

1.概述

1.1 工程特点

中石化新疆新春石油开发有限责任公司前身是塔里木胜利和田勘探项目经理部，成立于 1996 年 4 月。1997 年 8 月，在项目经理部的基础上成立了塔里木胜利和田勘探公司，2001 年更名为新疆勘探公司，2006 年更名为新疆勘探开发中心。2011 年 11 月，为适应“西部快上产”新形势要求，成立新春采油厂，2015 年 4 月 27 日，新春采油厂与新疆国有企业开展股权合作，在乌苏注册了合资公司——中石化新疆新春石油开发有限责任公司。主要负责准噶尔、吐哈等 2 个盆地 16 个探矿区块的滚动勘探、油气开发及原油生产销售任务，勘探开发区域约 4.34 万 km²。本次拟开发建设春风油田排 10 拉改输及苏 1-21 集中处理点建设工程（以下简称“本工程”）。

本工程位于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市境内，距乌苏市城区西北方向 50km，克拉玛依市西南方向 96km，主力含油层系为新近系沙湾组一段。

新春公司排 10 区块距离最近春风油田站库直线 50km，排 10 西与其余开发区块生产模式不同，油品性质较好，低含水原油可直接进井场高架罐拉运外销，高含水油需要分水后外销。但区块周边无可依托集输系统，通过拉改输可减少装车点，仍需采用拉油模式运行。区块已建油井 22 口，开井 18 口。区块总液量 477.9m³/d，油量 296.2t/d；建设苏 1-2、苏 1-6 两处临时分水点，设备多数利旧，满负荷带病维持运行。已建分水点不在油井负荷中心，拉运距离远，操作风险高，回注水质不达标等问题。本工程新建集油管线 8.9km、5 台电加热器、4 座 200m³ 压力密闭储罐、2 台 100kW 气电两用加热炉、2 座 90m³ 三相分离器、1 座 200m³ 卸油缓冲罐、4 座 40m³ 高架储罐、1 座 40-60m³/h 密闭卸油橇（内含 2 台离心泵）、1 台 100L/h 加药装置、1 台脱水提升泵、1 套旋流+水过滤处理装置（BOO）、1 座 200m³ 注水罐、1 台喂水泵、2 座注水泵橇，配套电气、自控等公用工程。本项目实施后，预计压减拉油井 16 口、拉油罐 31 座、拉油点 7 处。

1.2 环境影响评价过程

本项目为油气开采项目，为老区块改扩建项目。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年），本项目占用天然林，为《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）中第 7 项陆地石油开采中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

2024 年 11 月 26 日，中石化新疆新春石油开发有限责任公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（见附件 1）。

环境影响评价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。天合公司项目组在认真研究可研等资料后，于 2025 年 1 月即进行了现场踏勘和资料收集。在现场调查的基础上，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆维吾尔自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，委托新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2024 年 12 月，对本工程区域环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境质量现状等进行了监测；根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，对工程施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。

环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

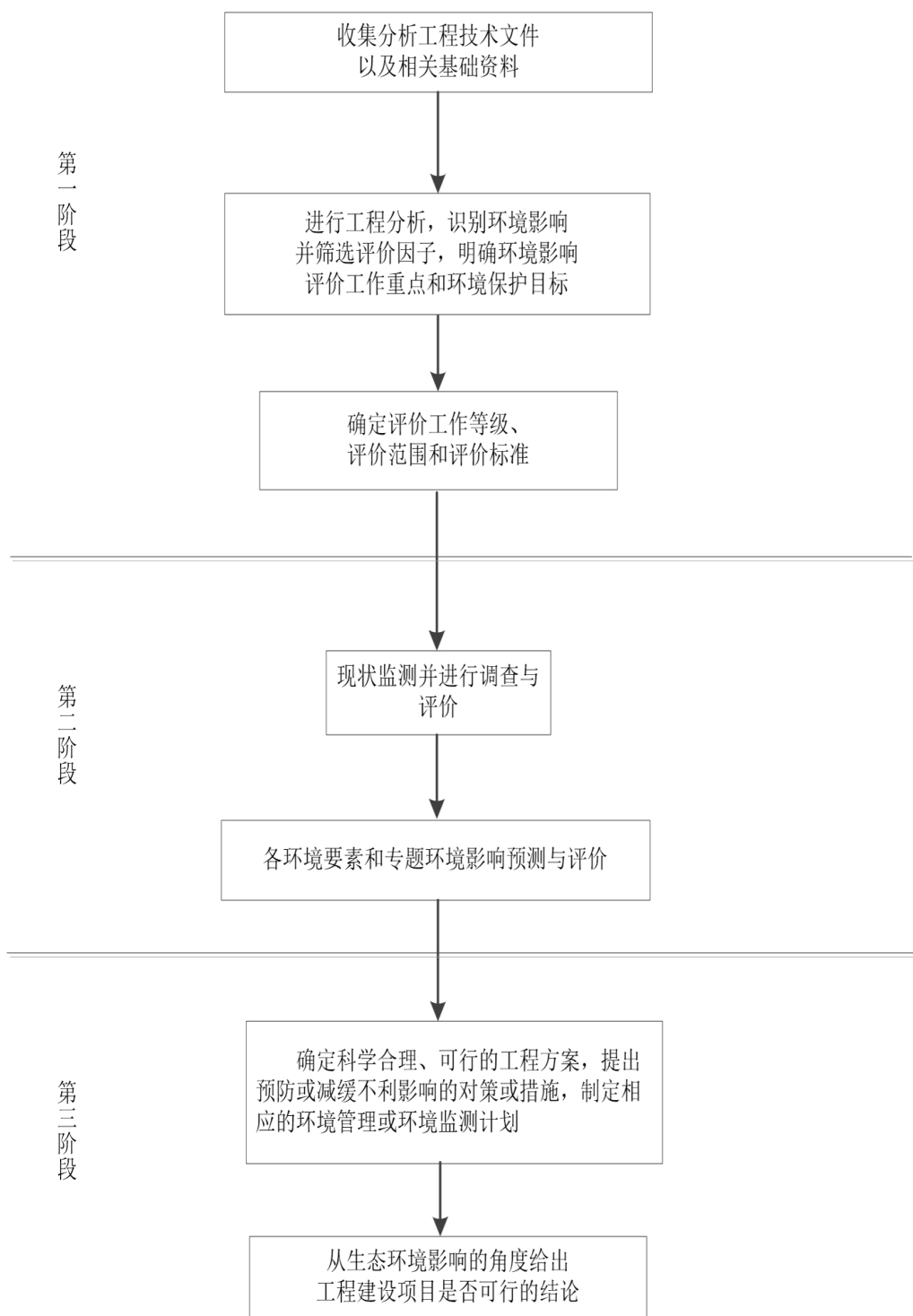


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本工程属于石油、天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 本）》，本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

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

(3) 规划符合性分析

本工程属于中石化新疆新春石油开发有限责任公司开发项目，本工程符合《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》《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(4) “三线一单”符合性判定结论

本工程各项工程的建设均不在生态保护红线范围内；采出水通过分水分站处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；工程所在区域属于大气环境质量达标区域，运营期采取密闭集输工艺；同时本报告已提出防风固沙、水土保持、生态修复等要求，工程实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，保持区域环境空气质量继续向好。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；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。

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

(5) 选址合理性分析判定结论

本工程建设符合《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，拟建工程内无水源涵养区、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。本工程土地利用类型为天然牧草地和其他草地，涉及国家二级公益林和地方公益林地。

本工程在选址、选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，尽量减少对植被的生态扰动；运营期废气主要为油井开采过程中排放的无组织挥发烃类以及加热炉产生的有组织废气，工程区地域空旷，工程实施后不会对周围环境产生明显影响；工程废水不外排，采出水通过分水分站处理达标后回注地层；固体废物能够实现妥善处置，运营期油泥等危险废物均委托有资质的单位统一交由有资质的单位处置。综上所述，本工程建成后，工程所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，工程的选址从生态环境角度认为可行。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为石油开采项目，环境影响主要来源于井（站）场、原油集输管线等各类管线施工和运营等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境保护目标为评价范围内的重点公益林及区域动植物生境。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、生活污水、生活垃圾、施工废料等；运营期废气、废水、固体废物、生活垃圾、噪声（各类机泵）等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、焊接烟尘以及运输车辆尾气对环境空气产生的短期影响，运营期对空气环境的影响主要为开采过程中排放的无组织挥发的烃类以及井场加热炉烟气排放至大气环境，对其产生的影响。

（2）水环境

本工程施工期及运营期在正常情况下，油水分离产生的采出水通过分水分站处理达标后回注地层，不外排；区块内施工生活场地建有规范的防渗环保厕所，生

生活污水排至防渗环保厕所，定期拉运至乌苏市污水处理厂进行处理，不外排。非正常情况下，可能对水环境产生影响的环节主要为站场、管线等发生泄漏等事故状况下，污水进入水环境对其产生污染影响。

（3）声环境

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

（4）土壤环境

投产前地面工程建设、管道建设时对土壤环境的扰动影响。油田建设期和运营期产生的油泥(砂)等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

（5）生态环境

本工程站场和管道建设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。重点保护目标是工程区内现状分布的公益林及野生动、植物。

（6）固体废物

本工程施工期产生的固体废物（生活垃圾、施工废料）及运营期产生的固体废物（其中危险废物主要为落地油、废防渗材料、清罐底泥、废弃的含油抹布、劳保用品等）对环境的影响。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是储罐发生泄露、集输管线泄漏以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放等对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境的潜在危害性。

1.5 环境影响评价主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”中鼓励类项目，工程建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会

发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；工程不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域，工程所在区域涉及国家二级公益林和地方公益林，需要办理相关用地手续后方可开工建设；工程建设符合“三线一单”要求；建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划，符合自治区及塔城地区“三线一单”要求，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，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，了解工程区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

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

(3) 对油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) 评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性。

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

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

2.1.2 评价原则

(1) 依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化本工程建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

采用规范的环境影响评价方法，通过各要素环境影响预测，科学分析项目建设对区域环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据本工程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	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法（2023 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-06-28
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2009 年修正）	中华人民共和国主席令 第 18 号	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 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
6	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24 号	2023-11-30
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
8	中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第 278 号	2018-03-19

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
10	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35号	2011-10-17
11	排污许可管理条例	国务院令 第736号	2021-03-01
12	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32号	2021-11-02
13	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令 第748号公布	2021-12-01
14	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
15	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016年修正）	国务院令 第666号	2016-02-06
16	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5号	2024-01-31
17	国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知	国发〔2023〕24号	2023-12-07
18	中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	——	2024-03-06
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	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2021年版）	生态环境部令 第15号	2020-11-25
5	产业结构调整指导目录（2024年本）	国家发展和改革委员会令 第7号	2024-02-01
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77号	2012-07-03
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150号	2011-12-29
8	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07
9	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
10	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11号	2018-01-25
11	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
12	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910号	2019-12-13
13	关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知	环办生态〔2017〕48号	2017-05-27
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012年第18号	2012-03-17
15	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136号	2013-09-01
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017年第43号	2017-10-01
18	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021年第74号	2021-12-21
19	危险废物排除管理清单（2021年版）	生态环境部公告 2021年第66号	2021-12-03
20	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013年	2013-05-24

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		第 31 号	
21	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
22	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
23	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
24	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05
25	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
26	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
27	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
28	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
29	国家级公益林管理办法	林资发〔2017〕34 号	2017-05-08
30	天然林保护修复制度方案	中央全面深化改革委员会第六次会议	2019-07-23
四	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150 号	2016-10-27
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
6	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
7	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字〔2022〕8 号	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（修订）	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	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35 号	2014-04-17
12	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
13	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
14	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）	新环发〔2024〕93 号	2024-06-09
15	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
16	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
17	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
18	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
19	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
20	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
21	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
22	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
23	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
24	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）	国函〔2024〕70号	2024-05-17
25	关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	新政发〔2021〕18号	2021-02-21
26	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	2021-06-26
27	新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知	新政发〔2023〕63号	2023-12-29
28	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）	新林资字〔2015〕497号	2015-01-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	生产建设项目水土保持方案管理办法	水利部令第 53 号	2023-01-17
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04

	法		
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生产环境保护推荐做法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01

2.2.3 其他

(1) 春风油田排 10 拉改输及苏 1-21 集中处理点建设工程环境影响评价委托书，中石化新疆新春石油开发有限责任公司；

(2) 《春风油田排 10 拉改输及苏 1-21 集中处理点建设工程可行性研究报告》，中石化新疆新春石油开发有限责任公司。

(3) 《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划环境影响报告书》等其他工程相关资料。

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

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

表 2.3-1 影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井(站)场	占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-
		施工机械和车辆尾气	NO ₂ 、CO、SO ₂ 、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期 (正常工 况)	采出水	石油类	-
		井场废气排放	NMHC、H ₂ S、SO ₂ 、NO _x 、 颗粒物	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		油泥(砂)	土壤、地下水	-
		原油生产	对当地社会经济的拉动、 使用地区大气环境的改善	++
3	运营期 (事故工 况)	集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆 炸危险	-
4	退役期	拆除地面装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
地面工程	施工期	颗粒物	/	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级(L _d 、L _n)
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、NMHC	/			土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	
油气集输工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	NMHC	/		石油烃(C ₆ -C ₉)、	土壤肥力或林地立地条件、生	昼、夜间等

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
					石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	生物多样性、生态系统完整性等	等效声级(L _d 、L _n)

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市境内，工程区远离污水市城镇规划区。按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

2.4.2 水环境

工程所在区域无地表水体。

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。

2.4.3 声环境

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，工程所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区（Ⅱ），准噶尔盆地西部荒漠与绿洲农业生态亚区（Ⅱ2），乌苏—甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区（19）。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据工程所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 TSP、SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的 NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 的标准，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	总悬浮颗粒物 (TSP)	200	300	/	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及修改单
2	二氧化硫 (SO_2)	60	150	500	
3	二氧化氮 (NO_2)	40	80	200	
4	细颗粒物(粒径小于等于 2.5 微米, $\text{PM}_{2.5}$)	35	75	/	
5	可吸入颗粒物(粒径小于等于 10 微米, PM_{10})	70	150	/	
6	一氧化碳 (CO)	/	4000	10000	
7	臭氧 (O_3)	/	160(日最大 8 小时均值)	200	
8	氮氧化物 (NO_x)	50	100	250	
9	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
10	硫化氢 (H_2S)	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

(2) 水环境

周边 3km 范围内无地表水。

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的 III 类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准。具体标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2 地下水质量标准值 单位: mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色 (铂钴色度单位)	≤ 15	21	总大肠菌群 (MPN/100mL 或 CFU/100mL)	≤ 3.0
2	嗅和味	无	22	菌落总数 (CFU/mL)	≤ 100
3	浊度 (NTU)	≤ 3	23	亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤ 1.0
4	肉眼可见物	无	24	硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤ 20.0
5	pH (无量纲)	$6.5 \leq \text{pH} < 8.5$	25	氰化物 (mg/L)	≤ 0.05
6	总硬度 (以 CaCO_3 计) (mg/L)	≤ 450	26	氟化物 (mg/L)	≤ 1.0
7	溶解性总固体	≤ 1000	27	碘化物 (mg/L)	≤ 0.08
8	硫酸盐 (mg/L)	≤ 250	28	汞 (mg/L)	≤ 0.001
9	氯化物 (mg/L)	≤ 250	29	砷 (mg/L)	≤ 0.01
10	铁 (mg/L)	≤ 0.3	30	硒 (mg/L)	≤ 0.01
11	锰 (mg/L)	≤ 0.10	31	镉 (mg/L)	≤ 0.005
12	铜 (mg/L)	≤ 1.00	32	铬(六价) (mg/L)	≤ 0.05
13	锌 (mg/L)	≤ 1.00	33	铅 (mg/L)	≤ 0.01

14	铝 (mg/L)	≤0.20	34	三氯甲烷 (μg/L)	≤60
15	挥发性酚类(以苯酚计) (mg/L)	≤0.002	35	四氯化碳 (μg/L)	≤2.0
16	阴离子表面活性剂 (mg/L)	≤0.3	36	苯 (μg/L)	≤10.0
17	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	≤3.0	37	甲苯 (μg/L)	≤700
18	氨氮 (以 N 计) (mg/L)	≤0.50	38	石油类 (mg/L)	≤0.05
19	硫化物 (mg/L)	≤0.02	39	钡	≤0.7
20	钠 (mg/L)	≤200			

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

根据工程所在区域环境特征,油田内井场等占地范围内建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 筛选值标准。见表 2.5-3。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 2.5-4,石油烃参考《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值。

表 2.5-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬(六价)	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5

17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8		/		

表 2.5-4 农用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

序号	项目	监测结果	标准限值
		单位	pH>7.5
1	pH	无量纲	/
2	总砷	mg/kg	60
3	镉	mg/kg	65
4	铜	mg/kg	18000
5	铅	mg/kg	800
6	总汞	mg/kg	38
7	镍	mg/kg	900
8	铬	mg/kg	250
9	锌	mg/kg	300

2.5.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

NMHC 无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物排放标准

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	污染物排放监控 位置	标准来源
NMHC	4.0	企业边界污染物 控制浓度	《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》(GB39728-2020)

(2) 废水

本工程采出水依托区块分水站, 处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中 IV 级标准后回注地层。

表 2.5-6 《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 (μm ²)	<0.01	[0.01, 0.05]	[0.05, 0.5]	[0.5, 2]	≥2
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 (mg/L)	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5

(μm)					
含油量 (mg/L)	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率 (mm/a)	≤ 0.076				

工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

(3) 噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（昼间 70dB（A），夜间 55dB（A））。

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。

(4) 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物贮存执行《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）。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

本项目有组织排放源主要为苏 1-21 分水站内加热炉烟气，无组织排放源主要来源于储罐大小呼吸过程以及装卸过程的无组织排放和阀门、法兰、泵、压缩机等位置的无组织排放。

本次评价根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价等级的判定要求，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。

其中 P_i 定义见公式：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量

浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选 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 HJ2.2 中 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。

评价等级按评价等级按表 2.6-1 的分级的分级判据进行划分。

表 2.6-1 评价等级判别表

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

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模式计算结果表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		41.3
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-32.3
土地利用类型		草地
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
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3 有组织估算模式预测污染物扩散结果

名称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单位	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
分水点加热炉烟气	PM ₁₀	0.844	450	0.19	5.13	94
	SO ₂	0.844	500	0.17		
	NO _x	12.828	200	5.13		

表 2.6-4 无组织估算模式预测污染物扩散结果

名称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离		
单位	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m		
苏 1-21 分水站无组织废气	非甲烷总烃	44.449	2000	2.22	8.86	138		
	H ₂ S	0.876	10	8.76				
苏 1-2 分水点无组织废气	非甲烷总烃	17.132	2000	0.86		8.86	123	
	H ₂ S	0.357	10	3.57				
苏 1-6 分水点无组织废气	非甲烷总烃	24.295	2000	1.21			8.86	37
	H ₂ S	0.419	10	4.19				

经计算可知,本项目最大占标率为: 8.68%,最大占标率 $1\% \leq P_{max} < 10\%$,根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的要求,本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),并结合本项目特点,最终确定将以各站场为中心,边长 5km 的矩形区域作为大气环境影响评价范围,具体见图 2.6-1 评价范围图。

2.6.2 地下水

(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 2.6-4),本工程属石油、天然气开采项目,为 I 类项目。评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地,且工程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 2.6-5、表 2.6-6),确定本工程地下水评

价等级为二级。

表 2.6-4 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	
41、石油、天然气、成品油管线 (不含城市天然气管线)	200km 及 以上；涉 及环境敏 感区的	其他	油 II 类，气 III 类	油 II 类，气 IV 类

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其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 2.6-6 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；

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%；

L—下游迁移距离，m。

经计算，L 为 800m。项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，本次评价范围按照井场区域和站场区域分别考虑，确定为：各区域向下游（东南方向）外扩 0.8km，向两侧外扩 0.4km，上游外扩 0.4km；管道评价范围为管道中心线两侧 200m。评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水

(1) 评价等级

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），工程属于水污染影响型建设项目。工程区内无地表水体，输油管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及原油集输过程中，本工程产生的含油污水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，工程地表水环境影响评价等级为三级 B。

(2) 评价范围

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

2.6.4 生态

(1) 评价等级

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

表 2.6-7 生态环境评价等级判定

序号	导则要求	本工程
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	本工程不属于水文要素影响型，地表水为三级 B
e	根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	土壤影响范围内分布有天然林及公益林，生态影响评价等级不低于二级
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	本项目占地规模小于 20km ²
g	除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	/
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	二级

由上表可见，本工程生态环境影响评价工作等级确定为二级。

（2）评价范围

本工程永久占地主要为苏 1-21 井场西侧新建分水站占地、临时占地主要为 8.9km 集输管线管沟占地。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本评价以苏 1-21 拟建分水站场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时线性工程穿越重点公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围，面积约 20.70km²。生态评价范围见图 2.6-1。

图 2.6-1 评价范围图

2.6.7 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)以及区域历史监测数据,工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg,属于 HJ964-2018 附录 D.1 中中度盐化及以上地区,即项目所在区域属于土壤盐化地区,本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑,并根据不同项目类型分别判定评价等级。

(1)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),本项目站场建设属于 I 类项目,集输管线建设属于 II 类项目。

(2)占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、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为 0.5hm^2 ($5\sim 50\text{hm}^2$),占地规模为小型。

(3)建设项目敏感程度

①污染影响型

本项目管线区域存在天然牧草地,土壤环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

根据区域历史监测数据,项目区域土壤含盐量大于 4g/kg,生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

(5)评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.6-8 和表 2.6.9。

表 2.6.8 生态影响型土壤环境影响评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.6.9 污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分依据一览表

敏感程度	占地规模	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	—	—

表 2.6-10 本工程土壤评价等级及评价范围一览表

序号	建设内容	生态影响型评价等级	调查评价范围	污染影响型评价等级	调查评价范围
1	井场	一级	占地范围外扩 5km	二级	占地范围外扩 0.2km
2	管线	二级	占地范围外扩 2km	二级	占地范围外扩 0.2km

综上，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

根据评价工作等级，并结合本项目特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定污染影响型土壤评价范围为站场边界向外扩展 200m、管线周边 200m 范围，生态影响型土壤评价范围为站场边界向外扩展 5km、管线周边 2km 范围。评价范围见图 2.6-1。

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

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

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据工程排污特点和周围环境情况，确定本评价污染控制及保护环境的目标为：工程建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证拟建项目污染物实现达标排放（符合相应标准要求，并使固体废物得到合理利用或无害化

处置)，使工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。工程建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

2.8.2 环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为区域内分布的重要物种。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域公益林等环境敏感点列入生态保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标为一类区的自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经调查，本项目均不涉及。

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

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

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象。结合现状调查，将评价范围内的天然牧草地、基本农田作为土壤环境保护目标。

综上，本评价主要环境保护目标见表 2.8-1。

表 2.8-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求
1	生态环境	动、植物	评价区域内动、植物及其生境等	优先采取避让措施，无法避让的，会同林草部门采取移栽、异地保护等减缓措施，尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动

序号	环境要素	环境保护目标		相对位置/环保目标特征		环境保护要求
		其他环境敏感区	公益林	项目区内		
						物
				项目区内	地方公益林及国家二级公益林, 主要生态功能为防风固沙	严格控制占地, 做到“占补平衡”, 维持区域林地生态功能不因项目实施而降低
2	地下水环境	潜水含水层		井区及周边		执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中III类标准
3	土壤环境	天然牧草地、基本农田		天然牧草地位于管线区域; 基本农田位于苏1-6井场东侧, 本次苏1-6井场无新增占地		严格控制占地范围, 执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018) 标准要求
4	环境风险	区域大气、土壤、地下水、天然林等		油区内部		发生风险事故时, 快速采取环境风险防范措施, 确保风险事故对环境风险保护目标的影响程度可控

2.9 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法, 以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、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 2.9-1。

表 2.9-1 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	数学模式法、预测模式

3.工程概况与工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 春风油田排 10 区块开发现状

3.1.1.1 春风油田排 10 区块主体工程概况

春风油田排 10 区块，隶属塔城地区乌苏市管辖。排 10 区块采用低含水原油直接进井场高架罐拉运外销，高含水油井就地建设临时分水点方式生产，以油井相对集中的苏 1-2 及苏 1-6 井场为基础，建设临时就地分水点，产液就地分水后由第三方单位拉运外销，采出水通过废弃探井就地回注，补充地层能量。

排 10 西目前共有油井 22 口，目前，2 座井场(苏 1-6/P3、苏 1-7)采用单井拉油，其余油井均实现管输，低含水油井产油直接外销(含水率 0.1%)，其余高含水油井产液拉运至分水站就地处理后外销；区域回注井 2 口（苏 3 井、苏 12 井）。区块总液量 477.9m³/d，油量 296.2t/d，建有苏 1-6、苏 1-2 两座分水点。现有拉油罐 38 座，拉油点 11 处。排 10 区块与春风一号联相距约 50km。

表 3.1-1 部署油井进入分水点情况一览表

序号	分水点位置	数量	井号
1	就地外销	8 口	苏 1-P2 井、苏 1-13 井、苏 1-X131 井、苏 1-X132 井、苏 1-2 井、苏 1-21 井、苏 1-X211 井、苏 13 井
2	苏 1-6 切水点辖区	7 口	苏 1-6 井（单井拉油）、苏 1-P3 井（单井拉油）、苏 1-212 井、苏 1-X213 井、苏 13-平 1 井、苏 1-27 井、苏 1-28 井
3	苏 1-2 切水点辖区	7 口	苏 1-P1 井、苏 1-7 井（单井拉油）、苏 1-10 井、苏 1-X11 井、苏 1-4 井、苏 1-5 井、苏 133 井

3.1.1.2 “三同时”执行情况

春风油田排 10 区块，自开发至今，按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收工作。2021 年~2022 年，春风油田开展了环境影响后评价工作，完成了《中石化新疆新春石油开发有限责任公司春风油田环境影响后评价报告书》。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理提供技术支撑。春风油田排 10 区块各工程“三同时”执行情况见

