

1 概述

1.1 建设项目特点

前哨 2 井区位于呼图壁县城北侧约 117km，莫北转油站西侧约 10km，行政隶属昌吉回族自治州呼图壁县。该区地表为未固定和半固定沙丘覆盖，地势起伏较大，地面海拔约 360m~440m，平均 400m。该区年温差为-40℃~40℃，降雨量小，蒸发量大，属大陆性干旱气候。工区靠近莫北气田，交通、水、电便利，具备较好的地面开发条件。

前哨 2 井区已建有 9 口天然气井，单井通过已建集气管道输送至莫北转油站的气田气处理系统，气田气处理系统处理完的天然气通过外输气管道输送至彩石克环网。其中 QSHW204 井二次试气期间，出砂严重，影响集输流程，造成采气树井筒堵塞，降低气井产量，甚至使气井停产，导致井场装置无法正常生产；QSHW204 井因试气期间见黑油，密闭投产后，导致莫北凝析油产品变质严重，影响凝析油外销，导致转油站气田气装置乙二醇脱水工艺失效，影响正常生产。另外，井区目前未建设原油集输系统，区块内有 2 口老井采用单井拉油方式进行生产，伴生气放空燃烧，造成环境污染资源浪费。开放式流程非甲烷总烃等气体的无组织排放存在安全隐患，且采用汽车拉运方式生产，存在一定的运输安全风险。

本工程将 2 口油井老井（前哨 401、前哨 202）以及本次新部署的 3 口采油井统筹考虑，均采用密闭集输工艺进行生产；针对 2 口老井气井（QSHW204、QSHW202）进行改造，QSHW204 井新增除砂器、两相分离器。QSHW202 井新增除砂器。

本工程建设性质为改扩建，属于老区块开发。工程建设对于满足油田开发需要、减少污染物排放、保障油田的可持续发展，提高油田整体效益具有十分重要的意义。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程为油气开采项目，所有工程均在已开发油区范围内，为老区块改建项目。根据新水水保〔2019〕4 号文件，项目所在地呼图壁县属于天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环

境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部部令第 16 号），本工程属于分类管理名录“五石油和天然气开采业 07 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。根据《关于印发《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2023 年本）》的通知》（新环环评发〔2023〕91 号），将仅涉及水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区两类环境敏感区的（含内部集输管线建设）的老区块陆地石油天然气建设项目下放至地（州、市）生态环境主管部门。

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》，2024 年 10 月 17 日，新疆油田分公司开发公司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（委托书见附件 1）。

2024 年 10 月 23 日，新疆油田分公司开发公司通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址：<http://www.xjhbcy.cn/blog/article/12595>）对本项目环境影响评价工作进行了首次环境影响评价信息公开。

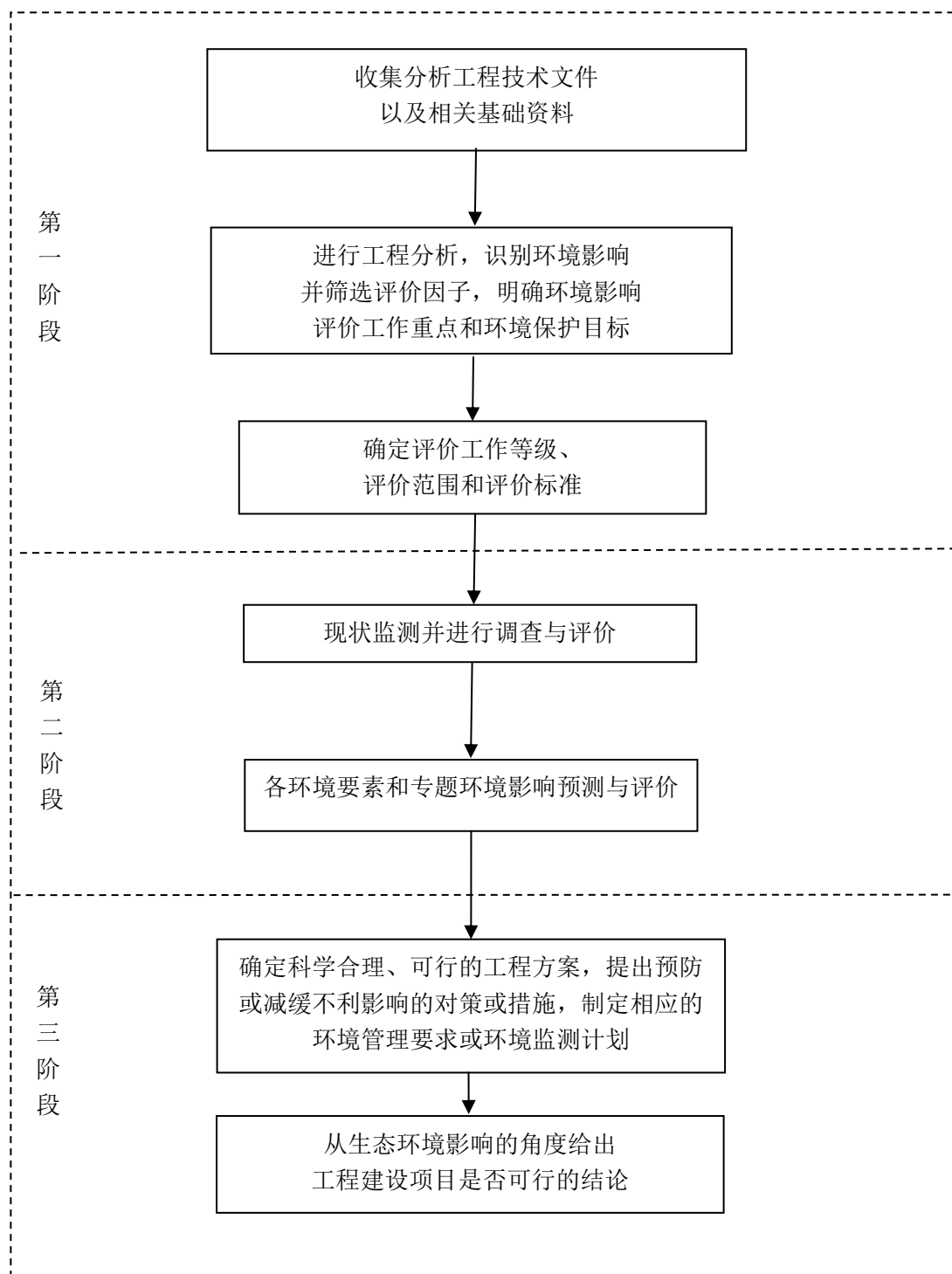
2025 年 1 月 8 日，新疆油田分公司开发公司通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址：<http://www.xjhbcy.cn/articles/show/14715>），对本项目环境影响评报告书进行了征求意见稿公示，且在征求意见稿公示期间，在开发公司公示栏以张贴公告的形式发布征求意见稿公示，同步在昌吉日报进行了两期报纸公示。

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，新疆齐新环境服务有限公司对本工程区域环境空气、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，编制完成了《莫北油田前哨 2 井区三工河组油气藏开发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，可以作为本工程建设期、运营期的环

境保护管理依据。



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）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，属鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

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

(3) 规划符合性判定结论

本工程属于石油天然气开采项目，有助于推进莫北油田前哨 2 井区的油气开发，加大准噶尔盆地油气开发力度。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》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。本项目占地面积较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

(4) 选址合理性分析判定结论

本工程为莫北油田前哨 2 井区滚动开发项目，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程不涉及水源涵养区、

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等重点保护区域内；符合地区经济发展规划、环保规划。本工程土地利用类型为灌木林地、沙地。项目区周边 5km 范围内无常年地表水体分布，无长期居住人群。

本工程在选址、选线过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气主要为油井开采过程中排放的无组织挥发的烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

(5) 三线一单符合性判定结论

根据《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）及2024年更新成果、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）以及《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》要求，本工程位于呼图壁县一般管控单元内（环境管控单元编码：ZH65232330001），不涉及拟定的生态保护红线范围内，项目区土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

本工程符合管控单元生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于施工期的钻井过程、井场和站场建设、集输管线、道路建设，以及运营期的采油、井下作业、油气集输等各工艺过程。环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本工程不占用自然保护区、风

景名胜区、水源保护区、基本农田、基本草原等敏感区，主要环境敏感保护目标为天山北坡诸小河流域重点治理区。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、钻井废水、试压废水、生活污水、钻井岩屑、钻井泥浆、施工废料、生活垃圾、废油和含油废弃物等；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、井下作业废水、采出水、含油污泥、油泥（砂）、清管废渣、落地原油、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料等对环境产生的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”中鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》等要求；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，不涉及生态保护红线，项目符合“三线一单”要求；本工程在切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

新疆油田分公司开发公司按照《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对项目建设的反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆国民经济和社会发展规划，符合“三线一单”要求，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态恢复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 法律法规与条例

环评有关法律法规，见表 2.1-1。

表 2.1-1 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年修正）	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	中华人民共和国水土保持法（2010年修订）	11届人大第18次会议	2011-03-01
8	中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修正）	12届人大第25次会议	2012-07-01
9	中华人民共和国土地管理法（2019年修正）	13届人大第12次会议	2020-01-01
10	中华人民共和国野生动物保护法（2022年修正）	13届人大第38次会议	2023-05-01
11	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
12	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
13	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
14	中华人民共和国土壤污染防治法	13届人大第5次会议	2019-01-01
15	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	2009-8-27
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	地下水管理条例	国务院令748号	2021-12-01
4	危险化学品安全管理条例（2013年修正）	国务院令645号	2013-12-07
5	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
6	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
7	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37号	2013-9-10
8	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

9	中华人民共和国水土保持法实施条例（2011年修订）	国务院令第120号	2011-01-08
10	中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	新华社北京11月7日电	2021-11-07
三 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令第16号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第4号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2025年版）	生态环境部令第36号	2025-01-01
4	产业结构调整指导目录（2024年本）	中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第7号	2024-02-01
5	国家重点保护野生植物名录（2021年）	国家林业和草原局农业农村部公告 2021年第15号	2021-09-07
6	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局农业农村部公告（2021年第3号）	2021-02-05
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发（2015）4号	2015-01-08
8	关于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
9	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
10	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
11	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评（2018）11号	2018-01-25
12	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤（2019）25号	2019-03-28
13	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函（2019）910号	2019-12-13
14	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告2013年第31号	2013-05-24
15	排污许可管理条例	国务院令第736号	2021-03-01
16	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评（2017）84号	2017-11-14
17	关于印发《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》的通知	环发（2015）163号	2015-12-10
18	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
19	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
20	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告2021第1号	2020-01-04
21	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告2021年第74号	2021-12-22
22	危险废物转移管理办法	生态环境部令第23号	2022-01-01
23	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部公告（2016）第7号	2016-01-26
24	一般固体废物分类与代码（GB/T39198-2020）	国家市场监督管理总局、国家	2021-05-01

		标准委	
25	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告2021年第82号	2021-12-30
26	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2号	2021-11-04
27	企业环境信息依法披露管理办法	部令第24号	2022-02-08
28	危险废物经营许可证管理办法（2016修订）	国务院令第666号	2016-02-16
29	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
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）	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
3	关于印发《新疆国家重点保护野生植物名录》的通知	新林护字〔2022〕8号	2022-03-08
4	新疆国家重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
5	关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4号	2019-01-21
6	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194号	2002-11-16
7	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
8	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发〔2011〕389号	2011-07-29
9	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
10	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
11	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
12	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1号	2017-01-05
13	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13届人大第7次会议	2019-01-01
14	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017年修订）	12届人大第29次会议	2017-05-27
15	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80号	2018-03-27
16	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133号	2018-09-06
17	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20号	2018-12-20
18	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
19	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-11
20	新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26

21	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18号	2021-02-22
22	昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案	昌政发〔2021〕5号	2021-07-05
23	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知新环环评发〔2020〕142号	新环环评发〔2020〕142号	2020-07-30
24	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
25	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
26	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告2009年第3号	2009-02-19
27	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告2021年第24号	2021-06-11
28	关于深入打好污染防治攻坚战实施方案	自治区党委自治区人民政府印发	2022-07-26

2.1.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定，见表 2.1-2。

表 2.1-2 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	2017-1-1
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 土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ 1259-2022	2022.10.01
11	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
12	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-09-03
13	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
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	石油化工环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	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
17	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30

18	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T7301-2016	2017-05-01
19	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017年第43号	2017-10-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
21	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ 651-2013	2013-07-23
22	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
23	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2021-07-01
24	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7-2019	2021-01-01
25	危险废物识别标志设置技术规范	HJ1276-2022	2023-07-01
26	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
27	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2022-12-01

2.1.3 相关文件和技术资料

- (1) 委托书，新疆油田分公司开发公司，2024.10；
- (2) 《莫北油田前哨2井区三工河组油气藏开发工程》，中油（新疆）石油工程有限公司，2023.10；
- (3) 莫北油田前哨2井区三工河组油气藏油环开发方案，石西油田作业区，2023.6；
- (4) 莫北油田前哨2井区三工河组油气藏钻井工程方案，新疆油田公司采油工艺研究院；2024.8；
- (5) 莫北油田前哨2井区三工河组油气藏油环采油工程方案，中国石油新疆油田分公司工程技术研究院（监理公司），2023.10；
- (6) 工程其他相关资料。

2.2 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.2.1 环境影响因素识别

本工程主要包括钻井工程、地面工程、油气开采集输等作业内容，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、管线敷设及道路建设等地面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。

- (1) 施工期

施工期建设工程包括钻井、地面工程建设，环境影响以生态影响为主。

1) 钻井

钻井工程主要包括井场平整等钻前工程、钻井及完井等。

钻前工程：钻井的井位确定后，平整井场，修建井场道路；井场道路建好后，用汽车将钻井设备运至井场安装。井场道路建设的主要环境影响是施工占地造成的地表土壤和植被的破坏，引起水土流失和扬尘。

钻井工程：钻井期间主要的环境影响因素为机械设备运转时产生的噪声，以及钻井产生的岩屑等固体废弃物。

完井：完井后清理井场，随即可开展采油生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

2) 井场、站场建设

构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

3) 管线和道路建设

管线和道路建设将破坏管道沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘对大气环境的影响。

(2) 运营期

运营期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废水等，固体废物主要为含油污泥、油泥（砂）、清管废渣、落地原油、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料。

(3) 退役期

退役期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，废气污染源主要为施工扬尘，噪声污染源主要为车辆噪声，固废污染源主要为废弃建筑残渣等一般工业固体废物以及设施拆除过程遗落地面的油泥等危废。

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运营期和退役期环境影响因子识别，见表2.2-1。

表 2.2-1 影响因素识别

影响 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
环境因素	钻前工程、钻井工程和地面工程造成的地表土壤和植被的破坏等。	施工机械和车辆废气、施工扬尘、测试放喷、钻井及储层改造废气。	钻井废水、试压废水、生活污水。	钻井泥浆、岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、弃土弃方、废油和含油废弃物。	各类施工机械和运输车辆噪声。	无组织挥发烃类、温室气体排放。	采出水、井下作业废液、洗井废水等。	含油污泥、油泥(砂)、清管废渣、落地原油、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料。	设备噪声	石油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、含油污泥等。	土地复垦
地表水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
地下水	○	○	○	○	○	○	○	+	○	+	○	+	○
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	+
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	+
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.2.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子，见表 2.2-2。

表 2.2-2 环境影响因子筛选表

环境要素	主要污染源（或影响途径）	现状评价因子	影响评价或预测因子
生态环境	施工期钻前工程、地面工程等施工过程的地面开挖、占地、施工方式、施工时序等对土地利用现状、动植物、重要物种、生态系统完整性、生物多样性的影响途径、范围和程度。	物种：分布范围、种群数量、种群结构、行为； 生境：生境面积、质量、连通性； 生态群落：物种组成、群落结构等； 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量； 生物多样性：物种丰富度、均匀度、优势度等； 生态敏感区：主要保护对象、生态功能； 自然景观：景观多样性和完整性； 自然遗迹：遗迹多样性、完整性等。	施工期：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：生物多样性、生态系统完整性等。
地下水环境	钻井、储层改造、油气处理工程套管破损、防渗措施失效导致的渗漏以及废水回注等对地下水的的影响	八大离子（ K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ）以及 pH 值、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、石油类。	石油类
声环境	施工钻井噪声、压裂噪声，运营期站场设备噪声、放空噪声等；交通噪声	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级
大气环境	施工机械和车辆施工扬尘、储层改造废气；运营期站场等无组织废气；温室气体排放	SO_2 、 NO_x 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、CO、 O_3 、硫化氢、非甲烷总烃	非甲烷总烃
土壤环境	钻井工程、地面工程对土壤影响	pH、石油烃、土壤理化性质、土壤盐分含量和《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）	石油烃

		表1中45项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘。	
固体废物	施工期固废、生活垃圾、建筑垃圾、工程弃土等；运营期井采油、油气集输等环节产生含油污泥、油泥（砂）、清管废渣、落地原油、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料	/	施工期：废弃钻井泥浆、岩屑、弃土弃方、建筑垃圾、生活垃圾、废油和含油废弃物、废烧碱包装袋等。 运营期：含油污泥、油泥（砂）、清管废渣、落地原油、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料
环境风险	石油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响。	/	原油、伴生气；二次污染物：CO、CO ₂ （1）对油田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析 （2）结合当地的气象条件，对油田运营期间井场、输油管道可能发生的泄漏事故进行预测分析

2.3 环境功能区划

2.3.1 环境空气

本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，南侧距离呼图壁县约 117km，东侧距离莫北转油站约 10km。

按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

2.3.2 水环境

项目区位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，周边 5km 范围内无地表水体，故不对区域内地表水进行现状调查

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为 III 类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

2.3.3 声环境

项目区为油田开发区，远离呼图壁县城镇规划区，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。

2.3.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于准噶尔盆地温性干旱荒漠与绿洲生态功能区（II），准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区（II3），古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区（23）。

根据新水水保〔2019〕4 号文件，项目所在地呼图壁县属于天山北坡诸小河流域重点治理区。

2.4 评价因子和评价标准

2.4.1 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。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2000μg/m³ 的标准, H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值, 见表 2.4-1。

表 2.4-1 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)	50	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	氮氧化物 (NO _x)	50	100	250	
8	非甲烷总烃	/	/	2000	《大气污染物综合排放标准》详解
9	硫化氢	/	/	10	《环境影响评价技术导则大气环境》 (HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

注: O₃ 日最大 8 小时平均值为 160μg/m³

(2) 水环境

项目区位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地, 周边 5km 范围内无地表水体。

评价区地下水因自然地质因素影响, 属较差水质, 执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中的 III 类标准, 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准值。

地下水水质评价标准值, 见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值单位: mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH (无量纲)	6.5~8.5	14	汞	≤0.001
2	总硬度	≤450	15	砷	≤0.01
3	溶解性总固体	≤1000	16	镉	≤0.005
4	硫酸盐	≤250	17	六价铬	≤0.05
5	氯化物	≤250	18	铅	≤0.01
6	铁	≤0.3	19	钾	/
7	锰	≤0.10	20	钙	/
8	挥发酚	≤0.002	21	镁	/
9	耗氧量	≤3.0	22	碳酸盐	/
10	氨氮	≤0.50	23	重碳酸盐	/
11	钠	≤200	24	石油类	≤0.05
12	氰化物	≤0.05	25	硝酸盐(以氮计)	≤20
13	亚硝酸盐氮	≤1.0	26	氟化物	≤1.0

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

(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

工程占地范围内、外土壤质量均执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值。见表 2.4-3。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	砷	mg/kg	60	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
2	镉	mg/kg	65	26	苯	mg/kg	4
3	铬(六价)	mg/kg	5.7	27	氯苯	mg/kg	270
4	铜	mg/kg	18000	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
5	铅	mg/kg	800	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
6	汞	mg/kg	38	30	乙苯	mg/kg	28
7	镍	mg/kg	900	31	苯乙烯	mg/kg	1290
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	甲苯	mg/kg	1200

9	氯仿	mg/kg	0.9	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
10	氯甲烷	mg/kg	37	34	邻二甲苯	mg/kg	640
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	硝基苯	mg/kg	76
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	苯胺	mg/kg	260
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	2-氯酚	mg/kg	2256
14	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	苯并 (a) 蒽	mg/kg	15
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并 (a) 芘	mg/kg	1.5
16	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并 (b) 荧蒽	mg/kg	15
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并 (k) 荧蒽	mg/kg	151
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	蒽	mg/kg	1293
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	二苯并 (a、h) 蒽	mg/kg	1.5
20	四氯乙烯	mg/kg	53	44	茚并 (1、2、3-cd) 芘	mg/kg	15
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	萘	mg/kg	70
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	47	pH	无量纲	-
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5				

2.4.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

本工程施工期及运营期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的新污染源无组织排放监控浓度限值。油气开采过程中井场、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求。

具体标准限值要求，见表 2.4-4。

表 2.4-4 大气污染物排放标准值

时段	污染物	项 目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
施工期	颗粒物	大气污染物综合排放标准	1.0	GB16297-1996
运营期	NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020

(2) 废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)规定：在相关行业污染物标准发布前，回注的开采废

水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

项目运营期产生的采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理达标后回注；井下作业废水和洗井废水集中收集进入石西集中处理站处理，不向外环境排放，回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

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

(3) 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值，见表 2.4-6。

表 2.4-6 环境噪声排放标准

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

(4) 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求。

危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油

污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）要求。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本工程废气排放源主要为井场、站场无组织排放非甲烷总烃。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃作为候选因子核算，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：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

C_{oi} —环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 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，见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 100\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

估算模式所用参数，见表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数表

环境要素	项目	评价因子	
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2		最高环境温度/°C	42.3
3		最低环境温度/°C	-34.5
4		测风高度/m	10
5		允许使用的最小风速(m/s)	0.5
6		土地利用类型	沙漠
7		区域湿度条件	干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

计算结果，见表 2.5-3。

表 2.5-3 估算模式计算结果表

污染源名称	评价因子	C _i (mg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
QSHW403 井场	非甲烷总烃	0.01421	2000	0.71	0.71	20	0
混输站	非甲烷总烃	0.017269	2000	0.86	0.86	145	0

计算结果表明，QSHW403 井场生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃最大浓度占标率为 0.71%；混输站生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃最大浓度占标率 0.86%，其最远距离 D_{10%}=0m，最大占标率 P_{max}<1%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为三级。

(2) 评价范围

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

2.5.2 地下水

(1) 建设项目类别

本工程属于石油天然气开采项目，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，本工程站场属于 I 类项目，集输管线建设属于 II 类项目。

（2）地下水环境敏感程度

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（表 2.5-4）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区不位于集中式饮用水水源保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-4 地下水环境敏感程度分级表

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

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本工程井场、站场工程属于 I 类建设项目，地下水环境敏感程度为“不敏感”，依据表 2.6-5，评价等级为二级；集输管线建设属于 II 类建设项目，地下水环境敏感程度为“不敏感”，依据表 2.5-5，评价等级为三级。

表 2.5-5 评价区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

综上，本工程地下水评价等级划分为二级。

（4）评价范围

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，根据地下水流向为自东北向西南，选取项目区下游 2km，两侧 1km，上游 1km 为评价范围。集输管线地下水评价范围为管线两侧 200m。

地下水评价范围，见图 2.5-1。

2.5.3 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。在油田正常开采过程中，项目产生的含油污水、井下作业洗井废水不外排，项目区周边无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

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

2.5.4 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质为原油、天然气（甲烷），分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t；天然气（甲烷）临界量 10t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险单元的定义为由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。则本工程运营期风险单元为新建的集输管线。

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）：

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

式中：q₁, q₂, …, q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, …, Q_n--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本工程新建单井管线 10.6km（DN65 2.5MPa 柔性复合管、DN80 2.5MPa 柔性复合管、DN50 2.5MPa 柔性复合管、DN100 2.5MPa 柔性复合管），集油管线 3.6km（DN100 2.5MPa 柔性复合管），混输管线 13.0km（高压玻璃纤维管线管 DN150 3.5MPa）。各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。

根据附录 C 中表 C.1 要求，长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价，故本次评价选取 13.0km 混输管线进行计算。原油密度按照 $0.8566\text{t}/\text{m}^3$ ，管道容量按照 80%，根据计算，管道最大储油量约为 157t。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p: 气体压强，标况压强 0.101325MPa ，管线压力 3.5MPa ；

V: 气体体积，管道体积；

n: 气体的物质的量，单位 mol；

T: 绝对温度， 293.15K ；

R: 气体常数。

计算得：管道带压运行状态下最大储气量为 7390m^3 ，天然气相对密度按照 0.6539 （ $0.85\text{kg}/\text{m}^3$ ）计算，管道中天然气最大储气量为 6.28t。

本工程辨识结果，见表 2.5-6。

表 2.5-6 本工程集油干线、输气干线危险单元 Q 值一览表

时期	位置	储存装置	物质名称	临界量 (t)	最大储存量(t)	Q
运营 期	混输管线 13.0km(高压玻璃纤维 维管线管 DN150 3.5MPa)		原油	2500	157	0.06
			天然气	10	6.28	0.63
合 计						0.69

根据上表计算结果，本工程 $Q=0.69$ ， $Q<1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.5.5 生态

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），评价区域内不涉及依法划定各类自然保护地和生态保护红线。项目新增永久占地面积 5.83hm²，临时占地面积 34.49hm²，总占地面积为 40.32hm²，占地面积 < 20km²。

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程，见表 2.5-7。根据判定可知，本项目属于除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。生态评价等级判定过程，见表 2.5-7。

表 2.5-7 生态评价等级判定过程

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

(2) 评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各井场、站场及内部输送管线较近的范围。根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为线路中心线向两侧外延 300m，井场、站场周边 50m。

生态评价范围，见图 2.5-1。

2.5.6 声环境

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运营期井场、站场设备的运转噪声和巡检车辆的交通噪声等。噪声源周围 200m 无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，本次声环境评价范围为井场、站场边界、管线两侧向外扩 200m 作为评价范围。

噪声评价范围，见图 2.5-1。

2.5.7 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。

建设项目按照井场、站场和内部集输管道分别判断行业分类。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。天然气管道按照 IV 类建设项目开展土壤环境影响评价。

（1）生态影响型评价等级及评级范围

1) 生态影响型评价等级

生态影响型敏感程度分级，见表 2.5-8、表 2.5-9。

表 2.5-8 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 $a > 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 < 1.5 m 的地势平坦区域；或土壤含盐量 > 4 g/kg 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 > 2.5 且常年地下水位平均埋深	$4.5 <$	$8.5 \leq \text{pH}$

	≥1.5 m 的, 或 1.8<干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深<1.8 m 的地势平坦区域; 建设项目所在地干燥度>2.5 或常年 地下水位平均埋深<1.5 m 的平原区; 或 2 g/kg<土壤含盐量≤4 g/kg 的区域	pH≤5.5	<9.0
不敏感	其他	5.5<pH<8.5	
a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值, 即蒸降比值。			

生态影响型评价工作等级划分、表 2.5-9。

表 2.5-9 生态影响型评价工作等级划分表

项目类别 评价等级 敏感程度	I 类	II 类	III 类
	敏感	一级	二级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

根据本次现状监测, 拟建 QSHW403 井场内土壤含盐量为 3.5g/kg, 土壤敏感程度为“较敏感”, 本工程为石油开采项目, 其中站场属于 I 类项目, 生态影响型评价等级划分为二级; 集输管线建设属于 II 类项目, 生态影响型评价等级划分为二级。

2) 评价范围

根据评价工作等级, 并结合本工程特点, 考虑油田整体开发对区域的影响, 确定土壤生态影响型评价范围为集输管线两侧各 200m 带状区域范围, 井场、站场边界外 2km 区域范围。

(2) 污染影响型评价等级及评级范围

1) 污染影响型评价等级

污染影响型敏感程度分级, 见表 2.5-10、表 2.5-11。

表 2.5-10 污染影响型敏感程度分级表

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

表 2.5-11 土壤污染类项目评价工作等级划分表

评价等级 敏感程度	占地规模	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小	
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-	

根据工程分析，本工程属于小型项目（永久占地 $<5\text{hm}^2$ ），土壤敏感程度为“不敏感”，本工程为石油开采项目，其中井场、站场属于 I 类项目，污染影响型评价等级划分为二级；集输管线建设属于 II 类项目，生态影响型评价等级划分为三级。

2) 评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定污染影响型评价范围为集输管线两侧各 200m 带状区域范围，井场、站场边界外 200m 区域范围。

(3) 土壤评价范围

根据本工程生态影响型评价等级、污染影响型评价等级，结合工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为井场、站场边界外 2km 区域范围。

土壤评价范围，见图 2.5-1。

图 2.5-1 评价范围图

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 项目所在地呼图壁县属于天山北坡诸小河流域重点治理区，因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好施工迹地恢复与水土保持工作。

(2) 保证工程建成后，废气达标排放，固体废物得到合理利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

(3) 保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.6.2 环境保护目标

项目区地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹部，现场踏勘结果表明，区域为典型的风积沙漠地貌，地表为固定~半固定沙丘覆盖，项目区属于水土流失重点预防区。评价范围内无国家公园、自然保护区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园、重要湿地、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、沙化土地封禁保护区等，项目远离人群居住区。

据现场调查，确定本工程评价范围内主要环境保护敏感目标，见表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

环境要素	环境保护目标名称	与本工程位置关系	保护要求
生态环境	天山北坡诸小河流域重点治理区	项目区及周边	保护项目区生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作；使项目区现有生态环境不因本工程的建设受到破坏
空气	/	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，不因本工程建设降低区域环境空气质量
水环境	评价范围内的潜水含水层	项目区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，不因本工程建设降低区域地下水环境质量
声	/	/	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标

			准，不因本工程建设降低区域声环境质量
土壤	评价范围内土壤	井场、站场周边5km，管线两侧200m	确保占地范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤筛选值要求
环境风险	项目区土壤、地下水	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括：施工期、运营期、退役期三个时段。其中：以施工期和运营期为主。

经对项目区域自然地理、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) 生态环境影响评价及水土保持；
- (3) 地下水环境影响评价；
- (4) 土壤环境影响评价；
- (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 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。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法，见表2.8-1。

表 2.8-1 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
1	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
2	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
3	影响评价	类比分析法、数学模式法、预测模式

3 建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 前哨2井区开发现状

前哨2井区地理上位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县，距莫北转油站约10km，距莫7~莫11天然气处理站约16km，距石西联合处理站约30km，距离盆5气田处理站约30km。

前哨2井区已建有9口天然气井，已建集输气干线13.5km，单井通过已建集气管道输送至莫北转油站的气田气处理系统，气田气处理系统处理完的天然气通过外输气管道输送至彩石克环网。井区目前未建原油集输系统。

2022年，因现场生产和建设情况发生变化，已建气井出现出砂、出黑油，需进行改造，主要涉及气井共计4口。

生产情况统计表详表3.1-1。

表3.1-1 前哨2井区已建需改造的气井生产现状统计表

序号	井号	生产方式	气量 ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	液量 (t/d)	运行情况
1	QSHW202	关井	—	—	出砂、出液量大，目前调关井，待下步措施
2	QSHW204	天然气：集气管道密闭输送 原油：单井拉油	10	34	试气期间出现黑油，投产后出砂，目前在井口增加临时除砂器 and 高压分离器和原油储罐，分离出来的黑油装车拉运至莫北转油站，分离出的气相通过已建采气管线输至莫北转油站
3	前哨401	天然气：放空 原油：单井拉油	0.15	10	
4	前哨202	天然气：放空 原油：单井拉油	0.15	10	

3.1.2 需改造气井现状

(1) QSHW204井

QSHW204 井于 2022 年建成,设计配产量 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$,井场采用二级加热、二级节流、油气混输工艺。井口物流(气: $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$,油: 5-10t/d,水: 0.4-2.5t/d, 25-35℃, 30MPa)经电加热节流橇一级加热至 45~48℃,节流至 14MPa,二级加热至 48~50℃,节流至 9.61MPa, 40℃,经多相流量计计量后经采气管线(D76×6/20G)搭接至集输干线(D168×8/20G),输至莫北转油站气田气处理系统,进站压力 8.1MPa。

QSHW204 井试气期间出现黑油,投产后出砂,目前在井口增加临时除砂器 and 高压分离器和原油储罐,分离出来的黑油装车拉运至莫北转油站,分离出的气相通过已建采气管线输至莫北转油站。

