	
24	液压防喷器	2FZ35-21			
	防喷器控制系统	FKQ3204			
25	井架高	36m			
26	加重罐	30m ³			3个

表 3.2-19 ZJ20 钻机基本参数表

序号	名称	型号	载荷(kN)	功率(kW)	备注
1	钻机	ZJ20	1350	3×882	或相当型号
2	井架	TJ1-41	1600		
3	天车	TC-170	1350		
4	游动滑车	YC-170	1580		
5	大钩	DG-220	1580		
6	水龙头	XSL-160	1600		
7	转盘	ZP-520	1600		
8	绞车	JC20		450-680	
9	1号钻井液泵	SL3NB-1150		955.5	
	2号钻井液泵	SL3NB-1150		955.5	
10	1号柴油机	PZ12V190B		882	
	2号柴油机	PZ12V190B		882	
	3号柴油机	PZ12V190B		882	
11	自动压风机	2V-6.5/12		55	
	电动压风机	2V-6.5/12		55	
12	1号发电机	Z12V135/200		200	
	2号发电机	Z12V135/200		200	
13	液压防喷器	2FZ35-21			或相当型号
14	防喷器控制系统	FKQ3204			或相当型号
15	1号振动筛	2ZZSD		3	

建设项目工程分析

序号	名称	型号	载荷(kN)	功率(kW)	备注
16	2号振动筛	2ZZSD		3	
17	除砂器	2×12"		45	
18	除泥器	10×4"		55	
19	离心机	LW500-NY			
20	加重装置	4m ³			
21	井架高	36m			

表 3.2-20 1500 轻便钻机基本参数表

序号	名称	型号	载荷(kN)	功率(kW)	备注
1	钻机	1500 轻便	900		或相当型号
2	井架	TJ-90	900		
3	天车	TC-90	900		
4	滑车	YC-135	900		
5	大钩	DG-135	900		
6	水龙头	SL-135	900		
7	转盘	ZP440			
8	绞车	JC-2000		335	
9	钻井液泵	3NB-1000		735.5	
10	机房柴油机	8V190B		725	
	钻台柴油机	T148		176.5	
11	电动压风机	1V-3/8			
12	发电机	4135		50	
13	液压防喷器	2FZ35-21			或相当型号
14	液压控制系统	FKQ3204		11	或相当型号
15	振动筛	2ZZSD		3	
16	除砂器				1
17	除泥器				1
18	离心机				
19	加重装置				1

(4) 钻井液

根据地层特点及储层特征，一开井段采用膨润土聚合物钻井液体系，二开井段采用聚合物钻井液体系，以满足安全钻井和开发的需要，同时保护油气层。

表 3.2-21 钻井液性能指标表

项目	性能指标	
	一开	二开
密度 g/cm ³	1.05~1.10	1.10~1.20
漏斗粘度 s	50~80	40~70
API 失水 mL		≤7 (一开井深~油层以上 200m)
		≤5 (油层以上 200m~井底)

API 泥 饼 mm		≤0.5
静 切 力 Pa		1~3/2~8
动 切 力 Pa		2~8
摩阻系数		<0.1
塑性粘度 mPa·s		10~20
pH 值		8~10
含 砂 量 %		≤0.5
总固含%		≤12
膨润土含量%		3~5

(5) 固井

表层套管固井：采用常规一次注水泥全井段封固的方案，采用 1.85g/cm³ 的水泥浆，如果在施工时水泥浆未能返出地面，则必须环空回注，确保井口和套管鞋处的封固质量。

油层套管固井：探井采用 (1.35+1.90) g/cm³ 双凝双密度水泥浆体系，减小液柱压力，保证固井质量，油层套管外水泥环返至地面，确保油层段固井质量。

开发井采用 (1.50+1.90) g/cm³ 双凝双密度水泥浆体系，减小液柱压力，保证固井质量，油层套管外水泥环返至地面，确保油层段固井质量。

(6) 井控

防喷装置组合。

表 3.2-22 探井井控设备组合及压力级别

开钻次序	钻头直径 mm	公称尺寸 mm	压力级别 MPa	组合类别	组合型号
二开	215.9	346	35	双闸板防喷器+钻井四通+套管头	2FZ35-35

表 3.2-23 产能井控设备组合及压力级别

开钻次序	钻头直径 mm	公称尺寸 mm	压力级别 MPa	组合类别	组合型号
二开	215.9	346	21	双闸板防喷器+钻井四通+套管头	2FZ35-21

节流、压井管汇压力等级和组合形式应与防喷器最高压力等级相匹配。

(7) 完井方式

根据油藏开发规划部署，完井方式的选择需要考虑避开边底水，以延缓边底水推进速度，综合对比目前常用的完井方式优缺点，套管射孔完井具有能够选择性射开不同压力、物性油层，避免层间干扰；避开夹层水、底水；具备分层注、采和选择性压裂或酸化等分层作业条件等优点，设计采用套管射孔完井方式。

3.2.4.2 采油工程

采用有杆泵人工举升方式采油。

3.3.4.3 集输工程

(1) 集输系统现状

春光油田排 2-400 井区位于春光油田的西北部，井区中心距排二联合站直线距离约 20km。春光油田排 2-400 井区块于 2012 年陆续试采，目前采用简易拉油方式，在排 2-400 井场建高架罐 2 座。

春 50 井区位于春光油田排二联合站西南方向 30 公里处，在春 50 井场建设高架罐 2 座，目前井区停止生产；

春 22 井区目前建有集中拉油站 1 座（春 22 井场），新建产能井 1 位于春 22 井场东北面直线距离约 450m 处。春 22 集中拉油井场内设有 50m³ 高架罐 10 座，5 井式阀组 1 座，目前该井区共有油井 7 口，其中 3 口井（春 22-1、春 22-2H、春 22-3H）高含水关井，4 口井（春 22、春 22-1H、春 22-4 侧 1、春 22-5）正常生产。

春 129 侧为勘探井，周边目前无井生产。

排 2-400 井区、春 50 井区，主要采用的是单井拉油模式，井口采用单管集输方式。井场内布置 50m³ 高架油罐 2 座，春 22 井采用集中拉油点的模式生产，油井产出液均汽车拉至春光联合站集中处理。

(2) 集输工艺选择

新建井采用常采方式开采，结合现场试采井和邻区油井生产情况，按春光油田稀油标准化井场工艺设计。单井计量采用示功图法在线计量技术，地面集输系统采用单管加热集输工艺，井口采用电加热器加热。考虑井口出油温度较低及新疆地区冬季寒冷气温低的环境因素，为满足集输管道流动性，降低井口回压，油井集输管道、井口装置采用电伴热带伴热维温。

根据井区井的分布情况和原油物性，由于这几个区井位分布比较零散，近期新建井集输均考虑采用“集中拉油或分散拉油”方式，即油井产出液进井场拉油罐，再由罐车拉至排二联合站进行原油处理，其中 2024 年排 2-400 井的 10 口新井在每座井场新建高架罐 1 座进行生产，2025 年产能井 1 进春 22 井集中拉油点生产，产能井 2 进春 63 井集中拉油点生产，产能井 3 进春 27 集中拉油

点生产，其它井井场新建高架罐生产；2026年春129侧附近的10口新井在每座井场新建高架罐1座进行生产。

(3) 集输管道选择

①单井管道选择

为节约投资，集输管线考虑利用废旧油管。单井集输管道考虑采用 $\Phi 73$ （壁厚 $\geq 2.5\text{mm}$ ）废旧油管，单井拉油管道按照0.1km考虑，集输进拉油点管道按照0.5km考虑。

②集输管道保温防腐与敷设方式

集输管道管径较小，保温防腐选用西部目前应用的黄夹克泡沫作保温与防腐，保温层厚 $\delta=40\text{mm}$ ；管线采用埋地敷设方式，管顶埋深不小于-1.6m。

3.2.5.4 征地

本项目不涉及房屋拆迁，征地主要是道路、井场和管线建设征地。

本项目永久征地 62400m^2 （合94亩）；临时征地共 17200m^2 （合26亩）。

(1) 井场

每口井井场征地尺寸为 $45\text{m}\times 30\text{m}=1350\text{m}^2$ ，32口井井场永久征地 43200m^2 。

(2) 道路

每口井井场道路长约100m，井场道路3.2km，按3.5m宽泥结碎石路考虑，征地6.0m宽，32口井道路永久征地 19200m^2 。

(3) 管线

集输管线共计4.4km，地面敷设开挖宽度3m，作为临时征地，面积为 13200m^2 。

(4) 钻井平台以及主、副两座放喷池等

临时占地内钻井平台以及主、副两座放喷池等，作为临时征地，面积为 4000m^2 。

3.2.5 辅助工程

3.2.5.1 道路工程

新建产能井30口，探井2口，为单井独立井场。新井井场道路考虑部分依托老井道路，部分井需要新建道路。每口井井场道路长约100m，3.5m宽泥结碎石路。

3.2.5.2 给排水

给水：春光油田（乌苏境内）生产用水由罐车从车排子镇拉至井场。

排水：油田钻井废水由罐车清运至排二联合站水处理系统进行处理，处理达标后的水回注油藏。

3.2.5.3 供配电

（1）供电电源

油井供电电源就近从 10kV 架空线路引接，每座井场新建 LGJ-70/10 线路约 100m，合计 3.0km。

（2）油井配电

油井抽油机电机功率 15kW，油井单井安装负荷约 90kW，计算有功功率 86.6kW。

油井配电采用每个井台集中建设 1 座变压器台的供电方式。

本次 32 口井中其中 32 个井台配套新建 1 座 S22-125/10 10/0.4kV 柱上式变压器台；32 口井中每口井安装室外型动力配电箱 1 台，为整个井场用电设备配电；每口井设置抽油机智能控制箱 1 台，实现电机保护、信号采集、远程控制等功能；动力箱至抽油机智能控制箱及电加热等设备配电采取放射式配电方式，配电电缆直埋敷设。

3.2.5.4 仪表通信

本次新建油井的仪表通信内容只考虑井口数据采集和井场视频监控系统。通过生产现场数据和视频采集，汇聚到管理区生产指挥中心，实现生产监控、预警报警、生产动态、调度运行、技术管理、应急处置等，本次共新建监控及仪控系统 32 套（含探井 2 口）。

新建油井与信息化实现一体化对接，实现视频监控、对讲、远程启停功能，实现油压、套压、回压、油温、功图、电参，液位检测（井场有高架罐）等参数采集，本次共建 30 口常采井及探井 2 口进行生产信息化数据采集，每口井配一套 RTU，RTU 负责采集油井井口生产数据，并上传至管理区指挥中心。

常采井井口回压和井口温度采集安装一套无线一体化温压变送器。套压、油压采集设置一套无线压力变送器。常采井的产液量计算都采用功图法。

本次抽油机井都为 380V 电压，采用多功能电表并配外置电流互感器。

3.2.5.5 暖通

本项目施工期和运营期无需供热。

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 排二联合站

春光油田（乌苏境内）开采的原油主要依托排二联合站进行处理。排二联合站位于新疆生产建设兵团第七师128团境内，东临217国道，位于春光油田春10区块东偏南处，距128团团部约9km，占地面积约45200m²。设计原油年处理能力为100×10⁴t/a，采出水处理能力3500m³/d，2006年建成投产，2014年进行了一次扩建。联合站内建有4座原油动态沉降罐（其中2座2000m³沉降罐、2座3000m³沉降罐）、4座2000m³原油罐、6座5000m³原油储罐、4座500m³污水缓冲罐，设计储罐总容量为4.8万m³。春光联合站是集原油处理、采出水处理、装车卸油、消防等功能于一体的处理站。

（1）原油处理系统

a.稀油处理系统：联合站稀油处理系统规模50×10⁴t/a。

b.混合油（稠油掺稀1：0.6~1）/特稠油处理系统：近期特超稠油采用掺稀油降粘工艺，稠油与稀油比例为1：0.6~1，根据掺稀混合油量预测，最大混合油处理量共计100×10⁴t/a，远期特超稠油处理规模40×10⁴t/a建设。

联合站原油处理流程见图3.2-10。

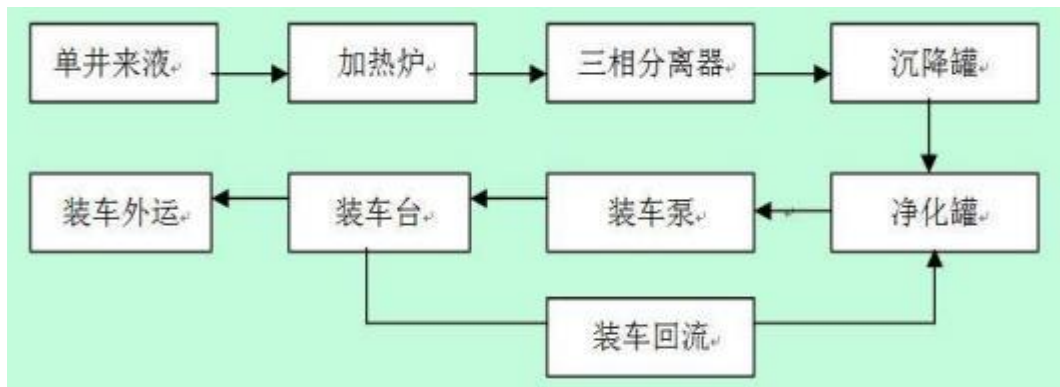


图3.2-10 联合站原油处理流程图

（2）脱水工艺

春光联合站主要有两套原油脱水工艺：一是站外来稀油经加热进入三相分离器，脱水原油含水≤0.5%，直接去原油稳定装置，经稳定后的原油进入原油储

罐装车外销。分离出的伴生气经除油器除液后，一部分用于生产、生活区供气，剩余气体放空。脱出的含油废水去污水处理系统；工艺流程见图3.2-11。二是站外来混合油脱水采用沉降脱水工艺；工艺流程见图3.2-12。

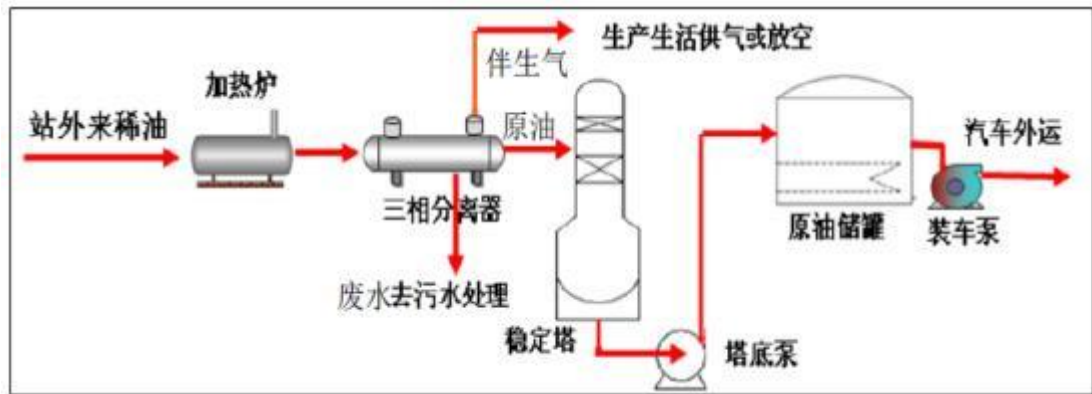


图3.2-11 稀油脱水工艺流程图

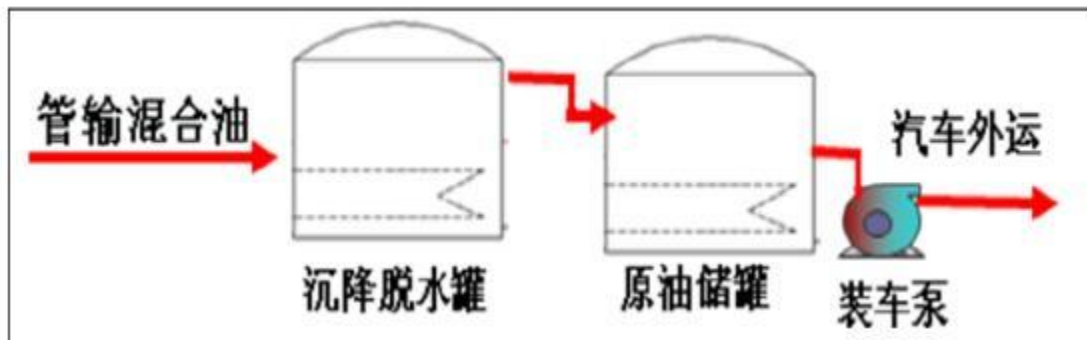


图3.2-12 混合油脱水工艺流程图

(3) 含油污水处理

排二联合站污水处理系统于2013年建成投运，污水处理设计规模为3600m³/d，污水处理采用两级沉降一级过滤流程。目前污水实际处理量为3000m³/d，剩余处理能力600m³/d。由于油田开采为滚动式开发，因此，春光联合站污水处理系统剩余处理能力可满足现有项目污水处理需求。

春光联合站污水处理系统处理过程主要为：

①主流程：脱水系统来水→自然沉降罐→混凝沉降罐→缓冲罐→提升泵→石英砂过滤器→净化水罐→环保回注；

②污泥处理流程：各大罐、设备底部污泥→已建污水池→提升泵→污水池上清液回收再处理，污泥属于危险废物，统一委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司进行处置。

③污油回收流程：大罐收油→已建污水池→提升泵→原油处理系统。

④事故流程：主要处理设备设施均设有超越管线。

春光联合站污水处理系统含油污水处理工艺流程见图3.2-13。

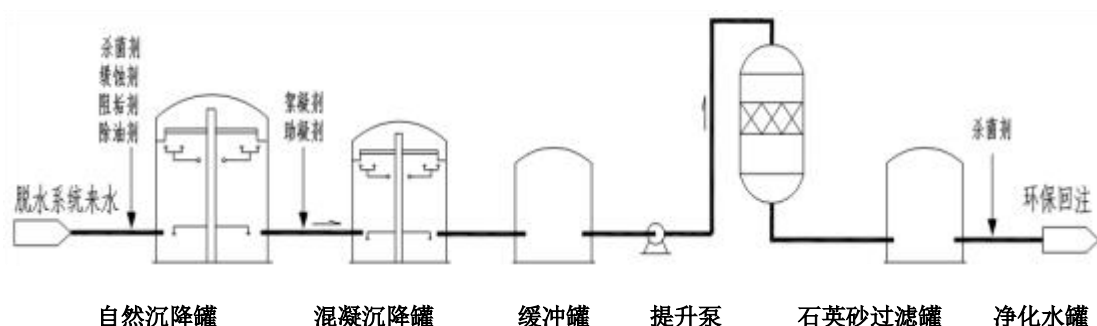


图3.2-13 污水处理工艺流程图

(4) 采出水回注系统

采出水回注系统建设有回注井、回注管线、储水罐和回注泵房，配套建设高压干线、配水间、单井回注管线等。污水回灌流程见图3.2-14。

污水处理系统来水→净化水罐→喂水泵→注水泵→高压配水阀组→注水干线→各注水单井

图3.2-14 污水回灌流程图

(5) 环保手续情况

排二联合站改扩建工程已于2014年11月25日已取得兵团第七师环保局《关于春光油田排二联合站扩建工程环境影响报告书的批复》（师环函[2014]213号），目前该工程已建成并且运行。

原新疆生产建设兵团第七师环保局于2016年9月19日以《关于中国石油化工股份有限公司河南油田分公司春光油田排2联扩建工程竣工环境保护验收的批复》（师环审[2016]110号）对排2联扩建工程进行了环保竣工验收。

按照《固定污染源排污许可分类管理名录》，春光油田（乌苏境内）各区块已根据法律法规相关规定以及开采区块和集输情况在全国排污许可证管理信息平台上填报了排污登记表，自动即时生成登记编号和回执，登记编号：916528007637503601004W，有效期：2020年07月06日至2025年07月05日，排污许可仅要求排放浓度达标即可。

图 3.2-15 固定污染源排污登记回执

(6) 依托可行性分析

本项目采出水处置依托排二联合站污水处理系统处理，依托可行性分析见下表。

表 3.2-24 排二联合站依托可行性分析

建设项目工程分析

废水	设计规模	实际处理量	富余量	本项目新增处理规模	可行性分析结论
采出水	3600m ³ /d	3000m ³ /d	600m ³ /d	6.4t/d	依托可行

3.2.6.2 新疆锦恒利废矿物油处置有限公司

(1) 基本情况

春光油田生产过程产生的含油污泥和油泥（砂）属于危险废物，委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等具有含油污泥处置资质的单位负责接收、转运和处置。新疆锦恒利废矿物油处置有限公司是以从事石油产品销售、沥青生产和销售的私营公司，注册资金 200 万人民币。该公司利用油田和石化公司产生的废矿物油进行沥青生产，年处理加工设计能力达到 7200 吨，企业现有职工 34 人。2018 年 10 月 26 日，新疆生产建设兵团环保局为新疆锦恒利废矿物油处置有限公司颁发了危废经营许可证，编号：6607010801。经营内容：071-001-08、071-002-08、072-001-08。经营规模为：利用含油污泥 30000t/a、岩屑泥浆 20000t/a。

图 3.2-16 新疆锦恒利废矿物油处置有限公司危险废物经营许可证

新疆锦恒利废矿物油处置有限公司各处理系统单元设计规模、富余情况如表 3.2-25 所示。

表 3.2-25 新疆锦恒利废矿物油处置有限公司运行情况一览表

序号	单元名称	设计规模	实际规模	富余量
1	含油污泥和油泥（砂）	设计处理能力 7200t/a	实际处理能力 5000t/a	富余处理能力 2200t/a

(2) 依托可行性

本项目产生的含油污泥和油泥（砂）依托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处理，新疆锦恒利废矿物油处置有限公司一览表如表 3.2-26 所示。

表 3.2-26 新疆锦恒利废矿物油处置有限公司依托可行性一览表

固废类别	塔河油田绿色环保站			依托可行性
	名称	现状富余量	本项目产生量	
危险废物	含油污泥和油泥（砂）	2200t/a	166.095t/a	可行
				可行

综上所述，本项目清管废渣、油泥砂、井下作业废水依托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处理，依托可行。

3.2.6.3 山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司

(1) 基本情况

2017 年起，春光油田施工期产生的废弃钻井泥浆和岩屑委托山东奥友环保

工程有限责任公司乌苏分公司钻井泥浆废弃液不落地处理项目进行无害化处置。

山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司钻井泥浆废弃液不落地处理项目位于第七师 123 团职工多元化增收创业园，新建钻井泥浆处理生产线 2 条，配套建设 3000m³ 泥浆储存池 3 座、不落地收集罐 40 个、单井 2 个、140×100m² 固废暂存场一座，年处理钻井废液 10 万 m³。项目结合《进一步规范油气田勘探开采废弃物防治工作的通知》（新环发[2016]360 号）的要求，采用“化学脱稳+压滤离心+混凝沉降”工艺，将固相物质制成泥饼。泥饼存放于临时储存场地，临时储存场地建有围挡及防渗处理，处置后泥饼同时满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于建设井场道路和井场钻前工程，实现钻井废液的无害化处置和综合利用。

2017 年 12 月新疆生产建设兵团第七师环保局以师环审[2017]166 号文批复了该项目环境影响报告，项目于 2018 年 3 月开工建设，2019 年 7 月建成并投入试运行。2019 年 11 月 19 日，新疆生产建设兵团第七师环保局以（师环验[2019]24 号文）通过了该项目的验收。

（2）依托可行性

本项目施工期产生的废弃钻井泥浆和岩屑依托山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司处理，山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司依托可行性一览表如表 3.2-27 所示。

表 3.2-27 山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司依托可行性一览表

废物类别	处置能力	本项目产生量	依托可行性
废弃钻井泥浆和岩屑	10 万 m ³	1.2 万 t/a	可行

综上所述，本项目施工期产生的废弃钻井泥浆和岩屑依托山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司处理，依托可行。

