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.....1
1.3 分析判定相关情况.....4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....5
1.5 环境影响评价的主要结论.....5
2.总则.....7
2.1 评价目的与原则.....7
2.2 编制依据.....8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....11
2.4 环境功能区划.....13
2.5 评价因子和评价标准.....18
2.6 污染控制目标与环境保护目标.....27
2.7 评价时段和评价重点.....30
2.8 评价方法.....30
3.建设项目工程分析.....31
3.1 项目开发现状及环境影响回顾.....31
3.2 工程概况.....36
3.3 工程分析.....52
3.4 清洁生产水平分析.....66
3.5 污染物排放总量控制.....73
3.6 相关法规、政策符合性分析.....74
3.7 相关规划符合性分析.....80
3.8 选址、选线合理性分析.....82
3.9“三线一单”符合性分析.....82
4 环境现状调查与评价.....85
4.1 自然环境概况.....85
4.2 生态环境现状调查与评价.....89
4.3 环境空气质量现状调查与评价.....100
4.4 声环境现状.....102
4.5 地下水环境现状调查与评价.....104
4.6 土壤环境现状调查与评价.....108
5.环境影响预测与评价.....114
5.1 生态环境影响分析.....114
5.2 大气环境影响分析.....120
5.3 声环境影响分析与评价.....132
5.4 水环境影响分析.....135
5.5 固体废物影响分析.....142
5.6 土壤环境影响分析.....145
5.7 环境风险评价.....151
6.环境保护措施及可行性论证.....166
6.1 设计期环境保护措施.....166
6.2 施工期环境保护措施.....167

6.3 运营期环境保护措施.....172
6.4 服役期满后环境保护措施.....178
7.环境影响经济损益分析.....182
7.1 社会效益和经济效益.....182
7.2 环境经济损益分析.....182
7.3 环境经济损益分析结论.....185
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系.....186
8.1 环境管理机构.....186
8.2 开发期环境管理及监测.....187
8.3 运营期环境管理及监测.....191
9.结论与建议.....196
9.1 评价结论.....196
9.2 建议.....201

1、概述

1.1 建设项目特点

玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程位于准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。西南距克拉玛依市 89km，北距和布克赛尔县 95km，东距玛纳斯湖约 4.5km，西距艾里克湖约 5.5km，区域构造上位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷西环带玛北斜坡带。属于百口泉采油厂管辖，有油田简易公路经过附近，地面交通较便利。工程区中心地理坐标为：***。

玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程新建水平井 23 口，新建产能 20.35×10^4t/a。新建 12 井式计量装置 2 座，单井计量装置 9 座，新建各类集输管线 23.89km，巡检道路 1.5km。配套建设供电、自控、通信等工程。

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

工程区位于玛北油田玛 2 井区已开发区块内，位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》、新水水保[2019]4 号和《新疆维吾尔自治区 2020 年水土流失动态监测数据》（水利部水土保持监测中心、2021 年 4 月），项目所在区域属于新疆自治区级水土流失重点治理区 II_2 天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《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（含内部集输管线建设）的陆地石油开采、陆地天然气开采行业，需要编制环境影响评价报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》中有关规定，2021 年 11 月，中国石油新疆油田分公司开发公司（以下简称开发公司）委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制《玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程环境影响报告书》（委托书见附件 1）。

天合公司接受委托后，即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、新疆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，最后制订工作方案。委托新疆正天华能环境工程技术有限公司对本工程区域大气、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，可以作为本工程建设期、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（环境影响评价工作程序图）。

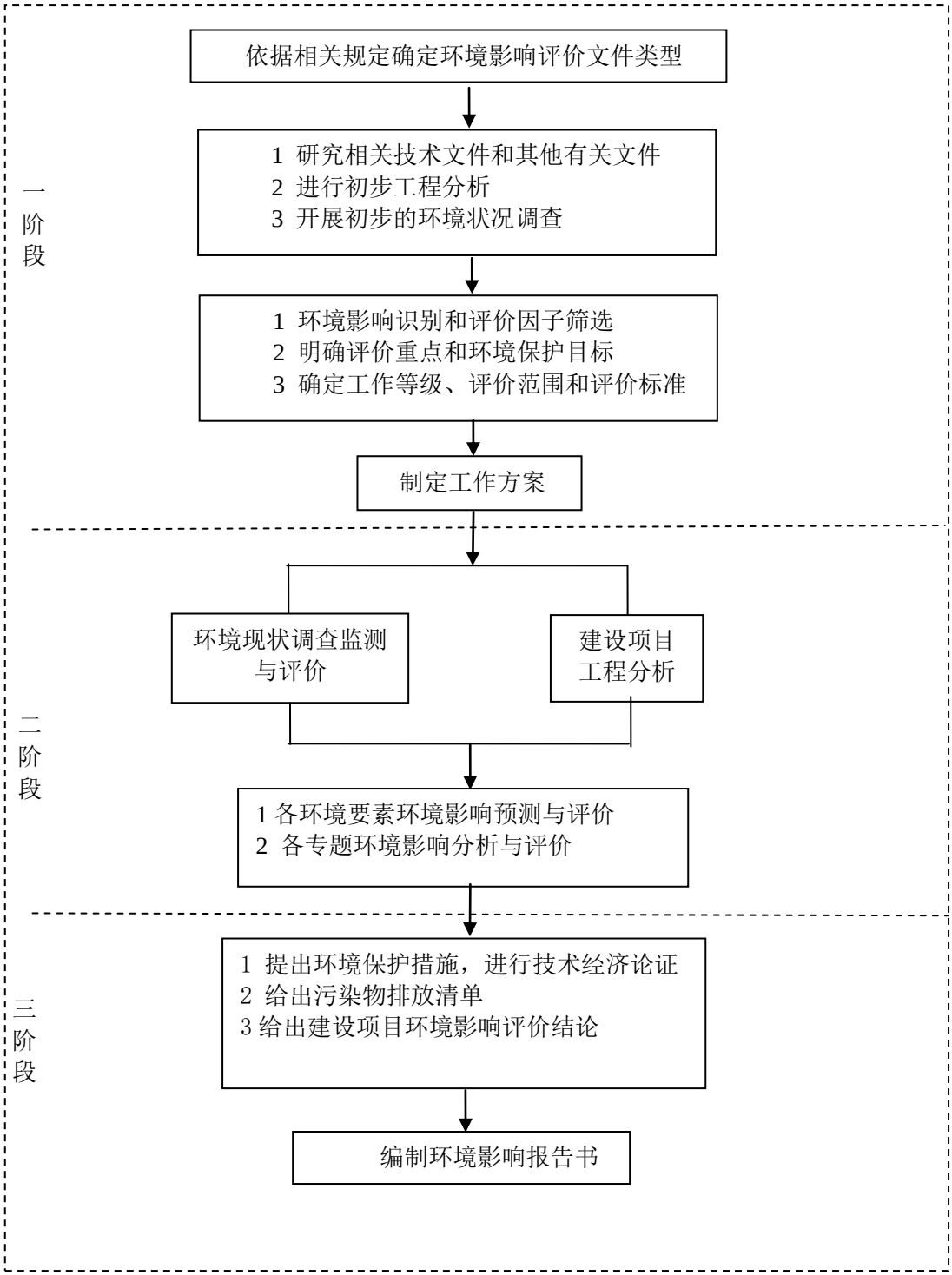


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

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，本工程的建设符合国家产业政策。

本工程属于新疆油田分公司开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》和《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的相关要求。

本工程为老油区内滚动开发，符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，拟建项目内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，符合塔城地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

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

对照《新疆生态功能区划》，工程区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，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。

本工程占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本工程 MaHW2083 和 MaHW2086 井位于和布克赛尔县一般生态空间为优先保护单元，东距准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区约 4.5km，不在拟定的生态红线范围内。工程区位于不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

本工程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

本工程为油气开采项目，本次评价对象为钻井及地面工程，环境影响因素主要来源于采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，影响因素包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，本工程不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。重点保护目标是：评价范围内的水土流失重点治理区、自治区保护植被麻黄和白梭梭。

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、落地油、井场（站场）永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

1.5 环境影响评价的主要结论

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，本工程属于《产业结构调整指导目录》（2019 年本）中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家的相关政策。

本工程符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围，从环保角度分析，项目是可行的。

本工程采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

本工程生产过程中，井下作业、油气集输、处理等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE 管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本工程的建设而改变。本工程建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境

质量的下降，声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

综上所述，本工程开发产生的废水、废气、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实报告书中提出的各项环境保护措施后，污染物可实现达标排放，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本工程建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

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

（2）通过工程分析，明确本工程施工期、运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、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性；

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

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

2.1.2 评价原则

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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

表 2.2-1　　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年续订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2018 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国城乡规划法（2015 年修订）	12 届人大第 14 次会议	2015-04-24
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
14	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
20	中华人民共和国环境噪声污染防治法	13 届全国人大第 33 次会议	2022-6-5
二	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
5	中华人民共和国自然保护区条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-7
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
9	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
10	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
11	中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚决	中发〔2018〕17 号	2018-06-16

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	打好污染防治攻坚战的意见		
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发[2015]4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
5	产业结构调整指导目录（2019 年本）	国家发展和改革委员会令第 29 号	2019-10-30
6	危险废物污染防治技术政策	环发[2001]199 号	2001-12-17
7	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
12	国家沙化土地封禁保护区管理办法	林沙发〔2015〕66 号	2015-07-01
13	国家沙漠公园管理办法	林沙发〔2017〕104 号	2017-10-01
14	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
15	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1 号	2020-03-19
18	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
四	**地方法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	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）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	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	2007-08-01
6	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函[2002]194 号	2002-12
7	新疆生态功能区划	新政函[2005]96 号	2005-07-14
8	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	2010-05-01
9	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	2011-07-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
10	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发[2011]389 号	2011-07-29
11	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发[2014]35 号	2014-04-17
12	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发[2016]21 号	2016-01-29
13	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发[2017]25 号	2017-03-01
14	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发[2017]1 号	2017-01-01
15	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
16	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
17	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
19	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
20	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-01
21	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18 号	2021-02-22
22	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知	新环环评发〔2020〕142 号	2020-7-30

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2　　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则　地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则　土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01

15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	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	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南		2017-10-01

2.2.3 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油新疆油田分公司开发公司，2021.11；

（2）《玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发地面工程》，新疆油田公司工程技术研究院，2021.11。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程计划新建水平井 23 口，新建产能 20.35×10^4t/a，总进尺约 12.76×10^4m，新建 12 井式计量装置 2 座，单井计量装置 9 座，新建各类集输管线 23.89km，配套建设供电、自控、通信、道路等工程。采出液依托百口泉注输联合站处理，伴生气依托玛 2 天然气回收装置处理。

本工程主要包括钻井工程、地面工程、油气开采、集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井井场、站场、管线、井场道路等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

（1）施工期

施工期建设工程包括钻井、管线、道路建设，以生态影响为主。

①钻井

本工程新建水平井 23 口，单井设计井深 5548m，钻井总进尺约 12.76×10^4m，钻井工程主要包括井场平整等钻前工程、钻井及洗井等。

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

钻井工程：钻井期间主要的环境影响因素是柴油机运行时产生废气，机械设

备运转时产生的噪声，以及钻井产生的岩屑等固体废弃物。

②管线和道路建设

本工程新建各类集输管线 23.89km，巡检道路 1.5km。管线和道路建设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘。

③井场、站场建设

新建采油井场 23 座，新建 12 井式计量装置 2 座，这些构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

（2）运行期

运行期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废水等，固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、落地油泥、废洗井液。

（3）闭井期

闭井期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运行期和闭井期环境影响因子识别见表 2.3-1。

表 2.3-1　　影响因素识别

影响因素 / 环境因素	施工期					营运期					闭井期	
		废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
	占地	施工机械和车辆废气、施工扬尘	钻井废水、生活污水	泥浆、岩屑、弃土弃方建筑垃圾、生活垃圾	钻机、施工车辆	无组织挥发烃类、	生产废水、井下作业废水	油泥（砂）、落地油、清管废渣、废洗井液	设备运转	油气泄漏起火爆炸	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：○：无影响；+：短期不利影响；++ ：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	（1）分析油气开发建设对土地利用结构的影响 （2）对油田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析； （3）油气开发建设对评价区域野生动物的影响分析 （4）油气开发对当地农牧业影响； （5）油气开发建设对生态景观的影响 （6）废弃井及废弃管道对生态环境的影响。
土壤	《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 项基本因子、表 2 中石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌	石油烃
地下水	pH 值、总硬度、溶解性总固体、氯化物、挥发酚、氨氮、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、石油类	石油类
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、	非甲烷总烃、SO_2、NO_2
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废弃物	-	施工期：弃土弃渣、岩屑、泥浆、落地油、废机油和沾油废物、建筑垃圾、生活垃圾 运营期：油泥砂、清管废渣、落地油、废洗井液、
环境风险	-	天然气、原油、柴油 （1）对油田运营期可能发生的井喷事故进行影响分析； （2）结合当地的气象条件，对油田运行期间集输管道可能发生的原油、天然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

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

本工程西距艾里克湖约 5.5km，西南距小艾里克湖约 28km，东距玛纳斯湖 4.5km。

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

艾里克湖水质执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

本工程不与艾里克湖和小艾里克湖发生水力联系，位于艾里克湖红线保护区外西南约 5.5km 处，远超出红线范围。

玛纳斯湖未划分水源保护区。作为和布克赛尔蒙古自治县食用盐和工业盐的生产基地之一，需要对湖面及盐业公司生产作业范围进行保护，同时考虑《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2001）中关于危险废物填埋场厂址与地表水之间距离的规定，最终确定红线范围为玛纳斯湖湖岸边界及盐业公司生产作业带边界外扩 150m。本工程位于玛纳斯湖西北方向 4.5km，远大于红线范围。

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

2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在井场。本工程东北距克拉玛依市乌尔禾中心城区约 22.5km，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），工程区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，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。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》、新水水保[2019]4号和《新疆维吾尔自治区 2020 年水土流失动态监测数据》（水利部水土保持监测中心、2021 年 4 月），项目所在区域属于新疆自治区级水土流失重点治理区 II_2 天山北坡诸小河流域重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m 的标准。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1　　环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 μg/Nm³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO_2	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	NO_2	40	80	200	
3	$PM_{2.5}$	35	75	/	
4	PM_{10}	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O_3	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解

2.4.2.2 水环境

工程区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2　　地下水质量标准值　　单位：mg/L

序号	项目	标准限值
1	pH 值（无量纲）	6.5～8.5
2	总硬度	≤450
3	溶解性总固体	≤1000
4	氟化物	≤1.0
5	氯化物	≤250
6	氰化物	≤0.05
7	挥发酚	≤0.002
8	石油类	≤0.05
9	硝酸盐	≤20.0
10	亚硝酸盐	≤1.00
11	氨氮	≤0.50
12	汞	≤0.001
13	砷	≤0.01
14	镉	≤0.005

15	六价铬	≤0.05
16	铅	≤0.01

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

2.4.2.3 声环境

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

2.4.2.4 土壤环境

评价范围内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)相关标准。见表 2.4-3。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	䓛	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

油气开采过程中井场、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，见表 2.4-4。

表 2.4-4　　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

2.4.3.2 废水

运行期本工程产生的采出水、井下作业废水、废洗井液依托百口泉注输联合站的污水处理系统处理，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率>1.5μm^2 的标准，不向外环境排放，标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5　　《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率（μm^2）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

2.4.3.3 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 2.4-6。

表 2.4-6　　环境噪声排放标准

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

2.4.3.4 固体废物

本工程钻井采用泥浆不落地工艺，泥浆循环利用，泥浆循环利用率为 95%，完井后剩余泥浆由泥浆专业服务公司回收。

根据工程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）；钻井岩屑执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1～7)，危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）其修改单、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第 5 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。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号、《危险废物环境管理指南　陆上石油天然气开采》要求。

生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

本工程废气排放源主要为 13 个井场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（NMHC）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 Pi 定义为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1　　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	P_{max}≥100%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2　　估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（℃）		40.0
最低环境温度（℃）		-26.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（°）	/

估算结果详见表 2.5-3。

表 2.5-3　　AERSCREEN 筛选计算结果

序号	污染源名称	非甲烷总烃	
		占标率（%）	$D_{10\%}$（m）
1	MaHW2305、MaHW2306 井场	0.99	0
2	MaHW2307、MaHW2308 井场	0.99	0
3	MaHW2084、MaHW2085 井场	0.99	0
4	MaHW2309、MaHW2310 井场	0.99	0
5	MaHW2074、MaHW2075 井场	0.99	0
6	MaHW2077、MaHW2078 井场	0.99	0
7	MaHW2080、MaHW2087 井场	0.99	0

8	MaHW2079、Ma20029_H 井场	0.99	0
9	MaHW2081、MaHW2082 井场	0.99	0
10	MaHW2083、MaHW2086 井场	0.99	0
11	MaHW2073 井场	0.60	0
12	Ma20027_H 井场	0.60	0
13	MaHW2076 井场	0.60	0
各源最大值占标率（%）		0.99	
D10%最远距离（m）		0	

经计算可知，本工程最大占标率为：0.99%（来自 MaHW2083、MaHW2086 井场无组织排放的非甲烷总烃）；占标率 10%的最远距离 $D_{10\%}$为 0m，最大占标率 P_{max}＜1%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为三级。

（2）评价范围

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

图 2.5-1　　评价范围图

2.5.2 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），评价区域内不涉及自然保护区（特殊敏感区）、不涉及风景名胜区、水源保护区等重要敏感区，评价区域内的水土流失治理区，不属于重要生态敏感区，属于一般区域，项目总占地 28.692hm^2，永久占地面积 3.06hm^2，临时占地面积 25.632hm^2，总占地面积＜2km^2，管线总长度共计 23.89km＜50km，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 2.5-5，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-4　　生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（水域范围）		
	面积≥20km^2 或 长度≥100km	面积 2-20km^2 或 长度 20-100km	面积≤2km^2 或 长度≤50km
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单井、站场边界向外扩展 1000m 范围；集输管线两侧各 200m 带状区域的范围。

2.5.3 地表水评价等级和评价范围

（1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的含油污水、井下作业废水不外排，处理后作为回注油藏，不排放到地表水，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

（2）评价范围

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

2.5.4 地下水环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

本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》，工程区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；为划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于I类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-6，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

（4）评价范围

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本工程井场和站场调查、评价范围为 6km2，根据地下水流向为

自西向东，选取下游 2km，两侧 1km，上游 1km 为评价范围。集输管线地下水评价范围为管线两侧 200m。

2.5.5 噪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，本次环评声环境评价范围为开发区域边界向外扩 200m 作为评价范围。

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）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。见表 2.5-7。

表 2.5-7　　环境风险评价等级划分

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

项目运营期涉及的主要危险物质为原油、天然气，涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的原油泄露和天然气的泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）本工程风险评价等级判定如下：

2.5.6.1 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　　建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度	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
环境轻度敏感区（E3）	III	III	II	I
注：IV+为极高环境风险				

2.5.6.2P 的分级确定

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），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　　本工程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（矿物油类，如石油、汽油、柴油等）	/	2500
2	石油气（伴生气）	68476-85-7	10

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）：

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

式中：q1，q2，…，qn--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，…，Qn--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

（2）危险单元

本工程分为 2 个危险单元：钻井期柴油储罐、集输管线。

①钻井期柴油储罐

钻井期的单井井场的单座柴油储罐容积为 35m^3，柴油最大储量为 60t，存储量为 30 天。Q 值的确定见下表 2.5-10：

表 2.5-10　　单井井场的柴油储罐的 Q 值一览表

风险单元	危险物质最大存在量（t）		危险物质临界量（t）	Q_1 值
井场	柴油	60	2500	0.024

②运营期管线的储油量、储气量

工程新建 D76×4 单井出油管道 6.88km，管线采用 20#无缝钢管；新建 D89×4 集油支线 0.74km，管线采用 20#无缝钢管；新建 D114×4 集油支线 2.52km，管线采用 20#无缝钢管；新建 D168×5 集油支线 5.24km，管线采用 20#无缝钢管；新建 DN250 PN2.5MPa 集输管线 8.51km，采用耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，所有管线保温层采用 30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯塑料。

根据附录 C 中表 C.1 要求，长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价，本工程单井管线至计量站、至已建站场均设置截断阀，本次评价对本工程新建集输管线 8.51km 进行评价。

原油密度按照 0.825t/m^3、天然气平均相对密度 0.682。根据计算，管道最大储油量为 344.46t。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa，管道最大压力 2.5Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数，8.314mol*K

计算得：管道带压运行状态下最大储气量为 7.03t。

本工程辨识结果详见表 2.5-11。

表 2.5-11　　辨识结果表

序号	时期	位置	储存装置	物质名称	临界量（t）	最大储存量（t）	Q	合计
1	运行期	集输管线	集输管线	原油	2500	344.46	0.138	0.841
				天然气	10	7.03	0.703	

根据上表计算结果，本工程 Q=0.841，Q＜1，判断项目风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

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，本工程属于污染类项目，永久占地 28.692hm^2，

属于中型项目。占地类型主要为荒地，土壤敏感程度为不敏感。油气开发属于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 2.5-12。

表 2.5-12　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

根据评价工作等级，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 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

（1）工程区属于新疆自治区级水土流失重点治理区 II_2 天山北坡诸小河流域重点治理区，因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

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

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

2.6.2 环境保护目标

工程区属于新疆自治区级水土流失重点治理区 II_2 天山北坡诸小河流域重点治理区。评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。本工程评价范围及环境保护目标见表 2.6-1。工程区与生态红线的位置关系图见图 2.6-1。

表 2.6-1　　环境保护目标

环境要素	环境保护目标名称	与本工程位置关系	保护要求
空气	/	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，不因本工程建设降低区域环境空气质量
声	/	/	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准，不因本工程建设降低区域声环境质量
水环境	艾里克湖	本工程西侧5.5km	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，不因本工程建设降低区域地表水环境质量
	玛纳斯湖	本工程东侧4.5km	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V类标准，不因本工程建设降低区域地表水环境质量，维持现有盐业开采功能
	地下水	工程区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，不因本工程建设降低区域地下水环境质量
土壤	评价范围内土壤	井场周边200m，管线两侧200m	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求。确保评价范围内林地、其他草地土壤质量达到《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）》的污染风险筛选值。
生态环境	梭梭	植被盖度小于5%	/
生态红线	准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线	东距准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区约4.5km，不在拟定的生态红线范围内。	
环境风险	工程区土壤、地下水	工程区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控
建筑物	奎北铁路	穿越 1 处	距奎北铁路 15m 的范围禁止开发（新建管线与原有穿越管道同沟敷设）

图 2.6-1　　工程区与生态红线的位置关系图

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、闭井期三个时段。

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

（1）工程分析

（2）生态环境影响评价及水土保持

（3）环境风险影响评价及风险管理

（4）地下水环境影响评价

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证

2.8 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1　　评价方法一览表

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

3.建设项目工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程位于准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。西南距克拉玛依市 89km，北距和布克赛尔县 95km，东距玛纳斯湖约 4.5km，西距艾里克湖约 5.5km，区域构造上位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷西环带玛北斜坡带。属于百口泉采油厂管辖，有油田简易公路经过附近，地面交通较便利。

玛北油田玛 2 井区勘探开发始于上世纪八十年代，1992 年，发现了玛北油田下乌尔禾组油藏及百口泉组油藏。后续 20 多年来陆续钻探了 37 口探井，油藏显示良好。2013 年，玛 2 井区首次部署产能建设地面工程，2017 年部署了扩边开发工程，截止 2018 年 12 月，井区内在产油井 33 口，全部采用单井管线集输、拉油站集中拉油的半密闭集输方式。2019 年 1 月实施玛 2 井区百口泉组、下乌尔禾组油藏地面建设工程（2019 年-2023 年），计划分五年实施，在现有区块内加密部署 98 口生产井，8 口水源井。2021 年 4 月对玛 2 转油站进行扩建及配套地面建设工程的建设。截至目前区内共有采油井 152 口，目前开井 110 口，共建有计量站 6 座。目前产量 2300t/d 左右。

3.1.2“三同时”执行情况

油田开发建设过程中，玛 2 区块按照国家法律法规开展了环境影响评价工作：于 2013 年 1 月 11 日，取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅审批《关于玛北油田玛 2 井区建设工程环境影响报告书批复》（新环评价函[2013]17 号）；2018 年 10 月 8 日取得原新疆维吾尔自治区环保厅出具了《关于玛北油田玛 2 井区下乌尔禾组、百口泉组油藏 2018 年开发建设工程环境影响报告书的批复》（新环函[2018]1445 号）；2019 年 2 月 27 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅出具了《关于玛北油田玛 2 井区百口泉组、下乌尔禾组油藏（2019-2023 年）地面建设工程环境影响报告表的批复》（新环函[2019]233 号）。

本次评价玛 2 井区现有工程的“三同时”执行情况进行回顾。见表 3.1-1。

表 3.1-1　　历次建设环保手续履行情况一览表

序号	工程名称	批准时间	审批机关及批复文号	竣工环保验收情况
1	玛北油田玛 2 井区建设工程	2013 年	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环评价函[2013]17 号	自主验收
2	玛北油田玛 2 井区下乌尔禾组、百口泉组油藏 2018 年开发建设工程	2018	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函[2018]1445 号	自主验收
3	玛北油田玛 2 井区百口泉组、下乌尔禾组油藏（2019-2023 年）地面建设工程	2019 年	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环函[2019]233 号	分批自主验收

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

根据收集的资料及现场调查，开发现状环境影响回顾如下：

（1）生态环境影响回顾评价

玛 2 井区开发建设项目总体开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，占地分为临时占地和永久占地。主要生态影响包括，对生态景观格局的影响、对植被的影响以及对土壤的影响。

对景观生态格局的影响主要表现在油田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。对植被的影响主要表现为工程建设过程中，占地范围内的植被灭失，以及永久占地范围内植被生产力的减少。对土壤的影响主要是工程建设时对土壤(沙漠)的扰动、流失，以及落地原油对土壤(沙漠)的污染。

根据资料和本次现场踏勘情况，油田区域内钻井工程结束后，基本对临时占地范围内及周边的场地进行了清理及平整，恢复了原貌。对井场永久占地范围内地表结合玛 2 井区荒漠的特点，油田道路铺设了砂石，站场周围做了平整和压实，减少了侵蚀量。

管线占地全部为荒地，大部分地段很少或无植物生长，为裸地，沿线属于轻度风力侵蚀区。根据现场踏勘情况，玛 2 井区区域内井场至计量站或转油站

的集输管线均采用了地下敷设方式，施工结束后恢复了地表原状。计量站已完成地面硬化，现有井场均已平整，由砾石铺垫，井场钻屑储集防渗池上部已经覆土，井场及钻屑储集防渗池上部没有污油出现，井场周边也形成了较稳定的生态结构，根据完井时间不同，各井场恢复程度不同。

从资料上看及本次评价现场监测的土壤环境质量现状来看，布设的各土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求，工程区域土壤环境质量较好。