表 3.1-2。

表 3.1-2 春风油田排10区块开发项目环保手续履行情况一览表

序号	项目	审批文号	审批部门	审批时间	验收文号	验收时间	验收审批部门
1	苏1-2井	塔地环函[2015]56号	原塔城地区环境保护局	2015.06.24	/	/	/
2	苏1-4井	塔地环函[2015]56号	原塔城地区环境保护局	2015.06.24	/	/	/
3	苏1-10井	塔地环函[2015]102号	原塔城地区环境保护局	2015.11.06	/	/	/
4	苏1-6井	塔地环函[2015]95号	原塔城地区环境保护局	2015.10.17	/	/	/
5	苏13井	乌环字[2016]043号	原乌苏市环保局	2016.04.13	/	/	/
6	苏1-13井	乌环字[2016]044号	原乌苏市环保局	2016.04.22	/	/	/
7	苏1-21井	乌环字[2016]153号	原乌苏市环保局	2016.11.15	/	/	/
8	苏1-212井	乌环字[2017]188号	原乌苏市环保局	2017.11.22	/	/	/
9	苏1-斜213井	乌环字[2017]188号	原乌苏市环保局	2017.11.22	/	/	/
10	苏1-28井	乌环字[2018]171号	原乌苏市环保局	2018.12.25	/	/	/
11	苏1-斜131井	乌环字[2017]81号	原乌苏市环保局	2017.06.30	/	/	/
12	苏1-斜132井	乌环字[2017]81号	原乌苏市环保局	2017.06.30	/	/	/
13	苏1-P1井	塔地环函[2015]102号	原塔城地区环境保护局	2015.11.06	/	/	/
14	苏1-P2井	塔地环函[2015]102号	原塔城地区环境保护局	2015.11.06	/	/	/
15	苏1-斜11井	塔地环函[2015]102号	原塔城地区环境保护局	2015.11.06	/	/	/

16	苏1-P3井	塔地环函 [2015]95 号	原塔城地 区环境保 护局	2015.10.17	/	/	/
17	苏 1-7 井	塔地环函 [2015]10 3号	原塔城地 区环境保 护局	2015.11.06	/	/	/
18	苏 1-27 井	乌环字 [2018]15 3号	原乌苏市 环保局	2018.06.28	/	/	/
19	苏 1-斜 211 井	乌环字 [2017]18 8号	原乌苏市 环保局	2017.11.22	/	/	/
20	苏3井	塔地环函 [2015]56 号	原塔城地 区环境保 护局	2015.06.24	/	/	/
21	苏133井	乌环字 [2019]12 0号	原乌苏市 环保局	2019.08.19	/	/	/
22	苏12井	乌环字 [2016]04 2号	原乌苏市 环保局	2016.04.13	/	/	/
23	排 10 西沙 湾组苏 1-13 块产能建设 工程环境影 响报告书	新环函 (2018) 1646 号	原新疆维 吾尔自治 区环境保 护厅	2018.11.8	/	/	/
24	排 10 西沙 湾组苏 1-21 块产能建设 工程环境影 响报告书	新环函 (2018) 1716 号	原新疆维 吾尔自治 区环境保 护厅	2018.11.21	/	/	/
25	排 10 区块 探井转开发 井产能建设 工程环境影 响报告书	新环审 [2021]15 0 号	新疆维吾 尔自治 区生态环 境厅	2021.9.3	/	2023.1 2.12	中石化新 疆新春石 油开发有 限责任公 司
26	春风油田环 境影响后评 价报告书	新环环评 函(2022) 221 号	新疆维吾 尔自治 区生态环 境厅	2022.3.24	/	/	/

3.1.1.3 环境影响回顾评价

(1) 生态环境影响回顾

① 植被

本项目周围井场及区内道路等部分永久性占地范围均能控制在允许范围内且进行了硬化处理，临时占地亦能控制在允许范围内，植被正在保

护性的恢复中。

②土壤

根据调查结果，本项目所在区域土壤中石油烃类及重金属指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求。项目区土壤环境质量较好。

③野生动物

根据油田开发对野生动物的影响特征，本次现场调查着重注意了爬行类及啮齿动物的分布情况。

结果表明：在油田区域内此类动物仍然存在，但其分布受到了限制，在植被状况恢复较好的地段，其活动的痕迹较多，而在井场附近则活动的痕迹较少。

(2) 环境空气影响回顾

排 10 井区现有大气污染排放源主要为无组织排放废气，体现在油气开采、集输、原油装车、拉油罐运输及修井过程中的烃类挥发。主要污染物为非甲烷总烃及硫化氢。

根据 2023 年《中石化新疆新春石油开发有限责任公司排 10 西区块探井转开发井产能建设工程（一期）》验收报告，验收期间井场厂界无组织排放非甲烷总烃最高浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求；硫化氢最高浓度均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 二级新扩改建项目标准；6 处井场采油树下风向 1m 处无组织排放非甲烷总烃最高浓度均满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中表 A.1 厂区内 VOCs 无组织特别排放限值。评价区域内环境空气质量良好。

(3) 声环境影响回顾

根据验收监测期间：区块内井场厂(场)界噪声监测范围值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声环境功能区厂界环境噪声排放限值要求。

（4）水环境影响回顾

根据 2023 年 8 月，新疆水清清环境监测技术服务有限公司对“中石化新疆新春石油开发有限责任公司排 10 西区块探井转开发井产能建设工程（一期）”验收监测：部分地下水井中各监测项目除总硬度、氯化物、氟化物、锰、钠及溶解性总固体出现部分超标外，其余监测指标均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类质量标准要求；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准；超标的主要原因可能是与地下水水层自然地质岩石结构有关。

排 10 西区块采油井采出液分离废水经分水点的采出水处理单元处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中回注标准后回注地层，不外排；井下作业废水包括修井、洗井等井下作业产生的废水，井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至春风二号联合站及“春风油田污水资源化利用工程”处理后，回注地层。验收监测期间，苏 1-2 井场、苏 1-21 井场污水处理系统排口回注水中悬浮固体含量、含油量监测结果均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准要求；同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中标准要求。

（5）固体废物影响回顾

根据调查，钻井期岩屑与泥浆排入井场内经防渗处理后的泥浆池中，钻井结束固化填埋处理，并对井场进行整理、平整、压实。井下作业带罐操作，在正常生产情况下落地原油排放量基本为零。中石化新疆新春石油开发有限责任公司与新疆锦恒利废矿物油处置有限公司签订了含油污泥处置协议，可处理后期产生的清罐底泥。生活垃圾清运至 128 团生活垃圾填埋场。

项目区产生的固废均得到妥善处理，无乱堆放及随意排放现象。

3.1.1.4 主要环境问题

（1）油区部分道路属于简易便道，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况很差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大。

（2）项目区植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。

3.1.1.5“以新带老”的环保措施

针对上述现有的环境问题提出以下措施。

(1) 修复主干路，主干路采用沥青路面，减少扬尘污染。施工过程中对进场道路定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘。

(2) 平整施工迹地，回填土与周围地表坡向保持一致。选择本地土著物种对临时占地进行人工辅助恢复。增强防沙治沙措施。

3.1.1.6 应急预案

2023 年 8 月 2 日，中石化新疆新春石油开发有限责任公司制定并颁布了《中石化新疆新春石油开发有限责任公司突发环境事件应急预案》，并于 2023 年 8 月 2 日向塔城地区生态环境局备案完成，备案编号：654200-2023-056-L。中石化新疆新春石油开发有限责任公司在春风油田油区内定期开展应急演练、培训，油区内储备了应急物资，并成立了应急指挥机构。

3.1.1.7 区域污染物排放情况

根据现场踏勘与资料收集，经过核算统计，春风油田排 10 区块范围工程污染物排放情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 春风油田排 10 区块污染物排放情况一览表

序号	影响类别	污染物	排放量(t/a)	备注
1	废气	SO ₂	0.175	/
		NO _x	1.542	/
		颗粒物	0.123	/
		非甲烷总烃	84.86	/
2	废水	生产废水	0	采出水在分水点处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注油层；井下作业废水集中收集由分水点处理达标后回注油层
		生活污水	0	生活污水经生活污水处理装置处理后达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准后用于绿化，不外排
3	固体废物	含油污泥、沾油废物、废油桶等危险废物	0	含油污泥、沾油废物、废油桶等危险废物，委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司不外排
		生活垃圾	0	集中收集后送至 128 团生活垃圾填埋场处置，不外排

3.1.2 现有工程现状

3.1.2.1 现有工程概况

本次工程对苏 1-2 分水点、苏 1-6 井、苏 1-21 井场进行改造。

(1) 苏 1-2 分水点

苏 1-2 分水点建于 2019 年，该站担负 8 口油井分水任务，苏 1-P2 低含水单独进罐直接外销。分水后低含水原油就地外销，采出水回注苏 12 井。苏 1-2 分水点内原油储存能力校核为 $128\text{m}^3/\text{d}$ ，原油产量 $42.4\text{m}^3/\text{d}$ ，实际原油储存时间为 3.0d。2 座在用高架油罐破损严重已停用。苏 1-2 相对位置示意图 3.1-1，苏 1-2 站内工艺流程见图 3.1-2。苏 1-2 平面布置见图 3.1-3。

图 3.1-1 苏 1-2 相对位置示意图

图 3.1-2 苏 1-2 站内工艺流程图

图 3.1-3 苏 1-2 平面布置图

(2) 苏 1-6 分水点

苏 1-6 分水点建于 2019 年，该站担负苏 1-21 周边 6 口含水油井的分水任务。低含水原油就地外销，采出水拉运到苏 1-21 注水点回注苏 3 井。苏 1-6 分水点当前原油储存能力为 64m^3 ，原油产量 $36.6\text{m}^3/\text{d}$ ，实际原油储存时间为 1.7d。当前已建高架油罐均为迁建利旧设备，存在不同程度破损渗漏情况，后续生产储存能力不足同时存在安全隐患。苏 1-6 相对位置示意图 3.1-4，苏 1-6 站内工艺流程见图 3.1-5。苏 1-6 平面布置见图 3.1-6。

图 3.1-4 苏 1-6 相对位置示意图

图 3.1-5 苏 1-6 站内工艺流程图

图 3.1-6 苏 1-6 平面布置图

(3) 苏 1-21 井场

苏 1-21 井井场，已建注水罐 1 座，注水泵 2 座，承担着该区块的注水任务，

日注水量约 60m³ 左右，已建高架罐 4 座，承担着苏 1-21 及苏 1-211 井的原油外销任务。

3.1.3.2 现有工程污染物排放情况

现场踏勘期间，本工程涉及的站场井场均正常生产运行，站场无历史遗留废弃物产生，结合春风油田现场工作人员反馈，站场未发生泄露事故。站场运营期的污染物主要为无组织挥发的烃类和机泵产生的噪声。结合春风油田提供的验收监测结果，站场厂界非甲烷总烃无组织排放满足《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，厂界噪声《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

3.1.3.3 现有工程环境问题

根据现场踏勘结果，现有站场周边无历史废弃物及建筑垃圾，临时占地恢复情况较好，无环境问题。

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：春风油田排 10 拉改输及苏 1-21 集中处理点建设工程。

工程性质：改扩建。

3.2.1.2 建设地点

排 10 西沙湾组位于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市城区西北方向 50km，克拉玛依市西南方向 96km 处，隶属乌苏市管辖，区块距离春风一号联合站约 50km。区域构造上位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起。车排子凸起为准噶尔盆地西部隆起的次级构造单元，其西面和北面邻近扎伊尔山，南面为四棵树凹陷，东面以红-车断裂带与沙湾凹陷相接。该区沙一段 1、2 砂组为主要的含油层系。主力含油层系为沙湾组沙一段，该层段砂体南北沿车排子凸起方向上倾尖灭，东西成带分布。地理位置示意图 3.2-1。

图 3.2-1 地理位置示意图

3.2.1.3 建设规模

本工程主力含油层系为新近系沙湾组一段1砂组，油藏埋深1650m，储层渗透率 $1243 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均地面原油粘度8.3095 mPa.s，属稀油油藏。动用石油地质储量 $254.39 \times 10^4\text{t}$ 、含油面积 4.28km^2 ，初期自喷生产，自喷结束后转机抽生产。

本工程新建集油管线8.9km、5台电加热器、4座 200m^3 压力密闭储罐、2台100kW气电两用加热炉、2座 90m^3 三相分离器、1座 200m^3 卸油缓冲罐、4座 40m^3 高架储罐、1座 $40\text{-}60\text{m}^3/\text{h}$ 密闭卸油橇（内含2台离心泵）、1台100L/h加药装置、1台脱水提升泵、1套旋流+水过滤处理装置（BOO）、1座 200m^3 注水罐、1台喂水泵、2座注水泵橇，配套电气、自控等公用工程。

3.2.1.4 工程组成

本工程组成包括集输工程、站场改造工程以及配套的供配电、自控、通信、供排水、结构、消防等工程。开发工程组成见表3.2-1。

表3.2-1 工程组成一览表

序号	项目名称	内容		单位	总计	备注
1	主体工程	管线工程	集输管线	km	8.9	新建 $\phi 89 \times 6$ 集油管线3.0km， $\phi 114 \times 7$ 集油管线5.9km
		站场改造工程	苏1-2井			新建 200m^3 采出液储罐1座
			苏1-6井			已建 40m^3 高架方罐老旧破损，更换为 40m^3 高架采出液储罐4座(利旧区块内已建高架油罐)
		苏1-21分水分站			新建3座 200m^3 压力密闭储罐、2台100kW气电两用加热炉、2座 90m^3 三相分离器、1座 200m^3 卸油缓冲罐、1座 $40\text{-}60\text{m}^3/\text{h}$ 密闭卸油橇（内含2台离心泵）、1台100L/h加药装置、1台脱水提升泵、1套旋流+水过滤处理装置（BOO）、1座 200m^3 注水罐、1台喂水泵、2座注水泵橇	
2	公用及配套工程	供配电工程		/	/	苏1-10井场更换为200kVA变压器；苏1-4井场利旧苏1-10已建160kVA变压器；苏1-212/X213井场新建一台315kVA变压器；苏13井场新建一台250kVA变压器；苏1-21分水分站向西扩建，西侧已建10kV线路占压部分向西改线，已建转角杆及直线杆迁建至站场西侧，增设两基直线杆，同时新建1座箱式变电站。
		防腐工程		/	/	埋地工艺管线、阀外表面采用无溶剂液体环氧涂层防腐，干膜厚度 $\geq 600 \mu\text{m}$ 。

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
		通信工程	/	/	为苏 1-2 集中拉油点、苏 1-21 分水站新建 4 座储罐配置采集仪表及电加热控制柜，电加热控制柜内自带多功能电表及可编程 RTU 数据采集系统，现场仪表信号接入电加热控制柜内系统。苏 1-21 分水站站新建 PLC 控制系统，安装于值班室内。单体设备三相分离器、卸油缓冲罐、加热炉、卧式储罐配置液位、压力、温度等采集仪表，按照设备布置配置可燃气体探测器，信号接入站内新建控制系统后，通过网络上传至排 10 西生活点监控中心。
3	环保工程	废气	<p>施工期：废气包括施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气、非道路移动机械的燃油废气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施，非道路移动机械采用高品质燃油并定期维护以减少废气产生；</p> <p>运营期：加热炉烟气通过排气筒排放，装卸油料，油气集输等；站场无组织废气采用密闭集输工艺输送，并加强阀门、设备检修与维护；加强运营期环境管理。</p> <p>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：施工期废水包括生活污水、管道试压废水。管线试压废水属于清净废水，管道试压分段进行，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压完成后就地泼洒抑尘；生活污水由吸污车运至乌苏市污水处理厂处理；</p> <p>运营期：运营期废水为采出水。采出水在苏 1-21 分水站经处理达标后通过苏 3 回注井回注地层，不外排。</p> <p>退役期：少量生活污水、清管废水。</p>		
		噪声	<p>施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间；</p> <p>运营期：选用低噪声设备、基础减振、隔声等；</p> <p>退役期：合理安排作业时间。</p>		
		固体废物	<p>施工期：施工期固废主要为施工过程中产生的施工土方、焊接及吹扫废渣、废包装袋（盒）、生活垃圾、废保温材料等施工废料等。施工土方全部用于管沟和井场回填；焊接及吹扫废渣、废包装袋（盒）废保温材料等施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后与生活垃圾一同运往 128 团生活垃圾填埋场进行填埋处理；</p> <p>运营期：运营期固体废物危险废物主要为落地油、清罐油泥（砂）等，由有危废处置资质单位接收处置。</p> <p>退役期：固废主要为废弃管线、废弃建筑残渣、含油污泥（沾染原油的土壤），应集中清理收集。废弃管线、废弃建筑残渣等应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置；油泥（砂）属于危废，收集后由有危废处置资质单位接收处置。</p>		
		生态	<p>施工期：严格控制施工作业带宽度；分层开挖，分层回填；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；</p>		

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
					临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘；防沙治沙； 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线； 退役期：地面设施拆除、恢复原有自然状况。
		地下水、土壤			源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应等。
		环境风险			分区防控，管线上方设置标识，加强管线内的压力、流量传感器检修维护；加强日常巡检监管工作，加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理、定期对管线壁厚进行超声波检查，制定跟踪监测计划。
5	依托工程	区内分水分站			本工程采出水依托苏 1-21 分水分站。苏 1-2 分水分点和苏 1-6 分水分点一并拉苏 1-21 分水分站处理后回注苏 3 井。
		128 团生活垃圾填埋场			生活垃圾运往 128 团生活垃圾填埋场进行填埋处理
		新疆锦恒利废矿物油处置有限公司			含油污泥委托中国石化集团胜利石油管理局有限公司运输分公司运输，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进行处理

3.2.1.5 工程投资

工程总投资 1950 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目运营期不新增劳动定员，均依托现有采油厂工作人员，站场无人值守。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 区域地层特征

钻井资料揭示，本区地层自上而下为新生界第四系西域组、新近系上新统独山子组、中新统塔西河组和沙湾组三段、沙湾组二段、沙湾组一段，上古生界石炭系。新生界地层上覆在上古生界地层之上，普遍缺失中生界地层。该区块主要含油层系为沙湾组的一段，本区块目的层为沙湾组一段一砂组，埋深在 1650m，地层厚度 30-50m 左右。

表 3.1-2 排 10 区块地层简表

界	系	统	组	深度 (m)
新生界	第四系	更新统	西域组	301.00m~ 1341.00m
		上新统	独山子组	
	新近系	中新统	塔西河组	
			沙湾组三段	
			沙湾组二段	
			沙湾组一段	
上古生界	石炭系			1681.10m~

界	系	统	组	深度 (m)
				1726.00m

该块钻遇地层发育情况如下：

西域组、独山子组、塔西河组：该段地层为一套滨浅湖～河流相沉积，地层上部（井段 301.00m～705.50m）岩性为灰色细砂岩、泥质细砂岩、含砾细砂岩与黄灰色泥岩、砂质泥岩不等厚互层。下部（井段 705.50m～1341.00m）岩性以灰色、棕红色泥岩、砂质泥岩为主，夹灰色粉砂岩、泥质粉砂岩，地层厚度 1340m。

沙湾组三段、二段：为滨浅湖～河流相沉积，地层深度 1341.00m～1572.50m，岩性以棕红色泥岩、砂质泥岩为主，夹灰色粉砂岩、泥质粉砂岩。地层厚度约 230m。

沙湾组一段为一套滨浅湖～河流相，岩性为岩性以灰黄色细砂岩、泥质细砂岩与棕红色泥岩、砂质泥岩不等厚互层。地层厚度约 100m。

石炭系埋深 1681.10m～1726.00m，地层未钻穿，岩性紫红色泥岩、硅化泥岩。地层厚度约 45m。

3.2.2.2 区域构造特征

准噶尔盆地先后经历了多前陆盆地、统一压性断陷盆地、均衡拗陷盆地和统一前陆盆地四大演化阶段，侏罗纪时处在压性统一断陷盆地阶段，盆地处于外压内张的应力环境，盆地边缘受挤压，红车断裂形成并向东挤压，造成四棵树凹陷和昌吉凹陷分割，同时腹部地区因基底上拱形成了北东向的低隆起带。车排子凸起位于准噶尔盆地西北缘，属于车莫低凸起发育消亡过程中继承发展的产物。

排 10 西开采区块构造上位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起的西部，南部紧邻四棵树凹陷。井区位置位于春光油田西部排 10 西三维内，与河南春光油田排 2 井区相距 50Km。主要发育沙湾组一段稀油油藏。该区沙湾组一段北部以近源扇三角洲沉积为主，南部地区发育物源来自伊林黑比尔根山的退积型型辫状河三角洲沉积为主，构造为北高南低的单斜构造。

准噶尔盆地是在前寒武系结晶基底和海西期褶皱变质基底之上发展起来的晚古生代、中生代、新生代大型挤压复合叠加盆地。

四棵树凹陷作为准噶尔盆地一部分，位于准噶尔盆地的西南缘，处于北天山造山带与西准噶尔造山带交汇处，构造区划上属于北天山山前拗陷次一级构造单

元，具有前寒武系结晶基底，其南以北天山和托斯台断裂为界，西侧与北侧为车排子凸起，东侧与北天山山前断褶带相接，总体走向北西西-南东东。艾卡构造带位于四棵树凹陷北部与车排子凸起过渡带，属四棵树凹陷内两大构造带之一。

该区主力含油层系沙一段 1、2 砂组均为发育在北高南低单斜构造上的上倾尖灭油藏。单个油藏规模较小，含油面积在 0.2-1.2 平方千米。

3.2.2.3 油藏类型及储量

(1) 油藏类型

本区块沙湾组地层北高南低，砂体向北高部位尖灭，形成有效圈闭。本区的油藏既受岩性的影响又受构造高低影响。综合确定油藏类型为受构造影响的边水、稀油、岩性油藏。

(2) 储量

本区块预计 2030 年最大产液量为 800m³/d，油量 300t/d，综合含水率 63%。

3.2.2.4 流体性质参数

(1) 原油性质

排 10 西周边单井物性参数见表 3.2-1。

表 3.2-1 排 10 西周边单井物性参数

20℃原油密度 (g/cm ³)	20℃原油粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	气油比 (m ³ /t)	析蜡点 (℃)	含蜡量 (%)
0.840	224~1155	16~21	0.54	24.5~37.6	14.53~19.82

(2) 地层水性质

地层水性质如下：

地层水总矿化度为 143340 mg/L，氯离子含量为 87733.78 mg/L，水化学类型为 CaCl₂ 型。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

(1) 苏 1-2 分水点

根据开发规划苏 1-2 区块暂无提液计划，区块最大液量 147.1m³/d 油量 59.1t/d，水量 88m³/d。站内就地分水流程改造，站内新建 200m³采出液储罐 1 座，满足 3d 临时储存拉油时间。苏 1-4、苏 1-10/X11 至苏 1-2 井场，经水力热力计算，新建φ89×6 集油管线 3.0km，井口加热至 70℃，整体管输温度维持 50℃以

上，降低管输结蜡量。

(2) 苏 1-6 分水点

苏 1-6/P3 井含水较高(89.58%)，管输距离远(6.8km)，考虑苏 1-6 分水点停运后，站内已建 40m³高架方罐老旧破损，本次更换为 40m³高架储罐 4 座(利旧区内已建高架油罐)，满足 2.1d 临时储存时间，产液定期拉运至苏 1-21 分水站处理。

(3) 苏 1-21 分水站

苏 1-21 块敷设集输管网，串接含水油井，根据开发预测苏 1-13 含水将逐步上升，无法外销时进入管网，其余井管输至苏 1-21 拟建分水站；新建管网考虑待钻苏 13-平 3/平 4 及后续苏 13 块开发新增产液接入裕量。新建 $\phi 114 \times 7$ 集油管线 5.9km，井口新建油井变流加热装置，保障管输温度 $>44^{\circ}\text{C}$ ，减少管输结蜡量。

根据开发预测 2025 年苏 1-21 区块进站分水油量 285t/d，采用卧式压力密闭储罐 200m³ 3 座(储存时间 $>2\text{d}$)；分离出的伴生气维持压力系统运行，多余则进入加热炉燃烧提升来液温度。

同时考虑将苏 1-6 分水站管输来水及苏 1-2 分水点采出液、苏 1-21 井场分水在苏 1-21 井场进行集中处理后，通过苏 3 井回注，减少管理点，降低管理难度。根据预测区块最大来水量 431m³/d，采用《油田采出水处理设计规范》(GB 50428-2015)中的采出水处理站设计计算水量公式，确定本次采出水处理系统设计规模为 500m³/d，设计注水规模为 480m³/d。在苏 1-21 井场内新建水处理系统及注水系统，水处理系统采用“旋流+过滤”工艺。根据地质开发要求，回注水质要求含油量 $\leq 30\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 25\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ 。

(4) 集输管线

苏 1-4、苏 1-10/X11 至苏 1-2 井场，经水力热力计算，新建 $\phi 89 \times 6$ 集油管线 3.0km，井口加热至 70°C ，整体管输温度维持 50°C 以上，降低管输结蜡量。

苏 1-21 块新建集油管线 $\phi 114 \times 7$ -5.9km，井口新建油井变流加热装置，保障管输温度 $>44^{\circ}\text{C}$ ，减少管输结蜡量。

3.2.3.2 技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.2-3。

表 3.2-3 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	
1	开发指标	站场	分水站改造	座	2
2			新建分水站	座	1
3		管线	集输管线	km	8.9
4	综合指标	总投资		万元	1950
5		环保投资		万元	64
6		永久占地面积		hm ²	0.53
7		临时占地面积		hm ²	7.12
8		劳动定员		人	不新增
9		工作制度		h	8760

3.2.4 主体工程

3.2.4.1 管线

苏 1-4、苏 1-10/X11 至苏 1-2 井场，经水力热力计算，新建 $\phi 89 \times 6$ 集油管线 3.0km，井口加热至 70℃，整体管输温度维持 50℃ 以上，降低管输结蜡量。

苏 1-21 块新建集油管线 $\phi 114 \times 7$ -5.9km，井口新建油井变流加热装置，保障管输温度 $>44^\circ\text{C}$ ，减少管输结蜡量。

3.2.4.2 站场

1) 苏 1-2 分水点

苏 1-2 站内就地分水流程改造，站内新建 200m³采出液储罐 1 座，满足 3d 临时储存拉油时间。产液定期拉运至苏 1-21 分水站处理。

(2) 苏 1-6 分水点

苏 1-6 分水站内已建 40m³高架方罐老旧破损，本次更换为 40m³高架储罐 4 座(利旧区块内已建高架油罐)，满足 2.1d 临时储存时间，产液定期拉运至苏 1-21 分水站处理。

(3) 苏 1-21 分水站

新建苏 1-21 分水站，站内设置 2 台 100kW 气电两用加热炉、2 座 90m³三相分离器、1 座 200m³卸油缓冲罐、1 座 40-60m³/h 密闭卸油橇（内含 2 台离心泵）、1 台 100L/h 加药装置、1 台脱水提升泵。

苏 1-21 站现有氮气循环气浮橇，本次在苏 1-21 井场新建三相分离器及加药装置，采出液经三相分离器处理后，分离出的采出水经氮气循环气浮橇处理后，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐的水质标准后，通过现有注水系统回注地层，分离出的原油外销。

同时考虑将苏 1-6 分水站管输来水、苏 1-2 分水点采出液及苏 1-21 井场分水在苏 1-21 井场进行集中处理后，通过苏 3 井回注，减少管理点，降低管理难度。根据预测区块最大来水量 $431\text{m}^3/\text{d}$ ，采用《油田采出水处理设计规范》(GB 50428-2015)中的采出水处理站设计计算水量公式，确定本次采出水处理系统设计规模为 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，设计注水规模为 $480\text{m}^3/\text{d}$ 。在苏 1-21 井场内新建水处理系统及注水系统，水处理系统采用“旋流+过滤”工艺，包括 1 套旋流+水过滤处理装置（BOO）、1 座 200m^3 注水罐、1 台喂水泵、2 座注水泵橇。根据地质开发要求，回注水质要求含油量 $\leq 30\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 25\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ 。

