

艾湖油田艾湖12井区八道湾组油藏 开发工程 环境影响报告书

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

环评单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二二年四月

目录

1. 概述.....	- 1 -
1.1 建设项目特点.....	- 1 -
1.2 环境影响评价的工作过程.....	- 2 -
1.3 分析判定相关情况.....	- 3 -
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....	- 4 -
1.5 环境影响评价的主要结论.....	- 4 -
2. 总则.....	- 1 -
2.1 编制依据.....	- 1 -
2.2 评价工作原则.....	- 7 -
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....	- 8 -
2.4 环境功能区划.....	- 10 -
2.5 评价等级和评价范围.....	- 16 -
2.6 评价内容及评价重点.....	- 23 -
2.7 控制污染与环境保护目标.....	- 23 -
2.8 相关法规、政策符合性分析.....	- 25 -
3. 建设项目工程分析.....	- 39 -
3.1 工程开发现状与环境影响回顾.....	- 39 -
3.2 建设项目概况.....	- 48 -
3.3 工程分析.....	- 66 -
3.4 清洁生产水平分析.....	- 82 -
3.5 污染物排放总量控制.....	-93-
4. 环境现状调查与评价.....	-94-
4.1 自然环境概况.....	-94-

4.2 环境空气现状调查与评价.....	-97-
4.3 水环境现状调查与评价.....	-100-
4.4 声环境现状调查与评价.....	-107-
4.5 土壤环境现状调查与评价.....	-108-
4.6 生态环境现状调查与评价.....	-111-
5. 环境影响预测与评价.....	-119-
5.1 大气环境影响分析.....	-119-
5.2 水环境影响分析与评价.....	-125-
5.3 声环境影响分析与评价.....	- 141 -
5.4 固体废物环境影响分析与评价.....	- 144 -
5.5 土壤环境影响分析与评价.....	- 147 -
5.6 生态环境影响分析.....	- 152 -
5.7 环境风险评价.....	- 160 -
6. 环境保护措施及其可行性论证.....	- 179 -
6.1 大气污染防治措施.....	- 179 -
6.2 水环境保护措施.....	- 180 -
6.3 噪声污染防治措施.....	- 186 -
6.4 固废污染防治措施.....	- 187 -
6.5 土壤环境保护措施.....	- 190 -
6.6 生态环境保护措施.....	- 190 -
6.7 生态恢复方案.....	- 195 -
6.8 水土保持方案.....	- 196 -
6.9 防沙治沙方案.....	- 198 -
7. 环境影响经济损益分析.....	- 200 -

7.1 经济效益分析.....	- 200 -
7.2 社会效益分析.....	- 200 -
7.3 环境经济损益分析.....	- 201 -
7.4 环境经济损益分析结论.....	- 202 -
8. 环境管理与监测计划.....	- 202 -
8.1 环境管理.....	- 203 -
8.2 环境监理与监测计划.....	- 213 -
8.3 环境影响后评价.....	- 215 -
8.4 排污许可.....	- 216 -
8.5 排污口规范化.....	- 217 -
8.6 污染物排放清单.....	- 217 -
9. 环境影响评价结论与建议.....	- 220 -
9.1 结论.....	- 220 -
9.2 要求.....	- 226 -

附件：

附件 0 环评审批信息登记表；

附件 1 环评委托书；

附件 2 艾湖油田艾湖 12 井区环评批复及验收意见；

附件 3 百口泉采油厂应急预案备案表；

附件 4 百口泉采油厂清洁生产审核报告技术复核意见；

附件 5 百联站扩建环评批复；

附件 6 百口泉注输联合站验收意见；

附件 7 乌尔禾污水处理厂提标改造项目；

附件 8 乌尔禾提标改造验收意见；

附件 9 博达危险废物经营许可证；

附件 10 宇洲环保钻井泥浆和岩屑处置及利用批复；

附件 11 克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司钻井泥浆、岩屑处置及综合利用项目验收意见；

附件 12 玛 2 自主验收意见；

附件 13 玛 18 转油站环评批复；

附件 14 玛 18 转油站自主验收意见；

附件 15 环境检测报告。

1. 概述

1.1 建设项目特点

艾湖油田艾湖 12 井区位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，距离克拉玛依市乌尔禾区南约 29km，距百口泉联合站约 27km，距乌尔禾稀油处理站约 29km。区内地势为东南倾斜坡，地面海拔平均 310m，地表大部分为戈壁砾石，地势较为平坦，少见植被。夏季炎热，冬季寒冷，全年气温在-36℃~43℃之间，年降水量小于 200mm，日照时间长，蒸发量大，属温带大陆性气候。井区毗邻玛 18 井区和艾湖 2 井区，两个油区内油气集输、电力、通讯设施齐全，奎北铁路沿玛 18 区东南部穿过，交通便利，油气集输及配套系统依托条件良好。

艾湖 12 井区未建单独的地面集输系统，正在生产的油井利用玛 18 和艾湖 2 井区已建的油气集输系统实现密闭输送，采出液通过玛北至百联站的转输管道输至百联站进行处理。玛北、艾湖地区采出液流向以玛 131 井区为起点，通过转油总线，沿途依次接入玛 2、玛 18、艾湖 2 井区转油站来液混合输至百联站进行处理。新建产能 $8.78 \times 10^4 \text{t/a}$ ，分批实施。第一批计划于 2022 年实施 7 口水平井，剩余 4 口井视第一批井试油情况择机实施。本次部署的 11 口井，其中 3 口井钻井工程已编制《艾湖 12 井区八湾组油藏钻井试油工程环境影响报告表》，并于 2020 年 3 月取得钻井环评批复（和环评函字[2020]6 号）。本次工程评价内容详见表 1.1-1。

表 1.1-1 本次工程评价内容一览表

序号	本次评价内容			备注
1	钻井工程	第一批	7 口采油井的钻井工程	AHHW1201、AHHW1202、AHHW1203、AHHW1209、AHHW1210、AHHW1211、AHHW1212
		第二批	4 口采油井的钻井工程	AHHW1205、AHHW1206、AHHW1207、AHHW1208
2	地面工程	配套 11 口采油井的集输、供配电、仪表等地面工程		单井出油管道 8.1km，集油支线管道 1.5km，集油干线复线管道 3.0km；新建 160kVA 杆架式变电站 5 座、80kVA 杆架式变电站 1 座、30kVA 杆架式变电站 1 座
		水平井口安装		11 座
		单井计量采油井场		2 座

		14 井式计量站	1 座
--	--	----------	-----

本工程属石油天然气开采项目，其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提高，具有明显的社会经济效益。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程部分工程内容超出老区块范围，涉及新区块开发；本工程新建复线位于克拉玛依市乌尔禾区；工程所在地和布克赛尔蒙古自治县属于水土流失重点治理区，按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）涉及环境敏感区的需编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2021 年 12 月委托南京国环科技股份有限公司开展《艾湖油田艾湖 12 井区八道湾组油藏开发工程环境影响报告书》的编制工作（委托书见附件 1）。

本公司接受环评委托后，在开发公司的大力协助下，进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制定工作方案。委托新疆天熙环保科技有限公司对本项目区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

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

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1。

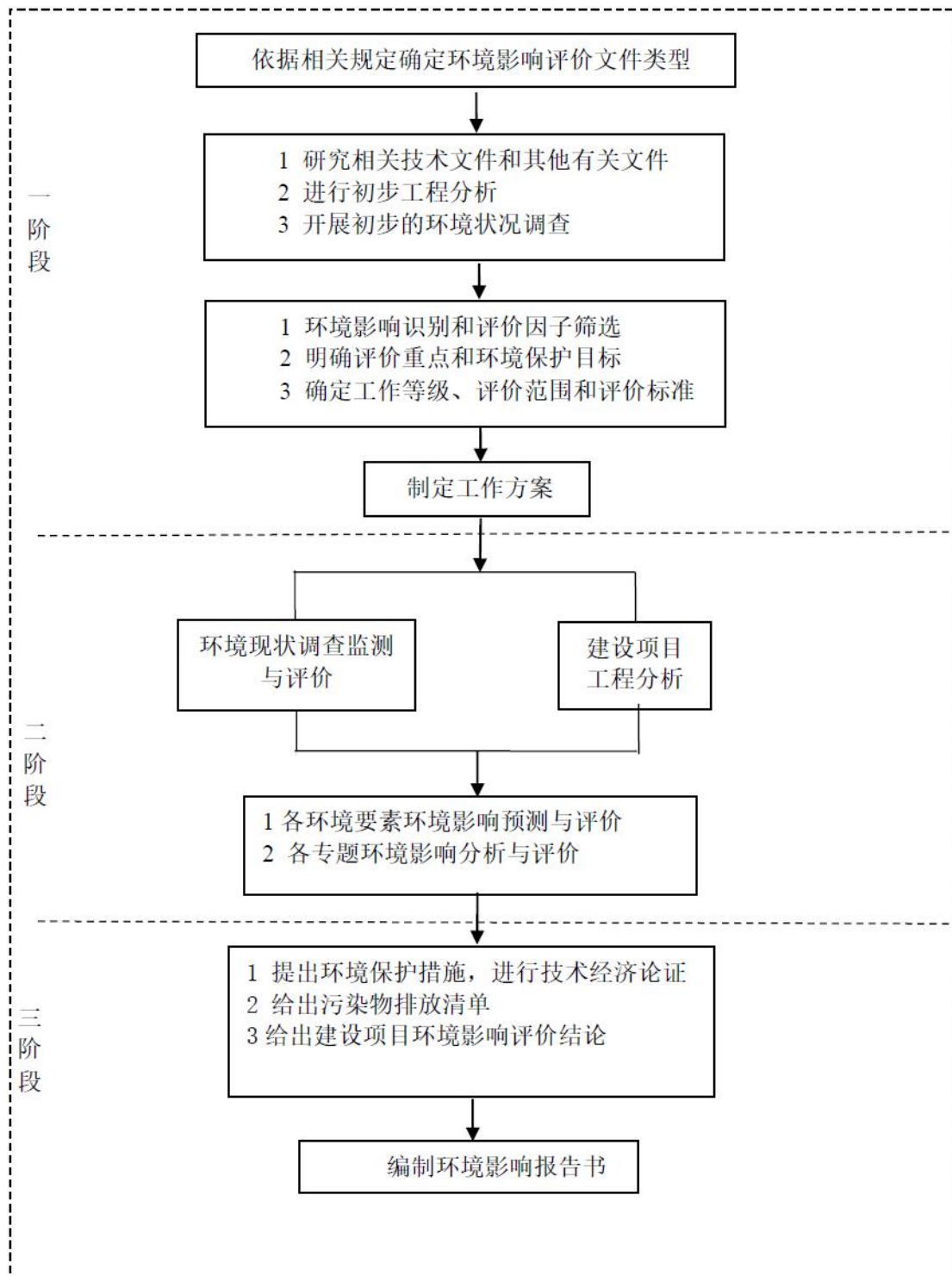


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符

合国家产业政策。

本项目属于陆地石油开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的相关要求。

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

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。本项目对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

本项目不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，符合国家产业政策和环保政策，符合“三线一单”要求。

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

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声、固体废物的达标排放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：施工期废气、废水、钻井泥浆、岩屑以及施工临时占地造成的生态影响；运营期油气集输过程中的环境影响及风险和油气处理过程中产生的无组织挥发烃类、采出水、井下作业废水、落地原油、含油污泥、井场永久占地等环境影响。此外，重点关注项目建设对和布克赛尔江格尔国家沙漠公园的影响，重点保护区域周边野生动植物。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求，选址合理。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。从环境保护角度论证建设可行。

2. 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家法律法规与条例

(1) 《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2015 年 1 月 1 日施行）；

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（13 届人大第 7 次会议，2018 年 12 月 29 日施行）；

(3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（13 届人大第 6 次会议，2018 年 10 月 26 日实施）；

(4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年第二次修正，2018 年 1 月 1 日起施行）；

(5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（13 届人大第 7 次会议，2018 年 12 月 29 日施行）；

(6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2020 年 9 月 1 日实施）；

(7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2019 年 1 月 1 日实施）；

(8) 《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；

(9) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席第三十九号令，2011 年 3 月 1 日施行）；

(10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012 年 7 月 1 日施行）；

(11) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日修正）；

(12) 《中华人民共和国土地管理法》（13 届人大第 12 次会议，2019 年 8 月 26 日实施）；

(13) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（国务院令 653 号，2014 年 7 月 29 日）；

- (14) 《中华人民共和国防洪法》（12 届人大第 21 次会议，2016 年 7 月 2 日实施）；
- (15) 《中华人民共和国草原法》（12 届人大第 3 次会议，2013 年 6 月 29 日）；
- (16) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令第 687 号，2017 年 10 月 7 日）；
- (17) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2016 年 7 月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修订，2017 年 1 月 1 日实施）；
- (18) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（11 届人大 15 次会议，2010 年 10 月 1 日）；
- (19) 《危险化学品安全管理条例》（国务院令 645 号，2013 年 12 月 7 日）；
- (20) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部令第 16 号，2020 年 11 月 30 日）；
- (21) 《国家危险废物名录》（环境保护部第 15 号令，2020 年 11 月 25 日）；
- (22) 《危险废物污染防治技术政策》（环境保护部 2001 年第 199 号公告，2001 年 12 月 17 日施行）；
- (23) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会第 29 号令，2020 年 1 月 1 日施行）；
- (24) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号，2012 年 7 月 3 日）；
- (25) 《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）；
- (26) 《中华人民共和国突发事件应对法》（10 届人大第 29 次会议，2007 年 11 月 1 日）；
- (27) 《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发〔2010〕113 号，2010 年 9 月 28 日）；
- (28) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）；
- (29) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（2013 年第 31 号，2013 年 5 月 24 日）；

(30) 《中华人民共和国矿产资源法》（中华人民共和国主席令 2009 年第 18 号，2009 年 8 月 27 日起施行）；

(31) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号，2012 年 03 月 07 实施）；

(32) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日施行；

(33) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2012〕35 号，2011 年 10 月 17 日）；

(34) 《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》（中发〔2018〕17 号，2018 年 6 月 16 日）；

(35) 国家林业局《国家沙漠公园管理办法》（林沙发〔2017〕104 号，2017 年 10 月 1 日起实施，有效期至 2022 年 12 月 31 日）；

(36) 《地下水管理条例》（2021 年 10 月 21 日中华人民共和国国务院令 第 748 号，自 2021 年 12 月 1 日起施行）；

(37) 《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（2021 年 11 月 2 日）；

(38) 《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（国发〔2021〕31 号，2021 年 9 月 22 日）；

(39)《关于统筹和加强应对气候变化与生态环境保护相关工作的指导意见》（环综合〔2021〕4 号；

(40) 《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）；

(41) 《石油天然气开采业污染防治技术政策公告》（第 18 号，2012 年）。

2.1.2 地方法律、法规及文件

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）》（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 日实施）；

(2) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发〔2016〕21 号）；

(3) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发〔2014〕35 号）；

(4) 《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实<全国生态环境保护纲要>实施意见的通知》（自治区人民政府办公厅，新政办〔2001〕147 号，2001 年 9 月 30 日）；

(5) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会，2018 年 9 月 21 日）；

(6) 《关于修改〈自治区实施中华人民共和国野生动物保护法办法〉的决定》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1997 年 1 月 22 日）；

(7) 《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国土地管理法>办法》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1999 年 10 月 1 日）；

(8) 《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办公厅，2017 年 3 月 7 日印发）；

(9) 《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）；

(10) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》（2012 年 12 月 27 日）；

(11) 《新疆生态功能区划》（新政函〔2005〕96 号，2005 年 07 月 14 日）；

(12) 《新疆水环境功能区划》（新政函〔2002〕194 号，2002 年 11 月 16 日）；

(13) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》（新政办发〔2007〕175 号）；

(14) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》（2013 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过）；

(15) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告（第 40 号），自 2017 年 7 月 1 日起施行）；

(16) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（13 届人大第 7 次会议，2019 年 1 月 1 日）；

(17) 《新疆维吾尔自治区危险废物环境防治办法》（新疆维吾尔自治区人民政府令第 163 号公布，自 2010 年 5 月 1 日起施行）；

(18) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修

订)》(2018 年 9 月 21 日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)；

(19)《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发〔2018〕133 号, 2018 年 9 月 6 日)；

(20)《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》(11 届人大第 9 次会议, 2010 年 5 月 1 日)；

(21)《关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知》(新环防发〔2011〕330 号, 2011 年 7 月 1 日)；

(22)《关于做好危险废物安全处置工作的通知》(新环防发〔2011〕389 号, 2011 年 7 月 29 日)；

(23)《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》(新环发〔2017〕1 号, 2017 年 1 月 1 日)；

(24)《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20 号, 2018 年 12 月 20 日)；

(25)自治区党委、人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》(新党发〔2018〕23 号, 2018 年 9 月 4 日)；

(26)《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发〔2020〕162 号, 2020 年 9 月 1 日)；

(27)《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发〔2021〕18 号, 2021 年 2 月 22 日)；

(28)转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(新环环评发〔2020〕142 号, 2020 年 7 月 30 日)；

(29)《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号)；

(30)《关于下放陆地石油天然气开采建设项目环评文件审批权限的通知》(新环环评发[2021]102 号)；

(31)《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发[2020]162 号)。

2.1.3 技术标准及规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）；
- (9) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (10) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；
- (11) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；
- (12) 《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2008）；
- (13) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》（2009 年 2 月 19 日）；
- (14) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- (15) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年第 18 号）；
- (16) 《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T3998-2017）；
- (17) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》（DB 65/T 3999-2017）；
- (18) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T301-2016）；
- (19) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）；
- (20) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）；
- (21) 《建设项目危险废物环境影响评价技术指南》（2017 年 10 月 1 日）；

(22) 《油气输送管道风险评价导则》(SY/T6859-2012)；

(23) 《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》(SY/T 7466-2020)；

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

2.1.4 委托书及相关技术资料

(1) 《艾湖油田艾湖 12 井区八道湾组油藏开发方案》，新疆油田公司百口泉采油厂，2021 年 7 月；

(2) 《艾湖油田艾湖 12 井区八道湾组油藏开发地面工程方案》，中油（新疆）石油工程有限公司，2022 年 1 月；

(3) 《艾湖 12 井区八道湾组油藏钻井试油工程》及其批复（和环评函字〔2020〕6 号，2020 年 3 月 20 日）；

(4) 艾湖油田艾湖 12 井区八道湾组油藏开发工程环境影响评价委托书。

2.2 评价工作原则

2.2.1 评价目的

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

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

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

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

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

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

2.2.2 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响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，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 环境影响识别与评价因子筛选

本项目分为施工期、运营期、退役期三个时段。施工期以钻井、管线敷设、道路铺设、设备安装过程中造成的生态破坏影响为主，运营期污染源以油气集输和处理过程中的污染为主。建设项目环境影响因素识别见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别一览表

环境因素影响因素	施工期						运营期					退役期	
		废气	废水	固体废物	噪声振动	环境风险	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
	占地	车辆废气施工扬尘	试压废水	弃土弃方建筑垃圾	施工车辆	井喷井漏	无组织挥发烃类	采出水、井下作业废水	油泥	设备运转	管线泄漏	构筑物拆卸扬尘	拆卸后的建筑垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	+	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	+	○	○	++	○	++	○	○	++	○	○
声环	○	○	○	○	+	○	○	○	○	++	+	○	○

境													
土	+	+	+	+	○	+	+	+	+	○	++	+	+
壤	+	+	+	+	○	+	+	○	+	○	++	+	+
植	+	+	+	+	○	+	+	○	+	○	++	+	+
被	+	+	○	+	+	+	+	○	+	○	+	+	+
动	+	+	○	+	+	+	+	○	+	○	+	+	+
物	+	+	○	+	+	+	+	○	+	○	+	+	+

注：○为无影响，+为短期不利影响，++为长期不利影响。

根据上表，筛选出本项目环境影响评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 环境影响评价因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NMHC、O ₃ 、CO、H ₂ S	NMHC
地表水	pH 值、DO、悬浮物、高锰酸盐指数、氨氮、挥发酚、硫化物、氰化物、氟化物、砷、汞、总磷、石油类	石油类
地下水	pH、水温、溶解性总固体、总硬度、氨氮、耗氧量、氟化物、亚硝酸盐氮、氯化物、硝酸盐氮、挥发酚、碳酸根、碳酸氢根、汞、铁、锰、铅、钾、钙、钠、镁、硫酸盐、石油类	石油类
噪声	Leq[dB (A)]	Leq[dB (A)]
土壤	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、pH
固体废物	/	油（泥）砂、含油污泥
生态环境	调查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	(1)分析油田开发建设对土地利用结构的影响；(2)分析油田开发建设可能造成的植被破坏影响；(3)分析油田开发建设对评价区域野生动物的影响；(4)分析油田开发建设对生态景观的影响；(5)分析油田开发建设对土壤环境质量的影响
环境风险	/	(1)对油田钻井期可能发生的风险事

		故进行分析；（2）结合当地的气象条件，对运营期间油气管道、井壁破裂、储罐泄漏、储存池破损等可能发生的油气泄漏事故进行预测分析
--	--	--

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定，本项目所在区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

（1）地表水：《中国新疆水环境功能区划》没有对玛纳斯湖做出功能区划，玛纳斯湖是玛纳斯河的尾间，按《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V类功能区评价；根据《艾里克湖水体保持方案》（新克政函〔2018〕64号），艾里克湖划分为农业用水区，属于《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V类功能区。

（2）地下水：本项目所在区域内地下水按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，该区域地下水属于 III 类功能区。

2.4.1.3 声环境

本项目区块位于和布克赛尔蒙古自治县和克拉玛依建成区以外，尚未进行声环境功能区划。

项目位于石油气探矿区范围内，根据《声环境功能区划分技术规范》（GB15190-2014）以及《声环境质量标准》（GB3096-2008）划分为 2 类声环境功能区。

2.4.1.4 土壤环境

建设用地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，建设用地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值。

2.4.1.5 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿

洲农业生态区—II₁ 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—16 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。

项目建设所在区域为《新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》中天山北坡诸小河流域的重点治理区。

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下环境标准。

(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；H₂S 按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 执行，标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

评价因子	平均时段	二级标准浓度限值（μg/m ³ ）	标准来源
SO ₂	年平均	60	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单
	24 小时平均	150	
	1 小时平均	500	
NO ₂	年平均	40	
	24 小时平均	80	
	1 小时平均	200	
CO	24 小时平均	4mg/m ³	
	1 小时平均	10mg/m ³	
O ₃	日最大 8 小时平均	160	
	1 小时平均	200	
PM ₁₀	年平均	70	
	24 小时平均	150	
PM _{2.5}	年平均	35	
	24 小时平均	75	
非甲烷总烃	小时平均	2.0mg/Nm ³	参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》（GB16297-1996）
H ₂ S	1 小时平均	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D

(2) 水环境评价标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，玛纳斯湖和艾里克湖执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准，具体标准

值见表 2.4-2 和表 2.4-3。

表 2.4-2 地下水质量标准 单位：除 pH 外，mg/L

环境要素	项目	标准值	标准来源
地下水	pH（无量纲）	6.5~8.5	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 中Ⅲ类标准
	总硬度	450	
	溶解性总固体	1000	
	氟化物	1	
	石油类	/	
	挥发酚	0.002	
	耗氧量	3	
	硝酸盐氮	20	
	亚硝酸盐氮	1	
	硫酸盐	250	
	氨氮	0.5	
	氰化物	0.05	
	氯化物	250	
	六价铬	0.05	
	砷	0.01	
	汞	0.001	
	铁	0.3	
	锰	0.1	
	镍	0.02	
	铅	0.01	
	镉	0.005	
	石油类	0.05	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅲ类标准

表 2.4-3 地表水环境质量标准 单位：除 pH 外，mg/L

序号	项目	V 类标准	序号	项目	V 类标准	标准来源
1	pH 值*	6~9	8	挥发酚	0.2	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) V 类标准
2	溶解氧	2	9	硫化物	1	
3	悬浮物	150	10	氰化物	0.2	
4	氨氮	2	11	汞	0.001	
5	高锰酸盐指数	15	12	砷	0.1	
6	总磷	0.4	13	石油类	1	

7	氟化物	1.5	-	-	-	
---	-----	-----	---	---	---	--

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）具体标准值见表 2.4-4 和表 2.4-5，本工程场地土壤特征污染物为石油烃。

表 2.4-4 建设用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg，pH 无量纲

序号	污染物项目	第二类用地	
		筛选值	管控值
重金属和无机物			
1	铬（六价）	5.7	78
2	镉	65	172
3	铜	18000	36000
4	铅	800	2500
5	砷	60①	140
6	汞	38	82
7	镍	900	2000
挥发性有机物			
8	四氯化碳	2.8	36
9	氯仿	0.9	10
10	氯甲烷	37	120
11	1,1-二氯乙烷	9	100
12	1,2-二氯乙烷	5	21
13	1,1-二氯乙烯	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	54	163
16	二氯甲烷	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50
20	四氯乙烯	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	15
23	三氯乙烯	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	5

序号	污染物项目	第二类用地	
		筛选值	管控值
25	氯乙烯	0.43	4.3
26	苯	4	40
27	氯苯	270	1000
28	1,2-二氯苯	560	560
29	1,4-二氯苯	20	200
30	乙苯	28	280
31	苯乙烯	1290	1290
32	甲苯	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570	570
34	邻二甲苯	640	640
半挥发性有机物			
35	硝基苯	76	760
36	苯胺	260	663
37	2-氯酚	2256	4500
38	苯并[a] 蒽	15	151
39	苯并[a] 芘	1.5	15
40	苯并[b] 荧蒽	15	151
41	苯并[k] 荧蒽	151	1500
42	蒽	1293	12900
43	二苯并[a,h] 蒽	1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd] 芘	15	151
45	萘	70	700
其他项目			
46	石油烃	826	4500

表 2.4-5 农用地土壤污染风险管控标准 单位: mg/kg, pH 无量纲

序号	监测项目	标准筛选值	序号	监测项目	标准筛选值
1	总汞	3.4	7	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500
2	总砷	25	8	pH	>7.5
3	六价铬	-	9	铜	100
4	铅	170	10	锌	300
5	镉	0.6	11	铬	250
6	镍	190	-	-	-

2.4.2.2 污染物排放标准

(1) 废气

采油及集输过程中无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求,见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020

(2) 废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）规定：在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

本项目采出水依托百口泉注输联合站污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关标准后全部回注油藏，不向外环境排放，标准值见表 2.4-7。

施工期生活污水集中收集后定期拉运至乌尔禾污水处理厂，进水接纳的污水主要是施工期生活污水，进水水质满足《污水综合排放标准》中三级标准要求；出水标准采用《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中一级 A 标准。运营期工作人员依托百口泉采油厂工作人员，不新增员工，运营期无生活污水外排。

表 2.4-7 碎屑岩油藏注水水质推荐指标

注入层平均空气渗透率, μm^2		>1.5
控制指标	悬浮固体含量, mg/L	≤ 30.0
	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 5.0
	含油量, mg/L	≤ 50.0
	平均腐蚀率, mm/a	≤ 0.076
	硫酸盐还原菌 (SRB, 个/Ml)	≤ 25
	铁细菌 (IB), 个/mL	$n \times 10^4$
	腐生菌 (TGB), 个/mL	$n \times 10^4$

注：① $1 < n < 10$ ；②清水水质指标中去掉含油量。

(3) 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运行期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值见表 2.4-8。

表 2.4-8 环境噪声排放标准

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

(4) 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物执行《一般

工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001，2013 年修订）、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥的处理需满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为油气集输过程中非甲烷总烃的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中：

P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 大气环境评价工作等级分级判据

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

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		26.7
最低环境温度/℃		-18.9
土地利用类型		戈壁
区域湿度条件		干
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

污染物排放参数见表 2.5-3。

表 2.5-3 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

污染源产生工序	预测因子	面源海拔高度/m	污染物排放速率 (kg/h)	面源参数			年排放小时数 (h)
				长度	宽度	高度	
本次开发区域	NMHC	310	0.69	2700m	1400m	5m	8760
单座计量站	NMHC	310	0.063	30m	50m	4m	8760

计算结果见表 2.5-4。

表 2.5-4 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

序号	污染源	评价因子	下风向最大质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度出现距离 (m)	最大落地浓度占标率 $P_{\max}$ (%)	$D_{10\%}$ (m)
1	本次开发区域	非甲烷总烃	6.422	1499	0.16	0
2	单座计量站		65.659	57	1.64	0

从表 2.5-4 估算的结果可以看出，污染源所排放的污染物最大地面浓度均不超过其环境质量标准，油气集输无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度占标率 P_i 为 1.64%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价工作等级确定方法，最大占标率 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，因此确定本次大气环境影响评价工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，以油区边界外扩 2.5km

的区域作为大气评价范围。大气评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目涉及场站和线性工程，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）分段判定评价等级。

①建设项目类别

场站工程属于石油天然气开采，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，属于 I 类项目。

②地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-5）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目场站工程无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-5 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他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

③工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）评价等级划分依据（详见表 2.5-6），本项目场站工程地下水评价等级为二级。

表 2.5-6 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

(2) 评价范围

本项目场站工程评价范围根据地下水流向确定，为自西北向东南方向，选取

下游 3km，西侧 1km，东侧 15km，上游 20km 为评价范围；评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的采出水、井下作业废水不外排，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

项目运营阶段正常情况无废水外排，地表水污染影响主要调查污染产生、处理及达标排放情况。

2.5.4 声环境评价等级和评价范围

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运行期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境影响评价范围为开发区域边界向外扩 200m 作为评价范围。

2.5.5 环境风险评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表 2.5-7。

表 2.5-7 环境风险评价工作级别划分一览表

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的说明，见附录 A。				

项目运营期涉及的主要危险物质为采出液（主要成分为原油、水和天然气混

合液)。涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的采出液泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169—2018)本项目风险评价等级判定如下:

(1) 环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV⁺级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度,结合事故情形下环境影响途径,对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析,按照表 2.5-8 确定环境风险潜势。

表 2.5-8 项目环境风险潜势划分依据一览表

环境敏感度(E)	危险物质及工艺系统危险性(P)			
	极高危害(P1)	高度危害(P2)	中度危害(P3)	轻度危害(P4)
环境高度敏感区(E1)	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区(E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区(E3)	III	III	II	I

(2) P 的分级确定

①危险物质数量与临界量的比值(Q)

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018),定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q),见表 2.5-9。

表 2.5-9 本项目重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	油类物质(采出液)	/	2500

项目单井管线(DN65)8.1km,集输支线(DN150)1.5km,集油干线复线(DN250)3km。原油密度 0.814t/m³,原油充满管线情况下最大存在量为 1.63t。

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

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

式中: q₁, q₂, ..., q_n—每种危险物质的最大存在量, t;

Q₁, Q₂, ..., Q_n—每种危险物质的临界量, t。

当 Q<1 时,环境风险潜势为 I。

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

Q 的确定见表 2.5-10。

表 2.5-10 建设项目 Q 值确定表

序号	分段	危险物质名称		最大存在总量 q_n	临界量 Q_n	Q 值
1	场站	原油	集油干线管道	1.63	2500	0.00065
项目 Q 值 Σ						0.00065

注：①单井出油管线和集输支线均分布于井场周边，长度较短，Q 值纳入场站工程计算，不再单独核算。

根据上表计算结果，本项目 $Q=0.00065$ ，其中：场站 $Q<1$ ，风险潜势为 I，可进行简单分析。

表 2.5-11 项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	简单分析	简单分析	简单分析
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

2.5.5.2 评价范围

工程风险评价等级为简单分析，本次不设环境风险评价范围。

2.5.6 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011），本项目不涉及自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜區、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动物天然集中分布区等特殊生态敏感区。评价区域内的水土流失重点预防区和重点治理区，属于重要生态敏感区。本项目新增永久占地面积 0.0204km^2 ，临时占地面积 0.244km^2 ，总占地面积为 0.264km^2 ，占地面积 $<2\text{km}^2$ ，线性工程总长度共计 12.6km ，据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，具体见表 2.5-21，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-12 生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（含水域）范围		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\sim 100\text{km}$	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

(2) 评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境的影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展 1km 范围，管线两侧 0.2km 范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》（HJ964-2018），从油田对土壤环境的影响途径来看，拟建工程不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目，因此根据污染影响型建设项目类别判定评价等级。

本项目永久占地 0.264km²，属于小型项目。占地类型主要为戈壁，土壤敏感程度为不敏感。石油开采属于 I 类项目，因此土壤评价工作等级划分为二级。土壤评价等级划分依据见表 2.5-13~表 2.5-15。

表 2.5-13 污染影响型敏感程度分级表

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

表 2.5-14 污染影响型占地类型划分表

类型	大型	中型	小型
规模	≥ 50hm ²	5hm ² ~50hm ²	≤ 5hm ²

表 2.5-15 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 评价工作等级 占地规模	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	二级
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	-	-

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作

(2) 评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，集输管线土壤评价范围设定为管道沿线 200m 的带状区域；井场和站场的土壤评价范围为井场和站场边界向外扩展 200m 范围。

2.6 评价内容及评价重点

2.6.1 评价工作内容

本次评价的主要内容包括工程分析、环境概况调查、环境质量现状与影响分析、环境影响预测与评价、环境保护措施及可行性分析、总量控制、环境风险评价、环境经济损益分析、环境管理与监控计划、结论及建议。

2.6.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合项目区域环境状况，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、地下水环境影响评价；
- (4) 环境风险评价及风险管理；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.6.3 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括建设期、生产运营期和退役期三个时段，以建设期和生产运营期两个时段为评价重点。

2.6.4 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及到的井区和集输管线。

2.7 控制污染与环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 项目区东北侧（距离 10km）为和布克赛尔江格尔国家沙漠公园，南侧 5km 为玛纳斯湖，因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，禁止造成水体污染。

(2) 保证项目建成后，废气达标排放、废水达标回注，场界噪声达标，固

废得到合理利用及无害化处置。

(3) 进一步控制各种污染物排放量，在总体上符合区域环境污染物质量控制目标以及清洁生产的要求。

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

2.7.2 环境保护目标

(1) 生态环境

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），本项目位于和布克赛尔蒙古自治县和克拉玛依市乌尔禾区，其中和布克赛尔蒙古自治县属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。

据现场调查，除油区工作人员外，没有固定人群居住。本项目生态系统脆弱，可恢复性差，自然荒漠生态系统为重点保护目标。

(2) 大气环境

在钻井和采油过程中，采取各种工程措施，将各种大气污染物排放控制在最低程度，确保区域内大气环境质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准。

(3) 水环境

①地表水

根据现场调查可知，项目区南侧距玛纳斯湖最近距离 5km。

②地下水

根据现场调查可知，本项目区无地下水井。

在钻井和采油过程中控制开采量，保护区域地下水资源和水质，确保项目区水环境质量不因本项目的建设而产生不利影响，保证地下水质量维持现有水平。

(4) 声环境

评价区内声环境保护目标主要为油区的工作人员。保护油田区域噪声符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

本项目环境敏感目标详见表 2.7-1，敏感目标分布图详见图 2.7-1，与沙漠公园位置关系见图 2.7-2。

表 2.7-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境保护目标	环境保护目标说明	与项目区的关系
大气环境	油区工作人员	评价区域内	评价区域内大气环境
地表水	艾里克湖及其泄洪区	确保地表水不受污染	东北距离艾里克湖最近距离 7km； 西北距艾里克湖泄洪区 2.2km
	玛纳斯湖（盐场）		井场南距玛纳斯湖最近距离 5km
地下水	评价区域内地下水	-	评价区域内地下水
生态环境	土壤	临时占地 3~5 年可基本恢复到自然状态	井场区占地
	野生动物		
	荒漠植被、膜果麻黄、自治区一级保护植物梭梭、白梭梭		
	水土保持	防止因工程建设加剧水土流失	项目所在区域
	和布克赛尔江格尔国家沙漠公园	保护荒漠生态	艾湖 12 井区井场东侧与和布克赛尔江格尔国家沙漠公园生态保育区相距 10km
	铁路	在铁路安全保护区外设置栅栏等防护措施	西北距离 AHHW1203 井最近距离 220m

2.8 相关法规、政策符合性分析

2.8.1 与国家产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》的有关规定，本项目属于第一类“鼓励类”第七项“石油、天然气”第 1 条“常规石油、天然气勘探及开采”，符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

2.8.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求相符性见表 2.8-1。

表 2.8-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业	项目钻井废水循环利用，运营期压裂返排液用于压裂液复配，采出液经百口泉注输联合站污水处理系统处理后回注	符合

