

克拉苏气田博孜 101-博孜 105 断块地面工程

环境影响报告书

(拟报批公示版)

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

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	6
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	14
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	28
2.8 控制污染与环境保护目标	28
2.9 评价方法	29
3.建设项目工程分析	31
3.1 项目开发现状及环境影响回顾	31
3.2 工程概况	43
3.3 工程分析	84
3.4 清洁生产分析	110
3.5 污染物排放总量控制	114
3.6 相关法规、政策符合性分析	115
3.7 相关规划符合性分析	121
3.8 选址、选线合理性分析	127
3.9“三线一单”符合性分析	129
4 环境现状调查与评价	139
4.1 自然环境现状调查与评价	139
4.2 环境敏感区调查	143
4.3 环境质量现状监测与评价	147
5.环境影响预测与评价	172
5.1 施工期环境影响预测与评价	172
5.2 运营期大气环境影响预测与评价	184
5.3 运营期地表水环境影响分析	188
5.4 运营期地下水环境影响预测与评价	190
5.5 运营期声环境影响预测与评价	203
5.6 运营期固体废物环境影响分析	205
5.7 运营期土壤环境影响分析	210
5.8 环境风险评价	216
5.9 闭井期环境影响分析	236

6 环境保护措施可行性论证	237
6.1 生态环境保护措施可行性论证	237
6.2 大气污染防治措施可行性论证	247
6.3 废水治理措施及其可行性论证	249
6.4 噪声防治措施及其可行性论证	250
6.5 固废治理措施及其可行性论证	251
6.6 土壤环境保护措施	254
7 环境影响经济损益分析	256
7.1 环境影响分析	256
7.2 社会效益分析	256
7.3 经济效益分析	256
7.4 环境措施效益分析	259
7.5 小结	261
8 环境管理与监测计划	262
8.1 环境管理	262
8.2 污染物排放管理要求	271
8.3 环境监测计划	274
8.4 环境保护“三同时”验收	276
8.5 环境影响后评价	281
9 环境影响评价结论	282
9.1 结论	282
9.2 要求与建议	286
附件	

1 概述

1.1 项目特点

塔里木盆地拥有丰富的天然气资源，是我国主要的天然气产地。位于新疆阿克苏地区境内的克拉苏气田近年来成为塔里木油田公司油气田开发建设的主战场，当前正在运行的区块包括克拉、克深、大北、博孜等几大区块组成。2004 年 12 月，克拉 2 首先投入运营，随着地下勘探研究的深入，近年来，克拉苏气田加大开发力度，先后完成了大北试采、克深试采、博孜 1 试采、博孜 3 试采等试采工程。从 2011 年开始，克深 2 区块、大北区块、克深 8 区块进入全面整体开发阶段。博孜区块作为大北区块接替区块，目前正对其进行开发。

博孜 1 区块位于克拉苏气田西部，行政区隶属阿克苏地区拜城县、温宿县管辖。博孜 1 区块 (气藏) 发现井为博孜 1 井，该井于 2012 年 6 月完井常规测试，获得高产工业气流，2018 年博孜 1 区块进行了试采，先期部署 4 口试采井，2020 年进行正式开发，共部署 6 口开发井，合计产气 $273 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，试采和正式开发效果良好。

截止 2022 年 10 月，博孜 1 区块滚动评价获得较大突破，在局部探明区外，部署上钻 6 口井，获得高产工业油气流，加深钻探开发的 3 口井，均在巴什基奇克组、巴西改组获高产，多口井的钻探成功，进一步夯实了博孜 1 气藏滚动扩边的资源潜力。

博孜 101-博孜 105 断块为博孜 1 气藏 (区块) 3 个断块之一，3 个断块总圈闭面积 118.6km^2 ，博孜 101-博孜 105 断块断块圈闭面积为 55.5km^2 。

截至 2023 年 1 月底，博孜 101-博孜 105 断块已完试及投产井共 3 口，根据试油、试采等资料评价目前的无阻流量 $25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d} \sim 201 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。除博孜 101 井正进行大修外，剩余 BZ101-2、博孜 105 等 2 口投产井生产相对稳定。

随着克拉苏气田博孜区块地面工程的不断开发，博孜区块地面集输、处理系统建设日趋完善，博孜区块已建成博孜 1 集气站、博孜 102 集气站、博孜

101 集气站、博孜 102-4 集气站、博孜 3 集气站等 5 座集气站，建成博孜 1 集气干线、博孜试采管道、博孜 101 集气干线、博孜 3 集气干线、博孜 3 试采干线、博孜 3 集气复线等 6 条干线，博孜处理厂也将建成投产，为区块产能扩大开发提供了良好的依托条件。

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内，为老区块改扩建项目；依据（新水水保[2019]4 号），阿克苏地区拜城县、温宿县属于水土流失重点治理区，同时占天然林（地方公益林），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。

2023 年 2 月 22 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件 1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。

受天合公司委托，新疆齐新环境服务有限公司对本项目区域地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《克拉苏气田博孜 101-博孜 105 断块地面工程环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2.1。

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

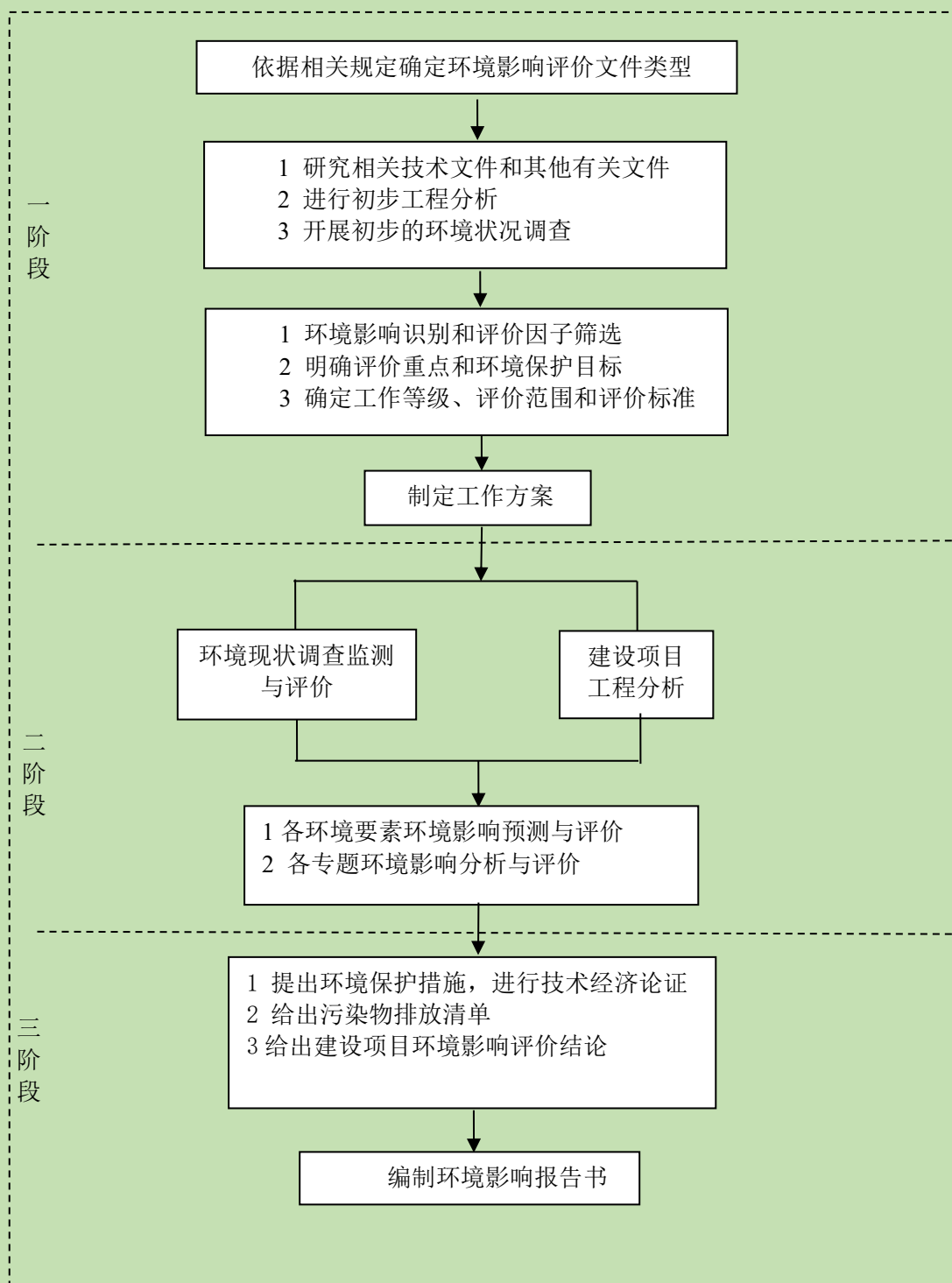


图 1.2.1 环境影响评价工作程序图

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

本项目为油气开采项目，环境影响因素主要来源于油气开采、井下作业、集输等各工艺过程，本次评价关注的主要环境问题为气田开发施工期废气、废水、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期加热炉烟气排放、烃类无组织挥发、气田采出水、井下作业固废、油泥（砂）、清管废渣、井场（站场）永久占地、管线临时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。影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，本项目评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：项目区内现状分布的动植物。

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，油气处理集输等作业的资源（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发生明显改变。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，论证项目对环境方面的可行性，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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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
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	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
12	基本农田保护条例		2011-01-18
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	生态环境部令第 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	环办〔2015〕113 号	2015-12-30

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	通知		
26	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知	环发（2015）163 号	2015-12-10
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区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
34	自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知	自然资规（2019）1 号	2019-01-03
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污染防治条例（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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20号	2018-12-20
19	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
20	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
21	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
22	新疆维吾尔自治区基本农田保护办法		2010-12-13

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	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 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	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
12	陆上石油天然气开采工业污染物排放标准	GB39728-2020	2020-01-01
13	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
14	建设用地土壤污染状况调查技术导则	HJ25.1-2019	2019-12-05
15	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
16	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
17	《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》		2021-12-22
18	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	2023-07-01

2.2.3 其他

(1) 克拉苏气田博孜 101-博孜 105 断块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；2023 年 2 月 22 日。

(2) 克拉苏气田博孜 101-博孜 105 断块地面工程开发方案 (B 版) 及附件, 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司; 2023 年 2 月。

(3) 关于克拉苏气田博孜 101-博孜 105 断块开发方案的批复及相关附件, 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司; 2023 年 3 月。

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；“+”为正影响较大；“+”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

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.2 水环境

项目所在区的农灌渠水源来自于木扎提河，该农灌渠主要功能为农业灌溉，因此农灌渠水体应执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 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。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。

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、SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 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/m ³)			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	IV 类标准值
1	水温	-	13	硒	0.02
2	pH 值	6~9	14	砷	0.1
3	溶解氧	3	15	汞	0.001
4	高锰酸盐指数	10	16	镉	0.005

序号	项目名称	II类标准值	序号	项目名称	IV类标准值
5	化学需氧量	30	17	六价铬	0.05
6	五日生化需氧量	6	18	铅	0.05
7	氨氮	1.5	19	氰化物	0.2
8	总磷	0.3	20	挥发酚	0.01
9	总氮	1.5	21	石油类	0.5
10	铜	1.0	22	阴离子表面活性剂	0.3
11	锌	2.0	23	硫化物	0.5
12	氟化物	1.5	24	粪大肠菌群	20000

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 二类用地筛选值标准，见表 2.5-4，2.5-5。

表 2.5-4 土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准

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	蒽	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。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	最高允许排放浓度 (mg/m ³) (表 2)	标准来源
非甲烷总烃 (厂界外)	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)

(2) 废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)规定：在相关行业污染物标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

拟建博孜处理厂计划建设采出水处理装置 1 座，规模为 400m³/d，预计 2023 年底建成投产。

项目运营期产生的采出水经博孜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技术要求及分析方法》(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技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

注入层平均空气渗透率 (μm ²)	≤0.01	>0.01≤0.05	>0.05≤0.5	>0.5≤1.5	>1.5

控制 指标	悬浮固体含量 (mg/L)	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量 (mg/L)	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率 (mm/a)	≤0.076				
	SRB (个/ML)	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB (个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴
	TGB (个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴

(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》(GB18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)。

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油气集输过程烃类废气, 排放污染物主非甲烷总烃(NMHC)。

本项目废气排放源主要为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。

评价等级按表 2.6-1 的分级判据进行划分。

表 2.6-1 评价工作等级判据表

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

(3) 估算模型参数

①城市/农村选项

项目位于新疆阿克苏地区温宿县和拜城县内，各井场及管线周边均无城市建成区或规划区，因此选择农村。

②地表参数

③估算模型参数

估算模型参数见表 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（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		40.9
最低环境温度/°C		-27.4
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候

参数		取值
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 (m)	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

(4) 废气污染源参数

项目运营期废气主要为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 废气污染源参数一览表（面源）

名称	面源起点坐标 (°)		海拔高度 (m)	长度 (m)	宽度 (m)	有效排放高度 (m)	与正北向夹角 (°)	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						
BZ101-4 井场			1684	56.6	56.5	3.0	0	非甲烷总烃 0.00362

(5) 评价等级确定

本工程大气环境影响评价定级判定见表 2.6-4。

表 2.6-4 大气评价等级估算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准 (μg/m³)	Cmax(μg/m³)	Pmax(%)	D10%(m)
BZ101-4 井场	NMHC	2000.0	17.43300	0.872	/

由上表可知，确定本项目大气环境影响评价工作等级为三级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本次评价不设置大气环境影响评价范围。

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 2.6-5 地下水环境影响评价行业分类表

环评类别	行业类别	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 2.6-6 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 2.6-7 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

根据地下水导则,地下水环境影响现状调查评价范围可采用公式计算法、查表法和自定义法等确定。本次评价结合项目特点,主要采用公式计算法和自定义法进行评价范围的确定。

①公式法

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016),计算公式如下:

$$L=\alpha\times K\times I\times T/ne$$

式中: L—下游迁移距离, m;

α —变化系数, $\alpha\geq 1$, 一般取 2;

K—渗透系数, m/d; 根据搜集到的区内抽水试验资料, 渗透系数取 8.5m/d;

I—水力坡度, 根据区域水文地质条件, 区内水力坡度取 5‰;

T—质点迁移天数, 取值 5000d;

ne—有效孔隙度, 无量纲, 取 27%;

L—下游迁移距离, m。

经计算, L 为 1574m。

②自定义法

按照导则要求, 调查评价范围应能说明地下水环境现状, 反映调查评价区地下水的基本流场特征, 满足地下水环境影响预测与评价为基本原则, 当计算或查表范围超出所处水文地质单元边界时, 应以所处水文地质单元边界为宜。结合地下水现状调查情况及水文地质条件, 本次采用自定义法确定地下水评价范围。

综上，工程所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，本次评价范围确定为：项目区四周外扩 1574m 的矩形区域作为评价范围，其中东北方向以木扎提河为界。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 2.6-8。

表 2.6-8 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） < 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。具体评价范围见图 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 $Q=0.158$ 。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，本次环评声环境影响评价范围为各井场、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，本工程属于污染类项目，项目区周边存在基本农田、天然牧草地和地方公益林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

敏感程度 评价等级	占地规模	I类			II类			III类		
		大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感		一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	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（膜果麻黄）	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
		基本农田和一般耕地	评价范围内	严格按照有关规定办理建设用地审批手续，按有关规定进行土地的征占和补偿
2	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
3	地表水	阿舍布隆总干渠	管线穿越	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准
4	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
5	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
6	环境风险	木扎提河	工程区东侧 1.7km	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
		阿舍布隆总干渠	管线穿越	
		吾斯塘布依村	BZ102-3 井东北侧最近距离 300m	
		博斯坦村	BZ105-3 井南侧最近距离 3000m	

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采油气管理区成立于 2019 年 2 月 1 日，博大采油气管理区气田包括神木区块、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 。博大采油气管理区开发单元区域位置见图 3.1.1。博大采油气管理区气田开发现状概况见表 3.1-1。

图 3.1.1 博大采油气管理区开发单元区域位置图

本项目属于克拉苏气田博孜区块，因此仅分析博大采油气管理区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 $751.99 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油地质储量 $442.03 \times 10^4 \text{t}$ ，建成天然气产能规模 $17.66 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，平均单井日产气 $26.75 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$

3.1.2 工程环境影响回顾评价

自开发以来，博大采油气管理区气田区域内与博孜区块相关的已先后实施了博孜 1 井试采地面工程、博孜区块试采工程、克拉苏气田开发规划方案、克拉苏气田博孜区初步开发项目等一系列区块开发项目以及大量单井、地面工程项目（附件 2）。

博大采油气管理区气田博孜区块环保手续履行简况见表 3.1-2，主要站场环保手续履行详细情况见表 3.1-3。

表 3.1-2 博大采油气管理区气田博孜区块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	/

表 3.1-3 博大采油气管区气田博孜区块集气站环保手续履行情况一览表

序号	工程内容	所属项目	批复文号	批准时间	验收文号	验收时间
1	博孜 1 集气站	克拉苏气田博孜区初步开发项目	新环函[2018]1085 号	2018 年 8 月 2 日	/	/
2	博孜 101 集气站	博孜区块试采工程	新环函[2016]1703 号		自主验收	/
3	博孜 18 集气站	博孜 3 区块 2021 年产能建设项目（一期）	正在审批阶段（不在本项目中建设）		/	/

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《博大采油气管区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 30000m³ 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 《博大采油气管理区气田环境影响后评价报告书》中回顾性影响分析

(1) 废气

博大采油气管理区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 、 NO_x 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。

博大采油气管理区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

博大采油气管理区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

博大采油气管理区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)。

博大采油气管理区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 600m³/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技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)规定的回注标准后回注。

②生活污水

博大采油气管理区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 120m³/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

博大采油气管理区气田作业区的固体废物主要有工业固体废物、危险废物和生活垃圾等三类。其中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利用站处理。

博大采油气管理区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。用于接收博大采油气管理区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 5000m³，一般固废池 2 个(已使用 1 个)，设计规模 5000m³。

(4) 噪声

博大采油气管理区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

博大采油气管理区气田主要生态环境影响为勘探开发活动中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等。

根据现场调查，博大采油气管理区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，对博大采油气管理区气田进行了绿化及生态治理，因此，博大采油气管理区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

博大采油气管理区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

博大采油气管理区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

博大采油气管理区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，博大采油气管理区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。

博大采油气管理区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 博大采油气管理区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	对生产废水处理系统进行检修	《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 和表 2 控制指标	2021 年 11 月
废水	博大采油气管理区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：博孜 101-博孜 105 段块地面工程。

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

项目区位于新疆阿克苏地区拜城县和温宿县，西距温宿县县城 80km，东距大北气田 65km。地理位置见图 3.2-1，工程区域布置见图 3.2-2。

3.2.1.3 建设规模

本工程新部署大斜度井采气井 4 口（其中 BZ101-3、BZ105-2、BZ105-3 为定向井；BZ101-4 为直井），总进尺 29959m，新增天然气产能规模为 $275 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油 269.54t/d。改扩建集气站 1 座，博孜 102-4 集气站主要扩建 4 井式进站阀组；新部署回注直井 1 口（BZ17-3W），总进尺 3240m，回注量为 $600 \text{m}^3/\text{d}$ ；新建采气管线 8.7km；新建排水管线 0.2km；新建气举气源管线 0.5km；新建气举支线 8.3km；新建 BZ17-3W 井注水支线 0.2km；新建通信光缆 10.28km；新建 35kV 架空线路 2.8km；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。

图 3.2-1 项目地理位置图

图 3.2-1 工程区域布置图

3.2.1.4 工程组成

项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

3.2.1.5 工程投资

项目总投资 29538.97 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托博大采油气管理区对本项目生产进行全面管理，井场无人值守。

3.2.2 气田资源概况

3.2.2.1 克拉苏气田油气资源概况

依据控制构造变形的区域断裂及构造展布特征，克拉苏气田由北向南划分为克拉苏背斜、克深北、克深、克深南、拜城北等五排构造区带，从西向东根据构造样式、膏盐层厚度及展布特征，将其自西而东划分为博孜段、大北-吐北段、克拉 1-克拉 2 段、克拉 3 段等四段，发育博孜、大北、克深等系列圈闭。

克拉苏构造带天然气资源丰富，已上报三级天然气地质储量 $6544.85 \times 10^8 \text{m}^3$ ，圈闭资源量转化率高，29 个储备圈闭总资源量 $2.43 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，预计可以再落实天然气地质储量 $1.5 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，克拉苏气田总储量将达到 $2.2 \times 10^{12} \text{m}^3$ 左右，整体大规模开发具备雄厚的资源基础。

克拉苏气田是塔里木盆地天然气勘探开发的主力区块之一，包含克拉 2 区块、大北区块、克深区块和博孜区块四个区块。克拉苏气田目前正在生产运行的区块包括克拉、大北、克深 1、2、3、5、8 区块和博孜试采，正在生产运行的处理厂为克深处理厂、大北处理厂、克拉 2 中央处理厂和第二处理厂。天然气通过克轮管道和克轮复线输至轮南。