（2）水环境影响回顾评价

钻井过程水环境污染源有：钻井废水、钻井岩屑、废弃泥浆和钻井队生活污水。

①施工期水环境影响回顾

根据玛 2 井区钻井实际情况，钻井期间钻井泥浆进入泥浆不落地系统配套 3 座 50m^3 岩屑储存罐，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）后综合利用。

②运营期水环境影响回顾

玛 2 井区未设原油处理系统，采出液（水、原油）由罐车混合拉运至百口泉注输联合站进行处理；井下作业均为带罐作业，产生的井下作业废水由罐车送至百口泉注输联合站污水处理系统。百联站污水处理系统出水达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后全部回注油藏，无废水外排。

玛 2 井区已建集输干线 3 条，采用 DN200 非金属管线，单井来液依托该 3 条集输干线输至玛 2 转油站，最终集输至百联站进行处理。

（3）大气环境影响回顾评价

现有工程运营期间的废气污染源为油气集输处理过程中无组织挥发的烃类。现有工程采用密闭集输的方式，原油和烃类损失主要发生在油田集输的阀门、法兰等连接处的泄漏或设备超压放空等，会产生无组织挥发性烃类排放。

本次评价引用 2021 年 3 月通过塔城地区生态环境局取得的《关于玛 2 转油站扩建及配套地面建设工程的批复》（塔地环字[2021]39 号）非甲烷总烃的量为 19.46t/a。

根据资料环境空气质量现状监测数据表明，各项污染物的监测值均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级浓度限值，无组织排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值 4.0mg/m^3 的要求，现有工程对环境空气质量影响较小，在环境可接受范围内。

（4）声环境影响回顾评价

油田开发建设项目总体开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和运营期噪声两部分。施工期为钻井施工过程，主要是钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、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；运营期主要以站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，虽然这些噪声对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期，但主要噪声设备通过集中放置在泵房及采取消音降噪措施后，且周围无声环境敏感点，对周围环境的影响不大。

（5）固体废物环境影响回顾评价

2016 年前施工期使用的是水基钻井液体系，并做到循环利用，废弃钻井液和岩屑等在排入钻屑储集防渗池固化后，覆土填埋。2016 年后施工期使用的是水基钻井液体系，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）后综合利用。

运营期无原油处理活动，产生的固体废物主要为事故状态下（如管线穿刺等）产生的落地原油，均属于《国家危险废物目录》（2021 本）HW08 类危险废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置，符合无害化处置原则。

3.1.4 已建工程污染物排放情况

本次评价引用 2021 年 3 月通过塔城地区生态环境局取得的《关于玛 2 转油站扩建及配套地面建设工程的批复》（塔地环字[2021]39 号）中污染物排放总量，对现有玛 2 井区评价范围内污染物排放情况进行说明，污染源排放见表 3.1-2。

表 3.1-2　　现有污染物排放情况一览表

序号	影响类别	污染物	排放量(t/a)
1	废气	非甲烷总烃	19.46
		SO_2	0.96
		NO_X	8.72
2	废水	COD	0.553
		氨氮	0.001

3.1.5 存在的环境问题及“以新带老”措施

结合收集环评资料和环评组现场调查情况，区块内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，但是井场临时占地尚未恢复。

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，对油田目前存在的问题加以有效解决，限期整改：

（1）督促施工单位，对井场临时占地进行恢复，平整场地；

（2）尽快对已建工程开展竣工环境保护验收工作。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程

项目性质：改扩建

3.2.1.2 建设地点

玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程位于准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。西南距克拉玛依市 89km，北距和布克赛尔县 95km，东距玛纳斯湖约 4.5km，西距艾里克湖约 5.5km，区域构造上位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷西环带玛北斜坡带。属于百口泉采油厂管辖，有油田简易公路经过附近，地面交通较便利。地理位置图见图 3.2-1。

3.2.1.3 建设内容及规模

本工程新建水平井 23 口，新建产能 20.35×10^4t/a。新建 12 井式计量装置 2 座，单井计量装置 9 座，新建各类集输管线 23.89km，巡检道路 1.5km。配套建设供电、自控、通信等工程。工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1　　工程组成一览表

工程类别	工程名称		工程内容及规模
钻井			新钻 23 口水平井，平均井深 5548m，总进尺 12.76×10^4m，单井钻井周期为 70 天，单井施工人数为 35 人。各井建设内容一致，各建设钻井平台 1 套、放喷应急池(1 座，300m^3)等设施，钻井废弃物不落地处理系统 1 套等。
产能			部署采油井 23 口，新建原油产能 20.35×10^4t/a，天然气产能 $5.71\times10^6m^3$/a。其中 9 口井设置单井计量装置。
主体工程	采油工程		初期自喷开采，停喷或需要提液时采用有杆泵生产。
	地面工程	井场	新建 23 座采油井场，每座安装 1 套采油树，采用 14 型抽油机，
		集输管线	新建 D76×4 单井出油管道 6.88km，管线采用 20#无缝钢管；新建 D89×4 集油支线 0.74km，管线采用 20#无缝钢管；新建 D114×4 集油支线 2.52km，管线采用 20#无缝钢管；新建 D168×5 集油支线 5.24km，管线采用 20#无缝钢管；新建 DN250PN2.5MPa 集输管线 8.51km，所有管线保温埋地敷设，管顶埋深-1.8m，地面设置标志桩。
		计量站	12 井式一体化自动选井计量装置 2 套。7#计量站接入新建 8 口井，8#计量站接入新建 6 口井。

辅助工程	道路		利用油田现有道路，新建计量站巡检道路 1.5km，按四级道路标准建设，路面宽 4m，采用砂石路面，就近接入路网。
	供电工程		施工期电源由井场柴油发电机供给；运营期采油井电力负荷为二级负荷，电源就近引自油区已建 10kV 架空线路，约 22km，0.4kV 架空线路 0.8km。
	供水工程		施工期用水节点为钻井液配置用水、固井水泥配置用水、管道试压用水，运营期用水节点为井下作业用水，用水自乌尔禾城区拉运至井区。
	通信工程		本工程在其中 13 座井场设置 8m 监控通信杆，杆上架设无线微波远端站 RT，用于上述采油井场的生产及视频数据无线上传。新建的 7#、8#计量站无线微波 AP 基站均接入玛 2 井区 GPON 有线光缆数据传输网络。所有油区物联网无线数据经无线微波 AP 基站落地后，通过有线光缆汇聚至转油站，接入玛湖骨干网络，最终上传至百口泉采油厂厂级调度中心。
	仪表自动化		各井场 RTU 监控数据通过 8m 监控通信杆的 5.8G 无线网桥远端站 RT（传输带宽不低于 10M）就近无线上传至附近无线网络覆盖基站，再通过有线光缆上传至艾湖 2#转油站（通信专业负责），最终接入百口泉采油厂数据传输网络，将监控数据(MODBUSTCP 协议)上传至百口泉采油厂玛湖油田调控中心 SCADA 系统进行集中监控。
	消防		需配置一定数量的移动式灭火器材，共计 8kg 手提干粉灭火器 16 具。
环保工程	废气	无组织非甲烷总烃	本工程采用密闭集输工艺，管输至百口泉注输联合站进行处理
	废水	采出水	依托百口泉注输联合站污水处理系统处理。
		井下作业废水	收集至专用收集罐中，由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统
	固废	含油污泥	委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。
		落地油	落地原油由作业单位 100%回收。
依托工程	玛 2 转油站		井口来液依托玛 2 转油站进行处理，改扩建后伴生气处理规模为 $9\times10^4m^3/d$，采出液转输规模为 $300\times10^4t/a$，处理后的伴生气管输至百口泉天然气处理站。采出液集输至百口泉注输联合站。
	百口泉注输联合站		本工程运营期采出液依托百口泉注输联合站处理。百口泉注输联合站主要包括原油处理系统及污水处理系统；原油处理规模 $260\times10^4t/a$，污水处理规模 $8000m^3/d$；原油处理采用气液分离、一段常温沉降脱水、二段热电化学脱水及原油稳定处理工艺。污水处理工艺为：“重力除油＋混凝除油、除悬浮物＋双滤料过滤”
	乌尔禾区生活污水处理厂		本工程施工期的钻井队的生活污水，依托玛 2 转油站生活基地的防渗污水池收集后，定期拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理，处理规模 $6000m^3/d$，工艺采用 CASS 处理工艺，处理后的污水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后，出水用于下游生态林灌溉。
	乌尔禾区生活垃圾填埋场		本工程施工期的钻井队的生活垃圾，依托玛 2 转油站的生活基地收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。
	克拉玛依博达生态环保科技有限公司		本工程在钻井和采油期间会产生含油废物，依托克拉玛依博达生态环保科技有限公司处理

图 3.2-1　　地理位置图

3.2.1.4 工程投资

工程总投资 18883.91 万元（钻井工程 9936 万元、地面工程 8947.91 万元）。

3.2.1.5 劳动组织及定员

施工期：施工期单井钻井周期为 70 天，施工人数 35 人；

地面工程施工周期 120 天，施工人数 30 人。

运营期：本工程新增劳动定员 13 人，最终劳动定员编制由百口泉采油厂确定。

3.2.2 油气特征

3.2.2.1 地层特征

根据地震及钻井资料，玛 2 井区扩边区自上而下钻揭的地层有白垩系吐谷鲁群（K_1tg），侏罗系头屯河组（J_2t）、西山窑组（J_2x）、三工河组（J_1s）、八道湾组（J_1b），三叠系白碱滩组（T_3b）、克拉玛依组（T_2k）、百口泉组（T_1b）及二叠系下乌尔禾组（P_2w）。其中二叠系与三叠系，三叠系与侏罗系，侏罗系与白垩系为区域性不整合接触。本次部署目的层为三叠系百口泉组。

结合完钻井分析，百口泉组地层分布稳定，厚度为 130m~141m，平均 135m。百口泉组自下而上分为百一段（T_1b_1）、百二段（T_1b_2）、百三段（T_1b_3），其中百三段为一套砾岩、泥岩互层，油层主要位于百一段（T_1b_1）、百二段（T_1b_2）。百一段自上而下又细分为 $T_1b_1^1$、$T_1b_1^2$、$T_1b_1^3$ 三个砂层组，油层主要分布 $T_1b_1^2$、$T_1b_1^3$ 砂层组中；百二段自上而下细分为 $T_1b_2^1$、$T_1b_2^2$、$T_1b_2^3$ 三个砂层组，油层主要集中在 $T_1b_2^2$ 砂层组。

3.2.2.2 油藏特征

（1）原油物性

玛 2 井区百口泉组油藏地面原油物性详见表 3.2-2。

表 3.2-2　　玛 2 井区百口泉组油藏原油性质表

层系	密　度（g/cm^3）	粘度（mPa s）		含蜡量（%）	凝固点（℃）	初馏点（℃）
		30℃	50℃			
百口泉组	0.825	17.8	5.65	7.92	7.44	106.3

原油性质属低粘度、含蜡原油。

（2）天然气物性

玛 2 井区百口泉组油藏天然气物性详见表 3.2-3。

表 3.2-3　　玛 2 井区百口泉组油藏天然气性质表

层系	相对密度	组分含量（%）						
		甲烷	乙烷	丙烷	氧气	二氧化碳	氮气	其它
百口泉组	0.682	83.09	7.76	2.75	0.00	0.18	3.50	2.72

根据玛 2 井区天然气分析资料统计，百口泉组油藏天然气相对密度平均 0.682，甲烷含量平均 83.09%。

（3）地层水性质

根据地层水分析资料统计。百口泉组矿化度平均 9848.14mg/L，Cl-含量平均 4188.24mg/L，PH 值平均 6.1，地层水型为 NaHCO3 型，粘度为 0.48mPa.s，压缩系数为 $4.02\times10^{-4}MPa^{-1}$。

表 3.2-4　　玛 2 井区百口泉组油藏地层水性质

油藏	密度（g/cm^3）	HCO_3^-（mg/L）	Cl^-（mg/L）	SO_4^{2-}（mg/L）	Ca^{2+}（mg/L）	矿化度（mg/L）	PH值
百口泉组	1.0128	3043.07	4188.24	249.78	446.49	9848.14	6.1

3.2.3 开发方案

3.2.3.1 本工程部署方案

本工程新建水平井 23 口，新建产能 $20.35\times10^4t/a$。新建 12 井式计量装置 2 座，单井计量装置 9 座，新建各类集输管线 23.89km，配套建设供电、自控、通信、道路等工程。

本工程采用井口→计量站→玛 2 转油站→百口泉注输联合站三级布站加热密闭集输以及井口（单井计量）→玛 2 转油站→百口泉注输联合站二级布站加热密闭集输相结合方式。采用常温集输工艺。

3.2.3.2 开发指标预测

本工程部署采油井 23 口（新钻水平井），新建产能 $20.35\times10^4t/a$，按 330 天计算。主要指标设计见表 3.2-5。

表 3.2-5　　开发指标预测表

时间（年）	新钻井（口）	年产油（10^4t）	年产液（10^4t）	日产气（10^4m^3）	含水率(%)	气油比（m^3/t）
1	23	20.35	45.21	1.73	55	31

2		12.87	23.15	1.10	44.4	31
3		9.15	13.56	0.78	32.6	31
4		7.23	9.84	0.61	26.5	31
5		5.91	7.67	0.50	22.9	31
6		4.95	6.25	0.42	20.7	31
7		4.22	5.23	0.36	19.3	31
8		3.66	4.49	0.31	18.2	31
9		3.22	3.88	0.27	17.3	31
10		2.87	3.45	0.24	16.6	31
11		2.58	3.07	0.22	16.1	31
12		2.34	2.79	0.19	15.8	31
13		2.15	2.55	0.18	15.4	31
14		1.98	2.34	0.17	15.3	31
15		1.84	2.17	0.16	15.3	31

3.2.4 主体工程

主体工程包括钻井工程、采油工程和地面工程，其中地面工程包括井场、计量站、集输管线建设。

3.2.4.1 钻井工程

本工程部署采油井 23 口（水平井），平均井深 5548m，总进尺 12.76×10^4m。新钻井及侧钻井基本情况见表 3.2-6。

表 3.2-6　　各基本情况统计表

序号	井号	井类别	井口坐标	
			X	Y
1	MaHW2073	开发井		
2	MaHW2074	开发井		
3	MaHW2075	开发井		
4	MaHW2076	开发井		
5	Ma20027_H	开发井		
6	MaHW2077	开发井		
7	MaHW2078	开发井		
8	MaHW2080	开发井		
9	MaHW2087	开发井		
10	MaHW2084	开发井		
11	MaHW2085	开发井		
12	MaHW2079	开发井		
13	Ma20029_H	开发井		

14	MaHW2081	开发井		
15	MaHW2082	开发井		
16	MaHW2083	开发井		
17	MaHW2086	开发井		
18	MaHW2305	开发井		
19	MaHW2306	开发井		
20	MaHW2307	开发井		
21	MaHW2308	开发井		
22	MaHW2309	开发井		
23	MaHW2310	开发井		

（1）井身结构

本工程新钻水平井 23 口，采用三开水平井井深结构。井身结构图见图 3.2-2。

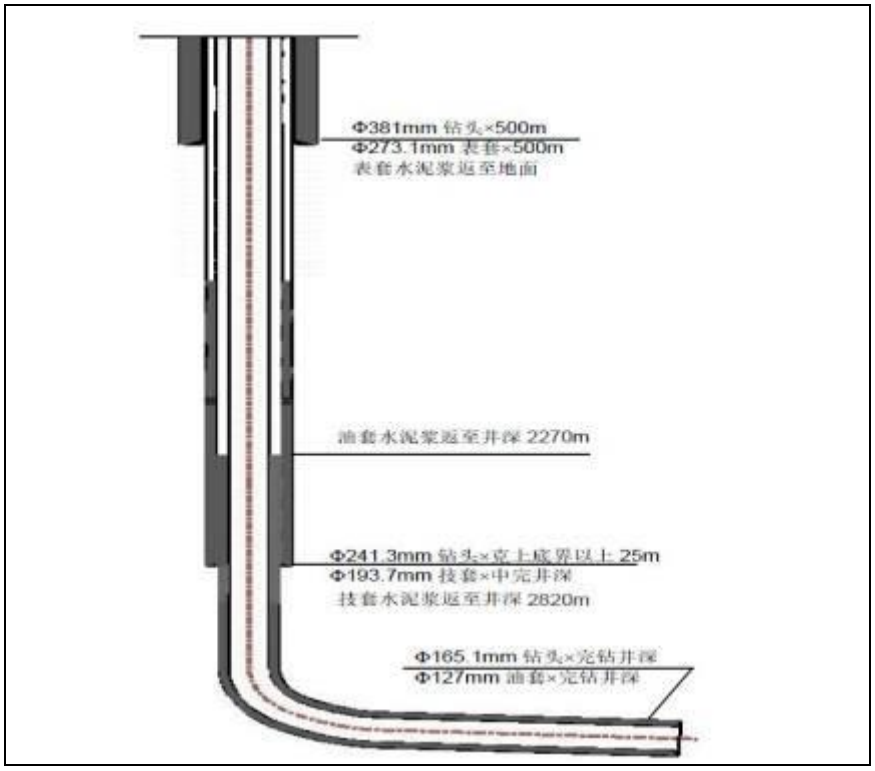


图 3.2-2　　井身结构示意图

（2）钻井设备

钻井设备包括提升系统、循环系统、动力系统、控制系统等。井场设发电机组及钻机动力系统。23 口水平井均使用 ZJ50 钻机。

（3）钻井液体系

钻井采用水基非磺化类钻井液。一开为坂土-CMC 钻井液体系，主要成分

为坂土、Na2CO3、CMC（中）、重晶石；二开和三开为为钾钙基聚合物钻井液体系，主要成分为坂土、Na2CO3、NaOH、CaO、KCl、超细碳酸钙、复配铵盐、液体润滑剂、随钻堵漏剂、重晶石等。钻井液性能指标见表 3.2-7，材料用量详见表 3.2-8。

表 3.2-7　　钻井液性能指标一览表

开钻次序	密度（g/cm^3）	粘度（s）	失水（ml）	静切力（Pa）	pH	塑性粘度（mPa·s）	动切力（Pa）
一开	1.10～1.20	60～100	<10				
二开	1.15～1.37	40～80	≤5	1～5/2～10	9.5～11	8～10	5～15
三开	1.25～1.36	45～80	≤5	1.5～7/3～15	8～10	15～35	8～20

表 3.2-8　　钻井液材料用量一览表

油藏类别		单井钻井液用量（m^3）	23 口井合计钻井液用量（m^3）
百口泉组油藏	水基钻井液	890	20470

（4）钻井井场布置

钻前工程包括井场、岩屑堆放场地、放喷管线及探临道路等建设活动。井场采用标准井场，主副放喷管线位于井场两侧。各井建设内容一致，各建设钻井平台 1 套、放喷应急池等设施，钻井废弃物不落地处理系统 1 套等。井场放喷应急池、边坡采用水泥压边+环保防渗膜两层防渗。井场采用砂石料铺垫。钻井井场布置有放喷管线、不落地系统、罐区等。平面布置见图 3.2-3。

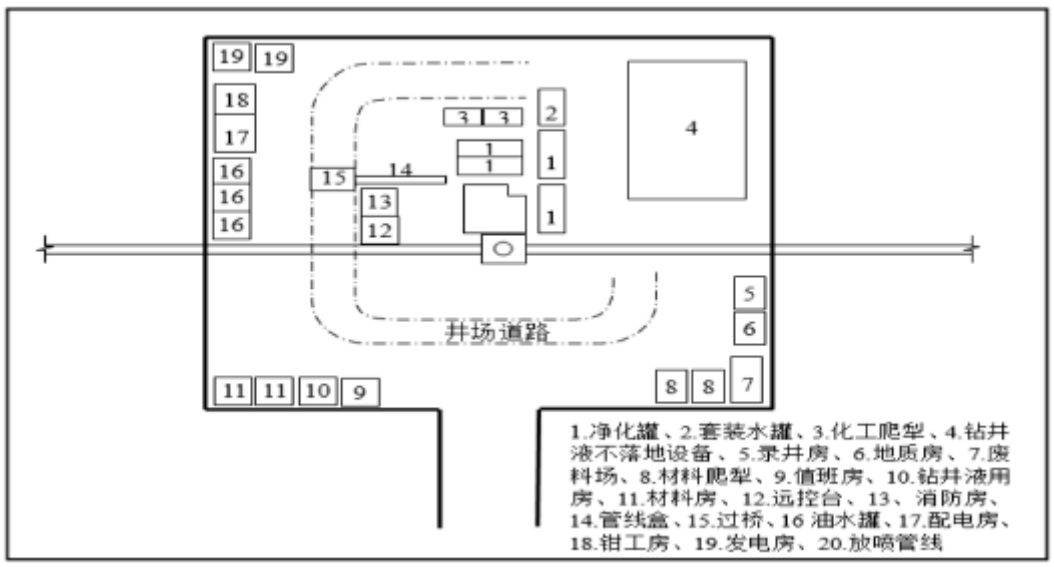


图 3.2-3　钻井期井场平面布置示意图

3.2.4.2 采油工程

拟建工程新建 23 口采油井为自喷生产，采油井场由采油树、抽油机、RTU 柜、气体报警控制器柜、配电柜等组成。单井采油井场主要设备设施情况见表 3.2-9。

表 3.2-9　　单井采油井场设备设施一览表

设备设施名称	单位	规格	数量
采油树	座	/	1
抽油机	座	14 型，电机功率 37kW	1
RTU 柜	座	/	1
气体报警控制器柜	座	/	1
配电箱	座	/	1

3.2.4.3 集输工程

（1）集输管线

本工程 23 口新井新建 D76×4 单井出油管道 6.88km，管线采用 20#无缝钢管；新建 D89×4 集油支线 0.74km，管线采用 20#无缝钢管；新建 D114×4 集油支线 2.52km，管线采用 20#无缝钢管；新建 D168×5 集油支线 5.24km，管线采用 20#无缝钢管；新建 DN250PN2.5MPa 集输管线 8.51km，所有管线保温埋地敷设，管顶埋深-1.8m，地面设置标志桩。

本工程采用井口→计量站→玛 2 转油站→百口泉注输联合站三级布站密闭集输以及井口（单井计量）→玛 2 转油站→百口泉注输联合站二级布站密闭集输相结合方式。

（2）计量站（12 井式计量阀组）

在 26 口新井中，有 9 口单井计量后直接输送至百口泉注输联合站，其余井先接进新建的计量站计量后输送至玛 2 转油站三相分离后输送至百口泉注输联合站。本工程部署见表 3.2-10。

表 3.2-10　　部署井接入系统情况一览表

站号	剩余空头	接入井数	接入井号
新建 7 号计量站	11	8	MaHW2074、MaHW2075、MaHW2076、MaHW2077、MaHW2078、MaHW2080、MaHW2087、MaHW20027-H
新建 8 号计量站	11	6	MaHW2079、MaHW2081、MaHW2082、MaHW2083、MaHW2086、MaHW20029-H
单井计量	/	9	MaHW2305、MaHW2306、MaHW2307、MaHW2308、MaHW2309、

			MaHW2310、MaHW2073、MaHW2084、MaHW2385

图 3.2-4　平面布置示意图

3.2.5 辅助工程

辅助工程包括仪表及自动控制、通信、防腐与保温、供水、消防等。

3.2.5.1 供配电工程

根据负荷预测，该区新增电力负荷为 301.97kW，可依托艾玛变电站供电。

玛 2 井区考虑 4 部钻机同时作业，根据玛湖规划要求，电驱钻井和油区生产负荷共用油区 10kV 架空线路，由艾玛变新建 1 条 10kV 架空线路，线路供电能力 4.29MW，导线采用 LGJ-150 型，采用单杆双回形式，新建线路 22km。采用电缆埋地敷设引至井口配电箱。

单井计量站采用 0.4kV 电缆线路配电，电源从就近新建杆架式变电站低压侧引接。并配套建设电力电缆和静电接地设施。

3.2.5.2 仪表及自动控制

采油井场采用 ZigBeePro 协议的无线仪表/无线数据采集模块+多井集联 RTU 的数据采集模式，各采油井场配置相应的 ZigBee 无线仪表/数据采集模块。在井组合适位置井场设置监控通信杆，杆上设置多井集联 RTU（配 ZigBee 数据网关、无线传输模块、室外防护机箱及相关安装附件）及监控摄像机和 IP 音柱，实时采集井场生产和视频数据。RTU 监控数据通过油区无线数据传输网络上传至转油站 SCADA 系统进行集中监控，再通过玛湖骨干网络，最终上传至百口泉采油厂厂级调度中心。

3.2.5.3 通信

根据油区井站分布，在 7#、8#计量站（新建）各部署 1 座无线微波 AP 基站，计量站设有 15m 监控通信杆，通信杆顶部架设 5.8G 无线微波 AP 设备（3 套），用于周边各采油井场、计量站的生产及视频数据无线接入及汇聚。

玛 2 井区 2022 年共实施 23 座采油井的自动化建设。本工程在其中 13 座井场设置 8m 监控通信杆，杆上架设无线微波远端站 RT，用于上述采油井场的生产及视频数据无线上传。

同时，7#、8#计量站无线微波 AP 基站均接入玛 2 井区 GPON 有线光缆数据传输网络。所有油区物联网无线数据经无线微波 AP 基站落地后，通过有线光缆汇聚至转油站，接入玛湖骨干网络，最终上传至百口泉采油厂厂级调度中心。

3.2.5.4 防腐与保温

本工程部分集油管线选用非金属管材，管道自身属材质防腐，无需对管道增加内外防腐涂层。单井管道及部分集油管道选用 20#钢金属管线，采用三层 PE 涂层防腐。

单井出油管线、集油支、干线保温层均采用 30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料，管线埋至冻土深度以下。

3.2.5.5 供水

施工期用水节点为钻井液配置用水、固井水泥配置用水、管道试压用水，运营期用水节点为井下作业用水，用水自乌尔禾城区拉运至井区。

3.2.5.6 消防

目前，油区可依托的外部消防力量为应急抢险救援中心消防五大队，消防站内配备消防车 8 台。其中，泡沫消防车 4 台，水罐消防车 1 台，多功能抢险救援车 1 台，16 米高喷车 2 台。油区内需配置一定数量的移动式灭火器材，共计 8kg 手提干粉灭火器 16 具。

3.2.6 依托工程

本工程的采出液依托百口泉注输联合站的原油处理系统处理，伴生气依托玛 2 转油站已建伴生气处理装置处理，采出水和井下作业废水依托百口泉注输联合站的污水系统处理，处理后的出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关标准后，回注油藏，不外排。依托工程环评手续见 3.2-11。

表 3.2-11　　依托工程环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	验收文号	验收时间
1	百口泉注输联合站	中国石油新疆油田分公司百口泉	原克拉玛依市环保局	克环保函[2018]83 号	2018.5.9	自主验收	/	2019.11.15

