

董斜 19 区块产能建设工程 环境影响报告书

(拟报批稿)

中石化新疆新春石油开发有限责任公司

2024 年 11 月

1.概述

1.1 项目特点

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。本次拟开发董19斜区块产能建设工程（以下简称“本工程”）。

董19斜区块位于新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市米东区北部古尔班通古特沙漠区，距离米东区中心城区约58km，蔡家湖镇东北方约15km。区域构造位置位于准噶尔盆地中央拗陷，隶属于采油管理二区管辖。

本工程主要建设内容为建设董斜19单井站，站内设置生活办公区、工艺装置区、储罐区、装车区、放空区，同时预留发电机、变压器位置，董斜19单井站外设置放空区；建设天然气回收区，站内主要设置压缩机脱水加气橇、脱水装置、加气机、混烃储罐橇、污水罐、放散立管等，用于天然气回收；新建井场至天然气回收区的中压气及低压燃料气管线各400m，同沟埋地敷设。同时配套电力、自控、结构、通信、道路等工程。本工程产能规模为凝析油 $0.4 \times 10^4 \text{t/a}$ ，伴生气 $201.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

1.2 环境影响评价过程

本工程位于乌鲁木齐市米东区，属于春风油田新开发区块，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），本工程应编制环境影响报告书。

2024年8月30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）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆新环监测检测研究院（有限公司）于2024年10月对本工程评价区域环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境质量现状进行了监测。

在以上基础上，天合公司编制完成了《董19斜区块产能建设工程环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图1.2-1。

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

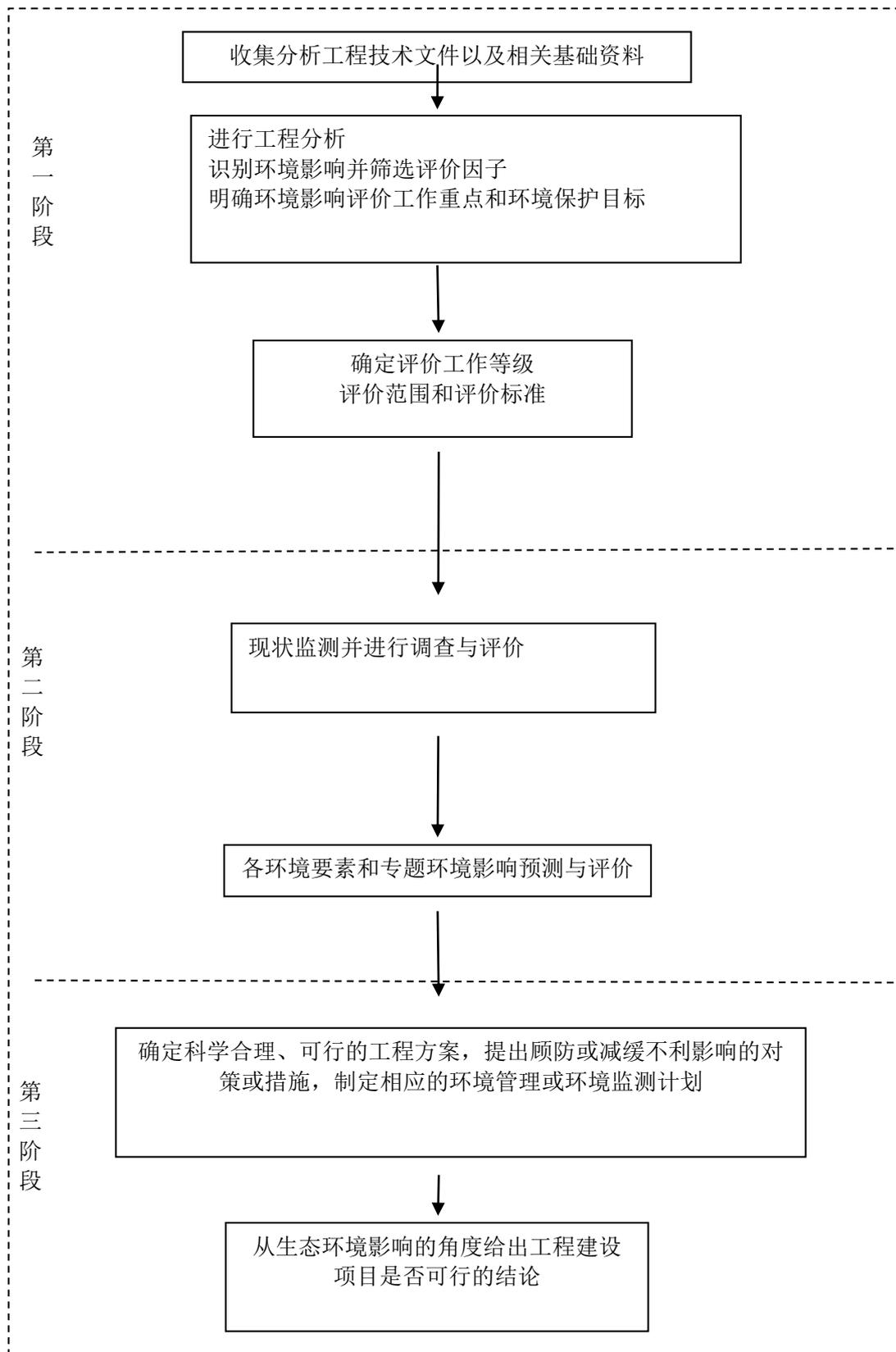


图 1.2-1 评价工作程序图 (HJ349-2023)

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本工程属于石油、天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，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《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本工程位于乌鲁木齐市米东区，属于中石化新疆新春石油开发有限责任公司开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《乌鲁木齐市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《中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》《乌鲁木齐市生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

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

（5）三线一单符合性判定结论

根据《乌鲁木齐市“三线一单”生态环境分区管控方案方案》，本工程所在区域属于米东区“一般管控单元”，本工程运营期采出水依托春风二号联合站；所在区域属于大气环境质量不达标区域，本工程实施后排放大气污染物不会造成区域环境空气质量等级改变。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，因此，本工程建设符合“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，不涉及生态红线，符合新疆经济发展规划、环保规划等，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题；运营期井场燃气加热炉烟气、站场天然气发电机燃烧烟气以及井场、站场的无组织挥发的非甲烷总烃，采出水、井下作业废水、含油污泥、落地油等对环境产生的影响。

本工程环境影响主要来源于井场、站场建设、集输管线建设等工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本工程不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园，不在拟定的生态保护红线内，除油区工作人员外，项目区无人居住。重点保护目标是：评价范围内的水土流失重点治理区、天然林、荒漠动植物及其生境。

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）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《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《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）》《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》等相关规划要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目区涉及天然林，需要办理相关用地手续后方可开工建设；项目符合“三线一单”要求；中石化新疆新春石

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

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

(4) 评价本工程与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、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

规范环境影响评价方法，科学分析本工程建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	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	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
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 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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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
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	关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函	环办环评函〔2019〕590号	2019-06-30

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
20	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
24	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
25	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05
26	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
27	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
28	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
29	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
30	国家级公益林管理办法	林资发〔2017〕34 号	2017-05-08
31	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	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	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
5	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
6	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
7	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
8	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字〔2022〕8 号	2022-03-09
9	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
10	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
11	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
12	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
13	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
14	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
15	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
16	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
17	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
18	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
19	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
20	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
21	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
22	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
23	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
24	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
25	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
26	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
27	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版）的通知	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
28	关于印发《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	阿行署发〔2021〕81号	2021-07-10
29	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〕147号	2022-07-25
30	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
31	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
32	关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知	新环办环评〔2024〕20号	2024-03-25

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2

环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01

6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	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
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) 董 19 斜区块产能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) 董 19 斜区块产能建设工程相关资料，中石化新疆新春石油开发有限责任公司。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要包括地面工程、油气开采、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、站场建设、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	井场、站场	占地、动植物影响	-
		管线建设、道路建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		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	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场、站场无组织废气 排放	NMHC	-
		加热炉废气	NO _x 、SO ₂ 、颗粒物	
		天然气发电机	NO _x 、SO ₂	
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、废防渗材料、 清罐底泥	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)	储罐、集输管线破损泄 漏	污染土壤环境、水环境、火灾 爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除地面装 置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
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	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	昼、夜间等效声级 (L _d 、L _n)
油气处理工程	施工期	/	/	/	/	/	/
	运营期	/	/	/	/	/	/

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

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

2.4.2 水环境

本工程区域无常年地表水体。

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

2.4.3 声环境

项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，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》(2005版),工程区属于准噶尔盆地荒漠生态区、准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠、绿洲农业生态亚区、乌鲁木齐城市及城郊农业生态功能区,本区域主要生态服务功能是:人居环境、工农业产品生产、旅游,主要的环境问题是:大气污染严重、水质污染、基础设施滞后、城市绿化面积不足、供水紧缺、湿地萎缩、土壤质量下降,本区域在生态环境敏感性综合评价中,主要敏感因子为生物多样性及其生境中度敏感,土壤盐渍化轻度敏感,主要保护目标是保护水源地、保护城市大气和水环境质量、保护城市绿地及景观多样性。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点,采用以下评价因子及环境标准。

(1) 环境空气

环境空气质量评价中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。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 (μg/m ³)			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫 (SO ₂)	60	150	500	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单
2	二氧化氮 (NO ₂)	40	80	200	
3	细颗粒物 (PM _{2.5})	35	75	/	
4	可吸入颗粒物 (PM ₁₀)	70	150	/	
5	一氧化碳 (CO)	/	4000	10000	
6	臭氧 (O ₃)	/	160	200	
7	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解

(2) 水环境

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的III类标准;石油类参照执行《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

项目	标准限值	项目	标准限值
pH (无量纲)	6.5~8.5	总硬度	≤450
氨氮	≤0.50	汞	≤0.001
挥发酚类	≤0.002	砷	≤0.01
铬 (六价)	≤0.05	镉	≤0.005
氰化物	≤0.05	铅	≤0.01
亚硝酸盐 (以 N 计)	≤1.00	铜	≤1.00
硝酸盐	≤20	锌	≤1.00
氟化物	≤1.0	铁	≤0.3
氯化物	≤250	锰	≤0.10
硫酸盐	≤250	溶解性总固体	≤1000
耗氧量 (COD _{Mn} 法)	≤3.0	石油类	0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0		

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

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018)，油田内井场、站场等建设用地为第二类用地，结合项目所在区域环境特征，本工程占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018)表 1 第二类用地筛选值标准，见表 2.5-3；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准，根据监测结果，在监测期间，本工程区域土壤 pH>7，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018)表 1 中 pH>7.5 所列筛选值标准，见表 2.5-3。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值标准。

表 2.5-3 (1) 《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》表 1 筛选值标准

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬 (六价)	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
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 2.5-3 (2) 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 风险筛选值

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

2.5.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

①施工期

本工程施工扬尘排放执行《建筑施工扬尘排放标准》(DB6501/T 030-2022)中“表 1 建筑施工扬尘监测点 PM₁₀ 浓度排放限值”要求。具体限值见表 2.5-5。

表 2.5-4 建筑施工扬尘监测点 PM₁₀ 浓度排放限值

控制项目	排放限值 (μg/m ³)	施工阶段	监测周期
PM ₁₀	120	拆除阶段、土石方阶段	1h
	80	结构阶段、装修阶段	

②运营期

本工程位于乌鲁木齐市米东区，根据《关于“乌-昌-石”区域执行大气污染物特别排放限值的公告》（新疆维吾尔自治区生态环境厅公告〔2023〕20号），乌鲁木齐市范围内新建项目中对于国家排放标准及修改单中已规定大气污染物特别排放限值或特别控制要求的行业以及锅炉，自本公告发布之日起，新受理环评的建设项目执行国家排放标准及修改单中特别排放限值和特别控制要求。

本工程井场燃气加热炉应执行《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；

站内天然气发电机燃烧排放的烟气，采用产品气作为燃料，天然气发电机的设备形式为往复式内燃压缩发电机，由于我国目前没有发电用内燃机大气污染物排放标准，按照从严执行原则，本工程天然气发电机组燃烧排放的烟气参照执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表3燃气锅炉大气污染物特别排放浓度限值；

油气集输及各类储罐暂存过程中会产生一定量的烃类无组织挥发，采油及集输过程中无组织排放的非甲烷总烃排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表A.1厂区内无组织特别排放限值；单井站及站场（天然气回收区）厂界非甲烷总烃无组织排放执行《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值

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)		标准来源	
非甲烷总烃 (周界外最高浓度点)	4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	
NO _x	150		《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	
SO ₂	50			
颗粒物	20			
污染物	排放限值	限值含义	无组织排放监控位置	标准来源
非甲烷总烃 (厂界内)	6	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点	《挥发性有机物无组织排放控制标准》 （GB37822-2019）
	20			

(2) 废水

生活污水排入环保厕所，定期由市政部门清运。

运营期产生的采出水经分离后排入井场以及站场的污水罐，定期拉运，依托春风油田二号联合站处理，该工程包含在排 601-20 项目中，原新疆维吾尔自治区环境保护厅出具了《关于春风油田排 601-20 块产能建设工程环境影响报告书的批复》（新环函〔2014〕665 号）。污水资源化工程已于 2017 年 10 月投运，生产废水依托该工程处理达到注汽锅炉进水水质要求后，大部分回用于注汽锅炉，多余部分处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级标准后回注油层。标准值见表 2.5-6。

表 2.5-6 回注水水质主要控制指标

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

(3) 噪声

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

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准【即昼间 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，生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）；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）。

(5) 重大危险源识别标准

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

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

(1) 评价等级

本工程废气排放源主要为 1 台井场加热炉燃烧排放的燃烧废气、1 台站场天然气发电机燃烧排放的燃烧废气以及井场、站场无组织排放的非甲烷总烃。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》

(HJ2.2-2018) 附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取 SO₂、NO_x、PM₁₀、非甲烷总烃 (NMHC) 等为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i (第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”) 及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 D_{10%}。其中 P_i 定义为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

表 2.6-1 评价工作等级

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

表 2.6-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市人口数)	/
最高环境温度 (°C)		41.4
最低环境温度 (°C)		-34.4
土地利用类型		盐碱地/林地

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

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	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
井场加热炉烟气	PM ₁₀	1.51	450	0.34	9.61	84
	SO ₂	1.392	500	0.28		
	NO _x	6.517	200	2.61		
站场燃气发电机烟气	PM ₁₀	43.225	450	9.61	9.61	25
	SO ₂	4.095	500	0.82		
	NO _x	8.19	200	3.28		

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	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
井场	非甲烷总烃	181.93	2000	9.10	9.10	54
站场(天然气回收区)	非甲烷总烃	68.998	2000	3.45		40

经计算可知，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)，并结合本工程特点，最终确定将以井场和站场为中心，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)，本工程属陆地石油开采项目，为 I 类项

目。项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此，本工程地下水环境敏感程度分级为“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	

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

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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本工程所在区域水文地质条件相对简单，本次评价采用自定义法计算评价范围。

项目所在区域地下水总体由东南向西北方向径流，本次结合区域水文地质条件及本工程分布特点、地下水调查点分布情况等，本次评价范围确定为：本工程上游 1km，下游 2km，两侧 1km 的矩形区域作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水

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

2.6.4 生态环境

（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	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	本工程占地规模小于 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

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本工程以董斜 19 井场及天然气回收区等站场场界周围 50m 范围、道路等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时道路等线性工程穿越重点公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、道路中心线向两侧外延 1km 为评价范围，面积约 21.72km²。生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本工程突发环境事件风险物质主要是原油、天然气（甲烷），原油主要存在于井场储油罐内，天然气主要存在于新建的中压气及低压气管线。

根据“章节 7.1.1”，确定本工程风险潜势为 I，环境风险评价为简单分析，不设置评价范围。

2.6.6 声环境

本工程噪声源主要包括施工期内机械噪声、运营期井场、站场机泵、加热炉噪声和井场井下作业噪声等。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境影响评价范围为井场、站场边界外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.7 土壤环境

（1）建设项目类别

据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018) 及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），项目井场建设属于“采矿业”中的“石油开采项目”，类别为I类，站场（天然气回收区）为II类，输气管道为IV类建设项目。

（2）影响类型

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，本工程同时按照生态影响

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。

(3) 占地规模

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

(4) 建设项目敏感程度

①污染影响型

根据土地利用现状图，本工程评价范围存在牧草地，土壤环境影响敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

根据区域监测数据，项目区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

本工程土壤评价等级及范围见表 2.6-10，本项目按照最高评价等级一级评价进行综合评价。本项目评价范围见图 2.6-1。

表 2.6-8 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.6-9 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

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	一级	占地范围外扩 1km
2	站场	二级	占地范围外扩 2km	二级	占地范围外扩 200m 范围

表 2.6-10 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素		评价等级	评价范围
1	环境空气		二级	以井场、站场为中心，边长 5km 的矩形区域
2	地下水		二级	本工程本工程上游 1km，下游 2km，两侧 1km 的矩形区域
3	地表水环境		三级 B	——
4	生态环境		二级	董斜 19 井场及天然气回收区等站场场界周围 50m 范围、道路等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时道路等线性工程穿越重点公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、道路中心线向两侧外延 1km 为评价范围，面积约 21.72km ²
5	声环境		二级	井场、站场边界外扩 200m
6	土壤环境	生态影响型	一级	井场占地范围内全部以及占地范围外 5km，站场占地范围内全部以及占地范围外 5km
		污染影响型	一级	井场占地范围内全部以及占地范围外 1km，站场占地范围内全部以及占地范围外 0.2km
7	环境风险		简单分析	——

图 2.6-1 评价范围图

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。项目建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

2.8.2 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》，将区域天然林、公益林、水土流失重点治理区等环境敏感区加入生态保护目标。

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，本工程均不涉及。

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环境敏感区。根据调查，评价区域不涉及水源地、饮用水井及名录中的地下水敏感区，本评价将评价范围内的区域潜水含水层作为地下水环境保护目标。

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

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，将评价范围内的牧草地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、图 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	其他敏感区	公益林	项目区内	防风固沙林	避让林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿，做到“占补平衡”；施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制作业区内严格控制占地，维持区域林地生态功能不因项目实施而降低
			水土流失重点治理区	项目所在区	天山北坡诸小河流域重点治理区	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设
2	地下水环境	潜水含水层		井、站场区及周边		执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准
3	土壤环境	牧草地		为天然牧草地，位于董斜19井北侧4km		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

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
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

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.9-1。

表 2.9-1 评价内容一览表

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

图 2.8-1 环境保护目标分布图

3.建设项目工程分析

3.1 已建工程

3.1.1 已建工程基本情况

本工程为新区块开发，区块内仅有董斜 19 井探井项目，目前董斜 19 井已完井，正在试油。

表 3.1-1 已建工程基本情况一览表

名称 内容	董 19 斜井
位置	乌鲁木齐市米东区
坐标	
设计井深	7436.05（斜）/6770.00m（垂）
实际井深	7380（斜）/6740.4m（垂）
开钻时间	2023 年 5 月 22 日
完钻时间	2023 年 11 月 17 日
完井时间	2023 年 12 月 18 日
完钻层位	八道湾组
完井形式	套管完井
井场布置	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆暂存池等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐、泥浆泵、柴油罐等
完井	进行井场临时施工设施拆除、井场设备搬迁以及钻井产生的“三废”处理，井场地面、泥浆暂存池平整恢复及临时占地恢复、放喷池已清理

3.1.2“三同时”执行情况

已建工程三同时执行情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 在建工程环评及验收情况一览表

序号	建设内容	环评文件			验收文件
		审批单位	批准文号	批准时间	-
1	董斜 19 井探井项目	乌鲁木齐市生态环境局	乌环评审[2022]43 号	2022.12.2	正在开展验收

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

现阶段董斜 19 井已完井，根据现场踏勘及资料收集，钻井期间所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对工程区域地表的扰动和破坏。在梭梭林分布的地段，为了更好的保护梭梭等灌木，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整井场，临时占地正在自然恢复。钻井及试油期间定期对柴油发电机进行维护，并且采用符合国家标准的柴油和设备，车辆减速慢行、加盖苫布，缩短测试放喷时间，降低了废气对周围大气环境质量影响。钻井废水循环利用，不外排；生活污水进入防渗生活污水池收集，定期拉运。对泥浆泵、钻机等设备采取安装消声器、基础减振等措施，降低噪声影响。固体废物主要为岩屑、泥浆、含油废物及生活垃圾，钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开为水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，铺垫井场和道路；三开固相岩屑委托有危废处置资质的单位妥善处置。井场生活垃圾定点收集，定期收集后运至米东区生活垃圾填埋场填埋处置。含油废物由有危险废物处置资质的单位接收处置。

董斜 19 井在钻井过程中已基本落实环评批复要求，暂未发现环境问题。应尽快完成探井的竣工环保验收工作。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：董斜 19 区块产能建设工程。

项目性质：新建。

3.2.1.2 建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市米东区北部古尔班通古特沙漠区，距离米东区中心城区约 58km，蔡家湖镇东北方约 15km。本工程中心地理坐标为： 。地理位置见图 3.3-1。

图 3.2-1 地理位置示意图

3.2.1.3 建设规模

本工程主要建设内容为在董斜 19 井建设董斜 19 单井站，站内设置生活办公区、工艺装置区、储罐区、装车区、放空区，同时预留发电机、变压器位置，董斜 19 单井站外设置放空区；建设天然气回收区，站内主要设置压缩机脱水加气橇、脱水装置、加气机、混烃储罐橇、污水罐、放散立管等，用于天然气回收；新建井场至天然气回收区中压气及低压气管线各 400m，埋地敷设。同时配套电力、自控、结构、通信、道路等工程。本工程产能规模为原油 $0.4 \times 10^4 \text{t/a}$ ，伴生气 $201.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

3.2.1.4 工程组成

本工程组成包括主体工程、环保工程、公辅工程等；工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

项目	基本情况			
项目名称	董 19 斜区块产能建设工程			
建设单位	中石化新疆新春石油开发有限责任公司			
建设性质	新建			
总投资	1229.62 万元(不含增值税)			
建设地点	乌鲁木齐市米东区			
产能规模	油 $0.4 \times 10^4 \text{t/a}$ 、伴生气 $201.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$			
建设周期	30d			
项目内容	类型	单位	总计	备注
主体工程	井场工程			建设董斜 19 井站，站内设置生活办公区、工艺装置区、储罐区、装车区、放空区，同时预留发电机、变压器位置。放空区位于井站北侧 90m 处。产液经董斜 19 井站两级油气分离后，天然气输至天然气服务商处理，原油装车外销。原油装车时的 VOCs 和氮气的混合物通过密闭装车鹤管返回加热炉膛伴烧或去往火炬放空燃烧处理。采出液由罐车拉运至春风二号联合站处理。
	站场工程			建设天然气回收区，站内主要设置压缩机脱水加气橇、脱水装置、加气机、混烃储罐橇、污水罐、放散立管等，用于天然气回收。
	油气集输工程			新建中压天然气、低压燃料气管线各 400m
公辅工程	电力工程			在天然气回收区设置 1 台燃气发电机，发电机功率为 600kw，为董 19 斜井及天然气回收区供电。

项目	基本情况	
	自控工程	井场设置 PLC 控制系统 1 套，并在控制室设置可燃气体控制器及火焰报警控制器完成站内可燃气体检测及火焰检测。天然气回收区设置 1 套 DCS 系统和 1 套 SIS 系统，DCS 实现工艺设施的过程控制。
	结构工程	建设围栏、设备基础、防火堤及隔堤等
	通信工程	井场包括井场视频监控系統、应急广播系統、卡口视频系統和工业以太网传输系統等。 天然气裝置区包括数据传输。
	道路工程	对已有钻前道路进行修复，合计修复长度 9000m，路面宽度 7m，采用砂石路面
环保工程	废气	施工期：施工扬尘采取洒水抑尘措施，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品。 运营期：加热炉、天然气发电机使用净化后的天然气作燃料，烟气通过排气筒排放，采出液密闭拉运输送，原油采用装车拉运，原油装车时的 VOCs 和氮气的混合物通过密闭装车鹤管返回加热炉炉膛伴烧或去往火炬放空燃烧处理，可减少烃类气体排放，减少对大气的污染。 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施
	废水	施工期：管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水排入环保厕所，定期由市政部门清运； 运营期：废水包括采出水、井下作业废水、生活污水。采出水、井下作业废水经专用罐收集后输送至春风二号联合站处理，达标后回注油层，生活污水排入环保厕所，定期由市政部门清运。 退役期：无废水产生。
	噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间；
	固体废物	施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟回填、井场站场平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置；生活垃圾集中收集后，定期拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。 运营期：落地油、废防渗材料、清罐底泥属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，定期拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。 退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油由有危废处置资质单位接收处置；
	环境风险	施工期：井场设置火炬；天然气回收区设置放空区 运营期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场、天然气回收区设置可燃气体报警仪等，事故状态下及时放空。

项目	基本情况	
	生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗； 运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除
占地面积	项目总占地面积 11.285hm ² ，其中永久占地 7.167hm ² ，临时占地 4.118hm ²	
劳动定员	新增劳动定员 10 人	
工作制度	年工作 365d，年工作 8760h	
组织机构	依托现有管理二区组织机构，统一管理	

3.2.1.5 项目投资

项目总投资 1229.62 万元。

3.2.1.6 劳动定员

本工程劳动定员 10 人。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 区域构造特征

本区块位于准噶尔盆地腹部，隶属中央坳陷一级构造单元，整体位于阜康凹陷内部，北依白家海凸起，西北为莫索湾凸起，东邻北三台凸起，南与阜康断裂带相接。

3.2.2.2 区域地层特征

根据区域钻井资料，董斜 19 区块自上而下钻揭的地层有第四系西域组（Q_{1x}）、新近系独山子组（N_{2d}）、塔西河组（N_{1t}）、沙湾组（N_{1s}）、古近系安集海河组（E_{2+3a}）、紫泥泉子组（E_{1+2z}）、白垩系上统东沟组（K_{2d}）、下统吐谷鲁群（K_{1tg}）、侏罗系头屯河组（J_{2t}）、西山窑组（J_{2x}）、三工河组（J_{1s}）和八道湾组（J_{1b}）（表 2.2-1）。本次研究的目的层是头屯河组 J_{2t35} 砂体，目的层埋深-3395~-3545m（海拔深度），目的层厚度 8~12m，地层岩性以棕褐色、灰色含砾细砂岩、粉砂岩，棕褐色泥岩为主。

图 3.2-2 董斜 19 区块地层层序表

3.2.2.3 油气藏特征

根据建设单位可研，以及行业标准及国际通用标准，区域油气藏类型属于高含凝析油凝析气藏。

3.2.2.4 流体性质参数

（1）气体组分

根据化验报告，董斜 19 天然气不含 H₂S，为不含硫化氢的饱和富气。组分详见表 3.2-。

表 3.2-2 天然气组分表

序号	层位	二氧化碳	氧气	氮气	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷
1	头屯河组	0.05%	0.35%	2.37%	75.83%	11.70%	6.41%	1.56%	1.22%	0.31%	0.20%
2	头屯河组	0.05%	0.24%	2.04%	76.16%	11.74%	6.45%	1.57%	1.23%	0.31%	0.21%