(2) QSHW202 井

QSHW202 井于 2022 年建成,设计配产量 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$,井场采用二级加热、二级节流、油气混输工艺。井口物流(气: $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$,油: 5-10t/d,水: 0.4-2.5t/d, 25-35℃, 10.3-30MPa)经电加热节流橇一级加热至 45~48℃,节流至 14MPa,二级加热至 48~50℃,节流至 9.61-9.95MPa, 35-40℃,经多相流量计计量后经采气管线(D76×6/20G)搭接至集输干线(D168×8/20G),输至莫北转油站气田气处理系统,进站压力 8.1MPa。

目前 QSHW202 井正在外排试气,试气过程中,日出砂最高 40L,日产液量 84.24m³,出砂、出液量大是目前制约生产的主要原因。由于井筒反排液量偏大,已建集气干线进气压力要求不低于 9.7MPa,根据前期改入系统生产情况判断,目前气液比稳定情况下该井无法进入已建采气系统生产。

3.1.3 莫北转油站所辖单井现状

莫北转油站目前所辖气井共有 17 口,4 口为间歇生产,12 口为连续生产,1 口关井。设计井口均采用加热节流工艺,油气混输至莫北转油站气田气处理系统,采用无人值守巡井制管理。

井口均采用加热节流工艺,采气线路设计压力均为 10MPa,高压集气,油气混输至莫北转油站气田气处理系统,采用无人值守巡井制管理。莫北转油站所辖气井现状参数,见表 3.1-2。

表 3.1-2 莫北转油站所辖气井现状参数表

序号	井号	产量 (10 ⁴ m ³ /d)	采气管道 规格	采气管 道长度 (Km)	投产 时间	生产 状况	备注
1	MB2101	3.0	D76×5/20#	2.60	2002	生产	间开
2	MB2102	—	D76×5/20#	2.40	2002	生产	间开
3	MB2103	—	D76×5/20#	3.80	2002	生产	间开
4	MB2105	5.0	D76×5/20#	1.45	2002	生产	措施井
5	MB2106	3.0	D76×5/20#	1.75	2002	生产	间开
6	莫 019	—	D76×5/20#	1.95	2002	生产	
7	莫 003	3.0	D76×5/20#	2.90	2002	生产	间开
8	MB1101	2.0	D76×5/20#	11.0	2015	停产	关井
9	前哨 2		D60×6/20G		2021	生产	
10	前哨 201		D60×6/20G		2021	生产	
11	前哨 4		D60×6/20G		2021	生产	
12	前哨 402_H		D76×5/20G		2021	生产	
13	前哨 203_H		D76×5/20G		2021	生产	
14	QSHW202		D76×5/20G		2022	停产	出砂
15	QSHW203		D76×5/20G		2021	生产	
16	QSHW204		D76×5/20G		2022	生产	出砂、黑油
17	QSHW402		D76×5/20G		2022	生产	

3.1.4 供配电现状

本次新增负荷位于莫北 35kV 变电站供电范围，莫北 35kV 变电站主变容量为 2×6.3MVA，最大供电能力为 11.34MVA，电压等级 35kV/10kV；35kV 电气主接线为单母线分段接线；10kV 电气主接线为单母线分段接线（目前为单母线接线），10kV 出线 5 回（其中备用 1 回），预留 2 回。莫北 35kV 变电站主要给莫北油区负荷供电，2022 年莫北 35kV 变电站最大运行负荷 1.1MW，该变电站 35kV 主变容量可以满足本次莫北新增用电负荷。

本工程新增负荷位于莫北 35kV 变电站出线的 10kV 前哨 2 线供电范围内，10kV 前哨 2 线导线采用 1×JL/G1A-120/20，其从变电站出线段采用 3×

ZR-YJV22-26/35kV 1×120 型电缆，该线路最大输送容量 15.3MW（40℃时，载流量 295A），经济输送容量为 3.9MW，2022 年该线路已带负荷 0.694MW，可以满足本次新增负荷要求。

3.1.5 自动化现状

本工程新建井场地处石西油田前哨 2 井区，根据《石西油田作业区物联网建设工程》，井区将实现物联网全覆盖，前哨 2 井区于 2021 年和 2022 年完成前哨 2、前哨 201、前哨 4、前哨 402_H、前哨 203_H、QSHW202、QSHW203、QSHW204、QSHW402，共计 9 口井，井场重要参数通过光缆上传至莫北转油站、石西中控室实现数据的采集、传输和监控功能。本工程油区通信传输方式保持不变，利用新建光缆+已建光缆链路，将井、站数据上传石西中控室 SCADA 系统。

3.1.6 通信现状

石西已建 PTN 设备已建纳入数据公司北疆通信环网系统。莫北转油站已建有 ZXCTN6300 PTN 设备。站内已建成办公网及自控网络设备。PTN 设备对石西开了两条电路，一条是办公网 1000M 带宽，一条是自动化网 100M 带宽。莫北转油站已建办公信号与视频信号均在办公网内传输，自控数据在自控网内传输。

前哨 201 井与莫北转油站之间已建干线光缆线路，光缆容量为 24 芯。其余 10 口单井各敷设 12 芯光缆与干线光缆熔接，每口单井已经占用 2 芯光纤，一芯传自控数据，一芯传视频数据。目前前哨 201 井与莫北转油站之间 24 芯主干光缆占用 22 芯，剩余光缆芯数为 2 芯。

前哨 201 井、前哨 203 井、前哨 4 井、前哨 402 井、QSHW402 井、QSHW203、QSHW202 井 QSHW204 井、前哨 2 井、前哨 401 井、前哨 202 井，每口井设置 2 套 2 百兆光口 4 百兆电口工业以太网交换机（自控及视频），组成工业以太网环网，通过已建光纤收发器接入莫北转油站。

工业以太网环网在前哨 201 至莫北转油站 24 芯主干光缆仅占用 3 芯光纤，一芯视频，一芯自控、一芯数字中继设备。其余单井已经占用光缆芯数均可空余出来作为备用芯数。

在莫北转油站新建 2 套 2 光 24 电工业以太网交换机（自控及视频），分别接入已建单井视频及自控数据，并且利用已建链路将数据上传至莫北转油站。

3.2 现有工程环境影响回顾评价

3.2.1 现有工程环保手续履行情况

前哨2井区属于莫北油田已开发区块，区块开发建设过程中，按照国家法律法规开展了环境影响评价和竣工环境保护验收工作，主要包括《前哨201、前哨401井勘探项目环境影响报告表》《盆1井西凹陷前哨2井区侏罗系三工河组凝析气藏开发工程环境影响报告书》等。

本工程涉及油井老井利用2口（前哨401、前哨202），气井老井改造2口（QSHW204、QSHW202）。依托工程主要包括莫北转油站、石西集中处理站。

区块现有工程的环保手续履行情况，见表3.2-1。

表3.2-1 开发现状环评及验收情况一览表

类别	管 线	项目名称	审批部门及文号	验收情况
环评及验收情况	QSHW204	盆1井西凹陷前哨2井区	新建维吾尔自治区生态环境厅 新环审（2021）131号 （附件2）	自主验收 2023年12月1日 （附件3）
	QSHW202	侏罗系三工河组凝析气		
	前哨202	藏开发工程环境影响报告书		
	前哨401	前哨201、前哨401井勘探项目环境影响报告表	昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局 呼环评字（2020）22号 （附件4）	企业自主验收 2021年10月25日 （附件5）
	莫北转油站	莫北转油站油水处理系统改造完善工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函（2016）560号 （附件6）	自主验收 2019年12月5日 （附件7）
	石西集中处理站	新疆石油管理局石西油田开发建设环境影响报告书	原国家环境保护总局 环发（1998）201号	原国家环境保护总局环验〔2005〕007号 2005年1月13日
		石西油田作业区采油废水回注（再利用）工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函（2014）191号	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函2015]1155号，2015年10月28日

		新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程(石西部分)环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局和生环评函字〔2019〕27号(附件8)	已取得验收意见
环境风险应急预案	中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案	石西油田作业区于2023年3月9日在昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局进行了备案(备案编号:652323-2023-08-MT),见附件9。		

3.2.2 环境影响回顾评价

根据《盆1井西凹陷前哨2井区侏罗系三工河组凝析气藏开发工程竣工环境保护验收调查报告》调查结论及本次现场调查,对现有工程进行环境影响回顾评价。

(1) 生态环境影响回顾评价

作业区开发建设对生态的影响主要表现为占地影响,分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被灭失、土壤扰动及水土流失等影响,永久占地会改变土地利用类型,造成生态景观破碎化等影响。

施工期结束后,对建设工程的临时占地采取地表清理、平整,表层土回填等措施,使其恢复至相对自然的状态;对产生永久占地的场站,采取地面硬化等措施,以期减少风力剥蚀;在管廊上方、道路边坡等局部段易产生沙化的地段用草方格固沙,防止沙丘活化,减少水土流失。

区块内现有井场临时占地范围内草本植被已基本恢复,但植被覆盖度较低,土壤表层部分已开始硬化,减缓了风蚀速率,每年生物量损失逐渐减少。对场站周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫,永久占地均为规划用地,所占用的土地均按相应法律、法规办理了相关手续。此外,作业区积极宣传环境保护相关知识,安置了各类环保标识牌。

(2) 水环境影响回顾评价

油田开发建设项目施工期,主要废水来源于钻井过程中产生的钻井废液和施工人员产生的生活污水。工程施工期钻井采用泥浆不落地技术,钻井液循环

使用；管线试压采用清水，试压废水为清净下水，试压结束后用于洒水抑尘；钻井采用套管+水泥固井方式，对地下水层进行封堵隔离，保护地下水。施工期钻井井场设置移动式旱厕，钻井队野外生活营地生活污水进入防渗池，定期用罐车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂。

油田开发建设项目运营期，产生的废水主要有采出水、井下作业废水等。运营期采出水经莫北转油站污水处理系统污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后用于油田回注；井下作业废水由作业单位自带罐回收，运至石西集中处理站污水处理系统处理达标后用于油田回注。

（3）大气环境影响回顾评价

油田开发建设项目施工期，对大气环境的影响主要为地表开挖和建设井场、管线、道路时产生的扬尘、钻井时柴油机排放的烟气、泄露的天然气等。工程建设期施工周期较短，在正常情况下，所排放的大气污染物总量较少，故对大气环境没有造成明显的影响。本工程各井场在建设过程中加强安全预防工作，没有发生油气泄漏等恶性事故。

油田开发建设项目运营期，对大气环境的影响主要为燃气加热节流撬燃烧废气及各种管线、设备等烃类无组织挥发，主要污染物是非甲烷总烃、硫化氢。

自油田建设开发、投产以来，各污染源设备运行基本正常，未出现过井喷、泄漏等重大环境污染事故。

根据《益1井西凹陷前哨2井区侏罗系三工河组凝析气藏开发工程竣工环境保护验收调查报告》中于2023年3月的监测数据可知：区块内采用燃气加热节流撬加热工艺的生产井燃气加热节流撬烟气中SO₂未检出；NO_x最大浓度62mg/m³，颗粒物最大浓度1.4mg/m³、烟气（林格曼）黑度<1，均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表3新建燃气锅炉特别排放限值，排气筒高度也均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求；采用电加热节流撬加热工艺的生产井，厂界无组织排放非甲烷总烃最高浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求（4.0mg/m³），硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准要求。

验收监测数据见，表 3.2-2~3.2-5。

表 3.2-2 有组织废气排放监测结果

设备名称	监测项目	监测结果						最大值
		第一组	第二组	第三组	第四组	第五组	第六组	
前哨 203_ H燃 气加 热节 流撬	烟气量(Nm ³ /h)							
	氧含量 (%)							
	SO ₂ 浓度 (mg/m ³)							
	SO ₂ 速率 (kg/h)							
	NO _x 浓度 (mg/m ³)							
	NO _x 速率 (kg/h)							
	颗粒物浓度 (mg/m ³)							
	颗粒物速率 (kg/h)							
	林格曼黑度							
前哨 402_ H燃 气加 热节 流撬	烟气量(Nm ³ /h)							
	氧含量 (%)							
	SO ₂ 浓度 (mg/m ³)							
	SO ₂ 速率 (kg/h)							
	NO _x 浓度 (mg/m ³)							
	NO _x 速率 (kg/h)							
	颗粒物浓度 (mg/m ³)							
	颗粒物速率 (kg/h)							
	林格曼黑度							

注：表中污染物浓度为折算后浓度。

表 3.2-3 有组织废气监测结果评价表

监测点位	NO _x 最大排放浓度 (mg/m ³)		达标情况	SO ₂ 最大排放浓度 (mg/m ³)		达标情况	颗粒物最大排放浓度 (mg/m ³)		达标情况	烟囱高度 (m)	
	监测结果	标准限值		监测结果	标准限值		监测结果	标准限值		实际高度	标准要求
前哨 203_H 燃气加热 节流撬		150	达标		50	达标		20	达标	8	≥8
前哨 203_H 燃气加热 节流撬		150	达标		50	达标		20	达标	8	≥8

表 3.2-4 非甲烷总烃监测结果一览表单位：mg/m³

采样地点	监测时间	监测点位	浓度范围	标准限值	达标情况
			非甲烷总烃		
前哨 203_H	2023. 3. 23	东厂界		4.0	达标
		西厂界			
		南厂界			
		北厂界			
前哨 203_H	2023. 3. 24	东厂界		4.0	达标
		西厂界			
		南厂界			
		北厂界			
前哨 402_H	2023. 3. 23	东厂界		4.0	达标
		西厂界			
		南厂界			
		北厂界			
前哨 402_H	2023. 3. 24	东厂界		4.0	达标
		西厂界			
		南厂界			
		北厂界			

表 3.2-5 硫化氢监测结果一览表单位: mg/m^3

采样地点	监测时间	监测点位	浓度范围	标准限值	达标情况
			非甲烷总烃		
前哨 203_H	2023. 3. 23	东厂界		0.06	达标
		西厂界			
		南厂界			
		北厂界			
	2023. 3. 24	东厂界		0.06	达标
		西厂界			
		南厂界			
		北厂界			
前哨 402_H	2023. 3. 23	东厂界		0.06	达标
		西厂界			
		南厂界			
		北厂界			
	2023. 3. 24	东厂界		0.06	达标
		西厂界			
		南厂界			
		北厂界			

油田开发建设项目施工期和运营期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同,施工期为暂时性小范围影响,随施工的结束而消失,运营期为持续的长期影响,但各项废气污染物均可以得到较好扩散,对大气中污染物浓度贡献值较小,并不会使区域环境空气质量发生显著改变,且油田区地域空旷,项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

(4) 声环境影响回顾评价

油田开发建设项目施工期,声环境影响主要表现在钻井过程中的各种设备噪声。钻井井场中的噪声源主要集中在钻井平台周围,其中能够产生较大噪声的设备有发电机、柴油机联动机组和泥浆泵。钻井过程为临时性的工程,对局部环境的影响是暂时的。

油田开发建设项目运营期,声环境影响主要来自于站场、气井各类机泵、加热节流撬等设备运行时产生的机械噪声。

项目区位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，周边无声环境敏感点，对声环境影响较小。

根据《盆1井西凹陷前哨2井区侏罗系三工河组凝析气藏开发工程竣工环境保护验收调查报告》中于2023年3月的监测数据可知：区域内生产井井场厂界各监测点昼间、夜间的噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。

验收监测数据，见表3.2-6。

表 3.2-6 噪声监测结果

监测点位		监测结果			
		2023年3月 23日昼间	2023年3月 24日夜间	2023年3月24 日昼间	2023年3月25 日夜间
前哨203_H厂 界外1m	Z1东				
	Z2南				
	Z3西				
	Z4北				
前哨402_H厂 界外1m	Z5东				
	Z6南				
	Z7西				
	Z8北				
标准值		60	50	60	50
达标情况		达标	达标	达标	达标

（5）固体废物环境影响回顾评价

油田开发建设项目施工期，产生的固体废弃物主要来自钻井产生的泥浆、岩屑，以及生活垃圾。钻井采用泥浆不落地工艺，泥浆循环利用，完井后剩余泥浆由西部钻探钻井液分公司回收，水基岩屑暂存于井场防渗储存点，委托克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司合规处置。油基岩屑暂存于井场岩屑储罐，由克拉玛依市恒邦工贸有限公司、克拉玛依市顺通工贸有限公司转运至克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司处置。钻井期生活垃圾由克拉玛依鑫塔有限责任公司收集后运送至克拉玛依市生活垃圾填埋场。

油田开发建设项目运营期，产生的固体废弃物主要有油泥（砂）、落地原

油、井下作业废液。

运营期产生的油泥（砂）由石西油田作业区委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行回收处理。井下作业采用带罐（车）作业，作业范围地表铺设工程塑料，做到原油不落地。

（6）土壤环境影响回顾评价

根据油气田开发建设的特点分析，区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，运营期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线爆管泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在土层表面40cm以内，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

根据《盆1井西凹陷前哨2井区侏罗系三工河组凝析气藏开发工程竣工环境保护验收调查报告》中于2023年3月的监测数据可知：验收监测期间井场土壤pH值大于7，说明土壤呈碱性；砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃等污染物低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准。

验收监测数据，见表3.2-7。

表 3.2-7 土壤监测结果

监测点	项目								
	pH	砷	汞	镉	铜	铅	镍	六价铬	石油烃
前哨 203_H 井场内									
前哨 402_H 井场内									
建设用地标准	--	60	38	65	18000	800	900	5.7	4500

3.2.3 现有环境问题

根据本次现场调查情况，结合区块环境影响报告中评价结论，油田目前存在以下环境问题：

(1) 环境问题

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

②前哨 2 井区部分单井、管线和道路临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差；防沙治沙、水土保持措施存在破损现象。

③目前前哨 2 井区有 2 口老井采用单井拉油，均采用敞口装车工艺和储罐；天然气放空燃烧，造成环境污染资源浪费。

(2) “以新带老”措施

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

①施工过程中对探临道路定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘。

②进一步加强前哨 2 区块生态恢复工作。督促施工单位，对井场临时占地进行恢复，平整施工迹地，回填土与周围地表坡向保持一致。针对防沙治沙、水土保持措施，尤其是固沙草方格加强巡查，发现破损缺失，及时修补。及时落实各项目环评、批复提出的生态环境保护措施。减少对区域环境的影响。

③随着本工程的实施，本工程将 2 口油井老井（前哨 401、前哨 202）以及本次新部署的 3 口采油井统筹考虑，均采用密闭集输工艺进行生产，有效减少拉油过程中 VOCs 无组织排放以及天然气燃烧废气。

3.3 工程概况

3.3.1 工程基本情况

(1) 项目名称：莫北油田前哨 2 井区三工河组油气藏开发工程

(2) 建设性质：改扩建

(3) 建设单位：中国石油新疆油田公司开发公司

(4) 项目投资：8784 万元

(5) 建设地点：本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，南侧距离呼图壁县约 117km，东侧距离莫北转油站约 10km，中心地理坐标为：。

工程地理位置图，见图 3.3-1。工程整体布局图，见图 3.3-2。

图 3.3-1 工程地理位置图

图 3.3-2 工程整体布局图

3.3.2 建设内容及规模

本工程新钻采油井3口(QSHW205、QSHW206、QSHW403), 钻井总进尺16429m, 单井设计产能25.6~30.4t/d, 新建产能 2.46×10^4 t, 新建采油井口3座, 油井老井利用2口(前哨401、前哨202), 气井老井改造2口(QSHW204、QSHW202), 新建混输站1座, 新建单井管线10.6km, 集油管线3.6km, 混输管线13.0km。配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

工程组成, 见表3.3-1。

表3.3-1 工程组成一览表

工程名称		工程内容及规模	
主体工程	钻井工程	新钻采油井3口(QSHW205、QSHW206、QSHW403), 钻井总进尺16429m	
	采油工程	新建采油井口3座, 水平井井口用KQ105/78-65井口, 承压105MPa套管头, 压裂时配套配套主通径180mm、耐压105MPa大闸阀和压裂注入头。	
	地面工程	混输站	新建混输站1座(前哨401井附近)
		单井管线	QSHW403井单井管线1.2km(DN65 2.5MPa柔性复合管)
			QSHW205井、QSHW206井平台单井管线1.8km(DN80 2.5MPa柔性复合管)
			QSHW204井单井管线3.6km(DN80 2.5MPa柔性复合管)
			QSHW202井单井管线3.0km(DN100 2.5MPa柔性复合管)
			前哨401井、前哨202井单井管线1.0km(DN50 2.5MPa柔性复合管)
		集油管线	新建阀池-新建混输站集油管线3.6km(DN100 2.5MPa柔性复合管)
		混输管线	新建混输站-莫北转油站混输管线13.0km(高压玻璃纤维管线管DN150 3.5MPa)
QSHW204井改造		增设除砂器、高压分离器后, 气相进入已建集气管线, 进入莫北气田气系统生产; 液相进入拟建的混输管道, 进入莫北原油接转系统生产。	
QSHW202井改造	增设除砂器后, 气液混输进入拟建的混输管道, 进入莫北原油系统生产。		
储层改造工程	主要包括射孔、压裂以及后续的测试放喷等。		
公辅工程	消防工程	前哨2井区位于莫北转油站附近, 消防依托应急抢险救援中心消防四大队, 该消防队主要担负石西油田、石南油田、莫北油气田、陆梁油田、石南21井区、盆5油气田等地区的执勤灭火、防火监督检查和抢险救援任务。	
	供电工程	采油井采用单变带单井的配电方式。在每口井就近分别新建100kVA杆	

工程名称		工程内容及规模
		架式变电站1座。混输站内新建10/0.4kV预装式变电站1座，内设1台630kVA变压器、3面环网柜（1面进线柜、1面计量柜、1面出线柜）、1台6kVA UPS不间断电源装置和5面低压柜（含90kW变频器2台）。
	通信工程	每口采油井设置2套2百兆光口4百兆电口工业以太网交换机（自控及视频），组成工业以太网环网。 在混输站新建2套2光8电工业以太网交换机（自控及视频），通过新建光缆就近接入QSHW402井，利用已建链路将数据上传至莫北转油站。
	仪表自动化	新建采油井场采用ZigBee Pro协议无线仪表+光缆敷设方式实现数据上传和集中管理。
	防腐与保温	埋地保温非金属管道钢接头外壁防腐层：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.20\text{mm}$ 。站内地面保温管道外壁防腐层：采用无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。柔性复合管保温层补口采用30mm厚憎水型复合硅酸盐毡。 高压玻璃纤维管线管外壁保温层：聚氨酯泡沫塑料（厚度40mm），高密度聚乙烯做防护层（3.0mm），采用“管中管”施工工艺。
环保工程	废 气	施工期：废气包括施工扬尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料等措施。 运营期：本工程均采用密闭集输工艺，最大限度的减少了油气的无组织挥发。
	废 水	施工期：施工期废水包括钻井废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，进入不落地系统，分离后的钻井液循环使用；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；生活污水排入生活营地内防渗收集池，定期清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。 运营期：运营期废水包括采出水、井下作业废水。采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层，不外排。井下作业产生的洗井废水和废酸化压裂液用专用罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统进行处置。
	噪 声	施工期：选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡，合理安排作业时间。 运营期：选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。

工程名称		工程内容及规模
	固 废	<p>施工期：施工期固废主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、生活垃圾、施工机械废油、废烧碱包装袋等。本项目钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为HW08含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托具有相应危废处置资质的单位处置；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至呼图壁县建筑垃圾填埋场填埋处置；施工人员生活垃圾集中收集至垃圾箱中，定期拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场；钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋，暂存于危废暂存间中，委托具有相关危废处置资质的公司接收处置；机械设备废油和含油废弃物采用专用罐集中收集后暂存于危废暂存间，委托具有相关危废处置资质的公司接收处置。</p> <p>运营期：运营期产生的固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、落地原油、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料，油泥（砂）、清管废渣、含油废防渗材料、废弃的含油抹布、劳保用品，委托具有相应危废处置资质的单位接收处置；落地油100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。</p>
	生态保护	<p>施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘；井场周边以及管线两侧设置草方格防风固沙。</p> <p>运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线。</p> <p>退役期：地面设施拆除、封井和井场清理等工作。</p>
	环境风险	<p>管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行检测，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。</p>
依托工程	莫北转油站、石西集中处理站	<p>本工程采出液输送至莫北转油站预处理后，原油最终依托石西集中处理站处理，分离出的伴生气依托莫北转油站伴生气处理系统处理。气井天然气依托莫北转油站气田气处理系统处理，采出水均依托莫北转油站采出水处理系统处理。井下作业产生的洗井废水和废酸化压裂液用专用罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理。</p>

3.3.3 油气资源概况

3.3.3.1 油井采出物性质

(1) 原油物性

依据前哨2井区三工河组 $J_1s_2^1$ 油藏前哨202井6个原油分析样品, 平均地面原油密度为 0.8566g/cm^3 , 50°C 粘度 $10.77\text{mPa}\cdot\text{s}$, 凝固点为 17.7°C , 含蜡量 5.67% , 初馏点 158.8°C 。

见表 3.3-2。

表 3.3-2 前哨2井区地面原油性质表

井区	地面原油						
	密度区间值 (t/m^3)	密度 (t/m^3)	50°C 粘度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	30°C 粘度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	含蜡量 (%)	凝固点 ($^\circ\text{C}$)	初馏点 ($^\circ\text{C}$)
前哨2	0.8481~0.8609	0.8566	10.77	27.54	5.67	17.7	158.8

(2) 伴生气物性

前哨2井区三工河组 $J_1s_2^1$ 油藏溶解气分析资料统计显示, 溶解气相对密度为 0.6539 , 甲烷含量为 85.61% 。天然气性质, 见表 3.3-3。

表 3.3-3 前哨2井区伴生气性质表

井区	相对密度	天然气组分%									
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	二氧化碳	氮气
前哨2	0.6539	85.61	5.54	2.10	0.5	0.83	0.29	0.09	0.53	0.18	4.69

3.3.3.2 气井采出物性质

(1) 天然气物性

QSHW204井和QSHW202井天然气物性参考前哨2井天然气组分, 见表 3.3-4。

表 3.3-4 前哨2井天然气组份分析报告

分析项目	百分含量	分析项目	百分含量
甲烷 CH_4	89.82	正己烷 $n\text{-C}_6\text{H}_{14}$	/
乙烷 C_2H_6	4.48	二氧化碳 CO_2	0.48
丙烷 C_3H_8	1.44	一氧化碳 CO	/
异丁烷 $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0.38	硫化氢 H_2S	

正丁烷 n-C ₄ H ₁₀	0.50	氧 O ₂	
异戊烷 i-C ₅ H ₁₂	0.14	氢 H ₂	/
正戊烷 n-C ₅ H ₁₂	0.48	氮 N ₂	2.08
异己烷 i-C ₆ H ₁₄	0.21		
密度:	0.6339	平衡差	/

(2) QSHW204 井油品物性

QSHW204 井产黑油，油品物性检测见表 3.3-5。

表 3.3-5 QSHW204 井油品物性分析数据表

分析内容		分析项目
样品名称		QSHW204
密度, (20℃) g/cm ³		0.7625
粘度, mPa.s	30℃	1.29
	35℃	1.20
	40℃	1.13
	50℃	0.99
含盐量 (mg/L)		0.0
含硫量 (%)		0.03
含蜡量 (%)		0.12
凝固点, °C		-20
初馏点, °C		58
馏分 < 150℃ (%)		27
馏分 170℃ (%)		37
馏分 210℃ (%)		54
馏分 230℃ (%)		60
馏分 270℃ (%)		78
馏分 300℃ (%)		86
馏分 > 300℃ (%)		96
总馏量 °C (%)		96

(3) QSHW202 井油品物性

QSHW202 井产凝析油，油品物性参考前哨2井区凝析油物性，见表 3.3-6。

表 3.3-6 前哨2井凝析油物性分析数据表

检测项目	检测结果	
密度 (g/cm ³)	0.7574	
粘度 (50°C mPa. s)	0.58	
含盐量 (%)	/	
含硫量 (%)	/	
含水量 (%)	/	
含蜡量 (%)	1.06	
胶质+沥青质 (%)	/	
残碳 (%)	/	
凝固点 (°C)	-12	
蜡熔点 (°C)	/	
初馏点 (°C)	81.0	
馏份%	<150°C	35.30%
	170°C	10.70%
	210°C	14.80%
	230°C	6.60%
	250°C	6.60%
	270°C	4.90%
	300°C	6.60%
	>300°C	3.30%
酸值 KOH(mg/g)	/	

3.3.3.3 地层水性质

前哨2井区三工河组 J₁S₂¹ 油藏地层水型为 NaHCO₃ 型，氯离子含量为 10084.9mg/L，矿化度为 22249.0mg/L。

见表 3.3-7。

表 3.3-7 前哨2井区三工河组 J1s21 油藏地层水性质表

区块	密度 t/m ³	主要离子 mg/l						矿化度 mg/l	水型	PH
		K ⁺ 、Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻			
前哨 2	1.014	8067.1	113.7	34.2	10084.9	2130.8	1818.2	22249.0	NaHCO ₃	7.0

3.3.4 开发方案及指标预测

3.3.4.1 开发方案

(1) 油井集输工艺

前期部署2口油井老井（前哨401、前哨202），目前均采用拉油方式生产，本工程将2口老井以及本次新部署的3口采油井统筹考虑，均采用密闭集输工艺进行生产。

单井来液经单井计量装置计量后，通过单井管线搭接至新建集油支线自压输送至混输站，再通过转液线输送至莫北转油站，与莫北井区原油混合后，通过莫北转油站至石西集中处理站已建转液线输送至石西集中处理站。

本工程集输工艺流程示意图，见图3.3-3。

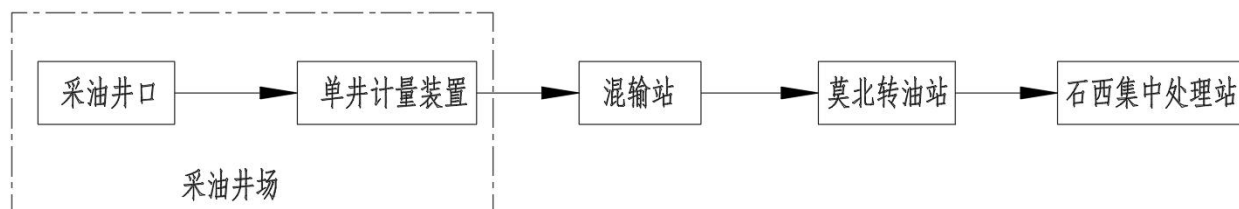


图 3.3-3 采油井集输工艺流程示意图

(2) 气井改造后集输工艺流程

1) QSHW204 井

井口采出物经新增除砂器除砂后，经已建电加热节流橇加热，多相流量计计量后进入本次新建的两相分离器进行气液分离，分离后的气相经已建采气管线输至莫北转油站气田气处理系统，分离后的液相通过本次新建单井管线搭接至本次新建混输管道，输送至莫北转油站原油接转系统。

工艺流程框图如下：

图 3.3-4 工艺流程框图

2) QSHW202 井

井口采出物经新增除砂器除砂后，经已建电加热节流橇加热，多相流量计计量后通过本次新建单井管线搭接至本次新建混输管道，输至莫北转油站原油接转系统。

图 3.3-5 QSHW202 井工艺流程框图

3.3.4.2 开发指标预测

前哨2井区三工河组 $J_1S_2^1$ 油藏采用天然能量开发，共部署采油井3口，水平段长度为800~1200m，单井设计产能25.6~30.4t/d，新建产能 2.46×10^4 t。

表 3.3-8 前哨2井区三工河组 $J_1S_2^1$ 油藏方案开发指标预测

时间(年)	井数(口)	年产液(10^4 t)	年产油(10^4 t)	年产气(10^4 m ³)	综合含水(%)
1	2	0.46	0.38	56.61	17.00
2	3	2.25	1.57	329.66	30.10
3	3	2.43	1.44	356.26	40.69
4	3	2.30	1.16	410.79	49.67
5	3	2.15	0.93	429.78	56.88
6	3	1.99	0.74	425.18	62.68
7	3	1.83	0.60	304.28	67.34
8	3	1.66	0.48	262.61	71.09
9	3	1.48	0.38	178.23	74.11
10	3	1.31	0.31	168.97	76.54
11	3	1.15	0.25	156.28	78.50
12	3	1.00	0.20	117.02	80.09
13	3	0.85	0.16	86.86	81.37
14	3	0.73	0.13	69.61	82.40
15	3	0.61	0.10	50.94	83.24

3.3.5 主体工程

主体工程包括：钻井工程、采油工程以及地面工程。

3.3.5.1 钻井工程

(1) 基本情况

本工程新钻采油井3口(QSHW205、QSHW206、QSHW403)，井型为水平井，采用复合二开井身结构，钻井总进尺16429m。钻井井号及坐标见表3.3-9。