		注输联合站改造工程						
		百联站废液池综合治理-新建含油污泥临时存放点建设项目	克拉玛依市乌尔禾区环保局	克乌环表[2014]03 号	2014.12.26	自主验收		2016.8.25
		中国石油新疆油田分公司百口泉油田环境影响后评价报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	/	2018.6.5	/	/	/
2	玛 2 转油站	玛北油田玛 2 井区百口泉组、下乌尔禾组油藏（2019-2023 年）地面建设工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环函[2019]233 号	2019.2.27			
		玛 2 转油站扩建及配套地面建设工程	塔城地区生态环境局	塔地环字[2021]39 号	2021.3.31			
3	乌尔禾区生活垃圾填埋场	克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理系统工程	克拉玛依市保护局	克环保函[2016]376 号	2016.7.26	自主验收	/	2016.7.26
4	乌尔禾区生活污水处理厂	乌尔禾城乡污水处理厂建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评审函[2010]116 号	2010.11.10	克拉玛依市环保局	克环保函[2014]437 号	2014.10.29
		乌尔禾区污水处理厂提标改造工程	克拉玛依市保护局	克乌环函〔2018〕17 号	2018.3.24			

3.2.6.1 玛 2 转油站

（1）基本情况

本工程的采出液和伴生气依托玛2转油站转输和处理。艾湖2转油站于2019年11月建成投产，已建 100×10^4t/a 的转液装置，已建 3×10^4Nm^3/d 和 1×10^4Nm^3/d 的撬装天然气处理装置 2 套，建设内容包含在《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程》（新环函〔2015〕620 号），2018 年分批企业自主

验收。

2021 年 3 月，中国石油新疆油田分公司对玛 2 转油站进行扩建，扩建 200×10^{4}t/a 的转液装置，新建 1 套 5×10^{4}Nm^3/d 撬装天然气处理装置，转液规模增至 300×10^{4}t/a、天然气处理能力增至 9×10^{4}Nm^3/d。2021 年 3 月 31 日塔城地区生态环境局对《玛 2 转油站扩建及配套地面建设工程环境影响报告表》批复（塔地环字[2021]39 号）。

（2）工艺流程

玛 2 井区来液进入玛 2 转油站三相分离器橇进行油、气、水分离，分离后的低含水原油通过新建相变加热炉加热（温升至 35~60℃），加热后的含水原油进入分离缓冲橇进行分离缓冲后，分离出的低含水原油通过新建转输泵增压转输至玛 18 转油站外阀池，再通过新建的玛 18 至百联站管道转输至百联站进行处理。三相分离器橇和分离缓冲橇分离出的采出水供压裂用水使用。

玛 2 天然气回收装置设计处理能力为 4×10^{4}m^3/d，目前运行约 2×10^{4}m^3/d。

玛 2 转油站来伴生气先经进站分离后，进入脱硫塔，经往复式压缩机增压至 4.5-5.5MPa（实际增压至 2.0MPa），进分子筛脱水，脱水后的天然气，进入外冷装置进一步冷却至-25℃，冷却的低温气体进入低温分离器进行气液分离。分离出的气体通过调压后进外输管网。工艺流程图见图 3.2-5。

图 3.2-5　玛 2 转油站工艺流程图

（3）依托可行性分析

2021 年，玛 2 转油站扩建工程投产后，转液规模增至 300×10^{4}t/a、伴生气处理能力增至 9×10^{4}Nm^3/d。根据产能预测，本工程最大产液量约为 45.21×104t/a，最大产气量约为伴生气产量为 1.73×10^{4}m^3/d，玛 2 转油站伴生气处理站扩建工程投产后，可满足本工程需求，详见表 3.2-12。

表 3.2-12　本工程依托艾湖 2 转油站转输采出液、伴生气处理能力可行性分析

名称	单位	设计能力	运行现状	余量平衡情况	本工程	依托可行性
采出液转输	万 t/a	300	12	288	45.21	可行
伴生气	10^{4}Nm3/d	9	2	7	1.73	可行

3.2.6.2 百口泉注输联合站

（1）基本情况

百口泉注输联合站北距 G217 国道约 1.6km，该站于 1979 年建成投产，1997 年进行了整体改造，站区占地面积 24 万 m^2，是一座集油气处理、注水、采出水处理等部分组成的联合站。2008 年 11 月取得原新疆维吾尔自治区环保局《关于中国石油新疆油田分公司百口泉油田开发建设工程环境影响回顾性评价报告书的批复》（新环监函〔2008〕473 号）；2018 年取得原克拉玛依市环保局《关于中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程的批复》（克环保函〔2018〕83 号）。2019 年企业自主验收。

（2）原油处理工艺流程

该联合站的原油处理设计能力为 260×10^4t/a，采用气液分离、一段常温沉降脱水、二段热电化学脱水及原油稳定处理工艺，原油处理工艺见**错误!未找到引用源。**3.2-6。

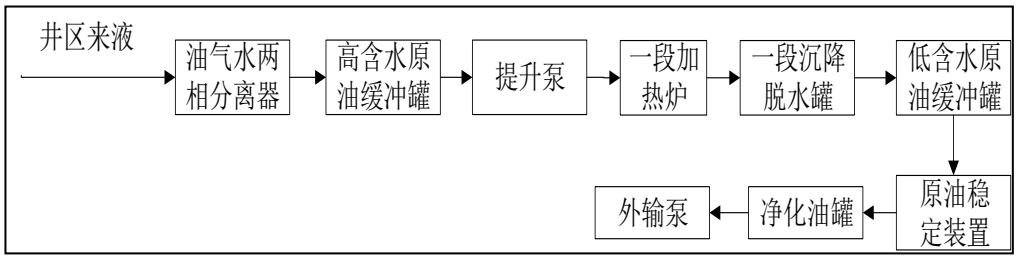


图 3.2-6　　原油处理工艺流程图

（3）含油污水处理工艺

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

（4）依托可行性分析

百口泉注输联合站原油处理系统处理的设计规模为 260×10^4t/a，目前实际处理量为 183×10^4t/a，富余量为 77×10^4t/a，本工程新建产能 45.21×10^4t/a，可以满足本工程的需求。

百口泉注输联合站采出水处理系统处理的设计规模为 4000m^3/d，目前实际处理量为 2124.63m^3/d，富余量为 1875.37m^3/d，本工程新增采出水 753m^3/d。详见表 3.2-13。

表 3.2-13　　依托百口泉注输联合站处理采出液、含油废水能力可行性分析

名称	单位	设计能力	运行现状	余量平衡情况	本工程	依托可行性
采出液	万 t/a	260	187.97	72.03	45.21	可行
含油污水	m^3/d	8000	6124.63	1875.37	753	可行

3.2.6.3 克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司

（1）基本情况

本工程在钻井和采油期间会产生含油废物，油泥砂、清管废渣送至克拉玛依博达生态环保科技有限公司处理，克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司含油污泥处置厂位于克拉玛依市石化工业园区（危废经营许可证编号 6502040007），经营危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物经营许可证的有效期限为 2017 年 9 月 28 日至 2022 年 9 月 27 日。

（2）工艺及规模

采用水—助溶剂体系萃取法工艺处理含油污泥，设计处理能力为 52 万吨。.

（3）依托可行性分析

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司设计处理能力为 52 万吨，实际处理能力为 30 万吨，富余量为 22.045 万吨。采用水—助溶剂体系萃取法工艺处理含油污泥，处置后的还原土用于建设基础填平，此外，新疆油田公司周边还有克拉玛依克利达油脂化工公司（已建）、克拉玛依市华隆生态环保科技有限责任公司含油污泥处理装置（在建）等多个含油污泥处置单位，可以满足本工程需要。

本工程运营期产生的油泥砂、清管废渣分别为 0.1847 万 t/a，0.0275t。依托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司是可行的，依托可行性见表 3.2-14。

表 3.2-14　　克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处理含油废物能力可行性分析

名称	单位	设计能力	运行现状	余量平衡情况	本工程	依托可行性
含油废物	万 t/a	52	30.045	21.955	0.1847	可行

3.2.6.4 乌尔禾区生活污水处理厂

（1）基本情况

乌尔禾区生活污水处理厂位于乌尔禾区西南方向 10km 处，2010 年 11 月 10 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评审函〔2010〕116 号）2014 年 10 月 29 日通过原克拉玛依市环保局竣工环保验收（克环保函〔2014〕437 号）。

（2）工艺及规模

乌尔禾区生活污水处理厂占地 25600m^2，由粗格栅间及提升泵房、细格栅及旋流沉砂池、CASS 生化池、污泥脱水间、出水消毒间、办公楼、机修间等组成，设计处理规模为 6000m^3/d，预留远期 6000m^3/d 扩建位置，处理工艺为粗、细格栅+调节池+提升泵房+沉砂池+CASS+紫外线消毒+出水，出水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 标准。

（3）依托可行性分析

目前，乌尔禾区生活污水处理厂实际处理规模为 6000m^3/d，目前剩余能力约为 2000m^3/d。本工程施工期钻井队的生活污水最大产生量为 38.64m^3/d，运营期的生活污水 151.84m^3/a。因此本工程施工期钻井队和运营期工作人员的生活污水依托乌尔禾区生活污水处理厂处理，是可行的。

3.2.6.5 乌尔禾区生活垃圾填埋场

（1）基本情况

乌尔禾区生活垃圾填埋场位于乌尔禾区西南 7km。采用卫生填埋处理工艺，2016 年 7 月 26 日取得原克拉玛依市环保局批复（克环保函〔2016〕376 号）。

（2）工艺及规模

乌尔禾区生活垃圾填埋场主体工程包括卫生填埋场、道路系统、渗滤液收集系统、地下水监测井、管理站等。日处理规模 30t/d。

（3）依托可行性分析

本工程施工期钻井队的生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置，设计总库容约 240 万立方米，实际有效库容为 192 万立方米，目前已经使用库容 48 万立方米，剩余库容可以容纳本工程的施工期钻井队的生活垃圾。

本工程施工期钻井队的生活垃圾产生量为 28.175t，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋是可行的。

3.3 工程分析

3.3.1 影响因素及污染源构成

本工程油田建设可分为施工期、生产运营期和服役期满三个阶段。

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

本工程包括钻井、地面工程建设、采油、油气集输等施工作业内容，基本属于施工建设期和生产运营期的建设活动。项目建设污染源构成见表 3.3-1。

表 3.3-1　　项目建设污染源构成

开发作业过程	主要污染物	污染源性质
钻井	钻井废水	临时性污染源，随作业结束而消除
	柴油机烟气	临时性污染源，随作业结束而消除
	废弃钻井泥浆 钻井岩屑	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中
	噪声	临时性污染源，随作业结束而消除
	占地	生态影响
井下作业	落地油	间断性污染源
	修井废水、洗井废水、压裂液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
采油和油气集输	采油废水	持续性影响环境的污染源
	燃烧烟气、烃类气体	持续性影响环境的污染源
	废油泥砂、落地油	持续性影响环境的污染源
	噪声	持续性影响环境的污染源
	占地	生态影响

环境影响因素主要来源于钻井、采油、井下作业、原油储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。

项目钻井工艺过程及排污节点见图 3.3-1，开发过程污染物排放流程见图 3.3-2。

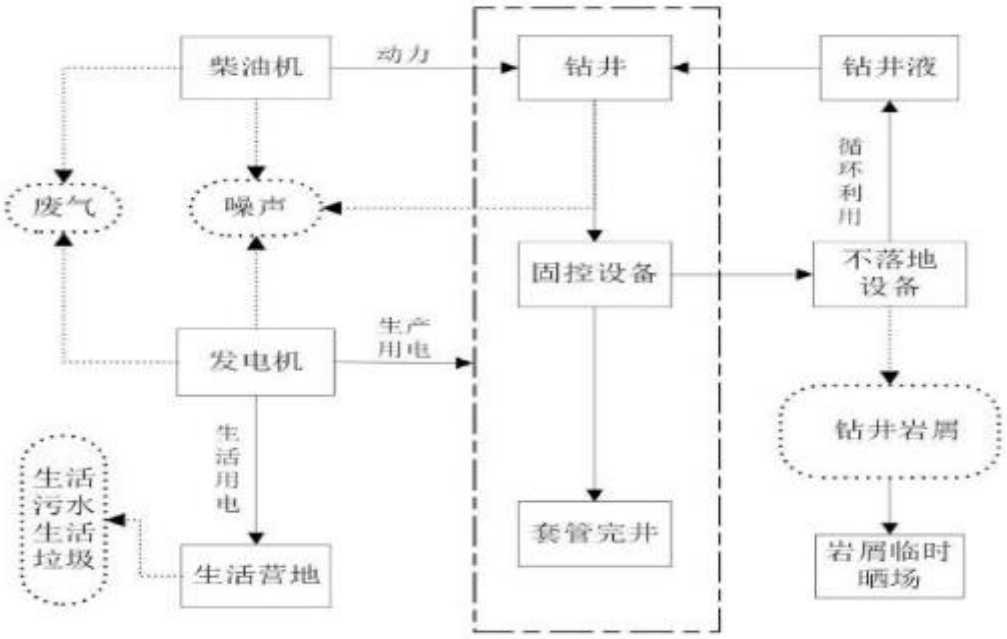


图 3.3-1　　钻井工艺过程及排污节点图

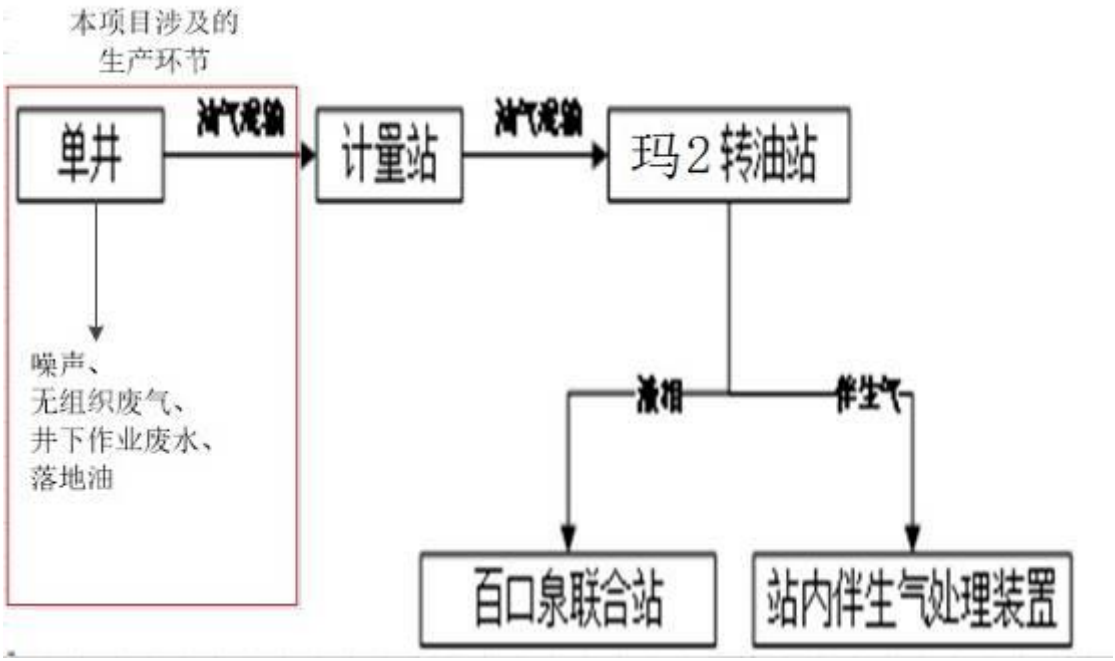


图 3.3-2　　开发工艺过程及污染物排放节点图

3.3.2 施工期生态影响及污染源分析

3.3.2.1 生态影响因素

本工程部署采油井 23 口（水平井），新建 12 井式计量装置 2 座，单井计量装置 9 座，新建各类集输管线 23.89km，巡检道路 1.5km。

生态影响主要体现在井场、管线、道路建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管沟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。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场和计量站占地。

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

本工程占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路，临时占地为管线。根据估算，本工程总占地面积 28.692hm^2，其中永久性占地面积为 3.06hm^2，临时占地面积 25.632hm^2，工程占地类型主要为戈壁，详见表 3.3-2。

表 3.3-2　　占地面积统计表

序号	建设项目	面积（hm^2）		备注
		永久占地	临时占地	
1	井场	2.16	6.52	新钻井 23 口， 永久占地：单井 30×40m（3 个），两井丛式井 30×60m（10 个）， 总占地：单井 70×80m（3 个），两井丛式井 70×100m（10 个），
2	计量站	0.3	0	计量站 2 座，单座 50m×30m
3	道路	0.6	0	1.5km，砂石路面，宽 4m
4	集输管线	0	19.112	新建集输管线 23.89km，作业带宽度 8.0m
	合计	3.06	25.632	

3.3.2.2 施工期污染源分析

（1）废气

1）钻井废气

每个井队配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d。

新钻采油井 23 口，单井钻井周期 70d，平均每天消耗柴油 2t，本工程 23 口井则整个钻井期间共耗柴油 3220t。

根据《气田开发环境影响评价文集》，柴油机每耗柴油 175g，产生 CO 2.40g、NO_2 10.99g、烃类 4.08g。据此，柴油机运转过程中排入大气中的 CO、总烃和

$$Q_{CO}=2.40\times\frac{m}{175}\qquad Q_{CnHm}=4.08\times\frac{m}{175}\qquad Q_{NO_2}=10.99\times\frac{m}{175}$$

NO_2 量可用下式计算：

式中：m－柴油机消耗柴油量；175－经验系数。

我国从 2014 年底前供应采用新的柴油标准，规定柴油中硫的含量不大于 0.05%。在此按柴油中硫含量为 0.05%估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO_2 为 1.0kg。因此，本工程共向大气中排放烃类 75.072t，NO_X202.216t，CO44.16t，$SO_2$3.22t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

2）扬尘

①车辆行驶产生的扬尘

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

表 3.3-3 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.3-3　　不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位：kg/辆 ŀm

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

②裸露场地产生的扬尘

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

（2）废水

本工程施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水。

①钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥

浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通油井（≥3.5km 进尺）废弃钻井液产污系数 29.73t/100m。本工程单井平均进尺 5548m，则钻井废水产生量为 1649m^3，23 口井共 37927m^3。钻井废水进入泥浆不落地系统处理后，循环利用不外排。

②管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程管线总长度为 23.89km，试压废水为 59.725m^3，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水。

③生活污水

本工程单井钻井施工人员 35 人，施工期为 70 天，23 口井施工总天数为 1610 天，按每人每天生活用水量按 60L/人 d 计，单口井施工人员的生活用水量为 2.1m³/d，23 口井施工期的生活用水量为 3381m³；生活污水按 80%计算，最大产生量为 2704.8m³。

钻井工程不设生活营地，依托玛 2 转油站生活基地收集，生活污水用防渗污水收集池收集后，拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处置。

地面工程不设生活营地，依托油区内现有生活设施处理。

（3）噪声

施工过程中的噪声源分别为钻机、泥浆泵、施工机械噪声和运输车辆噪声，声压级一般在 75～105dB(A)。详见表 3.3-4。

表 3.3-4　　施工期主要设备噪声源强　　单位：dB(A)

序号	场/站	设备	噪声级
1	井场	柴油发电机	100～105
2		钻机	100～105
3		泥浆泵	95～100
4	站场	运输车辆	75
5		挖掘机	92
6		推土机	90
7		混凝土搅拌机	95
8		微型混凝土翻斗车	90

（4）固体废物

本工程施工期固体废物主要是钻井泥浆、岩屑和建筑垃圾。

①钻井泥浆

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

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

式中：V——废弃钻井泥浆排放量，m^3；

D——井的直径，m；取 0.25

h——井深，m。

本工程单井钻井泥浆产生量见表 3.3-5。

表 3.3-5　　本工程泥浆产生量

开钻次序	水平井单井		钻井液体系
	井段 m	泥浆量 m^3	
一开	0-500	126.49	水基非磺化类钻井液
二开	500-3249	241.79	水基非磺化类钻井液
三开	3249-5548	187.36	水基非磺化类钻井液
单口井合计		556	
23 口井合计		12788	

本工程钻井过程中均采用水基非磺化泥浆。根据上述公示计算得知：本工程新钻 23 口水平井，共产生钻井泥浆 12788m^3。

②钻井岩屑

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

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

式中：W——产生的岩屑量，m^3；

D——井眼平均井径，m；取 0.25

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，水基钻井液取 d=2.2。

本工程钻井岩屑估算表详见表 3.3-6。

表 3.3-6　　本工程钻井岩屑估算表

结构	D 井眼直径（m）	h 深度（m）	W 岩屑量（m^3）
一开	381	500	125.35
二开	241.3	2749	276.43
三开	165.1	2299	108.22
单口井合计			510.00
23 口井合计			11730

计算可知，本工程新钻 23 口水平井，共产生钻井岩屑 11730m^3。

钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）后综合利用。

③建筑垃圾

施工过程中产生的废焊渣、废防腐材料、废管道、废混凝土、废水泥块，产生量较少，统一收集，先回收利用，不能回收利用的拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。

④生活垃圾

施工期钻井工程施工人员为 35 人，单井施工天数为 70 天，施工人员产生活垃圾按每人每天产生 0.5kg 计，单井生活垃圾产生量为 1.225t/d。本工程 23 口井共产生 28.175t。依托玛 2 转油站的生活基地收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。

施工期地面工程不设生活营地，依托油区内现有生活设施处理。

⑤落地油、废机油和沾油废物

a 落地油

本工程施工期间后可能产生少量原油，根据中国石油新疆油田分公司开发公司的环境保护管理制度规定，落地油要求 100%回收，并且采取了严格的防控措施，所以一般不会产生落地油。

b 废机油

废机油主要为现场简单维修设备产生，按照《国家危险废物名录》（2021 年版），废机油属于危险废物（HW08）（900-214-08），单口井产生量约为 0.5t，23 口井产生的废机油为 11.5t，集中收集后暂存于密封铁桶内，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司转运、处置。

c 沾油废物

钻井过程中会产生沾油废物（机油桶、含油抹布、劳保用品，废防渗膜），废弃含油抹布、劳保用品属于危险废物 HW49 其他废物（900-041-49），机油桶和废防渗膜属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（900-249-08）。每口井每次产生沾油废物约 0.05t，23 口井产生的沾油废物为 1.15t，分类收集后，集中收集后暂存于密封铁桶内，交由相应资质单位转运、处置。

⑥施工弃土、弃渣

本工程建设 23 座采油井场，无外借土石方量和废弃土方量。管线施工结束后施工土方回填在管堤上，井场管线施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。本工程土石方平衡表见下表 3.3-7。

计算过程：

a 井场

工程区为平原，地势平坦，地形高差小，工程区井场永久占地为 2.16hm^2，根据地势，移挖做填，场平高度为 0.2m，开挖量为 0.432 万 m^3，全部回填。

b 管线

单井集油管线长 23.89km，开挖宽度 1.5m、开挖深度 1.8m，挖方量 6.4503 万 m^3。回填土方经压实后覆盖在管线上方，无弃方量。

表 3.3-7　　工程土石方平衡表　　单位：万 m^3

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		外借		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
①	表土剥离	0.432	0	0	0	0.432	②	0	/	0	/
②	场地平整	0	0.432	0.432		0		0	/	0	/
③	管线	6.4503	6.4503	0	0	0		0	/	0	/
	合计	6.8823	6.8823	0.432		0.432		0		0	

（5）施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总见表 3.3-8。

表 3.3-8　　本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废	钻井	钻井机械	CO	44.16	使用合格燃料，加强施工管理

气			NO_X	202.216	
			烃类	75.072	
			SO_2	3.22	
	管线、道路	施工场地	TSP、SO_2、NO_x等	少量	洒水降尘，使用合格燃料
废水	钻井、管线	钻井废水	浮物、石油类、COD等	37927m^3	进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。
		管道试压废水	SS	59.725m^3	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水
		生活污水	COD、氨氮等	3381m^3	钻井工程不设生活营地，依托玛2转油站生活基地收集，生活污水用防渗污水收集池收集后，拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处置。
固体废物	钻井	泥浆	/	12788m^3	本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）后综合利用。
		岩屑	/	11730m^3	
	钻井、地面	建筑垃圾	/	少量	不能回收利用的拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场处置。
		落地油	/	/	全部回收至百口泉注输联合站
		废机油	/	11.5t	委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。
		沾油废物	/	1.15t	委托具有相关资质的单位处置。
		生活垃圾	/	28.175t	统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋
噪声	钻井、管线、道路	施工机械、运输车辆	/	75~105dB(A)	加强施工管理

3.3.3 运营期污染源分析

3.3.3.1 废水

（1）采出水

根据开发方案，根据方案预测最大采出水量核算为 753m^3/d（24.86×10^4t/a），采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本工程 SS、COD、石油类、

挥发酚的年产生量分别为 10.94t、1118.7t、17.29t、0.037t。

本工程采出水依托百口泉注输联合站含油污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注地层，不外排。

（2）生活污水

运营期新增劳动定员 13 人，按每人每天生活用水量按 40L/人 d 计，1 年生活用水量为 189.8m³；生活污水按 80%计算，最大产生量为 151.84m³。工作人员生活污水依托玛 2 转油站集中收集后由吸污车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

（3）井下作业废水

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，井下作业一般每 2 年进行 1 次。其产生量参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，见表 3.3-9。洗井废水的产生量，计算结果见表 3.3-10 所示。

表 3.3-9　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

表 3.3-10　井下作业废水废水量及污染物产生量一览表

污染物指标	产污系数	污染物产生量（t/a）
工业废水量	76.04 t/井次-产品	874.46
化学需氧量	104525.3g/井次-产品	1.20
石油类	17645g/井次-产品	0.20

井下作业废水一次性产生量为 874.46t/a，采用专用废液收集罐收集后，送至百口泉注输联合站的污水系统处理。处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注地层，不向外环境排放。

3.3.3.2 废气污染源

本工程运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中挥发少量的烃类。

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、

烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

单座井场的源强核算过程：

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏相关附录—平均排放系数法计算本工程产生的无组织泄漏量。

石油炼制工业密封点 TOC 排放速率：

$$e_{TOC} = F_A \times \frac{WF_{TOC}}{WF_{TOC} - WF_{甲烷}} \times WF_{TOC} \times N$$

式中：

e_{toc} 某类密封点的 TOC 排放速率，kg/h；

F_A 某类密封点排放系数；（见表 3.3-11。）

WF_{TOC} 物料流中含 TOC 的平均质量分数；（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 84.7%）

W_F 甲烷 物料流中甲烷的平均质量分数，最大取 10%；

N 某类密封点的个数

计算 VOCs 的排放速率：

$$e_{TOC_S} = e_{TOC} \times \frac{WF_{TOC_S}}{WF_{TOC}}$$

式中：

e_{VOCS} 物料流中 VOC_S 排放速率，kg/h；

e_{TOC} 物料流中 TOC 排放速率，kg/h；

WF_{VOCS} 物料流中 VOC_S 的平均质量分数；（本次评价按保守估计的原则，将 TOC 全部视为可挥发性有机物 VOCs，$WF_{VOCS}=WF_{TOC}$）

