克拉苏气田博孜102-博孜106断块开发地面工程

环境影响报告书

（送审版）

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2023 年 5 月

博孜 102-1 井现状

博孜 102-2 井现状

博孜 102-4 井现状

博孜 106 井现状

博孜 102 集气站现状

建设中的博孜处理厂

博孜 102-5 新钻井现状

博孜 102-7 新钻井现状

博孜 106-1 新钻井现状

博孜 17-4W 新钻注水井现状

木扎提河现状

目 录

1 概述.....1
1.1 项目特点.....1
1.2 环境影响评价过程.....2
1.3 分析判定相关情况.....4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....5
1.5 环境影响评价主要结论.....5
2.总则.....7
2.1 评价目的与原则.....7
2.2 编制依据.....8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....12
2.4 环境功能区划.....13
2.5 评价因子和评价标准.....15
2.6 评价工作等级和评价范围.....19
2.7 评价时段与评价重点.....26
2.8 控制污染与环境保护目标.....26
2.9 评价方法.....27
3.建设项目工程分析.....28
3.1 项目开发现状及环境影响回顾.....28
3.2 工程概况.....40
3.3 工程分析.....76
3.4 清洁生产分析.....103
3.5 总量控制.....110
3.6 相关法规、政策符合性分析.....111
3.7 相关规划符合性分析.....126
3.8“三线一单”符合性分析.....127
3.9 选址、选线合理性分析.....139
4 环境现状调查与评价.....141
4.1 自然环境现状调查与评价.....141
4.2 环境敏感区调查.....146
4.3 环境质量现状监测与评价.....149
5 环境影响预测与评价.....180
5.1 施工期环境影响分析.....180
5.2 运营期环境影响预测与评价.....196
5.3 运营期环境风险评价.....234
5.4 闭井期环境影响分析.....243
6 环境保护措施可行性论证.....245
6.1 大气污染防治措施可行性论证.....245
6.2 废水治理措施及其可行性论证.....247
6.3 噪声防治措施及其可行性论证.....248
6.4 固废治理措施及其可行性论证.....249
6.5 生态环境保护措施可行性论证.....252
6.6 土壤环境保护措施.....263

7 环境影响经济损益分析 265
7.1 环境影响分析 265
7.2 社会效益分析 265
7.3 经济效益分析 265
7.4 环境措施效益分析 267
7.5 小结 269
8 环境管理与监测计划 270
8.1 环境管理 270
8.2 污染物排放管理要求 279
8.3 环境监测计划 283
8.4 环境保护“三同时”验收 285
8.5 环境影响后评价 289
9 环境影响评价结论 290
9.1 结论 290
9.2 要求与建议 294

1 概述

1.1 项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56\times10^4km^2$，石油资源储量约为 107.6×10^8t，天然气资源储量约为 $8.39\times10^{12}m^3$。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称“塔里木油田分公司”）油气当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

克拉苏气田包含克拉、克深、大北、博孜四大区块，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100 亿方/年的应急气量的资源能力，随着东部经济发达地区天然气需求迅猛增加，克拉苏气田将成为西气东输主力气源。克拉苏气田已形成了克拉 2、克深和大北三大天然气净化处理基地，为克拉苏各大区块开发提供了有力保障。本项目位于克拉苏气田克拉 2 区块，塔里木油田分公司拟投资 58611 万元实施“克拉 2 气田开发调整方案地面工程”。主要建设内容为：新部署水平采气井 5 口（克拉 2-H17、克拉 2-H18、克拉 2-H19、克拉 2-H20、克拉 2-H21），总进尺 2.141 万 m，配套新建采气支线阀室 5 座，新增天然气产能规模为 $600\times10^4m^3/d$；新建 4 口气举排水井（克拉 2-10、克拉 2-13、克拉 203、克拉 204）和 1 口电泵排水井（克拉 2-J204），配套新建输水阀室 3 座，排水量为 $1500m^3/d$；改造老井 5 座（克拉 2-8、克拉 2-9、克拉 2-11、克拉 205、克深 603）；克拉 2 中央处理站扩建 $6000m^3/d$ 的采出水处理系统；新部署回注直井 5 口（克拉 3-1W 井、克拉 3-2W 井、克拉 3-3W 井、克拉 3-4W 井、克拉 212W），总进尺 2 万 m，配套新建阀池 5 座，低点泄压阀池 2 座，回注量为 $2800m^3/d$；改造克深 602 注水井场；对克拉 2 中央处理站 15 年以上容器评估、监测、更换，以及对地面已建系统进行分析改造；新建采气管线 2.67km；新建气田水转输管线 16.5km；新建气举排水井补气管线 5.2km；新建回注水管线 109.5km；新建通信光缆 96.8km；新建 10kV 电力线路 33.7km，35kV 电力线路 18km；新建 5 条采气新井伴行道路 3.1km、1 条排水井伴行道路 1.2km、回注井伴行道路 18km；以及电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。

1.2 环境影响评价过程

本项目为陆地天然气开采项目，所有工程均呈点线状分布在已开发油气田区范围内，为老区块改扩建项目；依据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，阿克苏地区拜城县属于水土流失重点治理区，涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年）第三条中的环境敏感区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年），本项目为《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年）中第8项陆地天然气开采中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

为此，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司于2021年8月18日委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担“克拉2气田开发调整方案地面工程”的环境影响评价工作。接受委托后，天合公司组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于2020年8月24日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目进行第一次环评信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，天合公司完成了环境影响报告书征求意见稿，随后塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第4号)要求，于2021年9月24日至10月13日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目环评信息进行了第二次公示，同时在项目区域张贴了环评信息第二次公示材料，在此期间分别于2021年9月27日、2021年9月30日在阿克苏日报(刊号：CN65-0012)对本项目环评信息进行了公示。根据塔里木油田分公司反馈情况，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本项目环境影响报告书。环境影响评价的工作程序见图1.2-1。

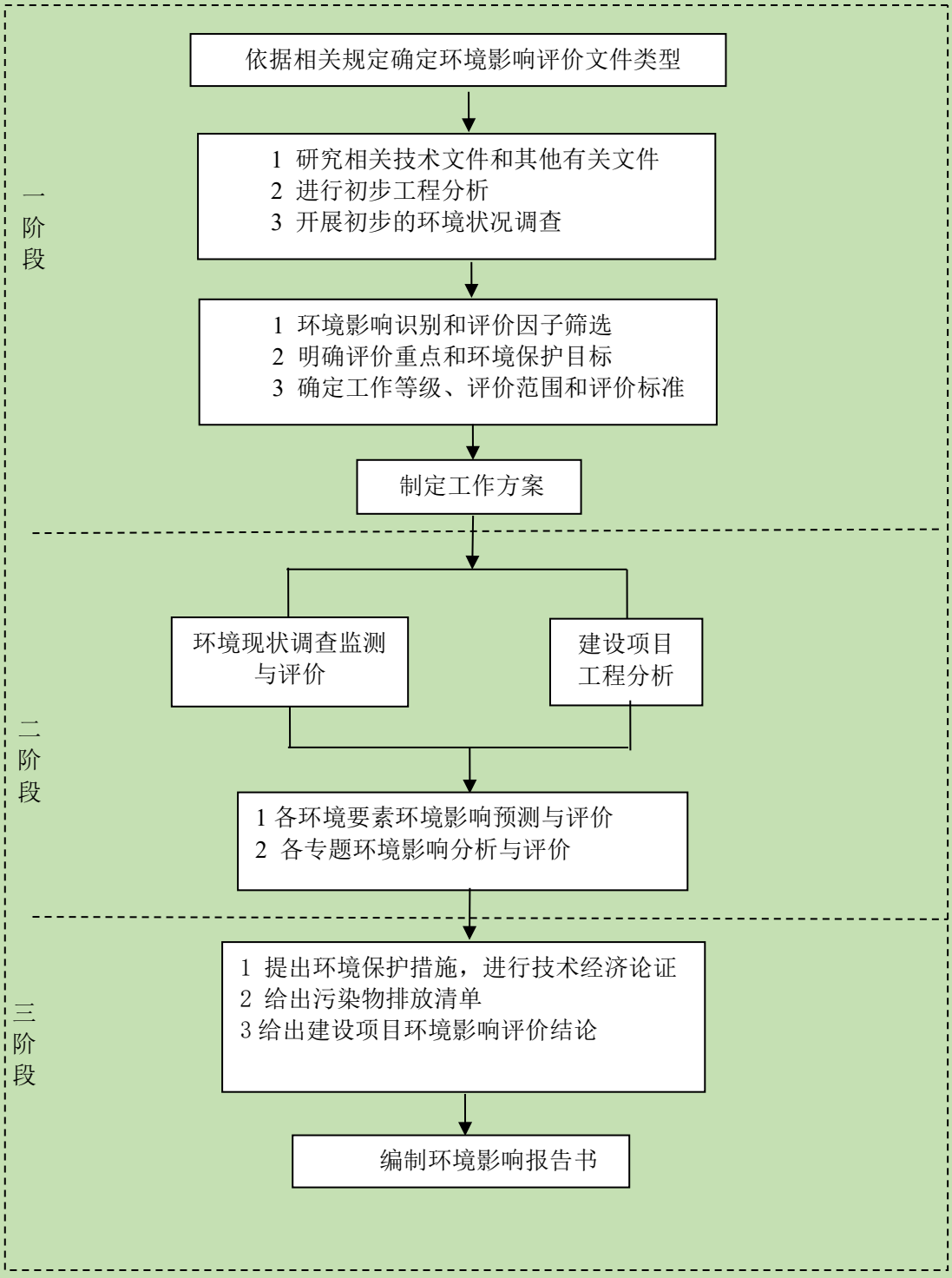

图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

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

（2）规划符合性判定结论

本项目属于塔里木油田公司油气开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》和《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目位于塔河油田矿权范围内，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《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天山山地温性草原、森林生态区，天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区和拜城盆地绿洲农业生态功能区。本项目占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（3）选址合理性分析判定结论

本项目为老油区内滚动开发，符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，拟建工程内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，只涉及水土流失重点治理区和占天然林（地方公益林）环境敏感区，总体符合阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。本项目土地利用类型为林地、草地和耕地，草地为低覆盖度草地，林地为地方公益林地，项目所在区域内草地的平均植被覆盖度约为 10%。

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

（4）三线一单符合性判定结论

根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发〔2021〕18号）和《关于印发＜阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（阿行署发〔2021〕81号），本项目区域不在划定的生态保护红线内，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。

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

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

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

本项目为油气开采项目，本次评价对象为钻井和地面工程，环境影响因素主要来源于钻井、采油（气）、井下作业、集油（气）、输油（气）等各工艺过程，影响因素包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，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。重点保护目标是：评价范围内的水土流失治理区。

1.5 环境影响评价主要结论

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，本项目属于

《产业结构调整指导目录》（2019 年本）中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家的相关政策。

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

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

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

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

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

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价本项目与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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

2.1.2 评价原则

（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，优化本项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	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	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
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（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019 年修订）	13 届人大第 10 次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
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（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
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（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
20	中华人民共和国森林法（2019 年修订）	13 届人大第 15 次会议	2020-07-01
21	中华人民共和国草原法（2013 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
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	中华人民共和国河道管理条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
5	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
6	中华人民共和国森林法实施条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
12	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令〔2019〕第 29 号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录(2021 年)	国家林业局、农业部 2021 年第 3 号）	2021-02-01
6	国家重点保护野生动物名录	2021 年第 3 号	2021-2-1
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
8	关于印发《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
9	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
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
11	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
12	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
13	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
14	关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
15	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令第 37 号	2016-01-01
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1 号	2020-03-19
18	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
19	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
23	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
24	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评〔2016〕150 号	2016-10-26
25	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办〔2015〕113 号	2015-12-30
26	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试	环发〔2015〕163 号	2015-12-10

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	行）>的通知		
27	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2015-05-27
28	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
29	自然资源部 国家林业和草原局关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函	自然资函〔2020〕71 号文	2020-02-10
30	自然资源部 国家林业和草原局关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知	自然资函〔2020〕861 号	2020-09-26
31	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	生态环境部 2018 第 3 号	2018-08-01
32	重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）	生态环境部 2021 第 1 号	2020-01-04
33	污染地块土壤环境管理办法（试行）	生态环境部令 2017 第 42 号	2017-07-01
四	**地方法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
6	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
7	关于印发新疆维吾尔自治区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
8	《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发〔2007〕175 号	2007-08-01
9	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新林动植字〔2000〕201 号	2000-02-01
10	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
11	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
12	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
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
15	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
16	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
17	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
19	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
20	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
21	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发 2020）142 号	2020- 07-29
22	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 土壤环境	HJ964-2018	2019-07-01
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 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
10	建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采	HJ612-2011	2011-06-01
11	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告2009年第3号	2009-02-19
12	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
13	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
14	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
15	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
16	陆上石油天然气开采工业污染物排放标准	GB39728-2020	2020-01-01
17	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2020-07-01
18	建设用地土壤污染状况调查技术导则	HJ25.1-2019	2019-12-05
19	建设用地土壤污染风险管控和修复 监测技术导则	HJ682-2019	2019-12-05

2.2.3 其他

（1）克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块开发地面工程环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

（2）克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块开发地面工程相关设计资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括地面工程、油气开采、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场以及管线敷设，输电线路架设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

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	站场	永久性占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥	送有资质单位处置	
		天然气生产	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）	集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	（1）分析气田开发建设对土地利用结构的影响 （2）对气田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析 （3）气田开发建设对评价区域野生动物的影响分析 （4）气田开发对当地农牧业影响 （5）气田开发建设对生态景观的影响 （6）废弃井及废弃管道对生态环境的影响
土壤	基本因子：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中的 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃	石油烃
地下水	K^++Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^2-、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数硫化物、石油类	石油类
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、非甲烷总烃
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废物	-	油泥、建筑垃圾
环境风险	-	甲烷、乙烷、丙烷、凝析油 结合当地的气象条件，对气田运营期间井场、输气管道可能发生的天然气、凝析油泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

本项目所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县及温宿县境内，地处天山中段南麓，却勒塔格山北缘的山间盆地，按照《环境空气质量标准》

（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.2 水环境

根据《中国新疆水环境功能区划》，木扎提河规划主导功能为饮用水源，功能区类型为饮用水源保护区，水质目标为Ⅱ类；其现状使用功能为饮用、农业灌溉，现状水质类别为Ⅱ类。地表水环境质量现状评价按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，本项目所在区域地下水按III类功能区。

2.4.3 声环境

项目区为油气田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区域属于天山山地温性草原、森林生态区，天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区、天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区和拜城盆地绿洲农业生态功能区。

2.4.5 土壤环境

项目区为油气田开发区，目前暂未进行土壤环境功能区划，根据用地类型，判定气田内站场、井场等建设用地执行《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 筛选值标准。博孜 102-5 井场外用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）标准。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 TSP、SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg/m³）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	总悬浮颗粒物（TSP）	200	300		《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化硫（SO_2）	60	150	500	
3	二氧化氮（NO_2）	50	80	200	
4	细颗粒物（粒径小于等于 2.5 微米，$PM_{2.5}$）	35	75		
5	可吸入颗粒物（粒径小于等于 10 微米，PM_{10}）	70	150		
6	一氧化碳（CO）		4000	10000	
7	臭氧（O_3）		160	200	
8	非甲烷总烃（NMHC）			2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解

（2）水环境

区域地表水农灌渠执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类标准。具体标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2 地表水环境质量标准值 单位：mg/L

序号	项目名称	II类标准值	序号	项目名称	Ⅱ类标准值
1	水温		13	硒	
2	pH 值		14	砷	
3	溶解氧		15	汞	
4	高锰酸盐指数		16	镉	
5	化学需氧量		17	六价铬	
6	五日生化需氧量		18	铅	
7	氨氮		19	氰化物	
8	总磷		20	挥发酚	

序号	项目名称	II类标准值	序号	项目名称	Ⅱ类标准值
9	总氮		21	石油类	
10	铜		22	阴离子表面活性剂	
11	锌		23	硫化物	
12	氟化物		24	粪大肠菌群	

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值 单位：mg/L

序号	监测项目	标准值
1	PH	6.5≤PH≤8.5
2	K^+	-
3	钠（mg/L）	≤200
4	Ca^{2+}	-
5	Mg^{2+}	-
6	CO_3^{2-}	-
7	HCO_3^{2-}	-
8	氯化物（mg/L）	≤250
9	硫酸盐（mg/L）	≤250
10	氨氮（以N计）（mg/L）	≤0.50
11	硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤20.0
12	亚硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤1.0
13	挥发性酚类（以苯酚计）（mg/L）	≤0.002
14	氰化物（mg/L）	≤0.05
15	砷（mg/L）	≤0.01
16	汞（mg/L）	≤0.001
17	铬（六价）（mg/L）	≤0.05
18	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）（mg/L）	≤450
19	铅（mg/L）	≤0.01
20	氟化物（mg/L）	≤1.0
21	镉（mg/L）	≤0.005
22	铁（mg/L）	≤0.3
23	锰（mg/L）	≤0.10
24	溶解性总固体	≤1000
25	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）（mg/L）	≤3.0
26	总大肠菌群（MPN[b]/100mL 或 CFU[c]/100mL）	≤3.0
27	菌落总数（CFU/mL）	≤100
28	硫化物（mg/L）	≤0.02
29	石油类（mg/L）	≤0.05

（3）声环境

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

（4）土壤环境

根据项目所在区域环境特征，气田内站场、井场等建设用地执行《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 筛选值标准。博孜 1801 站场外用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）标准。见表 2.5-4，2.5-5。

表 2.5-4 建设用地土壤污染风险筛选值

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

表 2.5-5 农用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值
1	砷	mg/kg	25
2	镉	mg/kg	0.6
3	铬	mg/kg	250
4	铜	mg/kg	100
5	铅	mg/kg	170
6	汞	mg/kg	3.4

7	镍	mg/kg	190
8	锌	mg/kg	300

2.5.2 污染物排放因子及标准

（1）废气

非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。污水处理装置硫化氢和氨的排放速率执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 中排放限值要求。具体标准限值要求见表 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放限值	标准来源
无组织非甲烷总烃（厂界外）	4.0mg/m³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
H_2S	0.33kg/h	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 中排放限值要求
NH_3	4.9kg/h	

（2）废水

项目运营期产生的采出水依托博孜天然气处理厂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/T5329-2022）中的有关标准，标准值见表 2.5-7。工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

表 2.5-7 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）

注入层平均空气渗透率（μm²）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤2.0	＞2.0
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤8.0	≤15	≤20	≤25	≤35
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（即昼间 70dB（A），夜间 55dB（A））；

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准（即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为加热炉燃烧天然气产生的废气、油气集输过程烃类废气。燃烧烟气来源为加热炉等排放烟气，采用产品气作为燃料。排放污染物主要有 NOx、SO_2、PM_{10}、非甲烷总烃（NMHC）。

本项目废气排放源主要为锅炉燃烧烟气、油田非甲烷总烃等废气的无组织排放。

根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取 NOx、SO_2、PM_{10}、非甲烷总烃（NMHC）为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i 及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 P_i 定义为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面环境空气质量浓度，μg/m³；

C_{oi}—环境空气质量标准，μg/m³。

注：C_{oi} 一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

表 2.6-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 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/℃		40.9
最低环境温度/℃		-27.4
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 √否
	地形数据分辨率/m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

项目运营期废气主要为污水站有组织废气及井场天然气开采过程中管线接口、阀门等无组织排放废气。项目涉及井场均为标准化采气井场，源强核算方法一致，污染源相同，本次评价选择井场进行预测。估算数值计算各污染物参数见表 2.6-3~2.6-4。

表 2.6-3 运营期大气污染物排放参数一览表（点源）

编号	名称	排气筒底部中心坐标/º		排气筒底部海拔高度/m	排气筒参数/m		烟气温度/℃	烟气流速/（m/s）	污染物排放速率/（kg/h）		
		经度	纬度		高度	内径			氨	硫化氢	非甲烷总烃
1	污水处理系统有组织排气筒	80.97263	41.72963	1794	15	0.2	25	6.8	0.021	0.0015	0.25

表 2.6-4 废气污染源参数一览表（面源）

名称	面源起始点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)								
井场无组织废气(BZ102-5 井为代表)	81.12379	41.72690	1640	6	6	0	6	8760	非甲烷总烃	0.000325

估算结果见表 2.6-5。

表 2.6-5　　Pmax 及 D10%预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准(μg/m³)	C_{max}(μg/m³)	P_{max}(%)	$D_{10\%}$(m)
污水处理系统	NMHC	2000.0	36.4270	1.82	/
污水处理系统	NH_3	200.0	3.0599	1.53	/
污水处理系统	H_2S	10.0	0.2186	2.19	/
井场	NMHC	2000.0	17.4330	0.872	/

表 2.6-5 的计算结果表明，H_2S 最大占标率 Pmax 为 2.19%，1%≤Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018），并结合本项目特点，最终确定将开采井场、博孜处理站为中心，外延 2.5km 作为大气环境评价范围。

2.6.2 地下水

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表（表 2.6-4），本项目属天然气开采项目，为Ⅱ类项目。本项目位于未划定准保护区以外的补给径流区，因此区域地下水划分为较敏感，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及建设项目评价工作等级分级表（表 2.6-5、表 2.6-6），确定本项目地下水评价等级为二级。

表 2.6-4 地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 / 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
37、石油开采	全部	/	Ⅰ类	
38、天然气、页岩气开采（含净化）	**全部**	**/**	**Ⅱ类**	
41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）	200km 及以上；涉及环境敏感区的	其他	油Ⅱ类，气Ⅲ类	油Ⅱ类，气Ⅳ类

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级

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

表 2.6-6 下水环境影响评价工作等级划分

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

（2）评价范围

项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流。根据查表法，各井场、站场评价范围确定为：分别以各井场、站场为中心，西北—东南方向长 3km，西南—东北方向宽 2km 的矩形区域；集输管线评价范围确定为：管线两侧向外延伸 200m 范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在气田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水，不与周边农灌渠发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污、废水处理设施的依托可行性。

2.6.4 生态

（1）生态评价等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），项目生态影响评价等级划分见表 2.6-7。

表 2.6-7 生态影响评价工作等级划分表

序号	划分原则		本工程情况	等级确定
	具体内容	等级要求		
1	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	一级	项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	二级
2	涉及自然公园	二级	项目不涉及自然公园	
3	涉及生态保护红线	不低于二级	项目不涉及生态保护红线。	
4	属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目	不低于二级	项目不属于水文要素影响型	
5	地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目	不低于二级	项目土壤影响范围不涉及湿地恢复区。	
6	工程占地规模＞20km^{2}时（包括永久和临时占用的陆域和水域）	不低于二级	项目占地面积（临时+永久）为0.15km^2＜20km^2	
7	除以上情况外	三级		

由上表可知，项目生态影响评价等级为二级。

（2）评价范围

项目评价的范围为井场边界向外延伸 500m，管线中心线两侧 300m 范围，评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 环境风险

通过 5.7.1 小节计算，项目区危险物质数量与临界量比值 Q=0.01564。本项目 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，确定本项目环境风险评价等级为简单分析。见表 2.6-8。

表 2.6-8 环境风险评价等级划分

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

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

2.6.6 声环境

本项目噪声源主要包括施工期内井场机械噪声、生产运行期站场机泵、加热炉噪声和井场井下作业噪声。

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

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为各井场、站场边界向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.7 土壤环境

从油气田对土壤环境的影响途径来看，本项目属于污染类项目，项目区周边存在一般耕地等土壤环境敏感目标，土壤敏感程度为“敏感”。天然气开采属于 II 类项目，因此评价工作等级划分为二级。土壤评价等级划分依据见表 2.6-9。

表 2.6-9 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

根据评价工作等级，并结合本项目特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为井场、站场边界向外扩展 0.2km 范围。评价范围见图 2.6-1

图 2.6-1 项目区评价范围图

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及项目排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

（1）生态环境影响评价；

（2）地下水环境影响评价；

（3）固体废物影响评价；

（4）环境风险影响评价及风险管理；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据项目排污特点和周围环境情况，确定本评价污染控制及保护环境的目标为：项目建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证拟建项目污染物实现达标排放（符合相应标准要求，并使固体废物得到合理利用或无害化处置），使工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。项目建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

2.8.2 环境保护目标

据现场调查，确定本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.8-1。

表 2.8-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求
1	生态环境	项目区内灌木林地	项目区内/地方公益林	避免占用林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿
		基本农田	评价范围内	按有关规定进行土地的征占和补偿
		野生保护动植物	评价范围内	尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物

序号	环境要素	环境保护目标		相对位置/环保目标特征			环境保护要求
2	大气环境	评价范围内环境空气	阿克苏买里村	居民区	博孜 102-7 井西侧 960m	200 人	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准
3	地下水	评价范围内地下水		井区及周边			《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类
4	地表水	农灌渠		管线穿越			《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准
5	土壤环境	评价范围内土壤		井区、站场及周边			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值
							《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）标准
6	声环境	项目区声环境		井区、站场及周边			《声环境质量标准》（GB3096—2008）中 2 类标准
7	环境风险	项目区土壤、地表水、地下水、基本农田、公益林等		气田内部			发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.9 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.9-1。

表 2.9-1 评价内容一览表

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

3.建设项目工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 勘探开发简况

塔里木油田分公司是中国石油地区公司，主要在塔里木盆地从事油气勘探开发、炼化生产、科技研发、工程技术攻关等业务，是上下游一体化的大型油气生产供应企业。总部位于新疆库尔勒市，作业区域遍及南疆五地州。

塔里木盆地总面积 56 万 km^2，为天山、昆仑山和阿尔金山所环绕。盆地中部有着号称“死亡之海”的塔克拉玛干大沙漠，面积 33.7 万 km^2，是世界第二大流动性沙漠。塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，油气资源量达 178×10^8 吨，其中石油 75×10^8 吨、天然气 12.9×10^{12} 立方米，勘探开发前景广阔。盆地地表条件极其恶劣，地质构造极其复杂，是世界上油气勘探开发难度最大的区域之一。

1989 年以来，塔里木油田累计发现和探明 31 个油气田，探明油气储量当量 28.8×10^8 吨，生产油气产量当量 3.76×10^8 吨，建成 2600 万吨级大油气田，1998 年克拉 2 气田的发现，促成西气东输工程立项和决策。油田累计向下游输送 2200 多亿立方米天然气。

截至 2019 年底，塔里木油田油气产量当量突破 2800 万吨，达到 2801.68 万吨。其中，生产石油 566.68 万吨、天然气 280.47×10^8 立方米，较 2018 年同期净增 176.28 万吨。

塔里木油田分公司博大油气开发部成立于 2019 年 2 月 1 日，博大油气开发部气田包括神木区块、阿瓦区块和克拉苏气田的博孜区块、大北区块、克深 5 区块，地处温宿县和拜城县境内，区域面积为 2200km^2。博大油气开发部开发单元区域位置见图 3.1-1。博大油气开发部气田开发现状概况见表 3.1-1。

图 3.1-1 博大油气开发部开发单元区域位置图

本项目属于克拉苏气田博孜区块，因此仅分析博大油气开发部克拉苏气田博孜区块现状情况。

表 3.1-1 克拉苏气田博孜区块开发现状概况一览表

分区		开发情况
克拉苏气田	博孜区块	博孜区块具有“特低孔特低渗、非均质性强、裂缝较发育、地层压力高、气中含蜡”等特点，根据气藏特点，博孜区块动用干气地质储量 $751.99\times10^{8}m^{3}$，凝析油地质储量 $442.03\times10^{4}t$，建成天然气产能规模 $17.66\times10^{8}m^{3}/a$，平均单井日产气 $26.75\times10^{4}m^{3}/d$

3.1.2 区块环保手续履行情况

涉及博孜 1 评价区块环保手续履行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1　　历次涉博孜 1 评价区块建设环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	批复建设内容	审批机关及批复文号	竣工环保验收情况	设施目前运行情况
1	博孜 1 井试采地面工程	博孜 1 井钻探（已完钻），单井站 1 座、线路阀室 1 座，大北 101 集气站改造、集输管线、供电系统、油田道路等	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函〔2014〕829 号 2014 年 7 月 7 日	2019 年 11 月 23 日通过自主验收	博孜 1 井已于 2015 年 5 月 19 日停产，井场设施已拆除，管线停用，只保留博孜 1 井场
2	博孜区块试采工程建设项目	新建 4 座单井站、21km 集输管线、13km 燃气管线、1 座集气干线阀室、井场道路 19.5km	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函〔2016〕1703 号 2016 年 11 月 22 日	2019 年 11 月 23 日通过自主验收	正常运行
3	克拉苏气田开发规划方案	新建 86 座单井（其中 5 座与集气站合建）、5 座集气站（与单井合建）及 5 座阀室，采气管线 430km，集气干线 167km	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函〔2017〕537 号 2017 年 4 月 12 日	/	/
4	克拉苏气田博孜区初步开发项目	设计总井数 19 口（老井利用 4 口、新钻井 15 口），新建集气站 3 座，支线阀室 5 座，单井站 15 座，集气干线 74.2km，采气支线 33.8km，燃料气管线 108km 等集输工程，供电线路 185km，光缆线路 290.8km 及配套的 108km 道路、通信、供配电等公用工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函〔2018〕1085 号 2018 年 8 月 2 日	分期验收，其中克拉苏气田博孜 1 区块地面工程和克拉苏气田博孜 3 断块地面工程已完成验收	/
5	博孜 1 区块 2021 年产能建设项目（一期）	新建 4 座采气井场，单座工程量为 1 台加热节流撬和 1 台缓蚀剂加注撬；博孜 1 集气站内扩建轮换计量阀组 1 套；新建单井集气管线 12.94km，新建燃料气管线 11.21km	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审[2022]6 号 2022 年 1 月 20 日	未验收	/

结合《博孜 1 井试采地面工程》、《博孜区块试采工程》竣工环境保护验收调查报告和《博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》中环境影响后评价调查结论和环评组现场调查情况，对现有工程进行回顾性分析评价。

3.1.2.1 博孜 1 井试采地面工程验收意见

（一）生态环境

施工期基本落实了环评要求的各项生态环境保护措施，道路及井场施工已避让了植被覆盖度较高区域。截止到验收调查阶段，博孜 1 井已停产关井，地面工程已拆除，实际永久占地为 8000m²（博孜 1 井场），较环评阶段有所减小。

原输气管线占地已无明显痕迹，生态环境自然恢复良好；道路两侧施工迹地基本恢复，扰动区域内原始植被已基本恢复；本工程在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大。

（二）水环境

建设期间施工人员居住在施工点附近的临时营房内，生活污水集中收集在临时生活点的生活污水池内自然蒸发。施工结束后，生活点撤离，污水池就地覆土掩埋。

根据收集相关资料，项目在施工及试采期间无发生泄漏事故的记录，现场踏勘调查期间，地面工程已拆除，井场内物料等已清理干净，未对周围水环境造成污染。

（三）环境空气

本项目井场建设期较短，在正常情况下，所排放的大气污染物总量较少。本工程建设过程中对井场加强安全预防工作，无因油气泄漏造成的环境污染恶性事故记录，该井于 2015 年 5 月 19 日停产，井场设施已拆除，目前井场已无废气污染源，未对大气环境造成污染。

（四）声环境

建设期通过采用低噪声设备，合理安排施工时间，产噪设备远离居民点布置等降噪措施，项目建设期间未发生噪声扰民事件。该井于 2015 年 5 月 19 日停产，井场设施已拆除，井场现状无噪声污染源，且井场周围无环境噪声敏感点，未对周边声环境造成影响。

（五）固废废物

油田产生含油泥沙、清管废渣等经收集后由沙漠运输公司运往有资质单位进行处置；生活垃圾集中收集后拉运至大北固废场处理，满足环评和批复要求。

井场遗留的聚磺体系泥浆钻井泥浆及岩屑按照（塔里木油田分公司，2019 年 11 月）清理完成后，由生态环境主管部门进行验收。

（六）环境验收

施工期本项目环境风险防范措施及相关管理制度已落实。

（七）环境管理

建设单位严格按照 QHSE 管理体系要求进行环境管理，执行了“环境影响评价”制度，环保管理机构与管理制度健全截至调查时为止未发生过环境污染事件。

根据该工程竣工环境保护验收调查报告和现场查验，工程环保手续完备，技术资料齐全，落实了环评及批复提出的污染防治措施及设施，符合建设项目竣工环境保护验收条件。验收工作组同意该工程按照专家意见修改完成后通过竣工环境保护验收。

3.1.2.2 博孜区块试采工程验收意见

（一）生态环境

施工期基本落实了环评要求的各项生态环境保护措施，井场施工已避让了植被盖度较高区域。管线穿越井场无设施区域已清理，本次验收对各井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查，井场占地范围均较为规范整洁，地面铺设戈壁砾石。周边植被较少，施工对植被造成影响较小。

（二）水环境

运营期本项目废水主要包括气田采出水、井下作业废水。气田采出水依托已建大宛齐联合站污水处理系统处理后达标后回注地下；井下作业废水用专用罐车收集后运至大北 30000m^3 蒸发池进行自然蒸发处理。项目的生产和生活废水不直接排入外环境。本项目在运行期间未发生泄漏事故，未对周围水环境造成污染。

（三）环境空气

本项目各大气污染物排放环节均落实了环评阶段提出的环保措施，并且各项措施均符合要求，验收期间场站无组织废气厂界监测点非甲烷总烃浓度均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求；

类比大北 11 集气站加热炉废气监测数据表明，本项目加热炉烟囱出口二氧化硫、氮氧化物排放浓度以及烟气黑度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 大气污染物排放限值，二氧化硫和氮氧化物的排放总量控制在核定总量指标内，项目运行期间未对大气环境造成明显影响。

（四）声环境

开发期通过采用低噪声设备，合理安排施工时间，产噪设备远离居民点布置等降噪措施，项目建设期间未发生噪声扰民事件。运行期采用的降噪措施包括选用低噪声设备减震，对机械噪声采用弹性材料、对加热炉安装消声器等措施。项目各站场、井场的场界昼间噪声监测值为 36.0~43.9dB（A），夜间噪声监测值为 35.1~43.3dB（A），均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

（五）固废废物

本项目运行期产生的固体废物主要包括清管废渣以及少量油泥砂等，收集后由沙漠运输公司运往有资质单位进行处置。本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。

（六）环境验收

施工期本项目环境风险防范措施及相关管理制度已落实。

（七）环境管理

建设单位严格按照 QHSE 管理体系要求进行环境管理，执行了“环境影响评价”制度，环保管理机构与管理制度健全，截至调查时为止未发生过环境污染事件。

根据该工程竣工环境保护验收调查报告和现场查验，工程环保手续完备，技术资料齐全，基本落实了环评及批复提出的污染防治措施及设施，符合建设项目竣工环境保护验收条件。验收工作组同意该工程按照专家意见修改完成后通过竣工环境保护验收。

3.1.2.3《博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》中回顾性影响分析

（1）废气

博大油气开发部气田作业过程中排放的废气包括两类：燃料燃烧废气与工艺废气。燃料燃烧废气主要来自于锅炉、加热炉所排放的烟气，主要污染物为 SO_2、NOx 及烟尘；工艺废气主要来源于火炬放空、储罐大小呼

吸气排放及凝析油、天然气生产和集输过程中的烃类泄漏和挥发，主要污染物为非甲烷总烃。

博大油气开发部气田作业区燃料废气主要来自燃烧天然气产生的废气。燃料燃烧废气没有处理设施，燃料主要为含硫较低的天然气，燃料燃烧后产生的废气通过烟囱排放。

通过对各类炉体进行监测，各监测点加热炉或导热油炉烟气中烟尘、SO_2、NO_X 排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，污染物可以实现达标排放。说明各加热炉有组织废气污染防治措施适用、有效。

同时各监测点场界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值要求，无组织硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建项目二级标准要求。

（2）废水

博大油气开发部气田作业过程中存在的废水污染源主要包括生产废水及生活污水两部分。

①生产废水

博大油气开发部气田作业区产生生产废水的站场主要为大北处理站，废水类型为一般工业废水(主要为油水分离设施分离出的采出水)。

博大油气开发部气田作业区污水处理装置共 1 套，位于大北处理站站场内。

大北处理站污水处理系统：大北处理站含油污水处理站设计处理能力 600m^3/d，设计采用“沉降-除油-过滤”的污水处理工艺，生产污水、检修污水经收集，进入污水调节罐，提升后进入沉降罐，沉降罐出水经泵加压提升后进入高效聚结斜管除油器，出水利用余压直接进入含油污水过滤器进行粗滤和精滤两级过滤，滤后水进入滤后水罐，在处理工艺过程中对处理水投加适当的药剂，以提高净化效果。控制污水中悬浮物、油类含量，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)规定的回注标准后回注。

②生活污水

博大油气开发部气田作业区长期固定生活点为博大作业区公寓。经现场调查该作业区公寓具备 1 套生活污水处理设施，设计处理能力 120m^3/d，生活污水经收集后首先进入化粪池，然后进入一体化污水处理设备进一步处理，达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中表 1 标准和表 4 二级标准后冬储夏灌。

（3）固废

博大油气开发部气田作业区的固体废物主要有一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾等三类。其中一般工业固体废物主要包括工业垃圾(废旧保温材料、废旧包装材料等)、建筑垃圾(水泥基础等)；危险废物主要包括钻井废弃含油泥浆、岩屑、管线刺漏含油污泥、隔油池清淤产生的工业油泥；生活垃圾主要包括各生活点产生的生活垃圾。其中工业垃圾、建筑垃圾以及生活垃圾由车辆拉运至大北作业区固废填埋场工业固废填埋池、生活垃圾池内进行储存、填埋处理。危险废物钻井废弃含油泥浆、岩屑全部暂存处理，定期拉运至油基废钻完井液资源综合回收利用站处理。

博大油气开发部气田区域内主要分布有 2 座固废填埋场，大北地区固废填埋场(南侧)位于拜城县大桥乡西北 5.5km 处，大北地区固废填埋场(北侧)位于 DB204 井东北 1.3km 处。用于接收博大油气开发部气田区域产生的一般工业固废和生活垃圾。目前，大北地区固废填埋场(南侧)7 个池子用于存放钻井泥浆废弃物；1 个池子用于存放建筑垃圾，已使用 1/3；1 个池子用于存放工业垃圾，已使用 1/10，1 个池子还未使用；大北地区固废填埋场(北侧)6 个生活垃圾池(已使用 3 个，3 个未使用)，设计规模 5000m^3，一般固废池 2 个(已使用 1 个)，设计规模 5000m^3。

（4）噪声

博大油气开发部气田开发过程中的噪声源主要是钻井噪声、集气站和大北处理站等构筑物施工机械噪声；运营期噪声源主要集中在大北处理和集气站，噪声源为各类机泵(注水泵、混输泵、真空泵、热水泵、喂水泵、污水泵等)、加热炉、空压机、火炬等。根据现场勘察情况，项目产噪设备采取了厂房隔声、消声器、固定基座等降噪方式，站场厂界噪声达标排放。

（5）生态环境

博大油气开发部气田主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等。

根据现场调查，博大油气开发部气田基本按照环评批复及验收意见要求进行生态修复。对原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复，对井场永久占地范围内地表铺设砂石和采取必要的硬化措施，减少了侵蚀量。近年来博大作业区公寓周边绿化，极大的促进了博大地区绿化面积的增加，局部地块生态环境有所改善。

项目前期开采对生态环境的影响不大，后期采取边开采边治理方式，对博大油气开发部气田进行了绿化及生态治理，因此，博大油气开发部气田在前期开采中未出现明显生态环境问题，后期开采中针对生态环境影响主要应防范因为地表扰动等造成的荒漠植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对荒地的扰动，继续加强区域绿化工作的推进。

3.1.3 存在环保问题及整改措施

3.1.3.1 生态保护措施补救方案及改进措施

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，对生态保护措施不符合要求的地方提出以下整改措施。

（1）正在生产的井场

对于正在生产的井场，永久征地范围内的地表可以保持现状，永久征地范围外的临时征地，应进行场地恢复或办理永久征地手续。临时征地范围内改进措施：①对井场两侧遗留的钻井期间的放喷池，池内的岩屑进行清理，池体填平；②井场内遗留的应急池保留。

（2）已明确关停的井场

对于不再利用或确定无开采价值的油气井，应按照油田公司有关封井要求进行封井，对井场遗留水泥基础进行拆除、清理，油田公司应督促相关方落实相关协议与责任，保证其做好场地恢复工作。

（3）仍有开采价值的井场

对列入进一步勘探或将来技术成熟时具备开采条件的井场，建议按土地部门相关要求办理永久征地手续后，可以保留水泥基础。

3.1.3.2 水环境保护措施补救方案及改进措施

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，对水环境保护措施不符合要求的地方提出以下补救方案及改进措施。

（1）生活污水

博大油气开发部计划对生活污水处理装置进行检查维修，加强后期运营管理。

（2）生产废水

博大油气开发部计划对生产废水处理装置进行检查维修，加强后期运营管理。

3.1.3.3 大气污染防治措施补救方案及改进措施

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，对大气污染防治措施不符合要求的地方提出以下补救方案及改进措施。

（1）推进 VOCs 调查及治理

博大作业区与博孜区块相关的包含 1 座大北处理站、3 座集气站，凝析油及天然气处理量较大，博大气开发部后续按照《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中相关要求制定无组织排放防治方案，加强 VOCs 物料储存、转移、输送、排放、使用、泄露、收集处理等控制措施，此项整改措施持续进行。

（2）废气采样口规范化

博大油气开发部气田区域内部分加热炉烟囱未设置采样孔或采样孔不规范，需参考《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》(GB/T16157-1996)对相关燃料炉设置采样孔，并按照相关监测计划定期监测。

3.1.3.4 声环境污染防治措施补救方案及改进措施

项目环评期间所采取噪声防治措施合理有效，油田公司在后期运营中继续做好噪声防护措施，有效防止噪声对周边环境的影响。

3.1.3.5 固体废物处置措施补救方案及改进措施

组织开展固废填埋场调查工作，建立各类固体废物填埋场清单，摸清需要治理的历史遗留泥浆或污泥的种类、属性和存量，在此基础上，制定封场、污染场地治理和生态恢复计划、方案。

3.1.3.6 环境风险防范补救方案、改进措施及建议

根据现场调查及收集的资料分析，博大油气开发部风险防范措施基本可行，根据应急预案内容分析，应急预案内容完善，各类事故风险防范措施切实可行，提出的改进措施及建议如下：

（1）作业区应定期对作业区环境应急预案进行修编更新，并且按照相关要求进行备案；

（2）作业区在后期运营中严格按照应急预案中的要求进行员工培训及开展应急演练。根据应急预案培训要求，由应急救援领导小组对救援队伍每半年组织一次应急培训。

（3）深入开展环境风险排查与评估。落实以预防为主的环境风险管理制度，常态化与动态化相结合，开展生态环境保护违法违规事件和突发环境事件隐患的全面排查和风险评估，建立清单。建立环境风险预测预警体系，逐步实现重大环境风险源可视化、智能化管控。

（4）进一步完善环境风险防控措施。持续健全环境风险防范与应急救援体系，完善应急设施配备、物资储备和应急队伍建设，维护相关设施、材料等完好性，有效落实环境风险防控措施，完善突发环境事件应急预案并开展演练，实现持续改进。

3.1.3.7 环境管理改进措施

对已有环评手续工程尽快开展竣工环保验收工作。建议区域内已有环评手续工程，尽快开展竣工环保验收。

博大油气开发部气田存在的环境问题及整改措施时限要求见表 3.1-4。

表 3.1-4 博大油气开发部气田存在问题及建议整改措施一览表

整改项目	整改对象	存在问题	整改措施	验收标准	时限要求
废气	BZ101、BZ102、博孜 1 集气站等共计 4 台加热炉	烟囱未设置采样口及采样平台	参考标准《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》(GB/T16157-1996)对加热炉设置采样孔	按照《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》(GB/T16157-1996)相关规范设置采样孔	2020 年 12 月
	VOCs 治理	油气无组织排放量较大	根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》中储罐控制要求、储罐运行维护要求，VOCs物料转移和输送无组织排放控制要求，挥发性有机液体装载要求完善相关管理	/	持续开展
废水	大北处理站生产废水处理系统	未按要求对处理设施进行日常维护和管理	对生产废水处理系统进行检修	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)表 1 和表 2 控制指标	2021 年 11 月
废水	博大油气开发部作业区公寓生活污水	未按要求对生活污水处理装置进行检查维修	加强处理设施日常维护和管理，对现有生活污水处理设施进行检修维护	《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准	2020 年 12 月
固体废物	井场历史遗留污泥	摸清需要治理的历史遗留泥浆或污泥的种类、属性和存量	按照《塔里木油田历史遗留环保隐患治理方案》对历史遗留废弃物进行治理	《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）	2021 年 12 月
环境管理	部分区块项目未进行竣工环保验收	克拉苏气田博孜区初步开发项目等工程尚未进行竣工环保验收	结合油气田滚动开发特点，分阶段开展后续竣工环境保护验收	按时段完成竣工环境保护验收	2021 年 12 月
	废气排放口、噪声排放口	废气排放口、噪声排放口规范化管理不到位	规范化废气排放口、噪声排放口并设置标牌	按时段完成规范化废气排放口、噪声排放口并设置标牌	2020 年 12 月

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块开发地面工程。

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

工程区位于新疆阿克苏地区拜城县和温宿县，西距温宿县县城 78km，东距大北气田 40km。地理位置见图 3.2-1，区域布置图见图 3.2-2。

3.2.1.3 建设规模

本工程新部署大斜度井采气井 3 口（BZ102-5，BZ106-1，BZ102-7），总进尺 21618m，利旧 5 口老井（博孜 102、BZ102-1、BZ102-2、BZ102-4、BZ106），天然气产能规模为 $250\times10^4m^3/d$；扩建集气站 1 座，博孜 102 集气站主要扩建 4 井式进站阀组；新部署 1 口注水井（BZ17-4W 井），总进尺 7108m，回注量为 $600m^3/d$；新建采气支线 7.3km；新建回注水支线 2.6km；博孜处理站新建 $1450m^3/d$ 的排水处理系统，扩建 $950m^3/d$ 的采出水处理系统；新建通信光缆 16.24km；新建道路路线长度 2.61km，整修道路路线长度 25.7km；以及电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。

3.2.1.4 工程组成

项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目基本情况一览表

项目	基本情况			备注
项目名称	克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块开发地面工程			—
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司			—
建设地点	新疆阿克苏地区拜城县和温宿县境内			—
建设性质	改扩建			—
总投资	项目总投资 118573 万元，其中环保投资 1830 万元，占总投资的 1.54%			—
占地面积	占地面积 $13.73hm^2$(永久占地面积 $0.73hm^2$，临时占地面积 $13hm^2$)			—
规模	天然气产能 $250\times10^4m^3/d$，回注水量为 $600m^3/d$			—
建设内容	主体工程	钻井工程	新钻井 3 口，全部为采气井，分别为 BZ102-5，BZ106-1，BZ102-7；注水井 1 口，为 BZ17-4W。	采气井均为大斜度井，平均单井进尺 7206m；回注

				井为直井，单井进尺 7108m
		地面工程	①新建采气井场 8 座（BZ102-5，BZ106-1，BZ102-7，博孜 102、BZ102-1、BZ102-2、BZ102-4、BZ106）； ②新建注水井场 1 座（BZ17-4W）； ③博孜处理站新建 1450m^3/d 的排水处理系统，扩建 950m^3/d 的采出水处理系统。	新建
		集输工程	①新建 DN150 采气支线 7.3km； ②新建回注水支线 2.6km；	新建
	公辅工程	供电	①新建3 口采气井场均由内部集输10kV 东西干线上就近T 接单回 10kV 线路供电。电力线路导线规格均采用 JL/G1A-70/10； ②老井改造新增电加热器均利用站内已建10kV 线路供电，同时将站内已建 10/0.4kV 30kVA 箱式变电站 1 座更换为 10/0.4kV 160kVA 杆上式变电站 1 座，并新增低压配电柜 1 面； ③博孜处理站内分离器等改造新增电伴热利用空氮站变电站 10/0.4kV 变电站低压配电柜的备用回路供电； ④注水井场新建 1 座 10/0.4kV 箱变配电； ⑤博孜处理站水处理装置用电由 10kV 中心变电所及控制室内两端母线处均新增 1 面低压配电柜供电。	
		通信	①新建的采气井场通信光缆采用 12 芯的 ADSS 架空光缆（全介质自承式光缆）与 10kV 电力线路同杆架空敷设，长度约 16.24km；	
		防腐	①新建采气线路管道材质均为 22Cr，全线不保温，管道外壁推荐采用防腐层的保护方案； ②站场、阀室内地面管道及设备外壁根据材质、介质温度、保温要求等工况采用适宜的防腐涂料与保温材料； ③站场、阀室内埋地管道、管件等采用性能优良的防腐层，不实施阴极保护； ④需实施内壁防腐的非标设备，其内壁推荐采用防腐层加牺牲阳极的联合保护方案。	
		自控	①井场采用“RTU+现场仪表”的控制模式完成站场工艺过程参数、设备运行状态以及井站上传信号的数据采集、监视、控制和数据处理等功能。RTU 通过光纤通信方式将数据上传至博孜处理站控制中心 SCADA 系统进行监视、控制、报警和储存等，同时可以执行博孜处理站 SCADA 系统下达的远程控制指令； ②博孜处理站新增的气田水处理装置、仪表设备信号进入已建 DCS/SIS/FGS 系统，对原控制系统进行扩容，并完成 DCS/SIS/FGS/SCADA 系统编程组态	
		热工及暖通	①各井场设备间供暖采用电供暖器、空气调节采用分体热泵型空调器； ②阀室通风采用防爆铝合金无动力球形风帽； ③新建采出水处理系统内的调储沉降水罐阀组间、零位提升泵房、气田采出水处理设备用房建筑单体采用热水供暖，热源依托处理厂供热站；	
		消防	①各采气井场、回注井场、阀室均为五级站，不设消防给水设施，在站内可能发生火灾的各类场所，根据火灾种类、危险等级分别配置一定数量的移动式灭火器材，以便扑灭	

			初期零星火灾； ②博孜处理站新建气田水处理装置可依托博孜处理站已建完善的消防给水系统。在新建装置区各单元配置适量的手提式灭火器。	
		道路	新建 BZ102-5 井通道路 2.218km，BZ106-1 井通道路 0.392km、整修、改造道路 25.7km。	
		供水	各采气井场、回注井场、阀室均为无人值守，博孜处理站内新建装置依托原已建完善的给水系统供给	依托
	依托工程	博孜处理厂	采出气液混输至博孜处理厂进行处理。《博孜天然气处理厂建设工程环境影响报告书》于 2022 年 4 月取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环审[2022]146 号），博孜处理厂天然气处理规模为 2000×10⁴Nm³/d，设置 2 套脱水脱烃装置，单套装置的处理量为 1000×10⁴Nm³/d，装置采用高压注醇、J-T 阀节流制冷处理工艺。2 套 430t/d 烃液提馏装置，2 套 1450t/d 凝析油闪蒸装置；2 套 80t/d 乙二醇再生装置；4 座 2500m³ 混烃储罐。	依托
		博孜处理厂生产废水处理装置	博孜处理厂生产废水处理装置主要处理来自博孜 1 区气田采出水、工艺装置区场地冲洗及设备检修排出的污水等。处理工艺采用沉降分离+气浮除油+过滤，以去除废水中的污油及悬浮物。	依托
		博孜处理厂生活公寓一体化生活污水处理设施	博孜处理厂生活公寓一体化生活污水处理设施设计处理规模为 120m³/d，处理工艺采用化粪池+调节池+生化处理工艺，生活污水经处理后，出水水质可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）C 级标准限值要求，夏季用于绿化，冬季排入生活污水蒸发池。	依托
		克拉苏钻试修废弃物环保处理站	本工程产生的井下作业固废运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程包括哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块 7 个厂区。工程于 2016 年 11 月取得环评批复（新环函[2016]1626 号）。克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m³/d，钻试修废水处理规模 300m³/d。钻井聚磺泥浆体系固废处理采用高温氧化处理技术，钻试修废水处理拟采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺	依托
		库车畅源生态环保科技有限公司	库车畅源生态环保科技有限责任公司位于阿克苏地区库车市塔里木乡东北 40km 处，现有处理能力为 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置，主要建设 1 套 18 万吨/年化学水洗工艺危废处置装置，1 套 3 万吨/年低温热解析工艺危废处置装置，1 套 22 万吨/年回转窑焚烧工艺危废处置装置，1 套 7 万吨/年废矿物油回收利用项目装置。	依托
		生活基地	本工程运营期依托博大油气开发部现有的组织机构管理。目前博大气田已建成基础设施完善的生活公寓	依托