表 3.3-9 前哨2井区三工河组 $J_1S_2^1$ 油藏钻井部署表

序号	井号	井型	X	Y	井深(m)
1	QSHW205	水平井			5443
2	QSHW206	水平井			5293
3	QSHW403	水平井			5693

(2) 井身结构

本项目新钻采油井3口，均采用复合二开水平井井深结构。

一开：采用 $\Phi 381\text{mm}$ 钻头钻至井深1500m（稳定泥岩段且具备井控条件）下入 $\Phi 273.1\text{mm}$ 表套，水泥浆返至地面。

二开：采用 $\Phi 241.3$ 钻头钻至造斜点（约3200m），后换 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至水平段靶窗终点完钻，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管至完钻井深，水泥浆返至地面。

井深结构示意图见图3.3-6。

3.3-6 井身结构设计图

(3) 钻井液

本项目钻井过程中，一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系。

①一开钻井液体系

钻井液体系：500m以上地层(E)采用坂土-CMC，500~1500m(E~K2d)采用钾钙基聚合物钻井液体系。

配方：坂土-CMC 配方：8%坂土+0.4% Na_2CO_3 +0.4%CMC(中)+重晶石；钾钙基聚合物配方：4%坂土+0.2% Na_2CO_3 +0.3%NaOH+0.5%~0.7%PMHA-2+0.5%~0.7%SP-8+0.5%复配铵盐+1%~2%HY-2+5%KCl+0.2%~0.5%CaO+3%阳离子乳化沥青+0.5%液体润滑剂+2%随钻堵漏剂+2%超细碳酸钙+重晶石。

②二开钻井液体系

钻井液体系：油基钻井液体系

配方：75:25（白油:30%CaCl₂水溶液）+2%~2.5%主乳化剂+2%~2.5%辅乳化剂+1%~1.5%润湿剂+2%~3%有机土+2.5%降滤失剂+1.5%CaO+2%封堵剂+1%絮凝剂+重晶石。

3.3.5.2 采油工程

（1）采油井口

水平井井口用 KQ105/78-65 井口，承压 105MPa 套管头，压裂时配套配套主通径 180mm、耐压 105MPa 大闸阀和压裂注入头。

（2）举升方式

- 1) 采油方式：游梁式抽油机+有杆泵举升工艺；
- 2) 抽油泵：采用Φ44mm 防砂泵；
- 3) 抽油杆：H 级杆三级组合Φ25mm×24%+Φ22mm×28%+Φ19mm×48%；
- 4) 抽油机：采用 14 型节能抽油机，配套选用功率 37kW 的电机。

（3）配套工艺

1) 部署区三工河组油藏声波时差为 214.46-237.21μs/m，小于出砂阈值 295μs/m，预测地层不出砂，因此前期不采取防砂措施；生产后期若发现出砂，则采用常规冲砂工艺可以满足正常生产要求。

2) 部署区三工河组油藏原油含蜡量范围为 5.67%，常规清防蜡工艺可以满足生产要求。自喷期采用机械清蜡，抽油期采用刮蜡抽油杆清蜡，同时配合热洗、化学或其他工艺清蜡，单井可根据油井结蜡情况进行调整，以不影响油井正常生产为原则。

3.3.5.3 地面工程

本工程地面工程主要包括：新建采油井口 3 座，混输站 1 座，新建单井管线 13.6km，混输管线 13.0km 以及气井老井改造内容。

（1）采油井口

新建水平井井口装置 3 座，采用 14 型节能抽油机，配套电机功率 37kW。设置保温盒保温，保温盒内设 0.15kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内。设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌，采油井口采用标准化设计。

（2）新建混输站 1 座

1) 主要设计参数处理液量: 80t/d

处理气量: 12500Nm³/d

进站温度: 20-30℃;

出站温度: 55℃;

进站压力: 0.35-0.55MPa;

出站压力: 1.5-2.3MPa;

2) 混输站工艺流程

混输站工艺流程简述: 新建3口采油井、前哨202、前哨401的气液, 5口井来气液(Q_L=80t/d, Q_g=12500Nm³/d)自压进入新建的前哨2混输站, 进分离缓冲罐以避免段塞流对混输泵影响, 分离缓冲罐出液进电加热器升温到55℃, 进混输泵升压后外输, 气液通过新建的混输管道输往莫北转油站再转往石西处理站进行统一处理。

工艺流程框图见图3.3-7。

图3.3-7 油气混输工艺流程框图

混输站主要工程量详见表3.3-10。

表3.3-10 混输站主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1	混输泵 Q=100m ³ /h, ΔP=1.8MPa, N=90kW	台	2	配变频电机
2	150kW 电加热器	台	2	
3	分离缓冲罐设备规格尺寸: D1.6m×6.4m 设计压力: 0.8MPa	座	1	
4	火炬除液器罐设备规格尺寸: D0.8m×2.4m 设计压力: 0.6MPa	座	1	
5	回流罐设备规格尺寸: D0.8m×2.4m 设计 压力: 2.5MPa	座	1	
6	放空火炬 (配套自动点火控制柜) DN100 H: 15m	座	1	
7	快开式过滤器 DN200 1.6MPa 5目	套	2	配法兰螺栓
8	高密封取样截止阀 GMQJ11Y-2.5III DN15	个	12	
9	闸阀			
	无导流孔平板阀 Z43wF-1.6 DN200 1.6MPa	套	4	配法兰螺栓

序号	名称	单位	数量	备注
	无导流孔平板阀 Z43wF-2.5 DN150 2.5MPa	套	6	配法兰螺栓
10	弹簧密闭微启式安全阀 A41H-2.5 2.5MPa DN50	套	2	配法兰螺栓
11	对夹式止回阀 H71H-2.5 DN150 2.5MPa	套	2	配法兰螺栓
12	站区管道			
1)	D219×6/20	m	50	地面管墩敷设, 电伴热保温
2)	D168×5/20	m	80	地面管墩敷设, 电伴热保温
3)	D168×5/20	m	30	埋地不保温敷设
4)	D114×4/20	m	100	埋地不保温敷设
5)	D60×3.5/20	m	30	地面管墩敷设, 电伴热保温
13	排污池 (2m×2m×2m)	座	1	
14	MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器	具	6	

(3) 集输管道

1) 油井部分

QSHW403 井: 新建 DN65 PN2.5MPa 水平井单井出油管线 1.2km, 管线采用耐温 75℃ 柔性复合管。保温层采用 30mm 厚保温橡塑海绵, 防护层采用 1mm 厚聚乙烯胶粘带, 并在管线接头处增设地面标志桩, 埋地保温敷设, 管顶标高 -1.8m。

QSHW205 井、QSHW206 井平台: 新建 DN80 PN2.5MPa 水平井单井出油管线 1.8km, 管线采用耐温 75℃ 柔性复合管。保温层采用 30mm 厚保温橡塑海绵, 防护层采用 1mm 厚聚乙烯胶粘带, 并在管线接头处增设地面标志桩, 埋地保温敷设, 管顶标高 -1.8m。

新建阀池-新建混输站: 新建 DN100 PN2.5MPa 集油管道 3.6km, 管线采用耐温 75℃ 柔性复合管。保温层采用 30mm 厚保温橡塑海绵, 防护层采用 1mm 厚聚乙烯胶粘带, 并在管线接头处增设地面标志桩, 埋地保温敷设, 管顶标高 -1.9m。

2) 气井部分

QSHW204井：采用 DN80 PN2.5MPa 单井管线 3.6km，管线采用耐温 75℃ 柔性复合管。保温层采用 30mm 厚保温橡塑海绵，防护层采用 1mm 厚聚乙烯胶粘带，并在管线接头处增设地面标志桩，埋地保温敷设，管顶标高-1.8m。

QSHW202井：采用 DN100 PN2.5MPa 单井管线 3.0km，管线采用耐温 75℃ 柔性复合管。保温层采用 30mm 厚保温橡塑海绵，防护层采用 1mm 厚聚乙烯胶粘带，并在管线接头处增设地面标志桩，埋地保温敷设，管顶标高-1.8m。

集油区部分主要工程量详见表 3.3-11。

表 3.3-11 集油区部分主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量	备注
	集油区			
1	采油井场			
1)	105MPa DN65 采油井口 (35MPa)	座	3	
2)	20kW- II 电加热器	座	3	
3)	DN65 加热采油井场	座	3	
2	14 型游梁式抽油机	座	3	
3	14 型抽油机基础	座	3	
4	单井管道 DN65 2.5MPa 柔性复合管	km	1.2	保温埋地敷设埋深 -1.8m
	单井管道 DN80 2.5MPa 柔性复合管	km	1.8	保温埋地敷设埋深 -1.8m
	集油管道 DN100 2.5MPa 柔性复合管	km	3.6	保温埋地敷设埋深 -1.9m
5	单井计量装置 DN65 2.5MPa	套	3	
6	阀池 (2 m×2 m×2.5m)	座	2	钢筋混凝土
	无导流孔平板阀 Z43wF-2.5 DN65 2.5MPa	套	2	配法兰螺栓
7	已建气井集输管道			
1)	单井管道 DN80 2.5MPa 柔性复合管	km	3.6	保温埋地敷设埋深 -1.8m
2)	单井管道 DN100 2.5MPa 柔性复合管	km	3.0	保温埋地敷设埋深 -1.8m
8	已建气井搭接阀池			
1)	阀池 2.5m×2.5m×2.2m (内含以下材料)	座	1	
2)	平板闸阀 Z43wF-2.5 型 2.5MPa DN150	套	2	

3)	平板闸阀 Z43wF-2.5 型 2.5MPa DN100	套	1	
4)	平板闸阀 Z43wF-2.5 型 2.5MPa DN80	套	1	
5)	无缝钢管 D168×5/20	m	10	
6)	无缝钢管 D114×4/20	m	10	
7)	无缝钢管 D89×4/20	m	10	

3) 油井老井密闭进系统

前期部署2口老井前哨401和前哨202,目前采用拉油方式生产,本次将2口老井纳入新建集输系统,就近搭接至本次新建集油管线。

老井进系统主要工程量见表3.3-12。

表 3.3-12 老井进系统主要工程量表

序号	项目名称	工程量	单位	备注
一	工艺部分			
1	单井管道 DN50 2.5MPa 柔性复合管	km	1.0	含土方、扫线、防风固沙,定宽:16.2m
2	井口电加热器 20kW	套	2	
3	单井计量装置 DN50 2.5MPa	套	2	
二	电气部分			
1	新建杆架式变电站			
2	10kV 架空线路 1×JL/G1A-120/20	km	3	
3	杆架式变电站			
1)	杆架式变电站 10/0.4kV 125kVA	座	2	附安装料
	(含跌落式熔断器、避雷器组)			
3	户外挂式配电箱 8回路防风沙、雨雪	面	2	
4	低电阻接地模块	根	12	
5	接地扁钢 (-40×4 热镀锌 Q235B)	m	200	
6	防腐降阻剂	t	3	
7	户外挂式补偿箱			
	户外挂式补偿箱 60kvar 防风沙、雨雪	面	2	
8	电力电缆 VV-0.6/1kV 3×70+1×35	m	20	
9	电力电缆 VV22-0.6/1kV 3×35+1×16	m	400	
11	电力电缆 VV22-0.6/1kV 3×4	m	200	
12	热镀锌焊接钢管	m	40	SC65
13	电缆标识桩	个	4	

4) 混输管道

根据 QSHW202、QSHW204 及莫北转油站的相对位置关系，确定前哨 2 井区新建混输站建在前哨 401 井附近。

根据新建混输站、莫北集输系统及莫北转油站的相对位置关系，5 口油井及 2 口气井来气液进入混输管道，由西向东沿新建的混输管道约 13km 直接进莫北转油站。

混输管道部分主要工程量详表 3.3-13。

表 3.3-13 混输管道主要工程量表

序号	项目名称	工程量	单位	备注
1	高压玻璃纤维管线管 DN150 3.5MPa	km	13	含土方、扫线、防风固沙、标志桩、转角桩，顶宽 17m
2	顶管穿越公路	处/m	8/38m	
3	大开挖穿越公路	处/m	8/38m	
4	钢塑转换接头	个	2	
5	动火连头	处	2	
6	固定墩	个	2	

(4) 采气井场改造

QSHW204 井和 QSHW202 井为 2 口气井，QSHW204 井有黑油产出并出现地层砂，QSHW202 井出现压裂砂，不利于下游凝析油的处理和外输，现对 QSHW204 井和 QSHW202 井的集输工艺进行优化改造。

1) 采气井场工艺路线

QSHW204 井：增设除砂器、高压分离器后，气相进入已建集气管线，进入莫北气田气系统生产；液相进入拟建的混输管道，进入莫北原油接转系统生产。

QSHW202 井：增设除砂器后，气液混输进入拟建的混输管道，进入莫北原油系统生产。

图 3.3-8 采气井场工艺路线图

采气井场改造部分主要工程量，见表 3.3-14。

表 3.3-14 采气井场改造主要工程量表

序号	工程内容	单位	数量
一	QSHW204 井		
1)	两相分离橇 16MPa	套	1
2)	除砂器 41MPa	套	1
3)	有导流孔平板闸阀 Z43Y-160 16MPa DN50	套	3
4)	有导流孔平板闸阀 Z43F-40 4MPa DN80	套	1
5)	有导流孔平板闸阀 Z43Y-class2500 class2500 DN50	套	3
6)	管线 D60×13 20G class2500	m	20
	管线 D60×6 20G 16MPa	m	60
	管线 D76×5 20 4MPa	m	120
二	QSHW202 井		
1)	除砂器 41MPa	套	1
2)	有导流孔平板闸阀 Z43F-160 16MPa DN100	套	1
3)	大小头 DN50×DN100 6.3MPa	个	1
4)	有导流孔平板闸阀 Z43Y-class2500 class2500 DN50	套	3
5)	有导流孔平板闸阀 Z43Y-160 16MPa DN50	套	1
6)	管线 D60×13 20G class2500	m	20
	管线 D114×5 20 4MPa	m	20

3.3.5.4 储层改造工程

- (1) 压裂工艺：固井桥塞+射孔联作分段压裂改造工艺
- (2) 段簇组合：推荐主体单段 3 簇，簇间距 25m 左右。
- (3) 射孔要求：首段采用连续油管射孔，89 型射孔枪，等孔径射孔弹，单段 2 簇，每簇 16 孔，孔密 16 孔/m，相位角 60°，射孔液采用清水；其余段采用电缆传输射孔，89 型射孔枪，等孔径射孔弹，相位角 60°，孔密 16 孔/m，主体单段 3 簇，每簇射开 8~12 孔，射孔液采用压裂用滑溜水。

(4) 施工工艺与参数

泵注工艺推荐采用“低黏滑溜水前置+低/中/高黏连续携砂”，低黏阶段最高砂浓度 190kg/m³，高黏阶段最高砂浓度 390kg/m³，低黏比例 50%；为降低

施工纵向沟通，设计单簇排量 $4\text{m}^3/\text{min}$ ，单段3簇排量 $10\sim 12\text{m}^3/\text{min}$ 。

实际泵注工艺可由单井压裂设计依据具体地质解释结果进一步优化，并在现场施工中实时优化调整。

(5) 压裂规模

设计单缝砂量 25m^3 ，单井砂量 $800\sim 1200\text{m}^3$ ，折算加砂强度 $1.0\text{m}^3/\text{m}$ ，单井液量 $9600\sim 14400\text{m}^3$ ，液砂比 $12\text{m}^3/\text{m}^3$ 左右。实际压裂规模由单井压裂设计根据实钻后的测录井解释结果进行优化。

(6) 压裂材料

压裂液：推荐采用聚合物型免配变黏压裂液体系。要求压裂液中加入 2% 的 KCL 或防膨性能达到要求的其它防膨剂。

支撑剂：主支撑剂采用承压规格大于等于 7.5K (52MPa) 的 30/50 目陶粒，前置段塞可选择 40/70 目石英砂。

(7) 配套工艺

前置液酸处理工艺：备酸 10m^3 ，酸液体系推荐 15% 的盐酸，现场视施工情况使用。

3.3.6 公辅工程

公辅工程包括：供电工程、仪表自动化、通信工程、防腐与保温、消防工程。

3.3.6.1 供配电

(1) 油井部分

采油井采用单变带单井的配电方式。在每口井就近分别新建 100kVA 杆架式变电站 1 座。

(2) 混输站部分

混输站新建 1 条 10kV 架空线，长度为 1km。接自己建 10kV 前哨 2 线，线径 JL/G1A-120/20，架设至混输站附近。

混输站内新建 10/0.4kV 预装式变电站 1 座，内设 1 台 630kVA 变压器、3 面环网柜（1 面进线柜、1 面计量柜、1 面出线柜）、1 台 6kVA UPS 不间断电源装置和 5 面低压柜（含 90kW 变频器 2 台）。

(3) 气井部分

1) 天然气气井部分

在 2 口气井（QSHW204 和 QSHW202 井）已建变压器配电箱内分别新增 1 个 50A 塑壳断路器，为每口井新增的 1 面户外防爆配电箱供电。2 口气井分别新建 1 面户外防爆配电箱为新增两相分离橇和电伴热等用电设施供电。

2) 通讯气井部分

在 11 口气井已建变压器配电箱内分别新增 1 个 10A 微型断路器，为每口井新增的 1 个通讯设备供电。电缆采用直埋地的敷设方式敷设到用电点。

3) 莫北转油站部分

在莫北转油站已建控制室机柜间内已建配电箱内新建 1 个 10A 微型断路器，采用电缆 ZA-YJ - 0.6/1kV 3×4 在防静电地板下的敷设方式敷设至新建通讯设备。

3.3.6.2 仪表自动化

本次仪表自动化设计主要按照油气生产物联网建设标准要求，配套建设相关井、站的仪表自动化系统。为和属地已建设备保持一致，本次新建采油井场采用 ZigBee Pro 协议无线仪表+光缆敷设方式实现数据上传和集中管理。

3.3.6.3 通信

在 QSHW205、QSHW206 及 QSHW403，每口井设置 2 套 2 百兆光口 4 百兆电口工业以太网交换机（自控及视频），组成工业以太网环网。QSHW205、QSHW206 通过新建光缆就近接入前哨 202 井，QSHW403 井及前哨 401 接入拟建混输站，拟建混输站通过新建光缆将数据上传至莫北转油站。

在混输站新建 2 套 2 光 8 电工业以太网交换机（自控及视频），通过新建光缆就近接入 QSHW402 井，利用已建链路将数据上传至莫北转油站。

3.3.6.4 防腐与保温

(1) 防腐层结构

埋地保温非金属管道钢接头外壁防腐层：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.20\text{mm}$ 。钢接头外壁采用机械除锈，除锈等级不低于 St3 级。

站内地面保温管道外壁防腐层：采用无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。

(2) 保温

柔性复合管保温层补口采用 30mm 厚憎水型复合硅酸盐毡。保温层外缠弹性聚氨酯漆及玻璃布做防护层，防护层结构为：一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面

漆~一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆，防护层干膜厚度 $\geq 0.4\text{mm}$ 。

高压玻璃纤维管线管外壁保温层：聚氨酯泡沫塑料（厚度 40mm），高密度聚乙烯做防护层（3.0mm），采用“管中管”施工工艺。同时，为保证补口及弯管保温层与管体保温层性能的一致性，保温层补口采用相同材料，现场模具发泡工艺，防护层采用热收缩套补口。

3.3.6.5 消防工程

前哨 2 井区位于莫北转油站附近，消防依托应急抢险救援中心消防四大队，该消防队主要担负石西油田、石南油田、莫北油气田、陆梁油田、石南 21 井区、盆 5 油气田等地区的执勤灭火、防火监督检查和抢险救援任务。大队有干部员工 73 人，有消防车 12 辆，其中泡沫消防车 8 辆，载泡沫液 59 吨，清水 90 吨，抢险救援器材 335 件套。

3.3.7 依托工程

本工程油井采出液输送至莫北转油站预处理后，原油最终依托石西集中处理站处理，分离出的伴生气依托莫北转油站伴生气处理系统处理。气井天然气依托莫北转油站气田气处理系统处理，采出水均依托莫北转油站采出水处理系统处理。井下作业产生的洗井废水和废酸化压裂液用专用罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理。

3.3.7.1 莫北转油站

莫北转油站始建于 2001 年，分别于 2002 年、2012 年进行了改扩建，站内设有原油转输系统和天然气生产系统，主要功能是转运整个莫北油气田所产原油、气田气以及伴生气，处理后油和伴生气输至石西联合处理站，气田气输至彩石克管网。

（1）原油处理系统

原油接转系统于 2001 年建成，设计处理规模为 $80 \times 10^4\text{t/a}$ 。油区来液经两相分离器进行气液分离，分离出的液相进加热装置加热升温至 60°C 后，进三相分离器实现油、汽、水三相分离，为增强原油脱水效果，通过加药撬在相变加热炉来液管道中添加破乳剂。分离出的低含水原油进缓冲分离器，经外输泵增

压后输往石西集中处理站进一步处理；分出的伴生气进转油站的天然气处理系统；分离出的采出水进入采出水处理系统。

工艺流程框图见图 3.3-9。

图 3.3-9 莫北转油站工艺流程示意图

(2) 天然气处理系统

莫北转油站的天然气生产系统包括气田气处理系统、伴生气处理系统。

1) 气田气处理系统

气田气处理系统于 2002 年建成，设计天然气处理规模为 $60 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，最大处理能力 $72 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，凝析油处理规模为 $140 \text{t}/\text{d}$ ；进站压力为 8MPa ，外输压力为 $2\text{--}4 \text{MPa}$ ，输至彩石克管网。气田气处理系统集气工艺流程，见图 3.3-10。

图 3.3-10 气田气处理系统集气工艺流程框图

①集气工艺

集气、处理联合建站，分别设有清油气井（产油为凝析油）和黑油气井（产油为黑油）两套集气装置，单井进站均采用轮井分离计量工艺。

②气处理工艺

站内设置油气分离、注乙二醇防冻、低温分离、天然气复热外输、凝析油稳定及乙二醇再生设施。

集气间来气压力 $8.1\text{--}8.5 \text{MPa}$ 、温度 $20\text{--}25^\circ\text{C}$ 条件下进入生产分离器进行分离，分出的天然气注入乙二醇后，水合物生成温度降到 -10°C ，进入气气换热器换热到 $3\text{--}8^\circ\text{C}$ 后，再次注入乙二醇，经过节流阀节流降压到 $4.2\text{--}4.5 \text{MPa}$ ，温度 $-10\text{--}15^\circ\text{C}$ ，然后进入低温分离器进行分离，分出的气经过气气换热器与原料气复热至 $5\text{--}10^\circ\text{C}$ 后，进入稳定油-外输气换热器，与凝析油空冷器来的稳定油换热至 $20\text{--}25^\circ\text{C}$ 后外输。

③凝析油处理工艺描述

生产分离器来油、浅冷分离器、低温分离器来液节流至 2.5MPa ，输至液烃三相分离器，分出的凝析油经节流后（ 0.5MPa ）进入稳定塔，凝析油稳定塔采用导热油作为加热介质，控制塔底温度 $65\text{--}70^\circ\text{C}$ ，采用气动调节阀控制塔顶压

力稳定在 0.4MPa。稳定塔顶部排出的不凝气输至外输气调压后端燃料气系统，塔底稳定凝析油经空冷器空冷，输至稳定凝析油储罐装车拉运。

气田气处理系统液处理工艺流程，见图 3.3-11。

图 3.3-11 气田气处理系统液处理工艺流程框图

2) 伴生气处理系统

伴生气处理系统于 2001 年建成，设计处理规模为 $60 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。伴生气装置区增压设备于 2017 年进行了改造，将原设计的 3 座设计排量 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 燃驱往复压缩机的其中 1 座更换为螺杆压缩机橇，设计排量 $4 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，设计排压 1.6MPa。目前站内来伴生气采用螺杆压缩机橇增压，另 2 座燃驱往复压缩机作为备用（设计进气压力 0.1~0.2 MPa，排压 1.6MPa）。改造后增压能力为 $44 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。进站压力约为 0.2~0.3MPa，进站温度为 20~23℃，外输压力为 0.26~0.28MPa。伴生气处理系统工艺流程，见图 3.3-12。

图 3.3-12 伴生气处理系统工艺流程框图

(2) 采出水处理系统

莫北转油站于 2016 年建设一套处理规模为 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ 的采出水处理装置，采用 SGOT 工艺，油气预脱水系统来水进入 SGOT 双旋流除油器进行物理除油，除油器可去除大部分水体中的油。出水进入缓冲水罐，经泵提升后进入 SGOT 速沉器，在速沉器中投加絮凝剂、助凝剂，药剂与污水反应后出水进入 SGOT 过滤器，经过滤后出水进注水系统进行回注生产。采出水处理工艺流程，见图 3.3-13。

图 3.3-13 采出水处理流程框图

3.3.7.2 石西集中处理站

石西集中处理站建设于 1998 年，距离莫 11 井区约 40km，是集原油处理、采出水处理、清水处理及注水为一体的集中处理站，原油处理、采出水处理及罐区位于处理站北部，卸油台建在东侧围墙外，锅炉房、消防泵房及综合办公室位于西南部。石西集中处理站至今已经过多次升级改造。

目前石西集中处理站已完成密闭改造，改造后设计能力 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量为 $40.8 \times 10^4 \text{t/a}$ 。原油处理系统采用“高效聚结游离水脱除器+相变加热炉+高效聚结热化学脱水器”脱水工艺。

原油处理系统主工艺流程为：油区来液（20~25℃、0.25~0.30MPa，含水≤90%）与莫北、石南、石南 31 转油站来液（含水≤30%）在管汇混合至游离水脱除器，分离出来的低含水原油（含水≤30%）经提升泵升压至 0.65~0.75MPa，经与石西低含水原油—原稳塔顶气换热器换热后进相变加热炉加热至 55~60℃，加热后含水原油至高效聚结热化学脱水器进行热化学脱水，合格净化油

（55~60℃、0.50~0.55MPa，含水≤0.5%）自压进入原油稳定塔。分离出的伴生气经除油器脱液后，输送到天然气处理站；游离水脱除器脱出的含油污水进采出水处理站处理；高效聚结热化学脱水器脱出的含油污水回掺游离水脱除器前端。

石西集中处理站密闭改造后原油处理工艺流程图见图 3.3-5。

图 3.3-14 石西集中处理站原油处理系统工艺流程示意图

3.3.7.3 依托可行性

本工程运营期油井采出液输送至莫北转油站预处理后，原油最终依托石西集中处理站处理，分离出的伴生气依托莫北转油站伴生气处理系统处理，采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理。

（1）原油处理依托可行性

1) 莫北转油站预处理：原油接转系统于 2001 年建成，设计处理规模为 $80 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量约为 $56.6 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余量约为 $23.4 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本工程新部署的 3 口采油井，新增产液量 $2.43 \times 10^4 \text{t/a}$ ，依托可行。

2) 石西集中处理站：原油处理系统原油处理设计处理规模为 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量约为 $40.8 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余量约为 $29.2 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本工程新部署的 3 口采油井，新增产油量 $1.57 \times 10^4 \text{t/a}$ ，依托可行。

（2）伴生气处理系统依托可行性

莫北转油站伴生气处理系统设计处理规模为 $44 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。目前实际处理量为 $9.6 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余量约为 $34.4 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，本工程新部署的 3 口采油井，新增产气量 $425.18 \times 10^4 \text{t/a}$ （ $1.29 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ），依托可行。

（3）采出水处理依托可行性

莫北转油站采出水处理系统设计规模为 $1500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前转油站采出水量约 $400\text{-}500\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量约为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程新部署的3口采油井，最大产水量 $1.25 \times 10^4\text{t/a}$ (37.88t/d)，依托可行。

可行性分析见表 3.3-15。

表 3.3-15 本项目天然气、凝析油、采出水处理依托可行性分析

产能		设计规模	目前处理量	富余量	本项目新增处理规模	结论
原油	莫北转油站	$80 \times 10^4\text{t/a}$	$56.6 \times 10^4\text{t/a}$	$23.4 \times 10^4\text{t/a}$	$2.43 \times 10^4\text{t/a}$	依托可行
	石西集中处理站	$70 \times 10^4\text{t/a}$	$40.8 \times 10^4\text{t/a}$	$29.2 \times 10^4\text{t/a}$	$1.57 \times 10^4\text{t/a}$	依托可行
伴生气处理		$44 \times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$	$9.6 \times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$	$34.4 \times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$	$1.29 \times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$	依托可行
采出水		$1500\text{m}^3/\text{d}$	$500\text{m}^3/\text{d}$	$1000\text{m}^3/\text{d}$	$37.88\text{m}^3/\text{d}$	依托可行

3.4 工程分析

3.4.1 主要生产工艺过程

3.4.1.1 施工期

(1) 钻井

本工程新钻采油井3口(QSHW205、QSHW206、QSHW403)，钻井总进尺16429m，正常情况下，单井钻井周期为90天。

工艺包括钻前准备、钻井、固井(下套管、注水泥)、测井、录井和完井等过程。

1) 钻前工程

①井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后采用挖掘机进行应急池、放喷池等池体开挖作业，并利用应急池、放喷池等的挖方进行填方作业，对场地进行平整。场地平整作业结束后，进行设备基础、池体防渗层的建设。本工程井场设置临时堆土场区，覆盖防尘网或者防尘布，配合定期洒水等措施，

防止风蚀起尘；临时堆土场区四周布设不低于堆放物高度的围挡物挡土，避免造成水土流失。

②设备搬运及安装

进场道路及井场修建完成后，由运输车辆将各类设备逐步运至井场，并按井场平面布置所示位置进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井工程。

钻前工程施工过程及产污环节见图 3.4-1。

图 3.4-1 钻前工程施工过程及产污环节示意图

2) 钻井工程

正常钻井作业时动力主要由柴油机和发电机提供，通过钻机、转盘，带动钻杆切削油层，同时由泥浆泵经钻杆将泥浆注入井筒冲刷井底，将切削下的岩屑不断带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液和检修设备。

在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图 3.4-2）。

图 3.4-2 钻井液循环示意图

在钻井过程中，根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具粘附少量的钻井液和钻屑，这部分固体废物排往井场泥浆罐内。

钻井工程施工过程及产污环节见图 3.4-3。

图 3.4-3 钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

3) 固井

采用多层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下 1m 内的套管头。

4) 测井

在钻井过程中需利用电测、声波幅度测进或使用测井仪等方法，测定井斜和固井质量，判断油气层位置等，以便及时采取相应措施，保证钻井质量，即

为测井作业。

测井就是在钻井过程中及钻井完成以后，利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含油层位，检查固井质量并确定射孔层位等。

5) 录井

录井主要是用岩矿分析、地球物理、地球化学等方法，观察、采集、收集、记录、分析随钻过程中的固体、液体、气体等井筒返出物信息，以此建立录井地质剖面、发现油气显示、评价油气层，并为石油天然气开采工程（钻井工程、其它工程）提供钻井信息服务的过程。

6) 完井

完井后清理井场，随即可开展采油生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

(2) 站场建设

新建站场施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增设备为成品外购，用施工车辆运至指定位置即可。首先需对占地进行场地平整，将各类设备拉运至场地，进行安装调试。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声；固体废物主要为施工人员生活垃圾及设备废弃包装等。

站场建设流程及产污环节示意图，见图 3.4-4。

图 3.4-4 站场建设流程及产污环节示意图

(4) 管线敷设

管线主要施工内容包括：施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程，见图 3.4-5。

图 3.4-5 管道工程施工阶段工艺流程图

1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间根据不同管线沿设计的管线走向设置一定宽度的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

2) 管沟开挖及下管

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求的交底工作。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，开挖深度 1.8m。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。

3) 管道连接与试压

管道连接应在自然状态下进行，不得强迫对应，钢管焊接必须按规定进行坡口加工。管道在组焊或者连接前，应对管内、管端进行清理，应达到管内无砂、无尘，同时应对坡口及其内表面用手工或机械进行清理，清除管道边缘 100mm 范围内的油、漆、锈、毛刺等污物。焊接施工时，应根据连接件的材质，先进行试焊选择适当的焊条。

连接完成后的对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。除输气管线强度试验及严密性试验使用空气为试验介质；其他集输管线强度试验及严密性试验均以中性洁净水为试验介质。

4) 井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出液通过单井集输管线输送至各对应接转站，然后再通过新建和已建集输管线输送至联合站处理。

5) 收尾工作

收尾工作包括：管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应

与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层自然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

