

玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口
泉组油藏开发工程
环境影响报告书

(拟报批稿)

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：新疆泰施特环保科技有限公司

编制日期：二〇二二年四月

目 录

概述.....	1
一、建设项目特点.....	1
二、环境影响评价的工作过程.....	1
三、分析判定相关情况.....	2
四、关注的主要环境问题.....	3
五、评价主要结论.....	3
1 总则.....	5
1.1 评价目的和原则.....	5
1.2 编制依据.....	6
1.3 环境影响识别与评价因子筛选.....	9
1.4 环境影响评价等级的划分及评价范围的确定.....	11
1.5 环境功能区划.....	18
1.6 评价标准.....	18
1.7 评价重点.....	22
1.8 环境保护目标.....	23
2 建设项目工程分析.....	25
2.1 油田概况及开发现状.....	25
2.2 工程概况.....	34
2.3 开发方案.....	39
2.4 主体工程.....	40
2.5 辅助工程.....	52
2.6 公用工程.....	56
2.7 依托工程及依托可行性分析.....	58
2.8 工艺流程.....	65
2.9 污染源分析及核算.....	70
2.10 封井期环境影响分析.....	82
2.11 清洁生产分析.....	82
2.12 污染物总量控制.....	91
2.13 项目建设可行性分析.....	92
3 环境现状调查与评价.....	112
3.1 自然环境现状调查与评价.....	112
3.2 生态环境现状调查与评价.....	119
3.3 环境空气质量现状监测与评价.....	128
3.4 水环境现状调查与评价.....	130
3.5 声环境质量调查与评价.....	134
3.6 土壤环境现状调查与评价.....	137
4 环境影响预测与评价.....	144
4.1 生态环境影响评价.....	144
4.2 土壤环境影响.....	154

4.3 施工期环境影响评价.....	157
4.4 运营期环境影响评价.....	160
4.5 环境风险评价.....	189
5 环境保护措施及其可行性论证.....	196
5.1 施工期污染防治措施.....	196
5.2 运营期环境保护措施.....	207
6 环境影响经济损益分析.....	223
6.1 环保投资估算.....	223
6.2 社会效益和经济效益分析.....	224
6.3 环境经济损益分析.....	224
6.4 结论.....	226
7 环境管理与监测计划.....	227
7.1 环境管理制度.....	227
7.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立.....	228
7.3 环境管理计划.....	235
7.4 施工期环境监理制度.....	241
7.5 污染物排放清单.....	241
7.6 环境监测计划.....	242
7.7 环保设施竣工验收管理.....	243
8 结论及建议.....	246
8.1 评价结论.....	246
8.2 建议.....	250

概述

一、建设项目特点

玛北油田玛 131 井区西部区域行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，东部区域隶属于和布克赛尔蒙古自治县，距克拉玛依市乌尔禾区约 22km。区内已建玛 131 转油站 1 座，地面已建成原油集输、转输等地面系统设施，地面建设依托条件较好。

本项目位于玛北油田玛 131 井区东部区域的夏 72 井断块，行政隶属于和布克赛尔蒙古自治县，区域地表大部分为戈壁砾石，植被较少，地势较为平坦。本项目距离和布克赛尔蒙古自治县县城西南侧 78km，距离克拉玛依市乌尔禾区东侧约 20km，距离百口泉注输联合站（以下简称“百联站”）东北侧约 50km。

根据新疆维吾尔自治区生态环境厅要求对油田开发区域情况划分一张图，按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），老区块石油开采编制环境影响报告表，石油开采新区块开发编制环境影响报告书，本项目新建采油井 58 口，其中 26 口采油井超出玛北斜坡玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程（一张图）范围（见图 1），属于油田开采新区块开发，需要编制环境影响评价报告书，审批部门为新疆维吾尔自治区生态环境厅。本工程与玛北斜坡玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程老区块范围对比情况见图 1。

根据《玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口泉组油藏 2022 年地面实施方案》，本项目在玛 131 井区夏 72 井断块北部区域共部署采油井 58 口，新建产能 32.52×10^4 t，新建 5 座 14 井式计量站、单井出油管线 20.6km、集油支线 19.6km、油区巡井道路 11.5km。配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。油气集输采用三级布站工艺，即井口→计量站→百联站。

本工程属石油开采项目，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，具有明显的社会效益。

图1 本项目与玛北斜坡玛131井区百口泉组油藏开发建设工程（一张图）位置关系示意图

二、环境影响评价的工作过程

本项目为石油开采项目，根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》以及国务院令第 682 号《建设项目环境保护管理条例》、环境保护部第 5 号令《建设项目环境影响评价文件分级审批规定》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）等有关规定。中国石油新疆油田分公司开发公司于 2021 年 12 月 13 日委托我单位开展本工程的环境影响评价工作（附件 1）。我公司接受委托后，认真研究了本工程的有关资料，对工程现场进行了实地踏勘、调研，搜集区域地表水、地下水、环境空气、土壤监测数据，并对工程所在地大气特征污染物、地下水环境、声环境、土壤环境质量现状进行了监测。对建设项目进行了认真细致的工程分析，根据各环境要素的评价等级筛选及其相应评价等级要求，对各环境要素进行了环境影响预测和评价，提出了相应的环境保护措施并进行了技术经济论证，在此基础上，编制完成了《玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口泉组油藏开发工程环境影响报告书》，报告书报生态环境主管部门审批后，将作为该项目做好响应环保工作及主管部门进行环境保护管理依据。具体评价过程见图 2。

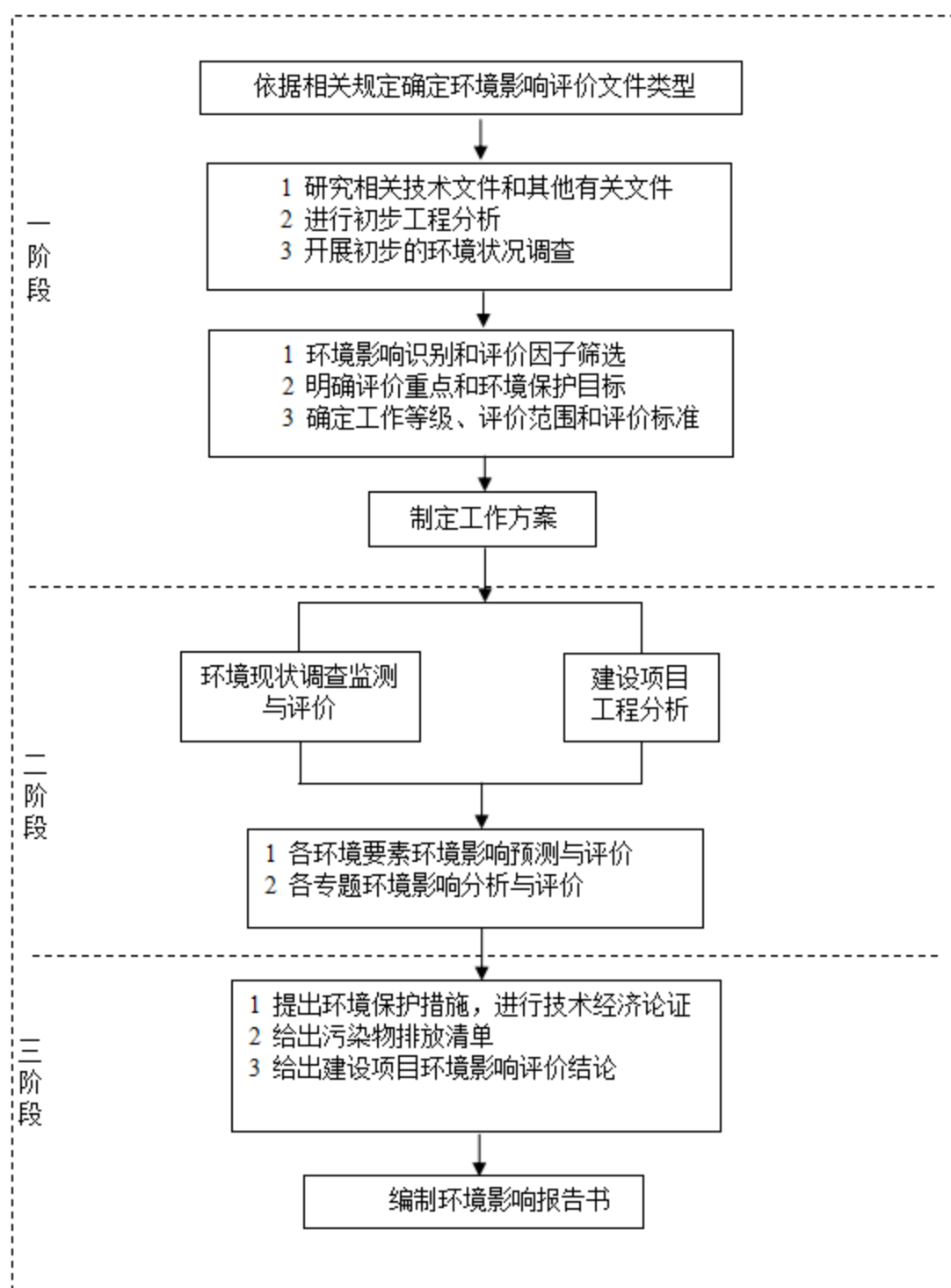


图 2 环境影响评价工作程序图

三、分析判定相关情况

本工程为石油开采项目，环境影响主要来源于钻井、采油、油气集输、处理等各工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响以及排放的污染物导致的环境污染并存。

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”

属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。

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

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区。本项目占地对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

本项目不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，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。

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

四、关注的主要环境问题

本工程为原油开采项目，环境影响因素主要来源于钻井、采油、集油等各工艺过程，影响因素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。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、噪声、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、废压裂返排液、含油污泥、废润滑油等危险废物、事故状态下产生的落地油对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

五、评价主要结论

根据现场调查和资料搜集，本工程新建井场、计量站及道路不占用农田，周围无居住区。项目所在区域为现有的油田开发区内，选址合理。

本工程建设符合国家产业政策，符合新疆油田分公司整体布局，虽然项目开发对当地环境将会产生一定影响，但对于大区域能源结构调整则具有明显的环境效益。建设单位各项管理制度和措施比较完备、有效，通过合理选择施工机械、合理设置施

工场地等措施对生态破坏、废水、废气、噪声、固体废物进行有效控制。对环境的影响预测分析表明：本工程建设对各环境要素有一定影响，在采取相应的环境保护措施后，可使本工程对环境造成的不利影响减缓到最低，使项目开发活动与环境保护协调发展。公众参与调查结果也表明，本工程的建设得到了当地政府和公众的支持。因此，从环境保护角度，项目建设可行。

1 总则

1.1 评价目的和原则

1.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测,了解项目区的自然环境、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、运行期和封井期主要污染源、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、运行期及封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、运行期和封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。

1.1.2 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,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。

1.2 编制依据

1.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 1.2-1。

表 1.2-1 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	中华人民共和国噪声污染防治法	主席令第一〇四号	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	12 届人大第 24 次会议	2020-04-29
7	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 年修订）	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
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	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-12
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 版）	部令第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	部令第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2021 版）	部令第 15 号	2021-01-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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	关于印发《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等七项危险废物环境管理指南的公告	公告 2021 年第 74 号	2021-12-27
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	关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保（2019）4 号	2019-01-21
6	新疆国家重点保护野生植物名录（2022）》	新林护字（2022）8 号	2022-03-08
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函（2002）194 号	2002-12
8	新疆生态功能区划	新政函（2005）96 号	2005-07-14
9	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
10	新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价公众参与管理规定（试行）	新环评价发（2013）488 号	2013-10-23
11	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
12	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
13	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
14	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通	新政发（2016）21 号	2016-01-29
15	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的	新政发（2017）25 号	2017-03-01
16	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
17	新疆维吾尔自治区环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
18	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
19	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
20	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
21	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发（2018）20 号	2018-12-20
22	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发（2018）66 号	2018-09-29
23	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发（2018）23 号	2018-09-04
24	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	2020-07-29
25	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发（2020）138 号	2020-09-07
26	新疆国家重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
27	关于加快推进天山北坡万亿方大气区油气勘探开发重点项目环境影响评价工作的通知	新环环评发（2021）275 号	2021-11-04
28	新疆环境保护规划（2018-2022 年）	/	2018-02-01
29	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》的通知	新环环评发（2021）162 号	2021-02-22
30	关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	新政发（2021）18 号	2021-02-21
31	关于印发《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	塔行发（2021）48 号	2021-06-26
32	《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》	/	2020-8
33	《关于重新提供沙区开发建设项目环境影响评价制度实施情况佐证材料的函》	/	2021-05-16

1.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 1.2-2。

表 1.2-2 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	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	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	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB65/T3999-2017	2017-05-30
18	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
19	挥发性有机物无组织排放控制标准	GB 37822-2019	2019-07-01
20	建设项目危险废物环境影响评价指南	/	2017-10-01
21	防沙治沙技术规范	GB/T21141-2007	2007-10-16

1.2.3 其它

(1) 委托书，中国石油新疆油田分公司开发公司，2021 年 12 月；

(2) 《玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口泉组油藏 2022 年实施方案》，新疆油田公司工程技术研究院，2021 年 9 月；

(3) 《玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口泉组油藏 2022 年地面实施方案》，新疆油田公司工程技术研究院，2021 年 11 月。

1.3 环境影响识别与评价因子筛选

1.3.1 环境影响因素识别

本工程主要建设内容包括新建采油井 58 口，新建计量站 5 座，新建产能 $32.52 \times 10^4 \text{t/a}$ 。油气均采用密闭集输方式，新建单井出油管线 20.6km、集油管线 19.6km、油区巡井道路 11.5km。配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。本工程不新建生活营地，施工人员临时生活营地依托玛 18 井区钻井集中公寓。运营期从百口泉采油厂现有工作人员中调配，不新增工作人员。

(1) 施工期

井场、计量站的建设，集输管线敷设，油区道路建设，这些过程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。施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工产生的固体废物等，也将对环境产生一定的影响。

(2) 运营期

运营期主要为集输过程无组织挥发性有机物、井下作业废水、采出水噪声、含油污泥、事故状态下产生的落地原油、废压裂返排液。此外，本工程开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油田开发工艺特征，对油田开发过程中的施工期、运营期和服务期满废弃阶段环境影响因子识别见下表。

表 1.3-1 环境影响因素识别一览表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、计量站	永久性占地、动植物影响	-
		管线和道路建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-
		施工废水	石油类，回用于施工过程	-
		管道试压废水	SS，用于施工降尘	-
		施工机械车辆尾气	NO ₂ 、SO ₂ 、CO 和烃类	-
		施工扬尘	TSP	-
		生活垃圾	集中收集后拉运至乌尔禾生活垃圾填埋场	-
		施工废料	施工废料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运	-
		钻井泥浆及岩屑	采用不落地系统处理泥浆及岩屑，废弃的钻井泥浆由钻井公司回收利用；废弃的钻井岩屑委托岩屑处置公司处理并综合利用	-
2	运营期 (正常工况)	施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
		井场集输无组织挥发	非甲烷总烃	-
		采出水	化学需氧量、氨氮、总氮、挥发酚、石油类	-
		井下作业废水	化学需氧量、石油类	-
		废压裂返排液	化学需氧量、石油类	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		含油污泥、废润滑油等危险废物	石油类等，交有资质单位处置（克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司）	-
		原油产生	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	++
3	运营期 (事故工况)	管线破损泄漏	产生落地原油、污染土壤、火灾爆炸危险	-
		井喷、井漏		-

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

1.3.2 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 1.3-2。

表 1.3-2 环境影响评价因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观	(1) 分析油田开发建设对土地利用结构的影响。 (2) 对油田建设可能造成植被破

		坏影响分析。 (3) 油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析。 (4) 油田开发建设对生态景观的影响。
土壤	pH、石油烃、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、聚乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、蒽、二苯并(a,h)蒽、茚并(1,2,3-cd)芘、萘	石油烃
地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、pH、溶解性总固体、挥发酚、氨氮、氰化物、氟化物、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氯化物、菌落总数、总大肠菌群、铬(六价)、汞、锰、铁、硒、砷、石油类	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO 和非甲烷总烃	非甲烷总烃
噪 声	L _{eq} (dB (A))	L _{eq} (dB)
固体废物	-	含油污泥、废润滑油
环境风险	-	输油管道泄漏、产生落地原油；火灾爆炸事故燃烧烟气进行影响预测分析。

1.4 环境影响评价等级的划分及评价范围的确定

1.4.1 环境空气评价等级确定

本工程废气排放源主要为油气集输过程烃类废气，排放污染物主要为非甲烷总烃(NMHC)。

依据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中 5.3 节工作等级的确定方法，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

(1) P_{max} 及 D_{10%} 的确定

依据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中最大地面浓度占标率的计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

(2) 评价工作级别划分的依据

本项目评价等级计算按正常工况下最不利情况考虑，评价等级划分依据见表 1.4-1。

表 1.4-1 评价工作等级划分一览表

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

本项目井场、计量站所在区域矩形面源的非甲烷总烃的正常排放的污染物的 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 预测结果如下：

表 1.4-2 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 预测和计算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\max}$ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$P_{\max}$ (%)	$D_{10\%}$ (m)	最大落地点距 离 (m)
本项目井场、计 量站所在区域	NMHC	2000.0	4.025	0.2012	/	2095

本项目 $P_{\max}$ 值为 0.2012%， $C_{\max}$ 为 $4.025\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， $P_{\max} < 1\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为三级。

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

1.4.2 水环境影响评价等级确定

1.4.2.1 地表水

本项目废水不排入地表水体，故不会对地表水产生影响。因此本项目与地表水没有直接的水力联系。根据《环境影响评价技术导则地表水环境》(HJ2.3-2018) 水污染建设型建设项目评价等级判定标准，本项目属于间接排放，评价等级为三级 B。

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》(HJ2.3-2018) 中的相关规定，评价

范围为：①满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求；②涉及地表水环境风险的，应覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域。本项目不向周围地表水排污，因此不设地表水环境影响评价范围，仅对环境影响进行简单分析。

1.4.2.2 地下水

(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》，项目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 1.4-3 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，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 1.4-4，评价等级为二级。

表 1.4-4 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	—	—	—
较敏感	—	—	—
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)中地下水调查评价范围确定方法,本工程地下水环境影响评价工作等级为二级,本次建设项目地下水环境影响评价范围可采用公式计算法确定,计算公式如下:

$$L=\alpha \cdot K \cdot I \cdot T / n_e$$

其中: L —下游迁移距离(米);

α —变化系数,一般取 2;

K —渗透系数(m/d),根据区内含水层岩性以粉、细砂为主,渗透系数取经验参数 0.32m/d;

I —水力坡度,取 30‰;

T —质点迁移天数,取值不小于 5000d;

n_e —有效孔隙度,取 6%。

由上式计算可得 $L=1600\text{m}$ 。本次地下水评价范围为井场边界上游取 800m,两侧分别取 800m,下游取 1600m,面积约为 30km^2 。本项目地下水评价范围见图 1.4-1。

1.4.3 声环境评价等级

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以及井下作业噪声。

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》(HJ2.4-2021)中的规定,本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

声环境评价范围为各井场周围 200m 范围内。本项目声环境影响评价范围见图 1.4-1。

1.4.4 生态影响评价等级

(1) 评价等级

评价区域内不涉及及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线,地表水评价等级为三级,影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布。项目新增永久占地面积 21.2hm^2 ,临时占地面积 62.5hm^2 ,总占地面积为 83.7hm^2 ,占地面积 $<20\text{km}^2$,据《环境影响评价技术导则 生态影响》

(HJ19-2022) 和《环境影响技术评价技术导则—陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007) 的有关要求, 本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

(2) 评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点, 且基本呈点状、线状分布, 故其对环境的影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响, 确定生态环境评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展 500m 范围。生态评价范围见图 1.4-1。

1.4.5 风险评价等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 规定, 本工程突发环境事件风险物质主要是原油, 临界量 2500t; 天然气(主要成分为甲烷), 临界量为 10t。原油密度按照 0.829g/cm^3 、天然气平均相对密度 0.8652, 本项目不设储罐, 新建单井出油管线 20.6km, 新建集油管线 19.6km, 管线体积为 1034m^3 。气油比按照最大产能年 $115\text{m}^3/\text{t}$ 计, 则集输管线中原油最大量为 6.13t, 天然气最大量为 0.75t。

危险物质数量与临界量比值 $Q=0.03946$

本工程 $Q<1$, 环境风险潜势为 I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 评价工作等级划分要求, 确定本工程环境风险评价等级为简单分析。见表 1.4-5。

表 1.4-5 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	—	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。

1.4.6 土壤环境评价等级确定

(1) 评价等级

从油田对土壤环境的影响途径来看, 井场、计量站、管线的建设属于污染类项目, 本工程永久占地 21.2hm^2 , 属于中型项目。本项目占地类型为低覆盖度草地, 为尚难利用的荒草地, 非牧草地, 土壤敏感程度为不敏感。油田开发属于 I 类项目。

因此按照《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中表 4 污染影响型评价工作等级划分表，本项目土壤环境影响评价等级为二级。建设项目土壤环境影响评价工作等级划分详见表 1.4-6。

表 1.4-6 污染影响型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	-	-

（2）评级范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展 0.2km 范围。

图 1.4-1 评价范围图

1.5 环境功能区划

(1) 环境空气功能区划

本工程油田所在地位于准噶尔盆地西北部，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) 水环境功能区划

项目区域内无地表水体，尚未划分水环境功能区划。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，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准。

(3) 声环境功能区划

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，噪声源数量相对较少，主要集中在采油井场及计量站。项目位于和布克赛尔蒙古自治县玛 131 井区内，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。

(4) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目评价区属于“准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区”。

1.6 评价标准

1.6.1 环境质量标准

1.6.1.1 环境空气

根据当地环保部门环境功能区划，评价区域属二类功能区，环境空气质量评价采用《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准，详见表 1.6-1。

表 1.6-1 环境空气质量标准 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$ （标准状态）

项目	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)				标准来源
	1h 平均	日最大 8h 平均	24h 平均	年平均	
SO ₂	500	/	150	60	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级
NO ₂	200	/	80	40	
PM ₁₀	/	/	150	70	
PM _{2.5}	/	/	75	35	

CO	10	/	4	/	参考《大气污染物综合排放标准》详解
O ₃	200	160	/	/	
非甲烷总烃	2000	/	/	/	

1.6.1.2 地下水环境

评价区域内地下水质量标准执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的Ⅲ类标准,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准,标准值见表 1.6-2。

表 1.6-2 地下水质量标准 单位: mg/L

项目	标准限值	项目	标准限值
pH(无量纲)	6.5~8.5	总硬度	≤450
氨氮	≤0.50	汞	≤0.001
挥发酚类	≤0.002	砷	≤0.01
铬(六价)	≤0.05	镉	≤0.005
氰化物	≤0.05	铅	≤0.01
亚硝酸盐(以 N 计)	≤1.00	铜	≤1.00
硝酸盐	≤20	锌	≤1.00
氟化物	≤1.0	铁	≤0.3
氯化物	≤250	锰	≤0.10
硫酸盐	≤250	溶解性总固体	≤1000
耗氧量(COD _{Mn} 法,以 O ₃ 计)	≤3.0	菌落总数(CFU/mL)	≤100
总大肠菌群(MPN/100mL)	≤3.0	石油类	0.05

1.6.1.3 声环境

根据工程所在区域声环境概况,声环境质量评价标准采用《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准,具体标准值见表 1.6-3。

表 1.6-3 声环境质量标准 单位: dB(A)

采用级别	标准值		标准来源
	昼间	夜间	
2 类区	60	50	GB3096-2008, 2 类

1.6.1.4 土壤环境

本项目占地范围内土壤中污染物的含量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 中第二类用地筛选值标准,占地范围外土壤中污染物的含量参考执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 标准值,标准限值见表 1.6-4、1.6-5。

表 1.6-4 建设用地土壤污染风险管控标准 (单位: mg/kg)

序号	污染物项目	第二类用地	
		筛选值	管制值

重金属和无机物			
1	铬（六价）	5.7	78
2	镉	65	172
3	铜	18000	36000
4	铅	800	2500
5	砷	60	140
6	汞	38	82
7	镍	900	2000
挥发性有机物			
8	四氯化碳	2.8	36
9	氯仿	0.9	10
10	氯甲烷	37	120
11	1,1-二氯乙烷	9	100
12	1,2-二氯乙烷	5	21
13	1,1-二氯乙烯	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	54	163
16	二氯甲烷	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50
20	四氯乙烯	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	15
23	三氯乙烯	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	5
25	氯乙烯	0.43	4.3
26	苯	4	40
27	氯苯	270	1000
28	1,2-二氯苯	560	560
29	1,4-二氯苯	20	200
30	乙苯	28	280
31	苯乙烯	1290	1290
32	甲苯	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570	570
34	邻二甲苯	640	640
半挥发性有机物			
35	硝基苯	76	760
36	苯胺	260	663
37	2-氯酚	2256	4500
38	苯并（a）蒽	15	151
39	苯并（a）芘	1.5	15
40	苯并（b）荧蒽	15	151
41	苯并（k）荧蒽	151	1500
42	蒽	1293	12900
43	二苯并（a,h）蒽	1.5	15
44	茚并（1,2,3-cd）芘	15	151
45	萘	70	700

石油烃	46	石油烃	4500	9000
-----	----	-----	------	------

表 1.6-5 农用地土壤污染风险管控标准 (单位: mg/kg)

污染物项目	GB15618-2018		单位
	6.5<pH≤7.5	pH>7.5	
铜	100	100	mg/kg
铅	120	170	mg/kg
镉	0.3	0.6	mg/kg
镍	100	190	mg/kg
汞	2.4	3.4	mg/kg
砷	30	25	mg/kg
锌	200	250	mg/kg
铬	150	200	mg/kg

1.6.2 污染物控制标准

1.6.2.1 废气

项目油气集输无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参考执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 1.6-6。

表 1.6-6 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	企业边界污染控制要求	4.0	参考执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)

1.6.2.2 废水

运行期本项目产生的井下作业废水、采出水依托百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后回注油层,不向外环境排放,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>1.5μm²的标准,标准值见表 1.6-7。

表 1.6-7 《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×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴
	TGB (个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴

1.6.2.3 噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准进行评价,详见表1.6-8;本项目运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准,详见表1.6-9。

表 1.6-8 建筑施工场界环境噪声排放限值 单位: dB (A)

昼间	夜间
70	55

表 1.6-9 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位: dB (A)

类别	标准值		标准来源
	昼间	夜间	
2类	60	50	GB12348-2008

1.6.2.4 固废

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020);危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单中的相关要求,危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》(部令第23号)及《危险废物收集、贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)进行监督和管理。含油污泥经处理后需满足《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号)中的相关要求。

废压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配,部分用于调剖,复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》(Q/SY02012-2016)中的表1标准。

1.7 评价重点

评价时段包括施工期、运行期、封井期三个时段。

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

- (1) 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

1.8 环境保护目标

本项目土地利用类型为低覆盖度草地（非牧草地），魔鬼城风景区位于本项目区东侧 14.5km；艾里克湖位于本项目西南侧 22km；江格尔沙漠公园位于本项目区西南侧 21km；玛纳斯湖位于本项目区南侧 18km，详见图 1.8-1。

本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区等环境敏感目标。根据工程性质和周围环境特征，评价范围内主要环境保护目标见表 1.8-1。

表 1.8-1 环境保护目标

环境要素	保护目标	保护内容	环境功能
大气环境	井场、计量站及道路周围	不因项目建设，而影响、降低区域大气环境功能等级	《环境空气质量标准》(GB3095—2012) 二级标准
声环境	井场、计量站及道路周围	不对区域声环境造成污染影响	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准
水环境	井场、计量站周围	区域地下水水质不因本项目的建设而恶化	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准
生态环境	井场、计量站、管线道路	井场、计量站、管线、道路周边植被、土壤环境	防治生态破坏和土壤污染，保护野生动植物
	土壤环境	项目区土壤环境	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018) 筛选值
	植被	梭梭及白梭梭	自治区 I 级保护植物，项目施工尽量避免保护

图1.8-1 本项目与魔鬼城风景区、艾里克湖、江格尔沙漠公园、玛纳斯湖相对位置图

2 建设项目工程分析

2.1 油田概况及开发现状

2.1.1 开发简况

玛北油田位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷，本项目位于玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块，中国石油新疆油田分公司开发公司于 2017 年 12 月编制了玛 131 井区整体开发方案，部署水平井 134 口，新建产能 $98.76 \times 10^4 \text{t}$ 。为了进一步探索高效开发方式，2018 年 4 月在玛 131 井断块建立了小井距密切割立体开发示范区，井距 T_{1b_3} 为 100m、 $T_{1b_2^1}$ 为 150m，共部署 12 口井，建产能 11.52 万吨。示范区监测资料及生产资料反映小井距模式下井间改造充分，资源动用率大幅提高，初期采油速度提高到 8.7%，与老井同期相比阶段产量提高 13%，并总结形成致密砾岩油藏小井距立体开发模式。

基于开发认识，2020 年对夏 72 井断块进行了框架部署调整，主体上分 T_{1b_3} 、 $T_{1b_2^1}$ 两套开发层系， T_{1b_3} 局部区域进一步细分为 $T_{1b_3^2}$ 、 $T_{1b_3^3}$ 两套，在油层厚度大于 6m 范围内部署，单层 200m 井距，立体交错部署，设计水平段最短 1200m、最长 2200m，以 1600m~2000m 为主，设计产能为 19.0t/d~25.0t/d，共部署 98 口水平井，新建产能 $60.36 \times 10^4 \text{t}$ 。

截止 2021 年底，玛 131 井区共完钻 128 口，建产能 $87.27 \times 10^4 \text{t}$ ，已投产 79 口，建产能 $65.16 \times 10^4 \text{t}$ ，其中夏 72 井断块共完钻水平井 36 口（前期试验井 9 口），建产能 $21.06 \times 10^4 \text{t}$ ，已投产 9 口，建产能 $5.1 \times 10^4 \text{t}$ 。夏 72 井断块框架部署剩余水平井 71 口，剩余产能 $44.43 \times 10^4 \text{t}$ 。

2.1.2 油田资源概况

2.1.2.1 地层特征

夏 72 井断块主力油层 $T_{1b_3^2}$ 之上发育克下组 S_8 和 $T_{1b_3^1}$ 两套油层。 S_8 油层厚度在 0.8m~12.0m 之间，平均 5.1m，油层厚度较薄，本次不部署，本次针对厚度较大的 $T_{1b_3^1}$ 进行部署。

$T_{1b_3^1}$ 物源方向为北东南西向，顺物源方向油层逐渐减薄。 $T_{1b_3^1}$ 油层厚度在

0.1m~24.3m 之间, 平均厚度 12.6m, 平面上在夏 92-夏 724 井、玛 45-夏 94 井区域厚度最大, 油层跨度 15.2m~42.5m, 平均 26.9m。油层孔隙度范围在 8.59%~10.67% 之间, 平均 9.79%。含油饱和度分布在 46.8%~62.6%, 平均 52.3%; 平面上, 夏 91-夏 92 井、玛 45 井区域油层饱和度较高。

$T_{1b_3^1}$ 与上覆地层 S_8 之间发育一套泥岩隔层, 厚度范围 3.2~30.5m, 平均 12.2m; $T_{1b_3^1}$ 与主力层 $T_{1b_3^2}$ 之间发育薄泥岩隔层, 厚度范围 0.8~11.8m, 平均 5.3m; $T_{1b_3^1}$ 内部发育不稳定夹层, 厚度范围 0.5~16.6m, 平均 5.2m。

2.1.2.2 油气水物性

(1) 原油物性

夏 72 井断块百口泉组油藏地面原油性质见表 2.1-1。

表 2.1-1 夏 72 井断块百口泉组油藏地面原油性质表

层位	断块	密度 (g/cm ³)	50℃粘度 (mPa·s)	含蜡 (%)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)
$T_{1b_2^1}$	夏 72	0.829	6.37	6.7	11.7	133.68

由表 2.1-1 可看出: 该区块属于轻质原油, 含蜡量较高。

(2) 原油伴生气性质

根据夏 72 井区块天然气样品分析资料, 天然气相对密度 0.572~0.633, 平均 0.603, 甲烷平均 91.43%, 乙烷平均 2.3%, 丙烷平均 0.825%, 二氧化碳平均 0.74%, 无 H_2S 气体, 该区伴生气中不含硫。

表 2.1-2 夏 72 井断块百口泉组油藏天然气性质表

层位	断块	相对 密度	组份含量%										
			甲烷	乙烷	丙烷	异丁 烷	正丁 烷	异戊 烷	正戊 烷	异己 烷	二氧化 碳	氮	其他
T _{1b2} ¹	夏 72	0.633	89.39	3.60	1.43	0.49	0.5	0.25	0.13	0.02	1.18	3.01	-
T _{1b1}	夏 72	0.572	93.46	0.97	0.22	0.09	0.08	0.06	0.04	0.04	0.3	1.47	3.27
平均值		0.603	91.43	2.3	0.825	0.29	0.29	0.155	0.085	0.03	0.74	2.24	3.27

(3) 采出水性质

通过现场井口取样, 对玛 131 井区采出水进行水质跟踪分析, 结果见表 2.1-3 所示。

表 2.1-3 玛 131 井区压裂返排液检测数据

井号	MaHW1213	夏 721_H
----	----------	---------

玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口泉组油藏开发工程

井号	MaHW1213		夏 721_H
日期	2018/7/21	2018/7/29	2018/6/23
pH	6	6.5	6.5
碳酸根, mg/L	未检出	未检出	未检出
碳酸氢根, mg/L	576.54	748.72	3070.71
氢氧根, mg/L	未检出	未检出	未检出
钙离子, mg/L	545.09	665.33	1482.96
镁离子, mg/L	9.72	19.45	82.65
氯离子, mg/L	4357.8	4986.33	11531.85
硫酸根离子, mg/L	38.42	307.39	576.36
钾+钠离子, mg/L	2419.06	2864.15	7056.91
矿化度, mg/L	7658.36	9217.01	22266.09
水 型	氯化钙型	氯化钙型	氯化钙型
二价铁, mg/L	545.09	665.33	未检出
总铁, mg/L	545.09	665.33	未检出

由分析数据可以看出：玛131井区采出水均为氯化钙水型，呈弱酸性，钙离子含量高，矿化度在7000mg/L以上。

2.1.3 地面工程现状

2.1.3.1 集输现状

玛 131 井区现有集输工艺采用“井口→计量站→转油站→处理站”的三级布站方式，油区采用单井加热密闭集输工艺，偏远单井采用拉油生产方式，原油处理和污水处理依托百联站。玛 131 井区目前共有计量站 18 座。

油区已建单井出油管线规格DN50 PN2.5MPa、DN65 PN2.5MPa；集油支线管道规格主要为DN150 PN3.5MPa；已建集油干线2条，管道规格主要为DN200 PN3.5MPa，管线均采用非金属管。

玛 131 井区目前已建转油站 1 座，设计转液规模 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ ，站内设置 3 列处理装置，单列处理规模 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 。玛 131 转油站主要工艺流程图见图 2.1-1。

已建玛 131-玛 2-玛 18 转液管线，其中玛 131-玛 2 搭接点转输管道规格 DN200 PN6MPa，非金属管道长度 12.2km，玛 2 搭接点-玛 18 转油站管道规格 DN250 PN6MPa，非金属管道长度 24.4km。

图 2.1-1 已建玛 131 转油站主要工艺流程图

2.1.3.2 原油处理现状

玛 131 井区原油处理依托百联站，原油处理能力为 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ （其中：玛湖井区

原油脱水系统 $210 \times 10^4 \text{t/a}$ ，百口泉老区原油脱水系统 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ），目前实际处理原油量约 $183 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

图 2.1-2 已建百联站原油处理工艺流程

2.1.3.3 原油稳定现状

玛湖原油稳定装置设计能力 $290 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用负压闪蒸技术。

玛湖原油稳定系统工艺流程：原油稳定塔直接在电脱后的温度条件下进行负压稳定；塔顶设原稳气压缩机进行抽真空，压缩机出口设冷却器进行降温，并设三相分离器进行轻烃、水和不凝气进行分离；塔底设置塔底泵和稳定油冷却器，将稳定原油升压、降低储存温度后储存。为了充分利用热量，压缩机出口冷却器和稳定油冷却器的冷源采用站外来的玛湖新区含水原油，对其进行预热。

百口泉老区原油稳定系统工艺流程：采用加热闪蒸工艺，稳定塔实际运行 1 台，设计处理能力 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 。目前稳定塔顶压力控制在 0.15MPa ，加热炉出口温度控制在 140°C 。

2.1.3.4 原油外输现状

百口泉注输联合站处理后的原油经百联站-百克站输油管道输至百-克站，经百-克首站外输至 701 泵站。百联站-百克站输油管道设计输量 $320 \times 10^4 \text{t/a}$ ；百-克首站设计输送能力 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

(1) 百联站-百克站外输系统

百联站设置外输泵 3 台（ $Q=230 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=80 \text{m}$ 、 $N=75 \text{kW}$ 的离心泵，2 用 1 备），百联站至百克站输油管道 4.1km ，采用 $\text{D}323.9 \times 7/\text{L}245$ 螺旋焊缝钢管，设计输量 $80 \sim 320 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计压力 1.6MPa 。

(2) 百克站外输系统

百-克首站目前建有离心泵 3 台并联使用，2 用 1 备。其中 1 台离心泵参数为 $Q=200 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=400 \text{m}$ ，2 台离心泵参数为 $Q=260 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=400 \text{m}$ 。百-克首站至 701 站输油管道 45.8km ，采用 $\text{D}377 \times 7/\text{SM}41\text{B}$ ，设计输量 $325 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计压力 3.6MPa 。

2.1.3.5 天然气处理及外输现状

(1) 天然气处理

目前玛 131 天然气处理站共有 12 套天然气橇装处理装置, 合计处理能力达到 $138 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$, 目前实际处理量约 $113 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。橇装处理装置统计表如 2.1-4 所示。

表 2.1-4 已建玛 131 天然气处理站橇装装置统计表

序号	处理工艺	单套能力($10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$)	套数	总能力 ($10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$)
1	中冷	5	6	30
2	浅冷	3	1	3
3	浅冷	5	1	5
4	浅冷	10	2	20
7	浅冷	40	2	80
合计	/	/	12	138

已建玛 131 天然气处理站工艺流程:

浅冷: 转油站来气→增压→脱水→再增压→节流/外冷脱烃→计量外输。

转油站来伴生气 ($20\text{--}25^\circ\text{C}$, 0.2MPa) 经螺杆压缩机增压至 2MPa 后进分子筛脱水, 脱水后的天然气进入往复式压缩机压缩至 4.0MPa , 空冷器冷却, 在经过换热器预冷, 将气体温度降至 ($-10\text{--}5^\circ\text{C}$) 后进入外冷装置进一步冷却至 -35°C , 冷却的低温气体进入低温分离器进行气液分离。分离出的气体返回到换热器升温后, 通过调压后进外输管网。从低温分离器分离出来的轻烃通过节流阀节流至 2MPa 后进入脱乙烷塔顶部进行轻烃回收。脱乙烷塔塔顶富气返输至螺杆压缩机进口。回收后的轻烃经过换热器与脱乙烷塔塔顶气体进行换热, 再进入空冷器进一步降温, 降温后的轻烃输送至混烃储罐进行储存, 再经液烃泵进入罐车外运。

图 2.1-3 已建玛 131 天然气处理站浅冷工艺流程框图

中冷: 转油站来伴生气 ($20\text{--}25^\circ\text{C}$, 0.2MPa) 经螺杆压缩机增压至 1.6MPa 后通过分子筛脱水, 脱水后的天然气进入冷箱换热, 温度降低至 -75°C 后进入低温分离器。从低温分离器中分离出的气相进入重吸收塔, 与经过冷箱换热降温后的脱乙烷塔顶富气逆流接触, 脱除富气中易液化组分。从重吸收塔塔顶出来的不凝气进入冷箱换热升温后 (25°C), 通过外输压缩机增压至 4.0MPa , 计量外输进天然气管网。低温分离器中分离出的液相经过冷箱换热升温至 25°C , 与重吸收塔塔底的 -85°C 凝液进入脱乙烷塔逆流接触精馏。脱乙烷塔塔顶富气经过冷箱降温进入重吸收塔, 塔底液相经过重沸后升温至 58°C 进入脱丁烷塔。凝液通过脱丁烷塔重沸器进一步加热, 塔顶分离出的气相冷却液化后进液化气储罐, 塔底凝液冷却后进稳定轻烃储罐。液烃产品通过泵