3.2.2.2 博孜区块气藏概况

博孜区块属于克拉苏构造带，通过研究博孜 1 井的试油情况，以及博孜 101 井和博孜 102 井的预测情况，该区块气藏埋深约为 7000~8000m。

2012年10月博孜1气藏上交凝析气预测地质储量 $798.92 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中，干气

预测地质储量 $786.94 \times 10^8 \text{m}^3$ ，干气技术可采储量 $472.16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油预测地质储量 $712 \times 10^4 \text{t}$ ，新增凝析油技术可采储量 $356 \times 10^4 \text{t}$ ，含气面积 83.0km^2 ，含气层为白垩系巴什基奇克组，气藏类型为层状断背斜型凝析气藏。由于博孜1井仅钻揭白垩系巴什基奇克组 74.5m ，且目的层采用小井眼钻进，钻时低，测井解释物性值偏低，因此最终计算的地质储量偏低。

3.2.2.3 气藏构造概况

库车坳陷位于塔里木盆地北部，北与南天山断裂褶皱带以逆冲断层相接，南为塔北隆起，东起阳霞凹陷，西至乌什凹陷，是一个以中、新生代沉积为主的叠加型前陆盆地。坳陷中部自北向南划分为“两带一凹”，即克拉苏冲断带、拜城凹陷、秋里塔格冲断带。博孜区块位于库车坳陷克拉苏构造带克深区带博孜段。

该区由于膏盐薄弱层的存在，构造变形分为盐上、盐层和盐下三个构造层。由于膏盐的滑脱调节作用，盐上构造层与盐下构造层变形特征存在明显的差异。在巨厚砾石层的差异负载和南北向挤压应力作用下，膏盐岩层向周缘流动导致博孜区块主体部位膏盐层较薄，盐上构造层为一个沉降中心位于南部的向斜构造，盐下层则在强烈的南北向挤压作用下形成一系列由北向南逆冲的断裂（局部发育反冲断裂）及一系列伴生的褶皱。在这些褶皱上形成了成排成带分布的断块型圈闭，主要涉及博孜和阿瓦特区块的8个断块，包括博孜1、101、102、104、博孜3、博孜9、博孜12断块。

3.2.2.4 气藏地层特征

博孜区块地层层序自上而下分别为新生界第四系，新近系库车组、康村组、吉迪克组，古近系苏维依组、库姆格列木群，白垩系巴什基奇克组、巴西改组。博孜区块储层主要为下白垩统巴什基奇克组砂岩，受古构造隆升作用影响，白垩系砂巴什基奇克组砂岩地层厚度东部较为稳定（约 180m ），西部遭受剥蚀程度较高，博孜103井砂体整体被剥蚀，博孜3井仅剩巴什基奇克组储层 19.5m 。

3.2.2.5 博孜1区块

2012年3月，博孜1加深井中途测试获得工业气流，发现博孜1气藏。目前完钻井3口，均获工业气流（博孜1、101、102），正钻井2口（博孜103、104），2014年10月上交天然气控制储量1057.64亿方，凝析油控制储量980万吨，计划2016年上交探明储量。博孜1区块单井全部接入新建集气站通过新

建集输管线输往大北处理厂。

表 3.2-2 博孜 101-博孜 105 断块产能配产表

序号	断块	井号	日产气 ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	日产油 (t/d)	日排水 (t/d)	注水量 (t/d)	投产年份	类型		
1	博孜 101- 105	博孜 101	15	14.85	/	/	2014	生产井	老井	
2		BZ101-1	25	24.75	/	/	2023			
3		BZ101-2	30	29.7	/	/	2021			
4		BZ102-3	30	29.7	/	/	2023			
5		BZ105-1	35	34.64	/	/	2023			
6		博孜 105	30	29.7	300	/	2022	早期生产 后期排水井		
7		BZ105-2	25	24.75	300	/	2025			
8		BZ101-3	25	24.75	/	/	2024	生产井	新井	
9		BZ101-4	25	24.75	/	/	2024			
10		BZ105-3	30	29.7	/	/	2025			
11		BZ17-3 W	/	/	/	600	2033	注水井		
12		BZ104-1	25	14.37	/	/	2021			
13		BZ104-2	/	/	/	/	2021			
合计	/	/	785	729.4	1450	1800	/	/	/	

2) 博孜 101-博孜 105 断块总指标预测

表 3.2-3 博孜 101-博孜 105 断块总指标预测表

时间 (年)	日产气 ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	日产油 (t/d)	日产水 (t/d)	水气比 ($\text{t}/10^4 \text{ m}^3$)	年产气 (10^8 m^3)	年产油 (10^4 t)	年产水 (10^4 t)	累产气 (10^8 m^3)	累产油 (10^4 t)	累产水 (10^4 t)	地层压力 (MPa)
2022								3.21	3.02	0.00	
2023	165.00	163.33	0.00	0.00	4.90	4.94	0.00	8.11	7.96	0.00	114.04
2024	215.00	212.82	0.00	0.00	7.10	7.02	0.00	15.21	14.98	0.00	108.54
2025	270.00	267.26	0.00	0.00	8.91	8.82	0.00	24.12	23.80	0.00	102.18
2026	270.00	267.26	0.00	0.00	8.91	8.82	0.00	33.03	32.62	0.00	96.34

2027	270.00	267.26	0.00	0.00	8.91	8.82	0.00	41.94	41.44	0.00	90.88
2028	270.00	267.26	0.00	0.00	8.91	8.82	0.00	50.85	50.26	0.00	85.82
2029	270.00	267.26	0.00	0.00	8.91	8.82	0.00	59.76	59.08	0.00	81.07
2030	270.00	267.26	0.00	0.00	8.91	8.82	0.00	68.67	67.90	0.00	76.64
2031	270.00	267.26	0.00	0.00	8.91	8.82	0.00	77.58	76.72	0.00	72.41
2032	270.00	267.26	14.12	0.05	8.91	8.82	0.47	86.49	85.54	0.47	68.45
2033	258.72	256.09	194.84	0.75	8.54	8.45	6.43	95.03	93.99	6.90	64.89
2034	231.86	229.50	466.75	2.01	7.65	7.57	15.40	102.68	101.56	22.30	61.99
2035	203.25	201.19	633.01	3.11	6.71	6.64	20.89	109.39	108.20	43.19	59.60
2036	182.05	180.21	660.38	3.63	6.01	5.95	21.79	115.39	114.15	64.98	57.59
2037	165.90	164.22	696.75	4.20	5.47	5.42	22.99	120.87	119.57	87.97	55.79
2038	148.39	146.88	740.60	4.99	4.90	4.85	24.44	125.77	124.42	112.41	54.22
2039	129.79	128.47	780.22	6.01	4.28	4.24	25.75	130.05	128.66	138.16	52.86
2040	109.83	108.72	813.14	7.40	3.62	3.59	26.83	133.67	132.24	164.99	51.72
2041	92.14	91.21	836.63	9.08	3.04	3.01	27.61	136.71	135.25	192.60	50.75
2042	76.67	75.89	855.62	11.16	2.53	2.50	28.24	139.24	137.76	220.84	49.94
2043	63.28	62.63	870.67	13.76	2.09	2.07	28.73	141.33	139.82	249.57	49.26
2044	51.82	51.29	826.52	15.95	1.71	1.69	27.28	143.04	141.52	276.84	48.69
2045	42.11	41.68	715.42	16.99	1.39	1.38	23.61	144.43	142.89	300.45	48.21
2046	33.96	33.61	611.74	18.02	1.12	1.11	20.19	145.55	144.00	320.64	47.81
2047	26.74	26.47	497.68	18.61	0.88	0.87	16.42	146.43	144.87	337.06	47.50
2048	21.32	21.11	421.82	19.78	0.70	0.70	13.92	147.14	145.57	350.98	47.23
2049	16.34	16.17	331.16	20.27	0.54	0.53	10.93	147.68	146.10	361.91	47.01
2050	12.34	12.22	255.17	20.67	0.41	0.40	8.42	148.08	146.51	370.33	46.84
2051	9.00	8.90	184.77	20.54	0.30	0.29	6.10	148.38	146.80	376.43	46.71
2052	6.32	6.25	125.19	19.81	0.21	0.21	4.13	148.59	147.01	380.56	46.63

本项目新建 4 座采气井场，分别为博孜 101-4、博孜 101-3、博孜 105-2、博孜 105-3，建成天然气产能规模 $105 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油产能规模为 $102.9 \text{t}/\text{d}$ 。本工程在博孜 102-4 集气站内扩建 4 井式进站阀组，新建单井集气管线 8.7km ，项目建设内容属于博孜 1 区块。具体见图 3.2-2。

图 3.2-2 博孜区块位置关系图

3.2.2.5 流体性质参数

天然气性质

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 (N₂) 平均含量为 1.88%，不含硫化氢，CO₂ 含量为 0.37%；典型单井天然气物性表 3.2-4。

表 3.2-4 博孜 1 区块天然气组分表

凝析油性质

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 0.787 g/cm³~0.811g/cm³，平均 0.791g/cm³；50℃时动力粘度 0.872mPa·s~1.542mPa·s，平均 0.983mPa·s；凝固点-2℃~16℃，含硫 0.000%~0.114%，平均 0.030%；含蜡 9.3%~20.1%，平均 12.3%；胶质平均 0.19%，沥青质 0.08%。典型单井凝析油物性见表 3.2-6。

表 3.2-5 博孜 102-2 井凝析油分析数据

20℃密度， g/cm ³	0.8089	馏程			
		收率%(m/m)	温度℃	收率%(m/m)	温度℃
50℃密度， g/cm ³	0.7865	初馏点	31.4	55	262.1
50℃运动粘 度，mm ² /s	1.820	5	83.2	60	276.5
50℃动力粘 度，mPa·s	1.431	10	109.4	65	293.1
水含量，%	0.05	15	118.7	70	310.0
沉淀物，%	/	20	140.5	75	329.2
酸值， mgKOH/g	/	25	157.4	80	350.7
盐含量，%	/	30	174.0	85	374.9
开口闪 点，℃	< 23	35	195.6	90	402.3
闭口闪 点，℃	/	40	214.8	95	441.5
凝点，℃	12	45	232.0	终馏点	532.6
析蜡点，℃	22				

残炭, %	/	50	246.7	/	/
灰分, %	/	以下空白			
蜡含量, %	19.6				
胶质, %	0.38				
沥青质, %	0.08				
硫含量, %	0.0165				
机械杂质, %	/				
37.8°C饱和蒸气压, kPa	/				

地层水性质

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 $115000\text{mg/L}\sim 119000\text{mg/L}$, 平均 117000mg/L , 总矿化度 $190000\text{mg/L}\sim 197000\text{mg/L}$, 平均 193000mg/L , 是封闭条件较好的地层水。

3.2.3 总体开发方案

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 $399.41\times 10^8\text{m}^3$, 凝析油 $239.79\times 10^4\text{t}$, 博孜 24-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 $1262.14\times 10^8\text{m}^3$, 凝析油地质储量 $1162.11\times 10^4\text{t}$, 其中博孜 101-博孜 105 断块干气地质储量 $425.83\times 10^8\text{m}^3$, 凝析油地质储量 $421.51\times 10^4\text{t}$ 。

3.2.3.1 井位部署

本工程共部署 11 口井, 利用老井生产 6 口 (4 口生产、2 口后期排水)、新钻生产井 4 口, 新钻气田水回注井 1 口。

开发原则: 整体部署、择优实施, 开发过程中分步实施, 及时优化调整, 以便降低开发风险; 开发方式要适应气藏地质和流体性质特点, 同时配套合理的井筒、地面以及处理装置, 以期获得最大限度的采收率和最佳的经济效益; 按《天然气开发管理纲要》及同类低渗气藏的开发实践, 气藏应达到 10 年以上的稳产年限, 要处理好采气速度与稳产年限的关系, 优化投产程序, 达到稳产年限的目

标；气藏开发必须适应其高压的特点，尽量采用成熟的钻井、储层改造、采气及地面工艺技术，确保安全生产。

表 3.2-6 博孜 1 区块井位坐标

图 3.2-3 博孜 101-博孜 105 断块井位部署图

3.2.3.2 开发指标预测

本项目开发指标预测见表 3.2-7。

表 3.2-7 博孜 101-博孜 105 断块总指标预测表

3.2.4 主体工程

3.2.4.1 钻井工程

本次博孜 101-博孜 105 断块地面工程涉及 4 口采气井的开采和一口回注井，新建 4 口采气井，井型为直井和定向井，单井设计井深在 7360~7672m。

钻井工程建设内容

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，项目共建设 4 座采气井和一座回注井，单座井场钻井工程主要内容和工程量情况见表 3.2-8。

表 3.2-8 单座井场钻井工程主要内容和工程量一览表

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 3.2-5 钻井工程典型井场平面布置图

井身结构

本工程采用塔标II五开井身结构。一开 26"井眼：20"套管下至 200m，封上部疏松岩层；二开 17 1/2"井眼：钻至库车组中下部，14 3/8"套管封固上部易漏砾石层；三开 13 1/8"井眼：钻至盐顶下 10 3/4"+11 1/2"复合套管；四开 9 1/2"井眼：8 1/8"套管封固盐层，7 3/4"+8 1/8"套管完井后回接到井口；五开 6 5/8"井眼：储层专打，下入 5 1/2"套管完井。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、救生消防及防硫化氢装备。单座井场主要设备设施情况见表 3.3-11。

图 3.2-6 采气井井身结构示意图

图 3.2-7 注水井井身结构示意图

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。

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/cm³，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/cm³）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。

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。

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 3.2-10。

表 3.2-10 单座井场主要设备设施情况一览表

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深结构有关，单座井场原材料消耗情况见表 3.2-11。

表 3.2-11 单座井场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	水	--	m ³	4318.88	配置泥浆(由罐车拉运至井场)
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	--	t	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 3.2-7。

图3.2-8总集输工艺流程框图

相对位置

本工程共部署生产井 11 口井，其中利用老井生产 6 口 (BZ101、BZ101- 1、BZ101-2、BZ105、BZ105- 1、BZ102-3)、新建生产井 4 口 (BZ101-3、BZ101-4、

BZ105-3、BZ105-2)。

新钻气田水回注井 1 口 (BZ17-3W) 。

老井均位于已建集气站附近，均接入附近已建集气站进行集气、轮井计量、外输；新井零星分散布置在已建单井与集气站之间，距已建集气站较近，集输距离均在 5km 以内。

井位相对位置见图 3.2-9。

图 3.2-9 井位相对位置图

总体思路

1) 新井

根据井位部署，BZ101-4、BZ105-3 井位于博孜 102 集气站附，BZ101-3 井位于博孜 101 集气站附近，BZ105-2 井位于博孜 102-4 集气站附近。

针对位于已建集气站周边的单井，遵循充分依托已建集输设施、就近接入的原则，不进行接入方案对比，对偏远单井、位于农田的单井，针对接入方案可实施性、工程费用，进行接入方案对比后确定接入方案。

2) 老井

本工程产能部署包含 6 口老井，对已建单井集输系统进行核算，对于能满足本工程实施后集输工况的单井，利用已建的集输设施，不进行改造，对于无法适应本工程实施后集输工况、无计量设施的单井进行改扩建，以满足本工程实施后的集输工况。

3) 生产井转排水井

本工程含 2 口排水井，为早期生产，后期排水：BZ105-2 井于 2034 年转为排水井，BZ105 于 2035 年转为排水井。

生产井转为排水井后，充分依托已建单井集输设施进行排水，不新建排水支线，利用井底压力能进行自压排水，待压力降低后进行气举排水。

BZ101-3 井 (新井) 集输方案

1) 接入思路

BZ101-3 井附近有已建采气井场 5 座 (BZ1-1、BZ1JS、BZ101、BZ101-1、BZ101-2)，已建集气站 1 座(博孜 101 集气站)，可依托管线有博孜 101 集气干线。

2) 接入方案

BZ101-3 井位于已建博孜 101 集气站附近，就近接入已建博孜 101 集气站，集输半径为 2.4km。

3) 博孜 101 集气站分析

博孜 101 集气站已建 2 座 4 井式进站量阀组橇剩余空头 3 个，同时根据《克拉苏气田博孜 1-博孜 24 断块开发地面工程》，本工程实施后博孜 101 集气站共新增接入 6 口井，已建进站阀组不满足新增产能接入，需要对扩建进站计量阀组。

本工程新增 BZ101-3 井接入博孜 101 集气站后，集气站共计接入 11 口单井，接入后各单井计量周期为 11 天，集气站内计量分离器无需扩建。

4) 博孜 101 集气支线分析

博孜 101 集气支线原设计输气量为 $160 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，本工程及《克拉苏气田博孜 101-博孜 105 断块开发地面工程》实施后最大输气量将达 $310 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，需要对管线输气能力进行核算，结果见表 3.2-12、3.2-13。

表 3.2-12 博孜 101 集气支线核算表

管线名称	设计输量	近期输量	本工程新增气量	本工程实施后最大气量	富裕量
	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$				
博孜 101 集气支线	160	159.12	160	310	-150

表 3.2-13 博孜 101 集气支线适应性分析表

管线名称	规格 / 材质	长度 km	输量 $10^4 \text{m}^3/\text{d}$	设计压力 MPa	起点压力 MPa	起输温度 $^{\circ}\text{C}$	终点压力 MPa	末点温度 $^{\circ}\text{C}$	流速 m/s
博孜 101 集气支线	DN200	350	319.12	22	13.8	29.5	13.74	28.5	3.9~4.6

经核算，本工程新增 1 口井接入博孜 101 集气站后，博孜 101 集气支线，流速小于 8m/s，满足集输需求。

BZ101-4、BZ105-3 井 (新井) 集输方案

1) 接入思路

BZ101-4、BZ105-3 井附近有已建采气井场 1 座 (BZ24)，已建集气站 1 座

(博孜 102)，可依托管线有博孜 102 集气支线。

2) 接入方案

BZ101-4、BZ105-3 井位于已建博孜 102 集气站附近，就近接入已建博孜 102 集气站，集输半径为 1.9km~4.3km。

3) 博孜 102 集气站分析

博孜 102 集气站已建 4 井式进站阀组橇剩余空头 2 个，同时，根据《克拉苏气田博孜 101-博孜 105 断块开发地面工程》、《克拉苏气田博孜 102- 106 区块开发方案》，博孜 102 集气站合计新增接入 5 口井，集气站已建进站阀组不满足本工程新增 5 口井的产能接入，需要对已建 4 井式进站量阀组进行扩建。

本工程新增 BZ101-4、BZ105-3 井接入博孜 102 集气站后，集气站将共计接入 7 口单井，各单井计量周期为 7 天，满足《气田集输设计规范》中单井生产计量的周期要求，计量分离器无需扩建。

4) 博孜 102 集气支线分析

本工程实施后博孜 102 集气支线预计输量为 $145 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，对博孜 102 集气支线进行核算，结果见表 3.2-14。

经核算，已建博孜 102 集气支线能满足本项目 4 口新井接入后的集输需求。

表 3.2-14 博孜 102 集气支线核算表

管线名称	设计输量	核算最大输量	本项目新增气量	本项目实施后最大气量	富裕量
	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$				
博孜 102 集气支线	188	/	115	145.0	43

本工程 BZ101-4、BZ105-3 井及《克拉苏气田博孜 1-博孜 24 断块开发地面工程》、《克拉苏气田博孜 102- 106 区块开发方案》部分单井产能接入博孜 102 集气站后，博孜 102 集气支线集输气量小于设计最大气量，满足集输需求。

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计 4 座，回注井场 1 座，均为加热型井场。

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 3.2-11。

构筑物及设备基础部分详见表 3.2-15、3.2-16。

表3.2-15单座采气井场构筑物及设备基础

表3.2-16 改造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)	备注
博孜 102-4 集气站(实施)							
1	管墩	8	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	素砼: 0.25	

表 3.2-17 线路部分构筑物一览表

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)	备注
1	单井固定墩	8	个	长×宽×高 1.5×1.5×1.2	钢筋混凝土块式基础	钢筋砼: 2.7	

图 3.2-11 典型井场平面布置图

井场主要工程量见表3.2-18。

表3.2-18 井场主要工程量表

2) 计量工艺

BZ101-4、BZ105-3、井位于已建博孜 102 集气站附近，就近接入已建博孜 102 集气站。

BZ101-3 井位于已建博孜 101 集气站附近，就近接入已建博孜 101 集气站。
BZ105-2 井位于已建博孜 102-4 集气站附近，就近接入已建博孜 102-4 集气站。

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 3.2-19。

表3.2-19 新建单井接入集气站情况

序号	井号	集气站
1	BZ101-4	博孜102集气站
2	BZ105-3	
3	BZ101-3	博孜101集气站
4	BZ105-2	博孜102-4集气站

(2) 集气站改造

改扩建集气站 1 座：博孜 102-4 集气站。

表3.2-20 集气站改造构筑物一览表

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)	备注
博孜 102-4 集气站(实施)							
1	管墩	8	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	素砼：0.25	