(3) 储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、压裂以及后续的测试放喷等。

1) 压裂工艺（固井桥塞+射孔联作分段压裂工艺）

为进一步提高单段各簇改造的均衡性，可以采用限流压裂工艺，进一步减少单段/单簇射孔数。具体射孔参数要求：

第一段：采用连续油管射孔，89 型射孔枪，等孔径射孔弹，首段 2 簇，每簇 16 孔，孔密 16 孔/m，相位角 60° ，射孔液采用清水。

其余段：采用电缆传输射孔，89 型射孔枪，等孔径射孔弹，相位角 60° ，孔密 16 孔/m，主体单段 2~3 簇，每簇射开 8~12 孔，射孔液采用压裂用滑溜水。

2) 射孔工艺（连续油管带底封水力喷射分压工艺）

射孔液采用胍胶原液，射孔砂采用 20/40 目石英砂。为保证含砂射孔液能够射穿套管和水泥环，要求喷嘴出口速度 140~180m/s，砂浓度 $120\text{kg}/\text{m}^3$ 左右，单段喷射时间 10~12min。

基于不同规格喷嘴与施工排量的关系，为便于现场连续油管泵注排量控制，推荐采用 $4 \times \Phi 4.76\text{mm}$ 喷嘴的喷砂器进行施工，射孔排量 0.7~0.8 m^3/min ，该施工排量下，3500~5000m 连续油管地面施工压力 83MPa。

3) 测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐(油罐)、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降

压，进入油气计量分离器，分离后的液相通过管线输送至凝析油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

储层改造工程主要废气为压裂废气、放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及压裂返排液，生活污水排入生活营地内防渗收集池，清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。压裂返排液采用专用废液收集罐收集，拉运至石西集中处理站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期送至克拉玛依市生活垃圾填埋场处置。

3.4.1.2 运营期

本工程均采用密闭集输工艺，油井采出液经单井计量装置计量后，通过单井管线搭接至新建集油支线自压输送至混输站，再通过转液线输送至莫北转油站，与莫北井区原油混合后，通过莫北转油站至石西集中处理站已建转液线输送至石西集中处理站。

QSHW204 井采出物经新增除砂器除砂后，经已建电加热节流橇加热，多相流量计计量后进入本次新建的两相分离器进行气液分离，分离后的气相经已建采气管线输至莫北转油站气田气处理系统，分离后的液相经拟建混输管道输送至莫北转油站原油接转系统。

QSHW202 井采出物经新增除砂器除砂后，经已建电加热节流橇加热，多相流量计计量后经拟建混输管道输至莫北转油站原油接转系统。

运营期工艺流程及产污环节示意图，见图 3.4-6。

图 3.4-6 运营期工艺流程及产污环节示意图

3.4.1.3 退役期

随着开采的不断进行，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油层并充满井筒、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。

3.4.2 影响因素及污染源构成

油田建设可分为：施工期、运营期和退役期三个阶段。

施工建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。退役期后，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。

环境影响因素主要来源于钻井、储层改造、井场建设、管线敷设、采油、井下作业、油气储运等各工艺过程，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。项目建设污染源构成见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目建设污染源构成

开发作业过程	主要污染物	污染源性质
钻井、地面工程(井场和站场建设、管道敷设)	钻井废水	临时性污染源，随作业结束而消除
	柴油机烟气	临时性污染源，随作业结束而消除
	废弃钻井泥浆 钻井岩屑	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中
	噪声	临时性污染源，随作业结束而消除
	占地	生态影响
储层改造	储层改造废气和测试放喷废气	临时性污染源，随作业结束而消除
	压裂返排液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
井下作业	落地油	间断性污染源
	修井废水、洗井废水、压裂液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
采油和油气	采油废水	持续性影响环境的污染源

集输	烃类气体	持续性影响环境的污染源
	废油泥砂、落地油	持续性影响环境的污染源
	噪声	持续性影响环境的污染源
	占地	生态影响

3.4.3 施工期生态影响及污染源分析

工程施工内容主要包括钻井工程、站场建设、管沟开挖、设备安装、覆土回填等，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生：废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境产生一定的影响。

3.4.3.1 生态影响因素

生态影响主要体现在：井场、站场、管线建设阶段，如：占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

占用土地包括：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的永久占地。

地面工程施工作业包括：井场、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，本工程总占地面积约 40.32hm²，其中：永久性占地面积约 5.83hm²，临时占地面积约 34.49hm²，工程占地类型为灌木林地、沙地，见表 3.4-2。

表 3.4-2 占地面积统计表

序号	建设项目	面积 (hm ²)			备注
		永久占地	临时占地	总占地	
1	井场	0.225	3.6	3.825	新钻井 3 口，单井永久占地 30×25m，临时占地（QSHW205 井：90×125m；QSHW206 井、QSHW403 井：100×135m），临时占地已扣除永久占地范围
	放喷管线	0	0.036	0.036	单座井场 60×2m
2	单井集输管线	0	29.8	29.8	新建单井管线 10.6km，集输支线 3.6km，作业带宽度 10.0m；新建混输管线 13.0km，作业带宽度 12.0m；
3	混输站	1.56	0	1.56	新建混输站 1 座
4	道路	4.05	0	4.05	新建道路 9km，砂石路面，宽 4.5m
5	施工营地	0	1.05	1.05	设施工营地 3 处，50×70m，位于钻井井场附近
合计		5.835	34.486	40.321	/

3.4.3.2 施工期污染源分析

施工期主要污染来自钻井工程产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

(1) 废气

1) 钻井废气

本项目钻井期间采用柴油发电机作为电源。每个井队配备钻井柴油机2台，发电柴油机2台，柴油消耗量平均2t/d。本工程新钻3口采油井，单井钻井周期为90天，整个钻井周期合计270d，平均每天消耗柴油2t，则整个钻井期间共耗柴油540t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗1kg柴油产生CO: 10.722g, NO₂: 32.792g, 烃类: 3.385g; 根据《车用柴油》(GB19147-2016)表3要求，车用柴油(VI)中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为10mg/kg估算，燃烧1t柴油产生的SO₂为0.02kg。

因此，本工程钻井期间共向大气中排放CO: 5.79t, 烃类: 1.83t, NO₂: 17.71t, SO₂: 0.01t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

2) 扬尘

① 车辆行驶产生的扬尘

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

表3.4-3为一辆载重5t的卡车，通过一段长度为500m的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量，见表3.4-3。

表3.4-3 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位: kg/辆·km

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

由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样

车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

② 裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

3) 施工机械及运输车辆尾气

本工程的作业机械废气主要为施工机械（装载机、载重车、挖掘机等燃油机械）和运输车辆的燃油废气，所排放的污染物主要有 CO、NO₂、THC，为无组织排放源。由于施工机械多为大型机械，单车排放系数较大，但施工机械数量少且较分散，主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响，排放量不大，其污染程度也相对较轻，且随着施工活动结束而消失。

4) 测试放喷废气

钻井至目的层后，对油气应进行油气测试。测试放喷前安装井口放喷专用管线、计量设备、油气两相分离设备、原油罐等。测试放喷期间，产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，充分燃烧后排放。测试放喷时间依据具体情况确定。

测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、SO₂、NO_x等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。

(2) 废水

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

1) 钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。其产生量与钻井深度和钻井周期有关。根据类比调查，钻井废水中主要污染物浓度见表 3.4-4。

表 3.4-4 钻井废水水质表

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度 (mg/L)	2000~2500	3000~4000	60~70	0.1~0.2	0.2~0.3

本工程部署新钻采油井 3 口，钻井总进尺 16429m。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，本工程 3 口井普通油井（≥3.5km 进尺），产污系数 29.73t/100m 进行估算，钻井废水产生量为 4884m³。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；工程结束由钻井队回收。

2) 管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本工程新建各类集输管线 27.2km，试压废水产生量约为 68m³，主要污染物为 SS。试压废水用作场地降尘用水。

2) 生活污水

本工程单井钻井施工人员 35 人、生活用水量 80L/人·d 计算，排水量按用水量的 80% 计算，钻井周期合计 270 天，则钻井期内生活污水量约为 605m³；地面工程施工人员 20 人、生活用水量 80L/人·d 计算，按照周期 100 天计算，排水量按用水量的 80% 计算，则地面工程生活污水量约为 128m³。

生活污水排入生活营地内防渗收集池，定期清运至乌尔禾区生活污水处理厂。粪便排入环保厕所内。

地面工程施工期不设施工营地，施工人员在施工单位集中公寓居住，无新增生活污水产生。

(3) 固体废物

本工程施工期固体废物主要是钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工机械废油和生活垃圾等。

1) 钻井泥浆

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

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

式中：V——废弃钻井泥浆排放量，m³；

D——井的直径，mm；

h——井深，m。

本工程新钻3口采油井，钻井总进尺16429m。

根据上述公示计算，钻井泥浆产生量计算见表3.4-5。

表 3.4-5 钻井泥浆产生量表

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	h 深度 m	泥浆量 m ³	钻井液体系
QSHW205 井					
一开	0-1500	381	1500	220	水基坂土-聚合 物体系
二开	1500-3200	241.3	1700	180	白/柴油体系
二开复合	3200-5443	215.9	2243	202	
QSHW206 井					
一开	0-1500	381	1500	220	水基坂土-聚合 物体系
二开	1500-3200	241.3	1700	180	白/柴油体系
二开复合	3200-5293	215.9	2093	194	
QSHW403 井					
一开	0-1500	381	1500	220	水基坂土-聚合 物体系
二开	1500-3200	241.3	1700	180	白/柴油体系
二开复合	3200-5693	215.9	2493	215	
水基钻井液合计				1200	-
油基钻井液合计				611	-
总计				1811	-

由上表可知，本工程钻井期产生钻井废弃泥浆约1811m³，其中水基钻井液合计1200m³，油基钻井液合计611m³。

2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，进入不落地系统中，可进入废液池中的单井岩屑可用下式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D——井眼平均井径，mm；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，水基岩屑取4，油基岩屑取4.5。

根据上述公示计算，钻井岩屑产生量计算见表 3.4-6。

表 3.4-6 钻井岩屑估算表

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	h 深度 m	岩屑量 m ³	钻井液体系
QSHW205 井					
一开	0-1500	381	1500	684	水基坂土-聚合 物体系
二开	1500-3200	241.3	1700	351	白/柴油体系
二开复合	3200-5443	215.9	2243	369	
QSHW206 井					
一开	0-1500	381	1500	684	水基坂土-聚合 物体系
二开	1500-3200	241.3	1700	351	白/柴油体系
二开复合	3200-5293	215.9	2093	347	
QSHW403 井					
一开	0-1500	381	1500	684	水基坂土-聚合 物体系
二开	1500-3200	241.3	1700	351	白/柴油体系
二开复合	3200-5693	215.9	2493	410	
水基岩屑井合计				2052	-
油基岩屑井合计				2179	-
总计				4231	-

由上表可知，本工程钻井期产生钻井岩屑约 4231m³，其中水基岩屑合计 2052m³，油基岩屑合计 2179m³。

钻井液不落地设备分离出的水基钻井岩屑进岩屑专用方罐，交由岩屑处置单位进行处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）相关要求后进行综合利用。油基钻井岩屑属于 HW08 类危险废物（废物代码：072-001-08），采用专用的方罐进行收集，交由具有相应危废处置资质的单位进行转运、处置。

3) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、水泥块、焊接作业中产生的废焊条及其包装盒等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建各类集输管线 27.2km，施工废料产生量约为 5.44t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用的拉运至呼图壁县建筑垃圾填埋场填埋处置。

4) 生活垃圾

钻井期常驻井场人员 35 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，钻井周期合计 270 天，则本工程钻井期共产生生活垃圾 4.73t；地面工程施工人员 20 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，地面工程按照合计 150 天算，则本工程地面工程产生生活垃圾 1.0t。本工程施工期共产生生活垃圾 5.73t，生活垃圾集中收集至垃圾箱中，定期拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场。

5) 土石方

项目区永久占地约为 5.84hm²，场平高度约为 0.5m，开挖量为 29200m³，全部用于回填，场地平整。

新建各类集输管线 27.2km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.8m，挖方量 97920 m³。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

预计本工程挖方量约为 32998m³，填方总量为 32998m³，无废弃土方及借方。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整。

本工程土石方平衡表，见表 3.4-7。

表 3.4-7 土方挖填方平衡表 单位：m³

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		借方		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
①	表土剥离	29200	0	0	/	29200	②	0	/	0	/
②	场地平整	0	29200	29200	①	0	/	0	/	0	/
③	管线	97920	97920	0	/	0	/	0	/	0	/
-	合计	127120	127120	29200	/	29200	/	0	/	0	/

6) 机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比调查一个钻井施工期产生量不足 0.1t，本工程部署新钻采油井 3 口，整个施工期废机油的产生量共计 0.3t，委托具有相关危废处置资质单位接收处置。

按照《国家危险废物名录》，废油划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08。考虑到转运期间的时间间隔，井场地内应设置危险废

物临时贮存间，危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设，在此基础上，可确保工程产生的危险废物在过程控制阶段对环境的影响最小。

7) 废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋，属于危险废物HW49（废物代码：900-041-49），施工单位及时回收烧碱废包装袋，暂存于危废暂存间中。钻井过程中，废烧碱包装袋产生量约为0.02t/口井，本工程新钻3口井，因此，项目施工期废烧碱包装袋产生量约为0.06t，集中收集后委托具有相关危废处置资质的公司接收处置。

(4) 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵、压裂车、测试放喷噪声等，产噪声级在90~110dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

(5) 施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总，见表3.4-8。

表 3.4-8 本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	钻井机械	CO	5.79t	5.79t	使用合格燃料，加强施工管理。
		NO _x	17.71t	17.71t	
		烃类	1.83t	1.83t	
SO ₂		0.01t	0.01t		
废气	施工场地	TSP、SO ₂ 、NO _x 等	少量	少量	洒水降尘，使用合格燃料。
	测试放喷废气	烟尘、SO ₂ 、NO _x	少量	少量	测试放喷时间较短，污染物排放为短暂时性排放。
废水	钻井废水	浮物、石油类、COD等	4884m ³	0	采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。
	管道试压	SS	68m ³	0	试压期间循环使用，试压结束后，试压

	废水				废水可用作场地降尘用水。	
	生活污水	COD、氨氮等	733m ³	0	生活污水排入生活营地内防渗收集池，定期清运至乌尔禾区生活污水处理厂。	
固体废物	泥浆	/	1811m ³	0	本项目钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为HW08含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托具有相应危废处置资质的单位处置。	
	水基岩屑	/	2052m ³	0		
	油基岩屑	/	2179m ³	0		
	施工废料	/	5.44t	0		首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至呼图壁县建筑垃圾填埋场填埋处置。
	生活垃圾	/	5.73t	0		集中收集后运至克拉玛依市生活垃圾填埋场。
	机械设备废油和含油废弃物	/	0.3t	0		集中收集后委托具有相应危废处置资质的单位接收处置。
	废烧碱包装袋	/	0.06t	0		集中收集后委托具有相应危废处置资质的公司接收处置。
噪声	施工机械、运输车辆	/	90~110dB(A)		加强施工管理	

3.4.4 运营期污染源分析

3.4.4.1 废水污染源

(1) 采出水

根据开发方案，本工程前期采出水量较小，根据方案预测中本工程最大采出水量核算为 37.88t/d (1.25×10^4 t/a)，采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。

由此可计算出：本工程 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 0.55t、56.25t、0.87t、0.001t。

本工程采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层，不外排。

(2) 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液

井下作业进行酸化、压裂等工序时，会产生一定的压裂返排液、酸化返排液，修井时会产生废洗井液，上述物质的产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，井下作业每 2 年 1 次。

具体产污系数及产生量见表 3.4-9。

表 3.4-9 井下作业废水废水量及污染物产生量一览表

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	排放量
井下作业	压裂液	低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液（压裂返排液）	立方米/井	153.21	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	低渗透油井酸化压裂	所有规模	废酸化液（酸化返排液）	立方米/井	150.49	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用	0

本工程共部署 3 口采油井，油藏储层属于低孔、特低渗储集层，根据计算，井下作业过程废压裂液产生量为 459.63m³/次，废酸化液产生量为 451.47m³/次，

废洗井液产生量为 75.87t/次，井下作业带罐作业，产生的井下作业废水（废液）集中收集至专用收集罐中，最终由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注。

(3) 洗井废水

洗井废水的主要为洗井时产生的废水，其产生量按照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算。

具体产生量见 3.4-10。

表 3.4-10 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	g/井次-产品	34679	回收回注	0
				石油类	g/井次-产品	6122	回收回注	0

计算结果详见表 3.4-11。

表 3.4-11 井下作业废水废水量及污染物产生量一览表

污染物指标	产污系数	污染物产生量 (t/次)
工业废水量	27.13 t/井次-产品	81.39
化学需氧量	34679 g/井次-产品	0.104
石油类	6122g/井次-产品	0.018

3.4.4.2 废气污染源

本工程运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的烃类、温室气体排放。

(1) 无组织排放非甲烷总烃

本工程进入生产运营期间，采用密闭集输工艺，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生的无组织烃类挥发，产生点主要集中在井口、站场、管线设备接口、阀门处。

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、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。

本工程运营过程中从阀门、法兰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)中设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物的计算公式对源强进行核算。

公式如下:

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间, h/a;

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数;

设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表, 见表 3.4-12。

表 3.4-12 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)
石油炼制工业	阀门	0.064
	泵	0.074
	法兰	0.085
	压缩机、搅拌器、液压设备	0.073
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》, 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, 则本工程采出液中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 1。

无组织废气源强一览表, 见表 3.4-13。

表 3.4-13 本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个)	排放速率 eTOC (kg/h)	年运营时间 (h)	VOC 排放量	
						kg/h	t/a
1	单座采油井 场	阀门	10	0.064	7920	0.002	0.015
2		法兰	20	0.085	7920	0.005	0.040
合计						0.007	0.055
3 口井合计						-	0.165
1	混输站	阀门	40	0.064	7920	0.008	0.060
2		法兰	80	0.085	7920	0.020	0.161
合计						0.028	0.221
总计						-	0.386

经核算，本工程单座井场无组织排放非甲烷总烃排放速率约为 0.007kg/h，非甲烷总烃年排放量约为 0.055t/a，3 口井合计 0.165t/a；本工程新建混输站无组织排放非甲烷总烃排放速率约为 0.028kg/h，非甲烷总烃年排放量约为 0.221t/a。

因此，本工程无组织排放非甲烷总烃排放量合计为 0.386t/a。

(2) 温室气体排放

本工程运营期无燃料燃烧和工艺放空装置，主要排放的温室气体为油气集输过程中井口装置及站场逃逸排放的 CH₄。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）》（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；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；井口装置为 0.23，接转站为 0.18；

$Num_{gas,j}$ ——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到的每种设施类型j的CH₄逃逸排放因子，单位为吨CH₄/（年·个）。

本工程工程开采逃逸的CH₄为：

$$\begin{aligned} E_{CH_4\text{-开采逃逸}} &= Num_{oil,井口} \times EF_{oil,井口} + Num_{oil,接转站} \times EF_{oil,接转站} \\ &= 3 \times 0.23tCH_4 + 1 \times 0.18tCH_4 \\ &= 0.87tCH_4 \end{aligned}$$

根据上述公式计算可得本工程开采逃逸的CH₄为0.87t。

(3) 储层改造废气

储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为非甲烷总烃等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低废气排放。

3.4.4.3 噪声源

运营期间的噪声源主要包括井场、站场设备的运转噪声和巡检车辆的交通噪声等，噪声级为60~120dB(A)，见表3.4-14。

表 3.4-14 噪声源设备

噪声源名称		声功率级 (dB(A))	噪声特 性	排放规 律	备注	运行时 段	声源控 制措施
正常 工况	井场、站 场设备	75~80	机械	连续	/	昼间至 夜间	选用低 噪设备
	交通噪声	70~90	机械	间歇	/	昼间	/

3.4.4.4 固体废物污染源

(1) 油泥（砂）

油泥砂主要为处理厂的采出水处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08）。本工程运营期原油处理依托石西集中处理站，故石西集中处理站油气处理及采出水处理系统装置均会增加产生一定量的油泥砂。

油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据《排放源统计调查产排污

核算方法和系数手册》(2021 年)中 07 石油和天然气开采业行业系数手册(续 35)中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.4-15。

表 3.4-15 石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等	所有规模	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

根据本工程开发指标预测,本工程投产后新建产能为 $2.46 \times 10^4 \text{t/a}$, 计算含油污泥最大产生量为 223.27t/a 。本工程产生的油泥(砂)集中收集后委托具有相应危废处置资质的单位接收处置。

(2) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣,每 2 年清管 1 次。根据类别调查,一般清管废渣产生量为 1.15kg/km ,本工程新建各类集输管线 27.2km ,每次废渣产生量约 31.28kg (0.016t/a)。清管废渣的主要成分为 SS 和氧化铁等,还含有少量管道中的油,属于危险废物 HW08 (废物代码: 251-001-08),严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存,集中收集后委托具有相应危废处置资质的单位接收处置。

(3) 落地原油

落地原油主要产生于阀门、法兰等处事故状态下的泄漏以及管线破损。按照站场落地原油产生量约 0.1t/a 计算,本工程运行后落地油总产生量约 0.3t/a ,属于危险废物 HW08 (废物代码: 071-001-08)。

本项目井下作业时带罐作业,落地油 100%回收,回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。

(4) 废弃含油抹布、劳保用品

本项目生产过程中产生的废弃的含油抹布、劳保用品,类别为 HW49 其他废物,代码为 900-041-49。

根据《危险废物名录》(2025 年版),本项目生产过程中产生的废弃的含油抹布、劳保用品产生量极少,在未分离收集情况下,收集、储存、运输、处置可以不按照危险废物管理,属于全过程豁免的。

豁免条件为未分类收可不按危险废物管理，但不得分类收集后混入生活垃圾处理。具备条件时，废含油抹布和劳保用品应尽可能分类收集，委托具有相应危废处置资质的单位接收处置。

(5) 废防渗材料

本项目运营期井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，单块防渗布重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，则本工程3口井作业1次共产生废弃防渗布约1.5t，井下作业频次为2年/次，则工程产生废弃防渗材料最大量约0.75t/a。

作业过程中产生的含油废防渗材料属于危险废物，为HW08类危险废物（废物代码：900-249-08）。作业施工结束后，委托具有相应危废处置资质的单位接收处置。

3.4.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况，见表3.4-16。

表3.4-16 运营期污染物排放汇总

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	NMHC	0.386t/a	0.386t/a	大气
	温室气体	甲烷	0.87t	0.87t	
	储层改造废气	非甲烷总烃等	少量	少量	
废水	采出水	SS、COD、石油类等	1.25×10^4 t/a	0	采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理。
	井下作业废水	压裂液	459.63t/2a	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至石西集中处理站处理。
		酸化液	451.47t/2a	0	
		洗井液	75.87t/2a	0	
洗井废水	石油类、SS	81.39t/2a	0		
固体废物	油泥（砂）	石油类	223.27t/a	0	集中收集后委托具有相应危废处置资质的单位接收处置。
	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.03t/2a	0	

	废防渗材料	石油类	0.75t/a	0	
	落地原油	石油类	0.3t/a	0	落地油 100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。
	废弃含油抹布、劳保用品	-	-	-	具备条件时，应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置。
噪声	机械噪声	-	70~90dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施。

3.4.5 退役期污染源及其防治措施

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；固废污染源主要为废弃建筑残渣等一般工业固体废物，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，收集后拉运至呼图壁县建筑垃圾填埋场填埋处置；设施拆除过程遗落地面的油泥委托具有相应危废处置资质的单位进行处置；沾油管线或设备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，防治油污泄漏污染土壤，要求铺膜作业。

3.5 清洁生产水平分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本工程为油田开发建设项目，生产过程主要包括钻井、采油、油气集输和井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.5.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本工程的清洁生产水平进行评价。

（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。

（2）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。

（3）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。

（4）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。

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 3.5-1~3.5-3。

(5) 评价指标考核评分计算

1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

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。

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值

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 值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他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 S_i 值为 k/m 。

② 定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

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

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

2) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_2 —定性评价二级指标考核总分值；
 F_i —定性评价指标体系中第*i*项二级指标的得分值；
 n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

(3) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数
 P_1 —定量评价考核总分值；
 P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

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 3.5-1。

表 3.5-1 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.5-1~3.5-3 计算可得：

- 钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 95 分，综合评价 98 分。
- 井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。
- 采油和集输：定量指标 85 分，定性指标 100 分，综合评价 91 分。

3.5.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

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

钻井作业、井下作业、采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值，见表3.5-2~3.5-4。

表 3.5-2 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1)资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	符合	15
(2)生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	>95%	5
(3)资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000m~3000m；3000m 以上	10	≥40%； ≥50%； ≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	>80	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4)污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区： ≤30； 乙类区： ≤35	29.73	10
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	<10	10
		柴油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	<10	5
		COD	mg/L	5	甲类区： ≤100； 乙类区： ≤150	<150	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	评分	
(1)原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液			10	10
		柴油消耗	具有节油措施			5	0
(2)生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先			5	5
		压力平衡技术	具备平衡技术			5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地			5	5
		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备			5	5
		井控措施	具备			5	5
		有无防噪措施	有			5	5
(3)管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	10	
		开展清洁生产审核，并通过验收			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(4)贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求			10	10	
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	5	
		满足其他法律法规要求			5	5	

表 3.5-3 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	符合	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	符合	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	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	≤50	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程评分	
(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) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.5-4 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程				
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分			
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	≤65	30			
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0			
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10			
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10			
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	69.53	0			
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5			
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10			
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10			
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10			
定性指标										
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	评分			
(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	采油过程醇回收设施		10	采油	套管气回收装置		10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20		防治落地原油产生措施		20	20
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置			10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证					10	10		
		开展清洁生产审核					20	20		
		制定节能减排工作计划					5	5		
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况					5	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5		
		污染物排放总量控制与减排措施情况					5	5		
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5		

3.6 污染物排放总量控制

3.6.1 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。

3.6.2 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) 废气污染物

本工程油气集输采用密闭集输工艺，主要废气污染物为集输过程中无组织烃类气体的挥发。

(2) 废水污染物：

正常运营期间，采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理达标后回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注，无废水外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

由上可知，本工程总量控制因子：VOCs。

3.6.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

由于施工期的地面工程集中于较短时间内，地面工程期间排放的污染物将随地面工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

(2) 运营期

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税〔2015〕71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程

而言，其排放的 VOCs 基本可以等同为非甲烷总烃，VOCs（以非甲烷总烃计）的总量考核指标 0.386t/a，均为无组织挥发。

本次评价提出的为建议值，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。

3.7 相关法规、政策符合性分析

3.7.1 与国家产业政策符合性分析

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

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

项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》中有关要求的相符性分析，见表 3.7-1。

表 3.7-1 项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》相符性分析

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
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。	本项目符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评等要求，以前哨 2 井区为单位开展环境影响评价工作。	符合
在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本项目不涉及。	符合
涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态	符合

	保护红线等生态保护区。	
施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目施工期严格控制占地面积，尽可能缩短施工时间，减少对土壤和植被的扰动和破坏。	符合
陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目运营期采用密闭集输工艺，非甲烷总烃无组织排放浓度可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求。	符合
油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目采用密闭集输工艺，伴生气均回收利用。	符合
陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优	本工程一开采用水基非磺化钻井液	符合

<p>先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。</p>	<p>体系，二开采用油基钻井液体系，钻井液均回收利用。运营期采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理达标后回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注，无废水外排；</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。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。</p>	<p>运营期采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理达标后回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注，无废水外排，回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注标准。</p>	符合
<p>废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。</p>	<p>本项目钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为HW08含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托具有相应危废处置资质的单位处置。运营期产生的危险废物均委托有相关资质单位处置。</p>	符合
<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>经预测分析，项目运营期井场、站场厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标</p>	符合

	准》(GB12348-2008)中2类区标准。	
对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	严格按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)相关要求对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复。	符合

由上表可知,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)》的相关规定。

3.7.3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)中要求的相符性分析,见表3.7-2。

表3.7-2 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

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

管网、路网建设占地规模。	带宽度。	
对伴生有二氧化碳气体的油气藏，二氧化碳气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定二氧化碳气体处置方案的油气藏不得开发。	石油天然气开发的标准中没有二氧化碳工业综合利用的标准限值，无法达到工业综合利用要求的二氧化碳需要进行处理，本工程伴生气中二氧化碳满足《天然气》GB 17820-2018中的一类和二类气的外售标准（分别是3摩尔分数%、4摩尔分数%）。	符合

3.7.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析，见表 3.7-3。

表 3.7-3 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。	采用清洁生产工艺及技术。本工程采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理达标后回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注，无废水外排；清管废渣委托具有相应危废处置资质的单位进行无害化处置。	符合
在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	井下作业时带罐作业，落地原油 100%回收。	符合
在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处理，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	井下作业全部带罐铺膜作业，酸化压裂等废液经收集后采用专用罐拉运至石西集中处理站采出水处理系统进行处理。	符合

在开发过程中,适宜注水开采的油田,应将采出水处理满足标准后回注;对于稠油注汽开采,鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水莫北转油站采出水处理系统处理达标后回注。	符合
在油气集输过程中,应采用密闭流程,减少烃类气体排放。新建3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式,新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	采用密闭流程。本工程建设内容不涉及3000m ³ 及以上储罐建设。	符合
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。	本工程采用密闭集输工艺,伴生气均回收利用。	符合
<p>(一)油田企业应制定环境保护管理规定,建立并运行健康、安全与环境管理体系。(二)加强油田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油田建设过程应开展工程环境监理。(三)在开发过程中,企业应加强油井套管的检测和维护,防止油气泄漏污染地下水。</p> <p>(四)油田企业应建立环境保护人员培训制度,环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。(五)油田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别,制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作,采取环境风险防范和应急措施,防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。</p>	项目投产后,由石西油田作业区管理,区块开发突发环境应急预案纳入中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案管理体系中。	符合

由上表可知,项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.7.5 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本工程施工土方全部用于回填管沟及场地平整;施工废料首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至呼图壁县建筑垃圾填埋场填埋处置。项目施工过程中采取

“下垫上盖”措施，施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.7.6 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》

（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析

本工程与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析，见表3.7-4

表 3.7-4 与“环办环评函〔2019〕910号”符合性

(2019) 910 号要求	项目情况	符合性
<p>油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。</p>	<p>本工程以前哨2井区为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。</p>	符合
<p>项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。</p>	<p>本工程评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。</p>	符合
<p>涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。</p>	<p>本工程周边5km范围内无地表水；废水经依托工程处理达标后回注油层，不外排，不涉及水污染物总</p>	符合

	量控制指标。	
涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质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。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本工程废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，回注到油层，不外排。回注层与工程所在区域内潜水含水层及承压水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。本次评价不含钻井工程。	符合
油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家 and 地方有关固体废物的管理规定进行处置。提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价。	井场设置不落地设备，用于分离钻井液和钻井岩屑，不落地设备分离出的水基钻井岩屑进岩屑专用方罐，交由岩屑处置单位进行处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）相关要求后进行综合利用，油基钻井岩屑属于HW08类危险废物（废物代码：072-001-08），采用专用的方罐进行收集，并交由具有相应危废处置资质的单位进行转运、处置。	符合
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H ₂ S的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	根据井区勘探井流体性质分析，本项目采出气为不含硫化氢伴生气。	符合
施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设	本工程施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束	符合

备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	
涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本工程不涉及生态保护红线区。	符合
油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

3.7.7 与《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〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析

本工程与《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〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析，见表3.7-5。

表 3.7-5 与“新环环评发〔2020〕142号”符合性

要求	项目情况	符合性
请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	新疆油田公司已编制完成新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》于2022年12月1日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审【2022】252号）	符合
油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程以莫北油田前哨2井区为单井开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

3.7.8 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本工程与《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月）符合性分析，见表3.7-6。

表 3.7-6 本工程与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本工程情况	符合性
第二十四条：生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。	根据新水水保（2019）4号文件，项目所在地呼图壁县属于天山北坡诸小河流域重点治理区。本工程环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	符合
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	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，尽量避开植被较多地段，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；根据水土保持方案，针对井场、站场、管线和道路均采取防沙治沙措施。	符合
第三十九条：国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	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，尽量避开植被较多地段，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；根据水土保持方案，针对站场、管线均采取防沙治沙措施。	符合