(2) 气体物性

董斜 19 天然气物性见表 3.2-3。

表 3.2-3 天然气物性表

序号	气体密度	相对密度 kg/m ³	高位发热量 (20°C) MJ/m ³	低位发热量 (20°C) MJ/m ³	硫化氢含量	总硫
1	0.8881	0.7374	45.83	41.59	未检出	未检出
2	0.8871	0.7365	46.06	41.8	未检出	未检出

(3) 原油物性

董 19 斜井油样原油物性详见图 3.2-3。

图 3.2-3 原油物性报告

(4) 压力、温度

井口采出液压力为 45MPa~50MPa，井口温度为 20°C~40°C，关井压力 ≥ 57MPa。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

建设董斜 19 井站，站内设置生活办公区、工艺装置区、储罐区、装车区、放空区，同时预留发电机、变压器位置。放空区位于井站北侧 90m 处。井口产液经董斜 19 井站两级油气分离后，天然气输至天然气服务商处理，原油装车外销。原油装车时的 VOCs 和氮气的混合物通过密闭装车鹤管返回加热炉炉膛伴烧或去往火炬放空燃烧处理。采出液由罐车拉运至春风二号联合站处理。

本工程平面布置图见图 3.2-4。

3.2.3.2 开发指标预测

本区块预计最高年产凝析油 0.4×10^4 t/a，伴生气 201.4×10^4 m³/a。

图 3.2-4 工程平面布置图

3.2.3.3 主要技术经济指标

本工程主要技术经济指标见表 3.2-4。

表 3.2-4 本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	井场数量	口	1
2		站场数量	座	1
3		原油总产量	万 t/a	0.4
4		伴生气总产量	10 ⁴ m ³ /a	201.4
5		中压天然气管线	km	0.4
6		低压燃料气管线	km	0.4
7		井场道路	km	9
8	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kWh/a	525.6
9		耗水量	m ³ /a	365
10		运营期天然气消耗量	万 m ³ /a	146.49
11	综合指标	总投资	万元	1229.62
12		环保投资	万元	84
13		总占地面积	hm ²	11.285
14		永久占地面积	hm ²	7.167
15		临时占地面积	hm ²	4.118
16		劳动定员	人	10
17		工作制度	h	8760

3.2.4 主体工程

3.2.4.1 井场工程

建设董斜 19 井站，站内设置生活办公区、工艺装置区、储罐区、装车区、放空区，同时预留发电机、变压器位置。放空区位于井站北侧 90m 处。井场详细平面布置图见附图 1。

(1) 区域关系

董斜 19 井站及天然气服务商区域位置示意图详见图 3.2-5。

图 3.2-5 董斜 19 井站区域位置

(2) 井场平面布置

图 3.2-6 董斜 19 井站平面布置

3.2.4.2 油气集输工程

井站分离后的中压气及低压燃料气输送至天然气服务商。

中压天然气管线选择 $\Phi 60 \times 6.0$ 、GB/T8163-20 无缝钢管；低压燃料气管线选择 $\Phi 60 \times 4.0$ 、GB/T8163-20 无缝钢管。

表 3.2-5 管径计算成果表

管段	管线长度 (m)	运行压力 (Mpa)	运行温度 (°C)	管径 (mm)	管线压降 (MPa)	管线温降 (°C)
中压气	400	1.6~2.0	9~24	$\Phi 60 \times 6.0$	0.05	0.5
低压气	400	0.15	62	$\Phi 60 \times 4.0$	0.01	1.8

油气集输系统主要工程量见表 3.2-6。

表 3.2-6 油气集输系统主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
一	站内设备			
1	水套加热炉 Q=200kW 管程 4.5MPa	座	1	水套加热炉 (框架)
2	两相分离器 2.5MPa ($\Phi 1200\text{mm} \times 7650\text{mm}$)	座	1	卧式
3	天然气分离器 2.5MPa ($\Phi 1200\text{mm} \times 6350\text{mm}$)	座	1	立式
4	闪蒸分离缓器 1.6MPa ($\Phi 1200\text{mm} \times 7650\text{mm}$)	座	1	卧式
5	燃料气分离器 1.6MPa ($\Phi 800\text{mm} \times 3300\text{mm}$)	座	1	立式
6	火炬分液罐 0.5MPa ($\Phi 800\text{mm} \times 3480\text{mm}$)	座	1	卧式
7	放空火炬 DN100 H=15m	座	1	
8	40m ³ 高架多功能罐 ($\Phi 2600\text{mm} \times 8000\text{mm}$)	座	6	卧式
9	40m ³ 采出水储存橇块 ($\Phi 2600\text{mm} \times 8000\text{mm}$)	座	1	卧式
10	装车鹤管 DN100 PN16	座	2	顶装
11	提升泵 Q=2m ³ /h H=45m	台	4	防爆
12	防爆电加热棒 20kW	个	2	配套控制柜
13	制氮橇 50Nm ³ /h	座	1	

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
二	配套管网	项	1	
三	生活办公			
1	撬装板房（餐厅和宿舍、值班室和工具间）	座	2	
2	活动式淋浴间	座	1	
3	耐候式集成房屋型免水冲环保厕所	座	1	
4	车库及临时库房	座	2	
5	风向标	处	1	
6	安全警示、入场需知、风险告知等宣传牌	块	4	

3.2.4.3 站场工程

本工程包含建设天然气回收区内容，站内主要设置压缩机脱水加气撬、脱水装置、加气机、混烃储罐撬、污水罐、放散立管等，用于天然气回收。

（1）工艺流程

原料天然气进站后，先进入压缩机进口分离器滤去机械杂质和游离水，然后进入压缩机经二级压缩至 3.1MPa，冷却分离游离水等后，再进入脱水装置深度脱水，脱水后水露点和需达到 CNG 要求，脱水后的天然气（~3MPa，40℃）在进入脱烃装置中冷箱，先降温至-20℃进入分离器分离，分离的液相混烃节流降压至 1MPa，在经过冷箱复热（~1MPa，20℃）后进入闪蒸罐闪蒸后进入混烃储罐储存外运，分离的气相由冷箱复热（~2.98MPa，20℃）进入 CNG 压缩机撬，经三级和四级压缩增压至 22MPa，通过 CNG 加气柱给 CNG 管束车充气。

（2）主要设备

1) 压缩机脱水加气撬

本工程设置 CNG 压缩机 1 台、脱水装置 1 套和 1 台单线双枪加气机，CNG 压缩机、脱水装置和加气柱安装在 1 个撬体上并且安装有金属罩壳，上下开门。

2) 脱烃装置

工艺流程

含烃天然气由压缩机二级排气、三级进口引出，含烃天然气（~3.1MPa、40℃）进入冷箱先降温至-20℃进入分离器分离，分离的液相混烃节流降压至 1MPa，在经过

冷箱复热（~1MPa，20℃）后进入闪蒸罐闪蒸后进入混烃储罐储存外运，分离的气相由冷箱复热（~2.98MPa，20℃）进入 CNG 压缩机橇。

冷箱冷量由低温防爆螺杆式冷却机提供，制冷剂采用 R404A，制冷剂先经过压缩机增压至 2.1MPa，然后冷却至 40℃，再经过节流阀节流降温，然后进入冷箱，换热后再返回至冷剂压缩机入口。

主要技术参数

表 3.2-7 天然气处理站主要设备一览表

序号	项目	技 术 参 数
1	脱烃天然气处理量	2.0×10 ⁴ Nm ³ /d
2	进气温度	≤40℃
3	进口压力	3.1MPa
4	冷却方式	风冷
5	电 源	3N/380V/50HZ/94kw
6	适应工作制	连续工作
7	控制方式	PLC
8	防爆等级	Ex d II BT4
9	安装方式	水平橇装安装
10	制冷剂	R404A
11	出口温度	≤40℃

3) 混烃储罐橇

混烃贮罐用来贮存回收的混烃。由于混烃内含有少量的甲烷和乙烷，它们会从混烃内闪蒸，闪蒸气用于发电。配置压力控制阀，保持混烃贮罐的压力恒定。

本工程设置 1 台 19.8m³ 液烃贮罐用来贮存液烃产品。装车时，混烃经过混烃泵抽至混烃车外运。

4) 污水罐

本工程设置 1 台 20m³ 污水罐用来贮存污水，各单元污水经过污水总管进入污水罐，装车时，污水经过污水泵抽至污水车外运。

天然气处理过程主要设备见表 3.2-8，天然气处理站平面布置图见附图 2。

表 3.2-8 天然气处理站主要设备一览表

序号	橇块	部件名称	数量	备注
1	压缩机脱水加气橇	天然气压缩机	1 台	整体成橇
2		脱水装置	1 台	
3		加气机	1 台	
4	脱烃橇	防爆螺杆式冷却机	1 台	整体成橇
5		冷箱	1 台	
6	污水罐	20m ³	1 台	

7	混烃罐橇	19.8m ³	1台	
8	仪表风系统		1套	
9	放散立管	DN100,H=10m	1根	

3.2.5 配套工程

3.2.5.1 给排水工程

(1) 给水

本工程劳动定员 10 人，生活用水由罐车拉运，生活用水量按 100L/d·人计，生活用水量总计约 1m³/d。

(2) 排水

本工程周边无可供依托的市政排水系统，井场和天然气回收区分别设置环保厕所，生活污水排入环保厕所，定期由市政部门拉运。

3.2.5.2 供配电工程

在天然气回收区设置 1 台燃气发电机，发电机功率为 600kw，为董 19 斜井及天然气回收区供电。

3.2.5.3 自控工程

井场设置 PLC 控制系统 1 套，并在控制室设置可燃气体控制器及火焰报警控制器完成站内可燃气体检测及火焰检测。天然气回收区设置 1 套 DCS 系统和 1 套 SIS 系统，DCS 实现工艺设施的过程控制。

3.2.5.4 通信工程

井场包括井场视频监控系统、应急广播系统、卡口视频系统和工业以太网传输系统等。天然气装置区包括数据传输。

3.2.5.5 道路工程

对已有钻前道路进行修复，合计修复长度 9000m，路面宽度 7m，采用砂石路面。

3.2.5.6 结构工程

建设围栏、设备基础、防火堤及隔堤等。

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 采出水处理设施及依托可行性分析

(1) 采出水处理设施运行现状

本工程生产废水依托春风二号联合站进行处理。春风二号联合站采出水处理系统设计处理能力 10000m³/d，现状处理水量 7560m³/d。含油采出水处理工艺流程为：

油站来水→一次除油罐→二次除油罐→提升缓冲罐→采出水提升泵→多介质(双滤料)过滤装置→外输缓冲罐→外输泵→回注站

处理后的水质主要控制指标如下：

含油量 $\leq 50.0\text{mg/L}$

悬浮固体含量 $\leq 30.0\text{mg/L}$

春风油田二号联合站沉降、过滤后的采出水进入春风油田含油污水资源化处理站一期工程进行深度处理后，回用于注汽锅炉。春风油田含油污水资源化处理站一期工程位于春风油田二号联合站西侧，建设单位为新疆宝莫环境工程有限公司。资源化处理站采用蒸发方案，即“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发(MVC)”工艺，以联合站的出水作为原水，将污水处理至满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水。资源化利用产生的副产品水经过混合处理满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。配套建设污泥、污水池和综合楼等设施。资源化处理站一期工程处理规模为产出锅炉用水 $7500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量为 $7000\text{m}^3/\text{d}$ ，主要处理春风二号联合站处理后的采出水，当春风二号联合站采出水量小于资源化处理站处理量时，一号联合站处理后的采出水外输进行补充。

春风油田污水资源化利用一期工程于 2014 年 4 月取得克拉玛依市环保局《关于新春采油厂春风油田污水资源化利用一期工程环境影响报告表的批复》(克环保函〔2014〕146 号)；2015 年 9 月开工建设，2017 年 9 月建成开始调试运行，2018 年 3 月进行了该工程的竣工环境保护自主验收。

春风二号联合站采出水处理系统设计处理能力 $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理水量 $7560\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余 $2440\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程采出水量为 $5\text{m}^3/\text{d}$ ，春风二号联合站现有采出水处理能力能够满足本工程处理要求。

3.2.6.2 米东区生活垃圾填埋场

本工程生活垃圾在现场集中收集后交由环卫部门，运至米东区生活垃圾填埋场卫生填埋。

米东区生活垃圾填埋场，位于米东区柏杨河乡米东区城市生活垃圾填埋场以东约 3.3km 处、通汇活畜交易市场东侧的山谷中。项目中心地理坐标为 。近期填埋量 $4300\text{t}/\text{d}$ ，远期填埋量 $1800\text{t}/\text{d}$ ；填埋场分区进行建设，合计分为一区、二区和三区，一区和二区为

一期工程内容。该垃圾填埋场于 2016 年 4 月 29 日取得乌鲁木齐市环境保护局《关于米东固废综合处理厂及配套设施项目生活垃圾填埋场工程环境影响报告书的批复》（乌环评审（2016）104 号）（见附件），项目于 2016 年 4 月 27 日开工建设；其中 2016 年 7 月 2 日填埋一区竣工；2017 年 12 月填埋二区竣工；2019 年 6 月 30 日，乌鲁木齐市京环环境能源有限公司对其实施自主验收（见附件）。

本工程距米东区生活垃圾填埋场约 50km，施工期生活垃圾产生量仅 0.3t，运营期生活垃圾产量为 0.01 t/d，从垃圾填埋场的处理规模看，能满足本工程生活垃处理需求，可以依托。

3.3 工程分析

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 施工期

拟建工程施工期主要包括井场工程、站场工程和油气集输工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：工艺流程及排污节点分述如下：

（1）道路建设

对已有钻前道路进行修复，合计修复长度 9000m，路面宽度 7m，采用砂石路面。

（2）井场、站场建设

对井场、站场占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场、站场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，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，焊接作业时使用无毒低尘焊条；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；固体废物主要为设备废弃包装、水泥基础和生活垃圾，设备废弃包装、水泥基础现场收集、合规暂存，委托周边工业固废填埋场合规处置；生活垃圾集中收集后，定期拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。

（3）管线建设

管线施工工艺流程详见图 3.3-1。

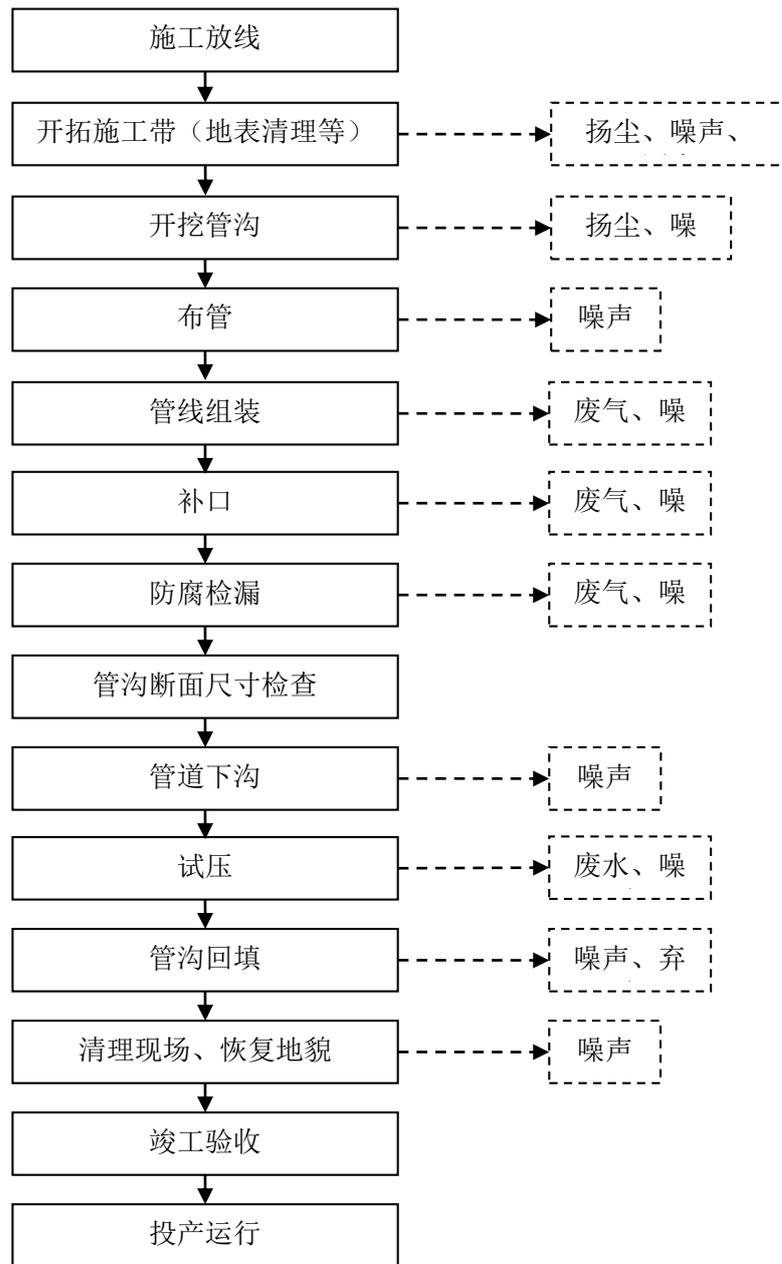


图 3.3-1 管线施工工艺流程及产污环节示意图

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做好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。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。

本工程位于天然林区，管道施工带范围严格控制在 6m 之内，管线埋深为 1.2m。

③管线组装

集输管线采用柔性复合高压输送管，连接方式应符合《石油天然气工业用非金属复合管 第 2 部分：柔性复合高压输送管》（SY/T6662.2-2012）、《柔性复合管施工及验收规范》（Q/SY TZ 0407-2014）中的相关要求；燃料气管线采用无缝钢管，采用焊接方式连接，严格按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）等相关要求执行。柔性复合高压输送管采用弹性敷设，燃料气管线采用弹性敷设、冷弯弯管、热煨弯头三种形式来满足管道变向安装要求。

④管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。管道施工示意图见图 3.3-3。

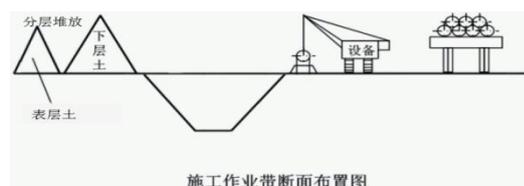


图 3.3-2 管道施工示意图

⑤吹扫与试压

管线试压介质采用洁净水，管道试压分段进行，管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域降尘。

⑦管沟回填、场地平整和临时场地恢复

管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

3.3.1.2 运营期

(1) 采油工程

本工程开发方式采用衰竭式开发，开发层系为侏罗系头屯河组 J_{2t35} 砂体。

(2) 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。本工程井下作业主要为洗井、修井等，一般不进行酸化、压裂。

(3) 油气集输

本工程集输工艺采用“两级分离+加热节流”，董斜 19 井口产液经两级油气分离后，天然气输至天然气服务商（天然气处理站）处理，原油装车外销。采出水进入站内排污罐，定期拉至春风二号联合站污水处理系统进行处理。

图 3.3-3 运营期工艺流程示意图

3.3.1.3 退役期

随着石油天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞

的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

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

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

3.3.2 环境影响因素分析

本工程建设可分为施工期、运营期、退役期三个阶段。

施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本工程建设结束后，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。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。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。

本工程包括地面工程建设、采油（气）、油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关采油、采气、井下作业、油气分离及储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见图 3.3-4。

图 3.3-4 本工程井场工艺及污染物排放流程

图 3.3-5 本工程天然气回收区工艺及污染物排放流程

3.3.3 施工期环境影响因素分析

3.3.3.1 生态影响因素

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

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。永久占地主要为采油井场、天然气回收区的永久占地。

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

根据估算，本工程总占地约 11.285hm²，其中永久占地 7.167hm²、临时占地 4.118hm²，详见表 3.3-1。工程占地类型有灌木林地、沙地、盐碱地等。

表 3.3-1 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	0.532	0	0.532	部署董斜 19 井站，占地面积 70m×76m
2	井场放空区	0.024	0.014	0.038	占地面积 16m×15 m，扰动范围按放空区边界外扩 2m
3	管线	0	0.24	0.24	管线长度 0.4km，临时占地宽度 6.0m 计
4	站场（天然气回收区）	0.311	0.264	0.575	占地面积 51 m×61m，扰动范围按站场边界外扩 10m
5	井场道路	6.3	3.6	9.9	长度 9000m，路面宽度 7m，扰动范围路基外两侧 2.0m。
合计		7.167	4.118	11.285	/

3.3.3.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

本工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

①施工扬尘

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

②车辆尾气和焊接烟气

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

(2) 废水污染源

①生活污水

本工程施工期施工人员约 20 人，施工期 30 天。每人每天生活用水最高按 100L 计算，生活用水总量为 60m³，生活污水排放量按用水量的 80% 计，则钻井期内生活污水总产生量总计为 48m³，生活污水主要污染物为 COD、NH₃-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH₃-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。施工期生活污水排入环保厕所，定期由环卫部门拉运。

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，主要污染物为 SS，试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本工程管线试压废水约为 2m³，主要污染物为 SS。新建管线的试压废水可用作场地降尘用水。

(3) 固体废物污染源

①生活垃圾

本工程施工期施工人员 20 人，施工期 30 天。平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 0.3t，生活垃圾集中收集后拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建天然气管线共计 0.8km，施工废料产生量约为 0.16t。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。

③土石方

本工程共开挖土方 0.04 万 m³，回填土方 0.13 万 m³，借方 0.09 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为道路修复、管沟回填。借方主要来源于周边砂石料场。本工程土石方平衡见下表 3.3-2。

表 3.3-2 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0	0	0		0	—
站场工程	0	0	0		0	
管道工程	0.04	0.04	0	0	0	—
道路工程	0	0.09	0.09	周边砂石料场	0	—
合计	0.04	0.13	0.09	—	0	—

(4) 施工噪声源强

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井场、站场、内部道路、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

3.3.4 运营期环境影响因素分析

3.3.4.1 废水污染源

(1) 采出水

本工程井流物经井场两相分离器分离后，液相经加热炉加热后进入闪蒸分离器分离，分离后采出水进入采出水储存撬暂存，定期拉运至春风二号联合站污水处理系统进行处理。根据设计，本工程井场产液量为 50m³/d，综合含水率为 10%，本工程共计产生采出水的量为 5m³/d（1825m³/a）。

(2) 站场生产废水

本工程气相经天然气分离器分离后进入天然气回收区进行处理，天然气回收过程中天然气回收过程脱水、脱烃过程等中会脱离出的少量含油废水，**根据可研资料和类比分析，本工程天然气回收过程约产生 0.5t/d 的废水**，产生的废水进入站内污水罐暂存，定期拉运至春风二号联合站污水处理系统进行处理。

(3) 井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，本工程井下作业废水的主要来源洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告 2021 年第 24 号）中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表 3.3-4），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-4 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6112.1	回收回注	0

根据试油分析报告，本工程为低渗透油井，按每井每年维修 1 次计算，则井下作业废水中各污染物产生情况详见表 3.2-5。

表 3.2-5 井下作业废水产生及排放情况一览表

序号	污染物指标	产生量 (t/a)	排放量	主要处理措施及排放去向
1	废水量	27.13	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收井下作业废水，依托春风二号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准后回注油层。
2	COD	0.035	0	
3	石油类	0.006	0	

本工程井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收井下作业废水，依托春风二号联合站进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准后回注油层。

(4) 生活污水

运营期新增工作人员 10 人，生活污水产生量按 100L/人 d 计算，则运营期生活污水产生量为 1m³/d，按排污系数 0.85 计算，运营期生活污水排放量约为 0.85 m³/d。生活区的污水排入环保厕所，由市政部门定期清运。

3.3.4.2 废气污染源

本工程运营期的废气排放源主要为井场、集输过程中无组织废气排放，加热炉、天然气发电机组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井口、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 200kw 燃气加热炉 1 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	200kW 加热炉	1	7920	18.74
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
200kW 井场加热炉	18.74	201.93	0.037	18.561	0.175	86.865	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）天然气发电机燃烧烟气

本工程在天然气回收区设置 1 台燃气发电机，发电机功率为 600kw，为董 19 斜井及天然气回收区供电。本工程发电机最大用气量为 0.35×10⁴Nm³/d，年运行 365d，年运行 8760h，则天然气发电机用气量为 127.75×10⁴ Nm³/a，燃料为天然气处理后的干气。天然气发电机组的设备形式为往复式内燃压缩发电机。

往复式天然气压缩发电机燃烧过程产生的污染物主要为 SO₂、NO_x。

由于我国目前没有发电用内燃机大气污染物排放标准，按照从严执行原则，本工程天然气发电机组燃烧排放的烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）的污染物排放控制要求；本工程位于米东区，根据关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划(2018-2020 年)》的通知，属于“乌-昌-石”重点区域，因此本工程天然气发电机组燃烧排放的烟气中参照执行《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)。

由于我国目前没有发电用内燃机污染源核算方法，本次天然气发电机组燃烧排放的废气量根据《工业污染源产排污系数手册（2010 年修订）》中燃气工业锅炉的产排污系数法计算，相关产排污系数详见表 3.3-9。

表 3.3-9 燃气工业锅炉的废气产排污系数

燃料名称	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
天然气	所有规模	工业废气量	Nm ³ /万 m ³ -燃料	136259.17	直排	136259.17

SO₂、NO_x 的燃烧烟气排放浓度类比新疆油田分公司对采油二厂 81#天然气处理站中 11#燃气压缩机的监测数据，11#燃气压缩机为往复式天然气压缩发电机，额定功率为 630kW，与本工程天然气发电机组燃气设备形式一致，功率相近，可进行类比。该监测数据的监测单位为克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司，根据监测结果，SO₂ 的排放浓度为 91 mg/m³，NO_x 的排放浓度为 47 mg/m³，其污染物排放浓度能够达到 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）。

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。

经计算可知,本工程天然气发电机组废气污染物排放情况详见表3.3-10。

表 3.3-10 天然气发电机组烟气中主要污染物排放情况一览表

来源	燃气量 (10 ⁴ Nm ³ / a)	污染物	排放量	排放速率	排放浓度	排放方式
600kw 天然气 发电机	127.75	烟气量	1740.71×10 ⁴ Nm ³ /a	--	--	经不低于 15m 高排气 筒排放
		SO ₂	0.82t/a	0.09kg/h	47mg/m ³	
		NO _x	1.58t/a	0.18kg/h	91mg/m ³	
		颗粒物	0.35 t/a	0.95 kg/h	19.95 mg/m ³	

由表3.3-10可知,天然气发电机组燃烧烟气中颗粒物、NO_x、SO₂排放浓度均满足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)要求。本工程600kw燃气发电机产生的废气经不低于15m高的排气筒排放。