装入罐车外运。

图 2.1-4 已建玛 131 天然气处理站中冷工艺流程框图

(2) 天然气外输

玛 131 天然气处理站外输气通过玛 131 转油站至风城 3#配气站管线进入管网。玛 131 转油站至 3#配气站管线，该管线全长 22km，管径为 D273.1×6.4mm，设计压力 6.3MPa，目前输量为 $103 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ （其中包括风南 4 转油站外输气量 $3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ）。

2.1.3.6 污水处理现状

目前百联站已建撬装 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ 压裂返排液处理装置，采用“破胶-絮凝-多级过滤”处理工艺。百联站污水处理系统分为稀油污水处理系统和稠油污水处理系统（稠油已停用），稀油污水处理系统设计处理规模为 $8000 \text{m}^3/\text{d}$ ，原油处理站产生的含油污水先经过重力沉降除油，再经过混凝沉降除油。处理合格后污水部分处理至回注指标后回注油田，部分用于油田压裂液复配，最后多余部分用于调剖回注。

2.1.3.7 供配电现状

玛 131 井区夏 72 井断块西北方向距夏子街 110kV 变电站 5km，西南方向距 35kV 玛 131 变电站 15km。

夏子街变电站主变容量 $2 \times 20 \text{MVA}$ ，供电能力 34.2MW，目前运行负荷为 12MW。目前已向油区引出 1 条 10kV 架空线路—夏水线，该线路目前运行负荷为 1.33MW。

玛 131 变电站主变容量 $2 \times 12.5 \text{MVA}$ ，供电能力 21.38MW，运行负荷为 3.2MW。油区已建 2 条 10kV 架空线路，分别为玛井一线、玛井二线，目前线路平均运行负荷分别为 0.76MW、0.54MW。

2.1.4 现状开发环境影响回顾

2.1.4.1 现有开发项目环保手续

玛 131 井区现有开发项目环评及验收情况如下表所示：

表 2.1-5 本项目现有开发项目的环保手续履行情况一览表

项目名称	开发内容	审批部门及批复文号	验收情况
中国石油新疆油田分公司玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程环境影	新建水平采油井场 135 座，新建产能 $99.6 \times 10^4 \text{t}$ ，标准化撬装计量站 16 座（其中 11 井式 15 座， 2×11 井式 1 座），试验区集中拉油站 2 座，撬装混输泵站 2 座，玛 131 转油联合站 1	原新疆维吾尔自治区环境保护厅，新环函（2015）619 号，2015 年 5 月 18 日	2018 年 4 月 8 日进行了自主竣工环境保护验收

响报告书	座，玛 131 天然气增压处理站 1 座。百联站扩建原油处理 $80 \times 10^4 \text{t/a}$ 、原稳系统 $80 \times 10^4 \text{t/a}$ 、压裂返排液处理系统 $1200 \text{m}^3/\text{d}$ 。		
中国石油新疆油田分公司玛北油田玛 131 井区 100 万吨/年转油站建设项目环境影响报告书	新建玛 131 井区转油站 1 座，年转液规模 100 万吨/年。	原新疆维吾尔自治区环境保护厅，新环函（2018）1183 号，2018 年 8 月 15 日	2019 年 11 月 20 日进行了自主竣工环境保护验收
2019 年玛 131 新增浅冷装置环境影响报告表	新建 1 套伴生气浅冷处理装置及其附属设施，日处理量 $40 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；将玛 131 拉油站浅冷装置（1 套 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d} + 1$ 套 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ）搬迁至项目区，将玛 18 浅冷装置 $15 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ （1 套 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d} + 1$ 套 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ）搬迁至项目区。	克拉玛依市生态环境局，克环函（2019）217 号，2020 年 9 月 12 日	2020 年 9 月 12 日进行了自主竣工环境保护验收
玛 131 井区百口泉组油藏 2020 年水平井加密调整地面工程环境影响报告表	共部署水平井 7 口，新建产能 $4.69 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	克拉玛依市生态环境局，克环函（2020）170 号，2020 年 10 月 29 日	正在验收中
2020 年玛 131 转油站扩建及地面配套工程环境影响报告表	对玛 131 转油站扩建新增规模 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，扩建后设计规模为 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	克拉玛依市生态环境局，克环函（2020）176 号，2020 年 11 月 11 日	正在验收中

2.1.4.2 现有工程环境影响回顾

本项目污染物回顾性分析数据来源为《玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程环境影响报告书》、《中国石油新疆油田分公司玛北油田玛 131 井区 100 万吨/年转油站建设项目环境影响报告书》、《2019 年玛 131 新增浅冷装置环境影响报告表》、《玛 131 井区百口泉组油藏 2020 年水平井加密调整地面工程环境影响报告表》、《2020 年玛 131 转油站扩建及地面配套工程环境影响报告表》，现有工程环境影响分析结论来源于《玛北斜坡区玛 131 井区百口泉油藏开发建设工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》、《中国石油新疆油田分公司玛北油田玛 131 井区 100 万吨/年转油站建设项目竣工环境保护验收调查报告》、《2019 年玛 131 新增浅冷装置竣工环境保护验收调查报告》。

（1）现有工程废气污染物排放达标性分析

有组织废气主要源于玛 131 转油站相变加热炉、供暖用水浴炉及玛 131 天然气处理站导热油炉，均以天然气为燃料，采用低氮燃烧工艺，验收监测期间，相变加热炉、

水浴炉、导热油炉废气主要污染物 SO_2 、 NO_x 、烟尘排放浓度均符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 排放限值要求。

油气集输采用全密闭流程，根据验收监测结果，非甲烷总烃排放符合《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要求。采油井场未建设燃气锅炉。该井区地域空旷，扩散能力较好，对环境质量影响较小，对周围大气环境影响较小。

（2）现有工程废水污染物排放达标性分析

项目运营期间井场产生的井下作业废水、废压裂返排液（采出水）以及玛 131 天然气处理站进站分离撬、分子筛脱水撬进站分离撬、分子筛脱水撬产生的生产废水经百联站稀油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/T 5329-2012）要求后回用。生活污水排生活污水收集池，定期拉运至克拉玛依市乌尔禾区污水处理厂进行处理。经现场勘查，未发现各类生产、生活废水乱排的现象。

（3）现有工程固废

玛 131 天然气处理站废润滑油交由克拉玛依顺通环保科技有限公司回收处理；废分子筛交由克拉玛依沃森环保科技有限公司处置；废导热油由厂家回收。

井场、转油站、计量站产生的含油泥砂均委托克拉玛依博达环保科技有限公司进行回收处理。落地原油由作业单位 100%回收。

生活垃圾经收集后运输至乌尔禾区生活垃圾卫生填埋场。

（4）现有工程噪声

根据验收监测结果，现有工程天然气处理站、转油站、计量站、井场厂界昼间、夜间的噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。本项目油区位于戈壁地区，周边 200m 范围内无固定居民居住，在运营期间本项目不产生扰民现象。

（5）现有工程生态环境影响

现有工程对生态的影响主要为占地（井场、道路等）对植被和土壤结构的破坏。现有井场均进行了平整，临时性占地的区域已基本恢复原貌。油区现有道路规范，区

域内基本无车辆乱碾乱轧的痕迹。区域内现有的开发建设活动对周围生态环境影响不大，没有导致生态环境功能区发生改变。

(6) 现有工程污染源汇总

根据现有工程环评及验收报告，玛 131 井区现有工程污染物排放情况统计见表 2.1-6。

表 2.1-6 玛 131 井区现有工程运行期产排污情况汇总

项目	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	无组织挥发	烃类 (t/a)	294	294	环境空气
	相变加热炉、水浴炉、导热油炉	SO ₂	0.569	0.569	采用低氮燃烧器
		NO _x	21.29	12.776	
		烟尘	0.41	0.41	
废水	井下作业废水 (10 ⁴ m ³ /a)	COD、石油类等	1.04	0	运至百联站稀油污水处理系统，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中有关标准后用于油田回注水
	生产废水 (10 ⁴ m ³ /a)	COD、石油类等	1.04	0	
	废压裂返排液 (采出水) (10 ⁴ m ³ /a)	化学需氧量、氨氮、总氮、挥发酚、石油类	11.13	0	
	生活污水 (10 ⁴ m ³ /a)	SS、COD、BOD ₅ 、动植物油	0.41	0	经污水收集池收集后，拉运至乌鲁木齐区污水处理厂
固体废物	油泥 (砂) (t/a)		337.3	0	克拉玛依博达环保科技有限公司进行回收处理
	废润滑油 (t/a)		6	0	克拉玛依顺通环保科技有限公司进行回收处理
	废分子筛 (m ³ /3a)		14	0	克拉玛依沃森环保科技有限公司进行回收处理
	废导热油 (t/3a)		8.5	0	厂家回收
	事故状态下落地油 (t/a)		13.5	0	作业单位 100%回收
	生活垃圾 (t/a)		45.13	0	集中收集，由环卫部门统一清运至乌鲁木齐生活垃圾填埋场填埋处理

(7) 环境问题及“以新带老”改进意见

主要问题：项目所在油区道路总体规范，但部分井场道路目前仍属于砂石简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶产生的扬尘对区域空气环境、地表植被影响较大。

改进措施：要求对道路定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘。为避免车辆因乱碾乱压造成的生态影响，本工程建设过程中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对油田区域地表的扰动和破坏。

2.2 工程概况

2.2.1 项目基本情况

项目名称：玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口泉组油藏开发工程；

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司；

建设性质：改扩建；

项目投资：本项目总投资 54085.62 万元。

建设地点：本项目位于玛 131 井区夏 72 井断块，行政隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，位于和布克赛尔蒙古自治县县城西南侧 78km，距离克拉玛依市乌尔禾区东侧约 20km，距离百口泉注输联合站东北侧约 50km。玛 131 井区从东北到西南地势平缓降低，艾里克湖与玛纳斯湖为最低区域，奎北铁路从两湖中间地带穿过，区域地表主要为戈壁，地势整体较为平坦（有突起沙梁及风蚀台地）。玛 131 井区属于百口泉采油厂管辖，区内已建玛 131 转油站 1 座，地面已建成原油集输、转输等地面系统设施，地面建设依托条件较好。本项目地理位置见图 2.2-1，区块位置见图 2.2-2。

劳动定员：施工期单井钻井新增劳动定员 50 人，单井钻井期 70 天。运营期采用无人值守巡检模式，采油井场巡检人员从百口泉采油厂现有工作人员中调配，不新增员工，运营期采油期 300 天/年。

图 2.2-1 本项目地理位置示意图

图 2.2-2 本项目区块位置示意图

2.2.2 建设内容及规模

本项目在玛 131 井区夏 72 井断块北部区域共部署采油井 58 口，新建产能 $32.52 \times 10^4 \text{t}$ ，新建 5 座 14 井式计量站、单井出油管线 20.6km、集油支线 19.6km、油区巡井道路 11.5km。配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

2.2.3 工程组成

本项目工程组成包括部署 58 口采油井的钻前工程、钻井工程、采油工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。项目工程组成见表 2.2-1。

表 2.2-1 本工程组成表

名称		建设规模及建设内容	备注
主体工程	钻前工程	新建井场、放喷管线、道路等。	新建
	钻井工程	新钻 58 口采油井，钻井总进尺 295495m，单井钻井期 70 天。	新建
	采油井口	新建水平井井口装置 58 座，采用 12 型机，配套 30kW 电机。	新建
	计量站	新建计量站 5 座，站内设 14 井式自动选井一体化计量装置，橇内设置压力、温度、液量、气量等计量仪表。	新建
	集输管网	新建 DN65 PN2.5MPa 水平井单井出油管线 20.6km；新建 DN150 PN3.5MPa 集油管线 5.6km；新建 DN200 PN3.5MPa 集油管线 3.1km；新建 DN300 PN3.5MPa 集油管线 10.9km。	新建
辅助工程	道路	新建油区巡井道路 11.5km，按四级道路标准建设，采用砂石路面。	新建
公用工程	供电	钻井及生产用电，由夏子街变电站新建 1 回 10kV 架空线路，线路供电能力 4.86MW，需新建线路长度 20km；压裂用电，由夏子街变新建 1 回 35kV 架空线路，线路供电能力 33.3MW，需新建线路长度 8km。	新建
	供水	施工期钻井人员生活用水依托玛 18 井区钻井集中公寓，生产用水从乌尔禾区拉运。	依托
	供暖	运营期井口采用电加热，不采用加热炉。	新建
	物联网	配套相关物联网数据采集与监控系统。	新建
环保工程	废气	施工期采取洒水、遮盖等抑尘措施；运营期采用密闭集输管道输送，选用质量可靠的设备、阀门、法兰、管线等，定期对井场、计量站的设备、阀门、法兰、管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。	新建
	废水	施工期设置临时沉淀池，施工废水、管道试压废水综合利用；钻井期产生的生活污水依托玛 18 井区钻井集中公寓收集池收集集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理；运营期采出水、井下作业废水依托百联站污水处理系统处理达标后回注，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）中的有关标准。	依托
	噪声	采用先进的施工工艺和低噪声设备，合理安排施工时间，在运行期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保	新建

		养。	
	固废	施工期采用不落地系统处理泥浆及岩屑，废弃的钻井泥浆由钻井公司回收利用；废弃的钻井岩屑委托岩屑处置公司处理并经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》要求后综合利用；施工废料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运；生活垃圾送乌尔禾生活垃圾填埋场，多余土石方用于施工作业带平整及油田区域平整井场。 运营期产生的废压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖，复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的表 1 标准；含油污泥、废润滑油等危险废物委托有资质的单位进行收集，转运至百联站污泥贮存场暂存，定期委托克拉玛依博达环保科技有限公司进行回收处理。	依托
	防渗	重点防渗区为输油管线，输油管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理，防渗技术要求达到等效黏土防渗层 $\geq 6\text{m}$ ，防渗层渗透系数 $\leq 10^{-10}\text{cm/s}$ ；一般防渗区为井场井口、机泵基础，计量站机泵基础，基础采用混凝土结构，防渗技术要求达到等效黏土防渗层 $\geq 1.5\text{m}$ ，防渗层渗透系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ ；简单防渗区为油区道路等区域，采用一般地面硬化。	新建
	土壤污染治理工程	水土流失分区防治措施、固沙措施。	新建
	生态恢复工程	严格控制占地范围，对施工迹地、井场及道路临时占地进行生态恢复，对占用的植被进行恢复和补偿。	新建
	环境风险防范工程	选用质量可靠的设备、阀门、管线等，定期巡检，以防止跑、冒、漏现象的发生。修井时带罐作业，且在作业井场地面铺设防渗膜，设置灭火器、声光报警器。	新建
依托工程	玛 131 转油站	设计转液规模 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际转液量为 $92.41 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余能力约 $57.59 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目新增采出液最大量为 $50.82 \times 10^4 \text{t/a}$ ，玛 131 转油站转液能力能够满足本项目需求。	依托
	百联站原油处理系统	原油处理设计能力为 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油稳定能力 $290 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际经脱水和稳定的原油量为 $183 \times 10^4 \text{t/a}$ ，该系统能力富余较大，可以满足本项目运营期 $32.52 \times 10^4 \text{t/a}$ 原油最大量的处理和稳定需求。	依托
	百联站污水处理系统	设计处理规模为 $8000 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状实际处理量约 $6000 \text{m}^3/\text{d}$ ，能够满足本项目新增采出水、井下作业废水 $244.6 \text{m}^3/\text{d}$ 的需求。	依托
	玛 131 天然气处理站	已建成设计能力为 $138 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 天然气橇装回收装置 12 套（浅冷 6 套、中冷 6 套），目前天然气处理量为 $113 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余能力约 $25 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，本项目天然气最大增加量为 $10.8 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，天然气处理可依托玛 131 天然气处理站现有装置。	依托
	百联站压裂返排液处理装置	设计处理能力 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状实际处理量约 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，压裂返排液处理装置剩余处理能力可以满足本项目运营期压裂返排液 $29.6 \text{m}^3/\text{d}$ 水量的处理需求。	依托
	百联站污泥贮存场	污泥贮存场尺寸为 $25\text{m} \times 14\text{m}$ ，总容积 350m^3 。	依托
	乌尔禾区污水处理厂	规划污水处理能力近期 0.6 万立方米/日，远期 1.2 万立方米/日，本项目钻井期产生的生活污水最大量为 $46.4 \text{m}^3/\text{d}$ ，污水处理厂的处理余量能够满足本工程需求。	依托
	乌尔禾区生活垃圾填埋场	近期（2023 年）生活垃圾日清运处置 87t，累计处理量 23.56 万 t；远期（2030 年）生活垃圾日清运处置 98t，累计处理量 47.64 万 t。本项目整个钻井期生活垃圾量 101.5t，克拉玛依市乌尔禾区生活	依托

		垃圾填埋场可以满足本工程垃圾处理的需求，可以依托。	
	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	本项目产生的含油污泥、废润滑油等危险废物交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置。	依托

2.3 开发方案

2.3.1 开发部署

根据《玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口泉组油藏 2022 年地面实施方案》内容，本项目位于夏 72 井断块北部区域，细分三个小层 $T_1b_3^1$ 、 $T_1b_3^2$ 、 $T_1b_3^3$ 合计实施 58 口采油井，单井产能 15~23t/d，新建产能 32.52×10^4 t，本区块采用衰竭式开发方式生产，产能部署见表 2.3-1。

表 2.3-1 玛 131 井区夏 72 井断块产能部署表

层位	井数 (口)	井号	单井产能 (t/d)	新建产能 (10^4 t)
$T_1b_3^1$	4	MaHW1545、MaHW1546、MaHW1549、MaHW1550	15	1.8
	8	MaHW1533、MaHW1534、MaHW1535、MaHW1536、 MaHW1537、MaHW1541、MaHW1543、MaHW1544	17	4.08
	2	MaHW1542、MaHW1547	19	1.14
	6	MaHW1528、MaHW1529、MaHW1530、MaHW1531、 MaHW1532、MaHW1548	21	3.78
	3	MaHW1538、MaHW1539、MaHW1540	23	2.07
小计	23	/	/	12.87
$T_1b_3^2$	6	MaHW1127、MaHW1129、MaHW1132、MaHW1153、 MaHW1154、MaHW1162	15	2.7
	6	MaHW1125、MaHW1126、MaHW1128、MaHW1159、 MaHW1160、MaHW1161	17	3.06
	1	MaHW1130	19	0.57
	4	MaHW1131、MaHW1155、MaHW1156、MaHW1157	21	2.52
	5	MaHW1121、MaHW1122、MaHW1123、MaHW1124、 MaHW1158	23	3.45
小计	22	/	/	12.3
$T_1b_3^3$	3	MaHW1187、MaHW1191、MaHW1192	15	1.35
	2	MaHW1185、MaHW1186	17	1.02
	4	MaHW1183、MaHW1184、MaHW1189、MaHW1190	19	2.28
	1	MaHW1188	21	0.63
	3	MaHW1180、MaHW1181、MaHW1182	23	2.07
小计	13	/	/	7.35
合计	58	/	/	32.52

注：MaHW****为优先实施导眼井

2.3.2 整体指标预测

整体指标预测见表 3.2-2。根据整体预测表可知，2023 年年产油量达到最大 $32.52 \times 10^4 \text{t}$ ，年产液达到最大 $50.82 \times 10^4 \text{t}$ ，日产气在 2024 年达到最大 $10.8 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

表 3.2-2 玛 131 井区夏 72 井断块整体指标预测

时间	井数 (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)
2022	58	4.88	21.99	0.9	77.8	70
2023	58	32.52	50.82	10.3	36	115
2024	58	25.37	31.41	10.8	19.3	155
2025	58	20.54	23.63	10.3	13	183
2026	58	17.1	19.61	9.3	12.8	198
2027	58	14.5	16.19	7.8	10.5	198
2028	58	12.5	13.82	6.7	9.6	195
2029	58	10.94	12.08	5.6	9.4	186
2030	58	9.7	10.71	4.7	9.4	175
2031	58	8.7	9.65	3.9	9.9	162
2032	58	7.86	8.77	3.2	10.3	149
2033	58	7.17	8.11	2.6	11.6	132
2034	58	6.59	7.47	2.1	11.8	114
2035	58	6.08	6.9	1.6	11.9	99

2.4 主体工程

2.4.1 钻前工程

本项目钻井人员生活依托玛 18 井区钻井集中公寓，不设置生活营地。钻井岩屑采用岩屑罐收集，不设置岩屑临时堆放场。

(1) 施工井场

本项目新建 58 座采油井井场，井场采用砂石料铺垫。

(2) 放喷设施

各井场配有放喷罐（容积 30m^3 ）和放喷管线，放喷管线长度为 35m，位于井场内。

(3) 泥浆不落地系统

各井场泥浆不落地系统位于井场内。

2.4.2 钻井工程

(1) 钻井部署

本项目新钻 58 口井钻井总进尺 295495m，井号、井位坐标、井型、井深结构、

水平段长、设计井深及完钻层位等详见下表。

表 2.4-1 本项目钻井井位条件一览表

序号	井号	井位坐标		井型	井身结构	水平段长 m	设计井深 m	钻井进尺 10 ⁴ m	产能进尺比 t/m	完钻层位	完钻要求
		X	Y								
1	MaHW1545			水平井	二开	1200	3790	1.52	1.19	T ₁ b ₃ ¹	水平井钻至设计井深后留30m“口袋”完钻
2	MaHW1546										
3	MaHW1549										
4	MaHW1550										
5	MaHW1533					1400	3990	3.19	1.28		
6	MaHW1534										
7	MaHW1535										
8	MaHW1536										
9	MaHW1537										
10	MaHW1541										
11	MaHW1543										
12	MaHW1544										
13	MaHW1542					1600	4190	0.84	1.36		
14	MaHW1547										
15	MaHW1528					1800	4390	2.63	1.44		
16	MaHW1529										
17	MaHW1530										
18	MaHW1531										
19	MaHW1532					2000	4590	1.38	1.50		
20	MaHW1548										
21	MaHW1538										
22	MaHW1539										
23	MaHW1540					1200	3790	2.27	1.19	T ₁ b ₃ ²	
24	MaHW1127										
25	MaHW1129										
26	MaHW1132										
27	MaHW1153										
28	MaHW1154										
29	MaHW1162										
30	MaHW1125					1400	3990	2.39	1.28		
31	MaHW1126										
32	MaHW1128										
33	MaHW1159										
34	MaHW1160										
35	MaHW1161					1600	4190	0.42	1.36		
36	MaHW1130										
37	MaHW1131					1800	4390	1.76	1.44		
38	MaHW1155										
39	MaHW1156										
40	MaHW1157										

41	MaHW1121										
42	MaHW1122										
43	MaHW1123					2000	4590	2.30	1.50		
44	MaHW1124										
45	MaHW1158										
46	MaHW1187										
47	MaHW1191					1200	3790	1.14	1.19		
48	MaHW1192										
49	MaHW1185					1400	3990	0.80	1.28		
50	MaHW1186										
51	MaHW1183										
52	MaHW1184					1600	4190	1.68	1.36	T ₁ b ₃ ³	
53	MaHW1189										
54	MaHW1190										
55	MaHW1188					1800	4390	0.44	1.44		
56	MaHW1180										
57	MaHW1181					2000	4590	1.38	1.50		
58	MaHW1182										
合计	/	/	/	/	/	/	295495	/	/	/	/

注：MaHW****为优先实施导眼井

（2）实施顺序

第一批优先实施导眼井 3 口（MaHW1123、MaHW1157、MaHW1130）落实油层，以及试验井 3 口（MaHW1181、MaHW1539、MaHW1545）落实产能，其中 MaHW1181 井视 MaHW1123 导眼井落实油层后再上钻。

第二批实施夏 91_H 井至夏 92_H 井区域，其中 T₁b₃¹ 水平井要求待 MaHW1539、MaHW1545 落实产量后确定是否批量上钻。

第三批实施剩余区域。

第一批导眼井落实 T₁b₃ 油层后，可上钻第二、第三批的 T₁b₃²、T₁b₃³ 水平井。断块夹持区域试验井 MaHW1123、MaHW1181 落实产能后，可实施同层同排其余井。

为落实 T₁b₃³ 油层厚度，MaHW1123、MaHW1130 井为直导眼，MaHW1157 井为斜导眼井，斜导眼井靶点为水平井入靶点（A 靶点），导眼井钻穿 T₁b₃ 地层。

（3）井身结构

拟部署 58 口采油井井型为水平井，二开井身结构，井身结构设计见下表。

表 2.4-2 井身结构设计表

开钻次序	钻头尺寸 mm	套管尺寸 mm	设计说明
一开	381.0	273.1	采用 $\Phi 381.0\text{mm}$ 钻头钻至深 500m, 下入 $\Phi 273.1\text{mm}$ 表层套管, 固井水泥浆返至地面。
二开	193.7+165.1	127	采用 $\Phi 193.7\text{mm}$ 钻头钻至造斜点 1200m, 再采用 $\Phi 165.1\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深, 下入 $\Phi 127\text{mm}$ 表层套管, 固井水泥浆返至 1000m。

本项目井身结构示意图见下图。

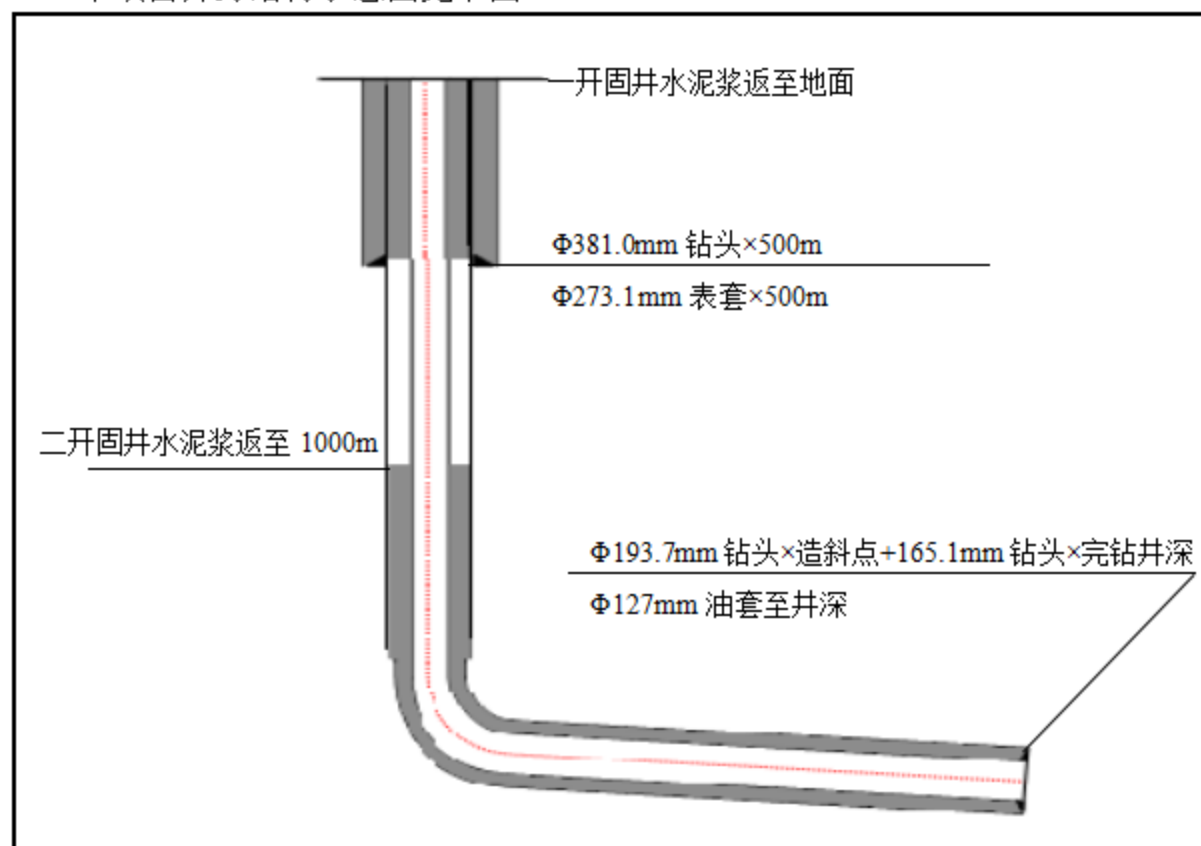


图 2.4-1 采油井井身结构

(4) 钻井设备

本项目新钻 58 口采油井采用 ZJ70 型钻机, 钻井设备主要包括提升系统、循环系统、动力系统、控制系统、仪器仪表等, 单井钻井设备详见下表。

表 2.4-3 单井钻井主要设备一览表

序号	名称	型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注
一	钻机	ZJ70	4500	/	/
二	井架	JJ450/45-K8	4500	/	净空高度 $\geq 7\text{m}$
三	提升系统	绞车	JC-70-09	/	/
		天车	TC450-1	4500	/
		游车	YC450	4500	/
		大钩	DG450	4500	/
		水龙头	SL-450-H	4500	/

四	转 盘	ZP375	/		开口直径 952.5mm
五	循环系统配置	钻井泵 1#	F-1600	/	1193
		钻井泵 2#	F-1600	/	1193
		高压管汇	/	/	/
		钻井液罐	/	/	/
		搅拌器	NJ-15	/	/
六	钻机控制系统	自动压风机	SPE306X	/	/
		电动压风机	SPE306X	/	/
七	固控系统	振动筛	HS270-4P-PTS	/	/
		除砂除泥一体机	ZQJ-1/250X2-100X14-2	/	/
		离心机	LW600×1000-N	/	/
八	井控系统	环形防喷器	FH35-35	/	/
		环形防喷器	FH35-105	/	/
		双闸板防喷器	2FZ35-35	/	/
		双闸板防喷器	2FZ35-105	/	/
		节流管汇	JG-70	/	/
		压井管汇	YG-70	/	/
		控制装置	FKQ6406	/	/
		司钻控制台	/	/	/
		液气分离器	/	/	/
		除气器	CQ1/4	/	/
九	仪器仪表	钻井参数仪表	八参数仪	/	/
		测斜仪	单点测斜仪	/	/
十	防硫设备	H ₂ S 监测仪	便携式	/	/
十一	液压大钳		/	/	/
十二	不落地系统		/	/	/

(5) 钻井液体系

本次钻井工程一开、二开均采用水基钻井液体系（不含磺化物质），本项目 58 口井钻井液材料用量为 37178m³。钻井以保护油层为原则，选择配套的钻井液体系，设计合理的钻井液密度。钻井及完井时尽量缩短油层浸泡时间，以减轻对油层的伤害。

(6) 钻井井场平面布置

项目采用标准井场，钻井岩屑进罐暂存，井场不设置岩屑堆场。根据标准化井场布置要求，井场在前场主要布置有录井房、地质房、废料场、材料爬犁、值班室、钻井液用房及材料房；井场的后场布置有净化罐、套装水罐、化工爬犁、钻井液不落地装备、远控台、消防房、管线盒、过桥、油水罐、配电房、钳工房及发电房。钻井井

场平面布置见下图。

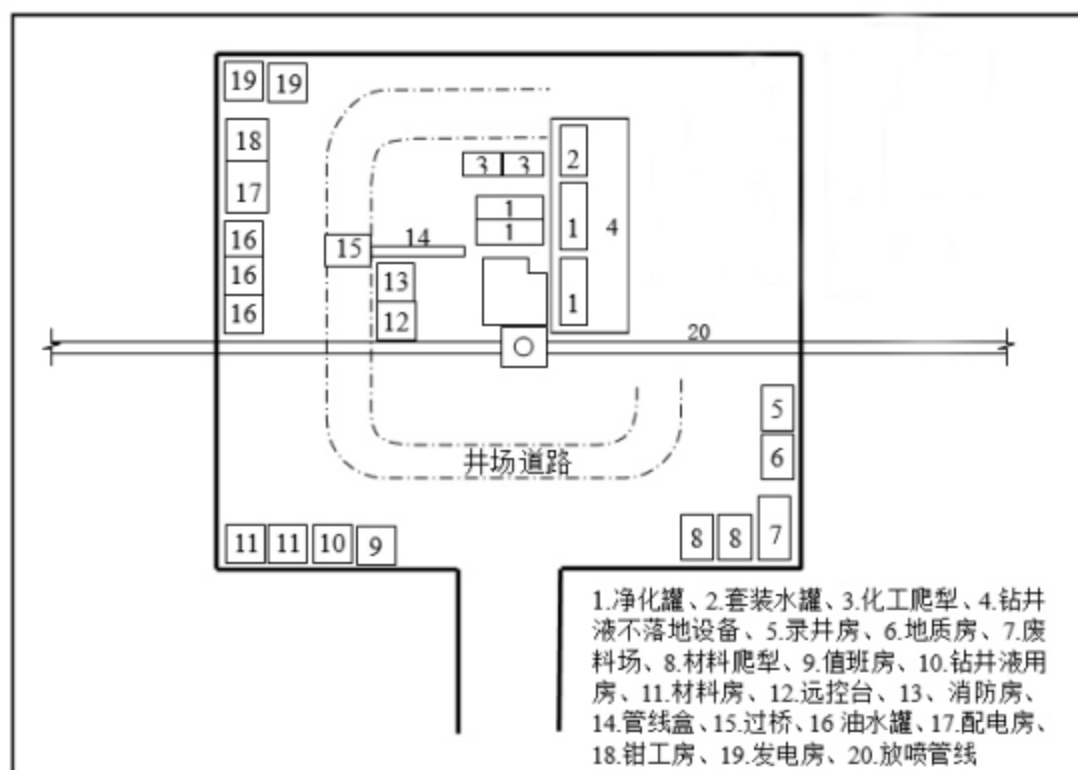


图 2.4-2 钻井井场平面布置图

(7) 施工周期

本项目采油井单井钻井周期为 70 天，单井施工人数 50 人。

2.4.3 采油工程

2.4.3.1 采油方案

采油采用 12 型立式抽油机，配套选用功率为 30kW 的电机。

自喷期套管生产时采用连续油管清蜡，油管生产时采用机械清蜡，清蜡深度 1200m。单井根据具体结蜡情况确定清蜡周期以及调整清蜡深度；抽油期配合周期热洗或者化学清防蜡，清蜡周期根据实际结蜡情况进行调整。

2.4.3.2 油气集输工程

(1) 集输方案

本工程采用井口→计量站→转油站→集中处理站的三级布站常温密闭集输工艺，主要工艺参数如下：

井口回压控制： $\leq 1.5\text{MPa}$ ；

转油站进站温度： $\geq 15^{\circ}\text{C}$ ；

转油站进站压力：0.3MPa。

本次开发部署新井 58 口，新井周边没有可依托的计量站接入，考虑新建 5 座 14 井式计量站将所有新井全部接入，单井进站情况见表 2.4-4。

表 2.4-4 新井进站情况统计表

站号	空口 (个)	接入井数 (口)	接入井号	备注
32 号站	13	12	MaHW1528、MaHW1153、MaHW1154、MaHW1155、 MaHW1529、MaHW1156、MaHW1157、MaHW1530、 MaHW1531、MaHW1532、MaHW1533、MaHW1158	14 井式
33 号站	13	10	MaHW1159、MaHW1160、MaHW1534、MaHW1535、 MaHW1536、MaHW1161、MaHW1162、MaHW1537、 MaHW1548、MaHW1131	14 井式
34 号站	13	12	MaHW1542、MaHW1543、MaHW1184、MaHW1125、 MaHW1185、MaHW1126、MaHW1186、MaHW1127、 MaHW1544、MaHW1545、MaHW1187、MaHW1128	14 井式
35 号站	13	12	MaHW1546、MaHW1129、MaHW1547、MaHW1188、 MaHW1189、MaHW1130、MaHW1132、MaHW1192、 MaHW1550、MaHW1549、MaHW1190、MaHW1191	14 井式
36 号站	13	12	MaHW1541、MaHW1183、MaHW1124、MaHW1182、 MaHW1123、MaHW1181、MaHW1540、MaHW1539、 MaHW1122、MaHW1180、MaHW1121、MaHW1538	14 井式

本项目油气集输流程如下图所示。

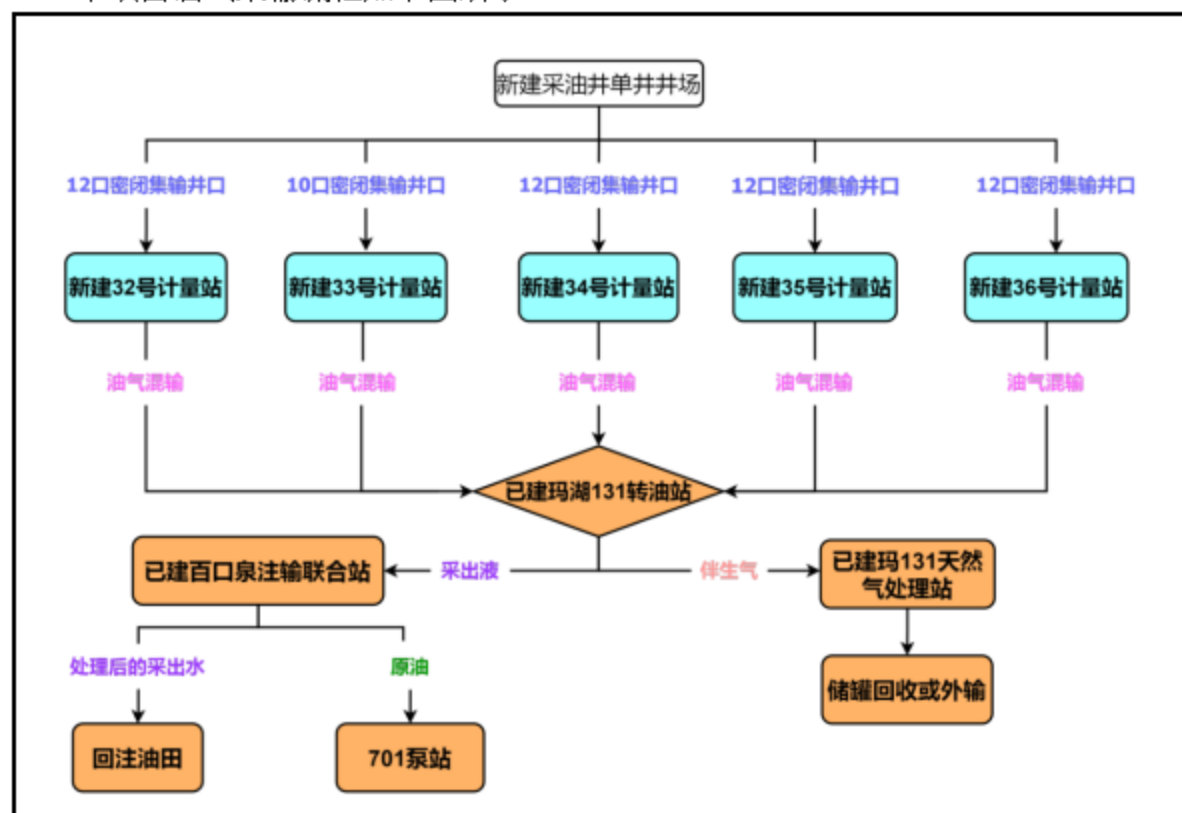


图 2.4-3 本项目油气集输流程图

（2）集输管网

新部署 58 口井位于玛 131 井区东北部，在已建集输干线 B 线远端，本工程新建集油干线，将所有新井及新建计量站纳入系统进行生产，新建集输管网部署图见图 2.4-4。集输干线选用 DN250 和 DN300 两种管径。

图 2.4-4 玛 131 井区夏 72 井断块油气集输规划图

2.4.3.3 工程设施建设

(1) 采油井口

新建水平井井口装置 58 座，采用 12 型机，配套 30kW 电机。井口配置井口保温盒，保温盒内设 0.25kW 电加热器，压力表置于保温盒内，设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

(2) 计量站

新建计量站 5 座，每座站内设 14 井式自动选井一体化计量装置 1 座，橇内设置压力、温度、液量、气量等计量仪表。计量站平面布置见下图。

图 2.4-5 计量站平面布置图

本项目井场及计量站分布图见下图。

图 2.4-6 井/站场分布示意图

(3) 集输管线

新建 DN65 PN2.5MPa 水平井单井出油管线 20.6km，管线采用 II 型柔性复合管。保温层采用 30mm 保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯粘胶带，并在管线接头处增设地面标志桩。

新建 DN150 PN3.5MPa 集油管线 5.6km；新建 DN200 PN3.5MPa 集油管线 3.1km；新建 DN300 PN3.5MPa 集油管线 10.9km，集油管线均采用耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，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。所有管线均埋至冻土深度以下，集油管线地面设标志桩。