3.3 工程分析

3.3.1 主要生产工艺过程及污染因素分析

油气田开发建设过程中对环境的影响主要分为钻井过程、采油工程和油气集输处理过程、处理后采出水回注过程。油气田开发过程工艺流程及排污节点见图 3.3-1。

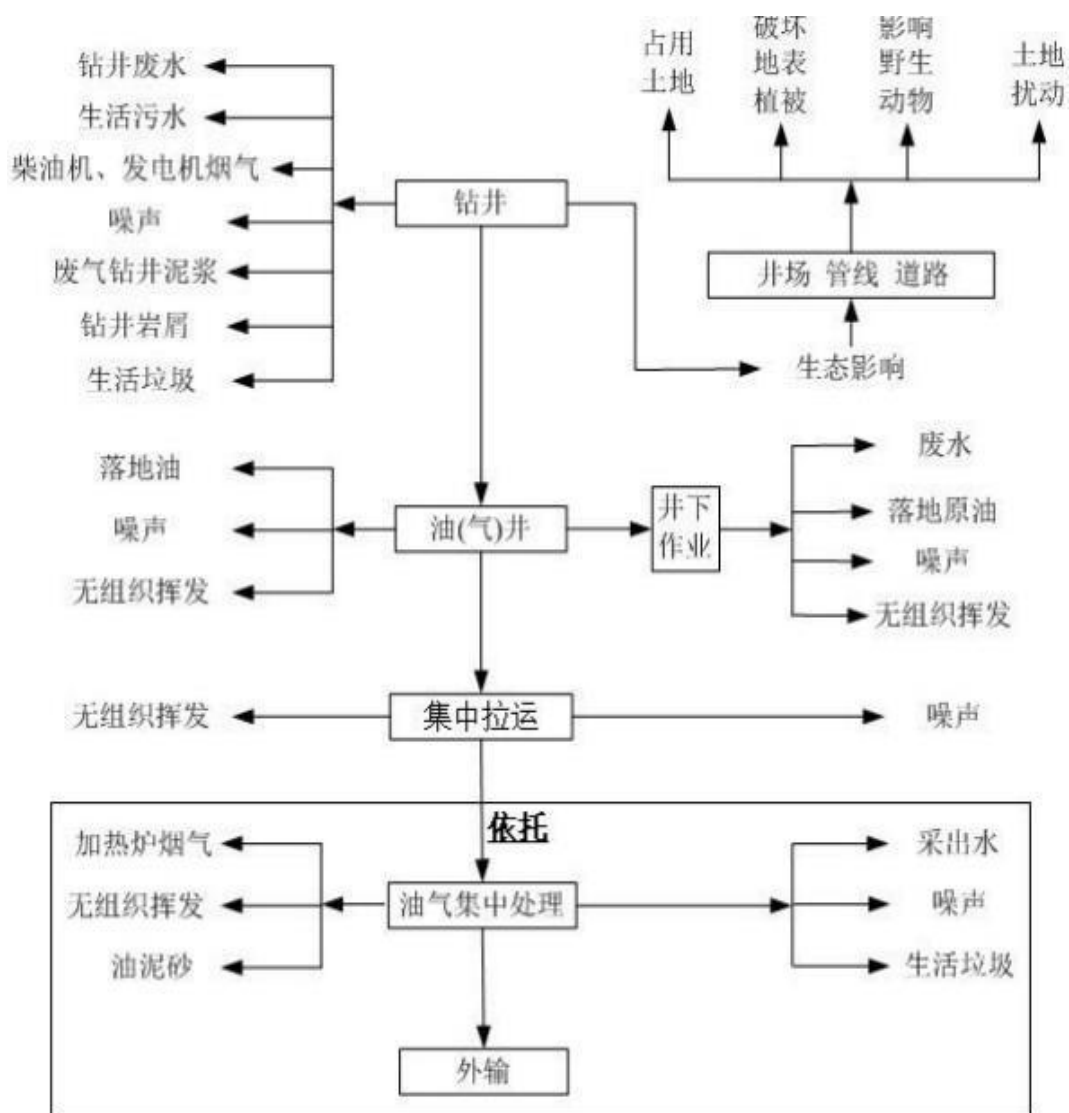


图 3.3-1 油田开发过程及污染物排放节点

3.3.2 施工期工艺过程及排污节点分析

3.3.2.1 钻井工程

本工程包含探井 2 口，预计进尺 0.44 万米，开发井 30 口，预计进尺 4.91 万米。探井钻深 2200m，开发井钻深 1000~2000m。钻井作业主要分为钻前工程（进场道路、井场平整、井场建设）、钻井工程（设备搬运及安装、钻井、录井、测井等）和测试放喷三部分，其施工流程及排污节点见图 3.3-2。

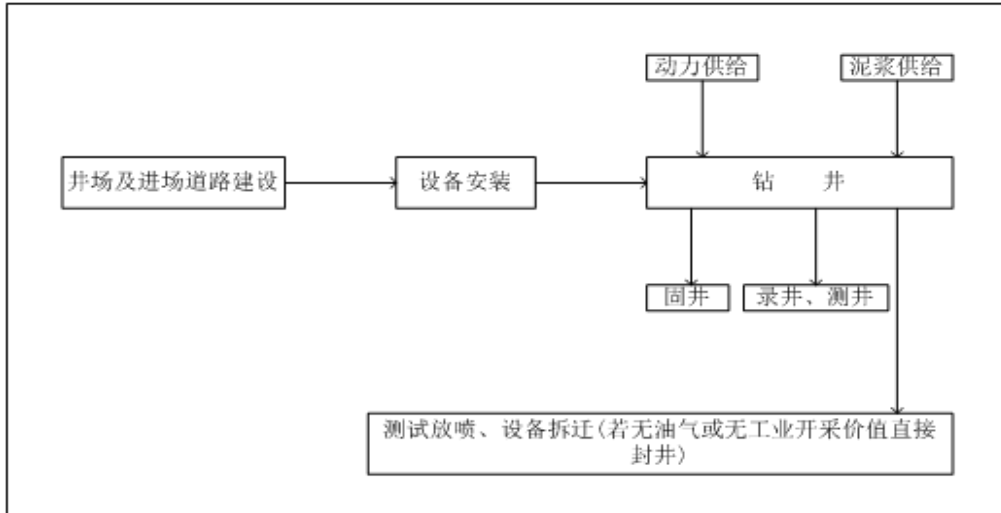


图 3.3-2 钻（完）井工艺流程图

（1）钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

①道路建设

本工程需铺设进场砂石道路 3.2km，根据选定路线由推土机推平、压实，井场砂石路路基宽度为 3.5m。

②井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石及合格还原土对井场进行铺垫。

（2）钻井及完井工程工艺流程简述

钻前工程满足钻井作业要求时，各类作业车辆将各类设备逐步运至井场进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井作业。

（3）钻井工艺简介

工程采用常规钻井工艺，使用的钻机为电钻机，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液和检修设备。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，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筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

(4) 测试放喷

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率，使含油气层的油气资源通过裂隙采出。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，凝析油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，凝析油进入凝析油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为1~2d。

3.3.2.2 管道工程

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

(1) 施工准备

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

(2) 管线组装

当钢制管道水平走向或高程发生变化时，在地形地物条件允许的情况下优先采用弹性敷设，若条件所限不能采取弹性敷设时，采用热煨弯管。

(3) 管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底贴紧，不允许有悬空现象。

(4) 管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后可用作场地降尘用水。

(5) 站场配套设备安装及连头

将配套设备和站场新增设备拉运至站场，并完成安装工作。管线施工完成后在站场将管线与配套阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出的油气混合物通过新建集输管线输送至阀室，管线与站内阀组连接。

(6) 收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于 1.5m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

施工阶段工艺流程见图 3.3-3。

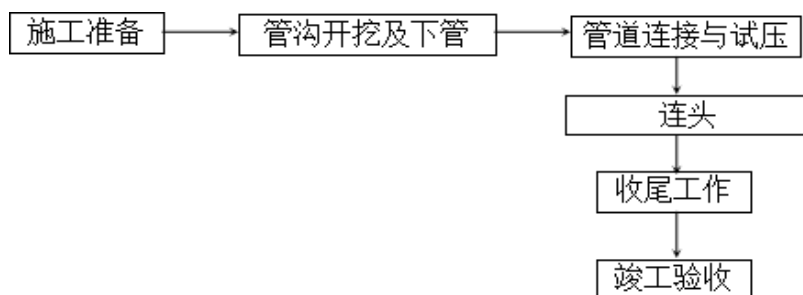


图 3.3-3 施工阶段工艺流程图

3.3.3 运营期工艺过程及排污节点分析

3.3.3.1 采油工程

本项目采用有杆泵人工举升方式采油。有杆泵采油方式技术成熟，在常规油井和产量范围内可进行灵活性最大的经济开采，具有设备简单可靠、操作管

理方便、运行费用低、免修期长的优点。设计采用 CYJ8-3-37HY 型游梁机抽油机，配套 22kW 普通电机。

统计春光油田现有油井生产情况，产液量为 5-35.1t/d，考虑合理泵效在 50~75%之间，泵的理论排量应在 6.7-70.2t/d，选择 $\Phi 38\text{mm}-\Phi 56\text{mm}$ 抽油泵可满足生产需求。

参考现有生产井下泵深度及动液面变化情况，区块油井动液面 480-780m，为保证泵具有一定的沉没度，抽油机选型时按最大下泵深度 1700m 进行覆盖计算，投产时实际下泵深度根据具体实钻轨迹进行确定。

3.3.3.2 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.3.3.3 油气集输

根据井区井的分布情况和原油物性，由于这几个区井位分布比较零散，近期新建井集输均考虑采用“集中拉油或分散拉油”方式，即油井产出液进井场拉油罐，再由罐车拉至排二联合站进行原油处理，其中 2024 年排 2-400 井的 10 口新井在每座井场新建高架罐 1 座进行生产，2025 年产能井 1 进春 22 井集中拉油点生产，产能井 2 进春 63 井集中拉油点生产，产能井 3 进春 27 集中拉油点生产，其它井井场新建高架罐生产；2026 年春 129 侧附近的 10 口新井在每座井场新建高架罐 1 座进行生产。

本项目新建单井集输管线 32 条，共 4.4km，油井产出液进井场拉油罐，再由罐车拉至排二联合站进行原油处理。

3.3.4 施工期生态影响及污染源分析

3.3.4.1 生态影响因素

生态影响主要体现在钻井、井场建设、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集油管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，

基本可做到土石方挖填平衡。

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、道路的永久占地。

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

本项目新建 32 口钻井，建设单井集输管线 4.4km，井场道路 3.2km，道路征地和井场征地均为永久征地 62400m²（合 94 亩）；临时征地共 172000m²（合 26 亩）。工程占地类型主要为耕地、草地和未利用地。

3.3.4.2 施工期环境影响因素

（1）废气

本工程施工期废气主要包括钻井井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

①柴油发电机废气

正常钻井作业时若条件允许的情况由电网供电，若条件不允许，则采用柴油发电机供电。柴油发电机等设备燃料燃烧废气主要污染物为 NO₂、烃类、CO 等。

本工程新钻井 32 口，单井钻井周期共计 15 天，平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 960t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO：10.722g，NO₂：32.792g，THC：3.385g。计算可知本工程钻井期间共向大气中排放 CO：10.29t，NO₂：31.48t，THC：3.25t。

根据《车用柴油》（GB19147-2016）表 3 要求，车用柴油（VI）中硫的含量 ≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.02kg，钻井期间 SO₂ 排放量为 0.019t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

②扬尘

I 车辆行驶产生的扬尘

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

表 3.3-2 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.3-2 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量 单位：kg/辆·km

车速 \ P	0.1(kg/m ²)	0.2(kg/m ²)	0.3(kg/m ²)	0.4(kg/m ²)	0.5(kg/m ²)	1.0(kg/m ²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

II 土石方工程及裸露场地产生的扬尘

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

③ 施工机械及运输车辆尾气

施工机械的废气和运输车辆尾气，因施工区废气扩散条件良好，施工过程中产生的废气，仅短时对区域环境空气有影响。

(2) 废水

施工期产生的废水主要为钻井废水、管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

① 钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，

COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

根据《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通油井（ $\leq 2.5\text{km}$ 进尺）产污系数 18.81t/100m 进行估算。本项目 2 口探井钻深 2200m，总进尺 0.44 万 m，30 口开发井钻深 1000~2000m，总进尺 4.91 万 m，32 口钻井废水总量合计 10063.35m³。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。单井排放的酸化压裂废水为 60~100m³，平均 90m³。本工程新钻 32 口单井，产生的酸化压裂废水约为 2880m³。

酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至排二联合站处理。

③生活污水

本工程单井钻井施工人数约 30 人，单井钻井周期 15 天，生活用水量按 50L/d. 人计，生活污水产生量按用水量 80% 计，本项目 32 口井共产生的生活污水约 576m³。本工程施工现场不设施工营地，施工人员居住在甘家湖牧场生活管理区，施工区设置移动环保厕所，生活污水较少，由生活污水收集罐收集，定期拉运至排二联合站污水处理系统处理。

④管道试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地洒水降尘。产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，约为 133.75m³，主要污染物为 SS。

(3) 固体废物

①钻井泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，

其产生量可按以下经验公式计算：

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（m³）；

D——井眼的平均直径；

h——井深。

本工程钻井进尺为 4.91 万米，钻井泥浆产生量见表 3.3-3。

表 3.3-3 本工程回注单井钻井泥浆产生量

井	开钻次序	井深 m	钻头直径 mm	泥浆量 m ³	钻井液体系
探井	一开	301	444.5	114.18	膨润土聚合物
	二开	301~2200	215.9	183.11	聚合物防塌钻井液
排 2-400 井区开发井	一开	151	311.1	91.17	膨润土聚合物
	二开	151~1000	215.9	126.10	聚合物防塌钻井液
春 50、春 22、春 129 侧井区	一开	201	311.1	94.87	膨润土聚合物
	二开	201~1600	215.9	155.96	聚合物防塌钻井液
	二开	201~1700	215.9	161.39	聚合物防塌钻井液
	二开	201~1750	215.9	164.10	聚合物防塌钻井液
	二开	201~2000	215.9	177.68	聚合物防塌钻井液

根据单井钻井泥浆产生量以上计算，本工程 2 口探井，排 2-400 井区开发井 10 口，春 50、春 22、春 129 侧井区开发井井深 1600m 的 1 口，井深 1700m 的 1 口，井深 1750m 的 1 口，井深 2000m 的 17 口，本工程 32 口开发井钻井泥浆产生量共计 7949.48m³。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石井钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%的岩屑混进泥浆，剩余岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h \times 2.2$$

式中：W——钻井岩屑产生量（膨胀系数取 2.2），m³；

D——井眼的平均直径；

h——井深 m。

本工程钻井岩屑产生量见表 3.3-4。

表 3.3-4 本工程钻井岩屑产生量

井	开钻次序	井深 m	钻头直径 mm	岩屑量 m ³	钻井液体系
探井	一开	301	444.5	102.71	膨润土聚合物
	二开	301~2200	215.9	152.87	聚合物防塌钻井液
排 2-400 井 区开发井	一开	151	311.1	25.24	膨润土聚合物
	二开	151~1000	215.9	68.34	聚合物防塌钻井液
春 50、春 22、春 129 侧井区	一开	201	311.1	33.60	膨润土聚合物
	二开	201~1600	215.9	112.62	聚合物防塌钻井液
	二开	201~1700	215.9	120.67	聚合物防塌钻井液
	二开	201~1750	215.9	124.70	聚合物防塌钻井液
	二开	201~2000	215.9	144.82	聚合物防塌钻井液

根据单井钻井岩屑产生量以上计算，本工程 2 口探井，排 2-400 井区开发井 10 口，春 50、春 22、春 129 侧井区开发井井深 1600m 的 1 口，井深 1700m 的 1 口，井深 1750m 的 1 口，井深 2000m 的 17 口，本项目 32 口井钻井期内产生的岩屑量为 4616.84m³。

根据目前钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，本项目泥浆均为非磺化泥浆，为一般工业固体废物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相进行达标检测，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

③生活垃圾

本项目单井钻井施工人数约 30 人，施工时间约 15 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，本项目 32 口井共产生的生活垃圾为 7.2t。本工程施工现场不设施工营地，施工人员居住在甘家湖牧场生活管理区，现场生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至乌苏市生活垃圾填埋场处置。

④施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约 0.2t/km，本项目新建集输管线长度约 4.4km，产生的施工废料约为 0.88t，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由施工

单位负责拉运处置。

⑤废 HDPE 防渗材料

磺化泥浆岩屑储存区和油基泥浆岩屑专用的方罐区底部均铺设 HDPE 防渗膜，单块防渗布重约 250kg（12m*12m），每口井铺设用 4 块，则本工程 32 口井钻井过程共产生废弃防渗布约 20t，其中泥浆岩屑储存区产生的 HDPE 废防渗膜最大产生量约 10t/a；油基泥浆岩屑专用方罐区底部产生的 HDPE 废防渗膜最大产生量约 10/a。本工程钻井期磺化泥浆岩屑储存区产生的 HDPE 废防渗膜为一般工业固废，集中收集运至周边工业固废填埋场处理。

根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日），油基泥浆岩屑专用方罐区底部产生的 HDPE 废防渗膜为沾油废物，因此类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，由钻井队联系持有危险废物资质单位进行无害化处理。

⑧土石方平衡

本工程部署 32 口井，新建 4.4km 管线。施工挖填方主要表现在管线工程中管沟开挖及回填。管沟深度 2.0m，断面形式采用梯形，坑底宽度为 1.5m，坑顶宽度约为 2.5m，挖方量为 1.76 万 m³。施工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。本工程土石方平衡表见下表 3.3-5。

表 3.3-5 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

分区或分段	开挖	回 填	调入		调出		外借		弃方	
			数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
管线	1.76	1.76	0	/	0	/	0	/	0	/
合计	1.76	1.76	0	/	0	/	0	/	0	/

(4) 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括钻井、土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.3-6。

建设项目工程分析

表 3.3-6 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	88/5	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	柴油发电机	100/5	8	振动筛	90/5

(5) 施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.3-7。

表 3.3-7 施工期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	钻井及地面建设	扬尘机械、车辆尾气、柴油发电机废气	CO	10.29t/a	大气
			NO ₂	31.48t/a	
			SO ₂	0.019t/a	
			烃类	3.25t/a	
水污染物	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	10063.35m ³	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。
		酸化压裂废水	COD、挥发酚、硫化物	2880m ³	酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至排二联合站处理。
		生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	576m ³	本工程施工现场不设置施工营地，施工人员居住在甘家湖牧场生活管理区，施工区设置移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至排二联合站污水处理系统处理。
		管道试压水	SS	133.75m ³	管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地洒水降尘。
固体废物	井场	钻井岩屑	岩屑	7949.48m ³	钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，

		钻井废弃泥浆	钻井废弃泥浆	4616.84m ³	分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等,油基泥浆,采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离,液相回用于钻井液配制,固相桶装拉至持有危险废物经营许可证处置单位进行处理。
		生活垃圾	/	7.2t	本工程施工现场不设施工营地,施工人员居住在甘家湖牧场生活管理区,现场生活垃圾在垃圾收集箱暂存,将由井队定期清理运送至乌苏市生活垃圾填埋场处置。
		施工废料	/	0.88t	施工废料应首先考虑回收利用,不可回收利用部分由施工单位负责拉运处置。
		废 HDPE 防渗材料	/	20t/a	本工程钻井期磺化泥浆岩屑储存区产生的 HDPE 废防渗膜为一般工业固废,集中收集运至周边工业固废填埋场处理。 油基泥浆岩屑专用方罐区底部产生的 HDPE 废防渗膜为沾油废物,定期由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。
噪声	井场	钻机	/	95	声环境
		泥浆泵	/	95	
		柴油发电机	/	100	

3.3.5 运营期污染源分析

3.3.5.1 废气污染源

本项目无组织挥发性废气主要为井场采油过程中的阀门、法兰等部件产生的少量无组织挥发性有机物。

(1) 井场设备动静密封点无组织排放的有机废气

本项目运营过程中从阀门、法兰等部分逸散无组织非甲烷总烃和硫化氢,参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对本项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下

公式计算。

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

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.3-8 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ /(kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

根据油水物性参数，拟建项目流经各管件、阀门中的物质 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 1，根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-9 所示。

表 3.3-9 本项目设备与管件泄漏无组织废气核算一览表

序号	井场	设备名称	密封点 (个)	$e_{\text{TOC},i}$ (kg/h)	$WF_{\text{VOCs},i}/WF_{\text{TOC},i}$	排放速率 (kg/h)	年运行时间(h)	年排放量 (t/a)
1	单井	泵	1	0.14	1	0.00042	8760	0.0037
		有机液体阀门	5	0.036		0.00054		0.0047
		法兰或连接件	9	0.044		0.001188		0.0104
	合计						0.00215	

经过核算，单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.00215kg/h，本工程部署 32 口井，按年有效工作时间 8760h 计算，32 座井场非甲烷总烃年排放量为 0.603t/a。

(2) 硫化氢

根据春光油田所取得的油气水物性分析结果，本区域伴生气不含硫。

(3) 井场废气污染源汇总

经核算，本项目新建 32 座井场无组织废气排放总量为：挥发性有机物 0.603t/a。

3.3.5.2 废水污染源

(1) 采出水

根据开发方案，本工程最大采出水量核算为 5.2t/d (60.736t/a)，采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L, 4500mg/L, 69.53mg/L, 0.15mg/L。由此可计算出：本工程 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 0.0027t、0.2733t、0.0042t、0.000009t。

采出水随油气混合物输送至排二联合站污水处理设施处理出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，回注地层，不外排。

(2) 生活污水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 井下作业废水

井下作业运营期依据单井产能情况，当产量下降，判断井孔地层堵塞，则需要进行修井作业。主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产生大量的酸化液、压裂液和洗井液。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.3-10）。

表 3.3-10 拟建项目洗井液（水）产污系数

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

建设项目工程分析

				石油类	克/井次-产品	6122	回收回注	0
--	--	--	--	-----	---------	------	------	---

本工程油藏储层为特低孔、特低渗储层，根据表 3.3-10 计算井下作业废水产生量为 27.13t/井次，化学需氧量产生量为 34679g/井次，石油类产生量为 6122g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 13.565t、化学需氧量 17339.5g、石油类 3061g，则本工程 32 口井井下作业工程产生的井下作业废水量为 434.08t/a，其中污染物化学需氧量、石油类为 0.5549t/a、0.0979t/a。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至排二联合站，处理达标后回注地层不外排。

3.3.5.3 噪声污染源

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声和巡检车辆的交通噪声等，噪声级为 60~120dB(A)，见表 3.3-11。

表 3.3-11 噪声源设备

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

3.3.5.4 固体废物

本项目运营期产生的固体废物主要为油泥(砂)、清管废渣、废防渗膜、井下作业固废。运营期工作人员由油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

(1) 油泥(砂)

油泥(砂)是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物(HW08)。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号)中 07 石油和天然气开采业行业系数手册(续 35)中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.3-12。

表 3.3-12 石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数

建设项目工程分析

非稠油	非稠油	检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等	所有规模	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0
-----	-----	---------------------	------	------	--------	-------	-------------	---

根据本项目开发指标预测，32口井投产后平均年产油 1.83×10^4 t，计算含油污泥最大产生量为 166.09t/a。含油污泥属于危险废物（071-001-08），交由新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置。

（2）清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2-4 年清管 1 次。根据类比调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目新建单井集输管线 4.4km，每次废渣量约 0.005t（5.06kg）。清管废渣的主要成分为 SS 和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物 HW08（废物代码：900-249-08），间歇产生，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，交由新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置。

（3）废防渗膜

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本项目 1 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，井下作业频次为 2 年/次，则本项目 32 口井产生废弃防渗材料最大量约 8t/a。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年 第 74 号），沾油废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，交由新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置。

（4）生活垃圾

运营期工作人员由油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

3.3.5.5 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期污染物排放情况见表 3.3-13。

表 3.3-13 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气		无组织排放	NMHC	0.603t/a	0.603t/a	大气

建设项目工程分析

废水	采出水		SS、COD、 石油类等	60.736t/a	0	采出水依托排二联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	井下作业废水		井下作业废水	434.08t/a	0	井下作业废液水采用专用废水回收罐收集后运至排二联合站,处理后的井下作业废液均不外排。
			COD	0.5549t/a	0	
		石油类	0.0979t/a	0		
固废	井场	油泥砂	石油类	166.09t/a	0	委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置。
	管线	清管废渣	石油类、SS和 氧化铁等	0.005t/a	0	
	井场	废防渗膜	石油类	8t/a	0	
噪声	井场设备	机械噪声	-	75~ 80dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备,采取减振、隔声、消声等降噪措施
	井下作业	机械噪声	-	80~120dB(A)	厂界达标	
	罐车、巡检车辆	交通噪声	-	60~ 90dB(A)	厂界达标	降低车速

3.3.6 退役期污染源

退役期,对完成采油的废弃井进行封堵内外井眼,拆除井口装置,清理场地工作,基本无废水产生,仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生,噪声主要源自井场设备拆卸和运输车辆等。

埋地管道原位弃置,井场拆除的井架、集输设施、井构筑物、储罐等为钢制材料,可回收利用。

通过采取以上措施,可使退役期环境影响降到最低。

3.3.7 污染物排放“三本账”

本项目运营期主要工艺为采油和油气集输,集输管线埋地敷设,运营期间无废水、固废等污染物产生,仅少量无组织非甲烷总烃产生。

结合《中石化河南油田分公司新疆采油厂春光油田(乌苏境内)项目环境影响后评价报告书》中对春光油田(乌苏境内)后评价范围工程污染物排放总量核算情况,春光油田(乌苏境内)项目运营期正常工况下,井口加热采用电加热,不设加热炉,大气污染物排放来自非甲烷总烃的无组织排放,不属于国家“十四五”总量控制指标。生产过程中产生的采出水和井下作业废

水得到妥善处理，经处理达标后回注地下，不排入外环境。因此，根据春光油田（乌苏区块）项目开采处理的工艺特点、项目具体情况及项目环评与批复，春光油田（乌苏区块）项目不涉及污染物总量控制指标。

3.4 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本项目为油气田开发建设项目，生产过程主要包括采油、油气集输和井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对清洁生产情况进行简单分析。

拟建项目的清洁生产分析主要从产品的清洁性、清洁生产工艺和设备、清洁生产措施、清洁生产管理制度等方面进行分析。

3.4.1 产品的清洁性分析

本工程的产品为原油。石油与煤相比，是一种洁净能源，热值高，燃烧产生的有害物质少。代替燃煤可明显减少二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳等污染物的排放，可有效减少酸雨形成和温室效应。原油与煤燃烧的污染物产生量对比见表 3.4-1。

表 3.4-1 天然气与原油、煤燃烧的排污量对比

大气污染物	单位热值条件下，燃烧原油排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值	单位热值条件下，燃烧煤排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值
灰分	14	148
SO ₂	400	700
NO ₂	5	10
CO ₂	1.33	1.37

注：(1)资料引至《四川石油经济》2000 年第一期中“天然气利用之环境效益初探”。

(2) 表中数字为燃烧原油或者煤产生的污染物与天然气燃烧产生的污染物的比值。

从各类燃料燃烧后排污量对比可见，天然气和原油产生的灰分、SO₂、NO₂和CO₂等污染物均远低于煤炭，因此，石油、天然气的清洁性远高于煤炭。在一次能源消费煤炭占70%的中国，发展石油、天然气洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。

3.4.2 运行期清洁生产工艺

(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，临时站场均为密闭生产工艺，设置密闭装车系统。

(2) 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，对产生的原油和废液拟采用循环作业罐(车)收集，收集的废油进入原油处理流程；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收集，委托有含油污泥处置资质的单位进行处理。

3.4.3 原油集输及处理清洁生产工艺

(1) 采用自动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) 系统采用混输工艺，简化流程，方便操作。

(3) 集输系统采用密闭输送，降低了油气损耗，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。

合理的利用油气井流体的压力能，适当提高集输系统压力，扩大了集输半径，降低了集输能耗。集输油气保温输送，降低了油气输送温度，减少了热耗。

(4) 优化布局，减少建设用地

对井场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。利用钻井期道路和井场设施，减少占用土地面积，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