(3) 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

本工程井场内设置6座40m³高架多功能罐(Φ2600mm×8000mm),站场内设置1座19.8m³混烃罐,储罐均采用固定顶罐,罐体因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃,小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出,它出现在罐内液面无任何变化的情况,是非人为干扰的自然排放方式;大呼吸排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力,蒸气从罐内压出,而卸料损失发生于液面排出,空气被抽入罐体内,因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀,因而超过蒸气空间容纳的能力。

本工程储罐均采用固定顶罐，固定顶罐的呼吸损耗采用公式法进行核算。

总损耗计算公式为：

$$L_T = L_S + L_W$$

式中：L_T——总损耗，lb/a；

L_S——静置储藏损耗，lb/a；

L_W——工作损耗，lb/a。

小呼吸蒸发损耗量（L_S），是指由于罐体气相空间呼吸导致的储存气相损耗。计算公式为：

$$L_S = 365 K_E V_v K_S W_v$$

式中：W_v——储藏气相密度，lb/ft³；

K_E——日均液体表面温度下的气相密度，kg/m³；

K_S——排放蒸汽饱和因子，无量纲；

V_v——油罐气相空间体积，m³。

大呼吸蒸发损耗量（L_W）计算公式为：

$$L_W = N V_L K_N K_P K_B W_v$$

式中：N——年油品周转次数，次/a；

V_L——罐内液体最大体积量，m³；

K_N——周转系数；

K_P——油品损耗系数，K_P=1；

K_B——排放压力设定值校正系数，本次取 K_B=1；

本工程单个储罐最大储油为 31.29t，储罐周转天数 5d，根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表格中有机液体储存调和 VOCs 排放量参考计算表计算后，可知本工程井场单个储罐静置损失 0.312t/a，工作损失 0.198t/a，单个储罐总损失 0.51t/a。则本工程井场 6 座 40m³ 高架多功能罐大小呼吸非甲烷总烃排放量为 3.06t/a。

根据可研提供,本工程天然气处理量为 $2.0 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$,脱烃后,产生混烃的量约 $3\text{t}/\text{d}$,本工程 19.8m^3 混烃罐可储存混烃 15t ,周转天数为 5d 。根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表格中有机液体储存调和 VOCs 排放量参考计算表计算后,可知站场混烃罐静置损失 $0.379\text{t}/\text{a}$,工作损失 $0.411\text{t}/\text{a}$,则站场混烃罐大小呼吸总损失 $0.79\text{t}/\text{a}$ 。

2) 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 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03

	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

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，本工程采出液以及天然气中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 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 (1) 本工程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 $e_{TOC, i}$ / (kg/h)	年排放量 (t)
1	气体阀门	6	0.024	0.004
2	有机液体阀门	20	0.036	0.019
3	法兰或连接件	52	0.044	0.060
4	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	8	0.14	0.029
合计				0.112

表 3.3-12 (2) 本工程站场（天然气回收区）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 $e_{TOC, i}$ / (kg/h)	年排放量 (t)
1	气体阀门	20	0.024	0.013
2	法兰或连接件	40	0.044	0.046
3	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	6	0.14	0.022
合计				0.081

经核算，本工程井场集输过程中烃类挥发总量为 0.112t/a (0.013kg/h)，站场集输过程中烃类挥发总量为 0.081t/a (0.009kg/h)，则本工程集输过程无组织烃类挥发总量为 0.193 t/a。

3) 小结

本工程井场 6 座 $40m^3$ 高架多功能罐大小呼吸非甲烷总烃排放量为 3.06t/a；站场混烃罐大小呼吸总损失 0.79t/a。集输过程无组织烃类挥发总量为 0.193 t/a，综上，本工程正常排放无组织非甲烷总烃为 4.043 t/a。

(4) 非正常排放

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。每个泄放点在事故状态下泄放的气体经过放空管线进入放空火炬分液罐,在放空火炬分液罐中分离出携带的液滴后进入放空火炬焚烧,考虑装置全放空状态下,井场火炬最大泄放量 $2 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ ($833 \text{ Nm}^3/\text{h}$),站场放散立管最大泄放量 $1.8 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ ($750 \text{ Nm}^3/\text{h}$),一次火炬燃烧放空时间按 2h 计,本次评价按最大燃烧时间 2h/次计算。参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》中的排污系数,具体核算方法详见表 3.2-13,计算得出事故状态下火炬以及放散立管燃烧烟气排放情况见表 3.2-14 所示。

表 3.2-13 各污染物排放量核算方法一览表

污染物	核算方法	各参数代表的含义
氮氧化物	$E_{\text{氮氧化物}}=Q \times \alpha \times t$	E 氮氧化物:氮氧化物的排放量 (kg/a); Q: 火炬气流量 (m^3/h); α : 排污系数,取 $0.054 \text{ kg}/\text{m}^3$ 。 t: 火炬年运行时间, (h/a), 取 2h/次
总烃	$E_{\text{总烃}}=Q \times \alpha \times t$	E 总烃:总烃的排放量 (kg/a); Q: 火炬气流量 (m^3/h); α : 排污系数,取 $0.002 \text{ kg}/\text{m}^3$ 。 t: 火炬年运行时间, (h/a), 取 2h/次
二氧化硫	$E_{\text{二氧化硫}}=2 \times (S \times Q \times t)$	E 二氧化硫:二氧化硫的排放量 (kg/a); Q: 火炬气流量 (m^3/h); S: 火炬气中的硫含量 (kg/m^3), 取 $0.002 \text{ kg}/\text{m}^3$; t: 火炬年运行时间, (h/a), 取 2h/次

表 3.2-14 本工程火炬全放空一次燃烧烟气排放情况一览表

污染源	气流量	单次持续时间/h	污染物排放情况		
			总烃	NO _x	SO ₂
			kg /次	kg/次	kg /次
井场火炬全放空	$833 \text{ Nm}^3/\text{h}$	2h	3.33	89.96	6.66
站场放散立管全放空	$750 \text{ Nm}^3/\text{h}$	2h	3	81	6
合计			6.33	170.96	12.66

3.3.4.3 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井下作业、油气集输阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后落地油总产生量约 0.1t/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%，落地油收集后委托有危险废物处理资质的单位处理。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

②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。则本工程产生废弃防渗材料最大量约 0.25t/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后委托有危险废物处理资质的单位处理。

③清罐底泥

本工程井场储罐和排污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，收集后委托有危险废物处理资质的单位处理。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.3-15。

表 3.3-15 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.1	井下作业、采油环境、集输与处理环节	液态	石油类	间歇	T.I	委托有危险废物处理资质的单位处理。
2	废防渗材料		900-249-08	0.25	井下作业	固态	石油类	间歇	T.I	
3	清罐底泥		071-001-08	0.1	集输与处理环节	液态	石油类	间歇	T.I	

(2) 生活垃圾

运营期工作人员 10 人，生活垃圾产生量按 1.0kg/人·日计算，则运营期生活垃圾产生总量为 0.01t/d。生活区的生活垃圾集中收集后定期拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。

3.3.4.4 运营期噪声源强

本工程井场、站场产噪设备主要为机泵、天然气发电机、压缩及等设备运转噪声，噪声值为 60~95dB(A)。采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB(A)。在非正常工况下，启动火炬/放散立管放空系统。火炬系统/放散立管噪声源强约 100~110dB(A)。各噪声污染源噪声强度及治理措施情况见表 3.3-16。

表 3.3-16 噪声源设备

序号	装置区名称	噪声源	噪声强度 dB(A)	声源控制措施	降噪效果 (dB(A))	运行时段	位置
1	井场工艺装置区	加热炉	70~80	减振、隔声、消声	10	昼夜	井场
2		机泵	60~90	减振、隔声、消声	10	昼夜	
3		各类分离器	60~70	减振、隔声、消声	10	昼夜	
4	井场外	火炬	100-110	/	10	事故状态	
5	站场（天然气回收区）工艺装置区	闪蒸气压缩机	85~90	减振、隔声、消声	10	昼夜	站场
6		天然气发电机	90-95	减振、隔声、消声	10	昼夜	

序号	装置区名称	噪声源	噪声强度 dB(A)	声源控制措施	降噪效果 (dB(A))	运行时段	位置
7		机泵	60~90	减振、隔声、消声	10	昼夜	
8	站场外	放散立管	100-110	/	10	事故状态	

3.3.4.5 合计

本工程运营期三废排放状况见表 3.3-17。

表 3.3-17 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集输	200kw 燃气加 热炉废 气	NO _x	0.175	0.175	经不低于 8m 高的排气筒排放
			SO ₂	0.037	0.037	
			颗粒物	0.04	0.04	
		600kw 天然气 发电机	NO _x	1.58	1.58	经不低于 15m 高的排气筒排放
			SO ₂	0.82	0.82	
			颗粒物	0.35	0.35	
		无组织 排放废 气	NMHC	4.043	4.043	大气
废水	采出水	采出水		1825	0	采出水进入采出水储存撬暂存、站内生产废水进入站内污水罐暂存，井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收井下作业废水，均依托春风二号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。
	站内生产废水	含油废水		182.5	0	
	井下作业废水	井下作业废水		27.13	0	
		COD		0.035	0	
		石油类		0.006	0	
固体废物	井场作业	落地油	-	0.1	0	收集后委托有危险废物处理资质的单位处理。
	井场作业	废防渗材料	-	0.25	0	
	管线清管	清管底泥	-	0.1	0	
噪声	加热炉、机泵、分离器、天	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

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
	燃气发电机等					

3.4 清洁生产分析

3.4.1 油气集输及处理清洁生产工艺

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

(2) 系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。

(3) 油气集输

本工程采用管输工艺，井口产液经天然气加热炉加热后，在井场经过两相分离器等分离后，气相通过管线输至天然气回收站，液相经闪蒸分离器分离后，原油进入井场储罐，储罐为低压固定顶罐，原油装车时的 VOCs 和氮气的混合物通过密闭装车鹤管返回加热炉炉膛伴烧或去往火炬放空燃烧处理，可有效减少 VOCs 的产生。

(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，并最大利用钻井期间的临时用电。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，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 运营期井下作业清洁生产工艺

(1) 在井场加强井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

(2) 原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出；另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

(4) 在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收井下作业废水，依托春风二号联合站进行处理。

3.4.3 节能及其它清洁生产措施分析

(1) 优化集输管网及原油运输路线，降低生产运行及车辆运输时间。

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

(3) 采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

3.4.4 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 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 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。

3.4.5 清洁生产技术指标对比分析

根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本项目清洁生产指标进行定量和定性的评价。

(1) 评价指标体系

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

——定量评价指标

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

——定性评价指标

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

① 评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

② 权重分值

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

③ 评价指标

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

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

（2）项目、权重及基准值

井下、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.4-1~3.4-2。

表 3.4-1

井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1) 资源与能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗		10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收率	%	10	100	100	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	mg/L	5	≤10	0	5
					≤50	0	
		COD	mg/L	5	≤100	0	5
					≤150	0	
		含油污泥	kg/井次	5	≤50	5	5
≤70	5						
一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	-	0	5		
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值			
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5		
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5		
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	5		
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5		
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10		
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10		
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15		
		开展清洁生产审核		20	0		
		制订节能减排工作计划		5	5		

(3)贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其它法律法规要求	20	20
-------------------	----	------------	----	----

表 3.4-2 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 天然气	30	天然气: ≤50	34.32	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	无	0	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	0	0	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/l	5	≤10	0	5	
		COD	mg/l	5	≤150	0	5	
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5	
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5	
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5	
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5	
定性指标								
一级指标	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	10	
(2) 环境管理体系建设及	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	0	

清洁生产审核		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

(3) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以各项二级指标实际达到的数据为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时，应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中：

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；如手工计算，其值取小数点后两位；

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

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

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。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P₂—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

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；

P₁—定量评价指标考核总分值；

P₂—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数见表 3.3-4。

表 3.4-3 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由上表计算得出：

——井下作业：定量指标 100 分，定性指标 80 分，综合评价 92 分。

——采油和集输：定量指标 80 分，定性指标 80 分，综合评价 80 分。

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”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。

（1）施工期

由于施工期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对钻井期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺，原油采用底部装车，装车时的 VOCs 和氮气的混合物通过密闭装车鹤管返回加热炉炉膛伴烧或去往火炬放空燃烧处理。在井场设置 200kw 燃气加热炉 1 台，站场设置 600kw 天然气发电机 1 台，燃料气采用经天然气处理后的返输天然气，燃烧产生 SO₂、NO_x 等废气。

运营期产生的采出水、井下作业废水进入春风二号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，不外排。生活污水排入环保厕所，定期清运，不外排。

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

3.5.3 总量控制建议指标

(1) NO_x

本工程在井场设置 200kw 燃气加热炉 1 台，站场设置 600kw 天然气发电机 1 台，燃料气采用经天然气处理后的返输天然气，燃烧产生 SO₂、NO_x 等废气。

根据章节 3.3.4.2，经核算本工程 200kw 燃气加热炉产生的 NO_x 量为 0.175 t/a；600kw 天然气发电机产生 NO_x 量为 1.58 t/a，本工程共计产生 NO_x 量为 1.755t/a。

(2) VOC_s

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。

本工程井场 6 座 40m³ 高架多功能罐大小呼吸非甲烷总烃排放量为 3.06t/a；站场混烃罐大小呼吸总损失 0.79t/a。集输过程无组织烃类挥发总量为 0.193 t/a，综上，本工程正常排放无组织非甲烷总烃为 4.043 t/a。

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

本工程处于环境空气质量不达标区，结合工程排污情况以及国家和自治区相关管理要求，确定本项目大气总量控制因子 NO_x、VOC_s 指标应进行 2 倍削减替代，本次评价 NO_x 总量指标为 3.51 t/a，建议总量控制指标 VOC_s（即非甲烷总烃）的总量指标为 8.086t/a。

本次评价提出的总量控制指标均为建议值，供生态环境主管部门对本工程实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.6 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

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 本）》，将“石油、天然气勘探及开采”列入“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，促进国民经济健康发展具有极其重要的战略意义。

(2) 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。

第十条规定煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

本工程位于乌鲁木齐市米东区北部沙漠区，评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本工程建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

(3) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：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%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具

备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80% 以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本工程采出水由罐车拉运至春风二号联合站处理，不外排。伴生气经井场两相分离器分离后进入天然气回收区进行回收利用；井下作业时带罐作业，落地油 100% 回收，产生油泥（砂）、清罐底泥等委托有危险废物处理资质的单位处理，本工程占地已充分考虑利用现有道路和钻井期生活区用地，减少了对生态环境的影响。工程建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

（4）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本工程运输车辆采用合格油品，运输过程减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。施工土方全部用于回填管沟及场地平整；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。生活垃圾集中收集后拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。项目施工过程中采取“下垫上盖”措施，施工结束后拟对临时占地进行平整，可减少扬尘影响，项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

根据（环办环评函〔2019〕910 号）：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推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染；陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等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；涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫油气田回注采出水，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。井场加热炉等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求；建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。

本工程采出水依托春风二号联合站处理达标后回注地层，采用密闭集输等措施控制无组织排放，原油经井场两相分离器分离后进入井场储罐，定期拉运，装车过程采用底部装载，原油装车时的 VOCs 和氮气的混合物通过密闭装车鹤管返回加热炉炉膛伴烧或去往火炬放空燃烧处理，减少烃类物质的挥发；伴生气经井场两相分离器分离后进入天然气回收区进行回收利用；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，产生油泥（砂）、清罐底泥等委托有危险废物处理资质的单位处理，生产用加热炉、天然气发电机等废气排放可满足国家和地方大气污染物排放标准要求，采油厂针对油田在施工期和运营期可能发生的各种环境风险事故，制定了详细的风险事故应急预案，当事件一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。本工程建设完成后将完成竣工环保验收，符合文件中相关要求。

(6) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）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 3.6-1。

表 3.6-1 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，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合

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、道路占地规模均从土地资源节约方面考虑，充分利用现有土地利用现状，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合

(7) 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，本工程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。

(8) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》

本工程位于米东区北部沙漠区，按照《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》本工程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。

(9) 与《天然林保护修复制度方案》符合性分析

表 3.6-2 与《天然林保护修复制度方案》符合性分析

方案要求	本工程	符合性
全面停止天然林商业性采伐。对纳入保护重点区域的天然林，除森林病虫害防治、森林防火等维护天然林生态系统健康的必要措施外，禁止其他一切生产经营活动。开展天然林抚育作业的，必须编制作业设计，经林业主管部门审查批准后实施。依托国家储备林基地建设，培育大径材和珍贵树种，维护国家木材安全	本工程属于陆地石油开采类项目，不涉及商业性采伐	符合
严格控制天然林地转为其他用途，除国防建设、国家重大工程项目建设特殊需要外，禁止占用保护重点区域的天然林地。在不破坏地表植被、不影响生物多样性保护前提下，可在天然林地适度发展生态旅游、休闲康养、特色种植养殖等产业	本工程为陆地石油开采类项目，报告对占地进行严格要求，临时占地在施工结束后及时进行恢复，以维持区域天然林生态功能不因项目实施而降低	符合
强化天然林保护修复责任追究，建立天然林资源损害责任终身追究制。对落实天然林保护政策和部署不力、盲目决策，造成严重后果的；对天然林保护修复不担当、不作为，造成严重后果的；对破坏天然林资源事件处置不力、整改执行不到位，造成重大影响的，依规依纪依法严肃问责	本工程须取得天然林主管部门的用地手续及相关许可后方可开工建设	符合

综上，本工程建设符合《天然林保护修复制度方案》相关要求。

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

表 3.6-3 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

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

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

表 3.6-4 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目属于《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》中的董家海子区块，本工程以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目井场、道路充分利用现有土地利用现状，井场、站场、道路永久占地以及管线临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。新建管线沿路敷设，作业宽度减少至6m，并在办理占地手续后开工建设。施工完成后及时对占用林地进行恢复，最大程度减少生态损失。	符合

<p>工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源,燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求,有地方标准的按地方标准执行。</p>	<p>本项目天然气加热炉、天然气发电机执行《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。非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求;</p>	<p>符合</p>
<p>钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。</p>	<p>采出水、井下作业废水经专用罐收集后输送至春风二号联合站处理,处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中有关指标后回注油层,不外排。</p>	<p>符合</p>
<p>涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质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。</p>		<p>符合</p>
<p>噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。</p>	<p>在采取低噪声设备、基础减震等措施的情况下,本项目井场、站场厂界噪声排放能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》2类标准(GB12348)要求</p>	<p>符合</p>

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

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

本工程属于准噶尔盆地的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

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

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》第五篇第一章 加快建设国家“三基地一通道”中提出，“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。

本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。

3.7.3 与《乌鲁木齐市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》的符合性分析

《乌鲁木齐市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中提出，加强能源设施建设，落实国家能源发展战略，围绕国家“三基地一通道”定位，推进煤电、油气、风光储一体化基地示范建设，加快实施能源重大工程。全面提升能源供应保障能力，构建清洁低碳、安全高效的能源体系。以乌鲁木齐炼化基地为重点，不断扩大“疆油疆炼”规模，强化石油储备设施、天然气产供储销体系建设。

本工程属于《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》中规划的油气开采项目，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。符合《乌鲁木齐市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

3.7.4 与《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2024〕70 号）符合性分析

国务院于 2024 年 5 月 17 日对《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》进行了批复。规划指出，到 2035 年，新疆耕地保有量不低于 10121.00 万亩，其中永久基本农田保护面积不低于 8223.83 万亩；生态保护红线面积不低于 42.33 万平方千米；

城镇开发边界扩展倍数控制在基于 2020 年城镇建设用地规模的 1.35 倍以内；落实战略性矿产资源等安全保障空间，全面锚固高质量发展的空间底线。发挥区域比较优势，优化主体功能定位，细化主体功能区划分。筑牢塔里木河等生态安全屏障，构建生物多样性保护网络，加强天然林和草原保护修复，扎实推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理。建设好国家大型油气生产加工和储备基地、大型煤炭煤电煤化工基地、大型风光电基地和国家能源资源陆上大通道，保障战略性矿产资源安全。

本工程属于《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》中规划的油气开采项目，工程所在区域不压占耕地、基本农田、生态保护红线以及城镇开发边界，项目建设符合区域主体功能定位，对生态环境影响较小，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》相关要求。

3.7.5 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

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鲁木齐市米东区，不属于“两高”项目以及产业准入标准和政策的落后项目，符合乌鲁木齐市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。

3.7.6 与《乌鲁木齐市生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

实施大气环境分区管控。严禁新建(扩)建“三高”项目及淘汰类、限制类化工项目，禁止新增钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、轮胎等产能严重过剩行业的项目。对电力、钢铁、建材、有色、化工、焦化、电镀、氮肥、原料药制造、农药等行业中环保、能耗、安全等不达标或生产使用淘汰类产品的企业和产能，要依法依规有序退出。新建排放大气污染物的工业项目应当进入工业园区。

本工程不属于“三高”项目及淘汰类、限制类化工项目，不属于不符合产业准入标准和政策的落后项目，本工程位于新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市米东区北部沙漠区，属

于乌鲁木齐市生态环境分区一般管控单元。因此，本工程符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》要求。

3.7.7 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

表 3.7-1 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 年共规划新钻油井 799 口。	本工程属于规划中的董家海子区块，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
《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	（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区、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	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

文件名称	规划要求	本工程	符合性
审〔2022〕244号)	<p>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，规划布置的井场、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。</p> <p>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。</p>		
	<p>(三)严格生态环境保护，强化各类污染防治。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、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。</p>	<p>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；输送采用密闭集输，可减少废气污染物的排放，装卸采取密闭工艺，加热炉、发电机排放的飞灰能够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、井下作业废水依托二号联合站处理，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

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》（环审〔2022〕244号）	(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。	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。	符合
	(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。积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。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。	本区块无现有环境问题，现有井场临时用地已平整，无历史遗留固废。运营期应按 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。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业绿色发展的内生动力，推动区域生态环境持续健康发展。	符合
	(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	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	符合

文件名称	规划要求	本工程	符合性
	保诉求;定期发布环境信息，并主动接受社会监督。	油气开采项目环境信息。	
	(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环境空气生态、地下水、土壤的调查，论证了环保措施有效性。	符合

3.8 选址、选线合理性分析

根据现场调查和资料搜集，工程区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

本工程仅部署 1 口井，目前该井已完钻，井场位置具有唯一性，本次利用钻井期间的生活区建设天然气回收区，利用现有的探井道路并对其进行修复，不改变原有路由，敷设的管线距离为 0.4km，且沿路敷设，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；工程所在区域分布的重点公益林类型为灌木林地，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。本工程的实施充分考虑了现有的土地利用情况，严格控制占地，减少了对周边植被的生态扰动，可有效降低因本工程引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；按照土地集约利用原则及合理布局，本工程永久占地应依法办理用地审批手续，占用国家二级公益林应按《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。综上所述，本工程不存在环境制约地域和因素，工程选址选线合理。

3.9“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》（2023 版）及乌鲁木齐市生态环境准入清单更新情况说明的符合性分析分别见表 3.9-1、表 3.9-2。图 3.9-1、3.9-2。根据，分析结果，本工程建设符合“三线一单”的管控要求。

表 3.9-1 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》（2023 版）符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	经初步核查，本工程不在划定的生态保护红线内，符合生态保护红线管理要求。项目与生态保护红线位置关系见图 3.10-1。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本工程为石油开采项目，产生的废水均不外排，不会突破水环境质量底线；危险废物均委托有危废处置资质的单位进行无害化处置；同时采取隔声降噪等措施防止噪声超标，不会突破区域声环境质量底线。所在区域属于环境空气质量不达标区，工程采用密闭集输工艺后无组织排放大气污染物相对较少，储罐采用固定顶罐，原油装车时的 VOCs 和氮气的混合物通过密闭装车鹤管返回加热炉炉膛伴烧或去往火炬放空燃烧处理，减少烃类物质的挥发，加热炉、天然气发电机燃烧废气执行特别排放要求，工程的时候不会降低区域环境质量。符合环境质量底线要求。	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灌木林地、沙地、盐碱地，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。项目运营期采出水经专用罐收集后输送至春风二号联合站处理，达标后回注油层。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；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
生态环境准入清单	自治区环境管控单元分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元主要为优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实	本工程为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”，符合国家相关产业政策。本工程位于米东区一般管控单元 ZH65010930001，见图 3.10-2。各类污染物均满足国家及地方排放标准要求，	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
	生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	落实生态环境保护基本要求，严守生态环境质量底线，不会降低区域生态功能。	

表 3.9-2 本工程与环境管控单元符合性分析一览表

单元编码	本工程所在单元		
ZH65010930001	米东区一般管控单元		
维度	管控要求	本工程	符合性
空间布局约束	<p>(1.1) 执行乌鲁木齐市空间布局约束要求。</p> <p>(1.2) 严格落实国家、自治区风电及光伏基地开发保护要求，按照相关规划开展建设。对风电及光伏资源开发利用进行合理布局，鼓励利用未利用地发展风电、光伏等绿色能源产业，严禁在环境敏感区、重要生态功能保护区内布局。在符合上述管控要求前提下，支持风电、光伏基地项目以及相关配套基础设施建设。</p>	本工程乌鲁木齐市空间布局约束要求。	符合
污染物排放管控	<p>(2.1) 执行乌鲁木齐市污染物排放管控要求。</p> <p>(2.2) 加强畜禽养殖管理，建立健全规模化养殖场（小区）台账，监督大型养殖基地落实堆粪场、尿液存储池等污染防治设施，达标排放，提升粪污综合利用水平。现有畜禽养殖场根据环境承载能力和周边土地消纳能力配套建设完善粪便污水处理或资源化利用设施。新建、改建、扩建畜禽养殖场的养殖规模要与周边可供消纳的土地量相匹配，并完善粪便污水资源化利用设施。养殖粪污深度处理后仍然超过土地消纳能力的畜禽养殖场（小区），要实施减产缩能或粪污外销、加工成有机肥等多种方式减少粪污量，确保不超过周边土地消纳能力。</p>	<p>本工程天然气加热炉、天然气发电机执行《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。非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；采出水、井下作业废水经专用罐收集后输送至春风二号联合站处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中有关指标后回注油层，不外排；生活污水排入环保厕所，定期由市政部门清运。在采取低噪声设备、基础减震等措施的情况下，本项目井场、站场厂界噪声排放能达到《工业企</p>	符合