表3.2-21 博孜 102-4 集气站扩建设备参数表

集气站	新增设备	数量	规模×104m ³ /d	设计压力 MPa	备注
博孜 102-4	4 井式进站阀组	1	160	20	现场组装

图 3.2-12 博孜 102-4 集气站改造平面图

表 3.2-22 集气站改造工程量表

(3) 排水井场

本工程改造排水井场 2 座：BZ105-2、BZ105。

排水井场构筑物及设备基础部分详见表 3.2-23。

表 3.2-23 排水井气举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)	备注
BZ105-2 井改造 (2033 年实施)							

1	管墩	10	个	长×宽×高 0.6×0.6×1.0	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：0.36	
BZ105 井改造 (2035 年实施)							
1	管墩	10	个	长×宽×高 0.6×0.6×1.0	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：0.36	

(4) 注水井场

本项目新建注水井 1 座，构筑物及设备基础部分详见表 3.2-24；

表 3.2-24 回注井场部分构筑物及设备基础一览表

表 3.2-25 主要工程量表

3.2.4.4 集输管网布置

(1) 集输工程内容

1) 集输管线数量及长度

本工程新建采气管道 4 条，集输管线汇总见表 3.2-26。

表 3.2-26 集输管线汇总表

2) 线路走向

BZ105-2 井采气管线起点为 BZ105-2 井场，全程沿已建单井采气管道敷设，总体呈北向南延伸，管线终点为博孜 102-4 集气站，长度约 3.0km。

BZ105-3 井采气管线起点为 BZ105-3 井场，管线大多沿冲沟敷设、局部伴行农用通行道路，总体呈北向南延伸，管线终点为博孜 102 集气站，长度约 5.1km。

BZ101-4 井采气管线起点为 BZ104- 1 井场，管线大多沿冲沟与农田通行道路敷设，总体呈北向南延伸，管线终点为博孜 102 集气站，长度约 3.3km。

BZ101-3 井采气管线起点为 BZ101-3 井场，管线大多沿戈壁、已建单井管线敷设，总体呈西向东延伸，管线终点为博孜 101 集气站，长度约 0.6km。

(2) 气举管网内容

本工程采用初期邻井高压气举，后期集气站增压气举，集气站集中分水的气举排水工艺，需建设邻井气举气源管线、气举支线，根据排水井井位部署，排水井气举管网布置可选放射状管网。

气举气源管道管径选择 DN80，气举支线管径选择 DN50，气举气源管线、

各气举支线参数统计见表 3.2-27。

表3.2-27 气举气源管线、气举支线参数统计表

(2) 排水干线内容

根据排水井和生产井井位部署，气举初期 (2029 年~2037 年) 排水井气举气源从邻近的生产井 BZ102-4 井引接，引接点为井口油嘴后端，气举气通过新建气举气源管道 (DN50 28MPa) 输至博孜 102-4 集气站，经新建气液分离器分离后，气相 ($0.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d} \sim 25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 25.5MP~26MPa) 由新建气举分配装置分配至各排水井口，高压气举气通过新建单井气举支线输至排水井口，经采气树回注地层 (25MPa)，气举排出的气田水 (2.2MPa) 通过已建采气管线输至博孜 102-4 集气站，经新建缓冲分离罐气液分离，分离出的液经新建排水泵增压 (3.37MPa) 后外输，分离出的天然气 (1.7MPa~2.0MPa)经压缩机增压后(15.8MPa)，返回至站内高压天然气集输系统外输。

2038 年 BZ102-4 井井口气量降低 ($21.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)，无法提供高压气举气，2038 年需在博孜 102-4 集气站扩建气举增压装置，气举气取自博孜 102-4 集气站内已建计量分离器气相出口，为各排水井提供高压气举气源 (工程量见 BZ102-4 集气站改造见克拉苏气田博孜 102- 106 区块开发方案)。气举排水对比方案统一考虑，分区块实施，高压气排水干线参数统计见表 3.2-28。

表3.2-28 排水干线参数统计表

管线段	输水量 m ³ /h	管线 长度 km	计算 管径 mm	流速 m/s	总水头 损失 m	末点-起点 高差 m	起点 压力 MPa	末点 压力 MPa
博孜102-4集气站至博孜处理厂	60.5	22	150	0.95	189	180	3.89	0.2

(3) 注水管线内容

据注水方式对比，本工程采用低压输水，井口高压回注方式，结合区域地形地貌及工程地质条件，并综合考虑线路长度以及施工难易，低压注水线路明确。

线路走向：《克拉苏气田博孜 1-博孜 24 断块开发地面工程》拟建一条博孜天然气处理厂至 2 座注水支线阀的注水干线，本工程新建注水支线从预留 1#注水阀室新建注水支线至 BZ17-3W 注水井场即可，长度 200m。

图 3.2-13 注水管线走向图

表 3.2-29 注水干线参数统计表

管线段	输水量 m ³ /h	管线长度 km	计算管径 mm	流速 m/s	总水头损失 m	末点-起点高差 m	起点压力 MPa	末点压力 MPa
博孜处理厂至注水井2#阀室	75	4.0	150	1.2	81	60	4.0	2.59
注水井1#阀室至注水井	25	0.2	80	1.38	50	-5	0.8	0.3

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 1220.5m³/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 400m³/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 3.2-30 考虑。气井排水水质按照表 3.2-31 考虑。

表 3.2-30 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 (°C)
指标数值	≤500	≤500	78000	4.31	20~35

表 3.2-31 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 (°C)
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《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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 3.2-32 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 1000m³，根据扩建后采出水处理规模为 1350m³/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 30m³/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 1350m³/d（约为 56.25m³/h），过滤器

处理能力不足，需扩建一座过滤器，处理能力为 30m³/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=30m³/h，停留时间 2.5h。扩建后采出水处理量为 1350m³/d（约为 56.25m³/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=30m³/h，N=44kW，扩建后采出水处理量为 1350m³/d（约为 56.25m³/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 30m³/h。

5) 气田采出水外输泵

现有工程气田采出水外输泵，Q=25m³/h，H=250m，N=37kW。扩建后气田水和采出水量合计为 2800m³/d（约为 117m³/h），且到 2033 年注水井注水量为 1800m³/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。

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 5 口井，其中 4 口采气井，3 口定向井，1 口直井，平均单井进尺 7489.75m；1 口回注井为直井，单井进尺 3240m。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，直井为普通气井，定向井为特殊气井。普通气井（ $\geq 4\text{km}$ 进尺）产污系数 $52.64\text{t}/100\text{m}$ ， $2\text{-}4\text{km}$ 进尺产污系数 $46.41\text{t}/100\text{m}$ ，特殊气井（ $\geq 4\text{km}$ 进尺）产污系数 $56.68\text{t}/100\text{m}$ 进行估算，本工程有 1 口（BZ101-4）普通气井（ $\geq 4\text{km}$ 进尺），钻井总进尺为 7360m ，则钻井废水产生量为 3874.3t ，1 口（BZ17-3W） $2\text{-}4\text{km}$ 总进尺 3240m ，则钻井废水产生量为 1503.68t ；本工程有 3 口（BZ105-2、BZ105-3、BZ101-3）特殊气井（ $\geq 4\text{km}$ 进尺），总进尺 22829m ，则钻井废水产生量为 12939.48t 。本工程共计产生钻井废液 1.832 万 t 。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。

本工程新建管道试压采用洁净水。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 20.9km ，试压废水为 52.25m^3 。试压废水可用作场地降尘用水。

本工程单井钻井施工人数约 60 人、地面工程 40 人，采气井钻井平均单井施工天数约为 376.25d ，注水井钻井单井施工天数为 100d ，钻井总施工天数 1605 天；地面工程平均单井施工天数为 40d ，地面工程总施工天数 200 天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 $40\text{L}/\text{d}\cdot\text{人}$ 计，则钻井施工期生活用水量为 3852m^3 ，地面工程施工期生活用水量为 320m^3 ，施工期生活用水量共计 4172m^3 。

施工期生活污水产生量按用水量 80% 计，其产生量约为 3337.6m^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 $350\text{mg}/\text{l}$ ， BOD_5 为 $170\text{mg}/\text{l}$ 、氨氮为 $6\text{mg}/\text{l}$ 、SS 为 $24\text{mg}/\text{l}$ ，各污染物的产生量为 COD 1.168t 、 BOD_5 0.567t 、氨氮 0.02t 、SS 0.08t 。

井场生活污水进入污水罐，定期拉运至博大采油气管理区公寓现有生活污水处理设施装置进行处理。

（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；采出水随油气送博孜天然气处理厂处理，处理达标后回注地层。

3.2.5.2 供配电工程

（1）新建采气井场

本工程在 4 座采气井场旁分别新建 1 座 630kVA 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 35kV 邦博一、二线；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。

(2) 注水井场

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。

(3) 已建采气井场扩建

BZ101-1、BZ102-3、BZ105-1、博孜 105 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。

(4) 博孜 102-4 集气站供配电改造

1) 本次在博孜 102-4 集气站外新建 35/10kV 1250kVA 户外落地式变压器 2 台，变压器高压侧各设 ZW43 智能短路 1 台，熔断器各 1 组，站内新建 10/0.4kV 变配电室 1 座，内设 10kV 开关室 1 间、0.4kV 开关室 1 间、干式变压器室 2 间，直流室 1 间，为本次新增负荷供电。

2) 10kV 开关室内设 10kV 开关柜 9 面, 其中 2 面进线柜, PT 柜 2 面, 变压器出线柜 2 面, 变频出线柜 1 面, 母联柜、隔离柜各 1 面。10kV 电源采用电缆由站外落地式变压器引来, 穿管埋地敷设, 10kV 系统采用单母线分段接线。

3) 10kV 开关柜上配置有保护测控装置, 其中进线柜配置 10kV 线路保护, 可实现三段式电流保护, 母线柜设备自投装置, 实现两路电源的自动切换, 变压器出线柜设变压器保护装置, 可实现三段式电流保护、过负荷、单相接地保护, 同时可实现对非电量信号的保护跳闸。

4) 0.4kV 开关室内设 0.4kV 开关柜 6 面, 其中进线柜 2 面、母联柜 1 面、出线柜 2 面, 0.4kV 系统采用单母线分段接线。

5) 变压器室内各设干式 400kVA 干式变压器 1 台, 电源引自 10kV 配电室变压器出线柜。

6) 直流室内设 30Ah 直流系统 1 套, 主要为保护装置供电。

1 座已建采气井场增设 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。

本次在已建博孜 101 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。

本工程自控系统主要工程量见表 3.2-30。

表 3.2-30 自控系统工程量

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 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。

本项目新建单井光缆与电力线缆同杆架设，以星形及链形方式接入博孜 101 集气站、博孜 102 集气站、博孜 102-4 集气站。其中，

BZ101-3 单井在博孜 101 集气站 ODF 上跳纤形成环网；

BZ105-2 单井在博孜 102-4 集气站 ODF 上跳纤形成环网；

BZ101-4 、BZ105-3 单井在博孜 102 集气站 ODF 上跳纤形成环网；

BZ17-3W 注水井在博孜天然气处理厂 ODF 上跳纤形成环网；

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。

本工程新建单井集输光缆长度详见表 3.2-31。

表 3.2-31 光缆建设情况一览表

序号	井、站号	光缆段落		敷设方式	光缆型号	长度(km)
		起点	终点			
一	单井集输光缆					
1	BZ105-2	BZ105-2井	BZ106井	与电力线缆同杆架设	GYTA53-12B1.3	1.5
2	BZ101-3	BZ101-3	博孜101集气站			1.5
3	BZ101-4	BZ101-4	博孜102集气站			2.5
4	BZ105-3	BZ105-3	BZ101-4井			3.0
合计						8.5

光缆主要技术指标如下：

1) 模场直径

标称值：8.6~9.5 μm ；容差： $\pm 0.6\mu\text{m}$ 。

2) 包层直径

标称值：125 μm ；容差： $\pm 1.0\mu\text{m}$ 。

3) 包层不圆度： $\leq 1.0\%$ 。

4) 芯/包层同心度误差： $\leq 0.6\mu\text{m}$ 。

5) 涂覆层直径

标称值：245 μm ；容差： $\pm 10\mu\text{m}$ 。

6) 着色层直径

标称值：250 μm ；容差： $\pm 15\mu\text{m}$ 。

7) 包层/涂覆（着色）层同心度误差： $\leq 12.5\mu\text{m}$ 。

8) 光缆截止波长 $\lambda_{CC} \leq 1260\text{nm}$ 。

9) 衰减系数

在 1310nm 波长处的衰减系数： $\leq 0.36\text{dB/km}$ 。

在 1383nm 波长处的衰减系数： $\leq 0.36\text{dB/km}$ 。

在 1550nm 波长处的衰减系数： $\leq 0.22\text{dB/km}$ 。

在 1625nm 波长处的衰减系数： $\leq 0.26\text{dB/km}$ 。

光线衰减曲线应具备良好的线性，且无明显台阶。

10) 宏弯损耗：光纤以 30mm 半径，松绕 100 圈，在 1625nm 波长处测得的宏弯附加衰减应 $\leq 0.1\text{dB}$ 。

11) 色散限值

最小零色散波长 $\lambda_{0\text{min}}=1300\text{nm}$ ；最大零色散波长 $\lambda_{0\text{max}}=1324\text{nm}$ 。

最大零色散斜率绝对值 $S_{0\text{max}} \leq 0.092\text{ps}/(\text{nm}^2 \cdot \text{km})$ 。

1550nm 波长处色散系数 $< 18\text{ps}/(\text{nm} \cdot \text{km})$ 。

偏振模色散： $\text{PMDQ} \leq 0.20\text{ps}/\text{km}^{1/2}$ ，光缆段数 M 值为 20，概率 Q 值为 0.01%。

供货商提供的光缆必须经过 PMD 检测，并提供测试数据。

13) 光纤翘曲度： $\geq 4\text{m}$ 。

本工程通信部分主要工程量详见表 3.2-32。

表3.2-32 主要工程量表

3.2.5.5 道路工程

本工程本工程依据现场实际情况，对克拉苏气田博孜 101-博孜 105 断块开发地面工程 4 口生产井(BZ105-2 、 BZ101-3 、 BZ101-4 、 BZ105-3) 道路部分进行初步设计，满足油田车辆日常生产消防的需要。

(1) 设计标准

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。

表 3.2-33 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	一般路段 20 km/h
		困难路段 10 km/h

(2) 路线

次工程充分结合实际地形进行路线设计，路线设计中充分利用已建钻前路和农耕道路。

具体道路见表 3.2-34

表 3.2-34 通井路线统计表

序号	井号	拟建公路里程 (km)	说明	备注
1	BZ105-2	0.991	起点接 BZ105-2 井场，终点接已建道路	新建
2	BZ101-3	0.303	起点接 BZ101-3 井场，终点接已建道路	新建
3	BZ101-4	0.122	起点接 BZ101-4 井场，终点接已建道路	新建
4	BZ105-3	0.439	起点接 BZ105-3 井场，终点接已建道路	新建
5	合计	1.855		

(3) 路基、路面

1) 路基标准横断面:路基宽 4.5m ，路面宽 3.5m ，两侧土路肩各宽 0.5m ，路拱横坡 2% ，路堤边坡为 1 : 1.5 ，路堑边坡 1 : 1.0 ，土路肩路拱横坡 3%。

2) 路面结构: 20cm 厚级配砾石面层。路基压实度不低于 94%。

3) 路面铺筑面积详见路面工程数量表，路基标准横断面及路面结构详见路基标准横断面图及路面结构图，附图 1。

4) 新建道路位于农田内路基填方高度控制在 0.3m，位于河流漫滩内路基填方高度控制在 0.1m，路基填料为天然砂砾。

5) 砾石路面压实度 $\geq 96\%$ ，厚度满足设计值要求。

6) 针对拟建道路均在农田、河流漫滩内，路基土为腐殖土、杂填土，需对道路路基进行清表换填，平均换填宽度 6.0m；农田腐殖土换填厚度 0.3m，漫滩杂填土换填厚度 0.1m，回填采用天然砂砾。

(4) 错车道

根据地形及填挖方情况，在视野开阔地段设置错车道，错车道路面总宽 6.5m，错车道等宽长度不小于 20m，渐变长度不小于 10m，间距在 300m。

(5) 平面交叉

拟建道路与已建油气区道路交叉均为平面交叉，采用加铺转角式，交叉口半径为 12m。拟建道路有埋地管线与道路交叉，盖板设计及尺寸详见盖板保护管线设计图，附图 2。

(6) 交通设施及安全措施

根据国家有关标准、规范，针对本项目进行完善的安全设施设计，保障行驶安全、舒适。本项目在道路急转弯段落和平面交叉处设置警告标志牌和指路标志牌。

(7) 用地

用地范围按路基坡脚边 0.5m 处计算，根据路基填高、路基宽及边坡确定平均征地宽度，本次道路用地类型为农田，土地权属阿克苏拜城县。

(8) 筑路材料

1) 卵石、天然砂砾、砾石及砂料场基本分布于拜城县周边，矿物成份主要有中粗粒花岗岩、灰岩等。石质坚硬，储量丰富，材料成品率在 30%~60%之间，现已有私人承包开采，运距 95km。既有道路即可利用均不需修建施工便道。

2) 水泥从拜城购买，运距 95km。

3) 钢材从拜城购买，运距 95km。

4) 沥青从库车拉运，运距 230km。

5) 水源在路线附近取水，运距 10km。

(9) 主要工程量

主要工程量见表 3.3-35

表 3.3-35 道路主要工程量表

3.2.5.6 防腐工程

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。

本工程防腐、阴极保护系统主要工程量见表 3.2-36。

表3.2-36 防腐、阴极保护系统主要工程量

序号	项目名称	单位	数量	备注
一)	井场管道	座	4	单座井场工程量
1	地面保温	m ²	96	
2	地面不保温	m ²	28	
二)	博孜102-4集气站扩建	座	1	
1	地面保温	m ²	117	
三)	单井采气管道			
1	Ø89×4/22Cr	km	8.0	埋地保温防护“一步法”
2	补口	处	841	
二)	气举管道防腐			
1	Ø60×7/L245N	km	4.1	埋地防腐保温防护“一步法”
2	补口	处	431	
三)	气举管道阴极保护			
1	测试桩(里程桩) D108×4×2500	支	5	带基墩

2	电缆VV22-0.6/1kV 1×25mm ²	m	40	跨接电缆
3	电缆 VV22-0.6/1kV 1×16mm ²	m	112	
4	电缆 VV22-0.6/1kV 1×10 mm ²	m	84	
5	双锌棒接地电池 1500×40×40	支	4	自带电缆、填包料
6	外防腐层完整性地面检测及评价	km	4.1	
7	阴极保护系统调试	km	4.1	

3.2.5.7 消防工程

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消防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 3.2-37。

表3.2-37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4座)			
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	16	配灭火器箱
2	手提式二氧化碳灭火器 MT7	具	8	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	4	
二	排水井场 (1座)			
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	2	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	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50	辆	2	
三	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

序号	消防器材及其型号	单位	数量	备注
3	消防器材间 (配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯 等)	座	1	
四	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
三	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	3	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	

3.2.5.8 暖通工程

本工程暖通专业设计范围包括新建仪表配电间供暖、空调部分。

(1) 室外气象资料

本工程建设地点位于拜城地区，气象参数参考拜城县的气象资料。室外气象参数见表 3.2-38

表 3.2-38 室外气象参数

季节	主导风向	大气压力 (kPa)	风速 (m/s)	供暖室外温度 (°C)	通风室外计温度 (°C)	空调室外计算干球温度 (°C)
夏季	C SE	871.9	1.3	/	27.0	29.9
冬季	C SE	883.9	0.5	-21.0	-13.0	/

室内空气设计参数

新建仪表间建筑室内设计参数见表 3.2-39。

表 3.2-39 室内设计参数表

房间名称	供暖温度(°C)	空调温度(°C)	正常通风换气次数 (次/h)	事故通风换气次数 (次/h)
仪表配电间	5	≤35	10	/

(3) 建筑节能设计

仪表配电间为戊类厂房，体形系数为 1.32。

(4) 围护结构传热系数 (W/m²·K)

外墙传热系数 0.65 W/m²·K；

屋顶传热系数 $0.55 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$;

外窗传热系数 $2.7 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$;

外门传热系数 $3.5 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$ 。

(5) 供暖部分

新建仪表配电间建筑物总面积 24 m^2 ，总热负荷 7.30 kW ，采用电采暖供暖。

(6) 通风部分

新建仪表配电间采用机械通风和自然通风相结合的复合通风方式。

仪表配电间正常通风次数为 10 次/h ，机械通风设备采用低噪声轴流风机。

(7) 空调部分

为满足设备散热的要求，仪表配电间设置分体式空调。

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 27.23 hm^2 ；设计处理能力为 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。主要包括建设 1 套集气装置，设计集气规模为 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ；建设 2 套脱水脱烃装置，单套设计处理规模为 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ；新建 2 套 430 t/d 烃液提馏装置，新建 2 套 1450 t/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 80 t/d ；新建 4 座 4000 m^3 混烃储罐；新建 1 套污水处理系统，设计处理规模 $500 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