	固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	油藏，工业废水回用率大于 90%；钻井泥浆经“钻井泥浆不落地技术”处理后循环使用，落地油 100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目使用的油气田化学剂均为无毒，环境友好的化学剂，无含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
3	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%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油 100%回收。	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目使用无害化水基泥浆，钻井液体系为环保水基泥浆，未添加碘化物，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用。	符合
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	本项目井下作业过程中，严格按照中国石油新疆油田分公司开发公司环境保护规定的要求，带罐作业，100%回收。采出废水经百口泉注输联合站处理达标后回注油藏，严禁直接外排。	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。	本项目采用钻井泥浆不落地技术，无钻井废水排放，运营期废水经百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后，全部回注地层；落地油 100%回收。	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《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	将落地油 100%进行回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合
8	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。	中国石油新疆油田分公司开发公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系）。	符合
9	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。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了开发期环境监理计划。	符合

2.8.3 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析

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》相符性见表 2.8-2。

表 2.8-2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
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。	项目用地不属于水源涵养区、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。	符合
2	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了环境监理计划，要求项目严格执行“三同时”制度。	符合
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	严格落实中石油 QHSE 管理措施，平整井场；艾湖 12 井区属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，未设置挡水墙、防洪渠道，井下作业铺设防渗膜，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	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	环评要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案，开展生态环境恢复治理工作。	符合
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	项目使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备，较好地考虑了清洁生产的要求，属于清洁生产先进企业。	符合
6	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。	①本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液；②本项目无钻井废水外排，井下作业废水经百口泉注输联合站处理达标后，全部回注地层；③落地油 100%回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合
7	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，	本项目采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套	符合

	污染地下水体。	管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，并防止油气泄漏污染地下水。	
8	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： （一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	环评要求钻井结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。	符合

2.8.4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性见表 2.8-3。

表 2.8-3 与进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评)，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本次以艾湖 12 区块为单位进行评价，包括拟建开发井及配套集输管线、供配电等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目依托工程及其可行性分析详见 3.2.6 小节。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	本项目运营期采出废水经百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，依托可行性详见 3.2.6 小节。本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告第 6 章环保措施章节。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目无油基泥浆；运营期含油污泥委托有资质的单位进行处置。	符合

7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 QHSE 管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

2.8.5 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求的相符性分析详见表 2.8-4。

表 2.8-4 本项目与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》的相符性分析

序号	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准中要求	本项目	是否相符
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目采出液、分离采出水均采用管道密闭集输，经计量最终输至百口泉注输联合站处理。	相符
2	在气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程		相符
3	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m ³ 。	在采取密闭集输，加强运营期管理等措施情况下，项目区域非甲烷总烃可满足标准限值。	相符

2.8.6 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析详见表 2.8-5。

表 2.8-5 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析一览表

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开发手续	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 QHSE 要求规	符合

			范管理	
3	矿容 矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照QHSE要求规范管理	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。 在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	艾湖 12 井区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；道路、生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等	符合
4	资源 开发 方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求，清洁生产分析详见 3.4 小节	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	边开采，边治理，钻井期临时用地及时平整、恢复	符合
5	绿色 开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	根据油气藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油气藏分布及环境情况合理布置各井场、站场、道路、集输管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	钻井采用环境友好型水基钻井液；钻井期配备了完善的固井设施；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆循环使用	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	本项目伴生气不含硫化氢	符合
6	矿区 生态 环境 保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	钻井期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理	符合
7	资源 综合	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合	回收伴生气资源，钻井期泥浆循环利用；采出水、	符合

	利用	利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；油泥砂交由有资质的单位无害化处置	
		中高渗透油藏伴生气综合利用指标不低于 90%，低渗透-特低渗透油藏不低于 70%	油区属于低渗透油田，运营期伴生气回收利用，综合利用率不低于 70%	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	无组织挥发烃类达标排放；采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥交由有资质的单位无害化处置，处置率 100%	符合
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	落地油 100%回收	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用	落地油 100%回收	符合

2.8.7 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》

相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目所在区域位于一般管控单元，详见图 2.8-1。本项目与一般管控单元管控要求相符性分析详见表 2.8-6。

表 2.8-6 管控要求相符性分析

序号	管控要求	本项目	相符性
1	石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	本项目采用先进技术、工艺及设备，实行清洁生产，生产运营单位百口泉采油厂已通过第三轮清洁生产审核。未使用国家和自治区淘汰的技术、工艺及设备。	符合
2	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。	本项目井场均进行了场地平整，固体废物分类收集，统一清运，采用泥浆不落地工艺，散落油和油水混合液回收处理，清洁卫生。项目区属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，不需要设置挡水墙、防洪渠道。	符合
3	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、泄漏，造成环境污染。	生产运行单位定期对本项目输送管线及油气储存设施进行巡检。	符合
4	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。对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	本项目使用无害化水基泥浆，采用泥浆不落地工艺，钻井作业不产生钻井废水。钻井作业产生的落地原油 100%回收处理。	符合
5	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，污染地下水体。	本项目采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，并防止油气泄漏污染地下水。	符合
6	运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防	本项目运输石油、钻井液等采用专用罐车进行拉运，本环评已提	符合

	范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落。	出相应运输风险防范措施，详见风险专项第 5.7 小节。	
7	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。	本项目伴生气经管道进入艾湖 2 转油站及玛 18 转油站的伴生气处理站处理。	符合

2.8.8 与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

塔城地区国土空间共划定 108 个环境管控单元，主要为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三大类。

优先保护单元 43 个。主要包括自然保护地、生态保护红线区和红线外饮用水源保护区、水源涵养区、生态多样性保护区、土地流失防控区、防风固沙区等一般生态空间管控区。自然保护地按照国家公园、自然保护区、自然公园等有关法律法规进行分区管理；生态红线区执行生态保护红线管理办法有关要求；一般生态空间控制区以改善提升生态功能为主要目标，遵循生态环境保护优先、节约集约、绿色发展的原则，开发建设和人为活动应执行相应区域基本草原、生态公益林、天然林保护、饮用水源保护区等有关法律法规要求，严格生态空间占用，保障生态安全底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 41 个。主要包括城镇建成区、工业园区、国家规划矿区、地下水开采重点管控区等重点区域。重点管控单元要优化建设用地和产业空间布局，提升资源利用效益，促进绿色低碳发展，有针对性的加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 24 个。主要包括优先保护单元和重点保护单元以外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目主体场站工程位于塔城和布克赛尔蒙古自治县，属于一般管控单元，（环境管控单元编码：ZH65420130003）。

管控要求相符性详见表 2.8-7。

表 2.8-7 项目与塔城地区环境管控要求相符性一览表

序号	管控要求	本项目	是否相符
----	------	-----	------

1	塔城地区 管控要求	空间布局约束	严禁“三高”项目进塔城，对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造十大产业类型，做好禁止类项目管控工作。	本项目不属于“三高”及其他所列十大行业。	符合
			全面规划、合理布局，优化规模化畜禽养殖场（小区）及其污染防治设施的布局，拟定畜禽养殖区划定方案，明确禁养、限养和适养区，实施禁养区关停，限养区总量控制。	-	-
2	和布克赛尔县 管控要求	ZH 654 201 300 03 空间布局约束	一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	项目建设符合国家、自治区生态功能区划、产业发展规划。	符合
			重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。	项目建设符合油田“十四五”规划	符合
			限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	-	-

2.8.9 与《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

克拉玛依市共划定环境管控单元 49 个（不含兵团），分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元 19 个，占全市国土面积的 5.51%。主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、森林自然公园、风景自然公园、重要湖库等一般生态空间管控区。生态保护红线区要严格按照国家和自治区生态保护红线管理相关规定进行管控；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 17 个，占全市国土面积的 4.86%。主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和生态环境风险防控，解决生态环境质量下降、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 13 个，占全市国土面积的 89.63%。主要包括优先保护单元、重点管控单元以外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目新建集油复线管线有 3km 位于克拉玛依市乌尔禾区境内，属于一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65020530003）。管控要求相符性详见表 2.8-8。

表 2.8-8 项目与克拉玛依环境管控要求相符性一览表

序号	管控要求			本项目	是否相符
1	克拉玛依市总体管控要求	区位特点-资源禀赋	石油和天然气是克拉玛依的主要矿产资源，区域石油和天然气储量大、油层浅、质地优良。围绕油气资源，目前已形成了较为完整的油气产业体系。	本项目新疆油田公司石油、天然气开采“十四五”规划的组成部分。	相符
2		空间布局约束	禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建土壤环境重点监管行业企业	周边不涉及居民区、学校、医疗和养老机构等	相符
			禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动；禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼	周边不涉及基本农田	相符
			协调推进艾里克湖生态环境保护工作……	本项目距离艾里克湖最近 7km，运营阶段正常情况无废水	相符

				外排	
3		污染物 排放管 控	重点加强对石油开采、石油石化等废水排放量大的行业进行提标改造，采取综合利用、技术改造、污染治理等措施对重点工业废水污染源实施综合治理。	运营期井下作业废水、采出水经百联站处理达标后回注油藏	相符
			严禁向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。加强对油气田等矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，及时督促有关企业采取防治措施。	严格按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）和《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001，2013 年修订）的要求管理、处置固废；按照征地范围控制扰动范围。	相符
4	乌尔禾区管控要求	空间布局约束	一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	项目建设符合国家、自治区各项功能区划，符合生态环境准入清单	相符
5		污染物排放管控	落实污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施用量，逐步削减农业面源污染物排放量。	本项目非甲烷总烃为无组织排放不设置总量控制指标。	相符
6		资源利用效率	到 2020 年，工业固体废物综合利用率持续提高。	钻井期岩屑交由第三方公司处置后综合利用；运营期隔油池污油回收再利用。	相符

2.8.10 与《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》及规划环评符合性分析

为满足油气田产能建设和重大开发试验需求，满足已建系统安全平稳运行、提质增效需求，促进传统生产向精益生产转变，助力安全、环保、节能上台阶，中国石油新疆油田分公司于 2020 年 11 月编制了《新疆油田公司“十四五”地面

工程发展规划》。规划总体部署包括五大重点工程：玛湖 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、南缘建产工程、老区千万吨稳产工程（稠油 400 万吨稳产工程、常规稀油稳产工程）和天然气加快发展工程。本项目属于“玛湖 500 万吨上产工程”的组成部分。

根据《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》，玛湖地区分为五大区块：玛北、艾湖、玛东、玛南、金龙，本次工程属于其中艾湖油田的艾湖 12 井区，详见图 2.8-2。本项目与规划符合性分析详见表 2.8-9。

表 2.8-9 与新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划符合性分析一览表

序号	规划内容		本项目	是否相符
1	总体布局	玛湖地区分为五大区块：玛北、艾湖、玛东、玛南、金龙	本项目属于五大区块中的艾湖油田	符合
2	开发方式	经过多年的开发方式探索和开发试验，确定了以“水平井+体积压裂”为主体的开发方式	本工程采用“水平井+体积压裂”的开发方式	符合
3	油气物流流向	原油处理依托已建的百口泉原油处理站	原油处理依托百口泉注输联合站	符合
4		油区油气混合物通过混输站、转油站分离、增压后，采出液输送至百口泉联合站进行脱水、稳定处理，处理合格后的净化油输送至百克首站利用已建的百克管道输送至 701 油库	艾湖 12 井区采出液经艾湖 2 转油站及玛 18 转油站气液分离后，采出液输至百口泉注输联合站进行处理，处理合格后净化油外输	符合
5		伴生气在转油站分离后经处理装置处理合格，进入已建的夏百线、百重 7-风城供气管线进入西北缘供气环网。	艾湖 2 转油站及玛 18 转油站分离出的伴生气经天然气回收装置处理后外输百联站	符合

目前，新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环评正组织编制中。

2.8.11 与《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

本项目与《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）相符性分析详见表 2.8-10。

表 2.8-10 与《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	是否相符
1	加强环评文件受理阶段的审查。按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容	项目东侧距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园生态保育区 10km，本项目水土保持和防沙治沙方案详见报告 6.9 小节	符合

	的建设项目环评文件不予受理。		
2	强化技术评估阶段环评文件质量把关对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本次评价根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011）的要求评价了区域生态环境沙化现状，补充完善了防沙治沙措施	符合
3	严格沙区建设项目环评文件审批对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	本项目建设未超出生态环境承载力，通过采取防沙治沙措施不会对区域环境造成重大影响	符合
4	落实“双随机、一公开”要求，加强涉沙区建设项目环境保护管，督促建设单位严格落实环境影响评价文件及其批复要求，并按规定开展建设项目环境影响后评价，完善环保措施，提高环境影响评价的有效性。	建设单位将落实环境影响评价文件及其批复要求，并按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）进行环境影响后评价	符合

2.8.12 选址选线合理性分析

2.8.12.1 工程选址原则

该区域位于艾湖油田开采矿权范围内，该采区范围不属于禁止开采区或限制开采区。本工程对敏感区域及敏感目标进行了避让。工程选址做到以下内容：

（1）新建井场选址尽量临近现有井场，便于统一管理，减少巡井人员，同时最大限度减少工程占地面积；

（2）新建井场应尽量选择在地表无植被或植被较少处；

（3）井场道路尽量依托现有井场及周边已有道路，缩减新建道路工程量，最大限度减少植被破坏；

（4）道路选在植被较少的地段，在植被较多的路段，不得就近取土，尽可能少破坏植被；

（5）线路应尽量直接、连续、均衡，并与地形、地物相适应，与周围环境相协调，不刻意追求高等级线型井场路；

（6）本项目区远离人群居住区，不在铁路、高速公路、国道、省等重要交通干线两侧 200m 范围以内；

(7) 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，符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

2.8.12.2 井场、计量站选址可行性分析

根据项目周边关系图，拟建项目开发区域位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县和克拉玛依市乌尔禾区，开发区域属城市建成区以外；从现状调查结果看，拟建项目临时占地的土地利用类型为戈壁。井场选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）要求。

综合以上的分析看，拟建项目选址是可行的。

2.8.12.3 管线路由合理性分析

拟建项目新建管线主要是单井管线、集输支线、集油复线。拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主。管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉；选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。

综上所述，拟建项目选址充分考虑了工程对沿线区域环境的影响，基本合理可行。

3. 建设项目工程分析

3.1 工程开发现状与环境影响回顾

3.1.1 工程开发历程

艾湖油田艾湖 12 井区位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷西斜坡区，行政上隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，距离克拉玛依市乌尔禾区南约 29km。区内地势为东南倾斜坡，地面海拔平均 310m，地表为戈壁，少见植被。夏季干热，冬季寒冷，全年气温在 42℃~40℃之间，降雨量少，日照时间长，蒸发量大，属温带大陆性气候。工区内下伏 T1b 油藏已投入开发，通讯、电力设施齐全，奎北铁路沿该区东南部穿过，交通便利。

2015 年 8 月，玛西斜坡艾湖 2 井区部署的艾湖 12 井侏罗系八道湾组一段见良好油气显示，储层物性好。2016 年 3 月，艾湖 12 井在 J₁b₁¹ 试油，井段：2436.0m~2440.0m，压裂后 3.5mm 油嘴自喷日产油 28.31t，日产气 7540m³，累产油 484.2t。艾湖 12 井的高产标志着玛湖凹陷斜坡区侏罗系勘探首次获得重大突破，开辟了斜坡区新的含油层系和浅层高效领域。

根据测井解释参数,采用容积法对艾湖 12 井区八道湾组 $J_1b_1^1$ 储量进行估算。
估算石油地质储量为 206.53×10^4 吨, 溶解气地质储量 $3.50 \times 10^8 m^3$ (表 3.1-1)。

表 3.1-1 艾湖 12 井区八道湾组油藏储量估算表

层位	计算单元	面积 km ²	厚度 m	孔隙度 f	含油饱和度 f	体积系数 无因次	原油密度 g/cm ³	地质储量			
								N 10 ⁸ m ³	NZ 10 ⁴ t	Rsi m ³ /m ³	Gs 10 ⁸ m ³
$J_1b_1^1$	艾湖 12 断块	5.89	5.3	0.130	0.546	1.413	0.811	156.81	127.18	138	2.16
	玛 606 断块	3.31	4.8	0.149	0.579	1.413	0.818	97.00	79.35	138	1.34
	合计	9.20						253.82	206.53		3.50

艾湖油田艾湖 12 井区现有工程情况详见表 3.1-2。

表 3.1-2 艾湖油田艾湖 12 井区现有工程组成

序号	工程项目		建设内容
1	主体工程	钻井工程	已实施开发井 3 口, 日产油量 10.17t, 单井核实累积产油 5388.33t
		地面集输工程	工艺管线 2.0km
		原油转输及处理	原油转输依托玛 18 转油站, 原油处理依托百口泉注输联合站
		原油伴生气	伴生气后由天然气管线搭接到 18 井区天然气处理站
2	公用工程	供水工程	注水采用百联站污水处理系统处理后净化水, 百联站压裂返排液处理装置处理后返排液用于压裂液复配
		供配电工程	依托艾九二、三线, 10kV 架空线 3km
		道路工程	油区道路就近与油区已建道路相连接, 厂外道路为砂砾简易路面
3	环保工程	废气	油气集输非甲烷总烃为无组织排放
		废水	污水处理依托百口泉注输联合站污水处理系统处理、压裂返排液依托百联站已建压裂返排液处理装置处理
		固废	落地油百分之百回收; 油泥(砂)委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置; 废弃分子筛交由克拉玛依沃森环保科技有限公司处置
		噪声	选用低噪声设备, 安装基础减振垫

3.1.2 区块开发现状

截至 2021 年 6 月底, 艾湖 12 井区侏罗系八道湾组 $J_1b_1^1$ 油藏先后共有 3 口直井投入试采, 3 口直井试采初期平均日产油 13.43t, 目前平均日产油 10.17t, 平均单井核实累积产油 5388.33t。

表 3.1-3 艾湖 12 井区八道湾组 $J_1b_1^1$ 油藏试采成果表

井名	初期生产情况				目前生产情况（202107）				累积生产情况（核实）			
	工作制度 (mm)	日产 液(t)	日产 油(t)	含水 (%)	工作制度 (mm)	日产 液 (t)	日产 油 (t)	含水 (%)	累产 油 (t)	累产 水 (m ³)	天 数 (d)	平均 日产 油 (t)
艾湖 12												
玛 624												
玛 625												
平均												

3.1.2.1 油区集输现状

艾湖 12 井区目前未进行规模开发，区内也未建集输管网，已建 3 口采油井依托周边的玛 18 井区集输系统输送至百联站进行原油处理。

根据本次开发方案新部署的水平井位置，大部分新井（8 口）位置距艾湖 2 集油管网更近，周围已建有艾湖 2 井区的 16 号计量站和 17 号计量站，其余 3 口距玛 18 井区集输管网较近，周围建有 16 号管汇点和 1 号计量站。

艾湖 12 井区、艾湖 2 井区和玛 18 井区均属于百口泉采油厂管辖。

3.1.2.2 原油接转现状

艾湖 2 转油站于 2021 年进行扩建后，目前的设计转液规模为 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ （平均液量 $4500 \text{m}^3/\text{d}$ 、含水 60%），实际转液量平均 $113 \times 10^4 \text{t/a}$ （ $3300 \text{m}^3/\text{d}$ 、含水 60%），采用油气分输的集输方式，井区来气液进入油气分离缓冲橇进行油、气分离，分离后的含水原油经转油泵增压至 3.20MPa 进入相变加热炉加热（温升至 $35 \sim 40^\circ\text{C}$ ），加热后的含水原油通过转油管道输送至百联站进行处理，即采用“先增压、再加热”的转输工艺。

玛 18 转油站设计转液规模为 $250 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际转液量为 $170 \times 10^4 \text{t/a}$ ，集油区来气液主要通过管输的方式进站，先经过三相分离器进行油、气、水三分离，分离出的低含水原油进入相变加热炉升温至 40°C ，在分离缓冲橇中对加热后的含水原油再次进行油气两相分离，低含水原油通过转输泵增压至 3.1MPa 输送至百联站。

3.1.2.3 原油处理

艾湖 12 井区周边已建成百口泉注输联合站 1 座，距离艾湖 12 井区约 21km，原油处理能力为 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ （其中：玛湖井区原油脱水系统 $210 \times 10^4 \text{t/a}$ ，百口泉老区原油脱水系统 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ），目前已近满负荷运行。

3.1.2.4 采出水处理

百口泉注输联合站污水处理系统设计处理规模为 8000m³/d，原油处理站产生的含油污水先经过重力沉降除油，再经过混凝沉降除油，最后经过过滤器处理后回注油藏。

百联站已建两套压裂返排液处理装置处理，设计处理能力各为 2000m³/d，主要处理来自玛 131、玛 18 等井区的压裂返排液。目前两套压裂返排液处理装置实际共处理压裂返排液量约 2000m³/d，处理合格后回注百口泉油田。

3.1.2.5 本次前期部署评价井、钻井

(1) 已批复钻井环评 3 口井现状（在建工程）

本次部署的 11 口井，其中 3 口井钻井工程已编制《艾湖 12 井区八道湾组油藏钻井试油工程环境影响报告表》，并于 2020 年 3 月取得钻井环评批复（和环评函字[2020]6 号）。

根据该环评报告，3 口井为水平井，设计井深 4200m，单井钻井期 30d，钻井采用“非磺”钻井泥浆，该 3 口井的钻井工程预计 2022 年底完工，其配套的采油井口设施、注水井口设施、管线、供配电等地面工程纳入本次建设工程中统一进行地面建设，其地面工程环境影响评价纳入本次环评中。

目前 3 口井均未开钻。3 口井开钻、完钻情况见表 3.1-4。

表 3.1-4 已批复 3 口钻井现状

序号	项目名称	井号	井别	现状情况		生产状况	环评手续
				开钻时间	完钻时间		
1	艾湖 12 井区八道湾组油藏钻井试油工程	AHHW1 202	采油井	未开钻	/	未生产	2020 年 3 月 20 日取得环评批复，批复文号为和环评函[2020]6 号，尚未验收
2		AHHW1 203	采油井	未开钻	/		
3		AHHW1 209	采油井	未开钻	/		

3.1.3 区块开发环境影响回顾分析

艾湖 12 井区于 2015 年始开发建设，本次工程与老区块的位置关系详见图 3.1-1。

3.1.3.1 环保手续履行情况

经统计，艾湖 12 井区开展的环保手续情况详见表 3.1-5。

表 3.1-5 现有项目环保手续履行情况统计表

序号	建设项目名称	环评批复单位	批复文号	环评审批时间	环境保护竣工验收情况
1	玛湖凹陷西斜坡区艾湖 12 井区侏罗系八道湾组油藏 2016 年评价井工程	和布克赛尔蒙古自治县环境保护局	和环评函字〔2016〕240 号	2016 年 5 月 26 日	2019 年 3 月 17 日完成《玛湖凹陷西斜坡区艾湖 12 井区侏罗系八道湾组油藏 2016 年评价井工程（和丰）》自主验收
2	艾湖 12 井区八道湾组油藏钻井试油工程	和布克赛尔蒙古自治县环境保护局	和环评函字〔2019〕2 号	2019 年 4 月 23 日	正在试油
3	艾湖 12 井区八道湾组油藏钻井试油工程	和布克赛尔蒙古自治县环境保护局	和环评函字〔2020〕6 号	2020 年 3 月 20 日	目前 5 口钻井均尚未开钻（含本项目 3 口）
4	艾湖油田艾湖 12 井区侏罗系八道湾组 2020 年地面工程	塔城地区生态环境局	塔地环字〔2020〕62 号	2020 年 4 月 30 日	未实施
5	艾湖油田艾湖 12 井区侏罗系八道湾组一段油藏评价井	克拉玛依市生态环境局	克环函〔2021〕171 号	2021 年 10 月 29 日	目前 2 口钻井均尚未开钻

3.1.3.2 现有污染源及防治措施调查

(1) 大气污染源及其措施

现有工程废气主要为试油、输送过程中非甲烷总烃无组织排放。

艾湖 12 井区除部分老井外，基本采用密闭集输工艺，艾湖 12 井区现状产能约 3139t/a。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‰，密闭集输工艺按照 0.1‰计，则现有工程密闭集输无组织排放非甲烷总烃为 0.3139t/a。

(2) 水污染源及其措施

运营期废水主要为依托百口泉联合站污水处理系统油水分离后的含油污水、井下作业废水和生活污水。

井区采出液经计量站计量后混输到玛 18 转油站，由其混输至百口泉联合站；百联站污水处理系统采用“高效水质净化与稳定技术”，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注油藏。

(3) 噪声污染源及其措施

运营期声环境影响主要来自于站场内各类机泵等设备运行时产生的机械噪声，通过隔声、距离衰减达标排放。

(4) 固体废物污染源及其措施

井下作业带罐操作，作业范围地表铺设防渗膜，做到原油不落地。运营期产生的油泥砂委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

3.1.3.3 环境影响回顾

(1) 生态环境影响回顾

建设单位通过严格控制施工占地，埋设管线避开植被密集区，管沟开挖分层堆放、分类回填，临时占地及时恢复原貌，井场永久占地、道路永久占地均以砾石硬化等措施保护生态环境。

据调查，井区已建成井场永久占地范围内已无植被，地表进行了平整并用砾石压实，在主要设备区和通道铺垫了砂砾石层；临时占地进行了迹地平整和清理，植被正在恢复中。

油区内道路规范，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，减少

和避免了对油田区域生态环境的扰动和破坏。目前，无环境遗留问题。

(2) 大气环境影响回顾

①艾湖 12 井区运营期废气主要为：采油、集输过程中非甲烷总烃无组织排放；

②根据《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第三批）环境保护验收监测报告》（2020 年 12 月）、《玛 18 转油站改扩建工程竣工环境保护验收监测报告表》（2019 年 12 月）验收监测结果：

玛 18 转油站及百口泉注输联合站厂界周界无组织非甲烷总烃最高浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求，监测结果详见表 3.1-6。

表 3.1-6 非甲烷总烃无组织排放监测结果（单位： mg/m^3 ）

采样点位	采样点编号	监测结果 mg/m^3	标准限值 mg/m^3	分析结果
玛 18 转油站	上风向厂界外		4.0	达标
	下风向厂界外		4.0	达标
	下风向厂界外		4.0	达标
	下风向厂界外		4.0	达标
百口泉联合站	上风向厂界外		4.0	达标
	下风向厂界外		4.0	达标
	下风向厂界外		4.0	达标
	下风向厂界外		4.0	达标

(3) 水环境影响回顾

项目在施工过程中采用下套管注水泥固井完方式进行了水泥固井，对含层进行了固封处理，有效保护地下水层，开钻前对井场罐区做防渗处理以避免对地下水和土壤造成污染。施工期设置生活营地，营地内设置防渗收集池，生活污水排入防渗收集池，待钻井工程结束后拉运至乌尔禾污水处理厂。

运行期，废水主要为采出水和井下作业废水。

①采出水：艾湖 12 井区采出液经管网密闭集输至玛 18 转油站，由玛 18 转油站转输至百口泉采油厂污水处理站，处理后出水用于回注油藏。

②井下作业废水：井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运往百口泉采油厂污水处理站，处理后回注油藏。

根据《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第三批）环境保护验收监测报告》（2020 年 12 月）验收监测结果，百口泉采油厂处理站污水处理系统出口水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》

(SY/T5329-2012) 要求。

表 3.1-7 百联站污水处理系统水质监测结果一览表

监测时间		pH	悬浮物	石油类	硫化物	COD	BOD	氨氮	挥发酚
2020 年 10 月 25 日	第一次								
	第二次								
	第三次								
	第四次								
2020 年 10 月 26 日	第一次								
	第二次								
	第三次								
	第四次								
《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》 (SY/T5329-2012)									
达标情况									

(4) 声环境影响回顾

施工期为钻井施工过程，主要是钻井用钻机噪声、泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是暂时的，影响时间短；运营期噪声源主要来自于站场内各类机泵等设备运行时产生的机械噪声，根据《艾湖 12 井区八道湾组油藏钻井工程》（2019 年 10 月）《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第三批）环境保护验收监测报告》（2020 年 12 月）验收监测结果：玛 18 井区采油井、计量撬、计量站及依托工程（玛 18 转油站、百口泉采油厂注输联合站）厂界四周噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

表 3.1-8 艾湖 12 井区现有工程（井场、计量站）噪声监测结果一览表

监测点位	时间		厂界噪声	评价标准	结果
AHHW1203 井	2019 年 10 月 27 日	昼	37	60	达标
		夜	36	50	达标

表 3.1-9 玛 18 转油站噪声监测结果一览表（单位：Leq[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 年 10 月 29 日-30 日		2019 年 10 月 30 日-31 日				
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	

1#	北侧场界外 1m	/						达标
2#	西侧场界外 1m	/						达标
3#	南侧场界外 1m	/						达标
4#	东侧场界外 1m	/						达标

表 3.1-10

百联站噪声监测统计结果

单位: Leq (dB(A))

监测点位	时间		厂界噪声				评价标准	结果
			北	东	南	西		
百口泉注输 联合站	2020.10.25~ 26	昼	46.2	45.5	46.1	45.5	60	达标
		夜	42.8	42.4	42.8	42.7	50	达标
	2020.10.26~ 27	昼	46.3	46.5	45.9	46.0	60	达标
		夜	42.4	42.7	42.9	42.4	50	达标

(5) 固体废物环境影响回顾

钻井采用泥浆不落地装置进行处理, 钻井泥浆循环使用, 无法利用的剩余钻井泥浆由专业泥浆技术服务单位进行回收利用。岩屑进入储存罐, 岩屑储罐集满即走, 岩屑不在井场贮存, 交岩屑处置公司进行处理, 经处理后的岩屑达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017) 中要求, 可综合利用。

运营期采取井下作业带罐操作, 作业范围地表铺设防渗膜, 做到原油不落地。艾湖 12 井区采出液密闭集输至百口泉采油厂注输联合站处理, 联合站产生的含油污泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司清运处理。

表 3.1-11 现有工程污染物排放情况汇总表

类型	类别	单位	产生量	现有工程排放量
废气	VOCs	t/a	3.139	3.139
废水	采出水	t/a	0	0
	井下作业废水	t/a	0.19	0
固废	油泥	t/a	少量	0
	落地原油	t/a	少量	0

注: 其中 VOCs 排放均为无组织排放。

(6) 生态环境影响回顾

除永久占地外, 大部分影响区域植被已恢复完成或正在恢复。管线选线多选择植被稀疏区域, 未发生捕猎保护动物现象, 建设单位基本落实了井区环评提出的水土保持和生态保护措施。

3.1.4 存在问题及“以新带老”措施

(1) 环境问题

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范，但是井场临时占地未恢复。

(2) 整改措施

针对以上问题，在本次开发建设过程中应该采取必要的措施，督促施工单位，对井场临时占地进行恢复，平整场地。

3.2 建设项目概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：艾湖油田艾湖 12 井区八道湾组油藏开发工程；

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司；

项目性质：新建。

3.2.1.2 建设地点

艾湖 12 井区行政区划隶属新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县境内，属于百口泉采油厂管辖，井区北部为艾里克湖，东南部为玛纳斯湖，距克拉玛依市乌尔禾区南约 30km，距百口泉联合站约 27km。拟建工程中心坐标为：E85°42′21.51″，N45°48′38.64″。

区域地理位置图见图 3.2-1。外环境关系图见图 2.7-1。

3.2.1.3 建设规模及组成

根据艾湖 12 井区 J₁b₁¹ 油层发育状况，采用 300m 井距共部署水平井 11 口，配套建设 11 口开发井的集输、供配电等地面工程，新建产能 8.78×10⁴t。第一批计划于 2022 年实施 7 口水平井（其中：AHHW1202、AHHW1203 和 AHHW1209 已于 2020 年取得钻井环评批复（和环评函字[2020]6 号），剩余 4 口井视第一批井试油情况择机实施。具体内容见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目建设内容一览表

名称	建设内容	建设规模及建设内容
主体	一、钻井工程	

工程	钻井			新钻开发井 8 口；井型均为三开水平井；设计总进尺 3.34×10 ⁴ m
	井口 地面 设施	钻井液循环设施		设置在每座井场靠近井口位置，控制钻井液注入和循环使用
		地面安全阀		防止突发事故，在管道爆裂或其他情况下控制钻井液注入
		井口控制面板		设置在每座井场井口，控制地面各安全阀门，防止突发事故
		防喷装置		设置在每座井场井口，用于防止地下承压水和深层油气喷出；每口井防喷装置包括：双闸板防喷器 2 套、环形防喷器 1 套、单闸板防喷器 1 套，详见表 3.2-8 井控设备
		储存装置		各类罐体罐基础和应急放喷池（1 个，容积 300m ³ ）
	二、地面工程			
	地面 工程	井场		新建井口装置 11 座，采用 12 型游梁式节能抽油机，功率为 37kW
		站 场	计量站	新建 1 座 14 井式计量站；依托玛 18 井区 16 号管汇点、1 号计量站和艾湖 2 井区 16 号计量站
			计量装置	新建 2 座单井计量装置
集输管线			配套建设 11 口开发井的集输管线，总长度 12.6km；包括： 单井出油管 8.1km，埋深-1.7m；集输支线 1.5km，埋深-1.9m； 集油干线复线 3km，埋深-1.9m	
油区 配套 辅助 工程	供配电		新建 160kVA 杆架式变电站 3 座、80 kVA 杆架式变电站 1 座、30kVA 杆架式变电站 1 座；变压器采用 S13-M 节能型 变压器。杆架式变电站电源均 T 接于就近的 10kV 架空线路	
	物联网		油井数据采集采用 ZigBee Pro 协议的无线仪表+多井集联/ 单井 RTU（无线仪表数据采集网关）模式	
	巡检道路		新建道路 0.6km。集油区拟建计量站道路采用公路四级标 准，设计时速 20km/h，采用砂石路面	
	消防		依托新疆油田应急救援中心消防五大队	
	施工营地		本项目设置一处施工营地，占地面积 2500m ²	
环保 工程	废 气	施 工 期	尘 土	施工期材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用 苫布遮盖，施工现场洒水降尘。
		运 营 期	油 气 集 输	废气产生量较少，属无组织排放
	废 水	施 工 期	钻 井 废 水	经“钻井泥浆不落地技术”处理后循环使用，不外排
			生 活 污 水	生活污水排入防渗收集池，拉运至乌尔禾污水处理厂处置
		运 营 期	井 下 作 业 废 水	作业单位自带回收罐（50m ³ ，双层防渗钢制撬装罐）回收作 业废水，拉运至百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后 回注
			采 出 水	经百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后回注
			压 裂 返 排 液	压裂返排液入方罐，拉运至百口泉注输联合站，上清液进入 污水处理系统处理，污水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质 推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准限值后回

				注油藏；油泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司合规处置
	噪声	施工期	设备、钻井机械噪声	在施工期产生的机械噪声，通过距离衰减和隔声等设施达标排放
		运营期	机械噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫
		施工期	钻井岩屑、泥浆	钻井岩屑、泥浆经不落地系统处理实现固液分离，分离后的液相回用，分离后的固相（岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐中，委托克拉玛依宇洲环保工程有限公司合规处置
			生活垃圾	集中收集后统一拉运至乌尔禾生活垃圾填埋场处理
			机械设备废油	机械设备废油由钻井单位用专用罐集中收集后自行处置
	固废	运营期	油泥（砂）	委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处理
			压裂返排液	压裂返排液入方罐，拉运至百口泉注输联合站，上清液进入污水处理系统处理，污水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准限值后回注油藏；油泥委托有资质单位合规处置
			落地油	本项目井下作业时带罐（50m ³ ，双层防渗钢制撬装罐）作业，落地油 100%回收，定期交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
	生态		生态恢复	施工结束后井场周边平整场地，自然恢复
依托工程			百口泉注输联合站	原油处理能力 260×10 ⁴ t/a，污水处理能力 8000m ³ /d，压裂返排液处理能力 4000m ³ /d，天然气处理规模 20×10 ⁴ Nm ³ /d。目前百口泉注输联合站原油处理系统已近满负荷运行，计划通过降低进液含水率提高油处理负荷，该扩建工程计划 2022 年 8 月建成投运，目前正在施工建设中，本次原油处理可依托百联站原油处理系统
			玛 18 转油站	玛 18 转油站设计规模为 250×10 ⁴ t/a，最大日输液量约 7500m ³ ，主要负责将玛 131 井区、玛 2 井区、艾湖 2 井区及玛 18 井区产液共同输往百联站进行处理及外输
			艾湖 2 转油站	转油站分离出的伴生气交由站外天然气处理装置进行处理后外输，该处理装置位于转油站外南侧，气处理能力为 8×10 ⁴ Nm ³ /d，实际处理气量 5×10 ⁴ Nm ³ /d
			克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司	克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司在乌尔禾区建立了一个钻井废弃泥浆及岩屑处理中心，主要处理钻井非磺化类废弃泥浆及岩屑，采用“化学脱稳+压滤离心+混凝沉降+精细过滤”工艺实现钻井泥浆的无害化处置和综合利用，建成年处理废钻井泥浆、岩屑 10 万 m ³
			克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司的经营范围有劳务输出；收集、处置利用危险废物种类为 HW08（矿物油）；污水治理及其再生利用，危货运输；容器（储油罐）清洗等。