		业厂界环境噪声排放标准》2类标准 (GB12348)要求;落地油、废防渗材料、清罐底泥属于危险废物,由有危废处置资质单位接收处置;生活垃圾集中收集后,定期拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。	
环境风险防控	<p>(3.1) 执行乌鲁木齐市环境风险防控要求。</p> <p>1. 疑似污染地块执行以下管控要求:</p> <p>(3.2) 土壤重点排污单位应定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。发现污染隐患的,应当制定整改方案,及时采取技术、管理措施消除隐患。采取措施防止新增污染,并参照污染地块土壤环境管理有关规定及时开展土壤和地下水环境调查与风险评估,根据调查与风险评估结果采取风险管控或者治理与修复等措施。</p> <p>(3.3) 疑似污染地块应当根据保守原则确定污染物的检测项目。疑似污染地块内可能存在的污染物及其在环境中转化或降解产物均应当考虑纳入检测范畴。</p> <p>(3.4) 加强生态公益林保护与建设,防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥,以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价,对周边或区域环境风险源进行评估。</p>	<p>本项目为陆地石油开采项目,符合乌鲁木齐市总体管控要求;运营期加强巡检,杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象,防治土壤污染,落地油100%回收,委托具有危废处置资质的单位无害化处置。</p>	符合
资源利用效率	<p>(4.1) 执行乌鲁木齐市资源利用效率要求。</p>	<p>本工程占地类型主要为灌木林地、沙地、盐碱地,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。项目运营期采出水经专用罐收集后输送至春风二号联合站处理,达标后回注油层。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;各项资源量在区域的可承受范围内,不逾越资源利用上线,</p>	符合

		符合资源利用上线要求。	
--	--	-------------	--

综上所述，本工程建设符合“三线一单”要求。

图 3.9-1 生态保护红线图

图 3.9-2 环境管控单元图

4.环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

乌鲁木齐市位于中国西北，新疆中部，亚欧大陆腹地，地处北天山北麓、准噶尔盆地南缘，地处东经 86°37'33"~88°58'24"，北纬 42°45'32"~44°08'00"。海拔 680m~920m。自然坡度 12‰~15‰。地势东南高、西北低，地形大致为东、南、西三面环山，北部为倾斜平原，东可见天山主峰博格达峰，南依天山中段天格尔峰，西北向准噶尔盆地倾斜。

本工程位于乌鲁木齐市米东区北部古尔班通古特沙漠区，距离米东区中心城区约 58km，蔡家湖镇东北方约 15km。项目区井口地理坐标为： 。地理位置见图 3.3-1。

4.1.2 地质构造

本工程区域构造位置位于准噶尔盆地中央拗陷。

自上而下钻揭的地层有第四系西域组（Q_{1x}）、新近系独山子组（N_{2d}）、塔西河组（N_{1t}）、沙湾组（N_{1s}）、古近系安集海河组（E_{2+3a}）、紫泥泉子组（E_{1+2z}）、白垩系上统东沟组（K_{2d}）、下统吐谷鲁群（K_{1tg}）、侏罗系头屯河组（J_{2t}）、西山窑组（J_{2x}）、三工河组（J_{1s}）和八道湾组（J_{1b}）（表 2.2-1）。本次研究的目的是头屯河组 J_{2t35} 砂体，目的层埋深-3395~-3545m（海拔深度），目的层厚度 8~12m，地层岩性以棕褐色、灰色含砾细砂岩、粉砂岩，棕褐色泥岩为主。

4.1.3 地形地貌

本工程位于古尔班通古特沙漠中，地表为连绵起伏的沙丘覆盖，海拔高度 450-485 米左右，沙丘相对高差一般在 10—70m，地表有梭梭、沙漠娟蒿、驼绒藜、内蒙古旱蒿等植被。

4.1.4 气候、气象

本工程所在的米东区属于中温带大陆干旱性气候区。其气候特点是：昼夜温差大、寒暑变化剧烈；光照充足，降水稀少，蒸发强烈，夏季炎热，春秋季节多大风，冬季寒冷漫长，四季分配不均匀，冬季有逆温层出现。

(1) 气温：年平均气温 9.1 摄氏度；最热月平均气温（7 月）26 摄氏度；最冷月平均气温（1 月）-11.5 摄氏度。

(2) 湿度：年平均相对湿度 60%；月平均最高相对湿度（12 月）82%；月平均最低相对湿度（8 月）39%。

(3) 降雨量：年平均降雨量 221.3 毫米；月最大降雨量 92.3 毫米；日最大降雨量 45.4 毫米；时最大降雨量 28.3 毫米；年蒸发量：1993-2511 毫米。

(4) 积雪：最大积雪深度 380 毫米；基本雪压值 0.80 千牛/平方米。

(5) 冻土：最大冻土深度 - 1.4 米。

(6) 风：常年主导风向 SSE；年平均风速 1.4 米/秒；基本风压值 0.6 千牛/平方米。

(7) 地震：抗震设防烈度 8 度；场地类别 II 类。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.1 区域大气环境质量达标判定

根据《2022 年新疆维吾尔自治区生态环境状况公报》，乌鲁木齐市 2022 年环境空气质量状况如下：

表 4.2-1 2022 年乌鲁木齐市空气质量主要监测指标年均浓度值

污染物	年评价指标	现状浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 /%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度		60		达标
NO ₂	年平均质量浓度		40		达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度		35		超标
PM ₁₀	年平均质量浓度		70		超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数		4000		达标
O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位数		160		达标

根据 4.2-1, 乌鲁木齐市 2022 年环境空气中主要指标二氧化硫、二氧化氮、一氧化碳、臭氧年均浓度均达到《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)二级标准浓度限值, 达到国家二级标准。细颗粒物(PM_{2.5})、可吸入颗粒物(PM₁₀)年均浓度均超过二级标准浓度限值, 未达到国家二级标准。本工程所在的乌鲁木齐市为非达标区。

4.2.1.2 特征因子补充监测

(1) 监测点基本信息

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, 在项目区下风向布置 1 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、硫化氢, 根据本工程油气资源概况, 本工程天然气中不含硫化氢, 本次监测仅作为背景值。监测点位基本信息见表 4.2-2, 具体监测点位置见图 4.2-1。

表 4.2-2 监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	监测点坐标	监测因子	环境功能区
			1 小时平均	
1	项目区下风向		非甲烷总烃、硫化氢	二类

(2) 监测时间及频率

2024 年 10 月 14 日至 10 月 20 日, 监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢 1 小时平均浓度, 每天检测 4 次, 每次采样不少于 45 分钟, 具体时间为北京时间, 具体时间: 4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.2-3。

表 4.2-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H ₂ S	空气质量 硫化氢、甲硫醇、甲硫醚和二甲二硫的测定 气相色谱法	GB/T 14678-1993	mg/m ³	0.001
2	非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07

(4) 监测及评价结果

表 4.2-4 H₂S、NMHC 监测评价结果监测结果表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度 占标率/%	达标 情况
项目区下风向	非甲烷总烃	1 小时平均	2000		34.3	达标
	硫化氢	1 小时平均	1000		-	达标

从上表可以看出，在监测期内，本工程所在区域 NMHC 小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求；H₂S 小时平均值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（ $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求。

图 4.2-1 监测点位图

4.2.2 声环境现状评价

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

(1) 监测点位

拟建天然气回收区设 1 个背景值监测点，董斜 19 井四周各设 1 个监测点。声环境现状监测布点示意图见图 4.2-1。

(2) 监测项目：连续等效 A 声级 $Leq[dB(A)]$ 。

(3) 监测方法：依据《声环境质量标准》(GB3096-2008)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中规定的方法进行监测。

(4) 监测时间：本次现状监测时间为 2024 年 10 月 16 日。

(5) 评价标准

项目区域已建井场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中 2 类标准【昼间 60 dB(A)、夜间 50 dB(A)】，拟建站场区域为原始自然景观，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准【昼间 60 dB(A)、夜间 50 dB(A)】。

(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 4.2-5。

表 4.2-5 声环境现状监测及评价结果表

监测点位		测量时间	等效声级 dB(A)		达标情况
			监测值	标准值	
天然气回收区		昼间		60	达标
		夜间		50	达标
董斜 19	东厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
	南厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
	西厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
	北厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标

上表显示,在评价期内,项目所在区域声环境质量均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准要求,已建井场的厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中2类标准要求。

4.2.3 地表水环境现状调查与评价

本工程不涉及地表水体,因此不对地表水现状开展评价。

4.2.4 地下水环境现状调查与评价

4.2.4.1 水环境现状调查

(1) 调查方法

本次地下水环境质量现状调查采用现场实测法。

(2) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),根据项目所在区域水文地质条件及地下水流向以及评价范围,本次在项目区区域共布设5个潜水水质监测点,具体监测点位见图4.2-1,各监测点设置情况及基本信息见表4.2-6,可满足监测要求。

表 4.2-6 地下水监测点设置情况一览表

监测点	位置关系	坐标	井深 (m)	水位埋深 (m)	层位
1#	上游 D1				潜水层
2#	侧向 D2				潜水层
3#	侧向 D3				潜水层
4#	侧向 D4				潜水层
5#	下游 D5				潜水层

(3) 监测项目及分析方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),本次评价的监测项目包括:水位埋深、井深、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等。

分析方法:采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行,监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《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。

分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.2-7。

表 4.2-7 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

检测类别	检测项目	检测依据
地下水	氟化物	水质 无机阴离子的测定 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 离子色谱法 HJ 84-2016
	氯化物	
	硝酸盐氮	
	硫酸盐	
	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020
	亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB 7493-1987
	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 (试行) HJ 970-2018
	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 HJ 1226-2021
	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009
	总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB 7477-1987
	溶解性总固体	地下水水质分析方法 第 9 部分 溶解性固体总量的测定 重量法 DZ/T 0064.9-2021
	碳酸根、碳酸氢根	地下水水质分析方法 第 49 部分: 碳酸根、重碳酸根和氢氧根的测定 滴定法 DZ/T 0064.49-2021
	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB 7467-1987
	氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ484-2009
	耗氧量	地下水水质分析方法 第 69 部分: 耗氧量的测定碱性高锰酸钾滴定法 DZ/T 0064.69-2021
	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009
	镁	水质 32 种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ 776-2015
	钠	
	钙	
	钾	
	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694—2014
	砷	
	镉	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB 7475-1987
铅		
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-1989	
锰		
总大肠菌群	水质 总大肠菌群、粪大肠菌群和大肠埃希氏菌的测定 酶底物法 HJ 1001-2018	

细菌总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法 HJ 1000-2018
------	-------------------------------

(4) 监测频率

每个点位采样 1 次。

4.2.4.2 水环境质量现状评价

(1) 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) 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：

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

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

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH —pH 监测值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

(3) 评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表 4.2-8。从表 4.2-8 可以看出，在监测期，评价范围的各水井各项监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 的 III类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)

中Ⅲ类标准限值的要求（石油类符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准）。超标原因与区域原生水文地质条件有关。

表 4.2-8 (1) 地下水质量现状监测及评价结果一览表

序号	检测项目	单位	标准限值 (III类)	D1		D2		D3		D4		D5	
				监测值	Pi								
1	pH (无量纲)		6.5≤pH<8.5										
2	总硬度 (以 CaCO ₃ 计)	mg/L	≤450										
3	溶解性总固体	mg/L	≤1000										
4	硫酸盐	mg/L	≤250										
5	氯化物	mg/L	≤250										
6	铁	mg/L	≤0.3										
7	锰	mg/L	≤0.10										
8	挥发性酚类 (以苯酚计)	mg/L	≤0.002										
9	耗氧量 (CODMn 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	≤3.0										
10	氨氮 (以 N 计)	mg/L	≤0.50										
11	硫化物	mg/L	≤0.02										
12	钠	mg/L	≤200										
13	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0										
14	菌落总数	CFU/mL	≤100										
15	亚硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤1.0										
16	硝酸盐	mg/L	≤20.0										

	(以 N 计)																
17	氰化物	mg/L	≤0.05														
18	氟化物	mg/L	≤1.0														
19	汞	mg/L	≤0.001														
20	砷	mg/L	≤0.01														
21	镉	mg/L	≤0.005														
22	铬(六价)	mg/L	≤0.05														
23	铅	mg/L	≤0.01														
24	石油类	mg/L	≤0.05														
25	钾	mg/L	/														
26	钙	mg/L	/														
27	镁	mg/L	/														
28	碳酸根	mg/L	/														
29	碳酸氢根	mg/L	/														

表 4.2-8 (2) 八大离子平衡表

监测点		D1			D2			D3			D4			D5		
监测因子	ρ(B) mg/L	c (1/zB z±) mmol/ L	x (1/zBz ±) %													
		钾	4.04		0.10	0.2%		3.43	0.09		0.2%	3.01		0.08	0.2%	4.05
钠	380	16.52	37.7%	368	16.00	37.6%	280	12.17	35.6%	391	17.00	36.0%	271	11.78	34.5%	
钙	204	10.20	23.2%	245	12.25	28.8%	189	9.45	27.7%	263	13.15	27.8%	195	9.75	28.6%	
镁	208	17.05	38.9%	174	14.26	33.5%	152	12.46	36.5%	207	16.97	35.9%	153	12.54	36.7%	
合计	796.0 4	43.87	100.0%	790.4 3	42.60	100.0%	624.0 1	34.16	100.0%	865.0 5	47.22	100.0%	622	34.15	100.0%	

阴 离 子	碳酸根	0	0.00	0.0%	0	0.00	0.0%	0	0.00	0.0%	0	0.00	0.0%	0	0.00	0.0%
	碳酸氢根	487	7.98	19.3%	527	8.64	19.8%	515	8.44	20.9%	496	8.13	18.4%	476	7.80	20.0%
	硫酸盐	789	16.44	39.6%	795	16.56	37.9%	728	15.17	37.6%	831	17.31	39.1%	751	15.65	40.0%
	氯化物	605	17.04	41.1%	657	18.51	42.3%	595	16.76	41.5%	699	18.85	42.6%	555	15.63	40.0%
	合计	1881	41.46	100.0%	1979	43.71	100.0%	1838	40.37	100.0%	1996	44.29	100.0%	1782	39.08	100.0%
相对偏差	-2.86			-0.31			7.34			-5.37			5.71			

4.2.5 土壤环境现状调查与评价

(1) 土壤概况

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区土壤类型主要有盐土、风沙土。

(2) 土壤理化特性调查

本工程影响类型兼有污染影响及生态影响，根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为项目本工程附近土壤表层样（0-0.2m）。分析结果如表 4.2-9 所示。

图 4.2-3 评价区域土壤类型图

表 4.2-9 土壤理化特性调查表

采样地点		T1	T2	T3	T4	T5
经纬度						
层次		0~20cm	0~20cm	0~20cm	0~20cm	0~20cm
颜色		黄色	黄色	黄色	黄色	黄色
土壤结构		微团粒	微团粒	微团粒	微团粒	微团粒
土壤质地		砂土	砂土	砂土	砂土	砂土
砂砾含量%		35%	38%	40%	35%	41%
其他异物		草根	草根	草根	草根	草根
阳离子交换量	cmol ⁺ /kg					
pH 值	(无量纲)					
氧化还原电位	(mv)					
饱和导水率	cm/s					
土壤容重	g/cm ³					
孔隙度	%					

表 4.2-10 土壤剖面图

(3) 土壤环境质量现状监测与评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域属于土壤盐化地区，本工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 3 个柱状样和 5 个表层样，占地范围外设置 6 个表层样；土壤类型主要为盐土、风沙土。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地区和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2024 年 10 月 14 日。

①监测布点及监测因子

表 4.2-11 土壤监测点位及监测因子

监测项目	序号	坐标	监测点数量 (个)	监测 时间	监测 频率/要求	监测因子
土壤	占地范 围内	T1	5个表层样	监测 1次	表层样0-0.2m 取样	《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准(试行)》(GB36600- 2018)中的45项+特征因子:石油烃 +土壤盐分含量
		T2				石油烃+土壤盐分含量
		T3				土壤盐分含量
		T4				土壤盐分含量
		T5				土壤盐分含量
		T6	3个柱状样	监测 1次	柱状样: 0- 0.5m、0.5- 1.5m、1.5-3m 分别取样	石油烃
		T7				
		T8				
	占地范 围外	T9	6个表层样	监测 1次	表层样0-0.2m 取样	《土壤环境质量 农用地土壤污染风 险管控标准(试行)》(GB15618- 2018)中表1规定的基本项目: pH+8项重金属+土壤盐分含量+石油 烃
		T10				pH+石油烃+土壤盐分含量
		T11				pH+石油烃+土壤盐分含量
		T12				pH+石油烃+土壤盐分含量
		T13				pH+土壤盐分含量
		T14				pH+土壤盐分含量

②评价标准

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

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1筛选值标准，根据监测结果，在监测期间，本工程区域土壤 pH>7，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中 pH>7.5 所列筛选值标准。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2第二类用地筛选值标准。

③评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。具体监测及评价结果见表 4.2-12~表 4.2-15。

表 4.2-12 占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位				T1	
采样深度				0-20cm	
序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	Pi
1	pH	无量纲	-	8.93	
2	砷	mg/kg	60		
3	镉	mg/kg	65		
4	铬（六价）	mg/kg	5.7		
5	铜	mg/kg	18000		
6	铅	mg/kg	800		
7	汞	mg/kg	38		
8	镍	mg/kg	900		
9	四氯化碳	mg/kg	2.8		
10	氯仿	mg/kg	0.9		
11	氯甲烷	mg/kg	37		
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9		
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5		
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66		
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596		

16	反-1,2-二氯乙烷	mg/kg	54		
17	二氯甲烷	mg/kg	616		
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5		
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10		
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8		
21	四氯乙烯	mg/kg	53		
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840		
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8		
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8		
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5		
26	氯乙烯	mg/kg	0.43		
27	苯	mg/kg	4		
28	氯苯	mg/kg	270		
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560		
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20		
31	乙苯	mg/kg	28		
32	苯乙烯	mg/kg	1290		
33	甲苯	mg/kg	1200		
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570		
35	邻二甲苯	mg/kg	640		
36	硝基苯	mg/kg	76		
37	苯胺	mg/kg	260		
38	2-氯酚	mg/kg	2256		
39	苯并(a)蒽	mg/kg	15		
40	苯并(a)芘	mg/kg	1.5		
41	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15		
42	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151		
43	蒽	mg/kg	1293		
44	二苯并(a、h)蒽	mg/kg	1.5		
45	茚并(1、2、3-cd)芘	mg/kg	15		
46	萘	mg/kg	70		

47	石油烃	mg/kg	4500		
----	-----	-------	------	--	--

表 4.2-13 占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位		石油烃			水溶性盐总量
		标准限值 (mg/kg)	监测值 (mg/kg)	Pi	监测值 (g/kg)
T2	0-0.2m	4500			
T3	0-0.2m	4500			
T4	0-0.2m	4500			
T5	0-0.2m	4500			

表 4.2-14 占地范围内柱状样土壤环境质量评价

监测点位		石油烃		
		标准限值 (mg/kg)	监测值 (mg/kg)	Pi
T6	0-0.5m	4500		
	0.5-1.5m			
	1.5-3.0m			
T7	0-0.5m			
	0.5-1.5m			
	1.5-3.0m			
T8	0-0.5m			
	0.5-1.5m			
	1.5-3.0m			

从评价结果可以看出，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，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，场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

项目区占地范围外区内土壤中重金属元素含量相对较低，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（基本工程）”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。

表 4.2-15 占地范围外土壤环境质量评价

监测点位				T9		T10		T11		T12		T13		T14	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
序号	检测项目	单位	筛选值 (pH>7.5)	监测数据	Pi										
1	pH 值	无量纲	/												
2	镉	mg/kg	0.6												
3	(总)汞	mg/kg	3.4												
4	(总)砷	mg/kg	25												
5	铅	mg/kg	170												
6	铬	mg/kg	250												
7	铜	mg/kg	100												
8	镍	mg/kg	190												
9	锌	mg/kg	300												
10	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	mg/kg	4500												
11	水溶性盐总量	g/kg													

4.3 生态环境现状调查与评价

4.3.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围

本工程地处准噶尔盆地温性荒漠南缘。项目主要建设内容为在春风油田董家海子区块内董斜 19 井建设董斜 19 单井站，站北 65m 处设置 1 处放空区，站南部 400m 处建设 1 处天然气回收区，新建中压气及低压气管线各 400m，埋地敷设，对已有钻前道路进行修复，合计修复长度 9000m，路面宽度 7m，采用砂石路面。根据估算，本工程总占地约 11.270hm²，其中永久占地 7.156hm²、临时占地 4.114hm²。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本工程评价范围面积约 21.72km²，工程调查范围与评价范围一致。

(2) 调查内容

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

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

(3) 调查方法

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

A.基础资料收集

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

B.现场勘查

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

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

1) 调查点位选取及植被调查现场校译

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

2) 陆生植被调查

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

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

3) 陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查及样线调查的方法，结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生

物学和生态学特性,调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类,并适当扩展,确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料,包括统计年鉴以及生态环境、林草、自然资源等部门提供的相关资料。同时,在重点施工区域(如重点公益林分布区等)以及动植物生境较好的区域进行重点调查。

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

C.生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读,完成数字化的植被类型图和土地利用类型图,进行生态质量的定性和定量评价。本次遥感数据采用 Landsat8 OLI 卫星遥感影像,轨道号为 143-029,受时相、云量及季节的影响,数据时间为 2021 年 8 月 2 日,云量 0.01%。

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

D.生物量的测定与估算

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

4.3.2 区域生态功能区划

4.3-1 项目区生态功能区划

生态功能分	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	准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区(Ⅱ ₃)

区 单 元	生态功能区	古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区（23）
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	人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁	
生态敏感因子敏感程度	生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感	
主要保护目标	保护沙漠植被、防止沙丘活化	
主要保护措施	对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒	
适宜发展方向	维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延	

本工程属于陆地石油天然气开采，项目区不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。区域主要生态功能为沙漠化控制、生物多样性维护，工程在施工期严格控制施工活动范围，落实各项生态保护措施，保护沙漠植被，项目的建设符合本区域生态功能区划要求。

图 4.3-1 生态功能区划图

4.3.3 生态系统结构和特征

本工程地处准噶尔盆地温性荒漠南缘，乌鲁木齐市米东区北部沙漠，春风油田董家海子区块内。该区域为古尔班通古特沙漠的一部分，地势以低矮固定、半固定沙丘为主，呈南北向条状分布，植被以梭梭等沙漠植被为主，地表有一定的植被盖度。评价区属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气；秋季降温迅速。年温差和日温较差大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁，风沙、沙尘暴天气较多。

评价区内土壤类型主要为风沙土等。自然植被植被型组主要是沙漠植被等。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以沙漠生态系统为主。评价区内生态系统的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在项目开发过程中的主要保护目标为保护沙漠植被、防止沙丘活化。项目区生态系统类型及结构特征见表 4.3-2。

表 4.3-2 区域生态系统类型及结构特征

类型	生产者	消费者	分解者	食物链	自我恢复能力
沙漠生态系统	梭梭、多枝怪柳、驼绒藜等	啮齿类、爬行类和鸟类动物	微生物	食物链短，营养级少，未形成食物网	差

4.3.4 土地利用现状

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，即以 Landsat8 OLI 卫星遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。详见表 4.3-3 及图 4.3-2。

表 4.3-3 评价区域土地利用现状表

土地类型		评价区		项目占地	
		面积 (km ²)	百分比 (%)	面积 (hm ²)	百分比 (%)
未利用地	灌木林地	9.11	41.94	5.13	45.52
	沙地	4.13	19.02	2.23	19.79
	盐碱地	8.05	37.06	3.91	34.69

土地类型		评价区		项目占地	
		面积 (km ²)	百分比 (%)	面积 (hm ²)	百分比 (%)
建设用地	其他用地 (光伏)	0.43	1.98	0	0
合计		21.72	100	11.27	100

评价区主要为未利用地，南部与城镇区接壤处有一处建设用地，为光伏用地。未利用地中的土地利用类型主要为灌木林地、沙地、盐碱地等，面积由大到小依次为灌木林地、盐碱地、沙地，分别占评价区面积的 41.94%、37.06%、19.02%，评价区地处准噶尔盆地温性荒漠南缘，地表裸露沙堆相对沙漠中部较低，沙地主要分布在评价区东部，植被以梭梭等沙漠植被为主，地表有一定的植被盖度；同时工程区地处准噶尔盆地温性荒漠南缘的沙漠-绿洲交错带，地势较低，盐分积累作用较强，盐碱地在评价区西部分布较广。

图 4.3-2 评价区土地利用现状图

4.3.5 植被现状调查与评价

根据《中国植被区划》，评价区位于干旱荒漠带、温带荒漠区域、温带干旱半灌木/小乔木荒漠地带、准噶尔盆地小乔木、半灌木荒漠区。根据现场勘察和收集资料，工程评价区域内占优势的植被为梭梭，其次还分布有多枝柽柳、沙漠绢蒿、驼绒藜等自然植被，植被覆盖度约 10-15%，局部灌木分布区域生境条件较好，植被覆盖度可达 20%。工程区域植被类型见图 4.2-4。

(1) 主要植被种类及分布

根据实地调查结果统计，评价区内主要物种及分布环境见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区常见高等植物种类及分布环境

中文名	学名	分布
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	++
沙漠绢蒿	<i>Seriphidium borotalense</i>	++
驼绒藜	<i>Ceratoides latens</i>	+
内蒙古旱蒿	<i>Artemisia xerophytica</i>	+
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	+
肉苁蓉	<i>Cistanche deserticola</i>	+
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+
沙蓬	<i>Agriophyllum squarrosum</i>	+

注：++为多见；+为少见。

本工程所在区域主要为梭梭、多枝柽柳、沙漠绢蒿、驼绒藜等。

1) 梭梭 (*Haloxylon ammodendron*)

梭梭高 1~6 米，树冠通常近半球形。木材坚而脆，老枝淡黄褐色或灰褐色，通常具环状裂隙；幼枝通常较白梭梭稍粗，径约 1.5 毫米，往往斜升，具关节，节部长 4~12 毫米，干后通常有皱或小点，叶退化为鳞片状，宽三角形，稍开展，基部连合，边缘膜质，先端钝或尖（但无芒尖），腋间具棉毛。花单生叶腋，排列於当年生短枝上；小苞片舟状，宽卵形；花被片 5，矩圆形，背部生翅状附属物，在翅以上部分稍向内曲并围抱果实；翅膜质，褐色至淡黄褐色，肾形至近圆形，基部心形至楔形，通常平展，少数斜伸。胞果黄褐色。种子黑色；胚陀螺状。花期 6~8 月，果期 8~10 月。

生于海拔 450~1500 米的广大山麓洪积扇和淤积平原、固定沙丘、沙地、砂砾质荒漠、砾质荒漠、轻度盐碱土荒漠。本种为荒漠地区优良固沙造林植物，也是良好的饲用植物，特别是骆驼喜食。木材坚实，为优良燃料。

2) 多枝怪柳 (*Tamarix ramosissima*)