新建单井出油管线及集油支线均按照廊道铺设设计，管线与道路并行，平台井单井出油管线及平台集油线同沟敷设联合保温。

2.4.3.4 采油工程主要工程量

采油工程工程量见表 2.4-5。

表 2.4-5 采油工程主要工程量表

序号	项目名称	工程量	单位	备注
1	井口部分			
1)	12 型游梁式抽油机 (30kW)	58	座	/
2)	井口电热带	5.8	km	/
2	计量站			
1)	14 井式一体化自动选井计量装置	5	座	/
2)	阻垢剂加药橇	1	台	/
3	集输管线			
1)	出油管线 DN65 PN2.5MPa	20.6	km	柔性复合管 (II)
2)	集油支线 DN150 3.5MPa(耐温 70℃)	5.6	km	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管
3)	集油支线 DN200 3.5MPa(耐温 70℃)	3.1	km	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管
4)	集油支线 DN300 3.5MPa(耐温 70℃)	10.9	km	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管
5)	铁路穿越	1	处	与原穿越管道同沟敷设，并设套管保护，增加管道设计壁厚
6)	公路穿越	3	处	采用顶管穿越方式，并设套管保护

2.4.4 原油转输

根据预测指标可知，2023 年新增最大产液量可以依托玛 131 转油站已建转输系统。

2.4.5 天然气处理及外输

(1) 伴生气规模

根据规划预测指标，玛 131 井区夏 72 井断块天然气处理量 2024 年最大为 $10.8 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，2022 年天然气处理量为 $0.9 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

表 2.4-6 玛 131 井区夏 72 井断块天然气产能预测表

年份	伴生气产量 ($10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$)	年份	伴生气产量 ($10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$)
2022	0.9	2029	5.6
2023	10.3	2030	4.7
2024	10.8	2031	3.9
2025	10.3	2032	3.2
2026	9.3	2033	2.6
2027	7.8	2034	2.1
2028	6.7	2035	1.6

(2) 处理方案

玛 131 天然气处理站已建成设计能力为 $138 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 天然气橇装回收装置 12 套 (浅冷 6 套、中冷 6 套)，目前天然气处理量为 $113 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余能力约 $25 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，因此本方案部署井产出天然气处理可依托玛 131 天然气处理站现有装置，无需新建。

(3) 外输方案

玛 131-风城 3#配气站外输管线最大能力为 $150 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前输量为 $103 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余 $47 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，可满足新部署井产出天然气处理后的外输需求。

2.4.6 废水 (液) 处理

运营期采出水、井下作业废水依托百联站污水处理系统处理达标后回注，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) 中的有关标准；废压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖，复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》(Q/SY02012-2016) 中的表 1 标准。

2.5 辅助工程

2.5.1 供配电

(1) 供电方案

根据负荷预测，本工程新增电力负荷为 758.66kW。用电可依托夏子街变电站供电。

钻井及生产用电：玛 131 井区采用 70 型钻机，单部钻机用电负荷为 1MW，由于油区已建 10kV 架空线路玛井一线、玛井二线剩余供电能力不足，本工程由夏子街变新建 1 回 10kV 架空线路，线路供电能力 4.86MW，导线采用 2×LGJ-150 型，同杆双回架设，需新建线路长度 20km；

压裂用电：由夏子街变新建 1 回 35kV 架空线路，线路供电能力 33.3MW，导线采用 LGJ-185 型，需新建线路长度 8km。

(2) 配电方案

采用单变单井和单变带多井的配电方式。每 1~3 口井设 1 座杆架式变电站，变压器容量为 50~100kVA，负荷率为 32%~49%，变压器均采用二级能效电力变压器，变压器容量选择见表 2.5-1。电源由新建 10kV 线路就近引接，采用电缆直埋地敷设引至井口配电箱。

33 号、35 号站各设 1 座杆架式变电站，变压器容量设为 30kVA。采用二级能效型电力变压器，电源由新建 10kV 线路就近引接；剩余 3 座计量站采用 0.4kV 架空线路配电，电源由新建杆架式变电站就近引接；端点加药装置采用 0.4kV 电缆线路配电，电源引接自新建杆架式变电站低压侧。

供配电工程规划详见图 2.5-1，主要工程量见表 2.5-1。

图 2.5-1 玛 131 井区夏 72 井断块供配电系统规划图

表 2.5-1 供配电工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	工程量
1	35kV 架空线路(LGJ-185)	km	8
2	10kV 架空线路(2×LGJ-150)	km	18
3	10kV 架空线路(LGJ-150)	km	2
4	柱上真空断路器	只	5
5	故障在线监测装置	只	3
6	杆架式变电站(100kVA)	座	6
7	杆架式变电站(80kVA)	座	19
8	杆架式变电站(50kVA)	座	2
9	杆架式变电站(30kVA)	座	2
10	电力电缆 ZA-YJV ₂₂ -0.6/1kV 4×25+1×16	km	6.5
11	电力电缆 ZA-YJV ₂₂ -0.6/1kV 5×16	km	0.8
12	电力电缆 ZA-YJV ₂₂ -0.6/1kV 5×6	km	0.1
13	电力电缆 ZA-YJV ₂₂ -0.6/1kV 3×4	km	3.8
14	井口配电箱	只	58
15	井口无功电容补偿装置	套	58
16	开关箱	只	3

2.5.2 供水

本项目在钻井过程中施工人员依托玛 18 井区钻井集中公寓，井场不单独设置施工营地，项目区内无生活污水产生。钻井期用水主要为钻井液配比用水。根据建设单位提供的资料，钻井液配比用水约为钻井液用量的 90%，则钻井期配比用水 33460.2m³。本项目用水使用车辆从乌尔禾区拉运，可满足其需求量。

排水：本项目钻井期采用泥浆不落地工艺，无生产废水产生；运营期采出水、井下作业废水依托百联站污水处理系统处理达标后回注油藏。

2.5.3 供暖

井口设保温盒，配 0.25kW 电加热器，不设置加热炉。

2.5.4 物联网

本项目采用的数据采集与传输架构及监控模式为：数据采集层为井、站的无线仪表及现场控制器（井场或橇座 RTU）及监控摄像机，负责对现场温度、压力、液位、功图等工艺参数、抽油机运行状态以及油区监控视频进行实时采集、处理及上传，并接受厂级生产管理中心的远程控制；管理监控层为百口泉采油厂玛北油田调控中心，负责对集油区井、站数据的集中采集、监控和远程控制；配套建设相应的数据传输网络。

2.5.5 消防

目前，项目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，距离玛 131 井区约 40km，30min 内能够到达。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。

本项目区内配置一定数量的移动式灭火器材，共计 8kg 手提干粉灭火器 7 具。消防主要工程量详见表 2.5-2。

表 2.5-2 消防主要工程量

序号	设备名称	数量	消防器材	数量	型号
1	14井式计量站	5座	干粉灭火器	5具	MFZ8
2	阻垢剂加药橇	1座	干粉灭火器	2具	MFZ8

2.6 公用工程

(1) 道路工程

本项目区域周边有主干道路，依托条件较好。新建油区巡井道路 11.5km，按四级道路标准建设，采用砂石路面，就近接入路网。道路两侧设置必要的安全、交通标示及设施。本项目道路走向图见图 2.6-1。

图 2.6-1 玛 131 井区夏 72 井断块道路规划图

(2) 管线防腐与保温

本工程管线选用非金属管材，管道自身属防腐材质，无需对管道增加内外防腐涂层。

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。

2.7 依托工程及依托可行性分析

本项目井口采出液经计量站密闭集输至百联站。采出水、井下作业废水依托百联站污水处理系统，废压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置。天然气处理及回收依托玛 131 天然气处理站。施工期人员生活依托玛 18 井区钻井集中公寓，施工期生活污水定期拉运至乌尔禾区污水处理厂，生活垃圾定期拉运至乌尔禾生活垃圾填埋场处置，废弃的钻井岩屑委托岩屑处置公司处理后综合利用。产生的含油污泥、废润滑油等危险废物委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。

2.7.1 地面系统依托可行性分析

2.7.1.1 玛 131 转油站

2018 年 3 月，中国石油大学（华东）编制完成了《中国石油新疆油田分公司玛北油田玛 131 井区 100 万吨/年转油站建设项目环境影响报告书》，2018 年 8 月取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函〔2018〕1183 号），2018 年 8 月工程开始施工，2019 年 7 月工程建成并开始调试运行。2019 年 11 月，新疆油田开发公司对该项目进行自主验收。

2020 年 10 月，新疆天合环境技术咨询有限公司编制完成了《2020 年玛 131 转油站扩建及地面配套工程环境影响报告表》，扩建后玛 131 转油站新增处理规模 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ；2020 年 11 月取得克拉玛依市生态环境局批复（克环函〔2020〕176 号）。2021 年 3 月工程开始施工，2021 年 5 月工程建成并开始调试运行，正在验收中。

(1) 转液规模

玛 131 井区目前已建转油站 1 座，设计转液规模 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际转液量为 $92.41 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余能力约 $57.59 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

(2) 转液管线

转液管线设计转液规模 $230 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际转液量为 $92.41 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余能力约 $137.59 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

本项目新增采出液最大量为 $50.82 \times 10^4 \text{t/a}$ ，玛 131 转油站转液能力能够满足本项目需求。

2.7.1.2 百口泉注输联合站

中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站行政上隶属克拉玛依市乌尔禾区，距克拉玛依市区东北侧约 70km，位于本项目西南侧 50km 处，由百口泉采油厂运营管理。

百联站原油处理能力为 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，1979 年 9 月建成投产，1997 年对原油及含油污水处理装置进行了整体改造，2001 年对注水部分进行改造，建成了集原油处理、含油污水处理和注水为一体的联合处理站。

2015 年 5 月 18 日取得自治区环保厅批复（新环函〔2015〕619 号），其中审批的百联站原油处理规模为 $130 \times 10^4 \text{t/a}$ ；原油稳定处理规模为 $130 \times 10^4 \text{t/a}$ ；原油外输系统规模为 $160 \times 10^4 \text{t/a}$ ；2018 年 4 月 8 日，中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂组织召开了“玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程（百联站原油处理系统改扩建工程）”竣工环境保护验收会，对该项目进行自主验收。

2018 年 2 月，中国石油新疆油田分公司委托中国石油大学（华东）编制《中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程环境影响报告书》，将百联站原油处理规模扩建到 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ；原油稳定规模扩建到 $290 \times 10^4 \text{t/a}$ ；原油外输规模扩建到 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ ，并于 2018 年 5 月 9 日取得克拉玛依市环保局批复（克环保函〔2018〕83 号）。百联站扩建工程于 2018 年 6 月开工建设，2019 年 6 月完成建设进行生产调试，2019 年 11 月通过环境保护竣工验收。

(1) 原油处理及原油稳定

改扩建后的百口泉注输联合站的原油处理设计能力为 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ （其中玛湖井区原油脱水系统 $210 \times 10^4 \text{t/a}$ ，百口泉老区原油脱水系统 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ），原油稳定能力 $290 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际经脱水和稳定的原油量为 $183 \times 10^4 \text{t/a}$ ，该系统能力富余较大，可以满足本项目运营期 $32.52 \times 10^4 \text{t/a}$ 原油最大量的处理和稳定需求。

（2）原油外输

百联站处理后的原油经百联站-百克站输油管道输至百-克站，经百-克首站外输至 701 泵站。百联站-百克站输油管道设计输量 $320 \times 10^4 \text{t/a}$ ；百-克首站设计输送能力 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ ，现状实际外输量 $183 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余量 $117 \times 10^4 \text{t/a}$ ，满足本项目运营期 $32.52 \times 10^4 \text{t/a}$ 原油最大量的外输需求。

（3）压裂返排液处理装置

百口泉注输联合站建有压裂返排液处理装置，设计处理能力 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状实际处理量约 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目压裂返排液新增量为 8886.18t/a （ $29.6 \text{m}^3/\text{d}$ ），压裂返排液处理装置剩余处理能力可以满足本项目运营期废压裂返排液 $29.6 \text{m}^3/\text{d}$ 水量的处理需求。

（4）污水处理系统

百口泉注输联合站稀油污水处理系统设计处理规模为 $8000 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状实际处理量约 $6000 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目工程新增采出水量 71821.12t/a ，井下作业废水新增量为 1573.54t/a ，合计 73392.66t/a （ $244.6 \text{m}^3/\text{d}$ ），稀油污水处理系统剩余处理能力可以满足本项目运营期采出水、井下作业废水的处理需求。

2.7.1.3 玛 131 天然气处理站

玛 131 天然气处理站由克拉玛依市富城天然气有限责任公司建设，2019 年 8 月，核工业二〇三研究所编制完成了《2019 年玛 131 新增浅冷装置环境影响报告表》，2019 年 12 月取得克拉玛依市生态环境局批复（克环函〔2019〕217 号），2019 年 2 月开工建设，2020 年 6 月工程建成并开始调试运行。2020 年 9 月，克拉玛依市富城天然气有限责任公司对该项目进行自主验收。

（1）天然气处理及回收

玛 131 天然气处理站已建成设计能力为 $138 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 天然气橇装回收装置 12 套（浅冷 6 套、中冷 6 套），目前天然气处理量为 $113 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余能力约 $25 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，

根据预测指标，玛 131 井区夏 72 井断块天然气处理量 2024 年最大为 $10.8 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，天然气处理可依托玛 131 天然气处理站现有装置。

（2）天然气外输

玛 131-风城 3#配气站外输管线最大能力为 $150 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前输量为 $103 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余 $47 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，可满足新部署井产出天然气处理后的外输需求。

2.7.1.5 地面系统能力平衡

地面系统能力平衡见表 2.7-1。

表 2.7-1 玛 131 井区地面各系统能力平衡表

名称		单位	设计能力	运行现状	新增	平衡情况
玛 131 转油站		10 ⁴ t/a	150	92.41	50.82	+6.77
转液管线		10 ⁴ t/a	230	92.41	50.82	+86.77
百联站	原油处理	10 ⁴ t/a	260	183	32.52	+44.48
	原油稳定	10 ⁴ t/a	290	183	32.52	+74.48
	原油外输	10 ⁴ t/a	300	183	32.52	+84.48
	压裂返排液处理	m ³ /d	4000	2000	29.6	+1970.4
	污水处理	m ³ /d	8000	6000	244.6	+1755.4
天然气处理		10 ⁴ m ³ /d	138	113	10.8	+14.2
天然气外输		10 ⁴ m ³ /d	150	103	10.8	+36.2

2.7.1.5 地面系统依托工程环保手续

表 2.7-2 地面系统依托工程环保手续履行情况一览表

站场名称	项目名称/建设单位	环评审批机关、文号及时间	验收情况
玛 131 转油站	中国石油新疆油田分公司玛北油田玛 131 井区 100 万吨/年转油站建设项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函（2018）1183 号），2018 年 8 月 15 日	2019 年 11 月 20 日进行了自主竣工环境保护验收
	2020 年玛 131 转油站扩建及地面配套工程环境影响	克拉玛依市生态环境局（克环函（2020）176 号），2020	正在验收中

	报告表	年 11 月 11 日	
百联站	玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅(新环函(2015)619号), 2015 年 5 月 18 日	2018 年 4 月 8 日进行了自主竣工环境保护验收
	中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程环境影响报告书	原克拉玛依市环境保护局(克环保函(2018)83号), 2018 年 5 月 9 日	2019 年 11 月 15 日进行了自主竣工环境保护验收
玛 131 天然气处理站	2019 年玛 131 新增浅冷装置环境影响报告表	克拉玛依市生态环境局批复(克环函(2019)217号), 2020 年 9 月 12 日	2020 年 9 月 12 日进行了自主竣工环境保护验收

2.7.2 公用工程依托可行性分析

2.7.2.1 玛 18 井区钻井集中公寓

玛 18 井区钻井集中公寓位于项目区西南侧 20km 处, 占地面积 47500m²。该公寓属于《中国石油新疆油田分公司玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程》辅助工程, 于 2015 年取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函(2015)620号), 2018 年 5 月通过环境保护竣工自主验收。集中公寓配套建有生活污水防渗收集池 2 个, 3 污水收集池体积共计 140m³(单个污水收集池体积为 70m³), 污水集中收集后定期清运至乌尔禾区污水处理厂处理。

公寓生活垃圾集中收集, 统一拉运至乌尔禾生活垃圾填埋场处置。

玛 18 井区钻井集中公寓生活设施服务范围为玛 18 井区、艾湖 1 井区、玛 131 井区等钻井期钻井队的生活依托, 本项目位于玛 131 井区, 距离玛 18 井区钻井集中公寓距离较近, 依托可行。

2.7.2.2 乌尔禾区污水处理厂

本项目钻井期产生的生活污水依托玛 18 井区钻井集中公寓收集池收集, 集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。乌尔禾区污水处理厂位于乌尔禾镇东南, 距离 G217 约 4km 处。乌尔禾区城市污水处理厂 2014 年建成投运, 规划污水处理能力近期 0.6 万立方米/日, 远期 1.2 万立方米/日, 处理后水质达国家一级 B 标准。2018 年实施了污水处理厂提标改造工程, 2018 年 3 月 24 日通过原克拉玛依市乌尔禾区环境保护局审批(克乌环函(2018)17号)。2019 年, 该厂提标改

造项目调试运行稳定，2019 年 6 月完成自主竣工环境保护验收。乌尔禾污水厂占地 25600m²，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 6000m³/d，预留远期 6000m³/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。本项目钻井期产生的生活污水最大量为 46.4m³/d，污水处理厂的处理余量能够满足本工程。

2.7.2.3 乌尔禾区生活垃圾填埋场

本项目钻井期钻井队生活垃圾在玛 18 井区钻井集中公寓收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理工程位于克拉玛依乌尔禾区西南方向，217 国道东侧，卫生填埋场占地面积 11.31ha，填埋场设计总库容为 77 万 m³。服务年限为 2018 年至 2030 年。近期（2023 年）生活垃圾日清运处置 87t，累计处理量 23.56 万 t；远期（2030 年）生活垃圾日清运处置 98t，累计处理量 47.64 万 t。克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理工程于 2016 年 7 月通过原克拉玛依市环境保护局审批，文号“克环保函评价〔2016〕376 号”。2017 年 11 月完成近期和管理区主体工程建设，2019 年 6 月通过环保竣工验收。

本项目整个钻井期生活垃圾量 101.5t，克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场可以满足本工程垃圾处理的需求，可以依托。

2.7.2.4 危险废物贮存

本项目含油污泥、废润滑油由专用运输车辆拉运至百联站污泥贮存场暂存，不在井场内进行贮存。本项目依托的百联站污泥贮存场尺寸为 25m×14m，总容积 350m³，贮存场由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司拉运、处置，每月拉运两次。本工程产生含油污泥 2951.5t/a，废润滑油的产生量约为 0.58t/a，依托该暂存场可行。

2.7.2.5 危险废物处置

本工程产生的危险废物委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行

处理，该公司具备处置 HW08 废物的资质（危废经营许可证编号 6502040047，有效期限 2019 年 8 月至 2024 年 8 月）。

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司于 2006 年开始建设，有《危险废物经营许可证》（6502040007）、《道路运输经营许可证》（新交运管许可克市字 650203002309 号），具有油田污油泥收集、贮存、利用的资质，符合国家对危险废物的处置、转运要求。

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司原设计处理能力为 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，追加投资将处理规模扩大至 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，并委托中勘冶金勘察设计院有限责任公司对其进行了环境影响评价，克拉玛依市环保局于 2007 年 4 月以克环保函（2007）28 号文件对项目进行了批复。2007 年 11 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对现有工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。2010 年由于生产的需要，建设单位在厂区北侧扩建 2 座 $50\text{m}\times 70\text{m}\times 6\text{m}$ 的污水沉降池，作为含油污水进入厂区的预处理分离油水，并于 2010 年 9 月报克拉玛依市环境保护局以克环保函（2010）127 号文件进行了批复，于 2011 年 4 月建设投入使用，2011 年 8 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对污水储池扩量工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。验收监测报告认为，落地油及清罐油泥治理及扩量工程，立项、环评、初步设计及试生产报批手续齐全，环保设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投入使用，环保设施运行基本正常，对环评和初步设计的要求落实到位。

为了达到节能减排，提高生产效率和降低生产运行成本的目的，博达环保公司在污油泥处置装置原址进行提升改造，2018 年 7 月，博达公司委托中科森环企业管理(北京)有限公司承担《克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司油田污泥污水处理项目升级改造工程环境影响报告书》编制工作，2018 年 8 月 15 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅《关于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司油田污泥污水处理项目升级改造工程环境影响报告书的批复》（新环函（2018）1182 号），于 2018 年 11 月将设备升级改造、优化工艺，处理能力提升至 52 万

t/a, 2019 年 2 月通过环保竣工验收。

本项目运营期产生的危险废物为油泥(砂)及废润滑油,产生量为 2952.08t/a,克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司剩余处理能力满足本项目处置需求。

2.8 工艺流程

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

本项目建设分为施工期、生产运营期和服役期满三个阶段。总体流程如下图所示。

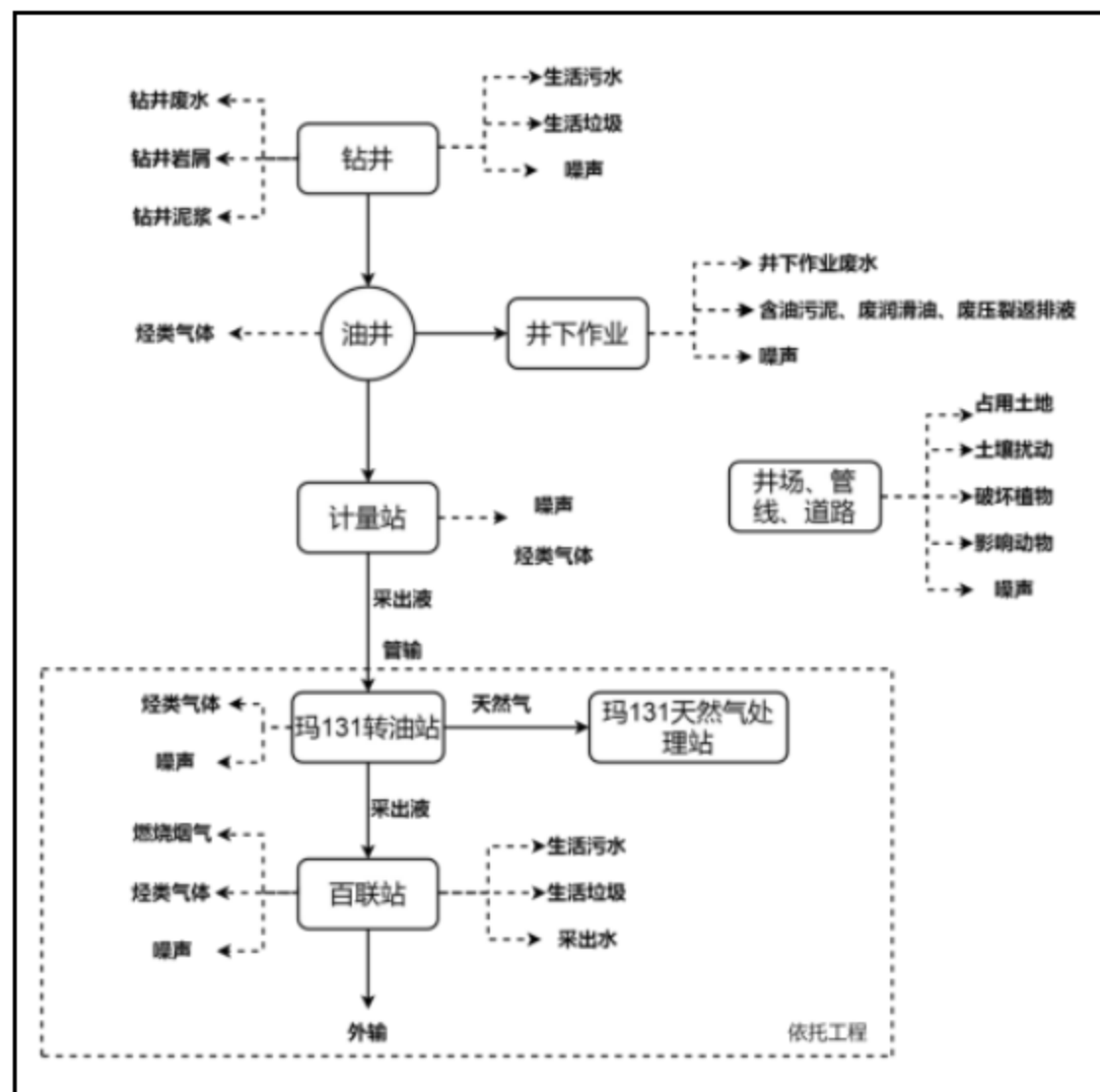


图 2.8-1 本项目总体工艺流程及污染物排放示意图

2.8.1 施工期工艺流程

2.8.1.1 采油井施工期工艺流程

(1) 钻前工程

钻前工程主要包括井场、道路、放喷管线的建设，产生的污染物主要为施工扬尘、噪声，工程占地对周围环境产生一定的影响。

(2) 钻井工艺流程

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻井。钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至储罐暂存。

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

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

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

钻井工程作业流程见下图所示：

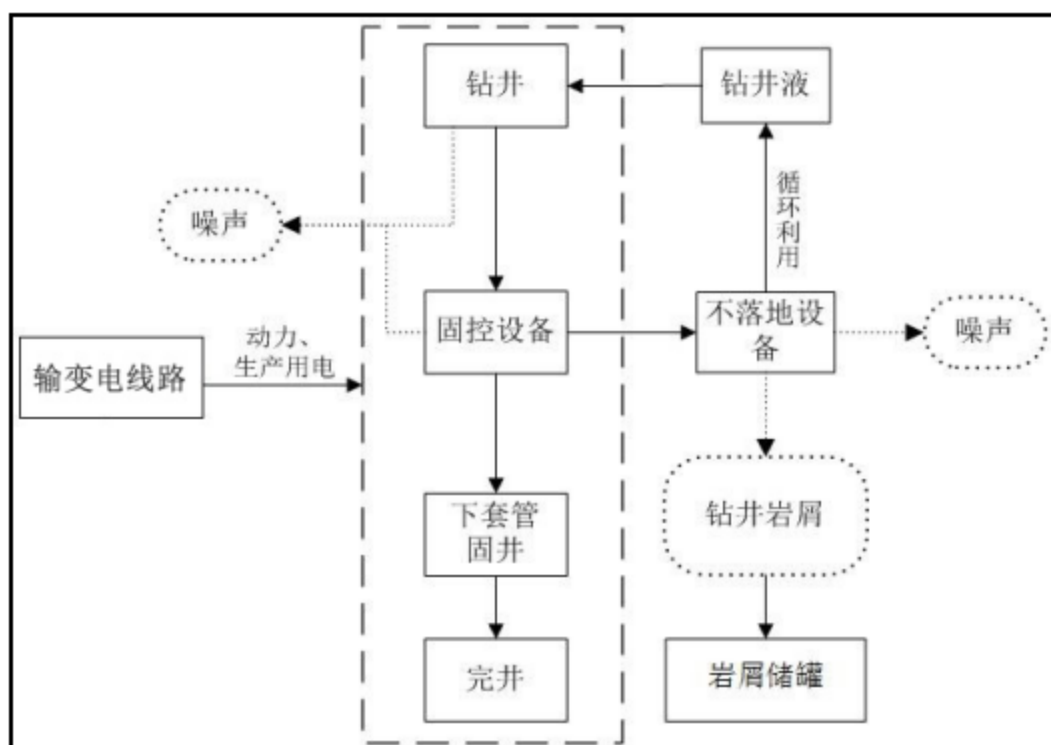


图 2.8-2 钻井作业及产排污环节图

(3) 井口设备安装

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

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

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

(4) 管线敷设工艺流程

①管线敷设

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

②清管和试压

管线系统安装完毕后, 在投入生产前, 必须进行吹扫及试压, 清出管线内部

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

③回填、地貌恢复

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

管道敷设工艺流程见图 2.8-3。

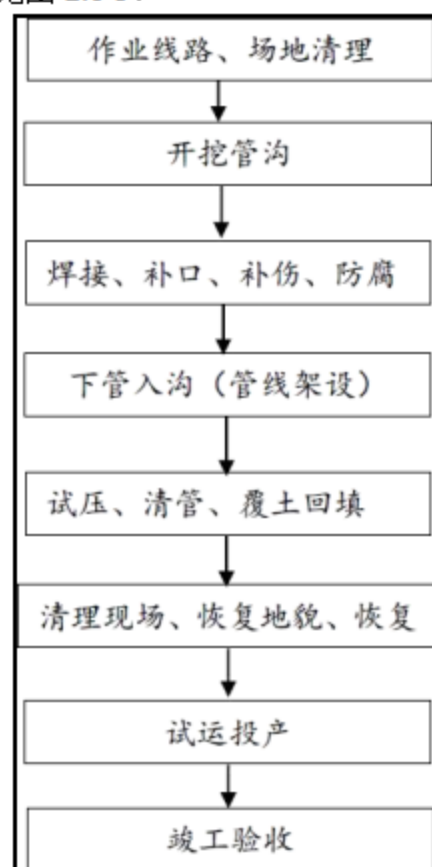


图 2.8-3 管线施工工艺流程图

(5) 道路施工工艺

本项目施工期建设简易砂砾石路面结构道路，道路施工包括测量放样、路基整理、路基压实、砂砾石路面铺设、压实度检验和交工验收过程。

2.8.1.2 站场建设施工工艺流程

本项目计量站建设施工工艺流程如下：



图 2.8-4 站场建设施工工艺流程图

2.8.2 运营期工艺流程

(1) 运营期井下作业工艺流程

本项目钻井结束后，需对完钻后的井进行洗井和压裂工艺，作业程序见图

2.8-5。

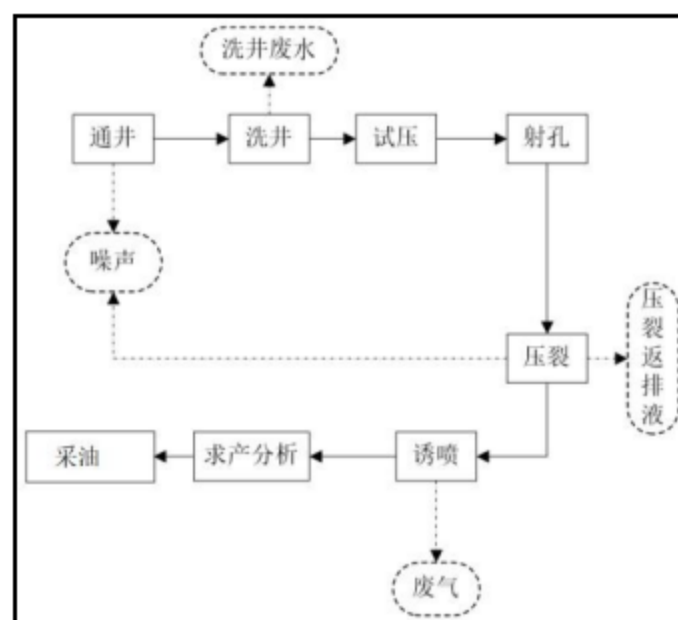


图 2.8-5 本工程运营期井下作业工艺流程及污染物排放示意图

(2) 采油

采油井口均采用 12 型游梁式节能抽油机，配套电机功率 30kW。采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。

根据本区评价井试油动态资料显示，本区投产初期均能自喷生产，后期天然能量不足时，选用抽油机机械采油。

(3) 密闭集输

本项目采油井集输采用三级布站工艺，即：井口采出物通过管线集输至计量站，在计量站内完成计量后集输至玛 131 转油站，在玛 131 转油站进行气液分离，分离出的采出液增压后由管线管输至百联站处理，分离出的伴生气由管线管输至玛 131 燃气处理站处理。

2.8.3 退役期工艺流程

(1) 采油井退役封井

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

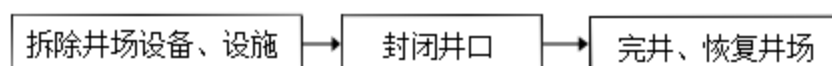


图 2.8-6 采油井闭井期工艺流程图

(2) 集输管线退役

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

(3) 闭井期环境影响因素及产污环节

闭井期污染源主要为施工扬尘、车辆噪声、清管废水及施工固废，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；清管废水通过管道驱至百联站污水处理系统处置后，回注油层；固废污染源主要为井场拆除的抽油机、集输设施、井构筑物，管线等，建筑垃圾由施工单位清运。

2.9 污染源分析及核算

2.9.1 施工期污染源分析

施工期主要污染来自井场、道路、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，废钻井液及岩屑，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等，管道试压废水以及施工人员产生的生活污水

水, 各类施工机械和运输车辆噪声及施工人员生活垃圾等, 平整场地和管沟开挖破坏地表等。

2.9.1.1 生态影响因素

本工程施工期主要包括新建采油井 58 口, 计量站 5 座, 单井出油管线 20.6km、集油管线 19.6km、油区巡井道路 11.5km。

施工期建设影响特征为生态影响, 即为生态资源(包括植被、土壤、野生动植物资源生境)的占用和破坏。

项目占地包括永久和临时占地, 占地类型为低覆盖度草地, 其中临时占地包括井场、计量站施工、道路及管线施工区; 永久占地主要为采油井场、站场和道路。项目总占地面积为 837350m², 其中临时占地面积为 625400m², 永久占地面积 211950m²。占地情况详见表 2.9-1。

表 2.9-1 工程占地面积一览表

项目	占地面积 (m ²)	占地性质 (m ²)		占地说明
		永久	临时	
井场	368000	139200	228800	本项目采油井井场永久占地为 139200m ² (40m×60m×58), 临时占地为 228800m ² (220m×80m+260m×80m+130m×80m+240m×80m+140m×80m+240m×80m+240m×80m+120m×80m+220m×80m+230m×80m+140m×80m+130m×80m+220m×80m+120m×80m+210m×80m); 放喷管线临时占地位于井场临时占地范围内。
站场	9750	3750	6000	计量站 5 座, 各计量站永久占地为 30m×25m, 临时占地为 40m×30m
管线	321600	0	321600	新建单井出油管线 20.6km、集油管线 19.6km, 施工作业带为 8m。
道路	161000	69000	69000	新建油区巡井道路 11.5km; 施工作业带宽度 6m, 道路施工临时占地位于道路红线范围内
合计	837350	211950	625400	

2.9.1.2 施工期大气污染源

本项目不使用柴油机发电, 施工期废气污染源主要是施工过程中将产生少量扬尘、施工车辆运输产生的扬尘。另外, 施工机械和车辆还将排放一定量废气。

施工扬尘主要来自: 土方的开挖、堆放、回填, 施工建筑材料的装卸、运输、堆放等以及施工车辆运输产生的扬尘。

施工扬尘产生量与施工作业方式、施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关,难以进行量化。施工期扬尘受风力因素的影响最大,随着风速的增大,施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

汽车运输也会产生扬尘污染,其扬尘量、粒径大小等与多种因素(如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等)相关。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快,其影响范围主要集中在运输道路两侧,如果采用道路定期洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施,可有效减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

另外,施工机械和车辆还将排放一定量废气,主要为 NO_2 、 SO_2 、 CO 和烃类。施工期排放的大气污染物将随施工期的结束而逐渐消失。

2.9.1.3 施工期水污染源

施工期废水污染源主要为施工人员生活污水、施工废水和少量管道试压废水。

(1) 生活污水

施工期单井施工 50 人左右,用水量按每人每天 20L 计,项目 58 口井生活用水最大量为 $58\text{m}^3/\text{d}$,生活污水产生量按用水量的 80% 计算,则施工人员生活污水产生量为 $46.4\text{m}^3/\text{d}$,施工期按 70d 算,本工程施工期生活污水产生量为 3248m^3 。生活污水主要污染物为 COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS 等。其排水水质与居民生活污水相近似,生活污水浓度 COD 为 350mg/L 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 30mg/L 、SS 为 200mg/L ,施工期间废水中各污染物的产生量为 COD: 1.137t、氨氮: 0.097t、SS: 0.659t。本项目施工期不设施工营地,钻井期产生的生活污水依托玛 18 井区钻井集中公寓收集池收集,集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。

(2) 施工废水

在道路和构筑物施工现场还将产生一定数量的生产废水,主要包括机械设备的淋洗废水,这些废水中的主要污染物是悬浮物和少量的石油类,施工单位设置

临时沉淀池，将生产废水沉淀处理后回用于施工过程，部分施工废水通过自然蒸发消耗。

(3) 管道试压废水

管道铺设完毕后，需对管道进行压力试验，会产生少量试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 $40\text{mg/L} \sim 60\text{mg/L}$ ，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

2.9.1.4 施工期噪声污染源

井场、道路、管道建设施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有：钻机、挖掘机、推土机、泥浆泵、不落地装置、搅拌机等。以上各种施工机械及车辆的噪声情况参见表 2.9-2。由于道路、管道属于线性工程，局部地段的施工周期较短，因此，施工产生的噪声只短时对局部环境造成影响。

表 2.9-2 施工期主要噪声设备表

序号	机械、车辆类型	噪声值 (dB (A))
1	挖掘机	92
2	钻机	100
3	泥浆泵	95
4	不落地装置	90
5	推土机	90
6	混凝土搅拌机	95
7	混凝土翻斗车	90

2.9.1.5 施工期固体废弃物污染源

施工期产生的主要固体废物为钻井岩屑、废弃钻井泥浆、生活垃圾、施工废料及土石方。

(1) 生活垃圾

以每人每天产生 0.5kg 的生活垃圾计算，单井施工人数约 50 人，建设周期为 70d，则本工程施工期间产生的生活垃圾 101.5t ，钻井期钻井队生活垃圾在玛 18 井区钻井集中公寓收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

(2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，经钻井液循环携带出井口，在地面经泥浆不落地处理系统分离出来，岩屑排至岩屑收集罐暂存，分离后的钻井液返回井下。废弃的钻井岩屑交岩屑处置公司进行处置后综合利用。

钻井岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，可按下列式计算：

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

式中：W—钻井岩屑排放量，m³；

D—井的直径，m；

h—井深，m；

d—膨胀系数，水基取 2.2。

根据本项目井身结构计算，本项目 58 口新钻井岩屑产生量 18217.3m³，详见下表。

表 2.9-3 岩屑量计算表 m³

井数 (口)	井号	井深 (m)	单井岩屑量		合计
			一开	二开	
13	MaHW1545、MaHW1546、MaHW1549、MaHW1550、 MaHW1127、MaHW1129、MaHW1132、MaHW1153、 MaHW1154、MaHW1162、MaHW1187、MaHW1191、 MaHW1192	3790	125.3	171.4	3857.1
16	MaHW1533、MaHW1534、MaHW1535、MaHW1536、 MaHW1537、MaHW1541、MaHW1543、MaHW1544、 MaHW1125、MaHW1126、MaHW1128、MaHW1159、 MaHW1160、MaHW1161、MaHW1185、MaHW1186	3990	125.3	180.8	4897.6
7	MaHW1542、MaHW1547、MaHW1130、MaHW1183、 MaHW1184、MaHW1189、MaHW1190	4190	125.3	190.3	2209.2
11	MaHW1528、MaHW1529、MaHW1530、MaHW1531、 MaHW1532、MaHW1548、MaHW1131、MaHW1155、 MaHW1156、MaHW1157、MaHW1188	4390	125.3	199.7	3575
11	MaHW1538、MaHW1539、MaHW1540、MaHW1121、 MaHW1122、MaHW1123、MaHW1124、MaHW1158、 MaHW1180、MaHW1181、MaHW1182	4590	125.3	209.1	3678.4
总计					18217.3

(3) 废弃钻井泥浆

钻井时井筒返排的钻井液（泥浆）及岩屑经泥浆不落地处理系统进行分离，分离出的液相回用于钻井液配置，在完井后可循环使用的泥浆由钻井液公司回收用于下个井场。

(4) 施工废料

施工期产生的施工废料包括井场建设、管道敷设作业产生的建筑垃圾、废包

装材料。其中建筑垃圾产生量 15t/a，废包装材料产生量 3t/a。施工废料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。

(5) 施工挖填方平衡分析

本项目施工土石方主要由埋地敷设管线开挖和道路建设产生。项目土石方平衡见表 2.9-4。

表 2.9-4 土石方平衡表 m^3

工程类别	挖方量	填方量	借方量	剩余量	备注
管线工程	160800	160800	0	0	/
道路工程	12300	7765	5750	4535	剩余土方用于施工作业带平整及油田区域平整井场，不外运
合计	173100	168565	5750	4535	/

管道施工过程中将开挖 2m 深的管沟，管线敷设完成后，土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上并压实，管线工程不产生集中弃土。道路工程产生的剩余土方用于施工作业带平整及油田区域平整井场，不外运。