3.2.1.5 工程投资

工程总投资 10816.5 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本工程不新增劳动定员，均依托博大油气开发部对本工程生产进行全面管理，井场无人值守。

3.2.2 气田资源概况

3.2.2.1 地层特征

博孜 1 评价区块钻揭地层自上而下分别为第四系、新近系、古近系、白垩系，其中第四系到古近系苏维依组地层为盐上地层，盐层为古近系库姆格列木群的盐湖相沉积，白垩系巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组（未穿）为盐下地层，主力含气层段为白垩系巴什基奇克组、巴西改组。

3.2.2.2 构造特征

博孜气田博孜 1 号构造位于塔里木盆地库车凹陷克拉苏构造带克深区带博孜段。博孜 1 号构造是由北部的克深断裂、博孜 1 北断裂和南部的拜城断裂、博孜 2 北断裂共同控制，其中，北部的克深断裂为北倾逆断裂，博孜 1 北断裂为南倾逆断裂，南部的拜城断裂和博孜 2 北断裂均为北倾逆断裂。构造主体部位受对冲的博孜 1 北和博孜 2 北断裂控制，具有突发构造特征。

3.2.2.3 储层特征

博孜 1 评价区块储层以中～细粒长石岩屑砂岩为主，沉积相为辫状河三角洲前缘和扇三角洲前缘，砂体发育；孔隙类型以原生粒间孔～粒间溶蚀扩大孔为主，物性为特低孔特低渗，平均孔隙度 6.4%，平均渗透率 0.260mD，但岩心、成像资料显示储层裂缝普遍较为发育，试井渗透率高达 50mD，钻井过程目的层常出现漏失等复杂工况，为典型的裂缝性低孔砂岩储层。

3.2.2.4 气藏特征

（1）温度、压力系统

博孜 1 评价区块白垩系气藏中部埋深 6961.36m~7339.59m，海拔 -5595m~5290m；温度梯度 1.71℃/100m，地层温度 124.38℃~136.30℃；地层静压梯度 0.38MPa/100m，地层压力 118.85MPa~126.77MPa，压力系数为 1.72~1.76；属于常温高压系统。

（2）流体性质

博孜 1 区块天然气甲烷含量高，非烃气体含量低，为优质天然气。天然气平均相对密度为 0.6322，天然气甲烷平均含量为 88.22%，乙烷平均含量 6.64%，

丙烷平均含量 1.56%，氮气（N_2）平均含量为 1.88%，不含硫化氢，CO_2 含量为 0.37%。

凝析油具有密度低、粘度低、高含蜡的特点。20℃时地面凝析油密度 0.787g/cm^3～0.811g/cm^3，平均 0.791g/cm^3；50℃时动力粘度 0.872mPa•s～1.542mPa•s，平均 0.983mPa•s；凝固点-2℃～16℃，含蜡 9.3%～20.1%，平均 12.3%；胶质平均 0.19%，沥青质 0.08%。

博孜 1 区块各单井生产期间均无地层水产出，因此借鉴邻区博孜 21 井地层水样分析结果，博孜 21 井试油过程中出水，取得合格水样品 4 个，分析结果表明，地层水水型为 $CaCl_2$ 型，pH 值平均 6.56，密度平均为 1.13g/cm^3，氯根 115000mg/L~119000mg/L，平均 117000mg/L，总矿化度 190000mg/L~197000mg/L，平均 193000mg/L，是封闭条件较好的地层水。

3.2.3 总体工艺方案

博孜 1 气藏为常温高压层状边水断背斜型凝析气藏。

博孜 1 区块 2017 年 12 月上交国家局部探明地质储量干气 399.41×10^{8}m^3，凝析油 239.79×10^{4}t，博孜 102-博孜 106 断块，2022 年 10 月上交股份探明储量。本次开发方案平面上根据断裂及逆掩特征、垂向上根据储集层岩性、电性、物性等特征，共划分为八个计算单元，按照容积法计算出博孜 1 气藏整体干气地质储量 1262. 14×10^{8}m^3，凝析油地质储量 1162.11×10^{4}t，其中博孜 102-博孜 106 断块干气地质储量 398.18×10^{8}m^3，凝析油地质储量 388.42×10^{4}t。

3.2.3.1 开发部署

（1）天然气集输

博孜 102 断块-博孜 106 断块新增气井全部依托已建集气站轮井计量后，通过已建集气干线气液混输至博孜处理厂处理，同时，对已建集气站集气系统进行改扩建，以满足新增气井的进站集输、计量需求。

（2）天然气处理

本工程天然气处理依托博孜处理厂内的天然气处理装置，采用 J-T 阀节流、低温分离脱水脱烃工艺。

（3）气田水回注

博孜处理厂处理合格的采出水通过新建转水管道输送至回注井后增压回注地层。

本工程共部署 9 口井，新钻生产井 3 口，利用老井生产 5 口，新钻气田水回注井 1 口。

表 3.2-3 博孜 1 区块井位坐标

序号	断块	井号	坐标 (CGCS2000)		类型	
			横 (Y)	纵 (X)		
1	博孜 102-106	博孜 102	14508579.1	4621014.9	生产井	老井
2		BZ102-1	14511201.7	4621242.8		
3		BZ102-2	14512118.6	4621421		
4		BZ102-4	14512965	4621276.1		
5		博孜 106	14515290	4621525		
6		BZ106-1	14514998.8	4621896.6	生产井	新井
7		BZ102-5	14510058	4621154		
8		BZ102-7	14505999.4	4620660.1		
9		BZ17-4W	14493277	4624200	回注井	

图 3.2-3 博孜 102 断块-博孜 106 断块井位部署图

3.2.3.2 开发指标预测

博孜 102 断块-博孜 106 断块总指标预测见表 3.2-5。

表 3.2-5 博孜 102 断块-博孜 106 断块总指标预测表

时间	日产气	日产油	日产水	水气比	年产气	年产油	年产水	累产气	累产油	累产水	地层压力
年	$10^4m^3/d$	t/d	t/d	$t/10^4m^3$	10^8m^3	10^4t	10^4t	10^8m^3	10^4t	10^4t	（年）
2022					4.72	3.85	0.00	8.99	8.16	0.00	2022
2023	195.00	156.08	0.00	0.00	5.28	5.15	0.00	14.27	13.31	0.00	2023
2024	250.00	243.87	0.00	0.00	7.26	7.08	0.00	21.53	20.39	0.00	2024
2025	250.00	243.87	0.00	0.00	8.25	8.05	0.00	29.78	28.44	0.00	2025
2026	250.00	243.87	0.00	0.00	8.25	8.05	0.00	38.03	36.49	0.00	2026
2027	250.00	243.87	2.18	0.01	8.25	8.05	0.07	46.28	44.54	0.07	2027
2028	250.00	243.87	20.56	0.08	8.25	8.05	0.68	54.53	52.59	0.75	2028
2029	250.00	243.87	58.43	0.23	8.25	8.05	1.93	62.78	60.63	2.68	2029
2030	250.00	243.87	139.15	0.56	8.25	8.05	4.59	71.03	68.68	7.27	2030
2031	234.26	228.52	414.60	1.77	7.73	7.54	13.68	78.76	76.22	20.95	2031
2032	219.78	214.40	617.35	2.81	7.25	7.08	20.37	86.02	83.30	41.33	2032
2033	203.04	198.07	632.55	3.12	6.70	6.54	20.87	92.72	89.83	62.20	2033

时间	日产气	日产油	日产水	水气比	年产气	年产油	年产水	累产气	累产油	累产水	地层压力
2034	185.34	180.80	659.82	3.56	6.12	5.97	21.77	98.83	95.80	83.97	2034
2035	166.69	162.61	693.01	4.16	5.50	5.37	22.87	104.33	101.17	106.84	2035
2036	149.04	145.39	733.47	4.92	4.92	4.80	24.20	109.25	105.96	131.05	2036
2037	130.94	127.73	778.54	5.95	4.32	4.22	25.69	113.57	110.18	156.74	2037
2038	113.80	111.02	827.77	7.27	3.76	3.66	27.32	117.33	113.84	184.06	2038
2039	98.79	96.37	870.02	8.81	3.26	3.18	28.71	120.59	117.02	212.77	2039
2040	84.98	82.90	908.29	10.69	2.80	2.74	29.97	123.39	119.76	242.74	2040
2041	72.44	70.67	937.56	12.94	2.39	2.33	30.94	125.78	122.09	273.68	2041
2042	61.22	59.72	956.71	15.63	2.02	1.97	31.57	127.80	124.06	305.25	2042
2043	51.29	50.03	933.88	18.21	1.69	1.65	30.82	129.50	125.71	336.07	2043
2044	42.61	41.57	873.43	20.50	1.41	1.37	28.82	130.90	127.08	364.89	2044
2045	35.12	34.26	765.45	21.80	1.16	1.13	25.26	132.06	128.21	390.15	2045
2046	28.72	28.01	666.11	23.20	0.95	0.92	21.98	133.01	129.14	412.13	2046
2047	23.31	22.74	572.76	24.58	0.77	0.75	18.90	133.78	129.89	431.03	2047
2048	18.78	18.32	475.58	25.33	0.62	0.60	15.69	134.40	130.49	446.73	2048
2049	15.02	14.66	409.18	27.23	0.50	0.48	13.50	134.89	130.98	460.23	2049
2050	11.34	11.06	325.15	28.67	0.37	0.37	10.73	135.27	131.34	470.96	2050
2051	8.38	8.17	245.07	29.25	0.28	0.27	8.09	135.54	131.61	479.05	2051
2052	6.20	6.05	189.49	30.56	0.20	0.20	6.25	135.75	131.81	485.30	2052

3.2.4 主体工程

3.2.4.1 钻井工程

本工程新建 3 口采气井，主要开采白垩系气藏，均为大斜度井，均采用五开井身结构。大斜度井设计井深在 7206m，钻进总进尺 21618 万 m。

本次新钻 1 口注水井（BZ17-4W），为直井，采用五开井身结构。设计井深在 7108m。

（1）钻井工程建设内容

本工程新建 3 口采气井和 1 口注水井，钻井工程主要包括钻前工程、钻井工程、钻后工程和测试放喷四个部分，单座井场钻井工程主要内容和工程量情况见表 3.2-10。

表 3.2-10　单座井场钻井工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
钻前工程					

1	井场面积	/	m^2	12000/7200	新建，农田区域井场施工占地为80m×90m，其他区域井场施工占地面积为100m×120m
2	钻井基础	--	套	1	新建
3	应急池	300m^3	个	1	随钻不落地回收系统出现事故时，临时存放钻井岩屑。农田区域施工要求采用撬装装置，其他区域施工可采用环保防渗膜+混凝土设施。
4	岩屑池	1000m^3	个	1	暂存膨润土泥浆钻井岩屑。农田区域施工要求采用撬装装置，其他区域施工可采用环保防渗膜+混凝土设施。
5	主放喷池	100m^3	个	1	农田区域施工要求采用撬装装置，其他区域 施工可采用环保防渗膜+混凝土设施。
6	副放喷池	100m^3	个	1	农田区域施工要求采用撬装装置，其他区域施工可采用环保防渗膜+混凝土设施。
7	材料爬犁	带护栏	个	2	
8	生活污水池	300m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
9	活动房	--	座	37	撬装装置
钻井工程					
钻井设备安装	钻井成套设备搬运、安装和调试				
钻井作业	采用常规旋转钻井工艺，钻井进入目的层后完钻				
录井、测井	记录钻井过程中的所有地质参数，并对岩层孔隙度等进行测量				
完井	进行完井作业后，拆除井场设备，安装采气树，其余设备将拆除搬迁，并进行测试放喷；若该井不产油气或所产油气量无工业开采价值，则进行水泥封井				
钻后工程					
完井	钻井设备拆卸、搬运				
井场平整恢复	井场平整、恢复，做到料净、场地清等				
测试放喷					
设备安装	设备搬运、安装采气树、安全阀、计量管汇、压井管汇、地面加热器、三相或两相分离器、计量罐、储液罐（油罐）、放喷管线等				
测试放喷	项目放喷目的：为证实可能油气层的储性				

钻井工程井场布置主要包括钻井区、机房区、泥浆罐区、不落地系统、值班室等。典型钻井工程井场平面布置图见下图所示。

图 3.2-4 钻井工程典型井场平面布置图

（2）井身结构

本工程采用塔标II五开井身结构。一开 660.4mm 钻头钻至 200m，下入 508mm 套管封固上部疏松地层；二开 444.5mm 钻头钻至库车组中上部，下入 365.12mm 套管封固上部易漏低压层；三开 333.4mm 钻头钻至库姆格列木组群组盐层顶部，下入 293.45mm+273.05mm 套管封固盐上低压地层，盐层专打；四开 241.3mm 钻

头钻至库姆格列木组群组盐层底部，下入 206.38mm+196.85mm 套管封固盐层；五开 168.3mm 钻头钻至完钻井深，直井下入 139.7mm 套管，大斜度井下入 139.7mm+131mm 套管目的层专封，完钻后回接 206.38mm+196.85mm 生产套管。

图 3.2-5 采气井井身结构示意图

图 3.2-6 注水井井身结构示意图

（3）钻井液体系

一开：采用膨润土-聚合物体系。

二开：采用聚合物/KCl 聚合物体系，强造浆段可加 1%~5% KCl，控制固相含量。

三开：采用 KCl-聚磺体系，KCl 加量 7%~10%，增强抑制性，抗温性和抗污染能力；加足防塌剂（防塌剂加量 2%~4%）。

四开：采用 KCl/NaCl 饱和盐水体系。

五开：采用聚磺钻井液体系。

由于钻井液体系设计塔里木油田分公司商业机密、技术秘密，故本次不再对钻井液相关信息进行分析。

（4）固井方案

一开表层套管：固井采用内插法，常规密度水泥浆单级一次上返封固表层易垮塌井段。

二开技术套管：固井采用常规密度水泥浆单级一次上返封固上部未成岩段砾石层。

三开技术套管：采用双级固井方式，一级采用高密度双凝抗盐水泥浆（钻井液密度+0.05g/cm^3，尾浆返至气水层以上 200~300m）封固本开次可能存在的浅层气和高压水层；二级采用高密度抗盐单凝水泥浆固井。

四开尾管：采用尾管+回接固井的方式，尾管使用高密度抗盐双凝水泥浆（钻井液密度+0.05g/cm^3）封固库姆格列木群可能存在的高压盐水层；回接采用高密度抗盐单凝水泥浆一次上返固井。

五开尾管：固井使用高密度双凝防气窜水泥浆（钻井液密度+0.05g/cm3，尾浆封固裸眼段）高效封固油气活跃目的层。

（5）完井方式

本次新钻井采用选用套管固井射孔完井筛管完井。

（6）钻井工程主要设备设施

钻井使用 ZJ80 型钻井，并根据气田运行钻机情况选用核实钻机。另外钻井作业过程中，需配套齐全的辅助设备、救生消防等防护装备。单座井场主要设备设施情况见表 3.2-11。

表 3.2-11 单座井场主要设备设施情况一览表

序号	分类		部件名称	主参数	数量
1	钻井工程	钻机	钻机	--	1
2		井架与底座	井架	1、最大载荷≥5850kN；2、有效高度≥45m，前开口型	1
3			底座	1、转盘梁最大载荷≥5850kN；2、立根载荷≥2700kN；3、钻台面高度≥12m，转盘梁底面高度≥10.5m。	1
4		绞车	绞车	额定功率≥2000kW	1
5		提升系统	天车	最大钩载≥5850kN	1
6			游车		1
7			大钩		1
8			水龙头	1、最大钩载 5850kN；2、额定工作压力≥52MPa。	1
9		转盘	转盘	1、规格 ZP375Z；2、通孔直径Φ37 1/2"(952.5mm)；3、最高转速 300r/min；4、最大静载荷 5850kN。	1
10		钻井液循环系统	钻井液管汇	1、额定工作压力≥70MPa；2、双立管；3、正灌和反灌管线应有隔断闸门、互不干涉；4、配置抗震压力表，每根立管安装 1 个，位置要便于司钻观察。	1
11			振动筛	1、高频振动筛；2、清除粒度为 74μm 以上的固相；3、处理量≥180m³/h，60 目筛网，钻井液 1.85g/cm³；4、筛网目数：(60~200)目；5、振动形式：直线、平动或椭圆形。	5
12			除砂器	/	1
13			除泥器	/	1
14			除气器	/	1
15			离心机	/	2

序号	分类		部件名称	主参数	数量
16			循环罐	1、有效容积≥550m³，不包含锥形罐；2、罐与罐之间采用开口明槽连接；3、将一个循环罐分隔为前后仓，其中一仓容积为(30～45)m³，能够与钻井泵、加重泵连接，用以堵漏和配解卡剂。根据承钻井工况，罐容可适当进行调整。	1
17			储备罐	1、有效容积≥280m³；2、配备独立循环加重系统。根据承钻井工况，罐容可适当进行调整。	1
18			钻井泵	1、最低配置要求：2 台 2200HP+1 台 1600HP；2、推荐配置要求：2 台 2200HP+1 台 3000HP；3、最大排出压力≥52MPa。	3
19			加重泵、混合漏斗	240	2
20			滑片压风机	37	2
21		供电系统	主柴油发电机组	1300kW	3
22			辅柴油发电机组	1300kW	1
23			柴油储罐	20m³	1
24	救生及消防		救生及消防	/	2
25			消防工具房及工具	15	2
26			二层台逃生装置	130	1
27			钻台紧急滑道	15	1
28			可燃气体检测仪	/	2
29			氧气浓度检测仪	/	1
30	硫化氢防护设备		硫化氢防护设备	/	
31			便携式 H_2S 监测仪	/	7
32			便携式 H_2S 监测仪	1000	1
33			正压式空气呼吸器	30	15
34			备用气瓶	/	5
35			充气泵	/	1
36			轴流风机	/	6
37			声光报警器	/	1
38			防爆对讲机	/	4
39			风向标	/	5

（7）钻井工程主要原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。各井场原材料消耗与井身结构有关，单座井场钻井原材料消耗情况见表 3.2-12。

表 3.2-12 单座施工井场钻井主要原辅材料消耗一览表

序号	材料名称	规格型号	单位	数量	备注
1	新鲜水	--	m³	117.6/122.4	直井/大斜度井，由罐车拉运至井场，主要用于配置钻井液

2	水泥+硅粉	--	t	1141.67	固态原料
3	磺化酚醛树脂	--	t	38.78	磺化钻井液配制
4	磺化褐煤树脂	--	t	14.63	磺化钻井液配制
5	加重剂	--	t	12.21	主要成分为 $CaCO_3$，用于减轻钻井液对产层的损害
6	氯化钾	--	t	2.68	用于配制钻井液
7	酸溶性矿物纤维	--	t	19.27	用于配制钻井液
8	超细碳酸钙 I 型	--	t	1.25	用于配制钻井液
9	超细碳酸钙II型	--	t	1.25	用于配制钻井液
10	碱式碳酸锌	--	t	0.94	用于配制钻井液
11	烧碱	--	t	1.99	基础材料，用于调节钻井液 pH 值
12	防塌剂	K-PAM	t	17.72	聚丙烯酰胺钾盐，具有包被、防塌性能
13	降失水剂	LS-2	t	1.17	聚乙烯、聚丙烯塑料调节泥浆的流动性、抗压强度
14	增粘剂	CMC-HV	t	13.21	羧甲基纤维素钠，具有增粘、絮凝、改流型、降滤失等作用
15	润滑剂	FRH	t	0.68	极化性沥青+皂化沥青+固体润滑剂，防塌
16	柴油	--	m^3	28.7	柴油作为项目发电机的原料

3.2.4.2 集输工艺方案

博孜区块采用气液混输方式，气液通过已建集输管线输至博孜处理厂，在博孜处理厂气液分离、处理。

博孜处理厂处理后的天然气通过外输管道输至克拉 2 清管站，再通过已建管线输至轮南轻烃厂深度回收处理。

博孜处理厂处理后的混烃通过外输管道输至牙哈处理站处理。

排水井产出水经增压后，由新建排水干线输至博孜处理厂，经处理合格后，增压回注地层。

本次新建采气管线充分依托已建集气站、集输管网、单井采出气、液，通过新建采气管线，就近搭接至已建集气站轮井计量阀组，经轮井计量后通过已建集气支线、集气干线输至博孜处理厂，总集输工艺详见图 3.2.5。

图3.2-5 总集输工艺流程框图

3.2.4.3 地面工程

（1）采气井场

1）建 (构) 筑物

本工程新建采气井场共 3 座，BZ102-5、BZ106-1 为阀组型井场，BZ102-7 为加热型井场。

根据《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 的站场分级规定，单井站均为五级站。

采气井场为无人值守站场，主要设置有井口区、工艺装置区、放喷池等。井口区 8m×8m、加热节流橇区 10m×2.8m、放喷池 7m×14m、设备间 6.6m×3.2m。井口区位于井口；工艺装置区布置在井场井口区东侧；设备间布置在井口区的南侧，离井口大于 20m，不影响修井作业的位置；放喷池考虑到井场放喷，布置在井场最小风频的上风侧，根据工艺热辐射计算结果距井场间距≥60m。详细布置详见图 3.2.6。

构筑物及设备基础部分详见表 3.2-13。

表3.2-13单座采气井场构筑物及设备基础

序号	名称	数量	单位	外形尺寸(m)	结构型式	每座基础工程量（m^3）
加热型井场						
1	设备间基础	1	座	7×3.6×0.2	基础顶设 150mm 厚C30 砼面层和护坡，下部填戈壁土300mm 厚，基础顶面	

					高出设计地坪 0.2m。	
2	管墩	8	个	长×宽×高 0.5×0.5×1.0	C30 素砼矩形基础，基础顶面设 0.5m×0.5m 预埋件，基础顶面高出设计地坪 0.2m。	素砼：0.25
3	放喷池	1	座	池顶（长×宽）12.0×7.0；池底（长×宽）6.0×3.0； 池深 H=1.5	从下至上做法：原土夯实；10mm 厚钢板防渗层；200mm 厚黏土层；400mm 厚卵石层	钢板：8.6（t）
4	采气树操作平台	1	座	长×宽×高 7.6×2.0×2.6	钢结构，梁柱采用 Q235B 型钢焊接制作，顶面铺格栅板	型钢：5.0（t）
5	井口盖板	1	个	长×宽 5.6×5.6	钢盖板，顶面铺 5mm 厚花纹钢，花纹钢板下设角钢支撑	型钢：0.7（t） 钢板：1.5（t）
6	围栏	168	m	长×高 168×2.5	钢丝网铁艺围墙，上设 0.5m 高倒刺滚网	/
7	大门	1	座	宽×高 4.0×2.5	铁艺大门，门柱采用方钢 100x5，门柱基础为独立基础。	/
8	逃生门	1	座	宽度=1.0 高度=2.5	同上	同上
9	碎石地坪	1177	m^2	长×宽 34.6×34	自上而下做法为:1.面层采用 20~40mm 粒径的碎石铺设 100mm 厚 2.基层采用 150mm 厚戈壁土碾压密实 3.原土压实，压实系数不小于 0.94.	/
10	人行道	74	m	宽 2.0m	自上而下做法为 1、铺置预制（100 厚）6 角型混凝土连锁砌块 2、200 厚戈壁土碾压 3、原土压实，压实系数不小于 0.94.	/
11	加热炉橇基础	1	座	长×宽×高 3.2×0.4×0.8 4 道	C30 素混凝土条形基础，基础顶面高出设计地坪 0.2m。	素砼：4.5
12	移动踏步	1	座	长×宽×高 1.7×0.8×0.8 4 道	钢结构，梁柱采用 Q235B 型钢焊接制作，顶面铺格栅板	型钢：0.7（t）
13	固定墩	2	座	1.4×1.4×1.5	钢筋混凝土（C35)条形基础，垫层(C20)厚 150mm，埋深 1.2m	钢筋砼： C35 1.36m3/座 C20 砼 0.38 m^3/座
14	6m 监控杆基础	2	座	长×宽 1.2x1.2	C35 钢筋混凝土浇筑，埋深 1.2m	钢筋砼： C35 2.11 m3/座 C20 砼 0.3 m3/座
15	缓蚀剂加注橇基础	1	座	5.0×4.3×0.2	基础顶设 150mm 厚 C30 砼面层和护坡，下部填戈壁土 300mm 厚，基础顶面高出设计地坪 0.2m。	
阀组型井场						
1	仪表设备间基础	1	座	7×3.6×0.2	基础顶设 150mm 厚C30 砼面层和护坡，下部填戈壁土300mm 厚，基础顶面高出设计地坪 0.2m。	素砼：6.8
2	管墩	8	个	长×宽×高 0.5×0.5×1.0	C30 素砼矩形基础，基础顶面设 0.5m×0.5m 预埋件，基础顶面高出设计地坪 0.2m。	素砼：0.25
3	放喷池	1	座	池顶（长×宽）12.0×7.0；池底（长×宽）6.0×3.0；池深 H=1.5	从下至上做法：原土夯实；10mm 厚钢板防渗层；200mm 厚黏土层；400mm 厚卵石层	钢板：8.6（t）
4	采气树操作平台	1	座	长×宽×高 7.6×2.0×2.6	钢结构，梁柱采用 Q235B 型钢焊接制作，顶面铺格栅板	型钢：5.0（t）
5	井口盖板	1	个	长×宽 5.6×5.6	钢盖板，顶面铺 5mm 厚花纹钢，花纹钢板下设角钢支撑	型钢：0.7（t） 钢板：1.5（t）

6	围栏	130	m	长×高 130×2.5	钢丝网铁艺围墙，上设 0.5m 高倒刺滚网	/
7	大门	1	座	宽×高 4.0×2.5	铁艺大门，门柱采用方钢 100x5，门柱基础为独立基础。	/
8	逃生门	1	座	宽度=1.0 高度=2.5	同上	同上
9	碎石地坪	900	m^2	长×宽 37.6x24	自上而下做法为:1.面层采用 20~40mm 粒径的碎石铺设 100mm 厚 2.基层采用 150mm 厚戈壁土碾压密实 3.原土压实，压实系数不小于 0.94.	/
10	人行道	60	m	宽 2.0m	自上而下做法为 1、铺置预制（100 厚）6 角型混凝土连锁砌块 2、200 厚戈壁土碾压 3、原土压实，压实系数不小于 0.94.	/
11	移动踏步	1	座	长×宽×高 1.7×0.8×0.8 4 道	钢结构，梁柱采用 Q235B 型钢焊接制作，顶面铺格栅板	型钢：0.7（t）
12	固定墩	2	座	1.4×1.4×1.5	钢筋混凝土（C35)条形基础，垫层(C20)厚 150mm，埋深 1.2m	钢筋砼： C35 1.36m3/座 C20 砼 0.38 m3/座
13	6m 监控杆基础图	2	座	长×宽 1.2x1.2	C35 钢筋混凝土浇筑，埋深 1.2m	钢筋砼： C35 2.11 m3/座 C20 砼 0.3m^3/座

图 3.2-6 典型井场平面布置图

井场主要工程量见表3.2-14。

表3.2-14 井场主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
一	**BZ102-7 加热型**	座	1	以下是单座井场量
1）	电磁加热器橇（100kW）	座	1	
2）	井口测温测压法兰 PN20MPa DN80	套	1	
3）	井口测温测压法兰 PN20MPa DN80	套	1	
4）	工艺管线			
（1）	双相不锈钢			GB/T 21833-2008
	D89×5/22Cr	m	200	
（2）	高压化肥设备用无缝钢管			GB/T 6479-2013
	D89×6/Q345E	m	80	
	D114×6/Q345E	m	300	
	D60×4.5/Q345E	m	150	
3）	工艺阀门			

序号	名称	单位	数量	备注
	22Cr 不锈钢阀门			
	手动球阀 DN50 Class1500/22Cr	套	4	
	手动球阀 DN80 Class1500/22Cr	套	6	
	手动球阀 DN15 Class1500/22Cr	套	6	
4）	绝缘接头 DN80/1500LB，22Cr/20G	套	1	
二	**BZ102-5、BZ106-1 阀组型**	**座**	**1**	
1）	井口测温测压法兰 PN20MPa DN80	套	2	
2）	工艺管线			
3）	双相不锈钢			GB/T 21833-2008
	D89×5/22Cr	m	100	
4）	高压化肥设备用无缝钢管			GB/T 6479-2013
	D168×6/Q345E	m	300	
	D60×4.5/Q345E	m	150	
5）	无缝钢管			GB/T 8163-2018
	D60×3.5/20#	m	60	
6）	工艺阀门			
	手动球阀 DN50 Class1500/22Cr	套	3	
	手动球阀 DN80 Class1500/22Cr	套	1	
	手动球阀 DN15 Class1500/22Cr	套	6	
三	**博孜 102 集气站改造**	**座**	**1**	
1）	4 井式计量阀组	座	1	
	手动球阀 DN80 Class1500	套	4	
	手动止回阀 DN80 Class1500	套	4	
	手动球阀 DN50 Class1500	套	4	
	节流截止放空阀 DN50 Class1500	套	4	
	电动球阀 DN80 Class1500	套	8	
2）	碳钢			GB/T 5130-2017
	无缝钢管 D89×8.5/20G	m	100	
	无缝钢管 D60×6/20G	m	150	
	无缝钢管 D114×4/Q345E	m	200	
3）	碳钢球阀			
	碳钢球阀 DN50 Class1500	个	10	
	碳钢球阀 DN80 Class1500	个	8	
	碳钢球阀 DN100 Class1500	个	2	
	碳钢球阀 DN200 Class1500	个	2	
4）	低温球阀 DN50 class500	个	1	
四	**采气管线**			
1）	采气管道 D89×4/LC65-2205	km	5.1	埋地保温 40mm
2）	采气管道 D114×5/LC65-2205	km	2.3	埋地保温 40mm
3）	线路标志桩	个	74	
4）	线路警示带	km	7.4	
5）	临时征地	亩	110.9	其中 3.9 亩为农田
6）	永久征地	亩	8.6	其中 2.8 亩为农田
7）	穿越水渠	次	3	
8）	穿越碎石路	次	4	
9）	穿越冲沟	次	10	
10）	穿越沥青路	次	1	

2）计量工艺

BZ106-1 井附近有已建采气井场 3 座（BZ106、BZ105、BZ102-2），已建集气站 1 座（博孜 102-4 集气站），就近接入已建博孜 102-4 集气站。

BZ102-5 井附近有已建采气井场 1 座（BZ102），已建集气站 1 座（博孜 102），就近接入已建博孜 102 集气站。

BZ102-7 井附近有已建采气井场 3 座（BZ102、BZ102-1、BZ101-2），已建集气站 2 座（博孜 101 集气站、博孜 102 集气站）。根据比选，就近接入博孜 101 集气站线路最短，投资最省。

本工程新井推荐采用集气站轮井计量，各单井接入情况见表 3.2-15。

表3.2-15 新建单井接入集气站情况

序号	井号	集气站
1	BZ102-5	博孜102集气站
2	BZ106-1	博孜102-4集气站
3	BZ102-7	博孜101集气站

（2）集气站改造

改造已建集气站 1 座：博孜 102 集气站。

博孜 102 集气站为已建站场，主要设置有工艺装置区、辅助装置区等，本工程扩建 4 井式进站阀组 1 座，位于已建 4 井式进站阀组橇北侧空地，占地 7.5m×3.5m。

博孜 102-4 集气站为已建站场，主要设置有 4 井式进站阀组、计量分离器、缓蚀剂加注橇、设备间、发电机、放空区等，本工程扩建 4 井式进站阀组 1 座，详细布置详见图 3.2-6。

构筑物及设备基础部分详见表 3.2-16。

表3.2-16 博孜102集气站构筑物及设备基础一览表

序号	名称	数量	单位	外形尺寸(m)	结构型式	每座基础工程量(m^3)
5	4井式进站阀组管墩	30	座	长×宽×高 0.5×0.5×1.0	C30素砼矩形基础，基础顶面设0.5m×0.5m 预埋件，基础顶面高出设计地坪0.1m。	素砼：0.25
6	围栏	190	m	长×高190×2.5	钢丝网铁艺围墙，上设0.5m高倒刺滚网。	/
7	道路	50	m	宽4m	顶设220mm厚C25砼面层20厚粗砂隔离层，下部填戈壁土300mm厚，设置道牙。路面长度超过6m，留伸缩缝一道。	/

图 3.2-6 博孜 102 集气站改造平面布置图

（2）注水井场

本工程新建注水井 1 座（BZ17-4W），根据《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 的站场分级规定，注水井场为五级站。

注水井场为无人值守站场，井场内由井口、仪表配电间、注水泵组成，装置间内部防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004，五级油气站场规定，井场平面布置占地面积 30m×40m。井口区 6m×6m、工艺装置区 19m×17.6m、污水池 1.2m×1.2m、设备间 9.0m×3.6m。井口区位于井口；工艺装置区布置在井场井口区北侧；设备间布置在井口区的东侧，离井口 12m。污水池位于井口东北 侧，间距 16m。详细布置详见图 3.2-7。

本工程新建注水井构筑物及设备基础部分详见表 3.2-17。

表3.2-17 回注井场部分构筑物及设备基础一览表

序号	名称	数量	单位	外形尺寸(m)	结构型式	每座基础工程量(m^3)
1	注水泵基础	2	座	长×宽×高 5.2 ×2.8×1.2	钢筋混凝土块式基础，基础顶面 高出设计地坪 0.2m。	钢筋砼：C35 17.5m^3/座 C20砼 2.34m^3/座
2	仪表配电间	1	座	7×3.6×0.2	基础顶设 150mm厚C30 砼面层和护坡，下部填戈壁土 300mm 厚，基础顶面高出设计地坪0.2m	素砼：C30 6.8m^3/座
3	管墩	20	个	长×宽×高 0.5 ×0.5×1.0	钢筋砼矩形基础，基础顶面设0.5m×0.5m 预埋件，基础顶面 高出设计地坪0.2m。	钢筋砼：C35 0.25m^3/座
4	围栏	160	m	长×高160 ×2.5	钢丝网铁艺围墙，上设0.5m高 倒刺滚网	/
5	大门	1	座	宽×高4.0 ×2 5	铁艺大门，门柱采用方钢100x5，门柱基础为独立基础	/
6	逃生门	1	座	宽×高 高 1.0× 2.5	同上	同上
7	碎石地坪	1500		长×宽 30x50	自上而下做法为:1.面层采用 20~40mm 粒径的碎石铺设100mm 厚 2.基层采用 150mm厚戈壁土 碾压密实 3.原土压实，压实系数不小于0.94。	/

序号	名称	数量	单位	外形尺寸(m)	结构型式	每座基础工程量(m^3)
8	人行道	55	m	宽 2.0m	自上而下做法为1、铺置预制(100厚) 6角型混凝土连锁砌块 2、200厚戈壁土碾压 3、原 土压实，压实系数不小于 0.94。	/

图 3.2-7 注水井场平面布置图

注水井场主要工程量见表3.2-14。

表3.2-14 注水井场主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量
一	注水井场 (BZ17-4W 井)	座	1
1	气田水转输泵（Q=25m^3/h、H=300m、N=75kW）	台	2
2	注水泵橇 Q=25m^3/hP=32MPa N=200kW	座	1
3	高压柔性复合高压输送管 DN80 PN6.4MPa	km	2.6
4	316L 不锈钢平板闸阀 Z43Y DN100 Class2500	个	3
5	316L 不锈钢截止阀 J41Y DN25 Class2500	个	2
6	316L 不锈钢平板闸阀 Z41Y-64 DN100 6.4MPa	个	8
7	316L 不锈钢平板闸阀 Z41Y-64 DN80 6.4MPa	个	4
8	无缝钢管 L245N DN100 Class2500	m	100
9	316L 不锈钢无缝钢管 DN100 PN6.4MPa	m	100
10	排气阀 PN6.4MPa DN25	个	5
11	钢筋混凝土闸阀井 1.3m×1.3m×1.5m	座	1

3.2.4.4 管网布置

（1）集输管线内容

1）集输管线数量及长度

本工程新建采气井的采气管道 3 条，集输管线统计见表 3.2-15。

表3.2-15 集输管线统计表

序号	名称	规格	单位	长度	备注
1	BZ102-7 采气管道	Φ89×4/LC65-2205 无缝钢管	km	2.4	接入博孜 101 集气站
2	BZ102-5 采气管道	Φ89×4/LC65-2205 无缝钢管	km	2.6	接入博孜 102 集气站
3	BZ106-1 采气管道	Φ114×5/LC65-2205 无缝钢管	km	2.3	接入博孜 102-4 集气站

2）线路走向

①BZ106-1 井采气管线起点为 BZ106-1 井场，管线距离较短，全程沿已建 BZ106 井采气管道敷，总体呈东向西延伸，管线终点为博孜 102-4 集气站，长度约 2.3km。

②BZ102-5 井采气管线起点为 BZ102-5 井场，管线大多沿冲沟已建砂石路敷设，局部在农田中敷设，总体呈东向西延伸，管线终点为博孜 102 集气站，长度约 2.6km。

③BZ102-7井采气管线起点为BZ102-7井场，管线大多沿已建沥青道路敷设，总体呈西向东延伸，管线终点为博孜 102 集气站，长度约 2.4km。

（2）注水管线内容

本工程新建注水干线引自博孜天然气处理厂至注水井区块 2#注水阀室，注水干线线路长度为 2.6km，输水规模 600m^3/d，管径 DN80 采用柔性复合高压输送管，起点压力为 6.4MPa。

（3）管道敷设

管道经过地段大部分为戈壁、冲沟，局部为农田，为确保管道安全，不受外力破坏和环境条件的影响，管道均采用埋地敷设，管道埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。博孜地区最大冻土深度为 0.89m，由于本工程线路走向部分沿河道冲刷、冲沟地段敷设，考虑到冲刷原因，位于河道、冲沟冲刷地段敷设的管道设计埋深≥1.5m，位于农田地段的管线埋深≥1.8m，其它地段埋深 1.2m。管道尽可能采用弹性敷设，管段转向采用弯头的方式实现。

管道穿越公路设置混凝土保护套管进行保护，被保护管道应通过滑块支架避免同套管接触，从而造成腐蚀。

管道穿越已建油田管道，应从已建管道下方通过，同时新建管道管顶和已建管道管底间距不小于 300mm。与管道交叉时，两管间净距不小于 0.3m，并在交叉位置放置绝缘层等方法将两管道隔离。

与电缆交叉时，管道与电缆净距不小于 0.5m，与电缆交叉时，还要对电缆采取保护措施，如用角钢围裹住电缆，在电缆上方铺一层砖等。

与架空高压线交叉时，交叉点两侧各 10m 范围内的管道要采取加强防腐措施；

天然气管道与其它管道交叉时，一般情况下天然气管道位于下方。

（4）管道穿越

管道沿途穿越冲沟 18 次、碎石路 7 次、沥青道路 2 次、水渠 5 次，具体穿越和做法说明如下：

①穿越小型冲刷水渠采用大开挖穿越方式，穿越处采用钢质套管保护，套管距渠底最大冲刷面距离距离＞1m，套管长度超出渠坡脚边界 2m，本工程累计穿越冲刷水渠共计 8 处，总计穿越距离 80m。

②管道穿越碎石路等应加保护套管，征地属地同意后优先采用大开挖方式穿越，次而代之为顶管穿越、夯管穿越、定向钻穿越。套管端部伸出路基坡脚外不小于 2m。本工程累计穿碎石路面共计 7 处，穿越沥青道路 1 处。总穿越距离 80m。其中穿越沥青道路按照顶管穿越考虑，穿越碎石道路按照大开挖穿越设计。

本工程线路管道穿越冲洪沟 18 处，自山上而下的冲洪沟深 0.8m，平均宽 1.5m 左右，主要是下雨时会有水流通过；穿越段采用套管保护，套管规格 D356×8。

根据沿线区域的地形特点，管道通过冲沟位置，可采用大开挖沟埋方式穿越，建议管顶覆土厚度≥2.0m，对破坏的堤岸恢复原貌，并根据具体情况在冲沟两侧扰动区域设置混凝土挡墙或护坡，以防止冲沟洪水对管道造成威胁。为了加强管道穿越地段抗冲刷能力，在管顶回填的过程中布设一定的抗冲刷保护措施，管顶覆土采用中砂回填并人工夯实，管沟回填所用中砂料由管沟开挖料筛分获得，中砂上部回填管沟开挖料，并分层夯实。在冲沟河床表面管沟开挖范围内铺设浆砌石过水面或钢筋石笼护底，以增强河床断面的抗冲刷能力。

③线路构筑物

线路标志包括线路标志桩、转角桩、里程桩和稳管支墩。

各线路地段每 500m 设一个标志桩。凡与地下构筑物交叉、弯头、弯管处，穿越公路、支流的两侧等均设置标志桩，沿线相邻两标志桩保证相互通视；

每公里处设置里程桩 1 个；

线路每处水平转角设转角桩一个，转角桩 100m 范围内如有标志桩，标志桩可取消不设，如有里程桩，里程桩不可取消，必须设置。

3.2.4.5 气田水处理系统

（1）处理规模及水质

根据本工程水量预测，2031 年博孜 1 区块气田排水、采出水量合计为 1220.5m^3/d，《博孜天然气处理厂建设工程》中只考虑了采出水的水量，拟建采出水处理能力为 400m^3/d，不能满足 2031 年博孜 1 区块气田水、采出水量的处理，需对博孜处理厂采出水处理装置进行扩建，考虑气田排水与采出水的水质不

同，对气田水进行分质处理。2030 年在博孜处理厂新建气田排水水处理装置 1 套，处理规模为 1450m³/d，用于处理气田排水博孜区块采出水量根据预测，2037 年气田采出水量为 910.27m³/d，需对拟建的采出水处理装置进行扩建，2040 年采出水量达到峰值，为 1374.34m³/d。

博孜处理厂水处理装置扩建后，气田排水处理装置规模为 1450m³/d，采出水处理装置规模为 1350m³/d，同时新建配套的排水干线将排水井的水转输至博孜处理厂进行处理，处理后进行回注。

根据基础资料章节采出水水质分析结果，同时考虑原水水质油、悬浮物波动较大的工况，综合考虑气田采出水处理系统的建设成本，以及对未来水质变化的适应性，确定本工程气田采出水设计原水水质，按照表 3.2-16 考虑。气井排水水质按照表 3.2-17 考虑。

表 3.2-16　　博孜 1 区块气田采出水原水水质

项目	含油量(mg/L)	悬浮物(mg/L)	Cl^-(mg/L)	pH 值	水温（℃）
指标数值	≤500	≤500	78000	4.31	20～35

表 3.2-17　　博孜 1 区块气田排水原水水质

项目	含油量(mg/L)	悬浮物(mg/L)	Cl^-(mg/L)	pH 值	水温（℃）
指标数值	≤300	≤300	42300	4.31	20～35

本工程气田采出水及气田排水处理后，用于地层回注。博孜气田水回注应满足《气田水注入要求》SY/T 6596-2016 和SYT5329-2012《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》的指标要求。博孜 1 区采出水处理系统设计出水水质指标见表 3.2-18。

表 3.2-18　　采出水处理系统出水水质指标

序号	项目	指标
1	悬浮固体含量，mg/L	≤15
2	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤8
3	含油量，mg/L	≤30
4	平均腐蚀率，mm/a	≤0.05
5	SRB（个/Ml）	≤150

（2）采出水处理工艺及设备选型

气田来水→混凝沉降罐→缓冲罐→油水分离器→气浮装置→过滤吸附装置→滤后水罐-外输水泵。

气田采出水自分离器余压至混凝沉降罐沉降后自流入缓冲罐，经一级提升泵

提升至混合反应装置，反应后进入破乳反应罐进行破乳反应，然后再投加药剂进行絮凝反应； 药剂经充分反应后余压进入高效油水泥分离器进行分离，有效将油、水、泥进行分离， 污油排至卧式收油罐；污泥自底部泥斗排至污泥收集罐，污水进入下级单元处理，降低清罐工作量；出水利用高度差自流进入喷射气浮装置，利用喷射气浮装置的多级反应达到高效的分离效果，深度去除油及悬浮物；出水经增压至组合吸附过滤装置，组合吸附过滤装置能达到中、深度去除悬浮物的目的；最后进入滤后水罐，处理后采出水由污水外输泵输送至回注井场。

1）混凝沉降罐

现有工程混凝沉降罐 11.5×12m，污水沉降罐内设有配水设施，有效停留时间＞24h。混凝沉降罐容积为 1000m^3，根据扩建后采出水处理规模为 1350m^3/d，有效停留时间为 17h，可以满足规范要求。

2）过滤器

现有工程过滤器处理能力 30m^3/h，采用（核桃壳+双滤料过滤器装置），进水含油≤100mg/L、悬浮物≤150mg/L，出水含油≤30mg/L、悬浮物≤15mg/L，悬浮物粒径中值≤8μm。扩建后采出水处理量为 1350m^3/d（约为 56.25m^3/h），过滤器处理能力不足，需扩建一座过滤器，处理能力为 30m^3/h。

3）高效油泥水分离器

现有工程高效油泥水分离器，处理量 Q=30m^3/h，停留时间 2.5h。扩建后采出水处理量为 1350m^3/d（约为 56.25m^3/h），停留时间为 1.3h，需扩建一座高效油泥水分离器。

4）喷射气浮装置

现有工程喷射气浮装置，处理量 Q=30m^3/h，N=44kW，扩建后采出水处理量为 1350m^3/d（约为 56.25m^3/h），拟建喷射气浮装置处理能力不足，需扩建一座喷射气浮装置，处理能力为 30m^3/h。

5）气田采出水外输泵

现有工程气田采出水外输泵，Q=25m^3/h，H=250m，N=37kW。扩建后气田水和采出水量合计为 2800m^3/d（约为 117m^3/h），且到 2033 年注水井注水量为 1800m^3/d，外输水泵排量不足，需扩建。

6）污油回收罐

扩建 1 座容积为 35m³ 污油回收罐。

7）污泥收集罐

扩建 1 座容积为 80m³ 污泥回收罐。

8）新型叠螺减量化装置

扩建一套污泥叠螺减量化装置。

（3）气田排水处理工艺及设备选型

博孜处理厂气田排水处理装置采用“混凝沉降+二级过滤”工艺，主要设备选型如下：

1、混凝沉降罐

新建 2 座800m³ 混凝沉降罐，对来水中粒径较大的浮油、泥渣等与水进行分离。罐体选用碳钢材质，内构件为玻璃钢材质，相关主要参数如下：罐直径D=11m；罐高H=9.5m；进水含油≤300mg/L；出水含油≤150mg/L；进水悬浮物≤300mg/L；出水悬浮物≤150mg/L；污水有效停留时间：8~12h；

2、二级过滤器

一级过滤器橇选用核桃壳过滤器，配带过滤罐 2 个，动力橇 1 套，含 2 台反洗泵、清洗装置（1 座溶药罐，2 台加药泵）。

主要设计参数：滤料：核桃壳，过滤罐直径：D=2.4m；

单台处理量：30~40m³/h；正常滤速：12m/h；强制滤速：12m/h；反洗强度：8L/s•m²；反洗周期：12h~24h；反洗历时：10~15min；进水含油：≤100mg/L；出水含油：≤40 mg/L；进水悬浮物：≤100mg/L；出水悬浮物：≤50mg/L。

二级过滤器选用双滤料过滤器，配带过滤罐 2 个，动力橇 1 套，含 2 台反洗泵、1 台罗茨风机、1 台仪表用风空压机、清洗装置（1 座溶药罐，2 台加药泵）

主要设计参数：

滤料：无烟煤+石英砂复合滤料； 过滤罐直径：D=2.4m；

单台处理量：30~40m³/h； 正常滤速：10m/h；强制滤速：11.25m/h；反洗强度：15L/s•m²；反洗周期：12h ~24 h；反洗历时：10~15min；进水含油：≤40mg/L；出水含油：≤15~30mg/L；进水悬浮物：≤50mg/L； 出水悬浮物：≤10~15mg/L；一级和二级过滤器采用 1 台电控柜与配电柜进行集中控制。

3.2.5 配套工程

配套工程包括给排水工程、供配电、自控、通信、防腐等。

3.2.5.1 给排水工程

（1）施工期

给水：本工程施工期用水主要包括钻井用水、管道试压用水和生活用水。

钻井用水、管道试压用水和生活用水均由罐车从附近村镇拉运至井场和施工营地。

本工程 4 口井钻井用水总量约 39940m^3，其中新鲜水用量为 1123.5m^3，循环水量 38816.5m^3。

管道试压水选用洁净水为介质，用罐车由附近水站拉运至施工场地，管道试压用水量约为 50m^3。

本工程单井钻井施工人数约 60 人、地面工程 40 人，单井施工天数约为 156d，地面工程施工天数为 60d，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d•人计，则钻井施工期生活用水量为 374.4m^3，地面工程施工期生活用水量为 96m^3。

排水：本工程施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、管道试压废水和生活污水。

钻井废水主要由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册钻井作业废水（≥4km）排污系数 56.68t/100m 进行估算。项目直井钻进 7108m，大斜度井钻进 7880m，则项目新建 1 口直井和 3 口大斜度井钻井废水产生量为 17428m^3。

施工期酸化压裂作业有压裂返排液产生，单井产生量约为 80m^3，项目建设 8 口气井压裂返排液产生量共约 640m^3，在井场中和后在收集罐内暂存，送至克拉苏钻试修环保站处理。

管道试压废水按 2%损失考虑，则项目试压废水产生量为 49m^3，用于场地洒水抑尘。

施工期生活污水产生量按用水量 80%计，其产生量约为 376.32m^3，生活营地设置防渗污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期由施工单位以罐车方式拉运至拜城县污水处理厂处理。

（2）运营期

运营期无生产用水，人员内部调配，不新增生活用水。

项目运营期无生活废水产生；采出水随油气送天然气处理厂处理，处理达标后回注地层；井下作业废水主要为修井时产生，井下作业一般每 2 年进行一次。平均每次修井产生废水 25.29m^3，因此每口井井下作业废水年产生量为 12.6m^3/a，本次项目建设 8 口气井，则井下作业废水每年产生量为 100.8m^3/a，采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏钻试修环保站处理。

3.2.5.2 供配电工程

博孜 1 区块新增负荷由邦德 110kV 变供电，邦德 110kV 变电站在建有 1 回 35kV 线路接至博孜 1 区块原 35kV 博宛线，该线路电源转至邦德 110kV 变后，本方案对该线路的名称暂命名为邦博一线。从邦德 110kV 变新建 1 回 35kV 架空线路，暂命名为邦博二线，导线线径为 JL/G1A-150/25，本次博孜 1 区块新增的电力负荷由邦德一、二线共同承担。本次新建 35kV 架空线路从邦德变配出，原则上与已建邦博一线伴行。