多枝怪柳是一种耐盐碱、耐旱的灌木或小乔木,属于怪柳科(*Tamaricaceae*)怪柳属(*Tamarix*)。它广泛分布于亚洲中部和西部的干旱和半干旱地区,包括中国的西北部(如新疆、甘肃、内蒙古等地)、中亚以及蒙古国等。多枝怪柳是一种高度可变的植物,通常高度在1到5米之间,有时可以达到更高。它的树干多分枝,形成密集的冠幅。叶子非常细小,呈鳞片状,覆盖着细毛;花小而密集,粉红色或淡紫色,聚集成穗状花序,花期一般在夏季;果实为蒴果,成熟后裂开,释放出种子。种子带有绒毛,便于风力传播。多枝怪柳具有发达的根系,能够有效固定沙土,防止风蚀,是重要的防风固沙植物;它可以吸收土壤中的盐分,改善盐碱地的土壤质量;在退化的草原、荒漠化地区以及河岸地带,多枝怪柳可以作为先锋植物,帮助恢复植被覆盖,改善生态环境;为多种昆虫和小型动物提供栖息地和食物来源,维持生态系统的多样性。

3) 沙漠绢蒿 (*Seriphidium borotalense*)

半灌木状草本。主根稍粗,木质;根状茎粗大,木质,上部常分化出若干部分,并具多枚、木质、短的营养枝,被褐色、开裂、脱落的外皮,并密生营养叶。茎多数,直立或弯曲上升,高25~35(-45)厘米,下部木质,被褐色,开裂的茎皮,上部半木质,并有多数细长的分枝,枝近平展,长10~20厘米,具斜向上弯曲的小枝;茎、枝、叶两面密被灰白色绒毛,花后茎、枝上毛渐脱落。

两性花3~4朵,花冠管状,花药线形,先端附属物线形,基部钝,花柱短,开花时稍叉开,叉端截形,具睫毛。瘦果卵形或倒卵形,结实时总苞片与果全脱落。花果期8~10月。常生于海拔1400米以下沙漠地区的半流动或固定沙丘上。

超旱生半灌木。耐旱、耐高温、抗风沙。主要生于沙地和沙漠中的固定和半固定沙丘,以及沙丘间沙质低平地,在较平缓的固定沙垄上生长最盛。是新疆北部半固定沙丘向固定沙丘发展的先驱植物。能利用早春融雪水和少量春雨迅速萌生,使沙地水分难以下渗,造成半固定沙丘上的深根性植物白梭梭(*Haloxylon persicum*)衰退,草地类型由半流动沙丘上的白梭梭、白皮沙拐枣(*Calligonum leuocladum*)、羽毛三芒草(*Aristida pennata*)演替为固定沙丘上的沙漠绢蒿、蛇麻黄(*Ephedra distachys*)、囊果沙苔草(*Carex physodes*)以及一年生藜科草本植物组成的群落。

沙漠绢蒿富含粗脂肪，花期粗脂肪含量达 4% 以上。秋、冬、春季对羊的适口性好，并能提供较多能量，对于冬季保膘，春季恢复膘情均有重要作用，是沙漠中饲用价值较高的牧草。骆驼不喜食。

由于沙漠绢蒿群落促使半固定沙丘向固定沙丘发展。因此，要严格控制放牧强度，春季转场宜早，以保护沙漠绢蒿，使早春生机旺盛，生长良好，并防止对沙丘沙地的破坏，引起草地沙化。

4) 驼绒藜 (*Ceratoides latens*)

驼绒藜属灌木或半灌木，茎直立，高 20~80 厘米，茎、枝密被星状毛，枝斜伸或近平展，多集中茎下部。单叶互生，具短柄，叶片条形、条状披针形、披针形或矩圆形，长 1~2 厘米，宽 0.2~0.5 厘米，先端钝或急尖，基部渐狭、楔形或圆形，全缘，有时近基部有 2 条侧脉，极稀为羽状，背腹两面密被星状毛。雄花序短而紧密；雌花管侧扁，椭圆形或倒卵形，角状裂片较长，其长为管长的 1/3 到近等长，果时外具 4 束长毛。果直立，椭圆形，被毛。花期 6~7 月，果期 8~9 月。

主要生于新疆北部海拔 200~1200 米的平原至低山，在天山南坡则上升到海拔 1800~2000 米，在昆仑山北坡更升到海拔 2500 米，阿克陶及乌恰一带则高达海拔 3200 米。大多见于山前平原、低山干谷、山麓洪积扇、河谷阶地沙丘到山地草原阳坡的砾质荒漠、沙质荒漠及草原地带。为优良牧草，各类牲畜喜食。

本工程区域中主要见于工程区南部。

(2) 植被样方调查

评价区及其周边的自然植被主要有 1 种植被型，即沙生灌丛；1 个群系，即梭梭群系等，植被覆盖度 10-15% 左右。

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。

本次评价范围主要为梭梭群系，植物群落类型单一且分布均匀度较高。根据植物样方调查要求，项目组在植物生长旺盛季节(2024 年 9 月)于评价区域内设置 10m×10m 的梭梭群系植被调查样方 3 个，记录该样方的空间坐标和周围

地形信息，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。植被覆盖度采用目测法和照相法相结合的方式观测。利用较高像素相机获取植被覆盖的数码照片，重复拍摄 2~3 次，最后分别计算每张相片植被覆盖度，取其平均值作为样方植被覆盖度。对于相机不易识别的区域，采用目测法观测植被覆盖度。

表 4.3-7 样方调查表

序号	位置	植物种	数量 (棵/ 株)	植被覆 盖率 (%)	平均高 度 (cm)	平均冠 幅 (cm)	样方规格 (m)
1	工程区 北部	梭梭	4	6	135	85	10×10
		多枝桤柳	2	4	120	110	
		沙漠绢蒿	15	5	45	55	
2	工程区 中部	梭梭	5	8	125	90	10×10
		多枝桤柳	1	2	140	105	
		沙漠绢蒿	12	3	55	65	
		琵琶柴	6	1	45	60	
3	工程区 南部	梭梭	3	6	145	115	10×10
		多枝桤柳	2	3	110	80	
		琵琶柴	5	1	35	30	
		驼绒藜	2	1	25	22	

4.3.6 植被生物量与植被生产力

根据国内有关植被生物量和生产力的研究成果，选取拟建公路评价范围内典型植被种类进行植被生物量估算，见表 4.3-8，表 4.3-9。

项目区沿线自然植被主要为灌丛植被，总盖度均不高，其总生物量为 2122t，总生产力为 2481t/a，均处于较低水平。

表 4.3-8 评价范围自然植被生物量估算表

植被类型	平均生物量 (t/hm ²)	面积 (hm ²)	生物量 (t)
灌丛植被	2.02	1716	3467
其他	0.75	456	342
合计	/	2172	3809

表 4.3-9 评价范围自然植被生产力估算表

植被类型	平均生产力 (gC/m ²)	面积 (hm ²)	生产力 (t/a)
灌丛植被	185.34	1716	3181
荒漠植被	155.29	456	709
合计	/	2172	3890

图 4.3-4 评价区域植被类型图

4.3.7 野生动物资源现状调查与评价

(1) 野生动物区划

根据《中国动物地理区划》，本工程评价区域属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、东疆小区。同时，评价区属于极端干旱的大陆性气候控制下的严酷荒漠自然环境，致使评价区所属动物区系组成贫乏，属于沙漠区，距离卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区约 67km。

(2) 野生动物栖息生境类型

目前评价区域及其邻近区域内的野生动物数量不多，以沙漠动物为主。调查中未见到大中型野生动物，偶尔可见一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，野生动物分布种类少，工程评价区域没有特有种，也无保护动物。通过对工程区内动物的实地调查和有关资料的查询，野生动物生存环境主要为沙生灌丛区，分布着以梭梭、柺柳、沙漠绢蒿等灌丛为主的生境类型，为野生动物提供了栖息场所和隐蔽地。

(3) 野生动物种类及分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，各种野生脊椎动物分布状况见表 4.3-10。

表 4.3-10 评价区主要脊椎动物名录及其种类和分布

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>	+
啮齿类		
长耳跳鼠	<i>Euchouetes naso</i>	—
毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	—
黄兔尾鼠	<i>Lagarus Luteus</i>	+
大沙鼠	<i>Phyombomys opimus</i>	+
小五趾跳鼠	<i>Allactage sibirica</i>	+
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	+
红尾沙鼠	<i>Meriones erythrourus</i>	—
五趾跳鼠	<i>Allactaga sibirica</i>	+
小家鼠	<i>Mus musculus</i>	+
灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>	+
鸟类		
麻雀	<i>Passer montanus</i>	+
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>	+
小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	+

种 类	学 名	分 布
家燕	<i>Hirunda rustica rustica</i>	—
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	—
乌鸦	<i>Corvus frugilegus</i>	+

注：“+”常见种；“—”偶见种。

(4) 项目区野生动物分布情况调查

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，对评价区域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。按照评价区域每种生境类型分别设置 3 条样线的原则设置，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、毛发等痕迹及多处动物巢穴。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。

本次野生动物调查在评价区域共设置了 3 条样线，鸟类共观测到麻雀、小沙百灵、乌鸦等 3 种，两栖动物密点麻蜥、荒漠麻蜥等 2 种。

4.3.8 评价区域生态保护目标调查及评价

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

(1) 重要物种

1) 保护植物

根据《国家重点保护野生植物名录》《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 号文），评价区有保护植物 1 种，为肉苁蓉，属国家二级保护植物。

表 4.3-11 重要野生植物调查结果统计表

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）	分布区域	资料来源	项目占用情况（是/否）
1	肉苁蓉 (<i>Cistanche deserticola</i>)	国家二级	濒危(EN)	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上	现场调查、文献记录、历史调查资料	否

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）》，该区域共有重点保护动物 1 种，详见表 4.3-12。

表 4.3-12 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	分布	生活习性
1	苍鹰 (<i>Accipiter gentiles</i>)	国家 II 级	沙漠和绿洲全线有分布	食肉性，主要以鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同生境单元的平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐，善于飞翔。白天活动

(2) 天然林/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。

经调查，项目涉及公益林地段主要为董斜 12 井南侧管线路由起点处穿越国家二级公益林，共穿越公益林 80m；其次为修复道路沿线占用国家二级公益林，公益林为灌木林地，林种为梭梭，具体以林草部门核查为准。

本工程占用林地的林种为防风固沙林，林地权属为国有，地类为灌木林地，优势树种为梭梭，起源为天然，森林类别为重点公益林；公益林事权等级为国家二级公益林，工程类别为其他林业工程；林地质量为 IV 级；林业分区为北部荒漠防风固沙林区。工程区属干旱、半干旱荒漠地区，植被组成简单，类型单调，分布稀疏，建群植物主要由旱生、超旱生的灌木、小灌木、半灌木及一年生草本和中短命植物组成，如梭梭、沙漠绢蒿、琵琶柴、驼绒藜等，无蓄积。

图 4.3-5 重点公益林分布图

（3）水土流失重点治理区

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

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号文件，工程所在的乌鲁木齐市米东区属于天山北坡诸小河流域重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是防风固沙。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程等综合治理工作。

（4）土地沙化现状调查

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，本工程位于准噶尔盆地温性荒漠南缘，乌鲁木齐市米东区北部沙漠，春风油田董家海子区块内，属于古尔班通古特沙漠与绿洲交错带。工程区为沙地、灌木林地、盐碱地镶嵌分布，均为固定、半固定沙地。

古尔班通古特沙漠，又称准噶尔盆地沙漠，是中国第二大沙漠，位于新疆维吾尔自治区北部的准噶尔盆地，总面积约4.88万平方公里。地形主要由固定、半固定沙丘和戈壁组成，沙丘高度一般在10-50米之间，部分沙丘可高达100米以上。虽然环境恶劣，但沙漠中仍有一些耐旱植物分布，如梭梭等。气候类型属于典型的温带大陆性干旱气候。夏季炎热，冬季寒冷。年平均气温约为5-7℃，极端最高温度可达40℃以上，极端最低温度可达-30℃以下。年降水量较少，一般在100-200毫米之间，蒸发量远大于降水量。尽管环境恶劣，但古尔班通古特沙漠仍有一定的生物多样性。一些耐旱植物和适应沙漠环境的动物在这里生存，如沙鼠、跳鼠、蜥蜴等。由于气候变化和人类活动的影响，沙漠化问题日益严重，生态系统较为脆弱。

4.3.9 主要生态问题调查

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

(1) 水土流失问题

本工程位于水土流失重点治理区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

(2) 土地荒漠化问题

项目所在区域生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感。区域人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁。在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态状况明显改善。

4.3.10 小结

本工程地处准噶尔盆地温性荒漠南缘，乌鲁木齐市米东区北部沙漠，春风油田董家海子区块内。工程所在区域属于古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区，主要生态服务功能为沙漠化控制和生物多样性维护，地势以低矮固定、半固定沙丘为主，呈南北向条状分布，植被以梭梭等沙漠植被为主，地表植被盖度在 10-15%，土壤类型主要为风沙土，土地利用类型主要为灌木林地、沙地、盐碱地等；动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以沙漠生态系统为主。评价区内生态系统的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。

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

从项目特点和所处区域的环境特征出发分析项目建设过程中和项目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) 在项目开发范围内各具体环境影响呈点面状（如单井站、天然气回收区等）和线状（如新建管线、修复道路等）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，项目开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 施工期生态环境影响分析

5.1.2.1 占地影响分析

本工程总占地约 11.270hm²，其中永久占地 7.156hm²、临时占地 4.114hm²。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决

于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，工程所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙等生态功能尤为重要。盐壳、沙质生态结皮等地表保护层亦具有很强的防风固沙的生态功能，其作用不容忽视。这种地表保护层的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于施工机械、运输车辆及施工人员的活动，使地表生态结皮受到扰动，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

施工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恢复、平整，沙漠植被在降水良好的条件下逐步进行自然恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复，尽可能减小工程占地产生的影响。当工程转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐得到恢复，项目占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 对植被的影响分析

本工程评价区域内占优势的植被为梭梭，其次还分布有怪柳、沙漠绢蒿、驼绒藜等自然植被，灌木覆盖度约 10-15%。工程施工对植被的影响主要在施工期的占地影响及新建管线、修复道路产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

(1) 占地影响

由工程建设的各个影响因素及气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工占地等行为对植被的影响最严重。

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的灌木林地、沙地和盐碱地。在单井站位置一定的情况下，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。

本工程的建设生态影响面积约 11.270hm²，占地区域内地表植被基本被毁，其中在投入运营后，有 7.156hm² 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 4.114hm² 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

(2) 生物量损失

本工程总占地约 11.270hm²，其中永久占地 7.156hm²、临时占地 4.114hm²。本工程施工区域以灌木林地、盐碱地、沙地为主。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)
灌丛植被	2.02	9.04	19
荒漠植被	0.75	2.23	2
合计		11.27	21

根据计算，本工程将造成 21t 植被损失。新增植被损失主要来自工程新增占地，项目建设位于春风油田规划开发区内，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。

(3) 管线和道路修建对植被的影响

项目开挖管沟 0.4km、修复原有通井道路 9km，工程建设中占地部分的植被将被彻底清除，工程施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，临时占地区域的沙漠植物逐渐恢复。

(4) 石油类污染对植被的影响

在油田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接地受到影响；二是钻井及生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0~20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

(5) 人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。

(6) 大气污染物的影响

油田开发初期，大气污染物主要是来自施工扬尘、施工机械产生的废气，废气中主要含有 TSP、NO₂、SO₂、CO 等有害成分，而在运营期产生的大气污染物主要为油气生产设施无组织释放的烃类气体等。

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

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

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

大气污染物对植物的损害程度还决定于其环境内风、光、温度、土壤和地形特点，油田区夏季白天气温高，气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。总体来说，多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程中污染源比较分散，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

(7) 事故排放对植被的影响

油田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油泄漏，其产生的污染物排放均会对影响范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，死亡率就越高，而且沙漠植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年会重新发芽生长。

如塔里木油田公司的东河塘油田发生的输油管线破裂事故，致使 $40 \times 60 \text{m}^2$ 范围内的道路、水渠、棉花及路边林带受到了石油类物质的污染。道路边的杨、柳树等树木被喷射出的石油污染，但基本没造成林木死亡；棉花为一年生植物，棉田地表的石油类物质经过挥发、土壤自然净化或换土，翌年基本恢复原有功能，没有引起棉花作物的减产；杨、柳树等树木均为阔叶树种，受污染树叶在秋季脱落后，树木经过冬季休眠和自然净化，第二年春季新叶正常萌发，污染事故基本不影响杨、柳树等树木的正常生长。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。本工程所在区域重点保护野生动物主要为鸟类，现场调查期间，在项目占地区域未发现其踪迹，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 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，随着本工程建设的各个过程，油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

5.1.2.4 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程单井站平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场，无弃方。

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

项目施工期场地平整、管沟开挖、修复道路等对周边沙化土地的影响较为显著。施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄保能力降低，影响区域植被生长，造成沙丘活化等现象。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在沙漠中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。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目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。

5.1.2.5 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号文，工程所在的乌鲁木齐市米东区属于天山北坡诸小河流域重点治理区，本工程实施对区域水土流失影响如下：

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于

沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据调查，随沙化增强，盐分含量降低。

5.1.2.6 单井站建设对生态环境的影响

本工程生态影响主要体现在井场道路、单井站、天然气回收区、管线等建设阶段。施工期将建设区域进行平整，地表植被被清除、压实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

施工期间，由于本工程所在区域的特殊性，井场建设破坏植被的总面积虽然不是很大，但形成植被破口的斑块数量多，如果不采取必要的措施，破口将扩大发展，导致水土流失加剧。

所评价单井站区的土壤类型主要为风沙土等，类比调查表明，距单井站不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油气田开采对土壤存在石油类污染；而单井站外 10m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油气田开采对土壤的污染主要集中在单井站内部。从单井站内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm 深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的 2 倍，是对照点土壤中石油类浓度的 4 倍，说明油气田开采产生的落地油等污染物会向下渗透对深层土壤造成影响；30cm 浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明单井站石油类污染主要集中在表层至 30cm 深度处。

5.1.2.7 管线建设对生态环境的影响

本工程开挖管沟 0.4km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为未利用地，植被多为耐旱、耐盐碱型，沿线土壤侵蚀以风力侵蚀为主。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

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

5.1.2.8 对天然林及公益林的生态影响分析

项目所在区域分布的公益林林地类型为灌木林地，优势树种为梭梭、多枝柽柳等，植被盖度为 10-15%，主要生态功能为防风固沙，均为国家二级公益林，起源为天然。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。

本工程占用的公益林按照《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。

评价区域内荒漠灌丛的分布类型为稀疏灌丛，主要植物种类为梭梭、多枝柽柳等，分布于多汁盐生半灌木荒漠和温带落叶灌丛植物群系。油田开发过程中将占用灌丛共计 9.04hm²，占评价区域灌丛分布区面积的 0.53%，虽然占地区域内的沙漠植物在较长时间内才可逐渐恢复（5-10 年内），但所占用面积较小，对区域灌丛的种群生态学结构和功能不产生明显影响。

5.1.3 运营期生态环境影响分析

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

5.1.3.1 对野生动物的影响分析

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

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

5.1.3.2 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.3.3 生态保护目标影响分析

运营期影响主要集中在单井站等永久占地范围内，运营期废水等均不外排，落地油妥善处置；同时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。因此不会对生态保护目标产生明显不利影响。

5.1.3.4 生态系统完整性影响评价

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。

在项目建设中，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。

5.1.3.5 景观完整性影响分析

评价区域的基质为沙漠生态景观，该生态景观的稳定性较差，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较差。

本工程总占地约 11.270hm²，其中永久占地 7.156hm²、临时占地 4.114hm²。占地区域被油田设施等永久性构筑物占用，由沙漠生态景观变为油田工业景观。区域内作为基质组成部分的是沙漠生态景观中，沙区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

综上所述，本工程区域生态完整性受项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。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。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终本工程将进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员

将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

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

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

5.1.5 小结

本工程对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整、临时管沟开挖、道路修复等的建设带来的生态环境影响。本工程永久占地约 7.156hm²，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 4.114hm²，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本工程位于乌鲁木齐市米东区境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。评价区域内荒漠灌丛的分布类型为稀疏灌丛，主要植物种类为梭梭、多枝柽柳等，分布于多汁盐生半灌木荒漠和温带落叶灌丛植物群系。油田开发过程中将占用灌丛共计 9.04hm²，占评价区域灌丛分布区面积的 0.53%，虽然占地区域内的沙漠植物在较长时间内才可逐渐恢复（5-10 年内），

但所占用面积较小，对区域灌丛的种群生态学结构和功能不产生明显影响。在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用天然林/公益林采取相应补偿措施后，本工程的建设对区域林草业的生态影响在可接受范围内。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。综上所述，本工程建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input 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、种群数量、种群结构、行为等） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生态系统功能等） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （物种丰富度、优势度等） 生态敏感区 <input 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、土地沙化等）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（21.72）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 type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input 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 type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input 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：“□”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 施工期扬尘影响分析

(1) 运输车辆扬尘的影响分析

开发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。

在项目建设前期，由于主要进行钻井，地面建筑、道路等施工，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，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染少年；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。由于本工程的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

项目施工在混凝土工序阶段，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。

5.2.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田钻井工程和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；

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

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

5.2.2 运营期大气环境影响分析

本工程运营期的废气排放源主要为加热炉、天然气发电机组产生的有组织废气和站场、集输过程中无组织废气排放。

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

5.2.2.1 有组织排放废气大气影响估算

(1) 污染源参数

本工程井场加热炉功率均为 200kW，其燃料气采用经天然气处理后的返输天然气。本工程在天然气回收区设置 1 台燃气发电机，发电机功率为 600kw，燃料也为天然气处理后的干气。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，SO₂ 利用导则推荐模式分别计算加热炉和燃气发电机最大地面浓度占标率。估算模型参数见表 5.2-1，污染物排放参数见表 5.2-2。

表 5.2-1 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
最高环境温度(℃)		41.4
最低环境温度(℃)		-34.4
土地利用类型		盐碱地/林地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是

	地形数据分辨率 (m)	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离 (km)	/
	海岸线方向 (°)	/

表 5.2-2 运营期有组织大气污染物排放参数一览表

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流速(m³/h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(°C)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	井场加热炉烟气			434	8	0.3	254.96	1.0	120	7920	正常	PM ₁₀	0.0051
												SO ₂	0.0047
												NO _x	0.022
2	燃气发电机烟气			433	15	0.2	1987.11	17.57	120	8760	正常	PM ₁₀	0.95
												SO ₂	0.09
												NO _x	0.18

(2) 预测结果

本项目井场估算结果见表 5.2-3。

表 5.2-3 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	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
井场加热炉烟气	PM ₁₀	1.51	450	0.34	9.61	84
	SO ₂	1.392	500	0.28		
	NO _x	6.517	200	2.61		
燃气发电机烟气	PM ₁₀	43.225	450	9.61	9.61	25
	SO ₂	4.095	500	0.82		
	NO _x	8.19	200	3.28		

由表 5.2-3 可知，井场加热炉有组织废气污染源氮氧化物最大落地浓度 6.517μg/m³，占标率 2.61%。二氧化硫最大落地浓度 1.392μg/m³，占标率 0.28%。烟尘最大落地浓度 1.51μg/m³，占标率 0.34%，D10%均未出现。天然气燃气发电机有组织废气污染源氮氧化物最大落地浓度 8.19μg/m³，占标率 3.28%。二氧化硫最大落地浓度 4.095μg/m³，占标率 0.82%。烟尘最大落地浓度 43.225μg/m³，占标率 9.61%，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。

5.2.2.2 无组织排放烃类大气影响估算

(1) 污染源参数

运营期本项目产生的无组织大气污染物主要为油气开采和处理过程中的烃类无组织挥发。

根据工程分析，运营期本项目井场和天然气回收区产生的无组织排放污染物参数见表 5.2-4。

表 5.2-4 单井井场面源参数表

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
井场			434	76	70	0	8	8760	正常	非甲烷总烃	0.363
天然气回收区			433	61	51	0	8	8760	正常	非甲烷总烃	0.099

(2) 预测结果

本项目各井场和天然气回收区无组织排放源强预测结果见表 5.2-5。

表 5.2-5 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	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
井场	非甲烷总烃	181.93	2000	9.10	9.10	54
天然气回收区	非甲烷总烃	68.998	2000	3.45		40

根据由表 5.2-5 预测结果可知：井场和站场无组织废气污染源排放的非甲烷总烃最大落地浓度 181.93μg/m³，占标率 9.1%。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。

5.2.2.3 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

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m ³)	
有组织排放						
1		SO ₂			50	0.857

	加热炉、燃气发电机组	NO _x	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)	150	1.755
		烟尘			20	0.39
无组织排放						
2	井场、站场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	厂界外 4.0mg/m ³	4.043

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-7。

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)			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	(2022) 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 type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" 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 、PM ₁₀ 、NMHC)				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)	有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子: ()	监测点位数 ()		无监测 <input type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境保护距离	距厂界最远 () m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.857) t/a	NO _x : (1.755) t/a	颗粒物 (0.39) t/a	VOCs: (4.043) t/a

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。

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

本工程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、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，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。地面工程施工范围大，但是施工范围内声环境敏感目标。

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油气田开发工程中井场、站场实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.3-1。

表 5.3-1 主要施工机械在不同距离处的噪声估算值

序号	设备名称	噪声值/距离 [dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	88/5	4	吊装机	84/5
2	压路机	90/5	5	运输车辆	90/5
3	挖掘机	90/5	—	—	—

(2) 施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_r=L_{r_0}-20\lg(r/r_0)$$

式中： L_r ——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_0 ——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		10m	20m	40m	80m	160m	300m	500m	
1	装载机	82	76	70	64	58	52.5	48.1	土石方 道路管线
2	压路机	84	78	72	66	60	54.5	50.1	
3	挖掘机	84	78	72	66	60	54.5	50.1	
4	吊装机	78	72	66	60	54	48.5	44.1	设备安装
5	运输车辆	84	78	72	66	60	54.5	50.1	物料运输

(3) 影响分析

从各施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)厂界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)厂界噪声限值要求。工程评价范围内无居民区等声环境保护目标，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

运营期噪声源主要为加热炉、分离器、压缩机、发电机、机泵、事故火炬等噪声，以及修井等井下作业噪声，因井下作业为阶段性作业，故本次噪声预测仅考虑井场、站场设备噪声。

5.3.2.2 运营期噪声环境影响预测

工程产噪设备主要包括加热炉、分离器、压缩机、发电机、机泵等设备；事故状况下，主要是放空噪声。

(一) 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 $L_p(r)$ 可按下式计算：

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

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

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) 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)。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周厂界噪声贡献值。

(二) 噪声源参数的确定

井场噪声源参数见表 5.3-3，天然气处理站噪声源参数见表 5.3-4；此外，当发生异常超压或检修时，火炬放空系统会产生强噪声，属偶发声源，噪声值在 100~110dB(A)。

表 5.3-3 井场噪声源参数一览表（室外声源）

噪声源	数量(台)	噪声强度 dB(A)	空间相对位置			声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z		
加热炉	1	75	246	272	1.5	隔声、减震、吸声	昼夜
分离器	2	65	254	282	1.5		
机泵	1	65	272	280	1.5		