3.7.9 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析

本工程与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析，见表 3.7-7。

表 3.7-7 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性

要求	项目情况	符合性
产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本工程均采用密闭集输工艺，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。	符合
重点排查汽油（包括含醇汽油、航空汽油）、航空煤油、原油、石脑油及苯、甲苯、二甲苯等装卸的物料类型、装载量、油气回收量，装载方式、密封型式、压紧方式及治理设施建设情况、工艺类型和运行情况，建立装卸排查清单；检查检测罐车人孔盖、油气回收耦合阀，底部装载有机废气回收快速接头、顶部浸没式装载密封罩、油气回收管线法兰等密封点泄漏情况，及治理设施排放浓度、排放速率和去除效率。	本工程属于油气开采项目，集输环节均为密闭流程，有效减少 VOCs 排放；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。	符合
企业应按照标准要求，根据储存挥发性有机液体的真实蒸气压、储罐容积等进行储罐和浮盘边缘密封方式选型。充分考虑罐体变形或浮盘损坏、储罐附件破损等异常排放情况，鼓励对废气收集引气装置、处理装置设置冗余负荷；储罐排气回收处理后无法稳定达标排放的，应进一步优化治理设施或实施深度治理；鼓励企业对内浮顶罐排气进行收集处理。储罐罐体应保持完好，不应有孔洞、缝隙（除内浮顶罐边缘通气孔外）；除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，储罐附件的开口（孔）应保持密闭。	本工程采用密闭集输工艺，不涉及储罐等。	符合

3.7.10 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本工程与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析，见表 3.7-8。

表 3.7-8 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性

《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）相关要求		本工程情况	符合性
临时用地	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本工程占地类型为灌木林地、沙地。工程施工前应办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。	符合
选址要求	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本工程占地类型为灌木林地、沙地，不占用基本农田。	符合
使用期限	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	临时用地使用期限为两年。	符合
规范临时用地审批	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本工程在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。对于未转入生产的，应当完成土地复垦。	符合
落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。 严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	建设单位不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。 本工程不占用农用地，施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；后期对未投入产生的进行恢复复垦。	符合

3.7.11 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

本工程与《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》符合性分析，见表 3.7-9。

表 3.7-9 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性

要求	项目情况	符合性
对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本工程位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，本次环评分析了项目实施过程中对周边沙化土地的影响，并提出了有效可行的防沙治沙措施。	符合

3.7.12 与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性分析

本工程与《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）符合性分析，见表 3.7-10。

表 3.7-10 与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性

要求	项目情况	符合性
落实污染防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度。	新疆油田分公司石西油田作业区已落实污染防治责任制度，已建立健全工业危险废物全过程的污染防治责任制度。	符合
落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。	新疆油田分公司石西油田作业区已按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。	符合
产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。	石西油田作业区于 2020 年 9 月 29 日在塔城地区生态环境局办理排污许可登记，排污许可登记编号为：91650200715597998M051Z，有效期至 2025 年 9 月 28 日。	符合
落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。	《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案》于 2023 年 3 月 9 日在昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局进行了备案(备案编号：652323-2023-08-MT)。	符合

3.7.13 与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

空气质量持续改善行动计划：以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大精神，深入贯彻习近平生态文明思想，落实全国生态环境保护大会部署，坚持稳中求进工作总基调，协同推进降碳、减污、扩绿、增长，以改善空气质量为核心，以减少重污染天气和解决人民群众身边的突出大气环境问题为重点，以降低细颗粒物（PM_{2.5}）浓度为主线，大力推动氮氧化物和挥发性有机物（VOCs）减排；开展区域协同治理，突出精准、科学、依法治污，完善大气环境管理体系，提升污染防治能力；远近结合研究谋划大气污染防治路径，扎实推进产业、能源、交通绿色低碳转型，强化面源污染治理，加强源头防控，加快形成绿色低碳生产生活方式，实现环境效益、经济效益和社会效益多赢。

本工程将 2 口油井老井（前哨 401、前哨 202）以及本次新部署的 3 口采油井统筹考虑，均采用密闭集输工艺进行生产，有效减少挥发性有机物（VOCs）排放，减少对大气的污染。

3.8 相关规划符合性分析

3.8.1 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。

3.8.2 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》提出，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构

性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大**准噶尔**、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油田建设，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。

本工程位于**准噶尔盆地油气基地**，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

3.8.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。新疆重点开发区包括国家层面重点开发区域——天山北坡经济带。呼图壁县属于天山北坡经济带国家级重点开发区域。

本项目属于石油开采项目，位于昌吉回族自治州呼图壁县境内，属于国家级重点开发区域，项目建设与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符合。

3.8.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详，见表 3.8-1。

表 3.8-1 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划要求	本工程	符合性
加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	本工程无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合
有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应	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	符合

用,提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点,严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染,加强油(气)田开发土壤污染防治,以历史遗留工业企业污染场地为重点,开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念,强化修复过程二次污染防控。	壤环境风险;本工程运营后采取源头控制、过程防控措施;土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值,石油烃类执行表2第二类用地筛选值。	
强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单,全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况,报备管理计划,做好信息公开工作,规范运行危险废物转移电子联单。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第23号)中相关管理要求。	符合
实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展,严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度,落实“三线一单”生态环境分区管控要求,守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线,实施生态环境准入清单管控。	本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县,为油气开发项目,不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目,符合昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合

3.8.5 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

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

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划》,稀油老区在西北缘新建产能323.4万吨、腹部新建产能23.7万吨、东部新建产能136.3万吨。本项目属于“腹部新建产能23.7万吨”中规划内容,运营后属于石西油田作业区管辖,符

合规划要求。目前，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响评价报告书》已编制完成并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审[2022]252号）。审查意见中提出：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；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/T5329-2012）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。

本项目位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹部，报告中已明确环境保护目标，并提出了相关生态环境保护措施，针对施工期和运营期产生的污染物也均提出了合理可行的污染防治措施，并提出了区域生态环境质量不因本项目的建设而下降的保护要求。本项目通过选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，运营期采用密闭集输工艺，有效减少挥发性有机物的排放；井下作业废水和采出水经污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后用于油田注水；施工期和运营期产生的固体废物按要求均能得到妥善处置，不会对生态环境造成不利影响。本项目在严格落实报告中提出的污染防治措施、风险防范措施和生态环护措施后，与新疆油田公司“十四五”发展规划环评审查意见相符。

3.8.6 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

本工程位于昌吉回族自治州呼图壁县境内，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、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区，距离生态保护红线较远。本工程符合国土空间规划的油田开发建设工程；开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源；油气集输常温，不消耗燃料。本工程占地类型为灌木林地、沙地，土地资源消耗符合要求。因此，本工程符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》的要求。

3.9 选址、选线合理性分析

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、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。

(1) 根据现场调查及查阅相关资料，工程占地类型为灌木林地、沙地，地表为流动沙丘所覆盖，项目区内植被覆盖度在15%左右。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），评价区无保护植物。

(2) 本工程的各类集输管道设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）《油气输送管道跨越工程设计规范》（GB50459-2009）；线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场的位置作相应调整；井场靠近和利用现有油田公路，方便施工及运行管理；线路在无人区穿越，不涉及征地和拆迁；线路尽量避开不良工程地质区，保证管道运行安全可靠，从工艺、运行管理、征地分析，本工程集输管道选线合理。

(3) 本工程均在规划的油田内，属于天山北坡诸小河流域重点治理区，项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土保持措施和防沙治沙措施，根据工程水土流失影响预测分析和土地沙化趋势分析，工程对周边产生的环境影响在可接受范围内，各类集输管道选线合理。

(4) 本工程实施过程中，废水、固废均可得到适当处置，不会对外环境造成不利影响。根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本工程在选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案。同时在施工时严格限制施工作业宽度，尽量利用现有道路，减少新建道路，减少对土地的占用。管线尽量沿道路敷设，总体布局合理。对临时占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。

综上所述，本项目所有占地均不涉及生态敏感区，站场、管线及道路选址均远离生态保护红线，占地类型主要为灌木林地、沙地，无环境限制因素，选址选线合理。

3.10 “三线一单”符合性分析

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

(1) 生态保护红线

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

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）及2024年更新成果、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）以及《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》要求，本工程位于呼图壁县一般管控单元内（环境管控单元编码：ZH65232330001），西北距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最近距离3.2km。

(2) 环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，工程所在区域的环境空气为不达标区，超标因子主要为PM_{2.5}、PM₁₀，超标原因为当地气候条件干燥、自然扬尘导致；

项目所在区域地下水水质天然背景值较高，溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、氟化物均有不同程度超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值。超标的原因是由于评价区域位于准噶尔盆地腹部，地势较低，是新疆北部地区地下水的排泄区。地下水在流动过程中将地层中的矿物质元素溶解并携带流动到该区域，使得区域浅层地下水矿化度较高，属天然背景值超标；项目区声环境质量良好，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准；根据监测结果可知，项目区土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地筛选值，石油烃类执行表2第二类用地筛选值。

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

（3）资源利用上线

本工程开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源，油气集输采用常温密闭集输工艺，不消耗燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型为灌木林地、沙地，土地资源消耗符合要求。总之，本工程开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程的建设符合国家的相关政策。

综上所述，本工程建设符合“三线一单”要求。

本工程与生态保护红线位置关系，见图 3.10-1。

具体管控要求符合性能分析，见表 3.10-1。

图 3.10-1 本工程与生态保护红线位置关系图

表 3.10-1 呼图壁县环境管控单元生态环境准入清单（一般管控单元）

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本项目
ZH65232330001	呼图壁县一般管控单元	一般管控单元	空间布局约束	1、符合国土空间规划要求。 2、符合《产业结构调整指导目录（2024年本）》、《市场准入负面清单（2022年版）》	本项目为石油开采类项目，属《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”项目，位于昌吉回族自治州呼图壁县境内，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、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区，距离生态保护红线较远，符合国土空间规划。 运营期采用密闭集输工艺，产生的废气主要为油气集输过程中产生的无组织烃类挥发，类别同类型井场、站场，厂界污染物排放浓度可满足相关标准要求。
			污染物排放管控	1、污染物排放执行国家和地方相关标准中普适性要求。 2、“乌-昌-石”区域内，已实施超低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。 3、加强农业面源污染治理，科学合理使用化肥农药，逐步削减农业面源污染物排放量。 4、施工工地全面落实“六个百分之百”（施工工地周边围挡、物料堆放覆盖、出入车辆冲洗、施工现场地面硬化、拆迁工地湿法作业、渣土车辆密闭运输）。	
			环境风险防控	1、执行区域生态环境保护的基本要求。 2、执行昌吉州总体准入清单中的要求。	
			资源利用效率	1、执行区域资源能源利用的基本要求。 2、执行昌吉州总体准入清单中的要求。	

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

呼图壁县位于新疆维吾尔自治区中北部，地理坐标为东经 $86^{\circ} 5'$ - $87^{\circ} 8'$ 、北纬 $43^{\circ} 7'$ - $45^{\circ} 20'$ 之间。南以天山分水岭与巴音郭楞蒙古自治州和静县交界，北至古尔班通古特沙漠中心与塔城地区的和布克赛尔县接界，东邻昌吉市，西接玛纳斯县。全县南北长 258km，东西最大宽度 52km，总面积 9721.6km²。

本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，南侧距离呼图壁县约 117km，东侧距离莫北转油站约 10km，中心地理坐标为： 。

4.1.2 地形地貌

前哨2区块位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，项目区为典型的风积沙漠地貌，属风蚀地貌，地形起伏，总体地势北高南低，海拔高程在 400m~450m 之间，为低矮的未固定-半固定沙丘，沙丘呈长垄状，以南北走向为主；沙梁高度为 15m~30m，宽度 20m~100m 不等。除在丘间低地中分布有少量的龟裂土外，井区内土壤类型大部分为风沙土。

4.1.3 地质构造

据表层土壤分析：沙漠段土壤含水 0.76%，含盐 0.3%，属非盐渍土区，土壤电阻率随深度加大而减小，在地下 0.6~0.7m 处约 200 Ω ，1.1~1.2m 处约为 30 Ω 。

场地内以细砂为主，局部为中砂，土黄色，稍密状态，干稍湿，土质均一，石英，长石质，级配不良，不均匀系数 $C_u=1.878\sim 2.851$ ，平均值为 2.466，曲率系数 $C_c=0.636\sim 0.995$ ，平均值为 0.731，地表有 10~40cm 结皮，地表以下 1m 以内含有大量的植物根系，地层厚度大于 15m。地基承载力不小于 160kPa。

按国家地震局地震烈度区划分，本地区抗震设防烈度为 6 度，地震加速度值为 0.05g。

4.1.4 水文概况

项目区无天然地表水体，与该地区有补给关系的准噶尔盆地边缘发育多条河流。其中南部有呼图壁河、塔西河、玛纳斯河；北部有乌伦古河、和布克河和白

杨河。这些河流的径流特点均由盆地外围水资源形成的山区河流经盆地边缘汇流至盆地中心—玛纳斯湖。而实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖，基本上是以地下径流的方式汇入盆地，最终流向盆地的最低处—玛纳斯湖。

(1) 地下水类型，含水层及富水特征

项目区域埋藏有两种类型的地下水，即第四系松散岩类孔隙水和第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水。

1) 第四系松散岩类孔隙水

第四系松散沉积物厚度数十米至上百米不等，含水层为一套冲积-湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以粗砂为主，承压水含水层顶板埋深多大于 60m。潜水位埋深为 10m-15m，为微咸水；而且该层采水量一般小于 50m³/d。矿化度 1-3g/L，水化学类型主要以 Cl-SO₄-Na 型和 Cl-Na 型为主。

评价区内的第四系沉积物基本不含水或含少量水，地下水埋深浅则十数米，深则数十米，其水质较差，不适于工农业开发利用。另一方面，大部分地区，地下水位以上，降水入渗后被包气带地层阻隔，短期内形成局部上层滞水，地下水或以毛细水、结合水形式存在，正是这些主要接受少量、不定期降水补给的少量重力水、毛细水甚至结合水的存在，成为当地植被得以维系的前提和关键。

2) 第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水

第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水顶板埋深 50-100m，承压水岩性主要是砂岩和泥质砂岩，地下水单井涌水量 122.89m³/d-345.4m³/d，矿化度 3-10g/L，水化学类型以 Cl-Na 型和 Cl-SO₄-Na 型为主，生产用水主要是开采第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水。

(2) 地下水补给、径流、排泄条件

受区域水文地质条件控制，评价区位于准噶尔盆地腹地，下水补给来源较少，浅层承压水主要接受盆地北部山区以及上游玛纳斯湖等地表径流垂向渗漏补给，同时向深部承压水进行径流补给。浅层地下水的总体径流方向自东北向西南进行径流，径流速度缓慢，浅层承压水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。深部承压水除主要接受北部以及浅层承压水还可能接受盆地南部补给，无论是来自北部和南部的补给，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。

(3) 地下水化学特征

由于评价区位于准噶尔盆地腹地，气候干燥，地下水补给总体上来源匮乏，蒸发浓缩作用强烈，加之径流速度也缓慢，导致其矿化度逐渐升高、地下水水质逐渐变差，地下水多为半咸水及咸水。区内地下水水化学特征水平方向上变化很小，但在垂向上，无论是矿化度还是水化学类型均存在一定的变化。在垂向上，地下水化学类型由浅部的 Cl-Na 型过渡到 Cl-SO₄-Na (Ca) 型；浅层承压水矿化度向深层承压水的矿化度逐渐减，地下水矿化度从大于 10g/L 变化到 5-10g/L 左右。承压水水化学类型由浅层的 Cl-Na 型过渡到至深部的 Cl×SO₄-Na (Ca) 型，矿化度由浅层 19.06g/L 过渡到至深部的 5.44g/L。

4.1.5 气候、气象

项目区位于古尔班通古特沙漠腹地，属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季气温变化快，日较差和年较差大，蒸发量大，风沙日多。

当地气象站近 20 年统计气象资料，见表 4.1-1。

表 4.1-1 评价区域气象资料统计

项 目		单位	
气温	年平均	℃	7.0
	最冷月平均/最热月平均	℃	-22.3/28.0
	极端最高/极端最低	℃	42.3/-34.5
主导风向及频率	年平均	%	NW, 14.84
	春季	%	W, 16.71
	夏季	%	W, 18.89
	秋季	%	W, 15.75
	冬季	%	ENE, 16.53
风速	年平均	m/s	2.6
	最大风速	m/s	20
	冬季/夏季	m/s	1.4/3.0
相对湿度	年平均	%	53
	冬季/夏季	%	79/35
最大冻土深度	平均值	cm	114
	极值	cm	167
最大积雪厚度		mm	140

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 区域生态系统及主要环境问题

4.2.1.1 工程所在区域生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于《新疆生态功能区划》中的 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区-II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区-23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。适宜发展方向为维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘、遏制蔓延。

工程所在区域油田勘探开发工作已开展多年工程区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标，见表 4.2-1。

表 4.2-1 项目区域生态功能区划

生态 功能 分区 单元	生态区	II 准噶尔盆地温性干旱荒漠与绿洲生态功能区
	生态亚区	II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区
	生态功能区	23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区
隶属行政区		和布克赛尔县、沙湾县、玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市、米泉市、阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县
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
保护目标		保护沙漠植被、防止沙丘活化
保护措施		对沙漠边缘流动沙丘、活化沙丘进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒
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

4.2.1.2 生态系统结构和特征

项目区生态系统为沙漠生态系统，地表植被稀疏，生态系统结构简单。环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱的沙生植物才能得以生存，由此形成沙

漠生态景观。工程区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。

4.2.2 土地利用现状调查

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译，即以高分辨率遥感影像为基础，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。

根据调查，评价区及占地范围内土地利用现状类型均为灌木林地、沙地，工程区地表为流动沙丘所覆盖，项目区内植被覆盖度在15%左右，土地现状以自然状态为主。

评价区域土地利用现状，见图4.2-1。

图 4.2-1 评价区域土地利用现状图

4.2.3 植被环境现状调查及评价

4.2.3.1 评价区域植被类型

评价区主要植被类型为梭梭+白梭梭群系，按中国植被自然地理区划分，本项目所在区域属北方植物界、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、古尔班通古特洲。由于单一的地貌类型及严酷的气候特征，该区域内植被类型少而单一，在沙垄上分布着白梭梭(*Haloxylon persicum*)、苦艾蒿(*Artemisia santolina*)形成的荒漠，在窝状沙丘上多分布着沙拐枣-白梭梭荒漠。项目区内植被覆盖度在15%左右。

工程区植被类型，见图4.2-2。

4.2.3.2 评价区植物种类

根据现场调查及查阅相关资料，本项目所在区域内的主要植被类型分为：梭梭+白梭梭群系、白梭梭+沙拐枣+三芒草群系。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），评价区无保护植物。

所在区域各个植物种均具有特定的旱生生理特征，其分布适应于不同的干旱环境，主要植物种类及分布，见表4.2-2。

表4.2-2 主要植物种类及分布

中文名	学名	沙丘	丘间地
一、麻黄科	Ephedraceae		
1. 蛇麻黄	<i>Ephedra distachya</i>	+	+
二、禾本科	Gramineae		
2. 东方早麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++	-
3. 羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	
三、蓼科	Polygonaceae		
4. 白杆沙拐枣	<i>Calligonum leucocladum</i>	++	+
5. 红皮沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	++	+
四、藜科	Chenopodiaceae		
6. 沙蓬	<i>Agriophyllum arenarium</i>	++	+
7. 白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	++	-
8. 梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	-	++

图 4.2-2 植被类型分布示意图

4.2.4 野生动物现状调查

(1) 野生动物区划

按中国动物地理区划的分级标准，项目开发区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。

(2) 野生动物栖息生境类型

因该区域地处准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠腹地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区。

(3) 野生动物种类及分布

项目区域分布的主要野生脊椎动物约 16 种，以鸟类和小型哺乳动物为主。野生动物种类，见表 4.2-3。

表 4.2-3 项目区周围主要脊椎动物的种类

种 类		分布状况		
		多见种	少见种	偶见种
爬行类				
1、变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>		+	
2、东疆沙蜥	<i>P.grumgrizimaloi</i>	+		
3、快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+		
鸟类				
4、鸢	<i>Milvus korschun</i>		+	
5、雀鹰	<i>Accipiter nisus</i>		+	
6、草原鹞	<i>Circus macrourus</i>		+	
7、棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>		+	
8、红隼	<i>Falco tinnunculus</i>		+	
哺乳类				
9、鹅喉羚	<i>Gozella subgutturosa</i>		+	
10、草兔	<i>Lepus capensis</i>		+	
11、小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>		+	
12、西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>		+	
13、小地兔	<i>Alactagulus pygmaeus</i>		+	
14、毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+		
15、大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	+		
16、子午沙鼠	<i>Meriones meridixnus</i>	+		

根据《国家重点保护野生动物名录（2021）》及《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）（2022）》，作业区及周边区域内的 16 种动物中，国家 II 级保护动物有：鹅喉羚、鸢、红隼、棕尾鵟、草原鹞、雀鹰，共 6 种。

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，夏季酷热，冬季严寒而且极为干旱，所以野生动物种类分布较少，没有区域特有种类。该区域大型哺乳动物种类相对较少，区域内主要分布仅有鹅喉羚。由于饮水、食物及人类活动影响的原因，准噶尔盆地荒漠中各种大型资源动物数量不多，因此作业区不是有蹄类动物的主要分布区，只是偶然在此活动，有些动物只在冬季降雪后才深入沙漠的腹地。同时，由于作业区周边油田较多，人为活动频繁，项目现状调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

4.2.5 水土流失现状

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

根据《2019 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，呼图壁县水土流失主要为风力侵蚀、水力侵蚀和冻融侵蚀，风力轻度侵蚀比例占 93.65%，主要侵蚀土地利用类型为林地、沙地和草地。

根据《昌吉回族自治州水土保持规划(2021-2030 年)》，本项目所在评价区域涉及水土流失重点预防区。重点保护林草植被和治理成果，强化生产建设活动和项目水土保持管理，实施封育保护，促进自然修复，全面预防水土流失。

4.2.5.1 区域水土流失概况

项目区位于呼图壁县境内北部的古尔班通古特沙漠内。

(1) 风力侵蚀现状

根据气象统计资料显示，项目所在区域属于温带大陆性干燥气候，属于干旱地区，冬季寒冷、夏季酷热，干旱少雨，光照充足，热量丰富，蒸发旺盛，风沙活动频繁。项目区年平均降水量 100mm 左右，年降水量集中在 4-8 月份，不能形成地表径流。历年平均风速 1.5-3m/s，春、夏和秋三季最大。由于地表组成

物质松散，极易被风运移，形成沙尘暴。起沙风速的是造成风蚀的动力因素，下垫面裸露的地表土壤又是产生风蚀不可缺少的物质条件。据研究，当下垫面为植被稀疏的干燥沙土时，低强度起沙风约为3-4级(6.0-7.0m/s)，中等强度起沙风约为4-5级(8.0-11.7m/s)，风速越大沙尘发生的概率和强度也就越大；结合当地现有水文、气象资料，项目区内植被覆盖度在15%左右，平均风蚀厚度25-50mm/a。按水利部颁布的《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）（见表4.2-4）中有关侵蚀分级指标，项目区属强度侵蚀区。

表 4.2-4 土壤侵蚀强度分级标准表

级别	床面形态（地表形态）	植被覆盖度（%） （非流沙面积）	风蚀厚度 （mm/a）	侵蚀模数（t/（km ² ·a））
微度	固定沙丘、沙地和滩地	>70	<2	<200
轻度	固定沙丘、半固定沙丘、沙地	70~50	2~10	200~2500
中度	半固定沙丘、沙地	50~30	10~25	2500~5000
强度	半固定沙丘、流动沙丘、沙地	30~10	25~50	5000~8000
极强度	流动沙丘、沙地	<10	50~100	8000~15000
剧烈	大片流动沙丘	<10	>100	>15000

（2）项目区水土流失特点

区内气候干燥，植被覆盖度在15%左右，地貌形态多表现为起伏的固定、半固定沙丘、沙地。区内盛行西南风，全年大风日数在6天以上。本项目所在区域水土流失发生时间取决于大风活动状况。通过对风力特征的分析，在春季(3-5月)存在风蚀，风蚀时间较长，植被稀疏、风力强劲的戈壁及沙漠附近地带，风蚀、风埋现象严重。

4.2.5.2 水土流失的成因

（1）自然因素

1) 土壤干旱

土壤水分是土壤形成的重要因素之一。土壤水分含量除影响植物生长外，还影响土壤粘结性和黏着性。土壤水分含量高时，据有关资料表明，河漫滩和河心洲土壤含水率高，植物生长良好，无沙化；盐土则位于相对低洼的地方，土壤含水率高，也无沙化发生，高阶地土壤水分含量降低，植物生长变差，部分地段已有积沙。

2) 植被衰败

植被防止土壤沙化是通过改变地面粗糙度，消减风力而起作用，植被类型和覆盖度的不同，其地面粗糙程度和防风作用也不同。据新疆林业科学院资料，荒漠光板地（龟裂土）在20cm高度的粗糙度为0.0914cm，柽柳灌丛为9.6819cm。在高2m高处荒漠光斑地上8天平均风速为2.84m/s，在柽柳灌丛林地为1.24m/s，降低56.7%。

3) 土壤组成物质质地轻评价区土壤剖面以流动风沙土为主，质地偏轻，土壤机械组成以0.25~0.1mm沙粒为主，一般可达700g/kg以上。由于风沙土质地偏轻，干燥时粘结性和黏着性极差，易破碎分散，成为风蚀源对象。

4) 大风和频繁的起风沙风是空气流动产生的一种自然动力，可吹蚀地表并对沙物质起运移和堆积作用，

风对地表的吹蚀作用与风力大小成正相关，风速越大，对地表吹蚀越强。该地区气象资料可看出，年瞬间最大风速22.4m/s。此外，受风力作用，沙暴日数0.3d。由此可见，大风和频繁的起风沙使土壤沙化的动力条件。

(2) 人为因素

人口增加，加重了当地压力，从而对环境土壤表面的扰动频率增加。尤其是油田大面积的滚动开发活动所造成的生态环境影响也是不容忽视的。

4.2.6 土地沙化现状

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

根据《2019年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，呼图壁县水土流失主要为风力侵蚀、水力侵蚀和冻融侵蚀，轻度侵蚀比例占93.65%，主要侵蚀土地利用类型为林地、沙地和草地。

根据《昌吉回族自治州水土保持规划(2021-2030年)》，本项目所在评价区域涉及水土流失重点预防区，重点保护林草植被和治理成果，强化生产建设活动和项目水土保持管理，实施封育保护，促进自然修复，全面预防水土

流失。根据评价区土地利用现状，结合现场调查地形地貌及植被覆盖程度，项目区域地处古尔班通古特沙漠腹地，土地利用类型主要为灌木林地、沙地，土壤类型为风沙土，地表植被类型为白梭梭、白皮沙拐枣、羽毛三芒草等，植被覆盖率低于为 20%，生境较为稳定，植被的防风固沙功能明显。

4.2.7 小结

本项目区位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，评价区域无自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，涉及水土流失预防区，生态系统较为脆弱，经现场调查，评价区域内分布有白梭梭、白皮沙拐枣、羽毛三芒草等原始天然植被，如遭到占用、损失和破坏后将使沙丘活化，但可以通过一定的防风固沙措施加以预防、恢复，属于重要生态敏感区。项目新增永久占地面积 5.83hm²，临时占地面积 34.49hm²，总占地面积为 40.32hm²。根据《新疆生态功能区划》，项目区属于《新疆生态功能区划》中的 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区-II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区-23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。项目区气候干燥，属轻度侵蚀区，类型为风力侵蚀，土壤主要为风沙土，植被类型主要为白梭梭、白皮沙拐枣、羽毛三芒草等，植被覆盖率 15%左右，野生动物栖息生境类型属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。由于作业区周边油油田较多，人为活动频繁，项目现状调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本工程地处新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定结果。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定的数据，作为基本污染物环境空气质量现状数据。

昌吉回族自治州 2023 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 7ug/m³、17ug/m³、83ug/m³、48ug/m³；CO₂₄ 小时平均第 95 百分位数为 1.2mg/m³，O₃ 日

最大8小时平均第90百分位数为143 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$

现状评价结果，见表4.3-1。

表4.3-1 昌吉州环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$		
SO_2	年平均	7	60	11.67	达标
NO_2	年平均	17	40	42.5	达标
CO	第95百分位数日平均	1200	4000	30.0	达标
O_3	第90百分位数日平均	143	160	89.38	达标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均	48	35	137.14	超标
PM_{10}	年平均	83	70	118.57	超标

注：监测数值中 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 SO_2 、 NO_2 这四项为浓度均值，CO为24小时平均浓度第95百分位数， O_3 为日最大8小时平均浓度第90百分位数；二级标准值中 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 SO_2 、 NO_2 这四项为年均值，CO为24小时平均值， O_3 为日最大8小时平均值。

由表4.3-1可知：2023年项目所在地昌吉州 SO_2 、 NO_2 年平均浓度及CO、 O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求； PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，占标率分别为118.57%、137.14%。

项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

4.3.2 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，且本次评价在布置2个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测，监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。监测工作由新疆齐新环境服务有限公司完成。

监测点位基本信息，见表4.3-2，监测点位，见图4.3-1。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

监测点名称	监测点坐标	监测因子	数据来源
		1 小时平均	
拟建QSHW205井场		非甲烷总烃、硫化氢	实测
项目区下风向 1.5km		非甲烷总烃、硫化氢	

(2) 监测时间及频率

监测时间为 2024 年 11 月 30 日-2024 年 12 月 6 日。其中硫化氢连续采样 7 天，采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟。非甲烷总烃连续采样 7 天，每天采样 4 次，每小时等间隔采样 4 次。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表，见表 4.3-3。

表 4.3-3 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	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07
2	硫化氢	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》 (GB 11742-89)	GB11742-89	mg/m ³	0.005

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 详解中的浓度限值 2000 μg/m³，H₂S 执行《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 (10 μg/m³) 的浓度限值要求。

(5) 评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

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

式中：Pi—第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i}—第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(6) 评价结果

监测及评价结果，见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

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/%	超标 频率/%	达标 情况
拟建 QSHW205 井 场	非甲烷总烃	1 小时平均	2000		30.5	0	达标
	硫化氢	1 小时平均	10		/	0	达标
项目区下风 向 1.5km	非甲烷总烃	1 小时平均	2000		41.5	0	达标
	硫化氢	1 小时平均	10		/	0	达标

由表 4.3-4 可知，监测期间各监测点非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 2000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求；H₂S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求。

各要素监测点位，见图 4.3-1。

图 4.3-1 监测点位图

4.4 水环境现状调查与评价

4.4.1 地表水环境现状调查

项目区位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，周边 5km 范围内无地表水体。在油田正常开采及油气集输过程中，采出水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，因此，本次环评不进行地表水环境现状调查与评价，仅对地下水环境现状进行调查评价。

4.4.2 地下水环境现状调查

本项目区位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，在钻探深度内是以深层基岩裂隙水为主的沙漠平原区，含水层岩性主要为砂岩，地下水资源小于 10 万 $\text{m}^3/\text{km}^2 \cdot \text{年}$ ，属于地下水资源贫乏地区。结合现场踏勘和调查，由于项目区的地下水评价范围内无人工开采水井，且项目区周边人工开采水井分布数量也很少，因此本次评价从实际出发，利用区域现有的人工开采水井，在项目区上游、周边及下游布设了地下水监测点，进行地下水采样、水质分析。

4.4.2.1 调查方法

本次地下水环境现状调查采用引用数据方式进行。

4.4.2.2 监测点位

本次共引用 10 个地下水现状监测点位（其中 5 个地下水水质监测点和 10 个地下水水位监测点），监测井数据引用自《莫 126 井区三工河组油藏开发地面工程环境影响报告书》，检测时间为 2023 年 2 月。

监测点位，见图 4.3-1。地下水监测点设置情况，见表 4.4-1。

表 4.4-1 地下水监测点设置情况一览表

监测点名称	监测层位	方位，距离	东经	北纬	备注
莫北 4#水井	潜水层	项目区上游， 东侧约 10.36km			水质、水位 监测点
莫北 11#水井		项目区上游， 东南侧约 9.8km			
莫北 8#水井		项目区上游， 东侧约 10.07km			
莫北 12#水井		项目区上游， 东南侧约 9.8km			

莫北6#水井		项目区下游， 西南侧约13.2km			
莫北5#水井	/	项目区上游， 东侧约10.14km			水位
石西1号水井		项目区上游， 东北侧约26.71km			
石西3号水井		项目区上游， 东北侧约27.33km			
石西4号水井		项目区上游， 东北侧约27.49km			
石南8号水井		项目区上游， 东北侧约40.42km			