		现有含油污泥处理线采用水—助溶剂萃取法对含油污泥进行无害化处理。设计年处理能力为 $73.99 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量 $35 \times 10^4 \text{t/a}$ ，剩余处理能力可满足本工程处理需求，依托可行
--	--	---

3.2.1.4 投资估算

项目总投资 8211.38 万元，其中钻井投资 5200 万元，地面工程投资 3011.38 万元。环保投资 490.8 万元，占总投资的 6.0%。

3.2.1.5 劳动定员和工作制度

艾湖 12 井区隶属百口泉采油厂，本工程建成后由该厂负责运行管理。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 原油性质

艾湖 12 井区原油性质见表 3.2-2。

表 3.2-2 艾湖 12 井区八道湾组油藏地面原油性质参数表

区块	地面油密度 g/cm^3	50°C 粘度 $\text{mPa}\cdot\text{s}$	含蜡量 %	凝固点 $^{\circ}\text{C}$
艾湖 12 井区	0.8140	3.06	5.23	-2.70

3.2.2.2 伴生气物性

艾湖 12 井区原油伴生气以甲烷为主，伴生气不含硫、一氧化碳，具体见表 3.2-3。

表 3.2-3 艾湖 12 井区伴生气性质表

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
0.6486	89.66	3.18	1.44	0.74	0.81	0.46	0.91	0	0.29	2.44

3.2.2.3 地层水性质

艾湖 12 井区八道湾组采出水均为氯化钙水型，矿化度在 $6368.75 \text{mg/l} \sim 15039.3 \text{mg/L}$ ， Cl^- $2193.79 \text{mg/l} \sim 6602.14 \text{mg/l}$ 。具体见表 3.2-4。

表 3.2-4 地层水性质参考表

水型	密度 (g/cm^3)	CO_3^{2-} (mg/L)	HCO_3^- (mg/L)	Cl^- (mg/L)	SO_4^{2-} (mg/L)	Ca^{2+} (mg/L)	Mg^{2+} (mg/L)	K^+ 和 Na^+ (mg/L)	矿化度 (mg/l)
NaHCO_3	1.014	63.59	3038.87	4907.76	5.35	96.43	未检出	4270.07	12382.06

3.2.3 开发方案

3.2.3.1 部署方案

(1) 钻井实施顺序

在艾湖油田艾湖 12 井区八道湾组油藏范围内部署采油井 11 口,分两批实施,新建产能 $8.78 \times 10^4 \text{t/a}$ 。分批实施情况顺序详见表 3.2-5。

表 3.2-5 艾湖 12 井区开发部署方案推荐钻井顺序表

批次	井数 (口)	井号
第一批	7	AHHW1201、AHHW1202、AHHW1203、AHHW1209、AHHW1210、AHHW1211、AHHW1212
第二批	4	AHHW1205、AHHW1206、AHHW1207、AHHW1208

注：刷黑 3 口钻井已做环评

3.2.3.2 开发指标预测

本工程设计产能 $8.78 \times 10^4 \text{t/a}$ ，预测指标详见表 3.2-6。

表 3.2-6 预测指标一览表

年份	新钻井 (口)	总井数(口)	年产油 (10^4t)	年产液 (10^4t)	年产气 (10^8m^3)	含水率 (%)
2022	7	7	1.70	3.27	0.08	48.0
2023	4	11	6.04	8.69	0.30	26.0
2024	/	/	5.96	8.17	0.31	28.0
2025	/	/	3.95	5.62	0.23	31.0
2026	/	/	2.87	4.28	0.18	34.0
2027	/	/	2.24	3.49	0.15	37.0
2028	/	/	1.86	3.04	0.13	40.0
2029	/	/	1.58	2.72	0.11	43.0
2030	/	/	1.37	2.49	0.10	46.0
2031	/	/	1.21	2.32	0.09	49.0
2032	/	/	1.06	2.16	0.08	52.0
2033	/	/	0.93	2.06	0.07	56.0
2034	/	/	0.83	2.01	0.07	60.0
2035	/	/	0.75	1.94	0.06	62.0
2036	/	/	0.68	1.91	0.05	66.0

3.2.4 主体工程

本项目主体工程包括钻井工程、采油工程和地面集输工程。

3.2.4.1 钻井工程

新钻 8 口开发井基本情况见表 3.2-7。

表 3.2-7 新建开发井基本情况

序号	井区	井号	功能	井口坐标		设计井深 (m)
				E	N	
1	艾湖 12 井区	AHHW1201	采油井			4169
2		AHHW1205				4169
3		AHHW1206				4169
4		AHHW1207				4169
5		AHHW1208				4169
6		AHHW1210				4169
7		AHHW1211				4169
8		AHHW1212				4169

平均单井钻井周期 90d。

(1) 井身结构

本次新钻井为水平井设计，采用三开井身结构设计。

一开：采用 $\Phi 381\text{mm}$ 钻头钻至井深 500m，下入 $\Phi 273.1\text{mm}$ 表层套管，固井水泥浆返至地面。

二开：采用 $\Phi 241.3\text{mm}$ 钻头钻至井深 3800m（造斜点以上 30m），下入 $\Phi 193.7\text{mm}$ 技术套管，封隔上部不稳定地层，固井水泥浆返至 2500m，为三开安全施工和油气层保护创造有利条件。

三开：采用 $\Phi 165.1\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深，下入 $\Phi 127\text{mm}$ 油层套管，固井水泥浆返至井深 3000m。

井身结构示意图详见图 3.2-2。

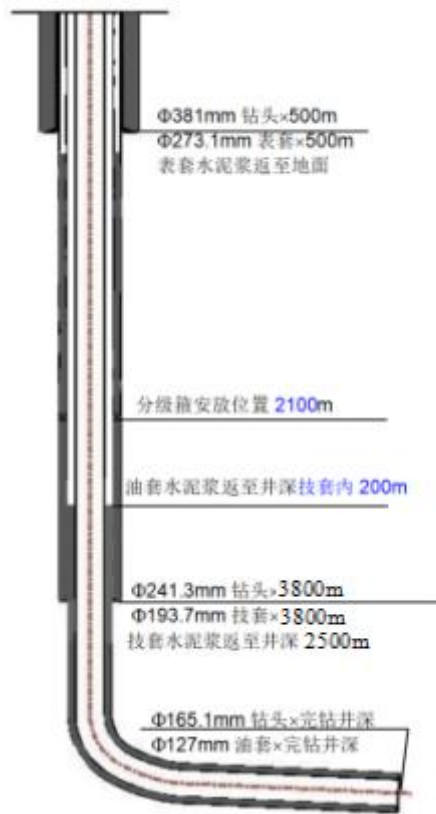


图 3.2-2 井身结构示意图

(2) 井场设备

井场设备包括提升系统、循环系统、钻井动力系统、发电机组、钻井控制系统、固控系统、井控系统、仪器仪表等。钻井设备详见表 3.2-8。

表 3.2-8 主要设备一览表

序号	名称		型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备 注
1	钻机		ZJ-70D	3150		
2	井架		JJ315/43-K	3150		
3	提 升 系 统	绞车	JC45		1100	
		天车	TC-450	4500		
		游动滑车	YC-450	4500		
		大钩	DG450	4500		
		水龙头	SL450	4500		
4	顶部驱动装置		DQ70BS	4500		三开安装
5	转盘		ZP375			开口直径 952.5mm
6	循 环 系 统 配 置	钻井泵	F1600HL		1180	3 台
		钻井液罐	13000×3000×2500			总容量： 400m³

7	钻机动力系统	电动钻机 1#	/			
8	发电机组	发电机 1#	MAGNETEC689SR4		400	4 台
		MCC 房				1 栋
9	钻机控制系统	自动压风机	2V-6.5/12			6.5m ³ /min
		电动压风机	2V-6.5/12			6.5m ³ /min
		气源净化装置				
		刹车系统				
		辅助刹车				
10	固控系统	振动筛 1#			2.2	2 台
		振动筛 2#				处理量 210m ³ /h
		除砂器				1 台
		除泥器				
		离心机	LW450X945-N LW600X200-N			2 台，处理量 40m ³ /h
11	井控系统	二开	双闸板防喷器	2FZ35-35		1 套
			节流管汇	JG-35		1 套
			压井管汇	YG-35		1 套
			控制装置	FKQ3204		1 套
		三开 或	环形防喷器	FH35-35		1 套
			单闸板防喷器	FZ35-70		1 套
			双闸板防喷器	2FZ35-70		1 套
			节流管汇	JG-70		1 套
			压井管汇	YG-70		1 套
			控制装置	FKQ5606		1 套
			司钻控制台			1 套
			节流控制箱			1 套
			液气分离器	YFQ-1200		1 套（处理量 ≥240m ³ /h）
		除气器		ZCQ1/4	11	1 套
12	仪器仪表	钻井参数仪	八参数仪			1 套
		测斜仪	自浮式测斜仪			1 套
			便携式 H ₂ S 检测仪			≥1 套
13	液压大钳	Q10Y-M				1 台

（2）钻井液体系

根据钻井工程设计，单井钻井液使用量约 775m³，钻井液循环利用率>90%。

本工程新建 8 口钻井液最大使用量为 6200m³。

①一开钻井液

- ❖ 钻井液体系：坂土-CMC 钻井液体系。
- ❖ 配方提示：坂土+Na₂CO₃+CMC（中）+重晶石。
- ❖ 主控性能指标：密度 1.10~1.20g/cm³；粘度 60~100s。

②二开、三开钻井液

- ❖ 钻井液体系：钾钙基聚合物钻井液体系。
- ❖ 配方：4%坂土+0.2%Na₂CO₃+0.3%NaOH+5%KCl+0.4%~0.6%SP-8+0.4%~0.6%PMHA-2+0.5%复配铵盐+2%HY-2+2%~3%阳离子乳化沥青+0.2%~0.5%CaO+2%随钻堵漏剂+0.5%液体润滑剂+重晶石。
- ❖ 主控性能指标：钻井液性能指标见表 3.2-9。

表 3.2-9 钻井液性能指标表

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)
1.10~1.25	45~80	≤5	≤0.5	8~10	10~25	5~15	1~5/3~10

二开及三开直井段使用螺杆钻具组合，三开造斜段、水平段分别设计全螺杆钻具组合、全旋导钻具组合、造斜段使用旋导水平段使用螺杆钻具组合。三开造斜段、水平段钻具组合在各井钻进过程中由工程部根据实际钻井设备条件确定。

表 3.2-10 造斜段和水平段使用螺杆

开钻次序	一开	二开	三开
钻头尺寸 mm	444.5	311.2	165.1
井段 m	0~500	500~3800	3800~完钻井深
井筒容积 m ³	57	157	173
钻井液用量 m ³	184	381	210

(3) 钻井井场平面布置

井场平面布置本着结构简单、流程合理的原则进行。单井场布置有值班房、录井房、配电房、罐区、不落地设备区等。井场平面布置图详见图 3.2-3。

图 3.2-3 井场平面布置示意图

3.2.4.2 采油工程

(1) 采油井口：新建井口装置 11 座，采用 12 型游梁式节能抽油机。采油井口采油树及出油管线露地部分采取保温措施，设置管线补偿器进行热力补偿；

(2) 举升方式：机械采油；

(3) 清蜡方式：油管生产井自喷期采用机械清蜡工艺，套管生产井自喷期采用连续油管机械清蜡工艺，抽油期采用尼龙刮蜡器配合周期热洗工艺；借助于抽油杆上下冲程运行实现自动清蜡，蜡质推入井下后和原油一同采出；

(4) 防砂工艺：在生产后期若发现出砂，采用管内防砂工艺结合定期冲砂来保持油井正常生产。由于该区油井需要进行压裂改造，因此重点是做好压裂出砂预防工作，优化单井压裂设计，控制压裂液返排速度，减少出砂风险。

表 3.2-11 采油工程量表

序号	项目名称	工程量	单位	备注
1	采油井口装置 12 型机（水平井）	11	座	配置 12 型立式抽油机（30kW）
2	保温盒	11	台	单台 0.3kw

3.2.4.3 地面集输工程

(1) 集输工艺

本工程采用井口→计量站→转油站→集中处理站的三级布站方式，由于该区油品凝固点较高，单井产气量较大时，气体节流效应较为突出，出油温度较低，因此考虑采用单井加热集输工艺。

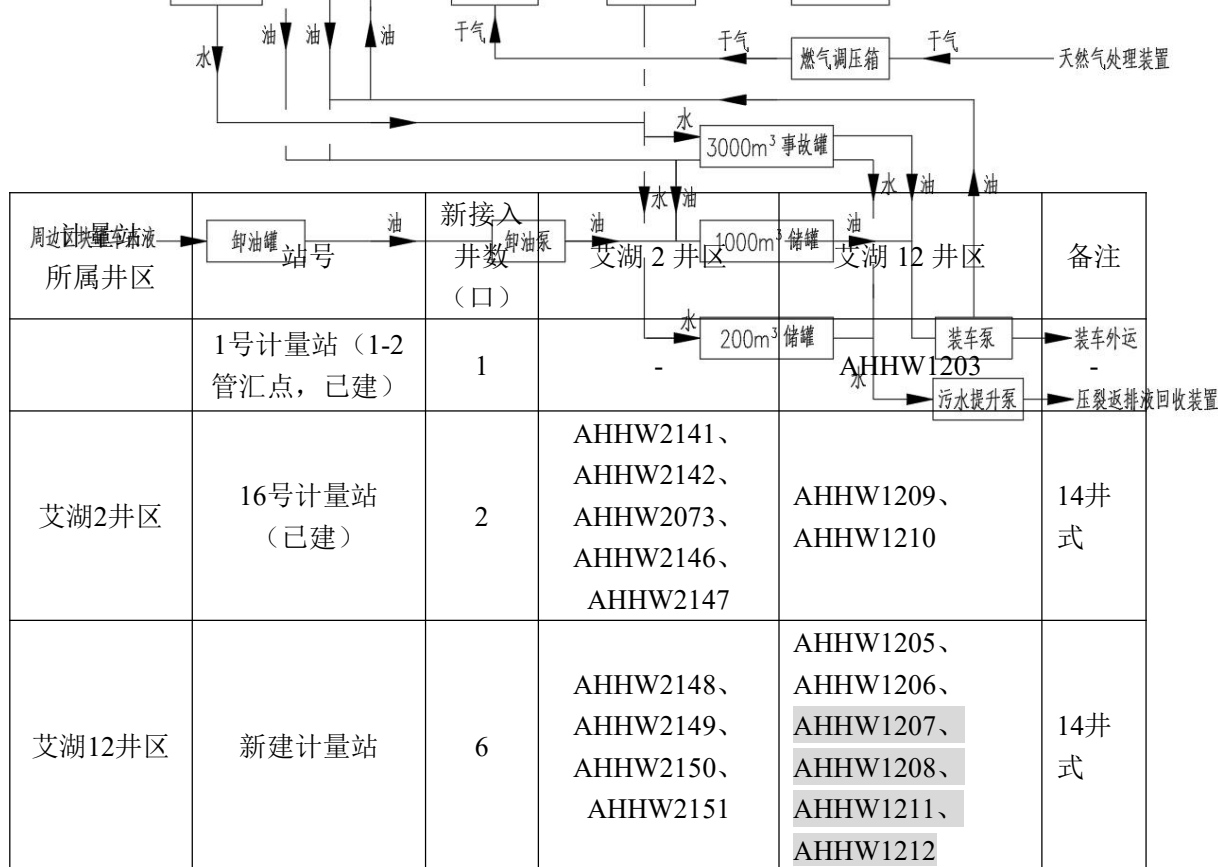
根据部署方案，部署井 AHHW1201、AHHW1202、AHHW1203 可依托玛 18 井区集输管网，按照井位于周围计量站或管汇点的位置，AHHW1201、AHHW1202 井接入 16 号管汇点通过集油干线 C 线输送至玛 18 转油站，在井口设计量装置；AHHW1203 接入 1 号计量站的 1-2 管汇通过集油干线 A 线输送至玛 18 转油站，在计量站进行选井计量。

根据新井井位，结合周围艾湖 2 井区部署井的分布，本次方案在新井 AHHW1211、AHHW1211 附近新建 1 座计量站，接入周围 6 口新井，另对艾湖 2 井区 2022 年地面方案中原计划接入 16 号站的水平井进行调整：调出南部最远处 4 口艾湖 2 井区的部署井接入新建计量站，将距离更近的新井 AHHW1209、AHHW1210 接入 16 号站，最终通过艾湖 2 井区已建集油干线输至艾湖 2 转油站。

部署油井接入系统情况见表 3.2-12 所示。

表 3.2-12 新井接入玛 18 井区/艾湖 2 井区集输管网进站情况一览表

计量站 所属井区	站号	新接入 井数 (口)	艾湖 2 井区	艾湖 12 井区	备注
玛18井区	16号管汇点 (已建)	2	-	AHHW1201、 AHHW1202	-



注：刷黑 4 口井为第二批实施

新建计量站工程量见表 3.2-13。

表 3.2-13 计量站工程量表

序号	项目名称	工程量	单位
1	14 井式标准计量站	1	座

(2) 原油接转

原油接转依托玛 18 转油站和艾湖 2 转油站。玛 18 转油站设计规模为 $250 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际转液量为 $170 \times 10^4 \text{t/a}$ 。目前油区内已建有较完善集输管网，玛 18 至百联站的转输管线转液能力为 $520 \times 10^4 \text{t/a}$ ，该转输管道兼顾上游的玛 131 和玛 2 的转油站来液、下游的艾湖 2 转油站来液一起输送至百联站进行原油处理。目前管线的输送量为 $436 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

图 3.2-5 玛 18 转油站工艺流程框图

艾湖 2 转油站于 2021 年进行扩建后，目前的设计转液规模为 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ (平均液量 $4500 \text{m}^3/\text{d}$ 、含水 60%)，实际转液量平均 $113 \times 10^4 \text{t/a}$ ($3300 \text{m}^3/\text{d}$ 、含水 60%)，采用油气分输的集输方式，井区来气液进入油气分离缓冲橇进行油、气分离，分离后的含水原油经转油泵增压至 3.20MPa 进入相变加热炉加热 (温升至 $35 \sim 40^\circ\text{C}$)，加热后的含水原油通过转油管道输送至百联站进行处理，即采用“先增压、再加热”的转输工艺。

油气分离缓冲橇分离出的天然气经除油器橇处理后,输送至站外天然气回收装置,处理后的一部分天然气(干气)反输至转油站内做燃料气,用于原油加热和冬季室内采暖。

图 3.2-6 艾湖 2 转油站工艺流程框图

(3) 原油集输

采用自动选井一体化计量三级布站加热密闭集输工艺,即单井原油经计量站后集中输至转油站,最终进入原油处理站集中处理。工艺流程:井口→计量站→转油站→处理站。原油经单井出油管线进入计量站后,经集油支线进入联合站进行油、气、水三相处理和分离。

新建水平井出油及计量管线采用 DN65 2.5MPa 耐温 90℃的柔性复合管,集油支线采用 DN150 2.5MPa 耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管,集油干线采用 DN250 3.5MPa 耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管。

新建原油集输管线无穿越、交叉工程。

(4) 集输系统平面布置

新建采出液集输管线平面布置详见图 3.2-7。

3.2.4.4 伴生气处理及外输

根据预测,艾湖 12 井区最大新增气量 $2.19 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,玛 18 转油站分离出的伴生气采用在转油站就地处理回收的生产方式,转油站分离出的伴生气交由站外天然气处理装置进行处理后外输,输气能力 $50 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$,目前实际输气量为 $46 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。目前艾湖 2 井区的伴生气采用在转油站就地处理的集输方式,转油站分离出的伴生气交由站外天然气处理装置进行处理后外输,该处理装置位于转油站外南侧,气处理能力为 $8 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$,实际处理气量 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

新增天然气可依托玛 18 转油站和艾湖 2 转油站旁天然气处理装置。

3.2.5 公用工程

3.2.5.1 给排水

给水:本项目在钻井过程中施工人员每人每天用水量约 80L,总钻井期 720d,整个钻井期间生活用水为 1728m^3 。钻井期用水主要为钻井液配比用水。根据建设单位提供的资料,钻井液配比用水约为钻井液用量的 90%,则钻井期配比用水 5580m^3 。本项目用水使用车辆从乌尔禾区拉运,可满足其需求量。

排水：排污系数按 0.8 计算，整个钻井期间生活污水产生量为 1382.4m³。生活污水排入防渗收集池，待钻井结束后拉运至乌尔禾污水处理厂。采出液分离的采出水经百口泉注输联合站污水处理系统处理后回注油藏。

3.2.5.2 供电

钻井作业过程中新建约 3.5km 满足“电代油”用电负荷规模的 1×JL/G1A-150/25 型 10kV 架空线路。

运营期：集油区的工作电源引自己建 35kV 艾湖变配出的 10kV 架空干线，新建 10kV 干线采用 2×1×JL/G1A-150/25 型，单井电源线采用 1×JL/G1A-150/25 型，并将此次新建线路与就近 10kV 艾 9 二线进行联络。具体工程量详见表 3.2-14。

表 3.2-14 2022 年供配电工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	10kV 架空线路 2×1×JL/G1A-150/25	km	3	
2	10kV 架空线路 1×JL/G1A-150/25	km	3.5	
3	S13-M-160kVA 杆架式变电站	座	5	180kvar 补偿箱 5 只
4	S13-M-80kVA 杆架式变电站	座	1	90kvar 补偿箱 1 只
5	S13-M-30kVA 杆架式变电站	座	1	
6	柱上真空断路器	只	7	
7	避雷器	组	7	
8	井口铁质开关箱	只	12	
9	电缆 VV ₂₂ -0.6/1kV 4×35+1×16	km	0.6	
10	电缆 VV ₂₂ -0.6/1kV 5×16	km	0.15	
11	电缆 VV ₂₂ -0.6/1kV 3×4	km	1.8	
12	镀锌焊接钢管 SC50	km	0.3	
13	接地极 ∠50×5×2500 热镀锌	根	51	
14	接地扁钢 -40×4 热镀锌	m	900	
15	防腐降阻剂	t	18	
16	临时征占地面积	m ²	19500	
17	永久征占地面积	m ²	1170	
18	3m 宽施工临时便道	km	6.5	
19	带电接火数量	处	7	10kV 线路

3.2.5.3 供暖

项目冬季不施工，施工期不涉及供热；运营期采用电加热。

3.2.5.4 工程占地

本项目占地分为永久占地和临时占地，占地面积统计详见表 3.2-15。

表 3.2-15 工程占地一览表

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积 (hm ²)	说明	用地类型
梭梭 壤漠	永久 占地	井场	1.32	单井永久占地 30m×40m	戈壁
		计量站	0.06	20m×30m	
		道路	0.54	道路宽度 6m	
		输电线路	0.12	-	
	合计		2.04	-	
	临时 占地	井场	10.89	单井临时占地 90m×100m	
		生活营地	0.25	生活区 50m×50m	
		管线	8.03	作业带宽度 8m	
		道路	3.89	作业带宽度 8m	
		输电线路	1.35	总长度 6500m	
	合计		24.41	-	-

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 百口泉注输联合站

中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站（简称“百联站”）行政上隶属克拉玛依市乌尔禾区，距克拉玛依市区东北侧约 70km，由百口泉采油厂运营管理。

百联站原油处理能力为 50×10⁴t/a，1979 年 9 月建成投产，1997 年对原油及含油污水处理装置进行了整体改造，2001 年对注水部分进行改造，建成了集原油处理、含油污水处理和注水为一体的联合处理站。

2015 年 5 月 18 日取得自治区环保厅批复（新环函〔2015〕619 号），其中审批的百联站原油处理规模为 130×10⁴t/a；原油稳定处理规模为 130×10⁴t/a；原油外输系统规模为 160×10⁴t/a；2018 年 4 月 8 日，中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂组织召开了“玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程（百联站原油处理系统改扩建工程）”竣工环境保护验收会，对该项目进行自主验收。

2018 年 2 月，中国石油新疆油田分公司委托中国石油大学（华东）编制《中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程环境影响报告书》，将百联站原油处理规模扩建到 260×10⁴t/a；原油稳定规模扩建到 290×10⁴t/a；原油外输规

模扩建到 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ ，并于 2018 年 5 月 9 日取得克拉玛依市环保局批复（克环保函〔2018〕83 号）。百联站扩建工程于 2018 年 6 月开工建设，2019 年 6 月完成建设进行生产调试，2019 年 11 月通过环境保护竣工验收。2018 年改扩建后，百口泉注输联合站的原油处理设计能力为 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ （其中玛湖原油处理系统 $210 \times 10^4 \text{t/a}$ 、设计原油含水率 40%，折合液量 $350 \times 10^4 \text{t/a}$ ），原油稳定能力 $290 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油外输能力 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理能力 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采出水处理能力 $8000 \text{m}^3/\text{d}$ ，压裂返排液处理能力 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，油田注水能力 $0.96 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

目前运行的百联站玛湖原油处理系统设计处理能力为 $210 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计油区来液含水 40%，折合液量为 $10800 \text{m}^3/\text{d}$ （ $350 \times 10^4 \text{t/a}$ ），其中水量为 $3840 \text{m}^3/\text{d}$

（ $140 \times 10^4 \text{t/a}$ ）。实际目前玛北、艾湖区块来液含水率 60%，由于含水量较高，百联站玛湖原油处理系统进液含水率高于设计值、满负荷运行。为降低百联站原油加热、脱水设备负荷，保证原油处理系统主体装置处理能力，计划扩建游离水脱除器，以恢复一段脱水装置原设计处理能力，达到原油处理系统含水率设计值（40%）满足未来采出液处理需求。该扩建工程计划 2022 年 8 月建成投运，目前正在施工建设中。

表 3.2-17 本次百联站原油脱水扩建前后对比表 单位： 10^4t/a

扩建前实际处理情况					扩建后设计处理情况				
液处理量 (折合)	350	其中	油处理(玛湖原油处理系统)	140	液处理量(折合)	350	其中	油处理能力(玛湖原油处理系统)	210
			水(含水率 60%)	210				水(40%)	140

根据上表可知，本次百联站扩建一段脱水装置后可恢复原油处理（即比现状实际处理油量增加） $70 \times 10^4 \text{t/a}$ 。根据本项目预测指标，到 2023 年达到最大产油量 $6.04 \times 10^4 \text{t/a}$ 。可满足本项目原油处理需求。

百口泉注输联合站建有压裂返排液处理装置，设计处理能力 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状实际处理量约 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力可以满足本项目运营期 $1685.31 \text{m}^3/\text{a}$ 的处理需求。

3.2.6.2 玛 18 转油站

本项目玛 18 井区油气集输依托玛 18 转油站转输至百口泉注输联合站。玛 18 转油站于 2018 年 6 月 8 日取得和布克赛尔蒙古自治县环境保护局批复（和环评函字〔2018〕16 号），2019 年 11 月完成该工程自主验收。玛 18 转油站设计

规模为 $250 \times 10^4 \text{t/a}$ ，最大日输液量约 7500m^3 ，主要负责将玛 131 井区、玛 2 井区、艾湖 2 井区及玛 18 井区产液共同输往百联站进行处理及外输。

玛 18 井区来液经已建三相分离器进行气液分离，分离后的含水原油通过相变加热炉加热（温升至 $40 \sim 50^\circ\text{C}$ ）、分离缓冲橇对加热后的含水原油进行分离缓冲，分离出部分采出水供压裂用水。低含水油通过转输泵增压转输至百口泉注输联合站进行处理。站内三相分离器分离出的天然气经除油器处理，分离出的伴生气通过玛 18 天然气撬装回收装置回收处理。

目前玛 18 转油站现状转液量为 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，将新井 AHHW1201、AHHW1202、AHHW1203 接入玛 18 井区集输管网后，分别对集输干线 A 线、C 线接入的所有计量站进行模拟计算，两条线路的最远井回压与目前运行压力基本一致，说明接入新井后对已建管网运行参数影响较小，且 3 口新井的井口回压最高为 1.67MPa ，新建井前期均为自喷生产，因此常温输送满足油气集输需求。

玛 18 井区已建成天然气回收装置 7 套：1 套 $8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、2 套 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，2 套 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，2 套 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，合计能力 $68 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前天然气处理量为 $38 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目 3 口井新增天然气量 $2.31 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，该处理站能力满足项目需求，依托可行。

3.2.6.3 艾湖 2 转油站

油区来液（ $20 \sim 25^\circ\text{C}$ 、 0.25MPa ）首先进入气液两相分离器，分离器设置液位检测，其出液管道上设调节阀，该阀门与液位进行连锁控制，保证气液分离器液位控制在 $1/2$ 处，分离出的含水原油（ $20 \sim 25^\circ\text{C}$ 、 $0.2 \sim 0.23 \text{MPa}$ ）进入相变加热炉的进行加热。加热后的原油（ $50 \sim 60^\circ\text{C}$ 、 0.15MPa ）进入压力缓冲罐内缓冲，缓冲后原油经破乳剂加药撬加药、转油泵增压后输送至百口泉注输联合站进行处理。艾湖 2 转油站工艺流程示意图见图 3.2-7。

天然气处理及外输：根据油田公司对玛北、艾湖地区油田伴生气的整体规划，计划将全部伴生气集中输至 81#天然气处理站进行处理，需在艾湖 2 井区拟建 1 座 $25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的天然气增压站，外输压力 $3.4 \text{MPa} \sim 4.5 \text{MPa}$ ，届时将百口泉油田和艾湖 2 井区油田伴生气利用已建管线集中输送至玛 18 井区，拟建玛 18→81 号站输气总管道。目前该项目的方案设计已通过油田公司审查，具体详见《百口

泉采油厂天然气增压脱水站建设工程》，工程预计 2022 年开始建设，于 2023 年投用。

本项目 8 口井新增天然气量 $6.16 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，该处理站能力满足项目需求，依托可行。

图 3.2-7 艾湖 2 转油站工艺流程示意图

3.2.6.3 克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司

(1) 概况

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司位于克拉玛依市白碱滩区，是一家有危险废物处理运营资质的单位，经营范围：普通货物运输；货物专用运输；危货运输；收集、处置利用 HW08 危险废物（矿物油）；污水处理及其再生利用；技术推广服务；环境污染处理专用材料的生产；防冻液、润滑油、专用化学品生产与销售；油罐清洗；劳务输出；化工产品、石油制品销售；油田工程技术服务；与石油和天然气开采有关的服务活动；房地产租赁经营；机械设备、五金产品及电子产品批发。

(2) 环保手续

博达公司于 2006 年开始建设，原设计处理能力为 $100 \text{m}^3/\text{d}$ ，并履行了环保手续，但由于后期的市场调研将扩大含油污泥的处理规模，追加投资将处理规模扩大至 $300 \text{m}^3/\text{d}$ ，并委托中勘冶金勘察设计院有限责任公司对其进行了环境影响评价，克拉玛依市环保局于 2007 年 4 月以克环保函[2007]28 号文件对项目进行了批复。根据《建设项目环境保护管理条例》和《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的有关规定及程序，2007 年 11 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对现有工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。2010 年由于生产的需要，建设单位在厂区北侧扩建 2 座 $50\text{m} \times 70\text{m} \times 6\text{m}$ 的污水沉降池，作为含油污水进入厂区的预处理分离油水，并于 2010 年 9 月报克拉玛依市环境保护局以克环保函[2010]127 号文件进行了批复，于 2011 年 4 月建设投入使用，2011 年 8 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对污水储池扩量工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。

(3) 依托可行性

博达公司自主研制了助溶剂体系萃取法，通过助溶剂体系萃取法处理后，油田污泥可分解为土、水和油。分离出的土可以作为绿化用土，水可以达标排放，

而油可用于炼化合格原料。为将油田废弃物这些废弃物进行无害化和资源化处理，克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司污油泥处置装置位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块，经过近 8 年生产运行，已累计为克拉玛依油田回收处理污油泥近 50 万吨。为了达到节能减排，提高生产效率和降低生产运行成本的目的，博达环保公司在污油泥处置装置原址多次进行提升改造，处理能力提升至 $73.99 \times 10^4 \text{t/a}$ （其中含油污泥处置装置 $49.8 \times 10^4 \text{t/a}$ ，油田废液处理装置 $24.19 \times 10^4 \text{t/a}$ ），目前实际处理量 $35 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本工程产生的含油污泥依托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置可行。

3.2.6.4 克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司

（1）概况

克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司位于第七师 1 连，该公司在乌尔禾区建立了一个钻井废弃泥浆及岩屑处理中心，主要处理钻井非磺化类废弃泥浆及岩屑。处理中心建设了储浆池、振动筛、办公室、调度室等设施，采用“化学脱稳+压滤离心+混凝沉降+精细过滤”工艺实现钻井泥浆的无害化处置和综合利用，建成年处理废钻井泥浆、岩屑 10 万 m^3 ，工艺流程见图 2-8。宇洲环保公司在各井场配置收集罐收集，钻井废液及岩屑不落地，用罐车不定期运至集中处理中心站。可以实时做到工完料净。

（2）环保手续

钻井废弃泥浆及岩屑处理中心总占地面积 13333.4m^2 ，工程总投资约 1000 万元，其中环保投资 55 万元。新疆生产建设兵团第七师原环保局 2017 年 10 月 30 日对克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司钻井泥浆、岩屑处置及综合利用项目进行了批复（师环审[2017]64 号），2019 年 12 月 8 日进行了自主验收。

（3）依托可行性

克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司的钻井废弃泥浆及岩屑处理中心设计处理废钻井泥浆、岩屑 10 万 m^3/a ，本项目岩屑产生量为 3794.41m^3 ，泥浆产生量为 9915.55t，依托宇洲环保公司处置的可行。

3.2.6.5 乌尔禾污水处理厂

本项目钻井期钻井队生活污水由罐车收集拉运至乌尔禾污水处理厂处置。

乌尔禾区城市污水处理厂 2014 年建成投运，规划污水处理能力近期 0.6 万

立方米/日，远期 1.2 万立方米/日，处理后水质达国家一级 B 标准。2018 年 5 月，乌尔禾区投资 5399 万元，实施了污水处理厂提标改造工程，2018 年 11 月底正式投入运行，设计出水水质达到国家一级 A 标准。2019 年，该厂提标改造项目调试运行稳定，并于 2019 年 6 月 30 日通过环保竣工验收。目前，日均处理生活污水 0.26 万吨（含农村生活污水）。本项目整个施工期 720d，施工期生活污水产生量共计 1382.4m³，排入防渗污水收集池，定期由罐车拉运至乌尔禾污水处理厂，依托可行。

3.2.6.6 乌尔禾生活垃圾填埋场

本项目钻井期钻井队生活垃圾收集后由第三方单位拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理工程位于克拉玛依乌尔禾区西南方，217 国道东侧，卫生填埋场占地面积 11.31ha，填埋场设计总库容为 77 万 m³。服务年限为 2018 年至 2030 年。近期（2023 年）生活垃圾日清运处置 87t，累计处理量 23.56 万 t；远期（2030 年）生活垃圾日清运处置 98t，累计处理量 47.64 万 t。

克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理工程于 2016 年 7 月通过原克拉玛依市环境保护局审批，文号“克环保函评价[2016]376 号”。2017 年 11 月完成近期和管理区主体工程建设，2019 年 6 月通过环保竣工验收。

本项目整个钻井期生活垃圾量 21.6t，克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理工程可接收本项目钻井期生活垃圾，依托可行。

3.3 工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和油气处理等。

3.3.1 工艺流程

3.3.1.1 施工期工艺流程

（1）钻井工艺流程

钻井工程包括：钻前准备、钻井施工（钻井、固井）、井场清理平整。

钻前准备主要包括巡井道路建设、井场平整、铺垫、钻机基础和设备进场。

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出

井眼，以保证持续钻井。钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至储罐暂存。

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的油、气。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

另外，现场施工前根据实际情况要作水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻井中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