表 5.3-4 天然气处理站噪声源参数一览表

噪声源	数量(台)	噪声强度 dB(A)	空间相对位置			声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z		
闪蒸压缩机	2	77	312	314	1.5	隔声、减震、吸声	昼夜
天然气发电机	1	82	313	324	1.5		
机泵	1	65	312	324	1.5		

(三) 预测结果及评价

①正常工况

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程井场噪声预测结果见表 5.3-5，天然气处理站噪声预测结果见表 5.3-6。

表 5.3-5 井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
			昼间	夜间	
井场	东场界	24.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	25.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	38.8	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	32.6	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

表 5.3-6 天然气处理站噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

评价点		预测时段	本工程贡献值	标准值	达标情况
天然气处理站	东厂界	昼间	45.7	60	达标
		夜间		50	达标
	南厂界	昼间	49.5	60	达标
		夜间		50	达标
	西厂界	昼间	49.3	60	达标
		夜间		50	达标
	北厂界	昼间	45.3	60	达标
		夜间		50	达标

由表 5.3-5 和表 5.3-6 可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值为 24.7~38.8dB(A)，天然气处理站噪声源对厂界的噪声贡献值为 45.3~49.5dB(A)，满足

《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

②非正常工况

在非正常工况下,启动火炬放空系统。火炬系统噪声源强可达到 105dB(A)。火炬系统噪声源随距离衰减结果见表 5.3-7。

表 5.3-7 火炬系统噪声源随距离衰减

距离 (m)	50	100	150	200	250	300	350	400	600
噪声值 dB(A)	71.1	65.1	61.5	59.1	57.1	55.5	54.1	53.1	49.5

非正常工况下,火炬放空昼间 200m 外、夜间 600m 外可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准要求。

综上,本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响,且项目周边无声环境敏感目标,不会造成噪声污染。

5.3.3 退役期声环境影响分析

本工程退役期,噪声主要源自井场设备拆卸,由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点,因此,不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 小结

综上所述,本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的,随施工结束即消失。

本工程运营期产生的噪声主要包括井场和天然气处理站的设备噪声。经预测,正常生产时,井场、天然气处理站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类区标准要求。非正常工况下,火炬放空昼间 200m 外、夜间 600m 外可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准要求。

5.3.4 声环境影响自查表

本工程声环境影响自查表,见表 5.3-8。

表 5.3-8 声环境影响评价自查表

工作内容	自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/>	大于 200 m <input type="checkbox"/>	小于 200 m <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"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>	
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>		其他 <input type="checkbox"/>			
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200 m <input type="checkbox"/>		小于 200 m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大 A 声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>		不达标 <input type="checkbox"/>			
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>		不达标 <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/>	固定位置监测 <input type="checkbox"/>	自动监测 <input type="checkbox"/>	手动监测 <input type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：(/)		监测点位数 (/)		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可 <input checked="" type="checkbox"/> ；“()”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，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水、钻井废水。

（1）生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生总量约为 48m³。施工期生活污水排入环保厕所，定期由环卫部门拉运，不外排，施工期生活污水对水环境影响

较小。

(2) 管道试压废水

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

综上，本项目施工期间废水全部妥善处理，不外排，正常情况下，项目施工期废水不会对地表水环境产生明显影响。

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、井下作业废水等生产废水和工作人员生活污水。

(1) 生产废水

根据工程分析，本项目运营期采出水的量为 $5\text{m}^3/\text{d}$ ($1825\text{m}^3/\text{a}$)，井下作业废水量 $27.13\text{t}/\text{a}$ ，采出水进入站内采出水罐暂存，井下作业废水进入作业期间的专用罐，均拉运至春风二号联合站污水处理系统进行处理。

经春风二号联合站处理后的采出水，进入至春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发(MVC)”工艺处理后，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《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进入回注系统或回注油层。二号联合站采出水处理系统设计处理能力 $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理水量 $7560\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力可满足本项目处理需求。

(2) 生活污水

运营期生活污水排放量约为 $0.85\text{m}^3/\text{d}$ 。生活区的污水排入环保厕所，由市政部门定期清运，不外排。

采取上述水污染控制措施后，本项目采出水、井下作业废水、生活污水不会对周边水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，对水环境的影响较小。

5.4.3 退役期地表水环境影响分析

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

表 5.4-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；pH 值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位（水深） <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
评价等级	水污染影响型	水文要素影响型	
	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 A <input type="checkbox"/> ；三级 B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>	

5.5 地下水环境影响分析

5.5.1 水文地质条件

5.4.1.1 区域水文地质概况

(1) 地下水类型及分布规律

乌鲁木齐地下水的赋存、分布及补给、径流、排泄受气象、水文、地貌、地层岩性和地质构造控制。区域由南向北跨越了三个相互关联又相对独立的水文地质单元。按含水介质和埋藏条件，区域地下水可分为第四系松散岩类孔隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水和基岩裂隙水三种类型。

①松散岩类孔隙水

主要分布于乌鲁木齐市河谷地段、倾斜平原一带。

乌鲁木齐河谷地段：地下水为单层孔隙潜水，含水层为单一的卵砾石、砂砾石。河谷两侧低阶地上为中等富水区；北京路以西的古河床内为中等富水区；红山至八家户河床东侧的高阶地上为贫水区，仅局部含水。

倾斜平原：分布在区域中北部广阔的倾斜平原区。含水岩层为卵砾石、砂砾石、细砂等，厚度巨大，可分为单层结构或多层结构的孔隙潜水以及承压水。单层结构的孔隙潜水分布在冲洪积扇中下部古牧地隆起以西，为强富水性和中等富水性。双层或多层结构的孔隙潜水和承压水分布于倾斜平原北部，富水性多为强—中等，受基地起伏控制局部为弱富水性。

②碎屑岩类孔隙裂隙水

主要分布在中南部低山区及丘陵区，赋存在三叠系、侏罗系、白垩系及第三系碎屑岩类的裂隙孔隙中。富水性可分为强—中等富水区和弱富水区。强—中等富水区钻孔单位水量 1.1-1.7L/s·m，单泉流量1.5-4L/s，水磨沟群泉流量20L/s；弱富水区钻孔单位水量小于0.1L/s·m，单泉流量0.1-1L/s。

③基岩裂隙水

主要分布于乌鲁木齐东部、南部中低山区，赋存在石炭系、二叠系及泥盆系碎屑岩和花岗岩类的裂隙中。富水性可分为强富水区、中等富水区和弱富水区。强富区分布在妖魔山及博格达山北部，单泉流量大于 10L/s；富水性中等区位于区域东南部的中、高山，单泉流量一般大于5L/s。

(2) 地下水的补给、径流、排泄

①河谷平原第四系孔隙水

市区河谷平原第四系厚度为 20-30m，最厚为 100m 左右，岩性为砂砾石、卵砾石，为地下水赋存和径流通道，主要接受南来地下径流补给及少量水库坝渗、两侧山区基岩裂隙水侧向补给。地下水沿河谷向北径流，受鲤鱼山翘起和基底起伏的影响，地下水分别进入二宫和八家户新老河道。沿途部分消耗于人工开采外，其余以地下径流的方式排泄至北部倾斜平原。

②乌鲁木齐倾斜平原

地下水受石化厂—八钢隐伏断裂的影响，植物园以北地区沉积了巨厚的第四系松散砂、卵砾石层，厚度在 100-500m 之间，由南向北含水层颗粒由粗变细，由单一结构过渡为多层结构。

地下水的补给来源主要为东山、西山、头屯河水系等地表水的垂直渗漏和灌溉水入渗，其次为大气降水和来自南部河谷的地下径流。由于含水层颗粒粗，岩性单一，地下水径流条件好。地下水的排泄主要用于农业开采，剩余地下水由南向北以地下径流的方式排泄至北部。

③碎屑岩类裂隙孔隙水

分布于乌鲁木齐河谷两侧的山前地带。主要接受大气降水和上游沟谷水流入渗补给，补给源缺乏。以泉的形式或侧向径流的方式排泄入河谷潜水。

④基岩裂隙水

主要接受大气降水及融雪水入渗补给，风化裂隙水埋藏浅，径流途径短，多数排泄于沟谷或直接进入山麓第四系，部分沿裂隙或构造破碎带汇入脉状水或层间水。

图5.5-1 区域地下水补径排示意图

(3) 地下水动态特征

①年内动态

区域内非开采区年内地下水水位动态变化以谷—峰型为主,高水位期出现在河流汛期 8-9 月份;农业开采区年内水位动态变化以峰—谷型为主,低水位期出现在开采期 8-9 月份。区域地下水年内动态按成因划分为 3 种类型,即:渗入—开采型、径流型、径流—开采型。其中:渗入—开采型(地表水与降水入渗补给,开采排泄)主要分布在西山农场一带;径流型(径流补给、径流排泄)主要分布在河谷东侧的河东地段及西侧的老满城洼地等地;径流—开采型(径流补给,开采排泄)主要分布在乌鲁木齐河谷平原区、北部砾质平原区、细土平原区等地,评价区属于该地下水动态类型。评价区地下水主要接受上游地下水侧向径流补给,以开采和侧向径流的方式排泄,地下水动态主要受开采影响,动态曲线多呈单谷、双谷或多谷型。最高水位出现在 2、3、4 月,最低水位出现在 7、8、9 月,水位变幅较大,在-3.68-5.59m 之间。

(4) 地下水水化学特征

由南向北,含水层颗粒变细,径流条件变差,地下水由径流带过渡至径流缓滞带和排泄带,水化学类型复杂,变化较大。主要的水化学类型有 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4$ -Ca 型水、 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4$ -Na 型水、 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ -Ca 型水、 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ -Na 型水、 SO_4 -Ca 型水、 SO_4 -Na 型水、 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ -Ca 型水、 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ -Na 型水、 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ -Mg 型水、 Cl -Mg 型水。地下水为淡水、微咸水或咸水,矿化度小于 1g/L 或

1-5g/L, 水化学类型复杂多样的主要原因, 一是地下径流条件的改变, 二是不同水型的混流作用, 三是农田回灌水的入渗, 使土壤层中的盐类和有机物质被带入地下, 导致地下水中离子含量的增加, 水化学类型的改变。

5.4.1.2 评价区水文地质概况

(1) 地下水的赋存条件

评价区地貌属冲积平原下部沙漠地貌单元, 场地地形较为平坦, 在该地貌单元区, 洪积成因的含水层厚度尖灭, 并被风成的粉细砂填补, 最大厚度可达 130m。在 200m 深度内一般有两个或以上含水岩组, 表层为潜水, 下部为承压水。评价区内含水层为多层结构含水层, 上部为第四系松散岩类孔隙潜水、下部为第四系多层结构承压水。根据调查资料, 评价区内潜水埋藏深度 4.1~5.1m, 第四系松散岩类孔隙潜水广泛分布于项目区, 含水层岩性以细砂为主, 单井涌水量小于 2L/s, 水质较差, 不宜于生活饮用。潜水含水层厚度在评价区南部绿洲区为 40~60m, 向北至项目区所在沙漠, 含水层厚度逐渐变薄以至尖灭, 富水性由南向北逐渐变弱。

图 5.5-2 评价区等水位线图

(2) 地下水补给、径流、排泄条件

评价区所在细土平原地下水主要接受上游地下潜流补给以及零星农田灌溉回归水入渗补给、大气降水补给。

地下水的径流方向自东南向西北向径流。评价区基本上为地下水的弱径流带, 其北部是地下水的天然排泄带。潜水含水层以粉土为主, 颗粒细, 透水性差颗粒细, 透水性差颗粒细, 透水性差地下水流动极为缓慢, 水力梯度流动极为缓慢, 交替迟缓, 水力梯度最大为 3.2%, 渗透系数在 0.01~0.5m/d。

地下水的排泄地下水的排泄条件主要为侧向径流流出排泄, 其次为人工植被的蒸发蒸腾排泄和大气蒸发排泄。

(3) 地下水动态

区内地下水动态类型为径流—开采型, 下水动态主要受上游地下水的开采影响。在 4~6 月的夏灌期和 9~10 月份的秋灌期, 地下水开采强度增大, 为低水位期。一般年份, 4~6 月地下水位(水头)快速下降, 并于 6~7 月或 8~9 月达到年内最低点, 此后, 开采量开始下降, 随着地下水的径流、灌溉入渗和河渠入渗, 水位缓慢回升, 到次年 3~4 月份, 达到年内最高水位(水头), 在此过程中, 秋灌期

地下水开采，也造成地下水位的波动，但幅度不大。水位(水头)升幅一般均低于年内降幅。地下水年变幅在 0.5m~1.0m 左右，一般承压水水头变幅大于潜水。

图 5.5-3 评价区等水位线图 (2024 年 10 月)

(4) 地下水化学类型

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，主要为 $\text{SO}_4^{2-}\text{-Cl}^- \text{-Na}^+\text{-Ca}^{2+}$ 型，并向 $\text{Cl}^- \text{-SO}_4^{2-}\text{-Na}^+$ 和 $\text{Cl}^- \text{-Na}^+$ 型水发展。

5.5.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 施工废水

根据工程分析，本工程施工期的生产废水和生活污水不外排，施工过程中，工程根据施工需要建隔油池、沉淀池等，用于车辆冲洗废水隔油、沉淀使用，施工期隔油池、沉淀池在建设过程中采用高密度聚乙烯薄膜 (HDPE) 作为保护层进行防渗，以避免施工废水对区域地下水产生的影响。故拟建项目施工活动对地下水影响很小。

(2) 管道敷设对地下水环境的影响

本工程管道在敷设过程中，根据线路沿途地形、工程地质、水文及气象等自然条件，综合确定管道的埋深，其开挖的深度决定其对地下水环境的影响程度。

根据本工程可行性研究报告，本工程管顶埋深为 1.2m，根据调查，在管线沿线区域地下水埋深大于 3m，本工程管沟开挖基本不会对地下水带来影响。

(3) 施工设备漏油对地下水环境影响

施工设备漏油，可能经包气带渗漏至潜水层进而污染地下水水质。为防止设备漏油遗撒在地面、造成地下水环境污染，采取措施包括：对存放油品储罐地面油污专门收集，施工结束后统一委托持有危险废物经营许可证的单位处置；加强设备维修保养，在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布，并及时清理漏油；机械设备若有泄油现象要及时清理散落机油，将其收集待施工结束后统一清运处理。正常情况下不会对区内地下水产生影响。

综上，本工程在施工过程中，采取合理的污染防治措施，工程施工不会对地下水环境产生明显影响。

5.5.4 运营期地下水环境影响分析

5.5.4.1 正常状况下地下水影响分析

(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。本项目井在钻井过程中进行了固井，运营期对固井质量定期检查，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物质的交换，有效保护地下水层。

正常状况下，各类废水不会对地下水产生影响。

(2) 油泥（砂）

本项目在修井及采油等过程中都可能产生落地油。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，故基本无落地油产生。春风油田要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

(3) 输送管线

本项目输送管线是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管，采取严格防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

(4) 采油井场

拟建工程正常状况下，井口区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，不会对区域地下水环境产生污染影响。

另外，项目建设期间构筑物及其设施均采用钢筋混凝土结构，设置防渗设施，正常生产过程中严防污水下渗，以避免对地下水潜水层的污染。正常情况下，项目严格按照报告中提出的“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则进行地下水污染防控。按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）要求：“9.4.2 已依据 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 设计地下水污染防渗措施的建设项目，可不进行正常状况情景下的预测。

在防渗系统正常运行的情况下，本工程废水向地下渗透将得到很好的控制，不会对地下水质量造成功能类别的改变。因此，在正常状况下，在做好各区域防渗的基础上，不会对场地包气带及地下水环境造成明显影响。

5.5.4.2 非正常状况下对地下水的影响

油气田工程生产过程中，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；自然灾害引起的油气田污染事故；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，对油气田区地下水体均可能产生污染的风险。

油气田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

(1) 情景 1：穿透污染（油水窜层）

污染物沿着孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。一旦出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本项目按 II 类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

套管发生泄漏，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

- 1) 对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。
- 2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。
- 3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确地模拟还需要大量的实验支持。
- 4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

以上式中： x —距注入点的距离，m；

t —时间，d；

$C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0 —注入的示踪剂浓度，g/l；

u ——水流速度，m/d；

n ——有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

$erfc(\quad)$ —余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表 5.5-3。

表 5.5-3 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.045	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据评价区水文地质条件，含水层岩性主要以粉砂、细砂为主，根据渗透系数参考地下水导则中附录 B，粉砂渗透系数一般为 1m/d~1.5m/d，细砂渗透系数一般为 5m/d~10m/d，本次评价渗透系数取较大值 10m/d；根据评价区等水位线图，地下水的水力坡度为 1.5‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.45	$D_L=\alpha_L u$ ， α_L 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，结合工程区水文地质条件、生态环境部发布的《地下水污染模拟预测评估工作指南》附录 C 中经验数值及《地下水溶质运移理论及模型》（中国地质大学出版社），以及《空隙介质水动力弥散尺度效应的分形特征及弥散度初步估计》（李国敏、陈崇希）等资料中孔隙介质数值模型的 $\lg\alpha_L-\lg L$ ，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	33.6%	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2，细砂孔隙度为 0.42，而根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%，因此本次取有效孔隙度 $n=0.42\times 0.8=0.336$ 。
4	t	时间		计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度
5	C_0	污染物浓度		参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18 mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L，检出限为 0.01mg/L。

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.5-4、表 5.5-5，图 5.5-4。

表 5.5-4 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

污 染 物	100d		1000d		3650d	
	距离 (m)	浓度 c (mg/l)	距离 (m)	浓度 c (mg/l)	距离 (m)	浓度 c (mg/l)
石 油 类	0	18.000	0	18.000	0	18.000
	10	8.150	20	16.400	50	17.800
	20	1.570	40	12.500	100	16.400
	30	0.115	60	7.240	150	12.000
	33	0.043	80	3.020	200	5.710
	37	0.010	100	0.867	250	1.560
	40	0.003	120	0.168	300	0.214
	50	0.000	133	0.046	324	0.048
	60	0.000	140	0.022	350	0.011
	70	0.000	147	0.009	352	0.009
	80	0.000	160	0.002	400	0.000

表 5.5-5 预测结果统计表（情景 1）

污染物	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	33	37	无
	1000d	133	147	无
	3650d	324	352	无

图 5.5-4 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 33m、133m、324m，影响距离分别为 37m、147m、352m。影响范围内均无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道

进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，凝析油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，因此，为预防污染的发生和污染源的形 成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

(2)情景 2：渗透污染（储罐泄露事故）

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

等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

一般泄漏于土体中的凝析油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的凝析油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄露物质的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。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

a.地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。由于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，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，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，对地下水环境不易产生不利影响。且一旦发生泄漏，建设单位会立即通过截断阀进行截断，并组织专门力量进行污染物的清除工作，将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。

b. 污染物在含水层的迁移

本项目集输管线以天然气为主，含少量凝析油，非正常状况下，发生泄露事故后可快速发现并通过切断阀控制泄漏量，管线发生泄露时的凝析油量小于凝析油储罐区事故状况下泄漏量，储罐泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的凝析油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生，对环境产生的影响较大。

故综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：凝析油储罐泄漏，如不及时修复，凝析油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下凝析油储罐破裂情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

① 预测因子筛选

原油储罐泄漏污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。

② 预测源强

单个原油储罐容积 40m^3 ，原油密度 $782.3\text{kg}/\text{m}^3$ ，则储罐的原油量为 31292kg 。而包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留难有机污染物。根据原油特点，石油类污染物很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 $0\sim 10\text{cm}$ 或 $0\sim 20\text{cm}$ 表层土壤中，其中表层 $0\sim 5\text{cm}$ 土壤截留了 90% 以上的输入原油。本次考虑较不利情况，按照泄露的污染物 10% 通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

③ 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：① 污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；② 石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维

稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

- a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；
- b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
- c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约 30m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。

u—地下水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d；

π—圆周率。

表 5.5-5 水质预测模型所需参数一览表（情景 2）

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.045	地下水的平均实际流速 u= KI/n，根据评价区水文地质条件，含水层岩性主要以粉砂、细砂为主，根据渗透系数参考地下水导则中附录 B，粉砂渗透系数一般为 1m/d~1.5m/d，细砂渗透系数一般为 5m/d~10m/d，本次评价渗透系数取较大值 10m/d；根据评价区等水位线图，地下水的水力坡度为 1.5‰。
2	D _L	纵向弥散系数	0.45	D _L =α _L u，α _L 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，结合工程区水文地质条件、生态环境部发布的《地下水污染模拟预测评估工作指南》附录 C 中经验数值及《地下水溶质运移

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
				理论及模型》(中国地质大学出版社), 以及《空隙介质水动力弥散尺度效应的分形特征及弥散度初步估计》(李国敏、陈崇希)等资料中孔隙介质数值模型的 $\lg\alpha_L - \lg L$, 结合项目区水文地质条件, 弥散度应介于 1~10 之间, 按照最不利的评价原则, 本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	D_T	横向弥散系数	0.045	依据美国环保署(EPA)提出的经验数据: 横/纵向弥散度比(D_T/D_L)一般为 0.1, 则横向弥散系数为 $0.045\text{m}^2/\text{d}$ 。
4	M	含水层厚度	30	根据评价区水文地质资料, 区域含水层厚度按平均厚度30m计算。
5	n	有效孔隙度	33.6%	依据《水文地质手册》(第二版)中表 2-3-2, 细砂孔隙度为 0.42, 而根据以往生产经验, 有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%, 因此本次取有效孔隙度 $n=0.42\times 0.8=0.336$ 。
6	t	时间	计算发生渗漏后100d、1000d、3650d后各预测点的浓度	
7	m_M	瞬时注入污染物的质量	根据前文计算, 泄漏量取3.1292t。	

④预测内容

在非正常状况下, 污染物进入含水层后, 在水动力弥散作用下, 瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕, 污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行, 污染晕将不断沿水流方向运移, 污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时, 选取石油类的检出下限值 0.01mg/L 的等值线作为影响范围, 石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准值等值线 0.05mg/L 作为超标范围, 预测污染晕的运移距离和影响范围。

储罐泄漏石油类对地下水影响预测结果见表 5.5-6, 图 5.5-7~图 5.5-9。

表 5.5-6 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表(情景 2)

预测时间	超标面积 (m^2)	影响面积 (m^2)	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
100d	1811.59	2140.97	47	52	无
1000d	14335.67	17221.63	164	179	无
3650d	43885.34	54174.4	372	400	无

图 5.5-7 情景 2: 100 天石油类污染晕运移分布图

图 5.5-8 情景 2: 1000 天石油类污染晕运移分布图

图 5.5-9 情景 2: 3650 天石油类污染晕运移分布图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d、1000d、3650d 后污染晕超标范围分别为 1811.57m²、14335.67m²、43885.34m²，影响范围分别为 2140.97m²、17221.63m²、54174.4m²。影响范围内无居民饮用水井等地下水环境敏感点，污染物的迁移对地下水有一定影响。故本项目必须采取必要的防腐、防渗措施，并加强巡检、跟踪监测等，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的污染物，因而，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，本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.5.5 退役期地下水环境影响分析

本工程服务期满后，无废水外排，加强环境管理，一般不会对造成周边地下水环境污染。

5.5.6 小结

(1) 在正常情况下，本工程产生的废水不外排，工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，严格杜绝因储罐和管道材质、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，本工程对地下水环境的影响较小。

(2) 本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响属可接受范围。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝事故性排放点源的存在，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程建设、生产运行

对周边及下游地下水环境的影响是可以接受的。

5.6 固体废物影响分析

5.6.1 施工期固体废物影响

本工程施工期产生的固体废物主要包括：生活垃圾、施工废料、土石方等。

①生活垃圾

本工程施工期施工人员 20 人，施工期 30 天。平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 0.3t，生活垃圾集中收集后拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建天然气管线共计 0.8km，施工废料产生量约为 0.16t。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。

③土石方

本工程共开挖土方 0.04 万 m³，回填土方 0.13 万 m³，借方 0.09 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为道路修复、管沟回填。

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落地油、废防渗材料、清罐底泥等。

①落地油

落地原油主要产生于井下作业、油气集输阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后落地油总产生量约 0.1t/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%，落地油收集后委托有危险废物处理资质的单位处理。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

②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。则本工程产生废弃防渗材料最大量约 0.25t/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后委托有危险废物处理资质的单位处理。

③清罐底泥

本工程井场储罐和排污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，收集后委托有危险废物处理资质的单位处理。

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

表 5.6-1 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.1	井下作业、采油环境、集输与处理环节	液态	石油类	间歇	T,I	委托有危险废物处理资质的单位处理。
2	废防渗材料		900-249-08	0.25	井下作业	固态	石油类	间歇	T,I	
3	清罐底泥		071-001-08	0.1	集输与处理环节	液态	石油类	间歇	T,I	

5.6.2.2 危险废物环境影响分析

①危废收集过程影响分析

本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

本工程产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

综上，本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、处置，对环境的影响很小。

5.6.2.3 生活垃圾

运营期工作人员 10 人，生活垃圾产生量按 1.0kg/人·日计算，则运营期生活垃圾产生总量为 0.01t/d。生活区的生活垃圾集中收集后生活垃圾集中收集后定期拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。

5.6.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

5.6.4 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 影响类型及途径

本工程所处区域属于盐化较严重的区域，拟建工程装置区土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型，管线为污染影响型。

本工程废水主要为生产废水、生活污水，不向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况装置区管线、设备连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

本工程井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，本工程装置区中废水盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

影响类型见表 5.7-1。

表 5.7-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型（井口、管线）				生态影响型（井口、管线）			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

5.7.2 施工期对土壤环境的影响

施工期土壤环境影响主要来自于管线、井场建设等施工作业范围内的人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.7.2.1 土壤结构影响分析

施工期，本工程井场和管线施工作业范围内的土壤结构均会受到扰动和破坏。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。

①破坏土壤原有结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复，对农田土壤影响更大，农田土壤耕作层是保证农业生产的基础，深度一般在15~25cm，是农作物根系生长和发达的层次。管道开挖必定扰乱和破坏土壤的耕作层，除管道开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放两边占用农田，也会破坏农田的耕作土，此外，土层的混合和扰动，同样会改变原有农田耕作层的性质。因此在整个施工过程中，对土壤耕作层的影响最为严重。

②混合土壤层次、改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化,即使同一土壤剖面,表层土壤质地与底层的也截然不同。管道的开挖和回填,必定混合原有的土壤层次,降低土壤的蓄水保肥能力,易受风蚀,从而影响土壤的发育,植被的恢复;在农田区将降低土壤的耕作性能,影响农作物的生长,最终导致农作物产量的下降。

③影响土壤养分

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言,表土层远较心土层好,其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高,紧实度、孔隙状况适中,适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动,使土壤养分状况受到影响,严重者使土壤性质恶化,并波及其上生长的植被,甚至难以恢复。