4.4.2.3 数据有效性说明

前哨2井区属于莫北油田，本次评价选择的地下水水质监测点位均位于莫北油田，其中莫北6#水井临近莫11井区，莫北12#水井、莫北11#水井、莫北8#水井、莫北4#水井和莫北5#水井临近莫北2井区。由于项目区与附近井区的区域水文地质情况和地下水流向基本一致，且本项目类型和产排污情况与附近井区也基本一致，所以在利用区域现有水井的情况下，下表中地下水监测点位的选择较合理，其检测结果可代表区域地下水水质情况。

4.4.2.4 监测频率

采样时间为2023年2月，均监测1天，每个点位采样1次。

4.4.2.5 监测项目

八大离子（ K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ）以及pH值、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、石油类。共27项监测因子。

4.4.3 地下水环境质量现状评价

4.4.3.1 评价标准与评价方法

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

评价方法采用标准指数法。

1) 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

2) 对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} — pH 的标准指数，无量纲；

pH — pH 监测值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

4.4.3.2 监测及评价结果

由监测数据可知，监测期间项目区地下水水质天然背景值较高，溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、氟化物均有不同程度超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类限值。超标的原因是由于评价区域位于准噶尔盆地腹部，地势较低，是新疆北部地区地下水的排泄区。地下水在流动过程中将地层中的矿物质元素溶解并携带流动到该区域，使得区域浅层地下水矿化度较高，属天然背景值超标。

地下水水位监测结果，见表 4.4-2，

表 4.4-2 地下水水位监测结果

项目	莫北 4# 井	莫北 11# 井	莫北 8# 井	莫北 12# 井	莫北 6# 井	莫北 5# 井	石西 1 井	石西 3# 井	石西 4# 井	石南 8# 井
水位 (m)										

水质监测及评价结果，见表 4.4-3。

表 4.4-3 地下水水质监测及评价结果 单位: mg/L (pH 除外)

项目	单位	标准值	莫北4#井		莫北12#井		莫北8#井		莫北11#井		莫北6#井	
			监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
pH	无量纲	6.5-8.5										
耗氧量	mg/L	≤3.0										
总硬度	mg/L	≤450										
溶解性总固体	mg/L	≤1000										
氨氮	mg/L	≤0.5										
挥发酚	mg/L	≤0.002										
氰化物	mg/L	≤0.05										
六价铬	mg/L	≤0.05										
亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.0										
氟化物	mg/L	≤1.0										
氯化物	mg/L	≤250										
硝酸盐氮	mg/L	≤20										
硫酸盐	mg/L	≤250										
石油类	mg/L	≤0.05										
碳酸根	mg/L	-										
重碳酸根	mg/L	-										
汞	mg/L	≤0.001										
砷	mg/L	≤0.01										
铅	mg/L	≤0.01										
镉	mg/L	≤0.005										
铁	mg/L	≤0.3										
锰	mg/L	≤0.10										
钾	mg/L	-										
钙	mg/L	-										
钠	mg/L	≤200										

4.4.3.3 包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.4-4。

表 4.4-4 包气带质量现状监测结果一览表

监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
已建 QSHW204 井场内	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	

4.5 声环境现状

4.5.1 监测点布设

本次分别在已建 QSHW204 井场厂界四周、拟建 QSHW205 井场各布设 1 个监测点位。监测工作由新疆齐新环境服务有限公司完成。

监测点位见图 4.3-1。

4.5.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2024 年 11 月 30 日-2024 年 12 月 02 日,连续监测 2 天,分昼间和夜间两个时段进行。

4.5.3 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级,采用等效连续 A 声级 L_{eq} 作为评价量。

4.5.4 评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准,即昼间 60dB(A),夜间 50dB(A)。

4.5.5 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价,即用现状监测结果与标准值进行对比。

4.5.6 监测及评价结果

监测及评价结果统计,见表 4.5-1。

表 4.5-1 声环境现状监测统计结果一览表

监测点位	测量时间	等效声级 dB (A)		测量时间	等效声级 dB (A)		达标 情况
		昼间	夜间		昼间	夜间	
拟建 QSHW205 井场	2024 年 11 月 30 日-2024 年 12 月 1 日			2024 年 12 月 1 日-2024 年 12 月 2 日			达标
已建 QSHW204 井场 北侧	2024 年 11 月 30 日-2024 年 12 月 1 日			2024 年 12 月 1 日-2024 年 12 月 2 日			达标
已建 QSHW204 井场 东侧							达标
已建 QSHW204 井场 南侧							达标
已建 QSHW204 井场 西侧							达标

由表 4.5-1 可知，监测期间各监测昼间噪声值在 44~52dB (A) 之间，夜间噪声值在 42~48dB(A) 之间，声环境现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布调查

项目区气候极端干旱，植被极为稀疏，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖。这种土壤是在风成沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀风积作用的交替进行，使土壤发育处于不断的复幼状况下，加之植被稀疏生物作用微弱，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显，因此风沙土在很大程度上只具有风积沙沉积物岩性特征而缺乏其它的诊断层和诊断特征。风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。而本区域土壤类型以流动风沙土为主。

流动风沙土：地表光裸无植被，偶见单个的沙生柽柳。土壤剖面无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。干沙层表面为沙波纹，疏松，无结构，灰黄色。湿沙层为淡黄色，湿润，疏松。流动风沙土养分含量极低，有机质含量小于 1g/kg。颗粒组成以 0.25~0.1mm 的细砂粒级为主，干沙层自然含水量 0.6~1.1g/kg，湿沙层 14~15g/kg。

评价区域土壤类型，见图 4.6-1。

图 4.6-1 评价区域土壤类型图

4.6.2 土壤理化特性调查

4.6.2.1 土壤理化特性

针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为拟建 QSHW403 井场内表层样。监测工作由新疆齐新环境服务有限公司完成。分析结果，见表 4.6-1。

表 4.6-1 土壤理化特性调查表

采样点位		拟建 QSHW403 井场内
采样深度/层次		(0-20cm)
现场 记录	颜色	
	土壤结构	
	土壤质地	
	砂砾含量%	
	其他异物	
实验室 测定	pH 值 (无量纲)	
	阳离子交换量 cmol^+/kg	
	氧化还原电位 (MV)	
	饱和导水率 mm/min	
	土壤容重 g/cm^3	
	孔隙度%	

4.6.2.2 土壤酸化、碱化判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 D 中表 D2 判定工程建设地土壤酸化、碱化强度。土壤酸化、碱化分级标准，见表 4.6-2。

表 4.6-2 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
$\text{pH} < 3.5$	极重度酸化
$3.5 \leq \text{pH} < 4.0$	重度酸化
$4.0 \leq \text{pH} < 4.5$	中度酸化
$4.5 \leq \text{pH} < 5.5$	轻度酸化
$5.5 \leq \text{pH} < 8.5$	无酸化或碱化

8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10	极重度碱化

注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的 pH 值，可根据区域自然背景状况适度调整

本工程拟建 QSHW403 井场占地范围内土壤 pH 值为 7.88，故本工程所在地土壤为“无酸化或碱化”。

4.6.2.3 土壤盐化判定

(1) 土壤盐化分级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 D 中表 D1 判定工程建设地土壤盐化强度。土壤盐化分级标准，见表 4.6-3。

表 4.6-3 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量 (SSC) / (g/kg)	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC<1	SSC<2
轻度盐化	1≤SSC<2	2≤SSC<3
中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤SSC<6	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10

注：根据区域自然背景状况适当调整

本工程建设地属于荒漠地区，拟建 QSHW403 井场内土壤含盐量为 3.5g/kg，初步判定本工程所在地土壤为“中度盐化”。

(2) 土壤盐化综合判定

采用《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 F “土壤盐化综合评分预测方法”进一步判定工程所在地土壤盐化强度。

土壤盐化综合评分法：根据“土壤盐化影响因素赋值表”选取各项影响因素的分值与权重，采用公示计算土壤盐化综合评分值 (Sa)，对照“土壤盐化预测表”得出土壤盐化综合评分预测结果。

1) 公式

$$Sa = \sum_{i=1}^n Wx_i \times Ix_i$$

式中：n——影响因素指标数目；

Ix_i ——影响因素 i 指标评分；

Wx_i ——影响因素 i 指标权重。

2) 土壤盐化影响因素赋值表

土壤盐化影响因素及分级标准，见表 4.6-4。

表 4.6-4 土壤盐化分级标准

影响因素	分值				权重
	0 分	2 分	4 分	6 分	
地下水位埋深 (GWD) /m	GWD \geq 2.5	1.5 \leq GWD<2.5	1.0 \leq GWD<1.5	GWD<1.0	0.35
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	EPR<1.2	1.2 \leq EPR<2.5	2.5 \leq EPR<6	EPR \geq 6	0.25
土壤本底含盐量 (SSC) / (g/kg)	SSC<1	1 \leq SSC<2	2 \leq SSC<4	SSC \geq 4	0.15
地下水溶解性总 (TDS) / (g/L)	TDS<1	1 \leq TDS<2	2 \leq TDS<5	TDS \geq 5	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	壤土、粉土、砂粉土	0.10

3) 土壤盐渍化预测表

土壤盐化预测表，见表 4.6-5。

表 4.6-5 土壤盐化预测表

土壤盐化综合评分值 (Sa)	Sa<1	1 \leq Sa<2	2 \leq Sa<3	3 \leq Sa<4.5	Sa \geq 4.5
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

4) 预测结果

预测结果，见表 4.6-6。

表 4.6-6 预测结果一览表

影响因素	本工程	分值	权重
地下水位埋深 (GWD) /m	>2.5	0 分	0.35
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	24.56	6 分	0.25

土壤本底含盐量 (SSC) / (g/kg)	3.5	4分	0.15
地下水溶解性总固体 (TDS) / (g/L)	1467.2	6分	0.15
土壤质地	砂土	2分	0.10

将各影响因素分值和权重代入公式计算, 可得 $S_a=3.2$, 对照表 4.6-5, 可知本工程所在地土壤盐化程度为“重度盐化”, 与地形、气候、地质条件、水动力与水文地质条件等特殊的自然因素有关。

4.6.3 土壤环境质量现状监测

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 土壤盐化、酸化和碱化地区, 建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型, 按相应等级分别开展评价工作。据前文“2.5.7 土壤环境”等级判定结果: 本工程生态影响型评价工作等级为二级、污染影响型评价工作等级为二级。

4.6.3.1 监测点位

本次在项目占地范围内布设 3 个柱状样点 (拟建 QSHW205 井场内、拟建 QSHW206 井场内、已建前哨 202 井场内), 2 个表层样点 (拟建 QSHW403 井场内、已建 QSHW202 井场内); 在占地范围外, 布设 6 个表层样点 (拟建 QSHW206 井西侧外 1km、已建前哨 202 井场南侧外 2.5km、拟建 QSHW403 井场南侧外 2km、拟建 QSHW403 井场东侧外 1.0km、已建 QSHW202 井场北侧外 2km、已建 QSHW204 井场北侧外 1.5km)。

监测点位, 见图 4.3-1。

4.6.3.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2024 年 11 月 30 日, 监测单位为新疆齐新环境服务有限公司。

4.6.3.3 监测因子

土壤监测因子如下:

- (1) 基本因子: 《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 第二类用地的 45 项基本因子: 砷、镉、铬 (六价)、铜、铅、

汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷,1,2-二氯乙烷,1,1-二氯乙烯,顺-1,2-二氯乙烯,反-1,2-二氯乙烯,二氯甲烷,1,2-二氯丙烷,1,1,1,2-四氯乙烷,1,1,2,2-四氯乙烷,四氯乙烯,1,1,1-三氯乙烷,1,1,2-三氯乙烷,三氯乙烯,1,2,3-三氯丙烷,氯乙烯,苯,氯苯,1,2-二氯苯,1,4-二氯苯,乙苯,苯乙烯,甲苯,间二甲苯+对二甲苯,邻二甲苯,硝基苯,苯胺,2-氯酚,苯并(a)蒽,苯并(a)芘,苯并(b)荧蒽,苯并(k)荧蒽,蒽,二苯并(a,h)蒽,茚并(1,2,3-cd)芘、萘、土壤理化性质以及土壤盐分含量。

(2) 特征因子: 石油烃。

4.6.3.4 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中有关要求进行。

4.6.3.5 评价标准

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

4.6.2.6 评价方法

采用标准指数法:

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

式中: C_i —— i 污染物的监测值;

S_i —— i 污染物的评价标准值;

P_i —— i 污染物的污染指数

(6) 监测及评价结果

具体监测及评价结果, 见表 4.6-7~表 4.6-9。

表 4.6-7 土壤监测结果一览表（占地范围内柱状样） 单位：mg/kg

监测项目 监测点位		监测结果							
		砷	镉	铬（六价）	铜	铅	汞	镍	石油烃
拟建 QSHW205 井场内	0~0.5m								
	0.5~1.5m								
	1.5~3.0m								
拟建 QSHW206 井场内	0~0.5m								
	0.5~1.5m								
	1.5~3.0m								
已建前 哨202井 场内	0~0.5m								
	0.5~1.5m								
	1.5~3.0m								
标准值		60	65	5.7	18000	800	38	900	4500
是否达标		-	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

表 4.6-8 占地范围内表层样土壤环境质量评价（拟建 QSHW403 井场内）

监测点位				拟建 QSHW403 井场内		
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	达标情况
1	pH 值	无量纲	-			-
2	砷	mg/kg	60			达标
3	镉	mg/kg	65			达标
4	六价铬	mg/kg	5.7			达标
5	铜	mg/kg	18000			达标
6	铅	mg/kg	800			达标
7	总汞	mg/kg	38			达标
8	镍	mg/kg	900			达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8			达标
10	氯仿	mg/kg	0.9			达标
11	氯甲烷	mg/kg	37			达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9			达标

13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5			达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66			达标
15	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596			达标
16	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54			达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616			达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5			达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10			达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8			达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53			达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840			达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8			达标
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8			达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5			达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43			达标
27	苯	mg/kg	4			达标
28	氯苯	mg/kg	270			达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560			达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20			达标
31	乙苯	mg/kg	28			达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290			达标
33	甲苯	mg/kg	1200			达标
34	间/对二甲苯	mg/kg	570			达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640			达标
36	硝基苯	mg/kg	76			达标
37	苯胺	mg/kg	260			达标
38	2-氯酚	mg/kg	2256			达标
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15			达标
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5			达标
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15			达标
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151			达标
43	蒽	mg/kg	1293			达标
44	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5			达标

45	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15			达标
46	萘	mg/kg	70			达标
47	石油烃	mg/kg	4500			达标
48	土壤盐分含量	g/kg	-			-

表4.6-9 土壤监测结果一览表(已建QSHW202井场内、占地范围外表层样) 单位:mg/kg

监测项目		监测结果							
		砷	镉	铬(六价)	铜	铅	汞	镍	石油烃
已建QSHW202井场内	0-20cm								
拟建QSHW206井西侧外1km	0-20cm								
已建前哨202井场南侧外2.5km	0-20cm								
拟建QSHW403井场南侧外2km	0-20cm								
拟建QSHW403井场东侧外1.0km	0-20cm								
已建QSHW202井场北侧外2km	0-20cm								
已建QSHW204井场北侧外1.5km	0-20cm								

由表4.6-7~表4.6-9可知：项目区占地范围内、外土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本工程特点和所处区域的环境特征出发分析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) 建设项目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组份呈点块状（如井场等）和线状（如管线等）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。

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

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

当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地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程站场建设的场地平整、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，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，由于项目地处内陆地区，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。

项目施工期主要包括：钻井工程、站场工程、管道工程，工程建设过程中包括：场地平整、管沟开挖等。在井场、场站场地平整、道路及管沟开挖施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。道路及管沟开挖导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。

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。

5.1.2.3 对植被的影响分析

本工程施工期建设是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。本工程对植被的影响主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。井场施工过程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，工程结束后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较大的变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。在油田开发初期植被破坏后不易恢复。

本项目总占地面积约 40.32hm²，其中永久性占地面积约 5.83hm²，临时占地面积约 34.49hm²。在油田开发初期的 2~3 年中，将影响占地范围内的植被初级生产力。根据《陆地石油石油开采建设项目环境影响评价技术导则》中对荒漠化生物生产量的量化指标，项目位于荒漠地区，属于强烈发展的荒漠化，按照生物生产量按照 1.1t/(hm²·a)计算，永久占地生物损失量约为 6.41t，临时占地生物损失量约为 37.94t，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

(1) 扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物在植物地上器官(叶、茎、花和果实)沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物

的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

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

（2）施工废物对植被的影响

井场、站场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最小程度甚至没有。

（3）施工期人为活动对植被的影响

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

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

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

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

评价范围内为沙漠区，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，主要野生动物以各种昆虫居多，其次是蜥蜴、鼠类和一些雀类，没有国家和自治区级保护动物分布。

项目各工程呈点块状（如：井场等）和线状（如：管线、输变电路等）分布在评价区范围内，施工可能会影响或缩小野生动物的栖息空间和生存环境；施工干扰会使野生动物受到惊吓，也将被迫离开施工区周围的栖息地或活动区域。施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.2.5 井场建设对生态环境的影响

通过邻近区域已完钻井井场周围土壤环境质量类比调查，结果表明，距井场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，说明油田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 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，因此油田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。从井场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；20cm 浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明井场石油类污染主要集中在表层至 20cm 深度处。

5.1.2.6 管线建设对生态环境的影响

从管线途经区域两侧各 200m 评价范围的现状调查结果来看，本项目区地处沙漠腹地，绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，沿线主要为裸地，地表基本无植被生长。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。

5.1.3 水土流失的影响分析

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下几个方面。

(1) 土壤粗粒化

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

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

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

(3) 对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

5.1.4 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。

(1) 对土地利用的影响

对于永久占地，由于改变了原有土地和利用性质，灌木林地、沙地等区域被构筑物代替。地面基础设施建设完成后，井场、站场及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响。

(2) 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。

(3) 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。

5.1.5 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，最终井区将进入退役期。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、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。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，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。

5.1.6 小结

本工程所在区域的野生动物种类少，工程位于油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，工程区内对人类活动敏感的野生动物较少，调查期间未见到大中型野生动物，项目对野生动植物影响不大。工程所在区域不涉及天然林，占地区域基本无植被。工程对区域生态的影响主要为施工期的扬尘及相关施工活动，其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。工程区属于天山北坡诸小河流域重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

本工程生态环境影响评价自查表，见表 5.1-1。

表 5.1-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群梳理、种群结构、行为等） 生境 <input type="checkbox"/> （生境面积、质量、连通性） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖力、生产力、生物量、生态系统功能等） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （物种丰富度、均匀度、优势度等） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （主要保护对象、生态功能等） 自然景观 <input type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （遗迹多样性、完整性等） 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（12.14）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 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 type="checkbox"/> ；冬季 <input checked="" type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input 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 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 checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input 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

本项目施工期产生的废气主要为钻井工程产生的燃料燃烧废气、施工扬尘以及汽车尾气排放。

(1) 运输车辆扬尘的影响分析

施工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，施工车辆废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、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。随油田开发进入产液期，区块道路路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

(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井场、管沟、地基、路基开挖、土地平整及井场、地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

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。

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

(3) 施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为NO_x、CO、SO₂、THC等。

在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本工程所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

施工期产生的污染是暂时性的，对环境的影响随着施工期的结束而消失，项目周边无集中固定人群居住，从影响时间、范围和程度来看，施工期废气对周围大气环境质量影响较小。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

本工程运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的烃类、温室气体排放。

5.2.2.1 大气环境影响预测与评价

(1) 预测因子及标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为油气集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。

(2) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 作为环境质量标准限值。

(3) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

(4) 污染源参数

运营期间本工程产生的大气污染物主要为油气集输过程中产生一定量的烃类无组织挥发，污染物排放参数，见表 5.2-1。

表 5.2-1 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	面源起点坐标/m		海拔高度 (m)	矩形面源		与正北向 夹角 /°	面源有效 排放 高度 (m)	年排 放小 时数 (h)	排 放 工 况	污染物 排放速 率(kg/h)
	x	y		长度 (m)	宽度 (m)					NMHC
QSHW403			387	30	25	0	6	7920	正常	0.007
混输站			413	125	125	0	6	7920	正常	0.028

估算模型参数，见表 5.2-2。

表 5.2-2 估算模型参数表

环境要素	项 目	评 价 因 子	
1	城市/农村选项	城市/农村	农 村
		人口数（城市选项时）	/
2		最高环境温度/°C	42.3
3		最低环境温度/°C	-34.5
4		测风高度/m	10
5		允许使用的最小风速（m/s）	0.5
6		土地利用类型	沙漠
7		区域湿度条件	干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线 熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

（5）无组织废气环境影响预测结果

本工程大气环境影响评价等级为三级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“三级评价项目不进行进一步预测”。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。估算模式预测结果，见表 5.2-3、5.2-4。

表 5.2-3 估算模式预测污染物扩散结果

距源中心下风向距离 (m)	混输站	
	NMHC	
	下风向预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
10	0.006771	0.34
25	0.008317	0.42
50	0.01108	0.55
75	0.014014	0.7
100	0.016124	0.81
125	0.017106	0.86
145	0.017269	0.86
150	0.017262	0.86
175	0.017048	0.85
200	0.016607	0.83
500	0.011089	0.55
1000	0.006757	0.34
1500	0.004571	0.23
2000	0.003357	0.17
2500	0.002606	0.13
下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	0.017269	0.86
D10%最远距离 (m)	0	
最大落地空气质量浓度距源距离 (m)	145	

表 5.2-4 估算模式预测污染物扩散结果

距源中心下风向距离 (m)	QSHW403	
	NMHC	
	下风向预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
10	0.011042	0.55
20	0.01421	0.71
25	0.013033	0.65
50	0.008915	0.45
75	0.008467	0.42
100	0.007929	0.4
125	0.007359	0.37

150	0.006807	0.34
175	0.006287	0.31
200	0.005812	0.29
500	0.003106	0.16
1000	0.001771	0.09
1500	0.001174	0.06
2000	0.000855	0.04
2500	0.000661	0.03
下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	0.01421	0.71
D10%最远距离 (m)	0	
最大落地空气质量浓度距源距离 (m)	20	

根据表 5.2-3、5.2-4 可知：

QSHW403 井生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 $0.01421\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0.71%；混输站生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 $0.017269\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0.86%。

本工程正常工况下排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度均低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值（ $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）。

无组织源对区域环境空气的影响主要集中在 QSHW403 井场下风向 20m 以及混输站下风向 145m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

5.2.2.2 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离，本工程大气环境影响评价等级为三级，不再计算大气环境保护距离。

5.2.2.3 大气环境影响小结

烃类无组织是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本工程油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。根据预测结果可知，无组织源对区域环境空气的影响主要集中在 QSHW403 井场下风向 20m

以及混输站下风向 145m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此本项目正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

5.2.2.4 大气污染物核算

本工程运营期大气污染物排放量，见表 5.2-5。

表 5.2-5 本工程大气污染物排放量核算表

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量 (t/a)
			标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
井场	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) 中企业边界污染物控制要求	边界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 4mg/m ³	0.165
站场					0.221

5.2.2.5 建设项目大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表，见表 5.2-6。

表 5.2-6 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 特征污染物 (NMHC、H ₂ S)			包括二次 PM2.5 <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM2.5 <input checked="" type="checkbox"/>				
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
	评价基准年	(2023) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本工程非正常排放源 <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"/>	AUSTA L2000 <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 ()					包括二次 PM2.5 <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM2.5 <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本工程} 最大占标率 ≤100% <input type="checkbox"/>					C _{本工程} 最大占标率 >100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本工程} 最大占标率 ≤10% <input type="checkbox"/>					C _{本工程} 最大占标率 >10% <input type="checkbox"/>	
		二类区	C _{本工程} 最大占标率 ≤30% <input type="checkbox"/>					C _{本工程} 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: (非甲烷总烃)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 <input 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"/>							
	大气环境防护距离	距厂界最远 () m							
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a	VOCs: (0.386) 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，主要为井场清理的油田工作人员。

5.3 地下水环境影响分析与评价

5.3.1 水文地质条件

5.3.1.1 地质条件

项目区无天然地表水体，与该地区有补给关系的准噶尔盆地边缘发育多条河流。其中南部有呼图壁河、塔西河、玛纳斯河；北部有乌伦古河、和布克河和白杨河。这些河流的径流特点均由盆地外围水资源形成的山区河流经盆地边缘汇流至盆地中心—玛纳斯湖。而实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖，基本上是以地下径流的方式汇入盆地，最终流向盆地的最低处—玛纳斯湖。评价区水文地质图，见图 5.3-1。

图 5.3-1 评价区水文地质图

5.3.1.2 地下水类型，含水层及富水特征

根据水文地质勘探资料表明，项目区域埋藏有两种类型的地下水，即第四系松散岩类孔隙水和第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水。

(1) 第四系松散岩类孔隙水

第四系松散沉积物厚度数十米至上百米不等，含水层为一套冲积-湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以粗砂为主，承压水含水层顶板埋深多大于 60m。潜水位埋深为 10m-15m，为微咸水；而且该层采水量一般小于 50m³/d。矿化度 1-3g/L，水化学类型主要以 Cl-SO₄-Na 型和 Cl-Na 型为主。

根据现有资料分析，评价区内的第四系沉积物基本不含水或含少量水，地下水埋深浅则十数米，深则数十米，其水质较差，不适于工农业开发利用。另一方面，大部分地区，地下水位以上，降水入渗后被包气带地层阻隔，短期内形成局

部上层滞水，地下水或以毛细水、结合水形式存在，正是这些主要接受少量、不定期降水补给的少量重力水、毛细水甚至结合水的存在，成为当地植被得以维系的前提和关键。

(2) 第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水

第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水顶板埋深 50-100m，承压水岩性主要是砂岩和泥质砂岩，地下水单井涌水量 122.89m³/d-345.4m³/d，矿化度 3-10g/L，水化学类型以 Cl-Na 型和 Cl-SO₄-Na 型为主。

根据建设单位提供的莫水 4 号井水文地质钻井试水资料（井深 450m），该井取深层基岩裂隙水，地下水顶板大于 100m。根据抽水试验，抽水层位为第三系，地下水涌水量达 768m³/d，换算口径 10 吋降深 5m 的涌水量为 459.45m³/d，含水层渗透系数为 0.95m/d，地下水类型为 SO₄·Cl·HCO₃-Na·Mg，地下水矿化度为 2.14g/L。

5.3.1.3 地下水补给、径流、排泄条件

受区域水文地质条件控制，评价区位于准噶尔盆地腹地，地下水补给来源较少，浅层承压水主要接受盆地北部山区、以及上游玛纳斯湖等地表径流垂向渗漏补给，同时向深部承压水进行径流补给。浅层地下水的总体径流方向自东北向西南进行径流，径流速度缓慢，浅层承压水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。深部承压水除主要接受北部以及浅层承压水还可能接受盆地南部补给，无论是来自北部和南部的补给，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄。

5.3.1.4 地下水化学特征

由于评价区位于准噶尔盆地腹地，气候干燥，地下水补给总体上来源匮乏，蒸发浓缩作用强烈，加之径流速度也缓慢，导致其矿化度逐渐升高、地下水水质逐渐变差，地下水多为半咸水及咸水。区内地下水水化学特征水平方向上变化很小，但在垂向上，无论是矿化度还是水化学类型均存在一定的变化。在垂向上，地下水化学类型由浅部的 Cl-Na 型过渡到 Cl·SO₄-Na (Ca) 型；浅层承压水矿化度向深层承压水的矿化度逐渐减，地下水矿化度从大于 10g/L 变化到 5-10g/L 左右。

承压水水化学类型由浅层的 Cl-Na 型过渡到至深部的 Cl×SO₄-Na (Ca) 型, 矿化度由浅层 19.06g/L 过渡到至深部的 5.44g/L。

5.3.2 地下水环境影响分析

5.3.2.1 正常状况下水环境影响分析

(1) 废水对地下水影响分析

本工程施工期钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理, 分离后的液相回用于钻井液配制, 不外排, 工程结束由钻井队回收; 施工人员生活污水排入生活营地内防渗收集池, 定期清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。粪便排入环保厕所内; 新建管道试压采用洁净水, 管道试压废水中主要污染物为 SS, 试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水或区域绿化用水。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下, 项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

运营期废水污染源主要为采出水、井下作业废水, 污染物主要为石油类。运营期产生的采出水、井下作业废水均得到妥善处置, 不外排, 正常情况下不会对地下水产生影响。

(2) 落地油对地下水影响分析

本项目油气集输过程中可能产生落地油。根据新疆油田分公司作业要求, 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) 集输管道对地下水影响分析

本工程集输管线是全封闭系统, 输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系, 正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

5.3.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

(1) 井漏事故的泥浆对地下水的影响

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

项目区域埋藏有两种类型的地下水, 即第四系松散岩类孔隙水和第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水。第四系松散沉积物厚度数十米至上百米不等, 含水层为一套冲积-湖积的双层结构, 上部为潜水, 下部为承压水, 含水层岩性以粗砂为主,

承压水含水层顶板埋深多大于 60m。潜水位埋深为 10m-15m。第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水顶板埋深 50-100m。

本项目钻井目的层深约 5293~5693m，目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，对含水层进行固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此基本不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

因此，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失。

(2) 油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可予见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

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

根据区域水文地质条件，本项目潜水位埋藏深度大于 10m，含水层厚度小于 10m。项目区的潜水和承压水水质均较差，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化多大于 10g/L，地下水类型多为 Cl-SO₄-Na 型咸水。根据井身结构，本项目水平井均采用二开井身结构。在钻井过程中采用双极固井，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离潜水层和承压水层与开采层的交换，有效保护地下水层。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待开发到中后期时，废弃的套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃钻井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，废弃井应打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

(3) 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要1-2d才能得以控制。据类比资料显示，井喷在污染最大范围在半径200m左右时，井喷持续时间2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

(4) 泄漏事故对地下水的污染影响

油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在自然灾害引起的油田污染事故；输油、输气管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水污染的途径主要分两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。站场及管线内废水跑、冒、滴、漏的落地油等，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。

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。采油过程中一但出现套外返水事故，废水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

因为地下水环境污染具有复杂性、隐蔽性和难恢复性的特点，因此要遵循保护优先、预防为主的原则，地下水环境影响预测的目的和原则是为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

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。

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

通常集输管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

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

（1）预测情景

当泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

（2）预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

（3）预测模型

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

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

$erfc()$ —余误差函数。

(4) 预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。由于石油类因子是采出水污染检测项的常规项目。因此，本次影响预测以石油类进行预测。模型中所需参数及来源，见表 5.3-1。

表 5.3-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.019m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据评价区水文地质条件，渗透系数取 0.95m/d，水力坡度取2.34‰
2	D_L	纵向弥散系数	0.19m ² /d	$D_L=\alpha Lu$ ， αL 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，参考前人的研究成果《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）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	0.12	根据项目所在区域含水层特征，确定区域有效孔隙度 $n=0.12$
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3300d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	根据工程分析，石油类浓度 69.53mg/L，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3300 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.3-2，表 5.3-3，图 5.3-2。

表 5.3-2 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3300d	
距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
0	0.041	0	0.008	0	0.002
10	0.113	10	0.019	10	0.003
20	0.006	20	0.028	20	0.005
30	0.000	30	0.030	30	0.007
40	0.000	40	0.024	40	0.010
50	0.000	50	0.014	50	0.013
60	0.000	60	0.006	60	0.015
70	0.000	70	0.002	70	0.015
80	0.000	80	0.001	80	0.015
90	0.000	90	0.000	90	0.014
100	0.000	100	0.000	100	0.011
110	0.000	110	0.000	110	0.008
120	0.000	120	0.000	120	0.006
130	0.000	130	0.000	130	0.004
140	0.000	140	0.000	140	0.002
150	0.000	150	0.000	150	0.001

表 5.3-3 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境 敏感点
石油类	100d	14	18	无
	1000d	无	54	无
	3300d	无	105	无

图 5.3-2 发生短时泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

根据表 5.3-2, 表 5.3-3, 图 5.3-2 分析, 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 时地下水超标距离为 14m, 1000d 和 3300d 地下水的预测结果均未超标, 同时影响范围内无居民饮用水井等敏感点, 说明本工程在发现泄漏状况时下渗的油品短时间内会对该地区地下水产生影响。故管道必须采取必要的防腐措施, 并加强巡检, 防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

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

5.3.3 退役期水环境影响分析

当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域。油井停采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。

在按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》等相关要求做好封井工作，防止串层，并按照相关部门要求做好场地清理，对固废废物进行妥善处置，对水环境的影响很小。

5.3.4 地下水环境评价结论

本工程施工期钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，工程结束由钻井队回收；施工人员生活污水排入生活营地内防渗收集池，定期清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。粪便排入环保厕所内；新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS，试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水或区域绿化用水。施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