3.2.5 配套工程

本工程配套工程包括供配电、自控、通信、供排水、结构、消防工程等。

3.2.5.1 供配电工程

(1) 苏 1-10 井场

苏 1-10 井场内已建一台 160kVA 箱变，已带 2 台抽油机（ 37kW ， 380V ）及井场内自控、通信等用电设备。苏 1-10 井场负荷合计约 157kW 。已建 160kVA 变压器无法满足要求，需更换为 200kVA 。

(2) 苏 1-4 井场

苏 1-4 井场已建一台 100kVA 箱变，已带 1 台抽油机（ 37kW ， 380V ）及井场内自控、通信等用电设备。苏 1-4 井场负荷合计约 86.7kW 。已建 100kVA 变压器无法满足要求，利旧苏 1-10 已建 160kVA 变压器。

(3) 苏 1-212/X213 井场

苏 1-212/X213 井场内已建一台 160kVA 箱变，已带 2 台抽油机（ 37kW ， 380V ）、一条高温电缆（ 150kW ， 380V ）及井场内自控、通信等用电设备。苏 1-212/X213 井场负荷合计约 362kW 。已建 160kVA 变压器无法满足新建负荷与已建负荷的要求。保留原变压器在旁边新建一台 315kVA 变压器。

(4) 苏 1-2 井场

苏 1-2 井场已建一台 250kVA 箱变，已带一条高温电缆（ 150kW ， 380V ）及井场内自控、通信等用电设备。苏 1-2 井场负荷合计约 211kW 。已建 250kVA 变压器两台可以满足新建负荷与已建负荷的要求。

(5) 苏 13 井场

苏 1-10 井场内已建一台 100kVA 箱变，已带 1 台抽油机（37kW，380V）、一条高温电缆（100kW,380V）及井场内自控、通信等用电设备。苏 13 井场负荷合计约 169.43kW。已建 100kVA 变压器无法满足新建负荷与已建负荷的要求。根据现场反馈，考虑后期设备同时启用工况，拆除原变压器原位置新建一台 250kVA 变压器。

(6) 苏 1-28 井场

苏 1-4 井场已建一台 100kVA 箱变，已带 1 台抽油机（37kW，380V）、一条高温电缆（100kW,380V）及井场内自控、通信等用电设备。苏 1-28 负荷合计约 130.4kW。已建 160kVA 变压器可以满足新建负荷与已建负荷的要求。

(7) 苏 1-21 井场

本次苏 1-21 分水站向西扩建，西侧已建 10kV 线路占压部分向西改线，已建转角杆及直线杆迁建至站场西侧，增设两基直线杆。

已建 100kVA 变压器利旧使用，配套跌落式熔断器、变压器低压侧动力进线柜（含补偿装置）、出线柜及其进线电缆均更换。

新建 1 座箱式变电站，内含 1 台 630kVA 变压器、1 面 10kV 进线柜、1 面 10kV 出线柜、1 面低压进线柜、1 面无功补偿柜及 2 面低压出线柜，电源引自站场西侧迁建改造直线杆，杆上增设 1 组 10kV 户外隔离开关、1 套 10kV 户外真空断路器和 1 组避雷器。

3.2.5.2 自控工程

排 10 区块苏 1-21 井场油井已配套采集仪表及视频监控，采用无线 4G DTU 进行视频及数据回传。排 10 西生活点会议室设有监控平台，可对排 10 区块各井场上传的自控数据及视频图像统一展示、存储，通过租赁光缆与管理区进行通信。

对苏 1-2 集中拉油点、苏 1-21 分水站新建油处理流程及水处理流程配套参数采集仪表及控制系统，于排 10 西生活点进行远程控制，管理区进行集中监控。

3.2.5.3 通信工程

根据中石化生产信息化建设需求，对区块内油气集输及自用设施配套视频监控及网络传输系统，数据传输至采油管理区生产指挥中心。

(1) 视频监控

本次对井场配套视频监控系统。

监控系统对整个井场设备运行及人员活动区域实现全天候监视,预防各类盗窃、破坏井场设施事件发生,保证生产安全。

视频监控系统采用网络化的数字系统结构,视频保存时间按 30 天考虑。

摄像机、防水扬声器安装于 8m 通信杆上,并配套安装 LED 补光灯,可实现视频闯入报警、语音驱离等功能。

(2) 数据传输

井场自控数据和视频信号通过无线网桥传输到就近基站,通过已建网络上传至管理区生产指挥中心。

3.2.5.4 防腐设计

阀门保温采用 50mm 厚岩棉板,外缠玻璃丝布,玻璃布应缠绕均匀、密实,玻璃布搭接宽度 $\geq 55\%$ 。

管线的防腐保温

① 地面管线外壁、平台、支架、支撑及其它不保温钢结构均采用涂层结构。

② 地面保温管线外壁。

③ 地面保温管线采用“自限温电伴热带+复合硅酸盐管壳+铝皮”的保温方式,电伴热采用螺旋式缠绕,系数不小于 1:1.5。复合硅酸盐管壳的厚度 50mm。每 300mm 用镀锌铁丝捆扎 2 道。保温层外部缠绕玻璃布。玻璃布应缠绕均匀、密实,玻璃布搭接宽度 $\geq 55\%$ 。电伴热和保温至地下 1.2m 处。

④ 埋地工艺管线、阀外表面采用无溶剂液体环氧涂层防腐,干膜厚度 $\geq 600 \mu\text{m}$ 。

3.2.5.5 消防工程

本方案拉改输井场为五级站场,消防主要设施为井口装置、油罐等。

根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004),井场消防采用移动式灭火方式,配置一定数量的手提及推车式磷酸铵盐灭火器。

3.2.5.7 道路工程

本项目所在的区块周边建设有主干路、支干路和通井道路等。本项目充分依托区域已建油田道路。

3.2.7 依托工程

3.2.7.1 乌苏市污水处理厂

乌苏市污水处理厂位于乌苏市西湖镇道路西侧，距市区 5.5 km，距离排 10 西生活区直线距离 55km，污水厂地理坐标。工艺流程包括一级预处理、二级生物处理、三级深度处理，项目采用“粗格栅+提升泵+细格栅+旋流沉砂池+EBIS 一体化生物处理系统+高效沉淀池+反硝化滤池+次氯酸钠消毒”工艺。设计出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中一级 A 标准。该污水厂于 2018 年 11 月 2 日取得塔城地区生态环境局环评批复（塔地环字[2018]251 号），于 2018 年 12 月自行组织验收（验收意见：乌污水字[2018]180 号）。目前乌苏市污水处理厂尚有约 1 万 m³/d 的富余量。可以依托该污水处理厂进行处理。

3.2.7.2 128 团垃圾填埋场

128 团垃圾填埋场位于七师 128 团前山镇以北 8km、2 连以北 3.8km 处，该生活垃圾填埋场包括填埋场防渗系统、渗滤液导排及处理系统、气体导排系统、雨污分流系统、监测系统以及管理区、运输专用道路等辅助配套工程，总占地面积约 38160 m²，项目设计日处理垃圾 40 吨，总有效库容约为 22.7 万 m³，库容服务期 10 年，总投资 1498.46 万元。生活垃圾填埋场运行良好。生产建设兵团第七师环保局 2017 年 8 月以（师环函[2017]118 号文）予以批复。

3.2.7.3 新疆锦恒利废矿物油处置有限公司

新疆锦恒利废矿物油处置有限公司于 2018 年 10 月 26 日取得新疆生产建设兵团环保局颁发的危废经营许可证，许可证编码 6607010801，可处理危废类别为 HW08（071-001-08），经营规模为：油田污油泥 50000t/a，现公司正常运行中。截止 2023 年 6 月 30 日，接收及处理量约 12000t，剩余可处理规模为 38000t。新疆锦恒利废矿物油处置有限公司危废资质及剩余处理能力均可满足本工程油泥处理需求，因此，本工程含油污泥委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置是可行的。

3.3 工程分析

3.3.1 工艺流程及排污环节分析

本工程建设可分为施工期、运营期、退役期三个阶段。

3.3.1.1 施工期

本工程施工期主要内容为地面工程和油气集输工程等内容。

(1) 站场建设

本工程改造 2 个分水点，新建 1 座分水站。

施工期首先对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将施工设备拉运至场地，进行安装调试。地面工程施工结束后，对场地进行清理，对施工场地临时占地进行平整恢复。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及废包装袋(盒)、建筑垃圾，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。

(4) 管线建设

管线施工工艺流程详见图 3.3-3。

图 3.3-3 管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

(1) 施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢距及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

(2) 管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩

塌堆积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。管沟沟底单管开挖宽度为 0.8m，管沟边坡比为 1:1.5。管沟成型后，应进行检查。

管线施工作业带宽度为 8m，管线埋深为 1.2m。

（3）管线组装

集输管线采用无缝钢管，连接方式集输管线采用焊接组装。在焊接前，应制定详细的焊接工艺指导书，并对焊接工艺评定进行评定。焊接工艺评定合格后进行施焊。

（4）吹扫与试压

管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于 20m/s。

集输管线、供水管线试压介质采用中性洁净水。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管道环向应力不超过其屈服强度的 95%，且最高点压力应为管道设计压力的 1.5 倍。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。

（5）穿越工程

①大开挖方式穿越

本工程穿越戈壁碎石路采用大开挖，并设置保护套管。套管顶埋深 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管均应伸出公路坡脚或边沟外 2m。

②顶管方式穿越

本工程穿越沥青路采用顶管方式穿越。该方式施工具有不破坏现有道路，减少开挖土方等优点。顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产

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

(6) 管沟回填

管线连接成功并检验合格后应及时进行管沟回填，管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管项上部，当回填至管项以上 500mm 左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面 300mm。

(6) 收尾工作

收尾工作包括场地平整和临时场地恢复。回填前，应仔细检查防水层和保温层质量，发现损坏，应及时修补，距管壁 200mm 范围的回填土用软土或砂土回填，同沟敷设的管道净间距不得小于 500mm，管道间必须用软土或砂土填实，管道周围不得留有空隙。荒地应做 300mm 高管垄，以备沉降。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。

管道施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接烟尘和施工车辆尾气，其中土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为管线试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，用于回填管沟及场地平整；管道焊接及管道吹扫产生的废渣应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。

3.3.1.2 运营期

排 10 区块 22 口油井，其中 4 口间开生产，苏 1-28 待侧钻，8 口直接外销，

9 口含水较高进站分水。区块内目前 22 口油井均为拉油生产，共有拉油井场 11 座，其中苏 1-2 及苏 1-6 井场内已建临时分水点，站内油井就近管输进沉降罐，区块内其余含水原油产液均由罐车拉运至两个分水点。苏 1-21 块敷设集输管网，串接含水油井，根据开发预测苏 1-13 含水将逐步上升，无法外销时进入管网，其余井管输至苏 1-21 拟建分水站；新建管网考虑待钻苏 13-平 3/平 4 及后续苏 13 块开发新增产液接入裕量。新建集油管线 $\phi 114 \times 7-5.9\text{km}$ ，井口新建油井变流加热装置，保障管输温度 $>44^{\circ}\text{C}$ ，减少管输结蜡量。

3.3.1.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终油区将进入退役期。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑残渣等。

综上，施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本工程建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。营运期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

3.3.2 施工期环境影响因素分析

3.3.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场、站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。各类集输管道开挖产生的多余土方及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。本工程站场改造不新增占地，永久占地主要为采油井场的永久占地。

根据估算，各项工程总占地 7.65hm^2 ，其中永久占地面积为 0.53hm^2 ，临时占地面积 7.12hm^2 ，项目占地类型以其他草地和天然牧草地为主，具体详见表 3.3-1。

表 3.3-1 占地面积统计表

序号	建设项目	面积(hm ²)			备注
		永久占地	临时占地	总占地	
1	站场	0.53	0.00	0.53	苏 1-21 井场西侧新增永久占地 5252m ²
2	集输管线	0.00	7.12	7.12	8.9km, 临时占地宽度 8m。
合计		0.53	7.12	7.65	/

3.3.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自以下几个方面：一是在管线敷设和地面工程建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬；二是开发期施工机械及运输车辆尾气和焊接烟气，施工机械及运输车辆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。金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。

(2) 废水污染源

施工期产生的废水主要为生活污水和试压废水。

① 生活污水

本工程施工期共计 60 天，施工人员按 30 人，参照《关于印发新疆维吾尔自治区工业和生活用水定额的通知》（新政办发〔2007〕105 号），用水量取 80L/人·天计算，生活用水最大量为 2.4m³/d，排水量按用水量的 80% 计算，施工期共排放生活污水为 115.2m³，生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等。施工期生活场地建有规范的防渗环保厕所，防渗采用环保防渗膜防渗，生活污水排至防渗环保厕所，定期拉运至乌苏市污水处理厂进行处理，不外排。

② 试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程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。产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本工程需清水试压的管线总长度为 8.9km，试压废水为 22.25m³，主要污染物为 SS。试压完成后，试压废水用作场地降尘用水。

(3) 固体废物污染源

本工程施工过程中产生的固体废物主要为施工过程中焊接及吹扫废渣、废保温材料等施工废料、生活垃圾、废包装袋等。

①施工废料

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料、废保温材料等少量施工废料，根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.1t/km，拟建工程施工废料产生量约为 0.89t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。

②生活垃圾

施工人员按 30 人计算，施工期 60 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，施工期生活垃圾共计 0.9t，生活垃圾集中收集后清运至 128 团的生活垃圾填埋场处理。

③废包装袋（盒）

废包装袋（盒）主要来源于焊条、设备等包装废弃物，类比春风油田多年钻井井场施工经验，废包装袋（盒）产生量约为 0.02t/井，预计产生量为 1.84t，应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。

（4）噪声污染源

项目施工期噪声主要包括土方施工、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站场、管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.3-3。

表 3.3-3 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〕
1	装载机	88/5
2	挖掘机	90/5
3	运输车辆	90/5
4	压路机	90/5
5	吊装机	84/5

3.3.3 运营期环境影响因素分析

3.3.3.1 废水污染源

(1) 采出水

本工程采出水依托苏 1-21 分水站处理。经三相分离出采出水，主要污染物为石油类及悬浮物，经氮气循环气浮橇处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

(2) 生活污水

井场无人值守，不新增劳动定员，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。

3.3.3.2 废气污染源

本工程运营期的废气排放源主要为井（站场）场、集输过程中无组织废气排放，加热炉产生的有组织废气和温室气体排放源。无组织排放的污染物主要为管线接口、阀门以及油罐等处产生的无组织挥发烃类。

(1) 加热炉燃烧废气

本工程在井场设置 100kw 气电两用加热炉 2 台，其燃料气采用经天然气处理后的返输天然气，烟囱高度为 8m。燃气加热炉耗气量计算公式如下：

$$A = \frac{3600pt}{\varepsilon Q_L}$$

式中：A 为燃气量，m³；

P 为加热炉功率，MW；

ε 为加热炉热转化效率，加热炉取 0.9；

Q_L 为燃气的低位热值，MJ/m³，根据燃气分析结果，取 33.812MJ/m³；

t 为加热炉运行时间，h。

本次评价考虑最不利情况，按满负荷计算。则本工程加热炉燃气量情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 加热炉耗气量及设置台数一览表

序号	项目	加热炉台数	年工作小时(h)	锅炉燃气量(万 m ³ /a)
1	100kW 加热炉	2	7920	9.37
合计				18.74

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）附录 F 中产排污系数表（燃气工业锅炉）计算污染物产生量；燃料为处理后的返输干气，

含硫量根据《天然气》（GB17820-2018）中的表 1 天然气质量要求，S 取二类气最大值 100；

实际运行中烟尘产生量较少，颗粒物排放以《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准中颗粒物的标准浓度限值进行核算。

表 3.3-7 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉

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
蒸汽/热水/其他	天然气	燃烧室锅炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S ^①	直排	0.02S ^①
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	18.71（无低氮燃烧）	直排	18.71
						9.36（低氮燃烧） ^②	直排	9.36

注：①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。S 取 100。

加热炉污染物产生排放情况见下表 3.3-8。

表 3.3-8 本工程井场加热炉污染物排放情况

污染源	耗气量	烟气量	污染物排放情况					
	10 ⁴ m ⁴ /a	10 ⁴ m ³ /a	SO ₂		NO _x		颗粒物	
			t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ₃
2 台 100kW 加热炉	18.74	201.93	0.04	18.561	0.3	147.28	0.04	19.95
标准限值	-	-	-	50	-	200	-	20

根据上表可知，本工程加热炉 SO₂、NO_x、颗粒物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 燃气锅炉大气污染物特别排放浓度限值（SO₂: 50mg/m³, NO_x: 150mg/m³, 颗粒物: 20mg/m³）。

（2）无组织非甲烷总烃核算

本工程运营期无组织排放的废气污染物主要为非甲烷总烃。非甲烷总烃排放源包括两个，一个为储罐大小呼吸过程以及装卸过程的无组织排放，一个为阀门、法兰、泵、压缩机等位置的无组织排放。

1) 储罐无组织挥发非甲烷总烃

本工程所建设储罐均采用卧式密闭储罐。根据《散装液态石油产品损耗》（GB11085-89）中表 1 “损耗标准”：注：卧式罐的贮存损耗率可以忽略不计。

故本项目储罐贮存损耗率可以忽略不计。

2) 装卸油料

油罐车装车时，由于油罐车与储罐的液位不断变化，气体的吸入与呼出会对油品造成一定扰动蒸发，另外随着油罐车油罐的液面下降，罐壁面积扩大，外部的高气温也会对其罐壁和空间造成一定的蒸发。根据《散装液态石油产品损耗》（GB11085—89）中“损耗标准”可知，本项目属于 C 类地区，装车过程中油料最大损耗率取 0.01%。

苏 1-21 最大储油量 285t/d，储存时间 >2d（按 2d 进行计算），年周转量为 52012.5t/a，无组织排放非甲烷总烃 5.2 t/a；苏 1-6 最大采出液量 119t/d，储存时间 2.1d，年周转量为 20683.3t/a，无组织排放非甲烷总烃 2.06t/a；苏 1-2 最大采出液量 165.5t/d，储存时间 3d，年周转量为 20135.8t/a，无组织排放非甲烷总烃 2.01 t/a。无组织排放非甲烷总烃共计 9.27t/a。

乌苏市属于“奎-独-乌”大气污染排放重点治理区，根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）要求：重点地区企业原油应符合表 3 规定的特别控制要求，即：采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 90%。故苏 1-21 分水站装车时无组织排放非甲烷总烃 0.52 t/a；苏 1-6 无组织排放非甲烷总烃 0.206t/a，苏 1-2 无组织排放非甲烷总烃 0.201 t/a。组织排放非甲烷总烃共计 0.927t/a。

3) 油气集输过程中非甲烷总烃（NMHC）

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

本工程运营过程中井场和站场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中 5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量计算公式对本工程无组织挥发的非甲烷总烃进行核算。

公式如下：

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.3-8 设备与管线组件 eTOC, i 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 eTOC, 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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，本次评价按保守估计的原则，将 TOC 全部视为可挥发性有机物 VOCs，本工程原油、采出液以及天然气中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，本工程井场、站场无组织废气核算见表 3.3-12 所示。

表 3.3-12 本工程苏 1-21 井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量	排放速率 eTOC, i/ (kg/h)	年排放量(t)
1	有机液体阀门	12	0.024	0.011
2	法兰或连接件	24	0.036	0.028
3	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	6	0.044	0.021
合计				0.06

表 3.3-12 本工程苏 1-2 井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量	排放速率 eTOC, i/ (kg/h)	年排放量(t)
1	有机液体阀门	4	0.024	0.004
2	法兰或连接件	8	0.036	0.009
合计				0.013

表 3.3-12 本工程苏 1-6 井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量	排放速率 eTOC, i/ (kg/h)	年排放量(t)
1	有机液体阀门	16	0.024	0.015
2	法兰或连接件	32	0.036	0.037
合计				0.052

经核算，本工程集输过程中烃类挥发总量为 0.125t/a。

3) 小结

本工程集输过程无组织烃类挥发总量为 1.052t/a。

(3) 无组织排放硫化氢

根据本工程开发方案，苏 1-2 井场分水点、苏 1-21 井场分水点及苏 1-6 井场分水点年产油分别为 2.014×10^4 t/a、 5.201×10^4 t/a、 2.068×10^4 t/a，原油中含硫 0.21%，可核算出本工程原油中 H₂S 最大量分别为 42.29t/a、109.2t/a、43.43t/a。根据本工程特点，油气集输损失按照 0.1‰损失计算，则本工程 H₂S 无组织挥发量分别为 0.004t/a、0.011t/a、0.004t/a；共计 0.019t/a。

3.3.3.3 固体废物污染源

(1) 危险废物

根据《关于印发〈危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采〉等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告 2021 年 第 74 号）中附件 1《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，结合本工程建设内容，识别的固体废物污染源如下：

①落地油

落地原油主要产生于油气集输阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后落地油总产生量约 1.2t/a，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。落地油回收率为 100%，落地油收集后储存

至作业现场危险废物贮存点后，委托有危险废物处理资质的单位处理。

②清罐底泥

本工程井场、站场储罐等会定期产生一定量的油泥，预计年回收油泥 0.1t。含油污泥属危险废物，收集后分类储存至作业现场危险废物贮存点后，委托有危废处置资质单位接收处置。

③废润滑油

在井场或者站场设备检修维护中会产生废润滑油，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（900-217-08）（使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油），产生量约 0.1t/a，收集后分类储存至作业现场危险废物贮存点后，委托有危废处置资质单位接收处置。

④废弃的含油抹布、劳保用品

在井场或者站场设备检修维护中会产生少量废弃的含油抹布、劳保用品，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW49 类危险废物（900-041-49），收集后分类储存至作业现场危险废物贮存点后，委托有危废处置资质单位接收处置。

本工程产生的危险废物应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

⑤废防渗材料

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗材料重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，约合 0.25t/a·井。则本项目 22 口井产生废弃防渗材料最大量约 5.5t/a。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，不在井场贮存，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（2）生活垃圾

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生

活垃圾。

3.3.3.4 噪声源

油田生产阶段，噪声源主要集中在各井场和站场，噪声源为采车辆的交通噪声、机泵等。主要采取基础减振等措施后，降噪效果可到 15dB(A)。具体见表 3.3-14。

表 3.3-14 噪声源设备

序号	噪声源名称	声源位置	数量/(台/套)	声功率级 (dB(A))	降噪措施	降噪效果 (dB(A))	运行时段
1	(密闭卸油橇)离心泵	井场	2	85-95	低噪声设备、基础减震、距离衰减	15	连续
2	喂水泵	苏 1-21 分水分站	1	85-95	低噪声设备、基础减震、距离衰减	15	间歇
3	脱水提升泵	苏 1-21 分水分站	1	85-95	低噪声设备、基础减震、距离衰减	15	间歇
4	注水泵橇	苏 1-21 分水分站	2	85-95	低噪声设备、基础减震、距离衰减	15	连续
5	加热炉	苏 1-21 分水分站	2	70~80	减振、隔声、消声	10	连续
6	交通噪声	运输、巡检车辆	1	60~90	车辆定期保养，距离衰减	/	间歇

3.3.3.5 合计

本工程运营期三废排放状况见表 3.3-15。根据搜集本项目所涉及的春风油田的相关资料，结合本次评价计算结果，污染物排放“三本账”估算表见表 3.4-16。

表 3.3-15 运营期污染物产生和排放情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集输	2 台 100kw 气电两用加热炉废气	SO ₂	0.04	0.04	经不低于 8m 高的排气筒排放
			NO _x	0.3	0.3	
			颗粒物	0.04	0.04	
	无组织排放废气	NMHC	1.052	1.052	大气	
		H ₂ S	0.019	0.019		
废水		采出水	采出水	157315	0	采出水依托苏 1-21 分水分站处理。处理达到

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
						《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层。
固体废物	井场作业	落地油	-	1.2	0	收集后委托有危险废物处理资质的单位处理。
	井场作业	废润滑油	-	0.1	0	
	井场作业	废防渗材料	-	5.5	0	
	管线清管	清管底泥	-	0.1	0	
噪声	加热炉、机泵等	机械噪声	-	60~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备,采取减振、隔声、消声等降噪措施

表 3.4-16 运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量(t/a)	本项目排放量(t/a)	总体工程		
					排放量(t/a)	以新带老削减量(t/a)	排放增减量
1	废气	SO ₂	0.175	0.04	0.215	0	0
		NO _x	1.542	0.3	1.842	0	0
		颗粒物	0.123	0.04	0.163	0	0
		烃类	84.86	1.052	85.912	0	1.052
2	废水	生活污水	0	0	0	0	0
		生产废水	0	0	0	0	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	0	0
		生活垃圾	0	0	0	0	0

3.3.4 退役期污染源及其防治措施

退役期主要是环境功能恢复时期,本节对退役期环境保护措施进行介绍。

3.3.4.1 退役期环境空气影响因素分析

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.3.4.2 退役期水环境影响因素分析

退役期埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖出。水环境影响因素主要为埋地管线的冲洗废水，本项目埋地管线设有集输管线，长度共计 8.9km，冲洗废水按照每千米 2.5m³ 核算，预计产生含油废水约 22.25m³，废水收集后就近拉运至春风联合站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

3.3.4.3 退役期噪声污染源分析

项目退役期噪声主要包括建（构）筑物结构施工、设备吊运拆除等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油气田实际情况，项目退役期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.3-17。

表 3.3-17 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	声源名称	型号	声功率级[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
1	吊装机	—	88	基础减振	昼间/夜间

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

3.3.4.4 退役期固体废物污染源分析

地面设施拆除、清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。油泥（砂）收集后统一交由有资质的单位处置处理，清理干净管线两端使用盲板封堵。

3.4.5.5 退役期生态环境影响因素分析及恢复措施

油田单井到开采后期油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井场、站场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

- (1) 施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖出，避免对生态环境的二次破坏。
- (2) 对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

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

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

3.4 清洁生产水平分析

3.4.1 原油集输及处理清洁生产工艺

(1) 采用自动系统对主要集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

(2) 系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。

(3) 原油集输

依托区块分水站。采出液串接进入分水站后采出水回注。

(4) 优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，尽量同沟敷设，减少占用林地面积，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

3.4.2 节能及其它清洁生产措施分析

(1) 采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

(3) 集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

3.4.3 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。

本工程建设主要采取的环境管理措施如下：

- (1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。
- (2) 在采油过程中加强管理，对输油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。

3.4.6 标准对照

按照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）》中的相关标准对本工程开发区块清洁生产进行分析。见表 3.4-1。