3.4.4 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。

(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；另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 在井下作业过程中，对产生的废液拟采用循环作业罐（车）收集，处理达标后回注地层。

3.4.5 节能及其它清洁生产措施分析

(1) 对主要工艺设备及油气气管线做内防腐设计，外防腐采用防腐涂料与阴极保护联合使用的方法，提高防腐效果，延长管线使用寿命。

(2) 选用节能型电气设备。井场的动力、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) 地面工程各类机泵采用变频控制，降低设备能耗。

(4) 集油区采用自动化管理，提高了管理水平。

3.4.6 建立有效的环境管理制度

本工程将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，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。

本工程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) 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，对集输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，本工程无论是在生产工艺、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。特别是本工程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。

3.4.7 清洁生产技术指标对比分析

根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本项目清洁生产指标进行定量和定性的评价。井下、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.4-2~3.4-4。

表 3.4-2 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							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1)资源与能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	27.13	0
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2)生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3)资源综合利用指标	20	落地原油回收率	%	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	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区≤10	/	5
					乙类区≤50	0	
		COD	mg/L	5	甲类区≤100	/	5
					乙类区≤150	0	
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区≤50	/	5
己类区≤70	0						
一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	-	0	5		
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值			
(1)生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5		
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5		
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	5		

建设项目工程分析

		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
(2)环境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	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制订节能减排工作计划		5	5
(3)贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其它法律法规要求		20	20

表 3.4-3 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	实际值	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	≤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	0	0
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥80	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	乙类区: ≤150	0	5
		落地原油回收率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	100	0
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	得分	
(1) 生产工艺	45	井筒质量	井筒设施完好			5	5

建设项目工程分析

	采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10	
		天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	15	15	
		采油方式		采油方式经过综合评价确定			10	10
		集输流程		全密闭流程并具有油气回收装置			10	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	10	
		开展清洁生产审核，并通过验收				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	15	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	5	

(3) 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：

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

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。

若某项一级指标中实际参与定量评价考核的二级指标项目数少于该一级指标所含全部二级指标项目数（由于该企业没有与某二级指标相关的生产设施所造成的缺项）时，在计算中应将这类一级指标所属各二级指标的权重值均予以相应修正，修正后各相应二级指标的权重值以 K_i'表示：

$$K_i' = K_i \cdot A_j$$

式中：

A_j —第 j 项一级指标中，各二级指标权重值的修正系数。 $A_j=A_1/A_2$ 。 A_1 为第 j 项一级指标的权重值； A_2 为实际参与考核的属于该一级指标的各二级指标权重值之和。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.3-4。

表 3.3-4 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	$75 \leq P < 90$

由上表计算得出：

——钻井作业：定量指标 85 分，定性指标 100 分，综合评价指数 91 分。清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

——井下作业：定量指标 80 分，定性指标 100 分，综合评价指数 88 分。清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价指数 94 分。清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

3.4.8 清洁生产水平结论及改进措施

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。在采油、井下作业阶段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）；经过综合评价确定采油方式，使用油气开发效率高的工艺技术与设备；本工程在采油、井下作业等生产工艺方面，均采用了目前国内较成熟的技术，能源消耗低。在废物回收利用指标中，落地原油回收率为 100%。采用源削减技术，减少了废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 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。

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平，考虑本项目的排污特点，污染物排放总量控制因子分别为：挥发性有机物、氮氧化物、化学需氧量和氨氮。

运营期本项目废气排放源主要为井场非甲烷总烃的无组织排放。产生的采

出水由排二联合站处理达标后回注，不外排；井下作业废水采用专用收集罐收集后拉运至排二联合站进行处理，达标后用于回注。

根据本项目开采处理的工艺特点及本项目具体情况，在生产过程中无总量控制的指标。

3.5.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

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

(2) 运营期

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》（生态环境部 部令第11号），本项目为排污许可登记管理，根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）中“5.2.1 一般原则，按照《固定污染源排污许可分类管理名录》实施简化管理的排污单位原则仅许可排放浓度，不许可排放量”，根据《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》要求，本项目不设定总量控制指标。

3.6 与相关法律法规、规划符合性分析

3.6.1 与国家产业政策协调性分析

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

3.6.2 与相关政策、法规符合性分析

3.6.2.1 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、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；

第十条规定煤炭、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。

第二十八条 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。

本项目位塔城地区乌苏市境内，项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、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。本报告提出运营期要定期对管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。综上所述，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

3.6.2.2 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的符合性分析

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业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中要求的相符性分析详见表 3.6-1。

表 3.6-1 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	项目采取的相关措施	符合性分析
因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本项目开发方案设计考虑了油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	项目井场、管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合

油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式。	本项目采出水依托排二联合站处理，达标后回注地层	符合
--	-------------------------	----

3.6.2.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.6-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1) 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； 2) 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； 3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水； 4) 建立环境保护人员培训制度； 5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	本项目投产后将归中石化河南油田分公司新疆采油厂运营，将其纳入中石化河南油田分公司新疆采油厂已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划。	符合
在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	采出水集中收集后由排二联合站处理达标后回注地层。	符合

由上表可知，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.6.2.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本项目施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用。项目施工过程中采取“下垫上盖”措施，施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.6.2.5 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）符合性分析

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（新环环评发〔2020〕142号）转发了（环办环评函〔2019〕910号）的内容。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）符合性分析见表 3.6-3。

表 3.6-3 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》符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	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。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。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对勘探期钻井工程进行回顾评价并针对存在环境问题提出了有效防治措施。	符合

建设项目工程分析

2	<p>原油开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。</p> <p>未确定产能建设规模的陆地原油开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入原油开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。</p>	<p>本项目为春光油田滚动开发项目，不属于单井形式。符合910号文要求。</p> <p>本项目在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。</p>	符合
3	<p>涉及向地表水体排放污染物的陆地原油开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。</p> <p>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，不得回注与原油开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。</p>	<p>本项目废水经依托工程处理达标后回注地层，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。</p> <p>本项目废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，回注到油层；</p>	符合

建设项目工程分析

4	<p>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。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。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。</p>	<p>本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。</p>	符合
5	<p>原油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。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。原油开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价。</p>	<p>本项目产生的含油污泥等危险废物均依托新疆锦恒利废物油处置有限公司处置，无外排。</p>	符合
6	<p>涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H₂S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。</p>	<p>本项目属于原油开采项目，不涉及天然气开采，油水混运至排二联合站进行处理，项目区伴生气不含硫。</p>	符合
7	<p>施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。</p>	<p>本项目对施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。</p>	符合
8	<p>涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。</p>	<p>本项目不占用生态保护红线区，拟建管线工程均在生态保护红线范围外。</p>	符合

建设项目工程分析

9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开原油开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见	符合
---	--	--	----

3.6.2.6 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）符合性分析

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）分析见表 3.6-4。

表 3.6-4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）符合性分析

意见要求	本项目情况	符合情况
因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	本环评提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了春光油田资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	符合
集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	本项目井场和集输管线均经过严格论证后确定。报告提出管线不得超出既定作业范围，施工结束后对施工迹地进行清理平整。	符合

3.6.2.7 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析见表 3.6-5。

表 3.6-5 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性

《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）相关要求		本工程情况	符合性
临时用地选址要求和期限	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本项目占地类型为占地类型为耕地、草地和未利用地，不占用基本农田。工程施工前应办理征地手续，根据工程建设实际用地面积办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地进行恢复。	符合

建设项目工程分析

	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本项目不占用基本农田。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	本项目临时用地使用期限为两年。	符合
规范临时用地审批	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	项目开工前，建设单位需向乌苏市自然资源局办理临时占地手续。	符合
落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。 严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目不占用农用地，施工结束后对临时用地进行恢复。	符合

3.6.2.8 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》的符合性分析

本项目与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》分析，见表 3.6-6。

表 3.6-6 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》符合性分析

序号	规范条件中要求	项目情况	相符性
1	<p>二、源头和过程控制</p> <p>（六）在石油炼制与石油化工行业，鼓励采用先进的清洁生产技术，提高原油的转化和利用效率。对于设备与管线组件、工艺排气、废气燃烧塔（火炬）、废水处理等过程产生的含 VOCs 废气污染防治技术措施包括：</p> <p>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；</p> <p>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；</p>	<p>本项目为石油开采项目，运营期采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等定期的检查、检修。</p> <p>本项目多功能集油气设置压力调节阀，应急情况下将泄放气导入火炬。</p>	符合
2	五、运行与监测	新疆采油厂定期对各类设	符合

建设项目工程分析

<p>(二十五) 鼓励企业自行开展 VOCs 监测, 并及时主动向当地环保行政主管部门报送监测结果。</p> <p>(二十六) 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。</p>	<p>备、电气、自控仪表等进行检修维护, 确保设施的稳定运行。</p>
---	-------------------------------------

3.6.2.9 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

本项目与《关于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》符合性分析见表 3.6-7。

表 3.6-7 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性

要求	项目情况	符合性
对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件, 严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011) 要求, 强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本次环评分析了项目区域水土流失及土地沙化现状, 影响分析, 并提出了有效可行的防沙治沙措施。	符合

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

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》符合性分析见表 3.6-8。

表 3.6-8 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》符合性

文件要求	本项目	符合性
石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求, 原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目为已建油田滚动开发项目, 位于春光油田(乌苏境内)。	符合
在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下, 经环境影响比选论证后, 适宜在矿区开展页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本项目位于春光油田(乌苏境内), 选址符合要求	符合
涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及自然保护地	
施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施, 有效降低生态环境影响。	本项目施工占地小, 管道作业带严格控制在 6m 范围内, 不涉及敏感区	符合
陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄	本项目密闭集输措施, 有效控制无组织挥发, 本区块不	符合

建设项目工程分析

<p>漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。</p>	<p>涉及高含硫天然气开采。</p>	
<p>油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80% 以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。</p>	<p>本项目无伴生气。</p>	<p>符合</p>
<p>陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。</p>	<p>本项目采出水依托排二联合站处理后回注，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至排二联合站，处理后的井下作业废液均不外排。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。</p>	<p>符合</p>
<p>涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。</p>	<p>本项目回注水满足《碎屑岩油藏注水水质水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）标准。</p>	<p>符合</p>
<p>废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。</p>	<p>钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同</p>	<p>符合</p>

<p>废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。</p>	<p>进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等。防渗膜等危险废物均委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。</p>	
<p>噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。</p>	<p>井场厂界达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。</p>	<p>符合</p>
<p>对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317）等相关要求。</p>	<p>对完成采油的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。</p>	<p>符合</p>

3.7 与相关规划符合性分析

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

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

本项目位于准噶尔盆地，春光油田属于准噶尔油气田勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

3.7.2 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。

本项目属于原油开采项目，行政区隶属塔城地区乌苏市管辖，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域及限制开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.7.3 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详见表 3.7-1。

表 3.7-1 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

序号	规划要求	本项目	符合性
----	------	-----	-----

建设项目工程分析

1	<p>加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管理；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量</p>	<p>本项目无组织废气排放涉及 VOCS 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施</p>	符合
2	<p>有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。</p>	<p>本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；本项目运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。</p>	符合
3	<p>强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。</p>	<p>本项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求。</p>	符合
4	<p>实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。</p>	<p>本项目位于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市，为油气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合塔城地区“三线一单”生态环境分区管控要求。</p>	符合

3.7.5 与《新疆维吾尔自治区生态功能区划》符合性分析

根据《新疆生态功能区划》，工程评价区属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区——Ⅱ₂准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区——19.乌苏—甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区。

区域的主要生态服务功能是：沙漠化控制、生物多样性维护；区域的主要生态环境问题为：滥挖甘草和肉苁蓉等药用植物、奎屯河下游断流、荒漠化加剧；主要保护措施是：禁止樵采、植被实行自然封育保护、加强保护区建设与管理。

本工程为油气开发项目，在开发建设过程中严格控制用地规模，采取水土

保持措施，最大限度降低项目区及周边生态影响，因此本工程与《新疆维吾尔自治区生态功能区划》相协调。

3.8 选址、选线合理性分析

3.8.1 井场选址分析

本工程新钻 32 口井及地面工程、采油工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。根据现场调查和资料搜集，本项目所在区没有位于法律法规明令禁止建设的区域，井场选址避开了生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区，主要生态的敏感目标为井场周边耕地。

井场占地不涉及基本农田，通过调查发现，主要占用正在耕种的农田及其他草地，建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。

本工程建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目选址、选线合理。

3.9 “三线一单”符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

3.9.1 生态保护红线

评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地和 饮用水水源保护区，也无基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点野生保护动物栖息地，也无重点保护野生植物生长繁殖地。

根据《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新政发〔2024〕157 号）及《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）及 2023 年更新调整成果，本项目位于乌苏市一般管控单元

(环境管控单元编码 ZH65420230001)。

根据空间识别，本项目不在生态保护红线区域。

3.9.2 环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，工程所在区域的环境空气为达标区；项目所在区域地下水水质天然背景值较高，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物均有不同程度超标，其余监测点各监测因子均能够满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准的要求；项目区声环境质量良好，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类区标准；根据监测结果可知，项目区土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1第二类用地筛选值，石油烃类执行表2第二类用地筛选值。

工程运营期产生的废气和噪声污染物均能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求；污水采取了严格的治理和处置措施，全部综合利用，不外排；固废按照相关环保要求妥善处置，不会对项目区环境质量底线产生冲击，因此，本项目的建设符合环境质量底线要求。

3.9.3 资源利用上线

本项目开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。油气集输常温集输，不消耗燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本项目用地性质主要是耕地、草地和未利用地，土地资源消耗符合要求。各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线。总之，本项目开发符合资源利用上线要求。

3.9.4 生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》(2024年版)，将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，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。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区县(市)产业准入负面清单(试行)的通知》(新发改规划〔2017〕89号)和《关于印发新

疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本项目不属于通知中禁止准入类和限制准入类。

根据对照塔城地区环境管控单元图可知，本项目位于乌苏市一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65420230001），通过下表与该单元的管控要求对应分析可知，本项目建设符合乌苏市一般管控单元的管控要求。

表 3.9-1 生态环境分区管控方案符合性分析

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本工程采取的相关措施	符合性分析
乌苏市一般管控单元 01（管控单元编码 ZH65420230001）	空间布局约束	1.限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。	本项目为油气开发项目，不涉及畜禽养殖。	符合
		2.永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。	本项目井场占地不涉及永久基本农田。	符合
	污染物排放管控	1.排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。	本项目满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。	符合
		2.农业面源和生活污染源一般管控要求：因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本项目污水采取了严格的治理和处置措施，全部综合利用，不外排。不涉及化肥农药和农膜回收、秸秆综合利用及种养。	符合
	环境风险防控	1.额敏河、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响应方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。	本项目污水采取了严格的治理和处置措施，全部综合利用，不外排。	符合
		2.严格地表水型水源地上游和地下水型水	本项目为油气	符合

建设项目工程分析

		源地集水区高污染高风险行业环境准入。	开发项目，不属于高污染高风险行业。	
		3.实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度。	本项目为油气开发项目，不涉及农用地土壤重金属污染。	符合
		4.企业事业单位应当依照《中华人民共和国突发事件应对法》的规定，制定突发环境事件应急预案，做好突发环境事件的风险控制、应急准备、应急处置和事后恢复等工作。各类工业园区和工业聚集区应设立环境应急管理机构，编制环境风险应急预案，并具备环境风险应急救援能力。	本项目将纳入厂内应急预案，按相关要求开展应急演练，防止储运过程可能发生的环境风险。	符合
	资源利用效率	1.至 2025 年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在 0.67m/a 左右，至 2030 年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率控制在 0.2m/a，至 2035 年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在 0.1m/a 以上。	本项目污水采取了严格的治理和处置措施，全部综合利用，不外排。不涉及地下水开采。	符合
		2.积极落实引调水工程，增加可利用地表水，提高水资源利用效率，增加再生水回用规模，对无法保证水源的耕地推行轮作休耕制度，节约利用水资源。	本项目污水采取了严格的治理和处置措施，全部综合利用，不外排，节约利用水资源。	符合
		3.结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区（不含兵团）2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.64、0.68。	本项目不涉及农田建设。	符合

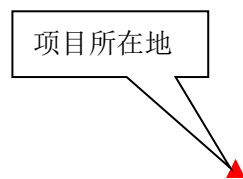
表 3.9-2 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》符合性分析

名称	管控要求	本项目	符合性
克奎乌一博州片区	严格落实“奎-独-乌”联防联控区内有关法规政策要求。“奎-独-乌”联防联控区所有新建、改建、扩建工业项目执行最严格的大气污染物排放标准。强化与生产建设兵团第七师的联防联控，确保区域环境空气质量持续改善。	本项目无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施，在采取控制措施后 VOCs 可达标排放。	符合

建设项目工程分析

<p>加强艾比湖、赛里木湖周边地区、博尔塔拉河流域生态防护林地保护,维护区域生物多样性功能。</p>	<p>本项目距离艾比湖、赛里木湖、博尔塔拉河流域较远。</p>	<p style="text-align: center;">符合</p>
<p>开展奎屯河流域地下水超采治理,逐步压减地下水超采量,实现地下水采补平衡。</p>	<p>本项目不涉及地下水开采。</p>	<p style="text-align: center;">符合</p>
<p>持续推进山区森林草原和准噶尔盆地南缘防沙治沙区域的生态恢复治理工作。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。</p>	<p>本项目制定生态保护和恢复治理方案,不会对周围环境产生明显影响。</p>	<p style="text-align: center;">符合</p>
<p>强化油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。加强涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。</p>	<p>拟建工程采取了有效的土壤污染防治措施,可确保污染得到有效的控制,不会对周围土壤环境产生明显影响。</p>	<p style="text-align: center;">符合</p>

图 3.9-2 塔城地区环境管控单元分布图



4.环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

春光油田位于塔城地区乌苏市及兵团第七师境内，南距奎屯市 80km、五五新镇 13km、北距克拉玛依市 78km、春风油田 20km。春光油田（乌苏境内）项目位于乌苏市境内，地处天山北麓，准噶尔盆地西南部佐顿爱力生沙漠边缘。东与克拉玛依市、沙湾县毗连，南与尼勒克县相望，西与精河县为邻，北与托里县接壤，总面积 16443.13km²，市区距乌鲁木齐市公路里程 268km。

春光油田（乌苏境内）构造位置位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起的东部，区域上属于准噶尔盆地西部隆起的次一级构造单元。车排子凸起位于红车断裂带的上盘，北部与红山嘴油田为邻，东北面与小拐油田相接。该区域地势比较平坦。

本项目建设内容位于塔城地区乌苏市境内，中心地理坐标范围：东经****'***"，北纬****'***"。地理位置图见 4.1-1。

图 4.1-1 地理位置图

4.1.2 地形地貌

乌苏地处准噶尔盆地西南缘、天山支脉婆罗科努山和依连哈比尔尕山北麓，大地构造属于天山-兴安地槽区-天山褶皱系的一部分。南部山区为古生代地层，中生代和新生代第三纪地层沿山前陆续分布，第四纪广泛分布于平原地区。地质构造分属艾比湖-乌苏凹陷带、依连哈比尔尕复向斜、婆罗科努复背斜及乌鲁木齐山前凹陷。

乌苏市跨准噶尔盆地和北天山山地两大地貌单元，干燥地貌特别发育，盆地内部出现半沙漠。乌苏北部的准噶尔盆地主要由冲积平原构成，中部为盆地到山地的过渡带由冲积洪积倾斜平原和干燥剥蚀低山构成，南部为北天山山地。近期构造运动造成境内南高北低，东部略高于西部的大趋势，依次分为高山、中低山、丘陵、平原和沙漠 5 个地带。地貌构造复杂，自然条件差异显著。

本工程地处风积平原，佐顿爱力生沙漠边缘。佐顿爱力生沙漠位于奎屯河流域平原区下游中西部，东西长约 70km，南北宽 8~16km，海拔 300m~410m，新月型沙丘、沙丘链发育，沙丘高度 10m~30m，最高近百米，沙丘链走向为 SEE—NWW，岩性为松散的细砂及粉细砂。植被有红柳、梭梭等灌木发育。

4.1.3 区域地质

乌苏区域出露的地层主要有古生界奥陶系、志留系、泥盆系及石炭系，中生界二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系，新生界古近系、新近系。志留、泥盆系分布较广，为地槽型的海相沉积；石炭系分布较少，为海陆交替相的沉积；第三系主要分布在盆地周边低山丘陵区及北部低山丘陵区、第四系主要在山间、山前一带洼地及盆地内，形成覆盖区（详见表 4.1-1）。现主要将平原区出露地层由老到新叙述如下。

表 4.1-1 区域地层表

地层		代号	岩性
新生界	第四系	全新统	Q4 砾石、砂、亚砂土、粘土、盐、腐植土
		全新-上更新统	Q3-4 砾石、砂、亚砂土、粘土
		上更新	Q3 砂质亚砂土、亚砂土、亚粘土、砾石、沙、黄土、粘土、冰水砾石层、戈壁砾石
		中-上更新统	Q2-3 砾石、沙、亚砂土、黄土
		中更新统	Q2 分选性差、半胶结的砂砾岩、漂砾、砾石及含砾的砂质粘土

		下-中更新统	Q1-2	分选性差、半胶结的砂砾岩、漂砾、砾石及含砾的砂质粘土
		下更新统	Q1	暗灰、灰色砂砾岩西域组砾岩
	新近系		N	褐红色、灰白色、绿色、灰绿色泥岩、砂质泥岩夹砂岩、砾岩
	古近系		E	
中生界		白垩系	K	灰绿色泥岩、砂岩、褐色、紫红色泥岩、砂岩等
		侏罗系	J	主要为湖沼相含煤碎屑岩、杂色碎屑岩
		三叠系	T	浅紫色、紫灰砂岩、砾状砂岩夹紫红色泥岩、褐红色泥岩等
古生界		二叠系	P	灰、灰黑、暗色砾岩、细砂岩、粉砂岩夹灰岩、火山碎屑岩等
		石炭系	C	暗灰、灰绿色复矿砂岩、钙质砂岩夹长石砂岩及粉砂岩、粗砂岩、凝灰砂岩夹粉砂岩及细砾岩层、火山碎屑岩等
		泥盆系	D	浅灰、灰绿色绢云母绿泥石石英片岩、黑云母石英片岩、及粉砂岩、细砂岩互层、安山玢岩及斜长玢岩、凝灰岩
		志留系	S	灰色、灰黄色、暗灰色细砂岩、变质砂岩夹石英斑岩、灰色石英斑岩夹凝灰岩、灰、暗灰色千枚岩化粉砂岩、凝灰粗砂岩、碎屑岩
		奥陶系	O	绿、灰绿色砂岩、页岩、片岩、粉砂岩

(1) 古近系

古、始新统：仅在安集海北西有小面积分布，为红色砂质页岩，底部有一层浅红色、紫红色砾岩，与下伏白垩系不整合接触，厚 16~450m。

渐新统：分布在乌苏煤矿以东、安集海河以北，与下伏白垩系不整合接触，为灰绿色、深灰色、黄褐色页岩夹泥质石灰岩。

(2) 新近系

中新统：为塔西河组，主要出露在托斯台一带，整合在渐新统以上。上部为深褐色、暗红色、砂质页岩组成。

上新统：为独山子组，为一套棕褐色、红棕色砂质页岩夹灰色粗粒砂岩、细砾质砂岩和棕红色夹棕色页岩，厚 1200~2000m。

渐-中新统：分布在托托以南的山麓地带，由比较均匀的泥岩、砾岩、砂岩之交互层所组成。

(3) 第四系

第四系广泛发育在本区盆地中及较大河流的两岸。其成因类型较多，时代的确

定多为相对时代，有化石依据者甚少，盆地内第四系以冲积、洪积和湖积物为主，出露地层中未见下更新统沉积物。

下更新统：为西域组，主要出露于盆地南部低山丘陵区，为暗灰、灰色砂砾岩、砾岩，与下覆地层呈不整合接触。砾石成份复杂，各地厚度变化较大。

中更新统：在盆地普遍分布，直接覆盖于第三系或中生代地层之上，包括了洪积、冲积、湖积和沼泽沉积。岩性主要为灰色、灰绿色、黄绿色砂、砾石层，砾石成分有变质岩、砂岩、石英岩等，砾石一般分选较好，盆地边缘地区颗粒较粗，粒径最大可达 20cm，中心地区颗粒较细。厚度各地不一。

上更新统：主要分布于盆地内平原区，为一套暗灰或浅灰色砂砾石、砂、亚砂土、亚粘土、粘土层等，包括了洪积、冲积、湖积和沼泽沉积。砾石成份复杂，由变质岩、火成岩、石英碎屑岩组面，分选一般，各地厚度变化较大。

全新统：沉积物复杂，有风积、冲积、湖积和洪积层。风积层有砂丘及沙漠，岩性主要为灰白、浅黄色石英砂，夹少量云母碎片，极疏松，一般中-粗粒，分选、圆度较好。冲积层主要分布于常年流水的河床和间歇性河谷的河床，以砾石和砂为主，在河漫滩阶面上常见有含砾的亚砂土层，厚度不等，砾石成分主要为变质岩、花岗岩等。湖积层，分布面积大小不等，多为土黄色-褐色致密的砂质亚粘土，多孔，含大量钙质，砂主要为石英砂粒，在低洼潮湿区往往变成半干涸的盐碱地，表面生成白色的盐碱膜。洪积层主要分布于盆地周边的现代干沟和山麓、山口洪积扇群等地，由巨砾、圆砾、砂、粉砂等组成。

根据春光油田的勘探井资料及当地地质资料，项目区的沉积基底为石炭系地层，充填的重要目的层段为下白垩统、古近系和新近系，厚度约 500-2500m。自下而上划分为白垩系吐谷鲁群、古近系安集海河组、新近系中新统沙湾组和塔西河组、新近系上新统独山子组。

4.1.4 水文及水文地质

(1) 地表水

乌苏市虽处于半干旱的大陆性气候带，但由于境内南部海拔高程超过 4000m，受垂直气候带的影响，相对湿度较大，成为干旱区域的一个“湿岛”。当来自大西洋和北冰洋的湿润气流通过阿拉山口和额敏河谷进入新疆往南运动时，受到天山的阻挡。在湿润气流顺着天山北坡向高处转移的过程中，与“湿岛”的寒湿