图 3.2-14 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 100m³ 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°C，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°C，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°C，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、CO₂ 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。

3.2.6.3 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，经过产水通道流入中心管，然后在另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 $300\text{m}^3/\text{d}$ ($109500\text{m}^3/\text{a}$)，剩余处理规模为 $119.6\text{m}^3/\text{d}$ ($43654\text{m}^3/\text{a}$)，本项目井下作业过程废压裂液产生量为 $1055.92\text{m}^3/\text{a}$ ，废酸化液产生量为 $329.2\text{m}^3/\text{a}$ ，废洗井液产生量为 $101.16\text{t}/\text{a}$ ，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)。

3.2.6.4 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 $400\times 400\text{m}$ ，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 $30\times 24\times 2.5$ (4.0) m。其中 2 个生活垃圾池，设计规模 5000m^3 ；污油污泥池 8 个，设计规模 20000m^3 。

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 52.15t，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 10000m^3 ，目前仅占用了一半容积，尚有余量 5000m^3 ，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）。

3.2.6.5 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 《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 3.2-15。

图 3.2-15 处理流程图

（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 3.2-35。

表 3.2-35 油泥砂、清管废渣依托可行性分析

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

3.2.6.6 生活基地

本项目运营期依托博大采油气管理区现有的组织机构管理。目前博大采油气管理区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。

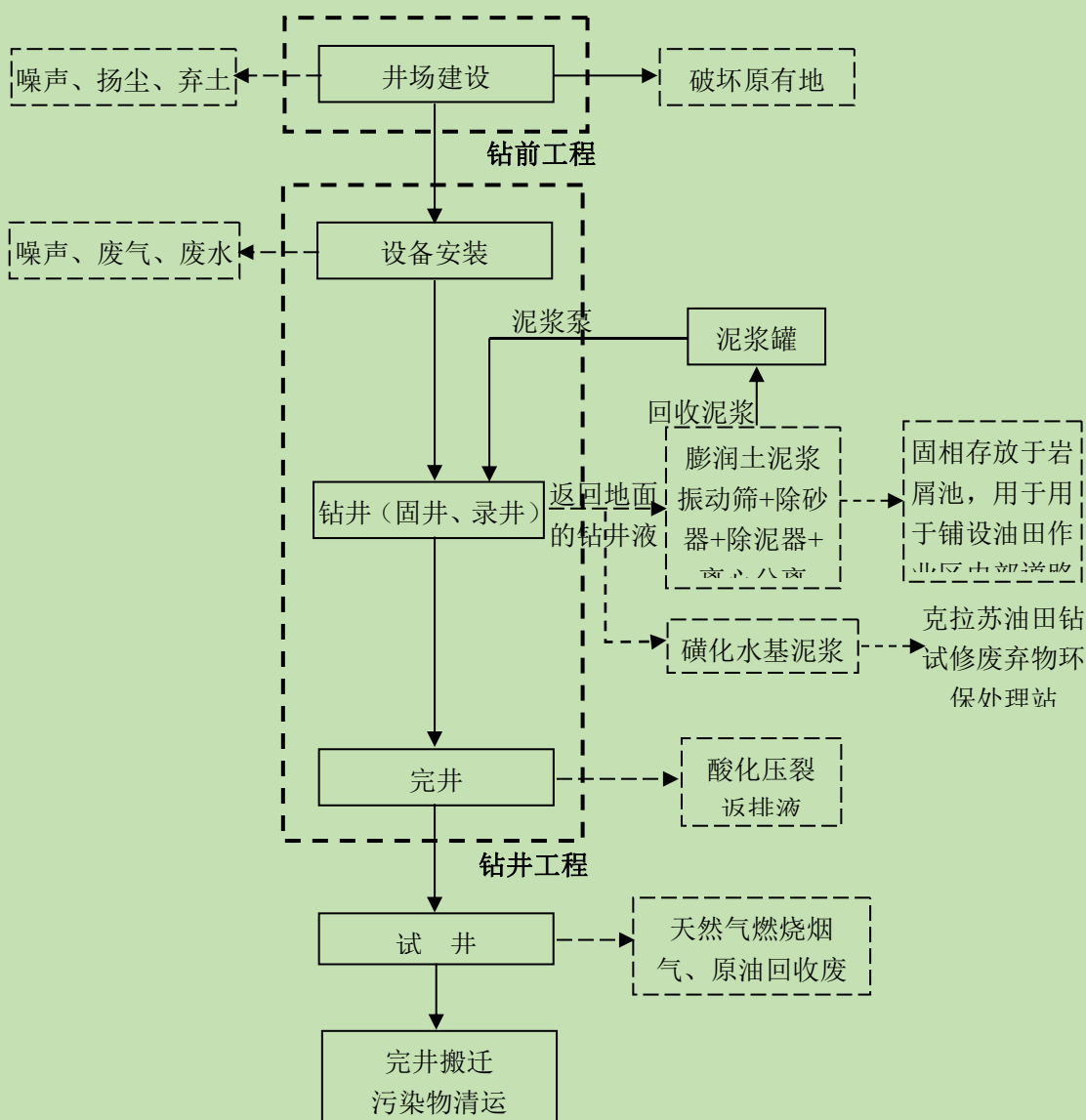


图 3.3-2 钻井工程施工期工艺流程及产排污环节示意图

3.3.1.4 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。本工程在井场南北两侧各设置 1 座放喷池（每座 100m³），防止井喷事故天然气放喷；井场东南侧设置 3 座应急池（共 300m³），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。

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。

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 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。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。

图 3.3-3 站场工程建设过程及产物环节示意图

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
各类管道	穿越碎石路	次	3	10m/次、大开挖+套管
	穿越水渠	次	3	深埋及适当水工保护

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 $\geq 1.2\text{m}$ ，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 $\geq 1.2\text{m}$ ，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。

(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。

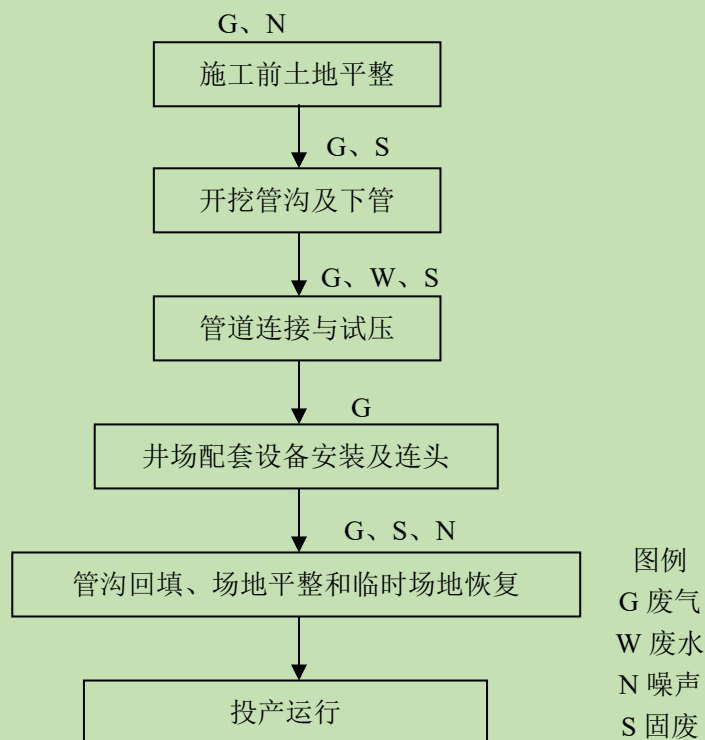


图 3.3-6 管线工程施工工艺流程及排污节点图

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	
	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

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
		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
		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。

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
	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

BZ101-4、BZ101-3、BZ105-2、BZ105-3 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°C~40°C 后外输至所辖集气站。各单井运行工艺参数见表 3.3-3。采气井场工艺原理流程见图 3.3-7。

表 3.3-3 各单井工艺参数

图 3.3-7 采气井场工艺原理流程图

3.3.4.2 气田排水工艺

根据排水井预测指标，本工程 BZ105-2 井于 2031 年转为排水井，推荐气举排水，气举压力 25MPa，气举启动压力 33-36MPa，排水压力 2.2MPa，单座井气举气量约 $5.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，单井排水产量预测见表 3.3-12。

表 3.3-4 BZ105--2井排水产量预测及参数

时间	日产气	日产油	日产水	油压	井口温度	注气压力	启动压力	出口压力	注气量
(年)	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$	t/d	t/d	MPa	°C	MPa	MPa	MPa	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$
2025	20.00	19.6	0	77.29	33.99	/	/	/	/
2026	20.0	19.6	0	72.36	33.98	/	/	/	/
2027	20	19.6	2.40	67.76	33.97	/	/	/	/
2028	20	19.6	7.20	63.51	33.96	/	/	/	/
2029	15	14.7	22.4	59.51	33.95	/	/	/	/

时间	日产气	日产油	日产水	油压	井口 温度	注气 压力	启动 压力	出口 压力	注气量
2030	10	9.8	102.4	52.99	33.98	/	/	/	/
2031	6.19	6.07	300.0	47.84	33.98	/	/	/	/
2032	3.53	3.46	300.0	42.61	36.70	/	/	/	/
2033	1.86	1.83	300.0	25.83	55.74	/	/	/	/
2034	0.91	0.89	300.0	7.53	66.80	/	/	/	/
2035	/	/	300.0	/	/	25.0	33.0	2.2	5.0
2036	/	/	300.0	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2037	/	/	300.0	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2038	/	/	300.0	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2039	/	/	300.0	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2040	/	/	300.0	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2041	/	/	300.0	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2042	/	/	300.0	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2043	/	/	300.0	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2044	/	/	274.6	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2045	/	/	223.2	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2046	/	/	179.9	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2047	/	/	141.7	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2048	/	/	113.0	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2049	/	/	86.6	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2050	/	/	65.4	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2051	/	/	47.7	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0
2052	/	/	33.5	/	/	25.0	36.0	2.2	5.0

本工程采用先高压邻井气举方式排水，后期集气站增压气举，初期考虑从邻井采气树油嘴后端取高压气 (25.5MPa~26MPa)，输至博孜 102-4 集气站，由新建注气分配装置计量，通过新建气举管线输至 BZ2401 井回注(25MPa)，气举启动气源由移动式注氮车提供 (33MPa~36MPa)；采气树采出水 (2.2MPa ， 20°C~45°C)，通过已建采气管线管输至博孜 102-4 集气站，经气液分离器气液分

离后，天然气经压缩机增压(15MPa~16MPa) 后输至高压集气系统外输，分离出的液相经排水泵增压(3.37MPa)后进入排水干线外输。

气举排水整体过程详见图 3.3-8。

图 3.3-8 气举排水整体过程图

气举排水工艺流程详见图 3.3-9。

图 3.3-9 气举气排水流程框图

3.3.4.3 集气站改扩建工艺

1) 集气站工艺流程

BZ105-2 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后外输，集气站内无加热设备，油气统一输至博孜 1 集气站集中加热，进站阀组工艺原理流程详见图 3.3-10。

图 3.3-10 BZ102-4 集气站改扩建工艺原理图

2) 已建设备核算

1、集气站进站阀组

博孜 102-4 集气站已建 1 座 4 井式进站阀组已无剩余空头，本工程新增 1 口井产能接入博孜 102-4 集气站，已建进站阀组需改扩建。

2、气液分离器计量橇

博孜 102-4 集气站已建气液分离器计量橇 1 座，分离器尺寸为 $\text{O}1000\times 5000$ ，设计规模为 $40\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力 22MPa，本工程新增单井配产均小于分离器设计分离能力，已建气液计量分离器橇满足新增单井的分离计量需求，无需扩建。

3、缓蚀剂加注橇

博孜 102-4 集气站已建缓蚀剂加注橇 1 座，加注规模为 5L/h，设计压力 25MPa，本工程新增 2 口井接入后，博孜 102-4 集气站的集规模将达到 $220\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，经计算，缓蚀剂加注量为 1.5L/h~5.0L/h，已建缓蚀剂加注橇能满足本工程新增气量的缓蚀剂加注需求。

4、焚烧池

博孜 102-4 集气站已建放空焚烧池 1 座，放空总管为 DN150，采用手动点火，本工程在博孜 102-4 集气站新增 4 井式进站阀组 1 座，气液分离器橇 1 座($\phi 1400\text{mm}\times 5600\text{mm}$)、缓冲分离罐 2 座 ($\phi 1800\text{mm}\times 7200\text{mm}$)，通过核算，已建 DN150 放空管线满足 15min 内将系统压力泄放至 690kpa，计算时间为 1.8min，流速为 0.22 马赫，已建放空系统满足本工程实施后的放空需求，无需扩建。

3) 集气站改扩建

综上所述，博孜 102-4 集气站需扩建进站阀组，以满足本工程及《克拉苏气田博孜 102- 106 区块开发方案》新增 2 口井的集输需求，考虑标准化设计及后续单井接入预留，本工程扩建 4 井式进站阀组 1 座，设计压力为 20MPa，采用现场组装，扩建设备参数见表 3.3-5。

表 3.3-5 博孜 102-4 集气站扩建设备参数表

集气站	新增设备	数量	规模 $\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$	设计压力 MPa	备注
博孜 102-4	4 井式进站阀组	1	160	20	现场组装

3.3.4.4 气田水回注工艺

博孜处理厂处理后气田水 ($T=5\sim 40^\circ\text{C}$ ， $Q=600\text{m}^3/\text{d}$ ， $P=0.5\sim 0.7\text{MPa}$) 经新建注水干线、注水支线输送至 BZ17-3W 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 31MPa (采用变频调节控制注水量在 600m³/d)，通过注水泵橇出口注水总管输送至采气树注入井下。

图 3.3-11 注水井场工艺原理流程图

表 3.3-6 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
	天然气加热炉橇		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 0.0093km²、临时占地 0.23km²，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

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 5 口，采气井（4 口）1 口直井，3 口定向井，平均单井进尺 7489.75m；回注井（1 口），为直井，单井进尺 3240m。

（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 NO₂、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。

本工程按采气井 4 口，注水井 1 口进行计算，采气井平均单井钻井周期为 376.25d，注水井单井钻井周期为 100 天，合计 1605d；平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 3210t。

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, NO₂: 32.792g, THC: 3.385g。计算可知本项目钻井期间共向大气中排放 CO: 34.42t, NO₂: 105.26t, THC: 10.87t。

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 SO₂ 为 0.02kg，钻井期间 SO₂ 排放量为 0.0642t。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/m ²)	0.2(kg/m ²)	0.3(kg/m ²)	0.4(kg/m ²)	0.5(kg/m ²)	1.0(kg/m ²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

2) 裸露场地产生的扬尘

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

定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

(2) 废水

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 5 口井，其中 4 口采气井，3 口定向井，1 口直井，平均单井进尺 7489.75m；1 口回注井为直井，单井进尺 3240m。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，直井为普通气井，定向井为特殊气井。普通气井（ $\geq 4\text{km}$ 进尺）产污系数 52.64t/100m，2-4km 进尺产污系数 46.41t/100m，特殊气井（ $\geq 4\text{km}$ 进尺）产污系数 56.68t/100m 进行估算，本工程有 1 口（BZ101-4）普通气井（ $\geq 4\text{km}$ 进尺），钻井总进尺为 7360m，则钻井废水产生量为 3874.3t，1 口（BZ17-3W）2-4km 总进尺 3240m，则钻井废水产生量为 1503.68t；本工程有 3 口（BZ105-2、BZ105-3、BZ101-3）特殊气井（ $\geq 4\text{km}$ 进尺），总进尺 22829m，则钻井废水产生量为 12939.48t。本工程共计产生钻井废液 1.832 万 t。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 2.5m³ 计算，本工程管线总长度为 21.1km，试压废水为 52.75 m³，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、地面工程 40 人，采气井钻井平均单井施工天数约为 376.25d，注水井钻井单井施工天数为 100d，钻井总施工天数 1605 天；地面工程平均单井施工天数为 40d，地面工程总施工天数 200 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 3852m³，地面工程施工期生活用水量为 320m³，施工期生活用水量共计 4172m³。

施工期生活污水产生量按用水量 80%计，其产生量约为 3337.6m³。生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等；类比其他气田，生活污水浓度 COD 为 350mg/l，BOD₅ 为 170mg/l、氨氮为 6mg/l、SS 为 24mg/l，各污染物的产生量为 COD 1.168t、BOD₅0.567t、氨氮 0.02t、SS0.08t。

井场生活污水进入污水罐，定期拉运至博大采油气管理区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

本工程施工过程中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：

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

式中：V—废弃钻井泥浆排放量（m³）

D—井眼的平均直径（m）

h—井深（m）

本工程直井采气井单井钻井进尺为 7360m，钻井泥浆产生量见表 3.3-5。本工程定向井采气井单井钻井进尺为 7672m，钻井泥浆产生量见表 3.3-5。回注直井钻井进尺为 3320m，钻井泥浆产生量见表 3.3-5。

表 3.3-5 本工程直井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	200~3002	444.5	398.28	膨润土-聚合物
三开	3002~6890	333.4	389.68	聚磺
四开	6890~7035	241.3	88.54	聚磺
五开	7035~7360	168.3	95.32	聚磺
合计			1093.27	

表 3.3-6 本工程定向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	200~3002	444.5	398.28	膨润土-聚合物
三开	上部	3002~6250	196.85	聚磺
	下部	6250~6575	333.4	油基
四开	6575~7125	241.3	112.38	油基
五开	7125~7672	168.3	105.78	油基
合计			1090.13	

表 3.3-7 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	444.5	102.72	膨润土-聚合物
二开	200~3120	311.2	296.17	膨润土-聚合物
三开	3120~3320	215.9	90.86	膨润土-聚合物
合计			489.75	

根据以上计算可知，本工程共产生钻井泥浆 4853.41m³。

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, m³

D——井的直径, m

h——井深, m

本工程直井采气井单井钻井进尺为 7360m,产生的岩屑量见表 3.3-8。本工程定向井采气井单井钻井进尺为 7672m,产生的岩屑量见表 3.3-8。回注直井钻井进尺为 3320m,产生的岩屑量见表 3.3-10。

表 3.3-8 本工程直井采气单井钻井岩屑产生量

表 3.3-9 本工程定向采气单井钻井岩屑产生量

表 3.3-10 本工程回注单井钻井岩屑产生量

根据以上计算可知,排放的岩屑总量为 6865.46m³。

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 17.9km,则施工废料产生量约为 3.58t。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 5 口，废润滑油量产生量为 2.5t，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、地面工程 40 人，采气井平均单井钻井施工天数约为 376.25d，注水井单井钻井施工天数为 100d；钻井工程施工天数共 1605d，地面工程施工天数共 200d。平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，整个钻井和施工过程生活垃圾共计 52.15t，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 运营期环境影响因素分析

3.3.7.1 废气污染源

本项目废气污染源主要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。

(1) 站场无组织废气

本项目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：

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

$D_{\text{设备}}$ —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； α ：0.003

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000 $\mu\text{mol/mol}$ ），kg/h；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —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，%；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳(TOC)的设计平均质量分数，%；

t_i —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 3.3-7。

表 3.3-7 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

由上述公式核算结果可知，本项目站场无组织非甲烷总烃的产生量约为 0.229t/a。

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。由于本项目 4 口井目前没有得到试油数据，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 211.75 m^3/d （77288 m^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 44 mg/L ，

4500mg/L, 69.53mg/L, 0.15mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 3.4t、347.80t、5.37t、0.012t。

采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂污水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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) 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。

3.3.5.3 噪声源

本项目运营期产生的噪声主要包括井口装置、阀组撬等设备产生的噪声，以及井下作业噪声等。噪声排放情况见表 3.3-9。

表 3.3-8 运营期噪声排放情况

序号	噪声源名称	声功率级 (dB(A))	排放规律	治理措施
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	阀组撬	70-85	连续	减振

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 3.3-9)，计算井下作业固废的产生量。

表 3.3-9 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 3.3-9 计算，本项目共 4 口井，因此井下作业过程废压裂液产生量为 1055.92m³/a，废酸化液产生量为 329.2m³/a，废洗井液产生量为 101.16t/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，4 口单井含油废物产生量约为 0.8t/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，本项目产生的油泥（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《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，每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本项目新建采气管线共计 17.9km，每次废渣量约 20.585kg，由此计算可知废渣量约 10.29kg/a。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 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，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。

(4) 生活垃圾

运营期工作人员由博大采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

表 3.3-10 本项目固体废物产生及处置情况一览表

3.3.7.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表 3.3-11。

表 3.3-11 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
		无组织排放废气	烃类			大气

生产 废水	采出水	废水量	77288m ³	0	采出水进入大北天然气处理厂污水处理系统处理达到《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,不外排	
固体 废物	井下作业	废压裂液	-	1055.92m ³	1055.92m ³	
		废酸化液	-	329.2m ³	329.2m ³	
		废洗井液		101.16t	101.16t	
	井场	油泥(砂)	-	0.8t	0.8t	委托库车畅源生态环境科技有限责任公司进行无害化处理
	管线	清管废渣	-	10.29kg	10.29kg	采用专用罐运至库车畅源生态环境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

