

艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏框架部署及
2020 年开发实施地面工程

环 境 影 响 报 告 书

（拟报批稿）

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二〇年四月



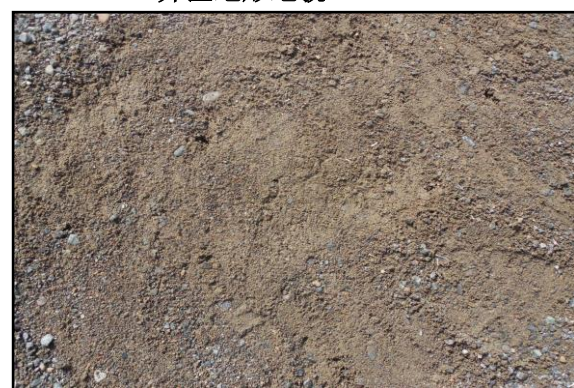
百口泉注输联合站



井区地形地貌



井区已建单井拉油罐



井区土壤



井区植被



已完钻评价井



现有输电线



井区现有道路

现场踏勘照片

目 录

1 概述	1
1.1 项目背景	1
1.2 环境影响评价过程	1
1.3 项目环境问题的主要特点	2
1.4 项目可行性分析判定	3
1.5 报告书主要结论	5
2 总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的与原则	9
2.3 评价时段	10
2.4 评价因子与标准	10
2.5 评价等级与重点	14
2.6 评价范围与环境敏感区	18
2.7 相关规划与环境功能区划	22
3 艾湖 2 井区开发现状回顾	24
3.1 区域位置	24
3.2 油气资源概况	24
3.3 勘探及建设历程	27
4 艾湖 2 井区扩边工程分析	39
4.1 扩边工程基本情况	39
4.2 扩边工程建设内容	40
4.3 环境影响因素识别及污染源分析	58
4.4 污染物排放量分析	64
4.5 清洁生产分析	70

5 环境质量现状调查与评价	77
5.1 自然环境现状调查与评价	77
5.2 环境保护目标调查	92
5.3 环境质量现状调查与评价	96
5.4 生态环境现状调查与评价	105
5.5 区域污染源调查	112
6 环境影响预测与评价	113
6.1 施工期环境影响预测与评价	113
6.2 运营期环境影响预测与评价	116
6.3 退役期影响分析	129
6.4 生态环境影响分析	130
6.5 环境风险分析	134
7 环境保护措施论证分析	141
7.1 施工期环境保护措施	141
7.2 运营期环境保护措施	146
7.3 退役期环境保护措施	150
7.4 环境风险事故防范措施	153
7.5 扩边工程与相关法律法规相符性分析	160
7.6 环保投资分析	163
7.7 依托可行性分析	164
8 环境管理与监测计划	168
8.1 环境管理机构	168
8.2 生产区环境管理	169
8.3 污染物排放的管理要求	174
8.4 企业环境信息公开	176
8.5 环境监测与监控	176

9 环境影响经济损益分析	180
9.2 环境经济损益分析结论.....	180
10 结论与建议	182
10.1 建设项目概况.....	182
10.2 环境质量现状结论.....	182
10.3 污染物排放情况结论.....	183
10.4 主要环境影响结论.....	185
10.5 环境保护措施.....	186
10.6 公众意见采纳情况.....	187
10.7 经济损益性分析.....	187
10.8 环境管理与监测计划.....	187
10.9 总结论.....	187

1 概述

1.1 项目背景

艾湖油田位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷西斜坡区，行政上横跨克拉玛依市乌尔禾区和塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，隶属于中国石油新疆油田分公司采百口泉采油厂管辖。

艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏发现井为艾湖 2 井，2013 年 3 月，艾湖 2 井在三叠系百口泉组试油，获得了良好的工业油流，从而发现了艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏，2015~2019 年陆续在该油藏部署了多口评价井和勘探井，试油结果表明：艾湖 2 井区三叠系百口泉组油层厚度大，纵向和平面分布稳定，探明油藏储量大，储层发育稳定，具备良好的开发潜能。

2018 年，艾湖 2 井区首次部署产能建设地面工程，目前共有采油井 9 口，计量拉油站 1 座，区块在产油井采用单井拉油、集中拉油的集输方式。

2020 年，为加大艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏的动用程度，中国石油新疆油田分公司开发公司拟在艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏部署采油井 24 口，其中新钻井 22 口，评价井转开发井 1 口，勘探井转开发井 1 口，钻井总进尺 $12.20 \times 10^4 \text{m}$ ，新建产能 $16.41 \times 10^4 \text{t/a}$ ，单井管线 20.3km，集油干线 6.6km，输气管线 1km，单井采油井场 24 座，计量站 3 座，撬装天然气处理装置 2 套，配套建设供配电、仪表自动化、消防、道路等。

本项目建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平的提高，具有明显的社会效益。

1.2 环境影响评价过程

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》的规定，本项目开发区块虽为老区块，但开发范围涉及老区块扩边，属于“四十二、石油和天然气开采业—132 石油、页岩油开采—石油开采新区块开发”，需编制环境影响报告书。为此，中国石油新疆油田分公司开发公司于 2020 年 1 月 22 日，委托中勘冶金勘察设计研究院有限责

任公司承担本项目的环评工作（附件 1）。

环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，并按照相关的环境影响评价技术导则的要求（流程见图 1.2-1）编制完成了本项目环境影响报告书，报告书经生态环境主管部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。

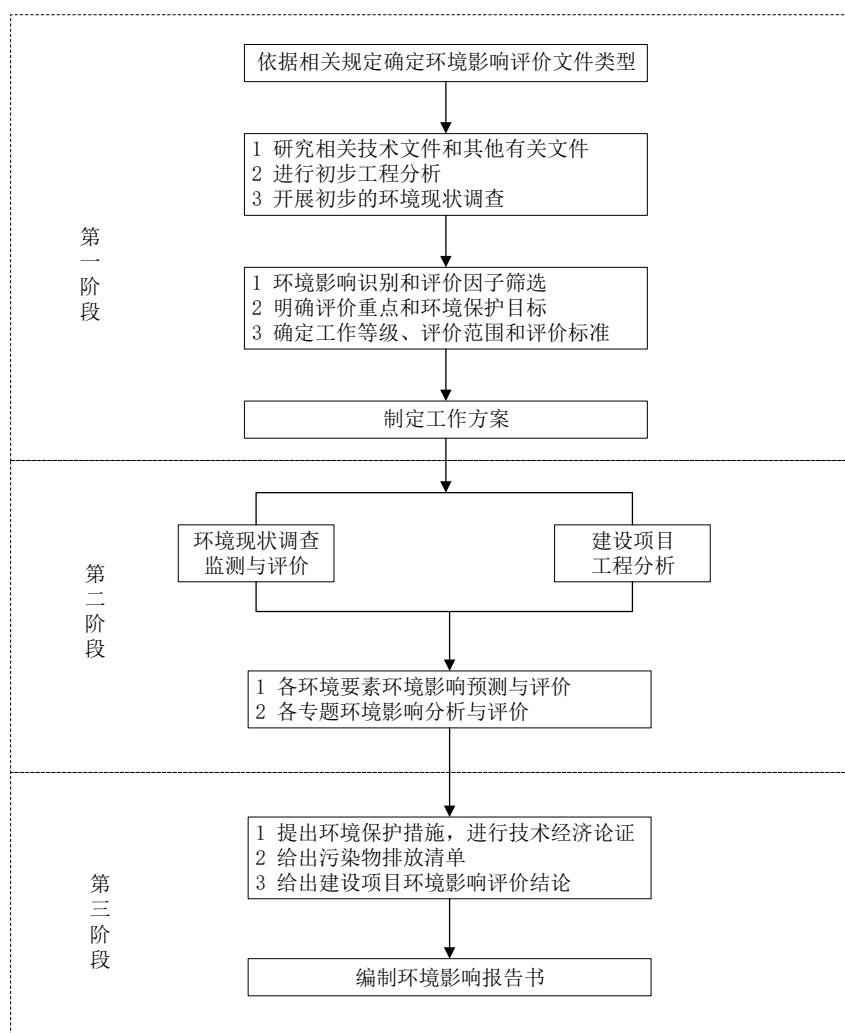


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 项目环境问题的主要特点

本项目为石油天然气开采项目，属于老区块扩边工程，环境影响主要来源于钻井工程、地面工程建设、油气开采、井下作业、油气集输等各工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响以及排放的污染物导致的环境污染并存；本项目实施后可将拉油生产的单井接入密闭集输管网，对开采过程中产生的伴生气进行回收处理，不仅可减少伴生气燃烧废气对大气

环境的影响，消除罐车拉运采出液过程中的环境风险，同时可节约清洁能源天然气的浪费。根据现场调查可知，本项目不在自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。周边存在的环境敏感目标主要为黄羊泉地下饮用水水源保护区。关注的主要环境问题

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

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水以及施工临时占地带来的生态影响，运营期油气集输过程中产生的无组织挥发烃类、井下作业废水、撬装化天然气处理装置产生的含油废水和废分子筛等环境影响及事故状态下落地油对环境的影响分析。

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

1.4 项目可行性分析判定

1.5.1 产业政策相符性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，本项目属于“常规石油、天然气勘探与开采”，属鼓励类项目，符合国家产业政策。

1.5.2 选址合理性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求，根据现场调查，开发区域内无集中固定居住人群，不在自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域内，符合克拉玛依市经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。本项目土地利用类型为未利用沙地，未占用草原、公益林等。

项目施工期较短，对环境的影响主要为生态影响，项目所在区域内植被较稀疏，平均植被覆盖度约为 10~20%，本项目采用密闭集输的生产方式，对项目区的生态

影响主要呈点线状分布，主要影响井场、站场、道路、管线占地范围内土壤、野生动物、植被等，新建采油井井场、站场在选址过程中已避开植被茂盛区域，即选址合理；新建各类管线、道路在初步设计过程中，在满足工程设计要求的情况下，尽可能做到取直，减少对周围植被的破坏，各类管线及道路沿线无居民、学校、饮用水水源保护区等环境保护目标，即选线合理；项目占地范围内的野生植被和土壤在临时占地得到释放后，自然恢复。野生动物主要为爬行类和小型啮齿动物，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地，故本项目施工期对环境的影响不大。运营期废气主要为油气集输过程中排放的无组织挥发烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物可以得到较好扩散，对大气环境影响不大。废水实现零排放。固体废物可实现妥善处置。

综上所述，本项目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，项目的选址选线从环保角度认为可行。

1.5.3 本项目与“三线一单”的符合性分析

本项目与“三线一单”的符合分析具体如下：

生态保护红线：本项目评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、基本草原以及文物保护单位等环境敏感目标，项目的选址符合生态保护红线的要求。

资源利用上限：本项目运营过程中会消耗一定的电能，耗水环节仅为井下作业用水和新增工作人员生活用水，用水量较少，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源上限要求。

环境质量底线：经监测本项目附近大气环境、地下水环境、声环境质量能够满足相应环境质量标准要求；本项目运营期废气主要为油气开采及集输过程中排放的无组织挥发烃类，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大气环境产生明显影响。废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，符合环境质量底线的要求。

地方环境准入负面清单：2017 年 6 月 29 日，新疆维吾尔自治区在全疆 28 个国

家重点生态功能区县（市）试行产业准入负面清单并由自治区发改委印发了《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》，按生态功能主要分为阿尔泰山地森林草原生态功能区、阿尔金草原荒漠化防治生态功能区和塔里木河荒漠化防治生态功能区三大类。本项目不在以上功能区的负面清单内。

1.5 报告书主要结论

本项目的建设符合国家相关产业政策。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统的或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。综上所述，从环境保护的角度考虑，本项目的建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日；
- (6) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018 年 12 月 29 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2016 年 11 月 7 日；
- (8) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 1 月 1 日；
- (9) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2016 年 7 月 2 日。

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令第 204 号，2017 年 10 月 7 日
- (2) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令 682 号，2017 年 10 月 1 日；
- (3) 《排污许可管理办法（试行）》，环保部令第 48 号，2018 年 1 月 10 日；
- (4) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》，生态环境部令第 1 号，2018 年 4 月 28 日；
- (5) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日；
- (6) 《国家危险废物名录（2016 年本）》，环保部令第 1 号，2016 年 8 月 1 日；
- (7) 《产业结构调整指导目录（2019 本）》，国家发展和改革委员会令第 29 号，2020 年 1 月 1 日；

- (8) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012 年第 18 号，2012 年 3 月 7 日；
- (9) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018 年 10 月 1 日。
- (10) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》，环发[2012]98 号，2012 年 8 月 7 日；
- (11) 《水污染防治行动计划》，国发[2015]17 号，2015 年 4 月 2 日；
- (12) 《土壤污染防治行动计划》，国发[2016]31 号，2016 年 5 月 28 日；
- (13) 《关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》，国发[2018]22 号，2018 年 6 月 27 日。
- (14) 《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 年 12 月 13 日。

2.1.3 地方有关环保法律法规

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），新疆维吾尔自治区十二届人大常委会公告[第 35 号]，2018 年 9 月 21 日；
- (2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，新疆维吾尔自治区人民政府，2019 年 1 月 1 日；
- (3) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》，新疆维吾尔自治区人民政府，2016 年 1 月 29 日；
- (4) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》，新疆维吾尔自治区人民政府，2017 年 3 月 20 日；
- (5) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，2010 年 5 月 1 日；
- (6) 《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》，2018 年 9 月 27 日；
- (7) 《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》，新疆维吾尔自治区环境保护厅、新疆维吾尔自治区发展和改革委员会，新环发[2017]124 号，2017 年 6 月 22 日；
- (8) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，新疆维吾尔

自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议，2018 年 9 月 21 日；

(9) 《新疆生态功能区划》，新疆维吾尔自治区人民政府，2005 年 7 月 14 日；

(10) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，新疆维吾尔自治区人民政府，2002 年 12 月。

2.1.4 环评有关技术规定

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)，2017 年 1 月 1 日；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，2018 年 12 月 1 日；

(3) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)，2010 年 4 月 1 日；

(4) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，2019 年 7 月 1 日；

(5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)，2011 年 9 月 1 日；

(6) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ/T2.3-2018)，2019 年 3 月 1 日。

(7) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，2016 年 1 月 7 日；

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，2019 年 3 月 1 日；

(9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T 349-2007)，2007 年 8 月 1 日。

(10) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，2017 年 6 月 1 日；

(11) 《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法(试行)》(公告 2017 年 第 81 号)，2017 年 12 月 28 日；

(12) 《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)，2019 年 7 月 1 日。

2.1.5 相关文件和技术资料

(1)《艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏框架部署及 2020 年开发实施地面工程环评委托书》，中国石油新疆油田分公司开发公司，2020 年 1 月 22 日；

(2)《艾湖 2 井区百口泉组油藏地面工程 2020 年实施意见》，新疆油田公司工程技术研究院，2019 年 12 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

本项目评价工作的主要目的是：

(1) 通过现场调查和现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、生态环境、自然资源及区域规划、产业政策情况，掌握项目所在区域的环境质量及生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本项目施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。

(3) 提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施的可可行性和合理性。

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

(5) 通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境行政主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影響。

(3) 突出重点

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

2.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质,确定本项目的环境影响评价时段为施工期、运营期和退役期,其中以施工期和运营期为主。

2.4 评价因子与标准

2.4.1 评价因子

本项目主要包括钻井工程、地面工程建设、油气开采、油气集输等作业内容,对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井工程以及管线敷设、输电线路架设、道路和计量站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,环境影响因素识别详见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

环境 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态	废气	废水	固废	噪声	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	噪声	固废
	占地	汽车尾气、扬尘、柴油机和柴油发电机废气	生活污水、管道试压废水	建筑垃圾、钻井岩屑、生活垃圾	施工车辆、施工设备	无组织挥发烃类	井下作业废水、含油废水	废分子筛	井下作业、机泵、运输车辆	管线泄漏、井壁破裂、泄漏	施工扬尘、汽车尾气	施工车辆、施工设备	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线
环境空气	0	+	0	0	0	++	0	0	0	+	+	0	0
地下水	0	0	0	0	0	0	0	0	0	++	0	0	0
声环境	0	0	0	0	+	0	0	0	++	+	0	+	0
土壤	++	0	0	+	0	0	0	0	0	++	+	0	+
植被	+	+	0	+	0	+	0	0	0	++	+	0	+
动物	+	+	0	+	+	+	0	0	+	+	+	+	+

注: 0: 无影响; +: 短期不利影响; ++: 长期不利影响。

根据项目环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合本区环境质量状况，筛选评价因子见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	项目	评价因子
污染源	废气	非甲烷总烃
	废水	化学需氧量、悬浮物、氨氮、石油类
	噪声	等效连续 A 声级
	固体废物	废分子筛
环境空气	现状评价	PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃
	影响分析	非甲烷总烃
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
地下水环境	现状评价	pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、氰化物、挥发酚、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、氨氮、汞、砷、镉、六价铬、铅
	影响分析	石油类
土壤环境	现状评价	砷、镉、铬、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、聚乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃
	影响评价	石油烃
生态环境	现状评价	评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观
	影响评价	本项目建设可能造成的植被、野生动物、土壤和生态景观的影响
环境风险	影响分析	原油泄漏事故

2.4.2 评价标准

(1) 环境质量标准

①环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级浓度限值；非甲烷总烃参照《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行，各标准取值见表 2.4-3。

表 2.4-3 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO ₂	年平均	60	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	GB3095-2012（二级）
		1 小时平均	500		
2	NO ₂	年平均	40		
		1 小时平均	200		
3	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
4	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
5	CO	24 小时平均	4	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	GB16297-1996
6	O ₃	日最大 8 小时平均	160	mg/m^3	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m^3	GB16297-1996

②地下水

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) III类水质标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水水质评价标准一览表

序号	监测项目	标准值 (III类)	序号	监测项目	标准值 (III类)
1	pH	6.5~8.5	9	硝酸盐	≤ 20
2	总硬度	≤ 450	10	亚硝酸盐	≤ 1
3	溶解性总固体	≤ 1000	11	氨氮	≤ 0.5
4	铁	≤ 0.3	12	汞	≤ 0.001
5	锰	≤ 0.1	13	砷	≤ 0.01
6	氰化物	≤ 0.05	14	镉	≤ 0.005
7	挥发酚	≤ 0.002	15	六价铬	≤ 0.05
8	石油类	≤ 0.05	16	铅	≤ 0.01

③声环境

声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准限值，具体详见表 2.4-5。

表 2.4-5 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值 [dB(A)]		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	60	50	GB3096-2008 2 类

④土壤环境

土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，标准值见表2.4-6。

表 2.4-6 土壤环境质量评价标准一览表

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
基本项目（重金属和无机物）					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬（六价）	5.7	7	镍	900
4	铜	18000			
基本项目（挥发性有机物）					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840			
基本项目（半挥发性有机物）					
35	硝基苯	76	41	苯并（k）荧蒽	151
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并（a,h）蒽	1.5
38	苯并（a）蒽	15	44	茚并（1,2,3-cd）芘	15
39	苯并（a）芘	1.5	45	萘	70
40	苯并（b）荧蒽	15			
其他项目（特征污染因子）					
46	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	4500			

（2）污染物排放标准

①废气

油气开采和集输过程中无组织挥发废气（以 NMHC 计）的 NMHC 执行《大气污染

物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值要求 ($4\text{mg}/\text{m}^3$)。

②废水

运营期产生的废水主要为井下作业废水和撬装化天然气处理装置产生的含油废水。井下作业废水和撬装化天然气处理装置产生的含油废水送至中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂注输联合站(以下简称“百口泉注输联合站”)采出水处理系统处理,处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中的有关标准后,回注油藏,不外排。

③噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准,运营期各站场厂界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准限值,具体见表 2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放标准一览表 [单位: dB (A)]

执行地点	昼间	夜间	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
站场厂界	60	50	GB12348-2008 2 类

(3) 污染控制标准

本项目油气开采及集输过程中产生的挥发性有机物执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019),井场内无组织排放监控点浓度限值见表 2.4-8。

表 2.4-8 井场内 VOCs 无组织排放限值 [单位: mg/m^3]

污染项目	排放限值	限值含义	无组织排放监控位置	标准来源
NMHC	10	监控点处 1h 平均浓度值	在井场内设置监控点	GB37822-2019
	30	监控点处任意一次浓度值		

2.5 评价等级与重点

2.5.1 评价等级

(1) 环境空气评价等级

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),评价工作等级按表 2.5-1 的分级判据进行划分,最大地面空气质量浓度占标率 P_i 按以下公式计算,如污染物 i 大于 1,取 P 值中最大者 $P_{\max}$ 。

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

其中： P_i ——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i ——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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

表 2.5-1 大气影响评价工作等级判定依据表

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

本项目大气污染源正常排放的主要污染物为油气开采和集输过程中无组织排放的非甲烷总烃，根据导则要求，本次评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 A 推荐的 AERSCREEN 估算模型计算项目污染源的最大环境影响，根据项目工程分析污染物源强参数进行估算，计算结果见表 2.5-2。

表 2.5-2 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源名称	NMHC	
	落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
无组织挥发废气的非甲烷总烃	30.4	1.52

由估算结果可知，非甲烷总烃最大地面空气质量浓度占标率 $P_{\max}=1.52\%$ ，由表 2.5-2 可知，本项目大气评价等级确定为二级。

(2) 地表水评价等级

《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中规定：间接排放建设项目评价等级为三级 B、建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。本项目运营期产生的废水主要为井下作业废水和撬装天然气处理装置产生的含油废水，由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理后各污染物浓度均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的相关要求后回注油藏，不外排，不与项目周边的艾里克湖和小艾里克湖发生水力联系。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)要求，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

(3) 地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 中的评价工作等级划分, 建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感, 不敏感三级, 分级原则见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水环境敏感程度分级表

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

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

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分的依据见表 2.5-4。

表 2.5-4 建设项目评价工作等级分级表

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

本项目为石油开采类, 根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 中附录 A 中的规定, 属于 I 类建设项目。

项目区周边地下水源地为百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区, 本项目位于上述两个地下饮用水水源保护区的下游, 不在其水源保护区及补给径流区, 区域地下水不属于“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”等敏感区域, 也不属于“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”等较敏感区域。故地下水环境敏感程度为“不敏感”。由表 2.5-4 可知, 本项目地下水环境影响评价等级确定为二级。

(4) 声环境评价等级

本项目所在区域以油田开发为主要功能, 属于《声环境质量标准》

(GB3096-2008) 中的 2 类功能区。根据《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2009) 的有关要求, 确定本项目声环境影响评价等级为二级。

(5) 生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ19-2011) 依据影响区域的生态敏感性和评价项目的工程占地(含水域)范围, 包括永久占地和临时占地, 将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级, 生态影响评价工作等级划分见表 2.5-5。

表 2.5-5 生态影响评价工作等级划分表

影响区域 生态敏感性	工程占地(水域)面积		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\text{km}^2 \sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\text{km} \sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

本项目总占地面积约为 0.81km^2 , 各类管线及道路总长度共计 68.2km , 项目所在区域生态敏感性一般, 由表 2.5-5 可知, 本项目生态影响评价等级确定为三级。

(6) 土壤环境评价等级

本项目属于石油开采类项目, 结合实际工程建设内容, 项目土壤影响类型属于污染影响型, 永久占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5 \sim 50\text{hm}^2$)、小型($\leq 5\text{hm}^2$), 根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018), 评价工作等级划分见表 2.5-6。

表 2.5-6 土壤影响评价工作等级划分表

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

本项目属于 I 类建设项目, 永久占地面积约 2.7hm^2 , 占地规模为中型, 项目区土壤环境敏感程度为不敏感, 由表 2.5-6 可知, 本项目土壤影响评价等级确定为二级。

(7) 环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018), 建设项目环境风险评价工作级别按表 2.5-7 进行划分。

表 2.5-7 环境风险评价工作级别划分表

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

^a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。

本项目主要风险单元为密闭集输单元，本项目危险物质与临界量的比值（Q 值）约为 0.016，风险单元 Q 值小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）相关规定，本项目风险潜势为 I，因此，本次风险评价仅进行简单分析。

2.5.2 评价重点

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

- （1）建设项目工程分析。
- （2）生态环境影响评价。
- （3）大气、地下水、声、土壤环境影响评价。
- （4）环境保护措施分析论证。

2.6 评价范围与环境敏感区

2.6.1 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合项目区周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.6-1、图 2.6-1。

表 2.6-1 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大 气	本项目分别以外围单井井口为中心，向井场四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线作为大气评价范围
地表水	本项目不与周边地表水发生水力联系，不涉及地表水风险，无需设置地表水评价范围
地下水	项目区占地范围约为 22.1km ² ，以项目区占地范围为地下水评价范围
声环境	项目占地范围外 200m 作为评价范围
生态环境	以项目实际扰动范围作为生态环境评价范围
土壤环境	项目占地范围外 200m 范围内

本次评价范围如图 2.6-1 所示。

图 2.6-1 环境影响评价范围示意图

2.6.2 环境保护目标

现场踏勘结果表明，本项目所在区域主要为荒漠生态系统。评价区范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，没有固定集中的人群居住区。周边存在的环境敏感目标主要百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区，具体见表 2.6-2 和图 2.6-2。

表 2.6-2 环境保护目标一览表

序号	环境保护目标	环境敏感目标与项目区的位置关系	环境功能区划	各要素保护级别	保护要求
1	黄羊泉地下饮用水水源保护区	项目区北侧约 275m	III类功能区	GB/T14848-2017 III类标准	不对地下水水质产生影响
	百口泉地下饮用水水源保护区	项目区西侧约 8.5km			
2	梭梭	项目区	大拐-小拐农业开发生态功能区	国家 II 级保护植物，自治区 I 级保护植物	保护油区内的野生动植物及其生境不受破坏

图 2.6.2 环境保护目标示意图

2.7 相关规划与环境功能区划

2.7.1 相关规划

(1) 区域发展规划

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》将新疆油气资源开发利用作为重点、全面推进的行业，本项目的建设符合规划要求。

(2) 克拉玛依市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要符合性分析

《克拉玛依市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》指出：加快推进“六大基地”建设，建成核心区国家能源大通道和油气生产加工储备基地、油气资源加工和化工产品出口集聚区、机械装备出口产业集聚区。加快油气生产基地建设，到2020年油气当量实现 $1450 \times 10^4 \text{t}$ ，其中原油产量达到 $1210 \times 10^4 \text{t}$ （辖区内原油产量实现 $1160 \times 10^4 \text{t}$ ），天然气产量达到 $30 \times 10^8 \text{m}^3$ 以上。力争实现油气当量 $1600 \times 10^4 \text{t}$ 。

本项目的建设符合《克拉玛依市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》中的加快油气生产基地建设的要求。

(3) 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》将本项目所在区域划分为天山北坡地区一重点开发区域，其功能定位是：支撑新疆经济增长的重要增长极，落实区域发展总体战略、促进区域协调发展的重要支撑点，新疆重要的人口和经济密集区。重点开发区域应在优化结构、提高效益、降低消耗、保护环境的基础上推动经济可持续发展；大力推进新型工业化进程，提高自主创新能力，抢占市场制高点，增强产业集聚能力，加快建立符合新疆区情的现代产业体系；加速推进新型城镇化，壮大城市综合实力，改善人居环境，提高集聚人口的能力；发挥区位优势，扩大全方位开放，加强开放平台建设和通道建设，打造向西开放的重要门户。本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的功能定位。

(4) 与《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》将石油、天然气等新

疆优势矿种列为战略性矿产，提高资源安全供应能力和开发利用水平。本项目为石油开采项目，符合规划要求。

(5) 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020 年）》及其规划环评的相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020 年）》将石油天然气列为安全战略资源，需要加强基础地质调查、矿产勘查，提高能源资源保障能力，建成油气、煤炭、铀矿、铁矿、锰矿、铜矿、铅锌矿、金矿、钾盐等 10 个国家级和 14 个自治区级矿产能源资源基地。本项目对石油资源的开发符合规划中“实施矿产资源安全战略，提高能源资源保障能力”以及“落实国家资源安全战略部署”的相关内容，并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020 年）环境影响报告书》中的要求，对采出物开采过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施，并对项目实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施。

2.7.2 环境功能区划

大气环境：《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区。

地下水：《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区。

声环境：《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区。

生态功能：《新疆生态功能区划》中的“准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区——准噶尔盆地盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区——大拐-小拐农业开发生态功能区”。

3 艾湖 2 井区开发现状回顾

3.1 区域位置

本项目位于艾湖油田艾湖 2 井区，构造位于准噶尔盆地中央拗陷玛湖凹陷西斜坡区，行政隶属于克拉玛依市乌尔禾区，东北距克拉玛依市乌尔禾区中心城区约 22.6km，东北距艾里克湖约 5.5km，西南距小艾里克湖约 6.1km，东南距奎北铁路约 5.5km，区域位置见图 3.1-1。

3.2 油气资源概况

3.2.1 构造特征

艾湖 2 井区构造上隶属于准噶尔盆地中央拗陷玛湖凹陷西斜坡，西北上倾方向与克百断裂带相邻，东南方向与艾湖油田艾湖 1 断块百口泉组油藏相接。玛西斜坡整体构造为东南倾的单斜。艾湖 2 井区位于艾湖 1 井西断裂上盘。地层发育较全，自下而上有石炭系，二叠系佳木河组、风城组、夏子街组、下乌尔禾组，三叠系百口泉组、克拉玛依组、白碱滩组，侏罗系八道湾组、三工河组、西山窑组、头屯河组及白垩系。其中二叠系与三叠系、三叠系与侏罗系、侏罗系与白垩系为区域性不整合。玛西斜坡区大部分区域三叠系百口泉组与二叠系下乌尔禾组之间缺失上乌尔禾组，形成角度不整合。