本工程新增负荷由已建的邦博一线、邦博二线 T 接，共需新建 35kV 架空线路 4.2km，其中至各气井需新建线路 2.2km，至 1 口水井需新建线路 2km。T 接至各井场的 35kV 架空线路沿新建集气区道路架空敷设，边导线与井口距离保持 75m 以上，距井场外边缘保持 5m 以上安全距离。

本工程在座采气井场旁分别新建 1 座 35/0.4kV 杆架式变电站，为采气井场负荷供电。电源均就近引自本次新建的 35kV 架空线路；每座井场设 1 台变压器，为井场供电，变压器高压侧设 ZW43-40.5 型智能断路器 1 套，变压器非电量保护动作信号作用于断路器，设置设熔断器 1 组，实现变压器的电流保护，变压器均采用油浸式节能型一级能效变压器。在低压电源电缆引接杆处设开关箱，采用电缆直埋地敷设至用电点。

每座采气井场新建 1 座仪表配电间作为井场的配电中心，内设落地式配电柜及一体化 UPS 配电系统柜各 1 面，其供电电源引自户外杆架式变电站。室内空调、电暖器及照明用电设备以及井场内用电负荷由配电柜配电；各井场配电间均设 1 套 3kVA UPS 不间断电源装置为通信、自控系统用电负荷提供电源，UPS 供电时间不小于 2h。

新建 1 座 35/0.4kV 400kVA 杆架式变电站，为注水井供电，35kV 电源引自本次新建 35kV 架空线路。井场内新建 1 座仪表配电间作为井场的配电中心，内设配电柜 3 面及一体化 UPS 配电系统柜 1 面，其供电电源引自户外落地式变电站。室内空调、电暖器及照明用电设备以及井场内用电负荷由配电柜配电；配电间内设 1 套 3kVA UPS 不间断电源装置为通信、自控系统用电负荷提供电源，UPS 供电时间不小于 2h。

采出水处理系统：

新增机泵电源均由工艺装置区变配电室直配，采用电缆在已建电缆沟内敷设，出入地面段穿钢管保护。

在采出水处理区新增 2 只动力、照明配电箱，为新增照明、电动阀、电伴热负荷供电，配电箱电源均由工艺装置区变配电室直配。

已建采气井场扩建：

BZ102、BZ102-1、BZ102-4、博孜 106 井每座井场增设 1 座 500kVA 杆架式变电站，为已建井场新增负荷供电，杆架式变电站 35kV 电源引自井场外已建 35kV 架空线路，同时将井场已建负荷接入新建杆变，原老变压器拆除。

博孜 102 集气站扩建：

本次在已建博孜 102 集气站内各新增一定数量的配电箱，电源由站内已建配电系统引接，为新增负荷供电。

3.2.5.3 自控工程

自动控制的主要设计内容包括本工程新建站场及已建站场的现场检测仪表、控制系统、仪表系统供电、防雷、接地等的设计。本工程采气井场的自动控制系统采用采气井场液控系统进行监控；气举改造的生产井场对已建 RTU 扩容；注水井场新增 RTU 进行集中监控；集气站对已建站控系统进行扩容、组态；博孜处理厂对拟建站控系统进行扩容、组态。

新建井场数据通过光缆通讯链路上传至博孜天然气处理厂 SCADA 进行统一调度、管理。井场 RTU 控制系统作为 SCADA 系统的远方控制单元，是保证 SCADA 系统正常运行的基础，为博孜天然气处理厂 SCADA 系统调度、管理与控制命令的远方执行单元，是 SCADA 系统中最重要的监控级。井场 RTU 系统

不但能独立完成对所在工艺站场的数据采集和控制，而且将有关信息传送给调度控制中心并接受其下达的命令。

3.2.5.4 通信工程

根据《塔里木油气田地面工程数据采集与监控系统设计规范》Q/SY TZ 0583-2020 的相关要求，接入层采用工业以太网交换机组网。本工程各单井均位于接入层，采用工业以太网交换机组网，自控数据及视频数据物理隔离。

博孜天然气处理厂以及博孜天然气处理厂至博孜 3 集气站及博孜 101 集气站光缆建成后，新建单井、博孜 1 集气站、博孜 101 集气站及其下辖各已建单井数据均同步由博孜天然气处理厂统一管理。

本工程新建单井光缆与工艺管道同沟敷设，以星形及链形方式接入博孜 102 集气站、博孜 102-4 集气站。

BZ106-1 单井在博孜 102-4 集气站 ODF 上跳纤形成环网；

BZ102-5、BZ102-7 单井在博孜 102 集气站 ODF 上跳纤形成环网；

BZ17-4W 注水井在博孜天然气处理厂 ODF 上跳纤形成环网；

水处理装置接入博孜天然气处理厂。

本工程各单井至集气站的光缆线路采用与工艺管道同沟敷设的方式。新建光缆芯数均按 12 芯设计，其中自控数据占 2 芯，视频数据占 2 芯，其余纤芯预留。光缆与工艺管道同沟敷设时，置于管沟底部，与工艺管道保持 0.3m 水平投影间距。

3.2.5.5 道路工程

本次设计油气区道路为井场服务，按《油气田及管道专用道路设计规范》(SY/T 7038-2016) ，统一采用支道设计标准，其对应《公路工程技术标准》(JTG B01-2014) 的四级公路标准。

表3.2-19 技术标准表

名称	地区自然区划	VI2
	道路等级	支道 (四级公路)
	设计车速	20 km/h
	路基、路面宽度	4.5m
	最小半径	30m
	极限最小半径	15m
	最大纵坡	8%

本工程道路部分分为新建和整修两部分实施，新建道路路线长度 2.61km，整修道路路线长度 25.7km，共计实施道路路线长度 28.31km。

表3.2-20　通井路线统计表

序号	井号	公路里程（m）	备注
1	BZ102-7	392	新建
2	BZ102-5	2218	新建
3	吾斯塘博依村-博孜也尔牧业队道路	10400	改造
4	博孜也尔牧业队内部道路	2000	修补
5	博孜也尔牧业队-克孜勒布拉克村道路	11600	改造
6	X345线-生态公墓道路	1700	改造

路基路面方案：

1）路基标准横断面：路基路面同宽 4.5m。路堤边坡为 1：1.5；路堑边坡 1：1，具体结合填挖高度进行调整。

2）新建道路路基填方高度控制在 0.7m，路基填料为天然砂砾。整修道路只对钻前道路进行天然砂砾罩面处理。

3）通井道路采用砂石路面：25cm 厚天然砂砾+路基。

4）路拱横坡：全线行车道采用 2%的单向路拱横坡；路肩横坡为 3%。

5）错车道：在视野开阔地段设置错车道，错车道路面总宽 6.5m，错车道等宽长度 20m，渐变长度 15m，间距在 300m。

6）道路排水：道路通过道路纵坡及路拱横坡将雨水排出道路范围。

7）道路全线在农田内，路基土为杂填土，需对道路路基进行清表换填，平均换填宽度 7.0m，换填厚度 0.5m，回填采用天然砂砾。

通井道路与灌溉渠道存在两处平面交叉，需拟建涵洞来保证道路通畅和灌溉渠道的正常使用。

3.2.5.6 防腐保温设计

采气管道外壁采用保温、防护一体结构，保温层为聚氨酯泡沫，保温层厚度 40mm，防护层采用高密度聚乙烯，防护层厚度为 1.4mm，轴向偏心量±3mm，采用“一步法”成型工艺。单管预制合格后两端加防水帽。管道补口保温层材料同管体，外防护层采用补口套。

站内地面保温管道外壁：无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm。

站内地面不保温管道外壁：二道环氧富锌底漆(60μm)-二道环氧云铁中间漆(100μm)-二道交联氟碳面漆(80μm)，防腐层干膜厚度≥240μm。

3.2.5.7 消防设计

博孜 1 区块距离已建博大采油气管理区综合公寓 45km 左右，发生火灾时，依托综合公寓配备的 2 辆重型消防车赶来提供消防支援，集气站不配置消防车。初期火灾， 由站场及单体配置的灭火器和消防器材扑救。

博孜处理厂综合公寓距离本工程最远单井约 20km，公寓配置的 1 辆重型泡沫消 防车和 1 辆重型干粉消防车也可作为本工程建成后站场的消防外部依托。

根据《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 规定，采气井场、排水井场、注水井场、集气站属于五级站场，可不设消防给水设施；井场及站场主要火灾危险类型为液体、电气类火灾，火灾危险等级为严重危险级，按《建筑灭火器配置设计规范》 GB50140-2005 配置一定数量的移动式灭火器材即可满足消防要求。初期火灾，由井场、站场及单体配置的灭火器和消防器材扑救。

本工程消防设施配置见表 3.2-21。

表3.2-21 消防设施配置工程量表

序号	消防器材及其型号	单位	数量	备注
一	新建采气井场 (共3座)			
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	12	配灭火器箱
2	手提式二氧化碳灭火器 MT7	具	6	配灭火器箱
3	消防器材间 (配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等)	座	3	
二	新建回注井场 (1座)			
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	4	配灭火器箱
2	手提式二氧化碳灭火器 MT7	具	2	配灭火器箱
3	消防器材间 (配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等)	座	1	
三	集气站扩建 (1座)			
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	4	配灭火器箱
2	推车式磷酸铵盐干粉灭火器MFT/ABC50	辆	2	

3.2.6 依托工程

3.2.6.2 博孜天然气处理厂

由于后期博孜区块继续新增产能，整体单井产能最终会超过大北天然气处理厂上线，因此规划须在博孜区块新建 1 座天然气处理厂。目前博孜天然气处理厂工程、博孜油气外输管道工程、博孜凝析油稳定及储运工程三个项目合并为一个项目，工作名称为博孜-大北区块地面骨架工程，该工程的方案在修改完善阶段，预计 2023 年开始开工，2025 年运行。本项目建设不包括博孜天然气处理厂。

博孜天然气处理厂占地 27.23hm^2；设计处理能力为 2000×10^{4}m^3/d。主要包括建设 1 套集气装置，设计集气规模为 2000×10^{4}m^3/d；建设 2 套脱水脱烃装置，单套设计处理规模为 1000×10^{4}m^3/d；新建 2 套 430t/d 烃液提馏装置，新建 2 套 1450t/d 的凝析油闪蒸装置；新建 2 套乙二醇再生装置，设计处理规模为 80t/d；新建 4 座 4000m^3 混烃储罐；新建 1 套污水处理系统，设计处理规模 500m^3/d。

图3.2-8 天然气处理总体工艺线路图

处理工艺：

（1）集气

集气装置是博孜天然气处理厂的入口装置，其主要功能是接收来自各集气站管线来的原料气和液。原料气和液混输进站后在集气装置进行气、液分离和计量，天然气直接输至脱水脱烃装置，液经过节流降压闪蒸后，去凝析油闪蒸装置。

1）分离

在博孜气田集输中采用气、液混输工艺输送，为了保障下游脱水脱烃装置的正常运行，在集气装置设置段塞流捕集器，分离出天然气中的水和凝析油；段塞流捕集器液相经节流闪蒸后去一级闪蒸分离器，一级闪蒸分离器分离出的气相去脱水脱烃装置，液相去凝析油闪蒸装置。

通过进站管线的持液量计算，处理厂在集气装置设置 2 具 100m^3 的段塞流捕集器以满足清管工况下的气、液分离要求；在集气装置设置 2 具一级闪蒸分离器，液相停留时间均在 15min 以上，以满足气、液分离要求。集气装置主要工艺设备设有收球筒、段塞流捕集器和一级闪蒸分离器。

2）计量

集气装置的气、液分离器分离出的气相管线和液相管线上分别设置流量计，计量天然气和凝液的产量。气相可用超声波流量计进行总计量，凝液可用孔板流量计进行油、水总计量。

（2）脱水脱烃

由于进博孜天然气处理厂的原料天然气的烃、水露点较高，不能满足外输天然气的要求，即在管道输送过程中，会有较重的烃类和水合物析出，既影响气体

正常输送，又降低管道的输气能力也存在运行上的安全隐患，工艺上需要对原料天然气进行脱水脱烃处理。

本装置采用 J-T 阀节流+注乙二醇防冻制冷工艺。该工艺是利用焦耳-汤姆逊效应，当原料天然气经过 J-T 阀作等焓膨胀时温度降低，在新的平衡条件下，天然气中的部分饱和水和烃就会冷凝析出。通过节流膨胀控制适当的温度，就可获得水露点和烃露点均满足外输要求的天然气。

自集气装置来的原料气（约 25~40℃，12.0MPa），进入气液分离器、原料气前预冷器、原料气分离器、原料气预冷器，自乙二醇再生及注醇装置来的乙二醇贫液（80%wt）通过雾化喷头成雾状喷注入原料气预冷器封头处，原料气与自低温分离器来的冷干气进行换热，被冷却至约-7℃，而后经过 J-T 阀作等焓膨胀，气压降至约 8.1MPa，温度降至约-20℃，从中部进入低温分离器进行分离，以分出液态醇烃液。低温醇烃液经过节流、加热后进入醇烃液三相分离器，分离出天然气、烃液和富乙二醇。低温分离器分出的产品气进入原料气预冷器和原料气前预冷器与进站天然气逆流换热，换热后的干气（约 18～35℃，8.0MPa）经脱除杂质、计量后外输。

（3）乙二醇再生装置

为再生和循环利用乙二醇，需建设乙二醇再生装置将脱水脱烃装置分离出来的乙二醇富液进行提浓再生。为保证外输商品天然气的烃露点、水露点合格，乙二醇需连续不断注入，且浓度必须保持在约 80%（wt）。为适应气田原料气量的零活性，设计建设 2 套乙二醇再生及注醇装置。2 套乙二醇再生及注醇装置的处理能力相同，单套装置处理量为 80t/d。

从烃液提馏装置分离出来的醇烃液（10℃，0.5MPa）进入乙二醇再生装置。先经醇烃液加热器与乙二醇贫液（80℃，0.28MPa）换热至温度 45℃后进入乙二醇富液三相分离器，从乙二醇富液三相分离器顶部出来的闪蒸气作为燃料气输送至燃料气系统，分离出的少量未稳定凝析油相进入闭式排放罐。从乙二醇富液三相分离器分离出的乙二醇富液经依次进入乙二醇富液机械预过滤器、乙二醇富液活性炭过滤器和乙二醇富液机械后过滤器，以除去富液中可能存在的杂质及降解产物。过滤后的乙二醇富液进入进入贫富液换热器换热至 101℃后从顶部进入乙二醇再生塔。塔顶出来的蒸气（105℃，0.02MPa）经再生塔顶空冷器冷却到 40℃

后进入再生塔顶回流罐，从再生塔顶回流罐出来的蒸汽冷凝水经再生塔顶回流泵部分回流至塔顶，部分至采出水处理装置处理。再生塔半贫液（约 129℃）进入再生塔底重沸器换热后成气液两相（约 137℃）返回到塔的下部。从再生塔底出来的贫液（约 137℃）经乙二醇贫液泵增压后进入乙二醇贫富液换热器换热到 80℃，经贫液换热器冷却至 46℃后，进入乙二醇贫液缓冲罐。缓冲罐内的贫液再经乙二醇贫液注入泵分别注入脱水脱烃装置各注入点。

再生塔顶回流罐排出的不凝气体主要为水蒸汽、CO_2 以及微量乙二醇和烃类，直接排放对环境有污染。因此，不凝气体经吸附罐进行净化处理后进低压火炬系统。

（4）烃液提馏

来自 J-T 阀脱水脱烃装置的低温醇烃液（-20℃、8.1MPa）经过节流至-36℃、2.7MPa，进入加热后进入醇烃液一级换热器，与闪蒸气增压装置来的闪蒸气换热至-24℃，然后进入醇烃液二级换热器，与闪蒸塔塔底来混烃换热至 10℃后进入醇烃液三相分离器。

醇烃液三相分离器分离出的闪蒸气进入闪蒸气增压装置，分离出的乙二醇富液进入乙二醇再生装置，分离出的烃液进入闪蒸塔顶部，闪蒸塔是仅有提馏段的半塔，通过塔底温度以实现对塔底混烃产品饱和蒸气压的控制。闪蒸塔顶部气进入闪蒸气增压装置，闪蒸塔底部的混烃进入醇烃液二级换热器换热至 40℃后进入混烃储罐（操作压力 1.0MPa，操作温度 40℃）。

（5）凝析油闪蒸

自集气装置来的未稳定凝析油（20℃，2.5MPa）进入凝析油换热器，与三级闪蒸分离器分离出的热流换热后进入二级闪蒸分离器，分离后的未稳定凝析油（37℃，1.1MPa）经过凝析油加热器加热至 80℃后进入三级闪蒸分离器。三级闪蒸分离器分离出来的气进入闪蒸气增压装置，分离出来的混烃产品与一级闪蒸分离器出口冷液换热至 40℃后进入混烃储罐。

3.2.7.3 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站(简称“环保站”)位于拜城县西南部，中心地理坐标为东经 81°31′47.33"，北纬 41°42′33.37"，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m³/d，钻试修废水处理规模 300m³/d。占地面积约 99725m²，站址由西向东依次为 15000m³ 聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区、200m³ 危化暂存库、污水处理装置区、隔油池、污水暂存池。

（1）磺化泥浆废弃物处理工艺

废弃磺化泥浆岩屑首先需在配浆池中加水配制成泥浆，然后进入除油池进行除油：通过向液体中加入除油剂并通入空气，空气以微小的气泡从水中析出作为载体，使废水中的油质及悬浮物粘附在气泡上，随气泡一起上浮至水面，形成气、水、颗粒(油)三相混合体，再进入污油沉降罐进行油水分离，上部油品含水率小于 5%，回收油品销售处理，沉降罐底部液体部分循环用于配制泥浆。除油后通过管道输送至脱附反应系统絮凝助凝破胶罐。脱附反应系统主要对浆状磺化泥浆废弃物絮凝破胶。首先加入 pH 调节剂调整 pH 值，然后将十六烷基磺酸钠、硫酸铝和聚合氯化铝经配药罐加水配药后泵入脱附反应系统与浆状废弃物充分混合，在该罐中反应 5 小时，使泥浆破胶破稳，泥土吸附的有机物(磺化酚醛树脂、磺化褐煤树脂)和溶解态重金属进入水相，泥土吸附的有机物尽量少，泥水易分离。完成氧化破胶后的泥浆和岩屑被带式输送机输送至固液分离系统的真空滤带机，实现固液分离，产生的泥饼堆放到合格泥土堆场；分离后的废水进入水处理系统。

（2）水处理工艺

一体化水处理系统包括絮凝沉降、酸化曝气、微电解氧化、二级氧化、絮凝中和沉降、过滤等步骤，属于 AOP 处理工艺。具体废水处理装置功能特点如下：

①絮凝沉降：目的是将泥水分离后得到的废水中的悬浮物和胶体物质通过絮凝去除，去除悬浮固体的同时，也除去部分有机物等。

②酸化曝气：去除水中部分有机物，同时调节水的 pH 值，确保之后的微电解反应保持在酸性状态下进行。将沉降后的废水中加入一定量的 pH 调节剂，在曝气条件下，反应一段时间后泵入微电解反应罐。

③微电解氧化：去除水中有机物。在微电解罐中的微电解填料与水中已经加入的酸、氧化剂以及后加的微电解助剂共同组成较佳的反应条件，利用微电解和

氧化剂的加氢开环、羟基自由基氧化、产生的亚铁离子和铁离子的絮凝和吸附等作用，降低水中 COD 含量。

④二级氧化罐：微电解后的废水中含有亚铁离子等，与加入的过氧化氢组成还原氧化体系，产生氧化性强的无选择性的羟基自由基氧化降解水中的有机物。

⑤二次絮凝、中和沉降罐：确保废水的 pH 值在 6～9 之间，加入聚丙烯酰胺和氢氧化钠絮凝沉降水中的絮体和重金属，从而降低水中 COD 和重金属含量。在废水中加入中和剂和絮凝剂后，静置沉降使絮体与水分离。

⑥过滤装置：进一步除去水中的悬浮物含量。经过活性炭过滤，保证出水中悬浮物含量低。出水大部分回用，一小部分用于场地和合格岩屑堆场洒水抑尘。

⑦反渗透装置：反渗透是一种借助于选择透过(半透过)性膜的功能以压力为推动力的膜分离技术，当系统中所加的压力大于进水溶液渗透压时，水分子不断地透过膜，经过产水流道流入中心管，然后在一端流出水中的杂质，如离子、有机物、细菌、病毒等，被截留在膜的进水侧，然后在浓水出水端流出，从而达到分离净化目的。反渗透系统排出的净水进行反冲洗设备、绿化或洒水抑尘，浓缩水回用于配浆。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻试修废液处理规模为 300m^3/d（109500m^3/a），剩余处理规模为 119.6m^3/d（43654m^3/a），本项目井下作业过程废压裂液产生量为 1055.92m^3/a，废酸化液产生量为 329.2m^3/a，废洗井液产生量为 101.16t/a，满足克拉苏气田范围内钻试修废液的处理。因此本项目井下作业固废可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。

（3）环保手续履行情况

《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复(阿地环函字[2019]260 号)（见附件 9），并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见(阿地环函字[2019]834 号)（见附件 10）。

3.2.7.4 大北地区固废填埋场

大北地区固废填埋场位于阿克苏地区拜城县大桥乡，距离大北处理厂约 7km，原大北固废填埋场及污水蒸发池西北侧。项目区周围 4km 范围内无居民区。建设规模为 280000m^3，整个池体大致为 400×400m，内部分为 10 个单元，工业固体含油污染物、生活污染物分别设置各自的填埋单元，尺寸规格为 30×24×2.5

（4.0）m。其中 2 个生活垃圾池，设计规模 5000m³；污油污泥池 8 个，设计规模 20000m³。

为防止垃圾渗滤液污染土壤和地下水，每个填埋单元的底部和护坡设计有效地防渗层，设计采用 HJHY-3 环保防渗材料，其中生活垃圾场铺一层防渗，工业废物场铺两层防渗，防渗层间隔和表层分别用砂壤土压实。护坡采用麻袋装土防护。

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）要求：固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。

本项目固体废物依托大北地区固废填埋场进行填埋，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》。

本项目施工期产生的一般工业固废约 4.83t，生活垃圾约 1.2t，集中收集运至大北地区固废填埋场处理。大北地区固废填埋场设计填埋容积为 10000m³，目前仅占用了一半容积，尚有余量 5000m³，满足处理要求。

大北地区固废填埋场环评由原阿克苏地区环保局以阿地环函字[2012]362 号文予以批复（见附件 11），并于 2013 年 1 月 4 日通过原阿克苏地区环境保护局验收(阿地环函字[2013]4 号)（见附件 12）。

3.2.7.5 库车畅源生态环保科技有限责任公司

（1）基本情况

本项目运营期产生的油泥砂、清管废渣，属于危险废物（HW08），依托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置，该厂址位于库车市经济技术开发区拟规划的畅源环保片区，中心坐标为北纬 41°42′41.50"，东经 83°06′27.44"。《库车畅源生态环保科技有限责任公司 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目环境影响报告书》于 2019 年 5 月获得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复(新环函[2019]26 号)（附件 13），并于 2021 年 10 月 22 日通过自主竣工环境保护验收工作（见附件 14），危险废物经营许可证于 2021 年 4 月 23 日由新疆维吾尔自治区生态环境厅颁发（见附件 15）。

（2）工艺及规模

库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）具备 46 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置能力，厂内生产设施包括：1 套 18 万吨/年化学水洗工

艺危废处置装置；1 套 3 万吨/年低温热解析工艺危废处置装置；1 套 22 万吨/年回转窑焚烧工艺危废处置装置；3 万吨/年废矿物油回收利用装置。

HW08 类危险废弃物处理工艺采用化学水洗工艺、回转窑焚烧工艺处理固态含油污泥，采用低温热解析工艺处理水洗工艺装置回收的燃料油。整体工艺流程为 HW08 类危险废弃物的接收、暂存，而后根据含油污泥的含油率不同确定采取不同的处理措施：

① 含油率大于 5%的含油污泥进化学水洗工艺装置处理；水洗工艺装置回收含水率大于 5%的污油进低温热解析工艺装置处理。

② 含油率小于 5%含油污泥、化学水洗工艺装置处理后污泥和磺化体系废弃物进回转窑焚烧工艺装置处理；

工程总体工艺流程见图 3.2-9。

图 3.2-9 工艺流程图

（3）依托可行性分析

库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）目前 HW08 类危险废弃物目前设计处理规模为 46 万 t/a，实际处理量为 27.6 万 t/a，富余处理量为 18.4 万 t/a；本项目运营期产生的油泥砂、清管废渣量分别为 0.8t/a、7.44t/a，合计为 8.24t/a，依托库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）是可行的，依托可行性见表 3.2-21。

表 3.2-21 库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）依托可行性分析

HW08 类危险废弃物	设计处理能力 万 t/a	实际处理量 万 t/a	富余量 万 t/a	本项目 t/a	可行性
油泥砂、清管废渣	46	27.6	18.4	8.24	可行

3.2.7.6 生活基地

本项目运营期依托博大油气开发部现有的组织机构管理。目前博大油气开发部已建成基础设施完善的生活公寓。

3.3 工程分析

油气田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采气、采出液集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.3.1 钻井主要生产工艺过程及排污节点分析

3.3.1.1 钻前工程

钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。根据井场平面布置，首先对井场进行初步平整，利用挖掘机对事故应急池、放喷池由挖掘机进行开挖，挖方用于井场平整，同时对各撬装化装置基础进行硬化。

本工序主要污染包括：施工车辆尾气，施工扬尘；设备噪声等。

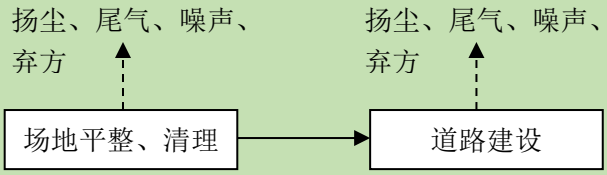

图 3.3-1 钻前工程施工过程及产污环节示意图

3.3.1.2 钻井工程

工程钻井使用的钻机为电钻机，主要采用区域电网供电，柴油发电机作为备用，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的层。返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，岩屑（膨润土泥浆钻井岩屑）排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准后用于铺设作业区内部道路；聚磺体系钻井岩屑经随钻不落地收集系统收集后暂存于地罐中，定期拉运至克拉苏钻试修环保站。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备；膨润土聚合物体系钻井液钻进目的层后停钻，返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用；聚磺体系水基泥浆钻井岩屑收集后由施工单位外运至克拉苏钻试修环保站进行处理，泥浆体系钻井液进行分类处置，直至到达目的层位。固井是在井眼内下入套管柱，在套管柱与井壁环形空间注入水泥浆进行封固，目的是封隔疏松、易塌、易漏等底

层；封隔油、气、水层，防止互相串通，形成油气通道；安装井口，控制气流，以利于钻井。

通过综合录井房中电子设备，采用岩矿分析、地球化学、地球物理等方法，观察、采集、收集、记录、分析随钻过程中的固体、液体、气体等井筒返出物信息，以此建立录井地质剖面、发现油气显示、评价油气层，并为石油工程（投资方、钻井工程、其它工程）提供钻井信息。

钻井期间主要的污染物为钻井废水、生活污水、井场机械设备运转时产生的噪声以及泥浆、钻井岩屑、废烧碱包装袋、其他废弃包装、设备检修产生的含油废物等固体废物。

3.3.1.3 完井工程

针对采气井，当钻井目的层后，对油气应进行完井测试，本工程使用放射源进行测井，提供服务的主要为塔里木油田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》的单位。如钻孔在目的层有缝洞，则不需进行射孔等工作。如钻孔在目的层未遇缝洞，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，施工单位采用罐车将压裂酸液运至井场，压裂酸液采用储罐储存，然后将压裂酸液一次性注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率，使含油层的油气资源通过裂隙采出。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂返排液。

完井测试期间主要环境影响因素是压裂返排液。

3.3.1.4 测试放喷

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，凝析油回收罐等。如有油气资源，则采出液经油气分离器分离后，凝析油进入凝析油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1～2 天时间。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相（包括油和水）通过管线输送至凝析油储罐，再由油罐车拉走，天然气通过管线输送至放空管。本工程在井场两侧各设置 1 座放喷池（每座 100m^3），防止井喷事故

天然气放喷；井场设置 3 座应急池（共 300m^3），用于随钻不落地回收系统出现事故时，临时存放钻井岩屑。

测试放喷期间若油气产量较大且产量稳定，则测试放喷结束后立即关井，按照环保法律法规等相关要求再对地面工程等进行建设，结合区块开发规划，再适时进行滚动开发；若测试放喷期间油气产量较小或产量衰减较快，则由勘查单位分析相关数据，判断是否需侧钻或对其进行关井。

测试放喷工序主要污染源为天然气燃烧产生的烟气及放喷气流噪声。

本工程钻井过程施工期工艺流程及产排污环节见图 3.3-2。

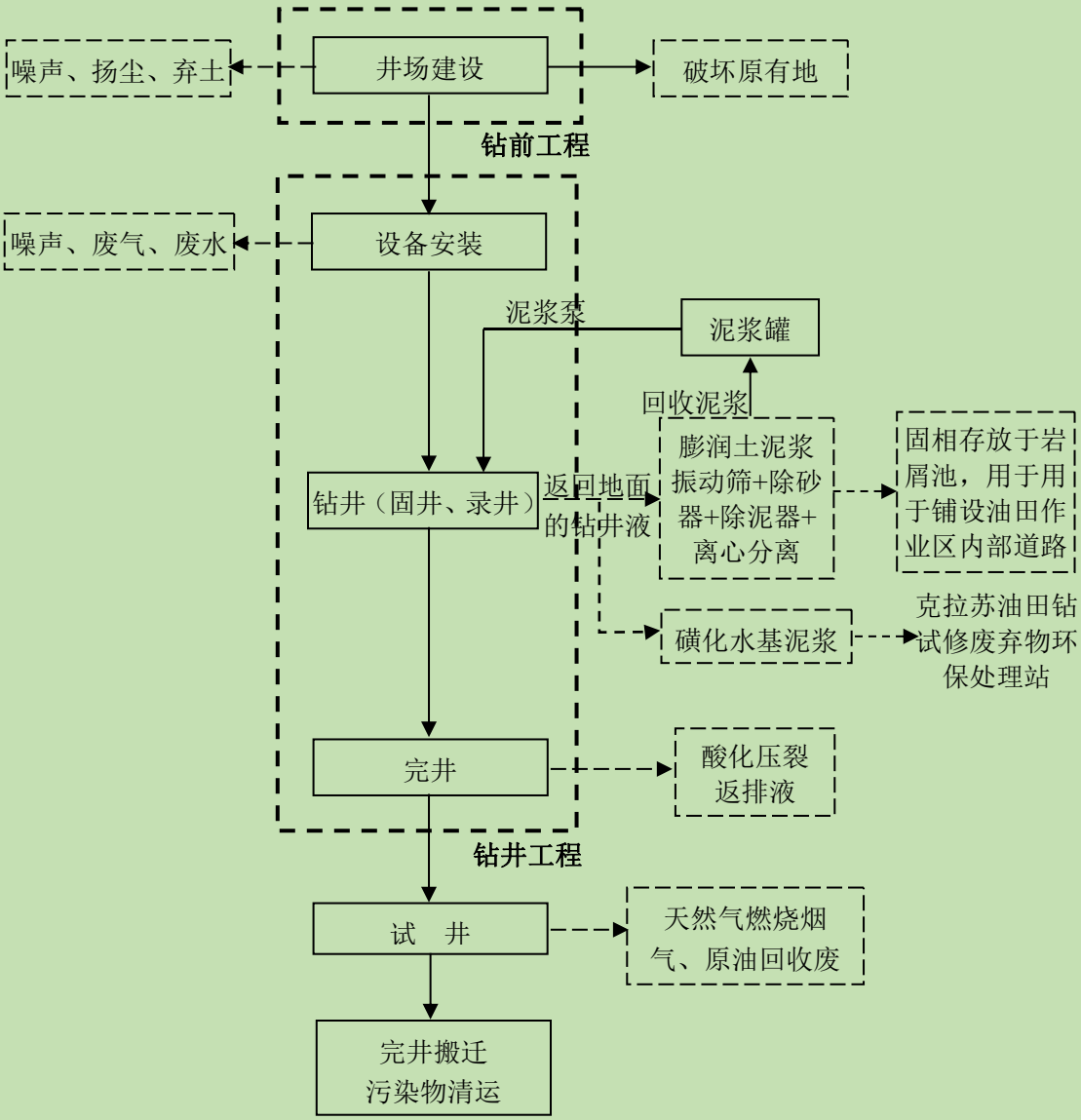

图 3.3-2 钻井工程施工期工艺流程及产排污环节示意图

3.3.2 施工期站场工程建设过程及排污节点分析

本工程站场工程较简单，仅进行站内场地平整、井场内管线敷设、设备安装等，环境影响较小。

施工期设置施工车辆临时停放场地，将采气树、阀门、撬装房等设备拉运至场地，进行安装调试，同时对站场内的管线进行敷设。施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除临时占地内水泥基础、应急池等各类池体防渗层并进行平整。

本工序主要污染包括：施工车辆尾气，施工扬尘；设备噪声；水泥基础、其他废弃包装等。

图 3.3-3 站场工程建设过程及产物环节示意图

3.3.3 施工期管线工程建设过程及排污节点分析

本工程施工过程主要包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接及试压、管沟回填等。

（1）施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 4m 或 8m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

管道施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管道施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线之间保证 300mm 净距、与电缆之间保证 500mm 净距，与已建气管线交叉时要保持 250mm 净距，以保证生产和施工安全。

本工序主要污染物为施工扬尘、施工机械和车辆尾气及设备噪声。

（2）管沟开挖及下管

本工程沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新敷设管线与已建输送管线及天然气、集输管线保持一定距离：距离地下现有天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽 1m，沟深 1.6m，管沟边坡比不低于 1：1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取

角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土。将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

本工序主要污染物为施工扬尘及设备噪声。

施工作业带断面布置图见图 3.3-4，管线与已建管线穿越示意图见图 3.3-5。

图 3.3-4 施工作业带断面布置图

图 3.3-5　管线与已建管线穿越示意图

（3）穿越工程

本工程管道穿越碎石路 3 次，均采用大开挖的方式穿越。穿越冲沟 14 次，采用深埋及适当水工保护。穿越沥青路 2 次，穿越水渠 3 次，均采用顶管的方式穿越。穿越次数统计见表 3.3-1。

表3.3-1 管道穿越工程量统计

名称	项目	单位	数量	备注
采气管道	穿越碎石路	次	7	10m/次、大开挖+套管
	穿越沥青路	次	2	10m/次、顶管方式
	穿越冲沟	次	18	深埋及适当水工保护
	穿越水渠	次	5	顶管方式

①大开挖方式穿越

本工程穿越碎石路和冲沟均采用大开挖方式穿越。

本工程穿越碎石路和车流量较小的水泥路采用大开挖加钢筋混凝土盖板方式。套管顶埋深≥1.2m，套管均应伸出公路坡脚或边沟外 2m。保护套管采用钢筋混凝土套管。采用开挖+盖板穿越公路时，管顶的埋深≥1.2m，盖板伸出路堤坡脚或边沟外缘不少于 1m。

管道穿越有冲刷资料的冲沟时应保证管顶最小埋深位于冲刷线以下 1.0m；穿越无冲刷资料的小型冲沟时管顶最小埋深应在冲沟底面以下 2.5m；穿越无冲刷资料的冲积扇时管顶最小埋深应在底面以下 2.5m；河床为基岩时，嵌入基岩深度不小于 0.5m，且根据具体冲沟的工程地质条件进行防护。管线穿越冲沟采

用的水工保护措施主要为石笼护底，石笼护底宽 4m，厚 0.5m。对冲刷较大冲沟还应采用浆砌石挡土墙护岸和浆砌石防冲墙等。

②顶管方式穿越

本工程穿越沥青路和水渠均采用顶管方式穿越。该方式施工具有不破坏现有道路和水渠，减少开挖土方等优点。

顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。顶管穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

首先组织人员熟悉图纸及穿越地质情况，设备材料准备齐全，然后根据设计给定的控制桩位，用全站仪(或经纬仪)放出穿越中心轴线，并定下穿越中心桩，施工带变线桩，撒上白灰线，同时放出操作坑与接管坑的位置和开挖边线。保护好路两侧中心线上的标志桩，以便控制测量、校核操作坑开挖深度和穿越准确度。根据各穿越处地形特点以及道路具体特点，在穿越两端各开挖一个作业坑，一个作为顶管作业坑，一个作为接受坑。作业坑采用机械和人工配合开挖。作业坑埋深为管道埋深+垫层厚度，承受顶进反作用力的作业坑背部处理成垂直状，并根据土质情况，后背墙采取相应支撑。作业坑处理完毕后，用吊车把顶管设备安装好，测量校正导轨面，保证套管中心与设计中心相吻合，保证施工精确度。顶进操作坚持“先挖后顶，随挖随顶”的施工原则，千斤顶顶进开始时，应缓慢进行，待各接触部位密合后，再按正常顶进速度（3～4cm/min）顶进。千斤顶顶进一个冲程（20～40mm）后，千斤顶复位，在横铁和环形顶铁间装进合适的顶铁，然后继续顶进，直至管道顶至对面接受坑。顶铁安装需平直，顶进时严防偏心。顶进应与管外围注浆同步进行，先注浆后顶进，随顶随注。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用推土机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即安装设计要求进行封堵。

（4）管道连接及试压

本工程各类管线采用无缝钢管，采用人工焊接。本工程所有管件的防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成，只在施工现场进行连接。管线连接完毕后，对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

本工序主要污染物为焊接烟尘、试压清管废水及设备噪声。

（5）管沟回填

管线连接成功并试压合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原挖方进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层自然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及剩余土方。

（6）清理现场、恢复地貌

各项工程完工后，应立即迅速清理施工现场四周的施工杂物，维护工程中因不慎破坏的道路设施，保证道路及施工现场整洁。同时定时定员清扫施工现场周围环境，及时对施工作业带等临时占地恢复地貌。

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及施工废料。

表 3.3-2 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
钻井、井场及管线工程	废气	设备运输和装卸扬尘、施工扬尘、车辆行驶扬尘、土方开挖和倾斜扬尘、施工扬尘	颗粒物	间断	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		焊接烟尘	颗粒物	间断	无组织排放	
		柴油发电机燃油废气、施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO_2、NO_x	间断	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	

工程	项目	污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
	废水	生活污水	COD、BOD、NH_3-N、SS	间断	生活污水主要为盥洗废水，排入生活污水池暂存后，定期送拜城县污水处理厂处理	不外排
		管道试压废水	COD、SS	间断	试压结束后用于场地洒水抑尘	不外排
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	间断	收集后定期送拜城县生活垃圾填埋场填埋处理	妥善处置
		压裂返排液	COD、SS、石油类	间断	在井场加烧碱中和后在收集罐内暂存，送至克拉苏钻试修环保站	妥善处置
		钻井	钻井泥浆	间断	一并处理，其中膨润土体系泥浆及聚磺体系泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”进行固液分离，液相排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用	妥善处置
			膨润土体系钻井岩屑	间断	检测合格后暂存岩屑池，用于铺设作业区内部道路。	妥善处置
			聚磺体系钻井岩屑	间断	收集后拉运至克拉苏钻试修环保站处理。	妥善处置
			含油废物	间断	桶装收集后暂存于危废暂存间，定期由有资质的单位回收处理	妥善处置
			废烧碱包装袋	间断	在危废暂存间暂存，定期由有资质的单位回收处理	妥善处置
		管线敷设	剩余土方	间断	开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后全部用于回填管沟及场地平整，不外运	妥善处置
			施工废料	间断	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉苏钻试修环保站进行处置。	妥善处置
		施工人员生活	生活垃圾	间断	收集后拉运至克拉苏钻试修环保站进行处置。	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	噪声	间断	优先选用低噪声施工机械和设备；采取基础减振降噪措施	声环境
	生态	占用土地	植被、动物、防沙治沙、水土流失	临时	见“6.5.1 施工期生态环境保护措施”章节	生态影响最小化

3.3.4 运营期工艺流程及排污节点分析

3.3.4.1 采气集输工艺

BZ106-1、BZ102-5采用油嘴节流直接外输的工艺，采气树来原料气经过油嘴节流至16.2MPa～17.0MPa，经新建采气管线外输至所属集气站，采气井场工艺原理图详见图3.3-6，BZ102-7井采用井口油嘴节流、加热橇一级加热的工艺，采气树来原料气经过油嘴二级节流至14.0MPa~17.3MPa，再通过电磁加热器加热至30℃~40℃后外输至所辖集气站。采气井场工艺原理图详见图3.3-7，各单井运行工艺参数见表3.3-3。

表 3.3-3 各单井工艺参数

井号	井口压力 MPa	井口温度 ℃	油嘴节流后				加热后			
			设计		操作		设计		操作	
			温度℃	压力 MPa	温度℃	压力 MPa	温度℃	压力 MPa	温度℃	压力 MPa
BZ106-1	76.1	40.0	60	20	24.8	16.4	/	/	/	/
BZ102-5	80.6	40.1	60	20	25.2	16.2	/	/	/	/
BZ102-7	80.2	40.1	60	20	26.1	16.5	/	/	/	16.5

图 3.3-7 采气井场工艺原理流程图

3.3.4.2 博孜 102 集气站改扩建工艺

博孜 102 集气站为已建站场，主要设置有工艺装置区、辅助装置区等，本工程扩建 4 井式进站阀组 1 座。

BZ102 井来气液经进站阀组进站，通过计量汇管去已建气液分离计量橇轮井计量后，与生产管汇来气液汇合，经站内已建缓蚀剂加注橇注缓蚀剂、再经加热炉加热后外输。博孜 102 集气站改扩建工艺原理流程见图 3.3-8。

图 3.3-8 博孜 102 集气站改扩建工艺原理流程图

3.3.4.3 博孜处理站采出水、排水处理系统

（1）扩建采出水装置

博孜处理站扩建后总处理规模 1350m^3/d 的采出水处理系统，采用“混凝沉降罐→缓冲罐→油水分离器→气浮装置→过滤吸附装置→滤后水罐-外输水泵”的

处理工艺。经处理后的出水水质达到气田采出水处理回注水质指标要求（悬浮物含量≤15mg/L，悬浮物粒径中值≤8μm，油含量≤30mg/L），处理后的采出水用于地层回注。

气田采出水自分离器余压自流至混凝沉降罐沉降后自流入缓冲罐，经一级提升泵提升至混合反应装置，反应后进入破乳反应罐进行破乳反应，然后再投加药剂进行絮凝反应；药剂经充分反应后利用余压进入高效油水泥分离器进行分离，有效将油、水、泥进行分离，污油排至卧式收油罐；污泥自底部泥斗排至污泥收集罐，污水进入下级单元处理，油水泥分离器利用高度差自流进入喷射气浮装置，利用喷射气浮装置的多级反应达到高效的分离效果，深度去除油及悬浮物；气浮装置出水经增压至组合吸附过滤装置去除悬浮物；最后进入滤后水罐，处理后采出水由污水外输泵输送至回注井场，通过高压注水泵回注地层。过滤器反洗污水进入回收水罐。污泥收集罐污泥通过污泥提升泵提升进入污泥浓缩罐，通过加入药剂使污泥浓缩沉降，上清液回流至混凝沉降罐，污泥经污泥隔膜泵提升至新型叠螺污泥减量化装置脱水，使脱水后的污泥含水率下降至 80%后交具有资质的第三方处理。工艺流程见图 3.3-9。

图 3.3-9　拟扩建采出水处理工艺流程图

（2）新建气田排水处理装置

博孜处理站拟新建处理规模 1450m^3/d 的气田排水处理系统，采用“混凝沉降+二级过滤”的处理工艺。经处理后的出水水质达到气田采出水处理回注水质指标要求（悬浮物含量≤15mg/L，悬浮物粒径中值≤8μm，油含量≤30mg/L），处理后的采出水用于地层回注。

博孜 1 区块新建排水干线来水(T=40℃，P≥0.15MPa，含油≤300mg/L，悬浮物≤300mg/L)进入 2 座 800m^3 混凝沉降罐进行水量、水质调节，来水经初步沉降去除大部分浮油和大颗粒悬浮物，出水（含油≤100mg/L，悬浮物≤100mg/L）经污水提升泵提升至两级过滤器（新建）处理悬浮物，出水（含油≤30mg/L，悬浮物≤15mg/L，悬浮物粒径中值≤8μm）进入已建滤后注水罐用于注水外输。利用拟建加药橇对来水进行加药，调储罐前端设置缓蚀阻垢剂投加点，调节原水

水质；混凝沉降罐和压力除油装置需要定期收油排泥，污油收至拟建污油回收罐。工艺流程见图 3.3-10。

图 3.3-10　拟新建气田排水处理工艺流程图

3.3.4.4 气田水回注工艺

博孜处理厂处理后气田水 (T=5~40℃，Q=600m^3/d，P=0.5~0.7MPa) 经新建注水干 线、注水支线输送至 BZ17-4W 井场，通过泵入口管道过滤器过滤后进入注水泵橇，经注水泵橇进一步增压至 25MPa (采用变频调节控制注水量在 600m^3/d) ，通过注水泵橇出口注水总管输送至采气树注入井下。

图 3.3-9 注水井场工艺原理流程图

表 3.3-4 运营期污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	连续	密闭集输，定期巡检
废水	采出水	--	连续	随采出油气送天然气处理厂处理，处理达标后回注地层。
噪声	采气树	L_{eq}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	天然气加热炉撬		连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	井下作业废液	--	间歇	专用废液回收罐收集后送至克拉苏钻试修环保站妥善处置
	油气开采、管道集输、井下作业	落地油泥	间歇	桶装收集后暂存于危废暂存间，定期送有资质的单位处理
	清管作业	清管废渣	间歇	
	修井作业	废防渗材料	间歇	

3.3.5 闭井期工艺流程及排污节点分析

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

本工程闭井期污染源及治理措施情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 本工程闭井期污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	施工扬尘	颗粒物	间歇	洒水抑尘
噪声	车辆噪声	L_{eq}	间歇	合理安排作业时间，控制车辆速度
固废	废弃管线	废弃管线	间歇	送克拉苏钻试修环保站进行处置。
	废弃建筑垃圾	废弃建筑垃圾		

3.3.6 施工期环境影响因素分析

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

3.3.6.1 生态影响因素

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

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场的永久占地。

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

根据估算，各项工程的永久性占地面积为永久占地 0.0073km^2、临时占地 0.14365km^2，详见表 3.3-2。工程占地类型主要为基本农田、裸岩石砾地。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积（m²）			说明
		永久	临时	总占地	
1	采气井场	3600	39600	43200	包含 3 口井：BZ102-5、BZ102-7、BZ106-1 井
2	改造井场	2500	0	2500	老井 5 座：BZ102、BZ102-1、BZ102-2、BZ102-4、BZ106 井
3	回注井场	1200	13200	14400	1 口 BZ17-4W
4	采气管线	0	43800	43800	采气管线长度 7.3km，作业带范围按 5m 计算
5	回注水管线	0	13000	13000	回注水管线长度 2.6km，作业带范围按 5m 计算

6	伴行道路	0	13050	13050	道路长度 2610km，作业带范围按 5m 计算
7	电力线路	0	21000	21000	电力线路长度 51.7km，作业带范围按 6m 计算
合计		7300	143650	150950	/

3.3.6.2 开发期污染源分析

钻井阶段排放的主要污染物为：燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

本工程新钻井 3 口，采气井均为大斜度井，平均单井进尺 7206m；回注井为直井，平均单井进尺 7108m。

（1）废气

①钻井废气

钻井期间的废气主要来源于钻井作业时柴油机组的燃烧废气以及无组织排放的烃类物质，其主要污染物为 NO_2、CO 和烃类等。

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

本工程按井 4 口进行计算，开发井平均每口井钻井周期 391d，注水井钻井周期 100 天，钻井周期合计 1273d；平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 2546t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO：10.722g，NO_2：32.792g，THC：3.385g。计算可知本项目钻井期间共向大气中排放 CO：27.3t，NO_2：83.48t，THC：8.61t。

根据《车用柴油》（GB19147-2016）表 3 要求，车用柴油（VI）中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO_2 为 0.02kg，钻井期间 SO_2 排放量为 0.051t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

②扬尘

1）车辆行驶产生的扬尘

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

表 3.3-3 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面

清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

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

车速 \ P	0.1(kg/m²)	0.2(kg/m²)	0.3(kg/m²)	0.4(kg/m²)	0.5(kg/m²)	1.0(kg/m²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

2）裸露场地产生的扬尘

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

（2）废水

钻井过程中产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水和生活污水。废水产生量随钻井周期、钻井深度和难度而异。

①钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本工程部署 4 口井，其中 3 口采气井均为大斜度井，平均单井进尺 7206m；1 口回注井均为直井，平均单井进尺 7108m。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，3 口大斜度采气井为特殊气井（≥4km 进尺）产污系数 56.68t/100m 进行估算，本工程采气井钻井总进尺为 21618m，则钻井废水产生量为 1.23 万 t；1 口回注直井

为普通气井（≥4km 进尺）产污系数 52.64t/100m 进行估算，本工程回注直井钻井总进尺为 7108m，则钻井废水产生量为 0.37 万 m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

②管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程管线总长度为 9.9km，试压废水为 24.75m^3，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水。

③生活污水

本工程单井钻井施工人数约 60 人，开发井平均每口井钻井周期 391d，注水井钻井周期 100 天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d•人计，则钻井施工期生活用水量为 3055m^3。

施工期生活污水产生量按用水量 80%计，其产生量约为 1527.5m^3。生活污水主要污染物为 COD、BOD_5、氨氮、SS 等；类比其他气田，生活污水浓度 COD 为 350mg/l，BOD_5 为 170mg/l、氨氮为 6mg/l、SS 为 24mg/l，各污染物的产生量为 COD 0.53t、BOD_5 0.26t、氨氮 0.009t、SS 0.036t。

井场生活污水进入污水罐，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施装置进行处理。

（3）噪声污染源

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工场地噪声主要是施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声、施工人员的活动噪声和物料运输车辆产生的噪声。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.3-4。

表 3.3-4　施工期主要噪声源及源强

噪声源名称	源强（dB(A)）
钻机	105
泥浆泵	100
柴油发电机	105
推土机	90
混凝土翻斗车	90
挖掘机	92
混凝土搅拌机	95
运输车辆	75
井下作业	105

（4）固体废物

本工程施工过程产生的固体废弃物主要包括泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、施工废料以及施工人员生活垃圾。

①钻井废弃泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

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

式中：V—废弃钻井泥浆排放量（m^3）

D—井眼的平均直径（m）

h—井深（m）

本工程采气井单井钻井进尺为 7206m，钻井泥浆产生量见表 3.3-5。回注直井钻井进尺为 7108m，钻井泥浆产生量见表 3.3-6。

表 3.3-5 本工程采气单井钻井泥浆产生量

开钻次序		井段 m	钻头直径 mm	泥浆量 m^3	钻井液体系
一开		0~200	660.4	121.45	膨润土-聚合物
二开	上部	200~2941	431.8	379.37	膨润土-聚合物
	下部	2941~3350		124.67	聚磺
三开		3350~3600	311.2	98.51	油基
四开		3600~4282	215.9	117.04	聚磺
合计				841.04	

表 3.3-6 本工程回注单井钻井泥浆产生量

开钻次序		井段 m	钻头直径 mm	泥浆量 m^3	钻井液体系
一开		0~200	660.4	121.45	膨润土-聚合物
二开	上部	200~2941	431.8	379.37	膨润土-聚合物
	下部	2941~3000		86.44	聚磺
三开		3000~3550	311.2	120.72	聚磺
四开		3550~4000	215.9	104.44	聚磺
合计				812.42	