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 3.4-1 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

(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；

S_i——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评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；

F_i——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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 3.4-2 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-1 计算得出：工程进行清洁生产审核前分数：定量指标得分 85 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 91 分，与表 3.4-16 中相比较，属于清洁生产先进企业。

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 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家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、NH₃-N。

3.5.3 总量控制建议指标

采出水随采出油气输送至天然气处理厂处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注于地层，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOCs)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本次评价采用非甲烷总烃作为VOCs排放控制项目。根据计算，项目运营期VOCs(即非甲烷总烃)排放量估算为0.419t/a。

综上所述，本工程总量控制指标为

废气：VOCs：0.419t/a。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策协调性分析

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

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

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

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

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

本项目位于阿克苏地区拜城县、温宿县境内，西距温宿县县城80km，东距大北天然气处理厂50km。克拉苏气田博孜区块内。项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目区属于自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土保持措施；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本项目的油气采用密闭集输至天然气处理厂处理系统处理后外输。综上所述，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

3.6.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

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

本项目采出水、采出液、天然气由大北天然气处理厂处理；井下作业时带罐作业，依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处置，落地油 100%回收，产生油泥（砂）等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.6.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本项目施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至大北地区固废填埋场处置。项目施工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。

3.6.5 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》

（环办环评函[2019]910 号）符合性分析

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（新环环评发[2020]142 号）转发了（环办环评函[2019]910 号）的内容。本项目与《关于进一

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

表 3.6-1 与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目新部署采气井 4 口，建成天然气产能规模 $10.0 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，凝析油产能规模为 $9.8 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。报告书进行了地面工程环境影响评价。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本项目废水不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，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技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目采出水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，回注到现役油气藏；	符合

5	<p>油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价。</p>	<p>运营期产生的油泥砂、清管废渣为危废，委托库车畅源生态环境科技有限责任公司进行无害化处理。</p>	符合
6	<p>涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H₂S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。</p>	<p>本项目天然气含硫量较低，加热炉采用电磁加热炉。</p>	符合
7	<p>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。</p>	<p>本项目对施工期环境影响进行了重点分析，并提出生态环境保护措施。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。</p>	符合

8	涉及自然保护地和生态保护红线的,应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响,接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线区。	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求,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,开展了本项目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

3.6.6 与《中华人民共和国水土保持法》符合性分析

本项目与《中华人民共和国水土保持法》(2011年3月)符合性分析见下表 3.6-2。

表 3.6-2 本项目与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本项目情况	符合性分析
第二十四条 生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区;无法避让的,应当提高防治标准,优化施工工艺,减少地表扰动和植被损坏范围,有效控制可能造成的水土流失。	根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》,本项目拜城县和温宿县均属于II ₃ 塔里木河流域重点治理区;本项目环评提出按照水土保持方案的要求,严格执行各项水土保持措施。	符合
在风力侵蚀地区,地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人,因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施,建立防风固沙防护体系。	根据水土保持方案,针对井场、集气站、道路采取防风固沙措施。	符合

<p>第三十九条 国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。</p>	<p>根据水土保持方案，针对井场、集气站、道路采取防风固沙措施。</p>	<p>符合</p>
--	--------------------------------------	-----------

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

符合性分析

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）分析见表 3.6-3。

表 3.6-3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）符合性分析

意见要求	本项目情况	符合情况
<p>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。</p>	<p>本环评提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。</p>	<p>符合</p>
<p>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</p>	<p>本项目开发方案设计考虑了克拉苏气田资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备</p>	<p>符合</p>
<p>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。</p>	<p>报告提出井场、站场、管线、道路不得超出既定作业范围，施工结束后对施工迹地进行清理平整。</p>	<p>符合</p>

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 全国矿产资源规划

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

3.7.2 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》

《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》第一章加快建设国家“三基地一通道”提出，按照“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。本项目属于塔里木盆地油气基地，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

3.7.3 《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

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

3.7.4 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。本项目在主体功能区划图中的位置详见图 3.7.1。



图 3.7.1 本项目在主体功能区划图中的位置

3.7.5 《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县、温宿县，属于天山南麓产业带，不属于高污染产业、建材行业落后产能、不符合产业准入标准和政策的落后项目、纺织印染项目、水泥行业。因此，本项目符合《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 2 月 1 日）的要求。

3.7.6 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的符合性分析

本项目位于新疆维吾尔自治区新疆阿克苏地区拜城县和温宿县克拉苏气田博孜区块内，西距温宿县县城 80km，东距大北气田 40km，地处塔克拉玛干沙漠北缘，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》中新疆水土保持分区布局规划，本项目属于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区（II-4-1nh）。

该区域的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。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。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，拜城县、温宿县涉及国家级水土流失重点防治区，本项目属于 II₃ 塔里木河流域重点治理区。

塔里木盆地水土流失类型主要是风力侵蚀、水力侵蚀，微度水蚀 8.12%、轻度水蚀 3.10%、中度水蚀 0.96%、微度风蚀 0.60%、轻度风蚀 72.37%、中度以上风蚀 7.03%，其他类型侵蚀 10.92%。北部水力侵蚀主要分布于中低山区，风力侵蚀主要分布于绿洲的边缘。西部水蚀主要分布在河流周边，表现为对河岸的掏蚀及洪水的威胁；风蚀则分布较广，以东南沙漠边缘较重。南部风蚀面积覆盖了本区的绿洲范围，水力侵蚀主要分布于南部河流上游。

任务及规模：水土保持主要任务是农田防护、防灾减灾和防风固沙。绿洲内部营造农田防护林，塔里木盆地绿洲外缘，在现有防护基干林带基础上，进一步完善、补缺，构筑大型防护基干林带；绿洲外围荒漠区，实施封沙育林，形成绿洲外围天然防风阻沙带；绿洲内部沙化土地综合治理进行防护林网的补缺和完善及四荒地治理。

本项目水土流失防治将采用北方风沙区建设类项目一级标准，并适当提高防治目标值。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。本项目按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施，在此基础上符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》要求。

3.7.7 克拉苏气田开发规划符合性分析

塔里木盆地拥有丰富的天然气资源，是我国主要的天然气产地。随着天然气勘探开发在克拉苏地区不断取得新突破，2011 年~2020 年期间天然气大发展的资源基础逐步得到落实。克拉苏气田天然气资源量为 $20856.65 \times 10^8 \text{m}^3$ ，到 2020 年其天然气产量已达到 $300 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，已成为塔里木第一大气田。克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 $100 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 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。

克拉苏气田规划范围包含克拉、克深、大北、博孜四大区块，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。2016 年编制《克拉苏气田开发规划方案》，整体思路包括，动用克深 5、6、9、11、13、博孜 1 等建产区块，建成 60 亿方产能规模；克深 10、24、吐北 4、大北 11、博孜 3 等探评价区块，建成 10 亿方试采规模；到 2019 年底建成 70 亿方产能规模，2020 年实现 70 亿方天然气产量。克拉苏气田规划开发方案示意图 3.7.2。

图 3.7.2 克拉苏气田规划开发方案示意图

克拉苏气田开发规划方案编制规划环评，由新疆天合环境技术咨询有限公司完成，2017 年 4 月，《克拉苏气田开发规划方案环境影响报告书》取得自治

区环保厅审查意见（新环函[2017]537 号）。本项目对照《克拉苏气田开发规划方案环境影响报告书》中审批内容进行符合性分析。

表 3.7-1 本项目与规划环评中审批内容符合性分析

克拉苏气田开发规划方案环境影响报告书审查意见	本项目内容	符合性分析
严守生态保护红线。在一、二级水源保护区内，严禁布设井场、站场；在规划涉及的木扎特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河等 II 类和 III 类水体水域及边界以外 150m 的范围内不得建设钻井和场站；因集输管道和道路、电力等建设无法避让河流及二级水源保护区的，需征得当地人民政府及水行政主管部门同意。在文物保护单位的保护范围和建设控制地带范围内不得布设井场、站场等设施。	本项目未在生态红线范围内，不涉及水源保护区、文物保护单位。	符合
优化井场和站场布局。根据评价区块与生态功能区，强化油气开发活动对生态环境的保护，井场、站场布设须避让重点公益林、基本农田等，减少扰动和占地。	本项目占用基本农田，井场和管线无法避让地方公益林，	符合
坚守环境质量底线，严格污染物总量管控。根据规划区域及周边环境质量现状和目标，确定区域污染物排放总量上限，落实克拉苏气田全封闭集输。克拉苏气田的油气处理厂、生产污水处理设施、固体废弃物处理设施等环境基础设施须在气田开发建设过程中同步完成。	本项目坚守环境质量底线，严格污染物总量管控。全封闭集输，依托的环保设施齐全，已同步完成	符合
提高资源综合利用水平，制定切实可行的一般固体废物、废水综合利用方案；严格按照国家有关规定进行危险废物贮存、处置和处理。气田开发清洁生产达到国内先进水平。	本项目已制定切实可行的一般固体废物、废水综合利用方案，危险废物能够得到妥善处置，气田开发清洁生产可达到国内先进水平。	符合
优化克拉苏气田范围内的防渗废水蒸发池、固废填埋场设置。在集输管网未建成前，严禁探临井采油采气。克拉苏气田规划区域建设项目须依法开展环境影响评价，严格执行建设项目“三同时”环境管理制度。	本项目未新建废水蒸发池、固废填埋场等设施，全部依托处理；本项目已依法开展环境影响评价，严格执行建设项目“三同	符合

<p>建立跟踪评价和环境监测体系。规划区开发建设 3-5 年后应开展环境影响跟踪评价，及时对跟踪评价中发现问题进行整改；开展区域的环境质量监测、规划实施后污染源监测，掌握环境质量变化趋势，跟踪污染物排放达标、生态环境的恢复等情况。</p>	<p>时”环境管理制度</p> <p>已开展《博大采油气管理区气田环境影响后评价报告书》，及时对跟踪评价中发现问题进行整改；开展了区域的环境质量监测、污染源监测，掌握了环境质量变化趋势，跟踪污染物排放达标、生态环境的恢复等情况</p>	<p>符合</p>
<p>依托塔里木油田分公司在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），建立健全环境管理机构，完善各种环境管理制度、环境风险防控体系、污染防治制度和环境监控体系，确保环境安全，减少施工期和运行期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施。</p>	<p>本项目建设可依托塔里木油田分公司建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），可减少施工期和运行期对周围环境的影响，落实各项环保和安</p> <p>全措施。</p>	<p>符合</p>

博孜气田共设计 4 个区块，包括博孜 1、博孜 3、博孜 9、博孜 12 区块，本项目开发范围在克拉苏开发规划范围内，因此本项目符合《克拉苏气田开发规划方案》及其规划环评要求。

3.8 选址、选线合理性分析

本项目新建采气井场 4 口，建成天然气产能规模 $10.0 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，凝析油产能规模为 $9.8 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。本次在博孜 1 集气站内扩建轮换计量阀组 1 套，新建单井集气管线 8.7km；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。占用基本农田（见图 3.8.1）应委托有资质的单位编制占用农田可行性研究报告，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，在地方政府指定的区域，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。

图 3.8.1 项目区基本农田

(2) 站场选址合理性分析

本项目需要在博孜 102-4 集气站内扩建四井式计量阀组 1 套。根据现状用地情况，在博孜集气站内进行流程、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。

博孜博孜 105-2 井井场及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 101-3 井、博孜 17-3W 井场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 105-3 井、101-4 井井场及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 8.7km，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。

3.9“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），本项目区域不在划定的生态保护红线内。本项目与生态保护红线位置关系图见图 3.9.1。

（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，天然气为处理后的伴生气，能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。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，本项目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,本项目所在行政区拜城县、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、环境风险管控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 3.9-1。

表 3.9-1 “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	本项目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;本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域,本项目采出气采取密闭集输工艺。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标,不会	符合

		全利用水平稳中有升,土壤环境风险得到进一步管控。	增加土壤环境风险。	
	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、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。	本项目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;废气污染源为井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	本项目属于一般管控单元。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。本项目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。本项目采取了有效的污染防治措施,可确保污染得到有效的控制,不会对周围环境产生明显影响。	符合

《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),本项目位于克拉苏气田博孜区块内,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 3.9-2, 3.9-3。

表 3.9-2 拜城县管控要求

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	本项目占用基本农田;按照“占多少、垦多少”的原则,在地方政府指定的区域,执行复垦补偿。	符合

		<p>设不得占用。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>		
2	污染物排放管控	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	本项目工程内容不涉及。	符合
3	环境风险防控	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>4.加强油（气）田勘探、开发、</p>	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，及时排查防止造成土壤污染。	符合

		运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。		
4	资源利用效率	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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。</p>	符合

表 3.9-3 温宿县管控要求

序号	管控要求	本项目	是否符合
1	<p>空间布局约束</p> <p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>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。</p>	符合

		<p>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。</p> <p>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。</p>		
2	污染物排放管控	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	本项目工程内容不涉及。	符合
3	环境风险防控	<p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中环境风险防控的要求。</p> <p>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。</p> <p>3.对排查出的危库和</p>	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，及时排查防止造成土壤污染。	符合

		<p>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。</p> <p>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。</p>		
4	资源利用效率	<p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中资源利用效率的要求。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中标后回注地层，不向外环境排放，不会对区域水资源造成较大影响。</p>	符合

本项目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 3.9.1 本项目与生态保护红线位置关系图

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 $41^{\circ}31'24''\sim 42^{\circ}38'48''$ ，东经 $80^{\circ}30'00''\sim 82^{\circ}57'31''$ 之间。全县东西长 184km，南北宽 105km，行政区面积 15554km²。

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 $40^{\circ}52'\sim 42^{\circ}15'$ ，东经 $79^{\circ}28'\sim 81^{\circ}30'$ ，东西长 171km，南北宽 158km，总面积 14569.3km²。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。

本工程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。项目地理位置图见图 3.2.1。

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 7442.08km²，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 3000km²，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 6760.37km²，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拗陷北部边缘，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 $57^{\circ}\sim 62^{\circ}$ ，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 $27.92 \times 10^8 \text{m}^3$, 集水面积为 $9545 \times 10^8 \text{m}^2$ 。全县引水量 $14.536 \times 10^8 \text{m}^3$, 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拗陷盆地, 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, 较其西部区域颗粒变小, 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, 由喀布斯拉河、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拉河的冲洪积物组成, 属中、上更新统地层。在米吉克乡以北的喀布斯拉河

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，克孜尔河的东部古近系-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—鳞片状及红棕色紧实层发育弱，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19615.9km²，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 283963km²，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。

本工程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:N41°30'00"—44°00'00"，E79°30'00"—88°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。

图 4.1.1 项目区与新疆天山世界自然遗产地位置关系图

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。

图 4.1.2 项目区与新疆托木尔峰国家级自然保护区位置关系图

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辟构造遗迹，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 50km²，距阿克苏市 80km²，东经 :80°35'38"~80°48'32"；北纬 :41°32'50"~41°39'52"。总占地面积为 92.17km²，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。

图 4.1.3 项目区与新疆温宿盐丘国家地质公园位置关系图

4.3 环境质量现状监测与评价

本工程环境空气质量现状、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。

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 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 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/m ³	60μg/m ³	10%	达标
NO ₂	年平均	29μg/m ³	40μg/m ³	72.5%	达标
PM ₁₀	年平均	87μg/m ³	70μg/m ³	124.3%	不达标
PM _{2.5}	年平均	35μg/m ³	35μg/m ³	100%	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1700μg/m ³	4000μg/m ³	42.5%	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	124μg/m ³	160μg/m ³	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PM₁₀，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。本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，项目在主导风向下风向设置 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 2023 年 3 月 2 日至 2023 年 3 月 8 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	博孜处理厂附近			非甲烷总烃
G2	博孜 102-4 集气站附近			

(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 2 日至 2023 年 3 月 8 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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度 范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度 占标率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
博孜处理厂附近	非甲烷总烃	1h 平均	2000	480~770	38.5	0	达标
博孜 102-4 集气站附近				450~700	35	0	达标

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

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			2023.3.4

(2) 监测项目

水温、pH 值、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，每个点采样 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

阿舍布隆总干渠的水源来自于木扎提河，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：

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

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；

$C_{i,j}$ —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：

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

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

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， $^{\circ}C$ 。

（7）监测结果及评价结果

阿舍布隆总干渠断面水质监测结果及评价结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 阿舍布隆总干渠断面水质监测结果及评价结果

序号	监测项目	单位	监测值	水质指数	标准值
1	水温	°C	3.4	/	人为造成的环境水温变化应限制在：周平均最大温升≤1；周平均最大温降≤2
2	pH值	无量纲	7.3	0.15	6~9
3	溶解氧	mg/L	8.5	0.7	6
4	高锰酸盐指数	mg/L	2.1	0.525	4
5	化学需氧量	mg/L	7	0.5	15
6	五日生化需氧量	mg/L	2.6	0.87	3
7	氨氮	mg/L	<0.025	/	0.5
8	总磷	mg/L	0.06	0.6	0.1
9	总氮	mg/L	2.32	4.64	0.5
10	铜	mg/L	<0.04	/	1.0
11	锌	mg/L	<0.009	/	1.0
12	氟化物	mg/L	0.25	0.25	1.0
13	硒	μg/L	<0.4	/	0.01
14	砷	μg/L	<0.3	/	0.05
15	汞	μg/L	<0.04	/	0.00005
16	镉	μg/L	<1	/	0.005
17	六价铬	mg/L	<0.004	/	0.05
18	铅	μg/L	<10	/	0.01
19	氰化物	mg/L	<0.004	/	0.05
20	挥发酚	mg/L	<0.0003	/	0.002
21	石油类	μg/L	<0.01	/	0.05
22	阴离子表面活性剂	mg/L	<0.05	/	0.2
23	硫化物	mg/L	<0.01	/	0.1
24	粪大肠菌群	MPN/L	<20	/	2000

根据监测结果可知，阿舍布隆总干渠断面水质除总氮外，其余监测项目满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准。总氮超标原因可能为干渠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

本次地下水环境质量现状调查引用《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》中的地下水环境质量现状监测报告数据。根据项目所在区域水文地质条件及地下水流向，在评价区域内本工程开发区块周边选取 5 个潜水水质监测点。引用的地下水监测点分别为吾斯塘布依村、BZ-102 集气站北、BZ24-1 井场南、伊力克其村和博斯坦村西，5 个监测点与项目区的地下水在同一水文地质单元内，监测时间为 2022 年 12 月，在三年有效期内。另外，结合监测点的分布情况，可满足地下水导则中“建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个”的要求。故引用的数据具有一定代表性。

（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，本次评价共布设 5 个地下水水质点，取样时间为 2022 年 12 月，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

（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:

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

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

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

续表 4.3-8 地下水水质现状监测结果与评价一览表

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。

（7）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 4.3-9。

表 4.3-9 地下水水化学类型判定表

续表 4.3-9 地下水水化学类型判定表

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 11 个声环境监测点。监测点设置情况见表 4.3-10。

表 4.3-10 声环境现状监测点布点一览表

(2) 监测时间、监测项目

监测时间 2023 年 3 月 3 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 4.3-11,4.3-12。

表 4.3-11 噪声现状监测结果 1 单位：dB (A)

表 4.3-12 噪声现状监测结果 2 单位：dB (A)

由表 4.3-11,4.3-12 可知，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，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

(1) 土壤概况

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 4.3-1。

图 4.3-1 土壤类型分布图

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 8 个土壤监测点（3 个柱状样，5 个表层样），由新疆齐新环境服务有限公司进行检测。

(2) 土壤理化性质

表 4.3-13 土壤理化特性调查表

(3) 土壤环境质量现状监测与评价

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地区和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆齐新环境服务有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2023 年 3 月 8 日~2023 年 3 月 9 日。

监测布点：厂址占地范围内共设 3 个柱状样（BZ101-3 井、BZ101-4 井、BZ105-2 井）；厂址占地范围外设 3 个表层样（BZ101-4 井、BZ105-2 井、BZ101-3）；包气带现状设 2 个表层样（排水外输管线 200m 范围处、新建集气管线外 200m 处）。

检测项目：《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；《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地中 45 项基本因子；特征因子石油烃。

评价标准：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值。

(4) 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。分析方法见表 4.3-14。

表 4.3-14 土壤监测项目分析方法

检测类别	检测项目	检测依据
	pH	土壤 pH 值的测定电位法 HJ 962-2018
	苯胺*、2-氯酚*、硝基苯、萘、苯并[a]蒽、茵、苯并[b]蒽、苯并[k]蒽、苯并[a]芘、茚并[1、2、3-cd]芘、二苯并[a,h]	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法 HJ 834-2017