运营期正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃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，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。因项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，管线、储罐底部破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4 声环境影响分析与评价

5.4.1 施工期声环境影响分析

5.4.1.1 钻井过程声环境影响分析

(1) 噪声源分析

钻井过程中的噪声源主要是钻机和各类泵的噪声，其中钻机噪声级在 90dB (A) ~100dB (A) 之间，钻井液循环泵噪声级在 95dB (A) ~100dB (A) 之间，其他构筑物施工机械噪声级在 85dB (A) ~100dB (A) 之间。

(2) 敏感点分析

根据现场调查，评价范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围 200m 范围内无声环境敏感点。

(3) 声环境影响分析

施工噪声不会产生噪声扰民现象，施工期影响对象主要是施工人员，影响范围小，噪声影响随着施工活动结束而消失。

5.4.1.2 地面工程施工声环境影响分析

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

地面工程施工范围大，距离长，但是施工范围内无任何居民区居住点。

由于管线施工期较短，施工速度快，而且无任何居民点，对施工人员的影响随着施工期的结束而结束。

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ2034-2013)中表 A.2，并类比油气田开发工程中内部道路和管线铺设实际情况，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 5.4-1。

表 5.4-1 主要施工机械在不同距离处的噪声估算值

机械名称	离施工点不同距离的噪声值 (dB(A))				
	10m	50m	100m	150m	200m
挖掘机	78	64	58	54	52
推土机	80	66	60	56	54
电焊机	67	53	47	43	41

轮式装载机	85	70	64	60	58
吊管机	75	61	55	51	49

通过类比分析可知，本工程在运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 70dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。工程区 5km 内无居民，本工程施工噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.4.2 运营期声环境影响分析

5.4.2.1 预测源强

运营期间的噪声源主要为井场、站场设备的运转噪声，噪声源强调查，见表 5.4-2、5.4-3。

表 5.4-2 噪声源强调查清单（室外声源）

声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强（任选一种）		声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z	（声压级/距声源距离）/（dB(A)/m）	声功率级/dB(A)		
井场机泵	80kW	0	0	1.2	80/1m	80	隔声、吸声、减震	昼间、夜间

注：表中坐标以 QSHW403 井口中心（）为坐标原点，正东向为 X 轴正方向，正北向为 Y 轴正方向。

表 5.4-3 噪声源强调查清单（室外声源）

声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强（任选一种）		声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z	（声压级/距声源距离）/（dB(A)/m）	声功率级/dB(A)		
混输泵	90kW	0	0	1.2	90/1m	90	隔声、吸声、减震	昼间、夜间

注：表中坐标以混输站厂界中心（）为坐标原点，正东向为 X 轴正方向，正北向为 Y 轴正方向。

5.4.2.2 预测模式

噪声预测模式采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐模式，对于室外点声源，可根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，计算公式为：

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

或

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

L_w ——点声源产生的声功率级，dB；

D_C ——指向性校正，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB。

5.4.2.3 预测条件概化

本工程主要为室外声源，根据室外点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式，计算预测值。本工程预测条件概化如下：

(1) 产噪设备均在正常工况条件下连续运行；

(2) 为简化计算工作，预测计算中主要考虑厂区内声源至受声点（预测点）的距离衰减作用作用。声源由于空气吸收引起的衰减以及由于云、雾、温度梯度、风及地面其它效应等引起的衰减，因衰减量不大，本次计算忽略不计。

5.4.2.4 预测与评价内容

本次评价以厂界噪声预测值作为评价量，并按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准进行评价。

5.4.2.5 预测结果

厂界噪声预测结果及达标情况，见表 5.4-4、5.4-5。

表 5.4-4 QSHW403 井场厂界噪声预测结果与达标分析表

预测方位	最大值点空间相对位置			时段	贡献值 (dB(A))	标准限值 (dB(A))	达标情况
	/m						
	X	Y	Z				
东侧厂界	15	0	1.2	昼间	48.9	60	达标
	15	0	1.2	夜间	48.6	50	达标
南侧厂界	0	-12	1.2	昼间	50.7	60	达标
	0	-12	1.2	夜间	50.4	50	达标
西侧厂界	-15	0	1.2	昼间	48.9	60	达标
	-15	0	1.2	夜间	48.6	50	达标
北侧厂界	0	12	1.2	昼间	50.7	60	达标
	0	12	1.2	夜间	50.4	50	达标

表 5.4-5 混输站厂界噪声预测结果与达标分析表

预测方位	最大值点空间相对位置			时段	贡献值 (dB(A))	标准限值 (dB(A))	达标情况
	/m						
	X	Y	Z				
东侧厂界	63	0	1.2	昼间	46.8	60	达标
	63	0	1.2	夜间	46.1	50	达标
南侧厂界	0	-63	1.2	昼间	46.8	60	达标
	0	-63	1.2	夜间	46.1	50	达标
西侧厂界	-63	0	1.2	昼间	46.8	60	达标
	-63	0	1.2	夜间	46.1	50	达标
北侧厂界	0	63	1.2	昼间	46.8	60	达标
	0	63	1.2	夜间	46.1	50	达标

本工程噪声预测结果显示：在采取了环评提出的降噪措施后，项目运营期井场、混输站厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准，不会使项目区声环境质量明显降低。

5.4.3 声环境影响评价小结

通过类比分析可知，本工程施工期昼间施工场50m以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间55dB(A)）。项目区200m范围内无居民，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。

本工程运营期间的噪声源主要为井场、站场设备的运转噪声，噪声预测结果可知显示：在采取了环评提出的降噪措施后，项目运营期厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准，不会使项目区声环境质量明显降低。不会对周围声环境产生影响。

5.4.4 声环境影响自查表

本工程声环境影响自查表，见表 5.4-6。

表 5.4-6 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 checked="" 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：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本工程在开发期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、生活垃圾、施工机械废油、废烧碱包装袋等。

本项目钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为HW08含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托具有相应危废处置资质的单位处置。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至呼图壁县建筑垃圾填埋场填埋处置。

施工期间施工人员生活垃圾集中收集至垃圾箱中，定期拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋，属于危险废物HW49（废物代码：900-041-49），施工单位及时回收烧碱废包装袋，暂存于危废暂存间中，委托具有相关危废处置资质的公司接收处置。

本工程施工期产生的机械设备废油和含油废弃物采用专用罐集中收集后暂存于危废暂存间，作业施工结束后，委托具有相应危废处置资质的单位接收处置。危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设。危险废物转运过程中由专用运输车辆进行运输、转移，按照危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012），并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。具体措施详见固体废物污染防治措施章节。

本工程开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

5.5.2 运营期固体废物影响

本工程运营期产生的固体废物主要为：油泥（砂）、清管废渣、落地原油、

废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料等。

油泥（砂）主要为处理厂的采出水处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08）；清管废渣的主要成分为SS和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物HW08（废物代码：251-001-08）；作业过程中产生的含油废防渗材料，属于危险废物（HW08）（900-249-08），委托具有相应危废处置资质的单位接收处置。

落地原油主要产生于阀门、法兰等处事故状态下的泄漏以及管线破损，属于危险废物HW08（废物代码：071-001-08），落地油100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。

生产过程中产生的废弃的含油抹布、劳保用品，类别为HW49其他废物，代码为900-041-49。根据《危险废物名录》（2025年版），本项目生产过程中产生的废弃的含油抹布、劳保用品产生量极少，在未分离收集情况下，收集、储存、运输、处置可以不按照危险废物管理，属于全过程豁免的。

豁免条件为未分类收可不按危险废物管理，但不得分类收集后混入生活垃圾处理。具备条件时，废含油抹布和劳保用品应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置。

5.5.2.1 危废收集过程影响分析

本工程运营期产生的危废按照《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。

5.5.2.2 危废运输过程影响分析

本工程运营期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，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.5.4 小结

本工程施工期固体废物主要为钻井泥浆、岩屑、施工废料、生活垃圾、施工机械废油、废烧碱包装袋等。本项目钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为HW08含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托具有相应危废处置资质的单位处置。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用的拉运至呼图壁县建筑垃圾填埋场填埋处置；施工期间施工人员生活垃圾集中收集至垃圾箱中，定期拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场；钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋，暂存于危废暂存间中，委托具有相关危废处置资质的公司接收处置；机械设备废油和含油废弃物采用专用罐集中收集后暂存于危废暂存间，委托具有相应危废处置资质的单位接收处置；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整，无废弃土方及借方。

运营期产生的固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、落地原油、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料等。

油泥（砂）主要为处理厂的采出水处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08）；清管废渣的主要成分为SS和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物HW08（废物代码：251-001-08）；作业过程中产生的含油废防渗材料，属于危险废物（HW08）（900-249-08），委托具有相应危废处置资质的单位接收处置。

落地原油主要产生于阀门、法兰等处事故状态下的泄漏以及管线破损，属于

危险废物 HW08（废物代码：071-001-08），落地油 100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。

生产过程中产生的废弃的含油抹布、劳保用品，类别为 HW49 其他废物，代码为 900-041-49。根据《危险废物名录》（2025 年版），本项目生产过程中产生的废弃的含油抹布、劳保用品产生量极少，在未分离收集情况下，收集、储存、运输、处置可以不按照危险废物管理，属于全过程豁免的。

豁免条件为未分类收可不按危险废物管理，但不得分类收集后混入生活垃圾处理。具备条件时，废含油抹布和劳保用品应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置。

本工程对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，不会对环境产生较大影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

(1) 人为扰动对土壤的影响

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

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化。本工程评价区域内土壤类型主要是风沙土，植被覆盖度较低，油气开发工程占地开辟了土地利用的途径，井场和管道的施工场地、临时施工营地等产生的这种影响非常轻微。

(2) 钻井作业对土壤环境的影响

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

① 钻井作业对土壤环境的影响

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

② 固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，无废水及废弃钻井液外排；水基岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准后综合利用。

油基钻井液产生的岩屑为 HW08 含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托具有相应危废处置资质的单位处置。

（2）站场、井场建设

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

（3）管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽 10~12m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

（4）水土流失及沙化影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

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，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程地面建设的内容主要包括井场的建设、管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期

内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤污染途径

本工程为油气开采项目，运营期主要以污染影响为主。本工程运营期采用密闭集输系统进行油气集输，正常情况下不会对土壤环境造成污染。非正常情况下含油污水泄漏可能会对土壤环境造成污染。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下泄漏对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。

油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在场站永久占地内，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的含油污水量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防采出液泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对含油污水进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.6.2.2 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采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

运营期正常工况下，本工程采出水和井下作业废水均得到妥善处置；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.6.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道以及站场设备的采出液泄漏，垂直入渗对土壤的环境影响。

经查阅相关资料，目前项目区用地性质为灌木林地、沙地，土壤类型为风沙土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与

不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度,对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。运营期本工程土壤影响类型与途径,见表 5.6-1; 影响因子, 见表 5.6-2。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
退役期后	/	/	/	/

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
管线	/	垂直入渗	石油类	事故工况

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

(1) 溢油污染过程分析

原油不溶于水, 在环境中被称为不溶性液相污染物 (NAPLs)。溢油发生后, 由于管道输油压力较大, 而顶层覆土层压力较小, 混合原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收, 则其一部分轻组分将挥发, 另一部分下渗到包气带土体, 甚至到达潜水含水层。见图 5.6-1。

图 5.6-1 溢油污染过程示意图

1) 溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中, 溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞, 其影响的深度和范围取决于原油的物理性质 (密度、粘度、张力等)、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的粘土或细砂土层而言, 溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时, 在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域, 在较适宜的水热条件下, 溢油将被很快降解而去除。

2) 溢油在潜水含水层中的污染过程分析

油有可能达到潜水含水层。到达潜水层后，由于原油在水中溶解性差，原油主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

(2) 垂直入渗途径

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

本工程正常生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

1) 预测方法

采用类比分析法进行预测。

2) 预测情景设定

类比数据来自同类型集输管道在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、30min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。

3) 污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类。

4) 预测结果

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达 5000mg/kg。考虑持续注入非饱和带土层中 10min、30min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，见表 5.6-3。

表 5.6-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度 (m)	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度 (mg/L)	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄漏 2h 的情况下，随着时间的增加，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在地表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

故在项目运营期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。

5.6.3 小结

综上，本工程采用密闭集输的集输方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，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，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

5.6.4 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

6 环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 施工期环境保护措施

本工程施工期对环境的影响主要来自井场、站场施工和管线敷设、道路建设等方面。开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

6.1.1 生态环境影响减缓措施

在项目可研及已建工程采取的生态环境影响减缓措施的基础上，根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，评价提出防范措施。

6.1.2 生态保护措施

6.1.2.1 井场工程生态环境保护措施

(1) 对井场永久性占地（井场）和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，严格按照有关规定办理建设用地审批手续；对井场永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

(2) 对工程占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。井场施工在开挖地表、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。

(3) 加强工程区的野生动物保护，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。

(4) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(5) 及时清理施工现场,做到“工完、料净、场地清”。工程结束后,建设单位应承担恢复生态的责任,及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌,使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.2.2 站场工程生态环境保护措施

(1) 对站场永久性占地合理规划,严格控制临时占地面积,尽量避让植被较多的区域,严格按照有关规定办理建设用地审批手续;对永久性占地进行地面硬化,以减少风蚀量。

(2) 对工程占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用,禁止乱轧乱碾,避免破坏自然植被,造成土地松动。站场施工在开挖地表、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。

(3) 加强工程区的野生动物保护,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。

(4) 严格落实环评所提环保措施,加强施工管理,杜绝废水固废乱堆乱排的现象,避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(5) 及时清理施工现场,做到“工完、料净、场地清”。工程结束后,建设单位应承担恢复生态的责任,及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌,使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.2.3 管线工程生态保护措施

(1) 本工程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。

(2) 合理调整管线走向,管线施工作业宽度应控制在10~12m以内,注意避让地表植被。

(3) 合理规划工程占地,严格控制工程占地面积,对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入,禁止乱轧乱碾,避免破坏自然植被,造成土地松动。

(4) 管线施工时应根据地形条件,尽量按地形走向、起伏施工,减少挖填作业量。

(5) 管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置,应均匀分散在管线中心两侧,并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡,避免形成汇水环境,防止水土流失。

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

(8) 加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

(9) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(10) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(11) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

(12) 在沙地区域，管线施工结束后，在施工扰动区域采取草方格进行防沙治沙。

6.1.2.4 对评价区植被的生态保护措施

(1) 生态避让

1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

2) 井场、站场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

3) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(2) 生态防护

1) 管线施工范围应严格限制在 10~12m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

2) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

3) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

4) 充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。

5) 施工中应严格按照环境管理要求，土方作业应避开大风天气；施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等。

6) 尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物、古树名木等，需进行就地或迁地保护，并加强观测，具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

(3) 生态恢复

1) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

2) 在施工区域局部有植被分布，须先将原表层土集中分层堆放，待施工完毕后，在临时占地区域对地表土层进行恢复，达到植被生长所需生境；

3) 施工占地区域土层上部的保护层稳态发生变化，加之区域风力、水力作用较大，土质极易流失，应在临时占地区域进行平整压实，以避免区域生态环境恶化；

4) 项目用地扰动区域须保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减小项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

(4) 生态补偿

本工程占用灌木林地、沙地，占地征用及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由土地管理部门许可后方可开工建设。工程结束后，建设单位还应承担恢复生态的责任。

6.1.2.5 对野生动物的生态保护措施

(1) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(2) 工程建设区域如发现重点保护野生动物的，须及时保护其生境不被破坏，并重新提出相应优化工程施工方案及运行方式，实施物种救护，划定生境保护区域，开展生境保护和修复，构建活动廊道或建设食源地等。

(3) 工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对动物造成不利影响，高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

6.1.2.6 自然景观保护措施

本工程位于油田开发区，以荒漠生态景观为主。荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。油田开发建设后，其原始的荒漠背景变成了以荒漠、油田道路、采油树、抽油机共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看，荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。但如果任凭油田建筑和道路的景观发展，不进行生态治理和保护，也将会使生态环境的演变发生逆转，破坏原有生态环境的稳定性。因此，在项目的建设过程中，必须采取相应的景观保护措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

(1) 对现有的自然资源，包括植被，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

(2) 在管线的选线、敷设过程中，合理的规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

(3) 严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油田开发与周围景观环境协调发展。

6.1.2.7 严格实施防沙治沙措施

由于本工程位于沙漠内，根据《中华人民共和国防沙治沙法》和《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）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本工程环评针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响，本工程在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

（1）严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

（2）井场、站场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

（3）优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

（4）管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（5）粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

（6）施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

（7）本工程针对位于沙漠中的部分工程，采取防沙治沙措施。草方格设置原则为：管线两侧设置草方格防风固沙，草方格设置原则为：单井集输管线上风向一侧7m、下风向一侧5m。施工部署如下：

1) 技术准备

- ① 确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。
- ② 熟悉及审查设计图纸及有关资料；
- ③ 编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准、且对施工人员进行交底。

2) 施工要求

- ① 整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

② 根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打线放出 $1\text{m}\times 1\text{m}$ 的正方形方格网，方格网与坡脚线成 45° (或 135°) 的角。

③ 利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。

④ 植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈，改变为柔性材料。扎制前将材料切成 $40\text{-}50\text{cm}$ 长的段，整齐堆放。

铺放植草：沿草方格网线平铺植草，扎制材料要垂直“线”排放，并置中间位置于线上。先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。

⑤ 植草沙障防护必须符合相关技术标准、规范以及图纸要求，监理抽查合格后，再进行下一道工序的施工。

3) 施工措施

① 沙丘及粗沙平地固沙方式

对于沙丘地及粗沙平地的固沙方法通常采用的方式为以管线为中心，在该地区主风向的上风向草方格固沙宽度不小于 7m ，在风沙地区主导风向下风向草方格固沙 5m ，同时在管道主风向上方 $\geq 10\text{m}$ 左右，地势较高的沙丘顶部，设置阻沙栅栏，以防止管线伴行路及管线被风移沙丘埋没。

② 草方格固沙

草方格材料可就地选用芦苇，将之充分压碾使之变柔，且不散碎，用切割机将之分解成长 $40\text{-}50\text{cm}$ 左右的小段。规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹将插入沙中，插入深度应在 $25\text{-}30\text{cm}$ 之间，地表留 $15\text{-}20\text{cm}$ 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙，使麦秆、谷秆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

草方格通用设置图，见图 6.1-1；移动沙丘固沙平面示意图，见图 6.1-2。

本工程防沙治沙措施主要采用草方格固沙方式，该方法具有普遍性、通用性、高效性，是比较有效的防沙治沙措施。

图 6.1-1 固沙草方格设置通用图

图 6.1-2 移动沙丘固沙平面示意图

6.1.2.8 水土流失防治措施

本工程区域气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为风沙土所覆盖，属于典型沙质荒漠生态系统。由于区域干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在区域进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

根据水土保持防治分区，在现场调查基础上，针对本工程施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度，采取有效的防治措施，合理安排施工进度，按照与主体工程相衔接的原则，对不同区域新增水土流失部位进行对位治理，通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等，优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施，形成一个综合防治措施体系。

(1) 工程防治措施

1) 井场、站场工程区

站场工程区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

2) 管道工程区

管道工程区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计未采取防护措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

(2) 水土保持管理措施

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

1) 项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重

型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

2) 施工时，在有植被分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。在施工过程中，不得随意碾压项目区内其他固沙植被。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。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。

3) 施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场。避免在大风、雨天施工。施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作。井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。

4) 严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

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

6) 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。

7) 对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

6.1.2.9 其他生态保护措施要求

(1) 在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

(2) 加强施工期环境监理，委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。监理的重点内容是：施工过程中表土分层堆放，施工结束后的草方格布置情况，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。生态监理要求应落实在管线和站场工程项目承包招标书中。

综上所述，本工程在施工期采取的生态环境影响减缓措施可行。

6.1.2.10 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程征用的土地需按照自然资源部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本工程施工期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失，抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

——对油田的永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

——按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，油田内管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

——施工作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

——施工机械在不得在规定范围以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

——施工作业结束后，应考虑防风固沙。

——在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护作业区生态环境的意识。

管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的生态保护措施是可行的。

6.1.3 大气污染防治措施

施工期废气主要包括井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。提出以下大气污染防治措施：

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

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

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

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

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

(6) 加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

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

以上的大气污染防治措施可使本工程建设对环境空气影响减少，是可行和有效的。

6.1.4 废水污染防治措施

施工期产生的废水主要为钻井废水、管道试压废水和施工人员生活污水。

(1) 本工程钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，对水环境的影响很小。

(2) 管道试压采用清洁水，试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

(3) 施工人员生活污水排入生活营地内防渗收集池，定期清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。粪便排入环保厕所内。

其他施工期水环境保护措施：

(4) 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。

(5) 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。

综上，本工程施工期采取的水污染防治措施可行。

6.1.5 噪声防治措施

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

(1) 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。

(4) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

项目区 200m 范围内没有声环境敏感点，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.1.6 固体废物污染防治措施

本次油田建设在施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、生活垃圾、施工机械废油、废烧碱包装袋等。

6.1.6.1 固体废物处置方式

本项目钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为 HW08 含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托具有相应危废处置资质的单位处置。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至呼图壁县建筑垃圾填埋场填埋处置。

施工期间施工人员生活垃圾集中收集至垃圾箱中，定期拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋，属于危险废物 HW49（废物代码：900-041-49），施工单位及时回收烧碱废包装袋，暂存于危废暂存间中，委托具有相关危废处置资质的公司接收处置。

本工程施工期产生的机械设备废油和含油废弃物采用专用罐集中收集后暂存于危废暂存间，作业施工结束后，委托具有相应危废处置资质的单位接收处置。

6.1.6.2 危险废物管理要求

本工程产生的危险废物送至危险废物临时贮存间内进行暂存，暂存后交由有

危废处置资质单位转运处置，转运过程中危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。

参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令 第 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

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

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

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

（4）危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

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

综上，本工程施工期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.1.7 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。采取的土壤污染防治措施可行。

(4) 项目区处于风蚀区，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采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

综上，本工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

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，新疆油田分公司安全环保处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、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

(2) 运营期生态恢复措施

工程实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

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

2) 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。

3) 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。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

4) 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。

5) 定时巡查井场、站场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

6) 及时做好站场清理平整工作，填平、覆土、压实。

7) 井场、站场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整。

通过采取以上措施，本工程永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

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集输过程中无组织废气排放和温室气体排放源。无组织排放的污染物主要为站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢；温室气体的污染物主要为井场、站场开采过程中产生的甲烷逃逸。针对以上污染源，油田采取以下大气污染治理措施：

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

(2) 项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄漏、收集处理等控制措施。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，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(3) VOCs 污染控制措施：①选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；②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，并尽快内完成修复；加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(4) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，确保非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

(5) 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。

(6) 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, 并尽快内完成修复;
- 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 废水污染防治措施

6.2.3.1 采出水、井下作业废水

本工程井场无人值守, 通过远程监控、人员定期巡检进行管理, 故运营期不新增生活污水。本工程运营期的主要废水是采出水、井下作业废水。

本工程采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理, 经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注油层, 不外排。

井下作业产生的洗井废水和废酸化压裂液用专用罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统进行处置。

为防止污水回注过程中污染表层地下水, 要确保回注井套管无破损, 固井质量合格, 在污水回注的过程中, 要加强对注水压力的监控, 发现井口压力突然下降应立即停止回注, 检查回注井壁套管是否破损。

6.2.3.2 井场、站场防渗措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)的相关规定, 本工程对井场、站场进行分区地下水污染防治, 分为一般防渗区和简单防渗区。将井口装置区划分为一般防渗区, 一般防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能, 其余区域划分为简单防渗区。

6.2.3.3 管道的防护措施

(1) 集输管线敷设前, 加强对管材和焊接质量的检查, 防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工, 加强施工过程监理, 确保施工质量。

(2) 在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

(4) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

综上，本工程运营期采取的废水污染防治措施可行。

6.2.4 噪声污染防治措施

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

(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。

本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.2.5 固体废物污染防治措施

本工程运营期主要产生的固体废物主要有油泥（砂）、清管废渣、落地原油、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料。

6.2.5.1 运营期固体废物污染防治采取如下治理措施

(1) 运营期产生的油泥（砂）、清管废渣以及含油废防渗材料，属于危险废物，委托具有相应危废处置资质的单位接收处置。

(2) 落地原油主要产生于阀门、法兰等处事故状态下的泄漏以及管线破损，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08），落地油 100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。

(3) 本项目生产过程中产生的废弃的含油抹布、劳保用品，类别为 HW49 其他废物，代码为 900-041-49。经分类收集后，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托具有相应危废处置资质的单位进行处置。

(4) 加强巡检频率，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

(5) 石西油田作业区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理。

(6) 及时清理回收因管线破损产生的油污，定期委托具有含油污泥处置资质的单位处置。

(7) 加强管线的日常巡检工作，在原有基础上增加巡检频次和密度，巡检的内容包括定期对管线进行检测，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

(8) 加强员工危险废物知识培训，增强员工的危险废物安全管理及处置意识；加强原油落地。

(9) 事故应急培训，能够在第一时间对原油落地做出反应和处理。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

6.2.5.2 危废废物具体管理要求

(1) 危险废物暂存环境管理要求

1) 危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。

2) 应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

3) 作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理。

4) 贮存设施运营期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

5) 石西油田作业区应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

6) 石西油田作业区应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定，结合贮

存设施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度，并定期开展隐患排查；发现隐患应及时采取措施消除隐患，并建立档案。

7) 石西油田作业区应建立贮存设施全部档案，包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等，应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

(2) 危险废物暂存环境监测和环境应急要求

1) 危废贮存设施的环境监测应纳入主体设施的环境监测计划。石西油田作业区应对贮存设施污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。

2) 石西油田作业区应按照国家有关规定编制突发环境事件应急预案，定期开展必要的培训和环境应急演练，并做好培训、演练记录。

3) 石西油田作业区应配备满足其突发环境事件应急要求的应急人员、装备和物资，并应设置应急照明系统。

(3) 危险废物的转运要求

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

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

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

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

4) 危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

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

(4) 运输主要管理规定

——根据《危险废物收集贮存运输技术规范(HJ2025-2012)》的要求,危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物,运输过程中不准设置中转储存点,严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时,交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

(5) 利用及处置的管理规定

排污单位委托他人运输、利用、处置危险废物的,应落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规要求,对受托方的主体资格和技术能力进行核实,依法签订书面合同,在合同中约定污染防治要求;转移危险废物的,应当按照国家有关规定填写、运行危险废物转移电子联单等。本工程产生的危险废物应与具有危险废物处置资质的单位签订处置协议。

综上所述,本工程运营期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.2.6 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状,在分析土壤污染途径的基础上,根据环境影响预测与评价结果,按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则,提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.2.6.1 源头控制措施

从生产过程入手,在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施,从源头最大限度降低含油废水泄漏的可能性和泄漏量,使项目区污染物对土壤的影响降至最低,一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区,是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

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

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

(5) 如果发生集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

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

2) 回收泄漏原油

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

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

① 坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

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

6.2.6.2 过程控制措施

根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.2.6.3 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，发生事故泄漏时对井场可能影响区域跟踪监测，在混输站占地范围外设置1个表层样监测点，每1年监测1次。

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

6.2.7 地下水环境保护措施与对策

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。

6.2.7.1 源头控制措施

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

（1）施工期

本工程施工期钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，工程结束由钻井队回收；施工人员生活污水排入生活营地内防渗收集池，定期清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。粪便排入环保厕所内；新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS，试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水或区域绿化用水。

保证项目产生的污染物均得到妥善处置,施工结束后,对施工场地进行清理,禁止遗弃废弃物。

(2) 运营期

1) 运营期采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理;井下作业产生的洗井废水和废酸化压裂液用专用罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统进行处置。经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注于现役油藏,不外排。

2) 定期对井场、管汇站的设备、阀门等进行检查,一旦发现异常,及时采取措施,防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

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

(3) 封井期

根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》要求,对废弃井应封堵,保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行,防止发生油水窜层,污染地下水资源。

6.2.7.2 分区防治措施

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

(1) 已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业,水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行。

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

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业,分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ 610-2016)中污染控制难易程度分级参照表(表 6.2-1)、天然包气带防污性能分级参照表(表 6.2-2)、地下水污染防渗分区参照表(表 6.2-3),提出防渗技术要求。

表 6.2-1 污染控制难易程度分级参照表

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

表 6.2-2 天然包气带防污性能分级参照表

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

表 6.2-3 地下水污染防渗分区参照表

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

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表6及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故将工程区域整体划分为一般防渗区。具体划分方案，见表6.2-4。

表 6.2-4 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域		防渗要求
一般防渗	运营期	集输管线	采用玻璃钢管或柔性复合管。钢质管道外壁防腐层：无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 200\mu m$ 。非金属管道钢接头外壁防腐层：弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.6mm$ ，管

区			道的连接方式应采用焊接。施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
	运营期	井场、站 场设施永 久占地	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。

6.2.7.3 管道刺漏防范措施

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

(2) 利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

(3) 一旦管道发生泄漏事故，井场及试采点内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.7.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，本工程地下水监测计划，见表 6.2-5。

表 6.2-5 地下水监测点布控一览表

井号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
莫北 6#水 井	项目区 下游	孔隙潜 水/单管 单层	地下水环 境影响跟 踪监测井	每半年采样 1 次。发生事 故时加大取 样频率。	石油类、石油烃（ $C_6 \sim C_9$ ）、石 油烃（ $C_{10} \sim C_{40}$ ）、汞、砷、六价 铬等，其余监测项目可结合莫北 油田例行监测计划增加。
莫北 11#水 井	项目区 上游				

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案,并定期向石西油田作业区安全环保部门汇报,对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故,加密监测频次,改为每周监测一次,并分析污染原因,确定泄漏污染源,及时采取应急措施。

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

(1) 管理措施

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

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

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统;

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

(2) 技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中,一旦发现地下水水质监测数据异常,应尽快核查数据,确保数据的正确性,并将核查过的监测数据通告相关部门,由专人负责对数据进行分析、核实,并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下:了解全井场、站场生产是否出现异常情况,出现异常情况的装置、原因;加大监测密度,如监测频率由每年两次临时加密为每天一次或更多,连续多天,分析变化动向。

6.2.7.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上,制订专门的地下水污染事故应急措施,并应与其它类型事故的应急预案相协调,并纳入到作业区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下:

1) 应急预案的日常协调和指挥机构;

2) 各部门在应急预案中的职责和分工;

3) 确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施, 评估潜在污染可能性;

4) 特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况, 平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下, 建议采取如下污染治理措施。

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

2) 一旦发生地下水污染事故, 应立即启动应急预案。

3) 查明并切断污染源。

4) 探明地下水污染深度、范围和污染程度。

5) 依据探明的地下水污染情况, 合理布置浅井, 并进行试抽工作。

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

7) 将抽取的地下水进行集中收集处理, 并送实验室进行化验分析。

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

9) 对事故后果进行评估, 并制定防止类似事件发生的措施。

综上, 本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.3 退役期环境保护措施

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

6.3.1 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。

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

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

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

(4) 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。

(5) 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。

(6) 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。

6.3.2 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）中生态恢复要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

1) 贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

2) 遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件, 科学合理地确定开发方案, 选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺, 推广使用成熟、先进的技术装备, 严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

3) 土地利用需符合用地指标政策。合理确定井场场址、管网等建设占地规模。

(2) 井场、站场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本工程新建井场的临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期, 对场站永久占地范围内的地表进行戈壁土+砾石覆盖, 以减少风蚀量。

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

(3) 管线生态恢复

1) 管线生态恢复治理范围

管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

2) 生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 10~12m 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, 覆土压实, 管沟回填后多余土方应作为管廊覆土, 不得随意丢弃。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后, 按照林草部门要求进行恢复, 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场地植被恢复; 风沙土分布区等植被生境较差的区域, 采取草方格等措施进行辅助植被恢复。

6.3.3 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工, 防止水泥等的洒落与飘散; 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。

6.3.4 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。

6.3.5 退役期水环境保护措施

对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，应对矿井进行环境风险等级评估后，按照风险等级采取不同的保护措施。

6.3.6 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。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理；地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

(2) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.4 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期

利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

6.4.1 环保投资估算

在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等。经估算本工程环保投资 283 万元，占总投资的 3.2%。主要环保投资估算，见表 6.4-1。