WF_{TOC} 物料流中 TOC 的平均质量分数；

本工程无组织废气源强一览表见表 3.3-12。

表 3.3-11 设备与管线组件 FA,i 取值参数表

设备类型	介质	石油炼制排放系数(千克/小时/排放源)
阀	气体	0.0268

设备类型	介质	石油炼制排放系数(千克/小时/排放源)
	轻液体	0.0109
	重液体	0.00023
泵 [d]	轻液体	0.114
	重液体	0.021
压缩机	气体	0.636
泄压设备	气体	0.16
法兰、连接件	所有	0.00025
开口阀或开口管线	所有	0.0023
采样连接系统	所有	0.0150

根据油气水物性参数，项目 $WF_{甲烷}$核算值为 10%，WF_{TOC} 核算值为 84.7%，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-12 所示。

表 3.3-12　　拟建工程各站场无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		设备数量(个)	单个设备排放速率(kg/h)	排放速率(kg/h)	年运行时间(h)	年排放量(t)
1	单座采油井场	阀(重液体)	10	0.00023	0.002	7920	0.015
2		法兰	20	0.00025	0.005	7920	0.040
单座合计					**0.007**	**-**	**0.055**
23 座合计							**1.265**

经过核算，拟建工程单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.055kg/h（0.007t/a），本工程 23 口井场无组织排放废气中非甲烷总烃年排放量为 1.265t/a。

3.3.3.3 固体废物污染源

（1）油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属于危险废物 HW08 071-001-08。油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 年）中 07 石油和天然气开采业行业系数手册（续 35），非稠油采出液处理产生的油泥砂产污系数为 90.76t/万吨原油，本工程以原油 20.35×10^4t/a 计算，油泥（砂）最大产生量为 1847t/a。本工程产生的油泥（砂）委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司转运、

处置。

（2）落地原油

落地原油主要产生于油井采油（气）树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。根据中国石油新疆油田分公司开发公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至百口泉注输联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

（3）废洗井液

固体废物为井下作业时修井产生的废洗井液，其产生量参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算（25.29t/井），井下作业每 2 年 1 次，本工程 23 口采油井产生废洗井液产生量约为 290.835t/a，属于一般工业固体废物，废洗井液集中收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站的污水系统处理。

（4）清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建集输管线共计 23.89km，每次废渣量约 0.0275t（27.47kg）。清管废渣中含有少量管道中的油，属于危险废物（HW08）（071-001-08），交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司转运处置。

本工程营运期危险废物产排污统计表详见表 3-13。

表 3.3-13　　拟建工程营运期固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	油泥(砂)	HW08	071-001-08	1847	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	密闭桶装收集后，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司转运、处置。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.0275	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2 年 1 次	T，I	

3	落地原油	HW08	071-001-08	少量	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	固态	油类物质	油类物质	/	T，I	由联合站回收
4	废洗井液	/	/	290.835	洗井	固态	表面活性剂	/	/	/	送至百口泉注输联合站的污水系统处理

（4）生活垃圾

本工程新增劳动定员 13 人，施工人员产生活垃圾按每人每天产生 0.5kg 计，每年共产生 2.37t。依托玛 2 转油站的生活基地收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。

3.3.3.4 噪声源

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声、拉油罐车和巡检车辆的交通噪声等，噪声级为 60～120dB(A)，见表 3.3-14。

表 3.3-14　　噪声源设备

噪声源名称			声功率级[dB（A）]	噪声特性	排放规律	备注
正常工况	单井井场	抽油机	75～80	机械	连续	单台噪声
	交通噪声	罐车、巡检车辆	60～90	机械	间歇	/
非正常工况	单井井场	井下作业（压裂、修井等）	80～120	机械	间歇	单台声源

3.3.3.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.3-15。

表 3.3-15　　运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
油气集输	无组织排放	非甲烷总烃	17.503t/a	17.503t/a	大气
采出水		采出水量	24.86×10^4t/a	0	送至百口泉注输联合站污水系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
		SS	10.94t/a	0	
		COD	1118.7t/a	0	
		石油类	17.29t/a	0	
		挥发酚	0.037t/a	0	
井下作业废水		井下作业废水量	874.46t/a	0	罐车拉运至百口泉注输联合站污水系统处理，达到

	COD	1.2t	0	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	石油类	0.2t	0	
生活污水	COD、氨氮等	151.84m^3/a	0	玛 2 转油站生活污水集中收集后由吸污车拉运至乌尔禾生活污水处理厂处理
落地原油	石油类	/	0	井下作业时带罐作业，落地油 100%回收
油泥（砂）	石油类	1847t/a	0	委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。
废洗井液	表面活性剂	290.835t/a	0	罐车拉运至百口泉注输联合站污水系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
清管废渣	石油类	0.0275t/a	0	委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。
生活垃圾	生活垃圾	2.37t/a	0	统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋

3.3.3.6 污染物排放三本账

本工程对污染物排放“三本账”核算，见表 3.3-16。

表 3.3-16　运营期主要污染物排放变化情况表　单位：t/a

项目 / 类别	单位	现有工程		本工程		总体工程		
		产生量	排放量	产生量	排放量	“以新带老”消减量	排放量	增减量
一、废气								
SO_2	t/a	0.96	0.96	0	0	0	0.96	0
NOx	t/a	8.72	8.72	0	0	0	8.72	0
VOCs	t/a	19.46	19.46	17.503	17.503	0	36.963	+17.503
二、废水								
采出水	万 t/a	12	0	45.21	0	0	0	+45.21
三、固废								
油泥（砂）	万 t/a	0.9	0	0.1847	0	0	0	+0.1847

3.4 清洁生产水平分析

本工程隶属百口泉采油厂管辖。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，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本工程清洁生产水平作出评价。

3.4.1 清洁生产水平评价

（1）评价指标体系

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

定量评价指标：选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评油田区块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，用于定性考核本工程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：

a 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；

b 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。

c 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　　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	审核后得分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气：≤50	≤50	30
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	/	10
		油井采出气回收利用率	%	10	≥60	/	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	≥90	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100 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	≥60	7.5
		油井采出气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	≥80	7.5

定性指标									
一级指标	权重值	二级指标						指标分值	审核后得分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好			5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	井筒设施完好		10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		套管气回收装置		20	20
		采油方式			采油方式经过综合评价确定			5	5
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置			5	5

（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	10
		开展清洁生产审核，并通过验收	20	10
		制订节能减排工作计划	5	5
（3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	5

（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：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中：S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数。如采用手工计算时，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_i 值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其它评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i>k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值，m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 S_i 值为 k/m。

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：P_1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

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：

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

P_2=

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，得出本工程清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P_1—定量评价指标考核总分值；

P_2—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-2。

表 3.4-2　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

根据清洁生产综合评价指数判定：审核后本工程综合评价指数为 96，属于清洁生产先进企业。

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立 HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

3.4.2 清洁生产建议

（1）建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

（2）做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；

建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。

（3）需进一步提高清洁生产审核的参与度。

（4）对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。

清洁生产首先是将污染消除在生产过程中，因此污染物的产生和排放量将大幅度减少，其次清洁生产使末端治理的污染负荷减少，从而有可能避免或减轻末端处理产生的风险。

因此百口泉采油厂在今后的生产过程中，还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入到百口泉采油厂的管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

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，结合本工程污染特征，确定本项总量控制及考核因子如下：

（1）废气污染物

本工程运营期期正常工况下大气污染物排放来自油气集输过程中的烃类挥发。

（2）废水污染物：

生产过程中产生的采出水和井下作业废水经处理达标后回注，不外排。

3.5.3 工程污染物排放量的确定

本工程密闭集输井场 VOCs 排放量为 1.265t/a。

3.5.4 总量控制建议指标

根据工程分析可知，本工程无组织非甲烷总烃排放量为 1.265t/a。

故本工程投产后非甲烷总烃总量控制建议指标为 1.265t/a。

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

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策协调性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.6.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

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

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

第二十八条煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。

本工程位于和布克赛尔县境内，西北距县城约 94km，玛 2 井区占地类型为戈壁。工程不占用水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；工程区属于天山北坡诸小河流域重点治

理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土流失防治措施。项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求工程大气、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。项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

3.6.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本工程采出水由百口泉注输联合站含油污水处理系统处理达标后回注；天然气由玛 2 转油站天然气处理系统处理后外输；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至百口泉注输联合站，进入联合站原油处理系统进行处理。产生油泥（砂）等危废委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。本工程 23 口井，采用密闭集输工艺，最终管输至百口泉注输联合站处理，工程建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.6.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本工程施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场处理。工程施工结束后

拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。工程建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.6.5 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析

本工程与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 3.6-1。

表 3.6-1　　与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
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、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程以区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
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。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本工程评价了工程建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，工程依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本工程废水经依托工程处理达标后回注油层，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	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	本工程废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方	符合

	开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	法》（SY/T5329-2012）要求，回注到现役油藏；本次评价包含了钻井液体系相关信息。	
5	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。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）后综合利用。	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H_2S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO_2 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污物排放标准要求。	本工程油依托百口泉注输联合站进行处理，天然气依托玛 2 转油站天然气处理系统处理。本工程油气采用密闭管输不加热集输工艺。本次评价提出切实可行的环境风险防范措施。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本工程对施工期环境影响进行了重点分析并提出生态环境保护措施。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。	符合
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本工程不涉及生态保护红线区。	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019	符合

	法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	

3.6.6 与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发[2020]142 号）相符性分析

本工程与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发[2020]142 号）符合性分析见表 3.6-2。

表 3.6-2　　与“新环环评发[2020]142 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	新疆油田分公司已编制新疆油田分公司十四五发展规划，拟开展规划环境影响评价工作。	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程以区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

3.6.7 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本工程与《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月）符合性分析见下表 3.6-3。

表 3.6-3　本工程与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本工程情况	符合性分析
第二十四条　生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工	根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，本工程属于天山北坡诸小河流域重	符合

艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。	点治理区；本工程环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。	符合
第三十九条　国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量减少地表扰动，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。	符合

3.6.8 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）符合性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）分析见表 3.6-4。

表 3.6-4　与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）符合性分析

意见要求	本工程情况	符合情况
因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	本环评提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，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	本工程开发方案设计考虑了玛 2 井区资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	符合
集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	本工程场站选址、管线及道路选线均经过严格论证后确定。报告提出管线、道路不得超出既定作业范围，施工结束后对施工迹地进行清理平整。	符合
对伴生有二氧化碳气体的油气藏，二氧化碳气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定二氧化碳气体处置方案的油气藏不得开发	本工程伴生气中二氧化碳体积比为 0.18。根据环评单位核实，在石油天然气开发的标准中没有二氧化碳工业综合利用的标准限值，无法达到工业综合	符合

	利用要求的二氧化碳需要进行处理，本工程伴生气中二氧化碳满足《天然气》GB 17820-2018 中的一类和二类气的外售标准（分别是 3 摩尔分数%、4 摩尔分数%）。	

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 全国矿产资源规划

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

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

本工程与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》分析见表 3.7-1。

表 3.7-1　与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

规划名称	规划要求	本工程	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本工程属于准噶尔盆地油气勘探开发项目	符合
	加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。	玛北油田是玛湖地区主体开发的主力区块之一，位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔县境内。	符合

3.7.3《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）

新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）按矿种将规划区划分

为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；准东阜康矿区白杨河、准南乌鲁木齐矿区碱沟、库拜矿区拜城煤层气抽采区。

根据新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）全区划分为 9 个鼓励开采规划区：①阿尔泰山黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、宝石矿产开采规划区；②塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区；③西准噶尔铬、金、膨润土、煤炭、石材矿产开采规划区；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开采规划区；⑤西天山黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开采规划区；⑥东天山金、黑色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开采规划区；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开采规划区；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开采规划区；⑨阿尔金山有色金属、金、石棉、玉石矿产开采规划区。限制开采规划区：马兰基地军事管理区边缘缓冲区；国家和自治区级 6 处风景名胜区；国家和自治区 14 处重要人文历史古迹保护区；26 处自然保护区的试验区。禁止开采规划区：军事管理区、风景名胜、历史遗迹保护等核心区；重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内；重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内；机场、国防工程设施圈定的地区、自然保护区的核心区和缓冲区。

本工程属于油气开发项目，位于准噶尔盆地西侧，开发区域位于新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）九个鼓励开采规划区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区”。本工程符合新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）要求。

3.7.4《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

本工程所在的**准噶尔盆地油气基地**属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）确定的 9 个国家级大型油气生产和加工基地，不属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》划定的禁采区和限采区，符合规划环评要求。

3.7.5《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》

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

3.8 选址、选线合理性分析

本工程新建水平井 23 口，新建产能 20.35×10^4t/a。新建 12 井式计量装置 2 座，单井计量装置 9 座，新建各类集输管线 23.89km，巡检道路 1.5km。配套建设供电、自控、通信等工程。根据现场调查和资料搜集，工程区不占用自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域，本工程井场及管线选址均已避开生态保护红线。

工程所在区域和布克赛尔县属于天山北坡诸小河流域重点治理区。本工程无法避让天山北坡诸小河流域重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。工程建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据工程影响预测分析，工程对周边产生的环境影响在可接受范围内，工程选址、选线合理。

3.9“三线一单”符合性分析

"三线一单"，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。详见表 3.9-1 和 3.9-2。

表 3.9-1　　项目与自治区“三线一单”文件相符性分析

“通知”文号	类别	项目与三线一单相符性分析	符合性
关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（新政发[2021]18 号	生态保护红线	本工程占地不在农业保护区、自然保护区、风景名胜区、文物（考古）保护区、生活饮用水水源保护区、供水远景规划区、矿产资源储备区、军事要地、国家保密地区和其他需要特别保护的区域内。东距准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线 4.5km，不在红线范围内。符合《伊犁州直区域空间生态评价暨“三线一单”研究报告》中生态保护红线管控要求。	符合
	环境质量底线	根据项目所在地环境现状调查和污染物排放影响预测，区域环境质量良好，项目营运后对区域内环境影响较小，环境质量可以保持现有水平。	符合
	资源利用上线	项目主要利用资源为水、电，区域资源充足，有保	符合
	环境准入负面清单	项目符合国家及地方产业政策，符合《塔城地区空间生态评价暨“三线一单”研究报告》中的和布克赛尔县生态环境准入清单。	符合

表 3.9-2　　工程与塔城地区“三线一单”符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65422610006	和布克赛尔县环境管控单元 04	优先管控单元	行自治区管控单元分区管控要求【A5.2.2】【A5.2.3】条要求。	位于一般生态空间。
管控维度	管控要求			符合性
A5.2.2 水土保持区	【A5.2.2-1】维护自然生态平衡，发挥荒漠草原生态功能。同时加强小流域综合治理，控制人为因素对土壤的侵蚀，恢复退化植被。保护草地植被，保护野生动物，保护河流水质。 【A5.2.2-2】在侵蚀沟的沟坡和沟岸、河流的两岸以及湖泊和水库的周边，土地所有权人、使用权人或者有关管理单位应当营造植物保护带。禁止开垦、开发植物保护带。在二十五度以上陡坡地种植经济林的，应当科学选择树种，合理确定规模，采取水土保持措施，防止造成水土流失。生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。 【A5.2.2-3】严格保护植被、沙壳、结皮等具有水土保持功能的原生地貌，防止水土流失。 水土流失重点预防区和重点治理区人民政府应当按照水土保持规划，加强水土保持重点工程建设，并采取下列水土保持措施加大生态修复力度：（一）坡面治理、沟道防护、山洪排导等工程措施；（二）造林、种草、封育保护等生物措施和生态修复措施。		本工程 MaHW2083 和 MaHW2086 井位于和布克赛尔县一般生态空间为优先保护单元。

A5.2.3 防风固沙区	【A5.2.3-1】在风沙危害大的区域，转变传统畜牧业生产方式，实行禁牧休牧，推行舍饲圈养，以草定畜，严格控制载畜量。加大退牧还草、退耕还林和防沙治沙力度，恢复草地植被。 【A5.2.3-2】县级以上人民政府林业行政主管部门应当严格控制防风固沙林网、林带的采伐。			
单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65420130003	和布克赛尔县环境管控单元04	一般管控单元	1.执行自治区总体准入要求中【A1.4-1】【A1.4-2】条要求。 2.执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】条要求。 3.执行塔城地区总体管控要求【1.6】【1.8】条要求。	/
管控维度	管控要求			符合性
空间布局约束	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间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。 【A1.4-2】重大项目原则上布局在自治区主体功能区划中的优化开发区和重点开发区，并符合国土空间规划。 1.6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。 1.8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。			工程符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间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。 工程不涉及“三高”项目。

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

玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程位于准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。西南距克拉玛依市 89km，北距和布克赛尔县 95km，东距玛纳斯湖约 4.5km，西距艾里克湖约 5.5km，区域构造上位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷西环带玛北斜坡带。属于百口泉采油厂管辖，有油田简易公路经过附近，地面交通较便利。

4.1.2 地形地貌

本工程位于艾里克湖冲洪积平原上，地势由东南向西北倾斜，较为平坦，自然坡降约 3%，地貌上为荒漠戈壁，受风蚀影响，地表破碎化明显。

4.1.3 地表水

（1）艾里克湖

工程区附近的地表水为艾里克湖。艾里克湖位于乌尔禾区东南 15km 处，主要补给来自白杨河，河水由乌尔禾盆地穿过大峡谷谷口而流入艾里克湖。湖盆三面环山，西南开敞，东面受平面山阻隔，是由河水形成的天然淡水内陆湖泊，长度约 12.4km，最大宽度 4.2km，平均宽度 3.5km，湖面面积 65.18km^2，平均水深 3.1m，容水量约 1.8 亿 m^3。二十世纪 80 年代，艾里克湖上游先后修建了白杨河水库和黄羊泉水库，白杨河水量开始逐年减少，20 世纪 90 年代初彻底干涸。2000 年 8 月 1 日，克拉玛依引水工程建成，开始将三分之一的水输入白杨河，近几年来又重现生机。

艾里克湖未划分水源保护区，为对艾里克湖水质进行保护，根据艾里克湖流域的生态环境形成背景、生态功能以及新疆主体功能区划和新疆生态功能区划，最终确定红线范围为艾里克湖湖区外扩 500m。本工程不与艾里克湖发生水力联系，艾里克湖的红线保护区为艾里克湖湖区外延 500m。

本工程与艾里克湖东侧最近距离约 5.5km，远超出红线范围。

（2）玛纳斯湖

玛纳斯湖位于准噶尔盆地西北部和布克赛尔蒙古自治县境内，曾是玛纳斯河等多条河流的尾闾。现湖面形似鞋底，呈东北-西南向，长约 60～70km，宽 15～20km，面积约 550km^2，湖面海拔约 257m。长约 60～70km，宽 15～20km，面积约 550km^2 平均深度 6m 左右，是一个咸水湖。

20 世纪 50 年代以来，由于玛纳斯河流域大规模开垦，河水引入灌区，仅在丰水年份会有洪水入湖。湖泊在干涸与被水充满之间反复发生。在每次充水期之前，湖区绝大部分已结晶成盐，充水后，湖水很快变咸。

目前，该湖已成为和布克赛尔蒙古自治县盐化工的原料来源之一，是新疆较大的食盐生产基地。盐湖具有盐业开采价值，甲级固相石盐储量 4883.5×10^{4}t，液相石盐 521.51×10^{4}t。“盐湖中伴生着芒硝、钾盐、溴、镁、硼等矿藏，是新疆境内资源条件最好的盐湖”。

玛纳斯湖未划分水源保护区。作为和布克赛尔蒙古自治县食用盐和工业盐的生产基地之一，需要对湖面及盐业公司生产作业范围进行保护，同时考虑《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2001）中关于危险废物填埋场厂址与地表水之间距离的规定，最终确定红线范围为玛纳斯湖湖岸边界及盐业公司生产作业带边界外扩 150m。

本工程位与玛纳斯湖西侧最近距离约为 4.5km，远大于红线范围。

4.1.4 地下水

（1）区域水文地质

工程区位于准噶尔盆地西北边缘，地下水的赋存与分布直接受构造控制，水文地质分带明显，并与地貌岩相带相适应，从加依尔山山前向准噶尔盆地中心，即由山地过渡为山前洪积倾斜平原-洪积冲积平原-冲积湖积平原。地下水含水层结构，由单一的卵砾石层变为砂砾（卵）石、砂、粘性土的综合互层。地下水类型由基岩裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水、松散岩类裂隙水单层结构的潜水过渡到多层结构的潜水-承压（自流）水。从山前洪积砾质倾斜平原到冲积湖积平原，潜水的埋藏深度由深逐渐变浅，呈平行山地。

工程区位于准噶尔盆地边缘，地下水为碎屑岩类孔隙裂隙水。根据含水层结构可以划分为上覆第四系潜水、下伏裂隙孔隙层间水（覆盖型）和碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水。

①上覆第四系潜水、下伏碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水（覆盖型）

主要在乌尔禾至百口泉平原、艾里克湖、玛纳斯湖一带广泛分布。上覆第四系潜水含水层岩性主要为粉细砂、细砂、砂砾；潜水在白杨河、大布渡河倾斜平原以及艾里克湖、玛纳斯湖湖岸一带水位埋藏较浅，一般均小于 10m，在远离河床、湖岸处水位埋藏变深，一般在 10～30m 之间。在大布渡河、白杨河水库一带，潜水富水性好，水量丰富，单井涌水量多大于 1000m^3/d；在乌尔禾至百口泉平原、小艾里克湖至艾里克湖一带，潜水富水性较好，水量中等，单井涌水量多在 100～1000m^3/d 之间，含水岩性为砂砾石层，潜水水位埋深 2.46m，含水层厚度 22.37m，渗透系数 6.93m/d；在百口泉南部、玛纳斯湖一带，潜水富水性较差，水量贫乏；下伏裂隙孔隙层间水含水层岩性主要白垩系粉砂岩、细砂岩；在白杨河水库至小艾里克湖、乌尔禾至百口泉沿线一带，层间水顶板埋深小于 50m 以外，区内其余地段层间水顶板埋深一般在 50～100m 之间；在白杨河水库至百口泉、乌尔禾至艾里克湖一带含水层岩性为细砂岩、粉砂岩，顶板埋深为 40.57m，含水层厚 42.47m，渗透系数为 0.66m/d。

②碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水（裸露型）

主要分布在艾里克湖北侧、小艾里克湖至艾里克湖西侧以及百口泉一带。含水 21 层岩性主要白垩系砂岩、砂砾岩。在中部的乌尔禾至百口泉一带，层间水顶板埋深小于 50m 以外，其余地段顶板埋深一般在 50～100m 之间。该区域内富水性不一，总体上在百口泉一带水量丰富，在小艾里克湖一带水量中等。根据收集百口泉一带水文钻孔资料，100m 深度内可揭露两层承压水，第一承压水层埋藏深度 20～50m，含水层为砂岩、砾岩，含水层厚 10～12m，第二承压水层埋藏深度为 45～84m，含水层厚 2～12m，平均渗透系数 14.59m/d。根据小艾里克湖水文地质钻孔资料，揭露两层承压自流水。第一层承压水顶板埋深为 54.12m，含水层厚度 35.84m，渗透系数 0.58m/d；第二层承压水顶板埋深为 94.82m，含水层厚度达 14.27m，渗透系数 0.88m/d。

③松散岩类孔隙水

松散岩类孔隙潜水在区内广泛分布，大都位于白垩纪、第三纪层间承压水之上，仅在成吉思汗山北部的大布渡河床内分布，含水层岩性多为砂砾层，地下水埋深小于 10.0m，潜水富水性中等。

（2）地下水的补、径、排

工程所在区域位于准噶尔西北边缘，地下水在山区以基岩裂隙水和大气降水补给为主，平原区补给来源主要为由北部白杨河、大布渡河渗漏以及冲洪积平原地下水侧向径流补给，项目区南部玛纳斯湖一带还接受玛纳斯河冲洪积平原地下水侧向径流补给以及玛纳斯湖的渗漏补给，除上述补给源外，暴雨洪流也为其补给方式之一。工程所在区域地下水总体径流方向由西北、西南向东南进行径流，在冲洪积平原区地下水径流速度较快，至下游湖泊地带变缓慢；潜水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄。

（3）地下水类型、富水性、补径排及水化学特征

工程所在区域山区山势低矮，地形切割微弱，降水量不大，裂隙水交替作用缓慢，地下水水质较差，矿化度在 3～10g/L，水化学类型为 SO_4•Cl-Na•Ca 型。在白杨河河谷区，气候干燥，地下水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，含水层渗透性好，地下水类型主要为 HCO_3•SO_4-Ca•Na 型，地下水水质较好，矿化度小于 1g/L；工程所在区域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 1～3g/L，地下水类型过渡到 HCO_3•SO_4-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 3～10g/L 在白杨河三角洲，在其扇顶的百口泉一带，地下水水质较好，矿化度矿化度小于 1g/L，水化学类型为 HCO_3•SO_4-Na 型，而在扇缘地带，潜水矿化度则增加至 1～3g/L，水化学类型为 SO_4•Cl-Na•Ca 型。

4.1.5 气候特点

本工程地处沙漠边缘，深居欧亚大陆腹地，远离海洋，属典型大陆性干旱气候。夏季酷热，冬季严寒，冬夏两季漫长，春秋季时间短，季节更替不明显。区域气候十分干燥，全年少雨，多年平均降水量为 133.2mm，主要集中在 6~8 月，冬季无稳定积雪；全年蒸发量可达 3000mm。气温变化幅度较大，多年平均气温为 9℃。极端最高气温可达 40.0℃，极端最低气温为-26.2℃。全年平均风速为

2.5m/s。克拉玛依近 20 年的气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1　　克拉玛依近 20 年统计分析结果一览表

统计项目		数值
多年平均气温（℃）		9.0
累年极端最高气温（℃）		40.0
累年极端最低气温（℃）		-26.2
多年平均气压（hPa）		966.8
多年平均水汽压（hPa）		6.2
多年平均相对湿度（%）		50.3
多年平均降雨量（mm）		133.2
灾害天气统计	多年平均沙暴日数（d）	0.0
	多年平均雷暴日数（d）	18.4
	多年平均冰雹日数（d）	0.8
	多年平均大风日数（d）	40.6
多年实测极大风速（m/s）、相应风向		30.5
多年平均风速（m/s）		2.5
多年主导风向、风向频率（%）		NW19.4%
多年静风频率（风速<=0.2m/s）（%）		6.8

4.2 生态环境现状调查与评价

玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程位于准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。西南距距克拉玛依市 89km，东距玛纳斯湖约 4.5km，西距艾里克湖约 5.5km，地处准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部地区的冲积扇前倾平原地带，总的地貌特征比较单一，多为开阔平坦的单一戈壁滩。

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》玛 2 井区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，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。该区主要生态服务功能：土壤保持、景观多样性维护、旅游；主要生态环境问题：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；主要生态保护目标：保护河谷林、保护地貌景观。工程区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。

表 4.2-1　　工程区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	II-6 准噶尔盆地荒漠生态区
	生态亚区	II-6-1 准噶尔盆地西缘荒漠－绿洲农业生态亚区
	生态功能区	白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区

主要生态服务功能	土壤保持、景观多样性维护、旅游
主要生态环境问题	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	生物多样性和生境不敏感，土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感、土壤盐渍化不敏感，
主要保护目标	保护河谷林、保护地貌景观
主要保护措施	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
适宜发展方向	复壮河谷林，合理发展旅游业