表 3.4-1 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	稠油≤160	≤160	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	/	/	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	/	/	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥80	100	30	
(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	
		采出水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
定性指标								
一级指标	权重值	二级指标				指标分值	得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	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	10	10
		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	0	
(2)环境管	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	20	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
		老污染源限期治理项目完成情况	5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	5

(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=A₁/A₂。A₁ 为第 j 项一级指标的权重值；A₂ 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：

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

式中：

P₂—定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

(3) 综合评价指数考核评分计算

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 3.4-4。

表 3.4-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由上表计算得出：

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

——采油和集输：定量指标 100 分，定性指标 80 分，综合评价指数 92 分。清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

综上，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

3.4 污染物排放总量控制

3.4.1 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、环境功能环境管理要求等因素的基础上，结合工程实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.4.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

本工程原油集输过程中 VOCs（即非甲烷总烃）的无组织排放量估算为 1.052t/a，不涉及 VOCs 的有组织排放。运营期产生的采出水进入苏 1-21 分水站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注地层，不外排。

3.4.3 总量控制建议指标

根据本工程开采处理的工艺特点及工程具体情况，本次评价提出的总量控制建议指标为：VOCs 1.052t/a；NO_x 0.3t/a。

3.5 相关法规、政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 本）》符合性分析

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 本）》，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

（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

本工程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 3.5-2。

表 3.5-2 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《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

1	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
2	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。	本工程开发方案设计考虑了原油资源赋存状况、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
3	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。	项目管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合

(3) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 3.5-3。

表 3.5-3 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
1	到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。	采用清洁生产工艺及技术。本工程采出水依托苏 1-21 分水站处理，处理达标后回注地层，不向外环境排放；油泥（砂）等危险废物由区域具有危废处置资质的公司接收处置；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分和生活垃圾集中收集后，集中收集后送至 128 团生活垃圾填埋场处置。	符合
2	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	产生油泥（砂）委托有含油污泥处置资质的单位进行处理。	符合
3	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；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	本工程采出水依托苏 1-21 分水站，处理达标后回注地层，不外排。	符合
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	采用密闭流程。	符合
5	(一) 油气田企业应制定环境保护管理规	项目投产后，纳入春风油田管	符合

<p>定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。（二）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。（三）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。（四）油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。（五）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。</p>	<p>辖作业区应急管理体系中，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性原油泄漏产生的环境事故。</p>	
--	---	--

由表 3.5-3 可知，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。

（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筑施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，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。

本工程施工期产生的建筑垃圾应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。项目施工过程中采取“下垫上盖”措施，结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。工程建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

表 3.5-4 与“环办环评函〔2019〕910 号”符合性

序号	(2019) 910 号要求	项目情况	符合性分析
----	----------------	------	-------

序号	(2019) 910 号要求	项目情况	符合性分析
1	各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	中石化新疆新春石油开发有限责任公司取得关于《中石化新疆新春石油开发有限责任公司十四五”环境影响报告书》的审查意见（具体见附件）。本工程所在区块的开发已纳入其“十四五”规划中。	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程以区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
3	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。	本工程评价了项目建设、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。	符合
4	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，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。	本工程废水均不外排。	符合

序号	(2019) 910 号要求	项目情况	符合性分析
5	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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。	本工程废水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，回注到现役油藏。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《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。	本工程不产生废弃油基泥浆和含油钻屑，产生的油泥（砂）遵循减量化、资源化、无害化原则，由具有危废处置资质的公司接收处置。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本工程施工周期较短，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。	符合
8	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。	本工程不涉及生态保护红线。	符合
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，主动公开油气开采项目环境信息，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。	本企业已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，主动公开项目环境信息。	符合

(6) 与《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》符合性分析

根据《国家级公益林管理办法》规定：“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”第十三条规定“二级国家级公益林

在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。”

根据《建设项目使用林地审核审批管理办法》规定，“建设项目占用林地，经林业主管部门审核同意后，建设单位和个人应当依照法律法规的规定办理建设用地审批手续。建设项目需要使用林地的，用地单位或者个人应当向林地所在地的县级人民政府林业主管部门提出申请。公路、铁路、输电线路、油气管线和水利水电、航道建设项目临时占用林地的，可以根据施工进度情况，一次或者分批次由具有整体项目审批权限的人民政府林业主管部门审批临时占用林地。”

根据《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》规定，“勘查、开采矿藏和修建道路、水利、电力、通讯等工程需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续；占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少”。

经调查，本项目不涉及国有一级国家级公益林及 I 级林地，所涉及的其他林地建设单位施工前根据《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》的相关要求，根据施工进度情况，一次或者分批次经林业主管部门审批，办理占地手续后方开工建设。施工完成后及时对占用林地进行恢复，符合《国家级公益林管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》中相关要求。

（7）《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》

本项目按照《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》单独分析了防沙治沙影响，并严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的要求，强化了项目的环境可行性、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。建设单位施工期间应按照《中华人民共和国防沙治沙法》以及本次环评提出的防沙治沙要求，落实防沙治沙生态环境

保护措施。符合《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中相关要求。

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

项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》中的相关要求，详见表 3.5-8。

表 3.5-8 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

序号	条件规定		拟采取的相关措施	符合性分析
1	选址与空间布局	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求,原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目建设符合《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划环境影响评价报告书》的要求。	符合
2		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。	施工期严格控制施工作业面积,尽量减少施工占地、缩短施工时间,项目区周围无环境敏感区。	符合
3	污染防治与环境影响	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放,油气集输损耗率不得高于 0.5%;工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁能源,燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求,有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工	采出液通过区块分水站处理。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等;定期对井(站)场、阀门和管线等检查、检修;采取措施后井场厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)。	

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	艺,减少二氧化硫排放。		
4	油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上;边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放。	井口采出液通过区域分水分站处理。本工程不涉及碳捕集、利用与封存(CCUS)技术。	符合
5	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。	采出水均送至苏 1-21 分水分站进行处理;本工程不涉及储层改造作业。	符合
6	涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本工程采出水进入苏 1-21 分水分站处理,经处理达标后全部回注地层。	符合
7	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固相优先综合利用,暂时不利用或者不能利用的,应按照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%。	危险废物均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理;春风油田已制定有危险废物管理计划,建立了危险废物管理台账,固体无害化处置率达到 100%。	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
8	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。	尽量选用低噪声设备,对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理;定期给机泵等设备加润滑油和减振垫,对各种机械设备定期保养;采取以上措施后井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类声功能区环境噪声限值要求。	符合
9	对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	报告对拟退役的废弃井进行封井,拆除井场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动;根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)、《废弃井封井回填技术指南》(试行)的相关要求,提出了生态修复方案。	符合

3.6 相关规划符合性分析

(1) 全国矿产资源规划

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出,“强化东部老油区挖潜,加大中西部油气开发力度,加快海域石油增储上产,力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点,加强精细勘探开发,积极发展先进采油技术,增储挖潜,努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点,探明优质资源储量,实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域,加快海洋石油勘探开发,保持老油田持续稳产,加快新区产能建设,大力提升海域石油产量。”本工程属于准噶尔盆地的原油开采项目,符合《全国矿产资源规划》要求。

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

《新疆维吾尔自治区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,按照“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、

吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度”。本工程属于准噶尔盆地油气基地，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) 新疆维吾尔自治区主体功能区规划

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

本工程属于石油开采项目，行政区隶属新疆乌苏市管辖，属于重点开发区域，本工程建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

(4) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

《新疆生态环境保护“十四五”规划》提出，坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。本工程位于新疆维吾尔自治区乌苏市，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合塔城地区生态环境分区管控要求。因此，本工程符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》要求。

(5) 《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》

规划中提出：充分发挥玛湖油田、准噶尔盆地南缘、沙湾凹陷富集的油气资源优势，建设国家大型石油储备基地。积极推进油砂、油页岩等非常规油气资源

开发。支持中石油、中石化持续加大塔城区块油气资源勘探开发力度，鼓励地方企业参与或与中石油、中石化共同开发油田资源。进一步加强油地合作，积极争取中石油、中石化油气资源供应配额，以乌苏华泰石化为龙头，整合地区石油化工企业，积极培育和发展精细化石油石化产业。发挥市场机制作用，推动优势企业以资产资源和市场为纽带，通过整合参股及并购等方式，实现跨地域跨行业的兼并（联合）重组，提高产业的聚集度，形成资源共享、优势互补的现代石油石化产业集群。

本工程属于乌苏市境内的油田开发项目，符合《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》的要求。

(6) 与《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》符合性分析

《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》提出：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。中石化新疆新春石油开发有限责任公司于 2021 年开展了 LDAR 工作，本工程提出项目运营期间，应按照《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，符合《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》中相关要求。

(7) 与《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划环境影响报告书》符合性分析

本工程与《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划环境影响报告书》相符性分析详见表 3.6-2。

表 3.6-2 与《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划环境影响报告书》符合性分析

文件名称	规划要求	本工程	符合性
《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》	“十四五”期间，为确保完成春风油田稳产 120 万吨任务，2021~2025 年共规划新钻井 799 口。	本工程属于规划中春风油田内容，符合中石化新疆新春石油开发有限责任公司发展规划要求。	符合

文件名称	规划要求	本工程	符合性
《关于<中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划环境影响报告书>的审查意见》（新环审〔2022〕244号）	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本工程不涉及生态保护红线，符合“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对区内的公益林等影响作为重点评价内容，并提出了合理、有效的保护措施，确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	符合
《关于<中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划环境影响报告书>的审查意见》（环审〔2022〕244号）	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求。规划区与魔鬼城风景名胜、玛纳斯河流域中上游湿地省级（兵团）自然保护区、一级公益林分布区、准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区等环境敏感区重叠区域划为油气资源禁止开发区并及时向自然资源部门申请调整油气资源采矿权许可区域范围，规划区与二级公益林分布区重叠区域油气资源开发需符合林草管理部门的要求并积极采取无害开采工艺，减轻对开发区域环境的影响，规划布设的井场、站场工程与规划区内的地表水体和引水工程之间应设置合理的保护距离。进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离居民区。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本工程优先避让环境敏感区，远离居民，减缓了对生态环境的影响。	符合
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环	本工程建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目用水量较少，施工废水、生活污水等进行综合利用，节约了水资源；	符合

文件名称	规划要求	本工程	符合性
	<p>境指标要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平,对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求,严格落实资源环境指标要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制,确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制,涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则,合规处置。加强伴生气、油泥(砂)、采出水等回收利用,提高综合利用水平。</p>	<p>输送采用密闭集输,可减少废气污染物的排放,实现污染物达标排放;能源利用均在区域负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限。项目运营期采出水依托苏1-21分水站处理,处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注地下,提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施;项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用,不能利用的均进行合规处置。</p>	符合性
《关于<中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划环境影响报告书>的审查意见》(环审〔2022〕244号)	<p>(四)加强生态环境系统治理,维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主,统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理,守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围,加大生态治理力度,结合油气开采绿色矿山建设等相关要求,落实各项生态环境保护措施,保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案,综合考虑防沙治沙等相关要求,因地制宜开展生态恢复治理工作。</p>	<p>本工程严格控制占地面积,项目建设过程中落实各项生态环境保护措施,并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理,保障区域生态功能不退化。</p>	符合
	<p>(五)加强规划区现有环境问题治理,严格落实《报告书》提出的现有环境问题的整改要求。按照标准规范要求恢复现有废弃场地生态环境,及时恢复公益林区域历史遗留临时占地遗迹。完善现有重点场站、储罐、装卸区密封点 VOCs 控制和管理措施按照相关标准规定频次开展 VOCs 泄漏检测与修复工作。建立并加强与政府及周边企事业单位的联动机制,继续加强各类管线的环保隐患治理工程,以进一步降低管线刺漏等风险事故的发生频率。细化完善环境管理制度,加大基层环保队伍建设,加强针对性培训。积极开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家及自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要</p>	<p>春风油田后续按照规划相关要求,加快关停井场生态恢复,积极开展清洁生产审核,并响应国家、自治区相关要求,按照国家及自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求,加强区块内油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代加大油气开发区域生态环境综合治理力度,激发油气资源开发企</p>	符合

文件名称	规划要求	本工程	符合性
	求,加强规划区油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代加大油气开发区域生态环境综合治理力度,激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力,推动区域生态环境持续健康发展。	业绿色发展的内生动力,推动区域生态环境持续健康发展。	
	(六)加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境管理和应急管理体系,确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系,开展长期跟踪监测。根据监测结果,及时优化开发方案,并采取有效的生态环境保护措施。	春风油田定期开展后评价工作,现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系,后续需进一步加强生态监测,根据监测结果,及时优化开发方案和环保措施。	符合
	(七)建立畅通的公众参与平台,及时解决公众提出的环境问题,满足公众合理的环保诉求;定期发布环境信息,并主动接受社会监督。	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求,主动公开了油气开采项目环境信息。	符合
	(八)规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作,重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况,论证环境保护措施有效性;在规划区域内新建、扩建、技术改造的建设项目,区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化。	本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查,论证了环保措施有效性,对区域环境调查中污染源现状调查进行了适当简化。	符合

3.7 “三线一单”符合性分析

本工程与新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案、塔城地区生态环境准入清单的动态更新成果符合性分析分别见表 3.7-1、3.7-2 及图 3.7-1、3.7-2。根据分析结果,本工程建设符合“三线一单”的管控要求。

表 3.7-1 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

文件要求		本工程	符合性
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）《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》，本工程属于乌苏市一般管控单元（ZH65420230001）和乌苏市重点管控单元（ZH65420230003）。不在拟定的生态保护红线内，与生态保护红线位置关系图见图 3.7-1。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	采出水进入苏 1-21 分水站经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，废水均不向外环境排放；根据塔城地区环境质量自动监测点的监测数据，区域 SO ₂ 、NO ₂ 、PM _{2.5} 、PM ₁₀ 年平均浓度及 CO、O ₃ 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，为环境空气质量达标区，本工程采取防沙治沙、生态恢复等措施，减少扬尘等影响。区域大气特征因子非甲烷总烃小时平均值满足相应标准限值要求；影响预测结果也不会出现超标现象，对区域的环境空气质量影响较小。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本工程占地类型主要为其他草地和天然牧草地，项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。施工废水、生活污水等进行综合利用，节约了水资源；各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	符合
生态环境准入	自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、	本工程不在生态保护红线区，位于一般管控区。本工程实施后，	符合

文件要求	本工程	符合性
重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元159个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	通过采取完善的污染治理措施，正常情况下，不会对工程区周围大气环境、声环境、土壤环境、地下水环境影响产生明显影响。本工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。工程无行业准入条件，对照属于《产业结构调整指导目录（2024本）》中鼓励类，符合国家相关产业政策。	

表 3.7-2 （1）与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本工程情况	相符性分析
乌苏市一般管控单元 01（ZH65420230001）	一般管控单元	空间布局约束	1.建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 2. 永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。	本工程不占用基本农田。	符合
		污染物排放管控	1.排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。 2.农业面源和生活污染源一般管控要求：因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本项目工程内容不涉及。	符合

		<p>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。</p> <p>2.塔城地区行政公署和各县市人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。</p> <p>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。</p> <p>4.健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。</p>	本项目工程内容不涉及。	符合
--	--	--	-------------	----

		资源利用效率	<p>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。</p> <p>2. 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 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.64、0.68，塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.66、0.69。</p>	本项目工程内容不涉及。	符合
--	--	--------	--	-------------	----

表 3.7-2 (2) 与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本工程情况	相符性分析
乌苏市重点管控单元 03 (ZH65420230003)	重点管控单元	空间布局约束	<p>1.建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。</p> <p>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。</p> <p>3. 超采区内禁止审批农业生产及服务类新增取用地下水，在地下水限采区开采地下水应符合县级以上人民政府水行政主管部门制定和下达的年度开采计划，合理调度地表水、地下水，从严控制取水总量，严格对每眼机电井进行管理，对超采严重区域实施关停封填机井，不得擅自扩大地下水开采，以实现采补平衡。</p>	本工程不占用基本农田。	符合
		污染物排放管控	<p>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。</p> <p>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</p>	本项目工程内容不涉及。	符合

		<p>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。</p>		
	环境 风险 防控	<p>1.涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响应方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。</p> <p>2.塔城地区行政公署和各县市人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。</p> <p>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。</p> <p>4.健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时</p>	<p>本项目采出液拉运至苏 1-21 井，采出水进入苏 1-21 分水站经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，废水均不向外环境排放。</p>	符合

		有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。		
	资源利用效率	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.64、0.68，塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.66、0.69。</p>	本项目工程内容不涉及。	符合

图 3.7-1 生态保护红线图

图 3.7-1 环境管控单元图

3.8 选址、选线合理性分析

本工程组成包括地面工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，项目评价范围涉及天然林、水土流失重点预防区和重点治理区等环境敏感区，不占用法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，井场及管线选址均已避开生态保护红线。

(1) 选址分析

本工程土地类型主要为天然牧草地、其他草地，拟建项目区内的天然林林地类型为荒漠灌木林，主要作用为防风固沙。可研设计阶段已尽量减少占用重点公益林，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，施工过程中尽量避开植物茂密区域。

本项目选址符合《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》以及《钻前工程及井场布置技术要求》。

(2) 站场选址合理性分析

本工程对苏 1-2 井场、苏 1-6 井场进行改造，站场改造建设内容均发生在现有站场内，不新增用地。

(3) 管线、道路选线合理性分析

本工程新建集输管线采用输送至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积；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。本工程道路充分利用区域已有道路。工程所在区域分布有国家二级公益林和地方公益林，在管线和道路选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动。

根据现场调查，工程区内无水源涵养区、水源保护区、自然保护区、风景名胜區、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域，符合塔城地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。区块内土地利用类型主要为天然牧草地和其他草地，工程所在区域分布有国家二级公益林和地方公益林，建设单位施工前根据《森林法》《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》《建设项目使用林地审核审批管理办法》的

相关要求，办理占地手续后方开工建设。占用公益林应征得林草主管部门同意，按国家和自治区相关规定缴纳相关费用，进行生态恢复和补偿。

本工程选址符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》及“三线一单”等政策、法规中的相关要求，工程选址合理。

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

塔城地区位于新疆维吾尔自治区的西北部、伊犁哈萨克自治州的中部，属于中温带干旱和半干旱气候区。辖塔城市、额敏县、裕民县、托里县、乌苏市、沙湾县、和布克赛尔蒙古自治县五县二市，有 5 个县(市)与哈萨克斯坦共和国接壤，边境线长 546 公里。

乌苏市位于天山北麓，准噶尔盆地西南缘。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；市区距乌鲁木齐市公路里程 268 千米，火车里程 236 千米

排 10 区块位于新疆塔城地区乌苏市境内，位于准噶尔盆地西南部佐顿爱力生沙漠内，与春风一号联相距约 50km。距离乌苏市中心城区西北约 54km，距离 125 团场西约 22km。该区域地势比较平坦，地面主要为戈壁滩，长有低矮灌木。

地理位置示意图 3.2-1。

4.1.2 地质条件

春风油田区域构造上位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起。车排子凸起为准噶尔盆地西部隆起的次级构造单元，其西面和北面邻近扎伊尔山，南面为四棵树凹陷，东面以红-车断裂带与沙湾凹陷相接。该区沙一段 1、2 砂组为主要的含油层系。

春风油田排 10 区块地层自上而下为新生界第四系西域组、新近系上新统独山子组、中新统塔西河组和沙湾组三段、沙湾组二段、沙湾组一段，上古生界石炭系。新生界地层上覆在上古生界地层之上，普遍缺失中生界地层。

4.1.3 地形地貌

乌苏市地处新疆天山北坡经济带中部，辖区范围南北长约 218km，东西宽

约 183km，面积为 20752.46km²。乌苏地处准噶尔盆地西南部，跨准噶尔盆地和北天山山地两大地貌单元，由北而南随海拔程度的升高，小区域气候由干燥、半干燥向湿润过渡，气候地貌的地带性差异很大，垂直分带明显，地貌类型多样。

辖区内地势南高北低，东高西低，由南向北可分为高山区、中低山区、丘陵区、倾斜平原及荒漠区五个地形带。区域内最高峰为东南缘的婆罗科努山，海拔高度约 5041m，最低处为西北缘四棵树河与奎屯河的交汇处，海拔高度约 226m；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。

乌苏境内所出露的地层属于北天山地层区依连哈比尔尕小区和玛纳斯小区。占乌苏市面积三分之二的平原地区均为第四纪覆盖，无基岩出露。平原区以南的山区出露良好，主要由志留纪到石炭纪的老地层构成；山麓地带出露有侏罗纪到新第三纪的较年轻地层，山区部分阴沟和沟谷中有第四纪沉积物覆盖。区域地形地貌受大地地质构造环境控制，规律性比较明显，由南向北大致可分为两大地貌单元，即北天山北坡山区与准噶尔盆地平原，局部发育有小片沙丘地形。

①山区

南部山区东西横亘着依连哈比尔尕山北坡和婆罗科努山北坡及它的支脉。境内山体宽 40~60km，长 140km，海拔 1000~4200m，山区总面积占全市总面积的 43.57%，是乌苏市的主要牧业区。

②盆地

北部的准噶尔盆地主要由冲积平坦平原构成，其中相当部分为半沙漠；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，由干燥剥蚀中山、侵蚀剥蚀中山和冰缘、冰川作用高山构成。境内天山山地为北天山中段北坡的一部分，包括依连哈比尔尕山西段北坡和婆罗科努山东段北坡。准噶尔盆地由南部的冲积洪积倾斜平原和北部的冲积平坦平

原两大部分构成，平坦平原内有一部分为干燥剥蚀平原，已形成半沙漠。

本工程地处风积平原，佐顿爱力生沙漠内。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。

4.1.4 水文概况

乌苏市虽然处于温带大陆性气候带，但由于境内南部海拔高程超过 4000 米，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。

依连哈比尔尕山和婆罗科努山在乌苏境内的北坡冰川有 1016.45 平方公里，其中 299.7 平方公里融水绝大部分补给安集海河流出，其余融水直接补给市内各河流、溪沟。其中奎屯河、四棵树河、古尔图河 3 条大河为 12.472 亿立方米，11 条无尾小溪沟为 1.186 亿立方米，安集海河上游乌苏境内的 4 条支流为 0.210 亿立方米。降水主要集中在夏季，河水流量随气温升高而增大。排 10 区附近无地表水体。

4.1.5 气候、气象

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。

春季：一般在三月中下旬开春。春季冷空气活动多，升温快(逐月上升 8~11℃)而不稳定，降水、大风增多。气温昼夜变化剧烈，降水量占全年降水量的 30%，但年际变化大，常发生春旱。

夏季：一般在六月上、中旬入夏。平原地区炎热，日最高气温高于 35℃的酷热期多达 30 多天，多阵性风雨天气。降水量占全年的一半以上，山区降水大，

易形成洪水。

秋季：一般在九月上、中旬入秋。秋季晴天多，降温快，可谓“秋高气爽”。阵性风雨天气结束，大风减少。

冬季：一般在十一月上、中旬入冬至来年三月。冬季严寒、多阴雾和低碎云，能见度差，降水量只占全年降水量的 9~11%。全年 95%以上的雾日集中在 11 月到次年 3 月出现。

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	964.2hpa
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	南风 (S)
十分钟平均最大风速	14.0m/s

4.1.6 动植物资源

(1) 动物资源

根据新疆维吾尔自治区林科院调查资料，区内野生动物主要有：共计 19 目 35 科 53 种。其中兽类有马鹿、雪豹、黑熊、野驴、黄羊、雪鸡、鹅喉羚、水獭、野猪、狐、狼、黄鼬、草兔、三趾跳鼠、红尾沙鼠、大沙鼠、刺猬等；鸟类有波斑鸨、黑鹰、猎隼、红隼、大天鹅、灰鹤、环颈雉、赤麻鸭、绿头鸭、苍鹭、苍鹰、黑鹳、雁、戴胜、喜雀、杜鹃、黑额伯劳等；爬行动物有旱生沙蜥和东主沙蜥。甘家湖地区的国家一级保护动物有黑鹤、波斑鸨两种，二级保护动物有马鹿、鹅喉羚、水獭、大天鹅、苍鹰、灰鹤、猎隼、红隼八种，自治区级保护动物有 13 种，属“濒危野生种国际贸易公约”规定的有黑鹳、大白鹭、水獭 3 种。家禽主要有鸡、鸭、鹅、鸽等。家庭饲养的野生动物有水獭、貂等。水产品主要有：鲢鱼、草鱼、青鱼、鲤鱼、白条鱼等。

(2) 植物资源

流域内植物类型从南至北主要有天然针叶林、天山云杉、桦林、山杨、山柳、苦杨、白杨、白榆、新疆杨、钻天杨、银白杨。沙生植物类型有梭梭、白梭梭、沙拐枣、怪柳、三芒草。盐生植物类型有梭梭、胡杨、白刺、琵琶柴、驼绒藜、盐穗木、芨芨草、芦苇、香蒲、三棱草等。流域主要农作物有小麦、玉米、水稻、棉花、豆类、蕃茄、瓜果、蔬菜等。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态系统调查

4.2.1.1 生态系统类型

本工程所在区域行政区划隶属于塔城地区乌苏市，根据《新疆生态功能区划》，本工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1 和图 4.2-1。

表 4.2-1 工程区生态功能区划表

生态功能	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与绿洲农业生态亚区 (II ₂)

分区单元	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

工程所在区域属于乌苏-甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区，主要生态服务功能分别为“沙漠化控制、生物多样性维护”。本工程实施春风油田排 10 拉改输改造及苏 1-21 集中处理，将降低生态环境风险及氮氧化物等大气污染物的排放，同时工程施工具有临时性、短暂性特点，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，严格落实保护梭梭林及药用植物、保护沙漠植被、保护野生动物、防止荒漠化加剧等措施，工程结束后及时对临时占地进行恢复，不会对区域重要物种及其生境产生明显不利影响，符合区域生态服务功能定位。

图 4.2-1 评价区域生态功能区划图

根据野外调查情况，按照《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》(HJ1166-2021)的分类方法，对评价区生态系统进行分类。调查显示，评价区域生态系统以灌丛生态系统和草地生态系统为主，生态系统结构较为简单，相嵌分布。工程区不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，距离甘家湖梭梭林国家级自然保护区最近距离约 10km。根据现场调查，评价区域地表灌丛植被发育，生态系统内生产者主要为梭梭-琵琶柴群系、琵琶柴群系等，此外伴生有怪柳、沙拐枣等旱生、沙生植物，植被盖度约为 15%~25%；消费者种类及分布均很少，生态环境较为脆弱。具体见图 4.2-2。