空气相结合，转化为大气降水，成为乌苏市水的源泉。

项目区附近为奎屯河，奎屯河是乌苏市最大的一条河流，七十年代中期以前有水量注入艾比湖，归属于艾比湖水系；七十年代后期因兵团农七师在该河上建成多个水库，下游水量剧减，现已无水注入艾比河，形成独立水系。集水面积 1900km²，水文站以上河长 71km，河流发育较为对称，主干奎屯河与支流乌兰萨德克河呈树叉状，均发源于依连哈比尔尕北坡，其冰川面积 201.12km²，为乌苏山区冰川作用面积最广的河流。虽冰储量不及古尔图河丰富，但该流域降水补给十分丰富，成为该市水量最多的河流。多年平均径流量 6.497×10⁸m³。河流在山区内宽约 100~150m，坡陡水急，河流出山口后水量渗漏损失较大，经奎屯大桥后流入平原区，河道比降趋缓，有部分泉水注入补给，流经车排子后转向西去，接纳四棵树河、古尔图河部分回归水，消失于沙漠。本项目与奎屯河无任何水力联系。

(2) 地下水

(1) 地下水贮存条件和分布

乌苏市属于奎屯河流域平原区中的冲洪积、冲积细土平原区。该区的第四纪松散岩类孔隙水赋存广泛，且以承压（自流）水广泛分布为特征，地下水埋藏深度一般小于 10m。

潜水除溢出带以上地区含水层厚度较大、含水介质为砂砾石及砂，而溢出带以下的广阔地区含水层厚度一般较薄、含水介质为砂及粉土且含水层富水较弱。

承压（自流）水的分布范围南部大致以 312 国道北为界，北部以奎屯河道北为界。奎屯河至四棵树河的河间地块，柳树灌区以南的承压含水层（组）埋藏深度一般在 20~30m，但含水层较薄，自流含水层在 30~60m 深度以下，水头一般高出地面 10~20m；车排子灌区承压含水层埋藏在 30~150m，自流含水层埋藏在 200m 深度以下。

佐顿爱力生沙漠区，地下水类型为沙丘潜水。沙丘高度一般在数十米上下，由细砂组成，地下水赋存于沙丘间的低洼沙地，埋藏深度仅数米，潜水的矿化度为 1~3 或 3~10g/L。

(2) 补给、径流、排泄条件

冲洪积、冲积细土平原的地下水一方面接受山前洪积砾质倾斜平原地下水的侧向径流补给，另一方面灌区内渠道水、水库水、田灌水也大量渗漏补给地下水。

山前洪积砾质倾斜平原地下水的径流补给是细土平原区中深部承压水的最主要补给源（特别是南部山前洪积砾质平原地下水的侧向径流补给），灌区内渠道水、水库水、田间灌溉水的渗漏主要补给潜水。深层承压水有向上越流、顶托补给潜水的现象。细土平原地形比较平缓，地层颗粒细，地下水径流缓慢，潜水位埋藏浅，潜水的蒸发蒸腾作用强烈，潜水蒸发蒸腾与人工开采是地下水排泄主要形式。沙丘地下水分布于沙漠腹地，大致与具有大厚度的沙丘分布范围相吻合，他的形成与大气降水渗入和凝结水的补给有关，一般向北排泄，在佐顿爱力生沙漠北缘的平原地带，是沙丘地下水的溢出带，见有沼泽和湿地。

（3）地下水化学特征

①潜水水化学特征

乌苏市南部山前倾斜洪积砾质平原潜水的矿化度小于 0.5g/L，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 、 $\text{HCO}_3\text{·SO}_4\text{-Ca·Na}$ ，地下水由南向北的径流过程中，矿化度逐渐升高，但矿化度小于 1g/L。北部山前倾斜洪积砾质平原的潜水矿化度小于 1g/L，向南至洪积扇前缘增大到 3g/L，水化学类型为 $\text{SO}_4\text{·HCO}_3\text{-Na·Ca}$ 、 $\text{SO}_4\text{·Cl-Na·Ca}$ 。冲洪积、冲积平原地势平缓，地层颗粒细，潜水径流条件较差，潜水埋藏浅以垂向交替循环为主，蒸发浓缩作用强，以脱碳酸作用为主，使水中的 SO_4^{2-} 相应增加，因而水化学类型较为复杂，主要为 $\text{SO}_4\text{·Cl-Na·Ca}$ 型，最终向 $\text{Cl·SO}_4\text{-Na}$ 和 Cl-Na 型水发展，潜水矿化度在上游地区小于 1g/L，向下游地区逐渐增高。

在灌区由于受渠系、田间灌溉水入渗的影响，使局部地区潜水淡化，出现了 $\text{SO}_4\text{·HCO}_3\text{-Na·Ca}$ 和 $\text{SO}_4\text{-Ca·Na}$ 型水。在现代河道两侧的地区，潜水矿化度小于 1g/L，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{·SO}_4\text{-Ca}$ 或 $\text{HCO}_3\text{·SO}_4\text{-Ca·Na}$ 。

②承压水水化学特征

承压水主要接受南山山前洪积砾质倾斜平原区地下水的侧向补给，水质较好，矿化度绝大多数小于 1g/L，地下水类型以 $\text{HCO}_3\text{·SO}_4\text{-Ca}$ 型或 $\text{SO}_4\text{·HCO}_3\text{-Ca·Na}$ 型为主，且垂直分带明显，随着深度增加矿化度有降低的趋势。

（4）地下水资源量

项目区内的地下水的流向为由西北向东南，主要是油层上部白垩系及侏罗系地层水，该水源分布面积广、区块多，埋藏较深、水层多，地下水类型由地表至深部依次为潜水、多层承压水。地下水富水性较弱，地下水水质表现为潜水水质普遍较差，处于奎屯河冲积平原中深部的承压水水质较好，北部的北山冲积平原承压水

水质较差。在水文地质分区上，地下水类型为双层结构的潜水和承压—自流水。项目区地下水埋深 170m~240m，含水层岩性为亚砂、砂等，隔水层为粘土和亚粘土。

奎屯河流域现状年地下水资源量 $1.39 \times 10^8 \text{m}^3$ ，转化补给量 $7.88 \times 10^8 \text{m}^3$ ，总补给量 $9.28 \times 10^8 \text{m}^3$ 。现状年地下水总补给量占地表水资源量 $16.32 \times 10^8 \text{m}^3$ 的 56.86%，转化补给量占地表水资源量的 48.28%；占地下水总补给量 $9.28 \times 10^8 \text{m}^3$ 的 84.91%，地下水资源量占地表水资源量的 8.53%，占地下水总补给量的 15%。排泄量中潜水蒸发量 $2.71 \times 10^8 \text{m}^3$ ，占总排泄量 $9.28 \times 10^8 \text{m}^3$ 的 29.22%，这对地下水的利用有一定的空间。奎屯河用水区地下水资源量为 $4.34 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

4.1.5 气候、气象

春光油田所处乌苏市地处天山北麓平原地区，准噶尔盆地的南缘，为温带大陆性干旱气候。其主要特点是：冬冷夏热，气温年较差、日较差大，春、秋温度变化剧烈。降水较少，年际变化不大。春、夏多大风，冬季多阴雾，低碎云天气，冻土深厚。历年造成灾害性的大风多出现在春季，大风常伴有沙尘暴。

乌苏气象站近 30 年主要气象参数如下：

年平均气温 8.4°C

极端最高气温 41.3°C （1977 年 7 月 12 日）

极端最低气温 -32.3°C （1984 年 12 月 24 日）

极端最高地表温度 68.5°C （1990 年 6 月 27 日）

极端最低地表温度 -38.8°C （1988 年 2 月 16 日）

年平均降水量 171.3mm

最大一日降水量 44.1mm（1998 年 5 月 19 日）

年平均蒸发量 1974.5mm

最大积雪厚度 41cm（1988 年 2 月 6 日）

年平均本站气压 64.2hpa 年平均相对湿度 59%

最小相对湿度 0%（89T）年平均水气压 7.2hpa

最大冻土深度 150cm（1984 年 2 月出现 9 天）

年平均日照时数 2599.7 小时

年平均雷暴日数 18.8 天年平均沙尘暴日数 4.0 天

年平均雾日数 8.7 天年平均风速 1.9m/s 主导风向 SW

十分钟平均最大风速 14.0m/s

4.1.6 土壤

根据春光油田的勘探井资料及当地地质资料，项目区的沉积基底为石炭系地层，根据土壤类型图，土壤类型为盐化灰漠土、盐化潮土和荒漠风沙土。

图 4.1-2 土壤类型图。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围

本项目位于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市境内，工程区工程占用的土地利用类型主要为耕地、草地和未利用地，地表主要组成植物有梭梭、芨芨草、怪柳和猪毛菜。大部分区域植被稀疏。群落组成贫乏单一。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态影响评价等级为三级。本工程新钻32口井及地面工程，新建单井集输管线4.5km。图例：盐化灰漠土、盐化潮土、荒漠风沙土。

(2) 调查内容

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

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

(3) 调查方法

本工程单井站周边生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用遥感（RS）、北斗定位系统（BDS）、地理信息系统（GIS）等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A.基础资料收集

收集区域非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物

类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，包括统计年鉴以及林业、环保、农业、自然资源等部门提供的相关资料，以及各生态敏感区的规划报告，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B、现场勘查

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

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

①调查点位选取及植被调查现场校译

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

②植被调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范--草地生态系统野外观测（HJ1168-2021）》的要求，在对评价区陆生生物资源历年资料检索分析的基础上，根据调查方案确定路线走向及考察时间，进行现场调查。

收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料，在综合分析现有资料的基础上，生物量和生物多样性调查依据已有资料推断，采用卫星遥感影像辅证并实测一定数量的具有代表性的样方调查验证的方法。

③动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》(HJ 710.3-2014)、《生物多样性观测技术导则 鸟类》(HJ 710.4-2014)、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》(HJ 710.5-2014)、《生物多样性观测技术导则 两栖动物》

(HJ 710.6-2014) 等确定的技术方法, 本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查, 结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生物学和生态学特性, 调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类, 并适当扩展, 确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料, 包括统计年鉴以及生态环境、水利、林草、住建、自然资源、农业农村等部门提供的相关资料。同时, 在重点施工区域以及特殊区域实行重点调查。

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

C、生态制图

采用“3S”技术进行地面类型的数字化判读, 完成数字化的植被类型图和土地利用类型图, 进行生态质量的定性和定量评价。

从遥感信息获取的地面覆盖类型, 在地面调查和历史植被基础上进行综合判读, 采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型不同, 色彩和色调发生相应变化, 因此可区分出植被亚型以上的植被类型。此外, 植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征, 不单纯依靠色彩进行划分, 对监督分类产生的植被初图, 结合地面的 GPS 样点和等高线、坡度、坡向等信息, 对植被图进行目视解译校正, 得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上, 进一步合并有关地面类型, 得到土地利用类型图。

D、生物量的测定与估算

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

4.2.2 区域生态环境现状

4.2.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》, 工程所在区域属于项目区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区、准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区、乌苏—甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区(19)。主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1, 新疆生态功能区划图见图

4.2-1。

表 4.2-1 生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区 (II)
	生态亚区	准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区 (II ₂)
	生态功能区	乌苏—甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区 (19)
主要生态服务功能		沙漠化控制、生物多样性维护
主要生态环境问题		滥挖甘草和肉苁蓉等药用植物、奎屯河下游断流、荒漠化加剧
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感, 土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护梭梭林及药用植物、保护沙漠植被、保护野生动物、防止荒漠化加剧
主要保护措施		禁止樵采、植被实行自然封育保护、加强保护区建设与管理
适宜发展方向		加强国家级甘家湖梭梭林自然保护区建设, 草地禁牧

由表可知, 项目所在区的主要生态服务功能分别为沙漠化控制、生物多样性维护。本工程新建井场占地面积小、管线占地为临时占地, 施工具有临时性、短暂性特点, 周围无水源补给区, 通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作, 在项目建设的过程中大力保护地表植被, 减少水土流失, 工程结束后及时对占地进行恢复, 不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响, 符合区域生态服务功能定位。

图 4.2-1 新疆生态功能区划图

4.2.2.2 生态系统调查

根据实地调查和遥感影像判读解译，工程评价范围内以荒漠生态系统和农田生态系统为主。项目区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在工程开发过程中的保护重点为春光油田项目区开发区及外部道路沿线地表植被及野生动物。项目区生态系统类型及结构特征见表。见项目区卫星影像图。

表 4.2-2 项目区生态系统类型及结构特征

类型	生产者	消费者	分解者	食物链	自我恢复能力
农田生态系统	农作物、梭梭、琵琶柴、怪柳和猪毛菜等植物	啮齿类、爬行类和鸟类动物	微生物	食物链短，营养级少，未形成食物网	差

4.2.2.3 土地利用现状调查

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与工程区进行叠加，并参照《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017)，以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。工程区土地利用现状见图 4.2-3。本工程所在区域土地利用类型主要为耕地和草地。

图 4.2-3 项目区土地利用现状图

4.2.2.4 植被现状调查与评价

(1) 区域植被区系

区域内气候干旱，植物群落较为单一，项目区发育着以小半灌木为建群种所组成的水平地带性荒漠植被，主要组成植物有梭梭、琵琶柴、怪柳和猪毛菜。大部分区域植被稀疏，局部覆盖度约为 20%。

评价区植被类型同属蒙新区、新疆荒漠区，北疆荒漠亚区—准噶尔荒漠省—准噶尔荒漠亚省—艾比湖州。根据资料记载和现场调查，项目区主要植物名录见表 4.2-3。

其中梭梭为新疆维吾尔自治区 I 级保护植物。梭梭在项目区分布广泛，是典型的荒漠植物及优良固沙植物。植被类型图见图 4.2-4。

表 4.2-3 项目区主要植物名录

环境现状调查与评价

中文名	学名	分布	备注
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++	
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++	保护植物
多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	++	
假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	+	
芨芨草	<i>Achnatherum splendens</i>	+	
白皮沙拐枣	<i>Caligonumleucocladum</i>	++	
猪毛菜	<i>Salsola sp.</i>	++	
骆驼刺	<i>Karelinia caspia</i>	+	
盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	++	
羽毛三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	
铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>	+	
苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>	+	
独尾草	<i>Eremurus anisopterus</i>	+	
戈壁针茅	<i>Stipa tianshanica</i>	+	
小蓬	<i>Nanophyton erinaceum</i>	+	
黑果枸杞	<i>Lycium ruthenicum</i>	+	
盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	+	
盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	+	
刺木蓼	<i>Atraphaxis spinosa</i>	+	
木地肤	<i>Kochia prostrata</i>	+	
大白刺	<i>Nitraria roborowskii</i>	+	
泡泡刺	<i>N.sphaerocarpa</i>	+	
小果白刺	<i>N.sibirica</i>	+	
准噶尔大戟	<i>Euphorbia soonarica</i>	+	
骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>	+	
苦马豆	<i>Swainsonia salsula</i>	+	
驼绒藜	<i>Ceratocarpus arborescens</i>	+	

中文名	学名	分布	备注
木碱蓬	<i>Suaeda dendroides</i>	+	
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+	

注：++为多见；+为少见。

(2) 植被利用现状

评价区为荒漠草场和一般农田区。

(2) 植被利用现状

①植被现状

评价区部分属于农田绿洲区，部分属于荒漠，植被主要由小半灌木组成。据调查该区域草场为冬牧场。草高 20-30cm，覆盖度 20%，植物初级生产力水平极差，草场可利用率极低，草地畜牧业利用价值不大。

根据中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》标准，结合实地调查，评价区属于五等 7 级草场，产草量约为 1000kg/hm²，属于低水平，利用价值低。项目占地面积为 22.95hm²，损失生物量为 22.95t/a。

③保护植物

根据资料记载和现场调查，后评价区域分布的天然野生植物中，无国家重点保护植物，有自治区I级保护植物 1 种，为梭梭，在项目区西侧及西南侧分布广泛，是典型的荒漠植物及优良固沙植物。

图 4.4-4 评价区植被类型

4.2.2.5 野生动物现状调查

(1) 野生动物区划

按中国动物地理区划，评价区在野生动物地理区划中属于古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区，由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度极低，所以野生动物种类分布较少。评价区常见动物见表 4.3-4。

表 4.3-4 项目区常见动物组成

种类	学名	分布	备注
两栖类			
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	—	

环境现状调查与评价

种 类	学 名	分 布	备注
爬行类			
密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i>	+	
快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+	
荒漠麻蜥	<i>Phrynocephalus grumgrizimaloi</i>	+	
兽类			
黄兔尾鼠	<i>Lagarus Luteus</i>	+	
大沙鼠	<i>Phyombomys opimus</i>	+	
小五趾跳鼠	<i>Allactage sibirca</i>	+	
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	+	
红尾沙鼠	<i>Meriones erythrourus</i>	-	
鸟类			
鸢	<i>Milvus korschun</i>	-	
红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	-	
凤头百灵（新疆亚种）	<i>Galeruia criatata</i>	+	
小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	+	
家燕（指名亚种）	<i>Hirunda rustica rustica</i>	-	
红尾伯劳（北疆亚种）	<i>Laniun cristatus phoenicuroides</i>	+	
大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>	+	
家麻雀（新疆亚种）	<i>Passder domesticus bactrianus</i>	-	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	+	
漠	<i>Oenanthe Jesevli atrogularis</i>	+	
灰鹊鸂	<i>Motacilla cinera</i>	+	

注：“+”常见种；“-”偶见种。

②野生动物栖息生境类型

评价区域地处内陆盆地，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，主要为荒漠。

荒漠区是油田生产的主要区域，植被主要以梭梭、柽柳等为主，多为旱生

种类,盖度较低。严酷的自然环境及地势平坦的地形地貌,导致区域内的主要动物为啮齿动物(荒漠麻晰、快步麻晰等)及鸟类(麻雀、家燕、凤头百灵等)。

③野生动物种类及分布

根据现场实地调查,目前油田可发区及其邻近区域内的野生动物数量不多,以荒漠动物为主,没有区域特有种,也无保护动物。

4.2.3 环境敏感区调查及评价

评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。本工程东北距离生态保护红线(奎屯河流域湿地升级(兵团)自然保护区最近为0.77km,不在生态保护红线内,不涉及公益林。本项目与生态红线位置关系图见图3.9-1。

4.2.4 水土流失及土地沙化现状

根据新水水保(2019)4号,新疆维吾尔自治区共划分了2个自治区级水土流失重点预防区,4个自治区级水土流失重点治理区。其中,重点预防区面积19615.9km²,包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区;重点治理区面积283963km²,包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域重点治理区。本项目所在地乌苏市属于II₂天山北坡诸小河流域重点治理区。项目区域地势平坦,主要土地利用类型为沙地、盐碱地及其他草。植被覆盖度约20%。一般大风风速可引起风蚀和扬沙作用,主要侵蚀类型为轻度风蚀。

4.2.5 生态环境现状小结

根据现场调查和资料收集,项目区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等生态敏感目标,评价重点关注项目区内的动植物。项目区域为农田生态系统和荒漠生态系统为主,根据《新疆生态功能区划》,项目区处于乌苏—甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区,项目区属于典型的荒漠干旱气候,土壤发育较差,类型较为简单,项目区大部分区域为风沙土所覆盖,项目区植被稀疏,多为耐旱型植物,区域内植被以梭梭、琵琶柴、怪柳和猪毛菜为主,区域内除受油田开发影响及垦荒活动影响外,其它人为干扰较小,基本保持原自然生态环境。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本项目大气环境影响评价工作等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，三级评价项目只调查项目所在区域环境质量达标情况。本项目位于塔城地区乌苏市，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定。

根据生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统中达标区判定提供的 2023 年塔城地区环境空气质量数据。

空气质量达标区判定结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 塔城地区环境空气质量达标判定结果

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	5	60	8.3	达标
NO ₂	年平均质量浓度	23	40	57.5	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2100	4000	52.5	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均值的 第 90 百分位数	110	160	68.8	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	30	70	42.9	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	14	35	40	达标

工程所在地 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，故塔城地区为环境空气质量达标区。

4.4 声环境现状调查与评价

依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

4.4.1 监测点布设

本次引用《新疆采油厂厂界噪声监测》中的声环境质量现状监测报告数据（共 4 个监测点），监测点位基本信息见表 4.4-1，监测点位见图 4.3-1。

表 4.4-1 监测点位基本信息

引用报告	监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段

新疆采油厂厂界 噪声监测	春光联合站厂界			
敏感目标现状监测	噪声监测点 1#		Leq(dB(A))	连续监测 1 天， 每天昼间、夜间 各监测一次
	噪声监测点 2#			
	噪声监测点 3#			
	噪声监测点 4#			
	噪声监测点 1#			

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2024 年 12 月日，共监测 1 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

本次噪声测量按照《声环境质量标准》（GB 3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 Leq 作为评价量。

4.4.4 评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

4.4.5 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

4.4.6 监测结果

监测及评价结果统计见表 4.4-2。

表 4.4-2 声环境现状监测统计结果一览表

序号	监测点位	监测日期	昼间			夜间		
			实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况

环境现状调查与评价

1	春光联合站	站界北侧	2024.7.3 0	54	60	达标	44	50	达标
		站界东侧	2024.7.3 0	48		达标	43		达标
		站界南侧	2024.7.3 0	44		达标	42		达标
		站界西侧	2024.7.3 0	41		达标	43		达标
2	敏感目标	噪声监测点 2#			55	达标		40	达标
3		噪声监测点 3#				达标			达标
4		噪声监测点 4#				达标			达标
4		噪声监测点 1#				达标			达标

4.4.7 评价结论

从表 4.4-2 可以看出，昼间噪声值在 41-54dB（A）之间，夜间噪声值在 42-44dB（A）之间，井场声环境质量执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准。

4.5 水环境现状调查与评价

4.5.1 地表水环境现状调查

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。距奎屯河最近的井为 2024 年产能井 10#，距离为 770m。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的采出水、井下作业废水不外排，项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污、废水处理设施的依托可行性。

4.5.2 地下水环境现状调查

4.5.2.1 调查方法

本次 2 个监测点位现场实测，3 个监测点引用自《中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂地下水检测报告》开展的地下水质量例行监测

数，区域地下水流向呈西北向东南东向，根据区域水文地质资料，引用监测井与拟建工程位于同一水文地质单元。

4.5.2.2 监测点位布设

监测点位见图 4.2-1。具体见表 4.5-1。

表 4.5-1 地下水监测点设置情况一览表

序号	引用报告	监测点名称	点位坐标	与本项目位置关系	监测对象	井深	采样时间
1	《中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂地下水检测报告》	甘家湖监测井		本项目 2024 年产能井 5 西南侧 2km（侧向）	潜水	100m	2024 年 6 月
2		甘家湖地区春 131-1 监测井		本项目 2024 年产能井 5 西侧 1.8km（侧向）	潜水	100m	2023 年 7 月
3		甘家湖地区西戈壁村监测井		本项目 2024 年产能井 5 东南侧 0.7km（下游）	潜水	100m	
4	实测	1 号监测井		本项目 2024 年产能井 5 东北侧 1.5km（上游）	潜水	100m	2024 年 12 月
5	实测	3 号监测井		本项目 2026 年产能井 5 东南侧 5km(下游)	潜水	100m	2024 年 12 月

4.5.2.3 监测项目及分析方法

(1) 监测项目

①基本水质因子：pH、氨氮、硝酸盐（氮）、亚硝酸盐（氮）、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、钡、硫化物、溶解性总固体、耗氧量（高锰酸盐指数）、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数。

②特征因子：石油类。

(2) 分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.5-2。

表 4.5-2 地下水环境监测因子和检测因子分析及检出限值一览表

序号	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	PHBJ-260F 便携式 pH 计	—
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	50 mL 滴定管	1.0 mg/L
3	溶解性总固体		BSA124S 电子天平	—
4	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009)	P4 型 紫外可见分光光度计	0.0003 mg/L
5	高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分:有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2023)	25 mL 滴定管	0.05 mg/L
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.025 mg/L
7	亚硝酸盐 (氮)	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	P4 型 紫外可见分光光度计	0.003 mg/L
8	硝酸盐 (氮)	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.08 mg/L
9	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法		0.002 mg/L
10	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	PHSJ-4F 实验室 pH 计	0.05 mg/L
11	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	AFS-8520	4×10 ⁻⁵ mg/L
12	砷		原子荧光光度计	3×10 ⁻⁴ mg/L
13	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	GGX-830 原子吸收分光光度计	5×10 ⁻⁴ mg/L
14	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(GB 7467-87)	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.004 mg/L
15	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	GGX-830 原子吸收分光光度计	2.5×10 ⁻³ mg/L
16	硫酸根 (硫酸盐)	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	CIC-D100 离子色谱仪	0.018 mg/L
17	氯离子 (氯化物)			0.007 mg/L
18	钾离子			0.02 mg/L
19	钠离子			0.02 mg/L
20	钙离子			0.03 mg/L
21	镁离子			0.02 mg/L
22	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分:碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	25 mL 滴定管	1 mg/L
23	碳酸氢根			

序号	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
24	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	GGX-830	0.03 mg/L
25	锰			0.01 mg/L
26	钡	《水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(HJ 602-2011)	原子吸收分光光度计	2.5×10^{-3} mg/L
27	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	P4 型 紫外可见分光光度计	0.003 mg/L
28	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.01 mg/L
29	总大肠菌群*	《水质 总大肠菌群、粪大肠菌群、大肠埃希氏菌的测定 酶底物法》(HJ1001-2018)	LI-9052 电热恒温培养箱	10 MPN/L
30	细菌总数*			《水质 细菌总数的测定 平皿计数法》(HJ1000-2018)