土壤	葱	
	氯甲烷	土壤和沉积物挥发性卤代烃的测定顶空/气相色谱-质谱法HJ 736-2015
	铜、锌、镍、铬	土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法HJ 491-2019
	镉、铅	土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法GB/T 17141-1997
	砷、汞	土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法HJ 680-2013
	土壤阳离子交换量	土壤阳离子交换量的测定三氯化六氨合钴浸提-分光光度法HJ 889-2017
	六价铬	土壤和沉积物六价铬的测定碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法HJ 1082-2019
	石油烃 (Co-Cm)	土壤和沉积物石油烃 (Co-Cm) 的测定气相色谱法HJ 1021-2019
	氯乙烯、1,1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1,2-二氯乙烯、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、氯仿、1,1,1-三氯乙烷、四氯化碳、苯、1,2-二氯乙烷、三氯乙烯、甲苯、四氯乙烯、1,2-二氯丙烷、1,1,2-三氯乙烷、氯苯、1,1,1,2-四氯乙烷、乙苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、苯乙烯、1,1,2,2-四氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯	土壤和沉积物挥发性有机物的测定顶空/气相色谱-质谱法HJ642-2013

(5) 评价方法

土壤质量评价采用标准指数法，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 4.3-16~4.3-21。

项目共设 7 个土壤监测点，具体监测点位设置及分布见表 4.3-15。

表 4.3-15 土壤采样点位一览表

表4.3-16 建设用地土壤环境质量评价（石油烃）

表 4.3-17 建设用地土壤环境质量评价（45 项）

从评价结果可以看出，项目区内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，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）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，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)中表 1 第二类用地风险筛选值要求。

表 4.3-18 土壤环境质量评价结果（农用地）

表4.3-19 农用地土壤环境质量评价（石油烃）

从评价结果可以看出，区内土壤中重金属元素含量相对较低，小于《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）”的 pH>7.5 所列标准。

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 4.3-22 和图 4.3-1。

表 4.3-22 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	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	天然气资源、煤炭资源	水土流失、矿业开发造	生物多样性及其生境中	保护水质、保护自然植被、保护

	农业生态亚区	油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区	源、土壤保持、荒漠化控制、旅游	成环境污染与植被破坏	度敏感，土壤侵蚀高度敏感	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 4.3.1 生态功能区划图

4.3.6.2 生态现状调查

(1) 区域植被现状调查

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 4.3-23 气田区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>K.Schrenkianum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Echinopsilon divaricatum</i>
	短叶假木贼	<i>Anabassis spp.</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	琵琶柴	<i>Rcaumuria soongaria</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sqpbora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
	库车锦鸡儿	<i>C.camillischneideriKom</i>
蒺藜科 <i>Zygophyaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum barmlat</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
胡颓子科 <i>Elacagnacae</i>	尖果沙枣	<i>Elacagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>E.Moorcroftii</i>
茄科 <i>Solanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthelcum</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>S.Salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>
	小薊	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	拂子茅	<i>Cepigejos</i>

科	种名	拉丁名
	獐毛	<i>Aeluropus litoralis</i>
	赖草	<i>Aneurolepidium seealinud</i>
	猪毛菜	<i>Salsola spp.</i>

图 4.3.2 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、新疆绢蒿等，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。

④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。

⑤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。

⑥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。

⑦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。

⑧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 4.3.3。

图 4.3-3 评价区植被类型

(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

调查地点：BZ105-2 井场

土壤类型：棕钙土

样方大小：5m×5m 总盖度：20%，统计结果见表 4.6-5。

表 4.6-4 样方 1-1 统计表

③样方 2

调查地点：BZ105-2 井场

土壤类型：棕钙土

样方大小：5m×5m 总盖度：13%，统计结果见表 4.6-6。

表 4.6-5 样方 2-1 统计表

(4) 区域动物现状调查

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

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	<i>Bufo viridis</i>		++	++		
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		++			
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		++			
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++			
红沙蜥	<i>Eryx miliaris</i>				+	
鸟类	32 种					
鸢	<i>Milvus korschun</i>	R	+	+	+	
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>	B	±	±	+	
普通鵟	<i>Buteo buteo</i>	W	+	+	+	
红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	R	+	+	+	
石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	B			++	
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R			+	
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±			
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	R	+		+	
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+	+	+	
欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B		+		
灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R		++		
大杜鹃	<i>Streptopelia turtur</i>	S		+		
楼燕	<i>Apus apus</i>	B		+	+	
戴胜	<i>Upupa epops</i>	R		+		
白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucopterus</i>	B		±		
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++	±	+	
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	++	±	+	
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+	±	+	
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	±	±		
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	B	+	+	+	
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±	+	+	
喜鹊	<i>Pica pica</i>	R		+	+	
黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	S	++			
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±	++	+	
小嘴乌鸦	<i>Corvua corone</i>	B	±	++	+	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R		+	+	
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R		+	+	
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+	+	+	
哺乳类	12 种					
草兔	<i>Lepus capensis</i>	—			++	
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	—	±	+	+	
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—	+			

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
小家鼠	<i>Mus musculus</i>	—		++		
褐家鼠	<i>Rattus noevigicus</i>	—		+		
灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>	—		++		
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—	+			
狼	<i>Canis lupus</i>	—	±		±	
鹅喉羚	<i>Gazalla subutturosa</i>	—	±		±	

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 4.3.3 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	<i>Gazella subgsoni</i>	二级
2	鸢	<i>Milvus korschun</i>	二级
3	苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>	二级
4	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	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/km²。

(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19615.9km²，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283963km²，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Ⅱ₃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 4.3.4 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 4.3.5 本工程与沙化土地分布位置示意图

5.环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响预测与评价

5.1.1 生态环境影响特征

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

(1) 油气田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在城镇与绿洲农业生态功能区背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

油气田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	开发期（地面工程）	运营期
影响 分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本项目新部署采气井 4 口，新建注水井 1 座，新建单井采气管线 8.7km。各项工程的永久性占地面积为永久占地 0.0093km²、临时占地 0.23km²。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植

被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在气田区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

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

5.1.2.2 水土流失影响分析

根据《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。其影响主要表现为：

（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。

5.1.2.3 对植被的影响分析

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。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

由影响因素分析和气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重。

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的一般农田、低覆盖草地、苗圃地和工况用地等。在站场和管线一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本项目投入运营后，其中有 9342.3m² 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 230360m² 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：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。

(2) 生物量损失

本项目永久性占地面积为永久占地 9342.3m²、临时占地 230360m²，工程占地类型主要为一般农田、地方公益林、其他草地、天然牧草地等。其中永久占地占一般农田部分面积为 3375m²，占低覆盖度草地部分面积为 3359.5m²，占公

益林地面积为 1687.5m²；临时占地占一般农田部分面积为 18440m²，占地方公益林部分面积为 24000m²，占低覆盖度草地部分面积为 87920m²。

生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，t；S_i——占地面积，hm²；W_i——单位面积生物量，t/hm²。

①针对草地生物量损失，根据现场踏勘成果，参考《中国草地资源的等级评价》每公顷鲜草量按照第 5 级草地标准计算，即 1500kg/hm²，则本项目永久占地范围内草地生物损失量为 0.5t/a，临时占地范围内草地生物损失量为 13.19t/a。

②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/hm²，则本项目永久占地范围内一般农田生物损失量为 4.34t/a，临时占地范围内一般农田生物损失量为 23.68t/a。

③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/hm²，则本项目永久占地范围内林地生物损失量为 8.45t/a，临时占地范围内林地生物损失量为 120t/a。

本项目实施后生物量变化见表 5.1-2。

表 5.1-2 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	0.338	1.84	12839.294	4.34	23.68
林地	0.169	2.4	50000	8.54	120
草地	0.336	8.79	1500	0.5	13.19
合计				13.38	156.87

根据上表计算，本项目施工期将造成 13.38t 永久植被损失和 156.87t 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 8.7km。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。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

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

引起野生动物食物来源减少。井场、管线和道路等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

5.1.2.5 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，能量流动中断，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。

5.1.3 环境敏感目标影响

5.1.3.1 对地方公益林的影响

工程将占用地方公益林 25687.5m²，工程所在区内分布的地方公益林类型为小灌木。

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。

5.1.3.2 对农田的环境影响

本项目占用一般农田的总面积为 21815m²，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。

5.1.4 施工期大气环境影响分析

(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

本工程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，工程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) 施工扬尘

施工扬尘主要来自场地平整、管沟开挖、管线敷设、车辆运输过程，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的关系，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、机械程度以及气候条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果显示，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。

（3）焊接烟尘

本工程集输管线采用无缝钢管，其中管线连接过程中会产生一定量的焊接烟尘，废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

（4）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。

（5）环境影响分析

本工程施工阶段呈现出分区域、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、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。

5.1.5 施工期废水环境影响分析

本工程施工期废水主要为钻井废水、管道试压废水和生活污水。

钻井废水回用于钻井液配置，不外排；本工程管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地泼洒抑尘；生活污水暂存于防渗生活污水池，定期拉运至博大采油气管理区公寓现有生活污水处理设施装置进行处理。

本工程施工期间废水全部妥善处理，不直接外排，不会对周围水环境产生明显影响。

5.1.6 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

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。

表 5.1-6 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

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：

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： L_r --距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r_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。

5.1.7 施工期固体废物影响分析

(1) 固体废物影响分析

本工程施工过程中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经检测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，废润滑油量产生量为 2.5t，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。

③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。

④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。本工程施工废料产生量约为 3.58t。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。

⑤生活垃圾

本工程施工期生活垃圾产生量约 52.15t，施工生活垃圾分类集中收集后，统一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。

5.2 运营期大气环境影响预测与评价

5.2.1 基础气象资料分析

本工程位于温宿县和拜城县，但地理位置属于拜城盆地，项目周边地形、气候条件与拜城县气象特征基本一致。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，地面气象资料可直接采用拜城县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用拜城县气象站的气象资料，统计结果分析见表 5.2-1。

表 5.2-1 工程所在区域主要气象要素

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

5.2.3 废气源对四周场界贡献浓度

利用AERSCREEN估算模式计算无组织排放源对东、南、西、北场界外浓度监控点的贡献浓度，然后进行达标分析。计算结果见表5.2-6。

表5.2-6各污染物场界监控点浓度贡献值

污染物	场界浓度值($\mu\text{g}/\text{m}^3$)				标准值($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	达标情况
	东	南	西	北		
非甲烷总烃	9.728	11.871	9.728	11.871	2000	达标

由估算结果可知，本项目新建井场无组织排放非甲烷总烃在四周场界贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界控制标准。

5.2.4 大气污染物核算

本项目 11 口井运行期大气污染物排放量见表 5.2-7。

表 5.2-7 本项目大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/(t/a)
				标准名称	浓度限值/ (mg/m^3)	
无组织排放						
1	井场、站场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	井场外 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$	0.419

5.2.5 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）相关要求，本项目大气环境影响评价等级为三级，最大落地浓度无超标点，因此无需设置大气环境防护距离。

5.2.6 评价结论

项目位于环境质量不达标区，各污染源正常排放下短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 1%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目实施后大气环境影响可以接受。

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-9。

表 5.2-9 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 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长=5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>			
	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)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input type="checkbox"/>		其他标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	评价功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
	评价基准年	(2021) 年							
	环境空气质量现状 调查数据来源	长期例行监测标准 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据标准 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充标准 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源 调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟 建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>			边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子 ()				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期 浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% <input type="checkbox"/>				C 本项目最大占标率> 100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均 浓度贡献值	一类区		C 本项目最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>		C 本项目最大占标率> 10% <input type="checkbox"/>			
		二类区		C 本项目最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>		C 本项目最大占标率> 30% <input type="checkbox"/>			
	非正常 1h 浓度 贡献值	非正常持续时长 () h		C 非正常占标率≤100% <input type="checkbox"/>		C 非正常占标率> 100% <input type="checkbox"/>			
	保证率日平均 浓度和年平均 浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>				C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整 体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>				k>-20% <input type="checkbox"/>				
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 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子: ()				监测点位数 ()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/>				不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境防护距离	距 (--) 厂界最远 (--) m							
	污染源年排放量	SO ₂ :(0)t/a	NO _x :(0)t/a	颗粒物:(0)t/a	非甲烷总烃:(0.419)t/a				

注：“□”，填“√”；“（ ）”为内容填写项

5.3 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，本工程地表水环境评价等级为三级 B。

(1) 气田区运营期地表水环境影响分析

项目运营期产生的废水主要为采出水。采出水与气一同进入博孜天然气处理厂处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注于地层，采取上述水污染控制措施后，本工程采出水不会对周边水环境产生影响。

博孜处理厂采出水处理装置须进行扩建，在博孜处理厂新建气田排水水处理装置 1 套，气田排水处理装置规模为 1450m³/d；同时对采出水处理装置进行扩建，采出水处理装置规模为 1350m³/d。本次工程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) 管道运营期地表水环境影响分析

正常工况下，由于输气管线是全封闭系统，运输的天然气不会与管线穿越的河流水体之间发生联系，采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，如不发生泄漏事故，正常运营期对穿越灌溉引水渠不会造成影响，对周边环境基本无任何影响。

综上，本工程采取的废水处理措施有效且采出水不外排，故本工程对地表水环境影响可接受。

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

5.4 运营期地下水环境影响预测与评价

5.4.1 评价区水文地质条件

(1) 地下水赋存条件

本工程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拗陷盆地，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 $1.5\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，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 3000~5000m³/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 1035.85~4033.57 m³/d。渗透系数 6.96~8.5m/d。

b.水量丰富区（单井涌水量 1000~3000m³/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 5.4.1。

图 5.4.1 评价区水文地质图

图 5.4.2 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 月份水位最高，

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 5.4.3 勘探孔 3 钻孔柱状图

5.4.2 正常状况下水环境影响分析

(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技术要求及分析方法》(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，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的影响很小。

(3) 管线

本项目各类集输管线采用全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

正常状况下基本不会对地下水产生污染影响。

5.4.3 非正常状况下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层，采气树管线链接和阀门、集输管线的采出液及含油物质的泄露等，污染物主要为石油类，如不及时修复，可能对地下水造成影响。对地下水污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。井喷后的含油污染物、落地油、采出液的跑、冒、滴、漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

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

(1) 油水窜层对地下水的污染影响（穿透污染）

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

根据区域水文地质条件，本项目潜水位埋藏深度较深。钻井过程中采用固井措施，正常情况下可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离潜水层和承压水层与开采层的交换，有效保护地下水层。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，集输管线中的各类污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙径流至第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄露点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本次主要关注对工程区第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

本项目采出液主要为天然气、凝析油及水组成，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。本次选取特征因子石油类进行预测。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

④预测模型

预测按最不利的情况设计情景，污染物泄漏直接进入地下水，并在含水层中沿水力梯度方向径流，污染质浓度在未渗入地下水前不发生变化，不考虑污水在包气带中下渗过程的降解与吸附作用，不考虑含水层中对污染物的吸附、挥发、

生物化学反应。设计情景为极端情况，用于表征污水排放对地下水环境的最大影响程度和影响范围。

该预测情景下，污染物在浅层含水层中的迁移，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为砂砾石。本次评价水文地质参数主要通过区域的勘察资料及导则中推荐的经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.4-1。

表 5.4-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.16m/d	地下水的平均实际流速u= KI/n，根据区内抽水试验资料，评价区内水量中等区渗透系数为1.37m/d，水量丰富区渗透系数为6.96~8.5m/d，本次取最大值8.5m/d，地下水的水力坡度为5‰。
2	D _L	纵向弥散系数	1.6m ² /d	D _L =αLu，αL为纵向弥散度。参考前人的研究成果，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于1~10之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取10。
3	n	有效孔隙度	27%	依据《水文地质手册》，砾石孔隙度为0.27，确定区域有效孔隙度取27%。
4	t	时间	计算发生渗漏后100d、1000d、3650d后各预测点的浓度	
5	C ₀	污染物浓度	参照TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取18 mg/L为石油类可溶态污染物的最高浓度值。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为0.05mg/L。检出限为0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100d、1000d、3650d）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-2、表 5.4-3，图 5.4-4。

表 5.4-2 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度c(mg/L)	距离 (m)	浓度c(mg/L)	距离 (m)	浓度c(mg/L)
0	18.000	0	18.000	0	18.000
10	14.900	50	17.800	120	18.000
20	10.300	100	16.300	240	18.000
30	5.740	150	11.500	360	17.700
40	2.480	200	5.180	480	15.000
50	0.816	250	1.300	600	7.940
60	0.203	317	0.050	720	1.870
68	0.050	344	0.010	883	0.050
76	0.010	400	0.000	936	0.010
90	0.001	450	0.000	1080	0.000
100	0.000	500	0.000	1200	0.000

表 5.4-3 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	68	76	无
	1000d	317	344	无
	3650d	883	936	无

图 5.4-4 发生长期泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，在水动力弥散作用下，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 68m、317m、883m，影响距离分别为 76m、344m、936m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。

由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，凝析油不

大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

(2) 泄漏事故对地下水的污染影响（渗透污染）

本项目集输管线输送的物质主要为湿气，含有少量凝析油、凝析水、饱和水蒸气，非正常状况下，阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的凝析油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

通常泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄露物质的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

a. 地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。由于泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。且一旦发生泄漏，建设单位会立即通过截断阀室进行截断，并组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

本次考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

① 预测情景

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

② 预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③ 预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计。

$$c = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L t(t - t_0)}} \right) \right]$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

④ 预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是是油气开采污染检测项的特征污染物。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.4-1。

⑤ 预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-4，图 5.4-5。

表 5.4-4 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄露）

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度c(mg/L)	距离 (m)	浓度c(mg/L)	距离 (m)	浓度c(mg/L)
0	0.022	0	0.000	0	0.000
10	0.050	50	0.002	100	0.000
20	0.071	100	0.009	200	0.000
30	0.068	150	0.019	300	0.000
40	0.046	200	0.018	400	0.002
50	0.022	236	0.010	500	0.007
57	0.010	300	0.001	632	0.010
70	0.002	350	0.000	700	0.007
80	0.000	400	0.000	800	0.002
90	0.000	450	0.000	900	0.000
0	0.022	0	0.000	0	0.000

图 5.4-5 发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄露发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水最大影响距离约 57m、236m、632m，故泄露事故对该地区地下水的潜在影响依然存在。故井场、集输管道必须采取必要的防渗、防渗措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

本次预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。实际上，地表土层中含有各种离子、有机物和微生物，项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时，污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。事故发生后，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.5 地下水评价结论

本工程运营期的采出水依托博孜天然气处理厂处理,井下作业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理,满足《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)相关指标后,回注油层。在正常情况下,本工程产生的废水不外排,工程在设计、施工和运行时,严把质量验收关,杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中,强化监控手段,定期检查检验,检漏控漏,尽量杜绝事故性排放源的存在,本工程对地下水环境的影响较小。

本次地下水评价,设置了项目非正常工况情景,结合评价区水文地质条件,进行了预测分析,结果显示:若发生非正常状况,污染物一旦发生泄漏,将会对项目附近区域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。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则,落实相关保护措施的情况下,该项目对水环境的影响是可以接受的。

5.5 运营期声环境影响预测与评价

5.5.1 噪声源强

本工程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。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。项目噪声源及噪声值情况见表 5.5-1。

5.5.2 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

5.5.3 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:

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg (r/r_0)$$

式中: L_r ——距声源 r 处的 A 声压级, dB (A);

L_{r_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。

5.5.4 预测结果与评价

厂界噪声预测结果见表 5.5-2。

表 5.5-2 典型井场厂界噪声贡献值 单位：dB(A)

序号	预测点名称	BZ105-3井场厂界贡献值		BZ101-3井场厂界贡献值		BZ105-2井场厂界贡献值	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	东厂界	39.5	39.5	34.8	34.8	34.3	34.3
2	南厂界	46.4	46.4	34.5	34.5	46.2	46.2
3	西厂界	46.2	46.2	46.1	46.1	46.7	46.7
4	北厂界	36.5	36.5	46.2	46.2	34.5	34.5

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 5.5-4 本工程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 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>	远期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>	
现状评价	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 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input type="checkbox"/>		研究成果 <input checked="" type="checkbox"/>	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/> _____	
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标 <input type="checkbox"/>	
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>				不达标 <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：()		监测点位数 ()		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>				不可行 <input type="checkbox"/>	

注：“”为勾选项，可“”；“()”为内容填写项

5.6 运营期固体废物环境影响分析

5.6.1 固体废物类别及处置措施

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。

本工程井下作业固废拟采取的处置措施如下：

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 11 口井，因此井下作业过程废压裂液产生量为 2903.78m³/a，废酸化液产生量为 905.3m³/a，废洗井液产生量为 278.19t/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。

根据国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号，2020 年 11 月 5 日发布，2021 年 1 月 1 日实施)、《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)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，本工程危险固废拟采取的处置措施如下：

(1) 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，11 口单井含油废物产生量约为 2.2t/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》，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，可委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。

(2) 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 17.9km，每次废渣量约 20.585kg，由此计算可知废渣量约 10.29kg/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。

(3) 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 11 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 5.5t，修井作业频次为 2 年/次，则项目产生废弃防渗布最大量约 2.75t/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。