图 4.2-2 评价区域生态系统类型图

4.2.1.2 生态系统特征

灌丛生态系统是指由灌木和低矮的树木组成的生物群落，通常分布在干旱或半干旱地区。由于生长环境的限制，这些植物通常具有较长的根系和较小的叶片，以适应干燥和高温的气候条件。灌丛生态系统在维持生物多样性和生态平衡方面起着重要作用。首先，灌丛为众多动物提供了栖息地和食物来源。许多鸟类、哺乳动物和昆虫都依赖于灌丛生态系统中的植物来寻找庇护和食物。灌丛还为许多植物提供了理想的生长环境，使它们能够在干旱的气候条件下存活和繁衍。灌丛生态系统在土壤保持和水资源管理方面起着重要作用。由于灌丛植物的根系较长，能够固定土壤，减少水土流失的风险。此外灌丛植物的根系还能够吸收和储存水分，减少土壤中的水分蒸发，提供给其他植物和动物使用。同时灌丛生态系统具有显著的碳汇功能，其碳储量的增加被认为是我国陆地生态系统碳储量增加的主要原因之一。

草地生态系统是指在中纬度地带大陆性干旱、半干旱气候条件下，由多年生耐旱、耐低温、以禾草占优势的植物群落的总称，指的是以多年生草本植物为主要生产者的陆地生态系统。草地生态系统具有防风、固沙、保土、调节气候、净化空气、涵养水源等生态功能。草地生态系统是自然生态系统的重要组成部分，对维系生态平衡、地区经济、人文历史具有重要地理价值。草地生态系统中由于环境条件的不均匀性，如小地形或微地形的起伏变化、

土壤湿度、盐碱度、人为影响、动物影响（如挖穴）以及其他植物的积聚性影响（如灌木丛），草地植物群落往往在水平空间上表现出斑块相间的镶嵌性分布现象，每一个斑块是一个小群落，它们彼此组合形成群落的镶嵌性水平结构。

4.2.2 土地利用现状调查及评价

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

生态现状调查范围土地利用类型见表 4.2-2，生态现状调查范围土地利用现状见图 4.2-3。

表4.2-2 评价区土地利用类型一览表

土地利用类型		面积 (km ²)	比例/%
一级分类	二级分类		
林地	灌木林地	15.01	72.51
草地	天然牧草地	4.02	19.42
	其他草地	1.45	7.01
工矿仓储用地	采矿用地	0.05	0.24
其他土地	沙地	0.17	0.82
合计		20.70	100

由上表可知，生态现状调查范围内土地利用类型涉及 4 大类 5 小类，土地利用现状占比由大到小依次为灌木林地、天然牧草地、其他草地、沙地、采矿用地。其中面积占比最大的为灌木林地，约占评价区域面积的 72.51%，建群种为梭梭，优势种为梭梭、琵琶柴；天然牧草地主要为甘家湖林场所属冬牧场，优势种为琵琶柴等植被，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；采矿用地主要为春风油田已建油气生产设施；沙地主要分布在评价区南部，主要为固定、半固定沙地。

图 4.2-3 评价区域土地利用现状图

4.2.3 植被类型及分布

根据《中国植被区划》，工程所在地区属于干旱荒漠带、温带荒漠区（XII）、温带干旱半灌木-小乔木荒漠地带（XII_A）、准噶尔盆地小乔木-半灌木荒漠区（XII_{A1}）。根据《新疆植被及其利用》，工程所在地区属于新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、塔城-伊犁荒漠亚省、塔城州。该区域气候属于塔城-伊犁型，较温和而湿润（对其他荒漠亚省而言），年平均温度为 6-8℃，年降水量可达 280mm。

区域野生植物情况见表 4.2-3。区域植被类型图见图 4.2-4。

表4.2-3 区域野生植物情况一览表

中文名	学名	分布
琵琶柴	<i>Reaumuria kaschgarica</i>	++
梭梭	<i>Haloxyylon ammodendron</i>	++
白梭梭	<i>Haloxyylon persicum</i>	+
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>	+
肉苁蓉	<i>Cistanche deserticola</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>	+

中文名	学名	分布
小果白刺	<i>N.sibirica</i>	+
准噶尔大戟	<i>Euphorbia soonarica</i>	+
驼绒藜	<i>Ceratocarpus arborescens</i>	+
苦马豆	<i>Swainsonia salsula</i>	+
戈壁藜	<i>Ijinia regelii</i>	+
木碱蓬	<i>Suaeda dendroides</i>	+
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+

注：++为多见；+为少见

本工程所在区域内自然植被主要为梭梭、琵琶柴等，植被覆盖度为 15-25%。区域内天然植物种类单一，以早生的亚洲中部荒漠成分占优势。主要有藜科的梭梭以及柽柳科的琵琶柴等。就其区系地理成分而言，均属亚洲中部成分的梭梭、琵琶柴，总体来说群落结构比较简单。评价区域共调查自然植被型组为荒漠植被等 1 类，植被群系有梭梭-琵琶柴群系、琵琶柴群系等共计 2 种，均属于小半灌木荒漠，是新疆荒漠植被中具有重要作用的显域性植被，2 种群系分布在整个油田开发区，所适应的土壤为盐土、风沙土等。群落种类组成单一，优势度较高，建群种为梭梭 (*Haloxylon ammodendron*)，优势种为梭梭 (*Haloxylon ammodendron*)、琵琶柴 (*Reaumuria soongorica*)，伴生种有多枝柽柳 (*Tamarix ramosissima*)、沙拐枣 (*Calligonum leucocladum*) 等。

图 4.2-4 评价区域植被类型图

样方调查概况：

A. 布设原则

为了获取评价区植被类型及其生长状况信息（覆盖度、生物量、分布特征等），评价人员采取了遥感影像解译、实地踏勘、样方分析、查阅资料等多种方法。下面着重说明样方调查情况。

B. 样方调查内容

本工程生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），陆生生态调查根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价每种群落类型不少于 3 个。本评价自

然植被实地调查中主要采用样方法。在样方中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。

本次评价范围涉及梭梭-琵琶柴群系、琵琶柴群系等 2 种植物群系，每种类型设置 3 个样方，共调查 6 个样方，布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所述：

表4.2-4 评价区域植被群系情况一览表

植被大类	植被型组	植被型	植被群系
自然植被	荒漠	梭梭荒漠	梭梭-琵琶柴群系
自然植被	荒漠	半灌木、矮半灌木荒漠	琵琶柴群系

①梭梭-琵琶柴群系植被样方调查：设置 10m×10m 的植被样方 3 个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

②琵琶柴群系植被样方调查：设置 5m×5m 的植被样方 3 个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

C.样方信息统计

调查过程共做实测和记录样方 6 个，主要样方情况见表 4.2-4~表 4.2-5。根据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

①梭梭-琵琶柴群系植被样方调查，调查地点：分别在苏 1-4 东南部、苏 13 东南部以及苏 1-212 南部布设样方，土壤类型：风沙土等；地形地貌为平原，植被盖度约为 25%。

样方大小：10m×10m；统计结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 梭梭-琵琶柴群系植被样方调查统计表

地点	植被生长状况				
	种类	高度 (cm)	数量	盖度 /%	多度
样方 1-1					
苏 1-4 东南部	梭梭	125-155	8	10	Cop1
	琵琶柴	30-40	12	5	Sp
样方 1-2					

苏 13 东南部	梭梭	145-185	6	15	Cop2
	琵琶柴	35-45	15	8	Sp
	多枝怪柳	85-105	4	3	UN
样方 1-3					
苏 1-212 南部	梭梭	135-165	7	12	Cop1
	琵琶柴	35-45	13	6	Sp
	木碱蓬	20-40	1	2	Sol

②琵琶柴群系植被样方调查，调查地点：分别在苏 1-2 分水点、苏 1-13、苏 1-21 布设样方，土壤类型：盐土等；地形地貌为平原，植被盖度约为 15%。

样方大小：5m×5m；统计结果见表 4.2-5。

表 4.2-5 琵琶柴群系样方调查统计表

地点	植被生长状况				
	种类	高度 (cm)	数量	盖度 /%	多度
样方 2-1					
苏 1-2 分水点	琵琶柴	35-45	7	10	Cop1
	梭梭	65-95	2	3	UN
	碱蓬	25-35	4	2	Sp
样方 2-2					
苏 1-13	琵琶柴	25-35	5	8	Cop1
	梭梭	55-85	1	2	UN
	猪毛菜	20-60	3	2	Sol
样方 2-3					
苏 1-21	琵琶柴	30-40	6	10	Cop1
	梭梭	60-80	1	2	UN
	碱蓬	20-30	3	2	Sp

4.2.4 野生动物现状评价

(1) 野生动物区划

按中国动物地理区划的分级标准，工程所在区域的野生动物属古北界、

中亚界、蒙新区、西北荒漠亚区、准噶尔盆地小区。评价区气候较为干旱，通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，该地区分布的野生动物详见表 4.2-5。

表4.2-5 工程区主要动物种类及分布

种 类	学 名	分 布
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		
黑鸢	<i>Milvus migrans</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>	+
漠鹀	<i>Oenanthe deserti</i>	+
灰鹡鸰	<i>Motacilla cinera</i>	+

注：“+”常见种；“-”偶见种

（2）野生动物栖息生境类型

评价区域内的野生动物生存环境可分为以下 2 种类型。

1) 灌丛区：在评价区大部分区域分布着以梭梭、琵琶柴、怪柳等为主的灌丛，建群种为梭梭，优势种为梭梭、琵琶柴，伴生种有木碱蓬等，为野生动物提供了良好的栖息场所和隐蔽地。

2) 荒漠区：主要以半灌木及多年生草本植被为主，植被盖度相对较低，

盐碱地及沙地均有分布，栖息分布着部分耐旱耐盐碱型野生动物，野生动物生存条件相对较差。

(3) 样线调查情况

按照《生物多样性观测技术导则陆生哺乳动物（HJ710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则鸟类（HJ710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则爬行动物（HJ710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则两栖动物（HJ710.6-2014）》等确定的技术方法，对项目区各类野生动物开展了调查。

野生动物调查主要采用样线法，样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法。由于项目区野生动物生境类型较为简单，有灌丛区和荒漠区，本次评价在管线沿线每种生境类型各设置 3 条样线，每条样线 500m 左右，观测时行进速度 1.5-3km/h。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及两栖类动物，借助其遗留下的且易于鉴定的活动痕迹，推测动物的种类，估算其种类和数量。本次调查发现了一些野生动物的粪便、毛发等痕迹。本次调查使用 8 倍双筒望远镜，观测到的主要为野生鸟类和爬行类。

本次共设置样线 6 条，鸟类共观测到小沙百灵、麻雀、凤头百灵、大杜鹃、漠鹀等 5 种，爬行类动物荒漠麻蜥、荒漠麻蜥等 2 种。未见大型野生动物踪迹。

4.2.5 生态敏感区调查

4.2.5.1 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

本工程西距生态保护红线区（甘家湖梭梭林国家级自然保护区）约 10km，不在生态保护红线范围内。

4.2.5.2 水土流失及土地沙化现状调查

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和新水水保〔2019〕4 号文，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

工程所在县域为自治区级天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。根据《2023 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，乌苏市水土流失主要为风力侵蚀，主要侵蚀土地利用类型为沙地和草地。新疆维吾尔自治区已经开展第六次沙化土地调查，根据资料，塔城地区沙化土地面积 9205659.54hm²。本工程占地类型为灌木林地、天然牧草地，不占用沙地。

根据评价区土地利用，结合现场调查地形地貌及植被覆盖程度，分析评价区域土地荒漠化现状。本工程区块地势平坦，项目区的主要土地类型为灌木林地、天然牧草地。植物群落较为简单，项目区发育着以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、柽柳等。区域植被盖度约为 15-25%，覆盖度总体来说良好，区域植被的防风固沙等生态功能较为稳定。

4.2.5.3 天然林

天然林指天然起源的森林，包括自然形成与人工促进天然更新或者萌生所形成的森林，是自然界中群落最稳定、生态功能最完备、生物多样性最丰富的陆地生态系统，是维护国土安全最重要的生态屏障，按其退化程度可以大致分为原生林、次生林和疏林等。

根据初步调查，本工程所在区域天然林林地保护等级为 II~IV 级，不涉及 I 级林地，具体以林草部门核查为准。调查区域部分天然林为乌苏市重点公益林。

4.2.5.4 重点公益林

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态

和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林、自然保护区的森林和国防林等。

根据乌苏市重点公益林区划界定成果，乌苏市林地面积 270633.30 hm²，其中，乔木林地 12533.35hm²，占林地面积 4.631%，疏林地 1713.47hm²，占林地 0.633%；灌木林地 193713.93hm²，占林地 71.578%，为成林造林地 1731.93hm²，占林地 0.640%，苗圃地 5.40hm²，宜林沙荒 4377.77hm²，占林地 1.618%，沙生灌丛 56667.45hm²，占林地 20.898%。

本工程位于乌苏市重点公益林内，工程所占林班是 102 号、120 号、126 号、127 号、128 号、130 号林班，为国家二级公益林和地方公益林，主要地类为灌木林地及宜林地，主要林种为防风固沙林，主要优势树种为梭梭、琵琶柴，盖度约为 20%。

乌苏市重点公益林与项目的位置关系见图 4.2-4。本工程具体涉及公益林情况以林可研及林草部门核查为准。

评价区域重点公益林的保护对象主要为区域防风固沙林及生物多样性保护林的生态系统，防治沙漠化，保护野生动植物及其生境，维护区域生物多样性；保护现状为自然生境为主，人类扰动强度较低；保护要求主要为按照《国家级公益林管理办法》第 18、19 条有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行“占补平衡”。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，尽量避让公益林木，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

图 4.2-6 重点公益林分布图

4.2.5.5 基本农田

基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占

用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

经初步核查，本工程占地不涉及基本农田，具体以自然资源部门核查为准。具体位置关系见图 4.2-7。

图 4.2-7 基本农田位置关系图

4.2.5.7 重要物种

1) 保护植物

根据《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号）及《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》（新林护字〔2022〕8号），区域内分布的保护植物见下表。

表 4.2-6 重点保护野生植物表

序号	物种名称 (中文名/ 拉丁名)	保护 级别	濒危 级别	特有 种(是/ 否)	极小种群 野生植物 (是/否)	分布 区域	资料 来源	工程占 用情况 (是/否)
1	黑果枸杞 (<i>Lycium ruthenicum</i>)	国家 II级	无危	否	否	常生于盐碱土 荒地、沙地或路 旁	现场调查、文献 记录、历史调查 资料	否(占地 范围不 涉及)
2	肉苁蓉 (<i>Cistanche deserticola</i>)	国家 II级	濒危 (EN)	否	否	喜生于轻度盐 渍化的松软沙 地上		否(占地 范围不 涉及)

①黑果枸杞

黑果枸杞，拉丁学名 (*Lycium ruthenicum*)，茄科，枸杞属多棘刺灌木，高可达 150 厘米，多分枝；坚硬，有不规则的纵条纹，小枝顶端渐尖成棘刺状，节间短缩，有簇生叶或花、叶同时簇生，在幼枝上则单叶互生，肥厚肉质，顶端钝圆，基部渐狭，中脉不明显，花生于短枝上；花梗细瘦，花萼狭钟状，花冠漏斗状，浅紫色，裂片矩圆状卵形，耳片不明显；花柱与雄蕊近等长。浆果紫黑色，

球状，种子肾形，褐色，5~10 月开花结果。耐干旱，常生于盐碱土荒地、沙地或路旁。

②肉苁蓉

肉苁蓉，拉丁学名（*Cistanche deserticola*），肉苁蓉属列当科濒危种，别名大芸、寸芸、苁蓉、查干告亚（蒙语）。肉苁蓉是一种寄生在沙漠树木柽柳、梭梭根部的寄生植物，从寄主植物根部中吸取养分及水份。素有“沙漠人参”之美誉，具有极高的药用价值，是中国传统的名贵中药材。喜生于轻度盐渍化的松软沙地上，一般生长在沙地或半固定沙丘等，生境条件很差。评价内分布极少，现状调查中未见。

2) 保护动物

根据《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）及《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，评价区域重点保护动物详见表 4.2-7。

表 4.2-7 评价区域重点野生保护动物

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	黑鸢 (<i>Milvus korschun</i>)	国家二级	无危 LC	否	栖息于开阔平原、草地、荒原和低山丘陵地带	现场调查、文献记录、历史调查资料	本项目不占用，项目永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域
2	红隼(<i>Falco tinnunculus</i>)	国家二级	无危 LC	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布	现场调查、文献记录、历史调查资料	本项目不占用，项目永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域

4.2.6 主要生态问题调查

参照《新疆生态功能区划》，本项目位于乌苏-甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区，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”。根据现场踏勘，工程占地区域未发现甘草和肉苁蓉等药用植物集中分布区；工程区内无地表水体，输油管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及原油集输过程中，本工程产生的含油污水不外排，不与周边地表水体发生水力联系；评价范围内主要生态问题为荒

漠化加剧。

4.2.7 小结

本工程位于塔城地区乌苏市，工程所在区域属于乌苏-甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区，西距甘家湖梭梭林国家级自然保护区约 10km。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。评价区域土地利用类型主要有灌木林地、天然牧草地、其他草地、采矿用地、沙地等 5 类，植被区划属于准噶尔盆地小乔木-半灌木荒漠区，动物区划属于准噶尔盆地小区；评价范围生态系统以灌丛生态系统和草地生态系统为主，生产者主要为梭梭-琵琶柴群系、琵琶柴群系等，生态系统结构较为简单，主要生态问题为荒漠化加剧。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1.1 区域大气环境质量达标判定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ.2.2-2018）中 6.2.1.1 要求，项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。因此，本评价采用生态环境部环境项目评估中心在环境空气质量模型技术支持服务系统公布的 2023 年对外服务平台中达标区判定数据。根据该平台，距离本项目最近的国控点位于塔城地区，此国控点与本项目地理位置邻近，所在区域地形、气候条件与本项目所在区域相近，数据具有代表性和有效性。国控点数据及环境空气质量达标区判定详见表 4.3-1。

表 4.3-1 项目所在区域环境空气质量达标判定结果

监测因子	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	年平均值	5	60	8.3	达标
NO ₂	年平均值	23	40	57.5	达标

PM ₁₀	年平均值	30	70	42.9	达标
PM _{2.5}	年平均值	14	35	40	达标
CO	第 95 百分位数 24 小时平均	2.1 (mg/m ³)	4 (mg/m ³)	52.2	达标
O ₃	第 90 百分位数最大 8 小时平均	110	160	68.8	达标

注：监测数值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O₃ 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O₃ 为日最大 8 小时平均值。

项目所在区域国控点 2023 年数据显示，基本污染物均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，项目区为环境空气质量达标区。

4.3.1.2 近五年区域环境质量调查

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料。本次评价采用 2019 年-2023 年的塔城地区国控点数据，作为项目环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 的数据来源，详见下表 4.3-2。

表 4.3-2 近五年塔城地区环境空气质量现状变化 单位：μg/m³（标注除外）

污染物	年评价指标	二级标准 (μg/m ³)	现状浓度(μg/m ³)				
			2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	57	41	38	32	30
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	32	12	12	14	14
SO ₂	年平均质量浓度	60	5	4	5	4	5
NO ₂	年平均质量浓度	40	18	10	11	10	23
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	2100	641	900	600	2100
O ₃	日最大 8 小时滑动平均 第 90 百分位浓度	160	111	80	102	104	110

引用 2019 年-2023 年塔城地区国控点数据分析，塔城地区 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀、PM_{2.5} 均值可以满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准。

4.3.1.3 特征因子补充监测

（1）监测点位基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价布置 2 个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测，监测因子为非甲烷总烃、H₂S。监测点位基本信息见表 4.3-3，

具体监测点位置见图 4.3-1。

表 4.3-3 补充监测点位基本信息

序号	监测点名称	监测项目	监测时间
1	苏 1-21 井	非甲烷总烃、H ₂ S	2024 年 12 月 25 日~31 日
2	苏 1-2 井		

(2) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}} \times 100\%$$

式中：P_i——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

(3) 监测结果统计

其他污染物监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

从表 4.3-3 可以看出，监测期间 NMHC 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值，区域环境空气质量现状较好。

4.3.2 声环境现状评价

(1) 监测点位

声环境质量监测点位为区块内空地、现有站场和老井。

(2) 监测项目：连续等效 A 声级 Leq[dB(A)]。

(3) 监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的方法进行监测。

(4) 监测时间：本次监测时间为 2024.12.29-2024.12.30。

(5) 评价标准

区域声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

(6) 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。

(7) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.3-5。

表 4.3-5 声环境现状监测及评价结果表

从表 4.3-4 可以看出,已建站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区标准要求,本工程所在区域代表性拟建井场区域声环境质量满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求,区域声环境质量较好。

4.3.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.3.1 水环境现状调查

(1) 调查方法

地下水环境现状采用引用资料的方式进行。

(2) 监测点位

项目区地下水流向为西北向东南方向。本次评价地下水现状监测潜水共布设 5 个地下水监测点,分别是包谷图水源地水井、东南方向灌溉井井、排 612-4 水井、监联 3 监测井、监联 1 监测井。具体监测点位和监测点信息见表 4.3-5 见图 4.3-1,总体可满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 的布点要求。

表 4.3-6 地下水监测点设置情况一览表

(3) 监测项目及分析方法

监测项目包括 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、总硬度、氯化物、挥发酚、氨氮、氰化物、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氟化物、硫酸盐、石油类、硫化物、总大肠杆菌、细菌总数、耗氧量、六价铬、铜、砷、镉、硒、铅、汞、碘化物、钠、阴离子表面活性剂、铝、锌、锰、铁、溶解性总固体、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、眼可见物、浑浊度、嗅和味、色、钡等项目。

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》(HJ 164-2020)、《地

下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行。

(4) 监测结果

监测结果见表 4.3-7、表 4.3-8。

4.3.3.2 水环境质量现状评价

(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。

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。

(3) 评价结果

工程区地下水监测及评价结果详见表 4.3-7、4.3-8。

从表 4.3-6、表 4.3-7 可以看出,根据监测结果可知,各监测点各项指标除氟化物、硫酸盐、氨氮、总硬度、溶解性总固体、钠外均满足《地下水质量标准》

（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

表 4.3-7 地下水监测结果表

表 4.3-8 八大离子平衡表

4.3.3.3 包气带污染现状调查

(1) 监测布点

根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场，因此本次调查选取已建老井苏1-21井、苏1-2井占地内及占地外200m处进行包气带分层取样调查；监测布点见表4.3-9。

表 4.3-9 包气带现状监测点位置

调查点位		采样深度	备注
苏1-21井	占地范围内	0~20cm	污染控制点
	占地范围外	0~20cm	清洁对照点
苏1-2井	占地范围内	0~20cm	污染控制点
	占地范围外	0~20cm	清洁对照点

(2) 监测因子、时间与频次

监测因子：石油类。

监测时间：2024年12月，监测一天，采样一次。

(3) 监测分析方法

监测项目分析方法具体见表4.3-10。

表 4.3-10 包气带监测项目分析方法一览表

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

(4) 监测结果

包气带监测结果见表4.3-11。

表 4.3-11 包气带现状监测结果一览表 单位：mg/L

从表4.3-11调查结果可知，评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

4.3.4 土壤环境现状调查与评价

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，工程区永久占地范围内的土壤类型有风沙土、盐土。

4.3.4.1 土壤理化性质

本工程为污染影响型项目，根据工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原分析结果如表 4.3-12 所示。

表 4.3-12 土壤理化特性调查表

4.3.4.2 土壤环境质量现状监测

本次评价土壤检测委托新疆正天华能环境工程技术有限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。

(1) 监测布点

占地范围内空地表层样 8 个：T1、T2、T3、T4、T5、T6、T7、T8

占地范围内空地柱状样 3 个：占地范围内 T9、T10、T11。

占地范围外 200m 范围内空地表层样 12 个：T12、T13、T14、T15、T16、T17、T18、T19、T20、T21、T22、T23。

(2) 监测因子

1) 建设用地

T1—T8：《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准(试行)》

(GB36600-2018) 中的 45 项+特征因子：pH+石油烃+土壤盐分含量。

T9、T10、T11：《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准(试行)》
特征因子：石油烃；

2) 农用地

占地范围外 12 个表层样监测项目：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 规定的基本项目：pH+8 项重金属+土壤盐分含量+石油烃。

(3) 评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染 风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值标准，石油烃参考《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

(4) 评价方法

采用标准指数法:

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中: C_i —— i 污染物的监测值;

S_i —— i 污染物的评价标准值;

P_i —— i 污染物的污染指数

(5) 监测结果与评价

具体监测及评价结果见表4.3-13~4.3-16。

表 4.3-13	土壤环境质量评价柱状样
表 4.3-14	土壤环境质量评价表层样 (1)
表 4.3-14	占地内表层样 (2) (46 项)

表 4.3-15	占地外表层样 (1)
表 4.3-15	占地外表层样 (2)
表 4.3-15	占地外表层样 (3)
表 4.3-15	占地外表层样 (4)



占地范围内：从评价结果可以看出，工程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，占地范围内各土壤监测点满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值标准要求；。

占地范围外：从评价结果可以看出，占地范围外土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”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。

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

5.1.1 生态环境影响特征

从本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（如分水站等）和线状（如集输管线）分布，在对生态各具体要素（如土壤、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。

在干旱荒漠背景下，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。

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

根据前文工程分析，工程总占地 7.65hm²，其中永久占地面积为 0.53hm²，临时占地面积 7.12hm²。占地类型主要为灌木林地、天然牧草地等。详见表 5.1-1。

表 5.1-1 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	灌木林地(hm ²)		天然牧草地		小计
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地	
1	站场	0.53	0	0	0	0.53
2	集输管线	0	5.73	0	1.39	7.12
	小计	0.53	5.73	0	1.39	7.65
	总计	6.26		1.39		7.65

工程新增永久占地在评价区总面积的比例较低，对当地的土地利用影响较小，施工结束后，永久占地被油田生产设施构筑物代替，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；工程临时占地以管沟开挖用地为主。从线性工程占用土地情况看，主要是施工期间的临时性占地，在施工阶段造成沿线土地利用的暂时改变，大部分用地在施工结束后短期内可恢复原有利用功能。

管道工程临时占地主要在管道开挖埋设施工过程，由于管道施工分段进行，施工时间较短，每段管线从施工到回填土约三个月左右，施工完毕后，在敷设完成后该地段土地大部分可恢复为原利用状态。

管道中心线两侧各 5m 范围内不能再种植深根植物，一般情况下，该地段可以种植根系不发达的草本植物。管线临时性占地主要为灌木林地、天然牧草地，因此从宏观整体区域看，不会影响到该区域的土地利用结构。施工作业带在施工结束后绝大部分将恢复其原来的用地性质，不会对区域土地利用产生较大影响。

施工期施工作业带对沿线生态环境的影响主要有：

- a.临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失；
- b.施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加，对土地复耕后植被根系发育和生长不利；
- c.在干燥天气下，车辆行驶扬尘，使便道两侧作物叶面覆盖降尘，光和作用减弱，影响作物生长；降雨天气，施工车辆进出施工场地，施工便道上的泥土将影响到公路路面的清洁，干燥后会产生扬尘污染；

综上所述，本工程占地短期内将影响沿线土地的利用状况，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，这一影响将逐渐减小。