4.5.3 地下水环境质量现状评价

4.5.3.1 评价标准与评价方法

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

评价方法采用标准指数法。标准指数>1，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} — pH 的标准指数，无量纲；

pH — pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

4.5.3.2 监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

本次环评地下水监测及结果见表 4.5-3。

表 4.5-3 地下水现状监测及评价结果 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			甘家湖监测井	甘家湖地区春 131-1 监测井	甘家湖地区西戈壁村监测井	1 号监测井	2 号监测井
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.1	7.7	7.7		
		标准指数	0.07	0.47	0.47		
总硬度	≤450	监测值	869	-	-		
		标准指数	1.93	-	-		
溶解性总固体	≤1000	监测值	1890	-	-		
		标准指数	1.89	-	-		
硫酸盐	≤250	监测值	327	-	-		
		标准指数	1.31	-	-		
氯化物	≤250	监测值	588	-	-		
		标准指数	2.35	-	-		
挥发性酚类	≤0.002	监测值	ND	0.003L	0.003L		
		标准指数	-	-	-		
氨氮	≤0.5	监测值	0.047	0.079	0.062		
		标准指数	0.09	0.16	0.12		
硫化物	≤0.02	监测值	ND	0.003L	0.003L		
		标准指数	-	-	-		
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	-	0.003L	0.003L		
		标准指数	-	-	-		
硝酸盐氮	≤20	监测值	1.87	1.62	1.98		
		标准指数	0.09	0.08	0.10		
氰化物	≤0.05	监测值	ND	0.001L	0.001L		
		标准指数	-	-	-		
氟化物	≤1.0	监测值	1.5	-	-		
		标准指数	1.5	-	-		
汞	≤0.001	监测值	ND	-	-		

		标准指数	-	-	-		
六价铬	≤0.05	监测值	ND	0.009	0.005		
		标准指数	-	0.18	0.1		
石油类	≤0.05	监测值	ND	-	-		
		标准指数	-	-	-		
石油烃 (C ₆ -C ₉)	≤	监测值	ND	0.02L	0.02L		
		标准指数	-	-	-		
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	≤6	监测值	ND	0.02L	0.02L		
		标准指数	-	-	-		
三氯甲烷	≤60	监测值	ND	0.4L	0.4L		
		标准指数	-	-	-		
四氯化碳	≤2.0	监测值	ND	0.4L	0.4L		
		标准指数	-	-	-		
苯	≤10.0	监测值	ND	0.4L	0.4L		
		标准指数	-	-	-		
甲苯	≤700	监测值	ND	0.3L	0.3L		
		标准指数	-	-	-		

由表 4.5-3 分析可知,由监测数据可以看出,监测期间地下水测点中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物有不同程度的超标,其余各项满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物等指标超标的主要原因与当地水文地质条件有关。

4.6 土壤境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型调查

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果,本项目涉及的土壤类型为盐化灰漠土、盐化潮土和荒漠风沙土。

项目区土壤类型主要为风沙土。风沙土是在风成性母质上发育而成,质地较粗,物理性粘粒很少,地表植被稀少,土壤生物作用微弱,有机质积累很少,成土过程十分微弱,剖面有微弱分化。土壤质地结构多为黄色粉砂,十分干燥。土壤养分含量极低,盐份含量轻微,有机质含量约 0.95g/kg。生长有怪柳、芦苇等,覆盖度 5%,沙面变紧,表层有微弱含腐殖质棕色层,有 0.5-1.0cm 的酥脆结皮,结皮以下有沙与枯落物的混合层,颜色稍暗,湿沙层一般出现在 45cm 以下。

由于区域气候干旱，温差大，冷热变化剧烈。促进了地面岩石的物理风化，经大风吹扬，形成风沙，风与沙相辅相成，风动沙威，沙仗风势、风与沙形成风沙流。在近地面搬运的过程中，风沙流出风速减弱，或遇障碍，则沙粒陡落形成沙堆。所以，风沙土是在风的搬运、堆积下形成的。

4.6.2 土壤理化特性调查

本项目为污染影响型项目，根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为本项目附近土壤表层样（0-0.5m）和深层样（0.5-1.5m）。分析结果如表 4.6-1 所示。

表4.6-1 土壤理化特性调查表

采样点位		单位	井场	
坐标		-		
层次			表层（0-0.5m）	深层（0.5-1.5m）
现场记录	颜色	-	黄棕	黄棕
	结构	-	沙石结构	沙石结构
	质地	-	沙壤土	沙壤土
	砂砾含量	%	少量	少量
	其他异物	-	无	无
实验室测定	pH 值	无量纲	7.8	7.7
	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	1.24	2.10
	氧化还原电位	mV	539	512
	饱和导水率	mm/min	1.4×10 ⁻³	1.0×10 ⁻³
	土壤容重	g/cm ³	1.54×10 ³	1.68×10 ³
	孔隙度	%	43.9	39.8

4.6.3 土壤环境质量现状监测与评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，工程所在区域属于中轻度盐化地区，拟建项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。

(1) 监测布点

占地范围内：占地范围内 5 个柱状样点，2 个表层样点。

占地范围外：布设 4 个表层样。

土壤类型为风沙土。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中污染影响型项目布点要求。

(2) 监测单位

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托 公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2024 年 12 月 日~12 月 日。

(3) 监测项目

①基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘和石油烃等共计 46 项因子。其余监测点测土壤盐分含量和特征因子石油烃。

②《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）：pH 值、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

③特征因子：石油烃。

(4) 评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准，占地范围外农用地土壤基本项目执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准。

(5) 监测及评价结果

①占地范围内：占地范围内具体监测及评价结果见表4.6-2和表4.6-3。

表 4.6-2 占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位				0~0.2m			0~0.2m			达标情况
监测层位				0~0.2m			0~0.2m			
序号	检测项目	单位	标准限值 (mg/kg)	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi		
1	砷	无量纲	60			/			达标	
2	镉	mg/kg	65			达标			达标	

环境现状调查与评价

3	六价铬	mg/kg	5.7			达标			达标
4	铜	mg/kg	18000			达标			达标
5	铅	mg/kg	800			达标			达标
6	汞	mg/kg	38			达标			达标
7	镍	mg/kg	900			达标			达标
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	/	/	达标	/	/	达标
9	氯仿	mg/kg	0.9	/	/	达标	/	/	达标
10	氯甲烷	mg/kg	37	/	/	达标	/	/	达标
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	/	/	达标	/	/	达标
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	/	/	达标	/	/	达标
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	/	/	达标	/	/	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	/	/	达标	/	/	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	/	/	达标	/	/	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	616	/	/	达标	/	/	达标
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	/	/	达标	/	/	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	/	/	达标	/	/	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	/	/	达标	/	/	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	53	/	/	达标	/	/	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	/	/	达标	/	/	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	/	/	达标	/	/	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	/	/	达标	/	/	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	/	/	达标	/	/	达标
25	氯乙烯	mg/kg	0.43	/	/	达标	/	/	达标
26	苯	mg/kg	4	/	/	达标	/	/	达标
27	氯苯	mg/kg	270	/	/	达标	/	/	达标
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560	/	/	达标	/	/	达标
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20	/	/	达标	/	/	达标
30	乙苯	mg/kg	28	/	/	达标	/	/	达标
31	苯乙烯	mg/kg	1290	/	/	达标	/	/	达标
32	甲苯	mg/kg	1200	/	/	达标	/	/	达标

环境现状调查与评价

33	间二甲苯+ 对二甲苯	mg/kg	570	/	/	达标	/	/	达标
34	邻二甲苯	mg/kg	640	/	/	达标	/	/	达标
35	硝基苯	mg/kg	76	/	/	达标	/	/	达标
36	苯胺	mg/kg	260	/	/	达标	/	/	达标
37	2-氯酚	mg/kg	2256	/	/	达标	/	/	达标
38	苯并(a)蒽	mg/kg	15	/	/	达标	/	/	达标
39	苯并(a)芘	mg/kg	1.5	/	/	达标	/	/	达标
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15	/	/	达标	/	/	达标
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151	/	/	达标	/	/	达标
42	蒾	mg/kg	1293	/	/	达标	/	/	达标
43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	1.5	/	/	达标	/	/	达标
44	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	15	/	/	达标	/	/	达标
45	萘	mg/kg	70	/	/	达标	/	/	达标

表 4.6-3 占地范围内柱状样土壤环境质量评价 单位: mg/kg (全盐量: g/kg)

监测点位	监测层位	项目	标准值	监测结果	标准指数	评价结果
	0~0.5m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	/			达标
		全盐量	/			-
	0.5~1.5m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	/			达标
		全盐量	/			/
	1.5~3.0m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	/			达标
		全盐量	/			/
	0~0.5m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	/			达标
		全盐量	/			/
	0.5~1.5m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	/			达标
		全盐量	/			/
	1.5~3.0m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	/			达标
		全盐量	/			/
	0~0.2m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标

环境现状调查与评价

		C ₆ -C ₉	/			达标
		全盐量	/			/
	0~0.5m	石油烃	4500			达标
	0.5~1.5m	石油烃	4500			达标
	1.5~3.0m	石油烃	4500			达标

从评价结果可以看出，项目区内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，井场内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地筛选值标准要求。

②占地范围外：占地范围外土壤环境质量评价结果见表 4.6-4、4.6-5。

表 4.6-4 占地范围外表层样土壤环境质量评价（8 项重金属） 单位：mg/kg

序号	监测项目	标准值 (mg/kg) pH>7.5	标准值 (mg/kg) 6.5<pH≤ 7.5	单位	监测值		Pi		监测值	Pi	达标结果
					监测值	Pi	监测值	Pi			
1	pH 值	-	-	无量纲							-
2	镉	0.3	0.6	mg/kg							达标
3	镍	190	100	mg/kg							达标
4	铜	100	100	mg/kg							达标
5	汞	3.4	2.4	mg/kg							达标
6	砷	240	140	mg/kg							达标
7	铅	170	120	mg/kg							达标
8	铬	250	200	mg/kg							达标
9	锌	300	250	mg/kg							达标

表 4.6-5 占地范围外表层样土壤环境质量评价（特征因子） 单位：mg/kg（全盐量：g/kg）

监测点位	监测层位	项目	标准值	监测结果	标准指数	评价结果
	0~0.2m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	/			达标
		全盐量	/			-
	0~0.2m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	/			达标
		全盐量	/			-
	0~0.2m	石油烃	4500			达标
	0~0.2m	石油烃	4500			达标

由监测结果可知：项目区占地范围外各监测点位监测值均小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表.1 中 pH>7.5 及 6.5<pH≤7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选

值要求。

图 4.3-1 监测点位图

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

从本项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（井场等）和线状（如集输管线等）分布，在对生态各具体要素（土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		开发建设期	运营期	闭井期
影响分析	影响程度	重	轻	轻微
	影响特征	部分可逆	可逆	可逆
	影响时间	中、短期	短期	短期
	影响范围	大、固定	小、固定	小、固定

5.1.1 占地影响分析

工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响。本项目新建井场 32 座；新建单井集输管线共 4.4km，进场道路 3.2km。本项目总占地面积 7.96hm²，其中永久占地面积 3.24hm²，临时占地面积为 1.72hm²，永久占地的占地类型主要为耕地、草地和未利用地，主要农作物为棉花和小麦，临时占地主要为草地。

临时占地在施工期将会对环境产生影响，工程结束后对临时占地进行生态恢复，可以将其对环境的影响降至最低。《新疆维吾尔自治区实施<土地管理法>办法》中对征用不同类型用地的土地补偿、安置补偿和青苗补偿等都做了明确规定。对于永久性占地，建设单位在征地补偿中应严格执行相关管理规定，并做好被征地者的补偿工作，减轻对被征地者造成的经济损失；对于临时征地，

建设单位也应按照当地有关临时征地补偿的有关规定，与被征地者协商妥善解决。

施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

当油田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2 工程对植被环境影响

5.1.2.1 施工期对植被的影响

本项目对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响、以及污染物排放对植被产生的影响。

在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。挖掘区植被全部被破坏，其管线两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

本项目新建管道4.4km，一般地段施工作业带宽度6m。为保证管道的安全运行，原则上在管道两侧5m范围内不得种植深根系植物，随着时间的推移，管沟上方覆土的生产能力会逐渐恢复至施工前的水平。

(1) 施工作业期污染物对植被的影响

根据工程分析资料，施工作业期间的污染主要来自于扬尘及施工期废弃物。虽然在整个作业期间都有生活废水的产生，但因其量较少，作业期短，因而基本没有不良影响；从另一个角度分析，生活废水的排放对于植被的生长不但没有破坏性影响，反而有促进其生长发育的作用。因而在此只从扬尘、施工废弃物对植被的影响进行分析。

——扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物在植物地上器官（叶、茎、花和果实）沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

结合工程区域具体情况分析：该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，加之工程施工阶段污染源分散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响不大。

——施工废弃物对植被的影响

施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最小程度甚至没有。

（2）施工期人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压和对乔、灌木植物的砍伐等。从干旱荒漠生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，荒漠区单位面积上人口活动密度的增大，将导致荒漠区开发范围（施工范围）内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖度减少，初级生产力水平下降，使该区域的局部地带荒漠化的可能性增大，形成次生性沙漠化土地。其造成荒漠化的可能有以下几种途径。

——由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，在春季积雪融化时形成小范围水土流失及水源涵养作用失调现象，从而增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围50m范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

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

（3）植物的生物量损失

本项目永久性占地面积为永久占地 6.24hm²、临时占地 1.72hm²，工程永久占地类型主要为耕地和草地，临时占地主要类型为草地等。

生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，t；S_i——占地面积，hm²；W_i——单位面积生物量，t/hm²。

永久占地主要占用耕地，根据奥德姆(Odum,1959)根据地球上各种生态系统总生产力估算值，以每平方米生物量 1.1kg 计算。针对草地生物量损失，根据现场踏勘成果，参考《中国草地资源的等级评价》每公顷鲜草量按照第 7 级草地标准计算，即 750kg/hm²，则本项目占地范围内生物损失量为 69.93t/a。这些损失主要为临时的，在管线建成 3-5 年，自然植被生产力水平均可恢复至施工前的水平，因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，项目工程建设对植被的影响是可以接受的。

5.1.2.2 运营期对植被的影响

(1) 正常运行状况下对植被的影响

油田开发初期，大气污染物主要是来自钻机、车辆运输等产生的废气，废气中主要含有 TSP、NO₂、SO₂、CO 等有害成分，而在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO₂、SO₂ 及建设期的扬尘。

SO₂ 可通过叶片气孔进入植物体，形成亚硫酸离子，当它超过植物自净能力时，将会破坏叶肉组织，使叶片水分减少失绿，严重时细胞发生质壁分离，叶片逐渐枯萎，植物慢慢死亡。

NO_x 对植物的伤害表现在叶肉组织内部的细胞上。植物通过气孔吸收了大气中的氮氧化物，随后污染物由气态变为液态，改变了细胞及其周围的 pH 值，引起细胞结构变化，光合作用降低，植物的生长活性受到影响。

在油田开发建设中的扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。从而影响农作物的产量。

大气污染物对植物的损害程度还决定于其环境内风、光、温度、土壤和地形特点，油田区夏季白天气温高，气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物

夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。总体来说，多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程中污染源比较分散，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

管道输送影响范围最小，是一种清洁的运输方式。正常运营过程中，管道对地表植被无不良影响。

(2) 非正常（事故）状况下对植被的影响

油田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油泄漏，其产生的污染物排放均会对影响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，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，第二年自然植被会重新发芽生长，农作物耕种后也会较快恢复。

5.1.3 对野生动物的影响分析

项目建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，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。

一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离施工区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着建设的过程，施工区内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型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。

项目区内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，油田开发过程中地面建设占地将使原有的野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于人类未干扰区要少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类(啮齿类)和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩，而施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.4 水土流失影响分析

(1) 土壤粗粒化

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

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

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

(3) 管道建设的影响

本项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

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

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

本项目所在地乌苏市属于天山北坡诸小河流域重点治理区，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因工程的建设而产生的水土流失。

5.1.5 闭井期生态环境影响分析

闭井期内，对完成采油的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头，清理场地，清除固体废弃物。

占地范围具备植被恢复条件的，应将井场水泥平台或砂砾石铺垫清理，恢复地貌，占用耕地的，具备复耕条件的，进行复耕，不具备植被恢复条件的区域，在井口位置设置可识别的标志。通过采取以上措施，可使闭井期生态环境影响降到最低。

5.1.6 小结

本项目建设区域涉及农田生态环境敏感目标，永久占地面积 6.24hm²，临时占地面积为 1.72hm²，永久占地的占地类型主要为耕地和草地，主要农作物为棉花和小麦，临时占地主要为草地。项目环评批复后，按照相关程序办理占地手续，由于工程占地面积不大，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程建设对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

本项目生态影响评价自查表见表 5.1-1。

表 5.1-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响 识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> (梭梭、琵琶柴、怪柳和猪毛菜) 生境 <input type="checkbox"/> () 生物群落 <input type="checkbox"/> () 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> (荒漠生态系统、农田生态系统) 生物多样性 <input type="checkbox"/> () 生态敏感区 <input type="checkbox"/> () 自然景观 <input type="checkbox"/> () 自然遗迹 <input type="checkbox"/> () 其他 <input type="checkbox"/> ()
评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>	
评价范围	陆域面积：(0.0796) km ² ；水域面积：() km ²	

环境影响预测与评价

	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
生态现状调查与评价	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“□”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。		

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

(1) 钻井工程废气影响分析

本项目钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。柴油发电机燃料燃烧废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO₂、烃类等，柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

(2) 施工机械和运输车辆燃料废气

本项目的废气主要来源于施工机械及运输车辆燃料燃烧废气，排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止。由于使用符合国家标准的燃料，且周边地域空旷，扩散条件良好，燃料废气对环境空气影响较小。

(3) 焊接废气影响分析

本项目管线施工分段进行，焊条使用国家合格产品，且为间歇不连续排放，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，焊接烟尘随着施工期的结束而消失，对环境影响较小。

(4) 施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①井场的地基开挖、路基、管线开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；

②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 无组织排放烃类大气影响分析

(1) 污染源参数

根据调查，本项目开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类的排放量。根据春光油田所取得的油气水物性分析结果，本区域伴生气不含硫。本项目井场不设加热炉，废气排放源主要为井场无组织排放的非甲烷总烃。

本项目运营期主要对 32 座井场无组织废气进行大气环境影响分析，预测因子为 NMHC，无组织废气源强详见表 5.2-1。

表 5.2-1 运营期单井无组织废气源强一览表

序号	面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	井场	0	0	286	45	30	0	4	8760	正常	非甲烷总烃	0.00215

(2) 预测结果

本项目对单井油气开采、输送过程中无组织排放的非甲烷总烃估算结果见表 5.2-2。根据估算结果，单口生产井废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $5.44\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.27%， $D_{10\%}$ 未出现。

表 5.2-2 无组织挥发废气污染物的占标率和落地浓度一览表

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

环境影响预测与评价

1	单井	非甲烷总烃	5.44	2000	0.27	55	-
---	----	-------	------	------	------	----	---

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：本项目不用进行进一步预测，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。

根据估算结果可知，本项目井场正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小，本项目运营期对区域大气环境的影响可以接受。

5.2.2.2 大气污染物核算

本项目运行期大气污染物排放量见表 5.2-3。

表 5.2-3 本项目大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
无组织排放						
1	井场	非甲烷总烃	密闭集输，日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	井场外 4.0mg/m ³	0.603

5.2.2.3 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见表 5.2-4。

表 5.2-4 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 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物(非甲烷总烃)			包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2023)年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input checked="" type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>		现状补充监测 <input type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>

环境影响预测与评价

与评价	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>	边长5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>
	预测因子	预测因子(非甲烷总烃)			包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/>
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大标率>10% <input type="checkbox"/>
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% <input checked="" type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大标率>30% <input type="checkbox"/>
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时间长h	C _{本项目} 占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>		C _{非正常} 占标率>100% <input type="checkbox"/>
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>			C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>			k>-20% <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃)		有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数()	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境保护距离	距()厂界最远()m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (0)t/a	NO _x : (0)t/a	颗粒物: (0)t/a	VOCs: (0.603)t/a
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 填“√”;“()”为内容填写项					

5.2.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止, 采油造成的环境空气污染源将消失, 油井停止后将进行一系列清理工作, 包括地面设施拆除、封井、井场清理等, 将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较, 清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的, 且该区域内活动人群较少, 主要为井场清理的油田工作人员。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 声环境保护目标分析

评价范围内(井场及管线周边 200 范围内)有 4 个声环境敏感点, 见图 5.3-1 和表 5.3-1。

表 5.3-1 声环境保护目标情况分析表

居民点	影响户数	涉及工程	最近距离
农村居民点 1: 康苏瓦特村北 (4 户约 15 人)	4	2024 产能井 6	108 米

农村居民点 2: 康苏瓦特村东北 (6 户约 20 人)	6	2024 产能井 2	110 米
农村居民点 3: 康苏瓦特村东南 (3 户约 10 人)	3	2024 产能井 4	107 米
农村居民点 4: 康苏瓦特村南 (3 户约 10 人)	3	2024 产能井 8	141 米

图 5.3-1 声环境保护目标分布图

5.3.2 施工期声环境影响分析

(1) 噪声源分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、发电机、泥浆泵等发出的噪声，以及运输、平整场地、管沟开挖及回填等机械噪声。参照《环境噪声与振动控制技术工程导则》(HJ2034-2013)中表 A.2 和类比油气田开发工程，声压级一般在 90~105dB(A)。

(2) 噪声影响分析

建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.3-2 施工主要机械噪声值及衰减情况表 单位: dB(A)

距离 m	强度	10	20	40	80	100	110	160	200	400	800	1000
钻机	100	80	74	68	62	60	59	56	54	48	42	40
泥浆泵	90	70	64	58	52	50	49	46	44	38	32	30
挖掘机	92	72	66	60	54	52	51	48	46	40	34	32
推土机	90	70	64	58	52	50	49	46	44	38	32	30
混凝土搅拌机	95	75	69	63	57	55	54	51	49	43	37	35
混凝土翻斗车	90	70	64	58	52	50	49	46	44	38	32	30

表 5.3-3 施工期声环境保护目标噪声预测结果表

居民点	影响户数	涉及工程	最近距离	建设期噪声预测值
农村居民点 1: 康苏瓦特村北 (4 户约 15 人)	4	2024 产能井 6	108 米	59dB(A)
农村居民点 2: 康苏瓦特村东北 (6 户约 20 人)	6	2024 产能井 2	110 米	58dB(A)
农村居民点 3: 康苏瓦特村东南 (3 户约 10 人)	3	2024 产能井 4	107 米	59dB(A)
农村居民点 4: 康苏瓦特村南 (3 户约 10 人)	3	2024 产能井 8	141 米	56dB(A)

通过类比分析可知，钻井工程在昼间、夜间噪声值超过《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准 (昼间 60dB(A)、夜间 50dB(A)) 的距离分别为 100m、320m。

噪声评价范围内有 4 处居民点，通过预测最大噪声源对其影响，钻井施工噪声在 4 居民点均超过《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准（昼间 55dB（A），夜间 45dB（A））。

因此钻井、地面施工产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响，但对环境的影响是暂时的，影响时间短；随着钻井、地面各项施工活动的结束，噪声影响便随着结束消失。本项目单井钻井期为 15 天，即钻井工程对环境的影响期为 15 天，本环评提出在建设期间做好钻井噪声减缓措施，不会对周边居民点产生大的影响。

评价范围内的其他区域无居民点，并且施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.3 运营期声环境影响分析

运营期拟建工程管线均埋设在地下，埋深大于 1.5m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建工程产噪设备主要为采油机。

5.3.3.1 预测模式

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

$$L_p(r) = L_w + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w —倍频带声功率级，dB；

D_c —指向性校正，dB；

A —倍频带衰减，dB；

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

(2) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

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

ΔLi —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

(3) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

$L_A(r_0)$ —参考点 (r_0) 处的 A 声级, dB (A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

(4) 工业企业噪声计算

① 计算拟建工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

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

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

② 噪声预测值计算

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

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)。

(5) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对场界四周噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.3.3.2 噪声源参数的确定

拟建工程各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，噪声源噪声参数见表 5.3-4。

表 5.3-4 井场噪声源参数一览表

分类	声源名称	数量 (台/套)	噪声源强 [dB (A)]	降噪措施	降噪效果 (dB (A))
井场	采油机	1	90	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振、消声	10

5.3.3.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.3-5。

表 5.3-5 井场噪声预测结果一览表 单位：dB (A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场	东场界	41.6	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	42.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	41.4	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	42	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

表 5.3-6 声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表

序号	声环境保护目标	噪声背景值		噪声现状值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增量		达标和达标情况	
		/dB(A)		/dB(A)		/dB(A)		/dB(A)		/dB(A)		/dB(A)			
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	农村居民点 1	43	38	43	38	60	50	40	40	44.8	42.1	1.8	4.1	达标	达标
2	农村居民点 2	42	38	42	38	60	50	39	39	43.8	41.5	1.8	3.5	达标	达标
3	农村居民点 3	44	39	44	39	60	50	39	39	45.2	42	1.2	3	达标	达标
3	农村居民点 4	44	39	44	39	60	50	39	39	45.2	42	1.2	3	达标	达标

由表 5.3-6 可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间满足《工业企

业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。声环境保护目标处噪声贡献值、预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准。

综上，拟建工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.4 退役期声环境影响分析

油气井进入退役期时，噪声源主要源自井场设备拆卸，噪声源均为暂时性的，待拆除结束后噪声影响也随之消失。退役期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.5 声环境影响评价自查表

项目声环境影响评价自查见表 5.3-7。

表 5.3-7 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>			
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于200m		小于200m <input type="checkbox"/>			
评价因子	评价因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大A声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>			
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>		
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>			
	现状评价	达标百分比		100%					
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>			
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>			其他 <input type="checkbox"/>				
	预测范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/>		大于200 m <input type="checkbox"/>		小于200 m <input type="checkbox"/>			
	预测因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大A声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>			
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>				
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/>		固定位置监测 <input type="checkbox"/>		自动监测 <input type="checkbox"/>		手动监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：(Ld、Ln)		监测点位数（4）		无监测 <input type="checkbox"/>			
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>			不可行 <input type="checkbox"/>				