2.9.1.6 施工期污染物排放情况汇总

施工期污染物排放汇总见表 2.9-5。

表 2.9-5 施工期污染物排放汇总

类别	污染源名称	污染物组成	排放量	排放去向
废气	车辆尾气	NO ₂ 、SO ₂ 、CO 和烃类	少量	环境空气
	施工扬尘	TSP	-	环境空气
废水	生活污水	产生量	3248m ³	依托玛 18 井区钻井集中公寓收集池收集，集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理
		COD	1.137t	
		氨氮	0.097t	
		SS	0.659t	
	施工废水	SS、石油类	少量	沉淀处理后回用于施工过程，不外排
	管道试压废水	SS	少量	用于施工区域内的洒水降尘、不外排
固废	生活垃圾	-	101.5t	在玛 18 井区钻井集中公寓收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置
	钻井岩屑	-	18217.3m ³	废弃的钻井岩屑交岩屑处置公司进行处置后综合利用
	土石方	-	剩余土方用于施工作业带平整及油田区域平整井场，不外运	

	施工废料	-	18t	施工废料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运
噪声	井场	施工机械	100dB (A)	声环境

2.9.2 运营期污染源分析

2.9.2.1 运营期大气污染源分析

本项目废气主要为在油品密闭集输过程中产生的大气污染物，主要是无组织挥发烃类气体。

油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的无组织挥发废气无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算。

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；

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平均含油率，取 82%）；

$WF_{甲烷}$ ——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（单井阀门数取 5，法兰连接数取 14；每个计量站阀门数取 8，法兰连接数取 20）。

计算 VOCs 的排放速率：

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

式中： e_{VOCs} ——物料流中 VOCs 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 VOCs 的平均质量分数；

WF_{TOC} ——物料流中 TOC 的平均质量分数。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 2.9-6。

表 2.9-6 油气集输无组织排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放系数 (kg/h/排放源)	单井站场污染物排 放量 (t/a)	设备数 量 (套)	污染物排放量 合计 (t/a)
井场	阀门	0.00046	0.0023	58	0.1334
	法兰、连接件	0.00065	0.0091	58	0.5278
	合计	/	0.0114	/	0.6612
计量 站	阀门	0.00052	0.00416	5	0.0208
	法兰、连接件	0.00077	0.0154	5	0.077
	合计	/	0.01956	/	0.0978
总计					0.76

综上所述，本项目产生的无组织 VOCs（以非甲烷总烃计）单井产生量为 0.0114t/a，单个计量站产生量为 0.01956t/a，VOCs 产生总量为 0.76t/a。

2.9.2.2 运营期水污染源分析

本项目运营期依托百口泉采油厂现有员工，不新增员工。运营期产生的废水主要为井下作业废水及采出液分离水（称为采出水）。

（1）井下作业废水

项目井下作业废水主要来源为采油井运营期修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。依据《1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册》中“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数及污染治理效率表”计算本项目井下作业废水量及污染量，具体计算系数见下表。

表 2.9-7 与石油和天然气开采有关的服务活动产排系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术	末端治理技术处理效率 (%)
井下作业	洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井	27.13	/	/
				化学需氧量	g/井	34679	物理+化学+回注	100
				石油类	g/井	6112	物理+化学+回注	100

本项目采油井为低渗透油井，项目每年实施期间井下作业 1 次。根据上表低渗透油井产污系数计算得：本项目 58 口采油井井下作业废水产生 1573.54t/a，COD 产生 2.01t，石油类产生 0.35t，计算结果详见下表。

井场设有专用储罐，井下作业废水由罐车拉运至百联站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，不外排。

表 2.9-8 采油井井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	单井产生量 (t/a)	合计产生量 (t/a)
工业废水量	27.13 吨/井	27.13	1573.54
化学需氧量	34679 克/井	0.035	2.01
石油类	6122 克/井	0.006	0.35

(2) 采出水

油藏采出水是从井口采出液中分离出的废水，主要来源于油气藏本身的底水、边水，项目采出液在百联站经脱水处理，排出油藏采出水。油田开发初期，采出液中含水率相对油田开发后期较低，但随着开采时间延长，采出液的含水率也会不断加大。

根据地面方案，本工程采出液中平均含水率为 18.09%，项目新增产能为 $32.52 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目采出液在百口泉注输联合站内进行脱水处理，联合站分离的污水产生量及水中各种污染物产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》-07 石油与天然气开采行业系数手册进行核算，具体计算参数及产生量见下表。

表 2.9-9 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

原料名称	类型	单位	产污系数		本项目新增产能	本项产生量 t/a
低渗透油田 <80%	采出水	t/t 产品	A/(1-A)	0.22	$32.52 \times 10^4 \text{t/a}$	71821.12
	化学需氧量	g/t 产品	647A/(1-A)	142.89		46.47
	氨氮	g/t 产品	11.12A/(1-A)	2.46		0.80
	总氮	g/t 产品	8.91A/(1-A)	1.97		0.64
	挥发酚	g/t 产品	0.83A/(1-A)	0.18		0.06
	石油类	g/t 产品	116.56A/(1-A)	25.74		8.37

说明：A 为含水率，本项目取 0.1809。

分离出的采出水量为 71821.12t/a (239t/d)，排入百联站污水处理系统进行处理，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)

标准中指标后回注油藏，不向外环境排放。

2.9.2.3 运营期噪声污染源分析

运行期噪声污染源主要包括：井场抽油机、各类机泵、井下作业和计量站各类机泵产生的噪声。噪声排放情况见表 2.9-10。

表 2.9-10 运行期噪声排放情况

序号	位置	噪声源	排放规律	源强 dB (A)
1	单井井场	抽油机	连续	75~80
2		机泵	连续	90~100
3		井下作业（压裂、修井等）	偶发	90~100
4	单座计量站	机泵	连续	90~100

2.9.2.4 运营期固体废物污染源分析

项目运营期不新增工作人员，不新增生活垃圾。井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。

（1）含油污泥（HW08-071-001-08）

含油污泥是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，本项目产生的含油污泥包括检修、管线刺漏产生的含油污泥以及百联站原油在处理过程中所产生的油泥（砂），其排放量与油井的出砂情况有关，其产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》-07 石油与天然气开采行业系数手册中非稠油产污系数（90.76t/万 t 产品）进行核算。本项目新增产能 $32.52 \times 10^4 \text{t/a}$ ，由此计算出含油污泥产生量为 2951.5t/a。含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物中石油开采行业，废物代码 071-001-08，先在百联站污泥贮存场暂存，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，减少运输过程环境污染。项目实际生产过程中含油污泥产生量比上述计算量小。

（2）废润滑油（HW08-900-214-08）

各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，类比同类井场废润滑油的产生量可知，单井井场产生的废润滑油量为 0.01t/a，本项目废润滑油的产生量约为 0.58t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业，废物代码 900-214-08，集中收集后临时

运至百联站污泥贮存场暂存，后交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

(3) 事故状态下的落地原油

本项目正常情况下不产生落地原油。

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。本项目修井每 2 年 1 次，根据新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目选用质量可靠的设备、阀门、法兰、管线等，定期对井场、计量站的设备、阀门、法兰、管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。井下作业时带罐作业，且在作业井场地面铺设防渗膜，事故状态下落地油 100%回收至百联站处置。

(4) 废压裂返排液

采油井采取加砂压裂，单井运营前实施压裂一次，压裂过程会产生废压裂返排液，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，具体产污系数及产生量见下表。

表 2.9-11 本项目废压裂返排液产生量一览表

污染物名称	产污系数	产生量（58 口井合计）
废压裂返排液	153.21t/井	8886.18t/次

本项目运营期产生的废压裂返排液均集中收集入罐，拉运至百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖。复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的表 1 标准。

2.9.3 运行期污染物排放情况汇总

综上所述，本工程建成后，本项目运行期各种污染物汇总见表 2.9-12。

表 2.9-12 运行期污染物排放情况汇总

项目	污染源	污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织挥发	VOCs(以非甲烷总烃计) (t/a)	0.76	0.76	环境空气
废水	井下作业废水	废水量 t/a	1573.54	0	依托百联站污水处理系统处理达标后回注油藏
		化学需氧量 t/a	2.01	0	

	采出水	石油类 t/a	0.35	0	
		废水量 t/a	71821.12	0	
		化学需氧量 t/a	46.47	0	
		氨氮 t/a	0.80	0	
		总氮 t/a	0.64	0	
		挥发酚 t/a	0.06	0	
		石油类 t/a	8.37	0	
噪声	井下作业、机泵等	75~100dB (A)			声环境
固体废物	含油污泥 (t/a)		2951.5	0	集中收集后临时运至百联站污泥贮存场暂存, 后交克拉玛依博达环保科技有限公司处置
	废润滑油 (t/a)		0.58	0	
	事故状态下产生的落地原油 (t/a)		/	0	作业单位 100%回收至百联站处置
	废压裂返排液	废液量 t/次	8886.18	0	经百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配, 部分用于调剖

2.9.4 三本账情况

本项目为扩建项目, “三本账”情况见下表。

表 2.9-13 本项目“三本账”一览表

项目	污染源	污染物	单位	现有及在建排放量	本项目排放量	建成后总排放量	排放增减量
废气	采油及集输过程；相变加热炉、水浴炉、导热油炉天然气燃烧	非甲烷总烃	t/a	294	0.76	294.76	+0.76
		NO _x	t/a	21.29	0	21.29	0
		SO ₂	t/a	0.983	0	0.983	0
		烟尘	t/a	0.68	0	0.68	0
废水	井下作业废水	SS、COD、石油类等	m ³ /a	0	0	0	0
	生产废水		m ³ /a	0	0	0	0
	采出水		m ³ /a	0	0	0	0
	生活污水		m ³ /a	0	0	0	0
固体废物	油泥（砂）		t/a	0	0	0	0
	废润滑油		t/a	0	0	0	0
	废分子筛		m ³ /3a	0	0	0	0
	废导热油		t/3a	0	0	0	0
	事故状态下的落地油		t/a	0	0	0	0
	废压裂返排液		m ³ /a	0	0	0	0
	生活垃圾		t/a	0	0	0	0

2.10 封井期环境影响分析

服役期满后，对完成采油的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，清管废水通过管道驱至百联站污水处理系统处置后，回注油层。在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

井场拆除的抽油机、集输设施、井构筑物等为钢制材料，可回收利用。不可回收利用的建筑垃圾由施工单位清运。通过采取以上措施，可使封井期生态环境影响降到最低。

2.11 清洁生产分析

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

2.11.1 产品的清洁性分析

本工程的产品为原油。石油与煤相比，是一种洁净能源，热值高，燃烧产生的有害物质少。代替燃煤可明显减少二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳等污染物质的排放，可有效减少酸雨形成和温室效应。原油与煤燃烧的污染物产生量对比见表 2.11-1。

表 2.11-1 天然气与原油、煤燃烧的排污量对比

大气污染物	单位热值条件下，燃烧原油排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值	单位热值条件下，燃烧煤排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值
灰分	14	148
SO ₂	400	700
NO ₂	5	10
CO ₂	1.33	1.37

注：（1）资料引至《四川石油经济》2000 年第一期中“天然气利用之环境效益初探”。

（2）表中数字为燃烧原油或者煤产生的污染物与天然气燃烧产生的污染物的比值。

从各类燃料燃烧后排污量对比可见，天然气和原油产生的灰分、SO₂、NO₂和 CO₂等污染物均远低于煤炭，因此，石油、天然气的清洁性远高于煤炭。在

一次能源消费煤炭占 70% 的中国，发展石油、天然气洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。

2.11.2 清洁生产措施分析

2.11.2.1 钻井过程的清洁生产工艺

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

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

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

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

2.11.2.2 原油集输及处理清洁生产工艺

(1) 密闭混合输送工艺能够减少投资，避免含油污水分散处理。

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

2.11.2.3 运营期井下作业清洁生产工艺

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

(2) 原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

(3) 采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

(4) 在井下作业过程中，对产生的废水拟采用循环作业罐（车）收集，运至百联站污水处理系统处理达标后，上清液回注油层，废压裂返排液依托百联站

压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调配，节约了新鲜水的同时减少的外排；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，拉运至危险废物处置单位进行处理。

2.11.2.4 节能及其它清洁生产措施分析

(1) 采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

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

2.11.2.5 建立有效的环境管理制度

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

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

2.11.3 清洁生产技术指标

(1) 原油采收率

先衰竭式开采，后转机采生产，提高原油采收率。

(2) 占地面积

本工程部署采油井 58 口，新建计量站 5 座，新建道路 11.5km，新建集输管

道 40.2km。工程新增永久占地面积 21.2hm²，临时占地面积 62.5hm²，总占地面积为 83.7hm²，占地类型为低覆盖度草地（非牧草地）。

（3）落地油产生量

根据现场调查，本项目正常情况下不产生落地原油。中国石油新疆油田分公司开发公司在落地油处理中采取了得力的措施，作业井场地面铺设防渗膜，修井作业必须带罐（车）操作。

2.11.4 清洁生产水平

参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）中的石油天然气开采业有关的清洁生产水平技术指标进行对比分析，以此来说明本工程的清洁生产水平。

（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。

①评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表了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”、“否”或完成程度两种选择来评定。

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。

井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 2.11-2。

表 2.11-2 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	清洁生产审核	
						实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160	12.48	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0.2	5
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	1.3	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	清洁生产审核	
							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	套管气回收装置	10	0
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式			采油方式经过综合评价确定	10	10	
		集输流程			全密闭流程,并具有轻烃回收装置	10	10	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	10	
		开展清洁生产审核,并通过验收				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(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	

玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口泉组油藏开发工程

		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：

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

式中：

$P1$ —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 2.11-3。

表 2.11-3 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由上表计算得出：

采油（气）作业定量指标 90 分，定性指标 90 分，综合评价指数 90 分。

清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

为贯彻《中华人民共和国清洁生产促进法》和《清洁生产审核办法》，百口泉采

油厂 2019 年进行了清洁生产审核,于 2019 年 12 月 16 日由新疆环境工程评估中心验收通过,根据本轮清洁生产审核验收结论:

百口泉采油厂审核前企业属于清洁生产先进企业。在能源消耗、余热余能利用等方面存在较大清洁生产潜力。通过本轮清洁生产审核,企业综合能耗、污染物产生均有下降,企业清洁生产先进水平有一定程度提高。

本项目 58 口采油井采取的处理工艺、技术与百口泉采油厂已建成熟的生产井基本相同,清洁生产水平较高,可以达到清洁生产先进水平。

2.11.5 持续改进清洁生产的建议

(1) 采用集输管道对油气进行全程密闭集输工艺,在采油输送等生产工艺方面,均采用目前国际、国内先进技术。

(2) 将清洁生产真正纳入到百口泉采油厂的管理制度当中,真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的,走可持续发展的道路。

2.12 污染物总量控制

2.12.1 主要污染源

(1) 废气污染物

本项目运营期大气污染物主要来自井场、计量站油气集输过程中无组织烃类挥发。

(2) 废水污染物

本项目生产过程中产生的采出水及井下作业废水。

2.12.2 污染物排放总量建议指标

总量控制因子为化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物和 VOCs。本项目不设置加热炉,产生的废气为井场、计量站无组织挥发的 VOCs(以非甲烷总烃计)皆为无组织排放,不纳入总量控制指标内。废水主要为采出水、井下作业废水,由百联站污水处理系统处置,处理后水质达标后回注油藏,不外排。故本项目不对二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮以及 VOCs 进行总量控制。

2.13 项目建设可行性分析

2.13.1 与国家产业政策协调性分析

石油天然气开采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）》，“七、石油、天然气-常规石油、天然气勘探与开采”为“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

2.13.2 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 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。

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，项目占地为低覆盖度草地（非牧草地），项目周边 2.5km 范围无人群居民点。项目占地范围内无水源涵养区、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；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”要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用；分离出的伴生气全部回收利用。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。

2.13.3 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：在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。在油气集输过程中，应采用

密闭流程，减少烃类气体排放。在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》识别。油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；建立环境保护人员培训制度；油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。

本项目井场采用单井集输至计量站形式生产，减少占地对生态环境的影响；采出液分离水依托百联站处理；产生含油污泥等危险废物先在百联站污泥贮存场暂存，委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置；本项目选用质量可靠的设备、阀门、法兰、管线等，定期对井场、计量站的设备、阀门、法兰、管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。伴生气全部回收利用。修井时带罐作业，且在作业井场地面铺设防渗膜，事故状态下落地油 100%收集，收集后的落地原油集中收集后送百联站处置；项目实施过程中，将依托中国石油新疆油田分公司开发公司在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），项目建成后由中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂统一管理，应将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测。本项目建设基本符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

2.13.4 与《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）的符合性分析

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

表 2.13-1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本项目为新区块石油天然气开发，主要建设 58 口采油井，5 座计量站，配套单井集输管线、道路等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目依托工程及其可行性分析详见“依托工程及可行性分析”。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	本项目井下作业废水、采出水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后经管线回注地层，本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目钻井时产生的水基泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，泥浆循环使用，岩屑交岩屑处置公司处理。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。	符合
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、封井等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及封井期各项生态环境保护措施。	符合

2.13.5 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）符合性分析

本项目与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）中要求的相符性分析详见表 2.13-2。

表 2.13-2 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	是否相符
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求,加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查,对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	本项目土地沙化现状及发展趋势见 3.2.5 章节,水土流失现状见 3.2.6 章节,防沙治沙措施见 5.1.1.6 章节,水土流失防治措施见 5.1.1.7 章节。	相符
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2011)要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022)要求进行生态环境影响分析和环境保护措施分析见 4.1.2 章节和 5.1.1 章节	相符
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,不予批准其环评文件,从源头预防环境污染和生态破坏。	本项目不涉及沙化土地封禁保护区	相符

2.13.6 与《关于重新提供沙区开发建设项目环境影响评价制度实施情况佐证材料的函》符合性分析

本项目与新疆维吾尔自治区防治荒漠化协调领导小组办公室 2021 年 5 月 16 日发布的《关于重新提供沙区开发建设项目环境影响评价制度实施情况佐证材料的函》中对沙区开发建设项目环境影响评价制度实行情况的相符性分析详见表 2.13-3。

表 2.13-3 与沙区开发建设项目环境影响评价制度实行情况相符性分析

序号	要求	本项目	是否相符
1	有开发建设性项目区土地沙化基本情况	本项目土地沙化现状及发展趋势见 3.2.5 章节	相符
2	有实施开发建设项目对沙化土地产生的影响分析	本项目项目实施对周边沙化土地的影响见 4.1.2.6 章节	相符
3	有防沙治沙措施	防治沙化措施见 5.1.1.6 章节	相符

2.13.7 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相符性分析

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

表 2.13-4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析

序号	规范内容	本工程	是否相符
1	总则 矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策,依法办矿	本工程符合国家产业政策,依法办理相关勘探开发手续	符合
2	基本要求 矿区功能分区布局合理,生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理,各分区均按照 SHE 要求规范管理	符合
3	矿容矿貌 矿区按生产区、管理区、生活区等功能区,应运行有序,管理规范	各分区运行有序,按照 SHE 要求规范管理	符合

		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。 在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区域各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；道路、生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	本项目开发过程中采取边开采，边治理措施，施工期临时用地及时平整、恢复	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各井场、站场、道路、出油管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	钻井期采取水基钻井液；钻井期配备完善的固井设施；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆已循环使用	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	本项目伴生气基本不含硫	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、封井期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	井下作业废水、采出水处理达标后回注，不外排；含油污泥等危险固废交由有资质的单位无害化处置	符合
				符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	无组织挥发烃类达标排放；井下作业废水、采出水处理达标后回注，不外排；含油污泥等危险固废交由有危废处置资质的单位进行处理，处置率 100%；压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复	符合

			配, 部分用于调剖	
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	正常情况下不产生落地油, 事故状态下产生的落地油由作业单位 100% 回收, 委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥, 采取技术措施进行原油回收处理和利用	含油污泥 100% 委托处置	符合

2.13.8 与《自治区严禁“三高”项目进新疆 推动经济高质量发展实施方案》的相符性分析

《自治区严禁“三高”项目进新疆推动经济高质量发展实施方案》(以下简称“方案”)中“三高”项目是指能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家(地方)标准及有关产业的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。“方案”中对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造等 10 个重点行业提出了转型升级要求。

本工程为石油天然气开发项目, 生产过程中用水量很小, 能(水)耗符合清洁生产指标要求, 污染物排放和环境风险防控符合相关标准及产业准入条件要求, 不属于“三高”项目, 也不属于“方案”中 10 个重点行业, 符合《自治区严禁“三高”项目进新疆 推动经济高质量发展实施方案》要求。

2.13.9 “三线一单”符合性分析

2.13.9.1 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

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

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

重点管控单元 699 个, 主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局, 不断提升资源利用效

率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

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

本项目所在区域位于一般管控单元，项目与自治区环境管控单元位置关系见下图 2.13-1。

图 2.13-1 本项目与自治区环境管控单元位置关系图

2.13.9.2 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环评发〔2021〕162 号）符合性分析

按照《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，全区划分为七大片区，包括北疆北部（阿勒泰地区、塔城地区）、伊犁河谷、克奎乌-博州、乌昌石、吐哈、天山南坡（巴州、阿克苏地区）和南疆三地州片区，新疆维吾尔自治区生态环境厅制定《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》。塔城地区（不含沙湾市和乌苏市）主要涉及“北疆北部片区”，乌苏市涉及“克奎乌-博州片区”，沙湾市涉及乌昌石片区。

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，属于“北疆北部片区”，该片区管控要求为“加强对阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区内湖泊、湿地、森林和野生动植物保护，维护阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性功能。加大区域建设与管理力度，实现生态环境保护、矿产资源开发、旅游与畜牧业协调发展。巩固塔额盆地绿洲农业生态功能区基本农田土壤环境质量。积极推进地下水超采治理，逐步压减超采量，实现地下水采补平衡。强化额尔齐斯河、额敏河等跨界河流突发水环境污染事故的环境风险防控；严格管控河流两岸汇水区内分布的排污口、尾矿库以及沿河公路段危险品运输、上游山区段矿产资源开发等活动，建立风险防控体系。加强废弃矿区土壤重金属污染风险管控及修复治理。”

本项目不位于阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区、阿尔泰山、准噶尔西部山地。不涉及基本农田，不开采地下水，项目区评价范围内无地表水分布。项目区占地范围内有少量梭梭分布，项目施工尽量避让保护，项目建设单位应缴纳相应的补偿费用由野生植物主管部门采取异地补偿人工种植进行保护。本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环评发〔2021〕162 号）。

2.13.9.3 与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

根据《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》，全地区国土空间共划定 108 个环境管控单元，主要为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三大类。

优先保护单元 43 个。主要包括自然保护地、生态保护红线区和红线外饮用水源保护区、水源涵养区、生态多样性保护区、土地流失防控区、防风固沙区等一般生态空间管控区。自然保护地按照国家公园、自然保护区、自然公园等有关法律法规进行分区管理；生态红线区执行生态保护红线管理办法有关要求一般生态空间控制区以改善提升生态功能为主要目标，遵循生态环境保护优先、节约集约、绿色发展的原则，开发建设和人为活动应执行相应区域基本草原、生态公益林、天然林保护、饮用水源保护区等有关法律法规要求，严格生态空间占用，保障生态安全底线，确保生态功能不降低。

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

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

本项目位于和布克赛尔蒙古自治县，根据塔城地区环境管控单元分类区，项目位于和布克赛尔蒙古自治县 04 一般管控单元，环境管控单元编码为 ZH6542130003，详见图 2.13-2。

图 2.13-2 本项目与塔城地区环境管控单元位置关系

(3) 环境质量底线

本项目为石油天然气开采项目，运营期项目油田采出水、井下作业废水全部依托百联站污水处理系统处理后回注油藏，废压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖，废污水（液）不外排，不会对周围地下水环境造成影响。

项目所在区域的声环境、地下水、土壤的环境质量均较好，均可达到相应的环境功能区划要求。评价区 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 和 O_3 达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，项目所在评价区域为达标区。项目油气密闭集输过程中产生的非甲烷总烃可达标排放，伴生气中基本不含硫，经处理后回收利用。故项目建设对区域环境质量现状影响小。

(4) 资源利用上线

项目建设过程中会消耗一定量电能及少量新鲜水，资源消耗量总体相对区域资源利用总量较少，各项资源用量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线。本项目为油气资源开发项目，具有良好的经济效益和社会效益。

(5) 生态环境准入清单

本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中的鼓励类，符合国家产业政策。

根据《塔城地区生态环境准入清单》表 2.7 塔城地区和布克赛尔蒙古自治县生态环境准入清单，本项目与和布克赛尔蒙古自治县 04 一般管控单元的管控要求的符合性分析如下表 2.13-5 所示：

表 2.13-5 本项目与和布克赛尔蒙古自治县 04 一般管控单元的管控要求符合性分析

管控维度		本项目情况	是否符合
空间布局约束	1.限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。 2.禁止新建 10 蒸吨以下锅炉。	不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目；不涉及一类重金属、持久性有机污染物排放；不占用农田及耕地；不建设锅炉	符合
污染	1.加大灌溉用水污染控制力度，灌溉用水应符合农田灌溉水质标准。	为非农业项目；施工期生活垃圾集中收集	符合

物 排 放 管 控	2.深入推广测土配方施肥,逐步实现主要农作物测土配方施肥全覆盖。加强种植业氨排放控制,调整氮肥结构,改进施肥方式,增加有机肥使用量。 3.开展农作物病虫害绿色防控、统防统治,推广低毒、低残留农药使用。 4.加强农药包装废弃物和废弃农膜回收利用,推行农业清洁生产。 5.加强秸秆综合利用,鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用,推动秸秆还田与离田收集。 6.严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 7.新建、改建、扩建规模化畜禽养殖场(小区)应实施干湿分流、粪便污水资源化利用。已有规模养殖场(小区)要根据污染防治需要,配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施。 8.散养密集区实施畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用等环境整治。 9.严格规范兽药、饲料添加剂的生产和使用,防止过量使用。 10.推进水产生态健康养殖。加强养殖投入品管理,依法规范、限制使用抗生素、激素等化学药品。 11.减少生活污染,促进生活垃圾减量化、资源化、无害化。 12.推进农村环境综合整治,加强农村环境基础设施运行管理。	后拉运至乌尔禾垃圾填埋场	
环 境 风 险 防 控	/	/	/
资 源 利 用 效 率	1.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术,完善灌溉用水计量设施。 2.大力推进规模化高效节水灌溉,推广农作物节水抗旱技术。	为非农业项目,不涉及灌溉	符合

由上表可知,本项目为石油开采项目,不违背“三线一单环境准入清单”中的管控要求。

2.13.9.4 与产业准入负面清单要求的符合性分析

本项目行政隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县,不属于《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县(市)产业准入负面清单》和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县(市)产业准入负面清单(试行)的通知》中规定的 45 个国家重点生态功能区县(市)。因此本项目符合相关产业准入负面清单要求。

2.13.10 与相关规划协调性分析

2.13.10.1 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》：主体功能区按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

新疆国家层面和自治区层面禁止开发区域分别为 44 处和 63 处。其中卡拉麦里山自然保护区、吉木萨尔县青松森林公园属于自治区级禁止开发区域。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，和布克赛尔蒙古自治县属于自治区级重点生态功能区中的准噶尔西部荒漠草原生态功能区，其发展方向是：植树造林，退耕还草，加强以草原为主的生态建设，防治草场退化，禁止毁草开荒，保护珍稀野生动物种。

本项目不属于主体功能区划中确定的自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油开采活动符合“全国重要的能源基地”定位。本项目所在区域不在国家级和自治区级禁止开发区域内，不在生态红线区内，属于限制开发区域。

表 2.13-6 本项目与限制开发区管制原则符合性分析

开发管制原则	本项目情况	是否符合
对各类开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰，不得损害生态系统的稳定和完整性。	本项目严格控制占地范围，尽可能减少对生态系统的干扰，不损害生态系统的稳定和完整性。	符合
在重点生态功能区的范围内进一步划定生态红线，生态红线区是产业发展的禁止区，是一切项目开发不能越过的底线。	本项目不在生态红线范围内	符合
开发矿产资源、发展适宜产业和建设基础设施，都要控制在尽可能小的空间范围之内。做到天然草地、林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等绿色生态空间面积不减少，控制新增道路、铁路建设规模，必须新建的，应事先规划好野生动物迁徙通道。在有条件的重点生态功能区之间，要通过水系、绿带等构建生态廊道，避免成为“生态孤岛”	本项目对占用的低覆盖度草地进行生态恢复和补偿，施工过程中少占地，缩小施工范围，评价范围内无野生动物迁徙通道。	符合
根据资源环境承载能力合理布局能源基地和矿产基地，尽可能减少对农业空间、生态空间的占用并同步修复生态环境。	本项目不占用农业空间，减少占地范围，施工时尽量减少占地	符合

项目位于和布克赛尔蒙古自治县属于自治区级重点生态功能区，在项目实施过程中需重点保护野生动物，维护自然生态环境，落实本次环评提出的各项生态环境保护

措施，因此，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。本项目不在生态保护红线范围内，与生态保护红线关系图见图 2.13-3。与新疆维吾尔自治区主体功能区划分图关系见图 2.13-4。

图2.13-3 本项目与生态保护红线关系示意图

图2.13-4 项目与新疆维吾尔自治区主体功能区划分图关系示意图

2.13.10.2 与《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》符合性分析

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，属于自治区级重点生态功能区。本项目为油气开采行业，不属于高污染产业、建材行业落后产能、不符合产业准入标准和政策的落后项目、纺织印染项目、水泥行业。因此，本项目符合《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》的要求。

2.13.10.3 与《新疆十四五规划和 2035 年远景目标纲要》的符合性分析

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

2.13.10.4 与《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》的符合性分析

《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》规划范围为新疆维吾尔自治区境内，新疆油田公司所有现状地面工程及“十四五”规划地面工程范围。规划期限为“十四五”时期（2021~2025 年）。发展目标为 2021-2025 年是新疆油田加快发展阶段，油气产量快速增长。到 2025 年油气当量 2007 万吨，其中，原油产量达到 1550 万吨，天然气产量达到 57.1 亿方，年均油气当量增长 81.8 万吨。地面工程以安全环保、提质增效为目标，地面系统总体能力满足“十四五”期间新区玛湖 500 万吨上产、吉木萨尔页岩油建产、南缘建产，老区千万吨稳产、天然气稳产的需要，非常规油气藏地面配套关键技术取得重大突破，数字化、标准化等指标达到股份公司先进水平，生产运行、能耗等指标超越股份公司一般水平。全面建成保障坚强、结构合理、安全可靠、运行灵活、节能环保、经济高效的水、电、路、讯保障系统。

油气开发分 4 大片区即西北缘、腹部、东部、南缘，本项目位于规划区中的西北缘，符合《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》。本项目在规划区中的相对位置图见图 2.13-5。

图 2.13-5 本项目与规划各区块的相对位置图

2.13.11 选址、选线环境合理性分析

位于和布克赛尔蒙古自治县县城西南侧 78km，魔鬼城风景区位于本项目区东侧 14.5km，艾里克湖位于本项目西南侧 22km，江格尔沙漠公园位于本项目区西南侧 21km，玛纳斯湖位于本项目区南侧 18km。本项目井口距离 75m 范围内无高压线及其它永久性设施。本项目井位分布在奎北铁路南侧，最近井位距铁路线 2.7km，项目区 100m 范围内无民宅，200m 范围内无铁路、高速公路，500m 范围内无学校、医院和大型油库等人口密集型、高危性场所，其选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的要求。

项目的建设符合《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》，根据现场调查，本项目占地土地类型主要为低覆盖度草地（非牧草地），不占用林地、耕地。项目不涉及自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、饮用水保护区，无地质公园、重要湿地等。

（1）井场、站场选址分析

本项目井场和计量站占地尽量避让自治区 I 级保护植物（梭梭及白梭梭），实在无法避让的，根据《中华人民共和国野生植物保护条例》中相关规定，项目建设单位取得林草部门的许可后，应缴纳相应的补偿费用由林草部门采取拯救措施对其进行迁地保护移栽措施。施工过程中采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（2）管线选线合理性分析

本项目新建集输管线在施工过程中减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对土壤的扰动范围。

（3）道路选线合理性分析

本项目新建道路设计过程中已考虑现场地表植被及土壤分布情况，对自治区 I 级保护植物（梭梭及白梭梭）天然植被生长良好的地段采用避让方案，减小对野生植物的破坏；同时为减少对项目区土地的扰动，建设单位在满足项目需求条件下尽量缩短新建临时道路长度，由附近道路设计最优化道路修建至井场。严格控制道路临时占地面积，不随意增加临时占地面积，不随意增加道路修建长度和宽度；在满足施工和运

营生产要求的前提下，尽量减少占地；道路不允许绕弯增加修建长度。在道路施工建设过程中，采用砂石路面，沿线土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。在道路路面进行压实或砾石覆盖可减轻此类影响。

综上，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目选址、选线合理。

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境现状调查与评价

3.1.1 地理位置

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

本项目位于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县境内，属于百口泉采油厂管辖，位于和布克赛尔蒙古自治县县城西南侧 78km，距离克拉玛依市乌尔禾区东侧约 20km，距离百口泉注输联合站东北侧约 50km。

3.1.2 地形地貌

和布克赛尔蒙古自治县地貌比较复杂，有山地、丘陵、平原、荒漠，县境海拔最高点是赛尔山的木斯套峰，海拔 3835m，终年积雪，最低点为南部边缘已干涸的玛纳斯湖，海拔 249m。其地势特征为北高南低，北部地区地形以山区和低山区为主，海拔在 1000m~1500m，南部以平原为主，海拔在 1000m 以下。县境内明显可分为四大地区，即北部及西北部高山、亚高山地区，和布克谷地，中部中低山丘陵区，南部平原荒漠区。北部及西北部高山、亚高山地区包括赛尔山、北中部地区哈同山（水流较少，景象较为荒凉）、西北部边境连接赛尔山和哈同山脉的铁布克山。和布克谷地包括赛尔山以南，哈同山以北。中部中低山丘陵区包括哈同山东部及阿德尔山、赛勒克特山、阿尔根特山、沙勒布尔特山、迪伦山等组成，这一地区植被少、水源缺乏，地面起伏不平。南部平原荒漠区包括中、低带以南的广大平原、荒漠地区，由此以南至准噶尔腹地，其北部为和布克河下游和夏孜盖三角洲，是农作物种植区。

3.1.3 气候条件

和布克赛尔蒙古自治县地处内陆，远离海洋，属大陆性北温带干旱气候，气候特点为冬寒漫长、夏凉短促、无霜期短、降水较少、蒸发旺盛、空气干燥、积雪薄而不稳定，春秋多大风，全年盛行西风。由于纬度及地形的差异，全县分为两个大的不同

气候区。北部山地气候区，包括和布克谷地在内， $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的积温在 2100°C 左右，年平均气温只有 $3.1^{\circ}\text{C}\sim 3.5^{\circ}\text{C}$ ，无霜期短，仅 135 天左右；降水量除中山带以上稍多外，一般降水都在 150mm 左右；积雪不稳定，有明显的冬季逆温层，有利于牲畜越冬和喜凉作物的生长，但春秋多有偏西大风，常受风灾之害。南部平原气候区，热量丰富，年平均气温 $7.0^{\circ}\text{C}\sim 7.3^{\circ}\text{C}$ ， $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的积温在 $3300^{\circ}\text{C}\sim 3350^{\circ}\text{C}$ 之间，光照充足，无霜期长达 180 天~190 天；降水少，年平均降水只有 88.5mm，蒸发量大；夏季炎热，有干热风之害；冬季严寒，降雪少，积雪薄。

区域气象气候条件见表 3.1-1。

表 3.1-1 和布克赛尔蒙古自治县常规气象资料统计

项目名称		单位	数值
气温	最冷月平均气温	$^{\circ}\text{C}$	-20.8
	最热月平均气温	$^{\circ}\text{C}$	27.7
	极端最高气温	$^{\circ}\text{C}$	42.3
	极端最低气温	$^{\circ}\text{C}$	-34.5
	年平均气温	$^{\circ}\text{C}$	7.6
风速	冬季平均风速	m/s	1.4
	夏季平均风速	m/s	3.0
	年平均风速	m/s	2.6
	年最大风速	m/s	27
	年主导风向	\	NE
相对湿度	冬季相对湿度	%	79
	夏季相对湿度	%	35
	年平均	%	53
大气压力	冬季	102Pa	982.9
	夏季	102Pa	867.0
最大积雪厚度	mm		140
最大冻土深度平均值/极值	cm		114/167

3.1.4 水文地质

3.1.4.1 地表水特征

(1) 河流

和布克赛尔蒙古自治县县境内有两条主要河流，白杨河与和布克河，有大小沟溪 31 条。白杨河发源于和布克赛尔蒙古自治县的旦木郭勒，年径流量 2.4 亿 m^3 ，和布克河发源于铁布肯乌散乡的霍尔茹，属和布克谷地的泉流河系，其年径流量约为 4200 万 m^3 ，是和布克赛尔蒙古自治县南部灌区、察和特灌区水源与加音塔拉水库的主要

蓄水水源。水资源总量 4.35 亿 m^3 ，可利用水资源量 2.56 亿立方米，已利用水资源量 0.79 亿 m^3 ；地表水资源量 2.55 亿 m^3 ，可开采量 1.85 亿立方米；地下水资源量 1.80 亿 m^3 ，可开采量 0.71 亿 m^3 。

（2）湖泊

①玛纳斯湖

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

②艾里克湖

艾里克湖位于克拉玛依市乌尔禾区境内，地处准噶尔盆地西部低山丘陵的东缘，为白杨河的尾间湖泊，湖盆三面环山，水源补给大部分来自白杨河，面积 52.4 km^2 ，长度 12.4km，最大宽度 4.2km，平均宽度为 3.5km。湖泊环抱小盆地及大面积洪积扇平原，自然坡降约 3%。最低海拔 278m，大部分海拔在 300m 左右。地貌单元上艾里克湖东南接玛纳斯河下游冲积，湖积平原，分为构造剥蚀地貌、堆积地貌两类，地势基本由西北向东南倾斜。艾里克湖地处温带大陆性荒漠气候，年均降水量 96.4mm，年均雨日 98.6 天，寒暑差异悬殊，冬季积雪较厚，年均日照 2637 小时，年均平均气温 8.4℃。年均蒸发量 3016.4mm，年均无霜期 225 天，年均冻土日 123 天，最大冻土深度 180cm，平均冻土深度 140cm。春季、秋季多大风，七、八级大风年均 68 天，平均风速达 3.5m/s，定时最大风速可达 30.3m/s，风向西北，处于地震烈度 7 度区。艾里克湖湖区芦苇丛生，鱼跃禽鸣，野猪、黄羊经常出没，树木成林，农田纵横，艾里克湖因此被誉为“戈壁沙漠上的一颗明珠”。

3.1.4.2 地下水特征

（1）区域水文地质概述

项目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,呈平行山地的带状分布。地下水在山区接受大气降水直接渗入的补给,在强烈的构造断裂、节理、裂隙的控制下径流、赋存、运移,以侧向径流的形式排泄向南东方向,大部份以地下径流的形式排泄到盆地中部冲湖积平原,小部份以泉的形式溢出地表。

(2) 地下水类型, 含水层及富水特征

评价区位于准噶尔盆地边缘,根据地下水赋存条件、水理性质及水利特征,将评价区内地下水划分为基岩裂隙水、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。地下水特征分述如下:

①基岩裂隙水

主要分布在评价区北部哈拉阿拉特山山区段。地下水大都受构造地貌控制,受气候垂直分布的影响,山区多出露火山碎屑岩类为主的层状岩类,多为层状岩类裂隙水。有一条构造谷-大布渡河穿过,为地表地下水汇集地段,两岸地势平坦,上覆盖层,泉水出露少。哈拉阿拉特山因地势较低,地形切割微弱,降水稀少,水源补给不足,泉少、流量小、贫乏,单泉流量小于 0.1L/s 。区内哈拉阿拉特山中部出露以花岗岩为主的块状岩类裂隙水,出露泉水极少,水量贫乏,单泉流量小于 0.1L/s 。

②碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水

碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水是由一套砾岩砂岩和泥岩为主的碎屑沉积物构成,并经历不同的成岩与构造运动过程。其中包括白垩纪和第三系地层。主要分布在准噶尔西北部的广大平原地区。受构造运动影响多形成洼地、沟谷,这些沟谷形成了地表水和地下水径流的通道,在白杨河、大布渡河等有利条件的补给下,形成多形成层间承压自流水。

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。

I 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）

在评价区乌尔禾至百口泉平原、以及评价区东南部的艾里克湖、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、木达依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 10 米，在远离河床、湖岸处水位埋藏变深，一般在 10-30 米之间。在评价区西北角大布渡口-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 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ；在评价区中部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 $100-1000\text{m}^3/\text{d}$ 之间；在评价区百口泉南部、玛纳斯湖一带，潜水富水性较差，水量贫乏，单井涌水量小于 $100\text{m}^3/\text{d}$ ；在评价区东北侧为透水不含水的砂砾石层，厚度较小。