3.2.2 油藏特征

根据岩性和电性特征，将三叠系百口泉组分为三段，自下而上为百口泉组一段（ T_1b_1 ）、百口泉组二段（ T_1b_2 ）、百口泉组三段（ T_1b_3 ），分别简称为百一段、百二段、百三段。艾湖 2 井区百口泉组地层厚度 130~160m，其中百一段厚度 39~49m，百二段厚度 45~65m，百三段厚度 47~59m。油层分布在百一段、百二段，以百一段为主，百一段、百二段各自细分为三个砂层。

三叠系百口泉油藏油层主要发育在 T_1b_1 ，受构造与盐性的双重控制。其中西北-东南向受构造控制，西北侧受艾湖 11 井段裂遮挡，东南侧受艾湖 1 井西段裂遮

挡。层间泥岩隔层连续，夹层连续性差，纵向上油层主要发育在 $T_1b_1^1$ 、 $T_1b_1^2$ 两个小层，平面上油层沿有利前缘相发育，在艾湖 13-艾湖 2-艾湖 015 井一线厚度最大、稳定连续，向两翼物性逐渐变差，饱和度降低，油层减薄，油藏为受断裂及物性双重控制的构造-岩性油藏，油藏顶部埋深 4800m，油藏厚度 160m，平均地面原油粘度 8.505mPa·s，属稀油油藏。

3.2.3 油气水性质

根据区域勘探资料，艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏原油、伴生气及采出水性质分别见表 3.2-1、表 3.2-2 和表 3.2-3。

表 3.2-1 艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏原油性质参数一览表

密度 (g/cm ³)	20℃粘度(mPa·s)	50℃粘度(mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡 (%)
0.831	10.6	6.41	14.96	7.8

表 3.2-2 艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏天然气性质参数一览表

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	氧	二氧化碳	氮
0.7038	73.46	6.9	3.91	1.95	2.23	1.675	2.285	0	1.29	5.31

注：该区块原油伴生气以甲烷为主，C3+以上烃类组分占 8.14%，伴生气较富，不含硫化氢。

表 3.2-3 艾湖 2 井区百口泉组油藏采出水性质参数一览表

水型	密度 (g/cm ³)	矿化度 (mg/L)
CaCl ₂	1.014	9301.12

图 3.1-1 项目区域位置示意图

3.3 勘探及建设历程

3.3.1 勘探历程

(1) 勘探期现状回顾

艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏发现井为艾湖 2 井，2013 年 3 月，艾湖 2 井在三叠系百口泉组试油，常规压裂后，日产油 5.24t，2015 年先后部署上钻艾湖 8、艾湖 9、艾湖 12、艾湖 13、艾湖 14 井，2015 年上交艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏石油预测储量 $4851 \times 10^4 \text{t}$ 。2016 年，在预测油藏范围内部署上钻艾湖 014 及艾湖 015 井及 1 口水平井，上交艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏石油控制储量 $3128 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 82.6km^2 。2017~2019 年为进一步落实百口泉组油藏范围，部署了多口勘探井和评价井，试油结果表明：艾湖 2 井区百口泉组油层厚度大，纵向和平面分布稳定，探明油藏储量大，储层发育稳定，具备良好的开发潜能。

目前井区共有评价井和勘探 16 口，井号分别为 AHHW2030、AHHW2031、艾湖 014、艾湖 015 井、艾湖 201、艾湖 202_H、艾湖 203_H、艾湖 205、艾湖 207 井、艾湖 2、艾湖 8、艾湖 9、艾湖 10、艾湖 11、艾湖 13、艾湖 14，目前钻试期均已结束。

(2) 勘探期环境影响回顾

艾湖 2 井区勘探期主要为评价井和勘探井的钻井和试油工作，目前艾湖 2 井区 16 口评价井和勘探井钻试工程已结束，其产生的环境影响回顾具体如下：

① 污染情况回顾

由于 16 口评价井和勘探井的钻试工程已结束，钻试过程中产生的废气、噪声已随着钻试期的结束而消失，钻试过程中产生的试油废水均由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统进行了妥善处理，钻井过程中产生的钻井岩屑均采用不落地装置进行处理，经检测各污染物均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 要求，用于井场或道路铺筑。目前，井区无固体废物遗留。

② 生态影响回顾

勘探期对生态的影响主要为占地（井场、拉油罐、探临道路等）对生态的影响和对植被的破坏。根据现场调查结果可知，现有井场均已平整，由砾石铺垫，井场没有油污出现，井场周边也形成了较稳定的生态结构。



拉油罐周边生态恢复情况



评价井井场周边生态恢复情况



井场周边植被恢复情况



油田公司设置环境保护标牌

3.3.2 建设历程

艾湖 2 井区位于克拉玛依市东北部，区块勘探时间较晚，产能建设始于 2018 年，截止目前，井区仅进行过 1 次产能开发建设。目前艾湖 2 井区采用整体部署，分批建设的方式，已建成第一批，具体建设内容为：已实施 9 口井，其中 4 口新井，5 口老井利用，1 座计量拉油站、各类管线 240m 及配套建设供配电等系统工程，以上开发工程的环保手续履行情况见表 3.3-1。艾湖 2 井区现有工程分布见图 3.3-1。

表 3.3-1 艾湖 2 井区开发建设环保手续履行情况一览表

工程名称	实施时间	环评时间及批复文号	建设内容	竣工环保验收时间
艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程	2018 年 11 月～2019 年 10 月	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 2018 年 10 月 8 日 新环函[2018]1446 号	已建内容：已实施 9 口采油井，其中 4 口新井，5 口老井利用，1 座集中拉油站、各类管线 240m 及配套建设供配电等系统工程。	分批建设 已建第一批，并于 2019 年 10 月 22 日进行了企业自主验收

续表 3.3-1 艾湖 2 井区开发建设环保手续履行情况一览表

工程名称	实施时间	环评时间及批复文号	建设内容	竣工环保验收时间
艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程	2019 年 11 月以后	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 2018 年 10 月 8 日 新环函 [2018]1446 号	计划建设内容：部署 49 口井，新建单井采油管线 29.76km、集油支线 20km、输气管线 1km、出油管线 1.3km，转液管线 0.7km，计量站 9 座，计量拉油站 1 座、转油站 1 座，天然气处理装置 1 座；配套建设供配电、消防、仪表自动化、土建等工程。	/

3.3.3 地面工程建设情况

《艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程》总体建设内容：新部署 58 口井，其中有 5 口老井利用，新建单井采油管线 30km、集油支线 20km、输气管线 1km、出油管线 1.3km，转液管线 0.7km，计量站 9 座、转油站 1 座，天然气处理装置 1 座；配套建设供配电、消防、仪表自动化、土建等工程；该项目采用整体部署、分批建设的方式，主要分为已建成投产的现有工程，2020 年正在建设的在建工程，以及 2021 年以后拟实施的拟建工程，具体详见表 3.3-2。

表 3.3-2 艾湖 2 井区已建、在建和拟建工程内容具体情况

建设时段	建设内容
现有工程	已建成投产 9 口采油井，其中 4 口新井，5 口老井利用，1 座集中拉油站（1#计量拉油站）、各类管线 240m 及配套建设供配电等系统工程。 并配套建设供配电、给排水、消防、仪表自动化、通信、道路等公用工程。
在建工程	艾湖 2 井区正在建设集中拉油站 1 座（2#计量拉油站），采油井 17 口，撬装天然气处理装置 1 套，转油站 1 座（艾湖 2 转油站），计量拉油站密闭改造为计量站座，分别为 1#计量站和 2#计量站（改造的 2 座计量站内均不设水浴加热炉），配套建设各类配套管线，简易道路及供配电、给排水、消防工程。
拟建工程	艾湖 2 井区拟建设采油井 32 口，10 井式标准化计量站 9 座（计量站内各配套建设 50kW 水浴加热炉 1 台）配套建设各类配套管线，简易道路及供配电、给排水、消防工程。

艾湖 2 井区现状处于初期开发阶段，已投产的生产井共 9 口，井号分别为艾湖 2、艾湖 13、AHHW2001、AHHW2004、AHHW2005、AHHW2026、AHHW2027、AHHW2028、AHHW2029，建设产能 $1.51 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，建有 1 座集中拉油站（1#计量拉油站），1 个单井拉油点。其中艾湖 13 井采用单井拉油的生产方式，单井采出物在井场经过气液分离后，伴生气通过放散管点火放空，采出液由罐车拉运至百口泉注输联合站原油处理系统处理。其余 8 口单井采用集中拉油的生产方式，即“单井→已建 1#计量拉油

站→百口泉注输联合站”的半密闭集输方式，井口来液在计量拉油站进行气液分离，伴生气通过放散管点火放空，采出液通过罐车拉运至百口泉注输联合站原油处理系统处理。

目前，艾湖 2 井区未建设伴生气处理装置。已建成玛 18 转油站至百口泉天然气处理站输气管线和玛 18 转油站至百口泉注输联合站输液管线。

3.3.4 公用工程建设情况

（1）供配电

艾湖 2 井区北距 35kV 换水临变 8km，目前暂由该变电站供电，主变容量 $1 \times 1.6\text{MVA}$ ，供电能力 1.44MW，目前负荷 0.4MW。同时为满足艾湖 2 井区未来用电需求，艾湖 2 井区正在建设 35kV 艾湖变电站，主变容量 $2 \times 12.5\text{MVA}$ ，预计 2020 年投运。

（2）仪表自动化

艾湖 2 井区正在建设艾湖 2 转油站 PLC/RTU 系统 1 套、云平台系统 1 套。

（3）通信

百口泉注输联合站—玛 18 转油站的光缆 2017 年已经建成，此光缆经由艾湖 2 井区。艾湖 2 转油站敷设光缆就近引接至百口泉—玛 18 光缆 3km。艾湖 2 井区物联网数据通信采用无线 Wifi+有线光纤方式。

（4）道路

目前建有艾湖 2 转油站到正在建设的计量站方向主干道路 21.6km，按油田三级道路标准建设，采用沥青路面，路面宽 6m；建有主干道路到单井道路 13.2km，按油田四级道路标准建设，采用砂石路面，路面宽 6m。道路两边设置必要的道路指示和安全警示标牌。

图 3.3-1 艾湖 2 井区现有工程及在建工程建设情况

3.3.5 现有工程环境影响回顾

(1) 废气

现有工程的废气污染源主要为伴生气燃烧放空烟气和采出液拉运过程中的油气挥发，均属于无组织废气，主要污染物为氮氧化物、二氧化硫、非甲烷总烃等，由于《艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程》（第一批）竣工环境保护验收调查报告中未对伴生气燃烧放空烟气进行监测，本次根据原环评核实数据，综合分析现有工程废气排放情况见表 3.3-3。

表 3.3-3 现有工程废气排放一览表

污染源		放空气量 ($\times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$)	气流量 (m^3/h)	燃烧总热 释放率($\times \text{Cal/s}$)	污染物排放情况		
					NO_x	SO_2	总烃
					t/a	t/a	t/a
伴生气 燃烧 烟气	集中拉油站放散 废气(8口井)	144.07	164.46	385.13	77.8	2.88	0.29
	单井燃烧放废气 (1口井)	18.01	18.28	48.14	9.73	0.36	0.04
油气无组织挥发		6.04t/a					

根据《中国石油新疆油田分公司艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程》（第一批）竣工环境保护验收调查报告 2019 年 8 月 19 日~20 日对 1#计量拉油站和 4 口距离计量拉油站较近的单井所在区域的监测数据可知，典型井场和 1#计量拉油站的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值 $4.0 \text{ mg}/\text{m}^3$ 的要求。现有工程无组织排放的非甲烷总烃的具体监测数据详见表 3.3-4。

表 3.3-4 现有工程无组织排放的非甲烷总烃评价结果一览表 [单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$]

检测点位	检测时间	检测位置	浓度范围	最大浓度占标率 (%)	标准 限值	达标 情况
1#计量拉 油站和 4 口 井所在区 域监测点	2019.8.19	厂界外东	370~400	20	4.0	达标
		厂界外南	400~460	23		
		厂界外西	390~470	23.5		
		厂界外北	580~790	39.5		

续表 3.3-4 现有工程无组织排放的非甲烷总烃评价结果一览表 [单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$]

检测点位	检测时间	检测位置	浓度范围	最大浓度占标率 (%)	标准限值	达标情况
1#计量拉油站和 4 口井所在区域监测点	2019.8.20	厂界外东	410~600	30	4.0	达标
		厂界外南	570~620	31		
		厂界外西	740~990	49.5		
		厂界外北	1130~1280	64		

(2) 废水

现有工程产生的废水主要为井下作业废水,产生量为 $122.1\text{m}^3/\text{a}$ (其中化学需氧量 $0.16\text{t}/\text{a}$, 石油类 $0.02\text{t}/\text{a}$), 由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后, 回注油藏。井区内 1#计量拉油站无人值守, 无生活污水产生。

(3) 噪声

现有工程噪声主要为井场井下作业及抽油机设备运转噪声、1#计量拉油站车辆运输噪声等。根据现有工程 2019 年 8 月 19 日~20 日竣工环境保护验收监测数据 (详见表 3.3-5) 可知, 区块噪声排放可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求。

表 3.3-5 厂界噪声检测数据统计表 [单位: dB (A)]

序号	监测点位	检测时间		监测值	标准值	达标情况
1	1#计量拉油站和 4 口井所在区域东侧	2019. 8. 19	昼间	38	60	达标
			夜间	34	50	达标
		2019. 8. 20	昼间	38	60	达标
			夜间	34	50	达标
2	1#计量拉油站和 4 口井所在区域南侧	2019. 8. 19	昼间	47	60	达标
			夜间	42	50	达标
		2019. 8. 20	昼间	47	60	达标
			夜间	43	50	达标
3	1#计量拉油站和 4 口井所在区域西侧	2019. 8. 19	昼间	45	60	达标
			夜间	40	50	达标
		2019. 8. 20	昼间	45	60	达标
			夜间	40	50	达标
4	1#计量拉油站和 4 口井所在区域北侧	2019. 8. 19	昼间	43	60	达标
			夜间	38	50	达标
		2019. 8. 20	昼间	43	60	达标
			夜间	40	50	达标

（4）固体废物

正常工况下，运营期产生的固体废物主要为 1#计量拉油站和单井拉油点储罐罐底油泥，参照《石油石化环境保护技术（第 1 版）》（中国石化出版社）中提供的含油污泥估算系数，含油污泥产生量按 0.07t/万 t 原油计，拉油罐每年清罐作业 1 次，根据现有工程产能预测方案拉油生产井产能为 $1.51 \times 10^4 \text{t/a}$ ，据此计算现有工程清罐底泥的产生量约为 0.1t/a，交由克拉玛依市博达环保科技有限公司进行接收、运输和处置；管线和储罐破裂、井喷等事故状态下会产生落地油，上层可回收的原油送至百口泉注输联合站原油处理系统处理，不能回收的落地油和受浸染的土壤全部回收，交由克拉玛依市博达环保科技有限公司进行接收、运输和处置。

（5）生态

现有工程对生态的影响主要为占地对生态的影响和对植被的破坏。工程占地分为临时占地和永久占地，施工结束后，及时了清除施工垃圾，并对施工现场进行了回填平整，临时占地得到了释放，临时占地范围内的植被正在恢复中。井场及站场周围已建成的永久性占地已进行了砾石铺垫。

3.3.6 现存主要环境问题及“以新带老”措施

（1）现存主要环境问题

现有工程已建 1 座计量拉油站和 1 个单井拉油点，井口采出物中的伴生气仍采用火炬放空处理方式，未能回收利用，浪费资源，并且伴生气燃烧无组织排放的废气会对项目所在区域大气环境质量产生一定的影响。同时采出液采用罐车拉运的生产方式，不仅增加了无组织挥发的非甲烷总烃，对大气环境产生不利影响，而且罐车拉运过程中存在原油泄漏的风险

（2）“以新带老”措施

经核实，已建 1#计量拉油站和 1 个单井拉油点距离拟建密闭集输管网较近，在建工程建设过程中会将已建 1#计量拉油站密闭改造成计量站，纳入密闭集输系统。1 个单井拉油点拟纳入本次密闭集输管网，采取上述措施后，现有工程放空部分的伴

生气可全部回收利用。经过密闭改改后，不但解决了伴生气燃烧排空带来的环境问题，消除了罐车拉运采出液过程中的环境风险。

3.3.7 在建工程建设情况

目前艾湖 2 井区的在建工程主要为《艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程》中的部分内容，具体为：集中拉油站 1 座（2#计量拉油站），采油井 17 口，撬装天然气处理装置 1 套，转油站 1 座（艾湖 2 转油站），配套建设各类配套管线，简易道路及供配电、给排水、消防工程。具体如下：

（1）采油井

正在建设采油井 17 口。

（2）站场

①集中拉油站

正在建设 1 座集中拉油站—2#计量拉油站，该计量拉油站主体工程已基本建设完毕，正在进行配套设施建设。

②转油站

正在建设艾湖 2 转油站，设计能力为 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ ，预计 2020 年 10 月建成投产。

③撬装天然气处理装置

正在建设撬装天然气处理装置 1 套，处理规模为 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

④计量站改造

艾湖 2 转油站建设完成后，将 1#和 2#计量拉油站密闭改造为计量站，分别为 1#计量站和 2#计量站（改造的 2 座计量站内均不设水浴加热炉），接入密闭集输系统。

（3）集输管线

正在建设 17 口单井分别敷设至 1#和 2#计量站的单井管线、2 座计量站至艾湖 2 转油站的集油支线、艾湖 2 转油站与玛 18-百口泉注输联合站输油管线进行连接的转液管线和艾湖 2 转油站与玛 18 至百口泉天然气处理站 5#配气站的输气管线。

3.3.8 拟建工程建设情况

2018 年艾湖 2 井区开展了《艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程》，按照该工程实施计划及区块滚动开发现状，艾湖 2 井区拟建设采油井 32 口，10 井式标准化计量站 9 座（计量站内各配套建设 50kW 水浴加热炉 1 台）配套建设各类配套管线，简易道路及供配电、给排水、消防工程。

待《艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程》整体建设完成后，区块内生产井总数达到 58 口，11 座计量站，均采用“单井→计量站→艾湖 2 转油站→百口泉注输联合站”的三级密闭集输方式，采出物经单井出油管线管输至计量站计量后汇集至艾湖 2 转油站，在艾湖 2 转油站内进行气液分离，伴生气管线输送至在建的天然气管撬装处理装置处理，处理后由在建和已建的天然气管线管输至百口泉天然气处理站 5#配气站后外输，采出液管输至百口泉注输联合站原油处理系统处理。具体工艺流程详见图 3.3-2。

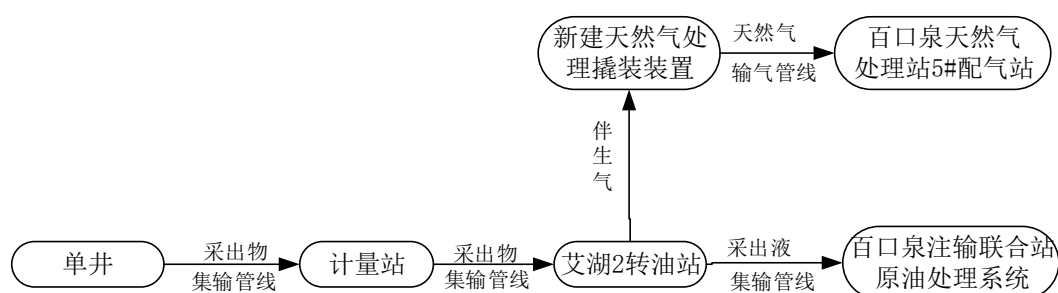


图 3.3-2 艾湖 2 井区在建工程实施后密闭集输方式流程图

3.3.9 在建工程和拟建工程环境影响分析

在建工程和拟建工程建设完成后，将建成 1 座转油站（艾湖 2 转油站）、11 座计量站、1 套撬装天然气处理装置、49 口采油井及配套的各类管线等。

艾湖 2 转油站和 11 座计量站建成后，井区内的生产井均可纳入密闭集输系统，密闭集输的采出物在井口计量后，管线输送至艾湖 2 转油站，在艾湖 2 转油站进行气液分离，分离出的采出液管线输送至百口泉注输联合站处理，分离出的伴生气经增压后管线输送至撬装天然气处理装置处理后，管输至百口泉天然气处理站外的 5#配气站后外输。

在建工程目前尚未完工，拟建工程尚未开工建设，本次评价引用在建工程已批复的环评报告书的相关结论来说明在建工程的环境影响。具体如下：

（1）在建工程和拟建工程施工期环境影响分析

在建工程和拟建工程施工期废气主要为施工作业产生的扬尘以及施工车辆尾气等。由于施工期短暂，施工期的废气将随施工的结束而消失；废水主要为生活污水和管道试压废水。生活污水集中收集在生活污水防渗池中，待工程结束后由吸污车清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。管道试压废水产生量较少，用于洒水抑尘；噪声主要是钻机、各类施工机械以及运输车辆产生的噪声，施工机械及车辆的声压级一般为 95~105dB（A），由于项目所在区域无声环境敏感点，加上施工期短暂，噪声将随着施工期的结束而消失，故施工期的噪声对项目区声环境影响不大；固体废弃物主要包括岩屑及生活垃圾，岩屑进入井场的不落地系统处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，用于钻井液的配制，固相最终交由克拉玛依宇洲环保工程科技有限公司进行处理。生活垃圾集中收集后，定期清运至乌尔禾区垃圾填埋场填埋处理，不会对周围环境产生影响。在建工程施工期对项目区的生态影响主要表现为钻井井场、地面站场、各类管线和道路等建设过程中占地以及对植被、野生动物的影响，在采取相应的保护措施后，对项目所在区域生态环境影响不大。

（2）在建工程和拟建工程运营期环境影响分析

在建工程和拟建工程主要为转油站内气液分离系统的撬装相变炉、转油站内各建筑物采暖锅炉和各计量站内水浴炉锅炉烟气以及油气集输过程中无组织排放挥发性的废气。

根据已批复的环境影响报告书的预测，在建工程艾湖 2 转油站内的供暖锅炉和撬装相变炉以及 9 座计量站内水浴炉以清洁能源天然气为燃料，锅炉烟气中主要大气污染物为二氧化硫和氮氧化物，经充分燃烧后分别通过 8m 高排气筒排放，经预测满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 标准限值要求，井区内无组织废气排放可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 新污染源无组织排放监控浓度限值要求；废水主要为井下作业废水、艾湖 2 转油站工作人员生活污水以及撬装化天然气处理装置产生的含油废水。井下作业废水和撬装化天然气处理装置产生的含油废水均拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，艾湖 2 转油站生活污水经集中收集后由吸污车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理，其水质符合《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级，满足乌尔禾污水处理厂进

水水质要求；正常工况下固体废物主要为艾湖 2 转油站工作人员产生的生活垃圾和撬装天然气处理装置更换的废分子筛。生活垃圾定期送至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行填埋处理。废分子筛属于 HW49 类危险废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置；事故状态下如井喷、井漏及管线、储罐等破裂导致原油泄漏，产生落地油，上层可收集的原油回收送至百口泉注输联合站原油处理系统处理，无法收集的原油和受侵染的土壤属于 HW08 类危险废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

4 艾湖 2 井区扩边工程分析

4.1 扩边工程基本情况

(1) 项目名称

艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏框架部署及 2020 年开发实施地面工程。

(2) 项目性质

改扩建。

(3) 建设地点

本项目行政隶属于克拉玛依市乌尔禾区，东北距克拉玛依市乌尔禾区中心城区约 22.6km，东北距艾里克湖约 5.5km，西南距小艾里克湖约 6.1km，东南距奎北铁路约 5.5km。

(4) 劳动组织和定员

艾湖 2 井区建成后由百口泉采油厂负责运行管理，不新增劳动定员。

(5) 工程投资

工程总投资 18944.72 万元，其中环保投资约 1437 万元，占总投资的 7.59%。

(6) 建设内容

本项目共部署采油井 24 口，其中新钻采油井 22 口，评价井转开发井 1 口，勘探井转开发井 1 口，新建单井采油管线 20.3km，集油干线 6.6km，输气管线 1km，新建单井采油井场 24 座，计量站 3 座（3#计量站、4#计量站、5#计量站），天然气处理装置 2 座，配套建设供配电、消防、仪表自动化、道路等。

4.2 扩边工程建设内容

本次扩边工程建设包括钻井工程、采油工程、集输工程、公用工程、依托工程、环保工程五个部分，分述如下：

4.2.1 钻井工程

(1) 拟利用老井

本次将艾湖 015（勘探井）和艾湖 202_H（评价井）转为生产井，这 2 口井钻井工程不在本次环评范围内，目前已完钻，环评手续履行情况详见表 4.2-1，主要环境影响及环评报告、批复要求详见表 4.2-2。

表 4.2-1 勘探开发期环评手续履行情况一览表

建设项目名称	井号	完钻时间	审批部门、审批文号、审批时间	验收情况
艾湖 015 勘探钻井项目	艾湖 015	2017.11	克环登[2016]29 号	根据《建设项目环境保护管理条例》第十九条可知，填报环境影响登记表的建设项目无需竣工环保验收
艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2017 年艾湖 201 等 5 口评价井工程	艾湖 202_H	2017.10	原克拉玛依市环保局克环保函[2017]140 号 2017 年 5 月 24 日	2019 年 6 月 8 日，企业进行了自主验收

表 4.2-2 老井钻井工程环境影响分析

环境要素	影响因素	环评、批复文件要求
生态环境	井场的永久占地、临时占地造成植被的破坏、地表的扰动及野生动物的惊扰，并引发水土流失	严格控制作业面，减少对土壤的扰动、植被破坏和减少水土流失，施工机械不得在井场、道路以外的地方行驶和作业，最大限度地保护自然地表原貌；临时占地竣工后立即进行场地清理、平整和地貌恢复
大气环境	钻井井场柴油机、发电机柴油烟气、汽车尾气及施工扬尘	使用合格的油品，及时进行设备检修，保证油品最大限度的燃烧
水环境	洗井废水	拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统进行处理
声环境	钻井过程中的各种设备噪声	满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523—2011）表 1 规定的排放限值
固体废弃物	钻井岩屑	钻井时钻井岩屑采用不落地系统进行处理

(2) 新钻井

本次拟新钻 22 口井，单井钻井周期 90 天，施工人数 35 人。具体实施井号见表

4.2-3, 井位布置见图 4.2-1。钻井总进尺 $12.20 \times 10^4 \text{m}$ 。

表 4.2-3 艾湖 2 井区 2020 年百口泉组 T_1b_1 油藏开发部署一览表

	井号	层位	水平段长 (m)	设计井深 (m)	单井产能 (t/d)	设计产能 (10^4t)
1	AHHW2002	$T_1b_1^1$	2000	5446	26	0.78
2	AHHW2003	$T_1b_1^1$	2000	5446	26	0.78
3	AHHW2008	$T_1b_1^1$	1600	5046	22	0.66
4	AHHW2009	$T_1b_1^1$	1600	5046	22	0.66
5	AHHW2010	$T_1b_1^1$	2000	5446	26	0.78
6	AHHW2011	$T_1b_1^1$	2000	5446	26	0.78
7	AHHW2012	$T_1b_1^1$	2000	5446	26	0.78
8	AHHW2013	$T_1b_1^1$	2000	5446	26	0.78
9	AHHW2014	$T_1b_1^1$	2000	5446	26	0.78
10	AHHW2022	$T_1b_1^2$	2000	5474	26	0.78
11	AHHW2023	$T_1b_1^2$	2000	5474	26	0.78
12	AHHW2041	$T_1b_1^2$	1700	5466	23	0.69
13	AHHW2042	$T_1b_1^1$	1700	5466	23	0.69
14	AHHW2043	$T_1b_1^2$	1800	5566	24	0.72
15	AHHW2044	$T_1b_1^1$	1700	5466	23	0.69
16	AHHW2045	$T_1b_1^2$	1700	5466	23	0.69
17	AHHW2046	$T_1b_1^1$	1700	5466	23	0.69
18	AHHW2098	$T_1b_1^1$	2000	5994	26	0.78
19	AHHW2099	$T_1b_1^1$	2000	5994	26	0.78
20	AHHW2104	$T_1b_1^1$	2000	5994	26	0.78
21	AHHW2105	$T_1b_1^1$	2000	5994	26	0.78
22	AHHW2106	$T_1b_1^1$	2000	5994	26	0.78
合计/平均		/	1886	122028	25	0.75

图 4.2-1 本项目井位分布及管线走向图

(3) 井身结构

新钻井均采用三开水平井井身结构，井身结构设计说明见表 4.2-4 及图 4.2-2。

表 4.2-4 井身结构设计数据一览表

开钻 次序	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下 入层位	套管下入 深度 (m)	环空水泥浆 至井深 (m)
一开	500	444.5	339.7	K_1tg	500	返至地面
二开	3249	311.2	244.5	T_1b_1	3249	2300
三开	设计完 钻井深	215.9	139.7	P_2w	3279	3360