工作内容	自查项目
注“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。	

5.3.6 声环境影响评价小结

综上所述，本工程开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，安排好施工时序，不会对周边居民点产生大的影响。运营期，井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求，声环境保护目标处噪声贡献值、预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类标准。退役期噪声源为暂时性的，待拆除结束后噪声影响也随之消失。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 施工期水环境影响分析

根据工程分析，施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂废水、管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

（1）钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD等。废水中的pH值高，多在8.5~9.0之间；悬浮物含量多在2000~2500mg/L之间，COD多在3000~4000mg/L之间，石油类多在60~70mg/L之间。

本项目新钻32口井，总进尺4.91万m，钻井废水产生量为10063.35m³。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

（2）酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。本工程新钻32口单井，产生的酸化压裂废水约为2880m³。酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至排二联合站处理。

(3) 生活污水

根据工程分析，本项目施工期间生活污水产生量约为 576m^3 。本项目施工现场不设施工营地，施工人员居住在甘家湖牧场生活管理区，施工区设置移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至排二联合站污水处理系统处理，不会对区内水环境产生影响。

(4) 管道试压废水

本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地洒水降尘。产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本项目管线长约为 4.4km ，产生试压废水约为 133.75m^3 ，主要污染物为 SS。

5.4.3 运营期水环境影响分析

5.4.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 采出水

采出水随油水混合物输送至排二联合站污水处理设施处理出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，回注地层，不外排。

另外，根据调查及春光油田联合站采出水处理站的实际回注情况，采出水回注于油藏层沙湾组，回注地层深度在 $1000\text{m}\sim 2000\text{m}$ 。而春光油田所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水和承压水，第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在 200m 以内。故回注层深度深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，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。回注层上覆塔西河组，岩性以泥岩为主，夹粒度较细的粉砂岩、泥质粉砂岩，上部以灰黄色泥质岩为主，下部为一套以棕红色泥岩为主的氧化环境下的沉积产物，全区稳定分布，可作为回注层直接封盖层，确保回注污水不破坏油田工业及生活淡水水源（取水层段为第四系含水层，水位埋深 $20\text{m}\sim 200\text{m}$ ）。

故正常运行时不会对地下水环境造成影响。

(2) 集输管道对地下水影响分析

本项目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。

(3) 生活污水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

综上，正常情况下，本项目采出水经处理达标后回注地层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及承压水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；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，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.4.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

单井集输管线生产过程中，管道中存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现为单井输油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对区域地下水体均可能产生污染的风险。

本项目对地下水产生污染的途径主要为渗透污染。管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。

通常单井集输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。

本项目非正常状况下，管线与法兰连接处破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

(1) 预测情景

根据区域水文地质条件，项目范围内地下水为第四系潜水含水层。当发生泄漏时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。考虑最不利情况，埋地管道小量持续泄漏后一般不易及时发现泄漏状况，可设定为持续泄漏。按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。地下水环境影响预测范围与调查评价范围一致，为井场下游 800m，两侧各 400m，上游 400m 区域。预测层位以潜水含水层为主。地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 100d、1000d、3650d。

(2) 预测方法

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级，采用解析模型预测污染物在含水层中的扩散。

(3) 预测因子及源强

石油类因子是原油污染检测项目中的特征项目。因此，本次以石油类作为预测因子。

由于石油类在水中的溶解度一般为 5~15mg/L，因此采出液中的石油类多以悬浮态存在，悬浮态石油类不能有效参与地下水污染物运移，因此本次取石油类在水中最大溶解度做为原油的初始浓度，即 15mg/L。

因《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中没有石油类指标，参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准，石油类污染物浓度标准为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。

(4) 预测模型

项目区的地下水主要是从西南向东北方向流动，因此污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

$erfc()$ —余误差函数。

(5) 预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。模型中所需参数及来源见表 5.4-1。

表 5.4-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.08m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，渗透系数取 10m/d，水力坡度取 2‰， n 取 0.25。
2	D_L	纵向弥散系数	0.48m ² /d	$D_L=aLu$ ， aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	10%	区域有效孔隙度取 0.21。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	原油中石油类浓度较大，但由于石油类在水中的溶解度一般为 18mg/L，因此原油水中的石油类多以悬浮态存在，悬浮态石油类不能有效参与地下水污染物运移，因此本次取石油类在水中最大溶解度做为原油的初始浓度，即 18mg/L。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-2，5.4-3，图 5.4-1。

表 5.4-2 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
0	15	0	15	0	15
10	8.915339	10	14.96695	10	15
20	2.552088	20	14.86652	20	15
30	0.3026869	30	14.62914	30	14.99999
40	0.01386763	40	14.15854	40	14.99996
50	0.0002372	50	13.35228	50	14.99991
60	1.487341E-06	60	12.14037	60	14.99979
70	3.426474E-09	70	10.5285	70	14.99952
80	1.624534E-12	80	8.621589	80	14.99897

环境影响预测与评价

90	8.326673E-16	90	6.607968	90	14.99787
100	0	100	4.705579	100	14.99576
110	0	110	3.094826	110	14.99188
120	0	120	1.871035	120	14.98497
130	0	130	1.035933	130	14.97461
140	0	140	0.5338827	140	14.95548
150	0	150	0.245624	150	14.92444
160	0	160	0.1028792	160	14.87575
170	0	170	0.03933276	170	14.80103
180	0	180	0.009367171	180	14.69486
190	0	190	0.002887267	190	14.55196
200	0	200	0.000806641	200	14.3484
210	0	210	0.000204121	210	13.75521
220	0	220	4.675772E-05	220	13.32105
230	0	230	9.690928E-06	230	12.78811
240	0	240	1.81652E-06	240	12.15229
250	0	250	3.07837E-07	250	11.41501
260	0	260	4.714885E-08	260	10.58407
270	0	270	6.524885E-09	270	9.673879
280	0	280	8.156842E-10	280	8.704852
290	0	290	9.2093E-11	290	7.702147
300	0	300	1.013439E-11	300	6.693714
310	0	310	9.250933E-13	310	5.707992
320	0	320	7.660539E-14	320	4.771512
330	0	330	5.828671E-15	330	3.906788
340	0	340	0	340	3.130737
350	0	350	0	350	2.453815
360	0	360	0	360	1.879933
370	0	370	0	370	1.407062
380	0	380	0	380	1.02836
390	0	390	0	390	0.7335869
400	0	400	0	400	0.5105832
410	0	410	0	410	0.3466106
420	0	420	0	420	0.2294276
430	0	430	0	430	0.1480336
440	0	440	0	440	0.09308515
450	0	450	0	450	0.05703112
460	0	460	0	460	0.03403848
470	0	470	0	470	0.01978697
480	0	480	0	480	0.01120137
490	0	490	0	490	0.006174246
500	0	500	0	500	0.003313309

表 5.4-3 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	28	34	无
	1000d	141	161	无
	3650d	401	482	无

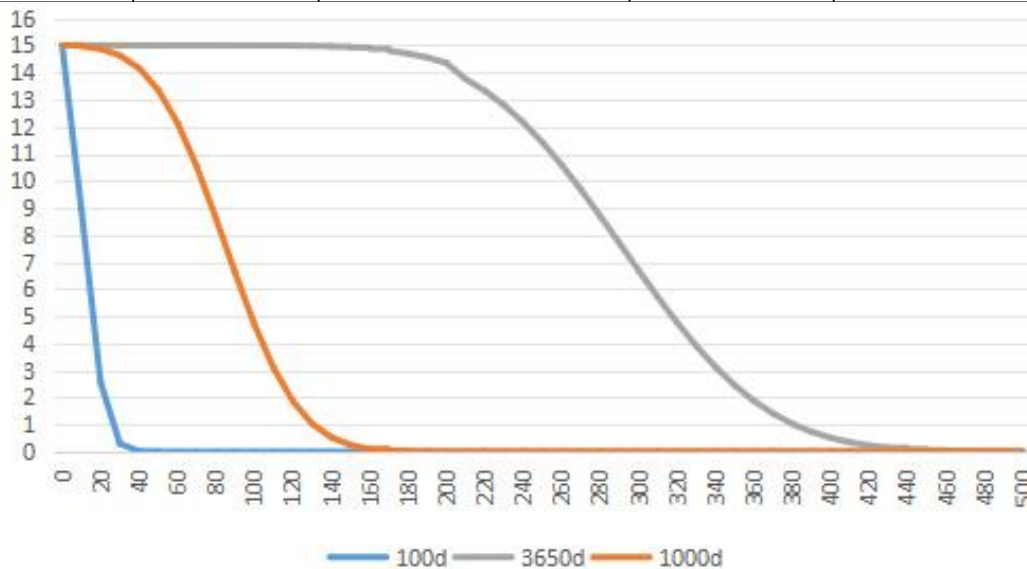


图 5.4.2 发生短时泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。持续泄漏 100d 时，石油类预测浓度超标距离 28m，影响距离 34m；持续泄漏 1000d 时，石油类预测浓度超标距离 141m，影响距离 161m；持续泄漏 3650d 时，石油类预测浓度超标距离 401m，影响距离 482m，同时影响范围内无居民饮用水井等敏感点，说明本项目在发现泄漏状况时下渗的油品短时间内会对该地区地下水产生影响。故管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.4 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活

污水依排二联合站污水处理设施处理，不外排，对环境影响较小。退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。

5.4.5 小结

施工期产生的废水主要是钻井废水、酸化压裂废水、生活污水及管线试压废水。钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至排二联合站处理。本工程施工现场不设施工营地，施工人员居住在甘家湖牧场生活管理区，现场无生活污水产生。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

本项目运营期的采出水随油水混合物输送排二联合站污水处理设施处理出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，回注地层，不外排。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至排二联合站处理，处理后的井下作业废液均不外排。

本项目管线运营期不产生废水，正常情况下，本项目集输管线是全封闭系统，管线采取严格的防腐防渗措施，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。非正常状况下，管线与阀门连接处破损，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，落实相关保护措施后，该项目对水环境的影响是可以接受的。

5.5 土壤环境影响分析

5.5.1 施工期土壤环境影响分析

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

(1) 人为扰动对土壤的影响

油气田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是钻井、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（2）钻井作业对土壤环境的影响

本工程施工期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田施工期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

①钻井作业对土壤环境的影响

本工程部署井 32 口井，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

②固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，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；钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

（3）地面工程施工对土壤环境的影响

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

本工程管道工程施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存

在这种影响。

(4) 水土流失影响分析

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

5.5.2 运营期土壤环境影响分析

5.5.2.1 土壤影响分析

本项目为采油工程，土壤污染以管道等泄漏垂直入渗为主，属于污染影响型，不涉及大气沉降和地面漫流。本工程土壤环境影响类型与影响途径表见表 5.5-1。本工程土壤环境影响源及影响因子识别表见表 5.5-2。

表 5.5-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 5.5-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
集输管线	垂直入渗	石油类	事故工况

本工程对土壤环境可能产生的影响主要为管线泄露垂直入渗造成的土壤污染。故将本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。

5.5.2.2 垂直入渗影响预测与评价

本工程采用密闭集输的生产方式，运营期正常工况下，集输管线不会造成土壤环境污染。

采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 一维非饱和溶质运移模型进行预测，该方法适用于某种污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。

(1) 一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：

c ——污染物介质中的浓度，mg/L

D ——弥散系数， m^2/d ；

q ——渗流速率， m/d ；

z ——沿 z 轴的距离， m ；

t ——时间变量， d ；

θ ——土壤含水率，%。

(2) 初始条件

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

(3) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

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

②非连续点源：

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

(4) 模型概化

①边界条件

模型上边界概化为稳定的污染物定水头补给边界，下边界为自由排泄边界。

②土壤概化

根据土壤理化性质调查结果，场地土壤主要为壤土。

土壤相关参数见表。

表 5.5-3 项目区土壤参数表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度 (%)	土壤含水 率(%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重 (g/cm ³)
壤土	2	0.943	33.1	20	0.1	1.8

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取集输管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中，采出液中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.5-4 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	750000	连续

(5) 预测结果

集输管道泄漏石油烃在不同水平年沿土壤迁移模拟结果如图所示，石油烃在土壤不同深度浓度随时间变化模拟结果如图所示。

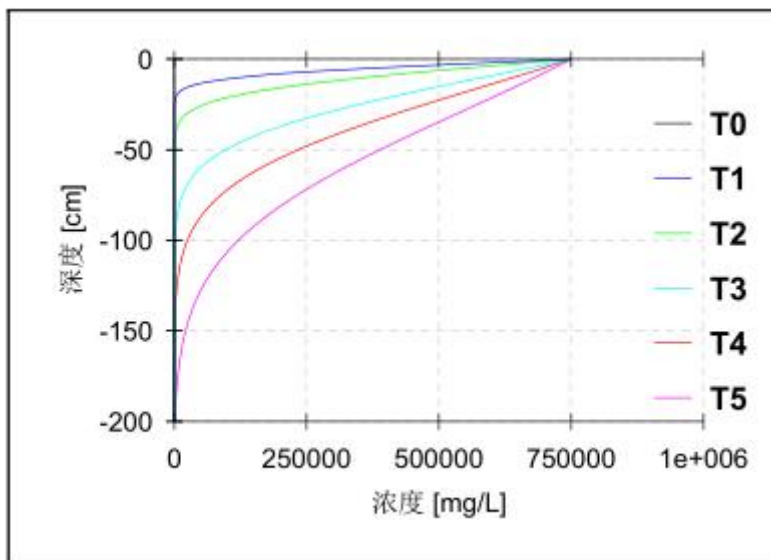


图 5.5-1 石油烃在不同水平年浓度-深度图



图 5.5-2 石油烃在不同深度时间-浓度图

图 5.5-1 展示的是泄漏 100 天 (T1)、1 年 (T2)、5 年 (T3)、10 年 (T4)、20 年 (T5) 的计算结果, 随着时间增加, 污染物入渗深度越深。

图 5.5-2 展示的是深度 20cm (N1)、50cm (N2)、100cm (N3)、150cm (N4) 位置处, 土壤中污染物浓度随时间变化曲线, 随着深度增加污染物浓度降低。

预测结果可知, 壤土渗透能力弱, 污染物下渗缓慢, 泄漏 100 天污染深度约 20cm, 10 年污染深度约 140cm, 持续泄漏 20 年, 2m 厚壤土全部污染。

根据调查可知, 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, 石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性, 影响土壤养分的释放, 降低土壤动物及微生物的活性, 使土壤的综合肥力下降, 最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

5.5.3 退役期土壤环境影响分析

油气井进入退役期时, 废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场, 不得遗留在场地内影响土壤环境质量。自然植被区域自然恢复。

5.5.4 土壤环境影响分析小结

本工程施工期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。运营期正常状况下无土壤污染途径, 不会对周围土壤产生影响。非

正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏原油渗入土壤中，对土壤造成污染。因此项目区在未来的建设中必须要做好集输管线的防渗检漏措施。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.5-4。

表 5.5-4 土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(7.96) hm ²				永久占地 6.24hm ² ，临时占地 1.72hm ²
	敏感目标信息	敏感目标 (/)、方位(工程占地范围内及周边)、距离 (/)				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 (/)				
	全部污染物	耗氧量、氨氮、石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
	评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	颜色、结构、质地、砂砾含量、其他异物、pH值、土壤容重、孔隙度、饱和导水率、阳离子交换量、氧化还原电位				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	20cm	
	柱状样点数	5	/	0~0.5m, 5~1.5m, 1.5~3m		
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求 46项、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)基本项目 8项和 pH、石油烃				
现状	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他)				

环境影响预测与评价

评价	现状评价结论	满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求、井场内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1 第二类用地筛选值标准要求、土壤中除镍和砷外，各项监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准要求		
影响预测	预测因子	石油烃		
	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他（）		
	预测分析内容	影响范围（管线两侧 200m 内）影响程度（小）		
	预测结论	达标结论：a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>		
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（）		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
	4	六价铬、镉、镍、铅、铜、锌、砷、汞、石油烃	每 3 年 1 次	
	信息公开指标	污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息。		
	评价结论	本工程对土壤影响呈块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本工程对土壤的环境影响主要体现在施工期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。运营期一般影响较小。		
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。				

5.6 固体废物影响分析

5.6.1 施工期固体废物影响

本项目施工期产生的固体废物主要包括钻井固体废物、含油废物、施工土方、施工废料和生活垃圾。

（1）钻井固体废物

根据目前中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井

液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；油基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配制，油基泥浆废弃物使用药剂搅拌固化工艺进行减量化收集或现场使用随钻设备进行减量化收集，废油基泥浆罐拉至持有危险废物经营许可证处置单位进行处理。

(2) 生活垃圾

本工程施工现场不设施工营地，施工人员居住在甘家湖牧场生活管理区，现场生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至乌苏市生活垃圾填埋场处置。

(3) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约 0.2t/km，本项目新建集输管线长度约 4.4km，产生的施工废料约为 0.88t，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由施工单位负责拉运处置。

(4) 废 HDPE 防渗材料

磺化泥浆岩屑储存区底部均铺设 HDPE 防渗膜，单块防渗布重约 250kg (12m*12m)，每口井铺设用 4 块，则本工程 32 口井钻井过程共产生废弃防渗布约 20t，其中磺化泥浆岩屑储存区产生的 HDPE 废防渗膜最大产生量约 10t/a，油基泥浆岩屑专用方罐区底部产生的 HDPE 废防渗膜最大产生量约 10/a。本工程钻井期磺化泥浆岩屑储存区产生的 HDPE 废防渗膜为一般工业固废，集中收集运至周边工业固废填埋场处理。

(7) 土石方

本工程部署 32 口井，新建 4.4km 管线。施工挖填方主要表现在管线工程中管沟开挖及回填。施工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。

施工期固体废物处置措施得当，在加强管理的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.6.2 运营期固体废物影响

本项目运营期产生的危险废物主要有油泥砂、井下作业废液、落地油、清管废渣和废防渗材料等。

5.6.2.1 危险废物产生种类及数量

本项目运营期产生的危险废物主要有油泥砂、清管废渣和废防渗材料等。

(1) 油泥砂

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 07 石油和天然气开采业行业系数手册（续 35）中产污系数核算含油污泥产生量，32 口井投产后平均年产油 $1.83 \times 10^4 \text{t}$ ，计算含油污泥最大产生量为 166.09t/a。含油污泥属于危险废物（071-001-08），委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置。

(2) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2-4 年清管 1 次。根据类比调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目新建单井集输管线 4.4km，每次废渣量约 0.005t（5.06kg）。清管废渣的主要成分为 SS 和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物 HW08（废物代码：900-249-08），间歇产生，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置。

(3) 废防渗膜

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本项目 1 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，井下作业频次为 2 年/次，则本项目 32 口井产生废弃防渗材料最大量约 8t/a。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号），沾油废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的

含油防渗布集持有相应危险废物经营许可证单位进行无害化处理中收集，交由新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.6-1。

表 5.6-1 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	油泥(砂)	HW08	071-001-08	166.09	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	间歇	T, I	集中收集，委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.005	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T, I	
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	8	井场	固体	石油类	石油类	间歇	毒性 T 易燃性 I	

5.6.2.2 危险废物环境影响分析

①危废收集过程影响分析

本项目产生的危废按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求收集的情况下，对环境的影响很小。

②危废运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

综上，本项目产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求进行运输、处置，对环境的影响很小。

5.6.3 退役期固体废物影响分析

本项目退役期，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

5.6.3 小结

根据目前中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等。

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分可回收利用部分由施工单位负责拉运处置。本工程钻井期磺化泥浆岩屑储存区产生的 HDPE 废防渗膜为一般工业固废，集中收集运至周边工业固废填埋场处理。油基泥浆废弃物使用药剂搅拌固化工艺进行减量化收集或现场使用随钻设备进行减量化收集，废油基泥浆罐拉至持有危险废物经营许可证处置单位进行处理

本项目运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料，委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置。

本项目对施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 生态环境影响减缓措施

6.1.1.1 井场施工的生态保护措施

(1) 井场区域主要占地类型为耕地和草地等，施工过程中须严格控制井场占地面积，使单井临时占地面积不大于 $45 \times 30 \text{m}^2$ ，减少扰动面积，减少对荒漠植被影响。

(2) 钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》(DB65/T3999-2017) 要求。采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等。

(3) 施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，减少对荒漠植被的碾压破坏，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

(4) 施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 6.1-1。

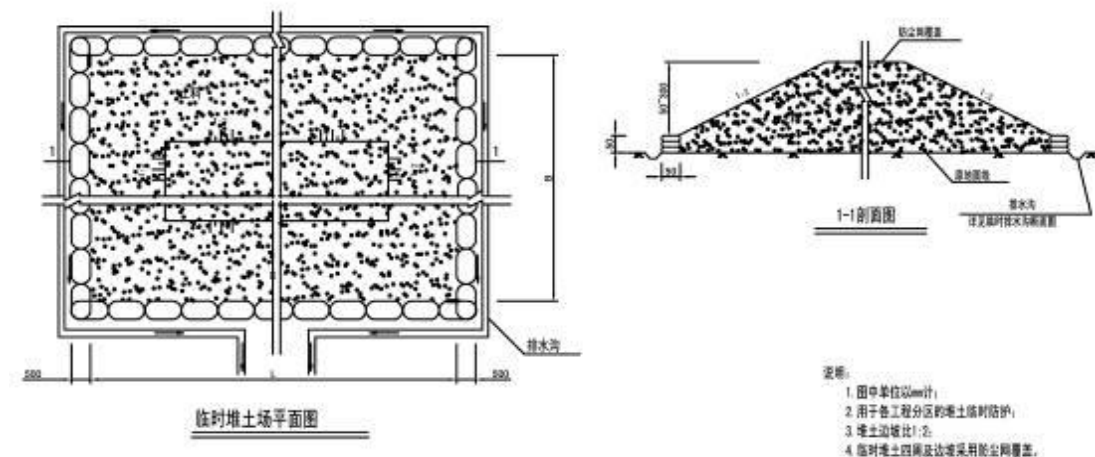


图 6.1-1 临时堆土场防护工程平面布置图

(5) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

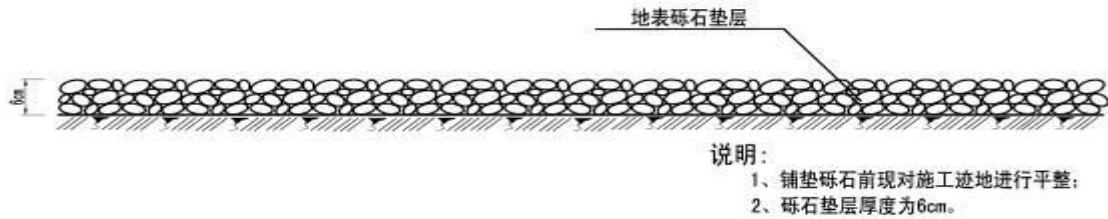


图 6.1-2 井场砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 管线施工的生态保护措施

(1) 管线选线尽量避让植被较多的区域，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。严格控制管线临时占地面积，管线施工临时占地一般区域作业带宽度不得超过6m。

(2) 在植被茂密的区域施工时，可采取人工开挖管沟，尽量减少对周围植被的破坏。

(3) 本项目占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

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

(6) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整，使占地造成的影响逐步自然恢复。

(7) 在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围。

6.1.1.2 对野生动植物的生态保护措施

(1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

(2) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(3) 管线施工范围作业带宽度不得超过 6m。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，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。

(4) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(5) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

6.1.1.3 水土流失防治措施

根据工程建设特点和区域自然条件，因地制宜、有针对性的提出适宜的水土流失防治措施，主要包括工程措施、临时措施两部分。

(1) 工程措施：管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲土机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土地再塑，而且要稳坡固表，防止水土流失。

(2) 临时措施：施工机械在不得在临时占地以外的区域行驶和作业，保持地表不被扰动；在管沟施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；项目所在区域具有降水量少、蒸发量较大的特点，管沟施工过程中，定期对区域进行洒水抑尘，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。

6.1.1.4 防沙治沙措施

本项目位于荒漠区，在不采取任何保护措施的情况下，工程的实施会加重区域土地沙化，因此在防沙、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) 严禁在非施工地段随意踩踏、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) 项目所在区域多为其他草地，沙地，盐碱地。为保护土地资源，在施工前，对站场、管线所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

(3) 植物措施：本项目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，全部避让本项目区域涉及的保护植物，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；植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；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) 针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

本项目需严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。

本项目防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，避免区域土地沙化。

6.1.1.5 其他生态保护措施要求

(1) 施工期进场道路严格按照道路宽度施工，并充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

(2) 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。

(3) 工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

(4) 加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的生态保护措施是可行的。

6.1.2 施工期大气污染防治措施

6.1.2.1 钻井过程大气污染防治措施

(1) 钻井期间优先使用网电，将柴油机作为备用。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、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，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

(2) 钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

(3) 钻井期间，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

(4) 井场内严禁燃烧可能产生浓重烟雾或刺鼻臭味的材料。

(5) 井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

(6) 钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故。

6.1.2.2 地面施工大气污染防治措施

- (1) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率。
- (2) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。
- (3) 合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。
- (4) 合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。
- (5) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。
- (6) 加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。
- (7) 加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

6.1.2.3 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

以上的大气污染防治措施可使本项目建设对环境空气影响减少，是可行和有效的。

6.1.3 施工期噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(1) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

(2) 施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

综上所述，采取的噪声防治措施是可行的。

6.1.4 施工期废水污染防治措施

(1) 钻井废水

①钻井过程采用无毒无害的水基钻井液。

②钻井废水在井场固液分离，去向分两部分，溢流上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，不外排。

③钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

(2) 废酸化压裂液

压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。压裂液配置应防止洒漏，剩余压裂液应回收利用，不得随意排放；压裂车出口与井口采用高压密闭连接，施工中做到密闭作业，密闭施工。

压裂返排液应优先在井场内进行循环利用，井下作业结束后，无法利用的废压裂返排液安排罐车运至现有排二联合站处理。

(3) 试压废水

本项目管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，由于项目管道较为分散，局部废水产生较少，水质相对简单，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。通过分批次合理安排试压废水进就近的作业废水处理站处理时序，可实现试压废水有效处理。因此，本项目管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