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；在评价区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；在评价区西北角大布渡口-白杨河水库一带，层间承压水富水性好，水量丰富，单井涌水量多大于 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ；在评价区中部白杨河水库至百口泉、乌尔禾至艾里克湖一带以及评价区东北上覆第四系透水不含水层区域，层间承压水富水性较好，水量中等，单井涌水量多为 $100-1000\text{m}^3/\text{d}$ ，根据区内钻孔 S14 资料，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 $0.66\text{m}/\text{d}$ ，单井涌水量为 155.25m；在评价区东南部、南部玛纳斯湖一带，层间承压水富水性较差，水量贫乏，单井涌水量小于 $100\text{m}^3/\text{d}$ 。

II 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。评价区内富水性不一，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，100 米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，涌水量大于 $600\text{m}^3/\text{d}$ ，第二承压水层埋藏深度为 45-84m，含水层厚 2-12m，涌水量达 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，平均渗透系数 $14.59\text{m}/\text{d}$ 。根据小艾里克湖水文地质钻孔 S21 资料，孔深 154.27m，为一套棕红色泥岩与灰白色、青灰、灰黄色砂岩互层，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 $0.58\text{m}/\text{d}$ ，单井涌水量为 $109.47\text{m}^3/\text{d}$ ；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 $0.88\text{m}/\text{d}$ ，单井涌水量达 $71.05\text{m}^3/\text{d}$ 。

③松散岩类孔隙水

评价区内松散岩类孔隙潜水区广泛分布，大都位于白垩纪、第三系层间承压水之上，前文已叙述。仅在哈拉阿拉特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，涌水量为 $100-100100\text{m}^3/\text{d}$ 。

(3) 地下水补给、径流、排泄条件

评价区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，评价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。评价区内的白垩系地层为一套粗、细粒相间岩层，均以平缓的单斜构造向南东方向倾斜，与河流的流向趋于一致。岩层像河流上游翘起，受切割的岩层易接受河水的渗入补给，并顺岩层倾斜方向逐渐形成承压自流水。评价区内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，同时乌尔禾一带农业灌溉人工开采也为地下水排泄方式之一。区域水文地质图详见图 3.1-1。

图3.1-1 本项目区域水文地质图

(4) 地下水化学特征

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

评价区山区山势低矮，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 $3-10\text{g/L}$ ，水化学类型为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{Na}\cdot\text{Ca}$ 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 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Mg}\cdot\text{Na}$ 型，地下水水质较好，矿化度小于 1g/L ；评价区内下伏的白垩系承压水，可能受含油地层的影响，矿化度有所增加，达到 $1-3\text{g/L}$ ，地下水类型过渡到 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Na}$ ，如孔 S15。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 $3-10\text{g/L}$ 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 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Mg}$ 型。而在扇缘地带，潜水矿化度则增加至 $1-3\text{g/L}$ ，水化学类型为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{Mg}\cdot\text{Ca}$ 型。在这一地区的第三系、白垩系某些孔隙水是潜伏于松散岩类孔隙水之下，在扇顶部水质较好，如 S14 矿化度为 0.39g/L ，属 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型，在扇缘地带较差，如艾里克湖的 S21 孔，矿化度在 6g/L 左右，水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{Na}$ 型。在评价区东南艾里克湖一带，地下水水质进一步变差，无论是上覆第四系潜水还是下伏层间承压水，均为高矿化度的 $\text{Cl}\cdot\text{Na}$ 型盐水，矿化度多大于 10g/L 。

3.2 生态环境现状调查与评价

3.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在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 3.2-1。本项目与新疆生态功能区划图的相对位置详见图 3.2-1。

表 3.2-1 项目区域生态功能区划及具体保护要求

所属生态功能区	生态区	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	II ₁ 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区
	生态功能区	16 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区
主要生态环境问题		河谷林衰败、土壤风蚀、滥挖甘草和肉苁蓉、自然景观受损
主要生态敏感因子、敏感程度		土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感

主要生态服务功能	土壤保持、景观多样性维护、旅游
主要保护目标	保护河谷林、保护地貌景观
适宜发展方向	复壮河谷林，合理发展旅游业
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

图3. 2-1 本项目与新疆生态功能区划相对位置示意图

3.2.2 土地利用现状调查及评价

根据遥感调查结果,采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析,即将遥感影像与平面布置图进行叠加,并参照《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017),以确定评价范围内土地利用类型,并统计各类土地利用类型的面积,将成果绘制成土地利用现状图。

根据项目土地利用现状图及现场勘查,项目区所在区域为低覆盖度草地,为尚难利用的荒草地,非牧草地。项目土地利用类型图见图 3.2-2。

图 3.2-2 土地利用现状图

3.2.3 植被现状调查与评价

(1) 植被类型及分布

按中国植被自然地理区划划分,项目所在区域属北方植物界、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。由于项目区地处准噶尔盆地西北边缘玛纳斯河流域下游段,在冲洪积平原的干旱荒漠区分布着荒漠植被,自然地帶性植被主要是梭梭荒漠。

梭梭群系属于小半乔木荒漠,主要分布于克拉玛依油田内的大部分区域。适应于盐化壤土,如梭梭壤漠;也见于石膏的砾质戈壁,如梭梭砾漠。在准噶尔盆地的沙漠边缘,可以见到梭梭与耐盐潜水超旱生灌木形成的群落,如梭梭荒漠植被类型。在壤土上,梭梭高 0.5m~1.5m。群落总盖度因土壤不同而各异,在龟裂型土壤上不超过 10%,在壤土、沙土上会达 30%~40%。群落种类组成在龟裂型及强盐化土壤上只有 5 种左右,而在弱盐化土、沙壤土上则可多达 10~14 种。伴生植物多为一年生盐柴类,如:盐生草、角果藜、叉毛蓬等。

(2) 保护植物

在砾质戈壁,梭梭高度一般不超过 1m,群落总盖度 5%~10%。群落种类组成很单调。伴生种多为超旱生灌木或超旱生半灌木,常见的有骆驼刺、盐生木、合头草等。根据《新疆国家重点保护野生植物名录》(2022),项目区域内不存在国家重点保护野生植物,根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(第一批),梭梭及白梭梭属于新疆维吾尔自治区 I 级保护植物。

(3) 植被种类根据实地调查

区域内气候干旱,植物群落较为单一,项目区发育着以灌木为建群种所组成的水平地带性荒漠植被,主要组成植物有梭梭及白梭梭,大部分区域植被稀疏,植被覆盖度约为 5%。梭梭及白梭梭在项目区分布广泛,是典型的荒漠植物及优良固沙植物。

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

建设单位在道路设计过程中已考虑现场梭梭及白梭梭分布情况,对天然植被生长良好的地段采用避让方案,迂回绕道,根据现场勘查,道路占地范围内梭梭分布较少,梭梭高度 0.5-1.5m。

项目区植被现状图见图 3.2-3,植被类型图见图 3.2-4,主要植物种类及分布见表 3.2-2。

图 3.2-3 植被现状图

图 3.2-4 植被类型图

表 3.2-2 主要植物种类及分布

序号	物种名	科名	属名	学名	分布
1	梭梭	藜科	梭梭属	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
2	白梭梭	藜科	梭梭属	<i>Haloxylon persicum</i>	+
3	珍珠猪毛菜	藜科	猪毛菜属	<i>Salsola passerina</i>	++
4	木本猪毛菜	藜科	猪毛菜属	<i>Salsola arbuscula</i>	+
5	无叶假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis aphylla</i>	++
6	短叶假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis brevifolia</i>	++
7	毛足假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis riopoda</i>	+
8	展枝假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis truncata</i>	+
9	高枝假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis elatior</i>	+
10	短穗怪柳	怪柳科	怪柳属	<i>Tamarix laxa</i>	++
11	多枝怪柳	怪柳科	怪柳属	<i>Tamarix ramosissima</i>	+
12	盐生草	藜科	盐生草属	<i>Halogeton glomeratus</i>	++
13	盐爪爪	藜科	盐爪爪属	<i>Kalidium foliatum</i>	+
14	盐穗木	藜科	盐穗木属	<i>Halostachys caspica</i>	+
15	囊果碱蓬	藜科	碱蓬属	<i>Suaeda physophora</i>	+
16	合头草	藜科	合头草属	<i>Sympegma regelii</i>	+

17	骆驼刺	豆科	骆驼刺属	<i>Alhagi sparsifolia</i>	+
18	芦苇	禾本科	芦苇属	<i>Phragmites australis</i>	+
19	黄茅	禾本科	黄茅属	<i>Heteropogon contortus</i>	+
20	白刺	蒺藜科	白刺属	<i>Nitraria tangutorum</i>	+

注：++常见种，+少见种。

3.2.4 野生动物现状调查

根据中国动物地理区划分级标准，本工程所在区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区，地处内陆盆地，气候干燥，植被稀疏，野生动物的栖息生境单一。

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度极低，所以野生动物种类分布较少。由于历史的原因，准噶尔盆地荒漠中各种大型动物资源数量显著减少。

根据相关资料，区域内栖息的主要野生脊椎动物 18 种，其中爬行类 3 种、鸟类 5 种、哺乳类 10 种。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物，详见表 3.2-3。

表3.2-3 区域内主要野生脊椎动物种类及分布

中文名	学名	分 布	
		沙质荒漠	壤质荒漠
一、爬形类			
1.变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	+	+
2.快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	++	+
3.荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	++	+
二、鸟类			
4.毛脚沙鸡	<i>Syrhaptēs paradoxus</i>	+	+
5.短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	+	+
6.小沙百灵	<i>C. rufescens</i>	+	+
7.沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	+	+
8.红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	+	+
三、哺乳类			
9.大耳猬	<i>Hemiechinus auritus</i>	+	+
10.虎鼬	<i>Vormela peregusna</i>		+
11.艾鼬	<i>Mustela eversmanni</i>		+
12.草兔	<i>Lepus capensis</i>	+	+
13.小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	+	+
14.西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>	+	+
15.毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+	+
16.大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	++	+
17.子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	++	+
18.红尾沙鼠	<i>M. libycus</i>		+

根据《新疆国家重点保护野生动物名录》(2021)，项目区内不存在国家重点保护野生动物及其生境。

区域气候条件恶劣，夏季酷热、冬季严寒、极为干旱，保障野生动物生存的饮水、食物及栖息条件非常有限，再加上区内近年来油气田勘探开发，油田公路修建，人为活动频繁，所以野生动物种类分布较少，大型哺乳动物种类更少，基本上没有区域特有种分布。

3.2.5 土地沙化现状及发展趋势

沙化土地形成的原因：干旱的气候、丰富的沙源、裸露的地表、起沙风的作用是新疆沙化土地形成的先决条件。据地质资料和古气候资料证明，新疆沙漠主要是在第四纪中更新世以后形成的，特别是晚更新世至全新世期间。沙漠主要是在干旱的气候，丰富的沙源和多风的动力条件等自然因素长期作用下形成的，与人类的活动无关。但在近代历史时期，由于人为的直接或间接作用，加速了沙漠自然环境的退化进程，或使原来的绿洲等非沙化土地转化为沙漠，尤其是近 50 年来，这种人为因素的作用更加明显。

本项目沙化土地现状：本项目位于古尔班通古特沙漠西北缘。古尔班通古特沙漠面积 48695 平方千米，占全疆沙漠的 11.05%；是我国第二大沙漠，也是我国最大的固定、半固定沙漠。主要由四片沙漠组成，奇台以东为霍景涅里辛沙漠，中部为德佐索腾艾里松沙漠，分布在三个泉干谷以南，西部是索布古尔布格莱沙漠，北部是阔布什和阿克库姆沙漠。

古尔班通古特沙漠中的沙化土地面积 4666222.99hm^2 ，其中：沙质土地 4532361.18hm^2 。沙质土地中，流动沙地 38997.61hm^2 ，半固定沙地 1215775.51hm^2 ，固定沙地 3223187.31hm^2 ，沙化耕地 54400.75hm^2 。

项目所在塔城地区和布克赛尔蒙古自治县属于自治区级天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《新疆第五次沙化土地监测报告》，塔城地区沙化土地面积 9205659.54hm^2 。本项目占用沙化土地类型为非沙化地，本项目与沙化土地分布位置关系示意图见图 3.2-5。

图3.2-5 本项目与沙化土地分布位置关系示意图

新疆沙化土地的发展趋势是：土地沙化和风沙灾害仍将持续发生，但在部分地区，随着沙化土地的综合整治与沙害防治工程的逐步实现，土地沙化和风沙灾害会有所减轻，以至基本得到控制；某些局部地区则随着人类社会经济活动的发展，风沙灾害有所增强，但只要在开发过程中注意保护生态环境，并采取有效的防治措施，风沙灾害可以降到最低限度；未受人类活动影响的地区，则将主要在气候的影响下继续其原有自然状态下的沙化演化过程。总体而言，新疆大范围、全方位的生态建设，对沙化土地的扩展起到了遏制作用，但由于极端灾害气候的影响，加之局部区域治理与破坏并存，治理难度也越来越大，沙化趋势亦不容乐观。

3.2.6 水土流失现状

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，项目所在的和布克赛尔蒙古自治县位于 II₂ 天山北坡诸小河流域，属于水土流失重点治理区。根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》，本项目位于 1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区。

（1）水土流失成因

根据新疆维吾尔自治区侵蚀模数等值线图及遥感调查成果，最终确定本区为风力侵蚀区。由于该区降水稀少，无常年性河流，也无明显的汇水冲刷，因此无水力侵蚀。

（2）发展趋势

根据第三次水土保持遥感成果（2000 年）和现状调查数据分析，2000-2018 年十多年来，塔城地区全区水土流失总面积呈下降趋势，和布克赛尔蒙古自治县水土流失总面积由 26832.04km² 减少到 25229.39km²，减少了 1602.65km²，减幅为 5.57%；其中水蚀面积增加了 480.06km²，风蚀面积减少了 1120.77km²，冻融侵蚀面积增加了 1.82km²。

（3）水土流失程度

根据 2018 年全疆水土流失动态监测数据成果，和布克赛尔蒙古自治县水土流失面积 25229.39km²，占全县土地面积的 87.65%。侵蚀类型主要有水力侵蚀、风力侵蚀和冻融侵蚀。其中风力侵蚀面积为 25116.66km²，占水土流失面积的 99.56%；水力侵

蚀面积为 110.02km^2 ，占水土流失面积的 0.44% ；冻融侵蚀面积为 1.71km^2 ，占水土流失面积的 0.01% 。和布克赛尔蒙古自治县沙漠区面积为 3862.47km^2 ，其中水土流失面积为 3862.47km^2 ，主要为风力侵蚀。沙漠区侵蚀强度主要以轻度为主，占沙漠区侵蚀面积的 86.23% 。通过测算沙漠区每年土壤侵蚀量为 586.41 万 t 。

3.3 环境空气质量现状监测与评价

3.3.1 基本污染物

(1) 数据来源

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)：“项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。评价范围内没有环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据的，可选择符合 HJ664 规定，并且与评价范围地理位置临近，地形、气候条件相近的环境空气质量城市点或区域点监测数据”本项目数据采用中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”达标区判定中的数据，本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，距离本项目最近的城市站点为克拉玛依市，故采用克拉玛依市 2020 年环境空气质量监测数据判定本项目区环境质量情况。

(2) 评价标准

评价标准： SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准，标准值见表 4.3-1。

(3) 评价方法

采用标准指数法，计算模式为：

$$I_i = C_i / C_{oi}$$

式中： I_i —— i 污染物的污染指数；

C_i —— i 污染物的浓度 (SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年平均浓度， CO 取 24 小时平均第 95 百分位数浓度， O_3 取日最大 8 小时平均第 90 百分位数浓度)， mg/m^3 ；

C_{oi} —— i 污染物的评价标准， mg/m^3 。

根据评价计算，可以得出污染指数 (I_i)，依照 I_i 值的大小，分别确定其污染程

度。当 $I_i \leq 1$ 时, 表示大气中该污染物浓度不超标; 当 $I_i > 1$ 时, 表示大气中该污染物浓度超过评价标准。

(4) 监测及评价结果

大气环境质量现状监测、评价结果见表 3.3-1。

表 3.3-1 大气环境质量现状监测日均浓度统计及评价结果

监测因子	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	评价结果
SO ₂	年平均值	6	60	10.0	达标
NO ₂		21	40	52.5	达标
PM ₁₀		54	70	77.1	达标
PM _{2.5}		26	35	74.3	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.4mg/m ³	4mg/m ³	35.0	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	117	160	73.1	达标

由表 3.3-1 可知, 各项监测因子均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准, 本项目所在区域为达标区域。

3.3.2 特征污染物

本次对项目特征污染物环境质量现状采取现场实测, 监测因子为非甲烷总烃。

(1) 监测点位

本次设置 2 个监测点位: MaHW1547 井、项目区下风向 2km 处。

监测单位: 新疆泰施特环保科技有限公司

监测时间及频率: 连续 7 天监测, 监测时间 2022 年 1 月 5 日-1 月 11 日。

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 对监测布点的要求: “以近 20 年统计的当地主导风向为轴向, 在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1~2 个监测点。”本项目监测布点合理, 点位基本信息详见下表 3.3-2。大气特征污染物现状监测布点图详见图 3.3-1。

表 3.3-2 其他污染物补充监测点位基本信息

监测点名称	监测点坐标		检测因子	检测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
	东经	北纬				
MaHW1547 井 1#			NMHC	2022 年 1 月 5 日-1 月 11 日	/	/
项目区下风向 2 公里处 2#					东南	2km

图 3.3-1 大气特征污染物现状监测布点图

(2) 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 3.3-3。

表 3.3-3 环境空气监测分析方法

监测项目	分析方法	方法来源	最低检出浓度 mg/m ³
非甲烷总烃 (NMHC)	气相色谱法	HJ/T 38-1999	0.07

(3) 监测结果

大气环境质量现状监测结果见表 3.3-4。

表 3.3-4 环境空气质量现状监测结果统计表

监测点位	监测指标	监测项目 非甲烷总烃
MaHW1547 井 1#	浓度范围 (mg/m ³)	
	最大浓度占标率 (%)	
	超标率 (%)	0
	达标情况	达标
项目区下风向 2 公里处 2#	浓度范围 (mg/m ³)	
	最大浓度占标率 (%)	
	超标率 (%)	0
	达标情况	达标
标准值 (mg/m ³)		2.0

说明：ND 表示低于方法检出限

上表结果得：非甲烷总烃小时浓度值符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m³ 要求，未出现超标现象，评价区域环境空气质量较好。

3.4 水环境现状调查与评价

3.4.1 地表水环境质量现状调查与评价

项目区域无地表水体。本项目污水依托百联站污水处理系统处理，不排入地表水体，项目不与当地地表水发生水利联系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，本项目地表水评价等级为三级 B，评价只对依托污水处理设施可行性进行分析，未进行地表水环境质量现状评价。

3.4.2 地下水环境现状评价

(1) 概述

根据《环境影响评价技术导则地下水》(HJ610-2016)，地下水现状调查评价范围可以根据建设项目所在地水文地质条件确定。本项目所在区域地下水类型为自上而下为第四系松散岩类孔隙水和白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水，该区域位于准噶尔盆地西北缘，地下水源补给贫乏，含水层岩性为粉砂岩、砂岩、泥岩沉积。本次地下水环境质量现状评价委托新疆泰施特环保科技有限公司于 2022 年 1 月 11 日对项目区附近水井的地下水环境进行监测，以作为评价区域地下水环境质量现状的分析资料数据。现状监测共布设 5 个监测点，监测数据具有代表性、时效性。

监测点位置见表 3.4-1。监测布点见图 3.4-1。

表 3.4-1 地下水监测点位置

序号	监测点	编号	坐标	采样深度
1	玛北 45 井 1#	1#地下水井		39m
2	玛北 42 井 2#	2#地下水井		40m
3	玛北 21 井 3#	3#地下水井		40m
4	玛北 41 井 4#	4#地下水井		48m
5	夏子街联合站 5#	5#地下水井		54m

图 3.4-1 地下水监测布点图

(2) 监测项目

监测项目： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、pH、溶解性总固体、挥发酚类、氨氮、氰化物、氟化物、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氯化物、菌落总数、总大肠菌群、铬（六价）、汞、锰、铁、硒、砷、石油类；共计25项。

分析方法：采样分析方法依照国家环保局《环境水质监测质量保证手册》与《水和废水监测分析方法》的规定进行。

(3) 评价标准

本项目评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准限值。

(4) 评价方法

评价方法：采用标准指数法对地下水现状进行评价，公式如下：

$$S_i = C_i / C_{si}$$

式中： S_i —— i 污染物单因子污染指数；

C_i —— i 污染物的实测浓度均值，mg/L；

C_{si} —— i 污染物评价标准值，mg/L；

pH 值的标准指数为：

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

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

其中： $S_{pH,j}$ ——pH 标准指数；

pH_j ——实测 pH 值；

pH_{sd} ——标准中的 pH 值的下限值（6.5）；

pH_{su} ——标准中的pH值的上限值（8.5）；

(5) 监测及评价结果

地下水监测及评价统计结果见表3.4-2。

表 3.4-2 地下水水质监测结果

检测项目		Ⅲ类标准	检测结果										是否达标
			1#		2#		3#		4#		5#		
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
pH/(无量纲)		6.5-8.5											达标
水温/(℃)		/											/
氨氮(以 N 计)/(mg/L)		≤0.50											达标
总硬度(以 CaCO ₃ 计)/(mg/L)		≤450											不达标
耗氧量(COD _{Mn} 法,以 O ₂ 计)/(mg/L)		≤3.0											达标
硝酸盐(以 N 计)/(mg/L)		≤20.0											达标
亚硝酸盐(以 N 计)/(mg/L)		≤1.00											达标
硫酸盐/(mg/L)		≤250											不达标
碱度	碳酸盐/(mg/L)	/											/
	重碳酸盐/(mg/L)	/											/
氰化物/(mg/L)		≤0.05											达标
氟化物/(mg/L)		≤1.0											达标
氯化物/(mg/L)		≤250											不达标
挥发酚(以苯酚计)/(mg/L)		≤0.002											达标
石油类/(mg/L)		≤0.5											达标
六价铬/(mg/L)		≤0.05											达标
钾/(mg/L)		/											/
钙/(mg/L)		/											/
钠/(mg/L)		≤200											达标
镁/(mg/L)		/											/
铅/(μg/L)		≤10											达标
镉/(μg/L)		≤5											达标
汞/(μg/L)		≤1											达标
砷/(μg/L)		≤10											达标

根据上表可以看出, 5 座监测井中总硬度、氯化物、硫酸盐超标, 超标原因主要是天然背景值较高。石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的Ⅲ类标准值。其余监测因子均符合《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) Ⅲ类标准要求。

地下水八大离子检测结果统计见表 3.4-3。

表 3.4-3 八大离子检测结果统计表

监测 点位	项目	四种阳离子				四种阴离子				化学 类型
		K ⁺	Ca ²⁺	Na ⁺	Mg ²⁺	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	
1#	监测值 mg/L									Mg ²⁺ -Cl ⁻
	毫克当量 mEq/L									
	毫克当量百分 数%									
2#	监测值 mg/L									Mg ²⁺ -SO ₄ ²⁻
	毫克当量 mEq/L									
	毫克当量百分 数%									
3#	监测值 mg/L									Mg ²⁺ -SO ₄ ²⁻
	毫克当量 mEq/L									
	毫克当量百分 数%									
4#	监测值 mg/L									Mg ²⁺ -SO ₄ ²⁻
	毫克当量 mEq/L									
	毫克当量百分 数%									
5#	监测值 mg/L									Mg ²⁺ -SO ₄ ²⁻
	毫克当量 mEq/L									
	毫克当量百分 数%									

根据地下水八大离子的检测结果统计, W1 阴离子以氯离子为主, 阳离子以镁离子为主, 按舒卡列夫分类, 地下水水化学类型为 Mg²⁺-Cl⁻型; 其他四个地下水八大离子中阴离子以硫酸根离子为主, 阳离子以镁离子为主, 按舒卡列夫分类, 地下水水化学类型为 Mg²⁺-SO₄²⁻型。

3.5 声环境质量调查与评价

本工程噪声评价范围内无声环境敏感点。

3.5.1 声环境质量现状

(1) 监测点布设

本次监测考虑工程特点，选取 9 口井场、1 座计量站布设噪声监测点，共 10 个监测点。噪声监测布点图见图 3.5-1。

(2) 监测时间及频率

噪声监测委托新疆泰施特环保科技有限公司于 2022 年 1 月 8 日-9 日进行监测，监测 1 天，昼夜各一次。

(3) 监测方法

测量方法按《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境监测技术规范》噪声部分的相关要求。

(4) 监测结果

噪声环境质量的现状监测结果见表 3.5-1。

表 3.5-1 声环境监测及评价结果 单位：dB (A)

测点编号	检测点位置	检测时间	结果		标准
1#	MaHW1153 井	2022.01.08 昼间 10:00~13:20 2022.01.08-2022.01.09 夜间 22:05~01:20	昼间		昼间 60，夜间 50
			夜间		
2#	32 号计量站		昼间		
			夜间		
3#	MaHW1535 井		昼间		
			夜间		
4#	MaHW1548 井		昼间		
			夜间		
5#	MaHW1547 井		昼间		
			夜间		
6#	MaHW1132 井		昼间		
			夜间		
7#	MaHW1187 井		昼间		
			夜间		
8#	MaHW1184 井		昼间		
			夜间		
9#	MaHW1538 井		昼间		
			夜间		
10#	MaHW1183 井		昼间		
			夜间		

图 3.5-1 噪声布点图

3.5.2 声环境质量现状评价

(1) 评价标准

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

(2) 评价结果

本工程噪声现状评价结果见表 4.5-1。根据噪声监测结果可以看出,评价区域声环境质量符合《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准的要求,声环境质量良好。

3.6 土壤环境现状调查与评价

3.6.1 土壤类型及分布

项目区气候极端干旱,植被极为稀疏,土壤发育较差,类型较为简单,广大地区为灰棕漠土。灰棕漠土,也称灰棕色荒漠土,为温带荒漠地区的土壤,是温带荒漠气候条件下粗骨母质上发育的地带性土壤。有机质含量低,介于灰漠土和棕漠土之间。其成土过程表现为石灰的表聚作用、石膏和易溶性盐的聚积、残积粘化和铁质化作用。地表为一片黑色砾漠,表层为发育良好的灰色或浅灰色多孔状结皮,厚 1-2 厘米;其下为褐棕色或浅紧实层,厚 3-15 厘米,粘化明显,多呈块状或团块状结构;再下为石膏与盐分聚积层。腐殖质累积极不明显,表层有机质含量<0.5%,胡敏酸与富里酸比值为 2-4;表层或亚表层石灰含量达 7-9%,向下急剧减少;石膏聚积层的石膏含量可达 20%以上,盐分含量达 1%以上,以硫酸盐为主。土壤呈碱性或强碱性反应, pH 值 8.0-9.5;交换量不超过 10 毫克当量;粘粒硅铁铝率 3-3.4,粘土矿物以水云母为主。本区域土壤类型见图 3.6-1 土壤类型分布图。

表 3.6-1 土壤类型分布图

3.6.2 土壤环境现状监测及评价

本次土壤环境质量现状评价委托新疆泰施特环保科技有限公司于 2022 年 1 月 10 日对项目区内的土壤环境进行监测,以作为评价区域土壤环境质量现状的分析资料数据。

本项目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(试行)》(HJ964-2018)规定,为Ⅰ类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目,占地规模中型,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1个表层样点(1#),3个柱状样点(2#、3#、4#点);在占地范围外,评价范围内布设2个表层样点(5#、6#点)。监测点位及检测项目见表3.6-1,图3.6-2。

表 3.6-1 土壤监测点位及监测项目情况一览表

序号	范围	监测位置	监测点名称	监测要求	监测项目	坐标
1	占地范围内	MaHW1537井	1#	表层样 0-0.2m取样	GB36600-2018 中 45 项及 pH、 石油烃、合计 47 项	
2		MaHW1545井	2#-1	柱状样 0-0.5m取样	镉、汞、砷、铅、 六价铬、铜、镍、 石油烃、pH, 合计 9 项	
3			2#-2	柱状样 0.1-1.5m 取样		
4			2#-3	柱状样 1.5-3m 取样		
5		MaHW1185井	3#-1	柱状样 0-0.5m取样		
6			3#-2	柱状样 0.1-1.5m 取样		
7			3#-3	柱状样 1.5-3m 取样		
8		MaHW1180井	4#-1	柱状样 0-0.5m取样		
9			4#-2	柱状样 0.1-1.5m 取样		
10			4#-3	柱状样 1.5-3m 取样		
11	占地范围外	MaHW1153井西侧 100m	5#	表层样 0-0.2m取样	镉、汞、砷、铅、 铬、铜、镍、锌、 石油烃、pH, 合计 10 项	
12		MaHW1541井东侧 100m	6#	表层样 0-0.2m取样		

图3.6-2 土壤监测布点图

通过将占地范围内所测的数据与《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进行比较，占地范围外所测的数据与《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中筛选值要求进行比较，比较结果 >1 ，土壤受到污染；比较结果 ≤ 1 ，土壤环境质量达标。土壤环境质量现状监测结果见表3.6-2、3.6-3。

表3.6-2 土壤监测结果统计表（占地范围内）

检测项目		检测结果										GB36600-2018 (mg/kg)	单位
		1#	2#-1	2#-2	2#-3	3#-1	3#-2	3#-3	4#-1	4#-2	4#-3		
pH		6.74										/	无量纲
六价铬		2.4										5.7	mg/kg
铜		23										18000	mg/kg
铅		17.7										800	mg/kg
镉		0.10										65	mg/kg
镍		28										900	mg/kg
汞		0.163										38	mg/kg
砷		23.7										60	mg/kg
挥发性有机物	四氯化碳	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	2.8	μg/kg
	氯仿	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.9	μg/kg
	氯甲烷	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	37	μg/kg
	1,1-二氯乙烷	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	9	μg/kg
	1,2-二氯乙烷	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	5	μg/kg
	1,1-二氯乙烯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	66	μg/kg
	顺-1,2-二氯乙烯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	596	μg/kg
	反-1,2-二氯乙烯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	54	μg/kg
	二氯甲烷	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	616	μg/kg
	1,2-二氯丙烷	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	5	μg/kg
	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	10	μg/kg
	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	6.8	μg/kg
	四氯乙烯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	53	μg/kg
	1,1,1-三氯乙烷	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	840	μg/kg
	1,1,2-三氯乙烷	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	2.8	μg/kg
	三氯乙烯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	2.8	μg/kg

	1,2,3-三氯丙烷	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.5	μg/kg
	氯乙烯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.43	μg/kg
	苯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	4	μg/kg
	氯苯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	270	μg/kg
	1,2-二氯苯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	560	μg/kg
	1,4-二氯苯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	20	μg/kg
	乙苯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	28	μg/kg
	苯乙烯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	1290	μg/kg
	甲苯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	1200	μg/kg
	间二甲苯+对二甲苯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	570	μg/kg
	邻二甲苯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	640	μg/kg
半挥发性有机物	硝基苯	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	76	mg/kg
	苯胺	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	260	mg/kg
	2-氯酚	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	2256	mg/kg
	苯并(a)蒽	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	15	mg/kg
	苯并(a)芘	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	1.5	mg/kg
	苯并(b)荧蒽	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	15	mg/kg
	苯并(k)荧蒽	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	151	mg/kg
	蒽	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	1293	mg/kg
	二苯并(a,h)蒽	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	1.5	mg/kg
	茚并(1,2,3-cd)芘	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	12	mg/kg
	萘	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	70	mg/kg
	石油烃/(mg/kg)	26										4500	mg/kg

表3. 6-3 土壤监测结果统计表（占地范围外）

检测项目	5#	6#	GB15618-2018	单位
			$6.5 < \text{pH} \leq 7.5$	
pH			/	mg/kg
铬			200	mg/kg
铜			100	mg/kg
锌			250	mg/kg
铅			120	mg/kg
镉			0.3	mg/kg
镍			100	mg/kg
汞			2.4	mg/kg
砷			30	mg/kg
石油烃			24	mg/kg

根据监测结果可知，项目占地范围内土壤中污染物的含量低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中第二类用地筛选值，占地范围外土壤中污染物的含量低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1标准值，区域土壤环境良好。

4 环境影响预测与评价

4.1 生态环境影响评价

4.1.1 生态环境影响特征

从本工程特点和所处区域的环境特征出发分析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、道路等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，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。

4.1.2 生态环境影响

4.1.2.1 占地影响分析

计划部署采油井 58 口，计量站 5 座，新建集输管线 40.2km，道路 11.5km，占地类型主要为低覆盖度草地，为尚难利用的荒草地，非牧草地。植被覆盖度约 5%。本工程占地面积见表 4.1-1。

表 4.1-1 占地面积统计表

序号	建设项目	面积 (hm ²)		占地类型
		永久占地	临时占地	
1	井场	139200	228800	低覆盖度草地（非牧草地）
2	站场	3750	6000	
3	管线	0	321600	
4	道路	69000	69000	
/	合计	211950	625400	/

本工程永久占地 21.2hm²、临时占地 62.5hm²。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有

土壤-植被自然体系受到影响或瓦解,在扰动结束后,临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布,对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响,同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

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

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。

4.1.2.2 对土壤环境的影响

本次工程施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的土石方开挖、施工机械设备碾压等活动,可扰乱土壤表层、破坏土壤结构,这种扰乱和破坏,除了开挖处受到直接的破坏外,挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地,破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的,一旦遭到破坏,短期内难以恢复,在生境恶劣的环境下尤其困难。因此,在整个施工过程中,该工程对土壤表层的影响较大。本评价主要分析对井场、管线、道路等地面工程对土壤的影响。

(1) 管线建设的影响

本工程管线施工作业带两侧宽 2m 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。

(2) 道路建设的影响

从道路途径区域两侧各 200m 评价范围的现状调查结果来看, 沿线土地利用类型主要是低覆盖度草地, 植被类型主要为梭梭、盐生草和骆驼刺等; 沿线土壤侵蚀以风力侵蚀为主。在道路施工过程中, 沿线两侧 2m 范围的植被和土体不可避免地遭到破坏和扰动, 增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。项目道路永久占地 6.9hm^2 , 临时占地 6.9hm^2 , 主要占地类型为低覆盖度草地, 利用率低, 是从整个项目建设的评价区域来看可以接受。

4.1.2.3 对植被的影响分析

项目区域评价区分布有新疆地方 I 级保护植物包括梭梭、白梭梭。梭梭及白梭梭在评价区域内为偶见种, 其分布范围和种群数量极小, 且在评价区域内无集中分布区。项目区梭梭群落的多度、密度、盖度均较高, 群落总盖约 5%-10%。工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

油田经过了多年的勘探开发后, 现已具备了一定的规模, 占用了一定面积的土地, 使其上的荒漠植被消失, 整个自然环境中的植被覆盖度减少, 地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面:

(1) 占地影响

本工程共占地 83.7hm^2 , 在投入运营后, 其中有 21.2hm^2 的地表被永久占用, 地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 62.5hm^2 土地重新回到原来的自然状态。

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的荒漠植被。在站场和道路一定的情况下, 临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

①井场占地

本工程井场永久占地 13.9hm^2 , 建成后地表被各种构筑物或砾石覆盖。井场临时占地 22.9hm^2 土地重新回到原来的自然状态。

②道路占地

本项目新建道路 11.5km, 由附近道路设计最优化道路修建至井场, 建设单位在

设计过程中已考虑现场梭梭及白梭梭分布情况,对天然植被生长良好的地段采用避让方案,迂回绕道,对无法避让的梭梭采取保护性移栽措施,严禁对保护植被进行砍伐。

(2) 生物量损失

永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算:

$$Y=\sum Si \cdot Wi$$

式中, Y ——永久性生物量损失,吨; Si ——占地面积,公顷; Wi ——单位面积生物量,吨/公顷。

本项目区植被覆盖率较低,平均生物量 $1.0t/hm^2$ 。本工程新增永久占地面积 $21.2hm^2$,临时占地面积 $62.5hm^2$,总占地面积为 $83.7hm^2$,本工程新增永久占地生物量损失为 $21.2t$;临时用地生物量损失为 $62.5t$,总损失量为 $83.7t$,全部为低覆盖度草地,为尚难利用的荒草地,非牧草地。该区域内植被类型少而单一,主要为梭梭群系,因此只要加强管理,认真做好施工结束后的迹地恢复及固沙工作,工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(3) 石油类污染对植被的影响

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

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

(4) 人类活动对植被的影响

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

(5) 大气污染物的影响

大气污染物主要是来自车辆尾气以及无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO_2 、 SO_2 及建设期的空气扬尘。

SO_2 可通过叶片气孔进入植物体，形成亚硫酸离子，当它超过植物自净能力时，将会破坏叶肉组织，使叶片水分减少失绿，严重时细胞发生质壁分离，叶片逐渐枯萎，植物慢慢死亡。

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

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

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

(6) 事故排放对植被的影响

在采油过程中均可能发生井喷事故。随井喷进入外环境的原油量不同，造成的污染范围、影响程度随不同地层压力而变化。井喷发生时，井场周围半径 500m 范围内的植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、降低井喷事故风险发生。

4.1.2.4 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。由于评价区域不涉及动物的栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如雀类，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本工程站场建设的各个过程，油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类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。

(1) 对鸟类的影响

评价区出现猛禽数量极少，鸟类主要为百灵，由于鸟类的飞行高度较高，并且生性机警，听觉和视觉敏锐，稍有声响，立刻逃遁，工程建设和运营对鸟类影响较小。本工程所在区域地势开阔，荒漠连片分布，鸟类有足够的栖息空间，工程对鸟类的影响总体较小。

(2) 对兽类影响

工程运营期间对受保护兽类的影响主要是植被破坏造成的兽类现有或潜在栖息地损失。根据调查结果显示，评价区不是保护动物分布区域，工程对保护动物迁移及活动基本无影响。

4.1.2.5 水土流失的影响分析

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，项目所在的和布克赛尔蒙古自治县位于 II₆ 天山北坡诸小河流域，属于水土流失重点治理区。根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》，本项目位于 1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区。项目土地利用现状为低覆盖度草地，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、

环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

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

(1) 土壤粗粒化

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

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

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。在土壤受到风蚀沙化时,表土层的盐分有的被吹蚀,有的和含盐轻的底土层发生混合,因而也降低了风沙土壤的盐分含量,据邻近油田的调查结果表明,随沙化增强,盐分含量降低。

4.1.2.6 项目实施对周边沙化土地的影响

拟建工程占地类型为低覆盖度草地,区域地表植被分布较少,土壤侵蚀强度以风蚀为主,生态环境质量较差,应加强水土保持综合治理工作,减小因拟建工程的建设而产生的水土流失。

本工程总占地面积 83.7hm^2 ,其中永久占地 21.2hm^2 、临时占地 62.5hm^2 ,本项目占地为非沙化地,本工程场地平整、管沟开挖作业、车辆碾压等工程对扰动原有地貌,将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力,造成局部土地沙化。

本工程管沟开挖及道路建设时会产生土石方,道路工程产生的剩余土方用于施工作业带平整及油田区域平整井场,不外运。

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，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。

项目场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，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。

4.1.3 封井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，最终井区将进入封井期。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。

封井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。在封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，废弃建筑残渣由施工单位清运。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。油田设施封井后，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。

4.1.4 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、站场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态环境进一步恶化。

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表 4.1-2。

表 4.1-2 工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大里草本和少里灌木死亡	大里灌木死亡	大里乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						
压	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示力	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

从表 4.1-2 可以看出工程区生态完整性受本工程影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

4.1.5 小结

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，项目所在的和布克赛尔蒙古自治县位于 1b 天山北坡诸小河流域，属于水土流失重点治理区。根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》，本项目位于 1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区。根据现状调查，项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区域。评价区主

要生态系统类型为荒漠生态系统。本工程永久占地面积 21.2hm^2 ，临时占地面积 62.5hm^2 。占地均为低覆盖度草地，为尚难利用的荒草地，非牧草地。地表植被稀疏，项目地表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。

由于本工程区人为干扰活动频繁，大型野生动物出没极少，因而极少动物出入油田区域，故本工程对动物区域性生境不产生明显影响。油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地，临时占地一般在 3-5 年或更长时间内向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

4.2 土壤环境影响

4.2.1 正常工况下对土壤环境的影响

本项目正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

4.2.2 非正常工况下对土壤环境的影响

(1) 井喷

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

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

(2) 集输管线泄漏

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

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

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

4.2.3 污染物影响途径

本项目重点预测管线泄漏对土壤环境影响。

(1) 预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

(2) 预测评价时段

重点预测时段为运营期。

(3) 主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

(4) 预测评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),污染影响型建设项目,其评价工作等级为一级、二级的,预测方法可参见附录 E 或进行类比分析,本次评价采用类比分析。