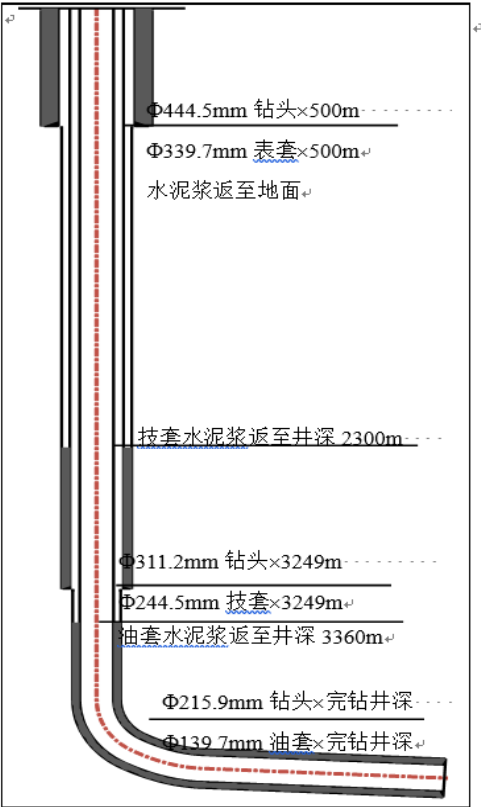


图 4.2-2 井身结构示意图

(4) 钻井液体系

钻井工程均采用非磺化类水基钻井液。一开采用坂土+CMC 钻井液体系，主要成分为：坂土、CMC（中）、 Na_2CO_3 ；二开、三开采用聚合物钻井液体系，主要成分为：坂土、 Na_2CO_3 、MAN101、NaOH、MAN104、复配胺盐、润滑剂、堵漏剂。主控性能指标见表 4.2-5。

表 4.2-5 钻井液性能指标一览表

开钻次序	密度 (g/cm ³)	粘度 (s)	失水 (mL)	泥饼 (mm)	pH	塑性粘度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	静切力 (Pa)	
								初切	终切
一开	1.10~1.20	50~90	≤10						
二开	1.10~1.30	45~80	≤5	≤0.5	9~11	15~35	5~15	1~5	2~15
三开	1.30~1.79	45~90	≤4	≤0.5	9~11	15~50	5~25	2~7	4~20

(5) 钻井设备

钻井工程选用 ZJ50 系列钻机，配备三级固控净化设备，安装 2FZ35-35 双闸板防喷器、YG-35 压井管汇，FKQ5606 控制装置，处理量不低于 240m³/h 的气液分离器，配备至少 3 套便携式硫化氢检测仪。

4.2.2 采油工程

(1) 开采工艺

艾湖 2 井区地层压力保持程度高，前期以自喷生产为主，自喷期采油树采用电热带及保温棉保温。后期采用 14 型立式采油机采油。

(2) 采油工艺

新建采油井口装置 24 座，配置 14 型立式抽油机，电机功率为 37kW，井口设置 20kW 防爆电加热器，井口设置保温盒及清蜡、热洗接口，同时设置安全标志牌。

(2) 清蜡工艺

自喷期采用机械清蜡工艺，抽油期采用常规清防蜡工艺（热洗或注化学清防蜡剂），抽油期下入尼龙刮蜡器，并配合周期热洗或化学清防蜡方式，尼龙刮蜡器下深 1500m。

(3) 井下作业

井下作业是进行采油生产的主要手段之一，一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、洗井、修井、除砂等一系列工艺工程。

4.2.3 集输工程

(1) 计量站

本项目新建 3 座计量站，分别为 3#计量站、4#计量站和 5#计量站。每个计量站各配置 12 井式一体化自动选井计量装置 1 座，阀池 1 个。

计量间外购，采用轻钢橇装夹芯板房，房屋主体成品定制，基础为钢筋混凝土条基。内墙、外墙、屋面采用彩钢外皮轻质保温夹芯板。屋面均为保温防水屋面，房间门均采用彩钢夹芯板门，窗均采用双层玻璃塑钢窗。

阀池池体采用防渗钢筋混凝土结构，混凝土抗渗等级为 P8，抗冻等级为 F200。

(2) 单井进站情况

本次将 22 口新钻井和 2 口利用老井全部接入新建的 3 座 12 井式橇装计量站(3#计量站、4#计量站、5#计量站)，并将已建单井艾湖 13 接入 2#计量站。拟部署的 24 口井和已建井进站情况见表 4.2-6 和图 4.2-1。

表 4.2-6 各个井进计量站情况表

站号	接入井数	接入井号
2#计量站（正在建设）	1	艾湖 13
3#计量站（新建）	7	AHHW2041、AHHW2042、AHHW2043、AHHW2044、AHHW2045、AHHW2046、艾湖 015
4#计量站（新建）	9	AHHW2008、AHHW2009、AHHW2104、AHHW2105、AHHW2106、AHHW2022、AHHW2023、AHHW2098、AHHW2099
5#计量站（新建）	8	AHHW2010、AHHW2011、AHHW2012、AHHW2013、AHHW2002、AHHW2003、AHHW2014、艾湖 202_H

(3) 伴生气处理

在艾湖 2 井区艾湖 2 转油站旁边新建 2 套 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 浅冷橇装天然气处理装置。单套装置主要设备见表 4.2-7，浅冷橇装天然气处理装置天然气处理工艺详见图 4.2-3。

表 4.2-7 浅冷橇装天然气处理装置主要设备表（单套）

序号	名称	设备参数	数量	备注
1	分离器	$\Phi 1600 \times 5600$	1 台	/
2	压缩机	排量: $2.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$, 额定功率 190kW	1 台	电动压缩机
3	分子筛脱水橇	处理能力 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	1 座	/
4	丙烷制冷橇	制冷压缩机功率为 100kW	1 座	机组内设置制冷压缩机、分离器、空冷器、蒸发器等
5	低温分离器橇	$\Phi 900 \times 3400$ 。	1 座	/
6	混烃储罐橇	50m^3 混烃储罐	2 座	/
7	火炬及放空系统	$5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 的放空系统	1 套	包括 1 座火炬、1 座除液器、1 台除液器凝液泵及放空总管

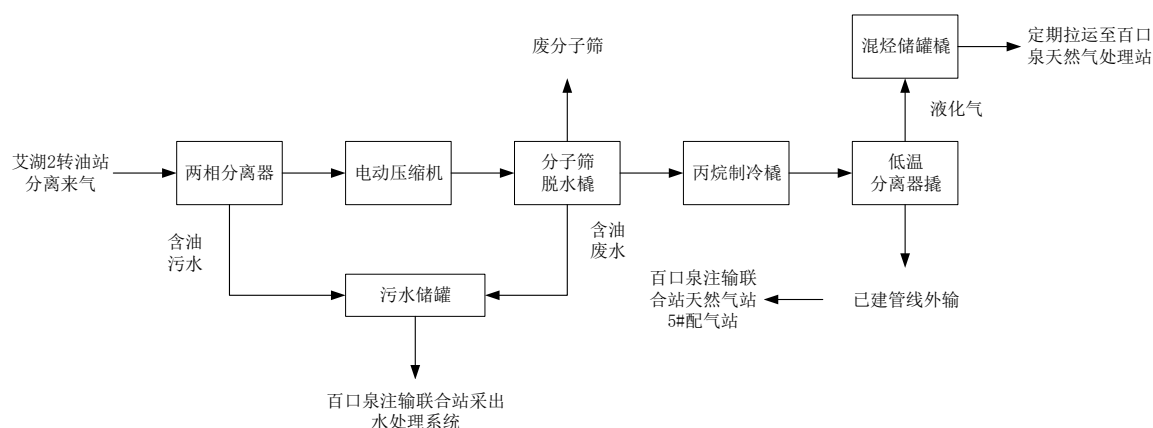


图 4.2-3 新建撬装天然气处理装置集输工艺流程图

工艺流程说明：艾湖 2 转油站分离来气进入新建的撬装天然气处理装置两相分离器进行初步气液分离，分离出的液相进入含油污水储罐，气相进入电动压缩机进行压缩，为制冷提供动力，压缩后的气体进入分子筛脱水撬进行脱水，脱离的废水进入含油污水储罐，脱水后的气相进入丙烷制冷撬二次制冷，制冷后的气体进入低温分离器撬进行二次分离，分离出的干气通过玛 18 至百口泉天然气处理站输气管道输送至百口泉天然气处理站外的 5#配气站后外输，分离出的混烃暂存在混烃储罐撬中，定期由罐车拉运至百口泉注输联合站天然气处理站处理。撬装天然气处理装置两相分离器和分子筛脱水撬分离出的含油污水，由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统，处理达标后，回注油藏。

（4）集输工艺

本次开发采用“井口→计量站→艾湖 2 转油站→百口泉注输联合站”的三级布站密闭集输工艺，方案如下：

单井采出物分别由新建单井采油管线就近管输至新建的 3 座计量站，在计量站进行计量后，再通过集油干线混输至艾湖 2 转油站。采出物在艾湖 2 转油站内进行气液两相分离，液相增压增温后管输至百口泉注输联合站原油处理系统处理，伴生气经新建天然气撬装处理装置处理，后由新建天然气管线搭接到玛 18 至百口泉天然气处理站输气管道输送至百口泉天然气处理站外的 5#配气站，具体工艺流程如图 4.2-4 所示。

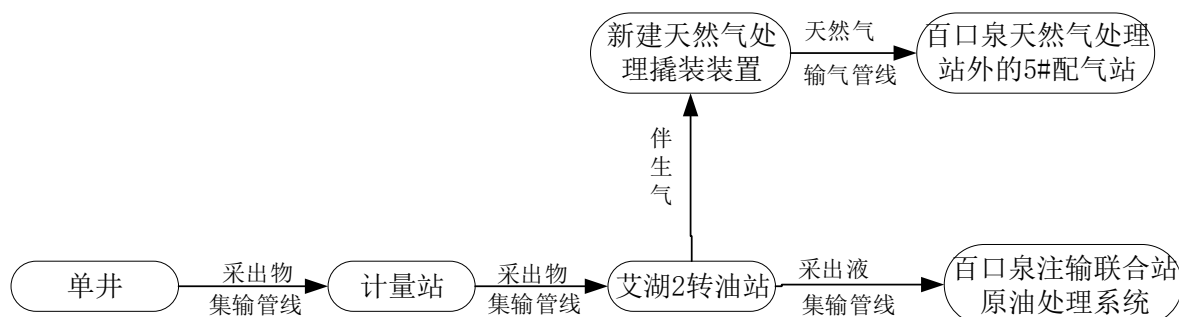


图 4.2-4 艾湖 2 井区三级布站集输工艺流程图

(5) 集输管线

本项目集输管线分为单井采油管线、集油干线和外输气线三级，其中单井采油管线连接生产井至计量站，采用 DN65 2.5MPa（耐温 90℃）柔性复合管，保温埋地敷设，管顶埋深-1.80m；集油干线连接计量站和艾湖 2 转油站，采用 DN100/DN200，压力 2.5MPa 的玻璃钢管（耐温 70℃），保温埋地敷设，管顶埋深-1.80，地面设标志桩；外输气管线连接艾湖 2 转油站与玛 18 至百口泉注输联合站 5#配气站输气管线，采用 D114×5 20#无缝钢管，保温埋地敷设，管顶埋深-1.80，地面设标志桩；

集输管线主要工程量见表 4.2-8。

表 4.2-8 集输管线工程量一览表

序号	名称及规格	单位	工程量
1	单井管线 DN65 2.5MPa 耐温 90℃ 柔性复合管	km	20.3
2	集油干线 DN100 2.5MPa 耐温 70℃ 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	km	4.9
3	集油干线 DN200 2.5MPa 耐温 70℃ 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	km	1.7
4	外输气管线 D114×5 20#无缝钢管	km	1.0

4.2.4 公用工程

(1) 供配电

本项目新增电力负荷采用 10/0.38kV 电压等级配电，主要用电设施设备为抽油机、井口电加热器、浅冷撬装天然气处理装置、电热带等，负荷等级为二级，2020 年艾湖 2 井区新增电力负荷 1447.9kW，其中油区负荷 605.5kW，气处理区负荷为 842.4kW，电源均依托正在建设的 35kV 艾湖变电站供给，预计 2020 年投运。

本次新建 10kV 架空线路 34km, 新建杆架式变压器 9 座, 井口配电箱 9 只, 10/0.4kV 箱式变电站 1 座, 配套建设输电线、电缆及接地设备等。供配电线路走向详见图 4.2-5。

(2) 给排水

井区位于荒漠地区, 周围无成熟的供水管网, 施工期生活用水和运营期用水由罐车从乌尔禾区城区拉运至用水场地; 施工期生活污水排至移动厕所, 施工结束后送至乌尔禾区生活污水处理厂处理。运营期产生的废水主要为井下作业废水和撬装化天然气处理装置产生的含油废水。井下作业废水和撬装化天然气处理装置产生的含油废水送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理, 处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中的有关标准后, 回注油藏, 不外排。

(3) 仪表及自动化

本项目井场数据通过 ZigBee 上传至 RTU 控制系统, 由 RTU 控制系统将采集数据通过无线网桥上传至 3#、4#和 5#计量站, 然后经由计量站架空光缆传输至艾湖 2 转油站已建控制系统, 由艾湖 2 转油站对艾湖 2 井区进行监控管理。

(4) 消防

本项目新建 24 口采油井和 3 座计量站采用移动式消防, 工程量见表 4.2-9。

表 4.2-9 消防主要工程量表

序号	名称	数量	消防器材	数量	型号
1	采油井口	24 座	干粉灭火器	48 具	MFZ8
2	计量站	3 座	干粉灭火器	6 具	MFZ8

(5) 道路

本项目拟新建各类油田内部巡检道路合计 40.3km, 筑路用的级配砾石、天然砂砾从商业料场拉运。水泥采用商混。沥青(A-90 号)从克拉玛依石化公司拉运; 面层骨料从克拉玛依后山商业料场拉运。道路工程量见表 4.2-10。新建道路走向详见图 4.2-6。

表 4.2-10 道路工程量一览表

道路功能	新建计量站方向主干道路	新建主干道路到新井道路	玛 18-百联站转液管 巡检道路
道路长度	1.4km	8.9km	30km
路面宽度	6m	6m	6m
道路结构	30cm 级配砂砾+20cm 水泥稳定碎石+6cm 沥青混凝土	20cm 级配砂砾	20cm 级配砂砾
路面结构类型	沥青混凝土路面	天然砂石路面	天然砂石路面

图 4.2-5 项目区附近已建供电线及本次新建供电线路走向图

图 4.2-6 项目区附近已建道路及本次新建道路走向图

4.2.5 依托工程

本项目油气转输依托在建的艾湖 2 转油站，采出液的最终处理依托百口泉注输联合站。

(1) 艾湖 2 转油站

艾湖 2 转油站正在建设，包含在《艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程》（审批文号：新环函[2018]1446 号）建设内容中，预计 2020 年 10 月投产运行。根据已批复的环境影响报告书的预测，在建工程艾湖 2 转油站内的供暖锅炉和撬装相变炉均以清洁能源天然气为燃料，锅炉烟气中主要大气污染物为二氧化硫和氮氧化物，经充分燃烧后分别通过 8m 高排气筒排放，经预测满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 标准限值要求；废水主要为艾湖 2 转油站工作人员生活污水，经集中收集后在艾湖 2 转油站化粪池内预处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级排放标准后，由吸污车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。生活垃圾定期送至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行填埋处理。

(2) 百口泉注输联合站

本次评价收集了《百联站原油处理系统改扩建工程竣工环境保护验收监测报告》（2018 年 3 月）和《中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程竣工环境保护验收监测报告》（2019 年 11 月）的验收监测数据来分析百口泉注输联合站各污染物达标排放情况，具体如下：

①废气

参照《百联站原油处理系统改扩建工程竣工环境保护验收监测报告》和《中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程竣工环境保护验收监测报告》（2019 年 11 月）可知，已建的百口泉注输联合站废气排放分为有组织排放废气和无组织排放废气，具体如下：

1) 有组织排放废气

百口泉注输联合站现有原油稳定加热炉和相变加热炉，燃料气为净化脱硫后的天然气干气，由于燃料为天然气干气，属清洁能源，根据表 4.2-11 和 4.2-12 现有工程验收监测数据可知，各类锅炉的各种污染物排放均符合《锅炉大气污染物排放

标准》(GB 13271-2014) 表 3 的大气特别排放限值中的要求。

表 4.2-11 百口泉注输联合站有组织废气排放情况一览表(原油稳定加热炉)

监测点位	监测时间		SO ₂		NO _x	
			浓度（mg/m ³ ）	速率（kg/h）	浓度（mg/m ³ ）	速率（kg/h）
原油稳定 加热炉	3 月 15 日	第一次	5.5	0.01	117.3	0.23
		第二次	5.5	0.01	119.6	0.29
		第三次	5.5	0.01	120.4	0.31
	3 月 16 日	第一次	5.5	0.01	120.2	0.32
		第二次	5.5	0.01	121.4	0.33
		第三次	5.5	0.01	121.9	0.33
标准限值			50	/	150	/
达标情况			达标	/	达标	/

注：数据引自《百联站原油处理系统改扩建工程竣工环境保护验收监测报告》

表 4.2-12 百口泉注输联合站有组织废气监测结果(相变加热炉)

监测 点位	监测时间		监测结果							分析 结果
			烟尘浓度		SO ₂		NO _x		林格 曼黑 度	
			浓度 (mg/m ³)	排放速 率 (kg/h)	浓度 (mg/m ³)	排放速 率 (kg/h)	浓度 (mg/m ³)	排放速 率 (kg/h)		
1#相 变加 热炉 排气 口	2019. 10. 29	第一组	6. 4	0. 041	ND	/	140	0. 90	<1	达标
		第二组	5. 6	0. 038	ND	/	142	0. 95	<1	达标
		第三组	5. 3	0. 033	ND	/	143	0. 90	<1	达标
	2019. 10. 30	第一组	5. 9	0. 038	ND	/	141	0. 92	<1	达标
		第二组	6. 3	0. 041	ND	/	144	0. 95	<1	达标
		第三组	6. 1	0. 038	ND	/	145	0. 91	<1	达标
2#相 变加 热炉 排气 口	2019. 10. 29	第一组	5. 3	0. 033	ND	/	144	0. 89	<1	达标
		第二组	5. 7	0. 032	ND	/	138	0. 78	<1	达标
		第三组	5. 8	0. 034	ND	/	144	0. 84	<1	达标
	2019. 10. 30	第一组	5. 9	0. 036	ND	/	144	0. 88	<1	达标
		第二组	6. 1	0. 038	ND	/	145	0. 89	<1	达标
		第三组	5. 6	0. 035	ND	/	144	0. 90	<1	达标

注：数据引自《中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程竣工环境保护验收监测报告》

2) 无组织排放

烃类气体的挥发主要是百口泉注输联合站站内罐区的大小呼吸、装置区的无组织挥发。引用《中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程竣工环境保护验收监测报告》中对百口泉注输联合站厂界外的无组织废气浓度进行了监测，监测结果详见表 4.2-13。

表 4.2-13 百口泉注输联合站厂界外无组织废气监测结果

监测日期	采样点 编号	监测结果 (mg/m ³)				标准 (mg/m ³)
		1	2	3	4	
2019年 10月19 日	1#	0.34~0.38	0.38~0.42	0.37~0.40	0.37~0.44	4.0
	2#	0.43~0.45	0.40~0.44	0.41~0.45	0.39~0.44	4.0
	3#	0.35~0.39	0.38~0.42	0.36~0.43	0.40~0.41	4.0
	4#	0.32~0.40	0.32~0.38	0.34~0.38	0.29~0.42	4.0
2019年 10月20 日	1#	0.27~0.32	0.31~0.33	0.34~0.36	0.30~0.33	4.0
	2#	0.34~0.38	0.32~0.35	0.34~0.35	0.29~0.37	4.0
	3#	0.31~0.34	0.29~0.32	0.28~0.32	0.29~0.34	4.0
	4#	0.27~0.34	0.41~0.42	0.26~0.43	0.31~0.43	4.0

注：数据引自《中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程竣工环境保护验收监测报告》

由表 4.2-13 可知，无组织排放的百口泉注输联合站厂界非甲烷总烃浓度小时值范围 0.26~0.45mg/m³，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中（新污染源）无组织排放监控浓度限值要求。

②废水

废水主要为百口泉注水联合站采出水处理系统处理后的净化水和站内工作人员生活污水。百口泉注水联合站采出水处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中回注水的标准（具体详见表 4.2-14），且废水不外排入外环境，正常生产不对水环境造成影响，生活污水经站捏的化粪池进行处理。

表 4.2-14 百口泉注输联合站采出水处理系统处理后水质监测结果（单位：mg/L，pH 除外）

项目	2019. 10. 19				2019. 10. 20			
	1#	2#	3#	4#	1#	2#	3#	4#
pH*	7.1	7.1	7.1	7.1	7.2	7.2	7.2	7.2
化学需氧量	268	264	260	268	259	264	259	264
BOD ₅	76	72	75	76	82	76	79	75
氨氮	5.16	5.05	5.28	5.15	5.37	5.18	5.13	5.03
悬浮物	19	18	19	20	22	23	19	22
石油类	5.90	5.82	5.84	5.85	4.73	4.74	4.74	4.73
挥发酚	0.106	0.096	0.100	0.100	0.110	0.116	0.116	0.114
硫化物	0.006	0.005	0.006	0.005	0.005	ND	ND	ND

注：数据引自《中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程竣工环境保护验收监测报告》

③噪声

百口泉注输联合站噪声源为各类机泵和加热炉噪声，厂界噪声监测结果详见表 4.2-15。

表 4.2-15 噪声监测结果统计表 [dB (A)]

测点 编号	测点位置	主要 声源	测量值				标准值		分析 结果
			2019.10.19～ 10.20		2019.10.20～ 10.21				
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	
1#	厂界北侧外 1m	机械	39.1	43.8	45.1	44.5	65	55	达标
2#	厂界东侧外 1m	机械	42.9	43.7	45.5	44.2	65	55	达标
3#	厂界南侧外 1m	机械	44.7	43.1	45.2	43.9	65	55	达标
4#	厂界西侧外 1m	机械	44.3	43.4	45.0	43.2	65	55	达标

注：数据引自《中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程竣工环境保护验收监测报告》

监测结果表明，百口泉注输联合站厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。

④固体废物

1) 含油污泥

百口泉注输联合站内产生的含油污泥主要来源是污水处理装置以及储油罐罐底的沉淀，产生量为 220t/a，主要成分为水、石油类和泥沙。产生的含油污泥和罐底油泥由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置。

2) 生活垃圾

百口泉注输联合站目前产生生活垃圾为 27.38t/a。生活垃圾统一收集运往克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾卫生填埋场进行处理。

4.2.6 环保工程

井区无废水外排，伴生气经新建天然气撬装处理装置处理，撬装天然气处理装置放空火炬，采用低噪声设备并对高噪声设备采取基础减震和隔声等降噪措施，井下作业及修井过程中要铺设防渗膜，保证落地原油 100%回收。

综上所述，项目组成详见表 4.2-16。

表 4.2-16 项目工程组成一览表

序号	名称	工 程 量		备 注
1	钻井工程	老井利用	2 口	将艾湖 202_H 由评价井转为生产井, 艾湖 015 由勘探井转为生产井, 这 2 口井钻井工程已经结束, 不再本次评价范围内。
		新钻采油井	22 口	新钻采油井 22 口, 均为水平井, 合计进尺 $12.20 \times 10^4 \text{m}$ 。
2	采油工程	采油井井口装置	24 座	新建艾湖 202_H 和艾湖 015 和新钻 22 口采油井的井口装置, 均设 14 型立式抽油机, 功率为 37kW, 井口设 20kW 热器, 配置保温盒, 设置清蜡和热洗接口。
3	集输工程	单井采油管线	20.3km	单井采油管线连接生产井至计量站, 采用 DN65 2.5Mpa (耐温 90°C) 柔性复合管, 保温埋地敷设, 管顶埋深 -1.80m。
		输气管线	1km	连接艾湖 2 转油站至玛 18 至百口泉天然气处理站输气管道, 采用 DN114 $\times$ 5, 采用无缝钢管, 保温埋地敷设, 管顶埋深 -1.80m, 地面设标志桩。
		集油干线	6.6km	干线连接计量站和艾湖 2 转油站, 采用 DN100 2.5MPa 集油干线 4.9km, DN200 2.5MPa 集油干线 1.7km, 采用玻璃钢管 (耐温 70°C), 保温埋地敷设, 管顶埋深 -1.80m, 地面设标志桩。
		计量站	3 座	12 井式一体化自动选井计量装置 3 座, 阀池 3 个。
		浅冷橇装天然气处理装置	2 套	1 套伴生气处理规模为 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。
4	公用工程	供配电		本项目新增电力负荷采用 10/0.38kV 电压等级配电, 主要用电设施设备为抽油机、井口电加热器、浅冷橇装装置、电热带等, 负荷等级为二级, 电源依托艾湖变电站。本次新建 10kV 架空线路 34km, 新建杆架式变压器 9 座, 井口配电箱 9 只, 10/0.4kV 箱式变电站 1 座, 配套建设输电线、电缆及接地设备等。
		道路	40.3km	新建计量站方向主干道路 1.4km, 按油田三级道路标准建设, 采用沥青路面, 路面宽 6m, 道路结构为: 30cm 级配砂砾+20cm 水泥稳定碎石+6cm 沥青混凝土; 新建主干道路到新井道路 8.9km, 按油田四级道路标准建设, 采用砂石路面, 路面宽 6m, 道路结构为: 20cm 级配砂砾。新建玛 18-百联站转液管巡检道路 30km, 按油田四级道路标准建设, 采用砂石路面, 路面宽 6m, 道路结构为: 20cm 级配砂砾。道路两边设置必要的道路指示和安全警示标牌。
		仪表自动化		本项目井场数据通过 ZigBee 上传至 RTU 控制系统, 由 RTU 控制系统将采集数据通过无线网桥上传至 3#~5#计量站, 然后经由计量站架空光缆传输至艾湖 2 转油站已建控制系统, 由艾湖 2 转油站对艾湖 2 井区进行监控管理。
		消防		给老井利用的 2 口井、新建的 22 口采油井和 3 座计量站配备移动式消防器材 MFZ8 干粉灭火器 54 具, 其中采油井口 48 具, 计量站 6 具。
		给排水		施工期和运营期用水由罐车从乌尔禾区城区拉运至用水场地。施工期生活污水排至移动厕所, 施工结束后送至乌尔禾区生活污水处理厂处理。运营期橇装化天然气处理装置产生的含油废水和井下作业废水, 均拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理后, 回注油藏。

续表 4.2-16 项目工程组成一览表

序号	名称	工 程 量	备 注
5	依托工程	采出液转输	依托艾湖 2 转油站。
		采出液处理	依托百口泉注输联合站原油处理系统。
		井下作业废水和含油废水处理	依托百口泉注输联合站采出水处理系统。
		危废处理(含油污泥、废分子筛)	交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置。
6	环保工程	不落地处理系统	每个钻井井场设置不落地处理系统。
		防渗膜铺装	修井及井下作业过程铺设防渗膜。
		生态恢复	完工后迹地清理并平整压实。
		噪声防治	选用低噪声设备,并对高噪声设备采取基础减震和隔声等降噪措施。

4.2.7 产能方案

本项目共部署 24 口采油井，单井设计产能 22~26t/d, 预计新建产能 16.41×10^4 t/a, 开发生产指标预测见表 4.2-18。

表 4.2-18 艾湖 2 井区三叠系百口泉组 T_{1b} 油藏水平井开发指标预测一览表

年份	井数 (口)	单井 日产油 (t)	单井 日产液 (t)	单井 日产气 (10 ⁸ m ³)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	年产气 (10 ⁸ m ³)	累产油 (10 ⁴ t)	累产液 (10 ⁴ t)	累产 气 (10 ⁸ m ³)	含油 率 (%)	采出 程度 (%)
2020	24	4.6	5.7	0.80	3.03	3.73	0.136	3.03	3.73	0.136	18.8	0.75
2021	24	25.1	28.2	0.19	16.53	18.62	0.163	19.56	22.35	0.299	11.2	4.84
2022	24	13.3	14.2	0.23	8.75	9.40	0.098	28.31	31.75	0.397	6.9	7.01
2023	24	9.1	9.7	0.22	5.97	6.43	0.065	34.28	38.18	0.462	7.2	8.49
2024	24	6.9	7.5	0.21	4.54	4.92	0.046	38.83	43.10	0.508	7.6	9.61
2025	24	5.6	6.0	0.19	3.67	3.98	0.034	42.49	47.09	0.542	8.0	10.52
2026	24	4.7	5.1	0.17	3.07	3.38	0.025	45.57	50.47	0.568	9.1	11.28
2027	24	4.0	4.5	0.15	2.65	2.98	0.020	48.21	53.45	0.588	11.2	11.93
2028	24	3.5	4.1	0.14	2.32	2.71	0.017	50.53	56.15	0.605	14.2	12.51
2028	24	3.1	3.8	0.13	2.07	2.52	0.015	52.60	58.68	0.620	17.9	13.02
2030	24	2.8	3.6	0.13	1.87	2.39	0.014	54.47	61.07	0.634	21.9	13.48
2031	24	2.6	3.5	0.12	1.70	2.30	0.012	56.17	63.37	0.646	26.2	13.90
2032	24	2.4	3.4	0.11	1.56	2.22	0.011	57.73	65.59	0.657	29.6	14.29
2033	24	2.2	3.2	0.10	1.44	2.13	0.010	59.18	67.72	0.668	32.3	14.65
2034	24	2.0	3.1	0.08	1.34	2.04	0.008	60.52	69.76	0.675	34.2	14.98