5.1.2.2 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在分水站、管线施工对地表植被的扰动和破坏。在施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，

施工期的建设占地等行为最严重，对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。在永久占地一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

(1) 植被覆盖度的影响分析

拟建工程临时占地区域植被群系主要为梭梭-琵琶柴群系。群落中优势种为梭梭及琵琶柴，在评价区范围内多数呈单优群落出现。灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，有木碱蓬、猪毛菜等。施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，但管线施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。

(2) 扬尘对植被的影响

项目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。

结合项目区域具体情况分析：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。

(3) 施工废物对植被的影响

工程施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；在管道工程中，施工材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；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低程度甚至没有。

(4) 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自然植物的践踏、碾压等。从生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，评价区单位面积上人口活动密度的增大，将导致项目开发范围（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、盐渍化土地。其造成荒漠化的可能有以下几种途径。

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

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

（5）生物损失量

本工程总占地 7.65hm²，其中永久占地面积为 0.53hm²，临时占地面积 7.12hm²。工程永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=S_i \times W_i$$

式中：Y——生物量损失，t；

S_i ——占地面积，hm²；

W_i ——单位面积生物量，t/hm²。

表 5.1-2 项目生物损失量估算一览表

类型	平均生物量 (t/hm ²)	占地面积 (hm ²)	生物损失量 (t)
灌木林地	4.50	6.26	29
天然牧草地	2.02	1.39	3
合计		7.65	32

工程占地主要为灌木林地、天然牧草地等，永久占地主要为苏 1-21 井场西侧新建分水站占地；临时占地主要为新建管线占地。根据当地平均生物量计算，本工程将造成 32t 植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，项目建设位于现有油田开发区内，因此只要加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，工

程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

(1) 施工期对野生动物的影响

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、乌鸦等，一般在离项目区 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，随着建设过程中，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。

(2) 运营期对野生动物的影响

管道工程完工后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地，由管道施工造成的对动物活动的影响消失。

5.1.2.4 水土流失的影响分析

工程分水站及管沟建设实施中，会使占地范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致盐渍化、荒漠化作用加剧，可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期。

(1) 土壤粗粒化

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

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥

力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

5.1.2.5 防沙治沙影响分析

本工程评价范围内分布有 0.17km² 沙地，占评价区面积的 0.82%，主要分布在评价区南部，区域分布的沙地均为固定、半固定沙地，施工过程中将不同程度扰动原地貌，造成地表植被破坏和损失，改变土地结构，使土壤侵蚀降低，为风力侵蚀提供丰富的沙源，加剧局部土地荒漠化发展。随着工程建成、地表整理、弃渣清除、迹地恢复后，影响会逐步减轻。

工程建设过程中施工临时占地对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于工程所在区域地势平坦，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，风蚀作用强烈，若工程土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

工程施工期地面设施建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，将降低风沙土分布区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使风沙土随风运移，导致区域发生沙化。同时，各种车辆（尤其是重型卡车）在工程区无道路区域行驶将使经过的原始土壤变紧实，重复多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为裸地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了工程占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.2.6 对生态系统的影响分析

本工程对生态系统的影响主要是对地表植被的破坏、土地的占用等，本项目临时占地主要为管道施工作业带占地。由于新建集输管线呈线状分布在开发区块内，相对于整体油区来说是非常小且分散的。施工活动、运输的噪声以及土地的

占用会对植被生长地和动物活动区域造成直接破坏,使生态系统的生境特征发生变化,导致动植物生境破碎化,如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般局限于小范围的施工活动,工程施工会对它们产生影响,造成部分栖息地和活动范围的丧失,使其迁往他处,但评价区动物多为常见种类,在评价区及周边地区分布广泛,且一般具有趋避性,随着工程建设的结束,生态环境逐渐恢复,种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复,采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施,区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

从整个评价区来看,本工程不会减少生态系统的数量,不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为,采取必要的生态保护措施后,对评价区内的生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

5.1.3 对重点公益林的影响

本工程占用国家二级公益林及地方公益林,涉及 102 号、120 号、126 号、127 号、128 号、130 号林班,具体以林可研及林草部门核查为准,主要地类为灌木林地及宜林地,主要林种为防风固沙林,主要优势树种为梭梭、琵琶柴,盖度约为 20%。项目占用林地在区域重点公益林中所占比例较小,对区域林业资源及林地生态功能产生的影响较小。项目区所在区域现有生态环境存在风沙危害及荒漠化加剧等生态问题,工程区周边均为荒漠林地,对项目区可起到较好的防护作用,因此项目的实施对区域林地生态效能所产生的影响较小。

工程建设占用一定面积的灌木林地,部分施工地段的植被受到破坏,但由于本工程临时占用林地,施工期较短,因此影响是短暂的,工程建成后,通过异地植被恢复措施,这些影响将消除。

本工程的林地征用应按照国家《国家级公益林管理办法》和《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》(新林资字[2015]497 号)等有关工程征地补偿标准进行。管道穿越林地所造成的林业损失既是一次性的,又是永久性的。因此,要求本工程在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域,在条件允许时,减少砍伐林木的数量,开挖管沟缩短施工作业范围,应将作业带宽度

控制在 6m 范围内，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

5.1.4 对景观生态结构的影响分析

从景观生态现状调查评价得出，沿线区域梭梭林景观主导性比较明显，伴随有油田内部道路及已建生产设施等，拟建管道沿线受到人类活动干扰和控制的程度较小，全线呈现出以自然生态系统为主的生态格局。

项目管线经过的大部分地区，除已建油田道路外，几乎没有人类长期生产活动干扰过的痕迹，对于管线经过的区域而言，在建设期施工带内的地表植被将被破坏殆尽，形成显著的植被碎斑，由于该区域水土流失较严重将很容易造成荒漠化趋势，同时对管道两侧未受干扰的植被来说也会产生一定的威胁。从景观尺度来看，该区域景观类型数保持不变，但景观内部格局发生了变化，从而影响景观的优势度及均匀度，最终可能影响到原有系统的稳定性。

5.1.5 退役期生态环境影响分析

(1) 地面设施拆除、分水站清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。

(2) 对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.6 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如站场、管线等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态环境进一步恶化。

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表 5.1-3。

表 5.1-3 工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	适度
	物种结构 生物量和密度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	适度
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	适度
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	好
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	适度
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

结果显示,工程区生态完整性受本工程影响较小,工程开发加大了评价区人为干扰的力度,促使局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势,但是由于工程占地面积有限,区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。拟建工程实施后,由于植被破坏,导致生态系统净初级生产力水平下降,使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统向不稳定的方向发展,异质化程度也随之增高,造成区域各生态系统的稳定性和阻抗稳定性整体有轻微变化。同时,由于管线敷设形成的管廊切割效应,导致了地域连续性发生了一定的变化,整个生态系统完整性会受到小范围的影响,但不会造成整个生态系统发生变化。因此对于评价区

生态系统的完整性影响较小,其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显不利影响。。

5.1.7 小结

评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区,也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响,本工程永久占地面积 0.53hm²,临时占地面积 7.12hm²,地表植被覆盖度在 15%-25%,地表植被为本区域广布的荒漠植被,由工程造成的生物量损失较小,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,工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

表 5.1-7 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 checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> (分布范围、种群梳理、种群结构、行为等) 生境 <input checked="" type="checkbox"/> (生境面积、质量、连通性) 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> (物种组成、群落结构等) 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> (植被覆盖度、生物量、生态系统功能) 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> (物种丰富度、优势度等) 生态敏感区 <input type="checkbox"/> () 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> (景观多样性、完整性) 自然遗迹 <input type="checkbox"/> () 其他 <input checked="" type="checkbox"/> (水土流失、土壤盐渍化等)
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积: (20.70)km ² ; 水域面积: ()km ²
生态现状 调查与 评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ; 遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ; 调查样方、样线 <input checked="" type="checkbox"/> ; 调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ; 专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 冬季 <input checked="" type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ; 沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ; 石漠化 <input type="checkbox"/> ; 盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物入侵 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>

工作内容		自查项目
生态现状调查与评价	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 checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ; 定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ; 减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input checked="" type="checkbox"/> ; 无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“()”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

5.2.1.1 污染源分析

本工程施工期污染源主要为运输车辆扬尘、施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气等，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。

5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

(1) 运输车辆扬尘的影响分析

建设期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

由于主要进行地面建筑、设施等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟开挖、土地平整等施工过程，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，产生扬尘污染少年；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大量尘土。

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

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

（3）焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 、 NO_x 、 C_mH_n 等；金属材料管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 环境空气影响预测与分析

（1）污染源参数

本项目有组织排放主要为苏 1-21 分水站内加热炉烟气，两台加热炉型号均相同，功率均为 100kW，燃料均为天然气处理站处理后的返输干气。本项目无组织排放源主要来源于储罐大小呼吸过程以及装卸过程的无组织排放和阀门、法兰、泵、压缩机等位置的无组织排放。

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取烟尘、 NO_x 和 SO_2 利用导则推荐模式分别计

算加热炉最大地面浓度占标率，因苏1-21分水站内加热炉型号、功率均相同，本次评价选取其中一座加热炉进行预测分析。估算模型参数见表5.2-1，污染物排放参数见表5.2-2、表5.2-3。

表 5.2-1 估算模型参数表

表 5.2-2 运营期有组织大气污染物排放参数一览表

表 5.2-3 运营期无组织大气污染物排放参数一览表

(2) 预测结果

本项目代表性井场估算结果见表5.2-4和表5.2-5。

表 5.2-4 有组织估算模式预测污染物扩散结果

表 5.2-5 无组织估算模式预测污染物扩散结果

由表5.2-4和表5.2-5可知，项目废气中PM₁₀最大落地浓度为0.844 μg/m³、占标率为0.19%；SO₂最大落地浓度为0.844 μg/m³、占标率为0.17%；NO₂最大落地浓度为12.828 μg/m³、占标率为5.13%；非甲烷总烃最大落地浓度为44.449 μg/m³、占标率为2.22%；H₂S最大落地浓度为0.876 μg/m³、占标率为8.76%，D10%均未出现。

预测结果表明，本项目正常工况下排放的SO₂、NO_x、颗粒物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³的要求。

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5.2-6。

表 5.2-6 本项目大气污染物排放量核算表

建设项目大气环境影响评价自查表见表5.2-7。

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，主要为油田工作人员。

表 5.2-7 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 checked="" type="checkbox"/>		三级 <input 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 checked="" type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC、H ₂ S)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 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 checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input 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 type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标区 <input type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长 ≥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 (SO ₂ 、NO ₂)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" 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} 最大占标率 >10% <input type="checkbox"/>	
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤30% <input type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率 >30% <input type="checkbox"/>	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		c _{非正常} 占标率 ≤100% <input 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：（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、NMHC、H ₂ S）	有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子：（）	无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>		
	大气环境保护距离	距厂界最远（）m		
	污染源年排放量	SO ₂ ：（0.04）t/a	NO _x ：（0.3）t/a	颗粒物（0.04）t/a VOCs：（1.052）t/a

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

地面工程施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平见表 5.3-2。

表 5.3-2 施工主要机械噪声值及衰减情况表

注：各施工机械 10m 处声压级数据来自《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）。

由表 5.3-2 可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填等过程中，昼间施工场地 40m 以外噪声值可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，夜间施工场地 230m 以外噪声值可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)。施工期噪声均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境保护目标，不会产生噪声扰民问题。

5.3.2 运营期声环境影响分析

为了分析本工程井场产噪设备对其周围声环境的影响。本评价以井场四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值，分析说明产噪设备对声环境的影响。

5.3.2.1 预测模式

(1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级(从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带)，预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按式计算：

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

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

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) 室内点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源, 再按各类声源模式计算。

①首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级:

$$L_{p1} = L_w + 10 \lg \left(\frac{Q}{4\pi r^2} + \frac{4}{R} \right)$$

式中: L_{p1} —室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级, dB;

L_w —声源的倍频带声功率级, dB;

r —声源到靠近围护结构某点处的距离, m;

Q —指向性因子;

R —房间常数, $R = S\alpha / (1 - \alpha)$, S 为房间内表面面积, m^2 , α 为平均吸声系数。

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级:

$$L_{pli}(T) = 10 \lg \left(\sum_{j=1}^N 10^{0.1L_{plij}} \right)$$

式中: $L_{pli}(T)$ —靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级, dB;

L_{plij} —室内 j 声源 i 倍频带的声压级, dB;

N —室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级:

$$L_{p2i}(T) = L_{pli}(T) - (TL_i + 6)$$

式中: $L_{p2i}(T)$ —靠近围护结构处室外 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级, dB;

TL_i —围护结构 i 倍频带的隔声量, dB;

④将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源, 计算出中心位置位于透声面积(S)处的等效声源的倍频带声功率级。

$$L_w = L_{p_2}(T) + 10 \lg S$$

⑤等效室外声源的位置为围护结构的位置, 其倍频带声功率级为 L_w , 根据厂房结构(门、窗)和预测点的位置关系, 分别按照面声源、线声源和点声源的衰减模式, 计算预测点处的声级。

假设窗户的宽度为 a , 高度为 b , 窗户个数为 n ; 预测点距墙中心的距离为 r 。预测点的声级按照下述公式进行预测:

当 $r \leq \frac{b}{\pi}$ 时, $L_A(r) = L_2$ (即按面声源处理);

当 $\frac{b}{\pi} \leq r \leq \frac{na}{\pi}$ 时, $L_A(r) = L_2 - 10 \lg \frac{r}{b}$ (即按线声源处理);

当 $r \geq \frac{na}{\pi}$ 时, $L_A(r) = L_2 - 20 \lg \frac{r}{na}$ (即按点声源处理);

(3) 计算总声压级

①计算本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 , 则本工程声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为:

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

②预测点的噪声预测值

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

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)。

(4) 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。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

本工程噪声源参数见表 5.3-3。

5.3.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程分水站对场界四周的贡献声级值见表 5.3-6。

由表 5.3-6 可知，工程实施后，分水站噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油井进入退役期时，噪声源主要源自设备拆卸，由于区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 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。施工期噪声均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境保护目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油井场场界、增压站、注水站厂界噪声贡献值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

表 5.3-9 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
与范围	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大 A 声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>	
	现状评价	达标百分比			100%		
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>	

声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>		
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m <input type="checkbox"/> 小于 200m <input type="checkbox"/>		
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>		
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子： ()	监测点位数 ()	无监测 <input type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>		
注：“□”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。				

5.4 地表水环境影响分析

按照《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定,判定本项目地表水环境评价等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.4.1 施工期地表水环境影响分析

在施工期,对水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

(1) 生活污水

生活污水经防渗环保厕所集中收集后送至乌苏市污水处理厂处置,不外排。

(3) 管道试压废水

本项目管道分段试压,一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后,进入下一段管道循环使用,试压结束沉淀后用于区域洒水降尘,不外排。

本项目施工期间废水全部妥善处理,由于项目区附近无地表水体,项目开发建设、运营产生废水也不排入地表水体,因此,本项目在施工期对区域地表水体不产生影响。

5.4.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析,本工程运营期产生的废水主要有采出水。

本工程采出水,主要污染物为石油类及悬浮物,经苏 1-21 分水站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发,不外排。

5.4.3 退役期地表水环境影响分析

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

5.5 地下水环境影响分析

5.5.1 评价区水文地质条件

5.5.1.1 区域地层概况

本工程位于新疆准噶尔盆地西缘,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。

区内自上而下钻遇地层为：新生界第四系西域组、新近系（独山子组、塔西河组、沙湾组），中生界白垩系吐谷鲁群、侏罗系及古生界石炭系（未穿）。据区域背景资料，经地震、钻井资料证实，各层系之间为角度不整合接触，侏罗系地层直接覆盖在石炭系基岩之上，其中新近系沙湾组为本次方案研究的的目的层。

5.5.1.2 区域水文地质概况

（1）地下水赋存条件

从大地构造上看，工程所在区域属于沙漠区。无论从地质构造、地貌、第四纪松散沉积、地下水动力学和地球化学作用方向等方面分析，均符合沙漠所占据的巨型山间盆地和山前倾斜平原的水文地质规律。区域西部环绕着准格尔西北缘海西褶皱带山系—沙吾尔山、扎衣尔山和乌鲁克萨尔山等，海拔高度1000-3000m，终年积雪的山峰很少。每年夏季这些高山上融解的雪水沿河谷、溪流向盆地内低洼的平原流泻，成为区内地下径流的主要补给来源，因此地下水的动态受高山冰雪融化季节的控制。同时，这些山脉也像围墙一样阻挡了从北冰洋和大西洋东侵的潮湿气流，对区内大陆性气候有着明显的影响。从历史气象资料可以看出，降水量稀少、空气干燥和强烈的蒸发，决定了本区潜水的贫乏，地球化学作用表现为可溶盐类的富积。

区内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，地下水类型为单层结构的潜水、双层结构的潜水和承压—自流水。含水层岩性为亚砂、砂等，隔水层为粘土和亚粘土。

（2）地下水补径排条件

区内地下水的补给、径流与排泄受地形地貌、地层岩性、地质构造、水文和气象等因素的制约。从整个区域上看，山区是区内地下水的主要形成区及补给区，山前冲洪积倾斜平原是地下水的主要径流区，盆地或山间谷地沿河地带是地下水的主要排泄区。工程区内地下水接受山区的地下水补给后，在松散岩类的孔隙中大体由准噶尔盆地边缘向盆地腹部径流，流向大体为由西北向东南，在冲洪积扇前缘地带因受透水性差的黏性土层阻挡多以溢出泉的形式排泄与地表，或以侧向地下径流的形式继续向盆地中部细土平原区排泄，最终排泄与盆地最低处的内陆

湖泊中。在地下水位埋深浅的地带，地下水通过土壤毛细管上升到地表，而后进入蒸发或者通过植物蒸腾进行排泄。

(3) 地下水动态

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

5.5.1.3 评价区水文地质概况

(1) 地下水分布规律

评价区位于冲积平原区，区内地下水的埋藏条件、径流条件及赋存条件在不同部位有不同的特征。总的规律是：纵向上，从西北到东南方向，地形坡度由陡变缓，含水岩组层次由少变多，地下水埋深由深变浅，径流条件由好变差，单位涌水量由小变大，再逐渐变小。

(2) 地下水类型及富水性

根据前人研究成果，评价区地下水类型按埋藏条件划分，分布有潜水和承压水以及风成沙中零星分布的孔隙水，含水层岩性为砂砾石层及粉细砂层。根据区内已有钻孔资料，评价区西部的 S6 号井，井深 181m，潜水埋深 11.64m，潜水含水层单井涌水量 180.14m³/d；承压含水层单井涌水量为 212.2m³/d。评价区南部的 7 号井，井深 225.39m，承压含水层单井涌水量为 318.8m³/d。由此可见，工作区范围内，地下水富水性西南部较东北部强。评价区内地下水为潜水水量中等区，单井涌水量 100-1000m³/d，潜水位埋藏深度 10m~24m，潜水含水层岩性为亚砂、砂等，隔水层为粘土和亚粘土，含水层厚 13~19 米；承压水水量中等，单井涌水量 100-1000m³/d，顶板埋深为 38~50m，主要承压含水层厚度 11~14m。

水文地质图见图 5.5-1，水文地质剖面图见图 5.5-2。

(3) 地下水补给、径流、排泄条件

山区在接受大气降水直接渗入补给后，形成地下水，在其强烈的构造断裂、节理、裂隙的控制下，径流、赋存、运移。其中一部分在山区强烈侵蚀切割的沟谷中形成泉水出露，汇入河流以地表径流的方式排泄出山；一部分形成地下潜流，通过沟谷河床的松散堆积物、构造断裂、节理、裂隙破碎带、发育裂隙孔隙的碎屑岩层，以侧向地下水迳流的方式，向南部山前倾斜平层排泄；而另一部分则通过地表蒸发、植物蒸腾，以垂向的方式排泄回到大气中。尔后，北部山区来的水首先进入评价区的上部，故在该带，山区地下水以潜流的形式向后缘深藏带向由部浅藏带径流；地表水则在运移过程中大量渗入补给地下水，一般在平水或枯水期，包古图河在此带除蒸发、植物蒸腾外全部渗失，由于该带第四系含水层和新近系含水层岩性主要为砂砾石层和砂砾岩，孔隙大，渗透强烈，并且其层间隔水层较薄，不稳定，加之该倾斜平原缺乏聚水条件，因此便成为该区地下水径流区。

在山前倾斜平原下部前缘带，第四系、新近系沉积物渐细，含水层变为双层或多层结构，隔水层厚度变大，且逐渐趋于稳定，上游地下水运移到该带，一部分便在地形坡降较低洼处以泉水或沼泽湿地的形式排泄，完成了山前倾斜平原区的第一次补给、径流、排泄循环过程，位于红柳沟东部附近每年 4~5 年形成的沼泽地，便是由此而形成的，而另一部分地下水则沿含水层孔隙继续向下游运移至南部沙漠边缘带，其主要排泄途径则为垂直蒸发、植物蒸腾及侧向排泄。

(4) 地下水化学特征

工程区位于冲积平原区，地势平缓，岩性颗粒细，径流条件差，潜水埋藏相对较浅，地下水蒸发浓缩作用强，氯化钠含量高，在地下水处于滞留状态温度不断增高的情况下，产生脱碳酸作用，使水中 SO_4^{2-} 相应增加，因而潜水多为高矿化的咸水，盐水和卤水，水化学类型较为复杂，主要 $\text{SO}_4^{2-}\text{-Cl}^-\text{-Na}^+\text{-Ca}^{2+}$ 型，最终向 $\text{Cl}^-\text{-SO}_4^{2-}\text{-Na}^+$ 和 $\text{Cl}^-\text{-Na}^+$ 型水发展。潜水层以下的承压自流水，矿化度皆小于 1g/L ，水化学类型则较为多样，主要有 $\text{HCO}_3^-\text{-SO}_4^{2-}\text{-Na}^+$ ， $\text{HCO}_3^-\text{-SO}_4^{2-}\text{-Cl}^-\text{-Na}^+$ ， $\text{SO}_4^{2-}\text{-HCO}_3^-\text{-Cl}^-\text{-Na}^+$ 和 $\text{Cl}^-\text{-Ca}^{2+}\text{-Na}^+$ 型等。

(5) 包气带污染现状调查

根据历史勘察资料，区内包气带厚度约 20m，包气带的岩性为砂层。根据油区内包气带土壤环境质量调查结果，区内包气带的土壤环境质量现状可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）

第二类用地筛选值。各监测点表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物、总石油烃污染物检测数值均较小，包气带土壤质量状况良好，未受到油田开发污染。

(6) 评价区地下水开发利用现状与规划

根据调查，本工程区处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，地方部门对区内地下水没有开采利用及规划。评价区内地下水主要用于油田生产。

(7) 区域地下水污染源调查

评价区除油田生产设施外，无其他工业企业污染源。根据区域地下水现状监测结果表明，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求，区内地下水未收到油田生产影响。

5.5.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析及前文分析，施工期各类废水、生活污水均不外排，对地下水环境影响很小。

本工程施工期间无废水外排，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

(3) 管道施工对地下水影响分析

本工程管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度1.2m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，不会直接穿越地下含水层，且施工时间短，影响范围小，只在管线附近几米的范围，对地下水影响极微，管线施工结束就可恢复正常，对地下水影响很小。

综上，本工程施工期间无废水外排，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

5.5.3 运营期地下水环境影响分析

5.5.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 废水

根据工程分析，本项目产生的各类废水不外排，正常情况下不会对地下水产生污染影响。另外，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第四系含水层无水力联系，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。一般不会对区内地下水环境产生影响。

(2) 油泥（砂）

本项目在维护等过程中都可能产生油泥（砂）。根据春风油田作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无油泥（砂）产生。春风油田要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免油泥（砂）的产生，油泥（砂）一旦产生须及时、彻底进行回收，由施工作业单位将油泥（砂）收集到区域危废贮存点暂存，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中应使用专车、按照指定的拉运路线。在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少油泥（砂）量，故油泥（砂）对开发区域地下水的影响很小。

(3) 输送管线

本工程各类管线均是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管及无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。本工程顶管埋深 1.2m，管线埋设区域的地下水埋深大于 10m，正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.5.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；集输管线、阀组运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

本项目开发对地下水产生污染的途径主要微渗透污染。

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本项目可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄露、油泥（砂）

渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

当区域地层压力增大，就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、管线泄漏事故、罐区泄露事故等会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，故本次地下水环境影响预测采用解析法，针对石油类污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，石油类污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以

考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计。

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

④预测参数及因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是油田开采污染检测项的特征污染物。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.5-3。

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 5.5-6、表 5.5-7，图 5.5-4。

图 5.5-4 发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 2）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄露发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄露后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄露对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水最大影响距离约 36m、123m、0m，故泄露事故对该地区地下水存在潜在影响。井场、站场等必须采取必要的防渗、防渗措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

本次预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。实际上，地表土层中含

有各种离子、有机物和微生物，项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时，污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。事故发生后，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可行性较小。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。

综上，本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.5.4 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，产生的生活污水依托周边生活设施处理，不外排，对环境的影响较小。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。退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染。

综上，退役期无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不会对造成周边地下水环境污染。

5.5.5 小结

(1) 在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，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；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。

(2) 本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，

采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。

本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.6 固体废物影响分析

5.6.1 施工期固体废物影响

本工程主要为地面工程等，施工过程中产生的固体废物主要为施工过程中焊接及吹扫废渣、废保温材料等施工废料、生活垃圾、废包装袋等。

①施工废料

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料、废保温材料等少量施工废料，根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.1t/km，拟建工程施工废料产生量约为 0.89t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。

②生活垃圾

施工人员按 30 人计算，施工期 60 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，施工期生活垃圾共计 0.9t，生活垃圾集中收集后清运至 128 团的生活垃圾填埋场处理。

③废包装袋（盒）

废包装袋（盒）主要来源于焊条、设备等包装废弃物，类比春风油田多年钻井井场施工经验，废包装袋（盒）产生量约为 0.02t/井，预计产生量为 1.84t，应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。

5.6.2 运营期固体废物影响

5.6.2.1 危险废物产生种类及数量

本工程运营期产生的危险废物主要有油泥（砂）、废润滑油、沾油废防渗膜等。

落地原油总产生量约 1.2t/a，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。落地油回收率为 100%，落地油收集后储存至作业现场危险废物贮存点后，委托有危险废物处理资质的单位处理。

清罐底泥预计年回收油泥 0.1t。含油污泥属危险废物，收集后分类储存至作业现场危险废物贮存点后，委托有危废处置资质单位接收处置。

废润滑油，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（900-217-08）使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油），产生量约 0.1t/a，收集后分类储存至作业现场危险废物贮存点后，委托有危废处置资质单位接收处置。

废弃的含油抹布、劳保用品属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW49 类危险废物（900-041-49），收集后分类储存至作业现场危险废物贮存点后，委托有危废处置资质单位接收处置。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，不在井场贮存，采用专用车辆拉运，过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