非正常情况下,考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后,污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度,详见下表。

表 4.2-1 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	20min	1h	2h
石油类	影响深度(m)	全部包气带深度			

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
	包气带底部石油类浓度 (mg/L)	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

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

从土壤环境污染现状调查可知,在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别,质地越粗,下渗力越强。落地油一般富集在 0cm~20cm 的土层中,石油在土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,在项目建设过程中须做好相关防渗措施,以及原油收集、输送等区域的防腐、防渗措施,运营期须定期检查防渗层及管道的破损或破裂情况,若发现有破损或破裂部位须及时进行修补;故在项目运营期间,需加强管理和监督检查,减少非正常情况的发生,避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

4.2.4 土壤环境影响评价自查表

本项目土壤环境影响评价自查表见下表。

表 4.2-2 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型√;生态影响型□;两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地√;农用地□;未利用地□				土地利用现状图,低覆盖度草地
	占地规模	(21.2) 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	石油烃				
	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√				
评价工程等级		一级□;二级√;三级□				
现状调查	资料收集	a)√;b)□;c)□;d)□				
	理化特性					
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	1	2	0-20cm	

内容		柱状样点数	3	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	
	现状监测因子	GB36600-2018 中 45 项、pH、石油烃，共计 47 项 GB15618-2018 中表 1 基本项目 pH、石油烃，共计 10 项				
现状评价	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB15618√；GB 36600√；表 D.1 口；表 D.2 口；其他（ ）				
	现状评价结论	各监测点监测因子均满足 GB36600 中第二类筛选值要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E 口；附录 F 口；其他（类比法）				
	预测分析内容	影响范围（落地油一般富集在 0cm~20cm 的土层中）；影响程度（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）。				
	预测结论	达标结论：a）口；b）口；c）口 不达标结论：a）口；b）口				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障√；源头控制√；过程防控√；其他（ ）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		占地范围内 4 个	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃		1 次/3 年	
		占地范围外 2 个				
信息公开指标						
评价结论	采取环评提出的措施，影响可接受					

4.3 施工期环境影响评价

4.3.1 施工期大气环境影响分析

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自于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。

（1）运输车辆扬尘的影响分析

建设期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 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。

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

（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地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工

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

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

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

(3) 施工燃油机械排放废气和汽车尾气

本工程钻井过程废气主要来源于施工机械和车辆燃料燃烧废气，主要为 NO_2 、 SO_2 、 CO 和烃类，由于各类机械设备均使用符合国家标准的燃料，且施工期短暂、周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好。且施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止排放，各类机械及车辆均采用合格油品，燃烧后不会对周围环境产生明显影响对周围环境影响较小。

4.3.2 施工期水环境影响分析

在施工期，对地下水环境可能造成影响的污染源主要是少量生活污水、施工废水及少量管道试压废水。

4.3.2.1 施工废水影响分析

在道路和构筑物施工现场还将产生一定数量的生产废水，主要包括砂石材料的冲洗废水、机械设备的淋洗废水，这些废水中的主要污染物是悬浮物和少量的石油类，施工单位设置临时沉淀池，将生产废水沉淀处理后回用于施工过程，部分施工废水通过自然蒸发消耗。同时施工过程中要做到严格管理，节约用水，杜绝泄漏，保证施工废水不外排。另外，施工时应特别应该注意对路基进行及时压实，避免冲蚀。在路面施工时，首先避免雨期，其次，施工中应及时碾压，防止雨水冲刷。

施工期主要可通过加强管理来减缓道路、构筑物建设对水环境影响，尤其是施工

场地和筑路材料运输的管理。在采取合理有效的各项措施后，项目施工对水环境的影响较小。

4.3.2.2 生活污水影响分析

本工程施工期生活污水产生量为 3248m^3 。本项目施工期不设施工营地，施工单位依托基础设施完善的玛 18 井区钻井集中公寓，公寓内建有生活污水收集池，生活污水收集后集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。因此施工期生活污水对水环境的影响较小。

4.3.2.3 管道试压废水影响分析

管线试压使用清水主要污染物为 SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。

4.3.3 施工噪声的影响分析

本工程施工过程中，由于钻井运输、平整场地、管沟开挖及回填、道路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 4.3-1 为施工期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 4.3-1 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
钻机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
泥浆泵	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

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场地 80m 以外噪声值可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 70dB(A)），夜间施工场地 200m 以外噪声值可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（夜间 55dB(A)）。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目区周边无环境敏感点，对周边环境的影响较小。

4.3.4 施工期固体废物影响分析

施工期产生的主要固体废物为钻井岩屑、废弃钻井泥浆、施工人员生活垃圾、土石方和建筑垃圾。

根据工程分析可知，钻井时井筒返排的钻井液（泥浆）及岩屑经固液分离装置进

行分离，分离出的液相回用于钻井液配置，在完井后可循环使用的泥浆由钻井液公司回收用于下个井场。岩屑转运至岩屑处置公司进行处理，处置后各污染物需满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关指标要求后可综合利用。本工程施工期间产生的生活垃圾约 101.5t，钻井期钻井队生活垃圾在玛 18 井区钻井集中公寓收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。产生的剩余土方用于施工作业带平整及油田区域平整井场，不外运。本工程施工期产生的不可回收利用的施工废料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。

4.4 运营期环境影响评价

4.4.1 大气环境影响分析

本工程核定的大气评价等级为三级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。

4.4.1.1 大气环境影响预测

根据工程分析内容，本工程进入生产运行期间，本工程对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的烃类挥发。

本工程大气环境影响评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“三级评价项目不进行进一步预测与评价。”故本次只采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

（1）预测因子及评价标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为非甲烷总烃。

表 4.4-1 评级因子和评价标准表

污染物名称	功能区	取值时间	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准来源
NMHC	二类限区	一小时	2000.0	参考《大气污染物综合排放标准》详解

（2）预测源强

在密闭集输过程产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。本

工程新建产能 $32.52 \times 10^4 \text{t/a}$ ，部署 58 口采油井场，5 座计量站。

根据前文计算，项目单井井场内 VOC_2 排放量 0.0114t/a ，单座计量站 VOC_2 排放量 0.01956t/a 。

(3) 预测模式

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

本项目估算模式参数见表 4.4-2。

表 4.4-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		27
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-19.4
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
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

(4) 污染源参数

本次以项目井场、计量站所在区域为边界，污染物参数见表 4.4-3。

表 4.4-3 无组织排放非甲烷总烃污染物预测参数

污染源类型	面源各顶点坐标	面源海拔高度 m	面源长度 m	面源宽度 m	与正北向夹角 $^{\circ}$	面源有效排放高度 m	年排放小时数 h	排放工况	排放速率 (kg/h) NMHC
井场、计量站所在区域矩形面源		443	3800	2000	27	3	7200	正常	0.1

(5) 预测结果

采用估算模型 AERSCREEN 计算本项目井场、计量站所在区域矩形面源的非甲烷总烃的最大地面浓度，预测结果见表 4.4-4。

表 4.4-4 项目区块 NMHC 无组织排放估算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\max}$ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$P_{\max}$ (%)	$D_{10\%}$ (m)	最大落地点距 离 (m)
本项目井场、计 量站所在区域	NMHC	2000.0	4.025	0.2012	/	695

(6) 评价等级的确定

评价依据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)，结合项目工程分析结果，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中估算模型 AERSCREEN 分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

依据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中最大地面浓度占标率的计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

本项目评价等级计算按正常工况下最不利情况考虑，评价等级划分依据见表 4.4-5。

表 4.4-5 评价工作等级划分一览表

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

本项目无组织排放的 NMHC， $P_{\max}$ 值为 0.2012%， $C_{\max}$ 为 $4.025\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， $P_{\max} < 1\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为三级。

(8) 达标排放分析

由估算结果可知：无组织排放NMHC最大落地浓度 $4.025\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的标准（NMHC $4\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

综上所述，本项目大气污染物能够达标排放，项目周边 2.5km 范围内无环境敏感目标。

4.4.1.2 封井期大气环境影响分析

油井封井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。

表 4.4-6 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 ）				包括二次 PM _{2.5} □		
		其他污染物（NMHC）				不包括二次 PM _{2.5} ☑		
评价标准	评价标准	国家标准☑			地方标准□		附录 D□	其他标准☑
现状评价	评价功能区	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□		现状补充检测☑	
	现状评价	达标区☑				不达标区□		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源□			拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□	
		本项目非正常排放源□						
		现有污染源□						
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他（）
	预测范围	边长≥50km□			边长 5~50km□		边长=5km☑	
	预测因子	预测因子（NMHC）				包括二次 PM _{2.5} □ 不包括二次 PM _{2.5} ☑		

	正常排放 短期浓度 贡献值	C 本项目最大占标率≤100%□			C 本项目最大占标率>100%□
	正常排放 年均浓度 贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10%□		C 本项目最大占标率>10%□
		二类区	C 本项目最大占标率≤30%□		C 本项目最大占标率>30%□
	非正常 1h 浓度贡献 值	非正常持续时长		C 非正常占标率≤100%□	C 非正常占标 率>100%□
		() h			
	保证率日 平均浓度 和年平均 浓度叠 加值	C 叠加达标□			C 叠加不达标□
区域环境 质 量 的 整 体 变 化 情 况	k≤-20%□			k>-20%□	
环境 监测 计划	污染源监 测	监测因子：（NMHC）		有组织废气监测□ 无组织废气监测☑	无监测□
	环境质量 监测	监测因子：（）		监测点位数（）	
评价 结论	环境影响	可以接受☑ 不可以接受□			
	大气环境 防护距离	--			
	污染源年 排放量	SO ₂ ：（/）t/a	NO _x ：（/）t/a	TSP：（/）t/a	VOCs：（0.76）t/a
注：“□”，填“√”；“（）”为内容填写项					

4.4.2 水环境影响分析

4.4.2.1 水文地质条件

(1) 地质构造概况

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

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

(2) 项目区水文地质概况

根据玛 131 井区已有水井资料，玛 131 井区埋藏有 2 种类型地下水，自上而下为第四系松散岩类孔隙水和白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水。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 131 井区现有水井评价区域水文地质柱状图见图 4.4-1，水文地质剖面图见图 4.4-2。

根据玛 131 井区现有探坑水文资料，潜水水位埋深在 4.6-6.7m 之间，地下水由东北向西南方向玛纳斯湖流动；白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水由东北向西南方向的玛纳斯湖流动。实测地下水流速为 0.006m/d（平均），地下水流速缓慢。地下水潜水等水位线分布情况见图 4.4-3。

图 4.4-1 评价区域水文地质柱状图

图 4.4-2 评价区域水文地质剖面图

图 4.4-3 玛 131 井区地下水潜水等水位线图

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 $303\text{m}^3/\text{d} \sim 439\text{m}^3/\text{d}$ ，矿化度 $1.87\text{g/L} \sim 5.08\text{g/L}$ ，水化学类型主要为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 型水和 $\text{SO}_4\text{-Mg}$ 型水。

根据玛 131 井区现有水井水文地质柱状图可以看出，第四系厚度为 29-54m 不等，包气带岩性以石英长石为主偶见砾石，粒径约为 2cm~5cm，颗粒由北向南方向变细，到玛纳斯湖北岸变为细砂，通过渗水试验得出渗透速度由北向南逐渐变小。

根据玛湖地区渗水试验结果统计，区域内地下水埋深及土壤渗透系数结果见表 4.4-7。

表 4.4-7 玛湖地区渗水试验结果统计

序号	探坑 5#		探坑 9#	
	持续时间 (min)	k (cm/s)	持续时间 (min)	k (cm/s)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				

图 4.4-4 5 号探坑渗水速度历时曲线图

图 4.4-5 9 号探坑渗水速度历时曲线图

根据表 4.4-7 玛 131 井区的平均渗透系数为 0.000373527cm/s (0.32m/d)，玛 131

井区地下水潜水水位埋深 (4.6-6.7m)。由图 4.4-4 和图 4.4-5 可以看出, 本次评价渗水试验玛 131 井区土壤渗透系数随着时间的持续, 开始最大, 而后逐步呈现下降趋势, 在渗水试验持续到 3 小时后, 渗透系数基本保持不变。同时, 水文地质柱状图显示, 玛水 9 井地面以下 64m 为砂砾石和砾岩, 79-85 近 6m 厚的地层为泥岩层; 玛水 10 井地面以下 54m 为砂砾石和砾岩, 54-115m 地层为厚度达 61m 的泥岩层; 玛水 11 井地面以下 33m 的范围为粉砂层, 33-42m 的地层为泥岩层, 厚度为 9m。泥岩层为隔水层。

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。

单井涌水量一般为 $302\text{m}^3/\text{d} \sim 439\text{m}^3/\text{d}$, 矿化度 $3\text{g} \sim 6\text{g}$, 为半咸水, 水化学类型主要为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型水。

根据玛 131 井区现有水井的水文地质柱状图可以看出, 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, 岩性由上至下为砂砾石、粉砂、砂岩、泥岩交替出现。区域内白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水埋深为 99-164m, 土壤渗透系数为 $0.729\text{m}/\text{d} \sim 0.933\text{m}/\text{d}$, 平均按 $0.861\text{m}/\text{d}$ 计。白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水平均流速为 $0.006\text{m}/\text{d}$, 流速缓慢, 埋深均在 99m 以下。

4.4.2.2 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 施工期地下水环境影响分析

钻井过程中采用套管与土壤隔离, 并在套管与地层之间注入水泥进行固井, 水泥浆返至地面, 封隔疏松地层和水层; 表层套管的下土深度可有效保护地下水环境不受污染; 钻井目的层深度在 3500m 以下, 与地下水处于不同层系, 远远超出本区域地下水含水层深度, 并且在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”, 无钻井废水产生。本项目钻井期不设置岩屑暂存场, 废弃岩屑直接进入岩屑罐拉运至岩屑处置单位。

本项目开采用水基钻井液，钻井液中含有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使部分含碱类钻井液进入含水层，对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。产生的废钻井液经不落地系统处理后循环使用不外排，井场设有专用罐进行储存。

(2) 运营期地下水环境影响分析

运营期，本工程不新增劳动定员，均依托现有采油厂工作人员，不新增生活污水产生。废水（液）污染源主要为井下作业废水及采出水。

本工程采油井井下作业废水产生 1573.54t/a，COD 产生 2.01t，石油类产生 0.35t；采出水量为 71821.12t/a（239t/d），根据采出水中主要污染物为 COD、NH₃-N、总氮、挥发酚、石油类，年产生量分别为 46.47t、0.8t、0.64t、0.06t 和 8.37t。采出水、井下作业废水依托百联站污水处理系统处理达标后回注油藏，不向外环境排放。

油田区域主要埋藏有第四系松散岩类孔隙水和白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水。第四系干燥松散的风成沙沉积，厚度 29-54m 不等；白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水埋深在 99-164m 之间。回注井优先选择报废的老井，本油田井深在 3500-4600m 范围内，回注地层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度，且本油田在钻井过程中均进行水泥固井，对潜水所在的第四系地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。且后期随着注水量的不断增加，地层压力也随之不断升高，必须加强检测、观察，避免因水窜层造成地下水的污染。另外回注的水达到了回注水水质要求，因此污染地下水的可能性较小。

正常情况下，集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。综上，正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

4.4.2.3 含油污泥对地下水污染分析

本工程地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，含油污泥主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0-20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m，油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因

此, 含油污泥没有进入地下水层的途径, 不存在污染地下水的可能。本工程产生的含油污泥、废润滑油等危险废物委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置, 因而不会对当地地下水产生影响。

综上所述, 正常生产状况下, 油田施工期和生产运行过程中废水不会对地下水环境产生影响。

4.4.2.4 非正常状况下地下水环境影响分析

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。主要表现在采油过程中, 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; 集输管线运行过程中, 管线腐蚀穿孔, 误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故, 对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水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。采油过程中一旦出现套外返水事故, 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) 井漏事故的泥浆对地下水的影响

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

就钻井液漏失而言, 其径流型污染的范围不大, 发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管 (隔离含水层套管) 固井后, 继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定, 在压力下的钻杆转动对套管

产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（2）井喷事故对地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。井喷发生后，喷出的液量为 $50\text{m}^3/\text{d}$ - $100\text{m}^3/\text{d}$ ，一般需要 1-2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，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，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

（3）油水窜层对地下水的污染影响

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。玛 131 井区百口泉组油藏层位埋深在 3500m 左右，在开采层和含水层之间有地层分隔，为相对隔水层。油井在钻井过程中采用套管技术，进行了固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，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。

(4) 集输管道原油泄漏对地下水的影

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

(5) 事故状态下地下水影响预测

污水在地下水中的迁移转化是一个复杂的物理化学和生物作用过程，污染物通过包气带下渗进入含水层时，还包括污染物的自净过程。由于泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

影响预测与评价：

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水大致流向为由东北向西南，针对集输管线、油井井壁破裂导致的泄漏事故预测对第四系地下潜水的影。当泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况，管线泄漏排放时间在时间尺度上设定为瞬时泄漏，泄漏时长最多按10min计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②污染物泄漏量

I 集输管线泄漏

当集输管线发生全管径泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

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

式中：\$Q_L\$——液体泄漏速率，kg/s；

\$P_1\$——容器内介质压力，kPa，管线输送压力 300kPa；

\$P_0\$——环境压力，kPa，取 101.325kPa；

\$C_d\$——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64，取 0.62；

\$A_r\$——裂口面积，m²，取 0.2m²；

\$g\$——重力加速度；

\$h\$——裂口之上液位高度，m，在此取 0.2m；

\$\rho_1\$——泄漏液体密度，kg/m³，在此取 829kg/m³；

本次评价考虑最不利因素选取DN300集输管线进行预测，根据上述公式计算出该段集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为217.56kg/s，事故应急反应时间为10min，据此计算液体的泄漏量为130t。管线输送为油水混合物，项目区块平均含水率为18.09%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为106.9t，按照表层土壤对污染物截留率90%计算，进入含水层原油为10.7t。

II油井井壁破裂发生原油泄漏量

本项目单井最大产油量为 23t/d，泄漏时间取 1h，其原油的泄漏量为 958kg。

③预测方法

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中二级评价要求，可采用解析法或数值法进行地下水环境影响分析与评价，本项目所在区域不属于水文地质条件复杂区域，因此本次预测采用解析法对建设项目地下水环境进行分析与评价。

④预测时段

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中的相关规定，计算第 100 天和第 1000 天以及服务年限（10 年即 3650 天）的模拟结果，共计 3 个时

段。从而得到污染物浓度时空变化过程与规律，为评价本项目建成后对地下水环境可能造成的直接影响和间接危害提供依据。

⑤预测模型

由于污染物在浅层含水层中的迁移，根据《建设项目环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016），预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳态流动—维水动力弥散点源模型进行预测，公式如下：

$$C(x, t) = \frac{m/W}{2n_e \sqrt{\pi D_L t}} e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

式中：x—距计算点的距离；

t—时间（d）；

C（x,t）—t时刻点 x 处的示踪剂浓度（g/L）；

m—注入的质量（kg）；

W—横截面面积（m²）；

U—水流速度（m/d）；

n_e—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数（m²/d）；

π—圆周率。

⑥预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。由于石油类因子是原油污染检测项的常规项目。因此，本次影响预测以石油类进行预测。模型中所需参数及来源见表 4.4-8。

表 4.4-8 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	U	水流速度	0.16m/d	地下水的平均实际流速 u=KI/n，渗透系数为 0.32m/d，水力坡度为 30‰
2	D _L	纵向弥散系数	1.92m ² /d	D _L =a _L U，a _L 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1~12 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 12。
3	n _e	有效孔隙度	6%	根据项目所在区域含水层特征，确定区域有效孔隙度 n=0.06。

4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度
5	m	注入的质量	根据以上计算, 在一般情况下, 管线泄漏量 10700kg, 单井井壁破裂原油的泄漏量为 958kg。

上表中各水文地质参数的确定如下:

u-水流实际流速, 场地所在区域地层由以砂砾石、粉砂为主的碎屑沉积物组成, 含水层以砂岩为主, 根据玛湖地区渗水试验结果统计, 玛 131 井区渗透系数 K 取值 0.32m/d , 有效孔隙度 n 以 0.06 计, 水力梯度 I 以 0.03 计, 地下水流速度 U 为 $0.32 \times 0.03 / 0.06 = 0.16\text{m/d}$ 。

D—弥散系数, 地质介质中溶质运移主要受渗透系数在空间上变化的制约, 即地质介质的结构影响。这一空间上变化影响到地下水流速, 从而影响到溶质的对流与弥散。通常空隙介质中的弥散度随着溶质运移距离的增加而加大, 这种现象称之为水动力弥散尺度效应。其具体表现为: 野外弥散试验所求出的弥散度远远大于在实验室所测出的值, 相差可达 $4 \sim 5$ 个数量级; 即使是同一含水层, 溶质运移距离越大, 所计算出的弥散度也越大。越来越多的室内外弥散试验不断地证实了空隙介质中水动力弥散尺度效应的存在。

据 2011 年 10 月 16 日, 原环保部环境工程评估中心在北京组织召开了《环境影响评价技术导则地下水环境》专家研讨会, 与水文地质专家一致认为弥散试验的结果受试验场地的尺度效应影响明显, 其结果应用受到很大的局限性。因此, 一般不推荐开展弥散试验工作。

许多研究者都曾用类似的图说明水动力弥散的尺度效应。Geihar 等 (1992) 将 59 个不同现场所获得的弥散度按含水层类型、水力学特征、地下水流动状态、观测网类别、示踪剂类型、数据的获取方法、水质模型的尺度等整理后, 对弥散度增大的规律进行了讨论。Neuman (1991) 根据前人文献中所记载的 130 余个纵向弥散度进行了线性回归分析, 并综合前人发展的准线性扩散理论, 对尺度效应进行了解释与讨论。李国敏等 (1995) 综合了前人文献中记录的弥散度数值按介质类型 (孔隙与非孔隙的裂隙等介质)、模型类别 (解析模型与数值模型) 等分别作出弥散度与基准尺度的双对数分布, 并分别给出了不同介质中使用不同模型所求出参数的分维数。成建梅 (2002 年) 收集了大量国内外在不同试验尺度下和实验条件下分别运用解析方法和数值方法所得的纵向弥散度资料, 纵向弥散度 α_L 绘在双对数坐标纸上, 从图上可以看出纵向弥散度 α_L 从整体上随着尺度的增加而增大。根据数值模型所计算出的孔隙介质的纵向弥散度 α_L 及有关资料与参数作出的 $\lg \alpha_L - \lg L_s$ 图示于图 5.4-8。基准尺度 L_s 是

指研究区大小的度量，一般用溶质运移到观测孔的最大距离表示，或用研究区的近似最大内径长度代替。

如前述分析，由于水动力弥散尺度效应的存在，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度。依据图 4.4-6，对应的纵向弥散度应介于 1~12 之间，从保守角度考虑，本次模拟取弥散度参数值取 12。

由此计算项目区含水层中的纵向弥散系数 $D_L=12m \times 0.16m/d=1.92 (m^2/d)$ 。

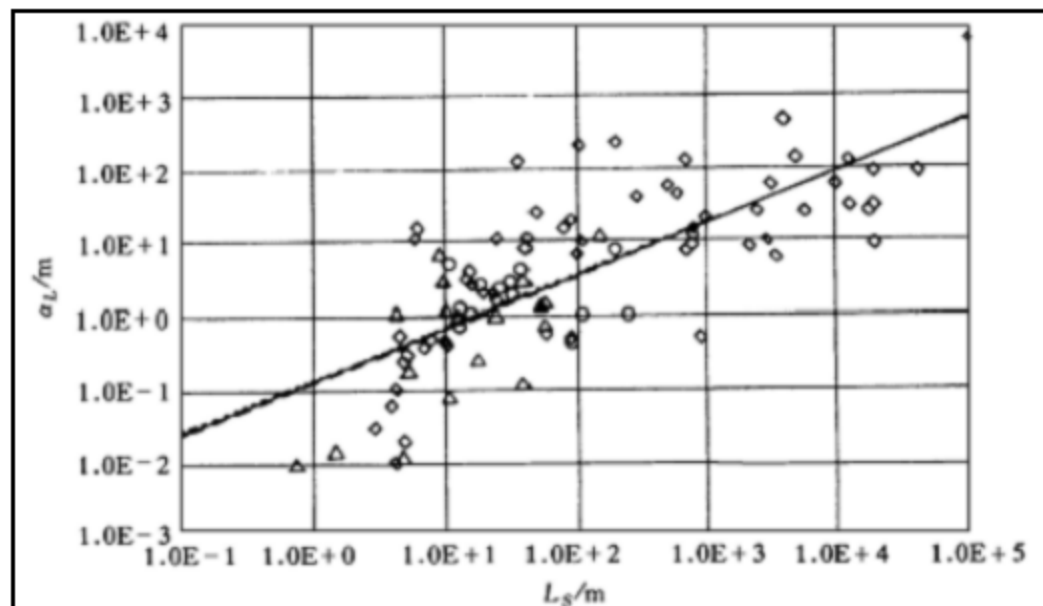


图4.4-6 孔隙介质2维数值模型的 $\lg \alpha_L - \lg L_s$ 图

⑦预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100天、1000天、3650天）时不同位置的浓度分布情况。

I 管线泄漏预测结果

管线泄漏污染物在含水层不同位置的浓度分布情况见表 4.4-9。

表 4.4-9 石油类在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（管线泄漏） mg/L

距离 m \ 时间 d	100	1000	3650
0	964900	1490	0.114
5	113000	1830	0.14
10	126000	2240	0.172
20	13000	3260	0.259
50	29400	8670	0.838
100	13.6	26200	5.15
130	0.0059	37300	14
150	0.00	41300	26.5

玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口泉组油藏开发工程

180	0.00	39800	64.9
200	0.00	34000	114
250	0.00	14600	410
300	0.00	3260	1230
400	0.00	2.2	6550
500	0.00	0.0122	17000
550	0.00	0.00	21000
600	0.00	0.00	21700
700	0.00	0.00	13600
800	0.00	0.00	4150
900	0.00	0.00	622
1000	0.00	0.00	45.7
1200	0.00	0.00	0.029
1300	0.00	0.00	0.00
出现最远距离	122	483	1187
最远超标距离	128	502	1223

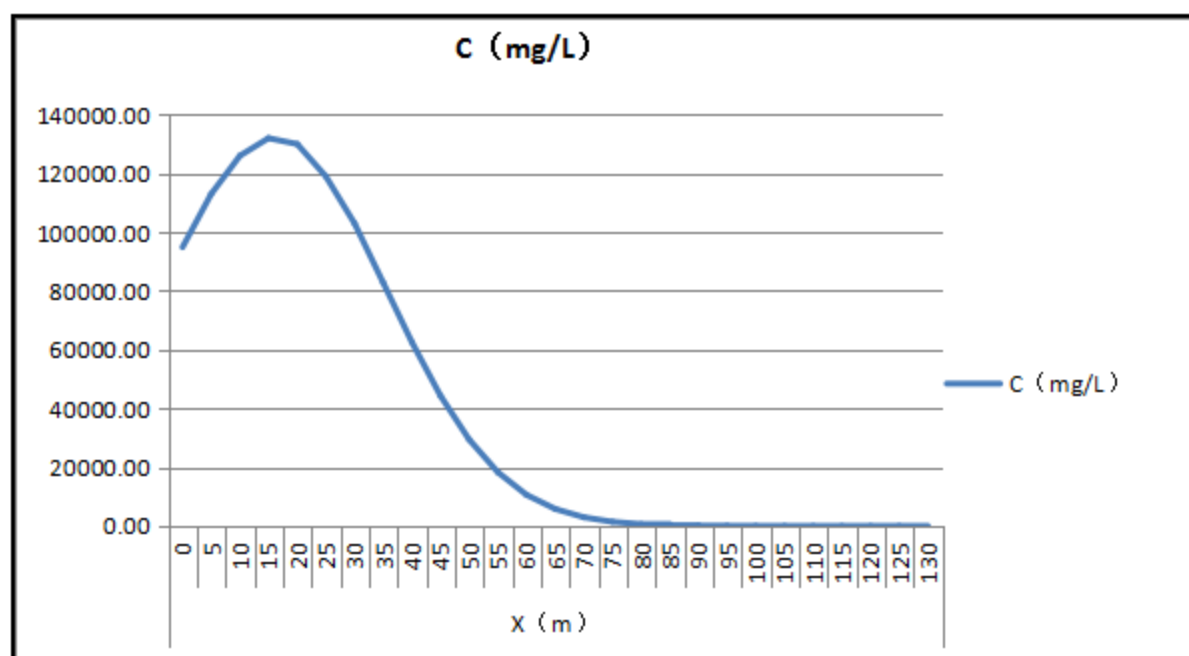


图 4.4-7 管线泄漏 100d 下游 (y=0) 石油类轴向浓度

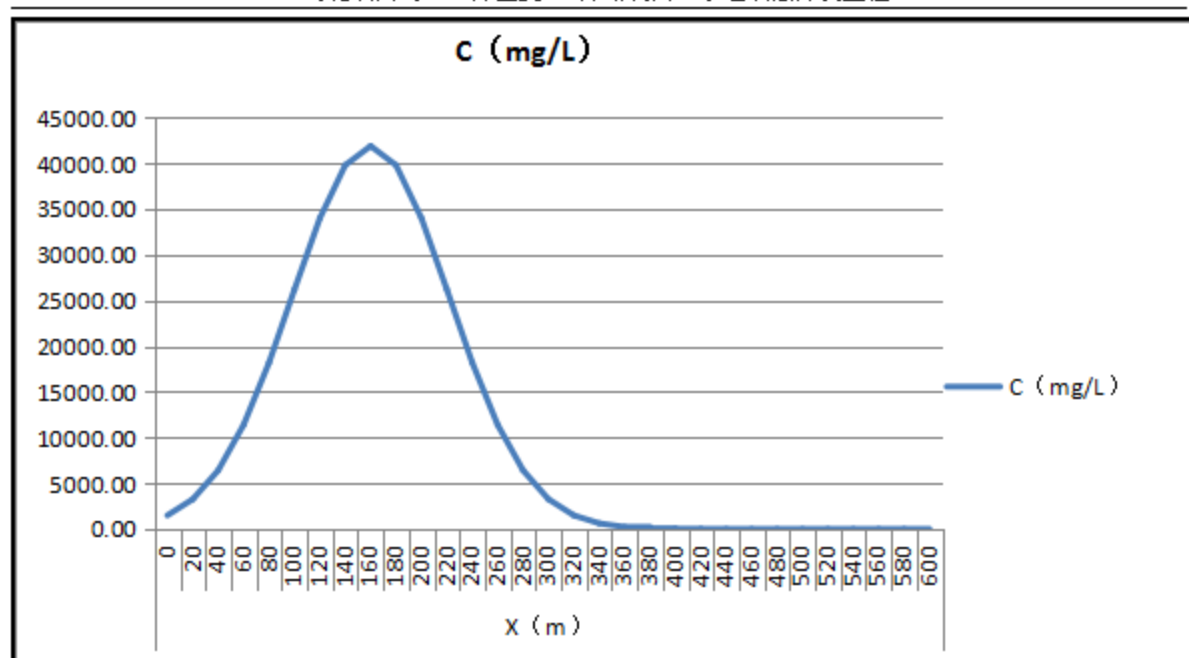


图 4.4-8 管线泄漏 1000d 下游 (y=0) 石油类轴向浓度

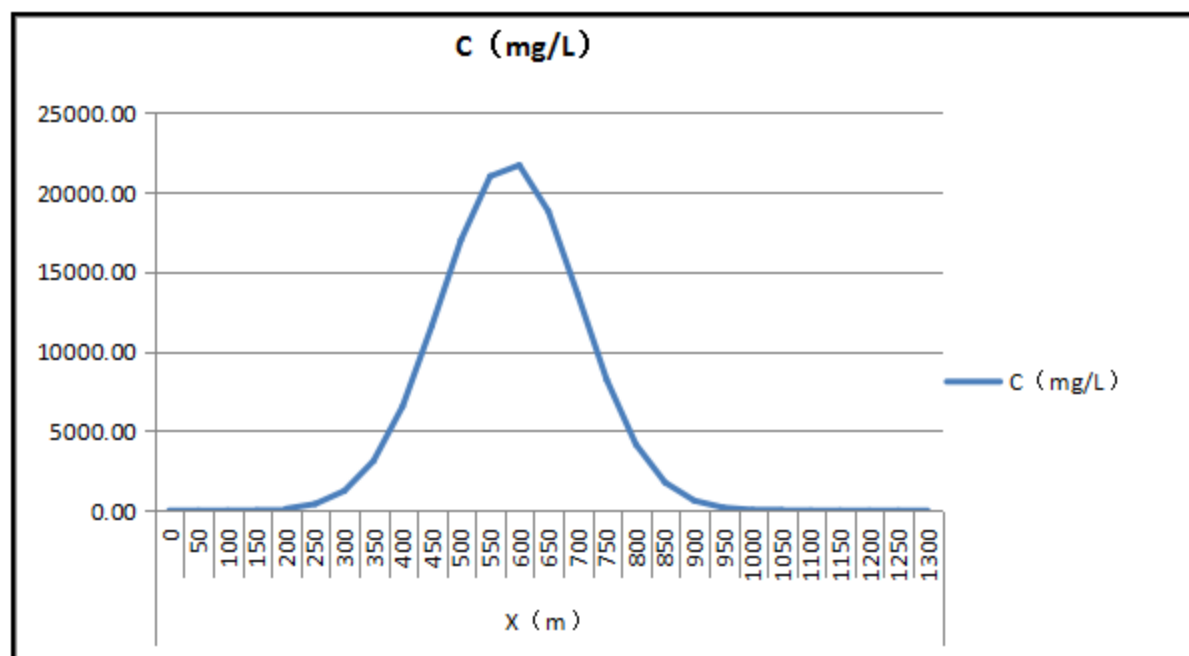


图 4.4-9 管线泄漏 3650d 下游 (y=0) 石油类轴向浓度

II 采油井井壁破裂泄漏预测结果

采油井井壁破裂泄漏污染物在含水层不同位置的浓度分布情况见表 4.4-10。

表 4.4-10 石油类在潜水含水层中的浓度迁移预测结果 (采油井井壁破裂泄漏) mg/L			
距离 m	时间 d	100	1000
	3650		
0		4660	73.3
5		5550	90
10		6200	110

玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口泉组油藏开发工程

20	6370	160	0.0127
50	1440	425	0.0411
70	146	716	0.0868
100	0.665	1290	0.253
130	0.00029	1830	0.689
150	0.00	2030	1.3
180	0.00	1950	3.19
200	0.00	1670	5.59
250	0.00	716	20.1
300	0.00	160	60.6
350	0.00	18.7	153
400	0.00	1.14	322
500	0.00	0.00	837
550	0.00	0.00	1030
600	0.00	0.00	1070
700	0.00	0.00	666
800	0.00	0.00	204
900	0.00	0.00	30.5
1000	0.00	0.00	2.24
1200	0.00	0.00	0.00142
1300	0.00	0.00	0.00
出现最远距离	111	445	1112
最远超标距离	117	466	1153

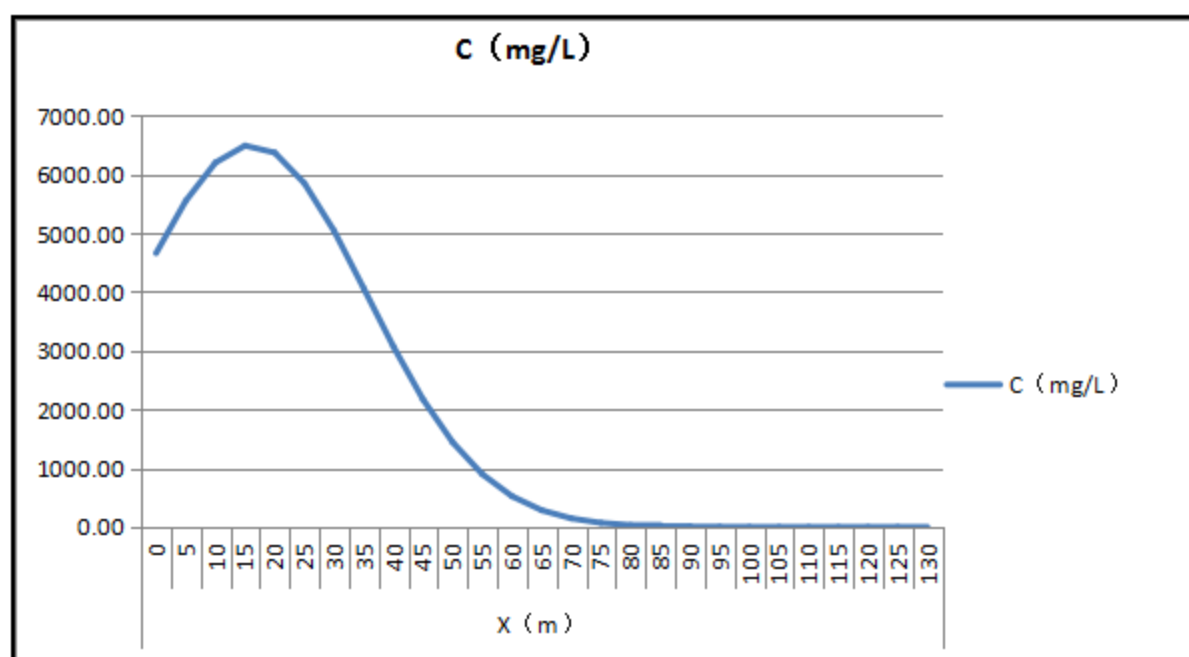


图 4.4-10 采油井井壁破裂泄漏 100d 下游 (y=0) 石油类轴向浓度

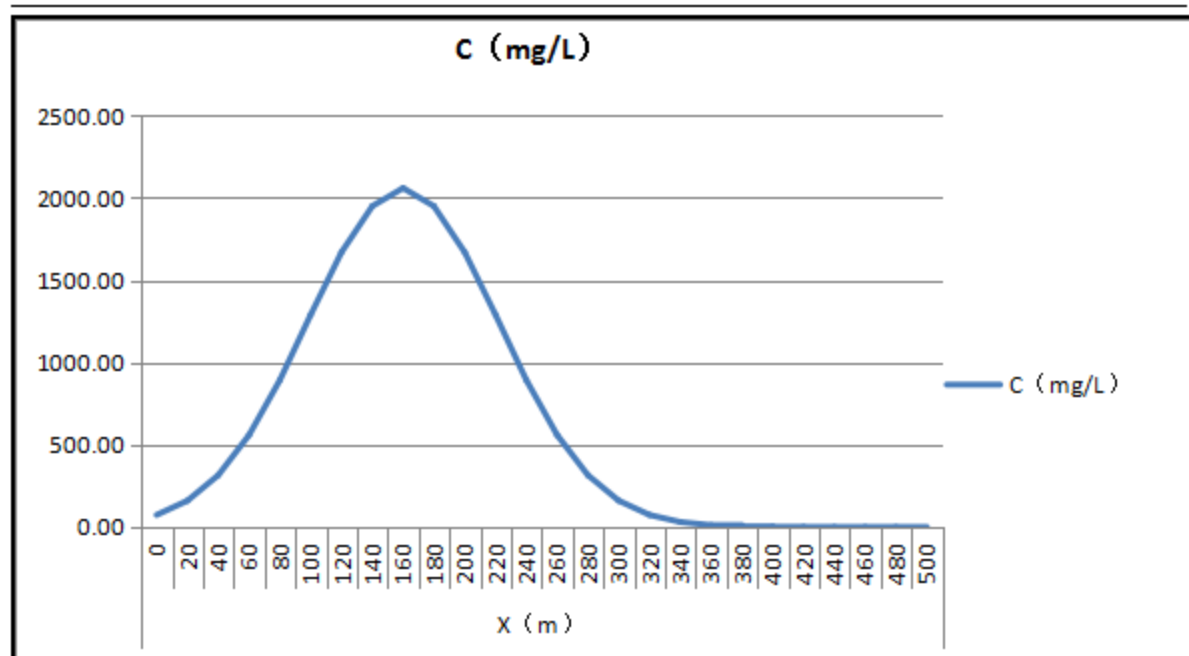


图 4.4-11 采油井井壁破裂泄漏 1000d 下游 (y=0) 石油类轴向浓度

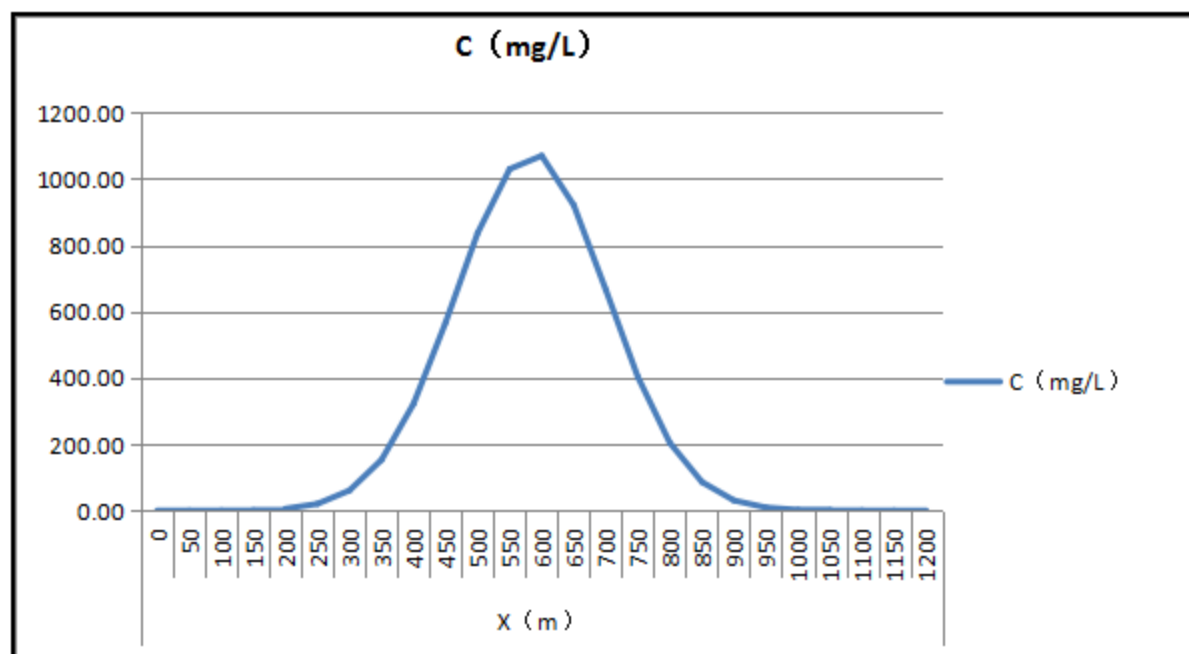


图 4.4-12 采油井井壁破裂泄漏 3650d 下游 (y=0) 石油类轴向浓度

III 预测结果分析

根据以上预测结果,在本次设定的预测情形下:预测期间,随着距离的增加,石油类在含水层中沿地下水流向运移,污染物的浓度呈先增大后减小的趋势;随着泄漏后的时间的增加,影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。