钻井工程作业流程见图 3.3-1 所示。

图 3.3-1 钻井施工作业流程及产污节点图

钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至井场储罐暂存。

本项目钻井泥浆不落地设备工艺如下：

本工程施工期产生的岩屑及钻井液全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理。泥浆进入钻井不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后，剩余的少量液相由钻井施工单位回收至钻井液配制站，用于其他区块井场的钻井液配制，固相临时贮存在井场内岩屑储罐（方罐 2 用 1 备，容积 30m³）。

※工艺流程说明：

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井液（泥浆）进入不落地系统后，经以下步骤进行处理：

a、钻井液（泥浆）经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入收集箱，再输送至甩干机和离心机进行二次深度固液分离，二次分离出的液相（泥浆）回用，分离出的固相（岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐内；

b、初步分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。

工艺流程图见图 3.3-2。

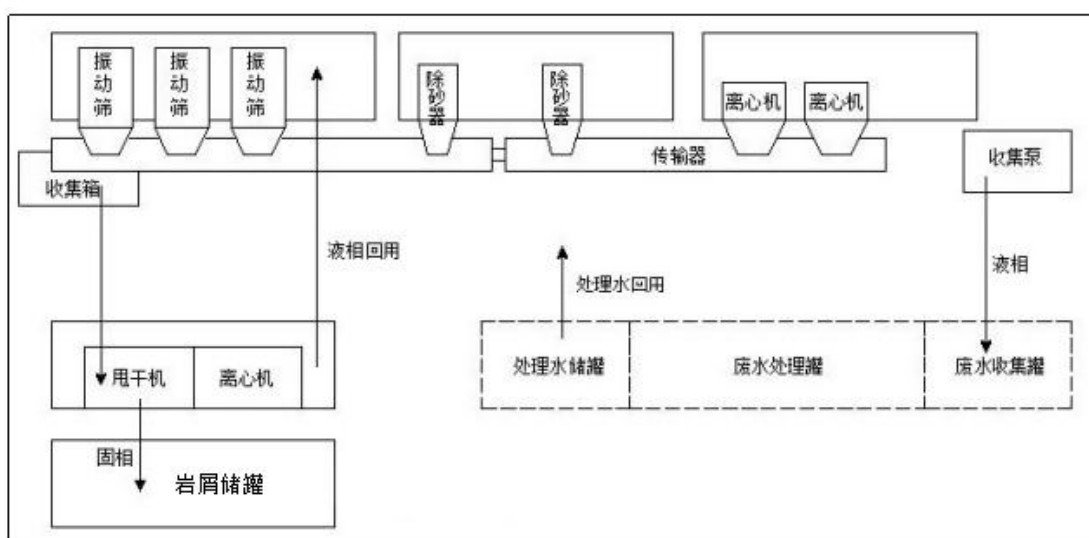


图 3.3-2 泥浆不落地工艺流程图

（2）井口设备安装

采油井口采用 12 型（30kW）节能抽油机及配置井口保温盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器。

采油井安装井口装置、抽油机及配套电机等。主要工程活动包括抽油机基础施工、抽油机安装、电加热设备等安装。

抽油机安装顺序为：施工准备→基础验收划线→机座安装→抽油机主体安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油紧固螺栓。

（3）管线敷设工艺流程

①管线敷设

根据施工图坐标点施工放线，打百米桩和转角桩并撒白灰线作为施工作业带边界。项目单井管线施工作业带宽 8m、支线施工作业带宽 10m。管线敷设方式主

要为埋地敷设，管线顶埋深-1.9m。施工过程要经过测量定线、清理施工现场、平整工作带、修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材经过防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接、探伤、补口及防腐检漏。在完成管沟开挖工作以后下沟并进行管线系统安装。

②清管和试压

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管线内部的杂物并检验管线及焊缝的质量。当吹扫出的气体无铁锈、尘土、石块、水等脏物时为吹扫合格，吹扫合格后应及时封堵。管线液体压力试验介质为洁净水，强度试验压力为设计压力的1.5倍。液体压力试验时，必须排净系统内的空气。升压应分级缓慢，达到试验压力后停压2h，然后降至设计压力，进行严密性试验，达到试验压力后停压4h，不降压、无泄漏和无变形为合格。

③回填、地貌恢复

分段试压后对管沟覆土回填，然后清理作业现场，做好恢复地貌、地表植被工作，最后通过竣工验收。

管道敷设工艺流程见图3.3-3。

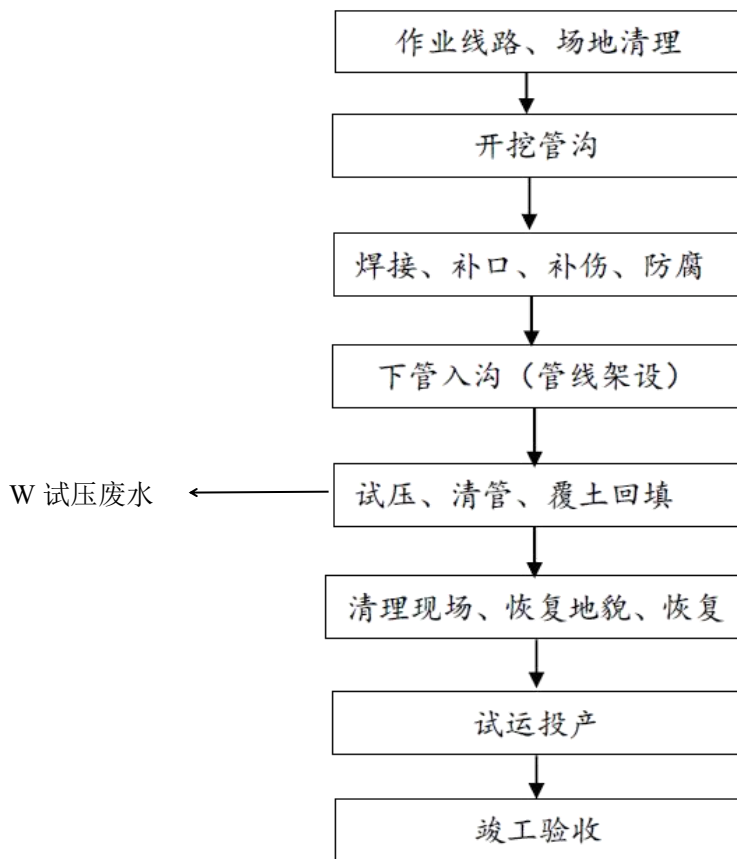


图 3.3-3 管线施工工艺流程图

(4) 道路施工工艺

本项目施工期建设简易砂砾石路面结构道路，道路施工包括测量放样、路基整理、路基压实、砂砾石路面铺设、压实度检验和交工验收过程。道路按四级道路标准建设，路面宽 6m，采用沙石路面。道路两侧配置必要的交通指示及安全警示标牌。

3.3.1.2 运营期工艺流程

(1) 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

(2) 采油

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。

(3) 油气集输

油气密闭集输至无人值守计量阀组，AHHW1201、AHHW1202、AHHW1203 计量后油气混输至玛 18 转油站转输百口泉注输联合站，气相输往玛 18 天然气回收撬装装置处理。AHHW1209、AHHW1210、AHHW1205、AHHW1206、AHHW1207、AHHW1208、AHHW1211、AHHW1212 油气混输至艾湖 2 转油站转输百口泉注输联合站，气相输往艾湖 2 天然气回收撬装装置处理。

3.3.1.3 退役期封井流程

(1) 油、水井退役封井

闭井期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。闭井后作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，井场清理等。

具体流程如下。

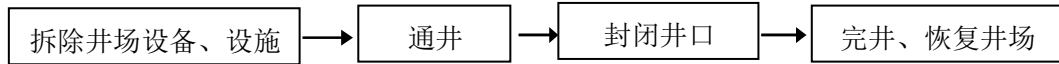


图 3.3-4 油、水井闭井期工艺流程图

(2) 集输管线退役

随着油水井的关闭，相应的集输管线也将停止使用。对于停用退役的管线，进行扫线清理完管线内的残油或者污水后，两端封死，保留于地下，不做开挖处理。

(3) 闭井期环境影响因素及产污环节

闭井期污染源主要为施工扬尘、车辆噪声、清管废水及施工固废，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；清管废水通过管道驱至联合站采出水处理系统处置后，回注油层；固废污染源主要为废弃管线进行综合利用；废弃建筑垃圾运至建筑垃圾填埋场。

3.3.2 环境影响因素分析

本项目建设分为施工期、生产运营期和服役期满三个阶段。

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

本项目包括钻井、地面工程建设、采油、油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的钻井、采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，主要包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。

本工程开发过程污染物排放流程详见图 3.3-5。

图 3.3-5 油田开发过程污染物排放流程

3.3.3 工程污染源分析

3.3.3.1 施工期生态影响及污染源分析

(1) 生态影响因素

施工期生态影响主要体现在站场、管线、道路等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集输管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线、井场施工扰动的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场井口、计量站、道路占地。

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

(2) 大气污染物

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自钻井和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

①扬尘

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

由于主要进行钻井、管线敷设等施工，项目区内大量出入中型车辆，因此项目区内道路主要为石子路，车辆行驶的扬尘污染较重，先应合理规划、选择最短的工区道路运输路线，对使用频繁的道路路面进行洒水处理，减少路面沙尘的扬起和对公路两旁土地的扰动。再者，在道路两旁植被受扰动范围内种植根系发达、耐干旱、抗风沙和枝叶茂盛的优良植被，运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度小于 40km/h）。另外，运输车辆拉运水泥、石灰等物资需加盖篷布。

(3) 废水

①管道试压废水

施工期的管道试压将产生一定量的废水，本项目新建单井出油管线 8.1km（管径 DN65），集输支线 1.5km（管径 DN150），新建集油复线管线 3km（管

径 DN250)。管道试压用水量一般为充满整个管道容积的 1.2 倍,则本项目管道试压用水量约 2.41m³,损耗约 10%,则试压废水量 2.17m³,试压废水中主要污染物为悬浮物,悬浮物浓度值在 300mg/L 左右,经沉淀后用于施工现场洒水降尘。

②生活污水

单井钻井施工人数为 30 人,每人每天用水量约 80L,钻井期共计 720d,则整个钻井期间生活用水为 1728m³,按排污系数 0.80 计算,则整个钻井期间施工生活污水产生量为 1382.4m³。其水质与一般城市生活污水相类似,主要的污染物浓度为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 200mg/L、氨氮 30mg/L,产生量分别为:0.48t、0.28t、0.04t;钻井井场设置生活营地,营地内设置防渗收集池,生活污水排入防渗收集池,待钻井工程结束后拉运至乌尔禾污水处理厂,防渗收集池覆土填埋,防渗膜由井队回收利用。

(4) 固体废物

开发建设过程中固体废弃物主要为钻井作业时产生的钻井泥浆、岩屑,施工土方。

①钻井泥浆

参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告 2021 年第 24 号)中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数计算泥浆(废弃钻井液)的产生量,见表 3.3-2。

表 3.3-2 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	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	钻井液	普通油井	≥3.5 千米进尺	固体废物	t/井次-产品	吨/百米	无害化处理/处置/利用	29.73
井下作业	钻井液	普通油井	2.5-3.5 千米进尺	固体废物	t/井次-产品	吨/百米	无害化处理/处置/利用	19.5

本工程新钻井 8 口,钻井泥浆产生量见表 3.3-3。

表 3.3-3 各井钻井泥浆产生量

序号	井号	井深 (m)	泥浆量 (m ³)
1	AHHW1201	4169	1239.44
2	AHHW1205	4169	1239.44
3	AHHW1206	4169	1239.44
4	AHHW1207	4169	1239.44
5	AHHW1208	4169	1239.44

6	AHHW1210	4169	1239.44
7	AHHW1211	4169	1239.44
8	AHHW1212	4169	1239.44
合计			9915.55

②钻井岩屑

钻井岩屑产生量按下式计算：

$$W=1/4\times\pi\times D^2\times h\times 2.2$$

式中：W—钻井岩屑排放量，t；

D—井的直径，m；一开 381mm，二开 241.3mm，三开 165.1mm；

h—井深，m；

2.2 为膨胀系数。

表 3.3-4 各井钻井岩屑产生量

序号	井号	井深 (m)	岩屑量 (m³)
1	AHHW1201	4169	474.55
2	AHHW1205	4169	474.55
3	AHHW1206	4169	474.55
4	AHHW1207	4169	474.55
5	AHHW1208	4169	474.55
6	AHHW1210	4169	474.55
7	AHHW1211	4169	474.55
8	AHHW1212	4169	474.55
合计			3796.41

根据各井井身结构和上述岩屑经验公式，本工程单井钻井水基岩屑约 3796.41m³。钻井岩屑、泥浆经不落地系统处理实现固液分离，分离后的液相回用，分离后的固相（岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐中，委托克拉玛依宇洲环保工程有限公司合规处置。

③施工土方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖和巡井道路修建产生。本项目土石方平衡见表 3.3-5。

表 3.3-5 土石方平衡表

工程类别	挖方 (m³)	填方 (m³)	借方 (m³)	弃方 (m³)
管线工程	160600	158908	0	1752
道路工程	1200	1200	0	0
合计	161800	160108	0	1752

管道施工过程中将开挖 2m 深的管沟，管线敷设完工后，土方回填至管沟，

将剩余的土方量回填在管廊上并压实，管线工程不产生集中弃土。管线工程产生的弃方用于油田区域平整井场。

④机械设备废油

钻井期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油等，类比调查一个钻井期产生量不足 0.5t，本工程产生量约 4t，产生的废机油由钻井单位用专用罐集中收集后自行处置。

⑤废弃防渗膜

本项目钻井施工期及试油作业期在施工区域铺垫防渗膜，防止施工过程中产生的废油污染土壤，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破损无法再次利用，则沾满油泥的废弃防渗膜作为危险废物，委托具有危废处置资质单位处理。

废弃防渗膜根据《国家危险废物名录》（2021 年版）“HW08 废矿物油与含矿物油废物类”，属于使用过程中沾染矿物油的废弃包装物，危废代码为 900-249-08。

⑥生活垃圾

钻井阶段，井场人员按 30 人计算，钻井周期为 720 天，每人每天产生生活垃圾 1.0kg，整个油田施工期间产生的生活垃圾为 21.6t。由钻井队收集后委托第三方拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。

（5）钻井噪声

钻井过程中的噪声源分别来自钻井机械和泥浆泵，其源强分别为：钻机 100~120dB（A）；泥浆泵 95~100dB（A）。

不同类型施工机械在不同距离处的噪声预测值见表 3.3-6。

表 3.3-6 各种施工机械在不同距离的噪声预测值 单位：dB（A）

距离 (m)	源强	隔声后	5	10	15	20	25	30	40	50	60	80	100	160
钻机	120	105	91	85	81	79	77	75	73	71	69	67	65	61
泥浆泵	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42

根据预测结果，施工期间，钻机的噪声在施工场界外 320m 处时夜间噪声达《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求。同时，对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养，保证机械设备的正常运转，以

降低设备正常运转的噪声。进一步落实以上措施后，钻井噪声对周边环境及施工人员的影 响将进一步减少，钻井期产生噪声对周边环境影 响不大。

(6) 施工期污染物排放情况

本工程施工期污染物排放情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 本工程施工期污染物排放情况表

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期机械运行	扬尘	因为钻井过程基本为有水作业，作业面小，起尘量少	
废水	集输管线	试压废水	SS	水量 2.17m ³	沉淀后泼洒降尘
	井场	生活污水	SS、COD、BOD ₅	1382.4m ³	生活污水排入防渗收集池，拉运至乌尔禾污水处理厂处置。待钻井结束后防渗收集池覆土填埋，防渗膜由井队回收利用
固体废物	井场	钻井泥浆	/	9915.55m ³	泥浆不落地系统分离处理后回用
		钻井岩屑	/	3794.41m ³	泥浆不落地系统分离交由克拉玛依宇洲环保工程有限公司合规处置
		废弃防渗膜	/	少量	委托具有危废处置资质单位处理
		生活垃圾	/	21.6t	由钻井队收集后委托第三方拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理
	管线、道路等工程	施工弃土		0m ³	/
噪声	井场	钻机	/	100~120dB(A)	声环境
		泥浆泵	/	95~100dB(A)	

3.3.3.2 运营期污染源分析及污染物排放

(1) 运营期废气污染物排放

生产运营期间单井加热采用电加热，无废气污染物排放，在油气集输过程中产生一定量的烃类挥发。

①油气集输烃类挥发

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

参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械化工出版社）中提供

的无组织排放源强估算系数，VOCs 产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰。本项目油气集输及处理采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，故产污系数取 0.1‰，根据设计资料，11 口油井全部投产后预计 2023 年达到最大产油量（产品） $6.04 \times 10^4 \text{t/a}$ ，经计算有机废气（按 NMHC 计）排放总量为 6.04t/a。

（2）运营期废水污染物排放

运营期不新增劳动定员，工作人员由百口泉采油厂内部调剂解决，故不新增生活污水。运营期产生污水主要为油气开采井下作业废水、采出水。

①井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告 2021 年第 24 号）中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数计算井下作业废水的产生量，（见表 3.3-8），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-8 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	排污系数
井下作业	洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	27.13	0
				化学需氧量	g/井次-产品	34679	0
				石油类	g/井次-产品	6122	0

本项目油藏为低渗储层，根据表 3.3-8 计算井下作业废水产生量为 27.13t/井次，化学需氧量产生量为 34679g/井次，石油类产生量为 6122g/井次。按井下作业每 1 年 1 次计算，则本项目每年产生井下作业废水 298.43t、化学需氧量 0.38t、石油类 0.067t。井下废水带罐收集拉运至百口泉注输联合站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，不外排。

②采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。单井不设油水分离设施，单井采出液（油、水）经密闭集输至百口泉注输联合站原油预处理系统处理，分离出的采出水进入百口泉注输联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标

及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油藏，不外排。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“07 石油和天然气开采业行业系数手册”采出水产污系数核算详见表 3.3-9。

表 3.3-9 石油和天然气开采行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排放量
非稠油	低渗油田<80%	二次采油+三次采油	所有规模	化学需氧量	克/吨—产品	647A/(1-A)	物理+回注	0
				氨氮	克/吨—产品	11.12A/(1-A)		0
				石油类	克/吨—产品	116.56A/(1-A)		0
				总氮	克/吨—产品	8.91A/(1-A)		0
				挥发酚	克/吨—产品	0.83A/(1-A)		0
				工业废水量	吨/吨—产品	A/(1-A)		0

注：A表示原油含水率，取值范围0~1。

根据艾湖 12 井区油藏开发预测表，油田呈衰竭式开采，随着开采年限增加，采出液中含水率逐年增加，产油量逐年减小。而采出水中污染物跟含水率和产液量呈正比关系，跟产油量成反比。根据产量预测表，最小产油量 0.68 万吨，最大水核算 1.91 万吨，最大含水率为 66%（A 取 0.66），计算本项目采出水中污染物产生量见表 3.3-10。

表 3.3-10 采出水中污染物产生量一览表

污染物指标	产污系数（克/吨—产品）	2036 年（预测最大产水量）		排放量
		污染物产生量（吨）	产生浓度（mg/L）	
化学需氧量	1255.94	23.99	1256	0
氨氮	21.59	0.41	21.47	0
石油类	226.26	4.32	22.62	0
总氮	17.30	0.33	17.28	0
挥发酚	1.61	0.03	1.57	0
工业废水量	1.94	19100	-	0

根据上表分析，预计 2036 年产水量达到最高为 1.91 万 t/a，其中化学需氧量 23.99t/a、氨氮 0.41t/a、石油类 4.32t/a、总氮 0.33t/a、挥发酚 0.03t/a。

（3）运营期固体废物排放

①井下作业废液

本项目运营期井下作业为压裂作业和修井作业，此过程会产生一定量的压裂返排液和洗井废液。在根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”产污系数

核算详见表 3.3-11。

表 3.3-11 井下作业废液产生量一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产污系数	末端治理技术	排放量
井下作业	压裂液	低渗透油井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	153.21m ³ /井	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	废洗井液	25.59t/井	无害化处理/处置/利用	0

经计算 11 口油井废压裂返排液产生量 1685.31m³/a，废洗井液产生量 281.49t/a。井下作业采用带罐作业，压裂返排液入方罐，拉运至百联站注输联合站，拉运过程中参考《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ 2025-2012）》、《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日实施）等文件要求；根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》，压裂返排液属于石油开采行业产生的固体废物，根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 21 日实施），压裂返排液不属于表 1 石油开采过程中产生的主要危险废物。

压裂返排液上清液进入污水处理系统处理，污水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准限值后回注油藏；油泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司合规处置。

洗井液产生为 28.49t/a。

②油泥（砂）

本项目采出液通过管线密闭集输至百联站注输联合站原油预脱水系统进行预处理，油水分离后产生含油污水由百联站注输联合站污水处理系统进行处理，污水处理过程中会产生一定量的含油泥沙。此外，站内检修清罐、污水处理隔油等工艺会产生含油污泥。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.3-12。

表 3.3-12 石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐、污水隔油等	所有规模	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

根据艾湖 12 井区八道湾组油藏开发指标预测表（表 3.2-7），年产油量随开

发年限由低增高再降低，本项目 11 口采油井全部投产后预计 2023 年达到最大产油量 6.04 万 t，计算含油污泥最大产生量为 548.2t/a。含油污泥属于危险废物，定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置。

③落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后共 11 口油井，落地油总产生量约 1.1t/a。本项目井下作业时带罐作业，作业区域铺设防渗膜，落地油 100%回收，定期委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，本项目运营期危险废物汇总见表 3.3-13。

表 3.3-13 运营期危险废物汇总表

序号	名称	行业来源	废物代码	产生量(吨/年)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废规律	危险特性
1	油泥(砂)	石油开采	071-001-08	548.2	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	半固体	石油类、泥沙	石油类	连续产生	毒性 T 易燃性 I
2	落地原油	石油开采	071-001-08	1.1	井场	半固体、固体	石油类	石油类	间歇产生	毒性 T 易燃性 I
3	废防渗膜	石油开采辅助工程	900-249-08	少量	井场	固体	石油类	石油类	间歇产生	毒性 T 易燃性 I

④生活垃圾

本项目新增管理人员从石西作业区已有人员进行调配，故不新增生活垃圾。

(4) 运营期噪声排放

运营期噪声污染源主要包括：单井和计量站中各类机泵等。噪声排放情况见表 3.3-14。

表 3.3-14 运营期噪声排放情况

位置	噪声源	源强 dB(A)
井场	机泵	80~90
	井下作业（压裂、修井等）	80~120

(5) 运营期污染物排放汇总

综上所述，本项目运营期污染物排放情况汇总详见表 3.3-15。

表 3.3-15 本项目运营期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
采油	采油及集输	无组织挥发	烃类	6.04m³	6.04m³	大气环境
废水	井场	井下作业废水	COD、石油类	298.43m³	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至是百口泉注输联合站处理
		采出水		1.91 万 m³	0	经百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后回注藏
固体废物	井场	压裂返排液		1685.31m³	0	井下作业采用带罐作业，上清液进入污水处理系统处理，污水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准限值后回注油藏；油泥委托克拉玛依博达环保科技有限公司合规处置
		洗井废液		281.49m³	0	
		废弃防渗膜		少量	0	
	依托联合站	油泥（砂）		548.2t	0	交由有危废处置资质的单位回收、处置
	井场事故状态下	落地油		1.1t	0	井下带罐作业，作业区域铺设防渗膜，落地油 100%回收，定期交由克拉玛依博达环保科技有限公司处置

（6）污染物排放三本账

污染物排放“三本账”详见表 3.3-16。

表 3.3-16 污染物排放“三本账”

类型	类别	单位	现有工程	本工程		扩建后	
			排放量	排放量	“以新带老”削减量	排放量	增减量
废气	SO ₂	t/a	0	0	0	0	0
	NO _x	t/a	0	0	0	0	0
	VOCs	t/a	3.139	6.04	0	9.179	+6.04
废水	采出水	t/a	0	0	0	0	0
	井下作业废水	t/a	0	0	0	0	0
固废	含油污泥	t/a	0	0	0	0	0
	井场事故状态下	t/a	0	0	0	0	0

3.3.3.3 退役期污染源分析

服役期满后，对完成采油的废弃井，进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

井场拆除的抽油机、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收

利用。对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

3.4 清洁生产水平分析

本项目隶属新疆油田公司百口泉采油厂管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向。

3.4.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 钻井过程的清洁生产工艺

①钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。工程采用水平井钻井方式，使用先进的钻井工艺及设备，钻井效率高，钻井废物产生量少，对地表扰动轻。井身结构设计能够满足油田开发和钻井作业的要求，科学的进行了钻井参数的设计，钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

②采用非磺化水基钻井液，同时兼顾了钻井特性和经济性，生物降解性好，环境可接受性强。

③设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以防止井喷事故对环境造成污染事故。

④井下作业过程选用性能优良的压裂液、修井液。作业过程配备泄油器、刮油器，作业全程铺设防渗膜。

(2) 原油集输及处理清洁生产工艺

①密闭混合输送工艺能够减少投资，避免含油污水分散处理。

②优化布局，减少建设用地对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

(3) 运营期井下作业清洁生产工艺

①在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发；管汇撬阀门、油泵等设备采用密闭性能可靠的装置，杜绝跑、冒、滴、漏现象发生。

②原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

③采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

④在井下作业过程中，对产生的原油和废液拟采用循环作业罐（车）收集，运至百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注油层，节约了新鲜水的同时减少的外排；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，拉运至百口泉注输联合站原油处理系统进行处理。

（4）节能及其它清洁生产措施分析

①采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

③采用先进、可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的安全性、准确性。集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

（5）建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入新疆油田分公司安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。

3.4.2 清洁生产水平分析

参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对艾湖 12 井区清洁生产水平作出评价。

3.4.2.1 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，综合考评艾湖 12 井区实施清洁生产的状况和清洁生产水平。

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，用于定性考核百口泉采油厂对有关政治法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（1）评价依据

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

①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就执行国家要求的数值。

②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。

③定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

（2）权重分值

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

（3）评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类

是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-1。

表 3.4-1 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						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm²	15	符合行业标准要求	26.4	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	23	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	98	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000m； 3000m 以上	10	≥40%； ≥50%； ≥60%	本工程单井井深 4169m：钻井液循环率 90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	0	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	0	10
		废弃钻井液产生量	m³/100m 标准进尺	10	≤10	0	10
		柴油机烟气排放浓度	——	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水不外排	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标		指标分值		本工程指标	得分
(1) 资源与能源	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10		本项目钻井液为环保水基泥浆，	10

消耗指标					未添加磺化物	
		柴油消耗	具有节油措施	5	具有节油措施	5
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	开发公司建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核, 并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		定制节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	采用泥浆不落地工艺, 泥浆循环使用, 完井后剩余泥浆回收入罐, 用于后续钻井配液等环节使用。	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.4-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	<5	10

消耗指标		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	<5	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
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液排放量	m ³ /井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m ³ /井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m ³ /井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程指标	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	井下作业时带罐作业，落地原油运至百口泉注输联合站原油处理系统进行处理	10

(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证	15	新疆油田公司开发公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核	20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划	5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求	20	满足其他法律法规要求	20

表 3.4-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65	<50	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	——	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	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	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							

一级指标	指标 分值	二级指标				指标 分值	本工程		
							本工程指标	得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	井筒设施完好	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	有套管气回收装置	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	井下作业时带罐作业	10
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	注水采油	10
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	全密闭流程，并设置轻烃回收装置	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					10	建立了 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划					5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况					5	按要求执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	按要求执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况					5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况					5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5

3.4.2.2 评价指标体系计算

(1) 定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数据为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时，应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。如采用手工计算时，其值取小数点后两位；

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中： P —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 —第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

(2) 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

(3) 综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.4-4。

表 3.4-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

3.4.3 清洁生产结论

根据清洁生产综合评价指数判定：

钻井作业定量指标 100 分、定性指标 100 分，综合评价 100 分；

井下作业定量指标 100 分、定性指标 100 分，综合评价 100 分；

采油（气）作业定量指标 90 分、定性指标 100 分，综合评价 94 分。

综上，项目属于清洁生产先进水平。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染特征，确定本项总量控制及考核因子如下：

（1）废气污染物

本项目主要废气污染物为油气集输无组织挥发的非甲烷总烃。

（2）废水污染物

生产过程中产生的采出水和井下作业废水，均经处理达标后回注，不外排。

由上可知，本项目总量控制因子：非甲烷总烃。

3.5.3 总量控制建议指标

（1）开发期

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

（2）运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，均为无组织排放，排放量估算量为 6.04t/a，不纳入总量控制指标内。

4. 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

和布克赛尔蒙古自治县位于准噶尔盆地西北边缘，地处塔城、克拉玛依、阿勒泰三地区中心，北与阿勒泰、哈萨克斯坦共和国交界，南部与玛纳斯、沙湾接壤，西南部以乌尔禾为界与克拉玛依市相连，西与额敏县、托里县以白杨河为界，东邻阿勒泰地区，东西最长 210km，南北最宽 207km，辖区总面积 3.06km²。

克拉玛依市地处准噶尔盆地西北边缘，位于东经 84°14′~86°01′，北纬 44°07′~46°18′之间。该市东部与古尔班通古特沙漠接壤，南面是沙湾县和乌苏市，西部和西北部与托里县相连，北面与和布克赛尔蒙古自治县为邻。全市呈南北长，东西窄的斜长条状，总面积为 9500km²，占自治区总面积的 0.6%，海拔高度在 270m~500m 之间。

本项目主体工程位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县县城以南 76km，玛纳斯湖北侧 5km~7km 处，项目区中心地理坐标为 E85° 48′ 18.088″，N45° 48′ 45.438″。项目新建复线位于克拉玛依乌尔禾区行政区域范围内。

4.1.2 地形地貌

和布克赛尔蒙古自治县地貌比较复杂，有山地、丘陵、平原、荒漠，县境海拔最高点是赛尔山的木斯套峰，海拔 3835m，终年积雪，最低点为南部边缘已干涸的玛纳斯湖，海拔 249m。其地势特征为北高南低，北部地区地形以山区和低山区为主，海拔在 1000m~1500m，南部以平原为主，海拔在 1000m 以下。县境内明显可分为四大地区，即北部及西北部高山、亚高山地区，和布克谷地，中部中低山丘陵区，南部平原荒漠区。北部及西北部高山、亚高山地区包括赛尔山、北中部地区哈同山（水流较少，景象较为荒凉）、西北部边境连接赛尔山和哈同山脉的铁布克山。和布克谷地包括赛尔山以南，哈同山以北。中部中低山丘陵区包括哈同山东部及阿德尔山、赛勒克特山、阿尔根特山、沙勒布尔特山、迪伦山等组成，这一地区植被少、水源缺乏，地面起伏不平。南部平原荒漠区包括中、低带以南的广大平原、荒漠地区，由此以南至准噶尔腹地，其北部为和布克河下

游和夏孜盖三角洲，是农作物种植区。

克拉玛依市呈南北长、东西窄的斜条状。总的地貌特征是广阔平坦的戈壁滩，海拔高度 270m~500m。地势是西北高于东南，北~南和西~东的坡度均为 2%。中心城区位于山脉与盆地之间，西北缘是南、北走向的扎依尔山脉(成吉思汗山)，山势较低，海拔高度 600~800m，由构造剥蚀低山和丘陵地形组成；南部为独山子山，海拔高度 1283m；东南面是戈壁滩，一直伸展到准噶尔盆地中部的沙漠区。

4.1.3 水文

4.1.3.1 和布克赛尔蒙古自治县

(1) 河流

和布克赛尔蒙古自治县县境内有两条主要河流，白杨河与和布克河，有大小沟溪 31 条。白杨河发源于和布克赛尔蒙古自治县的旦木郭勒，年径流量 2.4 亿 m^3 ，和布克河发源于铁布肯乌散乡的霍尔茹，属和布克谷地的泉流河系，其年径流量约为 4200 万 m^3 ，是和布克赛尔蒙古自治县南部灌区、察和特灌区水源与加音塔拉水库的主要蓄水水源。水资源总量 4.35 亿 m^3 ，可利用水资源量 2.56 亿立方米，已利用水资源量 0.79 亿 m^3 ；地表水资源量 2.55 亿 m^3 ，可开采量 1.85 亿立方米；地下水资源量 1.80 亿 m^3 ，可开采量 0.71 亿 m^3 。

(2) 湖泊

①玛纳斯湖

玛纳斯湖是玛纳斯河的尾闾，位于天山北部准噶尔盆地中心，是主要汇集天山北坡地表径流而成的内陆湖，原为准噶尔盆地西部的一个大型咸水湖及周围盐沼和草甸，近年来因农业垦荒截水，发源于哈比尔原山的玛纳斯河完全断流，湖区已变成干涸的盐地和盐漠。玛纳斯湖地下水位较高，离地面约 2m，东面和南面是固定、半固定沙漠（古尔班通道古特沙漠）。玛纳斯湖湿地地区植被组成极其贫乏，以梭梭灌木为主。湖泊在水源稀少、降水贫乏的干旱气候背景下蒸发更加强烈，迅速萎缩并形成间歇干涸的荒漠景观。

②艾里克湖

艾里克湖位于克拉玛依市乌尔禾区境内，地处准噶尔盆地西部低山丘陵的东缘，为白杨河的尾闾湖泊，湖盆三面环山，水源补给大部分来自白杨河，面积 52.4 km^2 ，长度 12.4km，最大宽度 4.2km，平均宽度为 3.5km。湖泊环抱小盆地

及大面积洪积扇平原，自然坡降约 3%。最低海拔 278m，大部分海拔在 300m 左右。地貌单元上艾里克湖东南接玛纳斯河下游冲积，湖积平原，分为构造剥蚀地貌、堆积地貌两类，地势基本由西北向东南倾斜。艾里克湖地处温带大陆性荒漠气候，年均降水量 96.4mm，年均雨日 98.6 天，寒暑差异悬殊，冬季积雪较厚，年均日照 2637 小时，年均平均气温 8.4℃。年均蒸发量 3016.4mm，年均无霜期 225 天，年均冻土日 123 天，最大冻土深度 180cm，平均冻土深度 140cm。春季、秋季多大风，七、八级大风年均 68 天，平均风速达 3.5m/s，定时最大风速可达 30.3m/s，风向西北，处于地震烈度 7 度区。艾里克湖湖区芦苇丛生，鱼跃禽鸣，野猪、黄羊经常出没，树木成林，农田纵横，艾里克湖因此被誉为“戈壁沙漠上的一颗明珠”。

4.1.3.2 克拉玛依市

根据《新疆准噶尔盆地油田区地下水及其利用》资料，本项目所在区域地下水化学特征受地质、地貌、岩性、埋深及补排关系等因素的影响和控制。地下水的补给主要由地表水渗透、大气降水以及地下潜流组成，以地表水的渗漏为主，其次是地下潜流和大气降水。

乌尔禾水资源主要有白杨河、克拉苏河和达尔布都河，以及白杨河水库、黄羊泉水库和风城高库 3 座水库。

百口泉地下水水源地共包括 44 眼机井，该水源含水层岩性为砂石层，根据该水源周边环境情况，单口井一级保护区半径选取规范中范围经验值下限 100m，现状百口泉水源井已封井。单井一级保护区周长为 0.63km，面积为 0.03km²。百口泉地下水水源一级保护区周长为 27.63km，面积为 1.32km²。

地表水系图见图 4.1-1。

4.1.4 气候气象

和布克赛尔蒙古自治县地处内陆，远离海洋，属大陆性北温带干旱气候，气候特点为冬寒漫长、夏凉短促、无霜期短、降水较少、蒸发旺盛、空气干燥、积雪薄而不稳定，春秋多大风，全年盛行西风。由于纬度及地形的差异，全县分为两个大的不同气候区。北部山地气候区，包括和布克谷地在内， $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的积温在 2100℃左右，年平均气温只有 3.1℃~3.5℃，无霜期短，仅 135 天左右；降水量除中山带以上稍多外，一般降水都在 150mm 左右；积雪不稳定，有明显的冬季

逆温层,有利于牲畜越冬和喜凉作物的生长,但春秋多有偏西大风,常受风灾之害。南部平原气候区,热量丰富,年平均气温 $7.0^{\circ}\text{C}\sim 7.3^{\circ}\text{C}$, $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的积温在 $3300^{\circ}\text{C}\sim 3350^{\circ}\text{C}$ 之间,光照充足,无霜期长达 180 天~190 天;降水少,年平均降水只有 88.5mm,蒸发量大;夏季炎热,有干热风之害;冬季严寒,降雪少,积雪薄。