表 5.2-19 固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
压裂液	一般固废	/	1055.92m ³	油气开采	液态	胍胶	/	1 次/年	/	
酸化液	一般固废	/	329.2m ³	油气开采	液态	胍胶	/	1 次/年	/	
洗井液	一般固废	/	101.16	油气开采	液态	/	/	1 次/年	/	
油泥 (砂)	HW08	071-001-08	2.2	设备检修维护	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后，临时贮存危废暂存场内，后续定期

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
										委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置
清管废渣	HW08	071-001-08	0.0119	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2次/年	T, I	桶装收集后,临时贮存在危废暂存场内,后续定期委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	2.75	修井作业	固态	油类物质	油类物质	2次/年	T, I	桶装收集后,临时贮存在危废暂存场内,后续定期委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
										处置

5.6.2 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

本工程建成运行后，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

本次工程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工程产生的清管废渣量，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》（GB18597-2001）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 5 月开始正式施工，因此本次工程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

本工程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。

5.6.3 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《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2-1995）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。

5.7 运营期土壤环境影响分析

5.7.1 环境影响识别

5.7.1.1 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。本工程为石油和天然气开采专用及辅助性活动，属污染影响型。本工程属于“采矿业”中“天然气开采”，土壤环境影响评价类别为 II 类。

5.7.1.2 影响类型及途径

本工程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 5.8-1 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 5.7-1 可知，本工程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”。

5.7.1.3 影响源及影响因子

本工程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。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果见表 5.7-2。

表 5.7-2 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

5.7.2 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井场及管线两侧 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，本工程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

本工程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。

5.7.3 土壤环境影响评价

本工程运行期为油气开采、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。

5.7.3.1 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。

5.7.3.2 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。

(1) 渗漏源强设定

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 1825 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，为评价本工程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 5.7-3。

表 5.7-3 土壤预测源强一览表

情景设定	时段	特征污染物	污染物浓度(mg/L)	泄漏特征
非正常状况	运行期	石油烃	18	短期连续泄漏

(2) 包气带岩性及厚度

包气带岩性详见表 5.7-4。

表 5.7-4 本工程包气带岩性

土层 m	层厚度 m	岩性
0-50	50	棕钙土

(3) 建立数学模型

根据《建设项目环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）采用一维非饱和溶质运移模型，重点预测其影响的深度。

一维非饱和溶质运移模型控制方程如下：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (q c)$$

式中：c—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—土壤水动力弥散系数，m²/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，%。

预测条件

b) 初始条件

$$c(z,t)=0 \quad t=0, L \leq z < 0$$

c) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件

$$c(z,t)=c_0 \quad t > 0, z=0 \text{ (适用于连续点情景)}$$

$$c(z,t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases} \text{ (适用于非连续点源情景)}$$

第二类 Neumann 零梯度边界

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

(2) 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 1825 天。

棕
钙
土
层

图 5.8.1 土壤岩性概化分布图

本次预测分别在不同深度布设浓度监控点，N1：0m，N2：3.5m，N3：12m，N4：20m，N5：37.5m，N3：49.5m。模拟结果如图 5.8.2 所示。

图 5.8.2 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 0.001739mg/cm³，换算后为 1.3×10⁻⁶mg/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。

表 5.7-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影 响 识 别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				--
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>				--
	占地规模	0.93hm ² （永久占地）				小型
	敏感目标信息	项目井场及管线外延200m 范围				--
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他（ ）				--
	全部污染物	石油烃				--
	特征因子	石油烃				--
	所属土壤环境影 响评价项目类别	I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				--
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				--
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				--	
现 状 调 查 内 容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				--
	理化特性	--				--
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见附图4
		表层样点数	0	5	(0-0.2m)	
		柱状样点数	3	0	(0-3m)	
现状监测因子	(GB36600-2018) 45项基本项目、(GB15618-2018) 9项基本项目以及石油烃				--	

现状评价	评价因子	(GB36600-2018) 45项基本项目 (GB15618-2018) 9项基本项目以石油烃		--
	评价标准	GB15618☑; GB36600☑; 表 D.1☐; 表 D.2☐; 其他 ()		--
	现状评价结论	厂区内各监测点土壤的各项因子均满足 GB36600、GB15618。		--
影响预测	预测因子	石油烃		--
	预测方法	附录 E☐; 附录 F☐; 其他 ()		--
	预测分析内容	影响范围 (/) 影响程度 (/)		--
	预测结论	达标结论: a) ☐; b) ☐; c) √ 不达标结论: a) ☐; b) ☐		--
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☐; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他 ()		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		1	石油烃	1次/1年
信息公开指标	--			
	评价结论	可以接受☑; 不可以接受☐		--
注1: “☐”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。				
注2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。				

5.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素, 针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故, 引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度, 提出合理可行的防范、应急与减缓措施, 以使建设项目事故风险可防控。

5.8.1 评价依据

5.8.1.1 风险调查

本工程新部署采气井 4 口 (其中 BZ101-3、BZ105-2、BZ105-3 为定向井; BZ101-4 为直井), 总进尺 29959m, 新增天然气产能规模为 $275 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 凝析油 269.54t/d。改扩建集气站 1 座, 博孜 102-4 集气站主要扩建 4 井式进站阀组; 新部署回注直井 1 口 (BZ17-3W), 总进尺 3240m, 回注量为 $600 \text{m}^3/\text{d}$; 新建采气管线 8.7km; 新建排水管线 0.2km; 新建气举气源管线 0.5km; 新建气举支线 8.3km; 新建 BZ17-3W 井注水支线 0.2km; 新建通信光缆 10.28km; 新建 35kV 架空线路 2.8km; 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。

本工程回注井场、气田水转输管线涉及物质为气田水，不作为风险物质考虑。本工程涉及的风险物质主要为柴油、天然气和凝析油，柴油储存在钻井井场储罐内，天然气和凝析油存在于管线中。

5.8.1.2 环境风险潜势判定

本工程在生产、使用、储存过程中涉及有毒有害、易燃易爆物质，参照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B 确定危险物质的临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q)和所属行业及生产工特点(M)，按附录 C 对危险物质及工艺系统危险性(P)等级进行判断。

(1) 危险物质数量与临界量比值 (Q)

本工程存在多种危险物质，则按式(C.1)计算物质总量与其临界量比值(Q)：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n} \dots\dots\dots (C.1)$$

式中， q_1, q_2, \dots, q_n —每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：① $1 \leq Q < 10$ ；② $10 \leq Q < 100$ ；③ $Q \geq 100$ 。

① 各类管线中天然气（甲烷）、凝析油最大存在量计算

本工程各类管线参数见表 5.8-1。

表5.8-1集输管线统计表

根据 $PV=nRT$ ，则 $P_0V_0/T_0=P_1V_1/T_1$

式中：

V_0 —常压下天然气体积， m^3 ；

P_0 —环境压力，kPa(101.325kPa)；

T_0 —环境温度，K(取值为 273.15K)；

V_1 —管线体积， $V_1 = \pi d^2/4 \times L$ ；

P_1 —输气干线压力，Pa；

T_1 —管道内温度，K(20℃，取值为 293.15K)。

根据 $m = \rho V/1000$

m —管线中天然气最大存在量，t；

ρ —管线中天然气密度， kg/m^3 ；天然气密度为 $0.6322kg/m^3$ ；

V—管线中天然气体积，m³。

经计算，BZ101-4 采气管道天然气中甲烷最大存在量为 0.056t；凝析油最大存在量为 8.11t。

BZ105-3 采气管道天然气中甲烷最大存在量为 0.248t；凝析油最大存在量为 13.79t。

BZ105-2 采气管道天然气中甲烷最大存在量为 0.027t；凝析油最大存在量为 17.03t。

BZ101-3 采气管道天然气中甲烷最大存在量为 0.017t；凝析油最大存在量为 2.433t。

②柴油最大存在量计算

钻井期柴油最大使用量为 3210t，每 2 个月周转一次，因此柴油最大储量为 267.5t。

本工程危险物质存在量及 Q 值具体见表 5.8-2。

表 5.8-2 建设项目 Q 值确定表

经计算，本工程 Q 值为 0.158，Q<1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 C 要求，当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I，不再对行业及生产工艺(M)及环境敏感程度(E)进行判定。

5.8.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.8-3。

表 5.8-3 环境风险评价工作级别划分一览表

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

本工程综合环境风险潜势为 I 级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为简单分析。

5.8.2 环境敏感目标概况

根据现场调查，本工程评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。该区域除油气田的工作人员外，没有固定集中的人群活动区。项

目周边环境环境敏感目标情况见表 5.8-4。

表 5.8-4 项目环境敏感特征表

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为柴油、天然气和凝析油。

①柴油

柴油为稍有粘性的浅黄色至棕色液体，主要成分为烷烃、芳烃、烯烃，闪点 <math><55^{\circ}\text{C}</math>，爆炸极限 1.4%-4.5%，是易燃液体，具有甲类火灾危险性，遇明火可引起火灾爆炸。柴油的危险、有害特性详见表 5.8-18。

表 5.8-5 柴油对人的生理影响及危害

物质名称	毒性	燃爆特性		危害性质判定结果	风险类别
	理化特性	危害特性	火灾危险性	毒物危害程度分级	卫生标准 (mg/m ³)
柴油	密度相对较轻的一类柴油，通常指 180~370℃馏分。由各族烃类和非烃类组成。外观为稍有粘性的棕色液体，熔点为-18℃，沸点 282~338℃，相对密度(水=1)为 0.87~0.9，闪点 57℃，引燃温度 257℃。	/	乙类	/	/

②天然气

天然气主要成分是以 C₁~C₄ 为主的烷烃混合物，爆炸极限为 5~15(V/V%)，最小引燃能量 0.28mJ，属甲 B 类易燃气体。

1) 易燃、易爆特性

天然气中含有大量的低分子烷烃混合物，属甲类易燃易爆气体，其与空气混合形成爆炸性混合物，遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏会无限制地扩散，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。

由于天然气中含有一定量的易液化组份，当天然气泄漏时，一些较重的组份将沉积在低洼的地方，形成爆炸性混合气体，并延地面扩散，遇到点火源发生火

灾爆炸事故。

2) 毒性

天然气成分主要为 CH₄、C₂H₆，其它组份如 C₃H₈、C₄H₁₀ 等以及少量 CO₂、N₂ 等非烃气体。天然气中 CH₄、C₂H₆ 属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组份如 C₃H₈、C₄H₁₀ 等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量 N₂ 等非烃气体。

CH₄、C₂H₆ 对人体基本无毒，但浓度过高时，使空气中的氧含量明显降低，使人窒息，当空气中 CH₄、C₂H₆ 浓度增大时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，若不及时脱离，可导致窒息死亡。C₃H₈、C₄H₁₀ 主要有麻醉或轻度刺激作用。可引起头痛、头晕、眼和呼吸道的刺激症状，重者有麻醉症状，甚至意识丧失。慢性影响：眼和呼吸道的轻度刺激。CO₂ 与 N₂ 属于窒息性气体，可导致人员窒息危害。因此，天然气对人员的危害主要体现为人员窒息以及人体刺激作用。

表 5.8-6 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学 品及 企业 标识	化学品名称	天然气
	危险化学品序号	2123
	生产企业名称	塔里木油田分公司
危险 性概 述	危险性类别：易燃气体 类别 1。 毒性：IV（轻度危害）。 侵入途径：吸入。 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30% 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。	
成分/组 成信息	该化学品为混合物，其主要有害成分为甲烷。 甲烷 CAS 号：74-82-8。	
急救 措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行心肺复苏术，就医。	
消防 措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	

	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。			
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	分子式	主要成分为 CH ₄	外观与性状	无色无味气体
	沸点（℃）	-161.5	闪点（℃）	-188
	熔点（℃）	-182.5	相对蒸气密度（空气=1）	0.557~0.582，平均 0.569
	饱和蒸气压（kPa）	53.32（-168.8℃）	燃烧热（kJ/mol）	890.8
	临界温度（K）	203.3	临界压力（MPa）	4.59
	爆炸极限%（V/V）	5~15	引燃温度（℃）	537
	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。		
	主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
稳定性和反应性	稳定性：稳定。 禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学信息	毒性：IV（低度危害） 急性毒性：LD ₅₀ ：无资料 LC ₅₀ ：无资料 亚急性和慢性毒性：无资料。刺激性：无资料。致敏性：无资料。致突变性：无			

	资料。 致畸性：无资料。致癌性：无资料。
生态学信息	生态毒理毒性：无资料。 生物降解性：无资料。 非生物降解性：无资料。 生物富集或生物积累性：无资料。 其它有害作用：应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。
运输信息	UN 编号：1971；包装标志：易燃气体；包装类别：II类包装；包装方法：钢制气瓶。 运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），经中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）；《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

③凝析油

凝析油属易燃、易爆炸、易挥发、易流失、易积聚静电、具有腐蚀性和一定毒性的物质，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。遇热源、明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触发生强烈反应，引起燃烧或爆炸的危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。其燃烧爆炸危险性与轻汽油相似。凝析油在储运过程中，一旦发生罐体破损、管线破裂或闸阀关闭不严，或输入量超过罐体容积等情况，容易造成油品跑、冒、滴、漏，导致环境污染和易于造成火灾爆炸事故。由于凝析油导电性较差，在装卸、输送等过程中会产生静电荷。当积聚的静电荷的放点能量大于可燃混合物的最小引燃能，并且放电间隙中油品蒸气和空气混合物处理爆炸极限范围时，将引发油气燃烧爆炸事故。由于凝析油中含有少量水分和微量腐蚀性物质，如含硫物质和氯离子。储罐和管线受储存或输送介质中腐蚀性物质的作用，发生电化学腐蚀，往往会造成不易发觉的

罐壁或管壁变薄，设备或者管线发生穿孔，导致油泄漏。虽然凝析油只有较低的毒性，但火灾时油料燃烧产生的烟气对人有较大的危害。

表 5.8-7 凝析油理化性质、危险特性及防护措施表

化学名称及企业标识	化学品名称	凝析油		
	生产企业名称	塔里木油田分公司		
组成/组份分析	凝析油为混合物，主要成分是 C ₄ 至 C ₆ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃ 之间，挥发性好，是生产溶剂油优质的原料。			
危险特性	危险性类别：易燃液体 与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着自燃。			
急救措施	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。			
消防措施	喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。用水灭火无效。			
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入，切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排水沟等限制空间。小量泄漏用砂土等惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。			
操作处置与储存	操作处置注意事项：密闭操作，局部排风。操作人员必须要遵守操作规程，远离火种、热源。作场所严禁吸烟，防止蒸气泄漏到工作场所空气中。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材。倒空的容器可能残留有害物质。 储存注意事项：大量易燃液体应储存在储罐内，桶装易燃液体应储存在规定要求的库存房内；库房低坪和铺垫不渗油，不会因撞击而发生火花。			
接触控制/个体防护	生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴自吸过滤式防毒面具（半面具）。眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴安全防护镜。防护服：穿防静电工作服。手防护：戴耐油防护手套。其它防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	燃烧性	易燃	火灾危险性分类	甲 _A 类
	闪点（℃）	-2℃	爆炸极限（%）	1.1~8.7
	自燃点（℃）	482~632	密度（水=1）	0.7916~0.8116g/cm ³
	稳定性	不稳定	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳

稳定性和反应活性	稳定性：不稳定。禁配物：无资料。避免接触的条件：无。聚合危害：不聚合。分解产物：碳化物。
毒理学资料	毒性：IV（低度危害）LD ₅₀ ：无资料 LC ₅₀ ：无资料
生态学信息	生态毒性：无相关资料。生物降解性：无相关资料。非生物降解性：无相关资料。
废弃处置	废弃物性质：危险废物。废弃处置方法：建议用焚烧法处置。废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。
运输信息	包装标志：易燃液体。包装类别：II。包装方法：全密闭罐包装。 运输注意事项：运输时运输车辆应配备相应品种和输量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

5.8.3.2 风险物质分布情况

本工程风险位置主要分布于井场内储罐及管线中。

5.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本工程开发建设过程中采气、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.8-8。

表 5.8-8 气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水	大气、土壤、地下水
井场	柴油罐泄漏	储罐腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致储罐破裂，导致泄露、火灾、爆炸、事故	柴油泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气

钻井阶段	井漏	在钻井过程中,某些区域地质构造较为特殊,砂质岩空隙度大,或工作压力超过地层破裂压力,导致工作液体(如钻井液、固井水泥浆)发生漏失	井漏事故有可能进一步引起井喷事故:若地层为含水层,钻井液漏失可能对地下水造成污染
------	----	--	--

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 井漏事故影响分析

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

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

5.8.4.2 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。

5.8.4.3 地表水环境风险分析

本工程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,且穿越冲沟和水渠时管线位于其下方,因此集输管线发生泄漏时不会对地表水体产生影响。

5.8.4.4 地下水、土壤环境风险分析

(1) 柴油罐泄漏对地下水影响分析

本工程使用的柴油在井场柴油罐中储存,存在柴油罐破裂导致柴油泄漏的可能性。本工程采取了罐体及管道在工程设计上提高设计强度、加强防腐等预防措

施；罐体安装前及管线敷设前，加强对设备、管材焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；对罐体及管线全线进行水压试验，对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加罐体及管道的安全性；建立自动控制系统依托，实现对罐体及管道的参数控制、泄漏检测；柴油罐区进行重点防渗处理，铺设 2mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求。通过采取上述措施之后，根据以往工程经验可知，柴油罐泄漏的可能性很小，不会对潜水含水层造成影响。

（2）管线对地下水影响分析

各类管线中的天然气泄露对地下水无影响，而凝析油泄漏则可能造成油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

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

5.8.5 环境风险防范措施及应急要求

5.8.5.1 钻井风险防范措施

（1）钻井井场风险防范管理措施

建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。本工程须按照一级井控要求落实环境风险防范、应急措施以及管理措施。

(2) 柴油罐泄漏事故风险防范措施

井场柴油罐区为重点防渗区，地面结构层下铺设厚 2mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 土工膜构筑防渗层，其防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。且柴油罐区外扩 3m 处设置 0.5m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，围堰有效容积不小于装置储量和事故废水总量。

(3) 井漏事故防范措施

钻井时采用水泥浆固井与下套管相结合的方式将井筒与地层分隔开。一开下入表层套管，水泥浆返至地面；二开下入技术套管，水泥浆返至地面；三开下入油层套管，水泥浆自 4000m 返至地面，通过采取上述固井及下套管措施，可以有效避免发生井漏事故，从而也避免了钻井液漏失发生窜层污染事故。

5.8.5.2 井下作业事故风险防范措施

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

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

(3) 井场设置明显的禁止烟火标志，在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

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

(5) 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。

(6) 井下作业时要求带罐操作，原油 100%回收，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

5.8.5.3 各类管线泄漏风险防范措施

(1) 管道设计执行《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)的要求，对通过不同地区等级的管道采用不同的强度设计系数，经管道强度计算确定管道的用管壁厚。通过采用增加管道强度(加大用管壁厚、降低通过高等级地区管道的应力)、适当加大管道埋深、加强管道环向焊缝的质量检查等方法满足通过高等级地区的管道安全、减少外部活动可能对管道造成的破坏。

(2) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前, 应加强对管材和焊接质量的检查, 严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验, 防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。对穿冲沟和水渠的管段, 应提高设计等级, 提高管道抗风险等级。

(3) 为了便于管线的安全运营, 根据《管道干线标记设置技术规定》(SY/T6064-2011)的规定, 沿线应设置以下标志桩: 里程桩: 管线每公里设置 1 个, 每段从 0+000m 开始, 一般与阴极保护测试桩合用。

转角桩: 在管线水平方向改变位置, 应设置转角桩, 转角桩上要标明管线里程、转角角度等。

穿跨越桩: 当管道穿(跨)越冲沟和水渠时, 应在两侧设置穿跨越桩, 穿跨越桩应标明管线名称、冲沟和水渠的名称, 线路里程, 穿跨越长度, 有套管的应注明套管长度、规格和材质等。

交叉桩: 凡是与地下管道、电(光)缆交叉的位置, 应设置交叉桩。交叉桩上应注明线路里程、交叉物名称、与交叉物的关系等。

结构桩: 当管道外防腐层或管壁发生距离变化时, 在变化位置处设置结构桩, 桩上要标明线路里程及变化前后的结构属性等。

设施桩: 当管道上有特殊设施时应设置设施桩, 桩上要标明管线里程、设施的名称及规格。

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

输送管道建成投产后, 建议重点在以下几个方面加强管理:

(1) 加强通信系统、自控系统的维护管理, 定期对各类仪表、设备进行监测和检验, 确保正常操作和事故状态下及时动作, 以防止事故的进一步扩大。确

保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(2) 加强对管道穿跨越段、水工保护设施的维护管理和沿线的巡查，以及强化管道安全保护的宣传教育，提高沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(3) 工程建成后运行期间，随着时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

(4) 根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

(5) 在输送管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

(6) 从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

(7) 重要危险点的仪表(流量、压力等)应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

(8) 通过清管排除管内污物，达到防止内腐蚀的目的。根据管道运行状况合理制定清管周期并及时组织管道的清管，特别是投产初期更应引起注意。

(9) 定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。

(10) 加大管道周围安全隐患的治理力度，遏制违章建筑及占压；对于管道上方及附近的开荒行为加强监督，防止破坏管道；严禁挖沙取土。

(11) 治理输送管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级地方政府及有关单位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不