管线泄漏 100 天时,石油类浓度下游超标距离最远为 122m,影响距离最远为下

游 128m；1000 天时，下游超标距离最远为 483m，影响距离最远为下游 502m；3650 天时，下游超标距离最远为 1187m，影响距离最远为下游 1223m。

采油井井壁破裂泄漏 100 天时，石油类浓度下游超标距离最远为 111m，影响距离最远为下游 117m；1000 天时，下游超标距离最远为 445m，影响距离最远为下游 466m；3650 天时，下游超标距离最远为 1112m，影响距离最远为下游 1153m。艾里克湖位于本项目西南侧 22km，玛纳斯湖位于本项目区南侧 18km，不在下游最远影响距离范围内。

在本次预测情景下的影响区无生活饮用水源井，无村庄及常住居民，不存在与地下水相关的敏感点或环境保护目标等，但下渗废水对该地区地下水的潜在影响依然存在。故输油管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

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

4.4.2.5 地表水环境影响分析

艾里克湖位于本项目西南侧 22km，玛纳斯湖位于本项目区南侧 18km。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不直接向外环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，根据《环境影响评价技术导则 地面水环境》（HJ/T2.3-2018）相关要求，故不对地表水环境进行评价。地表水环境影响评价自查表见表 4.4-11。

表 4.4-11 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查内容	
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□；重点保护与珍惜水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜區□；其他□	
	影响途径	水污染型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放；其他（）	水温□；径流□；水域面积□
评价等级	影响因子	持久性污染物√；有毒有害污染物□；非持久性污染物√；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他□	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
	评价等级	水污染型	水文要素影响型

		一级□；二级□；三级 A□；三级 B√	一级□；二级□；三级 A□	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建□；在建□；拟建□；其他□	拟替代的污染源□	排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放口数据□；其他□
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□		生态环境主管部门□；补充监测□；其他□
	区域水资源开发利用状况	未开发□；开发量 40%以下□；开发量 40%以上□		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□		水行政主管部门□；补充检测□；其他□		
补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□		()	监测断面或点位个数 () 个
现状评价	评价范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	评价因子	()		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类□；II类□；III类□；IV类□；V类□ 近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□ 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 □：达标 □；不达标 □ 水环境控制单元或断面水质达标状况□：达标□；不达标 □ 水环境保护目标质量状况 □：达标 □；不达标 □ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况□：达标□；不达标□ 底泥污染评价 □ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 □ 水环境质量回顾评价 □ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 □		达标区 □ 不达标区 □
影响预测	预测范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	预测因子	()		
	预测时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□ 设计水文条件□		
	预测情景	建设期 □；生产运行期 □；服务期满后 □ 正常工况 □；非正常工况 □ 污染控制和减缓措施方案 □ 区（流）域环境质量改善目标要求情景 □		
	预测方法	数值解 □：解析解 □；其他 □ 导则推荐模式 □：其他 □		
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 □；替代削减源 □		
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 □ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 □		

	满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐				
污染源排放量核算	污染物名称 ()	排放量/(t/a) ()		排放浓度/(mg/L) ()	
替代源排放情况	污染源名称 ()	排污许可证 编号 ()	污染物名称 ()	排放量 /(t/a) ()	排放浓度/ (mg/L) ()
生态流量确定	生态流量：一般水期 () m ³ /s；鱼类繁殖期 () m ³ /s；其他 () m ³ /s 生态水位：一般水期 () m；鱼类繁殖期 () m；其他 () m				
防治措施	环保措施				
	污水处理设施 ☒ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域削减 ☐ ；依托其他工程措施 ☐ ；其他 ☐				
	监测计划				
	监测方式	环境质量		污染源	
	监测点位	()		()	
	监测因子	()		()	
	污染物排放清单 ☐				
	评价结论				
	可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐				

注：“☐”为勾选项，可 $\sqrt{\quad}$ ；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。

4.4.2.6 小结

(1) 本工程评价范围内无天然地表水体，在正常情况下，本工程产生的废水不会对当地地表水环境产生影响。

(2) 运营期采油井采用了套管，采取固井措施，有效防止了井漏失污染地下水。

(3) 采出水、井下作业废水依托百联站污水处理系统进行处理，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)标准中指标后回注油藏，不向外环境排放。

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

4.4.3 声环境影响分析

4.4.3.1 施工期声环境影响评价

开发期的噪声主要为钻井过程中钻机、泥浆泵及不落地装置等发出的噪声，泥浆泵、钻机、不落地装置的声压级一般在 90~100dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机、搅拌机等机械噪声，声压级一般在 90~95dB(A)。

(1) 钻井工程施工噪声

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

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

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r —预测点距离声源的距离（m）；

r_0 —参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见下表。

表 4.4-12 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

方位 \ 场界距离	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东侧	63.4	58.0	54.7	52.3	49.0	43.8	41.1	38.1
西侧	60.6	56.4	53.6	51.5	48.4	43.4	40.3	37.9
南侧	63.2	57.8	54.6	52.2	48.9	43.8	40.5	38.1
北侧	67.4	60.6	56.4	53.6	49.8	44.2	40.8	38.3

《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准：昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。

由预测结果得：

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

②昼间施工噪声在 200m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。根据现场调查，本工程周边无环境敏感点。钻井噪声对局部环境的影响是暂时的，钻井期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。开发期噪声的影响主要

是对钻井队的施工人员的影响，因此，必须要做好劳动防护措施。

(2) 地面工程施工噪声

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 4.4-13 为施工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 4.4-13 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	72	66	60	53.9	52	46	40	33.9	32
推土机	90	70	64	56	52	50	44	38	32	30
混凝土搅拌机	95	75	69	63	57	55	49	43	37	35
混凝土翻斗车	90	70	64	56	52	50	44	38	32	30

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场地 20m 以外均不超过建筑施工场界噪声限值（昼间 75dB(A)），夜间不施工。昼间施工场地 200m 外可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。本工程周围 200m 范围内无噪声敏感点。开发期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。开发期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

4.4.3.2 运营期噪声环境影响预测

(1) 预测评价方案

①井场和计量站周边 200m 范围内无噪声敏感点，因此，本次评价不再进行环境敏感点的噪声影响评价。

②本工程运行期井下作业修井、压裂工艺为偶发，噪声源不稳定，为非持久性间断声源，预测方案将预测正常运行条件下，井场机泵、井场抽油机和计量站机泵在井/站场界的昼间和夜间噪声。

③根据井/站场平面布置情况，分别在井场、计量站东南西北四个厂界设置 1 个噪声预测点进行预测。

④按照导则要求，预测和评价建设项目运营期厂界（场界、边界）噪声贡献值，评价其超标和达标情况。

⑤本工程各井场、计量站平面布置、设备、工艺相同，噪声预测以单个井场、计量站为例进行预测。

（2）评价标准

根据《声环境质量标准》功能区的划分，按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）适用区域划分中的规定，项目区执行 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（3）预测方法

本次环评采用点源模式对项目高噪声设备产生的噪声对周围环境产生的影响进行预测。预测公式为：

①点声源的几何发散衰减：

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置处 r_0 的声压级，dB；

r —预测点距声源的距离；

r_0 —参考位置距声源的距离。

②多声源叠加模式：

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

式中： L_0 —叠加后总声压级，dB（A）；

n —声源级数；

L_i —各声源对某点的声压值。

（4）预测结果及评价

各噪声源对各站场厂界影响的等效连续声级，见下表。

表 4.4-14 各站/场厂界噪声影响预测结果 单位：dB（A）

预测目标	预测厂界	昼间	夜间
		贡献值	贡献值

玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口泉组油藏开发工程

井场	东厂界	44	44
	南厂界	41	41
	西厂界	43	43
	北厂界	47	47
计量站	东厂界	39	39
	南厂界	42	42
	西厂界	38	38
	北厂界	44	44
2 类标准限值		60	50

由预测结果得：生产运营期井场、计量站正常生产时噪声很小，运营期噪声主要来自井场抽油机、机泵及计量站机泵等产生的噪声，对背景噪声的贡献较小，且本项目周边 200m 范围内无固定居民居住，根据上述预测各站场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，因此本工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 100dB（A），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。

4.4.3.3 噪声环境影响评价结论

本工程施工期噪声随施工结束而消失，生产运行期，井场和管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。经预测，本项目运行过程中各井场、计量站四周昼间、夜间噪声值均可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，项目井区周围 200m 范围内无噪声敏感点，故在运行期间本工程不会产生扰民现象。

4.4.4 固体废物影响评价

4.4.4.1 固体废物产生与分类

本工程运行期产生的固体废物主要为含油污泥、事故状态下的落地原油、废润滑油、废压裂返排液。项目产生的固体废物排放情况见表 4.4-15。

表 4.4-15 固体废物排放情况汇总

开发阶段	固废种类	废物特征	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
运营期	废润滑油	危险废物 (HW08-900-214-08)	0.58t/a	0	临时运至百联站污泥贮存场暂存，后委托克拉玛依博达环保科技有限公司有限责任公司处置
	含油污泥	危险废物 (HW08-071-001-08)	2951.5t/a	0	

开发阶段	固废种类	废物特征	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
	事故状态下的落地原油	/	/	0	作业单位 100%回收至百联站处置
	废压裂返排液	/	8886.18t/次	0	集中收集入罐，拉运至百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖

4.4.4.2 危废贮存过程影响分析

本项目含油污泥主要为检修、管线刺漏产生的含油污泥以及百联站原油在处理过程中所产生的油泥（砂），废润滑油为检修时产生，含油污泥、废润滑油由专用运输车辆拉运至百联站污泥贮存场暂存，不在井场内进行贮存。含油污泥在百联站污泥贮存场暂存，废润滑油进罐在百联站污泥贮存场暂存。事故状态下的落地油由作业单位 100%回收至百联站处置。

本项目依托的百联站污泥贮存场尺寸为 25m×14m，总容积 350m³，已严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）的要求，设置警示标志，暂存场底部防渗层的渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。满足防雨、防晒、防风要求，建立台账及管理制度。贮存场所处位置地质结构稳定，地震烈度不超过 7 度，贮存场底部高于地下水最高水位，周边无易燃易爆等危险品仓库，附近无高压输电线。因此本项目贮存场选址是可行的。

贮存场危险废物由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司拉运、处置，每月拉运两次。本工程产生含油污泥 2951.5t/a，废润滑油的产生量约为 0.58t/a，依托该暂存场可行。

4.4.4.3 危废收集过程影响分析

本工程产生的危险废物均为间歇产生，按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物不在工程区内贮存，在按照规范要求收集的情况下，对环境的影响很小。

4.4.4.4 危废运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物运输过程由有资质的运输公司进行运输，运输过程中

全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

综上，本项目产生的危险废物不在工程区内贮存，收集、转移、输运过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）要求进行运输，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

4.4.4.5 封井期固体废物影响分析

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

4.4.4.6 固体废弃物环境影响评价小结

本项目产生的危险废物定期交由具有相关资质的第三方单位无害化处置，处置方式符合《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》（SYT 7301-2016）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017.10.1 实施）、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）中的相关要求。通过采取以上措施，本工程产生的固体废物能够得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。

4.5 环境风险评价

对项目建设和运行期间发生的可预测突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害）引起有毒有害、易燃易爆等物质泄漏，或突发事件产生的新的有毒有害物质，所造成的对人身安全与环境的影响和损害，进行评估，提出防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、事故损失和事故造成的环境影响达到可接受水平。

4.5.1 评价依据

（1）环境风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 进行识别，本项目涉及的危险物质主要是天然气和采出液（含原油），本项目涉及的主要危险物料天然气和原油均属于甲 A 类火灾易燃易爆危险物质，但其毒性较低，对人体健康的急

性影响主要是吸入性头晕、呕吐，浓度较高时会引起窒息。

(2) 环境风险潜势初判

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV、IV+级。本次评价根据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，建设项目环境风险潜势划分，见下表。

表 4.5-1 建设项目环境风险潜势划分

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

注：IV+为极高环境风险。

①危险物质数量与临界量比值 (Q)

计算本项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在 HJ169-2018 附录 B 中对应临界量的比值 Q。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算物质总量与其临界量比值 (Q)：

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

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ 每种危险物质的最大存在总量，t； $Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：(1) $1 \leq Q < 10$ ；(2) $10 \leq Q < 100$ ；(3) $Q \geq 100$ 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 规定，本工程突发环境事件风险物质主要是原油，临界量 2500t；天然气（主要成分为甲烷），临界量为 10t。原油密度按照 0.829g/cm^3 、天然气平均相对密度 0.603。本项目不设储罐，新建单井出油管线 20.6km，集油管线 19.6km，管线体积为 1034m^3 。气油比按照最大产能年 $115\text{m}^3/\text{t}$ 计，则集输管线中原油最大量为 6.13t，天然气最大量为 0.75t。

本项目 Q 值计算结果，见下表。

表 4.5-2 Q 值计算结果表

风险单元	危险物质名称	危险物质在线量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
集输管线	原油	6.13	2500	0.0025

天然气	0.75	10	0.075
项目 Q 值Σ			0.077

从上表看出：本项目涉及危险物质的 Q 值 < 1，根据 HJ169-2018 环境风险潜势判定条件，当 Q < 1 时，该项目环境风险潜势为 I。

②评价工作等级划分

风险评价工作级别，见下表。

表 4.5-3 风险评价工作级别

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	—	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

由上表可知，本项目风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。

4.5.2 环境保护目标

根据现场调查，本工程位于准噶尔盆地西北缘，所在区域为低覆盖度草地，为尚难利用的荒草地，非牧草地。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。

表 4.5-4 环境保护目标

环境要素	保护目标	保护内容	环境功能
大气环境	井场及道路周围	不因项目建设，而影响、降低区域大气环境功能等级	《环境空气质量标准》（GB3095—2012）二级标准
声环境	井场及道路周围	不对区域声环境造成污染影响	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准
水环境	井场周围	区域地下水水质不因本项目的建设而恶化	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
生态环境	井场、道路	井场、管线、道路周边植被、土壤环境	防治生态破坏和土壤污染，保护野生动植物
	土壤环境	项目区土壤环境	占地范围内：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值；占地范围外：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中筛选值
	植被	梭梭及白梭梭	自治区 I 级保护植物，项目施工尽量避保护

4.5.3 项目风险因素识别

（1）物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为石油和天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见下表。

表 4.5-5 原油、天然气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	有各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300℃~325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1%~6.4% (v) 自然燃点 380℃~530℃	属于高闪点液体
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气中主要包括天然气，天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5%~14% (v) 自然燃点 482℃~632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007

(2) 生产设施危险性识别

①井场危险性识别

井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，采油作业可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在采油过程中发生的事故。本工程中，在采油过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出水和原油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②输油管线危险性识别

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

4.5.4 环境风险分析

除自然灾害引发事故外，本项目风险事故主要为：井喷、井漏事故及管线泄漏。

4.5.4.1 井喷、井漏事故环境风险分析

(1) 井喷事故影响分析

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

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。

（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。

本项目采用套管技术，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套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

4.5.4.2 泄漏事故影响分析

工程可能涉及的危险物质为天然气和原油，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、输油管道泄漏事故风险。

（1）事故源强计算

新建 DN65 PN2.5MPa 水平井单井出油管线 20.6km；新建 DN150 PN3.5MPa 集油管线 5.6km；新建 DN200 PN3.5MPa 集油管线 3.1km；新建 DN300 PN3.5MPa 集油管线 10.9km。本次评估主要分析发生概率较大情况，计算管径为 DN300 管线发生小孔径（10mm）泄漏情况下的泄漏量。

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），液体泄漏速率 Q_L 用伯努利方程计算，泄漏速率为 217.56kg/s，事故应急反应时间为 10min，据此计算液体的泄漏量为 130t。管线输送为油水混合物，项目区块平均含水率为 18.09%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为 106.9t。

（2）对水环境影响分析

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

（3）对土壤的影响

输油管道腐蚀会造成油品泄漏，这种情况相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的大量油品进入土壤环境中后，会影响土壤中的微生物生存，造成土壤污染，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物的含量。

根据类比调查结果可知，泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为表层土，覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（4）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表面阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

4.5.5 结论

根据本项目建设内容，工程可能涉及的危险物质包括：原油及天然气。项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、泄漏事故风险。本项目采取的风险措施有效可行，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，本项目环境风险可控。

本项目环境风险评价等级为简单分析，项目环境风险简单分析内容表见下表。

表 4.5-6 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口泉组油藏开发工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区	塔城地区	和布克赛尔蒙古自治县	和布克赛尔蒙古自治县县城西南侧 78km
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	原油和伴生气，分布在管线			
环境影响途径及危害后果	井喷、管线破损发生油品（原油）和天然气泄漏，污染土壤、地下水和大气			
风险防范措施要求	井场井控严格执行相关规定，防止井喷、井喷失控和井喷着火，安装防喷器和井控装置（封井器等），采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生；井场设立风向标及划定紧急集合点；站场设置“危险、禁止烟火”等标志；加强设备维护、保养；加强员工教育培训，实行上岗证制度；运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速；制定井喷事故应急措施、管道事故应急措施以及制定应急预案。			
结论：在采取严格安全防护和风险防范措施后，环境风险处于可接受的水平。				

5 环境保护措施及其可行性论证

5.1 施工期污染防治措施

本项目施工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。

5.1.1 施工期生态保护措施

5.1.1.1 井场、计量站生态环境保护措施

(1) 对油田区域内采油井场、计量站的永久性占地合理规划，严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

(2) 严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽量减小便道占地和对地表植被的影响，临时便道应严格控制宽度，并应指定车辆的行驶路线，尽量减小便道占地和对地表植被的影响。

(3) 井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 5.1-1。

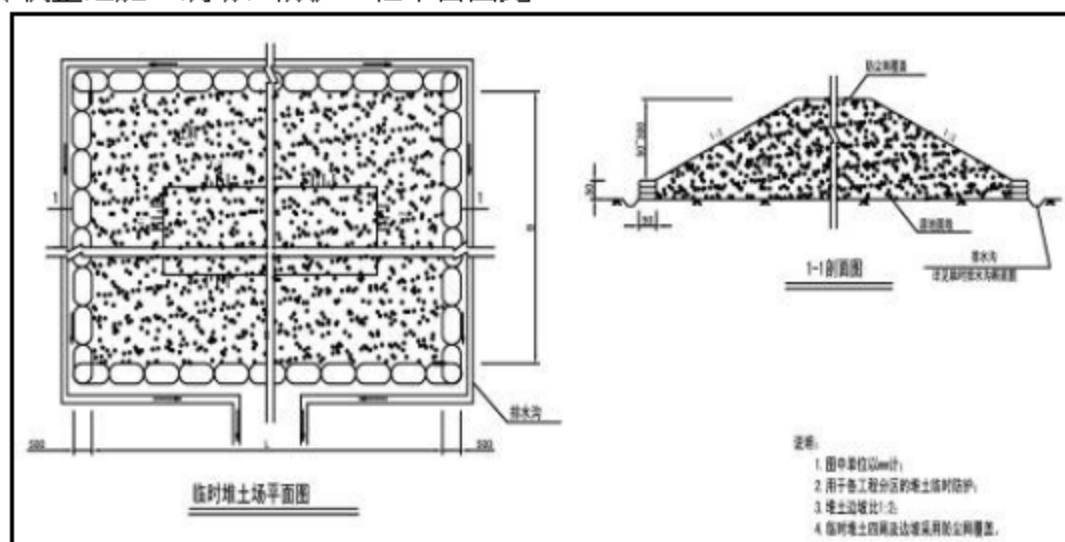


图 5.1-1 临时堆土场防护工程平面布置图

对井场、计量站地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，具体见图 5.1-2。

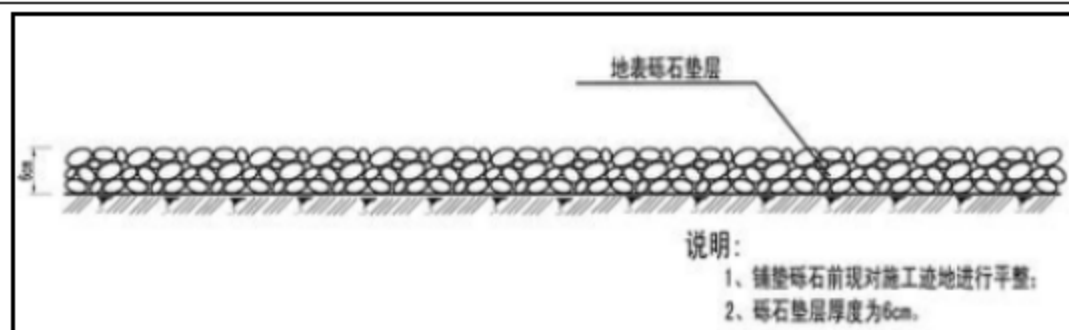


图 5.1-2 井场、计量站砾石压盖措施典型设计图

5.1.1.2 管线施工生态保护工程措施

(1) 管道开挖时严格按照设计路线施工，严禁乱挖、多挖。施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

(2) 管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

(3) 尽量避免在大风天气下取土，对于施工挖出的土方，应原地回填并做表面压实处理。

(4) 管线敷设时，根据管径的大小尽可能减少临时占地，单井采油管线施工作业度宽度不得超过管线两侧 2m。

(5) 在管线上方设置管线走向标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。

5.1.1.3 道路工程生态保护措施要求

(1) 对油田内的道路合理规划，道路严格控制施工作业带（开挖）面积，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

(2) 尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶，严格执行先修路，后开钻的原则进行勘探。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

(3) 施工机械在不得在道路以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

(4) 施工结束后，临时用地一律平整土地，清除用地范围内的一切固体废弃物。

(5) 施工期临时用地禁止扩大面积。

(6) 道路施工不得随意取弃土，严格按设计要求，在指定地点堆放工程弃渣。

(7) 施工期清理的表土层土壤单独堆放，后期用于临时占地的生态恢复。

5.1.1.4 野生植物生态保护措施

(1) 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。

(2) 严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线作业带宽度必须控制在两侧 2m 内，减少对地表的碾压。重点保护项目区内的梭梭及白梭梭，最大程度减少梭梭占用，选择梭梭生长稀疏地段进行作业。

(3) 对施工场地的废渣及一切废弃物资、设备应及时清理，对工地、料场、取土等地方，使用后应立即恢复原状，并及时进行人工干预恢复植被，以维持原有生态环境。工程建设完成后要求对施工料场、便道等临时用地进行清理、平整，禁止对野生动植物水源地的污染。严格执行《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日），“凡生产建设活动损毁的土地，按照‘谁损毁，谁复垦’的原则，对依法占用的土地应当采取有效措施，减少土地损毁面积，降低土地损毁程度”。施工期和运营期减少项目区地表的扰动，防止水土流失。

(4) 选址、选线过程中，尽量避开野生植物生长密集地带，最大限度减少对保护植被梭梭和白梭梭的破坏，以及对野生动物的活动场所和生存环境的破坏。

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

(6) 项目选址选线无法避免占用梭梭及白梭梭，需按照《新疆维吾尔自治区野生保护植物管理条例》《森林法》《森林法实施条例》及《建设项目使用林地审核审批管理办法》（国家林业局令第 35 条）的规定，足额缴纳林地补偿费、地上附着物和林木补偿费等费用。施工及人员活动尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏梭梭等荒漠植物，不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。采取保护性移栽措施，严禁对保护植被进行砍伐。

5.1.1.5 野生动物生态保护措施

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

(2) 加强监督管理，坚决杜绝偷猎、盗伐等非法活动。

(3) 加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避让对野生的动物的惊扰。

5.1.1.6 防治沙化措施

根据《新疆第五次沙化土地监测报告》，本工程均位于非沙化区。永久占地及临时占地占用非沙化地面积约 83.7hm²。

(1) 采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）；

③《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）。

(2) 制定方案的原则与目标

制定方案的原则：

科学性、前瞻性与可行性相结合；定性目标与定量指标相结合；注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；节约用水和合理用水相结合；坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善。

(3) 施工要求

本工程管沟开挖作业、道路施工、车辆碾压等工程对扰动原有地貌，将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化。

①本项目管线管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，并定期洒水抑尘。施工结束后先回填深层土，后回填表土层。施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。优化施工组织，缩短施工时间，避免在风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。沙化防治区内施工场地定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。植被覆盖度较低区域，井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土再次扰动，引起土地沙化。道路采用沥青路面及砂石路面，可局部减缓土地沙化。

②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。施工期间应划定施工活动范围，施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。施工场地尽量避开固沙植被—梭梭、白梭梭等生长密集的地带。

③针对涉沙的部分井场、道路周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施。

④土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府；在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被；施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

⑤因项目占地造成的植被损失按正式征地文件规定进行经济补偿。

⑥强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对固沙植被生存环境造成威胁。

⑦加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

⑧对临时占地进行恢复。及时对施工场地进行平整，尽量利用井场及临时道路施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖。覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；临时占地按照原有植被类型恢复地貌，恢复地貌时应栽种与项目所在区域相符的耐干旱植株，改善当地生态环境。临时占地内植被在未来 3 年~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

(4) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等。

各类措施要求在井场建设完成投入运行之前完成, 严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

5.1.1.7 水土流失防治措施

项目地处准噶尔盆地, 气候干燥, 风力强大, 地表土质疏松干燥, 区域大部分土壤表层为灰棕漠土及砾石所覆盖, 植被分布稀疏, 主要为梭梭灌丛, 属于典型沙质荒漠生态系统。由于区域干旱少雨, 水资源极度匮乏, 植被生长主要靠地下水维持, 根据现场调查, 在植被遭到破坏的区域, 在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制, 在玛北油田进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现, 因此, 本次水土流失防治主要以工程措施为主。

(1) 工程防治措施

①道路及输油管线施工时, 在梭梭分布地段, 要特别注意保护原始地表与天然植被, 应划定施工活动范围, 严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围, 所有车辆采用“一”字型作业方法, 走统一车辙, 避免加行开辟新路, 以减少风沙活动。

②施工中严格按照规定的施工占地要求, 划定适宜的堆料场, 尽量减少地表植被的破坏。避免再大风、雨天施工, 特别是路基修筑、管沟开挖、管道回填作业等。

③为减少风沙危害, 线路走向应尽量绕开植被, 并在垄间通过。与道路走向一致的管道建设, 恢复后的地面应低于路面, 并置于道路背风一侧。

④做好迹地恢复, 施工结束后, 要做好施工迹地的恢复工作, 应结合地形修整成一定形状, 与周围环境相协调。

⑤站场建设应尽量利用挖方料, 做到土石方平衡。在管道施工结束后, 要立即对现场进行回填、平整、形成新的合适坡度, 并尽可能覆土压实, 基本程序是回填-平整-覆土-压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣, 并力求做到挖填平衡。

(2) 水土流失分区防治措施

将本项目水土流失防治分区初步划分为 3 个分区: 井场防治区、道路防治区、管线防治区。

①道路防治区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工期车辆行驶路线，严禁道外行驶。路基填料尽量利用处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的施工弃方。路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。

井场道路用砾石铺垫，减少扬尘。井场道路经常性洒水降尘，减少扬尘，道路区两侧布置限制性彩旗。

②管线防治区

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

ii 管沟回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

iii 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。

iv 在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

(3) 水土保持管理措施

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

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，绝对禁止人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

④建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑥加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

5.1.1.8 生态修复方案

(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：禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采；油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染；坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

(2) 生态环境恢复治理范围

本项目所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

(3) 生态环境恢复治理措施

①井场生态恢复

本项目管线临时占地位于井场永久占地范围内。施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。

施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，以便后期植被自然恢复，表层土覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。对于恢复状态不好且易发生沙化的地

段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。

②道路生态恢复

本项目新建道路 11.5km，其中永久占地面积 69000m²，临时占地 69000m²。开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

部分道路可以根据作业区需要作为当地交通用地，不必恢复。

5.1.1.9 监督和管理措施

①针对本工程的建设，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。

5.1.2 施工期大气污染防治措施

本项目施工期废气主要包括井场、计量站、道路、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。提出以下大气污染防治措施：

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

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

(3) 合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，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。

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

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

(6) 加强对施工机械、车辆的维修保养，使用合格油品，减少烟尘和尾气的排放。

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

(8) 对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理；运输车辆进入施工区域，应以低速行驶（速度 $<20\text{km/h}$ ）。

5.1.3 施工期废水污染防治措施

(1) 场地设沉淀池，将场地施工生产废水及管道试压废水收集沉淀处理后用于施工过程和场地洒水抑尘。

(2) 施工人员统一安排、统一管理，本项目施工期不设施工营地，钻井期产生的生活污水依托玛 18 井区钻井集中公寓收集池收集，集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。

(3) 施工单位对施工场地用水应严格管理，贯彻“一水多用、重复利用、节约用水”的原则，尽量减少废水的排放量，减轻废水排放对周围环境的影响。

(4) 加强施工期工地用水管理，节约用水，尽可能避免施工用水过程中的“跑、冒、滴、漏”，减少施工废水外排量。

5.1.4 施工期噪声治理措施

为将施工噪声污染程度降低到最低程度，评价对施工提出以下要求：

(1) 建议采用先进的施工工艺和低噪声设备，合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声施工设备同时施工，安排高噪声施工作业在白天完成。夜间（22:00~06:00）禁止进行对周边环境产生噪声污染的施工作业。

(2) 施工中严格按《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）施工，防止机械噪声的超标。

(3) 施工车辆噪声的防治应选择运载车辆的运行线路和时间，应尽量避免噪声敏感区域和噪声敏感时段。

(4) 制定科学的施工计划，合理安排。

(5) 加强施工设备的维护保养，发生故障应及时维修，保持润滑、紧固各部件，减少运行振动噪声；施工机械设备应安放稳固，并与地面保持良好接触，有条件的应使用减振机座。加强施工管理、文明施工，杜绝施工机械在运行过程中因维护不当而产生的其他噪声。

(6) 为保护施工人员的健康，施工单位要合理安排工作人员，轮流操作高强度噪声的施工机械，减少接触高噪声施工机械的时间，或穿插安排操作高噪声和低噪声施工机械的工作。

(7) 建设单位应责成施工单位在施工现场标明施工通告和投诉电话，建设单位在接到投诉后，应及时与当地环保部门取得联系，以便能及时妥善处理各种环境纠纷。

(8) 加强施工期间道路交通的管理，保持道路畅通也是减缓施工期噪声影响的重要手段。

(9) 提高施工人员特别是现场施工负责人员的环保意识，施工部门负责人应学习国家相关环保法律、法规，增强环保意识，明确认识噪声对人体的危害。

采取有效措施对项目施工噪声进行控制后，会将本项目施工噪声对周围环境影响控制在最低水平。

5.1.5 施工期固废治理措施

(1) 废钻井液及钻井岩屑处置

废钻井液及钻井岩屑在井场处理工艺流程如下：

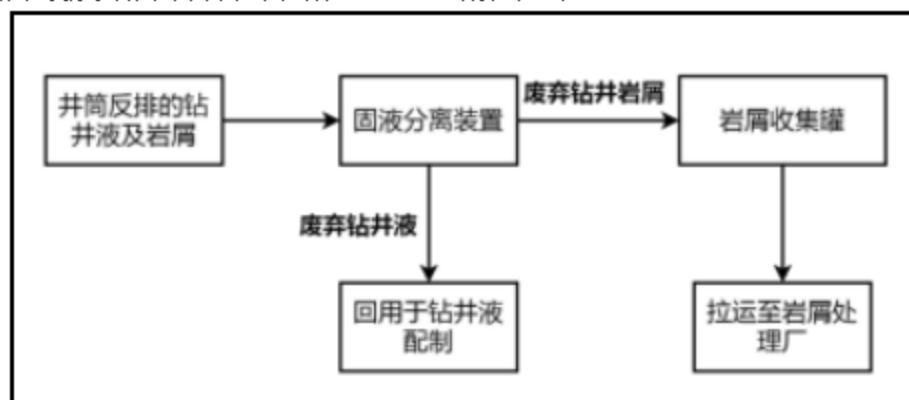


图 5.1-3 水基钻井岩屑井场处理工艺流程

① 钻井液、岩屑经振动筛、除砂器、除泥器、离心机分离后，实现初步分离，分离的固相进入收集箱进行深度处理。

②分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。

③岩屑由振动筛、离心机中产生的岩屑通过直排跟传送带转运的方式直接收集在岩屑收集罐中，中间无固化剂产生，岩屑在收集暂存时应符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中相关要求。

④岩屑罐拉运至岩屑处置公司处置，中间无固化剂、围堰等其他固废加入。

⑤岩屑转运至岩屑处置公司进行处理，处置后各污染物需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关指标要求后可综合利用，本项目产生的钻井岩屑可得到妥善处置。

（2）钻井期钻井队生活垃圾在玛 18 井区钻井集中公寓收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

（3）本项目土石方量较小，道路施工剩余土石方用于施工作业带平整及油田区域平整井场，不外运；施工废料等建筑垃圾首先考虑回收利用，不可回收利用的建筑垃圾集中收集后建筑垃圾由施工单位清运。

5.1.6 施工期土壤环境保护措施

（1）按设计标准规定，严格控制施工占地，不得超过作业标准规定。

（2）表层土壤集中堆放，用于临时占地复垦；管沟开挖，做到土壤的分层堆放，分类回填，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

（3）确保施工过程各环保设施正常运行，施工废水回用，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。

5.2 运营期环境保护措施

5.2.1 运营期生态环境保护措施

（1）加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。对井场及站场永久占地地表进行砾石压盖。

（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）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。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应做好防火，及时控制扩散面积并回收外泄油。管线、道路、站场等施工完毕后，对施工迹地进行恢复和平整。道路、井场、站场等永久占地范围内的地表采用砾石铺垫或者其它硬化措施。

(4) 开展生态环境恢复治理工作。

(5) 为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

(6) 管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

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

5.2.2 运营期大气污染防治措施可行性分析

本工程采油装置、管线接口、阀门等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

(1) 选用质量可靠的设备、阀门、法兰、管线等，定期对井场、计量站的设备、阀门、法兰、管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；

(2) 定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止原油、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等；

(3) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施；

(4) 应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复。

5.2.3 运营期水污染防治措施可行性分析

本工程运行期的主要废水是油田采出水和井下作业废水，依托百联站污水处理系统处理。

(1) 井下作业废水由作业单位自带回收罐收集后, 拉运至百口泉注输联合站污水处理系统处理, 采出水密闭集输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, 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) 中的有关标准。

(2) 确保固井质量以确保井壁不会发生侧漏, 有效隔离含水层与井内回注水的交换, 有效保护地下水层。

(3) 落实地下水分区防控

根据《环境影响技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 将项目区分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。

重点防渗区为输油管线, 对输油管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理, 防渗技术要求达到等效黏土防渗层 $\geq 6\text{m}$, 防渗层渗透系数 $\leq 10^{-10}\text{cm/s}$; 一般防渗区为井场井口、机泵基础, 计量站机泵基础, 基础采用混凝土结构, 防渗技术要求达到等效黏土防渗层 $\geq 1.5\text{m}$, 防渗层渗透系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$; 简单防渗区为油区道路等区域, 采用一般地面硬化。

(4) 采用高质量的油气输送管道, 防止油水泄漏; 管线埋设严格遵守相关规定, 埋至冻土层以下, 并对管线进行防腐保温等保护措施; 定期对输油管道进行检查, 一旦发现异常, 及时更换, 尽量杜绝跑冒滴漏的发生, 并随时做好抢修准备, 加强抢修队伍的训练和工作演练。

(5) 落实地下水污染监控计划和风险防范措施, 制定应急预案, 避免对地下水环境造成污染。根据重点污染防治区平面布置、地下水流向、环境保护目标及地下水现状监测情况, 在油区地下水流向上游、下游分别设置 1 个地下水环境影响跟踪监测点, 监测频率不少于每年一次。当发生泄漏事故时, 须加密监测。

应急预案内容:

在制定井场、站场安全管理体制的基础上, 制订专门的地下水污染事故应急措施, 并应与其它类型事故的应急预案相协调, 并纳入到采油厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下:

①应急预案的日常协调和指挥机构;

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

污染事故处理：在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施，

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施；

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；

③查明并切断污染源；

④探明地下水污染深度、范围和污染程度；

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作；

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

5.2.4 运营期噪声防治措施可行性分析

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。

(3) 在运行期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

(4) 配备必要的防噪设施，如耳塞等，供操作人员在泵房巡视检测时使用，以保护操作人员的身体健康。

类比已投产井场，运行期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

5.2.5 运营期固体废物污染防治措施可行性分析

含油污泥、废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，集中收集后临时运至百联站污泥贮存场暂存，后交克拉玛依博达环保科技有限公司处置。废压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调配，复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的表 1 标准。

5.2.5.1 危险废物储存、运输要求

井场产生的含油污泥、废润滑油等危险废物委托有资质的单位进行收集，转运至百联站污泥贮存场暂存，定期委托克拉玛依博达环保科技有限公司进行回收处理。事故状态下产生的落地原油 100%回收至百联站处置。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号），执行危险废物转移联单制度。含油污泥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。

（1）危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施，应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，贮存区应配置有气体报警、火灾报警和导出静电的接地装置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。

（2）本工程产生的含油污泥在百联站污泥贮存场暂存，废润滑油进罐在百联站污泥贮存场暂存。暂存场底部防渗层的渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{ cm/s}$ 。危险废物贮存设施满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，暂存场所满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。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）中的相关要求进行了分区和防渗。

（3）本项目危险废物从产生环节运输到百联站污泥贮存场距离较短，要求盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）且完好无损。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用

专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

5.2.5.2 危险废物管理要求

(1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。

(2) 危险废物的管理主要要求如下：

①含油污泥属危险固废，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

i 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；

ii 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

i 含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

ii 含油污泥满足《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）中的相关要求，明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放。

iii 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。

iv 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生态环境部门及公司安全环保处备案。

v 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。

vi 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。

vii 加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

5.2.6 运行期土壤环境保护措施

(1) 加强工程生产运行管理，严防井喷事故发生。强化源头控制措施，定期检查井口和集输管线，是否有采出液跑冒滴漏的现象发生。

(2) 一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。井喷时，需要对井喷的含油污泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。

(3) 管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，这就要求在预防事故的同时，为可能发生的故事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