克拉玛依属大陆性干旱气候。夏季酷热,冬季严寒,冬夏两季气温回升快且时间漫长,而春秋两季时间短且极不稳定。具体气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 克拉玛依气象资料

序号	项目	单位	数值
1	最热月平均气温(7 月)	$^{\circ}\text{C}$	26.7
2	最冷月平均气温(1 月)	$^{\circ}\text{C}$	-18.9
3	极端最高气温	$^{\circ}\text{C}$	44
4	极端最低气温	$^{\circ}\text{C}$	-31.7
5	年平均气温	$^{\circ}\text{C}$	9.0
6	最大风速	m/s	26.0
7	年平均风速	m/s	2.7
8	主导风向	—	NW-NNW
9	年平均降水量	mm	129.4
10	历年最大降水量	mm	178.7
11	历年平均蒸发量	mm	3445.2
12	年均降水量	mm	129.4
13	最大积雪厚度	mm	250
14	冻土深度	cm	163.4

4.2 环境空气现状调查与评价

4.2.1 区域大气环境质量现状调查

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)对环境质量现状数据的要求,选取生态环境部环境工程评估中心国家环境保护环境影响评价数值模拟重点实验室环境空气质量模型技术支持服务系统发布的 2020 年塔城地区和克拉玛依市达标区判定数据。

塔城地区 2020 年 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度分别为 $3\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $37\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $12\mu\text{g}/\text{m}^3$; CO 24 小时平均第 95 百分位数为 $1.1\text{mg}/\text{m}^3$, O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $106\mu\text{g}/\text{m}^3$; 各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。

克拉玛依市 2020 年 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度分别为 $6\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $21\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、

54 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、26 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.4 mg/m^3 ，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 117 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；各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。

表 4.2-1 基本污染物环境质量现状 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染物	评价指标	标准值	塔城地区		克拉玛依市		达标情况
			现状浓度	占标率%	现状浓度	占标率%	
SO ₂	年平均质量浓度	60	3	5	6	10	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	10	25	21	52.5	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	37	61.66	54	77.14	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	12	34.29	26	74.29	达标
CO	95%保证率日均质量浓度	4000	1100	27.5	1400	35	达标
O ₃	90%保证率日均质量浓度	160	106	66.25	117	73.13	达标

综上，项目所涉及塔城地区和克拉玛依市均属于达标区，本项目评价区属于达标区。

4.2.1.2 其他污染物环境质量监测

针对其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）环境质量，本项目采用新疆天熙环保科技有限公司对项目区的实测数据。

（1）监测点位

监测点坐标：项目区监测点位坐标 E 85°41'41.65"，N 45°49'0.18"，项目区下风向监测点位坐标 E 85°42'16.57"，N 45°47'43.06"。监测布点图见附图 4.2-1。

（2）监测时间及频率

非甲烷总烃、硫化氢监测时间为 2022 年 1 月 14 日至 1 月 20 日，连续 7 天。

（3）采样及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保局颁布的《环境监测技术规范（大气部分）》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.2-2。

表 4.2-2 环境空气监测分析方法

污染物	分析方法	方法来源
非甲烷总烃	气相色谱法	HJ604-2011
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	GB11742-1989

（4）监测结果

非甲烷总烃、硫化氢监测结果见表 4.2-3。

表 4.2-3 监测结果（单位： mg/m^3 ）

监测时间	监测点位	非甲烷总烃	硫化氢
------	------	-------	-----

(小时均值)			
2022 年 1 月 14 日	项目区		ND
	项目区南侧		ND
2022 年 1 月 15 日	项目区		ND
	项目区南侧		ND
2022 年 1 月 16 日	项目区		ND
	项目区南侧		ND
2022 年 1 月 17 日	项目区		ND
	项目区南侧		ND
2022 年 1 月 18 日	项目区		ND
	项目区南侧		ND
2022 年 1 月 19 日	项目区		ND
	项目区南侧		ND
2022 年 1 月 20 日	项目区		ND
	项目区南侧		ND

4.2.2 大气环境现状评价

(1) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓度选用值，确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求。

(2) 评价结果及评价结论

项目所在区域环境空气质量评价结果统计见表 4.2-4。

表 4.2-4 监测因子评价结果统计表

监测项目	监测点位	浓度范围 (mg/Nm^3)	最大值占标率	标准值 (mg/Nm^3)
非甲烷总烃	项目区	0.31~0.94	47%	2.0
	项目区南侧	0.40~1.08	54%	2.0
硫化氢	项目区	ND	/	0.01
	项目区南侧	ND	/	0.01

根据表 4.2-4 的监测数据可知，非甲烷总烃小时浓度值在 $0.31\text{mg}/\text{m}^3\sim 0.94\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃” $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ；硫化氢均未检出，满足《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，未出现超标现象。

4.3 水环境现状调查与评价

4.3.1 地表水环境现状

《中国新疆水环境功能区划》没有对玛纳斯湖做出功能区划，玛纳斯湖是玛纳斯河的尾闾，本次按Ⅴ类功能区评价；根据《克拉玛依市生态建设与环境保护规划（2006-2020）修编》，艾里克湖划分为农业用水区，属于Ⅴ类功能区。

（1）监测点位及监测项目

本次地表水现状调查引用《玛北油田 2#井区、玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发、玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程项目》中地表水监测数据。

本次评价共引用 2 个水质监测断面，各监测断面位置见表 4.3-1，图 4.3-1。

表 4.3-1 地表水环境监测布点及监测因子情况表

断面编号	断面位置	监测因子
W1	大艾里克湖	pH 值、溶解氧、悬浮物、高锰酸盐指数、氨氮、挥发酚、硫化物、氰化物、氟化物、砷、汞、总磷、石油类
W2	玛纳斯湖	

（2）监测时间、频次及方法

监测时间：2019 年 9 月 26 日-27 日。

监测频次：连续监测 3 天，每天采样 1 次。

监测方法：按国家环保局颁发的《环境监测技术规范》和《环境监测分析方法》有关规定和要求执行。

（3）监测结果及评价

对照地表水环境质量标准，采用单项水质参数的标准指数 S 进行评价。计算公式如下：

单项因子 i 在第 j 点的标准指数为：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

pH 的标准指数为：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

监测结果详见表 4.3-2。

表 4.3-2 地表水环境质量现状监测结果

断面	W1 大艾里克湖						W2 玛纳斯湖						V 类标准
项目	第一天	P _i	第二天	P _i	第三天	P _i	第一天	P _i	第二天	P _i	第三天	P _i	
pH 值*													6~9
溶解氧													2
悬浮物													150
氨氮													2
高锰酸盐指数													15
总磷													0.4
氟化物													1.5
挥发酚													0.2
硫化物													1
氰化物													0.2
汞													0.001
砷													0.1
石油类													1

注：ND 表示未检出；硫化物检出限 0.005mg/L，氰化物检出限 0.004mg/L。

监测结果表明：除 W1 氟化物，W2 氨氮、高锰酸钾指数超标外，其余污染因子均能达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准。

根据中国科学院对湖水水质的溯源分析，湖水水质超标原因主要是上游农村生活污水无序排放、农田排碱水入湖、湖内渔业养殖以及湖滨芦苇湿地底泥有机物释放导致。目前，克拉玛依市人民政府已编制并逐步落实《艾里克湖水体保持方案（艾里克湖水体达标方案）》，通过水体置换及淤泥疏浚工程、生态水量补给工程、排碱渠水入湖封堵和引流工程、芦苇收割工程、污水处理厂提标改造及回用工程、围栏禁牧工程、艾里克湖湖滨带生态修复工程、白杨河流域沿河巡检工程、水文监测站建设等措施改善湖水水质。

本项目与艾里克湖和玛纳斯湖无水力联系，不会影响湖水水质的变化。

4.3.2 地下水环境现状

本次地下水监测数据引用《玛北油田 2#井区、玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发、玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程项目》中监测数据，监测报告编号：TX2019-550（1）（2）。

本次评价共引用 5 个地下水水质数据，各监测点位置见表 4.3-3，图 4.3-2。

表 4.3-3 地下水环境监测布点及监测因子情况表

编号	采样位置	坐标	相对位置	水位
1	玛水 12 井		玛 18 转油站西北侧 800m	265m
2	玛水 15 井		AHHW1205 井东北侧 4km	261m
3	玛水 25 井		AHHW1205 井东北侧 20km	80m
4	玛水 13 井		AHHW1203 井东侧 1.7km	266m
5	玛水 1 井		AHHW1205 井东北侧 23km	-

（1）监测项目

pH、水温、溶解性总固体、总硬度、氨氮、耗氧量、氟化物、亚硝酸盐氮、氯化物、硝酸盐氮、挥发酚、碳酸根、碳酸氢根、汞、铁、锰、铅、钾、钙、钠、镁、硫酸盐、石油类，共 23 项监测因子。

（2）监测时间与频次

玛水水井采样日期 2019 年 9 月 30 日，监测 1 天，每天采样 1 次。

（4）采样和分析方法

地下水采样和分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）及有关国家标准的要求和规定进行。

（5）评价标准

玛水水质评价采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准。石油类评价采用《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准。

（6）评价方法

评价方法采用单项标准指数法，模式如下：

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②pH 的标准指数评价模式：

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

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

式中： P_{pH} ——pH 在标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{su} ——评价标准规定的 pH 上限；

pH_{sd} ——评价标准规定的 pH 下限。

（7）监测结果

地下水水质监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 地下水水质监测及评价结果 单位: mg/L (pH 除外)

序号	监测项目	玛水 12		玛水 15		玛水 25		玛水 1		玛水 13	
		监测结果	P _i	监测结果	P _i	监测结果	P _i	监测结果	P _i	监测结果	P _i
1	pH										
2	水温										
3	溶解性总固体										
4	总硬度										
5	氨氮										
6	耗氧量										
7	氟化物										
8	亚硝酸盐氮										
9	氯化物										
10	硝酸盐氮										
11	挥发酚										
12	碳酸根										
13	碳酸氢根										
14	汞										
15	铁										
16	锰										
17	铅										
18	钾										
19	钙										
20	钠										
21	镁										

序号	监测项目	玛水 12		玛水 15		玛水 25		玛水 1		玛水 13	
		监测结果	P _i	监测结果	P _i	监测结果	P _i	监测结果	P _i	监测结果	P _i
22	硫酸盐										
23	石油类										

注：ND 表示未检出，碳酸根检出限 5mg/L，汞检出限 0.00004mg/L。

地下水监测结果表明：项目所在地及周边地下水水质较差，其中溶解性总固体、总硬度、耗氧量、氟化物、氯化物以及硫酸盐为 V 类水质，铁、锰、铅、石油类为 IV 类水质，其余因子满足《地下水环境标准》（GB/T14848-2017）III 类水质标准。

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 监测点位及监测时间

本次声环境质量现状监测委托新疆天熙环保科技有限公司进行，在项目区拟建井场及场站四周设置声环境监测点，监测时间为 2022 年 1 月 19 日，昼夜各监测 1 次。监测因子为监测点的昼间和夜间的等效连续 A 声级。

4.4.2 监测方法

测量方法采用《环境监测技术规范》（噪声部分）对项目区背景噪声进行声压级测量（以 A 声级计）；测量仪器：AWA6228+型多功能声级计。

4.4.3 评价标准

本项目执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，具体噪声标准值见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境评价标准 单位:dB(A)

类 别	昼 间	夜 间
2 类	60	55

4.4.4 监测结果

监测结果见表 4.4-2。

表 4.4-2 噪声现状监测结果及分析统计表 单位:dB(A)

监测日期	监测时间	监测点	标准	监测结果	监测时间	标准	监测结果
2022.01.19	昼间	AHHW1209 井场	60	35.4	夜间	50	32.9
		AHHW1211 井场		34.5			32.7
		AHHW1208 井场		36.6			34.4
		AHHW1201 井场		36.4			33.3
		AHHW1203 井场		41.2			38.2
		新建计量站		35.7			33.1

4.4.5 评价结果

监测结果可以看出，监测区域各监测点位的昼间和夜间噪声环境质量均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，总体来讲该区域声环境质量较好。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 监测点位与监测时间

本次评价采用现场实测法来评价区域土壤环境质量状况,根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)表 6,本项目在占地范围内布置 3 个柱状样点和 1 个表层样点,占地范围外布置 2 个表层样。

本次布点采用均布性与代表性相结合的原则,监测点位见表 4.5-1,监测布点见图 4.2-1。

采样时间为 2022 年 1 月 14 日。

表 4.5-1 土壤现状监测及评价结果 单位: mg/kg

评价工作等级	占地范围内	占地范围外
二级-污染影响型	3 个柱状样点, 1 个表层样点	2 个表层样点
监测点位	表层样 T1 (井场) 柱状样 T2 (井场)、柱状样 T3 (井场)、柱状样 T4 (计量站)	表层样 T5 (井场西侧 100m)、表层样 T6 (新建集输管线)
a 表层样应在 0~0.2 m 取样。 b 柱状样通常在 0~0.5 m、0.5~1.5 m、1.5~3 m 分别取样。		

4.5.2 监测项目和监测频率

监测项目: 表层样 T1 监测点土壤监测 47 项(《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600—2018)表 1 中 45 项因子和 pH、石油烃), 其余 T2、T3、T4 表层样和柱状样监测石油烃、pH、镉、铜、铅、砷、汞及镍, 共 8 项; T5 和 T6 监测镉、铜、铬、铅、砷、汞、镍及锌。

监测频率: 监测一天, 每天 1 次。

4.5.3 监测内容和评价结果

采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值。监测结果见表 4.5-2 和表 4.5-3。

表 4.5-2 土壤现状监测及评价结果(一) 单位: mg/kg

序号	污染物项目	T1	第二类用地筛选值	达标情况
1	pH 值		/	/
2	总汞		38	达标
3	总砷		60	达标
4	六价铬		5.7	达标
5	铅		800	达标

序号	污染物项目	T1	第二类用地筛选值	达标情况
6	镉		65	达标
7	铜		18000	达标
8	镍		900	达标
9	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)		4500	达标
10	氯甲烷		37	达标
11	氯乙烯		0.43	达标
12	1,1-二氯乙烯		9	达标
13	二氯甲烷		616	达标
14	反式-1,2-二氯乙烯		54	达标
15	1,1-二氯乙烷		9	达标
16	顺式-1,2-二氯乙烯		596	达标
17	氯仿		0.9	达标
18	1,1,1-三氯乙烷		840	达标
19	四氯化碳		2.8	达标
20	苯		28	达标
21	1,2-二氯乙烷		5	达标
22	三氯乙烯		2.8	达标
23	1,2-二氯丙烷		5	达标
24	甲苯		1200	达标
25	1,1,2-三氯乙烷		2.8	达标
26	四氯乙烯		53	达标
27	氯苯		270	达标
28	1,1,1,2-四氯乙烷		10	达标
29	乙苯		28	达标
30	间, 对-二甲苯		570	达标
31	邻-二甲苯		640	达标
32	苯乙烯		1290	达标
33	1,1,2,2-四氯乙烷		6.8	达标
34	1,2,3-三氯丙烷		0.5	达标
35	1,4-二氯苯		20	达标
36	1,2-二氯苯		560	达标
37	2-氯苯酚		2256	达标
38	硝基苯		76	达标
39	萘		70	达标
40	苯胺		260	达标
41	苯并(a)蒽		15	达标
42	蒽		1293	达标
43	苯并(b)荧蒽		15	达标
44	苯并(k)荧蒽		151	达标
45	苯并(a)芘		1.5	达标
46	茚并(1,2,3-cd)芘		15	达标

序号	污染物项目	T1	第二类用地筛选值	达标情况
47	二苯并(a,h)蒽		1.5	达标

表 4.5-3 土壤现状监测及评价结果（二） 单位：mg/kg

序号	污染物项目	T2			T3			T4			第二类用地筛选值	达标情况
		1#	2#	3#	1#	2#	3#	1#	2#	3#		
1	pH										/	/
2	汞										38	达标
3	砷										60	达标
4	六价铬										-	
5	铅										800	达标
6	镉										65	达标
7	铜										18000	达标
8	镍										900	达标
9	石油烃										4500	达标

表 4.5-4 土壤现状监测及评价结果（三） 单位：mg/kg

序号	监测项目	T5	T6	风险筛选值
1	锌			300
2	总汞			3.4
3	总砷			25
4	总铬			250
5	铅			170
6	镉			0.6
7	铜			100
8	镍			190

由此可以看出，占地范围内土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试

行)》(GB15618-2018),项目区域土壤环境质量现状较好。

4.6 生态环境现状调查与评价

4.6.1 生态系统调查与评价

4.6.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》,评价区域属于:

生态区:准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区。

生态亚区:准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区。

生态功能区:16 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。

主要生态功能:土壤保持、景观多样性维护、旅游。

主要生态问题:河谷林衰败、土壤风蚀、滥挖甘草和肉苁蓉、自然景观受损。

生态敏感因子、敏感程度:土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感。

保护目标:保护河谷林与地貌景观。

保护措施:河谷林封育保护、增加生态用水、旅游建设与自然景观相协调。

该生态功能区适宜发展方向为:复壮河谷林,合理发展旅游业。新疆生态功能区划见图 4.6-1。

4.6.1.2 生态系统现状调查

根据现场调查,评价区内的生态系统主要是荒漠生态系统。

评价区荒漠生态系统主要由荒漠灌木、半灌木、小灌木以及戈壁、裸土等类型构成,植被覆盖度小于 5%。

灌木荒漠主要由旱生的荒漠灌木为建群优势种所组成的荒漠植被类型。藜科梭梭属的梭梭和白梭梭是主要的建群优势种,其株高 1.5m~3m,耐旱耐盐碱,是温带荒漠中最典型的植物物种,此外,梭梭为良好的固沙植物,在防风固沙和保水土方面具有重要作用。在更贫瘠的沙丘地带,荒漠半灌木形成的低矮灌丛是更常见的植被类型,它们可以很好地适应灰棕荒漠土、棕色荒漠土和淡棕钙土,建群优势种常为珍珠猪毛菜、木本猪毛菜、无叶假木贼等。这类荒漠植被通常为单层结构,个体株高低于 1.5m,物种丰富度低,盖度小,群落整体呈现出低矮的样貌,也常常镶嵌分布在荒漠灌丛中。多汁的盐生荒漠小灌木是主要分布在荒漠区的湖滨平原、河流两岸、冲积扇缘和低洼地,它们耐盐性极强,能适应 NaCl、Na₂SO₄ 含量 10%~20%的盐土。主要建群种有盐爪爪、木碱蓬、盐节木、盐穗木

等，这类荒漠植被的类型相对单一，物种分布受土壤盐分限制，因而此类小灌木是较好的盐碱地指示植物。

4.6.1.3 生态系统评价

（1）天然降水稀少

降水量稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。

（2）植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，具有潜在的危害性影响。

（3）生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。荒漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。荒漠植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

可见，本工程区域生态环境比较脆弱，生态系统的稳定性主要取决于植被、土壤及其复合体的稳定性。在现有水资源条件下，荒漠环境的地表和植被对人为破坏等外界干扰敏感，并易于演变为生物量减少、生产能力降低的次一级脆弱类型。

4.6.2 植被现状调查与评价

根据现场调查和查阅相关资料，评价区周围都是稀疏植被荒漠区。

（1）植被类型及分布

按中国植被自然地理区划划分，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、玛纳斯湖州。由于项目区地处

准噶尔盆地西北边缘玛纳斯河流域下游段,在冲洪积平原的干旱荒漠区分布着荒漠植被,自然地带性植被主要是梭梭沙漠。

梭梭群系属于小半乔木荒漠,主要分布于克拉玛依油田内的大部分区域。适应于盐化壤土,如梭梭壤漠;也见于石膏的砾质戈壁,如梭梭砾漠。在准噶尔盆地的沙漠边缘,可以见到梭梭与耐盐潜水超旱生灌木形成的群落,如梭梭沙漠植被类型。在壤土上,梭梭高到 1.5m~2m 以至 4m~5m。群落总盖度因土壤不同而各异,在龟裂型土壤上不超过 10%,在壤土、沙土上会达 30%~40%。群落种类组成在龟裂型及强盐化土壤上只有 5 种左右,而在弱盐化土、沙壤土上则可达 10~14 种。伴生植物多为一年生盐柴类,如:盐生草、角果藜、叉毛蓬等。

(2) 保护植物

项目区域分布的天然野生植物中,无国家重点保护植物,根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录(第一批)》,项目所在地区内分布的野生植物中,梭梭属新疆维吾尔自治区地方一级保护植物,是典型的荒漠植物及优良固沙植物。

(3) 植被种类

根据实地调查,本次共记录植物 5 科 13 属 20 种。植物组成中,藜科植物种类较多,记录藜科植物有梭梭、白梭梭、珍珠猪毛菜、木本猪毛菜、无叶假木贼、短叶假木贼、毛足假木贼、展枝假木贼、高枝假木贼、盐生草、盐爪爪、盐穗木、囊果碱蓬、合头草等 14 种;柽柳科 2 种,包括短穗柽柳和多枝柽柳;禾本科 2 种,包括芦苇和黄茅;豆科与蒺藜科各一种,分别为骆驼刺和白刺。详见表 4.6-1。

表 4.6-1 评价区调查高等植物种类及分布情况

序号	物种名	科名	属名	学名	分布
1	梭梭	藜科	梭梭属	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
2	白梭梭	藜科	梭梭属	<i>Haloxylon persicum</i>	+
3	珍珠猪毛菜	藜科	猪毛菜属	<i>Salsola passerina</i>	++
4	木本猪毛菜	藜科	猪毛菜属	<i>Salsola arbuscula</i>	+
5	无叶假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis aphylla</i>	++
6	短叶假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis brevifolia</i>	++
7	毛足假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis riopoda</i>	+
8	展枝假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis truncata</i>	+
9	高枝假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis elatior</i>	+
10	短穗柽柳	柽柳科	柽柳属	<i>Tamarix laxa</i>	++
11	多枝柽柳	柽柳科	柽柳属	<i>Tamarix ramosissima</i>	+
12	盐生草	藜科	盐生草属	<i>Halogeton glomeratus</i>	++

13	盐爪爪	藜科	盐爪爪属	<i>Kalidium foliatum</i>	+
14	盐穗木	藜科	盐穗木属	<i>Halostachys caspica</i>	+
15	囊果碱蓬	藜科	碱蓬属	<i>Suaeda physophora</i>	+
16	合头草	藜科	合头草属	<i>Sympegma regelii</i>	+
17	骆驼刺	豆科	骆驼刺属	<i>Alhagi sparsifolia</i>	+
18	芦苇	禾本科	芦苇属	<i>Phragmites australis</i>	+
19	黄茅	禾本科	黄茅属	<i>Heteropogon contortus</i>	+
20	白刺	蒺藜科	白刺属	<i>Nitraria tangutorum</i>	+

注：++为多见；+为少见。

4.6.3 野生动物现状调查与评价

根据《中国动物地理区划》，评价区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。

评价区地处准噶尔盆地荒漠区的北部，气候干燥，雨量稀少。按气候区划为酷热干旱区，野生动物无论是种类组成还是数量都比较贫乏，野生动物的栖息生境单元类型极为单一，基本为荒漠区。由于油田及周围区域油田的开发建设活动，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，迁至它处生存、繁衍。因此目前在油田开发区内已见不到这些动物的出没。结合现有动物图谱、照片，通过查阅资料文献及调查访问，确定了评价区内分布的主要野生脊椎动物 24 种，其中爬行类 3 种、哺乳类 5 种、鸟类 16 种。该区域共有国家级保护动物 6 种，包括鸢、猎隼、红隼、燕隼、草原鹞、草原雕。该 6 种动物均为国家二级保护动物，没有区域特有种。详见表 4.6-2。

表 4.6-2 区域野生脊椎动物分布种类及遇见频度

序号	中名	学名	居留特性	分布的生境	
				荒漠	草甸
爬行类					
1	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>		+	
2	旱地沙蜥	<i>Phrynocephalus helio eopus</i>		+	
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		+	
哺乳类					
4	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>		+	+
5	毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>		+	+
6	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>		+	+
7	怪柳沙鼠	<i>Meriones tamariscinus</i>		+	+
8	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>		+	+
鸟类					
9	鸢	<i>Milvus Korschun</i>	S	+	+

序号	中名	学名	居留特性	分布的生境	
				荒漠	草甸
10	草原鹞	<i>Circus macrorus</i>	R	±	±
11	草原雕	<i>Apuila rapax</i>	R	±	±
12	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	R	+	+
13	燕隼	<i>Falco subbuteo</i>	B	±	±
14	猎隼	<i>Falco cherrclg</i>	B	±	±
15	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptus paradoxus</i>	R	±	
16	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+	
17	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	R	+	+
18	小沙百灵	<i>Calandrella rufes ens</i>	R	+	+
19	凤头白灵	<i>Galerida cristata</i>	R	+	+
20	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	+	++
21	石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	R	++	+
22	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+	+
23	岩鸽	<i>Columba rupestris</i>	R	±	±
24	毛脚燕	<i>Delichon urbica</i>	B	+	+

注：表中 R 留鸟、S 夏候鸟、B 繁殖鸟、W 冬候鸟、T 旅鸟；++ 多见种、+ 常见种、± 偶见。

4.6.4 土壤现状调查与评价

4.6.4.1 土壤类型及理化性质

项目区井场区域土壤类型为石膏灰棕漠土。

灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠区的地带性土壤。该土类是在北疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质（砾质—砂质）成土母质上形成的，一般情况下地表具有一层砾幕，有黑褐色的荒漠漆坡。由于该区域地下水位较深，降水稀少，土层非常干燥，地表分布植被稀疏，一般生长有少量的梭梭、假木贼、猪毛菜和琵琶柴等，有些砾石戈壁地带基本上是不毛之地，生物的累积作用十分微弱。其土壤剖面表层有厚约 2cm~3cm 略带黄灰色的结皮，混有砾石和碎石，以下土层为浅红棕色或淡褐色，砾质和砂质呈不明显的层片状，土壤结构比较疏松，再下开始出现石膏聚积层。

4.6.4.2 土地利用现状调查与评价

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，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。

拟建工程区域内土地利用类型为戈壁。项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。本项目土地利用类型见图

4.6-3。

4.6.5 沙化现状调查

本项目涉及和布克赛尔蒙古自治县和克拉玛依市乌尔禾区两个行政区域,根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》,项目涉及区域的沙化土地变化情况见表 4.6-3。

和布克赛尔蒙古自治县监测区范围内,沙化土地总面积 2874225.27 公顷,较第四次监测减少 166.09 公顷。其中:流动沙地 0 公顷;半固定沙地 184170.75 公顷,较第四次监测减少 40152.52 公顷;固定沙地 659004.02 公顷,较第四次监测增加 19023.54 公顷;沙化耕地 1329.82 公顷;非生物治沙工程地 0 公顷;风蚀残丘 48010.65 公顷;风蚀劣地 14240.9 公顷;戈壁 1115583.89 公顷,较第四次监测增加 55429.27 公顷;有明显沙化趋势的土地 19165.56 公顷,较第四次监测增加 1235.4 公顷;其他土地类型 832719.68 公顷,较第四次监测减少 4034.62 公顷。

克拉玛依市乌尔禾区监测区范围内,沙化土地总面积 221072.36 公顷,较第四次监测减少 0.33 公顷。其中:流动沙地 0 公顷;半固定沙地 1987.97 公顷,较第四次监测增加 1712.44 公顷;固定沙地 14337.02 公顷,较第四次监测减少 11104.45 公顷;沙化耕地 438.47 公顷;非生物治沙工程地 0 公顷;风蚀残丘 44494.76 公顷,较第四次监测减少 1657.92 公顷;风蚀劣地 0 公顷;戈壁 112934.06 公顷,较第四次监测增加 12374.15 公顷;有明显沙化趋势的土地 13754.36 公顷,较第四次监测减少 955.81 公顷;其他土地类型 33125.72 公顷,较第四次监测减少 566.01 公顷。

表 4.6-3 项目涉及区域沙化土地动态变化情况 (单位: 公顷)

统计单位		总面积	沙化土地面积														有明 显沙 化趋 势的 土地	其他 土地 类型
			计	流动 沙地	半固定沙地			固定沙地			露 沙 地	沙化 耕地	非生 物治 沙工 程地	风蚀 残丘	风蚀 劣地	戈壁		
					计	人工半 固定沙 地	天然半 固定沙 地	计	人工 固定 沙地	天然 固定 沙地								
和布克赛尔蒙古自治县	第五次	2874225.27	2022340.03	0	184170.75	0	184170.75	659004.02	0	659004.02	0	1329.82	0	48010.65	14240.9	1115583.89	19165.56	832719.68
	第四次	2874391.36	2019706.9	0	224323.27	0	224323.27	678027.56	0	678027.56	0	0	0	57201.45	0	1060154.62	17930.16	836754.3
	动态变化	-166.09	2633.13	0	-40152.52	0	-40152.52	-19023.54	0	-19023.54	0	1329.82	0	-9190.8	14240.9	55429.27	1235.4	-4034.62
克拉玛依市乌尔禾区	第五次	221072.36	174192.28	0	1987.97	0.15	1987.82	14337.02	23.7	14313.32	0	438.47	0	44494.76	0	112934.06	13754.36	33125.72
	第四次	221072.69	172670.79	0	275.53	0	275.53	25441.47	0	25441.47	0	241.2	0	46152.68	0	100559.91	14710.17	33691.73
	动态变化	-0.33	1521.49	0	1712.44	0.15	1712.29	-11104.45	23.7	-11128.15	0	197.27	0	-1657.92	0	12374.15	-955.81	-566.01

4.6.6 水土流失现状调查

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），本项目位于和布克赛尔蒙古自治县和克拉玛依市乌尔禾区，其中和布克赛尔蒙古自治县属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。结合项目区地理位置、地形地貌和气候环境特点，确定项目区水土流失类型主要为风力侵蚀。

根据《2019 新疆维吾尔自治区水土保持公报》，项目所属区域塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，该区轻度侵蚀面积 21783.46km²，占比 86.48%；中度侵蚀面积 1513.4km²，占比 6.01%；强烈侵蚀面积 882.81km²，占比 3.5%；极度侵蚀面积 1009.663km²，占比 4.01%；剧烈侵蚀面积为 0。

项目所属区域克拉玛依市乌尔禾区，该区轻度侵蚀面积 1336.22km²，占比 81.31%；中度侵蚀面积 9.77km²，占比 0.59%；强烈侵蚀面积 194.66km²，占比 11.85%；极度侵蚀面积 102.63km²，占比 6.25%；剧烈侵蚀面积为 0。

4.6.7 和布克赛尔江格尔国家沙漠公园

根据国务院 2013 年批准实施的《全国防沙治沙规划》提出的：“有条件的地方建设沙漠公园，发展沙漠景观旅游”。根据 2016 年 8 月国家林业局发布的《国家沙漠公园发展规划（2016-2025 年）》，地方政府决定筹建新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园。新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园位于准噶尔盆地克拉玛依市乌尔禾区与和布克赛尔县交界处，属于干旱沙区、古尔班通古特沙漠亚区。其隶属的古尔班通古特沙漠为我国第二大沙漠，是我国最大的固定、半固定沙漠。根据 2019 年 6 月 11 日《国家林业和草原局关于调整新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园范围和功能分区划的复函》（林沙发〔2019〕58 号）指示，新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园按照批示调整功能区划范围，包括生态保育区、沙漠体验区、宣教展示区以及管理服务区。沙漠公园位于和布克赛尔县城南 98km，有典型风蚀景观和玛纳斯盐湖；沙漠公园是以沙漠景观为主体，以保护荒漠生态、合理利用沙漠资源为目的，在促进防沙治沙和维护生态服务功能的基础上，开展公众游憩休闲或进行科学、文化和教育活动的特定区域。本项目东北侧（AHHW1201 井）与和布克赛尔江格尔国家沙漠公园生态保育区最近距离约 10km。

与本项目相关的保护对策为：规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠、砾幕等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用。

4.6.7 玛纳斯湖

玛纳斯湖是玛纳斯河的尾闾，位于天山北部准噶尔盆地中心，是主要汇集天山北坡地表径流而成的内陆湖，原为准噶尔盆地西部的一个大型咸水湖及周围盐沼和草甸，近年来因农业垦荒截水，发源于哈比尔原山的玛纳斯河完全断流，湖区已变成干涸的盐地和盐漠。玛纳斯湖地下水位较高，离地面约 2m，东面和南面是固定、半固定沙漠（古尔班通道古特沙漠）。玛纳斯湖湿地地区植被组成极其贫乏，以梭梭灌木为主。湖泊在水源稀少、降水贫乏的干旱气候背景下蒸发更加强烈，迅速萎缩并形成间歇干涸的荒漠景观。本项目距南侧玛纳斯湖距离约 5km，不占用玛纳斯湖生态保护红线。

5. 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析

5.1.1 施工期大气环境影响分析

5.1.1.1 施工期污染源分析

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

5.1.1.2 施工期大气环境影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20m~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

(3) 地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

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

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

5.1.2 运营期大气环境影响分析

生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发对大气环境的影响。

(1) 预测模式

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) 预测因子和预测源强

本次大气预测分别以本次开发区域面积、单井井场及单个计量站分别进行预测。本次油井井场 11 口，集输系统依托 3 个计量站，新建 1 个计量站，本次核算有机废气（按 NMHC 计）排放总量为 6.04t/a（0.69kg/h），单井井场、计量站核算排放总量 0.55t/a（0.063kg/h）。在石油开采、集输过程中有无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。

本项目主要污染源调查参数见表 5.1-1。

表 5.1-1 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

污染源产生 工序	预测因子	面源海拔 高度/m	污染物排放 速率 (kg/h)	面源参数			年排放 小时数 (h)
				长度	宽度	高度	

本次开发区域	NMHC	310	0.69	2700m	1400m	5m	8760
单座计量站	NMHC	310	0.063	30m	50m	4m	8760

(3) 估算模型参数

本项目估算模型参数见表 2.5-2。

(4) 评价结果

本项目油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.1-2。

表 5.1-2 非甲烷总烃估算模式计算结果表

距源中心下风向 距离D (m)	本次开发区域		单座计量站	
	下风向预测浓度 C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 P_i (%)	下风向预测浓度 C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 P_i (%)
10	4.3397	0.108	27.028	0.676
25	4.3684	0.109	41.683	1.04
50	4.4155	0.110	64.358	1.61
75	4.4622	0.112	59.507	1.49
100	4.5085	0.113	53.365	1.33
125	4.5571	0.114	46.701	1.17
150	4.6013	0.115	40.235	1.01
175	4.6451	0.116	34.755	0.869
200	4.6894	0.117	30.28	0.757
225	4.7332	0.118	26.632	0.666
250	4.7766	0.119	23.632	0.591
275	4.8196	0.120	21.147	0.529
300	4.8622	0.122	19.055	0.476
325	4.9046	0.123	17.295	0.432
350	4.9461	0.124	15.795	0.395
375	4.9878	0.125	14.496	0.362
400	5.0284	0.126	13.361	0.334
425	5.0689	0.127	12.373	0.309
450	5.109	0.128	11.504	0.288
475	5.1488	0.129	10.735	0.268
500	5.1883	0.130	10.052	0.251
600	5.3424	0.134	7.9308	0.198
700	5.491	0.137	6.4776	0.162

距源中心下风向 距离D (m)	本次开发区域		单座计量站	
	下风向预测浓度 C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 P_i (%)	下风向预测浓度 C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 P_i (%)
800	5.6339	0.141	5.4301	0.136
900	5.7725	0.144	4.6761	0.117
1000	5.8897	0.147	4.059	0.101
2000	4.8361	0.121	1.59	0.0398
3000	3.3602	0.084	0.92025	0.023
4000	2.6875	0.0672	0.62244	0.0156
5000	2.2589	0.0565	0.45949	0.0115
最大落地浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 及占标 率%	6.422	0.16	65.659	1.64
最大浓度落地点 (m)	1499		57	

由上表可知，本次开发区域预测无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度 $6.422\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 1499m，占标率为 0.16%。

单座计量站无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度 $65.659\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 57m，占标率为 1.64%。

本项目运营期为滚动开发建设，拟建采油井全部采用密闭集输工艺。井区非甲烷总烃浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控点浓度限值（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。另外，由于项目区域扩散条件良好，因此，油田开发后对大气环境质量影响很小。