(4) 地下水污染防治措施

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井工程基础区域、放喷池、应急池、油罐区、危险废物临时贮存间等划分为重点污染防治区，泥饼暂存池、泥浆泵区为一般防渗区，采取相应的防渗措施，其余区域划分为简单防渗区，可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.1-1。

表 6.1-1 分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井工程基础区域、放喷池、应急池、柴油罐区、危险废物暂存间、泥浆随钻不落地处理系统	重点防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$
泥饼暂存池、泥浆泵区	一般防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$
井场其他区域	简单防渗	地面硬化处置

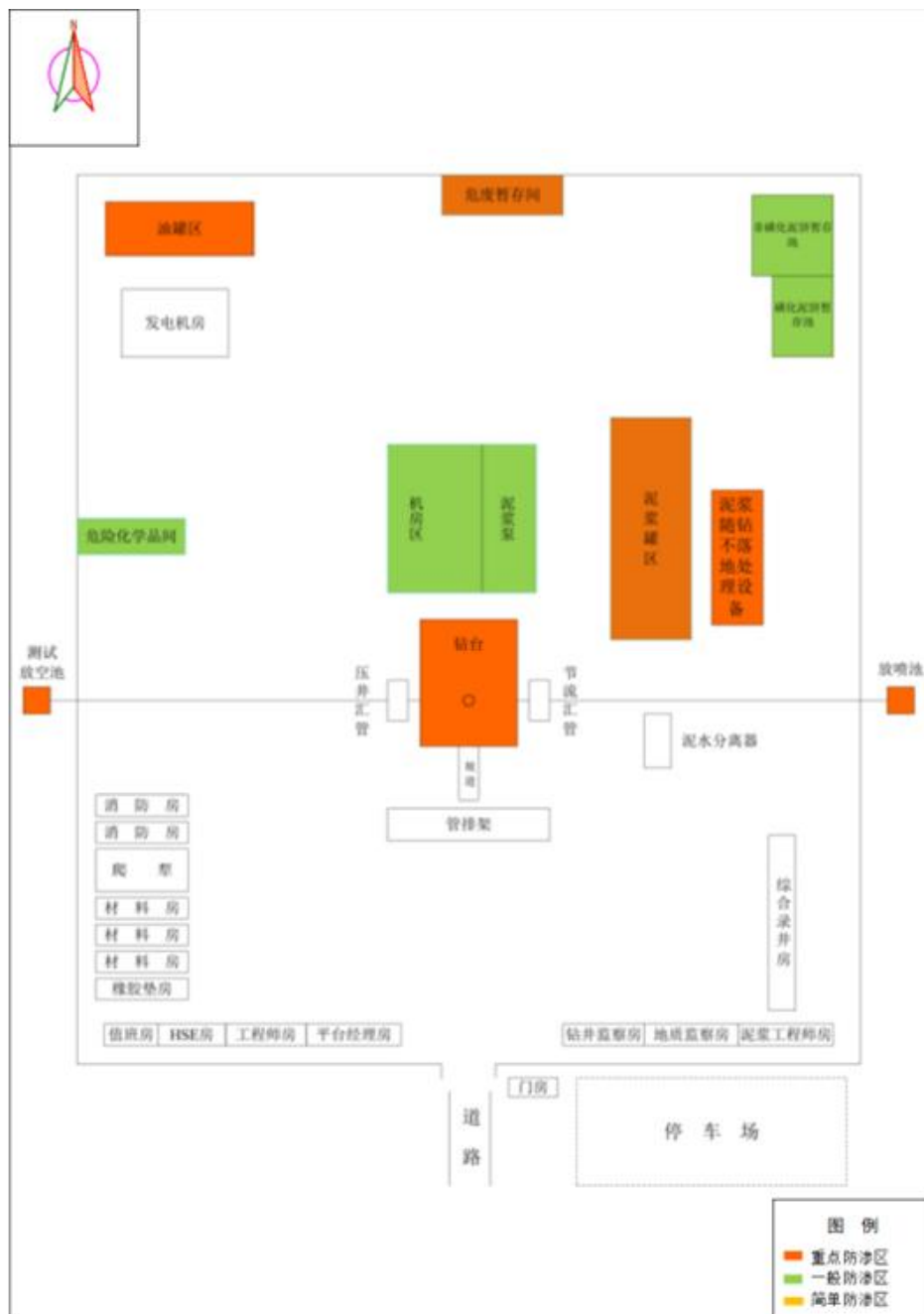


图 6.1-1 钻井期井场分区防渗图

(5) 其他保护措施

①施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管

理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废油，防止废油落地，污染土壤和地下水；施工时所产生的废油等物严禁倾倒或抛入水体，不得在奎屯河附近清洗施工器具、机械等。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。

②施工场地应设置临时沉砂池，设备及车辆冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，不外排。禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体。

③严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

④油气井的设计、建造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.1.5 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）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；在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。

（5）施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

（6）工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地进行平整。

采取上述措施后可有效减缓土壤环境影响，措施可行。

6.1.6 施工期固体废物污染防治措施

(1) 钻井废弃物处理

根据目前中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率 $<0.45\%$)后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

新疆采油厂加强监管，每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口都要进行监测，3次/井次(转磺前1次、转磺后2次)。监测项目为：含油率、含水率、pH值、COD。同时油田服务管理中心建立随钻泥饼综合利用台账，钻井泥浆经处理后其泥饼达到相应指标要求后，用于铺垫井场和井场道路。

从近年新疆采油厂随钻不落地处理工艺末端排放口监测报告可知，钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T3997-2017)标准中相应指标要求。

综上所述，钻井废弃物影响集中在井场内，基本对外环境没有造成污染。

(2) 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，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。

(3) 其他防治措施

①施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由施工单位负责拉运处置。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

②本工程施工现场不设施工营地，施工人员居住在甘家湖牧场生活管理区，现场生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至乌苏市生活垃圾填埋场处置。

综上，本项目采取的固废污染防治措施可行。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本项目的建设，中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

(3) 生态修复方案

本项目临时占地类型主要为耕地、草地和未利用地，管线施工完毕后可进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.2.2 运营期废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染防治措施：

(1) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，井场、站场非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(3) 井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

(4) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

(5) 按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄露、收集处理等控制措施。

采取上述措施后可有效减缓环境空气环境影响，措施可行。

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

(1) 对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.2.4 运营期废水污染防治措施

6.2.4.1 生产废水

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

采出水随油气混合物输送至排二联合站污水处理设施处理出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，回注地层，不外排。

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至排二联合站，处理后的井下作业废液均不外排。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

6.2.4.2 管道的防护措施

(1) 集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013) 设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

6.2.4.3 井场的防渗措施

为有效避免井场在运营过程中地下水受到污染，因此本项目按照《石油化工工程防渗技术规范(GB/T50934-2013)》中的要求进行分区防渗：

(1) 分区原则

——非污染防治区主要指没有污染物泄漏的区域或部位，不会对地下水环境造成污染。如石油化工企业的管理区、集中控制室等辅助区域，装置区以外的系统管廊区(除集中阀门区外)等。

——一般污染防治区主要指地面、明沟、雨水监控池、事故水池等区域或部位。架空设备、管道发生泄漏后，首先落在地面上，很容易发现和处理且处理时间较短；明沟、雨水监控池、事故水池中的水在沟或池中停留时间较短，且容易得到及时处理。因此，在这些区域或部位只需采取一般防渗措施。

——重点污染防治区主要指地下管道、地下容器、储罐及设备、(半)地下污水池、油品储罐的环墙式罐基础等区域或部位。这些设备和设施发生物料和污染物泄漏很难发现和处理，如处理不及时会对地下水造成污染，因此，在这些区域或部位需采取重点防渗措施。

(2) 防渗要求

——非污染防治区一般不采取防渗措施，因此，污染防治区为了防治污染物漫流到非污染防治区，需采取有效措施，如设置一定高度的围堰，边沟等。

——一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；

——重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；

——地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯(HDPE)膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

——当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

——混凝土防渗层可采用抗渗钢纤维混凝土、抗渗合成纤维混凝土、抗渗钢筋混凝土和抗渗素混凝土。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中规定，本项目地下水污染防渗区分区判定情况见表 6.2-1。

本工程污染物类型主要为石油类，属于“持久性有机污染物”，工程所在区域岩性为含砾细砂，防污性能属弱。发生污染主要为拉油储罐采出液的泄露，容易发现。

表 6.2-1 井场地下水污染防渗区分区判定情况表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求	本工程防渗分区
重点防渗区	强	难	重金属，持久性有机污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行	无
	中-强	难			
	弱	易			
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行	井场
	中-强	难	重金属，持久性有机污染物		
	中	易			
	强	易			
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化	其余区域

(1) 井场防渗措施

在井场占地范围内，根据上表判定情况，将工程划分为一般防渗区和简单防渗区，具体划分方案如下：

表 6.2-2 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	井口装置区	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录。

(2) 管线刺漏防渗措施

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。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。液体管线为明线铺设，要求井场值班人员定期巡查管线的跑冒滴漏情况。

一旦管道发生泄漏事故，井场设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，立即关闭阀门。

6.2.5 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区、阀组站，防止采出液泄露；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，建议在井场占地范围内和占地范围外分别设1个表层样，在占地范围内设1个柱状样，每三年监测1次。

综上所述，采取的土壤环境保护措施是可行的。

6.2.6 运营期固体废物污染防治措施

6.2.6.1 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期产生危险废物包括：含油污泥、清管废渣、废防渗材料等，委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司进行处置。

本项目运营期产生的危险废物按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第23号）中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。一般工业固体废物按照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》中相关管理要求落实。

具体管理要求如下：

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到100%。

（2）危险废物的管理主要要求如下：

① 含油污泥、清管废渣等危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方环保部门的环保规定。

② 主要管理职责

——含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常管理工作；

——含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点，负责与含油污泥处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③ 监督管理

——危险废物产生和处置单位应制定危险废物管理计划和管理台账，并通过国家危险废物信息管理系统（含省级自建系统）向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

——执行危险废物转移联单制度，填写危险废物的收集记录、转运记录表，明确转移危险废物的种类、重量（数量）和流向等信息，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

——含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017），明确泥土去向，满足生态环境主管部门要求，不准随意抛弃、堆放。

——含油污泥产生和处置单位制定相关应急预案，报塔城地区生态环境局乌苏市分局和公司安全环保处备案。

——危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送塔城地区生态环境局及公司安全环保处备案。

——公司安全环保处会同相关部门不定期检查危险废物收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

——落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置

——禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

④ 贮存、运输、处置主要管理规定

——确定接受委托的利用处置单位。委托他人利用、处置的，应当按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》第三十七条要求，选择有资格、有能力的利用处置单位。

——危险废物贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》危险废物标志牌式样设置明显标志。

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

——固体废物（危险废物）贮存场所必须按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的相关要求分区和防渗。

——危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时，交接数量必须与生态环境主管部门批准的转移量相符。

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

a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的

橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-4 所示；

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-5 所示。

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

危险特性	警示图形
腐蚀性	
毒性	
易燃性	
反应性	

图 6.3-1 危险废物类别标识示意图

危险废物		
废物名称：	危险特性	
废物类别：		
废物代码：		废物形态：
主要成分：		
有害成分：		
注意事项：		
数字识别码：		
产生/收集单位：		
联系人和联系方式：		
产生日期：	废物重量：	
备注：		

图 6.3-2 危险废物相关信息标签

6.2.6.2 固体废物处置措施可行性分析

(1)危险废物贮存及运输

本工程产生的危险废物运输过程由新疆锦恒利废矿物油处置有限公司进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(2)危险废物委托处置环境影响分析

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程落地油、废防渗材料全部委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司进行处置，新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前新疆锦恒利废矿物油处置有限公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 3 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本工程危险废物委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司接收处置可行。

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（气）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。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 井场处置环保要求

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运委托周边有资质工业固废填埋场合规处置，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

②《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(2) 管线处置环保要求

①退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。

②工程施工结束后，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，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。

综上所述，采取的固废及土壤污染防治措施是可行的。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

(1) 生态保护措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日）和《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017），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，以防止对地下水的影响。

闭井期的井场、管线等相关构筑物处置措施应按照《废弃井封井处置规范》（Q/SH 0653-2015）要求进行处置，并采取以下生态保护措施：

①井场处置措施

拆除相关设备、围墙，疏松已夯实和硬化的地面，清理场地及各种污染物，对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理，对于危险

废物委托油危险废物处理资质单位进行无害化处理，根据井场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复，使废弃井场所在地貌与区域相协调。

废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

保留各类绿化工程、生态保护措施，使开发区域生态环境功能不变；

②废弃管线处置措施

对于废弃地下集油管线主要采取进行清管处理；清管废水排至排二联合站进行处理，不外排。

(2) 生态恢复措施

根据项目占用土地类型和土地面积，对井场占地进行生态恢复。生态恢复的具体要求：根据立地条件和因地制宜原则，在生态恢复过程中，应考虑其原有土地功能，对生态环境进行恢复和重建。

①土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油烃（C₁₀-C₄₀）含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中总石油烃（C₁₀-C₄₀）含量高于所在区域土壤背景值，应对所在区域土壤进行专门恢复措施。

②恢复措施

生态恢复可选择当地耐盐植物等，恢复可由建设单位出资，交由专业机构进行植被恢复。

本报告中闭井期封井作业、生态保护措施和生态恢复措施均按照相关要求和指南进行整理，待将来工程实施时，由建设单位按照工程实际发生情况进行相应调整。

6.4 环境经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效

益、经济效益、环境效益的三统一。

项目总投资 4186.93 万元，项目税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本项目可取得较好的经济效益。

6.4.1 环保投资分析

工在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 832 万元，环境保护投资占总投资的 1.99%。具体环保投资估算见表 6.4-1。

表 6.4-1 环保投资估算

类别		污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工期	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料遮盖	/	64
	运营期	无组织排放	密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。	厂界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³	5
噪声	施工期	施工噪声	合理安排施工现场，采用低噪音、低振动的设备，合理安排施工时间，加强施工机械保养维护	减少施工噪声对周围声环境的影响	80
	运营期	井场设备噪声	采用低噪声设备，加装基础减振，合理布置高噪声机械设备		80
固体废物	施工期	钻井泥浆、岩屑	采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等	妥善处理	288
		施工废料	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由施工单位负责拉运处置。	妥善处理	8
		废防渗材料	定期由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。	妥善处理	64
	运营期	废防渗材料	委托有危险废物处置资质的单位回收处理	妥善处理	32
		清管废渣			64
		油泥砂			64
生态恢复	施工期	占地	施工迹地平整清理、永久占地硬化	/	160
	运营期	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时	施工结束后场	48

环境保护措施及其可行性

			占地地貌恢复、草地恢复	地平整	
			防沙治沙和水土保持措施	防止水土流失	纳入水土保护方案投资中
			占地恢复原有自然状况	/	128
废水	施工期	钻井废水	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。	施工污水不外排	80
		酸化压裂废水	酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至拉运至排二联合站处理。	妥善处理	128
		管道试压水	管道试压采用清洁水，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘	施工废水循环利用	48
	运营期	采出水	依托排二联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层	妥善处理	80
		井下作业废水	井下作业废液水采用专用废水回收罐收集后运至排二联合站，处理后的井下作业废液均不外排。	妥善处理	80
地下水、土壤		管道防腐	管线接头采用氟树脂翻边接头。氟树脂翻边接头和钢塑转换接头的金属部分应采用优质 20 碳素结构钢材质；管接头过流位置需采用氟树脂塑料翻边防腐方式。	防腐性能良好	32
	施工期	分区防渗	重点防渗区：危废间，等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；或参考 GB18598；一般防渗区：井场钻井区域、橡胶件房、材料房、爬犁、固井水泥罐区、修理房、泥浆泵区、泥浆罐区、泥浆备用罐、加重装置、泥浆料台、岩屑池、应急池等，防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$ 黏土层；其他区域简单防渗，一般地面硬化	防渗性能良好	64
	运营期	井口防渗	井场井口等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；或参考《石	防渗性能良好	32

			油化工工程防渗技术规范》 (GB/T50934-2013)；其他区域 简单防渗，一般地面硬化	
环境 风险	地上管道涂刷相应识别色、井场设置可燃气体检测报警仪、 消防器材		风险防范设施 数量按照消防、 安全等相关要 求设置	32
	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急 预案		修改完善，并 定期演练	64
环保投资合计				832

6.4.2 环境效益、社会效益分析

6.4.2.1 环境效益分析

施工期环境效益分析，油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在：

- (1) 项目占地造成的环境损失。
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失。
- (3) 其他环境损失。

项目占地主要为钻井工程、井场建设和集输管道占地、井场道路占地等。

本项目建设对项目区域直接影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对项目区生态环境和地下水环境产生影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.4.2.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力，促进当地经济发展和生态环境保护。

7 环境风险评价

7.1 评价依据

根据 2.5.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果,本项目 $Q=0.0055, Q<1$, 判断项目风险潜势为I, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 相关要求, 本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

7.2 环境敏感目标概况

现场踏勘结果表明, 本项目不占用自然保护区、水源保护区、文物保护单位等, 项目环境风险敏感目标见表 7.3-1。

表 7.3-1 项目环境风险敏感目标一览表

环境要素	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
环境空气	农村居民点 1: 康苏瓦特村北 (4 户约 15 人)	西南	108	居民	15
	农村居民点 2: 康苏瓦特村东北 (6 户约 20 人)	西	110	居民	20
	农村居民点 3: 康苏瓦特村东南 (3 户约 10 人)	西	107	居民	10
	农村居民点 4: 康苏瓦特村南 (3 户约 10 人)	东北	141	居民	10

7.3 环境风险识别

7.3.1 危险物质风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)、《职业性接触毒物危害程度分级》(GBZ230-2010) 中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别, 按照物质危险性, 结合受影响的环境因素, 筛选本项目环境风险评价因子主要为原油。

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-2。

表 7.3-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分, 又称天然汽油。其主要成分是 C_5 至 C_{11+} 烃类的混合物, 并含有少量的大于 C_8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质, 其馏分多在 $20^{\circ}C-200^{\circ}C$ 之间, 挥发性好。

	<p>【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。</p>
<p>危害信息</p>	<p>【燃烧和爆炸危险性】 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。</p> <p>【健康危害】 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。</p>
<p>安全措施</p>	<p>【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。</p> <p>【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。</p> <p>【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</p>
<p>应急处置原则</p>	<p>【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：迅速脱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</p> <p>【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。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p>【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。</p>

7.3.2 生产系统危险性识别

(1) 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，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

(2) 井喷事故风险

井喷为井场常见事故。当地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

(3) 井漏事故风险

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

7.3.3 风险类型识别

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线、储罐等发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

7.4 环境风险分析

7.4.1 井喷事故影响分析

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

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

7.4.2 井漏事故影响分析

本项目井漏事故主要为运营期油水窜层。

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

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

7.4.3 对大气环境的影响分析

原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，释放出的 H_2S 、NMHC 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。由于工程区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

7.4.4 对地下水的环境影响分析

输油管道敷设在地表以下，储罐位于地面，并做了防渗措施，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。输油管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处

理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，一般不会对地下水体环境质量产生大的影响。

7.4.5 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油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，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，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。

运营期管线破裂，应将能回收的原油以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

7.4.6 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接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。本项目区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

7.5 环境风险防范措施及应急预案

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂于 2021 年 12 月修订完成并发布了《中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂春光油田（乌苏境内）突发环境事件应急预案》，并在塔城地区环境保护局进行了备案，备案编号：652923-2020-019-L，定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

7.5.1 井下作业事故风险预防措施

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

(2) 井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

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

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

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

(6) 每一次井下作业施工前，必须对管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

7.5.2 集输事故风险预防及应急措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。

对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(6) 在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(8) 严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

7.5.3 管线安全运行措施

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

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

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

(3) 为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作

物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

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

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

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

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

7.5.4 井喷事故的风险防范措施

本项目主要为原油开发，必须要高度重视安全生产，要积极采取预防井喷发生的措施：

(1) 由于硫化氢气体的特殊性质，作好空气中硫化氢含量的监测，及时得到井喷的预警信息，采取必要手段预防井喷。

(2) 在井场醒目处悬挂一份井场周边环境的地图和表格，列示离开井场不同距离范围内的公路等其他公共设施。

(3) 建立一份紧急电话联系表，其中应包括井场负责人、技术人员或安全管理人员以及上级主管部分应急指挥人和当地管理部门协调人、医院、消防、环境部门的联系电话。

(4) 制定一份详实的可操作的应急预案，包括医疗保健措施、个人保护设备、人员培训要求、监测、警报与人员撤离等一系列工作详细地列出具体要求，以此保证井场作业人员的生命安全，特别应明确井口喷出的 H_2S 浓度计距井口下风向不同距离监测的 H_2S 浓度，来确定井场工作人员的撤离范围。

(5) 应对工作人员普及预防 H_2S 中毒，避免伤亡的个人防护知识，以防止事故发生后的人员伤亡。

(6) 在发生井喷后，可通过火炬对天然气进行燃烧。

(7) 发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得

随意外排，并立即启动重大环境事件环境应急监测预案，在应急监测人员不受 H₂S 危害影响的前提下，对井场周边大气中的 H₂S 及甲烷浓度进行监控，随时掌握扩散分布情况，以指导对井场周边人员的撤离工作已经安全线的划定工作。

(8) 在人员不受 H₂S 危害影响的前提下，组织人员对井喷喷出的采出液进行封堵，可截留至现场事故池内，防止其流入井场周边环境敏感区，尽可能减少其危害和影响，在事件处理过程中，应及时将采出液全部清运至哈一联进行处理。

(9) 由于井喷和处理井喷的过程中（井喷、压井及恢复正常钻井）产生的污水量较多，为确保事故池能储存所产生的污水，应及时对事故池储存的污水进行处理。若废水产生量较大，又无法对污水进行及时处理，可能造成污水池装满而外溢污染环境时，应及时启动备用事故池，防止污染物的扩散。

(10) 事件处理过程中必须持续执行重大环境事件环境应急监测预案，重点对井场周边办公区内的空气中的 H₂S、SO₂、CO₂ 及甲烷浓度进行监控，如果已达到空气质量标准，则可上报相关决策部门下达返回指令，对周边地下水水质进行监测。

(12) 清理井场的各种环境污染物，按分级堆放处理原则进行处置、恢复正常的废水处理工作。

(13) 完成环境应急监测工作报告，对相关环境污染情况尽心评估。

(14) 在相关部分的指导下，对相关环境污染损失情况进行赔偿。

(15) 对井喷的环境污染防治工作进行总结。

(16) 日常工作中严格遵守钻井的安全规定，在井口安装有效的井控装置，杜绝井喷的发生；随时观察、定期记录，及时发现溢流、井漏，并根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结，井控作业中的一些错误做法，应尽量避免，杜绝井喷的发生；井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，安装探照灯，以备井喷时钻台照明；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；制订应急操作规程，在规程中说明发生井喷事故时应采取的操作步骤；井场设置事故池，按照最大可能性设计，降低环境风险。

井喷及井喷失控事故一旦发生，特别是含 H₂S 气井的井喷及失控，不仅将会造成巨大的经济损失，而且将会造成较严重的环境污染和危害及一定的社会负

面影响。如何尽可能减轻井喷及井喷失控事故所带来的环境污染和危害，认真贯彻集团公司《石油与天然气钻井井控规定》是十分重要的，特别应按要求执行在发生井喷事故后的抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

7.5.5 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

- ①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。
- ②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。
- ③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。
- ④转移危险废物的，应当通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染环境防治信息。
- ⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；
- ⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。
- ⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。
- ⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。
- ⑨发生危险废物突发环境事件时，应当立即采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害，并按相关规定向事故发生地有关部门报告，接受调查处理。

7.5.6 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

(2) 加强各级干部、职工风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

7.5.7 环境风险应急预案

中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂于 2021 年 12 月修订完成并发布了《中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂春光油田（乌苏境内）突发环境事件应急预案》，并在塔城地区生态环境局进行了备案，备案编号：654200-2021-117-L，定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

本项目生产过程中存在的事故类型主要为：井场以及油气管道泄漏。新疆采油厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本项目应急预案应急处置措施如下：

1) 井场泄漏处置

(1) 伴有甲烷、硫化氢等有害气体逸散时

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。

(2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

2) 管道泄漏时采取的风险防范及应急处置

①当发生管线泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

②确保围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。

③将被泄漏原油污染的土壤清理后委托有资质的单位处理；

④当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

⑤建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

⑥若泄漏量极大，无法控制时，除紧急抢险处理人员外，其他无关人员应紧急疏散、逃离；并组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

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

⑧当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

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

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

⑪若发生火灾，应先灭火，在火灾扑救过程中，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；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。

7.5.8 现有环境风险防范措施的有效性分析

新疆采油厂目前采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展

应急演练，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。

7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质为原油，主要风险单元为罐区和密闭集输单元，可能发生的风险事故包括井场和管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

7.7 风险自查表

本项目风险自查表见表 7.7-1。

表 7.7-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2024-2026 年春光油田勘探开发建设项目（乌苏）环境影响报告书			
建设地点	塔城地区乌苏市			
地理坐标	经度	***°**'***"	纬度	***°**'***"
主要危险物质及分布	本项目所涉及的危险物质为原油，主要风险单元为罐区和密闭集输单元，可能发生的风险事故包括井场、站场事故、管线泄露事故。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏。运营期管线破损造成原油泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染土壤产生的含油污泥交由有危险废物经营许可证单位接收处置。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本项目环境风险应急预案依托中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂编制有《中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂春光油田（乌苏境内）突发环境事件应急预案》（备案编号：654200-2021-117-L），定期演练。			
结论：本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气，主要风险单元为密闭集输单元，可能				

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

8.碳排放影响评价

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

8.1 碳排放分析

8.1.1 碳排放影响因素分析

8.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

拟建工程井场无燃料燃烧排放，无需核算该部分产生的 CO₂ 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

拟建工程井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO₂ 和 CH₄ 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH₄ 或 CO₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业

业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

(4) CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH₄ 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO₂ 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO₂ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO₂。CO₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO₂ 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO₂，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及热力用量。