4.2.3 生态单元划分

本工程新建水平井 23 口，新建 12 井式计量装置 2 座，单井计量装置 9 座，新建各类集输管线 23.89km，巡检道路 1.5km。配套建设供电、自控、通信等工程。由于玛 2 井区面积较小，区域地形地貌特征单一，均为平原微丘地貌，海拔高度在 530m 左右，井区内相对高差最大在 10m 左右，所以本次评价对本次区块生态单元划分为相同的生态单元，即均为戈壁荒漠景观单元，评价区植被以典型的荒漠植被为主，主要植被类型为梭梭、假木贼、猪毛菜、柽柳，盖度低于 5%，区域生态环境现状差，且十分脆弱，各评价单元生态要素特点见表 4.2-2。

表 4.2-2　　生态单元划分

单元	工程内容	地形地貌类型	土壤类型	植被类型	土地利用类型
玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程	井场、新建站场、集输管线、井区道路	戈壁荒漠	灰棕漠土	以典型的荒漠植被为主，主要为梭梭、假木贼。植被覆盖度约为 2%	戈壁

4.2.4 生态系统结构和特征

根据现状调查结果，项目区域主要生态环境类型为砾石质荒漠，属于荒漠生态系统，异质性程度低，结构单一，其稳定性差，抗外界干扰能力弱。因而在项目开发过程中的保护重点为：玛 2 井区及外部道路沿线的地表保护层砾幕；玛 2 井区开发区及外部道路沿线地表稀疏的超旱生植被及灌丛。

工程区内土壤类型主要为灰棕漠土。自然植被主要是梭梭荒漠，井区除了分布有矮小的梭梭柴群落外，群落内多出现一年生盐柴类物种。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以荒漠生态系统为主。

工程区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在工程开发过程中的保护重点为井场、管线及外部道路沿线地表植被及野生动物。

4.2.5 土地利用现状

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工程区域及周边地区的土地利用类型。工程区土地利用现状见图 4.2-1。

本工程土地利用类型主要为为戈壁，工程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。

4.2.6 植被现状调查与评价

4.2.6.1 区域植被区系

在新疆植被区划中，项目所在地区属于新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。

项目评价区域内占优势的植被为梭梭荒漠，井区除了分布有矮小的梭梭柴群落外，群落内多出现一年生盐柴类物种。整个区域植被覆盖度在 2%-3%之间，项目区植被类型及分布见图 4.2-2。

4.2.6.2 评价区植被类型

本工程区地处准噶尔盆地西缘的干旱荒漠区，在植被类型上属荒漠，自然地带性植被为梭梭荒漠。

区域内天然植物种类贫乏，以超旱生、耐盐碱的亚洲中部荒漠成分占优势。所分布的植物中，藜科植物种类较多。主要是：藜科的梭梭、假木贼、木碱蓬和驼绒藜；柽柳科的琵琶柴、多枝柽柳、长穗柽柳。就其区系地理成分而言，有属亚洲中部成分的梭梭，中亚成分的盐节木，总体来说比较简单。从历史成分来看，显示出其古老性，藜科中的梭梭、猪毛菜、盐爪爪等属的一些种均发生于第三纪。

从植物的水平地带分布来说，项目区植被主要是由超旱生的小半乔木、半灌木、小半灌木荒漠植被所形成。由于干旱无水，地表干燥，植被稀疏，植被覆盖率在 5%以下。根据现场实地考察，评价区内及外围同类型区域有植被生长处的盖度大都在 2%～3%间，盖度极低；也有部分区域为裸地。说明评价区土壤贫瘠，植被分布及生长状况极差。

图 4.2-1　　土地利用现状图

项目区植被均为梭梭＋假木贼群系（*Form. Haloxylon ammodendron+Anabasis salsa＋Anabasis truncata*），属于小半灌木荒漠，是新疆荒漠植被中具有重要作用的显域性植被，梭梭＋假木贼群系分布在整个油田开发区，所适应的土壤为石膏灰棕漠土，土壤中含有石膏，机械组成为砾沙质，群落盖度很低，多在 5%以下，群落种类组成少，主要为梭梭高（1.0m 左右），展枝假木贼（*Anabasis truncata*）盐生假木贼（*Anabasis salsa*）、高枝假木贼（*Anabais elatior*），从属物种有琵琶柴（*Reaumuria soongorica*）、驼绒藜（*Iljinia regelii*）、翼果霸王(*Zygophyllum pterocarpum*)、叉毛蓬(*Petrosimonia sibirica*)、肥叶碱蓬(*Suaeda kossinskyi*)、猪毛菜(*Salsola spp*)等。

（1）主要植物种类及分布

油田开发区内植物种类主要为荒漠植物种类。根据实地调查结果统计，评价区内主要高等植物 30 多种，主要物种及分布环境见表 4.2-3。

表 4.2-3　　评价区常见高等植物种类及分布环境

中文名	学名	分布
梭梭	***Haloxylon ammodendron***	**＋＋**
盐生假木贼	*Anabasis salsa*	＋＋
展枝假木贼	*Anabasis truncata*	＋＋
高枝假木贼	*Anabais elatior*	＋＋
直立猪毛菜	*Salsola rigida*	＋＋
琵琶柴	*Reaumuria soongorica*	＋
柽柳	*Tamarix spp.*	＋
骆驼刺	*Karelinia caspia*	＋
驼绒藜	*Iljinia regelii*	＋
木碱蓬	*Suaeda dendroides*	＋
翼果霸王	*Zygophyllum pterocarpum*	＋
猪毛菜	*Salsola spp.*	＋＋
西伯利亚白刺	*Nitraria sibirixa*	＋＋
囊果碱蓬	*Suaeda physophora*	＋＋
翅花碱蓬	*Suaeda pterantha*	＋＋
肥叶碱蓬	*Suaeda kossinskyi*	＋＋
盐爪爪	*Kalidium foliatum*	＋
芦苇	*Phrogmites australis*	＋
叉毛蓬	*Petrosimonia sibirica*	＋

注：＋＋为多见；＋为少见。

图 4.2-2　　植被类型及分布图

（2）保护植物

项目所在地区内分布的天然野生植物中，受自治区重点保护的植物有梭梭为I级保护植物，是典型的荒漠植物及优良固沙植物。

（3）植被分布特征

根据现场调查及资料分析表明，在油田区域内分布的主要高等植物有 20 种左右，在各种群落类型中，常见种最多不超过 10 种。由于组成群落的植物种类很少，所以群落结构也比较简单。

区域内的旱生小半乔木梭梭及小半灌木假木贼为主的植被类型占主导地位，分布在油田的绝大部分区域，由于地表较干燥，导致井区植被盖度较低，在 5%左右，项目区域植物种类少，多为藜科植物。

4.2.6.3 植物多样性调查

评价单位在普遍了解项目评价范围内植被情况的基础上，选择 2 个典型样方点进行调查，现场调查植被样方见表 4.2-4 表 4.2-5。

（1）样方 1

调查地点：管线西侧

土壤类型：灰棕漠土

样方大小：10m×10m　　总盖度：3%，统计结果见表 4.2-4。

表 4.2-4　　拟建管线周围植被样方（10X10m^2）　　总盖度 3%

序号	植物种	盖度%	平均高（m）
1	假木贼	2	30-50
2	琵琶柴	1	20-30
3	驼绒藜	1	40-60
4	猪毛菜	1	5-10
5	碱蓬	1	30-50





（2）样方 2

调查地点：MaHW2310 附近，井区中部

土壤类型：灰棕漠土

样方大小：10m×10m　　总盖度：2%，统计结果见表 4.2-3。

表 4.2-3　　MaHW2075 井周围植被样方（10X10m^2）　　总盖度 2%

序号	植物种	盖度%	平均高（m）
1	梭梭柴	2	120-150
2	假木贼	1	30-50
3	白刺	1	25-30
4	驼绒藜	1	40-60
5	翼国霸王	1	15-20
6	叉毛蓬	1	20
			

根据现场调查的 2 个自然植被样方，可以总结出油田开发区内植物分布具有以下特征：

（1）在所调查的植物样方中，共出现主要植物种类 11 种，出现种类较多的是荒漠植被，对油田开发区内的生物多样性贡献较大。梭梭群系为油田开发区的主要植物类型，优势种为梭梭，伴生种为假木贼盖度在 1%左右。

（2）根据现场调查的 2 个样方的资料，在油田区域内，出现频度较高的植物是梭梭、假木贼、琵琶柴、驼绒藜和猪毛菜。

4.2.6.4 植被利用现状

油田开发区内为稀疏植被戈壁区，没有农田及其它人工植被，由于生产力低下，作为牧场的利用价值极低。其地表的戈壁砾石具有防止地表破坏，防止水土流失的生态作用。

项目区所在地生态环境属于荒漠生态系统。自然植被作为一种饲养牲畜获得畜产品的主要自然生物资源，在生态系统中起着决定性的作用。牲畜、牧草、土壤条件及其它环境因子组成相互制约的供需型食物结构。生态系统中牧草类型、种类、植被特点及地形、地貌条件反映草场自然特征和利用水平的基本标准。

按照新疆维吾尔自治区畜牧厅资源办公室制定的有关新疆草场分类原则，评

价区内草场类型属于荒漠草地。

荒漠草地在新疆分布很广，包括温性草原化荒漠、温性荒漠和高寒荒漠三大草地类。项目区所在地为温性荒漠类草地-土质温性荒漠亚类。它是新疆地带性草地的典型类型。所适应气候环境极为干旱，年平均降水量一般在 200mm 以下，≥10℃年积温在 3500－4500℃之间。

评价区域内的草地植被以小半乔木及半灌木为主，在项目区优势种植物为梭梭，其次还有假木贼及碱蓬等。草地类型简单，覆盖度一般在 5%左右，做为牧场使用的价值极低，甚至不能做为牧场。

根据《新疆草地资源及其利用》，在区域内生长的主要植被中假木贼、骆驼刺为中低牧草，梭梭、碱蓬为低等牧草，没有优良等牧草。

草地资源等级评价的原则及标准遵循中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》，即以草地草群的品质之优劣确定草地的质况--“等”，以草群地上部分鲜草生产量的多少为指标确定草地的量况--“级”，用此来反映草地资源的经济价值。

按统一规定从目前实际出发，在确定草群品质的优劣时主要以组成草群植物的适口性特点为依据，通过野外的实地观察，向实际从事多年牧业生产的牧民群众访问了解和多年研究工作经验的积累，进行综合评价。按其适口性优劣划分为优、良、中、低、劣五类不同适口性级别的牧草。再以优、良、中、低、劣这五类不同品质牧草在各草群中所占的重量百分比例划分出不同“等”草地。各“等”草地划分的具体标准如下：

一等草地：优等牧草占60%以上；

二等草地：良等牧草占60%以上，优等及中等占40%；

三等草地：良等牧草占60%以上，良等及低等占40%；

四等草地：低等牧草占60%以上，中等及劣等占40%；

五等草地：劣等牧草占60%以上。

以草地草群生产量多少衡量草地状况是草地经济价值的另一重要体现。草群生产量的高低，不仅体现了草地生产力的载畜潜力的大小，而且也反映出了组成草地草群中各优、良、中、低、劣牧草的参与量及产量的比例构成。根据中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》规定，以年内草地产量最高月份的测定值代表草地草群的自然生产力水平，并规定按单位面积产量高低确定和划分

出不同的草地级，划分各级的标准如下：

第1级草地　每公顷产鲜草　12000kg以上；

第2级草地　每公顷产鲜草　12000~9000kg；

第3级草地　每公顷产鲜草　9000~6000kg；

第4级草地　每公顷产鲜草　6000~4500kg；

第5级草地　每公顷产鲜草　4500~3000kg；

第6级草地　每公顷产鲜草　3000~1500kg；

第7级草地　每公顷产鲜草　1500~750kg；

第8级草地　每公顷产鲜草　750kg以下。

项目区属于五等八级级草场，平均鲜草量750kg/hm^2，说明草场质量不高，属于低水平，利用价值低。

4.2.7 野生动物现状调查

按中国动物地理区划的分级标准，项目区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处内陆盆地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一，主要为荒漠。

荒漠区是油田生产的主要区域，植被主要以梭梭柴、假木贼为主，多为旱生种类，盖度较低。严酷的自然环境及地势平坦的地形地貌，导致区域内的主要动物为啮齿动物（荒漠麻晰、快步麻蜥等）及鸟类（小嘴乌鸦、凤头百灵、红尾伯劳等）。

由于该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。

项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 16 种，其中爬行类 3 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。爬行类的蜥蜴、哺乳类的啮齿动物和鸟类是项目区内主要建群种动物，详见表 4.2-4。

表 4.2-4　　评价区常见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
爬行类				
1	快步麻蜥	*Eremias velox*		+

2	旱地沙蜥	*Phrynocephalus helioseopus*		+
3	密点麻蜥	*Eremias multiocellata*		+
鸟　　类				
4	石　鸡	*Alectoris graeca*	R	++
5	毛脚沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*	R	±
6	原　鸽	*Columba livia*	R	+
7	岩　鸽	*Columba rupestris*	R	±
8	角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+
9	短趾沙百灵	*Calandrella cinerea*	R	+
10	小沙百灵	*Calandrella　rufescens*	R	+
11	凤头白灵	*Galerida cristata*	R	+
12	毛脚燕	*Delichon urbica*	B	+
13	云　雀	*Alauda arvensis*	B	+
哺　乳　类				
14	小五趾跳鼠	*Allactage elater*		+
15	子午沙鼠	*Meriones meridianus*		+
16	大沙鼠	*Rhombomys opimus*		+

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 ±偶见种
由于准噶尔盆地严酷的气候条件，野生动物分布种类少，评价范围内未见保护动物。

4.2.8 土地沙化现状

工程区位于玛北油田玛 2 井区已开发区块内，位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，根据新水水保[2019]4 号和《新疆维吾尔自治区 2020 年水土流失动态监测数据》（水利部水土保持监测中心、2021 年 4 月），项目所在区域属于新疆自治区级水土流失重点治理区 II2 天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《2019 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，和布克赛尔县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 86.48%；中度侵蚀比例占 13.14%，主要侵蚀土地利用类型为戈壁。

4.2.9 生态环境现状小结

根据《新疆生态功能区划》，工程区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，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。整个项目区呈现戈壁荒漠景观单元，工程区内土壤类型主要为灰棕漠土。自然植被主要是梭梭荒漠，井区除了分布有矮小的梭梭柴群落外，群落内多出现一年生盐柴类物种。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以荒漠生态系统为主。项目所在区域属于新疆自治区级水土流失重

点治理区 II2 天山北坡诸小河流域重点治理区，水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 86.48%；项目占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本工程地处塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定。

本次评价采用塔城地区 2020 年的监测数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.3-1。

表 4.3-1　　区域空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度 μg/m^3	标准限值 μg/m^3	占标率 %	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	3	60	5.0	达标
NO_2	年平均质量浓度	10	40	25.0	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1100	4000	27.5	达标
O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	106	160	66.3	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	37	70	52.9	达标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	12	35	34.3	达标

由上表可知：塔城地区 2020 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度分别为 3μg/m^3、10μg/m^3、37μg/m^3、12μg/m^3；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.1mg/m^3，O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 106μg/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，属于环境空气质量达标区。

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位

本次委托新疆正天华能环境工程技术有限公司对项目区环境空气中特征污染物进行了监测。监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2　　补充监测点位基本信息　　单位：mg/m^3

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
MaHW2075		非甲烷总烃	2021 年 12 月 3 日至 2021

			年 12 月 9 日连续监测 7 天、每天采样 4 次。

（2）监测因子

监测项目：非甲烷总烃。

（3）监测时间及频次

本次评价环境空气质量的现状监测时间为 2021 年 12 月 3 日-9 日，连续监测七天。非甲烷总烃小时平均浓度每天监测 4 次，每小时至少有 45 分钟采样时间。

（4）采样及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》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 4.3-3。

表 4.3-3　　大气污染物采样分析方法及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限（mg/m3）
1	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07

（5）评价标准

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

（6）评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

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

式中：P_i——污染物 i 的占标率；

C_i——污染物 i 的实测浓度，mg/m^3；

C_{oi}—污染物 i 的评价标准，mg/m^3。

（7）监测及评价结果

监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4　　非甲烷总烃监测结果统计一览表　　单位：mg/m^3

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
MaHW2075	NMHC	1h 平均	2	0.36~0.89	45.5	0	达标

由监测结果可知，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值。

4.4 声环境现状

4.4.1 监测点布设

本次布设 2 个噪声监测点位，位于拟建 MaHW2075 井、MaHW2086 井。监测工作由新疆正天华能环境工程技术有限公司完成。监测点位见图 4.3-1。

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2021 年 12 月 4 日~2021 年 12 月 5 日，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

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

4.4.4 评价标准

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

4.4.5 评价方法

评价方法采用直接对标法。

图 4.3-1　　监测布点图

4.4.6 监测结果

监测及评价结果统计见表 4.4-1。

表 4.4-1　　声环境现状监测统计结果一览表

监测点名称	监测时间	测量结果（dB(A)）				评价结果
		昼间		夜间		
		实测值	标准值	实测值	标准值	
MaHW2075 井场	2021.12.4	30	60	29	50	达标
	2021.12.5	30		28		达标
MaHW2086 井场	2021.12.4	30		29		达标
	2021.12.5	30		28		达标

4.4.7 评价结果

从表 4.4-1 可以看出，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

4.5 地下水环境现状调查与评价

4.5.1 地下水环境现状调查

4.5.1.1 调查方法

本次采用资料收集的方法来说明项目所在区域地下水环境质量现状。由于项目区周边水井较少，根据项目所在区域水文地质资料可知，项目区地下水流向西北到东南，本次引用的水井分别位于项目区地下水流向的上、下游，同时距离项目区最近。并且本次地下水引用监测点与本工程处于同一水文地质单元，其监测时间、监测点位、监测内容均符合本工程要求，即本次引用的监测点，可以说明项目区的地下水的环境质量

4.5.1.2 监测点位布设

对项目区附近的 5 口取水井水质进行监测，来评价项目区地下水环境质量现状。具体监测点位为，地下水环境质量现状监测井井位坐标详见表 4.5-1，监测点位置见图 4.3-1。

表 4.5-1　　本工程地下水监测点情况统计表

数据来源	监测单位	监测时间	引用监测点位名称	引用监测点位坐标	与工程位置关系
《玛湖 1 井区、玛湖 401 井圈闭三工河组油藏滚动扩边部署工程》环境影响报告表监测数据	克拉玛依钧仪衡环境监测有限公司	2020 年 8 月 27 日～8 月 31 日	玛水 12 井		工程区下游地带
			玛水 13 井		
			玛水 15 井		
《风 5-风 3 井区二叠系油藏开发地面 建设工程》的监测数据	新疆正天华能环境工程技术有限公司	2019 年 12 月 17 日～12 月 19 日	玛水 17 井		工程区上游地带
			玛水 41 井		

4.5.1.2 监测项目及分析方法

（1）监测项目

pH 值、氨氮、硝酸盐（以氮计）、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、总硬度、溶解性总固体、砷、六价铬、汞、铅、镉、氯化物、氟化物、石油类共 16 项。

（2）分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)有关标准和规范执行。

分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.5-2。

表 4.5-2　　地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

检测项目	检测的标准（方法）名称及编号（含年号）
pH 值	水质 pH 值的测定　电极法 HJ 1147-2020
总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-1987
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006
氯化物	水质 无机阴离子的测定　离子色谱法 HJ84-2016
硝酸盐（以氮计）	
氟化物	
挥发酚	水质 挥发酚的测定　4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009
氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ484-2009

亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB7493-1987
铅、镉	水质 铜、锌、铅、镉的测定 GB7475-1987
汞、砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694—2014
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-1987
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 HJ970-2018

4.5.3 地下水环境质量现状评价

4.5.3.1 评价标准与评价方法

（1）评价标准

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

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：Pi——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

Ci——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

Csi——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

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

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

式中：PpH—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pHsd—标准中 pH 的下限值；

pHsu—标准中 pH 的上限值。

4.5.3.2 监测及评价结果

（1）地下水质量现状监测与评价

本次环评地下水监测及结果见表 4.5-3。

表 4.5-3　　地下水水质现状监测及评价结果（潜水）

监测因子 \ 监测点			玛水 12 井	玛水 13 井	玛水 15 井	玛水 17 井	玛水 41 井
pH 值	标准值 6.5～8.5	监测值	8.3	7.96	8.45	9.24	9.28
		标准指数	0.87	0.64	0.97	**1.49**	**1.52**
总硬度	标准值 ≤450	监测值	2020	3195	2087	91	92
		标准指数	**4.5**	**7.1**	**4.6**	**0.2**	**0.2**
溶解性总固体	标准值 ≤1000	监测值	/	/	/	2582	3187
		标准指数				**2.58**	**3.19**
氟化物	标准值 ≤1.0	监测值	1.57	1.21	2.06	/	/
		标准指数	**1.57**	**1.21**	**2.06**	/	/
氯化物	标准值 ≤250	监测值	5441	8118	6617	/	/
		标准指数	**21.8**	**32.5**	**26.5**	/	/
氰化物	标准值 ≤0.05	监测值	ND	ND	ND	/	/
		标准指数	/	/	/	/	/
挥发酚	标准值 ≤0.002	监测值	0.0019	0.0016	0.0012	0.0011	0.0018
		标准指数	0.95	0.8	0.6	0.55	0.9
石油类	标准值 ≤0.05	监测值	0.01	0.02	0.02	0.035	0.044
		标准指数	0.2	0.4	0.4	0.7	0.88
硝酸盐（以氮计）	标准值 ≤20	监测值	0.44	0.80	0.56	0.64	0.68
		标准指数	0.02	0.04	0.03	0.032	0.034
亚硝酸盐	标准值 ≤1.0	监测值	0.005	ND	ND	0.012	0.012
		标准指数	0.005	/	/	0.012	0.012
氨氮	标准值 ≤0.5	监测值	ND	0.042	ND	0.109	0.24
		标准指数	/	0.084	/	0.218	0.48
汞	标准值 ≤0.001	监测值	0.0002	0.00013	0.00016	/	/
		标准指数	0.2	0.13	0.16	/	/
砷	标准值 ≤0.01	监测值	0.0024	0.0066	0.0053	8.75×10^{-3}	5.52×10^{-3}
		标准指数	0.24	0.66	0.53	0.875	0.552
镉	标准值 ≤0.005	监测值	0.001	0.002	ND	＜0.001	＜0.001
		标准指数	0.2	0.4	/	0.2	0.2

六价铬	标准值≤0.05	监测值	0.004	0.006	0.005	＜0.004	＜0.004
		标准指数	0.08	0.12	0.1	0.08	0.08
铅	标准值≤0.01	监测值	ND	ND	ND	/	/
		标准指数	/	/	/	/	/

由上表可知，监测项目中玛水 12 井、玛水 13 井和玛水 15 井总硬度、氟化物和氯化物超标，玛水 17 井、玛水 41 井 pH 值和溶解性总固体超标，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求。超标为原生地质因素所致，与区域水文地质条件有关，反应的是干旱区浅层地下水的共性，非人为污染，须经处理后方可作为生产生活用水。

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布调查

工程区域主要以灰棕漠土为主。工程区土壤类型图见图 4.6-1。

灰棕漠土发育在干旱荒漠气候条件下砾质冲洪积物上，粗骨性母质，细土物质很少，土体非常干燥，地表有一层厚约 2-3cm 而略带黄灰色的结皮砾幕，混有砾石和碎石；下为浅褐棕色或褐红棕色、砾质沙壤的不明显层片状层，比较疏松，一般厚约 8-12cm；以下开始出现石膏聚积层，大量石膏聚积在 10-40cm，甚至接近于地表。灰棕漠土土壤表层有机质含量仅 3-5g/kg，在剖面中无明显聚积层，腐殖质组成中的腐殖质碳只占有机碳的 25%左右，而与矿质紧密结合的胡敏素碳占有机碳的 70%以上。灰棕漠土的表层和表下层多存在明显的硝酸盐积累现象。0-30cm 土层的硝态氮含量高达 150-900μg/g，比下层高出 10 几倍至数 10 倍（见表 4.6-1）。这主要是干热的气候条件所致，同时还可能与生物和硝化细菌的活动密切相关。

图 4.6-1　　土壤类型图

表 4.6-1　　灰棕漠土氮素形态与含量分析结果

剖面号	采土深度(cm)	全氮(g/kg)	NH_4─N（μg/g)	NO_3─N（μg/g)
克普荒 019	0─2	0.62	6	159
	2─9	0.62	5	368
	9─28	0.62	3	518

注：数据引自新疆土壤。

4.6.2 土壤环境质量现状监测

本工程属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ 964-2018）规定，为I类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目，占地规模小，环境敏感程度为不敏感，因此评价工作等级为二级。本次在项目占地范围内布设 3 个柱状样点，在占地范围外，评价范围内布设 2 个表层样点，对工程区土壤环境质量现状进行监测。

4.6.2.1 监测点位

占地范围内：3 个柱状样（MaHW2307 井场、MaHW2075 井场、MaHW2086 井场），1 个表层样（MaHW2084 井场）；

占地范围外：2 个表层样（MaHW2307 井场外、MaHW2086 井场外）。

监测点位信息详见表 4.6-1，监测点位见图 4.3-1。

表 4.6-1　　土壤监测点位信息

监测项目		监测点位		经纬度坐标	监测点	监测时间	监测、频率/要求	监测因子
土壤	占地范围内	S1	MaHW2084		1 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	①基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子； ②特征因子：石油烃
		S2	MaHW2307		3 个监测点	监测 1 次	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样	特征因子：石油烃
		S3	MaHW2075					
		S4	MaHW2086					
	占地范围外 200m 范围内	S5	MaHW2307		2 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	特征因子：石油烃
		S6	MaHW2086					

4.6.2.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2021 年 12 月 21 日，监测单位为新疆正天华能环境工程技术有限公司。

4.6.2.3 监测因子

土壤监测因子如下：

（1）基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

（2）特征因子：石油烃。

4.6.2.4 评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）第二类用地筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)相关标准要求。

4.6.2.5 评价方法

采用标准指数法：

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

式中： Ci——i 污染物的监测值；

Si——i 污染物的评价标准值；

Pi——i 污染物的污染指数

4.6.2.6 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-2、4.6-3、4.6-4。

表 4.6-2 MaHW2084 井场表层样监测结果统计表 单位：mg/kg pH 无量纲

序号	污染物项目	监测结果			标准限值（mg/kg）	是否达标
		单位	MaHW2084 井场内(0～20cm)	Pi		
1	砷	mg/kg	17.0	0.28	60	达标