5.1.3 大气防护距离

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限制，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限制的，可自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域，以确保大气环境防护区域外的污染物贡献浓度满足环境质量标准。预测结果表明，本项目无组织废气排放无超标点，不会造成环境空气质量的超标现象，因此本项目不设大气环境防护距离。

5.1.4 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响自查表见表 5.1-3。

表 5.1-3 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒			三级 ☐		
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☐			边长=5km ☒		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐			<500t/a ☐		
	评价因子	基本污染物（） 其他污染物（非甲烷总烃）					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☐		其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒			一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	(2020) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒			现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☒					不达标区 ☐		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐			拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐		CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒
	预测范围	边长≥50km ☐		边长 5~50km ☐			边长=5km ☒		
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
	正常排放短期	C _{本项目} 最大占标率≤100% ☒					C _{本项目} 最大占标率>100% ☐		

	浓度贡献值				
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 10\%$ ☐
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 30\%$ ☐
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h	$c_{\text{非正常}}$ 占标率 $\leq 100\%$ ☐		$c_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ ☐
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 ☐			$C_{\text{叠加}}$ 不达标 ☐
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐			$k > -20\%$ ☐
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃)		有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒	无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数 ()	无监测 ☐
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境防护距离	距厂界最远 (0) m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a	VOCs: (6.04) t/a
注: “ ☐ ”为勾选项, 填“ ☒ ”; “()”为内容填写项					

5.1.5 退役期大气环境影响分析

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

5.2 水环境影响分析与评价

5.2.1 地下水环境影响分析

5.2.1.1 地质与水文地质概况

(1) 地质概况

评价区域位于准噶尔盆地西北缘断阶带下盘，玛湖凹陷北斜坡。构造格局为一南倾的平缓单斜，局部发育鼻状构造及低幅度背斜。自上而下分为 P_2W_1 、 P_2W_2 、 P_2W_3 三个砂层组，其中主力油层 P_2W_2 砂层组进一步细分为 P_2W_{2-1} 、 P_2W_{2-2} 。沉积相为水下扇扇中亚相沉积，物源主要来自北西方向。

储层岩性以砂质不等粒小砾岩为主，孔隙组合主要为粒间溶孔—界面缝—粒间残留孔，孔隙类型以次生溶孔为主，粘土矿物以伊蒙混层为主（46%）。油层孔隙度为 6.0%~14.23%，平均为 8.14%，渗透率为 0.36~1763.4mD，平均为 6.42mD，水平最大主应力方向为 $N63.3^\circ W$ ，属微细喉道、低孔、特低渗、非均质性较强的较差储集层。

(2) 地质构造概况

准噶尔盆地是天山-阿尔泰山地槽褶皱系中的一个大型的山间拗陷，周围均有大型断裂存在。区域构造基本上是东南倾斜的单斜，自西北向东南成阶梯状下降，基底为加里东期及华力西中期以前的沉积构造，华力西中期以后地槽全部回返结束。走向内陆盆地的发展阶段，接受了厚达万米的陆相碎屑沉积，经喜马拉雅运动后，使西部发生强烈褶皱，形成了现今盆地景观。

评价区域附近的断裂呈北东向延伸，延伸长度不明，断裂较为平直，推测为正断层，断面倾向南东，倾角较陡，该段列为中生代断裂，被第四组沉积物所覆盖，近期无活动，工程路线近期无活动性断裂，属构造基本稳定区。

(3) 项目区水位地质概况

根据玛湖地区已有水井资料，玛湖地区埋藏有 2 种类型地下水，即第四系松散岩类孔隙水和白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水。

① 第四系松散岩类孔隙水

在玛湖地区，第四系松散沉积物广泛分布，含水层为一套冲积、湖积沉积的结构，岩性均为砂。据收集资料显示，单井涌水量一般为 $303m^3/d \sim 439m^3/d$ ，矿化度 $1.87g/L \sim 5.08g/L$ ，水化学类型主要为 $Cl \cdot SO_4-Na$ 型水和 $Cl-Na$ 型水。

第四系厚度为 20m~65m 不等，包气带岩性以石英长石为主偶见砾石，粒径约为 2cm~5cm，颗粒由北向南方向变细，到玛纳斯湖北岸变为细砂，通过渗水试验得出渗透速度由北向南逐渐变小。该区目前无居民点，地下水基本不开采，已有水井均为新疆油田公司所钻水井，主要用于工业生产。玛纳斯湖周围盐业公司所用清水均引自艾里克湖。

地下水潜水等水位线分布情况见图 5.2-1。

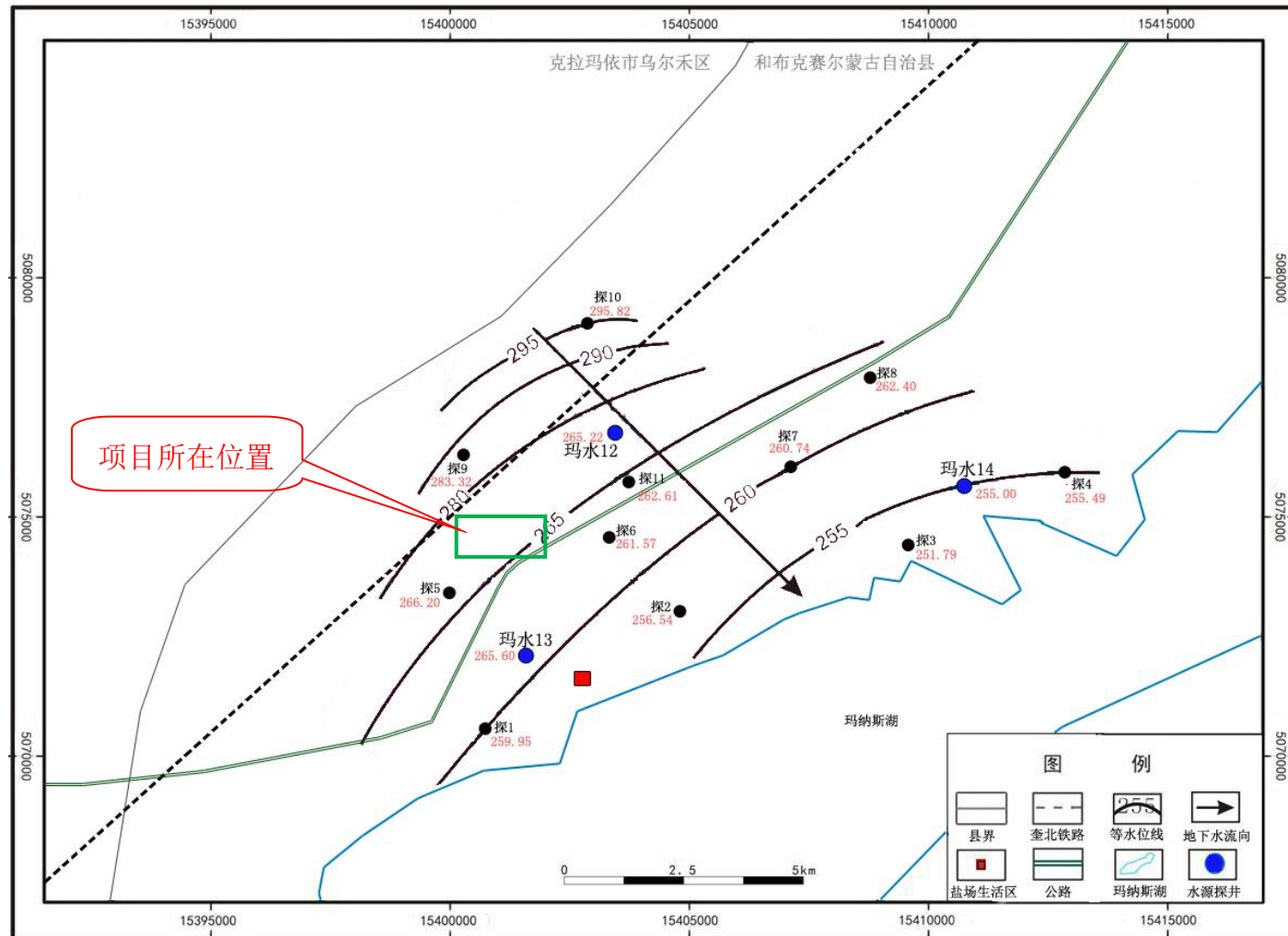


图 5.2-1 玛纳斯湖西北侧地下水潜水等水位线图

②白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水

通过对白垩系地层岩性、沉积特征的分析研究,说明中生代地层是在潮湿气候的泻湖、湖泊环境条件下形成的。新生代开始,区域地壳上升,白垩纪地层接受风化、剥蚀,湖泊相水便在白垩系碎屑岩层的层状裂隙孔隙中残留下来,即形成了区域地下水。与此同时,山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水,在漫长的地质历史时期,通过侧向流入和渗漏补给储存在白垩纪的层中,构成地下水的含水层。

根据相关资料显示,在玛湖一带,白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水含水层顶板埋深在 65m~218m 之间,单井涌水量一般为 302m³/d~439m³/d,矿化度 3g~6g,为半咸水,水化学类型主要为 Cl•SO₄-Na 型水。

根据本次评价新钻井部分区域第四系以下无第三系地层分布,第四系地层之下为白垩系地层,岩性由上至下为砂岩、泥岩交替出现。白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水含水层顶板埋深为 87m~130m,含水层厚度分别为 241m~299m。

③地下水补给、径流、排泄条件

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 5m~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。

④水层埋藏、分布

据相关勘探资料，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 5m~20m。最厚达 22.5m（浅 15 井）；中部地层揭露 2m~4 层，少数钻孔揭露 8 层（浅 2、浅 9 井），含水层厚度较大，尤以百联站最厚可达 20m~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 1m~2m，含水层总厚度一般为 13m~22.5m。

第一含水层在北部和南部地区，一般埋藏深度 15m~30m，个别地段埋藏较浅，如浅 15 井仅有 9m。在中部井排地段和百联站一带埋藏较深多在 25m~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 15m/d~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，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 5m/d~10m/d。

⑤地下水化学特征

由于地下水的形成是受地形地貌、地层岩性、埋藏条件以及径流条件等诸多因素的影响或控制。由北部山区、谷底到南部的冲洪积-湖积，地下水化学类型以及矿化度在水平和垂直方向上均存在一定的变化。

评价区西北侧主要接受北部的白杨河、大布渡河倾斜平原地下水侧向径流补给，地下水化学类型主要为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Na}$ 型，地下水水质较好，矿化度小于 1g/L；评价区内下伏的白垩系承压水，可能受含油地层的影响，矿化度有所增加，达到 1g/L~3g/L，地下水化学类型过渡到 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 。向东南至小艾里克湖一带，地下水矿化度进一步增大，矿化度达 3g/L-10g/L，地下水化学类型 Cl-Na 型，矿化度达 6.25g/L~6.32g/L。在评价区东南艾里克湖一带，地下水水质进一步变差，无论是上覆第四系潜水还是下伏层间承压水，均为高矿化度的 Cl-Na 型盐水，矿化度多大于 10g/L。

水文地质图见图 5.2-2。

图 5.2-2 艾湖 12 井区水文地质柱状图

5.2.1.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 钻井对地下水影响

本项目采用水基钻井液，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；表层套管的下土深度可有效保护地下水环境不受污染；钻井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，并且在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，无钻井废水产生。因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

(2) 管道试压废水

本工程的管道敷设埋深为-1.9m，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，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

(3) 生活污水

生活污水中的主要污染物为 COD、SS、氨氮等。钻井井场设置生活营地，营地内设置防渗收集池，生活污水排入防渗收集池，待钻井工程结束后拉运至乌尔禾污水处理厂处理，防渗收集池覆土填埋，防渗膜由井队回收利用，对周围水环境影响较小。

5.2.1.3 运营期地下水环境影响分析

本项目运营期水污染源为井下作业废水和采出水。

(1) 井下作业废水

井下作业废水严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后运往百口泉注输联合站污水处理系统处理，不会对地下水产生不利影响。

(2) 油田采出水

根据开发方案，本项目采出水进入百口泉注输联合站进行处理，经处理达标后回注油藏，不排入外环境。百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后的回注水回注到开采油层，可见，回注油层与地下水处于不同层系，远远超出区域地下水含水层的深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的第四系地层进行了水泥浆

固井，一开水泥浆固井深度 600m，水泥浆返至地面，固井深度远远超过了承压水埋深，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，因此，采出水回注对地下水环境基本无影响。

5.2.1.4 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层、井喷和集输管线的泄漏，污染物主要为石油类。

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

（1）集输管道原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土壤中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

（2）井漏事故的泥浆对地下水的影响

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

就钻井液漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有多种添加剂的钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有

害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（3）油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：

- ①下入的表层套管未封住含水层；
- ②固井质量差；
- ③工艺措施不合理或未实施。

因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响。本项目所在区域无潜水层，原油不大可能进入到含水层污染地下水，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，油水窜层污染地下水可能性极小。

（4）井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1d~2d 才能得以控制。

据类比资料显示，井喷污染范围在半径约 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

（5）事故状态下对地下水影响预测

本次评价针对集输管线、油井井壁破裂对地下水产生的影响进行预测。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。

由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》，将石油类污染物浓度标准定为 0.3mg/L。

①泄漏源强

❖ 集输管线泄漏

当集输管线发生全管径泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

$$Q_L = C_d A_r \rho_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0)}{\rho_1} + 2gh}$$

式中： Q_L —— 液体泄漏速率，kg/s；

P —— 容器内介质压力，kPa，设计压力 2500kPa；

P_0 —— 环境压力，kPa，取 101.325kPa；

C_d —— 液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64，取 0.62；

A —— 裂口面积，m²，取 0.01m²；

g —— 重力加速度；

h —— 裂口之上液位高度，m，在此取 0.2m；

ρ —— 泄漏液体密度，kg/m³，在此取 814kg/m³；

根据上述公式计算出该段集输管线发生全管径泄漏时，根据上述公式计算出该段集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为 15.81kg/s，事故应急反应时间为 30min，据此计算液体的泄漏量为 28.46t。管线输送为油水混合物，项目区块最低含水率为 33.5%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为 18.93t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 1.89t。

❖ 油井井壁破裂发生原油泄漏

本项目单井最大产油量为 22t/d，泄漏时间取 1h，其原油的泄漏量为 917kg。

②预测因子

选取油田特征污染物石油类。

③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，含水层的基本参数变化很小，因此可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定流动二维弥散点源模型进行预测，公式如下：

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

式中：x、y——计算点 x、y 处的小井坐标(m)；

M—含水层厚度(m)；

m_M—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(m²/d)；

D_T—横向 y 方向的弥散系数(m²/d)；

π—圆周率。

④参数选取

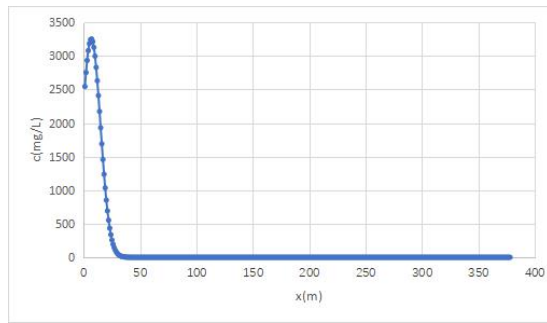
模型中所需参数及来源见表 5.2-1。

表 5.2-1 模型所需参数一览表

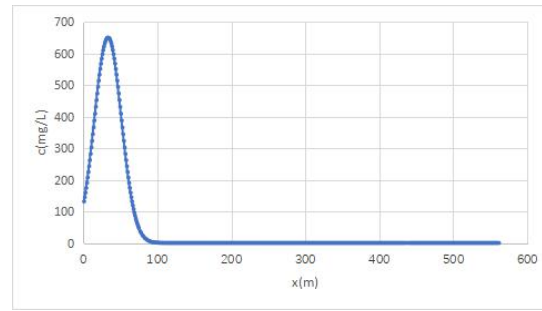
序号	参数符号	参数名称	参考数值	备注
1	K	渗透系数	1.2m/d	按照水文地质参数经验值表
2	U	水流速度	0.067m/d	-
3	n _e	有效孔隙度	0.18	查阅《水文地质手册》取经验值
4	m _M	瞬时注入的质量	1890kg、917kg	计算值
5	t	时间	100d、500d、1000d	-
6	D _L	纵向弥散系数	0.33m ² /d	根据弥散系数图获取
7	M	含水层厚度	20	-

①模拟结果

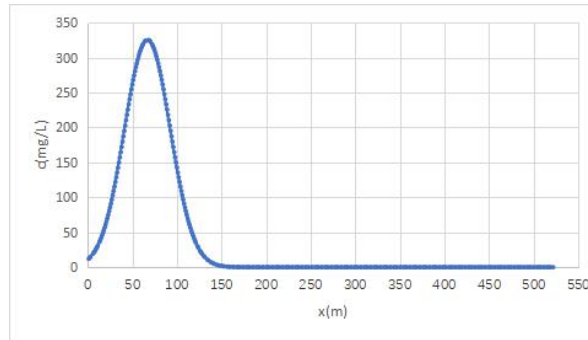
当集输管线发生全管径泄漏、油井井壁破裂发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.2-4~图 5.2-5。



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

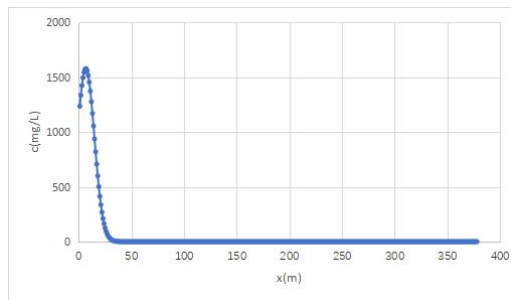


泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

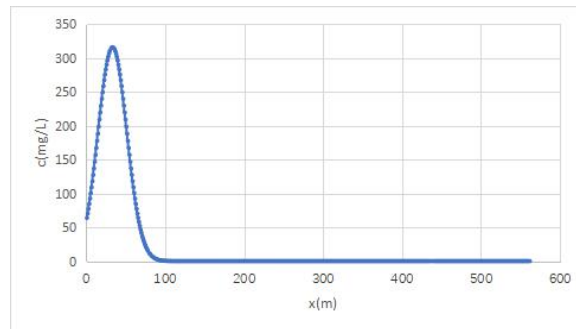


泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

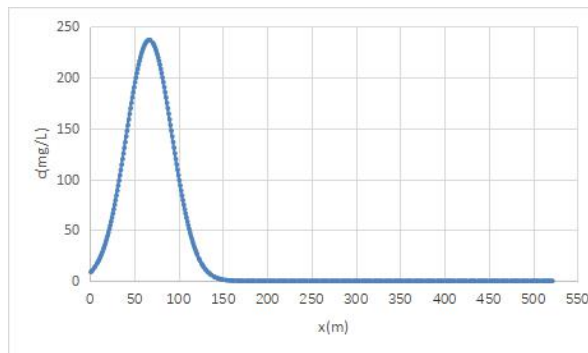
图 5.2-4 集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.2-5 油井井壁破裂发生原油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，集输管线发生泄漏 100d、500d 和 1000d 后，污染物与进入含水层影响最远距离分别为 7m、34m、

66m；油井破裂 100d、500d 和 1000d 后，污染物进入含水层影响最远距离分别为 7m、34m、67m。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等, 009), 土壤中原油基本上不随土壤水上下移动, 毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层, 只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。本项目区域浅层地下水深度在 10m 以下, 泄漏的原油进入地下水的概率很小, 且定期对设备进行检修, 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大的影响。

5.2.1.5 地下水环境影响评价结论

(1) 运营期井下作业和采出水经百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后回注油藏, 对地下水无影响。

(2) 井喷、输油管道泄漏事故对地下水体的影响概率不大, 若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影响。

综上所述, 正常生产状况下, 废水均得到了有效的处理处置, 不会对地下水环境产生不利影响。

5.2.2 地表水环境影响分析

5.2.2.1 正常工况

运营期项目产生的采出水和井下作业废水经百口泉注输联合站污水处理系统达标后, 作为回注水用于生产, 不与地表水产生水力联系。因此, 正常情况下本工程废水不会对地表水产生不利影响。

5.2.2.2 事故状态下地表水环境影响

对于本工程来说, 可能对地表水环境产生影响事故为原油泄漏。对地表水的影响一般有两种途径: 一种是泄漏的油品直接进入地表水体。另一种是油品或含油污水泄漏于地表, 由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。

艾湖区域内的第四系地下潜水, 由于地表高差的作用形成水力坡度, 在最低洼处地下水渗出形成玛纳斯湖。地下水流向由西北向东南汇集。

艾湖区域第四系含水层岩性主要为粉砂、粘土、粉砂、砾岩、泥岩等，其中泥岩层及粘土层可起到隔水作用。根据含水层岩性和紧实度，该区域地下水流速在 8m/d~10m/d 之间，当距离玛纳斯湖 5km 的采油井发生污染物泄漏事故时，在不考虑含水层土壤吸附和阻隔的情况下，污染物最快经过 500d 的时间到达玛纳斯湖中。

如发生油品泄漏事故，应立即对泄漏点采取措施。由于本工程的单井集输管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭阀门，可减少泄漏油量，并且根据新疆油田公司的环保要求，井下作业带罐作业，落地油 100% 回收，通过采取各种措施，可最大限度防止泄漏事故的发生，使事故后的影响降至最低程度。

表 5.2-2 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型☐；水温要素影响型●	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区●；饮用水取水口●；涉水的自然保护区●；涉水的风景名胜區●；重要湿地●；重点保护与珍稀水生生物的栖息地☐；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道●；天然渔场等渔业水体●；水产种植资源保护区●；其他●	
	影响途径	水污染影响型☐	水文要素影响型☐
		直接排放●；间接排放☐；其他●	水温●；径流●；水域面积●
	影响因子	持久性污染物●；有毒有害污染物●；非持久性污染物●；pH 值●；热污染●；富营养化●；其他●	水温●；水位（水深）●；流速●；流量●；其他●
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级●；二级●；三级 A●；三级 B☐；	一级●；二级●；三级●
现状调查	区域污染源	调查项目	
		已建●；在建●；拟建●；其他●	拟替代的污染源●
	受影响水体水环境质量	数据来源	
		排污许可证●；环评●；环保验收●；既有实测●；现场监测●；入河排放口数据●；其他●	
	区域水资源开发利用状况	调查时期	
		丰水期●；平水期●；枯水期●；冰封期●；春季●；夏季●；秋季●；冬季●	
水文情势调查	数据来源		
	生态环境主管部门●；补充监测●；其他●		
		水行政主管部门●；补充监测●；其他●	

	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期●；平水期●；枯水期●；冰封期●；春季●；夏季●；秋季●；冬季●	()	监测断面或点位个数 () 个
现状评价	评价范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	评价因子	()		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类●；II类●；III类●；IV类●；V类● 近岸海域：第一类●；第二类●；第三类●；第四类● 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期●；平水期●；枯水期●；冰封期● 春季●；夏季●；秋季●；冬季●		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况：达标●；不达标● 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标●；不达标● 水环境保护目标质量状况：：达标●；不达标● 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标●；不达标● 底泥污染评价● 水资源与开发利用程度及其水文情势评价● 水环境质量回顾评价● 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的额水流状况与河湖演变状况●		
影响预测	预测范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	预测因子	()		
	预测时期	丰水期●；平水期●；枯水期●；冰封期● 春季●；夏季●；秋季●；冬季● 设计水文条件●		
	预测情景	建设期●；生产运行期●；服务期满后● 正常工况●；非正常工况● 污染控制和减缓措施方案● 区（流）域环境质量改善目标要求情景●		
	预测方法	数值解●；解析解●；其他● 导则推荐模式●；其他●		
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域环境质量改善目标●；替代削减源●		
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求● 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标● 满足水环境保护目标水域水环境质量要求● 水源控制单元或断面水质达标● 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求● 满足区（流）域水环境质量改善目标要求●		

		水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价● 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价●满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求●				
污染源排放量核算	污染物名称	排放量（t/a）		排放浓度（mg/L）		
	（）	（）		（）		
替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量（t/a）	排放浓度（mg/L）	
	（）	（）	（）	（）	（）	
生态流量确定	生态流量：一般水期（）m ³ /s；鱼类繁殖期（）m ³ /s；其他（）m ³ /s 生态水位：一般水期（）m；鱼类繁殖期（）m；其他（）m					
防治措施	环保措施	污水处理设施●；水温减缓设施●；生态流量保障设施●；区域削减●；依托其他工程措施●；其他●				
	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方式	手动●；自动●；无监测		手动●；自动●；无监测	
		监测点位	（）		（）	
	监测因子	（）		（）		
污染物排放清单	●					
评价结论	可以接受☆；不可以接受●					
注：“●”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵等发出的噪声，发电机、泥浆泵和钻机的声压级一般在 80~110dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机、载重车等机械噪声，声压级一般在 80dB(A)~100dB(A)。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

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

式中：L_p(r)—距离声源 r 处的倍频带声压级；

L_p(r₀)—参考位置 r₀ 处的倍频带声压级；

r—预测点距离声源的距离（m）；

r₀—参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 距场界不同距离处的噪声预测值

距场界距离 方位	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
西	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
南	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90
《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准: 昼间 70dB(A), 夜间 55dB(A)。								

由预测结果可以看出:

(1) 钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井场 10m 处, 夜间 50m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中昼间 70dB(A), 夜间 55dB(A) 的要求。

(2) 昼间施工噪声在 10m 外, 夜间施工噪声在 50m 外满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。根据现场调查评价范围内没有集中固定居民居住, 不产生噪声扰民现象, 对局部环境的影响是暂时的, 钻井期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响, 因此必须要做好劳动防护措施。

5.3.2 运营期环境影响分析

运营期噪声污染源主要包括场中的各类机泵以及井下作业设备噪声, 经调查, 井场为开放式未设遮挡, 计量站设备均在设备间内。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。噪声源强详见表 3.3-14。

5.3.2.1 预测模式

选用点源模式, 根据噪声衰减特性, 分别预测其在评价范围内产生的噪声声级。

(1) 噪声随距离衰减模式

采用预测模式为点声源几何发散衰减模式:

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

式中: $L_A(r)$ — 距点声源 r 处的 A 声级 (dB);

r_0, r — 离点声源的距离 (m);

L_w — 参考位置噪声源声功率级（dB）。

(2) 多声源叠加模式

$$L_0 = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^n 10^{L_i/10} \right)$$

式中： L_0 ---- 叠加后总声压级，dB(A)；

n ---- 声源级数；

L_i --- 各声源对某点的声压值，dB(A)。

(3) 噪声源源强及分布

项目噪声源为各类机泵等，噪声源强在 80dB (A) ~ 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距厂界距离见表 5.3-2。

表 5.3-2 项目主要噪声源强至厂界距离

噪声源		各源强叠加后 噪声值	基础减震后 噪声值	厂界方位	噪声源至厂界 距离 (m)
井场	机泵	85	65	东厂界	17
				南厂界	12
				西厂界	17
				北厂界	15

5.3.2.2 预测结果

(1) 正常工况

预测正常工况下各噪声源对各厂界影响的等效连续声级，见表 5.3-3。

表 5.3-3 厂界噪声影响预测结果 单位：dB(A)

预测场站	预测厂界	昼间			夜间		
		现状值	贡献值	预测值	现状值	贡献值	预测值
AHHW1203 井场	东厂界	41.2	40.1	43.7	38.2	40.1	42.3
	南厂界		43.4	45.5		43.4	44.6
	西厂界		40.1	43.7		40.1	42.3
	北厂界		41.5	44.4		41.5	43.2

由预测结果可知，生产运营期井场正常生产时噪声很小，运营期噪声主要来自井场抽油机泵等产生的噪声，对背景噪声的贡献较小。且本项目周边 200m 范围内无固定居民居住，根据上述预测井场和场站的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。

5.3.3 服务期满后环境影响分析

本项目服务期满后，由于井架拆除过程中会产生一定的施工噪声。施工噪声主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机械、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等，多为瞬时噪声。

本项目井区周围没有固定人群居住，因此项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

5.4 固体废物环境影响分析与评价

5.4.1 施工期固体废物环境影响分析

本项目施工期固废的名称、类别、属性和数量等情况详见表 5.4-1。

表 5.4-1 施工期固废情况一览表

序号	固废名称	产生工序	固废属性	编号	处置方式
1	剩余泥浆	钻井	一般工业固废	900-999-99	钻井岩屑、泥浆经不落地系统处理实现固液分离，分离后的液相回用，分离后的固相（岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐中，委托克拉玛依宇洲环保工程有限公司合规处置。
2	钻井岩屑	钻井	一般工业固废	900-999-99	
3	落地油	井下作业	危险废物（HW08 废矿物油和含矿物油废物）	071-001-08	本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，定期交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。
4	机械设备废油	钻井	危险废物（HW08 废矿物油和含矿物油废物）	900-199-08	废机油由钻井单位用专用罐集中收集后自行处置。
5	废弃防渗膜	钻井	危险废物（HW08 废矿物油和含矿物油废物）	900-249-08	委托博达生态环保科技有限责任公司处理。
6	生活垃圾	施工	生活垃圾	—	集中收集，统一拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。

5.4.1.1 废弃钻井泥浆和岩屑

（1）水基钻井岩屑、剩余水基泥浆

经调查，项目钻井期使用的泥浆为坂土-CMC 钻井液+聚合物钻井液体系为环保水基泥浆，未添加磺化物，本项目废弃泥浆、岩屑属于非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。

本项目钻井采用“泥浆不落地技术”，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。钻井岩屑经不落地系统处理实现固液分离，分离后的液相回用，分离后的固相（岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐（2 用 1 备，容积 30m³/座）中，委托克拉玛依宇洲环保工程有限公司合规处置。

5.4.1.2 废弃防渗膜

本项目钻井施工期及试油作业期在施工区域铺垫防渗膜，防止施工过程中产生的废油污染土壤，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破/损无法再次利用，则沾满油泥的废弃防渗膜作为危险废物，委托具有危废处置资质单位处理。

5.4.1.3 机械设备废油

钻井期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油等，类比调查一个钻井期产生量不足 0.5t，本工程产生量约 4t，产生的废机油由钻井单位用专用罐集中收集后自行处置。

5.4.1.4 生活垃圾

施工期生活垃圾集中收集后，定期清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场卫生填埋，不会对周围环境产生影响。

5.4.2 运营期固体废物环境影响分析

油田生产过程中产生的固体废物主要是井下作业废液（废压裂返排液、废洗井液）、落地原油和油泥（砂）。

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021 年版），油田生产运营过程中产生的井下作业废液、落地原油、含油污泥作为废矿物油类，属于危险废物（废物类别 HW08）。

表 5.4-2 本项目危险废物具体名录

危险废物名称	废物类别	行业来源	废物代码	危险废物	危险特性
油泥(砂)	HW08 废矿物油与含矿物油	石油开采	071-001-08	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	毒性 T 易燃性 I
落地原油		石油开采	071-001-08	石油开采产生的油泥	毒性 T

危险废物名称	废物类别	行业来源	废物代码	危险废物	危险特性
	废物				易燃性 I

(1) 井下作业废液

本项目运营期压裂作业和修井作业会产生一定量的废压裂返排液和废洗井液，井下带罐作业，产生的废液通过罐车拉运至百口泉注输联合站，上层原油回收进入百口泉注输联合站原油处理系统，中层废水通过由污水处理系统处理，其处理达标后回注油藏，池内底泥委托有危废处置资质的单位进行处置。此过程可将危废减量化。

(2) 落地原油

本项目运营期井下作业、修井作业时会产生落地原油。经调查，井下带罐作业，井口排出物全部进罐，运营期修井作业用防渗膜铺垫井场，做到原油 100% 不落地。若不慎落地应及时收集落地油及受污染土壤，交由克拉玛依博达环保科技有限公司处置。

井喷、井漏及管线泄漏等事故状态下产生的落地油，会破坏周围区域的土壤，使土壤中石油类的含量超标，土壤板结，并使区域内的植被遭到破坏。因项目区处于干旱少雨的荒漠地带，以及土壤对石油分子的托顶作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0~20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。原油落地后收集的原油和受侵染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置，不会对区域环境造成不利影响。

(3) 含油污泥

本项目井场不产生含油污泥，运营期采出液依托百口泉注输联合站处理过程中会生产含油污泥委托有危废处置资质的单位负责转运、接收和无害化处理。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

(4) 危险废物运输环境影响分析

拟建项目危险废物从产生环节运输到有资质的第三方处置，要求盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）且完好无损；危险废物在运输过程中采用密闭运输；严格执行《危险废物收集贮存运输技术规范》

(HJ2025-2012) 相关要求。

严格落实上述要求后，危险废物对运输路线沿线环境敏感点的影响较小。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

5.4.3 退役期固体废物环境影响分析

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

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

5.5 土壤环境影响分析与评价

本项目土壤影响类型与途径见表 5.5-1，影响因子见表 5.5-2。

表 5.5-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期								
运营期			√					
服务期满后								
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

表 5.5-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	-	垂直入渗	石油类	-

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为井下作业、采出液、压裂返排液垂直下渗造成的土壤污染。故将本次项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

5.5.1 施工期土壤环境影响

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。

5.5.1.1 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，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降 30%~40%，土壤养分将下降 30%~50%，其中全氮下降 43% 左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

5.5.1.2 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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）在荒漠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。

5.5.1.3 水土流失影响

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

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在管线的敷设过程中，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。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有

所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.5.1.4 施工期污染影响途径

项目建设活动中产生的废气和废渣等典型污染物质，会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为大气沉降、地面漫流和垂直入渗。

建设期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气，而施工扬尘对环境的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施，且施工场地已经干化结实，起尘量很小。因此，本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

建设期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃土，不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物，弃土用于周边井场平整，因此本项目施工期产生的弃土不会对土壤环境造成影响。

5.5.2 运营期土壤环境影响分析

5.5.2.1 正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、废水输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

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

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄漏，同时采取可视可控措施，若发生泄漏可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.2.2.2 非正常状况下对土壤环境的影响分析

(1) 井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

（2）集输管线泄漏

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；等查漏发现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：输油管道泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

5.2.2.3 污染物影响途径

①项目污废水产生情况

拟建项目为石油开采项目，项目运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄漏，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，拟建项目可能对土壤造成污染的途径主要有：含油物质发生泄漏对土壤造成的影响。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

④类比分析

类比《玛北油田 2#井区、18#井区、131#井区开发建设工程项目环境影响后评价》中同类型管线事故泄漏情况，土壤类型一致、预测事故类型一致，具有可类比性。非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.5-3。

表 5.5-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

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

从上表中看出,原油发生泄漏 2h 的情况下,随着时间的增加,污染物很快将非饱和带中垂直方向上贯穿,包气带底部石油类浓度越来越大。

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

因此,在项目建设过程中须做好相关防渗措施,以及原油收集、输送和暂存等区域的防腐、防渗措施,运行期须定期检查防渗层及管道的破损或破裂情况,若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间,需加强管理和监督检查,减少非正常情况的发生,避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

5.5.3 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.5-4。

表 5.5-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ;生态影响型 ☐ ;两种兼有 ☐	
	土地利用类型	建设用地 ☒ ;农用地 ☐ ;未利用地 ☐	/
	占地规模	(26.45) hm ²	
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()	
	影响途径	大气沉降 ☐ ;地面漫流 ☐ ;垂直入渗 ☒ ;地下水位 ☐ ;其他 ()	
	全部污染物	石油烃	
	特征因子	石油烃	
	所属土壤环境影响评价类别	I 类 ☒ ;II 类 ☐ ;III 类 ☐ ;IV 类 ☐	

	敏感程度	敏感 ☐ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☒				
评价工作等级		一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☐ ; d) ☐ ;				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围 内	占地范围 外	深度	点位 布置 图
		表层样点 数	4	2	0~20cm	
		柱状样点 数	3	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、 1.5~3m 分别取样	
现状监测因子	(GB36600-2018) 表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值, 共 47 项					
现状评价	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB15618 ☒ ; GB36600 ☐ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				
	现状评价结论	各监测点各监测项目均满足 GB 15618-2018 和 GB36600-2018 中筛选值				
影响预测	预测因子					
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F; 其他 ()				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☐ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ; 源头控制 ☐ ; 过程防控 ☐ ; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		3 (井场)	石油类		1 次/5 年	
	信息公开指标					
评价结论		采取环评提出的措施, 影响可接受				
注 1: “ ☐ ”为勾选项, 可 ☒ ; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。						
注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。						

5.6 生态环境影响分析

5.6.1 对生态环境影响的途径

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输工程及相应的配套设施建设工程。油田开发占地面积大, 一般为网状布局, 不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。