8.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织

2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	2024-2026 年春光油田勘探开发建设项目（乌苏）	包括油气勘探、油气开采、油气集输各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

8.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建工程涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(2) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

EGHG-火炬-火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

E_{CO₂}-正常火炬-正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{CO₂}-事故火炬-由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{CH₄}-正常火炬-正常工况下火炬系统产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

ECH₄-事故火炬-事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

GWPC_{CH₄}-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，因此 GWPC_{CH₄} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times \left(CC_{\text{非}CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中：

i-火炬系统序号；

Q 正常火炬-正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm³；

CC 非 CO₂-火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO₂}-火炬气中 CO₂ 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH₄}-为火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

$$E_{CO_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

c. 事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CH_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中：

J-事故次数；

GF 事故，j-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm³/小时；

T 事故，j-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

CC (非 CO₂) j-第 j 次事故火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳

量，单位为吨碳/万 Nm³；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V(CO₂)_j-第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度；

VCH₄-事故火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 8.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流 速 (万 Nm ³ /h)	持续时 间 (h)	火炬气中除 CO ₂ 外 其他含碳化合物的 总含碳量 (吨碳/万 Nm ³)	火炬燃烧 的碳氧化 率	火炬气中 CO ₂ 的体积 浓度	火炬气中 CH ₄ 的体积 浓度
1	32 座井 场	正常工 况	0.18	48	5.11	0.98	0.0296	0.7396

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为 5801 吨 CO₂。

(2) CH₄ 逃逸排放

本工程运营期无燃料燃烧和工艺放空装置，主要排放的温室气体为原油开采过程中井口装置和计转站逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4_开采逃逸}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；井口装置为 0.23；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放

因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；井口装置为 2.5。

本工程开采逃逸的 CH₄ 为：

$$\begin{aligned} E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}} &= \text{Num}_{\text{oil, 油井井口}} \times EF_{\text{oil, 油井井口}} + \text{Num}_{\text{oil, 油井加热炉}} \times EF_{\text{oil, 油井加热炉}} \\ &\quad + \text{Num}_{\text{oil, 接转站}} \times EF_{\text{oil, 接转站}} \\ &= 32 \times 0.23 \text{tCH}_4 \\ &= 7.36 \text{tCH}_4 \end{aligned}$$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 7.36t，折算成 CO₂ 排放量为 103.04t。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{\text{CO}_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

ECO₂-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF 电力为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{\text{CO}_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

ECO₂-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

② 计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 2427MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 1619t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试

行)》, 化工企业的 CO₂ 排放总量计算公式为:

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum_S (E_{GHG\text{-工艺}} + E_{GHG\text{-逃逸}}) - R_{CH_4\text{-回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{-回收}} + E_{CO_2\text{-净电}} + E_{CO_2\text{-净热}}$$

式中:

E_{GHG} -温室气体排放总量, 单位为吨 CO₂;

$E_{CO_2\text{-燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量, 单位为吨 CO₂;

$E_{GHG\text{-火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放, 单位为吨 CO₂ 当量;

$E_{GHG\text{-工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放, 单位为吨 CO₂ 当量;

$E_{GHG\text{-逃逸}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放, 单位为吨 CO₂ 当量;

S -企业涉及的业务类型, 包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务;

$R_{CH_4\text{-回收}}$ -企业的 CH₄ 回收利用量, 单位为吨 CH₄;

GWP_{CH_4} -CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21;

$R_{CO_2\text{-回收}}$ -企业的 CO₂ 回收利用量, 单位为吨 CO₂。

$E_{CO_2\text{-净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量, 单位为吨 CO₂;

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量, 单位为吨 CO₂。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式, 则拟建工程实施后 CO₂ 排放总量见表 8-1-4 所示。

表 8.1-4 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO ₂)	占比 (%)
	火炬燃烧排放	5801	77.1
	工艺放空排放	0	/
	CH ₄ 逃逸排放	103.04	1.4
	CH ₄ 回收利用量	0	/
	CO ₂ 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	1619	21.5
	合计	7523.04	100

由上表 8.1-5 分析可知, 拟建工程 CO₂ 总排放量为 7523.04t。

8.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

8.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

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

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

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

8.2.3 减污降碳管理措施

采油二厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加

工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为7523.04t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品CO₂排放强度相对较低。

8.3.2 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

9.环境管理与监测计划

9.1 环境管理体系的建立和运行

本项目钻井由各钻井公司投标招揽，油气生产及集输由中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂生产运行管理部门主管，专门形成一套班子进行管理。所以，项目 HSE 管理体系从钻井及油气生产两个方面进行说明。

9.1.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 9.1-1。

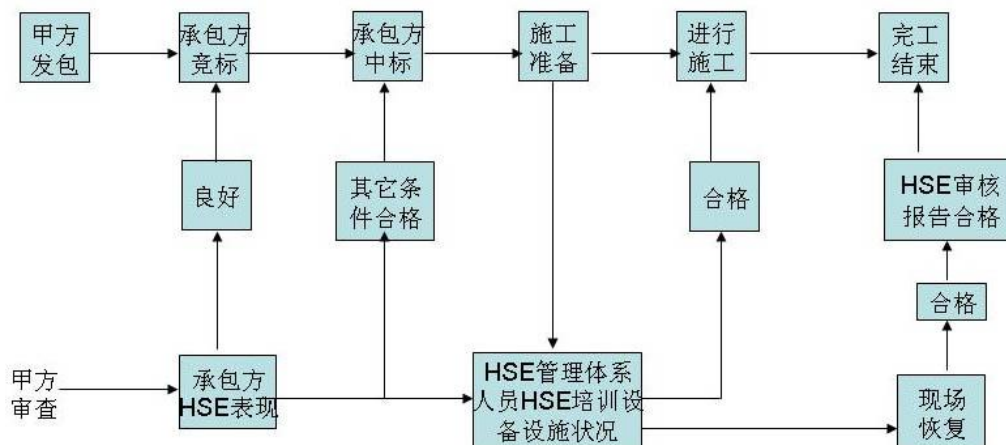


图 9.1-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管

理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境部门，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.1.2 钻井 HSE 管理体系

9.1.2.1 组织机构与职责

(1) 组织机构

①钻井承包开发商设立 HSE 管理委员会，由中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂 HSE 管理委员会（设在质量安全环保处）领导、主任委员由钻井承包商经理担任，委员由健康、安全与环境部门负责人组成。

②钻井队设立 HSE 管理小组，组长由平台经理担任，成员由健康、安全与环境管理员、营地服务管理员、井队医师和班组兼职监督员组成。

③其他施工队伍也应设立 HSE 管理小组。

组织机构如图 9.1-2 所示。

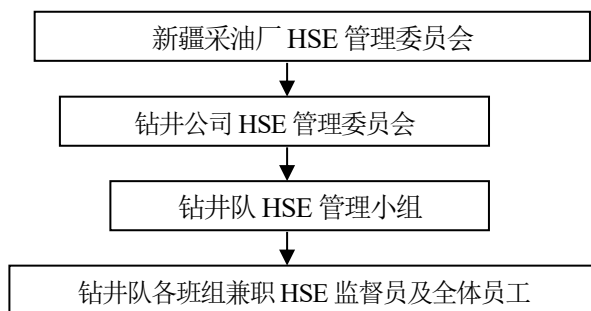


图 9.1-2 钻井 HSE 管理机构

(2) 职责

①HSE 管理委员会

——宣传贯彻国家和当地政府有关安全、健康、环保方面的法律法规和上级与作业者的方针、规定。

——制定本单位 HSE 管理的方针、规定和实施方案。

——监督检查下级单位 HSE 管理的执行情况。

——组织对员工进行健康、安全与环境教育和培训。

——组织对员工定期体检，并建立健康档案。

——定期组织召开 HSE 管理会议，审议工作报告，评估工作完成情况，表彰和奖励有功人员，审查事故处理事宜。对员工定期体检，并建立档案。

②HSE 管理小组

——贯彻执行管理委员会和作业者有关 HSE 管理的方针、规定和实施方案。

——定期召开会议，研究确定本队 HSE 的执行计划和措施。

——监督落实 HSE 计划和措施的执行情况。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——对员工进行 HSE 教育培训。

——负责事故调查、分析和统计上报工作。

③HSE 兼职监督员和全体人员

——HSE 兼职监督员和全体人员应清楚地认识 HSE 的重要性。

——执行 HSE 管理规程。

——严格执行岗位安全生产标准、规定和操作规程。

——精心维护保养本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好、

有效、安全可靠。

——积极参加队、班组开展的安全活动和培训教育，努力提高生产技能和安全防护能力。积极向领导提出搞好 HSE 工作的措施建议。

——有权拒绝一切违章指挥命令。发现 HSE 问题应积极排除，无法解决的，要立即报告领导予以处理。

9.1.2.2 教育培训

钻井队进入工区前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

- (1) 国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。
- (2) 作业者的 HSE 方针、规定和要求。
- (3) HSE 管理委员会的规定和实施方案。
- (4) HSE 管理小组实施计划。
- (5) 人员急救、自救和人身保护。
- (6) 设备、工具和仪器操作使用。
- (7) 水、电、信设备、设施安全使用规定。
- (8) 油料、化学药品及其它有害物质安全处理方法。
- (9) 井控知识。
- (10) 应急程序及演练。
- (11) HSE 预防措施及记录和汇报程序。
- (12) 其他需要培训的内容。

9.1.2.3 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

- (1) 所有文件都必须报 HSE 管理委员会审批。
- (2) 经批准的文件及时下发给各有关单位，要求他们按照文件执行。
- (3) 所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找。
- (4) 根据当地政府和上级主管单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性。

(5) 凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

(6) 文件失效后,应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回,避免继续使用,如失效的文件不能及时销毁的,应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行;

(7) 所有文件都应字迹清楚,注明日期,标识明确,妥善保管;

(8) 所有批准的与 HSE 有关的事务,都应做详细地记录,具体如下:

①现场考察报告;

②政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律法规、标准、准则和条款,以及上级主管部门的有关规定;

③HSE 方针;

④环境危害及有关影响;

⑤会议、培训、检查记录;

⑥发现问题的纠正和预防措施;

⑦事故报告;

⑧环境审核结果。

9.1.2.4 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行,预防污染和保护环境的措施得到有效推行,并使体系得到持续改进,对现行的 HSE 管理体系要进行不定期的检查和定期的环境审核、评审。审核程序包括:

(1) 健康、安全与环境程序审核。

(2) 设备及设施技术检查、整改后的复查(包括第三方对关键设备、设施或部件的检查)。

(3) 开工前健康、安全与环境全面检查和审核。

(4) 项目执行中 HSE 情况检查和考核。

(5) 项目完工后 HSE 执行情况检查和评估。

(6) 持续改进

通过审核和评审,把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来,通过审计,不断纠正不符合项,做到持续改进。

9.1.3 管网、道路建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道、道路沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.1.4 油田生产 HSE 管理计划

9.1.4.1 组织机构和职责

(1) 组织机构

本项目建设项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂 HSE 管理委员会（设在质量安全环保处）的直接领导，下设中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂承保开发公司 HSE 管理委员会、采油三厂 HSE 管理委员会，各设专职 HSE 管理员一名。

(2) 职责

①中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂 HSE 管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定 HSE 方针、目标和管理实施细则。

——每季召开一次 HSE 例会，全面掌握 HSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 HSE 工作，讨论、处理本单位 HSE 工作中存在的重大问题。

——组织本单位 HSE 工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——组织开展本单位环境宣传、教育工作。

——直接领导开发公司管理委员会。

②开发公司 HSE 管理职责

——负责组织职工完成 HSE 工作任务。

——适时召开会议，研究、分析 HSE 工作动态，及时制止（处罚）、纠正“违规”行为和现象，整改不合格因素，无法解决的问题及时向 HSE 管理委员会汇报。

——如发生环境污染与破坏事故，必须及时采取有效措施进行抢救，及时向上级部门汇报，配合有关组织对事故的调查处理。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——开展清洁文明生产活动，组织推广和实施先进的污染治理技术。

③采油二厂 HSE 管理委员会职责

——负责运行期间 HSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 HSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律法规及中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂的 HSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

④HSE 兼职管理人员和全体人员

——HSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 HSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

9.1.4.2 教育培训

职工上岗以前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

(1) 学习国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。

(2) 了解新疆采油厂环境保护的目标和指标。

- (3) HSE 管理委员会的规定和实施方案。
- (4) HSE 管理小组实施计划。
- (5) 各种规章制度和操作规程。
- (6) 有关设施的使用、维护方法，处理和处置废水、废气和固体废物的方法。
- (7) 事故的预防和应急程序。

9.1.4.3 HSE 管理体系文件的控制

油气生产过程中的 HSE 管理体系文件的控制与钻井队伍 HSE 管理体系文件的控制相同。

9.1.4.4 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，对现行的 HSE 管理体系要进行不定期的检查和定期的环境审核、评审。

9.1.4.5 持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

9.2 环境管理机构

9.2.1 环境管理机构设置

中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂下设质量安全环保处，负责新疆采油厂的环保工作，各二级单位下设安全环保科，各生产单位设专职环保员，负责本单位的环保工作。

9.2.2 环境管理主要任务

9.2.2.1 施工期的环境管理任务

- (1) 建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。
- (2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态环境造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后，会同当地生态环境主管部门共同参与检查验收。

9.2.2.2 运营期的环境管理任务

(1) 本项目运行期的 HSE 管理体系纳入中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂 HSE 系统统一管理。

(2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

(3) 负责原油集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制突发环境事件应急预案。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及其处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.2.3 环境管理手段

采用行政、经济、技术、教育等环境管理手段进行本项目的环境管理工作。

(1) 行政手段：制定环境保护目标责任制，将环境保护列入岗位责任制及生产调度当中，不定期检查环境保护状况，以行政手段督促、检查、奖惩，促使生产岗位按要求完成环保任务。

(2) 技术手段：从项目设计、施工到运营全过程采取先进的工艺、设备，同环境保护措施密切结合，积极推广应用新技术，解决环境问题，实现清洁生产。

(3) 经济手段：制定并严格按照《环境保护奖惩办法》开展工作，促进环保工作的定量考核，切实将防治污染和保护环境落实到油田生产管理建设的各个环节，做到奖优罚劣，将环境保护与经济效益结合起来。

(4) 教育手段：气藏开发、生产过程中造成的环境污染部分与人为因素有关，所以要加强教育，通过环境保护宣传和教育增强全体职工的环保意识，做到自觉保护环境。

9.3 环境监测计划

9.3.1 施工期环境监理计划

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理，或将环境监测纳入工程监理中。

由建设单位聘请环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

(1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地生态环境部门的要求和环境标准。

② 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③ 具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

(3) 环境监理范围

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：一般区域管道施工作业带宽度控制在 6m 范围内，严禁自行扩大施工用地范围。

(4) 环境监理内容

① 施工期环境监理主要内容

针对施工期钻井废水、生活污水的环境保护处理措施，钻井柴油机燃料燃烧烟气、汽车尾气、施工扬沙的大气环境影响控制措施，钻井柴油机、钻机、机泵及运输车辆的声环境控制措施，废弃泥浆及岩屑、施工土方等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道、场站、公路等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

② 试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 9.3-1。

表 9.3-1 现场环境管理与监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建井场	①井位站场布置是否满足环评要求； ②各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	① 集输线路是否满足环评要求； ② 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； ③ 施工作业是否超越了作业带宽度； ④ 挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ⑤ 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑥ 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复原有面貌。	
3	其它	① 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复和水土保持措施； ② 施工季节是否合适； ③ 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.3.2 运营期环境监测计划

本项目在运行期间，需对生产过程产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划见表 9.3-2 和 9.3-3。企业

应根据《中华人民共和国环境保护法》及《企业事业单位环境信息公开办法》，定期公开企业环境管理信息，积极通过网站、信息平台或当地报刊等便于公众知晓。将自行监测工作开展情况及监测结果向社会公众公开。

表 9.3-1 污染源监测计划

类型	监测点位	监测频次	监测项目	执行标准
废气	泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统	半年	泄漏检测值	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 4
	法兰及其他连接件、其他密封设备	年	泄漏检测值	
噪声	井场场界	季度	昼间等效连续 A 声级 夜间等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准
生态	临时占地	半年	临时性占地区植被恢复情况，包括植被覆盖率及植物多样性组成	
	永久占地	退役期	永久占地区植被恢复情况，包括植被覆盖率及植物多样性组成	

表 9.3-3 周边环境质量监测计划

类型	监测点位	监测频次	监测项目	执行标准
土壤	退役期的油井井口周边	年	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	《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、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准
地下水	退役期的油气井下游	半年	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水质标准、石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准
噪声	声环境保护目标	季度	昼间等效连续 A 声级 夜间等效连续 A 声级	《声环境质量标准》

9.4 污染物排放清单

根据工程分析及本项目采取的污染治理措施，对本项目污染物排放源及排放量进行梳理，形成污染物排放清单，详见表 9.4-1。

表 9.4-1 污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	集输	无组织排放 废气	烃类	0.603	0.603	大气
生产废水	采出水		废水量	60.736	0	采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层,不外排
	井下作业废水		废水量	434.08	0	
固体废物	检修	油泥	含油污泥	166.09	0	委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置
	管线	石油类	清管废渣	0.005t/a	0	
	井场	石油类	废防渗膜	8t/a	0	
噪声	井场设备	机械噪声	-	75~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备,采取减振、隔声等降噪措施

9.5 环保设施竣工验收管理

9.5.1 环境工程设计

(1) 必须按照本环评文件及批复要求,落实项目环境工程设计,确保“三废”稳定达标排放;按要求制定环境风险事故应急预案。

(2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度,施工期实行环境监理。

(3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”;如需进行试生产,其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.5.2 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施,包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段,以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》(自2017年10月1日起施行),编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后,

建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

(3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本项目“三同时”验收一览表见 9.5-1。

表 9.5-1 项目环境保护设施“三同时”验收表

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
废气	运营期	井场场界	非甲烷总烃	/	无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。
废水	施工期	井场、管道	采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”试压废水循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘	钻井不落地	废水循环利用，不外排。
	运营期	/	采出水、井下作业废水经排二联合站处理装置处理后回注油层	/	满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准后，回注地层
固体废物	施工期	井场	采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	新开井不设置钻井泥浆池和危险废物暂存设施，也不设置防渗岩屑池，采用泥浆不落地技术，对产生的泥浆、岩屑进行脱水回收处理。泥浆进入泥浆罐循环使用，钻井岩屑采用不落地收集系统收集后，拉运至山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司妥善处置。
	运营期	排二联合	油泥处置	/	委托有废油泥运行处理资质的

结论与建议

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
		站			新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置
噪声	运营期	井场	厂界噪声	配备防噪设施	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准。
环境风险	运营期	井场 管线	井口防喷装置、可燃气体浓度检测报警装置、腐蚀监测系统、详细的井场井喷、井漏事故应急预案；管道断裂、泄漏、水体污染风险事故的应急预案。	/	有效应对和排除各种突发事件的不利影响。
生态	施工期	临时占地	临时占地的迹地恢复	/	不对区域水土保持产生明显影响
		农田	尽量少占或不占用农田，按规定进行补偿	/	保护农用地，减少占地
		保护动物和植被	严禁滥捕和滥挖保护动物和植物行为	/	保护生境和生物多样性
		管线	管线施工作业带宽度不大于6m	/	保护农用地，减少占地
环境监测与管理	施工期和运营期	井场 管线 道路	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	/	污染源达标排放，环境保护目标处的环境质量达标。

10.结论与建议

10.1 评价结论

10.1.1 项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市，准噶尔盆地西南部佐顿爱力生沙漠边缘，是中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂春光油田勘探开发区域。春光油田构造位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起的东部，区域上属于准噶尔盆地西部隆起的次一级构造单元，地貌类型为风积平原，地理范围东经****'**"，北纬****'**"。

本项目新钻 32 口井并配套建设油田集输工程、道路及附属设施，其中部署探井 2 口，预计进尺 0.44 万米，全部新增探明储量 37 万吨；其中开发井 30 口，预计进尺 4.91 万米，全部新建产能 4.5×10^4 吨。

项目总投资 4186.93 万元，环境保护投资约 832 万元，占总投资的 1.99%。

10.1.2 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2024 年版）中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。

本项目位塔城地区乌苏市境内，不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

根据《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新政发〔2024〕157 号）、《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（塔行发〔2021〕48 号）及 2023 年更新调整成果，本项目位于乌苏市一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65420230001）。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足塔城地区生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

10.1.3 规划符合性

本项目属于中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂春光油田滚动开发项目，项目的开发有助于推进中国石油化工股份有限公司河南油田分公司的油气开发，加大准噶尔盆地油气开发力度，项目符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂“十四五”规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目位于中国石油化工股份有限公司河南油田分公司矿权范围内，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，项目区属于“乌苏—甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区”。本项目占地较小，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，项目建设符合区域生态功能定位。

10.1.4 环境质量现状

10.1.4.1 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》，项目区处于乌苏—甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区，项目区主要生态服务功能分别为沙漠化控制、生物多样性维护，区域内气候干旱，植物群落较为单一，项目区发育着以小半灌木为建群种所组成的水平地带性荒漠植被，主要组成植物有梭梭、琵琶柴、怪柳和猪毛菜，区域内除受油田开发影响及垦荒活动影响外，其它人为干扰较小，基本保持原生态环境。

10.1.4.2 环境空气质量现状

根据 2023 年塔城地区环境空气质量监测结果，项目所在区域为环境空气质量达标区。

10.1.4.3 声环境质量现状

现状监测表明，各监测点声级值昼间、夜间均均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。总体看，评价区内的声环境质量较好。

10.1.4.4 水环境质量现状

（1）地表水

本项目距奎屯河最近的井为2024年产能井10#，距离为770m。项目属于水污染影响型建设项目，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级B，可不进行地表水环境现状评价。

（2）地下水

监测期间本项目所在区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物等指标超标的主要原因与当地水文地质条件有关。

10.1.4.5 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求，区域土壤环境质量良好。

10.1.5 环境影响分析

10.1.5.1 生态环境影响分析

本项目建设区域无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标。

本项目对生态环境的影响，施工期主要体现在施工建设对地面的扰动，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失和防沙治沙防治措施。运营期主要体现在动物及植被等方面，本项目占地面积较小，对草地资源产生的影响很小。由于本区域的野生动物种类少，工程

对野生动物的影响较小。采取环评提出的水土流失及防沙治沙措施后，对环境的影响可以接受。

10.1.5.2 大气环境影响分析

根据工程分析，本项目施工期废气主要包括施工过程井场地基开挖、管沟开挖、土地平整、路基、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气，钻井工程产生的废气，管线连接过程产生的焊接废气等，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期开采、集输采用密闭流程，工程对大气环境的影响主要来自油气开采、输送过程中无组织排放的非甲烷总烃。由源强计算可知，井场采油及输送过程中无组织非甲烷总烃排放量为 0.603t/a。

根据大气预测结果可知，本项目井场无组织排放的非甲烷总烃的贡献浓度较低，占标率较小，非甲烷总烃浓度可达到《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃空气质量浓度限值（ $2\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求。项目正常情况下无组织排放的大气污染物对评价区域大气环境质量不会产生明显影响。

综上所述，项目在施工期和运营期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运营期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

10.1.5.3 声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期由于钻井、运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

10.1.5.4 水环境影响分析

正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在施工和运营期时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；钻井期间均采取了固井措施，有效防止了采出液漏失污染地下水。即正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施。

非正常状况下，单井集输管线发现泄漏状况时，下渗的油品短时间内会对该地区地下水产生一定影响。但由于项目区地下水循环条件差，其影响范围不大，对地下水环境产生的影响也非常有限。本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

10.1.5.5 固体废物影响分析

本次油田建设在施工期产生的固体废物主要包括钻井固废、施工废料、施工人员产生的生活垃圾、施工产生的废防渗材料及土石方等。钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；废防渗材料委托持有相应危险废物处置资质的单位回收处理；施工人员居住在甘家湖牧场生活管理区，现场生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至乌苏市生活垃圾填埋场处置；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至附近工业固废填埋场处置。

本项目运营期产生的固体废物包括油泥砂、井下作业废液、落地油、清管废渣和废防渗材料。油泥砂、清管废渣、沾油废防渗膜产生量分别为 166.09t/a、0.005t/a、8t/a，均属于危险废物，委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置，对周边环境影响较小。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。危废废物临时贮存

场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的有关规范进行设计和管理；运营期无生活垃圾产生。

本项目在开发建设过程和运营期所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

10.1.5.6 土壤影响分析

本工程施工期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。运营期正常状况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏原油渗入土壤中，对土壤造成污染。因此项目区在未来的建设中必须要做好集输管线的防渗检漏措施。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

10.1.5.7 环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油，主要风险单元为井场和密闭集输单元，可能发生的风险事故包括井场和管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

10.1.6 环境保护措施

本项目的�主要环境保护措施如下：

大气污染防治措施：本项目集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等；井场设置可燃气体探测器；加强非甲烷总烃无组织排放例行监测；定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

废水防治措施：井下作业废液水采用专用废水回收罐收集后运至排二联合站处理，处理后的井下作业废液均不外排。采出水随油气混合物输送至排二联合站污水处理设施处理出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，回注地层，不外排。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。

固体废物防治措施：本项目运营期产生的油泥（砂）、清管废渣和废防渗材料属于危险废物，收集后委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

土壤污染防治措施：定期派人检查井场、井口区、阀组站等，是否有原油泄露的现象发生；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为管线；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构；严格执行地下水章节分区防控措施要求，防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限；制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：本项目集输工程中主要风险是井场和管线泄露事故，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。

10.1.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

10.1.8 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本项目环境保护投资约 832 万元，环境保护投资占总投资的 1.99%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，

同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.1.9 环境管理与监测计划

中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.1.10 总结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。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的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护 and 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，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

10.2 建议

(1) 认真落实废水、固体废物等处置措施，确保废水、固体废物得到妥善处置，以保护环境不受影响。对各井场阀门、集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

(2) 严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事件的应急预案，降低事故发生概率和在发生事故时能将危害控制在最低限度。

(3) 加强设备维护、维修工作，确保各类环保设施正常运行。

(4) 严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。