本工程产生的危险废物应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

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

本工程产生的危废按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）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进行收集的情况下，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运输过程由中国石化集团胜利石油管理局有限公司运输分公司进行运输，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。

综上，本工程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，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

5.6.2.3 生活垃圾

本工程运营期无新增生活垃圾。

5.6.3 退役期固体废物影响分析

本工程服务期满后，拆除的集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。不可回收利用的一般工业固体废物拉运至周边工业固废填埋场合规处置，含油固废等危险废物委托有资质的单位妥善处置。

5.6.4 固废环境影响评价小结

本工程施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好的处置，对评价区环境影响较小。

5.7 土壤环境影响分析

5.7.1 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、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。

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

本工程管线施工作业带宽 8m 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。

(3) 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、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、管线、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它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.7.2 运营期土壤环境影响分析

根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，需要对施工期土壤的影响进行定性分析、预测以及运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

5.7.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

本项目污染土壤的途径主要为油气输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。本项目生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.7.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

(1) 生态影响型

考虑事故状态下，原油储罐底部破裂后，原油进入表层土壤中。初步估算，发生泄漏到封堵，预计 1h 泄漏的量为 3.67m^3 。采出液中矿化度为 143340mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为： $3.67 \times 143340 = 239377.8\text{g}$ 。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g ；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g ；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量， g ；

ρ_b -表层土壤容重， kg/m^3 ；

A -预测评价范围， m^2 ；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m ，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份， a 。

单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg ；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg 。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.46 \times 10^3\text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 36.6g/kg 。预测年份为 0.027a (10 天)。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.06g/kg ，叠加现状值后的预测值为 36.66g/kg 。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

(2) 污染影响型

1) 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程污染土壤的途径主要为油气输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。本工程生产过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

2) 非正常状况下对土壤环境的影响分析

拟建项目土壤环境影响类型为“污染影响型”，影响途径主要为营运期项目场地污染物以垂直入渗方式进入土壤环境，因此采用一维非饱和和溶质运移模型进行土壤污染预测。

①一维非饱和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，m²/d;

q--渗透速度，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 Dirichelet 边界条件：

i连续点源：

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

ii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：

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

模型边界条件的概化

①土壤类型概化

结合区域水文地质调查及本工程土壤现状调查结果,将采油树管线连接和阀门处以下土壤概化为一层,埋深 150cm 的土层。

水力模型残余含水率 θ_r 、饱和含水率 θ_s 、垂直饱和渗透系数 K_s 以及 α 、 n 、 L 等土壤参数参考模型数据。

根据现场土壤采样及水文地质调查结果,预测模型参数取值见表 5.7-1。

表 5.7-1 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重 (kg/m ³)
壤土						

根据工程分析,结合项目特点,本评价选取采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中,油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.7-2 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	850000	瞬时

②边界条件

模型为一维垂向模型,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。

预测分析结果

非正常状况下采油树管线连接和阀门处破损泄漏,原油中的污染物石油烃持续渗入土壤并不断向下运移,预测时段 T1~T5 分别为 1d、10d、30d、100d、365d,观测点 N1~N5 距地面深度分别为 10cm、20cm、50cm、100cm、150cm,污染物浓度穿透曲线图和在不同水平年沿土壤迁移模拟结果见图 5.7-1~图 5.7-2。

图 5.7-1 不同深度观测点石油类浓度穿透曲线图

图 5.7-2 石油类在不同时间沿土壤迁移情况图

由上述土壤预测结果可知,土壤深度在 10cm 的时候,污染物浓度最快达到峰值,在 365d 时污染物浓度出现最高值。说明最表层土壤最快被污染物污染,浓度也最高。而深度达到 150cm 处的土壤 365 天内被污染的程度较低。污染物泄漏 1d 时,在最表层 0cm 的土壤被污染的程度最大,被污染的土壤深度达 17cm。随着污染时间的持续增加,污染天数达到 365d 时,表层土壤的污染物将全部被

污染，而被污染的土层深度也将随着时间的增加而增加，污染物最深可达 150cm 处的土层。

由以上分析可以看出，发生泄漏后，最先污染表层土壤，油泥（砂）积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响相对严重。在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃（C10~C40）浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）。综上所述，项目经垂直入渗途径影响土壤环境的深度较小，浓度很低。本工程采油树管线连接和阀门处进行防渗处理，同时生产过程中加强管理，规范生产操作。在采取有效的污染防治措施后，项目对土壤环境影响很小。

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

综上，本工程正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.7-1。

表 5.7-1 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 type="checkbox"/> ; 生态影响型 <input type="checkbox"/> ; 两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ; 农用地 <input type="checkbox"/> ; 未利用地 <input type="checkbox"/>			土地利用类型图	
	占地规模	(0.053) km ²				
	敏感目标信息	敏感目标 (评价范围内天然牧草地、天然林、耕地)				
	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	SO ₂ 、NO _x 、烟尘、汞、石油类				
	特征因子	汞及其化合物、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 type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input checked="" 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 type="checkbox"/>				
	理化特性	-			同附录 C	
	现状监测点位	-	占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	5	20	20cm	
	柱状样点数	5	/	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m		
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中基本工程 45 项和石油烃				
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB 36600 <input type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他)				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求				
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 (<input checked="" type="checkbox"/>)				
	预测分析内容	影响范围 (<input checked="" type="checkbox"/>) 影响程度 (<input checked="" type="checkbox"/>)				
	预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" 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		
3		石油烃	1 次/5 年			

	信息公开指标		
	评价结论	工程区主要土壤类型是灰漠土、风沙土、灰棕漠土，占地范围内的土地利用类型为灌木林地、低覆盖度草地。油田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本工程在施工期对土壤环境影响较大，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。			

6 环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在建设期、运营期和服役期满拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 建设期环境保护措施

本工程建设期对环境的影响主要来自油井、站场建设、管线敷设、道路建设等方面。

6.1.1 生态环境影响减缓措施

6.1.1.1 地表扰动生态环境保护措施

(1) 分水站生态保护措施

①控制分水站施工占地范围，地面工程设施建设应尽量减少临时占地。

②施工占地前应剥离表土，根据分水站的布局情况分析，将剥离的表土保存在临时堆土区，堆土区采用防护网苫盖，符合条件的应当优先用于土地复垦、土壤改良、造地等。

③施工结束后，分水站应及时拆除临时设施、建筑，平整地面、保持整洁，站内无污染物和废弃物。

④对分水站地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

⑤严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最小程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。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。

图 6.1-1 生态保护措施平面图（临时堆土场防护工程）

图 6.1-2 生态保护措施设计图（分水站砾石压盖）

(2) 管线生态保护措施

①严格控制管线施工作业带宽度，对于天然林/公益林地段可采用非机械化

施工，可根据地形、地貌条件酌情适当减少作业宽度。

②充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

③管道施工过程中穿越植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，全线避让重点保护野生植物（黑果枸杞、肉苁蓉等），避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

⑤工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复。

类比油田现有场站、管线等采取的扰动区域生态环境保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

图 6.1-2 生态保护措施设计图（管沟施工带彩条旗拦挡典型设计图）

6.1.1.2 动植物保护措施

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被；强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

③严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

④强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

⑤加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被，尤其是分布在区域受保护的植被；加强野生动物保护，对施工人员进行《中华人民共和国野生动物保护法》的宣传教育，严禁施工人员惊扰、

猎杀野生动物。施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。

类比区域现有管线采取的生物多样性保护措施，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.1.3 水土流失保护措施

(1) 工程措施

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(2) 场地平整

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

(3) 限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

类比同类管道施工采取的水土流失减缓措施，本工程采取的水土流失减缓措施可行。

6.1.1.4 防沙治沙措施

根据调查，本工程评价范围内分布有 0.17km² 沙地，占评价区面积的 0.82%，主要分布在评价区南部，本工程不占用，区域分布的沙地均为固定、半固定沙地。防沙治沙措施如下：

(1) 采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）；

③《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）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

（2）制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善。

（3）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

本工程不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

（4）植物措施（在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施）

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播梭梭、琵琶柴等本土植被草籽等措施，恢复原地貌；

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

③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；

（5）其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

①施工土方全部用于管沟回填平整，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。

本工程需严格按照《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，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。

本工程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) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

类比同类项目施工采取的防沙治沙措施，本工程采取的防沙治沙措施可行。

6.1.1.5 重点公益林生态保护措施

(1) 在施工图阶段，进一步优化管线布设，优先考虑对重点公益林植被进行避让，选择林间空地或植被稀疏区域，占地避让梭梭等密集分布区，各类建设项目不得使用I级保护林地。

(2) 《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）第十二条规定：“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为；国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”第十三条规定“二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐；在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济”。占用公益林前应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。

(3) 工程施工占用重点公益林，应按《森林法》和《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》（新林资字〔2015〕497号）等文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续后方可施工建设。

(4) 采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，缩减施工作业带宽度。根据管径大小及占地类型，本工程在公益林分布区内管线施工作业带宽度建议控制在6m内，以减少对公益林的扰动和林地植被的破坏。

(5) 在重点公益林分布区域施工过程中，采取有效措施，加强施工管理，严禁超范围使用林地，杜绝非法采伐、破坏植被等行为，严防森林火灾。

(6) 临时使用林地期满，建设单位应当在一年内恢复被临时占使用林地的林业生产条件和植被。

(7) 建设单位应采取有效措施保护野生动植物及其生境，严禁施工车辆、人员追赶、碾压野生动物，禁止损毁野生动物巢穴，施工过程中尽量避免或减少对项目区及周边野生动植物生境的影响。

(8) 建设单位应接受塔城地区林业和草原局、乌苏市林业和草原局对项目使用林地情况的监督检查。

6.1.1.6 生态保护措施有效性分析

在严格落实本报告提出的生态保护措施后，预计评价区域植被覆盖度基本能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境总体维持稳定，区域生态系统服务功能可以得到一定程度的维护。

6.1.2 大气污染防治措施

①运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度小于 40km/h）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

③施工场地定期洒水抑尘、限速行驶及保持路面清洁、设置围挡、散装物料集中堆放和运输时加盖篷布等措施。

通过采取以上措施，可减小建设期大气污染影响，采取的大气污染防治措施可行。

6.1.3 废水污染防治措施

施工期产生的废水主要是管线试压废水及生活污水。

(1) 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。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。

(2) 生活污水

生活污水依托乌苏污水处理厂处理，可确保废水不外排，确保水污染控制和水环境影响减缓措施有效，上述措施可行。

(3) 其他水污染防治措施

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，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。施工期固体废物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免避开环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。

施工场地应设置临时沉砂池，混凝土搅拌机等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，并应设蓬盖和围栏，防止雨水冲刷进入外环境。

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。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

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。

6.1.4 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。

本工程建设期环境保护措施切实可行, 对周围环境实施了有效的保护。

6.1.5 固体废物防治措施

(1) 生活垃圾集中收集后依托 128 团生活垃圾填埋场填埋处置。

(3) 施工土方全部用于回填管沟及场地平整。

(4) 焊接及吹扫废渣、废包装袋(盒)等一般工业固体废物, 应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。

(5) 废油采用桶装密闭收集, 暂存于危废暂存间内, 完井后由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。

综上, 本项目采取的固废污染防治措施可行。

6.1.6 土壤污染防治措施

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

(1) 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中, 不可避免地要对土壤进行人为扰动, 主要是井场建设、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。

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

本工程管线施工作业带宽 8m 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。

(3) 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、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、管线、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它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本工程的建设，建设单位安全环保科负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程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。对新建分水站等区域地表覆以砾石，以减少风蚀量。

②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；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；对泄漏的油泥（砂）应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本工程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。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。

⑧对泄漏的油泥（砂）应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延；在道路边设置警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育。

通过采取以上措施，区域荒漠化进程不会因本工程的实施而进一步加剧，本工程运营期生态保护措施可行。

(3) 生态恢复治理方案

①分水站生态恢复

本工程永久占地主要为新建分水站占地，面积为 0.53hm²。工程施工结束后，应对占地进行平整。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于站场表层，覆盖

厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对站场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。站场外恢复后的植被覆盖度不应低于区域内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行植被恢复。

②管线生态恢复

本工程临时占地主要为管线管沟开发占地，面积为7.12hm²。施工过程中注意保护荒漠植被、土壤成分及其结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后做到土石方平衡，不得随意弃土。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

图6.2-1 管线的典型植被恢复措施设计图

6.2.2 废气污染防治措施

本工程运营期无组织排放源主要为管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类等。针对以上污染源，油田须采取以下大气污染防治措施。

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵，开展挥发性有机物泄漏检测与修复。

(2) 工程投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄露、收集处理等控制措施，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油源，实施关井，从而最大限度地减少烃类及油的排放量。定期进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止泄漏进入大气环境。

(3) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场和站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) 对站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。加强油井管理，做好压力检测，并按要求备齐应急设施。

(6) 定期进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止泄漏进入大气环境。

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 废水污染防治措施

(1) 生产废水

本工程运营期的主要生产废水是采出水。处理工艺流程见图 6.2-3，可实现达标。废水污染防治措施可行。

图 6.2-3 采出水处理工艺流程图

(2) 回注水污染防治措施

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号），涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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。

回注井在运行过程中，需严格按照春风油田的管理要求做好回注井的井控、固井及完井等工作，按要求做好套管的安装及维护工作，同时加强开发过程中对井身结构的定期检查，确保表层套管固井质量合格。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，防治套损等事故的发生。废弃后的注水井参照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，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。

综上，本工程采取的废水污染防治措施可行。

6.2.4 地下水污染防治措施

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

位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价,拟建项目在正常工况下,对当地地下水环境影响较小;在非正常工况下,对当地地下水环境构成潜在威胁,可能会对地下水水质产生不良影响。因此,为确保当地地下水环境安全,需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境,除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水,还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征,提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.4.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术,对产生的废物进行合理的回用和治理,尽可能从源头上减少污染物排放;严格按照国家相关规范要求,对井场、站场、管道的装置等采取相应措施,以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏,降低风险事故,尽量减少地下水污染。

①采出水经分水点采出水处理系统处理,经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注地下,不外排。

②定期对站、管线的设备、阀门等进行检查,一旦发现异常,及时采取措施,防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管道,防止油水泄漏;管线埋设严格遵守相关规定,埋至冻土层以下,并对管线进行防腐保温等保护措施;定期对各类管道进行检查,一旦发现异常,及时更换,尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生,并随时做好抢修准备,加强抢修队伍的训练和工作演练。

6.2.4.2 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理,并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理,可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),分区防控措施应满足以下要求:

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业,水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行,如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934

等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.2-2）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-3）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-4），提出防渗技术要求。

表 6.2-2 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，可及时发现和处理

表 6.2-3 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土防污性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-4 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效粘土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及 COD 等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-5 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	站场	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。

6.2.4.3 管道刺漏防范措施

(1) 各新建井场设置现场检测仪表,并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制,并与联合站 SCADA 管理系统通信,上传井场的重要生产运行数据,接收上位系统的控制指令,设置现场监控系统,随时通过监控系统观察井场内生产情况。

(2) 在管道上方设置标志,以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀,定期检测管道的内外腐蚀情况,并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 定期对管线进行检查,对壁厚低于规定要求的管段应及时更换,消除爆管的隐患;按规定进行设备维修、保养,及时更换易损及老化部件,防止油气泄漏事故的发生,定期对管线进行巡视,应加强管线和警戒标志的管理工作,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。

(4) 一旦管道发生泄漏事故,井场内设置有流量控制仪及压力变送器,当检测到压力降速率超过设定值时,由 SCADA 系统发出指令,远程自动关闭阀门。

6.2.4.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系,制定完善的监测计划,环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023),结合工程区所在区域的水文地质条件,二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置 1 个跟踪监测点,监测井位的设置可依托已有水井,根据区域水文地质条件,监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-6。

表 6.2-6 地下水监测点布控一览表

另外,应对本项目各井井口压力、套管压力、环空压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案,并定期向油田的管理区安全

环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，建设单位环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，分析变化动向。

6.2.4.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可

能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.5 噪声污染防治措施

项目运行过程中，影响较大的噪声源包括泵类等，噪声贯穿整个运行过程。

对于泵类噪声，建设单位采用以隔声为主的综合治理措施，将泵都安装在密闭隔声泵房内，利用墙体、各种板材及构件将其与外界分隔开来，并在泵的进出口接管采取弹性连接，泵的电动机配备消声器等措施。

通过以上措施及噪声影响预测，场界噪声都可达标。说明本项目采取以上噪声防治措施是可行的。

噪声都可达标。说明本项目采取以上噪声防治措施是可行的。

6.2.6 固体废物污染防治措施

6.2.6.1 固体废物产生及处置情况

(1) 危险废物

根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号), 本工程运营期产生的危险废物主要有油泥(砂)、废润滑油、沾油废防渗膜等。

本工程危险废物产生情况及危险特性见表 6.2-3。

表 6.2-3 危险废物情况一览表

(2) 生活垃圾

本工程运营期不新增生活垃圾。

6.2.6.2 危险废物处置措施及可行性分析

本工程井下作业时带罐作业, 防止产生油泥(砂), 井口排出物全部进罐, 做到原油 100%回收。油泥(砂)不在施工井场储存, 直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内, 罐车采用密闭的专用罐车, 统一交由有资质的单位处置, 严格按照《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。废润滑油由联合站自行综合利用。沾油废防渗膜主要在修井作业过程中产生。施工作业结束后, 由施工单位将废弃的含油防渗布收集到区域危废贮存点, 委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理, 拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

(1) 危险废物收集措施及可行性分析

本工程建成运行后, 新春公司应按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求对含油废物进行收集。危险废物收集到区域危废贮存点, 由有危废处置资质单位运输、处置。

新春公司已建成危废暂存间 1 座, 位于春风二号联合站以北约 600m。暂存间满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中的相关要求。危险废物贮存按照《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ 1276—2022)和《环境保护图形标志—固体废物储存(处置)场》(GB15562.2-1995)及修改单的规定设置了警示标志, 周围设置了围墙, 配备通讯设备、照明设施、安全防护服装及工具, 并设有应急防护设施。本工程产生的危险废物依托已建危废暂存间可行。

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。
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。
- d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

(2) 危废运输依托可行性分析

本工程产生的危险废物由中国石化集团胜利石油管理局有限公司等有资质单位的专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。中国石化集团胜利石油管理局有限公司运输分公司于 1993 年 11 月 24 日成立，公司经营范围包括：普通货运；货物专用运输（集装箱、罐式）；大型物件运输（一类）；危险货物运输（2 类、3 类、8 类、危险废物），可运输本工程产生的危险废物。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）及《危险废物转移管理办法》规定中的相关要求。

(3) 危废处置依托可行性分析

本工程油泥（砂）属于《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)中“石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚”，其废物代码亦为 HW08（071-001-08），产生量为 9.1t/a，委托有危废处置资质单位接收处置。废润滑油属于《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)中“使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油”，其废物代码为 HW08（900-217-08），进入联合站自行综合利用。含油废弃防渗布属于《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)中“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”，其废物代码为 HW08（900-249-08），交由新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等有危废处置资质单位接收处置。

6.2.6.3 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》管理要求

(1) 落实污染防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度；

(2) 落实危险废物识别标志制度，按照《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ 1276—2022)等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志；

(3) 落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报克拉玛依市生态环境部门备案；

(4) 落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料；

(5) 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；

(6) 落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；

(7) 落实排污许可制度；

(8) 加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

6.2.7 土壤环境保护措施

6.2.7.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度减少废气无组织排放，对废气处理设施进行实施监控，确保各项目污染治理措施正常运行，减少事故发生频率和不正常运行。降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使工程区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查场站、管线，是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 工程选用耐腐蚀性能好、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，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修, 将事故发生的概率降至最低, 可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现, 可及时采取必要的处理措施, 使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏, 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, 委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置, 因而, 石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为:

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时, 按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修, 做好安全防范工作, 把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制, 会流向低洼地带, 应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤, 汇集在低洼坑中的地表油, 用车及时进行收集, 将严重污染的土壤集中处理, 交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油, 减轻土壤污染。

①坑撇油: 在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油: 根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点, 在漏油点下游的 10m~30m 处, 根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟, 一撇二排, 以加速土壤油浸润体中残油的外泄, 减小事故影响范围。

6.2.7.2 过程控制措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶, 不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计, 使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。根据本工程特点, 从垂直入渗途径, 采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.2.7.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）土壤一级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、管线泄漏点可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设1个表层样、1个柱状样、占地范围外设1个表层样，每3年监测1次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.3 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

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

油气井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废处置措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣外运至周边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,清除各种固体废物,自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中,车辆均加盖篷布,以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着区块开采时间的延长,其储量将逐年降低,最终进入退役期。当开发接近尾声时,各种机械设备将停止使用,管线等设备设施陆续被拆卸、转移,原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》相关要求,拆除地面设施、清理站场等,拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置并做好记录工作。

通过宣传教育的形式,使施工工作人员对于在工程区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中,如遇到保护植物应进行避让,严禁随意踩踏破坏;遇到保护动物时,应主动避让,不得惊扰、伤害野生动物,不得破坏保护动物的生息繁衍地,禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作,强化保护野生动植物的观念,让施工人员明确破坏保护植物,捕猎、杀害保护动物的法律后果,理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施,对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用,可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)等文件,本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求:

采取有效预防和保护措施,避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则,将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

(2) 分水站生态恢复治理

本工程在苏 1-21 井场西侧新建分水站一处。施工结束初期，对分水站永久占地范围内的地表进行砾石压盖，以减少侵蚀量。严格控制人员活动范围，站外植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得带入外来有害物种。

(3) 管线生态恢复

① 管线生态恢复治理范围

工程管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

② 生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 6-8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，灌木林地、天然牧草地按照林草部门要求进行恢复，临时占地恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

6.4 环境影响经济损益分析

6.4.1 环保投资分析

本项目总投资为 1950 万元，其中环保投资 64 万元，占总投资 3.33%。估算见表 6.4-1。

表 6.4-1 环保投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	主要内容	投资(万元)
施工期	生态环境	生态恢复与水土保持	场地清理、平整、生态恢复、防沙治沙措施	5
	废水	施工期生活污水处理	生活污水排入可移动环保厕所，集中收集后送至 128 团生活垃圾填埋场处置	2
	废气	施工产生的施工扬尘	临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水(防尘、洒水等)	2
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	1
	固体废物	废弃施工材料、生活垃圾清运；		2

阶段	环境要素	项目名称	主要内容	投资 (万元)
运营期	废水	采出水、生活污水处理	收集、拉运、处置、管理等	2
	固体废物	一般固废、生活垃圾	储存、处置、管理等	2
		危废处置	自行综合利用或委托有危废处置资质的单位负责接收、转运、处置	5
	废气	无组织挥发	定期巡检，采用密闭集输工艺生产	计入工程
		加热炉有组织挥发	以净化后的天然气为燃料+8m 高烟囱	2
	噪声	机泵噪声	减振、厂房隔声、安装消声设施	5
	风险防控	井场等设置灭火器、声光报警器		5
		井场、站场等分区防渗		3
	环境管理	环境影响评价、环境保护竣工验收、环境监理、监测		30
		HSE 应急预案+环保培训，演练		3
合计				64

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。

项目占地主要为站场永久占地和管沟开挖临时占地等。

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。

同时,油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构,提高居民的生活水平,促进当地经济发展和生态环境保护。

7 环境风险评价

7.1 评价依据

(1) 突发环境事件风险物质调查

根据本工程油气资源分析及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B, 本工程涉及的突发环境事件风险物质主要为原油。

(2) 主要风险源

本工程涉及的主要风险单元为原油开采过程中集油管线、储罐以及井场内的三相分离器。

表 7.1-1 本项目危险物质分布情况一览表

序号	风险单元	存储单元	危险物质名称	存储装置参数
1	集油管线	集油管线	原油	Φ 89×6, 3.0km
				Φ 114×7, 5.9km
2	井场工艺装置区	苏 1-21 分水站三相分离器	原油	2 座各 90m ³
3	井场储罐区	苏 1-21 分水站储罐	原油	4 座 200m ³
4		苏 1-6 分水点储罐	原油	4 座各 40m ³
5		苏 1-2 分水点	原油	1 座 200m ³

(3) 危险物质数量与临界量比值 (Q)

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 危险单元的定义为由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元, 事故状况下可实现与其他功能单元的分割。本工程单井之间、井与站场之间的管线两端均有控制(截断)阀, 发生泄漏时, 可通过控制(截断)阀进行紧急切断。集油管线最大存在量按集油管线中管径最大、长度最长的规格为 Φ 114×7 集油管线, 长度 5.9km 进行计算。苏 1-2 分水点、苏 1-6 分水点、苏 1-21 分水站新建采出液储罐, 苏 1-21 分水站新建三相分离器, 按不同的危险单元分别计算。

根据 HJ169-2018 附录 C, 按下式计算本工程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: q_1, q_2, \dots, q_n ——每种危险物质的最大存在总量, t;

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

根据区域油气资源流体性质，本项目所在区域原油密度取 0.840g/cm^3 。本工程的 Q 值的确定见表 7.1-2。

表 7.1-2 本工程风险单元 Q 值一览表

序号	风险单元	存储单元	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	井场工艺装置区	三相分离器	原油	-	75.6	2500	0.030
2	井场储罐区	5 座 200m^3 储罐	原油	-	840	2500	0.336
3		4 座 40m^3 储罐	原油	-	134.4	2500	0.054
4	集油管线	$\phi 89 \times 6$ 集油管线	原油	-	15.68	2500	0.0063
5		$\phi 114 \times 7$ 集油管线	原油	-	50.59	2500	0.0202
ΣQ							0.4465

经计算， Q 值为 0.4465， $Q < 1$ ，本项目风险潜势为 I。

(4) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 相关要求，风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

表 7.1-3 环境风险评价等级划分

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

7.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本工程环境敏感目标见表 2.8-1。

7.3 环境风险识别

7.3.1 危险物质风险识别

本工程涉及的主要风险物质为原油，风险物质危险特性和分布见表 7.3-1。

表 7.3-1 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	可燃液体	集油管线、站内储罐、三相分离器

原油理化性质及危险危害特性详见表 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

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Crude oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皴裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。	
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止	

	<p>泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。少量泄露：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄露：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</p>			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：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。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。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。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。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和泄露应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。</p> <p>储存注意事项：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、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄露应急处理设备和合适的收容材料。</p>			
接触控制/个人防护	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</p>			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724 g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	<p>稳定性：稳定。</p> <p>禁配物：氧化剂。</p> <p>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</p> <p>聚合危害：不聚合。</p> <p>分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</p>			
毒理学资料	<p>有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。</p> <p>LD₅₀：>4300mg/kg(大鼠经口)</p> <p>LC₅₀：无资料</p>			
生态学资料	<p>生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。</p> <p>生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。</p> <p>非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。</p> <p>生物富集或生物积累性：/。</p> <p>其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</p>			