5.6.1.1 生态环境影响类型

(1) 占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被, 改变原有生态系统结构

和功能。

施工期间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。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在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。

（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，由于各环节的工作内容多、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，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源弱小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

（3）系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

5.6.1.2 生态环境影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面基本设施建设、配套设施和道路建设等）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

（1）井场、站场

本项目场地的平整及钻井过程中废物的排放、施工机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场、站场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，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；施工材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，施工结束后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

（2）管线修建

管道修建中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建各类管线（均为油田内部集输管网）12.6km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

生态环境影响因素见表 5.6-1。

表 5.6-1 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
道路建设	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、施工过程对道路两侧植被和土壤产生不利影响。
井场建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

5.6.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

（1）永久性占地区域

永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

（2）临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能

力较强、有水分保证的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.6.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、集输管道工程是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程和管道建设的影响最为显著。

5.6.2.1 工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括井场、管道等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

项目区内荒漠植被以梭梭为主，植被群系单一，生产力较低。根据新疆维吾尔自治区畜牧厅编制的《新疆草地资源及其利用》，项目区产草量按照 $750\text{kg}/\text{hm}^2$ 计算，对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响见表 5.6-2。

表 5.6-2 评价区域占地类型及生物量损失

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积 (hm^2)	生物量损失 (t/a)	影响时间 (a)
梭梭 壤漠	永久 占地	井场	1.32	0.99	永久
		计量站	0.06	0.045	永久
		道路	0.54	0.405	永久
		输电线路	0.117	0.088	
	临时 占地	井场	10.89	8.168	3~5
		生活营地	0.25	0.188	
		管线	8.03	6.022	3~5
		道路	3.89	2.918	
		输电线路	1.35	1.013	
	合计		26.45	19.837	——

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有一部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。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。本项目在油田开发过程中临时占地面积为 2.04hm^2 ，永久占地面积为 24.41hm^2 。在油田开发初期的 3~5 年中，荒漠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。

5.6.2.2 管线修建对植被的影响

集输管线的建设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道建设中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，植物会逐渐自然恢复。

5.6.2.3 人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区形成次生荒漠化。但评价区植被分布不均匀，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

5.6.2.4 突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.6.3 对野生动物影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、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的占地，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的减少。

5.6.3.1 施工期对野生动物的影响

井场构筑物建设、管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，

人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境。

5.6.3.2 运营期对野生动物的影响

本项目开发区内广泛分布于沙质荒漠，植被盖度低，植物种类多为以梭梭建群种的小半乔木荒漠植被。由于干旱和食物短缺，加上区域内乔灌木植被少，难以给野生动物提供栖息及躲藏之地，大型野生动物分布较少，仅以啮齿类动物的活动痕迹较为多见。再加上区内近年来油气田勘探开发，油田公路修建，人为活动频繁，所以野生动物种类分布较少，大型哺乳动物种类更少，基本上没有区域特有种分布。因此，本项目运营期不会对野生动物产生明显影响。

5.6.3.3 退役期对野生动物的影响

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除抽油机械设置，截去地下 1m 管头，清理场地，并立警示标志。

占地范围具备植被恢复条件的，应将井场水泥平台或砂砾石铺垫清理，不具备植被恢复条件的区域，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.6.4 对荒漠生态景观变化的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内

的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目开发过程中永久性占地面积为 24.41hm^2 ，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中减少了 42.096hm^2 。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小。

5.6.5 对土地利用变化的影响分析

油田井区建设工程位于荒漠生态系统，井场、站场、道路等地面建设属永久性占地，即将土地利用类型由戈壁转变为工程建设用地。

临时性占地则在破坏植被的基础上还对土壤环境产生不利影响。土壤有机质的分解使表土内有机质含量大幅度降低，不利于植被恢复，临时占地还使土壤的富集过程受阻，使土壤生产力下降这将使生态系统的敏感性增强，更易遭到破坏。但在严格执行生态保护与恢复措施的情况下，被临时占地破坏的土地及其生态功能将逐渐得到恢复。此外，因临时和永久性占地面积占评价区域面积比重不大，因此总体上建设工程会对区域内土地利用变化造成的影响较小。

5.6.6 土地沙化和水土流失影响分析

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

(1) 土壤粗粒化

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

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

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

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

(3) 对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。

在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

5.6.7 对玛纳斯湖盐场影响分析

本项目南侧距离玛纳斯湖盐场最近距离 5km。

钻井期表层套管严格封闭含水层管道，保障固井质量，且固井一开水泥浆固井深度 600m，防止对土壤、地下水及盐业资源产生不利影响。

单井管线、集油管线和输水管线均选用非金属管材，管道自身属材质防腐；管道强度、稳定性、抗震等满足要求，保证整个输油管道安全、可靠、平稳运行；输气管线采用三层 PE 涂层防腐，能有效保护管道腐蚀，防止对土壤、地下水及盐业资源产生不利影响。

施工期运输车辆采用洒水降尘，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20m~50m 范围，施工扬尘对南侧 2km 处盐场影响较小。运营期油气采用密闭集输，无扬尘产生，对盐场基本没有影响。

采取以上措施后，项目运行对盐业资源影响较小。

5.6.8 对和布克赛尔江格尔国家沙漠公园影响分析

根据国务院 2013 年批准实施的《全国防沙治沙规划》提出的：“有条件的地方建设沙漠公园，发展沙漠景观旅游”。根据 2016 年 8 月国家林业局发布的《国家沙漠公园发展规划（2016-2025 年）》，地方政府决定筹建新疆和布克赛尔江

格尔国家沙漠公园。新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园位于准噶尔盆地克拉玛依市乌尔禾区与和布克赛尔县交界处，属于干旱沙区、古尔班通古特沙漠亚区。其隶属的古尔班通古特沙漠为我国第二大沙漠，是我国最大的固定、半固定沙漠。根据 2019 年 6 月 11 日《国家林业和草原局关于调整新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园范围和功能分区划的复函》（林沙发〔2019〕58 号）指示，新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园按照批示调整功能区划范围，包括生态保育区、沙漠体验区、宣教展示区以及管理服务区。

经调查，项目东北距沙漠公园生态保育区 10km。

井区对新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园不产生占地影响，工程施工期间，钻井活动对沙漠公园周边动物会产生一定干扰，但随着施工期结束，影响将会消除。根据《国家沙漠公园管理办法》第十六条：“除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：

（一）开展房地产、高尔夫球场、大型楼堂馆所、工业开发、农业开发等建设项目。

（二）直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物。

（三）其它破坏或者有损荒漠生态系统功能的活动。

工程不在沙漠公园范围内建设项目，不向沙漠公园内直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物，不对沙漠公园产生其它破坏也不做有损荒漠生态系统功能的活动。经分析，工程建设未改变荒漠生态系统，未对沙漠公园周边植被造成破坏，未影响沙漠公园植物多样性，未改变沙漠公园的土地利用类型，未影响沙漠公园的水土流失。工程对新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园实际影响较小，符合《国家沙漠公园管理办法》的管控要求。

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价目的和评价重点

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素，建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响

和损害因素，提出合理可行的防范、应急减缓措施，以使项目事故率、损失和环境影响达到可以接受水平。

本次环评根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77号）、《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）和《油气输送管道风险评价导则》（SY/T6859-2012）对拟建项目进行环境风险评价，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

5.7.2 评价依据

5.7.2.1 评价工作等级

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。本项目环境风险潜势综合等级为 I，评价工作等级判定为简单分析。

5.7.3 环境风险调查

5.7.3.1 危险物质风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ230-2010）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为原油。

（1）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-1。

表 5.7-1 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C ₅ 至 C ₁₁₊ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好。 【主要用途】 是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发

	生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医。 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

5.7.3.2 生产系统危险识别

根据工程内容，结合油田项目的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元为井场、集输管道。

（1）井下作业危险性识别

①井喷事故风险：井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。

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，如钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染等。

（2）集输管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

按照长输管道易发事故不同的特点，可将造成事故的危险因素分成以下几类：

①管道腐蚀穿孔：本工程天然气外输管道具有防腐层，然而，如防腐质量差、管道施工时造成防腐层机械损害、土壤中含水、盐、碱及地下杂散电流等因应素都会造成管道腐蚀，严峻的可造成管道穿孔，引发事故。

②管道材料缺陷或焊口缺陷隐患：这类事故多数是因焊缝或管道母材中的缺陷在带压输送中引起管道破裂。另外，管道的施工温度与输气温度之间存在一定的温度差，造成管道沿其轴向产生热应力，这一热应力因约束力变小从而产生热变形，弯头内弧向里凹，形成折皱，外弧曲率变大，管壁因拉伸变薄，也会形成破裂。

③第三方破坏：第三方破坏包括意外重大的机械损害、操作失误及人为破坏等可能。

④自然灾害：地震、洪水、塌陷、雷击等自然灾害都可能对管道造成破坏，引发事故。

⑤设备事故：输气设备、设施等性能不行、质量不高也能够引发事故。

5.7.3.3 风险类型识别

(1) 环境风险类型

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

(2) 风险途径识别

本项目在生产作业过程中涉及到的物料主要为油类物品，物料在集输、处理过程中具有温度高、压力大、操作条件要求苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有发生物料泄漏、火灾、爆炸等突发性风险事故的可能性。发生泄漏的油气可进入周边地表水体，存在污染艾里克湖和玛纳斯湖的风险；通过地表土壤下渗，随着扩散程度存在污染地下水的风险；如泄漏物质遇到明火，造成火灾或爆炸，产生的次生污染（SO₂、CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性，污染大气环境。

5.7.3.4 环境敏感目标调查

本项目环境风险评价范围内环境敏感目标为南侧玛纳斯湖和东北侧和布克赛尔江格尔国家沙漠公园，详见表 2.7-1。

5.7.4 风险事故情形

5.7.4.1 事故情形设定

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中液体泄漏公式计算集输管线泄漏事故状态的泄漏量。

伯努利方程计算液体泄漏速度 Q_L ：

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

式中： Q_L —— 液体泄漏速率，kg/s；

P —— 容器内介质压力，kPa，设计压力 2500kPa；

P_0 —— 环境压力，kPa，取 101.325kPa；

C_d —— 液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64，取 0.62；

A —— 裂口面积，m²，取 0.01m²；

g —— 重力加速度；

h —— 裂口之上液位高度，m，在此取 0.2m；

ρ —— 泄漏液体密度，kg/m³，在此取 814kg/m³；

目前国内石油化工企业事故反应时间一般在 10-30min 之间。最迟在 30min 内都能作出应急反应措施，包括切断通往事故源的物料管线，利用泵等进行事故源物料转移等。本项目事故应急反应时间按照 30min 计算。

根据上述公式计算出该段集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为 15.81kg/s，事故应急反应时间为 30min，据此计算液体的泄漏量为 28.46t。管线输送为油水混合物，根据艾湖 12 井区最低含水率 33.5%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为 18.93t。

5.7.4.3 源项分析

根据源项分析，集油管线的原油泄漏量为 18.93t。假定发生泄漏，泄漏的液体无蒸发，并已充分蔓延、地面无渗透，则根据泄漏的液体量和地面性质计算最大池面积：

$$S = \frac{W}{H_{\min} \rho}$$

式中： S ——最大池面积，m²；

W ——泄漏的液体量，kg；

$H_{\min}$ ——最小油厚度，最小油厚度取 0.025m（粗糙地面）；

ρ ——油的密度，814kg/m³；

由上述公式计算得出：集油管线中油品泄漏后漫流面积为 930m²。影响范围内的植被、土壤、大气将受到不同程度的影响，需采取相应措施进行恢复。

5.7.5 风险评价

5.7.5.1 原油泄漏后对环境造成的影响

（1）原油泄漏对大气环境的影响

发生泄漏事故后，进入环境中，其中挥发的 NMHC 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。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（2）对土壤的影响

油品泄漏对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，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。泄漏到土壤中的原油对环境的污染将受到物理分散作用的影响。原油沿土壤表面横向散开会增大污染面积，但同时将有助于低分子量的烃类挥发。由重力和毛细管力引起的垂直渗透作用会妨碍蒸发，减少生物降解的可利用养分，而且可能引起地下水的污染。

本项目集油管道油品泄漏事故状态下，相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的原油进入土壤中后，会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。直观的管道油品泄漏，若不及时处理，会在短时间内导致泄漏区域的大面积污染，而当小量的隐性泄漏发生时，在泄漏初期由于泄漏的油量少而不易被发现，等查漏发现后，往往已造成大面积污染，所以，需要加强集输管道的检测，及时避免这一类小量的隐性泄漏事故。

（3）对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径：

一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；
二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。

另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

①接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系

的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

②间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

5.7.5.2 原油泄漏对地下水的影响

本项目属油藏开发项目，事故状态对地下水的影响主要表现在油水混输管线的泄漏。

根据设计方案，集输管线敷设在地表以下 1.9m，只有发生泄漏事故才有可能影响到地下水。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

①原油采出水对地下水的影响

当采出水连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，采出水在 7d 可到达地下水浅水含水层。因此建设单位需加强管线的巡检工作，一旦发现管线穿刺等问题立即关闭进出阀门，及时对管线进行修补，随后对污染土壤进行挖除，以减少采出水下渗对区域地下水的影响。

②石油类对地下水的影响

各种土壤的不同土层对石油类均有着吸附能力。石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0cm~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。所以油品泄漏将迅速沿土壤下渗，到达紧实层后下渗缓慢，影响地下水的的天性不大。在事故发生后，建设单位会组织专门力量进行污

染物的清除工作，会在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下浅水的可能性较小。

总之，做好管线安全监测及处理泄漏事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。在管线泄漏事故状态下若能尽快关闭进出阀门，缩短油品泄漏时间，则可大大减少油品泄漏量，将事故状态下原油及采出水泄漏对地下水环境的影响控制在最小程度。

5.7.5.3 风险对生态环境的影响分析

原油对植物的影响主要通过油膜覆盖植物叶片和覆盖土壤表面来进行的，当植物叶片被油膜覆盖时，植物叶片气孔被堵塞，植物蒸腾通道受阻， CO_2 的交换受到限制，引起植物叶片高温胁迫和叶片光合效率降低，尤其是影响湿地植物的氧气输送，如堵塞叶片气孔等，同时原油对地表的覆盖会妨碍土壤与氧气之间的交换，影响植物的生长。发生泄漏的原油可进入周边地表水体，存在污染艾里克湖和玛纳斯湖的风险；发生井喷时，可能会对沙漠公园造成不利影响。

5.7.5.4 井喷风险事故分析

井喷发生后，一般需要 1~2d 才能得以控制。类比《2020 年顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带产能建设项目环境影响报告书》，井喷在污染最大范围在半径 200m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大。本工程井场距离南侧玛纳斯湖最近距离 5km，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地表水、地下水污染。本工程东北侧距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近距离 10km，钻井及井下作业应严格按照井控要求实施，避免发生井喷事故。

此外，钻井施工过程中在临时占地范围四周设置围栏，非施工作业人员禁止出入，井场周边野生动物因施工作业噪声影响，不会出现在井场附近，若发生井喷事故对野生动物影响极小。

5.7.6 环境风险管理

5.7.6.1 环境风险管理

环境管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

百口泉采油厂全面推行 QHSE 健康、安全、环境体系，制定了该厂和基层站、队的 QHSE 方针、目标、特定工作程序和作业指导书，落实了组织机构、岗位职责及 QHSE 安全防护设施资源配置等，逐年形成了自下而上的完整的安全管理网络和管理制度体系。环境风险管理措施情况见表 5.7-7。

表 5.7-7 环境风险管理情况

序号	检查项目	现有状态
1	环境风险评估工作开展，环境风险隐患排查开展情况	已开展系统的风险评估和风险排查工作
2	环境风险隐患排查台帐建设及管理情况	已建立环境风险隐患排查台帐
3	周边企事业单位签订突发环境事件应急联动协议的情况	已与周边主要单位签订应急联动协议
4	环境应急组织机构设置和专职人员的配备情况	依托专职消防人员及机构
5	环境应急培训和演练情况	各单位已开展环境应急培训和演练
6	应急物资和装备保障工作情况	应急物资储备满足要求
7	污染防治设施运行情况	污水处理设施运行良好
8	与环保部门联系情况，发生事故信息通报是否及时准确	能够及时与环保部门联系，发生事故时信息通报及时准确
9	企业的事故预防与应急能力建设	拥有比较完善的突发事件应急预案和机构人员，相关制度也比较完善
10	环境风险教育和宣传，环境安全文化建设情况	已开展环境风险教育和宣传，环境安全文化建设
11	消防验收意见及消防检查情况	建设项目严格按照消防要求进行消防设计审核和消防验收，消防检查合格
12	安全生产许可	获得安全生产许可证
13	环境影响评价及批复的其他环境风险防控措施落实情况	建设项目按环保“三同时”要求执行，并严格落实批复中要求的各项环境风险防控措施

5.7.6.2 消防设施及安全管理

(1) 消防设施

采油井场不设消防水设施。在每个计量站、天然气撬装回收装置及值班班组房配有灭火器、消防铁锹、镐头、消防毛毡、消防桶等；工具摆放在站门口消防

架上，消防砂存放在消防池内。

储罐区防火堤外分别设置消防冷却水环状网，储罐上设固定水幕喷头；原油储罐区防火堤外分别设置消防泡沫环状网，储罐上设固定水幕喷头，原油储罐上分别设置空气泡沫发生器，站区设置地下式消火栓。配备灭火器。

（2）消防安全管理

百口泉采油厂有较健全的消防安全制度和操作规程，联合站、计量站、各岗位均设兼职消防安全责任人，并有消防安全教育等记录。疏散通道、安全出口管理符合要求，已建立防火档案，每日进行防火巡查，各站定期进行消防培训，电工操作工等均持证上岗。制定有灭火疏散预案，并定期进行消防演练。

5.7.6.3 安全生产管理

百口泉采油厂有健全的安全管理机构和网络，主要负责人和各级安全管理及监督人员安全生产知识和管理能力基本适应安全生产管理的需要。制定有内容较为全面具体、操作性较强的安全管理制度、安全生产责任制及安全操作规程，并能较好地执行。新建、改扩建工程“三同时”管理较为规范，压力容器、特种设备、防雷防静电接地、长输管道、工艺管道、安全阀、压力表、气体报警器、职业病危害因素、个体防护用品检验检测工作到位，职工教育培训工作较有成效，各类从业人员按国家有关要求进行了适当的安全教育培训持证上岗，事故应急救援预案体系健全。综上所述，百口泉采油厂安全管理现状总体良好，能够满足企业安全生产的需要。

5.7.7 风险事故防范措施

5.7.7.1 防控原则

坚持“以人为本，生命第一”、“保护生产、生活设施”以及“尽量消减环境污染”原则。鉴于环境污染事故的特殊性，还应坚持以下原则：

①确认污染物危害与毒性原则：确定污染物危害特性，安排污染源排查程序，切断污染源。

②及时告知原则：监测、勘查、确认事发现场及周边情况，确定污染物对周边的影响，立即告知周边可能受到影响的单位、人群，必要时组织疏散。

5.7.7.2 井喷预防措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但在预防措施上还应切实做好

防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（1）在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

（2）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

（3）起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

（4）作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次提下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

（5）每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.7.7.3 钻井、井下作业事故防范措施

（1）在生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

（2）井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。在油层钻进过程中，每班进行一次防喷操作演习。

（3）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。

(4) 在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散。

(5) 按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(6) 钻开目的层后提下钻操作要平稳，减小井底压力激动，避免井漏及井喷事故发生。快速钻穿目的层，提高裸眼井段电测一次成功率，快速完井。

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

5.7.7.4 管道风险防范措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①集输管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

③对阀池内阀门两端法兰、管道起点及终点连头处、穿越铁路套管及泄洪区套管的焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加管道的安全性。

④建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①严格控制油品质量，定期清管。

②加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

③定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

④定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

⑤加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑦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。

⑧管线刺漏防范措施。输气管线采用 20#钢管，并进行三层 PE 涂层防腐。定期对管线进行壁厚监测，制作壁厚趋势图，计算管线腐蚀速率进而全面掌握管线腐蚀情况。如出现管线刺漏情况，及时关井、关闭管线截断阀进行抢修。

（3）管理措施

①在管道系统投产运行前，应制定出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制定应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

5.7.7.5 原油泄漏事故防范措施

（1）所有区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》（GB50253-2003）的要求。

（2）加强《石油天然气管道保护条例》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。

（3）建设涉及到的管道均采用保温无缝钢管，使用防腐降阻剂进行防腐。

（4）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损老化部件，防止原油泄漏事故发生。

（5）完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（6）确保各装置的安全距离，构筑物区域内设置接地装置，定期检测设备接地电阻及防雷设施。

（7）按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

（8）操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

（9）制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.7.7.6 防洪措施

该区域发生洪水的可能性极小，但为防治在油田生产过程因天气变化出现的

融雪和暴雨发生安全事故,进一步规范生产运行中突遇融雪天和暴雨天的安全管理,提高对突发事件和自然灾害的反应能力,建立紧急情况下快速、有效的应急处理机制,确保油田生产安全,百口泉采油厂制定防洪防汛应急预案。

(1) 组织员工对自己所辖区域的公路铁路涵洞、低洼油田公路、重点上修井及措施井、防洪堤坝、防渗段进行重点检查,作好记录,加强防洪防汛工作。

(2) 对低洼及凹形油田公路段进行清雪工作,预防化学后冲刷公路,造成道路中断,影响生产车辆通行。

(3) 公路涵洞要组织清障、清理杂物、疏通流到,并清理闸门盖子上覆盖的积雪。

(4) 对融雪期、下雨天突发洪水,各单位应组织员工对洪水情况进行观察,将员工撤向高处,对被洪水围困的员工要及时进行救援,保证员工人生安全,同时向作业区值班领导和生产运行科值班室值班人员通报洪水最新情况,并做好记录。生产运行科值班室的值班人员接到通报后,应及时准确地做好记录,并及时上报科室、作业区领导和油田公司生产运行处值班室,并做好应急救援。

(5) 洪水过后各单位应积极进行自救,将洪水造成的损失降到最低点,同时将损失情况以书面形式报生产运行科值班室,由值班室汇总后报作业区值班领导及科室领导和油田公司生产运行处值班室。

(6) 各单位一时无法恢复的损失情况及问题应统计汇总后,报作业区生产运行科和相关科室,由作业区协调解决。

(7) 抗洪防汛所需的物资由物资管理站储备提供。

(8) 井场附属设备、住井房、营地住房不要摆放在山坡下或低洼处。员工不要随意到山坡下走动或停留。

(9) 住房、设备都必须按要求安装接地导线,避免发生雷击事故。

(10) 认真检查井场、营地电路,保证绝缘良好,避免因短路发生火灾,或因漏电发生触电事故。

5.7.7.7 对铁路的保护措施

油田开发过程中对铁路影响主要表现在井喷发生时产生的剧烈震动,为防止井喷发生,需在井口安装防喷器和井控装置。

5.7.7.8 水体污染事件的防控处置措施

(1) 事发单位采取有效措施，尽快切断污染源，同时严防饮水中毒等次生事件发生。

(2) 现场应急指挥部总指挥到达现场后接管现场指挥权，全面了解突发事件情况，即迅速了解事发地及涉及河流、渠道等水体一定范围的地表水文条件、重要保护目标及其分布等情况。

(3) 总指挥负责召集指挥部成员、监测站、专家组成员现场开会，部署警戒、监测、抢险等工作。

(4) 制定抢险方案。

(5) 抢险救援组迅速了解事发地及下游一定范围的地表及地下水文条件、重要保护目标及其分布等情况，针对特征污染物质，采取有效措施使之被有效拦截、吸收、稀释、分解，降低水环境中污染物质的浓度（原油泄漏要在事发水域附近或下游选取有利地点，进行有效的拦截，利用吸油托栏、吸油毡和吸油机等吸收原油，降低水中的原油浓度）。

(6) 综合保障组在事故发生地附近布置警戒、交通管制等。

(7) 迅速在事件发生水域布点监测，在第一时间确定污染情况，出具监测数据；测量水体流速，估算污染水体转移速率。对污染状况进行跟踪调查，根据监测数据和其他相关数据，预测污染水体的迁移速度和影响范围，及时调整对策。

(8) 抢险调度组，负责抢险人员的后勤生活保障，负责对上沟通汇报和对外联络工作。

(9) 《新闻媒体突发事件专项应急预案》做好启动准备。

5.7.7.9 危险废物运输风险防范措施

(1) 危险废物在储存、转移、处理过程中严格执行《危险废物转移联单管理办法》（2021 年 12 月 03 日）制度，并制定内部转移、转运制度。

(2) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

5.7.8 风险事故应急处理措施

5.7.8.1 井喷预防措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但在预防措施上还应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

1) 在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

2) 起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

3) 作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次提下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

5.7.8.2 钻井、井下作业事故防范措施

1) 在生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

2) 井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。在油层钻进过程中，每班进行一次防喷操作演习。

3) 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。

4) 在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散。

5) 按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

6) 钻开目的层后提下钻操作要平稳, 减小井底压力激动, 避免井漏及井喷事故发生。快速钻穿目的层, 提高裸眼井段电测一次成功率, 快速完井。

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

5.7.8.3 集输系统风险防范措施

1) 施工阶段的事故防范措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前, 应加强对管材和焊接质量的检查, 严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验, 防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理, 确保施工质量。

②在集输管线的敷设线路上设置永久性标志, 包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

③建立施工质量保证体系, 提高施工检验人员水平, 加强检验手段。

④按施工验收规范进行水压及密闭性试验, 排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工, 并对其施工质量进行监理。

2) 运行阶段的事故防范措施

①在集输系统运行期间, 严格控制输送油气的性质, 定期清管, 排除管内的积水和污物, 以减轻管道内腐蚀。

②加强自动控制系统的管理和控制, 严格控制压力平衡。

③定期对管线进行超声波检查, 对壁厚低于规定要求的管段及时更换, 消除爆管的隐患。

④定期检查管道安全保护系统, 在发生泄漏事故时能够及时处理。

⑤加大巡线频率, 提高巡线有效性, 发现对管道安全有影响的行为, 及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥按规定进行设备维修、保养, 及时更换易损及老化部件, 防止油气泄漏事故的发生。

⑦完善各井场的环境保护工程, 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。

3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥提高管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通讯畅通，在及时发现管道事故隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免事故隐患发生。

⑦对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

5.7.8.4H₂S 的防范措施

依据该区域原油物性，不含硫化氢，但仍应做好硫化氢监测和防范工作。施工井队应配至少 3 套的便携式硫化氢监测仪，做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案。在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其它适用的装置），并在不同方向上划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。当监测到硫化氢浓度大于 15mg/m³（10ppm）时，立即按照含硫油气井作业规定配置硫化氢监测仪、正压式呼吸器等设施，按照《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）标准规定执行。

5.7.8.5 压裂液、废洗井液泄漏事故风险防范措施

采用质量合格的压裂液罐和废液收集罐。加强日常管理，对压裂液罐和废液收集罐采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和废液收集罐泄漏。

5.7.9 环境风险应急预案

根据属地管理原则，按照有关法律法规，参与相关单位及当地政府相关的管理部门应形成综合应急体系，形成联动。百口泉采油厂已编制《百口泉采油厂突发环境事件应急响应预案》已于 2019 年 3 月 31 日在伊犁哈萨克自治州塔城地区生态环境局备案（备案号：654200-2019-016-L）、于 2019 年 6 月 26 日在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局备案（备案号：650205-2019-017-M）。

突发环境事件时视事故地点、规模、危害等，启动相应的应急预案，形成群

防群治的应急联动机制，依靠各方的力量，将事故造成的危害降低到最低程度。

5.7.9.1 废水、废液运输事故风险防范措施

运输时提高拉运人员技术素质、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，防止发生运输车辆事故。加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液及生活污水装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

6. 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

（1）钻井过程

钻井期间定期对电钻等设备进行维护，定期对设备进行保养维护等措施。

（2）地面施工

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

②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。

③优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

④施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

(3) 对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。在采取上述措施后，井场 NMHC 的厂界无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中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 VOCs 无组织排放监控限值要求。

(4) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。定期对火炬进行检修和维护。

(5) 油气田采出水、储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。

(6) 设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。

(7) 场站边界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

上述密闭集输方式有效抑制非甲烷总烃挥发，在油田应用广泛，经济可行。

6.1.3 退役期大气污染控制措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工过程中应注意采取洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

施工期钻井废水采用“钻井泥浆不落地技术”，产生的钻井废水经处理达标后循环使用，废水不外排。

施工期排放废水主要有管道试压废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，试压结束后，用于周围沙漠植被的绿化，可起到改善生态环境作用。

(1) 井喷地下水保护措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

①制定具体井控措施及防止井喷预案。

②开钻前由建设方地质监督或受委托的相关单位地质员，对相应的停注、泄压等措施进行检查（检查结果记录在井队井控专用本上）落实，直到相应层位套管固井候凝完为止。

③钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，对储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀。

④送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要检查闸板心尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。

⑤钻开油、气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压。

⑥测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

⑦要严格控制提下钻速度，防止抽汲压力过大造成井涌、井喷，激动压力过大造成井漏。提钻按规定灌好钻井液，下钻过程中注意观察井口返出钻井液情况并安排中间洗井，起下钻过程中操作要连续，减少钻具静止时间。

⑧要求做好固井前的通井、循环钻井液、调整钻井液性能等工作。控制下套管速度，以防蹩漏地层。

⑨下套管要操作平稳，严禁猛刹、猛放，防止溜钻、顿钻，按规程下套管，双大钳紧扣，以保证套管连接强度。

⑩目的层钻进时预防井漏和井喷，并做好油气层保护工作。

6.2.2 运营期废水防治措施

6.2.2.1 废水治理措施

本项目运营期废水主要包括井下作业废水和采出水。

（1）井下作业废水

①井下作业带罐作业，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污水处理系统处理。

②井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

(2) 采出水

依托联合站分离的采出水经百口泉注输联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后，全部回注油层，不向外环境排放。

6.2.2.2 百联站水处理设施依托可行性分析

百联站已建两套压裂返排液处理装置处理，每套设计处理规模 1000m³/d，主要处理来自玛 131、玛 18 等井区的压裂返排液。

(1) 处理工艺及规模

一套采用“破胶反应+磁分离+过滤”处理工艺，共设两列处理装置，单列装置处理水量 1000m³/d。具体处理工艺流程如下：

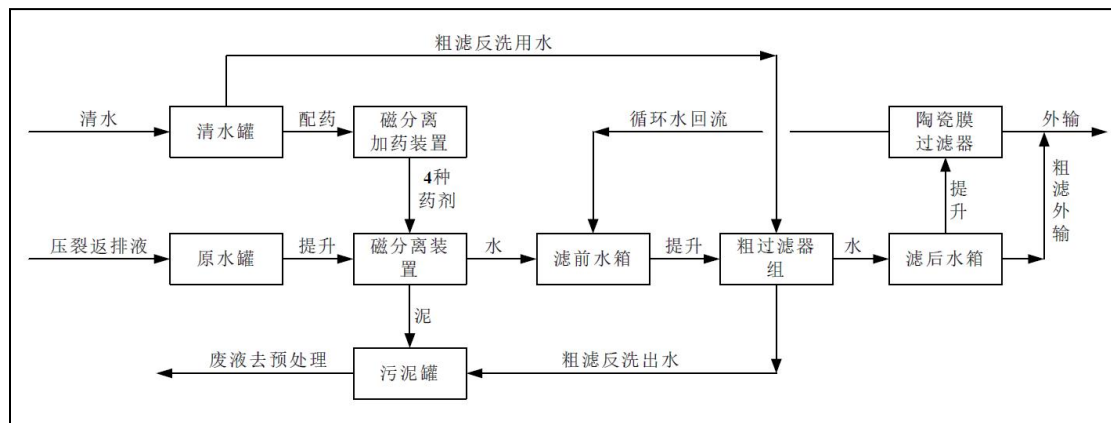


图 6.2-1 水处理工艺流程图（一）

另一套采用，“臭氧催化+软化+混凝沉降+气浮+过滤”处理工艺，共设 2 列处理装置，单列装置处理水量 1000m³/d。具体处理工艺流程如下：

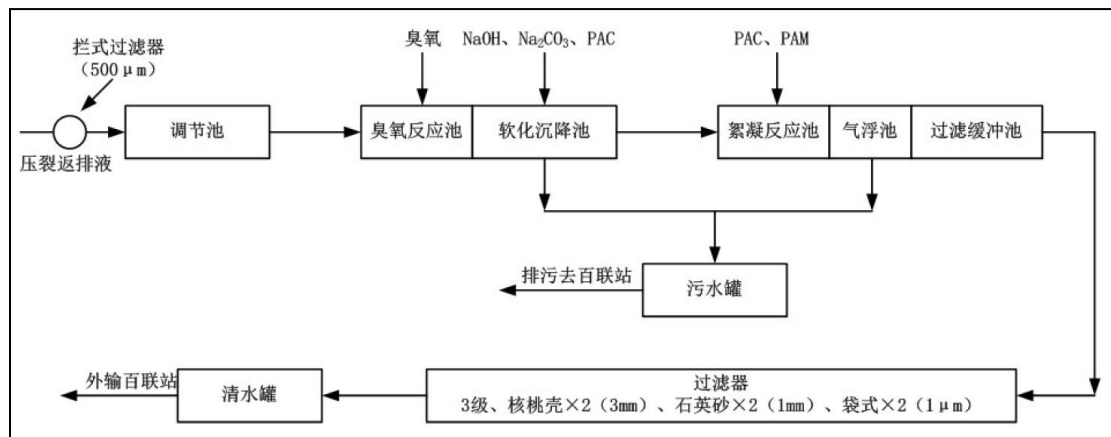


图 6.2-2 水处理工艺流程图（二）

目前两套处理装置实际处理水量约 2000m³/d。

（2）处理效果

根据 2020 年 6 月压裂返排液处理项目验收监测报告，经处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后进入百联站注水系统回用。

（3）依托可行性分析

百口泉注输联合站建有压裂返排液处理装置，设计处理能力 4000m³/d，经处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后进入百联站注水系统回用。现状实际处理量约 2000m³/d，剩余处理能力可以满足本项目运营期 53.12m³/d 水量的处理需求。

6.2.2.3 废水污染防治措施

（1）定期对井场、站场的设备、阀门及井场的抽油机进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

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

（3）地下水采取分区防渗，建立健全地下水监测制度。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

（4）采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

（5）加强汛期检查，检测泄洪量。阀池内两端法兰，管道起点及重点连接处，穿越铁路及泄洪区套管的焊接质量严格把关，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

6.2.3 地下水环境保护措施

（1）分区防治措施

本项目运营期全部密闭集输，无储油罐等设施建设，故地下水分区防渗措施主要针对施工期钻井及井下作业时的防渗措施。根据《环境影响评价技术导则地

下水环境》(HJ 610-2016)表 7 和《石油化工防渗工程技术规范》(GB/T50934-2013)的要求, 确定本项目防渗分区见表 6.2-2。

表6.2-2 项目分区防渗内容及技术要求

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井柴油罐区、油水罐区、放喷池、计量站	重点防渗	设置围堰; 不应低于6.0m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
钻井生活污水收集池	一般防渗	防渗膜防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
井下作业、施工作业区地面	一般防渗	施工作业区域下垫高密度聚乙烯防渗膜(厚度不小于1.5mm); 防渗膜防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$

各分区应根据《石油化工防渗工程技术规范》(GB/T50934-2013)的要求进行防渗处理:

①一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能;

②重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能;

③地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯(HDPE)膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料;

④当建设场地具有符合要求的黏土时, 地面防渗宜采用黏土防渗层, 防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

(2) 污染监控措施

本工程应建立完善的监测制度, 结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)中要求, 本工程需布设 3 眼监测井, 在监测水质的同时监测地下水水位(监测井位的设置可依托原有水井)。监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-2。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案, 并定期向百口泉采油厂安全环保部门汇报, 对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.2-2 地下水监测计划

孔号	区位	监测频率	主要监测项目
G1	项目区的上游、下游和项目区各布设 1 个(监测井位的设置可依托原有水井)	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD

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

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

①管理措施

a 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b 工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

c 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

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

②技术措施

a 定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

b 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

③地下水污染应急预案及处理

a 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到新疆油田公司百口泉采油厂的应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

- ❖ 应急预案的日常协调和指挥机构。
- ❖ 各部门在应急预案中的职责和分工。
- ❖ 确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性。
- ❖ 特重大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

b 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

- ❖ 如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。
- ❖ 查明并切断污染源。
- ❖ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- ❖ 依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。
- ❖ 依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。
- ❖ 将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。
- ❖ 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