2	镉	mg/kg	0.03	0.004	65	达标
3	六价铬	mg/kg	＜0.5	/	5.7	达标
4	铜	mg/kg	28	0.002	18000	达标
5	铅	mg/kg	26	0.03	800	达标
6	汞	mg/kg	0.779	0.02	38	达标
7	镍	mg/kg	59	0.07	900	达标
8	石油烃	mg/kg	43	0.009	4500	达标
9	四氯化碳	μg/kg	＜1.3×10^{-3}	/	2.8	达标
10	氯仿	μg/kg	＜1.1×10^{-3}	/	0.9	达标
11	氯甲烷	μg/kg	＜0.3×10^{-3}	/	37	达标
12	1,1-二氯乙烷	μg/kg	＜1.3×10^{-3}	/	9	达标
13	1,2-二氯乙烷	μg/kg	＜1.3×10^{-3}	/	5	达标
14	1,1-二氯乙烯	μg/kg	＜1.0×10^{-3}	/	66	达标
15	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	＜1.3×10^{-3}	/	596	达标
16	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	＜1.4×10^{-3}	/	54	达标
17	二氯甲烷	μg/kg	＜1.5×10^{-3}	/	616	达标
18	1,2-二氯丙烷	μg/kg	＜1.1×10^{-3}	/	5	达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	＜1.2×10^{-3}	/	10	达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	＜1.2×10^{-3}	/	6.8	达标
21	四氯乙烯	μg/kg	＜1.4×10^{-3}	/	53	达标
22	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	＜1.3×10^{-3}	/	840	达标
23	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	＜1.2×10^{-3}	/	2.8	达标
24	三氯乙烯	μg/kg	＜1.2×10^{-3}	/	2.8	达标
25	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	＜1.2×10^{-3}	/	0.5	达标
26	氯乙烯	μg/kg	＜1.0×10^{-3}	/	0.43	达标
27	苯	μg/kg	＜1.9×10^{-3}	0.0005	4	达标
28	氯苯	μg/kg	＜1.2×10^{-3}	/	270	达标
29	1,2-二氯苯	μg/kg	＜1.5×10^{-3}	/	560	达标
30	1,4-二氯苯	μg/kg	＜1.5×10^{-3}	/	20	达标
31	乙苯	μg/kg	＜1.2×10^{-3}	/	28	达标
32	苯乙烯	μg/kg	＜1.1×10^{-3}	/	1290	达标
33	甲苯	μg/kg	＜1.3×10^{-3}	0.000001	1200	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	＜1.2×10^{-3}	/	570	达标
35	邻二甲苯	μg/kg	＜1.2×10^{-3}	/	640	达标
36	硝基苯	mg/kg	＜0.09	/	76	达标
37	苯胺	mg/kg	＜0.37	/	260	达标
38	2-氯酚	mg/kg	＜0.06	/	2256	达标
39	苯并〔a〕蒽	mg/kg	＜0.1	/	15	达标
40	苯并〔a〕芘	mg/kg	＜0.1	/	1.5	达标
41	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	＜0.2	/	15	达标
42	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	＜0.1	/	151	达标
43	䓛	mg/kg	＜0.1	/	1293	达标
44	二苯并〔a,h〕蒽	mg/kg	＜0.1	/	1.5	达标
45	茚并〔1,2,3-cd〕芘	mg/kg	＜0.1	/	15	达标

46	萘	mg/kg	＜0.4×10^{-3}	/	70	达标

表 4.6-3　　土壤监测及评价结果（石油烃）　单位：mg/kg

占地范围内 柱状样监测点位	监测层位	标准限值	监测结果（mg/kg）	标准指数	评价结果
MaHW2307	0～0.5m	4500	34	0.008	达标
	0.5～1.5m		34	0.008	达标
	1.5～3.0m		35	0.008	达标
MaHW2075	0～0.5m		35	0.008	达标
	0.5～1.5m		35	0.008	达标
	1.5～3.0m		37	0.008	达标
MaHW2086	0～0.5m		158	0.35	达标
	0.5～1.5m		163	0.35	达标
	1.5～3.0m		162	0.35	达标
占地范围外 表层样监测点位	监测层位		监测结果（mg/kg）	标准指数	评价结果
MaHW2307	0～0.2m		37	0.008	达标
MaHW2086			164	0.35	达标

由监测结果可知：土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值的相关标准。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本工程工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

（2）在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程新建水平井 23 口。新建 12 井式计量装置 2 座，新建各类集输管线 23.89km，巡检道路 1.5km。配套建设供电、自控、通信等工程。占地类型为戈壁。

本工程占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路，临时占地为管线。根据估算，本工程总占地面积 28.692hm^2，其中永久性占地面积为 3.06hm^2，临时占地面积 25.632hm^2，施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生

一定程度影响。

当油田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 水土流失影响分析

根据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），项目所在区域和布克赛尔县属于水土流失重点治理区 II2 天山北坡诸小河流域重点治理区。

工程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，因此大规模的油气勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

（1）土壤粗粒化

在进行地面工程建设施工时，将对作业范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构（包括紧实度）、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面进行破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易受到风蚀。评价区域内干旱多风，地表砾幕的生态保护作用很大。这种砾幕的形成是由于长期的风蚀作用，地表原有的细砂及细粉砂物质被吹蚀，在地表形成了带有砾石和盐分的保护层，它稳定地保护着地下的细土物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕受到破坏。保护层一旦被破坏，又得经过多年的风力吹蚀，使地表细土物质全部被吹蚀后才能处于相对稳定状态。因而，在近几年内（3-5 年植被恢复期内），区域内的风蚀量会有所增加，影响区域空气环境质量。

（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，据邻近油气田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春季为多风季节，尤其是春季大风频繁，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，易被春秋季的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。

5.1.2.3 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程钻井工程的场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填，无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期钻井工程、管线敷设工程、道路工程建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。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。

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

5.1.2.4 对植被的影响分析

本工程中，钻井工程、管线敷设工程、道路工程建设是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。本工程对植被的影响主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的辗压。井场施工过程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。

工程区域评价区内占优势的植被为梭梭荒漠，井区除了分布有矮小的梭梭柴群落外，群落内多出现一年生盐柴类物种。整个区域植被覆盖度在 2%-3%之间

（1）扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物质在植物地上器官(叶、茎、花和果实)沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

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

（2）施工废弃物对植被的影响

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

（3）施工期人为活动对植被的影响

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

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，从而

增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

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

5.1.2.5 对野生动物的影响分析

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

一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着建设的各个过程，井区内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

井区内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，油田开发过程中地面建设占地将使原有的野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于人类未干扰区要少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类(啮齿类)和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩，而施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.3 生态保护红线影响分析

根据与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》进行核对，本工程东距准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线约 4.5km，不属于法定保护区。

根据生态保护红线划定结果，本工程井场、进场道路、管线在选址选线中充分考虑了避让红线，新建工程内容均没有占用和穿越生态保护红线。其余工程建设时，应尽可能避开红线区，同时选址中避开植被茂密区域，减少植被损失量。此外，控制施工作业带宽度，控制人为活动范围，减少对原生地表的破坏，是施工期和运行期降低对生态保护红线影响的主要手段。

项目建成后，及时恢复临时占地，加大绿化力度，补偿项目施工和运行对生态环境的影响，项目对生态保护红线的影响可以得到减缓和补偿。

本工程只要做好集输管网和进场道路的选线工作，优化施工线路，同时做好施工期和运行期的生态保护，项目对生态保护红线的影响可以接受，不会导致生态保护红线生态功能发生明显改变，满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

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

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

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.1.6 小结

玛 2 井区建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，总占地面积

28.692hm^2，其中永久性占地面积为 3.06hm^2，临时占地面积 25.632hm^2，占地均为戈壁，地表植被稀疏，项目地表植被植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。

根据新水水保[2019]4 号和《新疆维吾尔自治区 2020 年水土流失动态监测数据》（水利部水土保持监测中心、2021 年 4 月），项目所在区域属于新疆自治区级水土流失重点治理区 II2 天山北坡诸小河流域重点治理区。和布克赛尔县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 86.48%；中度侵蚀比例占 13.14%，主要侵蚀土地利用类型为戈壁。占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是施工期钻井过程中产生的废气，主要来自于钻机（柴油机）和发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为烃类、NO_x、CO 和 SO_2；二是在管线敷设、道路建设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。

5.2.2.1 钻井废气影响分析

本工程拟新钻油井 23 口。钻（完）井工程基本作业程序包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接生产管线 5 个主要步骤。

本工程所在区域电网未覆盖的区域，钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NOx、SO2 等。

钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之大气环境影响评价范围内地域辽阔，扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《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和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中浓度限值。钻井作业柴油机烟气排放及总烃挥发对周围

环境影响较小。

5.2.2.2 施工期扬尘影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

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

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

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

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

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

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。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 气象分析

大气污染物在环境空气中的扩散迁移规律与当地的气象条件密切相关，影响大气扩散的主要气象因素有风向、风速、总云、低云和干球温度等。距本工程最近的常规气象观测站为克拉玛依气象站（51243），于 1956 年正式进行气象观测。

该气象站位于本工程西南方向约 90km，地理坐标为东经 84.8456 度、北纬 45.6102 度，海拔高程为 450.3m。本次评价收集该站近 20 年气象统计数据和 2020 年的常规地面气象观测资料，并以 2020 年气象数据作为评价基准年，收集的气象参数主要包括风速、风向、云量、温度等。

（1）常规地面气象观测资料 20 年统计

根据收集的克拉玛依气象站（2001-2020 年）20 年统计资料进行汇总，统计分析结果详见表 4.1-1。

（2）基准年气象特征统计

①年平均风速月变化

2020 年克拉玛依全年平均风速为 2.16m/s，5 月平均风速最大（3.11m/s）,1 月风最小（0.93m/s），风速的月变化情况见表 5.2-1、图 5.2-1。

表 5.2-1　　2020 年平均风速月变化情况一览表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
风速（m/s）	0.96	1.29	2.41	2.61	3.11	2.76	2.48	2.55	2.54	2.36	1.77	1.04

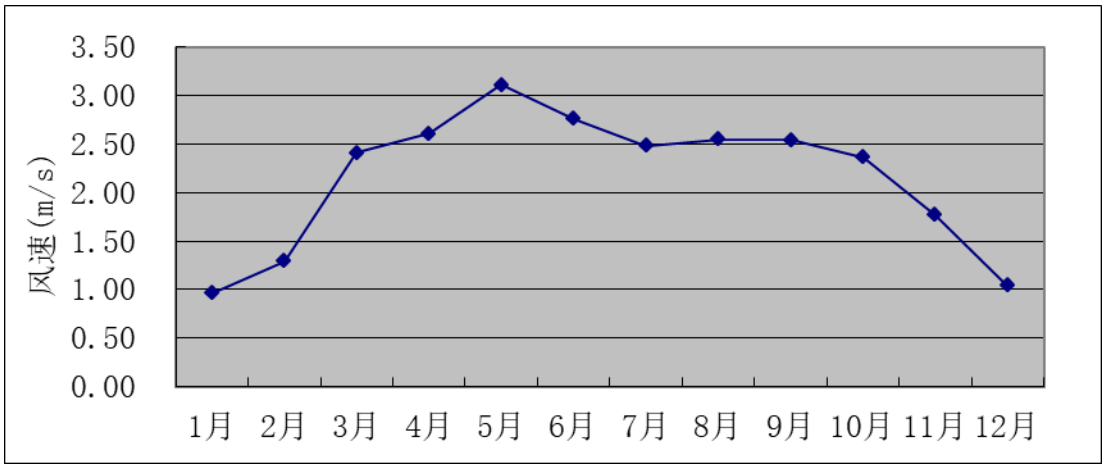


图 5.2-1　　2020 年平均风速的月变化图

②年平均温度的月变化情况

2020 年克拉玛依全年平均温度 9.27℃，温度月变化情况见表 5.2-2、图 5.2-2。

表 5.2-2　　2020 年平均温度的月变化情况一览表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
温度（℃）	-14.68	-8.21	4.46	18.38	23.43	24.63	26.53	25.75	17.97	9.53	-0.39	-16.11

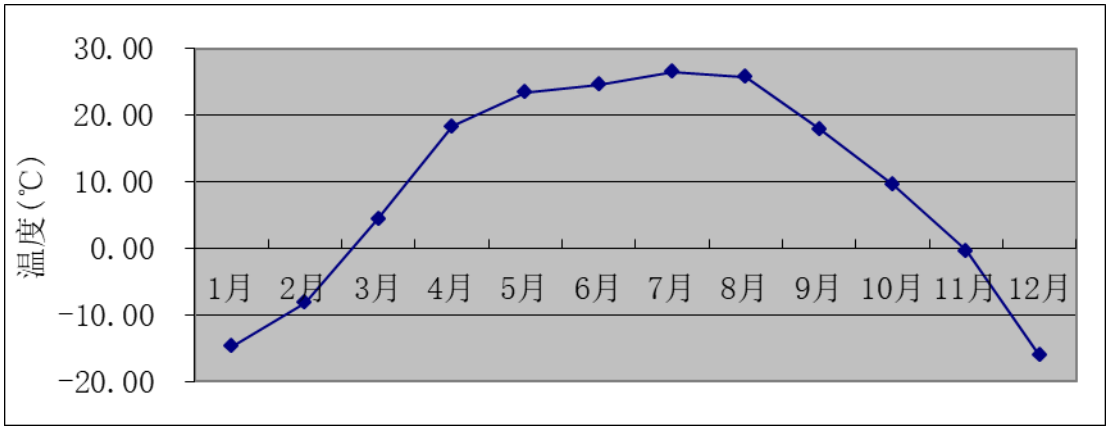


图 5.2-2　　2020 年平均温度月变化图

③季小时风速的月变化情况

2020 年克拉玛依季小时平均风速的日变化情况见表 5.2-3、图 5.2-3。

表 5.2-3　　季小时风速的月变化情况一览表

小时（h）/风速（m/s）	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	2.83	2.89	2.86	2.89	2.81	2.77	2.58	2.41	2.16	2.31	2.63	2.77
夏季	2.44	2.70	2.72	2.65	2.65	2.44	2.17	1.99	1.78	1.92	2.35	2.55
秋季	2.63	2.40	2.50	2.48	2.39	2.43	2.15	2.21	2.01	1.79	1.83	2.00
冬季	0.94	0.90	1.00	0.92	1.00	0.93	1.00	0.90	0.94	0.93	0.91	1.08
小时（h）/风速（m/s）	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季	2.94	2.93	3.00	3.03	3.11	2.81	2.88	2.67	2.34	2.13	2.59	2.77
夏季	2.62	2.81	3.01	2.73	2.91	3.06	3.01	3.06	2.96	2.54	2.66	2.51
秋季	2.17	2.42	2.33	2.36	2.33	2.21	1.93	1.73	1.90	2.21	2.48	2.50
冬季	1.33	1.47	1.62	1.67	1.65	1.46	1.10	0.98	0.90	0.90	0.83	0.85

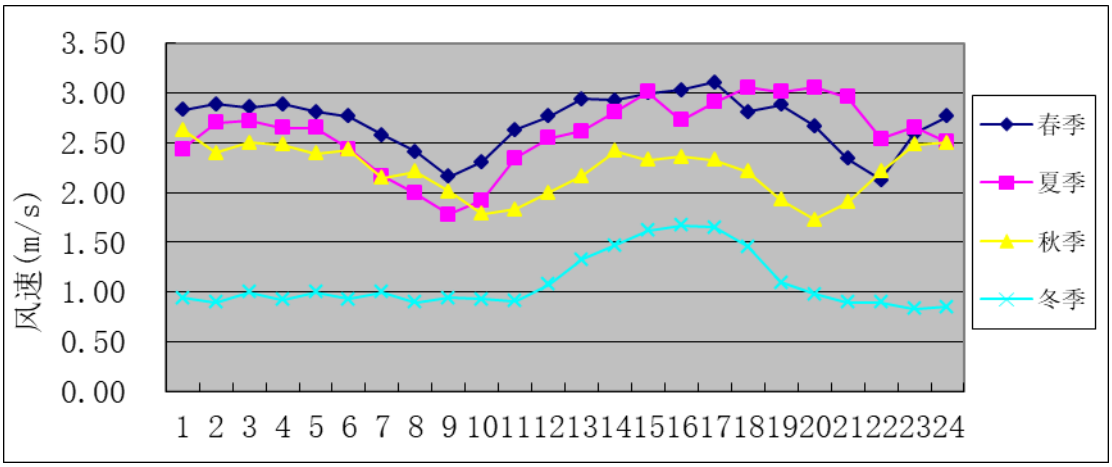


图 5.2-3　　季小时风速的月变化图

④地面风速

2020 年克拉玛依地面风速统计见表 5.2-4、图 5.2-4。

表 5.2-4　　2020 年克拉玛依风速统计一览表

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	平均
一月	0.41	0.81	0.94	1.28	1.45	0.44	0.80	0.00	0.80	1.04	1.32	1.06	0.80	0.80	1.04	1.23	0.96
二月	0.57	0.97	1.01	1.52	1.62	1.00	1.02	1.68	1.65	1.13	1.56	1.29	1.66	1.92	1.50	1.37	1.29
三月	0.97	1.59	1.75	2.37	2.07	1.75	1.97	2.29	2.37	2.22	1.92	2.35	2.98	4.13	3.19	2.19	2.41
四月	1.80	1.87	1.76	2.43	2.78	2.34	2.19	1.88	1.95	1.69	0.89	1.40	1.01	4.46	3.56	2.67	2.61
五月	2.47	1.68	1.91	2.45	2.56	2.15	2.09	2.08	2.26	2.48	2.77	2.00	2.13	3.90	4.35	3.53	3.11
六月	2.51	1.46	1.48	2.58	2.38	2.07	2.17	2.17	2.39	2.34	2.97	3.32	2.13	3.25	3.75	3.17	2.76
七月	2.03	1.79	1.64	1.42	1.75	1.95	1.96	1.84	2.20	2.11	2.59	2.88	2.38	2.50	3.72	2.89	2.48
八月	1.83	1.42	1.57	2.01	1.70	1.67	1.84	2.14	2.11	2.18	2.16	2.39	2.53	2.99	3.84	2.88	2.55
九月	1.31	1.55	1.53	1.66	2.11	1.90	1.98	1.74	2.12	2.43	2.22	1.80	2.61	3.40	4.52	2.67	2.54
十月	1.63	1.15	1.33	1.79	1.88	1.74	1.73	1.67	1.83	1.86	1.67	1.23	2.31	3.35	4.48	2.47	2.36
十一月	1.13	1.06	1.12	1.34	1.52	1.43	1.41	1.09	1.32	1.40	1.44	1.44	1.28	2.90	3.51	2.07	1.77
十二月	0.58	0.58	0.86	1.14	1.34	1.10	0.57	0.82	0.60	0.95	1.34	1.22	0.90	0.77	0.91	1.28	1.04
全年	1.30	1.33	1.40	1.80	1.95	1.83	1.91	1.91	2.08	1.94	1.58	1.53	1.77	2.99	3.59	2.51	2.16
春季	1.85	1.72	1.80	2.41	2.48	2.14	2.07	2.11	2.23	2.15	1.71	2.07	2.36	4.10	3.76	2.92	2.71
夏季	2.10	1.60	1.55	2.02	1.94	1.87	2.00	2.06	2.23	2.22	2.52	2.93	2.33	2.90	3.77	2.97	2.59
秋季	1.31	1.30	1.34	1.57	1.81	1.69	1.78	1.58	1.88	1.89	1.63	1.45	1.97	3.23	4.29	2.39	2.22
冬季	0.52	0.72	0.94	1.35	1.47	0.91	0.76	1.20	1.30	1.06	1.40	1.18	1.12	1.12	1.16	1.30	1.09

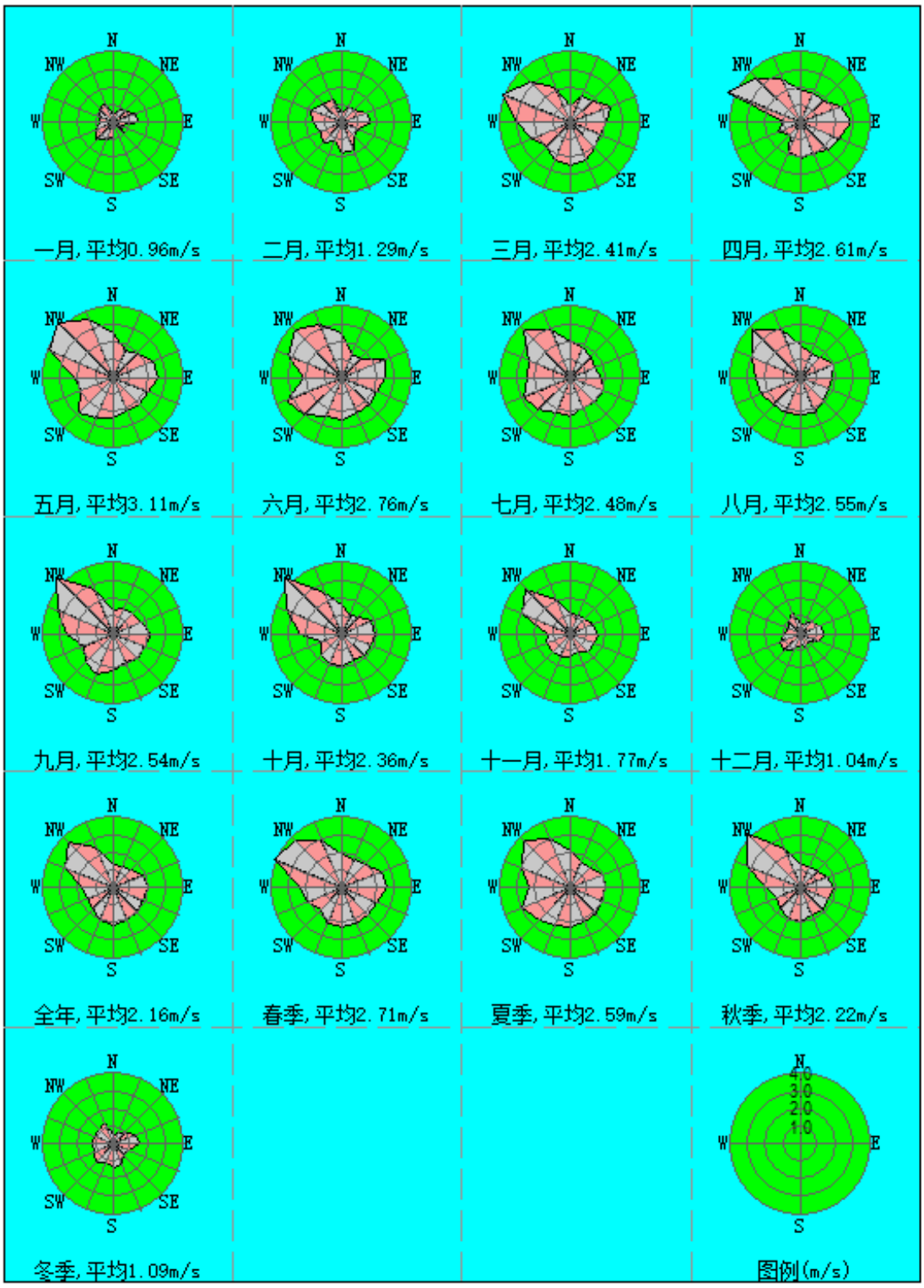


图 5.2-4　　2020 年克拉玛依风速玫瑰图

⑤地面风向

克拉玛依 2020 年地面风向统计见表 5.2-5、图 5.2-5。

表 5.2-5　　2020 年克拉玛依风频统计一览表

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
一月	10.89	1.88	4.17	7.66	11.02	0.67	0.13	0.00	1.21	1.48	15.46	11.02	4.57	2.96	8.06	9.14	9.68

二月	9.63	2.59	4.45	12.79	11.21	1.72	0.72	0.57	2.44	2.30	12.93	6.18	5.89	3.02	6.32	11.35	5.89
三月	4.30	2.15	4.44	11.69	12.37	2.82	4.30	3.09	8.06	4.57	2.28	1.34	3.09	5.91	18.01	11.02	0.54
四月	6.25	3.33	4.17	7.50	15.56	5.83	2.92	2.22	4.86	2.08	1.11	0.42	1.11	2.92	18.75	20.83	0.14
五月	6.72	3.76	3.49	4.03	9.54	4.70	4.03	2.82	4.57	1.75	0.40	1.34	2.15	6.05	23.39	21.10	0.13
六月	6.11	2.08	3.19	3.19	6.94	3.06	6.53	7.64	7.64	4.31	1.67	3.75	3.89	4.86	16.81	18.19	0.14
七月	7.53	4.17	1.88	2.96	6.85	4.84	5.51	5.38	7.12	3.49	2.28	1.75	4.17	5.51	15.19	21.37	0.00
八月	6.99	2.69	2.82	1.88	6.72	4.57	5.11	5.11	8.06	2.42	2.42	2.42	2.96	6.05	17.61	22.18	0.00
九月	6.53	4.17	4.17	3.89	9.58	3.33	3.89	4.86	7.50	3.06	1.39	0.69	1.81	3.33	15.42	26.25	0.14
十月	5.65	2.96	3.23	4.70	10.35	5.91	3.90	3.09	5.65	2.82	1.21	0.94	2.42	3.90	12.50	30.51	0.27
十一月	10.00	2.36	3.33	6.11	11.94	3.61	1.67	2.22	2.64	3.33	4.58	3.19	2.92	3.19	7.78	30.69	0.42
十二月	13.84	5.38	3.63	7.39	10.48	0.94	0.94	0.67	0.27	1.08	9.41	18.41	6.85	3.63	4.03	12.63	0.40
全年	7.87	3.13	3.57	6.12	10.20	3.51	3.31	3.14	5.01	2.72	4.58	4.30	3.48	4.29	13.68	19.60	1.47
春季	5.75	3.08	4.03	7.74	12.45	4.44	3.76	2.72	5.84	2.81	1.27	1.04	2.13	4.98	20.06	17.62	0.27
夏季	6.88	2.99	2.63	2.67	6.84	4.17	5.71	6.02	7.61	3.40	2.13	2.63	3.67	5.48	16.53	20.61	0.05
秋季	7.37	3.16	3.57	4.90	10.62	4.30	3.16	3.39	5.27	3.07	2.38	1.60	2.38	3.48	11.90	29.17	0.27
冬季	11.49	3.30	4.08	9.20	10.90	1.10	0.60	0.41	1.28	1.60	12.59	12.00	5.77	3.21	6.14	11.03	5.31