4.3 环境影响因素识别及污染源分析

本项目可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。对环境的影响主要表现在施工期和运营期，影响结果包括生态影响和污染物排放导致的环境污染。退役期场地清理、设备拆除等施工活动也会对环境产生一定影响。

4.3.1 施工期环境影响因素识别及污染源分析

施工期环境影响因素主要表现在钻井、管线、站场施工活动中。废气主要来自柴油机、发电机组燃烧产生的废气、管线及站场施工产生的扬尘和施工车辆尾气等；废水主要为施工营地生活污水和管道试压废水；噪声设备主要包括钻井井场内的发电机、柴油机等大型设备及管线施工机械噪声；固体废物主要有钻井岩屑、生

活垃圾和建筑垃圾。此外，钻井队员和相关施工活动会对施工范围内的生态环境造成一定影响。

(1) 废气

施工期废气主要为施工扬尘、钻井过程中柴油机、柴油发电机组燃烧烟气、施工燃油机械排放废气和汽车尾气。

①柴油机、发电机燃烧烟气

钻井期井场动力系统共设 3 台柴油机和 2 台柴油发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明。根据设计资料，本项目单井钻井期柴油消耗量为 120t，柴油总消耗量为 2640t，参考《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材——社会区域类环境影响评价》一书，柴油产污系数为 SO_2 2.24kg/t， NO_x 2.92kg/t，总烃量 2.13kg/t，则钻井期大气污染物排放情况见表 4.3-1。

表 4.3-1 钻井期大气污染物排放统计表

污染源	柴油 (t)	污染物排放量 (t)		
		SO_2	NO_x	烃类
柴油机燃料烟气	2640	5.91	7.71	5.62

②施工扬尘

施工期扬尘主要来自于场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输。

③施工机械排放废气和汽车尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

(2) 废水

施工期废水主要为施工人员生活污水和管道试压废水。

①生活污水

本项目单井钻井人数 35 人，钻井周期 90 天，钻井期根据《新疆维吾尔自治区生活用水定额》，按每人每天用水量 20L 计算，单井生活用水量约为 42m^3 ，则本项目施工期生活用水总量约为 1386m^3 。生活污水产生量按用水量的 80%计，则施工期生活污水总产生量约为 1109m^3 ，其水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 200mg/L、氨氮 30mg/L；钻井井场外设生活营地，生活营

地内设有移动厕所，工程结束后由吸污车将生活污水集中清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

②管道试压废水

本项目各类管道敷设完毕后，需对管道进行压力试验，本次采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

(3) 噪声

施工期噪声主要为施工机械噪声，其中钻井过程中的噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声，柴油发电机、钻机噪声级在 100~105dB(A) 之间，钻井液循环泵噪声级在 95~100dB(A) 之间，其它构筑物施工机械噪声级在 85~100dB(A) 之间。

(4) 固体废物

施工期固体废物主要是钻井岩屑、生活垃圾和建筑垃圾。

①钻井岩屑

钻井过程中的钻井液采用不落地系统处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水及废弃钻井液外排。固体废物主要为钻井岩屑。岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，取 d=2.2。

据此，可计算得出本项目单井钻井岩屑产生量约为 815m³，则本项目新钻 22 口井钻井岩屑产生量约为 17930m³。

②建筑垃圾

本项目施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场填埋处理。

③生活垃圾

钻井期间，单井钻井人数 35 人，钻井周期 90 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，单井施工期产生生活垃圾为 34.7t，则整个施工期生活垃圾共计 24t，生活垃圾集中收集后，定期送往乌尔禾垃圾填埋场填埋处理。

(5) 生态影响分析

本项目总占地面积为 805150m²，其中永久占地 269600m²，临时占地 535550m²，占地类型为未利用沙地，在施工期间，道路铺设、场地平整及管线敷设等活动将会破坏地表稳定结皮，并对植被造成一定程度的破坏，加剧水土流失。本项目占地面积详见表 4.3-2。

表 4.3-2 本项目占地概况一览表

分区	占地面积 (m ²)	占地性质 (m ²)		备 注
		永久占地	临时占地	
井场	106200	19600	86600	6 井式平台井钻井井场扰动面积 180×90m ² (1 个)，永久占地面积 70×60m ² ；4 井式平台井钻井井场扰动面积 160×90m ² (1 个)，永久占地面积 60×50m ² ；2 井式平台井钻井井场扰动面积 140×90m ² (5 个)，永久占地面积 50×40m ² ；单井钻井井场扰动面积 70×90m ² (2 个) 采油井场永久占地面积 40×30m ²
计量站	6750	4200	2550	厂界施工期临时性占地为场站边界外扩 10m，计量站永久占地 35×40m ²
撬装天然气处理装置	6000	4000	2000	厂界施工期临时性占地为场站边界外扩 10m，单座撬装天然气处理装置永久占地 40×50m ²
各类管道	223200	/	223200	管线施工作业带宽度管为 8m
输电线	60000	/	60000	临时作业宽度约为 2m
道路	403000	241800	161200	道路施工作业带宽度管为 10m，路面宽 6m
合计	805150	269600	535550	/

4.3.2 运营期环境影响因素识别及污染源分析

运营期环境影响因素主要体现在采油和油气集输过程中产生的废气、废水、噪声及固体废物的影响。废气主要为无组织排放的挥发性有机物；废水主要为井下作业废水和撬装化天然气处理装置产生的含油废水等；噪声源主要为井场设备和计量站机泵的运转噪声、井下作业噪声、撬装化天然气处理装置运行噪声和巡检车辆的交通噪声等；正常工况下固体废物为废分子筛。

(1) 废气

本项目运营期间产生的废气主要为采油和油气集输过程中无组织排放挥发性有机物。

在油气集输环节产生的挥发性有机化合物 (VOCs) 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, 对本项目而言, VOCs 主要为 NMHC。参照《环境影响评价实用技术指南 (第二版)》(机械工业出版社) 中提供的无组织排放源强估算系数, 非甲烷总烃产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1%~0.4%, 本项目采用密闭集输工艺, 无组织挥发排放的非甲烷总烃量相对较少, 本次取 0.1%, 按区块原油新建产能 $16.41 \times 10^4 \text{t/a}$ 计算, 则 NMHC 的排放量为 16.41t/a。

(2) 废水

运营期废水主要为井下作业废水和撬装天然气处理装置产生的含油废水。

① 井下作业废水

参照《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法 (试行)》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数 (详见表 4.3-3) 计算井下作业废水的产生量。

表 4.3-3 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

艾湖 2 井区均为低渗透油井, 井下作业每 2 年 1 次。采用表 4.3-2 低渗透油井洗井作业产污系数计算本项目运营期井下作业废水及废水中各污染物的产生量, 计算结果详见表 4.3-4。

表 4.3-4 井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量 (t/a)
工业废水量	27.13t/井次-产品	325.6
化学需氧量	34679.3g/井次-产品	0.42
石油类	6112.1g/井次-产品	0.07

②含油废水

撬装天然气处理装置在运行过程中,会产生一定量的含油废水,产生量约为 13.2m³/a,主要污染物为石油类,暂存于撬装天然气处理装置配备的污水罐中,定期拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理。

(3) 噪声

运营期间的噪声源主要包括井场抽油机和计量站机泵的运转噪声、撬装化天然气处理装置运行噪声、井下作业噪声和巡检车辆等交通噪声等,噪声排放情况见表 4.3-5。

表 4.3-5 运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB (A)]	排放规律	噪声特性
采油井场	井下作业	80~105	间歇	机械
	机泵	90~100	连续	机械
计量站	各类机泵	90~100	连续	机械
巡检车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械
撬装化天然气处理装置	设备运行噪声	70~120	连续	机械

(4) 固体废物

运营期正常工况下固体废物主要为撬装天然气处理装置 2~3 年更换的废分子筛。非正常工况井下作业时要求带罐作业,井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油,井口排出物全部进罐,做到原油 100%回收,最终交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。

运营期废分子筛的产生量为 2.4t/次,2~3 年更换一次,属于 HW49 类危险废物,交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置。

4.3.3 事故状态环境影响因素分析

油田开发和生产过程,从钻井到油气集输等各个环节可能都会因工程设计、人

为或自然因素等原因造成不同性质的工程污染事故。对于本项目的开发建设，可能出现的事故主要有井喷、油气管线泄漏和井漏事故，这些事故都会使环境受到污染和破坏。

（1）井喷事故

井喷主要是在油田钻井和井下作业过程中发生的事故。本项目中，在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，伴生气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

（2）管道泄漏

由于管道腐蚀、误操作等原因，在油气集输过程中可导致油气管道破裂，造成环境污染。

（3）井漏事故

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

4.3.4 退役期环境影响因素分析

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

4.4 污染物排放量分析

4.4.1 现有工程污染物排放量分析

现有工程运营期排放的废气主要为伴生气燃烧放空废气和油气无组织挥发废气，废水为井下作业废水，噪声多为井场设备运转噪声以及拉油罐车交通噪声。本

次根据现有工程伴生气放空量、原油产能及井下作业频次计算现有工程产排污情况，详见表 4.4-1。

表 4.4-1 现有工程污染物排放一览表

类别	污染源		污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	无组织废气	油气集输	非甲烷总烃	6.04t/a	6.04t/a	环境空气
		伴生气放空	放空气量	162.08×10 ⁴ m ³ /a	162.08×10 ⁴ m ³ /a	
			NO _x	87.53t/a	87.53t/a	
			SO ₂	3.24t/a	3.24t/a	
			总烃	0.33t/a	0.33t/a	
废水	井下作业废水		废水量	122.1t/a	0	送百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后，回注油藏
			化学需氧量	0.16t/a	0	
			石油类	0.02t/a	0	
噪声	站场机泵及拉油罐车运输		连续等效 A 声级	采取基础减震等消声降噪措施		
固体废物	清罐污泥		石油类	0.1t/a	0	交由克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司接收、运输和处置
	落地油泥		石油类	0	0	

4.4.2 在建工程污染物排放量分析

在建工程主要包括 17 口采油井、2 座计量拉油站密闭改造为计量站、1 座转油站、1 套撬装天然气处理装置及其他配套设施，根据《艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程环境影响报告书》中的环境影响分析结论，在建工程产排污情况见表 4.4-2。

表 4.4-2 在建工程产排污情况一览表

类别	污染源		污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	无组织废气	油气集输	非甲烷总烃	13.77t/a	13.77t/a	环境空气
	有组织废气	艾湖 2 转油站供热锅炉、撬装相变炉排放废气	烟气量	$1431 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	$1431 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	环境空气
			NO _x	0.781t/a	0.781t/a	
			SO ₂	0.039t/a	0.039t/a	

续表 4.4-2 在建工程产排污情况一览表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废水	井下作业废水	废水量	231t/a	0	拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理
		化学需氧量	0.29t/a	0	
		石油类	0.05t/a	0	
	生活污水	废水量	280m ³ /a	0	拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理
	含油废水	废水量	13.2m ³ /a	0	拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理
噪声	机泵	连续等效 A 声级	采取隔音减震等消声降噪措施		
固体废物	生活垃圾	/	9t/a	0	送至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行填埋处理
	落地油泥	石油类	0	0	交由有相应处理资质的单位回收、处置
	废分子筛	石油类	1.7t/次 (2~3 更换一次)	0	废分子筛 2~3 年更换一次, 交由有相应处理资质的单位接收、运输和处置

4.4.3 拟建工程污染物排放量分析

拟建工程主要包括 32 口采油井、9 座计量站及其他配套设施, 根据《艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程环境影响报告书》中的环境影响分析结论, 拟建工程产排污情况见表 4.4-3。

表 4.4-3 拟建工程产排污情况一览表

类别	污染源		污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	无组织废气	油气集输	非甲烷总烃	25.92t/a	25.92t/a	环境空气
	有组织废气	9 座计量站水浴炉燃气排放废气	烟气量	$447\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$	$447\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$	环境空气
			NO _x	0.26t/a	0.26t/a	
			SO ₂	0.014t/a	0.014t/a	
废水	井下作业废水		废水量	434t/a	0	拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理
			化学需氧量	0.55t/a	0	
			石油类	0.1t/a	0	
噪声	机泵		连续等效 A 声级	采取隔音减震等消声降噪措施		

续表 4.4-3 拟建工程产排污情况一览表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
固体废物	落地油泥	石油类	0	0	交由有相应处理资质的单位回收、处置

4.4.4 扩边工程污染物排放量分析

根据前节分析，本项目运营期污染物主要包括废气、废水、噪声及固体废物。油气无组织挥发废气参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械工业出版社）中提供的无组织排放源强估算系数计算；井下作业废水参照《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数估算；撬装天然气处理装置产生的含油污水等类比同类工程污染物产生源强估算，汇总本次扩边工程排放量如表 4.4-4 所示。

表 4.4-4 本项目运营期污染物产生及排放情况一览表

类别	污染源		污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	采油及集输	油气集输产生挥发性有机物	NMHC	16.41t/a	16.41t/a	环境空气
废水	井场	井下作业废水	废水量	325.6 t/a	0	罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后，回注油藏
			COD	0.42 t/a	0	
			石油类	0.07 t/a	0	
	撬装天然气处理装置	含油废水	石油类	13.2m ³ /a	0	拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后，回注油藏
噪声	井场	机泵、噪声设备及交通噪声等	连续等效 A 声级	采取隔音减震等消声降噪措施		
固体废物	撬装天然气处理装置	废分子筛	石油类	2.4t/次（2~3 更换一次）	0	废分子筛 2~3 年更换一次，交由有相应处理资质的单位接收、运输和处置

4.4.5 以新带老污染物排放量分析

本次扩边工程完成后，将已建单井艾湖 13 接入 2#计量站，纳入密闭集输系统，

提高了现有工程放空伴生气的回收率，同时降低油气无组织挥发废气的排放，本项目污染物排放“以新带老”削减情况详见表 4.4-5。

表 4.4-5 “以新带老”削减情况汇总表

名称	污染物	现有工程产生量	“以新带老”削减量
废气	NMHC	6.04t/a	0.5t/a
	NO _x	9.73t/a	9.73t/a
	SO ₂	0.36t/a	0.36t/a
	总烃	0.04t/a	0.04t/a

4.4.6 污染物排放量汇总

综上，艾湖 2 井区现有工程主要为已建的 1 座计量拉油站，项目区在建工程和拟建工程为《艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程》未完成的工程内容，结合本次扩边工程建成后产排污情况，艾湖 2 井区新老工程污染物排放情况汇总见表 4.4-6 所示。

表 4.4-6 本项目“三废”排放情况汇总表

名称	污染物		现有工程产生量			现有工程+在建工程+拟建工程排放量	“以新带老”削减量	本项目新增产生量	本项目新增排放量	总排放量
			已建工程	在建工程	拟建工程					
废气	无组织废气	VOCs	6.04t/a	13.77t/a	25.92t/a	45.73t/a	0.5t/a	16.41t/a	16.41t/a	61.64t/a
		NO _x	87.53t/a	0	0	87.53t/a	9.73t/a	0	0	77.8t/a
		SO ₂	3.24t/a	0	0	3.24t/a	0.36t/a	0	0	2.88t/a
		总烃	0.33t/a	0	0	0.33t/a	0.04t/a	0	0	0.29t/a
废气	有组织废气	烟气量	0	1431×10 ⁴ m ³ /a	447×10 ⁴ m ³ /a	1878×10 ⁴ m ³ /a	0	0	0	1878×10 ⁴ m ³ /a
		NO _x	0	0.781t/a	0.26t/a	1.041t/a	0	0	0	1.041t/a
		SO ₂	0	0.039t/a	0.014t/a	0.053t/a	0	0	0	0.053t/a
废水	井下作业废水		122.1t/a	231t/a	434t/a	0	0	3256t/a	0	0
	COD		0.16t/a	0.29t/a	0.55t/a	0	0	0.42t/a	0	0
	石油类		0.02t/a	0.05t/a	0.1t/a	0	0	0.07t/a	0	0
	生活污水		0	280m ³ /a	0	0	0		0	0
	COD		0	0.098t/a	0	0	0		0	0
	SS		0	0.056t/a	0	0	0		0	0
	NH ₃ -N		0	0.008t/a	0	0	0		0	0
	含油废水		0	13.2m ³ /a	0	0	0	13.2m ³ /a	0	0
固体废物	生活垃圾		0	9t/a	0	0	0		0	0
	清罐底泥		0.1t/a	0	0	0	0	0	0	0
	废分子筛		0	1.7t/次 (2~3 更换一次)	0	0	0	2.4t/次 (2~3 更换一次)	0	0

4.5 清洁生产分析

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

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

本项目为油田开发建设项目，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，本次评价对钻井及井下作业工艺清洁性、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。

4.5.1 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）对本项目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。本次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。

钻井、井下作业、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 4.5-1、表 4.5-2 和表 4.5-3。

(5) 评价指标考核评分计算

① 定量评级指标的考核评分计算

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

本次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： $P1$ —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

② 定性评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：

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

表 4.5-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
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	12.7	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	100	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	≥85	10
		油污回收率	%	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	12.7	10
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	0	10
		采油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(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	5
(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	具备欠平衡技术			5	0
		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 4.5-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
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	m³/井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	—	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	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	m³/井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	10	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	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	本项目评分	
(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	
(5) 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 4.5-3 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							本项目			
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	8.68	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	0	5			
		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	本项目评分			
(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	采气过程醇回收设施		10	采油	套管气回收装置		10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		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			

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。

(6) 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表 4.5-4。

表 4.5-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 4.5-1 至表 4.5-3 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 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

4.5.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。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，采用环境友好型钻井液；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井、油气开采过程中固体废物、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。

5 环境质量现状调查与评价

5.1 自然环境现状调查与评价

5.1.1 地理位置

乌尔禾区位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市东北部，地处准噶尔盆地西北缘，南距克拉玛依市 90km。东经 $85^{\circ} 15' \sim 86^{\circ} 00'$ ，北纬 $45^{\circ} 38' \sim 46^{\circ} 13'$ 。东北与和布克赛尔蒙古自治县接壤，西与托里县交界，南与市辖白碱滩区毗邻，G217 国道纵贯全境。南北最宽 57km，东西最长 60km，总面积约 2250km^2 ，占克拉玛依市总面积的 23.68%。乌尔禾镇是乌尔禾区政府所在地，位于区境偏北面，G217 国道 318km 处，是克拉玛依市域的北大门。

本项目东北距克拉玛依市乌尔禾区中心城区约 22.6km，东北距艾里克湖约 5.5km，西南距小艾里克湖约 6.1km，东南距奎北铁路约 5.5km，具体地理位置见图 5.1-1。

。

图 5.1-1 本项目地理位置示意图

5.1.2 地形、地貌

乌尔禾区地貌大体上可分为山地和盆地两部分。西部是加依尔山，西北和东北为哈拉阿拉特山，东南和南部为低山丘陵向东南方向倾斜的山地延伸带，即由山前冲积平原、湖泊、沼泽地组成的盆地部分，海拔高度在 200-300m 之间。整个乌尔禾区处在准噶尔盆地西北缘的斜坡带，地势是西北高，东南低。

乌尔禾区包括乌尔禾盆地及百口泉盆地。乌尔禾盆地地势较低，百口泉盆地地势较高，白杨河即从两块盆地中间地表断谷流进，并横穿乌尔禾盆地注入东南部的艾里克湖。发源于加依尔山的克拉苏河和达尔布图河均分布于百口泉、黄羊泉一带。因此，两块盆地中的地下水资源比较丰富。

本项目区域地形地貌单一，地势较为平坦，平均地面海拔为 271m，均为荒漠景观单元。

5.1.3 水文地质

(1) 地表水

艾湖 2 井区东北距艾里克湖约 5.5km，西南距小艾里克湖约 6.1km。艾里克湖主要补给来自白杨河，河水由乌尔禾盆地穿过大峡谷谷口而流入艾里克湖。湖盆三面环山，西南开敞，东面受平面山阻隔，是由河水形成的天然淡水内陆湖泊，长度约 12.4km，最大宽度 4.2km，平均宽度 3.5km，湖面面积 65.18km²，平均水深 3.1m，容水量约 1.8 亿 m³。二十世纪 80 年代，艾里克湖上游先后修建了白杨河水库和黄羊泉水库，白杨河水量开始逐年减少，20 世纪 90 年代初彻底干涸。2000 年 8 月 1 日，克拉玛依引水工程建成，开始将三分之一的水输入白杨河，近几年来又重现生机。每年春季艾里克湖上游的白杨河水大量流入艾里克湖，当水量达到艾里克湖储存峰值时，水由泄洪通道流入小艾里克湖，每年的 4~6 月泄洪通道内水量较大。

艾里克湖和小艾里克湖属Ⅲ类水功能区，未划分水源保护区。为对艾里克湖水质进行保护，根据艾里克湖流域的生态环境形成背景、生态功能以及新疆主体功能区划和新疆生态功能区划，最终确定红线范围为艾里克湖湖区外扩 500m。

本项目不与艾里克湖和小艾里克湖发生水力联系，位于艾里克湖红线保护区外西南约 5km 处，远超出红线范围。

(2) 地下水

①百口泉地区水源地供水水文地质条件

由于地质构造运动，北部山区成吉思汗山—哈拉阿拉特山成为古生代的褶皱隆起带，百口泉—黄羊泉地区处于准噶尔盆地中—新生界的沉降区。从隆起带到沉降区，地下水形成与赋存呈现出有规律的变化。

在褶皱带与沉降区间的达尔布图大断裂切穿了中新生界部分地层，也横切过达尔布图河、克拉苏河和白杨河，使得北部山区的基岩裂隙水和河水，成为含松散岩类孔隙和碎屑岩类孔隙和碎屑岩类孔隙裂隙地层主要补给源。

褶皱带的山区古老基岩裂隙水赋存于古生代变质岩的构造裂隙中。地下水主要依靠大气降水和积雪融水的补给。

沉降区主要赋存松散岩类孔隙水及碎屑岩类裂隙孔隙水。松散岩类孔隙水赋存于第四系中，而碎屑岩类裂隙主要赋存于第三系和白垩系岩层的裂隙孔隙水。据前人供水水文地质勘察资料表明，孔隙潜水、第三系裂隙孔隙水主要埋藏分布靠近山区的百口泉地区，而白垩系裂隙孔隙水赋存在黄羊泉地区。

1) 含水层简述

处于准噶尔界山褶皱带和准噶尔盆地西北缘的过渡带的百口泉地区，达尔布图河、克拉苏河形成的冲洪积倾斜平原，黄羊泉地区则是冲洪积平原，复杂的地质环境决定了区内有三种类型的地下水的形成和赋存，在低山丘陵区古生界岩层中有基岩裂隙水，在广大的平原区第四系松散岩层中有孔隙潜水，在第四系岩层下伏的第三系和白垩系岩层中有承压(自流)水。

古生界基岩裂隙水：在百口泉地区西部成吉思汗山和北部哈拉阿拉特山的古生界岩层中，蕴藏有基岩裂隙水。由于山势较低，又因无积雪，仅靠微弱的大气降水的补给，致使裂隙水贫乏，水循环交替迟缓，水的含盐量普遍偏高，水质欠佳，无供水意义，尽管水量贫乏，但对山前平原沉积层仍具有一些侧向补给。

第四系孔隙潜水：广大山前平原是第四系孔隙潜水的主要分布区。潜水主要靠克拉苏河和达尔布图河出山口后，一部分流入第四系砾石层中，另一部分直接渗入第三系和白垩系岩层中。埋藏在冲洪积层中的孔隙潜水具有统一的潜水面，沿着扇形坡度由西北向东南流动，处于扇形地上部和中部的含水层为砾石层，向下游堆积物颗粒变细，含水层的含水性能渐弱，大体在井排以南潜水趋于贫乏。潜水埋藏深度一般靠近河流两侧为 1~3m，远离河流逐渐变深，由 3~5m 到 5~10m。第四系潜水受上述 2 条河流的控制，季节性很强。据观测资料，每年丰水期(4~6 月)区内水位上升，生产井的开采动水位也明显上升，生产井全部开泵日产量近万立方米，占全年总产水量的 56%左右，7 月至次年 3 月水位逐渐下降。该区水文地质条件决定

了第四系潜水化学成分的形成特征，百口泉北部和中部多为低矿化的重碳酸型水，靠近冲洪积扇的边缘地带。潜水迅速过渡为中等矿化的硫酸盐和氯化物类型水。

第三系孔隙裂隙水：百口泉地区是中新生界的自流水斜地，经过前人多次的地质和水文地质勘察以及水源地三十多年来开发利用实践，基本证实了区内第三系岩层中埋藏着较为丰富的孔隙裂隙承压自流水。第三系沉积层在地貌上是一个由西北向东南展布的冲洪积扇；在构造上表现为由西北向东南倾斜的单斜构造（靠近山区岩层倾角较陡，向着盆地方向趋于平缓）。第三系沉积层是由克拉苏河、达尔布图河搬运至堆积而成的，是典型的河流相沉积层，由砂岩、砾岩和泥岩互层组成，岩相变化较大，结构多呈透镜状，沉积厚度在北部为 10~40m，向南至井排一带（中部地带）厚 40~60m，井排以南厚 50~70m，由扇形轴部向东、西两侧变薄而尖灭。由于沉积物的变化导致第三系含水层的不均匀存在。

2) 补、径、排条件

区内微弱的大气降水对平原区地下水的直接渗入补给意义不大，流经区内的 3 条主要河流（白杨河、克拉苏河、达尔布图河）是平原地下水的主要补给来源。由于河流源头处在山势较低的中—低山区，降水稀少，水源有限，3 条河流域均属季节性很强的小河，其特点是汛期短，洪峰大，平水期干枯或有少量的水，汛期流量占年径流量的 75% 以上。达尔布图大断裂穿越上述 3 条河流，切穿了中新生界，使河水沿着断裂破碎带，渗漏补给粗颗粒地层中，尤其是在百口泉地区第三系地下水的补给源主要靠克、达两河出山后，而在黄羊泉地区则为白杨河、克拉苏河出山口，顺着地层倾斜方向直接切入新生界岩层中并河水渗漏补给各透水岩层。在西北部补 17 孔~观 1 孔地带，第三系砂砾岩含水层之上直接被第四系松散沉积物所覆盖，中间未有挡板阻隔，上部潜水也可直接渗入砂砾岩之中，形成一个统一的潜水面，地下径流沿地形越度由西北向东南缓缓流动。

大气降水对平原区地下水的直接渗入补给意义不大，但本区夏、秋雨季节集中往往也形成部分洪流，对山前带地下水的补给也是客观存在的，就其补给量来说与河水渗入补给量相比是相当微弱，数量有限。

从目前开采利用地下水的现状来看，井排以北地区是地下水的径流运移区，在井排地区则形成了一部分地下水为垂向排泄，另一部分向南继续径流至排泄。百口

泉地区第三系地下水，在开发前主要是向下游径流排泄，在浅 1 号井以北 2.5km 处，由于第三系出露地表，含水层被剥蚀后形成许多泉群排泄地下水，另在扇形地的前缘由于受构造的影响，自流水沿断裂带上升以泉的形式排泄地下水，百口泉就有此种情况而得名。自六十年代水源地大规模开采以来，地下水的循环条件发生了根本的变化，人工开采代替了天然排泄。日开采量占地下水补给量的 75% 以上，以致于使泉水量锐减，向下游的径流量也大大减少；另有一部分地下水排泄到白垩系岩层之中。

由于百口泉地区独特的沉积环境，有些地方第四系沉积直接不整合于第三系顶部的风化面上，在顶部泥岩遭受剥蚀后，第三系岩层中的地下水便通过“天窗”进入第四系或形成“管道”上升到地表，成为上升泉，虽然这种补给是局部少量的（开发前第三系水头高于地面 5~20m，而第四系水位埋深仍在数米以下，在大规模开采的情况下，无论承压区还是开采区二者的水位相差很大），但足以说明第四系潜水和第三系地下水之间的补排关系，就其补给量来说可视为上升泉的排泄量。

3) 含水层埋藏、分布

据勘探资料，百口泉地区新第三系含水层的层数和厚度分布不均，厚度不大。北部地区大部分水井揭露 1~3 层（含水层单层较厚），少数钻孔揭露 5~6 层（浅 12、浅 15、补 13），含水层厚度一般 5~20m。最厚达 22.5m（浅 15 井）；中部地层揭露 2~4 层，少数钻孔揭露 8 层（浅 2、浅 9 井），含水层厚度较大，尤以百口泉那注输联合站最厚可达 20~33m；在井排地段含水层总厚度表现为由西向东变薄的特征（西段平均厚度 19m，中段为 14.7m，东段为 13.95m）；南部地区揭露 6~9 个含水层，且单层厚度较薄，多在 1~2m，含水层总厚度一般为 13~22.5m。

第一含水层在北部和南部地区，一般埋藏深度 15~30m，个别地段埋藏较浅，如浅 15 井仅有 9m。在中部井排地段和注输联合站一带埋藏较深多在 25~55m 之间。在百口泉地区的西部，靠近山体地带从北向南，含水层埋深由深变浅。