根据以上计算可知，本工程共产生钻井泥浆 3335.54m^3，其中非磺化水基泥浆为 2003.28m^3，磺化水基泥浆为 1332.26m^3。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，进入泥浆不落地系统。本工程钻井岩屑可用下式计算：

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

式中：W——钻井岩屑排放量，m^3

D——井的直径，m

h——井深，m

本工程采气井单井钻井进尺为 7206m，产生的岩屑量见表 3.3-7。回注直井钻井进尺为 7108m，产生的岩屑量见表 3.3-8。

表 3.3-7　本工程采气单井岩屑产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	岩屑量 m^3
一开	0~200	660.4	150.722
二开	200~3350	431.8	1014.82
三开	3350~3600	311.2	41.83
四开	3600~4282	215.9	54.93
合计			1262.302

表 3.3-8　本工程回注单井岩屑产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	岩屑量 m^3
一开	0~200	660.4	150.722
二开	200~3000	431.8	902.06
三开	3000~3550	311.2	92.04
四开	3550~4000	215.9	36.24
合计			1181.062

根据以上计算可知，排放的岩屑量为 4967.968m^3。

在钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至克拉苏钻试修废弃物

环保处理站。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

③施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程拟建各类管线总长度为 9.9km，则施工废料产生量约为 1.98t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场。

④机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废润滑油量约为 0.5t/口，本工程新钻井 4 口，废润滑油量产生量为 2t，根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日），含油废弃物属于 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油，可委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处置。

⑤废烧碱包装袋

钻井过程中钻井液配制过程需要烧碱。废烧碱包装袋产生量为 0.2t，根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日），废烧碱包装袋属于 HW49 其他废物中非特定行业 900-047-49 生产、研究、开发、教学、环境检测（监测）活动中，化学和生物实验室（不包含感染性医学实验室及医疗机构化验室）产生的含氰、氟、重金属无机废液及无机废液处理产生的残渣、残液，含矿物油、有机溶剂、甲醛有机废液，废酸、废碱，具有危险特性的残留样品，以及沾染上述物质的一次性实验用品（不包括按实验室管理要求进行清洗后的废弃的烧杯、量器、漏斗等实验室用品）、包装物（不包括按实验室管理要求进行清洗后的试剂包装物、容器）、过滤吸附介质等，可委托具有危废处理资质的单位进行无害化处置。

⑥施工队生活垃圾

根据开发方案，本工程单井钻井施工人数约 60 人，开发井平均每口井钻井周期 391d，注水井钻井周期 100 天。平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，部署新钻 4 口井，整个钻井和施工过程生活垃圾共计 38.19t，生活垃圾集中收集后运至大北地区固废填埋场填埋。

3.3.7 运营期污染源及防治措施

3.3.7.1 废气污染源

本工程新部署大斜度井采气井 3 口（BZ102-5，BZ102-7，BZ106-1）；改扩建集气站 1 座；新部署回注直井 1 口。博孜处理站采出水处理系统扩建。新建的采气井均采用电磁加热炉撬，因此废气污染源为油气田生产过程中油气集输、处理过程中挥发的无组织烃类气体和气田采出水处理系统产生的挥发性废气。

①油气集输过程中无组织挥发废气

本工程无组织挥发性废气为油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物。

油气集输过程中的无组织挥发废气采用《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备与管线组件密封点泄露的公式进行核算。其计算公式如下：

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

$D_{设备}$—核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

eroc，i—密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000 μmol/mol），kg/h；

WFvocs，i—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%；

WFrocs，i—流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）的设计平均质量分数，%；

ti—核算时段内密封点 i 的运行时间，h，取 8760h。

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 3.3-9。

表 3.3-9 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）	设备数量（个/台）	污染物排放量（t/a）
单座采气井场（3 座）	阀门	0.064	9	0.08
	法兰	0.085	12	0.13
博孜 102 集气站	阀门	0.064	47	0.08
	法兰	0.085	47	0.1
单座注水井场	注水泵	0.074	1	0.0019
	阀门	0.064	22	0.037
	法兰	0.085	22	0.049
博孜处理站	油液分离器	0.073	2	0.004
	气浮装置	0.064	2	0.003
	二级过滤器	0.073	2	0.004
	阀门	0.064	30	0.05
	法兰	0.085	30	0.07
合计				0.6089

由上述公式核算结果可知，本项目无组织非甲烷总烃的产生量约为 0.6089t/a。

②气田采出水处理系统有组织挥发性废气

本工程气田采出水处理系统挥发性废气主要为废水集输、储存、处理处置过程中逸散的少量非甲烷总烃、汞气体及逸散的恶臭物质。

1）非甲烷总烃

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》的“四、废水集输、储存、处理处置过程逸散相关附录”中指出可采用排放系数法进行核算。

表 3.3-10 石化废水处理设施 VOCs 排放量排放系数法

适用范围	单位排放强度（kg/m³）	备注
废水处理厂-废水处理设施	0.005	排放量（kg）=排放系数×废水处理量（m³）

废水处理过程中挥发的 VOCs 主要为非甲烷总烃。本工程废水处理设施的甲烷总烃产生情况见表。

表 3.3-11 污水处理设施非甲烷总烃产生情况一览表

处理系统构筑物	流量（m³/h）	系数	年运行时间（h/a）	VOCs 产生量（t/a）	去向
废水处理厂-废水处理设施	117	0.005	7920	9.9	污水处理设施的废气处理装置
合计				9.9	

本工程各废水处理单元建有密闭收集系统，设有 1 套处理能力 3000m³/h 废气处理装置，采用吸附处理工艺，非甲烷总烃去效率 80%以上。

气田采出水处理系统非甲烷总烃产排情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 污水处理设施非甲烷总烃产排情况一览表

废气量 (Nm^3/h)	污染物	产生情况		处理效率	排放情况		
		kg/h	t/a		mg/m^3	kg/h	t/a
3000	非甲烷总烃	1.25	9.9	去除效率 80%	83.3	0.25	1.98

2）恶臭气体

恶臭物质是本工程的大气污染源之一，其主要成份为硫化氢、氨等。氨气是一种无色有强烈刺激气味的气体，嗅觉阈值为 0.037ppm；硫化氢是一种有恶臭和毒性的无色气体，嗅觉阈值为 0.0005ppm，具有臭鸡蛋味。

本次废水处理设备基本密闭，处理装置中硫化氢和氨气含量很低，但仍会有部分恶臭气体以无组织排放的形式进入大气。

恶臭气体的溢出量受污水水质、水量、构筑物水体面积、污水中溶解氧及气温、风速、日照、湿度等诸多因素的影响。对臭气源强的估算，由于恶臭的溢出和扩散机理复杂，国内外有关研究资料中尚未见到专门的系统报道，而且不同的处理工艺，其臭气源排放的情况也不尽相同。评价将采用排污系数方法对恶臭气体产生量进行分析，估算本工程恶臭污染物的排放量，本项目各处理单元的排污系数一般可通过单位时间内单位面积散发量表征，具体数值见表 3.3-13。

表 3.3-13　处理构筑物单位面积恶臭污染物排放源强

构筑物名称	NH_3（$mg/s•m^2$）	H_2S（$mg/s•m^2$）
调储沉降水罐	0.006031	0.000423
气浮装置	0.003930	0.000434

由项目的构筑物尺寸可估算出恶臭污染物无组织排放源强，估算结果见表 3.3-14。

表 3.3-14 本项目 NH_3 和 H_2S 产生量

构筑物名称	面积	NH_3 产生量		H_2S 产生量	
		mg/s	kg/h	mg/s	kg/h
调储沉降水罐	1335	8.05	0.03	0.56	0.002
喷射气浮装置	350	1.38	0.005	0.15	0.0005
合计	-	-	0.035	-	0.0025

对该部位产生的恶臭气体硫化氢和氨通过负压收集系统收集后，引入吸附处理工艺进行处理。

表 3.3-15　　污水处理设施恶臭污染物产排情况一览表

废气量 (Nm^3/h)	污染物	产生情况		处理效率	排放情况		
		kg/h	t/a		mg/m^3	kg/h	t/a

3000	氨	0.035	0.28	去除效率 40%	7	0.021	0.168
	硫化氢	0.0025	0.02		0.5	0.0015	0.012

由上表可知，经采取密闭收集、废气处理等措施后，废气处理装置尾气中的非甲烷总烃排放浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.6 有组织排放控制要求（非甲烷总烃≤120mg/m^3）；汞及其化合物的排放速率和排放浓度均能够满足《大气污染物综合污染物排放标准》（GB16297-1996）表 2 新污染源大气污染物排放限值要求；硫化氢和氨的排放速率能够满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 中排放限值要求。达标后经高 15m 排气筒排放。

3.3.7.2 废水污染源

（1）采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，采出气液在处理站经脱水处理，排出油气藏采出水。由于本工程 3 口采气井目前没有得到试采数据，因此参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 07 石油与天然气开采行业中天然气工业废水产排污系数（0.77 吨/万立方米-产品），计算出最大采出水量为 192.5m^3/d（70262.5m^3/a）。

采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本工程 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 3.091t、316.18t、4.885t、0.01t。

采出水随采出油气输送至博孜天然气处理厂处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

（2）冲洗、维修废水

本工程站场冲洗水（五天一次）产生量为 1.2m^3/次（87.6m^3/a）；本项目装置检修一般为一年一次，一次耗水量为 60m^3，罐区储罐及设备装置一年检修一次，一次耗水量 100m^3/次，则设备检修最大耗水量为 160m^3/次，以上废水总量为 247.6m^3/a，属于间歇排放。冲洗、维修废水依托博孜处理站污水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层。

（3）生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。故运营期不新增生活污水。

3.3.7.3 噪声源

本工程运营期产生的噪声主要包括井口装置、压缩机、机泵等设备产生的噪声，以及井下作业噪声等。噪声排放情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 运营期噪声排放情况

分布区	序号	噪声源名称	声功率级（dB(A)）	排放规律	治理措施
采气井场	1	井下作业（修井、洗井等）	80~105	间歇	偶发噪声
	2	井口装置	40~50	连续	消声
	3	电加热器橇	70-85	连续	减振
注水井场	4	注水泵	90-100	连续	减振、消声
博孜中央处理厂	5	污水提升泵	90-100	连续	减振、消声
	6	一级提升泵	90-100	连续	减振、消声
	7	污水回收泵	90-100	连续	减振、消声
	8	反冲洗水泵	90-100	连续	减振、消声
	9	污泥外输泵	90-100	连续	减振、消声
	10	污泥提升泵	90-100	连续	减振、消声

3.3.7.4 固体废物污染源

（1）井下作业固废

井下作业固废的产生是临时性的，主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产生大量的酸化液、压裂液和洗井液。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表中井下作业各类固废产排污系数（见表 3.3-19），计算井下作业固废的产生量。

表 3.3-11 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
井下作业	压裂液	气井加砂压裂	所有规模	废压裂液（压裂返排液）	立方米/井	263.98	无害化处理/处置/利用
	酸化液	气井酸化压裂	所有规模	废酸化液（酸化返排液）	立方米/井	82.3	无害化处理/处置/利用
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用

根据表 3.3-11 计算，本工程共 8 口井，因此井下作业过程废压裂液产生量为 2111.84m^3/a，废酸化液产生量为 658.4m^3/a，废洗井液产生量为 202.32t/a，井下

作业固废自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

（2）油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。根据类比《博孜 1 井试采地面工程竣工环境保护验收调查报告》中数据，1 口井含油废物产生量约为 0.2t/a，8 口单井含油废物产生量约为 1.6t/a。

对照《国家危险废物名录(2021 年版)》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，本工程产生的油泥（砂）由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理。

（3）清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建管线共计 9.9km，每次废渣量约 11.385kg，由此计算可知废渣量约 5.69kg/a。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年 第 74 号），清管废渣危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 251-001-08 清洗矿物油储存、输送设施过程中产生的油/水和烃/水混合物，本工程产生的清管废渣由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理。

（4）废防渗材料

废防渗材料主要是在修井过程产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上。单块防渗布重约 250kg（12m*12m），每口井作业用 2 块，则本工程 8 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 4t，修井作业频次为 2 年/次，则项目产生废弃防渗布最大量约 2t/a。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年 第 74 号），沾油废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，可委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理。

（5）生活垃圾

运营期工作人员由博大油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

表 3.3-12 本工程固体废物产生及处置情况一览表

序号	固废名称	分类编号		产生量	处置方式
1	废压裂液	/	/	2111.84m³/a	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理
2	废酸化液	/	/	658.4m³/a	
3	废洗井液	/	/	202.32t/a	
4	油泥（砂）	HW08	071-001-08	1.6t/a	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理
5	清管废渣	HW08	071-001-08	0.006t/a	
6	废防渗材料	HW08	900-249-08	2t/a	

3.3.7.5 合计

本工程运营期三废排放状况见表 3.3-13。

表 3.3-13 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	气田采出水	非甲烷总烃	9.9	1.98	大气
			氨	0.28	0.168	
			硫化氢	0.02	0.012	
		无组织排放废气	烃类	0.6089	0.6089	
生产废水	采出水		废水量	70262.5m³	0	采出水进入博孜处理厂污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法（SY/T5329-2012）标准后回注地层，不外排
	冲洗、维修废水			247.6m³	0	
固体废物	井下作业	废压裂液	-	2111.84m³	2111.84m³	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理
		废酸化液	-	658.4m³	658.4m³	
		废洗井液		202.32t	202.32t	
	井场	油泥（砂）	-	1.6t	1.6t	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理
	管线	清管废渣	-	0.006t	0.006t	采用专用罐运至库

	修井	废防渗材料	-	2t/a	2t/a	车畅源生态环保科技有限责任公司妥善处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	40～105dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

博大油气开发部气田污染物排放“三本账”估算表见表 3.3-13。

表 3.3-13 博大油气开发部气田运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程产生量(t/a)	本项目产生量(t/a)	总体工程		
					产生量(t/a)	以新带老削减量(t/a)	排放增减量
1	废气	SO_2	1.729	0	1.744	0	0
		NO_X	8.652	0	8.652	0	0
		颗粒物	1.127	0	1.127	0	0
		非甲烷总烃	0.193	2.5889	2.7819	0	2.5889
2	废水	生产废水	91600	70262.5	161862.5	0	70262.5
3	固体废物	含油废物	8.75	1.6	10.35	0	1.6

3.3.8 闭井期污染源及防治措施

闭井期建议建设单位参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）以及《油气田开发生产井报废规定》（Q/SY36-2007）进行报废井申请审批、报废井弃井作业、暂停井保护作业及长停井监控等。

（1）废气

闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，采取以下措施：

①要求闭井期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

②运输车辆使用符合国家标准的油品。

③闭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。

（2）废水

闭井期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）要求进行施工作业，首先进行井场环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

（3）噪声

闭井期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

①选用低噪声机械和车辆。

②加强设备检查维修，保证其正常运行。

③加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

（4）固废

闭井期固废主要为废弃管线、建筑垃圾，采取以下措施：

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，集中清理收集后，送克拉苏钻试修环保站妥善处理。

②对完成采气的废弃井应封堵，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）生态恢复措施

气田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

①各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

②闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如凝析油等。

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。

3.4 清洁生产分析

3.4.1 清洁生产技术和措施分析

3.4.1.1 钻井工艺清洁生产工艺

（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。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学的进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

（2）作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到 90%以上，钻井液循环率达到 95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法为：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等祛除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废润滑油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

（3）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（4）设置井控装置(防喷器等)，防止井喷事故对环境造成污染影响。

（5）钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

（6）井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

（7）钻井新鲜水使用量低于国家要求的清洁生产标准

（8）先进性分析

塔里木油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配制、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.4.1.2 运行期清洁生产工艺

（1）集输及处理清洁生产工艺

①本项目井场采出液经集输管线输送至集气站，最终进入克拉 2 中央处理厂集中处理，全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采气和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落凝析油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止凝析油落地。

⑦优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

（2）节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、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；

④用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）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油田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 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。

3.4.2 清洁生产水平分析

（1）评价指标体系

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行)2009 中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量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(如常用纤维原料消耗量、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、固体废物综合利用率等指标)。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-1、表 3.4-2 及表 3.4-3。

表 3.4-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	2998232	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	≤30	5
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	10	≥40%		
			井深 2000-3000m		≥50%		
			井深 3000 以上		≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
（4）污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	≤15	10
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤17.9	3
		石油类	mg/L	5	≤10	50	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	≤150	5
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5
定性指标							

一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程
（1）资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	5
（2）生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.4-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5	25.29	2
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5	5	10
		单位能耗		10	行业基本水平	基本符合	5
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	98%	8
（4）污染物产生指标	20	作业废液量	m^3/井次	10	≤5	25.29	2
		石油类	mg/L	5	甲类区≤10；乙类区≤50	50	0
		COD	mg/L	5	甲类区≤100；乙类区≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区≤50；乙类区≤70	7	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5			5

定性指标

一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	8
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（3）贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20

表 3.4-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标

一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	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 天然气	30	天然气：≤50	0.5	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	50	0
		COD	mg/L	5	乙类区：≤150	150	5
		落地原油回收率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	75	7.5
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10
		采油废水有效利用率	%	10	≥80	75	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	10
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	20	采油	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
		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

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；

Si——第 i 项评价指标的单项评价指数；

Ki——第 i 项评价指标的权重值。

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：

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

式中：

P2——定性评价二级指标考核总分值；

Fi——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

P=0.6P1+0.4P2

式中：

P——清洁生产综合评价指数；

P1——定量评价指标考核总分值；

P2———定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-5。

表 3.4-5 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-2、表 3.4-3 及表 3.4-4 计算得出：本工程综合评价指数得分 87.7 分，介于 75≤P＜90 之间，属于清洁生产企业。

3.4.3 清洁生产结论

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。

本项目在油田内部采用混输模式，管道密闭输送。本项目在采气输送等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，符合目前油田开发的一般清洁生产要求。根据综合分析和类比已开发区块，本项目严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.5 总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家现行总量控制因子及“十四五”总量控制要求，考虑本工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOCs

废水污染物：COD、NH_3-N。

3.5.3 总量控制建议指标

本工程无二氧化硫、氮氧化物产生，在正常运行期间，采出水随油气混合物输送至博孜处理站处理，处理后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理；故不对二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮进行总量控制。本项目需新增 VOCs 总量 2.5889t/a，根据《塔里木油田公司“十四五”期间大气污染物减排量核算说明》，塔里木油田规划在“十四五”期间开展各项减排措施，预计可减排 VOCs 472.415t/a。本次新增 VOCs 总量可从塔里木油田减排总量中核减，不再申请新的总量。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策符合性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改），“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”属鼓励类项目，均属鼓励类项目，本工程的建设符合国家产业政策。

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

工程运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表 3.6-1。

表 3.6-1 项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气 开发环境保护条例》中相关规定	项目采取的相关措施	相符合分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区。	符合
2	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。	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，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。	符合

3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。 散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	本报告提出，井场、站场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	本报告提出运营期要定期对站场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
5	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。 对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。 对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	本工程使用无毒、低毒钻井液，钻井液循环使用。	符合
6	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
7	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。 煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本工程涉及的危险废物交由相应危险废物处理资质的单位回收处理。已建的危险废物暂存间，其贮存期限符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布。	符合
8	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	天然气全部经过处理后外输，不放空。	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： （一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路	本工程严格按照文件要求恢复临时占地，将表层土用于复植等，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。	符合

	的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。		
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	本工程投产后归属博大油气开发部管理，将项目实施区域纳入博大油气开发部已编制突发环境事件应急预案中。	符合

由表 3.6-1 可知，工程建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

3.6.3 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》的符合性分析

本工程建设内容与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》中要求的相符性分析详见表 3.6-2。

表 3.6-2 本工程建设内容与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及规划环评符合性分析

内容	规划内容及规划环评审查意见	符合性分析
规划内容	环塔里木能源矿产勘查开发区。重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5-8 个油气远景区，圈定 10-15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城—库车等大型油气田建设。	项目博孜 1 评价区块新建气井位于塔里木盆地库车凹陷克拉苏构造带。
	重点勘查开采矿种：石油、天然气、页岩气、煤层气、煤、地热等能源矿产，铁、铬、锰、铜、镍、钴、铅锌、金、锂、铍、钒、钛等金属矿产，以及钾盐、萤石、硅质原料等非金属矿产。	本工程主要开采天然气，属于重点勘查开采矿种。
规划环评结论	**空间管制：**《规划》明确划定重点开采区、限制开采区，明确勘查、开发禁止进入生态环境保护红线区。对其中既有矿权采取逐步有序的退出机制。	本工程区位于新疆阿克苏地区拜城县和温宿县，属于天然气开发项目，不涉及生态环境保护红线。
	优化调整建议主要为：落实生态环境保护政策落实与规划方案的调整优化应从三个大的方面全盘考虑。一是进一步优化矿产资源勘查开发布局，二是加强矿产资源开发利用与保护更加合理，三是更加有效实施矿产资源规划分区管理。宏观层面的建议：调整矿山规模结构，进一步优化调整矿山布局，改革矿产资源管理机制。微观层面的建议：合法合规、绿色建矿，加强科技创新，提高生产效率，减少污染排放，加强清洁生产，发展循环经济，加强矿山环境恢复治理。对于临近生态保护红线的规划探矿权采矿权界线进行勘界落实，确保设置的探矿权、采矿权不进入保护区内。	
规划环评结论	环境影响减缓对策措施： （1）主要环境保护目标保护措施 自然保护区要依据国家有关法律和《新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例》以及自然保护区规划进行管理。逐步调整自然保护区内产业结构，通过人口转移、建立示范等形式，发展生态旅游等适宜产业，保护好自然保护区内的资源。 禁止在风景名胜区进行与风景名胜资源无关得生产建设活动，旅游、基础设施建设必须符合风景名胜区规划。 森林公园内除必要的保护和附属设施外，禁止其他任何生产建设活动，禁止毁林开荒和毁林采石、采砂、采土以及其他毁林行为，不得随意占用、征用和转让林地。 地质公园内除必要的保护和附属设施外，禁止其他任何生产活动。 湿地公园以保护湿地生态系统完整性、维护湿地生态过程和生态服务功能并再次基础上充分发挥湿地的多种功能效益、开展湿地合理利用为宗旨，可供公众游览休闲或进行科学、文化和教育活动。 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内进行开发建设。 环评要求规划所有项目不能在饮用水源地一级和二级保护区内实施。	本工程博孜 102-5 井位于基本农田内，塔里木油田分公司已与自治区自然资源厅进行沟通，将占用基本农田部分面积进行等量置换，提供补偿资金，用于基本农田置换补偿。

规划环评结论		（5）生态环境影响保护措施 生态影响防护、恢复应遵循“避让－最小化－减量化－修复－重建”这一顺序，严格控制矿产资源开发对环境造成的损害。 1）制定生态环境影响“避让”措施目的是在规划选址选线或规划方案编制阶段就采取环境保护措施，尽可能的避免方案实施对敏感目标的影响。 2）生态环境影响最小化原则是指通过限制和约束行为的规模、强度或范围来尽可能地使开发活动对环境影响达到最小化。 3）通过行政措施、经济手段、技术设备等强制措施降低环境影响。 4）对于已经受到影响的环境进行修复或补救。 5）对于无法恢复的环境、通过重建的方式来代替原有的环境	本工程严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施，对生态环境造成的影响降到最低。
规划环评审查意见	优化调整实施意见	(一)坚持生态优先，绿色发展。坚持以习近平生态文明思想为指导，严格落实绿水青山就是金山银山理念，立足于生态系统稳定和生态环境质量改善，处理好生态环境保护与矿产资源开发的关系，合理控制矿产资源开发规模与强度，不得占用依法应当禁止开发的区域，优先避让生态环境敏感区域。进一步强化《规划》的生态环境保护总体要求，将细化后的绿色开发、生态修复等相关目标、指标作为《规划》实施的硬约束。《规划》应严格执行国家矿产资源合理开发利用“三率” (即开采回采率、 选矿回收率、综合利用率)相关要求，确保全区矿山整体“三率”水平达标率达到 85%以上。优化并落实绿色矿山建设标准体系，到规划期末，全区大中型固体生产矿山基本达到绿色矿山建设水平。应进一步合理确定布局、规模、结构和开发时序，采 取严格的生态保护和修复措施，确保优化后的《规划》符合绿色发展要求，推动生态环境保护与矿产资源开发目标同步实现。	项本工程建设内容均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区和生态红线，严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施。
		(二)严格保护生态空间，优化《规划》布局。将生态保护 红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。与生态保 护红线存在空间重叠的 6 个能源资源基地、24 个国家规划矿区、 22 个重点勘查区、32 个重点开采区等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局，确保满足生态保护红线管控要求。与大气环境优先保护区(自然保护区、森林公园、世界遗产地等)存在空间 重叠的 90 个勘查规划区块、25 个开采规划区块，以及与水环境 优先保护区存在空间重叠的 462 个勘查规划区块、153 个开采规 划区块和与农用地优先保护区存在空间重叠的 28 个勘查规划区 块、8 个开采规划区块等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局、强化管控措施，确保满足生态环境分区管控及相关环境保护要求。	根据《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本工程 3 口井、采气管线和 7.3km集输管线位于编码ZH65292630001 的拜城县一般管控单元；本工程BZ17-4W注水井和 2.6km集输管线位于编码ZH65292230001 的温宿县一般管控单元。工程的建设符合该管控单元的要求。
		(四)严格环境准入，保护区域生态功能。按照新疆维吾尔 自治区生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，与 大气环境优先保护区、水环境优先保护区、农用地优先保护区等 存在空间重叠的现有矿业权、勘查规划区块、开采规划区块，应严格执行相应管控要求，控制勘查、开采活动范围和强度，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态保护修复相关要求，确保生 态系统结构和主要功能不受破坏。严格控制涉及生物多样性保护 优先区域、国家重点生态功能区、国家重要生态功能	本工程建设内容均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区和生态红线，严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施。

		区、水源涵 养区、水土流失重点防治区等区域矿产资源开发活动，并采取相应保护措施，防止加剧对重点生态功能区的不良环境影响	
		(五)加强矿山生态修复和环境治理。 结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问题，分区域、分矿种确定矿山生态 修复和环境治理总体要求，将目标任务分解细化到具体矿区、矿山，确保“十四五”规划期矿山生态修复治理面积不低于 11000 公顷。重视关闭矿山及历史遗留矿山的生态环境问题，明确污染 治理、生态修复的任务、要求和完成时限。对可能造成重金属污染等环境问题的矿区，进 一步优化开发方式，推进结构调整，加大治理投入。	
		(六)加强生态环境保护监测和预警。结合生态保护、饮用 水水源保护区及水环境功能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立生态、地表水、地下水、土壤等环 境要素的长期监测监控体系，明确责任主体、强化资金保障，其中，在用尾矿库 100%安装在线监测装置；组织开展主要矿种集中开采区域生态修复效果评估，并根据监测和评估结果增加和优化必要的保护措施。针对地表水环境及土壤环境累积影响、地下水环境质量下降、生态退化等情形，建立预警机制。	环评要求本工程开展运营期环境监测计划，对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃、硫化氢）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。
规划环评审查意见	对下层位规划及重大建设项目环评的意见	下层位矿产资源规划在依法开展环评时应落实矿产资源开发生态环境保护要求，结合规划重点任务，落实生态环境分区管控要求。《规划》中所包含的重大建设项目开展环境影响评价时， 应符合规划环评结论和审查意见，重点评价项目建设对区域生态、水环境、土壤环境等影响和环境风险，深入论证生态环境保护措施的可行性，规划协调性分析等内容可适当简化。	根据《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》本工程 3 口井、采气管线和 7.3km集输管线位于编码ZH65292630001 的拜城县一般管控单元；本工程BZ17-4W 注水井和 2.6km集输管线位于编码 ZH65292230001 的温宿县一般管控单元。工程的建设符合该管控单元的要求，采取的生态、水环境、土壤环境和环境风险保护措施具有可行性。

3.6.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

“十四五”时期是开启全面建设社会主义现代化国家新征程、向第二个百年奋斗目标进军的第一个五年，是贯彻落实新时代党的治疆方略的关键五年。新疆生态环境保护“十四五”规划从“准确识变，科学把握新发展阶段”、“坚持创新引领，推动绿色低碳发展”、“应对气候变化，控制温室气体排放”、“加强协同控制，改善大气环境”、“强化‘三水’统筹，提升水生态环境”、“加强源头防控，保障土壤环境安全”、“推进农业绿色生产，改善农村生态环境”、“坚持系统保护，维护生态安全”、“强化风险防控，严守生态环境底线”、“加强安全监管，确保核与辐射安全”、“加强能力建设，提升环境监管水平”、“深化改革创新，建设现代环境治理体系”、“规划实施保障措施”等几个具体方面对新时期区域生态环境保护工作提出了新思想、新原则、新目标。规划要求在“十四五”时期，生产生活方式绿色转型成效显著，国土空间开发保护格局得到优化，能源开发利用效率大幅提升，能耗和水资源消耗、建设用地、碳排放强度得到有效控制，简约适度、绿色低碳的生活方式加快形成；生态环境质量持续改善，主要污染物排放总量持续减少，空气质量稳步改善，重污染天气明显减少，水环境质量保持总体优良，水资源合理开发利用，巩固城市黑臭水体治理成效，城乡人居环境明显改善；生态系统质量稳步提升。生态安全屏障更加牢固，生物多样性得到有效保护，生物安全管理水平显著提高，生态系统服务功能不断增强；环境安全得到有效保障，土壤污染风险管控和安全利用水平巩固提升，固体废物与化学物质环境风险防控能力明显增强，核安全监管持续加强，环境风险得到有效管控；现代环境治理体系进一步健全，生态文明制度改革深入推进，生态环境治理能力突出短板加快补齐，生态环境治理效能得到新提升。

其中，规划提出要坚持高质量发展与严格环境准入标准相结合，坚持淘汰落后与鼓励先进相结合，支持产业发展向产业链中下游、价值链中高端迈进，坚持推进产业结构优化调整。全力推动节能环保产业发展，引导产业向绿色生产、清洁生产、循环生产转变，加快推进产业转型升级。支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重

点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量；适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化；深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。

本工程为陆地天然气开采项目，项目的建设严格执行新要求、新标准，同时塔里木油田分公司不断优化调整开采工艺，推动油田产能开发过程中节能环保的发展，使企业向绿色生产、清洁生产转变。产能井场建有 RTU 一体化系统，信息上传至处理厂，井场基本实现了无人值守。本工程在建成运营过程中，实施全流程密闭集输，严格控制 VOCs 等污染物的无组织挥发；钻井岩屑进入不落地处理系统处理，处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后综合利用，危险废物严格按照《危险废物转移管理办法》（部令 2021 第 23 号），实施危险废物转移管理制度，同时按照新发布实施的《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）文件进行管理和要求。

综上，本工程的建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》。

3.6.5 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 3.6-3。

表 3.5-3 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业时带罐，防止产生落地原油。产生的落地原油后，及时回收，100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	采出水送至博孜天然气处理厂采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》	符合

		（SY/T5329-2012）中相关标准后，全部回注，不外排。	
3	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本工程各生产井至博孜天然气处理厂均为密闭流程，可将油气集输损耗降至 0.5%以下。	符合
4	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本工程天然气全部经过处理后外输。	符合
5	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	井下作业废液集中收后由罐车拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理达标后回注，不外排。	符合
6	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别。	事故状态下产生的落地油 100%回收，含油污泥交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
8	1）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4）建立环境保护人员培训制度；5）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	本工程投产后归属博大油气开发部管理，将本井区纳入博大油气开发部已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划。	符合

由表 3.6-3 可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.6.6 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本工程施工过程采取“下垫上盖”措施，结束后拟对临时占地进行恢复治理，

可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

本工程与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 3.6-4。

表 3.6-4 与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	《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》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，目前已取得审查意见（附件 13）。本工程已纳入塔里木油田地面建设十四五规划中。	符合
2	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报。涉及海洋油气开发的，应当通报生态环境部及其相应流域海域生态环境监督管理局。	《塔里木油田分公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》已经就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出了预防和减轻不良环境影响的对策措施，并组织专家进行论证。	符合
3	规划环评应当结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护地、生态保护红线管控等要求，切实维护生态系统完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议，合理确定开发方案，明确预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实“三线一单”（生态保护红线，环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求，页岩气等开采应当明确规划实施的水资源利用上限。涉及自然保护地、生态保护红线的，还应当符合其管控要求。在重点污染物排放总量超过国家或者地方规定的总量控制指标区域内，应当暂停规划新增排放该重点污染物的油气开	《塔里木油田分公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》已结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护地、生态保护红线管控等要求，切实维护了生态系统完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出了油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议，合理确定开发方案，明确了预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实了“三线一单”（生态保护红线，环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求。	符合

	发项目。在具有重大地下水污染风险的地质构造区域布局开发项目应当慎重，确需开发的，应当深入论证规划实施的环境可行性，采取严格的环境风险防范措施。		
4	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。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。	本工程是以克拉苏气田博孜 1-博孜 24 断块开展环评，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性。	符合
5	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。	本工程已要求回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。	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，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	本工程运营过程中事故状态下含油污泥交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处置，不会对区域环境造成不利影响。	符合
7	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	本工程通过采取设备密闭等措施最大限度的减少了油气的无组织挥发。	符合

8	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	工程的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施；施工结束后应及时对项目区进行平整、清理，恢复临时占地。	符合
9	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	本工程建设集区块生产、处理设施和外输管线建设项目为一体，管线沿线无环境敏感区；针对不同的穿越工程，采取适宜的施工方式；针对集输管线可能发生的风险，提出了相应的风险防范措施。	符合
10	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	工程建成后归属博大油气开发部管辖，博大油气开发部具备完善的应急管理体系，本工程可依托其应急预案及应急物资。	符合
11	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管	工程建成后归属博大油气开发部管辖，博大油气开发部具备完善的健康、安全与环境（HSE）管理体系，项目正式开工后，要求油气开采企业每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，接受生态环境主管部门依法监管	符合
12	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。海洋油气勘探开发活动终止后，相关设施需要在海上弃置的，应当拆除可能造成海洋环境污染损害或者影响海洋资源开发利用的部分，并参照有关海洋倾倒废弃物管理的规定进行。拆除时，应当编制拆除环境保护方案，采取必要的措施，防止对海洋环境造成污染和损害。	本工程已提出工程设施退役后须采取有效的生态环境保护措施。	符合

13	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

3.6.8 与《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）符合性分析

本工程与《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）符合性分析见表 3.6-5。

表 3.6-5 与“新环发[2018]133 号”符合性

序号	《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》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	油气田开发建设项目的建设运营单位（即项目业主单位）为油气田勘探开发活动环保责任单位，对在其作业区域内生产运营活动负有监督和管理的责任。业主单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理的责任。	本工程已明确建设运营单位，并提出切实履行好监督管理责任的要求。	符合
2	严格落实油气田开发项目环评等级及权限。各油气田开发业主单位认真梳理区域内油气开发现状，明确环境影响已评价和开发范围（即老区块）、未评价和开发范围（即新区块）的范围坐标，整理形成油气田开发情况“一张图”报我厅环境影响评价处，凡属于环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为，其增层开采、加密建井等均按照老区块开发建设编制环评文件，报地州市环保局审批；凡属于环境影响评价文件批复未涉及区域内的开发建设行为均按照新区块编报环评文件。未提交“一张图”的单位我厅暂不予受理其新申请项目环境影响评价审批文件。	本工程严格落实了油气田开发项目环评等级及权限。塔里木油田分公司已组织整理“一张图”。	符合
3	针对部分油气田开发企业存在的“边建边投、未验先投”环境违法行为开展专项清理。各油气田开发业主单位高度重视，认真开展自查，清理违法行为，对自查中存在“未批先建、未验先投”环保违法行为的项目，主动接受行政处罚，尽快完善环保手续；确属“分期建设”的，应制定实施分期建设、分期环保验收的整改方案，严格落实各项环境保护措施，依归合法生产运营。整改方案须明确整改完成竣工环境保护验收时间，已投产项目原则上须于 3 个	本工程不属于“未批先建、未验先投”环保违法行为的项目。	符合

	月内完成竣工环境保护验收。自查报告和整改方案及建设及环评范围“一张图”于 9 月 30 日前同步上报。		
4	对属于整体开发的油气田开发区域，支持以整体开发建设项目报批环评文件，并结合油气田开发特点明确分期开发建设、分期投产的范围、时限及产能规模等，根据时限安排进行竣工保护验收和投运，从源头预防和杜绝违反“三同时”制度的环保违法行为。	本工程以断块开发建设项目上报环评文件，并明确了投产的范围、时限及产能规模等，从源头预防和杜绝了违反“三同时”制度的环保违法行为。	符合
5	严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。各油气田开发业主单位对区域内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 年的建设项目，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，不断完善和提供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。	本工程已提出要严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。对区域内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 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。	符合

3.6.9 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号）符合性分析

《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号）是为了深入打好污染防治攻坚战，强化细颗粒物（$PM_{2.5}$）和臭氧（O_3）协同控制，落实相关法律法规标准等要求，坚持精准治污、科学治污、依法治污，在继承过去行之有效的工作基础上，加快解决当前挥发性有机物（VOCs）治理存在的突出问题，推动环境空气质量持续改善和“十四五”VOCs 减排目标顺利完成。本工程与文件相符性分析详见表 3.6-6。

表 3.6-6 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性

序号	通知中要求	本工程情况	符合性
1	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，有效减少废气排放。	符合

3.6.10 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本工程采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规

范》中相关要求，相符性分析详见表 3.6-7。

表 3.6-7 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	工程的建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求；针对井型、气藏类型选用专用钻井和井控设备、开采设备，从钻井、采气及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地。	符合
2	应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，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆。	钻井过程符合清洁生产相关要求，钻井技术先进，钻井液体系设计切合实际，三开及以后开次配备了井控措施，钻井液采用不落地技术处理。	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	钻井时采用水泥浆固井，隔绝井筒和地层，防止污染地下水；井下作业带罐作业；运营期设水质监测井，落实地下水监测计划。	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄露，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。	工程建成后归属博大油气开发部管辖，博大油气开发部具备完善的应急管理体系，本工程可依托其应急预案及应急物资。	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，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；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。	凝析油全部回收；采出水进油田采出水处理系统，出水用于油气田注水开发，不外排；事故状态下的含油污泥委托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置。	符合
6	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管	根据《塔里木油气田地面工程数据采集与监控系统设计规范》Q/SY TZ 0583-2020 的相关要求，接入层采用工业以太网交换机组网。本工	符合

	理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理。	程各单井均位于接入层，采用工业以太网交换机组网，自控数据及视频数据物理隔离。 博孜天然气处理厂以及博孜天然气处理厂至博孜 3 集气站及博孜 102 集气站光缆建成后，新建单井、博孜 102 集气站及其下辖各已建单井数据均同步由博孜天然气处理厂统一管理。	

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1《全国矿产资源规划》符合性分析

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

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

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出要加快建设国家“三基地一通道”，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。

本工程属于塔里木油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

3.7.3《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县和温宿县，该区域的功能定位是建成国家重要的石油天然气化工基地，新疆重要的煤炭生产和电力保障基地、装备制造基地、钢铁产业基地、农产品精深加工基地、纺织工业基地，着力增强对南疆经济的辐射带动作用。本项目属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。

3.8“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

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

根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发〔2021〕18 号）和《关于印发＜阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（阿行署发〔2021〕81 号），本工程区域不在划定的生态保护红线内。本工程与生态保护红线位置关系图见图 3.8-1。

（2）环境质量底线

评价区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，场站、井场外占用农田的土壤执行《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 筛选值标准；场站、井场其余占地土壤基本项目执行《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)中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

本次评价调查显示，油气田开发产生的污染物主要包括非甲烷总烃，生产废水、固体废物、噪声，针对各类污染物已采取了相应的治理和处置措施，污染物能达标排放，在采取相应措施后各类污染物排放均能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

（3）资源利用上线

油气田开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。用电接自区域附近电网。项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，油气开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019本），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程的建设符合国家的相关政策。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]89号）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》（新发改规划〔2017〕1796号）文规定，本工程所在行政区拜城县、温宿县未列入该清单。

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、土地沙化防控区、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管控，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。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险放空和资源利用效率四个方面严格环境准入。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18 号)，到 2025 年，全区生态环境质量总体改善，环境风险得到有效管控。建立较为完善的生态环境分区管控体系与数据信息应用机制和共享系统，生态环境治理体系和治理能力现代化取得显著进展。与其符合性分析内容见表 3.8-1。

表 3.8-1 “三线一单”符合性分析一览表

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发〔2021〕18 号)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	本项目不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	本工程采出水进入博孜天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，本工程采出气采取密闭集输工艺。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用。	本工程生产过程中不消耗水资源，不会对区域水资源造成较大影响；本工程采用电磁加热炉撬，废气污染源为场及站场无组织废气，污染物排放相对较少。	符合
《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)	环境管控单元	自治区划定环境管控单元，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、土地沙化防控区、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。重点管控单元主要包括城镇建成区、工	本工程属于一般管控单元。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对井场、站场、管线周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到	符合

		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管控，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	有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。	

《关于印发＜阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（阿行署发〔2021〕81 号），本工程位于克拉苏气田博孜 1 区块内，分别属于拜城县和温宿县，拜城县占地属于一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65292630001）；温宿县占地属于一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65292230001）。

具体管控要求见表 3.8-2，3.8-3。

表 3.8-2 拜城县管控要求

序号	管控要求		本工程	是否符合
1	空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。	本项目不占用基本农田；在油气田开采过程中进行生态修复措施。	符合
2	污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。	本项目工程内容不涉及。	符合
3	环境风	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土	本项目制定了土壤监督性监测，企业定期安排巡井工作，对	符合

	险防控	壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。	井场、管线等进行隐患排查，防止设备损坏、管线腐蚀等情况，及时排查防止造成土壤污染。	
4	资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。2.全面推进秸秆综合利用，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。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.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。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	本项目生产过程中不用水，废水主要为采出水，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注地层，不向外环境排放，不会对区域水资源造成较大影响。	符合

表 3.8-3 温宿县管控要求

序号	管控要求		本项目	是否符合
1	空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。	本项目不占用基本农田；在油气田开采过程中进行生态修复措施。	符合
2	污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中污染物排放管控的要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。	本项目工程内容不涉及。	符合
3	环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中环境风险防控的要求。 2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。	本项目制定了土壤监督性监测，企业定期安排巡井工作，对井场、管线等进行隐患排查，防止设备损坏、管线腐蚀等情况，及时排查防	符合

		3.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。	止造成土壤污染。	
4	资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中资源利用效率的要求。 2.全面推进秸秆综合利用，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。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.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。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	本项目生产过程中不用水，废水主要为采出水，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注地层，不向外环境排放，不会对区域水资源造成较大影响。	符合

表 3.8-4　本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		本工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2019年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2019 年版)》禁止准入类事项。除国家规划项目外，凡属于新增产能“三高”项目均不允许在全疆新(改、扩)建	本项目属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于《产业结构调整指导目录(2019 年本)》中的鼓励类项目；不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目；不属于“三高”项目	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求		【A1.2-1】严格执行国家产业、环境准入和去产能政策，防止过剩或落后产能跨地区转移。符合国家煤电产业政策的新建煤电、热电联产项目烟气排放执行超低排放标准。除国家规划项目外，国家和自治区大气污染联防联控区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯(电石法)、焦炭(含半焦)等行业的新增产能项目，具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。重点控制区主要大气污染物排放须进行“倍量替代”，执行大气污染物相应标准限值，新增大气污染物排放量须在项目所在区域内实施总量替代，不得接受其他区域主要大气污染物可替代总量指标；一般控制区域内主要大气污染物排放须进行“等量替代”，执行大气污染物相应标准限值。严格执行钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业产能置换实施办法	本工程不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目；不属于国家和自治区大气污染联防联控区域	符合
		【A1.3-1】列入《产业结构调整指导目录(2019 年本)》淘汰类的现状企业，制定调整计划。针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物或持续发生环保投诉的现有企业，制定整治计划。在调整过渡期内，应严格控制其生产规模，禁止新增产生环境污染的产能和产品	现有工程不属于《产业结构调整指导目录(2019 年本)》中的淘汰类项目	符合
		【A1.3-2】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁	本工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合
		【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求	本工程建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾	符合

			尔自治区主体功能区规划》等规划要求	
新疆维吾尔自治区总体管控要求		【A1.4-2】重大项目原则上布局在自治区主体功能区划中的优化开发区和重点开发区，并符合国土空间规划	本工程主体建设内容位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县和温宿县，该区域的功能定位是建成国家重要的石油天然气化工基地，新疆重要的煤炭生产和电力保障基地、装备制造基地、钢铁产业基地、农产品精深加工基地、纺织工业基地，着力增强对南疆经济的辐射带动作用。本工程属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求	符合
		【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷等涉 VOCs 排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理	本工程实施后生产工艺过程密闭，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
	A2污染物排放管控	【A2.1-1】$PM_{2.5}$ 年平均浓度不达标城市禁止新(改、扩)建未落实 SO_2、NO_x、烟粉尘、挥发性有机物(VOCs)等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目	本工程所在区域属于 PM_{10} 年平均浓度不达标城市，根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590 号)和《关于将巴音郭楞蒙古自治州 吐鲁番市 哈密市纳入执行<环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策范围的复函》要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减；按照总量替代原则，本工程挥发性有机物(VOCs)总量指标由中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司内部进行调剂解决	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2污染物排放管控	【A2.1-2】优化区域交通运输结构，加大货运铁路建设投入。推进多式联运型和干支衔接型货运枢纽(物流园区)建设，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度，推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移。钢铁、电解铝、电力、焦化等重点企业要加快铁路专用线建设，充分利用已有铁路专用线能力，大幅提高铁路运输比例。建设城市绿色物流体系，支持利用城市现有铁路货场物流货场转型升级为城市配送中心	本工程不涉及相关内容	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2污染物排放管控	【A2.1-3】推动实现减污降碳协同效应。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县(市)积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制	目前，国家和自治区对陆地石油天然气企业无减污降碳的要求	符合
		【A2.1-4】到 2025 年，全区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到	本工程运营期废水送入采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不向外环	符合

		98%左右，县城污水处理率达到 95%左右	境排放	
		【A2.1-5】加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市(县城)生活垃圾无害化处理设施全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用	本工程施工期固废定期清运至大北固废填埋场填埋处置	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2污染物排放管控	【A2.2-1】伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域城镇污水处理设施全面提高至一级 A 排放标准。乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区水体水质达不到地表水IV类标准的城市，新改扩建城镇污水处理设施要执行一级 A 排放标准。城镇污水处理厂运行负荷率达到 75%以上	本工程不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域，建设地点不在乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3环境风险管控	【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出	本工程不属于危险化学品生产项目	符合
		【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率 2025 年达到 98%以上，2030 年保持 98%；污染地块安全利用率 2025 年不低于 90%，2030 年达到 95%以上	本工程不涉及受污染耕地及污染地块	符合
		【A3.1-3】到 2025 年，全区地下水水质基本稳定。到 2035 年，地下水污染风险得到有效防范	本工程严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610–2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934–2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对各井站场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
		【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系，建立地州(市)与县(市)之间上下联动、县级以上人民政府生态环境主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系，实行联防联控	本工程不涉及相关内容	符合
	A4资源利用要求	【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度，严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。自治区用水总量 2025 年、2030 年分别控制在 536.15、526.74 亿立方米以内	本工程开发过程中采取节水措施，生产废水进行综合利用，节约了水资源	符合
	A4资源利用要求	【A4.1-2】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可	本工程开发过程中采取节水措施，生产废水进行综合利用，节约了水资源	符合
		【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度	本工程不涉及地下水的开采	符合
		【A4.1-4】2025 年、2030年新疆维吾尔自治区地下水供水量控制指标分别为688538万m^3、626527万m^3	本工程开发过程中采取节水措施，生产废水进行综合利用，节约了水资源	符合
		【A4.2-1】2025年，全区永久基本农田保持在4100万亩以上	本工程 BZ102-5 井占用基本农田，拟通过置换补偿保证基本农田总数不变	基本符合
		【A4.3-1】煤炭占一次能源消费比重持续下降。 【A4.3-2】加强能耗“双控”管理，严格控制能源消费增量和能耗强度。优化能源消费结构，对“乌—昌—石”“奎	本工程不涉及煤炭的消耗	符合

		—独—乌”等重点乡镇域实施新建用煤项目煤炭等量或减量替代。 【A4.3-3】大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行65%强制性节能标准，新建居住建 筑全面执行75%强制性节能标准		
		【A4.4-1】重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区 范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。 【A4.4-2】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源	本工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	符合
		【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用	本工程开发过程中采取节水措施，生产废水进行综合利用，节约了水资源	符合
		【A4.5-2】大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率	本工程不涉及矿产资源开采回采、选矿回收及综合利用	符合

表 3.8-5　本工程与七大片区总体管控要求符合性分析

名称	管控要求	本工程	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	本工程不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障	要求本工程管线施工过程中严格控制施工占地，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	本工程不涉及塔里木河、博斯腾湖	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	本工程不涉及塔里木河、博斯腾湖	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	本工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合

表 3.8-6 本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1严格执行自治区总体准入要求中“A1空间布局约束”管控要求及天山南坡片区总体管控要求	本工程满足自治区总体准入要求中“A1 空间布局约束”管控要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
		1.2切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	本工程不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
		1.3阿瓦提县禁止类涉及国民经济1门类6大类10中类10小类；乌什县禁止类涉及国民经济2门类4大类8中类6小类；柯坪县禁止类涉及国民经济2门类6大类9中类9小类	本工程建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	符合
		1.4阿瓦提县限制类涉及国民经济3门类8大类10中类11小类；乌什县限制类涉及国民经济7门类14大类18中类21小类；柯坪县限制类涉及国民经济7门类10大类16中类18小类	本工程建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	符合
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.5加强水源涵养区管控。加强温宿、拜城、库车市煤炭资源开采环境监管。禁止在冰川区进行一切开发建设活动；除关系国计民生的交通运输、电力输送等重要基础设施外，严禁在永久积雪区进行其他开发建设活动	本工程建设内容不涉及煤炭资源开采，不涉及冰川区及永久积雪区	符合