⑥污染系数

克拉玛依 2020 年污染系数统计见表 5.2-6、图 5.2-6。

表 5.2-6　　2020 年克拉玛依污染系数统计一览表

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	平均
一月	26.56	2.32	4.44	5.98	7.60	1.52	0.16	0.00	1.51	1.42	11.71	10.40	5.71	3.70	7.75	7.43	6.14
二月	16.89	2.67	4.41	8.41	6.92	1.72	0.71	0.34	1.48	2.04	8.29	4.79	3.55	1.57	4.21	8.28	4.77
三月	4.43	1.35	2.54	4.93	5.98	1.61	2.18	1.35	3.40	2.06	1.19	0.57	1.04	1.43	5.65	5.03	2.80
四月	3.47	1.78	2.37	3.09	5.60	2.49	1.33	1.18	2.49	1.23	1.25	0.30	1.10	0.65	5.27	7.80	2.59
五月	2.72	2.24	1.83	1.64	3.73	2.19	1.93	1.36	2.02	0.71	0.14	0.67	1.01	1.55	5.38	5.98	2.19
六月	2.43	1.42	2.16	1.24	2.92	1.48	3.01	3.52	3.20	1.84	0.56	1.13	1.83	1.50	4.48	5.74	2.40
七月	3.71	2.33	1.15	2.08	3.91	2.48	2.81	2.92	3.24	1.65	0.88	0.61	1.75	2.20	4.08	7.39	2.70
八月	3.82	1.89	1.80	0.94	3.95	2.74	2.78	2.39	3.82	1.11	1.12	1.01	1.17	2.02	4.59	7.70	2.68
九月	4.98	2.69	2.73	2.34	4.54	1.75	1.96	2.79	3.54	1.26	0.63	0.38	0.69	0.98	3.41	9.83	2.78
十月	3.47	2.57	2.43	2.63	5.51	3.40	2.25	1.85	3.09	1.52	0.72	0.76	1.05	1.16	2.79	12.35	2.97
十一月	8.85	2.23	2.97	4.56	7.86	2.52	1.18	2.04	2.00	2.38	3.18	2.22	2.28	1.10	2.22	14.83	3.90
十二月	23.86	9.28	4.22	6.48	7.82	0.85	1.65	0.82	0.45	1.14	7.02	15.09	7.61	4.71	4.43	9.87	6.58
全年	6.05	2.35	2.55	3.40	5.23	1.92	1.73	1.64	2.41	1.40	2.90	2.81	1.97	1.43	3.81	7.81	3.09
春季	3.11	1.79	2.24	3.21	5.02	2.07	1.82	1.29	2.62	1.31	0.74	0.50	0.90	1.21	5.34	6.03	2.45
夏季	3.28	1.87	1.70	1.32	3.53	2.23	2.86	2.92	3.41	1.53	0.85	0.90	1.58	1.89	4.38	6.94	2.57
秋季	5.63	2.43	2.66	3.12	5.87	2.54	1.78	2.15	2.80	1.62	1.46	1.10	1.21	1.08	2.77	12.21	3.15
冬季	22.10	4.58	4.34	6.81	7.41	1.21	0.79	0.34	0.98	1.51	8.99	10.17	5.15	2.87	5.29	8.48	5.69

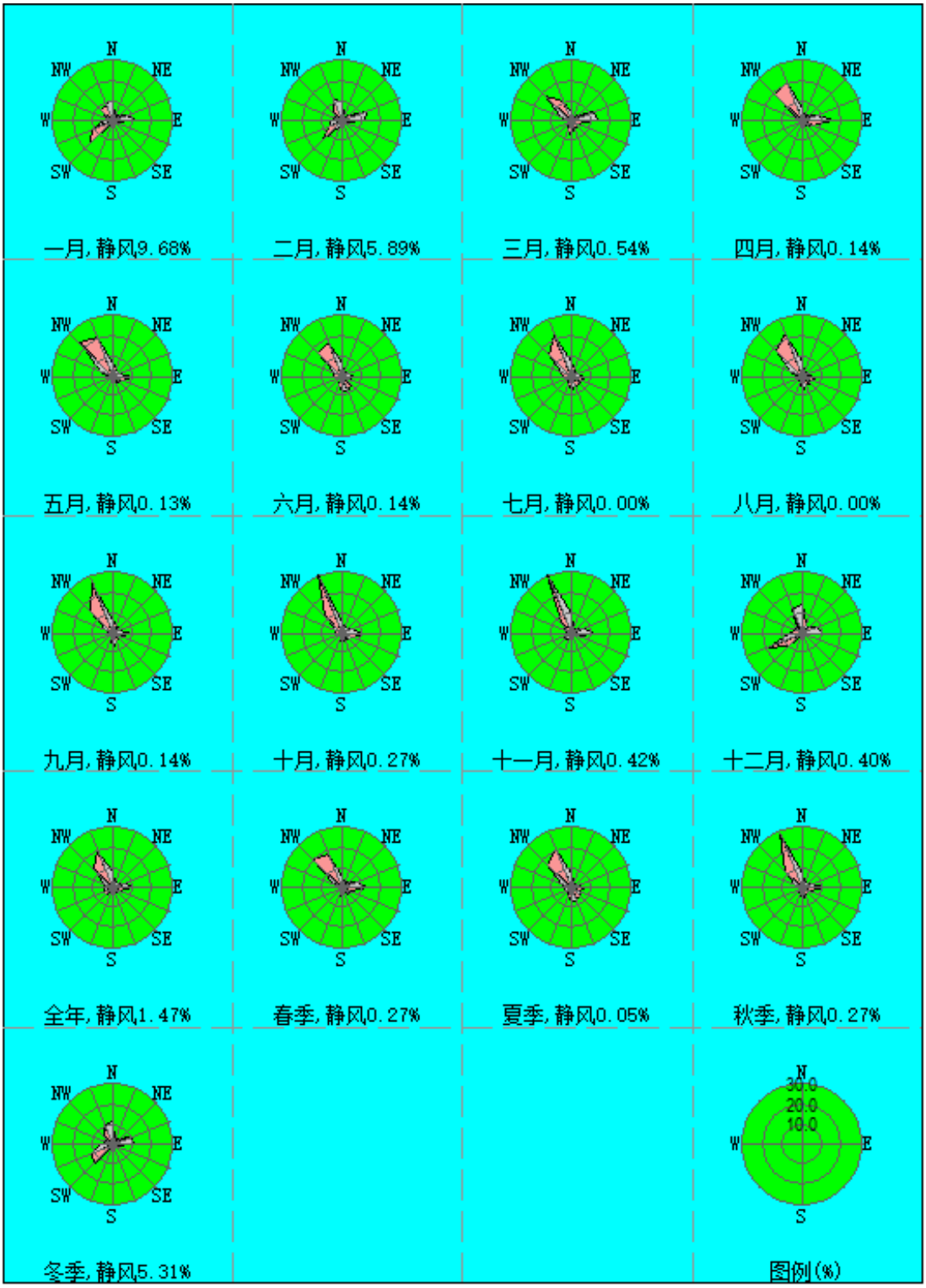


图 5.2-5　　2020 年克拉玛依风频玫瑰图

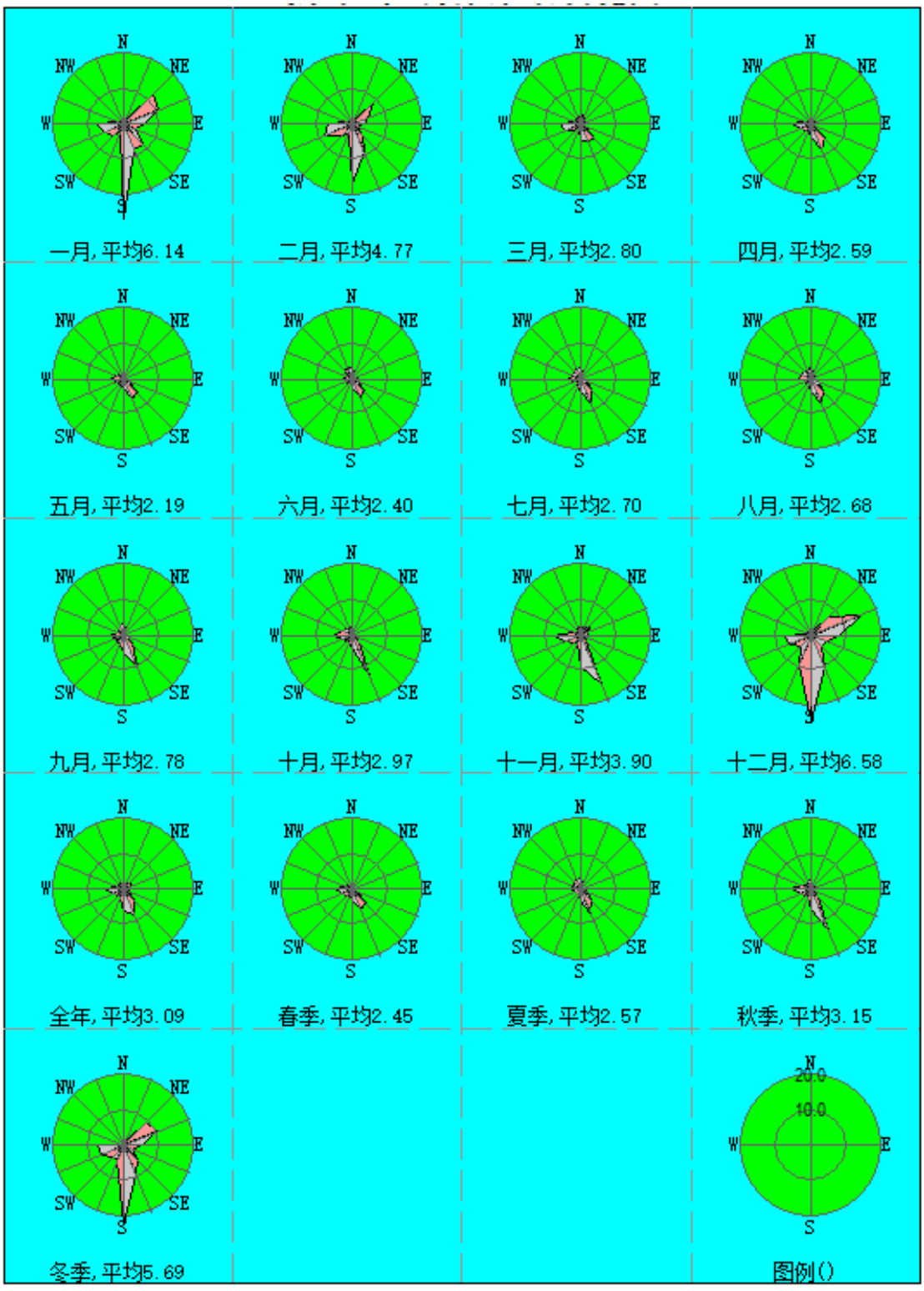


图 5.2-6　　克拉玛依 2020 年污染系数玫瑰图

5.2.2.2 无组织排放烃类大气影响估算

（1）污染源参数

运营期本工程产生的无组织大气污染物主要为油气开采和集油外输过程中的烃类无组织挥发。

运营期本工程产生的烃类无组织排放参数见表 5.2-7。

表 5.2-7　　单井井场面源参数表

污染源名称	海拔高度（m）	矩形面源		年排放小时数（h）	污染物排放速率（kg/h）NMHC
		长度（m）	宽度（m）		
井场（以 MaHW2083、MaHW2086 为例）	509	30	60	7920	0.014

（2）预测结果

根据大气估算结果选取无组织最大废气污染源（MaHW2083、MaHW2086 井场）进行分析见表 5.2-8。

表 5.2-8　　无组织排放最大废气估算模式预测污染物扩散结果

序号	MaHW2083、MaHW2086 井场 NMHC		
	离源距离（m）	落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）
1	10	15.1930	0.76
2	25	18.6700	0.93
3	**32**	**19.7750**	**0.99**
4	50	17.5310	0.88
5	75	17.0860	0.85
6	100	15.9990	0.80
7	125	14.7440	0.74
8	150	13.4790	0.67
9	175	12.3240	0.62
10	200	11.4410	0.57
11	225	10.8580	0.54
12	250	10.3090	0.52
13	275	9.7919	0.49
14	300	9.3130	0.47
15	400	7.7117	0.39
16	500	6.5695	0.33
17	600	5.6894	0.28
18	700	5.0132	0.25
19	800	4.4605	0.22
20	900	4.0235	0.20
21	1000	3.7133	0.19
22	1025	3.6498	0.18
23	1050	3.5881	0.18
P_{max}（%）	0.99		
D_{max}（m）	32		

由表 5.2-8 可知，无组织最大废气污染源 MaHW2083、MaHW2086 井场排放的非甲烷总烃最大落地浓度 19.7750μg/m^3，占标率 0.99%，最大落地浓度点位下

风向 32m，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m^3 的标准要求。

5.2.2.3 大气污染物核算

本工程部署 23 口井，运行期大气污染物排放量见表 5.2-9。

表 5.2-9　　本工程大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量（t/a）
				标准名称	浓度限值（mg/m^3）	
无有组织排放						
1	井场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020））	井场外 4.0mg/m^3	1.265

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-10。

表 5.2-10　　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 （SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3） 其他污染物（非甲烷总烃）		包括二次 $PM_{2.5}$ □ 不含二次 $PM_{2.5}$ ☑	
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	本项目正常排源 ☑ 本项目非正常排放□ 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□

<table>
<tr><td rowspan="10">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD □</td><td>ADMS □</td><td>AUSTAL2000 □</td><td>EDMS/AEDT □</td><td>CALPUFF □</td><td>网格模型 □</td><td>其他 □</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="3">边长≥50km □</td><td colspan="3">边长 5~50km □</td><td>边长=5km □</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">预测因子
（/）</td><td colspan="3">包括二次 $PM_{2.5}$ □
不包括二次 $PM_{2.5}$ □</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="5">C 本项目最大占标率≤100% □</td><td colspan="3">C 本项目最大占标率＞100% □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="4">C 本项目最大占标率≤10% □</td><td colspan="3">C 本项目最大标率＞10% □</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="4">C 本项目最大占标率≤30% □</td><td colspan="3">C 本项目最大标率＞30% □</td></tr>
<tr><td>非正常排放 1h 浓度贡献值</td><td colspan="3">非正常持续时长（1）h □</td><td colspan="3">C 非正常占标率≤100% □</td><td>C 非正常占标率＞100% □</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="4">C 叠加达标 □</td><td colspan="4">C 叠加不达标 □</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="4">k≤-20% □</td><td colspan="4">k＞-20% □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>污染源监测</td><td colspan="3">监测因子：（非甲烷总烃）</td><td colspan="3">有组织废气监测 □
无组织废气监测 ☑</td><td>无监测 □</td></tr>
<tr><td>环境质量监测</td><td colspan="3">监测因子：（/）</td><td colspan="3">监测点位数（/个）</td><td>无监测 ☑</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价结论</td><td>环境影响</td><td colspan="8">可以接受 ☑ 不可以接受 □</td></tr>
<tr><td>大气环境防护距离</td><td colspan="8">距（ ）场界最远（ ）m</td></tr>
<tr><td>污染源年排放量</td><td colspan="2">SO2：（/）t/a</td><td colspan="2">NOx：（/）t/a</td><td colspan="3">颗粒物：（/）t/a</td><td>VOCs：（1.265）t/a</td></tr>
<tr><td colspan="10">注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项</td></tr>
</table>

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

5.3.1.1 钻井过程声环境影响分析

（1）噪声源分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、泥浆泵等发出的噪声，声压级一般在75~105dB（A）。

（2）敏感点分析

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

（3）声环境影响分析

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

5.3.1.2 地面工程施工声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。表 5.3-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.3-1　　施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
柴油发电机	100	88	82	76	70	68	62	56	50	48

通过类比分析可知，本工程在钻井、运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。工程区 2km 内无居民，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

本工程运营期噪声源主要为井场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，因井下作业为阶段性作业，故本次噪声预测仅考虑井场机泵噪声。

5.3.2.2 运营期井场噪声环境影响预测

单井机泵噪声源强在 70～85dB（A）之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，其运行噪声不高于 70dB（A）。工程建成后不同距离噪声预测值见表 5.3-2。

表 5.3-2　　各种施工机械在不同距离的噪声预测值　　单位：dB（A）

距离（m）	运行噪声	5	10	30	60	80	100
井场机泵	70	56.0	50.2	42.1	38.9	38.2	37.8

井口装置噪声源强较低，影响范围有限。由预测结果可知，本工程单井井场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.3.2.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于油井多分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.3 退役期声环境影响分析

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

5.3.4 声环境影响评价小结

本工程钻井工程在建设施工过程中噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声。地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响，施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

5.4 水环境影响分析

本工程与艾里克湖东侧最近距离约 5.5km，与玛纳斯湖西侧最近距离 4.5km。本工程采出水集输后依托百口泉注输联合站含油污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。

井区不与艾里克湖和玛纳斯湖发生水力联系，不会影响湖水水质的变化。正常情况下不会对地表水产生不利影响，发生油水窜层、管线和储罐泄漏等事故时，立即采取相应的应急措施并启动突发环境风险应急预案，杜绝污水进入湖泊的途径，在采取相应的应急措施的前提下，对水环境的影响较小。

因此本报告重点分析工程对地下水的影响。

5.4.1 施工期地下水环境影响分析

钻井废水进入泥浆不落地系统处理后，循环利用不外排。

钻井工程不设生活营地，依托玛 2 转油站生活基地收集，生活污水用防渗污水收集池收集后，拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处置。

施工期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，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。

因此施工期对地下水环境影响较小。

5.4.2 运营期地下水环境影响分析

5.4.2.1 井区地下水文地质概况

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。水文地质图见图 5.4-1。

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 303～439m^3/d，矿化度 1.87～5.08g/L，水化学类型主要为 Cl•SO_4-Na 型水和 Cl-Na 型水。第四系厚度为 20～65m 不等，包气带岩性以石英长石为主偶见砾石，粒径约为 2～5cm，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。

根据资料，玛湖周围潜水水位埋深在 0.69～9.70m 之间，其中距离玛湖边界 3km 范围以外的潜水水位埋深 1.1m 以下。地下水由西北向东南方向玛纳斯湖流动，流速为 7～10m/d，平均按 8.5m/d 计。

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 65～218m 之间，单井涌水量一般为 302～439m^3/d，矿化度 3～6g，为半咸水，水化学类型主要为 Cl•SO4-Na 型水。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 87～130m，含水层厚度分别为 241m～299m。

白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水由西北向东南方向的玛纳斯湖流动，地下水流速为 0.29m/d（平均），地下水流速缓慢。

5.4.2.2 地下水补给

根据《新疆准噶尔盆地油田区地下水及其利用》资料，本规划所在区域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。

图 5.4-1　　工程区水文地质图

5.4.2.2 正常状况下地下水环境影响分析

本工程运营期水环境污染源主要包括采出水、井下作业废水和生活污水。

本工程井下作业废水和采出水送至百口泉注输联合站污水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。采出水和井下作业废水处理达标后回注层位为开采油层，采出净化水回注层位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地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。

本工程运营期工作人员生活污水依托玛 2 转油站集中收集后由吸污车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

本工程运营期废水可得到妥善处置，不会对区域地下水环境产生不利影响。

5.4.2.4 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、集输管线的采出液和井下作业废水的泄露，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；油水窜层、井喷、集输管道采出液的泄露。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。采出水的跑、冒、滴、漏和落地油、套管内上返的采出水等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。采油过程中一但出现套外返水事故，采出水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

（1）油水窜层对地下水的污染影响

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

钻井完井后油气窜层污染（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。

根据区域水文地质条件，本工程潜水位埋藏深度约小于 10m，钻孔揭露的含水层厚度约 10～30m。地下水矿化度为 3～10g/L 不等，地下水类型多为 HCO_3•SO_4-Na 型。油藏埋深 3500m 左右，在开采层和取水层之间分隔较远，区域上比较稳定，为相对隔水层。根据井身结构，本工程水平井均采用三开井身结构。在钻井过程中采用双极固井，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离潜水层和承压水层与开采层的交换，有效保护地下水层。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待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：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

（2）井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失 外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷在污染最大范围在半径 200m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环

境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

（3）泄漏事故对地下水的污染影响

集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

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

a、地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。本工程输油管线一旦发生泄漏，建设单位及当地环境保护部门会组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质。将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入地下水，其历时时间与包气带的厚度成正比，与土壤的渗透系数成反比，即：t=h/k。

式中：t－污染物渗透穿过包气带的时间（d）；

h－包气带厚度（m）；

k－垂直渗透系数（m/d）。

由区域地质资料可知，该区域内包气带土壤厚度大于 10m；土壤垂向饱和平均渗透系数为 0.40-0.99m/d，则由此推算当事故发生，评价区域内污染物达到饱水状态后渗透至潜水含水层的时间大于 25d。

b、集输管道采出液的泄漏对地下水的影响分析

当污染物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，污染物可到达地下水潜水含水层大于 25d。如果考虑以上作用，污染物穿过包气带到达地下水所需时间会更长一些。

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。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的最大浓度按 10mg/L 计，并成为污染地下水的源强浓度。

根据相关研究资料，本次采用解析法，按照一级衰减动力学方程分析石油中有机污染物的衰减规律。

$$e_i=C_0\ e^{-kt}$$

$$t^{1/2}=0.693/k$$

式中：e_i——预测浓度（被降解后的浓度），按 0.3mg/L 计（该值取自《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)）；

C_0——污染源强（mg/l），按 10mg/L 计；

k——有机物的降解速率常数（/d），根据相关研究，按 0.015 计；

t——降解发生的时间（d）；

$t_{1/2}$——有机物的半衰期（d）；

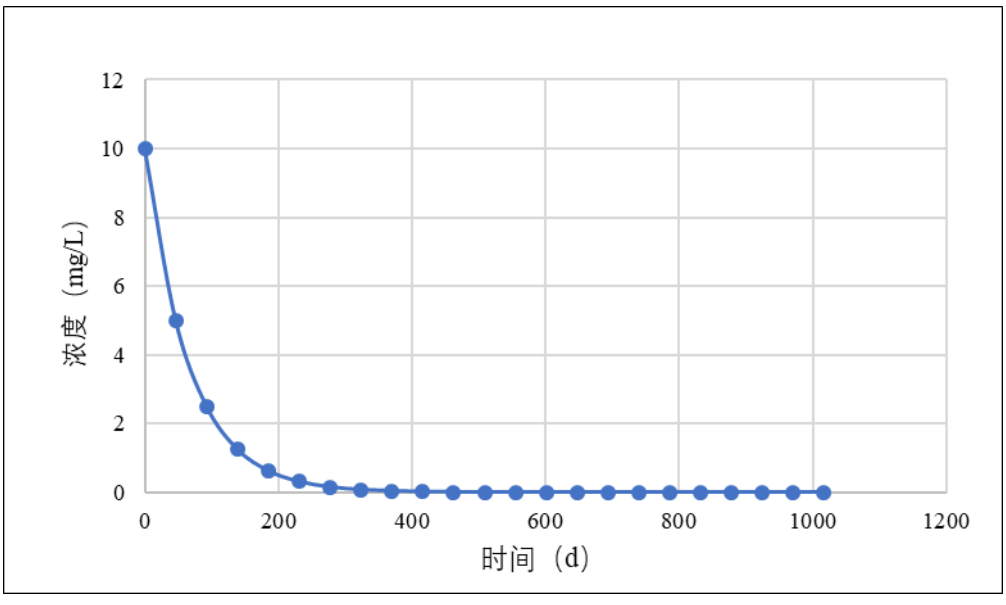


图 5.4-2　有机污染物的一级衰减曲线

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为 50d 左右，经过 231 天的自然降解，污染物浓度才可达到地下水中石油类浓度的标准值 0.3mg/L。故输油

管道必须采取必要的防渗和防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。工程区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.3 小结

本工程钻井期钻井废水进入泥浆不落地系统处理后，循环利用不外排。管道试压废水经沉淀后用于降尘，不会对当地水环境产生大的不利影响。

运营期的采出水和井下作业废水依托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指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后，回注油层。

工作人员生活污水依托玛 2 转油站集中收集后由吸污车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。因工程区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本工程在开发期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物、施工废弃土石方。

本工程钻井过程中均采用水基非磺化泥浆，共产生钻井泥浆 12788m^3，钻井采用泥浆不落地工艺，泥浆循环利用，泥浆循环利用率为 95%，完井后剩余泥浆

产生量为 639.4m³；由泥浆专业服务公司回收；共产生岩屑约 11730m^3，经不落地系统处理后暂存于岩屑储存罐，经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）指标限值，作为建筑材料综合利用。

施工过程中产生的废焊渣、废防腐材料、废管道、废混凝土、废水泥块，产生量较少，统一收集，先回收利用，不能回收利用的拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为 28.175t，依托玛 2 转油站的生活基地收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。

本工程施工期间后可能产生少量原油，根据中国石油新疆油田分公司开发公司的环境保护管理制度规定，落地油要求 100%回收，并且采取了严格的防控措施，所以一般不会产生落地油。

产生的废机油为 11.5t，集中收集后暂存于密封铁桶内，交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司转运、处置。沾油废物为 1.15t，集中收集后交由具有相关资质单位处置。

本工程共开挖土方 6.8823 万 m^3，回填土方 6.8823 万 m^3，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 油泥(砂)

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属于危险废物 HW08 071-001-08。油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 年）中 07 石油和天然气开采业行业系数手册（续 35），非稠油采出液处理产生的油泥砂产污系数为 90.76t/万吨原油，本工程以原油 20.35×10^{4}t/a 计算，油泥（砂）最大产生量为 1847t/a。本工程产生的油泥（砂）委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司转运、处置。

5.5.2.2 落地原油

落地原油主要产生于油井采油（气）树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。根据中国石油新疆油田分公司开发公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至百口泉注输联合站卸油

罐，进入百口泉注输联合站原油处理系统进行处理。

5.5.2.4 废洗井液

本工程 23 口采油井产生废洗井液产生量约为 290.835t/a，属于一般工业固体废物，废洗井液集中收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站的污水系统处理。

5.5.2.5 清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建集输管线共计 23.89km，每次废渣量约 0.0275t（27.47kg）。清管废渣中含有少量管道中的油，属于危险废物（HW08）（071-001-08），交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司转运处置。

5.5.3 小结

本次油田建设在施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑和建筑垃圾。本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）后综合利用。施工过程中产生的废焊渣、废防腐材料、废管道、废混凝土、废水泥块，产生量较少，统一收集，先回收利用，不能回收利用的拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。施工人员的生活垃圾依托玛 2 转油站的生活基地收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。本工程施工期间后可能产生少量原油，根据中国石油新疆油田分公司开发公司的环境保护管理制度规定，落地油要求 100%回收。产生的废机油为 11.5t，集中收集后暂存于密封铁桶内，交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司转运、处置。钻井过程中会产生沾油废物（机油桶、含油抹布、劳保用品，废防渗膜），废弃含油抹布、劳保用品属于危险废物 HW49 其他废物（900-041-49），机油桶和废防渗膜属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（900-249-08），分类收集后，集中收集后暂存于密封铁桶内，交由相应资质单位转运、处置。

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

本工程运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油、废洗井液、清管

废渣。油泥（砂）、清管废渣属于危险废物（HW08），委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司转运、处置。落地原油、废洗井液集中收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站处理。

本工程对建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

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

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

（2）水土流失影响分析

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

永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

（3）钻井作业对土壤环境的影响

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

①井作业对土壤环境的影响

本工程新钻 23 口井，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

②固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，泥浆不落地系统配套 3 座 50m^3 岩屑储存罐，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）后综合利用。

（4）管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

本工程在建设运行过程中可能造成土壤污染，按照《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》(HJ964-2018)的相关要求，本工程土壤环境影响属于污染影响型，土壤环境影响评价工作等级判定为二级，本次采用导则附录 E 推荐的类比分析法并结合定性分析法进行土壤环境影响预测。根据建设项目自身性质及

其对土壤环境影响的特点，对运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

运营期正常工况下，本工程采出水和井下作业废水均得到妥善处置；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.6.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