新第三系含水层在岩性和渗透性能上的变化特征是，北部地区以砾岩、砂砾岩为主的粗颗粒物质，含水岩层的渗透性能较强，在 A39~观 2 井的西部渗透系数在 50m/d 左右，由西北向东南随着含水层岩性变细，岩层的渗透性能变弱，渗透系数渐变为 15~30m/d；在井排以南地区，岩性多为砂岩、粉砂岩为主的细颗粒物质，

分选不好，为泥质胶结，疏松，底部有不规则的细砾岩或砾状砂岩，含水岩层的渗透性能较弱，渗透系数一般为 5~10m/d。

②黄羊泉地区水源地供水水文地质条件

根据新疆油田分公司井下作业处水文地质大队 1994 年所提交的“准噶尔盆地西北缘黄羊泉水源地供水水文地质勘探报告”可知，黄羊泉水源地白垩系地下水为碎屑岩类裂隙孔隙水，根据已划定的供水目的层，将该地区含水层划分为两类：上覆含水层组、供水目的层含水层组。

1) 上覆含水层组

上覆含水层组包括潜水含水层组和承压含水层组：

※潜水含水层组

分布于百口泉—黄羊泉地区内第四系松散沉积物中，具自由水面，底板埋深 5~39m，在观 3 井—百探 13 井以西为冲洪积物，厚度 5~39m，沉积物颗粒粗大，岩性以砂砾石、砂为主，砾石成份复杂，以变质岩、岩浆岩为主，砾径一般为 3~5cm，大者可达 10~15cm，结构疏松。在艾里湖一带为湖积物，颗粒较细，含水层以亚砂土、亚粘土为主。

潜水的补给来源主要是地表水及上游潜水侧向径流补给。总体流向为北西—南东，水力坡度 1~2‰，径流缓慢，由北西向南东潜水埋深由深变浅。其排泄主要有两种方式：一是蒸发排泄，二是补给艾里克湖湖水。水量贫乏，单井涌水量小于 1m³/d，矿化度 1~10g/L，由北西向南东逐渐变高，以 SO₄·Cl—Na 型水为主，在艾里克湖一带矿化度高达 30~50g/L，氟离子含量 3~5mg/L，水质较差。

※承压含水层组

承压含水层组为第四系松散层供水目的层之间的承压含水层，包括第三系和白垩系上统上段的部分碎屑岩类裂隙孔隙含水层。含水层顶板埋深由北西向南东逐渐变深，在水 5 井为 29.6m，在百探 15 井为 142.7m。顶板厚度为 11.6~61.2m，岩性为泥岩。含水层底板埋深为 71.8~203.2m，由北西向南东埋深增大，底板为一层厚约 40.5~91.7m 的厚层泥岩。含水层岩性以粉砂—粗砂岩为主，部分为砾岩，含水层组厚 22.2~60.3m，由北西向南东，含水层厚度随第三系沉积厚度的增大而有增大。

承压含水层的单井涌水量一般为 $140\sim 170\text{m}^3/\text{d}$ ，为水量中等含水层，地下水矿化度一般为 $0.5\sim 0.7\text{g/L}$ ，属 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{—Na}$ 型水，氟化物含量小于 1mg/L 。

承压含水层与供水目的层之间有一层厚约 $40.5\sim 91.7\text{m}$ 的连续厚层泥岩，为不透水或弱透水的，因此其上下含水层也就是承压含水层与供水目的层之间的水力联系较弱。

2) 供水目的层含水层组

供水目的层在全区内可分为两个含水层组，其特征如下：

第一层含水层组白垩系下统上段 (K_1^3) 碎屑岩类。其顶板埋深 $50\sim 300\text{m}$ ，由北西向南东变深。顶板为厚约 $40.5\sim 91.2\text{m}$ 的泥岩；底板埋深 $92.2\sim 382.4\text{m}$ ；由 7~8 层含水层构成，单层厚约 $5\sim 10\text{m}$ ，总厚约 $26.3\sim 54.6\text{m}$ ，在水 5—水 9 井一带含水层厚度最大，水 5 厚达 54.6m ，向四周厚度变薄，在观 1—百探 14 井以西，百探 12 井以东，含水层厚度小于 30m 。此层含水层在全区内连续好，较稳定，由北西向南东倾斜。含水层岩性以细砂岩和中细砂岩为主。

第二层含水层为白垩系下统中段 (K_1^2) 的碎屑岩类裂隙含水层，该含水层顶板埋深为 $171.4\sim 461.1\text{m}$ ，由北西向南东埋深变大。顶板厚约 $13.7\sim 28.4\text{m}$ 的泥岩；其底板埋深 $192.9\sim 477.8\text{m}$ ；由 1~2 层含水层构成，单层厚度 $5\sim 10\text{m}$ ，总厚约 $10.2\sim 28.4\text{m}$ 。由北西向西东，含水层厚度逐渐增大，在百探 9—百探 15 井以西，含水层厚度小于 15m ；在百探 16 井以东，厚度大于 25m 。此层含水层在全区连续性较好，稳定性好，由北西向南东倾斜。含水层岩性以细砂岩为主。

根据《新疆油田公司百口泉-黄羊泉地下水环境现状调查与影响分析报告》资料，本项目所在区域地下水的补给主要由大气降水和积雪融水组成，百口泉和黄羊泉地下水源井水文地质柱状图见图 5.1-2 和图 5.1-3，地下水流向示意图见图 5.1-4，区域水文地质图见图 5.1-5。

图 5.1-2 百口泉地下水源井水文地质柱状图 (a)

图 5.1-2 百口泉地下水源井水文地质柱状图 (b)

图 5.1-3 黄羊泉地下水源井水文地质柱状图 (a)

图 5.1-3 黄羊泉地下水源井水文地质柱状图 (b)

图 5.1-3 黄羊泉地下水源井水文地质柱状图 (c)

图 5.1-4 项目所在区域地下水流向示意图

图 5.1-5 本项目项目区域水文地质图

5.1.4 气候气象

项目所在区域属温带大陆性荒漠气候，寒暑温差大，干燥少雨，积雪薄，蒸发量大，冻土深，风多且大。春季开始略晚，气温上升快，但不稳定，多风，风灾寒流多有出现。大风常伴有沙尘暴、寒潮、霜冻、春洪等，夏季炎热，秋季以秋高气爽为特点，秋季未常因一次强冷空气入侵而导致气温迅速下降，随即进入冬季。冬季严寒漫长，平均历时 117 天。多阴雾天气，但降雪较少，是寒潮多发季节，也是全年大风最少的季节，偶有强大风出现。评价区年均日照时数为 2637 小时，占可照时数的 59%。年平均气温 8.4℃，最热月与最冷月的平均气温之差为 43.2℃。极端最高气温平均在 44℃，极端最低气温平均为-31.7℃。年均有霜日为 121 天，平均初日为 11 月 17 日，平均终日为 3 月 12 日。年均无霜期 225 天。年平均降水量为 96.4mm，降水主要集中在 7~8 月之间，占全年总降水量的 40%；年平均降雨日数为 98.6 天，连续降水最长日数为 6 天，连续无降水最长日数 53 天。年平均蒸发量为 3016.4mm。平均相对湿度为 52%。

乌尔禾区风向最多为西北风，少有东或东南风。春、夏多大风，3~5 月为大风盛行期，尤其 5 月最多，年均 14 天。七、八级大风年均 68 天，累年平均风速 3.5m/s，历年最大风速约在 27.9m/s 以上，定时最大风速 30.3m/s。

5.2 环境保护目标调查

本项目所在区域为荒漠生态系统。评价区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，无固定集中的人群活动区。项目区周边主要环境保护目标为黄羊泉地下饮用水水源保护区和百口泉地下饮用水水源保护区。各环境保护目标与本项目的相对位置关系详见图 2.6-2。

(1) 百口泉地下饮用水水源保护区

百口泉地下饮用水水源保护区位于乌尔禾区，市区东北方向 60km 处，是百口泉冲积扇第三系承压水，区内的白杨河、克拉苏河和达尔布图河三条河流是其主要补给水源。其含水层分布面积约 565km²，静储量 15×10⁸m³，允许开采量 3.65×10⁴m³/d。现有生产井 52 眼，实际使用机井 44 眼，设计日采量 4×10⁴m³，实际日采量

$2 \times 10^4 \text{m}^3$ 左右。

根据《饮用水水源保护区划分技术规范》(HJ338-2018)，百口泉地下饮用水水源保护区只做一级保护区的划分。根据《克拉玛依市饮用水水源保护区划分技术报告》中划分方案，百口泉地下水属承压水，单口井一级保护区以单井为中心，半径取 100m 的圆为保护范围。实际井群内井间距离大于一级保护区半径的 2 倍，按照规范要求，分别对百口泉地下水源的每眼机井进行一级保护区划分，划分范围共包括 44 眼机井。每眼机井的一级保护区面积约为 0.03km^2 ，该水源地一级保护区总面积约为 1.32km^2 。根据《克拉玛依市饮用水水源保护区划分技术报告》中给出各 44 眼机井的坐标，其保护区范围见图 5.2-1。

本项目位于百口泉地下饮用水水源保护区东南方向约 8.5km 处，不在该水源保护区范围及补给径流区内。

图 5.2-1 百口泉地下水水源保护区示意图

(3) 黄羊泉地下饮用水水源保护区

黄羊泉地下水源地位于乌尔禾区，白杨河、克拉苏河下游，黄羊泉水库以南，艾里克湖西北的戈壁滩地上，为白垩系承压含水层，含水层岩性为砂砾石层。主要

供乌尔禾的工业用水，当农业用水水源白杨河水量不足时，亦取部分地下水用于农业灌溉。静储量为 $2 \times 10^8 \text{m}^3$ 左右，生产机井 27 眼，实际使用机井 20 眼，日产水能力 $2.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，设计日采量 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，实际日采量 $0.8 \sim 0.9 \times 10^4 \text{m}^3$ 。规划将其改建为城市生活供水水源。

根据《饮用水水源保护区划分技术规范》，黄羊泉地下饮用水水源保护区只做一级保护区的划分。根据《克拉玛依市饮用水水源保护区划分技术报告》中划分方案，黄羊泉地下水属承压水，该水源含水层岩性为砂砾石层，根据该水源周边环境情况，单口井一级保护区半径选范围经验值上限 500m 为宜，由于每两眼机井的井间距离小于一级保护区半径的 2 倍，按照规范要求，黄羊泉地下水源一级保护区划分为东南-西北走向的 2 块长条状保护区，划分范围共包括 20 眼机井。其中 a 井位片区一级保护区面积 16.72km^2 ，b 井位片区一级保护区面积 6.48km^2 ，黄羊泉地下水一级保护区总面积 23.24km^2 。

根据《克拉玛依市饮用水水源保护区划分技术报告》中给出的保护区拐点坐标，保护区范围见图 5.2-2。

本项目北距黄羊泉地下饮用水水源保护区边界约 275m，不在该水源保护区范围及补给径流区内。

图 5.2-2 黄羊泉地下水水源保护区示意图

5.3 环境质量现状调查与评价

5.3.1 大气环境质量现状调查与评价

(1) 区域大气环境质量达标判定

根据中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”中克拉玛依市 2018 年环境质量监测数据来判定项目区环境质量达标情况，具体监测数据及评价结果详见表 5.3-1。

表 5.3-1 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
克拉玛依市 2018 年达标区判定数据	SO ₂	年平均值	7	60	11.7	达标
	NO ₂	年平均值	21	40	52.5	达标
	PM ₁₀	年平均值	60	70	85.7	达标
	PM _{2.5}	年平均值	28	35	80	达标
	CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.5 (mg/m^3)	4 (mg/m^3)	37.5	达标
	O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	129	160	80.6	达标

由表 5.3-1 可知，项目所在地克拉玛依市 2018 年各大气污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准限值，属于环境空气质量达标区。

(2) 环境质量现状评价

①数据来源

本项目的特征污染物为 NMHC，引用《艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程环境影响报告书》的实测数据，监测点位编号为 G2，位于项目区东南约 3.8km 处，监测单位为乌鲁木齐京诚检测技术有限公司，监测时间为 2018 年 1 月 5 日~1 月 11 日。

②评价标准

常规污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级；NMHC 参考《大气污染物综合排放标准详解》中的环境管理推荐限值。

③评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

P_i —第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i —污染物 i 的实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} —污染物 i 的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

表 5.3-2 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
G2 E N	NMHC	一次值	420~690	2000	21~34.5	达标

根据表 5.3-2 可知，项目区 NMHC 监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。

图 5.3-1 本项目环境质量现状监测布点示意图

5.3.2 地下水环境质量现状调查与评价

(1) 数据来源

项目区周边在用的人工开采水井分布数量较少，本次评价引用了项目所在区域的 5 口水井的监测资料，引用情况具体见表 5.3-3 和图 5.3-1。

表 5.3-3 地下水监测井详情一览表

井号	井位编号	数据来源	监测点位	与本项目的相对位置关系	代表性
百口泉水 17 井	W1	新疆油田供水公司委托检测数据	新疆石油管理局水质质量监督检查站	项目区西北侧约 12.3km	项目区上游
黄羊泉水 1 井	W2			项目区东北侧约 5.4km	项目区上游
玛水 12 井	W3	玛北油田玛 2 井区下乌尔禾组、百口泉组油藏 2018 年开发建设工程环境影响报告书	新疆正天华能环境技术有限公司	项目区东南侧约 7.8km	项目区下游
玛水 13 井	W4			项目区东南侧约 9.1km	
玛水 14 井	W5			项目区东南侧约 13.4km	

本次引用的监测井均属于同一水文地质单元，地下水赋存条件均为第四系孔隙裂隙潜水，其中百口泉水 17#井、黄羊泉水 1 井井位于项目区地下水流向的上游，为百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区的水源井，由于艾湖 2 井区为新开发区域，且位于水源保护区的下游，周边近几年无新增污染源，则可引用上述 2 口水源井的水质监测数据说明项目区所在区域地下水环境质量现状。玛水 12 井、玛水 13 井和玛水 14 井位于地下水流向的下游，监测时间为 2017 年 6 月 10 日~25 日，未超过 3 年，具有代表性，可以说明项目所在区域的地下水环境质量现状。

(2) 评价标准

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

(3) 评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

$$S_{ij} = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

pH 的标准指数计算公式为：

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

式中： $S_{pH,j}$ —pH 在 j 点的标准指数；

pH_j —pH 在 j 点的监测值；

pH_{sd} —评价标准中规定的 pH 下限；

pH_{su} —评价标准中规定的 pH 上限。

（4）评价结果

地下水水质监测结果见表 5.3-4。监测结果表明，除黄羊泉水 1#地下水中 pH 监测因子超标外，其他监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，其中黄泉地下水因自然背景呈弱碱性使 pH 值超标，超标为原生地质因素所致，非人为污染，须经处理后方可作为生产生活用水。

表 5.3-4 地下水质量现状监测与评价结果

[单位: mg/L, pH 无量纲]

序号	监测项目	标准值 (III)	玛水 12 井			玛水 13 井			玛水 14 井			黄羊泉水 1 井			百口泉水 17#井		
			监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	pH	6.5~8.5	7.31	0.14	达标	7.42	0.13	达标	7.73	0.19	达标	9.71	1.8	达标	8.08	0.72	达标
2	总硬度	≤450	1.11×10^3	2.44	超标	1.62×10^3	3.60	超标	621	1.38	超标	93	0.21	达标	201	0.45	达标
3	溶解性总固体	≤1000	1.29×10^4	12.9	超标	1.80×10^4	18	超标	5.5×10^3	5.5	超标	418	0.42	达标	412	0.41	达标
4	铁	≤0.3	0.14	0.47	达标	0.89	2.97	超标	0.05	0.36	达标	0.011	0.04	达标	未检出	/	达标
5	锰	≤0.1	0.06	0.6	达标	0.14	1.4	超标	0.04	0.4	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标
6	氰化物	≤0.05	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标
7	挥发酚	≤0.002	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标
8	石油类	≤0.05	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标	/	/	达标	0.03	0.6	达标
9	硝酸盐	≤20	0.571	0.03	达标	1.01	0.05	达标	2.13	0.11	达标	未检出	/	达标	0.41	0.02	达标
10	亚硝酸盐	≤1	未检出	/	达标	未检出	/	达标	0.019	0.95	达标	/	/	/	/	/	/
11	氨氮	≤0.5	0.115	0.23	达标	0.195	0.39	达标	0.103	0.21	达标	/	/	/	/	/	/
12	汞	≤0.001	未检出	/	达标	未检出	/	达标	0.00005	0.05	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标
13	砷	≤0.01	0.0014	0.14	达标	0.0007	0.10	达标	0.0051	0.51	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标
14	镉	≤0.005	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标
15	六价铬	≤0.05	0.007	0.14	达标	0.010	0.20	达标	0.006	0.12	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标
16	铅	≤0.01	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标

5.3.3 声环境质量现状调查与评价

(1) 数据来源

本次评价采用现场实测法，委托新疆新能源（集团）环境检测有限公司对区块代表区域进行声环境监测，监测时间为2020年3月24日~3月25日。在项目区拟部署井位和站场比较密集的区域兼顾均匀性选择有代表性的位置共布设11个噪声监测点，监测点位分布情况具体详见图5.3-1。

(2) 评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准限值。

(3) 评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源及是否超标。

(4) 评价结果

声环境现状监测结果见表5.3-5。

表 5.3-5 声环境现状监测结果 [单位：dB (A)]

监测点	昼间	标准	达标情况	夜间	标准	达标情况
1#	44	60	达标	37	50	达标
2#	44	60	达标	36	50	达标
3#	44	60	达标	38	50	达标
4#	44	60	达标	37	50	达标
5#	45	60	达标	38	50	达标
6#	42	60	达标	38	50	达标
7#	42	60	达标	37	50	达标
8#	44	60	达标	37	50	达标
9#	42	60	达标	36	50	达标
10#	43	60	达标	37	50	达标
11#	42	60	达标	36	50	达标

由表5.3-5可知，各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准限值要求。

5.3.4 土壤环境质量现状评价

(1) 数据来源

项目区共有两种土壤类型，分别为石膏灰棕漠土和草甸土，其中石膏灰棕漠土

为项目区主要土壤类型，分布于项目区北部、中部和西南区域。草甸土仅在项目区东南部靠近泄洪通道的区域有少量分布。

本次采用现场实测法，委托新疆新能源（集团）环境检测有限公司对项目所在区域土壤环境质量进行监测，监测时间为 2020 年 3 月 27 日～3 月 30 日，共布设 7 个土壤监测点，其中 5 个位于项目区内（S1、S2、S3、S4、S5），2 个位于项目区外（S6、S7），监测点位分布情况详见图 5.3-1。

监测因子：S3、S5、S5 设柱状样，在 0～0.5m、0.5～1.5m、1.5～3m 分别取样，监测因子为石油烃；S1 土壤类型为石膏灰棕漠土，S2 土壤类型为草甸土，采样深度均为表层 0～20cm，监测因子均为 GB3660-2018 中 45 项基本项目以及石油烃，共计 46 项；S6、S7 位于项目区外，采样深度为表层 0～20cm，监测因子为石油烃。

（2）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）中筛选值第二类标准限值。

（3）评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中：\$S_{i,j}\$—单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

\$C_{i,j}\$—土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

\$C_{si}\$—土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

（4）评价结果

土壤监测及评价结果见表 5.3-6 和表 5.3-7。从评价结果可以看出，项目区土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

表 5.3-6 土壤监测结果一览表（基本项目）

序号	名称	标准 限值	监测值			
			S1		S2	
			0～20cm	评价结果	0～20cm	评价结果
1	砷	60	13.9	达标	17.6	达标
2	镉	65	0.554	达标	0.171	达标

续表 5.3-6 土壤监测结果一览表（基本项目）

序号	名称	标准限值	监测值			
			S1		S2	
			0~20cm	评价结果	0~20cm	评价结果
3	铬	5.7	<2	达标	2.54	达标
4	铜	18000	36	达标	38	达标
5	铅	800	22	达标	18	达标
6	汞	38	0.318	达标	0.176	达标
7	镍	900	52	达标	59	达标
8	四氯化碳	2.8	<0.03	达标	<0.03	达标
9	氯仿	0.9	<0.02	达标	<0.02	达标
10	氯甲烷	37	<0.003	达标	<0.003	达标
11	1, 1-二氯乙烷	9	<0.02	达标	<0.02	达标
12	1, 2-二氯乙烷	5	<0.01	达标	<0.01	达标
13	1, 1-二氯乙烯	66	<0.01	达标	<0.01	达标
14	顺-1, 2-二氯乙烯	596	<0.008	达标	<0.008	达标
15	反-1, 2-二氯乙烯	54	<0.02	达标	<0.02	达标
16	二氯甲烷	616	<0.02	达标	<0.02	达标
17	1, 2-二氯丙烷	5	<0.008	达标	<0.008	达标
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	<0.02	达标	<0.02	达标
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	<0.02	达标	<0.02	达标
20	四氯乙烯	53	<0.02	达标	<0.02	达标
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	<0.02	达标	<0.02	达标
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	<0.02	达标	<0.02	达标
23	三氯乙烯	2.8	<0.009	达标	<0.009	达标
24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5	<0.02	达标	<0.02	达标
25	氯乙烯	0.43	<0.02	达标	<0.02	达标
26	苯	4	<0.01	达标	<0.01	达标
27	氯苯	270	<0.005	达标	<0.005	达标
28	1, 2-二氯苯	560	<0.02	达标	<0.02	达标
29	1, 4 二氯苯	20	<0.008	达标	<0.008	达标
30	乙苯	28	<0.006	达标	<0.006	达标
31	苯乙烯	1290	<0.02	达标	<0.02	达标
32	甲苯	1200	<0.006	达标	<0.006	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	570	<0.009	达标	<0.009	达标
34	邻二甲苯	640	<0.02	达标	<0.02	达标
35	硝基苯	76	<0.09	达标	<0.09	达标
36	苯胺	260	<0.08	达标	<0.08	达标

续表 5.3-6 土壤监测结果一览表（基本项目）

序号	名称	标准 限值	监测值			
			S1		S2	
			0~20cm	评价结果	0~20cm	评价结果
37	2-氯酚	2256	<0.06	达标	<0.06	达标
38	苯并[a]蒽	15	<0.1	达标	<0.1	达标
39	苯并[a]芘	1.5	<0.1	达标	<0.1	达标
40	苯并[b]荧蒽	15	<0.2	达标	<0.2	达标
41	苯并[k]荧蒽	151	<0.1	达标	<0.1	达标
42	蒽	1293	<0.1	达标	<0.1	达标
43	二苯并[a, h]蒽	1.5	<0.1	达标	<0.1	达标
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	15	<0.1	达标	<0.1	达标
45	萘	70	<0.007	达标	<0.007	达标
46	石油烃	4500	<6	达标	<6	达标

表 5.3-7 土壤监测结果一览表（石油烃） 单位：mg/kg

标准 限值	监测值					
	S3					
	0~0.5m	评价结果	0.5~1.5m	评价结果	1.5~3.0m	评价结果
	<6	达标	<6	达标	<6	达标
4500	监测值					
	S4					
	0~0.5m	评价结果	0.5~1.5m	评价结果	1.5~3.0m	评价结果
	<6	达标	<6	达标	<6	达标
	监测值					
	S5					
	0~0.5m	评价结果	0.5~1.5m	评价结果	1.5~3.0m	评价结果
	<6	达标	<6	达标	<6	达标
	监测值					
	S6			S7		
	0~20cm	评价结果		0~20cm	评价结果	
	<6	达标		<6	达标	

5.4 生态环境现状调查与评价

5.4.1 土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图，项目区的土地利用类型主要为

未利用沙地，具体详见图 5.4-1。

图 5.4-1 项目区域土地利用类型示意图

5.4.2 土壤类型及特征

(1) 土壤类型

根据现场调查结果及全疆土壤类型图分析，在油田开发区域内分布的土壤主要为石膏灰棕漠土和草甸土，项目区土壤类型分布见图 5.4-2。

图 5.4-2 项目区域土壤类型示意图

①草甸土

草甸土是温带低洼地区受地下水浸润作用，在腐殖质积累和潴育化过程下形成的具有腐殖质表层和潴育层的半水成土壤，主要分布在项目区东南角，其自然植被为湿生型与中生型草甸植被。草甸土主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团粒结构较好，水分较充分。草甸土可分为暗色草甸土、草甸土、灰色草甸土和林灌草甸土 4 个亚类。由于草甸土肥力水平较高，生产潜力较大，已广为利用。草甸土主要由腐殖质层和氧化-还原层组成，腐殖质层位于剖面的表层，厚度在 10~40cm 之间，氧化-还原层位于剖面心土层及以下的部位，土壤潮湿，根系显著减少，

土壤的颜色也随着剖面的深度加深而变浅，草甸土有机质含量在 20g/kg 左右。

②石膏灰棕漠土

石膏灰棕漠土主要分布在古老的洪积或坡积-残积母质上，特别是富含石膏的第三纪含盐地层形成的坡积-残积母质上，其红棕色紧实层下有明显的石膏聚积层，厚度 10~30cm，石膏含量在 70~300g/kg，最高石膏含量出现在地表下 10~50cm，含盐最高的层次多出现在石膏最高含量层之下。项目北部、中部和西南部均为石膏灰棕漠土。该区域地势平坦，风蚀强烈，植被主要有梭梭、沙拐枣等旱生型荒漠植物，覆盖度 10~30%。

石膏灰棕漠土其特点是在紧实层下，有明显的石膏聚积层，有些残积母质上发育的石膏灰棕漠土，在砾幕下便可见到多量石膏的聚积。石膏聚积层的厚度一般 10~50cm，石膏结晶的形态多样，呈粉末状、粒状或纤维状。剖面由荒漠结皮片状层，紧实层、石膏聚盐层和母质层四个基本层段组成。表土结皮层厚 1~4cm 不等，浅灰或棕灰色，具有不规则的裂纹，背面多蜂窝状孔隙，干燥松脆，易沿裂纹散开。下面薄片或鳞片状结构土层厚 1~5cm，松散易碎。紧实层位于结皮层下端，厚 5~15cm，呈褐棕或黄棕色，块状、棱块状结构，中下部常有不同数量的斑点状、菌丝状或斑块状碳酸钙新生体聚积。石膏和盐分聚积在 40 或 60cm 以下，尤以 80~100cm 深处多见。石膏一般呈白色小结晶或晶簇状，盐分则呈脉纹状乳白色结晶，有的还出现多层石膏聚积。往下逐渐过渡到母质层。石膏含量高达 142~369g/kg，其聚积部位略低于石灰聚积层。pH 在 8.0 左右，无碱化。石灰的表聚性和有机质、氮、速效磷的含量很低等属性与灰棕漠土亚类相似。石膏灰棕漠土的化学组成，剖面上下无明显变异，唯石膏聚积层（24cm~60cm）氧化钙含量显著增高。土壤颗粒组成显示，全剖面砂粒含量较高，但表层或亚表层的粘粒含量也很高。

5.4.3 植被现状调查与评价

按照《新疆植被及其利用》中植物地理区划划分，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、玛纳斯湖洲。

项目区所在区域植被类型为梭梭荒漠，梭梭荒漠属于沙丘间低地常见乔灌木，分布于项目区北部地带，建群种为梭梭，群落中梭梭植株一般高约 0.5~1m，最高可达 1.5~2m，群落植被覆盖度一般 10~20%，局部地段达 25%。伴生种多为一年生盐生类植物，如猪毛菜、假木贼、盐爪爪等。

项目区分布植物约 12 种，具体植被名录见表 5.4-1。

表 5.4-1 项目区主要高等植物及分布一览表

序号	中文名	拉丁学名	分布
1	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	+++
2	盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	+
3	展枝假木贼	<i>Anabasis truncata</i>	+
4	猪毛菜	<i>Salsola</i> spp.	+++
5	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	+
6	骆驼刺	<i>Karelinia caspia</i>	+
7	驼绒藜	<i>Iljinia regelii</i>	+
8	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	+
9	碱蓬	<i>Suaeda</i> spp.	++
10	盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	++
11	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	+
12	戈壁藜	<i>Iljinia regelii</i>	+++

注：+++多见，+少见，+偶见。

项目区有 1 种保护植物—梭梭，为国家 II 级保护植物，自治区 I 级保护植物，是典型的荒漠植物及优良固沙植物。

图 5.4-3 项目区域植被类型图

5.4.4 野生动物资源现状调查与评价

根据中国动物地理区划分级标准，本项目所在区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处准噶尔盆地西北缘，气候干燥，按气候区划为酷热干旱区。野生动物的栖息生境极为单一，小半乔木梭梭成为部分荒漠动物的栖息场所，主要动物为啮齿类动物及鸟类。根据现场实地调查，目前项目区内未见国家级及自治区级保护动物。

项目所在地区内共分布有野生动物18种，其中爬行类3种、鸟类11种、哺乳类4种，具体详见表5.4-2。

表 5.4-2 项目所在区域主要野生动物的种类及分布

序号	中文名	拉丁名	居留型	分布
1	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	/	+
2	旱地沙蜥	<i>Phrynocephalus helioseopus</i>	/	+
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
4	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	R	±
5	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
6	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
7	亚洲短趾百灵	<i>Calandrella cheleensis</i>	R	+
8	凤头白灵	<i>Galerida cristata</i>	R	+
9	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	R	
10	黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	R	
11	沙鸻	<i>Oenanthe isabellina</i>	B	+
12	白顶鸻	<i>Oenanthe pleschanka</i>	B	+
13	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	++
14	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	B	++
15	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	/	+
16	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	+
17	草兔	<i>Lepus capensis</i>	/	±
18	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	/	+