		1.6加强水土保持区管控。禁止开荒、采挖砍伐植物、乱弃各类固体废物，禁止在与地表水、地下水有水力联系的沟壑区域建设重金属等一类污染物的尾矿库、危险废物处置填埋场。禁止在地质不稳定的区域建设尾矿库	工程施工期严格控制施工作业带宽度，施工期结束后恢复管线临时占地，管沟回填，生态采取自然恢复措施、完善的防沙治沙及水土保持措施	符合
		1.7加强防风固沙区管控。规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用	工程施工期严格控制施工作业带宽度，不占用作业带之外的用地	符合
		1.8塔里木盆地区域重点矿区内新建矿山必须符合国家、自治区产业政策和规划，达到国家有关矿山企业准入条件；矿山采矿规模不低于规划确定的矿山最低开采规模，矿山占有矿石资源储量与矿山开采规模及矿山服务年限相匹配，具备与矿山开采规模相配套的人才、资金、技术和管理资质条件	本工程符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《阿克苏地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》等	符合
		1.9铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧200米范围以内，重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，居民聚集区1公里以内禁止建设非金属矿采选项目。重要河流源头区、水环境功能区划为I、II类和具有饮用功能的III类水体岸边1000米以内，其它III类水体岸边200米以内，禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程，存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的，根据实际情况，在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求	本工程不属于非金属矿采选工程	符合
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.10在城市规划区边界外2公里(现有城市居民供气项目和钢铁生产企业厂区内配套项目除外)以内，主要河流两岸、高速公路两旁和其他严防污染的食品、药品等企业周边1公里以内禁止建设焦化项目，已在上述区域内投产运营的焦化企业，要根据该区域规划要求，在一定期限内，通过“搬迁、转产”等方式逐步退出。兰炭产能过剩地区不得批准新建兰炭项目，除了在原有基础上进行技改以及煤化工配套的兰炭项目以外，对新建没有后续产业的兰炭项目原则上一律不予审批	本工程不在城市规划区边界外2公里以内，不属于焦化项目	符合
		1.11煤化工产业及其布局应满足国家、自治区相关要求，现代煤化工项目应布局在重点开发区，优先选择在水资源相对丰富、环境容量较好的地区布局，并符合环境保护规划	本工程不属于煤化工产业	符合
		1.12科学布局，准确定位。结合县(市)园区发展实际，明晰园区产业项目规划布局，确定重点产业，推动关联产业项目合理流动，引导产业项目严格按照规划布局入园发展，促进产业项目向园区集中	本工程不涉及产业园区	符合
		1.13提高VOCs排放重点行业环保准入门槛，严格控制新增污染物排放量。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建炼化项目不得建设	本工程实施后生产工艺过程密闭，减少VOCs排放对大气环境的影响	符合
		1.14按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区总体管控要求	本工程建设单位不属于兵团企业	符合
		1.15新改扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划要求，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。新建“两高”项目应按照污染物区域削减有关规定，制定配套区域污染物削减方案	本工程不属于“两高”项目	符合
		1.16依法设立的各类工业园区、开发区在实施过程中严格执行规划环评及审查意见相关要求，引进项目应符合规划环评准入要求及产业定位、园区功能布局要求	本工程不涉及工业园区及开发区	符合
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.17温宿县、沙雅县享受财政转移支付的县(市)应当切实增强生态环境保护意识，将转移支付资金用于保护生态环境和改善民生，加大生态扶贫投入，不得用于楼堂馆所及形象工程建设和竞争性领域，同时加强对生态环境	工程不涉及温宿县和沙雅县该内容	符合

		质量的考核和资金的绩效管理		
		1.18在居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边，不得新建、改建和扩建石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目，或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。已建成的应当逐步搬迁或者升级改造	本工程不属于石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目	符合
	污染物排放管控	2.1严格执行自治区总体准入要求中“A2污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	本工程满足自治区总体准入要求中“A2 污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
		2.2主要大气污染物、水污染物排放量控制在自治区下达指标范围以内。加强工业污染源整治，实行采暖季重点行业错峰生产，推动工业污染源全面达标排放。强化老旧汽柴油车等移动污染源治理，严格城市施工工地、道路扬尘污染源控制监管，从源头上降低污染排放。实施清洁能源行动计划，加快城乡结合部、农村民用和农业生产散烧煤的清洁能源替代。加强空气质量监测，提升重污染天气应对能力	本工程运营期废水送入采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不向外环境排放；本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，工程油、气、混烃采取密闭集输工艺。大气污染物及水污染物排放量控制均在自治区下达指标范围以内	符合
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.3推进城市建成区、工业园区实行集中供热，使用清洁燃料。在集中供热管网覆盖区域内，禁止新建、改建、扩建燃煤供热锅炉，集中供热管网覆盖前，已建成使用的燃煤供热锅炉应当限期停止使用。在集中供热未覆盖的区域，鼓励使用清洁能源替代，推广使用高效节能环保型锅炉。城市人民政府应当限期淘汰不符合国家和自治区规定规模的燃煤锅炉	本工程不在城市建成区、工业园区内	符合
		2.4新建涉工业炉窑的建设项目，原则上要入园区，配套建设高效环保治理设施。加大落后产能和不达标工业炉窑淘汰力度。加快燃料清洁低碳化替代。对以煤、石油焦、渣油、重油等为燃料的工业炉窑，加快使用清洁低碳能源以及利用工厂余热、电厂热力等进行替代。推进工业炉窑全面达标排放	本工程不涉及工业炉窑	符合
		2.5新、改、扩建涉VOCs排放项目，应从源头加强控制，使用低(无)VOCs含量的原辅材料，加强废气收集，安装高效治理设施。石油、化工等含挥发性有机物原料的生产、燃油、溶剂的储存、运输和销售等产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放	本工程实施后生产工艺过程密闭，不会对周边大气环境产生明显影响	符合
		2.6新建(含搬迁)钢铁项目原则上要达到超低排放水平，推动现有钢铁企业超低排放改造。新建燃煤发电机组大气污染物排放执行超低排放限值	本工程不属于钢铁项目	符合
		2.7各类工业集聚区不得以晾晒池、蒸发塘等替代规范的污水处理设施。到2025年，全地区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到98%左右，县城污水处理率达到95%左右。规模化养殖场(小区)配套建设粪污处理设施比例达到100%	本工程运营期废水送入采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不向外环境排放	符合
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.8加强建设用地土壤环境风险管控和农用地安全利用。强化涉重金属行业监管，推动重金属污染减排和治理。农用地严格执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB15618)；建设用地严格执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600)	本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；拟建工程运营后采取源头控制、过程防控措施；占地范围内外土壤均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值	符合
		2.9加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市(县城)生活垃圾无害化处置设施	本工程施工期和在施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运	符合

		全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用。加强医疗废弃物综合治理。提升现有医疗废弃物集中处置能力，建立和完善医疗废弃物集中处置的区域协作和利益补偿机制，推进医疗卫生机构废弃物分类收集处理和回收利用，提升医疗废弃物规范化处理处置水平		
		2.10加强尾矿库监督管理、加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治、加强涉重金属行业污染防控、加强工业废物处理处置、合理使用化肥农药、加强废弃农膜回收利用、强化畜禽养殖污染防治、加强灌溉水水质管理	本工程不涉及涉重金属行业污染防控	符合
		2.11强化常态化生态环境风险管理，严控核辐射、重金属、尾矿库、危险废物、有毒有害化学物质等重点领域环境风险	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
		2.12推动实现减污降碳协同增效。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县(市)积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制	目前，国家和自治区对陆地石油天然气企业无减污降碳的要求	符合
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.13加快产业结构优化调整，加大落后产能淘汰力度，支持绿色技术创新，加快发展节能环保、清洁生产产业，推进重点行业和重要领域绿色化改造，促进企业清洁化升级转型和绿色工厂建设。制定碳排放达峰行动方案，加大温室气体排放控制力度，降低碳排放强度。大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行65%强制性节能标准，新建居住建筑全面执行75%强制性节能标准。开展超低能耗、近零能耗建筑试点，扩大地源热、太阳能、风能等可再生能源建筑应用范围	本工程在生产工艺、设备的先进性、合理性，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	符合
		2.14按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区污染排放管控要求	本工程建设单位不属于兵团企业	符合
	环境风险防控	3.1严格执行自治区总体准入要求中“A3环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求	本工程满足自治区总体准入要求中“A3 环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
	环境风险防控	3.2定期评估沿河湖库工业企业、工业集聚区环境和健康风险，加强预案管理，落实防控措施，排除水污染隐患，确保水环境安全	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
		3.3加强重点乡镇域重污染天气监测预警，收到自治区发布的重污染天气区域预警信息或预测将出现重污染天气时，应启动监测预警会商机制，共同对重污染天气过程实行研判，联合发布污染天气预警信息	本工程不涉及相关内容	符合
		3.4加大对工业集聚区、矿产资源开发集中区环境风险管控，编制环境风险应急预案并及时更新，加强与各级各类环境风险应急预案的联动，定期组织应急演练，逐步提高应急演练范围与级别	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求,提出应按要求编制突发环境事件应急预案，并报阿克苏地区生态环境主管部门备案，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
		3.5按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区环境风险管控要求	本工程建设单位不属于兵团企业	符合
阿克苏地区总体管控要求	资源利用效率	4.1严格执行自治区总体准入要求中“A4资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求	本工程满足治区总体准入要求中“A4 资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合

		4.2把水资源作为产业发展、城镇建设的刚性约束，以水定产、以水定地、以水定城，推动经济社会发展与水资源水环境承载能力相适应。调整用水结构，降低农业用水总量，推广节水灌溉、循环用水技术，强化农业用水管理。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可	本工程开发过程中采取节水措施，生产废水进行综合利用，节约了水资源	符合
		4.3塔里木河干流等水资源开发利用量超过河流可开发量的流域，应合理降低取水总量，退还挤占的生态用水	本工程不涉及相关内容	符合
		4.4高污染燃料禁燃区，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源	本工程不涉及燃用高污染燃料的设施	符合
		4.5实施最严格的节约集约用地制度，加大闲置土地处置力度，盘活低效存量用地	本工程永久占地和管道临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
		4.6大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率	本工程不涉及矿产资源开采回采、选矿回收及综合利用	符合
		4.7单位地区生产总值能源消耗降低水平、单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平控制在国家及自治区下达指标内	本工程不涉及相关内容	符合
		4.8按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区资源利用效率要求	本工程建设单位不属于兵团企业	符合

本工程严格按照以上管控要求执行，且实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对项目区周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

图 3.8-1 本项目与生态保护红线位置关系图

图 3.8-2 “三线一单”管控方案分区图

3.9 选址、选线合理性分析

本项目新建采气井场 3 口，建成天然气产能规模 $9.12\times10^{8}m^{3}/a$，凝析油产能规模为 $8.9\times10^{4}t/a$。本次在博孜 102 集气站内扩建 4 井阀组 1 套，新建单井集气管线 7.9km；新建注水井 1 口，新建注水管线 2.6km；以及电力、消防、结构、通信、暖通、自控、防腐、热工等配套工程。油气外输及处理均依托已有地面设施。根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

（1）井场选址分析

本项目井场占地土地类型主要为草地、林地、耕地。建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。占用地方公益林（见图 3.9-1）应委托有资质的单位编制占用林地可行性研究报告，向地方林草主管部门办理相关手续。占用农田必须做到占补平衡，严格按照有关规定办理建设用地审批手续，经批准占用，按照“占多少、垦多少”的原则，在当地政府指定的区域，执行复垦补偿。

由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，因此本项目从选址分析，整体上具有唯一性。

（2）站场选址合理性分析

本项目需要在博孜 102 集气站内扩建 4 井阀组 1 套。根据现状用地情况，在博孜 102 集气站内进行流程、设备扩建，无需新增占地，选址合理。

（3）管线选线合理性分析

本项目新建集输管线采用输送至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积。其中博孜 106-1 井至博孜 102-4 集气站的集输管线走向所占用地及周围均为地方公益林，无法避让，因此只能采取减缓措施，委托有资质的单位编制占用林地可行性研究报告，向地方林草主管部门办理相关手续。

博孜 102-7 井至博孜 101 集气站集输管线走向已避让农田，且采用输送至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制了管线的占地面积，管道地处戈壁及低覆盖度草地，沿线无居民区，此管道选线无重大限值因素。

博孜 102-5 井至博孜 102 集气站集输管线走向所占用地及周围均为农田，无法避让，因此只能采取减缓措施，在管线穿越农田区域，在开挖过程中须采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围。严格按照有关规定办理建设用地审批手续，经批准占用，按照“占多少、垦多少”的原则，在当地政府指定的区域，执行复垦补偿。

本项目新建单井集气管线 7.3km，集输管线线路走向顺直，地形起伏小，且避开了植被茂密地段，不存在环境制约地域和因素，选线基本合理。

图 3.9-1 项目区基本农田及公益林分布图

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

拜城县位于新疆维吾尔自治区西南部，阿克苏地区东北部。地处塔里木盆地西北部，天山中段南麓、却勒塔格山北缘的山间盆地、渭干河上游流域。四周群山环抱，为带状盆地。西北高东南低，自然坡坡降较大，地形复杂，北部为天山主干，南部为却勒塔格山，东部为库车达坂，西部有叠山洪沟。北依天山与昭苏、特克斯县相连，南隔却勒塔格山与新和县为界，东与库车市毗邻，西与温宿县接壤。拜城县地理坐标为北纬 41°31′24″～42°38′48″，东经 80°30′00″～82°57′31″之间。全县东西长 184km，南北宽 105km，行政区面积 15554km^2。

温宿县隶属新疆维吾尔自治区西部天山中段的托木尔峰南麓，塔里木盆地西北边缘。北纬 40°52′～42°15′，东经 79°28′～81°30′，东西长 171km，南北宽 158km，总面积 14569.3km^2。东与拜城、新和两县交界，南和阿克苏市毗邻，西隔托什干河与乌什县相望，北同吉尔吉斯斯坦共和国、哈萨克斯坦共和国及新疆伊犁哈萨克自治州的昭苏县接壤。

本项目位于新疆阿克苏地区温宿县、拜城县境内，交通便利，公共通讯信号覆盖本区。项目地理位置图见 4.1-1。

4.1.2 区域地质条件

4.1.2.1 地形地貌

温宿县北有雄伟的天山山脉，南隔阿克苏市和沙雅县与浩瀚的塔克拉玛干沙漠连成一片，地势北高南低，由西北向东南倾斜，北部山高坡陡，南部地势平坦。北部山区面积 7442.08km^2，占全县的 52.4%。山区又分为两个部分，峰峦叠嶂的高山区称为后山区；以南的亚高山和中低山区称为前山区。后山区约为 3000km^2，以天山山脉最高峰—托木尔峰（海拔 7435m）和天山第二高峰—汗腾格里峰（海拔 6995m）为主体。天山山脉呈东西走向，山势高峻，大面积山区突出在雪线以上，是座巨大的天然固体水库。南部平原面积 6760.37km^2，

图 4.1-1　项目所在地理位置示意图

占全县面积的47.6%。前山区以南是天山隆升时的断裂沉陷区，在流水的冲刷、搬运作用下形成规模巨大的洪积、冲积平原，呈扇形向东南倾斜。县境内最高海拔为托木尔峰（海拔7435m），最低海拔为乌鲁克也尔自然保护区（海拔1036m），中心城区海拔1132m。由于洪水长期冲刷、切割、冲积作用，在县境西南部形成了自西北向东南约50km的土陡崖（当地称为卡坡）为界的不同气候、土壤、生物资源特征的两片平原，即县境东部坎坡上面的洪积冲积平原区和坎坡下面西部冲积平原区。

拜城县为典型的凹陷盆地地貌，周围环山，中部为平原，总的地势由北向南逐渐降低。拜城盆地呈西北向东南展布，长达150km，南北宽达30km，盆地中心位于拜城-托克逊一带。拜城盆地周围的山间还嵌有多个盆地、洼地，称为盆中之盆。

拜城县山地面积约占全县总面积的86.2%，拜城盆地由木扎尔特河、喀普斯浪河、克孜尔河、台勒维丘克河等北部诸水系所形成的洪积、冲积平原所组成，约占全县总面积的13.8%。

项目位于塔里木盆地库车凹陷克拉苏构造带上，拜城盆地北缘，山前冲积扇，海拔约1421m。

4.1.2.2 地质构造

项目所在区域位于塔里木地台库车山前坳陷北部边缘，项目区以北为南天山地槽褶皱带，以南为秋立塔克弧型构造带。距穿越断面较近的（约15km）、规模较大的断裂为阿德儿断裂，该断裂位于穿越断面以北，为逆断层，走向近东西向，断层北倾，倾角57°～62°，断裂西端有酸性岩侵入，在其北部又有张性分支断裂，被断裂切割的灰岩有泉出露。工程所在区域覆盖层由第四系全新统松散堆积物构成，厚度大于16.0m，局部地段分布有人工填土。现由新至老叙述：

（1）第四系全新统冲积卵石层(Q4ml)：杂色，含漂石，结构松散～密实，呈次圆、次棱角状，分选较好，粒径变化大，岩性不均匀，分布在河床和右岸表层。漂石、卵石母岩成分主要为石灰岩、闪长岩、花岗岩等。漂石约占20%，粒径一般30cm～40cm之间，个别大于90cm；卵石约占65%，粒径一般4cm～

9cm，个别 18cm；砾石约占 15%。骨架间充填中砂，含少量粘性土。本层厚 2.0m～3.8m，层面高程 1341.90m～1343.42m。

（2）第四系全新统冲洪积卵石层(Q4al+pl)：杂色，含漂石，稍密～很密，磨圆度较好，岩性不均匀。漂石、卵石母岩成分主要为石灰岩、石英岩、长石石英砂岩等。漂石约占 10%，粒径一般 25cm～35cm，个别大于 50cm；卵石约占 70%，粒径一般 3cm～12cm，个别 15cm；砾石约占 20%。骨架间充填砾砂、粗砂，含粘性土和少量粘土团块。层面高程 1338.41m～1349.80m。

4.1.3 区域水文地质

4.1.3.1 地表水

拜城县境内河流有 11 条，其中主要河流 5 条。自西向东有木扎提河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河和克孜尔河。木扎提河由北向南流经察尔齐大桥后东折流入拜城盆地，在米吉克、康其、温巴什 3 乡交汇处与喀普斯河、台勒维丘克河两河相汇，至托克逊乡。地表水总的分布规律是：西部多，东部少。5 条河的年径流总量为 $27.92\times10^8m^3$，集水面积为 9545×108m2。全县引水量 $14.536\times10^8m^3$，为总流量的 52.2%。

4.1.3.2 水文地质

①北部山区

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜坳陷盆地，基底为古近系-新近系，其富水性在南北近山前要小于平原的中部。沿河流向下至中部的察尔其镇，含水层为单一的潜水含水层，岩性为砂砾卵石层，含水层富水性好。察尔其镇以北向着大宛其方向，受北部隆起的影响，地下水富水性逐渐变差，至大宛其农场以北，含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。察尔其镇向东至大桥乡，含水层的富水性良好，含水层岩性以砂砾卵石层为主，地下水埋深 5.93～14.5m。在大桥乡以南、木扎提河南岸的温巴什乡，含水层由木扎提河冲积物质组成，较其西部区域颗料变小，含水层岩性以砂砾石层为主，地下水埋深南部为 13m，向北至河谷区则变为小于 1m，部分地区为透水不含水区。

②中部克孜勒塔格山前平原区

中部克孜勒塔格山前平原区即拜城盆地中部区域，由喀布斯朗河、台勒维丘克河及喀拉苏河三河的冲洪积扇共同组成了面积广阔的山前冲洪积平原，拜城县城即坐落在此区域当中。此区西部的米吉克乡，其含水层物质在乡政府以北由喀布斯朗河的冲洪积物组成，属中、上更新统地层。在米吉克乡以北的喀布斯朗河冲洪积扇中部，地下水富水性优良。在拜城县城、布隆乡及亚吐尔乡一带，属台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇的中、上部区，含水层富水性良好，但由于所处的位置不同，有的在扇轴部位，有的在两扇交汇区，在富水性上有一定的差异，处于扇轴或近于扇轴的县城及亚吐尔乡：据资料，在县城西北方向的炮团一带，含水层岩性为卵砾石地层。在县城附近，含水层岩性以砂砾石、卵砾石地层为主。在县城东北方向的布隆乡，在位置上处于台勒维丘克河与喀拉苏河冲洪积扇的交汇区中上部，虽处县城上游，但富水性较县城一带稍差，据布隆乡蔬菜基地大棚生产井资料，上部25m为亚粘土层，下部为砂砾石与亚粘土互层，含水层岩性粗砂含砾或砂砾石含卵石。县城东南方向的康其乡南部，处于上述两河冲洪积扇的交汇区下部，含水层富水性较上部区变差。县城东部的托克逊乡及赛里木镇，处于喀拉苏河冲洪积扇的中部及东部，其富水性符合冲洪积平原的一般规律，即由上至下，富水性逐渐由好变差，在307省道附近及以北的区域，地下水富水性好，省道以南区域，除托克逊乡的一村二组、一村四组一带及赛里木乡的七村三组带，富水性好以外，其余地区的富水性一般，在托克逊乡省道以南及以西的局部区域，地下水具有承压性。在两乡镇的南部靠近木扎提河的区域，受构造隆起作用的影响，在托克逊乡的布隆村以南及赛里木镇的赛里木村一带，第四系厚度均小于100m。

③东部克孜尔河下游冲洪积平原区

属拜城向斜的东部翘起端，古近系-新近系基底埋藏浅，克孜乡的东部古近系-新近系在多处已出露地表，其南部是拜城向斜内的局部隆起区域，因之第四系厚度不大，松散层孔隙潜水含水层薄或不含水。

4.1.4 气候特征

温宿县、拜城县地处欧亚大陆深处，远离海洋，属大陆性暖温带干旱型气候：气候干燥，蒸发量大，降水稀少，且年季变化大；春夏多风沙，夏季炎热，冬季

寒冷，昼夜温差大，年均风速小，光照充足，无霜期长，与工程相关的灾害性气象因素有冰雹、沙尘暴、大风和暴雨主要气象要素如表 4.1-1。

表4.1-1　　温宿-拜城地区主要气象要素表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	最冷月月平均相对湿度	78%	11	极端最高	40.9℃
2	最热月月平均相对湿度	46%	12	极端最低	-27.4℃
3	年平均风速	1.7m/s	13	日最大降雨	54.5mm
4	冬季平均风速	0.6m/s	14	年平均降雨	95.6mm
5	夏季平均风速	1.4m/s	15	年平均蒸发量	1538.5mm
6	最大风速	39m/s	16	最大冻土深度	93mm
7	冬季最多风向	东南风	17	年均大风日数	30d

4.1.5 土壤

气田区土壤类型自南向北分别为灌淤土、棕漠土、石质土、棕钙土和栗钙土。规划范围的山前丘陵区主要是石质土，山前冲洪积倾斜平原主要是棕漠土，冲积平原区主要是灌淤土。土壤中有机质含量较低，地表植被稀疏。棕漠土粗骨性强，孔状结皮层，片状—鳞片状及红棕色紧室层发育弱，甚至缺失，在强烈风蚀作用下，地表多具有细小风蚀沟。棕钙土的形成是以草原土壤腐殖质积累作用和钙积作用为主，并有荒漠成土过程的一些特点，发育于温带荒漠草原植被下的土壤。地表多砂砾石，剖面上部呈褐棕色，下部为粉末层状或斑块状灰白色钙积层。

评价区域土壤类型主要为淡棕钙土和其他。

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，站场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、自然保护区、国家沙漠公园、水土流失重点预防区和重点治理区等。

4.2.1 生态保护红线

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

域。

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本项目与拟定生态保护红线的最近距离为6.5km。距本项目最近的生态红线为木扎提河水源涵养生态保护红线区，本项目不在该红线保护范围内。

4.2.2 水土流失重点治理区和预防区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

项目所在区域新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县和拜城县境内，属于塔里木河流域重点治理区范围内。

所在区域水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙治沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

水土流失治理措施为：加强流域水资源统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

本项目类型属于天然气开采项目，项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工结束后，井场恢复和管沟回填，并采取了完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对区域的水土保持造成影响。

4.2.3 新疆天山世界自然遗产地（托木尔片区）

2013 年第 37 届世界遗产大会公布新疆天山列入世界自然遗产。“新疆天山”自然遗产分四个片区，包括托木尔、喀拉峻—库尔德宁、巴音布鲁克和博格达。地理坐标:N41º 30'00"－44º 00'00"，E79º 30'00"－88º 30'00"，总面积 575922 公顷。四个组成片区是新疆天山最具代表性的区域，展现了新疆天山独特的地质地貌、植被类型、生态系统、生物多样性和自然景观。

托木尔提名遗产地是天山主峰所在区，是托木尔峰、汗腾格里峰、台兰峰、雪莲峰等交汇成的巨大山结，雄踞于整个天山之上，是整个天山的代表和象征。托木尔提名遗产地是天山最大现代冰川发育中心，是世界著名的山岳冰川分布区之一，也是全球超大型山岳冰川的集中分布区之一。托木尔提名遗产地是天山南坡垂直自然带的最典型代表。托木尔提名遗产地是 Global 200 Ecoregions 111“中亚山地草原与林地生态区”中的天山山麓干旱草原生态区的最典型代表。托木尔提名遗产地是天山壮美的冰川雪峰、红层峡谷和荒漠景观的完美组合，具有无与伦比的美学价值。托木尔提名遗产地是世界上雪豹重要的天然栖息地之一和中亚分布中心。托木尔提名遗产地范围包括了托木尔地区的主要冰川和天山南坡垂直自然带谱分布最典型的区域。东侧边界主要以冰川外缘作为划定依据，沿温宿与拜城县界向南经过乌库尔冰川冰舌下缘、木扎尔特河河谷西侧山脊线、土格别里奇冰川冰舌下缘、穹科孜巴依冰川冰舌外缘等冰川雪线外缘，绕过布日格乐克村、巴依勒克阿塔行政村和博孜墩柯尔克孜族自治乡后，沿喀拉尤勒滚河河谷至河流峡谷出口处；南侧边界由喀拉尤勒滚河峡谷出口处沿托木尔山体山脚线向西，跨过台兰河后沿科契卡尔巴西冰川、托木尔苏冰川等冰川南侧山体雪线、冰舌外缘和山脊线至中、吉两国边境线；西侧边界为中哈、中吉国界线；北侧边界为温宿县与昭苏县县界（哈尔克他乌山山脊线）。

本项目距离新疆天山世界自然遗产地托木尔片区的缓冲区 21km，见图 3.8-1。

4.2.4 新疆托木尔峰国家级自然保护区

新疆托木尔峰国家级自然保护区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内，地理坐标为东经 79°50′～80°54′，北纬 41°40′～42°04′，属森林生态系统类型自然保护区。保护区东西长 105km，南北宽 28km，新疆托木尔峰自然保护区始建

于 1980 年 6 月，2003 年晋升为国家级自然保护区。新疆托木尔峰国家级自然保护区总面积 380480 公顷，其中核心区面积 216646.37 公顷，缓冲区面积 86642.55 公顷，实验区面积 77191.08 公顷。

托木尔峰国家级自然保护区内受保护的高等植物 382 种，代表性有雪莲花、高山黄芪等，野生动物主要包括陆栖脊椎动物 77 种，隶属 13 目 28 科 73 属；昆虫 1000 余种。

项目距离保护区边界约 15km，见图 3.8-1。

4.2.5 新疆温宿盐丘国家地质公园

新疆温宿盐丘国家地质公园是我国批准的第六批国家地质公园，通过对地质公园周边地质遗迹资源的研究，证实园区拥有全世界独一无二的奥奇克葫芦状盐丘底劈构造遗迹，丰富多彩的流水侵蚀地貌与北方喀斯特地貌，及十分珍稀的雅丹地貌景观遗迹。这些丰富多彩的地质遗迹景观为规划建设一个以盐丘地质景观为主，罕见的岩石与构造地貌为辅，特色鲜明的地质公园提供了条件。

新疆温宿盐丘国家地质公园地处天山中部南麓，塔里木盆地西北缘。距温宿县城东北约 50km^2，距阿克苏市 80km^2，东经:80°35'38″~80°48'32″；北纬:41°32'50″~41°39'52″。总占地面积为 92.17km^2，公园范围内大面积出露第三系红色，黄褐色岩层，这一带红色岩层结构疏松，极易风化，深谷，峰林，缓坡，峭壁相映成趣，一望无际，既有陡立为墙的岩层，又有岩层缓倾重叠组成的孤山，也有群峰簇拥的群山，其形态奇特，场面壮观，呈现出峡谷，盐山，石林，单斜山等地貌组合。尤以奥奇克葫芦状盐丘底辟构造最具科学价值，其在全国乃至全世界都是独一无二的典型代表。公园内地质遗迹景观资源极具典型性、完整性、科学性、稀有性、观赏性，是大自然给予我们的不可多得的科学普及教育和旅游赏景的理想之地。

项目区距离盐丘国家地质公园 25km，见图 3.8-1。

4.3 环境质量现状监测与评价

本项目环境空气质量现状、声环境质量现状、地下水环境质量现状及土壤环境质量现状补充监测委托新疆齐新环境服务有限公司进行监测。

图 4.3-1　区域环境质量现状监测布点图

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量现状监测

根据 2021 年阿克苏区域环境空气质量监测结果，阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表 4.3-1。

表 4.3-1　　区域环境空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO_2	年平均	6μg/m³	60μg/m³	10%	达标
NO_2	年平均	29μg/m³	40μg/m³	72.5%	达标
PM_{10}	年平均	87μg/m³	70μg/m³	124.3%	不达标
$PM_{2.5}$	年平均	35μg/m³	35μg/m³	100%	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1700μg/m³	4000μg/m³	42.5%	达标
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位数	124μg/m³	160μg/m³	77.5%	达标

根据上表结果，项目区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为PM_{10}，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限值，短期内不会有明显改善。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590 号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。拟建工程实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状监测

（1）监测因子

非甲烷总烃。

（2）监测布点

在兼顾开采区所在区域的地形特点及当地常年主导风向和均布性原则，在拟建及已建井场主导风向下风向各设置 1 个监测点，由新疆齐新环境服务有限公司进行检测，采样时间为 2022 年 12 月 11 日至 2022 年 12 月 17 日。监测点位置及监测因子见表 4.3-2。

表 4.3-2　　环境空气质量现状监测点一览表

序号	监测点	监测点坐标(°)		监测因子
		经度	纬度	
G1	博孜 102-5 井	81°7′15.17″	41°43′31.76″	非甲烷总烃
G2	博孜 102-4 井	81°9′20.95″	41°43′35.57″	
G3	博孜 102 集气站	81°6′11.62″	41°43′26.69″	

（3）监测时段及频次

监测时段：非甲烷总烃监测时间为 2023 年 3 月 9 日至 2023 年 3 月 15 日，连续监测 7 天。

监测频次：非甲烷总烃监测 1 小时平均浓度，每日监测 4 次，监测时间分别为北京时间 02：00、8：00、14：00 及 20：00 时，每次采样时间不少于 45min。

监测期间同时对地面风向、风速、总云量、低云量、气温、气压等常规气象因素进行观测。

（4）监测分析方法

采样方法按《环境监测技术规范》（大气部分）进行，监测分析方法按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中表 2 和《空气和废气监测分析方法（第四版）》有关规定进行。

分析方法、依据及检出下限见表 4.3-3。

表 4.3-3　　大气污染物分析方法表

序号	检测项目	分析方法	检出限（mg/m^3）
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ604-2017）	0.07

（5）其他污染物现状监测结果

根据监测结果及相关评价标准，其他污染物现状监测及评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4　　其他污染物现状监测及评价结果一览表

监测点名称	监测因子	平均时间	评价标准（$\mu g/m^3$）	监测浓度范围（$\mu g/m^3$）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
博孜 102-5 井	非甲烷总烃	1h 平均	2000	520-690	34.5	0	达标
博孜 102-4 井				520-690	34.5	0	
博孜 102 集气站				440-730	36.5	0	

由监测结果可知，监测点位非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关标准要求，区域环境空气质量较好。

4.3.2 地表水环境现状监测与评价

项目产生的废水不外排。地表水环境影响评价等级为三级 B。本次地表水环境现状委托新疆齐新环境服务有限公司进行检测。

（1）监测点位

项目在阿舍布隆总干渠断面设 1 个监测点，监测点位置见表 4.3-5。

表 4.3-5　　地表水环境监测点位表

序号	监测点	监测点坐标		监测日期
		经度	纬度	
1	阿舍布隆总干渠断面	81°5′38.27″	41°43′23.92″	2023.3.4

（2）监测项目

水温、pH、溶解氧、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群共 24 项。

（3）监测时间及频率

采样时间为 2023 年 3 月 4 日，监测 1 天，采样 1 次。

（4）监测分析方法

按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中规定的方法执行，无规定方法的项目参照《地表水和污水监测技术规范》（HJ/T91-2002）执行。

（5）评价标准

根据《中国新疆水环境功能区划》，木扎提河规划主导功能为饮用水源，功能区类型为饮用水源保护区，水质目标为Ⅱ类；其现状使用功能为饮用、农业灌溉，现状水质类别为Ⅱ类。地表水环境质量现状评价按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准进行评价。

（6）评价方法

采用水质指数法，计算公式为：

$$S_{i,j}=C.j_i/C_{is}$$

式中：$S_{i,j}$—评价因子 i 的水质指数，大于 1 表明该水质因子超标；

C_i—评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

C_{is}—评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

pH 值评价采用如下模式：

当实测 pH 值≤7.0 时，$S_{PHi}=(7.0-pH_i)/(7.0-pH_{smin})$

当实测 pH 值＞7.0 时，$S_{PHi}=(pH_i-7.0)/(pH_{smax}-7.0)$

式中：S_{PHi}—监测点 pH 值的污染指数；

pH_i—监测点 pH 值的实测值；

pH_{smin}—pH 值的环境质量标准值下限；

pH_{smax}—pH 值的环境质量标准值上限。

溶解氧（DO）的标准指数评价采用如下模式：

$S_{DO,\ j}=DO_s/DO_j$　　$DO_j \leqslant DO_f$

$S_{DO,\ j}=|DO_f-DO_j|/(DO_j-DO_s)$　　$DO_j > DO_f$

式中：$S_{DO,\ j}$—溶解氧的标准指数，大于 1 表明该水质因子超标；

DO_j—溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO_S—溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

DO_f—饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流，$DO_f=468/(31.6+T)$，对于盐度比较高的水库及入海河口、近岸海域，$DO_f=(491-2.65S)/(33.5+T)$；

S—实用盐度符号，量纲一；

T—水温，℃。

（7）监测结果及评价结果

木扎提河水质监测结果及评价结果见表 4.3-6。

表 4.3-6　　木扎提河水质监测结果及评价结果

序号	监测项目	单位	阿舍布隆总干渠断面		标准值
			监测值	水质指数	
1	水温	℃	3.4	/	
2	pH 值	无量纲	7.3	0.03	6-9
3	溶解氧	mg/L	8.5	0.71	≥6
4	高锰酸盐指数	mg/L	2.1	0.53	≤4
5	化学需氧量	mg/L	7	0.47	≤15
6	五日生化需氧量	mg/L	2.6	0.87	≤3
7	氨氮	mg/L	＜0.025	0.05	≤0.5
8	总磷	mg/L	0.06	0.6	≤0.1
9	总氮	mg/L	2.32	4.6	≤0.5
10	铜	mg/L	＜0.04	0.04	≤1.0
11	锌	mg/L	＜0.009	0.009	≤1.0

12	氟化物	mg/L	0.25	0.25	≤1.0
13	硒	μg/L	＜0.4	0.04	≤0.01
14	砷	μg/L	＜0.3	0.006	≤0.05
15	汞	μg/L	＜0.04	0.8	≤0.00005
16	镉	μg/L	＜1	0.2	≤0.005
17	六价铬	mg/L	＜0.004	0.08	≤0.05
18	铅	μg/L	＜10	1.0	≤0.01
19	氰化物	mg/L	＜0.004	0.08	≤0.05
20	挥发酚	mg/L	＜0.0003	0.15	≤0.002
21	石油类	μg/L	＜0.01	0.2	≤0.05
22	阴离子表面活性剂	mg/L	＜0.05	0.25	≤0.2
23	硫化物	mg/L	＜0.01	0.1	≤0.1
24	粪大肠菌群*	MPN/L	＜20	0.01	2000

根据监测结果可知，木扎提河阿舍布隆总干渠断面水质情况，除总氮外，其余监测项目满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准。总氮超标倍数为 4.6 倍，超标原因可能为木扎提河上游及周边人为活动影响所致。

4.3.3 地下水环境现状监测与评价

4.3.3.1 地下水水质监测与评价

（1）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中对现状监测点的布设点位和监测频率的要求，本次评价引用河北奇正环境科技有限公司编制的《2023 年度博孜气田博孜 1 评价区块产能建设项目环境影响报告书》中 5 个地下水监测点数据，该数据取样时间为 2023 年 1 月 10 日，地下水水质监测点位布设见表 4.3-7。

表 4.3-7　　地下水监测点位信息表

水井编号	监测点名称	坐标		监测层位	井深（m）
Q1	BZ24-1 井场南	81° 2' 12.488" E	41° 40' 45.469" N	第四系松散岩类孔隙潜水含水层	70
Q2	BZ105-2 井场	81° 3' 56.535" E	41° 42' 54.682" N		50
Q3	吾斯塘布依村水厂	81° 5' 26.026" E	41° 43' 22.475" N		70
Q4	伊力克其村	81° 5' 21.144" E	41° 40' 32.745" N		60
Q5	博斯坦村西	81° 7' 13.890" E	41° 41' 41.841" N		65

（2）监测项目

K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、SO_4^{2-}、Cl^-、CO_3^{2-}、HCO_3^-、pH、耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）、总硬度（以 $CaCO_3$ 计）、溶解性总固体、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、氨氮（以 N 计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、氯化物、

硫酸盐、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类。

（3）检测方法

本次环评水质现状监测项目及分析方法依照国家环保局颁布的《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。

（4）评价方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，水质评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：

P_i —第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i—第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}—第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中：P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH —pH 监测值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值。

（5）评价标准

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

（6）水质监测结果及评价

地下水水质现状监测数据及标准指数见表 4.3-8。根据数据分析可知，各监测

点的各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

表 4.3-8　　地下水水质现状监测结果与评价一览表

序号	监测项目	单位	标准限值	Q1 BZ24-1 井场南		Q2 BZ105-2 井场		Q3 吾斯塘布依村水厂		Q4 伊力克其村		Q5 博斯坦村西	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
1	pH	无量纲	6.5~8.5	7.5	0.333	7.3	0.20	7.2	0.133	7.6	0.40	7.3	0.20
2	溶解性总固体	mg/L	1000	541	0.541	520	0.52	473	0.473	509	0.509	467	0.467
3	总硬度	mg/L	450	250	0.556	252	0.560	242	0.538	236	0.524	221	0.491
4	氨氮	mg/L	0.5	0.06	0.12	0.081	0.162	0.076	0.152	0.079	0.158	0.063	0.126
5	六价铬	mg/L	0.05	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/
6	亚硝酸盐氮	mg/L	1	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/
7	耗氧量	mg/L	3	0.77	0.257	0.85	0.283	0.84	0.28	0.8	0.267	0.85	0.283
8	挥发酚	mg/L	0.002	0.0006	0.30	0.0005	0.25	0.0005	0.25	0.0005	0.25	0.0006	0.30
9	硝酸盐氮	mg/L	20	0.08L	/	0.08L	/	0.08L	/	0.08L	/	0.08L	/
10	总氰化物	mg/L	0.05	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/
11	硫酸盐	mg/L	250	155	0.62	182	0.728	113	0.452	160	0.640	125	0.500
12	总大肠菌群	MPN/100mL	3	2	0.667	2	0.667	2	0.667	2	0.667	2	0.667
13	菌落总数	CFU/mL	100	30	0.30	34	0.34	32	0.32	39	0.39	33	0.330
14	铁	mg/L	0.3	0.03L	/	0.03L	/	0.03L	/	0.03L	/	0.03L	/
15	锰	mg/L	0.1	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/
16	钠	mg/L	200	69.7	0.349	59	0.295	49.1	0.246	69.2	0.346	58.9	0.295
17	氟化物	mg/L	1	0.58	0.58	0.65	0.65	0.6	0.60	0.71	0.71	0.68	0.68
18	氯化物	mg/L	250	101	0.404	79	0.316	88	0.352	96	0.384	87	0.348
19	硫化物	mg/L	0.02	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/
20	石油类	mg/L	0.05	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/

（7）地下水质量现状监测结果统计分析

各地下水水质现状监测点位的监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率分析见表 4.3-9。

表 4.3-9　　地下水水质现状监测结果统计分析

序号	监测项目	单位	标准限值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
1	pH	无量纲	6.5~8.5	7.6	7.2	7.375	0.149	100	0
2	溶解性总固体	mg/L	1000	541	467	496.125	28.638	100	0
3	总硬度	mg/L	450	252	212	233.875	14.885	100	0
4	氨氮	mg/L	0.5	0.081	0.047	0.064125	0.013	100	0
5	六价铬	mg/L	0.05	/	/	/	/	0	0
6	亚硝酸盐氮	mg/L	1	/	/	/	/	0	0
7	耗氧量	mg/L	3	0.85	0.77	0.819	0.03	100	0
8	挥发酚	mg/L	0.002	0.0007	0.0004	0.00055	9.2582E-05	100	0
9	硝酸盐氮	mg/L	20	/	/	/	/	0	0
10	总氰化物	mg/L	0.05	/	/	/	/	0	0
11	硫酸盐	mg/L	250	182	113	145.875	21.873	100	0
12	总大肠菌群	MPN/100mL	3	2	2	2	0	100	0
13	菌落总数	CFU/mL	100	39	30	33.375	2.774	100	0
14	铁	mg/L	0.3	/	/	/	/	0	0
15	锰	mg/L	0.1	/	/	/	/	0	0
16	钠	mg/L	200	69.7	49.1	61.6	7.196	100	0
17	氟化物	mg/L	1	0.71	0.58	0.64	0.047	100	0
18	氯化物	mg/L	250	101	79	89	7.635	100	0
19	硫化物	mg/L	0.02	/	/	/	/	0	0
20	石油类	mg/L	0.05	/	/	/	/	0	0

从评价结果可以看出：项目所在区域地下水监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准；石油类满足《地

表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

（8）地下水水化学类型分析

5 个地下水水质监测点位八项水化学离子浓度及水化学类型分析见表 4.3-10。

表 4.3-10　　地下水水化学类型判定表

监测点		Q1 BZ24-1 井场南			Q2 BZ105-2 井场			Q3 吾斯塘布依村水厂			Q4 伊力克其村			Q5 博斯坦村西		
监测因子		mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%
阳离子	钾	7.89	0.20	2.5%	7.78	0.20	2.7%	6.84	0.18	2.5%	8.77	0.22	3.0%	7.64	0.20	2.9%
	钠	69.7	3.03	38.1%	59	2.57	34.8%	49.1	2.13	30.8%	69.2	3.01	40.0%	58.90	2.56	38.1%
	钙	61	3.05	38.3%	42	2.10	28.5%	58	2.90	41.9%	52	2.60	34.6%	46.00	2.30	34.2%
	镁	20.5	1.68	21.1%	30.7	2.52	34.1%	20.9	1.71	24.7%	20.5	1.68	22.4%	20.40	1.67	24.8%
	合计	159.09	7.96	100.0%	139.48	7.38	100.0%	134.84	6.92	100.0%	150.47	7.51	100.0%	132.94	6.73	100.0%
阴离子	碳酸根	0	0.00	0.0%	0	0.00	0.0%	0	0.00	0.0%	0	0.00	0.0%	0.00	0.00	0.0%
	重碳酸根	141	2.31	27.6%	126	2.07	25.6%	168	2.75	36.3%	116	1.90	24.0%	139.00	2.28	31.1%
	硫酸根	155	3.23	38.5%	182	3.79	46.9%	113	2.35	31.0%	160	3.33	42.0%	125.00	2.60	35.5%
	氯离子	101	2.85	33.9%	79	2.23	27.5%	88	2.48	32.7%	96	2.70	34.1%	87.00	2.45	33.4%
	合计	397	8.39	100.0%	387	8.08	100.0%	369	7.59	100.0%	372	7.94	100.0%	351.00	7.33	100.0%
水化学类型		SO_4·Cl·HCO_3-Ca·Na			SO_4·Cl·HCO_3-Na·Mg·Ca			HCO_3·Cl·SO_4- Ca·Na			SO_4·Cl-Na·Ca			SO_4·Cl·HCO_3-Na·Ca		

4.3.4 声环境现状监测与评价

4.3.4.1 声环境现状监测

（1）监测因子：等效连续 A 声级。

（2）监测布点

根据项目特点，共设 3 个声环境监测点。监测点设置情况见表 4.3-11。

表 4.3-11　　声环境现状监测点布点一览表

序号	监测点	井场或处理厂坐标	
		经度	纬度
N1	博孜 102-4 井场	81°9′20.95″	41°43′35.57″
N2	博孜 102-5 井场	81°7′15.17″	41°43′31.76″
N3	博孜天然气处理厂	80°59′27.99″	41°43′51.50″

（2）监测时间、监测项目

监测时间 2023 年 3 月 2 日至 3 月 4 日，监测项目为等效连续 A 声级。

（3）监测方法

本次噪声监测仪器使用 AWA6228^{+}型多功能声级计，每组监测点昼、夜间各监测一次。

4.3.4.2 监测结果与评价

噪声监测结果见表 4.3-12。

表 4.3-12　　噪声现状监测结果　　单位：dB（A）

监测时间	监测点位	昼间			夜间		
		检测结果	标准限值	是否达标	检测结果	标准限值	是否达标
2023 年 3 月 2 日-3 月 3 日	博孜 102-4 井场	41.5-48.2	60	达标	40.5-41.0	50	达标
	博孜 102-5 井场	43.3-48.2	60	达标	41.1-42.3	50	达标
	博孜处理厂东	42.6-43.6	60	达标	40.0-41.4	50	达标
	博孜处理厂南	44.5-44.9	60	达标	41.2-42.6	50	达标
	博孜处理厂西	40.2-44.3	60	达标	41.6-43.1	50	达标
	博孜处理厂北	42.9-48.8	60	达标	40.7-42.5	50	达标

由表 4.3-12 可知，各井场及博孜处理厂监测点监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，评价区内声环境质量较好。

4.3.5 土壤环境质量现状监测与评价

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，项目区永久占地范围内的土壤类型以棕钙土、棕漠土为主。土壤类型现状图见图 4.3-2。

图 4.3-2　区域土壤类型图

根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ964-2018），项目土壤环境影响评价工作等级为二级。项目根据区域土壤类型及工程布置，共设 6 个土壤监测点（3 个柱状样，3 个表层样），由阿克苏力源信德环境检测技术服务有限公司进行检测。

（1）土壤理化性质

表 4.3-13　　土壤理化特性调查表

点位		博孜 102-5 井	博孜 102-4 井	博孜 17-4W
经纬度		N41°43′31.76″ E81°7′15.17″	N41°43′35.57″ E81°9′20.95″	N41°45′10.62″ E80°55′ 8.99″
层次		深度（0~0.5m）	深度（0~0.5m）	深度（0~0.5m）
现场记录	颜色	潮湿、深棕色	潮湿、棕色	干燥、棕色
	结构	粒状	粒状	粒状
	质地	砂土	砂土	砂土
实验室测定	pH 值	7.81	7.81	7.59
	阳离子交换量（cmol（+）/kg）	6.6	7.8	6.4
	氧化还原电位（mV）	283	287	279
	土壤容重（g/cm³）	1.70	1.49	1.62

（2）监测点位

项目共设 6 个土壤监测点，具体监测点位设置及分布见表 4.3-14。

表 4.3-14　　土壤采样点位一览表

序号	监测点	监测点坐标(°)		与厂界相对方位	距离(m)	功能区	取样方法	监测因子	备注
		经度	纬度						
Z1	BZ102-5 井场内	81°7′15.17″	41°43′31.76″	--	--	建设用地	柱状样	45 项基本因子+石油烃+理化特性	取样深度 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m
Z2	BZ102-4 井场内	81°9′20.95″	41°43′35.57″	--	--	建设用地		45 项基本因子+石油烃+理化性质	
Z3	BZ17-4W 井场内	80°55′ 8.99″	41°45′10.62″	--	--	建设用地		石油烃	
B1	BZ102-5 井场范围外	81.03224°	41.70014°	--	--	农业用地	表层样	农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）+石油烃	取样深度 0~0.2m
B2	BZ102-4 井场范围外	81.061614°	41.72574°	NW	130	农业用地	表层样		
B3	BZ17-4W 井场范围外	81.06144°	41.72435°	--	--	建设用地	表层样	石油烃	

（3）监测项目

①井场范围内

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

特征因子：石油烃。

②井场范围外

农用地监测《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 中 8 项基本项目，即镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

特征因子：pH 值、石油烃。

（3）采样时间、采样方法

采样时间：2023 年 3 月 8 日。

采样方法：参照相应国标或《环境监测分析方法》、《土壤元素的近代分析方法》、《土壤环境监测技术规范》的有关章节的要求进行采样及分析。每个表层样在 0~20cm 取 1 个土样；每个柱状样在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取 1 个土样。

（4）评价方法

土壤质量评价采用单因子污染指数法，计算公式为：

$$P_i = C_i / C_{is}$$

式中：P_i—监测点某因子的污染指数；

C_i—监测点某因子的实测浓度，mg/L；

C_{is}—某因子的环境质量标准值，mg/L。

（6）监测结果与评价

本次土壤现状监测结果见表 4.3-17~4.3-21。

表 4.3-15　　土壤监测结果表

检测项目	单位	BZ102-5 井场内			标准值
		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0cm	
pH	无量纲	7.81			--
阳离子交换量	$cmol^+/kg$	6.6			--
石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	6L	6L	6L	4500
镉	mg/kg	0.32	/	/	65
镍	mg/kg	22	/	/	900
铜	mg/kg	9	/	/	18000
汞	mg/kg	0.025	/	/	38
铅	mg/kg	9.3	/	/	800
砷	mg/kg	13.1	/	/	60
六价铬	mg/kg	<0.5	/	/	5.7
氯甲烷	μg/kg	<3	/	/	37000
氯乙烯	μg/kg	<1.5	/	/	430
1，1-二氯乙烯	μg/kg	<0.8	/	/	66000
二氯甲烷	μg/kg	<2.6	/	/	616000
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	/	/	54000
1,1-二氯乙烷	μg/kg	<1.6	/	/	9000
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	/	/	596000
三氯甲烷（氯仿）	μg/kg	<1.5	/	/	900
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	<1.1	/	/	840000
四氯化碳	μg/kg	<2.1	/	/	2800
1,2-二氯乙烷	μg/kg	<1.3	/	/	5000
三氯乙烯	μg/kg	<0.9	/	/	2800
苯	μg/kg	<1.6	/	/	4000
1,2-二氯丙烷	μg/kg	<1.9	/	/	5000
甲苯	μg/kg	<2.0	/	/	1200000
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	<1.4	/	/	2800
四氯乙烯	μg/kg	<0.8	/	/	53000
氯苯	μg/kg	<.1.1	/	/	270000
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	/	/	10000
乙苯	μg/kg	<1.5	/	/	28000
间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	<3.6	/	/	570000
邻二甲苯	μg/kg	<1.3	/	/	640000
苯乙烯	μg/kg	<1.6	/	/	1290000
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	/	/	6800
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	<1.0	/	/	500
1,4-二氯苯	μg/kg	<1.2	/	/	20000
1,2-二氯苯	μg/kg	<1.0	/	/	560000
二苯并[a，h]蒽	mg/kg	<0.1	/	/	1.5
硝基苯	mg/kg	<0.09	/	/	76
萘	mg/kg	<0.09	/	/	70
苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	/	/	15

䓛	mg/kg	<0.1	/	/	1293
苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	/	/	15
苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	/	/	151
苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	/	/	1.5
茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	<0.1	/	/	15
苯胺*	mg/kg	<0.06	/	/	260
2-氯酚*	mg/kg	<0.08	/	/	2256