同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

(12) 管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的机率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

本工程管道环境风险敏感性较高的重点管段风险防范措施见表 5.8-9。

表 5.8-9 重点管段风险防范措施

风险类型	重点区段描述	危害	风险防范措施
地表水体污染影响	本工程管道穿越冲沟和水渠区域	一旦发生事故，发生采出液泄漏事故	①提高设计等级：管道提高设计等级，以增强管道抵抗外部可能造成破坏的能力，具体如下： a.增加局部管道壁厚； b.管道外防腐层为三层 PE，部分敏感地段外防腐层为加强级三层 PE。 ②施工阶段的事故防范措施： a.在施工过程中，加强监理。管道焊缝采用 100%射线探伤 100%超声波探伤，确保焊口质量。 b.建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，加强检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。 c.选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对

		<p>其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。</p> <p>③运行阶段的事故防范措施</p> <p>a. 定期进行管道壁厚的测量，对严重管壁减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故发生；每半年检查管道安全保护系统(如截断阀、安全阀、放空系统等)，使管道在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度。</p> <p>b. 加大巡线频率，提高巡线的有效性；定期检查管道施工带</p>
--	--	--

5.8.5.4 火灾爆炸事故风险防范措施

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

(2) 各类井场设置明显的禁止烟火标志。

(3) 在各类井场设置可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(GB50493-2019)的要求。在输送管线设置压力、流量等检测系统，及时了解危险物质的状态信息，避免重大事故的发生。

(4) 对操作、维修人员进行培训，持证上岗。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。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。定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。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。

5.8.5.5 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

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

①按顺序关井

在管道发生断裂、泄漏事故时，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置。

(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，气田停产，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：

a.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；

b.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；

c.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。

d.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置。

5.8.6 突发环境事件应急预案

5.8.6.1 应急预案制定原则

1) 以人为本，减少危害。切实履行企业的主体责任，把保障员工和人民群众健康和生命财产安全作为首要任务，保证人、财和物资源充分并及时到位，最大程度地减少突发事件及其造成的人员伤亡和危害。

2) 居安思危, 预防为主。一危险一预案, 每一危险设施都应有一个应急预案; 对重大安全隐患进行评估、治理, 坚持预防与应急相结合, 常态与非常态相结合, 做好应对突发事件的各项准备工作。

3) 统一领导, 分级负责。在政府部门的统一领导下, 在公司应急领导小组指导下, 建立健全分类管理、分级负责、条块结合、属地管理为主的应急管理体制, 落实行政领导责任制, 切实履行公司机关的管理、监督、协调、服务职能, 充分发挥专业应急机构的作用。

4) 依法规范, 加强管理。依据有关的法律法规和管理制度, 加强应急管理, 加大宣传和培训力度, 定期演习和评估, 确保预案可行性和适用性; 使应急工作程序化、制度化、法制化。

5) 整合资源, 联动处置。实行区域应急联防制度, 整合内部应急资源和外部应急资源, 加强应急处置队伍建设, 形成统一指挥、反应灵敏、功能齐全、协调有序、运转高效的应急管理机制。

5.8.6.2 事故分类及应急预案分级

塔里木油田分公司将应急范围内的突发事件分为四类, 分别为:

1) 突发事故灾难事件。主要包括井喷失控、装置爆炸、火灾、海难、海(水)上溢油、危险化学品(含剧毒品)事故、油气管线泄漏、交通运输事故、公共设施和设备事故、作业伤害、突发环境污染和生态破坏事件等。

针对本工程, 主要是井场、管线的火灾、爆炸以及泄漏事故。

2) 突发自然灾害事件。主要包括洪汛灾害, 破坏性地震灾害, 地质灾害, 气象灾害等。

针对本工程, 这些自然灾害类型都存在。

3) 突发公共卫生事件。主要包括突发急性职业中毒事件、重大传染病疫情、重大食物中毒事件和群体性不明原因疾病, 以及严重影响公众健康和生命安全的事件等。

这些公共卫生事件, 都有可能在管道的生产运行过程中存在。

4) 突发社会安全事件。主要包括群体性事件、恐怖袭击事件和涉外突发事件、油气产品供应事件等。

根据《塔里木油田分公司博大油气开发部突发环境事件应急预案》中的关于

公司突发事件的分级,并结合本工程实际运行过程中可能发生的输气管道事故的严重程度和造成的影响范围,将本工程事故分为 A、B、C 类。

1) A 类事故

由于自然灾害、工程隐患或第三方破坏(含恐怖袭击)等引发管道产生较大裂纹或断裂,导致天然气泄漏、爆炸着火并对人员造成严重伤害、对周边环境产生严重影响或管道严重扭曲变形而必须中断供天然气的事故。

2) B 类事故

由于腐蚀或人为破坏引起的管道穿孔(主要是腐蚀穿孔)或微小裂纹,导致天然气少量泄漏,或由于自然灾害而导致的管道裸露、悬空或漂浮,可以在线补焊和处理的事故。

3) C 类事故

因设备、设施故障或其它原因造成的站场、阀室通讯故障、电力中断等,但可以通过站场内工艺调整和其它临时措施处理而不对管道运行和输气造成影响

5.8.6.3 危害形式

1) 本工程输送的介质为天然气,发生泄漏后的危害形式有:火灾、爆炸、窒息、火灾伴生污染等。

2) 发生火灾爆炸事故的主要破坏形式为:闪火、蒸气云爆炸、喷射火热辐射损伤。

5.8.6.4 应急预案响应分级

本工程分二级管理。第一级为塔里木油田分公司,第二级为各站场。

建议本应急预案可按其职能部门的所属关系及能力将应急预案分成二级,即塔里木油田分公司为一级(重大事故),站场、抢维修队为二级(一般事故)。

本工程除制定企业级应急预案外,还应与管线所经地区的相关部门进行预案的衔接,配合上级各级主管部门相应分别制定县区级应急预案和地市级应急预案。

对应前面所述事故的分类,A类事故为危害最严重的事故,须分别制定一、二级预案;B类和C类事故应编制二级预案。一旦A类事故识别成立,一、二级预案均须启动。预案的启动顺序自下而上为二级、一级。

5.8.6.5 应急预案主要内容

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亡等），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塔里木油田分公司博大油气开发部突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.8.7 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

营运期危险因素为输送管线老化破损导致天然气、采出液泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

（2）环境敏感性及事故环境影响

本工程评价范围内的地表水作为风险目标。本工程实施后的环境风险主要有柴油、天然气、采出液泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气，油类物质及甲醇可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

（3）环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司博大油气开发部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。

（4）环境风险评价结论与建议

综上，本工程环境风险是可防控的。

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险防范措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。

项目环境风险简单分析内容见表 5.8-10。

表5.8-10 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 101-博孜 105 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			

主要危险物质及分布	本工程主要危险物质为柴油、天然气和凝析油，天然气和凝析油主要分布在井场和集输管线。
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	管线、储罐发生破损造成柴油、油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，柴油泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件；泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
风险防范措施要求	详见 5.8.5 章节。
<p>填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：</p> <p>中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 145907 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 101-博孜 105 断块开发地面工程”。</p> <p>项目涉及的危险物质主要为柴油、天然气和凝析油，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，本工程环境风险可降至可防控水平。</p>	

5.9 闭井期环境影响分析

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。

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态环境保护措施可行性论证

6.1.1 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。

6.1.1.1 生态环境保护措施

(1) 农田保护措施

本工程占用农田为一般农田和基本农田。

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，在地方政府指定的区域，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，尽量避免植被较丰富的区域，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，尽量避免植被较丰富的区域，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 6.1.3、图 6.1.4。

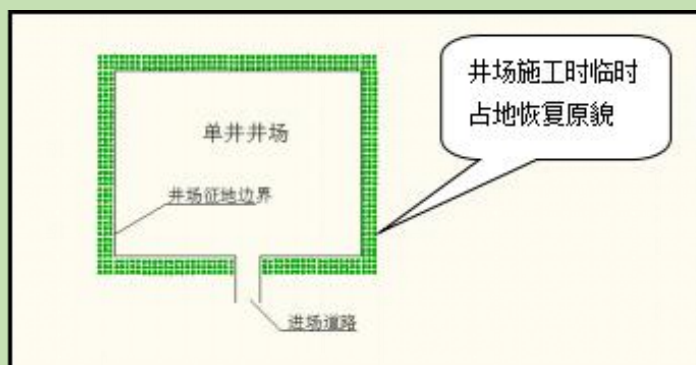


图6.1.3 井场的典型植被恢复措施设计图

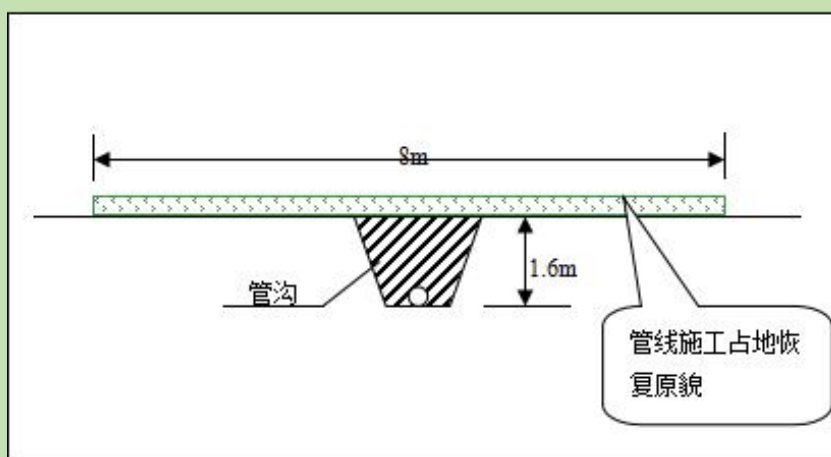


图6.1.4 管线的典型植被恢复措施设计图

6.1.1.2 水土流失保护措施

本工程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加强水土保持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。

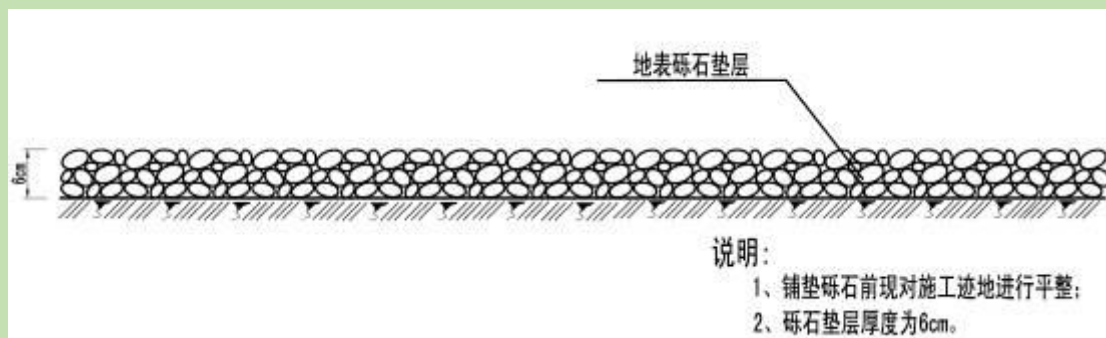


图 6.1.3 井场砾石压盖措施典型设计图

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。

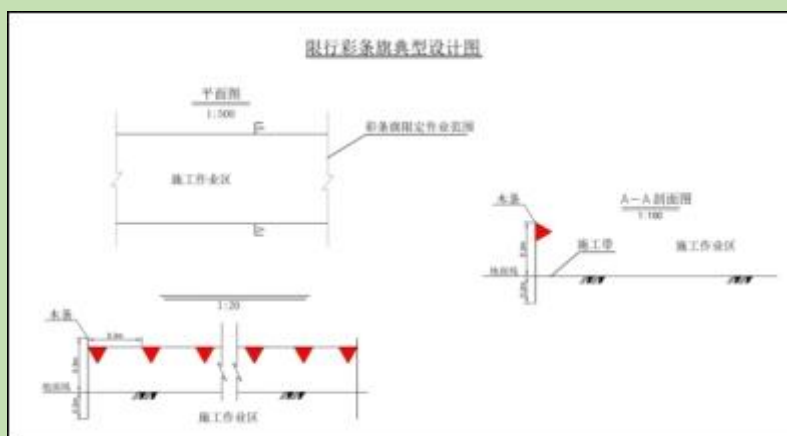


图 6.1.5 限行彩条旗典型设计图

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。

⑦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。

6.1.1.3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

本工程防沙治沙措施投资由塔里木油田分公司自行筹措, 已在本工程环保投资中考虑。

④生态、经济效益预测

本工程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。

本工程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, 本工程建设期采取的生态环境保护措施可行。

6.1.2 营运期生态恢复措施

本工程实施后, 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。

6.1.3 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

本工程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

本工程需新建集气管线，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

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，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。

6.1.4 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。

6.1.5 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

本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本工程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

本工程需新建集气管线，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。

6.2 大气污染防治措施可行性论证

6.2.1 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。

6.2.2 运营期废气污染防治措施

①项目气井采出物采用密闭集输工艺，混输至博孜天然气处理厂，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。

6.2.3 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。

6.3 废水治理措施及其可行性论证

6.3.1 施工期水污染防治措施

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) 施工生活污水

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 332d，地面工程施工天数为 100d，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 4172m³，地面工程施工期

生活用水量为 320m³。产生量较小，井场生活污水进入污水罐，定期拉运至博大采油气管理区公寓现有生活污水处理设施装置进行处理。

6.3.2 运营期水污染防治措施

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。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技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

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。

待博孜处理厂扩建设计规模 1350m³/d 的采出水处理装置和 1450m³/d 的气田排水处理装置后，能够满足整体采出水的处理需求。

本次工程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。

6.3.3 闭井期水污染防治措施

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。

6.4 噪声防治措施及其可行性论证

6.4.1 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。

6.4.2 运营期噪声防治措施

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。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。

6.4.3 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。

6.5 固废治理措施及其可行性论证

6.5.1 施工期固体废物处置措施

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) 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运至大北地区固废填埋场填埋，措施可行。

6.5.2 运营期固体废物处置措施

6.5.2.1 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 1055.92m³/a，废酸化液产生量为 329.2m³/a，废洗井液产生量为 101.16t/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。

本工程运营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。

6.5.2.2 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 $K \leq 1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。

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环保科技有限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。

本工程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。本工程含油废物全部委托库车畅源环保科技有限公司进行处置，库车畅源环保科技有限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，本工程危险废物全部委托库车畅源环保科技有限公司接收处置可行。

（3）技术可行性分析

本工程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。

6.5.3 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。

6.6 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 $P_{\max}=0.872\%$	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。

因此本工程具有良好的社会效益。

7.3 经济效益分析

本工程总投资 29538.97 万元，环保投资 1870 万元，环保投资占总投资的比例为 6.3%。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、 NO _x 、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、NO _x 、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池暂存后，定期拉 运至博大采油气管理区公寓现有生活污水处理 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	520
		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	集中收集后运至大北地区固废填埋场填埋	

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
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		180
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 $M_b \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 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 $1 \times 10^{-7} cm/s$ 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	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	采出水	COD、SS、石油类	随采出油气一起送博孜天然气处理厂处理，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。	20
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

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
防渗	井场井口、放喷池	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 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	收集后有由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	240
合计				1870

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, 减少对大气的影晌。

(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。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施,可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术,使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源,减少各种资源的损失,大大减低其对周围环境的影响。

7.4.2 环境损失分析

本工程在建设过程中,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。

本工程将扰动、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。

7.4.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施,不仅有重要的环境效益,而且在保证环境效益的前提下,一些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 1870 万元，环境保护投资占总投资的 6.3%。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。

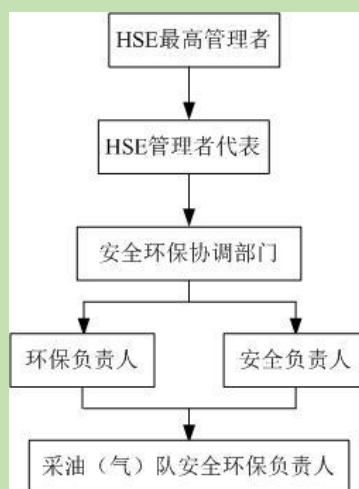


图 8.1.1 塔里木油田分公司环境管理机构设置

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》（SY/T6276-2014）的要求，其中环境管理的内容应符合 ISO14000 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 ISO14001 环境管理体系和 HSE 管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，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 ISO14000 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营期管理单位的 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；

——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。	
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	环评中环保措施落实到位
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

本工程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），本工程属于“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，在规定时间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：本工程新部署井采气井 4 口（其中 BZ101-3、BZ105-2、BZ105-3 为定向井；BZ101-4 为直井），总进尺 29959m，新增天然气产能规模为 $275 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油 269.54t/d。改扩建集气站 1 座，博孜 102-4 集气站主要扩建 4 井式进站阀组；新部署回注直井 1 口（BZ17-3W），总进尺 3240m，回注量为 $600 \text{m}^3/\text{d}$ ；新建采气管线 8.7km；新建排水管线 0.2km；新建气举气源管线 0.5km；新建气举支线 8.3km；新建 BZ17-3W 井注水支线 0.2km；新建通信光缆 10.28km；新建 35kV 架空线路 2.8km；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

本工程排放的污染物主要为：

废气：非甲烷总烃；

废水：采出水；

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

本工程运营期主要污染物排放清单见表 8.2-1 至表 8.2-4。

表8.2-1 项目运营期废气污染物排放清单

污染源	污染物	污染物产生			处理措施		污染物排放		排放量 t/a	排放 时间 h/a
		核算方 法	废气 量 m ³ /h	产生 速率 kg/h	工艺	效率%	核算方 法	排放速率 kg/h		
无 组织	单个井场 非甲烷 总烃	系数法	--	--	采取设备 密闭,加强 操作管理	--	系数法	0.0036	0.032	8760

表8.2-2 项目运营期废水污染物排放清单

类别	污染因子	处理措施	排放去向
采出水	COD、SS、石油类	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技术要求及分析 方法》(SY/T5329-2022)标准后回注	不外排

表8.2-3 项目运营期噪声污染物排放清单

装置	噪声 源	声源 类型	噪声源强		降噪措施及效果		噪声排放值		持续 时间 /h
			核算方 法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方 法	噪声值 dB (A)	
采气 井场	采气树	频发	类比法	70~85	基础减振	降低25dB (A)	类比法	55~60	8760

表8.2-4 项目运营期危险废物产排污统计表

危险废 物名称	类别	代码	产生量 (t/a)	产生工序 及装置	形态	主要 成分	有害 成分	危险 特性	措施
油泥 (砂)	HW08 废矿物油 与含矿物 油废物	071-001-08	2	油气开采、管 道集输、井下 作业	固态	油类 物质、 泥沙	油类 物质	T, I	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			0.019	清管作业	固态	油类物 质	油类 物质	T, I	
废防渗 材料		900-249-08	2.75	井下修理	固态	油类物 质	油类 物质	T, I	

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。

通过对本工程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

根据本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。本翻供称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

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频次
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	下风向场界外 10m 范围内	每年一次
生态		沙化土地的动态变化信息	场站及管线占地外延	每 5 年一次
		生物多样性	200m 范围内	

(2) 环境质量现状监测计划

本工程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

本工程应急监测见表 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。本工程竣工环保“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、NO _x 、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、NO _x	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、NO _x 、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
	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生活污水池暂存后，定期拉运至博大采油气管理区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	集中收集后运至大北地区固废填埋场填埋	
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 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；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 $1 \times 10^{-7} cm/s$ 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；防止油污泄漏下渗污染；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）
废水	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技术要求及分析方法》（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》（GB18597-2001）及其修改单（环境保护部公告2013年第36号），《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）

环境	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			
风险	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 $M_b \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 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 101-博孜 105 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 29538.97 万元，环保投资 1870 万元，环保投资占总投资的比例为 6.3%。

建设内容：本工程新部署大斜度井采气井 4 口（其中 BZ101-3、BZ105-2、BZ105-3 为定向井；BZ101-4 为直井），总进尺 29959m，新增天然气产能规模为 $275 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油 269.54t/d。改扩建集气站 1 座，博孜 102-4 集气站主要扩建 4 井式进站阀组；新部署回注直井 1 口（BZ17-3W），总进尺 3240m，回注量为 $600 \text{m}^3/\text{d}$ ；新建采气管线 8.7km；新建排水管线 0.2km；新建气举气源管线 0.5km；新建气举支线 8.3km；新建 BZ17-3W 井注水支线 0.2km；新建通信光缆 10.28km；新建 35kV 架空线路 2.8km；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，年生产 365 天。

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、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；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池暂存后，定期拉运至博大采油气管理区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。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。

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，本工程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。由于工程管线防腐防渗，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。

9.1.4.4 声环境影响分析

本工程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采气树等，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，工程噪声对环境的影响可接受。

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，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: 0.419/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，本工程选址可行。

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。