注：(1) R—留鸟； B—繁殖鸟； (2) ±：偶见种； +：常见种； ++：多见种。

根据现场调查和询问油田工作人员可知，该区域野生动物分布较少，主要以鸟类和啮齿类为主。由于油田开发力度和范围将逐步加大，会继续导致该区域野生动物种类和种群数量的减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，如麻雀、家燕和鼠类等数量增加，使局部地区动物组成发生一定变化。再者，由于工作人员带入的食物，会改变一些动物的食性，相应增加局部地

区的密度，使局部地区动物组成的优势种发生变化，部分啮齿动物将成为该区域的优势种动物。

5.5 区域污染源调查

区域内均为油田生产设施，无其他工业污染源分布。

6 环境影响预测与评价

6.1 施工期环境影响预测与评价

6.1.1 施工期大气环境影响分析

根据工程分析内容，本项目施工期产生的废气主要为施工扬尘、钻井过程中柴油机、柴油发电机组燃烧烟气、施工燃油机械排放废气和汽车尾气。

(1) 施工扬尘

在站场、管线及供电线架空敷设等地面工程建设过程中会产生扬尘，如建筑材料堆积、土壤扰动及施工运输车辆行驶等，均会对环境空气造成一定的影响。类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

(2) 柴油机、柴油发电机组燃烧烟气

钻井过程中柴油机、柴油发电机组均使用符合国家标准的燃料，钻井周期短暂、周边无居民区、地域空旷，大气扩散条件良好，随着钻井工程的结束而停止排放，不会对周围环境产生明显影响。

(3) 施工燃油机械排放废气和汽车尾气

施工运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，对周围大气环境影响较小。

6.1.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 钻井工程对地下水环境的影响

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层。根据项目区水文地质资料可知，项目区地下水有多层分布，主要分为上覆含水层组和供水目的层含水层组，地下水含水层埋深在 5~477.8m 之间，小于 500m，而本项目采油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，本项目钻井过程中采用下套管注水泥固井、完井方式对含水层进行固封处理（表层套管下入深度为 500m，水泥浆进行固井，水泥浆返至地面），可有效保护地下水层。同时本项目使用水基钻井液，钻井过程中，

在严格要求套管下入深度和固井质量合格的前提下，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻钻井过程中对地下水环境的影响。

综上所述，本项目钻井期对项目区地下水的影响不大。

（2）管线施工对地下水的影响

管线敷设埋深一般在-1.8m 以内，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

（3）生活污水

钻井期间产生的生活污水进入移动厕所，钻井结束后由吸污车集中清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理，对项目区地下水环境基本无影响。

（4）项目施工期对百口泉和黄羊泉地下饮用水水源保护区的影响

项目施工期对百口泉和黄羊泉地下饮用水水源保护区主要为体现在钻井工程和管线施工过程中。

本项目部署采油井距离百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区的最近距离分别为 8.5km、275m，不在百口泉和黄羊泉地下饮用水水源保护区范围内，也不属于百口泉和黄羊泉地下水源的补给径流区。

根据项目区水文地质资料可知，项目区地下水含水层主要分为上覆含水层组和供水目的层含水层组，埋深在 5~477.8m 之间，小于 500m，而本项目采油目的层在 5446~5994m，与地下水各含水层处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，本项目钻井过程中采用三层套管技术，下套管注水泥固井封隔疏松地层和水层，可以有效防止钻井过程钻井液等泄漏。钻井期设置施工营地，生活污水排入移动厕所，钻井结束后由吸污车集中清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。则本项目钻井期不会对百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区的不利影响；本项目地面管线采用埋地敷设的方式，埋深一般在-1.8m 以内，埋深小于潜水含水层的埋深深度，管道试压废水产生量较少，用于洒水抑尘，加上项目区干旱少雨，蒸发速度快，不会形成地表径流，不会通过包气带下渗至潜水含水层，进而对百口泉和

黄羊泉地下饮用水水源保护区产生影响；

综上，本项目不会施工期不会对百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区产生影响。

6.1.3 施工期声环境影响分析

施工期噪声主要是各类泵以及机动车辆产生的噪声，施工机械及车辆的噪声源强一般为85~105dB(A)。根据现场调查，本项目声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外200m处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011)中限值要求。

6.1.4 施工期固体废物环境影响分析

施工期固体废弃物主要包括岩屑、生活垃圾和建筑垃圾。

(1) 钻井岩屑

钻井岩屑采用经不落地系统进行处理，处理后暂存于岩屑临时堆放区域，后期做相关检测，经检测各污染物均满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关要求后，用于铺设油田生产的各种内部道路、铺垫井场、固废场封场覆土。

(2) 生活垃圾

本项目整个钻井过程生活垃圾共计24t，生活垃圾集中收集后，定期清运至乌尔禾区垃圾填埋场填埋处理，不会对周围环境产生影响。

(3) 建筑垃圾

本项目管沟施工过程中的挖方全部回填，无弃方。施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

6.1.5 施工期土壤环境影响分析

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

（1）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，主要是站场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

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

（2）水土流失影响分析

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

6.2 运营期环境影响预测与评价

6.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

（1）相关判定

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

(2) 模型选用

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

(3) 估算模型使用数据来源

①地形数据

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

②地表参数

项目大气评价范围占地类型为未利用沙地,地表特征参数为该类型土地的经验参数,见表 6.2-1。

表 6.2-1 本项目地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0~360	全年	0.3275	7.75	0.2625

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析,具体详见表 6.2-2。

表 6.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-31.7℃	44.0℃	0.5m/s	10m

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 6.2-3。

表 6.2-3 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/℃		44.0
最低环境温度/℃		-31.7
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	√是□否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是√否

续表 6.2-3 估算模型参数选择一览表

参数		取值
是否考虑岸线熏烟	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(5) 预测结果

运营期产生的废气主要为油气开采及油气集输过程中无组织排放的挥发性有机物，油气无组织挥发废气按照项目区进行预测，污染物排放参数如表 6.2-4 所示。

表 6.2-4 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源	区块	污染物	排放速率 (t/a)	排放形式	排放参数
无组织挥发的 非甲烷总烃	项目区	NMHC	16.41	无组织排放	面源 6400m×3110m×5m

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的要求，采用 AERSCREEN 估算模式对污染物落地浓度进行预测，预测结果见表 6.2-5。

表 6.2-5 项目区废气排放估算结果一览表

污染源	主要污染物	
	非甲烷总烃	
	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)
项目区	30.4	1.52

由预测结果可知，项目区无组织挥发的非甲烷总烃最大浓度占标率为 1.52%，对应的为最大落地浓度为 $30.4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，项目区无组织挥发的非甲烷总烃的占标率小于 10%，则项目运营期排放的污染物对周边环境空气影响较小。

(6) 与《挥发性有机物无组织排放控制标准》符合性分析

运营期采出液属于液态 VOC_s 物料，应符合《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中“ VOC_s 物料转移和输送无组织排放控制要求”，本次评价根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)提出的厂区内 VOC_s 无组织排放监控要求对井场内 NMHC 浓度进行预测，详情如下：

①模型及预测参数

本次井场内 NMHC 浓度预测所用模型及相关参数与大气环境影响预测相同。

②源强核算

本项目采油井单井产能 26t/d，参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》

(机械工业出版社) 中提供的无组织排放源强估算系数, 油气开采和密闭集输过程中无组织排放的 NMHC 约 0.11kg/h。

③厂区界定

根据项目实际建设情况, 将单井井场井口装置作为无组织排放源, 井场作为厂区, 面积为 30m×40m。

④预测结果

井场内 NMHC 排放浓度预测结果见下表所示。

表 6.2-6 厂区内 NMHC 无组织排放预测结果一览表

厂区	厂房(污染源)	1h 最大浓度值 (mg/m ³)	最大浓度位置与单井井口 (污染源) 距离 (m)	标准值
井场	井口装置	0.22	25	1h 平均浓度值: 10mg/m ³ 任意一次浓度值: 30mg/m ³

根据预测结果可知, 井场内 NMHC 无组织排放 1h 浓度最大值为 0.22mg/m³, 最大浓度出现位置距单井井口(污染源) 距离为 25m, 可满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 厂区内 VOC_s 无组织排放监控限值要求。

(7) 大气环境影响评价结论

本项目运营时期为持续的长期影响, 产生废气污染物虽为无组织排放, 但项目区大气扩散条件较好, 经预测对大气污染物浓度贡献值小, 不会使区域环境空气质量发生显著改变, 项目区无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 无组织排放监控浓度限值要求, 井场内 NMHC 无组织排放监控点浓度可满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 厂区内 VOC_s 无组织排放限值。项目区地域空旷, 无集中固定人群居住, 项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

6.2.2 运营期水环境影响分析

(1) 运营期地表水环境影响分析

运营期采出液管输至百口泉注输联合站原油处理系统处理, 井下作业废水和撬装天然气处理装置产生的含油废水进入百口泉注水联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏, 不外排, 本项目距艾里克湖和小艾里克湖的距离较远, 分别为 5.5km

和 6.1km，正常工况下，不会对项目区附近的艾里克湖和小艾里克湖产生影响。

(2) 运营期地下水环境影响分析

①正常工况下对地下水环境影响分析

本项目运营期水环境污染源主要包括井下作业废水和撬装天然气处理装置产生的含油废水。井下作业废水和含油废水拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。根据项目区水文地质资料可知，项目区地下水有多层分布，主要分为上覆含水层组和供水目的层含水层组，地下水含水埋深在 5~477.8m 之间，小于 500m，而艾湖 2 井区处理达标后的采出水回注层位为现役的三叠系百口泉组油藏，该油藏埋深在 5446~5994m，与地下水各含水层处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。正常工况下，本项目对项目区地下水环境产生不良影响。

综上所述，本项目运营期废水可得到妥善处置，不会对区域地下水环境产生不利影响。

(3) 事故状态下对地下水的影响

根据环境风险分析可知，本项目运营期风险潜势为 I，环境风险发生概率及危险性较小，风险事故情形主要为集油干线管线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

①地下水污染途径分析

非正常工况下，集油干线破裂导致原油外泄，泄漏原油有可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

②预测情景设定

据前节工程分析，本次评价对集油干线发生全管径泄漏对地下水产生的影响进行预测。

③泄漏预测

1) 泄漏量预测

本项目按最不利情况考虑假设条件，假设集油干线发生全管径泄漏，则裂口总面积为 0.03m²，其泄漏速度 Q_L 用柏努利方程计算：

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

式中：

Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，取 0.65；

A ——裂口面积， m^2 ；

ρ ——泄漏液体密度；

P ——容器内介质压力，Pa；

P_0 ——环境压力，Pa；

g ——重力加速度， $9.8m/s^2$ ；

h ——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下原油的泄漏速率见表 6.2-7。

表 6.2-7 设定事故条件下管线的泄漏速率计算结果

泄漏口面积 (m^2)	泄漏口之上液位 高度(m)	管线输送压力	环境压力	液体密度 (kg/m^3)	泄漏速率 (kg/s)
0.03	0	2.5MPa	0.1MPa	831	1289

根据上表可知，原料泄漏速率为 1289kg/s，假定发现泄漏后 10min 处理完毕，切断事故阀门，则单井出油管线泄漏油品量（平均含水率 82.9%）约为 132t。按照包气带对污染物截留率 90%计算，进入含水层物料为 13.2t。

④预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为二级，采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳态流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：

x 、 y ——计算点处的位置坐标；

t ——时间(d)；

$C(x, y, t)$ —— t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M —含水层厚度(m)；

m_i —瞬时注入的质量(kg)；

U —水流速度(m/d)；

n_e —孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数(m^2/d)；

D_T —横向 y 方向的弥散系数(m^2/d)；

Π —圆周率；

⑤参数选取

模型中所需参数详见表 6.2-8。

表 6.2-8 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_i	瞬时注入的质量	13.2t
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	54.6m
4	u	水流速度	0.003m/d
5	D_L	纵向弥散系数	$0.5m^2/d$
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	$0.05m^2/d$
7	n_e	有效孔隙度	0.5

⑥模拟结果

当集油干线发生全管径泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见图 6.2-1 和表 6.2-9。

表 6.2-9 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间(d)	最大浓度(mg/L)	下游达标浓度对应距离(m)	III类标准(mg/L)
集油干线	石油类	100	2434	46	≤ 0.05
		500	487	97	≤ 0.05
		1000	243	134	≤ 0.05

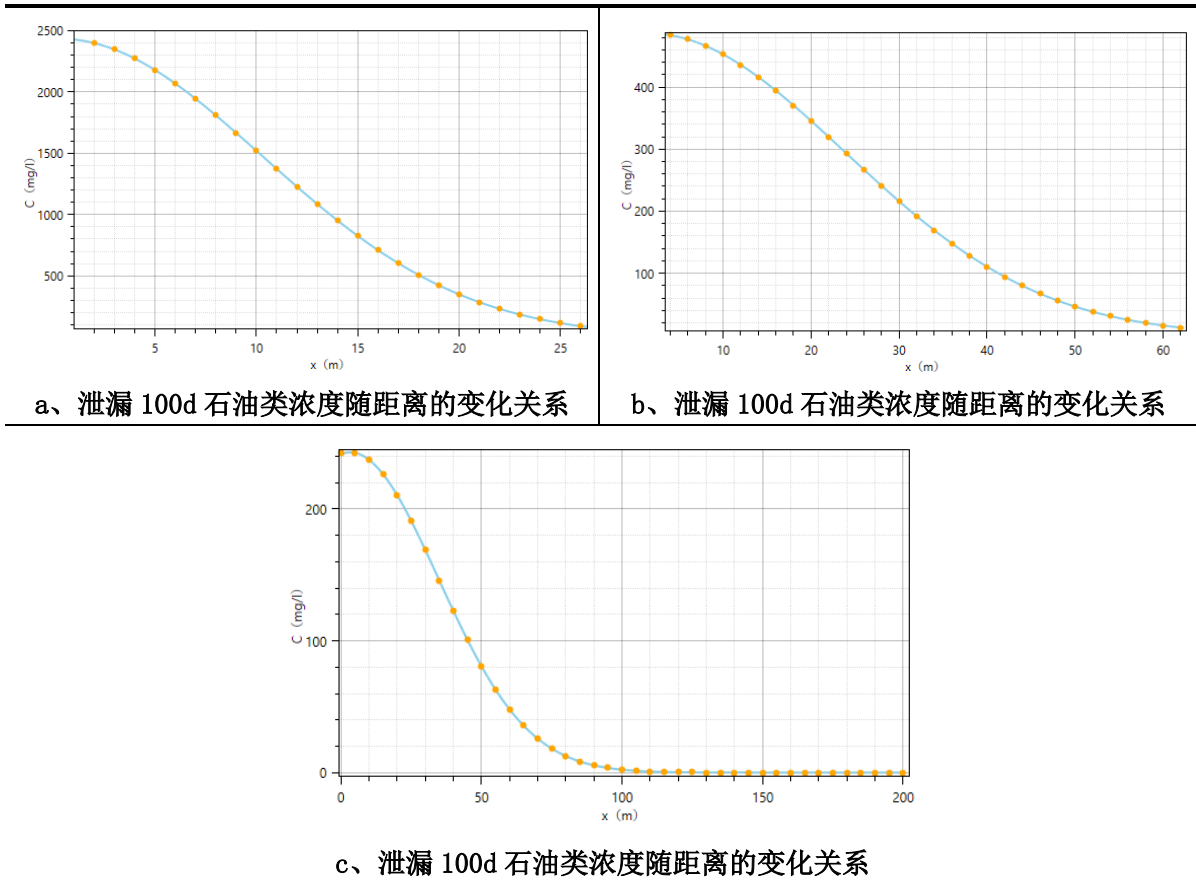


图 6.2-1 集油干线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集油干线发生全管径泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应的运移距离分别为 46m、97m 和 134m 处。对于颗粒较粗，结构较松散、孔隙比较多的土壤，在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 5~477.8m，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，并定期对集油管线进行巡检，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生较大的影响。

（4）本项目对百口泉和黄羊泉地下饮用水水源保护区的环境影响分析

本项目部署采油井距离百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区的最近距离分别为 8.5km、275m，具体详见图 2.6-2，不在百口泉和黄羊泉地下饮用水水源保护区范围内，并且根据项目所在区域水文地质资料可知，项目所在区域地下水流向为西北—东南，项目区位于百口泉和黄羊泉地下饮用水水源保护区

的下游，不属于百口泉和黄羊泉地下水源的补给径流区，正常工况下，本项目不会对百口泉和黄羊泉地下水源产生影响。

由于地下水水源井的开采会形成一定的降落漏斗，地下水流会流向水源井集中分布区，本项目均位于上述区域的下游，若本项目集油管线破裂，发生泄漏，一旦渗漏点位于地下水含水层附近，漏出物就会直接进入含水层，并通过径流向下游迁移，对项目区地下水下游水域造成一定的影响。通过前文事故状态下集油干线破裂导致原油外泄污染地下水的影响预测结果可知，在泄漏点以外134m处石油类的浓度可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。加上项目所在区域的地势西北高，东南低，百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区的海拔高度在294~354m，项目区的海拔高度为278~302m，地下饮用水水源保护区的地势高于本项目，则即使发生泄漏事故，泄漏原油也会向地势低的东南方向泄漏，而不会流向海拔较高的项目区西北侧和北侧的百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区；并且本项目分别距百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区最近的水源井约8.5km、275m，从项目所在区域地下水流向判断，本项目位于百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区的下游，泄漏的污染物会随着地下水流向向下游迁移，故在事故状态下本项目对百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区地下水环境影响较小。

（5）水环境影响评价结论

①地表水环境影响评价结论

运营期采出液通过管道输送至百口泉注输联合站原油处理系统处理，井下作业废水和撬装天然气处理装置产生的含油废水进入百口泉注水联合站采出水处理系统处理合格后回注油藏，不外排，不与艾里克湖和小艾里克湖发生水力联系，正常工况下，不会对项目区附近的艾里克湖和小艾里克湖产生影响。

②地下水环境影响评价结论

本项目运营期井下作业废水送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏；管道的选材有效防止管线腐蚀穿孔，降低管道泄漏等事故的发生；正常情况下不会对地下水环境产生影响。

运营期对地下水可能产生不利影响的主要是事故状态下集油干线破裂导致原油泄漏进入地下水，项目评价范围内不存在地下水保护目标，若及时采取有效措施治理污染，可避免对地下水造成污染。综上所述，本项目运营期建设单位在采取本报告提出的地下水保护措施，并加强事故防范、应急处理，本项目对地下水环境造成的影响不大。

6.2.3 运营期声环境影响分析

本项目噪声源主要为井场的机泵，井场四周未设围栏，是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距离声源距离，m。

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

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

式中：

T ——计算等效声级的时间；

N ——为室外声源个数；

M ——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级 (L_{eq}) 计算公式：

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

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

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB(A)。

(2) 噪声源源强及分布

项目噪声源为井场机泵，本次评价以单井为例，对运营期井场厂界噪声进行预测。单井机泵噪声源强在 85~90dB(A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 20dB(A) 计，其运行噪声不高于 70dB(A)。项目工程主要噪声源强见表 6.2-10。

表 6.2-10 项目主要噪声源强至厂界距离

噪声源	数量	降噪后噪声级[dB(A)]
井场机泵	1	70

(3) 预测结果

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 6.2-11、图 6.2-2。

表 6.2-11 厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB(A)]

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
井场	东厂界	44	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	44		
	西厂界	44		
	北厂界	44		

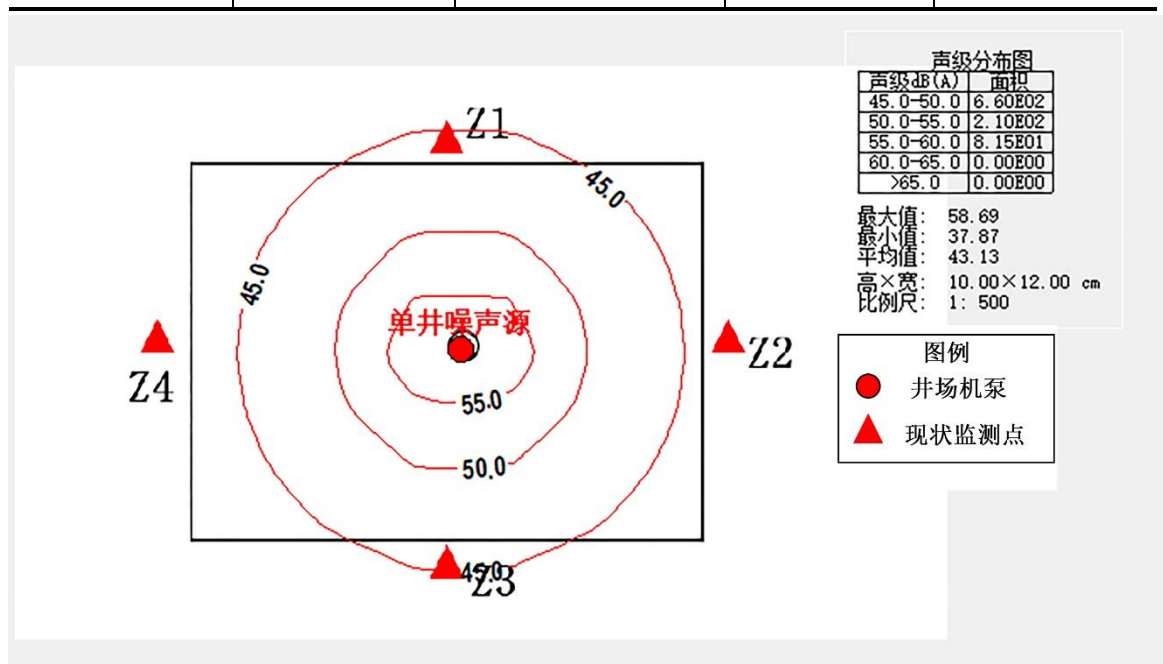


图 6.2-2 单井井场噪声预测结果

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

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

6.2.4 运营期固体废物环境影响分析

运营期正常工况下，本项目运营期撬装天然气处理装置会产生 2.4t/次（2~3 更换一次）的废分子筛，属于 HW49 类危险废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置。

非正常工况井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。

6.2.5 运营期土壤环境影响分析

本项目采用密闭集输的生产方式，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。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。本次评价引用百口泉采油厂管辖的其它油田已开发老区块—玛北油田玛 2 井区开发建设 5 年后的土壤环境基本项目和特征因子石油烃的现状监测数据类比分析可知（详见表 6.2-12 和表 6.2-13），油田开采开发对开发区域土壤环境影响很小，即本次油气开采项目对土壤环境质量基本不会造成不良影响。

表 6.2-12 玛北油田玛 2 井区土壤环境质量基本项目监测结果一览表

序号	污染物项目	监测结果			标准限值 (mg/kg)
		单位	2 号点 (0~20cm)	是否达标	
1	砷	mg/kg	8.59	达标	60
2	镉	mg/kg	0.02	达标	65
3	铬(六价)	mg/kg	28	达标	5.7
4	铜	mg/kg	14	达标	18000
5	铅	mg/kg	5.8	达标	800
6	汞	mg/kg	0.081	达标	38
7	镍	mg/kg	9	达标	900
8	四氯化碳	μg/kg	<1.3	达标	2.8
9	氯仿	μg/kg	<1.1	达标	0.9
10	氯甲烷	μg/kg	<1.0	达标	37
11	1,1-二氯乙烷	μg/kg	<1.2	达标	9
12	1,2-二氯乙烷	μg/kg	<1.3	达标	5
13	1,1-二氯乙烯	μg/kg	<1.0	达标	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<1.3	达标	596
15	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<1.4	达标	54
16	二氯甲烷	μg/kg	<1.5	达标	616
17	1,2-二氯丙烷	μg/kg	<1.1	达标	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.2	达标	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.2	达标	6.8
20	四氯乙烯	μg/kg	<1.4	达标	53
21	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	<1.3	达标	840
22	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	<1.2	达标	2.8
23	三氯乙烯	μg/kg	<1.2	达标	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	<1.2	达标	0.5
25	氯乙烯	μg/kg	<1.0	达标	0.43
26	苯	μg/kg	<1.9	达标	4
27	氯苯	μg/kg	<1.2	达标	270
28	1,2-二氯苯	μg/kg	<1.5	达标	560
29	1,4-二氯苯	μg/kg	<1.5	达标	20
30	乙苯	μg/kg	<1.2	达标	28
31	苯乙烯	μg/kg	<1.1	达标	1290
32	甲苯	μg/kg	<1.3	达标	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	<1.2	达标	570
34	邻二甲苯	μg/kg	<1.2	达标	640
35	硝基苯	mg/kg	<0.09	达标	76
36	苯胺	mg/kg	<0.5	达标	260
37	2-氯酚	mg/kg	<0.06	达标	2256
38	苯并(a)蒽	mg/kg	<0.1	达标	15

续表 6.2-12 玛北油田玛 2 井区土壤环境质量基本项目监测结果一览表

序号	污染物项目	监测结果 (mg/kg)			标准限值 (mg/kg)
		单位	2 号点 (0~20cm)	是否达标	
39	苯并 (a) 芘	mg/kg	<0.1	达标	1.5
40	苯并 (b) 荧蒽	mg/kg	<0.2	达标	15
41	苯并 (k) 荧蒽	mg/kg	<0.1	达标	151
42	蒽	mg/kg	<0.1	达标	1293
43	二苯并 (a, h) 蒽	mg/kg	<0.1	达标	1.5
44	茚并 (1, 2, 3-cd) 芘	mg/kg	<0.1	达标	15
45	苯	mg/kg	<0.09	达标	70
46	总石油烃 (mg/kg)	mg/kg	<10	达标	4500

表 6.2-13 玛北油田玛 2 井区土壤环境质量特征因子监测结果一览表

污染物项目	监测结果 (0~20cm) (mg/kg)												标准限值 (mg/kg)
	1 号点	是否达标	3 号点	是否达标	4 号点	是否达标	5 号点	是否达标	6 号点	是否达标	7 号点	是否达标	
石油烃	<10	达标	<10	达标	<10	达标	<10	达标	<10	达标	<10	达标	4500

6.3 退役期影响分析

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

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

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

井场经过清理后,永久性占地范围内的水泥平台被清理,人员撤离,区域内没有了人为的扰动,站场及其他占地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。

6.4 生态环境影响分析

6.4.1 生态影响因素及类型

(1) 生态影响类型

① 占地影响

地面工程建设对征地范围内的土地按照施工的要求进行平整，平整过程中要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构功能。在施工期工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。管线敷设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员踩踏、材料占地、土地翻出埋放等活动占用的土地面积更远远超过工程本身。这些占地属于暂时性影响，致使植被被砍伐、铲除，野生动物受到惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

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

本项目占地类型主要为未利用沙地，占地主要包括临时占地和永久占地，将暂时或永久破坏土地原有使用功能。项目总占地面积为 805150m^2 ，其中：临时占地约为 535550m^2 ，永久占地约为 269600m^2 。临时占地主要为单井采油管线、集油干线、输气线和输电线等施工场所，施工结束后，临时占地可恢复原有使用功能；永久占地主要为采油井场、计量站、撬装天然气处理装置和道路占地。

② 污染物排放对生态环境的影响

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

(2) 生态环境影响因素

对于本项目来讲，主要是钻井工程、地面工程、道路及其他配套设施等建设活动造成的环境影响。

①钻井工程

本项目共新钻采油井 22 口，井场的平整、建设会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境造成不利影响。在井场选址时，应避免植被生长茂盛的地段，尽量选择动土工程量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；钻井过程中的生活污水，集中收集在移动厕所，钻井结束后由吸污车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。生活垃圾集中收集后，送至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行填埋处理。钻井岩屑进入不落地系统处理，处理后经检测各污染物均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关要求后，用于铺设油田生产的各种内部道路、铺垫井场、固废场封场覆土。井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，减少对地面的扰动。经采取以上措施，可有效减轻钻井活动对生态环境的影响。

②管线

管线在设计选线过程中，尽量避免植被密集地带，在管道的敷设过程中产生的主要生态影响是占地和对地表原生植被的破坏。因管线敷设造成的生态影响是暂时的，待施工期结束后影响即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复。

③地面构筑物的建设

本项目建设计量站 3 座，采油井场 24 座，道路 40.3km，撬装天然气处理装置 2 座，在上述地面构筑物建设过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，各站场的选址和道路建设的选线尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响将至最小。

6.4.2 对植被的影响分析

本项目中钻井工程、站场建设、管线敷设和道路工程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。本项目对植被的主要影响形式是土地的占用、施工阶段清场过程中对地表植被的清理以及施工过程中的碾压。工程结束后临时占地范围内的土地逐渐恢复到相对自然的状态，地表的植被也逐渐自然恢复。但站场和道路工程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，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。

本项目总占地面积 805150m^2 ，在施工结束后的 2~3 年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。项目位于荒漠地区，属于严重荒漠化，生物生产量按照 $1.2\text{t}/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})$ 计算，损失量约为 96.6t/a ，当临时性占地的植被得到初步恢复后，其占地范围内的损失将逐渐减少。