（3）水源地保护措施

为防止天然气外输管道发生泄漏，建设单位在运营期应采取以下措施：

①加强管理，安排专人巡线，尤其要加强百口泉水源地附近管段巡线，发现隐患及时抢修更换。

②设置标桩和警示牌，严禁在管线两侧 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁冻土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

③加强转输过程的动态监测，如温度、压力监测等，发现异常将启动预案进行检查，寻找问题原因并按程序解决。通过监控手段的应用，杜绝发生泄漏不能及时发现的弊端，为保护土壤和地下水环境创造条件，避免事故泄漏污染土壤和地下水。

6.3 噪声污染防治措施

6.3.1 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。

6.3.2 运营期噪声防治措施

（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。

6.4 固废污染防治措施

6.4.1 施工期固废污染防治措施

施工期固废主要是钻井废弃泥浆、岩屑、废机油和废防渗膜。

(1) 施工单位应及时回收落地油等废物，在油管管桥下等部位铺塑料布，防止原油落地，同时辅以人工收油方式，减少进入环境的落地油数量。

(2) 钻井泥浆和岩屑：钻井岩屑、泥浆经不落地系统处理实现固液分离，分离后的液相回用，分离后的固相（岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐中，委托克拉玛依宇洲环保工程有限公司合规处置。

按照《国家危险固体废物名录》规定，本工程危险废物收集和临时储存措施按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）规定进行：

①必须将危险废物装入容器内，禁止将不相容（相互反应）的危险废物在同一容器内混装。

②容器应满足相应强度要求，且完好无损，容器材质和衬里与危险废物相容（不相互反应）。

③做好危险废物情况的记录，记录上须注明危险废物的名称、来源、数量、特性、和包装容器的类别、入库日期、存放库位、危废出库日期及接受单位名称，危险废物的记录和货单在危险废物回取后继续保留三年。

④必须定期对贮存的危险废物包装容器及贮存设施进行检查，发现破损，应及时采取措施清理更换。

按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范（HJ 2025-2012）》中有关规定，本项目产生的危险废物拉运应满足以下要求：

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围内组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。

废弃危险化学品的运输应执行《危险化学品安全管理条例》有关运输的规定。

运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照《危险废物贮存污染控

制标准》（GB18597-2001）附录 A 设置标志。

危险废物公路运输时，运输车辆应按《道路运输危险货物车辆标志（GB13392-2005）》设置车辆标志。

危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：

①卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备。

②卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志。

③危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

（3）本项目产生的危险废物委托具有相应危废转运、处置资质的单位转运及处置。转运过程严格按照相关要求进行操作转运，严禁由不具备相应资质的单位私自转运。

（4）完井后，井场废物全部进行清理、回收处理，做的“工完、料尽、场地清”。

（5）施工期生活垃圾运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。

6.4.2 运营期固废污染防治措施

运营期固体废物主要是落地油、含油污泥和压裂返排液。

6.4.2.1 落地原油污染防治措施

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。回收的落地原油交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行回收处置。

（2）地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

（3）在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

（4）加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄露的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

6.4.2.2 油泥（砂）储存、运输要求

本项目生产过程中所产生的油泥（砂）属于危险废物，编号为 HW08，交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行无害化处置。

①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》。

②含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄漏等基本要求，暂存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。

③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，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

（2）管理要求

①含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账；

②暂存含油污泥必须采取符合国家环境保护标准的防护措施，并不得超过一年；确需延长期限的，必须报原审批环境保护行政主管部门批准；

③含油污泥产生和处置单位要签订经济合同，内容要满足《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）要求。合同条款中应明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放；

④含油污泥产生和处置单位应制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案；

⑤含油污泥等危险废物收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位应严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》，于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案；

⑥禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物

污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行管理和处理。

6.4.3 退役期固废污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5 土壤环境保护措施

(1) 防渗措施

井下作业区及罐区设置防渗措施，防渗措施详见表 6.5-1。

表 6.5-1 场地防渗措施

场地	染物类型	防渗措施
生活污水收集池	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	防渗膜防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
罐区、计量站	石油类	高密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于 1.5mm）；防渗膜防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
井下作业区	石油类	井下作业废液带罐回收，施工作业区域下垫高密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于 1.5mm）；防渗膜防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$

(2) 土壤污染物处理措施

原油落地后收集的原油和受侵染的土壤属于危险废物，要求及时收集拉运至百口泉注输联合站污泥暂存间暂存，定期委托有资质单位处置。

6.6 生态环境保护措施

该区域气候极其干旱，生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设引起水土流失而导致土地沙化。

6.6.1 施工期生态环境保护措施

6.6.1.1 井场等工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地（井场、管线、临时道路）等合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，尤其要避让保护植物梭梭。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

- ①井场永久占地 30m×40m;
- ②集油管线施工作业带宽度不得超过 8m;
- ③临时道路施工作业带宽度不得超过 7m。

(2) 一切作业尽量利用原有公路, 按原有车辙行驶, 若无原有公路, 要严格执行先修道路, 后施工的原则。不得随意开设便道, 杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

(3) 钻井作业结束后, 将井场进行平整, 并覆土压实覆盖一层砾石 (6cm), 防止风蚀现象发生。

6.6.1.2 管线工程、输变线路生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地 (管线埋设、临时道路) 合理规划, 严格控制临时占地面积, 尽量避让植被较多的区域。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内, 不应随意扩大, 并尽量避让植被。

(2) 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、敷设及道路建设过程不得破坏项目区梭梭、白梭梭等受保护植物, 尽量避开植被茂密区域, 减少因施工造成的植被破坏。

(3) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围, 使之限于在施工区范围内活动, 最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏, 避免破坏荒漠植物 (尤其是梭梭等保护植物)。

(4) 管沟开挖, 尽可能做到土壤的分层堆放, 分类回填, 特别是表层土壤应分层堆放, 在施工完毕后回铺于地表, 减轻对土壤的破坏, 以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地, 根据管径的大小尽可能少占地。

(5) 根据地形条件, 尽量按地形走向、起伏施工, 减少挖填作业量。

(6) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置, 应均匀分散在管线中心两侧, 并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡, 不得形成汇水区域, 防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时, 若有集水的可能, 需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道, 应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡, 回填土与周围地表坡向保持一致, 严禁在管沟两侧有集水环境存在。

(7) 塔基开挖时要将表层熟土分装在编织袋内，堆放在临时堆土场的周围，用于施工结束后基坑回填，临时堆土采取四周拦挡、上铺下盖的措施，回填后及时整平。施工中要严格控制临时占地，减少破坏原地貌、植被的面积。

(8) 基坑开挖尽量保持坑壁成型完好，并做好临时堆土的挡护及苫盖，基础坑开挖好后应尽快浇筑混凝土。

(9) 在塔基基础及杆塔等施工完毕后，应按设计要求立即对塔基基础周边开挖部分进行覆土，并进行平整夯实，以减少水土流失；对作业区、牵张场等施工扰动区地表进行平整，必要时进行喷水增湿，以便自然植被的生长恢复。

(10) 施工中要作到分段施工，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。

(11) 加强对施工人员和职工的教育，强化保护环境观念，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏。

6.6.1.3 对荒漠植物生态保护措施要求

(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。

(2) 确保生产设施正常运行，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) 强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

(4) 在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。

(5) 最大程度减少梭梭占用，选择梭梭生长稀疏地段进行作业。管线敷设过程中，应确定施工作业线，不随意改线，尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内，管线作业带控制在管线两侧 8m，尽可能缩小施工作业宽度，减少占地。施工结束后对破坏和占用的植被及时恢复。

6.6.1.4 对保护植物梭梭的生态保护措施要求

(1) 井场、站场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，原则上应避开植被长势良好、茂密的区域，特别是生长着受保护野生植物梭梭、白梭

梭的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场、站场建设。

(2) 在遵循避让原则进行选址后，应在设计中明确各井场、站场建设位置及占地面积，施工作业严格按照设计规定的位置进行建设，不得随意改变、调整施工区域。

(3) 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、敷设及道路建设过程不得破坏项目区梭梭、白梭梭等受保护植物，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。重点保护项目区内的灌木，最大程度减少梭梭占用，选择梭梭生长稀疏地段进行作业。

(4) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，避免破坏保护植物——梭梭、白梭梭。

(5) 严禁破坏占地范围外的植被，尤其是梭梭等优良固沙植物。对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

(6) 严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少对梭梭的破坏。

(7) 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。严禁在场外砍伐植被，尤其是广泛分布在项目区受保护的植被——梭梭、白梭梭。

6.6.1.5 对荒漠动物生态保护措施要求

(1) 业主单位要按照林业、保护区管理中心等部门的要求，加强对工作人员特别是施工和日常巡检人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。加强监督管理，坚决杜绝保护区内的偷猎、盗伐等非法活动。

(2) 加强施工人员管理，不得偷猎、伤害、恐吓和惊扰野生动物，如遇到野生动物受到意外伤害，应立即与自然保护区管理机构联系，由专业人员处理。

(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，避让对野生动物的惊扰。

6.6.1.6 开展环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道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。

生态监理要求应落实在管线、道路、井场等工程等项目承包招标书中。

6.6.2 运营期生态环境保护措施

(1) 井场永久占地戈壁土压实或砾石覆盖，以减少风蚀量。

(2) 定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

(3) 定时巡查井场及管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 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。

(7) 加强对工作人员特别是巡线人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。加强监督管理，坚决杜绝保护区内的偷猎、盗伐等非法活动。

(8) 在井区设立宣传牌，简明扼要书写以保护自然为主题的宣传口号和有关法律法规，如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。

(9) 加强巡线人员管理，不得偷猎、伤害、恐吓和惊扰野生动物，如遇到野生动物受到意外伤害，应立即与自然保护区管理机构联系，由专业人员处理。

6.6.3 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，井场和集输等设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

(1) 对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地

下 1m 管头的措施，清理场地，清除各种固体废物，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

(2) 临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

(3) 临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

(4) 要求通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于保护区动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，严禁踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

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

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

6.7 生态恢复方案

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：

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

6.7.1 井场、场站生态恢复措施

本项目共部署 11 口采油井，其中新钻采油井 8 口；新建计量站 1 座。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

②工程施工结束后，应对施工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。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施，防止油水串层。

对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

6.7.2 管线生态恢复措施

本项目需新建各类单井管线、集油支线，共计临时占地 8.03hm²。

①支线管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，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。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。

6.7.3 道路生态恢复措施

本项目开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

6.7.4 植被恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，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。

6.8 水土保持方案

井场、道路等施工扰动，将使井场及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能

将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制定合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

6.8.1 防治目标

预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.8.2 水土流失防治责任范围

结合《开发建设项目水土保持方案技术规范》（SL204-1998）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线及道路区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.8.3 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

（1）井场、站场区

①为保护土地资源，在施工前，对井场、站场所处位置进行表土剥离，剥离

的表土作为后期生态恢复；在井场、站场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场、站场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区一级保护植物，不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（2）道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基填料尽量利用处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的施工弃方。路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。在有灌溉条件的路段两侧进行人工绿化。

（3）管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

（4）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势耐旱植物为盐生假木贼群系、梭梭群系植被等。

6.9 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.9.1 防治目标

开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的,是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估,提出预防或者减轻不良影响的对策和措施,为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及到区域主要的植被群系为梭梭群系等。总体防治目标为:维持生态环境现状,预防遏制新的沙化形成,保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程,达到恢复植被,遏制沙化,改善生态环境的目的,同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.9.2 防沙治沙措施

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

(1) 严禁在荒漠结皮地段随意踩踏、占用,破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后,对施工场地及时进行清理、平整,减少沙物质来源。

(2) 严格控制施工活动范围,严禁乱碾乱轧,避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

(3) 项目所在区域都是荒漠,表层基本都为砾石构成的砾幕。为保护土地资源,在施工前,对井场所处位置进行表土剥离,剥离的表土作为后期生态恢复;在井场周边修筑地边埂;钻井作业结束后,将井场进行平整,并覆土压实覆盖一层砾石,防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

(4) 植物措施:项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点,全部避让自治区一级保护植物(膜果麻黄和梭梭),不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则,缩小施工范围;工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

(5) 在施工过程中,不得随意碾压项目区内其它固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况,在满足设计要求的前提下进行适当的调整,以减少占地。尽量避开沙丘,减缓对沙丘活化的影响。

(6) 严禁破坏占地范围外的植被。对因项目占地而造成的植被损失,应当

按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

(7) 施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

(8) 加强运营期管理，密切观察项目区土地沙化情况，发现土地沙化的，应当及时报告当地人民政府。

7. 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

艾湖油田艾湖 12 井区八道湾组油藏区块的开发建设必将带来极大的经济效益，同时可以增加就业机会，提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

7.1 经济效益分析

项目总投资 8211.38 万元，其中钻井投资 5200 万元，地面工程投资 3011.38 万元。环保投资 490.8 万元，占总投资的 6.0%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

7.2 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。

本项目开发是对新疆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，提高当地税收有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境经济损益分析

7.3.1 环境损失分析

(1) 开发建设期环境效益分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- ①工程占地造成的环境损失；
- ②突发事件状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- ③其他环境损失。

工程占地主要为井场建设和集输（输油、注水管线）管道占地以及道路建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄露事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.3.2 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目环境保护投资约 490.8 万元，环境保护投资总投资的 6.0%。环保投资估算见表 7.3-1。

表 7.3-1 主要环保投资估算

阶段	环境要素	环保设施/措施	投资(万元)
施工期	生态环境	施工迹地清理平整、压实，临时占地恢复原始地貌，永久占地砾石覆盖或水泥硬化	8
	废气	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布	8

	废水	施工期生活污水拉运至乌尔禾污水处理厂处理	5
	井控装置	钻井防喷器等安全措施	172.8
		泥浆不落地技术	240
		罐区防渗措施	16
		设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	2
运营期	废水	采用专用废液收集罐收集后送百口泉注输联合站采出水处理系统处理	2
	噪声	采用低噪声设备、基础减振、隔声等	2
	固废	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	2
		含油污泥委托有资质的单位处置	11
	土壤	原油泄漏、井喷等	2
	地下水	原油泄漏、井喷等	2
	环境风险	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	7
退役期	生态环境	设施拆除后进行地貌恢复	11
合计			490.8

7.4 环境经济损益分析结论

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 490.8 万元，环境保护投资占总投资的 6.0%。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。

8. 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少三废排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运营期的事故，都将会给生态环境带来较大的

影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、QHSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理

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。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托百口泉采油厂完成并全面负责该油田生产运行期的环境管理工作。本区块由艾湖 12 井区基层单位设一名专（兼）职环保工程技术人员负责油田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。

8.1.2.1 生产区环境管理

（1）日常环境管理

① 搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，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，油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对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。

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。

（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、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

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，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技

术的目的。

8.1.2.2 本项目 QHSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的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：

- (1) 工艺流程分析；
- (2) 污染生态危害和影响分析；
- (3) 泄漏事故危害和风险影响分析；
- (4) 建立预防危害的防范措施；
- (5) 制定环境保护措施；
- (6) 建立准许作业手册和应急预案。

8.1.3 环境管理计划

项目的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括施工期、运营期和闭井期，计划内容涉及生态环境、声环境、大气环境、水环境、景观保护以及水土流失等方面不利影响的减缓和保护措施。

8.1.3.1 施工期环境管理计划

建设项目施工期环境监督管理计划见表 8.1-1。

表 8.1-1 施工期环境保护监督管理计划

序号	影响因素	环保措施
1	生态环境	严格控制占地面积，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。 施工结束后，施工单位应负责及时清理现场。 严禁破坏植被、捕杀野生动物。 对于开挖管道产生的土方，回填在管堑处，土方不集中产生。 施工结束后临时营地恢复地貌。
2	声环境	加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。
3	大气环境	粉状材料（石灰、水泥）的运输要袋装或罐装，禁止散装，堆放时设篷盖。 运送建筑材料的卡车须用苫布遮盖，严禁散落和随风飞扬。 严禁焚烧各类废弃物。
4	水环境	钻井期节约用水。严禁施工废液乱排乱放。
5	固废	管沟回填后多余土方应作为廊覆，不得随意丢弃。 施工垃圾应分类存储，严禁现场抛洒、掩埋。

8.1.3.2 运营期环境管理计划

- (1) 日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

- ❖ 定时定点监测井场环境，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“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水全部回注，均不外排。
- ❖ 废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。加强环保设施的管理，定期检查环保设施的运行情况，排除故障，保证环保设施正常运转。

③落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

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

④制定环境监测计划

督促检查内部环境监测机构或委托当地环境监测机构对各污染源、污染治理设施进行监测；配合当地环境监测机构按有关规定实施的环境监督监测工作；领导和组织对各污染源、及项目周边环境进行监测。

(2) 重大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、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

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，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-2。

表 8.1-2 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	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复。 培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时的采取补救措施。	中国石油新疆油田分公司开发公司	自治区生态环境厅及所在行政区生态环境主管部门	纳入工程费用
2	声环境	对井场的厂界噪声进行监测，在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施。			
3	大气环境	对大气进行定期监测。			
4	水环境	对污水的处理设施进行定期维护。			
5	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督。			
6	管道保护	在施工结束、投入运行之前，集输干支线要完成永久性标志的设置，并对易遭车辆碰撞破坏的局部管道采取防护措施，设置安全标志。 对管道设施定期巡查，及时维修保养。 制定事故应急预案，对安全运行的重大隐患和重大事故能够作出快速反应并及时处理。			
7	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。			纳入运行
8	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和能够快速作出反应并及时处理。			

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
9	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。			管理费用

8.1.3.3 开发后期管理

根据油田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，彻底杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的油泥外运，重新恢复地面植被。

报废管线必须及时回收，并采取措施不得造成管线内油水的外溢污染。恢复地面原貌。

油井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。生态恢复重建的林木，应能适应自然条件，在油田服役期结束后能自然生长。

永久建筑在开发结束停用后，必须拆除，设备收回，恢复原地貌。

8.1.3.4 闭井期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-3。

表 8.1-3 闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。	中国石油新疆油田分公司开发公司	自治区生态环境厅及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入闭井期闭井管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，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，避免对周围空气环境造成污染。			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

8.1.3.5 环保设施竣工验收管理

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.1-4。

表 8.1-4 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

阶段	治理项目	污染源	位置	验收标准	
				治理要求	验收标准
钻井期	废水	钻井废水	井场	钻井废水循环利用，不外排	循环利用，不外排
		生活污水	生活营地	排入防渗收集池，定期拉运至乌尔禾污水处理厂	合规处置，不随意排放
		试压废水	管线施工	洒水降尘、不外排	-
	废气	材料运输		原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖、洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
	噪声	各类施工设备		低噪声设备	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
	固体废物	钻井泥浆	采油井场	钻井岩屑、泥浆经不落地系统处理实现固液分离，分离后的液相回用，分离后的固相（岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐中，后委托克拉玛依宇洲环保工程有限公司合规处置	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）
		钻井岩屑			
		落地油		本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，定期交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置	
		机械设备废油		废机油由钻井单位用专用罐集中收集后自行处置	
		废弃防渗膜		委托具有危废处置资质单位处理	
		生活垃圾	生活营地	集中收集定期拉运至乌尔禾垃圾填埋场	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
	生态环境	永久占地、临时占地		合理制定施工计划，严格施工现场管理，减少对生态环境的扰动；制定合理、可行的生态恢复计划，并按计划落实	临时占地完成生态恢复

阶段	治理项目	污染源	位置	验收标准	
				治理要求	验收标准
运营期	废水	采出水	百口泉注输联合站	保持正常运行，处理达标后回注油藏	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
		井下作业废水	井场	作业单位自带回收罐回收作业废水，废水拉运至百口泉注输联合站经污水处理系统处理达标后回注油藏	
	废气	油田开发过程烃类无组织挥发	集输过程	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求
	噪声	各类机泵	采油井场	低噪声设备	《工业企业厂界环境噪声排放》(GB12348-2008)2类
	固废	油泥(砂)	百口泉注输联合站	交由克拉玛依博达环保科技有限公司进行处置	应符合危险废物暂存、处置的相关要求
		落地油	井场	保证原油不落地，回收率达 100%	井场无落地油痕迹
		压裂返排液	采油井场	本项目压裂返排液由罐车拉运至百口泉注输联合站，拉运过程中要求满足《危险废物收集 贮存 运输技术规范 (HJ 2025-2012)》。压裂返排液进入联合站暂存池，后期上清液进入污水处理系统处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中标准限值后回注油藏，油泥等危险废物委托克拉玛依博达环保科技有限公司进行处置	《危险废物收集 贮存 运输技术规范 (HJ 2025-2012)》、《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
	生态	工程占地	井场、管线、道路、塔基	严格控制占地范围；永久占地水泥硬化或砾石覆盖，临时占地地貌恢复	-
		土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填	
	风险	石油类	采油井、管线	井场、储罐区为重点防渗区	防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

阶段	治理项目	污染源	位置	验收标准	
				治理要求	验收标准
					日常井场防渗措施为永久占地基层为 0.5m 厚夯实粘土+砂砾层，井下作业时防渗措施为铺设防渗膜。储罐区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ，渗透系数 $\leq 10^{-7}cm/s$ （或参照 GB18598 执行）
	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；施工人员是否保留必要的影像资料	

8.2 环境监理与监测计划

8.2.1 施工期环境监理计划

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，本项目可以充分借鉴相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请有资质的环境监理单位对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律、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环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业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，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

②必须接受过 QHSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的气田开发和输气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 QHSE 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 QHSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 QHSE 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。

环境监理工作的重点见表 8.2-1。

表 8.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场	(1) 井位布设是否满足环评要求; (2) 各井场的环保设施, 施工是否严格按设计方案执行, 施工质量是否能达到要求; (3) 施工作业是否超越了限定范围; (4) 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集油气管沟开挖现场	(1) 集油气线路由是否满足环评要求 (2) 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度; (3) 施工作业是否超越了作业带宽度; (4) 挖土方放置是符合要求, 回填后多余的土方处置是否合理; (5) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; (6) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	道路建设现场	(1) 道路路由是否满足环评要求 (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防风固沙措施; (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及耕种。	各项环保措施落实到位
4	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为; (2) 是否严格施工作业带宽度, 减少占地。	环评中环保措施落实到位
5	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、破坏施工区以外的作物和植被, 有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.2.2 运营期环境监测计划

本项目在运营期监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率, 并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点	监测项目	执行标准	监测单位
废气	1 次/季度	玛 18 转油站四周、 艾湖 2 转油站四周、 百口泉注输联合站	非甲烷总烃、烟 气	《陆上石油天然气开采工 业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 中企业边	委托 监测

		厂界四周		界污染物控制要求	
噪声	1 次/季度	玛 18 转油站四周、 艾湖 2 转油站四周、 百口泉注输联合站 厂界四周	等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声 排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准	
土壤	1 次/5 年	井场厂界内	砷、镉、六价铬、 铜、铅、汞、镍、 石油烃	《土壤环境质量标准-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	
地下水	1 次/年	利用井区现有水井， 监测潜水及承压水水质， 监测点位井场、上游及下 游	pH、石油类、挥发 性酚、硫化物、 COD	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类 标准	

8.3 环境影响后评价

根据《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）中第十九条：“编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。前款规定的建设项目投入生产或者使用后，应当按照国务院环境保护行政主管部门的规定开展环境影响后评价”，建设单位应按要求开展艾湖油田艾湖 12 井区八道湾组油藏开发工程的环境影响后评价，旨在评价该区块在实施后的实际环境影响，并汲取环评的经验和教训。确保项目环境影响评价及其建议的减缓措施得到了有效的贯彻实施，同时也可以确定为提高项目的环境经济效益所需的改进措施。

8.3.1 环境影响后评价时段

结合环境监测结果和环境管理成果，对艾湖油田艾湖 12 井区八道湾组环境质量进行定期跟踪评价。根据区块的开发方案，建议后评价时段为施工期结束后。

8.3.2 环境影响后评价内容

为验证艾湖油田艾湖 12 井区八道湾组油藏开发工程实施后，各项环境减缓措施的有效性，应对本次环境影响评价的主要结论和项目环境保护措施的实施情况进行跟踪、监测和评价。主要回顾和跟踪评价内容见表 8.3-1。

表 8.3-1 项目环境影响后评价的主要内容

序号	项目	工作内容	主要目的和意义
----	----	------	---------

序号	项目		工作内容	主要目的和意义
1	环境监测与回顾评价		(1) 大气环境监测与回顾评价 (2) 地下水环境监测与回顾评价 (3) 土壤环境监测与回顾评价 (4) 噪声环境监测与回顾评价 (5) 生态环境监测与回顾评价	掌握环境变化趋势
2	污染源调查		艾湖油田艾湖 12 井区八道湾组油藏区块污染源调查	掌握基础数据
3	清洁生产水平		艾湖油田艾湖 12 井区八道湾组油藏区块污染源调查	掌握基础数据
4	环境保护措施回顾	施工阶段	(1) 审核环保初步设计和 EMP (2) 检查施工临时占地的还原 (3) 检查粉尘和噪声污染控制措施，决定施工时间 (4) 检查空气污染物的排放 (5) 检查施工场所生活污水和含油废水的处理和排放	(1) 严格执行三同时 (2) 确保临时占地满足环保要求 (3) 减少建设对周围环境的影响，执行相关环保法规和标准 (4) 确保水质不被污染 (5) 确保景观和土地资源不被严重破坏，避免造成水土流失
		运营阶段	(1) 检查运营期 EMP 的实施 (2) 检查监测计划的实施 (3) 检查有必要采取进一步的环保措施 (4) 检查环境敏感点的环境质量是否满足其相应质量标准要求 (5) 加强监督，防止突发事件，预先制定紧急事故应对方案，一旦发生施工能及时消除危险	(1) 落实 EMA (2) 落实监测计划 (3) 切实保护环境 (4) 加强环境管理，切实保护人群健康 (5) 确保污水排放满足标准。
5	环境管理		动态管理系统建设；公众意见；环保投资比例	回顾并修改环境管理各项措施

8.4 排污许可

根据《排污许可管理办法（试行）》（2019 年 8 月 22 日）有关规定，排污单位应当及时公开有关排污信息，自觉接受公众监督。艾湖 12 井区运营单位百口泉采油厂已办理排污许可证（登记编号：91650200715597998M027X），并按照管理办法的有关规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

运营单位（百口泉采油厂）应当遵守排污许可证规定，按照生态环境管理要求运行和维护污染防治设施，建立环境管理制度，严格控制污染物排放。按照生态环境主管部门的规定建设规范化污染物排放口，并设置标志牌。污染物排放口位置和数量、污染物排放方式和排放去向应当与排污许可证规定相符。

8.5 排污口规范化

(1) 根据国家环境保护总局环发〔1999〕24 号“关于开展排污口规范化整治工作的通知”的要求，一切新建、改建的排污单位以及限期治理的排污单位，必须在建设污染治理设施的同时，建设规范化排污口，并且与主体工程同步实施，并列入环保竣工验收内容。

(2) 废气排放口、污水排放口、噪声排放源和固体废物贮存场所需设置标志，图形符号分为提示图形符号和警告图形符号两种，图形符号设置按 GB15562.1-1995 执行。

(3) 排污口立标 污染物排放口环保图形标志牌应设置在靠近采样点，且醒目处，标志牌设置高度为其上边缘距离地面 2m。

(4) 排污口管理。向环境排放的污染物的排放口必须规范化，如实向环保管理部门申报排污口数量、位置及所排放的主要污染物种类、数量、浓度和排放去向，各监测和采样装置的设置应符合《污染源监测技术规范》。对排放源统一建档，使用原国家环保局印制的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并将排污情况及时记录于档案。排污口标志见图 8.5-1。



图 8.5-1 排放口图形标志

8.6 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.5-1。

表 8.5-1 本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量
----	----	-----	-----	------	-----	-----	---------	------

							指标 (t/a)
施 工 期	废水	管道试压废水	SS	回用于荒漠绿化 或道路降尘	2.17m ³	2.17m ³	——
	废气	施工扬尘	扬尘	无组织排放	少量	少量	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 中无组织排放监 控点浓度限值
	固废	钻井 岩屑	/	钻井岩屑、泥浆经 不落地系统处理 实现固液分离，分 离后的液相回用， 分离后的固相（岩 屑）临时贮存在井 场内的岩屑储罐 中，后委托克拉玛 依宇洲环保工程 有限公司合规处 置	3794.41 m ³	0	《油气田钻井固 体废物综合利用 污染控制要求》 (DB65/T3997-20 17)中的综合利用 污染物限值
		钻井 泥浆	/		9915.55t	0	《危险废物贮存 污染控制标准》 (GB 18597-2001)及其 修改单、《关于 含油污泥处置有 关事宜的通知》 (新环办发 (2018) 20 号)
		落地油	/	本项目井下作业 时带罐作业，落地 油 100%回收，定 期交由克拉玛依 博达生态环保科 技有限责任公司 处置	1.1t	0	——
		机械设备废油	/	废机油由钻井单 位用专用罐集中 收集后自行处置	4t	0	《危险废物贮存 污染控制标准》 (GB 18597-2001)及其 修改单
		废弃防渗膜	/	委托具有危废处 置资质单位处理	少量	0	——
	运营 期	洗井废水	SS、 COD、石 油类、挥 发酚、硫 化物	作业单位自带回 收罐回收作业废 水，拉运至百口泉 注输联合站处理	298.43t	0	《碎屑岩油藏注 水水质推荐指标 及分析方法》 (SY/T5329 -2012)相关标准
		采出水		密闭集输至百口 泉注输联合站，处 理达标后回注油 藏	1.91 万 t/a	0	

废气	采油及集输挥发废气	烃类	无组织排放	6.04t/a	6.04t/a	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	——
噪声	计量站、采油井	噪声	设置面板房、减振措施	-	-	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准	——
固废	油泥（砂）		交由有资质的单位进行无害化处置	548.2t/a	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单	——
	压裂返排液		压裂返排液由罐车拉运至百口泉注输联合站，拉运过程中要求满足《危险废物收集贮存 运输技术规范（HJ 2025-2012）》。压裂返排液进入联合站暂存池，后期上清液进入污水处理系统处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准限值后回注油藏，油泥等危险废物委托克拉玛依博达环保科技有限公司进行处置	1685.21 m ³	0	《危险废物收集贮存 运输技术规范（HJ 2025-2012）》、《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）	——

9. 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

艾湖 12 井区行政区划隶属新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县境内，属于百口泉采油厂管辖，井区北部为艾里克湖，东南部为玛纳斯湖，距克拉玛依市乌尔禾区南约 30km，距百口泉联合站约 27km。拟建工程中心坐标为：E85°42′21.51″，N45°48′38.64″。

本项目采用 300m 井距共部署水平井 11 口，配套建设 11 口开发井的集输、供配电等地面工程，新建产能 8.78×10^4 t。第一批计划于 2022 年实施其中的 7 口水平井（其中：AHHW1202、AHHW1203 和 AHHW1209 已于 2020 年取得钻井环评批复（和环评函字[2020]6 号），剩余 4 口井试第一批井试油情况择机实施。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状调查结论

（1）区域环境空气质量监测结果

根据生态环境部环境工程评估中心国家环境保护环境影响评价数值模拟重点实验室环境空气质量模型技术支持服务系统发布的 2020 年塔城地区和克拉玛依市达标区判定数据，各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，属于环境空气达标区。

（2）特征污染物监测结果

根据特征因子补充监测结果，评价范围内各监测点的非甲烷总烃小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”标准要求，硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，未出现超标现象，评价区域现状环境空气质量良好。

9.1.2.2 水环境质量现状调查结论

大艾里克湖氟化物和玛纳斯湖氨氮、高锰酸钾指数超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准。

地下水监测结果表明：项目所在地及周边地下水水质较差，其中溶解性总固体、总硬度、耗氧量、氟化物、氯化物以及硫酸盐为 V 类水质，铁、锰、石油类为 IV 类水质，其余因子满足《地下水环境标准》（GB T14848-2017）III 类水质标准。

9.1.2.3 声环境质量现状调查结论

根据监测结果表明：项目区域内背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，周围声环境质量良好。

9.1.2.4 土壤环境质量现状调查结论

根据监测结果，项目占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状调查结论

（1）生态功能区划：项目所在区域属于 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II₁ 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—16 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。本项目东北侧距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园 10km，项目所在区域不在和布克赛尔江格尔国家沙漠公园内。

（2）土壤类型：开发区内分布的土壤为灰棕漠土和沼泽盐土。灰棕漠土土层非常干燥，地表分布植被稀疏，土壤结构比较疏松；沼泽盐土是在局部地形低洼泉水出露的沼泽地段，由于水位下降，在强烈蒸发作用下，盐分逐渐向地表聚积。

（3）植被：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、玛纳斯湖州。由于项目区地处准噶尔盆地西北边缘玛纳斯河流域下游段，在冲洪积平原的干旱荒漠区分布着荒漠植被，自然地带性植被主要是梭梭壤漠。

（4）野生动物：评价区地处准噶尔盆地荒漠区的北部，气候干燥，雨量稀少。按气候区划为酷热干旱区，野生动物无论是种类组成还是数量都比较贫乏，

野生动物的栖息生境单元类型极为单一，基本为荒漠区。

(5) 土地利用类型：项目区土地利用类型为戈壁。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 大气影响评价结论

(1) 施工期废气：本项目施工扬尘对周围环境影响较小。

(2) 运营期废气：经预测，本项目集输过程无组织挥发的非甲烷总烃下风向各个距离的浓度能满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，不会对周围环境产生不利影响。项目在生产工艺中采用密闭流程，可有效减少无组织烃类的排放，挥发物较少，无组织烃类可达标排放。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

(1) 施工期废水：管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，用于周围沙漠植被的绿化，可起到改善生态环境作用。

(2) 运营期废水：采出水及井下作业废水送至百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后用于油田注水。本工程运营期产生的废水不会对水环境造成影响。

(3) 事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，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；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，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。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

9.1.3.3 声环境影响评价结论

本项目钻井期噪声随施工结束而消失。生产运营期，井场和管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井区周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《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））。且本项目位于戈壁荒漠，周边无人居住，项目开发建设中的噪声对环境影响较小。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

(1) 施工期固废

施工期钻井岩屑、泥浆经不落地系统处理实现固液分离，分离后的液相回用，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑储存罐中，定期委托克拉玛依宇洲环保工程有限公司合规处置；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，定期交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置；压裂返排液入方罐，拉运至百口泉注输联合站，上清液进入污水处理系统处理，污水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准限值后回注油藏；油泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司合规处置；机械设备废油由钻井单位用专用罐集中收集后自行处置。

(2) 运营期固废

依托百口泉注输联合站污水处理系统产生的含油污泥属于危险废物，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，不会对区域环境造成不利影响。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目临时占地面积为 24.41hm²，永久占地面积为 2.04hm²。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 年~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。

9.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为集油管线泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 环境保护防治措施

9.1.4.1 施工期

本项目钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

(1) 废气防治措施：本工程中全部 8 口钻井均适合进行“电代油”钻井配电试点工作，故钻井期大气污染主要为扬尘，对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动。

(2) 废水防治措施：管道试压废用作为荒漠绿化或道路降尘。施工期钻井废水采用“钻井泥浆不落地技术”，产生的钻井废水经处理达标后循环使用，废水不外排。

(3) 噪声防治措施：采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

(4) 固废防治措施：①本项目施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。②施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。

(5) 生态保护措施：①严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；②严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各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践踏破坏和避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；③开展施工环境监理；④施工结束后，施工迹地清理、平整，做的工完料净场地清。

9.1.4.2 运营期

(1) 废气防治措施：本项目装置均采用全密闭流程，尽量减少非甲烷总烃的无组织排放。

(2) 废水防治措施：①本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，拉运至百口泉注输联合站污水处理系统处理。②采出水密闭集输至百口泉注输联合站处理达标后用于油田注水，不外排进入环境。

(3) 噪声：发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

(4) 固废：①单井落地原油、修井落地原油由作业单位 100%回收，回收后

的落地原油运至百口泉注输联合站暂存。②百口泉注输联合站污水处理系统产生的含油污泥定期委托有资质的单位进行无害化处置。

(5) 生态保护措施：①对于永久占地（油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部）地面上实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染；③开展生态环境恢复治理工作。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目 VOCs 均为无组织排放，无需申请总量控制指标。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），将“常规石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

9.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，在落实报告中各项环保措施后，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求

(1) 在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

(2) 危废应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，及时交送有资质单位进行处理。

(3) 项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

(4) 针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。