废弃处置	<p>废弃物性质：危险废物。</p> <p>废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。</p> <p>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。</p>
运输信息	<p>运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。</p>
法规信息	<p>《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令 第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令 第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。</p>
其他信息	<p>表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。</p>

结合本工程工程特点，原油在本工程中具有以下危险性：

①可燃液体

本工程主要产品原油属于闪点高，可挥发，具有一定危险的可燃液（气）体。石油类产品容易燃烧的特性主要以闪点、燃点、自燃点数据来衡量，产品的蒸气和空气的混合比达到一定浓度范围时遇火即能爆炸。燃点下限越低的油品发生爆炸的危险性越大。本工程的产品原油属闪点较高的可燃液体，遇明火发生爆炸的可能性很小。

②受热可挥发

当罐内油受到烘烤或高温天气影响时，油品受热温度升高，原油中的轻组分可挥发逸散，油品密度降低、体积膨胀，如果罐内有水汽化，更易发生油罐突沸、冒顶，使热油外溢，轻组分进一步挥发，受热后则储油设备压力增大，可使管线或设备破坏，造成漏油。

7.3.2 生产系统风险识别

(1) 井场

①井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。哈拉哈塘油田区域已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，在采取合格防喷措施后，井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可

能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

②井漏

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

井场储罐区

本工程在井场内设有 4 座 40m³ 原油储罐及 1 座 200m³ 储罐，主要危险有火灾爆炸、物理爆炸等。本工程储罐的储存量较小，但一旦发生火灾、爆炸事故，危害特别大。

井场工艺装置区

本工程井场内设置三相分离器等工艺装置，可能发生风险主要为三相分离器、破损导致油气泄漏进而可能引发的火灾、爆炸事故，导致环境污染。井场设置了可燃气体检测报警仪，设置了工业电视监视系统，各单元进、出口设紧急关断、压缩机等重要设备设安全阀等安全措施来确保井场的安全运行。在上述安全措施的前提下，井场设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空总管由放空火炬向外排放。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。

(2) 站场

本项目在苏 1-21 分水站新建卸油缓冲罐 1 座，新建三相分离器 2 座及注水罐、脱水提升泵等，可能发生风险主要为卸油缓冲罐导致原油泄漏进而可能引发的火灾、爆炸事故，导致环境污染。

(3) 集输系统

油井采出液通过单井管线输送至现有集输干线。集输管线采用埋地敷设方式。原油集输过程中常见的事故有集油管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏；冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染大气、周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

7.3.3 环境风险类型及危害分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、输油管线泄漏以及储罐发生泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、井场工艺装置区、井场储罐区发生泄漏会

对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。具体危害和环境影响可见表 7.3-3。

表 7.3-3 危险物质向环境转移的途径识别

风险单元	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
井场	井喷	采油过程	原油	①井喷时，原油泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇明火易引发爆炸； ②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水。	大气、土壤、地下水
	井漏	采油过程	采出液	固井套管下入深度不够或固井质量不好。引起原油上窜造成地下水水质污染	地下水
	泄露	储罐区	原油	①罐体破损后，油气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇明火易引发爆炸； ②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水；	大气、土壤、地下水
		三相分离器			
火灾爆炸	采油过程	次生污染物 CO 等	原油泄露遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大气	
站场	火灾爆炸	回收过程	次生污染物 CO 等	原油泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
输油管线	泄露	集油管线	原油	原油泄露，通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染。	土壤、地下水

7.4 环境风险分析

7.4.1 井喷事故环境影响分析

井喷时最容易受到污染的是大气环境、土壤以及生态环境。

(1) 对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本工程区人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

(2) 对土壤、地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的原油喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的

土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，原油影响深度一般为 0~20cm，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。

(3) 对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的原油喷出井口，散落于井场周围，本工程井周边存在天然林，本工程涉及的自然林已纳入乌苏市重点公益林，植被以灌木为主，大量原油泄漏可能会对井场周边天然林产生影响。大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火，减少对林地生态系统的影响。

7.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要是对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

本工程井场在钻井期采用多层套管，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

(1) 井场储罐、站场储罐泄露对大气环境的影响

本工程在井场设置 4 座 40m³ 采出液储罐，1 座 200m³ 采出液储罐，站场设置 2 座 90m³ 三相分离器、3 座 200m³ 原油储罐、1 座 200m³ 卸油缓冲罐、1 座 40-60m³/h 密闭卸油橇。油罐发生泄漏后，若得不到及时处理，所泄漏的原油会挥发轻烃组分，使局部大气环境中的轻烃含量增加，若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气。本工程油类物质在井场和站内的储量均较小，火灾或爆炸产生的 CO 浓度较低，且工程区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

(2) 集油管线对大气环境影响分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件。本项目位于荒漠，评价范围内没有人群集中区，区域扩散条件较好，对大气环境影响较小。

7.4.4 地下水环境影响

(1) 采出液储罐对地下水环境风险影响分析

采出液储罐发生泄漏，泄露的油品通过土壤渗透影响浅层地下水，在地下水位埋深较浅的区域可能通过土壤渗透到地下水环境。在油田开发过程中，应加强管道管理，做好站内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

(2) 集油管线对地下水的环境影响分析

本项目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有可能影响到地下水。集油管线发生事故时，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。

综上所述，本项目发生泄露事故后，及时采取相应的措施，不会对周围地下水环境产生明显影响。

7.4.5 对土壤环境的影响分析

(1) 采出液储罐对土壤的环境影响分析

采出液储罐破损发生原油泄漏，原油进入土壤可使土壤使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

(2) 集油管线对土壤环境影响分析

运营期管线破裂造成原油泄露，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,将能回收的原油回收,不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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。发生事故后,及时采取相应的措施,不会对周围植被产生明显影响。

7.5 环境风险管理措施与对策建议

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。

7.5.1 井喷事故风险预防措施

(1) 严格按照设计规范安装防喷器和井控装置,以最大限度地降低井喷事故的发生。

(2) 加强自动控制系统的管理和控制,严格控制井筒和地层的压力平衡。

(3) 按规定进行井场设备维修、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) 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。每一次井下作业施工前,必须对高压汇管进行试压,试压压力大于施工压力,施工后必须探伤,更换不符合要求的汇管。

7.5.2 井漏事故风险防范措施

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

(2) 设置地下水监测井，定期对工程区各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

(3) 及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

7.5.3 井场、站场风险防范措施

(1) 平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

(2) 在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

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

(6) 井场应采取多种防井喷控制措施、防漏措施和固井措施，防止发生井喷等事故；按规范设置安全防火距离，配置相应消防设施。加强工作人员和车辆管理，必须在规定的路线和范围内活动，严禁乱压乱碾，严禁随意进入乌苏市重点公益林，并加强防火措施，防止火灾发生。

(7) 事故时所有排放气体均密闭放空至火炬系统燃烧后排放，不允许就地排入大气；储罐区周围设置防火堤；建立消防水收集系统，在油罐区内部设置具有隔油功能的排水阀将雨水和消防水排出罐区，经水封井排到污水处理系统处理后用于回注，避免含油污水污染附近土壤。

(8) 建设单位应在施工期严把质量关，严格按照环评提出的分区防渗要求进行防渗体系建设；运营期应严格按照地下水污染防治管理要求规范生产活动，编制企业环境风险应急预案并建立相关配套环保制度，定期检查防渗层及罐体、管道的破损情况，定期开展地下水环境监测，将地下水污染事故的发生概率将至最低。

7.5.4 原油集输事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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) 完善各井场、站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(6) 在集输系统运营期间，严格控制输送油品的性质，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，以减少事故时原油的释放量，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。

7.5.5 植被保护措施

1) 强化责任, 实行森林防火领导负责制。应制定防火操作规程, 奖罚分明, 增强工作人员森林防火责任意识。

2) 大力开展宣传教育。应普遍开展宣传周、宣传月、举办知识竞赛, 利用报纸、电视、广播、黑板报、张贴标语等多种形式在各种场合不厌其烦地进行宣传。

3) 强化野外火源管理, 制定办法, 严格要求, 加强对工作人员管理, 严禁携带火种进入公益林区。

7.5.6 危险废物运输事故风险防范措施

(1) 危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求, 由专业人员进行押运。

(2) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜, 运输过程全控制, 确保危险废物的运输安全可靠, 减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

(3) 对于污水、废液等的转运均要制定管理计划, 如实记录有关信息, 健全资料台账, 转移车辆安装定位系统, 并保存相关影像资料。

(4) 出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查, 发现故障排除后方可投入运行。

(5) 加强各类储罐的日常管理及安全检查, 要严格按章操作, 废水、废液装车、卸车时, 加强管理, 避免跑冒滴漏现象, 防止发生泄漏等安全事故。

(6) 运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心, 严禁废水随意倾倒, 贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定, 严格遵守交通法规, 防止发生运输车辆事故。

(7) 行车途中应勤检查, 若有泄漏, 应查找泄漏点, 采取相应的应急措施, 防止液体继续泄漏, 受到污染的土壤要全部回收, 委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

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、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，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。

7.6 环境风险应急预案

本项目建成后由中石化新疆新春石油开发有限责任公司负责运营管理，根据调查，中石化新疆新春石油开发有限责任公司于 2023 年 8 月修编了《中石化新疆新春石油开发有限责任公司突发环境事件应急预案》，并在塔城地区生态环境局备案，备案编号：654200-2023-056-L；根据《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），本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本项目实施后，需将本项目相关内容更新至突发环境事件应急预案中，并及时备案。

7.7 风险评价结论

本工程涉及的突发环境事件风险物质有原油。原油主要存在于井场工艺装置区、原油储罐内及集油管线中。井喷、井漏、储罐发生泄露以及原油泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、井场工艺装置区、井场储罐区发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。本工程应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本工程区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、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。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施和编制应急预案并备案，可将环境风险概率降到最低。

本工程环境风险自查表见表 7.7-1。

表 7.7-1 环境风险评价自查表

建设项目名称	春风油田排 10 拉改输及苏 1-21 集中处理点建设工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油，主要存在于集油管线、储罐及三相分离器内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集油管线泄漏、储罐泄露以及原油泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集油管线、储罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。			
风险防范措施要求	<p>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；</p> <p>做好固井措施，防止窜层污染事故，加强地下水监测井监测</p> <p>定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；</p> <p>设置可燃气体检测报警仪等防范设施；</p> <p>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；</p> <p>制定环境风险应急预案，定期演练。</p> <p>详见 7.5 节</p>			
<p>结论：本工程所涉及的危险物质包括原油，主要风险单元为原油开采过程中集油管线、储罐及三相分离器内。本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集油管线泄漏、储罐泄露以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集油管线、储罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取风险应急处置措施，可以将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。</p>				

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，计算本项目实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

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。

本工程井场加热炉使用天然气作为燃料，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。

本工程分别在井场以及天然气回收区设置放空火炬以及放散立管，用于事故及非正常工况下的放空燃烧，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个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。

本工程不涉及工艺部分放空排放，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。

本工程井场、站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH₄ 回收利用率

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 回收利用率可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施放空废气中的甲烷回收利用。

(6) CO₂ 回收利用率

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 回收利用率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。

本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率均为 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。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。电量由天然气回收区的天然气发电机提供，燃料来源于回收的天然气。

8.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 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	燃料燃烧 CO ₂ 排放	井场、站场真空加热炉使用天然气	CO ₂	有组织

		作为燃料燃烧		
2	火炬燃烧排放	井场、站场事故状态下的火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
3	CH ₄ 逃逸排放	井场、站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 碳排放核算边界

本项目碳排放核算边界及核算内容见表 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	春风油田排 10 拉改输及苏 1-21 集中处理点建设工程	包括油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧 CO ₂ 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH ₄ 逃逸排放

8.1.2.2 碳排放量核算过程

本工程涉及燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放。具体核算过程如下：

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm³）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$ 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm³ 为单位；

$OF_{i,j}$ 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。天然气取值为 0.99。

本工程燃料燃烧碳排放计算主要核算为 2 台 100kW 井场加热炉。根据核算，

本工程年天然气消耗量为 18.74 万 Nm³。查阅《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）》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10⁻³t 碳/GJ，天然气低位发热量为 334GJ/万 m³，根据换算得出天然气中含碳量为 5.11t 碳/万 m³。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO₂ 排放量为 347.63t。

（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，本工程主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

$E_{GHG_火炬}$ -火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2_正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2_事故火炬}$ -由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CH_4_正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

$E_{CH_4_事故火炬}$ -事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} -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 GWP_{CH_4} 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i [Q_{正常火炬} \times (CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7)]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i [Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17]_i$$

式中：

i -火炬系统序号；

Q 正常火炬-正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量, 单位为万 Nm^3 ;
 CC 非 CO_2 -火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量, 单位为吨碳/万 Nm^3 ;

OF -第 i 号火炬系统的碳氧化率, 如无实测数据可采用缺省值 0.98;

V_{CO_2} -火炬气中 CO_2 的体积浓度, 取值范围为 0~1;

V_{CH_4} -为火炬气中 CH_4 的体积浓度;

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下:

$$E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非CO}_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(\text{CO}_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

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 $\text{Nm}^3/\text{小时}$;

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 CO_2) j -第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量, 单位为吨碳/万 Nm^3 ;

OF -火炬燃烧的碳氧化率, 如无实测数据可采用缺省值 0.98;

$V(\text{CO}_2)_j$ -第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度;

V_{CH_4} -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度;

②计算结果

本工程核算火炬燃烧活动温室气体排放主要为事故状态下井场、站场的放空燃烧。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	E_{CO_2} (吨 CO_2)	E_{CH_4} (吨 CO_2)

1	井场	事故工况	0.0833	2h	5.11	0.98	0.05	0.7616	3.22	0.02
2	站场	事故工况	0.075	2h	5.11	0.98	0.05	0.7616	2.90	0.02
合计									6.19	0.04

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 7.03 吨 CO₂。

(3) CH₄ 逃逸排放

本工程运营期 CH₄ 逃逸排放主要来自油气开采过程中井口装置和站场逃逸排放的 CH₄。

油气开采业务 CH₄ 逃逸排放

《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；井口工艺装置为 5 个，储油罐 7 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，单井储油装置 0.38；

$Num_{gas,j}$ ——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），井口工艺装置 2 个；。

油气开采逃逸的 CH₄ 为：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = 5 \times 0.23tCH_4 + 7 \times 0.38tCH_4 = 3.81tCH_4$$

根据表中参数,结合公式计算可知,甲烷逃逸排放 3.81t,折算成 CO₂ 排放

量为 $3.81 \times 21 = 80.01t$ 。

(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 CO_2 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{燃烧}} + E_{GHG\text{火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃逸}})_s - R_{CH_4\text{回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{回收}} + E_{CO_2\text{净电}} + E_{CO_2\text{净热}}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{GHG\text{火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG\text{工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG\text{逃逸}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4\text{回收}}$ -企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO_2\text{回收}}$ -企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

$E_{CO_2\text{净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则本工程实施后 CO_2 排放总量见表 8-1-4 所示。

表 8.1-4 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO_2)	占比 (%)
本工程	燃料燃烧 CO_2 排放	347.63	79.98
	火炬燃烧排放	7.03	1.61
	工艺放空排放	0	0
	CH_4 逃逸排放	80.01	18.41
	CH_4 回收利用量	0	0

	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	0	0
	合计	434.67	100

由上表 8.1-5 分析可知，本工程 CO₂ 总排放量为 434.67t。

8.2 减污降碳措施

本项目从工艺技术、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

本工程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。采出液进入井场储罐，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

本项目在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

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

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

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 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 434.67t。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 环境管理机构

9.1.1 决策机构

中石化新疆新春石油开发有限责任公司负责该工程的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调有关工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。中石化新疆新春石油开发有限责任公司设有安全（QHSE）管理督查部，负责环保综合监管。施工过程中环保管理由业务部门具体负责。

9.1.2 实施与管理机构

中石化新疆新春石油开发有限责任公司负责环保制度的执行和实施，负责组织工程的环境影响评价工作，组织制订环境监控计划，保证各施工单位实施必要的环境不利影响削减措施，协调项目建设管理单位和环保监督部门与各施工单位之间的关系，定期向上级部门报告环境管理的情况。

9.2 施工期环境管理及监测

9.2.1 承包方的环境管理

本工程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 9.2-1。

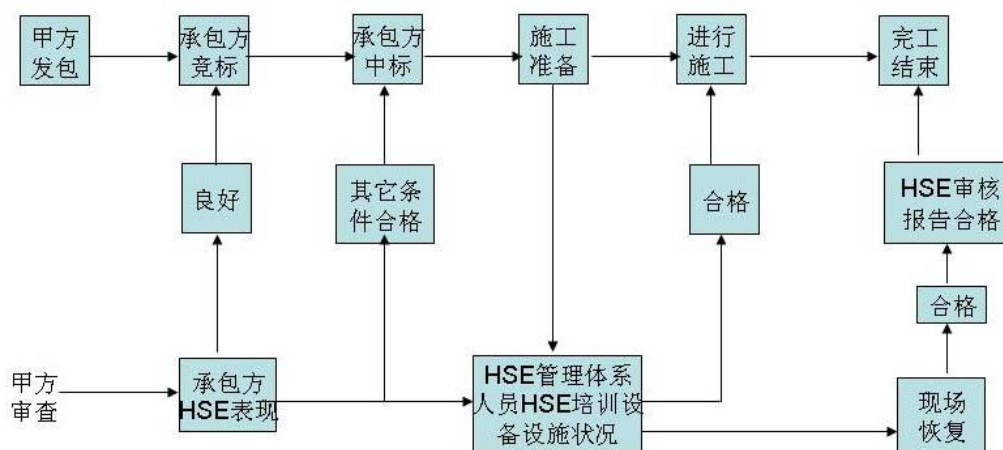


图 9.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

施工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。

9.2.2 地面工程建设环境管理

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。

9.2.3 施工期环境监理与监测

针对施工期生活污水和试压废水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘

的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，建议进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

9.3 运营期环境管理及监测

9.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 9.3-1。

表 9.3-1 建设项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	乌苏市生态环境局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各类废水的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，须满足《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中相关环境管理要求，防止造成环境污染。根据《一般工业固体废物台账制定指南》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》要求，规范建立并运行一般工业固体废物台账、危险废物台账，按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276—2022）设置固废、危废标志、及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	乌苏市生态环境局
3	环境监测管理	①组织事故状态下废气污染源监测，防止废气、粉尘影响 ②组织事故状态下废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染 ③ 加强危险废物管理	建设单位	乌苏市生态环境局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	乌苏市生态环境局

(1) 日常环境管理

——搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管

理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水处理后回用于生产。

废气污染源的控制是重点加强集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

——信息公开

参照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第 24 号）等规定，并结合地方生态环境主管部门要求，依法披露企业环境信息。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

9.3.2 运营期环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），本工程运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表9.3-2。

表 9.3-2 运营期环境监测计划

监测类别	监测因子	监测点位置	监测频率	监测时间
无组织废气	NMHC、H ₂ S	采油平台厂界外	1次/年	竣工验收后
有组织废气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、林格曼黑度	100kW 加热炉排气筒	1次/年	
噪声	等效连续 A 声级	井场、站场厂界外	1次/季度	
地下水环境	水位埋深、pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬等。	地下水上游	2次/年	
		地下水下游		
		地下水下游		
土壤环境	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬	站场、集输管线沿线	1次/年	
生态环境	生态恢复情况	项目区及管线周围	1次/年	

9.3.3“三同时”验收

建设单位按照国务院生态环境部门规定的标准和程序，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，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。

9.3.3.1 验收调查范围

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394—2007）和《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011），确定本工程竣工环境保护验收调查范围为：

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。

9.3.3.2 验收调查建议

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收。环保验收建议清单见表 9.3-3。

表 9.3-3 三同时验收一览表(建议)

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	标准/效果
废气	运营期	井场、站场厂界	NMHC、H ₂ S	/	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,H ₂ S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)新建项目二级标准。
		井场	新建井场设置加热炉 1 台,排气筒高度不低于 8m,设置规范采样平台及监测孔	2 座	满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。
废水	施工期	井场	试压废水循环使用,试压结束后就地泼洒抑尘。	/	废水循环利用,不外排。
	运营期	/	采出水依托区域分水处理站处理	/	满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2022)相关标准后,回注地层
固体废物	施工期	井场	焊接及吹扫废渣、废包装袋(盒)、废保温材料	应首先考虑回收利用,不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置	现场无固废
	运营期	井场、管线	油泥、沾油废物等危险废物处置	自行综合利用或委托生态环境部门认可的有危废处理资质的企业处理。	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物转移管理办法》
环境风险	运营期	井场、管线	纳入春风油田应急预案中	/	有效应对和排除各种突发事件的不利影响。
生态	施工期	井场、站场、管线	场地清理、平整、生态恢复、防沙治沙措施	/	工完、料净、场地清;利于植被恢复。

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	标准/效果
环境监测与管理	施工期	井场 站场 管线 道路	环境监理；开展竣工环境保护验收；HSE 应急预案+环保培训，演练等。	/	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 工程概况

本工程位于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市境内，距乌苏市城区西北方向50km。本工程新建集油管线8.9km、5台电加热器、4座200m³压力密闭储罐、2台100kW气电两用加热炉、2座90m³三相分离器、1座200m³卸油缓冲罐、4座40m³高架储罐、1座40-60m³/h密闭卸油橇（内含2台离心泵）、1台100L/h加药装置、1台脱水提升泵、1套旋流+水过滤处理装置（BOO）、1座200m³注水罐、1台喂水泵、2座注水泵橇，配套电气、自控等公用工程。

10.2 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，根据《产业结构调整指导目录（2024本）》，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。

10.3 规划及“三线一单”符合性

本工程符合《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》《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划环境影响报告书》《新疆生态环境保护“十四五”规划》。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》及《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，工程区位于乌苏市一般管控单元（ZH65420230001）和乌苏市重点管控单元（ZH65420230003）。本工程开发建设符合新疆维吾尔自治区和塔城地区“三线一单”要求。

10.4 环境质量现状

（1）生态

工程所在区域行政区划隶属于塔城地区乌苏市，地处准噶尔盆地西部。根据现场和资料收集，评价区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态敏感目标为国家二级公益林、地方公益林、天然牧草地及评价区内的荒漠植被。评价区域主要以荒漠生态系统为主，根据《新疆生态功能区划》，评价区属于项目区属准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区（II），准噶尔盆地西部

荒漠与绿洲农业生态亚区（II2），乌苏—甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区（19），区域内植被以荒漠植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土地利用类型主要为天然牧草地、其他草地，土壤类型主要为盐土、风沙土。评价区内植被种类单一，植被盖度在 15%-25%，分布均匀，生物量较低，植被多样性单一，生态系统具有一定的稳定性。

（2）环境空气

工程所在地塔城地区属于环境空气质量达标区。监测期间 NMHC 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值，区域环境空气质量现状较好。

（3）声环境

根据监测结果，已建站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求，本工程所在区域代表性拟建井场区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，区域声环境质量较好。

（4）水环境

根据监测结果可知，各监测点各项指标除氟化物、硫酸盐、氨氮、总硬度、溶解性总固体、钠、氯化物外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准限值的要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。

（5）土壤

土壤环境质量监测结果表明，本工程占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准；工程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。

10.5 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 10.1-1。

表 10.1-1 污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集输	2 台 100kw 气电两用加热炉废气	SO ₂	0.04	0.04	经不低于 8m 高的排气筒排放
			NO _x	0.3	0.3	
			颗粒物	0.04	0.04	
	无组织排放废气	NMHC	1.052	1.052	大气	
		H ₂ S	0.019	0.019		
废水		采出水	采出水	157315	0	采出水依托苏 1-21 分水处理站处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层。
固体废物	井场作业	落地油	-	1.2	0	收集后委托有危险废物处理资质的单位处理。
	井场作业	废润滑油	-	0.1	0	
	井场作业	废防渗材料	-	5.5	0	
	管线清管	清管底泥	-	0.1	0	
噪声	加热炉、机泵等	机械噪声	-	60~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备,采取减振、隔声、消声等降噪措施

10.6 环境影响预测与分析

(1) 生态环境影响分析

本工程建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标,工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响,本工程永久占地面积 0.53hm²,临时占地面积 7.12hm²,地表植被覆盖度在 15%-25%,地表植被为本区域广布的荒漠植被,由工程造成的生物量损失较小,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,工程对野生动物的影响较小。

(2) 大气环境影响分析

施工期废气排放主要是柴油机烟气和建设过程中产生的扬尘，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期大气影响主要为加热炉烟气和油气集输过程中的烃类挥发。根据预测结果，站场处的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，加热炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值；项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

(3) 声环境影响分析

施工期声环境影响主要为施工过程中机械噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是短暂的；运营期声环境影响主要以井场和站场的各类设备噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。项目区声环境质量较好，本项目对声环境有一定影响，属于可接受范围。

(4) 水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为石油开采过程中的采出水。本工程采出水依托苏 1-21 分水站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注用水水质标准后回注地层。

(5) 固体废物影响分析

施工期固体废物主要为施工过程中生活垃圾、废包装袋（盒）等。本工程运营期产生的危险废物主要有油泥（砂）、废润滑油、落地油等。本工程服务期满后，拆除的集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置，含油固废等危险废物委托有资质的单位妥善处置。本工程施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好的处置，对评价区环境影响较小。

(6) 土壤影响分析

正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，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，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污染。

(7) 环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括原油，主要风险单元为原油开采过程中集油管线、以及储罐内。本项目可能发生的环境风险主要包括集油管线泄漏、站内油气分离缓冲罐、储罐发生泄露以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。储罐、集油管线、油气分离缓冲罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；输气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取风险应急处置措施，可以将事故发生概率减少到最低。

10.7 环境保护措施

生态环境保护措施：施工期优化井场、道路和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械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；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；采取必要的防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

大气污染防治措施：工程集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对各井场、站场设备、阀门等进行检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，

防止油气泄露进入大气环境。储罐上部设有安全阀，挥发的油气超过安全阀设定压力后，经安全阀后的管线输至放空区放空燃烧。

噪声防治措施：要求合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备噪声对外环境和人员的影响。

废水防治措施：采出水依托区域内建设的分水站，处理达标后回注地层。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

固体废物防治措施：施工期固体废物主要为施工过程中焊接及吹扫废渣、生活垃圾、设备废弃包装等。施工人员产生活垃圾统一收集至 128 团生活垃圾填埋场处置。焊接及吹扫废渣、设备废弃包装等一般工业固体废物，应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。运营期油泥（砂）、清管废渣等危险废物均委托有资质的单位统一交由有资质的单位处置，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)，《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：集输工程中主要风险是管线破坏引起的气体泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本工程的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，工程建设可行。

10.8 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、现场张贴公告等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

10.9 环境影响经济损益分析

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约 64 万元，环境保护投资占总投资的 3.33%。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。

10.10 环境管理与监测计划

中石化新疆新春石油开发有限公司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。本工程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。

10.11 综合评价结论

春风油田排 10 拉改输及苏 1-21 集中处理点建设工程属于国家产业政策鼓励项目，工程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，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。