根据有关资料统计,管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放,分层覆土的措施下,土壤中有机质将下降 30~40%,土壤养分将下降 30~50%,其中全氮下降 43%左右,磷素下降 40%,钾素下降 43%。这 表明即使在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施,管道工程对土壤养分仍有明显的影响,事实上,在管道施工过程中,难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土,因而管道施工对土壤养分的影响更为明显,最后导致土地生物生产量的下降。

④影响土壤紧实度

管道铺设后的回填,一般难以恢复原有的土壤紧实度,施工中机械碾压,人员践踏等都会影响土壤的紧实度。土层过松,易引起水土流失,土体过紧,又会影响作物生长。

5.7.2.2 水土流失影响分析

本工程井场和管线施工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;地表保护层变得松散,增加风蚀量,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。

5.7.2.3 土壤污染影响分析

项目施工的废水包括生活污水、施工废水、施工垃圾及生活垃圾，污废水处理不当或不处理而随意漫流，废水中的污染物，如动植物油、石油类等污染物进入土壤中污染土壤环境；或施工垃圾堆放，如遇雨季，施工垃圾或生活垃圾中的污染物随雨水进入土壤污染土壤环境。环评要求施工单位对施工生活污水不外排，生活垃圾和施工垃圾收集后及时送米东区生活垃圾填埋场填埋或周边工业固废填埋场合规处置。落实以上环保措施的情况下，本工程施工期间对井场、管道沿线周边的土壤影响很小。

5.7.3 运营期对土壤环境的影响

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。

5.7.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下，本工程新增采出水依托春风二号联合站处理；生产过程中各类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，不会对土壤环境产生影响。

5.7.3.2 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，井口与单井集输管道连接处破裂后，原油进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从单井集输管道中泄漏的量为 3.67m³。采出液中矿化度为在 11759mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=3.67×11759×58.5÷35.5=71116g。

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

(1)单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：□S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b -表层土壤容重， kg/m^3 ；

A-预测评价范围， m^2 ；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\square S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $2.7\times 10^3\text{kg/m}^3$ ，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 15.7g/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 0.009g/kg，叠加现状值后的预测值为 15.709g/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”，影响途径主要为运营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溶质运移模型进行土壤污染预测。

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，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

④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，将预测储罐底部以下土壤概化为一层，埋深 200cm 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。

⑤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。

⑥预测分析结果

非正常状况下储罐破损泄漏，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 距储罐底部深度分别为 10cm、20cm、50cm、100cm、200cm，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 石油类在不同水平年沿土壤迁移情况图

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。而土层深度在 200cm 的土壤，在 365 天时污染物浓度达到最高。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 200cm 处的土壤 125 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 16cm。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 200cm 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，落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。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。本工程储罐区进行防渗处理，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。

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

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。

5.7.4 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

5.7.5 土壤环境影响自查表

土壤环境影响自查表详见表 5.7-2。

表 5.7-2 土壤环境影响自查表

工作内容		董斜 19 区块产能建设工程			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 checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>			土地利用类型图	
	占地规模	(7.167) hm ²			永久占地	
	敏感目标信息	敏感目标（牧草地）、方位（西北方）、距离（4km）				
	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	石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" 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	6	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)基本项目 45 项和 pH、土壤盐分、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)基本项目 8 项和 pH、石油烃、土壤盐分					
评价因子	石油烃等					

现状评价	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB 36600 <input checked="" 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、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)筛选值标准要求		
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量		
	预测方法	附录 E <input 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 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(<input type="checkbox"/>)		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		井场、天然气回收区	石油烃	1次/3年
信息公开指标	石油烃			
评价结论	项目区占地范围主要土壤类型是风沙土、盐土。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,运行期一般影响较小。			
注 1: “ <input type="checkbox"/> ”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

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 生态环境影响减缓措施

本工程所在的春风油田同类型项目采取的生态环境影响减缓措施主要有：划定了施工队施工作业范围，严格控制施工车辆的运行线路；施工单位对井场进行清理平整。总体而言，原始植被覆盖度较高区域植被恢复较快，井场周边 5-10m 外植被基本恢复，植被覆盖度低的区域地表土壤结皮层极易被破坏，经扰动后植被不易恢复。严格控制施工作业范围，以减少对自然植被的扰动。在土质比较松散，植被盖度较低的区域植被尚未恢复。

本工程地处准噶尔盆地温性荒漠南缘，乌鲁木齐市米东区北部沙漠，春风油田董家海子区块内，董斜 19 单井站道路在钻井期道路基础上进行修复，长度为 9km；后续施工须严格限制施工车辆行驶路线，不得随意碾压，尽量减少和避免了对区内地表的扰动和破坏。

根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，评价提出如下防范措施：

6.1.1.1 单井站

(1) 单井站区域主要占地类型为灌木林地、沙地、盐碱地等，施工过程中须严格控制井场占地面积，使单井站占地面积不大于 $70 \times 76 \text{m}^2$ ，减少扰动面积，减少对沙漠植被影响。

(2) 加强区域的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(3) 尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，井场和管线尽量避开项目区保护植物，禁止采伐项目占地外沙漠植物。施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，单井站在施工过程中，减少对沙漠植被的碾压破坏，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

(4) 施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 6.1-1。

(5) 对单井站地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

图 6.1-1 施工期生态保护措施示意图

图 6.1-2 井场砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 管线

(1) 项目设计时优先采取避让措施，尽量减少天然沙漠植被的占用和扰动。

(2) 施工过程中，加强施工人员的管理，严格限制施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，禁止施工人员对野生植被滥砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

(3) 工程施工占用天然灌木植被前，应向林业主管部门办理相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

(4) 确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐沙漠植被作燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，要对沿线管线占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

(5) 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，将减小施工作业带宽度。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施。

(6) 管线单元主要占地类型为灌木林地、盐碱地、沙地等，影响呈线状，施工过程中须根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(7) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。燃料气管线与天然气管线同沟敷设。

(8) 一般地段项目管道工程施工作业带宽度控制在 8m 范围内，重点公益林分布区管道工程施工作业带宽度控制在 6m 范围内。

(9) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(10) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，防止水土流失。

(11) 在设计阶段优化地面管线的走向，尽量避让天然林木及沙漠植被，无法避让的，须采取移栽、减小施工作业带宽度等生态保护措施，占用林地前建设单位须取得林草部门的许可后方可开工。

6.1.1.3 不同施工方式及生态单元的生态保护措施

(1) 合理利用弃土

施工弃土主要来自管沟开挖、敷设过程置换出来的土石方。

对一般性管沟开挖、敷设施工活动，在未利用地段可填至低洼地等。由于管道开挖回填后剩余的土方量非常小，按照上述办法处理后，弃土石将完全消化，管道沿线不用修建弃渣场。

(2) 沙漠区保护恢复措施

本工程地处准噶尔盆地温性荒漠南缘，乌鲁木齐市米东区北部沙漠，春风油田董家海子区块内。该区域为古尔班通古特沙漠的一部分，地势以低矮固定、半固定沙丘为主，呈南北向条状分布，植被以梭梭等沙漠植被为主，地表有一定的植被盖度，由于沙漠地区的天然灌草植被较难进行自然恢复，因而在施工时应尽量保护管沟两侧的灌丛和植被集中覆盖区域，尽可能保护原生植被，避免植被退化。

评价区域梭梭、多枝柽柳等灌木及重要物种对区域生态环境具有重要生态功能，施工过程中分布有上述植物的可局部进行路线调整，避开肉苁蓉等重点保护野生植物分布的位置，无法避让的，可采取人工开挖的方式，减少对其的破坏，无法避让的应及时在有条件地段采取移栽或采种育苗后补栽等措施加以缓解。

6.1.1.4 敏感区段的生态保护措施

1) 项目施工占用天然林前，应向林草主管部门办理相关手续，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）等有关规定，办理建设项目使用林地手续后施工建设。

2) 项目占用国家二级公益林，应遵守以下规定：

①《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。

②项目井位选址时尽量减少林地占用，避开植被茂盛的区域，减少公益林占用和对植被的破坏，井场、道路和管线占地避让荒漠灌木林。

③采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，缩减施工作业带宽度。

④在重点公益林分布区域施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作。

综上，本工程对生态保护目标的环境影响及生态恢复措施可行。

6.1.1.5 防沙治沙措施

本工程在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

一、防沙治沙内容及措施：

（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，农田得到有效保护。

（3）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

本工程所在区域均为固定、半固定沙地，目前无物理、化学固沙及其他机械固沙等措施，如在施工过程中因本工程的实施而出现沙丘活化的现象，须及时根据现场情况进行人工草方格固沙，相关单位预留相关环保投资。

(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植被覆盖度较高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程，在植被覆盖度高的地段尽可能采取人工开挖，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；

④针对部分井场、道路周边基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。

(5) 其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，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，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工草方格等固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。

本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，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

二、方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本工程防沙治沙工程中建设单位为第一责任人，各钻井队、施工队作为措施落实方，属于主要责任人。建设单位应在各钻井队、施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

(2) 技术保证措施

①邀请各级林草部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②区域自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用。

(3) 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本工程防沙治沙措施投资由建设单位自行筹措，用于管线施工土方回填、施工结束后植被恢复和撒播区域常见植物草籽等其他防沙治沙措施，已在总投资中考虑。

(4) 生态、经济效益预测

本工程防沙治沙措施实施后，预计项目区域植被覆盖度能维持现状，避免区域土地沙化。

6.1.1.6 水土流失防治措施

管道沿线穿越的地貌类型主要为沙漠。根据水土流失的侵蚀类型和程度划分为灌丛区段、沙漠区段。

沙漠区段水土流失侵蚀类型为中度风蚀，属于典型沙漠生态系统，由于受到区域土壤、水分等条件的限制，水土保持主要以工程措施为主。

灌丛区段所处水土流失侵蚀类型为轻度风蚀，水土保持主要以工程措施为主，临时措施为辅。

(1) 水土流失防治工程措施

沙漠区段水土流失防治分区初步划分为 3 个分区：单井站防治区、道路防治区、管线防治区。对于单井站建设场地的开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整和拦渣措施；道路经常性洒水降尘，减少扬尘，道路区两侧布置限制性彩旗。管线防治区管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土。对于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放。应合理利用；管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失；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。

灌丛区段对井场建设场地的开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整和拦渣措施，防止水土流失的发生。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土。对于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放。应合理利用等。管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

(2) 水土流失防治管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

加强水土保持管理,对施工人员进行培训和教育,自觉保持水土,保护植被。
严禁施工材料乱堆乱放,不随意乱采乱挖沿线植被。

对施工迹地恢复平整,以减少区域水土流失量的增加。

加强施工期管理,加速建设进度,减少施工期水土流失的产生;同时在施工期间,应提前制定严密的交通管理措施。

施工营地应选择植被稀疏的地段并减少占地面积。

6.1.1.7 项目选址优化建议

本工程所在区域分布有肉苁蓉等保护植物,根据现场调查,本工程占地区域未发现上述保护植物集中分布区。项目所在区域野生动物生境分布在空间上较为均匀,无时空分布的分异性及地带性,受项目建设影响的主要为爬行类、啮齿类,其活动范围大,生境可替代性强。项目在管线等线性工程建设过程中,建议尽量按照临近已有油田生产设施的一侧区域进行布置,在有道路伴行的情况下,可沿道路进行布设,在施工过程中若发现保护植物或保护动物栖息地,要对其进行避让。本工程位于天然灌木林/重点公益林区,林区分布保护动植物的概率较大,项目建设过程中,建议将施工区域布置于林区外围一侧,尽量将不利影响降到最低。

6.1.2 土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积,按设计及规划的施工范围进行施工作业,减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶,减少对土壤的碾压,减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒,应集中收集并及时清运,防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 工程区需要严格采取各项水土流失防治措施,施工完毕后通过对临时占地进行平整。

本工程施工期土壤污染防治措施可行。

6.1.3 大气污染防治措施

6.1.3.1 地面施工大气污染防治措施

(1) 场地平整时,禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业,定期洒水,作业面要保持一定湿度。

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

(3) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

(4) 合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

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

(6) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

(7) 加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

(8) 加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

(9) 采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

(10) 井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.1.3.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

6.1.4 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

本工程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，本工程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

本工程生活污水产生量为 48m³。生活污水排入环保厕所后，定期拉运，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) 其他保护措施

①施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，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。

②施工场地应设置临时沉砂池，机械冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，不外排。禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体。

③严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

④油井的设计、建造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.1.5 固体废物污染防治措施

本工程施工期产生的固体废物主要包括：生活垃圾、施工废料、土石方等。

生活垃圾集中收集后拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。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。

本工程共开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为道路修复、管沟回填，无弃方。

综上，本工程施工期固体废物全部妥善处置，不外排。施工期采取的固废污染防治措施可行。

6.1.6 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。

6.2 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，春风油田安全环保部门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订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

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。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

(3) 生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

项目井场和管线临时占用的天然林/公益林等植被生长较好的区域，管线施工完毕后须进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，同时建设单位须积极配合林草部门落实“占补平衡”，维持区域林地的生态功能不降低。根据实地调查，管线施工完毕后的 3-5 年内 90% 的区域自然植被可恢复至施工前状态，对于难以恢复的区域应人工辅助恢复，人工恢复植被种类以本土柽柳等灌木植被为主。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.2.2 废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为加热炉和发电机组排放的有组织烟气、井场及站场排放的无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

(1) 烟气中烟尘、NO_x、SO₂ 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过排气筒排放。

(2) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(3) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，NMHC 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、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(4) 在日常生产过程中，加强 NMHC 无组织排放例行监测，对典型井场厂界 NMHC 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) 本工程加热炉、天然气发电机需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

(6) 进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

(7) 温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 噪声污染防治措施

(1) 对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平, 尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式, 由操作人员定期对装置区进行检查, 尽量减少人员与噪声的接触时间。

6.2.4 废水污染防治措施

本工程运营期的污水处理措施如下:

(1) 本工程各类废水不外排, 正常情况下, 不会对地下水环境产生影响。

(2) 对运输车辆加强管理, 制定合理运输路线; 对运输容器定期维修, 避免运输过程中遗撒泄漏, 造成污染事故。

6.2.5 运营期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。

6.2.5.1 源头控制措施

源头控制措施主要有以下几个方面:

(1) 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。

(2) 管道上所有安装后不需拆卸的螺纹连接部位均应密封焊, 其它需要经常进行拆装或不允许密封焊的螺纹连接部位应有可靠的密封措施。对于高压类流体介质管道排放采用双阀并加丝堵或法兰盖。对考虑液压试验所设置的防空和排

净口除按要求设置阀门外，应设置螺纹管路或丝堵，试压结束后对螺纹管帽或丝堵进行密封焊处理，并定期检查和测厚。

(3) 对站场、输送管道、阀门各装置进行严格检查，按规定定期进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，有质量问题的及时更换，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品；加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控；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。

(4) 管道刺漏防范措施

① 拟建工程管线采用三级监控模式：一级为调度中心全线集中监控，统一调度；二级为站控系统监控；三级为现场就地控制。线路阀室采用现场仪表+远程控制单元(RTU)的模式，实现“无人值守，故障巡检，集中监控”自动化水平。随时可通过监控系统观察阀室状况，从而判定管线是否正常运行。

② 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。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 利用管线的压力、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，当检测到压力降速率超过警戒值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(5) 进行质量体系认证，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水动态监测小组，负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

(6) 油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T 17745-2011) 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

(7) 修井作业时, 要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器, 管内油水进入废液罐, 蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收, 严禁流入井场。

6.2.5.2 分区防治措施

分区防控措施是指结合地下水环境影响评价结果, 对工程设计或可行性研究报告提出的地下水污染防治方案提出优化调整的建议, 给出不同分区的具体防渗技术要求。一般情况下, 防控措施应以水平防渗为主, 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。

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 GB 16889、GB18597、GB 18598、GB18599、GB/T50934 等。本项目危废暂存间, 执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 中相关防渗规定。

②未颁布相关标准的行业, 根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能, 提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性, 提出防渗技术要求。本项目其余主要构筑物的水平防渗技术要求根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013) 要求, 即应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。

表 6.2-5 污染控制难易程度分级

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

表 6.2-6 天然包气带防污性能分级

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

表 6.2-7 地下水污染防治分区参照表

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	

	中-强	难	类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m,K≤1×10 ⁻⁷ cm/s, 或参 照 GB16889 执行
	中	易	重金属、持久性有	
	强	易	机污染物	
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

本项目厂区包气带厚度大于 1m，垂直渗透系数大于 10⁻⁴cm/s，包气带岩石的防污性能按“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和简单防渗区。具体分区防渗方案如下：

一般防渗区：根据项目特点，结合水文地质条件。主要指对可能会产生一定程度的污染，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10⁻⁷cm/s 的黏土层的防渗性能。

简单防渗区：指不会对地下水环境造成污染或者可能会产生轻微污染的其它建筑区。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），简单防渗区内不采取专门针对地下水污染的防治措施，进行一般地面硬化即可。

本工程建议的防渗分区划分详见表 6.3-1 和图 6.3-1。

项目		防渗性能要求
一般防渗区	天然气回收区、井场装置区	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s, 或参照 GB16889 执行
简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

图 6.2-1 站场防渗分区图

6.2.5.3 污染监控措施

(1) 建立地下水环境监测管理体系

为及时而准确的掌握拟建项目区及周边地下水环境质量状况，发现问题及时解决，切实加强环境保护与环境管理，建设项目地下水污染监测工作应纳入到整个厂区的监测体系中。即建立地下水环境监测管理体系，包括制定地下水环境影响跟踪监测计划、建立地下水环境影响跟踪监测制度、配备相应的监测人员、配置先进的监测仪器和设备、建立完善地下水监测制度。按照浅层地下水监测为主、装置区上下游同步对比监测的原则进行监测。

(2) 地下水跟踪监测计划

结合厂区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)、《地下水环境监测技术规范》(HJ1664-2020)中要求,本工程地下水跟踪监测井可依托已有监测井。监测计划详见表 6.3-2。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案,并定期向油田公司安全环保部门汇报,对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.3-2 地下水跟踪监测计划

孔号	区位	监测层位	监测频率	主要监测项目
G1	项目区上游	孔隙潜水	每半年 1 次,发现地下水污染现象需增加采样频次	水位埋深、pH、氨氮、硫酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、硫化物、总硬度、耗氧量、石油类、硫酸盐、汞、砷、六价铬等指标。
G2	项目区附近	孔隙潜水		
G3	项目区下游	孔隙潜水		

(3) 监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案,并定期向春风油田安全环保部门汇报,对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故,加密监测频次,并分析污染原因,确定泄漏污染源,及时采取应急措施。

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;具体管理措施如下:

①预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一,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油气田的安全环保部门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;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,加大监测密度,确保数据的正确性,并将核查过的监测数据通告安全环保部门,由专人负责对数据进行分析、核实,分析变化动向,并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下:了解站场生产是否出现异常情况,出现异常情况的装置、原因;

③建立与项目区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统;

④按突发事件的性质、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。

6.2.5.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

制定风险事故应急预案，以在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。

1) 在制定应急预案的基础上，对相关人员进行培训，使其掌握必要的应急处置机能。

2) 设置事故报警装置和快速监测设备。

3) 设置泄露应急池等应急预留场所；必要时，设置泄露处置设备。

4) 设置全身防护、呼吸道防护等安全防护装备，并配备常见的救护急用物品和中毒救药品。

5) 当发生地下水异常情况时，按照指定的地下水应急预案采取应急措施。

6) 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境发生地点，分析事故原因，将紧急事件局部化，如可能予以消除，采取包括切断生产装置或设施、设置围堤等拦堵设施疏散等，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，缩小地下水污染事故对人、环境和财产的影响。

7) 当通过监测发现对周围地下水造成污染时，采取控制地下水流场等措施，防止污染物扩散，如采取隔离措施、人工开采形成地下水漏斗、抽水等应急措施。

(2) 防止事故污染物向环境转移防范措施

地下水抽提系统是根据建设项目对地下水可能产生影响而采取的被动防范措施，是建设项目环保工程的重要组成部分。当地下水污染事件发生后，应及时控制污染源，切断污染途径，启动地下水抽提应急系统，抑制污染物向下游及周边扩散速度，控制污染范围，使地下水质量得到尽快恢复。

事故状态下启动地下水抽提预案，控制潜水含水层地下水中的污染物，污水排入厂区污水事故水池，集中处理，将使污染地下水扩散得到有效抑制，最大限度地保护地下水质量。

对突发事件中污染的土壤，应首先进行调查，确定其污染范围和深度，其次对污染土壤进行收集，进行环保、无害化处理。

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落地油、清管底泥、废防渗材料等，委托有危险废物处理资质的单位处理。本工程危险废物产生情况及危险特性见表 3.3-15。

（2）生活垃圾

运营期工作人员 10 人，生活垃圾产生量按 1.0kg/人·日计算，则运营期生活垃圾产生总量为 0.01t/d。生活区的生活垃圾集中收集后生活垃圾集中收集后定期拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。

6.2.6.2 危险废物处置措施可行性分析

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。落地油收集后委托有危险废物处理资质的单位处理。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

废防渗材料主要在修井、洗井作业过程中产生，施工作业结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，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。

本工程井场储罐和排污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，收集后委托有危险废物处理资质的单位处理。

①危险废物收集措施及可行性分析

本工程建成运行后，应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》相关要求对含油废物进行收集和管理。危险废物桶装收集后有危废处置资质单位运输、处置。

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

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

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择。

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

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

②危废运输依托可行性分析

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

本工程危险废物依托处置是可行的。

6.2.7 土壤环境保护措施

(1) 源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。加强井场、站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)土壤一级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，本工程必要时开展跟踪监测工作，根据工程特点及土壤环境敏感目标情况。当发生事故泄露时应加强监测点位和监测频次。

综上所述，正常情况下，本工程不会污染土壤环境，非正常情况下，按照环境风险章节具体内容采取措施，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 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(3) 运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落，影响到土壤环境。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

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

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

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

6.3.6 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

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）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本工程单井站的施工迹地需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地进行平整。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

(3) 管线生态恢复

① 管线生态恢复治理范围

本工程新建管线长度约 0.4km，沿通井道路埋地敷设；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作业带范围内，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

项目施工结束后，按照林草部门要求进行天然林的恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

6.4. 环境影响经济损益分析

6.4.1 环保投资分析

本工程总投资为 1229.62 万元，其中环保投资 84 万元，占总投资 6.83%。估算见表 6.4-1。

表 6.4-1 主要环保投资估算

类别	时期	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)
废气	施工期	施工扬尘	临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水(防尘、洒水等)	/	1
	运营期	井场加热炉燃烧废气	以净化后的天然气为燃料+8m高烟囱	SO ₂ ≤50mg/m ³ NO _x ≤150mg/m ³ 颗粒物≤20mg/m ³	2
		天然气发电机燃烧烟气	以净化后的天然气为燃料+15m高烟囱	SO ₂ ≤50mg/m ³ NO _x ≤150mg/m ³	2
		无组织排放	密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵，储罐采用固定顶罐，原油装车时的 VOCs 和氮气的混合物通过密闭装车鹤管返回加热炉炉膛伴烧或去往火	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m ³	5

类别	时期	污染源		环保措施	治理效果	投资 (万元)
				炬放空燃烧处理，减少烃类物质的挥发。		
固废	施工期	地面工程施工		废弃施工材料清运	妥善处理	1
	施工期、运营期	生活垃圾		集中收集后，拉运至米东区生活垃圾填埋场	妥善处理	1
	运营期	清罐底泥		收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置	妥善处理	3
		含油废物			妥善处理	3
废防渗材料		妥善处理			2	
生态	施工期	临时占地		施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	4
	施工期	水土流失		防沙治沙和水土保持措施	防止水土流失	纳入水土保持方案投资中
环境风险管理	施工期、运营期	环境风险防范措施		消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	1
		应急预案		根据管线泄漏、油罐泄露应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	3
废水处理	运营期	采出水		采出水、井下作业废水经专用罐收集后输送至春风二号联合站处理，达标后回注油层。	废水不外排	5
	施工期、运营期	生活污水		排入环保厕所，定期由市政部门清运	废水不外排	1
地下水、土壤	施工期、运营期	简单防渗区	井场、站场永久占地	满足防渗要求	满足防渗要求	5
环境管理				环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		40
				环保培训，演练		5
环保投资合计						84

6.4.2 环境效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

6.4.2.1 施工期环境效益

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。

本工程对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工结束而消失。因此，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，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.4.2.2 运营期环境效益

(1) 废气

本工程加热炉、天然气发电机使用净化后的天然气作燃料，烟气通过排气筒排放，采出液密闭拉运输送，原油采用装车拉运，储罐采用固定顶罐，原油装车时的 VOCs 和氮气的混合物通过密闭装车鹤管返回加热炉炉膛伴烧或去往火炬放空燃烧处理，减少烃类物质的挥发，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

(2) 废水

废水包括采出水、井下作业废水、生活污水。采出水、井下作业废水经专用罐收集后输送至春风二号联合站处理，达标后回注油层，生活污水排入环保厕所，定期由市政部门清运。

(3) 固体废弃物

本工程产生的落地油、废防渗材料、清罐底泥属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，定期拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本工程各项环保措施通过充分有效地实施,可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术,使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源,减少各种资源的损失,大大降低其对周围环境的影响。

6.4.3 社会效益分析

本工程开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用,能够带动一批相关工业、第三产业的发展,给当地经济发展注入新的活力。工程的实施还补充和加快了油气田基础设施的建设。

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。

6.4.4 综合效益

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求,严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”,从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来,本工程采取的环保措施保护了环境,但未产生明显的经济效益。

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有原油、天然气。

(2) 主要风险源

本工程涉及的主要风险单元为井场工艺装置区,井场储罐区、天然气回收区工艺区以及新建的低压、中压输气管线。

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	井场工艺装置区	两相分离器	原油、天然气	Φ 1200mm×7650mm
2		闪蒸分离器	原油	Φ 1200mm×7650mm

3		燃料气分离器	天然气	Φ 800mm×3300mm
4		天然气分离器	天然气	Φ 1200mm×6350mm
5	井场储罐区	40m ³ 高架多功能罐	原油	Φ 2600mm×8000mm
6	天然气回收区工艺区	混烃贮罐	混烃	φ 2.0m×5.7m
7	低压燃料气管线	低压燃料气管线	天然气	Φ60×4.0, 0.15Mpa, 24℃
8	中压天然气管线	中压天然气管线	天然气	Φ60×6.0, 2.0Mpa,62℃

(3) 环境风险潜势初判

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） $Q \geq 100$ 。

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	两相分离器	原油	-	7.041	2500	0.0028
			天然气	74-82-8	0.139	10	0.0139
2		闪蒸分离器	原油		7.041	2500	0.0028
3		燃料气分离器	天然气	74-82-8	0.016	10	0.0016
4		天然气分离器	天然气	74-82-8	0.006	10	0.0006
5	井场储罐区	6 个 40m ³ 高	原油	-	187.752	2500	0.0751