此外，项目区内保护野生植物主要为梭梭，梭梭属于国家 II 级保护植物，新疆地方 I 级保护植物。在项目区内较为常见，分布广泛，通过加强环保宣传教育，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理措施，可以有效的避免施工及人员活动对保护植物的破坏。

6.4.3 对动物的影响分析

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

(1) 施工期对动物的影响

钻井、站场建设、管线敷设及道路等工程建设过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

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

(2) 运营期对动物的影响

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

6.4.4 生态系统结构与其功能的影响分析

（1）对生态系统结构、功能的影响

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

（2）生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单，由于项目所在区域地表较干燥，导致项目区植被盖度较低，在10~20%左右，项目所在区域植物种类少。从现场调查来看，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

（3）景观影响分析

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

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

6.4.5 生态影响评价结论

本项目建设区域没有特殊生态敏感区和重要生态敏感区，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，项目总占地面积 805150m²，其中，本项目永久占地 269600m²，临时占地 535550m²，项目区大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

根据现场调查，本项目开发区域附近野生动物出没极少，极少动物出入油田区域，故该项目对动物区域性生境不产生明显影响。油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在 3~5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

6.5 环境风险分析

6.5.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为石油、天然气和柴油。本项目施工期风险单元为钻井井场，涉及的危险物质为柴油。运营期的风险单元为密闭集输管网，涉及的危险物质为原油和天然气，密闭集输管网单元主要包括单井采油管线、计量站、集油干线和输气管线，按各类管线管径分别计算天然气和原油在线量，综合考虑采出液含水率、天然气密度。计算两个风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值），计算结果详见表 6.5-1。

表 6.5-1 本项目各风险单元 Q 值一览表

风险单元	危险物质在线量（t）		危险物质临界量（t）	Q 值	风险潜势等级
施工期钻井井场	20		2500	0.008	I
运营期密闭集输管网	原油	1.47	2500	0.001	I
	天然气	0.15	10	0.015	
	合计			0.016	

根据上表计算结果，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。

6.5.2 环境敏感目标

本项目周围环境风险敏感目标为百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区，本项目距离百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区边界的最近距离分别为 8.5km 和 275m，相对位置关系详见图 2.6-2。

6.5.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

本项目施工期涉及的主要风险物质为柴油，运营期涉及的主要风险物质为石油和天然气，上述危险物质其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 6.5-2。

表 6.5-2 原油的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	柴油	复杂烃类(碳原子数约 10~22)混合物	柴油的毒性类似于煤油，但由于添加剂(如硫化酯类)的影响，毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎。皮肤接触柴油可致接触性皮炎。多见于两手、腕部与前臂。	热值为 $3.3 \times 10^7 \text{J/L}$ 沸点范围有 $180^\circ\text{C} \sim 370^\circ\text{C}$ 和 $350^\circ\text{C} \sim 410^\circ\text{C}$ 两类 闪点： 38°C	属于高闪点液体
2	原油	有各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值： 41870KJ/kg 火焰温度： 1100°C 沸点： $300 \sim 325^\circ\text{C}$ 闪点： 23.5°C 爆炸极限 $1.1 \sim 6.4\% (\text{v})$ 自然燃点 $380 \sim 530^\circ\text{C}$	属于高闪点液体
3	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气中主要包括天然气，天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。	热值： 50009KJ/kg 爆炸极限 $5 \sim 14\% (\text{v})$ 自然燃点 $482 \sim 632^\circ\text{C}$	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物物品名表中编号 21007

（2）生产设施危险性识别

①施工期

1) 井喷事故风险

井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、气、水层时，油、气或水窜进井内的钻井液里，加快了钻井液流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、气、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

2) 井漏事故风险

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

3) 储罐泄漏

钻井期井场设置柴油储罐，储罐因质量、操作运行和管理等环节存在缺陷和失误，可能会发生泄漏，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

②运营期

1) 井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中，在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

2) 单井采油管线和集油干线危险性识别

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油气泄漏，事故发生时会有大量的原油和天然气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

3) 输气管线危险性识别

输气管道的输送介质属于易燃易爆物质，输送是采用的加压输送工艺又加剧了介质发生泄漏、火灾、爆炸的危险。因管道腐蚀导致管道发生爆炸、泄漏事故，不仅在经济上造成财产损失、管道停输，同时危害生态环境和公共安全，噪声人员伤亡、中毒和环境生态的灾难性后果。

(3) 风险类型识别

根据工程分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

(4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

施工期柴油罐破损造成柴油泄漏，或者运营期管线发生破损造成原油和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏柴油或者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。

6.5.4 环境风险分析

(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。由于项目区人烟稀少，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、地下水和北侧黄羊泉地下水水源保护区产生影响。

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。

井喷事故对项目区北侧地下水水源保护区的影响，主要是井喷产生的钻井液或原油在不经及时处理，下渗至地下水，从而影响地下水水质，当发生井喷事故时，启动井控措施和防止井喷的应急预案，同时开挖应急放喷池，池体要求采取人工防渗层，防渗材料为 HDPE 防渗膜，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，井喷产生的原油从管线

一端排至应急放喷池得到妥善处理，在设置放喷管线时方向不朝向地下水水源保护区，及时清理喷向地面的含油污泥，最大程度减少污染物下渗，影响地下水水源保护区。

（2）井漏事故对地下水的影响

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含Ca、Na等离子，且pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用表层套管下入深度为500m，远超出本区域地下水含水层深度，在钻井过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，发生井漏的可能性较小，不会对地下水环境产生明显影响。

6.5.5 环境风险事故对各环境要素的影响分析

（1）对大气环境影响分析

柴油/油气泄漏后，柴油/油气进入环境空气，其中的非甲烷总烃可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无大气环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（2）对土壤环境影响分析

柴油/原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的柴油/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。

柴油/原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入柴油/原油，泄漏的柴油/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。

施工期柴油储罐储罐区铺设防渗膜，储罐发生泄漏后，及时清理，不能回收的柴油以及受污染的土壤应集中收集后交由有相应处置资质的单位处置。

运营期管线破裂，采出液泄漏后，将能回收的原油回收，送百口泉注输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处置。

综上所述，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

（3）对植被的影响

柴油/原油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏物直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是柴油/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；三是泄漏的柴油/原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

（4）对地下水环境的影响

柴油储罐及管线破裂泄漏的油品下渗可能会导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，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。施工期柴油储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐，发生泄漏的概率极小，同时一旦发生泄漏会在较短时间内发现并采取的堵漏措施，出现长期连续性泄漏的可能性很低，发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

（5）对百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区环境的影响分析

①井喷事故的影响分析

首先在井口安装防喷器和控制装置，从源头上杜绝井喷的发生。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，井喷的影响范围约为 200m×200m。本项目距黄羊泉地下水水源保护区的最近距离为 275m，大于井喷的影响范围，加上项目区包气带对污染物有一定的阻滞作用，发生井喷后及时收集泄漏的原油和受浸染的含油污泥，泄漏原油很难通过下渗进入含水层，即使进入含水层也会向下游迁移。黄羊泉地下

水水源保护区位于本项目地下水流向上游，不会对其水质产生较大的影响，故本项目井喷事故下不会对百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区产生较大影响。

②井漏事故的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区均位于本项目地下水流向的下游，井漏事故排放的污染物随着水流方向，主要向下游迁移，对处于上游的百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区影响较小。

③管线泄漏的影响本项目新建的单井出油管线和集油干线发生破裂，泄漏原油可能下渗至含水层对百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区产生的影响。

本项目距离百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区边界的最近距离分别为 8.5km 和 275m。由于地下水水源井的开采会形成一定的降落漏斗，地下水流会流向水源井集中分布区，本项目均位于上述区域的下游，若本项目集油管线破裂，发生泄漏，一旦渗漏点位于地下水含水层附近，漏出物就会直接进入含水层，并通过径流向下游迁移，对项目区地下水下游水域噪声一定的影响。

通过前文事故状态下集油干线破裂导致原油外泄污染地下水的影响预测结果可知，在泄漏点以外 134m 处石油类的浓度可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求，本项目距地下饮用水水源保护区的最近距离约为 275m，加上百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区位于项目区地下水流向的上游，污染物受迁移影响对百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区影响不大。

运营期正常工况下，定期对管线的安全保护设施，如截断阀进行检查，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回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。当管线泄漏事故不可控

时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林文）中结论：石膏灰棕漠土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0~10cm或0~20cm表层土壤中，其中表层0~5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。因此，即使发生单井出油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水源保护区产生较大的影响。

综上所述，本项目运营期对百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区的地下水源井影响不大。

7 环境保护措施论证分析

7.1 施工期环境保护措施

7.1.1 施工期大气环境保护措施

（1）使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

（2）合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。

（3）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。

（4）优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

（5）施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

7.1.2 施工期废水污染防治措施

（1）钻井作业中使用环境友好型的钻井液，钻井时采用三层套管技术，在钻井过程中，严格要求套管下入深度，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本项目采油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，在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，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。加上本项目所在区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。项目区地下水流向由为西北向南东方向，项目区在黄羊泉地下饮用水水源保护区的下游，不在其补给径流区，不会对黄羊泉地下饮用水水源保护区的水造成影响。

钻井期间钻井井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、废油桶存放处、岩屑堆场等均铺设 HDPE 防渗膜，岩屑堆场周边建设防溢流围堰，防止油类等有毒有害物质下渗，污染地下水。

(2) 生活污水进入移动厕所，钻井结束后由吸污车集中清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

(3) 管道试压废水：管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘。

(4) 对百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区的保护措施

根据《饮用水水源保护区划分技术规范》(HJ338-2018) 中污染地下饮用水水源的风险源主要包括：“可能向饮用水水源地释放有毒有害物质，造成饮用水水源水质恶化的污染源，包括但不限于工矿业事业单位以及运输石化、化工产品的管线、规模化畜禽养殖等点源；运输危险化学品、危险废物及其他影响饮用水源安全物质的车辆、船舶等流动源；可能对水源地水质造成影响的无固定污染排放点的分散式畜禽养殖和水产养殖污水等非点源”。

本项目主要建（构）筑物为油井、油气集输管线、计量站、撬装式天然气处理装置和道路等。在建设过程中，由于油井井位很大程度上决定了其它设施的布置，项目区虽在百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区的下游，但距黄羊泉地下水水源地保护区较近，为防止本项目实施过程中污染上述两个地下饮用水水源保护区，首先油井尽量远离地下水水源保护区，避开并远离地下水水源涵养区和补给径流区，尽可能避免对地下水产生影响；油田道路在规划过程中，避开并尽可能远离地下饮用水水源保护区，减少在运输过程中事故状态下对地下水产生

生影响；管线在布设过程中绕开并尽可能远离地下饮用水水源保护区、补给径流区和水源涵养区；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的玻璃钢管作为集油干线，选用高强度、高压、耐腐蚀、耐结垢、摩阻系数小、保温性好、柔性好的柔性复合管作为单井集油管线，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，同时建设单位应聘请施工期工程监理，保证管线及各站场设备设施的工程质量；加强施工期环境监理，重点加强钻井工程、站场建设、管线和道路等工程施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容，避免对百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区地下水产生影响。

7.1.3 施工期噪声污染防治措施

(1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施。

(2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

7.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 钻井岩屑采用不落地系统进行处理，经检测各污染物均满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关要求后，用于铺设油田生产的各种内部道路、铺垫井场、固废场封场覆土。钻井岩屑暂存于井场岩屑临时贮存区，贮存区底部铺设防渗膜，四周设围堰，岩屑表面覆盖防尘网。施工结束后，防渗膜回收利用。

钻井岩屑处理工艺流程如图 7.1-1 所示。

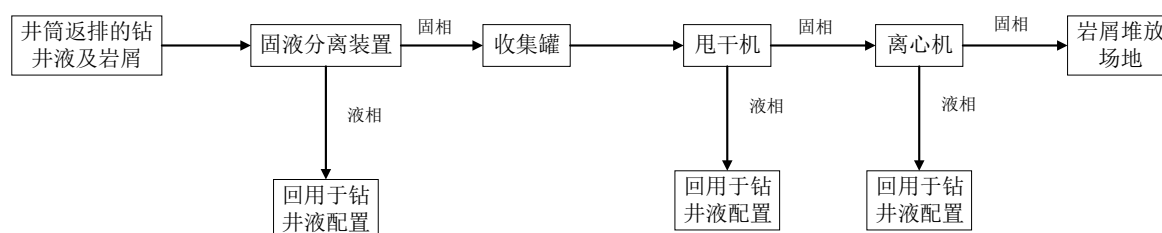


图 7.1-1 钻井岩屑井场处理工艺流程

(2) 本项目施工期产生的生活垃圾送至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行填埋处

理。

(3) 本项目施工期产生的建筑垃圾送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

(4) 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。

(5) 施工结束后，站场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

7.1.5 施工期土壤污染防治措施

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

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

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

(4) 为减少本项目建设过程中对项目区土壤的扰动和破坏，本次环评要求建设单位严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》(2018)中有关规定，执行以下井场防沙治沙防治措施：

①土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

②禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

③禁止一切在沙化土地封禁保护区范围内破坏植被的活动。

④应当按照林业或其他有关行政部门的技术要求进行治理，并按规定进行经济补偿。

7.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 站场工程生态保护措施要求

①对本项目临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积。

②施工结束后，对井场永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

(2) 管线工程生态保护措施

①管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，原则上管线开挖、敷设过程不得破坏国家Ⅱ级，自治区Ⅰ级保护植物——梭梭，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏。

②管线敷设时，根据管径的大小尽可能减少占地，采油管线施工作业度宽度不得超过8m。

③管沟开挖后及时回填，以利于植被的自然恢复和生长。

④管线尽量沿已有道路铺设，尽量避让植被较多的区域。

⑤管线铺设力求线路趋直，缩短线路长度，在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土壤。

⑥施工过程中要做到分段施工、随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

⑦在管线上方设置管线走向标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。

（3）道路工程生态保护措施要求

①道路选线过程中应尽量利用原有道路，避让梭梭等植被密集段。

②道路施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严禁乱辗乱压，破坏稳定的地表结皮和野生植被。

③严禁破坏道路两侧植被，严禁在道路两侧取弃土。

（4）对荒漠植被的生态保护措施要求

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏。避免破坏荒漠植物（尤其是保护植物——梭梭）。

②确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。

③加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

④强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

⑤施工建设完成后认真清理场地，做到工完料净场地清，以利于植被的恢复。

(5) 对荒漠动物的生态环保措施要求

①为了更好的保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

②对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

③加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰；

④遇到受伤、病残饥饿、受困、迷途的野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所，应立即采取保护措施，并上报相关主管部门。

(6) 其他生态保护措施要求

①完井后施工现场禁止遗弃废物，固体废物全部回收，推平柴油、机油及水罐坡道，填埋鼠洞和圆井，井场应平整。

②在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。

③工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

④严格按施工方案要求在指定地点堆放临时土石方，并压紧、夯实。

⑤加强施工期环境监理，监理的重点内容：钻井工程、站场建设、管线和道路等工程施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

7.2 运营期环境保护措施

7.2.1 运营期大气环境保护措施

(1) 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；

(2) 定期检查检修各个生产单元的设备、设施及管线的阀门，保证其密封性，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。确保井场场界外非甲烷总烃浓度低于(GB16297-1996)中的无组织排放监控浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

在采取上述措施后，结合预测结果分析，井场 NMHC 的厂界无组织排放可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中周界外浓度最高点浓度限值要求，井场内 NMHC 无组织排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内 VOC_s 无组织排放监控限值要求。

7.2.2 运营期废水污染防治措施

（1）井下作业均带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。

（2）撬装天然气处理装置产生的含油废水，收集在污水罐中，定期拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。

（3）采用高质量的油气输送管道，并采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止原油泄漏；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。

（4）本项目钻井工程中表层套管下入深度为 500m，采用套管注水泥固井，隔绝了运营期开采过程与地下水含水层的水力联系，可有效保护含水层。修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

（5）定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

（6）百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区的保护措施

①根据《饮用水水源保护区污染防治管理规定》，地下水源保护区一级保护区内保护措施：禁止建设与取水设施无关的建筑物；禁止倾倒、堆放工业废渣及城市垃圾、粪便和其它有害废弃物；禁止输送污水的渠道、管道及输油管道通过本区；禁止建设油库；禁止建立基地；

②《克拉玛依市饮用水水源保护区划分方案》（2010 年），对地下水源一级保护

区的保护措施：禁止修建厕所、渗坑、粪坑；禁止倾倒、堆放或掩埋废渣、垃圾、粪便和其他废弃物；禁止修建污水渠道、管道和埋设输油管道；禁止设置油库、加油站或存放有毒有害物品。③定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格。定期对管线及站场的设备设施进行检查检修，防止“跑、冒、滴、漏”的发生。

③井下作业废水，应预留容积不得少于罐体总容量 5%的膨胀余量。作业废水中的石油类容易污染土地。罐车运输行驶过程中要遵守交通、消防等法律法规。控制车速，严禁违法超车，不能疲劳驾驶，罐车运输过程中应该按照油田已有公路行驶，严禁乱碾乱压，进入保护区。当行驶一定时间后要查看一下罐车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，将受浸染的土壤要全部回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运。接收和处置。井下作业要实行无污染作业，严格控制落地原油，对作业过程中产生的落地原油做到 100%回收，上层可回收的原油送至百口泉注输联合站原油处理系统处理，不能回收的落地油和受浸染的土壤全部回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置，不得造成污染。

7.2.3 运营期噪声污染防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。
- (2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- (3) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，各井场场界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪声限值要求。

7.2.4 运营期固体废物污染防治措施

运营期正常工况下，生产过程会产生一定量的废分子筛，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置。事故状态下会产生一定量的落地油。落地油上层能收集，尽量收集，送至百口泉注输联合站原油处理系统处理，不能收集

的落地原油和受浸染的土壤为含油污泥，属于《国家危险废物名录》（2016 本）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，采取如下治理措施：

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时按照“带罐上岗”的作业模式，防止产生落地原油。

（2）加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

（3）原油落地浸染土壤产生的含油污泥均交由相应危险废物处理资质的单位回收处理。

（4）危险废物的贮存、运输过程中污染防治措施

危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施，应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，贮存区应配置有气体报警、火灾报警和导出静电的接地装置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输。

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。

7.2.5 运营期土壤环境保护措施

（1）巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

（2）井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

7.2.6 运营期生态环境保护措施

（1）定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

(2) 定时巡查站场设备设施等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

(3) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被，尤其是国家 II 级，自治区 I 级保护植物——梭梭。严禁捕杀任何野生动物，在油区和站场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

(4) 提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

7.3 退役期环境保护措施

7.3.1 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

7.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

7.3.3 退役期噪声污染防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

7.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至乌尔禾区建筑垃圾

填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(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。

7.3.5 退役期生态环境保护措施

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

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

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

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

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

7.3.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《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，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）站场生态恢复治理

①站场生态恢复治理范围

本项目新建采油井场 24 座，计量站 3 座、撬装天然气处理装置 2 座，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

1) 施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

2) 工程施工结束后，应对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）管线和道路生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类管线共计 27.9km，道路 40.3km，该范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道和道路施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。道路施工结束后，及时清理固体废物，注意保护原始地表与天然植被，以利于植被恢复。

（4）植被恢复措施及恢复要求

①工程施工结束后荒漠生态系统的植被采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地的植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

②井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7.4 环境风险事故防范措施

7.4.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(2) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

(3) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

(4) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(5) 在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(6) 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。

(7) 柴油储罐储罐区铺设防渗膜，并设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m，在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(8) 在钻井过程中配备便携式硫化氢监测仪，做好硫化氢监测预警工作，并制定防硫化氢应急预案。钻井期在作业现场显著位置设置 5 处风向标，不同方向上划定 2 个紧急集合点，并规划撤离路线，发生紧急情况时向上风向撤离。当监测到硫化氢浓度大于 $75\text{mg}/\text{m}^3$ (50ppm) 时，按照含硫油气井作业规程执行。

(9) 钻井时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

7.4.2 油气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。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。

(3) 在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(4) 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。

(5) 严禁在管线两侧各 5m 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。

(6) 采油井场、计量站、撬装天然气处理装置等场所设置明显的禁止烟火标志。

(7) 在采油井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(8) 按消防规定在采油井场配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(9) 定期对各站场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

(10) 井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

(11) 发生事故时，事故状态下固体废物主要为井喷、管线泄漏等过程中产生的含油污泥。原油落地后，上层能收集的原油回收送百口泉注输联合站原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2016 本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置；若发生不可控泄漏事故，应立即启动《百口泉采油厂环境突发事件专项应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

7.4.3 百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区风险预防措施

本项目主要建（构）筑物为油井、油气集输管线、计量站、撬装式天然气处理装置和道路等。在建设过程中，首先油井尽量远离地下水水源保护区，避开并远离

地下水水源涵养区和补给径流区，尽可能避免对地下水产生影响；油田道路在规划过程中，绕开并尽可能远离地下饮用水水源保护区，减少在运输过程中事故状态下对地下水产生影响；管线在布设过程中绕开并尽可能远离地下饮用水水源保护区、补给径流区和水源涵养区；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、耐结垢、摩阻系数小、保温性好并且质量合格的输油管线，降低管线环境风险事故的发生。同时建设单位应聘请施工期工程监理，保证管线及各站场设备设施的工程质量；加强施工期环境监理，重点加强钻井工程、站场建设、管线和道路等工程施工过程中材料堆放、施工扰动范围、施工方式等环境保护内容，避免对百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区地下水产生影响。

井下作业废水，应预留容积不得少于罐体总容量 5%的膨胀余量。罐车运输行驶过程中要遵守交通、消防等法律法规。控制车速，严禁违法超车，不能疲劳驾驶，沿油田已有公路行驶，严禁乱碾乱压，进入保护区。当行驶一定时间后要查看一下罐车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，将受浸染的土壤要全部回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运。接收和处置。井下作业要实行无污染作业，严格控制落地原油，对作业过程中产生的落地原油做到 100%回收，上层可回收的原油送至百口泉注输联合站原油处理系统处理，不能回收的落地油和受浸染的土壤全部回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置。

若发生事故时，上层能收集的原油回收送百口泉注输联合站原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》(2016 本) HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置；若发生不可控泄漏事故，应立即启动《百口泉采油厂环境突发事件专项应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

采取上述风险防范措施后，本项目对百口泉地下饮用水水源保护区和黄羊泉地下饮用水水源保护区是可以接受的。

7.4.4 环境风险应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂管理，应将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。

《百口泉采油厂环境突发事件专项应急预案》明确了应急的主题责任，以及应急启动、响应、救援、信息传递等多个工作程序，具体内容如下：

(1) 组织机构与职责

百口泉采油厂成立事故应急救援指挥领导小组，由总经理、副总经理及各部门负责人员组成，下设应急救援办公室（设在质量安全环保科、夜间由各部门主管轮流值班），负责日常应急管理事务与协调。应急组织体系如图 7.4-1 所示。

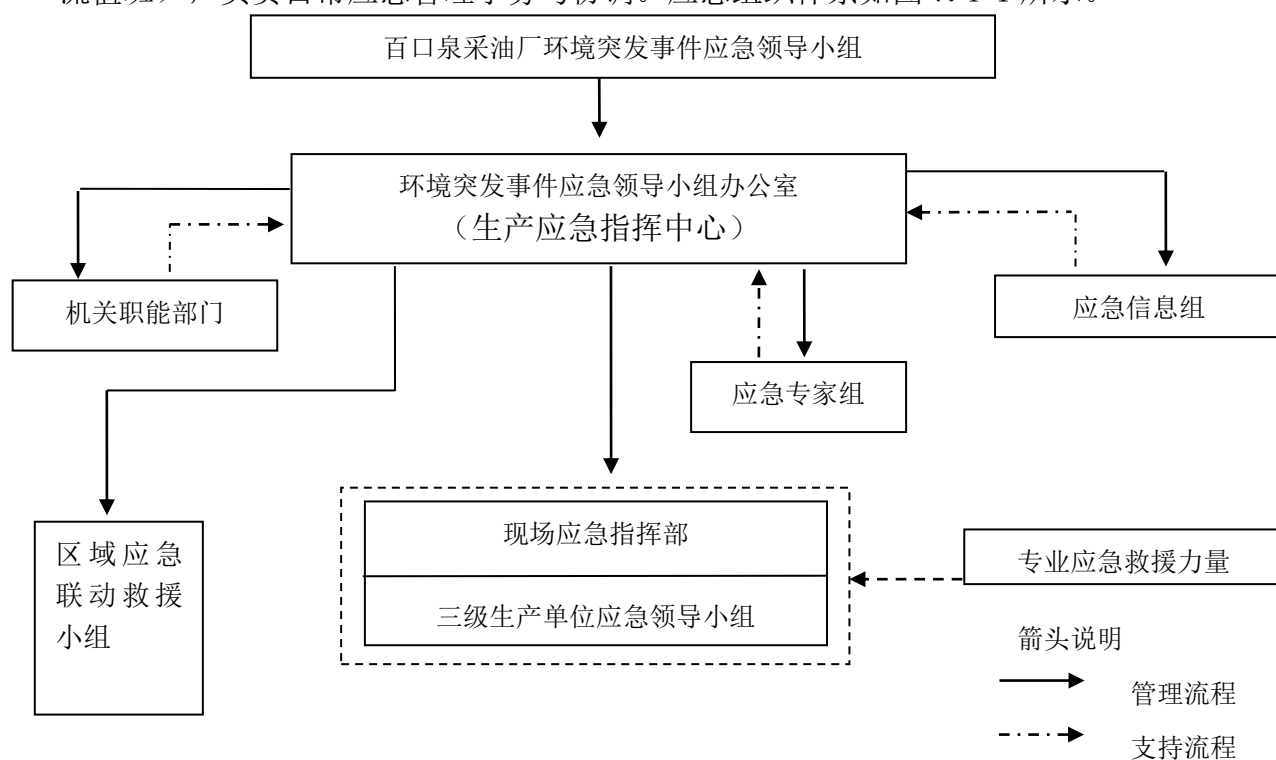


图 7.4-1 百口泉采油厂作业区环境突发事件应急组织机构图

本项目应急机构由中国石油新疆油田分公司地百口泉采油厂经理为第一负责人，主管环保安全工作的副总为直接责任人，下设办公室、指挥中心、应急保障中心、专业抢险中心、信息联络中心、后勤保障中心和善后处理部门。

在制定应急预案时，必须明确细化各部门的职责，人员组成，必须保障每一个部门的人员具有足量、专业和参加演练经历，各部门之间的工作必须协调统一，确保工作的时效性。

（2）应急救援保障

在油田区块内的站场内均建有配套消防系统，并配备一定数量的应急设施、设备与器材。主要包括：

①火灾、爆炸事故应急设施、设备，主要为消防管网、消防水储水系统和其他消防器材；

②防油气泄漏、外溢、扩散，主要是气体监测报警仪、水幕、喷淋设备、呼吸器等；

③防油品泄漏、外溢、扩散的设备，主要是收油设备、倒油设备；

④设立必要的医疗救护体系，对突发事件下受伤人员及时进行必要的救治。

（3）风险事故应急处理措施

①井喷事故应急措施

一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷，最后还用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收泄漏原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集处理，作为危险废物交由具有相应危险废物处置资质的单位进行处理。

②管道事故应急措施

管道事故不可能绝对避免，这就要求我们在预防事故的同时，为可能发生的事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

按顺序停泵或关井：在管道发生断裂、泄漏事故时，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。

回收泄漏采出液：首先限制地表污染的扩大，尽量防止泄漏采出液移动。在可能的情况下应进行筑堤，地表汇集的油应及时清理收集。因地制宜采取有效措施清除土壤浸润体中的残油，减轻土壤污染，将严重污染的土壤集中收集，统一处理。

③站场风险防范措施

各站场严格按防火规范井下平面布置，站场内的电器设备及仪表按防爆等级不同选用不同设备；站内所有设备、管线应做防雷、防静电接地；安装火灾设备检测仪表、消防自控设施；在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照《石油化工企

业可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》（SH3063-2009）的要求设置可燃可燃气体报警装置；加强设计单位相互间配合，做好衔接，减少设计失误。

（4）应急环境监测与评估

事态监测与评估在应急决策中起着重要作用。消防和抢险、应急人员的安全、公众的就地保护措施或疏散、食物和水源的使用、污染物的围堵收容和清除、人群的返回等，都取决于对事故性质、事态发展的准确监测和评估。可能的监测活动包括：事故规模及影响边界，气象条件，对食物、饮用水、卫生以及水体、土壤等的污染，可能的二次反应有害物，爆炸危险性和受损建筑垮塌危险性以及污染物质滞留区等。

本项目事故发生后，应急指挥领导小组应迅速组织监测部门对事故现场以及周围环境进行连续不间断监测，对事故的性质、参数以及各类污染物质的扩散程度进行评估，为指挥部门提供决策依据。

（5）事故应急程序关闭

突发事故结束后，由事故应急指挥领导小组协同地方政府相关部门迅速成立事故调查小组，根据事故现场的实际情况，结合环境监测部门的监测结果，适时宣布关闭事故应急救援程序。

①只有危险完全消除，生命、财产完全脱险，应急行动已没有必要时，才可以解除应急状态。应急状态的解除令由应急指挥部下达。

②各级应急办公室接受和下达的各种应急指令，必须认真记录在案，归档保存。

③现场应急状态解除后，由灾害受损鉴定组组织调查事故损失情况，要求有关部门负责事故现场的善后处理及邻近区域解除事故警戒和善后恢复措施：由事故救灾抢修施工组组织现场的抢修施工，由调度组组织开工恢复工作。油田应制定事故后恢复正常工作和生活的措施，并组织实施。