注：L 表示未检出

表 4.3-16　　土壤监测结果表

检测项目	单位	BZ102-4 井场内			标准值
		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0cm	
pH	无量纲	7.81			--
阳离子交换量	$cmol^+/kg$	7.8			--
石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	40	31	14	4500
镉	mg/kg	0.67	/	/	65
镍	mg/kg	18	/	/	900
铜	mg/kg	5	/	/	18000
汞	mg/kg	0.037	/	/	38
铅	mg/kg	20.1	/	/	800
砷	mg/kg	11.1	/	/	60
六价铬	mg/kg	<0.5	/	/	5.7
氯甲烷	μg/kg	<3	/	/	37000
氯乙烯	μg/kg	<1.5	/	/	430
1，1-二氯乙烯	μg/kg	<0.8	/	/	66000
二氯甲烷	μg/kg	<2.6	/	/	616000
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	/	/	54000
1,1-二氯乙烷	μg/kg	<1.6	/	/	9000
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	/	/	596000
三氯甲烷（氯仿）	μg/kg	<1.5	/	/	900
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	<1.1	/	/	840000
四氯化碳	μg/kg	<2.1	/	/	2800
1,2-二氯乙烷	μg/kg	<1.3	/	/	5000
三氯乙烯	μg/kg	<0.9	/	/	2800
苯	μg/kg	<1.6	/	/	4000
1,2-二氯丙烷	μg/kg	<1.9	/	/	5000
甲苯	μg/kg	<2.0	/	/	1200000
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	<1.4	/	/	2800
四氯乙烯	μg/kg	<0.8	/	/	53000
氯苯	μg/kg	<.1.1	/	/	270000
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	/	/	10000
乙苯	μg/kg	<1.5	/	/	28000
间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	<3.6	/	/	570000
邻二甲苯	μg/kg	<1.3	/	/	640000
苯乙烯	μg/kg	<1.6	/	/	1290000

1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	/	/	6800
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	<1.0	/	/	500
1,4-二氯苯	μg/kg	<1.2	/	/	20000
1,2-二氯苯	μg/kg	<1.0	/	/	560000
二苯并[a，h]蒽	mg/kg	<0.1	/	/	1.5
硝基苯	mg/kg	<0.09	/	/	76
萘	mg/kg	<0.09	/	/	70
苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	/	/	15
䓛	mg/kg	<0.1	/	/	1293
苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	/	/	15
苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	/	/	151
苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	/	/	1.5
茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	<0.1	/	/	15
苯胺*	mg/kg	<0.06	/	/	260
2-氯酚*	mg/kg	<0.08	/	/	2256

注：L 表示未检出

表 4.3-17　　土壤监测结果表

检测项目	单位	BZ102-5 井场外	BZ102-4 井场外	BZ17-4W 井场外	BZ17-4W 井场内	标准值
		0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	
pH	无量纲	7.51	7.55	7.59	7.59	--
石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	126	93	9	32	4500
镉	mg/kg	0.33	0.36	/	/	0.6
镍	mg/kg	24	10	/	/	190
铜	mg/kg	9	9	/	/	100
汞	mg/kg	0.025	0.023	/	/	3.4
铅	mg/kg	9.3	10.4	/	/	170
砷	mg/kg	14.7	13.4	/	/	25
铬	mg/kg	18	16	/	/	250
锌	μg/kg	61	58	/	/	300

由表 4.3-15～表 4.3-17 可知，项目所在区域建设用地土壤监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的表 1 第二类用地筛选值标准限值要求，石油烃满足表 2 筛选值标准限值要求；项目所在区域农田土壤监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准，区域土壤环境质量良好。

4.3.6 生态环境现状调查与评价

4.3.6.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于天山山地温性草原、森林生态区，天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，天山南坡中段前山盆地油气、煤

炭资源开发及水土流失敏感生态功能区、托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区和拜城盆地绿洲农业生态功能区。本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.3-18 和图 4.3-3。

表 4.3-18　　项目区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
III天山山地温性草原、森林生态区	III_3天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区	42.托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	水源补给、生物多样性维护、土壤保持	水土流失、野生动物减少、土壤侵蚀、森林破坏	生物多样性及其生境极度敏感，土壤侵蚀轻度敏感	保护托木尔峰自然景观、保护高山冰川、保护野生动物、保护森林和草原
		43．天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区	天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游	水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀高度敏感	保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施
		44.拜城盆地绿洲农业生态功能区	农产品生产、土壤保持、水文调蓄、旅游	水土流失、局部土壤盐渍化	土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化轻度敏感	保护基本农田、保护文物古迹（克孜尔千佛洞）、保护水工建筑

项目类型属于天然气开采项目，与生态功能区划发展方向一致。项目主要是采气管线敷设和井场设备安装，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点。施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。本项目不属于新区块开发，项目的实施不会增加区域油气资源总产能，项目废气达标排放、产生的固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调。

图 4.3-3　　生态功能区划图

4.3.6.2 生态现状调查

（1）区域自然植被区域类型

1）区域自然植被区域类型

按中国植被区划，气田区属于新疆荒漠区南疆荒漠亚区、天山南坡山地草原省、拜城盆地州。本区的山前冲洪积扇 1400-2000m 的区域分布着典型的盐柴类荒漠，主要是灌木、半灌木及小半灌木。气田区南部为绿洲人工植被。

气田区域高等植被有 27 种，分属 9 科，（详见表 4.3-19）。根据《国家重点保护野生植物名录》、《新疆国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），气田区域无国家重点保护野生植物，膜果麻黄为自治区Ⅰ级保护植物，在博孜气田区零星分布。

表 4.3-19　　气田区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 *Ephcdraceue*	膜果麻黄	*Ephecdra przcwalskii*
藜科 *Chenopodiaccae*	圆叶盐爪爪	*K.Schrenkianum*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispormum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Echinopsilon divaricatum*
	短叶假木贼	*Anabassis spp.*
柽柳科 *Tamaricaccae*	琵琶柴	*Rcaumuria soongaria*
豆科 *Leguminosae*	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Sqpbora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
	库车锦鸡儿	*C.camillischneideriKom*
蒺藜科 *Zyqqphy uaceae*	骆驼篷	*Peganum barmlat*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
胡颓子科 *Elacagnaccae*	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*
	大沙枣	*E.Moorcroftii*
茄科 *Selanaceae*	黑刺	*Lycium rutheulcum*
菊科 *Compositae*	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*
	盐生鸦葱	*S.Salsula*
	新疆绢蒿	*Seriphidium boratalense*
	小蓟	*Ciriium setosum*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科 *Gramineae*	芦苇	*Phragmites communis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*

科	种名	拉丁名
	拂子茅	*Cepigejos*
	獐毛	*Aeluropus litoralis*
	赖草	*Aneurolepidium seealinud*
	猪毛菜	*Salsola spp.*

图 4.3-4　　植被区划图

2）气田区域植被类型

区域大部分处于山前荒漠向绿洲的过渡地带，在长期的历史发展过程中，形成了一些能适应项目区气候的植物生活型。组成项目地区植被的植物生活型主要是盐柴类灌木、半灌木、多年生草本及一、二年生草本等基本类群，其中灌木和半灌木植物占优势。灌木主要为膜果麻黄，半灌木主要为琵琶柴、盐爪爪，小半灌木假木贼、猪毛菜、新疆娟蒿等，灌丛植被的建群种或优势种，具有明显的防治水土流失的作用。气田区域植被单元划分如下：

①低山丘陵

气田区域北部位于低山丘陵区，地势相对高差 150-200m，地形起伏较大，土壤主要为石质土，植被以典型的荒漠小半灌木植被为主，主要为猪毛菜、合头草，另生长有少量的短叶假木贼及麻黄。植被覆盖度约为 5%，沟谷局部最高可达 15%。

②山前倾斜戈壁洪积平原

气田区域大部分区域位于洪积扇，区域地势开阔，地形平坦，由北向南缓倾，平均坡度 2% 左右。此区域主要为短叶假木贼群系，并伴生有猪毛菜、琵琶柴、新疆绢蒿等。植被覆盖度约为 5%-10%。

③绿洲盆地

气田区域南部属于洪积平原，主要种植冬麦、玉米、葵花、西瓜、西红柿等。

本项目位于气田区域的博孜 1 评价区块。项目生态影响范围属于低山丘陵和山前倾斜戈壁洪积平原，以典型荒漠植被和农田作物为主，其中典型荒漠植被主要为假木贼、琵琶柴、猪毛菜，另生长有少量麻黄；农田区域主要种植玉米等农作物。

①膜果麻黄群系

膜果麻黄群系是新疆灌木荒漠中最大的一个类型，它多处于山麓洪积扇上，是砾质戈壁荒漠的典型植物群系，其分布生境地表表面细土被风蚀而残存砾幕，下层有发达的石膏盐盘夹层，在天山南坡，也可以上升到石质低山。分布区气候十分干旱，多生长在暂时地表径流形成的小冲积沟内，十分稀疏，在 100 平方米内往往只有 1-2 株或少数几株。春季 4 月恢复生长，枝条伸长，6 月开花，7 月结实，9 月果实成熟。由于环境极为干旱，生长速度缓慢，年生长量不多。实生苗少见，幼苗需若干年才能长大成株。群落结构十分简单，稀疏的膜果麻黄单优势种群落分布面积最广，盖度一般在 5%以下。在水分条件较好的地段，株高超过 1m，盖度可达 10%-15%。主要伴生种随生态条件不同有泡泡刺、琵琶柴等。

②琵琶柴群系

这一群系在天山南坡分布在海拔 1500m-2000m 的山麓洪积扇上部和山前的低山带，它所处土壤为砾质石膏棕漠土，琵琶柴在群落中形成高 30-50cm 的层片，从属片层则由膜果麻黄所形成，群落种类组成简单，群落总盖度 15%左右，伴生植物有合头草、盐爪爪等。

③合头草群系

合头草群系广泛分布于天山南坡，项目区在海拔 1400m-1700m 均有分布，生长土壤机械组成可以是砾质、石质的，也可以是沙壤质的，这一群系中绝大多数群落为合头草单优势种，群落盖度可达 15%-18%，群落组成简单，伴生有假木贼、膜果麻黄、琵琶柴等。

④盐爪爪群系

这一群系分布于天山南坡海拔 1600-1900m 的山前倾斜平原上部，群落总盖度为 3%-5%，群落种类组成很贫乏，有时伴生有少量琵琶柴。

⑤短叶假木贼群系

短叶假木贼群系主要分布在海拔 1400-1600m 的接近山麓的低山上，群落总盖度 5%-10%，群落种类组成贫乏，伴生植物有膜果麻黄、琵琶柴等。

在气田区域内主要分布的 5 个群系中，优势度最大，出现频率最高的主要为膜果麻黄群系、琵琶柴群系。本项目位于气田区域的博孜 1 评价区块，生态影响

范围内主要分布有膜果麻黄群系、合头草群系和盐爪爪群系。

3）气田区域农业生产现状

气田区域南部为农田，主要位于大桥乡、布隆乡、亚吐尔乡、克孜尔乡，农田主要种植冬麦、玉米、葵花、西瓜、西红柿等。目前气田开发已占用部分农田区。本项目位于气田区域的博孜 1 评价区块，部分井场建设会占用一般农田，项目不占用基本农田。

（2）评价区植被类型

该区域的植被属于荒漠类型的灌木、盐化草甸。本项目所在区域的植被类型及分布见图 4.3-5。

图 4.3-5　区域植被类型图

（3）植被群落样方分析

由于本工程是于 2023 年 2 月 22 日委托天合公司承担环境影响评价工作，生态现状调查时间不属于植物生长旺盛季节，因此本次生态现状调查方式采取收集调查资料和样方调查相结合的方法。

本次环评评价区范围内共布置调查样方 2 个。

①样方 1-1

调查地点：BZ102-7 井场

土壤类型：棕漠土

样方大小：5m×5m　总盖度：20%，统计结果见表 4.3-20。

表 4.3-20　样方 1-1 统计表

样方 1-1	植物种	盖度%	平均高(m)	其他
样方坐标： E81°5′14.358″ N41°43′24.302″	锦鸡儿	16	0.2	锦鸡儿群落，总盖度 20%。
海拔高度：1667.996m	芨芨草	3	0.1	
	新疆绢蒿	1	0.012	

②样方 2-2

调查地点：BZ102-7 井场

土壤类型：棕漠土

样方大小：5m×5m　总盖度：22%，统计结果见表 4.3-21。

表 4.3-21　样方 1-2 统计表

样方 2-2	植物种	盖度%	平均高（m）	其他
样方坐标： E81°5′13.79″ N41°43′24.508″	锦鸡儿	17	0.15	锦鸡儿群落，总盖度 22%。
海拔高度：1672.454m	芨芨草	5	0.1	
	新疆绢蒿	2	0.01	

③样方 2-1

调查地点：BZ106-1 井场

土壤类型：棕钙土

样方大小：5m×5m　总盖度：10%，统计结果见表 4.3-22。

表 4.3-22　样方 2-1 统计表

样方 1-3	植物种	盖度%	平均高（m）	其他
样方坐标：	芨芨草	8	0.1	芨芨草群落，总盖度

E81°10′14.147″ N41°43′41.751″				10%。
海拔高度：1699.787m	盐生鸦葱	2	0.03	

④样方 2-2

调查地点：BZ106-1 井场

土壤类型：棕钙土

样方大小：5m×5m　总盖度：8%，统计结果见表 4.3-23。

表 4.3-23　样方 2-2 统计表

样方 2-3	植物种	盖度%	平均高（m）	其他
样方坐标： E81°10′14.231″ N41°43′41.661″	芨芨草	7	0.08	芨芨草群落，总盖度 8%。
海拔高度：1700.392m	盐生鸦葱	1	0.023	

经过对评价区进行详细的植被调查，由收集资料、植物样方调查以及现场踏勘，其中广泛分布的种类是合头草、芨芨草、锦鸡儿和膜果麻黄，其他植物物种在样方中基本呈均匀分布，属多度小频率也小的类型。评价区属典型荒漠生态系统，植物组成结构简单，多数都具有耐旱和耐盐碱的特性。

（4）区域动物分布

气田区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为低山丘陵和山前倾斜戈壁洪积平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.3-24。

表 4.3-24　　气田区域内主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
两栖、爬行类	5 种					
绿蟾蜍	Bufo viridis		++	++		
南疆沙蜥	Phrynocephalus forsythi		++			
密点麻蜥	Eremias multiocellata		++			
荒漠麻蜥	Eremias przewalskii		++			
红沙蟒	Eryx miliaris				+	
鸟类	32 种					

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
鸢	*Milvus korschun*	R	+	+	+	
苍鹰	*Accipiter gentiles*	B	±	±	+	
普通鵟	*Buteo buteo*	W	+	+	+	
红隼	*Falco tinnunculus*	R	+	+	+	
石鸡	*Alectoris graeca*	B			++	
环颈雉	*Phasianus colchicus*	R			+	
凤头麦鸡	*Vanellus vancllus*	B	±			
毛脚沙鸡	*Syrrhates paradoxus*	R	+		+	
原鸽	*Columba livia*	R	+	+	+	
欧斑鸠	*Streptopelia turtur*	B		+		
灰斑鸠	*Streptopelia decaocto*	R		++		
大杜鹃	*Streptopelia turtur*	S		+		
楼燕	*Apus apus*	B		+	+	
戴胜	*Upupa epops*	R		+		
白翅啄木鸟	*Dendrocopos leucopterus*	B		±		
沙百灵	*Calandrella rufescens*	R	++	±	+	
凤头百灵	*Galerida cristata*	R	++	±	+	
角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+	±	+	
云雀	*Alauda arvensis*	B	±	±		
白鹡鸰	*Motacilla alba*	B	+	+	+	
红尾伯劳	*Lanius cristatus*	B	±	+	+	
喜鹊	*Pica pica*	R		+	+	
黑尾地鸦	*Podoces hendersoni*	S	++			
寒鸦	*Corvus monedula*	W	±	++	+	
小嘴乌鸦	*Corvua corone*	B	±	++	+	
树麻雀	*Passer montanus*	R		+	+	
黑顶麻雀	*Passer ammodendri*	R		+	+	
漠雀	*Rhodopechys githagineus*	B	+	+	+	
哺乳类	**12 种**					
草兔	*Lepus capensis*	—			++	
三趾跳鼠	*Dipus sagitta*	—	±	+	+	
长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	—	+			
小家鼠	*Mus musculus*	—		++		
褐家鼠	*Rattus noevegicus*	—		+		
灰仓鼠	*Cricetulus migratorius*	—		++		
子午沙鼠	*Meriones meridianus*	—	+			
狼	*Canis lupus*	—	±		±	
鹅喉羚	*Gazalla subutturosa*	—	±		±	

注：（1）R——留鸟　　B——繁殖鸟　　W——冬候鸟　　S——夏候鸟

（2）±：偶见种类　　+：常见种　　++：多见种

图 4.3-6　　动物区划图

根据《国家重点保护野生动物名录（2021 年版）》、《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 07 月 28 日发布），经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，该区域共有级重点保护动物 4 种，均为国家二级保护动物。见表 4.3-25。

表 4.3-25　　区域重点保护动物

序号	中文名	拉丁学名	中国保护等级
1	鹅喉羚	*Gazella subgsoni*	二级
2	鸢	*Milvus korschun*	二级
3	苍鹰	*Accipiter gentiles*	二级
4	红隼	*Falco tinnunculus*	二级

（1）鹅喉羚：鹅喉羚又名长尾黄羊，俗称黄羊，隶属于偶蹄目牛科 羚羊亚科 瞪羚属。每年 12 月-翌年 1 月，鹅喉羚发情交配，此时雄羊喉部膨大，很像公鹅的头，因此得名鹅喉羚。该种分布区域广泛，从阿拉伯半岛、伊朗、阿富汗和中亚，向东直到中国西北和蒙古境内的广大地区都有其分布。近几十年来，由于栖息地的丧失、过度捕猎及偷猎，全球范围内鹅喉羚种群数量锐减。我国于 1989 年将其列为国家二级保护动物，1994 年 IUCN 红色名录列为 LR 级（低危种），2006 年将其列为 VU 级（易危种）（IUCN，2006）。鹅喉羚在拜城县北部的山前冲洪积扇和低山山区有广泛的分布（海拔 1300m-3000m），由于水源、食源丰富且分布广，气田区的鹅喉羚无固定的饮水点和觅食点，无固定栖息地、繁殖地，项目区鹅喉羚分布密度约 0.5 只/km^2。

（2）鸢：又名老鹰、黑鸢、鹞鹰，体长约 650mm，上体暗褐杂以棕白色；耳羽黑褐色。下体大部分为灰棕色带黑褐色纵纹；翼下具白斑。尾叉状，翱翔时最易识别。多见于山区林地、城郊及居民点附近。天气晴朗时，常见其在天空翱翔。发现猎物，立即俯冲直下，以鼠、兔、蛙、鸟等为食。在高大乔木的顶端营巢。国内分布几遍及各地，终年留居。在气田区低山山区及农田绿洲边缘常见。

（3）苍鹰：苍鹰为森林猛禽，栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地界，于疏林、林缘和灌丛地带，次生林中也较常见。也见于山施平

原和丘陵地带的疏林和小块林内，是森林中肉食性猛禽。除迁徙期间外，很少在空中翱翔，多隐蔽在森林中树枝间窥视猎物，一旦发现森林中的鼠类、野兔、雉类、榛鸡、鸠鸽类和其他中小型鸟类的猎物，则迅速俯冲，呈直线追击，用利爪抓捕猎获物。1997 年列入《华盛顿公约》CITES 濒危等级，2009 年列入《世界自然保护联盟》（IUCN）ver 3.1 鸟类红色名录，在气田区低山山区及农田绿洲边缘常见。

（4）红隼：以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物。通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，红隼平常喜欢单独活动，尤以傍晚时最为活跃。繁殖期为 5-7 月。在新疆为留鸟。属于小型猛禽，分布在山地森林、森林苔原、低山丘陵、草原、旷野等，在气田区低山山区及农田绿洲边缘有分布。

项目所在区域因农村开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物种类较少，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物等，无大型哺乳类动物及国家、地方重点保护的珍稀濒危动物天然集中分布区。农田区域动物以适应性较强的常见动物为主，如鼠、兔等，区域无珍稀动物资源分布。

4.3.6.3 水土流失现状

（1）拜城县、温宿县水土流失现状

根据《阿克苏地区水土保持规划（2020~2030）》，项目所在的拜城县和温宿县土壤侵蚀类型、侵蚀强度及面积见表 4.3-26。由表可知，土壤侵蚀类型主要以中度侵蚀为主。

表 4.3-26　拜城县、温宿县土壤侵蚀分类分级面积统计表　（单位：km2）

区县	侵蚀类型	轻度	中度	强烈	极强烈	剧烈	合计
拜城县	水力侵蚀	2080.44	911.08	374.98	287.52	20.99	3675.01
	风力侵蚀	1414.50	0	0	0	0	1414.50
	合计						5089.51
温宿县	水力侵蚀	933.19	645.07	351.27	185.92	26.23	2141.68
	风力侵蚀	1981.46	0	0	0	0	1981.46
	合计						4123.14

（2）水土流失重点防治分区

根据（新水水保〔2019〕4 号），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目所在拜城县和温宿县属于Ⅱ$_3$塔里木河流域水土流失重点治理区。

（3）水土流失成因

项目区地形平坦，地表地表裸露植被稀少，林草覆盖率较低，扰动后易引发侵蚀。从年降雨频率、平均风速、最大风速分析，具备发生侵蚀的条件。

（4）项目评价区水土流失现状

根据项目区土壤侵蚀情况、地形地貌情况、气候特征和土壤植被等自然条件，项目区域土壤侵蚀类型主要为风力侵蚀和水力侵蚀。依据《新疆维吾尔自治区 2020 水土保持公报》中土壤侵蚀现状图可知，项目评价区域土壤侵蚀强度为微度。

图 4.3-7　　2020 年自治区土壤侵蚀现状图

4.3.6.4 土地沙化现状

新疆沙化土地类型多样，分布地域特征明显。从广阔无垠的沙漠到瀚海戈壁乃至风蚀残丘、风蚀劣地，沙化土地种类齐全，类型各异。沙漠集中分布在高山相夹的两大盆地中，戈壁主要分布在山间盆地的山前洪积倾斜平原；盆地的边缘多为绿洲，众多的小绿洲被沙漠和戈壁包围，面临风沙的直接危害。戈壁是新疆仅次于沙漠的沙化土地类型，主要分布在阿尔泰山南麓、天山南北麓、昆仑山北麓、吐哈盆地和一些山间盆地的山前洪积倾斜平原，戈壁面积 30622798.73 公顷，占沙化土地面积的 40.99%。沉积物以卵砾石为主。新疆分布较广的大戈壁有塔里木盆地边缘戈壁、准噶尔盆地边缘戈壁、噶顺戈壁、十三间房南湖戈壁和老爷庙戈壁等，其中噶顺戈壁是新疆最大的戈壁。

根据《新疆防沙治沙规划》（2011-2020 年），拜城县、温宿县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，本项目评价区域位于非沙化土地。

图4.3-8　　本项目与沙化土地分布位置示意图

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

5.1.1 施工期大气环境影响分析

油气田开发过程中施工内容主要为钻井工程、集输管道敷设、井场设备安装等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的施工废料。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油气田地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为占用土地，改变土地利用类型，破坏占地区域植被，造成水土流失，扰动占地区域周边或两侧生境。

（1）钻井废气

钻井废气主要包括钻井柴油发电机废气和测试放喷废气。

①柴油发电机废气

本项目钻井期间用电由国家电网提供，柴油发电机只做备用。柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点，项目使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的，对周边环境影响较小。同时，施工单位应定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保柴油发电机污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》(GB20891-2014)及修改单（生态环境部公告 2020 年第 74 号）要求。

②测试放喷废气

当钻至井目的层后，对油气应进行完井测试，如钻孔在目的层有裂隙发育，则不需进行酸化、压裂等工作。钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，用酸化压裂液清洗裂隙，酸化目的层。放喷前安装井口放喷专用管道、各种计量设备，天然气经管道引至放喷池点燃。

放喷燃烧属于短期排放，污染物排放量少，且项目所在区域空旷，容易扩散，完井测试天然气放喷期间井场周界外污染物排放可满足《大气污染物综合排放标

准》(GB16297-1996)无组织排放监控限值；井场边界非甲烷总烃排放可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关要求。

（2）地面工程、管道工程及道路工程施工废气

在地面工程、管道工程及道路工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、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，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，加之当地环境容量较大，故对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

（3）施工机械设备和运输车辆废气

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_X 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，环境影响可接受。施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

（4）环境影响分析

本工程施工阶段钻井工程、地面工程、道路工程和管道工程，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本工程地面工程施工活动范围周边无环境敏感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、柴油发电机废气、测试废气、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.2 施工期废水环境影响分析

项目施工期废水主要有钻井期产生的酸化压裂废水、地面工程、道路工程与管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等。

⑴钻井废水

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本工程部署 4 口井，钻井废水产生量为 1.6 万 m^3，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

⑵管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用。试压结束后就近用于管道沿线生态绿化。

⑶生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，本工程新钻井 4 口，生活污水共计产生量为 1572.5m^3，排入生活污水罐暂存，定期拉运至博大作业区生活基地现有生活污水处理设施处理，禁止运输途中随意倾倒；地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，排入生活污水罐暂存，定期拉运至博大作业区生活基地现有生活污水处理设施处理。

本工程施工期间无废水直接外排，且与木扎提河无直接水力联系，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.1.3 施工期噪声环境影响分析

（1）施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期不同的施工阶段使用不同的施工机械，如柴油发电机、钻机、泥浆泵、挖掘机、吊机等，产噪声级在 85~95dB(A)之间。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油气田开发工程中管线铺设实际情况，各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.1-1。

表 5.1-1　　施工机械噪声值一览表

设备名称	噪声值/距离（dB(A)/m）
柴油发电机	95/5
钻机	95/5
振动筛	90/5
泥浆泵	95/5
挖掘机	90/5
吊装机	85/5
运输车辆	90/5
装载机	90/5
推土机	90/5

②施工噪声贡献值

本次评价采用点源衰减模式，预测计算声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测公式如下：

$$Lr=Lr_0-20\lg(r/r_0)$$

式中：Lr--距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

Lr_0--距声源 r_0 处的 A 声压级，dB(A)；

r--预测点与声源的距离，m；

r_0--监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-2。

表 5.1-2　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机　械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	柴油发电机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	钻井
2	钻机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	
3	振动筛	71.9	68.4	64.0	58.0	54.4	51.9	50.0	
4	泥浆泵	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	
5	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	土石方管线
6	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	
7	装载机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
8	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
9	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

③影响分析

在不采取减振降噪措施的情况下，钻井施工期间昼间距施工设备 100m、夜间距施工设备 500m 以上才可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求；土石方施工和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。项目周边 500m 范围内有居民等敏感点，夜间施工会对周围声环境产生一定的影响。

另外，距离运输车辆昼间 200m、夜间 500m 以上才能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值。因此运输车辆产生的交通噪声可能对运输路线沿途的村庄声环境质量产生影响。

（2）施工噪声污染防治措施

为最大限度避免和减轻施工对周围其他声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

①合理安排施工场地：在不影响施工情况下将强噪声设备尽量安排在距敏感点较远处；

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的声环境敏感点进行公开，取得谅解；

③严格控制施工时间，根据不同季节正常休息时间合理安排施工，以免产生扰民现象，做到文明施工；

④各产噪设备（泥浆泵、发电机等）做好基础减振，定期进行维护泥浆泵、钻机和发电机等高噪声设备；

⑤需要测试放喷时采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；

⑥运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要选择合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标；

采取以上措施后，施工噪声将降低对声环境的影响且施工期噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.4 施工期固体废物影响分析

（1）固体废物影响分析

项目施工期建设主要包括井场地面工程和集输管道的建设，施工期固体废物主要为泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、施工废料、生活垃圾等。

① 泥浆、钻井岩屑

本工程共产生钻井泥浆 3335.54m³，其中非磺化水基泥浆为 2003.28m³，磺化水基泥浆为 1332.26m³。岩屑总产生量为 4967.968m³。

钻井泥浆、钻井岩屑一并处理，其中膨润土体系泥浆及聚磺体系泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”进行固液分离，液相排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；固相钻井岩屑分离后，膨润土体系钻井岩屑经检测达标后用于铺设作业区内部道路，不得用于农田区域道路铺设；聚磺体系钻井岩屑经随钻不落地收集系统收集后定期拉运至克拉苏钻试修环保站进行无害化处理。

② 含油废物

在钻井、设备检修时产生少量含油废物，根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，含油废物为危险废物，危险废物代码为 HW08 900-249-08。含油废物产生量为 2t，桶装收集后暂存于危废暂存间，定期由有资质的单位回收处理。

③ 废烧碱包装袋

钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱，根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，烧碱的废弃包装袋为危险废物，危险废物代码为 HW49 900-047-49。废烧碱包装袋产生量为 0.2t，定期交有资质的单位回收处理。

④施工废料主要包括管材边角料、管道焊接及管道吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，施工废料产生量约为 1.98t。施工废料优先回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉苏钻试修环保站进行妥善处理。

⑤项目施工期生活垃圾产生量约 38.19t，施工生活垃圾分类集中收集后，定期拉运至大北地区固废填埋场填埋。

（2）施工固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议采取以下防范措施：

①工程土方施工应对挖方单侧堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.1.5 施工期生态环境影响分析

5.1.5.1 项目占地影响分析

本项目永久占地面积为 0.73hm^2，主要为井场和管道标识占地；项目临时占地面积约为 14hm^2，主要是管沟开挖临时占地、钻井期间井场各类池体和生活区临时占地。

永久占地使原有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。项目施工活动和工程占地在区块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。

5.1.5.2 对土壤环境影响

项目占地类型主要为农田、草地和林地。

（1）钻井影响

本工程新钻4口井，其中3口大斜度采气井、1口回注直井。钻井作业产生的固体废弃物主要为废弃泥浆、岩屑、生活垃圾、机械设备废油和含油废弃物等。

经工程分析，本工程4口新钻井共产生钻井泥浆3335.54m^3，其中非磺化水基泥浆为2003.28m^3，磺化水基泥浆为1332.26m^3；4口井合计排放的岩屑量为4967.968m^3。针对以上固体废物，本工程采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等，但不得用于农田区域道路铺设。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理，通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对土壤环境产生明显影响。

本工程新钻井4口，废润滑油量产生量为2t，建设单位委托阿克苏畅源公司进行无害化处理；整个钻井过程生活垃圾共计38.19t，生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至大北地区固废填埋场填埋，确保工程产生的危险废物及生活垃圾等物质对土壤环境的影响最小。

综上所述，只要对钻井作业产生废弃泥浆、岩屑、生活垃圾、机械设备废油和含油废弃物等进行妥善的处置，对地表土壤的影响范围和程度都将降到最小。

（2）线性工程占地对土壤环境的影响

本工程新建采气管线7.3km；新建回注水管线2.6km。主要土壤类型是棕漠土、石质土等，临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地，影响土壤养分、紧实度、物理性质等。

（3）对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况而言，表土层（腐殖质层）远较心土层好，在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一经

破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。

（4）对土壤密实度的影响

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的密实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过密实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

（4）固体废弃物对土壤的影响

管道的施工除了开挖与回填影响地表形态外，施工废物对土壤产生一定的影响，若固体废物残留于土壤中，这些残留于土壤中的固体废物难以分解，被埋于土壤中长时期残留，易造成地形的起伏，在风力作用易产生扬尘。因此管道施工以后必须要求把残留的固体废物清除干净，不得埋入土壤中。

（5）对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

本工程在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，但仍对土壤结构、肥力、物理性质等产生一定的影响。

总体而言，在严格控制施工作业范围的条件下，本工程的实施不会使区域生态系统的结构和功能产生明显影响，不会造成植被和土壤的退化。同时，在尽可能减少工程扰动范围的同时，本工程建成后应及时对临时占地实施土壤和植被恢复，使本工程施工带来的不良生态影响逐渐得以消除，将本工程对生态环境的影响降至最小。

5.1.5.3 对植被的环境影响

项目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及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。油气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，使区

域环境内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

本项目投入运营后，其中有0.73hm^{2}的地表被永久占用，永久占地主要为农田和草地。地表被各种构筑物或砾石覆盖。施工期地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

集输管线和各类池体的建设主要为临时占地，主要为施工对地表植被的扰动和破坏。在管道施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。项目临时占地面积13hm^2，主要以林地和农田为主。

（2）生物量损失

本项目永久性占地面积为7300m^2、临时占地143650m^2，项目占地类型主要为草地、农田和林地。其中永久占地占一般农田部分面积为1200m^2，占地方公益林部分面积为1200m^2，占工矿用地为4900m^2；临时占地占一般农田部分面积为14950m^2，占地方公益林部分面积为12700m^2，占工矿用地为116000m^2。生物量损失按下式计算：

$$Y＝S_i•W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，t；S_i——占地面积，hm^2；W_i——单位面积生物量，t/hm^2。

①针对农田生物量损失，根据现场踏勘成果，地表农作物主要为玉米，参考学位论文《玉米成熟期地上生物量及碳氮累积量的遥感估算》中的数据12839.294kg/hm^2，则本项目永久占地范围内一般农田生物损失量为1.54t/a，临时占地范围内一般农田生物损失量为19.19t/a。

②针对林地生物量损失，根据现场踏勘成果，林地主要为苗木花卉等经济类树种，参考文献《森林生物量和净生长量测算方法综述》（干旱区研究2010年11月第27卷-第6期）中的数据50000kg/hm^2，则本项目永久占地范围内林地生物损失量为6t/a，临时占地范围内林地生物损失量为63.5t/a。

本项目实施后生物量变化见表5.1-3。

表5.1-3 工程建成后生物量损失

植被类型	永久占用面积（hm^2）	临时占用面积（hm^2）	单位面积生物量（kg/hm^2）	永久占地生物量减少（t）	临时占地生物量减少（t）
农田	0.12	1.495	12839.294	1.54	19.19
林地	0.12	1.27	50000	6	63.5
合计	0.24	2.765	/	7.54	82.69

根据上表计算，本项目施工期将造成7.54t永久植被损失和82.69t临时植被损失。要求应加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

（3）管线修建对植被的影响

本项目新建单井采气管线7.3km，管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

在气田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是凝析油先污染土壤，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凝析油溅落在植物体上，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。

根据对以往油气田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中0～20cm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。所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（5）事故排放对植被的影响

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

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个

较小的范围内，且可通过对凝析油和采出水的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.1.5.4 对野生动物的影响分析

（1）对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

（2）对野生动物分布及迁徙的影响

在施工建设期，野生动物出于物种保护本能，尽可能远离施工现场，施工沿线出现野生动物分布稀疏带，从而造成其他区域分布密度的增加。施工期间的喧闹，对野生动物的迁徙有一定的影响，这种影响主要是针对在地面活动的哺乳动物，对鸟类而言，影响很小。施工结束后，影响便可随之消失。

（3）对典型动物的影响

评价区域内动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物，对环境的适应性较强，对人类的敏感程度已大大降低，工程施工对其影响不大。

5.1.5.5 水土流失影响分析

根据（新水水保〔2019〕4 号），项目区位于天山北坡诸小河流域重点治理区范围内。

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

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累

的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了土壤的盐分含量。

（3）对气田区管线、井场的危害

井区地面工程建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，会使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量，进而增加水土流失的影响。

5.1.5.6 对景观及生态系统结构、功能影响分析

①景观影响分析

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

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

②对生态系统结构、功能的影响

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

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，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

③生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统以绿洲农业生态系统为主，生态系统较为简单。从现场调查来看，目前项目所在区域内已存在一定人为干扰，人为保持着绿洲农业生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统稳定性的影响不大。

5.1.5.7 对地方公益林的影响

工程将占用地方公益林 12700m^2，工程所在区内分布的地方公益林类型为小灌木。

井场及管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越公益林所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开小灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐灌木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将单井采气管线作业带宽度控制在 8m 范围内。

5.1.5.8 对农田的环境影响

本项目占用一般农田的总面积为 14950m^2，种植的经济作物主要为一年生棉花和玉米。

根据对施工管线的实际测量，管线工程管沟开挖宽度 3m 左右，深 1.5m 左右，管沟采用挖掘机机械开挖，造成的影响主要为开挖宽度内的土壤结构被完全破坏，尤其是土壤中的团粒结构，必须经过较长的时间才能恢复，特别是在农田段，由于表层为 20cm 的耕作层，除管沟开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放占用的农田表层耕作土也收到一定程度的破坏。

管沟开挖回填施工除土壤结构发生改变外，由于回填作业混合土壤层次，改变了土壤质地，这就降低了土壤的蓄水保肥能力，影响土壤的发育，植被的恢复，降低了土壤的耕作性能，影响农作物的生长，导致复垦后近三年农作物产量的下降。

工程在施工期间对土壤养分的影响范围大，程度较深。根据国内外有关资料统计，管道开挖对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤中的有机质将下降 30～40%、养分将下降 30～50%，其中全氮下降 43%左右、磷素下降 40%、钾素下降 43%。这表明即使是对表土实行分层堆放和分层覆土，工程施工对土壤养分仍具有明显的影响。另外管沟回填后，一般难以恢复原有的土壤紧实度。

为减少对农作物的破坏，管线施工计划在农作物秋收完成后集中施工，春耕前复垦完毕，避开了农作物的种植期、生长期和收获期，避免对农田耕作制度造成影响，最大限度减少农作物损失。

5.1.5.9 项目实施对周边沙化土地的影响

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

项目施工期井场工程、管线敷设工程等建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

项目采取如下沙化防治措施：

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。⑥在占用沙地的井场四周和管道两侧施工作业带范围内设置草方格，草方格 1m×1m，减少水土流失，防止土地沙漠化。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，在施工作业带边界拉彩条旗以示明车辆行驶边界，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。

5.1.5.10 生态影响自查表

表 5.1-4　　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种☑；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用√；施工活动干扰√；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种√（分布范围、种群结构）；生境□；生物群落√（物种组成）；生态系统□；生物多样性□；生态敏感区□；自然景观□；自然遗迹□；其他□
评价等级		一级□　　二级□　　三级√　　生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（0.13）km^2；水域面积：（0）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集√；遥感调查√；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他□
	调查时间	春季□；夏季√；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期√
	所在区域的生态问题	水土流失√；沙漠化√；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他□
	评价内容	植被/植物群落√；土地利用√；生态系统√；生物多样性□；重要

		物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量√
	评价内容	植被/植物群落√；土地利用√；生态系统√；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让√；减缓√；生态修复√；生态补偿√；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪√；常规√；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价√；其他□
评价结论	生态影响	可行√；　不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响评价

5.2.1.1 基础气象资料分析

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008）的规定“对于各级评价项目，均应调查评价范围内 20 年以上的主要气候统计资料。”本工程位于位于拜城县境内。为此，本次评价以拜城气象站近 30 年的气象数据为依据，分析本工程所在区域的气象特征，符合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008）中的要求。主要包括风速、风向、温度等。

（1）温度

区域内近 30 年各月平均气温变化情况见表 5.2-1，近 30 年各月平均气温变化曲线见图 5.2-1。

表 5.2-1　　近 30 年各月平均温度月变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(℃)	-12.2	-6.3	4.1	12.6	17.5	20.1	21.8	20.8	16.1	8.2	-0.3	-8.3	7.84

由表 5.2-1 可知，区域近 30 年平均气温为 7.84℃，7 月份平均气温最高，为 21.8℃，1 月份平均气温最低，为-12.2℃。

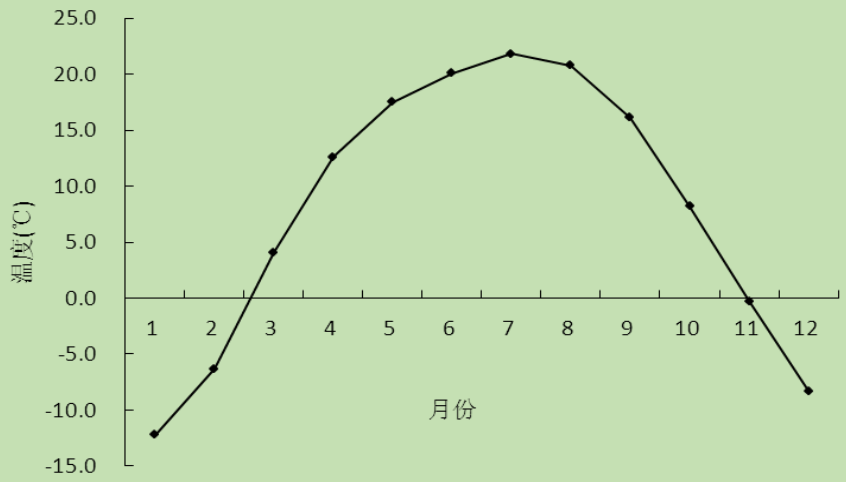

图 5.2-1　近 30 年各月平均温度变化曲线图

（2）风速

区域内近 30 年各月平均风速变化情况见表 5.2-2，近 30 年各月平均风速变化曲线见图 5.2-2。

表 5.2-2　近 30 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速（m/s）	0.4	0.6	0.9	1.4	1.4	1.3	1.1	0.9	0.8	0.5	0.4	0.4	0.84

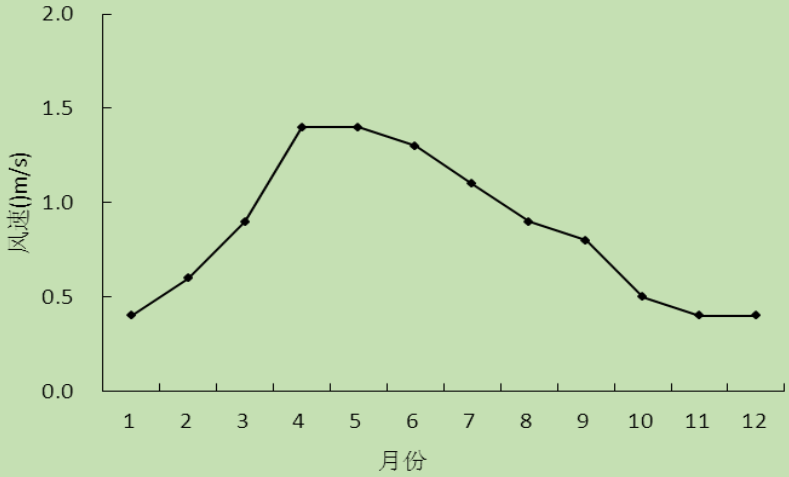

图 5.2-2　近 30 年各月平均风速变化曲线图

由表 5.2-2 可知，区域近 30 年平均风速为 0.84m/s，4、5 月份平均风速最大为 1.4m/s，1、11、12 月份平均风速最低为 0.4m/s。

（3）风向、风频

区域内近 30 年平均各风向风频变化统计结果见表 5.2-3，近 30 年风频玫瑰图见图 5.2-3。

表 5.2-3　　近 30 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率（%）	4	5	5	2	4	4	8	5	5
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	-
频率（%）	3	3	2	2	2	3	3	43	

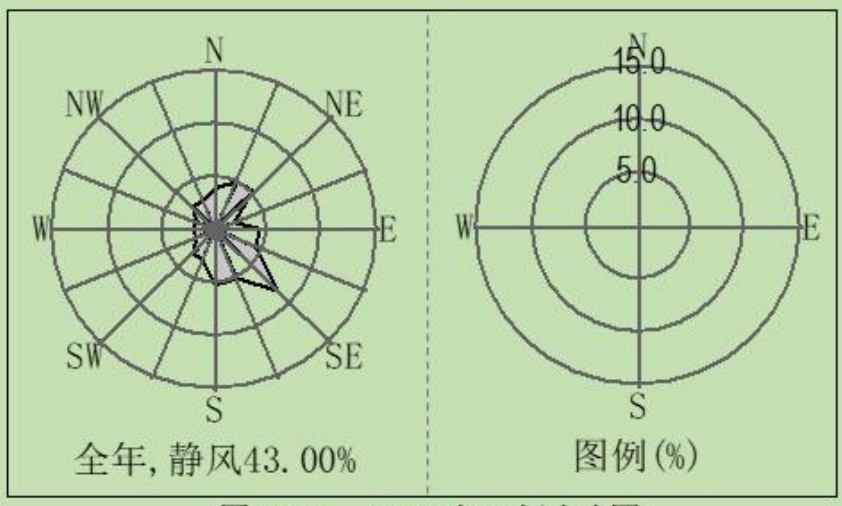

图 5.2-3　　近 30 年风频玫瑰图

由表 5.2-3 及图 5.2-3 析可知，近 30 年资料统计结果表明，该地区多年 SE 风向的平均风频最大，其次是 NNE、NE、SSE、S 风向，该区域任何连续三个风向角风频之和均小于 30%，因此气象资料统计结果显示该地区主导无主导风向。

5.2.1.2 大气环境影响预测与分析

(1)预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-2。

表 5.2-2　项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	--
2	最高环境温度/℃		41.2
3	最低环境温度/℃		-28.7
4	土地利用类型		荒漠
5	区域湿度条件		干燥气候

6	测风高度		10
7	最小风速		0.5
8	是否考虑地形	考虑地形	R 是　　□否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	£是　　R 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

(2)预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-3 及 5.2-4。

表 5.2-3　　运营期大气污染物排放参数一览表（点源）

编号	名称	排气筒底部中心坐标/º		排气筒底部海拔高度/m	排气筒参数/m		烟气温度/℃	烟气流速/（m/s）	污染物排放速率/（kg/h）		
		经度	纬度		高度	内径			氨	硫化氢	非甲烷总烃
1	污水处理系统有组织排气筒	80.97263	41.72963	1794	15	0.2	25	6.8	0.021	0.0015	0.25

表 5.2-4　　废气污染源参数一览表（面源）

名称	面源起始点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)								
井场无组织废气(BZ102-5 井为代表)	81.12379	41.72690	1640	6	6	0	6	8760	非甲烷总烃	0.000325

表 5.2-5　　Pmax 及 D10%预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准(μg/m³)	C_{max}(μg/m³)	P_{max}(%)	$D_{10\%}$(m)
污水处理系统	NMHC	2000.0	36.4270	1.82	/
污水处理系统	NH_3	200.0	3.0599	1.53	/
污水处理系统	H_2S	10.0	0.2186	2.19	/

由表5.2-5可知，项目废气中有组织 NMHC 最大落地浓度为36.4270μg/m³、占标率为1.82%；NH_3最大落地浓度为3.0599μg/m³、占标率为1.53%，H_2S 最大落地浓度为0.2186μg/m³、占标率为2.19%，$D_{10\%}$均未出现。

5.2.1.3 废气源对厂界四周贡献浓度

为说明本工程实施后厂界无组织排放达标情况，本次新建井场预测四周厂界贡献值，无组织废气对站场四周无组织贡献浓度情况如表 5.2-6。

表 5.2-6　　站场四周边界浓度计算结果一览表　　单位：μg/m³

场地	污染物	场界	贡献值
井场无组织废气	非甲烷总烃	东场界	1.33

		南场界	1.17
		西场界	1.13
		北场界	1.10

由表5.2-6预测结果可知，本工程实施后，站场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为1.10～1.33μg/m^3，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。

5.2.1.4 大气防护距离

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境防护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境防护距离，本项目大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境防护距离。

5.2.1.5 污染物排放量核算

(1)有组织排放量核算

本项目有组织排放量核算情况见表 5.2-7。

表 5.2-7　　大气污染物有组织排放量核算表

废气量 (Nm^3/h)	污染物	产生情况		处理效率	排放情况		
		kg/h	t/a		mg/m^3	kg/h	t/a
3000	非甲烷总烃	1.25	9.9	去除效率 80%	83.3	0.25	1.98
3000	氨	0.035	0.28	去除效率 40%	7	0.021	0.168
	硫化氢	0.0025	0.02		0.5	0.0015	0.012

(2)无组织排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表5.2-8。

表 5.2-8　　大气污染物无组织排放量核算表

设备类型		排放系数（kg/h/排放源）	设备数量（个/台）	污染物排放量（t/a）
单座采气井场（3 座）	阀门	0.064	9	0.08
	法兰	0.085	12	0.13
博孜 102 集气站	阀门	0.064	47	0.08
	法兰	0.085	47	0.1
单座注水井场	注水泵	0.074	1	0.0019
	阀门	0.064	22	0.037
	法兰	0.085	22	0.049
博孜处理站	油液分离器	0.073	2	0.004
	气浮装置	0.064	2	0.003
	二级过滤器	0.073	2	0.004
	阀门	0.064	30	0.05
	法兰	0.085	30	0.07
合计				0.6089

5.2.1.6 预测结果

本工程无组织废气 NMHC 的落地浓度和占标率详见表 5.2-9。

表 5.2-9　估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离	污水处理系统					
	NMHC 浓度(μg/m³)	NMHC 占标率(%)	NH_3 浓度(μg/m³)	NH_3 占标率(%)	H_2S 浓度(μg/m³)	H_2S 占标率(%)
10.0	11.0810	0.55	0.9308	0.47	0.0665	0.66
20.0	18.3150	0.92	1.5385	0.77	0.1099	1.10
30.0	29.3640	1.47	2.4666	1.23	0.1762	1.76
40.0	31.0900	1.55	2.6116	1.31	0.1865	1.87
50.0	36.4270	1.82	3.0599	1.53	0.2186	2.19
75.0	28.6320	1.43	2.4051	1.20	0.1718	1.72
100.0	25.2750	1.26	2.1231	1.06	0.1517	1.52
200.0	27.4720	1.37	2.3076	1.15	0.1777	1.78
300.0	28.3880	1.42	2.3846	1.19	0.1793	1.79
400.0	30.3610	1.52	2.5503	1.28	0.1724	1.72
500.0	29.3640	1.47	2.4666	1.23	0.1648	1.65
600.0	18.3150	0.92	1.5385	0.77	0.1703	1.70
700.0	17.3780	0.87	1.4598	0.73	0.1624	1.62
800.0	27.2340	1.36	2.2877	1.14	0.1348	1.35
900.0	27.1510	1.36	2.2807	1.14	0.0803	0.80
1000.0	14.8170	0.74	1.2446	0.62	0.0795	0.79
2000.0	13.2480	0.66	1.1128	0.56	0.0778	0.78
3000.0	7.0463	0.35	0.5919	0.30	0.0761	0.76
3500.0	6.1478	0.31	0.5164	0.26	0.0780	0.78
4000.0	5.1740	0.26	0.4346	0.22	0.0459	0.46
4500.0	3.8976	0.19	0.3274	0.16	0.0388	0.39
5000.0	3.6885	0.18	0.3098	0.15	0.0221	0.22
下风向最大浓度	36.4270	1.82	3.0599	1.53	0.2186	2.19
下风向最大浓度出现距离	50					
D10%最远距离	/	/	/	/		

5.2.1.7 评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢、氨短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.8 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-10。

表 5.2-10　　建设项目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+NOx 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}、$PM_{2.5}$、O_3、CO） 其他污染物（非甲烷总烃、H_2S、NH_3-N）					包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑	
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		附录 D□	其他标准□	
现状评价	评价功能区	一类区□		二类区☑			一类区和二类区□	
	评价基准年	（2022）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测标准□		主管部门发布的数据标准☑			现状补充标准☑	
	现状评价	达标区□				不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□
	预测范围	边长≥50km□			边长 5~50km□		边长=5km √	
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃、H_2S、NH_3-N）				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（0.5）h		C 非正常占标率≤100%□		C 非正常占标率〉100%□		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 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：（非甲烷总烃）				有组织废气监测☑ 无组织废气监测☑	无监测□	
	环境质量监测	监测因子：（ ）				监测点位数（ ）	无监测☑	
评价结论	环境影响	可以接受☑				不可以接受□		
	大气环境防护距离	距（--）厂界最远（--）m						
	污染源年排放量	SO_2:( )t/a		NOx:( )t/a		颗粒物:( )t/a	非甲烷总烃:(2.5889)t/a	

注：“□”，填“√”；“（ ）”为内容填写项

5.2.2 运营期地表水环境影响分析

按照《环境影响评价技术导则　地表水环境》(HJ2. 3-2018)中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，本项目地表水环境评价等级为三级 B。

本项目运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。采出水随采出油气输送至博孜天然气处理厂处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2023)后回注于地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修环保站妥善处置。采取上述水污染控制措施后，项目采出水及井下作业废水不会对周边水环境产生影响。

（1）采出水处理

本项目建成投运后，采出水随采出油气送天然气处理厂处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2023)标准后回注地层，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