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，把对土壤的不利影响控制在最小范围内。

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，将严重污染的土壤委托有资质单位进行处理。

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。

i 挖坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

ii 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。

(4) 强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免井喷、管线泄漏等事故可能对植物的破坏。

(5) 加强土壤环境质量监控, 制定土壤跟踪监测计划、建立跟踪监测制度, 以便及时发现问题, 采取补救措施, 避免对土壤造成污染。

5.2.7 环境风险防治措施

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂。百口泉采油厂已制定了完善的突发环境事件应急预案, 并已在塔城地区生态环境局进行备案, 备案号: 654200-2019-016-L, 备案手续见附件。本项目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、井喷等。

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。环评要求加强油田公司、作业区以及下属站场各级应急预案之间的衔接和联动, 定期组织员工对已制订的事故应急预案进行演练。加强本项目环境风险防范, 制定事故状态下环境风险应急预案和污染防治措施, 避免生产事故引发环境污染。采取多种措施防止发生井喷、井漏事故及油气泄漏事故。配置健全的消防设施并妥善考虑消防水的处理和处置。加强项目安全生产检查, 对事故隐患做到及早发现, 及时处理。建立与地力政府突发环境事故应急预案对接及联动具体实施方案, 确保风险事故得到有效控制, 避免发生污染事件。

5.2.7.1 风险防范措施

(1) 采油事故风险预防措施

①生产中采取有效预防措施, 严格遵守安全规定, 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采油之前, 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。

(2) 管线泄漏防范措施

①管线敷设前，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。

②在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定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患；加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡；定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理；定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

④加强法律法规宣传力度，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生；配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，将事故带来的损失降低到最小。

⑤制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

⑥加强腐蚀风险高、环境风险高的管线的腐蚀治理，加大管道腐蚀治理资金的投入。

（3）窜层污染事故的防范措施

①采用套管技术，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。

5.2.7.2 应急处置措施

（1）井喷事故应急措施

一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；

最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的采出物等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。

事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收至百联站处置。

（2）泄漏事故应急措施

泄漏事故风险不可能绝对避免，这就要求在预防事故的同时，为可能发生的事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

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，应尽量减少防止泄漏石油移动。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，将严重污染的土壤委托有资质单位进行处理。

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。

——挖坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

——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。

（3）待泄漏物质得到有效控制后，通过物资供应保障组，调用挖掘机、运输车辆等设备，由应急救援组成员尽快清除防火隔离沟内石油类泄漏物，并委托有资质单位进行处置。

（4）发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，油田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场，火灾事故发生时，消防队灭火完毕后将泄漏物质收集在罐体内。组织有关人员将污染物质用运输车辆转移至有资质单位处理。

(6) 爆炸事故发生时, 确保罐体能够容纳泄漏物质。组织有关人员将罐体内的污染物质用运输车辆转移至百联站处理。

5.2.7.3 环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险(管线泄漏风险), 制定应急响应方案, 建立应急响应体系, 当事故一旦发生时可迅速加以控制, 使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期开展环境风险应急培训和演练, 落实各项应急环境管理措施以及各项风险防范措施, 确保风险事故得到有效控制。制定突发环境事件应急预案, 并报生态环境主管部门备案。

作为事故风险防范和应急对策的重要组成部分, 应急组织机构应制定应急计划, 其基本内容应包括应急组织、应急设施(设备器材)、应急通讯联络、应急监测、应急安全保卫、应急撤离措施、应急救援、应急状态终止、事故后果评价、应急报告等。

根据导则要求, 相关环境保护应急预案应包括内容见表 5.2-1 和图 5.2-1。

表 5.2-1 本工程环境风险应急预案内容一览表

序号	项目	主要内容
1	应急计划区	井场、计量站、输油管线。
2	应急组织结构	应急组织机构分级, 各级别主要负责人为应急计划、协调第一人, 应急人员必须为培训上岗熟练工; 区域应急组织结构由当地政府、相关行业专家、卫生安全相关单位组成, 并由当地政府进行统一调度。
3	预案分级响应条件	根据事故的严重程度制定相应级别的应急预案, 以及适合相应情况的处理措施
4	报警、通讯联络方式	逐一细化应急状态下各主要负责单位的报警通讯方式、地点、电话号码以及相关配套的交通保障、管制、消防联络方法, 涉及地方的还应与相关区域环境保护部门和上级环保部门保持联系, 及时通报事故处理情况, 以获得区域性支援。
5	应急环境监测	组织专业队伍负责对事故现场进行侦察监测, 对事故性质、参数与后果进行评估, 专为指挥部门提供决策依据
	抢险、救援控制措施	严格规定事故多发区、事故现场、邻近区域、控制防火区域设置控制和清除污染措施及相应设备的数量、使用方法、使用人员
7	人员紧急撤离、疏散计划	事故现场、受事故影响的区域人员及公众对有毒有害物质应急剂量控制规定, 制定紧急撤离组织计划和救护, 医疗救护与公众健康
8	事故应急救援关闭程序	制定相关应急状态终止程序, 事故现场、受影响范围内的善后处理、恢复措施, 邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
9	事故恢复措施	制定有关的环境恢复措施(包括生态环境), 组织专业人员对事故后的环境变化进行监测, 对事故应急措施的环境可行性进行后影响评价
11	应急培训计划	定期安排有关人员进行培训与演练
12	公众教育和信息	对邻近地区职工及公众开展教育、培训和发布有关信息

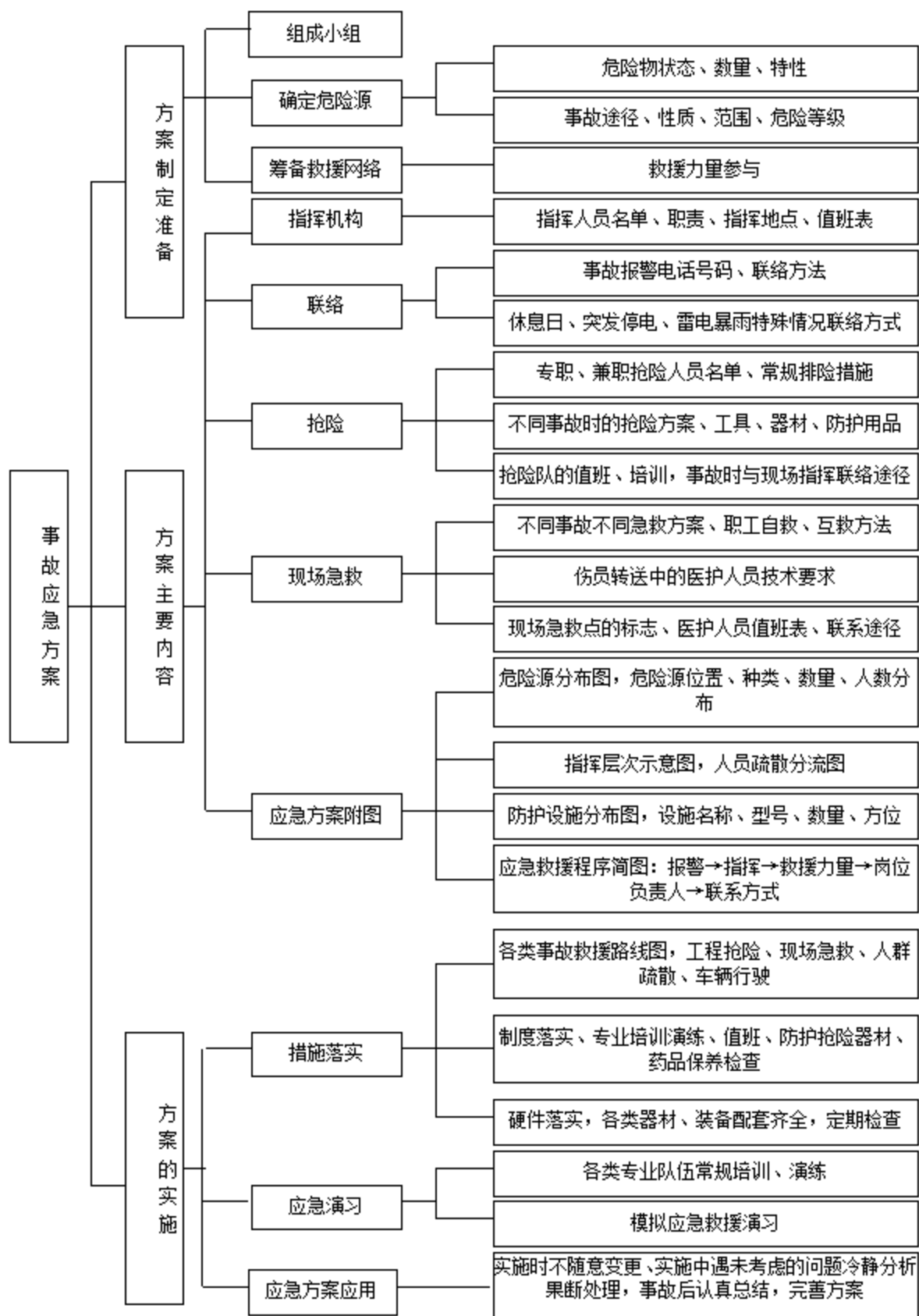


图 5.2-1 事故应急预案流程图

本工程应急预案包括的井场、计量站、集输管线等，在生产运行中有发生原油等

新疆泰施特环保科技有限公司

危化品泄漏、着火、爆炸的风险，一旦发生，可能造成财产损失及环境污染事故，给作业区造成严重经济损失和社会影响。预案适用于本工程井场、计量站、油气集输过程中原油泄漏、着火、爆炸突发事件的应急处置工作。

（1）泄漏、着火、爆炸突发事件处置要点：

①救人优先原则：集输管线、采油井发生原油泄漏、着火、爆炸突发事件，应及时组织人员撤离危险区域，必要时立即组织周边人员疏散；在事发区域有毒有害气体检测合格前，进入人员应配戴正压式呼吸器，落实相应安全措施。

②能量隔离原则：发生原油泄漏、着火、爆炸突发事件，应立即进行紧急停车或流程切换，对事故点或区域进行能量隔离，必要时立即通过火炬放空燃烧。

③灭火、稀释、降温原则：发生泄漏、着火、爆炸突发事件，应立即启动消防系统实施灭火，对泄漏区域进行喷淋稀释，对周边设施进行喷淋降温作业。

④控制污染原则：原油泄漏、着火、爆炸突发事件，应立即采取控制措施，防止污染扩大；若原油泄漏，应立即实施围油等控制措施，避免扩散。

（2）井控抢险原则

抢险中每个步骤实施前，均应进行技术交底，使有关人员心中有数；做好人身安全防护，避免烧伤、中毒、噪音伤害等；

抢险作业尽量不在夜间进行，施工时，不能在施工现场同时进行可能干扰施工的其它作业。

①井喷井控事件处置

A 组织专业人员佩戴安全防护器具，对井场周围进行监测，确定是否存在有毒有害气体；必要时，通知周围施工作业人员和井场切断电源、杜绝明火；

B 根据现场地形及监测结果，在上风方向地势较高的地方确定现场指挥点和医疗点，并尽快组织消防和医护人员到现场；

C 做好井口冷却工作，防止着火；有条件的，应尽快组织由四通向井口连续注水，冷却井口；

D 根据上级部门要求做好现场储水、供水及压井泥浆、压井设备的准备工作；

E 根据上级部门要求组织清障，准备更换井口部件。

(3) 应急演练情况

应急演练的目的是进一步熟练掌握应急预案,熟悉应急抢险程序,增强小组之间的配合能力,加深各抢险小组的职责意识,进一步提高应急抢险能力,从而保证以最短的时间、最快的速度处理事故事件。

定期开展应急演练,针对管道泄漏、着火、爆炸现场处置应急演练等。

演练结束要对应急演练进行评估,主要评估内容如下表 5.2-2。

表 5.2-2 应急演练评估表

序号	项目	内容
1	报警	报警及时、准确、真实
2	通信联络	通讯系统可靠迅速
3		接警迅速,相关人员及时获取信息
4		上传下达信息准确
5	现场指挥	应急指挥组到达现场迅速
6		应急指挥和调度命令下达正确
7		各应急小组到位迅速,并到指定地点接受等候指挥
8	信息汇报	应急信息汇报及时、准确
9		信息记录准确、完整
10	指令执行	各应急小组执行指令及时、准确
11	事故设定	事故现场模拟真实
12	工艺处理	处理程序按照应急演练方案和操作程序正确采取停工、切断进料、隔离、放空等措施
13		上下游工艺装置正常运行
14	消防灭火	抢险组正确按照预案初期灭火
15		消防车及时赶到现场
16		消防车站位正确
17		消防队按照方案迅速灭火
18		现场各类消防设备设施处于完好状态
19		消防水压满足灭火要求
20		消防控制系统运行状态良好
21	医疗急救	现场模拟受伤人员逼真
22		现场救护人员现场包扎方法正确
23		呼吸器、防毒面具、急救药品等完好充足
24		医疗急救地点设置合理
25	工程抢险	专业抢险队伍迅速直到现场
26		抢险的安全保护措施有效
27		现场的防爆工具等装备齐全完好
28		抢险措施正确有效
29	现场警戒	迅速对模拟现场进行警戒,标识清晰
30		非抢险人员不得进警戒区
31		相关道路进行交通管制
32	现场检测及控制措施	有明确的检测人员进行现场检测,确定危险区域
33		监测设备完好投用(风向观察)
34	人员疏散隔离	确定上风向的集合点,人员疏散及时

35		隔离区域是否覆盖应急区域
36	人员核查	现场清点人数准确无误
37	后勤保障	其他应急物资准备充足
38		应急物资补充及时到位
39	恢复生产	人员分工明确、开工程序正确
40	预案评价	通过演练, 检验预案具有针对性、适用性和有效性

5.2.8 封井期环境保护措施

5.2.8.1 封井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) 在封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) 封井期封井施工过程中, 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。

5.2.8.2 封井期水环境保护措施

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。

5.2.8.3 封井期噪声污染防治措施

加强车辆管理, 合理规划路线, 禁止车辆随意鸣笛。

5.2.8.4 封井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, 废弃建筑残渣由施工单位清运, 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。

5.2.8.5 封井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, 最终进入封井期。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。

后期按照要求对井口进行封堵, 并对井场生态恢复至原貌。结合《废弃井封井回

填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》，采取的生态恢复措施如下：

（1）各种机动车辆固定线路，禁止随意开便道，扩大扰动范围。

（2）封井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

（3）经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

（4）将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。

（5）封井期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（6）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

另外，通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在封井期施工过程中，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。

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 环境影响经济损益分析

环境经济损益分析的目的，就是要通过经济分析的方法来评价该工程的实施可能使周围环境受到污染所引起的经济损失，以及环境工程投资情况和采取相应的污染防治对策后，使被污染的环境得到改善所带来的经济效益等综合评估。

6.1 环保投资估算

本工程总投资为 54085.62 万元，环保投资 3440 万元，约占总投资的 6.36%，具体环保投资估算见表 6.1-1。

表 6.1-1 环保投资估算

阶段		环保设施/措施	投资 万元
施 工 期	废气	临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	20
		使用达标油品，加强设备维护	5
	废水	施工废水沉淀池	10
	固体废 物	生活垃圾、建筑垃圾清运	40
		泥浆不落地装置、岩屑委托处理	1500
	井控装 置	井口防喷器、应急放喷罐、放喷管线	800
生态	施工迹地清理平整、压实，临时占地恢复原始地貌，水土流失治理，防沙治沙措施，生态补偿等	190	
运 营 期	大气	选用质量可靠的设备、阀门、法兰、管线等，定期对井场、计量站的设备、阀门、法兰、管线等检查、检修	100
	废水处理	采用专用废液、废水收集罐收集，集中收集至罐中后依托百联站压裂返排液处理装置处理	220
	地下水、 土壤	管线、井场计量站分区防渗措施	80
	固体废 物	危险废物委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	120
	生态	站场地表平整、土壤环境质量监测、防沙治沙措施、采取水土保持措施、临时占地的生态恢复	200
	环境风 险	设置灭火器、声光报警器	25
	环境管 理	环境影响评价、环境保护竣工验收、环境监理、监测	40
		HSE 应急预案+环保培训，演练	30
封 井 期	生态	设施拆除后进行地表清理、平整、地貌恢复	60
合计			3440

6.2 社会效益和经济效益分析

6.2.1 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。

6.2.2 经济效益

项目总投资 54085.62 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

6.3 环境经济损益分析

6.3.1 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) 突发事件状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场、计量站和道路占地。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。

本项目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，剩余土方不外排。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.3.2 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。如将废水通过处理装置处理，处理达标后回注油藏、复配压裂液、调剖，节约了使用新鲜水的资金。

由此看来，本工程采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

6.3.2.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，选用质量可靠的设备、阀门、法兰、管线等，定期对井场、计量站的设备、阀门、法兰、管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

采出水、井下作业废水依托百联站污水处理系统处理达标后回注油藏。

(3) 固体废弃物

项目产生的含油污泥、废润滑油等危险废物依托有资质单位进行处置，减少了对环境的影响；废压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖。

(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，严格控制施工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。

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。

6.3.2.2 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些设施的经济效益也很可观。

6.4 结论

综上所述，本工程如认真落实本环评提出的各项环境保护措施，保证项目的环境可行性，将具有较为良好的社会效益、经济效益及环境效益。因此，在社会效益、经济效益和环境效益三个方面都是可行的。此外，应当注意在生产过程中加强设备的管理、职工培训、严格操作规程，保证生产设备和环保设施的正常运行，确保环境保护要求的防治措施得到实施。这样，本项目的环境经济效益才能达到预期效果。

7 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容,加强环境监督管理力度,尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率,把对环境的不良影响减小到最低限度,是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分,是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵,加强环境监测是了解和掌握项目排污特征,研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种施工活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种施工活动还是运行期的事故,都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响,减少事故的发生,确保工程建设与安全稳定运行,本章针对本工程在施工期和运行期的生态破坏和环境污染特征,提出了施工期和运行期的环境管理、施工环境监理、HSE(健康、安全与环境)管理和环境监测计划的内容。

7.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责,确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规,协助地方环保管理部门做好监督监测工作,了解项目明显与潜在的环境影响,制定针对性的监督管理计划与措施。

环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。

7.1.1 机构设置

为对本工程进行有效的管理,需要设置相应的生产管理机构、行政管理机构和辅助生产机构。鉴于本工程实际建设中的特点,建议建设单位在施工期成立安全环保小组,建立实施 HSE 管理体系,专职负责施工期的环境监理与管理工作以及营运期日常性环保管理工作。

7.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定,编写相关作业指导书,保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响,最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响,

建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

7.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立

新疆油田分公司在环境保护工作部署中，已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律、法规和各项方针政策，紧紧围绕油田分公司改革和发展的总目标，以宣传为先导、以管理为中心、以科技为依托，全面建立和实施 ISO14001 环境管理体系和 HSE 管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，新疆油田已形成完整的 HSE 管理体系。

本油田开发建设工程应在施工期、运行期和油田服役后期建立和实施 HSE 管理体系，该体系应该符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，其中环境管理的内容符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则，以及有关石油开采、集输等环境保护的要求。

7.2.1 开发建设期的 HSE 管理计划

7.2.1.1 HSE 方针和目标

参加本工程开发建设的施工作业队伍应遵循以下 HSE 方针和目标：

（1）各项活动都遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条例，同时满足建设单位对健康、安全和环境的有关要求。

（2）参加施工作业的全体员工首先通过教育、培训，提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到项目建设对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高保护环境的能力。

（3）将 HSE 管理体系作为施工单位管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于施工的全过程，使各种环境影响降到最低限度。

（4）在施工期间，尽可能做到不毁坏施工作业面附近的生态环境，施工完后尽快恢复受影响区域的原貌。

（5）作业和生活产生的污水、垃圾、废弃物要集中处理，不乱扔乱排。

（6）对施工单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

7.2.1.2 组织机构和职责

本工程施工期间的 HSE 管理机构实行逐级负责制，上设项目经理，项目经理下面设置 HSE 部门经理，施工队设置 HSE 负责人和现场 HSE 协调员。

(1) 项目经理

①项目经理作为最高管理者负责制定 HSE 方针和 HSE 目标；

②采取相应的措施使 HSE 管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；

③为 HSE 管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；

④坚持进行监视、记录和审查；

⑤负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；

⑥任命 HSE 部门经理。

(2) HSE 部门经理

①在 HSE 事务中代表项目经理行使职权；

②监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；

③宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例、环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；

④组织员工进行 HSE 教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查，并定期组织召开 HSE 管理会议；

⑤在施工过程中，发现问题，及时向项目经理汇报、提出建议，使项目经理对管理体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；

⑥批准任命 HSE 负责人和 HSE 工程师。

(3) HSE 负责人和 HSE 工程师

①负责施工期间 HSE 管理措施的编制、实施和检查；

②对施工期间出现的环境问题加以分析；

③监督施工现场对 HSE 管理措施的落实情况；

④协助 HSE 部门经理宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；

⑤配合 HSE 部门经理组织施工人员进行教育和培训；

⑥及时向 HSE 部门经理汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议，为 HSE 审查和改进提供依据。

(4) 全体施工人员

①每位施工人员应清楚地意识到环境保护的重要性；

②执行 HSE 管理规程、标准；

③了解对环境的影响和可能发生的事故；

④按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

7.2.1.3 培训

为提高施工作业人员的环境意识和能力，对参加施工作业的人员进行培训，培训内容如下：

(1) 提高各级管理人员和全体施工作业人员的环境保护意识

①学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规及建设单位的各项环境保护要求；

②认清环境保护的目标和指标；

③认识到遵守环境方针与工作程序并符合 HSE 管理体系要求的重要性；

④认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

(2) 熟悉各项环境保护工作的基本方法

①减少、收集和处理废弃物的方法；

②管理、存放及处理含油污泥等危险废物的方法；

③保护及恢复地表的方法；

④应急处理项目建设可能引起的其它污染情况等。

7.2.1.4 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

- (1) 所有文件都必须报建设单位审批；
- (2) 经批准的文件及时下发给各个施工队，要求他们按照文件执行；
- (3) 所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；
- (4) 根据当地政府和建设单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；
- (5) 凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；
- (6) 文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；
- (7) 所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；
- (8) 所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，并在工程结束时同其它记录一起交给建设单位，具体如下：
 - ①现场考察报告；
 - ②政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及建设单位、施工单位对环境保护的有关规定；
 - ③HSE 方针；
 - ④环境危害及有关影响；
 - ⑤会议记录；
 - ⑥培训；
 - ⑦检查记录，发现问题的纠正和预防措施；
 - ⑧应急准备和响应信息；
 - ⑨事故报告；
 - ⑩环境审核结果。

7.2.1.5 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在工程施工期间要进行不定期的检查和 HSE 审核，在工程结束时，不但进行工程质量检查验收，还要进行 HSE 工作审核验收。综上所述，

HSE 管理体系的运作方式用图 8.2-1 简示如下：

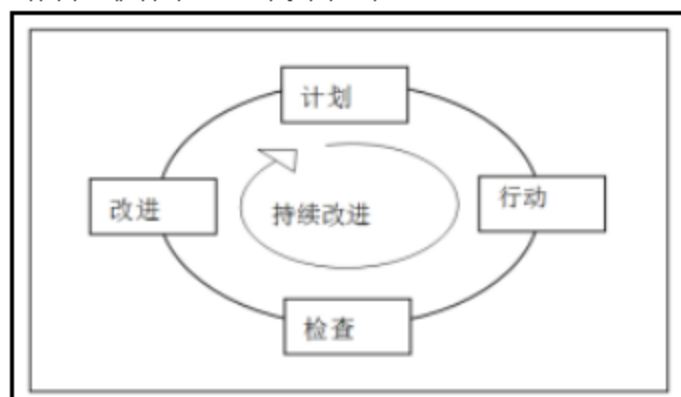


图 7.2-1 HSE 管理体系的运作方式

此运作方式也适合运行期的 HSE 管理体系。

7.2.2 运行期 HSE 管理计划

7.2.2.1 HSE 方针和目标

运行期管理遵循以下 HSE 方针：

（1）遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条款，同时满足上级主管单位对健康、安全和环境的有关要求。

（2）项目运行期的全体员工首先通过教育、培训，不断提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到石油开采对环境可能造成的影响，通过教育、培训，提高正确使用健康、安全和环境保护设施以及应急处理方面的能力。

（3）将 HSE 管理体系作为石油开采、集输、处理各环节管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于油田运行期管理的全过程中，使风险和环境影响降到最低限度。

（4）有效地处理石油开采过程中产生的废水、废气和固体废物，尽最大努力减少对环境的污染。

（5）定期检修各种设备、管线，应急反应程序齐备，尽量预防因泄漏产生的污染事故。

（6）上级主管部门对油田开发运行期管理单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

7.2.2.2 组织机构和职责

(1) 组织机构

本工程纳入百口泉采油厂统一进行管理。

目前,新疆油田分公司所属各油气田作业区采用了一种全新的管理模式,实行一体化管理,作业区不设机关科室,管理直接到岗位,下设机关管理职能岗位和采油部、运行部、工程维护部三个基层单位,承担作业区生产经营、HSE 管理、工程维护、后勤保障等工作。

(2) 职责

①新疆油田分公司 HSE 管理委员会

- i 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令;
- ii 作为最高管理部门负责制定 HSE 方针、目标;
- iii 采取相应的措施使环境管理措施顺利执行,并检查和监督这些指示的落实情况;
- iv 为环境管理方案的执行提供必要的支持和资源保证,如人力、财力、培训和技术;
- v 坚持进行监视、记录和审查;
- vi 负责确定对方案进行审核的需要,定期对体系进行审核,并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进;
- vii 组织鉴定和推广环境科研成果。

②百口泉采油厂 HSE 管理

- i 在 HSE 事务中代表新疆油田分公司 HSE 管理委员会行使职权;
- ii 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护,确保有效的 HSE 管理;
- iii 宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例,环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针;
- iv 组织员工进行环境管理教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查、并定期组织召开环境管理会议;
- vi 在生产过程中,发现问题,及时向上级主管部门汇报、提出建议,使上级主管

部门对 HSE 体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；

vi 组织推广和实施先进的污染治理技术。

③HSE 兼职管理员和全体人员

iHSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性；

ii 执行 HSE 管理规程、标准；

iii 了解对环境的影响和可能发生的事故；

iv 按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

7.2.2.3 培训

为提高全体员工的 HSE 意识和能力，应对本区块全体管理及工作人员进行上岗培训，考核合格后方可投入工作，培训内容如下：

(1) 提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

①学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府有关自然保护区的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；

②了解新疆油田分公司环境保护的目标和指标；

③认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

(2) 熟悉各项环境保护工作的基本方法

①熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程；

②掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法，合理处置废水、废气和固体废物等的方法；

③掌握事故的预防和紧急处理方法。

7.2.2.4 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

(1) 所有文件都必须经报上级主管单位的 HSE 管理部门审批；

(2) 经批准的文件及时下发给各有关岗位，要求他们按照文件执行；

(3) 所有文件都要专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

(4) 根据政府和上级单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；

(5) 凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

(6) 文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以注明；

(7) 所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

(8) 所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，具体如下：

①政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管单位对环境保护的有关规定；

②HSE 方针；

③环境危害及有关影响；

⑤会议、培训、检查记录；

⑥发现问题的纠正和预防措施；

⑦事故报告；

⑧环境审核和评审结果。

7.2.2.5 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，工程项目经理要进行不定期的检查和定期的 HSE 审核、评审。

7.2.2.6 持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

7.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理

的内容、实施部门及监督机构见表 7.3-1。

表 7.3-1 本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		生物多样性		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		植被		建设单位环保部门、地生态环境管理部门及林草部门
		水土保持		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		重点区段		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
	污染防治	施工扬尘		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		废水		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		固体废物		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		噪声		
运营期	正常工况	废水	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境管理部门

	废气	采用密闭出油管道输送		
	固体废弃物	危险废物委托有资质的单位处理；废压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖，复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的表 1 标准		
	噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
	事故风险	事故预防及原油泄漏应急预案，设置灭火器、声光报警器	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境管理部门

7.3.1 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

- （1）宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；
- （2）落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如防止水土流失等；
- （3）及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；
- （4）记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与和布克赛尔蒙古自治县生态环境、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；
- （5）制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

本工程施工期环境管理监督内容见表 7.3-2。

表 7.3-2 施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
井场	1.建筑垃圾是否按规定清运至指定地点； 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。	减少地下水污染
管线道路	1.是否严格执行了表层土壤保护； 2.施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3.施工人员是否超越施工作业带施工； 4.施工人员是否超越施工活动范围；	减少土壤和植被的破坏，减少水土流失

5.垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6.施工结束后临时用地是否彻底恢复； 7.施工是否利用现有便道； 8.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； 9.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。	
--	--

7.3.2 营运期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在运行期管理的主要内容是：

- (1) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (2) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (3) 制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、油品或天然气泄漏着火爆炸、站场事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

7.3.2.1 正常工况的环境管理

- (1) 制订必要的规章制度和操作规程，主要包括：
 - ①生产过程中安全操作规程；
 - ②设备检修过程中安全操作规程；
 - ③正常运行过程中安全操作规程；
 - ④各种特殊作业（危险区域用火、进入设备场地等）中的安全操作规程；
 - ⑤不同岗位的规程和管理制度，如输气操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作

岗位及巡线、抢维修岗位等；

⑥环境保护管理规程。

(2) 员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括基础培训、技能培训和应急培训三部分。

(3) 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。

(4) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，还需狠抓各项管理制度的落实，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。

7.3.2.2 事故风险的预防与管理

(1) 对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。根据国内外气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

(2) 制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外气田开发事故统计与分析，制定突发事件的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故

快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）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，收看国内外事故录象资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。日常要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

7.3.3 其他环境管理要求

7.3.3.1 排污口规范化管理及排污许可手续

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，玛北油田基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。百口泉采油厂已取得固定污染源排污登记回执，登记编号 91650200715597998M027X。

2016 年 11 月 10 日国务院发布《控制污染物排放许可制实施方案》规定：落实按证排污责任。纳入排污许可管理的所有企事业单位必须按期持证排污、按证排污，不得无证排污。《方案》规定应于 2020 年前完成排污许可证申领。《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》2019 年 12 月 20 日发布实施（以下简称《名录》，《名录》第四条规定：现有排污单位应当在生态环境部规定的实施时限内申请取得排污许可证或者填报排污登记表。新建排污单位应当在启动生产设施或者发生实际排污之前申请取得排污许可证或者填报排污登记表。

7.3.3.2 环境影响后评价要求

根据《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）严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。在本工程通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年

后，须组织开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施，推动油气田开发建设绿色高质量发展。

7.4 施工期环境监理制度

为减轻工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，本工程可以充分借鉴相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请有资质的环境监理单位对施工单位、承包商、供应商按照国家、自治区及地方和新疆油田公司环保法律、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。

7.4.1 环境监理人员要求

- (1) 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。
- (2) 必须接受过 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气管道建设的现场施工经验。

7.4.2 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。

7.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单见表 7.5-1。

表 7.5-1 污染物排放清单

类别		环保措施	污染源源强	污染物	排放标准
废气	挥发性有机物废气	无组织 采用密闭集输管道输送。选用质量可靠的设备、阀门、法兰、管线等，定期对井场、计量站的设备、阀门、法兰、管线等检查、检修	0.76t/a	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
废水	井下作业废水	经百联站污水处理系统处理达标后回注油藏	1573.54t/a	COD、氨氮、总氮、挥发酚、石油类	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）中的有关标准
	采出水		71821.12t/a		
噪声	设备	采用低噪声设备、基础减振，加强设备维护保养等	75-100dB（A）	等效连续 A 声级	GB12348-2008 中 2 类标准
固体废物	危险废物	收集后暂存至百联站污泥贮存场，委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置	2951.5t/a	矿物油	不外排
	废润滑油		0.58t/a		
	废压裂返排液	经百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖	8886.18t/次	COD、氨氮、石油类等	复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的表 1 标准
	事故状态下产生的落地油	作业单位 100%回收至百联站处置	/	矿物油	100%回收

7.6 环境监测计划

本工程在施工和运营期间，施工机械和生产设备均投入使用，故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管，定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测，减少对周围环境影响。本工程在运营期的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。

各污染物监测和分析方法按照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）执行。排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第 24 号）执行。

本项目在运营期的排污主要集中在井场和计量站，其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 7.6-1。

表 7.6-1 环境监测计划

监测对象		监测频率	实行监测时间	监测项目	监测地点	执行标准	监测方式
施工期	生态	在施工期按施工进度情况确定		临时占地范围	施工现场	临时占地恢复	委托监测或建设单位自行监测
运营期	噪声	4 次/年	竣工验收后开始	等效连续声级	各井场、计量站厂界四周	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准	
	大气	1 次/年		非甲烷总烃	井场下风向周界外 10m	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	
	地下水	1 次/年		pH、溶解性总固体、挥发酚、氨氮、氰化物、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐、亚硝酸盐、菌落总数、总大肠菌群、铬(六价)、汞、锰、铁、硒、砷、石油类	项目区的上游、下游和项目区各布设 1 个监测点, 监测层位为区域潜水(可依托已有地下水井)	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类水质标准	
	土壤	1 次/3 年		石油烃	井场及计量站 200m 内范围	占地范围内:《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值; 占地范围:《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 中筛选值	

7.7 环保设施竣工验收管理

(1) 环境工程设计

①必须按照本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；环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》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，建设单位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。建设单位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。

建设单位对大气、水、噪声进行自主验收，建设单位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，建设单位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，建设单位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

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，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 7.7-1。

表 7.7-1 “三同时”验收

治理项目	污染源	位置	验收清单治理措施	验收标准
废气	无组织挥发	井场、计量站	采用密闭集输管道输送，选用质量可靠的设备、阀门、法兰、管线等，定期对井场、计量站的设备、阀门、法兰、管线等检查、	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)

			检修,以防止跑、冒、漏现象的发生	
废水	采出水、井下作业废水	百联站污水处理系统	经处理达标后回注油藏	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
地下水	井场、计量站、管线分区防渗			重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区防渗要求
噪声	各类机泵等	井场、计量站	低噪声设备、基础减震、定期维修	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类区标准要求
固体废物	含油污泥	井场、计量站	集中收集后临时运至百联站污泥贮存场暂存,后交克拉玛依博达环保科技有限公司处置	应符合危险废物暂存、处置的相关要求
	废润滑油			
		压裂返排液	百联站压裂返排液处理装置	处理达标后部分用于压裂液的复配,部分用于调剖
生态恢复	植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况:种类、优势物种、数量、覆盖度	《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ 612-2011)
	工程占地	井场、管线、道路	严格控制占地范围,施工迹地恢复,采取防沙治沙措施,采取水土保持措施	
环境风险	分区防渗,设置灭火器、声光报警器			
环境管理	成立环保领导小组,安排专职环保管理工作人员1人			
	环境管理制度是否建立并完善,环保机构及人员是否设置到位;施工人员是否保留必要的影像资料			

8 结论及建议

8.1 评价结论

8.1.1 项目概况

本项目位于玛 131 井区夏 72 井断块，行政隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，位于和布克赛尔蒙古自治县县城西南侧 78km，距离克拉玛依市乌尔禾区东侧约 20km，距离百口泉注输联合站东北侧约 50km。

本项目在玛 131 井区夏 72 井断块北部区域共部署采油井 58 口，新建产能 $32.52 \times 10^4 \text{t}$ ，新建 5 座 14 井式计量站、单井出油管线 20.6km、集油支线 19.6km、油区巡井道路 11.5km。配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

8.1.2 政策和规划符合性

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，工程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。

8.1.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

项目所在区域 SO_2 、 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年平均浓度及 CO 、 O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，所在区域为环境空气质量达标区。特征因子补充监测结果表明，本工程区域特征污染物非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m^3 要求。

（2）水环境质量现状

地下水监测结果表明，项目区周边地下水井中总硬度、氯化物、硫酸盐超标，超标原因主要是天然背景值较高。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值。其余监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求。

（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

从评价结果可以看出,项目占地范围内土壤中污染物的含量低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1中第二类用地筛选值,占地范围外土壤中污染物的含量低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1标准值,区域土壤环境良好。

8.1.4 环境影响预测与分析

(1) 生态环境影响分析

本工程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,工程对生态环境的影响主要来自占地影响,工程永久性占地面积为 21.2hm^2 ,临时占地面积 62.5hm^2 ,占地类型主要为低覆盖度草地(非牧草地),地表植被稀疏,工程区地表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。

(2) 大气环境影响分析

根据工程分析,本工程建设期废气排放主要是施工扬尘,建设期污染属于阶段性局部污染,随着工程结束,其影响也相应消失。

本项目无组织排放NMHC最大落地浓度 $4.025\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为0.2012%, $D_{10\%}$ 未出现,NMHC无组织排放浓度可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中的标准(NMHC $4\text{mg}/\text{m}^3$)。本项目大气污染物能够达标排放,项目周边2.5km范围内无环境敏感目标。

(3) 声环境影响分析

本工程开发过程中的噪声源主要分为建设期噪声和生产运营期噪声两部分。建设期为施工噪声、机动车辆噪声等,对环境的影响是短暂的;生产运营期噪声主要以井场、计量站的各类机泵噪声、井下作业噪声为主,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,但可达到相应标准要求,不会产生噪声扰民问题。

(4) 水环境影响分析

本工程施工期污水主要为生活污水、施工废水及管道试压废水，钻井期产生的生活污水依托玛 18 井区钻井集中公寓收集池收集，集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。施工单位设置临时沉淀池，将施工废水沉淀处理后回用于施工过程，部分施工废水通过自然蒸发消耗。产生的试压废水用于施工区域内的洒水降尘。

进入采油期产生的废水主要为油田开发过程中的采出水和井下作业废水，依托百联站污水处理系统处理达标后回注油藏。

(5) 固体废物影响分析

本工程可能对环境造成影响的主要固体废物包括施工期生活垃圾、钻井岩屑、废弃钻井泥浆、施工废料，生产运营期主要为含油类危险废物、废压裂返排液。

钻井期钻井队生活垃圾在玛 18 井区钻井集中公寓收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。钻井岩屑在地面经泥浆不落地处理系统分离出来，岩屑排至岩屑收集罐暂存，分离后的钻井液返回井下。废弃的钻井岩屑交岩屑处置公司进行处置后综合利用。可循环使用的泥浆由钻井液公司回收用于下个井场。施工废料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。

含油污泥、废润滑油先在百联站污泥贮存场暂存，委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。井下作业时带罐作业，且在作业井场地面铺设防渗膜，事故状态下落地油 100%回收至百联站处置。

废压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖。

综合以上分析，本工程在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

(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、管线泄漏事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入

地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。总体来说，本工程环境风险可防可控。

8.1.5 主要环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

(1) 井下作业废水由作业单位自带回收罐收集后，拉运至百口泉注输联合站污水处理系统处理，采出水密闭集输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，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）中的有关标准。

(2) 采用密闭集输方式，选用质量可靠的设备、阀门、法兰、管线等，定期对井场、计量站的设备、阀门、法兰、管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。井口密封并设紧急截断阀。确保 NMHC 厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相应的排放控制要求。

(3) 采用低噪声设备、基础减振，对设备定期维护保养。

(4) 含油污泥、废润滑油等危废集中收集后临时运至百联站污泥贮存场暂存，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处理。事故状态下产生的落地原油由作业单位 100%回收至百联站处置。

(5) 废压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖，复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的表 1 标准

(6) 分区防渗，设置灭火器、声光报警器。

(7) 严格控制占地范围，施工迹地恢复，采取防沙治沙措施。

8.1.6 公众意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

8.1.7 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中,由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地,并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中,需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等,经估算本工程环保投资约 3440 万元,环境保护投资占总投资的 6.36%。实施相应的环保措施后,不但能够起到保护环境的效果,同时节约经济开支,为企业带来经济效益。

8.1.8 环境管理与监测计划

中国石油新疆油田分公司开发公司环境管理机构设置健全,同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求,针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

8.1.9 总量控制结论

总量控制因子为化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物和 VOCs。本项目不设置加热炉,产生的废气为井场、计量站无组织挥发的 VOCs(以非甲烷总烃计),为无组织排放,不纳入总量控制指标内。废水由百联站污水处理系统处置,处理后水质达标后回注油藏,不外排。故本项目不对二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮以及 VOCs 进行总量控制。

8.1.10 总结论

玛北油田玛 131 井区夏 72 井断块百口泉组油藏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 and 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。

8.2 建议

(1) 严格执行环保“三同时”制度,确保各类环保设施与主体工程同时设计、

同时施工、同时投入运行。

(2) 加强设备维护、维修工作，确保各类环保设施正常运行。

(3) 严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事件的应急预案，降低事故发生概率和在发生事故时能将危害控制在最低限度。

(4) 危险固体废物应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，及时交送有资质单位进行处理。