表 6.4-1 主要环保投资估算

阶段	环境要素	项目	采取的环境保护措施	工程投资费用（万元）	备注
施工期	生态环境	临时占地	施工迹地平整，生态恢复	5	1 万/口
		草方格	单井道路、管线铺设草方格	10	-
		井场	永久占地砾石铺垫硬化	5	-
	废气	施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖。	2	-
	废水	生活污水	送至乌尔禾区生活污水处理厂处理	5	-
	固体废物	泥浆、岩屑	泥浆不落地系统及岩屑处置	132	80 元/m
	风险	井控	井控装置，防止井喷	65	0.24× 钻井总 天数
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与井场、管线同步建设	5	-
	废水	井下作业废水（液）	采用专用收集罐收集，最终由罐车送至石西集中处理站采出水处理系统处理	2	-
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	2	-
	固体废物	危险废物	交由具有相应的危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	30	-
环境管理		环境影响评价、竣工环保验收、环境管理、监测与监控		20	-
合计				283	-

6.4.2 环境效益

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。

6.4.2.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本工程井口密封，采用密闭集输工艺，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

本工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理，井下作业产生的洗井废水和废酸化压裂液用专用罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统进行处置，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层。

(3) 固体废弃物

本工程运营期产生的固体废物油泥（砂）、清管废渣、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料，委托具有相应危废处置资质的单位进行处置；落地油100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，严格控制地表扰动范围，严格施工作业的地表面积。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。拟建工程选用先进、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，大大减低其对周围环境的影响。

6.4.2.2 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程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。

本工程永久占地主要为井场建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

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，无大量弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。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。

6.4.2.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

6.4.3 社会效益分析

本项目的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源准噶尔盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

6.4.4 经济效益

工程总投资 8784 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

6.4.5 小结

本工程经分析具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于钻井、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 283 万元，环境保护投资占总投资的 3.2%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

7 环境风险评价

7.1 风险调查

项目施工期和运营期涉及的主要危险物质为原油、凝析油、天然气，涉及的风险为施工期钻井过程中柴油储罐的泄露，运行过程中集输管线破损造成的天然气、原油的泄漏。

7.2 环境风险浅势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质为原油、天然气（甲烷），分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t；天然气（甲烷）临界量 10t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险单元的定义为由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。则本工程运营期风险单元为新建的集输管线。

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）：

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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） $Q \geq 100$ 。

本工程新建单井管线 10.6km（DN65 2.5MPa 柔性复合管、DN80 2.5MPa 柔性复合管、DN50 2.5MPa 柔性复合管、DN100 2.5MPa 柔性复合管），集油管线 3.6km（DN100 2.5MPa 柔性复合管），混输管线 13.0km（高压玻璃纤维管线管 DN150 3.5MPa）。各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。

根据附录 C 中表 C.1 要求,长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价,故本次评价选取 13.0km 混输管线进行计算。原油密度按照 0.8566t/m^3 , 管道容量按照 80%, 根据计算, 管道最大储油量约为 157t。

根据克拉伯龙方程, 计算管道带压运行状态下的气体质量:

$$pV=nRT$$

p: 气体压强, 标况压强 0.101325MPa , 管线压力 3.5MPa ;

V: 气体体积, 管道体积;

n: 气体的物质的量, 单位 mol;

T: 绝对温度, 293.15K ;

R: 气体常数。

计算得: 管道带压运行状态下最大储气量为 7390m^3 , 天然气相对密度按照 0.6539 (0.85kg/m^3) 计算, 管道中天然气最大储气量为 6.28t 。

本工程辨识结果, 见表 7.2-1。

表 7.2-1 本工程集油干线、输气干线危险单元 Q 值一览表

时期	位置	储存装置	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
运营 期	混输管线 13.0km(高压玻璃纤 维管线管 DN150 3.5MPa)		原油	2500	157	0.06
			天然气	10	6.28	0.63
合 计						0.69

根据上表计算结果, 本工程 $Q=0.69$, $Q<1$, 判断项目风险潜势为 I, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 相关要求, 本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

7.3 环境敏感目标概况

本项目区位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地, 不涉及自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

7.4 环境风险识别

7.4.1 危险因素识别

7.4.1.1 物质危险因素识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、凝析油、天然气。

（2）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施，见表7.4-1。

表 7.4-1 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从原油田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是C5至C11+烃类的混合物，并含有少量的大于C8的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在20°C-200°C之间，挥发性好，（主要用途）是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	（燃烧和爆炸危险性） 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 （健康危害） 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	（操作安全） 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 （储存安全）

	<p>储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30°C。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p>(运输安全)</p> <p>运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防暴晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输</p>
应急处置原则	<p>(急救措施)</p> <p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。</p> <p>眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少15分钟，就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：催吐，就医</p> <p>(灭火方法)</p> <p>消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p>(泄漏应急处置)</p> <p>切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>

(2) 凝析油

凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施，见表 7.4-2。

表 7.4-2 凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	凝析油是指从凝析气田或者气田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C5 至 C11+ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20°C-200°C 之间，挥发性好。

	<p>【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。</p>
危害信息	<p>【燃烧和爆炸危险性】</p> <p>其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。</p> <p>【健康危害】</p> <p>蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。</p>
安全措施	<p>【操作安全】</p> <p>密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>【储存安全】</p> <p>储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p>【运输安全】</p> <p>运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输</p>
应急处置原则	<p>【急救措施】</p> <p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。</p> <p>眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：催吐，就医</p>

	<p>【灭火方法】</p> <p>消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p>【泄漏应急处置】</p> <p>切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>
--	---

(3) 天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施，见表 7.4-3。

表 7.4-3 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Naturalgasdehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险性特性	<p>危险性类别：第 2.1 类易燃气体。</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。</p> <p>环境危害：对环境有害。</p> <p>燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p>			
消防	危险性特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危			

措施	<p>险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氯及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。有害燃烧产物：一氧化碳。</p> <p>灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</p>			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度(水=1)：0.42(-164℃)；	稳定性	稳定

		相对蒸汽密度（空气=1）：0.6		
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

7.4.1.2 工艺过程危险因素识别

（1）钻井过程危险因素识别

钻井过程中危险因素及可能产生的事故见表 7.4-4。

表 7.4-4 钻井过程主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	地层压力不准；致设计不准确，钻井液密度低于地层空隙压力梯度，埋下井喷事故	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
2	井控设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	管线、设备失效导致井喷
3	防喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	管线、设备失效导致井喷
4	司钻控制下放速度不当或操作不平稳	发生井漏事故
5	下完套管，当套管内钻井液未灌满时，若直接水龙头	井喷失控、天然气燃烧爆炸、

	带开泵酸化作业	大气环境及人群健康影响
6	节流管汇与井喷器连接不平直,容易使节流管汇作用发挥不完全;节流管汇试压未到额定工作压力或稳定时间不够,导致井控管失效	井喷失控
7	阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效,方钻杆上下旋转开关不灵活,有可能因不能正常开关而发生井喷事故	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
8	未及时发现溢流显示或发现后处理不当等	导致天然气溢出,发生天然气燃烧爆炸
9	换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中,对作业时间估计不足,压井时间短,井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
10	安装井下安全阀,因作业所需时间较长,若压井时间不足,井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
11	钻井泥浆暂存池泄漏,柴油罐泄露	废水和柴油外溢,污染地下水

(2) 运营期危险因素识别

根据工程分析,本工程开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质,而且生产工艺条件较苛刻,多为高压操作,因此事故风险较大,可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等,具体危害和环境影响,见表 7.4-5。

表 7.4-5 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀,施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂,导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后,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,油类物质渗流至地下水;天然气泄漏后,进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水

(3) 井下作业危险性识别

①井喷事故风险

井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力,地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢,即发生溢流。此时,如果对地下油、气压力平衡控制不当,不能及时控制溢流,会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面,即发生井喷。井

喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。富满油田满深区块已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，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井漏事故风险

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

(4) 集输管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的天然气、原油泄漏，天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故。而原油的泄则会直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

7.4.2 环境风险类型识别

通过分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成天然气及原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

7.5 环境风险分析

7.5.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区荒无人烟，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随

地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

7.5.2 井漏事故影响分析

井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

本工程采用多层套管，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。

7.5.3 对大气环境的影响分析

原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，释放出的烃类气体会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

7.5.4 对地下水的环境影响分析

集输管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

根据前文“非正常状况下地下水环境影响分析”中的预测结果，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 时地下水超标距离为 14m，1000d 和 3300d 地下水的预测

结果均未超标，同时影响范围内无居民饮用水井等敏感点，说明本工程在发现泄漏状况时下渗的油品短时间内会对该地区地下水产生影响。故管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

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

7.5.5 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本工程施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

7.5.6 对植被的影响

井喷及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、天然气中的轻组分挥发，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。

本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

7.6 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。

7.6.1 井下作业事故风险预防措施

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

(2) 井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

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

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

7.6.2 集输事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(6) 在集输系统运营期间, 严格控制输送油气的性质, 定期清管, 排除管内的积水和污物, 以减轻管道内腐蚀; 定期对管线进行检测, 对壁厚低于规定要求的管段应及时更换, 消除爆管的隐患; 定期对集输管线上的安全保护设施, 如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查, 使管道在超压时能够得到安全处理, 在管道破裂时能够及时截断上下游管段, 以减少事故时油气的释放量, 使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视, 加强管线和警戒标志的管理工作。

(8) 严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程, 在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理, 定期进行环境监测。

(10) 建立腐蚀监测系统, 随时监测介质的腐蚀状况, 了解和掌握区域系统的腐蚀原因, 有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

7.6.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T 6277-2017) 和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》(SY/T 6137-2017) 要求进行。

1) 作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪(第 1 级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm), 第 2 级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm), 进入上述区域应注意是否有报警信号。

2) 作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

3) 当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm) 时, 作业人员应检查泄漏点, 准备防护用具, 迅速打开排风扇, 实施应急程序。

4) 当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm) 时, 作业人员应该迅速打开排风扇, 疏散人员。作业人员应戴上防护用具, 进入紧急状态, 立即实施应急方案。

5) 当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 100ppm) 时, 应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

(2) 预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H₂S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方可持证上岗。

1) 为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

2) 应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

3) 当人员在达到硫化氢危险临界浓度 (150mg/m³ (100ppm)) 的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应具备有必要的救护设备，包括：适用的呼吸器具。

7.6.4 窜层污染事故的防范措施

(1) 已采用双层套管，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) 利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，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。

7.6.5 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

(1) 管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

(2) 为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期检测，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

(3) 为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

(4) 机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊工应接受专门培训，持证上岗。

(5) 加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

(7) 集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；②每年定期检测，测量1~2次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的概率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

(8) 为了便于管线的安全运营，根据《管道干线标记设置技术规定》(SY/T6064-2011)的规定，沿线应设置以下标志桩：里程桩：管线每公里设置1个，每段从0+000m开始，一般与阴极保护测试桩合用。

转角桩：在管线水平方向改变位置，应设置转角桩，转角桩上要标明管线里程、转角角度等。

交叉桩：凡是与地下管道、电（光）缆交叉的位置，应设置交叉桩。交叉桩上应注明线路里程、交叉物名称、与交叉物的关系等。

结构桩：当管道外防腐层或管壁发生生长距离变化时，在变化位置处设置结构桩，桩上要标明线路里程及变化前后的结构属性等。

设施桩：当管道上有特殊设施时应设置设施桩，桩上要标明管线里程、设施的名称及规格。

(9) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在集输系统运

营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行检测，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对输送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。

输送管道建成投产后，重点应在以下几个方面加强管理：

(1) 加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(2) 加强对管道穿跨越段保护设施的维护管理和沿线的巡查，以及强化管道安全保护的宣传教育，提高沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(3) 工程建成后运营期间，随着时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

(4) 根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

(5) 在输送管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

(6) 从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

(7) 重要危险点的仪表（流量、压力等）应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

(8) 通过清管排除管内污物，达到防止内腐蚀的目的。根据管道运行状况合理制定清管周期并及时组织管道的清管，特别是投产初期更应引起注意。

(9) 定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。

(10) 加大管道周围安全隐患的治理力度，遏制违章建筑及占压；对于管道上方及附近的开荒行为加强监督，防止破坏管道；严禁挖沙取土。

(11) 治理输送管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级政府及有关单位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止管道两侧5m范围新建居民住宅；50m范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各50m至500m范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

(12) 管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的机率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

7.6.6 站场事故风险防范措施

(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，并布置在油气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。

7.6.7 井喷事故的风险防范措施

本工程主要为轻质油开发，必须要高度重视安全生产，要积极采取预防井喷发生的措施：

(1) 由于硫化氢气体的特殊性质，作好空气中硫化氢含量的监测，及时得到井喷的预警信息，采取必要手段预防井喷。

(2) 在井场醒目处悬挂一份井场周边环境的地图和表格，列示离开井场不同距离范围内的公路等其他公共设施。

(3) 建立一份紧急电话联系表，其中应包括井场负责人、技术人员或安全管理人员以及上级主管部分应急指挥人和当地管理部门协调人、医院、消防、环境部门的联系电话。

(4) 制定一份详实的可操作的应急预案，包括医疗保健措施、个人保护设备、人员培训要求、监测、警报与人员撤离等一系列工作详细地列出具体要求，以此保证井场作业人员的生命安全，特别应明确井口喷出的 H_2S 浓度计距井口下风向不同距离监测的 H_2S 浓度，来确定井场工作人员的撤离范围。

(5) 应对工作人员普及预防 H_2S 中毒，避免伤亡的个人防护知识，以防止事故发生后的人员伤亡。

(6) 在发生井喷后，可通过火炬对天然气进行燃烧。

(7) 发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得随意外排，并立即启动重大环境事件环境应急监测预案，在应急监测人员不受 H_2S 危害影响的前提下，对井场周边大气中的 H_2S 及甲烷浓度进行监控，随时掌握扩散分布情况，以指导对井场周边人员的撤离工作已经安全线的划定工作。

(8) 在人员不受 H_2S 危害影响的前提下，组织人员对井喷喷出的采出液进行封堵，可截留至现场事故池内，防止其流入井场周边环境敏感区，尽可能减少其危害和影响，在事件处理过程中，应及时将采出液全部清运至哈一联进行处理。

(9) 由于井喷和处理井喷的过程中（井喷、压井及恢复正常钻井）产生的

污水量较多，为确保事故池能储存所产生的污水，应及时对事故池储存的污水进行处理。若废水产生量较大，又无法对污水进行及时处理，可能造成污水池装满而外溢污染环境时，应及时启动备用事故池，防止污染物的扩散。

(10) 事件处理过程中必须持续执行重大环境事件环境应急监测预案，重点对井场周边办公区内的空气中的 H_2S 、 SO_2 、 CO_2 及甲烷浓度进行监控，如果已达到空气质量标准，则可上报相关决策部门下达返回指令，对周边地下水水质进行监测。

(11) 清理井场的各种环境污染物，按分级堆放处理原则进行处置、恢复正常的废水处理工作。

(12) 完成环境应急监测工作报告，对相关环境污染情况尽心评估。

(13) 在相关部分的指导下，对相关环境污染损失情况进行赔偿。

(14) 对井喷的环境污染防治工作进行总结。

(15) 日常工作中严格遵守钻井的安全规定，在井口安装有效的井控装置，杜绝井喷的发生；随时观察、定期记录，及时发现溢流、泄漏，并根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结，井控作业中的一些错误做法，应尽量避免，杜绝井喷的发生；井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，安装探照灯，以备井喷时钻台照明；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材；制订应急操作规程，在规程中说明发生井喷事故时应采取的操作步骤；井场设置事故池，按照最大可能性设计，降低环境风险。

井喷及井喷失控事故一旦发生，特别是含 H_2S 油气井的井喷及失控，不仅将会造成巨大的经济损失，而且将会造成较严重的环境污染和危害及一定的社会负面影响。如何尽可能减轻井喷及井喷失控事故所带来的环境污染和危害，认真贯彻集团公司《石油与天然气钻井井控规定》是十分重要的，特别应按要求执行在发生井喷事故后的抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

7.6.8 土壤风险风险防范措施

如果发生集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，

委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

(1) 按顺序停泵或关井

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

(2) 回收泄漏原油

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

(3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

1) 坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

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

按照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）及突发环境事件应急预案开展应急监测。

7.6.9 植被风险防范措施

本项目区位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，如果发生集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面、地下以及粘附于植物体石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤和植被进行转运处置。

施工期对站场及管线周围的植被进行迁地保护；且严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。最大程度地保护沿线的林业生态环境。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

运营期加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。管道及公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护植被的意识。

7.6.10 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

- (1) 运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。
- (2) 对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。
- (3) 不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。
- (4) 转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移电子联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。
- (5) 禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；
- (6) 运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。
- (7) 运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。
- (8) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。
- (9) 运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

7.6.11 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

(2) 加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

(4) 本工程实施后，将本工程相关工程纳入石西油田作业区环境风险应急预案中。

7.6.12 环境风险应急预案

石西油田作业区已编制《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案》，并于2023年3月9日在昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局进行了备案(备案编号：652323-2023-08-MT)，定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

7.6.13 现有环境风险防范措施的有效性分析

石西油田作业区采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

7.7 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括：原油、凝析油、天然气，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏事故。油气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范

措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

7.8 风险自查表

本工程环境风险简单分析内容表，见表 7.8-1。

表 7.8-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	莫北油田前哨2井区三工河组油气藏开发工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，南侧距离呼图壁县约117km，东侧距离莫北转油站约10km			
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、凝析油、天然气、柴油；分布：井场、集输管线			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期管线发生破损造成油气泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。⑤施工期柴油储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐。			

8 环境管理、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受新疆油田公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构新疆油田公司设质量安全环保处，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

新疆油田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。

8.1.2 实施与管理机构

本项目建设由开发公司组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由开发公司负责组织环境保护验收。验收合格后，由新疆油田公司石西油田作业区负责生产运行管理，同时负责运行过程的环境保护管理。

石西油田作业区为新疆油田分公司下属二级单位，均设 QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定。

8.1.3 监督机构

昌吉州生态环境局，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环评报告书，指导昌吉州生态环境局呼图壁县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

昌吉州生态环境局、昌吉州生态环境局呼图壁县分局是具体负责环境管理的职能机构，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 施工期环境管理及监测

8.2.1 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。

（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管理部门，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项目区段的敏感目标，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。

8.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、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；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——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。

8.2.3 施工期环境监理

为减轻工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

(1) 环境监理人员要求

1) 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

2) 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

3) 具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

1) 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

2) 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

3) 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和地方有关环境方面的法律和法规。

4) 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

(3) 环境监理范围

1) 站场

站场环境监理的范围，即为工程扰动的范围。

2) 管道工程

管道工程环境监理的范围，即为工程扰动的范围：管线作业带宽度 10m~12m。

(4) 环境监理内容

1) 施工期环境监理主要内容

针对施工期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，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。

2) 试运营期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点，见表 8.2-1。

表 8.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场	①井位布设是否满足环评要求； ②井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	
3	道路建设现场	①施工作业是否超越了限定范围； ②临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； ③施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	各项环保措施落实到位
4	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划，见表 8.3-1。

表 8.3-1 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	昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局
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检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ④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	
3	环境监测管理	①组织废气污染源无组织排放厂界监测，防止废气影响 ②组织地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织厂界环境噪声监测，防止厂界超标	建设单位	
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	

(1) 日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，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，采出水进入联合站采出水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关标准后回注油层。

废气污染源的控制是重点加强油气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

建立环保设备台账，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。

(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，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——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。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

为了监控油田开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。结合莫北油田整体方案，在项目区上游地区处设1眼地下水背景（或对照）监控井，项目区下游布设1眼地下水污染监控井，监测点充分依托区块已有监测井。

8.3.2 运营期环境监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划。环境监测计划，见表 8.3-2。

表 8.3-2 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测项目	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	废气	1次/季度	混输站厂界（上风向设置1个参照点，下风向设置3个污染监控点）	NMHC	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）		委托监测或建设单位自行监测
环境质量现状	地下水	1次/半年	莫北6#水井、莫北11#水井，监测点充分依托莫北油田已有监测井。	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准值。	竣工验收后开始	
	土壤	1次/年	混输站外	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1第二类用地筛选值		

注：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地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。

8.3.3 污染物排放清单

本工程符合环境准入要求。建设单位应根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号）要求，在发生实际排污行为之前，按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

本工程运营期污染物产生及排放情况，见表 8.3-3。

表 8.3-3 运营期污染物排放汇总

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度 (mg/m ³)			
废气	采油井场、站场	无组织废气	管道密闭输送,加强设备检修与维护,从源头减少泄漏产生的无组织废气。	—	非甲烷总烃	7920	/	0.386	非甲烷总烃≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
		温室气体	降低抽油机井工作能耗,加强油气技术管道密闭性能,开发清洁能源替代现有能源等,从而减少温室气体排放。	—	甲烷	7920	/	0.87	/	/
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)	环境监测要求
废水	采出水、井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理;井下作业废水采用专用罐回收,拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理。			—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
类别	噪声源	污染因子	治理措施			处理效果	执行标准		环境监测要求	
噪声	井下作业(修井、洗井等)	L _{eq}	选用低噪声设备,采取减振、隔声、消声等降噪措施			厂界达标	昼间≤60dB(A); 夜间≤50dB(A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准	
	井口装置	L _{eq}								
序号	污染源名称	固废类别	处理措施							
固废	油泥(砂)、清管废渣、废防渗材料	HW08	收集后委托具有相应危废处置资质的单位进行处置。							
	落地油	HW08	回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。							
	废弃的含油抹布、劳保用品	HW49	收集后委托具有相应危废处置资质的单位进行处置。							
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行								

8.3.4 “三同时”验收

(1) 环境工程设计

- 1) 必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。
- 2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。
- 3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

(2) 环境设施验收建议

1) 验收范围

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、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

2) 验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，新疆油田分公司应当按照生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。新疆油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

新疆油田分公司对项目进行自主验收，新疆油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，新疆油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，新疆油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单，见表 8.3-4。

表 8.3-4 环保设施“三同时”验收一览表

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、运输车辆产生的燃油废气	使用合格燃料，加强施工管理	-	-	-
废水	1	试压废水	循环利用	-	不外排	-
	2	钻井废水	采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备	--	不外排	--
	3	生活污水	生活污水排入生活营地内防渗收集池，定期清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。	-	-	-
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	部分回收利用，剩余收集后运至呼图壁县建筑垃圾填埋场填埋处置。	-	-	-
	3	泥浆	本项目钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为HW08含油危废(废物代码：071-002-08)，在井场方罐暂存，定期委托具有相应危废处置资质的单位处置。	-	水基岩屑达标后综合利用，油基岩屑委托处置。	-
	4	岩屑				

	5	生活垃圾	生活垃圾集中收集至垃圾箱中，定期拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场。	-	-	-
生态	1	生态恢复	检查管道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
废气	1	井场、站场无组织废气	密闭管道、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)
废水	1	采出水	采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理。	-	不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	2	井下作业废水	采用专用罐回收作业废水，拉运至石西集中处理站处理。	-	不外排	
噪声	1	井场、站场	基础减震	-	昼间 $\leq 60\text{dB(A)}$ 夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$	《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	油泥(砂)、清管废渣、废防渗材料、废弃的含油抹布、劳保用品	委托具有相应危废处置资质的单位进行处置。	-	-	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
	2	落地油	落地油 100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。	-	-	-
防渗	1	井场、站场永久占地	实施地面硬化	-	地面硬化	-
	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	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	收集后拉运至呼图壁县建筑垃圾填埋场。	-	妥善处置	-
	2	设施拆除过程产生的油泥	委托具有相应危废处置资质的单位进行处置	-	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）》

8.4 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《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）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入莫北油田前哨 2 井区整体开展环境影响后评价工作。

9 结论与建议

9.1 项目概况

本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，南侧距离呼图壁县约 117km，东侧距离莫北转油站约 10km，中心地理坐标为： 。

本工程新钻采油井 3 口（QSHW205、QSHW206、QSHW403），钻井总进尺 16429m，单井设计产能 25.6~30.4t/d，新建产能 2.46×10^4 t，新建采油井口 3 座，油井老井利用 2 口（前哨 401、前哨 202），气井老井改造 2 口（QSHW204、QSHW202），新建混输站 1 座，新建单井管线 10.6km，集油管线 3.6km，混输管线 13.0km。配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

本工程总投资为 8784 万元，其中环保投资 283 万元，占总投资 3.2%。

9.2 产业政策及规划符合性

（1）产业政策符合分析

本工程属于油气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于“鼓励类”第七项“石油、天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本项目的建设符合国家产业政策。

本项目的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

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

（3）规划符合性分析

本工程属于石油天然气开采项目，有助于推进莫北油田前哨 2 井区的油气开发，加大准噶尔盆地油气开发力度。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》《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。本项目占地面积较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（4）选址合理性分析判定结论

本工程为莫北油田前哨 2 井区滚动开发项目，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程不涉及水源涵养区、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等重点保护区域内；符合地区经济发展规划、环保规划。本工程土地利用类型为灌木林地、沙地。项目区周边 5km 范围内无常年地表水体分布，无长期居住人群。

本工程在选址、选线过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气主要为油井开采过程中排放的无组织挥发的烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（5）“三线一单”符合性判定

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18 号）及 2024 年更新成果、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）以及《昌

吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》要求，本工程位于呼图壁县一般管控单元内（环境管控单元编码：ZH65232330001），不涉及拟定的生态保护红线范围内，项目区土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

本工程符合管控单元生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

9.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本项目区位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，评价区域无自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，涉及水土流失预防区，生态系统较为脆弱，经现场调查，评价区域内分布有白梭梭、白皮沙拐枣、羽毛三芒草等原始天然植被，如遭到占用、损失和破坏后将使沙丘活化，所造成的生态影响后果较严重，但可以通过一定的防风固沙措施加以预防、恢复，属于重要生态敏感区。项目新增永久占地面积 5.83hm²，临时占地面积 34.49hm²，总占地面积为 40.32hm²。根据《新疆生态功能区划》，项目区属于《新疆生态功能区划》中的 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区-II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区-23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。项目区气候干燥，属轻度侵蚀区，类型为风力侵蚀，土壤主要为风沙土，植被类型主要为白梭梭、白皮沙拐枣、羽毛三芒草等，植被覆盖率约 15%，野生动物栖息生境类型属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。由于作业区周边油田较多，人为活动频繁，项目现状调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

（2）环境空气质量现状

根据生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定结果：2023 年项目所在地昌吉州 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀、PM_{2.5} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，占标率分别为 118.57%、137.14%，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

特征因子补充监测结果表明，监测期间各监测点非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 $2000 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求； H_2S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（ $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求。

（3）水环境质量现状

项目区位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，周边 5km 范围内无地表水体。项目区地下水环境质量现状监测结果表明：监测期间项目区地下水水质天然背景值较高，溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、氟化物均有不同程度超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类限值。超标的原因是由于评价区域位于准噶尔盆地腹部，地势较低，是新疆北部地区地下水的排泄区。地下水在流动过程中将地层中的矿物质元素溶解并携带流动到该区域，使得区域浅层地下水矿化度较高，属天然背景值超标。

（4）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（5）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，项目区占地范围内、外土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准。

9.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况，见表 9.4-1。

表 9.4-1 污染物产排情况一览表

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	NMHC	0.386t/a	0.386t/a	大气
	温室气体	甲烷	0.87t	0.87t	
废水	采出水	SS、COD、石油类等	$1.25 \times 10^4 \text{t/a}$	0	采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理。

	井下作业 废水	压裂液	459.63t/2a	0	采用专用罐回收作业废水， 拉运至石西集中处理站处 理。
		酸化液	451.47t/2a	0	
		洗井液	75.87t/2a	0	
	洗井废水	石油类、SS	81.39t/2a	0	
固体 废物	油泥（砂）	石油类	223.27t/a	0	委托具有相应危废处置资 质的单位接收处置。
	清管废渣	石油类、SS 和氧化铁 等	0.03t/2a	0	
	废防渗材 料	石油类	0.75t/a	0	
	落地原油	石油类	0.3t/a	0	落地油 100%回收，回收后 的落地原油运至石西集中 处理站原油处理系统进行 处理。
	废弃含油 抹布、劳保 用品	-	-	-	具备条件时，应尽可能分类 收集，交相应的危废处置单 位处置。
噪声	机械噪声	-	70~90dB(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 环境影响预测与分析

(1) 生态环境影响分析

本工程所在区域的野生动物种类少，工程位于油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，工程区内对人类活动敏感的野生动物较少，调查期间未见到大中型野生动物，项目对野生动植物影响不大。工程所在区域不涉及天然林，占地区域基本无植被。工程对区域生态的影响主要为施工期的扬尘及相关施工活动，其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。工程区属于天山北坡诸小河流域重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

(2) 大气环境影响分析

烃类无组织是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本工程油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。

根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。根据预测结果可知，无组织源对区域环境空气的影响主要集中在 QSHW403 井场下风向 20m 以及混输站下风向 145m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此本项目正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

（3）水环境影响分析

本工程施工期钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，工程结束由钻井队回收；施工人员生活污水排入生活营地内防渗收集池，定期清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。粪便排入环保厕所内；新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS，试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水或区域绿化用水。施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

运营期正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃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，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。因项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，管线、储罐底部破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

（4）声环境影响分析

通过类比分析可知，本工程施工期昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。项目区 200m 范围内无居民，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。

本工程运营期间的噪声源主要为井场、站场设备的运转噪声，噪声预测结果可知显示：在采取了环评提出的降噪措施后，项目运营期厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准，不会使项目区声环境质量明显降低。不会对周围声环境产生影响。

(5) 固体废物影响分析

本工程施工期固体废物主要为钻井泥浆、岩屑、施工废料、生活垃圾、施工机械废油、废烧碱包装袋等。本项目钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为HW08含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托具有相应危废处置资质的单位处置。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用的拉运至呼图壁县建筑垃圾填埋场填埋处置；施工期间施工人员生活垃圾集中收集至垃圾箱中，定期拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场；钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋，暂存于危废暂存间中，委托具有相关危废处置资质的公司接收处置；机械设备废油和含油废弃物采用专用罐集中收集后暂存于危废暂存间，委托具有相应危废处置资质的单位接收处置；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整，无废弃土方及借方。

运营期产生的固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、落地原油、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料等。

油泥（砂）主要为处理厂的采出水处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08）；清管废渣的主要成分为SS和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物HW08（废物代码：251-001-08）；作业过程中产生的含油废防渗材料，属于危险废物（HW08）（900-249-08），委托具有相应危废处置资质的单位接收处置。

落地原油主要产生于阀门、法兰等处事故状态下的泄漏以及管线破损，属于危险废物HW08（废物代码：071-001-08），落地油100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。

生产过程中产生的废弃的含油抹布、劳保用品，类别为HW49其他废物，代码为900-041-49。根据《危险废物名录》（2025年版），本项目生产过程中

产生的废弃的含油抹布、劳保用品产生量极少，在未分离收集情况下，收集、储存、运输、处置可以不按照危险废物管理，属于全过程豁免的。

豁免条件为未分类收可不按危险废物管理，但不得分类收集后混入生活垃圾处理。具备条件时，废含油抹布和劳保用品应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置。

本工程对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，不会对环境产生较大影响。

(6) 土壤影响分析

本工程采用密闭集输的集输方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，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，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

(7) 环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括原油、凝析油、天然气，

可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。

综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

9.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

(1) 生态保护措施：

优化站场布设，管道和道路选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线施工临时占地作业带宽度不得超过10~12m，减少对地表的碾压。施工期充分利用现有

油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。对站场地表进行砾石压盖。加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。在井场、站场、管线和道路两侧设置草方格防风固沙。

(2) 大气污染防治措施：本工程集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(3) 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。

(4) 废水防治措施：运营期采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理；井下作业产生的洗井废水和废酸化压裂液用专用罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统进行处置。

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。

(5) 固体废物防治措施：本工程运营期产生的油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料、废弃的含油抹布、劳保用品收集后委托具有相应危废处置资质的单位进行处置；落地油100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。

(6) 土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

(7) 风险防治措施：本工程集输工程中主要风险是管线破坏引起的天然气、

原油泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本工程的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，项目建设可行。

9.7 公众意见采纳情况

本工程公众参与由建设单位新疆油田分公司开发公司负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址：<http://www.xjhbcy.cn/articles/show/14172>）公开，时间为2024年10月23日。

征求意见稿公示日期为2025年1月8日（新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站，网址为（<http://www.xjhbcy.cn/articles/show/14715>）；报纸第一次公告日期为2025年1月15日（昌吉日报），报纸第二次公告日期为2025年1月17日（昌吉日报）。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

9.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、站场设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约283万元，环境保护投资占总投资的3.2%。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。

9.9 环境管理与监测计划

新疆油田分公司开发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。

9.10 综合结论

本工程为石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》

《石油天然气开采也污染防治技术政策等》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；新疆油田分公司开发公司按照《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。

项目区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；项目符合“三线一单”要求，选址选线合理。

只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程建设是可行的。