博孜天然气处理厂采出水设计处理规模为 400m^3/d，目前实际处理量为 6.2×$10^5$$m^3$/a，采用“混凝沉降罐→缓冲罐→油水分离器→气浮装置→过滤吸附装置→滤后水罐-外输水泵”的处理工艺。目前作业区内产生的气田水可全部回注，不排入外环境。

为满足博孜1区远期新增采出水处理需求，博孜处理站本次扩建950m^3/d采出水处理装置，在现有工艺基础上进行装置扩容，处理工艺仍为 “混凝沉降罐→缓冲罐→油水分离器→气浮装置→过滤吸附装置→滤后水罐-外输水泵”，经处理后的出水水质达到气田采出水处理回注水质指标要求（悬浮物含量≤15mg/L，悬浮物粒径中值≤10μm，油含量≤30mg/L），处理后的采出水用于地层回注。

考虑到随着气田开发强度增加，远期作业区排水增多，同步在博孜处理站新建一套处理规模1450m^3/d的气田排水处理系统，采用“混凝沉降+二级过滤”的处理工艺。经处理后的出水水质达到气田采出水处理回注水质指标要求（悬浮物含量≤15mg/L，悬浮物粒径中值≤8μm，油含量≤30mg/L），处理后的采出水用于地层回注。

待处理站污水处理系统建成后，博孜天然气处理厂水处理系统总处理规模可达2800m^3/d，采出水及气田排水经污水处理系统处理后全部回注，处理设施的处理能力可以满足本次工程的依托需求。

（2）井下作业废水处理

项目废水主要为井下作业废水。井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修环保站处理。

克拉苏钻试修环保站设计钻试修废液处理规模为 300m^3/d（109500m^3/a），剩余处理规模为 119.6m^3/d（43654m^3/a），本项目井下作业废水的产生量为 2972.56m^3/a，依托可行。

综上，项目采取的废水处理措施有效且采出水、井下作业废水不外排，故项目对地表水环境影响可接受。

表 5.2-11　　地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□			
	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 □；重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区 □； 其他 □			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放□；间接排放□；其他☑		水温□：径流□；水域面积□	
	影响因子	持久性污染物 □；有毒有害污染物 □； 非持久性污染物 □；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他☑		水温□；水位（水深） □；流速 □；流量□；其他□	
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级□；二级□；三级 A□：三级 B☑		一级□；二级□；三级□	
现状调查	区域污染源	调查项目		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□		生态环境保护主管部门 □； 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 □；补充监测 □； 其他 □	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
		丰水期 □； 平水期 ☑； 枯水期 □； 冰封期 □春季□；夏季□；秋季□；冬季□		（ pH、溶解氧、SS、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、硫化物）	监测断面或点位个数（2）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□：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□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ㅁ；其他□ 导则推荐模式 □： 其他 □	
	水污染控制和水环	区（流）域水环境质量改善目标□；替代削减源□	

	境影响减缓措施有效性评价					
	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 同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□				
影响预测	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□；区域消减□；依托其他工程措施☑；其他□				
	监测计划		环境质量		污染源	
		监测方式	手动□；自动□；无监测□		手动□；自动□；无监测□	
		监测点位	（ ）		（ ）	
		监测因子	（ ）		（ ）	
	污染物排放清单	☑				
评价结论		可以接受☑；不可以接受□				

5.2.3 运营期地下水环境影响预测与评价

5.2.3.1 评价区水文地质条件

（1）地下水赋存条件

本项目评价区所在区域的地貌类型为山前平原区。

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜坳陷盆地，基底为古近系-新近系，盆地内充填了巨厚的第四系沉积物下更新统砾岩与上新统均以向斜构造形态构成盆地基底的一部分。因下更新统亦为粗颗粒沉积，故盆地内更新统的卵砾石层形成了巨大的贮水空间。盆地海拔高 1180~1400 米，发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后，河水渗漏补给地下水，使盆地储藏有丰富的地下水，因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔，使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元—“地下水库”。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。

拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区，古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为 2m 左右，而向南经断裂水位急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深就达到了 80m 左右。

在盆地的下伏岩层中，第四系下更新统西域砾岩由于岩性已呈胶结及半胶结状态，与下部的古近系-新近系岩层一起构成了盆地内含水层的底板，上覆中上更新统地层均为结构较为单一的卵砾石层，松散类岩层沉积厚度自北部山前的 200m，向南部平原区逐渐变厚，最厚达 500m 左右。山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给，使盆地内储存了丰富的地下水。

（2）地下水埋藏及分布规律

评价区位于拜城盆地西部木扎尔特河冲积洪积平原区。根据收集水文地质资料及调查，该区域地下水的埋深普遍较大，均大于 50m。区内含水层主要由上更

新统及中更新统洪积层及全新统冲洪积层组成，厚度 150~400m。含水层岩性主要为砂卵砾石，单位涌水量大于 1.5L/s•m，含水层岩性分选差，磨圆度中等。

（3）地下水类型与含水岩组富水性

a.水量丰富区（单井涌水量 3000~5000m^3/d）

分布在冲积扇的中上部、木扎尔特河以南的平原区，调查评价区中部及东部区域的地下水富水程度属于该区。含水层是巨厚（100~300m），粗大的砾卵石层，含水丰富，根据前人的抽水试验资料，单井推算涌水量为 1035.85~4033.57m^3/d。渗透系数 6.96~8.5m/d。

b.水量丰富区（单井涌水量 1000~3000m^3/d）

分布于木扎尔特河西部的冲积平原区，调查评价区西部区域的地下水富水程度属于该区。根据前人资料，区内含水层为上更新统砾卵、漂砾层，水量丰富，含水层厚度为 70m，渗透系数 1.37m/d。

评价区水文地质图见图 5.2-4。

图 5.2-4 评价区水文地质图

图 5.2-5　水文地质剖面线图

（4）地下水补给、径流、排泄条件

评价区的地质构造、地貌、岩性结构及气候、水文条件决定着地下水的补给、径流、排泄条件。北部山区对评价区地下水的补给主要通过两条河道的河谷潜流进行补给。而具有开采价值的地下水主要是平原区第四系松散岩类孔隙水，由于评价区内有两条河流流经，地表水资源丰富，同时两河出低山丘陵后，河道宽阔，河道内为松散的卵砾石层，河水对地下水的补给是以悬河的形式补给，补给量较为稳定，地表水的直接入渗成为评价区地下水的主要补给源。另外通过评价区的渠道多有浆砌石防渗渠道，渠道利用率也可达到75%，沿途渗漏转化补给的地下水量远小于天然河道的入渗量，也是评价区地下水的另一个主要补给源。本区气候干燥，降雨稀少，植被稀少，无农田分布。年降水量为96.2-124.6mm，而蒸发量却在1537.7-3000mm，评价区内地下水普遍埋藏较深，降水对地下水的补给作用不大。因此，评价区的补给方式主要是河谷潜流、河水入渗及渠系的渗漏补给。

评价区含水层为中上更新统卵砾石、砂砾石，渗透性好，地下水在北部接受河道潜流补给后，地下径流自河流冲洪积扇顶部向扇缘方向流动，木扎尔特河以北区域地下水自西北向东南方向径流，以南区域地下水自西向东径流。在木扎尔特河上、中部主要是漂砾、卵砾石沉积物，含水层颗粒粗，厚度大，渗透性强，地下径流通畅，地下水水力坡度为5‰。

评价区地下水埋深普遍埋藏较深，地面蒸发对地下水没有影响，因此评价区地下水主要以侧向径流和人工开采方式排泄。

（5）地下水动态

地下水动态主要受气象、水文和水文地质条件及人类活动因素控制。根据区域的地下水动态监测资料，区内潜水水位动态主要表现为水文型。

位于河流冲洪积的河间地块，潜水的动态特征曲线与两河的丰枯特征较相似，表现出水文型动态特征。河流的丰枯特征10月至翌年3月份为枯水期，4月气温回升，冰雪融化，河流量明显增大，6~8月河流径流量最高，地下水水位动态特征随两河丰枯特征出现很直观的变化，地下水高水位出现在9月，比河流丰水期稍滞后，9、10月地下水水位持续下降，水位最低值出现时间比河流枯水

期迟后，这是因为河流入渗、地下水位埋深及径流条件等因素影响所致。各观测孔最低水位多出现在 6、7 月，6~7 月份以后地下水位急剧上升，9 份水位最高，在高水位与低水位期间水位保持时间较短，高低水位差较大，降幅均值 6.16m，主要是河水径流量年内分布极不均衡。

（6）水化学特征

第四系松散层孔隙水的化学类型与矿化度主要受补给、径流、排泄条件与埋藏条件的控制。拜城盆地内的第四系松散层多是单一、巨厚的卵砾石层，孔隙率高，地下水主要靠来自低矿化的河水及引自河水的渠道水的大量渗漏补给。补给、径流条件都好，所以地下水的化学类型与矿化度和补给它的河水相近似。但在各冲积扇扇缘溢出带，由于径流、排泄条件的差异，才使局部地段的地下水矿化度和矿化类型复杂化。

（7）场地包气带特征

参照《拜城水文地质调查》中勘探孔 3 的钻孔柱状图，评价区地表出露的地层比较简单，钻孔揭露的包气带岩性单一，均为砂、砾石、卵石。包气带厚度达 39m。松散、大小颗粒混杂，卵石呈半滚圆状，砾石呈半菱角状分选性差。一般粒径 10cm-25cm，最大粒径 35cm 左右主要岩石成分有花岗岩块，花岗闪长岩块，灰岩块，石英岩块，及砂岩块等。

取出岩芯主要是卵石，岩芯从上到下粒径成分无明显变化地层中砂，砾石成份约 50%。包气带防污性能为易。

图 5.2-6　　勘探孔 3 钻孔柱状图

5.2.3.2 施工期地下水环境影响预测和评价

（1）正常状况

项目施工期废水主要为施工人员的生活污水、钻井废水、试压废水、压裂返排液。

① 生活污水

井场设环保厕所，定期消毒、清掏，生活污水暂存于生活污水池，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施装置进行处理。

②试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，主要污染物为SS，用于场地洒水抑尘，不外排。

③压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行射孔完井。在射孔过程中由于井筒压力小于地层压力，所以射孔压裂液基本由管道排出。单井排放的压裂返排液在井场中和后在收集罐内暂存，通过罐车拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处理。

④钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

（2）非正常状况

非正常状况发生少量的“跑、冒、滴、漏”可及时发现并得到处置，也不会下渗污染地下水。因此，施工期正常状况和非正常状况少量的“跑、冒、滴、漏”基本不会对地下水造成污染。因此本次评价从不利的角度出发，本次评价假设钻井过程中发生井喷事故，钻井废水泄漏下渗对地下水环境的影响。

（3）源强计算

污染源位置：本次选取任一井场内进行预测。

污染物浓度：钻井废水的特征污染物主要是SS、COD、石油类。选择石油类作为预测因子进行预测，由于石油类在水中的最大溶解度为18mg/L，出于保守考虑，污染物浓度取18mg/L。

污染物泄漏时间：井喷事故属突发环境事故，需立即启动应急处置措施，立

即切断污染物向含水层的下渗通道，一般应急处置时间不超过2天，因此，本次假设井喷风险下渗时间持续2天。

泄漏量：由工程分析结果可知，钻井废水最多的水平井钻井废水产生量9.14m^3/口井·d，本次假设发生井喷风险事故后，所有的钻井废水均喷出地表，钻井施工队立即启动应急处置措施，采取应急处置措施后，假设仍然有部分钻井废水由于容量不够而溢出，假设经过围堰和防渗膜拦阻截留，并将溢散到围堰外的液体收集，将污染的土壤挖除后，仍有10%的液体下渗至含水层，则每天的下渗量为0.914m^3。

（4）预测模型

根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t时刻点x,y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约70m；

m_M—长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，32g；

u—地下水流速度，m/d；此地区潜水含水层岩性渗透系数取最大值8.5m/d。水力坡度I取0.5%。因此地下水的渗透流速u=K×I/n=0.23m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》

(HJ610-2016)附录 B，有效孔隙度取 n=0.20；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度α_m=10m，纵向弥散系数$D_L=\alpha_m \times u=2.3m^2/d$；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数 $D_T=0.23m^2/d$；

（5）预测结果

非正常状况下任一井场钻井废水泄漏时石油类对地下水的影响见表 5.2-12。

表 5.2-12　　地下水预测结果

运移时段	影响范围（m^2）	影响距离（m）	超标范围（m^2）	超标距离（m）
15d	71	13	0	0
100d	0	0	0	0
1000d	0	0	0	0

根据预测结果，在预测各时间节点未出现超标污染晕，在渗漏发生 15d 时，石油类影响范围运移最远，距离为 13m，影响范围最大为 $71m^2$；在渗漏发生 100d 时，石油类的污染晕中心点的浓度小于石油类的检出限 0.01mg/L，无超标范围和影响范围。根据敏感目标处（大宛其农场克台克吐尔水厂地下水源地）石油类浓度变化曲线可知，敏感目标处在 7300d 内石油类最大浓度远小于石油类的检出限 0.01mg/L，不会对敏感目标产生影响。

① 固定时间、不同距离下的浓度预测

分别选取 15d、100d、1000d 时的石油类的运移情况，其结果分别如图 5.2-7 所示。

（15d）

（100d）

（1000d）

图 5.2-7　　不同距离固定时间处石油类浓度变化趋势

② 固定距离、不同时间下的浓度预测

选取最近敏感目标（大宛其农场克台克吐尔水厂地下水源地）处进行预测，分析其在渗漏发生后石油类污染物的浓度随时间的变化趋势。如图 5.2-8 所示。

图 5.2-8　　不同时间敏感目标处石油类浓度变化趋势

5.2.3.3 运营期地下水环境影响分析

（1）正常状况

①废水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。采出水随采出油气输送至博孜天然气处理厂处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注于地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送至克拉苏钻试修环保站处理。

②落地油

油气开采过程中产生的落地原油，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。由于油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

③管线

油气混输集输管线采用无缝钢管密闭输送，正常状况下基本不会对地下水产生污染影响。

（2）非正常状况

本项目集输管线输送的伴生气主要为湿气，含有少量凝析油、凝析水、饱和水蒸气，集输管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。非正常状况下，集输管线出现破损，如不及时修复，湿气泄漏，凝析油可能下渗对地下水造成影响。

参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告2021年第24号）中07石油与天然气开采行业中天然气工业废水产排污系数（0.77吨/万立方米-产品），选取产气量最大的博孜BZ101-4井进行计算，BZ101-4井产气$45\times10^4m^3/d$，计算出最大采出水量为$34.65m^3/d$。假设泄露量为最大采出量的十分之一。

参照TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，石油类可溶态污染物的最高浓度值约为18mg/L。

（3）预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃，石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的落地油最多可下渗到20cm。根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约 70m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，62.37g；

u—地下水流速度，m/d；此地区潜水含水层岩性渗透系数取最大值 8.5m/d。水力坡度 I 取 0.5%。因此地下水的渗透流速 u=K×I/n=0.23m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 B，有效孔隙度取 n=0.20；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度α_m=10m，纵向弥散系数$D_L=\alpha_m \times u=2.3m^2/d$；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数 $D_T=0.23m^2/d$；

（4）预测结果

集输管线瞬时泄漏时石油类对地下水的影响见表 5.2-13。

表 5.2-13　　油气集输管线瞬时泄漏时石油类预测结果

运移时段	影响范围（m^2）	影响距离（m）	超标范围（m^2）	超标距离（m）
9d	141	14.07	8	5.07
32d	121	19.36	0	0
100d	0	0	0	0
1000d	0	0	0	0

根据预测结果，在渗漏发生 9d 时，石油类超标范围运移最远，距离为 5.07m，超标范围最大为 $141m^2$，之后超标污染晕消失，浓度低于标准值；在渗漏发生 32d 时，影响范围运移距离最远，距离为 19.36m，影响范围为 $121m^2$，之后影响范围消失，浓度低于检出限值；根据敏感目标处石油类浓度变化曲线可知，敏感目标处在 7300d 内石油类最大浓度小于石油类的标准限值 0.05mg/L，不会对敏感目标产生影响。

① 固定时间、不同距离下的浓度预测

分别选取 9d、32d、100d 的污染物运移情况，其结果分别如图 5.2-9 所示。

（9d）

（32d）

（100d）

图 5.2-9　不同距离固定时间处石油类浓度变化趋势

② 固定距离、不同时间下的浓度预测

选取最近敏感目标（大宛其农场克台克吐尔水厂地下水源地）处进行预测，分析其在渗漏发生后石油类污染物的浓度随时间的变化趋势。如图 5.2-10 所示。

图 5.2-10　不同时间固定距离处石油类浓度变化趋势

5.2.3.4 地下水评价结论

本次地下水评价，在搜集大量当地的历史水文地质条件资料的基础上，通过建立模型，设置了可能出现的非正常状况情景，模拟和预测了施工期和运行期项目建设对附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对小范围地下水造成一定影响。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可接受。

5.2.4 运营期声环境影响预测与评价

5.2.4.1 噪声源强

本项目集输管线均埋设在地下，油气集输不会对周围声环境产生影响，项目产噪设备主要为采气树以及井场内的加热撬。由于井场均为标准化建设，各井场对厂界噪声差距不大，因此本次项目以周边 200m 范围内存在声环境保护目标的 BZ102-5 井场作为典型井场进行预测。污水装置在博孜处理站预留空地上进行扩建，预测博孜处理站厂界噪声。项目噪声源及噪声值情况见表 5.2-14。

表 5.2-14　项目噪声源及噪声值情况一览表

声源名称		数量（台/套）	最大噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]	预测噪声源强[dB(A)]
井场(以BZ102-5 井为例)	电加热橇	1	85	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	20	65
	井口装置	1	50		20	35
博孜处理站	污水提升泵	1	90	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	20	70
	一级提升泵	1	90	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	20	70
	污水回收泵	1	90	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	20	70
	反冲洗水泵	1	90	选择低噪声设备、加强设	20	70

				备维护，基础减振		
	污泥外输泵	1	90	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	20	70
	污泥提升泵	1	90	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	20	70

5.2.4.2 预测因子、方位

（1）预测因子：等效 A 声级

（2）预测方位：厂界外 1m

5.2.4.3 预测模式

本次评价采用点源衰减模式，预测计算声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测公式如下：

$Lr=Lr_o-20lg（r/r_o）$

式中：Lr——距声源 r 处的 A 声压级，dB（A）；

Lr_o——距声源 r_o 处的 A 声压级，dB（A）；

r——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

5.5.4 预测结果与评价

厂界噪声预测结果见表 5.2-15。

表 5.2-15　　站场噪声贡献值　　单位：dB(A)

序号	预测点名称	BZ102-5井场厂界贡献值		博孜处理站	
		昼间	夜间	昼间	夜间
1	东厂界	39.5	39.5	48.8	48.8
2	南厂界	46.4	46.4	48.5	48.5
3	西厂界	46.2	46.2	48.9	48.9
4	北厂界	36.5	36.5	49.2	49.2

根据预测结果，井场噪声源对场界的噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准要求。综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

表 5.2-16　　本项目声环境影响评价自查表

工作内容		自查内容					
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑	三级□			
	评价范围	200m☑	大于 200m□	小于 200m□			
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑	最大 A 声级□	计权等效连续感觉噪声级□			
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期☑	近期□	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法☑	现场实测加模型计算法□	收集资料□			
	现状评价	达标百分比	100%				

噪声源调查	噪声源调查方法	场实测法□ 已有资料□ 研究成果☑		
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑ 其他□_____		
	预测范围	200m☑ 大于 200m□ 小于 200m□		
	预测因子	等效连续 A 声级☑ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□		
	厂界噪声贡献值	达标☑ 不达标□		
	声环境保护目标处噪声值	达标□ 不达标□		
环境监测计划	排放监测	厂界监测☑ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测☑ 无监测□		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）	监测点位数（ ）	无监测□
评价结论	环境影响	可行☑ 不可行□		
注：“□”为勾选项，可“√”；“（）”为内容填写项				

5.2.5 运营期固体废物环境影响分析

5.2.5.1 固体废物类别

本项目营运期产生的固体废物主要为落地油泥、清管废渣和废防渗材料。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号）和《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7-2019），落地油泥、清管废渣、废防渗材料（HW08）属于危险废物，分类收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

运营期井下作业是暂时性的，压裂后可提高气井产量，压裂过程会产生大量酸化液、压裂液和洗井液。本工程共 8 口井，因此井下作业过程废压裂液产生量为 2111.84m^3/a，废酸化液产生量为 658.4m^3/a，废洗井液产生量为 202.32t/a，井下作业固废自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

5.2.5.2 固体废物处置措施

项目营运期产生的固体废物主要为落地油泥、清管废渣和废防渗材料，其中落地油泥产生量约 1.6t/a，现场清理收集后委托库车畅源生态环保科技有限责任公司直接拉运处理；废弃防渗布约 2t/a，现场清理收集后委托库车畅源生态环保科技有限责任公司直接拉运处理；每次清管废渣量约 0.00569t/a，清管废渣由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理。项目运营期固体废物处置措施见表 5.2-17。

表 5.2-17 固体废物来源、分类及处置措施一览表

序号	污染物	危险废物类别	危险废物代码	产生量 t/a	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	处置措施

1	落地油泥	HW08	071-001-08	1.6	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥沙	油类物质	1a	T，I	清理收集后直接委托库车畅源生态环保科技有限责任公司直接拉运处理
2	废防渗材料	HW08	900-249-08	2	井下修理	固态	油类物质	油类物质	2a	T，I	
3	清管废渣	HW08	071-001-08	0.00569	清管作业	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2a	T，I	专用包装容器储存，依托处理厂危废间暂存。
4	废压裂液	/	/	2111.84m^3/a	油气开采	液态	胍胶	/	1a	/	克拉苏钻试修废弃物环保处理站
5	废酸化液	/	/	658.4m^3/a	油气开采	液态	胍胶	/	1a	/	
6	废洗井液	/	/	202.32t/a	油气开采	液态	/	/	1a	/	

5.2.5.3 危险废物影响分析

本次评价按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》对项目危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置等全过程分析建设项目产生的危险废物可能造成的环境影响，具体如下：

（1）危险废物收集

本项目建成运行后，油田公司应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及修改单相关要求对产生的危险废物进行收集。

①采用专用密闭包装容器进行收集，包装容器材质与危险废物相容同时在包装容器外设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

a.危险废物标签规格颜色说明：规格:正方形，40×40cm；底色:醒目的橘黄色；字体：黑体字，字体颜色：黑色。

b.危险废物类别：按危险废物种类选择；

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀；

d.装载液体、半固体的危险废物的包装容器内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留100mm以上的空间。

（2）危险废物贮存设施环境影响分析

本次项目清管废渣依托博孜天然气处理厂危险废物暂存间暂存。博孜天然气处理厂目前正在建设，根据《博孜天然气处理厂建设工程环境影响报告书》，博

孜天然气处理厂天然气来源包括了博孜区块，危险废物暂存间贮存危险废物包括了清管废渣，贮存规模已包含本次项目产生的清管废渣量，同时该环境影响报告书中要求根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)及修改单（环保部公告2013年第36号）建设危险废物暂存间，并设置警示标志，由专人负责管理并记录。根据环境影响报告书可知，博孜天然气处理厂预计2023年3月投产，本项目预计2023年3月开始正式施工，因此本次项目清管废渣依托博孜天然气处理厂危废暂存间可行。

（3）运输过程的环境影响分析

本项目产生的危险废物运输过程中均采用密闭容器分类收集储存，材质与危险废物相容，期间保持运输通道畅通，正常情况下不会发生散落或泄露，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。建设单位委托有资质单位将危险废物从油气田区域运输至处置单位，运输路线尽量避开环境敏感点，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。

危废外运时，公司应当向生态环境局提交下列材料：

①拟转移危险废物的名称、种类、特性、形态、包装方式、数量、转移时间、主要危险废物成分等基本情况；

②运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；

③接受单位具有利用和处置危险废物资格及同意接受的证明材料。

④危险废物运输转移处理的运输由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。转移危险废物的，应当执行危险废物转移联单制度，应当通过国家危险废物信息管理系统填写、运行危险废物电子转移联单。危险废物转移联单实行全国统一编号。危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。因特殊原因无法运行危险废物电子转移联单的，可以先使用纸质转移联单，并于转移活动完成后十个工作日内在信息系统中补录电子转移联单。

（4）危险废物处置单位

项目运营期产生的危险废物委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。

库车畅源生态环保科技有限责任公司位于新疆阿克苏地区库车市化工园区，中心地理坐标为 41°42'41.50"，东经 83°06'27.44"，危险废物经营许可证编号为 6529230024，经营许可证有效期为 2020 年 6 月 5 日至 2025 年 6 月 4 日，主要进行 HW08 废矿物油与含矿物油废物的收集、贮存、利用和处置，危废经营代码包括了 071-001-08 和 900-249-08，经营规模为 46 万吨/年，可满足本次项目处置规模要求。

5.2.5.4 危险废物贮存及管理要求

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）和《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022），项目对运营期固体废物处置过程提出如下管理要求：

①落实污染环境防治责任制度，健全企业工业危险废物产生、收集、贮存、运输、处置全过程的污染防治责任制度。

②落实危险废物识别标志制度，按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）等有关规定，对危险废物的包装容器以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

③落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，同时按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）制定危险废物管理计划和管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

④落实危险废物经营许可制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

⑤落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险废物运输管理的规定。

⑥落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等有关法律法规的要求，对工业固体废物采取防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒工业固体废物。建设单位委托他人运输、利用、

处置危险废物的，应对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，在合同中约定污染防治要求。

⑦落实排污许可制度，已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

5.2.6 运营期生态环境影响分析

项目营运期对生态环境的影响主要表现在对野生动物等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。

（1）对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，人为捕杀野生动物的风险也随之降低。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

（2）生态系统完整性影响评价

本项目的开发建设，在原有人为干扰的基础上继续扰动建设，加剧了人为扰动的力度，同时也加剧局部区域由自然生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，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。

由于油气田的开发植被覆盖度降低，同时油气田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油田开发区域连通度增加，破碎度加大，产生一定程度影响。

（3）景观影响分析

区域经过气田开发，已经形成了采掘工业、自然景观交替的景观。本项目井场设施及永久性构筑物的增加，对现有景观影响有限。

项目建设完成后，井场和集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响，因而项目油气田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

（4）小结

综合上述分析可知，在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下，项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响，项目通过采取工程措施、临时措施等水土流失防治措施，可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失，使项目区域的水土流失可得到有效控制，遭破坏的生态环境可在一定时段内得到一定的自然恢复。

5.2.7 运营期土壤环境影响分析

5.2.7.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）规定，根据建设项目对土壤环境可能产生的影响，将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。本项目为石油和天然气开采专用及辅助性活动，属污染影响型。本项目属于“采矿业”中“天然气开采”，土壤环境影响评价类别为 II 类。

5.2.7.2 影响类型及途径

项目施工期主要为土方开挖、场地平整、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、机械设备产生的废气等，不涉及土壤污染影响。营运期外排废气中主要为烟气黑度、颗粒物、SO_2、NO_X、非甲烷总烃，不涉及重金属排放；运营期不产生废水，不会造成废水地面漫流影响。但泄漏事故工况下管线破裂会造成凝析油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。

表 5.2-18　　建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	--	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

由表 5.2-18 可知，本项目影响途径主要为运营期垂直入渗污染，因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

5.2.7.3 影响源及影响因子

本项目集输管线输送介质为天然气和凝析油，管线连接处破裂时，凝析油（石油烃）会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果见下表。

表 5.2-19　土壤环境影响源及影响因子识别结果一览表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故状况

5.2.7.4 土地利用类型调查

（1）调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，本次评价的土壤现状调查范围为场站边界及管线两侧 200m 范围。

（2）敏感目标

项目井场外扩 200m 范围和管线两侧 200m 范围内土壤保护目标为农田。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，项目永久占地、临时占地为稀疏草地和农田，项目占地范围暂无规划。

②土地利用历史

根据调查，本项目井场部署和管线敷设之前现状为稀疏草地和农田，局部区域已受到气田开发的扰动和影响。

③土地利用规划

本项目占地范围暂无土地利用规划。

（4）土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图（数据来源，二普调查，2016 年），《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为淡棕钙土、灌淤土、其他。

5.2.7.5 土壤环境影响评价

本项目运行期为油气开采、集输时段。预测情景主要分为正常状况和非正常状况两种情景。

（1）正常工况下土壤环境影响分析

根据本项目土壤污染特征，土壤污染特征因子主要为石油烃。正常状况下，

防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，因此在正常工况下不会发生原油渗漏进入土壤。

（2）非正常工况下土壤环境影响分析

非正常状况情景与地下水预测情景相同，施工期主要考虑钻井过程中发生井喷事故，钻井废水泄漏下渗对土壤环境的影响。运行期主要考虑集输管线出现破损，凝析油下渗对土壤环境的影响。

根据工程相关设计，为最大限度预测污染物长期运移扩散情况，本次模拟以7300天的污染物扩散期为模拟期，得到污染物浓度变化过程与规律，为评价本项目对土壤环境可能造成的直接影响和间接危害提供依据。土壤污染预测源强详见表5.2-20。

表5.2-20　　土壤预测源强一览表

情景设定	时段	特征污染物	泄漏速率(m^3/d)	污染物浓度(mg/L)	泄漏特征
非正常状况	施工期	石油烃	0.914	18	短时下渗
	运行期	石油烃	3.465	18	

（2）污染预测模型目的层

根据评价区水文地质条件及情景设定，应用hydrus-ld软件模拟污染物在土壤中的垂直迁移，计算污染物通过下渗运移的距离以及浓度。根据水文地质钻孔资料，包气带厚度取40m，岩性为砂卵石层。

（3）模型边界条件的概化

将土壤水流概化为垂向一维流，泄漏点可视为平面点源。上边界为包气带顶板处，下边界为包气带底层底板，污染物在下渗过程中从上边界向下边界迁移。

污染物土壤hydrus-ld垂直迁移数值模型包括水分运移模型和溶质运移模型，边界条件确定如下：

①土壤水分运移模型

hydrus-ld只考虑污染物在土壤的一维垂直迁移，因此水分运移模型的边界条件只有上边界和下边界。上边界为流量边界，下边界为已知压力水头边界。

②土壤溶质运移模型

本次应用hydrus-ld模拟污染物一维垂直迁移，只考虑溶质在固液相间的线性平衡等温吸附作用，忽略化学反应作用。将泄漏点看作注入的点源，上边界为释放污染物的浓度通量边界；下边界为零通量梯度边界。

（4）数学模型

根据污染物在土壤的运移特性，分为土壤水分运移模型、土壤溶质运移模型。

①土壤水分运移模型

假定水分运移过程中气相作用很小，忽略温度梯度的影响，取地表为零基准面，坐标轴方向与主渗流系数方向一致，坐标（Z 轴）向上为正，则土壤水分运移控制方程用 Richards 方程的修改形式表示：

$$\begin{cases} \dfrac{\partial\theta}{\partial t}=\dfrac{\partial}{\partial z}\left[K(h)\left(\dfrac{\partial h}{\partial z}+1\right)\right] \\ \theta(z,0)=\theta_i(z);-Z\le z\le 0 \\ -k(h)\left(\dfrac{\partial h}{\partial z}+1\right)=q_s;\quad z=0 \\ h(Z,t)=h_b(t); \end{cases}$$

其中：θ—体积含水率；

h—压力水头（L），饱和带大于零，包气带小于零；

z.t—分别为垂直方向坐标变量（L）、时间变量（T）；

K—垂直方向的水力传导度（LT^{-1}）；

$\theta_i(z)$—初始剖面含水率分布函数；上边界为变流量边界；

qs 为单位面积补给量；下边界为变压力水头边界；

$h_b(t)=Hg(t)-Z$，Hg(t)为 t 时刻潜水位，潜水位埋深取负值。

②土壤溶质运移模型

忽略污染物在气相中的扩散，不考虑在液相中通过对流和弥散作用进行质量运输时的化学反应，在固液相间的吸附作用采用线性平衡方程。

1）一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：c---污染物介质中的浓度，mg/L；

D---弥散系数，m^2/d；

q---渗流速率，m/d；

z---沿 z 轴的距离，m；

t---时间变量，d；

θ---土壤含水率，%。

2）初始条件

$c（z，t）=0 \quad t=0，L\leq z\leq 0$

3）边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

连续点源：

$c（z，t）=c_0 \quad t>0， \quad z=0$

非连续点源：

$$c(z,t)=\begin{cases} c_0 & 0<t\leqslant t_0 \\ 0 & t>t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D\frac{\partial c}{\partial z}=0 \qquad t>0，\ z=L$$

使用 HYDRUS-1D 模拟软件进行模型的建立和计算。该软件由美国农业部、农业研究会、美国盐土改良中心（US Salinity laboratory）于 1991 年联合研制的，用于模拟变饱和多孔介质中水分、溶质、能量运移的数值模型。该模型经多年使用和完善，能够较好的模拟变饱和带中水分、溶质和能量运移规律和时空分布。目前已在包气带中水分、盐分、农药、有机石油烃运移方面得到广泛应用。HYDRUS-1D 具有灵活的输入输出功能，可适用于多种源汇项及边界条件，方程求解方法采用伽辽金（Calerkin）有限元法。

（5）模型参数的选取

水分运移模型采用 Van Genuchten 公式处理土壤的水力特性。Hydrus 软件中提供了一组土壤经验参数库，可供参考。根据 Van Genuchten 公式，需获得参数有：饱和含水率θs、残余含水率θr、拟合参数α和 n、垂直渗透系数 Ks 等，砂卵石垂向渗透系数取经验值 75m/d。包气带其它相关参数取 HYDRUS-1D 软件内置经验值，见下表：

表 5.2-21　　水分运移模型参数表

层位	θr	θs	α	n	Ks
砂卵石	0.045	0.43	0.145	2.68	75m/d

图 5.2-11　　土壤岩性概化及观测点分布图

（6）预测结果

该情景下设定石油烃为预测因子，利用 HYDRUS-1D 运行溶质运移模型，将相关土壤参数、污染源参数和防渗层参数代入模型中，模型运行 7300 天。模拟结果如图 5.2-12 和图 5.2-13 所示。

本次预测分别在不同深度布设浓度监控点，N1：0.5m，N2：10m，N3：40m。

预测分时间节点分别为， T1：100d，T2：1000d，T3：7300d。

①施工期石油烃预测结果

图 5.2-12　　各观测点石油烃浓度随时间变化曲线

图 5.2-13　　石油烃在不同时间沿土壤迁移情况

根据预测结果可知，石油烃浓度最大值为 0.018mg/cm^3，换算后为 1.69mg/kg，远小于《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值 4500mg/kg，7300 天时石油烃运移最大深度为 18.6m。

②运行期石油烃预测结果

图 5.2-14　　各观测点石油烃浓度随时间变化曲线

图 5.2-15　　石油烃在不同时间沿土壤迁移情况

根据预测结果可知，石油烃浓度最大值为 0.018mg/cm^3，换算后为 1.69mg/kg，远小于《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值 4500mg/kg，7300 天时石油烃运移最大深度为 31.2m。

5.2.7.6 土壤污染防治措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

（2）过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

5.2.7.7 结论与建议

本工程站场内土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防护措施后，本项目对区域土壤环境影响可接受。

表 5.2-22　　土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">污染影响型 ☑ ；生态影响型 □ ；两种兼有 □</td><td>--</td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地 ☑ ；农用地 ☑ ；未利用地 ☐</td><td>--</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">0.73hm²（永久占地）</td><td>小型</td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">项目井场及管线外延200m 范围</td><td>--</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（ ）</td><td>--</td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">石油烃</td><td>--</td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td>--</td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">I 类 □； II 类 ☑；III类 □；IV类 □</td><td>--</td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感 ☑；较敏感 □；不敏感 □</td><td>--</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="4">一级 □；二级 ☑；三级 □</td><td>--</td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a） ☑；b） ☑；c） ☑；d） ☑</td><td>--</td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4">--</td><td>--</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">见监测布点图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>1</td><td>2</td><td>（0-0.2m）</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>3</td><td>0</td><td>（0-3m）</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">（GB36600-2018）45项基本项目、（GB15618-2018）9项基本项目以及石油烃</td><td>--</td></tr>
<tr><td>现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">（GB36600-2018）45项基本项目（GB15618-2018）9项基本项目以石油烃</td><td>--</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价标准</td><td colspan="4">GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（ ）</td><td>--</td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">厂区内各监测点土壤的各项因子均满足 GB36600、GB15618。</td><td>--</td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td>--</td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E□；附录 F □；其他（ ）</td><td>--</td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（/）
影响程度（/）</td><td>--</td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论：a）☐；b）☐；c）√
不达标结论：a）☐；b）☐</td><td>--</td></tr>
<tr><td rowspan="3">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3">--</td></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="2">石油烃</td><td>1次/5年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4">--</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="4">可以接受☑；不可以接受□</td><td>--</td></tr>
<tr><td colspan="6">注1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。
注2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。</td><td></td></tr>
</table>

5.3 运营期环境风险评价

根据原国家环保部《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（国家环保部环发〔2012〕77号）及生态环境部发布的《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，对于涉及有毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、储存（包括使用管线输运）的建设项目进行风险评价。

本次环境风险评价的目的在于识别物料生产、贮存、转运过程中的风险因素及可能诱发的环境问题，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据，力求将建设项目的环境风险降至可防控水平。

5.3.1风险调查与识别

根据导则规定，风险识别包括物质危险性识别、生产系统危险性识别、危险物质向环境转移的途径识别等。

5.3.1.1物质风险识别

本项目涉及的风险物质主要为天然气（主要为甲烷、乙烷）、凝析油和危险废物，危险物质危险性见表5.3-1。

表5.3-1　　危险物质危险性一览表

序号	危险物质名称		理化性质	分布
1	天然气	甲烷	外观与性状：无色无臭气体；溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚；熔点（℃）：-182.5； 沸点（℃）：161.5；相对密度：（水=1）0.42　相对蒸气密度：（空气=1）0.55；爆炸下限（%）：1.5，爆炸上限（%）：5.3，闪点（℃）：-188	单井集输管线和井场
		乙烷	外观与性状：无色无臭气体　　溶解性：不溶于水，溶于乙醇、乙醚、丙酮、苯；熔点（℃）:-183 ~-172；沸点（℃）: -88.6；相对密度：（水=1）0.45　；相对蒸气密度：（空气=1）1.05；爆炸下限（%）：3.0，爆炸上限（%）：12.5，闪点（℃）：-135	
2	凝析油		稠厚性油状液体；沸点120-200℃，闪点＜28℃	
3	危险废物（落地油泥、清管废渣、废防渗材料）		--	井场内

5.3.1.2生产系统危险性识别

（1）生产系统危险性识别范围

生产系统危险性识别，包括主要生产装置、储运设施、公用工程和辅助生产设施，以及环境保护设施等。

（2）生产设施及生产过程主要危险部位分析

根据工艺流程和项目特点，项目主要危险部位为井场和集输管线等。

（3）伴生、次生事故分析

工程应严格按照《油气集输设计规范》（GB50350）、《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）和《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2012）进行总图布置和消防设计，一旦某一危险源发生爆炸、火灾和泄漏，均能在本区域得到控制，避免发生事故连锁反应。

（4）运输事故

危险物料在运输时，存在由于发生交通事故而引发的物料泄漏、发生火灾和爆炸等事故。危险物料的运输全部委托有资质的单位运输。

5.3.1.3危险物质向环境转移的途径识别

本项目毒害物质扩散途径主要有如下几个方面：

大气扩散：有毒有害物质泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，或者易燃易爆物质泄漏发生火灾爆炸事故时伴生污染物进行大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害。

水环境扩散：拟建项目易燃易爆物质发生火灾事故时产生的消防废水或者泄漏的凝析油未能得到有效收集而进入地表水体，对地表水环境造成影响。

地下水环境扩散：本项目凝析油、危险物质泄漏，通过地面下渗至地下含水层并向下游运移，对下游地下水环境敏感目标造成风险事故。

危险物质向环境转移的途径识别见表5.3-2。

表5.3-2　　项目环境风险及环境影响途径识别表

序号	风险单元	风险源	作业特点	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	井场、管线	采气树、管线	常温常压	凝析油天然气	管道泄漏，法兰连接处泄漏；遇明火引发火灾、爆炸伴生/次生污染物排放	大气、地面下渗	居住区

5.3.2环境风险潜势初判

（1）Q值确定

由第2.4.6章节可知，项目危险物质数量与临界量比值（Q）为 Q＜1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中相关规定，本项目环境风险潜势为Ⅰ。

（2）评价等级及评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表5.3-3。

表5.3-3　　环境风险评价工作等级划分依据表

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ+	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析

由上表可知，项目环境风险评价等级为简单分析，无需设置评价范围。

（3）环境敏感目标概况

经调查，项目周围主要环境风险敏感目标分布情况见表5.3-4。

表5.3-4　　项目周围主要环境风险敏感目标分布

<table>
<tr><td colspan="7">环境敏感特征</td></tr>
<tr><td rowspan="8">环境空气</td><td colspan="6">井场边界外延500m 范围内；管线边界外延200m 范围内</td></tr>
<tr><td>敏感目标名称</td><td colspan="2">相对方位</td><td>距离（m）</td><td>属性</td><td>人口数</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2"></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2"></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2"></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2"></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2"></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="5">井场边界外延500m 范围内和管线边界外延200m 范围人口数小计</td><td>180</td></tr>
<tr><td rowspan="7">地表水</td><td colspan="6">受纳水体</td></tr>
<tr><td colspan="2">受纳水体名称</td><td colspan="2">排水点水域环境功能</td><td colspan="2">24小时内流经范围</td></tr>
<tr><td colspan="6">废水不外排</td></tr>
<tr><td colspan="6">内陆水体排放点下游10km 范围内敏感目标</td></tr>
<tr><td colspan="2">敏感目标名称</td><td colspan="2">环境敏感特征</td><td>水质目标</td><td>与排放点距离/m</td></tr>
<tr><td colspan="6">废水不外排</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td>环境敏感区名称</td><td colspan="2">环境敏感特征</td><td>水质目标</td><td>包气带防污性能</td><td>与下游场界距离/m</td></tr>
<tr><td>调查评价范围内潜水含水层</td><td colspan="2">其他地区</td><td>Ⅲ类标准</td><td>D1</td><td>/</td></tr>
</table>

5.3.3环境风险分析

5.3.3.1大气环境风险分析

天然气泄漏进入大气引起人员中毒事故；天然气和凝析油遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，引发的火灾事故可在短时间内产生大量的烟气。由于主要成分是烃类，完全燃烧反应生成物主要是H_2O和CO_2，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的CO。项目部分井场附近存在居民，若发生泄漏、火灾爆炸事故，则可能引发周围人员中毒事件。

项目发生井喷事故时会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标，但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。喷出采出气遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件。井喷发生后，井喷污染范围为半径300m左右，一般需要1～2天能得以控制。

5.3.3.2地表水环境风险分析

本项目在发生安全生产事故造成采出物泄漏主要集中在集输管线区域范围。项目管线在地下敷设，且穿越沟渠时管线位于沟渠下方，因此集输管线发生泄漏时不会对地表水体产生影响。

5.3.3.3地下水、土壤环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下气液混输至处理厂处理，当发生泄漏事故时，随天然气采出的凝析油和采出水会下渗污染土壤和地下水。

项目集输管道内含有一定压力，在非正常工况下，如管道发生破损，压力下降，控制中心可快速发现异常并进行关井，及时排查泄漏点并采取修复措施，即使有物料或污水等泄漏，建设单位及时采取措施，不会任由物料或污水漫流渗漏，任其渗入土壤、地下水。本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成采出物泄漏。因此在事故下造成泄漏对区域地下水、土壤造成污染的环境风险可接受。

5.3.4环境风险防范措施

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本工程特点，采取以下风险防范措施。

5.3.4.1管道事故风险预防措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②管道穿越不同特殊地段，设计采用不同的敷设方式，保证管道安全穿越工程设计前，应取得所输介质物性资料及输送工艺参数。管道穿越应按现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)设计及施工，并合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。

③山前冲积扇及戈壁地段，雨季洪水突发性强、沟床下切严重，容易对管线造成冲刷破坏。为了防止水力下切，避免管线暴露为主，采用地下防冲墙、浆、干砌石结构的护坦治理切沟。另外，依据沟岸的稳定性，还考虑采用护岸措施。

④在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、标志和警示牌等。

⑤建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

⑥按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

⑦选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（2）运行阶段的事故防范措施

①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。

②利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

③建立台账，做好相关信息记录。管道刺漏事件记录台账须详细记录历次管道刺漏情况，包括刺漏位置、管道规格、刺漏性质等信息。发生管道刺漏后，将严重污染的土壤集中收集，送有资质的处置单位集中处理。

④在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.3.4.2井场事故风险预防措施

（1）管理措施

①定期对井场进行检查，对于腐蚀老化的部件和设备及时更换，消除爆管的隐患。

②利用监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

③在生产设施投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

④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。

⑤规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑦提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑧对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（2）油气泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及管道输送知识，发现问题及时报告。

②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。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.3.4.3井下作业事故风险预防措施

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

（2）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（3）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

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

5.3.4.4环境风险应急处置措施

(1)泄漏事故应急措施

事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最低程度。

①按顺序关井

在井喷储罐发生泄漏、管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

③当发生泄漏时，关闭井口阀门，对泄漏点及时进行修复；若短期内无法修复的，应派出专业队伍定期对附近居民点进行监测，检测超标的通知居民撤离并安排相关食宿，当泄漏点修复且环境空气质量监测合格后，通知居民返回。

④当发生泄漏时，关闭井口阀门，对泄漏点进行修复，同时将受污染的土壤进行收集处置，周边有居民水井、水厂等，定期进行地下水检测，监测地下水水质变化，若发现地下水水质超标，及时进行处理。

（2）火灾事故应急措施

①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。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

（3）管道刺漏事故应急措施

本工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.3.5环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，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。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入博大油气开发部现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。博大油气开发部已编制突发环境事件应急预案，并已备案（备案号652926-2020-003）。

5.3.6风险评价结论

（1）本项目涉及的危险物质为天然气（主要为甲烷、乙烷）、凝析油和危险废物，主要分布在井场管道中，存在危险因素主要为管道泄漏，法兰连接处泄漏引起的事故，遇明火引发火灾、爆炸伴生/次生污染物排放及中毒。

（2）本项目项目危险物质数量与临界量比值（Q）为Q＜1，环境风险潜势为Ⅰ，环境风险评价等级为简单分析，无需设置评价范围。

（3）在落实有效的环境风险措施后，从风险预测结果来看，项目环境风险可降至可防控水平。

（4）建议：项目具有潜在的事故风险，要切实从建设、运营等各方面积极采取防护措施，企业应制定并及时修订突发环境事件应急预案。

项目环境风险简单分析内容见表5.3-5，环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表5.3-6。

表5.3-5　　建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块开发地面工程		
建设地点	新疆维吾尔自治区	阿克苏地区	拜城县和温宿县
地理坐标	详见表 3.3-4		
主要危险物质及分布	项目主要危险物质为天然气、凝析油和危险废物，天然气和凝析油主要分布在井场和集输管线，危险废物主要产生于井场内。		
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	环境影响途径：井场、集输管线的天然气、凝析油泄漏，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，发生火灾爆炸事故时伴生污染物进入大气环境；消防废水或者泄漏的原油未能得到有效收集而进入地表水体；原油、危险物质泄漏，通过地面下渗至地下含水层。 危害后果：在采取预防措施和应急处置措施后，对周围环境影响较小。		
风险防范措施要求	详见 5.9.4 章节。		

填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 10816.5 万元在新疆阿克苏地区拜城县和温宿县实施“克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块开发地面工程”。

项目涉及的危险物质主要为天然气、凝析油和危险废物，根据项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算可知，Q < 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关规定，该项目的环境风险潜势为Ⅰ，评价工作等级划分为简单分析。根据调查，评价区域内无环境风险敏感目标。综上所述，在落实本评价所列出的各项风险防范措施和应急措施的前提下，本项目环境风险可降至可防控水平。

表5.3-6　　风险防范设施“三同时”验收一览表

验收项目	风险防范措施内容
大气风险措施	项目使用合格的管材，焊接符合标准；管线设压力、流量监控系统；阀组设自动监控预警装置，设事故放防喷管线，配备管道抢修、灭火及人员抢救设备。同时启动应急预案，若发生事故停机关井，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，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。
地下水风险防范措施	对阀组和管线做好分区防渗措施，设置围堰或导流沟，从而避免原油泄漏带来的风险；运营期应严格按照正确的程序操作，禁止违规操作，一旦发现泄漏，立即采取措施。
事故状态风险防范设施	设置消防设施及应急储存设施，以满足事故状态下收集泄漏物料、火灾的需要
事故应急制度	制定天然气、凝析油泄漏应急处置及预防预案、应急疏散预案。
事故应急监测措施	制定应急环境监测计划，包括监测因子、监测点位、监测频次等。
预案演习	定期进行应急预案训练及演习，并有培训演习记录。

5.4 闭井期环境影响分析

5.4.1闭井期污染源

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井场将进入闭井期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离，运营期产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。因此，在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周围大气环境的影响。

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

5.4.2闭井期生态保护措施

根据《废弃井封井回填技术指南（施行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（施行）》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

（1）闭井后应拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如原油等。经治理井口装置及相应设施应达到不漏油、不漏气、不漏电，井场地面无油污、无垃圾。

（2）闭井期地埋集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。并按要求对管线进行吹扫，确保管线内的残留物清空干净，管线两端使用盲板进行封堵。

（3）尽量依托现有伴井道路，各种机动车辆固定行驶路线，禁止随意开路。

（4）井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免拆除作业对区域表层土的扰动引起土地沙化。

（5）严格控制闭井施工场地的面积和范围，减少对地表植被的破坏。

（6）地面设施拆除和井场清理产生的固体废弃物，应集中收集处理。

（7）对停采的油井应拆除井口装置，截去地下一定深度的表层套管并用水泥灌注封井。

（8）保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生气水层窜层产生二次污染。

6 环境保护措施可行性论证

6.1 大气污染防治措施可行性论证

6.1.1 施工期废气污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《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）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

项目施工过程中废气包括施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘和施工车辆尾气。提出以下大气污染防治措施：

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（2）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。

（3）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）。

（4）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。

（5）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。

（6）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。

（7）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》(GB20891-2014)修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（8）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

（9）在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，位于敏感点附近的还需在其四周设置围挡，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过水平火炬点燃放空。

（10）采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

（11）井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

以上施工扬尘、焊接烟尘、测试放喷废气、施工机械及运输车辆产生的尾气防治措施，简单可行，具有可操作性，影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期废气污染防治措施

（1）有组织废气

博孜天然气处理站本次污水装置扩建后，配套建设废气废气处理装置，将废水处理过程中产生的非甲烷总烃进行吸附处理，处理效率可达 80%，处理后的尾气中非甲烷总烃排放浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.6 有组织排放控制要求（非甲烷总烃≤120mg/m^3），硫化氢和氨的排放速率能够满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 中排放限值要求。达标后经高 15m 排气筒排放。

（2）无组织废气：

①项目气井采出物采用密闭集输工艺，混输至天然气处理厂，容易泄露的关键危险部位采用先进设备和材料，采取加强管理、防止跑冒滴漏措施后，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

②项目定期巡检，确保集输系统安全运行；

③提高对风险事故的防范意识，在不良地段做好工程防护措施。

根据类比验收监测数据，项目逸散的无组织废气非甲烷总烃可达标排放，环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 闭井期废气污染防治措施

（1）闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，闭井期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

根据类比以往同类闭井井场的验收监测数据，以上环境空气污染防治措施可行。

6.2 废水治理措施及其可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

项目施工期水环境污染源为钻井废水、管线试压废水、压裂返排液和施工队生活污水。

（1）钻井废水

钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑一同处理，其中膨润土泥浆废弃物采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