（6）应急培训与公众教育

从项目油田开发整体考虑，上至高层管理人员下至普通岗位员工，必须定期组织安全环保培训，经培训合格，才能正式持证上岗，对于关键岗位应选派熟悉应急预案的有经验技术人员负责。事故应急处置训练内容应当包括事故发生时的工艺技术处置和扑救、安全防护救助措施、环境保护应急处置方法等。事故发生时，油田

安全环保部门工作人员和富有事故处置经验的人员，要轮流值班，监视事故现场及其处置作业，直至事故结束。

应根据应急反应方案定期进行事故应急预案演练，检查和提高应急指挥的水平和队员的反应能力，及时发现组织、器材及人员等方面的问题，及时做出改进，以保证应急反应的有效进行。

定期对消防人员进行模拟演练，以检查和提高队伍应急能力，保证应急预案的有效性实施。

7.4.5 环境风险评价结论

本项目可能涉及的危险物质为柴油、原油和天然气，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险和油气管线泄漏事故风险。柴油、原油和天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

7.5 扩边工程与相关法律法规相符性分析

7.5.1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求的相符性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 7.5-1。由表 7.5-1 可知，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

表 7.5-1 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	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，防止产生落地原油。产生的落地原油后，及时回收，100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	符合
2	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用	本项目钻井采用水基钻井液，根据需要配备防喷器。钻井液及岩屑采用不落地设备进行处理，分离出的液相全部回用于钻井	符合
3	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	采出水送至百口泉注水联合站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，全部回注油藏，不外排	符合
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本项目采用密闭集输工艺流程工艺，油气集输损耗率系数为 0.1%	符合
5	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。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目开发过程中产生的伴生气 100%回收，无伴生气放空	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	井下作业废水集中收后油罐车拉运至百口泉注水联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别	落地原油尽可能回收，不能回收的原油和受浸染的土壤交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合

续表 7.5-1 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
8	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定, 建立并运行健康、安全与环境管理体系; 2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理; 3) 在开发过程中, 企业应加强油气井套管的检测和维护, 防止油气泄漏污染地下水; 4) 建立环境保护人员培训制度; 5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别, 制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作, 采取环境风险防范和应急措施, 防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	本次开发建设项目实施过程中, 将依托中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系 (HSE 管理体系)。项目建成后由中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂统一管理, 应将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂突发环境污染事件应急预案, 从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理, 定期对“三废”进行监测	符合

7.5.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表 7.5-2。由表 7.5-2 可知, 本项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

表 7.5-2 本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	艾湖 2 井区位于乌尔禾区西南, 项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测, 接受环境保护主管部门的指导, 并向社会公布监测情况	针对本项目运营期排放的废气、噪声以及大气、土壤环境提出了运营期监测计划, 建设单位应接受自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局及乌尔禾区分局的监督管理, 并按照《企业事业单位环境信息公开办法》(原环保部第 31 号) 等规定, 公开运营期监测情况	符合

续表 7.5-2 本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本报告提出，井场、站场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域乌尔禾区的蒸发量大于降水量，不需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染	本报告提出运营期要定期对站场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
5	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。对钻井作业产生的油污、废矿物油应当回收处理	本次钻井采用水基钻井液，钻井岩屑采用不落地系统进行处理，水基钻井岩屑处理后，各污染物均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，用于井场或道路铺筑。钻井时无废水外排	符合
6	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
7	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	项目运营期产生的原油落地浸染土壤产生的含油污泥均交由相应危险废物处理资质的单位回收处理。其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输	符合
8	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	本项目开发过程中产生的伴生气全部回收，无伴生气放空。	符合

续表 7.5-2 本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	项目管线施工时土方分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理，项目区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施。场站均采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复	符合
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生	本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂管理，将项目实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂突发环境污染事件应急预案》	符合

7.6 环保投资分析

项目总投资 18944.72 万元，环保投资约 1437 万元，占总投资的 7.59%。本项目环保投资估见表 7.6-1。

表 7.6-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资（万元）
施工期	生态环境	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	535550m ²	156
	废气	站场、道路和管线等施工产生的施工扬尘	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
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	2
	固体废物	钻井岩屑	不落地系统	22 座	660
		生活垃圾	送至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理	/	11
		建筑垃圾	送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场填埋处理	/	5
	风险防控	井控装置	井口防喷器	安装 22 个井口防喷器	475

续表 7.6-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资 (万元)
施工期	废水	生活污水	送至乌尔禾区生活污水处理厂处理	/	11
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	/	2
	废水	修井、井下作业废水、撬装化天然气处理装置产生的含油废水	采用专用废液收集罐收集，集中收集后送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理	24 口井下作业废水回收	12
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	12
	固体废物	废分子筛	交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置	/	3
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场	项目各井场及相关地面设施	12
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	24
环境管理		环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	/	50
合计					1437

7.7 依托可行性分析

本项目采出物直接由管线输送至计量站计量后，转输至艾湖 2 转油站进行气液分离，分离出的气相管输至新建的撬装天然气处理装置处理，液相经管线输送至百口泉注输联合站原油处理系统处理，在原油处理系统经过“一段常温沉降脱水、二段热电化学脱水及原油稳定”处理工艺处理，处理后的净化原油输至储运公司进行交油，原油处理系统分离出的采出水送至百口泉注输联合站采出水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中相关标准后，全部回注油藏，不外排。本项目产生的井下作业废水由罐车拉运至百口泉注输联合

站采出水处理系统处理，处理达标后，回注油藏，不外排。含油废水经天然气处置装置配备的污水罐收集后，送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，处理达标后的净化水回注油藏，不外排。百口泉注输联合站采出物处理工艺详见图 7.7-1。

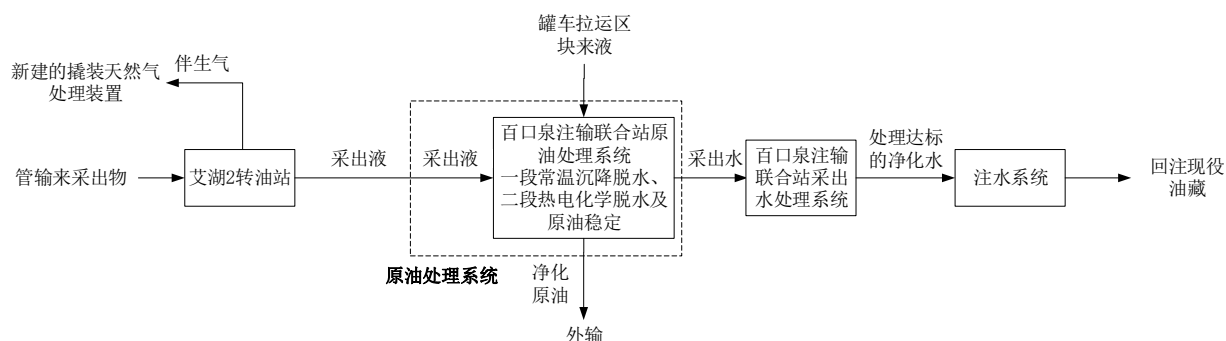


图 7.7-1 百口泉注输联合站采出物处理工艺

项目采出物中分离的采出液转输依托艾湖 2 转油站。原油处理依托百口泉注输联合站原油处理系统。井下作业废水、含油废水和采出水处理依托百口泉注输联合站采出水处理系统，各依托设施相关环保手续履行情况见表 7.7-1。

表 7.7-1 各依托设施环保手续履行情况一览表

序号	工程名称	环评批复机关、文号及时间	环保竣工验收批复机关、文号及时间
艾湖 2 转油站			
1	艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程	新环函[2018]1446 号	正在建设中
百口泉注输联合站			
1	中国石油新疆油田分公司百口泉油田开发建设工程环境影响回顾性评价	原新疆维吾尔自治区环境保护局 新环监函[2008]473 号 2008 年 11 月 19 日	无需验收
2	中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程	克拉玛依市环保局 克环保函[2018]83 号 2018 年 5 月 9 日	已完成企业自主验收
3	百联站废液池综合治理-新建含油污泥临时存放点建设项目	克拉玛依市乌尔禾区环保局 克乌环表[2014]03 号 2014 年 12 月 26 日	克拉玛依市乌尔禾区环保局 克乌环验[2016]05 号 2016 年 8 月 25 日

7.7.1 转油依托可行性分析

本次油气转输依托艾湖 2 转油站，艾湖 2 转油站正在建设中，预计 2020 年 10 月投产运行，主要负责艾湖 2 井区采出液转输至百口泉注输联合站进行处理，建成后转液能力为 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ ，具体工艺流程详见图 7.7-2。

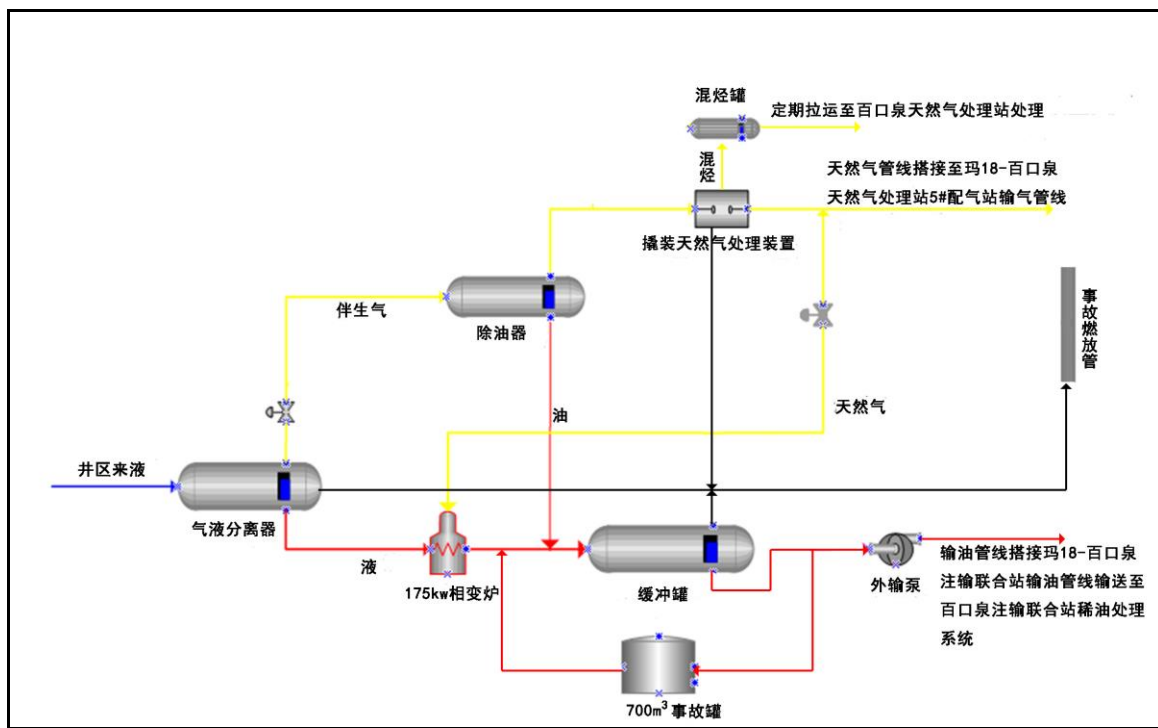


图 7.7-2 艾湖 2 转油站工艺流程图

7.7.2 原油处理依托可行性分析

本项目采出液依托百口泉注输联合站进行处理。百口泉注输联合站北距 G217 国道约 1.6km，该站于 1979 年建成投产，1997 年进行了整体改造，站区占地面积 240000m²，是一座集油气处理、注水、采出水处理等部分组成的联合站。该联合站的原油处理设计能力为 260×10⁴t/a，采用气液分离、一段常温沉降脱水、二段热电化学脱水及原油稳定处理工艺，原油处理工艺见图 7.7-3。

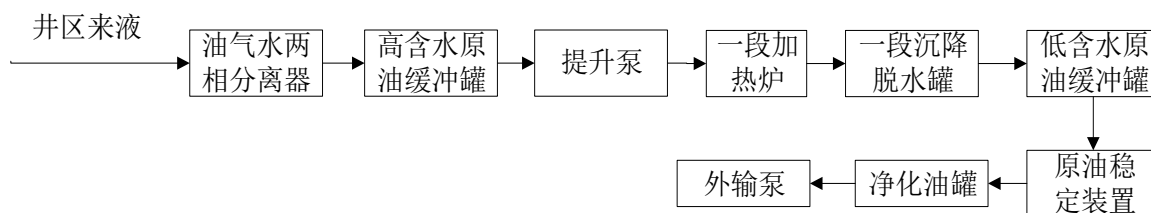


图 7.7-3 原油处理工艺流程图

百口泉注输联合站原油处理系统处理的设计规模为 $260 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，目前实际处理

量为 $171 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余量为 $89 \times 10^4 \text{t/a}$ ，可以满足本项目的需求。

7.7.3 采出水、井下作业废水依托可行性分析

百口泉注输联合站采出水处理系统处理规模 $8000 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理工艺为：“重力除油+混凝除油、除悬浮物+双滤料过滤”。从原油处理站来的含油污水首先进入 2 座 1000m^3 重力除油罐进行重力沉降，初步除去污水中的乳化油；出水进入 2 座 1500m^3 混凝沉降罐除去污水的机杂，同时在进口管线上加药，出水再进入 1 座 300m^3 缓冲罐，经提升泵加压提升进入双滤料过滤，进一步除去水中残余的悬浮物，过滤后净化水直接进入注水罐用于油田注水。出口水质指标可达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）相关要求：含油 $\leq 15 \text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 5 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 3 \mu \text{m}$ 。

根据产能预测及前文分析可知，本项目运营期采出水的最大产生量为 $2.09 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，井下作业废水的产生量约为 $325.6 \text{m}^3/\text{a}$ ，含油废水的产生量约为 $13.2 \text{m}^3/\text{a}$ ，三者共计 $2.12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （ $64.4 \text{m}^3/\text{d}$ ）。

百口泉注输联合站采出水处理系统处理的设计规模为 $8000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量为 $7680 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $320 \text{m}^3/\text{d}$ ，可以满足本项目的需求。

本项目各依托设施能力平衡情况详见表 7.7-4。

表 7.7-4 依托设施能力平衡一览表

项目名称	依托站	单位	设计能力	运行现状	新增规模		平衡情况
					本项目	同期拟建项目	
采出液转输	艾湖 2 转油站	10^4t/a	30	0	4.65	12.2	+13.15
原油处理	百口泉注输联合站原油处理系统	10^4t/a	260	171	16.41	41.2	+31.39
采出水、含油废水及井下作业废水处理	百口泉注输联合站采出水处理系统	m^3/d	8000	7680	64.4	74.2	+181.4

7.7.4 危险废物处置依托可行性分析

本项目归属百口泉采油厂管辖，正常工况下，危险废物为废分子筛。事故状态下产生的危险废物为含油污泥，为保证本项目运营期产生的危险废物得到有效处置，

百口泉采油厂正在与具有相应危险废物处置资质的单位进行接洽，本项目开发区域附近有 4 家具有相应处理资质及处理能力的危废处理单位，百口泉采油厂可根据需求及各危废处置单位接纳能力选择满足本项目及各项依托设施危险废物处理需要的危废处置单位，详情见表 7.7-5。

表 7.7-5 危废处理单位一览表

序号	单位名称	经营设置地址	许可证编号	危险废物代码	危废处理规模 (t/a)	经营方式
1	克拉玛依顺通环保科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾区新疆油田风城作业区 1 号抽油处理站北侧 1.1km	6502040039	HW08 类、HW49 类	520000	收集、贮存、处置
2	克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司	克拉玛依市白碱滩区平南二路 880 号	6502040047	HW08 类	739900	收集、贮存、处置
3	克拉玛依市新奥达石油技术服务有限公司	新疆克拉玛依市白碱滩区平南二路 1405 号	6502040054	HW08 类	54000	收集、贮存、处置
4	克拉玛依华隆生态科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾(区)哈格路以南 217 国道以西	6502050061	HW08 类	100000	收集、贮存、处置

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理机构

8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

百口泉采油厂的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设等工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托百口泉采油厂完成，百口泉采油厂负责本项目生产运行期的环境管理工作，百口泉采油厂设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报

告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

8.2 生产区环境管理

8.2.1 日常环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期的采出水送至百口泉注输联合站采出水处理系统，处理达标后回注油藏。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加强站场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，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

（2）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

（3）落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考

核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

8.2.2 环境污染事故的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

（3）加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别不利影响因素，从而将项目运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.2.3 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

8.2.4 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境主管部门审批该工程的环境影响报告书，克拉玛依市生态环境主管部门和克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局监督所辖行政区域内该工程的环保竣工验收制度执行情况、排污许可证核发以及日常环境管理。

8.2.5 施工期环境管理

建设单位在本项目施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。站场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填，对于拟永久使用的道路及各站场等，建设完成后，应因地制宜的进行硬化或地表恢复。	工程承包商	施工期	环境监理公司及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入工程费用
2	水环境	施工期生活污水排入移动厕所，施工结束后由吸污车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理；各类管线试压废水用于施工洒水抑尘。				
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。				
4	声环境	在钻井及管线、道路和计量站等地面工程施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛。				

续表 8.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。 施工期各机械设备应使用高品质的柴油，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量。				
6	水土流失	合理安排时间：挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按照规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。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。				
7	固体废物处置	钻井岩屑：采用不落地系统进行处理，处理至各污染物均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，用于井场或道路铺筑。 生活垃圾：乌尔禾区生活垃圾填埋场进行填埋处理。 建筑垃圾：乌尔禾区建筑垃圾填埋场进行填埋处理。				

8.2.6 运营期环境管理

- (1) 建立和实施油田运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。
- (4) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，本项目在运营期管理的主要内容见表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作,利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识,更好的保护沿线植被。	中国石油新疆油田分公司	运营期	自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局及乌尔禾区分局	纳入工程费用
2	声环境	定期对设备进行检修和维护,使其处于运行良好的状态。对典型站场的厂界噪声进行定期监测,在噪声超标点采取必要的隔声措施。				
3	大气环境	加强对各井场、站场的设备和管线的巡检,减少油气的跑、冒、滴、漏。对大气进行定期监测。				
4	水环境	对依托的采出水设施定期维护。				
5	管道保护	在施工结束后,投入运行前,集输干支线要完成永久标志设置,设置安全标志。对管道设施定期巡查,及时维修保养。				纳入运营期管理费用
6	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系,实施环境监测计划。				
7	风险防范措施	制定事故应急预案,对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理。				
8	固体废物处置	事故状态产生的落地原油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。				

8.2.7 退役期环境管理

本项目在退役期的主要内容见表 7.2-3。

表 7.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作,拆卸、迁移场站设备,恢复地貌。	中国石油新疆油田分公司	退役期	自治区环境保护行政主管部门及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入退役期闭井管理费用
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养,合理安排施工时间。				
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘,故需采取洒水降尘措施,同时闭井工作避开大风等恶劣天气,避免对周围空气造成影响。				
4	水环境	管线拆除排出的废液,由罐车拉运至百口泉注输联合站,不排入周围环境,避免对周围环境造成的影响。				
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集,及时清运。				

8.2.8 事故风险的预防与管理

（1）对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，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管措施，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应急预案。

（2）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本项目特点、国内外油田开发事故统计与分析，制定突发事件的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级汇报事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有的通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）制定事故应急预案培训

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中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能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

8.3 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表 8.3-1。

表 8.3-1 污染物排放清单

类别		环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准	总量指标
废气	挥发性有机废气	选用质量可靠的管线、设备、仪表、阀门，定期进行检查维修	无组织排放	NMHC	场站边界：4mg/m ³ 厂区内：1h 平均浓度值：10mg/m ³ ；任意一次浓度值：30mg/m ³	16.41t/a
废水	井下作业废水	井下作业废水采用专用罐车收集，送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏	废水量 325.6t/a COD 0.42t/a 石油类 0.07t/a	/	不外排	0
	含油废水	送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏	废水量 13.2m ³ /a	/	不外排	0
噪声	设备、典型井场、车辆噪声	采用低噪声设备、基础减振，加强车辆维护保养等	dB (A)	连续等效 A 声级	昼间 60dB (A) 夜间 50dB (A)	/
固体废物	废分子筛	交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置。	一定量，2~3 年更换一次	/	妥善处置	/

8.4 企业环境信息公开

百口泉采油厂参照《企业事业单位环境信息公开办法》（环保部第 31 号）等规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.5 环境监测与监控

8.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻建设项目对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实施工程环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油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，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

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协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法规和政策。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作计划及重点见表 8.5-1。

表 8.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场建设现场	1) 井位、站场选址布置是否满足环评要求； 2) 各站场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，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 4) 站场硬化是否达到要求； 5) 废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理； 6) 各井场的岩屑是否均进入不落地系统处理。	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设现场	1) 管线选址是否满足环评要求。 2) 施工作业是否超越了施工宽度； 3) 挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施。 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、临时占地是否恢复植被。	
3	道路建设现场	1) 道路是否满足环评要求； 2) 施工作业是否超越了限定范围； 3) 临时堆放的土石方是否采取了防尘措施； 4) 施工人员是否安操作规程及相关规定作业。	
4	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2) 施工季节是否合适； 3) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为。	

8.5.2 运营期环境保护监测计划

本项目运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，定期对污染源和环境质量进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划见表 8.5-2。

表 8.5-2 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	废气	1 次/年	计量站厂界	NMHC	GB16297-1996	竣工验收后开始	委托监测或百口泉采油厂自行监测
		1 次/年	典型井场、站场厂区内	NMHC	GB37822-2019		
	噪声	4 次/年	典型井场、站场厂界四周	等效连续 A 声级	GB12348-2008 2 类		
环境质量现状	地下水环境质量	1 次/年	利用项目区附近环境质量现状监测的水井，监测井数不少于 3 个	pH、石油类、汞、砷、六价铬、铅、挥发酚、氨氮	GB/T14848-2017 III 类 石油类参照 GB3838-2002 III 类	竣工验收后开始	委托监测或百口泉采油厂自行监测
	土壤环境质量	1 次/5 年	典型井场、站场周边	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		

8.5.3 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收清单

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定，本项目竣工环保验收建议清单见表 8.5-3。

表 8.5-3 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	挥发性有机废气	NMHC	各井场、计量站、撬装天然气处理装置、油气集输管线	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的无组织排放监控浓度限值；《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内 VOCs 无组织排放监控限值
噪声	各类机泵	等效连续 A 声级	各站场	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
固体废物						
	废分子筛	石油类	撬装天然气处理装置	交由有资质的单位负责转运、处置	妥善处置	查阅危废处置协议
废水						
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	各站场、各类管线沿线	严格控制占地范围，对临时占地进行平整恢复	生态保护措施落实情况；井场、站场周边及管线沿线植被、土壤恢复情况	
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料。			

9 环境影响经济损益分析

9.1.1 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在：工程占地造成的环境损失；突发事件污染造成的环境损失和其它环境损失。

工程占地主要为撬装天然气处理装置、计量站、井场、油气管线和道路等占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目开发建设工程施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。本项目在开发过程中总占地面积为 805150m²。在初期的 3~5 年内，植被破坏后不易恢复。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。项目施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成较严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

9.1.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目开发是对支持新疆地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地国税、地税有着积极的作用。

9.2 环境经济损益分析结论

综上，在建设过程中，由于井场、地面设施建设、道路修建、管线敷设等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投

入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

10 结论与建议

10.1 建设项目概况

本项目拟在艾湖2井区三叠系百口泉组油藏部署24口采油井，其中新钻井22口，评价井转开发井1口，勘探井转开发井1口，新建产能 $16.41 \times 10^4 \text{t/a}$ ，钻井总进尺 $12.20 \times 10^4 \text{m}$ ，单井管线20.3km，集油干线6.6km，单井采油井场24座，计量站3座，撬装天然气回收装置2套，配套建设供配电、仪表自动化、消防、道路等。项目总投资18944.72万元，环保投资约1437万元，占总投资的7.59%。

10.2 环境质量现状结论

(1) 环境空气

项目所在区域克拉玛依市 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、CO、 O_3 长期浓度均可满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准限值，为环境空气质量达标区。项目区NMHC满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m^3 要求。

(2) 地下水

监测结果表明，除黄羊泉水1#地下水中pH监测因子超标外，其他监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准，其中黄泉地下水因自然背景呈弱碱性使pH值超标，超标为原生地质因素所致，非人为污染，须经处理后方可作为生产生活用水。

(3) 声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类声功能区标准限值，说明项目所在区域背景声环境质量现状较好。

(4) 土壤

项目区土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值。

10.3 污染物排放情况结论

(1) 生态环境

本项目对生态环境的影响主要表现在工程占地，总占地面积为 805150m^2 ，其中临时占地 535550m^2 ，永久占地 269600m^2 。施工活动和工程占地在项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。由于油田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目的建设对生态环境影响较小。

(2) 大气环境

本项目施工期的废气主要为施工作业产生的扬尘、车辆尾气和柴油机、柴油发电机组燃烧烟气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为无组织挥发烃类，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。

(3) 水环境

本项目施工期废水主要为管道试压废水和钻井生活营地施工人员产生的生活污水。管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘。生活污水集中收集至移动厕所，钻井结束后由吸污车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂进行处理。

本项目运营期废水主要包括井下作业废水和撬装天然气处理装置产生的含油废水。井下作业废水由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后，回注油藏。含油废水经天然气处置装置配备的污水罐收集后，送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，处理达标后的净化水回注油藏，不外排，不与项目区周边的艾里克湖和小艾里克湖发生水力联系，正常工况下，不会对项目区附近的艾里克湖和小艾里克湖产生影响。

管线施工可能对地下水产生一定的影响：本项目的管道敷设埋深一般在-1.8m以内，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。事故状态下对地下水的污染主要为井喷、井漏、管道泄漏、油水窜层等事故。井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层。井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。项目评价范围内不存在地下水保护目标，若及时采取有效措施治理污染，可避免对地下水造成污染。综上所述，本项目运营期建设单位在采取本报告提出的地下水保护措施，并加强事故防范、应急处理，项目对地下水环境造成的影响很小。

（4）噪声环境

本项目施工期的噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；

运营期噪声主要为站场机泵产生的噪声以及巡检车辆产生的交通噪声，运营期站场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准（昼间60dB(A)，夜间50dB(A)）。本项目地处荒漠地区，周边无人居住等声敏感目标，项目开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

（5）固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为钻井岩屑、钻井生活营地施工人员产生的生活垃圾和施工建筑垃圾。钻井岩屑经不落地系统处理后，经检测各污染物均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，用于井场或道路铺筑生活垃圾清运至乌尔禾区垃圾填埋场填埋处理。建筑垃圾送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

运营期产生的固体废物为废分子筛和事故状态下产生的含油污泥。废分子筛和含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。本项目产生的固体废物根据其废物属性，按照危险废物处置要求安全处置，不会对区域环境造成不利影响。

（6）土壤环境

项目施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的钻井岩屑经不落地系统处理，生活垃圾和建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。

运营期巡检车辆按油田巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄露事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

（7）环境风险

本项目可能涉及的危险物质为柴油、原油和天然气，风险潜势为 I，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险和油气管线泄漏事故风险。柴油、原油和天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的

10.4 主要环境影响结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》鼓励类项目，符合产业政策要求。运营期油气集输密闭集输的生产方式，运营期废气及噪声污染物均能实现“达标排放”，固体废物能够实现妥善处置。项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；项目开发对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统和生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中的环境风险较小，通过采取相应的环境风险防范措施后，其影响和风险是可以接受的。综上所述，从环境保护角度考虑，本项目的建设可行。

10.5 环境保护措施

（1）施工期

本项目钻井工程、地面工程建设过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声。污染物的排放仅发生在施工期内，施工期结束后，污染物的排放即结束。

（2）运营期

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期对站场设备设施、管线阀门等进行检查巡检，防止“跑、冒、滴、漏”的产生。

井下作业均带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，处理达标后的净化水回注油藏，不外排。采用高质量的单井采油管线和油罐车，防止油水泄漏；修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场；采用高质量的油气输送管线，并采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止原油泄漏；定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。含油废水经天然气处置装置配备的污水罐收集后，送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，处理达标后的净化水回注油藏，不外排。

尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作。

废分子筛属于《国家危险废物名录》（2016 本）HW49 其他废物类危险废物，交由具备相应危废处理资质的单位进行转运、接收及无害化处理。

事故状态下产生的含油污泥属于《国家危险废物名录》（2016 本）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，交由具备相应危废处理资质的单位进行转运、接收及无害化处理。

10.6 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了三次网上公示、一次张贴公告、二次报纸公示，公示期间没有收到反馈。

10.7 经济损益性分析

本项目在建设过程中，由于钻井、地面设施建设等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

10.8 环境管理与监测计划

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

10.9 总结论

本项目的建设符合国家产业政策。废气和噪声均满足达标排放要求，废水零排放，固体废物实现无害化处置；项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；项目开发对生态环境的影响较小，不会造成区域生态系统的崩溃或生物多样性下降；工程在运行过程中存在一定的环境风险，但通过采取相应的环境风险防范措施，其影响是可以接受的。

综上所述，在建设和运营过程中严格执行“三同时”制度，落实本报告中提出的各项环境保护措施和建议的前提下，从满足环境质量及污染物达标排放角度论证，本项目的建设可行。