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

经查阅相关资料，目前工程区用地性质为未利用地，土壤类型为灰棕漠土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。运营期本工程土壤影响类型与途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1　　建设项目土壤环境影响类型与影响途经表

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出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

表 5.6-2　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子
井喷的落地油、井下作业废水、集输管线	/	垂直入渗	石油类

（1）溢油污染过程分析

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

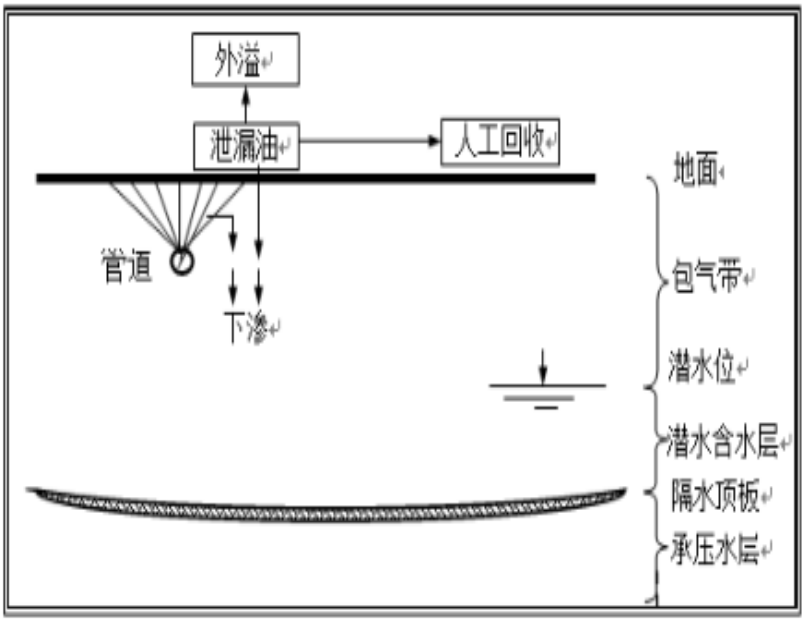


图 5.6-1　溢油污染过程示意图

——溢油在包气带中的污染过程分析

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

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

（2）垂直入渗途径

①工程区包气带岩性及厚度

工程区土壤类型为灰棕漠土，工程区浅部地层主要由第四纪全新统(Q)冲、洪积细颗粒沉积物组成，包气带主要以细砂、粉砂和粉细砂为主，根据工程区的地下水调查资料，工程区的潜水埋深小于 10m，即包气带厚度小于 10m。

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

类比数据来自同类型集输管道在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、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。

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

⑤预测结果

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

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

5.6.3 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-3。

表 5.6-3　　土壤环境影响评价自查表

工作内容		玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程	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√	土地利用类型图
	占地规模	（23.64）hm^2	
	敏感目标信息	敏感目标（无）、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	采出液、井下作业废水	
	特征因子	石油烃	
	所属土壤环境影响评价项目类别	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□	

<table>
<tr><td rowspan="6">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="5">a）√；b）√；c）√；d）√；</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="5">/</td><td>同附录 C</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td>层位</td><td colspan="2">占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td colspan="2">1</td><td>2</td><td>0-0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td colspan="2">3</td><td>-</td><td>0-3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="5" rowspan="2">《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（Gb36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子、石油烃及及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)相关标准要求</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td>现状评价</td><td>评价因子</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价标准</td><td colspan="5">GB15618□；GB36600√；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">现状评价结论</td><td colspan="5">土壤环境质量较好</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="5">-</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">附录 E√；附录 F□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="5">影响范围（事故状态下，井场、站场产生的采出液、井下作业废水进入土壤的 0-3m 土层）影响程度（较小）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="5">达标结论：a）√；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="6">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="5">土壤环境质量现状保障√；源头控制√；过程防控√；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">跟踪监测</td><td rowspan="2">层位</td><td colspan="2">MaHW2075</td><td rowspan="2">深度</td><td rowspan="2">监测指标</td><td rowspan="2">监测频次</td><td rowspan="5"></td></tr>
<tr><td>厂界内</td><td>厂界外 200m</td></tr>
<tr><td>表层</td><td>1</td><td>1</td><td>0-0.2m</td><td rowspan="2">石油烃</td><td rowspan="2">每 5 年 1 次</td></tr>
<tr><td>柱状</td><td>1</td><td>-</td><td>0-3m</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="5">-</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">在工程做好定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="8">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价等级工作的，分别填写自查表。</td></tr>
</table>

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

根据 2.5.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果，本工程 Q=0.841，Q＜1，判断项目风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

5.7.2 环境敏感目标概况

现场踏勘结果表明，本工程不占用自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。区域主要风险保护目标为工程区周边土壤、地下水、自然植被等。

5.7.3 环境风险识别

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》（HJ/T169－2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）、《职业性接触毒物危害程度分级》（GB50844-85）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、天然气。

（1）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-1。

表 5.7-1　　天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气
	化学品英文名称	Natural gas dehydration
成分/组	主要有害成分	甲烷

<table>
<tr><td>成信息</td><td>分子式</td><td>CH_4</td><td>分子量</td><td>16.05</td></tr>
<tr><td>危险特性</td><td colspan="4">危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。
侵入途径：吸入。
健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。
环境危害：对环境有害。
燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</td></tr>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="4">皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。
吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</td></tr>
<tr><td>消防措施</td><td colspan="4">危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。
有害燃烧产物：一氧化碳。
灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。
储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：生产过程密闭，全面通风。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。
眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无味气体</td><td>饱和蒸气压</td><td>53.32kPa/-168.8℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>-161.4℃</td><td>闪点</td><td>-218℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-182.6℃</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
</table>

		相对蒸汽密度（空气=1）：0.6		
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC_{50}：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

（2）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-2。

表 5.7-2　　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 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

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

5.7.3.3 输油管道危险性识别

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原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造

成污染。

5.7.3.4 风险类型识别

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

运营期管线发生破损及试采点原油储罐造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏柴油或者原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于工程区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对工程区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

5.7.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本工程采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，释放出 NMHC 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。由于工程区地域空旷，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。

5.7.4.4 对地下水的环境影响分析

输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。输油管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：本工程土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm～10cm 或 0cm～20cm 表层土壤中，其中表层 0cm～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.7.4.5 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，应将能回收的原油以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

5.7.4.6 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

5.7.5 环境风险防范措施及应急预案

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。中国石油新疆油田分公司编制有《百口泉采油厂突发事件专项应急预案》，定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入百口泉采油厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.7.5.1 井下作业事故风险预防措施

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

（2）井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（3）井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

（4）在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

（5）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、

井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

（6）每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.7.5.2 集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查．严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

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

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（10）建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.7.5.3 窜层污染事故的防范措施

（1）采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，

这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.7.5.4 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

（3）为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

（4）机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

（5）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.5 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。

③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

④转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。

⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；

⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。

⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

⑨运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

5.7.5.6 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强各级干部、职工风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避

免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

5.7.5.7 环境风险应急预案

中国石油新疆油田分公司编制有《百口泉采油厂突发事件专项应急预案》，定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入百口泉采油厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

本工程生产过程中存在的事故类型主要为：油气管道泄漏、火灾爆炸、井喷。百口泉采油厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本工程应急预案应急处置措施如下：

（1）井场泄漏处置

1）伴有甲烷、二氧化氮等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）站场泄漏处置

1）站场设备泄漏

①若站场设备出现泄漏，确定泄漏源的位置；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑤如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入

雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑥确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑦事件发生后，应急监测小组对厂区、周围敏感目标大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

2）伴有甲烷、二氧化氮等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员。

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

3）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）管道泄漏处置

1）输油管道破裂泄漏时

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

2）输气管道破裂泄漏时

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

3）油气管道泄漏引发火灾、爆炸时

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

（4）井喷失控

1）伴有甲烷、二氧化氮等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

2）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

3）遇险人员应急撤离条件

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度 25%～30%、3%以上，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

5.7.5.8 现有环境风险防范措施的有效性分析

百口泉采油厂目前采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

5.7.6 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

本工程环境风险简单分析内容表见表 5.7-4。

表 5.7-4　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区塔城地区，南距和布克赛尔县城约 95km。			
地理坐标	经度	85°56′0.73"E	纬度	45°56′8.42"N

主要危险物质及分布	主要危险物质：天然气、原油；分布：井场、计量站、集输管线
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期管线发生破损造成原油泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。⑤施工期柴油储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐。

6.环境保护措施及可行性论证

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

6.1 设计期环境保护措施

6.1.1 井场选址

结合本工程站场经地区的地形地貌、交通、人文、社会经济状况及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。井场选址主要依据以下原则：

（1）井场设计严格遵守国家或行业标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004、《建筑设计防火规范》（2018 版）GB 50016-2014、《油田油气集输设计规范》GB 50350-2015）、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）。

（2）尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

（3）站场在无人区穿越，不涉及拆迁。

（4）站场应尽量避开不良工程地质区，保证运行安全可靠。

6.1.2 管道路由选择

结合本工程管道所经地区的地形地貌、交通及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。线路走向的选择中主要依据以下原则：

（1）线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）、《油气输送管道跨越工程设计规范》（GB50459-2009）。

（2）线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场和站场的位置作相应调整。

（3）尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

（4）线路在无人区穿越，不涉及拆迁。

（5）线路应尽量避开不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

6.2 施工期环境保护措施

本工程开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

6.2.1 生态保护措施

6.2.1.1 井场、道路、管线工程生态保护措施

（1）对油田区域内的永久性占地（井场、道路）和临时性占地（井场、集输管线）合理规划，严格控制临时占地面积，对井场永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

——单井井场永久性占地 30m×40m；两井丛式井 30×60m；

——井场施工临时性占地 60m×60m；

——管线施工临时占地作业度宽度不得超过 8m；

——道路施工占地作业度宽度不得超过 4.5m。

（2）在植被茂密的区域施工时，可采取人工开挖管沟，尽量减少对周围植被的破坏。

（3）本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

（4）严禁任何施工活动进入准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区内。

（5）管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

（6）施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地

表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

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

（8）加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

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

6.2.1.2 对野生动植物的生态保护措施

（1）合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

（2）管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

（3）管线施工范围应严格限制在 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

（4）在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

（5）注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

（6）站场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

6.2.1.3 水土流失防治措施

（1）严格控制油田内各单井的地面作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立井场，严禁车辆离路行驶。新建的 23 口油井，每口井场范围不得超过 60×60m^2。井场道路用砾石铺垫，减少扬尘。

（2）站场高度应高出洪水位 0.5m 以上，场站四周设置现浇混凝土护坡。

（3）管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土。对于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理综合利用。

（4）管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

（5）管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

（6）有行洪要求的管线处预留防洪通道，并在通道两边做防护。

（7）站场工程区场地平整，针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

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

6.2.1.4 其他生态保护措施要求

（1）在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

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

（3）加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地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。

6.2.2 大气污染防治措施

6.2.2.1 钻井过程大气污染防治措施

（1）钻井期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，

减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

（2）钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

（3）井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

（4）井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

（5）钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故。

6.2.2.2 地面施工大气污染防治措施

（1）运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度小于 40km/h）。

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

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

采取的大气污染防治措施可行。

6.2.3 废水污染防治措施

（1）施工期加强对钻井泥浆的回收处理工作，消除对地下水的污染隐患；

（2）将使用双层套管技术纳入清洁生产，使表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；

（3）定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；

（4）油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。

（5）本工程钻井废水进入泥浆不落地系统处理后，循环利用不外排，对水环境的影响很小。

（6）管道试压废水中主要污染物为 SS，用作场地降尘用水。

（7）钻井工程不设生活营地，依托玛 2 转油站生活基地收集，生活污水用防渗污水收集池收集后，拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处置。

6.2.4 固体废物污染防治措施

本工程施工期固体废物主要是钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物。

（1）钻井泥浆、岩屑

钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）后综合利用。

（2）建筑垃圾

施工过程中产生的废焊渣、废防腐材料、废管道、废混凝土、废水泥块，产生量较少，统一收集，先回收利用，不能回收利用的拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

（3）生活垃圾

施工人员生活垃圾依托玛 2 转油站的生活基地收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。

（4）落地油、废机油和沾油废物

本工程施工期间后可能产生少量原油，根据中国石油新疆油田分公司开发公司的环境保护管理制度规定，落地油要求 100%回收。废机油集中收集后暂存于密封铁桶内，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司转运、处置。

钻井过程中会产生沾油废物分类收集后，集中收集后暂存于密封铁桶内，交由相应资质单位转运、处置。

（5）优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

（6）加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量。

6.2.5 噪声防治措施

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下

要求和建议：

（1）建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

（2）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低；

（3）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.2.6 土壤污染防治措施

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

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

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

（4）工程区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

6.3 运营期环境保护措施

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。

6.3.1 生态环境保护措施

6.3.1.1 监督和管理措施

（1）针对本工程的建设，新疆油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

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

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

6.3.1.2 运营期生态保护措施

（1）加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

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

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

（4）在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

（5）本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

（6）定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

6.3.2 废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为井场非甲烷总烃无组织排放。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

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

（2）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

（4）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）规定：重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比≥10%的天然气的设备与管线组件的密封点≥2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。应对泵、压缩机、搅拌器（机)、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次。通过调查，百口泉采油厂已开展 VOCs 泄漏检测与修复工作。

（5）本工程新增加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.3.3 废水污染防治措施

6.3.3.1 采出水和井下作业废水

本工程运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

采出水依托百口泉注输联合站含油污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。

井下废水集中收集进入百口泉注输联合站处理达到《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。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

6.3.3.2 井场、站场防渗措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）的相关规定，本工程拟对厂区进行分区地下水污染防治，分为一般防渗区和简单防渗区。将井口装置区、阀组站、试

采点储罐区划分为一般防渗区，一般防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚、渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。

6.3.3.3 管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

（4）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

6.3.4 噪声污染防治措施

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

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

6.3.5 固体废物污染防治措施

本工程运营期产生的含油污泥、清管废渣等危废委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处理。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。危废废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

具体管理要求如下：

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到 100%。

（2）危险废物的管理主要要求如下：

①含油污泥等危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方环保部门的环保规定。

②主要管理职责

——含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常管理工作；

——含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点，负责与含油污泥处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③监督管理

——危险废物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。

——含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017），明确泥土去向，满足生态环境主管部门要求，不准随意抛弃、堆放。

——含油污泥产生和处置单位制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案。

——含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位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。

——公司安全环保处会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

——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处理和管理。

④贮存、运输、处置主要管理规定

——危险废物贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，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。

——固体废物（危险废物）贮存场所必须按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的相关要求进行分区和防渗。

——危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

（3）废洗井液集中收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站的污水系统处理。

（4）工作人员的生活垃圾依托玛 2 转油站的生活基地收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。

6.3.6 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.3.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使工程区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期派人检查井口区、阀组站，是否有采出液泄露的现象发生。

（2）本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

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

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

（5）如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清

除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1）按顺序停泵或关井

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

2）回收泄漏原油

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

3）挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

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

6.3.6.2 过程控制措施

根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.3.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井场、计量阀组站可能影响区域跟踪监测，在占地范围内和占地范围外分别设 1 个表层样，在占地范围内设 1 个柱状样，每 5 年监测 1 次。

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

6.4 服役期满后环境保护措施

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。

6.4.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

6.4.2 退役期水环境保护措施

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

6.4.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

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

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.4.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，

原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

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

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

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

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

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

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

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

6.4.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）中生态恢复要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本工程新建采油井场 23 座，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

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

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本工程新建各类集输管线 23.89km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，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。

7.环境影响经济损益分析

7.1 社会效益和经济效益

7.1.1 社会效益

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

（1）大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源准噶尔盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

（2）为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

7.1.2 经济效益

工程总投资 18883.91 万元（钻井工程 9936 万元、地面工程 8947.91 万元），经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本工程永久占地主要为井场、计量站建设和道路占地。项目永久占地的损失

量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

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

本工程建设期短，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，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2.2 项目环保投资估算

在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 1381 万元，环境保护投资占总投资的 7.31%。具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1　　环保投资估算

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资（万元）
施工期	生态环境	项目占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	28.692hm^2	58
	废气	场站和管线施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	/	20
	固废	钻井岩屑	泥浆不落地系统	34 座	690
		建筑垃圾	送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理	/	2
		废机油和沾油废物	交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司和具有相关资质的单位处置	12.65	13
	风险防控	井控装置	井口防喷器	34 口	365
小计					1148
运营期	废水	井下作业废水、含油废水	由罐车送至百口泉注输联合处理站采出水处理系统处理	合计 24.86 万 m^3	100
	固废	油泥砂、清管	交克拉玛依博达生态环保科技有限责	0.1847 万 t	68

		废渣	任公司处置		
		生活垃圾	送至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。	2.37t	1
		废洗井液	由罐车送至百口泉注输联合处理站采出水处理系统处理	290.835	1
退役期	固体废物	23 座井场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场	项目各井场及相关地面设施	23
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	20
环境监理		监督环保措施执行		/	20
小计					233
总计					1381

7.2.3 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水通过百口泉注输联合站的污水处理系统处理，处理达标后回注油层，节约了使用新鲜水的资金。

（1）废气

本工程部署采油井 23 口井，采用密闭集输工艺，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。采出液通过新建管线输至百口泉注输联合站处理。

（2）废水

井下作业废水集中收集进入百口泉注输联合站处理达到《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；采出废水依托百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后回注，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）等危废委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置，减少了对环境的影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。管线采用草方格防护，防止土壤沙化。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.3 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中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 1381 万元，环境保护投资占总投资的 7.31%。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、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，工程的环保管理机构百口泉采油厂设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.2 实施与管理机构

中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司安全环保质量部负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石油集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，新疆油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保质量部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由百口泉采油厂负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保质量部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由百口泉采油厂负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

新疆油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各二级单位产生的

生产废水、生活污水均由二级单位自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位处理处置，自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，二级单位负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各采油厂为新疆油田分公司下属二级单位，均设 QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本工程建成运营后由新疆油田分公司百口泉采油厂负责生产运行管理。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，指导塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 开发期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本工程开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

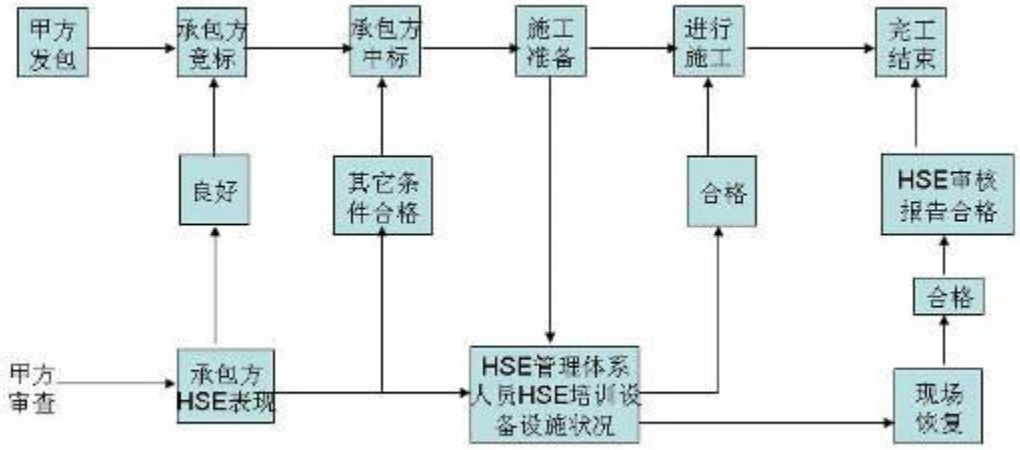


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可以开工。

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、阀组站、管道、道路沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护工程区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.2.3 施工期环境监理

为减轻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，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

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

（3）环境监理范围

①管道工程

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度 8m。

②道路工程

本工程不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围，即道路施工的作业带 2m 的范围内。

③井场、站场

井场、站场环境监理的范围即为工程扰动的范围：井场 70m×100m，计量站 60m×30m。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道、场站、道路等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 8.2-1。

表 8.2-1　　现场环境监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	井场、计量站	①井位布设是否满足环评要求； ②井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	

3	道路建设现场	①施工作业是否超越了限定范围; ②临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施; ③施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	各项环保措施落实到位
4	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施; ②施工季节是否合适; ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 8.3-1　　项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行; ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各废水排污口的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔县分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ②组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织噪声源、厂界环境噪声监测，防止扰民影响 ④组织危险废物监测	建设单位	塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔县分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔县分局

（1）日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

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

在生产过程中，采出水进入联合站污水处理系统，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）中的有关标准后回注油层。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

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

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

本工程运行期的 HSE 管理体系纳入百口泉采油厂 HSE 系统统一管理，应根据项目实施情况，及时完成应急预案的修编和排污许可的变更工作。

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

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

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

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

8.3.2 运营期环境监测计划

本工程运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.3-2。

表 8.3-2　　运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	井场、计量站无组织废气	非甲烷总烃	每年一次
2	噪声	井场、试采点厂界	厂界噪声监测	每年一次
3	地下水	区块内已建地下水监控井	石油类	每年 1 次
4	土壤	井场、试采点内、外土壤	石油烃	5 年 1 次
5	生态环境	工程区及管线周围	检查管道沿线生态恢	1 次/年

8.3.3“三同时”验收

（1）环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设

计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，新疆油田分公司应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。新疆油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

新疆油田分公司对项目进行自主验收，新疆油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，新疆油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，新疆油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 8.3-3。

表 8.3-3　　三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废气	非甲烷总烃	井场、计量站	本工程23口井中，采用密闭输送、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、定期的检查、检修		《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（4.0mg/m^3）
废水	采出水	井场	依托百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后回注油层		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
	井下作业废水	井场	集中收集进入百口泉注输联合站的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）中的有关标准后回注油层。		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）

噪声	井口装置、井下作业	井场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准
固废	油泥（砂）、清管废渣	井场、管线	委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求
土壤	采出水、井下作业废水、油泥砂	井场、管线	井场、站场内	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、站场、管线	临时占地植被恢复；管线施工作业带宽度8m，井场30m×60m，计量站50m×30m	《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）
环境管理	纳入百口泉采油厂现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程位于准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。西南距克拉玛依市 89km，北距和布克赛尔县 95km，东距玛纳斯湖约 4.5km，西距艾里克湖约 5.5km，区域构造上位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷西环带玛北斜坡带。属于百口泉采油厂管辖，有油田简易公路经过附近，地面交通较便利。

本工程新建水平井 23 口，新建产能 20.35×10^4t/a。新建 12 井式计量装置 2 座，单井计量装置 9 座，新建各类集输管线 23.89km，巡检道路 1.5km。配套建设供电、自控、通信等工程。

9.1.2 产业政策及规划符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中国家鼓励发展的产业，项目建设符合国家的相关政策，符合自治区主体功能区划、环境保护及污染防治政策。

9.1.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020 年逐月及全年塔城地区环境空气质量报告》中塔城区域环境空气中六项基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 监测结果，塔城地区 2020 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度分别为 3μg/m^3、10μg/m^3、37μg/m^3、12μg/m^3；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.1mg/m^3，O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 106μg/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，属于环境空气质量达标区。

特征因子补充监测结果表明，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值。

（2）水环境质量现状

地下水环境质量现状监测结果表明：玛水 12 井、玛水 13 井和玛水 15 井总硬度、氟化物和氯化物超标，玛水 17 井、玛水 41 井 pH 值和溶解性总固体超标，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准的要求。超标为原生地质因素所致，与区域水文地质条件有关，反应的是干旱区浅层地下水的共性，非人为污染，须经处理后方可作为生产生活用水。

（3）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值的相关标准。

（5）生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》，工程区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，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。整个项目区呈现戈壁荒漠景观单元，工程区内土壤类型主要为灰棕漠土。自然植被主要是梭梭荒漠，井区除了分布有矮小的梭梭柴群落外，群落内多出现一年生盐柴类物种。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以荒漠生态系统为主。项目所在区域属于新疆自治区级水土流失重点治理区 II2 天山北坡诸小河流域重点治理区，水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 86.48%；项目占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。

9.1.4 环境影响预测与分析

9.1.4.1 生态环境影响分析

玛 2 井区建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，总占地面积 28.692hm^2，其中永久性占地面积为 3.06hm^2，临时占地面积 25.632hm^2，占地均为戈壁，地表植被稀疏，项目地表植被植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有

大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。

根据新水水保[2019]4 号和《新疆维吾尔自治区 2020 年水土流失动态监测数据》（水利部水土保持监测中心、2021 年 4 月），项目所在区域属于新疆自治区级水土流失重点治理区 II2 天山北坡诸小河流域重点治理区。和布克赛尔县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 86.48%；中度侵蚀比例占 13.14%，主要侵蚀土地利用类型为戈壁。占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

9.1.4.2 大气环境影响分析

根据工程分析，本工程施工期废气主要包括井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期间本工程产生的大气污染物主要为油气集输过程中的烃类挥发。

本工程部署采油井 23 口，采用密闭集输工艺。井口采出液从井口管输至联合站处理，大气污染物产生量较少，且工程区大气扩散条件较好，不会使区域环境空气质量发生显著改变，类别同类项目，井场厂界非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）厂界无组织排放监控限值 4.0mg/m ^{3}的要求。

工程区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

9.1.4.3 声环境影响分析

本工程钻井工程在建设施工过程中噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声。地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响，施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状

较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

9.1.4.4 水环境影响分析

本工程钻井期钻井废水进入泥浆不落地系统处理后，循环利用不外排。管道试压废水经沉淀后用于降尘，不会对当地水环境产生大的不利影响。

运营期的采出水和井下作业废水依托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指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后，回注油层。

工作人员生活污水依托玛 2 转油站集中收集后由吸污车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。因工程区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

9.1.4.5 固体废物影响分析

本次油田建设在施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑和建筑垃圾。本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）后综合利用。施工过程中产生的废焊渣、废防腐材料、废管道、废混凝土、废水泥块，产生量较少，统一收集，先回收利用，不能回收利用的拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。施工人员的生活垃圾依托玛 2 转油站的生活基地收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。本工程施工期间后可能产生少量原油，根据中国石油新疆油田分公司开发公司的环境保护管理制度规定，落地油要求 100%回收。产生的废机油为 11.5t，集中收集后暂存于密封铁桶内，交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司转运、处置。钻井过程中会产生沾油废物为 1.15t，分类收集后，集中收集后暂存于密封铁桶内，交由相应资质单位转运、处

置。

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

本工程运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、清管废渣、落地原油、废洗井液。油泥（砂）、清管废渣委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司转运、处置。落地原油、废洗井液集中收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站处理。

9.1.4.6 环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.1.5 总量控制指标

故本工程投产后非甲烷总烃总量控制建议指标为 1.265t/a。

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

9.1.6 公众意见采纳情况

本工程公众参与由建设单位新疆油田分公司负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址为 http://www.xjhbcy.cn/blog/article/8410）公开，时间为 2021 年 11 月 19 日。

9.1.7 总结论

玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程属于国家产业政策鼓励类项目，

项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。

9.2 建议

（1）根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，项目正式投产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，工程正式投产或运营后，可纳入玛北油田玛 2 井区整体开展环境影响后评价工作；

（2）在计量站、集输管线阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。