		架多功能罐					
6	天然气回收区工艺区	混烃贮罐	混烃	-	15.49	2500	0.0062
7	低压燃料气管线	低压燃料气管线	天然气	74-82-8	1.436	10	0.1436
8	中压天然气管线	中压天然气管线	天然气	74-82-8	0.032	10	0.0032
ΣQ							0.2498

注：根据油气资源情况，原油、混烃密度按 782.3kg/m^3 计，天然气相对密度为 0.7374kg/m^3 。

根据上表计算结果，本工程 $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为I。

(3) 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

本工程位于新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市米东区北部沙漠区，工程区周围没有固定的居民居住、无地表水体。主要环境保护目标为工程周边分布的公益林，工程评价区域内占优势的植被为梭梭，灌木覆盖度约 10-15%。

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、天然气（甲烷），原油主要存在于井场工艺装置区以及原油储罐内，天然气主要存在于输气管线以及井场、天然气回收区工艺装置内。风险物质危险特性见表 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	天然气	易燃气体	输气管线以及井场、天然气回收区工艺装置内
2	原油	可燃液体	井场工艺装置区以及原油储罐

①原油

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。	
危险性	<p>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、皸裂和发红。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。</p>	
急救措施	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	
消防措施	<p>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。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。</p> <p>灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</p>	
泄漏应急处理	<p>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。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：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。大量泄漏：构筑围堤</p>	

	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。			
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漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</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。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p>			
接触控制/个体防护	<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的生物降解性。</p> <p>生物富集或生物积累性：/。</p> <p>其他有害作用：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>性质：危险废物。</p> <p>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>			

	废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	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。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令 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）。
其他信息	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》。

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲 B 类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为 5~15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到 25~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表 7.3-3。

表 7.3-3 甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/m ³	
	侵入途径	吸入		
健康危害	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等		
		当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
	闪点（℃）	-188	爆炸下限（V%）	5
	自燃温度（℃）	538	爆炸上限（V%）	15

	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸 甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险 甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应
--	------	---

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 6 座 40m³ 原油储罐，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

本工程井场内设置两相分离器、闪蒸分离器、燃料气分离器、天然气分离器等工艺装置，可能发生风险主要为两相分离器、闪蒸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；燃料气分离器、天然气分离器设备穿孔、破裂，导致天然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（天然气回收区）

本工程站场用于天然气回收，站内不设天然气存储设施，站内有压缩机脱水加气橇、脱烃装置等工艺装置区，为了天然气处理站的安全，本工程采取了设置可燃气体检测报警仪，在重点防护区域设置工业电视监视系统，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站场的安全运行。在上述安全措施的前提下，站内同时设置了放空系统，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，可有效降低天然气处理站的事故风险。

(3) 输气管线

本工程正常生产过程中，天然气是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、天然气破坏等原因等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

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，本工程可能发生的风险主要包括井喷、井漏、输气管线泄漏、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，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。天然气回收站、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。具体危害和环境影响可见表 7.3-6。

表 7.3-6 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、采气过程	原油、天然气	①井喷时，油气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇明火易引发爆炸； ②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水； ③油气中的天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。	大气、土壤、地下水	
	井漏	采油、采气过程	采出液	固井套管下入深度不够或固井质量不好。引起油气上窜造成地下水水质污染	地下水	
	泄露	储罐区	两相分离器	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
			闪蒸分离器			
			燃料气分离器			
		天然气分离器	天然气			
火灾爆炸	采油、采气过程	伴生气及次生污染物 CO 等	油气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	泄露	回收过程	天然气	天然气发生泄露，气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气	大气	
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气	
	泄露	混烃罐	混烃	混烃泄露，易挥发，烃类气体会污染大气，液体会通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染。	大气、土壤、地下水	
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	混烃发生泄露，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	
输气管线	泄露	燃料气管线、	天然气	天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。	大气	
	火灾		伴生气及	管线天然气发生泄露，遇火源会发生	大气	

	爆炸	天然气管线	次生污染物 CO 等	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	
--	----	-------	------------	-----------------------------------	--

7.4 环境风险分析

7.4.1 井喷事故影响分析

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，大量的油气喷出井口，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，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，本工程井周边存在天然林，本工程涉及天然林已纳入乌鲁木齐市重点公益林，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，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、站场混烃罐泄露对大气环境的影响

本工程在井场设置 6 座 40m³ 多功能储罐，站场设置 19.8m³ 混烃罐 1 座，油罐、混烃罐发生泄漏后，若得不到及时处理，所泄漏的原油/混烃会挥发轻烃组分，使局部大气环境中的轻烃含量增加，若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气。本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) 输气管线对大气环境影响分析

输气管线发生管道泄漏事故时，会造成泄漏源附近甲烷浓度的显著增加，并在一定范围内形成甲烷聚集区，在不利气象条件下会造成爆炸危险区域，如果遇到明火发生燃爆会造成区域内人员死亡。由于甲烷对人基本无毒，且甲烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在管道断裂发生大量泄漏时，主要的产生的安全隐患是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。本工程天然气中甲烷含量很高，且天然气中不含 H₂S 等有毒有害物质。因此，在发生输气管道泄漏的安全事故时，散逸到环境空气中的天然气（主要为甲烷成分）在特定气象条件下在尽管会在泄漏点附近的环境空气中形成很高浓度，但其造成的结果是形成可能发生火灾爆炸的区域，这种结果更多的属于安全风险事故；而由于甲烷对人体基本无毒，因此在泄露事故发生后不会造成严重的环境污染灾害事故。

本工程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 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。且由于井场及管道周边为灌木林，如果仅仅是油气泄露对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

7.4.4 对地下水的环境影响分析

井场油罐、工艺罐以及站场混烃罐发生泄漏，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，应做好井场、站内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

7.4.5 对土壤环境的影响分析

本工程井场油罐、工艺罐以及站场混烃罐发生泄漏，泄露的油品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。在油田开发过程中，应做好井场、站内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

综上所述，本工程发生油类物质泄露事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

7.4.6 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。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，严禁随意进入乌鲁木齐市重点公益林，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 管线事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(2) 在管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 完善井场、站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(6) 在管线运营期间，定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(8) 严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

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。西北油田分公司领导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。西北油田分公司应普遍开展宣传周、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。

7.5.7 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗,使其了解工艺过程,熟悉操作规程,对各种情况能进行正确判断。

(2) 加强干部、职工的风险意识和环境意识教育,增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程,使制度落到实处,严格遵守,杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育,使职工安心本职工作,遵守劳动纪律,避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

7.5.8 突发环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等),制定应急响应方案,建立应急反应体系,当事故一旦发生时可迅速加以控制,使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练,应急物资配备齐全,出现风险事故时能够及时应对。本评价建议建设单位应将本次建设内容编写突发环境事件应急预案并在乌鲁木齐市生态环境局进行备案。

7.5.9 环境风险应急处置措施

7.5.9.1 井喷失控事故应急措施

(1) 伴有甲烷等有毒有害气体逸散时:

①应迅速封闭事故现场,抢救现场窒息人员,发出硫化氢、甲烷报警信号,进行交通管制,禁止外人进入现场,控制事态发展;

②监测有毒有害气体浓度,根据现场风向,协同当地政府疏散现场及周边无关人员;

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时,现场应急指挥应立即发出点火指令;

④条件允许时,迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

(2) 引发火灾、爆炸时:

①现场发生火灾、爆炸,应立即切断引火源,并组织灭火;

②条件允许时,迅速组织抢装井口和压井作业;

③井场四周设置围堤,防止喷出物污染环境;

④依据井喷事件程度确定警戒范围,撤离无关人员。

(3) 遇险人员应急撤离条件:

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

7.5.9.2 泄漏的应急措施

（1）井场、站场泄漏处置

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引致应急池或应急罐；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）管道泄漏处置

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

(3) 井场储油罐、工艺罐以及站场混烃罐破损泄漏事故应急措施

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭多功能储油罐最近两侧阀门；

②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对多功能储油罐进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复多功能储油罐泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

7.5.9.3 火灾应急处置措施

(1) 立即阻断火源，并组织灭火；

(2) 确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

(4) 灭火完毕后，立即清理火灾现场。

7.5.9.4 危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本工程涉及的危险废物主要为油泥砂等，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班 1~2 次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

(1) 消除火源；

(2) 根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区；

(3) 应急处理人员戴好防护口罩；

(4) 作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间；

小量泄漏：用砂土或其它无火花工具收集吸收材料。

大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

7.6 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、天然气。原油主要存在于井场工艺装置区以及原油储罐内，天然气主要存在于输气管线以及井场、天然气回收区工艺装置内。井喷、井漏、输气管线泄漏、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，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。天然气回收站、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。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。

本工程环境风险简单分析内容表见表 7.6-1。

表 7.6-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	董 19 斜区块产能建设工程		
建设地点	新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市		
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、天然气，原油主要存在于井场工艺装置区以及原油储罐内，天然气主要存在于输气管线以及井场、天然气回收区工艺装置内。		
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	井喷、井漏、输气管线泄漏、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，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。天然气回收站、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。		

<p>风险防范措施要求</p>	<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；落实固井措施。 科学合理布置井场、站场，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； 定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； 制定环境风险应急预案，定期演练。 设置可燃气体检测报警仪等防范设施。详见 7.5 节</p>
<p>结论：本工程涉及的突发环境事件风险物质有原油、天然气。原油主要存在于井场工艺装置区以及原油储罐内，天然气主要存在于输气管线以及井场、天然气回收区工艺装置内。井喷、井漏、输气管线泄漏、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，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。天然气回收站、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。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。</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，计算本工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

8.1 碳排放分析

8.1.1 碳排放影响因素分析

8.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

本工程井场加热炉以及站场的天然气发电机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

本工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	井场、站场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO ₂	有组织

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

本工程碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	董 19 斜区块产能建设工程	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：

$$E_{CO_2_燃烧} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{CO_2_燃烧}$ 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 1 台 200kW 井场加热炉和 1 台 600kW 的天然气发电机。根据核算，本工程年天然气消耗量为 146.49 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 $15.3 \times 10^{-3} \text{t 碳/GJ}$ ，天然气低位发热量为 334GJ/万 m^3 ，根据换算得出天然气中含碳量为 5.11t 碳/万 m^3 。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 2717.29t 。

(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 CH_4 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 CO_2 及 CH_4 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{\text{GHG-火炬}} = E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}} + E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}} + (E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}} + E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}}) \times GWP_{\text{CH}_4}$$

式中：

$E_{\text{GHG-火炬}}$ -火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}}$ -由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}}$ -事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 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：

$$E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times \left(CC_{\text{非CO}_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{\text{CO}_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中：

i -火炬系统序号；

Q 正常火炬-正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

CC 非 CO₂-火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

VCO₂-火炬气中 CO₂ 的体积浓度，取值范围为 0~1；

VCH₄-为火炬气中 CH₄ 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：

$$E_{CO_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中：

J-事故次数；

GF 事故，j-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm³/小时；

T 事故，j-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

CC（非 CO₂）j-第 j 次事故火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V(CO₂)j-第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度；

VCH₄-事故火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

②计算结果

本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	火炬气流速度 (万 Nm ³ /h)	持续时间 (h)	火炬气中除 CO ₂ 外其他 含碳化合物 的总含碳量 (吨碳/万 Nm ³)	火炬燃 烧的碳 氧化率	火炬气 中 CO ₂ 的体积 浓度	火炬气中 CH ₄ 的体 积浓度	E _{CO2} (吨 CO ₂)	E _{CH4} (吨 CO ₂)
1	井场	事故 工况	0.0833	2h	5.11	0.98	0.05	0.7616	3.22	0.02
2	站场 (天然)	事故 工况	0.075	2h	5.11	0.98	0.05	0.7616	2.90	0.02

	气回收区)									
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 6 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:

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = 5 \times 0.23tCH_4 + 6 \times 0.38tCH_4 + 2 \times 2.5tCH_4 = 8.43tCH_4$$

$$\text{天然气处理过程逃逸的 } CH_4 \text{ 为: } 2 \times 10^4 \times 365 \div 10^8 t \times 40.34tCH_4 = 2.94tCH_4$$

根据表中参数,结合公式计算可知,甲烷逃逸排放 11.37t,折算成 CO₂ 排放量为 11.37×21=70.17t。

(4) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，化工企业的 CO₂ 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{燃烧}} + E_{GHG\text{火炬}} + \sum_S (E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃逸}})_S - R_{CH_4\text{回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{回收}} + E_{CO_2\text{净电}} + E_{CO_2\text{净热}}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{GHG\text{-火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG\text{-工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG\text{-逃逸}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4\text{-回收}}$ -企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} -CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO_2\text{-回收}}$ -企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

$E_{CO_2\text{-净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式，则本工程实施后 CO₂ 排放总量见表 8-1-4 所示。

表 8.1-4 CO₂排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO ₂)	占比 (%)
本工程	燃料燃烧 CO ₂ 排放	2717.29	97.24
	火炬燃烧排放	7.03	0.25
	工艺放空排放	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	70.17	2.51
	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	2794.49	100

由上表 8.1-5 分析可知，本工程 CO₂ 总排放量为 2794.49 t。

8.2 减污降碳措施

本工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 工艺技术减污降碳措施

本工程采用自动系统对主要采气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。采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。井口产液经天然气加热炉加热后，在井场经过两相分离器等分离后，气相通过管线输至天然气回收站，液相经闪蒸分离器分离后，原油进入井场储罐，储罐为低压固定顶罐，储罐采用固定顶罐，原油装车时的 VOCs 和氮气的混合物通过密闭装车鹤管返回加热炉炉膛伴烧或去往火炬放空燃烧处理，减少烃类物质的无组织挥发。

8.2.2 减污降碳管理措施

采油管理二区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。

后续加快研究建立甲烷排放核算、报告制度，逐步完善采油管理二区甲烷排放量核算，实现甲烷排放常态化核算，实时掌握甲烷气体排放量。

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本工程实施后，CO₂ 总排放量为 2794.49t。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，本工程吨产品 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

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，按照“管业务，必须管环保”要求，项目环保管理由新春公司业务部门负责，QHSSE 管理部、QHSSE 监督中心分别负责管理及监督。

中石化新疆新春石油开发有限公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调勘探部门的分工协作工作，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公司设 QHSSE 管理部具体负责环保制度的执行和实施，负责组织项目的环境影响评价工作，组织制订环境监控计划，由业务管理部门负责实施并保证各施工单位实施必要的环境不利影响削减措施。

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。

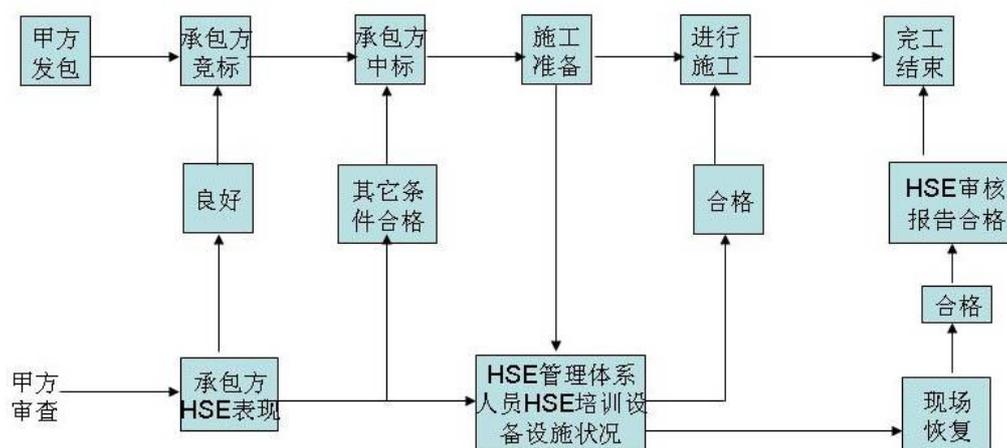


图 9.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境部门，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.2.2 施工期建设环境管理

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

针对施工期试压废水、生活污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	乌鲁木齐市生态环境局
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	乌鲁木齐市生态环境局
3	环境监测管理	组织事故状态下废气污染源监测，防止废气、粉尘影响 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	乌鲁木齐市生态环境局
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	乌鲁木齐市生态环境局

(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	执行标准/监测方法	监测时间
无组织废气	NMHC	单井站厂界外、站场（天然气回收区）厂界外	1次/年	GB16297-1996	竣工验收后
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	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类	
		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	井场、站场、集输管线沿线、公益林区等代表性区域	1次/3年	GB36600-2018 第二类用地筛选值	

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。由于目前《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）和参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中均未对石油烃（C₆-C₉）和石油烃（C₁₀-C₄₀）两个监测因子的标准限值做出规定，《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中未对石油烃（C₆-C₉）的标准限值做出规定，在新的质量标准发布前，运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃（C₆-C₉）和石油烃（C₁₀-C₄₀）这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃（C₆-C₉）的环境质量现状监测工作，待石油烃（C₆-C₉）和石油烃（C₁₀-C₄₀）相应的新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。春风油田采油管理二区可根据本工程及后续拟建工程统筹考虑进行地下水监测点位的布置，但须满足本工程监测计划要求。

9.4 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.4-1。

表 9.4-1 污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集输	200kw 燃气加热炉废气	NO _x	0.175	0.175	经不低于 8m 高的排气筒排放
			SO ₂	0.037	0.037	
			颗粒物	0.04	0.04	
		600kw 天然气发电机	NO _x	1.58	1.58	经不低于 15m 高的排气筒排放
			SO ₂	0.82	0.82	
			颗粒物	0.35	0.35	
无组织排放废气	NMHC	4.043	4.043	大气		
废水	采出水	废水量	1825	0	采出水依托春风二号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。	
	井下作业废水	井下作业废水	27.13	0		
		COD	0.035	0		
		石油类	0.006	0		
固体废物	井场作业	落地油	-	0.1	0	

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
	井场作业	废防渗材料	-	0.25	0	收集后委托有危险废物处理资质的单位处理。
	管线清管	清管底泥	-	0.1	0	
噪声	加热炉、机泵、分离器、天然气发电机等	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

9.5“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。

9.5.1 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。

9.5.2 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 9.5-1。

表 9.5-1 三同时验收一览表（建议）

类别	序号	污染源	环保措施	台 (套)	治理效果	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-	-
	2	施工机械、运输	使用合格燃料，加强施工管理	-	-	-

		车辆产生的燃油废气				
废水	1	试压废水	循环利用，沉淀后场地降尘用水	-	不外排	-
	2	生活污水	排入环保厕所，定期由环卫部门拉运。	-	不外排	-
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间。	-	-	-
固废	1	施工土方	全部用于管沟和站场回填。	-	-	-
	2	施工废料	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	生活垃圾	生活垃圾集中收集后拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋	-	-	-
生态	1	生态恢复	检查管道、道路沿线生态恢复及水土保持措施落实情况	-	-	-
运营期						
类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	验收标准
废水	1	采出水	进入采出水储存撬暂存，定期拉运至春风二号联合站污水处理系统进行处理。	-	-	处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准后回注油层。
	2	生活污水	生活区的污水排入环保厕所，由市政部门定期清运。	-		-
	3	井下作业废水	井下作业废水自带回收罐回收作业废水，依托春风二号联合站进行处理。	-	-	处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准后回注油层。
废气	1	井场加热炉、天然气发电机	使用净化后的天然气为燃料，采用高效的燃烧设施(低氮燃烧)，排气筒高度应不低于8m	-	颗粒物 20mg/m ³	《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
					SO ₂ 50mg/m ³	
					NO _x 150mg/m ³	

	2	井场、站场无组织废气	密闭管道、原油装车设置气体回收处理装置、阀门的检修和维护。	-	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
噪声	1	井场、站场	基础减震	-	昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008） 2类区排放限值
固废	1	落地油	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
	2	废防渗膜	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	
	3	清罐底泥	回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	
	4	生活垃圾	集中收集后定期拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。	-	-	-
防渗	1	一般防渗区	井场、站场永久占地 防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm}/\text{s}$ 的黏土层的防渗性能，		满足防渗要求	-
	2	管道防腐	管道钢接头部分做好外防腐		防腐性能良好	-
风险防范措施		井场、站场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	-	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	-
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	-	-	保证实施
	2	井场、站场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	-	-	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	-	-	保证实施
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	-	-	-
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	-	-	-
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。	-	妥善处置	-

	2	设施拆除过程产生的油泥	委托有危废处置资质单位进行处置	-	妥善处置	-
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。	--	恢复原貌	《废弃井封井回填技术指南（试行）》

10.结论

10.1 项目概况

本工程主要建设内容为在董斜 19 井建设董斜 19 单井站，站内设置生活办公区、工艺装置区、储罐区、装车区、放空区，同时预留发电机、变压器位置，董斜 19 单井站外设置放空区；建设天然气回收区，站内主要设置压缩机脱水加气橇、脱水装置、加气机、混烃储罐橇、污水罐、放散立管等，用于天然气回收；新建中压气及低压气管线各 400m，埋地敷设。同时配套电力、自控、结构、通信、道路等工程。本工程产能规模为凝析油 $0.4 \times 10^4 \text{t/a}$ ，伴生气 $201.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

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，属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

10.3 规划符合性

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》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2024〕70 号）《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》相关要求。

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》（2023 版）及乌鲁木齐市生态环境准入清单更新情况说明，本工程位于米东区一般管控单元 ZH65010930001，本工程建设符合“三线一单”的管控要求。

10.4 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本工程所在区域为非达标区，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。

（2）水环境质量现状

地下水监测结果表明：在监测期，评价范围的各水井各项监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求（石油类符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准）。超标原因与区域原生水文地质条件有关。

（3）声环境质量现状

在评价期内，项目所在区域声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，已建井场的厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

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）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”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。

（5）生态环境质量现状

本工程地处准噶尔盆地温性荒漠南缘，乌鲁木齐市米东区北部沙漠，春风油田董家海子区块内。工程所在区域属于古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区，主要生态服务功能为沙漠化控制和生物多样性维护，地势以低矮固定、半固定沙丘为主，呈南北向条状分布，植被以梭梭等沙漠植被为主，地表植被盖度在 10-15%，土壤类型主要为风沙土，土地利用类型主要为灌木林地、沙地、盐碱地等；动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以沙漠

生态系统为主。评价区内生态系统的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。

10.5 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 10.1-1。

表 10.5-1 污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集输	200kw 燃气加热炉废气	NO _x	0.175	0.175	经不低于 8m 高的排气筒排放
			SO ₂	0.037	0.037	
			颗粒物	0.04	0.04	
		600kw 天然气发电机	NO _x	1.58	1.58	经不低于 15m 高的排气筒排放
			SO ₂	0.82	0.82	
			颗粒物	0.35	0.35	
	无组织排放废气	NMHC	4.043	4.043	大气	
废水	采出水		废水量	1825	0	采出水依托春风二号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准后回注油层。
	井下作业废水	井下作业废水	27.13	0		
		COD	0.035	0		
		石油类	0.006	0		
固体废物	井场作业	落地油	-	0.1	0	收集后委托有危险废物处理资质的单位处理。
	井场作业	废防渗材料	-	0.25	0	
	管线清管	清管底泥	-	0.1	0	
噪声	加热炉、机泵、分离器、天然气发电机等	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

本工程对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整、临时管沟开挖、道路修复等的建设带来的生态环境影响。本工程永久占地约 7.156hm²，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 4.114hm²，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本工程位于乌鲁木齐市米东区境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。评价区域内荒漠灌丛的分布类型为稀疏灌丛，主要植物种类为梭梭、多枝柽柳等，分布于多汁盐生半灌木荒漠和温带落叶灌丛植物群系。油田开发过程中将占用灌丛共计 9.04hm²，占评价区域灌丛分布区面积的 0.53%，虽然占地区域内的沙漠植物在较长时间内才可逐渐恢复(5-10 年内)，但所占用面积较小，对区域灌丛的种群生态学结构和功能不产生明显影响。在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用天然林/公益林采取相应补偿措施后，本工程建设对区域林草业的生态影响在可接受范围内。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。综上所述，本工程建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

(2) 大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气等，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燃烧烟气、天然气发电机燃烧烟气和油气集输过程以及储罐的烃类挥发。根据预测结果，井场加热炉、站场天然气发电机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；井场、站场的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 的标准要求，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

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的，随施工结束即消失。

本工程运营期产生的噪声主要包括井场和天然气处理站的设备噪声。经预测，正常生产时，井场、天然气处理站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准要求。非正常工况下，火炬放空昼间200m外、夜间600m外可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准要求。

（4）水环境影响分析

施工期废水主要为管线试压废水、生活污水，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水排入环保厕所，定期由市政部门清运；运营期废水包括采出水、井下作业废水、生活污水。采出水、井下作业废水经专用罐收集后输送至春风二号联合站处理，达标后回注油层，生活污水排入环保厕所，定期由市政部门清运。

在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本工程对水环境的影响属可接受范围。

（5）固体废物影响分析

施工期固废主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟回填、井场站场平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置；生活垃圾集中收集后，定期拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。

运营期的落地油、废防渗材料、清罐底泥属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，定期拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。

退役期设备拆除过程中产生的落地油由有危废处置资质单位接收处置。

本工程对开发建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

（6）土壤影响分析

施工期生活污水排入环保厕所，定期由市政部门清运，不外排，生活垃圾和施工垃圾收集后及时送米东区生活垃圾填埋场填埋或周边工业固废填埋场合规

处置。落实以上环保措施的情况下，本工程施工期间对井场、站场管道沿线周边的土壤影响很小。

运营期对土壤质量的影响主要分为污染影响和生态影响。本工程正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。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。

(7) 环境风险分析

本工程涉及的突发环境事件风险物质有原油、天然气。原油主要存在于井场工艺装置区以及原油储罐内，天然气主要存在于输气管线以及井场、天然气回收区工艺装置内。井喷、井漏、输气管线泄漏、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，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。天然气回收站、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。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。

10.7 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：施工期严格控制占地面积；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；施工期已充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械

不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；采取必要的防沙治沙措施，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、站场、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：本工程采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。井场加热炉天然气发电机用气均用天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；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。

原油、混烃通过装车泵、鹤管装车外运，采用密闭装车工艺。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

废水防治措施：出水、井下作业废水经专用罐收集后输送至春风二号联合站处理，达标后回注油层，生活污水排入环保厕所，定期由市政部门清运。

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：施工期固废主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟回填、井场站场平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置；生活垃圾集中收集后，定期拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。运营期落地油、废防渗材料、清罐底泥属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，定期拉运至米

东区生活垃圾填埋场填埋。退役期设备拆除过程中产生的落地油由有危废处置资质单位接收处置。

土壤污染防治措施：加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好原油、天然气等泄漏风险防范，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.8 公众意见采纳情况

正在开展。

10.9 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程总投资为 1229.62 万元，其中环保投资 84 万元，占总投资 6.83%。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责任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 结论

董 19 斜区块产能建设工程属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风

险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本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。