（2）管线试压废水

管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

（3）压裂返排液

压裂作业产生的压裂返排液，在井场中和后在收集罐内暂存，送至克拉苏钻试修环保站处理。

（4）施工生活污水

项目单井钻井施工人数约60人、地面工程40人，单井施工天数约为156d，地面工程施工天数为60d，按每人每天用水量40L计算，则每天生活用水量为3.6m^3，生活污水产生量按用水量的80%计算，则施工生活污水产生量为2.88m^3/d，产生量较小，井场生活污水进入污水罐，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施装置进行处理。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，采出水随采出油气一起送天然气处理厂处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水送至克拉苏钻试修环保站妥善处置。

（1）采出水处理

本项目建成投运后，采出水随采出油气送天然气处理厂处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

博孜天然气处理厂本次设计采出水扩建处理规模为950m^3/d，新建气田排水处理装置设计规模为1450m^3/d，完全可以满足本次地面工程采出水处理需求。

本次项目位于博孜区块范围内，在博孜天然气处理厂收气范围内，本次项目采出水已在其设计处理规模内，因此依托博孜天然气处理厂处理可行。

（2）井下作业废水处理

项目废水主要为井下作业废水。井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修环保站处理。

克拉苏钻试修环保站设计钻试修废液处理规模为300m^3/d（109500m^3/a），剩余处理规模为43654m^3/a，本项目井下作业废水的产生量为2972.56m^3/a，依托可行。

6.2.3 闭井期水环境污染防治措施

闭井期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施及其可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期高噪声污染源主要是钻机、发电机、泥浆泵、吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。采取的隔声降噪措施如下：

（1）合理控制施工作业时间；

（2）各产噪设备（泥浆泵、发电机等）做好基础减振，定期进行维护泥浆泵、钻机和发电机等高噪声设备；

（3）需要测试放喷时采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过2m，尽量缩短放喷时间；

（4）施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，来减轻噪声对周围声环境的影响；

（5）管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准。

根据噪声预测结果并类比同类型项目施工作业，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

营运期噪声源主要为污水处理装置各类泵、井场采气树、电加热撬产生的噪声。采取的降噪措施如下：

（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）对设备采取减振方式，或者选择低噪声型设备。

根据噪声预测结果并类比同类型项目，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.3.3 闭井期噪声防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4 固废治理措施及其可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

项目施工期产生固废主要包括：泥浆、钻井岩屑、含油废物以及废烧碱包装袋、施工废料、生活垃圾等。

（1）泥浆、钻井岩屑

钻井泥浆、钻井岩屑一并处理，其中膨润土体系泥浆及聚磺体系泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”进行固液分离，液相排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；固相钻井岩屑分离后，膨润土体系钻井岩屑进岩屑池干化后用于铺设作业区内部道路，同时远离行政村5km以上，远离省级公路10km以上，且不得用于农田区域道路铺设；聚磺体系钻井岩屑经随钻不落地收集系统收集后定期拉运至克拉苏钻试修环保站处理。

（2）含油废物及废烧碱包装袋

项目钻井过程中只对简单设备进行检修，另外在钻井、设备检修时产生少量含油废物；钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱。根据《国家危

险废物名录（2021年版）》，含油废物、烧碱的废弃包装袋为危险废物，危险废物代码为HW08 900-249-08、HW49 900-047-49。含油废物桶装收集后暂存于危废暂存间，定期由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理；废烧碱包装袋在危废暂存间暂存，定期由有资质单位处理。

（3）施工废料

施工废料集中收集后首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉苏钻试修环保站进行处置，不外排，措施可行。

（4）生活垃圾

施工期生活垃圾分类集中收集后，定期拉运至大北固废填埋场进行处置，不新增临时集中式固废排放点，措施可行。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 固体废物产生情况及处置方案

本工程产生的固体废物包括井下作业固废、油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料。井下作业过程废压裂液产生量为2111.84m^3/a，废酸化液产生量为658.4m^3/a，废洗井液产生量为202.32t/a，井下作业固废自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

本工程营运期产生的固体废物主要为落地油泥、清管废渣、废防渗材料。根据《国家危险废物名录（2021年版）》，落地油泥、清管废渣均属于（HW08 071-001-08）危险废物，废防渗材料属于（HW08　900-249-08）危险废物。其中落地油泥和废防渗材料现场清理收集后直接委托库车畅源生态环保科技有限责任公司处理拉运处置；清管废渣收集后暂存处理厂危险废物暂存间，定期送库车畅源生态环保科技有限责任公司处理拉运处置。

6.4.2.2 固体废物污染防治措施可行性分析

（1）贮存场所污染防治措施

①项目清管废渣采用专用包装容器贮存，与危险废物相容，分类存放，设立危险废物标志、危险废物情况的记录等。

②依托处理厂危险废物暂存间暂存，暂存间要求按照“防风、防雨、防晒、防渗漏”进行建设，避免污染物泄漏污染环境。危险废物暂存间地面和四周进行防渗处理，防渗层渗透系数K≤1×10^{-10}cm/s。

③由专人进行管理，做好危险废物进出量处置记录。

综上，处理厂危险废物暂存间满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及修改单要求。

（2）危险废物运输过程污染防治措施

项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021年第74号）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

项目产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运路线尽量避开敏感目标，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。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021年 第74号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第23号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。本项目含油废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了本工程HW08危险废物，处置能力能够满足项目要求，因此，本项目危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

（3）技术可行性分析

项目产生的危险废物现场直接清运或依托处理厂危险废物暂存间，危险废物暂存间采取防渗漏、防风、防雨、防晒等措施，满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)及其修改单要求，可有效避免二次污染。以上处置措施，满足环保要求，项目实施后固体废物得到妥善处置，污染防治措施可行。

（4）经济可行性分析

项目产生的危险废物现场直接清运或依托处理厂危险废物暂存间，无土建费用，因此，固体废物污染防治措施在经济上可行。

（5）长期稳定运行可靠性分析

项目产生的危险废物由专人进行管理，专用容器根据实际使用情况进行更换，危险废物存储及转运均按照相关要求进行管理，在全面落实以上要求条件下，项目固体废物污染防治措施具备长期稳定运行可靠性，措施可行。

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣等收集后送克拉苏钻试修环保站妥善处理。

（2）对完成采气的废弃井应封堵，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，以防止行驶过程固体废物的散落。

6.5 生态环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

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

6.5.1.1生态环境保护措施

（1）农田保护措施

本项目占用农田均为基本农田。

①严格按照有关规定办理建设用地审批手续，其中涉及占用耕地的必须做到占补平衡。经批准占用的耕地，按照“占多少、垦多少”的原则，在当地政府指定的区域，执行耕地复垦补偿。

②在下阶段的设计中应进一步优化设计方案，减少占用耕地。

③严格限定施工范围，农田区域管道施工尽量控制在 4m。

④保持原有排灌系统整体性，减少对农田水利设施、农机道路和农田的切割。在选线设计中，尽量沿灌渠和农机路平行建设道路、管线。

⑤提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。优化工程施工工艺，在施工过程中边开挖、边回填、边碾压、边采取挡渣和排水措施。施工前对管沟开挖区进行表土剥离，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，以备施工完毕后用于复耕，施工结束后进行场地平整。在施工作业带两侧设置彩旗等设施进行边界标识，严格限制施工作业及车辆、机械通行范围，保护施工作业范围以外的植被不被破坏，尽可能减少对生态系统的扰动和破坏。

⑥临时占用的农田区域，使用后（完钻或管线道路工程完成后）立即实施复垦措施；可与当地农民进行协商，由农民自行复垦。

⑦施工完毕后，及时清理现场，恢复好农田田埂、农业灌溉沟渠。管道破坏的田坎，为保护坡面，防止风蚀，均应按植物护坡技术要求种植草本植物，种植可根据当地土地条件选择多种草种进行混播。

⑧ 管道占用的农田，建设单位应按照国家相关标准给予补偿。在工程预算时必须考虑施工对农业生产的影响，将农业损失纳入工程预算。在施工过程中，要尽量缩小影响范围，减少损失，降低工程对农业生态系统的破坏。

（2）草地保护措施

按照经济优化的原则，管道填埋所需土方利用附近管沟挖方，尽量达到管道开挖土料利用量和填筑工程量的平衡，减少弃土工程量。施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。而且调配，实现土石方挖填总量平衡。为防止管沟回填土堆地表自然恢复前在风蚀作用下产生流失，管沟回填后应对回填土堆及管道施工作业带洒水进行养护，使其尽快形成新的地表结皮。强化生活和生产用火管理，特别是在林地、灌丛，要防止引起火灾，避免引起不必要的损失和破坏。及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

（3）荒漠植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。比如遇到膜果麻黄的野生保护植物，必须采取避让的措施，不得碾压、砍伐保护级野生植被。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。

③确保各环保设施正常运行，落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用。

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，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对荒漠植物的破坏。

⑥及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

（4）野生动物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

⑤降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

（5）工程和施工人员环境教育

在工程管理和施工人员进场前进行环境教育。环境教育的主要内容包括：

——开展《中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）》、《中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）》、《中华人民共和国水污染防治法（2017年修订）》、《中华人民共和国噪声污染防治法》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）》、《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号）《中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）》等相关法律法规的宣传和教育。

——印制油气田区及周边分布的国家重点保护野生动物以及具有重要生态功能的本土植物的野外鉴定手册，并分发到工作人员手中。手册中配以彩色图片和简洁的文字说明，突出对于这些物种的保护方法和保护的重要性。

——对项目工作人员和施工人员开展相关动植物辨认和生态保护措施方面的短期培训工作，通过培训详细介绍如何最大限度减少自然植被的丧失；如何在干旱地区及时开展植被恢复；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

典型植被恢复措施见图 6.5-1、图 6.5-2。

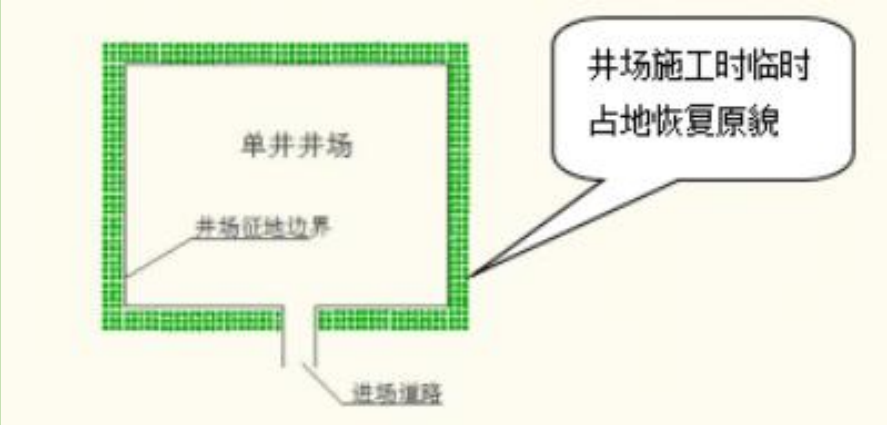

图6.5-1　　井场的典型植被恢复措施设计图

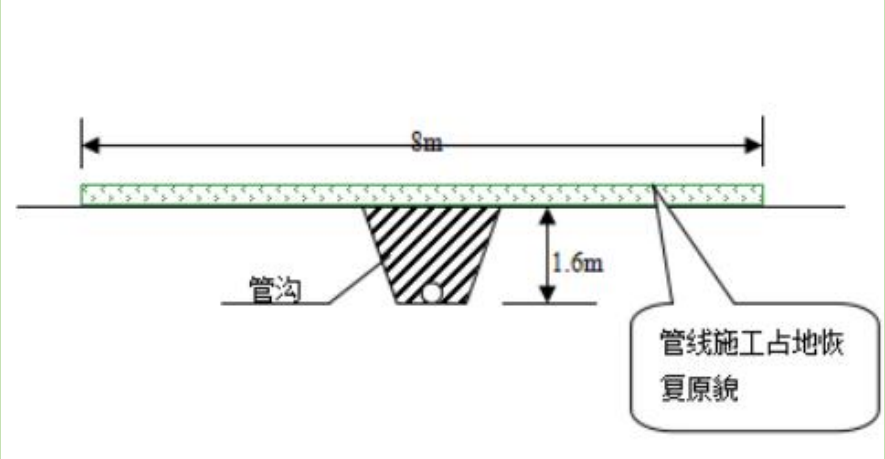

图6.5-2　　管线的典型植被恢复措施设计图

6.5.1.2 水土流失保护措施

本项目区块开发建设工程建设期主要的水土流失影响以风蚀为主，运营期以水蚀为主。油气田开发建设区域为水土流失的防治责任范围。

（1）防护措施

①对于工程建设，必须做好水土流失的预防工作，认真贯彻“谁造成水土流失，谁投资治理，谁造成新的危害，谁负责赔偿”和“治理与生产建设相结合”的原则。

②加强水土保护法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

③工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

④井场永久占地地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

图 6.5-3　井场砾石压盖措施典型设计图

图 6.5-4　区域现有井场恢复现状图

类比区域现有井场采取的生态环境保护措施，均为塔里木油田公司开发事业部博大作业区负责管理、施工、气候相似，具有可比性，拟建工程采取的永久占地生态环境保护措施可行。

（2）管理措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围和线路，不得离开运输道路随意行驶。在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

图 6.5-5　限行彩条旗典型设计图

②根据工程需要严格限定占地面积，不得任意从场外取土，填埋井场周边时也应优先取用废弃土方，尽量减少场外取土量及取土范围。

③严禁施工材料乱堆乱放，在施工占地范围内划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

（3）工程防治措施

①管道穿越冲沟（渠），对岩质构造设混凝土连续覆盖防护。管道通过沟渠时，在沟渠两侧扰动区域设挡墙。对管道穿越开挖方式的等级公路两侧设挡土墙或护坡，保护道路及管道。

②管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

③井场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

④管道挖、填方作业应做到互补平衡，以免造成弃土方堆积。

⑤对管线及井场边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

⑥施工作业结束后，并将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

⑥施工期结束后，在占用沙地的井场周围及管道两侧设置草方格，进行植被恢复，减少水土流失和土地沙漠化。

（4）各措施实施进度及管理

水土保持防治措施可按工程预定总进度进行。

实施情况在工程环境保护设施竣工验收时进行检查，在运营期环境监测时，对实施效果进行监测，并及时上报主管部门。

6.5.1.3防沙治沙措施

（1）法律法规、技术规范

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：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤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，得到有效保护。

（3）治沙措施

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。⑥在占用沙地的井场四周和管道两侧施工作业带范围内设置草方格，草方格1m×1m，减少水土流失，防止土地沙漠化。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，在施工作业带边界拉彩条旗以示明车辆行驶边界，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。

（4）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，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）方案实施保障措施

①组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

②技术保证措施

1）邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

2）项目区域自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

③防沙治沙措施投资资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资由塔里木油田分公司自行筹措，已在本项目环保投资中考虑。

④生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计植被覆盖度能维持现状。

（6）开展环境监理

委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，保护植物的移栽，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线工程项目承包招标书中。

本项目防沙治沙措施实施后，区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

（7）其他生态保护措施要求

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

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

（3）加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

综上，本项目建设期采取的生态环境保护措施可行。

6.5.2 营运期生态恢复措施

项目实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

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

（2）及时做好井场清理平整工作。

（3）井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧一般在2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

6.5.3 闭井期生态恢复措施

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

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

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

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

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

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建集气管线与燃料气管线（燃料气管线与集输管线同沟敷设），管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 10m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

项目施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

6.5.4 生态保护工程的技术和经济可行性

项目永久占地征用的土地需按照国土部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

项目开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失起到了一定的积极作用。

（1）对气田内的永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

（2）按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表沙生植被破坏。

（3）施工作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶。

（4）施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。通过采取以上措施，项目井场及站、管线和电力设施永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和动物大多是新疆地区的常见种，项目对野生植物动物影响较小。

6.5.5 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目所有施工临时占地范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建集气管线，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

农田区域管道施工作业带宽度控制在 4m 范围内，其他区域管道施工作业带控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

项目施工结束后，对占地范围内植被进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.6 土壤环境保护措施

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

6.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低集输管线中原油、伴生气泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期派人检查井口区，是否有泄漏现象发生。

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

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

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

（5）如果发生管道的采出物渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

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

（2）回收泄漏凝析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，应尽量防止泄漏凝析油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

（3）挖坑应急因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

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

6.6.2 过程控制措施

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

6.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对采气树管线接口处可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设 1 个柱状样，每 5 年监测 1 次。

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

7 环境影响经济损益分析

7.1 环境影响分析

项目实施后环境影响预测与环境质量现状对比情况见表 7.1-1。

表 7.1-1　项目实施后环境质量现状对比情况一览表

环境要素	环境质量现状	环境影响预测结果	环境功能是否降低
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095- 2012）及其修改单二级标准；《大气污染物综合排放标准详解》；	项目 P_{max}=1.863%	否
地表水	/	无废水外排	否
地下水	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准	集输管线采取防腐防渗措施	否
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准	贡献值满足质量标准	否

由上表可知，项目对周边环境质量影响较小。

7.2 社会效益分析

项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前天然气供应紧张、与时俱进的形势，同时，工程开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本工程的实施还补充和加快了油田的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 经济效益分析

本工程总投资 118573 万元环保投资 1830 万元，环保投资占总投资的比例为 1.54%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

项目环保治理措施及其投资估算详见表 7.3-1。

表 7.3-1　　项目环保治理措施及其投资估算一览表

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
施工期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--
	柴油发电机烟气	烃类、CO、颗粒物、NOx、SO_2	定期检修、运行良好，燃用符合质量标准的燃料	
	测试放喷废气	颗粒物、SO_2	控制测试放喷时间	
	焊接烟尘	颗粒物	无组织排放	
	机械、车辆尾气	颗粒物、NOx、SO_2	选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放	
废水	试压废水	SS	循环使用，试压完成后用于洒水抑尘	--
	生活污水	COD、BOD_5、SS、NH_3-N	施工人员生活污水在生活污水罐中暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施装置进行处理	--
噪声	施工设备、运输车辆	噪声	选择低噪声设备，基础减振，加装消声器	--
固体废物	施工期	剩余土方	用于作业带土地平整，不外运	500
		钻井泥浆	钻井泥浆经“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”固液分离，液相排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；膨润土体系钻井泥浆分离后的固相经检测满足要求后用于铺设作业区内部道路，要求同时远离行政村5km 以上，远离省级公路10km 以上，且不得用于农田区域道路铺设；磺化水基泥浆废弃物收集后由施工单位运至克拉苏钻试修环保站进行无害化处理。	
		膨润土体系钻井岩屑	进入岩屑池，达标后用于铺设内部道路	
		聚磺体系钻井岩屑	收集后定期拉运至克拉苏钻试修环保站处理	
		含油废物、烧碱的废弃包装袋	桶装收集后暂存于危废暂存间，定期由有资质的单位接收处置	
		施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉苏钻试修环保站处置	
		生活垃圾	收集后拉运至拜城县生活垃圾填埋场进行处置	
生态	生态恢复	严格控制作业带宽度，施工车辆严禁停放在施工场地以外区域，避免对植被的碾压破坏		500
		做到土方平衡，减少弃土		
		完钻后井场、生活区、管道施工作业带等临时占地恢复，场地平整，防沙治沙，及时采取植被恢复措施。		
	水土保持	防尘网苫盖，限行彩条旗、洒水抑尘		50
	防沙治沙	在占用沙地的管道两侧施工作业带范围内设置草方格固沙；植物措施：施工土方用于管沟回填和井场平整，剩余土方用于作业带土地平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；管沟分层开挖、分层回填；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行路线和范围		150

防渗	重点防渗区	柴油罐区、危废暂存间、不落地收集装置、放喷池、钻井平台、柴油发电机区、应急池	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参考 GB18598执行；	50
	一般防渗区	泥浆泵区、泥浆罐区、岩屑池	防渗层防渗性能不应低于1.5m 厚渗透系数为1×10^{-7}cm/s 黏土层	
环境风险	--	--	安装井控设施、防喷培训、钻井液储备等，按钻井行业规范和设计要求完成；提高事故应急能力；防止污油泄漏下渗污染；合理有效组织各机构部门进行应急、抢险、救援、疏散及控制措施、应急监测	150
运营期				
废气	污水装置废气处理	H_2S、NH_3-N、非甲烷总烃	尾气吸附装置+15m 高排气筒	50
	井场无组织废气	非甲烷总烃	项目采用密闭集输工艺，加强密闭管道、阀门的检修和维护	--
废水	井下作业废水	石油类、SS、COD	采用专用废水回收罐收集后送至克拉苏钻试修环保站妥善处置	20
	采出水	COD、SS、石油类	随采出油气一起送天然气处理厂处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。	
噪声	井场设备	噪声	选择低噪声设备，基础减振，合理布置高噪声设备	--
固废	落地油泥、清管废渣和废防渗材料	经桶装收集后，定期交由有资质单位处理。		20
环境风险	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，设施数量按照消防、安全等相关要求设置			50
防渗	井场井口、放喷池	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参考《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）执行		60
闭井期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘	--
噪声	运输车辆	噪声	合理安排作业时间和运输路线	--
固废	废弃管线，废弃建筑垃圾	废弃管线，废弃建筑垃圾	收集后送至克拉苏钻试修环保站处置	--
	废防渗材料	废防渗材料	收集后由有危废处置资质单位接收处置	30
生态	生态恢复		地面设施拆除、占地恢复原有自然状况	200
合计				1830

7.4 环境措施效益分析

项目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。由此看来，本项目采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

7.4.1 环保措施的环境效益

（1）废气

施工期废气主要为施工扬尘、焊接烟尘、柴油发电机废气、测试放喷废气和施工车辆尾气。项目施工期主要采取土方遮盖、洒水抑尘，管道施工分层开发、分层堆放和分层回填等方式降低施工扬尘影响；施工所在区域为开阔地带，利于焊接烟尘、放喷燃烧废气和车辆尾气扩散；柴油发电机作为备用，污染物排放时间短，项目采取使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

项目天然气井口密闭并采用管道密闭输送，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的影响。

（2）废水

本工程钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑一同处理，其中膨润土泥浆废弃物采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。本工程建成投运后，采出水随采出油气送天然气处理厂处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

（3）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。

（4）固体废弃物

本工程施工期产生固废主要包括：泥浆、钻井岩屑、含油废物以及废烧碱包装袋、施工废料、活垃圾等。膨润土体系钻井泥浆和岩屑达标后用于铺设作业区内部道路，同时远离行政村5km以上，远离省级公路10km以上，且不得用于农田区域道路铺设；聚磺体系钻井泥浆和岩屑经随钻不落地收集系统收集后定期拉运至克拉苏钻试修环保站处理；含油废物桶和废烧碱包装袋在危废暂存间暂存，定期由有资质的单位回收处理，其余固废全部妥善处置。

运营期落地油泥、清管废渣、废防渗材料，分别采用分类收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业中的占地。

本项目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。本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.4.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

本项目将扰动、影响生态景观，虽然项目所在区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆荒漠林生态功能的经济价值平均为 50×10^4 元/km^2~60×10^4 元/km^2，根据项目永久占地面积 7300m^2，计算得出生态经济损失预计 0.44 万元。结合本项目区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

7.4.3 环保措施的经济效益

本项目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，一些措施的经济效益也很可观。

7.5 小结

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 1830 万元，环境保护投资占总投资的 1.54%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

从环境经济损益分析角度分析，项目建设可行。

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加大环境监督管理力度，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。

8.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大的影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

8.1.1 管理机构及职责

本工程建成后由塔里木油田分公司统一管理。

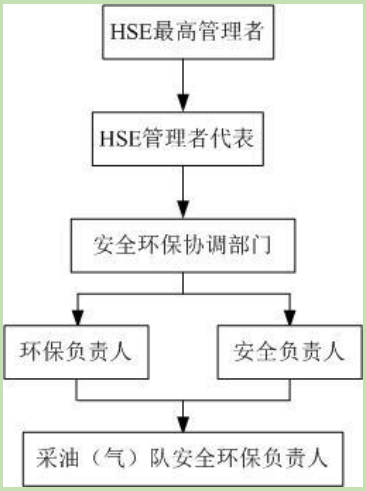

图 8.1-1　塔里木油田分公司环境管理机构设置

塔里木油田分公司在环境管理机构设置上为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制，其环境管理机构设置见图 8.1-1。HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等，公司安全环保科负责监督 HSE 标准、环境标

准的贯彻实施，确保所有有关HSE方面的要求能正确、完全的执行，各单位安全环保负责人负责解决油气田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

8.1.2 环境管理体系

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

塔里木油田分公司是有几十年发展历史的老油田，在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，已逐步形成完整的HSE管理体系。本工程属塔里木油田分公司管辖，在开发建设期、运营期也必须建立和实施HSE管理体系，并纳入塔里木油田分公司总的HSE管理体系中。该体系应符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（S7/16276-2014）的要求，其中环境管理的内容应符合IS014000系列标准规定的环境管理体系原则以及石油天然气开采、集输等有关标准的要求。

塔里木油田分公司的HSE管理体系主要包括方针和目标、组织机构和职责、培训、管理体系文件、检查和审核五部分，下面分别就开发建设期和运营期进行论述。

塔里木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IS014001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，塔里木油田分公司已逐步形成完整的HSE管理体系。2013年2月18日，塔里木油田公司第七版QHSE管理手册正式发布，标志着油田质量体系与HSE体系整合工作进入全面推广实施阶段。

本油气田开发建设工程应在施工期、运营期和油气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IS014000系列标准规定的环境管理体系原则，以及有关天然气开采、集输等环境保护的要求。

8.1.2.1施工期 HSE 管理体系

（1）HSE 方针和目标

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新疆维吾尔自治区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地貌。

⑤加强施工作业营地管理，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 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。

（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

- 项目经理作为最高管理者负责制定 HSE 方针和 HSE 目标；
- 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；
- 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；
- 坚持进行监视、记录和审查；
- 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；
- 任命 HSE 部门经理。

②HSE 部门经理

- 在 HSE 事务中代表项目经理行使职权；

- 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；
- 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；
- 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；
- 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；
- 批准任命 HSE 负责人和 HSE 工程师。

③HSE 负责人和 HSE 工程师

- 负责施工期间 HSE 管理措施的编制、实施和检查；
- 对施工期间出现的环境问题加以分析；
- 监督施工现场对 HSE 管理措施的落实情况；
- 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；
- 配合 HSE 部门经理组织施工人员进行教育和培训。
- 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

- 每位施工人员应清楚地意识到环境保护的重要性；
- 执行 HSE 管理规程、标准；
- 了解对环境的影响和可能发生的事故；
- 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。

（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

——学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规及建设单位对环境的要求；

——认清环境保护的目标和指标；

——认识到遵守环境方针与工作程序，以及符合 HSE 管理体系要求的重要性；

——认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

②从事环境保护工作的能力

——减少、收集和处理废物的方法；

——管理、存放及处理燃油和机油的方法；

——保护及恢复地表的方法；

——处理项目建设可能引起的其它污染情况等。

③HSE 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：

——所有文件都必须报建设单位审批；

——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；

——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；

——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；

——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；

——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。

——所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

——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，如现场考察报告：法律、法规、标准、准则和条款，环境危害及有关影响；发现问题的纠正和预防措施；应急准备和响应信息，事故报告，环境审核结果等。

④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，在项目开发建设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。

8.1.2.2运营期 HSE 管理体系

（1）HSE 方针和目标

运营期管理遵循以下 HSE 方针。

①遵守国家及新疆维吾尔自治区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，认识到天然气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 管理体系作为天然气开采、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气田运营期管理的全过程中，使风险和环境影响降到最低限度。

④有效地处理天然气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按期检修各种设备、管道，应急反应程序齐备，尽量预防因泄漏产生的污染事故。

上级主管部门对油气田运行 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。

（2）组织机构和职责

①组织机构

项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受塔里木油田分公司质量安全环保科的直接领导。

②职责

1）塔里木油田分公司 HSE 管理委员会

- 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令；
- 作为最高管理部门负责制定 HSE 方针、目标；
- 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；
- 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；
- 坚持进行监视、记录和审查，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；

- 组织鉴定和推广环境科研成果。

2）塔里木油田分公司 HSE 管理

- 在 HSE 事务中代表塔里木油田分公司 HSE 管理委员会行使职权；
- 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；
- 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；
- 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；
- 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；
- 组织推广和实施先进的污染治理技术。

3）HSE 兼职管理员和全体人员

- HSE 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；
- 执行 HSE 管理规程、标准。
- 了解对环境的影响和可能发生的事故；
- 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。

（3）培训

为提高全体员工的 HSE 意识和能力，应对本工程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

——学习国家和新疆维吾尔自治区有关环境方面的法律、法规，地方政府有关法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；

——了解塔里木油田分公司环境保护的目标和指标；

一一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从事环境保护工作的能力

——熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程；

——掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法，按要求处理和处置废水、废气和固体废物等的方法；

——掌握事故的预防和紧急处理方法。

（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：

- 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；
- HSE 方针；
- 环境危害及有关影响；
- 应急准备和响应信息；
- 会议、培训、检查记录；
- 发现问题的纠正和预防措施；
- 事故报告；
- 环境审核和评审结果。

（5）检查、审核和评审

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，塔里木油田分公司质量安全环保科要进行不定期的检查和定期的 HSE 审核、评审。

（6）持续改进

通过审核和评审，把HSE检查、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。

8.1.3 施工期的环境管理和监理

为了全面控制和减缓项目造成的环境影响，确保“三同时”制度及环境影响报告有关环保措施的落实，在建设过程中应在实施工程监理的同时开展环境监理。

8.1.3.1监理实施机构

工程环境监理纳入工程监理体系中，建设单位应委托具有工程监理资质并经过环境保护业务培训的单位承担工程环境监理工作。

8.1.3.2监理工作内容及要点

环境监理的开展分为4个阶段进行，即设计阶段、施工准备阶段、施工阶段、交工及缺陷责任期。

（1）设计阶段

设计阶段监理的工作内容包括收集环境保护相关文件（环评报告、环评批复等），并以此为基础，对初步设计、施工图设计的工程内容进行复核。主要关注工程变化情况、项目初步设计、施工图设计中落实环境保护要求的情况，以及项目的施工组织设计、环保工程工艺路线选址、设计方案及环保设施的设计内容等。

（2）施工阶段

环境监理施工阶段分为2个阶段，分别为是施工准备阶段和施工阶段。

①施工准备阶段

参加项目设计交底，了解项目设计要点及设计变更情况；对施工组织设计（方案）中环保相关内容是否满足环评及其批复文件要求进行审核；组织召开首次环境监理工地会议，建立沟通网络和工作关系，明确施工期环境监理的关注点与监理要求；结合工作需要编制《环境监理实施细则》。

②施工阶段

收集相关施工资料，一般包括施工组织设计（方案）、施工进度计划、相关环保设施合格证和施工方案及图纸、施工扬尘控制方案等。采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、拟建工程建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

（3）试运行阶段

收集相关试运行资料，一般包括设备运行台账、生产记录、监测报告、突发环境事件应急预案等。对主体工程和环保设施的试运行情况，环境管理制度、突

发环境事件应急预案的执行情况等开展监理工作，编制试运行阶段环境监理工作报告和环境监理工作总结报告，督促建设单位在具备竣工环保验收条件的情况下尽快开展竣工环保验收监测或调查工作。

表 8.1-1　　现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	钻井工程	1）井场占地符合环境影响评价报告及批复要求；留有钻前井场周围环境原始地貌影像资料，重点关注周围有无碾压等现象。 2）钻井工程中环保措施和设施是否符合环评报告及批复要求； 3）有针对性的环境突发事件应急预案。有井喷事故应急预案； 4）固废相关处置措施是否达到要求； 5）跑、冒、滴、漏设备区域应采取防渗处理措施，防止污染地面； 6）钻井期间废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理； 7）采用泥浆不落地工艺的井，岩屑应堆放在采取防渗措施的场地；非磺化类不落地岩屑应有含水率检验台账；磺化类、非磺化类岩屑分开存放，在同一堆放场应有物理分割； 8）钻井材料储存应下垫上盖，严禁施工车辆随意开道，碾压植被、扰动土壤，严禁破坏植被、捕杀野生动物。	环评中环保措施落实到位
2	井场建设现场	1）井位选址布设是否满足环评要求； 2）各站场施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3）施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 4）站场硬化是否达到要求； 5）废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理	
3	管线敷设现场	1）管线选线是否满足环评要求。 2）施工作业是否超越了施工宽度； 3）挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施。 4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
4	其它	1）施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2）施工季节是否合适； 3）有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为。	

8.2 污染物排放管理要求

8.2.1 排污许可制度衔接

本项目应严格按照国家排污许可证改革的要求，推进污染源“一证式”管理工作，并作为建设单位在生产运营期接受环境监管和环境保护部门实施监管的主要

法律文书，单位依法申领排污许可证，按证排污，自证守法。环境保护部门基于企事业单位守法承诺，依法发放排污许可证，依证强化事中事后监管，对违法排污行为实施严厉打击。

根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号），建设项目发生实际排污行为之前，排污单位应当按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。环境影响报告书后获得批准的建设项目，其环境影响报告书（表）以及审批文件中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。为此，下阶段应将项目建设内容、产品方案、建设规模，采用的工艺流程、工艺技术方案，污染预防和清洁生产措施，环保设施和治理措施，各类污染物排放总量，自主监测要求，环境安全防范措施，环境应急体系和应急设施等，全部按装置、设施载入排污许可证，具体内容详见报告书各章节。企业在设计，建设和运营过程中，需按照许可证管理要求进行监测和申报，自证守法；许可证内容发生变更应进行申报，重大变更应重新环评和申请许可证变更。环保管理部门对许可证内容进行定期和不定期的监督核查。

依据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目属于“7 石油和天然气开采”中的“0711 陆地石油开采”。根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》，属于“三、石油和天然气开采业 4.石油开采 071—其他”，实施登记管理的行业。建设单位可参照《关于发布排污许可证承诺书样本、排污许可证申请表和排污许可证格式的通知》（环规财〔2018〕80号）、《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》、《2020年纳入排污许可管理的行业和管理类别表》、《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）等排污许可证相关管理要求执行排污许可证，在规定时限内申请变更排污许可证回执。

8.2.2 污染物排放清单

8.2.2.1环保信息公示

（1）公开内容

①基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

负责人：沈复孝

生产地址：新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县、拜城县内

主要产品及规模：本工程新部署大斜度井采气井 3 口（BZ102-5，BZ102-7，BZ106-1），总进尺 21618m，新增天然气产能规模为 250×10⁴m³/d；博孜 102 集气站扩建 4 井式进站阀组；新部署回注直井 1 口（BZ17-4W），总进尺 7108m，回注量为 600m³/d；新建采气管线 7.3km；新建 BZ17-4W 井注水支线 2.6km；博孜处理站新建 1450m³/d 的排水处理系统，扩建 950m³/d 的采出水处理系统；新建通信光缆 16.24km；新建道路路线长度 0.2km，整修道路路线长度 1.2km；以及电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。

②排污信息

本项目排放的污染物主要为：

废气：非甲烷总烃、H_2S、NH_3-N；

废水：采出水和井下作业废水；

噪声：设备噪声。

③环境监测计划

污染源监测计划见表 8.3-1。

（2）公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.2.2.2环境管理台账

应按照有关要求，及时并如实记录项目原辅材料的消耗量及固废产生量等相关内容的环境管理台账，供环保检查。

8.2.2.3污染物排放清单

项目运营期主要污染物排放清单见表 8.2-1。

表 8.2-1　　克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块开发地面工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		排污口信息		总量指标(t/a)	执行标准(mg/m³)	环境监测要求
			环境保护措施	运行参数		排放时段	排放浓度(mg/m³)	排气筒高度(m)	内径(m)			
废气	污水处理装置尾气	有组织废气	废气密闭收集+尾气吸附装置+15m排气筒	—	非甲烷总烃	7960	—	15	—	1.98	120	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》《恶臭污染物排放标准》
					H_2S					0.012	0.06	
					NH_3-N					0.168	1.5	
	部署 8 口采气井、新建 1 口注水井及站场改造	无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	0.6089	非甲烷总烃≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》中边界污染物控制要求及《挥发性有机物无组织排放控制标准》

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标(t/a)	执行标准(mg/L)	环境监测要求
废水	气田排水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水新建博孜处理站污水装置处理达标后回注	—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》

类别	噪声源	污染因子	治理措施	处理效果	执行标准	环境监测要求
噪声	抽油机	L_{eq}	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施	降噪 20dB(A)	厂界昼间≤60dB(A)；夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准
	电加热撬	L_{eq}		降噪 20dB(A)		
	注水泵	L_{eq}		降噪 20dB(A)		

序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	监测要求
固废	废压裂液	/	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理	全部妥善处置，不外排	无害化处置
	废酸化液	/			
	废洗井液	/			
	油泥(砂)	HW08	收集后定期送库车畅源生态环保科技有限责任公司处理		
	清管废渣	HW08			
	废防渗材料	HW08			
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行			

8.3 环境监测计划

8.3.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境部门和地方生态环境部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

8.3.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担，也可由塔里木油田分公司的质量检测中心承担。

根据国家颁布的环境质量标准和污染物排放标准，参与制定监测工作计划。完成预定的监测计划。填写监测记录和编制监测报告并及时报告给环境管理人员。应定期参加技术培训，参加主管部门的技术考核。

8.3.3 监测计划

（1）污染源监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610－2016)、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划和工作方案。本项目污染源监测计划见表 8.3-1。

表 8.3-1　　污染源监测计划一览表

类型	监测地点	监测频率	监测项目	监测方式
废气	博孜站场边界	1 次/年	非甲烷总烃、H_2S、NH_3-N	委托监测
	各井场边界	1 次/年	非甲烷总烃	
废水	博孜站污水处理装置	1 次/年	悬浮固体含量、含油量、SRB、IB、TGB	
噪声	博孜站边界	1 次/年	等效 A 声级（dB）	
	各井场边界	1 次/年	等效 A 声级（dB）	
土壤	博孜处理站、各井场下风向 10m 处	每 5 年一次 10m 处	石油烃（C_{10}-C_{40}）	

（2）环境质量现状监测计划

本项目环境质量现状监测计划见表 8.3-2。

表 8.3-2　　环境质量监测计划一览表

监测类别	监测项目	监测点位置	监测频次
地下水	pH、总硬度（以 $CaCO_3$ 计）、溶解性总固体、耗氧量（COD_{Mn} 法，以 O_2 计）、氨氮（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、氯化物、硫酸盐、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、氟化物、硫化物、石油类	放喷池下游	每年 2 次
土壤环境	石油烃	典型井场采气树管线接口处	每 5 年 1 次
生态环境	植物措施生长情况	站场周边及管线沿线	每季度 1 次

（3）应急监测

本项目应急监测见表 8.3-3。

表 8.3-3　　项目应急监测计划一览表

监测类别	监测项目	监测点位置	监测频次
地下水	pH、COD、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类	区块下游水井	1 次/天
土壤	石油烃	临近农田区域的典型气井管线接口处	1 次/周

（4）环境管理台账

应按照有关要求，及时并如实记录项目原辅材料的消耗量及固废产生量、环保设施运行情况等相关内容的环境管理台账，供环保检查。

8.4 环境保护“三同时”验收

根据建设项目环境管理办法，污染防治设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。在工程完成后，应对环境保护设施进行验收。拟建项目竣工环保“三同时”验收一览表见表 8.4-1。

表 8.4-1　　建设项目竣工环境保护“三同时”验收内容一览表

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
施工期				
废气	柴油发电机烟气	烃类、CO、颗粒物、NOx、SO_2	定期检修、运行良好，燃用符合质量标准的燃料	《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》(GB20891-2014)修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）
	测试放喷废气	颗粒物、NOx	控制测试放喷时间	--
	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2标准
	电焊烟尘	颗粒物	无组织排放	
	机械、车辆尾气	颗粒物、NOx、SO_2	选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放	
废水	钻井废水	COD、SS、石油类	经泥浆不落地工艺处理后，回用于配置钻井液	妥善处理，不外排
	压裂返排液	COD、SS、石油类	在井场加烧碱中和后暂存在收集罐，定期拉运至克拉苏钻试修环保站处理	
	试压废水	COD、SS	循环使用，试压完成后用于洒水抑尘	
	生活污水	COD、SS、NH_3-N	施工人员生活污水在污水罐暂存后，定期拉运至博大油气开发部公寓进行处理	
噪声	施工设备、运行车辆	噪声	选择低噪声设备，基础减振，加装消声器	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
固体废物	施工期	剩余土方	施工作业带土地平整	妥善处理，不外排
		泥浆	钻井泥浆返排液经“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离出岩屑、泥浆，泥浆回用	
		膨润土体系钻井岩屑	进入岩屑池，达标后用于铺设作业区内部道路，同时远离行政村5km 以上，远离省级公路10km 以上，且不得用于农田区域道路铺设。	
		聚磺体系钻井岩屑	经不落地收集系统收集后暂存于地罐中，定期拉运至克拉苏钻试修环保站处理	

		含油废物、烧碱的废弃包装袋	桶装收集后暂存于危废暂存间，定期由有资质的单位接收处置	
		施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉苏钻试修环保站处置	
		生活垃圾	收集后拉运至拜城县生活垃圾填埋场进行处置	
生态	生态恢复	严格控制作业带宽度，施工车辆严禁停放在施工场地以外区域，避免对植被的碾压破坏		植被恢复程度不低于施工前，临时占地恢复到之前状态
		做到土方平衡，减少弃土		
		完钻后井场、生活区、道路等临时占地恢复，场地平整，防沙治沙，及时采取植被恢复措施。		
	水土保持	防尘网苫盖，限行彩条旗、洒水抑尘		防治水土流失
	防沙治沙	在管道两侧设置草方格固沙，宽度各6m，植物措施：施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；管沟分层开挖、分层回填；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行路线和范围		防沙治沙
防渗	重点防渗区	柴油罐区、危废暂存间、不落地收集装置、放喷池、钻井平台、柴油发电机区、应急池	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参考GB18598执行；	--
	一般防渗区	泥浆泵区、泥浆罐区、岩屑池	防渗层防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1×10^{-7}cm/s黏土层	--
环境风险	--	--	安装井控设施、防喷培训、钻井液储备等，按钻井行业规范和设计要求完成；提高事故应急能力；防止污油泄漏下渗污染；合理有效组织各机构部门进行应急、抢险、救援、疏散及控制措施、应急监测	--
运营期				
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	本工程采用密闭集输工艺，加强密闭管道、阀门的检修和维护	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

	污水处理装置废气	非甲烷总烃、H_2S、NH_3-N	废气密闭收集+尾气吸附装置+15m 排气筒	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 《恶臭污染物排放标准》
废水	井下作业废水	石油类、SS、COD	专用废水回收罐收集后送至克拉苏钻试修环保站妥善处置	不外排
	采出水	石油类、SS、COD	随采出油气送天然气处理厂处理，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。	不外排
噪声	采气树	噪声	选择低噪声设备，基础减振，加装消声器	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准
固废	落地油泥、清管废渣和废防渗材料	经桶装收集后，定期交由有资质单位处理		《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)
环境风险	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，设施数量按照消防、安全等相关要求设置			
	按照环境风险设置应急预案			
防渗	重点防渗区	井场井口、放喷池	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K\leq1\times10^{-7}$cm/s；或参考GB18598执行；	防渗系数小于1.0×10^{-7}
闭井期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2标准
噪声	运输车辆	噪声	合理安排作业时间和运输路线	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准
固废	废弃管线，废弃建筑垃圾	废弃管线，废弃建筑垃圾	收集后送至克拉苏钻试修环保站处置	妥善处置，不外排
	废防渗材料	废防渗材料	收集后由有危废处置资质单位接收处置	妥善处置，不外排
生态	生态恢复		地面设施拆除、占地恢复原有自然状况	恢复原貌

8.5 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）中的相关要求，项目正式投产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，应定期开展环境影响后评价工作。

9 环境影响评价结论

9.1 结论

9.1.1项目概况

项目名称：克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块开发地面工程

建设性质：滚动开发（改扩建）

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设地点：本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县和温宿县，博孜气田博孜 1 评价区块范围内。

项目投资：本工程总投资 118573 万元，环保投资 1830 万元，环保投资占总投资的比例为 1.54%。

建设内容：本工程新部署大斜度井采气井 3 口（BZ102-5，BZ102-7，BZ106-1），总进尺 21618m，新增天然气产能规模为 $250\times10^4m^3/d$；博孜 102 集气站扩建 4 井式进站阀组；新部署回注直井 1 口（BZ17-4W），总进尺 7108m，回注量为 $600m^3/d$；新建采气管线 7.3km；新建 BZ17-4W 井注水支线 2.6km；博孜处理站新建 $1450m^3/d$ 的排水处理系统，扩建 $950m^3/d$ 的采出水处理系统；新建通信光缆 16.24km；新建道路路线长度 0.2km，整修道路路线长度 1.2km；以及电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。劳动定员及工作制度：项目井场全部为无人值守，操作人员内部调配。

9.1.2产业政策符合性

项目对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，属于目录中第七类“石油、天然气”中第一条“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策要求；项目对照《市场准入负面清单（2022 年版）》，不在其负面清单内。

9.1.3环境质量现状评价

（1）环境空气：根据 2021 年阿克苏区域环境空气质量监测结果，项目所在区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM_{10}，其超标原因与当地气候干燥、风沙较大、易产生扬尘有密切关系。

监测期间监测点非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求，区域环境空气质量较好。

（2）地表水：根据监测结果可知，木扎提河 1#、2#两个监测断面水质情况基本一致，除总氮超标外，其余监测项目满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准，总氮超标原因可能为木扎提河上游及周边人为活动影响所致。

（3）地下水：根据监测结果可知，项目所在区域地下水监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

（4）声环境：现状监测表明，项目各井场监测点监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准。

（5）土壤环境：项目所在区域建设用地土壤监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的表 1 第二类用地筛选值标准限值要求，石油烃满足表 2 筛选值标准限值要求；项目所在区域农田土壤监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准。

（6）生态环境现状：根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于天山山地温性草原、森林生态区，天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区、托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区和拜城盆地绿洲农业生态功能区。项目生态影响范围属于低山丘陵和山前倾斜戈壁洪积平原，以典型荒漠植被和农田作物为主，项目所在区域因农村开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物种类较少，主要为伴人动物。

9.1.4环境影响分析

9.1.4.1环境空气影响分析

项目对大气环境的影响可分为三个阶段，即施工期、运营期和闭井期。

施工期主要是施工扬尘、柴油发电机废气、测试放喷废气、焊接烟尘、施工机械和运输车辆尾气对大气造成的影响。项目施工期处于空旷地带，且施工是短期行为，持续时间较短，施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较轻。

运营期主要是工程采出天然气汇集、处理、输送全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，保证生产正常进行和操作平衡，减少气体泄漏，采取以上措施后，井场无组织废气均可达标排放，以上环境空气污染防治措施可行，运营期对大气环境影响可接受。

闭井期主要是施工过程中产生的扬尘，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业，退役期封井施工过程中，加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常状况的烃类泄漏。采取以上措施后，闭井期对大气环境影响可接受。

9.1.4.2地表水环境影响分析

施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、管道试压废水及生活污水。钻井废水经泥浆不落地工艺处理后回用于配置钻井液，不外排；压裂返排液在井场中和后暂存在收集罐，拉运至克拉苏钻试修环保站处理；试压废水用于场地洒水抑尘，不外排；施工人员生活污水在生活污水罐暂存后，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施装置进行处理。

运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，采出水随采出油气送天然气处理厂处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

闭井期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）要求进行施工作业，首先进行井场环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

综上，本项目不会对周边水环境造成明显不利影响。

9.1.4.3地下水环境影响分析

在防渗失效条件下跑、冒、滴、漏过程中，石油类污染物随着时间推移均在砂砾石层或含土砂砾石层中运移，不能穿过粘土层向下运移。由于项目管线防腐防渗，井场采取分区防渗，可有效防止污染物下渗进入地下水。针对施工期和运行期非正常工况，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在相关保护措施实施后，该项目对地下水环境的影响是可以接受的，从环境保护角度讲，该项目选址合理，项目可行。

9.1.4.4声环境影响分析

本项目施工期噪声主要来自施工过程中机械和运输车辆产生，由于项目施工期短，且随着施工结束噪声影响也将消失。

运营期噪声主要来自污水装置各类泵、采气树、加热撬等，通过基础减振等措施减少噪声排放，经距离衰减后，项目不造成扰民现象。

闭井期噪声主要来自机械设备和车辆产生的噪声，通过采用低噪声设备、合理安排作业时间和运输路线等措施，项目不会对周围环境产生影响。

综上所述，项目噪声对环境影响可接受。

9.1.4.5固体废物环境影响分析

项目施工期产生固废主要包括：泥浆、钻井岩屑、含油废物以及废烧碱包装袋、施工废料、生活垃圾等固体废物。钻井泥浆、钻井岩屑一并处理，其中膨润土体系泥浆及聚磺体系泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”进行固液分离，液相排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；固相钻井岩屑分离后，膨润土体系钻井岩屑处理达标后用于铺设内部道路；聚磺体系钻井岩屑经随钻不落地收集系统收集后定期拉运至克拉苏钻试修环保站处理。含油废物桶装收集后暂存于危废暂存间，定期由有资质的单位回收处理；废烧碱包装袋在危废暂存间暂存，定期由有资质的单位回收处理；施工废料主要包括管道焊接及管道吹扫产生的废渣等回收利用，不可回收利用部分拉运至收集后拉运至克拉苏钻试修环保站处置，生活垃圾集中收集后运至大北地区固废填埋场填埋，措施可行。

项目运营期固废主要为落地油泥、清管废渣、废防渗材料，分类收集，定期交由有资质单位处理。

闭井期固废主要为地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃建筑垃圾、废弃管线，通过采取集中收集，收集后拉运至克拉苏钻试修环保站进行处置妥善处置，不外排。

综上所述，固体废弃物经妥善处理后，不会对周围环境产生影响。

9.1.4.6生态环境影响分析

项目井场和管线不同阶段对生态环境的影响略有不同，井场主要体现在土地利用、水土流失及运营期设备噪声；管线施工期主要体现在土壤、植物及植被、动物、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大，管线运营期对生态影响较。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程建设对生态环境的影响可得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，不会改变当地的

生态环境功能区，对生态环境的影响较小，从生态环境保护的角度看，该建设项目是可行的。

9.1.4.7环境风险评价

该项工程采取的环境风险措施及制定的预案切实可行。在严格落实风险防范措施、应急预案后，环境风险达到可接受水平，项目环境风险是可防控的。

9.1.5 总量控制

项目运营期总量控制指标为VOCs：2.5889t/a。

9.1.6 选址合理性分析结论

项目站场、敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内。从环保角度分析，本项目选址可行。

9.2 要求与建议

9.2.1 要求

（1）建设工程在设计时，应对选址、选线进行多方案比选，合理选址、选线，并征得当地环保、规划等部门同意。

（2）切实做好井场防渗，防止污染土壤和地下水环境。

（3）建设单位针对可能发生的重大环境风险事故制定详细的环境风险应急预案，并经过专家评审，定期进行预案演练。

（4）要求建设单位落实生态保护、恢复与重建费用，建议当地政府部门根据油气田实际情况制定生态补偿费用指标向建设单位收取费用，统一安排生态恢复工作。

（5）项目正式投产或运营后，应定期开展环境影响后评价工作。

9.2.2 建议

（1）建立健全企业环境风险应急机制，强化风险管理。

（2）加强工程的安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业。

（3）建设单位和当地政府、村民、单位等应充分协商，共同搞好当地的植被绿化和植被恢复工作。